

ТОВАРИЩЕСТВО С ОГРАНИЧЕННОЙ ОТВЕТСТВЕННОСТЬЮ
«УРИХТАУ ОПЕРЕЙТИНГ»

АТЫРАУСКИЙ ФИЛИАЛ ТОВАРИЩЕСТВА С ОГРАНИЧЕННОЙ ОТВЕТСТВЕННОСТЬЮ
«КМГ ИНЖИНИРИНГ»

Государственная лицензия №20005299

УТВЕРЖДАЮ:

Генеральный директор
ТОО «Урихтау Оперейтинг»
_____ Таспихов А.С.

« _____ » _____ 2021 г.

ДОПОЛНЕНИЕ К ПРОЕКТУ ПРОБНОЙ ЭКСПЛУАТАЦИИ МЕСТОРОЖДЕНИЯ ВОСТОЧНЫЙ УРИХТАУ

Договор №10//3/2021 от 05.01.2021г.

Директор Атырауского филиала
ТОО «КМГ Инжиниринг»:

Р.Н. УТЕЕВ

Первый заместитель директора
филиала по добыче:

А.С. МАРДАНОВ

г. Атырау, 2021 г

СПИСОК ИСПОЛНИТЕЛЕЙ

<p>Директор департамента по разработке</p> <p>_____ Джаксылыков Т.С.</p>	<p>(общее руководство)</p>
<p>Руководитель проекта, руководитель службы разработки месторождений КГМ, КТМ, КОА, УО)</p> <p>_____ Хажитов В.З.</p>	<p>(общее руководство)</p>
<p>Ответственный исполнитель по геологии, Инженер службы оценки запасов</p> <p>_____ Тұқпатолла Д.С..</p>	<p>(глава 10, разделы 2.1, 2.5, 3.2, глава 8)</p>
<p>Ответственный исполнитель по разработке, Эксперт службы разработки месторождений КГМ, КТМ, КОА, УО)</p> <p>_____ Туленбаева Б.Р.</p>	<p>(главы 1, 3, 4, 8, 9, 12,13 раздел 2.3)</p>
<p>Инженер службы разработки месторождений КГМ, КТМ, КОА, УО)</p> <p>_____ Дүзбаева Г.Б.</p>	<p>(глава 3)</p>
<p>Руководитель службы геофизики и петрофизики</p> <p>_____ Жамалиденова Г.Т.</p>	<p>(разделы 2.2, 2.4, 5.2)</p>
<p>Инженер службы геофизики и петрофизики</p> <p>_____ Ашимов Ж.Е.</p>	<p>(разделы 2.2, 5.2)</p>
<p>Старший инженер службы геофизики и петрофизики</p> <p>_____ Нысанғалиева Ш.О.</p>	<p>(разделы 2.2, 2.4, 5.2)</p>
<p>Ведущий инженер службы геологического моделирования</p> <p>_____ Есенов Қ.М.</p>	<p>(разделы 2.3, 5.2)</p>
<p>Старший инженер службы гидродинамического моделирования</p> <p>_____ Бисенов М.А.</p>	<p>(глава 4, раздел 3.9)</p>
<p>Инженер службы техники и технологии добычи нефти и газа</p> <p>_____ Дюсемалиев А.Б.</p>	<p>(раздел 6.1)</p>
<p>Инженер службы системы сбора, транспортировки и подготовки продукции</p> <p>_____ Аверьянова Ю.В.</p>	<p>(разделы 6.3, 6.4, 6.5, 6.6)</p>
<p>Старший инженер службы интенсификации добычи нефти и повышения нефтеотдачи пластов</p> <p>_____ Насипкалиев А.Н.</p>	<p>(раздел 6.2)</p>
<p>Ведущий инженер службы проектирования бурения и ремонта скважин</p> <p>_____ Жаманбаев А.М.</p>	<p>(глава 7)</p>
<p>Ведущий инженер службы экологии</p> <p>_____ Абир М.К.</p>	<p>(глава 9)</p>

Инженер службы бюджетирования и экономических исследований

(главы 10, 11)

_____ Дюсен Д.

Ответственный за Документ-контроль: _____ Сабельфельд В.А.

Приложение №2
к Заказ-наряду № 3
от «19» августа 2021 г.

ТЕХНИЧЕСКОЕ ЗАДАНИЕ

на составление НИР

«Дополнение к проекту пробной эксплуатации месторождения Восточный Урихтау» с проектом ОВОС

Краткая информации о месторождении

ТОО «Урихтау Оперейтинг» проводит пробную эксплуатацию месторождения Восточный Урихтау Мугалжарского района Актыобинской области согласно Контракту № 2882 от 5 декабря 2008 г. Согласно Дополнению №14 Период разведки для оценки продлен на до 31.12.2022г. Согласно протоколу Экспертной комиссии по вопросам недропользования МЭ РК №20/3 от 09.07.2021 года, Компетентным органом согласовано продление срока действия Контракта до 01.06.2023г.

Согласно Приложения к Контракту на недропользование от 24 сентября 2013г., (регистрационный №114Р-УВС) площадь геологического отвода составляет 239,95 кв. км, глубина отвода – до кровли фундамента.

В 2010г. в пределах геологического отвода месторождения Урихтау и прилегающей территории были проведены 3Д сейсмические работы на площади 155 кв. км (100 кв. км – полная кратность). Выполненными работами было доизучено геологическое строение месторождения Урихтау, а также выявлено наличие положительных структур на юге и востоке от месторождения Урихтау. На наличие этих положительных структур указали и результаты сейсморазведочных работ 2Д, проведенных в рассматриваемом районе в 1985г.

В 2012г. ТОО «НИИ «Каспиймунайгаз» был составлен «Проект поисковых работ на участке Урихтау (Восточный Урихтау и Южный Урихтау)», которым предусматривалось бурение двух поисковых скважин на участке Южный Урихтау (ЮУ-1, ЮУ-2) и двух поисковых скважин на участке Восточный Урихтау (ВУ-1, ВУ-2), а также проведение сейсморазведочных работ 3Д на данных участках.

Первооткрывательницей месторождения Восточный Урихтау является скважина ВУ-1, из которой при испытании КТ-II в 2015г в интервалах 4105-4111м, 4115-4122м, 4125-4133м получен приток в объеме 10480 м³/сут газа, 1,5 м³/сут нефти и 6,14 м³/сут воды.

По результатам бурения и испытания скважины ВУ-1 в 2016г ТОО «НИИ «Каспиймунайгаз» был составлен отчет «Оперативный подсчет запасов нефти и растворенного газа месторождения Восточный Урихтау» (протокол ГКЗ №1754-16-II от 21.12.2016г.).

По результатам бурения и испытания скважины ВУ-2 в 2019г ТОО «НИИ «Каспиймунайгаз» был составлен отчет «Оперативный подсчет запасов нефти и растворенного газа месторождения Восточный Урихтау» (протокол ГКЗ №2052-19-II от 30.05.2019г.).

На месторождении пробурены 2 скважины, из которых получены промышленные притоки УВ.

В 2019 г. ТОО «КМГ Инжиниринг» «Каспиймунайгаз» составлен «Проект пробной эксплуатации месторождения Восточный Урихтау» (протокол ЦКРР РК 13.09.2019г. №13/19). Проектом планировалась пробная эксплуатация в течение 3-х лет (01.11.2019-31.10.2022гг) на основном объекте II пятью скважинами.

В декабре 2020 г., по завершении расконсервации и освоения, скважины ВУ-1 и ВУ-2 запущены в работу через АГЗУ на ДНС, на которой скважинная продукция проходит трехступенчатую сепарацию, и сырая разгазированная нефть направляется через нефтепровод

на ЦПНГ Алибекмола.

По состоянию на 01.08.2021 г. со скважин ВУ-1 и ВУ-2 фактически добыто 28,741 тыс.т нефти и 13,579 млн.м³ попутного газа.

По состоянию на 01.08.2021 г. средний дебит скважины ВУ-1 по нефти составляет 93,8 тонн в сутки, дебит по скважине ВУ-2 составляет 53,4 тонна в сутки. Газовый фактор по скважине ВУ-1 составляет 518,2 м³/т, по скважине ВУ-2 – 392,4 м³/т.

1. Цели и задачи проекта

В соответствии с «Едиными правилами по рациональному и комплексному использованию недр» (Приказ Министра энергетики Республики Казахстан № 239 от 15 июня 2018 года), а также в соответствии с «Методическими рекомендациями по составлению проектов пробной эксплуатации нефтяных, газонефтяных и нефтегазовых залежей (совокупности залежей)» (Приказ Министра энергетики Республики Казахстан № 329 от 24 августа 2018 года), требуется выполнить проектный документ «Дополнение к проекту пробной эксплуатации месторождения Восточный Урихтау» с проектом ОВОС.

Проведение пробной эксплуатации месторождения Восточный Урихтау позволит:

- уточнить геометрию залежи (залежей), начальные пластовые давления и температуру, геотермический градиент, режим залежей и возможную динамику изменения давлений, продуктивность, приемистость, характеристику законтурной области и т.д.;
- уточнить динамику изменения газового фактора;
- путем разработки программы проведения исследовательских работ уточнить добывные возможности скважин, состав и физико-химических свойства пластовых флюидов, эксплуатационные характеристики пласта;
- накопить необходимую геолого-техническую базу данных для составления полноценного проекта разработки месторождения и создания геолого-гидродинамической модели месторождения.

В дополнении к проекту пробной эксплуатации необходимо обосновать:

- анализ текущего состояния пробной эксплуатации;
- характеристика структуры пробуренного фонда скважин и показателей их эксплуатации;
- характеристика отборов нефти, жидкости и газа;
- цели, задачи и сроки пробной эксплуатации;
- виды, объемы и сроки рекомендуемого комплекса геолого-геофизических и гидродинамических исследований скважин и пластов, лабораторного изучения керна и пластовых флюидов, отбор керна, глубинных, поверхностных проб нефти, газа и воды;
- специальную программу режимных исследований с целью установления технологически обоснованных условий эксплуатации скважин:
 - при забойных давлениях выше и ниже давления насыщения;
 - по газовому фактору, обводненности продукции и другим параметрам, а также для оценки допустимых депрессий;
 - количество и местоположение вводимых в эксплуатацию скважин (пробуренных поисковых и оценочных скважин, которые будут вовлечены в пробную эксплуатацию);
 - количество и местоположение опережающих добывающих и нагнетательных скважин, проектируемых к вводу из бурения, расстояние между ними, интервалы отбора керна и объем лабораторных исследований;

- основные ожидаемые показатели по фонду скважин, максимальным уровням добычи нефти (жидкости), газа (закачки воды) (по горизонтам и в целом по месторождению);
- способы эксплуатации скважин, устьевое и внутрискважинное оборудование;
 - требования и рекомендации к системе сбора и промышленной подготовки продукции скважин, утилизации и (или) переработке газа;
 - мероприятия по доразведке месторождения;
 - порядок формирования обеспечения исполнения обязательств по ликвидации последствий недропользования и размер суммы обеспечения.

2. Исходные данные

- 2.1. Отчет «Оперативный подсчет запасов нефти и газа месторождения Восточный Урихтау Актюбинской области Республики Казахстан по состоянию изученности на 01.07.2016г», составленный ТОО «НИИ «Каспиймунайгаз»;
- 2.2. «Проект оценочных работ на месторождении Восточный Урихтау», составленный ТОО «НИИ «Каспиймунайгаз» с проектом ОВОС;
- 2.3. Отчет «Оперативный подсчет запасов углеводородов месторождения Восточный Урихтау по состоянию изученности на 31.03.2019г», составленный НИИ «Каспиймунайгаз» – филиалом ТОО «НИИ ТДБ «КазМунайГаз» в городе Атырау;
- 2.4. «Проект пробной эксплуатации месторождения Восточный Урихтау» составленный ТОО «КМГ Инжиниринг» «Каспиймунайгаз».

3. Содержание работы

- Реферат;
- Введение;
- Глава 1 - Общие сведения о месторождении;
- Глава 2 - Геолого-физическая характеристика месторождения, включающая нижеследующие разделы:
 - 2.1 Характеристика геологического строения;
 - 2.2 Характеристика толщин, коллекторских свойств продуктивных пластов и их неоднородности;
 - 2.3 Физико-химические свойства нефти, газа и воды;
 - 2.4 Физико-гидродинамические характеристики;
 - 2.5 Запасы нефти и газа;
- Глава 3 - Подготовка геолого-промысловой основы для проектирования пробной эксплуатации, включающая нижеследующие разделы:
 - 3.1 Цели, задачи и сроки пробной эксплуатации;
 - 3.2 Анализ результатов испытания и гидродинамических исследований скважин;
 - 3.3 Характеристика структуры пробуренного фонда скважин и показателей их эксплуатации;
 - 3.4 Характеристика отборов нефти, жидкости, газа и закачки рабочего агента;
 - 3.5 Выделение объектов пробной эксплуатации по геолого-физическим характеристикам пластов;
 - 3.6 Расчет запасов нефти проектных скважин. Общая площадь участка пробной эксплуатации, расположение проектных скважин и их назначение;
 - 3.7 Методы воздействия по увеличению продуктивности скважин;
 - 3.8 Обоснование рабочих агентов для воздействия на пласт;
 - 3.9 Обоснование принятой методики прогноза технологических показателей пробной эксплуатации.

- Глава 4 - Прогноз технологических показателей пробной эксплуатации, включая обоснование динамики разбуривания и последовательности ввода в пробную эксплуатацию отдельных участков выделенных объектов; расчет технологических показателей варианта пробной эксплуатации, расчеты добычи нефти, жидкости, газа для каждой скважины с учетом сроков их пребывания в эксплуатации и графика ввода скважин в пробную эксплуатацию;
- Глава 5 - Программа и объем исследовательских работ по контролю за пробной эксплуатацией, включающая нижеследующие разделы:
 - 5.1 Цели и направления исследовательских работ, включающий: Программу геолого-промысловых и лабораторно-исследовательских работ по пробной эксплуатации и доразведке месторождения, анализ выполненных на месторождении геологоразведочных и промысловых работ;
 - 5.2 Программа испытаний и контроля за пробной эксплуатацией, включающий Программу контроля за пробной эксплуатацией, определения недоизученных видов исследований (обоснование геологической модели резервуара, проведение промысловых исследований в скважинах, лабораторных и экспериментальных исследований и т.д.), рекомендуемые мероприятия по уточнению запасов углеводородов, их извлекаемой части и подготовки исходных данных для проектирования разработки, комплекс промысловых исследований с рекомендациями по их периодичности.
- Глава 6 - Техника и технология добычи нефти, включающая нижеследующие разделы:
 - 6.1 Выбор рекомендуемых способов эксплуатации скважин, устьевого и внутрискважинного оборудования, включающий: расчетные давления на устьях опеночных, опережающих добывающих и нагнетательных скважин, предельные давления фонтанирования и условия перевода скважин на механизированный способ добычи, выбор способов механизированной эксплуатации скважин;
 - 6.2 Мероприятия по предупреждению и борьбе с осложнениями при эксплуатации скважин, включающий: определение факторов, обуславливающих возможные осложнения при эксплуатации скважин, обоснование допустимой депрессии на пласт и предельные дебиты скважин, при наличии водонефтяных и подгазовых зон — рекомендуемые отходы интервалов перфорации от положений флюидных контактов, антикоррозионные мероприятия, выбор реагентов для борьбы с осложнениями;
 - 6.3 Требования и рекомендации к системе сбора и промысловой подготовки продукции скважин;
 - 6.4 Рекомендации к качеству воды, используемой для заводнения;
 - 6.5 Рекомендации к технологии и технике приготовления и закачки рабочих агентов в пласт при применении методов повышения нефтеизвлечения;
 - 6.6 Программа утилизации газа, включающий: мероприятия по выполнению программы развития переработки сырого газа с начала реализации пробной эксплуатации и план по утилизации газа на основе обновленной прогнозной добычи газа.
- Глава 7 - Рекомендации к конструкциям скважин и производству буровых работ, методам вскрытия пластов и освоения скважин, включающая нижеследующие разделы:
 - 7.1 Рекомендации к конструкциям скважин и производству буровых работ;
 - 7.2 Рекомендации к методам вскрытия продуктивных пластов и освоения скважин.
- Глава 8 - Мероприятия по доразведке.

- **Глава 9 - Охрана недр и окружающей среды**, включая охрану труда, противопожарные и противорадиационные мероприятия, данную главу необходимо базировать на материалах проекта ОВОС.
 - **Глава 10 - Капитальные вложения**, включая нормативы капитальных вложений, расчеты капитальных вложений с учетом бурения скважин, ввода мощностей по закачке рабочих агентов в пласт, подготовки нефти и газа и т.д. в целом по месторождению, а также с учетом технологических показателей пробной эксплуатации, объемов исследовательских работ и объемов работ по доразведке месторождения.
 - **Глава 11 - Мероприятия по ликвидации последствий недропользования** и расчет размера суммы обеспечения ликвидации последствий пробной эксплуатации, включая стоимость рекультивации, платежи за выбросы загрязняющих веществ в атмосферу, образующиеся в процессе демонтажных работ, а также платежи за размещение отходов.
- 4. Содержание проекта ОВОС:**
- **Глава 1 - Обзор регламентирующих документов и процедур при разработке проекта предварительной оценки воздействия на окружающую среду (ОВОС);**
 - **Глава 2 - Краткая характеристика проектируемых работ;**
 - **Глава 3 - Социально-экономические условия территорий;**
 - **Глава 4 - Современное состояние окружающей среды;**
 - **Глава 5 - Предварительная оценка воздействия планируемой хозяйственной деятельности на окружающую среду.** В этой главе будет рассмотрена предварительная оценка воздействия планируемой хозяйственной деятельности на окружающую среду. Будут приведены расчеты приземных концентраций загрязняющих веществ на специальном ПО, проводимые с учетом действующих, строящихся и намеченных к строительству предприятий (объектов) и существующего фонового загрязнения. Источниками воздействия на атмосферный воздух, являются технологическое оборудование, установки, системы и сооружения основных и вспомогательных производств и т.д.;
 - **Глава 6 - Комплексная оценка воздействия на окружающую среду.** В данной главе будут приведены комплексная оценка воздействия на качество атмосферного воздуха; оценка воздействия на поверхностные и подземные воды; факторы негативного воздействия на экологическую среду; оценка воздействия на почвенный покров; оценка воздействия на растительность; факторы воздействия на животный мир; радиационная обстановка; физические воздействия; социально-экономические условия; состояние здоровья населения; охрана памятников истории и культуры;
 - **Глава 7 - Аварийные ситуации и их предупреждение.** В данной главе описываются факторы негативного воздействия на окружающую среду и мероприятия. В период проведения работ по реализации рассматриваемого проекта влияние на окружающую среду могут оказывать следующие факторы: физические и химические. Для предотвращения или предупреждения аварийных ситуаций при производстве работ предлагаются рекомендуемые мероприятия;
 - **Глава 8 - Программа экологического мониторинга.** В этой главе рассматривается мониторинг состояния промышленных площадок эксплуатации скважин; мониторинг состояния технологического оборудования; мониторинг состояния и размещения отходов; мониторинг состояния биосферы; оборудование и методы проведения мониторинга; контроль в области охраны окружающей среды;

- Глава 9 - Плата за эмиссии в окружающую среду.
- Глава 10 - Заявление об экологических последствиях.

Список литературных источников.

Приложения.

– Все дополнительные вопросы, не нашедшие отражения в настоящем Техническом задании, которые могут возникнуть у Заказчика, рассматриваются в рабочем порядке и, при необходимости, должны учитываться в проекте.

Окончательный вариант проекта должен включать:

- Рекомендации о необходимости проведения дополнительных исследований для уточнения геологического строения месторождения, обоснования методик и параметров разработки месторождения;
- Расчет производственных показателей на период пробной эксплуатации.

5. Требования о предварительном согласовании разделов всех глав работы «Дополнение к проекту пробной эксплуатации месторождения Восточный Урихтау» с проектом ОВОС

Подрядчик обязан защитить НИР «Дополнение к проекту пробной эксплуатации месторождения Восточный Урихтау» с проектом ОВОС на совместном ГТС АО НК «КазМунайГаз» и ТОО «Урихтау Оперейтинг», далее проект проходит государственную экологическую экспертизу, проводимую в соответствии с экологическим законодательством Республики Казахстан и, после получения положительного заключения, представляется на рассмотрение в ЦКРР месторождений углеводородов РК.

6. Экспертиза и согласование проекта

Согласно Кодексу Республики Казахстан от 27.12.2017г № 125-V «О недрах и недропользовании», Дополнение к проекту пробной эксплуатации утверждается, согласовывается и проходит экспертизу в соответствии с экологическим законодательством Республики Казахстан (заключение государственной экологической экспертизы).

Организация и проведение общественных слушаний (информирование в средствах массовой информации на казахском и русском языках, подготовка материалов, докладов для общественных слушаний, ведение протокола, подготовка и подписание протокола и т.д.).

7. Научно-технические рекомендации к выполнению и результатам работы:

При выполнении данной работы в качестве руководящих должны быть использованы следующие документы:

- 7.1 «Методические рекомендации по составлению проектов пробной эксплуатации нефтяных, газонефтяных и нефтегазовых залежей (совокупности залежей)», утвержденные МЭ РК приказом от 24 августа 2018 года № 329;
- 7.2 Кодекс Республики Казахстан «О недрах и недропользовании» № 125-VI ЗРК от 27.12.2017г (с изменениями и дополнениями от 01.07.2021г);
- 7.3 «Единые правила по рациональному и комплексному использованию недр», утверждённые приказом Министра энергетики РК за № 239 от 15.06.2018г;
- 7.4 Экологический кодекс Республики Казахстан от 2 января 2021 года № 400-VI;
- 7.5 Правила консервации и ликвидации при проведении разведки и добычи УВ и добычи урана (Приказ Министра энергетики Республики Казахстан №200 от 22.05.2018г);
- 7.6 «Правила обеспечения промышленной безопасности для опасных производственных объектов нефтяной и газовой отраслей промышленности» (Приказ Министра по инвестициям и развитию Республики Казахстан от 30.12.2014г. №355);

7.7 Инструкция по организации и проведению экологической оценки от 30 июля 2021 года (Приказ Министра экологии, геологии и природных ресурсов Республики Казахстан № 280).

7.8 Другие нормативные правовые акты РК.

8. Специальные требования к Подрядчику:

8.1 Необходимо наличие лицензии у Подрядчика на проектирование (технологическое) и (или) эксплуатацию горных производств (углеводороды), нефтехимических производств, эксплуатацию магистральных газопроводов, нефтепроводов, нефтепродуктопроводов в сфере углеводородов, с подвидом: Составление проектных документов; технологических регламентов; технико-экономического обоснования проектов для месторождений углеводородов;

8.2 Лицензия на выполнение работ и оказание услуг в области охраны окружающей среды;

8.3 Подрядчик обязуется устранить все замечания, которые могут возникнуть при согласовании предварительных результатов работ с Заказчиком.

9. Субподрядчики

Подрядчик вправе привлечь субподрядчиков для выполнения работы, при этом объем передаваемых долей работы не должен превышать одной трети от всего объема работы.

10. Перечень и комплектность научной, технической и другой документации, подлежащей оформлению и сдаче Заказчику по работе в целом:

Подрядчик передает Заказчику проект в 4 экз. на бумажных носителях и на цифровом носителе в соответствии с ГОСТ 7.32—2017.

11. Завершение работ

Договорные отношения между Подрядчиком и Заказчиком считаются законченными на основании утверждения проекта Заказчиком и успешной защиты на заседании ЦКРР месторождений углеводородов РК.

12. Сроки выполнения работ: с момента подписания Заказ-наряда и по декабрь 2021 г.

Заказчик:

ТОО «Урихтау Оперейтинг»


М.П.  Таспихов А.С.

Подрядчик:

Атырауский филиал
ТОО «КМГ Инжиниринг»


 / Жайканов А.Б.

СОДЕРЖАНИЕ

№№ п/п	НАИМЕНОВАНИЕ ГЛАВ И РАЗДЕЛОВ	Стр.
	2	3
	РЕФЕРАТ	23
	ВВЕДЕНИЕ	24
1	ОБЩИЕ СВЕДЕНИЯ О МЕСТОРОЖДЕНИИ	30
2	ГЕОЛОГО-ФИЗИЧЕСКАЯ ХАРАКТЕРИСТИКА МЕСТОРОЖДЕНИЯ	33
2.1	Характеристика геологического строения	33
2.1.1	<i>Литолого-стратиграфическая характеристика</i>	33
2.1.2	<i>Тектоника</i>	43
2.1.3	<i>Нефтегазоносность</i>	70
2.2	Характеристика толщин, коллекторских свойств продуктивных горизонтов и их неоднородности	77
2.3	Свойства и состав нефти, газа и воды	88
2.3.1	<i>Свойства нефти в пластовых условиях</i>	90
2.3.2	<i>Состав и свойства нефти в поверхностных условиях</i>	94
2.3.3	<i>Состав и свойства растворенного газа</i>	94
2.3.4	<i>Физические свойства и химический состав подземных вод</i>	99
2.4	Физико-гидродинамические характеристики	102
2.5	Запасы нефти и растворенного газа	112
3	ПОДГОТОВКА ГЕОЛОГО-ПРОМЫСЛОВОЙ ОСНОВЫ ДЛЯ ПРОЕКТИРОВАНИЯ ПРОБНОЙ ЭКСПЛУАТАЦИИ	114
3.1	Цели, задачи и сроки пробной эксплуатации	114
3.2	Обоснование пространственных границ залежей горизонтов для проведения пробной эксплуатации	114
3.3	Анализ результатов испытания и гидродинамических исследований скважин	121
3.3.1	Методика и результаты опробования	121
3.3.2	Оценка начальных термобарических условий залегания пластов	149
3.3.3	Характеристика энергетического состояния	151
3.4	Анализ текущего состояния пробной эксплуатации	151
3.4.1	<i>Характеристика структуры пробуренного фонда скважин и показателей их эксплуатации</i>	151
3.4.2	Характеристика отборов нефти, жидкости и газа, и закачки рабочего агента	154
3.4.3	<i>Сопоставление проектных и фактических показателей пробной эксплуатации</i>	155
3.5	Выделение объектов пробной эксплуатации по геолого-физическим характеристикам пластов	158
3.6	Расчет запасов нефти проектных скважин. Общая площадь участка пробной эксплуатации, расположение проектных скважин и их назначение	160
3.7	Методы воздействия по увеличению продуктивности скважин	162
3.8	Обоснование рабочих агентов для воздействия на пласт	166
3.9	Обоснование принятой методики прогноза технологических показателей пробной эксплуатации	166
4	ПРОГНОЗ ТЕХНОЛОГИЧЕСКИХ ПОКАЗАТЕЛЕЙ ПРОБНОЙ ЭКСПЛУАТАЦИИ	170
4.1	Программа режимных исследований	171

5	ПРОГРАММА И ОБЪЕМ ИССЛЕДОВАТЕЛЬСКИХ РАБОТ ПО КОНТРОЛЮ ЗА ПРОБНОЙ ЭКСПЛУАТАЦИЕЙ	182
5.1	Цели и направления исследовательских работ	182
5.2	Программа испытаний и контроля за пробной эксплуатацией	183
6	ТЕХНИКА И ТЕХНОЛОГИЯ ДОБЫЧИ НЕФТИ И ГАЗА	191
6.1	Обоснование выбора рекомендуемых способов эксплуатации скважин, устьевого и внутрискважинного оборудования	191
6.1.1	Выбор и обоснование технологических режимов эксплуатации скважин	192
6.1.2	Условия фонтанирования скважин	192
6.1.3	Расчёт и обоснование минимального забойного давления.	192
6.1.4	Обоснование выбора внутрискважинного оборудования	193
6.1.5	Обоснование выбора устьевого оборудования	195
6.2	Мероприятия по предупреждению и борьбе с осложнениями при эксплуатации скважин	196
6.2.1	Мероприятия по борьбе с коррозией	196
6.2.2	Мероприятия по борьбе с отложениями, смол, асфальтенов и парафина (АСПО)	198
6.2.3	Мероприятия по предупреждению гидратообразований при добыче газа	200
6.3	Требования и рекомендации к системе сбора и промысловой подготовки продукции скважин	204
6.3.1	<i>Основные требования к системе сбора и промысловой подготовки продукции скважин</i>	204
6.3.2	<i>Рекомендации по системе внутривпромыслового сбора и промыслового транспорта добываемой продукции</i>	205
6.4	Рекомендации к качеству воды, используемой для заводнения	212
6.5	Требования к технологии и технике приготовления и закачки рабочих агентов в пласт при применении методов повышения нефтеизвлечения	212
6.6	Программа утилизации газа	212
7	ТРЕБОВАНИЯ К КОНСТРУКЦИЯМ СКВАЖИН И ПРОИЗВОДСТВУ БУРОВЫХ РАБОТ, МЕТОДАМ ВСКРЫТИЯ ПЛАСТОВ И ОСВОЕНИЯ СКВАЖИН	214
7.1	Требования и рекомендации к конструкциям скважин и производству буровых работ	214
7.2	Требования к методам вскрытия пластов и освоения скважин	219
8	МЕРОПРИЯТИЯ ПО ДОРАЗВЕДКЕ	221
9	ОХРАНА НЕДР И ОКРУЖАЮЩЕЙ СРЕДЫ	223
9.1	Климатические условия расположения месторождения	223
9.2	Современное состояние атмосферного воздуха	224
9.3	Обоснование размеров СЗЗ (санитарно-защитной зоны)	233
9.4	Охрана поверхностных и подземных вод от загрязнения и истощения	238
9.5	Производственные отходы предприятия	241
9.6	Охрана недр	242
9.7	Аварийные ситуации	248
9.8	Почвенный покров	249
9.9	Растительный мир	252
9.10	Животный мир	253
9.11	Радиационная обстановка	254
9.12	Аварийные ситуации	256
10	КАПИТАЛЬНЫЕ ВЛОЖЕНИЯ	259
11	МЕРОПРИЯТИЯ ПО ЛИКВИДАЦИИ ПОСЛЕДСТВИЙ НЕДРОПОЛЬЗОВАНИЯ И РАСЧЕТ РАЗМЕРА СУММЫ	260

	ОБЕСПЕЧЕНИЯ ЛИКВИДАЦИИ ПОСЛЕДСТВИЙ ПРОБНОЙ ЭКСПЛУАТАЦИИ	
	СПИСОК ИСПОЛЬЗОВАННЫХ ИСТОЧНИКОВ	263
	ТАБЛИЧНЫЕ ПРИЛОЖЕНИЯ	

СПИСОК ТАБЛИЦ

№№ п/п	№№ табл.	Наименование	Стр.
1	2	3	4
1	2.1.1	Стратиграфические разбивки по скважинам	42
2	2.2.1	Характеристика отбора керна	78
3	2.2.2	Комплекс исследований, проведенный на керне скважин ВУ-1 и ВУ-2	79
4	2.2.3	Характеристика толщин продуктивных горизонтов	82
5	2.2.4	Характеристика коллекторских свойств и нефтенасыщенности по горизонтам	83
6	2.2.5	Статистические ряды распределения проницаемости	85
7	2.3.1	Замеренные параметры пластовой нефти	89
8	2.3.2	Сопоставления и принятые параметров пластовой нефти, горизонт горизонт КТ-II-3-1	92
9	2.3.3	Сопоставления и принятые параметров пластовой нефти, горизонт горизонт КТ-II-3-2/ КТ-II-4	92
10	2.3.4	Изменение параметров пластовой нефти по снижению давления, горизонт КТ-II-3-2	94
11	2.3.5	Свойства нефти в поверхностных условиях	96
12	2.3.6	Сопоставления и средние значения параметров нефти в поверхностных условиях	97
13	2.3.7	Компонентный состав газа стандартной сепарации пластовой нефти	97
14	2.3.8	Сопоставления и средние значения компонентов газа	99
15	2.3.9	Сравнение содержания ионов и примесей в пластовой воде	101
16	2.4.1	Виды специальных исследований, проведенных на керне	102
17	2.4.2	Относительная проницаемость в системе вода-нефть	103
18	2.4.3	Относительная проницаемость в системе газ-нефть	105
19	2.4.4	Результаты анализа смачиваемости по Амотту	106
20	2.4.5	Результаты исследования по жидкостной порометрии	109
21	2.4.6	Характеристика вытеснения нефти водой по зонам продуктивных горизонтов	111
22	2.5.1	Сводная таблица подсчета запасов нефти и растворенного газа месторождения Восточный Урихтау по состоянию на 31.03.2019г	113
23	3.2.1	Угловые точки координат расположения геологического отвода, внутри которого расположена структура Восточный Урихтау	120
24	3.3.1	Результаты интерпретации гидродинамических исследований скважин	142
25	3.3.2	Результаты гидродинамических исследований скважин по II-объекту, горизонт КТ-II-3-2	147
26	3.3.3	Осредненные гидродинамические параметры для горизонтов II объекта	148

27	3.3.4	Начальное пластовое давление продуктивных горизонтов	149
28	3.3.5	Начальная пластовая температура продуктивных горизонтов	149
29	3.3.6	Текущие показатели пластового давления и температуры по II объекту	151
30	3.4.1	Характеристика фонда скважин	151
31	3.4.2	Техническое состояние скважин	152
32	3.4.3	Основные показатели пробной эксплуатации месторождения Восточный Урихтау по состоянию на 01.10.2021г	154
33	3.4.4	Сравнение проектных и фактических показателей по II объекту на дату отчета 01.10.2021г	156
34	3.5.1	Распределение геологических и извлекаемых запасов нефти по залежам и категориям	159
40	3.5.2	Исходные геолого-физические характеристики объекта пробной эксплуатации	160
41	3.6.1	График бурения, освоения и ввода скважин в пробную эксплуатацию	161
42	3.6.2	Дренируемая площадь и запасы нефти проектных скважин в период пробной эксплуатации	162
43	3.9.1	Диапазон изменения значений расчетных дебитов нефти по скважинам при разных режимах работы скважин в первый год пробной эксплуатации	169
44	4.1.1	Показатели добычи нефти по скважинам	172
45	4.1.2	Характеристика основных показателей пробной эксплуатации с учетом программы режимных исследований по скважине ВУ-1	173
46	4.1.3	Характеристика основных показателей пробной эксплуатации с учетом программы режимных исследований по скважине ВУ-2	175
47	4.1.4	Характеристика основных показателей пробной эксплуатации с учетом программы режимных исследований по скважине ВУ-3	177
59	4.1.5	Характеристика основных показателей пробной эксплуатации с учетом программы режимных исследований по скважине ВУ-4	178
50	4.1.6	Характеристика основных показателей пробной эксплуатации с учетом программы режимных исследований по скважине ВУ-5	179
51	4.1.7	Характеристика основных показателей пробной эксплуатации с учетом программы режимных исследований по скважине ВУ-6	180
52	4.1.8	Характеристика основного фонда скважин по месторождению	181
53	4.1.9	Характеристика основных показателей пробной эксплуатации по отбору нефти и жидкости по месторождению	181
54	5.1.1	Минимальный рекомендуемый комплекс исследований в период пробной эксплуатации	182
55	5.2.1	Промыслово-геофизические исследования в скважине	183
56	5.2.2	Исследования керна	185
57	5.2.3	Рекомендуемый список скважин для физико-химических исследований флюидов	187

58	6.1.1	Показатели эксплуатации скважин по месторождению Восточный Урихтау	191
59	6.2.1	Рекомендуемые мероприятия по предотвращению осложнений при эксплуатации скважин	203
60	6.3.1	Объем строительных работ	211
61	6.6.1	Баланс добычи и распределения сырого газа	213
62	7.1.1	Рекомендуемые конструкции проектируемой скважины	215
63	7.1.2	Продолжительность строительства скважин глубиной 4250м	216
64	7.1.3	Продолжительность бурения и крепления по интервалам глубин для варианта конструкции скважин без «хвостовика»	216
65	7.1.4	Продолжительность бурения и крепления по интервалам глубин для варианта конструкции скважин с «хвостовиком»	216
66	8.1.1	Геологические и извлекаемые запасы нефти по состоянию на 31.09.2019г	221
67	9.1.1	Общая климатическая характеристика	223
68	9.1.2	Средняя годовая повторяемость (%) направлений ветра и штилей	224
69	9.2.1	Результаты анализа отбора проб атмосферного воздуха	226
70	9.4.1	Предварительный перечень предельно-допустимых выбросов ЗВ в атмосферу при строительстве скважин проектной глубиной 4250м по первому варианту без спуска хвостовика	238
71	9.4.2	Предварительный перечень предельно-допустимых выбросов ЗВ в атмосферу при строительстве скважин проектной глубиной 4250м по второму варианту со спуском хвостовика	239
72	9.4.3	Предварительный перечень предельно-допустимых выбросов ЗВ в атмосферу при пробной эксплуатации месторождения Восточный Урихтау на 2021г	240
73	9.4.4	Предварительный перечень предельно-допустимых выбросов ЗВ в атмосферу при пробной эксплуатации месторождения Восточный Урихтау на 2022г (1 вариант)	240
74	9.4.5	Предварительный перечень предельно-допустимых выбросов ЗВ в атмосферу при пробной эксплуатации месторождения Восточный Урихтау на 2022г (2 вариант)	240
75	9.4.6	Предварительный перечень предельно-допустимых выбросов ЗВ в атмосферу при пробной эксплуатации месторождения Восточный Урихтау на 2023г	241
76	9.5.1	Размеры СЗЗ	241
77	9.6.1	Результаты анализа отбора проб воды на реке Жем	243
78	9.6.2	Баланс водопотребления и водоотведения при строительстве скважин глубиной 4250м без хвостовика	246
79	9.6.3	Баланс водопотребления и водоотведения при строительстве скважин глубиной 4250м с хвостовиком	246
80	9.6.4	Баланс водопотребления и водоотведения при пробной эксплуатации месторождения Восточный Урихтау	246

81	9.7.1	Количественный и качественный состав отходов при строительстве скважин глубиной 4250м по первому варианту без спуска хвостовика	248
82	9.7.2	Количественный и качественный состав отходов при строительстве скважин глубиной 4250м по второму варианту со спуском хвостовика	249
83	9.7.3	Количественный и качественный состав отходов при эксплуатации месторождения Восточный Урихтау за 2021-2023гг	249
84	9.8.1	Результаты проб почвы, отобранных на месторождении Восточный Урихтау	250
85	10.1.1	Ожидаемые затраты на период пробной эксплуатации месторождения Восточный Урихтау (без учета НДС)	259
86	11.1.1	Расчет стоимости работ при ликвидации скважин	260
87	11.1.2	Коэффициенты к нормам монтажа оборудования	261
88	11.1.3	Расчет стоимости демонтажа объектов обустройства месторождения	261
89	11.1.4	Расчет удельного норматива ликвидационных отчислений	261
90	11.1.5	– Расчет ежегодных отчислений в ликвидационный фонд	262

СПИСОК РИСУНКОВ

№.№ п/п	№.№ рис.	Наименование	Стр.
1	1.1	Обзорная карта	32
2	2.1.1	Тектоническая схема подсолевых отложений восточной части Прикаспийской впадины	44
3	2.1.2	Структурная карта по ПЗ отражающему горизонту (поверхность отложений нижнего девона)	46
4	2.1.3	Структурная карта по R отражающему горизонту (кровля девонских отложений)	48
5	2.1.4	Структурная карта по П21 отражающему горизонту (подошва карбонатных отложений горизонта КТ-II)	50
6	2.1.5	Структурная карта по П2(КТ-II) отражающему горизонту (кровля карбонатных отложений горизонта КТ-II)	53
7	2.1.6	Сводный разрез продольного импеданса (юг-центр-восток) с нанесением каротажа пористости	54
8	2.1.7	Сводный разрез расчетной пористости (юг-центр-восток)	55
9	2.1.8	Структурная карта по МКТ отражающему горизонту (кровля подольского горизонта московского яруса)	57
10	2.1.9	Структурная карта по П2с(КТ-I) отражающему горизонту (кровля карбонатных отложений горизонта КТ-I)	59
11	2.1.10	Структурная карта по П1 отражающему горизонту (кровля подсолевых отложений)	61
12	2.1.11	Структурная карта по VI отражающему горизонту (кровля соли)	63
13	2.1.12	Структурная карта по отражающему горизонту D (граница раздела верхней перми и T)	64
14	2.1.13	Структурная карта по T отражающему горизонту (условный горизонт в триасовых отложениях)	66
15	2.1.14	Структурная карта по V1 отражающему горизонту (подошва верхнего триаса)	67
16	2.1.15	Структурная карта по V отражающему горизонту (подошва юры)	69
17	2.1.16	Структурная карта по III отражающему горизонту (подошва неокома)	70
18	2.3.1	Зависимость давления насыщения от газосодержания	91
19	2.3.2	Зависимость плотности пластовой нефти от газосодержания	91
20	2.3.3	Зависимость объемного коэффициента от газосодержания	91
21	2.3.4	Зависимость вязкости пластовой нефти от плотности пластовой нефти	91
22	2.3.5	Изменение газосодержания по снижению давления по дифференциальному разгазированию	93
23	2.3.6	Изменение объемного коэффициента по снижению давления по дифференциальному разгазированию	93

24	2.3.7	Изменение плотности по снижению давления по дифференциальному разгазированию	93
25	2.4.1	Кривые относительной проницаемости в системе нефть-вода, скважина ВУ-1, толща КТ-I	104
26	2.4.2	Кривые относительной проницаемости в системе нефть-вода, скважина ВУ-2, толща КТ-I	104
27	2.4.3	Кривые относительной проницаемости в системе нефть-вода, скважина ВУ-1, толща КТ-II	104
28	2.4.4	Кривые относительной проницаемости в системе нефть-вода, скважина ВУ-2, толща КТ-II	104
29	2.4.5	Кривые распределения размера пор в толще КТ-I	108
30	2.4.6	Кривые распределения размера пор в толще КТ-II	108
31	2.4.7	Кривые капиллярного давления по толще КТ-I по классам пористости $K_p < 6\%$, $6 \leq K_p < 10\%$, $10 \leq K_p < 15\%$, $K_p \geq 15\%$	109
32	2.4.8	Кривые капиллярного давления по толще КТ-II $K_p < 6,2\%$, $6,2 \leq K_p < 10\%$, $10 \leq K_p < 15\%$	110
33	3.2.1	Структурная карта по П2с(КТ-I) отражающему горизонту (кровля карбонатных отложений горизонта КТ-I)	116
34	3.2.2	Структурная карта по П2(КТ-II) отражающему горизонту (кровля карбонатных отложений горизонта КТ-II)	117
35	3.2.3	Космическая съемка расположения месторождения Восточный Урихтау с угловыми точками координат геологического отвода	120
36	3.3.1	Регистрация КВД. Скважина ВУ-1. Пласт КТ-II-3-2. Интервал перфорации -3725,1-3802,1м	125
37	3.3.2	Индикаторная диаграмма. Скважина ВУ-1. Пласт КТ-II-3-2. Интервал перфорации -3725,1-3802,1м	125
38	3.3.3	КВД – фактический замер и производная в билогарифмических координатах. Скважина ВУ-2. Пласт КТ-II-4. Интервал перфорации -3865,84-3871,84м	128
39	3.3.4	КВД – фактический замер и производная в билогарифмических координатах. Скважина ВУ-2. Пласт КТ-II-3-2. Интервал перфорации -3787,84-3842,84м	130
40	3.3.5	Индикаторная диаграмма. Скважина ВУ-2. Пласт КТ-II-3-2. Интервал перфорации -3787,84-3842,84м	131
41	3.3.6	КВД – фактический замер и производная в билогарифмических координатах. Скважина ВУ-2. Пласт КТ-II-3-2. Интервал перфорации -3730,84-3769,84м	133
42	3.3.7	Индикаторная диаграмма. Скважина ВУ-2. Пласт КТ-II-3-2. Интервал перфорации -3730,84-3769,84м	133
43	3.3.8	КВД – фактический замер и производная в билогарифмических координатах. Скважина ВУ-2. Пласт КТ-II-3-1. Интервал перфорации -3656,34-3686,34м	135
44	3.3.9	Индикаторная диаграмма. Скважина ВУ-2. Пласт КТ-II-3-1. Интервал перфорации -3656,34-3686,34м	136

45	3.3.10	КВД фактический замер и производная в билогарифмических координатах. Скважина ВУ-1, горизонт КТ-П-3-2.	138
46	3.3.11	Индикаторная диаграмма. Скважина ВУ-1. Пласт КТ-П-3-2.	139
47	3.3.12	Зависимость начальной пластового давления от глубины по месторождению	150
48	3.3.13	Зависимость начальной пластовой температуры от глубины по месторождению	150
49	3.4.1	Динамика эксплуатации скважины ВУ-1	153
50	3.4.2	Динамика эксплуатации скважины ВУ-2	154
51	3.4.3	Сравнение проектных и фактических показателей за период 2020г-01.10.2021г	157
52	6.1.1	Зависимость забойного давления от дебита скважины при различных устьевых давлениях и коэффициента продуктивности	193
53	6.1.2	Потери давления на трение для различных типоразмеров подъемников в начальный период эксплуатации	194
53	6.2.1	Схема обвязки скважины для периодической закачки химических реагентов с помощью дозировочных устройств типа метанольниц 1 – дозировочное устройство; 2 – воронка; 3 - емкость	203
54	6.3.1	Принципиальная схема подготовки продукции	208
55	6.3.2	Технологическая схема ДНС с учетом расширения	209
56	6.3.3	Схема расположения действующих и проектных скважин месторождения Восточный Урихтау	211
57	9.1.1	Роза ветров	224

СПИСОК ГРАФИЧЕСКИХ ПРИЛОЖЕНИЙ

№№ п. п.	Наименование приложения	№№ прил.	Кол-во листов	Масштаб	Степень секретности
1.	Структурная карта по П ₂ ^с (КТ-I) отражающему 2 горизонту (кровля карбонатной толщи отложений горизонта КТ-I)	1.	1	1:40 000	н/с
2.	Структурная карта по П ₂ (КТ-II) отражающему горизонту (кровля карбонатной толщи отложений горизонта КТ-II)	2.	1	1:40 000	н/с
3.	Глубинный сейсмический разрез Crossline 10618	3.	1	гор. 1:25 000 верт. 1км=5см	н/с
4.	Глубинный сейсмический разрез Inline 2548	4.	1	гор. 1:25 000 верт. 1км=5см	н/с
5.	Геологический профиль по линии I-I'	5.	1	гор 1:10 000 верт 1: 5 000	н/с
6.	Геологический профиль продуктивной части разреза по линии I-I'	6.	1	гор 1:10 000 верт 1: 1 000	н/с
7.	Схема обоснования ВНК горизонтов КТ-I	7.	2	1:1 000	н/с
8.	Схема обоснования ВНК горизонтов КТ-II	7.	2	1:1 000	н/с
9.	КТ-I-A, КТ-I-B -продуктивные горизонты Структурные карты по кровле коллектора, карты эффективных нефтенасыщенных толщин	8.	1	1:25 000	н/с
10.	КТ-I-B1, КТ-I-B2 -продуктивные горизонты Структурные карты по кровле коллектора, карты эффективных нефтенасыщенных толщин	9.	1	1:25 000	н/с
11.	КТ-II-3-1 продуктивный горизонт Структурная карта по кровле коллектора, карта эффективных нефтенасыщенных толщин	10.	1	1:25 000	
12.	КТ-II-3-2 продуктивный горизонт Структурная карта по кровле коллектора, карта эффективных нефтенасыщенных толщин	11.	1	1:25 000	н/с
13.	КТ-II-4 продуктивный горизонт Структурная карта по кровле коллектора, карта эффективных нефтенасыщенных толщин	12.	1	1:25 000	н/с
14.	Карты текущих и суммарных отборов	13.	1	1:25 000	н/с
15.	Объект I (Толща КТ-I) Схема расположения пробуренных и проектных скважин	14.	1	1:25 000	н/с
16.	Объект II (Толща КТ- II) Схема расположения пробуренных и проектных скважин	15.	1	1:25 000	н/с

РЕФЕРАТ

Работа содержит 253 страницы, в т.ч. 58 рисунков, 83 таблиц, 15 графических приложений.

Ключевые слова: НЕФТЬ, ВОДА, ОТЛОЖЕНИЯ, ПЛАСТ, ГОРИЗОНТ, ЭКСПЛУАТАЦИОННЫЙ ОБЪЕКТ, БАЛАНСОВЫЕ, ИЗВЛЕКАЕМЫЕ ЗАПАСЫ НЕФТИ, КОЭФФИЦИЕНТ НЕФТЕОТДАЧИ, ТЕМП ОТБОРА, СКВАЖИНА, СЕТКА СКВАЖИН, ДОБЫЧА НЕФТИ, ДЕБИТ НЕФТИ И ЖИДКОСТИ, ЗАВОДНЕНИЕ, СЕБЕСТОИМОСТЬ, ПРИБЫЛЬ, ЭФФЕКТИВНОСТЬ.

Объект исследования – месторождение Восточный Урихтау.

Цель работы – дополнение к Проекту пробной эксплуатации месторождения Восточный Урихтау.

На основании имеющейся информации о геологическом строении месторождения, данных о фильтрационно-емкостных свойствах продуктивных пластов-коллекторов и насыщающих их флюидов обоснованы объекты пробной эксплуатации, сроки, фонд скважин и основные технологические показатели пробной эксплуатации.

Даны рекомендации по способам эксплуатации скважин, устьевому и внутрискважинному оборудованию, по борьбе с осложнениями в процессе добычи нефти. Приведены основные требования к системе сбора и транспорта добываемой продукции.

Рекомендован комплекс геолого-промысловых исследований на период пробной эксплуатации.

Рассмотрены вопросы охраны недр и окружающей среды.

Область применения - промысел месторождения Восточный Урихтау.

ВВЕДЕНИЕ

Настоящее «Дополнение к Проекту пробной эксплуатации месторождения Восточный Урихтау» выполнен по состоянию изученности на 01.10.2021г на основании заказ-наряда №3 от 19.08.2021г к договору № 10//3/2021 от 05.01.2021г между ТОО «Урихтау Оперейтинг» и Атырауским Филиалом ТОО «КМГ Инжиниринг».

В административном отношении месторождение находится в Мугалжарском районе Актюбинской области в 215 км к югу от города Актобе.

Нефтегазоконденсатное месторождение Урихтау открыто в 1983г параметрической скважиной П-4. В результате последующих поисково-разведочных работ в подсолевых отложениях данного поднятия была установлена продуктивность только верхней карбонатной толщи КТ-I, запасы которого были подсчитаны и поставлены на Государственный баланс в 1988г. При этом необходимо отметить, что признаки нефтегазоносности в то время были отмечены и в толще КТ- II.

На сегодня продуктивность обеих толщ доказана на месторождении результатами бурения скважин, и выполнена оперативная оценка запасов УВ по толще КТ- II в 2012г. и пересчет запасов по толще КТ-I – в 2014г.

Кроме Урихтау, в восточной прибортовой зоне Прикаспийской впадины, открыты такие месторождения, как Жанажол, Кенкияк подсолевой, Северная Трува, Алибекмола и Кожасай, в связи с чем исследуемый район является перспективным для нефтепоисковых работ.

В 2010г в пределах геологического отвода месторождения Урихтау и прилегающей территории были проведены 3Д сейсмические работы на площади 155 кв.км (100кв.км – полная кратность). Выполненными работами было доизучено геологическое строение месторождения Урихтау, а также выявлено наличие положительных структур на юге и востоке от месторождения Урихтау. На наличие этих положительных структур указывали и результаты сейсморазведочных работ 2Д, проведенные в рассматриваемом районе в 1985г.

С учетом появления дополнительной информации (ВСП, бурение разведочных скважин) в конце 2012г. был выполнен отчет по переобработке и переинтерпретации сейсмического материала 3Д.

Согласно Приложения к контракту на недропользование от 24 сентября 2013г, (регистрационный №114Р-УВС) площадь геологического отвода составляет 239,95 кв. км, глубина отвода – до кровли фундамента.

В 2012г ТОО НИИ «Каспиймунайгаз» выполнило «Проект поисковых работ на участке Урихтау (Восточный Урихтау и Южный Урихтау)», которым предусматривалось

бурение двух поисковых скважин на участке Южный Урихтау (ЮУ-1, ЮУ-2) и двух поисковых скважин на участке Восточный Урихтау (ВУ-1, ВУ-2), а также проведение сейсморазведочных работ 3Д на этих участках. Из запланированного объема были пробурены две независимые скважины ВУ-1 и ЮУ-1.

В 2014г ТОО НИИ «Каспиймунайгаз» выполнило «Дополнение к Проекту поисковых работ на участке Урихтау (Восточный Урихтау и Южный Урихтау)», в рамках которого планировалось проведение сейсмических работ объемом 250 кв.км.

В период 2014-2015гг на контрактной территории была проведена 3Д сейсморазведка в объеме полнократных 234 кв.км с охватом всей площади геологического отвода 239,95 кв.км.

В 2015-2016гг ТОО «PGS Kazakhstan» проведена обработка и интерпретация сейсмических данных 3Д. В результате интерпретации полученных материалов были построены уточненные структурные карты по отражающим горизонтам R (кровля девона), П₂ (КТ-II), МКТ, П_{2с} (КТ-I), П₁.

В 2016г ТОО НИИ «Каспиймунайгаз» выполнило «Дополнение №2 к Проекту поисковых работ на участке Урихтау (Восточный Урихтау и Южный Урихтау)», целью которого являлся перенос сроков бурения скважин ВУ-2 и ЮУ-2.

Первооткрывательницей месторождения Восточный Урихтау является скважина ВУ-1, где при испытании КТ-II в 2015 году в интервалах 4105-4111м, 4115-4122м, 4125-4133м получен приток газа в объеме 10480 м³/сут, нефти 1,5 м³/сут и воды 6,14 м³/сут.

Также в 2016г ТОО НИИ «Каспиймунайгаз» выполнило «Оперативный подсчет запасов нефти и растворенного газа месторождения Восточный Урихтау» (ОПЗ-2016). Согласно Протоколу ГКЗ РК №1754-16-П от 21 декабря 2016г запасы нефти и растворенного газа были приняты к сведению и составили:

Категории	Нефть, тыс. т		Растворенный газ, млн. м ³	
	геологические	извлекаемые	геологические	извлекаемые
C ₁	4678	1404	1831	550
C ₂	25140	7543	9995	2999

В 2017г ТОО НИИ «Каспиймунайгаз» выполнило «Проект оценочных работ на месторождении Восточный Урихтау», разработанный на период разведки для оценки, включающий бурение оценочной скважины ВУ-2 с целью подтверждения промышленной продуктивности залежей углеводородов месторождения Восточный Урихтау, утвержденный ЦКРР РК (Протокол №87 от 27.07.2017г).

В соответствии с протокольными решениями ЦКРР РК в 2018г была пробурена новая скважина ВУ-2. Основной целью бурения скважины ВУ-2 на месторождении Восточный Урихтау является изучение геологического строения и перспектив

нефтегазоносности карбонатных толщ. В скважине проведен полный комплекс геофизических исследований, ГТИ и газовый каротаж, испытания, отбор и исследования керна, пластовых флюидов.

В новой скважине ВУ-2 были отобраны 4 глубинные пробы, по которым были выполнены следующие виды исследований: стандартная сепарация, дифференциальное разгазирование, ступенчатая сепарация, определение компонентного состава выделившегося газа, разгазированной и пластовой нефти, определение давления насыщения пластовой нефти и вязкости разгазированной нефти при различных температурах.

С учетом новых проб, на дату составления отчета, пластовая нефть месторождения исследована на основе 6 глубинных проб, а свойства нефти в поверхностных условиях изучены по 8 пробам.

В новой скважине был отобран керн с проведением стандартных и специальных исследований. Всего пройдено 503,03 м со 100% выносом керна. Общее количество образцов отобранных и проанализированных по разрезу составило 491 единица, для оценки трещиноватости породы был отобран 31 кубический образец.

Всего по пробуренным скважинам с отбором керна пройдено 1089,04м, вынос керна составил 1018,36м или 93,5% от проходки. Проанализировано 970 образцов керна.

В скважине ВУ-2 проведено испытание 8 объектов, в т.ч. пластов КТ-I-A, КТ-I-B, КТ-II-3-1, которые ранее не были опробованы в скважине ВУ-1.

На основе новых геолого-промысловых данных, полученных по результатам бурения скважины ВУ-2, подтвердившей промышленную продуктивность месторождения, был выполнен отчет «Оперативный подсчет запасов нефти и растворенного газа месторождения Восточный Урихтау» по состоянию на 31.03.2019г (ОПЗ-2019). Согласно протоколу ГКЗ РК №2052-19-II от 30.05.2019г, принятые запасы УВ сырья составляют:

Категории	Нефть, тыс. т		Растворенный газ, млн. м ³	
	геологические	извлекаемые	геологические	извлекаемые
C ₁	21018	5919	5867	1622
C ₂	11468	1614	1614	445

В 2019г филиалом ТОО «КМГ Инжиниринг» «Каспиймунайгаз» выполнен отчет «Проект пробной эксплуатации месторождения Восточный Урихтау», утвержденный ЦКРР РК (Протокол №13/19 от 12-13.09.2019г), в рамках которого определены сроки проведения пробной эксплуатации (01.11.2019-31.10.2022гг), объемы бурения добывающих скважин, виды и количество исследований по определению режима работы добывающих скважин и уточнению геологической характеристики месторождения. Прогнозная добыча нефти составляет:

- 2020 год – 77,1 тыс.т;
- 2021 год – 164,0 тыс.т;
- 2022 год – 165,0 тыс.т.

В период освоения скважин ВУ-1 и ВУ-2 в 2019г добыча УВ по прогнозу должна была составить: нефти – 2,17 тыс.т, растворенного газа – 1,7 млн.м³.

20 декабря 2019 года ТОО «Урихтау Оперейтинг» направило в Министерство энергетики РК обращение о намерении продления периода разведки для оценки. По итогам рассмотрения на заседании Экспертной комиссии по вопросам недропользования Министерства энергетики РК компетентным органом принято решение в соответствии с пунктом 33 статьи 278 Кодекса РК «О недрах и недропользовании» выдать разрешение ТОО «Урихтау Оперейтинг» на продление периода разведки для оценки месторождений Урихтау, Южный Урихтау и пробной эксплуатации месторождения Восточный Урихтау по Контракту №2882 от 05.12.2008г до 31.12.2022г (исх.письмо МЭ РК № 11-07/Эк-218//Эк-267 от 15.01.2020г).

Освоение скважин ВУ-1 и ВУ-2, запланированное на ноябрь 2019г, не было произведено, сроки ввода месторождения в пробную эксплуатацию были перенесены по следующим причинам:

1. Отсутствие поставщиков по оказанию услуг соляно-кислотной обработки скважин при проведении тендерных процедур по определению поставщиков услуг для расконсервации и освоения скважин ВУ-1 и ВУ-2.
2. Продолжительные расчеты, связанные с необходимостью определения вариантов (в том числе проведение переговоров с АО «СНПС-Актобемунайгаз») по путям транспортировки для подготовки продукции скважин месторождения Восточный Урихтау, а также с необходимостью разработки и утверждения проектно-сметной документации (ПСД) по строительству нефтепровода и газопровода.
3. Незавершенность строительства объектов транспортировки и подготовки нефти и газа.

Таким образом, исходя из фактически сложившейся ситуации на месторождении, и вышеобозначенных причин, работы по расконсервации и освоению скважин ВУ-1 и ВУ-2 были проведены в период 03.03.2020-19.11.2020гг. Работы по расконсервации и освоению скважин заняли продолжительное время. На скважинах ВУ-1 и ВУ-2 были проведены работы по разбурке изоляционных мостов над объектами испытания горизонта КТ-I и изоляции пластов горизонта КТ-I, путем закачки цементного раствора в интервалы перфораций. Проведены работы по разбурке изоляционных мостов над объектами испытания на горизонте КТ-II. В продуктивных горизонтах скважины ВУ-1 проведены

работы по дополнительной перфорации, работам по соляно-кислотной обработке и очистке скважинной продукции.

По завершению работ по обустройству скважин и завершению строительных и пуско-наладочных работ на ДНС 27.11.2020 г скважины ВУ-1 и ВУ-2 запущены в работу.

Скважины ВУ-1 и ВУ-2 работают через АГЗУ на ДНС, на которой скважинная продукция проходит трехступенчатую сепарацию, и уже сырая разгазированная нефть направляется через нефтепровод на ЦПНГ Алибекмола, а попутный газ сжигается на факелах. В 2021 году проведен комплекс промысловых исследований на скважинах ВУ-1 и ВУ-2.

Наступление форс-мажорных обстоятельств в 2020 году, связанных с пандемией коронавируса COVID-19 в Республике Казахстан, повлияли на сроки строительных работ по расширению ДНС Урихтау, а также на сроки работ по строительству газопровода ДНС Урихтау – Кожасай ТОО «Gas Processing Company», что в свою очередь повлияло на сроки бурения опережающих скважин ВУ-3 и ВУ-4, что также повлияло на выполнение показателей по добыче в 2021 году.

В текущее время идет строительство газопровода протяженностью 32,2 км, ожидаемое завершение работ 4 квартал 2021 года.

В период пробной эксплуатации до 2023 года планируется провести комплекс промысловых исследовательских работ для оценки фильтрационных и энергетических характеристик пласта, добычных возможностей скважин. Для перехода на этап промышленной разработки месторождения необходимо уточнить геологическое строение месторождения, провести подсчет запасов УВС. С целью качественной разработки проектов необходимо создание достоверной геолого-гидродинамической модели месторождения, в связи с этим, в 2021–2023 годах планируется накопить промысловые геолого-геофизические данные о месторождении.

23 февраля 2021 года ТОО «Урихтау Оперейтинг» обратилось в Компетентный орган о выдаче разрешения на продление периода разведки в связи с наступлением форс-мажорных обстоятельств в 2020 году, связанных с пандемией коронавируса COVID-19 в Республике Казахстан.

По итогам рассмотрения на заседании экспертной комиссии по вопросам недропользования при МЭ РК (протокол заседания ЭК №9/4 от 02.04.2021г. и протокол № 20/3 МЭ РК от 09.07.2021г.) согласовано продление периода разведки на 5 месяцев.

Компетентным органом подписано Дополнение №15 от 23.11.2021 года к Контракту №2882 от 05.12.2008 года на продление периода разведки до 31 мая 2023 года.

На основании продления периода разведки до 31 мая 2023 года, ТОО «Урихтау Оперейтинг» в соответствии с настоящей НИР планирует продлить период пробной эксплуатации до 31 мая 2023 года.

В текущее время ТОО «Урихтау Оперейтинг» проводит тендерные процедуры по закупке услуг для бурения опережающих скважин в 2022 году.

Отчет составлен на основании технического задания, выданного недропользователем ТОО «Урихтау Оперейтинг», в соответствии с требованиями Кодекса о недрах и недропользовании РК от 27.12.2017г, «Единых правил по рациональному и комплексному использованию недр» от 29.06.2018г (ЕПРКИН), «Методических рекомендаций по составлению проектов пробной эксплуатации нефтяных, газонефтяных и нефтегазовых залежей» МЭ РК от 24.08.2018г (МРППЭН).

Авторы отчета выражают благодарность сотрудникам ТОО «Урихтау Оперейтинг» за предоставление геологической и технической информации и сотрудничество при подготовке отчета.

1 ОБЩИЕ СВЕДЕНИЯ О МЕСТОРОЖДЕНИИ

Месторождение Восточный Урихтау расположено в восточной прибортовой зоне Прикаспийской впадины; в административном отношении - на территории Мугалжарского района Актюбинской области Республики Казахстан. Ближайшим населенным пунктом является поселок Сарколь (рис. 1.1).

В этой части нефтегазоносного региона ранее открыты и уже разрабатываются месторождения нефти и газа: Жанажол (3-5 км восточнее), Кенкияк (55 км северо-западнее), Кожасай (15 км юго-западнее) и Алибекмола (25 км севернее).

В данном районе активно формируется инфраструктура нефтегазовой промышленности, обустроены нефтяные промыслы Жанажол и Кенкияк, построены новые автомобильные дороги, созданы вахтовые поселки нефтяников, буровиков и строителей, проложены нефтепроводы и газопроводы.

На месторождении Жанажол построен базисный поселок нефтедобытчиков.

Сеть автомобильных дорог в районе представлена автодорогой Жанажол – Актобе, протяженностью 280 км и автодорогой Жем – Актобе, протяженностью 200км.

Указанные автомобильные дороги с твердым покрытием обеспечивают надежную круглогодичную транспортную связь с месторождениями.

Ближайшие железнодорожные станции Шубаркудук и Эмба находятся примерно на одинаковом расстоянии около 100 км, Шубаркудук к северо-западу, Эмба к востоку от месторождения Урихтау.

Месторождение Восточный Урихтау находится в 215 км к югу от областного центра г. Актобе и в 70 км к юго-западу от железнодорожной станции Жем.

Трубопроводный транспорт в регионе представлен системой нефтепроводов и газопроводов, проложенных от разрабатываемых месторождений нефти и газа Кенкияк и Жанажол.

В орографическом отношении площадь находится в пределах Предуральяского плато и представляет собой слабовсхолмленную равнину, расчлененную балками и оврагами. Абсолютные отметки рельефа меняются в пределах 165-259 м. Минимальные отметки 153-155м приурочены к долине реки Жем. Расположенное западнее месторождение Урихтау северной и западной частями находится в пределах песчаного массива Кокжиде барханного типа.

От месторождения Восточный Урихтау р. Жем находится на расстоянии 2,8 километра. Река имеет постоянный поверхностный водоток, хотя в летнее время сильно мелеет. Вода, минерализованная и пригодна только для технических нужд. Для бытовых целей используется вода из колодцев.

Климат района резко континентальный с жарким сухим летом, продолжительной холодной зимой, с большими суточными и сезонными колебаниями температуры воздуха. Самое холодное время года – январь и февраль, когда температура опускается до -30-35°C. Лето сухое, жаркое, безоблачное и продолжительное, температура поднимается до +30-40 °С.

Растительный покров района бедный. Заросли кустарника и джиды встречаются в долине р. Жем и в глубоких балках. Травяной покров, представленный ковылью, полынью и различными злаками обилен весной, к лету он выгорает.

Непосредственно на территории месторождения Урихтау распространены такие строительные материалы как песок, глина, суглинки.

Пески четвертичного возраста распространены в пределах барханного массива Кокжиде. Они используются как строительный и балластный материал.

Глины выходят на поверхность на правобережье р. Атжаксы. Они могут быть использованы как для приготовления глинистых растворов, так и в качестве сырья для местного строительства.

В северной части площади распространены суглинки, которые с давних пор используются местным населением для производства саманных кирпичей.

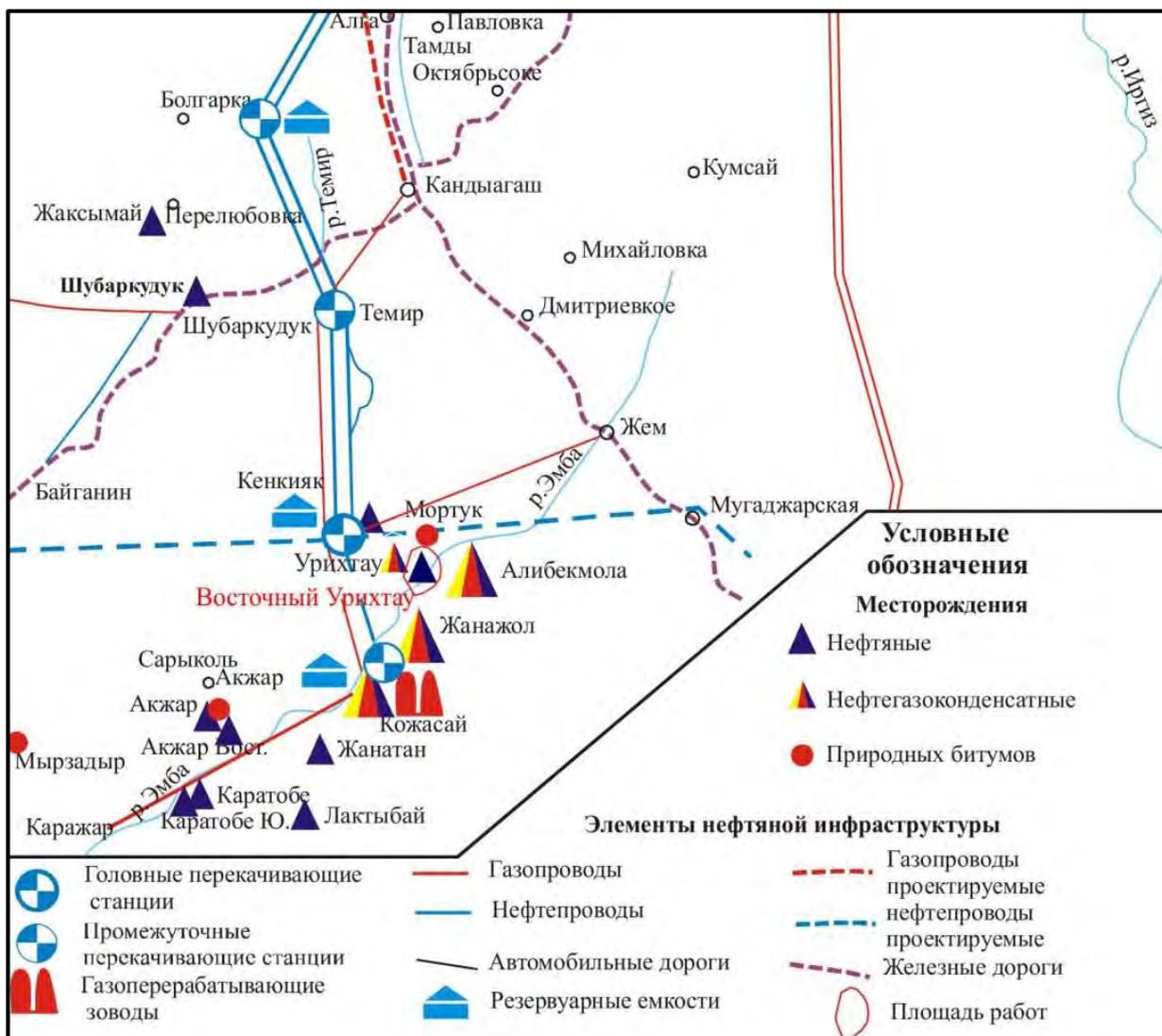


Рисунок 1.1 – Обзорная карта

2 ГЕОЛОГО-ФИЗИЧЕСКАЯ ХАРАКТЕРИСТИКА МЕСТОРОЖДЕНИЯ

2.1 Характеристика геологического строения

2.1.1 Литолого-стратиграфическая характеристика

В пределах контрактной территории ТОО «Урихтау Оперейтинг» включающих структуры» Урихтау, Восточный Урихтау, Южный Урихтау бурением вскрыты отложения от четвертичной системы до девона (Урихтау) включительно. На структуре Восточный Урихтау вскрыты отложения от мела до нижнего карбона, аналогичные по литолого-стратиграфической характеристике с разрезом месторождения Урихтау (таблица 2.1.1).

Девонские отложения (D)

Девонские отложения вскрыты поисково-разведочной скважиной У-5.

Отложения девона представлены известняками от светло-серого до серого, участками до темно-серого с бежевым оттенком, от мелко - до крупнокристаллического, органогенно-обломочные, органогенные (водорослевые), брекчиевидные, в начале интервала участками мраморизованные, средней крепости, со стилолитовыми швами, слабопористые, сильно трещиноватые, с неровным изломом. Остатки организмов распределены неравномерно, представлены преимущественно водорослями, реже иглокожими размером до 3,0 мм и местами до 7,0-8,0 мм, а также единичными фораминиферами размером до 0,5 мм. Наблюдаются интрокласты неправильной и изометричной формы, размером до 10 мм, отдельные достигают 30-40 мм. Реже встречаются аргиллиты серые, алевроитистые, слюдистые, крепкие, плотные, известкововые, с точечными включениями обуглившихся растительных остатков и единичные обломки алевролита зеленовато-серого, мелкозернистого, кварцевого состава, с примесью обугленного растительного детрита, среднесцементированного глинистым цементом.

Каменноугольная система – С

Каменноугольные отложения представлены всеми тремя отделами.

Нижний отдел - С₁

Отложения нижнего карбона представлены турнейско-визейским и серпуховским ярусами.

Турнейский + визейский ярусы (С_{1t+v})

Отложения этих ярусов представлены в основном терригенными породами. Аргиллиты темно-серые, изредко серые, массивные, плотные, известковистые, однородные, крепкие. Алевролиты светло серые, слюдисто-кварцевые, мягкие, слоистые, хрупкие, слабоизвестковистые. Местами встречаются мергели тёмно-серые, серые,

глинистые, плотные, массивные, слабо крепкие, пластичные. Согласно сейсмическим данным минимальные толщины этих отложений (300-600 м) отмечены в сводовой части структуры Урихтау и на севере рассматриваемой территории, а максимальные – 1700-2700 и более метров характерны для южной и восточной части площади.

Комплекс фораминифер: *Archaediscus convexus* Grozd. et Leb., *Eostaffella cf. mosquensis* Viss., *Endothyra cf. similis* (Raus. et Reitl.), *Omphalotis omphalota* Raus. et Reitl., *Millerella infulaeformis* Gan., *Endothyra cf. lenociniosa* (Schlykova), выделенный в скважине ВУ-2 в интервале 4435-4600 м определяет верхневизейский возраст пород.

Серпуховский ярус (C_{1s})

В серпуховском ярусе выделяются три горизонта: тарусский – C_{1t}, стешевский – C_{1st} и протвинский – C_{1p}. Отложения горизонтов представлены известняками от светло-серых до темно-серых, коричневато-серыми, массивными, трещиноватыми, с обилием фауны; Порода неравномерно пятнами перекристаллизована, слабо доломитизирована, с реликтами известковистой органики. В образцах из скважины №6 (инт. 3997-4000 м) определен комплекс остракод серпуховского яруса

В скважине У-1 в интервале 3991,0-4000,2 м выделен комплекс фораминифер и водорослей с зональными формами нижнего серпухова *Janischewskina delicata* (Malakh.) и *Eostaffellina cf. decurta* (Rauser), в связи с чем эти отложения определены как нижнесерпуховский подъярус серпуховского яруса.

В скважине ВУ-2 в интервале в интервале 4260-4435м из отложений изучен комплекс фораминиферов с видами *Janischewskina cf. delicata* Malakh., *Janischewskina miniscularia* (Gan.), *Bradyina cf. rotula* (Eichwald), *Eostaffella ikensis* Viss., *Parastaffella cf. struvei* (Moeller), *Archaediscus convexus* Grozd. et Leb., *Archaediscus cf. velgurensis* Grozd. et Leb., характерными для нижнесерпуховского подъяруса.

Из отложений интервала 4150-4425 м в скважине ВУ-2 изучены остатки миоспор *Crassispora kosankei* (Pot. et Kr.) Bhard., *Reticulatisporites aff. reticulatus* (Jbr.), *Schulzospora* sp., *Florinites* sp., *Potonieisporites aff. novicus* Bhard., *Arcuatisporites* sp., которые указывают на серпуховский возраст.

Средний отдел - C₂

Отложения среднего карбона вскрыты в составе башкирского и московского ярусов.

Башкирский ярус (C_{2b})

Башкирский ярус выделяется в составе нижнего подъяруса и представлен известняками серыми, светло-серыми, участками темно-серыми за счет включения глинистого материала, органогенно-комковатыми, массивными, плотными, с единичными трещинами, со стилолитовыми швами, редкими прослоями аргиллитов, с прослоями

желвакоподобных доломитизированных известняков, состоящих из оолитов изометричной формы, в нижней части разреза встречаются прослой глинистых известняков, с обилием фауны. Основными породообразующими компонентами являются фораминиферы, водоросли, брахиоподы, реже встречаются остатки криноидей. В разрезе скважины 3 (интервал 3960-3968, 3886-3894м) по данным Л. И. Вакулы определен комплекс остракод нижнебашкирского возраста.

В башкирском ярусе выделяются три горизонта: краснополянский – C_2b_{1kr} , северокельтменский – C_2b_{2km} и прикамский – C_2b_{2km} .

В разрезе скважины У-1 в интервале 3820,4-3839,33 м выделен комплекс фораминифер, характерный для краснополянского горизонта нижнебашкирского подъяруса среднего карбона, водорослей *Donezella* и *Beresella*. В скважине У-1 в интервале 3708,50-3769,82 м выделен богатый комплекс фораминифер башкирского яруса. Присутствие зональной формы *Pseudostaffella antiqua* (Dutk.) и других представителей родов *Pseudostaffella* и *Varistaffella* (*Pseudostaffella compressa* (Rauser), *Ps. ex gr. eostaffellaeformis* Rum., *Varistaffella varsanofievae* (Raus.), *Varistaffella cf. uralica* (Kir.), *Varistaffella ziganica* (Sin.)) указывает на возраст вмещающих отложений как северокельтменский горизонт нижнебашкирского подъяруса.

Известняк от светло-серого до серого, бежевый, средне-мелкокристаллический, органогенно-детритовый, массивный, крепкий, со стилолитовыми швами и трещинами. Органические остатки представлены водорослями (доминируют), фораминиферами, брахиоподами (до 5,0×12,0 мм), иглокожие. Стилолитовые швы тонкие, пигментированы темного цвета битумом. По скв. ВУ-1 в интервале 3845-3846 м фораминиферы представлены преимущественно инкрустирующими формами среднекарбонного возраста и примитивными шубертеллидами *Eoschubertella mosquensis* (Raus.), *E. compressa* (Raus.), *E. obscura* (Lee et Chen), которые могут иметь распространение как в прикамском горизонте нижнебашкирского подъяруса, так и в отложениях московского яруса среднего карбона.

В интервалах 3905,60-3906,60 м, 3871-3872 м скв. ВУ-1 появление в комплексе зональной формы прикамского горизонта *Pseudostaffella praegorskyi* Rauser, наряду с присутствием первых шубертеллид *Eoschubertella mosquensis* (Rauser), *E. obscura* (Lee et Chen), примитивных представителей родов *Ozawainella* и *Staffellaeformis* указывает на прикамский возраст отложений.

По скв. ВУ-1 в интервалах 4015,36-4016,36 м, 4010,36-4011,36 м, 4001,36-4002,36 м, 3998,36-3999,36 м, 3994,36-3995,36 м, 3991,36-3992,36 м, 3987,36-3988,36 м, 3985,36-3986,36 м, 3978-3979 м, 3969-3970 м выделен богатый комплекс фораминифер башкирского яруса, характеризующийся развитием звездчатых архедисцидов – *Asteroarchaediscus* и

Neoarchaediscus, представителей родов Eostaffella, Semistaffella, Plectostaffella, Pseudostaffella, Varistaffella, водорослей Donezella и Sharthymophycus. Присутствие зональной формы Pseudostaffella antiqua (Dutk.) и других представителей родов Pseudostaffella и Varistaffella (Pseudostaffella compressa (Rauscher), Ps. cf. distributa Nik., Ps. paracompressa extensa Saf. Varistaffella korobezkikh (Rauscher et Saf.), V. cf. ziganica (Sin.), V. cf. eostaffellaeformis (Rum.)) указывает на возраст вмещающих отложений как северокельтменский горизонт нижнебашкирского подъяруса.

Толщина башкирских отложений в скважине ВУ-1 составляет 427,5 м.

В скв. ВУ-2 в интервале 3824-3924 м изучены фораминиферы Millerella umblicata Kir., Pseudostaffella antiqua posterior, башкирского яруса и распространенные в северокельтменском и прикамском горизонтах.

Из отложений интервала 3924-406 м в скв. ВУ-2 определены фораминиферы Eostaffella cf. postmosquensis var. acutiformis Kir., Eostaffella pseudostruvei (Rauscher et Bel.) var. angusta Kir., Asteroarchaediscus baschkiricus (Krestov et Theod.), характерные для башкирского яруса и Semistaffella primitiva Reit, имеющее распространение в краснополянском и северокельтменским горизонтах.

Из пород шлама интервала 4067-4160 м определены фораминиферы Eostaffella cf. paraprotvae Rauscher., Eostaffella cf. postmosquensis Kir., Neoarchaediscus cf. subbaschkiricus (Reitl.), характерные для нижнебашкирского подъяруса, из них вид E. paraprotvae начинает свое развитие с краснополянского времени.

Московский ярус (C_{2m})

Отложения московского яруса (C_{2m}) выделяются в составе нижнего и верхнего подъярусов.

Нижнемосковский подъярус (C_{2m1})

Нижнемосковский подъярус представлен верейским (C_{2m2vr}) и каширскими (C_{2m2ks}) горизонтами.

Литологически данный подъярус представлен известняками с редкими прослоями терригенных пород и заглинизированных известняков.

Известняки светло-серые, серые, коричневатые-серые, органогенно-детритовые, содержат включения окатанных обломков створок макрофауны, участками массивные, с прослоями в верхней части разреза маломощных аргиллитов.

Известняк серого цвета, органогенно-детритовый с множеством трещин, стилолитовых швов, выполненных битумом. Органогенный детрит представлен в виде перекристаллизованных кальцитом водорослей. В подчиненном количестве встречаются фораминиферы, иглокожие.

В скв. ВУ-1 в интервале 3598,76-3729 м по находению *Profusulinella cf. constans* Saf., *P. pseudolibrovichi atelica* Raus., *P. pseudorhomboides* Putrja, *Ozawainella ex gr. digitalis* Manuk. определяется, как средний карбон, каширский подъярус. Породы интервала 3792-3824 м по находению *Tikhonoviciella tikhonovichi* Raus., *Verella aff. spicata* Dalm., *Ozawainella ex gr. mosquensis* Raus., *Aljtovella cf. pseudoaljtovica* Raus., *Profusulinella cf. ovata* Raus., и многочисленных *Depratina prisca* (Deprat) датируются, как средний карбон, верейский подъярус.

В скв. ВУ-2 из отложений интервала 3617-3670 м изучен фораминиферовый комплекс со следующими таксонами *Profusulinella pseudolibrovichi* Saf. var *atelica* Raus., *Profusulinella aff. ovata* Raus., *Profusulinella cf. subovata* Saf., *Profusulinella cf. paratimanica* Raus. *Depratina cf. prisca* (Deprat), *Globivalvulina kamensis* Reitl., *Ozawainella cf. asiatica* Rumjanzeva, *Schubertella cf. gracilis* var. *znensis* Raus., определяющими возраст отложений как каширский.

По комплексу фораминифер интервала 3760-3834 м скв. ВУ-2 следующего состава *Neostaffella cf. krasnopol'skiy* (Dutk.) var *kyselensis* Grozd. et Leb., *Profusulinella convoluta* (Lee et Chen). *Profusulinella cf. trisulcata* (Thompson), *Profusulinella mutabilis* Saf., *Profusulinella aff. ovata* Raus. Отложения датируются верейским подъярусом.

Толщина верейского горизонта составляет 67 м (скв. ВУ-1), 68 м (скв. ВУ-2) и 89 м (скв. Г-74). Толщина каширского горизонта изменяется от 196 м (скв. Г-74) до 322 м (скв. ВУ-2). Карбонатные отложения нижнего карбона и нижнемосковского подъяруса образуют карбонатную толщу КТ-II.

Верхнемосковский подъярус (C₂m₂)

Верхнемосковский подъярус представлен подольским (C₂m₂pd) и мячковским (C₂m₂mc) горизонтами. Нижняя часть подольского горизонта (раннеподольского возраста) составляет основу межкарбонатной толщи (МКТ) и литологически представлена аргиллитами с прослоями алевролитов, песчаников и известняков.

Аргиллиты, преимущественно, темно-серые, сильно известковистые, неравномерно алевритистые, тонкослойчатые, пиритизированные, разной степени битуминозные, обогащенные рассеянным обугленным растительным детритом, примесью слюд мусковита и биотита.

Алевролиты и песчаники темно-серые, мелкозернистые, полимиктовые, известковистые, глинистые, неравномерно алевритистые, слоистые, на поверхностях наложения отмечены скопления битуминозного вещества и растительного детрита, содержат мелкие обломки карбонатных пород.

Толщина терригенной толщи изменяется от 61 м (скв. ВУ-2) до 195 м (скв. Г-74).

Верхняя часть подольского горизонта представлена серыми, темно-серыми, доломитизированными, массивными, крепкими известняками, прослоями глинистыми, с включениями многокамерных фораминифер и водорослей. Толщина карбонатной толщи составляет 121 м (скв. ВУ-1), 131 м (скв. ВУ-2) и 96 м (скв. Г-74).

Возраст отложений как подольский подъярус в скв. ВУ-2 обоснован комплексом фораминиферов следующего состава *Wedekindellina cf. dutkevichi* Raus. et Bel., *Profusulinella librovitchi* (Dutk.), *Neostaffella ivanovi* Raus., *Neostaffella aff. larionovae* var. *polasnensis*, *Neostaffella aff. larionovae* Raus. et Saf. *mosquensis* Raus., *Schubertella subkingi* Putrja, *Fusulinella bocki* Moeller *timanica* Raus., *Schubertella mjachkovensis* Raus., *Fusulinella cf. praebocki* Raus., *Fusulinella ex gr. vozghalensis* Saf., *Fusulinella aff. pulchra* Raus. et Bel., *Fusulinella cf. paracoloniae* Saf., *Fusiella typica* Lee et Chen.

На основе определения конодонтов *Idiognathodus robustus* Kos., *Id. magnificus* Gunn, *Id. podolskensis* Goreva, *Neognathodus medexultimus* Mer., отложения датируются нижней половиной подольского подъяруса.

