

Министерство науки и высшего образования Российской Федерации
федеральное государственное автономное
образовательное учреждение высшего образования
«Национальный исследовательский Томский политехнический университет» (ТПУ)

Школа: Инженерная школа природных ресурсов
Направление подготовки: 21.04.01 Нефтегазовое дело
ООП: Petroleum Engineering /Нефтегазовый инжиниринг
Отделение школы (НОЦ): Отделение нефтегазового дела

ВЫПУСКНАЯ КВАЛИФИКАЦИОННАЯ РАБОТА МАГИСТРАНТА

Тема работы
Обоснование оптимального комплекса исследований карбонатного коллектора в целях выделения продуктивных интервалов на примере палеозойских отложений Нюрольской впадины (Томская область)

УДК: 552.578.2.061.4"621"(571.16)

Обучающийся

Группа	ФИО	Подпись	Дата
2ТМ11	Антонов Антон Евгеньевич		17.08.2023

Руководитель ВКР

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Профессор	Белозеров В.Б.	Д.Г.-М. Н.		17.08.2023

Консультант (при наличии)

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Старший преподаватель	Коношонкин Д. В.			15.05.2023

КОНСУЛЬТАНТЫ ПО РАЗДЕЛАМ:

По разделу «Финансовый менеджмент, ресурсоэффективность и ресурсосбережение»

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Доцент	Рукавишников В.С.	PhD		15.05.2023

По разделу «Социальная ответственность»

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Доцент	Сечин А.А.	К.Т.Н.		15.05.2023

ДОПУСТИТЬ К ЗАЩИТЕ:

Руководитель ООП/ОПОП, должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Профессор	Чернова О.С.	Д.Г.-М. Н.		17.08.2023



Министерство науки и высшего образования Российской Федерации
федеральное государственное автономное
образовательное учреждение высшего образования
«Национальный исследовательский Томский политехнический университет» (ТПУ)

Школа: Инженерная школа природных ресурсов

Направление подготовки (ООП/ОПОП): 21.04.01 Нефтегазовое дело

Отделение школы (НОЦ): Отделение нефтегазового дела

УТВЕРЖДАЮ:

Руководитель ООП

(Подпись) (Дата)

(ФИО)

ЗАДАНИЕ

на выполнение выпускной квалификационной работы

Обучающийся:

Группа	ФИО
2ТМ11	Антонов Антон Евгеньевич

Тема работы:

Обоснование оптимального комплекса исследований карбонатного коллектора в целях выделения продуктивных интервалов на примере палеозойских отложений Нюрольской впадины (Томская область)

Утверждена приказом директора (дата, номер)

Приказ №160-39/с от 09.06.2023

Срок сдачи обучающимся выполненной работы:

17.08.2023

ТЕХНИЧЕСКОЕ ЗАДАНИЕ:

Исходные данные к работе

(наименование объекта исследования или проектирования; производительность или нагрузка; режим работы (непрерывный, периодический, циклический и т. д.); вид сырья или материал изделия; требования к продукту, изделию или процессу; особые требования к функционированию (эксплуатации) объекта или изделия в плане безопасности эксплуатации, влияния на окружающую среду, энергозатратами; экономический анализ и т. д.)

Результаты интерпретации геофизических и гидродинамических исследований скважин, результаты интерпретации сейсмических исследований, карта кровли ДЮК. Фондовая и периодическая литература, учебники, монографии

Перечень разделов пояснительной записки подлежащих исследованию, проектированию и разработке

(аналитический обзор литературных источников с целью выяснения достижений мировой науки техники в рассматриваемой области; постановка задачи исследования, проектирования, конструирования; содержание процедуры исследования, проектирования, конструирования; обсуждение результатов выполненной работы; наименование дополнительных разделов, подлежащих разработке; заключение по работе)

Введение

1. Обзор методов выделения продуктивных интервалов в трещиноватом коллекторе
2. Описание объекта исследования
3. Обоснование складчатого строения пластов М1 и М1
4. Текущая методика выделения коллекторов и возможных интервалов притока
5. Оценка эффективности применяемых методов на примере одной скважины
6. Обоснование необходимости

	применения дополнительных гидродинамических исследований 7. Методика исследования 8. Финансовый менеджмент, ресурсоэффективность и ресурсосбережение 9. Социальная ответственность
Перечень графического материала <i>(с точным указанием обязательных чертежей)</i>	Приложение Б - Слоисто-складчатая матрица отложений палеозоя, вскрываемая эрозионно- тектонической поверхностью фундамента Приложение В - Сравнение карт обводненности со структурной картой кровли ДЮК Приложение Г - Сравнение карт обводненности с картой категорий скважин и картой высоты скважины относительно ВНК на примере одного блока Приложение Д – Диагностические графики расчета сценариев исследования ОПК Приложение Е - Дерево расчета VOI, ГДК+ОПК,ГДК, ОПК

Консультанты по разделам выпускной квалификационной работы

(с указанием разделов)

Раздел	Консультант
«Финансовый менеджмент, ресурсоэффективность и ресурсосбережение»	Рукавишников В.С., доцент, PhD
«Социальная ответственность»	Сечин А.А., доцент, к.т.н.

Названия разделов, которые должны быть написаны на иностранном языке:

Обзор методов выделения продуктивных интервалов в трещиноватом коллекторе/
 Overview of methods for identifying productive intervals in a fractured-reservoir

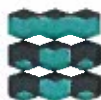
Дата выдачи задания на выполнение выпускной квалификационной работы по линейному графику	10.05.2023
--	------------

Задание выдал руководитель / консультант (при наличии):

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Профессор	Белозеров В.Б.	д.г.-м.н.		10.05.2023

Задание принял к исполнению обучающийся:

Группа	ФИО	Подпись	Дата
2ТМ11	Антонов Антон Евгеньевич		10.05.2023



Министерство науки и высшего образования Российской Федерации
федеральное государственное автономное
образовательное учреждение высшего образования
«Национальный исследовательский Томский политехнический университет» (ТПУ)

Школа: Инженерная школа природных ресурсов

Направление подготовки (ООП/ОПОП): 21.04.01 Нефтегазовое дело

Уровень образования: Магистратура

Отделение школы (НОЦ): Отделение нефтегазового дела

Период выполнения: осенний / весенний семестр 2022/2023 учебного года

КАЛЕНДАРНЫЙ РЕЙТИНГ-ПЛАН

выполнения выпускной квалификационной работы

Обучающийся:

Группа	ФИО
2ТМ11	Антонов Антон Евгеньевич

Тема работы:

Обоснование оптимального комплекса исследований карбонатного коллектора в целях выделения продуктивных интервалов на примере палеозойских отложений Нюрольской впадины (Томская область)
Срок сдачи обучающимся выполненной работы: 17.08.2023

Дата контроля	Название раздела (модуля) / вид работы (исследования)	Максимальный балл раздела (модуля)
15.05.2023	Обзор методов выделения продуктивных интервалов в трещиноватом коллекторе	10
18.05.2023	Описание объекта исследования	5
22.05.2023	Обоснование складчатого строения пластов М1 и М1	15
24.05.2023	Текущая методика выделения коллекторов и возможных интервалов притока	5
26.05.2023	Оценка эффективности применяемых методов на примере одной скважины	5
02.06.2023	Обоснование необходимости применения дополнительных гидродинамических исследований	20
09.06.2023	Методика исследования	20
15.05.2023	Финансовый менеджмент, ресурсоэффективность и ресурсосбережение	10
15.05.2023	Социальная ответственность	10

СОСТАВИЛ:

Руководитель ВКР

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Профессор	Белозеров В.Б.	д.г.-м.н.		10.05.2023

Консультант (при наличии)

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Старший преподаватель	Коношонкин Д.В.			10.05.2023

СОГЛАСОВАНО:

Руководитель ООП/ОПОП

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Профессор	Чернова О.С.	д.г.-м.н.		10.05.2023

Обучающийся

Группа	ФИО	Подпись	Дата
2ТМ11	Антонов Антон Евгеньевич		10.05.2023

**ЗАДАНИЕ К РАЗДЕЛУ
«ФИНАНСОВЫЙ МЕНЕДЖМЕНТ, РЕСУРСООБЪЕКТИВНОСТЬ
И РЕСУРСОСБЕРЕЖЕНИЕ»**

Обучающемуся:

Группа	ФНО
2ТМ11	Антонову Антону Евгеньевичу

Школа	ИШПР	Отделение школы (НОЦ)	ОНД
Уровень образования	Магистратура	Направление/ООП/ОПОП	21.04.01 Нефтегазовое дело

Исходные данные к разделу «Финансовый менеджмент, ресурсоэффективность и ресурсосбережение»:

1. Стоимость ресурсов научного исследования (НИИ): материально-технических, энергетических, финансовых, информационных и человеческих	Затраты ресурсов на создание модели гидродинамического исследования и последующую симуляцию
2. Нормы и нормативы расходования ресурсов	Капитальные вложения на строительство и исследование скважины

Перечень вопросов, подлежащих исследованию, проектированию и разработке:

1. Оценка коммерческого и инновационного потенциала НТИ	Расчет экономической эффективности проектных решений по исследованию скважин
2. Разработка устава научно-технического проекта	Методические рекомендации по выбору оптимальной программы исследований
3. Планирование процесса управления НТИ: структура и график проведения, бюджет,	Анализ экономической эффективности предложенных методов
4. Определение ресурсной, финансовой, экономической эффективности	Расчет экономической эффективности исследований по методике VOI

Перечень графического материала:

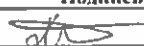
1. Приложение Е – Деревья решений для расчета VOI

Дата выдачи задания к разделу в соответствии с календарным учебным графиком	10.05.2023
---	------------

Задание выдал консультант по разделу «Финансовый менеджмент, ресурсоэффективность и ресурсосбережение»:

Должность	ФНО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Доцент	Рукавишников В.С.	PhD		10.05.2023

Задание принял к исполнению обучающийся:

Группа	ФНО	Подпись	Дата
2ТМ11	Антонов Антон Евгеньевич		10.05.2023

ЗАДАНИЕ ДЛЯ РАЗДЕЛА «СОЦИАЛЬНАЯ ОТВЕТСТВЕННОСТЬ»

Студенту:

Группа		ФИО	
2ТМ11		Антонов Антон Евгеньевич	
Школа	ИШПР	Отделение (НОЦ)	Отделение нефтегазового дело
Уровень образования	магистратура	Направление/специальность	21.04.01 Нефтегазовое дело

Тема ВКР:

Обоснование оптимального комплекса исследований карбонатного коллектора в целях выделения продуктивных интервалов на примере палеозойских отложений Нюрольской впадины (Томская область)	
Исходные данные к разделу «Социальная ответственность»:	
Введение - Характеристика объекта исследования (вещество, материал, прибор, алгоритм, методика) и области его применения. - Описание рабочей зоны (рабочего места) при разработке проектного решения/при эксплуатации	Объект исследования – опробование карбонатного коллектора Область применения разработка месторождений Рабочая зона: полевые условия Климатическая зона: Умеренная зона Количество и наименование оборудования рабочей зоны: подъемные агрегаты, буровые установки, запорная арматура Рабочие процессы, связанные с объектом исследования, осуществляющиеся в рабочей зоне спуско-подъемные операции на скважине, проведение гидродинамических испытаний
Перечень вопросов, подлежащих исследованию, проектированию и разработке:	
1. Правовые и организационные вопросы обеспечения безопасности при эксплуатации проектного решения: - специальные (характерные при эксплуатации объекта исследования, проектируемой рабочей зоны) правовые нормы трудового законодательства; - организационные мероприятия при компоновке рабочей зоны.	ТК РФ Статья 298. Ограничения на работы вахтовым методом; РД 153-39.0-069-01 Техническая инструкция по проведению геолого-технологических исследований нефтяных и газовых скважин; РД 08-435-02. Положение о порядке организации одновременного ведения работ по бурению, освоению, вскрытию дополнительных продуктивных отложений, эксплуатации и ремонту скважин на кустовой площадке; РД 153-39.0-062-00 Техническая инструкция по испытанию пластов инструментами на трубах; РД 153-39.0-072-01 Техническая инструкция по проведению геофизических исследований и работ приборами на кабеле в нефтяных и газовых скважинах Федеральные нормы и правила в области промышленной безопасности "Правила безопасности в нефтяной и газовой промышленности" (от 19 января 2022 года)
2. Производственная безопасность при эксплуатации проектного решения: Анализ выявленных вредных и опасных производственных факторов Расчет уровня опасного или вредного производственного фактора	Вредные факторы: - Микроклимат - Шум - Электрический ток - Повышенный уровень вибрации Опасные факторы: - Повышенный уровень общей и локальной вибрации - Недостаток освещения - Движущиеся части производственного оборудования и механизмы - Воздействие химических реагентов и токсичных веществ - Неблагоприятные климатические условия

	Расчет: разлив пластового флюида
3. Экологическая безопасность при эксплуатации проектного решения:	Воздействие на селитебную зону: отсутствует/минимально Воздействие на литосферу: Загрязнение почвы химическими реагентами, пластовыми флюидами Воздействие на гидросферу: возможны утечки углеводородов в водоемы Воздействие на атмосферу: возможны выбросы пластовых газов, выбросы выхлопных газов
4. Безопасность в чрезвычайных ситуациях при эксплуатации проектного решения:	Возможные ЧС: природного характера: лесной пожар, наводнения, ураганы; техногенного характера: в результате отказа систем безопасности: возгорание ГСМ, разливы химических реагентов и ГСМ в больших объемах, газонефтеводопроявление Наиболее типичная ЧС: газонефтеводопроявление
Дата выдачи задания для раздела по линейному графику	
10.05.2023	

Задание выдал консультант:

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
доцент	Сечин Андрей Александрович	к.т.н		10.05.2023

Задание принял к исполнению студент:

Группа	ФИО	Подпись	Дата
2ТМ11	Антонов Антон Евгеньевич		10.05.2023

ПЛАНИРУЕМЫЕ РЕЗУЛЬТАТЫ ОСВОЕНИЯ ООП

Категория компетенций	Код и наименование компетенции	Индикаторы достижения компетенции
Системное и критическое мышление	УК-1. Способен осуществлять критический анализ проблемных ситуаций на основе системного анализа, выработать стратегические действия	И.УК(У)-1.1. Анализирует проблемную ситуацию как систему, выявляя ее составляющие и связи между ними
		И.УК(У)-1.2. Определяет проблемы в информации, необходимой для решения проблемной ситуации, и проектирует процессы по их устранению
		И.УК(У)-1.3. Разрабатывает стратегические решения проблемной ситуации на основе системного и других современных междисциплинарных подходов; обосновывает выбор темы исследований на основе анализа явлений и процессов в конкретной области научного знания
		И.УК(У)-1.4. Использует логико-методологический инструментарий для критической оценки современных концепций в своей предметной области
Разработка и реализация проектов	УК(У)-2. Способен управлять проектом на всех этапах его жизненного цикла	И.УК(У)-2.1. Определяет проблему и способ ее решения через реализацию проектного управления
		И.УК(У)-2.2. Разрабатывает концепцию проекта в рамках обозначенной проблемы: формулирует цель, задачи, обосновывает актуальность, значимость, ожидаемые результаты и возможные сферы их применения
		И.УК(У)-2.3. Осуществляет мониторинг за ходом реализации проекта, корректирует отклонения, вносит дополнительные изменения в план реализации проекта
Командная работа и лидерство	УК(У)-3. Способен организовывать и руководить работой команды, выработать командную стратегию для достижения поставленной цели	И.УК(У)-3.1. Планирует и корректирует свою социальную и профессиональную деятельность с учетом интересов, особенностей поведения и мнений людей, с которыми работает и взаимодействует
		И.УК(У)-3.2. Организует дискуссии по заданной теме и обсуждение результатов работы команды
		И.УК(У)-3.3. Планирует командную работу, распределяет поручения и делегирует полномочия членам команды

Категория компетенций	Код и наименование компетенции	Индикаторы достижения компетенции
Коммуникация	УК(У)-4. Способен применить современные коммуникативные технологии, в том числе на иностранном(ых) языке(ах), для академического и профессионального взаимодействия	II.УК(У)-4.1. Решает конкретные задачи профессиональной деятельности на основе академического и профессионального взаимодействия с учетом анализа мнений, предложений, идей отечественных и зарубежных коллег
		II.УК(У)-4.2. Составляет, переводит и редактирует различные академические тексты (рефераты, эссе, обзоры, статьи и т.д.)
		II.УК(У)-4.3. Представляет результаты академической и профессиональной деятельности на различных научных мероприятиях, включая международные
		II.УК(У)-4.4. Планирует и организывает совещания, деловые беседы, дискуссии по заданной теме; аргументированно и конструктивно отстаивает свою точку зрения, позицию, идею в академических и профессиональных дискуссиях на государственном и иностранном языках
Межкультурное взаимодействие	УК(У)-5. Способен анализировать и учитывать разнообразие культур в процессе межкультурного взаимодействия	II.УК(У)-5.1. Осуществляет профессиональную и социальную деятельность с учетом особенностей поведения и мотивации людей различного социального и культурного происхождения, в том числе особенностей деловой и общей культуры представителей других этносов и конфессий
		II.УК(У)-5.2. Выстраивает социальное и профессиональное взаимодействие с учетом особенностей деловой и общей культуры представителей разных этносов и конфессий, других социальных групп
		II.УК(У)-5.3. Обеспечивает создание индискриминационной среды для участников межкультурного взаимодействия при личном общении и при выполнении профессиональных задач
Самоорганизация и саморазвитие (в том числе здоровьесбережение)	УК(У)-6. Способен определить и реализовывать приоритеты собственной деятельности и способы ее совершенствования на основе самооценки	II.УК(У)-6.1. Анализирует использование рабочего времени в широком спектре деятельности: планирование, распределение, постановка целей, делегирование полномочий, анализ временных затрат, мониторинг, организация, составление списков и расстановка приоритетов

Категория компетенций	Код и наименование компетенции	Индикаторы достижения компетенции
		И.УК(У)-6.2. Составляет выполненные текущих производственных задач с повышением квалификации; корректирует планы в соответствии с имеющимися ресурсами
		И.УК(У)-6.3. Планирует профессиональную траекторию с учетом особенностей как профессиональной, так и других видов деятельности и требований рынка труда

РЕФЕРАТ

Магистерская диссертация содержит 120 с., 21 рис., 15 табл., 60 источников, 6 прил.

Ключевые слова: гидродинамические исследования, карбонатный коллектор, интервалы притока, трещиноватость, складчато-блоковое строение.

Объектом исследования: карбонатный коллектор, трещинно-порово-кавернового типа, месторождения X, палеозойских отложений Нюрольской впадины (Томская область).

Цель работы – выявить и обосновать оптимальный комплекс исследований с целью выделения участков неоднородной фильтрации и оценки их продуктивности для горизонтальных скважин карбонатного коллектора пород фундамента Нюрольской впадины

Научные задачи:

- 1) обосновать складчато-блоковое строение, обуславливающее неоднородную фильтрацию;
- 2) рассмотреть текущую методику выделения продуктивных интервалов;
- 3) оценить эффективность текущего комплекс исследования объекта, как коллектора складчато-блокового строения;
- 4) определить применимость дополнительных методов исследования;
- 5) обосновать применение и методологию дополнительных исследований;
- 6) оценить экономический эффект введения дополнительных методов исследования, применяя методику VOI (value of information).

Область применения: нефтегазоконденсатные месторождения, приуроченные к сложно-простроенным карбонатным коллекторам складчато-блокового строения, трещинно-кавернозного типа.

Экономическая эффективность/значимость работы заключается в уменьшении неопределенностей геологического строения, а также характера насыщения, вследствие чего повышается экономическая эффективность разработки месторождения.

В будущем планируется оптимизация методики исследования с учетом опыта ее применения на исследуемом объекте.

Благодарности. Выражаю особую благодарность сотрудникам ЦППС НД ТПУ: В.Б. Белозерову, О.С. Черновой, Д.В. Коношонкину, И.В. Матвееву за предоставленную помощь при написании данной магистерской работы.

Оглавление

Введение.....	16
1.Обзор методов выделения продуктивных интервалов в трещиноватом коллекторе	19
2.Описание объекта исследования	27
2.1 Общие сведения.....	27
2.2 Геологическое строение.....	27
3.Обоснование складчатого строения пластов М1 и М1.....	38
3.1 Структурные особенности пластов М1 и М	38
3.2 Особенности разработки пластов М1 и М вызванные складчатым строением	39
3.3 Особенности бурения пластов М1 и М.....	43
3.4 Особенности обводнения пластов М1 и М.....	45
3.5 Выводы по разделу 3.....	46
4.Текущая методика выделения коллекторов и возможных интервалов притока	49
5.Оценка эффективности применяемых методов на примере одной скважины	51
6.Обоснование необходимости применения дополнительных гидродинамических исследований	53
7. Методика исследования.....	65
7.1 Регистрация поглощений.....	65
7.2 Геофизические исследования скважин	65
7.3 Гидродинамические исследования скважин.....	66
8.Финансовый менеджмент, ресурсоэффективность и ресурсосбережение	70
9. Социальная ответственность.....	77
9.1 Правовые и организационные вопросы обеспечения безопасности	78
9.2 Производственная безопасность.....	79
9.3 Экологическая безопасность.....	87
9.4 Безопасность в чрезвычайных ситуациях	89
СПИСОК ИСПОЛЬЗОВАННЫХ ИСТОЧНИКОВ.....	93
Приложение А	100

Приложение Б.....	111
Приложение В.....	113
Приложение Г.....	115
Приложение Д.....	117
Приложение Е.....	126

Список сокращений, использованных в работе

ГИС	- геофизические исследования
ГДИС-	гидродинамические исследования скважин
ФЕС	– фильтрационно-емкостные свойства
УЭС	– удельное электрическое сопротивление
АК	– акустический каротаж
КС	– кажущееся сопротивление породы
ПС	– каротаж собственной поляризации
ГК	– гамма-каротаж
НГР	– нейтронный гамма-каротаж
ГГК-п	– гамма-гамма каротаж плотностной
ЯМК	– ядерно-магнитный каротаж
ИК	– индукционный каротаж
КВД	– кривая восстановления давления
КПД	– кривая падения давления
КСД	– кривая стабилизации давления
ВСС	– влияние ствола скважины
ННК	– нейтрон-нейтронный каротаж;
ОПИ	– опытно-промышленные испытания;
ОПК	– опробование пластов
ДЮК	– доюрский комплекс
ГДК	– гидродинамический каротаж
EMV	– exected money value, ожидаемый денежный доход
MDT	– modular formation dynamics tester, модульный пластоиспытатель
VOI	– value of information, экономическая ценность информации
RFT	– repeated formation tester, многократный пластоиспытатель

Введение

Актуальность темы исследования. На данном этапе разработки объекта существует проблема определения интервалов притока и их типа. Большинство гидродинамических исследований имеют качество «среднее» и «ниже среднего». По объекту наблюдаются темпы обводнения, значительно превышающие проектные. Все это несет огромные экономические потери. Комплекс дополнительных исследований позволит более точно обнаруживать интервалы притока целевого притока, оценить фильтрационно-емкостные свойства (ФЕС) объекта, уточнить складчатое-блоковое строение объекта. Все это позволит проектировать более эффективные конструкции скважин, а также режимы их работы.

Планирование добычи углеводородов при разработке любого типа коллектора, всегда включает задачу по выделению наиболее перспективных продуктивных интервалов. Успешное её решение позволяет существенно снизить эксплуатационные затраты и позволяет более эффективно проводить различные геолого-технические мероприятия.

Изучение трещиноватого, трещиновато-кавернозного коллектора стандартным комплексом геофизических исследований скважин (ГИС) очень ограничено. Невозможно определить ориентацию и положение трещин, определить их емкость и характер насыщения. Поэтому для изучения данного типа коллекторов необходимы дополнительные исследования.

Для успешного проведения исследований необходимо производить их проектирование, которое требует понимания о строении объекта, его основных характеристиках, что позволяет составить предполагаемый образ результата исследования и предварительно оценить его экономическую эффективность.

В данной работе рассмотрены исследования, позволяющие получить информацию о характере насыщения, а также оценена возможность получения дополнительной информации о ФЕС, а также дренируемых объемах.

Объект исследования – карбонатный коллектор, трещинно-порово-кавернового типа, месторождения X, палеозойских отложений Нюрольской впадины (Томская область).

Цель работы – выявить и обосновать оптимальный комплекс исследований с целью выделения участков неоднородной фильтрации и оценки их продуктивности для горизонтальных скважин карбонатного коллектора пород фундамента Нюрольской впадины

Для достижения цели было необходимо решить следующие задачи:

1. обосновать складчато-блоковое строение, обуславливающее неоднородную фильтрацию;
2. рассмотреть текущую методику выделения продуктивных интервалов;
3. оценить эффективность текущего комплекс исследования объекта, как коллектора складчато-блокового строения;
4. определить применимость дополнительных методов исследования;
5. обосновать применение и методологию дополнительных исследований;
6. оценить экономический эффект введения дополнительных методов исследования, применяя методику «VOI» (value of information).

Научные положения, выносимые на защиту:

1. Гидродинамические исследования короткой длительности, типа ГДК+ОПК, на рассматриваемом объекте позволяют установить с высокой степенью достоверности интервалы и тип притока флюида, а также уточнить геологическое строение залежи.
2. Дополнительные гидродинамические исследования увеличенной длительности (ГДК+ОПК) позволяют отобразить сложное складчато-блоковое строение резервуара и особенности распределения фильтрационно-емкостных свойств в межскважинном пространстве.

Научная новизна исследования: Впервые для рассматриваемой территории, Нюрольская впадина (Томская область), разработана и предложена методика исследования трещинно-каверно-порового типа коллектора (складчато-слоистого), с применением комбинации исследований ГДК+ОПК.

Методы, использованные в работе: При написании магистерской выпускной квалификационной работы был использован метод построения модели гидродинамических исследований скважин, описанный в научно-методическом руководстве «Well test analysis book» (Карра, 2018).

Область применения: палеозойские отложения Нюрольской впадины (Томская область).

Личный вклад автора: автор, проанализировал, обобщил и систематизировал исследования, проводимые на данном участке, и промысловые данные. Предложил комплекс гидродинамических исследований складчато-слоистого коллектора, а также рекомендации по их проведению.

Практическая значимость работы: предложенная методика может быть использована для проведения гидродинамических исследований, по результатам полученных данных в результате исследования, становится возможным произведение качественной и количественной оценки объектов складчато-слоисто-блокового строения.

Исходная информация: результаты интерпретации геофизических и гидродинамических исследований скважин, результаты интерпретации сейсмических исследований, карта кровли доюрского комплекса. Фондовая и периодическая литература, учебники.

