

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

Разработка критериев прогноза продуктивности карбонатного коллектора месторождения X Нюрольской впадины (Томская область)

УДК 553.98.04:552.578.2.061.4(571.16)

Обучающийся

Группа	ФИО	Подпись	Дата
2ТМ11	Куприянова Карина Артёмовна		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
Инженер-исследователь	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

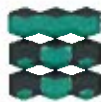
По разделу «Социальная ответственность»

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

Томск – 2023 г.



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/ОПОП

(Подпись) 10.05.23

Чернова Д.С.
(ФИО)

ЗАДАНИЕ

на выполнение выпускной квалификационной работы

Обучающийся:

Группа	ФИО
2ТМ11	Куприянова Карина Артёмовна

Тема работы:

Разработка факторов прогноза продуктивности карбонатного коллектора месторождения X Нюрольской впадины (Томской области)	
--	--

Утверждена приказом директора (дата, номер)	Приказ №160-39/с от 09.06.2023
---	--------------------------------

Срок сдачи обучающимся выполненной работы:	17.08.2023
--	------------


ТЕХНИЧЕСКОЕ ЗАДАНИЕ:

<p>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, энергозатратам; экономический анализ и т. д.)</p>	<p>Геологическое описание, графический материал, суточные рапорты бурения и история эксплуатации скважины по месторождению X. Отечественная и зарубежная научная литература, научные статьи по рассматриваемой тематике.</p>
<p>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)</p>	<p>Обзор проблематики прогноза продуктивности карбонатного коллектора. Выявление факторов прогноза продуктивности карбонатного коллектора. Анализ поглощений скважин месторождения X. Связь структурных элементов с динамикой работы скважины месторождения X Экономическое обоснование оптимальной стоимости скважины с учетом рисков и осложнений.</p>
<p>Перечень графического материала (с точным указанием обязательных чертежей)</p>	<p>Графический материал представляет собой планшеты с записью ГИС, карты наличия структурных элементов на месторождении X, графики динамики работы скважины, алгоритм принятия решений об оптимальной стоимости</p>


	скважины с помощью экономического инструмента «дерево решений».
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:	
Введение в проблематику прогноза продуктивности карбонатного коллектора / Introduction to the problems of predicting the productivity of a carbonate 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	Куприянова К.А.		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	ФНО
2ТМ11	Куприянова Карина Артёмовна

Тема работы:

Разработка факторов прогноза продуктивности карбонатного коллектора месторождения X Нюрольской впадины (Томской области)	
Срок сдачи обучающимся выполненной работы:	<i>17.08.2023</i>

Дата контроля	Название раздела (модуля) /вид работы (исследования)	Максимальный балл раздела (модуля)
15.05.2023	Введение в проблематику прогноза продуктивности карбонатного коллектора	10
22.05.2023	Introduction to the problems of predicting the productivity of a carbonate reservoir	5
05.06.2023	Геологическая характеристика месторождения X	15
09.06.2023	Анализ и разработка факторов прогноза продуктивности карбонатного коллектора месторождения X	40
11.06.2023	Финансовый менеджмент, ресурсоэффективность и ресурсосбережение	15
15.06.2023	Социальная ответственность	15

СОСТАВИЛ:

Руководитель ВКР

Должность	ФНО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Профессор	Белозеров В.Б.	д.г.-м.н.	<i>[Подпись]</i>	10.05.2023

Консультант (при наличии)

Должность	ФНО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Инженер	Коношонкин Д.В.		<i>[Подпись]</i>	10.05.2023

СОГЛАСОВАНО:

Руководитель ООП/ОПОП

Должность	ФНО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Профессор	Чернова О.С.	д.г.-м.н.	<i>[Подпись]</i>	10.05.2023

Обучающийся

Группа	ФНО	Подпись	Дата
2ТМ11	Куприянова Карина Артёмовна	<i>[Подпись]</i>	10.05.2023

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

Обучающемуся:

Группа	ФНО
2ТМ11	Куприяновой Карине Артёмовне

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 (НИ): материально-технических, энергетических, финансовых, информационных и человеческих	Материально-технические затраты, выраженные в виде капитальных затрат на строительство скважины
2. Нормы и нормативы расходования ресурсов	Капитальные затраты

Перечень вопросов, подлежащих исследованию, проектированию и разработке:


1. Оценка коммерческого и инновационного потенциала НТИ	Оценка возможности определения средней стоимости скважины в пределах карбонатного коллектора месторождения X, характеризующегося высоким риском поглощений бурового раствора
2. Разработка устава научно-технического проекта	Методическая рекомендация по оценке эффективности инвестиционных проектов
3. Планирование процесса управления НТИ: структура и график проведения, бюджет,	Анализ эффективности и целесообразности предлагаемого анализа
4. Определение ресурсной, финансовой, экономической эффективности	Анализ принятия решений с помощью инструмента дерева решений

Перечень графического материала:

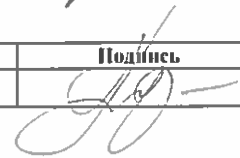
1. Оценка эффективности проекта с использованием дерева решений, с вероятностями 50%-80%-90% на каждом этапе
2. Алгоритм принятия решения об оптимальной стоимости скважины с помощью дерева решений

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	Куприянова Карина Артёмовна		10.05.2023

ЗАДАНИЕ ДЛЯ РАЗДЕЛА «СОЦИАЛЬНАЯ ОТВЕТСТВЕННОСТЬ»

Студенту:


Группа		ФИО	
2ТМ11		Куприянова Карина Артёмовна	
Школа	ИШПР	Отделение (НОЦ)	Отделение нефтегазового дело
Уровень образования	магистратура	Направление/специальность	21.04.01 Нефтегазовое дело

Тема ВКР:

Разработка критериев прогноза продуктивности карбонатного коллектора месторождения X Нюрольской впадины (Томская область)	
Исходные данные к разделу «Социальная ответственность»:	
<p>Введение</p> <ul style="list-style-type: none"> – Характеристика объекта исследования (вещество, материал, прибор, алгоритм, методика) и области его применения. – Описание рабочей зоны (рабочего места) при разработке проектного решения/при эксплуатации 	<p>Объект исследования – критерии прогноза продуктивности карбонатного коллектора Область применения: месторождения с карбонатными коллекторами Рабочая зона: офисное помещение Размеры помещений: 7 на 4 метров Количество и наименование оборудования рабочей зоны: 10 рабочих персональных компьютеров с мониторами, проектор и проекционный экран Рабочие процессы, связанные с объектом исследования, осуществляющиеся в рабочей зоне учебной аудитории Центра Хериот-Ватт: разработка критериев прогноза продуктивности</p>
Перечень вопросов, подлежащих исследованию, проектированию и разработке:	
<p>1. Правовые и организационные вопросы обеспечения безопасности при разработке проектного решения:</p> <ul style="list-style-type: none"> – специальные (характерные при эксплуатации объекта исследования, проектируемой рабочей зоны) правовые нормы трудового законодательства; – организационные мероприятия при компоновке рабочей зоны. 	<p>ГОСТ 12.0.003-2015 ССБТ ГОСТ Р 55710-2013 ГОСТ 23337-2014 ГОСТ 30494-2011 СанПиН 2.2.4.548-96 ГОСТ 12.2.032-78 ГОСТ Р 58698-2019 ГОСТ Р 50771.3-94 ГОСТ 12.1.004-91 ГОСТ 12.1.044-2018</p>
<p>2. Производственная безопасность при разработке проектного решения: Анализ выявленных вредных и опасных производственных факторов</p> <ul style="list-style-type: none"> – Расчет уровня опасного или вредного производственного фактора 	<p>Вредные факторы:</p> <ul style="list-style-type: none"> – Монотонность труда – Повышенный уровень шума – Отсутствие или недостаток естественного освещения – Отсутствие или недостаток искусственного освещения – Повышенная или пониженная температура воздуха рабочей зоны – Интеллектуальные, эмоциональные и длительные статические нагрузки – Зрительное перенапряжение – Повышенный уровень электромагнитных излучений – Короткое замыкание <p>Опасные факторы:</p> <ul style="list-style-type: none"> – Поражение электрическим током <p>Требуемые средства коллективной и индивидуальной защиты от выявленных факторов: изоляция электрических проводов, установка устройств защитного заземления и зануления</p>

	Расчет освещенности рабочей зоны в учебной аудитории
3. Экологическая безопасность при разработке проектного решения:	<p>Воздействие на селитебную зону: отсутствует</p> <p>Воздействие на литосферу: присутствует при неправильной утилизации отработанного оборудования и его комплектующих (люминесцентные лампы, батарейки)</p> <p>Воздействие на гидросферу: присутствует при неправильной утилизации отработанного оборудования и его комплектующих (люминесцентные лампы, батарейки)</p> <p>Воздействие на атмосферу: присутствует при неправильной утилизации отработанного оборудования и его комплектующих (люминесцентные лампы, батарейки)</p>
4. Безопасность в чрезвычайных ситуациях при разработке проектного решения:	<p>Возможные ЧС: землетрясение, наводнение, пожар.</p> <p>Наиболее типичная ЧС: пожар по причине возгорания электрических проводов или короткого замыкания</p>
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	Куприянова Карина Артёмовна		10.05.2023

Результаты освоения основной образовательной программы
Petroleum Engineering /Нефтегазовый инжиниринг

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 стратегию действий	И.УК(У)-1.1. Анализирует проблемную ситуацию как систему, выявляя ее составляющие и связи между ними
		И.УК(У)-1.2. Определяет пробелы в информации, необходимой для решения проблемной ситуации, и проектирует процессы по их устранению
		И.УК(У)-1.3. Разрабатывает стратегию 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, выработывая 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

Категория компетенций	Код и наименование компетенции	Индикаторы достижения компетенции
Коммуникация	УК(У)-4. Способен применять современные коммуникативные технологии, в том числе на иностранном(ых) языке(ах), для академического и профессионального взаимодействия	И.УК(У)-3.3. Планирует командную работу, распределяет поручения и делегирует полномочия членам команды
		И.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
		И.УК(У)-4.2. Составляет, переводит и редактирует различные академические тексты (рефераты, эссе, обзоры, статьи и т.д.)
		И.УК(У)-4.3. Представляет результаты академической и профессиональной деятельности на различных научных мероприятиях, включая международные
		И.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	И.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
		И.УК(У)-5.2. Выстраивает социальное и профессиональное взаимодействие с учётом особенностей деловой и общей культуры представителей разных этносов и конфессий, других социальных групп
		И.УК(У)-5.3. Обеспечивает создание недискриминационной среды для участников межкультурного взаимодействия при личном общении и при выполнении профессиональных задач
Самоорганизация и саморазвитие (в том числе здоровьесбережение)	УК(У)-6. Способен определять и реализовывать приоритеты собственной деятельности и способы ее совершенствования на основе самооценки	И.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
		<p>И.УК(У)-6.2. Сочетает выполнение текущих производственных задач с повышением квалификации; корректирует планы в соответствии с имеющимися ресурсами</p> <p>И.УК(У)-6.3. Планирует профессиональную траекторию с учетом особенностей как профессиональной, так и других видов деятельности и требований рынка труда</p>

РЕФЕРАТ

Магистерская диссертация содержит 129 с., 31 рис., 12 табл., 62 источника, 1 прил.

Ключевые слова: прогноз продуктивности, карбонатный коллектор, поглощение, трещины, каверны, Нюрольская впадина.

Объектом исследования являются палеозойские отложения месторождения X в пределах территории Нюрольской впадины.

Целью выпускной квалификационной работы является разработка критериев прогноза продуктивности на основе слоисто-складчатой модели карбонатного коллектора месторождения X.

Для достижения вышеупомянутой цели поставлены и реализованы следующие **научные задачи:**

1. Провести анализ литературных источников на тему прогноза продуктивности карбонатного коллектора;
2. Выявить критерии прогноза продуктивности карбонатного коллектора месторождения X;
3. Проанализировать поглощения эксплуатационного фонда скважин месторождения X;
4. Установить связи структурных элементов карбонатного коллектора с динамикой работы эксплуатационного фонда скважин.

В процессе исследования проводился анализ и интерпретация геофизических исследований скважин, данных кавернометрии и параметров режима бурения, анализ работы эксплуатационного фонда скважин и прогноз продуктивности пластов месторождения X.

В результате исследования установлена связь микроструктурных элементов карбонатного коллектора, выделенных на основе данных об интенсивности поглощения бурового раствора, и динамики работы эксплуатационного фонда скважин месторождения X, а также сделан вывод о связи преобладающего количества вторичных микроструктурных элементов

порового пространства (трещин, каверн) с высокой емкостью карбонатного коллектора.

Областью применения результатов работы может быть любое предприятие нефтегазовой отрасли, разрабатывающее месторождение с карбонатным коллектором и многочисленными микроструктурными элементами.

Экономическая значимость заключается в выявлении оптимальной средней стоимости горизонтальной скважины при разработке слоисто-складчатого карбонатного коллектора за счет исключения поглощений бурового раствора и ряда других осложнений при бурении.

В будущем планируется построение уточнение критериев прогноза продуктивности карбонатного коллектора для различных типов структуры порового пространства путем привлечения дополнительных исследований по определению фильтрационно-емкостных свойств в горизонтальных скважинах.

Благодарности: Выражаю огромную благодарность сотрудникам ЦППС НД ТПУ Черновой О.С., Белозерову В.Б., Коношонкину Д.В., а также всему преподавательскому составу за своевременно предоставленную помощь, поддержку и научные материалы для качественного написания данной магистерской диссертации.

Список сокращений, использованных в работе

- ФЕС – фильтрационно-емкостные свойства
- КИН – коэффициент извлечения нефти
- УЭС – удельное электрическое сопротивление
- FM1 – азимутальный электрический микроимиджер
- КС – кажущееся сопротивление породы
- ПС – каротаж собственной поляризации
- ГК – гамма-каротаж
- НГР – нейтронный гамма-каротаж
- ГДИ – гидродинамические исследование (скважин)
- ДЮК – доюрский комплекс
- НГКМ – нефтегазоконденсатное месторождение
- МОВ – метод отраженных волн
- МОГТ – метод общей глубинной точки
- КМПВ – корреляционный метод преломленных волн
- ЛУ – лицензионный участок
- СФЗ – сейсмофациальная зона
- НГГЗК – нефтегазоносный горизонт зоны контакта
- ПГИ – промыслово-геофизические исследования скважин
- ЭЦН – электроцентробежный насос
- ВУС – вязкоупругие составы
- ГТИ – геолого-техническое исследование скважин
- MD – measured depth (измеренная глубина)
- TVD – true vertical depth (истинная вертикальная глубина)
- ОЗЦ – ожидание затвердевания цемента
- ГНВП – газо-нефте-водопроявление
- РУО – раствор на углеводородной основе
- ПК – персональный компьютер
- ГОСТ – межгосударственный стандарт

ТК РФ – трудовой кодекс Российской Федерации

ФЗ – федеральный закон

ДМС – добровольное медицинское страхование

ЗП – заработная плата

Договор ГПХ – договор гражданско-правового характера

ПЭВМ – персональная электронно-вычислительная машина

СанПиН (СП) – санитарные правила и нормы

ССТБ – система стандартов безопасности труда

ЛЛ – люминесцентная лампа

ФМ – физкультминутка

ЧС – чрезвычайная ситуация

Содержание

ВВЕДЕНИЕ.....	17
1. Введение в проблематику прогноза продуктивности карбонатных коллекторов.....	20
1.1 Проблема добычи трудноизвлекаемых запасов.....	20
1.2 Сложности анализа нефтегазоносности карбонатных коллекторов..	21
1.3 Методы реконструкции условий образования карбонатных коллекторов высокой степени трещиноватости.....	24
1.4 Классификация трещиноватых коллекторов и проблемы их разработки	25
1.5 Связь параметров работы скважин с интенсивностью поглощений .	29
1.6 Исследования интервалов поглощений (определение местоположения)	31
1.7 Мировой опыт изучения продуктивности карбонатных отложений.	33
2. Геологическая характеристика месторождения X	39
2.1 Общие сведения о месторождении	39
2.2 Поисково-разведочное и эксплуатационное бурение	41
2.3 Тектоника.....	43
2.4 Литолого-стратиграфическая характеристика разреза	47
2.5 Нефтегазоносность.....	50
3. Разработка критериев прогноза продуктивности карбонатного коллектора месторождения X Нюрольской впадины (Томская область).....	63
3.1 Выявление факторов прогноза продуктивности скважин	63
3.2 Анализ поглощений скважин месторождения X	65
3.2.1 Описание анализа поглощений на примере скважины X1	65
3.2.2 Анализ поглощений для остальных скважин месторождения X ...	69
3.3 Связь структурных элементов с динамикой работы скважин.....	75
3.3.1 Интегральный параметр	75

3.3.2 Параметр поглощения	78
3.4 Сравнение категорий скважин и выделенных структурных элементов	82
3.5 Выводы	86
4. Финансовый менеджмент, ресурсоэффективность и ресурсосбережение	88
5. Социальная ответственность	94
5.1 Правовые и организационные вопросы обеспечения безопасности .	94
5.2 Организация работы, расположение и компоновка рабочей зоны	96
5.3 Производственная безопасность	98
5.4 Экологическая безопасность.....	104
5.5 Безопасность в чрезвычайных ситуациях.....	105
5.6 Пожарная безопасность	106
5.7 Выводы по главе.....	107
ЗАКЛЮЧЕНИЕ	108
СПИСОК ИСПОЛЬЗОВАННОЙ ЛИТЕРАТУРЫ.....	109
ПРИЛОЖЕНИЕ А	115
A-1 Problem of extracting hard-to-recover reserves	115
A-2 Difficulties in analyzing the oil and gas potential of carbonate reservoirs	116
A-3 Methods of reconstructing the formation conditions of highly fractured carbonate reservoirs.....	118
A-4 Classification of fractured reservoirs and challenges in their development	119
A-5 The relationship between well operation parameters and absorption intensity	121
A-6 Absorption (loss of circulation) interval studies (location determination)	122
A-7 Worldwide experience of studying the productivity of carbonate deposits	124

ВВЕДЕНИЕ

Актуальность темы исследования. Запасы углеводородов на территории России истощаются, так как именно этот вид полезных ископаемых относится к невозобновляемым источникам энергии. Учитывая, что спрос на добычу нефти и газа с каждым годом растет, встает необходимость постоянно совершенствовать технологии разведки и добычи как разрабатываемых пластов, так и новых залежей. Прогноз продуктивности скважин на данный момент является одной из основных задач, стоящих перед разработчиками нефтегазовых месторождений. Еще более трудной задачей является прогноз продуктивности трудноизвлекаемых запасов карбонатного доюрского комплекса, сформированного в условиях сложных тектонических преобразований. В первую очередь это связано с отсутствием критериев выделения и прогнозирования карбонатных коллекторов в фундаменте, что не дает возможности корректно оценить запасы, добычу и систему разработки открытых залежей нефти. Так, актуальной является разработка методов исследований, позволяющих детально дифференцировать по продуктивности неоднородную, сложно построенную карбонатную толщу.

Объектом исследования являются палеозойские отложения месторождения X в пределах территории Нюрольской впадины.

Целью выпускной квалификационной работы является разработка критериев прогноза продуктивности на основе слоисто-складчатой модели карбонатного коллектора месторождения X.

Для достижения вышеупомянутой цели поставлены и реализованы следующие **научные задачи**:

1. Провести анализ литературных источников на тему прогноза продуктивности карбонатного коллектора;
2. Выявить критерии прогноза продуктивности карбонатного коллектора месторождения X;

3. Проанализировать поглощения эксплуатационного фонда скважин месторождения X;

4. Установить связи структурных элементов карбонатного коллектора с динамикой работы эксплуатационного фонда скважин.

Основные положения, выносимые на защиту:

1. Продуктивность скважин связана с поглощениями при бурении и вторичными структурными элементами;

2. Возможность интерпретации наличия вторичных структурных элементов (трещин, каверн) по данным о поглощениях бурового раствора и связь выделенных структурных элементов в скважине с последующей динамикой ее работы (стартовым дебитом, темпом падения добычи);

3. Наибольшую продуктивность карбонатного коллектора на качественном уровне обеспечивает кавернозно-трещиноватый тип порового пространства с наибольшими показателями поглощения бурового раствора при бурении.

Научная новизна:

Разработан новый подход к оценке продуктивности карбонатного коллектора для месторождения X с учетом слоисто-складчатого строения целевого пласта.

Методы, использованные в работе:

При написании магистерской выпускной квалификационной работы был использован подход для интерпретации поглощений при бурении карбонатных коллекторов и типов порового пространства, описанный в издании Schlumberger «Well cementing 2nd ed.» (Nelson E.B., 2006). Также, за основу выдвинуто представление о возможной нефтегазоносности карбонатного коллектора в случае большого объема поглощения бурового раствора, описанное в патенте №2507547 (Сахипов Д. М, Сахипов Э. М., 2012).

Областью применения результатов работы может быть любое предприятие нефтегазовой отрасли, разрабатывающее месторождение с

карбонатным коллектором и многочисленными микроструктурными элементами.

Личный вклад автора работы заключается в анализе и систематизации накопленных научных и промысловых данных по теме работы, последующем использовании их при выявлении критериев прогноза продуктивности карбонатного коллектора, анализе параметров работы эксплуатационного фонда скважин (время фонтанирования, темп падения добычи), выделении структурных элементов карбонатного коллектора и систематизации полученных данных в практическое решение при разработке карбонатного коллектора.