На основе данных миоспор следующего состава в интервале 3415-3530 м: *Scabrosporites* sp., *Cyclogranulatisporites presoides* Pot. et Kr., *Laevigatosporites* sp., *Convolutispora varicosa* Butt. et Will., *Cordaitina rugulifera* (Lub.) Samoil., *Potonieisporites novicus* Bhard., *Florinites plicatus* Inos., *F. visendus* (Ibr.) S., W. et B., *Striatodiplopinites* sp., *Protohaploxypinities* sp., *Vestispora* sp., *Vittatina* sp. отложения отнесены к московскому ярусу среднего карбона.

Мячковский (С₂т₂мс) горизонт, входящий в состав верхнемосковского подъяруса, представлен известняками светло-серыми, органогенно-обломочными, кавернозно-пористыми, трещиноватыми, тонко и скрытокристаллическими, с редкими прослоями и прослойками доломитов и аргиллитов.

Известняк органогенно-обломочный, светло серый неравномерно пятнистый, трещиновато-поровый. Органогенная часть представлена обломками скелетных зерен фораминиферов, водорослей, иглокожих, фрагментов аммонитов. Интервал 3158,30-3159,30 м в скв. ВУ-1 по нахождению единичной *Fusulina cf. chernovi* Raus, определяется, как средний карбон, московский ярус, предположительно верх подольского-мячковский подъярус.

В скв. ВУ-2 на основе фораминиферового комплекса: *Fusiella cf. lancetiformis* Putrja, *Fusiella typical* Lee et Chen var. *ventricosa* Raus., отложения датированы мячковским горизонтом.

По результатам изучения остатков миоспор из интервала глубин 3158-3380 м *Scabrosporites* sp., *Laevigatosporites* sp., *Microreticulatisporites microreticulatus* Кнох,

Cordaitina uralensis Lub., *Marsupipollenites* sp., *Florinites* cf. *ocultus* Habib, *F. luberae* Samoil., *Potonieisporites* sp., *Limitisporites* sp. отложения отнесены к среднему карбону.

Толщина горизонта варьируется от 114 м (скв. ВУ-2) до 143 м (скв. Г-74).

Верхний отдел - Сз

Отложения верхнекаменноугольной системы представлены в составе касимовского и гжельского ярусов.

Касимовский ярус (Сзк)

Разрез касимовского яруса сложен известняками и доломитами. В верхней части разреза встречаются пелитоморфные известняки с прослоями аргиллитов и алевролитов. Известняки серые, темно-серые, органогенно-детритовые, однородномассивные, плотные, трещиноватые со стилолитовыми швами. Органогенная часть представлена фораминиферами, створками раковин брахиопод, остракод. Поры редкие, размером 0,1-0,8мм в основном являются пораи выщелачивания по скелетным остаткам. По некоторым форменным остаткам прослеживается сульфиды.

Доломиты серые, известковистые, однородномассивные, пористые, трещиноватые. Возраст пород скв. ВУ-1 в интервале 2970,05-3038,21 м по нахождению *Triticites* ex gr. *schwageriniformis* Raus., *T. cf. noinskyi plicatus* Rozov., *T. noinskyi plicatus* Rozov., *T. cf. secalicus samaricus* Raus., *Montiparus* sp., *Schubertella* cf. *kingi* var. *exilis* Sul. датируется верхним карбоном, касимовским ярусом.

Из интервала скв. ВУ-2 изучен комплекс фораминифер с видами *Triticites schwageriniformis* Raus., *Obsoletes* cf. *burkenesis* Kir., *Montiparus* aff. *montiparus* (Moelleri), *Fusiella* cf. *lancetiformis* Putrja, характерными для касимовского яруса верхнего карбона.

Толщина касимовского яруса колеблется от 174 м (скв. Г-74) до 191 м (скв. ВУ-2).

Гжельский ярус (Сзг)

Гжельский ярус сложен известняками органогенными, брекчевидными, фузулинидовыми, светло-серыми, серо-буровыми, иногда доломитизированными, однородномассивными, плотными, встречаются прослои аргиллита алевролитистого, массивного.

Известняк от светло-серого до серого, мелкокристаллический, органогенный, массивный, крепкий, со стилолитовыми швами, неравномерно трещиноватый, с неровным изломом. Органогенные остатки представлены перекристаллизованными кальцитом обломками водорослей, фораминиферами, иглокожими, реже остракоды. Фиксируются стилолиты. Стилолитовые швы горизонтальные, зубчатые, с амплитудой зубцов до 1,0-1,5. Карбонатные отложения подольского и мячковского горизонтов верхнемосковского

подъяруса, касимовского и гжельского ярусов верхнего карбона, включительно, составляет верхнюю карбонатную толщу - КТ-I.

Пермская система - Р

Пермские отложения представлены нижним и верхним отделами.

Нижний отдел - Р₁

Нижнепермский отдел представлен на площади отложениями артинско-ассель-сакмарского и кунгурского ярусов.

Ассельский и сакмарский ярусы (Р_{1а} - Р_{1с}).

Ассельско-сакмарская терригенная толща пород совместно с гжельской терригенной пачкой образует на данном регионе месторождений региональный флюидоупор. Из-за недостаточности палеонтологических определений и кернового материала в разрезах скважин, разделение ассельского и сакмарского ярусов невозможно. Отложения несогласно залегают на породах верхнего карбона и представлены переслаиванием аргиллитов, песчаников, алевролитов, реже гравелитов и глинистых известняков.

Из образцов интервала 2910-2990 м в скв. ВУ-2 изучен обедненный комплекс миоспор (в виду слабой насыщенности пород остатками растительности) следующего состава: *Protodiploxypinites* sp., *Limitisporites* sp., *Chordasporites* sp., *Striatohaplopinites imperfectus* Krus., *Namiapollenites* sp., *Striatodiplopinites alatus* Naum., *Vittatina striata* Lub., *V. vittifer* (Lub.) Samoil., *Florinites plicatus* Inos., *F. luberae* Samoil., *F. pumicosus* (Ibr.) S., W. et B., *Urmities* sp., *Cordaitina uralensis* Lub., *Platysaccus* sp., *Gardenosporites* sp., *Schopfipollenites* sp., *Entylissa* sp., *Inderites* sp., позволяющий датировать отложения нижней пермью.

Из этой части разреза определены фораминиферы *Ozawainella rhomboidalis* Putrja, *Schubertella* cf. *transitoria* Staff. et Wedekind, *Schubertella paramelonica* var. *minor* Sul., *Schubertella* cf. *kingi* Dunbar et Skinn. var. *exilis* Sul., *Fusiella granum-oryzae* Dutk., определяющие возраст отложений как ассельский ярус.

Толщина ассельско - сакмарского яруса составляет от 72 м (скв. Г-74) до 81 м (скв. ВУ-1).

Кунгурский ярус (Р_{1к})

Кунгурский ярус представлен гидрохимическими отложениями и совместно с терригенной толщей ассельского+сакмарского ярусов образуют мощную флюидоупорную покрывку для нефтегазонасыщенной части карбонатного разреза каменноугольной системы.

Отложения кунгурского яруса в нижней части представлены сульфатно-терригенными породами (ангидриты и аргиллиты подобные темные глины). Выше залегают

толща галогенных пород (каменная соль) с прослоями аргиллитов, реже песчаников, алевролитов, ангидритов.

Толщина кунгурского яруса составляет от 696,8 м (скв. ВУ-1) до 677,2 м (скв. Г-74).

Верхний отдел - Р₂

Отложения верхней перми в составе нерасчлененных уфимского, казанского и татарского ярусов представлены переслаиванием глин, в нижней части аргиллитов, песчаников, алевролитов и мелкогалечных конгломератов. Аргиллиты пестроцветные, от серых до коричневато-серых, плотные, массивные, сильно перемятые с углами падения 40-60°. Ангидриты белые, светло-серые, крепкие, массивные, местами слоистые.

Толщина верхней перми изменяется от 582,8 м (скв. ВУ-1) до 578 м (скв. Г-74).

Триасовая система – Т

Отложения триасовой системы распространены не повсеместно и выделяются в составе нижнего+среднего и верхнего отделов. Толщина триаса составляет 1524,7 м (скв. ВУ-1) и 1607,5 м (скв. Г-74).

Триас нижний +средний Т₁₊₂

Отложения нижнего+среднего триаса литологически представлены чередованием пестроокрашенных глин, песчаников (кварцевых, полевошпатовых, мелко-, среднезернистых), алевролитов, аргиллитов, встречаются прослой слезавшихся слабосцементированных песков и гравия. Толщина отложений на Урихтау варьирует от 0 м (скв.5, 7) до 966 м (скв. У-1).

Верхний триас Т₃

Литологически верхний триас представлен: песчаниками кварцевыми, полевошпатовыми, не сцементированными, мелко-, средне- крупнозернистыми, зеленовато-серыми, серовато-коричневыми, от прозрачных до полупрозрачных, глины красновато-коричневые, зеленовато-серые, серые. Толщина вернего триаса варьирует от 0 (скв 1, 6, 16) до 132 м (скв 15).

Юрская система - J

Юрские отложения распространены повсеместно и выделяются в составе нижнего и среднего отделов. Представлены они глинами от серого до темно-серого цвета; песчаниками кварцевыми, полевошпатовыми, крупно- среднезернистыми, светло-серыми, серыми; алевролитами серыми, зеленовато-серыми. Толщина юрских отложений по скв. Г-74 составляет 131 м.

Меловая система - K

Меловые отложения представлены нижним отделом (K₁), в его составе выделяются песчано-глинистые отложения готеривского, барремского, аптского и альбского ярусов суммарной толщиной от 258м (скв. 1) и 285 м (скв. У-1) до 400 м (скв. 5).

Четвертичные отложения (Q)

Небольшой толщины (2-3 м) повсеместно перекрывают отложения нижнего мела и представлены суглинками и супесями.

Таблица 2.1.1-Стратиграфические разбивки по скважинам

Система	отдел	ярус	подъярус	горизонт	толща	№скв	ВУ-2	ВУ-1	Г-74		
						Альтитуда ротора,м	284,16	278,86	273		
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10		
Четвертичная						Подошва по каротажу,м					
						Абс.отметка,м					
						Толщина,м					
Меловая						Подошва по каротажу,м			301		
						Абс.отметка,м			-28		
						Толщина,м			301		
Юрская						Подошва по каротажу,м			432		
						Абс.отметка,м			-159		
						Толщина,м			131		
Триасовая						Подошва по каротажу,м		1525	1608		
						Абс.отметка,м		-1246	-1335		
						Толщина,м		1525	1176		
пермская	верхний					Подошва по каротажу,м		2108	2186		
						Абс.отметка,м		-1829	-1913		
						Толщина,м		583	578		
	нижний (P ₁)	кунгурский					Подошва по каротажу,м		2804	2863	
							Абс.отметка,м		-2525	-2590	
							Толщина,м		696	677	
		ассельский + сакмарский						Подошва по каротажу,м	2960	2885	2935
								Абс.отметка,м	-2676	-2606	-2662
								Толщина,м	2960	81	72
каменноугольная	верхний (C ₃)	гжельский (C ₃ g)					Подошва по каротажу,м	3000	2939	2989	
							Абс.отметка,м	-2716	-2660	-2716	
							Толщина,м	40	54	54	
		касимовский (C ₃ k)						Подошва по каротажу,м	3194	3122	3163
								Абс.отметка,м	-2910	-2843	-2890
								Толщина,м	194	183	174

Продолжение таблицы 2.1.1

1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	
	средний (C ₂)	московский (C _{2m})	верхний C _{2m2}	мячковский (C _{2m2} mc)	карбонатная толща	Подошва по каротажу,м	3309	3251	3306	
						Абс.отметка,м	-3025	-2972	-3033	
						Толщина,м	114	129	143	
				подольский (C _{2m2} pd)		Подошва по каротажу,м	3430	3382	3401	
						Абс.отметка,м	-3146	-3103	-3128	
						Толщина,м	121	131	96	
			терригенная толща	Подошва по каротажу,м	3491	3527	3596			
				Абс.отметка,м	-3207	-3248	-3323			
				Толщина,м	61	145	195			
			нижний C _{2m1}	башкирский (C _{2b})	каширский C _{2m2} ks	II-карбонатная толща	Подошва по каротажу,м	3812	3762	3792
							Абс.отметка,м	-3528	-3483	-3519
							Толщина,м	322	235	196
	верейский C _{2m2} vr	Подошва по каротажу,м					3880	3829	3881	
		Абс.отметка,м					-3596	-3550	-3608	
		Толщина,м					68	67	89	
		Подошва по каротажу,м			4243		4201			
		Абс.отметка,м			-3959		-3922			
		Толщина,м			362		372			
					4600*		4658*			

4658* отметка по данным бурения

2.1.2 Тектоника

В осадочном чехле восточной бортовой зоны Прикаспийской впадины с востока на запад выделяются Жанажольская, Кенкиякская, Коздысайская и Шубаркудукская ступени, в пределах которых кровля подсолевого комплекса погружается от 3,0 до 5,0-5,5 км. Из них наиболее приподнятой является Жанажольская ступень, ограниченная с востока Ащисайским разломом, в пределах которой расположена подсолевая структура Урихтау (рис.2.1.1).

Кроме Урихтау, на Жанажольской ступени находятся локальные поднятия Жанажол, Алибекмола, Кожасай выраженные по кровле карбонатных толщ КТ-I и КТ-II.

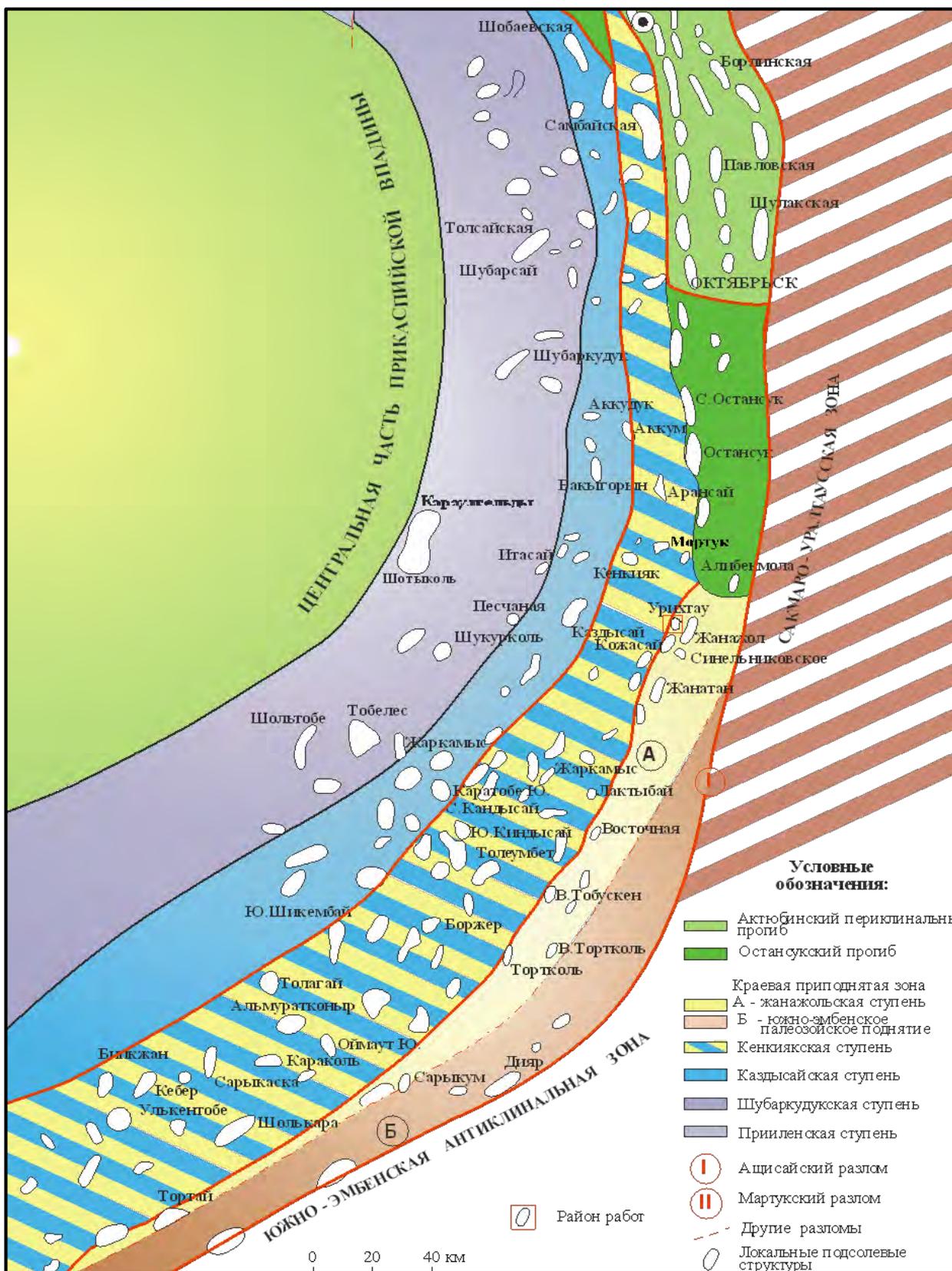


Рисунок 2.1.1 - Тектоническая схема подсольевых отложений восточной части Прикаспийской впадины

В 2014-2015 гг были проведены сейсморазведочные работы 3Д в объеме 234 км² полнократной съемки на всей контрактной территории ТОО «Урихтау Оперейтинг». В 2016

году по результатам новой информации была выполнена интерпретация сейсморазведочных материалов МОГТ 3Д.

В 2020гг ТОО «PGS Kazakhstan» проведена обработка и интерпретация сейсмических данных 3Д. В результате интерпретации полученных материалов были построены уточненные структурные карты по отражающим горизонтам R (кровля девона), П₂ (КТ-II), МКТ, П_{2с} (КТ-I), П₁. Структурно-тектоническая модель месторождения Восточный Урихтау не претерпела кардинальных изменений.

Отражающий горизонт П₃ приурочен предположительно к поверхности отложений нижнего девона. По отражающему горизонту П₃ структура Урихтау (центральная часть) представлена в виде сложно изрезанного локального поднятия вытянутой формы, оконтуривающегося изогипсой -6250 м. Минимальная отметка в своде составляет -6100 м. Центральная часть свода тектонически экранирована двумя нарушениями северо-восточного простирания. В западном направлении по изогипсе -6250 м выделяется второй свод, который выходит за пределы участка исследований. В юго-восточном направлении от основного свода, через прогиб, выделяется по этой же изогипсе полуантиклинальная структура, выходящая на площадь Жанажол. Погружение поверхности отражающего горизонта П₃ происходит в южном и северо-восточном направлении. (рис.2.1.2).

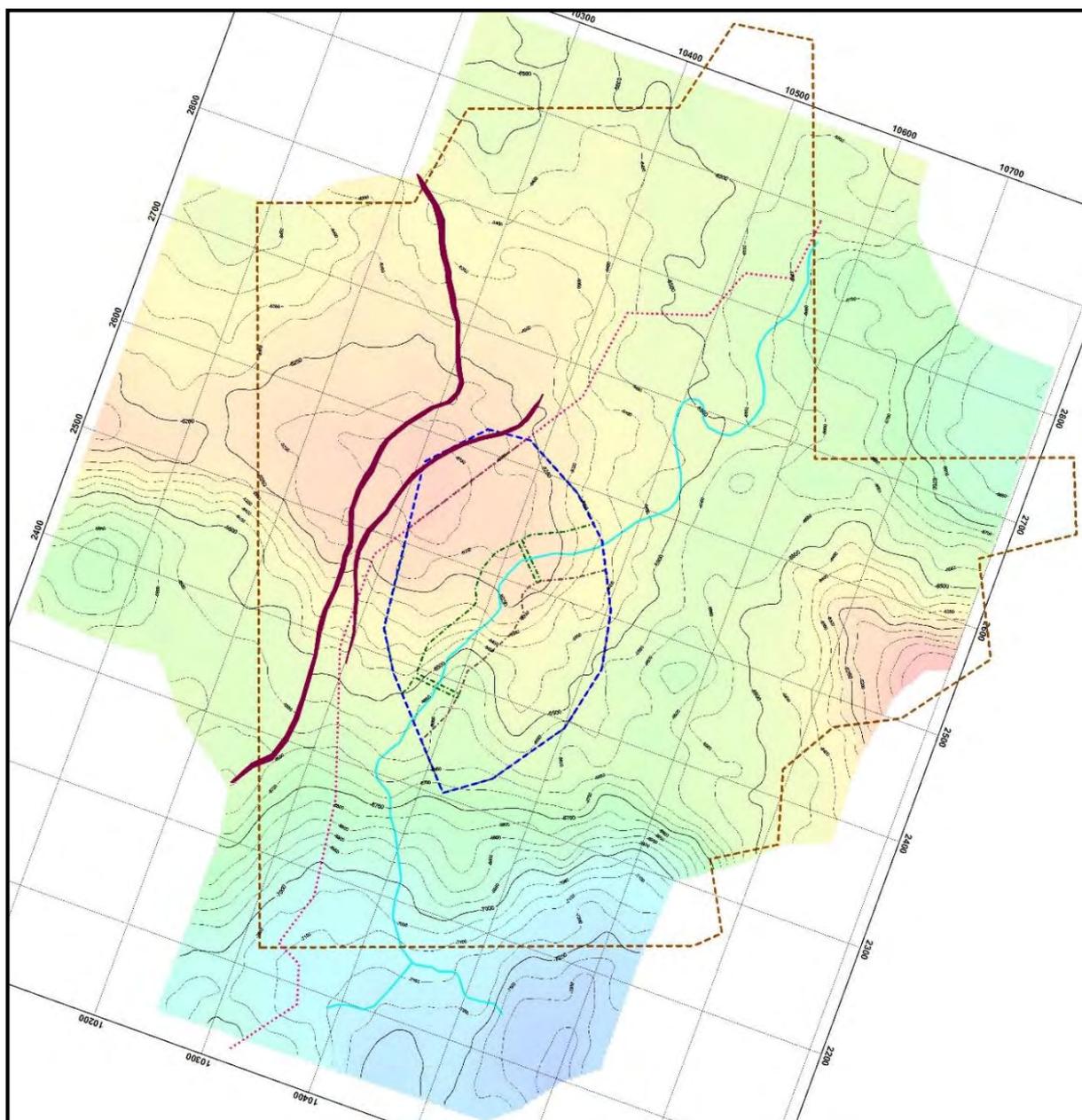


Рисунок 2.1.2 - Структурная карта по Пз отражающему горизонту (поверхность отложений нижнего девона)

Отражающий горизонт R отождествляется предположительно с кровлей средневерхнедевонских отложений. Качество сейсмического материала 3Д позволило с более высокой степенью достоверности проследить отражающий горизонт R (рис.2.1.3). К тому же, под ним (отражением) ниже по разрезу практически отсутствуют устойчивые слоистые волновые пакеты («прозрачное» волновое поле типичное для изотропных сред) или отмечаются хаотично-спорадические волны. Как известно, такой вид волн типичен для отложений, возможно, сложенных карбонатно-терригенными образованиями или биогермными осадками. В связи с этим, данные отложения могут представлять высокой интерес на нефть и газ. Следует отметить, что независимо от литологического состава девонских пород (карбонатный или терригенный), эти отложения также представляют

высокую перспективу на углеводороды. Это обусловлено, прежде всего, благоприятными структурными условиями формирования ловушки для сохранения углеводородов в девонских отложениях, так как по отражающему горизонту R структура Урихтау представлена в виде брахиантиклинали, слегка вытянутой в северо-западном направлении, осложненной в опущенной северо-западной части структуры двумя тектоническими нарушениями северо-восточного простирания.

Размеры структуры по оконтуривающей изогипсе -5750 м составляют порядка 13,2x10,7 км при амплитуде поднятия -1200 м. При бурении скважины У-5 ниже сводовой части структуры (интервал 5090 – 5108,4 м) отмечалось выделение газа, по данным ГТИ состав «тела» представлен чистыми карбонатами. Таким образом, структура (брахиантиклиналь) Урихтау по отложениям, контролируемых отражающим горизонтом R может представлять высокую перспективу на нефть и газ и здесь необходима постановка поисково-разведочного бурения.

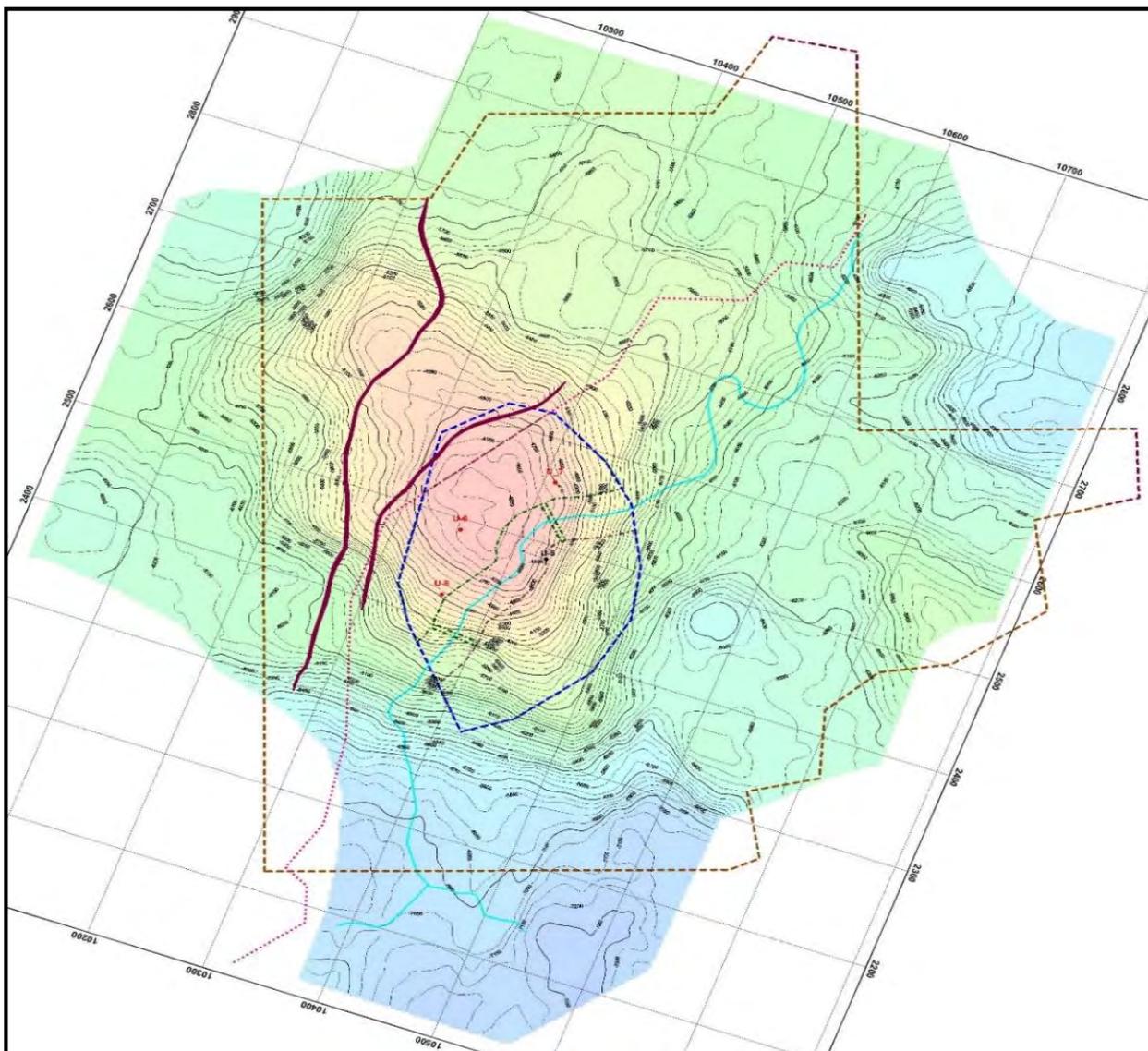


Рисунок 2.1.3 - Структурная карта по R отражающему горизонту (кровля девонских отложений)

Отражающий горизонт Π_2^1 характеризует геологическое строение подошвы второго карбонатного комплекса пород. В структурном плане по поверхности подошвы КТ- Π выявляются особенности строения продуктивных карбонатных толщ на данной площади исследований. Как видно на структурной карте всю площадь работ пересекает тектоническое нарушение северо-восточного простирания (рис. 2.1.4). В центральной части Урихтау выделяется крупная тектонически-экранированная брахиантиклинальная складка, которая оконтуривается изогипсой – 4400 м. Свод расположен в западной части в виде двухсводовой полуантиклинали, где минимальная отметка в своде составляет -3800 м. Размер большой и малой оси структуры составляет 6,7х3,8 км при амплитуде поднятия -600 м.

В юго-западном направлении от основного свода, через небольшой прогиб, выделяется следующая брахиантиклинальная структура вытянутой формы, так называемая - Урихтау Южный. Она также тектонически - экранирована нарушением, которое едино для

структур Урихтау и Южный Урихтау, ее свод, согласно структурным построениям, имеет продолжение за пределами участка исследований.

Поверхность отражающего горизонта P_2^1 оконтуривается изогипсой -4225 м, минимальная отметка в своде составляет -3925 м. Восточнее от основного свода Урихтау Южный по поверхности P_2^1 через погруженную область с отметками от -4250 до -4300 м, выделяется по изогипсе -4225 м небольшое локальное поднятие вытянутой изометричной формы, его размер составляет 1,6x0,8 км при амплитуде 25 м.

В восточном направлении от центра участка, через узкий синклинальный перегиб, на фоне общего подъема поверхности горизонта в юго-восточном направлении до отметок -4075 м, выделяется локальная структура – Урихтау Восточный. Она представлена в виде изрезанной поверхности, вытянутой в северо-восточном направлении, оконтуривается изогипсой -4425 м, минимальная отметка в своде составляет -4350 м размер большой и малой оси структуры 4,0x2,1 км. В этом приподнятом блоке, в северо-восточном направлении от структуры Урихтау - Восточный, выделяется еще одна локальная структура, которая оконтуривается изогипсой -4650 м, минимальная отметка в своде - -4625 м. Размер большой и малой осей структуры составляет 2,4x1,24 км.

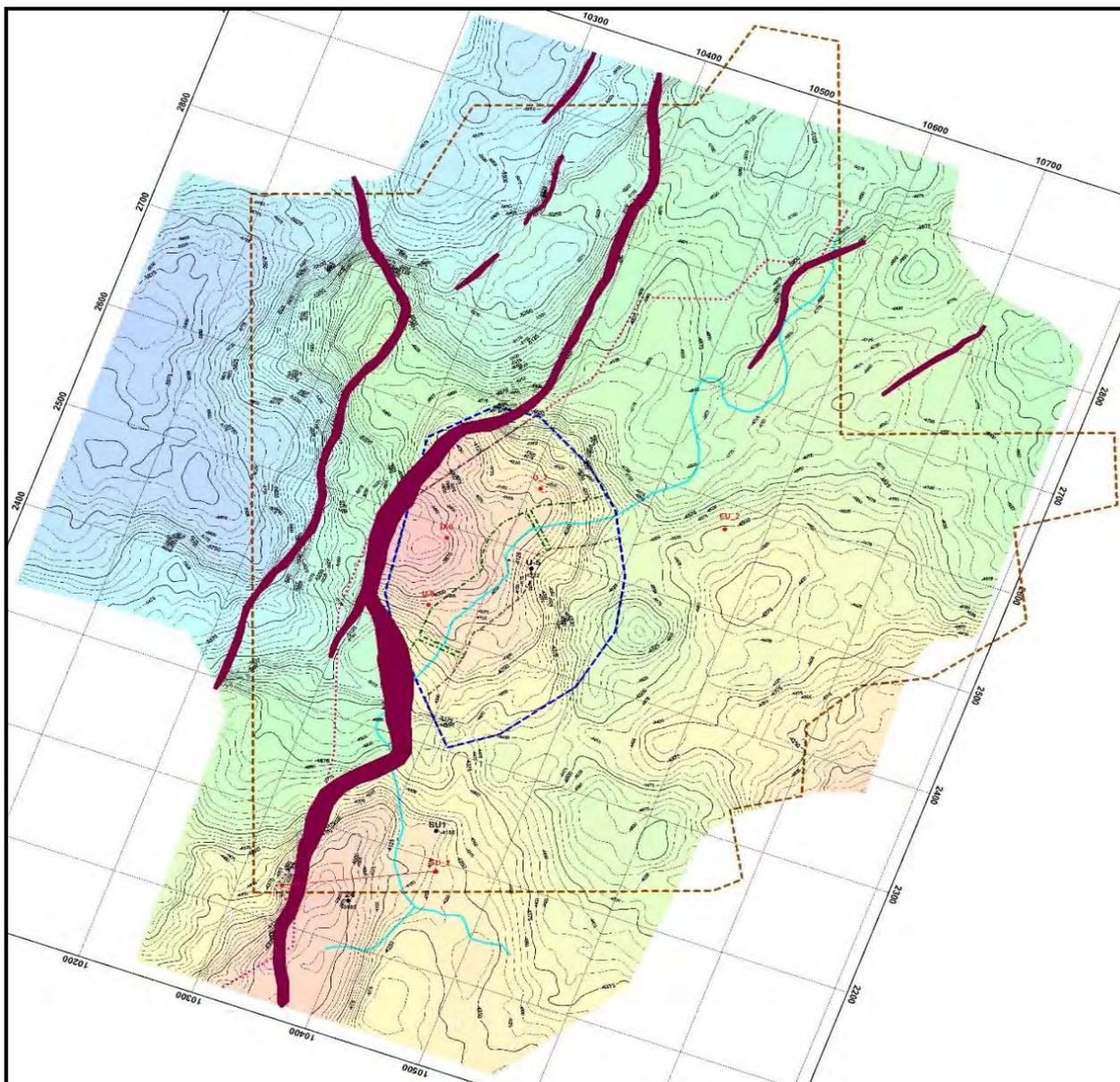


Рисунок 2.1.4 - Структурная карта по Π_2^1 отражающему горизонту (подошва карбонатных отложений горизонта КТ-II)

Отражающий горизонт Π_2 (КТ-II) характеризует кровлю второго карбонатного комплекса пород, перспективного в нефтегазоносном отношении. Поверхность отражающего горизонта Π_2 залегает согласно с нижележащим комплексом отложений.

В центральной части участка Урихтау по поверхности этого отражающего горизонта выделяется основное и самое крупное на площади исследований брахиантиклинальное поднятие, тектонически-экранированное высокоамплитудным сбросом северо-восточного простирания, которое в виде полуантиклинали примыкает к нарушению.

Следует отметить, что для структуры Урихтау по данным ГИС и опробования скважин, доказана перспективность отложений в верхней и средней части толщи КТ-II (получены притоки газоконденсата, нефти, газа в ряде скважин).

Свод этой структуры осложнен более молодыми по возрасту малоамплитудными нарушениями широтного простирания. Нарушения разделяют свод на 4 блока, каждый из которого может быть интересен в нефтегазопроисловом отношении. Общий размер брахиантиклинали по изогипсе -3325 м составляет 8,2x5,0 км. Минимальная отметка в своде характеризуется отметкой -2750 м, амплитуда поднятия -575 м.

В западном направлении от основного свода, вдоль линии основного сброса происходит ступенчатое погружение поверхности отражающего горизонта П₂. Здесь, по поверхности горизонта выделяется полуантиклинальная структура, ограниченная основным нарушением северо-восточного простирания и двумя параллельными по простиранию тектоническими нарушениями.

В пределах свода находятся пробуренные ранее скважины 10 и 20, вскрывшие только верхнюю часть толщи КТ-II. Полусвод этой структуры оконтуривается по изогипсе -3325 м, минимальная отметка в своде составляет -2950 м, амплитуда – 375 м. Размер большой и малой оси структуры составляет 4,35x1,06 км.

В южном направлении от структуры Урихтау через синклинальный перегиб выделяется в виде брахиантиклинали северо-восточного простирания структура Южный Урихтау. Свод вытянутой изометричной формы, структура тектонически-экранирована основным нарушением северо-восточного простирания в районе левого склона и серией тектонических нарушений того же направления в районе правого склона. В северной части структуры экраном является предполагаемое нарушение, которое на сейсмическом разрезе, ввиду того что амплитуда нарушения соизмерима с амплитудой сейсмического импульса горизонта П₂, выделяется не уверенно. На карте выделено в виде пунктира. Это нарушение, являясь экраном, отделяет структуру Южного Урихтау, где находятся продуктивные скважины ЮУ-1 и 13 от скважины 22, которая расположена гипсометрически выше и водоносна. В этой же самой зоне фиксируется фаціальное замещение по картам акустического импеданса и прогнозной пористости (рис.2.1.6-2.1.7).

Необходимо отметить, что для скважины У-1, расположенной в южной части структуры Центрального Урихтау, по данным опробования отмечается продуктивность в толще КТ- II, начиная с абсолютной отметки -3293 м, а в свою очередь по данным опробования скважины ЮУ-1 (структура Южный Урихтау) диапазон абсолютных глубин, для этой же толщи, составляет (-3502) – (-3577,5 м). То есть данный факт может свидетельствовать либо о наличии некоторого дизъюнктивного смещения обеих структур относительно друг друга, либо о дифференциации данных продуктивных толщ, то есть о различных стратиграфических единицах.

Свод структуры Урихтау Южный, согласно структурным построениям, имеет продолжение за пределами участка исследований, хотя тектоническое нарушение широтного простирания отделяет часть структуры, расположенную в пределах участка работ.

Структура оконтуривается по изогипсе -3450 м. Минимальная отметка в своде -3075 м. Размер большой и малой осей структуры составляет 5,3х2,3 км. Амплитуда поднятия - 375 м.

Юго-восточнее от структуры Южный Урихтау располагается локальный свод небольшой изометричной структуры Южный Урихтау-2, свод вытянут в северо-восточном направлении. Оконтуривается изогипсой -3525 м, размер большой и малой осей структуры составляет 2,16х0,70 км. Амплитуда около 25 м (рис.2.1.5).

В северо-восточном направлении от структуры Урихтау, через синклинальный перегиб выделена локальная структура – Восточный Урихтау. Надо отметить что структуры Урихтау и Восточный Урихтау находятся в области, которая экранируется с запада, востока и севера двумя протяженными тектоническими нарушениями северо-восточного простирания и одним связующим - широтного простирания. Следует отметить, что строение структуры Восточный Урихтау изучалось с использованием глубинного куба лучевой миграции Beam, как наиболее оптимального (выделение тектонических нарушений и разрешенность сейсмической записи) для данного участка работ. Построение структурной карты по этому участку проводилось с использованием данных интерпретации по кубу лучевой миграции Beam.

Также необходимо отметить, что из находящейся в юго-восточной части свода структуры, пробуренной ранее поисковой скважины ВУ-1, получен приток конденсата газа и нефти из средней части толщи КТ-II.

Структура Восточный Урихтау осложнена на юго-восточном склоне серией тектонических нарушений и оконтуривается по изогипсе -3325 м с минимальной отметкой в своде - 3225 м. Размер большой и малой осей структуры составляет 3,90х3,70 м. Амплитуда поднятия - 100 м.

Как и для нижележащего комплекса отложений, приподнятая зона Восточного Урихтау имеет продолжение в северо-восточном направлении. Здесь выделяется по горизонту P_2 тектонически-экранированная изрезанной формы полуантиклинальная структура Урихтау Северо-восточный, с тремя сводовыми участками, она характеризуется изогипсой -3375 м с минимальной отметкой в своде - 3325 м. Ее размер составляет 4,60х3,08 км.

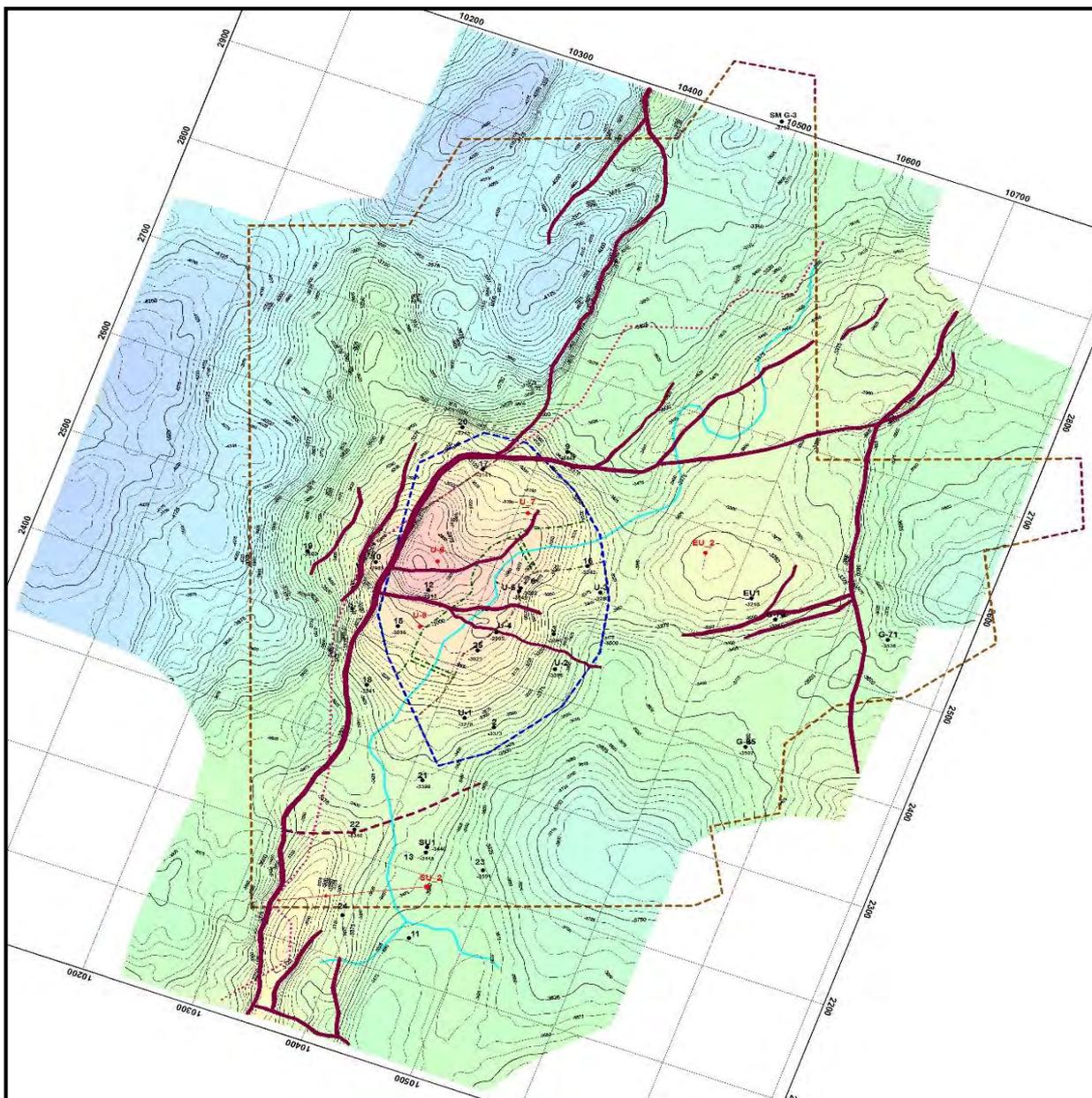


Рисунок 2.1.5 - Структурная карта по Π_2 (КТ-II) отражающему горизонту (кровля карбонатных отложений горизонта КТ-II)

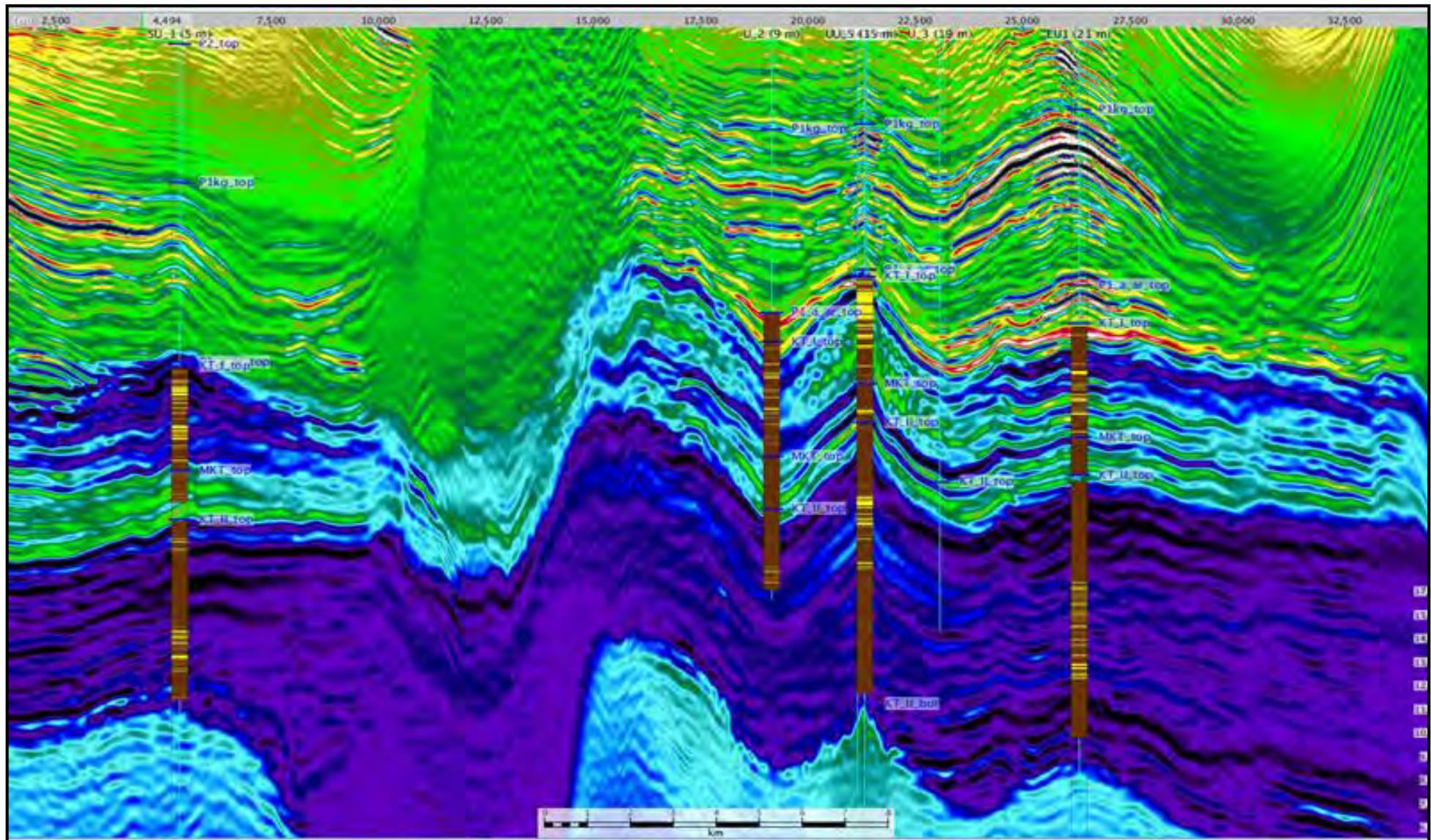


Рисунок 2.1.6 - Сводный разрез продольного импеданса (юг-центр-восток) с нанесением каротажа пористости

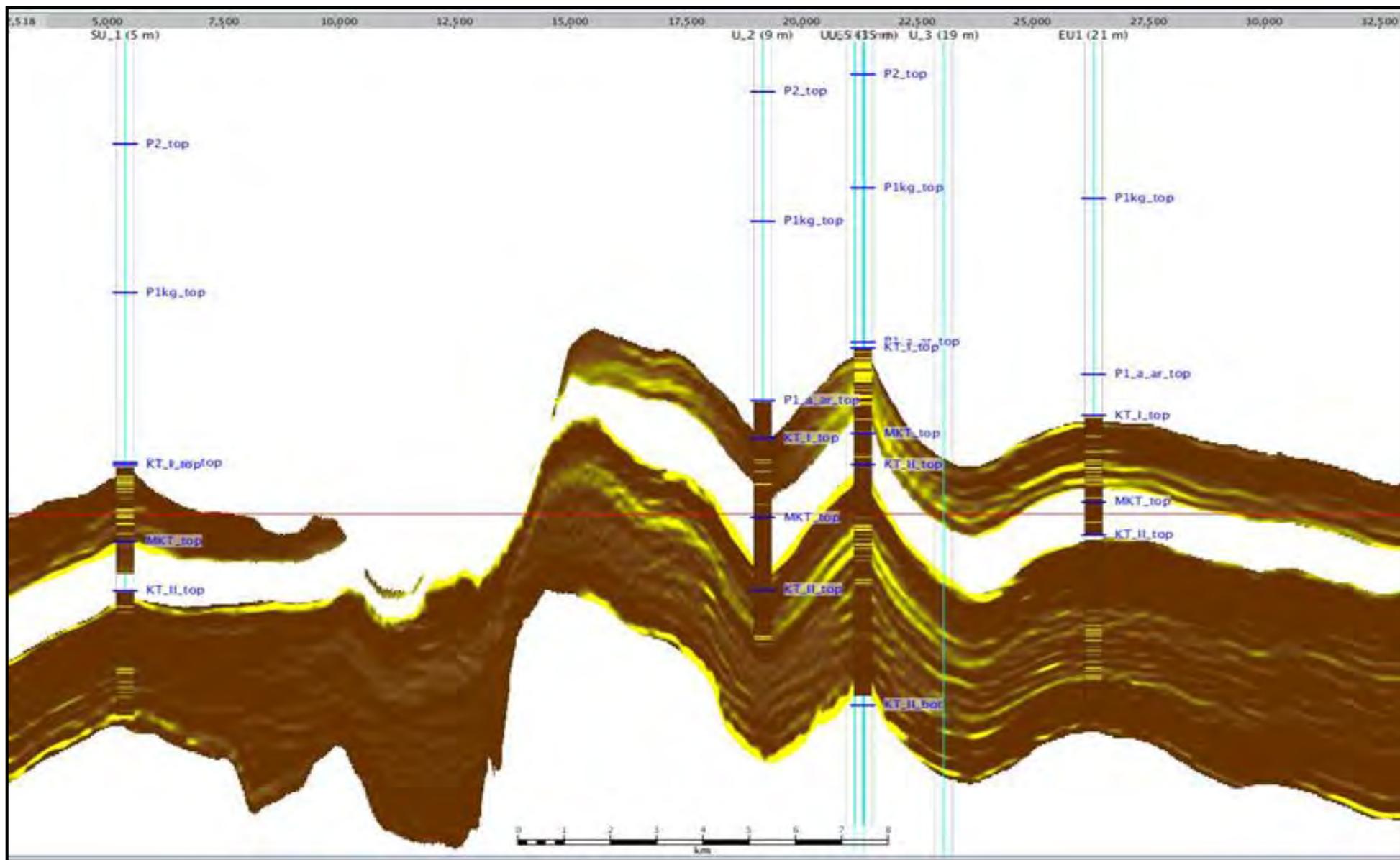


Рисунок 2.1.7 - Сводный разрез расчетной пористости (юг-центр-восток)

Выше по разрезу залегает межкарбонатно-терригенная толща МКТ, поверхность которой характеризует **отражающий горизонт МКТ**.

Толща МКТ является покрывкой для второго карбонатно-терригенного комплекса, и ее толщина по сейсмическим данным для площади Урихтау изменяется в пределах 40-400 м. При этом максимальные значения толщин характерны для восточной и юго-восточной части площади работ. Минимальные значения толщин наблюдаются в центральной и северо-восточной частях участка исследований.

Поверхность отражающего горизонта МКТ, залегающая согласно с нижележащим комплексом отложений, выклинивается к основному сбросу северо-восточного простирания или литологически выклинивается в северной части участка к поверхности кровли горизонта Π_2 .

Брахiantiклинальная структура Урихтау по отражающей поверхности МКТ оконтуривается по изогипсе – 3175 м, минимальная отметка в своде – 2675 м. Размер большой и малой осей структур составляет 7,60x4,40 км.

Структура Восточный Урихтау оконтуривается по изогипсе – 3175 м с минимальной отметкой в своде -3100 м. Ее размер 3,90x2,90 км. Северо-восточное продолжение структуры Восточный Урихтау представлено тектонически-экранированным блоком, где выделяются два тектонически-экранированных локальных поднятия вытянутой изометричной формы, каждое из них оконтуривается по изогипсе -3200 м, их амплитуда около 25 м (рис.2.1.8).

На площади Южного Урихтау, поверхность отражающего горизонта МКТ литологически выклинивается к горизонту Π_2 и к тектоническому нарушению, представлена в виде тектонически-экранированной полуантиклинали, которая оконтуривается по изогипсе -3200 м. Свод структуры выходит за пределы участка исследований.

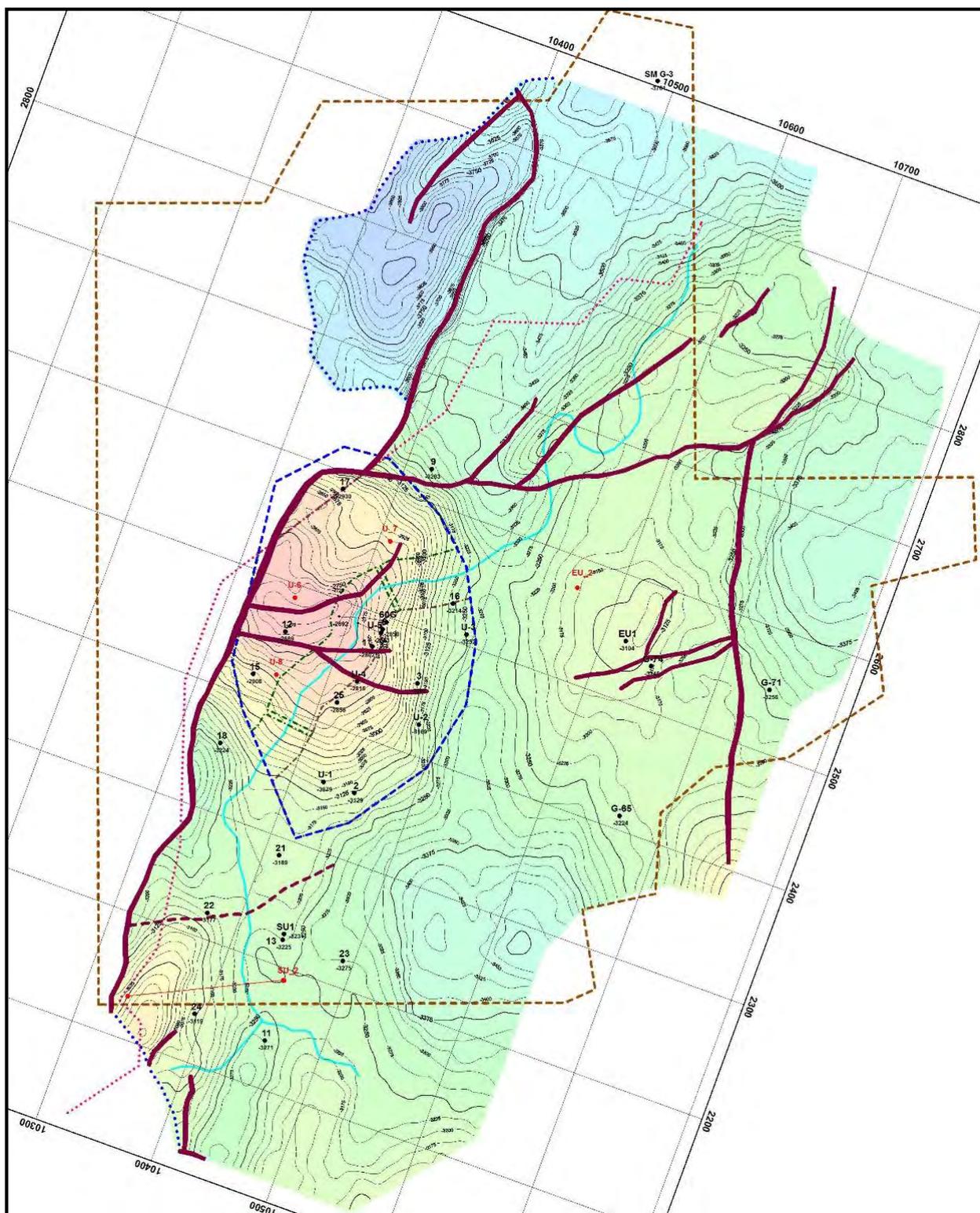


Рисунок 2.1.8 - Структурная карта по МКТ отражающему горизонту (кровля подольского горизонта московского яруса)

Отражающий горизонт P_2^c (КТ-I) характеризует кровлю первого карбонатного комплекса пород, в котором на сегодняшний день сосредоточены основные газонефтяные залежи на месторождении Урихтау. На центральном Урихтау по данным ГИС и опробования скважин продуктивность толщи КТ-I установлена по всему разрезу (в верхней, средней, нижней частях).

Как было выше сказано, подошву этого комплекса характеризует поверхность горизонта МКТ, структурные планы обеих горизонтов совпадают. Минимальные толщины между МКТ и P_2^c - 20-100 м характерны в области выклинивания МКТ к поверхности P_2 или к нарушению.

Максимальные толщины карбонатного комплекса КТ-I по сейсмическим данным и материалам бурения по площади варьируют в пределах 150-580 м, эта область максимальных толщин располагается в восточной части участка работ.

По поверхности горизонта P_2^c (КТ-I) в центральной части участка структура Урихтау представлена в виде крупной брахиантиклинали, которая тектонически-экранирована протяженным сбросом северо-восточного простирания. Свод структуры более молодыми нарушениями субширотного и северо-восточного простирания разбит на несколько блоков, которые в отдельности могут представлять интерес в нефтегазопроисковом отношении. Размеры большой и малой оси брахиантиклинали по изогипсе -2775 м составляют порядка 8,80x4,60 км при амплитуде поднятия более 525 м.

Структура Восточный Урихтау по поверхности P_2^c располагается к востоку от центра через синклинальный перегиб, она тектонически-экранирована протяженным нарушением меридионального направления с востока, также нарушениями, располагающимися в районе юго-восточного склона и небольшим нарушением в сводовой части, имеющим северо-восточное простирание. Структура характеризуется изогипсой -2675 м, минимальная отметка в своде составляет -2600 м. Амплитуда составляет 75 м, размер структуры -3,78x3,28 км.

При испытании скважины ВУ-1 из отложений толщи КТ-I - (IV, V объект) получен приток нефти, газа и воды.

Северо-восточнее от структуры Восточный Урихтау выделяется тектонически-экранированная антиклинальная структура, которая оконтуривается изогипсой -2725 м с минимальной отметкой в своде -2625 м.

Размер большой и малой осей структуры составляет -2,60x1,06 км, амплитуда поднятия – 100 м.

Структура Южный Урихтау характеризуется изогипсой -2850 м, она представляет собой полуантиклиналь вытянутой формы, тектонически-экранированную на крайнем юге участка нарушением северо-западного направления. В северной части экраном является предполагаемое нарушение, которое на сейсмическом разрезе выражено слабо. Уже ранее отмечалось, что данное нарушение слабо фиксируется в волновом поле из-за разрешающей способности сейсморазведке на данной глубине в высокоскоростном опорном пласте. То есть, мы не видим четкого смещения по кровле, но по вышележащим и нижележащим

отложениям плоскость разлома фиксируется. Более того, данная зона характеризуется и зоной фациального замещения.

Свод структуры имеет две вершины, где свод осложнен двумя нарушениями северо-восточного простирания. Минимальные отметки в сводах -2775 м. Амплитуда структуры 75 м. Длина большой и малой оси структуры составляет 4,16х2,14 км (рис.2.1.2.9).

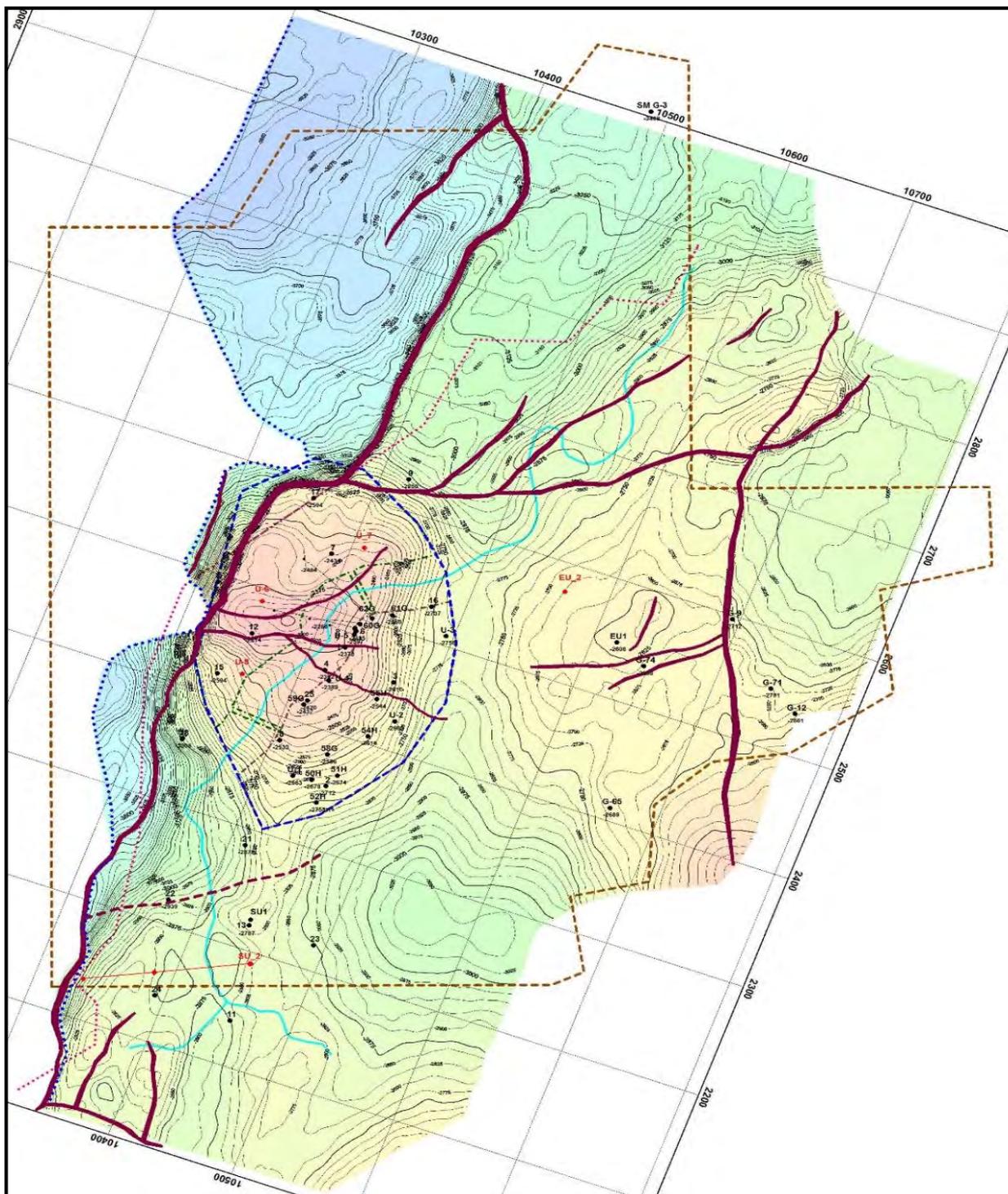


Рисунок 2.1.9 - Структурная карта по $P_2^c(KT-I)$ отражающему горизонту (кровля карбонатных отложений горизонта $KT-I$)

Поверхность отражающего горизонта P_1 отображает геологическое строение кровли подсолевых отложений, стратиграфически приуроченному к подошве соленосных

образований кунгура. Нижнепермские отложения (ассель-сакмар) контролируемые Π_1 и Π_2^c (КТ-I), Π_1 и Π_2 (КТ-II) отражающими горизонтами в пределах месторождения Урихтау распространены на всем участке работ. Мощность нижнепермского комплекса увеличивается, в основном, в восточной и западной его части.

В структурном плане по Π_1 отражающему горизонту в центре рассматриваемой площади выделяется довольно крупная брахиантиклиналь (собственно Урихтау), тектонически-ограниченная с северо-запада и с севера. Свод структуры осложнен серией малоамплитудных разнонаправленных нарушений, разделяющих свод на различные блоки.

Структура Урихтау оконтуривается изогипсой -2625 м, минимальная отметка в своде составляет -2250 м. Размер большой и малой осей структуры - 6,50x4,40 км. Амплитуда поднятия -375 м.

В восточном и северо-восточном направлениях от центральной структуры, через синклинальный перегиб, происходит воздымание поверхности отложений, контролируемых горизонтом Π_1 в сторону месторождения Жанажол. В северо-восточной части участка работ выделяется локальная тектонически-экранированная структура, оконтуривающаяся изогипсой -2450 м с минимальной отметкой в своде -2400м.

В районе Южного Урихтау выделяется полуантиклинальная, тектонически-экранированная структура, которая оконтуривается изогипсой -2825 м. Амплитуда структуры -50 м (рис.2.1.10).

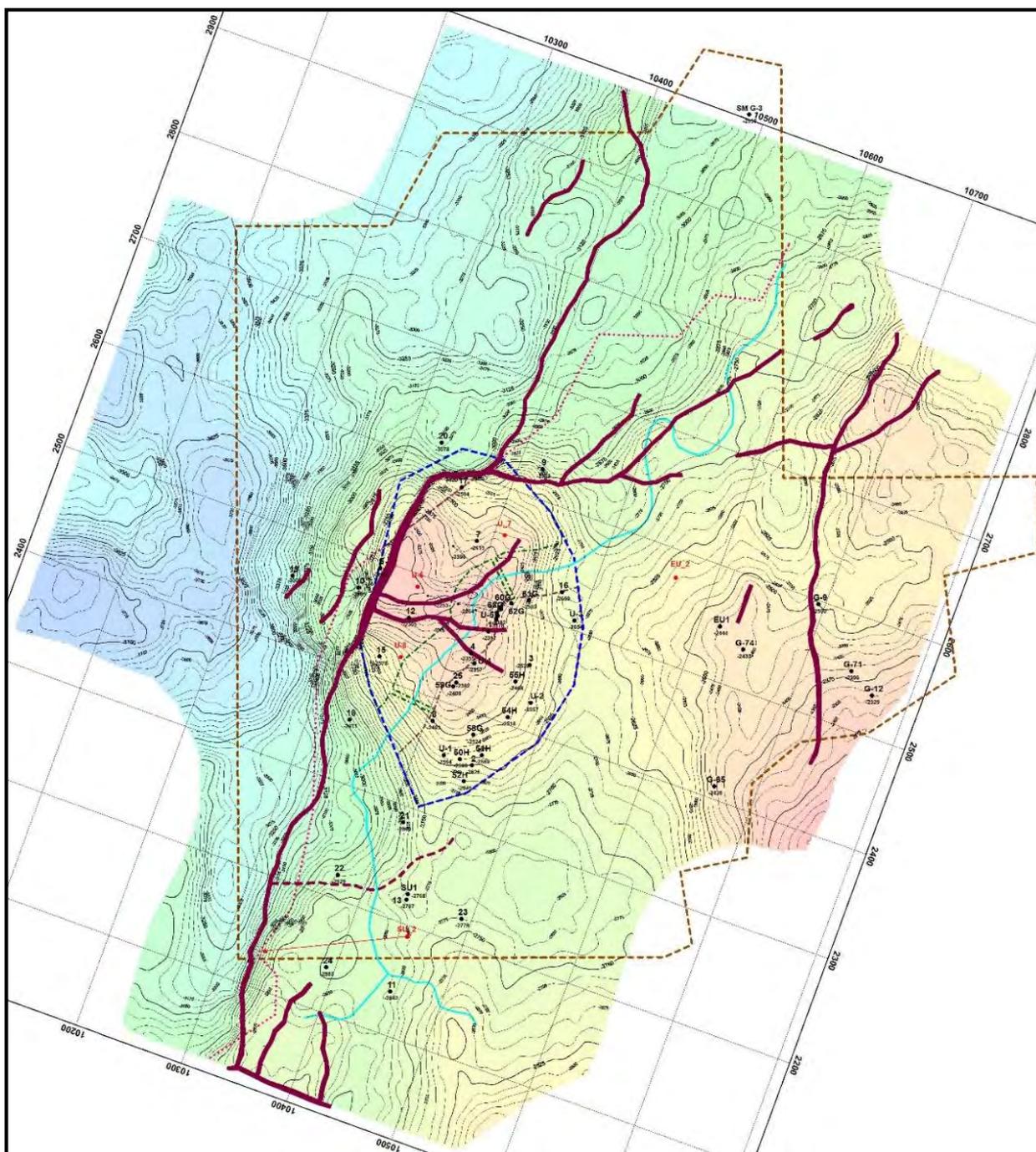


Рисунок 2.1.10 - Структурная карта по VI отражающему горизонту (кровля подсолевых отложений)

Отражающий горизонт VI характеризует кровлю соленосных образований кунгурского яруса. Соленосные образования, зачастую осложненные терригенными и сульфатно-терригенными отложениями, на рассматриваемой территории распространены повсеместно. Их толщины по площади колеблются в широком диапазоне. Наибольшие толщины – 2000-2600 м характерны непосредственно для сводовой части соляного купола Урихтау, а минимальные – 300-600 и более метров типичны для мульдовых зон.

В структурном плане по VI отражающему горизонту свод соляного купола имеет эллиптическую форму, вытянутую по длинной оси в северо-восточном направлении. Размеры свода соляного купола Урихтау составляют порядка 7.50 x 4.8 км.

Непосредственно сводовая часть соляного купола имеет чашеобразную синклинальную форму, что свидетельствует о зарождении в ее своде молодой компенсационной мульды, выполненной мезозойскими отложениями. Амплитуда прогибания свода соляного купола в его центре к настоящему времени достигла порядка 200-300 м. Юго-западная сводовая часть соляного купола Урихтау в свою очередь также осложнена локальным соляным куполом, вытянутым в юго-западном направлении. Размеры этого локального соляного купола по изогипсе -650 м составляют порядка 3.8 x 1.6 км при амплитуде поднятия около 300 м. Мульдовые зоны, обрамляющие непосредственно сам соляной купол Урихтау в пределах выполненных структурных построений осложняют его западную, северную, восточную и южную части. Наиболее глубокая мульда с амплитудой погружения ее донной части более трех километров зафиксирована в западной мульде.

На запад от основного соляного купола Урихтау, через глубокую мульду, по данным сейсморазведки, выделяется область большого соляного купола Башенколь. В районе крайней северо-восточной части участка работ оконтурена часть соляного купола Мортук. В крайней восточной части участка отмечается начало прослеживания соляного купола Жанажол.

В юго-восточном направлении от соляного купола Урихтау, по кровле соленосных образований, отмечается антиклинальное поднятие. Размеры этой антиклинали по изогипсе -1700 м составляют порядка 7.0 x 2.25 км при амплитуде поднятия более 150 м (рис.2.1.11).

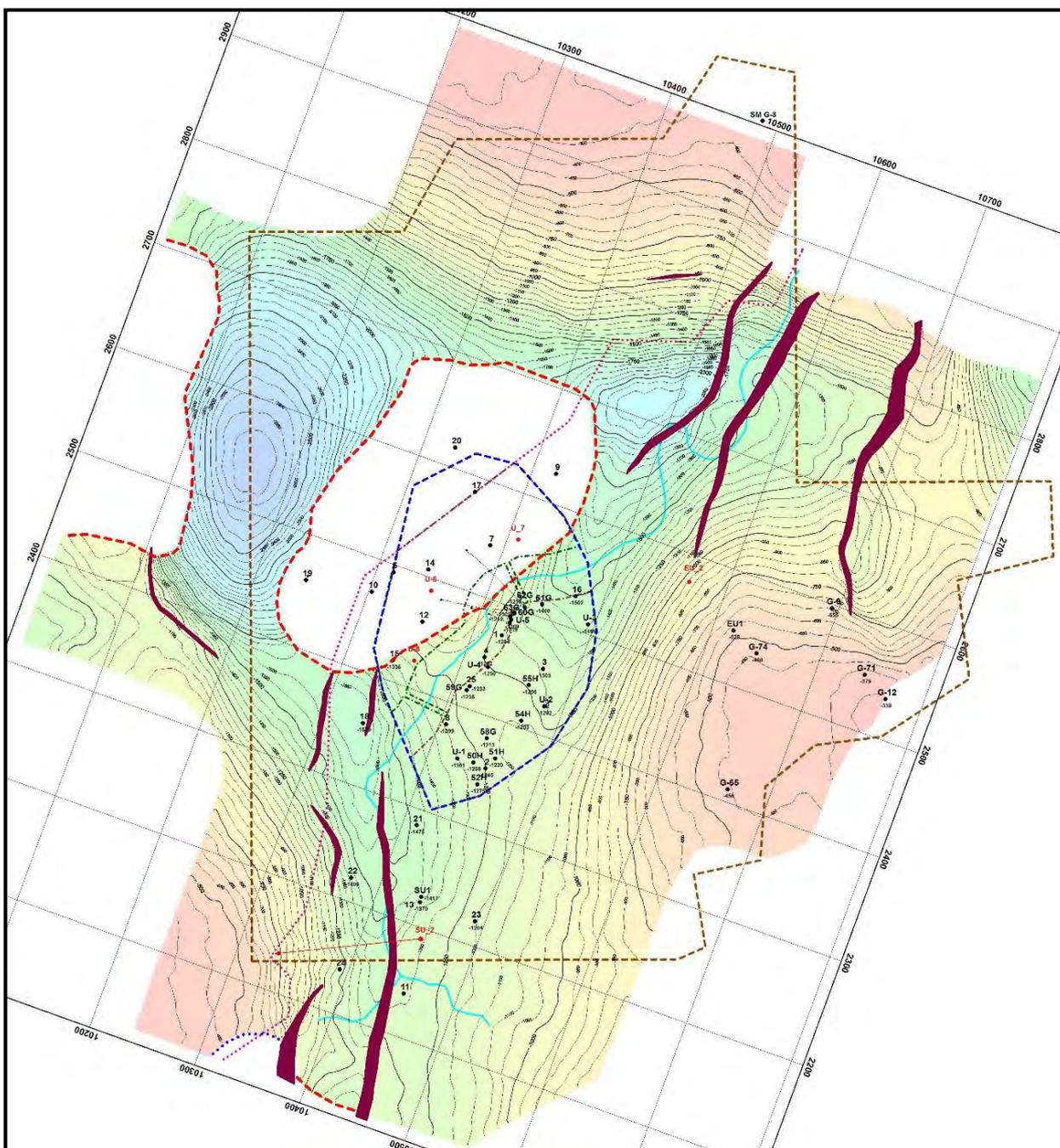


Рисунок 2.1.12 - Структурная карта по отражающему горизонту D (граница раздела верхней перми и Т)

Отражающий горизонт Т выделяется условно. Он характеризует геологическое строение верхней части отложений среднего триаса. Выбор данного горизонта для его корреляции по площади обусловлен тем, что по скважинным данным ГИС, в его кровельной части выделяется пласт (60-80 м), приуроченный к песчано-алевролитовым разностям пород с карбонатными пропластками. Отложения, контролируемые отражающим горизонтом Т на площади Урихтау отсутствуют в сводовой части соляного купола. Практически по всему «периметру» соляного купола Урихтау эти отложения контактируют с соленосными образованиями, а в юго-восточном направлении от соляного купола происходит их выклинивание под юрские отложения, а в юго-западном направлении кровля

горизонта прилегает к отложениям перми. Поверхность горизонта Т в направлении от центра к северу и юго-западу выклинивается под отложения верхнего триаса. Самая глубокопогруженная область – это западная мульда, где максимальные отметки составляют -2500 м. Минимальные отметки отмечаются в северной и юго-восточной частях площади.

Вдоль линии выклинивания поверхности отложений горизонта Т под отложения юры в восточной части площади, сформирована ловушка в виде узкой антиклинали вогнутой формы. Она оконтуривается изогипсой -520 м, амплитуда порядка 40 м (рис.2.1.13).

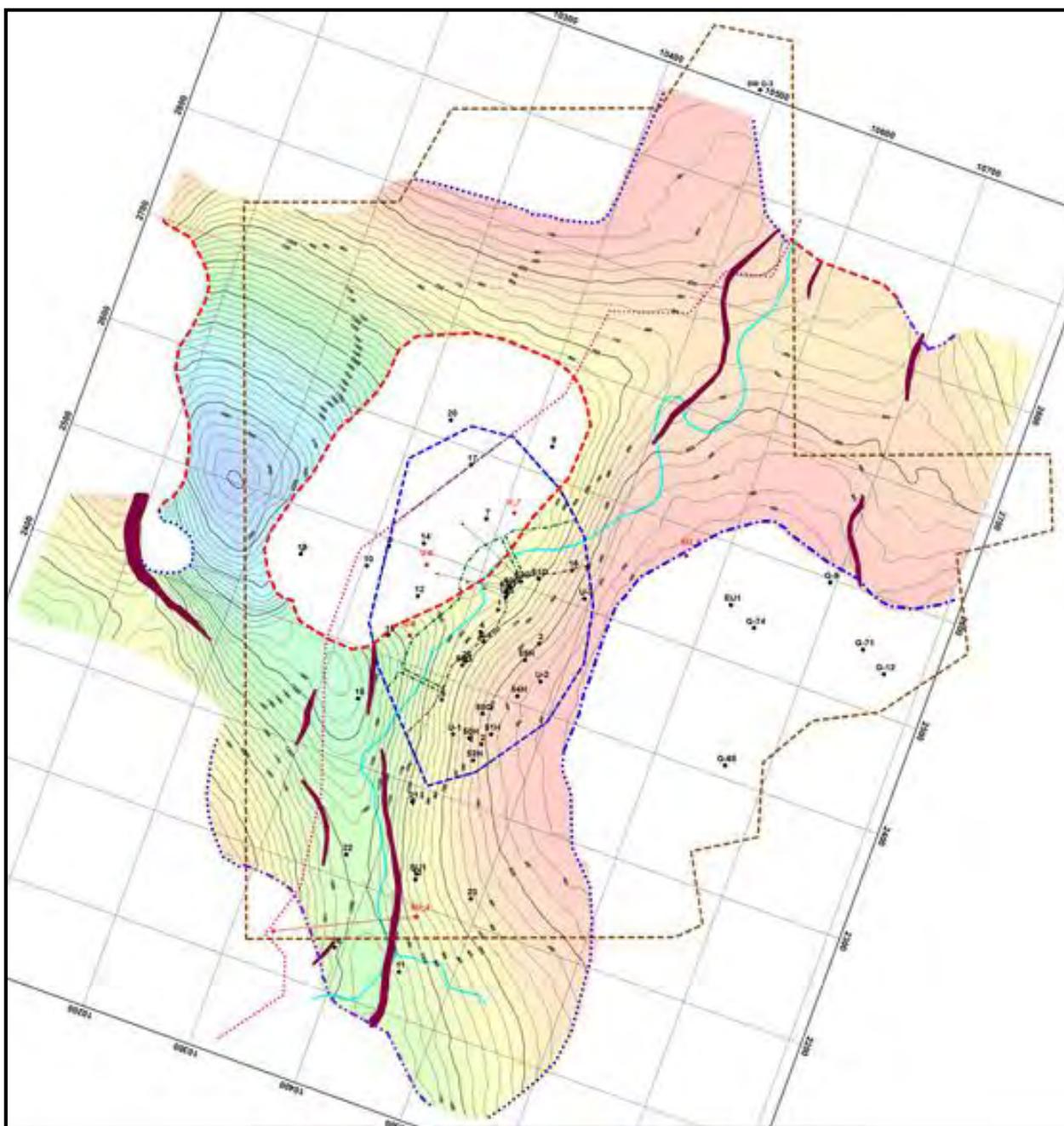


Рисунок 2.1.13 - Структурная карта по Т отражающему горизонту (условный горизонт в триасовых отложениях)

Отражающий горизонт V₁ характеризует поверхность подошвы верхнетриасовых отложений. На рассматриваемой площади эти отложения распространены локально и выполняют, в основном, депрессионные зоны. Вокруг соляных куполов отложения верхнего триаса контактируют с соляными куполами. В юго-восточном направлении от купола Урихтау происходит выклинивание верхнетриасовых отложений под юрские образования в виде структурного «залива». Подъем поверхности отражающего горизонта происходит в северном и восточном направлениях.

В северном направлении поверхность горизонта V_1 воздымается до отметок -185 м, в восточном направлении минимальная отметка в области выклинивания под юрские отложения составляет -230 м (рис.2.1.14).

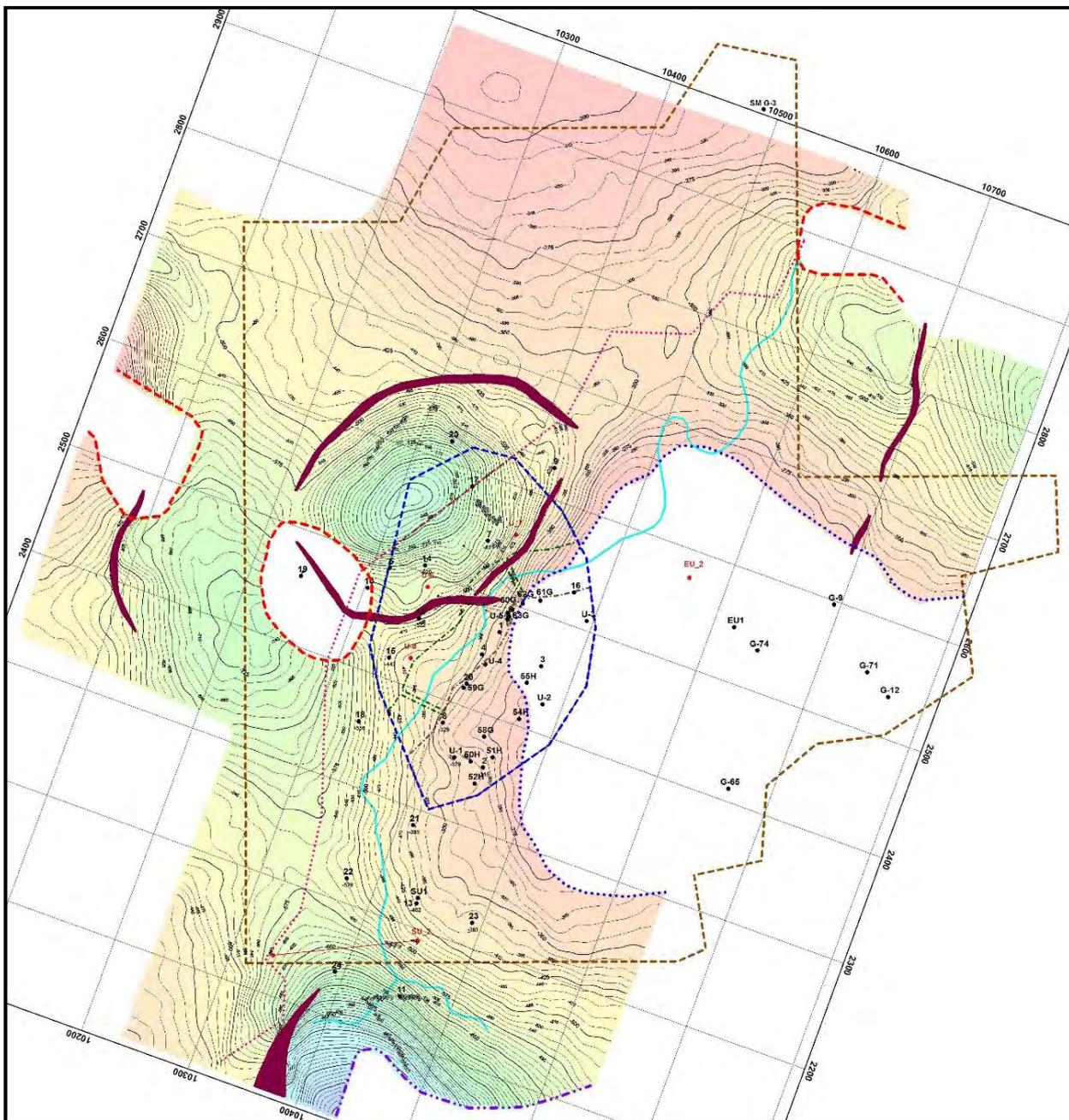


Рисунок 2.1.14 - Структурная карта по V_1 отражающему горизонту (подошва верхнего триаса)

Отражающие горизонты III, V характеризуют поверхность кровли и подошвы юрских отложений (рис.2.1.15 и 2.1.16). Данные отложения на площади Урихтау распространены повсеместно и их толщины варьируют в пределах 150-340 м. При этом максимальные значения толщин (до 340 м) отмечаются в сводовой части соляного купола Урихтау, где формируется компенсационная мульда (чашеобразная синклиналь), а минимальные значения (150-170 м) типичны для мульдовых зон, обрамляющих соляной купол. В структурном плане по указанным отражающим горизонтам в сводовой части

соляного купола Урихтау (район пробуренных скважин 5, 7, 10, 12,17, 20) выделяется чашеобразная синклиналь (компенсационная мульда) изометричной формы, ограниченная практически со всех сторон разрывными нарушениями. В районе компенсационной мульды максимальная отметка подошвы юрских отложений составляет -570 м. Для обеих поверхностей по горизонтам III и V характерно воздымание в северо-западном направлении. Поверхность отражающего горизонта V воздымается в северо-западном направлении до отметок -15 м, для поверхности III –горизонта характерно выклинивание к поверхности земли в западной части участка работ.