Благодарности: Выражаю особую благодарность сотрудникам ЦППС НД ТПУ: В.Б. Белозерову, О.С. Черновой, Д.В. Коношонкину, И.В. Матвееву за предоставленную помощь при написании данной магистерской работы.

1. Обзор методов выделения продуктивных интервалов в трещиноватом коллекторе

Распространенным подходом в определении перспективных продуктивных интервалов, является выделение интервалов трещиноватости и их последующая увязка с притоком по результатам испытаниям скважин. В тоже время необходимо отметить, что на данный момент не существует общепринятой методики выделения трещиноватых коллекторов, а испытания скважин на приток не всегда дают достоверную информацию по интервалам опробования.

Наиболее эффективными исследованиями скважин, позволяющими выделить трещиноватые интервалы, являются:

- методы электрического и акустического сканирования;
- геолого-технологические исследования во время бурения;
- гидродинамические исследования;
- отбор и изучение полноразмерного керна;
- построение геомеханической модели [14].

Для достижение лучшего результата необходима комплексная оценка всех представленных методов.

Электрическое сканирование, основано на изменении микросопротивления, вызванного различием литологических и петрофизических свойств породы. В результате формируются имиджевые характеристики разреза, отображающие интервалы трещиноватости, ориентацию и плотность трещиноватости, выделяются залеченные трещины, предполагаются проводящие трещины и каверны (Рисунок 1.1). Недостатками данного метода являются: незначительная глубинность исследования, ошибочное выделение техногенной трещиноватости в качестве природной, трудная различимость трещин высокой и низкой проводимости и применение метода только в сочетании с буровым раствором на водной основе [25].

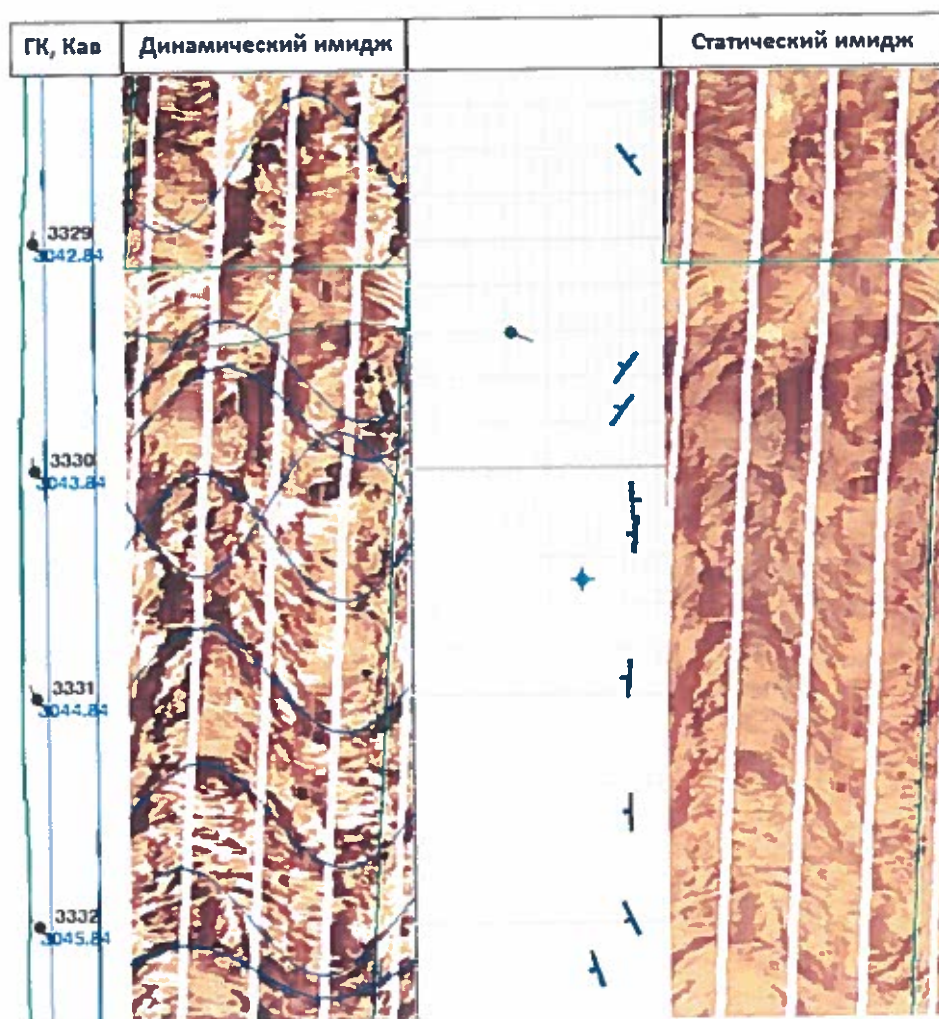


Рисунок 1.1 – Пример выделения проводящих трещин по данным электрического микросканера (отчет интерпретации ГИС Шлюмберже, 2013)

Методы акустического сканирования основаны на регистрации полного волнового акустического сигнала, для измерения интервальных времен, коэффициентов эффективного затухания преломленных продольной, поперечной, Лэмба и Стоунли упругих волн, распространяющихся в горных породах. По данным акустического микросканера также возможно выделить интервалы трещиноватости, ориентацию и плотность трещиноватости, глубину и раскрытость трещин [45].

Геолого-технологические исследования во время бурения позволяют определить возможно проводящие интервалы, связанные с трещиноватостью, выделяемые и классифицируемые в основном по интенсивности поглощения.

Согласно классификации, предложенной Nelson E.B [41], по интенсивности поглощений можно выделить четыре причины поглощения.

1. Высокопроницаемый пласт – поглощения до $1.6 \text{ м}^3/\text{час}$.
2. Узкие трещины – поглощения $1.6 - 16 \text{ м}^3/\text{час}$.
3. Широкие трещины – поглощения от $16 \text{ м}^3/\text{час}$.
4. Кавернозные пласты, протяженные системы трещин – потеря циркуляции.

Гидродинамические исследования позволяют выделить проводящий интервал и по аномалиям проницаемости позволяют классифицировать коллектор (каверновый, трещинный).

Полноразмерный керн позволяет выделить трещиноватые интервалы, оценить раскрытость трещин, плотность трещиноватости, определить свойства породы и вмещающих минералов. Однако стоит помнить, что процесс бурения изменяет напряженное состояние породы и параметры трещин вероятнее всего являются отличными от пластовых.

Для построения геомеханической модели необходимы все вышеперечисленные исследования, включая стандартный комплекс ГИС. Стоит отметить, что существование открытой трещины возможно только при превышении порового давления над горизонтальным напряжением. Наиболее точное значение горизонтального напряжения можно получить по результатам теста пласта на гидравлический разрыв.

После выделения интервалов трещиноватости производится опробование интервала на приток. В мировой практике существует несколько способов определения притока в скважину:

- скважинные точечные испытания пласта (RFT, MDT, ОПК/ГДК и т д.);
- испытания пластов на трубах;
- скважинные расходомеры.

Все перечисленные методы могут выдавать не достоверные данные о притоке, так как основной особенностью исследования трещиноватых

коллекторов, является необходимость создания минимально возможной депрессии. Данные условия обусловлены заметным влиянием депрессии на раскрытость трещины. Доказано, что при больших депрессиях трещины склонны смыкаться, до полного прекращения фильтрации, данный процесс подробно рассмотрен в источнике [3].

Основная проблема при испытании пласта – состояние стенок ствола скважины. Для трещиноватого коллектора характерно увеличение диаметра ствола скважины и техногенная трещиноватость. В следствие этих причин, а также естественной трещиноватости, часто происходит нарушение герметичности в системе прибор-пласт.

В статье [1] приведен анализ результатов исследований пластовыми испытателями на кабеле, по результатам анализа выявлено, что применение компоновок с двумя пакерами позволяет добиваться наиболее высокого количества кондиционных замеров (Рисунок 1.2).



Рисунок 1.2 – Пример оборудования испытания с двойным пакером (MRPA-«Schlumberger»)

Также в источнике [44] показано, что методика, представленная в 2002 году М Zeybek [47], предполагающая использование пластоиспытателя на

кабеле с двумя пакерами на расстоянии 1 метр, в комбинации с анализатором флюида позволяет получить данные комплексирование которых с дополнительным комплексом ГИС позволило определить интервалы притока, тип флюида, а также определить ключевые статические и динамические свойства коллектора (Рисунок 1.3).



Рисунок 1.3 – Обобщенные результаты классификации трещиноватых интервалов, с использованием микроимеджеров и данных пластоиспытателя (Ramatulayev Samat, 2019)

В 2010 году была предложена методика определения продуктивных интервалов в трещинно-кавернозном разрезе, путем комплексирования данных ядерно-магнитного каротажа (ЯМК), микросканеров и данных скважинных дебитометров при испытании скважины. С помощью данной методики предполагается выделение насыщенных каверн и трещин, получение профиля проницаемости матрицы и трещин. [28].

По результатам изучения трещиноватого коллектора Восточной Сибири, исследователями было выявлено, что комплексирование данных ядерно-магнитного каротажа и удельных электрических сопротивлений не представляет возможности выделять продуктивные и не приточный (сухие) интервалы. Однако в результате статистической обработки петрофизических

данных удалось выделить критерии разделения «сухих» интервалов и интервалов, работающих водой. По результатам интерпретации коэффициентов пористости и водонасыщенности методом ядерно-магнитного каротажа получено эмпирическое неравенство: $K_n > K_{в.о.} \cdot K_n + 3\%$ характеризующее приток пластовой воды из интервала испытания и в обратном случае его отсутствие [39].

В статье [40] также описывается анализ карбонатных коллекторов с естественной трещиноватостью, включая оценку статических данных путем интеграции всех доступных данных по открытому стволу. Динамическая оценка была получена с помощью испытателей пласта.

Кроме того, авторы выявляют проблему несовпадения интервалов трещиноватости и продуктивных интервалов по результатам динамических испытаний и сообщают, что сочетание использования тестера с двумя пакерами дает больше совпадений.

В 2017 году был предложен новый подход к тестированию таких коллекторов. По способу в скважину спускается конструкция с гидромеханическим пакером. Проверяется герметичность системы. При этом определяют давление начала раскрытия естественных трещин. Процедура закрепления фильтрационно-проницаемых трещин в призабойной зоне флюидонасыщенного коллектора осуществляется путем медленной закачки пропанта. Закачка осуществляется пропантом, состоящим из трех фракций: фракции выбираются по результатам изучения керна и с избыточным давлением 1,5-2,5 МПа от пластового давления. Затем давление в скважине снижают до пластового и далее переводят на депрессию для очистки скважины. После этого в открытом стволе проводятся гидродинамические исследования насыщенного флюидом пласта-коллектора. Исследование проводится методом стационарного отбора проб по типовой программе с созданием разрежений от пластового давления в системе подачи жидкости на заданных режимах [42].

учета геомеханических свойств породы. Также замечено успешное применение скважинных сканеров флюида для определения типа притока (нефть, газ, вода).

2. Описание объекта исследования

2.1 Общие сведения

В административном отношении, рассматриваемые площади находятся на территории Парабельского района, Томской области. Ближайшие населенные пункты п. Пудино и г. Кедровый. Транспортная сеть представлена автодорогами в зимний период, в летний период - водным путем, доставка срочных грузов возможна вертолетом.

В непосредственной близости с рассматриваемыми площадями (менее 30 км) расположен действующий нефтепровод, вдоль которого проложены линии электропередач.

Климат резко-континентальный, суровая зима продолжительная зима, отрицательные температуры достигают -55°C , лето теплое, непродолжительное, среднегодовая температура порядка -1°C . Снежный покров сохраняется с ноября по май, с толщиной 80-100 см. Территория относится к избыточно увлажненным, с большим выпадением годовых осадков.

Рельеф местности представлен слабо всхолмлённую равнину, с низким расчленением, низкой степенью дренирования и высокой заболоченностью. Абсолютные отметки рельефа лежат в пределах от 90м до 122м.

2.2 Геологическое строение

2.2.1 Тектоника

В тектоническом плане территория исследования расположена в южной части Западно-Сибирской плиты. Нижний (складчатый) этаж, представлен геосинклинальными, глубоко метаморфизованными, сильно дислоцированными породами докембрия и палеозоя, прорванными интрузивными образованиями различного состава и возраста. Согласно тектонической карты фундамента Западно-Сибирской плиты, район приурочен к Нюрольской мегавпадине [16].

Структура Нюрольской впадины осложнена рядом разломов северо-западного и северо-восточного простирания, разбивающих ее на систему блоков. Многочисленные поднятия, соседствующие с различными по амплитуде и размерам прогибами. Рассматриваемые площади находятся на поднятиях, представляющих тектонический блок, типа горста, субмеридионального простирания (Рисунок 2.1).

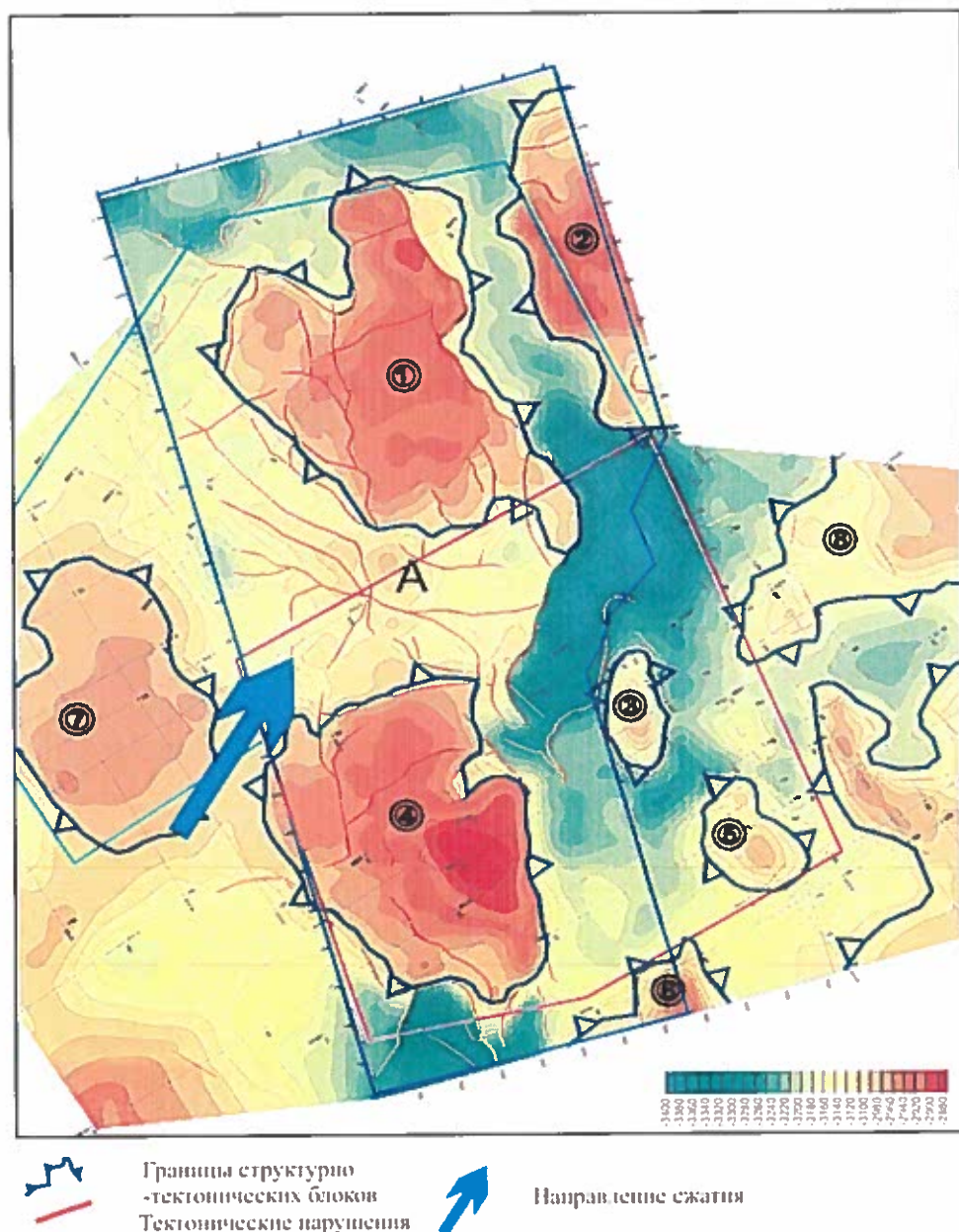


Рисунок 2.1 – Схема тектонического районирования (рассматриваемые структуры 1 и 4), («Halliburton», 2007)

В палеозое преобладал геосинклинальный тектонический режим, происходило прогибание докембрийского основания, на фоне растяжения, с

накоплением мощной осадочной толщи. В девоне во впадинах и прогибах формировались карбонаты, а также карбонатно-глинистые формации.

К концу палеозоя режим напряжений сменился, преобладание сжатия привело к поднятию территории и формированию крупных листрических блоков. На фоне общего поднятия происходило движение листрических блоков, восточный край Нюрольского блока испытывал поднятие, западный опускание. Данное положение привело к доминации вертикальных напряжений и общему сжатию блока, которое сформировало складчатость, дизъюнктивные дислокации и распадение листрических блоков на самостоятельные блоки. В течении данного этапа в опущенной части формировались системы трещин, а поднятая часть была выведена выше уровня моря и интенсивно эродировала.

Каменноугольно-пермское время Нюрольская впадина испытывала интенсивное погружение, происходило несогласное накопление осадочных толщ на отложения силура-девона.

В раннем триасе территория Западной-Сибири испытывала общий подъем центральной части. На данном этапе снова господствует режим растяжения, формируются грабен-рифты, грабены-впадины, депрессионные зоны заполняются триасовыми эффузивно-осадочными образованиями. Этап завершается выравниванием всей территории, с повторным срезанием палеозойских отложений, каменноугольные отложения сохраняются только в прогнутых зонах, на данном этапе происходит формирование доюрской коры выветривания.

В дальнейшем, в мезозое, происходило медленное опускание дна бассейна, что способствовало накоплению мощного осадочного чехла, представленного преимущественно терригенным материалом [17].

2.2.2 Литолого-стратиграфическая характеристика

В литолого-стратиграфическом плане разрез карбонатными отложениями палеозойской группы, перекрывающиеся терригенными отложениями юрского, мелового, палеогенового и четвертичного возрастов, слагающими платформенный чехол.

Палеозойская эратема (Pz)

Наиболее древние отложения, вскрытые на данных площадях представлены девонским возрастом.

Девонская система (D)

В пределах Нюрольской впадины имеют наиболее широкое распространение именно девонские отложения, представленные рифогенными образованиями, которые повсеместно выходили на древнюю эрозинно-тектоническую поверхность.

Обстановка осадконакопления – мелководная шельфовая зона, распределение фаций в которой обусловлено уже сформировавшейся к тому времени блоковой структурой фундамента. В приподнятых зонах формировались карбонатные банки, а на их склонах – органогенно-детритовые осадки.

Армичевская свита (D_{Iarm}) – наиболее древняя вскрытая толща в рассматриваемом разрезе, представлена темно-серыми, коричнево-серыми известняками, глинистыми известняками с прослоями аргиллитов и мергелей. Вскрытая мощность – 224м.

Солоновская свита (D_{Isln}), эмсский ярус, представлена темно-серыми, темно-светло-коричневыми известняками, аргиллитами и мергелями окремнелыми. Вскрытая мощность до 50м.

Надеждинская свита (D_{Ind}) - отложения представлены коричневатосерыми массивными органогенными известняками.

Герасимовская свита (D_{2gr}), эйльфеский и живетский ярусы, литологически выражена массивными серыми, кремовыми, темно-серыми известняками, иногда доломитизированными. По данным сейсморазведки залегание субгоризонтальное.

Лугинецкая свита (D_{3lg}), франский и фаменский ярусы. Отложения распространены на всей исследуемой территории. Скважинами вскрыты несколько уровней развития данной свиты, накапливавшиеся в различных фациальных условиях. Отложения представлены пелитоморфными известняками, чередованием тонкозернистых доломитов и тонко-микрозернистых известняков. Верхняя часть толщи сложена перекристаллизованными мелкозернистыми доломитами. В данной свите отмечены проявления признаков нефтегазоносности, а также высокие значения ФЕС.

Каменноугольная система (C)

Отложения данного возраста не имеют широкого распространения, однако имеют место единичные проявления, подтвержденные руководящими формами. По литологическому составу схожи с известняками Лугинецкой свиты.

Кора выветривания

С угловым несогласием поверх отложений карбона залегают породы коры выветривания, мощность которых достигает 38м. Отложения представлены бокситосодержащими породами.

Мезозойская эратема (Mz)

Мезозойские отложения представлены терригенными породами юрской и меловой системы

Юрская система (J)

Осадконакопление в нижнеюрских толщ происходило в условиях мелкого моря и побережья, с тёплым гумидным климатом, среднеюрские осадки накапливались в том же климате, но условия сменились на озерно-аллювиально-равнинные.

Урманская свита (J_{1ur}), геттангский, синемюрский, плинсбахский ярусы. Песчаные пласты, разделенные аргиллитовой пачкой. Общая мощность свиты до 95м.

Тогурская свита(J_{1tg}), тоарский ярус. Является региональным репером и флюидоупором. В литологическом плане представлена массивными плотными от темно-серых до черно-бурых аргиллитами. Мощность до 40м.

Салатская свита (J_{1-2sl}), тоарский и ааленский ярусы, представлена песчаниками, (пласты $Ю_{15-14}$) алевролитами, углистыми аргиллитами, с прослоями гравелитов, конгломератов с линзами углей. Мощность в пределах 60м.

Тюменская свита(J_{2tm}), ааленский, байосский, батский ярусы. Сложена песчано-алеврито-глинистой толщей, имеются прослои углей и углистых аргиллитов, литологически не выдержанна. В состав свиты входят нефтеносные пласты $Ю_3$ - $Ю_{14}$. Мощность колеблется от 263 до 338м.

Васюганская свита (J_{3vs}), батский, келловейский, оксфордский ярусы. по литологическому составу подразделяется на нижнюю и верхнюю подсвиты. Нижневасюганская подсвита представлена прибрежно-морскими фациями аргиллитов темно-серых до черных с маломощными прослоями песчаников и алевролитов. Верхневасюганская подсвита сложена песчаниками и алевролитами с прослоями аргиллитов и углей. К отложениям верхней части васюганской свиты приурочен продуктивный пласт $Ю_1^1$. Толщина свиты 68-91м.

Георгиевская свита(J_{3gr}), кимериджский ярус. Отличается незначительными толщинами (около 1-2 м) и представлена глубоководными фациями аргиллитов темно-серых, часто зеленоватых за счет присутствия глауконита.

Баженовская свита (J_{3bg}), волжский ярус, битуминозные кремнистые аргиллиты баженовской свиты выделяются аномально высокой радиоактивностью, а также сопротивлением и акустическими свойствами, и являются региональным литологическим и геофизическим репером. Отложения свиты образовались в эпоху максимума волжской трансгрессии. Толщина свиты 25-32 м.

Меловая система (К)

Куломзинская свита (K_{1kl}), берриасский, валанжинский ярусы. Отложения свиты представлены тёмно-серыми с зеленоватым оттенком аргиллитами, иногда плитчатыми, участками крепкими алевритистыми, с подчинёнными прослоями алевролитов и песчаников. Толщина свиты 247-287 м.

Тарская свита (K_{1tr}), валанжинский ярус, сложена светло-серыми мелкозернистыми кварц-полевошпатовыми и полимиктовыми песчаниками с гидрослюдисто-хлоритовым цементом. Толщина свиты - 50 – 99 м.

Киялинская свита (K_{1kl}), готерривский, баремский ярусы. В составе свиты преобладают лагунные глины с прослоями песчаников. Толщина свиты – 665-715 метров.

Алымская свита (K_{1al}), аптский ярус, представлена песчаниками серыми, светло-серыми, мелкозернистыми, кварц-полевошпатовыми, в верхней части глинистыми. Толщина свиты составляет 42-88 м.

Покурская свита (K_{1-2pk}), аптский, альбский, сеноманский ярус, сложена серыми и зеленовато-серыми песками и песчаниками с глинистым и глинисто-известковым цементом. Встречаются прослои мергелей, глинистых известняков, включения растительного детрита. Толщина свиты - 860-903 м.

Кузнецовская свита (K_{2kz}), туронский ярус, сложена плотными алевритовыми глинами, с тонкими прослоями алевритовых пород. Высокое

содержание пирита, глауконита, фосфатных минералов. Мощность свиты до 48м.

Ипатовска свита (K_{2ip}), коньякский и сантонский ярусы, представлена песками, глинами, песчаниками. Толщина свиты – 129-170 м.

Славгородская свита (K_{2sl}), кампанский ярус, сложена глинами серыми и зеленовато-серыми, с прослоями глинистых опок, глауконитовых алевролитов и песчаников с включениями пирита и пиритизированных водорослей. Толщина - 43-63 м.

Ганькинская свита (K_{2gn}), маастрихтский ярус, глинистые отложения с обильной фауной фораминифер. Толщина свиты 121-135 метров.

Кайнозойская эратема (Kz)

Палеогеновая система (P)

В эту систему объединены породы талицкой (палеоцен), люлинворской (палеоцен – эоцен), тавдинской (эоцен), черталинской (олигоцен) и туртасской (олигоцен) свит.

Отложения талицкой свиты представлены глинами темно-серыми, с Толщина 40-62 метра. Люлинворскую свиту слагают глины, местами переходящие в опоки, в основании кварцево-глауконитовые песчаники. Толщина свиты 47-63 метра. Тавдинская свита сложена глинами тонкослоистыми с редкими прослоями песков. Толщина свиты 54-76 метров.

Черталинская свита представлена глинами, алевролитами, песками с прослоями и линзами бурых углей в верхней части. Толщина свиты 57-74 метра. Туртасская свита сложена глинами, алевролитами, прослоями глауконитовых песков с включениями спикул губок. Толщина 75-77м.

Общая толщина палеогеновых отложений составляет 150-350 м.

Четвертичные отложения (Q)

Четвертичные отложения представлены серыми, желтовато-серыми глинами, суглинками, алевролитами и песками толщиной 20-40 м [2].

2.2.3 Нефтегазоносность и характеристика продуктивных пластов

Интересующим объектом в данной работе являются залежи углеводородов, приуроченные к доюрскому комплексу (Палеозойским отложениям). В пределах рассматриваемых площадей данные залежи принадлежат к эрозионно-тектоническим выступам. Залежи углеводородов развиты в кавернозно-трещинных органогенных известняках.