Практическая значимость работы заключается в применении результатов не только в нефтегазовой отрасли, но и в других областях геологии и инженерии. Это позволит улучшить понимание процессов, происходящих в карбонатных коллекторах, и разработать более эффективные стратегии и технологии для добычи углеводородов.

Исходной информацией для выполнения исследования в рамках выпускной квалификационной работы являлись геологическое описание месторождения, графический материал по результатам ГИС, суточные рапорты бурения и история эксплуатации скважин по месторождению X, а также отечественная, зарубежная научная литература и научные статьи по рассматриваемой тематике.

Благодарности: Выражаю огромную благодарность сотрудникам ЦППС НД ТПУ Рукавишникову В.С., Черновой О.С., Коношонкину Д.В., Белозеру В.Б., а также всему преподавательскому составу за своевременно предоставленную помощь, поддержку и научные материалы для качественного написания данной магистерской диссертации.

1. Введение в проблематику прогноза продуктивности карбонатных коллекторов

Запасы углеводородов на территории России истощаются, так как эти полезные ископаемые являются невозобновляемым источником энергии. Учитывая, что спрос на добычу нефти и газа с каждым годом растет, встает необходимость постоянно совершенствовать технологии разведки и добычи как разрабатываемых пластов, так и новых залежей. На текущий момент, согласно статистическому обзору мировой энергетики British Petroleum (BP) от 2019 года, мировые запасы сырой нефти составляют около 1,7 триллиона баррелей, тогда как в 2008 году оставшиеся запасы составляли 1,1 триллиона баррелей. Таким образом, по прогнозам аналитиков, эти запасы прослужат еще 50 лет. Но в такой статистике есть важное допущение: прогноз в 50 лет действует при условии, если добыча будет производиться с такой же скоростью [47].

1.1 Проблема добычи трудноизвлекаемых запасов

С учетом современных методов интенсификации притока и увеличения нефтеотдачи пласта, таких как физико-химическое воздействие, гидравлический разрыв пласта, вытеснения нефти растворителями или полимерами, добыча со временем, так или иначе, будет снижаться, в результате чего вскоре останутся только трудноизвлекаемые запасы. Для добычи углеводородов уже сейчас необходимо больше времени и ресурсов, а существующий спрос на нефть требует развивать новые технологии разведки, которые должны быть надежнее и эффективнее предыдущих.

Прогноз продуктивности скважин на данный момент является одной из основных задач, стоящих перед разработчиками нефтегазовых месторождений. Еще более трудной задачей является прогноз продуктивности трудноизвлекаемых запасов карбонатного доюрского комплекса,

сформированного в условиях сложных тектонических преобразований. В первую очередь это связано с отсутствием критериев выделения и прогнозирования карбонатных коллекторов в фундаменте, что не дает возможности корректно оценить запасы, добычу и систему разработки открытых залежей нефти [35]. Другими словами, актуальной является разработка методов исследований, позволяющих детально дифференцировать по продуктивности неоднородную, сложно построенную карбонатную толщу.

1.2 Сложности анализа нефтегазоносности карбонатных коллекторов

Глобальные представления об эволюции доюрского комплекса (ДЮК) существуют более половины века, но его детальная структурная геология всё еще плохо изучена. В настоящее время, чтобы найти новые перспективные запасы, которые могут быть связаны с корой выветривания и верхними палеозойскими отложениями, эти образования тщательно исследуются.

Для выявления сложностей прогнозирования продуктивности карбонатных отложений ДЮК следует сначала понять природу их происхождения и связь с другими геологическими структурами.

Исходя из анализа перспектив ДЮК и поиска залежей углеводородов в нем, одним из первых, кто пытался решить эту задачу, был академик А.А Трофимук [33], после обнаружения нефти в 1963 г. в палеозойских отложениях на территории Томской области. Тогда решением проблемы стала разведка залежей в верхней части фундамента, сложенного кавернозными и часто трещиноватыми карбонатами.

В современном мире основным источником информации на первом этапе геолого-разведочных работ (ГРР) являются сейсморазведочные работы. Однако, работы, сделанные на территории Томской области, были нацелены на поиски месторождений в осадочном чехле. В связи с этим расстановка оборудования при съемке не позволяет проследить пласты на большей глубине.

Несмотря на это, бурение скважин проводилось со вскрытием ДЮК и по результатам испытаний была выявлена нефтеносность рассматриваемого комплекса [24]. Низкое качество сейсмической информации для отложений ДЮК обусловлено поглощением и рассеиванием волн на кровле доюрского комплекса, препятствующих их прохождению ниже эрозионной поверхности фундамента. Данные факторы осложняют изучение строения комплекса в литолого-стратиграфическом и тектоническом отношении. В связи с этим возникает необходимость поиска альтернативных методов изучения строения и истории развития территории.

В соответствии с концептуальной моделью региональной эволюции структурного развития Западно-Сибирского бассейна в палеозое доюрские структурные комплексы, вмещающие палеозойских продуктивные толщи, были образованы в результате многофазной деформационной системы [43]. В разные периоды этот район находился под несколькими типами нагрузок сжатия и растяжения. Структурный генезис деформаций можно разделить на три основных периода: стадии сжатия, растяжения и образование рифта. В силурийско-девонский период исследуемый район представлял собой морское дно с относительно возвышенными (интропоантиклиналь) и пониженными (интропогеосинклинали) зонами. В возвышенных зонах накапливались преимущественно карбонатные породы, в то время как опущенные зоны заполнялись кремнистыми аргиллитовыми отложениями.

Стадия сжатия относится к каменноугольному периоду палеозойской эпохи. В ранний каменноугольный период исследуемый район испытывал складчатость смятия в направлении северо-запад-юго-восток (NW-SE), что приводит к образованию вторичной складчатости. Затем, в начале позднего каменноугольного периода, в условиях единого регионального поднятия (глыбовая складчатость), район имел растягивающую напряжения в том же направлении, что и привело к активизации тектонических нарушений северо-западной ориентировки. Первичные относительно возвышенные зоны испытали

погружение, а пониженный – поднятия. Сформировался инверсионный тип тектонических структур палеозойского фундамента.

На стадии рифтогенеза в триасовый период район снова испытал растягивающие напряжения в режиме сводового поднятия, благоприятные для активизации тектонических нарушений северо-западной и северо-восточной ориентировки и заложению систем грабен-рифтов субмеридиональной направленности. В результате оживления блоковой тектоники вторичные антиклинальные складки фундамента формировали грабены, а синклинальные – горсты. Выделяемые системы разломов образовали мозаичную картину грабен-горстового рельефа, который подвергался денудационным процессам в течение пермского периода. В результате пермского размыва сформировалась эрозионно-тектоническая поверхность кровли палеозойского фундамента, на которой со стратиграфическим и угловым несогласием залегают отложения платформенного чехла. В соответствии с представленной концепцией тектонического развития территории выделяемые региональные системы разломов могут быть разделены на основе их ориентации. Так, региональные разломы, ориентированные в направлении северо-запад-юго-восток (NW-SE), должны быть древнее, чем разломы, распространяющиеся в северо-восток-юго-запад (NE-SW).

Таким образом, на взаимосвязь между первичной и вторичной системами разломов могут значительно повлиять многочисленные факторы, такие как структура образования, различные типы ранее существовавших трещин, образующиеся в множественном измененном поле стресса, процессы диагенеза горных пород, доломитизации и т. д. [45]. В то же время чрезвычайно важно помнить об ограничениях и допущениях концептуальной модели. Фактическое пространственное расположение региональных разломов трудно предсказать с большой точностью, и региональный разлом может значительно отличаться и иметь более сложную систему с рядом многочисленных мелких трещин.

1.3 Методы реконструкции условий образования карбонатных коллекторов высокой степени трещиноватости

Многие исследователи пытаются понять природу сложнопостроенных карбонатных залежей и кинематику разрывных нарушений. В качестве исходных данных для таких исследований, в частности, реконструкции условий формирования разрывных нарушений, часто используются сейсмические, геофизические и гидродинамические данные. Одним из подходов к изучению потенциалов карбонатных залежей является качественная интерпретация вышеуказанных данных [27]. В частности, такой подход предполагает создание трехмерных моделей месторождения с использованием сейсмических данных. Также активно используются компьютерное моделирование и искусственный интеллект. С их помощью можно предсказывать характеристики месторождений, оптимизировать процесс бурения и другие технологические решения. Но для выбора наиболее эффективных методов добычи в таких коллекторах важно проводить детальное изучение геологического строения, поэтому необходимо объединение всех результатов исследования.

Для корректного изучения структуры месторождения важными инструментами являются сейсмическая информация и структурные карты по сейсмическим отражающим горизонтам. Если представить картину классического разрыва сплошности пласта (сброс), то можно определить плоскость разлома и вектор перемещения (Рисунок 1.1). Перенеся данное представление на структурную карту, можно четко выделить разрывные нарушения. Авторы (Харахинов В.В. и др.) рассматривают выделенные в Нюрольской впадине по сейсмическим данным разломы и векторы перемещения как аналог трещины скалывания и борозды скольжения с определенным направлением перемещения [34].

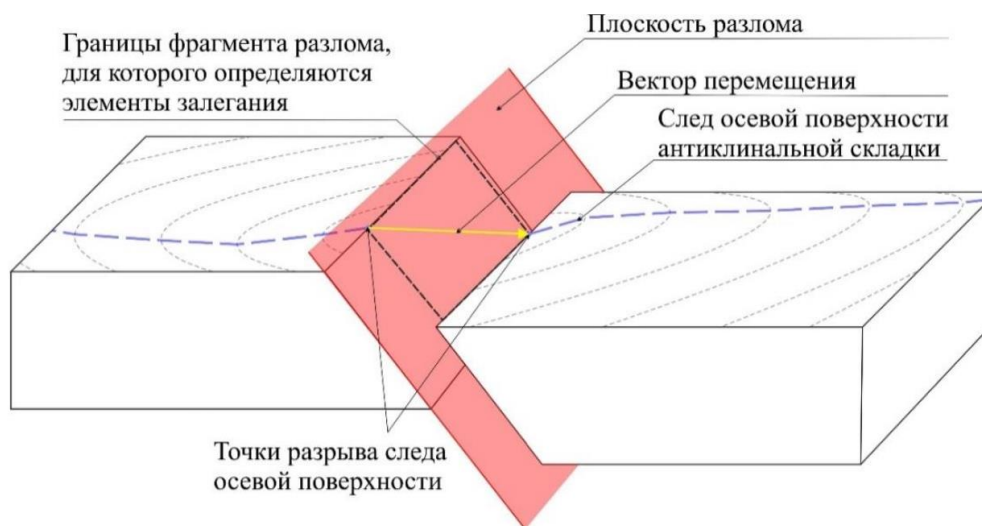


Рисунок 1.1 – Классическое представление разлома с элементами залегания (Булатов А. И., 2003)

Другой особенностью изучения карбонатов является интерпретация скважинных данных месторождения, позволяющая определить состав, строение и насыщение пород-коллекторов. В основном, в помощь таким исследованиям применяется комплексный анализ совместно с геолого-технологическими исследованиями (ГТИ), результатами испытаний пластов (ИП) и лабораторных исследований керна и др.

В большинстве случаев терригенно-карбонатные и карбонатные коллектора характеризуются повышенными значениями пористости и проницаемости в силу развитой вторичной микропористости (большое количество трещин и каверн). Однако исследователи не связывают вторичную микропористость с повышенными значениями фильтрационно-емкостных свойств (ФЕС). Считается, что это связано с механическими свойствами самой породы [17].

1.4 Классификация трещиноватых коллекторов и проблемы их разработки

Для месторождений Нюрольской впадины со сложнопостроенными массивными кавернозно-трещиноватыми коллекторами зачастую требуются

нетрадиционные технологии обработки и интерпретации скважинных данных. Такие подходы могут дать возможность по-новому оценить перспективы нефтегазоносности и, в частности, прогноз продуктивности отложений. Их естественная трещиноватость, изученная скважинными микроимиджерами (оригинал на английском), зачастую фиксируется по всему вскрытому бурением разрезу. Кроме развитых микроструктурных элементов порового пространства, карбонатные резервуары Нюрольской впадины подвергались постседиментационным изменениям с формированием карстовых полостей и каверн в качестве дополнительного эффективного пустотного пространства. Таким образом, залежи месторождений в данной системе контролируются кавернозно-трещиноватыми резервуарами, формируя единую гидродинамически связанную структуру с массивным типом коллектора [48].

Существует несколько промысловых классификаций трещиноватого коллектора, но наиболее широкое применение получила работа Нельсона [55]. Классификация выделяет 4 типа трещиноватых коллекторов в зависимости от качественных признаков степени влияния трещинной и матричной компоненты:

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

Согласно данной классификации, по результатам исследований различных авторов [50, 40], можно выделить качественные признаки и проблемы разработки трещиноватых коллекторов [38] (Таблица 1.1).

Таблица 1.1 - Качественные признаки и проблемы разработки по четырем типам трещиноватых коллекторов (Щекин А.И., 2021)

Тип трещинного коллектора	Характеристика	Признаки	Проблемы
Тип 1	Пористость и проницаемость определяются системами трещин	<ul style="list-style-type: none"> - большие зоны дренирования скважин; - хорошая корреляция между дебитами скважин и ФЕС коллекторов; - высокие значения начальных дебитов скважин, но часто высокие темпы их падения; - риски преждевременного обводнения скважин 	<ul style="list-style-type: none"> - определение трещиной неоднородности и сложности с подсчетом запасов; - определение размеров зоны дренирования скважин; - риски преждевременного обводнения скважин; - для рентабельной разработки трещинные системы должны характеризоваться высокой емкостью коллектора
Тип 2	Трещинные системы обеспечивают основную проницаемость коллектора, матрица – основную пористость	<ul style="list-style-type: none"> - часто высокие значения дебитов скважин, трещины увеличивают продуктивность; - производительность скважин, темпы падения дебитов и КИН зависит от степени взаимодействия трещин и матрицы 	<ul style="list-style-type: none"> - оценка взаимодействия трещин и матрицы и распределения трещин; - оценка КИН при заводнении; - смыкание трещин при снижении давления; - риски преждевременного обводнения скважин
Тип 3	Матрица определяет, в основном, пористость и частичную проницаемость коллектора, трещины – дополнительную проницаемость	<ul style="list-style-type: none"> - коллекторские свойства достаточно однородны; - хорошие и устойчивые дебиты скважин, в том числе за счет трещиноватости; - коллектора выдержанны по площади; - плохая корреляция между дебитами скважин и ФЕС коллекторов 	<ul style="list-style-type: none"> - выявление систем трещин; - возможна высокая анизотропия по проницаемости; - оценка КИН при заводнении; - системы трещин могут быть не взаимосвязаны

Продолжение таблицы 1.1

<p>Тип 4</p>	<p>Трещины отсутствуют или непроницаемые, пористость и проницаемость определяются матрицей</p>	<p>- коллектора, состоят из несвязанных между собой изолированных зон; - низкая производительность скважин; - низкий КИН по причине высокой неоднородности пластов и отсутствия влияния трещин; - КИН может сильно отличаться по месторождению</p>	<p>- оценка и локализация неоднородности пласта; - низкая рентабельность разработки таких коллекторов</p>
---------------------	--	---	--

В процессе бурения таких коллекторов часто происходит обрушение стенок ствола скважины вследствие малой компенсации давления бурового раствора на стенку ствола из-за больших объемов поглощений раствора в пласт. Это четко определяется по результатам интерпретации, в первую очередь, показателей каверномера, а также диаграмм бокового каротажа (БКЗ), где по полученному пространственному распределению удельного электрического сопротивления (УЭС) отмечается отсутствие зоны проникновения, а понижение УЭС в ближней зоне обусловлено кавернами [39].

Вследствие этого типичной проблемой для высокопроницаемых карбонатных резервуаров является потеря циркуляции. Исследование высокого темпа поглощений бурового раствора в скважинах связана с высокими материальными и временными потерями, так как значительная потеря циркуляции часто возникает из-за пор и трещин, которые развиваются в пластах, что может значительно увеличить затраты на бурение. Причиной этому могут служить различные повреждения пласта, низкое качество цементирования, а также задержка ввода скважин в эксплуатацию [48, 52]. Понимание условий, вызывающих потерю циркуляции бурового раствора, позволяет оптимизировать работу не только скважины, эксплуатирующей карбонатный пласт, но и всего месторождения в целом.

Таким образом, в условиях высокого темпа поглощения бурового раствора для надежного прогноза продуктивности скважин и вариантов их прогноза необходимы детальные сведения о параметрах коллектора, определяющих продуктивность.

1.4 Связь параметров работы скважин с интенсивностью поглощений

Как правило, трещиноватые коллектора можно выделить по резкому различию параметров работы скважин (продуктивность, дебит, накопленные показатели) по месторождению, причиной чего является широкий спектр неоднородности ФЕС. Так, исследователи [39] проанализировали графики и гистограммы распределения накопленной добычи флюида и максимальных дебитов в ходе изучения степени влияния трещиноватости в кристаллических породах фундамента месторождения Белый Тигр и Дракон. Графики по таким показателям характеризуют в основном ассиметричное распределение и могут не объективно отражать распределение трещиноватых зон, в том числе в случае обводнения или проявления водоносного горизонта накопленная добыча дает заниженные показатели. На основе данного вывода для корректного анализа трещиноватого фундамента предлагается ранжировать скважины с помощью коэффициента продуктивности. Результаты привели к ассиметричному распределению параметров гистограммы, так же, как и для накопленной добычи и максимального дебита.

Прогноз продуктивности скважин на данный момент является одной из основных задач, стоящих перед инженером. Существует предположение, согласно которому наблюдается связь прогноза продуктивности скважин с поглощениями при бурении и микроструктурными элементами порового пространства, включая трещины и каверны [28]. Такое предположение подразумевает возможность интерпретации наличия микроструктурных элементов по данным о поглощениях бурового раствора и наличие их связи с


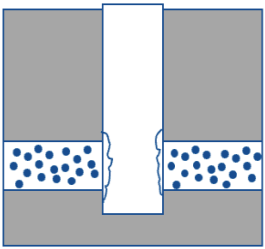
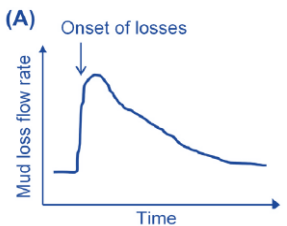
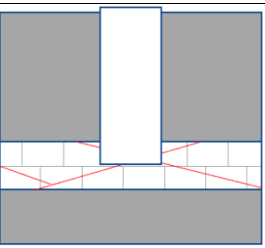

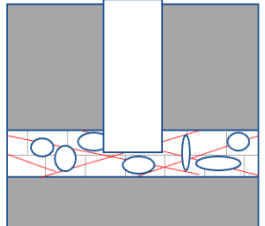
последующей динамикой работы скважины (стартовым дебитом, темпом падения добычи). Классификация поглощений бурового раствора по фактору объемов потери бурового раствора на один метр бурения позволяет выделить пять основных групп [37, 46]:

- 1) умеренное поглощение (менее 5 %);
- 2) частичное поглощение (5-30 %);
- 3) среднее поглощение (30-60 %);
- 4) полное поглощение (60-100 %, уровень бурового раствора падает на 50-150 м);
- 5) катастрофическое поглощение (100 %, уровень бурового раствора падает на 150-300 м).

Согласно результатам других исследований об интенсивности поглощений [54], они подразделяются на 4 уровня и выделяются соответствующие причины для каждого уровня (Таблица 1.2):

- 1) незначительные поглощения интенсивностью до $1,6 \text{ м}^3/\text{час}$ – поглощение в высокопроницаемый пласт порового типа;
- 2) поглощения интенсивностью от $1,6$ до $16 \text{ м}^3/\text{час}$ – рыхлые породы, узкие трещины;
- 3) поглощения интенсивностью более $16 \text{ м}^3/\text{час}$ – широкие трещины;
- 4) потеря циркуляции – кавернозные пласты, пласты с большим количеством трещин, системы трещин с большими апертурами.

Таблица 1.2 – Характеристика поглощений и соответствующие причины их проявлений (Nelson E.B., 2006)

График	Интенсивность поглощений	Причина	Концептуальное представление
	< 1,6 м ³ /час	Высокопроницаемый поровый пласт	
	1,6 - 16 м ³ /час	1. Рыхлые породы 2. Узкие трещины	
	> 16 м ³ /час	Широкие трещины	
	Потеря циркуляции	1. Кавернозные пласты 2. Пласты с большим количеством трещин 3. Системы трещин с большими апертурами	

1.5 Исследования интервалов поглощений (определение местоположения)

Существуют геофизические и гидродинамические методы определения местоположения поглощающих образований [23, 58].

Геофизические исследования скважин.

1. Электротермический: бурильная колонна без долота опускается выше интервала поглощения, закачивается раствор, закачка прекращается, по трубам опускается электротермометр и регистрируется температура по стволу скважины. Должен быть скачок температуры на верхней границе диапазона

поглощения. Метод наиболее эффективен при наличии значительного температурного градиента и высокой интенсивности поглощения. Однако этот метод не всегда позволяет определить четкие границы поглощающего слоя.

2. Удельное сопротивление: измеряется удельное электрическое сопротивление (УЭС) бурового раствора, затем в скважину опускается колонна бурильных труб (БТ), закачивается немного соленой воды (с соленостью выше пластовой), измеряется УЭС через 15 минут. В интервале поглощения будет происходить изменение удельного сопротивления. Данный метод характеризуется простотой реализации и предлагает достаточно четкие границы диапазона поглощения.