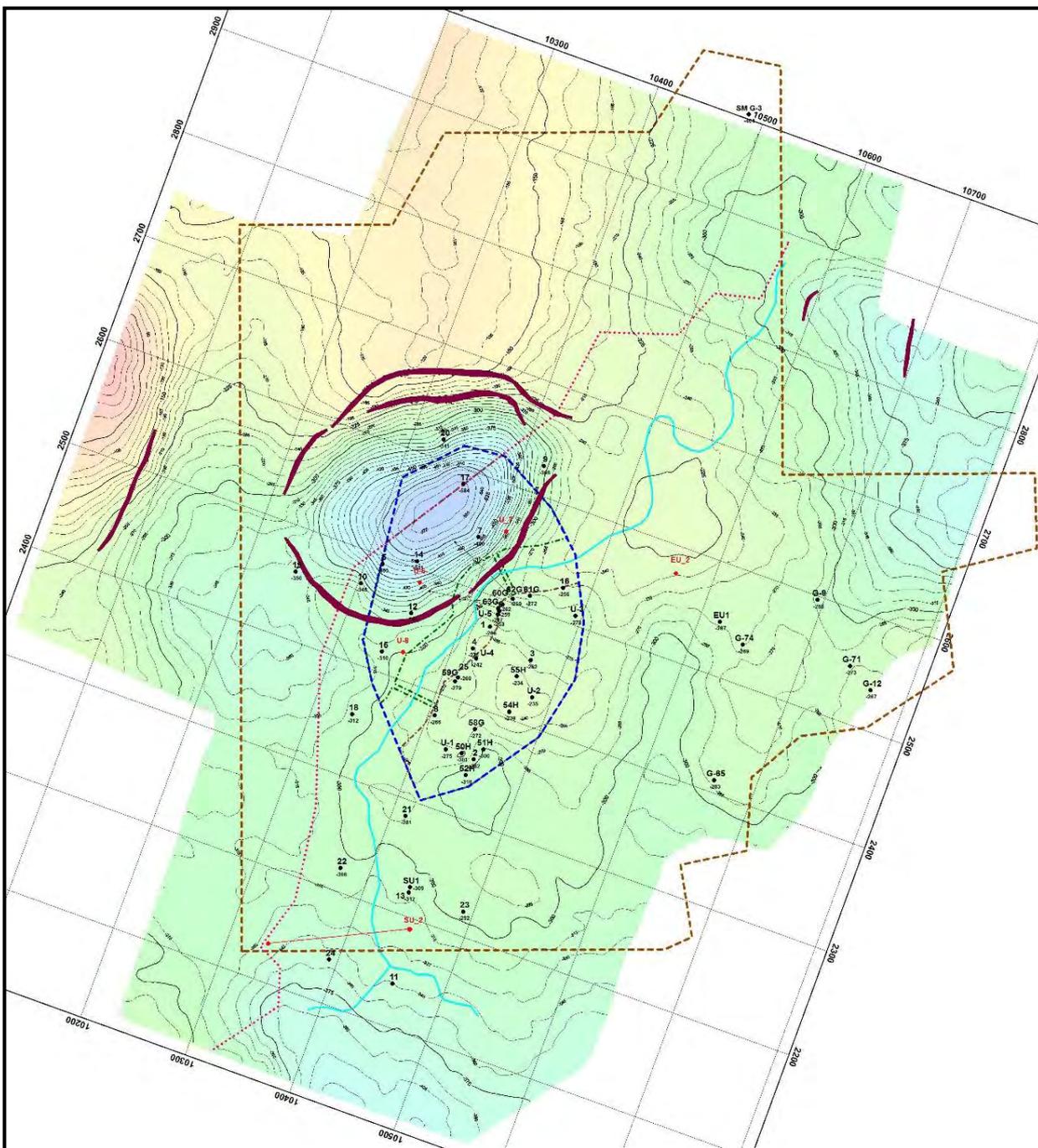


Рисунок 2.1.15 - Структурная карта по V отражающему горизонту (подшва юры)

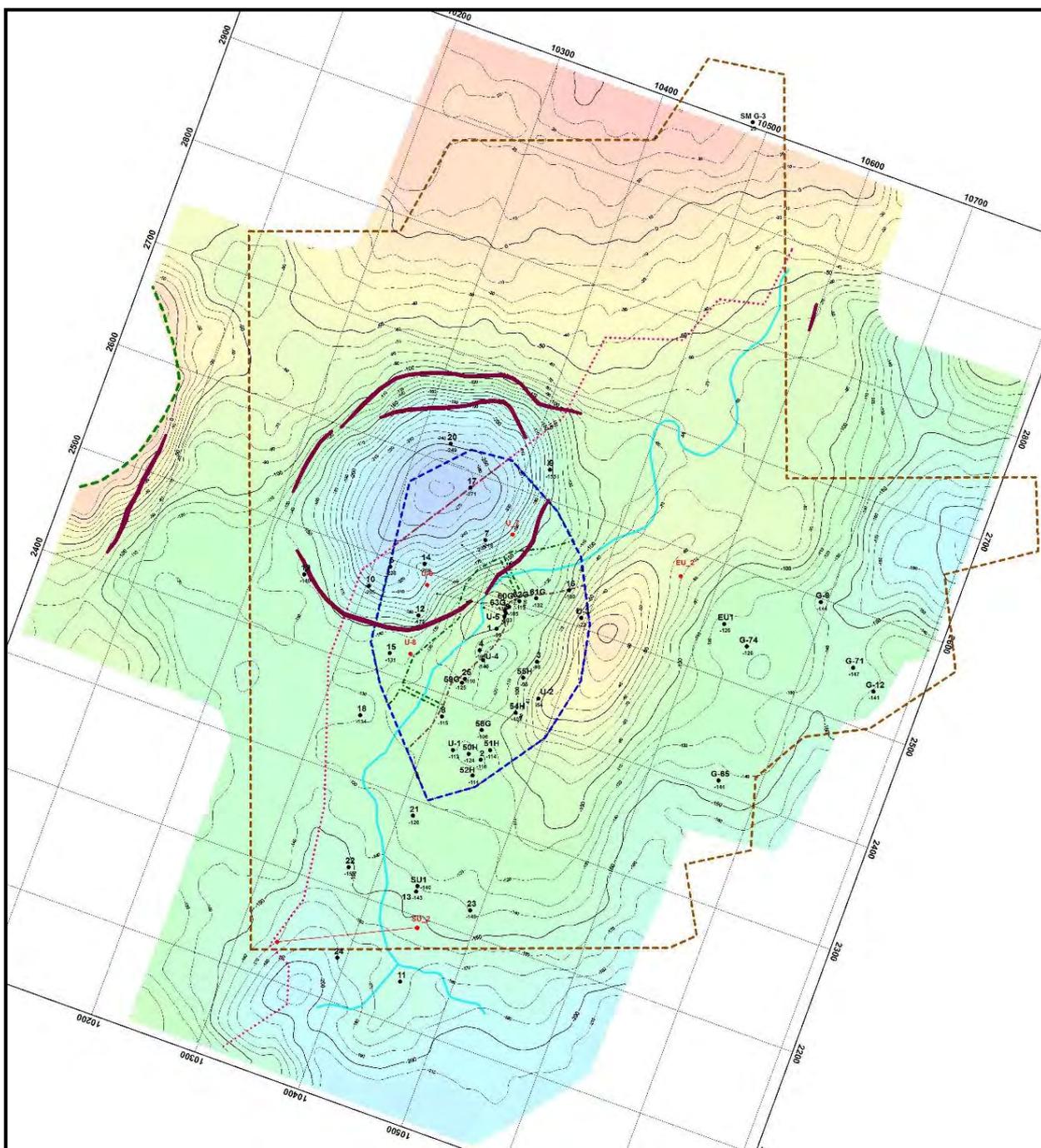


Рисунок 2.1.16 - Структурная карта по III отражающему горизонту (подшва неокома)

2.1.3 Нефтеносность

Первооткрывательницей месторождения Восточный Урихтау является скважина ВУ-1, где при испытании КТ-II в интервалах 4105-4111 м, 4115-4122 м, 4125-4133 м получен приток газа в объеме 10480 м³/сут и нефти 1,5 м³/сут.

В карбонатном разрезе месторождения Восточный Урихтау выявлены продуктивные толщи КТ-I и КТ-II, как на соседнем месторождении Урихтау. Учитывая региональную продуктивность толщ КТ-I и КТ-II, корреляция пробуренных скважин проведена по аналогии со скважинами месторождения Урихтау. Анализ всего имеющегося

комплекса ГИС показал идентичность выделенных стратиграфических комплексов и сходство стратиграфического расчленения толщ.

По результатам детальной попластовой корреляции в карбонатной толще КТ-I выделено пять продуктивных пластов - А, Б, В₁, В₂ и В' и в карбонатной толще КТ-II четыре продуктивных пласта - 1, 2, 3, 4 по аналогии с близлежащим месторождением Урихтау, при выделении контактов которых, использовали подход дифференцированного выделения уровней ВНК.

К выявленным продуктивным горизонтам приурочены тектонически и литологически-экранированные нефтенасыщенные залежи, где границами площадей продуктивности по каждой залежи являются принятые положения водонефтяных контактов. Определение водонефтяного контакта основывается на данных промысловой геофизики и опробования скважин.

Карбонатная толща КТ-I

Карбонатные отложения подольского и мячковского горизонтов верхнемосковского подъяруса, касимовского и гжельского ярусов верхнего карбона, включительно, составляет верхнюю карбонатную толщу КТ-I.

Согласно принятой в районе номенклатуре карбонатная толща КТ-I включает пять продуктивных пластов: А, Б, В₁, В₂, В'.

По данным материалов ГИС и результатами опробования, в пластах:

- КТ-I- А, Б, В₁, В₂ - нефтеносные.
- КТ-I- В' - водоносный.

Продуктивный пласт А. Залежь пластово-сводовая, тектонически экранированная. Общая толщина пласта составляет от 39,74м (скв. ВУ-2) до 51,5м (скв. ВУ-1). По результатам ГИС нефтенасыщенные пласты коллектора выделены только в скв. ВУ-1, толщина которых, составляет 22,3м.

В скв. ВУ-2 по результатам обработки материалов ГИС выделены водонасыщенные коллектора. В результате испытания в интервале 2991-3000м получен приток пластовой воды, всего извлеченный объем воды составил 52,8м³.

В ноябре 2018г в скважине ВУ-2 проведен ГИС контроль по определению работающих интервалов. Исследования проведено в интервалах 2991,9-2993,6м, 2995,3-2996,1м, 2999-3000м, в результате отмечался приток воды. Дебит не замерялся. В скв. ВУ-1 испытания не проводились.

Коэффициент расчлененности пласта составляет 3-6 ед., коэффициент песчаности пласта составляет 0,13-0,42 ед. В скв. Г-74 (Жаназол) по материалам ГИС коллектора отсутствуют.

ВНК принят по подошве нефтенасыщенного коллектора (скв. ВУ-1) на абсолютной отметке -2656,64 м.

С учетом принятого контакта площадь нефтеносности составляет 3439,4 тыс.м².

Продуктивный пласт Б. Залежь пластово-сводовая, тектонически экранированная. Общая толщина пласта составляет от 102,1м (скв. ВУ-2) до 109,1м (скв. Г-74). Продуктивной является скв. ВУ-1, где по материалам ГИС выделяются нефтенасыщенные пласты коллектора мощностью 7,7 м. Водонасыщенные коллектора выделены в скв. ВУ-2. В скв. Г-74 коллектора отсутствуют.

В результате испытания оценочной скважины ВУ-2 в интервале 3058-3064м получен приток пластовой воды, всего извлеченный объем воды составил 58,7м³.

В октябре 2018г в скважине ВУ-2 проведен ГИС контроль по определению работающих интервалов. Исследования проведено в интервалах 3058-3059,4м, 3060,6-3061,3м, 3062,8-3063,9м, в результате отмечался приток воды. Дебит не замерялся.

Коэффициент расчлененности варьируется от 2 до 8 ед, коэффициент песчаности пласта меняется от 0,08 (скв. ВУ-1) до 0,14 (скв. ВУ-2) ед.

ВНК принят по подошве нефтенасыщенного коллектора (скв. ВУ-1) и залегает на абсолютной отметке -2726,04 м.

С учетом принятого контакта площадь нефтеносности составляет 1415 тыс.м².

Продуктивный пласт В1. Залежь пластово-сводовая, тектонически экранированная.

Толщина пласта изменяется от 74,18м (скв. Г-74) до 86,36м (скв. ВУ-1). По результатам обработки материалов ГИС, в скв. ВУ-1 выделены нефте - водонасыщенные пласты коллектора, общей эффективной мощностью 45,5 м, из них 31,4 м нефтенасыщенной мощности, что также подтверждают результаты опробования. По результатам совместного опробования с пластами В₂, В¹, в интервалах 3086-3094, 3182-3187, 3197-3206, 3240-3243,5, 3261-3268м, получены газ, нефть и вода в объеме 1,06 тыс. м³/сут, 9м³/сут и 41,3м³/сут, соответственно. В скв. Г-74 (Жаназол) и скв. ВУ-2 по материалам ГИС выделены водонасыщенные толщины.

В результате испытания скважины ВУ-2 в интервале 3144-3155м получен приток пластовой воды, извлеченный объем воды за время опробования составил 172,7м³. Так же по результатам совместного опробования с пластом В₂ в интервалах 3185-3188, 3201-3208, 3260-3265м, получен приток пластовой воды, извлеченный объем воды составил 277,3 м³.

Количество пропластков-коллекторов меняется в пределах от 1 до 13, коэффициент песчаности пласта меняется от 0,09 (скв. Г-74) до 0,61 (скв. ВУ-1), в среднем составляет 0,34ед.

В скважине ВУ-1 проведено исследование по определению притока интервалов (PLT). Данное исследование охватило пласты - В₁, В₂, В/.

22 ноября 2015г в скважине ВУ-1 по определению работающих интервалов 3090-3094м (4м), 3182-3184,8м (2,8м), 3240,8-3243,5м (2,7м) и 3262-3268м (6м) всего 15,5м. Исследования показали, что интервал 3090-3094м работает с дебитами нефти 0,5 м³/сут и воды 35,42 м³/сут, интервал 3182-3184,8м работает с дебитами нефти 10,39 м³/сут и воды 22,04 м³/сут. Из интервалов 3240,8-3243,5м, 3262-3268м отмечался приток воды с дебитами 53,56 м³/сут и 39,32 м³/сут соответственно.

27 ноября 2016г проведено исследование по определению притока интервалов 3091-3094м (3м) и 3182-3187м (5м). В пределах интервала 3091-3094м, вклад которого составляет 47,37% от общего дебита скважины. Интервал работает с дебитами нефти 2,81 м³/сут и воды 28,81 м³/сут. Перфорированный интервал 3182-3187м работает полностью, вклад данного интервала в общий дебит скважины составляет 52,63%. Дебит нефти 9,92 м³/сут и воды 25,21 м³/сут.

9 октября 2018г в оценочной скв. ВУ-2 проведено исследование по определению притока интервалов (PLT). Исследования проведено в интервалах 3145-3147,8м, 3152-3155м, в результате отмечался приток воды. Дебит не замерялся.

Уровень ВНК принят на абсолютной отметке -2821,24м по подошве нефтенасыщенного коллектора в скв. ВУ-1 выделенного по данным ГИС.

С учетом принятого контакта площадь нефтеносности составляет 5081,25 тыс.м².

Продуктивный пласт В₂. Залежь пластово-сводовая, тектонически экранированная.

Общая толщина варьирует от 69,74м (скв. ВУ-2) до 88,68м (скв. Г-74). По данным ГИС нефтенасыщенная толщина в скв. ВУ-1, составляет 27,8 м. Также в скв. ВУ-1 проведено совместное опробование с пластами В₁, В/, в результате которого в интервалах 3086-3094, 3182-3187, 3197-3206, 3240-3243,5, 3261-3268м, получен газ, нефть и вода объемом 1,06 тыс. м³/сут, 9м³/сут и 41,3м³/сут соответственно. В скв. Г-74 и ВУ-2 по данным ГИС выделены водонасыщенные пласты коллектора. Количество пропластков-коллекторов составляет от 5 до 10 ед, коэффициент песчаности варьирует от 0,14 (скв. ВУ-2) до 0,46 ед (скв. ВУ-1).

В скв. ВУ-2 по результатам совместного опробования с пластом В₁ в интервалах 3185-3188, 3201-3208, 3260-3265м, получен приток пластовой воды объемом 277,3 м³.

В результате исследования по определению притока в скв. ВУ-2 в интервалах 3185-3186,4м, 3201-3208м, отмечался приток воды. Дебит не замерялся.

ВНК принят на абсолютной отметке -2916,8м по кровле водоносного пласта в скважине ВУ-1. Также подтверждается второй скважиной.

С учетом принятого контакта площадь нефтеносности составляет 5246,9 тыс.м².

МКТ

Межкарбонатная толща. Нижняя часть подольского горизонта (раннеподольского аргиллитами с прослоями алевролитов, песчаников и известняков. Межкарбонатная толща на Восточном Урихтау не продуктивна.

Карбонатная толща КТ-II

Карбонатные отложения нижнего карбона и нижнемосковского подъяруса образуют карбонатную толщу КТ-II.

Продуктивная толща КТ-II литологически сложена известняками с маломощными прослоями доломитов.

По данным 3Д сейсмики, бурения скважин в продуктивной толще КТ-II выделяется продуктивные пласты: КТ-II-1, КТ-II-2, КТ-II-3, (КТ-II-3-1, КТ-II-3-2), КТ-II-4.

По данным материалов ГИС и результатами опробования, в пластах:

- КТ-II-1, КТ-II-2 - отсутствуют коллектора
- КТ-II-3-1, КТ-II-3-2, КТ-II-4 - нефтеносные.

Ниже приводится описание строения выделенных продуктивных пластов и связанных с ними нефтяных залежей.

Продуктивный пласт КТ-II-3 делится на два пласта: КТ-II-3-1 и КТ-II-3-2.

КТ-II-3-1. К пласту приурочена нефтяная залежь.

По материалам ГИС в скв. ВУ-1, ВУ-2 выделены нефтенасыщенные пласты коллектора. В скв. Г-74 выделены водонасыщенные.

Общая толщина горизонта изменяется в пределах от 88,11м (скв. Г-74) до 156,55м (скв. ВУ-1), нефтенасыщенные коллектора изменяются в пределах от 3,3 м до 11,5 м. Коэффициент расчлененности составляет от 2 до 7, коэффициент песчаности варьируется от 0,02 до 0,15 д.е.

Продуктивность горизонта доказана в результате испытания в скв. ВУ-2, в интервалах 3940,5-3950м, 3953-3958,5м, 3967-3970,5м, где на разных штуцерах получен газ от 4,896 тыс.м³/сут, до 11,704тыс. м³/сут и нефть от 13,3 м³/сут до 33,1 м³/сут.

В сентябре 2018г в скважине ВУ-2 проведен ГИС контроль по определению работающих интервалов при 11мм штуцере. Исследования проведено в интервалах 3941,8-3942,7м, 3944,9-3946,7м, 3947,7-3949,8м, 3953-3955,5м

Исследования показали, что интервалы 3941,8-3942,7м работает с дебитами нефти 17,49 м³/сут и газа 4,98 тыс.м³/сут, интервал 3944,9-3946,7м работает с дебитами нефти 10,69 м³/сут и газа 3,04 тыс.м³/сут. Из интервала 3947,7-3949,8м отмечался приток нефти и газа с дебитами 7,27 м³/сут и 2,07 тыс.м³/сут соответственно, в интервале 3953-3955,5м, отмечается приток нефти с дебитом 25,93 м³/сут и газа с дебитом 7,38 тыс.м³/сут.

ВНК принят на абсолютной отметке -3686,34м по подошве нижнего интервала перфорации пласта в скважине ВУ-2.

С учетом принятого контакта площадь нефтеносности составляет 6071,9 тыс.м².

КТ-II-3-2. К пласту приурочена нефтяная залежь, вскрытая двумя скважинами ВУ-1 и ВУ-2.

Общая толщина горизонта изменяется в пределах от 103,3м (скв. ВУ-1) до 112,5м (скв. ВУ-2), нефтенасыщенные коллектора изменяются в пределах от 53,9 м до 67,7 м. Расчлененность пласта составляет 15-20, песчанистость в среднем равна 0,54 ед.

В скважине ВУ-1 проведено опробование, в интервалах 4004-4011, 4014-4018м, 4035-4044м, 4048-4056м, 4073-4081м, по результатам которого на разных штуцерах получен газ от 17,304 тыс.м³/сут, до 66,096тыс. м³/сут и нефть от 55,75м³/сут до 201,24 м³/сут.

В ноябре 2015г в скважине ВУ-1 проведен ГИС контроль по определению работающих интервалов при 5мм и 9мм штуцере. Исследования проведено в интервалах 4004-4008м, 4008-4010м, 4014-4015,3м, 4037-4039м и 4078-4080м.

Исследования при 5 мм штуцере показали, что интервал 4004-4008м работает с дебитами нефти 42,65 м³/сут и газа 9,53 тыс. м³/сут, а интервал 4008-4010м работает с дебитами нефти 7,87 м³/сут и газа 2,99 м³/сут. Из интервала 4014-4015,3м отмечался приток нефти и газа с дебитами 24,05 м³/сут и 2,74тыс. м³/сут соответственно, в интервалах 4037-4039м, 4078-4080м состав притока являлась только нефть с дебитами 2,98 м³/сут и 24,17 м³/сут соответственно.

При 9мм штуцере исследование затронули интервалы 4004-4007м, 4007-4010м, 4014-4015м работает с дебитами нефти 94,41 м³/сут и газа 11,09тыс. м³/сут, соответственно нефти 51,41 м³/сут и газа 7,26тыс. м³/сут и нефть – 43,1 м³/сут, газ -4,7тыс. м³/сут, в интервалах 4016-4017,5м, 4037-4038,7м отмечался нефть -50,85 м³/сут и 13,2 м³/сут соответственно.

С 14.08 по 20.08.2020г на скважине ВУ-1 произведена перфорация на НКТ в интервале 3981,7-3982,5м, 3987,5-3990м, 3991,6-3992,6м, 3996,5-4002м, 4026-4031,5м, 4063-4066м, 4069-4071,5м. С 26-27.12.2020г. проведен ГИС контроль по определению работающих интервалов 3981,7-3985,2м, 3987,5-3990м, 3991,6-3992,6м, 3996,5-4002м, 4004-4011м, 4014-4018м, 4026-4031,5м, 4035-4044м, 4048-4056м, 4063-4066м, 4069-4071,5м, 4073-4081м. На момент исследования по полученным данным расчетный дебит газированной нефти и воды составил 107,26 м³/сут и 0,02 м³/сут соответственно.

В скважине ВУ-2 данный пласт опробован в интервалах 4015-4022, 4029,5-4035м, 4040-4046м, 4052-4054м по результатам испытания получены газ и нефть с суточным дебитом газа – 221,731 тыс.м³ и нефти -157,4м³.

Также в скважине ВУ-2 данный пласт опробован в интервалах 4072-4089, 4093,5-4094,5м, 4120-4127м по результатам испытания получен газ и нефть с суточным дебитом газа – 221,731 тыс.м³ и нефти -157,4м³.

В августе 2018г в скважине ВУ-2 проведен ГИС контроль по определению работающих интервалов 4017,9-4019,1м, 4019,1-4122м, 4129,5-4031,6м, 4041,5-4042,7м, 4052-4053,4м на 11мм штуцере. В результате интервалы 4017,9-4019,1м работает с дебитом газом 16,6 тыс.м³/сут. Интервалы 4019,1-4122м работает с дебитами нефти 25,9 м³/сут и газа 5,03 тыс.м³/сут. Из интервала 4029,5-4031,6м отмечался приток нефти и газа дебитами 20,31 м³/сут и 3,92 тыс.м³/сут соответственно. Из интервала 4041,5-4042,7м отмечался приток нефти, газа и воды дебитами 18,63 м³/сут, 5,25 тыс.м³/сут и 4,31 м³/сут соответственно. Интервалы 4052-4053,4м работает с дебитами нефти 39,24 м³/сут, газа 7,07 тыс.м³/сут и воды 5,77 м³/сут.

Также со 2 по 5 августа в 2018г в скважине ВУ-2 проведен ГИС контроль по определению работающих интервалов при 7мм и 11мм штуцере. Исследования проведено в интервалах 4072-4074м, 4074,5-4078,8м, 4080,2-4084м.

Исследования при 7 мм штуцере показали, что в интервалах 4072-4074м, 4074,5-4078,8м, 4080,2-4084м отмечается приток нефти, газа и воды. Общий дебит нефти и воды составили 25,64 м³/сут и 2,51 м³/сут соответственно.

При 11мм штуцере исследование затронули интервалы 4072-4078,7м, 4079,5-4084,9м, отмечается приток нефти, газа и воды. Общий дебит нефти и воды составили 49,87 м³/сут и 8,61 м³/сут соответственно. Из нтервалов 4120-4121,4м, 4124-4125м отмечается приток нефти и воды. Общий дебит воды и нефти составил 3,21 м³/сут и 2,57 м³/сут соответственно.

УВНК принят по подошве самого нижнего нефтяного пласта в скв. ВУ-2 на абсолютной отметке -3843,2м. С учетом принятого УВНК площадь нефтеносности составляет 16078,8 тыс.м².

КТ-II-4. К пласту приурочена нефтяная залежь. По материалам ГИС в скв. ВУ-1 выделены нефтенасыщенные пласты коллектора мощностью 45,3м. В оценочной скважине ВУ-2 выделены нефтенасыщенные пласты коллектора мощностью 21,3 м и водонасыщенные мощностью 12,8 м. Коэффициент расчлененности составляет от 12 до 15, коэффициент песчаности варьируется от 0,32 до 0,41 д.е.

В скважине ВУ-1 данный пласт опробован в интервалах 4105-4111, 4115-4122м, 4125-4133м, по результатам испытания получен газ, нефть и техническая вода с суточным дебитом газа - 10,480тыс.м³/сут и нефти -1,5м³/сут.

В октябре 2015г в скважине ВУ-1 проведен ГИС контроль по определению работающих интервалов на разных штуцерах 4105-4108,4м, 4118,5-4120м, 4128-4032м. Исследования показали, что интервалы 4105-4108,4м, 4118,5-4120м, 4128-4032м работают с газом и нефтью.

В результате опробования в скважине ВУ-2 в интервале 4150-4156м, получен газ 5,450м³/сут и нефть 14,69м³/сут.

В июле 2018г проведено исследование по определению притока интервала 4150-4154,3м и 4154,3-4156м. В пределах интервала 4150-4154,3м, вклад которого составляет 85,1% от общего дебита скважины. Интервал работает с дебитами нефти и газа 14,69 м³/сут. Вклад интервала 4154,3-4156м в общий дебит скважины составляет 14,9%. Дебит нефти воды 2,57 м³/сут.

ВНК принят по подошве самого нижнего нефтяного пласта в скв. ВУ-2 на абсолютной отметке -3893,68м. С учетом принятого ВНК площадь нефтеносности составляет 11984,4 тыс.м².

2.2 Характеристика толщин, коллекторских свойств продуктивных горизонтов и их неоднородности

Для определения характеристик коллекторских свойств продуктивных горизонтов были использованы результаты лабораторных исследований кернового материала, данные промыслово-геофизических и гидродинамических исследований.

Результаты анализа керна. На структуре Восточный Урихтау всего пробурены 3 скважины с отбором керна: разведочная скважина Г-74 (пробуренная в советское время), поисково-разведочная скважина ВУ-1 и оценочная скважина ВУ-2.

На дату данного проекта изученность продуктивных отложений по керну не изменилась, так как за отчетный период новые скважины не пробурены.

Всего по скважинам с отбором керна пройдено 1089,04 м, вынос керна 1018,36 м или 93,5% от проходки. Проанализировано 970 образцов керна.

Характеристика отбора керна приведена в таблице 2.2.1.

Таблица 2.2.1 - Характеристика отбора керна

№ скв.	Отбор керна по месторождению			Всего проанализированных образцов	Кол-во образцов, приходящихся на прод.пачки	Кол-во кондиц. образцов
	Проходка	Вынос керна от проходки				
		м	м			
Отбор керна по толще КТ-I						
Г-74	23	11,2	48,7	-	-	-
ВУ-1	179,42	169,15	94,3	226	215	33
ВУ-2	187,73	187,73	100	168	161	37
Всего по КТ-I:	390,15	368,08	94,3	394	376	70
Отбор керна по МКТ						
ВУ-2	13,3	13,3	100	18	18	
Отбор керна по толще КТ-II						
Г-74	77	38,7	50,3	-	-	-
ВУ-1	306,59	296,28	96,6	253	216	18
ВУ-2	302	302	100	305	269	14
Всего по КТ-II:	685,59	636,98	92,9	558	485	32
Всего по разрезу						
Г-74	100	49,9	49,9	-	-	-
ВУ-1	486,01	465,43	95,8	479	431	51
ВУ-2	503,03	503,03	100	491	448	51
Всего по разрезу:	1089,04	1018,36	93,5	970	879	102

Общая проходка колонковым долотом в толще КТ-I составила 390,15 м, вынос керна – 368,08 м, что составляет 94,3%. Проанализировано 394 образцов, из них 376 образцов приходится в продуктивные пласты. Количество кондиционных образцов составляет 70 единицы.

В пределах межкарбонатной толщи пройдено с отбором керна 13,3 м и вынесено 13,3 м керна в скважине ВУ-2 и проанализировано 18 образцов керна.

По толще КТ-II пройдено 685,59 м и вынесено 636,98 м или 94,9% от проходки с отбором керна. Толща охарактеризована 558 образцами, в том числе 485 образцов из продуктивных пластов. Количество кондиционных образцов – 32 ед.

К кондиционным отнесены образцы, значения, пористости которых превышают $K_{пгр}=6\%$ для толщи КТ-I и $K_{пгр}=6,2\%$ для толщи КТ-II при граничном значении проницаемости 0,1 мД.

Исследования керна проведены общепринятыми методами, широко известными по многочисленным руководствам по анализу керна в лаборатории Атырауского филиала ТОО «КМГ Инжиниринг».

Комплекс исследований, проведенный на керне скважин ВУ-1 и ВУ-2 сведены в таблицу 2.2.2.

Таблица 2.2.2 – Комплекс исследований, проведенный на керне скважин ВУ-1 и ВУ-2

Виды исследований	КТ-I	МКТ	КТ-II
<i>Литолого-петрографические исследования</i>			
Петрографическое описание шлифов на керне/на шламе	271/71	18/6	457/148
Возрастные определения на керне/на шламе	52/86	16/7	56/252
Люминесцентно-битуминологический анализ	243		276
Рентгено-минералогический анализ	303	18	425
Изучение трещиноватости	37		67
<i>Стандартные исследования</i>			
Пористость открытая, образец	386	18	556
Газопроницаемость, образец	372	18	554
Карбонатность, образец	258	3	317
Плотность, объемная и минералогическая, образец	386	18	556
Содержание нефти/воды, образец	19/19	-	56/56

Проведённые геофизические исследования скважин. За период, прошедший после составления отчёта «Авторский надзор за реализацией проекта пробной эксплуатации месторождения Восточный Урихтау» новых скважин по месторождению пробурено не было.

В целом на месторождении пробурены две скважины – ВУ-1 и ВУ-2, по которым проведена интерпретация материалов ГИС по отложениям КТ-I, МКТ, КТ-II, с использованием программы «Interactive Petrophysics». При интерпретации материалов ГИС были использованы данные анализов керна, полевое описание керна и результаты опробования пласта.

Геофизические исследования в скважинах состояли из общих исследований по всему стволу и детальных исследований в интервале продуктивной толщи. Комплекс проводился в открытом, так и в закрытом стволе при достигнутой проектной глубине. Геофизические работы проводились в подготовленных скважинах после подъема бурильных труб.

Виды и объёмы ГИС. В необсаженном стволе

В скважинах проводился обязательный стандартный комплекс ГИС. Стандартный каротаж, боковой, микробоковой, боковое каротажное зондирование, акустический, радиоактивный, газовый каротаж, термометрия, инклинометрия, кавернометрия, профилометрия, отбор грунтов, отбор проб на кабеле. В новых скважинах, пробуренные в наше время, комплекс расширился новыми методами: литолого-плотностной каротаж (ZDEN, PE), вместо БКЗ был записан многозондовый боковой каротаж, вместо кривой НГК проведена запись компенсированного нейтронного каротажа (CNC), пластовым микросканером (FMI), ядерно-магнитный каротаж (CMR), широкополосный акустический каротаж (SonicScanner), многоволновой диэлектрический каротаж (Dielectric Scanner), модульный динамический пластоиспытатель (MDT).

В скважине ВУ-2 была выполнена интерпретация данных ГИС комплекса РEX-HRLA-HNGS, SonicScanner, FMI, CMR, DielectricScanner и MDT в интервале 2948 - 4606 м.

В обсаженных частях ствола скважины (в колонне):

В скважинах ВУ-1 (26-27.12.2020г) и ВУ-2 (29-30.11-01.12.2020г) проводились исследования по определению профиля притока (PLT исследование) компанией АО «Казпромгеофизика».

Комплекс исследований проводился аппаратным комплексом «МЕГА-ПЛТ-9». Скважинный аппаратный комплекс, содержит в своём составе следующий набор датчиков:

- Термометр
- Манометр
- Резистивиметр
- Индикатор притока
- Влагомер

А также дополнительные модули:

- Механический расходомер
- Плотномер

Для оценки качества цементирования колонн использовались термометрия и акустическая цементометрия (АКЦ).

Все полученные материалы соответствуют требованиям “Технической инструкции по проведению геофизических исследований в скважинах” и технических рекомендаций к скважинным приборам. Скважинные приборы проэталонированы в соответствии с инструктивными положениями и откалиброваны перед началом записи.

Интерпретация ГИС. Расчленение разреза на коллекторы и вмещающие породы, и определение эффективной толщины осуществлялось по следующей схеме.

В разрезе выделяли потенциальные коллекторы на основании следующих признаков:

-снижение относительно вмещающих глин значений интенсивности естественной радиоактивности, (2-4мкр/ч., 20-40 gar) и увеличение значений вторичной гамма-активности;

-пониженные сопротивления в коллекторах по сравнению с вмещающими (как правило 30-200 Ом;)

-повышенные значения интервального времени (в основном 160-190 мкс/м);

-диаметр скважины близкий к номинальному иногда увеличен.

Вмещающие породы имеют следующие признаки (пласты-не коллекторы):

- низкие значения по ГК;
- низкие показания интервального времени (до 155 мкс/м);
- высокое значение плотности (2.69-2.80 гр/см³);
- сопротивления от 800 Ом до десятков тысяч Ом.

Аргиллиты – наоборот, повышенные значения по ГК (40-100 гари, 5-10мкр/ч), пониженные значения сопротивлений (5-20 Ом), высокие значения интервального времени (240-340 мкс/м.).

Помимо качественных признаков для выделения коллекторов использовались количественные критерии - пористость. За граничное значение пористости принято значение - 6% для КТ-I и для КТ- II 6,2%.

В скважинах в отложениях КТ-II встречаются интервалы высокой радиоактивности, не связанные с глинистостью.

Интерпретация материалов ГИС проводилась в программы «Interactive Petrophysics».

В виде входных данных использовались следующие виды каротажных кривых: нейтронная пористость, время пробега продольной волны, плотность, интегральное гамма радиоактивное излучение, электропроводимость незатронутой промывочной жидкостью зоны, электропроводимость зоны проникновения промывочной жидкости, коэффициентов петрофизических зависимостей и другие данные, запрашиваемые программой. Ниже приведены исходные параметры, используемые в обработке:

Доломит – плотность - 2,8 г/см³;

Известняк – плотность – КТ-I 2.71 г/см³; КТ-II 2.70 г/см³;

Известняк - матрица DT – 156 мкс/м;

Доломит - матрица DT – 143 мкс/м;

Аргиллит – плотность – 2.45 г/см³;

Фильтрат – плотность – 1.0 г/см³;

Петрофизические константы

КТ-I a=1, b=1 m=2.03, n=1.75.

КТ-II a=1, b=1 m=1.99, n=1.85.

Минерализация пластовых вод на месторождении составляет: для КТ- I и КТ- II - принята 79,2 г/ дм³.

Пластовая температура составляет 70-850С (по данным испытаний скважин).

Перед тем, как начинать обработку проводилась подготовительная работа:

- по проверке качества результатов измерений
- устранение аппаратных помех

- привязка к соответствующим глубинам и нормализация кривых
- перевод к единым единицам измерения

Определение объёмной глинистости проводилось по методу гамма каротажа, по двойному разностному параметру.

При обработке материалов ГИС в основу программы была заложена карбонатная модель коллектора.

Базовыми кривыми для определения пористости в скважинах использовались методы КпобщННК, ГГКп и АК.

Коэффициент водонасыщенности по данным ГИС был определён по уравнению Арчи.

Для определения характера поведения пород-коллекторов проведён статистический анализ по продуктивным горизонтам. Результаты обобщённых значений общих, нефтенасыщенных и водонасыщенных толщин, а также полученные показатели неоднородности пластов представлены в таблице 2.2.3.

Таблица 2.2.3 – Характеристика толщин продуктивных горизонтов

Толщина	Наименование	По горизонту						
		КТ-I-А	КТ-I-Б	КТ-I-Б ₁	КТ-I-Б ₂	КТ-II-З ₁	КТ-II-З ₂	КТ-II-4
Общая	Средняя, м	47,18	103,67	78,5	80,76	129,9	113,91	107,34
	Коэффициент вариации, доли ед.	0,12	0,03	0,07	0,09	0,23	0,02	0,02
	Интервал изменения м	39,7-54,2	99,8-109,05	74,2-86,36	69,7-88,68	88,1-156,52	111,3-116,55	105,2-109,49
Нефте-насыщенная	Средняя, м	22,3	7,7	31,4	27,8	7,4	60,8	33,3
	Коэффициент вариации, доли ед.	0	0	0	0	0,55	0,11	0,36
	Интервал изменения м	22,3	7,7	31,4	27,8	3,3-11,5	53,9-67,7	21,3-45,3
Эффективная	Средняя, м	13,8	10,85	26,7	25,17	9,43	60,8	39,7
	Коэффициент вариации, доли ед.	0,61	0,29	0,59	0,36	0,46	0,11	0,14
	Интервал изменения м	5,3-22,3	7,7-14	6,5-45,5	17,4-38,2	3,3-13,5	53,9-67,7	34,1-45,3

Согласно таблице 2.2.3 на продуктивный горизонт КТ-II-32 приходится большой объем нефтенасыщенных толщин равный в среднем 60,8 м, с коэффициентом песчаности равным 0,54 доли ед., расчленённости – 17,5 доли ед. Минимальное значение нефтенасыщенных толщин приходится на пласты КТ-I-Б и КТ-II-31 равные 7,7 и 7,4 м, с низкими значениями песчаности 0,11 и 0,08 доли ед., соответственно.

Характеристика коллекторских свойств и нефтенасыщенность продуктивных горизонтов по данным лабораторных исследований керна, геофизических исследований скважин, гидродинамическим исследованиям приведена в таблице 2.2.4.

Таблица 2.2.4 - Характеристика коллекторских свойств и нефтенасыщенности по горизонтам

Метод определения	Наименование	Проницаемость, *10 ⁻³ мкм ²	Пористость, доли ед.	Начальная нефтенасыщенность, доли ед.
1	2	3	4	5
КТ-I-A				
Лабораторные исследования керна	Количество скважин	-	-	-
	Количество определений	-	-	-
	Среднее значение	-	-	-
	Коэффициент вариации	-	-	-
	Интервал изменения	-	-	-
Геофизические исследования скважин	Количество скважин	1	1	1
	Количество определений	6	6	6
	Среднее значение	7,1	0,12	0,87
	Коэффициент вариации	1,11	0,17	0,05
	Интервал изменения	0,3-23,1	0,09-0,15	0,80-0,93
Гидродинамические исследования скважин	Количество скважин	-	-	-
	Количество определений	-	-	-
	Среднее значение	-	-	-
	Коэффициент вариации	-	-	-
	Интервал изменения	-	-	-
КТ-I-B				
Лабораторные исследования керна	Количество скважин	1	1	-
	Количество определений	8	8	-
	Среднее значение	0,24	0,107	-
	Коэффициент вариации	0,888	0,225	-
	Интервал изменения	0,11-0,78	0,072-0,143	-
Геофизические исследования скважин	Количество скважин	1	1	1
	Количество определений	2	2	2
	Среднее значение	17	0,13	0,91
	Коэффициент вариации	0,03	0,12	0,03
	Интервал изменения	16,4-17,4	0,11-0,14	0,89-0,93
Гидродинамические исследования скважин	Количество скважин	-	-	-
	Количество определений	-	-	-
	Среднее значение	-	-	-
	Коэффициент вариации	-	-	-
	Интервал изменения	-	-	-
КТ-I-B₁				
Лабораторные исследования керна	Количество скважин	2	2	-
	Количество определений	4	4	-
	Среднее значение	3,6	0,082	-
	Коэффициент вариации	1,516	0,101	-
	Интервал изменения	0,12-12,97	0,071-0,091	-
Геофизические исследования скважин	Количество скважин	1	1	1
	Количество определений	5	8	8
	Среднее значение	9,9	0,11	0,72
	Коэффициент вариации	1,7	0,4	0,13
	Интервал изменения	0,14-43,2	0,06-0,20	0,55-0,88
Гидродинамические исследования скважин	Количество скважин	-	-	-
	Количество определений	-	-	-
	Среднее значение	-	-	-
	Коэффициент вариации	-	-	-
	Интервал изменения	-	-	-
КТ-I-B₂				
Лабораторные исследования керна	Количество скважин	2	2	-
	Количество определений	52	52	-
	Среднее значение	3,03	0,126	-
	Коэффициент вариации	1,592	0,297	-
	Интервал изменения	0,1-24,8	0,072-0,215	-

Продолжение таблицы 2.2.4

Геофизическое исследование скважин	Количество скважин	1	1	1
	Количество определений	5	7	7
	Среднее значение	2,7	0,14	0,85
	Коэффициент вариации	1,43	0,33	0,08
	Интервал изменения	0,22-10,3	0,08-0,21	0,76-0,94
Гидродинамические исследования скважин	Количество скважин	-	-	-
	Количество определений	-	-	-
	Среднее значение	-	-	-
	Коэффициент вариации	-	-	-
	Интервал изменения	-	-	-
КТ-II-3-1				
Лабораторные исследования керна	Количество скважин	1	1	-
	Количество определений	1	1	-
	Среднее значение	0,15	0,075	-
	Коэффициент вариации	-	-	-
	Интервал изменения	-	-	-
Геофизическое исследование скважин	Количество скважин	2	2	2
	Количество определений	5	8	8
	Среднее значение	1	0,06	0,63
	Коэффициент вариации	0,8	0,28	0,13
	Интервал изменения	0,11-2,7	0,04-0,09	0,52-0,77
Гидродинамические исследования скважин	Количество скважин	1	-	-
	Количество определений	1	-	-
	Среднее значение	0,11	-	-
	Коэффициент вариации	-	-	-
	Интервал изменения	-	-	-
КТ-II-3-2				
Лабораторные исследования керна	Количество скважин	2	2	-
	Количество определений	31	31	-
	Среднее значение	1,75	0,097	-
	Коэффициент вариации	0,989	0,191	-
	Интервал изменения	0,1-7,97	0,063-0,136	-
Геофизическое исследование скважин	Количество скважин	2	2	2
	Количество определений	35	35	35
	Среднее значение	2,5	0,08	0,72
	Коэффициент вариации	1,24	0,22	0,16
	Интервал изменения	1,14-16,3	0,06-0,12	0,50-0,95
Гидродинамические исследования скважин	Количество скважин	2	-	-
	Количество определений	3	-	-
	Среднее значение	0,367	-	-
	Коэффициент вариации	0,396	-	-
	Интервал изменения	0,1628-0,4885	-	-
КТ-II-4				
Лабораторные исследования керна	Количество скважин	-	-	-
	Количество определений	-	-	-
	Среднее значение	-	-	-
	Коэффициент вариации	-	-	-
	Интервал изменения	-	-	-
Геофизическое исследование скважин	Количество скважин	2	2	2
	Количество определений	12	20	20
	Среднее значение	4,4	0,08	0,63
	Коэффициент вариации	2,0	0,2	0,14
	Интервал изменения	0,1-36,5	0,06-0,12	0,49-0,81
Гидродинамические исследования скважин	Количество скважин	2	-	-
	Количество определений	6	-	-
	Среднее значение	0,564	-	-
	Коэффициент вариации	1,07	-	-
	Интервал изменения	0,1086-1,8751	-	-

Статистические ряды распределения проницаемости пород-коллекторов продуктивных горизонтов представлены ниже в таблице 2.2.5.

Таблица 2.2.5 – Статистические ряды распределения проницаемости

Интервалы изменения, $10^{-3} \cdot \text{мкм}^2$	По данным ГИС							По данным лабораторного изучения керна						
	Число случаев							Интервалы изменения, $10^{-3} \cdot \text{мкм}^2$	Число случаев					
	КТ-I-A	КТ-I-B	КТ-I-B ₁	КТ-I-B ₂	КТ-II-3 ₁	КТ-II-3 ₂	КТ-II-4		КТ-I-B	КТ-I-B ₁	КТ-I-B ₂	КТ-I-B'	КТ-II-3 ₁	КТ-II-3 ₂
0,1-1	2	-	1	3	4	16	6	0,1-1	8	3	29	5	1	16
1-10	2	-	3	1	1	18	4	1-10	-	-	16	-	-	15
10-100	2	2	1	1	-	1	2	10-100	-	1	7	1	-	-
Всего	6	2	5	5	5	35	12	Всего	8	4	52	6	1	31

Ниже приводятся литологические и емкостно-фильтрационные характеристики продуктивных горизонтов с учетом новых исследований по керну, ГИС и по ГДИС.

Горизонт КТ-I-A. По данным геофизических исследований скважин породы-коллекторы характеризуются средневзвешенной пористостью 0,12 доли ед., изменяющейся в пределах 0,09-0,15 доли ед. Нефтенасыщенность коллекторов колеблется от 0,80 до 0,93 доли ед., в среднем составляя 0,87 доли ед. Проницаемость в среднем составил $7,1 \cdot 10^{-3} \text{ мкм}^2$.

Лабораторные исследования и гидродинамические исследования отсутствуют.

Данный продуктивный горизонт характеризуется общей толщиной, составляющей в среднем 47,18 м и изменяющейся в пределах 39,7-54,2 м. Нефтенасыщенная толщина пласта составляет 22,3 м. Эффективная толщина коллекторов колеблется от 5,3 до 22,3 м. Коэффициент песчаности данного горизонта в среднем составляет 0,27 доли ед. Средняя расчлененность – 4,5.

Горизонт КТ-I-B представлен коллекторами по данным ГИС со средневзвешенной пористостью, изменяющейся в диапазоне $0,11 \div 0,14$ доли ед., составляя в среднем 0,13 доли ед., среднее значение нефтенасыщенности – 0,91 доли ед., изменяется в пределах 0,89-0,93 доли ед. Интервал изменения проницаемости составляет $16,4-17,4 \cdot 10^{-3} \text{ мкм}^2$, в среднем – $17 \cdot 10^{-3} \text{ мкм}^2$.

По данным керна пористость изменяется в пределах 0,072-0,143 доли ед., в среднем составляя 0,107 доли ед., проницаемость – от 0,11 до $0,78 \cdot 10^{-3} \text{ мкм}^2$, в среднем – $0,24 \cdot 10^{-3} \text{ мкм}^2$. Проницаемость по ГДИС не определялась.

Общая толщина горизонта составляет в среднем 103,67 м. Толщина нефтенасыщенных пропластков составляет 7,7 м, эффективная толщина в среднем – 10,85 м. Коэффициент песчаности в среднем составляет 0,11 доли ед., расчлененность – 5.

Горизонт КТ-I-B₁ по данным ГИС представлен коллекторами с пористостью в среднем равной 0,11 доли ед. и интервалом изменения 0,06-0,20 доли ед. Диапазон

изменения нефтенасыщенности – 0,55-0,88 доли ед., среднее значение составляет 0,72 доли ед. Проницаемость в среднем составляет – $9,9 \cdot 10^{-3}$ мкм².

По лабораторным исследованиям керна открытая пористость изменяется от 0,071 до 0,091 доли ед. и равной в среднем 0,101 доли ед. Проницаемость колеблется в пределах $0,12-12,97 \cdot 10^{-3}$ мкм² и составляет в среднем $3,6 \cdot 10^{-3}$ мкм². Проницаемость по ГДИС не определялась.

Горизонт характеризуется общей толщиной в среднем 78,5 м. Значение нефтенасыщенной толщины по одной скважине составляет 31,4 м, эффективная толщина в среднем – 26,7 м. Коэффициент песчаности в среднем составляет 0,34 доли ед. Расчлененность горизонта, в среднем составляет 8.

Горизонт КТ-I-B2 по данным ГИС представлен коллекторами с пористостью равной в среднем 0,14 доли ед. и варьирующей в пределах 0,08-0,21 доли ед. Интервал изменения нефтенасыщенности – 0,76-0,94 доли ед., среднее значение составляет 0,85 доли ед. Проницаемость в среднем – $2,7 \cdot 10^{-3}$ мкм².

По лабораторным исследованиям керна открытая пористость изменяется от 0,072 до 0,215 доли ед. и равной в среднем 0,126 доли ед. Проницаемость колеблется в пределах $0,1-24,8 \cdot 10^{-3}$ мкм² и составляет в среднем $3,03 \cdot 10^{-3}$ мкм². Проницаемость по ГДИС не определялась.

Общая толщина горизонта в среднем составляет 80,76 м. Суммарная мощность нефтенасыщенных пропластков в объеме горизонта по одной скважине составляет 27,8 м. Эффективная толщина горизонта изменяется в пределах 17,4-38,2 м. Среднее значение песчаности составляет 0,31, расчлененности – 6,67.

Горизонт КТ-II-3-1. Пористость по результатам ГИС в среднем составляет 0,06 доли ед., варьирует в диапазоне 0,04-0,09 доли ед. Нефтенасыщенность изменяется от 0,52 до 0,77 доли ед., средняя нефтенасыщенность коллекторов – 0,63 доли ед. Проницаемость в среднем равна $1 \cdot 10^{-3}$ мкм².

По одному лабораторным исследованию керна значение пористости равно 0,075 доли ед., значение проницаемости – $0,15 \cdot 10^{-3}$ мкм².

По одному гидродинамическому исследованию проницаемость составляет $0,11 \cdot 10^{-3}$ мкм².

Общая толщина горизонта в среднем составляет 129,9 м. Нефтенасыщенная толщина составляет в среднем 7,4 м. Средняя эффективная толщина – 9,43 м. Коэффициент песчаности горизонта составляет в среднем 0,08 доли ед., коэффициент расчлененности – 5.

Горизонт КТ-II-32. Пористость по данным ГИС в среднем составляет 0,08 доли ед., варьирует в диапазоне 0,06÷0,12 доли ед. Нефтенасыщенность в среднем составляет 0,72 доли ед., изменяется в пределах 0,50-0,95 доли ед. Проницаемость по данным ГИС в среднем составляет $2,5 \cdot 10^{-3}$ мкм².

По лабораторным исследованиям керна открытая пористость изменяется от 0,063 до 0,136 доли ед. и равной в среднем 0,097 доли ед. Проницаемость колеблется в пределах $0,1-7,97 \cdot 10^{-3}$ мкм² и составляет в среднем $1,75 \cdot 10^{-3}$ мкм².

По данным гидродинамики средняя проницаемость составляет $0,560 \cdot 10^{-3}$ мкм², изменяясь в пределах $0,165-1,9 \cdot 10^{-3}$ мкм².

Общая толщина горизонта варьирует в пределах от 111,3 до 116,55 м. Нефтенасыщенная толщина составляет в среднем 60,8 м. Средняя эффективная толщина в среднем – 60,8 м. Коэффициент песчаности горизонта составляет в среднем 0,54 доли ед., коэффициент расчлененности – 17,5.

Горизонт КТ-II-4. По определениям ГИС значение пористости в среднем составляет 0,08 доли ед., изменяясь в пределах 0,06-0,12 доли ед., нефтенасыщенность в среднем – 0,63 доли ед. с интервалом изменения 0,49-0,81 доли ед. Среднее значение проницаемости – $4,4 \cdot 10^{-3}$ мкм², изменяется от 0,1 до $36,5 \cdot 10^{-3}$ мкм².

Кондиционных анализов отсутствует.

Проницаемость по гидродинамике не исследовалась.

Общая толщина данного горизонта изменяется от 105,2 до 109,49 м. Нефтенасыщенная толщина в среднем составляет 33,3 м. Эффективная толщина коллекторов колеблется от 34,1 до 45,3 м. Коэффициент песчаности в среднем – 0,37 доли ед. Средняя расчлененность – 13,5.

Средние значения пористости, определенные по керну и по ГИС, немного различаются. Для расчётов рекомендуется взять значение K_p по геофизическим данным, так как они позволяют более достоверно судить о пористости коллекторов: количество определений и количество скважин, охваченных исследованием по ГИС намного больше чем по керну.

Значения проницаемости, определённые по керну и гидродинамике несколько различаются. Для характеристики проницаемости продуктивного разреза более достоверное представление даёт проницаемость, определённая по гидродинамическим исследованиям. Она характеризует проницаемость всего перфорированного интервала, а не отдельных его частей, как по анализам керна.

Таким образом учитывая все исследования по керну, по ГИС и ГДИС коллектора данного месторождения относится к классу малой ёмкости.

2.3 Свойства и состав нефти, газа и воды

На момент утверждения отчета «ППЭ-2019г» свойства пластовой нефти месторождения были представлены результатами исследования 6 глубинных проб нефти. Физико-химические свойства нефти в поверхностных условиях были исследованы по 8 пробам.

После утверждения отчета на месторождении дополнительно были отобраны 4 глубинные и 5 поверхностных проб нефти из скважин ВУ-1 и ВУ-2. Глубинные пробы нефти были отобраны подрядной организацией глубинным пробоотборником ПГП. По скважине ВУ-1 были отобраны 3 параллельные глубинные пробы пластовой нефти (дата отбора проб 05.09.2020г), из которых две были исследованы. В период 23-25.12.2020г было отобрано два образца пластового флюида из скважин ВУ-1 и ВУ-2. Новые глубинные пробы исследовались в лаборатории Атырауского филиала ТОО «КМГ Инжиниринг».

Лабораторные исследования пластовой нефти проводились в лаборатории исследования пластовых флюидов на установке «FLUID-EVAL» (Франция), в соответствии с существующим МВИ 2 №02-2017 «Методика выполнения измерений. Методы исследования пластовых флюидов и сепарированных нефтей». По пробам пластовой нефти были проведены стандартная сепарация, дифференциальное разгазирование и исследования при постоянной массе, по результатам которых были определены параметры нефти и растворенного газа.

В целом на дату составления текущего отчета свойства пластовой нефти месторождения исследованы по 10 глубинным пробам нефти. Основная масса глубинных проб (6 проб) отобраны из горизонта КТ-II-3-2, по горизонту КТ-II-3-1 отобрана 1 проба, а по горизонту КТ-II-4 2 пробы.

Физико-химические свойства нефти в поверхностных условиях, а также в целом по месторождению исследованы по 13 пробам.

В рамках текущего отчета проведены сопоставление и анализ данных по новым и ранее отобраным пробам нефти, по результатам которых были уточнены свойства флюида в пластовых и поверхностных условиях.

Результаты исследования всех проб пластовой нефти по стандартной сепарации представлены в таблице 2.3.1.

Таблица 2.3.1 – Замеренные параметры пластовой нефти

№№ п/п	№№ скважин	Горизонт	Интервал перфорации		Абс. отметка серед. инт. перф.	Дата отбора	Тип пробы	Номер пробы	Глубина отбора	Давление исследования	Пластовая температура	Давление насыщения	Плотность пластовой нефти	Вязкость пластовой нефти	Коэффициент сжимаемости	Газосодержание		Объемный коэффициент	Усадка	Плотность сепарированной нефти	Плотность сепарированного газа		Средний коэффициент растворимости газа	Исполнитель				
																м³/м³	м³/т				Air-1.	(м³/м³) /МПа						
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	МПа	°С	МПа	кг/м³	мПа*с	1/МПа	17	18	19	20	21	22	23	24					
1	ВУ-2	КТ-II-3-1	3941	3970,5	-3671	26.09.18	глуб.		3900	40,8	78,7	16,5	740,0	0,87	34,29E-4	144,3	173,0	1,344	25,6	834,0	0,925	8,74	КМГ					
2	ВУ-1*	КТ-II-3-2	4004	4081	-3764	01.11.15	глуб.		3900	45,0	82,0	39,0	485,7	0,16	48,22E-4	779,6	955,5	3,163	68,4	815,9	0,767	19,99	КМГ					
3	ВУ-1		3982	4081	-3752	05.09.20	глуб.	1	3960	42,6	82,0	35,0	607,3	0,52	33,20E-4	461,5	547,5	2,114	52,7	843,0	0,792	13,19	КМГ					
4	ВУ-1		3982	4081	-3752	25.12.20	глуб.	1	3942	41,0	78,7	37,5	593,0	0,25	33,00E-4	419,2	504,4	2,104	52,4	831,0	0,813	11,17	КМГ					
5	ВУ-2		4015	4054	-3750	23.12.20	глуб.	1	3950	40,9	78,7	37,7	587,0	0,27	35,80E-4	414,9	498,1	2,100	52,4	833,0	0,800	11,01	КМГ					
6	ВУ-2		4015	4054	-3750	31.08.18	глуб.		3950	38,7	82,0	37,0	583,2	0,32	34,98E-4	440,1	529,4	2,155	53,6	831,3	0,802	11,89	КМГ					
7	ВУ-2		4072	4127	-3815	11.08.18	глуб.		4000	41,2	79,8	22,0	692,0	0,42	30,00E-4	207,2	248,1	1,527	38,1	835,0	0,889	9,41	КМГ					
8	ВУ-2*																											
Принятые параметры по горизонту КТ-II-3-2																												
9	ВУ-1*	КТ-II-4	4111	4133	-3843	18.10.15	глуб.		4050	20,0	82,5	17,9	731,2	0,64	23,14E-4	142,8	169,6	1,354	26,1	842,0	0,860	8,00	КМГ					
10	ВУ-2*		4150	4156	-3869	16.07.18	глуб.		2800	42,5	77,0	8,6	784,0	1,65	23,14E-4	65,8	78,1	1,176	15,1	843,0	1,006	7,65	КМГ					

*-непредставительная проба аномальные значения параметров новые пробы КМГ-ТОО "КМГ Инжиниринг"

2.3.1 Свойства нефти в пластовых условиях

В рамках утверждения отчета «ППЭ-2019г» в распоряжении авторов отчета находились результаты исследования 6 глубинных проб нефти, параметры которых изменялись в широких пределах. Из них, на основе анализа данных, часть проб пластовой нефти была отбракована по ряду причин. Полученные данные по новым глубинным пробам пластовой нефти из горизонта КТ-II-3-2 по скважинам ВУ-1 и ВУ-2, а также промысловые данные с начала разработки месторождения дали обоснование для пересмотра ранее принятых параметров нефти. В частности, по новым 4 глубинным пробам параметры пластовой нефти горизонта КТ-II-3-2 характеризуется высоким значением газосодержания и связанного с ним давления насыщения. Достоверность новых проб подтверждаются значительной схожестью параметров пластовой нефти по пробам из обеих скважин ВУ-1 и ВУ-2, а также между параллельными образцами. Согласно полученным новым данным, пластовая нефть горизонта КТ-II-3-2 представляется как «насыщенный флюид» с давлением насыщения близким к пластовому значению. В частности, давление насыщения пластовой нефти горизонта по представительным пробам принимается на уровне 36,4 МПа, при газосодержании, полученным по стандартной сепарации 439,0 м³/м³. Насыщенность пластовой нефти подтверждают и промысловые данные, согласно которым наблюдается очень высокие промысловые показатели газового фактора по скважинам (больше 700 м³/т). Нефть характеризуется низкой плотностью (836,0 кг/м³) и вязкостью 0,38 мПа*с. В рамках текущего отчета ранее принятые параметры пластовой нефти по горизонту были пересмотрены с учетом новых данных.

Стоит отметить, что новые пробы пластовой нефти отобраны только по одному горизонту КТ-II-3-2, а изученность остальных горизонтов остается на уровне предыдущего отчета, согласно которому горизонт КТ-II-3-1 исследован одной пробой, а по горизонту КТ-II-4 ранее отобранные пробы оказались не кондиционными. Из чего следует необходимость дальнейшего изучения свойств пластовой нефти по вышеотмеченным горизонтам.

Ниже на рисунках 2.3.1-2.3.4 представлены графики зависимости по пробам: давление насыщения - газосодержание (P_b-GOR), плотность пластовой нефти - газосодержание (ρ_r-GOR), объемный коэффициент - газосодержание (V_o-GOR), вязкость пластовой нефти - объемный коэффициент. По графикам можно заметить разные «облака изменения значений», указывающих на представительность образцов.

Сопоставления и принятые параметры пластовой нефти с учетом обработки некорректных данных представлены в таблице 2.3.2.

Обновленные изменения параметров пластовой нефти при снижении давления по горизонту КТ-II-3-2 приведены на таблице 2.3.3 и рисунках 2.3.5-2.3

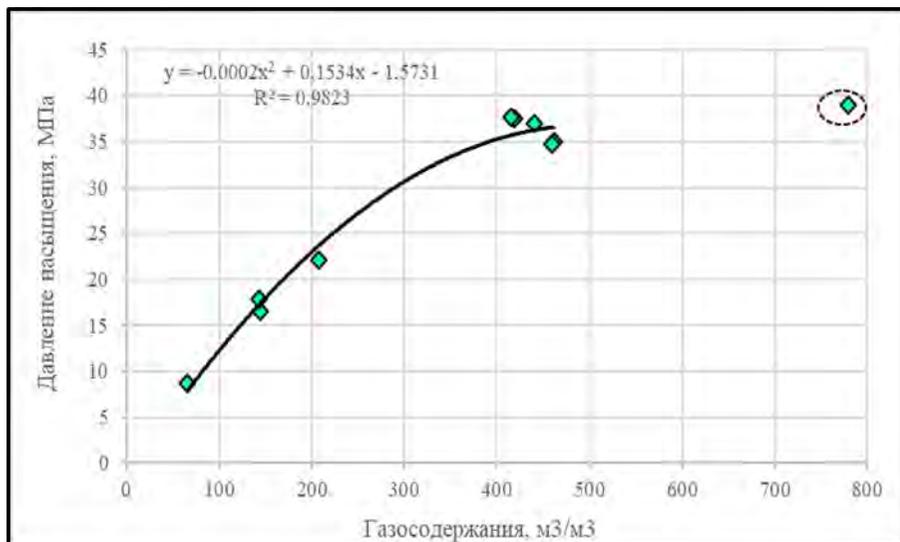


Рисунок 2.3.1 - Зависимость давления насыщения от газосодержания

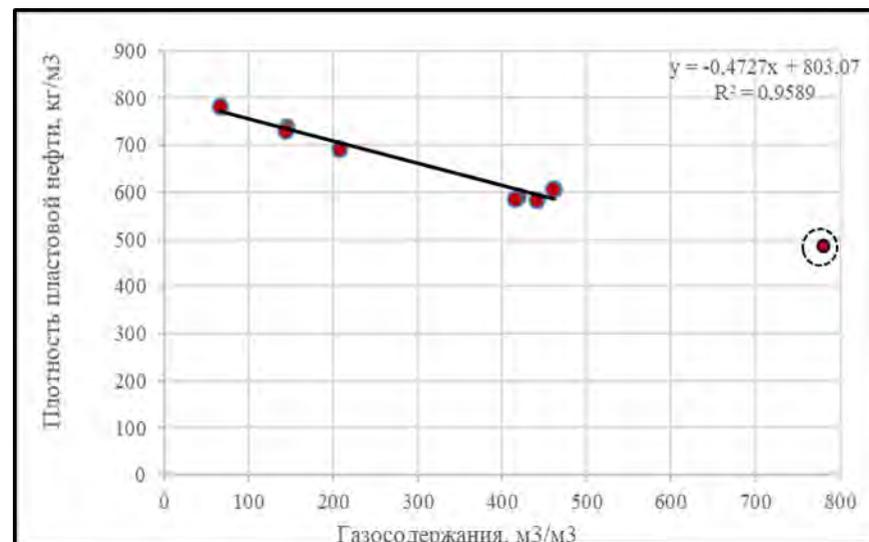


Рисунок 2.3.2 - Зависимость плотности пластовой нефти от газосодержания

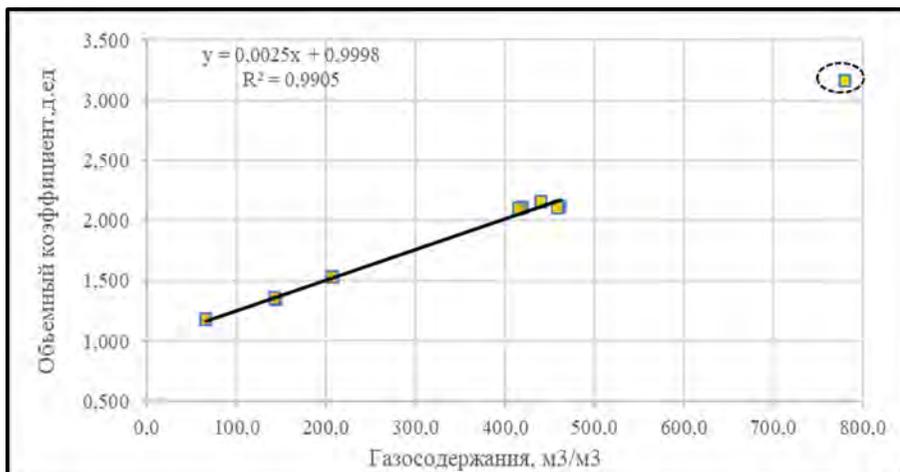


Рисунок 2.3.3 - Зависимость объемного коэффициента от газосодержания

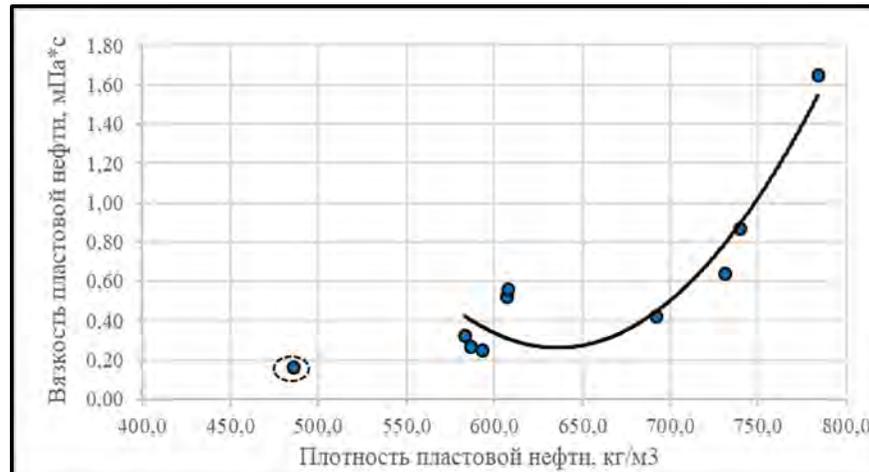


Рисунок 2.3.4 - Зависимость вязкости пластовой нефти от плотности пластовой нефти

Таблица 2.3.2 - Сопоставления и принятые параметров пластовой нефти, горизонт горизонт КТ-II-3-1

Наименование	Единицы измерения	Горизонт КТ-II-3-1									
		ППЭ-2019 г					На дату отчета				
		Количество		Диапазон измерения		Среднее значение	Количество		Диапазон измерения		Среднее значение
		скважин	проб	от	до		скважин	проб	от	до	
Давление насыщения	МПа	1	1			16,5	1	1			16,5
Плотность пластовой нефти	кг/м ³	1	1			740	1	1			740
Вязкость пластовой нефти	мПа·с	1	1			0,87	1	1			0,87
Коэффициент сжимаемости	1/МПа	1	1			34,29E-4	1	1			34,29E-4
<i>Стандартная сепарация</i>											
Газосодержание	м ³ /т	1	1			173,0	1	1			173,0
Объемный коэффициент	д.ед.	1	1			1,344	1	1			1,344
Плотность нефти в ст.усл.	кг/м ³	1	1			834,0	1	1			834,0
Плотность газа в ст.усл.	кг/м ³	1	1			1,114	1	1			1,114

Таблица 2.3.3 - Сопоставления и принятые параметров пластовой нефти, горизонт горизонт КТ-II-3-2/ КТ-II-4

Наименование	Единицы измерения	КТ-II-3-2/КТ-II-4									
		ППЭ-2019 г					На дату отчета				
		Количество		Диапазон измерения		Среднее значение	Количество		Диапазон измерения		Среднее значение
		скважин	проб	от	до		скважин	проб	от	до	
Давление насыщения	МПа	1	1			22	2	5	34,7	37,7	36,4
Плотность пластовой нефти	кг/м ³	1	1			692	2	5	583,2	607,7	595,6
Вязкость пластовой нефти	мПа·с	1	1			0,42	2	5	0,25	0,56	0,38
Коэффициент сжимаемости	1/МПа	1	1			34,29E-4	2	5	33,00E-4	35,80E-4	34,02E-4
<i>Стандартная сепарация</i>											
Газосодержание	м ³ /т	1	1			248,1	2	5	414,9	547,5	524,52
Объемный коэффициент	д.ед.	1	1			1,527	2	5	2,1	2,155	2,1151
Плотность нефти в ст.усл.	кг/м ³	1	1			835,0	2	5	831,0	845,8	836,8
Плотность газа в ст.усл.	кг/м ³	1	1			1,071	2	5	0,941	0,979	0,961

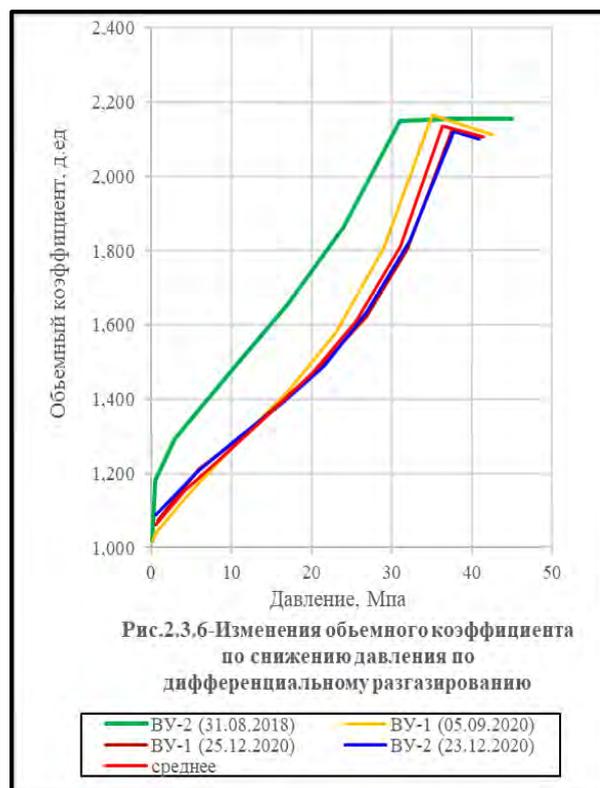
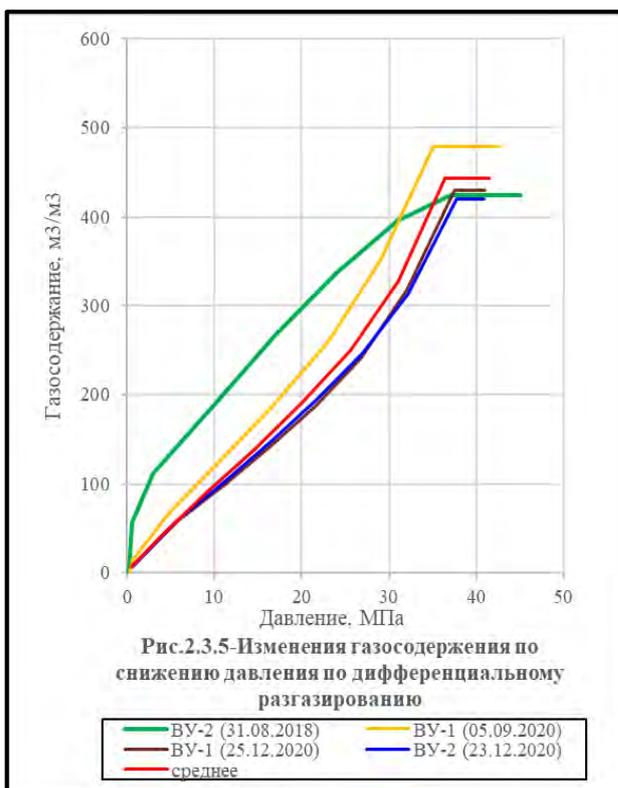


Рисунок 2.3.5 – Изменение газосодержания по снижению давления по дифференциальному разгазированию

Рисунок 2.3.6 – Изменение объемного коэффициента по снижению давления по дифференциальному разгазированию

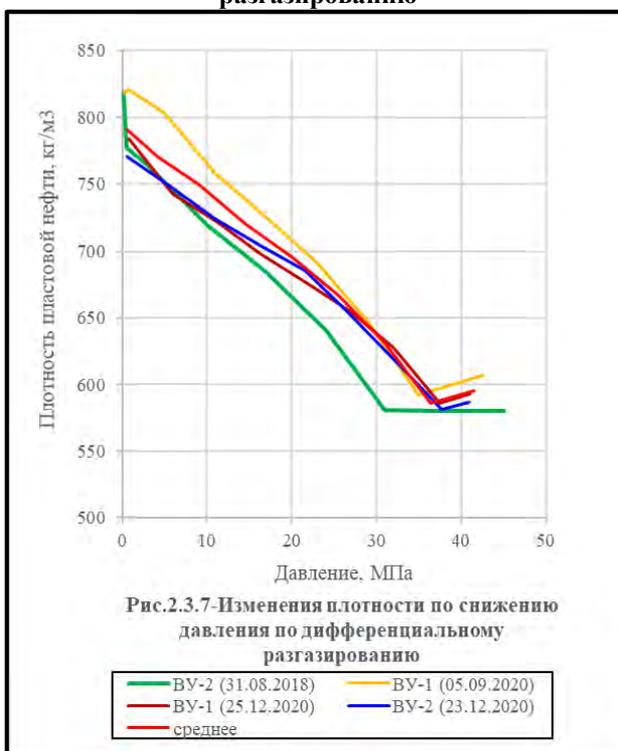


Рисунок 2.3.7 – Изменение плотности по снижению давления по дифференциальному разгазированию

Таблица 2.3.4 - Изменение параметров пластовой нефти по снижению давления, горизонт КТ-II-3-2

Давление, МПа	Газосодержание, м ³ /м ³	Объемный коэффициент	Плотность пластовой нефти, кг/м ³
1	2	3	4
41,50	442,7	2,106	595,7
36,40*	442,7	2,138	586,3
31,07	327,4	1,813	631,0
25,57	249,5	1,612	666,3
20,07	190,9	1,470	695,7
14,57	138,9	1,358	720,0
9,07	89,9	1,248	749,7
4,13	43,8	1,153	770,7
0,55	6,2	1,061	791,0

* - давление насыщения

2.3.2 Свойства нефти в поверхностных условиях

Свойства поверхностной нефти на дату текущего отчета исследованы по 13 пробам. Из них 5 проб исследованы за отчетный период. Исследования проб проведены в лабораториях Атырауского филиала ТОО «КМГ Инжиниринг» и ТОО "Хим.Лаб.Сервис КЗ". Замеренные параметры нефти в поверхностных условиях по всем пробам представлены в таблице 2.3.4. В целом по имеющимся представительным данным различие в параметрах поверхностной нефти между горизонтами КТ-II-3-1-КТ-II-4 не наблюдается. Новые пробы подтвердили ранее принятые параметры нефти в поверхностных условиях, в связи с чем параметры для данных горизонтов принимаются на одном уровне. Плотность нефти в поверхностных условиях изменяется в пределах 0,820-0,848 г/см³, в среднем составляя 0,835 г/см³, нефть является «легкой». Содержание серы и парафина в среднем принимаются на уровне 0,73 и 2,11 масс% соответственно, нефть является «сернистой» и «парафинистой». Кинематическая вязкость нефти при 20⁰С равняется 7,3 мм²/с. Нефть, по содержанию смол силикагелевых (9,2 масс%), относится к малосмолистой. Температура застывания нефти в среднем минус 28,9⁰С. Выход фракции при 300⁰С равняется 47,6 %об. Сопоставления и средние значения параметров поверхностной нефти приведены в таблице 2.3.5.

2.3.3 Состав и свойства растворенного газа

Состав и свойства растворенного газа пластовой нефти исследованы по 10 пробам. Согласно представительным пробам, по углеводородному компонентному составу растворенный газ пластовой нефти по стандартной сепарации по сухости и жирности классифицируется как жирный, содержание метана изменяется в диапазоне 70,7-74,7 моль%, в среднем составляя 72,7 моль%. Концентрация этана и пропана принимаются 7,92 и 5,03 моль% соответственно. Неуглеводородная фракция состоит из сероводорода (в среднем 4,9 моль%), двуокиси углерода (2,36 моль%) и азота (1,50 моль%) и относится к

высокосернистым, низкоуглекислым и низкоазотистым газам. Относительная плотность газа по воздуху составляет 0,961.

Состав и свойства растворенного газа пластовой нефти по всем пробам представлены в таблице 2.3.6. Сопоставления и средние значения компонентов газа растворенного газа пластовой нефти приведены в таблице 2.3.7.

Таблица 2.3.5 - Свойства нефти в поверхностных условиях

№№ п/п	№№ скважин	Горизонт	Интервал перфорации, м	Дата отбора проб	Плотность, г/см ³	Хлористых солей, мг/л	Содержание % масс						Парафин		Температура, °С		Кинематическая вязкость, мм ² /с					Кислотное число мг.КОН/гр	Фракционный состав						Исполнитель
							смола силикателевых	асфальтены	сера	воды	механических примесей	кокс	%	t-плавления	вспышки	застывания	10°С	20°С	30°С	40°С	50°С		Н.К. °С	100°С	150°С	200°С	260°С	300°С	
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15	16	17	18	19	20	21	22	23	24	25	26	27	28	29	30
1	ВУ-2	КТ-II-3-1	3941-3971	26.09.18	0,839	24	11,9	0,03	0,74	0,03	0,012	1,07	3,15	54	-22	-20	10,6	7,5	5,5	4,3	3,6	0,02	60	6	16	28	40	50	КМГ
2	ВУ-2		3946	24.09.18	0,826	301			0,17	0,67	0,60	0,700	0,72	2,10	44	67	-34		6,0		3,8				16	29	44		65
3	ВУ-1	КТ-II-3-2	3981,7-4081	05.09.20	0,843	56	7,6	0,11	0,64	0,06	0,011	0,74	1,59	54	-3	-45	10,9	7,8	5,7	4,4	3,6	0,05	85	1	9	22	36	46	КМГ
4	ВУ-1		3981,7-4081	25.12.20	0,830	125	5,0	0,17	0,68	0,12	0,008	0,94	0,55	54	-24	-45	9,2	6,2	4,4	3,5	2,9	0,05	75	3	13	22	31	39	КМГ
5	ВУ-1			25.12.20	0,826	221	5,0	0,15	0,73	0,18	0,013	0,93	0,56	54	-25	-39	8,7	5,7	4,5	3,4	2,6	0,06	65	4	14	24	32	40	КМГ
6	ВУ-2			25.12.20	0,820	301	4,9	0,13	0,61	0,24	0,013	0,91	0,51	54	-26	-42	5,9	4,6	3,6	2,9	2,5	0,1	50	7	15	25	33	41	КМГ
7	ВУ-2		4015-4054	31.08.18	0,833	18	11,9	0,02	0,70	отс.	0,003	1,45	3,18	54	-25	-20	9,0	6,5	4,9	3,9	3,2	0,02	55	8	17	28	38	50	КМГ
8	ВУ-2		4015-4035	23.12.20	0,834	20	5,1	0,15	0,64	отс.	0,010	0,91	0,51	54	-25	-45	10,5	7,3	5,2	3,9	2,8		65	5	15	23	32	41	КМГ
9	ВУ-2	4072-4127	11.08.18	0,834	17	11,9	0,03	0,72	отс.	0,054	1,47	3,17	54	-25	-20	10,5	7,5	5,4	3,9	2,8	0,05	50	6	17	26	37	47	КМГ	
10	ВУ-2	4150-4156	16.07.18	0,843	14	12,0	0,06	0,86	0,03	0,008	1,50	3,14	54	-22	-20	11,1	7,8	5,8	4,5	3,7	0,01	50	7	17	27	39	48	КМГ	
11	ВУ-2	КТ-II-4	4150-4156	10-16.07.18	0,848	12	12,6	0,05	0,88	отс.	0,082	1,53	3,54	55	-22	-20	13,1	9,1	6,6	5,1	4,0	0,07	50	5	15	25	37	46	КМГ
12	ВУ-2		4150-4156	10-16.07.18	0,843	1031	12,2	0,09	0,89	17	0,276	1,50	3,55	55	-23	-20	11,0	7,8	5,8	4,5	3,6	0,06	50	7	17	27	42	51	КМГ
13	ВУ-1		4111-4133	18.10.15	0,850	37	10,8	отс.	0,72	0,03	0,009	1,17	1,82	55	-7	-6	16,5	10,8	7,6	5,9	4,7	0,08	75	3	13	23	35	44	КМГ
Среднее значение					0,835	95,5	9,2	0,10	0,73	0,16	0,09	1,14	2,11	54	-21	-28,9	10,6	7,3	5,4	4,1	3,3	0,05	60,8	6,0	15,9	26,5	36,0	46,8	

 Новые пробы

 аномальные значения параметров

Таблица 2.3.6 - Сопоставления и средние значения параметров нефти в поверхностных условиях

Параметры			КТ-II-1-4									
			ППЭ-2019 г					На дату отчета				
			Количество исследованных		Диапазон изменения		Среднее значение	Количество исследованных		Диапазон изменения		Среднее значение
			скважин	проб	от	до		скважин	проб	от	до	
Плотность нефти		кг/м ³	1	7	826,0	848,0	838,0	2	13	820,0	848,0	835,0
Массовая доля серы		мас%	1	8	0,67	0,89	0,77	2	13	0,61	0,89	0,73
Массовая доля парафина		мас%	1	8	1,82	3,55	2,96	2	13	0,51	3,55	2,11
Массовая доля воды		мас%	2	4	0,03	0,60	0,17	2	8	0,03	0,60	0,16
Концентрация хлористых солей		мг/дм ³	1	7	12,0	301,0	60,0	2	12	12,0	301,0	95,5
Фракционный состав	НК	°С	1	6	50	60	52,5	2	12	50,0	85,0	60,8
	до 100°С	об,%	2	8	3	16	6,5	2	12	1,0	16,0	6,0
	до 150°С	об,%	2	8	13	29	16,5	2	12	9,0	29,0	15,9
	до 200°С	об,%	1	7	35	42	38,8	2	12	22,0	44,0	26,5
	до 300°С	об,%	2	8	44	65	48,7	2	12	13,0	39,0	46,8
	до 350°С	об,%						2	12			
Температура застывания		°С	2	8	-34	-6	-20,0	2	13	-45	-6	-28,9
Температура плавления парафина		°С	1	7	54,1	55,0	55,0	2	12	53,5	55,0	54,2
Вязкость кинематическая	при 20°С	мм ² /с	2	8	6,0	10,8	7,9	2	13	4,6	10,8	7,3
	при 50°С	мм ² /с	2	8	2,8	4,7	3,6	2	13	2,5	4,7	3,3
Содержание смол силикагелевых		масс%	1	7	10,8	12,6	11,9	2	12	4,9	12,6	9,2
Содержание асфальтенов		масс%	1	7	0,02	0,17	0,06	2	13	0,02	0,17	0,10

Таблица 2.3.7 - Компонентный состав газа стандартной сепарации пластовой нефти

№ п.п	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	Средний компонентный состав газа		
Исполнитель	КМГ	КМГ	КМГ		КМГ	КМГ	КМГ	КМГ	КМГ	КМГ			
№ скважины	ВУ-2	ВУ-1	ВУ-1		ВУ-1	ВУ-2	ВУ-2	ВУ-2	ВУ-1	ВУ-2			
Горизонт	КТ-II-3-1	КТ-II-3-2								КТ-II-3-2		КТ-II-4	КТ-II-4
Абс. отм. сер. прит. инт.*, м	-3671	-3764	-3752		-3752	-3750	-3750	-3815	-3843	-3869			
Тип пробы	глуб.	глуб.	глуб.		глуб.	глуб.	глуб.	глуб.	глуб.	глуб.			
Дата отбора	26.09.18	01.11.15	05.09.20		25.12.20	23.12.20	31.08.18	11.08.18	18.10.15	16.07.18			
Номер пробы	1	2	1	2	1	1	1	1	1	1			
Компонент	моль%	моль%	моль%	моль%	моль%	моль%	моль%	моль%	моль%	моль%	моль%		
H ₂ S	7,81	3,58	4,96	4,95	5,33	4,95	4,71	5,14	2,44	0,00	4,98		
CO ₂	1,97	1,77	2,37	2,42	2,36	1,74	2,90	2,11	2,12	0,36	2,36		
N ₂	0,78	1,45	1,44	1,73	1,35	1,44	1,54	0,99	0,82	0,65	1,50		

Продолжение таблицы 2.3.7

№ п.п	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	
C ₁	60,39	77,47	73,15	74,71	70,76	72,59	72,27	64,41	70,20	61,14	72,69
C ₂	10,41	6,34	7,69	7,31	8,91	8,05	7,65	10,05	8,59	10,51	7,92
C ₃	8,66	4,06	4,98	4,11	5,42	5,44	5,19	8,23	6,78	10,89	5,03
i-C ₄	2,15	0,97	1,14	0,92	1,23	1,22	1,21	2,01	1,68	3,04	1,14
n-C ₄	4,32	1,88	2,26	1,84	2,41	2,37	2,38	3,98	3,55	6,63	2,25
i-C ₅	1,55	0,74	0,82	0,68	0,92	0,88	0,89	1,39	1,35	2,52	0,84
n-C ₅	1,50	0,76	0,83	0,69	0,94	0,91	0,90	1,33	1,30	2,27	0,85
Pseudo C ₆	0,38	0,66	0,29	0,60	0,31	0,30	0,29	0,31	0,88	1,47	0,36
Pseudo C ₇₊	0,08	0,35	0,07	0,07	0,07	0,12	0,08	0,06	0,29	0,53	0,08
Сумма	100,0	100,0	100,0	100,0	100,0	100,0	100,0	100,0	100,0	100,0	100,0
Свойства газа											
Плотность, кг/м ³	1,114	0,932	0,954	0,941	0,979	0,964	0,966	1,071	1,048	1,212	0,961
Отн. плотность по воздуху	0,925	0,774	0,792	0,781	0,813	0,800	0,802	0,889	0,870	1,006	0,798
Молярная масса флюида	г/мол	26,8	22,1	22,9	22,4	23,4	23,2	25,7	24,8	29,0	22,98

Таблица 2.3.8 - Сопоставления и средние значения компонентов газа

Параметры	КТ-II-1-4							
	ППЭ-2019 г				На дату отчета			
	Количество исследованных		Диапазон изменения	Среднее значение	Количество исследованных		Диапазон изменения	Среднее значение
	скважин	проб			скважин	проб		
1	2	3	4	5	6	7	8	9
Метан	2	4	64,4-77,5	71,09	2	5	70,7-74,71	72,6
Этан	2	4	6,3-10,5	8,16	2	5	7,31-8,91	7,92
Пропан	2	4	4,05-8,23	6,06	2	5	4,11-5,44	5,03
и-Бутан	2	4	0,97-2,00	1,47	2	5	0,92-1,23	1,14
н-Бутан	2	4	1,87-3,97	2,95	2	5	1,84-2,41	2,25
и-Пентан	2	4	0,73-1,38	1,09	2	5	0,68-0,92	0,84
н-Пентан	2	4	0,75-1,33	1,07	2	5	0,69-0,94	0,85
Гексаны	2	4	0,29-0,88	0,54	2	5	0,29-0,60	0,36
Гептаны	2	4	0,06-0,35	0,2	2	5	0,07-0,12	0,08
Сероводород	2	4	2,4-5,14	3,9	2	5	4,71-5,33	4,98
Углекислый газ	2	4	1,77-2,90	2,22	2	5	1,74-2,90	2,36
Азот	2	4	0,82-1,54	1,2	2	5	1,35-1,73	1,50
Относительная плотность газа по воздуху	2	4	0,774-0,889	0,834	2	5	0,781-0,813	0,798

2.3.4 Физические свойства и химический состав подземных вод

Сведения о составе и свойствах пластовых вод месторождения Восточный Урихтау даны на основе исследования 14 проб воды. По КТ-I отобрано 7 проб воды из скважин ВУ-1 и ВУ-2, по КТ-II отобрано 3 пробы воды из скважины ВУ-2. Непредставительными были приняты 4 пробы воды (гор. КТ-II), исходя из физико-химического состава вод данные пробы предположительно являются фильтрациями бурового раствора. В таблице 2.3.9 приведены диапазоны изменения и средние значения содержания основных ионов в пластовой воде, рН, плотность и общая минерализация воды.