Пласты М и М₁

Отложения коры выветривания и коренные породы палеозоя не имеют между собой выдержанных по простиранию флюидоупоров, поэтому, несмотря на различия в литологии и петрофизических параметрах, данные пласты с точки зрения разработки рассматриваются как один объект.

Коллекторами пласта М являются бокситоподобные кремнисто-глинисто-сидеритовые породы. Пласт М₁ представлен органогенно-обломочными известняками и перекрестализованными трещиноватыми доломитами. Тип коллектора смешанный: трещинно-каверно-поровый. Основная ёмкость палеозойских коллекторов связана с кавернами и полостями выщелачивания, а продуктивность, в основном, с их трещиноватостью.

Карбонаты фундамента представляют собой единый трещиноватый массив, общая мощность которого превышает 3000 м. По результатам интерпретации ГИС, основная доля кавернозности и трещиноватости известняков, обеспечивающих их коллекторские свойства, сосредоточена в верхней части разреза фундамента. Доля толщин проницаемых разностей уменьшается с удалением от эрозионной поверхности [9].

Залежь массивная, по всей площади подстилается подошвенной водой и имеет обширную газовую шапку.

Блоковое распределение залежей углеводородов массивного типа с послойным насыщением было предопределено складчато-блоковым строением пород фундамента.

Границы контактов (газонефтяные и водонефтяные) определены по результатам опробования поисковых и разведочных скважин поблочно, выделение блоков произведено по сейсморазведочным данным (Рисунок 2.2). В случае безводного притока, водонефтяной контакт принят условно. Стоит понимать, что в пределах выделенных блоков, разделенных складчатостью может иметь место разделение контакта по отдельным складкам, в соответствии с типом коллектора (см. глава 3 Рисунок 3.2).

Средние значения ФЕС южной и северной части рассматриваемой территории представлены в Таблице 2.1.

Таблица 2.1 – Средние значения ФЕС пласт М1

	Кп, %			Кпр, мД		
	мин	ср	макс	мин	ср	макс
юг	0.01	0.09	29.9	0.08	4.58	173.00
север	0.15	10.50	45.35	21.10	94.40	229.43

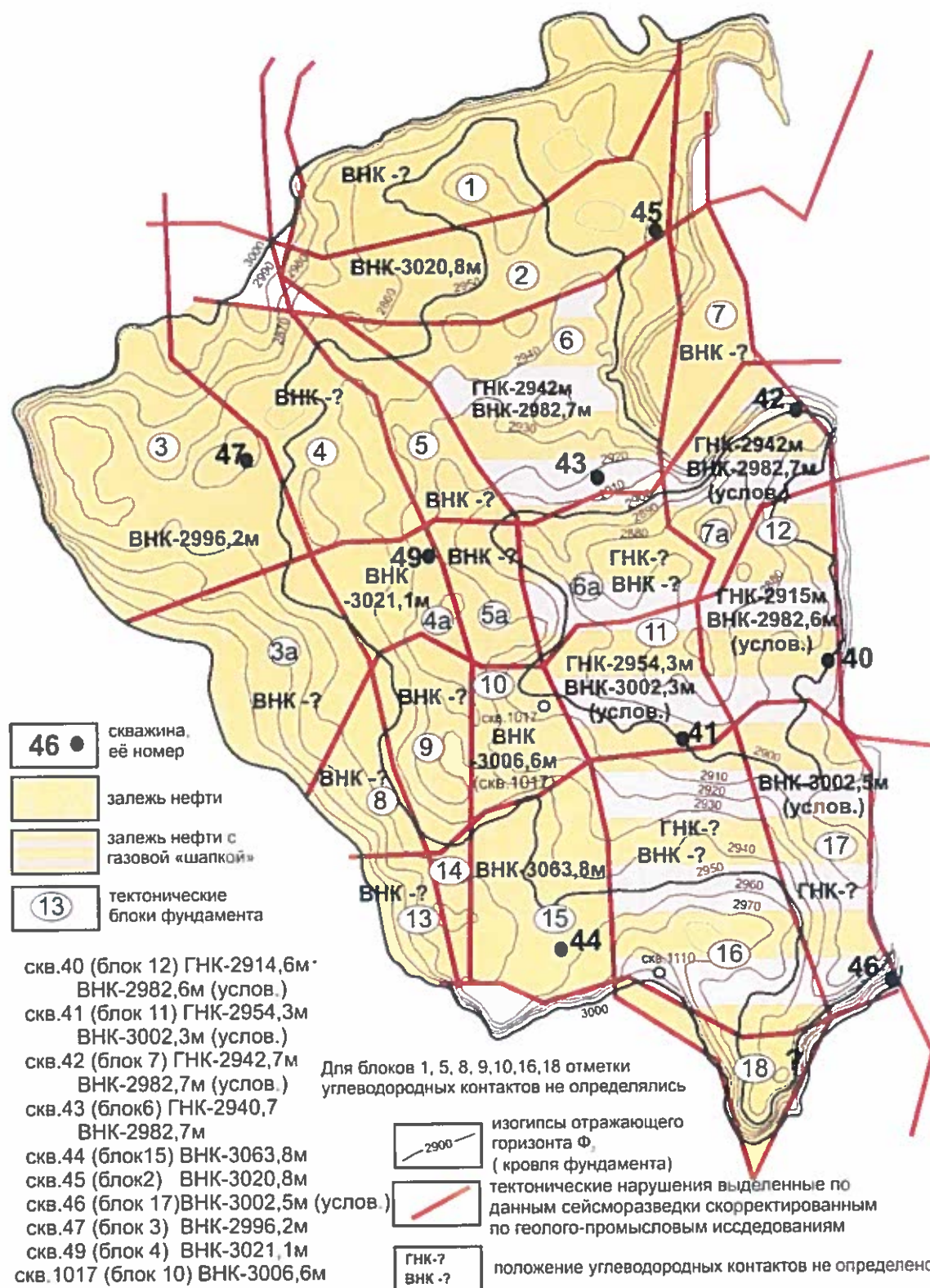
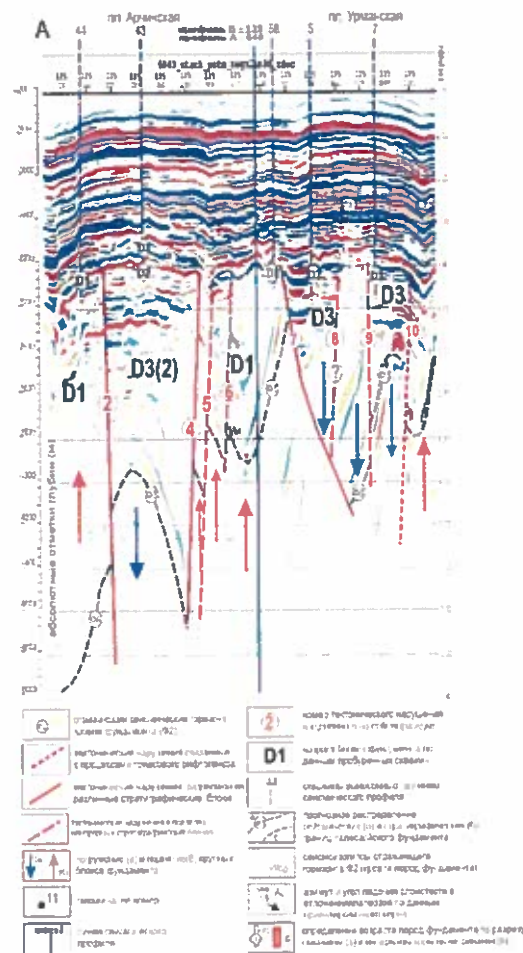


Рисунок 2.2 – Распределение нефтегазоносности пласта М1 по выделяемым блокам фундамента (Белозеров В. Б., 2020), южная часть.

3. Обоснование складчатого строения пластов M1 и M1

3.1 Структурные особенности пластов M1 и M

По рассматриваемому объекту, ранее была выполнена реконструкция структурных форм внутреннего палеозоя. В соответствие с данными исследованиями [59], восстановлена складчатость внутреннего палеозоя до появления блоковой тектоники, и смещена согласно выделенным тектоническим нарушениям. Проведенные электрические микроимиджи (formation micro imager, FMI) показали высокую сопоставимость элементов залегания и морфологии складки, полученной по результатам реконструкции.



**Рисунок 3.1 – Реконструкция палеозойской складки (северная часть)
до проявления блоковой тектоники по данным сейсморазведки 3Д
(Белозеров В.Б, 2020)**

По результатам интерпретации в пределах северного поднятия выделяется изогнутая складка субширотного направления. Ось складки локализована в пределах тектонических блоков 12, 10, 9, 8, 3а, 3. В приподнятых структурных участках, приуроченных к блокам 12 и 3а, отметки рассчитанных изогипс составляют -2900 и -2850м [60].

Дальнейших денудационные процессы, привели к формированию эрозионно-тектоническую поверхность фундамента. Формирование пустотного пространства в текущей обстановке рассмотрено в работе [6,23], согласно данному исследованию, мигрирование термальных кислых высокомагнезиальных растворов и нефтяных флюидов, агрессивных по отношению к известнякам могло привести к привело к формированию коллекторов трещинного типа, каверново-трещинного, трещинно-кавернового.

3.2 Особенности разработки пластов М1 и М

Разработка залежи ведется в режиме истощения, с принудительным ограничением дебита фонтанирующих скважин. Система поддержания пластового давления отсутствует. Так как формирования эффективной системы затруднено, учитывая неясное складчато-блоковое строение.

На основе имеющихся данных добычи, выделены 5 типов профилей:

1. снижение со временем дебита нефти и рост обводненности;
2. в процессе добычи периодически снижается обводненность с ростом дебита по нефти;
3. снижение дебитов по нефти с течением времени с сохранением низкой обводненности;

4. резкое падение дебитов в первые 3-4 месяца и длительный период постепенного снижения дебита.

5. высокая стартовая обводненность.

Представленные типы профилей добычи могут быть обоснованы рядом причин. В основном вертикальные скважины относятся к 1 типу, а остальные типы характерны для горизонтальных скважин. Исходя из этого можно сделать вывод, что вскрытие горизонтальными скважинами создает благоприятные условия для проявления особенностей палеозойского фундамента: слоисто-складчатого строения, различии в его вещественном составе, вторичных процессов преобразования, которые сформировали различия в ФЕС отдельных прослоев (см. Рисунок 3.1).

Снижение дебита во времени, инверсионное поведение обводненности, также возможно связано с неоднородной обводненностью разрабатываемых пропластков их «включением» и «выключением» в процессе работы скважины.

Данное поведение возможно при вскрытии скважиной породного слоя с высокой трещиноватостью и незначительной ёмкостью, по которому происходит быстрое обводнение, а также сменой фильности в соответствии со сменой слоев и проявления эффектов, изложенных в работе [23], согласно которой капиллярные эффекты в гидрофобном коллекторе в условиях водонапорного режима способствуют быстрому прорыву воды к скважине, увлекая за собой небольшие объемы нефти.

В качестве примера избирательного нефтенасыщения различной по литологии слоистой структуры палеозойского коллектора можно привести пример испытания скважин. Так в скважине 26 (вертикальная), при опробовании интервала 3085-3086 получен приток чистого газа, 3087 – 3097 получен приток чистой нефти, ниже в интервалах 3128-3134 получены притоки сильно газированной нефти, ниже в интервалах 3144-3155 – чистая нефть, в интервале 3265-3295 – вода с пленкой нефти, 3330-3346 – чистая вода, 3362-3379 – нефть с водой, 3384-3398, 3417-3432 – чистая вода, в скважине 45:

в интервале 3003-3006 получен приток воды, в интервале 3093-3102 получен приток нефти, 3160-3120 получен приток нефти и воды. Тип притока по скважине 26 представлен в таблице 3.1.

Таблица 3.1 – Интервалы и тип притока по скважине 26.

Интервал		Насыщение
3085.00	3086.00	газ
3087.00	3097.00	нефть
3128.00	3132.00	нефть+газ
3132.00	3134.50	газированная нефть
3144.6	3146.4	нефть
3150	3155.4	нефть
3165	3167.3	неясно
3173.4	3176	неясно
3265.00	3295.00	вода + пленка нефти
3330.00	3346.00	вода
3362.00	3379.00	вода + пленка нефти
3384.00	3398.00	вода
3417.00	3432.00	вода
3538.00	3557.00	вода+нефть
3578.00	3587.00	вода+нефть

Условно, по расположению ствола горизонтальной скважины относительно складчато-слоистой неоднородности фундамента можно выделить ряд профилей эксплуатации (рисунок 3.2):

- А – пластово-складчатый (в крест простирания складчато-слоистой неоднородности);
- Б – пластовый (вдоль складчатой неоднородности);
- В – складчатый (на крутопадающих крыльях складки в крест простирания слоисто-складчатой структуры).

Учитывая «выход» на эрозионно-тектоническую поверхность породно-слоевой неоднородности складчатого фундамента, расположенные рядом горизонтальные скважины в ряде случаев, могут вскрывать одноимённые породные слои. Это, в процессе эксплуатации, может отражаться либо во взаимном влиянии работы скважин, либо в согласованной их работе.

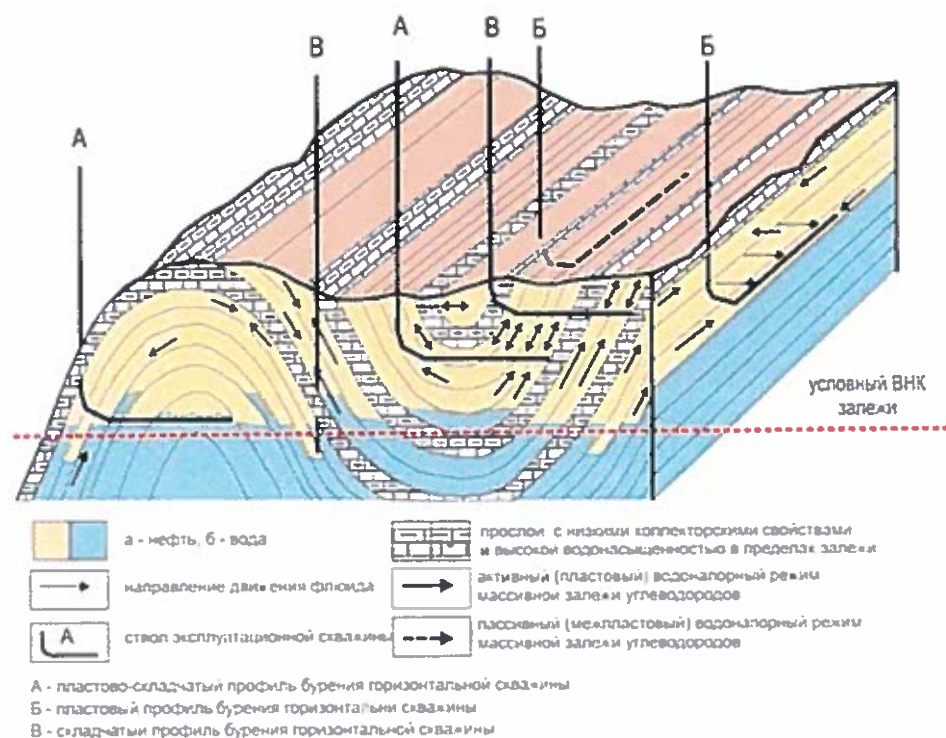


Рисунок 3.2 – Особенности притока УВ в скважину в зависимости от ее положения относительно прогнозной слоистости фундамента
 (Белозеров В.Б., 2020)

Также по профилю добычи скважины можно разделить на 6 классов:

1. высокие ФЕС - высокий стартовый дебит, низкий темп падения;
2. высокая емкость, средняя проницаемость – средний стартовый дебит, низкий темп падения;
3. средняя емкость, средняя проницаемость – средний стартовый дебит, высокие темпы падения;
4. низкая емкость, высокая проницаемость – высокий стартовый дебит, высокий темп падения;
5. низкая емкость, средняя проницаемость – средний стартовый дебит, высокий темп падения;
6. низкая емкость, низкая проницаемость – очень низкий стартовый дебит, неясный темп падения.

Исходя из вышеизложенного можно заключить, что особенности разработки пласта М1 и М тесно связаны с тем, какие типы коллекторов участвуют в процессе эксплуатации залежи отдельной скважиной.

3.3 Особенности бурения пластов М1 и М

При проводке скважин на данном участке в 85% (структуры 1-4 рисунок 5) скважин получены поглощения разной интенсивности. Согласно классификации, предложенной выше (см. главу 1), по интенсивности поглощения возможно интерпретировать структуру порового пространства, в которое происходит нагнетание флюида в результате поглощения.

Выполненный анализ поглощений позволил выделить в каждой скважине интервалы, соответствующие конкретному пустотному пространству: узкие трещины, широкие трещины и кавернозные интервалы.

На рисунке 3.3 представлен типовой планшет анализа поглощений в южном блоке.

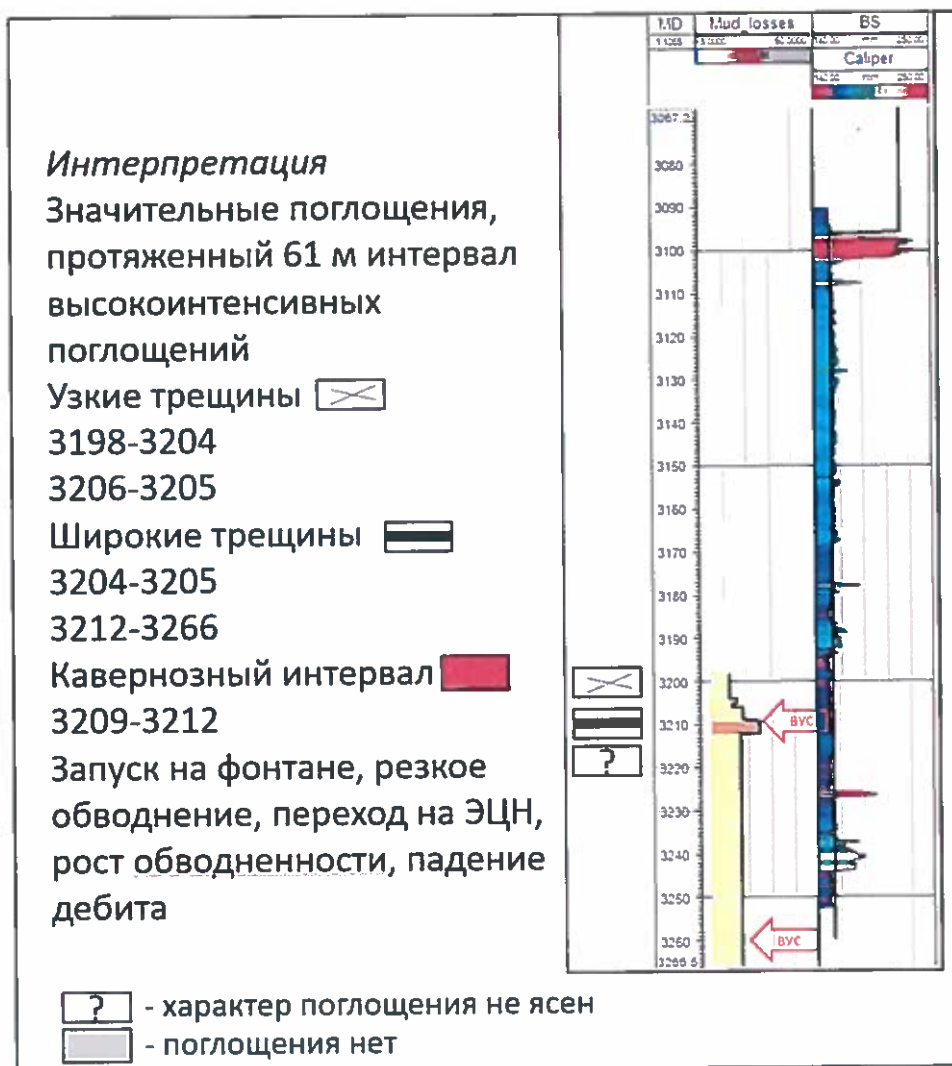


Рисунок 3.3 – Типовой планшет анализа поглощений
 (Антонов А.Е., 2022)

По итогам анализа поглощений были построены карты распространения пустотного пространства разного типа, а также все поглощения были нанесены на складчатую-слоистую матрицу отложений палеозоя (приложение 1). Данная матрица может служить основой для формирования фильтрационно-емкостной модели палеозойского комплекса. Для этого необходимо проинтерпретированную неоднородность по разным методам переносить на соответствующие слои представленной матрицы и производить дальнейшую межскважинную корреляцию в пределах каждого отдельного блока. Также выявленные типы пустотного пространства коррелируют с классами скважин по профилю добычи.

3.4 Особенности обводнения пластов М1 и М

По имеющимся профилям добычи по скважинам были построены следующие карты: стартовой обводнённости по скважинам, длительность работы каждой скважины в безводном режиме (приложение В). Если предполагать отсутствие складчато-блокового строения, при текущих режимах разработки залежи и высокой связности коллектора динамика обводненности должна иметь связь со структурным положением скважин, скважины, находящиеся в пониженных частях должны иметь высокую стартовую обводненность и скважины, находящиеся ниже по относительным отметкам должны обводняться быстрее скважин, лежащих выше. Однако этого не происходит, общего тренда обводнения не наблюдается.

Если учесть блоковое строение, а также учитывать полученные данные о структуре порового пространства, то тренды обводнения скважин становятся более закономерными: внутри блоков скважины с высоким классом обводняются дольше, чем скважины с низкой категорией, также в пределах блока скважины, расположенные ближе к условному ВНК блока обводняются быстрее (приложение Г).

3.5 Выводы по разделу 3

Качественная характеристика фильтрационно-емкостной модели пласта М1 дана в работах [6,23]. В соответствии с особенностями разработки авторы, выделяют четыре типа коллекторов, характеризующих определённую связь между емкостными и фильтрационными характеристиками продуктивного пласта. Согласно всему вышеизложенному можно заключить, что коллектор на рассматриваемой площади – трещинно-кавернозно-поровый, который подразделяется на 4 типа:

- тип 1 трещинный – трещины обеспечивают основную пористость и проницаемость коллектора;
- тип 2 трещинно-каверновый – трещины обеспечивают основную проницаемость коллектора, а матрица – основную пористость;
- тип 3 порово-трещинный – трещины дополняют проницаемость коллектора;
- тип 4 поровый – трещины не обеспечивают дополнительной пористости и проницаемости, но формируют значительную анизотропию коллектора.

На Рисунке 3.4 представлены образцы керна с проявлением системы открытых трещин и стилолитов в осадочном слое карбонатных отложений палеозоя Нюрольской впадины.

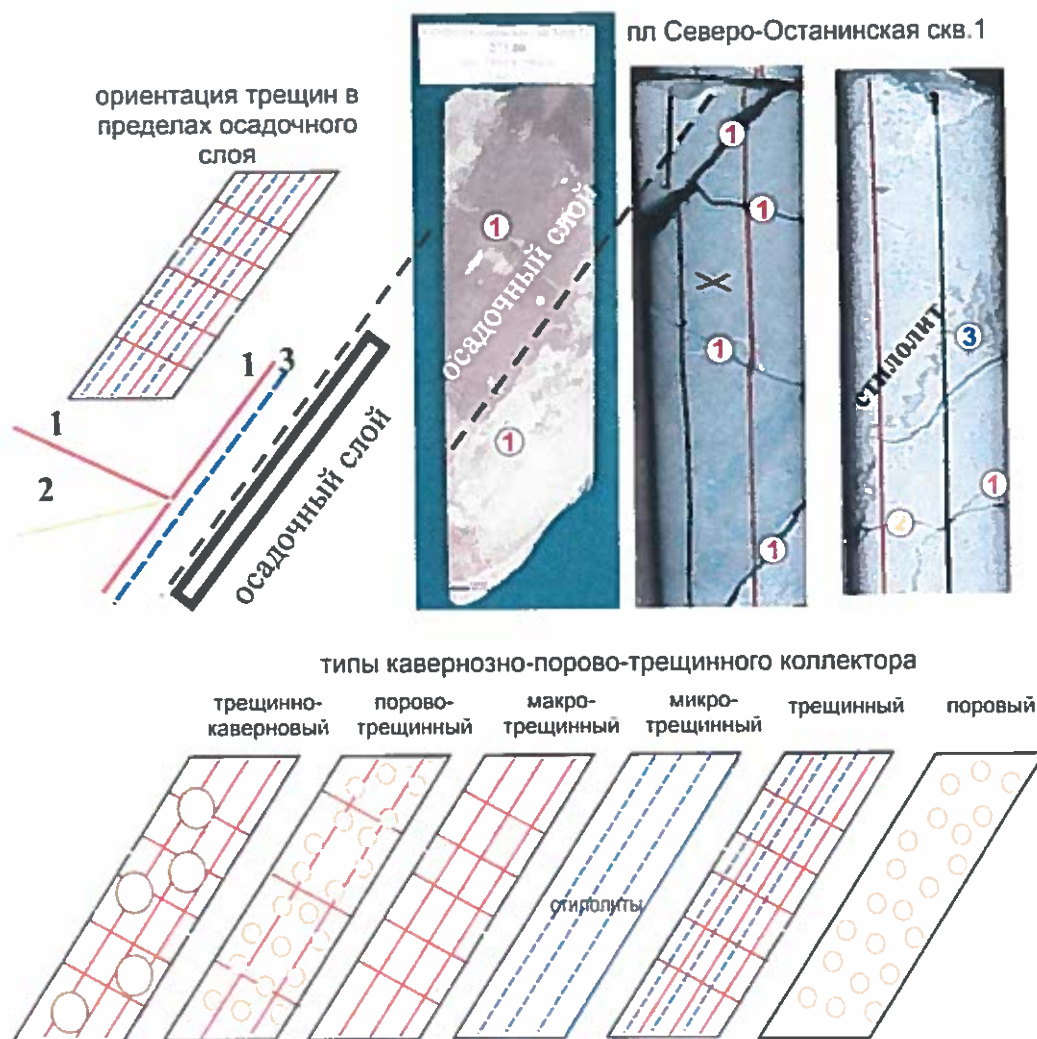


Рисунок 3.4 – Характеристика кавернозно-порово-трещинного коллектора карбонатных отложений палеозоя (Нюрольская впадина), (Белозеров В.Б., 2020)

Структурные построения и реконструкции, выявляющие складчато-блоковое строение, подтверждаются поглощениями во время бурения и позволяют объяснить особенности разработки (динамику обводнения).

На текущий момент динамика обводнённости превышает проектные значения. Для дальнейшего планирования разработки, а также подтверждения рассматриваемых геологических концепций, необходима точная идентификация интервалов притока, разделение притока по характерным типам, а также определения типа притока из каждого интервала (нефть, вода, газ).