3. Стандартный электрический каротаж: измеряются кажущееся удельное сопротивление породы (КС) и естественный потенциал скважины (ПС). При обнаружении абсорбирующего слоя наблюдается резкое изменение КПД и ПС. Достаточно простой метод и позволяет точно определить пределы зон поглощений.

4. Радиоактивный: включает регистрацию гамма-излучения (GK) и регистрацию нейтронного гамма-излучения (NGK). Поглощающий горизонт характеризуется низкой гамма-активностью. В целом надежность GC и NGK низкая.

5. Фоторегистрация позволяет дополнительно определить форму и размер абсорбирующих каналов. Фотосъемка производится в сухих колодцах или колодцах, наполненных чистой прозрачной водой, что является основным недостатком этого метода, как и его дороговизна.

6. Кавернометрия: используется как неотъемлемая часть изучения поглощающих горизонтов. Позволяет определить зону поражения площади впитывающего слоя.

7. Азимутальный электрический микроимиджер (оригинал на английском) (FMI): оценка трещиноватости пород по разрезу, классификация отдельных трещин, расчет трещинной пористости и раскрытости трещин, оценка количества трещин на метр.

Гидродинамические исследования:

В основе лежит измерение расхода потока жидкости, движущейся по скважине. Технология подразумевает спуск прибора в скважину, на верхней границе интервала поглощения и вниз скорость уменьшается, а на нижней границе равна нулю. Так, расходомеры позволяют определить интервал залегания поглощающей зоны, их число и характер их сообщаемости.

1.6 Мировой опыт изучения продуктивности карбонатных отложений

В середине прошлого века бурение разведочных скважин и полный комплекс геофизических исследований (ГИС), в частности, в Томской области, проводили преимущественно до юрских отложений, считая продуктивными только их, не углубляясь в фундамент. В современном мире продуктивные залежи ниже осадочного чехла изучаются в основном только по результатам бурения. В свою очередь целью исследования группы ученых [25] было изучение нефтенасыщенности палеозойских залежей без данных о бурении в фундаменте. Исследователи проиллюстрировали связь интенсивности процесса вторичной карбонатизации юрских отложений с продуктивностью палеозоя с помощью статистической интерпретации материалов ГИС и дальнейшего сопоставления результатов с литолого-петрографическими, минералогическими исследованиями керна и испытаниями палеозойских коллекторов. За основу исследования принята концепция субвертикальной миграции глубинных флюидов. В результате удалось подтвердить данную теорию и сделан вывод о связи увеличения вероятности нахождения нефтенасыщенных залежей в палеозойском фундаменте с ростом интенсивности карбонатизации юрских отложений.

Другие исследовали также анализировали факторы изменения продуктивных характеристик скважин в карбонатных коллекторах Тимано-Печорской провинции, но за основу приняли гидродинамические исследования (ГДИ) на установившемся режиме в разное время, в частности, построение

индикаторных диаграмм в координатах Q-ΔP. После их линейаризации и группировки, в качестве анализа характера изменения коэффициента продуктивности, построены зависимости коэффициента продуктивности от депрессии. В результате сделан вывод об уменьшении продуктивности при росте депрессии и длительной эксплуатации скважин. Таким образом, это может свидетельствовать об имеющемся запаздывании изменения продуктивных характеристик призабойной зоны пласта (ПЗП) после изменения режима работы скважин [16].

Повжик П.П. с командой исследователей [29] изучали численную оценку прогноза продуктивности межсолевых и подсолевых карбонатных коллекторов Припятского прогиба на юго-востоке Беларуси с помощью многомерного корреляционно-регрессионного анализа на стадии проектирования скважин. В качестве исходных данных для расчета выступали такие геологические и физико-технические параметры, как пористость, коэффициент проницаемости, нефтенасыщенная толщина, эффективное давление и динамическая вязкость флюида. По полученным эмпирическим уравнениям наибольшее влияние на продуктивность в межсолевых карбонатных толщах оказывают пористость и проницаемость, для подсолевых – эффективное давление и нефтенасыщенная толщина, что характеризует различие в типах коллекторов. Тогда, для межсолевых залежей преобладающим типом коллекторов является порово-каверно-трещинный. Для подсолевых залежей – каверно-порово-трещинный. Также построены номограммы для графического представления и использования эмпирических зависимостей. Но численное определение продуктивности по номограммам дает большую погрешность, чем по эмпирическим зависимостям, так как определение геологических параметров по участку залежи точнее, чем средние значения по всей залежи. Таким образом, полученные коэффициенты продуктивности позволяют выбирать наиболее рентабельные участки для бурения и разработки залежей.

Оценка трещиноватости пород по разрезу, их ориентации, плотности и классификация в пределах изучаемой площади очень важна в карбонатных

резервуарах, особенно в кавернозно-трещиноватом коллекторе из-за высокого влияния трещин на проницаемость резервуара. Коллекторы такого типа могут оказать значительное влияние на продуктивность всей системы, а разломы, трещины и каверны являются важными путями потока флюидов. Оценка параметров разрушения пласта также необходима для оптимизации добычи флюидов. Азимутальный электрический микроимиджер считается лучшим инструментом для этих целей. Планшеты полученных изображений, откалиброванные с помощью данных керн и ГИС, могут предоставить важную информацию о литологии, осадочных текстурах, направлениях палеопотока, структурном анализе погружения пород, анализе напряжений и оценке трещин [56, 42, 44, 51].

На планшете регистрации изображения граница слоя определяется как плоскость с двумя сторонами, которые показывают разное удельное сопротивление или акустический импеданс. Следовательно, на полученном изображении отдельный слой отображается с резким изменением цвета [49]. Важно учитывать, что границы слоев в карбонатных отложениях не всегда четкие и плоские из-за диагенетические процессы, поэтому зачастую исследователи вычисляют или редактируют границы в программных обеспечениях, например, в ПО «Geology», и классифицируют по их резкости и плоскостности [53]. Так, падения слоев с четкими границами отнесены к категории с высокой степенью достоверности (High confidence (HC) bedding), в то время как падения с нечеткими и неровными поверхностями отнесены к категории с низкой степенью достоверности (Low confidence (LC) bedding) [41] (Рисунок 1.2).

На изображениях микроимиджера впадина синусоидальной волны, представляющая плоский объект, указывает азимутальный угол (угол падения в градусах) этого объекта (Рисунок 1.3). Угол наклона плоского элемента может быть непосредственно рассчитан в соответствии с амплитудой синусоидальной волны и диаметром скважины. Однако вместо этого используется разница

между максимальным и минимальным значениями синусоидальной волны по амплитуде [57].

Трещины характеризуются относительно высокими и внезапными изменениями электрического сопротивления, которые можно наблюдать в виде изменения цвета на всех изображениях (Рисунок 1.4). Некоторые из трещин могут быть заполнены различными материалами с различным удельным сопротивлением. В основном трещины открытого типа заполняются токопроводящими материалами, такими как ил, сланец и т.д. Когда трещины заполнены непроводящим материалом, сопротивление, показанное на Рисунке 1.4, меньше, чем у основной породы. Следовательно, трещины открытого типа представляют собой полные или прерывистые синусоидальные волны, которые можно наблюдать в темном цвете.

Таким образом, с учетом вышесказанного, исследователям, изучавшим микроимиджеры с газового месторождения в Иране, удалось дополнительно классифицировать выделенные трещины на основе их внешнего вида и непрерывности по разрезу: трещины с большой, средней и малой проводимостью. Также выявлена интересная зависимость: высокая плотность, пористость и апертура естественных проводящих (открытых) трещин могут указывать на зоны высокой продуктивности. Однако, данные скважинных микроимиджеров являются косвенными и зависят от множества факторов. Выявленные высокопроводящие трещины по данным сканеров зачастую не подтверждаются результатами испытаний скважин и нуждаются в дополнительных методах поиска и подтверждения проницаемых зон пласта.

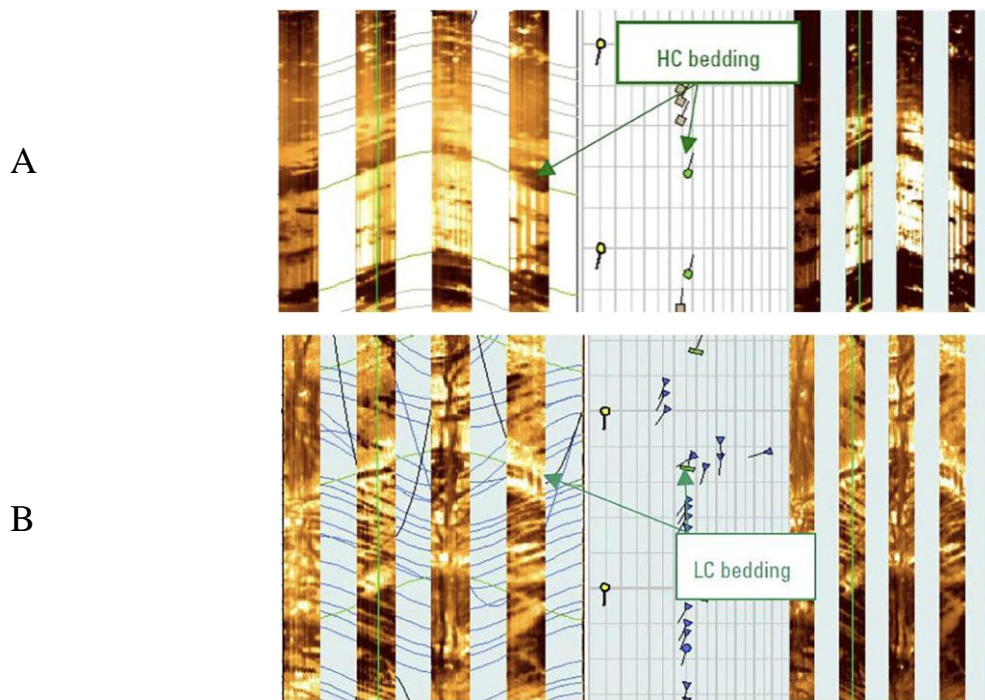


Рисунок 1.2 – Примеры плоскостных границ пласта с высокой (А) и низкой (В) степенью достоверности (параметры измерения представленной шкалы – градусы) (Alizadeh M., 2015)

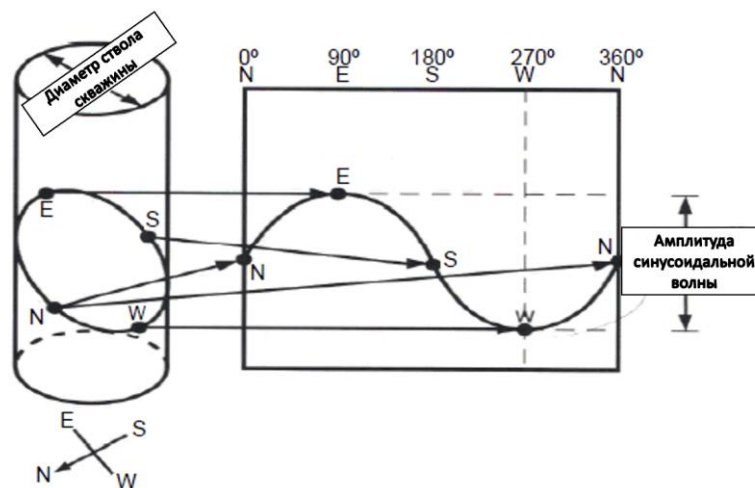


Рисунок 1.3 – Граница раздела одного наклонного пласта со стволом скважины и развернутое изображение FMI данного явления в виде синусоиды (Shafiezadeh M., 2015)

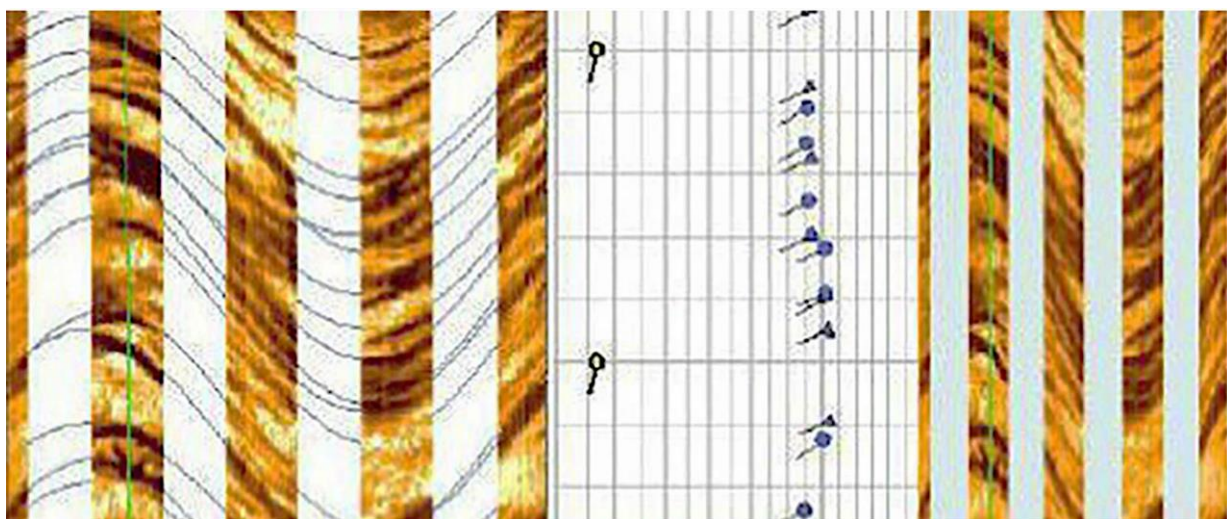


Рисунок 1.4 – Пример открытой (проводящей) трещины (Alizadeh M., 2015)

2. Геологическая характеристика месторождения X

2.1 Общие сведения о месторождении

Нефтегазоконденсатное месторождение X находится на территории Парабельского района Томской области в границах одноименного лицензионного участка и располагается на землях Кедровского лесхоза. Ближайшими населенными пунктами являются с. Пудино и г. Кедровый, расположенные соответственно в 72 км и в 80 км к северо-востоку от месторождения [22].



Рисунок 2.1 – Обзорная схема расположения НГК месторождения X (Лебедев Ю. Е., 2017)

Согласно природному районированию Западной Сибири территория месторождения X находится в подзоне южной тайги Васюганской природной провинции, в Чижалско-Нюрольском природном районе. Основные морфологические единицы территории представляют собой плато, склоны водораздельной равнины и долины рек, чаще всего малых. Главной

особенностью территории является довольно слабая расчленённость поверхности, обуславливающая низкую степень дренированности и высокую заболоченность.

Планомерное изучение геологического строения района с целью выделения крупных структурно-тектонических элементов и выбора направления нефтепоисковых работ началось в пятидесятых годах прошлого столетия. В 1957 году начато проведение сейсморазведочных работ МОВ (методом отраженных волн) и структурное бурение, направленных на поиски и в дальнейшем разведку залежей нефти и газа в меловых, юрских отложениях чехла и в породах фундамента.

В 1973 году начались работы методом общей глубинной точки (МОГТ), а с 1974 года МОГТ и корреляционным методом преломленных волн (КМПВ). В 1974 году изучение района проводилось мелкомасштабными: геологической, аэромагнитной и гравиметрической съемками масштаба 1:1 000 000, в результате выделены крупные структурно-тектонические элементы.

Поднятие одноименного месторождения X было выявлено по результатам сейсморазведочных работ МОГТ-2Д, выполненных в 1981-1982 годах. В 1985 году по результатам бурения поисковой скважины в присводовой части поднятия открыто нефтегазоконденсатное месторождение X (Рисунок 2.2).

Результаты переобработки 2008 года легли в основу работ по подсчёту запасов, выполненному в 2009 году компанией ООО «Газпромнефть-НТЦ» по пластам Ю₁¹, Ю₁₄, Ю₁₅, М₁ [60]. На начало 2009 года на месторождении было пробурено 11 поисково-разведочных скважин и 4 эксплуатационные скважины [62]. Таким образом, в 2012 году были уточнены геологические модели продуктивных пластов месторождения, а также выделены новые нефтегазоперспективные объекты [59, 60].

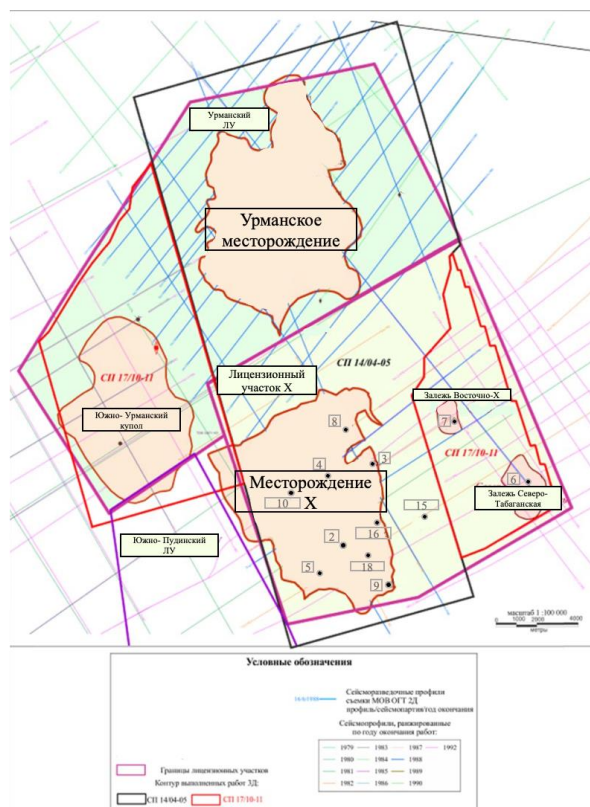


Рисунок 2.2 – Схема геолого-геофизической изученности с указанием поисково-разведочных скважин (Завесин М.А., 2012)

2.2 Поисково-разведочное и эксплуатационное бурение

Поисково-оценочное бурение на месторождении X основано на структурных построениях, выполненных по результатам сейсморазведочных работ 1981-1982 годов. Проектом предусматривалось бурение 7 поисковых скважин на палеозойские отложения с изучением юрских песчаных пластов в отложениях васюганской и тюменской свит.

При испытании (июнь 1985 г.) интервалов палеозойских отложений первой разведочной скважины №1 3078-3085 м и 3094-3102 м был получен фонтанирующий приток нефти.

До 1992 года продолжалось изучение открытой залежи: в пределах одноименной структуры были пробурены скважины №2-№5, а в сводовой части

Северо-Табаганского локального поднятия пробурена скважина №6, в которой получен промышленный фонтан газоконденсата.

В 1992 году в результате бурения скважины №7 открыта залежь нефти в терригенных отложениях пласта Ю₁¹ верхней юры.

В этот же период с целью детализации морфологических особенностей структуры и возможного трассирования зон улучшенных коллекторов в палеозойском разрезе СП 1,3/87-88 [26] проведены детализационные сейсморазведочные работы. Выполненные структурные построения послужили основой для размещения последующих скважин с целью доразведки открытых залежей. Были пробурены скважины №8-№10 в пределах собственно одноименной структуры; на Северо-Табаганском локальном поднятии – скважина №11, при испытании которой из отложений палеозоя притока не получено, объект «сухой». За пределами лицензионного участка (ЛУ) на севере, пробуренная в зоне сочленения одноименной и Урманской структур, скважина №12 также дала отрицательный результат.

В 1993 году глубокое разведочное бурение на ЛУ было приостановлено и только в 2010 году, с целью уточнения геологического строения месторождения, поисково-разведочное бурение возобновилось. В 2010-2015 годах пробурены скважины №13-№15. Итого на месторождении с 1984 года по настоящее время пробурено 15 поисковых и разведочных скважин, из них 14 скважин находятся в пределах ЛУ и одна на Урманском ЛУ. Все пробуренные скважины, кроме скважины №14, вскрыли продуктивные в верхней части карбонатные отложения доюрского фундамента. Спуск эксплуатационных колонн осуществлен до забоя, качество цементаж, в основном, удовлетворительное.

В 2006-2007 годы в северо-восточной части одноименного поднятия пробурены первые 4 эксплуатационные скважины. Всего с 2006 года по настоящее время (на 01.01.2017г.) на месторождении пробурено 35

эксплуатационных скважин с горизонтальной проводкой ствола в кровле пород фундамента, в двух скважинах пробурены 2-ые и 3-ий стволы.

Всего на месторождении на 01.01.2017 г. пробурено 48 скважин. Из них 8 скважин ликвидированы, 4 скважины находятся в консервации, одна переведена в водозаборные, 3 находятся в освоении после бурения, в действующем фонде – 28 скважин, 2 скважины в бездействующем фонде и одна скважина – пьезометрическая.

2.3 Тектоника

Территория исследования (НГКМ X) расположена в южной части Западно-Сибирской геосинеклизы, основными составляющими элементами фундамента которой являются два структурных этажа [18].

Согласно представлениям академика Конторовича А.Э., нижний, или складчатый этаж, представлен геосинклинальными, глубоко метаморфизованными, сильно дислоцированными породами докембрия и палеозоя, прорванными интрузивными образованиями различного состава и возраста. Между складчатым основанием и типично платформенным мезозойско-кайнозойским чехлом в пределах Западно-Сибирской плиты в верхнем этаже фундамента выделяется комплекс отложений так называемого промежуточного структурного этажа, представленного краевыми прогибами, древними платформенными образованиями, межгорными и наложенными впадинами, а также другими геоструктурными единицами.

По нижнему структурному этажу фундамента месторождение X находится в юго-восточной части Центрально-Западно-Сибирской складчатой системы герцинид. Герцинский возраст консолидации этой части плиты подтверждается не только типом вышеуказанных структурных зон фундамента, но и составом пород, вскрываемых скважинами, их возрастом.