Пластовые воды карбонатной толщи КТ-I по классификации В. А. Сулина относятся к средним рассолам хлоркальциевого типа. Общая минерализация вод варьирует от 88 до 109,7 г/дм³, в среднем составляя 102 г/дм³. Удельная плотность воды меняется от 1,062 до 1,077 г/см³. Среда вод меняется от слабокислой до нейтральной, рН составляет 4,6 - 7,1

Пластовые воды карбонатной толщи КТ-II относятся к средним рассолам хлоркальциевого типа. В 2021г. в скважине ВУ-2 была отобрана одна проба воды. По степени минерализаций равной 104,7 г/дм³, вода характеризуется как средний рассол. Плотность воды составила 1,070 г/см³. рН вод указывает на слабокислую среду равную 6,9.

По результатам анализа проб воды из скважин ВУ-1 (1 проба) и ВУ-2 (2 пробы) общая минерализация вод карбонатной толщи КТ-II в среднем составляет 83,6 г/дм³,

удельная плотность в среднем 1,041 г/см³. рН среда вод меняется от слабокислой – 5,4 до слабощелочной – 7,6.

Таблица 2.3.9 - Сравнение содержания ионов и примесей в пластовой воде

Содержание ионов и примесей, мг/дм ³	ППЭ-2019				ППЭ-2019				ДППЭ-2021			
	КТ-I				КТ-II							
	Количество исследованных		Диапазон изменения	Среднее значение	Количество исследованных		Диапазон изменения	Среднее значение	Количество исследованных		Диапазон изменения	Среднее значение
	скв	проб			скв	проб			скв	проб		
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13
Cl ⁻	2	7	1489,3-1868,1	1732,9	1	2	989,8-1783,7	1386,7	1	1	63239	63239
SO ₄ ²⁻	2	7	24-34,7	28,5	1	2	4,9-17,2	11	1	1	691	691
HCO ₃ ⁻	2	7	0,4-5,6	2,6	1	2	12,8-25,6	19,2	1	1	561	561
Ca ²⁺	2	7	170-505	318,2	1	2	147-235	191	1	1	4409	4409
Mg ²⁺	2	7	39,9-77,4	57,5	1	2	39,9-58	49	1	1	790	790
Na ⁺ +K ⁺	2	7	1288,2-1571,6	1389,4	1	2	745,4-804,8	775,1	1	1	35016	35016
Общая минерализация, г/дм ³	2	7	88-109,7	102	1	2	59-87,2	73,1	1	1	104,7	104,7
Плотность, г/см ³	2	7	1,062-1,077	1,071	1	2	1,014-1,039	1,027	1	1	1,07	1,07
Примеси, г/м ³	1	4	88-56220	14602	1	2	146	146	1	1	-	-
pH	2	7	4,6-7,1	5,7	1	1	5,4-7,6	6,5	1	1	6,9	6,9

2.4 Физико-гидродинамические характеристики

В данном разделе анализируются исследования по определению относительной проницаемости в системе вода-нефть, смачиваемости, коэффициента вытеснения нефти водой, капиллярного давления с определением остаточной водонасыщенности и жидкостной порометрии.

Все специальные исследования выполнены в петрофизической лаборатории Атырауского филиала ТОО «КМГ Инжиниринг» на образцах керна из скважин ВУ-1 и ВУ-2. Заказчиком предоставлены лабораторные отчеты, содержащие описание методик и результаты исследований.

В таблице 2.4.1 приведен комплекс всех специальных исследований, выполненных на керне.

Таблица 2.4.1 - Виды специальных исследований, проведенных на керне

Виды исследований	скв. ВУ-1		скв. ВУ-2			Всего		
	КТ-I	КТ-II	КТ-I	МКТ	КТ-II	КТ-I	МКТ	КТ-II
<i>1</i>	<i>2</i>	<i>3</i>	<i>4</i>	<i>5</i>	<i>6</i>	<i>7</i>	<i>8</i>	<i>9</i>
Капиллярное давление с определением остаточной водонасыщенности, образец	32	17	50	-	20	82	-	37
Пористость и проницаемость под различным давлением, образец	55	42	25	2	43	80	2	85
Жидкостная экструзионная порометрия, образец	22	17	10	-	10	32	-	27
Относительная фазовая проницаемость для системы вода-нефть, обр/модель	6	3	15	-	3	21	-	6
Относительная фазовая проницаемость для системы газ-нефть, обр/модель	6	3	8	-	1	14	-	4
Определение коэффициента вытеснения нефти, обр/модель	6	3	7	-	2	13	-	5
Смачиваемость методом Амотта, образец	22	7	22	-	8	44	-	15
Геомеханические исследования	-	-	7	-	7	7	-	7

Далее приводится анализ результатов экспериментов.

Определение относительной проницаемости для системы вода-нефть и газ-нефть при установившемся режиме в пластовых условиях. Результаты исследования фазовых проницаемостей могут быть использованы при оценке кондиций переходных зон, прогнозировании характера притока при испытании скважин, обосновании кондиционных пределов петрофизических свойств, проектировании и разработке нефтяных, и особенно нефтегазовых, месторождений с мощными водо-газовыми переходными зонами.

Эксперименты по определению фазовых проницаемостей для систем вода-нефть проводились на 18 образцах керна скважин ВУ-1 и ВУ-2. Образцы представлены

известняками. Параметры образцов и итоговые данные по данному эксперименту указаны в таблице 2.4.2.

Таблица 2.4.2 - Относительная проницаемость в системе вода-нефть

Образец	Пачка	Кпр по газу, мД	Кп, %	Кпр по воде	Остаточная водонасыщенность, д.ед.	Остаточная нефтенасыщенность, д.ед.	Фазовая проницаемость по нефти при ост. водонасыщенности, мД	Фазовая проницаемость по воде при ост. нефтенасыщенности, мД	Относительная проницаемость по	Относительная проницаемость по воде, д.ед.	Коэффициент вытеснения, доли ед.
Скважина ВУ-1											
020403059C01H	КТ-I-Б	1,14	15,2	0,015	0,44	0,34	0,15	0,068	1	0,451	0,39
020403111C01H	КТ-I-B ₂	1,97	12,3	0,316	0,47	0,19	0,149	0,039	1	0,264	0,64
020403131C01H	КТ-I-B ₂	5,15	8,3	0,906	0,25	0,05	0,481	0,057	1	0,118	0,93
020403142C01H	КТ-I-B ₂	2,81	9,4	0,032	0,1	0,36	0,035	0,009	1	0,276	0,60
020403154C01H	КТ-I-B ₂	3,92	20,3	0,91	0,49	0,25	0,483	0,196	1	0,407	0,51
020403156C01H	КТ-I-B ₂	1,82	22	0,25	0,23	0,51	0,168	0,024	1	0,141	0,34
020403448C01H	КТ-II-3 ₂	4,41	12,9	0,45	0,3	0,17	0,438	0,089	1	0,204	0,76
020403449C01H	КТ-II-3 ₂	1,65	9,1	0,57	0,27	0,24	0,337	0,065	1	0,194	0,67
020403459C01H	КТ-II-3 ₂	10,3	14,2	2,101	0,38	0,18	1,862	0,341	1	0,183	0,71
Скважина ВУ-2											
020405036C03H	отл.КТ-I	26,9	12,3	7,6	0,20	0,19	9,2	2,217	1	0,241	0,76
020405041C01H	КТ-I-B ₂	15	13,8	4,2	0,14	0,24	6,8	1,421	1	0,209	0,73
020405043C02H	КТ-I-B ₂	12,8	14	4,2	0,16	0,22	5,7	1,140	1	0,2	0,74
020405045C02H	КТ-I-B ₂	5,89	14,5	1,6	0,17	0,25	2,1	0,441	1	0,21	0,71
020405046C02H	КТ-I-B ₂	1,07	15,9	0,6	0,21	0,26	0,75	0,122	1	0,162	0,67
020405092C02H	КТ-I-B ₂	0,43	10	0,15	0,23	0,26	0,21	0,071	1	0,337	0,66
020405103C01H	КТ-I-B'	0,39	14,4	0,12	0,22	0,28	0,19	0,065	1	0,34	0,64
020405471C01H	КТ-II-3 ₂	5,6	6,6	1,6	0,22	0,23	2,3	0,474	1	0,206	0,70
020405472C01H	КТ-II-3 ₂	4,73	6,2	1,2	0,19	0,22	1,7	0,332	1	0,195	0,72

В результате исследования остаточная водонасыщенность по 10 образцам толщи КТ-I в среднем составляет 0,24 доли ед., меняясь при этом в интервале 0,10-0,49 доли ед. Остаточная нефтенасыщенность изменяется в пределах 0,19-0,36 доли ед., среднее значение по толще равно 0,25 доли ед. Коэффициент вытеснения составил в среднем – 0,67 доли ед.

По толще КТ-II исследовано 5 образцов, согласно которым полученное значение остаточной водонасыщенности колеблется от 0,19 до 0,38 доли ед., в среднем составляя 0,27 доли ед. Значения остаточной нефтенасыщенности имеют интервал 0,17-0,24 доли ед., среднее значение 0,21 доли ед. Среднее значение коэффициента вытеснения составляет 0,71 доли ед.

На трёх образцах данные измерения оказались некорректными. При довольно высокой пористости (15,2 и 22%) и проницаемости (1,14 и 1,82 мД) коэффициент

вытеснения составил 0,39 и 0,34 доли ед., сравнительно низкая, и наоборот при пористости 8,3%, проницаемости 5,15 мД, коэффициент вытеснения получился слишком завышенным – 0,93 доли ед. Эти образцы не были учтены в расчетах.

Согласно графикам, приведенным на рис. 2.4.1-2.4.4, пересечение кривых относительной фазовой проницаемости на 2 образцах показывает гидрофобную степень смачиваемости, на остальных образцах – гидрофильный характер.

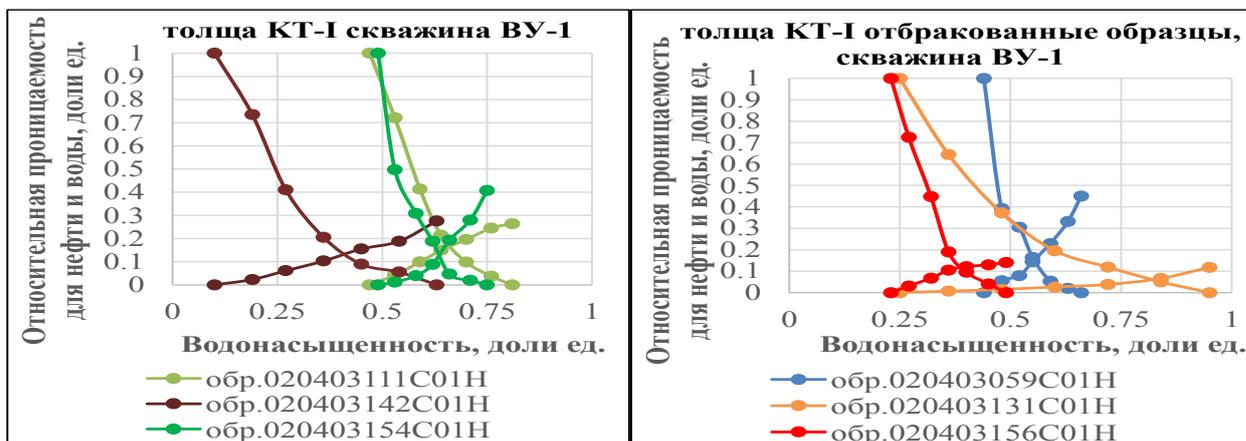


Рисунок 2.4.1 - Кривые относительной проницаемости в системе нефть-вода, скважина ВУ-1, толща КТ-I

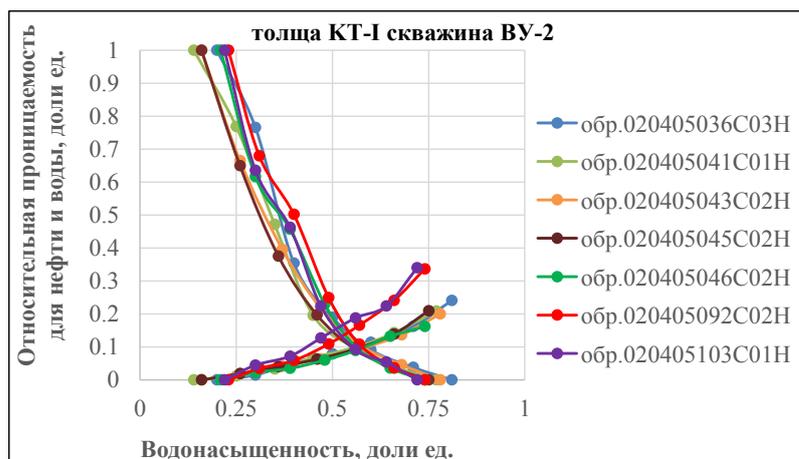


Рисунок 2.4.2 - Кривые относительной проницаемости в системе нефть-вода, скважина ВУ-2, толща КТ-I

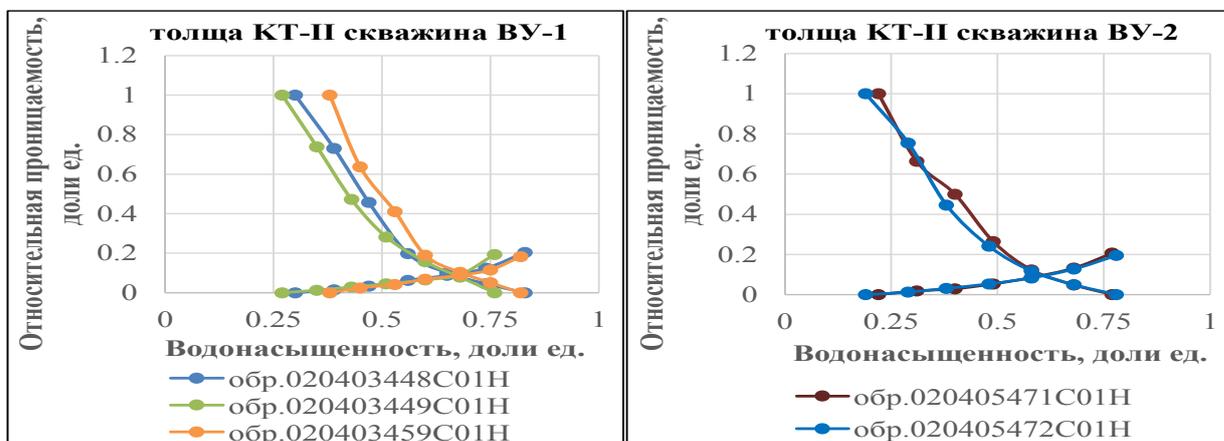


Рисунок 2.4.3 - Кривые относительной проницаемости в системе нефть-вода, скважина ВУ-1, толща КТ-II

Рисунок 2.4.4 - Кривые относительной проницаемости в системе нефть-вода, скважина ВУ-2, толща КТ-II

В скважинах ВУ-1 и ВУ-2 на 18 образцах проводился исследование по определению фазовых проницаемостей в *системах газ-нефть*. Результаты исследования сведены в таблицу 2.4.3.

Таблица 2.4.3 - Относительная проницаемость в системе газ-нефть

Образец	Пачка	Кпр по газу, мД	Кп, %	Остаточная водонасыщенность, д.ед.	Остаточная нефтенасыщенность, д.ед.	Фазовая проницаемость по нефти при ост. водонасыщенности, мД	Фазовая проницаемость по газу при ост. нефтенасыщенности, мД	Относительная проницаемость по нефти,	Относительная проницаемость по газу, д.ед.	Коэффициент вытеснения, доли ед.
Скважина ВУ-1										
020403111С01Н	КТ-I-B ₂	1,97	11,9	0,47	0,19	0,16	0,05904	1	0,369	0,64
020403131С01Н	КТ-I-B ₂	5,15	7,84	0,25	0,05	2,02	0,82416	1	0,408	0,93
020403142С01Н	КТ-I-B ₂	2,81	9,39	0,10	0,37	2,03	0,8729	1	0,430	0,59
020403154С01Н	КТ-I-B ₂	3,92	17,4	0,49	0,25	0,53	0,28461	1	0,537	0,51
020403448С01Н	КТ-II-3 ₂	4,41	8,76	0,30	0,17	0,48	0,19872	1	0,414	0,76
020403449С01Н	КТ-II-3 ₂	1,65	8,4	0,27	0,24	0,37	0,12913	1	0,349	0,67
020403459С01Н	КТ-II-3 ₂	10,3	9,93	0,38	0,18	2,05	0,8897	1	0,434	0,71
020403059С01Н	КТ-I-Б	1,14	13,9	0,45	0,34	0,16	0,06592	1	0,412	0,38
020403156С01Н	КТ-I-B ₂	1,82	20,1	0,23	0,51	0,18	0,08154	1	0,453	0,34
Скважина ВУ-2										
020405013С02Н	КТ-I-A	1	3,4	0,22	0,26	0,41	0,18122	1	0,442	0,66
020405036С02Н	отл.КТ-I	16,9	8,6	0,19	0,23	8,3	3,7599	1	0,453	0,71
020405044С01Н	КТ-I-B ₂	10,5	13,7	0,19	0,23	6,2	3,0194	1	0,487	0,71
020405045С01Н	КТ-I-B ₂	0,88	14,2	0,22	0,25	0,5	0,2485	1	0,497	0,68
020405047С01Н	КТ-I-B ₂	2,8	19,6	0,22	0,23	1,7	0,8891	1	0,523	0,70
020405088С02Н	КТ-I-B ₂	0,62	17,5	0,21	0,27	0,22	0,1243	1	0,565	0,66
020405092С03Н	КТ-I-B ₂	0,47	10,3	0,22	0,28	0,24	0,1308	1	0,545	0,64
020405104С01Н	КТ-I-B'	0,57	18,8	0,23	0,26	0,21	0,13083	1	0,623	0,67
020405471С02Н	КТ-II-3 ₂	6,28	9	0,21	0,23	2,8	1,3608	1	0,486	0,72

Согласно таблице 2.4.3 остаточная водонасыщенность в толще КТ-I по 11 определениям изменяется от 0,1 до 0,49 доли ед., в среднем составляя 0,25 доли ед., остаточная нефтенасыщенность – от 0,19 до 0,37 доли ед., в среднем – 0,26 доли ед., при этом коэффициент вытеснения составил в среднем 0,65 доли ед.

В толще КТ-II по 4 определениям остаточная водонасыщенность в среднем составил 0,29 доли ед., изменяясь от 0,21 до 0,38 доли ед., остаточная нефтенасыщенность – 0,21 доли ед., изменяясь в пределах 0,17-0,24 доли ед., коэффициент вытеснения в среднем – 0,72 доли ед.

В скважине ВУ-1 данное исследование проведено на тех же 9 образцах, что и предыдущем эксперименте (система вода-нефть) и 3 образца на которых получились некорректные исследования, здесь так же не были учтены.

Таким образом коэффициенты вытеснения, полученные при вытеснении нефти водой и при вытеснении нефти газом практически одинаковые.

Определение коэффициента вытеснения нефти выполнено на 18 образцах керна скважин ВУ-1 и ВУ-2. По результатам анализа коэффициент вытеснения нефти водой для КТ-I варьируется в пределах от 0,51 до 0,73 доли ед., составляя в среднем 0,65 доли ед.

Для образцов из толщи КТ-II коэффициент вытеснения нефти водой изменяется от 0,67 до 0,75 доли ед., в среднем составляя 0,71 доли ед.

Определение смачиваемости пород по методике Амотта. Методика определения смачиваемости по Амотту основана на самопроизвольном впитывании флюида керном и принудительном вытеснении нефти и воды из него. Результаты исследования представлены в таблице 2.4.4.

Таблица 2.4.4 - Результаты анализа смачиваемости по Амотту

№ п/п	№ образца	Интервал, м	Вытеснение водой		Вытеснение нефтью		Показатель смачиваемости Амотта	
			Самопроизвольный выход нефти, мл	Принудительный выход нефти, мл	Самопроизвольный выход воды, мл	Принудительный выход воды, мл		
1	2	3	4	5	6	7	8	
Скважина ВУ-1								
1	020403111С01Н	3137,73	0,78	2,42	0,46	4,14	0,21	гидрофильная
2	020403131С01Н	3157,42	0,69	2,31	0,32	2,87	0,19	гидрофильная
3	020403142С01Н	3169,14	1,06	3,24	0,39	3,48	0,22	гидрофильная
4	020403154С01Н	3182,31	0,10	4,40	0,79	6,38	-0,10	гидрофобная
5	020403448С01Н	3985,57	0,73	2,37	0,40	3,61	0,19	гидрофильная
6	020403449С01Н	3986,87	0,71	2,39	0,30	2,68	0,18	гидрофильная
7	020403459С01Н	3996,13	0,69	2,41	0,47	4,18	0,17	гидрофильная
8	020403059С01Н	2998,13	0,23	3,67	0,82	5,03	-0,10	гидрофобная
9	020403156С01Н	3184,80	1,76	6,04	0,91	8,15	0,18	гидрофильная
10	020403075С01Н	3014,64	0,11	0,38	0,06	0,50	0,17	гидрофильная
11	020403081С02Н	3020,50	0,09	0,29	0,05	0,43	0,19	гидрофильная
12	020403085С02Н	3025,52	0,21	0,66	0,11	1,02	0,20	гидрофильная
13	020403105С01Н	3045,25	0,42	1,65	0,25	2,24	0,14	гидрофильная
14	020403106С01Н	3046,40	0,42	1,54	0,28	2,52	0,16	гидрофильная
15	020403109С01Н	3135,07	0,81	3,20	0,41	3,69	0,14	гидрофильная
16	020403110С01Н	3136,30	1,07	3,62	0,63	5,69	0,18	гидрофильная
17	020403113С01Н	3139,39	0,78	2,82	0,51	4,59	0,17	гидрофильная
18	020403118С02Н	3144,46	0,57	1,95	0,35	3,10	0,18	гидрофильная
19	020403122С01Н	3148,42	0,79	2,84	0,49	4,33	0,17	гидрофильная
20	020403124С01Н	3150,44	0,56	2,23	0,29	2,54	0,14	гидрофильная
21	020403145С01Н	3172,89	0,03	0,14	0,02	0,18	0,15	гидрофильная
22	020403153С01Н	3181,53	1,47	5,53	1,02	9,18	0,15	гидрофильная
23	020403193С01Н	3606,52	0,15	0,48	0,09	0,77	0,21	гидрофильная
24	020403299С01Н	3810,66	0,03	0,11	0,02	0,15	0,20	гидрофильная
25	020403349С01Н	3860,23	0,33	1,24	0,20	1,81	0,15	гидрофильная
26	020403443С01Н	3980,83	0,97	3,31	0,55	4,89	0,18	гидрофильная
27	020403445С01Н	3982,07	0,61	1,98	0,32	2,84	0,20	гидрофильная

Продолжение таблицы 2.4.4

1	2	3	4	5	6	7	8	
28	020403461C01H	3998,89	0,96	3,34	0,42	3,73	0,17	гидрофильная
29	020403464C01H	4001,57	0,85	3,19	0,51	4,63	0,15	гидрофильная
Скважина ВУ-2								
1	020405010C03H	2968,93	0,53	1,71	0,20	1,83	0,20	гидрофильная
2	020405013C02H	2971,73	0,33	1,03	0,13	1,16	0,21	гидрофильная
3	020405036C02H	3194,34	0,74	2,85	0,34	3,04	0,15	гидрофильная
4	020405036C03H	3194,90	1,26	3,84	0,52	4,62	0,22	гидрофильная
5	020405040C01H	3198,88	1,22	4,40	0,49	4,39	0,17	гидрофильная
6	020405041C01H	3199,25	1,23	4,87	0,55	4,89	0,14	гидрофильная
7	020405042C02H	3200,51	1,57	4,87	0,63	5,62	0,21	гидрофильная
8	020405043C02H	3201,51	1,29	4,77	0,56	5,05	0,16	гидрофильная
9	020405044C01H	3202,24	0,51	2,01	0,24	2,14	0,14	гидрофильная
10	020405044C02H	3202,67	1,60	5,13	0,64	5,75	0,20	гидрофильная
11	020405045C01H	3203,15	0,52	2,00	0,24	2,18	0,15	гидрофильная
12	020405045C02H	3203,70	1,38	4,86	0,57	5,07	0,17	гидрофильная
13	020405046C01H	3204,24	0,68	2,04	0,25	2,26	0,22	гидрофильная
14	020405046C02H	3204,60	1,35	5,09	0,61	5,44	0,15	гидрофильная
15	020405047C01H	3205,15	0,74	2,73	0,34	3,07	0,16	гидрофильная
16	020405087C01H	3253,23	1,37	5,00	0,60	5,39	0,16	гидрофильная
17	020405088C02H	3254,45	1,63	4,96	0,61	5,48	0,22	гидрофильная
18	020405092C02H	3258,45	0,83	2,85	0,35	3,18	0,18	гидрофильная
19	020405092C03H	3258,91	0,99	2,97	0,37	3,27	0,22	гидрофильная
20	020405093C02H	3259,74	0,68	2,34	0,28	2,46	0,18	гидрофильная
21	020405103C01H	3269,84	0,63	1,89	0,23	2,11	0,22	гидрофильная
22	020405104C01H	3270,52	0,74	2,53	0,32	2,83	0,18	гидрофильная
23	020405430C02H	3859,90	0,10	0,40	0,05	0,42	0,15	гидрофильная
24	020405471C01H	4112,05	0,25	0,92	0,11	1,03	0,16	гидрофильная
25	020405471C02H	4112,53	0,84	2,85	0,36	3,23	0,18	гидрофильная
26	020405471C03H	4112,84	0,38	1,41	0,17	1,52	0,16	гидрофильная
27	020405472C01H	4112,95	0,23	0,88	0,11	0,96	0,15	гидрофильная
28	020405472C02H	4113,32	0,85	2,84	0,35	3,09	0,19	гидрофильная
29	020405475C01H	4116,07	0,60	2,04	0,24	2,17	0,18	гидрофильная
30	020405475C02H	4116,77	0,35	1,25	0,15	1,36	0,17	гидрофильная

Всего исследовано 59 образцов керна, и практически все образцы показали гидрофильный характер, кроме двух образцов которые оказались гидрофобными.

Жидкостная экструзионная порометрия. Для определения размеров пор пород и их распределения относительно пористости, используется прибор жидкостный экструзионный порозиметр (PMI LEP-100), предназначенный для определения диаметра пор, распределение порового объема и проницаемости по жидкости. Данное оборудование и используемые в нем методы аналогичны ртутной порометрии, предоставляют такие же результаты, при этом используются нетоксичные материалы.

Всего в эксперименте использовано 59 образцов, из них 32 – по толще КТ-I с открытой пористостью по гелию от 0,6 до 22,87% и 27 по толще КТ-II с пористостью от 0,39 до 14,22%. На рис. 2.4.5-2.4.6 показаны графики распределения порового диаметра по образцам.

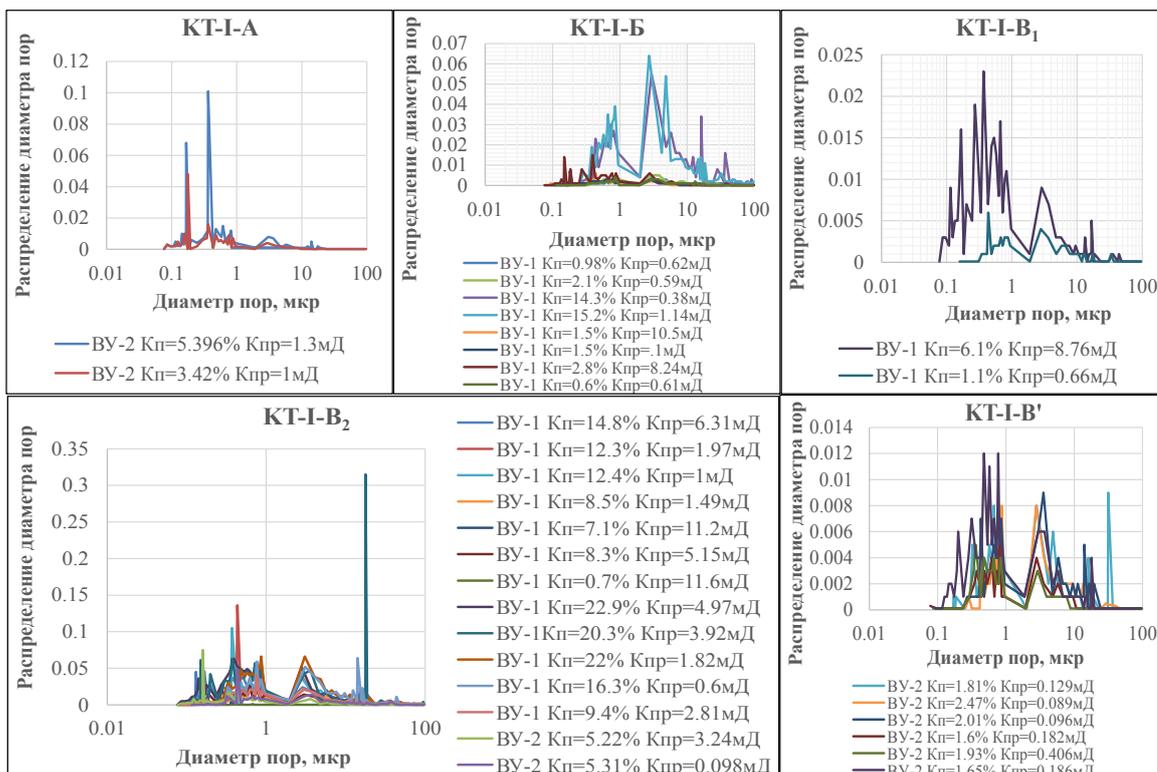


Рисунок 2.4.5 - Кривые распределения размера пор в толще KT-I

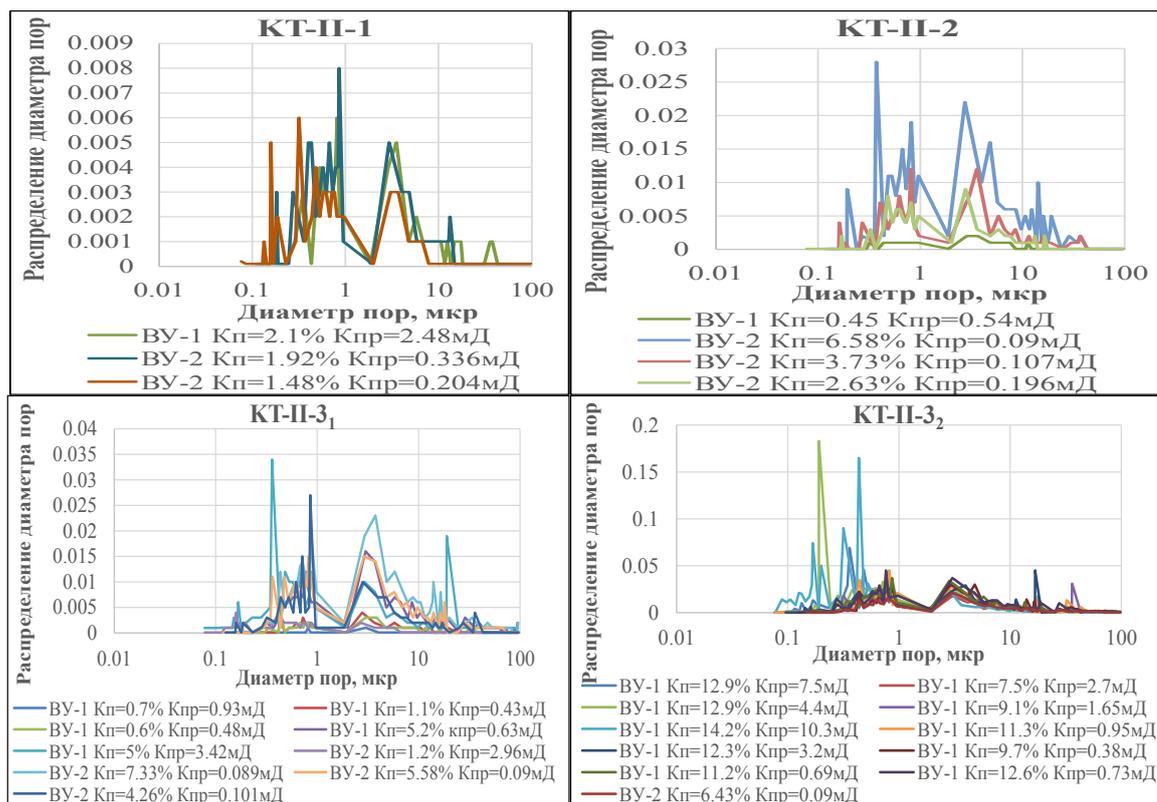


Рисунок 2.4.6 - Кривые распределения размера пор в толще KT-II

Результаты исследования показали, что диапазон изменения диаметра пор образцов, использованных в эксперименте, составляет от 0,07 до 100 микрон. Из них диаметр поры, наиболее участвующих в фильтрации составляет от 0,41 до 2,8 микрон для KT-I и от 0,43 до 2,87 микрон для KT-II (табл. 2.4.7).

Таблица 2.4.7 - Результаты исследования по жидкостной порометрии

Пачка	Кол-во образцов в	Кп по гелию, %		Кп участв. в фильтрации, %		Диаметр поры, наиболее участвующей в фильтрации, микрон	
		интервал изменения	Среднее значение	интервал изменения	Среднее значение	интервал изменения	Среднее значение
<i>1</i>	<i>2</i>	<i>3</i>	<i>4</i>	<i>5</i>	<i>6</i>	<i>7</i>	<i>8</i>
КТ-I-A	2	3,42-5,4	4,4	1,65-2,7	2,2	0,47-0,54	0,50
КТ-I-B	8	0,6-15,22	4,85	0,56-7,84	2,52	0,57-2,80	1,92
КТ-I-B ₁	2	1,05-6,1	3,57	0,8-3,2	1,99	0,53-2,46	1,49
КТ-I-B ₂	14	0,72-22,87	11,8	0,11-11,08	6,1	0,41-2,61	1,43
КТ-I-B'	6	1,6-2,47	1,91	0,7-1,29	1,02	0,52-2,64	1,42
КТ-II-1	3	1,48-2,07	1,82	0,82-1,13	0,98	0,77-2,24	1,69
КТ-II-2	4	0,39-6,58	3,33	0,41-3,91	1,92	1,40-2,67	2,21
КТ-II-3 ₁	9	0,56-7,33	3,43	0,11-4,37	1,88	0,57-2,87	2,44
КТ-II-3 ₂	11	6,43-14,22	10,94	3,70-6,78	5,61	0,43-2,80	1,98

Капиллярное давление с определением остаточной водонасыщенности. Капилляриметрические исследования проводились на оборудовании PLS-200 методом вытеснения пластовой воды воздухом на 82 образцах из отложений КТ-I и 37 образцах из КТ-II скважин ВУ-1 и ВУ-2.

На рис. 2.4.7-2.4.8 приведены графики зависимости капиллярного давления от водонасыщенности, построенные по каждой толще с разделением по классам пористостей в диапазонах для КТ-I: $K_p < 6\%$, $6 \leq K_p < 10\%$, $10 \leq K_p < 15\%$, $K_p \geq 15\%$; для КТ-II: $K_p < 6,2\%$, $6,2 \leq K_p < 10\%$, $10 \leq K_p < 15\%$.

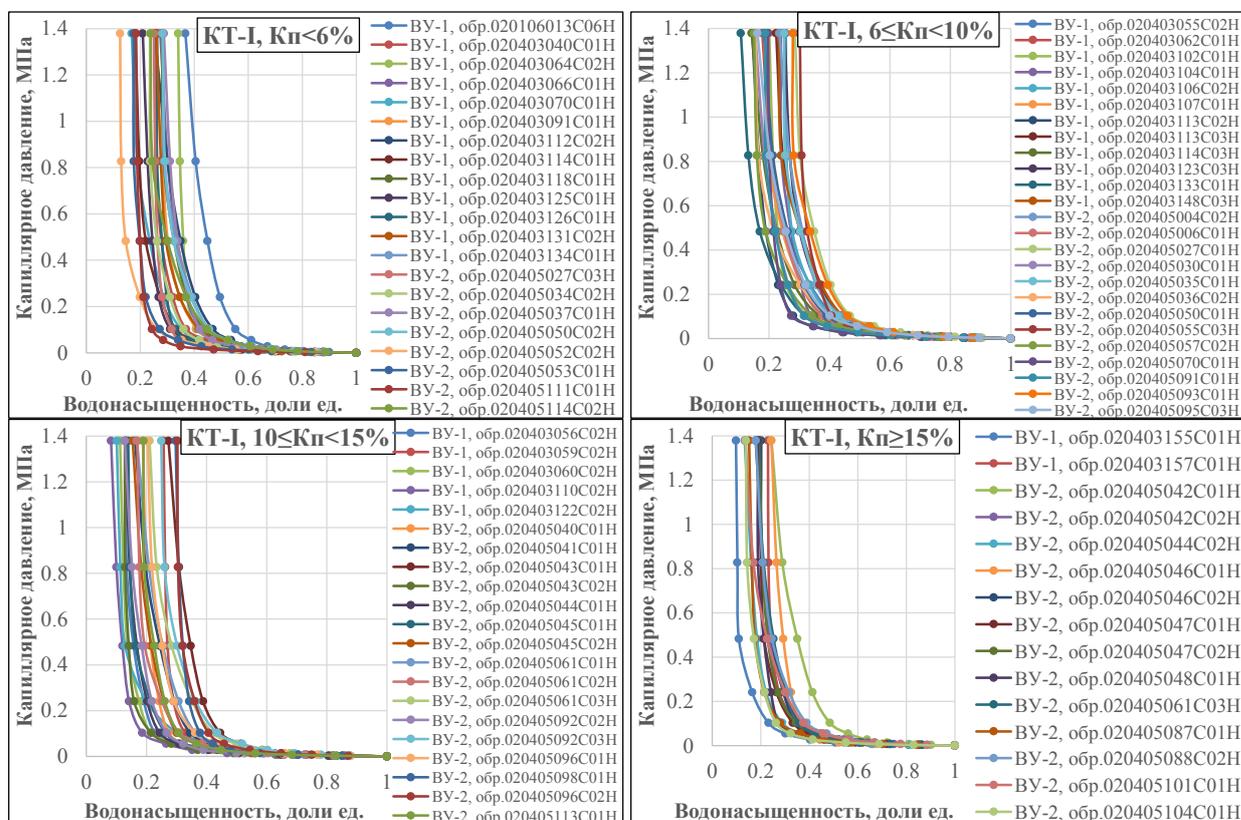


Рисунок 2.4.7 - Кривые капиллярного давления по толще КТ-I по классам пористости $K_p < 6\%$, $6 \leq K_p < 10\%$, $10 \leq K_p < 15\%$, $K_p \geq 15\%$

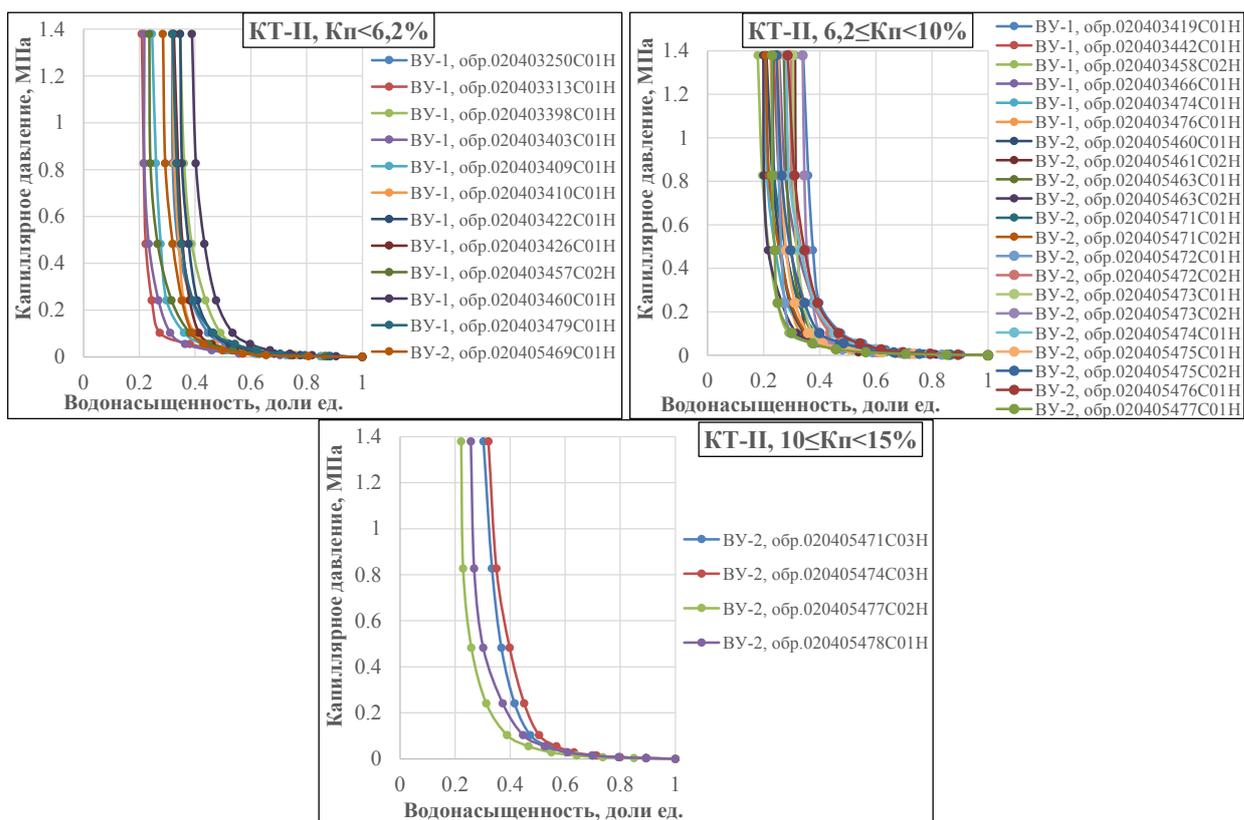


Рисунок 2.4.8 - Кривые капиллярного давления по толще КТ-II $K_p < 6,2\%$, $6,2 \leq K_p < 10\%$, $10 \leq K_p < 15\%$

Исследования показали, что в образцах толщи КТ-I с пористостью меньше 6% средняя остаточная водонасыщенность составляет 0,53 доли ед., с интервалом изменения от 0,35 до 0,67 доли ед.; с пористостью 6-10% – средняя остаточная водонасыщенность равна 0,55 доли ед., с интервалом изменения от 0,44 до 0,64 доли ед.; с пористостью 10-15% – средняя остаточная водонасыщенность составляет 0,47 доли ед., изменяется от 0,35 до 0,60 доли ед.; в образцах с пористостью больше 15% средняя остаточная водонасыщенность составляет 0,49, изменяется от 0,40 до 0,64 доли ед.

В образцах толщи КТ-II с пористостью меньше 6,2% средняя остаточная водонасыщенность составляет 0,56 доли ед., варьирует в диапазоне 0,46÷0,67 доли ед.; с пористостью от 6,2 до 10% – средняя остаточная водонасыщенность составляет 0,53 доли ед., изменяется в интервале 0,45-0,64 доли ед.; с пористостью 10-15% средняя остаточная водонасыщенность равна 0,60 доли ед., изменяется от 0,55 до 0,63 доли ед.

По результатам исследования, явной закономерности между остаточной водонасыщенности и пористости не наблюдается, возможно из-за сложности структуры порового пространства, типичные для карбонатных коллекторов.

Таким образом, на месторождении для продуктивных пластов КТ-I и КТ-II методом капиллярометрии выполнено определение остаточной водонасыщенности и кривых

капиллярного давления; при моделировании условий пласта получены кривые относительной фазовой проницаемости для нефти и воды, оценена остаточная нефтенасыщенность, водонасыщенность и коэффициент вытеснения нефти водой.

Характеристики вытеснения нефти водой по зонам продуктивных горизонтов представлены в таблице 2.4.6.

Таблица 2.4.6 – Характеристика вытеснения нефти водой по зонам продуктивных горизонтов

Горизонты	Зоны пласта	Наименование величин	Проницаемость, 10^{-3} мкм ²	Содержание связанной воды, доли ед.	Начальная нефте(газо)насыщенность, доли	Остаточная нефтенасыщенность при вытеснении нефти рабочим агентом, доли ед.	Коэффициент вытеснения, доли ед.	Значения относительных проницаемостей, доли ед.	
								для воды при остаточной нефтенасыщенности	для нефти при насыщенности связанной водой
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10
КТ-I-A	ЧВЗ	Количество определений, шт.	2	2	5	2	2	1	1
		Среднее значение	0,79	0,21	0,79	0,26	0,67	0,442	1
		Интервал изменения	0,68-0,89	0,19-0,22	0,78-0,81	0,26-0,27	0,66-0,67	-	-
КТ-I-B ₂	ВНЗ	Количество определений, шт.	3	3	3	3	3	3	3
		Среднее значение	2,10	0,35	0,65	0,27	0,58	0,316	1
		Интервал изменения	1,39-2,88	0,1-0,49	0,51-0,90	0,19-0,36	0,51-0,64	0,264-0,407	-
	ЧВЗ	Количество определений, шт.	16	16	16	16	16	10	10
		Среднее значение	5,03	0,20	0,80	0,25	0,68	0,373	1
		Интервал изменения	0,12-24,83	0,14-0,23	0,77-0,86	0,22-0,28	0,64-0,74	0,162-0,565	-
КТ-I-B'	ЧВЗ	Количество определений, шт.	2	2	2	2	2	2	2
		Среднее значение	0,31	0,22	0,78	0,27	0,66	0,48	1
		Интервал изменения	0,25-0,37	0,22-0,23	0,77-0,78	0,26-0,28	0,64-0,67	0,34-0,62	-
КТ-II-3 ₁	ЧНЗ	Количество определений, шт.	1	1	1	1	1	-	-
		Среднее значение	2,13	0,19	0,81	0,25	0,70	-	-
		Интервал изменения	-	-	-	-	-	-	-
КТ-II-3 ₂	ЧНЗ	Количество определений, шт.	7	7	7	7	7	6	6
		Среднее значение	3,85	0,25	0,75	0,22	0,71	0,246	1
		Интервал изменения	1,15-7,97	0,19-0,38	0,62-0,81	0,17-0,24	0,67-0,76	0,183-0,486	-

Согласно таблице, в водонефтяной зоне пласта КТ-I-B₂ по результатам исследования коэффициент вытеснения составил в среднем 0,58 доли ед. Чисто нефтяные зоны освещены исследованиями в пласте КТ-II-3₁, коэффициент вытеснения составил 0,70 доли ед.; в пласте КТ-II-3₂, где приходится большой объем нефтенасыщенных толщин (в среднем 60,8 м), коэффициента вытеснения в среднем – 0,71 доли ед. По остальным пластам исследованные образцы керна приходятся в водонасыщенные зоны.

2.5 Запасы нефти и растворенного в нефти газа

Первая оценка запасов карбонатных толщ КТ-I и КТ-II выполнена по состоянию на 01.07.2016г в рамках отчета «Оперативный подсчет запасов нефти и газа месторождения Восточный Урихтау» (Протоколу ГКЗ РК №1754-16-П от 21 декабря 2016 г.). Запасы нефти и растворенного газа были приняты к сведению и составили:

Категория	Нефть, тыс. т		Растворенный газ, млн. м ³	
	геологические	извлекаемые	геологические	извлекаемые
C ₁	4678	1404	1831	550
C ₂	25140	7543	9995	2999

После «ОПЗ_2016г» была пробурена новая скважина ВУ-2. Основной целью бурения оценочной скважины ВУ-2 на месторождении Восточный Урихтау является изучение геологического строения и перспектив нефтегазоносности карбонатных толщ КТ-I, КТ-II. В скважине проведены полный комплекс геофизических исследований, ГТИ и газовый каротаж, замер пластового давления в открытом стволе с отбором пластовых флюидов.

В 2019 г. филиал ТОО «КМГ Инжиниринг» «Каспиймунайгаз» выполнил «Оперативный подсчет запасов нефти и растворенного газа месторождения Восточный Урихтау» по состоянию изученности на 31.03.2019г. (Протокол №2052-19-П от 30.05.2019г).

Всего по месторождению Восточный Урихтау подсчитанные запасы нефти и растворенного газа отражены в таблице 2.5.1 и составили:

Геологические/извлекаемые запасы нефти:

- Категория C₁ - 21018/5919 тыс. т;
- Категория C₂ - 11468/1614 тыс. т.

Геологические/извлекаемые запасы растворенного газа:

- Категория C₁ - 5867/1622 млн. м³;
- Категория C₂ - 3211/445млн. м³.

Таблица 2.5.1 - Сводная таблица подсчета запасов нефти и растворенного газа месторождения Восточный Урихтау по состоянию на 31.03.2019г

Пласт	Зона	Категория	Площадь нефтеносности, тыс.м ²	Нефтенасыщенная толщина, м	Объем нефтенасыщенных пород, тыс.м ³	КОЭФФИЦИЕНТЫ, д.е.			Плотность нефти, г/см ³	Геологические запасы нефти, тыс.т.	КИН, д.е.	Извлекаемые запасы нефти, тыс.т.	Газосодержание, м ³ /т	Запасы растворенного газа, млн.м ³	
						открытой пористости	нефтенасыщенности	пересчетный						геологические	извлекаемые
КТ-I-A	ЧНЗ	C ₂	581	17,2	9985	0,12	0,89	0,631	0,863	581	0,12	70	356	207	25
	ВНЗ		2846	7,9	22545	0,12	0,89	0,631	0,863	1311	0,12	157	356	467	56
КТ-I-B	ЧНЗ	C ₂	460	6,4	2921	0,13	0,90	0,631	0,863	186	0,12	22	356	66	8
	ВНЗ		954	4,0	3862	0,13	0,90	0,631	0,863	246	0,12	30	356	88	11
КТ-I-B ₁	ВНЗ	C ₁	3480	17,9	62247	0,13	0,80	0,631	0,863	3525	0,24	846	356	1255	301
	ВНЗ	C ₂	1601	7,8	12425	0,13	0,80	0,631	0,863	704	0,12	84	356	251	30
КТ-I-B ₂	ВНЗ	C ₁	3153	14,5	45695	0,14	0,84	0,631	0,863	2926	0,24	702	356	1042	250
	ВНЗ	C ₂	1331	6,0	7944	0,14	0,84	0,631	0,863	509	0,12	61	356	181	22
Итого по КТ-I		C ₁			107943					6451		1548		2297	551
		C ₂			59681					3537		424		1260	152
КТ-II-3-1	ЧНЗ	C ₁	1331	8,3	11096	0,07	0,7	0,744	0,838	339	0,3	102	173	59	18
		C ₂	1101	2,6	2834	0,07	0,7	0,744	0,838	87	0,15	13	173	15	2
	ВНЗ	C ₁	1888	4,3	8044	0,07	0,7	0,744	0,838	246	0,3	74	173	43	13
		C ₂	1755	2,6	4546	0,07	0,7	0,744	0,838	139	0,15	21	173	24	4
КТ-II-3-2	ЧНЗ	C ₁	2650	57,8	153294	0,09	0,74	0,655	0,838	5604	0,3	1681	248,1	1390	417
		C ₂	109	50,9	5572	0,09	0,74	0,655	0,838	204	0,15	31	248,1	51	8
	ВНЗ	C ₁	3631	30,0	108802	0,09	0,74	0,655	0,838	3977	0,3	1193	248,1	987	296
		C ₂	9689	16,3	158188	0,09	0,74	0,655	0,838	5783	0,15	867	248,1	1435	215
КТ-II-4	ЧНЗ	C ₁	677	39,1	26444	0,09	0,64	0,655	0,838	836	0,3	251	248,1	207	62
		C ₂	5484	20,6	112772	0,09	0,64	0,655	0,838	3565	0,3	1070	248,1	884	265
	ВНЗ	C ₂	5823	9,3	54347	0,09	0,64	0,655	0,838	1718	0,15	258	248,1	426	64
Итого по КТ-II		C ₁			420452					14567		4371		3570	1071
		C ₂			225487					7931		1190		1951	293
Всего по месторождению Восточный Урихтау		C ₁			528395					21018		5919		5867	1622
		C ₂			285168					11468		1614		3211	445

3 ПОДГОТОВКА ГЕОЛОГО-ПРОМЫСЛОВОЙ ОСНОВЫ ДЛЯ ПРОЕКТИРОВАНИЯ ПРОБНОЙ ЭКСПЛУАТАЦИИ

3.1 Цели задачи и сроки пробной эксплуатации

Целью пробной эксплуатации месторождения Восточный Урихтау является:

1. Уточнение геологического строения месторождения, повышение надежности структурных построений продуктивных горизонтов;
2. Уточнение исходных геолого-промысловых данных для подсчета запасов и составления Проекта разработки месторождения.

При этом, с целью подготовки месторождения к подсчету запасов и проектированию промышленной разработки, в процессе пробной эксплуатации должны решаться следующие задачи:

1. Уточнение параметров коллекторов и флюидов, необходимых для подсчета геологических запасов нефти, в том числе и перевода запасов категории C_2 в более высокие категории;
2. Изучение режима работы продуктивной залежи, а также оценка потенциала упругой энергии пластовой системы;
3. Исследование продуктивных характеристик залежей по данным длительной эксплуатации скважин на различных режимах;
4. Уточнение продуктивности добывающих скважин и оптимальной депрессии на продуктивные пласты;
5. Оценка проблем, связанных с эксплуатацией скважин и добычей нефти;
6. Отработка вопросов сбора, подготовки, хранения, транспортировки и реализации нефти.

Пробная эксплуатация уменьшает технический и экономический риск проведения полномасштабной разработки месторождения.

Выполнение задач пробной эксплуатации и полная реализация программы исследовательских работ в настоящем проекте предусмотрены на период 01.10.2021-31.05.2023гг.

3.2 Обоснование пространственных границ залежей горизонтов для проведения пробной эксплуатации

Пространственные границы залежей горизонтов для проведения проекта пробной эксплуатации основаны на результатах Оперативного Подсчета Запасов 2019 года. Далее в кратком изложении представлена методика, использованная в ОПЗ 2019.

В 2015-2016гг ТОО «PGS Kazakhstan» проведена обработка и интерпретация сейсморазведочных работ МОГТ 3D. В результате интерпретации полученных материалов построены уточненные структурные карты по отражающим горизонтам R (кровля девона), П2 (КТ-II), МКТ, П2с (КТ-I), П1.

За сейсмическую основу при построении структурных карт взяты структурные карты по отражающим горизонтам П₂¹ (подошва карбонатных отложений горизонта КТ-II) и П₂ (кровля карбонатных отложений горизонта КТ-II).

В северо-восточном направлении от структуры Урихтау, через синклинальный перегиб выделена локальная структура – Восточный Урихтау. Структура Восточный Урихтау осложнена на юго-восточном склоне серией тектонических нарушений и оконтуривается по изогипсе -3325м с минимальной отметкой в своде - 3225м. Размер большой и малой оси структуры составляет 3,90х3,70м. Амплитуда поднятия - 100м (рис. 3.2.1-3.2.2.).

Построение структурных карт выполнено с помощью увязки сейсмической основы со скважинными отбивками по каждому из продуктивных горизонтов.

Всего на дату составления настоящего отчета было пробурено две скважины ВУ-1 и ВУ-2. Кроме того, на территории находится пробуренная в советское время скважина Г-74, ликвидированная в 1984г как выполнившая свое предназначение и с отсутствием в скважинах продуктивных коллекторов. Скважина Г-74 находится на балансе ТОО «Урихтау Оперейтинг», так как находится в геологическом отводе.

В карбонатном разрезе месторождения Восточный Урихтау выявлены продуктивные толщи КТ-I и КТ-II, как на соседнем месторождении Урихтау. К выявленным продуктивным горизонтам приурочены тектонически и литологически-экранированные нефтенасыщенные залежи, где границами площадей продуктивности по каждой залежи являются принятые положения водонефтяных контактов. Определение водонефтяного контакта основывается на данных промысловой геофизики и опробования скважин (более подробно в разделе 2.1.3).

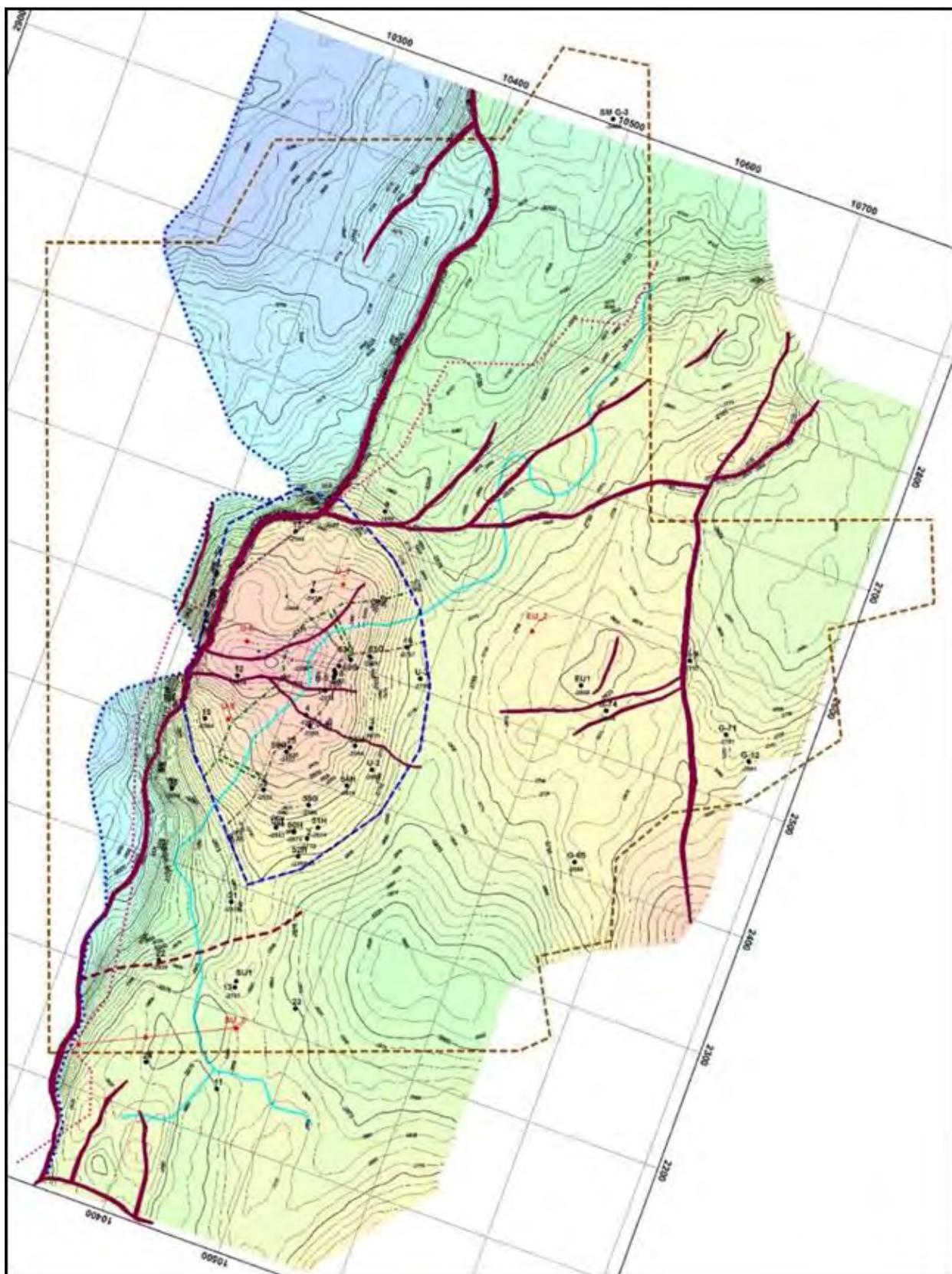


Рисунок 3.2.1 - Структурная карта по П2с(КТ-І) отражающему горизонту (кровля карбонатных отложений горизонта КТ-І)

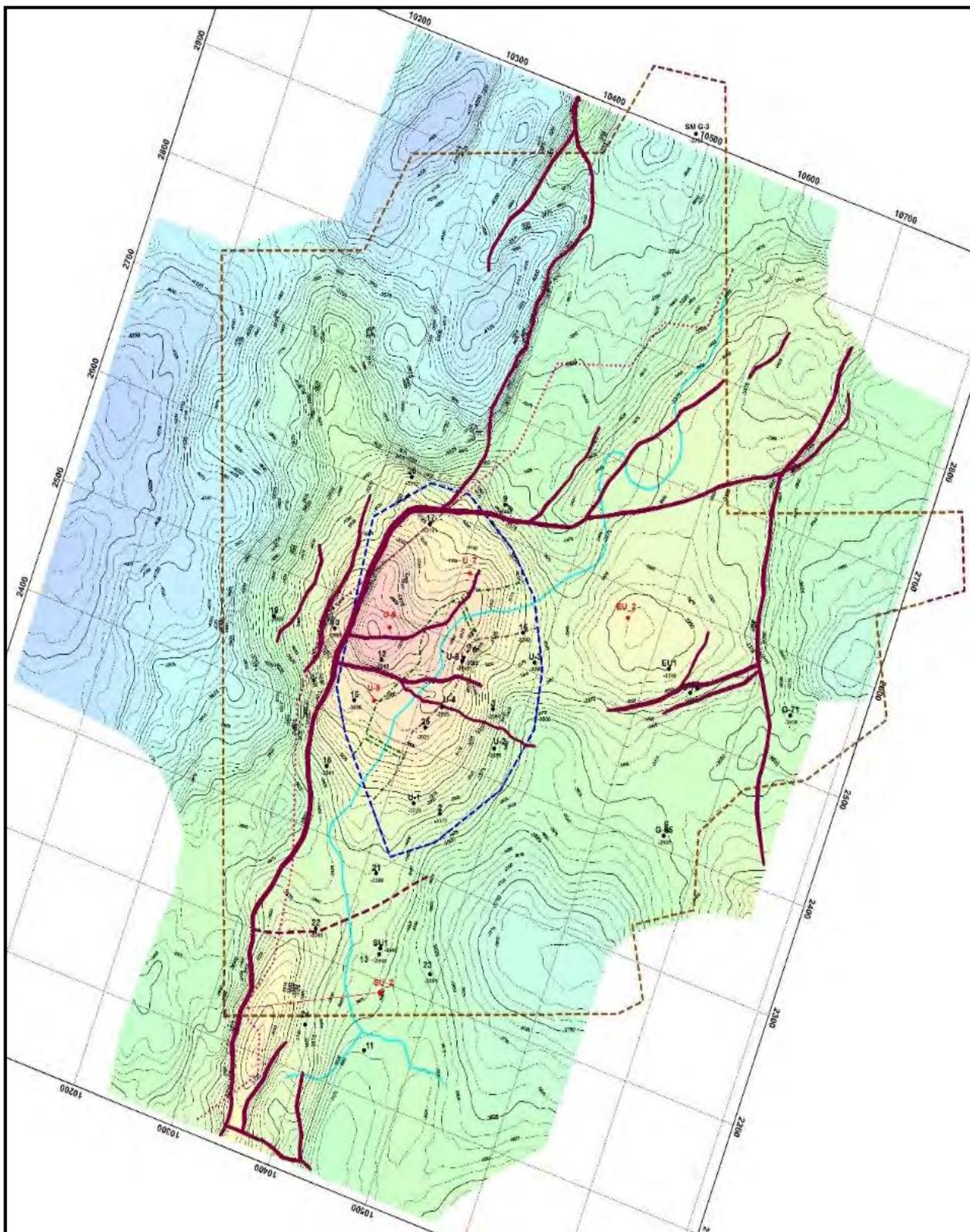


Рисунок 3.2.2 - Структурная карта по П2(КТ-II) отражающему горизонту (кровля карбонатных отложений горизонта КТ-II)

Продуктивный пласт А. К пласту приурочена нефтяная залежь.

По результатам ГИС нефтенасыщенные пласты коллектора выделены только в скв. ВУ-1, толщина которых, составляет 22,3м. В новой оценочной скв. ВУ-2 по результатам обработки материалов ГИС выделены водонасыщенные коллектора. В скв. Г-74 (Жаназол)

коллектора отсутствуют. ВНК принят по подошве нефтенасыщенного коллектора (скв. ВУ-1) на абсолютной отметке -2656,6 м.

При принятом положении ВНК размер залежи составляет 2,8 x 1,8 км, высота 56,6 м. Площадь нефтеносности составляет 3427 тыс.м².

Продуктивный пласт Б. Продуктивной является скв. ВУ-1, где по материалам ГИС выделяются нефтенасыщенные пласты коллектора мощностью 7,7 м. Водонасыщенные коллектора выделены в скв. ВУ-2. В скв. Г-74 коллектора отсутствуют. ВНК принят по подошве нефтенасыщенного коллектора (скв. ВУ-1) и залегает на абсолютной отметке -2726 м.

С учетом принятого ВНК размер залежи 1,4 x 1,3 км, высота 26,04 м. Площадь нефтеносности составляет 1411 тыс.м².

Продуктивный пласт В1. К пласту приурочена нефтяная залежь.

По результатам обработки материалов ГИС, в скв. ВУ-1 выделены нефтеводонасыщенные пласты коллектора, общей эффективной мощностью 45,5 м. В скв. Г-74 (Жанажол) и скв. ВУ-2 выделены водонасыщенные толщины.

По результатам совместного опробования в скв. ВУ-1 с пластами В2, В/, в интервалах 3086-3094 м, 3182-3187 м, 3197-3206 м, 3240-3243,5 м, 3261-3268 м, получен газ, нефть и вода в объеме 1,06 тыс. м³/сут, 9 м³/сут и 41,3 м³/сут, соответственно. Уровень ВНК принят на абсолютной отметке -2821,24 м по подошве нефтенасыщенного коллектора в скв. ВУ-1 выделенного по данным ГИС.

С учетом принятого ВНК размер залежи 1,4 x 1,3 км, высота 71,24 м. Площадь нефтеносности составляет 5081 тыс.м².

Продуктивный пласт В2. К пласту приурочена нефтяная залежь.

По данным ГИС нефтенасыщенная толщина в скв. ВУ-1, составляет 27,8 м. В скв. Г-74 (Жанажол) и скв. ВУ-2 выделены водонасыщенные толщины.

ВНК принят на абсолютной отметке -2908 м по кровле водоносного пласта в скважине ВУ-1. Также подтверждается второй скважиной.

С учетом принятого ВНК размер залежи 3,4 x 2,2 км, высота 66 м. Площадь нефтеносности составляет 4484 тыс.м².

КТ-II-3-1. К пласту приурочена нефтяная залежь.

По материалам ГИС в скв. ВУ-1, ВУ-2 выделены нефтенасыщенные пласты коллектора. В скв. Г-74 выделены водонасыщенные.

Продуктивность горизонта доказана в результате испытания в скв. ВУ-2, в интервалах 3940,5-3950 м, 3953-3958,5 м, 3967-3970,5 м, где на разных штуцерах получен газ от 4,896 тыс.м³/сут, до 11,704 тыс. м³/сут и нефть от 13,3 м³/сут до 33,1 м³/сут.

УВНК принят на абсолютной отметке -3685,8м по подошве нефтенасыщенного пласта в скважине ВУ-2.

При принятом положении ВНК размер залежи 3 x 2,7 км, высота 49,7м.

КТ-II-3-2. К пласту приурочена нефтяная залежь, вскрытая двумя скважинами ВУ-1 и ВУ-2.

В скв. ВУ-1 проведено опробование, в инт. 4004-4011, 4014-4018м, 4035-4044м, 4048-4056м, 4073-4081м, по результатам которого на разных штуцерах получен газ от 17,304 тыс.м³/сут, до 66,096 м³/сут и нефть от 55,75 м³/сут до 201,24 м³/сут.

В скважине ВУ-2 данный пласт опробован в интервалах 4015-4022, 4029,5-4035м, 4040-4046м, 4052-4054м по результатам испытания получены газ и нефть с суточным дебитом газа – 221,731 тыс.м³ и нефти -157,4м³.

УВНК принят по подошве самого нижнего нефтяного пласта в скв. ВУ-2 на абсолютной отметке -3843,2м.

При принятом положении ВНК размер залежи 4,5 x 3,8 км, высота 143м.

Площадь нефтеносности категорий C₁+C₂ – 16079 тыс.м².

КТ-II-4. К пласту приурочена нефтяная залежь, вскрытая двумя скважинами ВУ-1 и ВУ-2. По материалам ГИС в скв. ВУ-1 выделены нефтенасыщенные пласты коллектора мощностью 45,3 м. В оценочной скважине ВУ-2 выделены нефтенасыщенные пласты коллектора мощностью 21,3 м и водонасыщенные мощностью 12,8 м.

При опробовании в скв. ВУ-1 инт. 4105-4111 м, 4115-4122 м, 4125-4133 м, получены притоки нефти 1,5 м³/сут, газа 10,48 тыс. м³/сут и технической воды.

В результате опробования в скважине ВУ-2 в интервале 4150-4156м, получен газ 5,450 м³/сут и нефть 14,69 м³/сут.

ВНК принят по подошве самого нижнего нефтяного пласта в скв. ВУ-2 на абсолютной отметке -3893,8м.

При принятом положении ВНК размер залежи 3,9 x 4,1 км, высота 68,7м.

Площадь нефтеносности категорий C₁+C₂ – 11984 тыс.м².

Ниже на рисунке 3.2.3 представлена топографическая карта с угловыми точками.

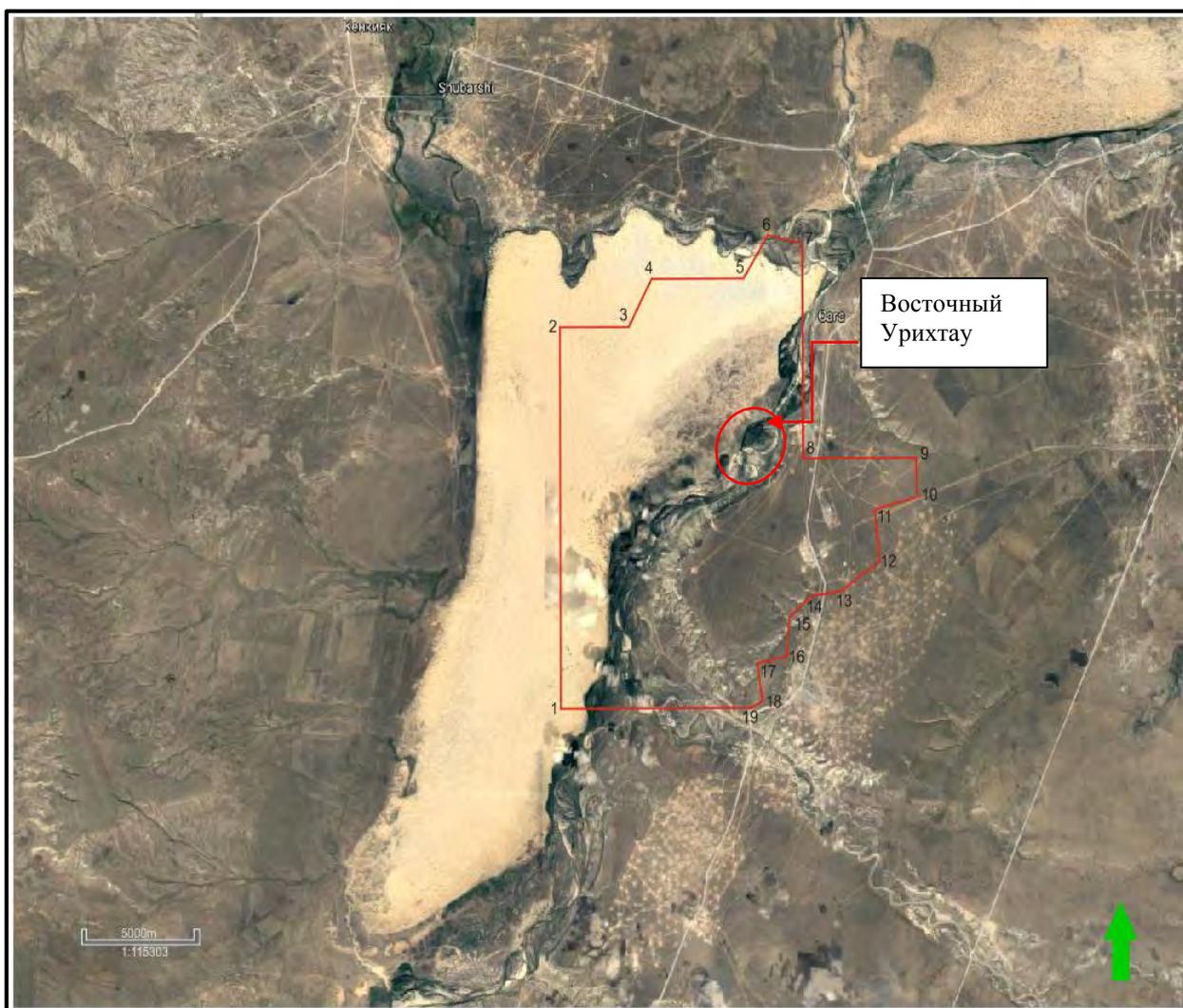


Рисунок 3.2.3 - Космическая съемка расположения месторождения Восточный Урихтау с угловыми точками координат геологического отвода

Таблица 3.2.1 - Угловые точки координат расположения геологического отвода, внутри которого расположена структура Восточный Урихтау

№	X	Y
1	519154.01	5355618.64
2	519098.50	5372081.34
3	522548.54	5372095.11
4	523710.42	5374169.48
5	528329.32	5374190.74
6	529551.34	5376050.41
7	531277.21	5375689.02
8	531328.47	5366422.82
9	537001.92	5366456.47
10	537054.30	5364758.72
11	534919.03	5364219.17
12	535179.59	5361996.70
13	533212.32	5360687.56
14	531732.53	5360493.78
15	530625.42	5359560.91
16	530510.95	5357893.14
17	529030.16	5357575.61
18	529285.64	5355939.95
19	528669.07	5355658.65

3.3 Анализ результатов опробования и гидродинамических исследований

3.3.1 Методика и результаты опробования

Для определения продуктивности пластов-коллекторов, получения характеристик типов флюидов, а также определения гидродинамических характеристик резервуара в пробуренных скважинах – поисково-разведочной ВУ-1 и оценочной ВУ-2 - проводилось испытание перспективных объектов, выделенных по материалам ГИС.

Исследования проводились следующими методами и компаниями:

- В открытом стволе модульным динамическим испытателем пластов на кабеле MDT - «Schlumberger»;
- В перфорированной обсаженной скважине режимные исследования методом установившихся отборов МУО на 3-4 штуцерах и регистрация КВД – в скважине ВУ-1 – ТОО НИИ «Каспиймунайгаз», сервисной геофизической компанией «АтырауГеоКонтроль», в скважине ВУ-2 - ТОО НПП «УралНефтеГазСервис»;
- Замер градиента давления и температуры в закрытой скважине.

Также необходимо отметить, что практически по всем объектам испытания компанией ТОО «ГеоМунайРесурс» проводились промыслово-геофизические исследования методом PLT с замером дебита и забойного давления на 1-2 штуцерах, в основном, непосредственно перед ГДИ, с целью определения профиля притока и наличия заколонных перетоков.

Исследования проводились с целью:

- оценки начальных термобарических параметров пластов;
- получения промышленных притоков нефти и газа;
- оценки продуктивных и фильтрационных свойств пластов;
- оценки величины фильтрационных сопротивлений, обусловленных загрязнением пласта в процессе бурения скважины, а также неполнотой вскрытия пласта перфорацией;
- выявления вероятных границ пласта;
- определения положения межфлюидальных контактов.

Испытания включали в себя несколько технологических этапов:

- очистка призабойной зоны от остатков бурового фильтрата посредством СКВ и СКО путем закачки 24% соляной кислоты;
- один или несколько периодов фонтанного притока на 5-7 режимах путем регулирования диаметра штуцера (5-7-9-11мм) с последовательным его увеличением и снижением;
- период притока на 1-2 режимах при проведении динамического промыслового

каротажа PLT;

- остановка скважины после периода притока для восстановления пластового давления;
- замер градиента забойных давления и температуры по стволу скважины.

Испытания носили краткосрочный характер, т.к. в период опробования велся контроль добываемого флюида, сжигаемый уровень объема которого не должен превышать установленный предел для каждого испытания. Время работы на режиме стабилизации отбора составило от 1,2 до 12 часов, восстановления давления – от 45,65 до 77 часов (1,9-3,2 сут). Во время испытаний были отобраны глубинные и устьевые пробы пластовых флюидов (нефть, газ, вода).

Пластовые и забойные термобарические параметры замерялись глубинным манометром типа «PPS-25» в составе скважинного аппаратурного прибора. Глубинные пробы нефти отбирались после очистки призабойной зоны пробоотборниками типа СИМПС-20В, ПГ-1000, ПЭ-1600.

Перфорация колонн скважин производилась кумулятивным перфоратором ПКТ-114, спускаемым на кабеле либо НКТ, с применением аппаратуры термо-барохимического воздействия «АКВ Пласт-ПП». Плотность перфорирования составила 16 отв./п.м. Испытание объектов производилось от нижезалегающих пластов вверх по разрезу, по окончании испытания каждый объект изолировался пакером ВПШ-146 и цементным мостом.

По результатам анализа ГДИ все замеры градиента давления признаны некондиционными для оценки начального пластового давления в связи с несоответствием гидростатическому давлению на целевых горизонтах (раздел 3.3.2).

Отборы в период режимных исследований носили псевдоустановившийся характер в связи недостаточностью времени для стабилизации добычи, соответственно, продуктивные характеристики пластов приняты в качестве оценочных параметров.

Результаты интерпретации гидродинамических исследований представлены в таблице 3.3.1.

Всего по месторождению в период с 2015-2021гг было проведено 16 гидродинамических исследований, включающих в себя 6 КВД, 5 МУО, 8 PLT, 3 MDT, а также замеры пластового давления и градиента давления.

Поисково-разведочная скважина ВУ-1 начата бурением 05.09.2014г, окончена – 07.06.2015г.

В период 26-27.05.2015г в открытом стволе скважины проведен гидродинамический каротаж MDT с записью пластового давления и температуры с охватом только одного

продуктивного горизонта КТ-II от -3637,37м до -3949,63м по абс.отметке. Для оценки термобарических параметров в целом по резервуару использовались показания с высокой и удовлетворительной степенью достоверности. Таким образом, пригодными для дальнейшей обработки признаны 28 точек замера.

В разрезе обсаженного ствола скважины ВУ-1 последовательно испытано 5 объектов в сентябре-ноябре 2015г.

В период 18.09-09.10.2015г прошло опробование пласта **КТ-II-4 в интервале перфорации -3937,1-3951,1м** (I объект), в результате которого установлено отсутствие углеводородов.

В период 17-18.10.2015г прошло испытание пласта **КТ-II-4 в интервале перфорации -3826,1-3832,1, -3836,1-3843,1, -3846,1-3854,1м** (II объект), вскрытая эффективная толщина коллектора составила 20,9м. В результате испытания получен слабый приток нефти, газа и воды.

По окончании PLT замеренное забойное давление составило 16,2 МПа перед закрытием скважины на регистрацию КВД. Согласно отчету, через 12,2ч выросло до отметки 18,4 МПа, когда скважина-пласты перестали работать, запись КВД после PLT не удалось завершить, соответственно, пластовые параметры получены не были. Температура не изменялась от уровня 84°C. Приведенные в таблице 3.3.1 продуктивные показатели носят оценочный расчетный характер по результатам PLT, в т.ч. вследствие отсутствия точных данных по дебитам по каждому виду флюида.

В период 30.10-05.11.2015г прошло испытание пласта **КТ-II-3-2 в интервале перфорации -3725,1-3732,1, -3735,1-3739,1, -3756,1-3765,1, -3769,1-3777,1, -3794,1--3802,1м** (III объект), вскрытая эффективная толщина коллектора составила 40,6м. Запись давления осуществлялась глубинным манометром на отметке -3761м. По завершении PLT скважина была закрыта на регистрацию КВД в течение 48 часов, после чего скважина отработала на 4 режимах при штуцерах \varnothing 7-9-11-5мм на протяжении 6-11-12-10 часов соответственно с получением фонтанного притока при забойных давлениях от 30,4 до 35,3 МПа.

По итогам интерпретации ГДИ получены следующие результаты:

- В начале периода регистрации КВД характерный признак радиального течения жидкости в пласте скрыт эффектом влияния объема ствола скважины (ВСС);
- В целом, по характеру КВД отмечается выход на конечный прямолинейный участок, зафиксированное конечное статическое забойное давление можно считать восстановленным до уровня пластового, которое на глубине замера составило 41,02 МПа;
- Эффективная проницаемость, равная $0,4885 \cdot 10^{-3}$ мкм², свидетельствует об

отличной фильтрационной способности вскрытой части коллектора;

- Скин-фактор имеет отрицательное значение $-4,8$, что обусловлено хорошей очисткой призабойной зоны после закачки СКР и высокими фильтрационными характеристиками опробованного участка пласта вследствие вероятного трещиноватого строения коллектора;

- Коэффициент продуктивности, определенный из индикаторной кривой, построенной на основе результатов МУО, составляет $19,05 \text{ м}^3/(\text{сут} \cdot \text{МПа})$, при этом продуктивность 1 м коллектора составляет $0,47 \text{ м}^3/(\text{сут} \cdot \text{МПа})$, что высоко характеризует его продуктивные возможности (рисунок 3.3.2).