4. Текущая методика выделения коллекторов и возможных интервалов притока

Для литологического и стратиграфического расчленения, корреляции разреза, выделения продуктивных интервалов, определения ФЕС и оценки возможных интервалов притока на скважинах рассматриваемых площадей были проведены геофизические исследования скважин, включающие следующий комплекс методов:

- самопроизвольной поляризации (91);
- гамма каротаж (117);
- нейтронный каротаж (83);
- стандартный каротаж, потенциал и градиент зондами (60);
- боковой каротаж (96);
- микробоковой каротаж (43);
- индукционный каротаж (84);
- акустический каротаж (48);
- кавернометрия (56);
- гамма-гамма плотностной каротаж (45);
- боковое каротажное зондирование (35);
- ВИКИЗ (73);
- селективный гамма каротаж (10);
- микроимеджеры (7).

Выделение коллекторов в карбонатном коллекторе данного типа, осложняется отсутствием прямых качественных признаков, такие как: образование глинистой корки, расхождение МПЗ и МГЗ, изменение УЭС пласта[10].

Выделение эффективных толщин коллекторов базируется на петрофизической основе – граничные значение по пористости и проницаемости. Для верификации граничных значений производится

сравнение накопленной вероятности приточных и не приточных интервалов по результатам испытаний. Пористость определяется в рамках данных исследований преимущественно с использованием нейтронного и гамма каротажей. Также применялся метод «явных не коллекторов», производилась выборка значений с максимальными значениями УЭС и ГК при низкой пористости.

Модель проницаемости получается на основе сопоставления УЭС матрицы и ее пористости, и УЭС трещинной породы. Для определения проницаемости матрицы используется зависимость от пористости.

Характер насыщения определяется с помощью полученной зависимости общей и эффективной пористости. Метод заключается в определении эффективного объема порового пространства, способного содержать нефть, и его сравнении с общей пористостью. Отсутствие измерений остаточной водонасыщенности по керне с пористостью более 3% не дает возможность оценить достоверность данного метода.

Стоит отметить, что трещиноватых и кавернозных отложениях карбонатного фундамента, формируются слишком глубокие зоны проникновения, что делает методы сопротивления малоэффективными как для оценки характера насыщения, так и для определения коэффициента нефтенасыщенности.

Основные полученные характеристики объектов были верифицированы на гидродинамические исследования скважин (ГДИС): индикаторных диаграмм, кривых восстановления давления, кривых падения давления. Выделение отдельных слоев и разделение типа пустотного пространства не производится.

5. Оценка эффективности применяемых методов на примере одной скважины

По результатам интерпретации ГИС на данной площади к 2016 году, было выделено к испытанию 159 объектов.

Испытания показали следующие результаты: сухие объекты 16% (26), приток чистой воды 14% (22), безводный приток УВ 54% (84)

В качестве дополнительных исследований на рассматриваемых площадях производятся записи скважинных микросканеров. С помощью данного метода производится выделение наиболее вероятных интервалов притока путем выявления проводящих трещин.

Так, например, в скважине 29ПО было проведено электрическое микросканирование, прибором «КарСар МС-А». По результатам интерпретации выделены интервалы трещиноватости и основные проводящие трещины (178), Рисунок 5.1.

В данной скважине были проведены гидродинамические испытания, в данных интервалах испытаний проинтерпретировано 46 трещин. По результатам испытаний можно заключить: в интервал притока чистой нефти попадает 9 трещин, в интервал смешанного притока нефти и газа 3 трещины, в интервал притока воды остальные. Также стоит отметить, что по результатам интерпретаций насыщение в интервалах выделенной трещиноватости определено как «неявное».

Таким образом определение наличия притока является успешным, а определение «полезного» притока неудовлетворительное, успешность 26%. Необходимо также отметить, что 132 проинтерпретированные трещины остались неиспытанными на приток. На рассматриваемой скважине, во время бурения производился отдельный анализ газа по углеводородным компонентам, на газоанализаторе «ХРОМОПЛАСТ». 6 интервалов, выделенных по результатам интерпретации, были испытаны, однако верно интерпретировано насыщение только в 1 интервале (6,6 м), в 4 изначально

интерпретированных как «нефть» получен приток чистой воды (8,1м), в 1 интервале (3,3 м) определено насыщение газ, приток газированная нефть.

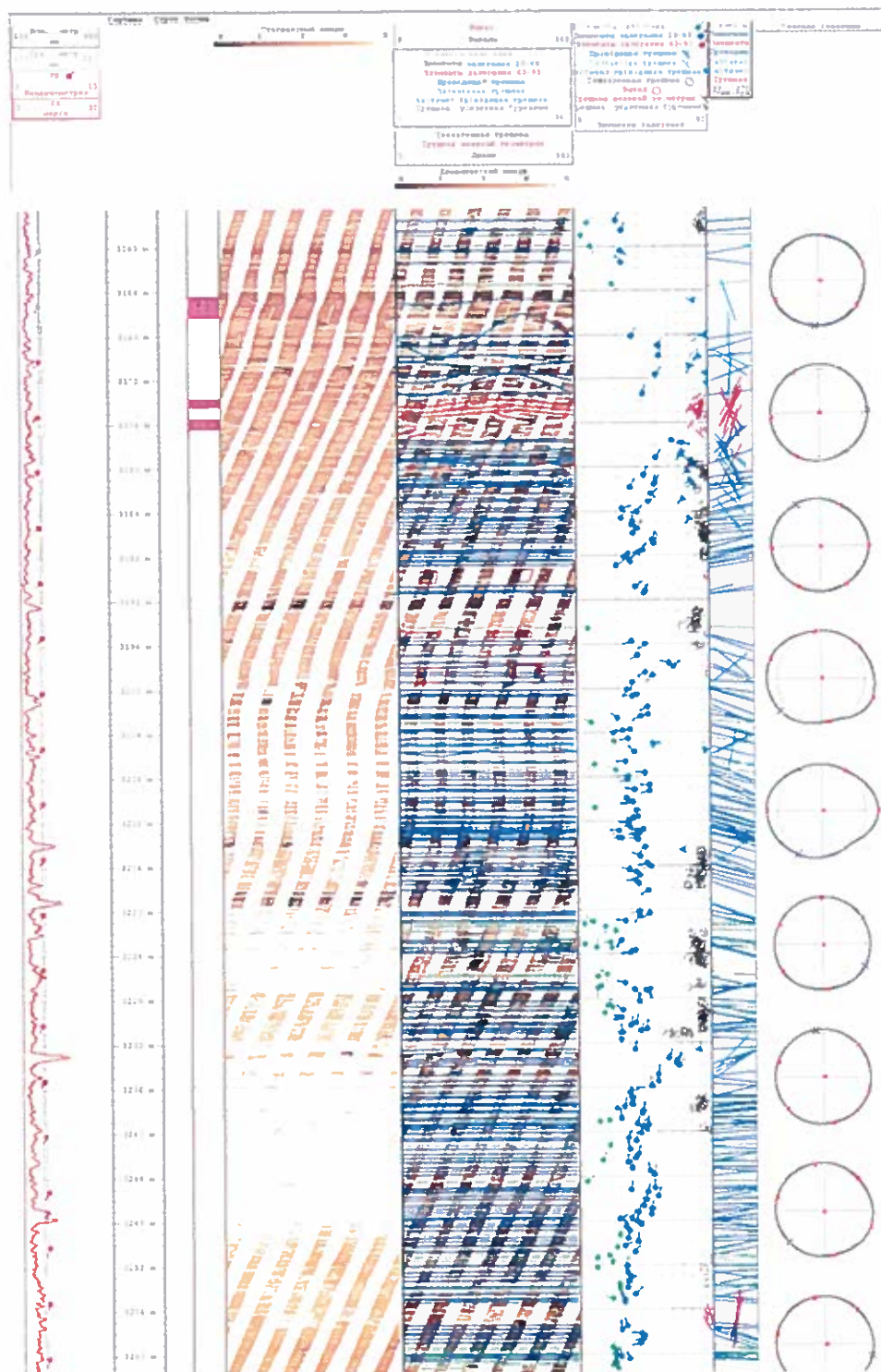


Рисунок 5.1 – Выделение проводящих трещин

Верификация всех исследований производится на данные испытаний. Однако качество этих исследований оценивается как низкое, лишь 38% имеют качество среднее или выше среднего, основные полученные данные несут качественный характер.

6. Обоснование необходимости применения дополнительных гидродинамических исследований

По результатам анализа разработки, видно, что скважины обводняются значительно быстрее проектных значений. В соответствии с предложенной геологической концепцией обводнение возможно контролировать. Необходимо проведение исследования, позволяющего разделить скважину на отдельные интервалы, с характерными гидродинамическими свойствами и типом притока, то есть идентифицировать предполагаемые пропластки. При наличии такого профиля, появится возможность проектирования режимов работы и оборудования скважин для селективной разработки каждого интервала, а также появится возможность заранее предусмотреть ремонтно-изоляционные работы. Также данное исследование позволит подтвердить данную концепцию и проследить схожие прослои в межскважинном пространстве.

На сегодняшний день, все выполненные ГДИС (КВД, КСД) на рассматриваемом участке, были выполнены с закрытием на устье, гидродинамический каротаж (ГДК) на новых скважинах в открытом стволе не проводится.

В отчетах интерпретации ГДИС отмечается очень длительный период влияния ствола скважины (Рисунок 6.1), до первых десятков часов, следовательно, невозможность определить положение скважины в системе трещин. Также выполненная переинтерпретация всех исследований в 2016

году подтвердила данный эффект и была выдана рекомендация проведения исследований с закрытием на забое.

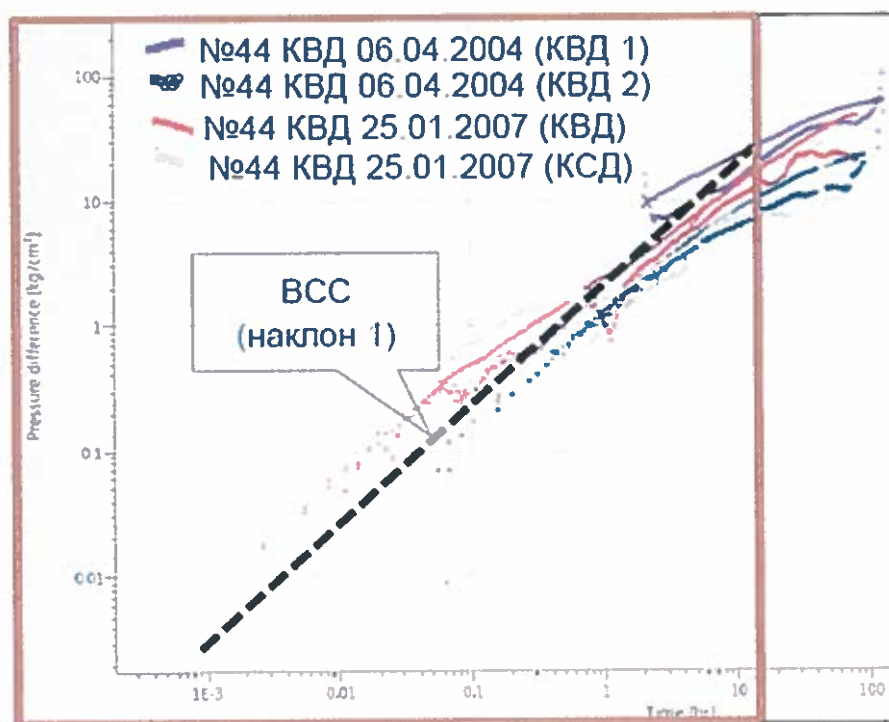


Рисунок 6.1 – Характерный профиль ГДИС
(Weatherford, 2016)

Отдельно необходимо отметить, что для интерпретации исследований использовались чисто трещиноватые модели: дискретной трещины и системы трещин альтернативным вариантом рассматривается также радиальная композиционная модель, что противоречит показанной выше концепции строения пустотного пространства. Также подавляющее количество исследований проведено в обсаженном стволе и на большом интервале (более 30 метров). Все это в значительной степени осложняет верификацию выдвинутой концепции, и не позволяет определить «работающие» интервалы.

Для решения этих задач необходимо применять методы, описанные ниже. Методы многократного испытания пласта позволяют производить замеры пластового давления, замерять динамику его изменения в точке отбора пробы. Замеры в реальном времени передаются на поверхность. По полученным данным производится интерпретация ФЕС.

Для проведения замера, точка замера изолируется путем применения герметизирующих устройств.

До момента установки на точку замера, манометр передает на поверхность текущее гидростатическое давление на той глубине где он находится.

Исследование проводится путем последовательного снижения давления в изолированной зоне с отбором проб, затем давление восстанавливается до пластового. В общем виде график зависимости давления от времени представлен на Рисунке 6.2.

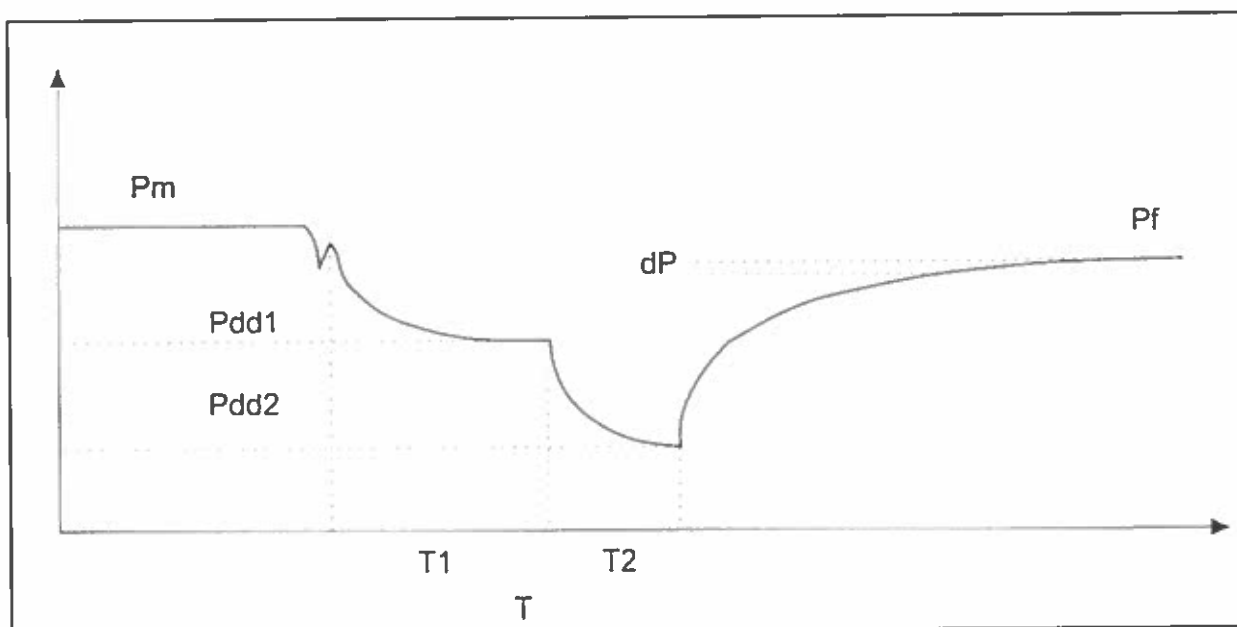


Рисунок 6.2 – График зависимости давления от времени:

P_m – гидростатическое давление бурового раствора, P_f – пластовое давление, T_1 – продолжительность первой депрессии, T_2 – продолжительность второй депрессии, T – время исследования, до восстановления P_f , P_{dd1} – величина первой депрессии, P_{dd2} – величина второй депрессии (Деева Т.А., 2004)

На сегодняшний день существует две принципиальные схемы оборудования, позволяющие производить данный тип исследования:

1. компоновка с прижимным зондом;
2. компоновка с двойным пакером.

Данные компоновки могут доставляться на забой на кабеле или на трубах.

Проведение испытаний с прижимным зондом возможно, помимо стандартных методов на кабеле, также производить во время бурения. Данный способ позволяет производить запись кривых падения и восстановления давления, а, следовательно, получать данные о подвижности пластового флюида и свойствах пласта. Преимуществом данного метода является возможность точной ориентировки прижимного зонда [15].

По результатам выполненного обзора литературы сделан вывод, что в карбонатных коллекторах (трещино-каверного типа) вероятность получения кондиционных данных исследования многократно возрастает с применением дополнительно к системе с прижимным зондом систем с двумя пакерами (см. п.1). Производители оборудования также рекомендуют применение именно двухпакерных систем в трещиноватых коллекторах. Основное преимущество данных систем в трещиноватых коллекторах – возможность испытания с минимальным перепадом давления за счет большого интервала изоляции, а также высокая площадь контакта пакер-порода.

Двухпакерные системы позволяют изолировать интервалы от 1 метра, возможно увеличение до 4 метров. После проведения замера происходит распаковка интервала и перемещение на новую точку замера.

Оценка коллекторских свойств производится тремя основными методами:

1. метод подбора диагностического графика КВД с типовой кривой;
2. метод специальных графиков, аппроксимации характерных участков временной функции;
3. метод применения уравнений притока на установившемся режиме, когда КПД достигает асимптоты [29,30,31, 32,33].

Первостепенными получаемыми данными при данном исследовании являются свойства пласта (начальные пластовые давления, пьезопроводность, гидропроводность, продуктивность пласта) от непосредственной близости от

ствола скважины до первых десятков метров (при проектировании длительного исследования). Данное исследование также позволяет производить отбор проб флюида и оценивать анизотропию проницаемости.

Исследование с применением двухпакерной компоновки позволяет производить модифицированное исследование – запись кривых падения и восстановления давления большой длительности, от 30 минут до 7 часов. [11]

Данный метод позволяет производить длительную прокачку флюида с целью очистки интервала от фильтрата бурового раствора до стабильного притока пластового флюида, следовательно, возможно наиболее точное типа притока по фазам: вода, нефть, газ.

Расчленение разреза по отдельным типам порового пространства возможно путем сравнения локальной проницаемости пласта полученной по разным точкам замера [12,35]

В случае применения прижимного зонда оценка проницаемости во время снижения давления основана на теории сферического течения. Так как в результате отбора проб условия установившегося режима достигаются быстро около пробоотборника, то результирующая депрессия определится зависимостью 6.1:

$$\Delta P_{сд} = \frac{Cq\mu}{2\pi r_n k_{сд}} \quad (6.1)$$

где $\Delta P_{сд}$ - величина депрессии (атм);

C - фактор формы;

q - расход через пробоотборник (куб. см/сек);

μ - вязкость флюида (фильтрата бурового раствора) (с);

$k_{сд}$ - проницаемость при депрессии (т);

r_n - эффективный радиус пробоотборника (см).

Откуда, принимая C равную 1 (для полусферического режима течения флюида), получим формулу 6.2:

$$k_{сд} = \frac{q\mu}{2\pi r_n \Delta P_{сд}} \quad (6.2)$$

Для восстановления давления график давления в пробоотборнике от времени выглядит как прямая линия, описываемая уравнением 6.3:

$$p_s = m_s \left(\frac{q_2/q_1}{\sqrt{\Delta t}} - \frac{(q_2/q_1 - 1)}{\sqrt{T_2 + \Delta t}} - \frac{1}{\sqrt{T_1 + T_2 + \Delta t}} \right) \quad (6.3)$$

Проницаемость вычисляется с использованием наклона данной прямой m_s , по формуле 6.4:

$$k_s = 27283.2 \mu \left(\frac{q_1}{m_s} \right)^{2/3} (\varphi C_t)^{1/3} \quad (6.4)$$

где q_1, q_2 – расход через пробоотборник, (куб. см/сек);

Δt – время начала восстановления давления, (сек);

C_t – сжимаемость; (1/атм);

φ – пористость;

k_s – проницаемость, (мД).

Полученные данные пьезопроводности отдельных интервалов после испытания прижимным зондом позволяют оперативно проектировать дальнейшие исследования с применением двухпакерных систем.

При испытании с двухпакерными системами оценить параметры можно принимая модель исследуемого объекта, как пласт с частичным вскрытием (рисунок 6.3). Данное исследование позволяет получить наиболее

полную информацию и позволит произвести расчленение разреза на характерные слои с различной структурой порового пространства, а также оценить их размеры [13].

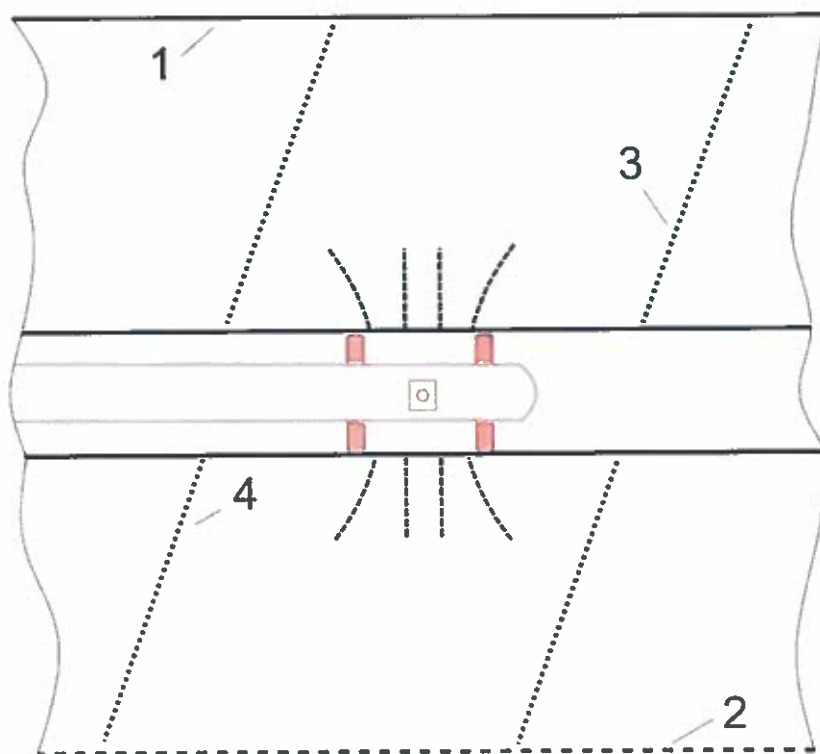


Рисунок 6.3 – Модель системы скважина-пласт во время исследования
(Составил Антонов А.Е., 2023)

Для моделирования данного исследования, полученные подсчётные параметры пласта по месторождению и типы пустотного пространства можно связать следующим образом: минимальные значения проницаемости и пористости соответствуют поровому типу, средние значения трещинному и трещинно-поровому, максимальные значения для трещинно-кавернового.

При данных значениях были рассчитаны предполагаемые радиусы исследования в зависимости от времени (Рисунок 6.4), по формуле 6.5 [37] :

$$r = 0.037 \sqrt{\frac{k t}{\varphi \mu c}} \quad (6.5)$$

где μ – вязкость, (сПз);

t – время исследования, (час);

c – сжимаемость, (1/атм);

φ – пористость;(д.е.);

k – проницаемость, (мД).

Из представленных графиков видно, что значительно трещинно-каверновый и трещинный (трещинно-поровый) типы коллектора имеют наиболее высокие радиусы исследования при наименьшем времени, следовательно, для задачи выделения размеров объектов наиболее рационально проводить испытания в данных интервалах. Более подробно методика выбора интервала исследования рассмотрена в главе 7.

При проведении исследования предполагается 10 типовых вариантов взаимного расположения слоев. В соответствии с данными вариантам будут смоделированы следующие сценарии для получения типовых диагностических графиков в программном продукте «Карра» [38].

Общим для всех сценариев являются следующие условия: верхняя граница (кровля), на Рисунке 6.3 обозначена 1, всегда не проницаемая, так как скважины бурятся под кровлю палеозоя, скважина горизонтальная или субгоризонтальная.

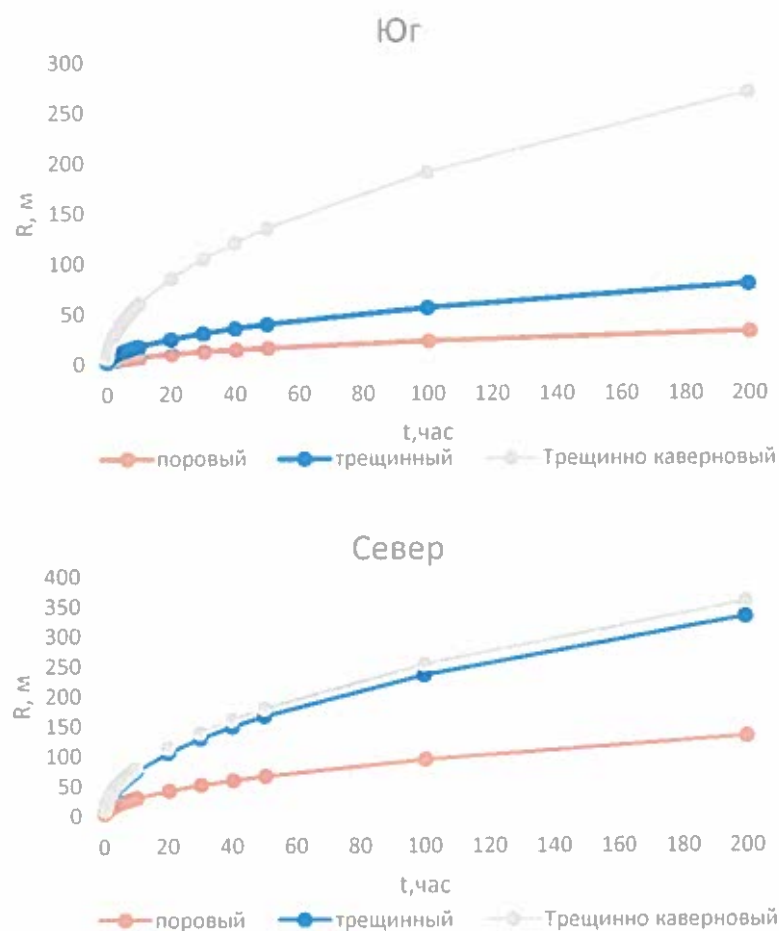


Рисунок 6.4 – Зависимость радиуса исследования от времени
(Антонов А.Е., 2023)

Так как принято, что испытания проводятся в высоко-проводящих интервалах, взаимное расположение данных интервалов возможно следующее:

1. Высокопроницаемый интервал окружен слабопроницаемыми;
2. Высокопроницаемый интервал ограничен с одной стороны слабопроницаемым, с другой высокопроницаемым;
3. Высокопроницаемый интервал граничит с двумя интервалами схожими по свойствам

По типу границ между интервалами сценарии подразделяются на следующие:

- а) обе границы проницаемые;

- b) одна из границ проницаемая;
- c) обе границы не проницаемы.