Согласно «Тектонической карте фундамента Западно-Сибирской плиты» 1981 года (Рисунок 2.3) район исследования приурочен к зоне погруженного блока Межовского срединного массива (Нюрольской впадине), к зоне его сочленения с Васюган-Пудинским инверсионным антиклинорием.

Структура Нюрольской впадины осложнена рядом разломов северо-западной и северо-восточной ориентировки, разбивающих её на ряд блоков. Структурные зоны позднегерцинской складчатости секутся системой разломов Усть-Тымского и Чузикского грабен-рифтов. Кроме того, по данным сейсморазведочных работ выделяется много мелких разноориентированных нарушений, часть из которых проникает в чехол.

В палеозойское время на территории Западной Сибири существовал геосинклинальный тектонический режим, где на фоне растяжения земной коры происходило прогибание докембрийского основания с формированием интрогеосинклинальных и интрогеоантиклинальных структур, в пределах которых отлагались мощные осадочные толщи разного формационного состава. В девоне, в пределах наложенных впадин и прогибов Межовского срединного массива, формировалась карбонатная и карбонатно-глинисто-сланцевая формации.

В конце палеозоя (ранний карбон) завершилась геосинклинальная фаза развития и режим растяжения сменился сжатием. На этом этапе, на фоне проявления складчатости смятия и метаморфизма палеозойских отложений, произошло общее поднятие территории Западно-Сибирской плиты. Складчатость смятия и метаморфизм предопределили формирование складчатой системы палеозойского комплекса с широким проявлением тектонических нарушений и трещиноватости горной породы.

Поднятие территории сопровождалось ее разделением на крупные геоструктурные блоки, инверсионные по отношению к складчатой системе геосинклинальной стадии развития. Одним из таких блоков и является Нюрольский.

В каменноугольно-пермское время сформированная горная системы подвергалась денудационным процессам. Разрушение горных возвышенностей сопровождалось осадконакоплением в пределах межгорных впадин, одной из которых и являлась Нюрольская впадина.

В раннем триасе происходил общий сводовый подъём центральных территорий Западно-Сибирской плиты, куда входила и Нюрольская впадина. На этом этапе (позднегерцинский цикл тектогенеза) господствует тектонический режим растяжения и формируется региональная грабен-рифтовая система, которая сопровождается активизацией магматической деятельности.

На ряду с региональным рифтогенезом, активно развивается и блоковая тектоника в пределах складчатой системы фундамента, где в условиях растяжения сводовые поднятия формируют грабены, а синклинальные зоны - горсты. При этом вертикальные смещения блоков могут достигать до сотни метров.

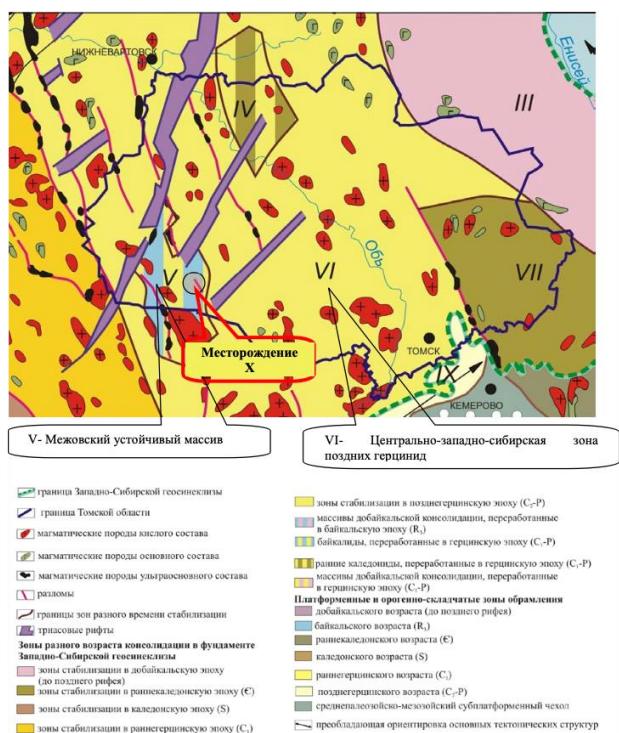


Рисунок 2.3 – Фрагмент тектонической карты Западно-Сибирской плиты (Томская область)

(Конторович А.Э., 1991)

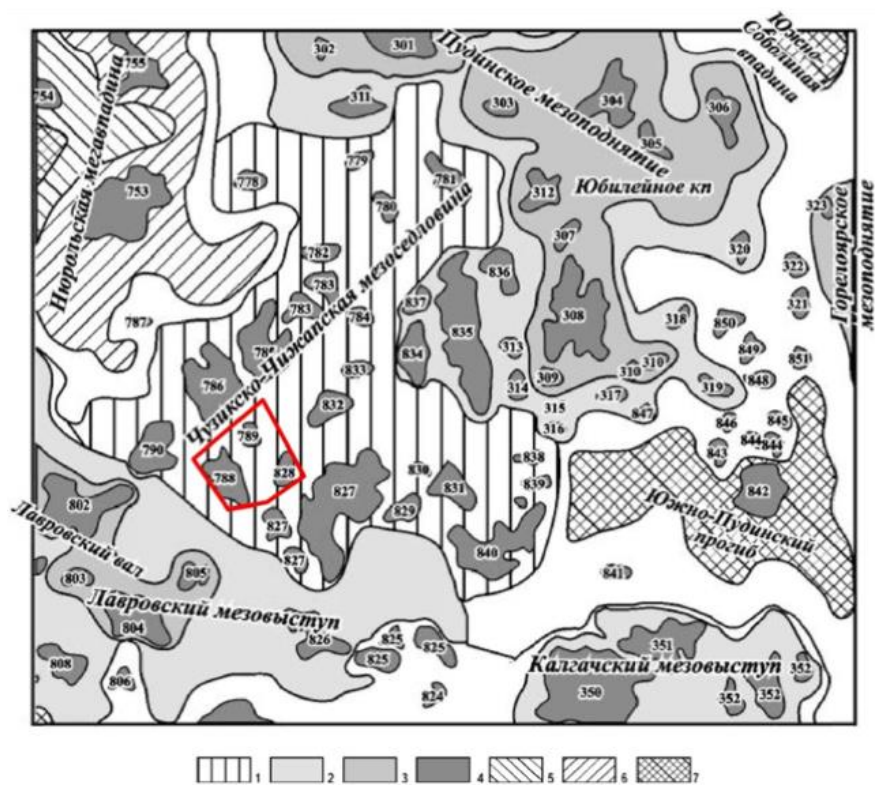
Этап завершается пенеппенизацией всей территории Западно- Сибирской плиты, в том числе и Нюрольской сейсмофациальной зоны. Происходит повторное срезание палеозойских образований. Каменноугольные и пермские отложения сохраняются, в основном, только в отдельных прогнутых зонах, приуроченных к грабенам. На этом этапе происходит формирование доюрской коры выветривания

В мезозойское время, в период формирования мезозойского осадочного чехла, Западно-Сибирский бассейн вступил в плитную стадию развития, когда шло медленное прогибание дна бассейна, сопровождавшееся накоплением терригенных осадков.

Унаследованный характер структурных элементов, проникновение разрывных нарушений в отложения чехла свидетельствуют об активизации тектонических движений в мезозое и кайнозое. Эта активизация происходила, скорее всего, по ослабленным зонам, связанными с существовавшими разрывными нарушениям позднегерцинского заложения.

Результаты бурения скважин и анализ сейсмического материала подтверждают наличие активных тектонических процессов в фундаменте в постюрское время. В районе исследования тектонические нарушения секут юрские отложения вплоть до баженовской свиты. Не исключается и вероятность проявления неотектонических процессов на всей изучаемой территории.

По отражающему горизонту M_1 , приуроченному к кровле палеозойских отложений, в пределах ЛУ выделяется ряд положительных структурных форм.



Условные обозначения

1 – мезоседловины; положительные структуры: 2 – II порядка, 3 – III порядка, 4 – локальные поднятия; отрицательные структуры: 5 – I порядка, 6 – II порядка, 7 – III порядка; локальные структуры: 301 – Лугинская, 302 – Западно-Лугинская, 303 – Калтанакская, 304 – Лосиноярская, 305 – Юбилейная, 306 – Рыбальная, 307 – Северо-Останинская, 308 – Останинская, 309 – Южно-Останинская, 310 – Мирная, 311 – Колгинская, 312 – Южно-Калтанакская, 313 – Верхнеостанинская, 314 – Среднеостанинская, 315 – Боталевская, 316 – Чарфинская, 317 – Коньгинская, 318 – Дорожная, 319 – Пинджинская, 320 – Чарбовская, 321 – Армичская, 322 – Экранская, 323 – Осиповская, 350 – Казанская, 351 – Западно-Сомовская, 352 – Сомовская, 753 – Ньюлингская, 754 – Тамратская, 755 – Квензерская, 778 – Неголтокская, 779 – Амурское, 780 – Пельгинское, 781 – Сельвейкинское, 782 – Верхнетамбаевское, 783 – Северо-Тамбаевское, 784 – Северо-Тамбаевское, 785 – Тамбаевское, 786 – Урманское, 787 – Северо-Урманское, 788 – X, 789 – Восточно-Арчинское, 790 – Южно-Урманское, 802 – Водораздельная, 803 – Хылькинская, 804 – Верхневасюганская, 805 – Смоляная, 806 – Галсевская, 808 – Южно-Лосинская, 824 – Солоновская, 825 – Южно-Табанганская, 826 – Кулгинская, 827 – Нижнетабанганская, 828 – Северо-Табанганская, 829 – Хатчинская, 830 – Межструктурная, 831 – Северо-Калиновская, 832 – Широкая, 833 – Южно-Тамбаевская, 834 – Герасимовская, 835 – Западно-Останинская, 836 – Маркинская, 837 – Белая, 838 – Стариковская, 839 – Лазаревская, 840 – Калиновская, 841 – Пономаревская, 842 – Роголевская, 843 – Яровая, 844 – Коровинская, 845 – Кокшанская, 846 – Ершовская, 847 – Южно-Мирная, 848 – Восточно-Пинджинская, 849 – Скитское, 850 – Барачное, 851 – Холмистое.


 – Контур лицензионного участка X

Рисунок 2.4 – Фрагмент тектонической карты юрского структурного яруса осадочного чехла (Томская область) (Конторович А.Э., 2000)

2.4 Литолого-стратиграфическая характеристика разреза

Месторождение X расположено в юго-восточной части Западно-Сибирской плиты, в центральной части Нюрольской впадины. Стратиграфическое расчленение разреза составлено по материалам глубокого бурения скважин на месторождении и стратиграфического совещания по

принятию региональной стратиграфической схемы палеозойских образований Западной Сибири [32].

Геологический разрез исследуемого участка представлен отложениями палеозойского доплатформенного комплекса (Рисунок 2.5) и мезокайнозойских осадочных отложений платформенного чехла.

В геологическом строении района принимают участие карбонатные породы палеозоя, которые перекрываются отложениями юрского, мелового, палеогенового и четвертичного возрастов, слагающими платформенный чехол.

В работе подробно будут рассмотрены отложения палеозойского возраста, вмещающие целевые пласты.

ПАЛЕОЗОЙСКАЯ ЭРАТЕМА (PZ)

Палеозойский доплатформенный комплекс на месторождении представлен отложениями девонского возраста.

Девонская система (D)

Девонские отложения наиболее широко распространены в пределах Нюрольской впадины. Чаще всего – это рифогенные, то есть сформированные скелетными организмами и водорослями, образования. По материалам бурения в исследуемом районе они практически повсеместно выходят на древнюю эрозионно-тектоническую поверхность.

Нижний отдел (D1)

Входящие в состав нижнего отдела девона армичевская, солоновская, надеждинская свиты формировались в условиях мелководного шельфа и имеют свою фаунистическую и литологическую специфику.

Средний отдел (D2)

Отложения среднего девона доминируют по площади развития в пределах всей Нюрольской впадины и представлены герасимовской свитой.

Верхний отдел (D3)

Отложения верхнего девона распространены на всей исследуемой территории и представлены лугинецкой свитой. В районе месторождения

верхняя часть свиты сильно эродирована. Общая толщина палеозоя на ЛУ составляет 48-224 м.

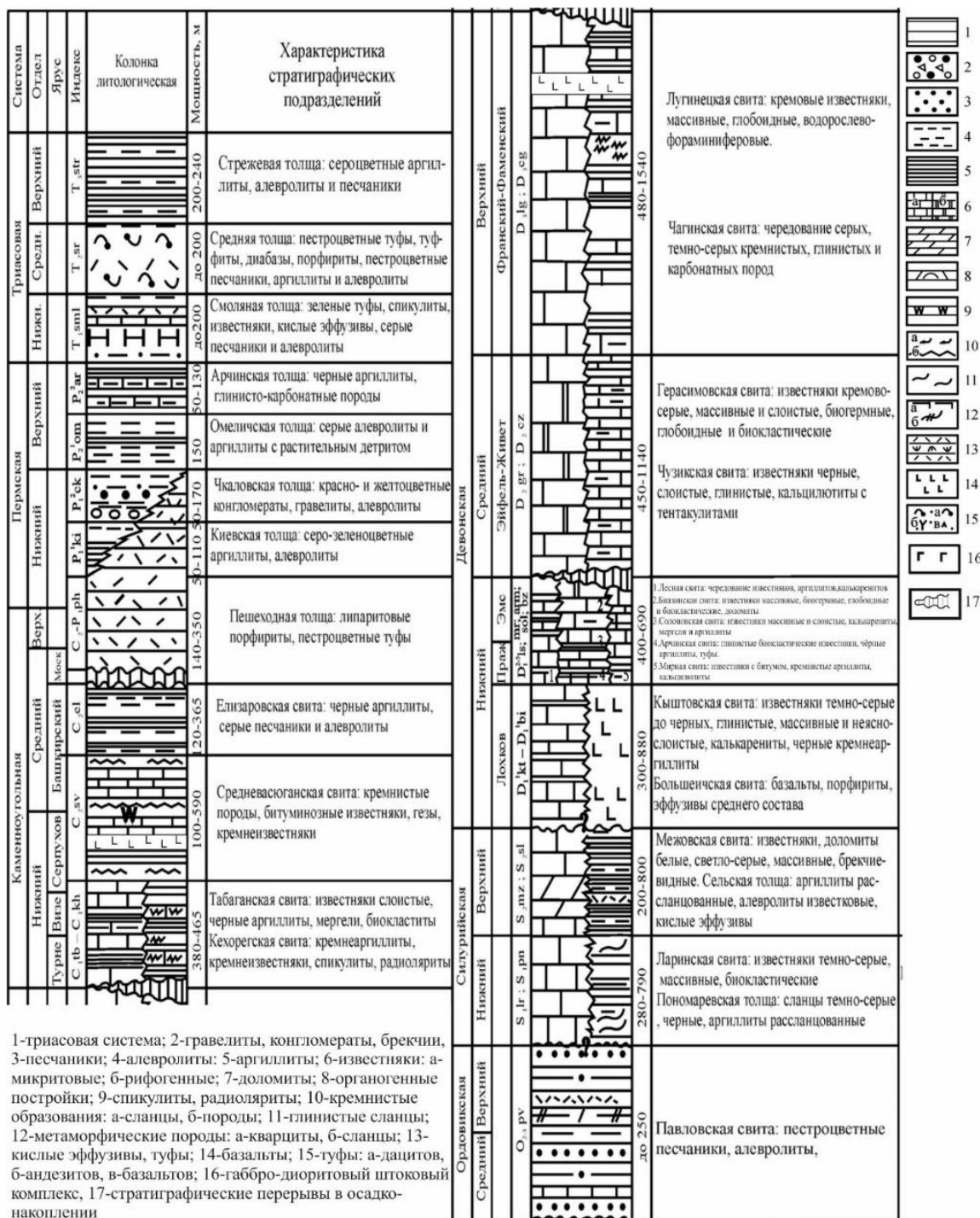


Рисунок 2.5 – Литолого-стратиграфическая схема палеозойских отложений Нюрольского структурно-фациального района (Решение межведомственного совещания по рассмотрению и принятию региональной стратиграфической схемы палеозойских образований Западной Сибири, 1999)

Кора выветривания

Породы коры выветривания представлены бокситоносными латеритами (или глиноземистыми (алюминистыми) породами), кремнисто-глинистой псевдооолитовой (комковатой) породой. В пределах месторождения эти отложения присутствуют эпизодически и имеют толщину от 1 до 16,2 м.

2.5 Нефтегазоносность

В нефтегазоносном отношении месторождение X расположено в пределах северной части Межовского нефтегазоносного района Васюганской нефтегазоносной области Западно-Сибирской провинции (Рисунок 2.6). В непосредственной близости расположены Урманское, Нижне-Табаганское, Южно-Табаганское, Тамбаевское, Южно-Тамбаевское, Калиновое, Северо-Калиновое нефтегазоконденсатные и нефтяные месторождения.

Учитывая, что нефтегазоносность анализируемого месторождения рассматривается в рамках определённых стратиграфических интервалов, первоначально в разрезах скважин были выделены основные региональные литолого-стратиграфические реперные горизонты и выполнена их увязка с данными 3Д сейсморазведки. Уверенно в разрезе выделяются основные стратиграфические границы: кровля баженовской свиты кимеридж-волжского (соответствующая отражающему горизонту Б), наиболее глинистая часть нижневасюганской подсвиты (реперный горизонт R1), региональный угольный пласт U_{10} , кровля палеозойского фундамента (Рисунок 2.7). В качестве локальных реперов использовались характерные угольные пласты: U_1 – в верхней части васюганской свиты – выдержанный по площади угольный пласт, разделяющий разрез горизонта $Ю_1$ на надугольную и подугольную толщи; в средне-нижнеюрском разрезе для детальной корреляции использовались

угольные пропластки толщиной 2-3м, залегающие в подошвенных частях пластов Ю₈, Ю₉.

По наличию региональных геологических и сейсмических реперов, а также с учетом условий формирования отложений осадочного чехла и образований фундамента, нефтегазоносные и нефтегазоперспективные интервалы разреза юго-востока Западной Сибири входят в состав семь нефтегазоносных комплексов (НГК):

– нефтегазоносный горизонт зоны контакта палеозойских и мезозойских отложений (НГГЗК);

– геттанг-раннетоарский НГК (пласты Ю₁₆-Ю₁₇);

– позднетоар-ааленский НГК (пласты Ю₁₁-Ю₁₅);

– байос-батский НГК (пласты Ю₂-Ю₁₀);

– келловей-оксфордский НГК (группа пластов Ю₁);

– нижнемеловой НГК (пласты групп А, Б);

– верхнемеловой НГК (пласты групп ПК).

На месторождении X промышленно значимым является пласт М₁. Кроме того, доказана промышленная нефтегазоносность продуктивных горизонтов нижнего отдела (пласт Ю₁₅), низов среднего отдела (пласт Ю₁₄) и верхнего отдела (пласт Ю₁) юрской системы.

Нефтегазоносный горизонт зоны контакта палеозойских и мезозойских отложений (НГГЗК)

В пределах Урманского и X эрозионно-тектонических выступов доюрского основания залежи углеводородов развиты в кавернозно-трещиноватых «коренных» органогенных известняках. На месторождении X – это породы армичевской (нижний девон), герасимовской (средний девон) и лугинецкой (верхний девон) свит выделяем в составе пласта М₁.

Горизонт М₁ в зоне нефтегазонакопления вскрыт почти всеми скважинами на разных глубинах и по данным бурения сложен преимущественно по всей Нюрольской впадине карбонатными отложениями,

среди которых встречаются прослои эффузивов и терригенные пачки, для которых характерен вторичный характер трещинно-пустотного пространства. Породы разбиты многочисленными субвертикальными разломами.

Карбонатные породы горизонта M_1 относятся к коллекторам с низкими параметрами, но продукты разложения кальцита и доломита хорошо растворимы и легко выносятся, образуя каверны, пустоты различной формы и величины, до образования карстовых полостей, т.е. по ним формируется сложный тип коллектора (смешанный) кавернозный и трещинно-кавернозный.