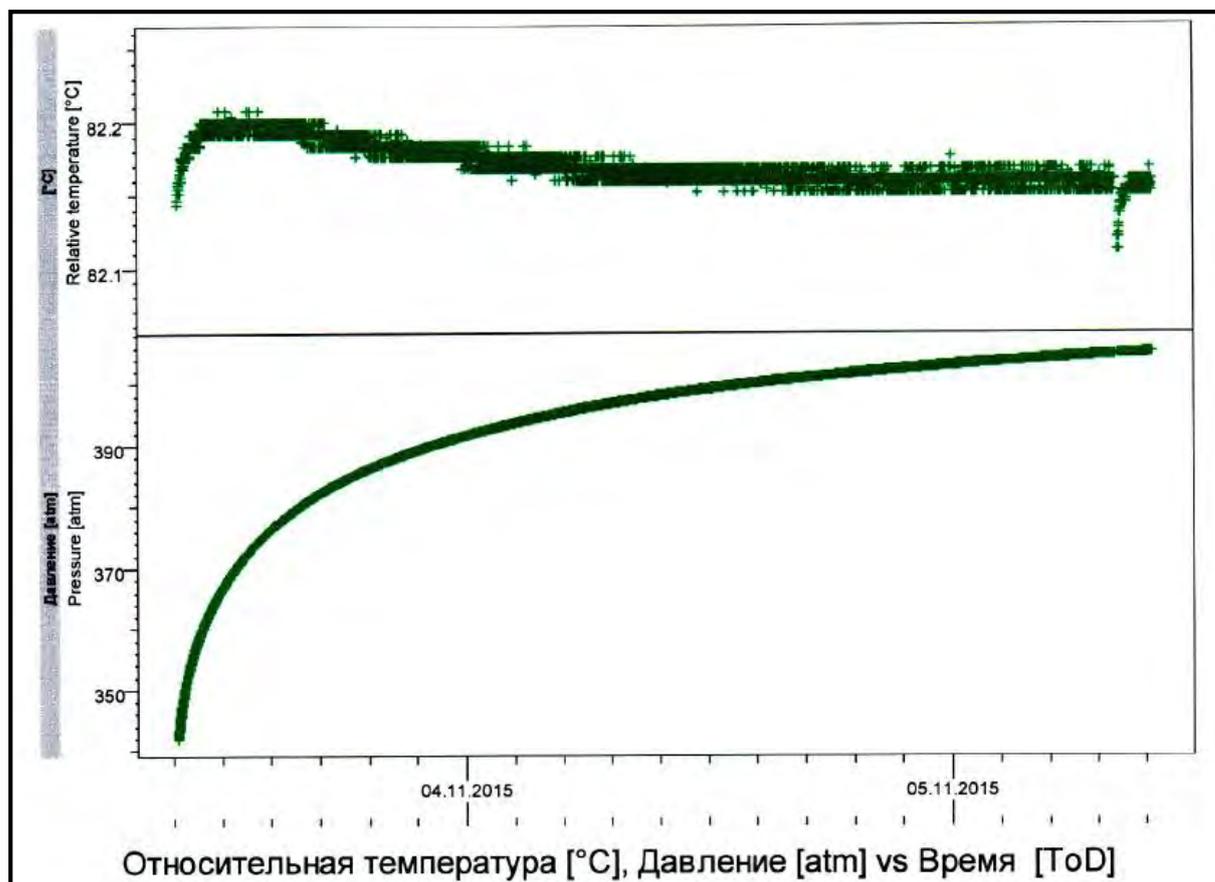


Рисунок 3.3.1 - Регистрация КВД. Скважина ВУ-1. Пласт КТ-II-3-2. Интервал перфорации -3725,1-3802,1м

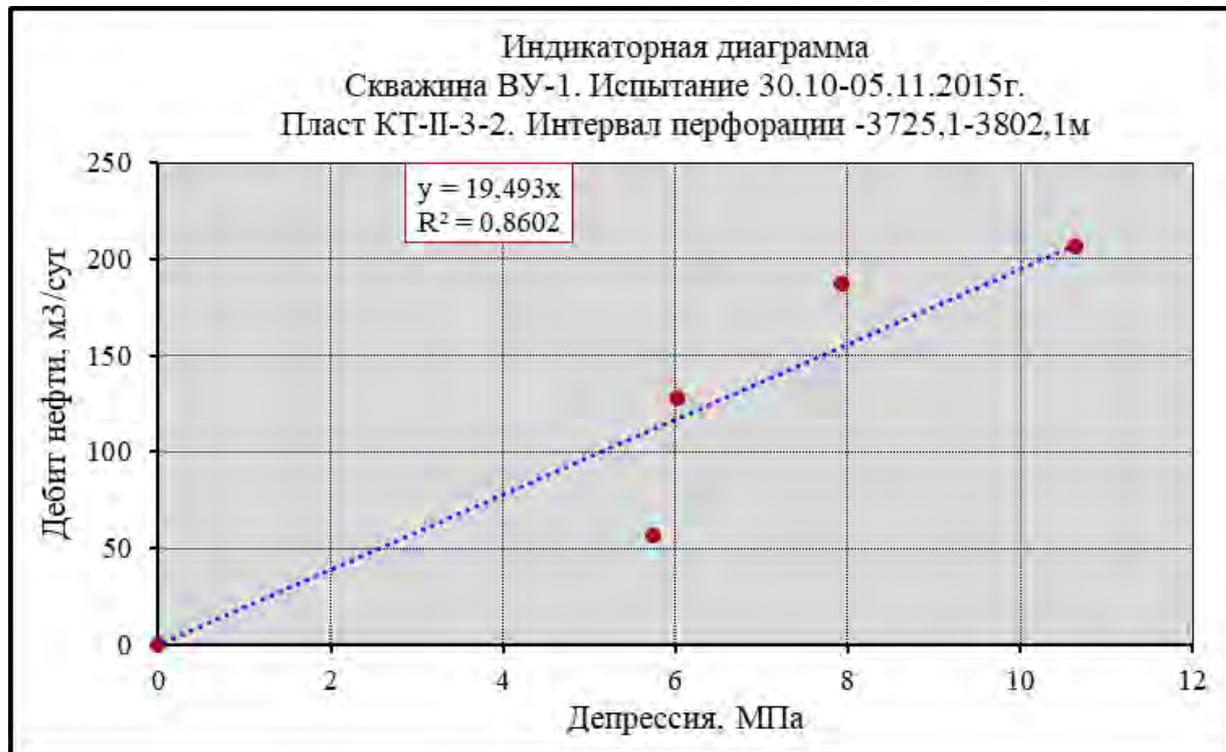


Рисунок 3.3.2 - Индикаторная диаграмма. Скважина ВУ-1. Пласт КТ-II-3-2. Интервал перфорации -3725,1-3802,1м

В период 14-29.11.2015г прошло испытание пластов КТ-I-B₂, КТ-I-B', КТ-I-B₁ в интервале перфорации -2903,1-2908,1, -2918,1-2927,1, 2961,1-2964,6, -2982,1-2989,1, -

2807,1-2815,1м (IV-V объекты). По результатам опробования в интервале **-2918,1-2989,1м** получена вода, соответственно общая вскрытая эффективная толщина коллектора по нефтеносным пластам КТ-I-B₁, КТ-I-B₂ составила 17,2м. В результате испытания получен слабый приток нефти, газа и воды. Как и в случае испытания II объекта, приведенные в таблице 3.3.1, продуктивные показатели носят оценочный характер по результатам PLT.

В период 26-27.12.2020г было испытание на определение профиля притока, охвата воздействием интервалов перфорации **-3981,7-3985,2, -3987,5-3990, -3991,6-3992,6, -3996,5-4002, -4004-4011м, -4014-4018, -4026-4031,5м, -4035-4044, -4048-4056, -4063-4066, -4069-4071,5, -4073-4081м**. Общая вскрытая эффективная толщина коллектора по нефтеносным пластам составила 21,6 м.

На момент исследования, скважина добывает газированную нефть, незначительное количество воды зарегистрировано только на забое (4073,2-4078,1м). Водонефтяной раздел в динамическом установился на глубине 4078 м. На момент исследования по полученным данным был произведен расчет дебита, $Q_{\text{нефти}} - 107,26\text{м}^3/\text{сут}$, $Q_{\text{воды}} - 0,02\text{м}^3/\text{сут}$. Заколонные перетоки и нарушения герметичности обсадной колонны не выявлены. Коэффициент охвата по данной скважине составляет 36.3%.

В период 04-05.10.2021г было испытание на определение профиля притока, охвата воздействием интервалов перфорации **-3981,7-3985,2, -3987,5-3990, -3991,6-3992,6, -3996,5-4002, -4004-4011м, -4014-4018, -4026-4031,5м, -4035-4044, -4048-4056, -4063-4066, -4069-4071,5, -4073-4081м**. Общая вскрытая эффективная толщина коллектора по нефтеносным пластам составила 34,7 м.

На момент исследования скважина добывает газированную нефть, притока воды не обнаружено. На момент исследования по полученным данным был произведен расчет дебита, $Q_{\text{нефти}} - 113,45\text{м}^3/\text{сут}$, $Q_{\text{газа}} - 48691,78\text{м}^3/\text{сут}$. Заколонные перетоки и нарушения герметичности обсадной колонны не выявлены.

Общая эффективная мощность интервалов ПВР составляет 59,5м, из них работающая мощность 34,7м. Коэф= 58,32%.

Оценочная скважина ВУ-2 начата бурением 09.08.2017г, окончена – 23.03.2018г.

В период 20-21.02.2018г и 25-27.02.2018г в открытом стволе скважины проведен гидродинамический каротаж MDT с записью пластового давления и температуры с охватом перспективных продуктивных горизонтов КТ-I и КТ-II от -2707,9м до -4219,0м, по абсолютной отметке. Для оценки термобарических параметров в целом по резервуару использовались показания с высокой и удовлетворительной степенью достоверности. Таким образом, пригодными для дальнейшей обработки признаны 37 точек замера.

В разрезе обсаженного ствола скважины ВУ-2 последовательно испытано 7 объектов в июле-ноябре 2018г.

В период 13-16.07.2018г прошло опробование пласта **КТ-II-4 в интервале перфорации -3865,84-3871,84м** (I объект), вскрытая эффективная толщина коллектора составила 6,4м. По завершении PLT, во время которого был получен приток путем компрессирования азотно-компрессорной установкой, скважина была закрыта на регистрацию КВД в течение 45,7 часов. Запись давления осуществлялась глубинным манометром на отметке -3869м. Во время испытания добыто всего 4м³ нефти со слабым газом. Расчетная добыча попутного газа составила 1484м³.

По итогам интерпретации ГДИ получены следующие результаты:

- Модель скважины определена как вертикальная скважина, осложненная постоянным влиянием ствола скважины (ВСС) и переходными процессами. Эффект влияния объема ствола скважины связан с процессами сегрегации и гравитационного перемещения фаз (нефть, вода и газ) при движении продукции в лифте скважины до и после остановки скважины;

- На диагностическом графике «нулевой» уклон производной не выделяется в связи с недовосстановлением КВД (рисунок 3.3.1). В процессе интерпретации было выполнено уточнение фильтрационных параметров по методу касательных, а также при наилучшей сходимости изменения смоделированного и фактического давления графика давления КВД, с учетом предыдущих исследований MDT. Таким образом, интерполированное пластовое давление на глубине замера составило 42,39 МПа;

- Эффективная проницаемость, равная $0,296 \cdot 10^{-3}$ мкм², свидетельствует о средней фильтрационной способности вскрытой части коллектора;

- Скин-фактор пласта в околоствольной части скважины имеет значение +3.8, что обусловлено загрязнённостью коллектора в районе скважины;

- При отработке пласта скважина работала нестабильно, приток осуществлялся при помощи компрессирования, расчетный среднесуточный дебит нефти при стравливании после набора давления по данным PLT составил 14,69 м³/сут. Таким образом, приведенные в таблице 3.2.3 продуктивные показатели носят оценочный характер.

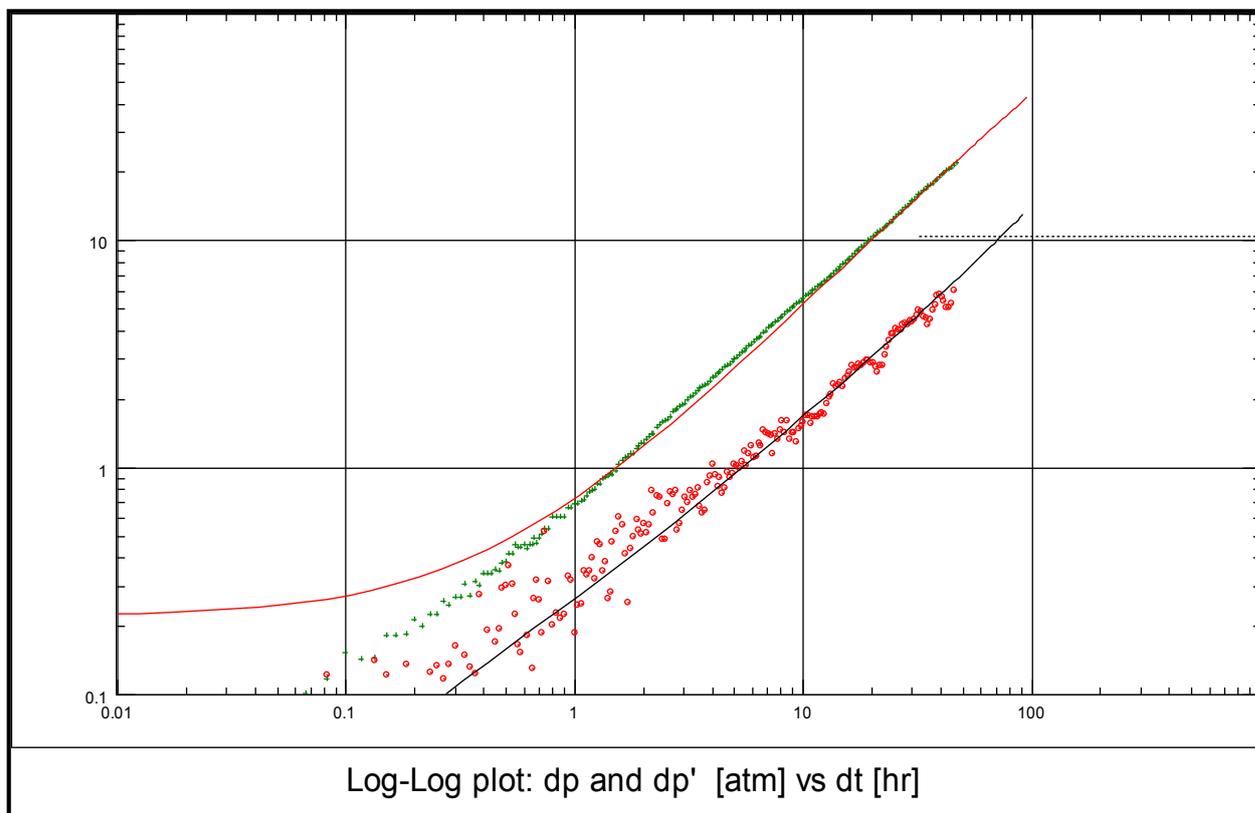
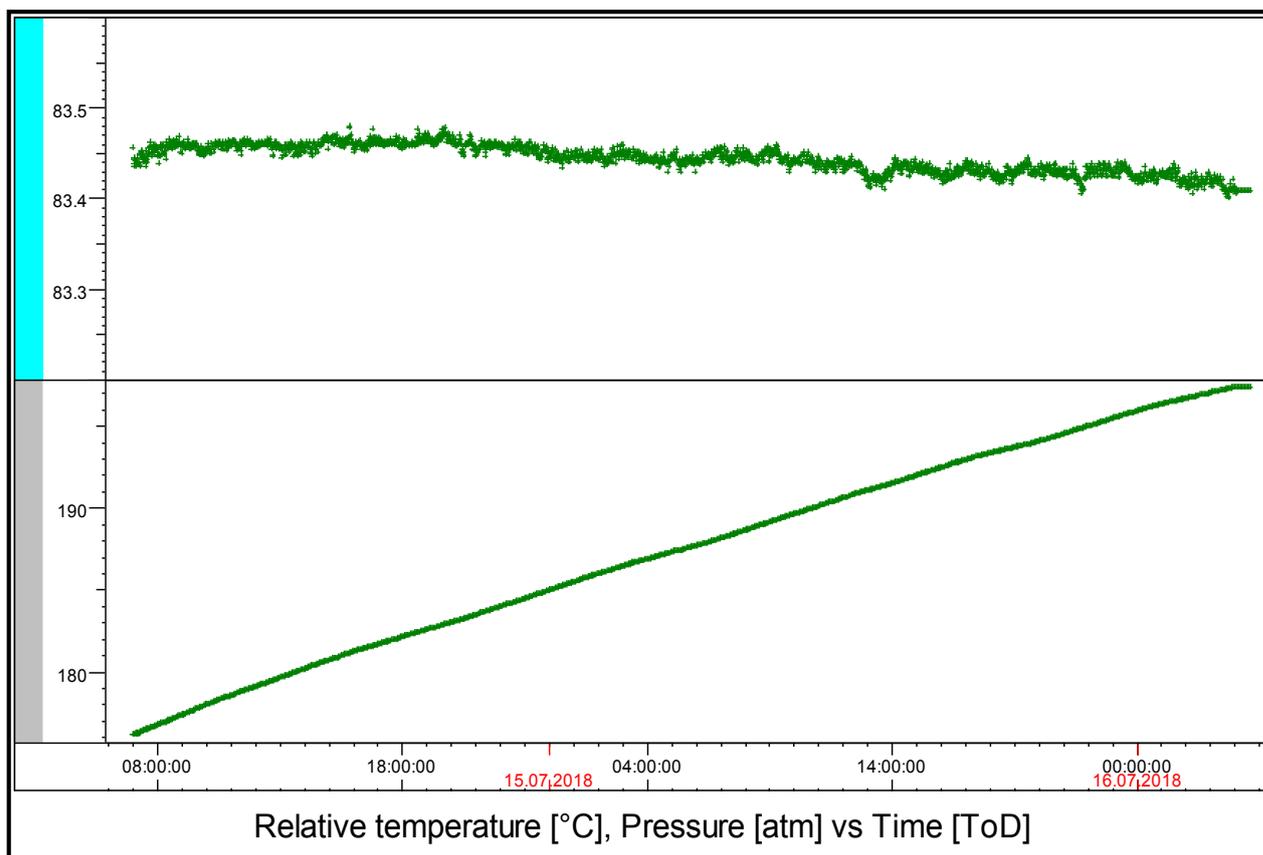


Рисунок 3.3.3 – КВД – фактический замер и производная в билогарифмических координатах.
Скважина ВУ-2. Пласт КТ-II-4. Интервал перфорации -3865,84-3871,84м

В период 02-11.08.2018г прошло испытание пласта КТ-II-3-2 в интервале перфорации -3787,84-3804,84, -3809,34-3810,34, -3828,84-3842,84м (II объект). В

интервале -3809,34-3810,34м отмечено отсутствие коллектора, соответственно, вскрытая эффективная толщина коллектора составила 19,7м. В целом, за период испытания извлечено $324,249\text{ м}^3$ жидкости, из них $306,386\text{ м}^3$ нефтяной эмульсии/нефти. После отстоя объем нефти составил $260,583\text{ м}^3$. Объем попутного газа составил 70296 м^3 , средний газовый фактор составил $270\text{ м}^3/\text{м}^3$.

По окончании PLT скважина работала самоизливом (фонтанирование) на псевдоустановившихся режимах на штуцерах $\varnothing 5-7-9-11-9-7-5\text{ мм}$ продолжительностью от 8 до 12ч при забойных давлениях от 16,8 до 19,7 МПа, после чего скважина была закрыта на регистрацию КВД на 72 часа. Запись давления осуществлялась глубинным манометром на отметке -3814,8м.

По итогам интерпретации ГДИ получены следующие результаты:

- Модель скважины определена как вертикальная скважина, осложненная постоянным влиянием ствола скважины (ВСС);

- На диагностическом графике, «нулевой» уклон производной только начал выделяться и по нему произведены все дальнейшие расчеты (рисунок 3.3.4). В процессе интерпретации было выполнено уточнение фильтрационных параметров по методу касательных, а также при наилучшей сходимости изменения смоделированного и фактического давления графика давления КВД. Таким образом, интерполированное пластовое давление на глубине замера составило 41,34 МПа;

- Эффективная проницаемость, равная $0,163 \cdot 10^{-3}\text{ мкм}^2$, свидетельствует о достаточно низкой фильтрационной способности вскрытой части коллектора;

- Скин-фактор имеет отрицательное значение -4,8, что обусловлено хорошей очисткой призабойной зоны после закачки СКР;

- Коэффициент продуктивности, определенный из индикаторной кривой, построенной на основе результатов МУО, составляет $1,65\text{ м}^3/(\text{сут} \cdot \text{МПа})$, при этом продуктивность 1м коллектора составляет $0,084\text{ м}^3/(\text{сут} \cdot \text{МПа})$, что характеризует вскрытый участок пласта КТ-II-3-2 как низкопродуктивный (рис. 3.3.5).

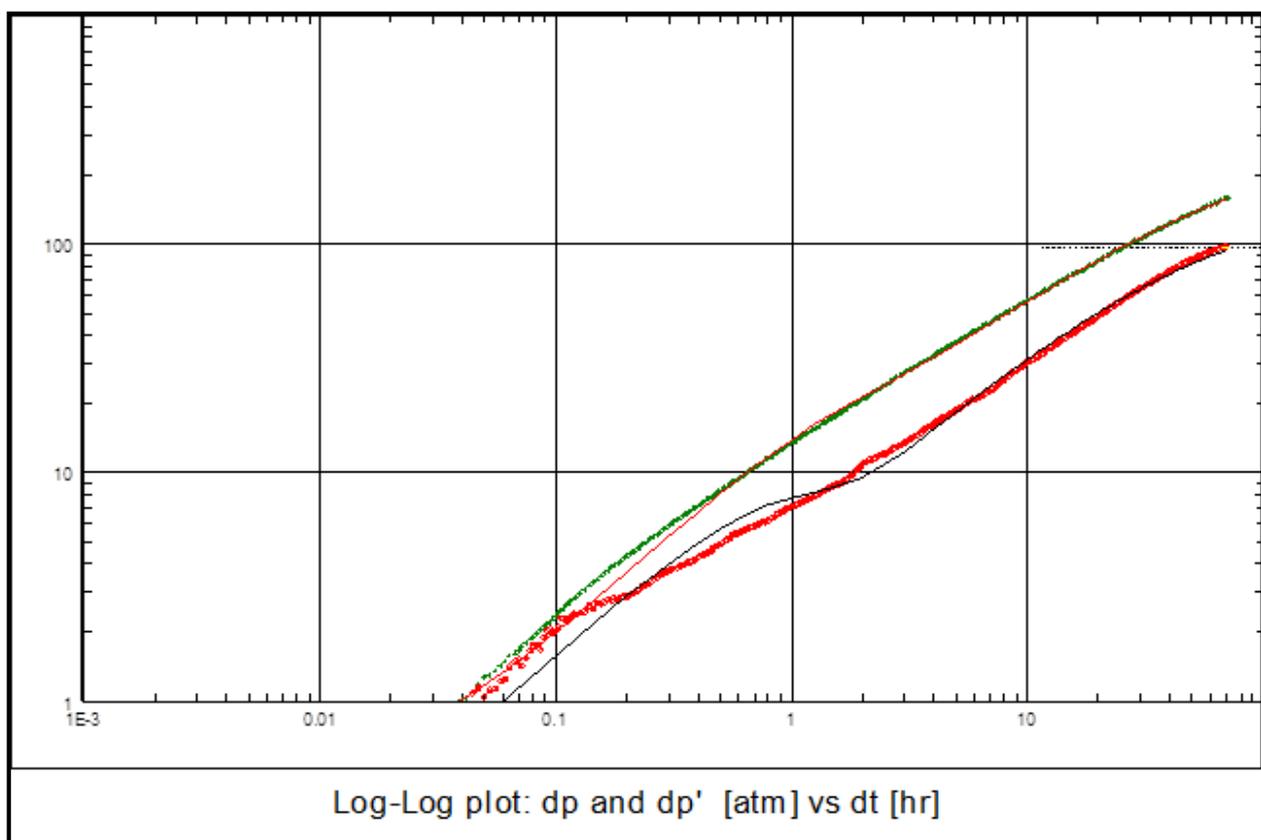
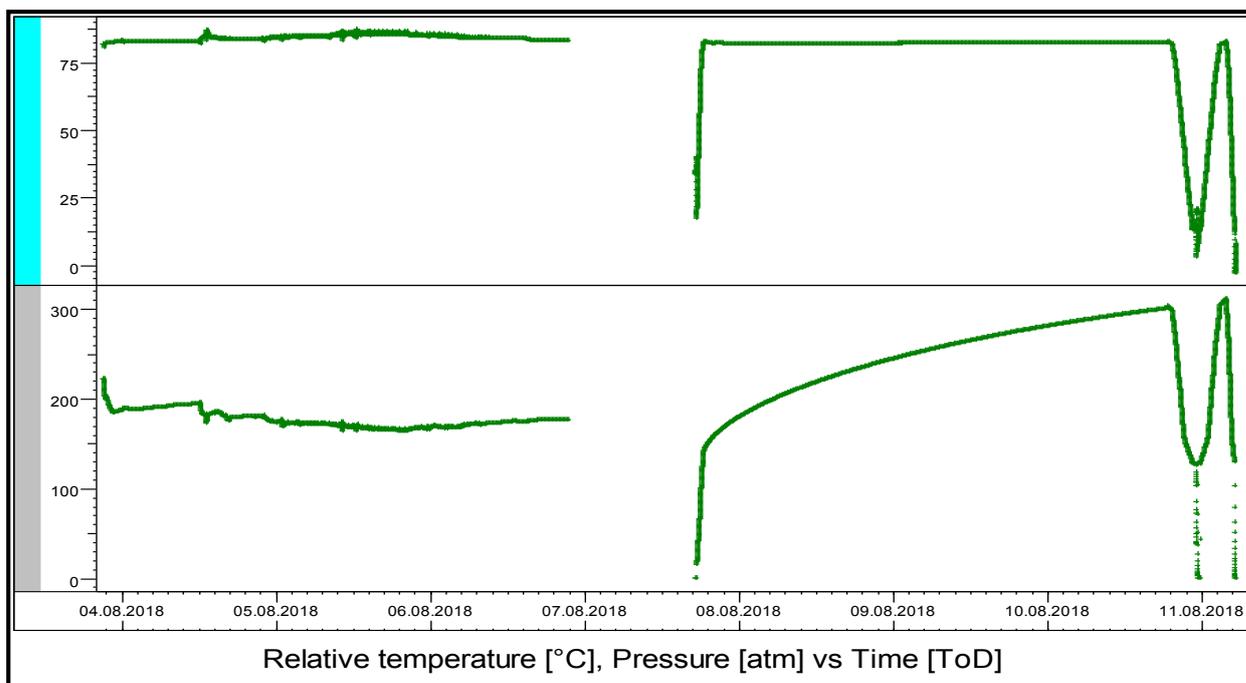


Рисунок 3.3.4 – КВД – фактический замер и производная в билогарифмических координатах.
Скважина ВУ-2. Пласт КТ-II-3-2. Интервал перфорации -3787,84-3842,84м

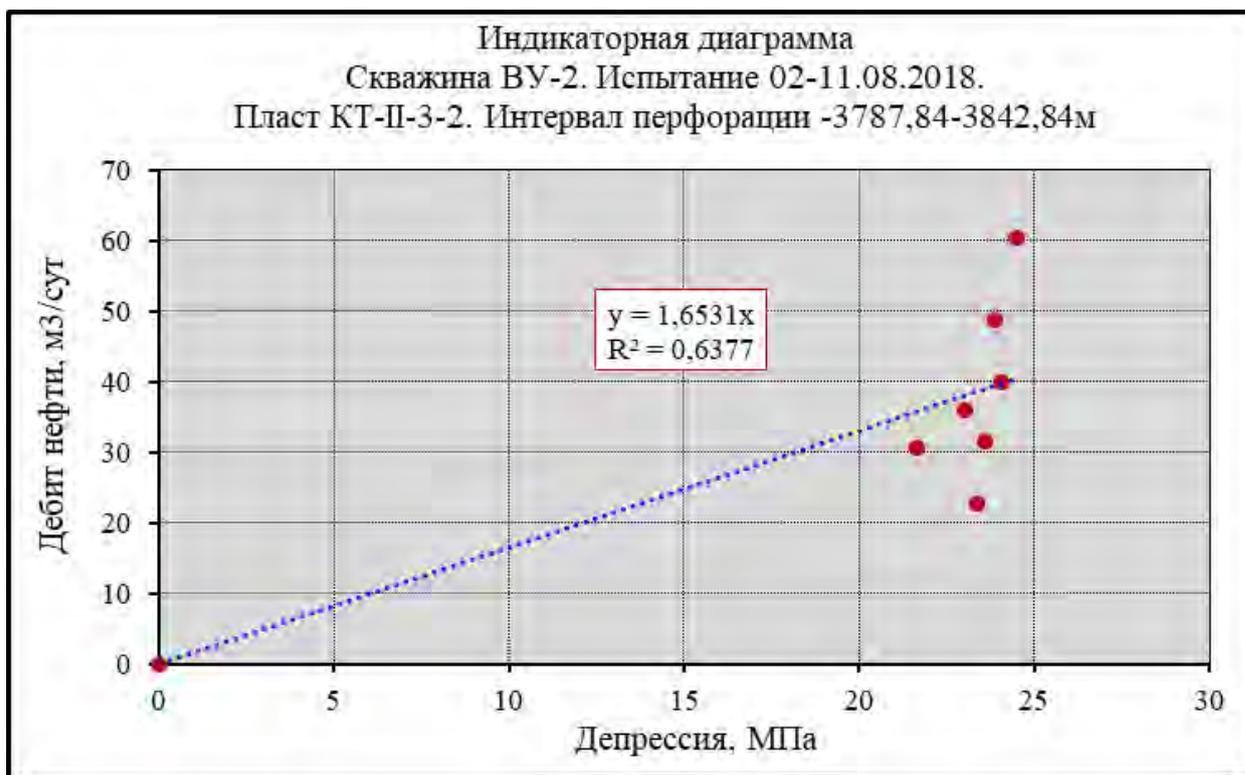


Рисунок 3.3.5 - Индикаторная диаграмма. Скважина ВУ-2. Пласт КТ-II-3-2. Интервал перфорации - 3787,84-3842,84м

В период 23.08-03.09.2018г прошло испытание пласта **КТ-II-3-2** в интервале перфорации -3730,84-3737,84, -3745,34-3750,84, -3755,84-3761,84, -3767,84-3769,84м (III объект). Вскрытая эффективная толщина коллектора составила 16,7м. В целом, за период испытания извлечено 871,351м³ жидкости, из них 711,356м³ нефтяной эмульсии/нефти. После предварительного отстоя объем нефти составил 491,159м³. Объем попутного газа составил 684545м³, средний газовый фактор составил 1394м³/м³.

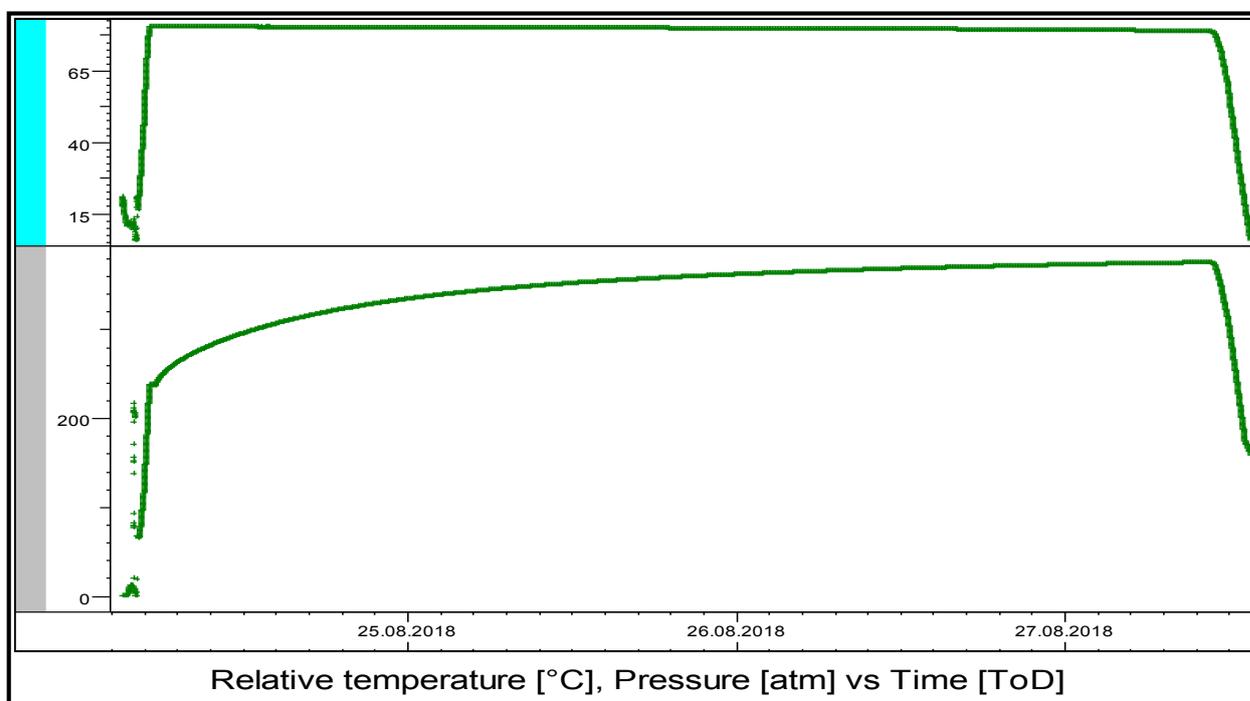
По окончании РЛТ скважина была закрыта на регистрацию КВД на 77 часов. Запись давления осуществлялась глубинным манометром на середине интервала перфорации на отметке -3750,34м. Затем скважину пустили на самоизливе на псевдоустановившихся режимах отборов на штуцерах \varnothing 5-7-9-7-5мм продолжительностью от 9,75 до 12ч при забойных давлениях от 26,1 до 32,2 МПа. Следует отметить, что при обратном ходе на штуцерах \varnothing 7 и 5 мм забойное давление показывало более стабильную и равномерную динамику.

По итогам интерпретации ГДИ получены следующие результаты:

- Модель скважины определена как вертикальная скважина, осложненная постоянным влиянием ствола скважины (ВСС);
- На диагностическом графике, «нулевой» уклон производной только начал выделяться и по нему произведены все дальнейшие расчеты (рисунок 3.3.6). В процессе интерпретации было выполнено уточнение фильтрационных параметров по методу

касательных, а также при наилучшей сходимости изменения смоделированного и фактического давления графика давления КВД. Таким образом, интерполированное пластовое давление на глубине замера составило 40,93 МПа;

- Эффективная проницаемость, равная $1,875 \cdot 10^{-3}$ мкм², свидетельствует об отличной фильтрационной способности вскрытой части коллектора;
- Скин-фактор имеет отрицательное значение -4,8, что обусловлено хорошей очисткой призабойной зоны после закачки СКР;
- Коэффициент продуктивности, определенный из индикаторной кривой, построенной на основе результатов МУО, составляет 8,03 м³/(сут*МПа), при этом продуктивность 1м коллектора составляет 0,481 м³/(сут*МПа), что характеризует вскрытую верхнюю часть пласта КТ-II-3-2 как высокопродуктивную (рисунок 3.3.7).



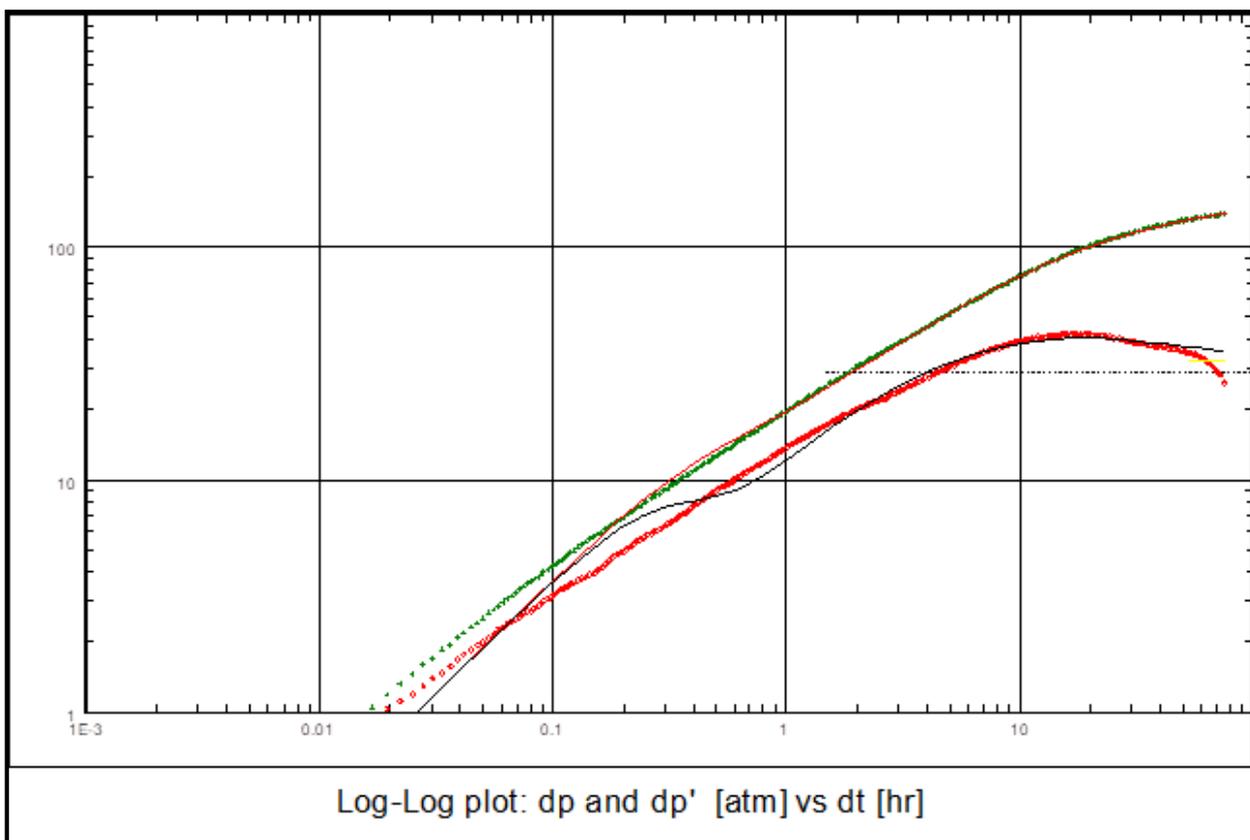


Рисунок 3.3.6 – КВД – фактический замер и производная в билогарифмических координатах. Скважина ВУ-2. Пласт КТ-II-3-2. Интервал перфорации -3730,84-3769,84м

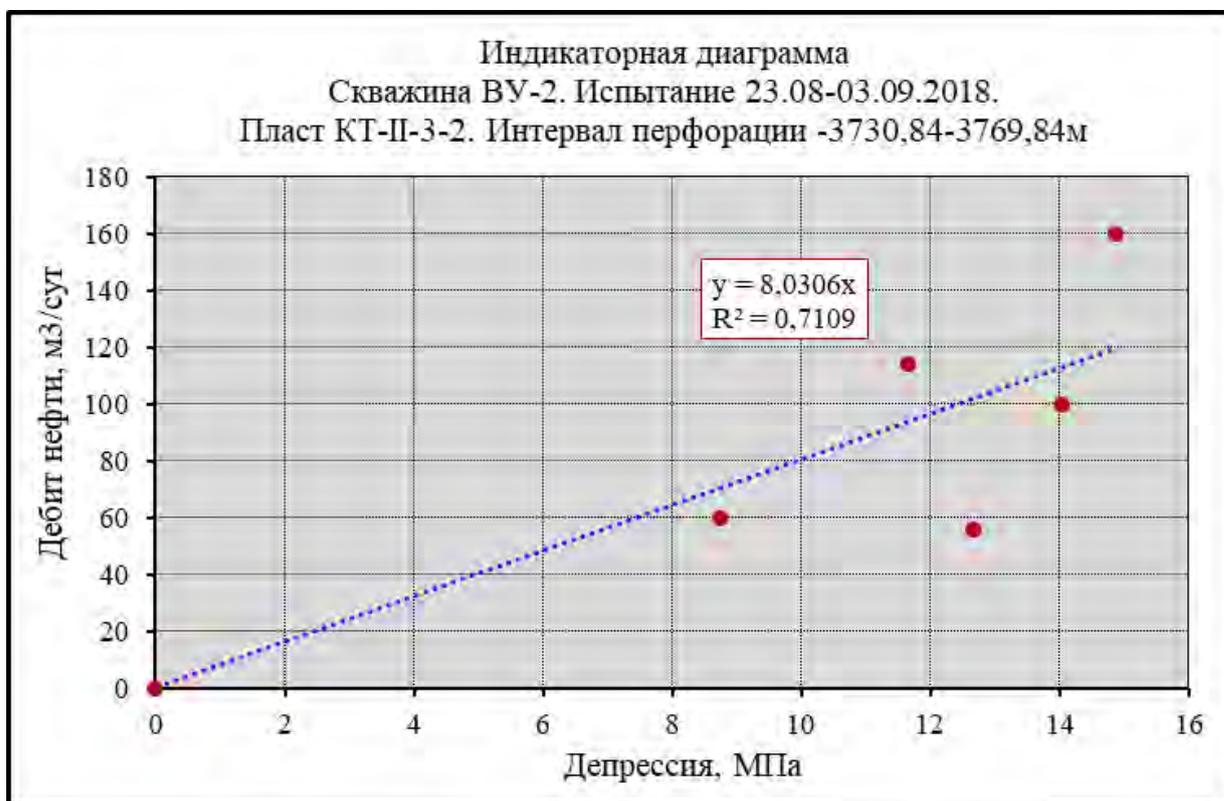


Рисунок 3.3.7 - Индикаторная диаграмма. Скважина ВУ-2. Пласт КТ-II-3-2. Интервал перфорации -3730,84-3769,84м

В период 18-25.09.2018г прошло испытание пласта **КТ-II-3-1 в интервале перфорации -3656,34-3665,84, 3668-3674,34, 3682,84-3686,34м** (IV объект). Вскрытая эффективная толщина коллектора составила 11,5м. В целом, за период испытания извлечено $186,377\text{м}^3$ жидкости, из них $173,375\text{м}^3$ нефтяной эмульсии/нефти. После предварительного отстоя объем нефти составил $157,472\text{м}^3$. Объем попутного газа составил 108067м^3 , средний газовый фактор составил $686\text{м}^3/\text{м}^3$.

В период освоения скважина работала на самоизливе, весьма нестабильно. Спуск ГНКТ и азотно-компрессорной установки с целью увеличения притока и более эффективного выноса остаточной технической воды с забоя скважины не привел к ожидаемому эффекту.

По окончании PLT скважина работала на псевдоустановившихся режимах на штуцерах $\varnothing 11-9-7-5-7-9\text{мм}$ продолжительностью от 1,2-11,8ч при забойных давлениях от 9,0 до 12,7 МПа, после чего скважина была закрыта на регистрацию КВД на 72 часа. Запись давления осуществлялась глубинным манометром на отметке -3662м.

По итогам интерпретации ГДИ получены следующие результаты:

- Модель скважины определена как вертикальная скважина, осложненная постоянным влиянием ствола скважины (ВСС);
- На диагностическом графике, «нулевой» уклон производной только начал выделяется и по нему произведены все дальнейшие расчеты (рисунок 3.3.8). В процессе интерпретации было выполнено уточнение фильтрационных параметров по методу касательных, а также при наилучшей сходимости изменения смоделированного и фактического давления графика давления КВД. Пластовое давление на глубине замера определено по общей зависимости для месторождения и составило 39,6 МПа (раздел 3.2.2);
- Эффективная проницаемость, равная $0,1086 \cdot 10^{-3} \text{ мкм}^2$, свидетельствует о низкой фильтрационной способности вскрытой части коллектора;
- Скин-фактор имеет отрицательное значение -4,6, что обусловлено хорошей очисткой призабойной зоны после закачки СКР;
- Коэффициент продуктивности, определенный из индикаторной кривой, построенной на основе результатов МУО, составляет $0,86 \text{ м}^3/(\text{сут} \cdot \text{МПа})$, при этом продуктивность 1м коллектора составляет $0,075 \text{ м}^3/(\text{сут} \cdot \text{МПа})$, что характеризует вскрытый участок коллектора как низкопродуктивный (рис. 3.3.9).

В период 29.09-09.11.2018г прошло испытание пластов **КТ-I-B₁, КТ-I-B, КТ-I-A в интервале перфорации -2900,84-2903,84, -2916,84-2923,84, -2975,84-2980,84, -2859,84-2870,84, -2773,84-2779,84, -2706,84-2715,84м** (V-VIII объекты). По результатам

опробования во всех интервалах получена вода, вследствие чего горизонт КТ-I в зоне скважины ВУ-2 оценен как водоносный.

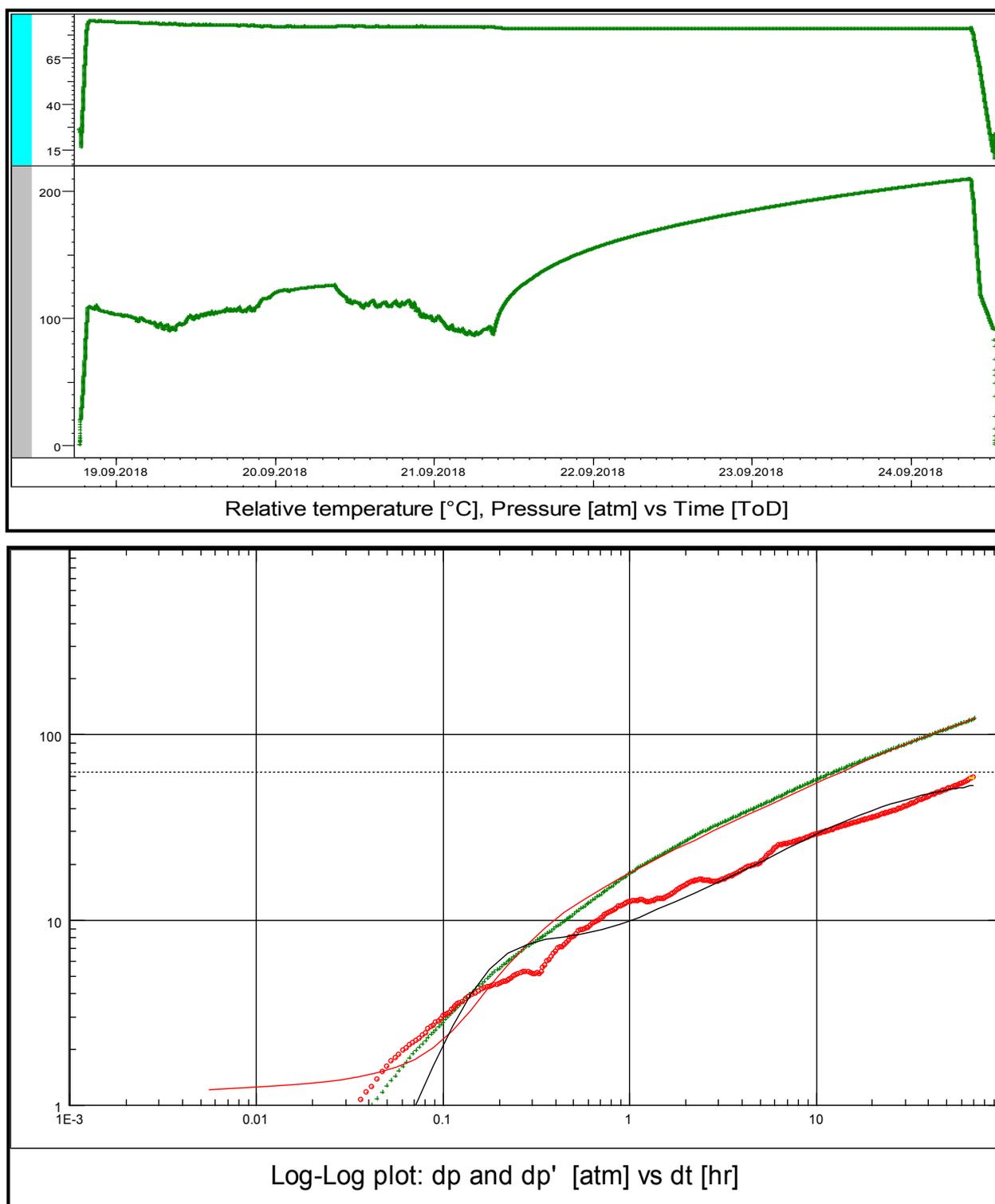


Рисунок 3.3.8 – КВД – фактический замер и производная в билогарифмических координатах. Скважина ВУ-2. Пласт КТ-II-3-1. Интервал перфорации -3656,34-3686,34м

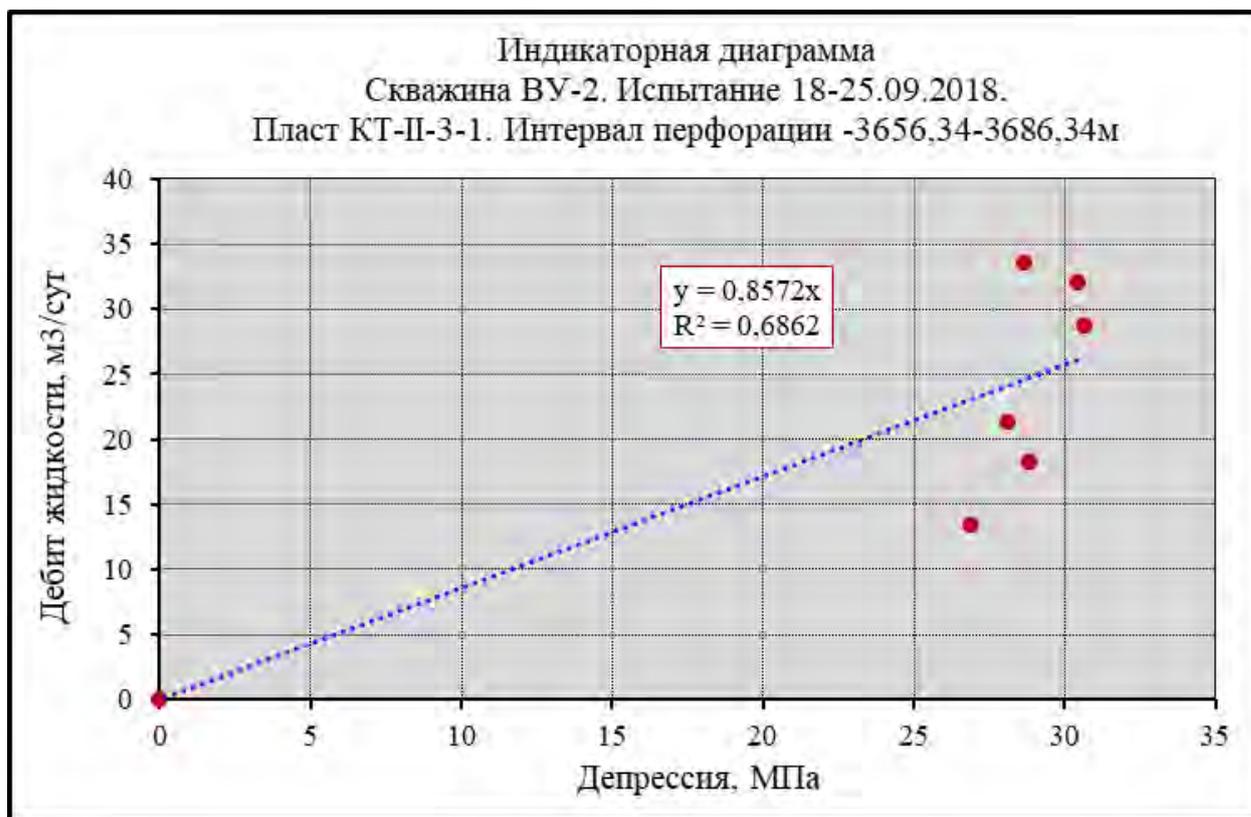


Рисунок 3.3.9 - Индикаторная диаграмма. Скважина ВУ-2. Пласт КТ-II-3-1. Интервал перфорации - 3656,34-3686,34м

В период 29.11-01.12.2020 г было проведено исследование на определение заколонных перетоков в интервале 2990-4014 м. Из-за искажения на записи кривой манометрии и рассчитанная по ней кривая плотности - носит оценочный характер, плотность 0,27-1,4 г/см³, что затрудняет однозначное определение пластового флюида, заполняющего ствол скважины. В статическом режиме от устья до глубины 3872,6 м заполнение ствола скважины оценивается как газонефтяная смесь, ниже глубины 3872,6 м заполнение ствола скважины оценивается как вода.

На скважине ВУ-1 за в период с 11.06-02.08.2021г прошло испытание пласта **КТ-II** в интервале **3981,7-3985,2; 3987,5-3990; 3991,6-3992,6; 3996,5-4002; 4004-4011; 4014-4018; 4026-4031,5; 4035-4044м**. Вскрытая эффективная толщина составила 59,4м.

В целом за период испытаний было извлечено 3 044 м³ жидкости, из них 2 880т нефти. Объем попутного газа составил 1 295 453 м³.

Во время исследований методом установившихся отборов скважина работала на псевдоустановившихся режимах на штуцерах Ø 10-7-9-11мм, при забойных давлениях от 27,18 до 29,16МПа, после чего скважина была закрыта на регистрацию КВД на 240 часов. Запись давления осуществлялась глубинным манометром на глубине -4031м.

На первом этапе интерпретация ГДИС заключалась в определении модели строения пласта и его граничных условий в соответствии с характерными признаками изменения давления и его производной на диагностическом графике КВД.

На втором этапе выполнено моделирование процесса изменения давления для периода КВД с целью наилучшего совмещения модельной кривой давления и его производной с фактическими данными. Уточнение фильтрационных параметров выполнено по методу нелинейной регрессии.

Характерный признак радиального течения в пласте, выход производной в логарифмических координатах на горизонтальный участок, выделен к моменту окончания регистрации КВД. По нему были проведены дальнейшие расчеты (рисунок 3.3.10). По результатам интерпретации ГДИ получены следующие результаты:

- Модель скважины определена как вертикальная скважина, осложненная переменным влиянием объема ствола скважины (ВСС).
- Пластовое давление составило 43,27 МПа.
- Эффективная проницаемость определена как 0,451 мД, и характерна для пласта в радиусе 145 метров.
- Коэффициент продуктивности составил $6,6 \text{ м}^3/(\text{сут} \cdot \text{МПа})$, что характеризует вскрытый участок коллектора КТ-II-3-2 как высокопродуктивный.
- Скин-фактор пласта в околоствольной части скважины имеет значение -4,62, что обусловлено улучшенным состоянием околоствольной части пласта (рисунок 3.3.11).

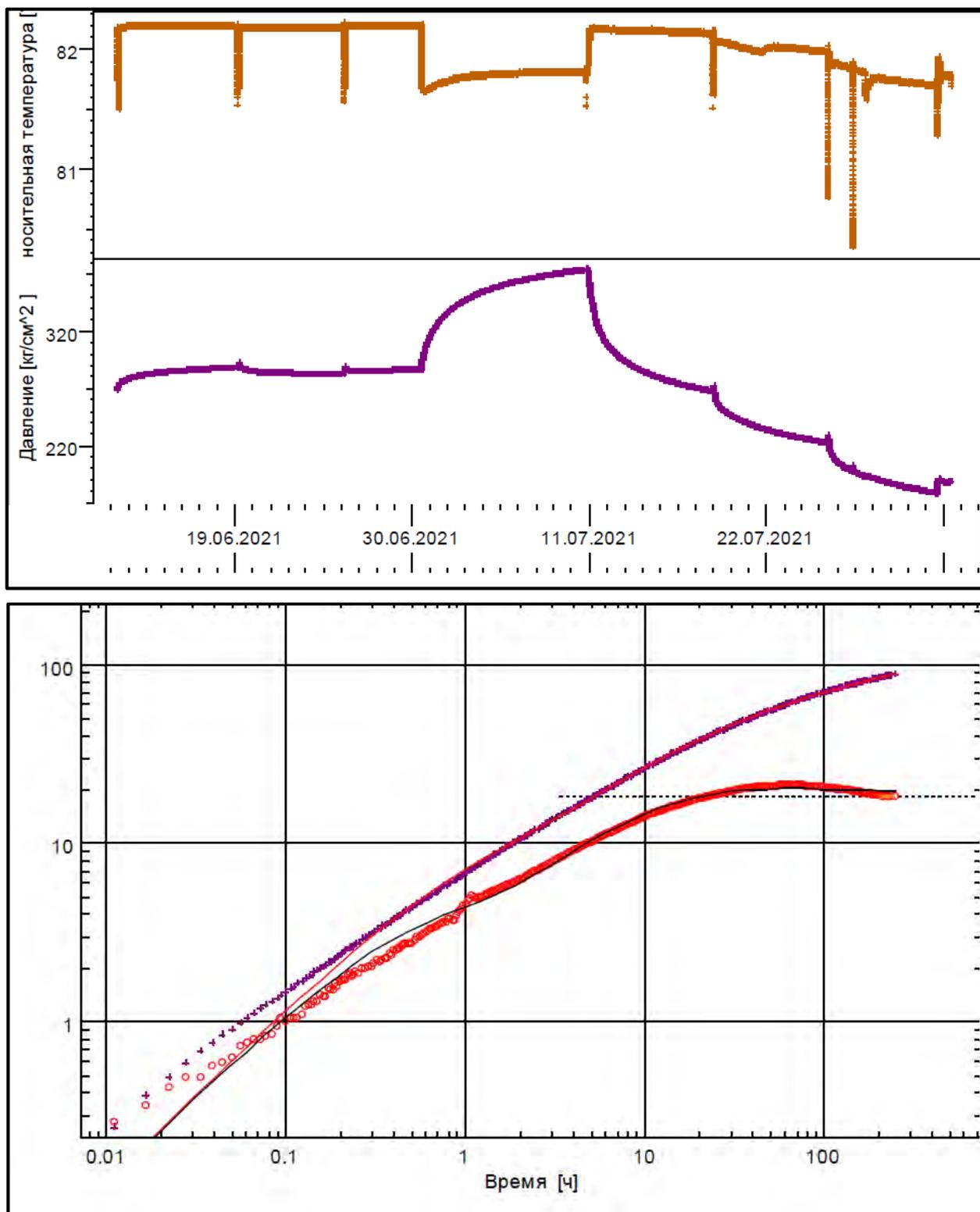


Рисунок 3.3.10 - КВД фактический замер и производная в билогарифмических координатах.
Скважина ВУ-1, горизонт КТ-II-3-2.

Расчитанные по КВД данные: продуктивность, проницаемость, скин-фактор, обладают высоким уровнем достоверности. При проведении исследований МУО все режимы оказались ниже давления насыщения по причине недоизученности свойств нефти в пластовых условиях. Давление насыщения, согласно действующему проектному документу «ППЭ-2019» было принято на уровне 22 МПа. На основе новых данных по

глубинным пробам отобраным 05.09.2020г, 25.12.2020г по скважине ВУ-1, и 23.12.2020г по скважине ВУ-2, были пересмотрены принятые параметры нефти, в частности давление насыщения, по новым представительным принято на уровне 36,4 МПа.

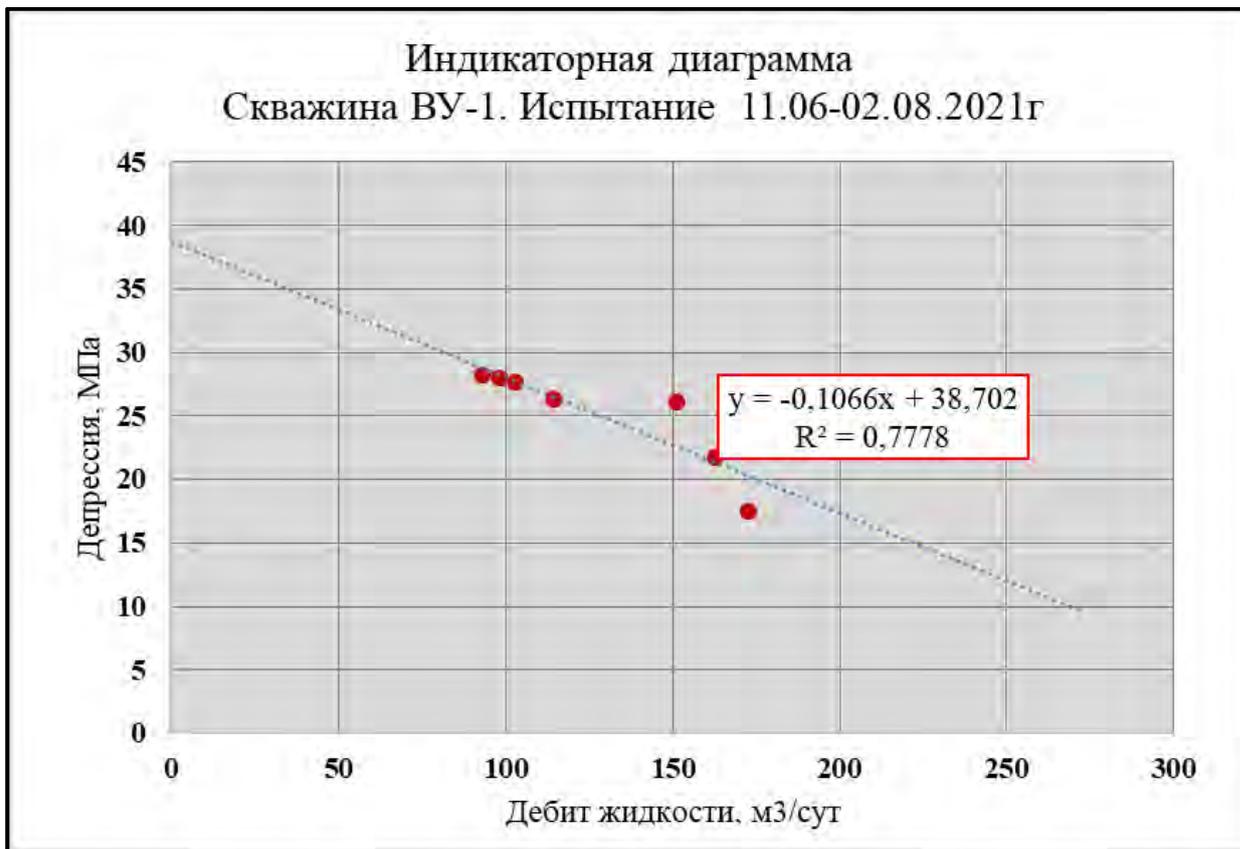


Рисунок 3.3.11 - Индикаторная диаграмма. Скважина ВУ-1. Пласт КТ-П-3-2.

В период с 03.10.2021г в скважине ВУ-2 планировалось провести гидродинамические исследования, для определения пластового давления, а также уточнения фильтрационных характеристик пласта. По техническим причинам испытание провести не удалось, но был спущен манометр на глубину 4015м и произведена запись давления и температуры в течении часа с 21:45 по 23:06ч.

В результате получено значение пластового давления 36,1 МПа. Температура пласта на глубине замера составила 81,19°С.

Данные по гидродинамическим исследования приведены в таблице 3.3.1.

В Таблица 3.3. Приведены осредненные гидродинамические параметры для горизонтов КТ-П-3-1, КТ-П-3-2 и КТ-П-4.

Выводы и рекомендации:

- По результатам анализа ГДИ все замеры градиента давления признаны некондиционными для оценки начального пластового давления в связи с несоответствием гидростатическому давлению на целевых горизонтах;

- Отборы в период режимных исследований носили псевдоустановившийся характер в связи недостаточностью времени для стабилизации добычи, соответственно, продуктивные характеристики пластов приняты в качестве оценочных параметров. В связи с этим, в дальнейшем рекомендуется увеличить время отборов на каждом режиме с целью получения достоверного значения и прослеживания динамики коэффициента продуктивности;

- Наиболее достоверные результаты при замере термобарических параметров показывают исследования пластоиспытателем MDT, которые рекомендуется проводить в дальнейшем при бурении всех скважин;

- За исключением одного опробования в пласте КТ-II-3-2 в скважине ВУ-1, при котором производилась запись КВД в течение 48ч, в дальнейшем времени закрытия скважины ВУ-2 оказалось недостаточно для восстановления пластового давления даже при большем времени остановки (до 77ч). Возможно, в связи с малыми размерами залежей и особенностями карбонатных коллекторов, с увеличением степени разбуренности месторождения требуется больше времени на восстановление давления в дренируемой части пласта. Также это может говорить о малой степени либо полном отсутствии активности аквифера. При разработке подобных коллекторов следует подобрать оптимальный режим эксплуатации скважин во избежание образования локальных депрессионных воронок, последующего разгазирования нефти и «языковых» прорывов воды. Таким образом, с целью замера достоверного значения пластового давления в дальнейшем рекомендуется увеличить время остановок скважин при регистрации КВД;

- По результатам анализа ГДИ отмечаются слабые фильтрационно-продуктивные характеристики пластов КТ-II-3-1 и КТ-II-4, при опробовании которых потребовалось использование компрессирования для получения притока. Как показали испытания двух объектов в пласте КТ-II-3-2 в скважине ВУ-2, в нем явно существует вертикальная неоднородность распределения ФЕС по разрезу. По результатам корреляции вскрытых коллекторов горизонта КТ-II-3-2 в обеих пробуренных скважинах рекомендуется условное его разделение на верхнюю и нижнюю части с, соответственно, улучшенными и ухудшенными ФЕС в соотношении 62% и 38% от эффективной нефтенасыщенной толщины, которое следует учитывать в дальнейшем при расчете потенциального дебита проектных скважин.

- С учетом новых данных по уточнению значения параметров пластовой нефти, в частности давления насыщения, провести режимные исследования методом установившихся отборов выше давления насыщения, принятого в рамках данного проекта на уровне 36,4 МПа, для определения параметра продуктивности, а также ниже давления насыщения, с

целью обоснования снижения забойного давления ниже $R_{нас}$, с соблюдением прямого и обратного хода.

- С момента реализации ППЭ в пробной эксплуатации находится пласт КТ-П-3-2, в связи с этим с целью обеспечения охвата исследованиями горизонтов КТ-П-3-1 и КТ-П-4 в рамках текущего отчета предусмотрена программа режимных исследований.

В Таблица 3.3.1 и **Ошибка! Источник ссылки не найден.** приведены результаты гидродинамических исследований по скважинам.

Продолжение таблицы 3.3.1

1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15	16	17	18	19	20	21	22	23	24	25	26	27	28	29	30	31	32								
БУ -1	PLT + МУО + КВД	30.10- 05.11.20 15	КТ-II- 3-2 верх.	4040	-3761	4004	-3725,1	-3725,04	40,6	-3764	6	7							17, 0	35	6,0 2	125 ,49	20,85 8	0,514	1,9	39,76 8	317,7												
						4011	-3732,1	-3733,14			11	9								16, 0	33, 1	7,9 2	183 ,26	23,14 9	0,570	2,2 2	56,28	307,1											
						4035 4044	-3756,1 -3765,1	-3755,34 -3765,54			12	11									13, 0	30, 38	10, 64	201 ,24	18,92 0	0,466	2,5	66,09 6	328,4										
						4048 4056	-3769,1 -3777,1	-3769,74 -3776,34			10	5									18, 0	35, 28	5,7 4	55, 75	9,718	0,239	1,7	17,30 4	310,3									Фонтан	
						4073 4081	-3794,1 -3802,1	-3794,44 -3800,84			48: 03			41,02	82, 16	0,4 885	0,0 472	9,8 8											19,05 2	0,469					89, 0	- 4, 8	4,57		
БУ -2	PLT + КВД + МУО + гради ент	23.08- 03.09.20 18	КТ-II- 3-2 верх.	4034, 5	- 3750, 34	4015	-	-3730,74	16,7	- 3750,3 4	9:4 5	5							14, 5	32, 19	8,7 4	60	6,867	0,411		68,4	1140, 0												
						4022	-	-3734,74			11: 40	7								12, 4	29, 29	11, 64	114	9,795	0,587		130	1140, 4											
						4029, 5 4035	- 3745,3 4	-3745,64 -3747,44			11: 35	9									9,7	26, 07	14, 85	160	10,77 4	0,645		182,4	1140, 0										
						4040 4046	- 3750,8 4	-3748,84 -3750,84			11: 55	7										26, 89	14, 03	100	7,127	0,427		114	1140, 0										
						4040 4046	- 3755,8 4	-3755,74 -3758,74			12: 00	5													28, 27	12, 65	56	4,425	0,265		63,8	1139, 3							
						4052 4054	- 3761,8 4	-3759,44 -3761,64						583,2 8	40,93	78, 7	1,8 751	0,0 746	43, 3										8,03	0,481					119, 0	- 4, 1	4,06		Фонтан
БУ -2	PLT + МУО + КВД + гради ент	02- 11.08.20 18	КТ-II- 3-2 ниж.	4099	- 3814, 8	4072	-	-3788,24	19,7	- 3815,3 4	12	5							4,5	19, 70	21, 64	30, 71	1,419	0,072	1,9	9,492	310,2												
						4089	-	-3789,14			10	7								3,2	18, 32	23, 02	35, 90	1,560	0,079	1,9	10,86	302,5											
							-	-3790,04			10	9									2,4	17, 45	23, 89	48, 67	2,037	0,103	8	13,05 6	267,5										
						4093, 5 4094, 5	3809,3 4	нет коллектор а			12	11										1,8	16, 84	24, 50	60, 28	2,460	0,125	3,7	14,39	238,6									
4120 4127	- 3835,8 4	-3835,24 -3839,04									8	9									17, 28	24, 06	39, 84	1,656	0,084							Фонтан							

Продолжение таблицы 3.3.1

1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15	16	17	18	19	20	21	22	23	24	25	26	27	28	29	30	31	32																																			
								-3839,64 -3843,24			11	7								17,75	23,59	31,49	1,335	0,068																																										
											8	5								18,00	23,34	22,76	0,975	0,049																																										
													727,67	41,34	82,3	0,1628	0,0076	3,86					1,6531	0,084				37,1	-4,4	3,28																																				
БУ-1	PLT + градиент	17-18.10.2015	КТ-II-4			4105	-3826,1	-3825,84	20,9	-3840											16,21	25,47	1,5	0,059	0,0028	80,3	10,480	6986,7																																						
						4111	-3832,1	-3832,04																																																										
						4115	-3836,1	-3836,14																																																										
	4122	-3843,1	-3843,24																																																															
		18.09-09.10.2015				4125	-3846,1	-3846,14																																																										
						4133	-3854,1	-3853,74																																																										
						4216	-3937,1	нет коллектора																																																										
						4230	-3951,1																																																											
БУ-2	PLT + КВД	13-16.07.2018	КТ-II-4	4153	-3869	4150	-3865,84	-3765,44	6,5	-3869	45:39			42,39	83,4	0,2961	0,0045	6,16	0,2	20,15	22,24	14,69	0,660	0,103		5,45	371,0				Компрессорная																																			
						4156	-3871,84	-3871,84																																																										
							-3871,84																																																											
БУ-1	PLT + градиент	26-27.12.2020	КТ-II	4083	-3804	3981,7	-3702,8	-3703,3	21,6	-3796,7																																																								
						3985,2	-3706,3	-3704,2																																																										
						3987,5	-3708,6	-3709,4																																																										
						3990	-3711,1	-3710,0																																																										
						3991,6	-3712,7	-3712,8																																																										
						3992,6	-3713,7	-3713,4																																																										
						3996,5	-3717,6	-3719,4																																																										
						4002	-3720,1	-3720,1																																																										
							-3721,4	-3721,4																																																										
							-3723,1	-3723,1																																																										
							-3725,1	-3726,8																																																										
						4004	-3727,8	-3727,8																																																										
						4011	-3728,9	-3728,9																																																										
							-3729,9	-3729,9																																																										
							-3730,2	-3730,2																																																										
	-3731,1	-3731,1																																																																
4014	-3735,1	-3736,3																																																																
4018	-3737,2	-3737,2																																																																
	-3737,7	-3737,7																																																																
	-3738,4	-3738,4																																																																
4026	-3747,1	-3748,0																																																																
4031	-3748,7	-3748,7																																																																
	-3749,1	-3749,1																																																																
	-3750,0	-3750,0																																																																
	-3756,4	-3756,4																																																																
	-3757,4	-3757,4																																																																
4035	-3759,0	-3759,0																																																																
4044	-3759,9	-3759,9																																																																
	-3761,2	-3761,2																																																																
	-3762,5	-3762,5																																																																
4048	-3769,1	-3773,3																																																																
4056	-3773,3	-3773,3																																																																
	-3777,1	-3774,4																																																																

Таблица 3.3.3 – Средненные гидродинамические параметры для горизонтов II объекта

Горизонт	Проницаемость, мД	Гидропроводность, мкм ² *м/МПа*с	Пьезопроводность, м ² /с*10 ⁻⁴	Коэффициент продуктивности, м ³ /сут/МПа	Скин
<i>КТ-II-3-1</i>	0,11	0,03	2,52	0,86	-4,60
<i>КТ-II-3-2</i>	0,3674	0,0539	29,68	9,102	-4,606
<i>КТ-II-4</i>	0,2961	0,0045	6,16	0,2	3,8

3.3.2 Оценка начальных термобарических условий залегания пластов

Для оценки начального пластового давления продуктивных пластов выбирались наиболее качественные замеры. Как указывалось ранее, все замеры градиента давления признаны некондиционными. В связи с этим построение зависимости пластового давления от глубины выполнялось на основе данных испытаний модульным динамическим пластоиспытателем MDT, спускаемым на кабеле в процессе каротажных работ, и результатов КВД. В итоге количество отобранных для построения зависимости замеров пластового давления по скважинам составило: в скважине ВУ-1 – 29 замеров, в скважине ВУ-2 – 40 замеров.

Для оценки распределения начальной пластовой температуры в разрезе месторождения использовались практически все предоставленные недропользователем глубинные замеры. Таким образом, количество отобранных для построения общей зависимости пластовой температуры от глубины по скважинам составило: в скважине ВУ-1 – 61 замер, в скважине ВУ-2 – 201 замер.

Значения соответствующих данных по скважинам объединены и аппроксимированы единым трендом, который носит прямолинейный характер. Угол наклона аппроксимированной прямой характеризует значение градиента соответствующего параметра в пласте (рисунки 3.3.12, 3.3.13).

По результатам построения зависимостей в целом по месторождению получены следующие данные:

- оценочный градиент пластового давления составляет 0,0118 МПа/м;
 - оценочный градиент пластовой температуры составляет 1,62 °С/100 м;
- геотермическая ступень – 61,7 м/°С.

С учетом полученных значений градиентов для указанных пластов оценивалось начальные пластовые термобарические параметры, приведенные к соответствующим отметкам ВНК/УВНК (таблицы 3.3.4, 3.3.5).

Таблица 3.3.4 - Начальное пластовое давление продуктивных горизонтов

Объект / горизонт	Н внк/увнк*, абс., м	Градиент давления, МПа/м	Рпл, МПа	Рпл (замер.), МПа
КТ-I	-2908,5	0,0118	30,69	33,8
КТ-II-3-1	-3686,34*		39,87	41,02
КТ-II-3-2	-3843,2*		41,72	45,35
КТ-II-4	-3893,68		42,31	43,89*

Таблица 3.3.5 – Начальная пластовая температура продуктивных горизонтов

Объект / горизонт	Н внк/увнк*, абс., м	Градиент температуры, °С/100м	Тпл, °С	Тпл(замер.), °С
КТ-I	-2908,5	1,62	66,59	66,9
КТ-II-3-1	-3686,34*		79,20	81,1
КТ-II-3-2	-3843,2*		81,74	81,05*
КТ-II-4	-3893,68		82,55	83,4

*требуется дополнительных замеров

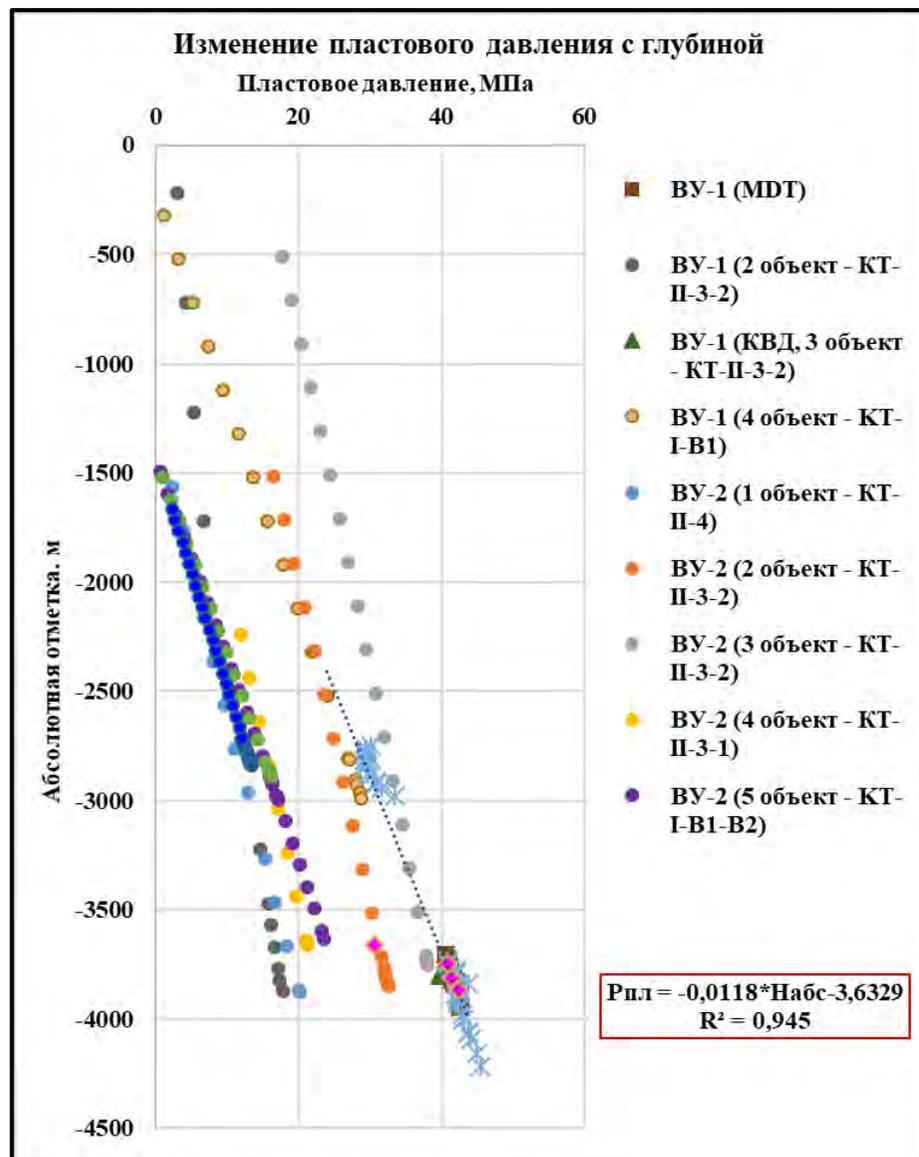


Рисунок 3.3.12 – Зависимость начальной пластового давления от глубины по месторождению

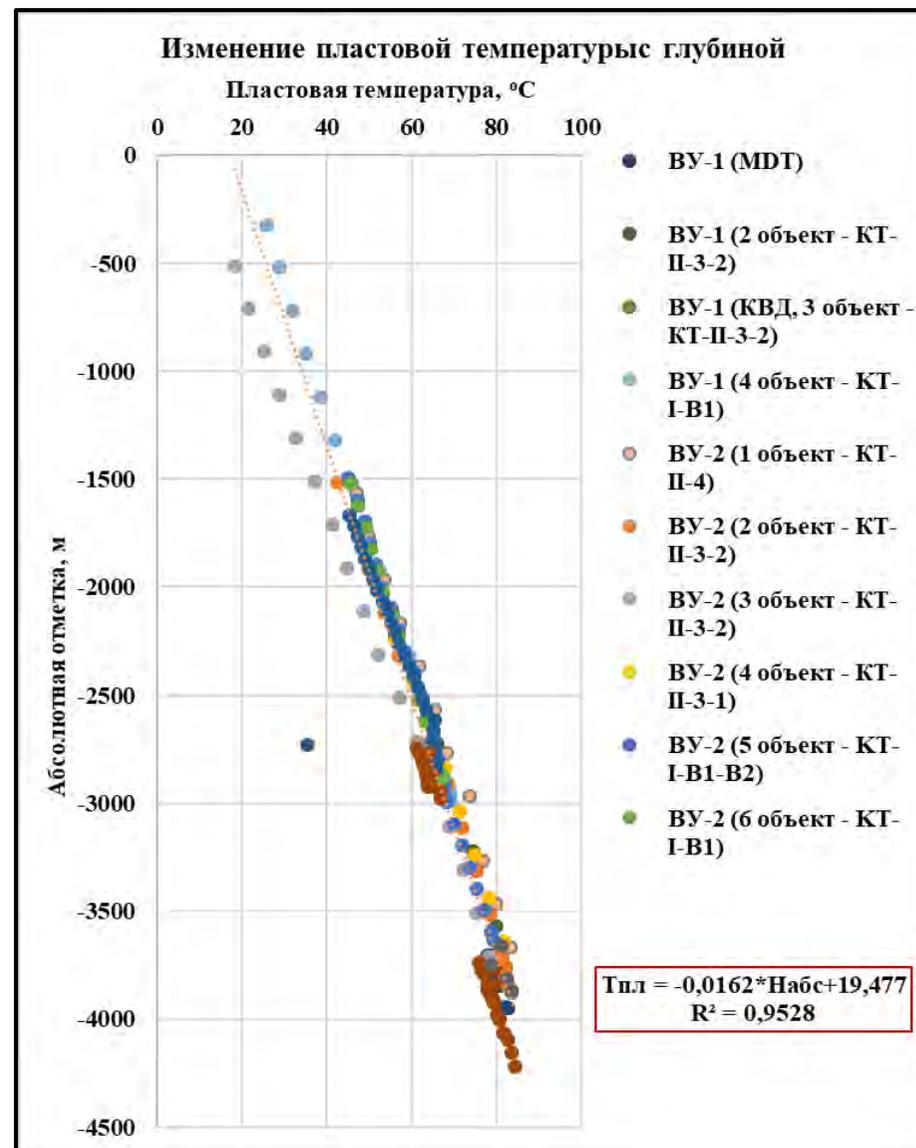


Рисунок 3.3.13 – Зависимость начальной пластовой температуры от глубины по месторождению

3.3.3 Характеристика энергетического состояния

Характеристика текущего энергетического состояния была приведена по имеющимся данным замеров пластового давления, приведенным в пункте 3.3.1 (Таблица 3.3.1). Стоит отметить отсутствие данных по некоторым горизонтам КТ-II, а также широкий разброс по значениям, в связи с чем гидродинамические характеристики были осреднены для каждого горизонта (КТ-II-3-1, КТ-II-3-2, КТ-II-4) индивидуально.

Таблица 3.3.6 – Текущие показатели пластового давления и температуры по II объекту

Горизонт (II-объект)	ВНК/УВНК, абсолютная отметка, м	Пластовое давление на ВНК, МПа	Среднее значение Рпл по объекту, МПа	Температура	Среднее значение Тпл по объекту, МПа
КТ-II-3-1	3686,34	41,03	43,58	81,10	81,9
КТ-II-3-2	3843,20	45,82		81,19	
КТ-II-4	3893,68	43,89*		83,40	

* *требует дополнительных замеров*

Как видно из Таблица 3.3. текущее пластовое давление, приведенное на ВНК для II объекта по результатам замеров составило 43,58 МПа.

На текущий момент в разработке находится горизонт КТ-II-3-2, пластовое давление, приведенное на ВНК составляет 45,82 МПа, при этом остальные горизонты требуют дальнейшего изучения по уточнению данного параметра. Для горизонта КТ-II-4 было взято значение по результатам исследования КВД, проведенного 13-16.07.2018г, так как в период опробования исследования носили краткосрочный характер, как было отмечено в пункте 3.3.1, не было возможности останавливать скважину на долгое время, возможно давление было недовостановлено.

3.4 Анализ текущего состояния пробной эксплуатации

3.4.1 Характеристика структуры пробуренного фонда и показателей их эксплуатации

Согласно «Проекту поисковых работ...» 2012г и «Проекту оценочных работ...» 2017г на карбонатные продуктивные отложения пробурены одна разведочная скважина ВУ-1 и одна оценочная скважина ВУ-2.