В сценарии, когда исследуемый интервал ограничен контрастными по свойствам интервалами (слабопроницаемым и высокопроницаемым), так же имеет значение расположение проницаемой и не проницаемой границы, во всех других случаях диагностические графики будут схожими.

На Рисунке 6.5 схематично представлены все возможные сценарии, плюсом обозначены высокопроницаемые слои и проницаемые границы, минусом слабопроницаемые пласты и непроницаемые границы.

Для приближенного моделирования данных сценариев была использована послойная модель, для моделирования складчатой структуры модель скважины принята как наклонно направленная, с зенитным углом 45 градусов. Перфорация задана в середине среднего элемента, мощностью 1м. ФЕС заданы согласно предложенной выше связи подсчетный параметр – тип пустотного пространства (Рисунок 6.6).

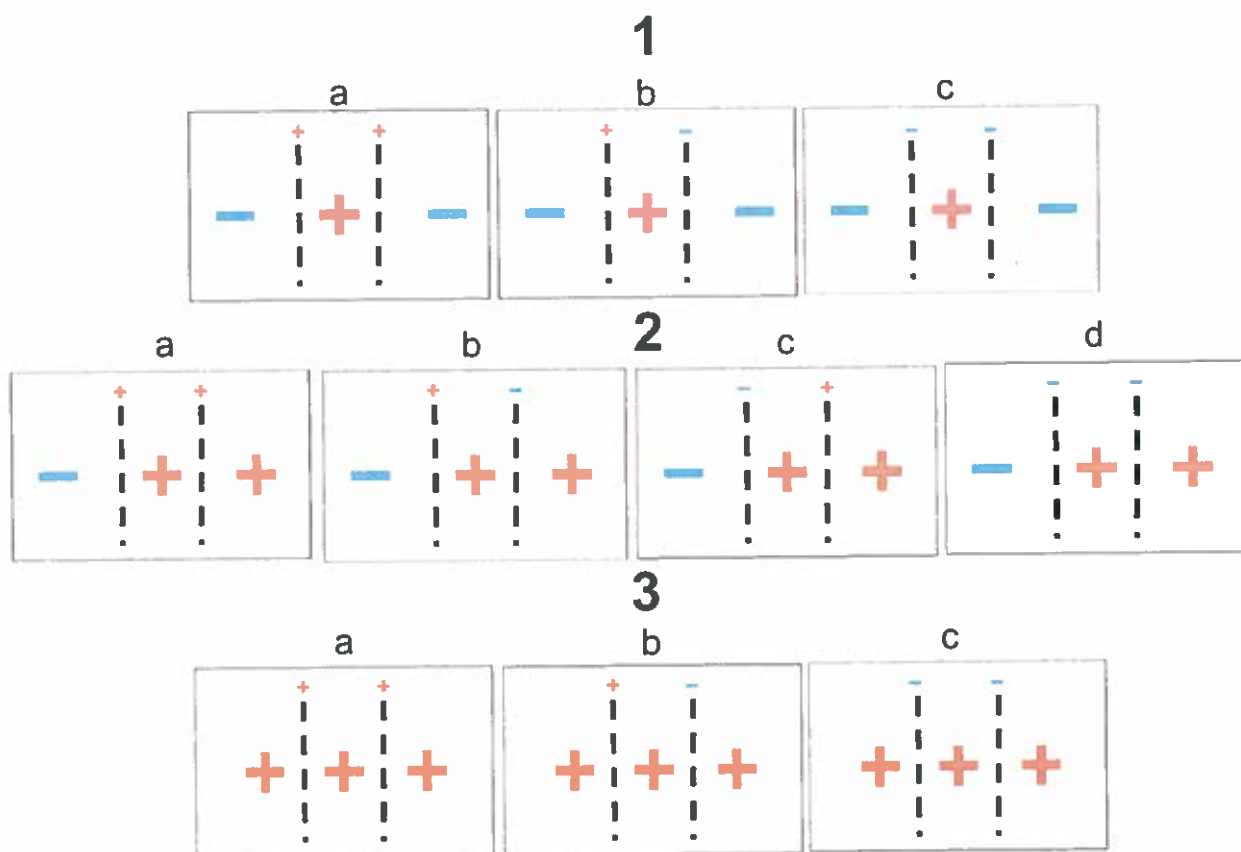


Рисунок 6.5 – Возможное взаимное расположение слоев и границ
(Антонов А.Е., 2023)

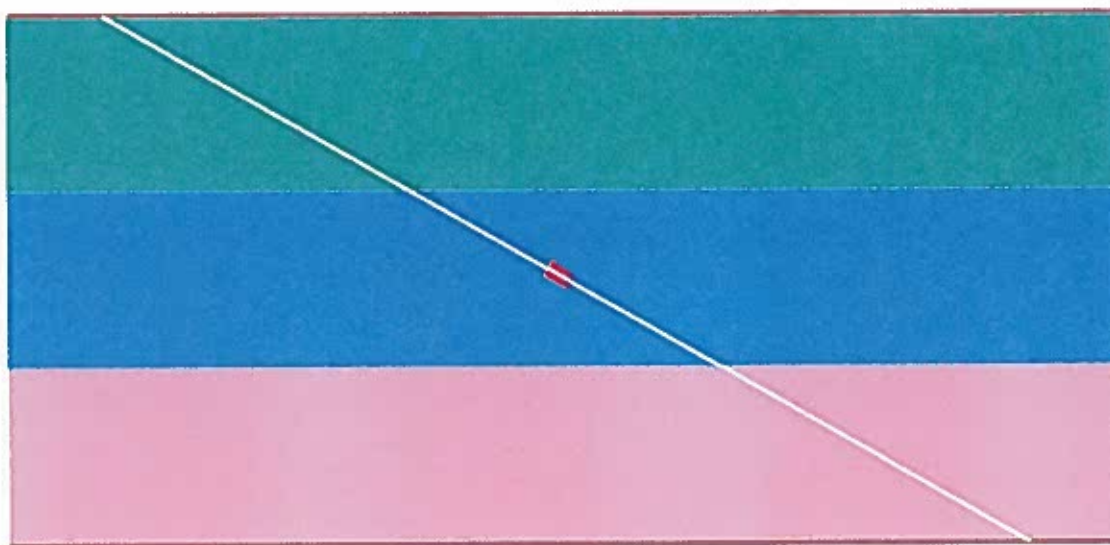


Рисунок 6.6 – Модель скважина - пласт заданная в программном продукте
«Карра» (Антонов А.Е., 2023)

Режим работы скважины: 6 часов работы с дебитом $100 \text{ м}^3/\text{сут}$ (КПД), 6 часов восстановления давления (КВД). Полученные диагностические графики, а также анализ чувствительности относительно проницаемости (20-700 мД) представлены в приложении Д.

По полученным моделям можно заключить следующее, что при проницаемости исследуемого интервала от 143 мД за 6 часов на радиальный режим выходят все модели, при 20-29 мД ни одна модель не выходит на радиальный режим за первый час, в промежутке 2-6 часов при тех же проницаемостях (20-29 мД) на радиальный режим выходят три модели (1_с, 2_d, 3_с), Рисунок 6.7.

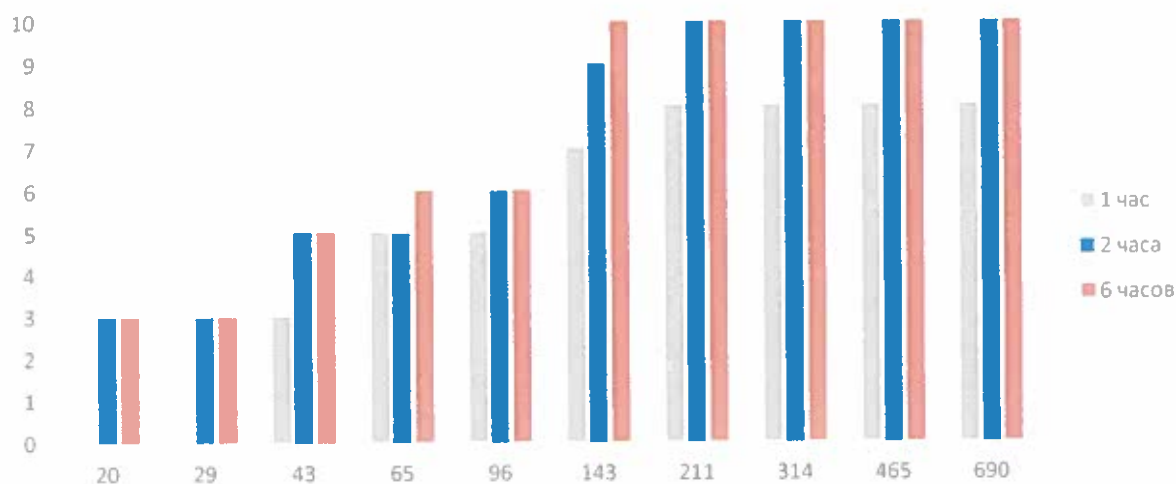


Рисунок 6.7 – Анализ чувствительности, выхода на радиальный режим в зависимости от проницаемости и времени (КПД)
(Антонов А.Е., 2023)

Таким образом, при исследовании интервала на тип притока, длительное стояние на одной точке замера позволит также производить запись кривой снижения давления, которая позволит оценить ФЕС отдельного объекта. На диагностических графиках, благодаря снижению влияния ствола скважины, так как закрытие происходит на забое, возможно оценить время смена режима течения от сферического, что позволит косвенно оценить дренируемые объемы.

Наиболее благоприятными для исследований являются сценарии в которых исследуемый объект ограничен слабопроницаемыми. При прогнозируемой проницаемости от 143мД проведение длительного исследования (до 6 часов) наиболее рационально, так как повышается вероятность выхода на радиальный режим и получение наиболее точных данных о свойствах пласта. При прогнозируемой проницаемости ниже 43мД рекомендуется заканчивать испытания при получении данных о типе притока, либо согласовывать испытания объекта большей длительности, более 6 часов.

7. Методика исследования

7.1 Регистрация поглощений

Исходя из анализа поглощений было выявлено, что выделенные типы пустотного пространства коррелируют с классами скважин по профилю добычи. Анализ поглощений производился на основе суточных рапортов бурения и данным отчета о бурении, для анализа не были получены данные о поглощениях в цифровом формате от службы геолого-технологических исследований во время бурения. Также анализ поглощений был сильно осложнен использованием различных методик по борьбе с поглощениями на всех скважинах, а также применением разных типов буровых растворов (растворы на углеводородной основе, аэрированные растворы, техническая вода, полимер-карбонатный). Исходя из опыта бурения, новые скважины на текущий момент принято бурить на растворах на водной основе с переходом на воду при интенсивных поглощениях, сохранения данного подхода на всех скважинах позволит производить наиболее однозначную интерпретацию.

Также наиболее точная регистрация интенсивностей поглощений и глубины положения долота, позволит наиболее достоверно определять интервалы поглощений и производить прогнозирование типа пустотного пространства уже во время бурения, согласно методике, предложенной в источнике [41]. Данные комплексы является стандартными при бурении всех типов скважин.

7.2 Геофизические исследования скважин

На текущий момент на площадях исследования в новых скважинах в открытом стволе в доюрском комплексе проводится: гамма каротаж во время бурения, привязочные каротажи под керн и испытания пласта (ГК, ПС, ПЗ, МБК, БМК, КВ, НКТ, термометрия), ГГП-ЛП, АКШ (кросс-дипольный), РК (ГКс, ННКТ, W), нейтронный спектрометрический, электрический микроимеджер, термометрия.

Исходя из анализа, произведенного в пунктах 4-5 успешность определения интервалов притока целевого флюида данным комплексом геофизических исследований составляет порядка 54 процентов, однако стоит учитывать невысокое качество произведения ГДИС, повышение которого позволит значительно увеличить предсказательную способность ГИС и позволит производить дополнительную их оптимизацию.

7.3 Гидродинамические исследования скважин

Основным предложением по итогам данной работы является проведение комбинированного исследования ГДК-ОПК с целью выделения продуктивных интервалов.

В среднем проходка по стволу в целевом интервале составляет от 100 до 650 м (в среднем 350м), горизонтальным или субгоризонтальным стволом, среднее расстояние срезки 100м от кровли.

Для наиболее полной характеристики разреза в новых скважинах рекомендуется производство точечных гидродинамических испытаний. Выше упоминалось два основных метода проведения гидродинамического каротажа: на кабеле после бурения, прижимным зондом во время бурения.

Так как на исследуемом участке установлена связь поглощений и продуктивности, рекомендуется при проектировании интервалов проведения данных исследований учитывать предположенный во время бурения прогноз типа пустотного пространства и распределять приоритетность интервалам, выделенным по результатам анализа поглощений, как «высокопроницаемые».

Разные типы пустотного пространства могут иметь схожую интегральную проницаемость, метод гидродинамического каротажа позволит получить дополнительную информацию, позволяющую сделать предварительный вывод о типе насыщения, а также наиболее вероятном типе пустотного пространства, так как они имеют различные отклики на

диагностических графиках, что позволит проектировать исследования с двойным пакером [44].

Так как предположенные геологические разности имеют размер предположительно от 5 до 100 м, по результатам анализа поглощений и микроимиджеров, для получения наиболее достоверных данных рекомендуется минимум 1 замер на 5 метров, что в существующих размерах скважин составляет от 20 до 130 замеров (ГДК) на скважину (в среднем 30).

После получения данных о поглощениях при бурении, данных ГДК и ГИС производится проектирование испытаний компоновкой с двумя пакерами. Согласно технической документации производителя [45], рекомендуемое количество установок данного типа оборудования составляет не более 10. Приоритетность при проектировании необходимо отдавать интервалам с наибольшими интенсивностями поглощений и показателями подвижности флюида по ГДК, также необходимо учитывать состояние ствола скважины (по данным кавернометрии, профилометрии). Также для воспроизведения смоделированных сценариев рекомендуется точку замера располагать на равном удалении от контрастных границ по фильтрационно-емкостным свойствам. При наличии выявленных протяженных однородных интервалов и возможности установки оборудования (нормативный диаметр ствола) рекомендуется производить исследование с увеличенным расстоянием между пакерами до 3м, данный подход позволит снизить эффект точечного воздействия депрессии на системы трещин и позволит снизить эффекты смыкания трещин.

Для получения информации о характере насыщения необходимо производить отбор жидкости до получения стабильного притока именно пластового флюида. Ожидается длительный приток слабоминерализованной воды, отфильтрованной в пласт в процессе длительных поглощений, следовательно, для оценки характера насыщения необходимо получить приток нефти, либо минерализованной пластовой воды. Данную оценку возможно

производить с помощью установленных дополнительных анализаторов состава притока.

Очевидно, что зависимость продолжительности откачки обратно пропорциональна подвижности флюида. В работе Айгильдина А. Л. указывается, что при подвижности при ГДК 1-2 мД/сП и нахождении в чисто нефтяной зоне для проявления признаков необходимо до 200 минут, при аналогичных свойствах, но при нахождении в зоне контактов флюидов время испытания увеличивалось до 4-5 часов [1].

В условиях исследуемого коллектора подвижность (k/μ) изменяется от 0,067 до 191,19 мД/сП ($\mu=1.2$ сП в пластовых условиях), рекомендуемое минимальное время исследования от 120 минут. Согласно проведенному моделированию, данная длительность исследования позволяет в 9 из 10 сценариях, при средней интегрально проницаемости 143мД (проводимость 119,2 мД/сП), не только определить характер насыщения, а также позволит предположить объем дренируемого интервала, а также оценить его ФЕС. Данное исследование не имеет ограничение по продолжительности, что позволяет производить полноценные гидродинамические исследования при необходимости возможно произвести запись кривой восстановления давления высокого качества, так как снижено влияние ствола скважины.

Также данное оборудование позволяет производить стресс-тесты, что позволяет определять давления создания, открытия и закрытия трещин, что позволит проектировать создаваемые депрессии с учетом данных параметров.

Обобщенная методика исследований выглядит следующим образом.

1. Регистрация поглощений при бурении с привязкой интенсивность – глубина.

2*. Проведение ГДК во время бурения в интервалах регистрируемых поглощений.

3. Проведение принятого стандартного комплекса ГИС, выделение наиболее перспективных интервалов по результатам ГИС, ГДК и поглощений, предположение типа коллектора.

4.* В случае отсутствия ГДК во время бурения, по результатам ГИС и поглощений вбираются интервалы для проведения ГДК, интервалы отбора проб.

5. После проведения ГДК анализируются совместно данные полученные от всех трех источников, проектируются интервалы проведения испытаний с двумя пакерами (длительности стояния на притоке, необходимость записи КВД).

6. Проведение испытания с двумя пакерами

7. Проводится сводный анализ полученных данных, расчленение разреза по типу пустотного пространства, выводы об интервалах и типе притока.

* – возможность взаимозаменяемости исследований, при получении схожих результатов.

8. Финансовый менеджмент, ресурсоэффективность и ресурсосбережение

В качестве методики оценки экономической эффективности проведения предлагаемых исследований использована методика «VOI» (Value of Information). Данная методика позволяет выразить ценность получаемой информации в денежном эквиваленте [4].

«VOI» проведённого исследования оценивается как разница суммарного NPV, полученных по результатам каждого варианта умноженный на вероятность данного исхода (EMV), формула 8.1.

$$VOI = EMV_a - EMV_b \quad (8.1)$$

где EMV_a – сумма NPV всех исходов помноженные на вероятности при проведении исследования

EMV_b - сумма NPV всех исходов помноженные на вероятности без проведения исследования [34].

Оценка производилась на основе данных строения и добычи горизонтальной скважины X. По данным бурения в данной скважине выделено 4 возможных продуктивных интервала. Для разработки дерева решений методики VOI, за основу был взят реальный профиль добычи данной скважины (Рисунок 8.1).

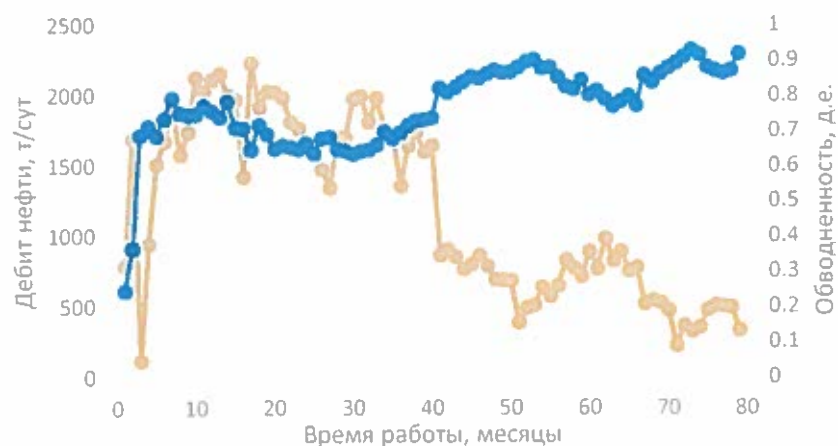


Рисунок 8.1 – Профиль добычи скважины X, (Антонов А.Е., 2023)

По представленным данным был получен тренд обводнённости и по данному тренду построены 4 возможных сценария от разной стартовой обводнённости (Рисунок 8.2).

1. Лучший - стартовая обводненность 0%.
2. Хороший - стартовая обводненность 25%.
3. Средний - стартовая обводненность 50%.
4. Плохой - стартовая обводненность 75%.
5. Наихудший – скважина вскрыла только воду.

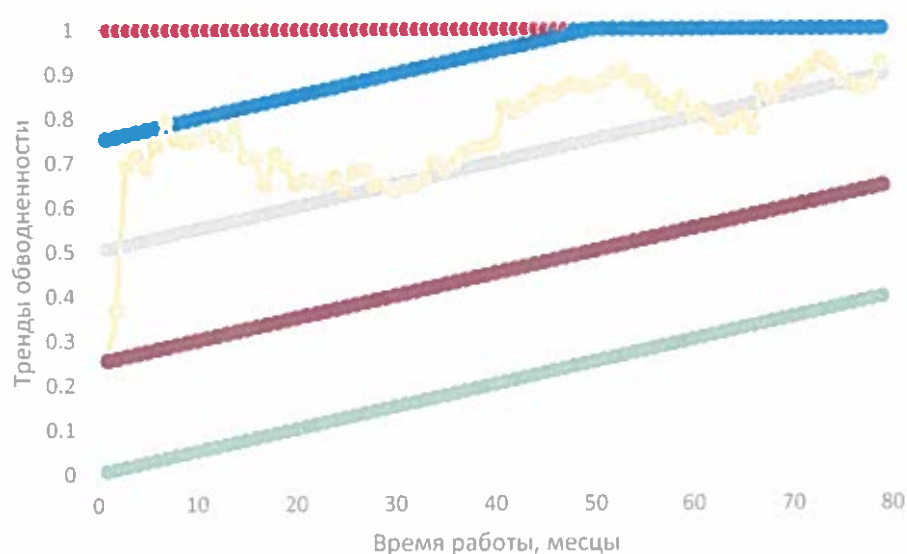


Рисунок 8.2 – Тренды обводнённости с шагом 25%
(Антонов А.Е., 2023)

По полученным трендам обводнённости получены профили добычи (Рисунок 8.3) нефти. Данные сценарии позволяют описать, как 4 интервала схожие по свойствам, но разного насыщения (нефть, вода), так и доминирования притока из каждого отдельного интервала из-за разности ФЕС.



Рисунок 8.3 – Дебиты нефти для каждого сценария
(Антонов А.Е., 2023)

Из представленных вариантов видно, что профиль добычи скважины X близок к среднему варианту.

Для разработки дерева решений необходима оценка вероятности возникновения события. В сценариях, где отсутствует исследование возникновения каждой ситуации сводится к решению комбинаторной задачи на вероятность. Вероятности исходов по результатам исследования взяты из статьи [1].

Для корректной оценки ценности информации было разработано 3 отдельных дерева решений (приложение Е), проведение только ГДК, проведения только ОПК, проведение ГДК и ОПК. Для упрощения построений, было принято допущение, что успешное определение характера притока и ФЕС, позволит произвести оптимизацию режимов работы скважины, интервалов перфораций, что обеспечит выход на один из профилей добычи согласно трендам (Рисунок 8.2).

Для составления финансово-экономической модели были взяты параметры, представленные в Таблице 8.1. Стоимость строительства

скважины была получена на основании анализа открытых источников [20,22,7,8,24].

Таблица 8.1 – Входные параметры для расчета ФЭМ

Платежи и налоги	Значение
Налоговые отчисления, % от выручки	45.00
Эксплуатационные затраты	
Технологическая подготовка нефти, тыс. руб./т. жидк.	0.89
Сбор и транспорт нефти и газа, тыс.руб./т. жидк.	0.05
Расходы на энергию по извлечению нефти, тыс.руб./т. жидк.	0.04
Транспортировка нефти на экспорт, тыс.руб./тонна	1.98
Дополнительные данные для расчета	
Реализация нефти, %	100.00
Реализация газа, %	0.00
Доля экспорта нефти, %	0.30
Доля экспорта газа, %	0.00
Строительство скважины, млн. рублей.	107
Ставка дисконтирования, %	15.00
Цена реализации нефти на внутреннем рынке, тыс.руб./т.	5.00
Цена реализации нефти на внешнем рынке, \$/баррель	70.00
Курс доллара (руб.)	75.00
Инфляция доллар, 2014	0.02
Инфляция доллар, 2015	0.01
Инфляция доллар, 2016	0.01
Инфляция доллар, 2017	0.02
Инфляция доллар, 2018	0.02
Инфляция доллар, 2019	0.02
Инфляция доллар, 2020	0.01
Инфляция доллар, 2021	0.05
Инфляция рубль, 2014	0.1136
Инфляция рубль, 2015	0.129
Инфляция рубль, 2016	0.054
Инфляция рубль, 2017	0.025
Инфляция рубль, 2018	0.043
Инфляция рубль, 2019	0.03
Инфляция рубль, 2020	0.049
Инфляция рубль, 2021	0.084
Цена нефти, 2014 \$/bbl	56.9
Цена нефти, 2015\$/bbl	37.3
Цена нефти, 2016\$/bbl	58.0
Цена нефти, 2017\$/bbl	66.9
Цена нефти, 2018\$/bbl	54.9
Цена нефти, 2019\$/bbl	66.1
Цена нефти, 2020\$/bbl	52.1
Цена нефти, 2021\$/bbl	78.9

Цена проведения ГДК, млн. руб	30
Цена проведения ОПК, млн. руб	40

Результат расчета ветки для EMV_b, без проведения исследования, является аналогичным для трех сценариев, результаты представлены в Таблице 8.2.

Таблица 8.2 – EMV_b (без проведения исследований)

Полученные значения NPV по узлам, млн руб		Вероятность	NPV·Вероятность
NPV_1	787	0.0625	49.18251
NPV_2	453	0.25	113.255
NPV_3	119	0.375	44.67005
NPV_4	-192	0.25	-47.88
NPV_5	-134	0.0625	-8.34856
EMV_b, млн руб		150.8791	

Результаты расчета ветки для EMV_a, для проведения ГДК и ОПК представлены в Таблице 8.3.

Таблица 8.3 – EMV_a, ГДК и ОПК

Полученные значения NPV по узлам, млн руб		Вероятность	Полученные значения NPV по узлам, млн руб		Вероятность
NPV_1	722	0.0625	NPV_1_1	688.2548	0.25
NPV_1	722	0.9	NPV_1_2	654.8648	0.375
NPV_2	388	0.1	NPV_1_3	623.8008	0.25
NPV_3	54	0.1			
NPV_4	-257	0.1			
NPV_5	-199	0.0625			
EMV_a млн руб			606.2849		

Результаты расчета ветки для EMV_a, для проведения ГДК представлены в Таблице 8.4.

Таблица 8.4 – EMV_a, ГДК

Полученные значения NPV по узлам, млн руб		Вероятность	Полученные значения NPV по узлам, млн руб		Вероятность
NPV_1	759	0.0625	NPV_1_1	499.1949	0.25
NPV_1	759	0.45	NPV_1_2	248.7699	0.375

NPV_2	425	0.55	NPV_1_3	15.7899	0.25
NPV_3	91	0.55			
NPV_4	-219	0.55			
NPV_5	-162	0.0625			
EMV_a млн руб			383.2334		

Результаты расчета ветки для EMV_a, для проведения ОПК представлены в Таблице 8.5.