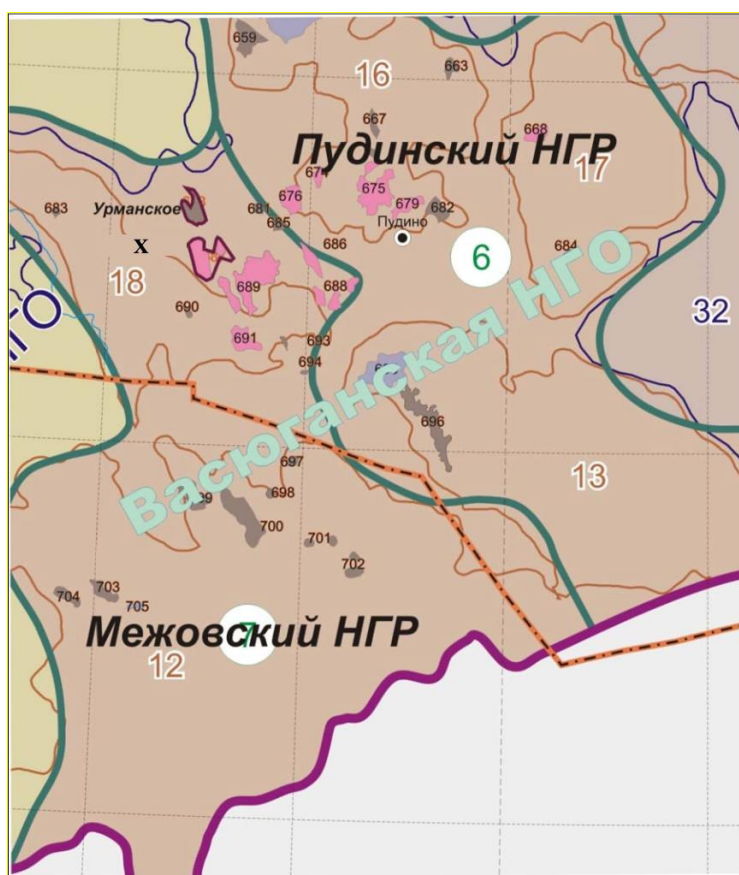


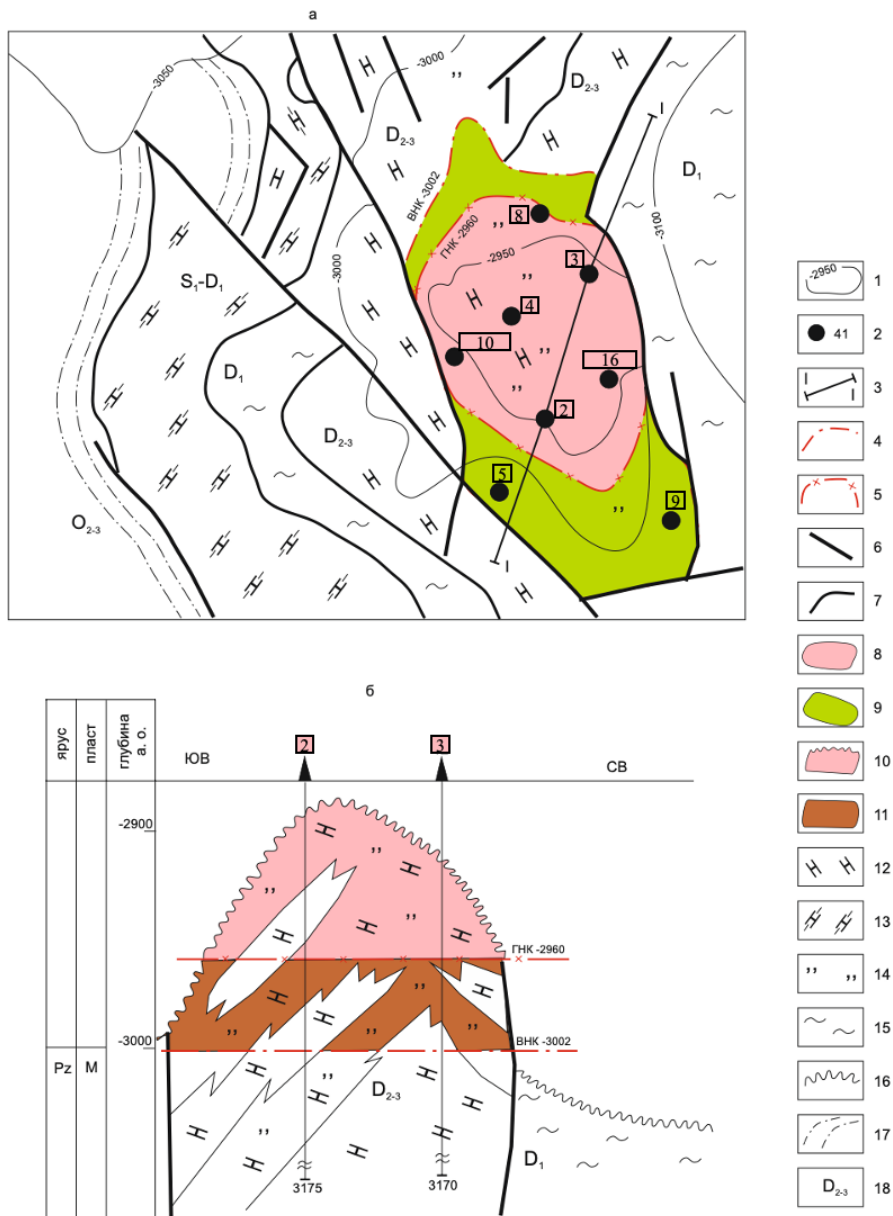
Рисунок 2.6 – Фрагмент схемы нефтегазогеологического районирования Томской области и прилегающих территорий (Васюганская НГО) (Конторович А.Э., 2005)

Кора выветривания играет двоякую роль – она может быть как коллектором, так и флюидоупором.

Зрелая кора выветривания (горизонт М) на участке X практически отсутствует, за исключением одной скважины, в разрезе которой вскрыты эти

отложения. На данном участке под подошвой пласта М залегает глинистый пласт толщиной 0,7м, отделяющий его от ниже залегающего пласта М₁.

Все пробуренные в пределах ЛУ разведочные скважины вскрыли отложения палеозоя на мощность – от 48 м (скв. №3) до 228 м (скв. №10).



1-изогипсы кровли доюрских образований, 2-глубокие скважины и их номер, 3-линия геологического разреза, 4-водонефтяной контакт, 5-газонефтяной контакт, 6-дизъюнктивные нарушения, 7-линия литологических и фациальных границ, 8-территория запасов газа, 9-территория запасов нефти категории С, 10-газонасыщенные породы, 11-нефтенасыщенные породы, 12-известняк органогенный, 13-известняк глинистый, 14-гидротермально переработанные породы, 15-кремнистые породы с аргиллитами, 16-граница стратиграфических несогласий, 17-алевролитоглинистые породы, 18-возраст доюрских образований

Рисунок 2.7 – Нефтегазоконденсатное месторождение X: а - геологическая модель на структурной карте по поверхности доюрских образований, б - геологический разрез по линии I-I [5] (Конторович А.Э., 1991)

В разрезе континентальных отложений юры можно выделить три самостоятельных нефтегазоперспективных комплекса: геттанг-раннетоарский (пласты Ю₁₆-Ю₁₇), позднеетоар-ааленский (пласты Ю₁₁-Ю₁₅) и байос-батский (пласты Ю₅-Ю₁₀).

Геттанг-раннетоарский комплекс (пласты Ю₁₆-Ю₁₇)

Промышленно значимых залежей углеводородов, связанных с раннеюрскими песчаными горизонтами на территории всей Томской области не выявлено. Непромышленные притоки нефти и газа получены на Приколтогорской, Урманской, Толпаровской, Колпашевской и Крыловской площадях. Дебиты нефти на различных динамических уровнях составили 0,55-6,5 м³/сут, газа – 0,1-7,3 тыс. м³/сут. Признаки углеводородов в керне выявлены в 9 скважинах, в шлифах двух скважин отмечено присутствие битума.

Песчаники, обладающие неплохими фильтрационно-емкостными характеристиками, отмечены в нескольких скважинах, пробуренных в Колтогорском мезопргибе, Усть-Тымской мегавпадине, в которой из горизонта Ю₁₇ получен приток воды дебитом 3,4 м³/сут с пленкой нефти.

На месторождении X коллектора пласта Ю₁₇ представлены песчаниками мелко-крупнозернистыми с включением гравелита разнозернистого, полимиктового и галечника мелкозернистого. Толщина пласта изменяется в широком диапазоне: от 7,8м (месторождение X) до 98 м на прилегающих площадях.

Углисто-аргиллитовая пачка средней подсвиты урманской свиты, залегающая непосредственно на доюрских образованиях, либо на пласте Ю₁₇, имеет толщину в диапазоне от 0 до 70 м и распространена в тех же участках, что и нижнеурманская, занимая несколько большую площадь.

Для верхней подсвиты урманской свиты (пласт Ю₁₆) характерно литологическое разнообразие: от пелитово-алевритовых разностей до псефитовых, отмечаются углистые пропластки и обугленные растительные остатки. Толщина горизонта колеблется от 0 до 45 м.

На месторождении X нефтяная залежь пласта Ю₁₇, выявленная по результатам опробования скважины №15, приурочена к выступу фундамента и по типу является пластовой сводовой, тектонически экранированной и литологически ограниченной.

Позднетоар-ааленский комплекс (пласты Ю₁₁-Ю₁₅)

В разрезе позднетоар-ааленских отложений выделено 5 самостоятельных песчаных пластов Ю₁₁-Ю₁₅.

Промышленно нефтеносный пласт Ю₁₅ в границах месторождения выделен в разрезах 23 скважин, толщина его изменяется в пределах 10,3-48,8 м.

Преимущественно песчаный разрез пласта отмечается и в юго-западной части одноименной структуры, в месте эксплуатационного бурения, хотя и здесь проницаемые слои не образуют монолитного резервуара, а разъединяются частыми тонкими плотными глинистыми пропластками.

Продуктивная часть пласта характеризуется большим разбросом значений эффективных толщин: от 1,4 м (скв. №8) до 31,7 м, нефтенасыщенные толщины изменяются в пределах от 1,4 м (скв. №8) до 25,2 м, коэффициент расчлененности в пределах 1-10. При одновременном опробовании кровельной и подошвенной части пласта был получен приток нефти дебитом порядка 0,3 м³/сут. После ГРП и освоения азотом скважина, вскрывшая пласт, вышла в режим фонтанирования с дебитом по нефти 32 м³/сут и дебитом по воде 69 м³/сут.

Нефтяная залежь пласта Ю₁₄ месторождения X была открыта при опробовании тюменской свиты. Пласт Ю₁₄ опробован в скважинах №13 и №14, в результате получены небольшие притоки пластовой воды 0,27 м³/сут и 0,5 м³/сут соответственно. При испытании интервала по абс. отм. -2864,2 – 2874,2 м после проведенного ГРП получен смешанный приток нефти с водой дебитом 24 т/сут, на долю нефти приходится 3,0 т/сут.

Различие *пластов Ю₁₄ и Ю₁₅* отмечается в зоне выклинивания коллекторов: в пласте Ю₁₄ она расширяется в северо-восточном направлении

участка и сокращается в его центральной части, в которой по данным ГИС выделяется продуктивный прослой толщиной 3,3 м.

Пласт охарактеризован керном из скважины №6 и представлен переслаиванием песчаников и аргиллитов. Песчаники мелко-среднезернистые, от светло-серых до темно-серых, известковистые, с отдельными прослоями гравелита, с крупными обломками растительных остатков и каменного угля, с запахом нефти в свежем сколе. Аргиллиты темно-серые, плитчатые, однородные, с зеркалами скольжения.

Общая толщина пласта довольно выдержана по площади и составляет в основном 17,3-37,4 м. Продуктивная часть разреза (выявленная при испытании разведочной скважины №8 по одновременному опробованию кровельной и подошвенной части пласта) характеризуется коэффициентом расчлененности от 1 до 5 при общей эффективной толщине коллектора 2,5-10,3 м, с отдельными пропластками 1,1-9,4 м. Коллектор представлен одним монолитным слоем песчаника толщиной 6,4-10 м, приуроченным к нижней части пласта. Кровельная часть пласта выполнена аргиллитами с прослоями угля.

Пласт Ю₁₄ перекрыт глинистой пачкой, которая представлена аргиллитами со значительным количеством прослоев углей и углистых аргиллитов.

Промышленная нефтеносность пластов позднеар-ааленского комплекса по территории Томской области доказана на Герасимовском месторождении (залежи пластов Ю₁₁, Ю₁₂) и на Широком месторождении (залежь пласта Ю₁₃).

Байос-батский нефтегазоперспективный комплекс (пласты Ю₂-Ю₁₀)

Комплекс включает среднюю и верхнюю подсвиты тюменской свиты. В целом комплекс представлен частым переслаиванием песчаников, алевролитов, аргиллитов, углистых аргиллитов и углей и в этом плане мало отличается от рассмотренного ранее горизонта Ю₁₁-Ю₁₃.

Условия седиментации байос-батских отложений предопределили отсутствие в разрезе комплекса региональных резервуаров и флюидоупоров.

Песчаные пласты распространены локально, характеризуются значительной фациальной и латеральной неоднородностью. Угольные пласты и углисто-глинистые пачки также имеют, как правило, мозаичное распространение и могут служить надежными реперами только в пределах ограниченных территорий, т.е. регионально выраженные реперные уровни внутри комплекса не получили развитие.

По результатам ГИС выявлена промышленная продуктивность пласта Ю₃, две нефтяные залежи которого расположены: одна – в центральной части структуры X и вторая – в районе скважины №15. При общей мощности пласта 9,1-25,6 м, толщина продуктивного коллектора, представленного единым слоем, составляет 1,3-1,6 м в центральной части структуры и 3,4 м – в скважине №15. Испытание пласта Ю₃ в скважине №15 проведено в колонне перфорацией в интервале 2782 – 2785,6 м. При исследовании на уровнях максимальный дебит составил 3 м³/сут.

Породы пласта Ю₃ представлены мелко-, крупно- и среднезернистыми алевритами, мелко- и среднезернистыми песчаниками, углями и аргиллитами.

Серия пластов байос-батского комплекса имеет промышленное значение также на соседних площадях (Герасимовской, Западно-Карайской, Калиновой, Мыльджинской, Северо-Калиновой, Смоляной, Казанской, Кулгинской, Лугинецкой, Нижнетабаганской, Останинской, Южно-Мыльджинской и др.), где дебиты нефти при испытании составляют 1-103 м³/сут, а газа 1-845 тыс. м³/сут.

Келловей-оксфордский комплекс (группа пластов Ю₁)

В состав комплекса входят отложения васюганской, которые перекрываются региональной покрывкой с глинистыми отложениями, георгиевской и баженовской свит, формирование которых, соответственно, происходило преимущественно в прибрежно-мелководно- и глубоководноморских условиях.

Продуктивность залежи пласта Ю₁¹ в районе скважины №7 подтверждена поинтервальным опробованием до абс. отм. -2528,9 м, откуда получен промышленный приток нефти с газом дебитом по нефти 9,75 м³/сут и по газу – 0,98 тыс. м³/сут. С абс. отм. – 2543,9 м при испытании получен приток воды с пленкой нефти дебитом 4,32 м³/сут.

В целом, келловей-волжский комплекс является основным нефтегазоперспективным комплексом в юго-восточных районах Западной Сибири, с которым связано порядка 90 месторождений нефти и газа. С этим комплексом пород связывают и основную массу остаточных ресурсов углеводородов в западной части Томской области.

Промышленная нефтегазоносность мелового комплекса в данном районе изучена в меньшей степени, чем в нефтегазовом горизонте зоны контакта, изученность которого глубоким бурением на порядок ниже.

На интересующем участке нефтегазоносность данного комплекса отложений не установлена.

Пласт М₁ (основной объект проведённых исследований) (Рисунок 2.8)

Пласт содержит три залежи (основную, район скв. №7 и район скв. №6), различных как по насыщающему их флюиду, так и по размерам.

Основная залежь и залежь в районе скважины №6 – нефтегазоконденсатные с газовой шапкой. Залежь в районе скважины №7 является газовой. Залежи выявлены в фундаменте и характеризуются сложным строением, при этом подошва пласта М₁, а также его общая толщина не определены и зависят от глубины вскрытия каждой скважиной.

Основная залежь, нефтегазоконденсатная с газовой шапкой, приурочена к выступу карбонатного фундамента девонского возраста, с северной и восточной сторон контролируемого тектоническими нарушениями, в южной и западной частях – в основном уровне ВНК и лишь на незначительных участках – также тектоническими нарушениями.

Экранирующие разломы, как правило, характеризуются значительной амплитудой смещения блоков. Кроме того, по всей площади залежь осложнена тектоническими нарушениями более низкого по величине смещения ранга, создающими зоны повышенной трещиноватости.

Отложения пласта M_1 вскрыты скважинами на абсолютных отметках (абс. отм.) от -2895,6 м до -2999,6 м и на неполную толщину – от 48 м до 267,8 м.

Продуктивная часть палеозойских отложений литологически представлена известняками органогенными, амфипоровыми, массивными, трещиноватыми, кавернозными, доломитами, известковистыми доломитами.

Перекрываются отложения фундамента и коры выветривания терригенными породами нижней юры, в основном аргиллитами тогурской пачки.

По структурно-морфологическому признаку залежь массивная с тектоническим экранированием, осложненная дизъюнктивными нарушениями по всей площади. Размеры основной залежи составляют 11,0×7,4км, амплитуда – 134,5м. Высота газовой части составляет 72 м, нефтяной – 62,5 м.

Газовая шапка залежи вскрыта пятью скважинами на глубинах от 3013,2 м в скважине до 3777,6 м. Газовая шапка обширна по площади и занимает всю центральную часть залежи. Газовые толщины в купольной зоне залежи изменяются по скважинам от 3,8 м до 25,3 м.

Продуктивность газовой шапки характеризуют результаты опробования поисково-разведочных скважин (скв. №2-5), в каждой из которых получены промышленные притоки газа с конденсатом. Наибольшие притоки УВ составляют от 503 тыс. м³/сут (скв. №2) и до 96,4 тыс. м³/сут газа и 27,1 м³/сут конденсата (скв. №4). Обе скважины находятся в центральной части залежи с большим количеством «проводящих» разломов.

Нефтяная часть. Эффективные нефтенасыщенные толщины залежи варьируют от 0,6 м до 26,7 м, уменьшаясь к юго-востоку. Промышленные притоки из залежи подтверждены при испытании поисково-разведочных

скважин (скв. №2, №3 и №8) с дебитами от 5,8 м³/сут до 86 м³/сут. Максимальный приток нефти отмечен в скважине №8, в которой результатом совместного испытания интервалов по абс. отм. – 2991,8-2994,8 м и -2993,8-3002,8 м стал приток нефти с водой дебитом 154,3 м³/сут, на долю нефти в нем приходится 117,6 м³/сут.

Восточно-Х залежь, нефтегазоконденсатная с газовой шапкой (р-н скв. №7) приурочена к горсту на Восточно-Х площади и вскрыта одной разведочной скважиной. Тип коллектора – карбонатный. Залежь относится к отдельному блоку, тектонически экранированная со всех сторон, имеет неправильную форму, слегка вытянутую с севера на юг. Залежь имеет размеры 1,8×0,9 км, высота составляет 79 м, из которой 43,5 м относится к газовой части.

Вскрытая эффективная толщина в скважине №7 составила 10,5 м, из которой 5,6 м относятся к газонасыщенной толщине, 2,4 м – к нефтенасыщенной.

Газовая часть залежи выявлена в процессе поинтервального опробования скважины №7. Наибольшие притоки газа и конденсата получены при испытании кровельной части пласта в интервале глубин по абс. отм. -2980,9 – 2990,9 м, составляющие 380 тыс. м³/сут и 65 м³/сут соответственно. Самая низкая отметка присутствия в притоке газоконденсатной смеси, выявленная при испытании, составляет -3008,9 м. При опробовании интервала глубин по абс. отм. -3012,9-3018,9м получен непромышленный приток нефти без присутствия газоконденсатной составляющей.

Непромышленные притоки нефти составляют 0,6 м³/сут из *нефтяной оторочки залежи*, которую опробовалась поинтервально четырьмя этапами.

Северо-Табаганская залежь, газовая (р-н скв. №6) приурочена к Северо-Табаганскому поднятию и вскрыта одной скважиной на глубине 3059,1 м. Залежь выявлена в терригенно-карбонатных отложениях палеозоя, по описанию керна идентифицированных как кремнистая порода – вероятнее всего это карбонатные песчаники и битуминозно-глинистые известняки. По структурно-морфологическому признаку залежь массивная тектонически

экранированная, с размерами $2,7 \times 1,3$ км, высота залежи составляет 53 м. Промышленная продуктивность залежи поинтервальным опробованием доказана до абс. отм. – 2978,8 м. Максимальный из притоков газа выявлен при испытании кровельной части пласта и составил 267,7 тыс. м³/сут. Приток воды в скважине № 6 получен в интервале по абс. атм. -3007,8 – 3030,8 м. В скважине №13 (пласт Ю₁₅) получен приток нефти 1,2 м³/сут.

Рассматривая нефтегазоносность месторождения X в целом, можно отметить, что всего было выявлено 6 подсчетных объектов, содержащих 10 залежей (одна из них чисто газовая, две нефтегазоконденсатные с газовой шапкой и семь нефтяных), из которых три залежи приурочены к фундаменту, пять – к породам нижней и средней юры, две – к верхнеюрским отложениям (пласту Ю₁¹).