Действующим проектным документом является «Проект пробной эксплуатации месторождения Восточный Урихтау» 2019г (Протокол ЦКРР №13/19 от 12-13 сентября 2019г).

Таблица 3.4.1 – Характеристика фонда скважин

№№ п/п	Состояние фонда скважин	Количество скважин, ед.	Номера скважин
1	Добывающий фонд	2	ВУ-1, ВУ-2
	в.т.ч фонтанным способом	2	ВУ-1, ВУ-2
Всего пробурено:		2 ед.	

Таблица 3.4.2 – Техническое состояние скважин

№№ скв.	Категория скважин	Сроки бурения		Глубина, м		Продуктивные отложения		Конструкция скважин	Высота подъема цемента, м	Состояние скважины на 01.10.2021г
		начало	окончание	проект.	факт.	проект.	факт.			
ВУ-1	Разведочная	05.09.2014	07.06.2015	4600	4657,8	КТ-I КТ-II	КТ-I КТ-II	шахтовое направление Ø720мм (28" 11/32) x 15м	до устья	Действующая
								направление Ø508мм (20") x 402,55м	до устья	
								кондуктор Ø339,7мм (13" 3/8) x 1199,9м	до устья	
								техническая колонна Ø244,5мм (9" 5/8) x 2884м	до устья	
								эксплуатационная колонна Ø177,8мм (7") x 3550м	до устья	
								хвостовик Ø127мм (7") x 4656м	3350м от устья	
ВУ-2	Оценочная	09.08.2017	23.03.2018	4600	4603,5	КТ-I КТ-II	КТ-II	шахтовое направление Ø720мм (28" 11/32) x 20м	до устья	Действующая
								направление Ø508мм (20") x 400,59м	7,5м от устья	
								кондуктор Ø339,7мм (13" 3/8) x 1200,43м	13,1м от устья	
								техническая колонна Ø244,5мм (9" 5/8) x 2945м	16,4м от устья	
								эксплуатационная колонна Ø177,8мм (7") x 4603,46м	22,0м от устья	

Поисково-разведочная скважина ВУ-1 была выведена из консервации 01.12.2020г с начальным дебитом 176 т/сут на 9мм штуцере. Скважина эксплуатируется фонтанным способом. Суммарное время работы скважины составляет 308 суток. На дату отчета уровень дебита по скважине ВУ-1 составляет 91,13 т/сут с нулевой обводненностью. Накопленная добыча нефти по данной скважине за период пробной эксплуатации составила 28,56 тыс.т. Динамика эксплуатации скважины представлена на рисунке 3.4.1.

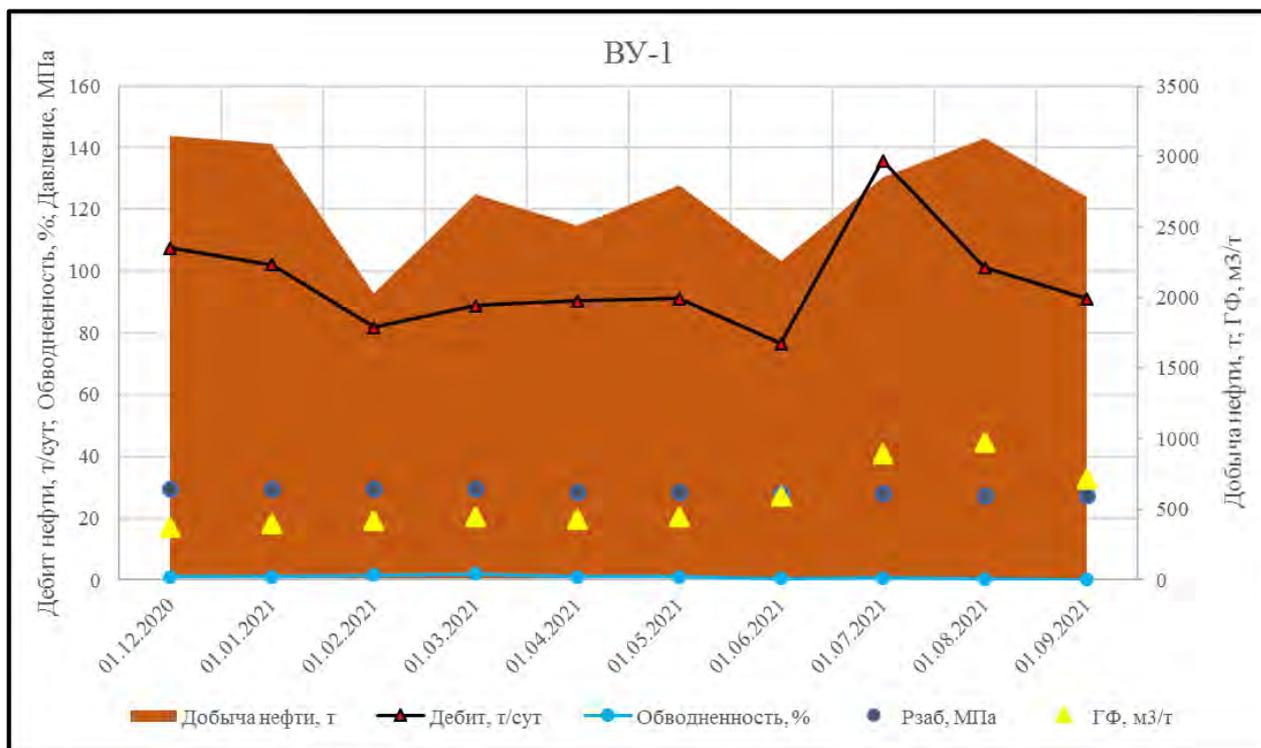


Рисунок 3.4.1 – Динамика эксплуатации скважины ВУ-1

Оценочная скважина ВУ-2 была выведена из консервации 01.12.2020г с начальным дебитом 80 т/сут на 5 мм штуцере с обводненностью 21,2%. Суммарное отработанное время составило 317 сут. Скважина эксплуатируется фонтанным способом. На дату отчета скважина ВУ-2 эксплуатируется с дебитом по нефти 45,9 т/сут и обводненностью 8%. Накопленная добыча нефти за период пробной эксплуатации составила 14,4 тыс.т. Показатели эксплуатации скважины представлены на рисунке 3.4.2.

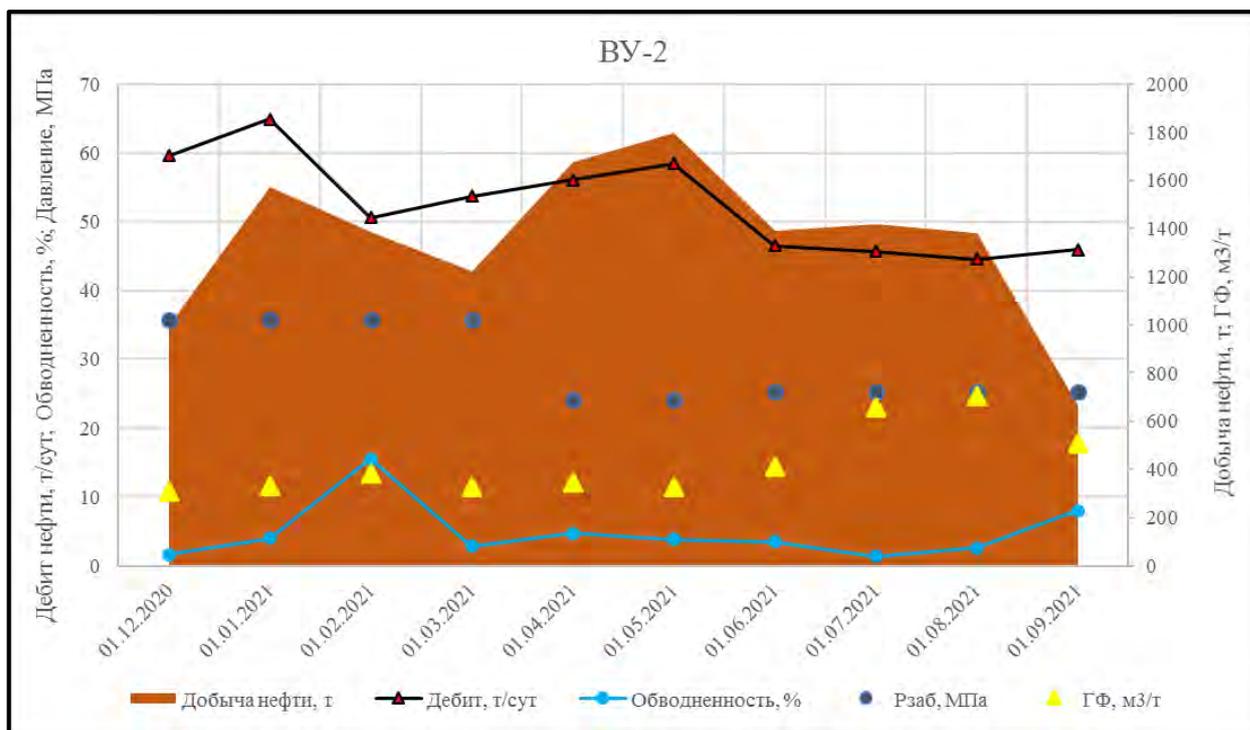


Рисунок 3.4.2 – Динамика эксплуатации скважины ВУ-2

3.4.2 Характеристика отборов нефти, жидкости и газа, и закачки рабочего агента

На месторождении выделено 2 объекта:

- **I объект (горизонт КТ-I)- возвратный;**
- **II объект (горизонт КТ-II)-основной.**

Разработка карбонатной залежи ведется по основному II объекту.

II объект вступил в пробную эксплуатацию выводом из консервации в декабре 2020г 2 скважин (ВУ-1, ВУ-2).

В 2020г добыча по новым скважинам за 1 месяц составила 4,15 тыс.т. Обводненность продукции составила 1,1%. Новые скважины эксплуатировались со среднесуточным дебитом 182,5 т/сут.

В 2021г по переходящему фонду было отобрано 36,6 тыс.т, со среднесуточным дебитом по нефти 73,3 т/сут. Обводненность продукции составила 2,4%.

На дату отчета с начала пробной эксплуатации добыча нефти на по II объекту составила 44,1 тыс.т при выработке запасов промышленных категорий 1,01%.

Динамика основных показателей пробной эксплуатации представлена в тТаблица 3.4.3.

Таблица 3.4.3 – Основные показатели пробной эксплуатации месторождения Восточный Урихтау по состоянию на 01.10.2021г

№№ п/п	Показатели	Годы	
		2020	¾ 2021
1	2	3	4
1	Добыча нефти, тыс.т	6,3	36,6
2	Накопленная добыча нефти, тыс.т	7,5	44,1
3	Коэффициент извлечения нефти, доли ед.	0,0005	0,0030

Продолжение таблицы 3.4.3

<i>1</i>	<i>2</i>	<i>3</i>	<i>4</i>
4	Темп отбора от начальных извлекаемых запасов, %	0,14	0,84
5	Темп отбора от текущих извлекаемых запасов, %	0,14	0,84
6	Отбор от начальных извлекаемых запасов, %	0,17	1,01
7	Добыча газа, млн.м ³	1,9	19,9
8	Накопленная добыча газа, млн.м ³	2,4	22,2
9	Газовый фактор, м ³ /т	304,3	542,3
10	Добыча жидкости, тыс.т	6,4	37,5
11	Накопленная добыча жидкости, тыс.т	7,5	45,1
12	Среднегодовая обводненность (по весу), %	0,7	2,4
13	Ввод добывающих скважин, ед.	2	0
14	в т.ч.: из эксплуатационного бурения	0	0
15	в т.ч.: из консервации	2	0
16	Ввод скважин из бездействия	0	0
17	Выбытие добывающих скважин, ед.	0	0
18	Фонд добывающих скважин на конец года, ед.	2	2
19	Действующий фонд добывающих скважин на конец года, ед.	2	2
20	Среднесуточный дебит одной добывающей скважины, т/сут: по нефти	137,2	73,7
21	по жидкости	138,2	75,5
22	Среднесуточный дебит новых скважин, т/сут: по нефти	137,2	-
23	по жидкости	138,2	-
24	Коэффициент использования фонда добывающих скважин, доли ед.	0,74	0,91
25	Коэффициент эксплуатации добывающих скважин, доли ед.	0,74	0,91

3.4.3 Сравнение проектных и фактических показателей пробной эксплуатации

Согласно действующему проектному документу «ППЭ-2019» пробную эксплуатацию месторождения Восточный Урихтау планировалось произвести в течении 3-х лет (01.11.2019-31.10.2022гг.) на основном объекте II с пятью скважинами. Из них вывод скважин ВУ-1 и ВУ-2 из консервации предусматривался в 2020г, ввод из бурения опережающих добывающих скважин ВУ-3, ВУ-4, ВУ-5 в 2021-2022гг. Прогноз технологических показателей был выполнен в одном варианте для пробной эксплуатации залежей на режиме истощения пластовой энергии.

Прогнозная добыча нефти составляет в 2020-77,1 тыс.т, в 2021г -164,0 тыс.т, за 10 месяцев 2022г -165,0 тыс.т. Расчетная добыча УВ в период освоения скважин ВУ-1 и ВУ-2 в ноябре-декабре 2019г составляет: нефти 2,17 тыс.т, растворенного газа -1,7 млн.м³.

Как отмечалось в «Авторском надзоре...»2020г в связи со сложившейся неблагоприятной ситуацией с тендерными закупками услуг по обеспечению проведения мероприятий по соляно-кислотной обработке скважин и пластов, в связи с чем запроектированное проектом пробной эксплуатации освоение при выводе из консервации скважин ВУ-1 и ВУ-2 не было выполнено, в связи с чем дата начала пробной эксплуатации была перенесена с 01.11.2019г на 01.04.2020г. Все работы по расконсервации и освоению указанных скважин были перенесены на апрель-август 2020г. Кроме того на дату выполнения «Авторского надзора...» 2020г не было завершено строительство объектов

транспортировки и подготовки нефти и газа. Окончание обустройства месторождения планировалось в сентябре 2020г. Таким образом, дата ввода месторождения Восточный Урихтау в добычу в период пробной эксплуатации была пересена с 30.01.2020г на 01.10.2020г.

Смещение сроков подготовки месторождения к эксплуатации по вышеуказанным причинам также внесло изменения в сроки бурения и ввода скважин ВУ-3 и ВУ-4. Проектом пробной эксплуатации бурение и освоение скважин ВУ-3 и ВУ-4 предусматривалось в 2020г и ввод – 01.01.2021г. В рамках «Авторского надзора...»2020г, учитывая продолжительность производственных мероприятий, бурение и освоение скважин ВУ-3 и ВУ-4 предлагалось перенести на 2021г с их вводом в эксплуатацию 01.09.2021г.

На дату текущего отчета фактически расконсервация скважин ВУ-1 и ВУ-2 была выполнена 01.12.2020г, что обусловило очередной перенос даты бурения и ввода в эксплуатацию опережающих добывающих скважин ВУ-3, ВУ-4 на 2022г, и ВУ-5, ВУ-6 на 2023г.

С учетом вышеизложенного фонд скважин, заложенный проектом пробной эксплуатации, значительно отличается от фактического действующего фонда, что в свою очередь повлекло за собой несоответствие проектных и фактических технологических показателей.

Сравнение проектных и фактических показателей представлено в таблице 3.4.3 и на рисунке 3.4.3.

Таблица 3.4.4 – Сравнение проектных и фактических показателей по II объекту на дату отчета 01.10.2021г

№№ п/п	Показатели	2020		2021	
		проект	факт	проект	факт за 9 мес.
1	2	3	4	5	6
1	Добыча нефти, всего, тыс.т	77,1	6,3	164,0	36,6
2	Накопленная добыча нефти, тыс.т	77,1	7,5	241,1	44,1
3	Добыча жидкости, всего, тыс.т	77,1	6,4	164,0	37,5
4	Накопленная добыча жидкости, тыс.т	77,1	7,5	241,1	45,1
5	Обводненность продукции, % по весу	0	0,7	0	2,4
6	Отбор от НИЗ, %	1,76	0,17	5,52	1,01
7	Темп отбора от НИЗ, %	1,76	0,14	3,75	0,84
8	Темп отбора от ТИЗ, %	1,76	0,14	3,82	0,84
9	Добыча газа, млн.м ³	61,57	1,9	132,1	19,9
10	Накопленная добыча газа, млн.м ³	61,57	2,4	193,7	22,2
11	Закачка рабочего агента, тыс.м ³	-	-	-	-
12	Накопленная закачка рабочего агента, тыс.м ³	-	-	-	-
13	Эксплуатационное бурение, тыс.м	0	0	8,5	0
14	Ввод добывающих скважин, ед.	2	2	2	0
15	Выбытие добывающих скважин, ед.	0	0	0	0
16	в т.ч.: под закачку	-	-	-	-
17	Фонд добывающих скважин, всего, ед.	2	2	4	2
18	в т.ч.: действующих, ед.	2	2	4	2
19	Ввод нагнетательных скважин под закачку, ед.	-	-	-	-
20	Выбытие нагнетательных скважин, ед.	-	-	-	-

Продолжение таблицы 3.4.4

1	2	3	4	5	6
21	Фонд нагнетательных скважин, ед.	-	-	-	-
22	в т.ч.: действующих	-	-	-	-
23	Среднегодовой дебит нефти, т/сут	120,5	137,2	118,2	73,7
24	Среднегодовой дебит жидкости, т/сут	120,5	138,2	118,2	75,5
25	Средняя приемистость, м ³ /сут	-	-	-	-
26	Коэффициент использования доб. скв., доли ед.	1	0,74	0,9	0,91
27	Коэффициент эксплуатации доб. скв., доли ед.	0,95	0,74	0,95	0,91
28	Коэффициент использования нагн. скв., доли ед.	-	-	-	-
29	Коэффициент эксплуатации нагн. скв., доли ед.	-	-	-	-
30	Текущий КИН, доли ед.	0,0034	0,0005	0,011	0,003

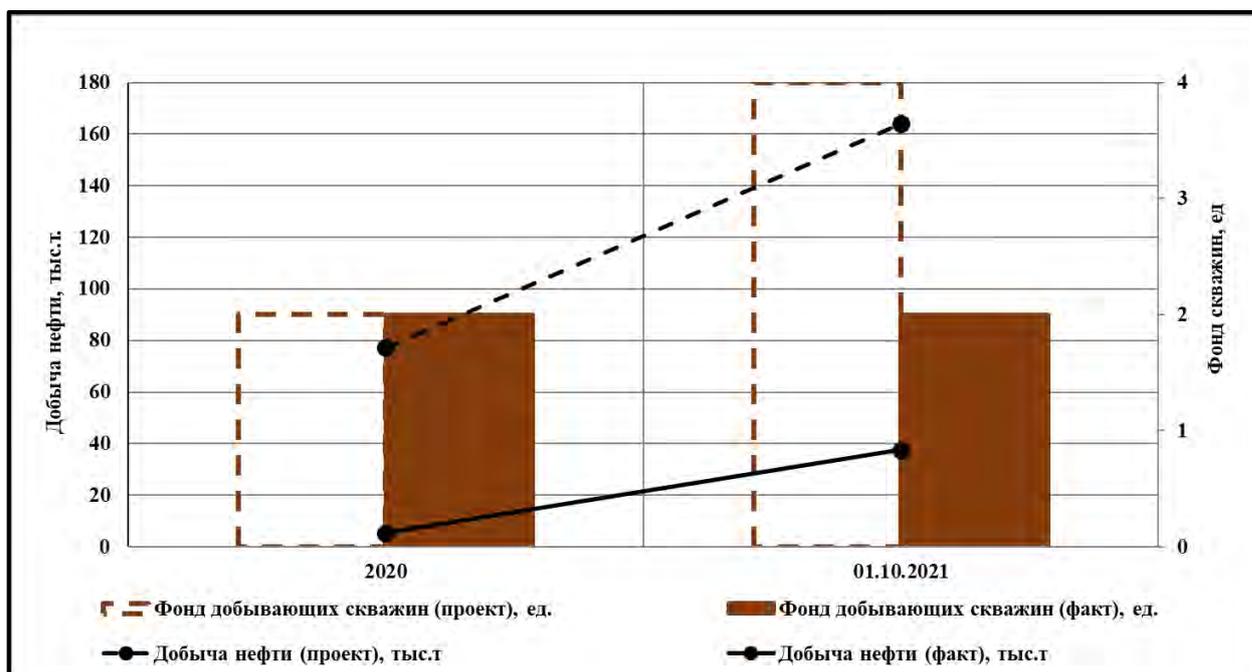


Рисунок 3.4.3 – Сравнение проектных и фактических показателей за период 2020г-01.10.2021г

Как видно из таблицы за 2020г прогнозная добыча нефти и прогнозная добыча жидкости, с учетом эксплуатации двух скважин, равны и составляют 77,1 тыс.т. Стоит отметить, что на месторождении предполагалось добывать безводную продукцию в первые 2 года. Фактические показатели вышеуказанных параметров, с тем же фондом, составляют 6,3 и 6,4 тыс.т соответственно. Данное расхождение объясняется тем, что, согласно проекту, скважины предполагалось ввести в эксплуатацию в начале года, фактически они были введены в конце, и отработали один месяц. Этой же причиной объясняется отклонение фактической добычи газа от проектной 1,9 млн.м³ против 61,57 млн.м³.

В 2021 году проектные показатели, рассчитанные методом режимных исследований, рассчитаны с учетом действующего добывающего фонда равного 4 скважинам. Проектный уровень добычи нефти составляет 164 тыс.т при фактическом 36,6 тыс.т (за 9 месяцев). Также стоит учесть тот факт, что скважины находились на краткосрочных и долгосрочных

режимных исследованиях, предполагающих тестирование эксплуатации скважин на 4-х режимах выше и ниже давления насыщения, что подразумевает работу скважин некоторое количество времени с низкой депрессией, также проведения исследований по определению гидродинамических характеристик посредством остановки скважины и регистрации КВД. Фактическая обводненность продукции составила 2,4%, что говорит о том, что предположение о неактивности законтурной области не находит подтверждения фактическими данными.

Проектный отбор от начальных извлекаемых запасов нефти составляет 5,52% при фактическом 1,01%. Проектные значения темпов отбора от НИЗ и ТИЗ составили 3,75% и 3,82% при фактических значениях по 0,84%.

3.5 Выделение объектов пробной эксплуатации по геолого-физическим характеристикам пластов

На месторождении Восточный Урихтау установлена нефтеносность отложений в верхнем и среднем отделах карбона. Верхний карбон представлен касимовским и гжельским ярусами, средний карбон - московским и башкирским ярусами.

Карбонатные отложения мячковского горизонта верхнемосковского подъяруса среднего карбона, касимовского и гжельского ярусов верхнего карбона, включительно, составляют верхнюю **карбонатную толщу КТ-I**, сложенную, в основном, доломитизированными известняками, органогенными, массивными, трещиноватыми, с прослоями аргиллитов, глинистыми прослоями.

Нижняя часть подольского горизонта (раннеподольского возраста) среднего карбона составляет основу межкарбонатной толщи (МКТ) и литологически представлена аргиллитами с прослоями алевролитов, песчаников и известняков.

Карбонатные отложения верейского горизонта нижнемосковского подъяруса и башкирского яруса среднего карбона образуют **карбонатную толщу КТ-II**, сложенную известняками органогенными, трещиноватыми, со стилолитовыми швами, выполненными битумом, участками массивными, с прослоями маломощных аргиллитов.

По результатам геолого-промысловых исследований и опробования скважин в толще КТ-I выделены 4 продуктивных пласта – А, Б, В₁, В₂; в толще КТ-II – 3 продуктивных пласта – 3-1, 3-2, 4.

По типу природного резервуара все залежи пластовые, сводовые, тектонически экранированные.

В таблице 3.5.1 представлено распределение геологических и извлекаемых запасов нефти по пластам и горизонтам в количественном и процентном соотношении от общего объема запасов поднятий месторождения.

Таблица 3.5.1 – Распределение геологических и извлекаемых запасов нефти по залежам и категориям

Горизонт	Геологические запасы нефти, тыс.т			Извлекаемые запасы нефти, тыс.т			Доля от запасов месторождения
	C ₁	C ₂	C ₁ + C ₂	C ₁	C ₂	C ₁ + C ₂	%
КТ-I-A	-	1892	1892	-	227	227	5,8
КТ-I-B	-	432	432	-	52	52	1,3
КТ-I-B ₁	3525	704	4229	846	84	930	13,0
КТ-I-B ₂	2926	509	3435	702	61	763	10,6
Итого по КТ-I	6451	3537	9988	1548	424	1972	30,7
КТ-II-3-1	585	226	811	176	34	210	2,5
КТ-II-3-2	9581	5987	15568	2874	898	3772	49,4
КТ-II-4	4401	1718	6119	1321	258	1579	18,8
Итого по КТ-II	14567	7931	22498	4371	1190	5561	69,3
Всего по месторождению	21018	11468	32486	5159	1614	7533	100

Исходя из степени изученности залежей, освещенности разреза опробованием, лабораторными исследованиями пластовых флюидов, коллекторских свойств пород, достоверности обоснования флюидных контактов в пределах месторождения выделены следующие объекты разработки:

I объект - горизонт КТ-I;

II объект – горизонт КТ-II (КТ-II-3-2).

В связи с недостаточной изученностью и малой продуктивностью испытанных объектов объект I предлагается отнести к категории возвратных. Исходя из задач пробной эксплуатации, в рамках выполнения программы доразведки, рекомендуется произвести опробование пластов объекта I при бурении и освоении проектных скважин с отбором глубинных проб пластового флюида, с целью получения геолого-физической информации, уточнения физико-химических свойств флюидов, перевода запасов УВ из категории C₁ в C₂.

На объекте II, где сосредоточены основные запасы УВ, а пласты отличаются достаточно высокой и средней продуктивностью, в период пробной эксплуатации будет осуществляться основная программа исследовательских работ с проведением краткосрочных и долгосрочных режимных исследований с целью оценки добывных возможностей залежи, определения оптимальных режимов работы скважин, а также доизучение продуктивности и фильтрационных характеристик пластов, физико-химических свойств насыщающих флюидов и параметров пластовой нефти.

Стоит отметить то, что на данный момент разрабатывается пласт КТ-II-3-2, обладающий хорошими фильтрационно-емкостными свойствами по сравнению с пластами КТ-II-3-1 и КТ-II-4, а также наибольшей эффективной нефтенасыщенной толщиной.

Исходные геолого-физические характеристики продуктивных горизонтов для их пробной эксплуатации приведены в таблице 3.5.2.

Таблица 3.5.2 - Исходные геолого-физические характеристики объекта пробной эксплуатации

Параметры	Объекты	
	I	II
1	2	3
Горизонт	КТ-I	КТ-II
Средняя глубина залегания, м	-2875,8	-3603,2
Абсолютная отметка ВНК (по нижнему пласту), м	-2908,5	-3893,68
Тип залежи	пластовые, сводовые, тектонически экранированные	
Тип коллектора	карбонатный	
Площадь нефтеносности C_1/C_2 , тыс.м ²	6633/7773	15661/18477
Средняя общая толщина, м	92,9	117,2
Средняя нефтенасыщенная толщина, м	22,3	33,3
Средняя водонасыщенная толщина, м	2,5	4,3
Пористость, %	0,12	0,07
Средняя нефтенасыщенность, доли ед.	0,84	0,66
Проницаемость по ГДИ, *10 ⁻³ мкм ²	-	0,082-1,182
Доля коллектора, доли ед.	0,23	0,26
Коэффициент расчлененности, доли ед.	7	10
Начальная пластовая температура, °С	66,6 ¹	80,5 ²
Начальное пластовое давление, МПа	30,7 ¹	40,8 ²
Вязкость нефти в пластовых условиях, МПа×с	0,37*	0,42
Плотность нефти в пластовых условиях, г/см ³	0,636*	0,692
Плотность нефти в поверхностных условиях, г/см ³	0,819*	0,838
Объемный коэффициент нефти, доли ед.	1,744*	1,527
Содержание серы в нефти, %	0,63*	0,77
Содержание парафина в нефти, %	5,40*	2,96
Давление насыщения нефти газом, МПа	27,52*	36,4
Газосодержание нефти, м ³ /т	430,1*	248,1
Вязкость воды в пластовых условиях, МПа×с	-	-
Плотность воды в пластовых условиях, г/см ³	1,071**	1,027**
Средняя продуктивность по нефти, x10 м ³ /(сут×МПа)	4,5	13,1
Начальные балансовые запасы нефти C_1/C_2 , тыс.т	6451 / 3537	14567 / 7931
Начальные извлекаемые запасы нефти C_1/C_2 , тыс.т	1548 / 424	4371 / 1190
Начальные балансовые запасы растворенного газа, C_1/C_2 , млн.м ³	2297 / 1260	3570 / 1951
Начальные извлекаемые запасы растворенного газа, C_1/C_2 , млн.м ³	551 / 152	1071 / 293

Примечание: * - по аналогии с месторождением Урихтау;

** - определялось в поверхностных условиях при 20°С

¹ – на ВНК пласта КТ-I-B₂ (абс.отметка -2908,5м)

² – на середине между УВНК пластов КТ-II-3-1 и КТ-II-3-2 (абс.отметка -3764,77м)

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

Согласно проектному документу «Проект пробной эксплуатации месторождения Восточный Урихтау» 2019г (Протокол ЦКРР №13/19 от 12-13 сентября 2019г), пробная эксплуатация на месторождении планировалась на основном объекте II (горизонт КТ-II)

пятью скважинами. Из которых 2 скважины ВУ-1 и ВУ-2, являющиеся пробуренными разведочными, планировалось вывести из консервации в 2020г, с последующим бурением опережающих добывающих скважин ВУ-3, ВУ-4 и ВУ-5 в 2021-2022гг. Кроме того, в 2022г планировалось бурение добывающей скважины ВУ-6, ввод в эксплуатацию которой осуществился бы уже после завершения периода пробной эксплуатации. Плотность сетки 39 га/скв (625х625 м).

В рамках проводимой КМГИ работы по составлению НИР «Актуализации Концепции полномасштабного освоения группы месторождений Урихтау (по Фазе-2)», была разработана геолого-гидродинамическая модель месторождения Восточный Урихтау (ГГДМ). В целях определения наиболее рационального подхода к разработке месторождений на ГГДМ была спрогнозирована добыча нефти и газа для вариантов с различными плотностью и сетки скважин. На основании текущей геологической изученности месторождения и экономическом допущении добычи нефти на одну скважину, наиболее оптимальным вариантом является вариант разработки месторождения с 6-ю добывающими скважинами на режиме естественного истощения, в том числе вводом из бурения 4-х новых скважин.

В рамках настоящего отчета был изменен график бурения опережающих добывающих и оценочных скважин ВУ-3, ВУ-4, ВУ-5, ВУ-6. При этом все 4 скважины планируется пробурить и ввести в эксплуатацию в периоде пробной эксплуатации.

В таблице 3.6.2 приведена дренируемая проектными скважинами площадь нефтеносности по объекту II и, соответственно, геологические и извлекаемые запасы нефти по категории С₁ с учетом расположения скважин. В общем по всем скважинам дренируемая ими площадь нефтеносности по категории запасов С₁ по объекту II составляет 5498 тыс.м², с геологическими и извлекаемыми запасами 13305 тыс.т и 3992 тыс.т соответственно.

График бурения, освоения и ввода скважин в эксплуатацию представлен в таблице 3.6.1.

Таблица 3.6.1 - График бурения, освоения и ввода скважин в пробную эксплуатацию

№ п/п	Скважины	Назначение	Бурение (в т.ч. мобилизация и демобилизация)		Освоение (в т.ч. мобилизация и демобилизация)		Ввод в эксплуатацию
			начало	конец	начало	конец	
1	2	3	4	5	6	7	8
1	ВУ-3	опереж.-добыв.	13.02.2022	08.09.2022	10.09.2022	16.10.2022	01.12.2022
2	ВУ-4	опереж.-добыв.	13.02.2022	08.09.2022	10.09.2022	16.10.2022	01.12.2022
3	ВУ-5	оценоч.	08.09.2022	09.03.2023	19.03.2023	24.04.2023	12.05.2023
4	ВУ-6	опереж.-добыв.	08.09.2022	09.03.2023	19.03.2023	24.04.2023	12.05.2023

Таблица 3.6.2 – Дренируемая площадь и запасы нефти проектных скважин в период пробной эксплуатации

Горизонт	Район	Категория	Площадь нефтеносности. тыс.м ²	Геологические запасы нефти. тыс.т.	Извлекаемые запасы нефти. тыс.т.
<i>1</i>	<i>2</i>	<i>3</i>	<i>4</i>	<i>5</i>	<i>6</i>
КТ-II	ВУ-1	C ₁	843	2572	772
	ВУ-2	C ₁	1005	2513	754
	ВУ-3	C ₁	772	2439	732
	ВУ-4	C ₁	998	2505	752
	ВУ-5	C ₁	813	1338	401
	ВУ-6	C ₁	1068	1938	581
Всего по скважинам		C ₁	5498	13305	3992

Основными задачами всех скважин в период пробной эксплуатации будут являться:

- выбор оптимальных режимов эксплуатации скважин;
- получение полной информации о добычных возможностях скважин, уточнение коэффициентов продуктивности, уточнение фильтрационно-емкостных свойств пласта.

3.7 Методы воздействия по увеличению продуктивности скважин

В рамках проекта предусматривается разработка карбонатной залежи месторождения Восточный Урихтау, которая включает в себя один основной объект (карбонатная толща КТ-II) и один возвратный объект (карбонатная толща КТ-I).

Верхнюю карбонатную толщу КТ-I (возвратный объект) составляют карбонатные отложения подольского и мячковского горизонтов верхнемосковского подъяруса, касимовского и гжельского ярусов верхнего карбона, включительно. Карбонатные отложения нижнего карбона и нижнемосковского подъяруса образуют карбонатную толщу КТ-II. Продуктивная толща КТ-II литологически сложена известняками с маломощными прослоями доломитов.

Результаты проведенных рентгено-минералогических анализов на образцах керна показывают, что в толще КТ-I содержание кальцита в среднем составляет 97,2%, среднее значение содержания доломита 0,93%. В КТ-II содержание кальцита в среднем составляет 98%, в некоторых образцах наблюдаются кварц, ангидрит, барит и т.д в виде примесей и следов.

По описанию керна карбонатную толщу КТ-I по скважине ВУ-1, известняк органогенно-детритовый, неравномерно пятнистый - трещиновато-поровый. Трещины в виде, мелкозубчатых, с небольшой амплитудой стилолитовых швов расположены в основном по наслоению и выполнены частично нефтяным веществом черного цвета,

частично кальцитом. По скважине ВУ-2 известняк органогенно-обломочный, слоистый, брекчевидный, местами трещиноватый. Отмечено интенсивное развитие горизонтальных сильно раскрытых трещин, субвертикальных, затухающих трещин до 8 см. Единичное присутствие мелких пустот, выполненных по остаткам органики.

Продуктивная толща КТ-II по скважине ВУ-1, литологически представлена известняком органогенно-обломочным, оолитовым, пятнистым, крепким, редко поровым, трещиноватым, по скважине ВУ-2 известняком органогенно-обломочным, массивным, неявно слоистым, трещиноватым. Присутствуют стилолиты и множество горизонтальных, раскрытых трещин, полных, затухающих, частично заполненных вторичным кальцитом, местами разделяющих породу на плитки.

Отличительной особенностью известняков нижней карбонатной толщи является то, что слагающие их фрагменты, будь то органические остатки (в том числе обломки водорослей), комки, литокласты, имеют овальные, окатанные формы, сглаженные и микритизированные поверхности, нередко группа фрагментов инкрустирована пелитоморфными корочковыми образованиями. Как правило, они крепко сцементированы, цемент обычно необилен, яснокристаллический крустификационно-порового и порового типа, реже микритовый порово-базальный. Поровое пространство известняков КТ-II образовано незначительными межфрагментарными остаточными порами, видоизмененными процессами вторичного минералообразования и слабого выщелачивания. Сообщаемость пор обеспечивается трещинами.

Также, по данным анализов керн, коллектора относятся к классу средней ёмкости, пористость по отложениям КТ-I изменяется от 7,15 до 21,5%, проницаемость – от 0,1 до 24,8 мД; по отложениям КТ-II пористость в коллекторах варьирует в диапазоне 6,3-13,6%, проницаемость – 0,1-7,97 мД.

В керне наблюдаются трещины разноориентированные, в основном субгоризонтальные, субвертикальные и наклонные к слоистости. По характеру протяженности выделяются трещины прямолинейные, извилистые, слабоизвилистые, выклинивающиеся. Стенки трещин шероховатые, стилолитовые. Трещины нередко заполнены кальцитом, стилолитовые швы – глинисто-битумным материалом.

К основным количественным параметрам трещин относятся: раскрытость трещин, поверхностная плотность. В изученных кубиках средняя ширина трещин колеблется в отложениях КТ-I от 0,04 до 0,26 мм, в отложениях КТ-II от 0,03 до 0,26 мм, среднее значение поверхностной плотности изменяется от 0,08 до 0,9 см/см² и от 0,04 до 0,43 см/см², соответственно.

На скважине ВУ-2 был проведен комплекс геофизических исследований, с целью оценки трещиноватости. На имидже FMI выделены проводящие и частично-проводящие трещины. Совместный анализ трещиноватости по FMI и SonicScanner показал, что трещины в нескольких интервалах, вероятно, открыты, т.к. являются проводящими на имидже FMI и видны как отражения на широкополосной акустике SonicScanner.

Результаты лабораторных исследований на образцах керна по определению смачиваемости пород по методике Амотта, показывают, что карбонатная толща имеет гидрофильный характер.

Основным методом повышения продуктивности скважин в карбонатных коллекторах является кислотная обработка, на основе соляной кислоты (HCl), известные с 1895 г. Кислотная обработка применяется для улучшения гидродинамической связи пласта со скважиной, восстановления проницаемости призабойной зоны пласта и снижения скин-фактора. Под воздействием соляной кислоты в породах ПЗС образуются пустоты, каверны, каналы разъедания, вследствие чего увеличивается фильтрационная свойства в ПЗС, а, следовательно, и производительность нефтяных (газовых) и приемистость нагнетательных скважин.

Соляная кислота хорошо растворяет карбонатные минералы, такие как известняки, доломиты или карбонатные цементирующие вещества, при этом происходят следующие основные реакции:

при воздействии с известняком:



при воздействии с доломитом:



Хлористый кальций (CaCl_2) и хлористый магний (MgCl_2) - это соли, хорошо растворимые в воде - носители кислоты, образующейся в результате реакции. Углекислый газ (CO_2) также легко удаляется из скважины, либо при соответствующем давлении (свыше 7,6 МПа) растворяется в той же воде.

Наряду с основными реакциями при кислотных обработках наблюдаются процессы (коррозия оборудования, вторичное высаживание в пласте кольматантов, образование эмульсий, осадков и др.), действие которых направлено против конечного результата обработки и может привести к снижению ее эффективности.

Современные кислотные композиции, кроме соляной кислоты, содержат несколько важных компонентов, выполняющих различные функции, в том числе и добавки поверхностно-активных веществ (ПАВ), обеспечивающих более полное удаление из пласта

отработанной кислоты и продуктов реакции. Состав и рецептура приготовления раствора должны быть отработаны в лабораторных условиях.

В карбонатных коллекторах различают несколько видов кислотной обработки скважин: простая обработка соляной кислотной (СКО), селективные СКО, кислотные обработки с использованием потокоотклоняющих технологий или/и замедлителя реакции, кислотный разрыв пласта (КГРП) и т.п.

Происходящие при кислотном воздействии изменения структуры порового пространства призабойной зоны пласта (ПЗП) определяются интенсивностью кислотной обработки. В карбонатных коллекторах кислота реагирует фактически с неограниченной массой карбонатного вещества по всей глубине образующегося канала. Поэтому фронт нагнетаемого раствора растворяет карбонаты и нейтрализуется. От времени нейтрализации кислоты зависит степень охвата пласта воздействием по толщине и простиранию. Эффективность кислотной обработки зависит в первую очередь от глубины проникновения соляной кислоты в пласт и полноты растворения породы коллектора в кислотном растворе. В процессе обработки призабойной зоны пласта (ПЗП) кислотный состав максимально воздействует на породу в околоскважинной зоне. В удаленной зоне пласта реакция кислоты с породой протекает менее интенсивно вследствие потери активности кислоты.

Успешность кислотных обработок возрастает, если реакция кислоты с породой протекает с низкой скоростью, что создает условия для более глубокого проникновения кислоты в продуктивный пласт и формирует вокруг скважины зону улучшенной проницаемости.

Следовательно, необходимо применение кислотных составов, содержащих химические добавки, которые соответствуют конкретным геолого-физическим условиям и обеспечивают оптимальную глубину проникновения активного реагента. Такой подход позволяет повысить эффективность кислотной обработки и избежать отрицательных последствий, в частности образования стойких эмульсий, нерастворимых осадков, вызывающих вторичную коагуляцию ПЗП.

Одним из надежных технологических приемов придания кислотному составу повышенной проникающей способности в нефтенасыщенный карбонатный коллектор является ввод эффективных мелкодисперсных антифильтрантов, пассиваторов скорости реакции кислоты с карбонатами и гидрофилизирующих ПАВ, в том числе полярных неэлектролитов. Для облегченного извлечения КС из ПЗП и обеспечения ее высокой проницаемости необходимо наличие в кислотных составах стабилизаторов ионов железа, деэмульгаторов водонефтяных эмульсий и ингибиторов осаждения асфальтенов из состава контактирующей с кислотой нефти.

Учитывая геологические особенности карбонатных толщи КТ-I и КТ-II, структуру залежа, минеральный состав породы, фильтрационно-ёмкостную свойству коллектора и мировой опыт разработки месторождений аналогов, при разработке месторождения Восточный Урихтау рекомендуется применить кислотную обработку как ключевой метод воздействия на призабойные зоны скважин с целью обеспечения высокой продуктивности скважин. Для достижения максимального эффекта от кислотной обработки и исключения отрицательных последствий, при планировании и проектировании мероприятия требуется выполнить исследовательские работы по подбору оптимального состава, выбора технологии проведения и расчета необходимого объема кислотного раствора.

Также необходимо учитывать, что обычная соляно-кислотная обработка в концентрации 24% успешно применялась при опробовании пластов после бурения в скважинах ВУ-1 и ВУ-2.

3.8 Обоснование рабочих агентов для воздействия на пласт

Учитывая небольшой фонд скважин, необходимость изучения режима работы залежей, высокие пластовые давления, в проектный период пробная закачка воды с целью определения приемистости и давления нагнетания не предусматривается.

3.9 Обоснование принятой методики прогноза технологических показателей пробной эксплуатации

Прогноз технологических показателей выполнен для пробной эксплуатации залежи на режиме истощения пластовой энергии.

Принимая во внимание недостаточную изученность параметров, необходимых для достоверного расчета объема добычи нефти, темпа развития обводненности и степени активности водоносной зоны на данной стадии работ, для расчета динамики добычи входные дебиты скважин были рассчитаны основываясь на материалы опробования и гидродинамических исследований, проведенных в разведочных скважинах.

В основе расчета дебита нефти скважин в рамках настоящего проекта лежит формула Дюпюи **Ошибка! Источник ссылки не найден.**, предлагающая вычисление фактической продуктивности несовершенной скважины на фонтанном режиме с забойным давлением выше давления насыщения и опирающаяся на фильтрационно-ёмкостные свойства коллекторов, полученные при проведении ГИС и ГДИС, с учетом проведения СКО, и физико-химические свойства пластовых флюидов, полученные по результатам лабораторных исследований поверхностных и пластовых проб нефти:

$$\text{Уравнение 1} \quad Q = \frac{2\pi kh(P_{\text{пл}} + P_{\text{заб}})}{B\mu \ln\left(\frac{R_k}{r_c} + S\right)}$$

$$\text{Уравнение 2} \quad \frac{Q}{(P_{\text{пл}} - P_{\text{заб}})} = \frac{2\pi kh}{B\mu \ln\left(\frac{R_k}{r_c} + S\right)}$$

Также, известно что при условии $P_R > P_b$ (пластовое давление больше, чем давление насыщения)

$$\text{Уравнение 3} \quad \frac{Q}{(P_{\text{пл}} - P_{\text{заб}})} = K_{\text{прод}}$$

Приравнивая левые части Уравнение 2 и Уравнение 3, получаем формулу для продуктивности скважины справедливую для условия $P_R > P_b$

$$\text{Уравнение 4} \quad K_{\text{прод}} = \frac{2\pi kh}{B\mu \ln\left(\frac{R_k}{r_c} + S\right)}$$

где, k – проницаемость, мД; h – мощность интервала перфорации, м; R_k – радиус контура, м; r_c – радиус скважины, м; S – скин-фактор, доли ед.; B – коэффициент объемного расширения, доли ед., для пересчета объема жидкости из поверхностных в пластовые условия.

При оценке потенциала фонтанирующей скважины при забойном давлении ниже давления насыщения, когда в призабойной зоне пласта образуется двухфазный приток вследствие разгазирования нефти, использовалась корреляция Дж.В.Фогеля, справедливая для указанных условий:

$$\text{Уравнение 5} \quad q = \frac{(1 - B)2\pi kh(P_c - P_b)}{\mu b \left(\ln \frac{R_c}{r_w} + S\right)} + B * q'$$

$$\text{Уравнение 6} \quad B = 1 - 0,2 \left(\frac{P_{wf}}{P_R} \right) - 0,8 \left(\frac{P_{wf}}{P_R} \right)^2$$

где P_R - среднее пластовое давление P_c или давление насыщения P_b в зависимости от того, что меньше, т.е. $P_R = \min(P_c, P_b)$, МПа; P_{wf} – забойное давление при дебите скважины q ; q' – проектная производительность при 100%-ном снижении давления в пласте или максимально возможный дебит, м³/сут; q – дебит скважины на установившемся режиме при забойном давлении P_{wf} , м³/сут; R_c – радиус контура, м; r_w – радиус скважины, м.

Подставляя Уравнение 4 в **Ошибка! Источник ссылки не найден.**, получаем:

$$\text{Уравнение 7} \quad q = (1 - B) * K_{\text{прод}} * (P_R - P_b) + B * q'$$

Принимая во внимание соотношение:

$$\text{Уравнение 8} \quad q_b = K_{\text{прод}} * (P_R - P_b)$$

Подставляя Уравнение 8, получаем:

$$\text{Уравнение 9} \quad q = (1 - B)q_b + B * q'$$

где:

$$\text{Уравнение 10} \quad q' = K_{\text{прод}} * (P_R - P_{wf})$$

Для получения максимального дебита необходимо условие: $P_{wf} = 0$

$$\text{Уравнение 11} \quad q' = K_{\text{прод}} * P_R$$

С учетом всех преобразований получаем **Ошибка! Источник ссылки не найден.**

$$\text{Уравнение 12} \quad q = (1 - B) * K_{\text{прод}} * (P_R - P_b) + B * K_{\text{прод}} * P_R$$

Для всех режимов справедливо условие: пластовое давление выше давления насыщения.

Для всех режимов расчет дебитов производился с учетом скин-факторов, полученных при опробовании различных пластов горизонта КТ-II в скважинах ВУ-1 и ВУ-2. Необходимо принять во внимание, что опробование всех объектов испытания в скважинах ВУ-1 и ВУ-2 проводилось с предварительной соляно-кислотной обработкой призабойной зоны, вследствие чего следует проводить СКО при вскрытии продуктивных

пластов во всех проектных скважинах с целью достижения прогнозных дебитов. Согласно рекомендациям ППЭ-2019 в скважинах ВУ-1, ВУ-2 были достреляны верхние интервалы, отмеченные по ГИС и отобранным пробам как продуктивные.

С целью обеспечения охвата исследованиями горизонта КТ-П-3-1, в рамках текущего отчета предусмотрена программа режимных исследований, согласно которой более изученные горизонты КТ-П-3-2 и КТ-П-4 будут разрабатываться совместно, а горизонт КТ-П-3-1 отдельно. С целью получения наиболее достоверной информации разработка горизонта КТ-П-3-1 и совместная разработка горизонтов КТ-П-3-2 и КТ-П-4, будут проводиться поочередно.

В таблице Таблица 3.9.1 представлен диапазон изменения значений расчетных дебитов нефти при разных режимах работы скважин.

Таблица 3.9.1 - Диапазон изменения значений расчетных дебитов нефти по скважинам при разных режимах работы скважин в первый год пробной эксплуатации

№№ скважин	Объект	Диапазон изменения забойных давлений при разных режимах, МПа	Диапазон изменения расчетных дебитов нефти при разных режимах, т/сут
ВУ-1	П	37,4-20,4	0,1-248,4
ВУ-2	П	37,4-20,4	0,5-137,9
ВУ-3	П	37,4-20,4	0,4-254,7
ВУ-4	П	37,4-20,4	0,1-205,7
ВУ-5	П	37,4-20,4	0,1-125,1
ВУ-6	П	37,4-20,4	0,2-166,8

4 ПРОГНОЗ ТЕХНОЛОГИЧЕСКИХ ПОКАЗАТЕЛЕЙ ПРОБНОЙ ЭКСПЛУАТАЦИИ

В рамках текущего отчета предусмотрено продление периода пробной эксплуатации с 2021г по 31.05.2023г.

В период пробной эксплуатации месторождение будет эксплуатироваться действующим фондом скважин (ВУ-1, ВУ-2), а также 4-мя скважинами ВУ-3, ВУ-4, ВУ-5, ВУ-6, ввод в эксплуатацию которых запланирован на 2022-2023гг на II основной объект.

В основу расчетов проектных показателей пробной эксплуатации (ПЭ) скважин положены фактические данные о продуктивности и фильтрационно-емкостных параметрах коллекторов, полученных при опробовании разведочной и оценочной скважин ВУ-1 и ВУ-2 при проведении исследований ГИС и ГДИС для горизонта КТ II-3-1, и КТ II-3-2 (для горизонта КТ II-4 параметры были взяты по аналогии как на КТ II-3-2) Таблица 2.2.4. Физико-химические свойства с учетом новых данных приведены в Таблица 2.3.2 для горизонта КТ II-3-1, и Таблица 2.3.3 для КТ II-3-2.

В расчетах технологических показателей учтена добыча, полученная во время проведения режимных исследований, запланированных согласно специальной программе исследовательских работ по каждой скважине.

Предполагается, что в период ПЭ разработка месторождения будет вестись на естественном режиме истощения пластовой энергии.

При расчете технологических показателей на период ПЭ, допущение приятное в ППЭ о добыче практически безводной нефти, с учетом низких фильтрационно-емкостных свойств и малых размеров залежей не находит подтверждения фактическими данными. С учетом вышеуказанного фактора, предполагается наличие активной законтурной области. Принимая во внимание данный факт, обводненность за текущий год была принята на уровне фактического среднегодового показателя, составляющего $\eta = 2,4\%$. Расчет добычи попутного газа в период пробной эксплуатации основывался на уровнях добычи нефти, а также расчетном газовом факторе, принятом на уровне среднегодового значения по фактическим данным за 2021г.

В расчетах учтена добыча за 10 месяцев с момента вывода из консервации скважин ВУ-1 и ВУ-2. При этом фактическая добыча нефти за декабрь 2020 года по скважинам ВУ-1 и ВУ-2 составила 4,4 тыс.т и 1,9 тыс.т соответственно. За $\frac{3}{4}$ 2021 года было отобрано 24,1 тыс.т и 12,5 тыс.т по ВУ-1 и ВУ-2.

4.1 Программа режимных исследований

Согласно мировой практике, время эксплуатации на одном режиме отработки оценочно составляет: для коллекторов с абсолютной проницаемостью более $0,1 \text{ мкм}^2$ не менее 48 часов; $0,1-0,05 \text{ мкм}^2$ – 72 часов; $0,05-0,01 \text{ мкм}^2$ – 96 часов. Так как на месторождении Восточный Урихтау абсолютная проницаемость коллекторов по результатам опробования находится в диапазоне $0,082-1,18 \times 10^{-3} \text{ мкм}^2$, время эксплуатации на одном режиме должно составлять не менее 8 суток с обязательным условием установления стабильного режима.

Для коллекторов с абсолютной проницаемостью более $0,1 \text{ мкм}^2$ время для закрытия на КВД должно составлять не менее 48 ч; $0,1-0,05 \text{ мкм}^2$ - 72 ч; $0,01-0,05 \text{ мкм}^2$ - 144 ч. С учетом низких фильтрационных свойств коллекторов месторождения Восточный Урихтау время регистрации КВД должно составлять не менее 10 суток с обязательным условием достижения стабилизации уровня давления и выходом кривой давления на продолжительный горизонтальный участок, свидетельствующий о достижении радиального притока флюида к скважине.

Следует отметить дискретность работы манометра-термометра. Во время МУО следует использовать дискретность 1 час, во время КВД - 10 минут.

Замеры расхода жидкости и газа, затрубного и трубного давления обязательны на периоды проведения указанных исследований. Скважины следует эксплуатировать через устьевой штуцер не менее 36 часов до полной очистки призабойной зоны от механических примесей.

Режимные исследования МУО состоят из краткосрочных включающих 2 режима выше давления насыщения, и 4 режима ниже давления насыщения, и долгосрочных исследований на 3 режимах.

В период краткосрочных режимных исследований скважины останавливаются для снятия кривой восстановления давления.

Показатели добычи нефти по скважинам отображены в таблице 4.1.1.

В таблицах 4.1.2-4.1.7 приведена характеристика основных показателей пробной эксплуатации с учетом программы режимных исследований по скважинам.

В таблицах 4.1.8 и 4.1.9 приведены характеристика основного фонда скважин по месторождению и характеристика основных показателей пробной эксплуатации по месторождению соответственно.

Таблица 4.1.1 - Показатели добычи нефти по скважинам

№№ п/п	№№ скв.	Способ эксплуатации	Горизонт/	Вскрываемая прогнозная эффективная нефтенасыщенная толщина, м	Год эксплуатации	Ожидаемая добыча нефти за год, тыс.т
			объект			
1	2	3	4	5	6	7
1	ВУ-1	фонтанный	II (КТ-II)	116,3	2021	30,27
2					2022	21,76
3					2023	14,74
4	Итого по скважине ВУ-1 за период пробной эксплуатации					66,77
5	ВУ-2	фонтанный	II (КТ-II)	86,7	2021	15,07
6					2022	11,26
7					2023	8,27
8	Итого по скважине ВУ-2 за период пробной эксплуатации					34,60
9	ВУ-3	фонтанный	II (КТ-II)	109	2022	6,98
10					2023	12,06
11	Итого по скважине ВУ-3 за период пробной эксплуатации					19,05
12	ВУ-4	фонтанный	II (КТ-II)	80,3	2022	5,67
13					2023	9,01
14	Итого по скважине ВУ-4 за период пробной эксплуатации					14,67
15	ВУ-5	фонтанный	II (КТ-II)	43	2023	0,58
16	Итого по скважине ВУ-5 за период пробной эксплуатации					0,58
17	ВУ-6	фонтанный	II (КТ-II)	68,5	2023	0,79
18	Итого по скважине ВУ-6 за период пробной эксплуатации					0,79

Примечание: ¹ – с учетом ввода в эксплуатацию 01.12.2020г;

² – с учетом завершения периода пробной эксплуатации 31.05.2023г

Таблица 4.1.2 - Характеристика основных показателей пробной эксплуатации с учетом программы режимных исследований по скважине ВУ-1

Период эксплуатации	Забойное давление, МПа	Скважина ВУ-1												
		Даты периода		Количество дней, сут	Средний дебит			Добыча нефти		Добыча жидкости		Добыча растворенного газа, млн.м ³ /сут		
		Начало	Завершение		нефти, т/сут	жидкости, т/сут	растворенного газа, тыс.м ³ /сут	Ожидаемая за период, т	Накопленная, тыс.т	Ожидаемая за период, т	Накопленная, тыс.т	Ожидаемая за период	Накопленная	
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	
2021 год														
Фактическая добыча				273				24130,84					12,52	
Эксплуатация на оптимальном режиме	32,4	01.10.2021	31.12.2021	92	70,19	71,92	34,34	6134,77		6,29			3,00	
Ожидаемая добыча нефти за год				365	70,19	71,92	34,34	30265,61		6,29			15,52	
2022 год														
Краткосрочные режимные исследования	37,4	01.01.2022	08.01.2022	8	24,31	24,91	12,88	175,06	6,46	179,55	6,47	0,09	15,61	
	36,4	09.01.2022	16.01.2022	8	30,47	31,22	16,14	219,38	6,68	225,01	6,69	0,12	15,72	
	закрытие на КВД	17.01.2022	28.01.2022	12										
	32,4	29.01.2022	07.02.2022	10	96,93	99,31	59,03	872,36	7,55	894,72	7,58	0,53	16,26	
	28,4	08.02.2022	17.02.2022	10	153,95	157,73	107,81	1385,52	8,94	1421,05	9,01	0,97	17,23	
	24,4	18.02.2022	27.02.2022	10	204,44	209,47	164,65	1839,96	10,78	1887,13	10,89	1,48	18,71	
	20,4	28.02.2022	09.03.2022	10	248,41	254,51	237,29	2235,66	13,01	2292,98	13,19	2,14	20,84	
За период краткосрочных режимных исследований, т				68	104,15	106,71	50,94	6727,94		6900,45		5,33		
Долгосрочные режимные исследования	37,4	10.03.2022	11.06.2022	94	24,31	24,94	12,88	2056,98	15,07	2109,72	15,30	1,09	21,93	
	32,4	12.06.2022	03.08.2022	53	96,93	99,41	59,03	4623,49	19,69	4742,04	20,04	2,82	24,75	
	28,4	04.08.2022	02.10.2022	60	153,95	157,89	107,81	8313,13	28,01	8526,29	28,56	5,82	30,57	
За период долгосрочных режимных исследований, т				207	80,48	82,54	52,21	14993,60		15378,05		9,73		
Краткосрочные режимные исследования	37,4	03.10.2022	10.10.2022	8	0,15	0,15	0,08	1,06	28,01	1,09	28,57	0,00	30,57	
	36,4	11.10.2022	18.10.2022	8	0,20	0,21	0,11	1,45	28,01	1,49	28,57	0,00	30,57	
	закрытие на КВД	19.10.2022	30.10.2022	12										
	32,4	31.10.2022	09.11.2022	10	0,57	0,58	0,35	5,11	28,01	5,25	28,57	0,00	30,57	
	28,4	10.11.2022	19.11.2022	10	0,90	0,92	0,63	8,08	28,02	8,29	28,58	0,01	30,58	
	24,4	20.11.2022	29.11.2022	10	1,19	1,22	0,96	10,71	28,03	10,99	28,59	0,01	30,59	
	20,4	30.11.2022	09.12.2022	10	1,44	1,48	1,38	13,00	28,05	13,33	28,60	0,01	30,60	
За период краткосрочных режимных исследований, т				68	0,64	0,66	0,51	39,41		40,42		0,03		
Долгосрочные режимные исследования	37,4	10.12.2022	31.12.2022	22	0,15	0,15	0,08	2,91	28,05	2,98	28,61	0,00	30,60	
Ожидаемая добыча нефти за год				365	66,25	67,95	45,93	21763,86		22321,91		15,09		

Продолжение таблицы 4.1.2

1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14
2023год													
Краткосрочные режимные исследования	37,4	01.01.2023	08.01.2023	8	24,31	25,09	12,88	184,79	28,23	190,70	28,75	0,10	30,70
	36,4	09.01.2023	16.01.2023	8	30,47	31,44	16,14	231,57	28,47	238,98	28,99	0,12	30,82
	закрытие на КВД	17.01.2023	28.01.2023	12									
	32,4	29.01.2023	07.02.2023	10	96,93	100,03	59,03	920,82	29,39	950,28	29,94	0,56	31,38
	28,4	08.02.2023	17.02.2023	10	153,95	158,87	107,81	1462,50	30,85	1509,28	31,45	1,02	32,41
	24,4	18.02.2023	27.02.2023	10	204,44	210,98	164,65	1942,18	32,79	2004,31	33,46	1,56	33,97
	20,4	28.02.2023	09.03.2023	10	248,41	256,35	237,29	2359,86	35,15	2435,36	35,89	2,25	36,23
За период краткосрочных режимных исследований, т				68	109,93	113,45	87,06	7101,71		7328,91		5,62	
Долгосрочные режимные исследования	32,4	10.03.2023	31.05.2023	83	96,93	100,03	51,33	7642,81	42,79	7887,32	43,78	4,05	40,27
За период долгосрочных режимных исследований, т				83	96,93	100,03	51,33	7642,81	42,79	7887,32	43,78	4,05	40,27
Ожидаемая добыча нефти за год				151	102,79	106,07	67,42	14744,53		15216,23		9,67	

Таблица 4.1.3 - Характеристика основных показателей пробной эксплуатации с учетом программы режимных исследований по скважине ВУ-2

Период эксплуатации	Забойное давление, МПа	Скважина ВУ-2												
		Даты периода		Количество дней, сут	Средний дебит			Добыча нефти		Добыча жидкости		Добыча растворенного газа, млн.м³/сут		
		Начало	Завершение		нефти, т/сут	жидкости, т/сут	растворенного газа, тыс.м³/сут	Ожидаемая за период, т	Накопленная, тыс.т	Ожидаемая за период, т	Накопленная, тыс.т	Ожидаемая за период	Накопленная	
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	
2021														
Фактическая добыча				273				12511,66					5,44	
Эксплуатация на оптимальном режиме	32,4	01.10.2021	31.12.2021	92	29,26	29,33	14,31	2557,30		2,62			1,25	
Ожидаемая добыча нефти за год				365	29,26	29,33	14,31	15068,96		2,62			6,69	
2022 год														
Краткосрочные режимные исследования	37,4	01.01.2022	08.01.2022	8	19,67	20,15	10,41	141,59	2,76	145,22	2,77	0,07	6,76	
	36,4	09.01.2022	16.01.2022	8	24,34	24,94	12,89	175,23	2,94	179,73	2,95	0,09	6,86	
	закрытие на КВД	17.01.2022	28.01.2022	12										
	32,4	29.01.2022	07.02.2022	10	53,60	54,92	32,64	482,40	3,42	494,77	3,44	0,29	7,15	
	28,4	08.02.2022	17.02.2022	10	85,33	87,42	59,76	767,94	4,19	787,63	4,23	0,54	7,69	
	24,4	18.02.2022	27.02.2022	10	113,42	116,21	91,35	1020,79	5,21	1046,97	5,27	0,82	8,51	
	20,4	28.02.2022	09.03.2022	10	137,89	141,28	131,72	1240,97	6,45	1272,79	6,55	1,19	9,70	
За период краткосрочных режимных исследований, т				68	59,27	60,73	28,99	3828,92		3927,10		3,01		
Долгосрочные режимные исследования	37,4	10.03.2022	28.04.2022	50	19,67	20,17	10,41	884,93	7,33	907,62	7,45	0,47	10,17	
	32,4	29.04.2022	17.06.2022	50	53,60	54,97	32,64	2411,98	9,75	2473,83	9,93	1,47	11,63	
	28,4	18.06.2022	06.08.2022	50	85,33	87,51	59,76	3839,68	13,59	3938,13	13,87	2,69	14,32	
За период долгосрочных режимных исследований, т				150	52,86	54,22	34,27	7136,58		7319,57		4,63		
Краткосрочные режимные исследования	37,4	07.08.2022	14.08.2022	8	0,51	0,52	0,27	3,69	13,59	3,78	13,87	0,00	14,33	
	36,4	15.08.2022	22.08.2022	8	0,70	0,72	0,37	5,03	13,59	5,16	13,88	0,00	14,33	
	закрытие на КВД	23.08.2022	03.09.2022	12										
	32,4	04.09.2022	13.09.2022	10	1,99	2,04	1,21	17,90	13,61	18,36	13,89	0,01	14,34	
	28,4	14.09.2022	23.09.2022	10	3,15	3,22	2,20	28,32	13,64	29,04	13,92	0,02	14,36	
	24,4	24.09.2022	03.10.2022	10	4,17	4,27	3,36	37,54	13,68	38,50	13,96	0,03	14,39	
	20,4	04.10.2022	13.10.2022	10	5,06	5,19	4,84	45,57	13,72	46,74	14,01	0,04	14,43	

Продолжение таблицы 4.1.3

1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14
За период краткосрочных режимных исследований, т				68	2,14	2,19	1,05	138,05		141,59		0,11	
Долгосрочные режимные исследования	37,4	14.10.2022	02.11.2022	20	0,51	0,53	0,27	9,22	13,73	9,46	14,02	0,00	14,44
	32,4	03.11.2022	22.11.2022	20	1,99	2,04	1,21	35,80	13,77	36,72	14,05	0,02	14,46
	28,4	23.11.2022	31.12.2022	39	3,15	3,23	2,20	110,43	13,88	113,26	14,17	0,08	14,54
За период долгосрочных режимных исследований, т				79	2,19	2,24	1,46	155,45		159,44		0,10	
Ожидаемая добыча нефти за год				365	34,27	35,15	23,89	11259,01		11547,70		7,85	
2023год													
Краткосрочные режимные исследования	37,4	01.01.2023	08.01.2023	8	19,67	20,29	10,41	149,45	14,03	154,24	14,02	0,08	14,62
	36,4	09.01.2023	16.01.2023	8	24,34	25,12	12,89	184,97	14,21	190,89	14,21	0,10	14,71
	закрытие на КВД	17.01.2023	28.01.2023	12									
	32,4	29.01.2023	07.02.2023	10	53,60	55,31	32,64	509,20	14,72	525,49	14,74	0,31	15,02
	28,4	08.02.2023	17.02.2023	10	85,33	88,06	59,76	810,60	15,53	836,53	15,57	0,57	15,59
	24,4	18.02.2023	27.02.2023	10	113,42	117,05	91,35	1077,51	16,61	1111,98	16,69	0,87	16,46
	20,4	28.02.2023	09.03.2023	10	137,89	142,30	131,72	1309,92	17,92	1351,82	18,04	1,25	17,71
За период краткосрочных режимных исследований, т				68	62,56	64,57	49,13	4041,64		4170,94		3,17	
Долгосрочные режимные исследования	32,4	10.03.2023	31.05.2023	83	53,60	55,31	28,38	4226,33	22,15	4361,53	22,40	2,24	19,95
За период долгосрочных режимных исследований, т				83	53,60	55,31	28,38	4226,33	22,15	4361,53	22,40	2,24	19,95
Ожидаемая добыча нефти за год				151	57,64	59,48	37,73	8267,97		8532,47		5,41	

Таблица 4.1.4 - Характеристика основных показателей пробной эксплуатации с учетом программы режимных исследований по скважине ВУ-3

Период эксплуатации	Забойное давление, МПа	Скважина ВУ-3											
		Даты периода		Количество дней, сут	Средний дебит			Добыча нефти		Добыча жидкости		Добыча растворенного газа, млн.м ³ /сут	
		Начало	Завершение		нефти, т/сут	жидкости, т/сут	растворенного газа, тыс.м ³ /сут	Ожидаемая за период, т	Накопленная, тыс.т	Ожидаемая за период, т	Накопленная, тыс.т	Ожидаемая за период	Накопленная
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14
2022 год													
Краткосрочные режимные исследования	37,4	17.10.2022	24.10.2022	8	21,29	21,34	11,27	153,29	0,15	157,05	0,16	0,08	0,08
	36,4	25.10.2022	01.11.2022	8	25,92	25,98	13,72	186,60	0,34	191,19	0,35	0,10	0,18
	закрытие на КВД	02.11.2022	13.11.2022	12									
	32,4	14.11.2022	23.11.2022	10	99,25	99,49	60,44	893,24	1,23	915,20	1,26	0,54	0,72
	28,4	24.11.2022	03.12.2022	10	157,76	158,14	110,49	1419,87	2,65	1454,78	2,72	0,99	1,72
	24,4	04.12.2022	13.12.2022	10	209,58	210,08	168,79	1886,23	4,54	1932,61	4,65	1,52	3,24
	20,4	14.12.2022	23.12.2022	10	254,70	255,31	243,31	2292,31	6,83	2348,68	7,00	2,19	5,43
За период краткосрочных режимных исследований, т				68	111,63	114,37	88,68	6831,53		6999,52		5,43	
Долгосрочные режимные исследования	37,4	24.12.2022	31.12.2022	8	21,29	21,81	10,41	153,29	6,98	157,05	7,16	0,07	5,50
Ожидаемая добыча нефти за год				76	102,12	104,63	80,44	6984,82		7156,57		5,50	
2023 год													
Долгосрочные режимные исследования	37,4	01.01.2023	25.02.2023	56	21,29	21,97	11,27	1156,45	8,14	1193,45	8,35	0,61	6,11
	32,4	26.02.2023	30.04.2023	64	99,25	102,42	60,44	6161,34	14,30	6358,45	14,71	3,75	9,87
	28,4	01.05.2023	31.05.2023	31	157,76	162,81	110,49	4743,93	19,05	4895,70	19,60	3,32	13,19
За период долгосрочных режимных исследований, т				151	82,35	84,98	0,05	12061,73		12447,60		7,69	
Ожидаемая добыча нефти за год				151	82,35	84,98	0,05	12061,73		12447,60		7,69	

Таблица 4.1.5 - Характеристика основных показателей пробной эксплуатации с учетом программы режимных исследований по скважине ВУ-4

Период эксплуатации	Забойное давление, МПа	Скважина ВУ-4											
		Даты периода		Количество дней, сут	Средний дебит			Добыча нефти		Добыча жидкости		Добыча растворенного газа, млн.м ³ /сут	
		Начало	Завершение		нефти, т/сут	жидкости, т/сут	растворенного газа, тыс.м ³ /сут	Ожидаемая за период, т	Накопленная, тыс.т	Ожидаемая за период, т	Накопленная, тыс.т	Ожидаемая за период	Накопленная
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14
2022 год													
Краткосрочные режимные исследования	37,4	17.10.2022	24.10.2022	8	16,91	16,95	8,95	121,74	0,12	124,73	0,12	0,06	0,06
	36,4	25.10.2022	01.11.2022	8	21,36	21,41	11,31	153,76	0,28	157,54	0,28	0,08	0,15
	закрытие на КВД	02.11.2022	13.11.2022	12									
	32,4	14.11.2022	23.11.2022	10	79,91	80,10	48,66	719,18	0,99	736,86	1,02	0,44	0,58
	28,4	24.11.2022	03.12.2022	10	127,27	127,57	89,13	1145,39	2,14	1173,55	2,19	0,80	1,39
	24,4	04.12.2022	13.12.2022	10	169,20	169,61	136,27	1522,82	3,66	1560,27	3,75	1,23	2,61
	20,4	14.12.2022	23.12.2022	10	205,72	206,21	196,52	1851,48	5,51	1897,00	5,65	1,77	4,38
За период краткосрочных режимных исследований, т				68	90,10	92,32	71,59	5514,36		5649,96		4,38	
Долгосрочные режимные исследования	37,4	24.12.2022	02.01.2023	10	16,91	17,32	8,27	152,18	5,67	155,92	5,81	0,07	4,46
Ожидаемая добыча нефти за год				78	80,72	82,70	63,47	5666,53		5805,88		4,46	
2023 год													
Долгосрочные режимные исследования	37,4	01.01.2023	31.03.2023	90	16,91	17,45	8,95	1476,11	7,14	1523,33	7,33	0,78	5,24
	28,4	01.04.2023	31.05.2023	61	127,27	131,34	77,50	7530,29	14,67	7771,20	15,10	4,59	9,82
За период долгосрочных режимных исследований, т				151	61,49	63,46	36,65	9006,40		9294,53		5,37	
Ожидаемая добыча нефти за год				151	61,49	63,46	36,65	9006,40		9294,53		5,37	

Таблица 4.1.6 - Характеристика основных показателей пробной эксплуатации с учетом программы режимных исследований по скважине ВУ-5

Период эксплуатации	Забойное давление, МПа	Скважина ВУ-5											
		5		Количество дней, сут	Средний дебит			Добыча нефти		Добыча жидкости		Добыча растворенного газа, млн.м ³ /сут	
		Начало	Завершение		нефти, т/сут	жидкости, т/сут	растворенного газа, тыс.м ³ /сут	Ожидаемая за период, т	Накопленная, тыс.т	Ожидаемая за период, т	Накопленная, тыс.т	Ожидаемая за период	Накопленная
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14
2023 год													
Краткосрочные режимные исследования	37,4	25.04.2023	02.05.2023	8	9,70	10,01	5,14	73,73	0,07	76,09	0,08	0,04	0,04
	36,4	03.05.2023	10.05.2023	8	12,27	12,67	6,50	93,28	0,17	96,27	0,17	0,05	0,09
	закрытие на КВД	11.05.2023	22.05.2023	12									
	32,4	23.05.2023	31.05.2023	9	48,04	49,58	29,26	410,77	0,58	423,91	0,60	0,25	0,34
За период долгосрочных режимных исследований, т				37	16,44	16,96	9,63	577,78		596,27		0,34	
Ожидаемая добыча нефти за год				37	16,44	16,96	9,63	577,78		596,27		0,34	

Таблица 4.1.7 - Характеристика основных показателей пробной эксплуатации с учетом программы режимных исследований по скважине ВУ-6

Период эксплуатации	Забойное давление, МПа	Скважина ВУ-6											
		Даты периода		Количество дней, сут	Средний дебит			Добыча нефти		Добыча жидкости		Добыча растворенного газа, млн.м ³ /сут	
		Начало	Завершение		нефти, т/сут	жидкости, т/сут	растворенного газа, тыс.м ³ /сут	Ожидаемая за период, т	Накопленная, тыс.т	Ожидаемая за период, т	Накопленная, тыс.т	Ожидаемая за период	Накопленная
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14
2023 год													
Краткосрочные режимные исследования	37,4	25.04.2023	02.05.2023	8	13,77	14,21	7,29	104,65	0,10	108,00	0,11	0,06	0,06
	36,4	03.05.2023	10.05.2023	8	17,38	17,94	9,20	132,08	0,24	136,31	0,24	0,07	0,13
	закрытие на КВД	11.05.2023	22.05.2023	12									
	32,4	23.05.2023	31.05.2023	9	64,79	66,86	39,45	553,94	0,79	571,66	0,82	0,34	0,46
За период долгосрочных режимных исследований, т				37	22,49	23,21	13,16	790,67		815,97		0,46	
Ожидаемая добыча нефти за год				37	22,49	23,21	13,16	790,67		815,97		0,46	

Таблица 4.1.8 - Характеристика основного фонда скважин по месторождению

Годы и периоды	Ввод скважин, ед.			Накопленный фонд скважин, шт.	Эксплуатационное бурение, тыс. м	Выбытие скважин, ед.	Фонд добывающих скважин на конец года		Среднегодовой дебит на одну скважину, т/сут	
	всего	из бурения	из консервации				всего	механизированных	нефти	жидкости
2022	2	2	0	4	8,5	0	4	0	56,3	58,1
2023	2	2	0	6	17	0	6	0	61,0	63,6

Таблица 4.1.9 - Характеристика основных показателей пробной эксплуатации по отбору нефти и жидкости по месторождению

Годы и периоды	Добыча нефти, тыс. т	Темп отбора от извлекаемых запасов, %		Накопленная добыча нефти, тыс. т	Отбор извлекаемых запасов, %	КИН, доли ед.	Годовая добыча жидкости, тыс. т		Накопленная добыча жидкости, млн. т		Обводненность продукции, %	Добыча газа, млн.м ³		ГФ, м3/т
		начальных	текущих				всего	мех. способом	всего	мех. способом		годовая	накопленная	
2022	45,68	0,772	0,778	91,01	1,538	0,0043	47,14	0	97,74	0	3,1	33,189	56,289	726,6
31.05.2023	41,21	0,696	0,713	180,92	3,06	0,0086	42,97	0	144,04	0,0	4,1	32,382	155,456	785,7

5 ПРОГРАММА И ОБЪЕМ ИССЛЕДОВАТЕЛЬСКИХ РАБОТ ПО КОНТРОЛЮ ЗА ПРОБНОЙ ЭКСПЛУАТАЦИЕЙ

5.1 Цели и направления исследовательских работ

Целью реализации проекта пробной эксплуатации является уточнение геологического строения месторождения, получение промысловой информации по результатам контроля за изменением технологических параметров эксплуатации скважин и геолого-промысловых характеристик пластовой системы в течение всего периода пробной эксплуатации. Поэтому проведение комплекса исследовательских работ по имеющимся скважинам является важнейшей частью пробной эксплуатации месторождения.

Рекомендуемые виды и периодичность работ по контролю за пробной эксплуатацией представлены в таблице 5.1.1.

Комплекс исследовательских работ при пробной эксплуатации включает в себя контроль выработки запасов путем учета продукции добывающих скважин, контроль за состоянием добываемой продукции, эксплуатационных характеристик и энергетического состояния залежей, определение пластового давления по вскрытому разрезу, определение забойных давлений, физико-химических свойств нефти и газа, гидродинамические исследования, промыслово-геофизические исследования, определение остаточной нефтенасыщенности пласта в зонах дренирования.

Таблица 5.1.1 – Минимальный рекомендуемый комплекс исследований в период пробной эксплуатации

№№ п/п	Задачи	Виды работ/условия проведения	Сроки/периодичность выполнения
1	2	3	4
1	Замер дебитов нефти, жидкости, газа, буферного и затрубного давления	При вводе в эксплуатацию	Не менее трех на каждом режиме
		по действующим скважинам	1 раз в день
2	Определение обводненности продукции	При вводе в эксплуатацию	1 раз в день
		по действующим скважинам	
3	Определение газового фактора	При вводе в эксплуатацию	1 раз в день
		по действующим скважинам	
4	Определение пластового давления и пластовой температуры	При вводе в эксплуатацию	Разовые исследования
		по действующим скважинам	не реже 1 раза в квартал и при ГТМ
5	Определение забойного давления	При вводе в эксплуатацию	разовые исследования
		по действующим скважинам	не реже 1 раза в квартал, при необходимости ежемесячно
6	Исследование МУО (не менее чем на 3 режимах «прямого хода» и не менее 1 режима «обратного хода») при $R_{заб} > R_{нас}$ и $R_{заб} < R_{нас}$	В первый год ввода в эксплуатацию	1 раз в год, при необходимости 2 раза в год
		по действующим скважинам	При ГТМ (до/после), 1 раз в год

Продолжение таблицы 5.1.1

1	2	3	4
7	Исследование методом КВД с определением пластового давления	При вводе в эксплуатацию	разовые исследования
		в действующих скважинах	1 раз в год, а также при ГТМ (до/после) и по необходимости,
8	Исследование профиля притока и степени выработки запасов, определение источников и интервалов обводнения пластов, вскрытых перфорацией (комплекс ПГИ)	При вводе в эксплуатацию	разовые исследования
		в действующих скважинах	Не реже 1 раза в год и при ГТМ (до/после)
9	Отбор глубинных и поверхностных проб пластовых флюидов и физико-химический анализ нефти и газа	При вводе в эксплуатацию	разовые исследования
		По действующим скважинам	Глубинные пробы – один раз в год; Поверхностные пробы нефти и газа – раз в квартал
10	Отбор проб и химический анализ пластовой воды	При наличии воды в продукции скважины	1 раз в квартал
11	Контроль положения флюидных контактов и оценка изменения насыщенности		При ГТМ 1 раз в год.

Примечание: при необходимости специалистами недропользователя могут быть внесены соответствующие изменения в программу проведения комплекса исследований.

5.2 Программа испытаний и контроля за пробной эксплуатацией

В рамках программы испытаний и контроля за пробной эксплуатацией месторождения Восточный Урихтау рекомендуются различные мероприятия с целью наиболее полного его изучения.

Для скважин ВУ-3, ВУ-4, ВУ-5, ВУ-6 находящихся в бурении, для выявления и изучения в разрезе скважины нефтенасыщенных коллекторов и определения их параметров, уточнения интервалов отбора керна, контроля технического состояния ствола скважин, предусматривается комплекс *геофизических исследований*, приведенный в таблице 5.2.1.

Таблица 5.2.1 - Промыслово-геофизические исследования в скважине

№	Забой м	Методы	Интервал записи (м)	
			от	до
1	2	3	4	5
		Название колонны – Направление		
1	400	ГК, Кавернометрия, АК (dT), НГК, БК, Акустическая цементометрия, ФКД	0	400
		Название колонны – Кондуктор		
2	1200	ГК, Кавернометрия, АК (dT), НГК, БК, Геолого-технологические исследования и Газовый каротаж, Акустическая цементометрия, ФКД	400	1200
		Название колонны – Промежуточная		

Продолжение таблицы 5.2.1

1	2	3	4	5
3	2800	ГК, НГК, БК, МБК, АК (dT), КС-ПС, ГГКп, Инклинометрия, КВ, Терм, Геолого-технологические исследования и Газовый каротаж, Акустическая цементометрия, ФКД	1200	2800
Название колонны – Эксплуатационная				
4	4250	НГК; ГГКП; БК многозондовый; МБК; ПС; ГК; многозондовый боковой каротаж, гамма-спектрометрия естественного излучения, пластовый микроимиджер, АКШ (продольные и поперечные волны стоунли), Инклинометрия, замер давлений (25 точек), Геолого-технологические исследования и Газовый каротаж, Акустическая цементометрия, ФКД, Ультразвуковой АКЦ – Isolation Scanner (продольные и поперечные волны стоунли)	2800	4250

Примечание: При необходимости специалистами недропользователя могут быть внесены соответствующие изменения в программу проведения комплекса исследований.

Предусмотреть проведение геофизических исследований оптимальной сборкой геофизических моделей, позволяющих уменьшить количество спускоподъемных операций.

С целью уточнения фильтрационно-емкостных свойств и насыщения пластов-коллекторов, уточнения граничного значения пористости и проницаемости, определяемых по ГИС в скважинах, перполнительно включить в основной комплекс геофизических исследований скважин микросканирование пласта – фотокаротаж.

Наибольшая эффективность выполненных методов современного комплекса ГИС может быть достигнута при обеспечении его петрофизическими исследованиями образцов керна, отобранных при бурении проектных скважин.

Для оценки качества цементирования обсадных труб, определения высоты подъема цемента за колонной, оценки состояния цементного камня и качества изоляции пластов и горизонтов друг от друга применяют методы термометрии, акустической цементометрии, ФКД (фазокорреляционные диаграммы).

Для глубинных геохимических исследований необходимо проведение газового каротажа в процессе бурения скважин с отбором и анализом проб бурового шлама (наличие станции ГТИ) в интервале 400-4250м. Кроме того, в процессе газового каротажа извлекается газоздушная смесь из бурового раствора, которую анализируют и определяют суммарное содержание углеводородного газа с дальнейшим выделением процентного содержания компонентного состава газа.

Полученные данные газового каротажа вместе с выданным заключением ГИС открытого ствола являются базой для выборов объектов для освоения в эксплуатационной колонне.

Для доизучения и подтверждения принятых **петрофизических параметров** месторождения Восточный Урихтау при бурении скважины ВУ-3, ВУ-4, ВУ-5 и ВУ-6 рекомендуется отобрать керн, 100м в отложениях КТ-I и 100м в отложениях КТ-II (при

вскрытии продуктивных толщин интервалы будут уточняться) и провести следующие виды стандартных и специальных исследований (табл. 5.2.2):

Таблица 5.2.2 - Исследования керна

№ п/п	Виды аналитических работ	Ед. изм	КТ-I	КТ-II
1. Стандартный анализ керна				
<i>1</i>	<i>2</i>	<i>3</i>	<i>4</i>	<i>5</i>
1	Определение открытой пористости	образец	100	100
2	Определение проницаемости	образец	100	100
3	Определение объемной плотности	образец	100	100
4	Определение минералогической плотности	образец	100	100
5	Рентгено-минералогический анализ	образец	10	10
6	Изучение трещиноватости	образец	10	10
2. Специальный анализ керна				
1	Определение электрических свойств породы с измерением капиллярного давления	образец	30	30
2	Определение относительных фазовых проницаемостей в системе нефть/вода	образец	10	10
3	Определение коэффициента вытеснения нефти водой	образец	10	10
4	Определение смачиваемости породы	образец	10	10

Целью *проведения комплекса физико-химических исследований нефти, газа и воды* является получение данных о свойствах и составе пластовых флюидов, которые в пределах эксплуатационных участков, как правило, непостоянны.

Нефтяные системы в залежах находятся в термодинамически неравновесном состоянии, причем колебания их свойств в пределах залежей могут быть весьма значительны по величине и разнообразны по характеру.

Физико-химические исследования позволяют определить:

- физические параметры нефти в условиях пласта, включающие в себя давление насыщения, газосодержание, объемный коэффициент, вязкость, плотность, коэффициент сжимаемости нефти, усадку нефти;
- состав нефтяного газа, пластовой и дегазированной нефти, пластовой воды, содержание неуглеводородных (азота, углекислого газа, сероводорода) и углеводородных (метана, этана, пропана, бутанов, пентанов, гексанов и высших) компонентов;
- изменение параметров пластовой нефти, в зависимости от давления и температуры;
- исследование распределения углеводородов между газовой и жидкой фазами при ступенчатой сепарации пластовой нефти;
- физико-химическая характеристика дегазированной нефти, в которую входят плотность, вязкость, молекулярная масса, температура застывания и насыщения нефти парафином, фракционный состав, содержание парафина, асфальто-смолистых веществ, серы, воды и хлористых солей.

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

Необходимо с каждого испытываемого интервала проводить отборы пластовых проб нефти.