Таблица 8.5 – EMV_a, ОПК

Полученные значения NPV по узлам, млн руб		Вероятность	Полученные значения NPV по узлам, млн руб		Вероятность
NPV_1	750	0.0625	NPV_1_1	499.1949	0.25
NPV_1	750	0.25	NPV_1_2	248.7699	0.375
NPV_2	416	0.75	NPV_1_3	15.7899	0.25
NPV_3	82	0.75			
NPV_4	-229	0.75			
NPV_5	-171	0.0625			
EMV_a млн руб			258.2064		

По рассчитанным данным были получены VOI для каждого варианта.

Вариант с проведением ГДК и ОПК имеет наибольшее значение:

$$VOI = EMV_a - EMV_ = 606.2849 - 150.8791 = 455.4058 \text{ млн. рублей}$$

Вариант с проведением только ГДК:

$$VOI = EMV_a - EMV_ = 383.2434 - 150.8791 = 232.3543 \text{ млн. рублей}$$

Вариант с проведением только ОПК:

$$VOI = EMV_a - EMV_ = 258.2064 - 150.8791 = 107.3273 \text{ млн. рублей}$$

Проведенные расчеты позволяют заключить, что во всех сценариях, проведение исследований имеет положительный экономический эффект, однако стоит учитывать, что оценка вероятности исходов проведения данных исследований (ГДК и ОПК) была принята с другого месторождения и при накоплении опыта работ на исследуемой территории необходимо производить статистическую обработку получаемой информации и производить перерасчет параметров. Также при накоплении опыта проведения работ, возможно, будет более точно оценить рентабельность использования данных

методов исследования отдельно, а также найти более эффективный сценарий реализации предложенной методики.

9. Социальная ответственность

Разработанные технические решения для исследования скважин реализуются в полевых условиях. Для реализации необходимы подъемные агрегаты большой грузоподъёмности (буровые установки), с соответствующей устьевой обвязкой, поверхностное обустройство также включает классическое оборудование добычи углеводородов: линии высокого давления, сепараторы, запорная арматура

Основной территорией применения являются месторождения Томской области, работа на которых осуществляется в основном вахтовым методом. Томская область также находится в умеренно-континентальной климатической зоне и характеризуется средними зимними температурами от -35 до +5 и летними от +20 до +35.

В текущей главе будет представлен анализ опасных и вредных факторов, оказывающих вредное воздействие на сотрудников, проводящих операции необходимые для исследования скважины. Выявленные факторы в результате анализа, позволят решить вопрос обеспечения безопасности работника. Решения будут основаны на действующих нормативно-технических документах. Данные решения также актуальны для большинства месторождений Западной Сибири.

9.1 Правовые и организационные вопросы обеспечения безопасности

Работы по исследованию, испытанию скважин проводятся в соответствии с правилами безопасности в нефтяной и газовой промышленности, а также требованиям РД 153-39.0-069-01 «Техническая инструкция по проведению геолого-технологических исследований нефтяных и газовых скважин» [53]. Данные исследования выполняются в полевых условиях, с применением буровых подъемных агрегатов, в связи с невозможностью осуществления ежедневного возвращения рабочего персонала к месту постоянного проживания из-за значительного удаления участков работ необходимо установить вахтовый метод работы. Следовательно, к данной деятельности могут быть привлечены только лица, допущенные к тяжелым работам в опасных и (или) вредных производственных условиях и имеющие соответствующую квалификацию, согласно Трудовому Кодексу Российской Федерации, статьи 297, 298 и 224[56].

Согласно установленному вахтовому режиму сотрудникам предоставляются надбавки к заработной плате, а также дополнительные социальные возможности (медицинское страхование, санаторное лечение и т.д.). На работодателя также возлагается обязанность обеспечить всех сотрудников привлекаемых к выполнению работ средствами индивидуальной и коллективной защиты, специальной одеждой и обувью отвечающей специфике выполняемых работ.

Рабочие места должны быть оборудованы согласно установленным стандартам, должны быть учтены недостаточная освещенность и суровые климатические условия. На рабочих местах должны быть установлены предупредительные знаки и надписи, указывающие на возможное воздействие на человека вредных и опасных факторов.

Также любые работы, проводимые на нефтегазовой скважине, имеют риск возникновения пожара, следовательно, необходимо оборудование

рабочих мест средствами пожаротушения, а персонал должен быть обучен мерам по предупреждению возникновения пожара и первоочередным действиям при возникновении пожара.

9.2 Производственная безопасность

Поскольку технология исследования скважин предполагает работы в полевых условиях с использованием подъемных агрегатов (буровой установки), которые являются опасными производственными объектами, рассмотрим основные опасные и вредные факторы, Таблица 9.1.

Таблица 9.1 – Возможные опасные и вредные факторы.

Факторы	Этапы работ			Нормативные документы
	Разработка	Изготовление	Эксплуатация	
1. Повышенный уровень общей и локальной вибрации	-	+	+	ГОСТ 12.1.012-2004
2. Недостаток освещения	+	+	+	СанПиН 2.2.4.548-96 СНиП 23-05-95
3. Движущиеся части и механизмы	-	+	+	ГОСТ 12.2.003-74 ГОСТ 12.4.026-2001
4. Воздействие химических реагентов и токсичных веществ	-	+	+	РД 153-39-026-97 ГОСТ 12.1.007-76
5. Неблагоприятные климатические условия	-	+	+	СанПиН 2.2.4.548-96 ТК РФ Статья 109

Повышенный уровень общей и локальной вибрации

Уровни вибрации на рабочем месте регламентируются согласно ГОСТ 12.1.012-2004. Работы выполняются на кустовой площадке, где основными источниками вибрации являются подъемное и насосное оборудование и их

приводные двигатели (лебедка и ее привод, насосное оборудование и его привод) [49].

Негативное воздействие вибрации на организм человека в первую очередь сказывается на работе нервной системы и анализаторов. Необходимо следить за симптомами данного воздействия, основными из них являются: головокружение, нарушение координации, тошнота. При постоянном воздействии может развиваться вибрационная болезнь. Значение нормируемых параметров определяется согласно ГОСТ 31192.2 и ГОСТ 31319.

Ответственность за соблюдение установленных норм по вибрации на рабочих местах возлагается на работодателя. Для снижения негативного влияния вибрации принимаются следующие меры: проектирование рабочих мест с учетом максимального снижения вибрации, использование материалов и конструкций, препятствующих распространению вибрации и воздействию ее на человека, контроль использованию средств виброзащиты, проведение периодического контроля виброактивных машин.

Также работник должен быть осведомлен о работах с повышенной виброопасностью и обязан соблюдать правила и нормы, которые предусмотрены регламентом ведения работ, использовать предусмотренные средства индивидуальной и коллективной защиты: виброизолирующую обувь или специальный стельки, специализированные рукавицы и перчатки, а также коврики и прокладки.

Недостаток освещения

Работы по испытанию и исследованию согласно вахтовому методу работы ведутся круглосуточно, что вызывает недостаток естественной освещенности в вечернее и ночное время, также особенности проектирования подъемных агрегатов (необходимость учета климатических условий),

приводит к снижению естественной освещенности внутри производственных помещений.

Инженерно-технический состав, выполняет свои должностные обязанности в основном за персональным компьютером внутри вагона-офиса, нормы которых регламентируются согласно СНиП 23-05-95 [48] Таблица 9.2:

Таблица 9.2 – Нормы освещенности в рабочей зоне (вагон-офис)

Характеристика зрительной работы	III разряд
Наименьший размер объекта, мм	0,3-0,5
Подразряд зрительной работы	B
Контраст объекта с фоном	средний
Характеристика фона	светлый
Норма освещенности комбинированная, лк	750
Норма освещенности общая, лк	200
Норма коэффициента пульсации местного, %	15
Норма коэффициента пульсации общего освещения, %	20

В соответствие с Правилами безопасности в нефтяной и газовой промышленности на буровой установке должна обеспечиваться освещенность, приведенная в Таблице 9.3.

Таблица 9.3 – Нормы освещенности в рабочей зоне (подъемный агрегат)

Место ведения работ	Норма освещенности, лк
Роторный стол	100
Пути движения талевого блока	30
Помещения вышечного и насосного блоков	75
Лестницы, марши, сходы, приемный мост	10

Движущиеся части производственного оборудования и механизмы

Исследования, проводимые на скважине, подразумевают спуск оборудования на забой на трубах или кабеле. Данные работы выполняются совместно с бригадой подъемника. При выполнении работ необходимо

наладить коммуникацию между бригадами подъемника и бригадой, выполняющей исследования, так как работы по спуску оборудования осуществляются непосредственно бригадой подъемника, а бригада исследования следит за состоянием прибора и его сигнала (если имеется). Так как работа ведется с помощью крупногабаритного вращающегося оборудования, которое имеет огромную массу и, следовательно, инерцию, нет возможности среагировать на производственную ситуацию мгновенно, работа должна вестись слажено и четко только в соответствии со своими должностными инструкциями, иначе присутствует риск получения механического воздействия, травм различного характера.

Обе бригады должны быть проинформированы об особенностях работы конкретного применяемого в данный момент оборудования, указаны основные направления движения механизмов. Для устойчивой коммуникации рекомендуется применение радиосвязи непосредственно руководитель подъемной бригады – руководитель бригады испытаний, а также дополнительного громкоговорителя.

Согласно ГОСТ 12.2.003-91 все движущиеся механизмы должны иметь защитные устройства, такие как концевые выключатели и защитные ограждения. Также работник должен быть дополнительно проинформирован с помощью предупреждающих знаков надписей и сигнальных цветов (ГОСТ 12.4.026-2001), оборудование в свою очередь должно быть сконструировано с исключением возможности самопроизвольного движения.

Комплект средств индивидуальной защиты для снижения рисков механического воздействия должен включать: защитные очки, каска, сапоги с защитной подошвой и верхней частью.

Воздействие химических реагентов и токсичных веществ

Работы по исследованию скважин всегда предполагают контакт с химическими растворами (буровой раствор, жидкость глушения, кислоты,

щелочи). Реагенты, применяемые в нефтяном промысле, а также извлекаемые из скважины флюиды оказывают вред при попадании на слизистые оболочки или кожный покров.

Все применяемые химические реагенты, растворы, должны соответствовать РД 153-39-026-97 «Требования к химпродуктам, обеспечивающие безопасное применение их в нефтяной отрасли». Все выполняемые работы, должны быть спроектированы согласно требованиям ГОСТ 12.1.007-76 ССБТ «Вредные вещества. Классификация и общие требования безопасности»[54].

Обеспечение безопасности персонала достигается: применением средств определения концентрации вредных веществ, обеспечением герметичности сосудов, содержащих химические вещества под давлением (своевременные опрессовки и мониторинг давления). Также весь персонал работающий на скважине должен быть обучен первоочередным действиям при газонефтеводопроявлении [57].

При проведении испытания скважины на приток, согласно схеме испытания, устанавливается поверхностная обвязка устья. Согласно данным схемам, флюид извлечений из скважины течет под давлением по трубопроводу до промысловых емкостей. Для определения последствий нарушения герметичности данного поверхностного обустройства, был проведен расчет количества аварийного выброса опасных веществ, способных создать поражающие факторы на кустовой площадке.

Объем излившегося флюида зависит от нескольких случайных факторов:

- продолжительность утечки (от обнаружения до остановки)
- геометрических размеров отверстия утечки
- местоположение расположения отверстия утечки
- времени реагирования ответственного персонала

Расчетный общий объем вытекшего флюида раскладывается на три составляющих, формула 9.1:

$$V = V_1 + V_2 + V_3 \quad (9.1)$$

где V_1 - объем, вытекший с момента повреждения до остановки прокачки;

V_2 - объем, вытекший с момента остановки прокачки, до закрытия запорной арматуры;

V_3 - объем, вытекший с момента закрытия запорной арматуры до прекращения утечки.

Так как наибольший возможный ущерб будет достигнут при полном разрыве трубы, был произведен расчет именно такой ситуации. Предположительное место разрыва линии на пути скважина - приемная емкость.

Объем V_1 рассчитывается по формуле 9.2:

$$V_1 = \omega_1 \cdot \tau_1 \quad (9.2)$$

где ω – объемный расход флюида, м³/с, формула 9.3:

$$\omega_1 = \frac{Q}{24 \cdot 60 \cdot 60} \quad (9.3)$$

где Q – суточный расход флюида, м³/сутки.

При ранее проводимых испытаниях данного геологического объекта, максимальные объемные расходы флюида 80 м³/сутки

Время τ_1 – необходимое на обнаружение полного разрыва и принятия мер по остановке прокачки примем 300с (5 минут), норматив на герметизацию устья скважины.

Объем V_2 рассчитывается по формуле 9.4:

$$V_2 = \omega_2 \cdot \tau_2 \quad (9.4)$$

Где τ_2 - время до выравнивания напора в трубопроводе (120 с);

ω_2 – объемный расход флюида для данного режима истечения, м³/с, формула 9.5:

$$\omega_2 = \mu \cdot f \cdot \sqrt{2gh} \quad (9.6)$$

где μ – безразмерный коэффициент расхода с учетом сопротивления грунта (1,2);

f – площадь аварийного отверстия, м² (обычно применяются насосно-компрессорная труба 73мм, с внутренним диаметром 63мм);

g – ускорение свободного падения, м²/с;

h – напор в аварийном отверстии, м (примем 15 м, как средняя альтитуда стола ротора плюс максимально допустимая высота сборной линии над ним согласно РД 153-39.0-062-00)

Объем V_3 рассчитывается по формуле 9.7:

$$V_3 = \frac{\pi \cdot d^2 \cdot l}{4} \quad (9.7)$$

где d - диаметр трубы, мм;

l - длина прилегающих к аварийному отверстию участков трубопровода, с которых флюид поступает к месту разрыва самотеком, м (в

данном случае равен 0, т.к нет прилегающих трубопроводов, после завершение фазы 2 произойдет полное опорожнение всей обвязки).

Подставив все значения получим:

$$V_1 = \frac{80}{24 \cdot 60 \cdot 60} \cdot 300 = 0,28 \text{ м}^3$$

$$V_2 = 1,2 \cdot \pi \cdot \frac{0,063^2}{4} \cdot \sqrt{2 \cdot 9,81 \cdot 15} \cdot 120 = 7,70 \text{ м}^3$$

$$V_3 = 0 \text{ м}^3$$

$$V = 0,28 + 7,7 + 0 = 7,98 \text{ м}^3$$

По результатам расчета определен максимально возможный объем утечки флюида (при своевременном реагировании персонала). Результаты анализа не обходимы для планирования работ по ликвидации последствия утечки, подбора химических реагентов нейтрализаторов, подбора соответствующего оборудования и средств индивидуальной защиты, а также подбора противопожарного оборудования в случае возгорания.

Основные мероприятия по снижению воздействия данного опасного фактора являются:

- соблюдение правил безопасности, указанных в РД 153-39.0-062-00;
- применение средств электронного мониторинга герметичности;
- исключение факторов, способствующих возникновению пожара в результате разлива.

Неблагоприятные климатические условия

Работы по исследованию скважин могут проводить в любое время суток, круглый год. В Томской в зимний период температура воздуха может опускаться до -45°C , с высоким уровнем осадков виде снега, в летнее время подниматься до $+35^{\circ}\text{C}$.

При длительном воздействии на человека температур, не соответствующих СанПиН 2.2.4.548-96 «Гигиенические требования к микроклимату производственных помещений», приводит к нарушению терморегуляции, обморожению, перегреву, слабости, сонливости, повышенным накоплением усталости, также негативное влияние оказывается на координацию и вестибулярный аппарат

Для защиты от неблагоприятных климатических условий в зимний период, применяются коллективные средства защиты, такие как: система отопления, кондиционирования рабочих помещений, оборудованные места для отдыха и обогрева, обеспечение чистой питьевой водой, защитные конструкции от ветра, осадков. В качестве индивидуальной защиты необходимо предусматривать зимнюю и летнюю формы специальной одежды.

Необходимо приостанавливать работы при неблагоприятных климатических условиях (Таблица 9.4) [55].

Таблица 9.4 – Метеорологические условия приостановки работ

Скорость ветра, м/с	Температура воздуха, °С
0	-40
не более 5,0	-35
5,1-10,0	-25
10,0-15,0	-15
15,1-20,0	-5
Более 20,0	От 0

9.3 Экологическая безопасность

Наиболее сильное негативное воздействие на окружающую среду при проведении работ по исследованию оказывают непредвиденные аварийные ситуации, в данном случае такой аварийной ситуацией может являть газоводонефтепроявление. Бригада подъемного агрегата имеет необходимые компетенции для восстановления контроля над скважиной, однако со стороны бригады проводящей исследование, должны быть донесены особенности применяемого оборудования и порядка проведения работ, для принятия

своевременных решений при обнаружении признаков потери контроля над скважиной.

Основными источниками воздействия на атмосферу при проведении работ по исследованию скважин являются технологическое и транспортное оборудование, а также сжигаемый природный газ.

При разработке мероприятий по сокращению выбросов целесообразно учитывать следующие мероприятия общего характера: регулярный контроль за точным соблюдением регламента производства, регулярный контроль во времени за работой спецтехники и агрегатов, использование высококачественного сырья, при работе на котором обеспечивается снижение выбросов загрязняющих веществ.

Наибольший вклад в загрязнение поверхностных водных объектов обычно вносит сброс сточных вод и загрязняющих веществ с прилегающей к водному объекту территории.

Следовательно, в соответствии с ГОСТ 17.1.3.12-86 сброс сточных вод должен отсутствовать. Сброс сточных вод в поверхностные водоемы проектом исследования также не предусматривается [51].

Основными потенциальными источниками загрязнения водной среды являются: склады горюче-смазочных материалов, блоки технологических растворов, продукты испытания скважины.

Мероприятиями, способствующими снижению негативного влияния на гидросферу, являются:

- контроль соблюдения требований ГОСТ 17.1.3.12-86;
- мониторинг герметичности сосудов находящихся на складе горюче-смазочных материалов;
- мониторинг герметичности приемных емкостей для продуктов испытания.

Наибольшее воздействие на литосферу оказывается во время следующих ситуаций:

- непредвиденные утечки пластового флюида, в результате нарушения герметичности трубопровода или газоводонефтепроявления;
- пожары в результате аварий;
- засорение производственными отходами и мусором;
- утечки ГСМ при неисправности автотранспорта.
- движение автотранспорта по естественным почвенным покровам

Для снижения воздействия необходимо: следить за предельно-допустимыми концентрациями химических веществ в почве согласно ГН 2.1.7.2041-06, и проектировать работы с максимальным снижением воздействия, необходимо проектировать рациональные схемы движения автотранспорта и проектировать насыпные транспортные магистрали, производить мониторинг герметичности сосудов содержащих ГСМ и всех трубопроводов, предусматривать специализированные места для хранения производственных и бытовых отходов [52,58].

9.4 Безопасность в чрезвычайных ситуациях

Основными возможными чрезвычайными ситуациями на месторождениях нефти и газа являются:

- природного характера: лесной пожар, наводнения, ураганы;
- техногенного характера: возгорание ГСМ, разливы химических реагентов и ГСМ в больших объемах, газонефтеводопроявление, возгорание разливов пластовых флюидов.

Наиболее типичной ЧС при является газонефтеводопроявление или разлив пластового флюида в результате разгерметизации сосудов или трубопроводов, с последующим возгоранием. Основными причинами которого являются:

- нарушения при строительстве скважины;

- выход из строя средств вторичного контроля скважины или его несоответствие спущенному в скважину оборудованию;

- нарушение технических рекомендаций по проведению исследований на скважине;

- ошибки при проектировании скважины и (или) испытаний;

- несоответствие фактической схемы поверхностной обвязки проектной;

- разгерметизация сосудов или трубопроводов.

Меры по предупреждению данной ЧС:

- совместное обсуждение бригадами проекта на испытание, перечисление используемого оборудования, его особенностей и типоразмеров;

- контроль установленного, подготовленного оборудования для проведения испытаний (проверка на герметичность, соответствия расчетным параметрам);

- контроль за соблюдением хода испытаний проектному;

- контроль знаний бригад первоочередных действий при ГНВП, разливах, возникновений пожара, а также проведение учебных мероприятий.

В случае возникновения ЧС сотрудники выполняющие работы на скважине должны незамедлительно сообщить о ситуации руководящему составу и приступить к мероприятиям по устранению ЧС, с применением специализированного противопожарного оборудования, о согласно своим должностным инструкциям.

В ходе выполнения задания по разделу «Социальная ответственность» были рассмотрены вредные и опасные производственные факторы, которые могут оказать влияние на организм человека при проведении работ по исследованию скважин. Также рассмотрены факторы способные нанести вред окружающей среде. Наиболее опасным фактором, как для человека, так и окружающей среды являются: негерметичность запорной арматуры трубопроводов, газоводонефтепроявления, которые могут привести к

разливам пластовых флюидов и возгоранию. Произведен расчет наиболее вероятного фактора и выданы рекомендации по снижению влияния данного фактора.

Наиболее эффективный инструмент обеспечения безопасности на промысле – проведение регулярных тренингов по изучению и анализу рисков при проведении всех типов выполняемых работ. Рекомендуется проводить такие тренинги в межвахтовый период, а также обсуждение рисков перед выполнением каждой производственной задачи.

Заключение

В результате проделанной работы были предложены и обоснованы дополнительные гидродинамические исследования. Проведено моделирование и расчет возможных сценариев проведения исследования, предложена методика исследования. Полученные результаты позволяют проектировать программу исследований, а также оптимизировать ее на основании последовательно получаемых данных.

Для оценки экономической эффективности была произведен расчет по методике VOI на примере одной скважины, по результатам расчетов которого метод проведения ГДК совместно с ОПК обладает наибольшим экономическим эффектом.

Таким образом, все поставленные задачи были выполнены, а именно:

- 1) Обосновано складчато-блоковое строение;
- 2) Рассмотрена и оценена эффективность текущего комплекса исследования объекта, как коллектора складчато-блокового строения;
- 5) Обоснована необходимость применение дополнительных методов гидродинамических исследований, а также предложена методология чего проведения данных исследований;
- 6) Оценен экономический эффект введения дополнительных методов исследования, по методике «VOI» (value of information).

СПИСОК ИСПОЛЬЗОВАННЫХ ИСТОЧНИКОВ

1. Айгильдин А. Л. и др. Анализ результатов исследований пластовыми испытателями на кабеле в условиях сложнопостроенных карбонатных коллекторов //Экспозиция Нефть Газ. – 2022. – №. 4. – С. 33-37.
2. Бенесон В.А, Самсонов А.В., Дашкевич Н.Н., Сигатуллин В.Г, Геологическое строение и прогноз нефтегазоносности юго-востока Западной Сибири. Москва, Научно-технический журнал, Геология нефти и газа №9, 1987г. – стр.36
3. Вадецкий Ю. В. и др. Особенности вскрытия, испытания и опробования трещинных коллекторов нефти //М.: Недра.-1973.-136с. – 1973.
4. Валиахметова А.Р., Павельева Ю.Н., Котежеков В.С., Григорьев А.С. Оптимальное планирование гидродинамических исследований скважин на основе ценности информации // PRONEFTЬ. Профессионально о нефти. - 2019. - №2. - С. 20-24.
5. Давыдова А.А., Щуренко А.А., Дадакин Н.М., Шуталёв А.Д., Квеско Б.Б. Разработка дизайна гидродинамического исследования в условиях карбонатного коллектора // Известия Томского политехнического университета. Инжиниринг георесурсов. - 2019. - №6. - С. 68-79.
6. Ежова А.В. Генезис пустотного пространства и фильтрационно-емкостные свойства палеозойских коллекторов месторождений углеводородов Томской области. Москва, Научно-технический журнал, Геология нефти и газа №3, 2007г. – стр.20
7. Индексы потребительских цен (тарифов) на отдельные товары и услуги по Российской Федерации. – Росстат [Электронный источник] / <https://rosstat.gov.ru/statistics/price>
8. Индексы потребительских цен (ИПЦ) США (г/г). Investing.com [Электронный ресурс] / <https://ru.investing.com/economic-calendar/cpi-733>
9. Исаев Г. Д. и др. О перспективах нефтегазоносности отложений палеозоя Нюрольской структурно-фациальной зоны (Томская область)

//Материалы региональной конференции геологов Сибири и Дальнего Востока России. – 2000. – Т. 1. – С. 184-192.

10. Каган К.Г. Диагностика продуктивных пластов в эксплуатационной горизонтальной скважине по данным гидродинамического каротажа процессе бурения // Материалы научн.-техн. конф. «Horizontal Wells 2017». Казань, 2017. – С. 115-120

11. Каган К.Г. Оценка характера насыщения, промышленной значимости и фильтрационных параметров геологических объектов по данным ГДК исследований на примере разреза разведочной скважины 9Р / Каган К.Г., Левченко В.С., Валиуллина Н.В. // Neftegaz.RU. – 2016. – №5-6. – С.80-84.

12. Каган К.Г. Научно-методическое сопровождение исследования терригенного объекта скважины 2 Д методом ГДК-ОПК / Каган К.Г., Самойленко А.Ю., Польская Н.Н., Чухнин Д.А. // Вестник буровых подрядчиков. – 2016. – №2. – С. 32-36.

13. Каган К.Г. Экспресс-оценка характера насыщения и промышленной значимости геологических объектов разреза поисково-оценочных скважин по данным ГДК замеров / Каган К.Г., Левченко В.С. // Материалы науч. конф. «НТР-2013». Москва, 2013. – С. 13-16.

14. Князев, А. Р. Оценка трещиноватости низкопористых карбонатных нефтенасыщенных пород по результатам геофизических исследований скважин: дис.: – Пермский государственный университет, 2008, 124 с.

15. Колычев И.Ю. Изучение зональности распределения показателей смачиваемости по данным бокового каротажа, для нефтенасыщенных визейских коллекторов Соликамской депрессии. Вестник ПНИПУ. Геология. Нефтегазовое и горное дело. 2017. Том16. №4. С. 331–341.

16. Конторович А. Э. и др. Геология нефти и газа Западной Сибири. – 1975. 680 с.

17. Конторович В.А. Тектоника и нефтегазоносность мезозойско-кайнозойских отложений юго-восточных районов Западной Сибири. Новосибирск: СО РАН филиал "ГЕО", 2002. 253 с.

18. Кучурина О.Е., Федоров А.И., Зиязетдинов А.З., Бакиев И.Р., Шуматбаев К.Д. Опыт проведения гидродинамического каротажа модульным пластоиспытателем на месторождениях им. Р. Требса и им. А. Титова // Нефтяное хозяйство. 2016. № 3. С. 58–60.