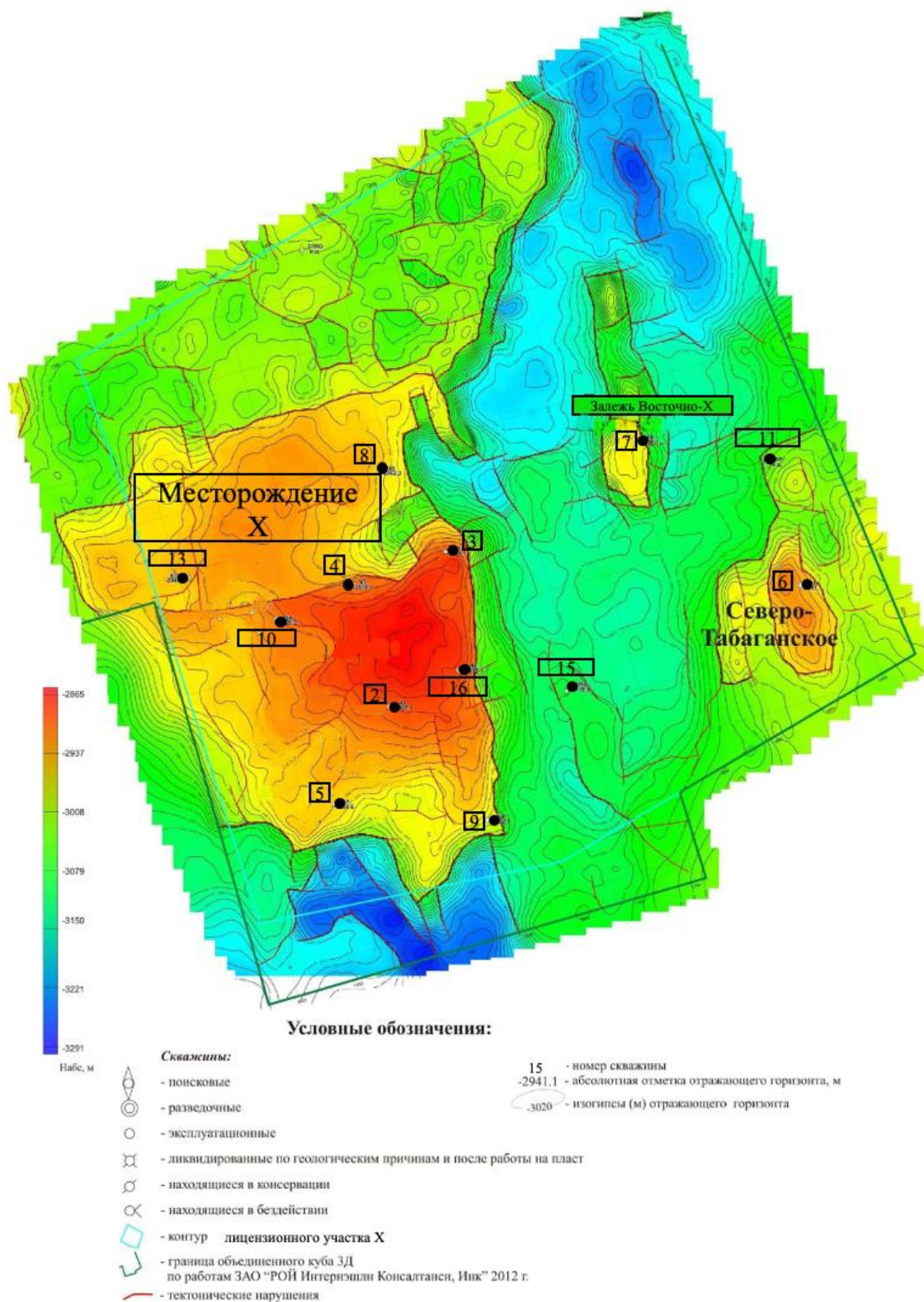


Рисунок 2.8 – Структурная карта по отражающему горизонту М1, построенная с учетом скважин, пробуренных на лицензионном участке X в 2015 г. (Белозеров В.Б., 2021)

3. Разработка критериев прогноза продуктивности карбонатного коллектора месторождения X Нюрольской впадины (Томская область)

Прогноз продуктивности скважин на данный момент является одной из основных задач, стоящих перед инженером. Целью работы является оценка геологических факторов, влияющих на продуктивность скважин и вариантов их прогноза на локальном уровне. Исходя из цели данной работы, основная гипотеза для прогноза перспективных локальных зон заключается в связи прогноза продуктивности скважин с поглощениями при бурении и микроструктурными элементами порового пространства. Правомерность гипотезы проверена с помощью сравнения результатов вышеупомянутого анализа с динамикой работы скважин для всего месторождения.

3.1 Выявление критериев прогноза продуктивности скважин

Исходя из вышесказанного, первоочередная необходимость состоит в интерпретации поглощений бурового раствора при бурении с точки зрения определения интервалов с высокими емкостными свойствами, т.е. кавернозных пластов, пластов с большим количеством трещин и систем трещин с большими апертурами. Классификация поглощений по интенсивности с описанием причин их возникновения описана в рамках Таблицы 1.2.

Для подтверждения кавернозных интервалов и интервалов высокой трещиноватости полученные кривые интенсивности поглощений необходимо дополнительно сравнивать с показаниями кавернометрии по выбранным скважинам. В силу того, что подобные интервалы являются ослабленными, при бурении они должны характеризоваться увеличением диаметра ствола скважины. Поэтому в рамках текущей работы для проведения интерпретации информация по поглощениям помещается на планшеты, отвечающим

критериям анализа: наличие подтвержденных данных о поглощениях, наличия данных о диаметре ствола скважины (Таблица 3.1). При отсутствии данных о диаметре ствола, но наличии высокоинтенсивных поглощений или потери циркуляции, в данных интервалах предполагается интервал широких трещин или каверн в соответствии с классификацией. Так, для примера ниже выявлены значительные поглощения бурового раствора со снижением интенсивности, переходящие в полную потерю циркуляции. Данная скважина вводилась в эксплуатацию фонтанным способом, далее происходило постепенное обводнение и переход эксплуатации с фонтанного способа на ЭЦН.

Таблица 3.1 – Пример интерпретации поглощений бурового раствора (Составила Куприянова К.А., 2023)

Каротаж каверномера	Обозначение	Параметр	Интервалы
		Узкие трещины	3460-3516 3529-3576 3620-3694
		Широкие трещины	3516-3529 3576-3620
		Кавернозный интервал	3694-?
		Причина поглощения не ясна	3645-3658
		Поглощения нет	3692-3699

Необходимо отметить, что в скважинах, в которых получена потеря циркуляции раствора, дальнейшая интерпретация осложнена, так как точный интервал поглощения раствора определить невозможно. Также интерпретацию осложняют проводимые операции по ликвидации поглощения (прокачка

высокоупругих составов (ВУС), аэрация бурового раствора, снижение расхода циркуляции). Данные операции также должны быть вынесены на планшет и учтены при интерпретации.

3.2 Анализ поглощений скважин месторождения X

В качестве примера интерпретации поглощений бурового раствора на месторождении X предлагается к рассмотрению анализ скважины X1.

3.2.1 Описание анализа поглощений на примере скважины X1

Скважина X1 имеет S-образный профиль ствола (Рисунок 3.1), угол входа в пласт – 1° (вертикальный). Проходка по палеозою: по стволу – 277 м, по вертикали – 277 м. Тип раствора при вскрытии палеозоя: полимеркарбонатный, с плотностью 1.08 г/см^3 . Способ заканчивания скважины – спуск хвостовика с цементированием и последующей перфорацией. Способ эксплуатации – ЭЦН, первоначальный дебит нефти – $25,4 \text{ м}^3/\text{сут}$, воды – $10,4 \text{ м}^3/\text{сут}$ (дебит снижался до 3,5).

Согласно информации из отчета по бурению скважины X1, поглощение зафиксировано начиная с глубины по MD 3401 м, с интенсивностью $415 \text{ м}^3/\text{сут}$ (Рисунок 3.1, Таблица 3.1). С глубины 3401 м продолжено бурение с закачкой технической воды в бурильные трубы без выхода циркуляции. Через час после начала бурения в затрубное пространство произвели долив бурового раствора. Приготовление и прокачка ВУС с наполнителем положительного результата (устранения поглощения) не принесли. В ходе интерпретации сейсмических разрезов были выделены разломы, также указанные на Рисунке 3.1.

Проведен расширенный комплекс ГИС компанией «Шлюмберже Лоджелко Инк.» на кабеле (Рисунок 3.2, Рисунок 3.3). Первый спуск включал запись приборами PEX-AIT-HNGS, (акустическое зондирование,

микроимиджер, акустический широкополосный каротаж (АКШ)) запись проводилась в интервале 3535-3190 метров. Второй спуск включал запись приборами FMI-SS, запись проведена в интервале 3532 – 3190 метров.

По результатам измерений и интерпретации ГИС видно, что в интервалах поглощений 3400 – 3403 м и 3439 – 3442 м наблюдается образование каверн (обрушение стенки скважины), что явно подтверждается по показаниям каверномера. За счет образования каверны все показания ГИС искажены и не могут быть корректно интерпретированы. Данные FMI показывают, что каверна имеет неровные верхние и нижние границы (Рисунок 3.4), т.е. образование каверны не происходит по напластованию или параллельной трещиноватости или разлому. Также видно, что открытые трещины, выделяемые по FMI выше интервала поглощения, не приводили к поглощениям.

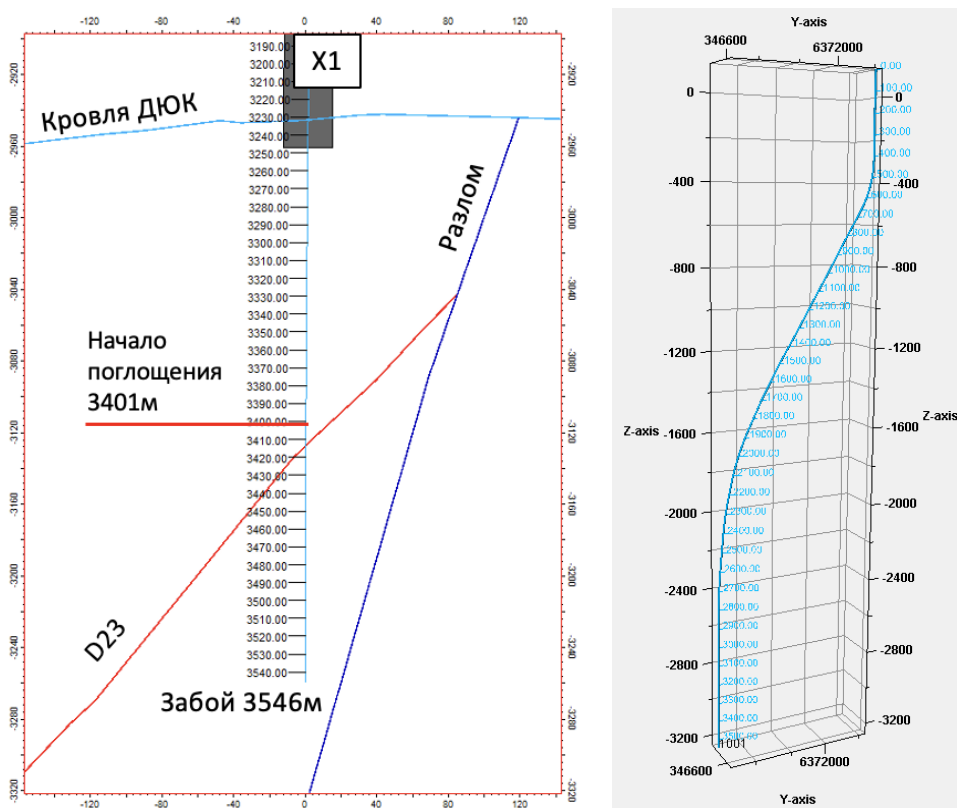
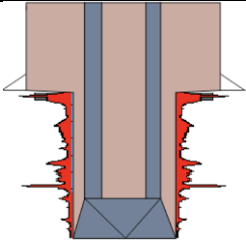
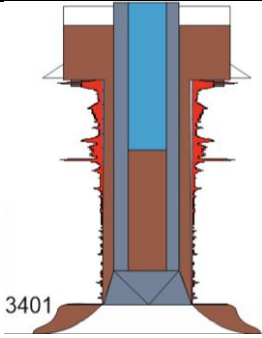
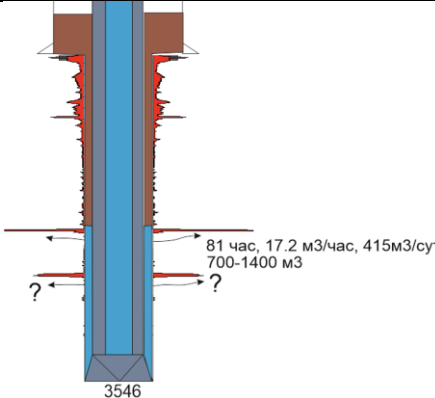


Рисунок 3.1 – Глубина начала поглощения относительно кровли ДЮК и других структурных элементов (слева) и профиль ствола скважины для скважины X1 (справа)

(Составила Куприянова К.А., 2023)

Соответственно основной вывод, который можно сделать по данным ГИС – в интервалах поглощения порода ослаблена настолько, что стенка скважины обрушена. Снижение прочности горной породы может быть вызвано как увеличением пустотности (пористости-трещиноватости-кавернозности), так и сменой литологии. В виду того, что наблюдается совместное снижение прочности и наличие поглощения (увеличение коллекторских свойств), то более вероятен сценарий наличия высокого пустотного пространства в данных интервалах.

Таблица 3.2 – Схема бурения скважины Х1 (слева-направо) с указанием признаков кавернозности (красная заливка) и интервалов поглощения (стрелками) (составила Куприянова К.А., 2023)

Параметры бурения	$P = 10,5 \text{ МПа}$ $Q_{in} = 14,8 \text{ л/с}$ $Q_{out} = 14,8 \text{ л/с}$ $\rho = 1,08 \text{ г/см}^3$	$P = 3,5 \text{ МПа}$ $Q_{in} = 4,8 \text{ л/с}$ $Q_{out} = 0 \text{ л/с}$ $\rho = 1,0 \text{ г/см}^3$	$P = 3,5 \text{ МПа}$ $Q_{in} = 4,8 \text{ л/с}$ $Q_{out} = 0 \text{ л/с}$ $\rho = 1,0 \text{ г/см}^3$
Схематичный рисунок			

После проведения ГИС до глубины 3342 м был спущен свободный конец бурового инструмента для проведения работ по ликвидации полного поглощения. Проведены работы по закачке в скважину заготовленной пачки с наполнителем (FIBER-200кг, карбонат кальция МК-700 – 1000 кг, карбонат кальция МК-160 – 1000 кг, карбонат кальция крупного помола до 5мм – 1000 кг) $V = 10 \text{ м}^3$. Прокачка проведена без выхода циркуляции, давление закачки 10 атм. При продавке пачки в зону поглощения (3400 м и 3440 м) с закрытыми трубными плашками превентора, объём продавки 10 м^3 бурового раствора,

давление продавки 5 атм. После тех отстоя выхода циркуляции отмечено не было, далее было закачено 6 м³ бурового раствора. Поскольку работы по ликвидации поглощения с помощью наполнителей размером до 5 мм не дали положительного результата, можно сделать вывод, что интервалы поглощения представлены каналами с апертурой ~1 см и более, т.к. наполнитель может перекрыть каналы до 2-3 раз больше размера наполнителя.

Для ликвидации поглощения также были проведены попытки установки цементных мостов (Таблица 3.3), что не привело к положительным результатам. Если мост устанавливался, то при его разбурировании с глубины 3400 м и 3440 м поглощение возобновлялось, т.е. установка цементных мостов подтверждает высокую емкость и проницаемость интервалов поглощения, а также глубины интервалов поглощения.

После неудачных попыток ликвидации поглощения с помощью цементных мостов было принято решение о спуске хвостовика и его цементировании с увеличением объема цементного раствора в два раза. После цементирования произведено бурение цементного стакана в эксплуатационном хвостовике в интервале 3202 – 3543 метра. Продавочная пробка находилась на глубине 3332 метра. После бурения цементного стакана произвели промывку и перевели скважину на чистую техническую воду. Таким образом прямое цементирование хвостовика позволило герметизировать интервалы поглощения.

После цементирования проведена акустическая цементометрия скважин для оценки качества крепления скважины. Как видно из Рисунка 3.5, напротив интервалов поглощений 3400 – 3403 м и 3439 – 3442 м, по интерпретации плотности за колонной наблюдается наличие воды, а выше интервалов поглощений наблюдается снижение качества цементирования. Таким образом даже после прямого цементирования интервалы поглощений не закреплены, а герметичность колонны достигается обсадной колонной и интервалом выше зон поглощений.

Хвостовик после цементирования был проперфорирован, рабочий интервал перфорации расположен на глубине 3248,2 – 3264,1 (т.е. выше зоны поглощений). По результатам испытаний проницаемость зоны дренирования низкая – 0,4 мД, с отрицательным скин фактором (-4).

После испытания скважина запустилась с использованием электроцентробежного насоса (ЭЦН) с достаточно низким дебитом по жидкости (порядка 40 м³/сут). Скважина работала 3 года с плавно снижающимся дебитом жидкости и нефти, а после кислотного ГРП, проведенного в 2019 году, наблюдалось резкое увеличение обводненности (Рисунок 3.6). Низкие показатели притока можно связать с последовательными попытками цементирования скважины во время борьбы с поглощениями и при креплении скважины. Другими словами, потенциал скважины намного ниже, чем мог бы быть в случае отсутствия прокачки водоудерживающих пачек, установки цементных мостов и цементирования хвостовика.

Результаты анализа поглощений и сравнение их с динамикой работы скважин приведены на Рисунке 3.8. Способ заканчивания – спуск хвостовика с цементированием и последующей перфорацией. Перфорация вне интервала поглощения ЭЦН, первоначальный дебит нефти составляет 25,4 м³/сут, воды – 10,4 м³/сут (снижался до 3,5). Скважина запускалась в режиме ЭЦН. Интерпретация – потеря циркуляции бурового раствора. Согласно результатам анализа с использованием классификации поглощений, в скважине X1 наблюдается наличие 2 кавернозных зон, либо 2 зон с большим количеством трещин, либо 2 системы трещин с большими апертурами.

3.2.2 Анализ поглощений для остальных скважин месторождения X

Аналогичный анализ проведен для всех скважин месторождения X с наличием данных о поглощениях. Входными данными для анализа являлись данные 86 скважин месторождения: сводные отчеты бурения, суточные рапорты, ГТИ, ГИС и ПГИ. Из представленных скважин хронология

поглощения представлена в 73 скважинах, данные о диаметре ствола скважины были в наличии по 59 скважинам.

Поглощения по всем скважинам проинтерпретированы согласно классификации, рассмотренной в Главе 1 (Таблица 1.2). Данные о поглощениях, полученные из различных источников, оцифрованы для каждой скважины в виде непрерывной кривой.

Интервалы с наличием каверн выявлены в 28 скважине: X9, X11, X59, X13, X60, X3, X51, X58, X5, X76, X80, X56, X77, X69, X75, X25, X37, X34, X30, X43, X32, X46, X38, X1, X28, X73, X72, X23, X31, X24.

Интервалы с широкими трещинами выявлены в 29 скважине: X11, X59, X60, X3, X51, X58, X5, X76, X80, X55, X42, X26, X52, X77, X69, X53, X75, X61, X57, X30, X43, X38, X49, X73, X78, X72, X23, X31, X24.

Интервалы с узкими трещинами выявлены в 27 скважинах: X11, X13, X80, X55, X39, X42, X26, X52, X77, X69, X53, X54, X75, X25, X62, X30, X29, X4, X43, X48, X38, X64, X20, X49, X73, X78, X72.

Скважин с отсутствием поглощений – 7: X63, X2, X66, X22, X10, X12, X33.

Скважин с отсутствием данных о поглощениях – 8: X18, X14, X7, X41, X45, X44, X47, X46.

Скважин с отсутствующими данными о диаметре ствола скважины – 22: X68, X82, X67, X79, X71, X74, X32, X30, X23, X15, X11, X2, X8, X7, X13, X36, X40, X41, X45, X44, X47, X46.

На Рисунке 3.7 приведена сводная карта, показывающая наличие хотя бы одного структурного элемента. Под структурными элементами понимается совокупность фильтрационно-емкостной матрицы породы (каверны и трещины) выделенной по данным интерпретации поглощений. На Рисунке 3.9 приведены отдельные карты наличия структурных элементов по результатам интерпретации поглощений для месторождения X. Как видно из представленных карт, структурные элементы наблюдаются практически повсеместно.