Главным условием отбора качественных глубинных проб является наличие однофазного притока пластовых флюидов на забой скважины, что возможно при превышении забойного давления над давлением насыщения. Отбор качественных проб пластовой нефти в условиях предельной или близкой к предельной насыщенности нефти газом имеет ряд особенностей и трудностей. Если режим растворенного газа имеет место только в призабойной зоне и не выходит за пределы депрессионной воронки, для отбора представительной пробы необходимо изменить режим работы скважины таким образом, чтобы забойное давление превышало давление насыщения, предварительно извлекая из призабойной зоны частично дегазированную нефть. Для этого необходимо согласно рекомендациям, ОСТ 39-112-80 «Нефть. Типовые исследования пластовой нефти» после остановки скважины на восстановление пластового давления и его замера перед отбором глубинных проб отработать скважину на минимальном режиме не менее трех суток для предотвращения двухфазового потока на забое скважины.

Для отбора качественных глубинных проб необходимо правильно подготовить скважину, главным условием чего является эксплуатация скважины только на *минимальном* режиме.

Подготовка скважины для отбора глубинных проб выполняется в следующем порядке:

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

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

На дату составления отчета флюидальная система месторождения Урихтау Восточный исследованы в пределах горизонтов толщи КТ-II по скважинам ВУ-1 и ВУ-2. За отчетный период по скважинам ВУ-1 и ВУ-2 дополнительно были отобраны 4 новые глубинные пробы. По полученным данным новых проб удалось уточнить свойства пластовой нефти горизонта КТ-II-3-2, и соответственно были скорректированы ранее принятые параметры для расчетов. Но стоит отметить, что новые глубинные пробы отобраны только в пределах горизонта КТ-II-3-2, а изученность остальных горизонтов остается на уровне предыдущего отчета. По ранее отобраным пробам из горизонтов КТ-II-3-1 и КТ-II-4 наблюдаются изменения параметров в широком диапазоне и отличия от данных новых проб. Также стоит, отметить, что свойства флюидальной системы горизонта КТ-I пробами не охвачена.

В связи с этим в дальнейшем требуется уточнение свойств флюидальной системы месторождения по горизонтам КТ-I, КТ-II-3-1 и КТ-II-4. Также рекомендуется отобрать и исследовать устьевые пробы газа для точного определения концентрации сероводорода.

Рекомендуемый список скважин для отбора и исследования проб пластовой и поверхностной нефти приведены в таблице 5.2.3.

Таблица 5.2.3 - Рекомендуемый список скважин для физико-химических исследований флюидов

Скв.	Горизонт	Рекомендуемый интервал отбора	Дата отбора	Количество проб	Виды исследования
ВУ-3	КТ-II	нефтяной горизонт по результатам освоения	2022г	По одной поверхностной и глубинной пробе из нефтеносных пластов	
ВУ-4	КТ-II		2022г		
ВУ-5	КТ-I; КТ-II		2023г		

Отбор и химический анализ проб попутной воды из продуктивных пластов проводится для уточнения и прогноза условий разработки месторождения при происходящих во время эксплуатации скважин изменениях водной системы. Предполагается, что пробная эксплуатация месторождения будет вестись при упруго-замкнутом режиме работы залежей, однако, в случае появления попутной воды в добывающих скважинах необходимо проводить отбор и химический анализ проб попутной воды.

Исследования попутных вод проводятся по следующим показателям:

- физико-химический состав: плотность, температура, водородный показатель (рН), 6-ти компонентный ионный состав (Cl^- ; SO_4^{2-} ; HCO_3^- ; Ca^{2+} , Mg^{2+} , Na^+ , K^+), растворенный сероводород, растворенный углекислый газ;

- состав водорастворимой органики (общая органика, летучая органика, битумы, нафтеновые кислоты, летучие фенолы, бензол);
- состав водорастворенного нефтяного газа (нейтральные и кислые газы: азот, гелий, углекислый газ, сероводород; углеводородные компоненты: метан, этан, пропан, бутаны, пентаны, гексаны);
- микрокомпонентный состав.

Для проведения комплекса гидродинамических исследований исходя из целей пробной эксплуатации следует предусматривать надежный контроль за изменением технологических параметров эксплуатации скважин и промысловых характеристик пластовой системы в течение всего времени реализации проекта. В связи с этим приводится минимально необходимый объем исследовательских работ по изучению режима работы продуктивной толщи по данным длительной эксплуатации скважин.

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

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

В соответствии с этим необходимо организовать контроль за изменением забойного давления, пластового давления, температуры и газового фактора при длительной эксплуатации скважин на постоянном штуцере (режиме). Для изучения дебитной характеристики скважин следует определять характер устойчивости дебитов при различных режимах эксплуатации. Для оценки устойчивости коллекторов необходимо систематически контролировать вынос мехпримесей. По скважинам перед пуском в эксплуатацию проводятся режимные исследования с целью определения продуктивной характеристики и соответствия ее расчетным данным. Если продуктивность скважин сохранилась, скважины запускаются в длительную эксплуатацию на постоянном режиме.

При обнаружении аномалий в продуктивности скважин в период длительной эксплуатации на режимах, при резком повышении обводненности продукции, скважины в обязательном порядке останавливают (без глушения). Выполняется комплекс необходимых исследований, анализируются причины аномалий и принимаются решения о дальнейшей пробной эксплуатации.

После получения качественной характеристики результатов испытания проводится исследование объектов в соответствии с инструкцией по гидродинамическим исследованиям скважин и пластов. Для определения важных гидродинамических

характеристик пластов и скважин по данным измерений дебитов и забойных давлений скважин эксплуатационных объектов проводятся исследования методом установившихся отборов (МУО) и неуставившихся режимов (кривая восстановления давления КВД). Основная задача исследований заключается в определении коэффициента продуктивности, проницаемости, гидропроводности и подвижности по данным гидродинамических исследований объекта.

Гидродинамические исследования МУО проводятся с целью определения коэффициента продуктивности скважины и энергетического состояния продуктивного пласта, что является обязательным видом исследования при вводе в эксплуатацию новых скважин. Исследование скважин МУО заключается в построении индикаторной диаграммы, отражающей зависимость дебита скважины от забойного давления. Для этого производится измерение указанных параметров на нескольких (минимум 3) режимах эксплуатации в возрастающем порядке депрессии и минимум одного режиме в нисходящем порядке депрессии (как правило, при максимальном забойном давлении, установившемся на одном из режимов «прямого хода»). Изменение режима эксплуатации производится изменением диаметра штуцера или оборотов насоса.

Во время замера дебита на каждом режиме отбираются поверхностные пробы жидкости для последующего анализа на обводненность.

При проведении исследований МУО должно быть предусмотрено не менее 3 режимов ниже давления насыщения и не менее 3 режимов выше давления насыщения. При этом не допускается снижение забойного давления до уровня ниже 80% от давления насыщения во избежание конусообразования воды и преждевременного существенного разгазирования нефти. По результатам данных исследований можно определить зависимость уменьшения коэффициента продуктивности от уровня снижения забойного давления относительно давления насыщения, что в дальнейшем, при составлении проекта разработки необходимо для определения минимально допустимого значения забойного давления.

В конце режимных исследований скважины останавливаются для снятия кривой восстановления давления. Материалы исследований обобщаются на предмет обоснования оптимальных для этих скважин режимов эксплуатации.

Согласно мировой практике, время эксплуатации на одном режиме отработки оценочно составляет: для коллекторов с абсолютной проницаемостью более $0,1 \text{ мкм}^2$ не менее 48 часов; $0,1-0,05 \text{ мкм}^2$ – 72 часов; $0,05-0,01 \text{ мкм}^2$ – 96 часов. Так как на месторождении Восточное Урихтау максимальное значение абсолютной проницаемости коллекторов составляет всего $0,0012 \text{ мкм}^2$ (таблица 3.5.2), время эксплуатации на одном

режиме должно составлять не менее 8 суток с обязательным условием установления стабильного режима.

КВД должны регистрироваться с помощью глубинных абсолютных и дифференциальных манометров непосредственно на забое скважины. При остановке скважин на регистрацию КВД, наряду с замером забойного давления, необходимо замерять затрубное и буферное давления для учета притока жидкости к забою скважин после их остановки. Для получения полной картины восстановления давления, продолжительность снятия КВД должна составлять не менее 10 суток с обязательным условием достижения стабилизации уровня давления и выходом кривой давления на продолжительный горизонтальный участок, свидетельствующий о достижении радиального притока флюида к скважине. Исследование КВД рекомендуется проводить в комплексе с использованием МУО для получения полного объема информации, используемой при интерпретации. При этом необходимо соблюдать важное условие – продолжительная эксплуатация скважины на установившемся режиме до остановки на исследование.

С целью контроля эффективности данного мероприятия, до и после его проведения необходимо проводить исследования МУО, определение профиля притока, замеры дебита и обводненности, а также температуры флюида на устье скважины.

Как указывалось в разделе 3.3.1, в условиях Восточного Урихтау отлично зарекомендовало себя исследование MDT в открытом стволе скважин, направленное на определение термобарических характеристик продуктивных пластов по всей глубине их залегания, в связи с чем данный тип исследования предлагается к применению при бурении проектных скважин ВУ-3, ВУ-4, ВУ-5, ВУ-6.

6 ТЕХНОЛОГИЯ И ТЕХНИКА ДОБЫЧИ НЕФТИ И ГАЗА

Задачей данной главы является оценка технических возможностей реализации проектных показателей по эксплуатации месторождения Восточный Урихтау и определение отсутствия (или наличия) реальных осложнений, требующих специальных проектно-технологических решений.

В соответствии с этим, рекомендации по применению оборудования, материалов и технологии не являются обязательными, а носят характер примеров обеспечения этой реализации и могут быть уточнены в процессе эксплуатации скважин с учетом актуальной ситуации.

6.1 Выбор рекомендуемых способов эксплуатации скважин, устьевого и внутрискважинного оборудования

Выбор рационального способа подъема жидкости из скважины, необходимого оборудования и режима его работы, с целью обеспечения проектной добычи месторождения исходит из геолого-физической характеристики продуктивных пластов, физико-химических свойств флюида и энергетического состояния эксплуатационных объектов.

На дату составления Дополнения к проекту пробной эксплуатации месторождения Восточный Урихтау (на 01.10.2021г.) добыча нефти на месторождении Восточный Урихтау осуществляется фонтанным способом. Весь пробуренный фонд скважин составляет 2 ед. Скважины ВУ-1, ВУ-2 числятся в добывающем фонде.

В таблице 6.1.1 приведены технологические показатели эксплуатации скважин рекомендуемого варианта пробной эксплуатации за период ввода скважин из бурения, т.е. до 2023г.

Согласно таблице 6.1.1 для рекомендуемого варианта запланирован ввод из бурения 4 добывающих скважин. Скважины добывающего фонда планируется эксплуатировать фонтанным способом, со средними дебитами на одну скважины по жидкости от 58,1 до 65,4 т/сут. Средняя обводненность варьируется от 2,3% до 4,1%.

Таблица 6.1.1 - Показатели эксплуатации скважин по месторождению Восточный Урихтау

Способ эксплуатации	Показатели	Годы		
		2021	2022	2023
<i>1</i>	<i>2</i>	<i>3</i>	<i>4</i>	<i>5</i>
Фонтан	Ввод скважин	0	2	2
	Средний эксплуатационный фонд	2	4	6
	Дебит по жидкости, тн/сут:			
	максимальный	-	-	-
	минимальный	-	-	-
	средний	65,4	58,1	63,6
Средняя обводненность, %	2,3	3,1	4,1	

6.1.1 Выбор и обоснование технологических режимов эксплуатации скважин

Выбор техники и технологии добычи нефти основан на условиях эксплуатации скважин, которые определяются исходя из геолого-промысловой характеристики продуктивных пластов, физико-химических свойств флюида и заданных условий эксплуатации скважин, рекомендуемого варианта разработки.

6.1.2 Условия фонтанирования скважин

Для скважин месторождения Восточный Урихтау, вскрывающих продуктивные интервалы, условия фонтанирования рассчитаны для скважин с подъёмником Ø73 мм.

6.1.3 Расчёт и обоснование минимального забойного давления.

Минимальные забойные давления фонтанирования определяются условиями и показателями варианта разработки, технологическими особенностями системы сбора и подготовки добываемых углеводородов.

Определение и установление оптимальных режимов работы добывающих скважин основывается на согласовании работы пласта и подъёмника, определяемое в результате расчёта гидродинамического движения газожидкостного потока в подъёмных трубах. В данной работе используется графоаналитический метод, в котором на основе кривых изменения давления $P=f(H)$ в колонне НКТ, строятся характеристические кривые работы подъёмника (изменение давления на забое скважины при фиксированных устьевых давлениях с учётом характеристики пласта, ствола и флюида) и затем строятся графики притока.

При эксплуатации скважин с забойным давлением выше давления насыщения среднее значение газового фактора должно оставаться постоянным на ранних стадиях разработки месторождения. Для этих условий на рисунке 6.1. приведен график работы пласта и подъёмника Ø73 мм, по которым можно выбрать режим эксплуатации скважин в зависимости от устьевого давления.

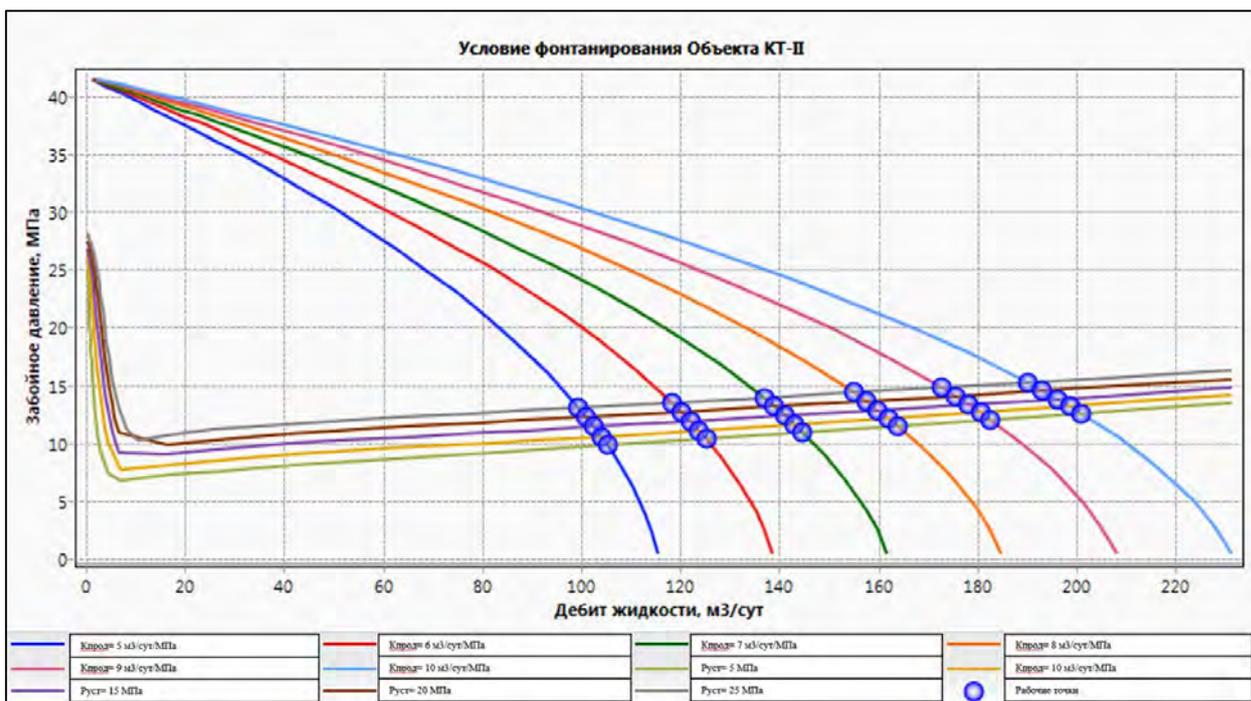


Рисунок 6.1.1 – Зависимость забойного давления от дебита скважины при различных устьевых давлениях и коэффициента продуктивности

На рисунке 6.1 приведена модель зависимости забойного давления от дебита жидкости скважины при различных устьевых давлениях и коэффициента продуктивности объекта КТ-II, при котором возможны условия фонтанирования. Как видно из рисунка 6.1. условия фонтанирования благоприятны при $P_{уст}$ от 5 МПа до 15 МПа и $P_{заб}$ от 6 до 16 МПа и $K_{прод}$ от 5 м³/сут/МПа до 10 м³/сут/МПа.

6.1.4 Обоснование выбора внутрискважинного оборудования

Рассчитать газожидкостный (фонтанный) подъёмник это значит выбрать его диаметр, длину и оптимальный режим работы, соответствующий промысловым условиям. Для таких расчётов используется графический метод, в основе которого лежат кривые изменения давления по колонне НКТ, $P=f(H)$ для труб различного диаметра, при различных дебитах.

По полученным зависимостям $P=f(H)$ строятся характеристические кривые работы подъёмника, т.е. изменение забойного давления (на башмаке подъёмника) от дебита при фиксированных значениях устьевых давлений.

Основным критерием при выборе компоновки НКТ и режима работы скважины является достижение минимальных потерь давления при движении флюида по колонне НКТ, т.е. перепад давления по длине подъёмника должен быть минимальным, а его пропускная способность и соответственно добыча максимально возможной.

В настоящее время для промысловых расчётов используются программные обеспечения (ПО), в основу которых заложены корреляции для гидродинамического расчёта движения газожидкостной смеси в колонне подъёмных труб.

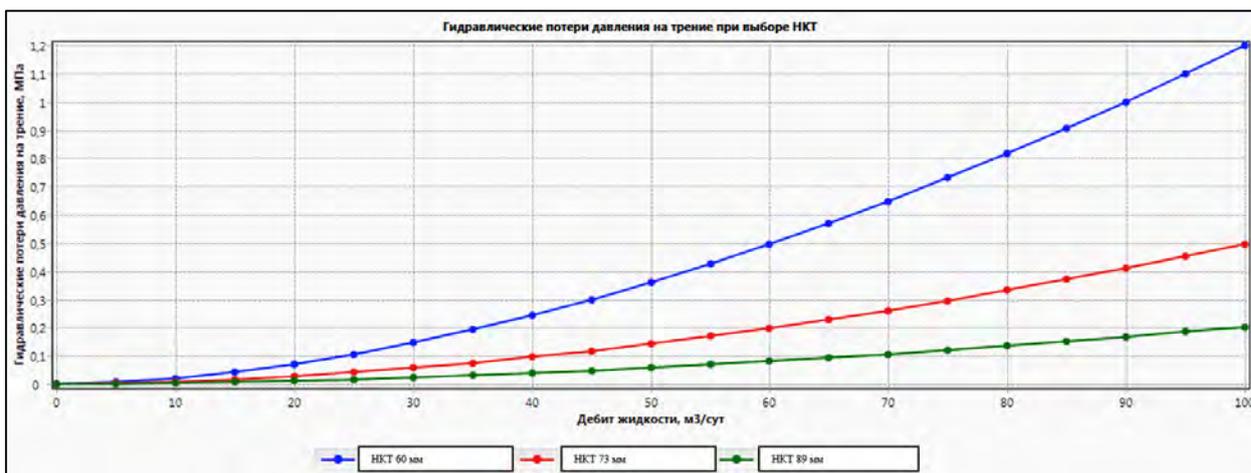


Рисунок 6.1.2 – Потери давления на трение для различных типоразмеров подъемников в начальный период эксплуатации

На рисунке 6.2 приведена модель по расчету которой, при спуске насосно-компрессорных труб до заданной глубины, согласно технологическим условиям эксплуатации, на нефтедобывающих скважинах месторождения наиболее удовлетворяет компоновка подъемника с условными диаметрами 73 или 89 мм, т.к. является более эффективной, позволяя пропускать значительные объемы жидкости с минимальными потерями давления.

Однако для каждой конкретной скважины спуск колонны НКТ большего диаметра обуславливается рентабельностью, если это не определяется другими более приоритетными факторами (необходимость спуска через колонну НКТ оборудования и приборов большего диаметра, и т.п.).

Выбор компоновок лифтовой колонны (размер и длина секций) основаны на том, что они обеспечивают:

- максимальную отдачу скважины;
- установку в скважине подземного оборудования, обеспечивающего эффективную и безопасную эксплуатацию скважины (клапан безопасности и пакер);
- проведение необходимых геофизических исследований;
- выполнение интенсификации с помощью гибких (спиральных) труб, а также гидравлического разрыва пласта;
- допуск на коррозию в размере примерно 20% от толщины стенки (около 1мм);
- достаточную сопротивляемость всем нагрузкам, возникающим в ходе различных операций, которые могут производиться в течение всего срока службы скважины.

Выбор глубины спуска башмака колонны над интервалом перфорации (до 50 м) обоснован следующим условием:

– расположение хвостовика выше интервала перфорации облегчает его техническое обслуживание и снижает подверженность его коррозии и эрозии потоками флюида из перфорационных отверстий, а также предотвращает возможность застревания хвостовика на забое;

– улучшает условия проведения исследований со спуском таких приборов, как РЛТ и др;

Подбор материала НКТ и внутрискважинного оборудования

Поскольку продукция скважин содержит сероводород, расчёт колонн насосно-компрессорных труб производится в соответствии с РД 39-0147014-515-85 «Особенности расчёта трубных колонн для нефтяных и газовых скважин сероводородсодержащих месторождений». Для одноступенчатой компоновки колонн с наружным диаметром 73 мм, спускаемой на глубину более 4000м, рекомендуется применять трубы из низколегированной стали марки С-90, Т-95 с пределом текучести σ_T до 758 МПа, отвечающие требованиям стандарта API, с гарантируемым пороговым напряжением (СКРН) и с резьбовыми соединениями металл по металлу.

Данные рекомендации по металлургии сделаны исходя из общих скважинных условий. Дальнейший подбор материала внутрискважинного оборудования необходим для уточнения спецификации указанных сплавов с учетом всех скважинных условий.

6.1.5 Обоснование выбора устьевого оборудования

На протяжении пробной эксплуатации месторождения Восточный Урихтау скважины эксплуатируется фонтанным способом. Рабочее давление фонтанной арматуры должно быть не меньше пластового давления рабочей среды и поэтому устье скважины следует оборудовать фонтанной арматурой на рабочее давление 70 МПа, с проходным диаметром стволовой части елки 80 мм и боковым отводом 65 мм, с ручным и автоматическим способом управления запорными устройствами АФК6Д-80/65Х70К2, для скважин, содержащих в продукции сероводород и углекислый газ до 6%.

Фонтанная арматура должна включать трубную головку, фонтанную ёлку с двумя стволовыми запорными устройствами ручного и автоматического управления Ø80 мм на 70 МПа, а также с ручным и автоматическим управлением задвижками на каждом рабочем боковом отводе Ø65 мм на 70 МПа. Фонтанная арматура с необходимым рабочим давлением будет уточняться. Боковые отводы фонтанной ёлки оборудованы штуцером, на рабочем – регулируемым, на резервной не регулируемым дросселем со сменными штуцерами.

В компоновку устья скважины рекомендуется включить следующее оборудование:

- станция управления ФА (СУФА) связь по протоколу ProfiBus DP или ModBus/RTU;
- систему для ввода ингибитора, метанола;
- систему связи аварийной остановки с диспетчерской установкой;
- управление подземным клапаном-отсекателем;
- МАФ 80(65)-70К2 блок технологический, блок задвижек, соединенный с ФА, трубными отводами (рабочие, резервные) и затрубным отводом.

Вышеуказанная компоновка оборудования может быть уточнена в соответствии с необходимыми требованиями.

Боковая выкидная арматура оборудуется штуцером для возможности регулирования дебита. Схема обвязки устья скважин должны предусматривать подачу ингибитора коррозии в затрубное пространство скважин и в выкидные трубопроводы.

6.2 Мероприятия по предупреждению и борьбе с осложнениями при эксплуатации скважин и промысловых объектов

В процессе эксплуатации скважин и наземного оборудования газоконденсатного месторождения Восточный Урихтау возможны такие виды осложнений, связанные с физико- химическими свойствами добываемой продукции, как коррозия скважинного и наземного оборудования, гидратообразования, парафиносмоловые отложения во внутрискважинном и наземном оборудовании, отложения неорганических солей, загрязнение призабойной зоны добывающих скважин.

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

6.2.1 Мероприятия по борьбе с коррозией

В процессе эксплуатации скважин на месторождении Восточный Урихтау может происходить коррозия оборудования, вследствие наличия в продукции коррозионных компонентов CO_2 в присутствии воды.

Пластовая вода относится к средним рассолам хлоркальциевого типа. Общая минерализация вод равняется $73,1 \text{ г/дм}^3$, средняя удельная плотность вод – $1,066 \text{ г/см}^3$. Среда вод кислая, $\text{pH} = 5,4$, соленость вод в градусах Боме = $9,1^\circ\text{Боме}$. Коэффициент метаморфизации вод ($r_{\text{Na}^+}/r_{\text{Cl}^-}$) составляет $0,75$, коэффициент сульфатности, $(r_{\text{SO}_4^{2-}} \cdot 100 / r_{\text{SO}_4^{2-}} + r_{\text{Cl}^-}) = 0,5 \cdot 0,90$

Микрокомпонентный состав воды представлен содержанием: йода – до 21 мг/л, брома – до 96,4 мг/л, бора – 52,05 мг/л, лития – 19,5 мг/л, рубидия – 2,3 мг/л, стронция – 370,6 мг/л.

Присутствие в пластовых водах большого количества ионов хлора и сульфата может инициировать локальную коррозию. Хлор и сульфид ионы депассиваторы, внедряются в пассивирующую поверхность металла оксидные или сульфидные плёнки, способствует их локальному растворению и, тем самым, инициирует локальные коррозионные процессы в виде язв и питтингов. Присутствие значительного количества сульфатов в подтоварных водах может инициировать появление сероводорода в газе по отдельным скважинам. По теории микробной сульфатредукции из 100 мг/л сульфатов, в идеальных условиях, может образоваться около 10 мг/л биогенного сероводорода.

Эрозионной коррозии в первую очередь могут подвергаться выступающие части подземного оборудования скважин: муфты штанг, элементы погружных насосов, муфты НКТ, тело НКТ перед высаженным внутрь концом НКТ, а также переводники, отводы, клапаны, фильтры на участках сужения сечения в наземном оборудовании системы сбора и подготовки нефти и сточной воды.

Активизация процессов коррозии подземного оборудования добывающих скважин, может возникать в случае применения каких-либо методов по интенсификации работы скважин: СКО, проведение различных промывок и обработок скважин.

Для предотвращения коррозии и снижения потерь от нее обычно должны производиться следующие мероприятия:

1. применять насосно-компрессорные трубы, скважинное, насосное и прочее оборудование и трубопроводы в коррозионностойком исполнении либо с антикоррозионным покрытием;
2. производить дозирование соответствующих химреагентов - ингибиторов коррозии в скважины и наземные трубопроводы.

В настоящее время в мировой практике применяется широкая номенклатура таких реагентов и оборудования. Конкретная марка, производитель, объемы и периодичность дозирования определяются в процессе эксплуатации на основании дополнительных технико-экономических исследований с учетом опыта их применения в регионе.

В составе наземного оборудования на скважинах и других объектах могут быть предусмотрены блочные дозирующие установки для химреагентов с многоточечными насосами. Оборудование, сосуды, аппараты, трубопроводы и другие установки должны иметь соответствующие штуцеры для ввода реагентов в расчетные точки.

Для прогнозирования отложений неорганических солей и выбора методов защиты необходимо:

- проводить комплекс исследований по определению компонентного состава попутно-добываемых вод по месторождению и в точках их смешения (пунктах сбора и подготовки), совместимости и стабильности вод;
- проводить непрерывный контроль за продвижением (выносом) пластовых вод в скважины.

6.2.2 Мероприятия по борьбе с отложениями, смол, асфальтенов и парафина (АСПО)

Нефть месторождения Восточный Урихтау классифицируются как сернистая, и относятся к второму классу. По содержанию парафина нефть относится к парафинистым. Величина концентрации парафина в нефти в среднем составляет 1,8% масс в поверхностных условиях.

Одним из наиболее распространенных осложнений при добыче нефти являются асфальтено-смолисто-парафиновые отложения (АСПО). Основной причиной, приводящей к образованию АСПО, является снижение растворяющей способности нефти по отношению к парафину в результате уменьшения температуры и разгазирования, причём преобладает температурный фактор.

При движении нефти от забоя до промысловых сооружений охлаждение, в основном, происходит при движении по стволу скважины за счет теплообмена с окружающей средой, а также за счет выделения и расширения газа, обусловленного снижением давления. В результате уменьшения температуры снижается растворяющая способность нефти, и твердые парафины начинают выделяться из раствора, при этом наиболее интенсивная парафинизация происходит в подъемных трубах и в внутрискважинном оборудовании.

Таким образом, на образование АСПО существенное влияние оказывают:

- снижение давления на забое скважины и связанное с этим нарушение гидродинамического равновесия газожидкостной системы;
- интенсивное газовыделение;
- уменьшение температуры в пласте и в стволе скважины;
- изменение скорости движения газожидкостной смеси и отдельных ее компонентов;
- состав углеводородов в каждой фазе смеси;
- соотношение объема фаз;
- состояние поверхности труб.

С целью прогнозирования интервалов отложения парафина в трубах необходимо учитывать такой параметр, как температура насыщения нефти парафином, при которой нефть из однофазного состояния при условии термодинамического равновесия переходит в двухфазное.

В случае подтверждения образования парафиноотложений в процессе эксплуатации скважин месторождения Восточный Урихтау, необходимо будет предусмотреть меры предотвращения парафиноотложений. Из практического опыта известно, что для низкодебитных скважин наиболее эффективны химические методы борьбы с АСПО, для среднедебитных - механические и тепловые, высокообводненных – защитные покрытия.

Среди тепловых методов, применяемых в скважинах, эксплуатируемых ШГН, в настоящее время преобладают: промывка скважин горячей нефтью; пропарка оборудования острым паром; использование электрических нагревателей.

Физические методы основываются на применении электрических, магнитных, электромагнитных полей, механических и ультразвуковых колебаний. Наиболее перспективными из физических методов являются воздействие переменных электромагнитных полей на парафинистую нефть, а также устройства на основе постоянных магнитов, предотвращающие образование АСПО и не требующие ни химических реагентов, ни электроэнергии (например, петромагнитные устройства «Магнифло» производства компании «Петролеум Магнетик Интернешнл», г. Одесса и штат Техас, США; депарафинизаторы серии МОЖ НПФ «Технологические системы» и др.).

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

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

Химический метод предназначен для удаления и предупреждения парафиноотложений с помощью химических реагентов, растворителей. Основным требованием к ингибиторам парафиноотложений является достижение высокой эффективной защиты оборудования. При выборе ингибиторов следует учитывать его физико-химические свойства (вязкость, температура кристаллизации парафина, растворимость, плотность), которые должны позволять их применение в зимних условиях.

Кроме того, защищая оборудование от парафиноотложений, ингибиторы должны обладать определенным комплексом и других свойств, обеспечивающих их активное

использование. Для окончательного выбора реагентов – ингибиторов парафиноотложений необходимо проведение опытно-промышленных испытаний по подбору оптимального реагента. Если технология ингибирования предусматривает использование ингибитора совместно с растворителями и другими химическими добавками, то необходимо проведение лабораторных исследований контроля качества соответствующих растворов.

Проведение систематического контроля за парафинизацией оборудования и трубопроводов является необходимым условием оптимального использования ингибиторов. Необходимо разработать методику мониторинга парафиноотложений и определить эффективность применения и уточнить расходный показатель намеченного к применению ингибитора и растворителя парафиноотложений.

Следует отметить, что рынок услуг нефтедобычи предлагает множество химических реагентов, поставку и сервисное сопровождение работ на объектах заказчика. Например, ингибитор парафиноотложения комплексного действия СНПХ-7821, ЕС-6426А (фирмы Налко/Эксон) и др.

6.2.3 Мероприятия по предупреждению гидратообразований при добыче газа

На месторождении Восточный Урихтау образованию гидратов может способствовать наличие в составе газа сероводорода (2,15%) и углекислого газа (1,47%). Так, сероводород может образовать гидрат при давлении всего 0,86 МПа при температуре 21,1°С.

Компоненты природного газа, соединяясь с водой, могут образовывать твердые кристаллические соединения – газовые гидраты. Из опыта промысловой практики известно, что интенсивно гидраты в газовых скважинах образуются при освоении скважин после бурения. Это объясняется тем, что призабойная зона насыщена водой, отфильтрованной из бурового раствора. При освоении она выносится пластовой жидкостью в скважину и, контактируя с газом, при соответствующих термодинамических условиях (температура, давление), переходит в гидратную фазу.

Несмотря на то, что гидраты являются неустойчивыми соединениями углеводородов с водой, однако, отлагаясь в стволе скважин, в системе сбора и транспорта газа, резко уменьшают их пропускную способность вплоть до полного прекращения подачи газа.

Анализ промыслового материала показал на наличие гидратообразований на скважине №7 и У-1.

При исследовании 17.03.87 г на 8 мм штуцере дебит смеси составлял 212,72 тыс. м³/сут.; дебит газа – 161,51 тыс. м³/сут; дебит конденсата 82,208 м³/сут; при Рзаб = 23,4 МПа непроход глубинного манометра на глубине 27 м из-за гидратообразований.

После закачки 0,5 м³ метанола гидратная пробка была ликвидирована.

При исследовании 27.06.88 г на скважине №17 на 4 мм штуцере дебит смеси составлял 61,7212 тыс м³/сут; дебит газа - 49,184 тыс. м³/сут; дебит конденсата 24,176 м³/сут; при P_{заб}=29,1 МПа был зафиксирован непроход глубинного манометра на глубине 5 м из-за гидратообразований. Гидратная пробка была ликвидирована закачкой метанола 0,5 м³. Через 50 суток (21.08.88 г) - повторный непроход прибора. Пробка ликвидирована закачкой 2 м³ метанола.

При исследовании 31.12.2012 г на скважине У-1 в процессе работы на 9 мм штуцере поступления жидкости снизилась от 1,6м³ до 0м³/, трубное давление снизилось до 0 атм. При выяснении причины снижения поступления жидкости и устьевого давления выяснилось, что штуцерная камера и фонтанная арматура забита гидратом. Для удаления гидрата в фонтанную арматуру была закачена химия. После очистки Ф/А проведена отработка скважины. При попытке провести шаблонирование скважины с последующим проведением замера забойного давления, лифт НКТ оказался забит гидратом. Далее проведена очистка лифта НКТ от гидрата специализированной компанией, очистка проведена в интервале от устья до глубины 245м, в интервале 245-2905м проведено шаблонирование скважины, лифт НКТ чист.

В процессе отработки скважины на 9мм штуцере давления в трубном и затрубном пространстве увеличились до 200/120 атм., поступление при этом начало снижаться от 105м³ до 3м³, во избежание повторного гидратообразования проведена смена штуцера с 9мм на 7мм.

Поступление жидкости в первый час работы скважины на 7мм штуцере – 1,5м³, последующие часы поступление прекратилось, при повторном осмотре обнаружено, что штуцерная камера и фонтанная арматура (ФА) забита гидратом. Для удаления гидрата в фонтанную арматуру была закачена химия объемом 0,2м³.

После стоянки на реакцию проведена отработка и закрытие скважины для замера пластового давления. После восстановления устьевого давления (P_у=210/200атм) проведен замер пластового давления приборами ГИС. Пластовое давление составляет 305,3атм. После замера пластового давления произведен запуск скважины на 5мм штуцере, после стабилизации давления проведен замер забойного давления на 5мм штуцере.

В стволе скважины в статическом и динамическом режимах уровни раздела фаз в интервале 0-2900 м не отмечаются.

Состав смеси УВ в интервале исследований в НКТ – однородный, плотность 0.3-0,35 г/см³.

Какие-либо аномалии по данному комплексу ГИС в интервале 2800-2900м не отмечаются. По завершению записи забойного давления скважина была закрыта на КВД.

Принимая во внимание вышеизложенное, можно сделать вывод, что в процессе разработки месторождения, необходимо предусмотреть вопросы защиты оборудования от осложнений, связанных с гидратообразованиями нефтепромыслового оборудовании.

Ингибирование гидратообразования является одним из наиболее распространенных способов борьбы с гидратами. В качестве ингибиторов широко используются электролиты, спирты и гликоли.

Одним из способов предупреждения гидратообразования в стволе скважины является ввод метанола капельницами с дозировкой $800 \text{ г}/1000\text{м}^3$ на забой скважины по затрубному пространству. Метанол, вводимый в затрубное пространство, стекает по стенкам скважин до башмака насосно-компрессорных труб, где захватывается газовым потоком и выносится на поверхность, предупреждая образование гидратов.

Также один из способов предупреждения гидратообразования является применение импульсной трубки. Импульсная трубка спускается вместе с НКТ через затрубное пространство и устанавливается на глубине 400м, так как гидрат образуется на глубине 0-300м. Для подкачки метанола капельным путем предусмотреть на устье скважины насос БР.

Технология ввода метанола предусматривает как периодическую закачку реагента, так и постоянное дозирование.

По исследованиям, проведенным ЮжНИИГипрогаз (Донецк), технологии постоянного и периодического ингибирования скважин и шлейфов практически одинаково эффективны и могут быть взаимозаменяемы.

При периодической закачке метанола, как показывает опыт эксплуатации газоконденсатных месторождений, метанол закачивается в работающие скважины один раз в два месяца с помощью передвижной установки, в бездействующие – два раза в год.

При постоянном дозировании метанол подается в затрубное пространство скважины дозировочным насосом, по специальному метанолопроводу, проложенному к устью скважины вдоль выкидной линии с дозировкой $800 \text{ г}/1000\text{м}^3$. Из затрубного пространства метанол через ингибиторный клапан поступает в НКТ и выносится из скважины газожидкостным потоком.

Схема подачи метанола представлена на рисунке 6.2.1.

В связи с вводом из бурения скважин, близ расположенных водоохранной зоны, для предотвращения на случай загрязнения природоохранной зоны, необходимо вдоль реки Жем возведение дамбы протяженностью 7 км на расстоянии 500 м.

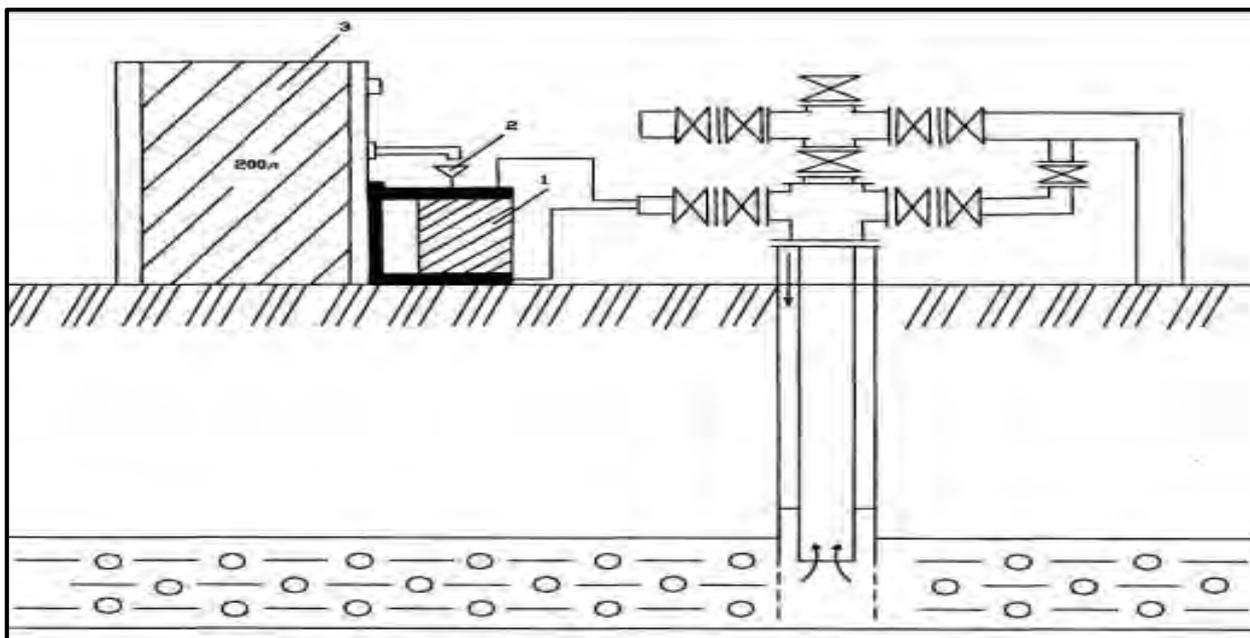


Рис. 6.2.1 – Схема обвязки скважины для периодической закачки химических реагентов с помощью дозирующих устройств типа метанолец
 1 – дозирующее устройство; 2 – воронка; 3 - емкость

Рекомендации:

1. Для защиты нефтепромыслового оборудования от парафиноотложений произвести подбор эффективного и экономически выгодного ингибитора парафиноотложений.
2. Для защиты от коррозии внутренней поверхности НКТ добывающих скважин рекомендуется применение НКТ с внутренним защитным (эмалевым) покрытием. В опытном порядке рекомендуется применение НКТ из алюминиевых сплавов, обладающих высокой коррозионной стойкостью в сероводородсодержащих средах. Защита от коррозии обсадных колонн может быть осуществлена спуском труб из коррозионностойкой стали или труб с защитным покрытием.
3. Предусмотреть защиту оборудования от осложнений, связанных с гидратообразованиями нефтепромыслового оборудования.

Ниже представлены рекомендуемые мероприятия по предупреждению и борьбе с осложнениями при эксплуатации скважин

Таблица 6.2.1 – Рекомендуемые мероприятия по предотвращению осложнений при эксплуатации скважин

№№ п/п	Наименование периода	Виды мероприятий	Объемы применения	Периодичность	Примечание
1	2	3	4	5	6
1	На период прогноза	Ингибиторная защита	Подземное и наземное оборудование Все высоконапорные водоводы сточной воды и нагнетательные линии системы ППД	Непрерывно	После проведения исследований по подбору ингибиторов

Продолжение таблицы 6.2.1

1	2	3	4	5	6
2		Обработки растворителями и композициями на их основе, обработки горячей нефтью.	глубинное оборудование, выкидные линии	по графику	После проведения лабораторных исследований и разработки нормативно-технологической документации
3		Механическая очистка поверхности подземного оборудования	глубинное оборудование,	Ежеквартально	
4		Ингибиторы гидратообразования	Подземное и наземное оборудование	В зимний период	После проведения исследований по подбору ингибиторов

6.3 Требования и рекомендации к системе сбора и промысловой подготовки продукции

6.3.1 Требования к системе внутрипромыслового сбора

Существующая система внутрипромыслового сбора и транспорта месторождения Восточный Урихтау удовлетворяет следующим требованиям, в соответствии с «Едиными правилами разработками...»:

- обеспечивает герметичность сбора добываемой продукции;
- обеспечивает минимальные выбросы в атмосферу;
- обеспечивает точный замер дебита продукции каждой скважины;
- При выборе технологии внутрипромыслового сбора и транспорта учитывалось:
 - устьевые давления и динамику их изменения в процессе эксплуатации месторождения;
 - газосодержание добываемой продукции;
 - реологические характеристики добываемой продукции (вязкость, плотность, высокую температуру застывания);
 - схема расположения добывающих скважин;
 - ожидаемые дебиты нефти и газа;
 - прогнозируемый уровень обводненности;
 - удаленность действующего объекта подготовки от добывающих скважин.

6.3.2 Текущее состояние системы сбора и промышленной подготовки продукции

В 2019 году был утвержден «Проект пробной эксплуатации месторождения Восточный Урихтау». В рамках данного проекта было определено 2 варианта (основной и дополнительный) обустройства месторождения на период пробной эксплуатации.

К работе недропользователем был принят дополнительный вариант системы сбора и промышленной подготовки продукции скважин, с учетом расширения ДНС:

- установка блока осушки газа, производительность 64,9 млн м³/г, в целях предотвращения гидратообразований по трассе газопровода ДНС—УКПГ-40 Кожасай ТОО «Gas processing Company»;
- строительство газопровода, протяженностью 32,2 км «ДНС—УКПГ-40 Кожасай ТОО «Gas processing Company»;
- строительство топливного газопровода от сетей КТГ до ДНС.

Ввод газопровода в эксплуатацию планируется в начале сентября 2022 года.

По дополнительному варианту, продукция со скважин поступает на АГЗУ-4, далее по промышленному трубопроводу Ø159 на ДНС (дожимную насосную станцию), расположенную на месторождении Урихтау, где будет проводиться разделение продукции на жидкую и газовую фазы. Далее насосами ЦНСНт 13-245 по нефтепроводу Ø159 мм, протяженностью 26,6 км транспортируется на ЦПНГ Алибекмола.

Описание текущей системы сбора продукции

Систему сбора скважинной продукции месторождения Восточный Урихтау составляют:

- выкидная линия от скважины ВУ-1 до АГЗУ-4, Ø89 протяженностью 830 м;
- выкидная линия от скважины ВУ-2 до АГЗУ-4, Ø89 протяженностью 850 м;
- автоматизированная групповая замерная установка—АГЗУ-4;
- нефтегазопровод АГЗУ-4—ДНС, Ø159 протяженностью 4500 м.

Описание текущего процесса подготовки продукции

На ДНС осуществляются следующие технологические операции:

- предварительный отбор газа на установке предварительного отбора газа;
- первая ступень сепарации нефти С-1 и газа ГС-1;
- вторая ступень сепарации нефти С-2 и газа ГС-2;
- третья ступень сепарации концевой сепарационной установки (далее – КСУ);
- подача сырой нефти самотеком с КСУ в резервуар Р-1 (объем 1000 м³);
- подача сырой нефти под давлением насосов по нефтепроводу в направлении

ЦПНГ Алибекмола ТОО «Казахойл Актобе»;

- азотная компрессорная станция для продувки и опрессовки трубопроводов и оборудования, планируется ввод;
- подача ингибиторов коррозии в поток жидкости на входе в ДНС;
- подача ингибитора гидратообразования в газопровод на выходе из газосепаратора ГС-1, ГС-2 и КСУ, а также в штуцера уровнемеров сепараторов;
- оперативный замер количества нефти и газа на выходе с ДНС;
- удаление механических примесей из продукции поступающего сырьевого потока с помощью фильтров-грязеуловителей на входе ДНС.

На рисунке 6.3.2.1 изображена принципиальная технологическая схема процесса подготовки жидкости на ДНС.

Продукция нефтяных скважин месторождения Урихтау поступает в нефтегазовый сепаратор первой ступени С-1 объемом $V=6,3 \text{ м}^3$, в котором при давлении 1,76МПа (изб.) происходит разделение нефти и газа.

Частично разгазированная в сепараторе С-1 нефтегазовая смесь поступает на вторую ступень сепарации С-2. Далее нефть направляется на КСУ для окончательной дегазации нефти до требуемых значений, далее на Р-1. Накопленная нефть в Р-1 откачивается из резервуара насосами Н-1/1,2 в нефтепровод внешнего транспорта диаметром $\text{Ø}159 \times 7 \text{ мм}$, протяженностью 26,6 км. Перед ЦПНГ месторождения «Алибекмола» нефть проходит через узел учета и далее по подземному нефтепроводу от узла учета до точки врезки подключается к входному коллектору ЦПНГ. Подключение к коллектору на ЦПНГ осуществляется по техническим условиям м/р «Алибекмола».

До расширения ДНС:

Выделившийся в С-1 газ поступает в газосепаратор ГС-1, в свою очередь газ с С-2 поступает в газосепаратор ГС-2, где отделяется от капельной жидкости. Далее сырой газ сжигается на факелах высокого и низкого давления, на основании разрешения сжигания на факелах сырого газа в период пробной эксплуатации.

После расширения ДНС:

В настоящее время «КазНИПИМунайгаз» разрабатывается рабочий проект по расширению ДНС, в рамках которого планируется установка компрессорных установок и установка осушки газа.

Согласно разрабатываемой технологической схеме (рисунок 6.3.2.2), выделившийся в С-1 газ поступает в газосепаратор ГС-1, где отделяется от капельной жидкости. Газ первой ступени по трубопроводу подается на установку осушки газа (УОГ) и далее через узел оперативного учёта газа (ОУУГ) транспортируется по газопроводу $\text{Ø}219 \times 8 \text{ мм}$ на УКПГ-40 Кожасай ТОО «Gas processing Company» (60 млн. $\text{м}^3/\text{год}$).

Выделившийся в С-2 газ поступает в газосепаратор ГС-2, где отделяется от капельной жидкости. Весь отделившийся газ на С-2, ГС-2 и КСУ подается в факельный газопровод для сжигания на факельной установке УФ. В дальнейшем после установки проектируемых компрессоров, весь отделившийся газ на С-2, ГС-2 и КСУ будет подаваться в компрессорные установки К-1 и К-2 и далее будет направляться на переработку (на данный момент ведется работа по «Актуализации концепции полномасштабного освоения группы месторождений Урихтау», где рассматриваются различные варианты по дальнейшему процессингу газа).

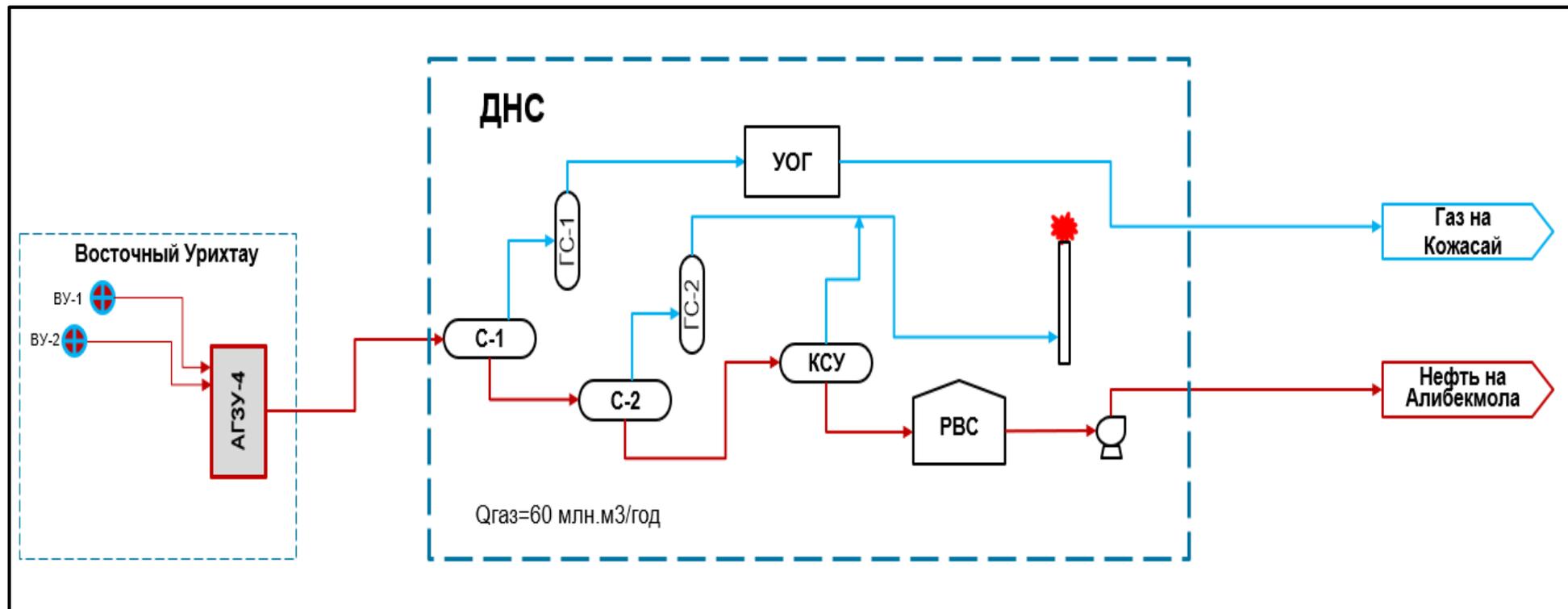


Рисунок 6.3.1 – Принципиальная схема подготовки продукции

На месторождении Восточный Урихтау содержание серы и парафина в нефти в среднем принимаются на уровне 0,73 и 2,11 масс%, соответственно нефть является «сернистой» и «парафинистой». Содержание сероводорода в составе газа — до 5,32 % и углекислого газа — до 2,36 %.

Наличие сероводорода в нефти и газе, способствуют образованию коррозионных процессов, что обуславливает необходимость применения ингибитора коррозии в процессе подготовки продукции. В настоящее время на производстве применяется ингибитор коррозии – «EASY-CI».

Рекомендуется проводить мониторинг/диагностику коррозии и антикоррозионные мероприятия по защите трубопроводов и оборудования, для своевременного предотвращения их коррозионного износа и обеспечения безопасной эксплуатации.

Сероводород и углекислый газ, в составе газа, соединяясь с водой при определенных термобарических условиях, могут образовывать твердые кристаллические соединения — газовые гидраты. Гидраты, отлагаясь в стволе скважины, в системе сбора и транспорта газа резко уменьшают их пропускную способность. Предупреждение гидратообразования осуществляется вводом ингибиторов, осушкой газа от паров воды, поддержанием температуры газа выше температуры гидратообразования, поддержанием давления ниже давления гидратообразования. В настоящее время для предупреждения гидратообразования, устья скважин ВУ-1, ВУ-2 и АГЗУ-4 снабжены теплоэлектронагревателями (ТЭН), а также производится подача ингибитора гидратообразования «EASY-GG».

В 2021г. Атырауским филиалом ТОО «КМГ Инжиниринг» была выполнена НИР по борьбе с гидратообразованием и другими осложнениями на месторождении Восточный Урихтау, в рамках данной работы были рекомендованы следующие технологии для решения проблематики гидратообразования:

- Применение саморегулирующегося нагревательного кабеля, для постоянного поддержания температуры на устье скважин.
- Применение технологии «ИВЧТА», основанная на использовании сильноточной импульсной высокочастотной энергии.

Проектные решения

В период пробной эксплуатации на месторождении Восточный Урихтау планируется ввод следующих скважин:

- ВУ-3, ввод в эксплуатацию 01.12.2022;
- ВУ-4, ввод в эксплуатацию 01.12.2022;
- ВУ-5, ввод в эксплуатацию 12.05.2023;

- ВУ-6, ввод в эксплуатацию 12.05.2023.

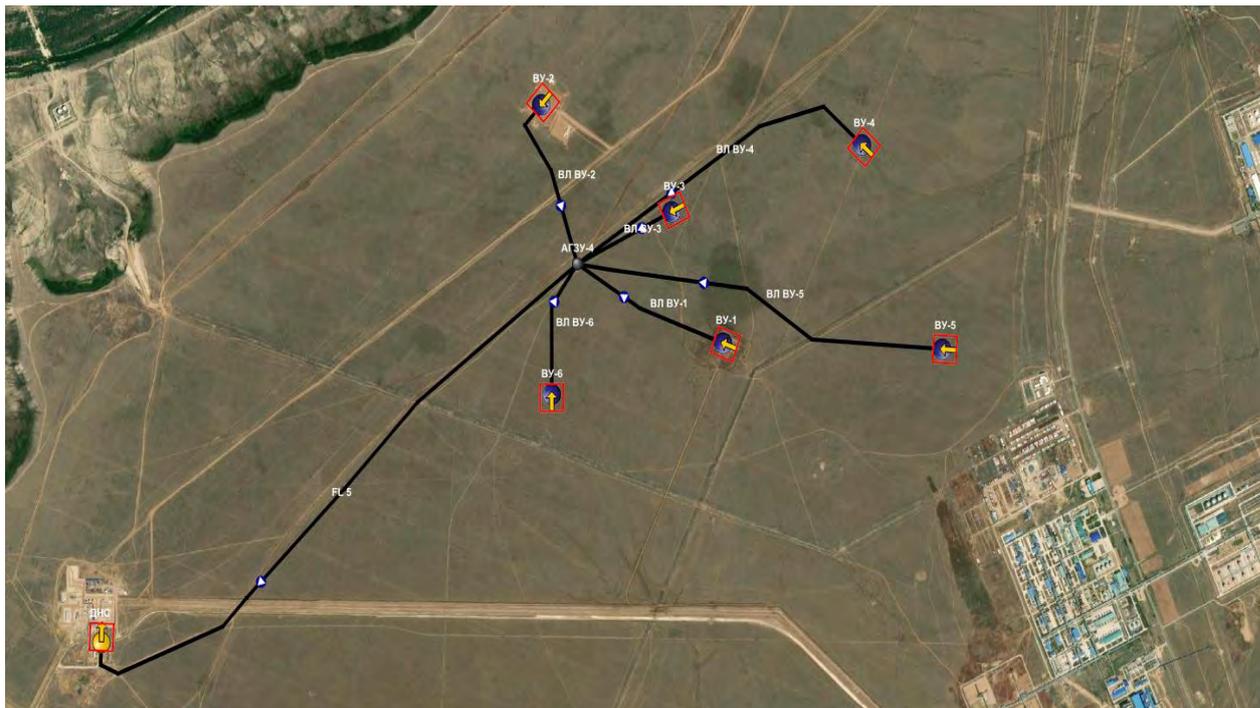


Рисунок 6.3.3 – Схема расположения действующих и проектных скважин месторождения Восточный Урихтау

Для ввода в эксплуатацию скважин необходимо будет выполнить объем работ, указанных в таблице 6.3.1.

Таблица 6.3.1 – Объем строительных работ

№п/п	Наименование	ЕИ	Всего	Период пробной эксплуатации	
				2022	2023
Система сбора					
1	Обустройство скважин	ед.	4	2	2
2	Прокладка выкидных линий от скважин до АГЗУ, Ø89×7	м	5074	2374	2700

6.4 Требования и рекомендации к качеству воды, используемой для заводнения

На период пробной эксплуатации на месторождении Восточный Урихтау система поддержания пластового давления (ППД) не реализуется.

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

На период пробной эксплуатации на месторождении Восточный Урихтау методы повышения нефтеизвлечения не осуществляются.

6.6 Программа утилизации газа

15 октября 2020 года по итогам заседания Рабочей группы была утверждена «Корректировка программы развития переработки сырого газа на месторождении Восточный Урихтау ТОО «Урихтау Оперейтинг» в период пробной эксплуатации на 2021 г.». Согласно «Корректировке программа развития переработки сырого газа..», сжигание сырого газа при пробной эксплуатации месторождения Восточный Урихтау, составляет, в период с 01.01—31.08.21 гг. – 44,799 млн м³, при добыче газа—44,799 млн м³, в период с 01.09—31.12.21 гг. – 0,877 млн м³, при добыче газа—44,151 млн м³. На период 01.01.21—31.08.21 было получено разрешение на сжигание сырого газа при пробной эксплуатации (KZ37VPC00013755), которое составило 44,799646 млн.м³.

18 марта 2021 года была рассмотрена «Корректировка программы развития переработки сырого газа на месторождении Восточный Урихтау ТОО «Урихтау Оперейтинг» в период пробной эксплуатации на 2021 г.», с технологическими показателями на период 01.09—31.12.21 гг.: объем сжигания сырого газа составляет 44,151 млн м³, при аналогичном показателе добычи газа. Получено разрешение на сжигание в факелах сырого газа при пробной эксплуатации—44,151 млн м³ (KZ64VPC00014821).

До декабря 2021 года, весь попутно-нефтяной газ планируется сжигаться на факелах ДНС, в связи со строительными работами газопровода и установки на ДНС установки осушки газа (УОГ).

Согласно Протокола заседания Рабочей группы №14 от 16.09.21 г., была утверждена «Корректировка программы развития переработки сырого газа на месторождении Восточный Урихтау ТОО «Урихтау Оперейтинг» в период пробной эксплуатации на 2022 г.», объем сжигания сырого газа при пробной эксплуатации с 01.01—30.10.22 составил 76,0 млн. м³, при добыче газа 136,0 млн. м³. (Основной руководящий документ «Проект пробной эксплуатации месторождения Восточный Урихтау» 2019 г.). Объем газа 60 млн.м³ планировалось направлять на подготовку на УКПГ-40 Кожасай ТОО «Gas processing

Company» (согласно разработанной Дорожной Карте по реализации проекта «Обустройство нефтяной оторочки месторождения, 2 очередь, строительство газопровода и установки осушки газа планировалось завершить до конца 2021г.).

На данный момент, проведение работ по строительству газопровода до УКПГ-40 Кожасай ТОО «Gas processing Company» планируется завершить 31.08.2022 г. На период строительства газопровода весь добываемый газ будет сжигаться на факеле ДНС.

В дальнейшем, по завершению строительных работ по газопроводу и проведению пуско-наладочных работ, с 01.09.2022 г. газ будет направляться на УКПГ-40 Кожасай ТОО «Gas processing Company».

Баланс добычи и распределения сырого газа приведен в таблице 6.6.1.

Таблица 6.6.1 - Баланс добычи и распределения сырого газа

Наименование	Годы		
	2021 г.	2022	01.01.2023- 31.05.2023
Объем добычи газа, млн м ³	22,206	33,189	32,382
Объем сырого газа на переработку в УКПГ-40 Кожасай ТОО «Gas processing Company», млн м ³	-	14,613	30,589
Объем сжигания газа при пробной эксплуатации (V _{IV}), млн м ³	22,206	18,576*	1,793**

Примечание:

* - В 2022 году планируется освоение скважин ВУ-3, ВУ-4. Объем сжигания газа при освоении скважин за 2022 год составит - 2,846 млн.м³ (из расчета, период освоения 1 скважины – 30 суток). На 2022 год также запланирован капитальный ремонт скважины ВУ-1, объем сжигания газа составит – 1,362 млн.м³ (из расчета, период ремонта – 30 суток)

** - В 2023 году планируется освоение скважин ВУ-5, ВУ-6. Объем сжигания газа при освоении скважин за 2023 год составит - 1,793 млн.м³ (из расчета, период освоения 1 скважины – 30 суток).

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

7.1 Требования и рекомендации к конструкции скважин и производству буровых работ

Согласно проекту, предусмотрено бурение 4-х эксплуатационных скважин, проектной глубиной – 4250м с учетом полного вскрытия продуктивных горизонтов и для проведения достоверной корреляции нижележащих горизонтов. Конструкция скважин должна обеспечить надежную проводку скважин, качественное вскрытие продуктивных горизонтов, противовыбросовую безопасность, проведение комплекса геофизических исследований. Выбор типовой конструкции скважин производится в соответствии с «Правилами обеспечения промышленной безопасности для опасных производственных объектов нефтяной и газовой отраслей промышленности» (№355 от 30.12.2014 г.) с учетом опыта проводки скважин на структуре Урихтау.

Скважины проектной глубиной – 4250м.

Для успешной проводки планируемой скважины до проектной глубины, испытания вскрываемых продуктивных горизонтов предлагается нижеследующая конструкция скважин:

По I-му варианту – бурение без спуска хвостовика:

1. Направление $\varnothing 508$ мм устанавливается на глубину 400м и цементируется до устья. Спускается с целью предохранения устья скважины от размыва, перекрытие неустойчивых четвертичных и меловых отложений, создание циркуляции бурового раствора в скважине и желобной системе. Оборудование устья скважины ПВО.
2. Кондуктор $\varnothing 339,7$ мм спускается на глубину 1200м для перекрытия отложений юры, триаса, частично верхней перми, где ожидаются прихват инструмента, сужения ствола скважины, перед вскрытием солей кунгурского яруса и цементируется до устья. Оборудование устья скважины ПВО;
3. Промежуточная колонна $\varnothing 244,5$ мм спускается на глубину 2980м до подошвы кунгура и цементируется до устья с помощью МСЦ. Спускается с целью перекрытия отложений верхней перми, кунгурского яруса и верха подсолевых пород нижней перми, где ожидаются прихваты инструмента, сужение ствола скважины и газопроявления. Оборудование устья скважины ПВО.
4. Эксплуатационная колонна $\varnothing 177,8$ мм спускается на проектную глубину – 4250м с целью испытания (освоения) и эксплуатации продуктивных горизонтов карбонатных

отложений КТ-I и КТ-II. Эксплуатационная колонна спускается II-мя секциями – I-я секция с установкой башмака на проектной глубине с заходом в башмак промежуточной колонны на 100м., цементируется на всю длину. II-я секция спускается в интервале от «головы» I-й секции до 0м, цементируется с подъемом цемента до устья.

По II-му варианту – бурение со спуском хвостовика:

В интервале 0-2980м. по I-варианту (основной), II-Вариант (дополнительный)

1. Эксплуатационная колонна (с надставкой) Ø177,8мм. спускается для разобщения и испытания (освоения) КТ-I. Эксплуатационная колонна спускается II-мя секциями – I-я секция с установкой башмака на подошве МКТ с заходом в башмак промежуточной колонны на 100м, цементируется на всю длину. II-я секция «Надставка» спускается после доведения скважины до проектной глубины, спуска «хвостовика» Ø127мм и проведения всех работ по испытания (освоения) скважины, цементируется с подъемом цемента до устья.
2. Эксплуатационный хвостовик Ø127мм спускается на проектную глубину 4250 м. для испытания (освоения) продуктивных горизонтов в отложениях КТ-II. Голова хвостовика подвешивается внутри эксплуатационной колонны Ø177,8мм с заходом в нее на 100 м. (таблица 7.1.1).

Перед испытанием, устье оборудуется фонтанной арматурой, которая обвязывается выкидными линиями с наземным оборудованием, что предотвращает открытое фонтанирование и разлив жидкости. Фонтанная арматура до установки их на устье скважины опрессовывается на величину пробного давления, а после установки на давление, равное давлению опрессовки эксплуатационной колонны.

Таблица 7.1.1 - Рекомендуемые конструкции проектируемой скважины

Наименование колон	Диаметр, мм		Глубина спуска колонны, м	Высота подъема цемента от устья
	долота	колонны		
По I-му варианту – бурение без спуска хвостовика:				
Направление	660,4	508,0	400	до устья
Кондуктор	444,5	339,7	1200	до устья
Промежуточная колонна	311,15	244,5	2980	до устья
Эксплуатационная колонна	215,9	177,8	0-2880	до устья
			2880-4250	
По II-му варианту – бурение со спуском хвостовика: В интервале 0-2980м по I-варианту (основной), II-Вариант (дополнительный)				
Эксплуатационная колонна с надставкой	215,9	177,8	0-2880	до устья
			2880-3550	
Хвостовик	152,4	127,0	3450-4250	до устья

Таблица 7.1.2 - Продолжительность строительства скважин глубиной 4250м

Наименование работ	Время, сут.
Вариант конструкции скважин без «хвостовика»	
Строительно-монтажные работы	15
Подготовительные работы к бурению	6
Бурение и крепление скважины	121,36
Освоение объектов в колонне, в том числе:	36,0
Мобилизация и монтаж БУ для освоения	15,0
Освоение объекта в колонне	16,0
Демобилизация БУ для освоения	5,0
Полная продолжительность цикла строительства скважины	178,36
Вариант конструкции скважин с «хвостовиком»	
Строительно-монтажные работы	15
Подготовительные работы к бурению	6
Бурение и крепление скважины	136,18
Освоение объектов в колонне, в том числе:	36,0
Мобилизация и монтаж БУ для освоения	15,0
Освоение объекта в колонне	16,0
Демобилизация БУ для освоения	5,0
Полная продолжительность цикла строительства скважины	193,18

Таблица 7.1.3 - Продолжительность бурения и крепления по интервалам глубин для варианта конструкции скважин без «хвостовика»

Номер обсадной колонны	Название колонны	Продолжительность крепления, сут	Интервал бурения (по стволу), м		Продолжительность, сут		
			от (верх)	до (низ)	забойными двигателями	роторным способом	совместным способом
1	2	3	4	5	6	7	8
1	Направление	1,99	0	400	-	5,47	-
2	Кондуктор	3,86	400	1200	-	-	12,71
3	Промежуточная колонна	5,15	1200	2980	28,56	-	-
4	Эксплуатационная колонна с надставкой	6,87	2980	4250	56,75	-	-

Таблица 7.1.4 - Продолжительность бурения и крепления по интервалам глубин для варианта конструкции скважин с «хвостовиком»

Номер обсадной колонны	Название колонны	Продолжительность крепления, сут	Интервал бурения (по стволу), м		Продолжительность, сут		
			от (верх)	до (низ)	забойными двигателями	роторным способом	совместным способом
1	2	3	4	5	6	7	8
1	Направление	1,99	0	400	-	5,47	-
2	Кондуктор	3,86	400	1200	-	-	12,71
3	Промежуточная колонна	5,15	1200	2980	28,56	-	-
4	Эксплуатационная колонна с надставкой	6,50	2980	3550	26,04	-	-
5	Эксплуатационный хвостовик	5,43	3550	4250	40,47	-	-

Требования к буровому раствору и выбор типа промывочной жидкости.

Буровой раствор должен обладать следующими свойствами

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

При выборе промывочной жидкости необходимо учитывать возможные осложнения, которые могут встретиться при бурении скважин.

Учитывая требования к буровым растворам, возможные осложнения в процессе бурения, а также наличие в разрезе легко диспергирующихся и водо-чувствительных глин, бурение продуктивных горизонтов необходимо производить полимерными системами, которые должны иметь низкое содержание твердой фазы, а применяемые для обработки химреагенты должны быть биоразлагаемыми. Утяжелители и закупоривающие агенты, применяемые для предупреждения и ликвидации поглощений, должны быть кислоторастворимыми. Для более качественной очистки ствола от выбуренной породы в процессе бурения и перед спуском колонн прокачивать вязкие порции глинистого раствора в объеме 1-2м³.

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

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

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

При подготовке ствола скважины для цементирования необходимо выполнить несколько важных технологических мероприятий, а именно:

1. Принудительную кольматацию высокопроницаемых водопроявляющих пластов для предотвращения поглощения раствора и предупреждения прихватов бурильного инструмента.

2. Обеспечение минимального разрыва во времени между окончанием процесса проработки ствола и началом процесса цементирования, во избежания набухания глинистых пород и сужения ствола скважины.

3. Наличие на буровых постоянного запаса бурового раствора в объеме соответствующей объему очередной обсадной колонны.

Рекомендации по улучшению качества цементирования

Крепление скважин обсадными колоннами должно производиться в соответствии с «Инструкцией по креплению нефтяных и газовых скважин», М. 1987г и с «Инструкцией по испытанию нефтяных и газовых скважин на герметичность», Астана-2005г.

Очень важную роль при строительстве скважин играет крепление скважины.

Как показывает опыт крепления скважин на месторождении Восточный Урихтау, повысить качество разобщения пластов можно применением комплекса мероприятий технического характера и усовершенствованием технологии цементирования, а не изысканием «универсальных» способов цементирования. Для качественного цементирования, далее обеспечения герметичности обсадной колонны и цементного кольца за колонны нужно следовать нижеследующих рекомендаций:

- перед цементованием довести параметры бурового раствора до проектного (или же согласно ГТН) и промыть скважину в 2 цикла;
- предоставить на буровой результаты лабораторных анализов для цементирования данных скважин и сертификат соответствия на качество тампонажного материала;
- при этом должны учитываться сроки схватывания и время загустевания тампонажного раствора, его реологическая характеристика, седиментационная

устойчивость, водоотдача, совместимость и взаимосвязь буровых и тампонажных растворов, режим движения буровых и тампонажных растворов в заколонном пространстве, объем закачиваемого тампонажного раствора, время его контакта со стенкой скважины и другие свойства;

- применение добавок- понизителей фильтрации цементного раствора, расширяющих, газоблокирующих и армирующих добавок, структурообразователей;
- режим расхаживания колонны в процессе цементирования;
- максимальное применение скребков, центрирующих фонарей, турбулизаторов и т.д.;
- качество и количество буферной жидкости (не менее 300м за колонной);
- при цементировании использовать буферную жидкость на полимерной основе.
- При креплении ствола скважин промежуточной и эксплуатационной колоннами предусмотреть применение заколонных пакеров для предотвращения МКД.

Более подробно вопросы технологии бурения и крепления будут изложены в проектах на строительство скважин.

7.2 Требования к методам вскрытия продуктивных пластов и освоения скважин

С целью предотвращения возможных осложнений в процессе бурения первичное вскрытие продуктивных пластов предполагается осуществить на химически обработанном ингибирующем полимерном растворе, строго соблюдая его проектные параметры. При этом репрессия на пласт не должна превышать 5% от пластового давления. С этой целью, вскрытие продуктивного горизонта следует производить только после полного выравнивания параметров бурового раствора. В противном случае, неизбежно поглощение бурового раствора без выхода циркуляции, особенно в интервале с низким градиентом пластового давления.

Основные требования, предъявляемые к жидкостям для вторичного вскрытия продуктивных пластов, следующие:

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

Вторичное вскрытие продуктивных горизонтов производится методом кумулятивной перфорации с зарядами типа «PowerJet Omega, НМХ» (Schlumberger) или «Predator ZX /XP» (Baker Hughes) и другие. При применении данных перфораторов можно получить высокую пробивную способность, лучшую проходимость в скважинах, за один рейс перфорируется большой интервал и есть возможность создавать каналы большой длины (0,4 м) и диаметра (12-14 мм).

Плотность прострела для низкопроницаемых пластов 14-20 отверстий на 1 п. метр.

Перед вызовом притока пластового флюида производится замена бурового раствора в скважине на перфорационную жидкость.

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

Рекомендуется придерживаться следующих условий вскрытия продуктивных горизонтов:

- в водонефтяных зонах во избежание преждевременного обводнения следует вскрывать не более 2/3 нефтенасыщенных толщин от кровли;
- в газонефтяных зонах во избежание преждевременного обводнения следует вскрывать также не более 2/3 нефтенасыщенных толщин от подошвы.

Испытание продуктивных горизонтов проводится после спуска эксплуатационной колонны в соответствии с планом организации работ (ПОР) по испытанию скважины (объекта) и «Технологическим регламентом на испытание скважин, обсаженных эксплуатационной колонной» с соблюдением всех требований нормативно-правовых актов в области промышленной безопасности. Количество объектов и интервалы испытаний будут уточнены геологической службой недропользователя на основании данных геофизических исследований в открытом стволе скважины и рекомендаций службы геолого-технологических исследований (ГТИ) в соответствии с НПА РК и «Технологическим регламентом на проведение геолого-технологических исследований при бурении нефтяных и газовых скважин».

8 МЕРОПРИЯТИЯ ПО ДОРАЗВЕДКЕ

В результате подсчета запасов по состоянию изученности на 31.03.2019г геологические и извлекаемые запасы нефти составили:

Таблица 8.1.1 – Геологические и извлекаемые запасы нефти по состоянию на 31.09.2019г

Категория	Нефть, тыс. т		Растворенный газ, млн. м ³	
	геологические	извлекаемые	геологические	извлекаемые
КТ-I				
C ₁	6451	1548	2297	551
C ₂	3537	424	1260	152
КТ-II				
C ₁	14517	4371	3570	1071
C ₂	7931	1190	1951	293
Всего по месторождению				
C ₁	21018	5919	5867	1622
C ₂	11468	1614	3211	445
C ₁ +C ₂	32486	7533	9078	2067

Протоколом №2052-19-П от 30.05.2019г при дальнейшей работе на месторождении недропользователю рекомендовано:

- Продолжить изучение физико-химических свойств нефти в пластовых условиях, а также свойств пластовой воды;
- Продолжить выполнение гидродинамических исследований с замером пластового давления и определения коэффициентов продуктивности и необходимых параметров для определения КИН;
- Доизучить участки месторождения с запасами C₂;
- По результатам работ подготовить подсчет запасов и представить на утверждение ГКЗ РК в установленном порядке.

В течение периода пробной эксплуатации в качестве мероприятий по дальнейшей разведке месторождения Восточный Урихтау необходимо провести следующие виды исследований:

- В рамках настоящего Проекта предусматривается бурение и испытание оценочной скважины ВУ-5, испытание которой запланировано на 2023г с целью подтверждения и доизучения выявленных нефтяных залежей, получением промышленного притока и дальнейшего перевода запасов УВ в категорию C₁. Скважина попадает в зону запасов категории C₂ на горизонтах КТ-II-3, КТ-II-4;
- Испытание нефтеносных пластов толщи КТ-I в одной из транзитных проектных скважин с отбором глубинных и поверхностных проб флюидов с целью доизучения свойств флюидов и дальнейшего перевода запасов УВ оцененных по категории C₂ для перевода в категорию C₁;

- Для уточнения петрофизической модели – предусмотреть отбор кернa и провести стандартные и специальные исследования с целью построения достоверной петрофизической модели месторождения;
- Флюидальная модель - продолжить изучение физико-химических свойств нефти в пластовых и поверхностных условиях.
- Дифференцированное опробование с целью установления зоны ВНК, так как отметки флюидальных контактов в некоторых случаях были приняты условно и имеется «люфт» до замыкающей изогипсы, что затрудняет определить площадь продуктивности;
- Изучение гидродинамических свойств продуктивных пластов, коэффициентов извлечения и т.д.

9 ОХРАНА НЕДР И ОКРУЖАЮЩЕЙ СРЕДЫ

Глава «Охрана недр и окружающей среды» к проекту «Дополнение к проекту пробной эксплуатации месторождения Восточный Урихтау» выполнен Службой экологии Атырауского Филиала ТОО «КМГ Инжиниринг», имеющим Государственную лицензию №02177Р от 18 марта 2020 года на основании следующих документов:

- Экологический Кодекс РК 400-VI ЗРК от 02.01.2021г;
- Инструкция по организации и проведению экологической оценки, приказ Министра экологии, геологии и природных ресурсов РК от 30.07.2021 г. №280.

9.1 Климатические условия расположения месторождения

Климат района резко континентальный с жарким сухим летом, продолжительной холодной зимой, с большими суточными и сезонными колебаниями температуры воздуха. Самое холодное время года – январь и февраль, когда температура опускается до минус 30 минус 35⁰С. Зимой наблюдается продолжительный период морозной погоды, который начинается примерно в середине декабря. Период морозной погоды продолжается до середины марта.

Лето сухое, жаркое, безоблачное и продолжительное, температура поднимается до отметки плюс 30⁰С плюс 40⁰С. Солнечное сияние летом продолжается от 10 до 12 часов в сутки, зимой, соответственно, 5-6 часов. За год составляет 2600-2700 часов. Устойчивый переход температуры через плюс 15⁰С (условное начало лета) наступает во второй половине первой декады мая, а осенью этот переход совершается в середине сентября. Средняя температура летних месяцев составляет плюс 22⁰С плюс 24⁰С.

Безморозный период длится 165-170 дней. В последней декаде сентября возможны умеренные заморозки как воздуха, так и почвы. Отмечается морозная погода при температуре воздуха ниже минус 25⁰С и ветре более 6 м/с. В особо морозные зимы температура опускается до минус 40⁰С.

По данным Центра гидрометеорологического мониторинга РГП «Казгидромет» климатические характеристики для месторождения Урихтау в Мугалжарском районе Актюбинской области представлены по наблюдениям на близлежащей метеорологической станции Эмба за 2020г.

Таблица 9.1.1 - Общая климатическая характеристика

Коэффициент, зависящий от стратификации атмосферы, А	200
Коэффициент рельефа местности, η	1,0
Средняя минимальная температура воздуха самого холодного месяца (январь)	-16.4 градуса мороза
Средняя максимальная температура воздуха самого жаркого месяца (июль)	31.3 градуса тепла
Среднегодовое количество осадков за теплый период, мм	154,7 мм
Среднегодовое количество осадков за холодный период, мм	92 мм
Среднее число дней с пыльными бурями	4,1 дней

Таблица 9.1.2 – Средняя годовая повторяемость (%) направлений ветра и штилей

С	СВ	В	ЮВ	Ю	ЮЗ	З	СЗ
10	19	11	13	13	14	10	10

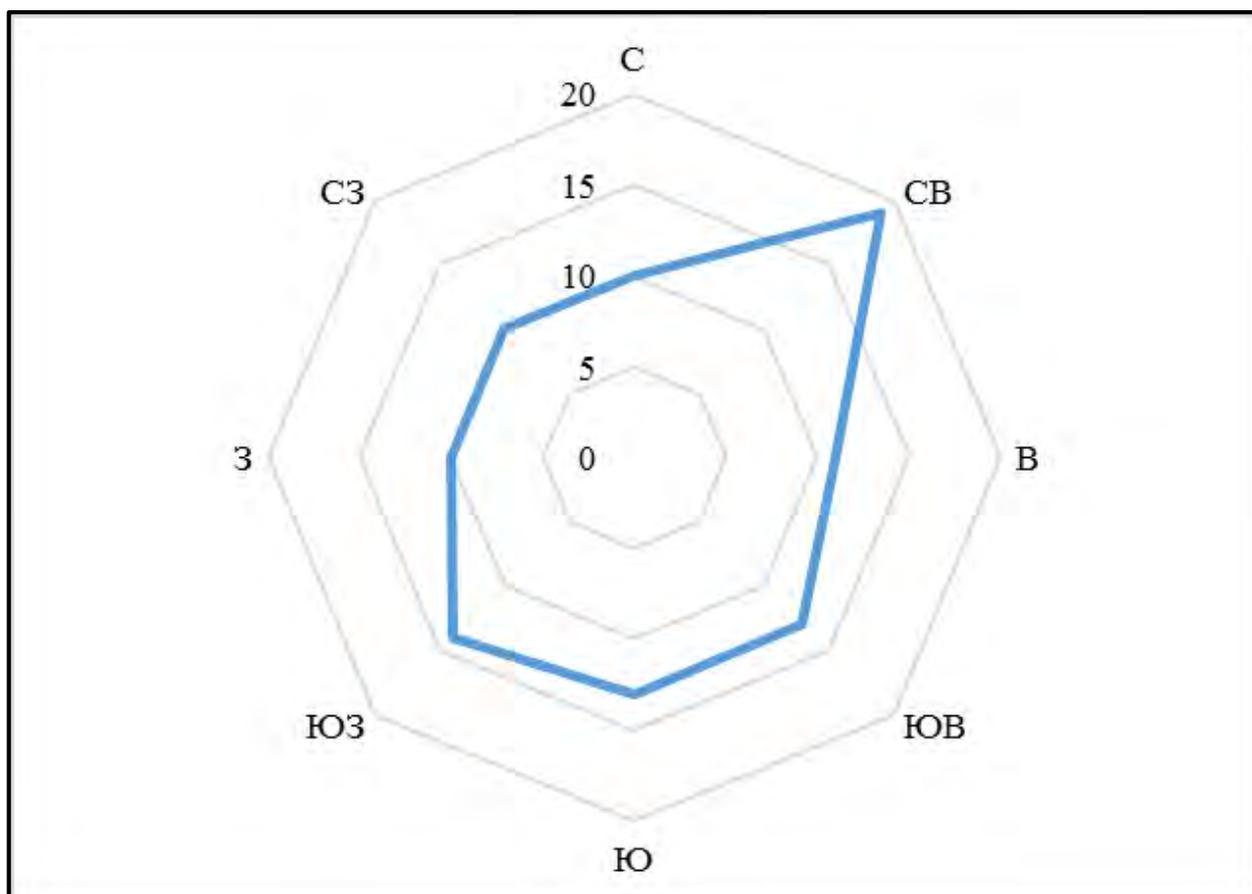


Рисунок 9.1.1 - Роза ветров

9.2 Современное состояние атмосферного воздуха

При проведении фоновых исследований на месторождении Урихтау современное состояние всех составляющих окружающей среды оценивалось на основе результатов полевых исследований проведенных в 1-4 кварталах 2018 г.

Производственный контроль воздушного бассейна включает в себя два основных направления деятельности:

- мониторинг эмиссий – наблюдения на источниках выбросов загрязняющих веществ в атмосферу в целях контроля за соблюдением нормативов ПДВ;
- мониторинг воздействия – оценка фактического состояния загрязнения атмосферного воздуха в конкретных точках наблюдения на местности. Это, как правило, точки на границе санитарно-защитной зоны (СЗЗ) или ближайшей жилой зоны, или территории, к которым предъявляются повышенные требования к качеству атмосферного воздуха: зоны санитарной охраны курортов, крупные санатории, дома отдыха, зоны отдыха городов.

Отчет по производственному экологическому контролю на месторождении Урихтау за 1-4 кварталы 2018 г. проводила компания ТОО «Алия и Ко» по программе Производственного экологического контроля. Целью мониторинга атмосферного воздуха является получение информации о содержании загрязняющих веществ в атмосфере на границе СЗЗ.

Производственный контроль воздушного бассейна включает в себя два основных направления деятельности:

- мониторинг эмиссий – наблюдения на источниках выбросов загрязняющих веществ в атмосферу в целях контроля за соблюдением нормативов ПДВ;
- мониторинг воздействия – оценка фактического состояния загрязнения атмосферного воздуха в конкретных точках наблюдения на местности. Это, как правило, точки на границе санитарно-защитной зоны (СЗЗ) или ближайшей жилой зоны, или территории, к которым предъявляются повышенные требования к качеству атмосферного воздуха: зоны санитарной охраны курортов, крупные санатории, дома отдыха, зоны отдыха городов.

Результаты мониторинга качества атмосферного воздуха на границе санитарно-защитной зоны и на территории скважин за 2021г. представлены в таблице 9.2.1.