19. Кучурина О.Е., Назаргалин Э.Р., Кузнецов А.С., Зиязетдинов А.З., Шуматбаев К.Д., Айгильдин А.Л. Уточнение геологического строения месторождений им. Р. Требса и им. А. Титова по результатам проведения гидродинамического каротажа // Сборник трудов I научно-практической конференции «Новые подходы в решении проблем разработки карбонатных коллекторов», 1–2 августа 2019 г. Ижевск: РПФ Макрос, 2019. С. 37–40.

20. Налоговый кодекс Российской Федерации, статья 342. ред. от 04.08.2023), [Электронный источник] / https://www.consultant.ru/cons_doc_LAW_19671/

21. Некрасов А.С. Геолого-геофизические исследования карбонатных коллекторов нефтяных месторождений. – Пермский гос. ун-т, 2006.

22. О рынке нефти Российской Федерации. – Росстат [Электронный источник] / https://rosstat.gov.ru/storage/mediabank/27_23-02-2022.html

23. Пономарева И. А., Еремин Н. А., Богаткина Ю. Г. Экономико-методическое моделирование разработки нефтегазовых месторождений //учеб. пособие/ИА Пономарева, НА Еремин, ЮГ Богаткина-М.: Наука М. – 2010. 112 с.

24. Уразова Е.С., Н.М. Недоливко. Особенности формирования пустотного пространства в карбонатных коллекторах Арчинского нефтегазоконденсатного месторождения.// В кн. Проблемы геологии и освоения недр .Труды XXIII Международного симпозиума имени академика Усова. Том 1. С. 264-266.

25. Цена на нефть. Investing.com [Электронный ресурс] / <https://ru.investing.com/commodities/crude-oil-urals-spot-futures>
26. Черепанов С. С. Исследование и совершенствование методов оценки трещиноватости карбонатных коллекторов: дис. – Пермский национальный исследовательский политехнический университет, 2016, 111 с.
27. Шуматбаев К.Д., Гайнуллина Е.К., Малышева А.Е., Кучурина О.Е., Емельянов Д.Е. Петрофизическая основа интерпретации сложнопостроенных коллекторов нижнего девона и верхнего силура на месторождении им. Р. Требса // Нефтяное хозяйство. 2015. № 5. С. 44–46.
28. Щекин А.И., В.А. Васильев, А.С. Николайченко, А.В. Коломийцев Промысловая классификация трещиноватых коллекторов кристаллического фундамента // Георесурсы, 2021. Том 23. № 3. С. 90–98
29. Altunbay M., Bal A., Bolle L. Pushing the Boundaries for Carbonate Productivity Estimations //SPE Asia Pacific Oil and Gas Conference and Exhibition. – OnePetro, 2010, С. SPE-133826-MS
30. Bourdarot G. Well testing: interpretation methods. – Paris, 1998. – 337p.
31. Bourdarot G. Éssais de puits: méthodes d'interprétation. Paris, 1996. – 350 p.
32. Bourdet D., Alagoa A. New Method Enhances Well Test Interpretation // World Oil. – 1984. – Vol. 199, №4. - P.37-44.
33. Bourdet D., et. al. A New Set of Tupe-Curves Simplifies Well Test Analysis //World Oil. - 1983. – Vol. 197, №5. - P. 77-87.
34. . Bourdet D. Well test analysis: the use of advanced interpretation models. –Amsterdam, 2002. – 426p.
35. Bratvold R.B. et al., Value of Information in the oil and gas industry: past, perfect, and future, SPE 110378-MS, 2007, SPE 110378
36. Earlougher, Robert C. Advances in well test analysis 11th printing New York : Soc. of petroleum engineers, 2003 12 p.

37. Gama Villegas R. et al. New Generation Formation Testing ORA Platform Used to Test and Sample Tight Naturally Fractured Carbonate Under HPHT Conditions //SPE Latin American and Caribbean Petroleum Engineering Conference. – OnePetro, 2020, SPE-199012-MS p.
38. Horne R. N. Modern well test analysis. – American, 1990, 268p
39. Kappa - Well test analysis book. – 2018, 757p
40. Kolesov V.A., Nazarov D.V., Kiselev V.M. Determination of influx parameters of East Siberia's carbonate reservoirs by nuclear magnetic logging. Bulletin of PNRPU. Geology. Oil & Gas Engineering & Mining, 2015, no. 15, pp. 12-19. DOI: 10.15593/2224-9923/2015.15.2
41. Moreno A. et al. Old Problems, New Challenges: Evaluating a Horizontal Well in Naturally Fractured Carbonate Reservoirs //SPE Latin America and Caribbean Petroleum Engineering Conference. – OnePetro, 2014, SPE 169267-MS p.
42. Nelson E. B. (ed.). Well cementing. – Newnes, 2006, 799p
43. Patent Ivanishin V. M. et al. A method for testing and mastering a fluid-saturated reservoir reservoir of a fractured type – 2018 18 p
44. Ramatullayev S. et al. The Fracture Characterization and Assessment of Gas Potential with Advanced Formation Tester in Low Permeability Fractured Carbonate Reservoir //SPE Annual Caspian Technical Conference. – OnePetro, 2019, SPE-198376-MS p
45. Ramey H.J., Jr. Advances in practical well test analysis // JPT. - 1992. - June. P. 650-659.
46. Wireline Services Catalog. Schlumberger, 2015, P. 149–153.
47. Zeybek M., Kuchuk F. J., Hafez H. Fault and fracture characterization using 3D interval pressure transient tests //Abu Dhabi International Petroleum Exhibition and Conference. – OnePetro, 2002. 78506-MS p.

Нормативные документы

48. «Естественное и искусственное освещение» СНиП 23-05-95 от 01.01.1996 г. – Введ. Пост. Минстр. России от 2 августа 1995 г. N 18-78 135 с.
49. ГОСТ 12.1.012-2004. Система стандартов безопасности труда (ССБТ). Вибрационная безопасность. Общие требования. – Введ. 01.07.2008 – М: Госстандарт России: Изд-во стандартов, 2008 15 с.
50. ГОСТ 12.2.003-91. Система стандартов безопасности труда. Общие требования безопасности. Введ. 01.01.1992 53 с.
51. ГОСТ 17.1.3.12-86. Общие правила охраны вод от загрязнения при бурении и добычи нефти и газа на суше. Введ 01.07.1987 5 с.
52. ГОСТ 17.1.3.12-86 Охрана природы (ССОП). Гидросфера. Общие правила охраны вод от загрязнения при бурении и добыче нефти и газа на суше. – Введ: 01.07.1987. С 92-96.
53. РД 153-39.0-069-01. Техническая инструкция по проведению геолого-технологических исследований нефтяных и газовых скважин. Введ. с 01.03. 2006, 1 126 с.
54. РД 153-39-026-97 Требования к химпродуктам, обеспечивающие безопасное применение их в нефтяной отрасли. Введ. с 01.02.1998, 12 с.
55. СанПиН 2.2.4.548-96 Гигиенические требования к микроклимату производственных помещений. от 01. 10. 1996, 4 с.
56. Трудовой кодекс Российской Федерации 30.12.2011 N 197-ФЗ глава 47 (ред. от 16.12.2019) «Особенности регулирования труда лиц, работающих вахтовым методом» [Электронный источник] / http://www.consultant.ru/document/cons_doc_LAW_65f905c59c7ddc1b139dd0
57. Федеральные нормы и правила безопасности в нефтяной и газовой промышленности. – в ред. Приказа Ростехнадзора от 19.01.2022 N 10. 330 с.
58. Федеральный закон от 4 мая 1999 г. N 96-ФЗ «Об охране атмосферного воздуха» (с изменениями и дополнениями) Глава III. «Организация деятельности в области охраны атмосферного воздуха» (ст. ст. 9 - 20) 45 с.

Фондовая

59. Информационный отчёт «Сбор, анализ, обработка и интерпретация сейсмических и скважинных данных с целью оценки перспектив нефтегазоносности доюрского комплекса на территории Томской области», по блоку «Обработка и интерпретация», первый квартал 2021 года, этап №8 календарного плана теме «Обработка данных СРР 3Д, кинематическая и динамическая интерпретация на обработанном участке 600 кв.км-2этап» отчет по договору № ВСТ-18/10111/375/Р с ООО «Газпромнефть – Восток» от 04 сентября 2018г. 140с.

60. Попова О. И. Специализированная обработка и интерпретация 3D сейсморазведки и ГИС с целью уточнения геологического строения и подготовки к бурению перспективных нефтегазоносных объектов в интервале доюрских отложений Арчинской площади. Санкт-Петербург. 2014. Том 1. 244 с.

Приложение А
(справочное)

**Overview of methods for identifying productive intervals in a fractured
reservoir**

Студент:

Группа	ФИО	Подпись	Дата
2ТМ11	Антонов Антон Евгеньевич		10.05.2023

Руководитель ВКР:

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Профессор	Белозеров Владимир Борисович	д. г-м. н		10.05.2023

Консультант-лингвист отделения иностранных языков ШБИП:

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Доцент	Болсуновская Людмила Михайловна	к.ф.н.		10.05.2023

Carbonate reservoirs are one of the most difficult objects of study in geology and the oil industry. This is due to the fact that the carbonate rock has many complex structural and textural features. For example, small pores and fracture may be unevenly distributed within the rock, which makes it difficult to determine the location of oil and gas reserves. In addition, the presence of various species of rock-forming organisms in carbonates also complicates the study process, since they can give various chemical reactions and interact with each other.

It is important to remember that each carbonate reservoir is unique, and its study requires an individual approach and analysis.

To study carbonate reservoirs more effectively, various research methods are used, such as geophysical methods, geochemical analyses, microscopic studies, geological modeling, and others. However, the presence of many variables and complex structures of the carbonate reservoir can make the process of studying them longer and more expensive.

Planning of hydrocarbon production during the development of any type of reservoir always includes the determination of the most promising productive intervals. The successful solution of this problem significantly reduces operating costs and allows for more efficient implementation of various geological and technical measures.

Investigation of a fractured reservoir with standard geophysical surveys is limited. It is not possible to determine the capacity of fractures and saturation. Therefore, an additional set of geological survey is needed to analyze this type of reservoir.

A common approach in determining promising productive intervals is the allocation of fracturing intervals and their subsequent linking with the inflow based on the results of well testing. at the moment, there is no generally accepted methodology for separating fractured reservoirs, and well tests for inflow do not always provide reliable information on tasting intervals.

The most effective methods for identifying fractured intervals are:

- electrical and acoustic scanning;

- geological and technological research while drilling;
- hydrodynamic tests;
- full-size core sampling and survey;
- geomechanical modelling

A comprehensive assessment of all the presented methods provides the best result.

Electric scanning is based on the change of microresistance caused by differences in lithological and petrophysical properties of rocks. As a result, imaging characteristics of the section are formed, displaying intervals of fracturing, orientation and density of fractures, highlighting healed fractures, and suggesting conductive fractures and cavities (Figure 1). The disadvantages of this method include the shallow depth of investigation, incorrect identification of induced fracturing as natural, difficult differentiation between high and low conductivity fractures, and the use of the method only in combination with water-based drilling mud.

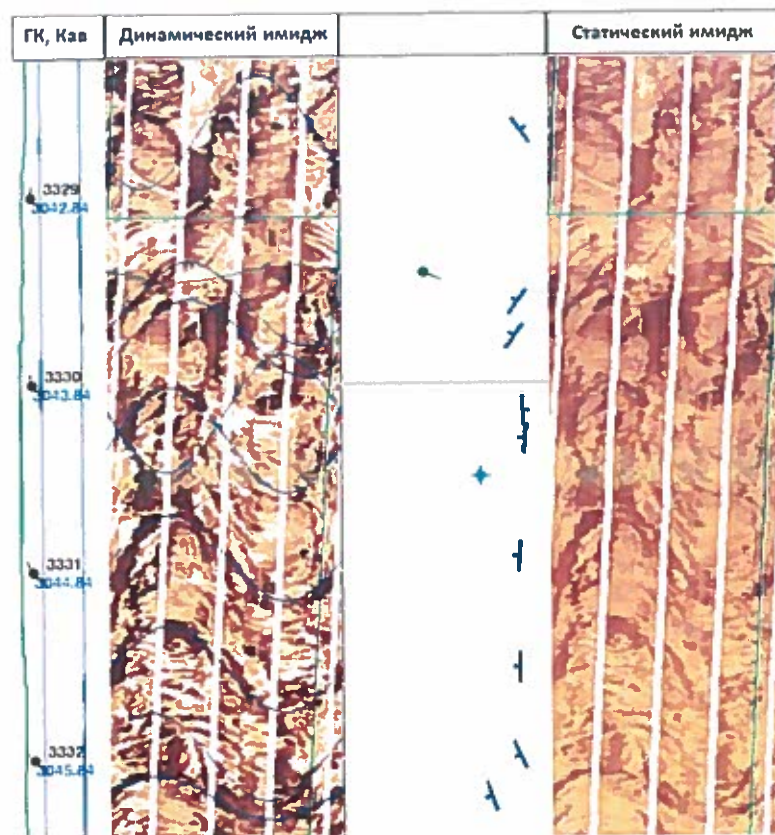


Figure 1 - Example of highlighting conductive fractures using electric micro scanner data

Acoustic scanning methods are based on the registration of the full wave acoustic signal to measure interval times, coefficients of effective attenuation of longitudinal, transverse, Lamb and Stoneley elastic waves propagating in rocks. Acoustic micro scanning data can also be used to identify intervals of fracturing, orientation and density of fractures, depth and aperture of fractures .

Geological and technological studies during drilling allow determining potentially conductive intervals associated with fracturing, which are mainly identified and classified by their absorption intensity. According to the classification proposed by Nelson E.B [1], there are four causes of absorption intensity:

- High permeability formation - absorption up to 1.6 cubic meters per hour
- Narrow fractures - absorption from 1.6 to 16 cubic meters per hour
- Wide fractures - absorption over 16 cubic meters per hour
- Cavernous formations and extended fracture systems - loss of circulation.

The method of determining crack characteristics by absorption intensity is described in detail by F.M. Vega et al. in the article [2].

Hydrodynamic tests help identify conductive intervals and classify the reservoir (cavernous, fractured) by permeability anomalies).

Full-sized core allows identifying fractured intervals, evaluating fracture aperture, fracture density, determining rock properties, and enclosing minerals. However, it is essential to note that the drilling process alters the stressed state of the rock, and fracture parameters are likely to differ from the reservoir.

To build a geomechanical model, all of these studies, including the standard logging set, are necessary. It is worth noting that the existence of an open fracture is only possible when the pore pressure exceeds the horizontal stress. The most accurate value for horizontal stress can be obtained from the results of a reservoir hydraulic fracturing test.

After defining the intervals of fissuring, a test is carried out to measure the inflow within the interval. There are several methods worldwide for determining inflow in a well:

- repeated formation testers (RFT, MDT, OPC/GDK, etc.);
- drill stem testing;
- downhole flow meter
- downhole fluid scanners.

Repeated Formation Testers (RFTs) are a type of well testing tool used in the oil and gas industry. RFTs provide detailed information about the formation surrounding a well by measuring the pressure response of the fluid. The tool is lowered into the wellbore on a wireline and is capable of performing multiple tests at different depths within the well.

During the test, the RFT pumps the fluid out of the reservoir and then measures the pressure response as the fluid enters the well. This information can be used to determine the characteristics of the formation, such as its permeability, porosity, and the presence of any fractures or other anomalies.

Drill stem testing (DST) is a procedure used to obtain downhole information about the formation and fluids in the wellbore during the drilling process. It involves lowering a tool called a DST string into the wellbore on drill pipe and isolating a section of the wellbore called the test zone. Once the test zone is isolated, fluids can be produced from the formation and elevate to the surface for analysis. The data obtained from DST can help operators determine the flow rates, pressure, and composition of the fluids in the formation.

A downhole flow meter is a type of instrument that is used to measure the flow of fluids, such as oil, gas, or water, in downhole environment. The basic principle of operation involves measuring the velocity of the fluid as it flows through a known cross-sectional area.

There are different types of downhole flow meters including electromagnetic flow meters, turbine flow meters, and Coriolis flow meters. Electromagnetic flow meters work by generating a magnetic field across the fluid inside a pipe and

measuring the voltage generated by the fluid movement. Turbine flow meters use a rotor with blades that spin as the fluid flows past, and the rotation rate is then used to determine the flow rate. Coriolis flow meters use the Coriolis effect, where a vibrating tube is set into motion by the fluid flow and the resulting motion is used to determine the flow rate.

The Downhole Fluid Analyzer Tool (DFA) is a technology used in the oil and gas industry to analyze the composition of reservoir fluids. It is a tool that is lowered downhole, which means it is placed inside the wellbore to collect fluid samples and perform real-time measurements. Furthermore, it determines the amount of drilling mud filtrate invasion into the formation, salinity and viscosity of the fluid, and its density.

The DFA may include the following sensors: CO₂ concentration and retention, gas factor, fluid color sensor, fluid density, fluid viscosity, fluid fluorescence, pH, electrical resistivity, pressure and temperature, profiling of reservoir fluid characteristics.

All of these methods can provide unreliable data on inflow, due to the necessity of creating the minimum possible depression in the test of fractured reservoirs. These conditions are necessary due to the significant impact of depression on the openness of the fracture, which can lead to their closure and the cessation of filtration at higher levels of depression, as detailed in reference.

The main problem during reservoir testing is the condition of the wellbore. This is because the condition of the wellbore affects how accurate and reliable the data collected during testing will be. Fractured reservoirs are characterized by an increased diameter of the wellbore and artificial and natural fracturing, which often leads to leakages in the tester-wellbore system.

In article [3], an analysis of the results of wireline formation tests is presented, according to the results of the analysis, it was found that the use of double packer arrangements allows achieving the highest number of conditioned measurements (Figure 2).



Figure 2 - Example of testing equipment with a double packer (MRPA-Schlumberger)

In this study[4], the authors investigate the application of 3D interval pressure transient tests (IPTT) for characterizing faults and fractures. The results of the simulations show that IPTT data can be used to distinguish between different types of fractures, such as open versus closed fractures, and to estimate their properties, including permeability and aperture. The authors also show that the use of multiple IPTT tests at different locations can improve the accuracy of fracture characterization. The study highlights the potential of IPTT as a valuable tool for reservoir characterization, particularly in fields with complex fracture networks.

Additionally, source [5] shows that the methodology presented by Zeybek[4] in 2002, which involves using a wireline formation tester with two packers at a distance of one meter, in combination with a fluid analyzer, allows to obtain data whose integration with an additional logging set enabled identification of inflow intervals, fluid type, and determination of key static and dynamic properties of the reservoir (Figure 3).

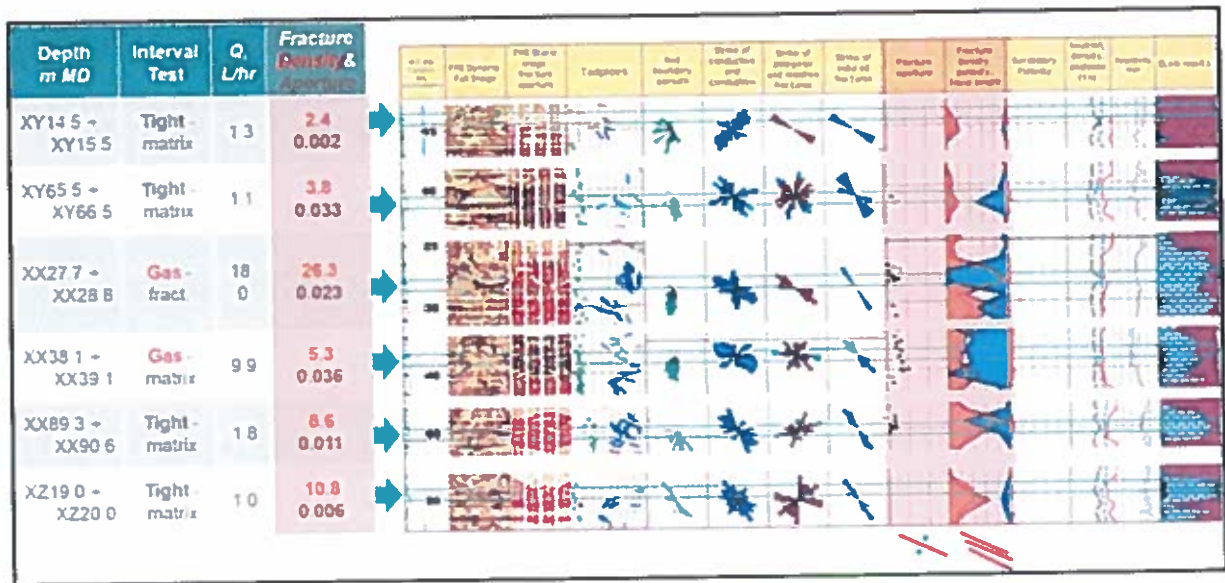


Figure 3 - Generalized results of the classification of fractured intervals, using microimages and formation testers.

In 2010, a method was proposed for determining productive intervals in a fractured-cavernous reservoir by combining nuclear magnetic logging (NMR) data, microscanners and data from borehole flow meters during well testing. Using this technique, it is assumed to separate saturated caverns and fractures, to obtain a permeability profile of the matrix and fractures. [6].

According to the results of the fractured reservoir, the researchers found that the aggregation of nuclear magnetic logging data and specific electrical resistances does not make it possible to allocate productive and non-productive intervals. However, as a result of statistical processing of petrophysical data, it was possible to identify criteria for separating "dry" intervals and water intervals. According to the results of the interpretation of the porosity and water saturation coefficients by the nuclear magnetic logging method, an empirical inequality was obtained: $K_p > K_{w.c.} \cdot K_p + 3\%$ characterizing the inflow of reservoir water from the test interval and, in the opposite case, its absence.

Article [7] describe analysis of naturally fractured carbonate reservoirs included evaluation of static data by integrating all available openhole data. The dynamic assessment was obtain using reservoir testers.

Researchers suggest the following sequence of actions:

- Look through the drilling history and the events belonging to the key formation, note all mud losses;
- Conduct a complete initial characterization of the formation, combining all available data;
- Determine promising naturally fractured intervals and design the stimulation treatment;
- Test the formation (using formation testers).

In addition, authors identify the problem of mismatch of fractured intervals and production intervals according to the results of dynamic tests, and report that the combination of this method and using a tester with two packers give more coincidences .

In 2017, a new approach to testing such collectors was proposed. According to the method, a structure with a hydromechanical packer is lowered into the well. The performance of the crack filtration system is being tested. At the same time, the pressure at the beginning of the opening of natural cracks is determined. The procedure for fixing filtration-permeable cracks in the bottom-hole zone of a fluid-saturated collector is carried out by slow injection of proppant. Injection is carried out using a proppant consisting of three fractions: fractions are selected based on the results of core studies and with an excess pressure of 1.5-2.5 MPa from the reservoir pressure. Then the pressure in the borehole is lowered to reservoir pressure and a vacuum is created in the formation to clean the well. After that, hydrodynamic studies of the reservoir reservoir saturated with fluid are carried out in the open borehole. The study is carried out by the method of stationary sampling according to the standard nipple program with the creation of rarefactions from reservoir pressure in the fluid supply system at specified modes [8].

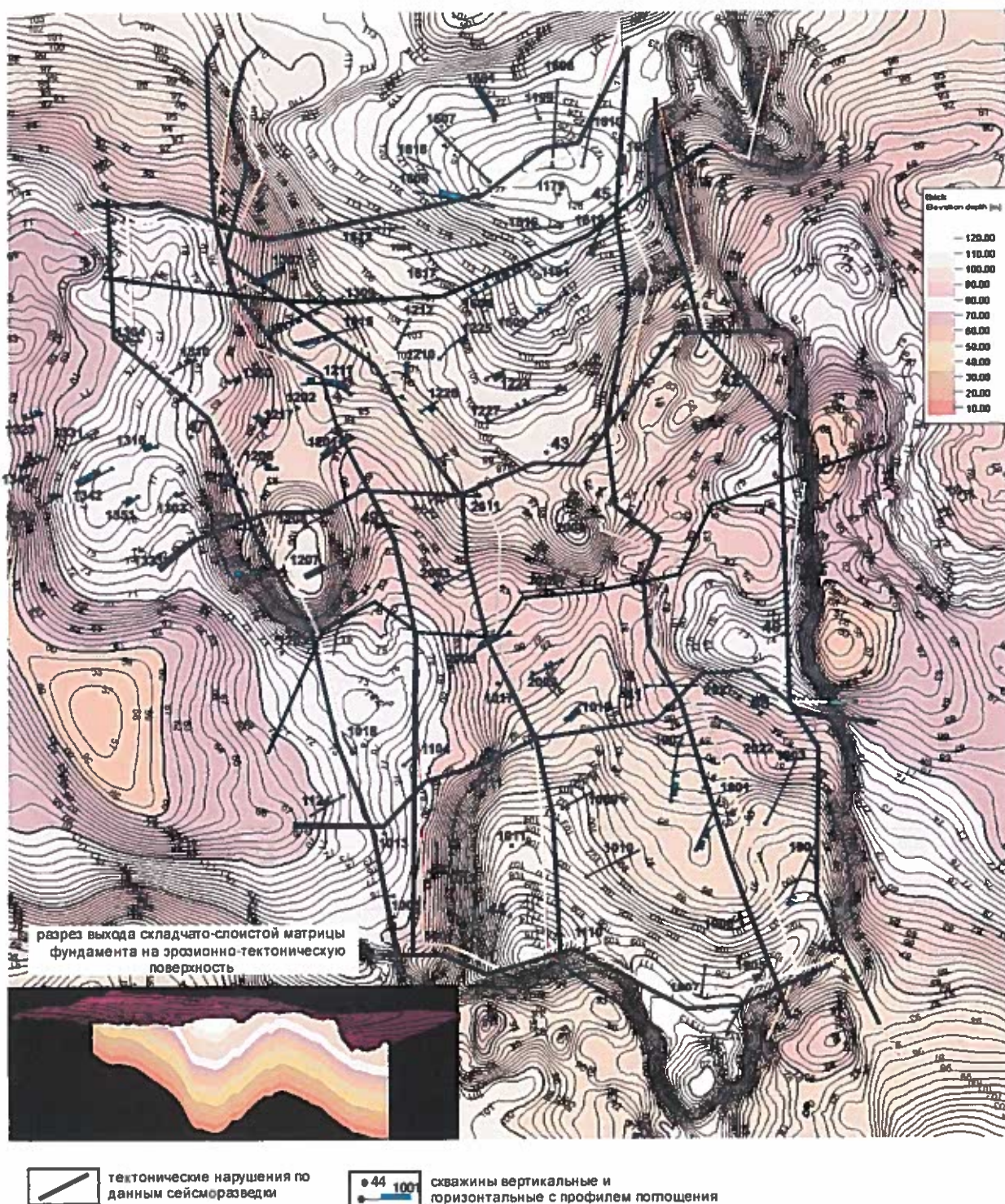
To study fractured reservoirs of the Veracruz basin, Mexico, in 2020, a modular reservoir tester was successfully applied, including: two insulating elements, a focused sampler with the possibility of sampling for PVT tests, a borehole fluid scanner, a flow meter, a pressure sensor. The intervals for testing were

References

1. Nelson E. B. (ed.). Well cementing. – Newnes, 2006
2. Verga, F. M., Carugo, C., Chelini, V., Maglione, R., & De Bacco, G. (2000). Detection and Characterization of Fractures in Naturally Fractured Reservoirs. SPE Annual Technical Conference and Exhibition. doi:10.2118/63266-ms
3. Vadetsky Yu. V. et al. Features of opening, testing of fractured oil reservoirs // M.: Nedra.-1973.-136c. – 1973.
4. Ramatullayev S. et al. The Fracture Characterization and Assessment of Gas Potential with Advanced Formation Tester in Low Permeability Fractured Carbonate Reservoir //SPE Annual Caspian Technical Conference. – OnePetro, 2019.
5. Zeybek M., Kuchuk F. J., Hafez H. Fault and fracture characterization using 3D interval pressure transient tests //Abu Dhabi International Petroleum Exhibition and Conference. – OnePetro, 2002.
6. Altunbay M., Bal A., Bolle L. Pushing the Boundaries for Carbonate Productivity Estimations //SPE Asia Pacific Oil and Gas Conference and Exhibition. – OnePetro, 2010.
7. Moreno A. et al. Old Problems, New Challenges: Evaluating a Horizontal Well in Naturally Fractured Carbonate Reservoirs //SPE Latin America and Caribbean Petroleum Engineering Conference. – OnePetro, 2014.
8. Patent Ivanishin V. M. et al. A method for testing and mastering a fluid-saturated reservoir reservoir of a fractured type – 2018.
9. Gama Villegas R. et al. New Generation Formation Testing ORA Platform Used to Test and Sample Tight Naturally Fractured Carbonate Under HPHT Conditions //SPE Latin American and Caribbean Petroleum Engineering Conference. – OnePetro, 2020.