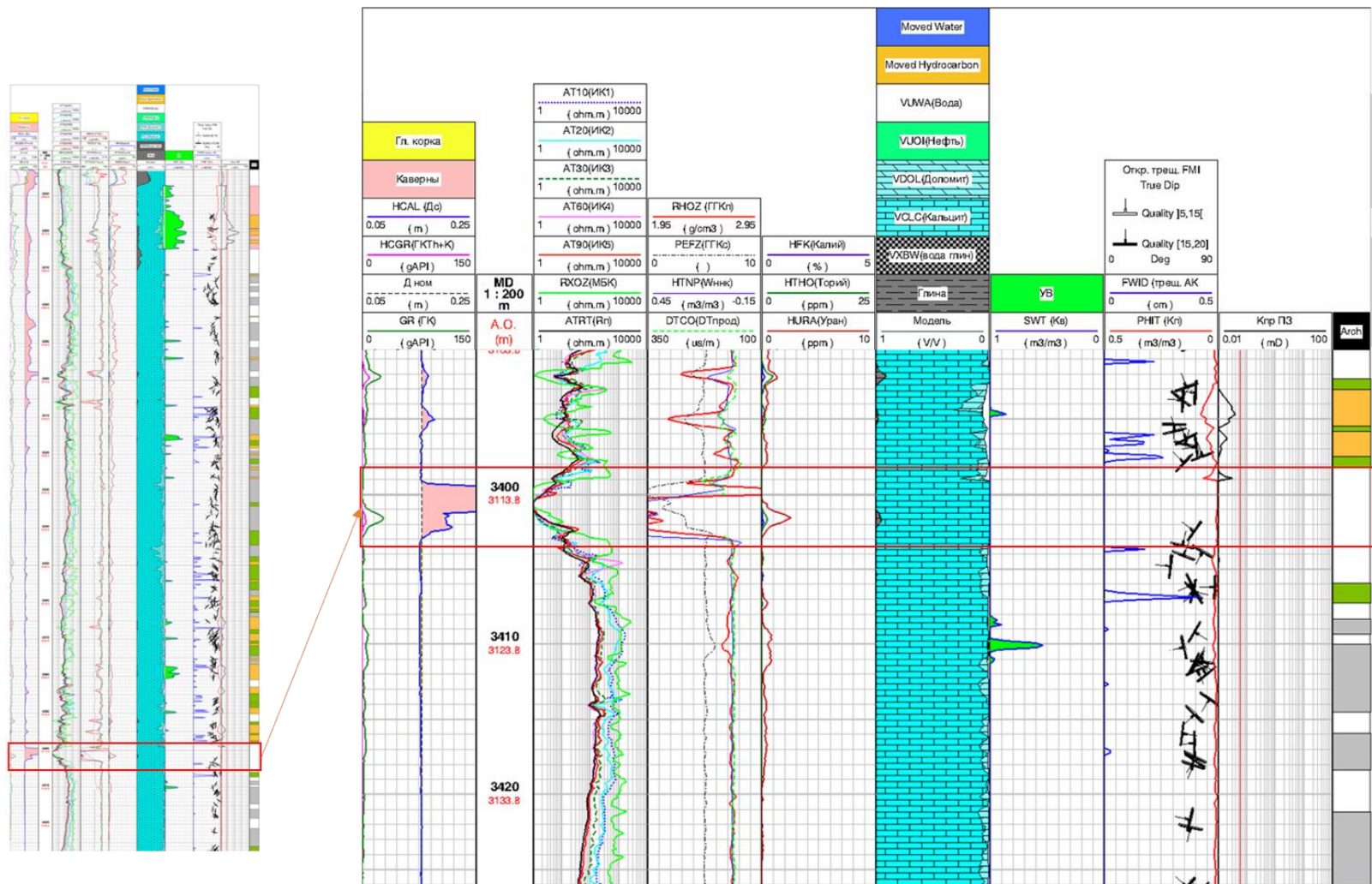


Рисунок 3.2 – Планшет с записью ГИС по данным Shlumberger с детализацией для первого интервала поглощений (3400 – 3403 м) (Антоненко А.А., 2014)

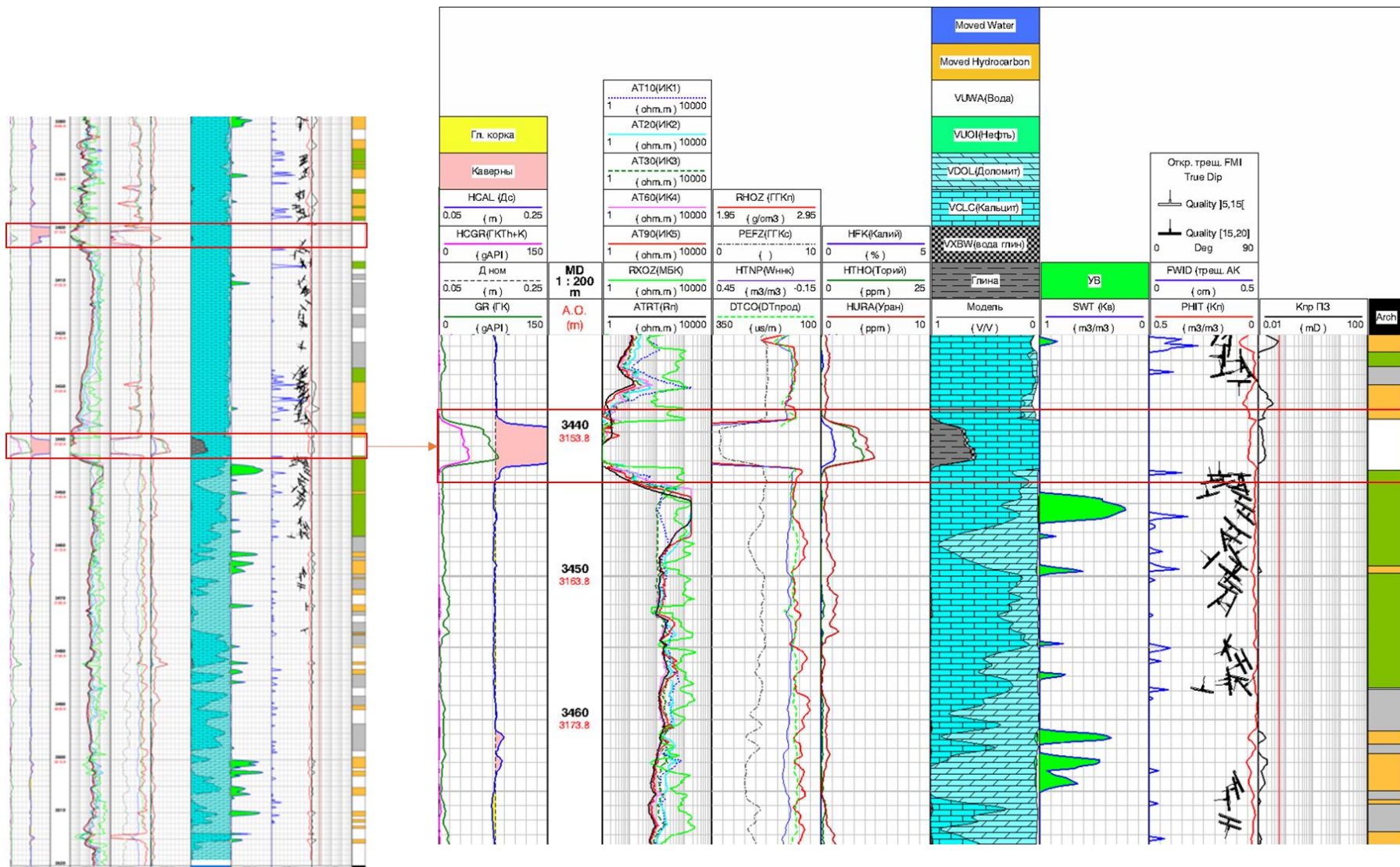


Рисунок 3.3 – Планшет с записью ГИС по данным Shlumberger с детализацией для первого интервала поглощений

(3439 – 3442 м) (Антоненко А.А., 2014)

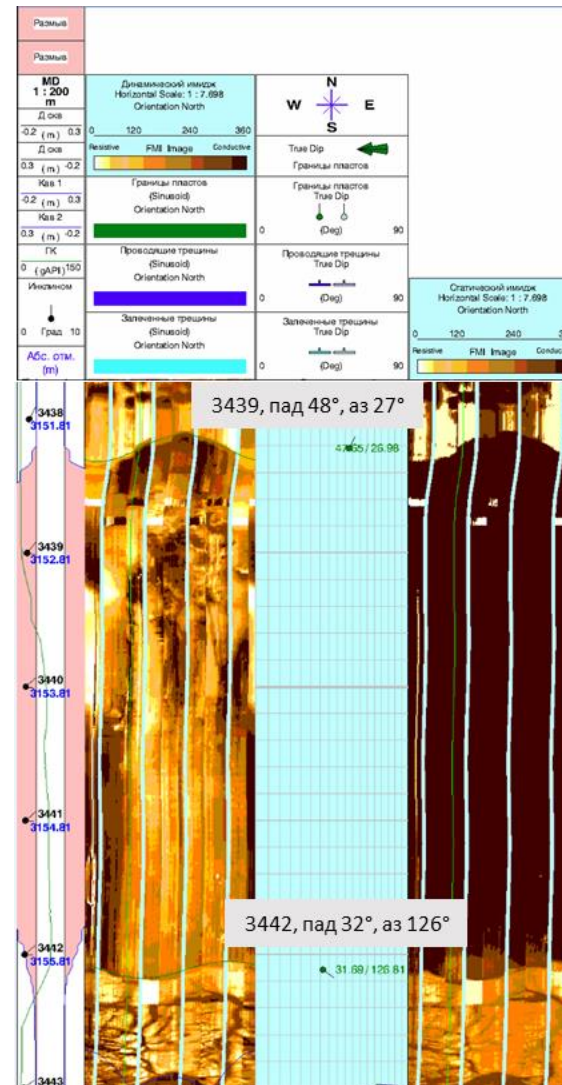
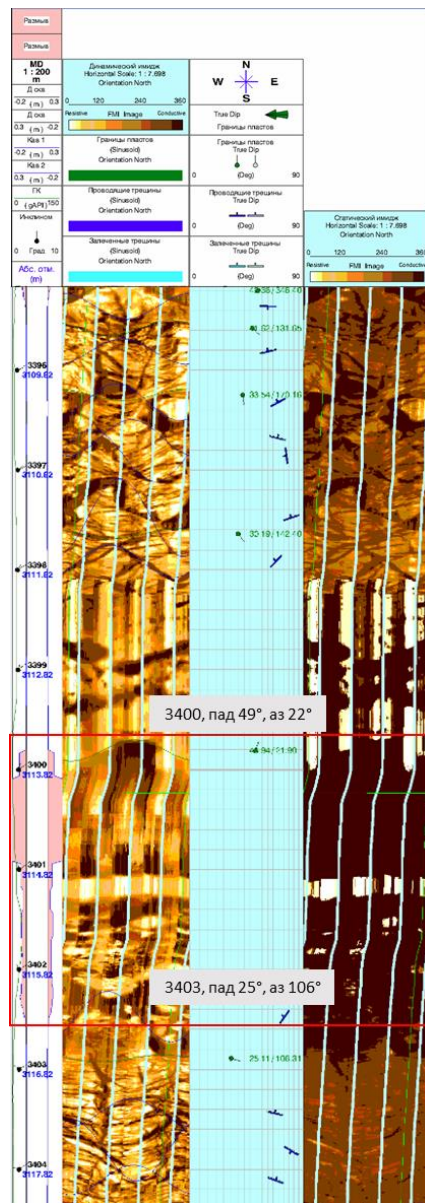
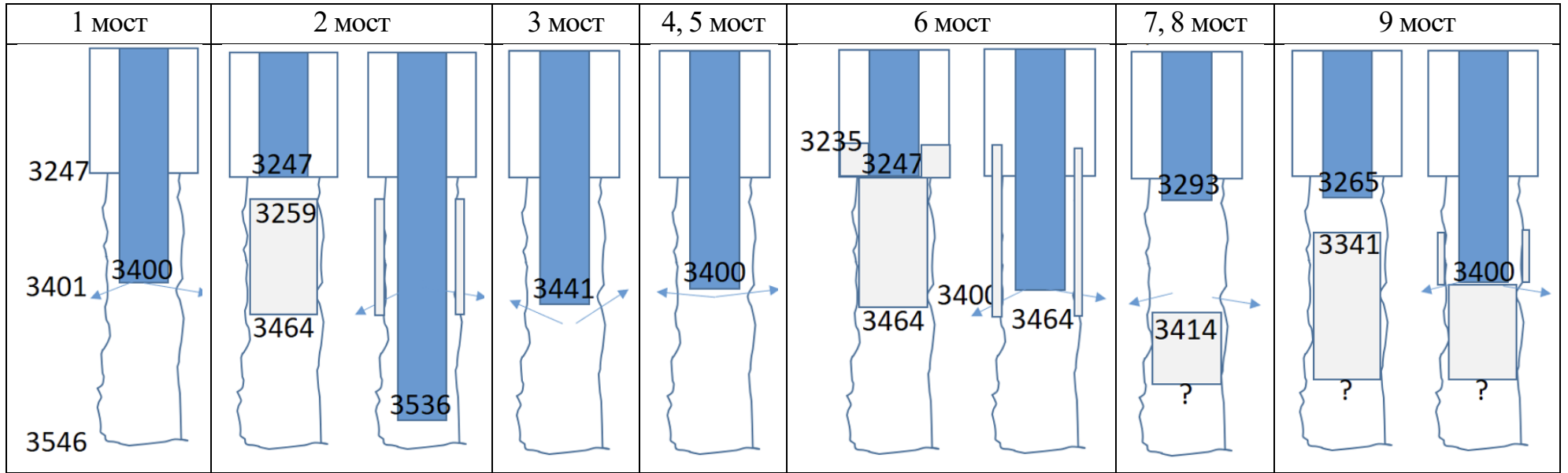


Рисунок 3.4 – Данные FMI напротив интервалов каверн и поглощений (Антоненко А.А., 2014)

Таблица 3.3 – Схематичный порядок установки цементных мостов (синий прямоугольник – буровой инструмент, серый прямоугольник – цемент, стрелками показаны интервалы поглощения цементного раствора) (Составила Куприянова К.А., 2023)



3.3 Связь структурных элементов с динамикой работы скважин

Скважины месторождения X вводятся в эксплуатацию, преимущественно, фонтанным способом, далее по различным причинам переводятся на механизированную добычу.

Исходными данными для анализа связи структурных элементов, выделенных по интерпретации поглощений, с динамикой работы скважин являются месячные эксплуатационные рапорты и данные о наличии каверн, узких и широких трещин.

Для анализа выбраны: время фонтанирования, время работы скважины, накопленная добыча. Время фонтанирования и темп падения добычи скважин характеризует емкость системы и область дренирования. Чем больше время фонтанирования и ниже темп падения дебита, тем выше емкость системы.

Для оценки связи наличия узких, широких трещин, каверн и емкости системы получено несколько интегральных параметров, описанных ниже.

3.3.1 Интегральный параметр

На начальных этапах сравнения поглощений и емкостных параметров, сделано предположение, что при большем количестве каверн, широких трещин и узких трещин, емкость системы выше. Введение количественного интегрального параметра обусловлено необходимостью поиска связи между тремя выделенными структурными элементами и динамикой работы скважин.

Итеративным методом было подобрано следующее уравнение для интегрального параметра трещин (I_k) (3.1):

$$I_k = 0,01 * N_n + 0,1 * N_w + N_c \quad (3.1)$$

где N_n – количество узких трещин,

N_w – количество широких трещин,

N_c – количество каверн.

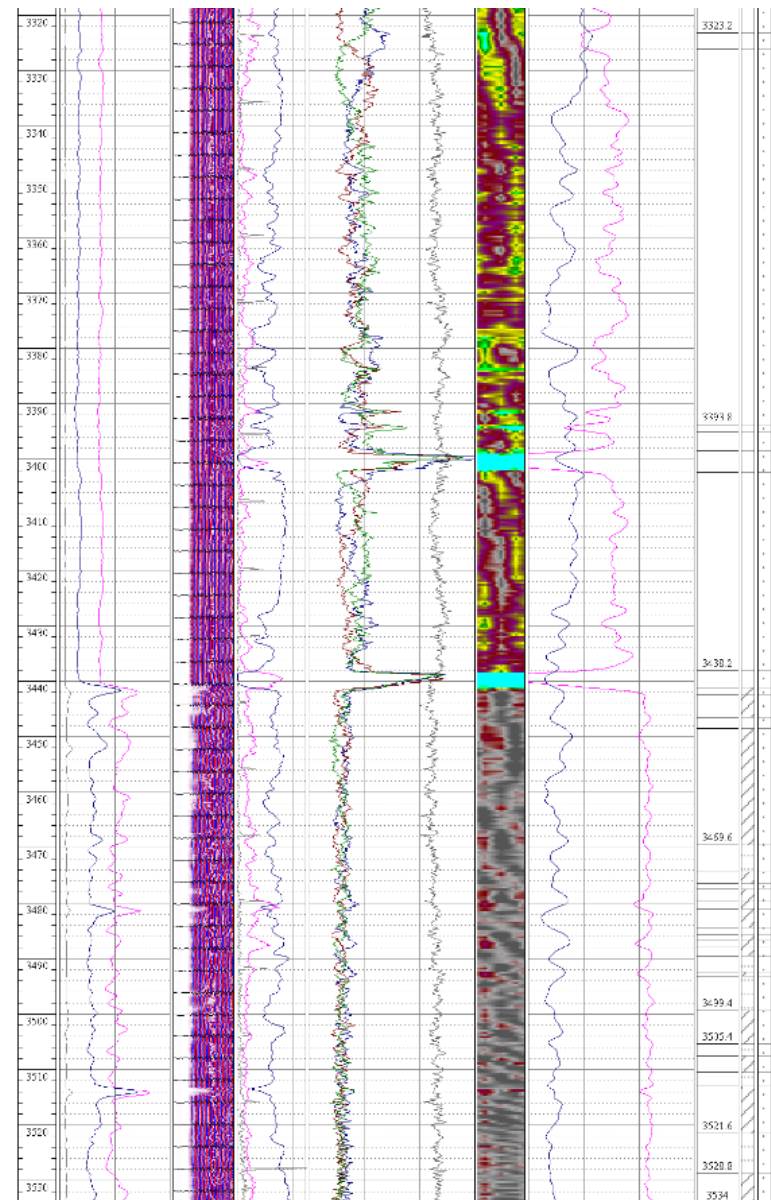
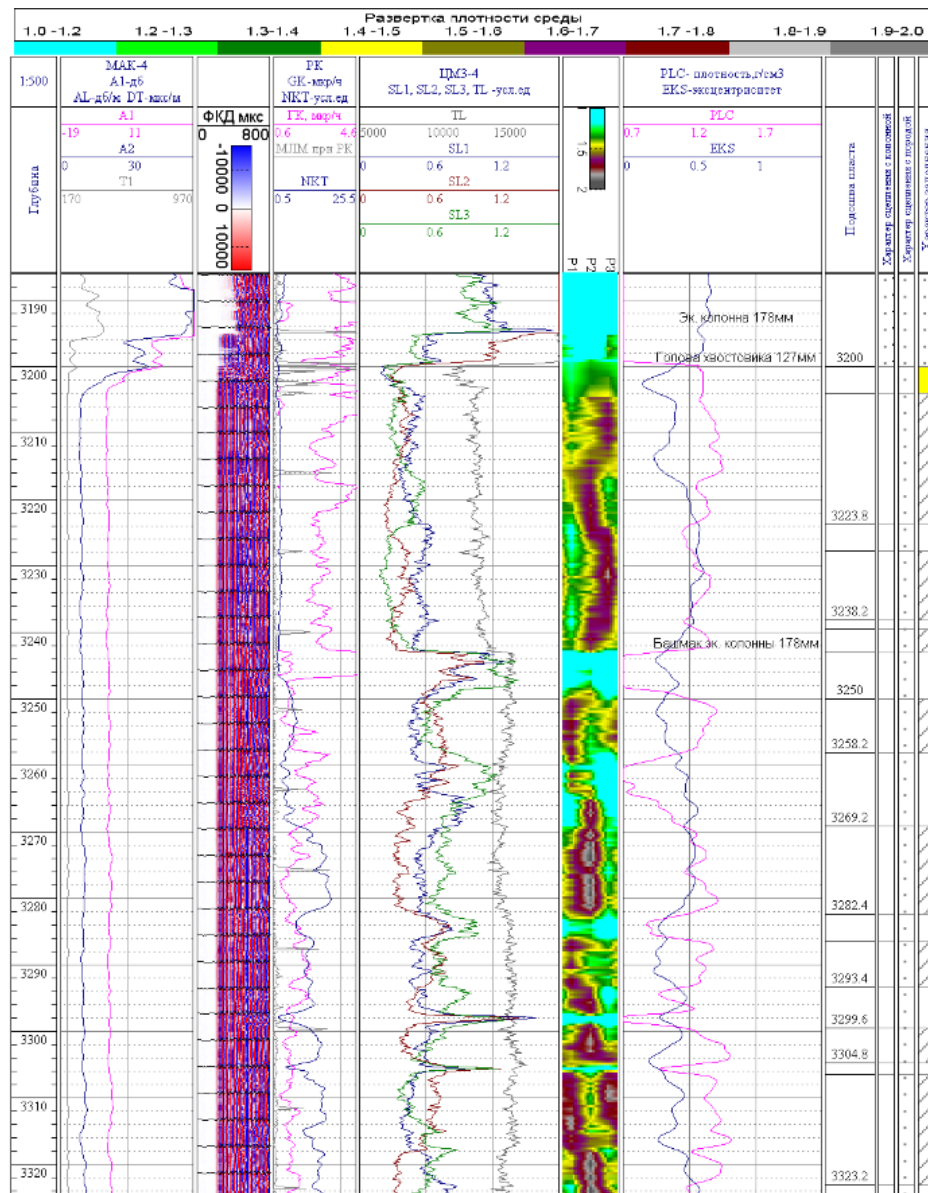


Рисунок 3.5 – Планшет по результатам акустической цементометрии скважин (Антоненко А.А., 2014)

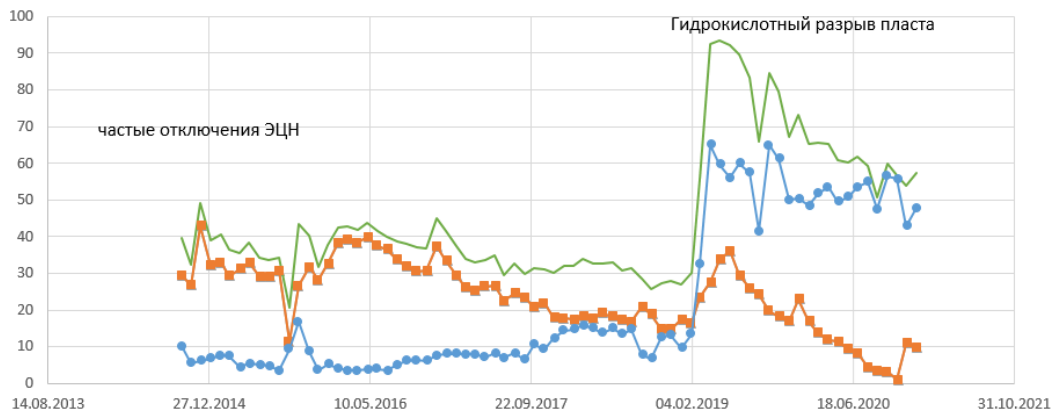


Рисунок 3.6 – Дебит жидкости (зеленая кривая, м³/сут), дебит нефти (оранжевая кривая, м³/сут) и обводненность (синяя кривая, %) для скважины X1
(Составила Куприянова К.А., 2023)

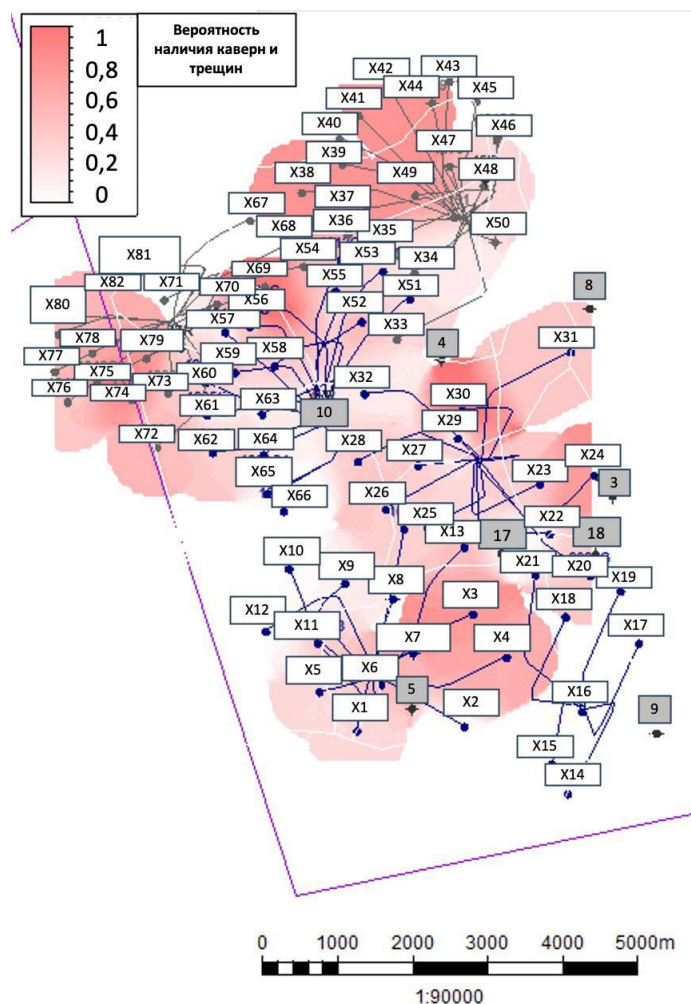


Рисунок 3.7 – Карта вероятности наличия структурных элементов (узких/широких трещин или каверн) по результатам интерпретации поглощений (белые прямоугольники – эксплуатационные скважины, серые прямоугольники – разведочные скважины)
(Составила Куприянова К.А., 2023)

Данный параметр показывает, что вклад каверн в качество ФЕС в 10 раз выше, чем вклад широких трещин и в 100 раз выше, чем вклад узких трещин.