Таблица 9.2.1 - Результаты анализа отбора проб атмосферного воздуха

Точки отбора проб	Наименование загрязняющих веществ	Фактическая концентрация		Норма ПДК м.р. мг/м ³	Наличие превышения ПДК, кратность	Предложения по устранению нарушений и улучшению экологической обстановки
		I квартал	II квартал			
<i>1</i>	<i>2</i>	<i>3</i>	<i>4</i>	<i>5</i>	<i>6</i>	<i>7</i>
Граница СЗЗ Юга – Западное направление	Азот диоксид	<0.02	<0.02	0,085	не превышает	--
	Оксид азота	<0.03	<0.03	0.4		
	Сажа	<0.025	<0.025	0.15		
	Диоксид серы	<0.025	<0.025	0.5		
	Углерод оксид	<1.5	<1.5	5.0		
	Формальдегид	<0.0015	<0.0015	0,035		
	Углеводороды пред. С12-С19	<0.5	<0.5	1,0		
Граница СЗЗ Северо-восточное направление	Азот диоксид	<0.02	<0.02	0,085	не превышает	--
	Оксид азота	<0.03	<0.03	0.4		
	Сажа	<0.025	<0.025	0.15		
	Диоксид серы	<0.025	<0.025	0.5		
	Углерод оксид	<1.5	<1.5	5.0		
	Формальдегид	<0.0015	<0.0015	0,035		
	Углеводороды пред. С12-С19	<0.5	<0.5	1,0		
Вахтовый поселок Юга – Западное направление	Диоксид азота	<0.02	<0.02	0,085	не превышает	--
	Оксид азота	<0.03	<0.03	0.4		
	Сажа	<0.025	<0.025	0.15		
	Диоксид серы	<0.025	<0.025	0.5		
	Углерод оксид	<1.5	<1.5	5.0		
	Бенз(а)пирен	0	0	0		
	Формальдегид	<0.0015	<0.0015	0,035		
	Углеводороды пред.С12-С19	<0.5	<0.5	1,0		

Продолжение таблицы 9.2.1

<i>1</i>	<i>2</i>	<i>3</i>	<i>4</i>	<i>5</i>	<i>6</i>	<i>7</i>
Вахтовый поселок Северо-восточное направление	Диоксид азота	<0.02	<0.02	0,085	не превышает	--
	Оксид азота	<0.03	<0.03	0.4		
	Сажа	<0.025	<0.025	0.15		
	Диоксид серы	<0.025	<0.025	0.5		
	Углерод оксид	<1.5	<1.5	5.0		
	Бенз(а)пирен	0	0	0		
	Формальдегид	<0.0015	<0.0015	0,035		
	Углеводороды пред.С12-С19	<0.5	<0.5	1,0		
территория 13 ликвидированных и законсервированных скважин						
Скв. №2 (12.08.84г.)	Диоксид азота	<0.02	<0.02	0,085	не превышает	--
	Оксид азота	<0.03	<0.03	0,4		
	Диоксид серы	<0.025	<0.025	0,5		
	Оксид углерода	<1.5	<1.5	5,0		
	Углеводороды пред. С12-С19	<0.5	<0.5	1,0		
	Формальдегид	<0.0015	<0.0015	0,035		
	Сероводород	<0.004	<0.004	0.008		
Скв. №П-4 (11.04.83г)	Диоксид азота	<0.02	<0.02	0,085	не превышает	--
	Оксид азота	<0.03	<0.03	0,4		
	Диоксид серы	<0.025	<0.025	0,5		
	Оксид углерода	<1.5	<1.5	5,0		
	Углеводороды пред. С12-С19	<0.5	<0.5	1,0		
	Формальдегид	<0.0015	<0.0015	0,035		
	Сероводород	<0.004	<0.004	0.008		
Скв. №5 (25.11.84г. повторно ликвидирован и законсервирован - 29.11.12г.)	Диоксид азота	<0.02	<0.02	0,085	не превышает	--
	Оксид азота	<0.03	<0.03	0,4		
	Диоксид серы	<0.025	<0.025	0,5		
	Оксид углерода	<1.5	<1.5	5,0		
	Углеводороды пред. С12-С19	<0.5	<0.5	1,0		
	Формальдегид	<0.0015	<0.0015	0,035		
	Сероводород	<0.004	<0.004	0.008		

Продолжение таблицы 9.2.1

1	2	3	4	5	6	7
Скв. №6 (15.10.85г)	Диоксид азота	<0.02	<0.02	0,085	не превышает	--
	Оксид азота	<0.03	<0.03	0,4		
	Диоксид серы	<0.025	<0.025	0,5		
	Оксид углерода	<1.5	<1.5	5,0		
	Углеводороды пред. C12-C19	<0.5	<0.5	1,0		
	Формальдегид	<0.0015	<0.0015	0,035		
	Сероводород	<0.004	<0.004	0.008		
Скв. №7 (26.08.85г.)	Диоксид азота	<0.02	<0.02	0,085	не превышает	--
	Оксид азота	<0.03	<0.03	0,4		
	Диоксид серы	<0.025	<0.025	0,5		
	Оксид углерода	<1.5	<1.5	5,0		
	Углеводороды пред. C12-C19	<0.5	<0.5	1,0		
	Формальдегид	<0.0015	<0.0015	0,035		
	Сероводород	<0.004	<0.004	0.008		
Скв. №8 (31.03.85г.)	Диоксид азота	<0.02	<0.02	0,085	не превышает	--
	Оксид азота	<0.03	<0.03	0,4		
	Диоксид серы	<0.025	<0.025	0,5		
	Оксид углерода	<1.5	<1.5	5,0		
	Углеводороды пред. C12-C19	<0.5	<0.5	1,0		
	Формальдегид	<0.0015	<0.0015	0,035		
	Сероводород	<0.004	<0.004	0.008		
Скв. №12 (11.2011г.)	Диоксид азота	<0.02	<0.02	0,085	не превышает	--
	Оксид азота	<0.03	<0.03	0,4		
	Диоксид серы	<0.025	<0.025	0,5		
	Оксид углерода	<1.5	<1.5	5,0		
	Углеводороды пред. C12-C19	<0.5	<0.5	1,0		
	Формальдегид	<0.0015	<0.0015	0,035		
	Сероводород	<0.004	<0.004	0.008		
Скв. №14 (09.01.86г.)	Диоксид азота	<0.02	<0.02	0,085	не превышает	--
	Оксид азота	<0.03	<0.03	0,4		
	Диоксид серы	<0.025	<0.025	0,5		
	Оксид углерода	<1.5	<1.5	5,0		
	Углеводороды пред. C12-C19	<0.5	<0.5	1,0		
	Формальдегид	<0.0015	<0.0015	0,035		
	Сероводород	<0.004	<0.004	0.008		

Продолжение таблицы 9.2.1

1	2	3	4	5	6	7
Скв. №15 (24.02.85г.)	Диоксид азота	<0.02	<0.02	0,085	не превышает	--
	Оксид азота	<0.03	<0.03	0,4		
	Диоксид серы	<0.025	<0.025	0,5		
	Оксид углерода	<1.5	<1.5	5,0		
	Углеводороды пред. C12-C19	<0.5	<0.5	1,0		
	Формальдегид	<0.0015	<0.0015	0,035		
	Сероводород	<0.004	<0.004	0.008		
Скв. №16 (20.09.86г.)	Диоксид азота	<0.02	<0.02	0,085	не превышает	--
	Оксид азота	<0.03	<0.03	0,4		
	Диоксид серы	<0.025	<0.025	0,5		
	Оксид углерода	<1.5	<1.5	5,0		
	Углеводороды пред. C12-C19	<0.5	<0.5	1,0		
	Формальдегид	<0.0015	<0.0015	0,035		
	Сероводород	<0.004	<0.004	0.008		
Скв. №17 (25.05.87г.)	Диоксид азота	<0.02	<0.02	0,085	не превышает	--
	Оксид азота	<0.03	<0.03	0,4		
	Диоксид серы	<0.025	<0.025	0,5		
	Оксид углерода	<1.5	<1.5	5,0		
	Углеводороды пред. C12-C19	<0.5	<0.5	1,0		
	Формальдегид	<0.0015	<0.0015	0,035		
	Сероводород	<0.004	<0.004	0.008		
Скв. №25 (05.04.88г.)	Диоксид азота	<0.02	<0.02	0,085	не превышает	--
	Оксид азота	<0.03	<0.03	0,4		
	Диоксид серы	<0.025	<0.025	0,5		
	Оксид углерода	<1.5	<1.5	5,0		
	Углеводороды пред. C12-C19	<0.5	<0.5	1,0		
	Формальдегид	<0.0015	<0.0015	0,035		
	Сероводород	<0.004	<0.004	0.008		
№«Г-3»	Диоксид азота	<0.02	<0.02	0,085	не превышает	--
	Оксид азота	<0.03	<0.03	0,4		
	Диоксид серы	<0.025	<0.025	0,5		
	Оксид углерода	<1.5	<1.5	5,0		
	Углеводороды пред. C12-C19	<0.5	<0.5	1,0		
	Формальдегид	<0.0015	<0.0015	0,035		
	Сероводород	<0.004	<0.004	0.008		

Продолжение таблицы 9.2.1

<i>1</i>	<i>2</i>	<i>3</i>	<i>4</i>	<i>5</i>	<i>6</i>	<i>7</i>
Подфакельные наблюдения навстречная 1т.	Азота диоксид	<0,02	<0,02	0,085	не превышает	--
	Азота оксид	<0,025	<0,025	0,4		
	Углерод черный (Сажа)	<1,5	<1,5	0,15		
	Сера диоксид	<0,03	<0,03	0,5		
	Сероводород	<0,004	<0,004	0,008		
	Углерод оксид	<0,05	<0,05	5,0		
Углеводороды пред. С12-С-19.	<0,5	<0,5	1,0			
Подфакельные наблюдения подветренные на 1 километре 1т.	Азота диоксид	<0,02	<0,02	0,085	не превышает	--
	Азота оксид	<0,025	<0,025	0,4		
	Углерод черный (Сажа)	<1,5	<1,5	0,15		
	Сера диоксид	<0,03	<0,03	0,5		
	Сероводород	<0,004	<0,004	0,008		
	Углерод оксид	<0,05	<0,05	5,0		
Углеводороды пред. С12-С-19.	<0,5	<0,5	1,0			
Подфакельные наблюдения подветренные на 1 километре 2т.	Азота диоксид	<0,02	<0,02	0,085	не превышает	--
	Азота оксид	<0,025	<0,025	0,4		
	Углерод черный (Сажа)	<1,5	<1,5	0,15		
	Сера диоксид	<0,03	<0,03	0,5		
	Сероводород	<0,004	<0,004	0,008		
	Углерод оксид	<0,05	<0,05	5,0		
Углеводороды пред. С12-С-19.	<0,5	<0,5	1,0			
Подфакельные наблюдения подветренные на 3 километре 1т.	Азота диоксид	<0,02	<0,02	0,085	не превышает	--
	Азота оксид	<0,025	<0,025	0,4		
	Углерод черный (Сажа)	<1,5	<1,5	0,15		
	Сера диоксид	<0,03	<0,03	0,5		
	Сероводород	<0,004	<0,004	0,008		
	Углерод оксид	<0,05	<0,05	5,0		
Углеводороды пред. С12-С-19.	<0,5	<0,5	1,0			
Подфакельные наблюдения подветренные на 3 километре 2т.	Азота диоксид	<0,02	<0,02	0,085	не превышает	--
	Азота оксид	<0,025	<0,025	0,4		
	Углерод черный (Сажа)	<1,5	<1,5	0,15		
	Сера диоксид	<0,03	<0,03	0,5		
	Сероводород	<0,004	<0,004	0,008		
	Углерод оксид	<0,05	<0,05	5,0		
Углеводороды пред. С12-С-19.	<0,5	<0,5	1,0			

Продолжение таблицы 9.2.1

1	2	3	4	5	6	7
Подфакельные наблюдения подветренные на 3 километре 3т.	Азота диоксид Азота оксид Углерод черный (Сажа) Сера диоксид Сероводород Углерод оксид Углеводороды пред. С12-С-19.	<0,02 <0,025 <1,5 <0,03 <0,004 <0,05 <0,5	<0,02 <0,025 <1,5 <0,03 <0,004 <0,05 <0,5	0,085 0,4 0.15 0,5 0.008 5,0 1,0	не превышает	--
Подфакельные наблюдения подветренные на 5 километре 1т.	Азота диоксид Азота оксид Углерод черный (Сажа) Сера диоксид Сероводород Углерод оксид Углеводороды пред. С12-С-19.	<0,02 <0,025 <1,5 <0,03 <0,004 <0,05 <0,5	<0,02 <0,025 <1,5 <0,03 <0,004 <0,05 <0,5	0,085 0,4 0.15 0,5 0.008 5,0 1,0	не превышает	--
Подфакельные наблюдения подветренные на 5 километре 2т.	Азота диоксид Азота оксид Углерод черный (Сажа) Сера диоксид Сероводород Углерод оксид Углеводороды пред. С12-С-19.	<0,02 <0,025 <1,5 <0,03 <0,004 <0,05 <0,5	<0,02 <0,025 <1,5 <0,03 <0,004 <0,05 <0,5	0,085 0,4 0.15 0,5 0.008 5,0 1,0	не превышает	--
Подфакельные наблюдения подветренные на 5 километре 3т.	Азота диоксид Азота оксид Углерод черный (Сажа) Сера диоксид Сероводород Углерод оксид Углеводороды пред. С12-С-19.	<0,02 <0,025 <1,5 <0,03 <0,004 <0,05 <0,5	<0,02 <0,025 <1,5 <0,03 <0,004 <0,05 <0,5	0,085 0,4 0.15 0,5 0.008 5,0 1,0	не превышает	--
Подфакельные наблюдения подветренные на 5 километре 4т.	Азота диоксид Азота оксид Углерод черный (Сажа) Сера диоксид Сероводород Углерод оксид Углеводороды пред. С12-С-19.	<0,02 <0,025 <1,5 <0,03 <0,004 <0,05 <0,5	<0,02 <0,025 <1,5 <0,03 <0,004 <0,05 <0,5	0,085 0,4 0.15 0,5 0.008 5,0 1,0	не превышает	--

Продолжение таблицы 9.2.1

<i>1</i>	<i>2</i>	<i>3</i>	<i>4</i>	<i>5</i>	<i>6</i>	<i>7</i>
Территория ДНС Юга – Западное направление	Диоксид азота	<0.02	<0.02	0,085	не превышает	--
	Оксид азота	<0.03	<0.03	0,4		
	Диоксид серы	<0.025	<0.025	0,5		
	Оксид углерода	<1.5	<1.5	5,0		
	Углеводороды пред. C12-C19	<0.5	<0.5	1,0		
	Формальдегид	<0.0015	<0.0015	0,035		
	Сероводород	<0.004	<0.004	0.008		
Территория ДНС Северо-восточное направление	Диоксид азота	<0.02	<0.02	0,085	не превышает	--
	Оксид азота	<0.03	<0.03	0,4		
	Диоксид серы	<0.025	<0.025	0,5		
	Оксид углерода	<1.5	<1.5	5,0		
	Углеводороды пред. C12-C19	<0.5	<0.5	1,0		
	Формальдегид	<0.0015	<0.0015	0,035		
	Сероводород	<0.004	<0.004	0.008		
Эксплуатационная скв. ВУ - 1	Диоксид азота	<0.02	<0.02	0,085	не превышает	--
	Оксид азота	<0.03	<0.03	0,4		
	Диоксид серы	<0.025	<0.025	0,5		
	Оксид углерода	<1.5	<1.5	5,0		
	Углеводороды пред. C12-C19	<0.5	<0.5	1,0		
	Формальдегид	<0.0015	<0.0015	0,035		
	Сероводород	<0.004	<0.004	0.008		
Эксплуатационная скв. ВУ - 2	Диоксид азота	<0.02	<0.02	0,085	не превышает	--
	Оксид азота	<0.03	<0.03	0,4		
	Диоксид серы	<0.025	<0.025	0,5		
	Оксид углерода	<1.5	<1.5	5,0		
	Углеводороды пред. C12-C19	<0.5	<0.5	1,0		
	Формальдегид	<0.0015	<0.0015	0,035		
	Сероводород	<0.004	<0.004	0.008		

Анализ, проведенного экологического мониторинга качества атмосферного воздуха на границе санитарно-защитной зоны месторождения и на территории скважин показал, что максимально-разовые концентрации загрязняющих веществ по всем анализируемым веществам, в точках отбора проб ниже порога обнаружения прибора. Это означает, фактические концентрации ничтожно малы или равны нулю. Концентрации ЗВ находятся в допустимых пределах и не превышают значений предельно-допустимых концентраций ПДКм.р., установленных и утвержденных приказом Министра национальной экономики РК от 28.02.2015г №168 «Об утверждении Гигиенических нормативов к атмосферному воздуху в городских и сельских населенных пунктах».

9.3 Охрана атмосферного воздуха от загрязнения

Перед строительством новых скважин ВУ-3, ВУ-4, ВУ-5, ВУ-6 будут проводиться планировочные работы. Стационарными источниками загрязнения атмосферного воздуха *при строительномонтажных работах* на месторождении Восточный Урихтау будут являться:

Неорганизованные источники:

- Источник №6001, выбросы пыли, образуемой при подготовке площадки;
- Источник №6002, выбросы пыли, образуемой при работе бульдозера;
- Источник №6003, выбросы пыли, образуемой при работе экскаватора;
- Источник №6004, выбросы пыли, образуемой при уплотнении грунта катками.

Стационарными источниками загрязнения атмосферного воздуха *при бурении* скважины на месторождении Восточный Урихтау будут являться:

Организованные источники:

- Источник №0001 буровая установка ZJ-70;
- Источник №0002 цементировочный агрегат;
- Источник №0003 передвижная паровая установка (ППУ);
- Источник №0004 ДЭС – для выработки электроэнергии;
- Источник №0005 ДЭС (при аварийных ситуациях).

Неорганизованные источники:

- Источник №6005 сварочный пост;
- Источник №6006 насосная установка для перекачки дизтоплива;
- Источник №6007 емкость для хранения дизтоплива буровой установки и цементировочного агрегата;
- Источник №6008 емкость для бурового шлама;

- Источник №6009 емкость масла;
- Источник №6010 емкость отработанных масел;
- Источник №6011 емкость для хранения топлива ДЭС, ППУ и передвижных источников;
- Источник №6012 емкость для бензина.

При *освоении* скважины на месторождении Восточный Урихтау источниками загрязнения атмосферного воздуха являются:

Организованные источники:

- Источник №0006 буровая установка ХЖ-650;
- Источник №0007-01 факельная установка;
- Источник №0007-02 факельная установка при аварии;
- Источник №0008-0013 резервуары – 6 ед.

Неорганизованные источники:

- Источник №6013 скважина;
- Источник №6014 нефтегазосепаратор;
- Источник №6015 нефтеналивная эстакада;
- Источник №6016 манифольд.
- Источник №6017 емкость для топлива.

В целом по территории промплощадки выявлено:

- *при СМР* – 4 неорганизованных источников загрязнения;
- *при бурении* скважин – 13 стационарных источников загрязнения, из них организованных – 5, неорганизованных – 8;
- *при освоении* скважин - 13 стационарных источников загрязнения, из них организованных - 8, неорганизованных – 5.

При эксплуатации месторождения **на 2021 год** предварительно выявлены следующие источники загрязняющих веществ:

Организованные:

- Источник 0001 Резервуар Р-1 1000м³;
- Источник 0002-01 Факельная установка;
- Источник 0002-02 Факельная установка при аварии;

Неорганизованные:

- Источник 6001 АГЗУ;
- Источник 6002 УПОГ;
- Источник 6003 Нефтегазосепаратор;

- Источник 6004 ЕП-1;
- Источник 6005 КСУ;
- Источник 6006-6007 насосы Н-1/1 и Н-1/2 – 2 ед (1 резервный);
- Источник 6008 Факельный сепаратор;
- Источник 6009 ЕП-2;
- Источник 6010 Факельный сепаратор;
- Источник 6011 ЕП-3;
- Источник 6012-6013 насосы Н-2/1 и Н-2/2 – 2 ед (1 резервный);
- Источник 6014-6015 насосы Н-3/1 и Н-3/2 – 2 ед (1 резервный);
- Источник 6016 БДР блока дозирования реагента;
- Источник 6017 ЕП-4;
- Источник 6018 ЕП-5;
- Источник 6019 СОД газа;
- Источник 6020 СОД нефти;
- Источник 6021 ГС-1;
- Источник 6022 Компрессор;
- Источник 6023 Установка осушки газа;
- Источник 6024-6025 Скважины-2 ед.

В целом при пробной эксплуатации месторождения за 2021 год выявлено 27 стационарных источников загрязнения, из них организованных - 2, неорганизованных – 25.

В 2022 году в эксплуатацию вводятся из бурения скважины ВУ-3 и ВУ-4. В конце 2021г планируется установка компрессорных установок и установка осушки газа (*более подробно описывается в главе 6., 6.3.2*). Таким образом, при эксплуатации месторождения на 2022 год предварительными источниками загрязняющих веществ будут являться:

Организованные:

- Источник 0001 Резервуар Р-1 1000м³;

Неорганизованные:

- Источник 6001 АГЗУ;
- Источник 6002 УПОГ;
- Источник 6003 Нефтегазосепаратор;
- Источник 6004 ЕП-1;
- Источник 6005 КСУ;
- Источник 6006-6007 насосы Н-1/1 и Н-1/2 – 2 ед (1 резервный);
- Источник 6008 Факельный сепаратор;

- Источник 6009 ЕП-2;
- Источник 6010 Факельный сепаратор;
- Источник 6011 ЕП-3;
- Источник 6012-6013 насосы Н-2/1 и Н-2/2 – 2 ед (1 резервный);
- Источник 6014-6015 насосы Н-3/1 и Н-3/2 – 2 ед (1 резервный);
- Источник 6016 БДР блока дозирования реагента;
- Источник 6017 ЕП-4;
- Источник 6018 ЕП-5;
- Источник 6019 СОД газа;
- Источник 6020 СОД нефти;
- Источник 6021 ГС-1;
- Источник 6022 Компрессор;
- Источник 6023 Установка осушки газа;
- Источник 6024-6027 Скважины- 4 ед.

В целом при пробной эксплуатации месторождения за 2022 год выявлено 28 стационарных источников загрязнения, из них организованных - 1, неорганизованных – 27.

В случае если строительные работы по газопроводу ДНС-УКПГ-40 ГРС не закончатся до конца 2021 года, то сырой газ будет сжигаться на факелах, согласно разрешению на сжигание на 2022 год. Таким образом, при эксплуатации месторождения на 2022 год предварительными источниками загрязняющих веществ будут являться:

Организованные:

- Источник 0001 Резервуар Р-1 1000м³;
- Источник 0002-01 Факельная установка;
- Источник 0002-02 Факельная установка при аварии;

Неорганизованные:

- Источник 6001 АГЗУ;
- Источник 6002 УПОГ;
- Источник 6003 Нефтегазосепаратор;
- Источник 6004 ЕП-1;
- Источник 6005 КСУ;
- Источник 6006-6007 насосы Н-1/1 и Н-1/2 – 2 ед (1 резервный);
- Источник 6008 Факельный сепаратор;
- Источник 6009 ЕП-2;
- Источник 6010 Факельный сепаратор;

- Источник 6011 ЕП-3;
- Источник 6012-6013 насосы Н-2/1 и Н-2/2 – 2 ед (1 резервный);
- Источник 6014-6015 насосы Н-3/1 и Н-3/2 – 2 ед (1 резервный);
- Источник 6016 БДР блока дозирования реагента;
- Источник 6017 ЕП-4;
- Источник 6018 ЕП-5;
- Источник 6019 СОД газа;
- Источник 6020 СОД нефти;
- Источник 6021 ГС-1;
- Источник 6022 Компрессор;
- Источник 6023 Установка осушки газа;
- Источник 6024-6027 Скважины - 4 ед.

В целом при пробной эксплуатации месторождения за 2022 год выявлено 29 стационарных источников загрязнения, из них организованных - 2, неорганизованных – 27.

В 2023 году в эксплуатацию дополнительно вводится из бурения скважина ВУ-5, ВУ-6. При эксплуатации месторождения на 2023 год (январь-май) предварительными источниками загрязняющих веществ будут являться:

Организованные:

- Источник 0001 Резервуар Р-1 1000м³;

Неорганизованные:

- Источник 6001 АГЗУ;
- Источник 6002 УПОГ;
- Источник 6003 Нефтегазосепаратор;
- Источник 6004 ЕП-1;
- Источник 6005 КСУ;
- Источник 6006-6007 насосы Н-1/1 и Н-1/2 – 2 ед (1 резервный);
- Источник 6008 Факельный сепаратор;
- Источник 6009 ЕП-2;
- Источник 6010 Факельный сепаратор;
- Источник 6011 ЕП-3;
- Источник 6012-6013 насосы Н-2/1 и Н-2/2 – 2 ед (1 резервный);
- Источник 6014-6015 насосы Н-3/1 и Н-3/2 – 2 ед (1 резервный);
- Источник 6016 БДР блока дозирования реагента;
- Источник 6017 ЕП-4;

- Источник 6018 ЕП-5;
- Источник 6019 СОД газа;
- Источник 6020 СОД нефти;
- Источник 6021 ГС-1;
- Источник 6022 Компрессор;
- Источник 6023 Установка осушки газа;
- Источник 6024-6029 Скважины - 6 ед.

В целом при пробной эксплуатации месторождения за 2023 год выявлено 30 стационарных источников загрязнения, из них организованных - 1, неорганизованных – 29.

9.4 Предложения по установлению предельно-допустимых выбросов ПДВ

Предварительные расчеты выбросов вредных веществ в целом на площади предприятия по каждому веществу за весь период пробной эксплуатации месторождения Восточный Урихтау представлены в таблицах ниже.

Таблица 9.4.1 - Предварительный перечень предельно-допустимых выбросов ЗВ в атмосферу при строительстве скважин проектной глубиной 4250м по первому варианту без спуска хвостовика

Код загр. вещества	Наименование вещества	ПДК максим.	ПДК средне-суточная	ОБУВ ориентир.	Класс опасности	Выброс вещества г/с	Выброс вещества, т/год	Выброс вещества, т/год
1	2	3	4	5	6	7	8	9
0123	Железо (II, III) оксиды		0.04		3	0,00364	0,00157	0,00628
0143	Марганец и его соединения	0.01	0.001		2	0,00038	0,00017	0,00068
0301	Азота (IV) диоксид	0.2	0.04		2	8,146555517	52,307629547	209,23052
0304	Азот (II) оксид	0.4	0.06		3	6,857	62,822	251,288
0328	Углерод	0.15	0.05		3	2,793803678	10,703486365	42,813945
0330	Сера диоксид	0.5	0.05		3	71,9700541182	113,17165452	452,68662
0333	Сероводород	0.008			2	0,05999575476	0,0828817546	0,331527
0337	Углерод оксид	5	3		4	23,54243678	66,75186365	267,00745
0410	Метан			50		0,47867592	0,661721591	2,6468864
0415	Смесь углеводородов предельных C1-C5			50		1,790141	3,305451	13,221804
0416	Смесь углеводородов предельных C6-C10			30		0,339087	0,615468	2,461872
0501	Пентилены (амилены - смесь изомеров)	1.5			4	0,0405	0,0827	0,3308
0602	Бензол	0.3	0.1		2	0,0324	0,0662	0,2648
0616	Диметилбензол (смесь о-, м-, п-изомеров)	0.2			3	0,0024	0,005	0,02
0621	Метилбензол	0.6			3	0,0235	0,048	0,192
0627	Этилбензол	0.02			3	0,0008	0,0017	0,0068
1301	Проп-2-ен-1-аль	0.03	0.01		2	0,21097	1,93391	7,73564
1325	Формальдегид	0.05	0.01		2	0,21097	1,93391	7,73564
1715	Метантиол	0.006			4	0,00007658815	0,0001058755	0,0004235
2735	Масло минеральное нефтяное			0.05		0,000006	0,000141	0,000564
2754	Алканы C12-19	1			4	2,175443	19,3541982	77,416793

Продолжение таблицы 9.4.1

1	2	3	4	5	6	7	8	9
2907	Пыль неорганическая, содержащая двуокись кремния в %: более 70	0.15	0.05		3	0,382931	0,16544	0,66176
2908	Пыль неорганическая, содержащая двуокись кремния в %: 70-20	0.3	0.1		3	0,00009	0,00004	0,00016
В С Е Г О:						119,061856356	334,0152415	1336,0610

Таблица 9.4.2 - Предварительный перечень предельно-допустимых выбросов ЗВ в атмосферу при строительстве скважин проектной глубиной 4250м по второму варианту со спуском хвостовика

Код загр. вещества	Наименование вещества	ПДК максим.	ПДК средне-разовая, суточная,	ОБУВ ориентир.	Класс опасности	Выброс вещества г/с	Выброс вещества, т/год	Выброс вещества, т/год
1	2	3	4	5	6	7	8	9
0123	Железо (II, III) оксиды		0.04		3	0,00364	0,00157	0,00628
0143	Марганец и его соединения	0.01	0.001		2	0,00038	0,00017	0,00068
0301	Азота (IV) диоксид	0.2	0.04		2	8,146555517	57,916829547	231,66732
0304	Азот (II) оксид	0.4	0.06		3	6,857	70,1511	280,6044
0328	Углерод	0.15	0.05		3	2,793803678	11,640086365	46,560345
0330	Сера диоксид	0.5	0.05		3	71,9700541182	115,04275452	460,17102
0333	Сероводород	0.008			2	0,05999575476	0,0828830546	0,3315322
0337	Углерод оксид	5	3		4	23,54243678	71,45466365	285,81865
0410	Метан			50		0,47867592	0,661721591	2,6468864
0415	Смесь углеводородов предельных C1-C5			50		1,790141	3,401551	13,606204
0416	Смесь углеводородов предельных C6-C10			30		0,339087	0,615968	2,463872
0501	Пентилены	1.5			4	0,0405	0,0828	0,3312
0602	Бензол	0.3	0.1		2	0,0324	0,0662	0,2648
0616	Диметилбензол (смесь о-, м-, п-изомеров)	0.2			3	0,0024	0,005	0,02
0621	Метилбензол	0.6			3	0,0235	0,048	0,192
0627	Этилбензол	0.02			3	0,0008	0,0017	0,0068
1301	Проп-2-ен-1-аль	0.03	0.01		2	0,21097	2,15887	8,63548
1325	Формальдегид	0.05	0.01		2	0,21097	2,15887	8,63548
1715	Метантиол	0.006			4	0,00007658815	0,0001058755	0,0004235
2735	Масло минеральное нефтяное			0.05		0,000006	0,000157	0,000628
2754	Алканы C12-19	1			4	2,175443	21,6042654	86,417062
2907	Пыль неорганическая, содержащая двуокись кремния в %: более 70	0.15	0.05		3	0,382931	0,16544	0,66176
2908	Пыль неорганическая, содержащая двуокись кремния в %: 70-20	0.3	0.1		3	0,00009	0,00004	0,00016
В С Е Г О:						119,061856356	357,260746	1429,0430

Таблица 9.4.3 - Предварительный перечень предельно-допустимых выбросов ЗВ в атмосферу при пробной эксплуатации месторождения Восточный Урихтау на 2021г

Код загр. вещества	Наименование вещества	ПДК максим. разовая, мг/м3	ПДК средне-суточная, мг/м3	ОБУВ ориентир. безопасн. УВ, мг/м3	Класс опасности	Выброс вещества г/с	Выброс вещества, т/год
1	2	3	4	5	6	7	8
0301	Азота (IV) диоксид	0.2	0.04		2	3,696053521	58,7584625
0328	Углерод	0.15	0.05		3	2,46403568	39,1723084
0330	Сера диоксид	0.5	0.05		3	90,35365849	1436,39091
0333	Сероводород	0.008			2	0,077283913	1,23499602
0337	Углерод оксид	5	3		4	24,6403568	391,723084
0410	Метан			50		0,61600892	9,79307709
0415	Смесь углеводородов предельных C1-C5			50		0,3028648	1,049844
1052	Метанол	1	0.5		3	0,0351664	1,1090042
1715	Метантиол	0.006			4	9,85614E-05	0,00156689
	ВСЕГО:					122,18553	1939,233

Таблица 9.4.4 - Предварительный перечень предельно-допустимых выбросов ЗВ в атмосферу при пробной эксплуатации месторождения Восточный Урихтау на 2022г (1 вариант)

Код загр. вещества	Наименование вещества	ПДК максим. разовая, мг/м3	ПДК средне-суточная, мг/м3	ОБУВ ориентир. безопасн. УВ, мг/м3	Класс опасности	Выброс вещества г/с	Выброс вещества, т/год
1	2	3	4	5	6	7	8
0330	Сера диоксид	0.5	0.05		3	0,003347615	0,04042746
0333	Сероводород	0.008			2	0,000406	0,01282
0415	Смесь углеводородов предельных C1-C5			50		0,3097128	1,265848
1052	Метанол	1	0.5		3	0,0351664	1,1090042
	ВСЕГО:					0,3486328	2,4281

Таблица 9.4.5 - Предварительный перечень предельно-допустимых выбросов ЗВ в атмосферу при пробной эксплуатации месторождения Восточный Урихтау на 2022г (2 вариант)

Код загр. вещества	Наименование вещества	ПДК максим. разовая, мг/м3	ПДК средне-суточная, мг/м3	ОБУВ ориентир. безопасн. УВ, мг/м3	Класс опасности	Выброс вещества г/с	Выброс вещества, т/год
1	2	3	4	5	6	7	8
0301	Азота (IV) диоксид	0.2	0.04		2	2,957028375	87,1211528
0328	Углерод	0.15	0.05		3	1,97135225	58,0807685
0330	Сера диоксид	0.5	0.05		3	72,28809411	2129,72198
0333	Сероводород	0.008			2	0,06191219	1,82493998
0337	Углерод оксид	5	3		4	19,7135225	580,807685
0410	Метан			50		0,492838063	14,5201921
0415	Смесь углеводородов предельных C1-C5			50		0,3033648	1,065674
1052	Метанол	1	0.5		3	0,0351664	1,1090042
1715	Метантиол	0.006			4	7,88541E-05	0,00232323
	ВСЕГО:					97,823358	2874,254

Таблица 9.4.6 - Предварительный перечень предельно-допустимых выбросов ЗВ в атмосферу при пробной эксплуатации месторождения Восточный Урихтау на 2023г

Код	Наименование	ПДК	ПДК	ОБУВ	Класс	Выброс	Выброс
загр.	вещества	максим.	средне-	ориентир.	опас-	вещества	вещества,
веще-		разовая,	суточная,	безопасн.	ности	г/с	т/год
ства		мг/м3	мг/м3	УВ,мг/м3			
1	2	3	4	5	6	7	8
0330	Сера диоксид	0.5	0.05		3	0,003377615	0,01605489
0333	Сероводород	0.008			2	0,000406	0,00528
0415	Смесь углеводородов предельных С1-С5			50		0,3102228	0,582878
1052	Метанол	1	0.5		3	0,0351664	0,4557564
	ВСЕГО:					0,3491728	1,059969

9.5 Предварительное обоснование размера санитарно-защитной зоны

Размеры санитарно-защитной зоны (СЗЗ) предприятий принимаются в соответствии с «Санитарно-эпидемиологическими требованиями по установлению санитарно-защитной зоны производственных объектов», утвержденными правительством РК от 20 марта 2015 года №237. Ранее компанией ТОО «Урихтау Оперейтинг» был составлен и утвержден проектный документ «Проект обоснования размера санитарно-защитной зоны для ТОО «Урихтау Оперейтинг», далее согласно выданному заключению Департаментом комитета государственного санитарно-эпидемиологического надзора по Актыбинской области по вышеназванному проектному документу для ТОО «Урихтау Оперейтинг» было установлено СЗЗ не менее 5000м (копия заключения СЭС прилагается).

Уточнение размеров санитарно-защитной зоны проводилось с учетом среднегодовой розы ветров для каждого направления ветра.

Размер СЗЗ вычисляется по формуле: $I_m = I_0 * P/P_0$, где

I_0 – расчетный размер участка, где концентрация вредных веществ не превышает ПДК; $I_0 = 5000$ м; P – среднегодовая повторяемость направлений ветра рассматриваемого румба, %; P_0 – повторяемость направлений ветра одного румба при круговой розе ветров, %. При восьми румбовой розе ветров: $P_0 = 100/8 = 12,5\%$. По данным метеостанции повторяемость ветра и штилей указаны ниже в таблице. Размеры СЗЗ приведены в таблице 9.5.1.

Таблица 9.5.1 - Размеры СЗЗ

Направление ветра	С	СВ	В	ЮВ	Ю	ЮЗ	З	СЗ
Повторяемость ветра, Р %	10	19	11	13	13	14	10	10
Р/Р ₀	0,8	1,52	0,88	1,04	1,04	1,12	0,8	0,8
СЗЗ, I _м , м	4000	7600	4400	5200	5200	5600	4000	4000
Промплощадка №1								
Скорректированный размер СЗЗ, I _м , м (согласно заключению СЭС)	5000	5000	5120	5000	5040	5040	5120	5000

Таким образом, по совокупности факторов санитарно-защитная зона для предприятия устанавливается размером 5000м от крайних источников загрязнения атмосферного воздуха.

Мероприятия по охране атмосферного воздуха от загрязнений

Для уменьшения выбросов в атмосферу должны быть предусмотрены следующие мероприятия:

- применение устьевого и промыслового технологического оборудования, обеспечивающего минимальное поступление углеводородов в атмосферу;
- автоматизация работы печей, котлов и парогенератора, с установлением контроля параметров в целях достижения оптимального режима горения;
- применение герметизированной системы подачи горючего газа и отвода дымовых газов со 100 % контролем горения;
- герметизация системы сбора нефти;
- обучение обслуживающего персонала реагированию на аварийные ситуации;
- усиление мер контроля работы основного технологического оборудования;
- обеспечение герметизации сальников запорной арматуры, скважин, трубопроводов, аппаратов и насосных агрегатов;
- обеспечение герметизации дренажных систем и канализационных колодцев, нефтеловушек закрытого типа;
- ежеквартальное проведение мониторинговых наблюдений за состоянием атмосферного воздуха.

9.6 Охрана поверхностных и подземных вод от загрязнения и истощения

Гидрография района представлена реками Темир и Жем. На территории месторождения Урихтау в средней части с северо-востока на юго-запад протекает река Жем.

На структуре Урихтау промплощадки скважин и других проектируемых объектов будут располагаться за пределами водоохраной зоны – не ближе 500м от реки Жем.

В гидрологическом отношении исследуемый район расположен на восточном борту Прикаспийского артезианского бассейна (Урало-Эмбинская система малых артезианских бассейнов). Своеобразие геологического строения, обусловленное солянокупольной тектоникой, предопределило сложные гидрогеологические условия района. Основными факторами, влияющими на формирование химического состава и минерализацию подземных вод в пределах описываемой территории, являются: литологический состав водовмещающих пород, степень их трещиноватости, сложные тектонические условия,

создающие, с одной стороны, возможность подтока высокоминерализованных вод по зонам разлома, а с другой, затрудняющее движение подземных вод и связь отдельных водоносных горизонтов с областями их питания.

На месторождении Урихтау проводились ежеквартальные наблюдения за состоянием водных ресурсов. Пробы на реке Жем отбирались в 2-х точках: выше по течению и ниже по течению реки. Результаты мониторинга реки Жем за I-II кварталы 2021г представлены в таблице 9.6.1.

Таблица 9.6.1 - Результаты анализа отбора проб воды на реке Жем

Точки отбора проб*	Наименование загрязняющих веществ	Фактическая концентрация	Норма ПДК мг/л	Наличие превышения ПДК, кратность	Предложения по устранению нарушений и улучшению экологической обстановки
1	2	3	4	5	6
I квартал					
р.Жем выше по течению	рН	7,52	6-9	Не превышает	--
	Кальций, мг/дм ³	114,0	не норм.		
	Магний, мг/дм ³	48,0	не норм.		
	Гидрокарбонаты, мг/дм ³	219,6	не норм.		
	Карбонаты, мг/дм ³	<8,0	не норм.		
	Хлориды, мг/дм ³	220,0	350,0		
	Сульфаты, мг/дм ³	163,0	500,0		
	Фосфаты, мг/дм ³	н/обн	3,5		
	Натрий, мг/дм ³	75,1	200,0		
	Калий, мг/дм ³	5,4	не норм.		
	Азот аммонийный, мг/дм ³	0,14	2,0		
	Азот нитратный, мг/дм ³	0,90	45,0		
	Азот нитритный, мг/дм ³	<0,01	3,0		
	Железо общее, мг/дм ³	<0,04	0,3		
	Хром (VI), мг/дм ³	<0,01	0,05		
	Медь, мг/дм ³	<0,05	1,0		
	Цинк, мг/дм ³	<0,05	5,0		
	БПК ₅ , мг-О ₂ /дм ³	3,3	6,0		
	ХПК, мг-О/дм ³	9,4	30,0		
	АПАВ, мг/дм ³	<0,05	0,5		
Взв. вещества, мг/дм ³	12,0	30,0			
Нефтепродукты, мг/дм ³	<0,005	0,1			
Фенолы, мг/дм ³	<0,0005	0,001			
Сухой остаток, мг/дм ³	846,5	1500			
р. Жем ниже по течению	рН	7,38	6-9	Не превышает	--
	Кальций, мг/дм ³	110,0	не норм.		
	Магний, мг/дм ³	40,0	не норм.		

Продолжение таблицы 9.6.1

1	2	3	4	5	6
	Гидрокарбонаты, мг/дм ³	183,0	не норм.		
	Карбонаты, мг/дм ³	<8,0	не норм.		
	Хлориды, мг/дм ³	199,5	350,0		
	Сульфаты, мг/дм ³	184	500,0		
	Фосфаты, мг/дм ³	н/обн	3,5		
	Натрий, мг/дм ³	77,7	200,0		
	Калий, мг/дм ³	5,6	не норм.		
	Азот аммонийный, мг/дм ³	0,19	2,0		
	Азот нитратный, мг/дм ³	0,72	45,0		
	Азот нитритный, мг/дм ³	<0,01	3,0		
	Железо общее, мг/дм ³	<0,04	0,3		
	Хром (VI), мг/дм ³	<0,01	0,05		
	Медь, мг/дм ³	<0,05	1,0		
	Цинк, мг/дм ³	<0,05	5,0		
	БПК ₅ , мг-О ₂ /дм ³	3,6	6,0		
	ХПК, мг-О/дм ³	10,2	30,0		
	АПАВ, мг/дм ³	<0,05	0,5		
	Взв. вещества, мг/дм ³	11,4	30,0		
	Нефтепродукты, мг/дм ³	<0,005	0,1		
	Фенолы, мг/дм ³	<0,0005	0,001		
Сухой остаток, мг/дм ³	800,7	1500			
II квартал					
р.Жем выше по течению	рН	7,52	6-9	Не превышает	--
	Кальций, мг/дм ³	124,0	не норм.		
	Магний, мг/дм ³	74,4	не норм.		
	Гидрокарбонаты, мг/дм ³	195,2	не норм.		
	Карбонаты, мг/дм ³	<8,0	не норм.		
	Хлориды, мг/дм ³	189,0	350,0		
	Сульфаты, мг/дм ³	152,1	500,0		
	Фосфаты, мг/дм ³	н/обн.	3,5		
	Натрий, мг/дм ³	78,2	200,0		
	Калий, мг/дм ³	5,9	не норм.		
	Азот аммонийный, мг/дм ³	0,14	2,0		
	Азот нитратный, мг/дм ³	0,71	45,0		
	Азот нитритный, мг/дм ³	<0,01	3,0		
	Железо общее, мг/дм ³	<0,04	0,3		
	Хром (VI), мг/дм ³	н/обн	0,05		
	Медь, мг/дм ³	<0,05	1,0		
	Цинк, мг/дм ³	<0,05	5,0		
	БПК ₅ , мг-О ₂ /дм ³	3,15	6,0		
ХПК, мг-О/дм ³	10,5	30,0			
АПАВ, мг/дм ³	<0,025	0,5			

Продолжение таблицы 9.6.1

1	2	3	4	5	6
	Взв. вещества, мг/дм ³	15,1	30,0		
	Нефтепродукты, мг/дм ³	<0,005	0,1		
	Фенолы, мг/дм ³	<0,0005	0,001		
	Сухой остаток, мг/дм ³	719,4	1500		
р. Жем ниже по течению	РН	7,48	6-9	Не превышает	--
	Кальций, мг/дм ³	120,0	не норм.		
	Магний, мг/дм ³	72,0	не норм.		
	Гидрокарбонаты, мг/дм ³	231,8	не норм.		
	Карбонаты, мг/дм ³	<8,0	не норм.		
	Хлориды, мг/дм ³	178,5	350,0		
	Сульфаты, мг/дм ³	143,9	500,0		
	Фосфаты, мг/дм ³	н/обн.	3,5		
	Натрий, мг/дм ³	72,1	200,0		
	Калий, мг/дм ³	5,4	не норм.		
	Азот аммонийный, мг/дм ³	0,22	2,0		
	Азот нитратный, мг/дм ³	0,83	45,0		
	Азот нитритный, мг/дм ³	<0,01	3,0		
	Железо общее, мг/дм ³	<0,04	0,3		
	Хром (VI), мг/дм ³	н/обн.	0,05		
	Медь, мг/дм ³	<0,05	1,0		
	Цинк, мг/дм ³	<0,05	5,0		
	БПК ₅ , мг-О ₂ /дм ³	2,76	6,0		
	ХПК, мг-О/дм ³	9,2	30,0		
	АПАВ, мг/дм ³	<0,025	0,5		
	Взв. вещества, мг/дм ³	13,8	30,0		
	Нефтепродукты, мг/дм ³	<0,005	0,1		
Фенолы, мг/дм ³	<0,0005	0,001			
Сухой остаток, мг/дм ³	743,3	1500			

Результаты мониторинговых наблюдений на реке Жем показали, что за I, II кварталы 2021 года по всем анализируемым показателям не наблюдалось превышения установленных норм ПДК.

Водопотребление и водоотведение

На месторождении Восточный Урихтау для питьевых нужд будет использоваться бутилированная вода (подрядчик будет определен по результатам тендера).

Водопотребление для технических нужд планируется осуществлять из проектируемых водозаборных скважин.

Предварительный расчет норм водопотребления и водоотведения при строительстве скважин и при испытаниях производится согласно СНиП РК 4.01-02-2009 (расход воды на 30 человек):

Таблица 9.6.2 - Баланс водопотребления и водоотведения при строительстве скважин глубиной 4250м без хвостовика

Потребитель	Продолжительность сутки	Количество чел	Норма потребление, м ³	Водопотребление		Водоотведение	
				м ³ /сут.	м ³ /цикл	м ³ /сут.	м ³ /цикл
1 скважина							
Хоз-питьевые нужды	178,36	30	0,15	4,5	802,62	3,6	642,096
Итого:					802,62		642,096
4 скважин							
Хоз-питьевые нужды	713,44	30	0,15	4,5	3210,48	3,6	2568,38
Итого:					3210,48		2568,38

Таблица 9.6.3 - Баланс водопотребления и водоотведения при строительстве скважин глубиной 4250м с хвостовиком

Потребитель	Продолжительность сутки	Количество чел	Норма потребление, м ³	Водопотребление		Водоотведение	
				м ³ /сут.	м ³ /цикл	м ³ /сут.	м ³ /цикл
1 скважина							
Хоз-питьевые нужды	193,18	30	0,15	4,5	869,31	3,6	695,448
Итого:					869,31		695,448
4 скважин							
Хоз-питьевые нужды	772,72	30	0,15	4,5	3477,24	3,6	2781,79
Итого:					3477,24		2781,79

Таблица 9.6.4 - Баланс водопотребления и водоотведения при пробной эксплуатации месторождения Восточный Урихтау

Потребитель	Продолжительность сутки	Количество чел	Норма потребление, м ³	Водопотребление		Водоотведение	
				м ³ /сут.	м ³ /цикл	м ³ /сут.	м ³ /цикл
2021 год							
Хоз-питьевые нужды	365	30	0,15	4,5	1642,5	4,5	1642,5
2022 год							
Хоз-питьевые нужды	365	30	0,15	4,5	1642,5	4,5	1642,5
2023 год							
Хоз-питьевые нужды	150	30	0,15	4,5	67,5	4,5	67,5
Итого:					3352,5		3352,5

В результате хозяйственной деятельности рабочего персонала, формируются хозяйственно-бытовые стоки. Накопленные хозяйственно-бытовые сточные воды

осуществляются в местных локальных септиках с последующим вывозом их на очистку и утилизацию в специализированные организации на договорной основе со специализированной организацией.

Буровые сточные воды (БСВ) – по своему составу являются многокомпонентными суспензиями, содержащими до 80% мелкодисперсных примесей, обеспечивающими высокую агрегатную устойчивость. Загрязняющие вещества, содержащиеся в буровых сточных водах, подразделяются на взвешенные, растворимые органические примеси и нефтепродукты.

Предварительный вариант расчета объема сточных вод произведен согласно Приказа Министра ООС РК «Об утверждении методики расчета объемов образования эмиссий (в части отходов производства, сточных вод) от бурения скважин» от 3 мая 2012г №129-Ө:

Объем буровых сточных вод ($V_{БСВ}$) определяется по формуле:

$$V_{БСВ} = 2 \times V_{Обр};$$

Объем буровых сточных вод при бурении скважин проектной глубиной 4250 м составит:

- По I варианту без спуска хвостовика: $V_{БСВ} = 2 \times 226,3289 = 452,6578 \text{ м}^3$;
- По II варианту без спуска хвостовика: $V_{БСВ} = 2 \times 222,27305 = 444,5461 \text{ м}^3$.

Буровые сточные воды накапливаются в металлических емкостях, по мере накопления вывозятся на утилизацию специализированной организацией согласно договору. Собственником отходов будетя являться компания, занимающаяся буровыми работами.

Мероприятия по охране поверхностных и подземных вод

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

- с целью контроля над расходом питьевой воды должны быть предусмотрены водомерные устройства;
- обваловка и бетонирование площадок;
- создание герметизированной системы сбора, очистки и утилизации всех промышленных стоков;
- проведение ежеквартальных мониторинговых наблюдений;
- недопущение грубых нарушений технологии добычи, переработки и системы распределения нефти и нефтепродуктов, которые могут привести к загрязнению поверхностных и подземных вод;

- необходимо предотвращать возможные утечки и разлив химических реагентов и нефти, возникающие при подготовке скважин и оборудования к проведению основной технологической операции, при исследовании скважин; предотвращать использование неисправной или непроверенной запорно-регулирующей аппаратуры, механизмов, агрегатов, нарушение ведения основного процесса, негерметичности эксплуатационных колонн;
- обязательно должен осуществляться производственный экологический контроль через сеть инженерных (наблюдательных) скважин за состоянием подземных вод (по периметру месторождения).

9.7 Производственные отходы предприятия

В процессе бурения и пробной эксплуатации месторождения проектом предусмотрено использование емкостей для временного сбора отходов с последующей транспортировкой отходов автотранспортом для захоронения, что исключает попадание их на почву.

Отходы образуются:

- при приготовлении бурового раствора;
- в процессе строительства и освоения скважин;
- при пробной эксплуатации месторождения;
- при вспомогательных работах.

Основными отходами при бурении скважины являются:

- буровой шлам;
- отработанный буровой раствор;
- металлолом;
- ТБО;
- промасленная ветошь;
- огарки сварочных электродов;
- отработанные аккумуляторы.

Таблица 9.7.1 – Количественный и качественный состав отходов при строительстве скважин глубиной 4250м по первому варианту без спуска хвостовика

Вид отхода	Классификация	Количество, т/г	
		1 скв	4 скв
<i>1</i>	<i>2</i>	<i>3</i>	<i>4</i>
Буровой шлам	Опасные отходы	1088,56	4354,23
Отработанный буровой раствор	Опасные отходы	271,595	1086,379
Промасленная ветошь	Опасные отходы	0,07447	0,297886

Продолжение таблицы 9.7.1

<i>1</i>	<i>2</i>	<i>3</i>	<i>4</i>
Отработанные аккумуляторы	Не опасные отходы	0,000064	0,000254
Металлолом	Не опасные отходы	0,0002	0,0008
Огарки сварочных электродов	Не опасные отходы	0,0015	0,006
Коммунальные отходы	Не опасные отходы	1,09948	4,39792
Всего:		1361,328	5445,31

Таблица 9.7.2 – Количественный и качественный состав отходов при строительстве скважин глубиной 4250м по второму варианту со спуском хвостовика

Вид отхода	Классификация	Количество, т/г	
		1 скв	4 скв
<i>1</i>	<i>2</i>	<i>3</i>	<i>4</i>
Буровой шлам	Опасные отходы	1056,17	4224,69
Отработанный буровой раствор	Опасные отходы	266,728	1066,911
Промасленная ветошь	Опасные отходы	0,08066	0,32264
Отработанные аккумуляторы	Не опасные отходы	0,00007	0,000275
Металлолом	Не опасные отходы	0,0002	0,0008
Огарки сварочных электродов	Не опасные отходы	0,0015	0,006
Коммунальные отходы	Не опасные отходы	1,19084	4,76334
Всего:		1324,1735	5296,69

Таблица 9.7.3 – Количественный и качественный состав отходов при эксплуатации месторождения Восточный Урихтау за 2021-2023гг

Вид отхода	Классификация	Количество, т/г		
		2021г	2022г	2023г
<i>1</i>	<i>2</i>	<i>3</i>	<i>4</i>	
Промасленная ветошь	Опасные отходы	0,1524	0,1524	0,1524
Отработанные аккумуляторы	Не опасные отходы	0,00013	0,00013	0,00013
Металлолом	Не опасные отходы	0,0002	0,0002	0,0002
Огарки сварочных электродов	Не опасные отходы	0,0015	0,0015	0,0015
Коммунальные отходы	Не опасные отходы	2,25	2,25	0,9246
Всего:		2,40423	2,40423	1,0788

9.8 Почвенный покров

Рассматриваемая территория расположена в подзоне светло-каштановых почв. Почвообразующими породами служат легкие суглинки и супеси, реже средние суглинки, на которых формируются бурые почвы, часто в комплексе или в сочетании с такырами и солончаками под солянково-полынной, с редкими эфемерами растительностью.

Для данной территории характерна комплексность почвенного покрова, где, в основном, представлены сочетания разновидностей светло-каштановых различной степени засоленности. Светло каштановые почвы являются зональными и занимают большие площади на территории.

Почвообразующими породами служат элювиально-делювиальные отложения различного механического состава, как незасоленные, так засоленные в различной степени. По механическому составу выделяются легко и среднесуглинистые

разновидности. Среди фракций в легкосуглинистых почвах доминируют фракции мелкого песка (0,25-0,05мм).

Пойменные луговые светло-каштановые почвы получили ограниченное распространение, встречаются одним контуром по сухому руслу реки Атжаксы. Солонцы светло-каштановые средние – выделяются как однородными контурами, так и небольшими пятнами среди светло каштановых солончаковатых и солончаковых, лугово-светлокаштановых солончаковых почв, часто образуя комплексы. Формируются в долине реки Атжаксы и по волнистой равнине. Почвообразующими породами служат засоленные глины и суглинки. По механическому составу эти почвы легко и среднесуглинистые.

Мониторинг почв на месторождении является составной частью системы производственного мониторинга окружающей среды и проводится с целью:

- своевременного получения достоверной информации о воздействии объектов месторождений на почвенный покров;
- оценки прогноза и разработки рекомендаций по предупреждению и устранению негативных последствий техногенного воздействия нефтедобычи на природные комплексы, рациональному использованию и охране почв.

Непосредственно наблюдения за динамикой изменения свойств почв осуществляются на стационарных экологических площадках (СЭП), на которых проводятся многолетние периодические наблюдения за комплексом показателей свойств почв. Согласно программе ПЭК мониторинг почвенного покрова проводился 2 раза в год (II и III квартал). Результаты анализов проб почвы представлены в таблице 9.8.1.

Таблица 9.8.1 - Результаты проб почвы, отобранных на месторождении Восточный Урихтау

Точки отбора проб*	Наименование загрязняющих веществ	Фактическая концентрация	Норма ПДК мг/кг	Наличие превышения ПДК, кратность	Предложения по устранению нарушений и улучшению экологической обстановки
1	2	3	4	5	6
II квартал					
Ликвидированные и законсервированные скважины - 8точек					
Скв. № П-1	нефтепродукты	968,1	Не норм.	-	-
Скв. № П-4	нефтепродукты	655,1	Не норм.		
Скв. № 2	нефтепродукты	503,6	Не норм.		
Скв. № 6	нефтепродукты	525,6	Не норм.		
Скв. № 8	нефтепродукты	666,1	Не норм.		
Скв. № 16	нефтепродукты	587,5	Не норм.		
Скв. № 25	нефтепродукты	1123,3	Не норм.		
Скв. № Г-3	нефтепродукты	1228,4	Не норм.		
Скважины эксплуатационного фонда					
«У-1»	нефтепродукты	378,2	Не норм.	-	-
«У-2»	нефтепродукты	481,5	Не норм.		
«У-3»	нефтепродукты	425,9	Не норм.		
«У-4»	нефтепродукты	414,3	Не норм.		

Продолжение таблицы 9.8.1

1	2	3	4	5	6
№50Н	нефтепродукты	259,6	Не норм.		
51Н	нефтепродукты	498,6	Не норм.		
52Н	нефтепродукты	405,2	Не норм.		
54Н	нефтепродукты	522,1	Не норм.		
55Н	нефтепродукты	368,4	Не норм.		
58Г	нефтепродукты	425,1	Не норм.		
граница С33 вахтового поселка точка №1	рН	7,17	Не норм.	-	-
	Гумус, %	<2,0	Не норм.		
	Нефтепродукты, мг/г	210,5	Не норм.	-	-
	Свинец, мг/кг	2,2	Не норм.		
	Медь, мг/кг	<1,0	Не норм.	-	-
	Цинк, мг/кг	<1,0	Не норм.		
	Сероводород, мг/кг	н/обн	0,4		-
граница С33 вахтового поселка точка №2	рН	7,22	Не норм.		
	Гумус, %	<2,0	Не норм.	-	-
	Нефтепродукты, мг/г	223,5	Не норм.		
	Свинец, мг/кг	2,5	Не норм.	-	-
	Медь, мг/кг	<1,0	Не норм.		
	Цинк, мг/кг	<1,0	Не норм.	-	-
	Сероводород, мг/кг	н/обн	0,4		
<i>территория буровой площадки</i>	рН	7,47	Не норм.		
	Гумус, %	<2,0	Не норм.		
	Нефтепродукты, мг/г	158,4	Не норм.		
	Свинец, мг/кг	1,87	Не норм.		
	Медь, мг/кг	<1,0	Не норм.		
	Цинк, мг/кг	<1,0	Не норм.		
	Сероводород, мг/кг	н/обн	0,4		
<i>граница С33 буровой площадки (наветренная сторона)</i>	рН	7,28	Не норм.		
	Гумус, %	<2,0	Не норм.		
	Нефтепродукты, мг/г	197,5	Не норм.		
	Свинец, мг/кг	3,17	Не норм.		
	Медь, мг/кг	<1,0	Не норм.		
	Цинк, мг/кг	<1,0	Не норм.		
	Сероводород, мг/кг	н/обн	0,4		
<i>граница С33 буровой площадки (подветренная сторона)</i>	рН	7,31	Не норм.		
	Гумус, %	<2,0	Не норм.		
	Нефтепродукты, мг/г	210,2	Не норм.		
	Свинец, мг/кг	3,33	Не норм.		
	Медь, мг/кг	<1,0	Не норм.		
	Цинк, мг/кг	<1,0	Не норм.		
	Сероводород, мг/кг	н/обн	0,4		

Анализ полученных данных состояния почвенного покрова показывает, что содержание сероводорода не превышает установленных ПДК, содержание остальных показателей не регламентируется ПДК. Содержание нефтепродуктов в почве также не нормируется и находится в пределах 218,5-1212,4 мг/кг.

Мероприятия по охране почв и грунтов

Предлагается осуществление следующих мероприятий по охране почв:

- при строительстве буровых установок предусмотреть гидроизоляцию площадок под объекты;
- технология и оборудование для приготовления глинистых и водных буровых растворов, химреагентов, должны исключать загрязнение окружающей среды;
- выбуриваемая порода должна направляться в специальные шламовые емкости, имеющие гидроизоляцию;
- установка автоматического отключения скважин при авариях;
- обвалование устьев скважин земляным валом на случай разлива нефти в течение первых часов.

9.9 Растительный мир

Рассматриваемая территория в основном формируются сообщества с доминированием плотнoderновинных злаков: типчака (*Festuca valesiaca*, *F.beckerii*) и ковыля-тырсы (*Stipa sareptana*). Субдоминантами выступают дерновинные злаки (*Stipa capillata*, *Koeleria gracilis*, *Agropyron flagile*) и полыни (*Artemisia lerchiana*, *A.austriaca*). В составе сообществ часто присутствует значительная доля ксерофитного пустынно-степного разнотравья (*Potentilla bifurca*, *Dianthus lptopetalus*, *Linosyris tatarica*, *Taracetum millefolium*). В оврагах и логах присутствует ярус кустарников с доминированием таволги (*Spiraea hypericifolia*), караганы кустарниковой (*Caragana frutex*).

Эти сообщества отличаются высокой видовой насыщенностью. На светло-каштановых супесчаных почвах преобладают тырсово-ковыльковые (*Stipa lessindiana*, *S.capillata*), еркеково-тырсиковые (*Stipa sareptana*, *Agropyron flagile*), житняково-тырсиковые (*Stipa sareptana*, *Agropyron cristatum*) сообщества. На эродированных и перевыпасаемых участках в этих сообществах доминирует полынь Лерховская (*Artemisia lerchana*). Видовое разнообразие сообществ низкое 8-10 видов. Из разнотравья обычны молочай Сегиеровский (*Euphorbia sequierana*), цмин песчаный (*Helishrisum arenarium*), полынь песчаная (*Artemisia arenaria*), тысячелистник обыкновенный и тысячелистник мелкоцветковый (*Achillea millefolium*). К полугидроморфным местообитаниям в понижениях рельефа приурочены лугово-степные сообщества: вострецовые (*Agropyron ramosum*), пырейные (*Elytrigia repens*) с разнотравьем (*Galium verum*, *Thalictrum minus*, *Tragorogon stepposum*). В весенний период в степных экосистемах развита синузия эфемеров (*Poa bulbosa*, *Ceratocephalus orthoceras*, *Lappula patula*). Среди редких видов в составе растительных сообществ в районе работ могут присутствовать редкие виды

тюльпанов (*Tulipa biebersteiniana*, *T. biflora*, *T. schrenkii*), один из которых – Тюльпан Шренка (*Tulipa schrenkii*) занесен в Красную книгу Республики Казахстан.

9.10 Животный мир

Животный мир исследуемой территории богат и разнообразен и представлен 2 видами земноводных, 20 видами пресмыкающихся, 227 видами птиц 40 видами млекопитающих.

Фауна земноводных и пресмыкающихся обеднена в силу экологических условий. Так, с одной стороны это бедность территорий поверхностными водами и засоленные твердые суглинки с галькой и с другой стороны – это резко континентальный климат в сочетании с выровненным рельефом, усугубляющим суровость климата, особенно во время зимовок. Земноводные в исследуемом районе представлены двумя видами жаб – зеленой и серой и озерной лягушкой. Способность жаб переносить значительную сухость воздуха, использовать для икрометания временные водоемы и ночной образ жизни позволяют им заселить территорию, удаленную от водоемов. Пресмыкающиеся представлены 15 видами, что составляет 30,6% от герпетофауны Республики Казахстан.

Из широко распространенных видов на участках, прилегающих к месторождению, т.е. на участках со слабым антропогенным воздействием, наиболее многочисленными из ящериц являются степная агама, такырная круглоголовка и разноцветная ящурка. Из змей наиболее многочисленны обыкновенный и водяной уж и узорчатый полоз. Таким образом, исследуемая территория заселена пресмыкающимися и земноводными неравномерно.

Орнитофауна территории экологических изысканий весьма разнообразна и насчитывает около 203 видов птиц, что составляет 41,4% орнитофауны республики.

Исторически исследуемый район служит местом пролета и кратковременных остановок птиц во время весенне-осенних миграций. На зимовке регулярно встречаются 6 видов: филин, белая сова, беркут, черный и рогатый жаворонки, домовый воробей. В мягкие зимы состав зимующих птиц расширяется за счет вороновых (сорока, галка, грач, серая ворона). Наиболее разнообразен состав пролетных птиц – 142 вида весной и 74 вида осенью. Весенние миграции птиц водно-болотного комплекса проходят с середины марта до середины мая, наиболее интенсивно в конце апреля.

Причем основная масса мигрантов этой группы придерживается узкой полосы русла реки. Помимо птиц водно-болотного комплекса в период миграции в полосе пойменного леса в заметном количестве отмечены дендрофильные птицы (дроздовые, славковые, вьюрковые).

Для снижения негативного воздействия на животных и на их местообитания при проведении работ по размещении объектов инфраструктуры, складировании производственно-бытовых отходов и в период бурения скважин:

- необходимо учитывать наличие на территории самих животных, их гнезд, нор и избегать их уничтожения или разрушения.
- учитывая, что на территории планируемых работ большая часть млекопитающих, пресмыкающихся и некоторые виды птиц ведут ночной образ жизни, необходимо до минимума сократить передвижения автотранспорта в ночное время.
- при планировании транспортных маршрутов и передвижениях по территории следует использовать ранее проложенные дороги и избегать вне дорожных передвижений автотранспорта.
- важно обеспечить контроль за случайной (не планируемой) деятельностью нового населения (нелегальная охота и т.п.).
- на весь период работ необходимо проведение постоянных мероприятий по восстановлению нарушенных участков местности и своевременному устранению неизбежных загрязнений и промышленно-бытовых отходов со всей площади, затронутой хозяйственной деятельностью.

9.11 Радиационная обстановка

Согласно Закону Республики Казахстан от 23 апреля 1998г №219-1 «О радиационной безопасности населения» основными принципами обеспечения радиационной безопасности являются:

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

связанного с ущербом от осуществления вмешательства.

Согласно «Санитарно-эпидемиологические требования к обеспечению радиационной безопасности», утвержденной Приказом и.о. Министра Национальной экономики РК от 27.03.2015г. №261 в производственных условиях для защиты от природного облучения предусмотрены следующие нормы:

Эффективная доза облучения, природными источниками излучения всех работников, включая персонал, в производственных условиях не должна превышать 5 мЗв в год. Средние значения радиационных факторов в течение года, соответствующие при монофакторном воздействии эффективной дозе 5 мЗв за год при продолжительности работы 2000 час/год, средней скорости дыхания 1,2 м³/час, составляют:

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

Целью радиационного мониторинга объектов при производстве, является обеспечение радиационной безопасности для персонала, и объектов природной среды.

Определение радиационного фона (гамма съемка) и определение мощности эквивалентной дозы (МЭД) проводились дозиметром-радиометром МКС-АТ-1117М в соответствии с Гигиеническому нормативу «Санитарно-эпидемиологические требования к обеспечению радиационной безопасности», утвержденной приказом Министра национальной экономики Республики Казахстан от 27.02.2015г №155 и инструкциями по эксплуатации прибора.

Результаты измерений указывают, что фактическое значение МЭД гамма-излучения на контрактной территории ТОО «Урихтау Оперейтинг» не превышают санитарные требования.

Мероприятия по радиационной обстановке

Предусматриваются следующие мероприятия по радиационной безопасности:

- проведение замеров радиационного фона на территории месторождения (по плану мониторинга);
- ежемесячный отбор проб пластового флюида, бурового раствора, шлама для определения концентрации в них радионуклидов;

- проведение инструктажа обслуживающего персонала о правилах и режиме работы в случае обнаружения пластов (вод) с повышенным уровнем радиоактивности;
- объектами постоянного радиометрического контроля должны быть места хранения нефти и ее транспорта, бурильные трубы;
- в случае вскрытия пласта с повышенной радиоактивностью предусматривается произвести отбор проб на исследование следующих компонентов: шлама или керна горных пород, бурового раствора на выходе из скважины, отходов бурения;
- в случае обнаружения пластов с повышенной радиоактивностью, необходимо: получить разрешение уполномоченных органов на дальнейшее углубление скважины, вокруг буровой обозначить санитарно-защитную зону;
- проведение замеров удельной и эффективной удельной активности природных радионуклидов в производственных отходах;
- определение мощности дозы гамма-излучения, содержащихся в производственных отходах природных радионуклидов на расстоянии 0,1 метра от поверхности отходов и на рабочих местах (профессиональных маршрутах);
- в случае, когда мощность эквивалентной дозы радионуклидов в нефти, конденсате и пластовых водах превысит 0,03 мБер/час, рабочие места на буровой оборудуются в соответствии с «Санитарно-эпидемиологическими требованиями к обеспечению радиационной безопасности» № 261 от 27.03.2015 г. с обязательным оформлением санитарных паспортов на право производства с радиоактивными веществами соответствующего класса.

9.12 Аварийные ситуации

Главная задача в соблюдении безопасности работ заключается в проведении операции таким образом, чтобы заранее предупредить риск с определением критических ошибок, снижением вероятности ошибок при проектировании работ.

Вероятности возникновения аварийных ситуаций используется для определения следующих явлений:

- потенциальные события или опасности, которые могут привести к аварийной ситуации, а также к вероятным катастрофическим воздействиям на окружающую среду при осуществлении конкретного проекта;
- вероятность и возможность наступления такого события;
- потенциальная величина или масштаб экологических последствий, которые могут быть причинены в случае наступления такого события.

При эксплуатации нефтяных скважин на месторождении могут возникнуть различные осложнения и аварии. Борьба с ними требует больших затрат, материальных и трудовых ресурсов, ведет к потере времени, что снижает производительность, повышает затраты бурения, вызывает увеличение продолжительности простоев и ремонтных работ.

Поэтому знание причин аварий, своевременная разработка мероприятий по их предупреждению, быстрая ликвидация возникших осложнений приобретают большое практическое значение.

Для уменьшения природного риска следует разработать адекватные методы планирования и управления. При этом гибкость планирования и управления должна быть основана на правильном представлении о риске, связанном с природными факторами.

К природным факторам относятся:

- землетрясения;
- ураганные ветры;
- повышенные атмосферные осадки.

Под антропогенными факторами понимаются быстрые разрушительные изменения окружающей среды, обусловленные деятельностью человека или созданных им технически устройств и производств. Как правило, аварийные ситуации возникают вследствие нарушения регламента работы оборудования или норм его эксплуатации.

Возможные техногенные аварии при проведении работ можно разделить на следующие категории:

- аварийные ситуации с автотранспортной техникой; аварийные ситуации при проведении работ по бурению скважин;
- аварийные ситуации при эксплуатации нефтяных скважин;
- аварии и пожары на хранилищах горюче-смазочных материалов (ГСМ)

Аварийные ситуации с автотранспортной техникой

Согласно проектным данным для проведения работ будет использован автотранспорт на дизельном и бензиновом топливе, а также дизельная буровая установка.

Выезд транспорта в неисправном виде, или опрокидывание транспорта может привести к возникновению аварий и как следствие к утечке топлива. Утечка топлива может привести к загрязнению почвенно-растительного покрова, поверхностных и подземных вод горюче-смазочными материалами. Площадь такого загрязнения небольшая.

Рассмотрим модель возникновения следующей ситуации: в результате аварии произошла утечка топлива с бака автомобиля. Ориентировочно заправка автотранспорта составляет 50 литров. Ориентировочная площадь загрязнения составит 4 м. В этом случае ориентировочная концентрация нефтеорганики, попавшая в окружающую среду, составит 0,04

т на 4 м² или 0,01 т/м². Анализ данной ситуации показывает, что при небольших разливах ГСМ произойдет только стимуляция жизнедеятельности микроорганизмов почвы, необратимого процесса нарушения морфологической структуры почвенного покрова не происходит. Характер воздействия: кратковременный. Вероятность возникновения данных чрезвычайных ситуаций незначительная.

Загрязнения подземных и поверхностных вод. При аварийных ситуациях - утечке топлива возможно попадание горюче смазочных материалов через почвогрунты в подземные воды. Охрана подземных вод - важное звено в комплексе мероприятий, имеющих целью предотвращение загрязнений, ликвидацию последствий. Нефтепродукты в водоносном горизонте обладают значительной подвижностью, в связи с этим площадь загрязнения водоносного горизонта больше, чем площадь почвенного загрязнения. Ориентировочные расчеты просачивания нефтепродуктов показали, что загрязнения с поверхности попадут в водоносный горизонт в среднем в течение одного сезона, расчетная глубина просачивания нефти составит около 0,4 м.

Характер воздействия: кратковременный. Вероятность возникновения данных чрезвычайных ситуаций незначительная.

Возникновение пожара. В результате пролитого топлива возможно возникновение пожара. Вероятность возникновения этой ситуации пренебрежимо мала в силу принятых проектных решений по организации производства и технике безопасности.

10 КАПИТАЛЬНЫЕ ВЛОЖЕНИЯ

В данном разделе приведены ожидаемые затраты на период пробной эксплуатации (2021-2022 гг.) месторождения Восточный Урихтау.

Объёмы капитальных вложений на период пробной эксплуатации включают в себя:

- Бурение и освоение скважины ВУ-3, ВУ-4, ВУ-5; ВУ-6;
- Затраты на обустройство скважин.

В таблице 10.1.1 приведены ожидаемые затраты на период 2021-2023 гг.

Таблица 10.1.1 - Ожидаемые затраты на период пробной эксплуатации месторождения Восточный Урихтау (без учета НДС)

№	Наименование объектов	Единица измерения	Год		
			2021	2022	2023
Расконсервация и бурение скважин					
<i>1</i>	<i>2</i>	<i>3</i>	<i>4</i>	<i>5</i>	<i>6</i>
1	Бурение и освоение опережающей эксплуатационной скважины ВУ-3	тыс. тнг.		2 419 963	
2	Бурение и освоение опережающей эксплуатационной скважины ВУ-4	тыс. тнг.		2 431 519	
3	Бурение и освоение опережающей эксплуатационной скважины ВУ-5	тыс. тнг.			2 425 590
4	Бурение и освоение опережающей эксплуатационной скважины ВУ-6	тыс. тнг.			2 246 244
5	Пере обработка и пере интерпретация данных 3Д сеймики	тыс. тнг.		26 339	
6	Лабораторные исследования керна и шлама скважин	тыс. тнг.		20 000	20 000
7	Проектные и исследовательские работы	тыс. тнг.			16 000
	Итого:	тыс. тнг.	0	4 897 821	4 707 834
Наземное обустройство месторождения					
1	Обустройство скважин	тыс. тнг.		178 243	173 450
	Итого:	тыс. тнг.	0	178 243	173 450
	ВСЕГО:	тыс. тнг.	0	5 076 064	4 881 284

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

В данном разделе приводится предварительная оценка затрат на ликвидацию последствий недропользования на месторождении Восточный Урихтау.

С учетом продолжительного периода времени до начала работ по выводу из эксплуатации, затраты на ликвидацию последствий недропользования, приведенные в настоящем разделе, являются лишь предварительными.

Сумма обеспечения ликвидации последствий недропользования сформирована из затрат на:

- ликвидацию скважин;
- демонтаж наземных объектов обустройства скважин.

Стоимость ликвидации скважин складывается из затрат на аренду буровой установки, мобилизацию и демобилизацию буровой установки, рекультивацию земель. Стоимость работ при ликвидации скважин представлена в таблице 11.1.1.

Таблица 11.1.1 – Расчет стоимости работ при ликвидации скважин

Наименование показателя затрат	Единица измерения	Значение
<i>1</i>	<i>2</i>	<i>3</i>
Стоимость ликвидации скважины ВУ-1	тыс. тнг.	100 575
Стоимость ликвидации скважины ВУ-2	тыс. тнг.	100 575
Стоимость ликвидации скважины ВУ-3	тыс. тнг.	100 575
Стоимость ликвидации скважины ВУ-4	тыс. тнг.	100 575
Стоимость ликвидации скважины ВУ-5	тыс. тнг.	100 575
Стоимость ликвидации скважины ВУ-6	тыс. тнг.	100 575
Итого:	тыс. тнг.	603 448

Стоимость демонтажа объектов обустройства скважин рассчитана в соответствии с пунктом 6.1.1 Сборника элементных сметных норм расхода ресурсов на монтаж оборудования ЭСН РК 8.04-02-2015 применением к нормам на монтаж (с учетом условий производства работ, за вычетом норм расхода учтенных материальных ресурсов) коэффициентов к нормам затрат труда и времени эксплуатации строительных машин (включая затраты труда рабочих, обслуживающих машины), представленных в таблице 11.1.2.

Таблица 11.1.2 – Коэффициенты к нормам монтажа оборудования

Наименование условий демонтажа оборудования	Коэффициенты к нормам	
	затрат труда рабочих	времени эксплуатации машин (включая затраты труда рабочих, обслуживающих машины)
<i>1</i>	<i>2</i>	<i>3</i>
Оборудование, предназначенное для дальнейшего использования, с укладкой деталей оборудования в ящики, со смазкой антикоррозионным слоем и составлением упаковочных спецификаций	0,5	0,5
Оборудование, предназначенное для дальнейшего использования, без консервации и упаковки	0,4	0,4
Оборудование, предназначенное в лом	0,3	0,3

В таблице 11.1.3 приведен расчет стоимости демонтажа объектов обустройства месторождения.

Таблица 11.1.3 – Расчет стоимости демонтажа объектов обустройства месторождения

Наименование объекта	Стоимость обустройства скважин (СМР, ПСД, Материалы)	Стоимость строительного-монтажных работ	Коэффициент для расчета стоимости демонтажа оборудования	Стоимость демонтажа оборудования
	тыс. тенге	тыс. тенге		тыс. тенге
<i>1</i>	<i>2</i>	<i>3</i>	<i>4</i>	<i>5</i>
Оборудование наземного обустройства скважин	351 693	186 397	0,5	93 199

По сводной стоимости затрат на ликвидацию скважин, демонтаж оборудования наземного обустройства скважин и объему добычи нефти определен удельный норматив в тенге на 1 тонну нефти, то есть соотношение затрат на ликвидацию объектов к суммарной добыче нефти за период пробной эксплуатации, представленный в таблице 11.1.4.

Таблица 11.1.4 – Расчет удельного норматива ликвидационных отчислений

Наименование показателя затрат	Единица измерения	Значение
<i>1</i>	<i>2</i>	<i>3</i>
Стоимость обеспечения последствий недропользования	тыс. тенге	696 647
Стоимость обеспечения последствий недропользования с учетом инфляции	тыс. тенге	752 378
Накопленные средства на 31.12.2021г	тыс. тенге	642 876
К накоплению по завершению периода пробной эксплуатации	тыс. тенге	109 502
Объем добычи нефти 2021-2023гг.	тыс. тонн	133,22
Удельный норматив при подготовке	тенге на тонну	5 690,16

По удельному нормативу рассчитаны ежегодные платежи в ликвидационный фонд на период пробной эксплуатации, представленные в таблице 11.1.5.

Таблица 11.1.5 – Расчет ежегодных отчислений в ликвидационный фонд

Наименование показателя	Единица измерения	Год			Итого
		2021	2022	2023	
<i>1</i>	<i>2</i>	<i>3</i>	<i>4</i>	<i>5</i>	<i>6</i>
Объем добычи нефти	тыс. тонн	45,33	45,68	41,21	132,22
Ликвидационные отчисления	тыс. тнг.	257 961	259 917	234 501	752 378
Ликвидационные отчисления с учетом накопленных средств недропользователя по состоянию на 31.12.2021 года	тыс. тнг.	642 876	57 566	51 937	752 378

СПИСОК ИСПОЛЬЗОВАННЫХ ИСТОЧНИКОВ

- 1) Кодекс Республики Казахстан от 27 декабря 2017 года № 125-VI «О недрах и недропользовании» (с изменениями и дополнениями от 24.05.2018г);
- 2) Единые правила по рациональному и комплексному использованию недр Республики Казахстан. Утверждены приказом Министра энергетики РК от 15 июня 2018 года № 239;
- 3) «Методические рекомендации по составлению проектов пробной эксплуатации нефтяных, газонефтяных и нефтегазовых залежей (совокупности залежей)» (приложение к приказу Министра энергетики Республики Казахстан от 24 августа 2018 года № 329);
- 4) Отчет «Проект поисковых работ на участке (Восточный Урихтау и Южный Урихтау)». Ж.С. Мурзагалиева, К. Шудабаев, З.Д. Кабдулова, Атырау, 2012г;
- 5) Отчет «Проект оценочных работ на месторождении Восточный Урихтау». Абитова А.Ж., Амангали С.А., Тулетаев Д.М., и др., Атырау, 2017г;
- 6) Отчет «Оперативный подсчет запасов нефти и растворенного газа месторождения Восточный Урихтау Актюбинской области Республики Казахстан (по состоянию изученности на 31.03.2019г)». Сымгалиев А.Д, Каналин Р.А. Тұқпатола Д.С. и др., Атырау 2019г.
- 7) РД 39-4-699-82 «Руководство по применению геолого-физических, гидродинамических и физико-химических методов для контроля разработки нефтяных месторождений». ВНИИ, Москва, 1984 г.;
- 8) «Техническая инструкция по проведению ГИС» М., Недра;
- 9) Н.С. Гудок, Н.Н. Богданович, В.Г. Мартынов «Определение физических свойств нефтеводосодержащих пород», Москва 2007г;
- 10) Дж.Амикс, Д.Басс, Р.Удитинг «Физика нефтяного пласта». 1960г;
- 11) В.М.Добрынин, Б.Ю.Вендельштейн, Д.А.Кожевников «Петрофизика» физика горных пород, Москва 2004г;
- 12) Л.Н. Иконникова, А.Б. Золотухин. Статья «Оценка забойного давления фонтанирующей скважины при его значении ниже давления насыщения». Вестник ПНИПУ. Геология. Нефтегазовое и горное дело. 2012.№2;
- 13) Крец, В. Г. Основы нефтегазового дела: учебное пособие /В. Г. Крец, А. В. Шадрин. – Томск: Изд-во Томского политехнического университета, 2010. – 182 с.;
- 14) Миклина, О. А. Фонтанная эксплуатация нефтяных скважин: методические указания к практическим занятиям. – Ухта: УГТУ, 2014. – 37 с.;

- 15) Мордвинов, А. А. Устьевое оборудование фонтанных и нагнетательных скважин [Текст]: метод. указания / А. А. Мордвинов, О. А. Миклина, Е. Л. Полубоярцев. – 2-е изд., испр. и доп. – Ухта: УГТУ, 2013. – 42 с.;
- 16) Щуров, В. И. Технология и техника добычи нефти: учеб. для вузов / В. И. Щуров. – М.: ООО «Альянс», 2005. – 510 с.;
- 17) Разработка нефтяных месторождений, приуроченных к карбонатным коллекторам/ Д. М. Викторин, Н. А. Лыков/ Москва "Недра ", 1980;
- 18) Интенсификация притока нефти и газа к скважинам/ С. И. Иванов/ Москва, ООО "Недра", 2006;
- 19) Нефтепромысловая химия, том IV, Кислотная обработка скважин/ В. Н. Глущенко, М. А. Силин.; Под ред. проф. И. Т. Мищенко/ Москва, Интерконтакт Наука, 2010;
- 20) «Об утверждении Методики расчетов нормативов и объемов сжигания сырого газа при проведении операций по недропользованию». Приказ Министра энергетики Республики Казахстан от 5 мая 2018 года № 164;
- 21) Экологический кодекс Республики Казахстан, от 09.01.2007г;
- 22) «Инструкция по проведению оценки воздействия намечаемой хозяйственной и иной деятельности на окружающую среду при разработке предплановой, плановой, предпроектной и проектной документации», приказ Министра охраны окружающей среды РК № 204-п от 28.06.2007г;
- 23) Макет рабочего проекта на строительство скважины на нефть и газ РД-39-0148052-537-87. Москва, ВНИИБТ, 1990г;
- 24) Правила обеспечения промышленной безопасности для опасных производственных объектов нефтяной и газовой отраслей промышленности. Астана, МИР РК от 30.12.2014г. №355;
- 25) Закон РК «О гражданской защите». Астана, от 11.04.2014г. №188-V;
- 26) Инструкция по составлению технического проекта на строительство скважины на нефть и газ. № 45 от 2.02.2005г;
- 27) Инструкция по расчету обсадных колонн для нефтяных и газовых скважин РД 39-7/10001-89. Куйбышев, ВНИИТнефть, 1989г;
- 28) Инструкция по испытанию скважины на герметичность. Куйбышев, ВНИИТнефть, 1977г;
- 29) Справочник инженера по бурению, под редакцией В. И. Мищевича. Москва, Недра, 1976г;
- 30) Справочник по креплению нефтяных и газовых скважины под редакцией Булатова. Москва, Недра, 1981г;

- 31) Спутник буровика. Справочник К.В. Иогансен. Москва, Недра, 1986г;
- 32) «Справочник по гидравлическим расчетам в бурении» Б.И. Мительман. Москва, Недра, 1963г;
- 33) Единые нормы времени на бурение скважины на нефть, газ и другие полезные ископаемые. Москва, 2000г;
- 34) Единые нормы времени на испытание разведочных и эксплуатационной скважины. Москва, НИИтруда, 1987г;
- 35) Справочник укрупненных сметных норм (СУСН) на строительство нефтяных и газовых скважины. Москва, Недра, 2000г;
- 36) Отчет «Проект пробной эксплуатации месторождения Восточный Урихтау», Сисенбаева А.Р., Свиридов А.Ю., г. Атырау, 2019г.