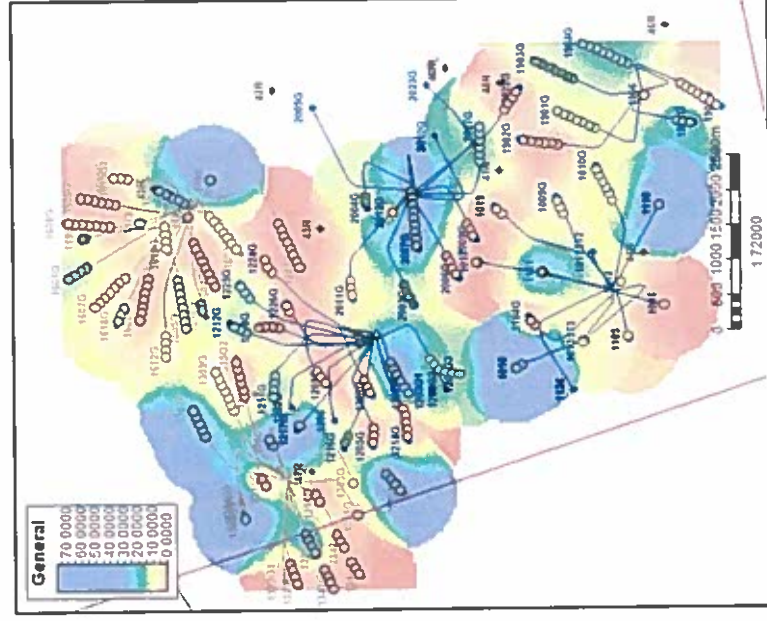
10. Ahr W. M. Geology of carbonate reservoirs: the identification, description and characterization of hydrocarbon reservoirs in carbonate rocks. – John Wiley & Sons, 2011.

Приложение Б

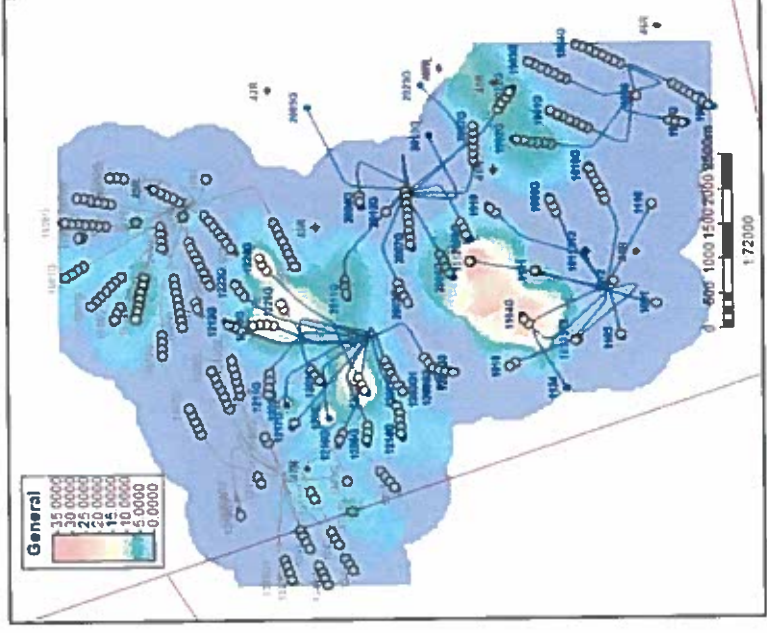


Слоисто-складчатая матрица отложений палеозоя, вскрываемая эрозионно-тектонической поверхностью фундамента, (Белозеров В.Б., 2021)

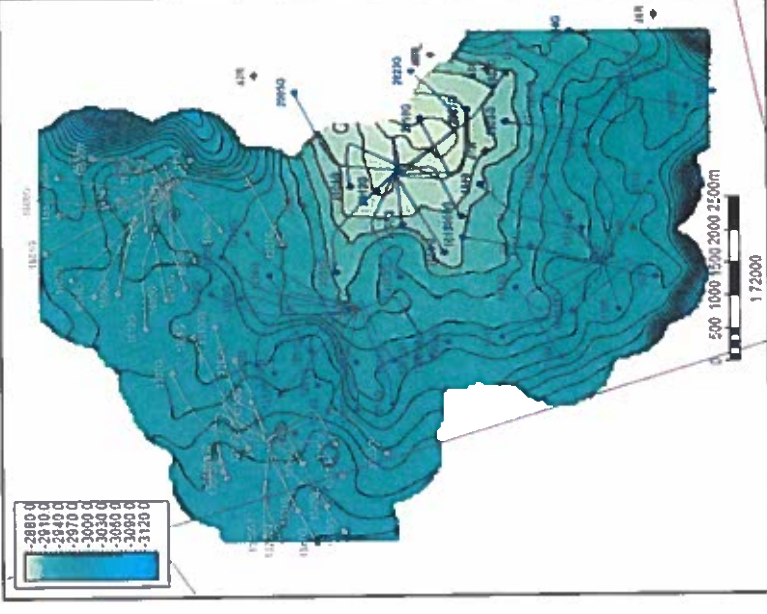
Приложение В



Стартовая обводненность, %



Период безводной работы, мес

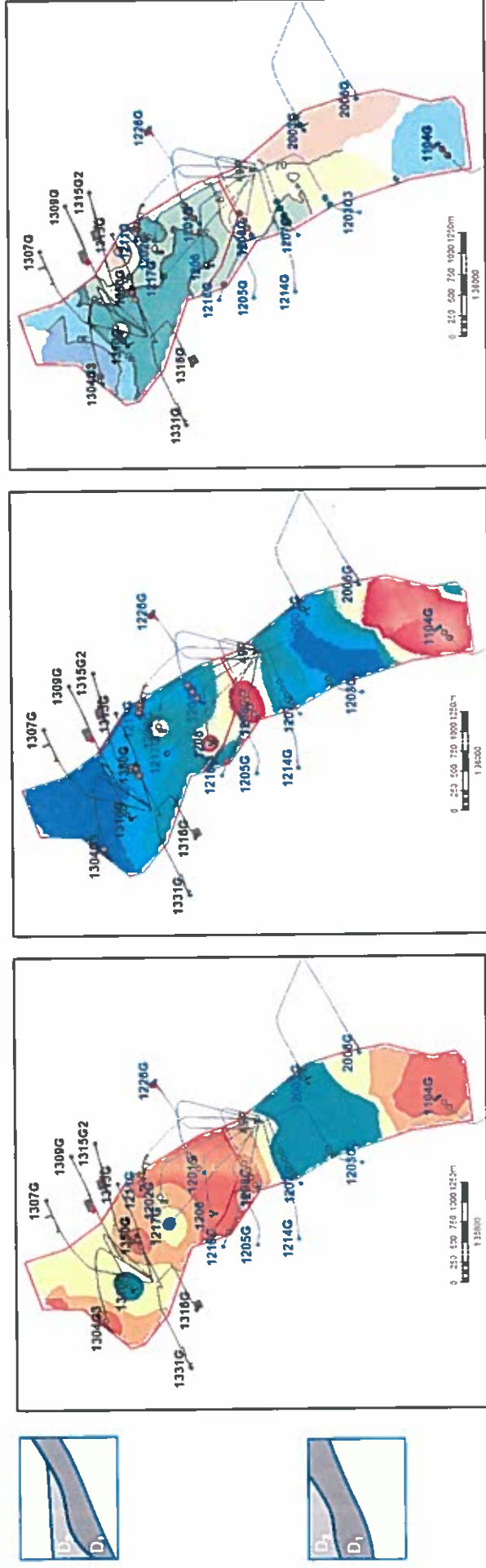


Структурная карта по кровле ДЮК

Сравнение карт обводненности со структурной картой кровли ДЮК

(Коношонкин Д.В., 2022)

Приложение Г



Тип
блока

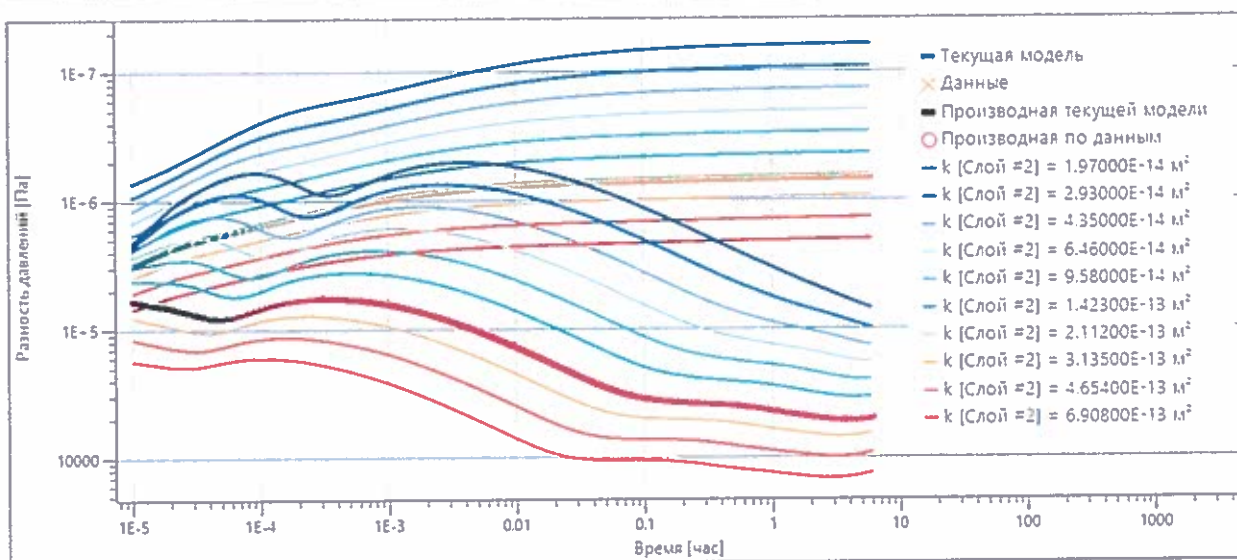
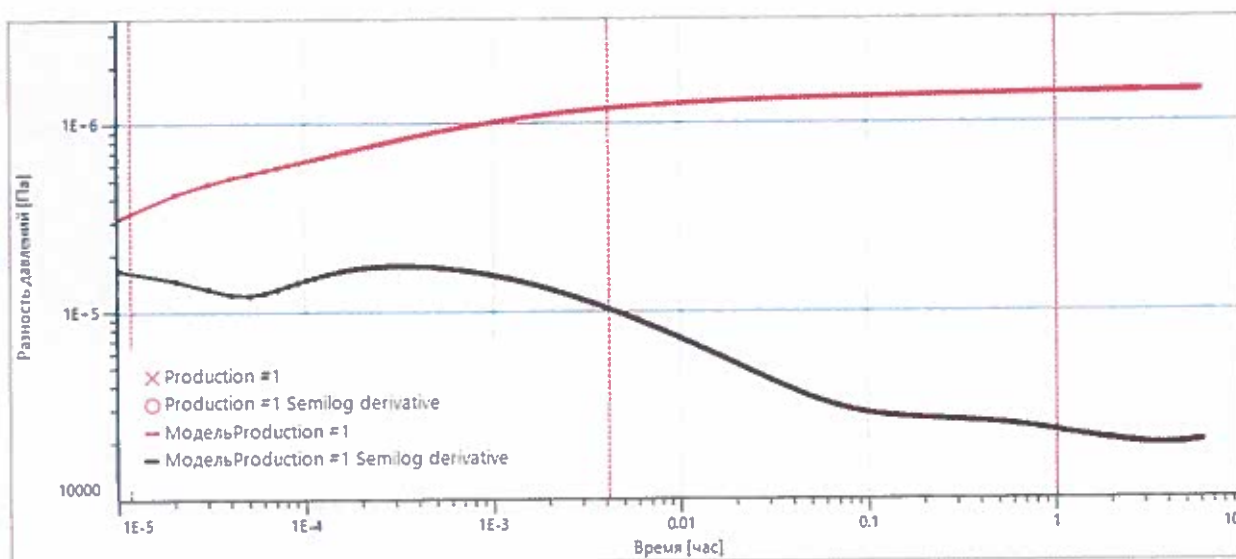
Карта категорий скважин

Период безводной работы, мес

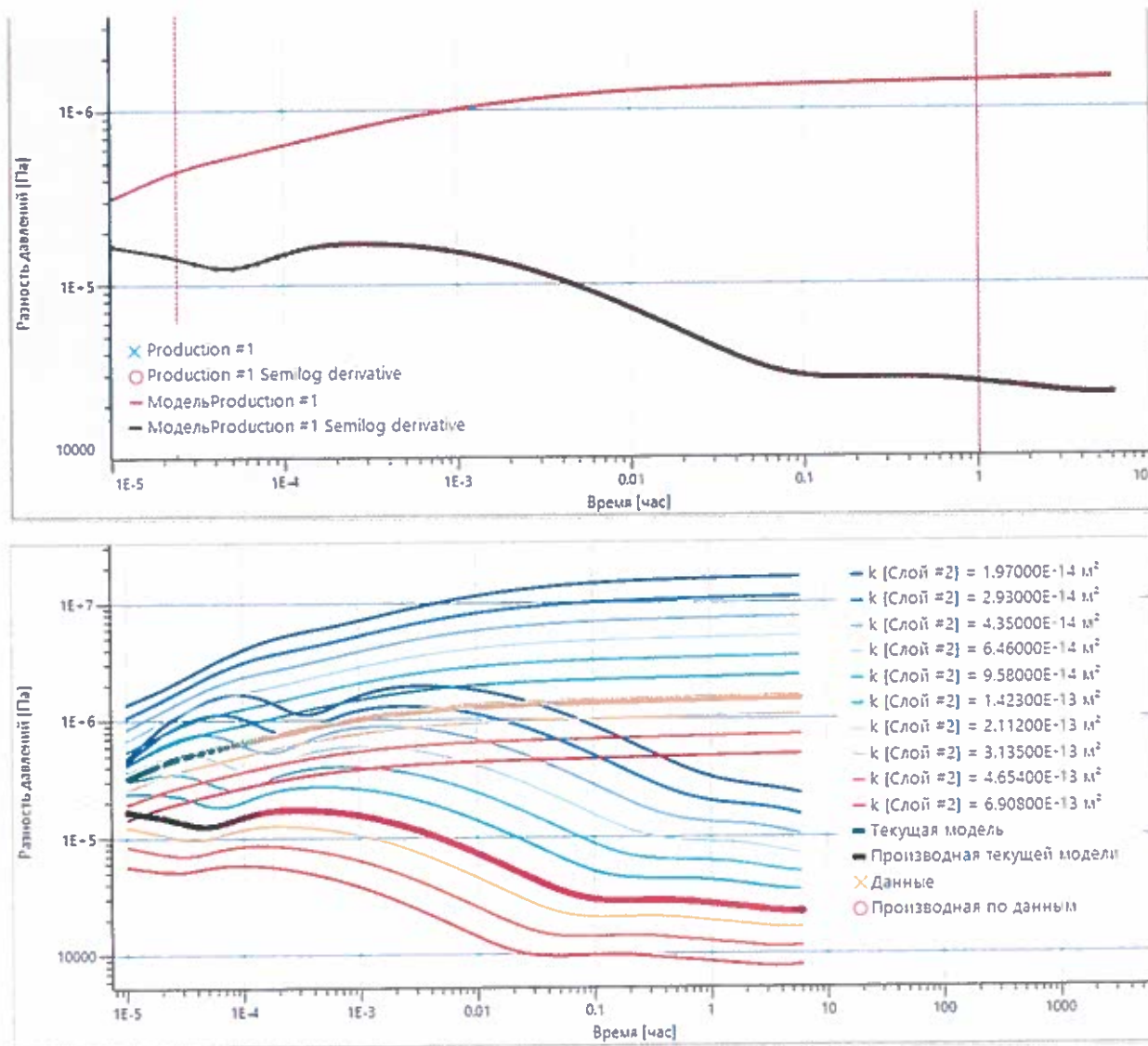
Карта высоты скважины от ВНК

Сравнение карт обводненности с картой категорий скважин и картой высоты скважины относительно ВНК
на примере одного блока(Коношонкин Д.В., 2022)

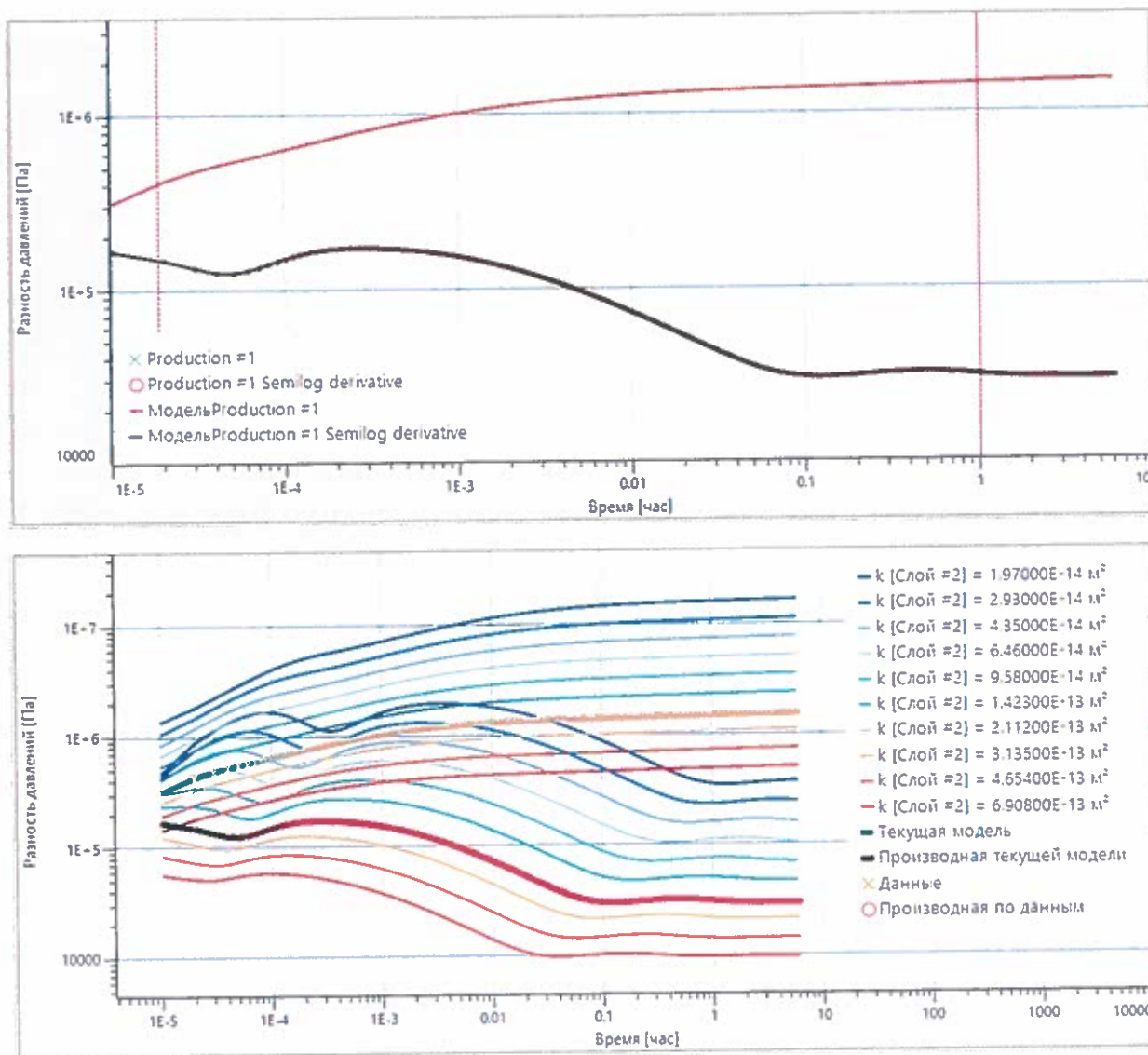
Приложение Д



Сценарий 1_а
(Антонов А.Е., 2023)

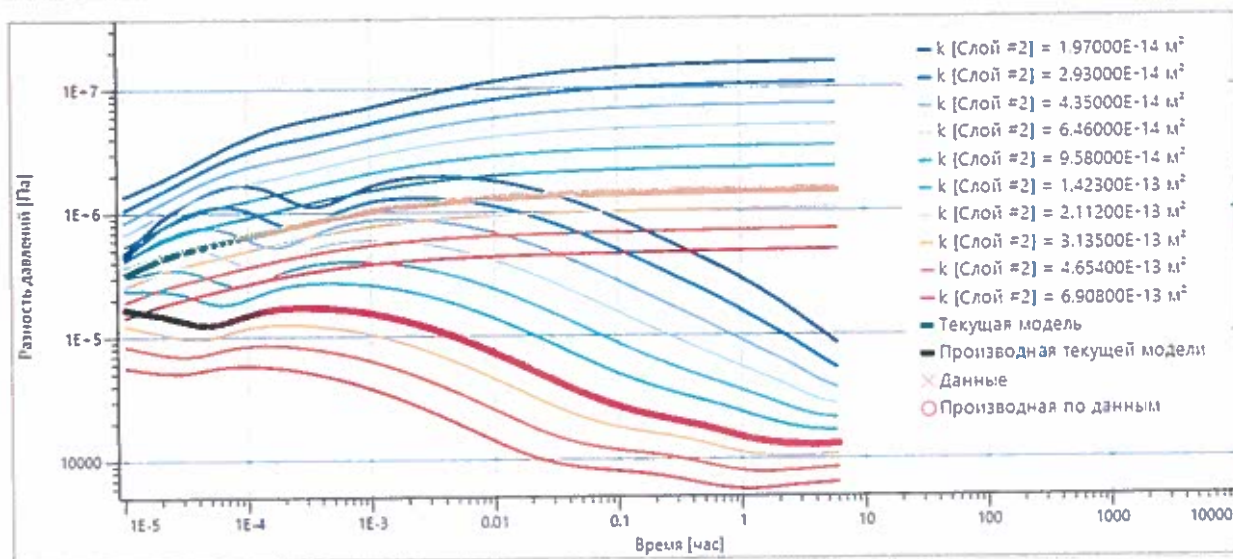
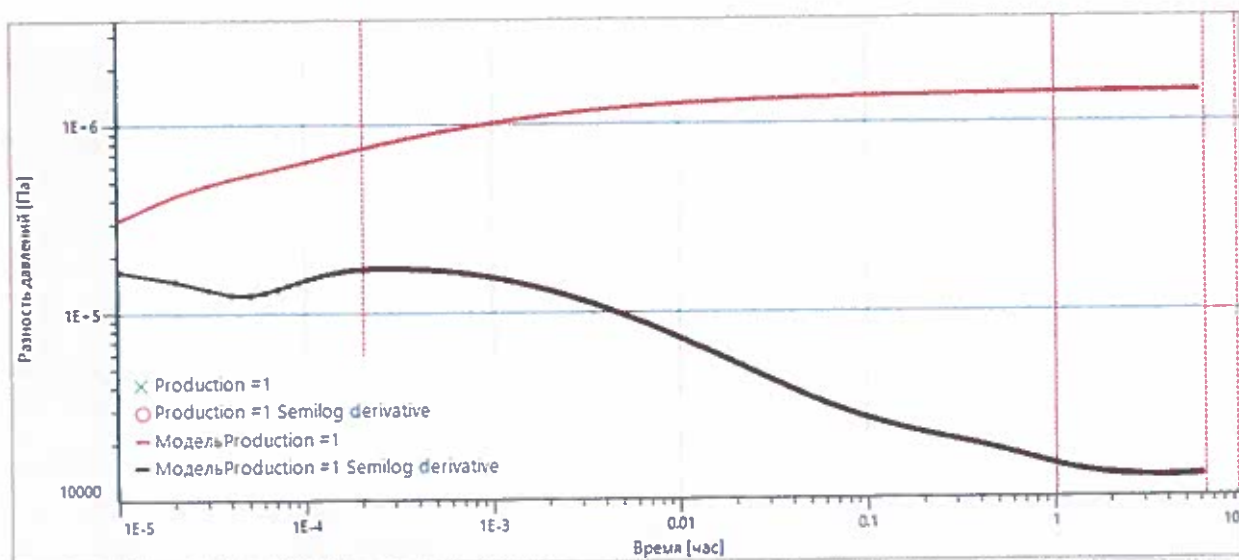


Сценарий 1_b
(Антонов А.Е., 2023)



1_c

(Антонов А.Е., 2023)



2_a

(Антонов А.Е., 2023)