Ниже (Рисунок 3.10) представлены общие зависимости времени фонтанирования, запускного дебита, накопленной добычи от количественного интегрального параметра (I_k). Как видно по графикам наблюдается тренд: параметры, характеризующие емкость системы выше при больших значениях интегрального параметра. Низкая корреляция при линейном тренде объясняется особенностью подхода к интерпретации. Например, замеченная потеря циркуляции, проинтерпретированная одной каверной, может вскрывать другие зоны как трещиноватости, так и каверн, но заметить это невозможно, так как невозможно оценить объемы поглощения ниже интервала потери циркуляции.

3.3.2 Параметр поглощения

Учитывая недостатки интегрального параметра (I_k), для выявления зависимости трещин и каверн с емкостными характеристиками скважин, предложен параметр поглощения (Ml), который учитывает значение расхода раствора при поглощениях. Параметр поглощения рассчитывается как сумма интенсивностей поглощения отнесенных к мощностям интервалов поглощений (3.2). Так как при потере циркуляции интенсивность поглощения записана не во всех скважинах, данное значение принято равным средним по всем скважинам и составляет 55 м³/час.

$$Ml = \sum \frac{I}{h} + a \quad (3.2)$$

где I – интенсивность поглощения, м³/час;

h – мощность интервала поглощения с данной интенсивностью, м.

a – поправка (+55 м³/час). Если потерю циркуляции удалось ликвидировать (поглощение на интервале 1 метр), поправка не вносилась

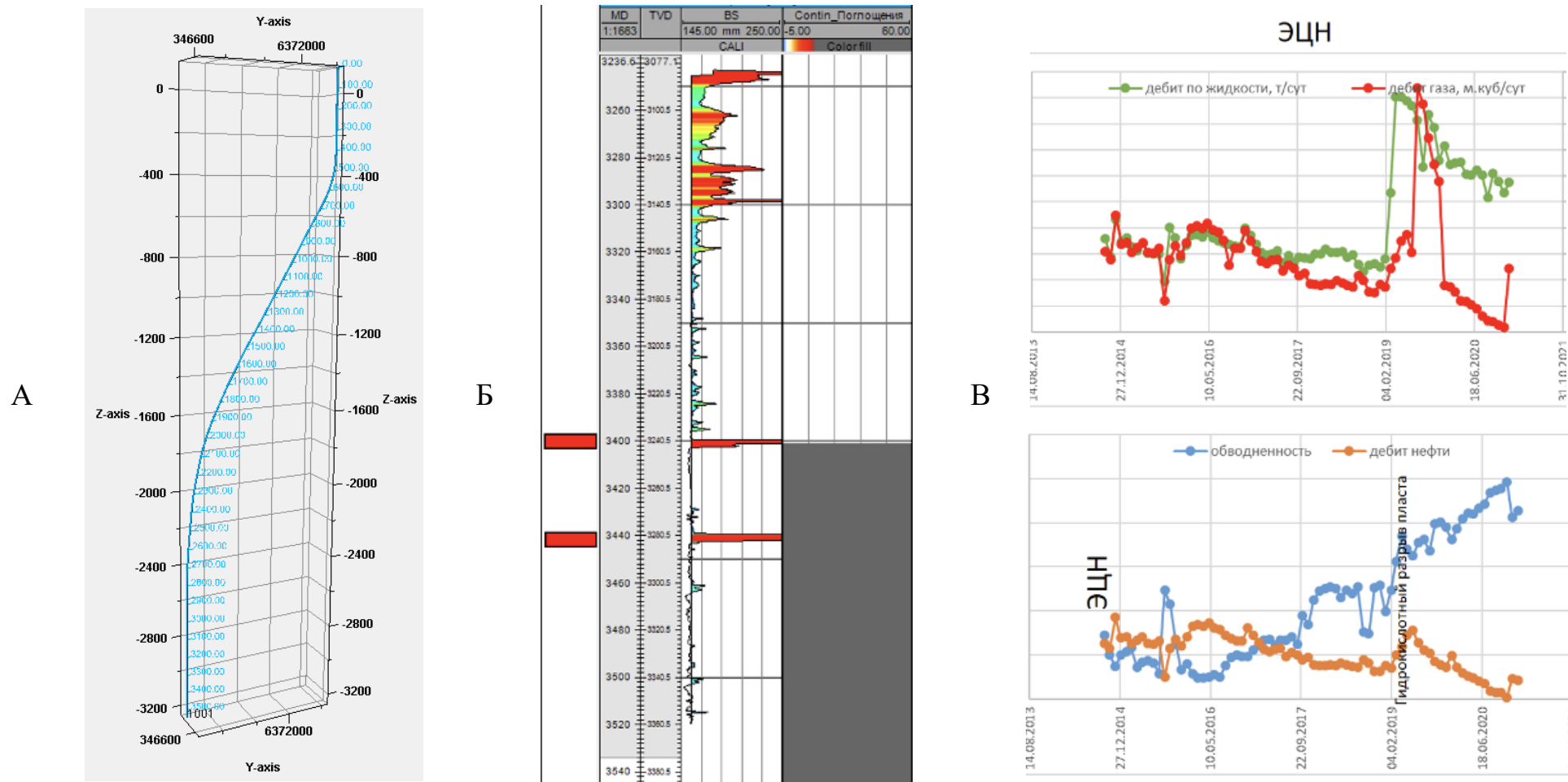


Рисунок 3.8 – Пример итоговой интерпретации поглощений и сравнение с динамикой работы скважины X1 (А – профиль ствола скважины, Б – каротаж каверномера с указанием кавернозных интервалов (красный прямоугольник), В – динамика работы скважины X1 (Составила Куприянова К.А., 2023)

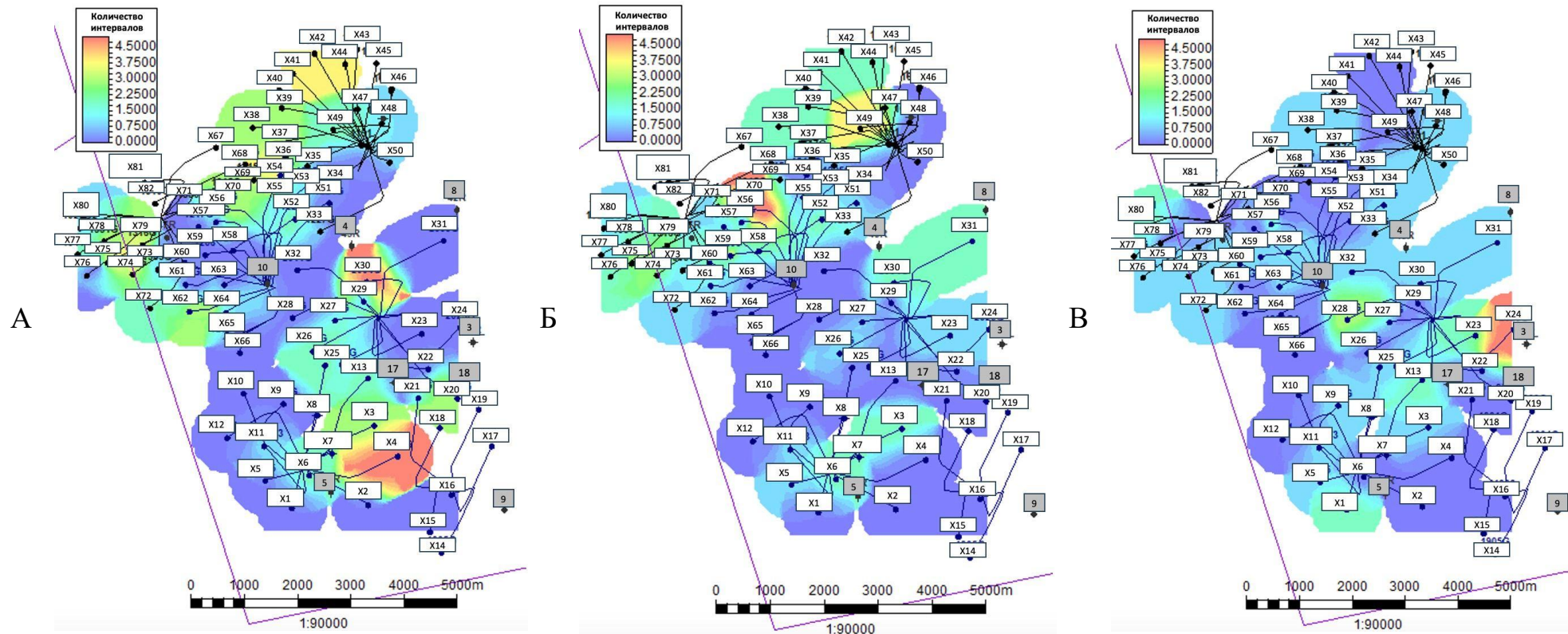


Рисунок 3.9 – Карта количества интервалов с узкими трещинами (А), широкими трещинами (Б) и кавернами (В) по интерпретации поглощений в скважинах месторождения X (Составила Куприянова К.А., 2023)

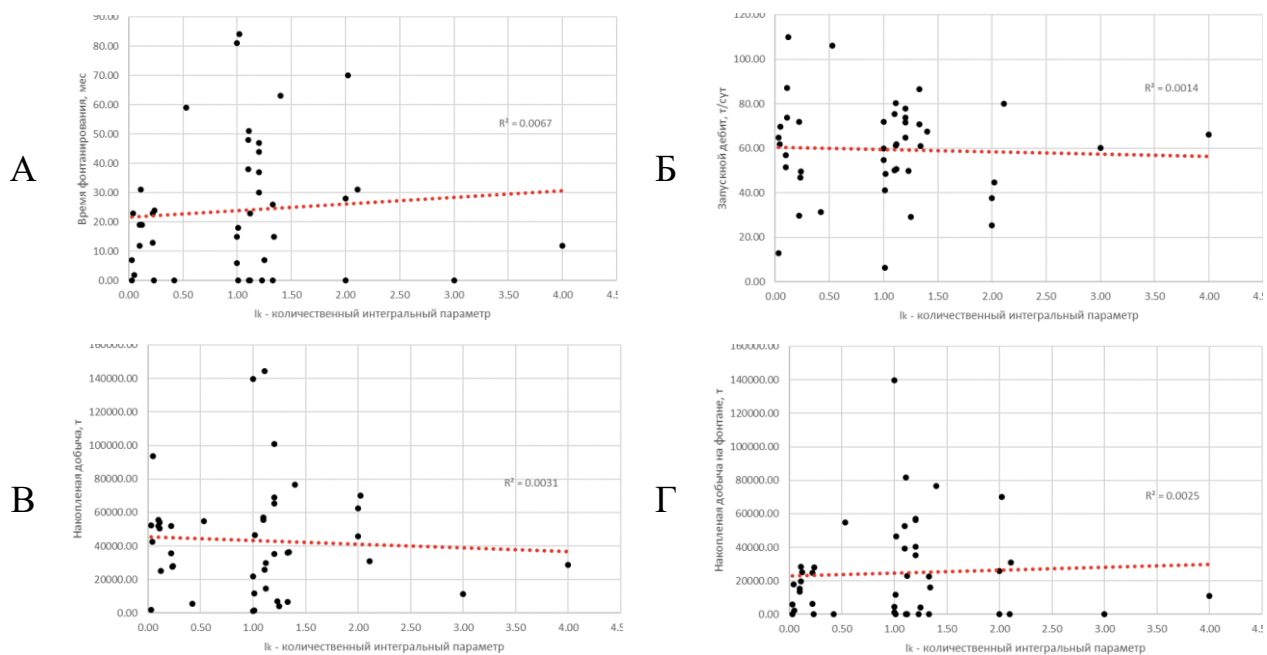


Рисунок 3.10 – Зависимости: I_k – время фонтанирования в месяцах (А); I_k – запускной дебит, т/сут. (Б); I_k – накопленная добыча нефти, т (В); I_k – накопленная добыча нефти за период работы в режиме фонтанирования, т (Г) (Составила Куприянова К.А., 2023)

При бурении без циркуляции интервала более одного метра, на данном интервале вводилась поправка, позволяющая корректно оценить вклад наиболее интенсивных поглощений (Таблица 3.4):

Таблица 3.4 – Пример расчета параметра поглощения (Составила Куприянова К.А., 2023)

Скважина	Мощность интервала поглощения, м	Интенсивность поглощения, м ³ /час	Параметр поглощения (формула)	Параметр поглощения (значение)
X59	6	15	15/6	2,5
	7	25	26/7	3,57
	2	25	25/2	12,5
	21	13	13/21	0,62
	1	55	55/1	55
	19	55	55/19+55	57,89
			Сумма	132,09

Ниже (Рисунок 3.11) представлены общие зависимости времени фонтанирования, запускного дебита, накопленной добычи от параметра поглощений.

Коэффициент корреляции по-прежнему низкий (не позволяющий использовать зависимости для количественного прогноза рассматриваемых параметров), однако тренд виден более явно: параметры, характеризующие емкость системы выше при больших значениях параметра поглощений, что говорит о связи интенсивности поглощения с параметрами работы скважины, и, соответственно, связи структурных элементов, выделенных в скважине с характеристиками коллектора.

Разброс значений также может быть обусловлен индивидуальными особенностями бурения каждой скважины: разные буровые растворы, разные способы снижения интенсивности при схожих условиях (различный состав и объемы прокачиваемых ВУС, разная степень снижения расхода бурового раствора).

3.4 Сравнение категорий скважин и выделенных структурных элементов

Для проверки гипотезы о связи динамики работы скважин со структурными элементами, выделенными по анализу поглощений, все скважины площади X были разделены на категории по характеру их работы от 1 (лучшая) до 6 (худшая) (Таблица 3.5). Наилучшими скважинами с точки зрения динамики работы являются скважины с высоким стартовым дебитом и длительным периодом работы на фонтанировании (категория 1), такие скважины должны быть обеспечены как высокой проницаемостью области дренирования (высокий дебит), так и высокой емкостью области дренирования (высокая емкость).

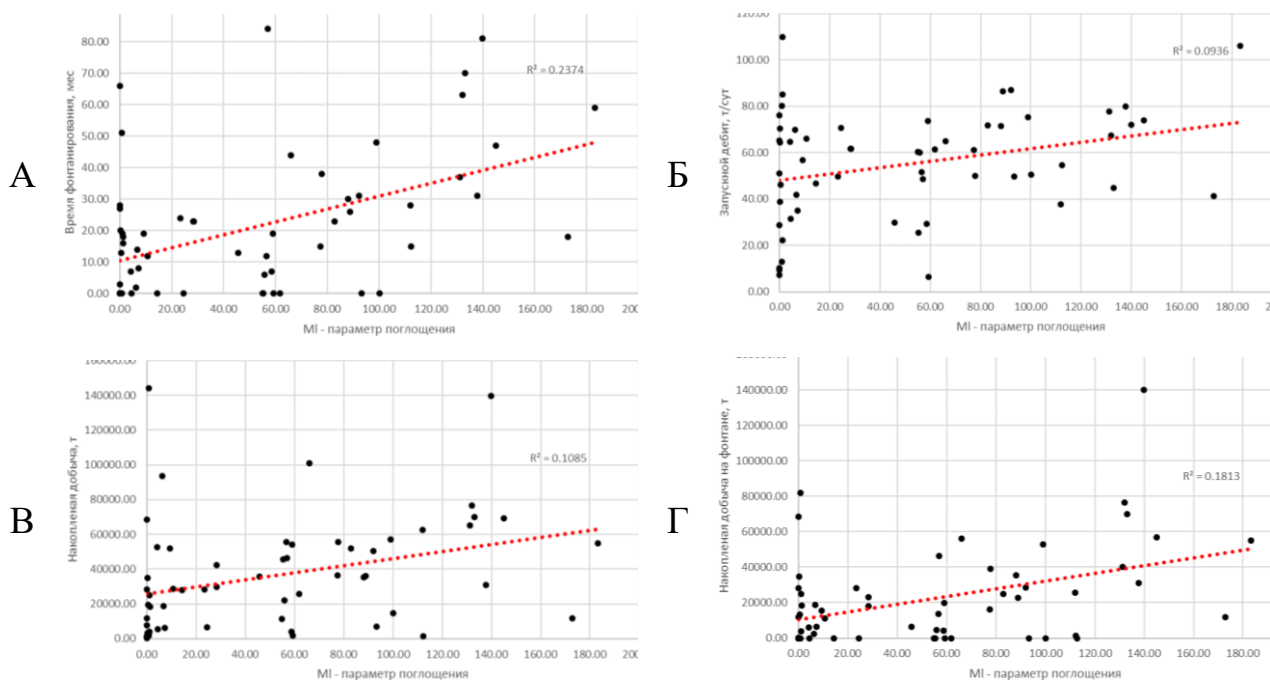


Рисунок 3.11 – Зависимости: MI – время фонтанирования в месяцах (А); MI – запускной дебит, т/сут. (Б); MI – накопленная добыча нефти, т (В); MI – накопленная добыча нефти за период работы в режиме фонтанирования, т (Г) (Составила Куприянова К.А., 2023)

На Рисунке 3.13 показаны карты категорий скважин и вероятность наличия структурных элементов (каверн и трещин, выделенных по данным интерпретации поглощений). Карты были построены скользящим окном с радиусом осреднения 800 м, такой подход позволяет построить карты на основе скважинных данных и определить наличие областей с близкими значениями. Как видно по Рисунку 3.12, большая часть месторождения X имеет высокую категорию скважин, т.е. в целом коллектор емкий и высокопроницаемый, более того области высоких и низких значений достаточно хорошо группируются, т.е. не разбросаны хаотично. Аналогичная ситуация наблюдается и для наличия структурных элементов.

Таблица 3.5 – Категории скважин на основе стартового дебита и темпа падения добычи жидкости

Категория скважины (области дренирования)	Стартовый дебит жидкости	Темп падения добычи жидкости
1. Высокая проницаемость и высокая емкость	$> 50 \text{ м}^3/\text{сут}$	менее $1,7 \text{ м}^3/\text{сут./мес.}$
2. Средняя проницаемость высокая емкость	от 20 до $50 \text{ м}^3/\text{сут}$	менее $1,7 \text{ м}^3/\text{сут./мес.}$
3. Средняя проницаемость средняя емкость	$> 20 \text{ м}^3/\text{сут}$	от $3,5 \text{ м}^3/\text{сут./мес.}$ до $1,7 \text{ м}^3/\text{сут./мес.}$
4. Высокая локальная проницаемость, низкая емкость	$> 50 \text{ м}^3/\text{сут}$	выше $3,5 \text{ м}^3/\text{сут./мес.}$
5. Средняя проницаемость низкая емкость	от 20 до $50 \text{ м}^3/\text{сут}$	выше $3,5 \text{ м}^3/\text{сут./мес.}$
6. Низкая проницаемость	$< 20 \text{ м}^3/\text{сут}$	–

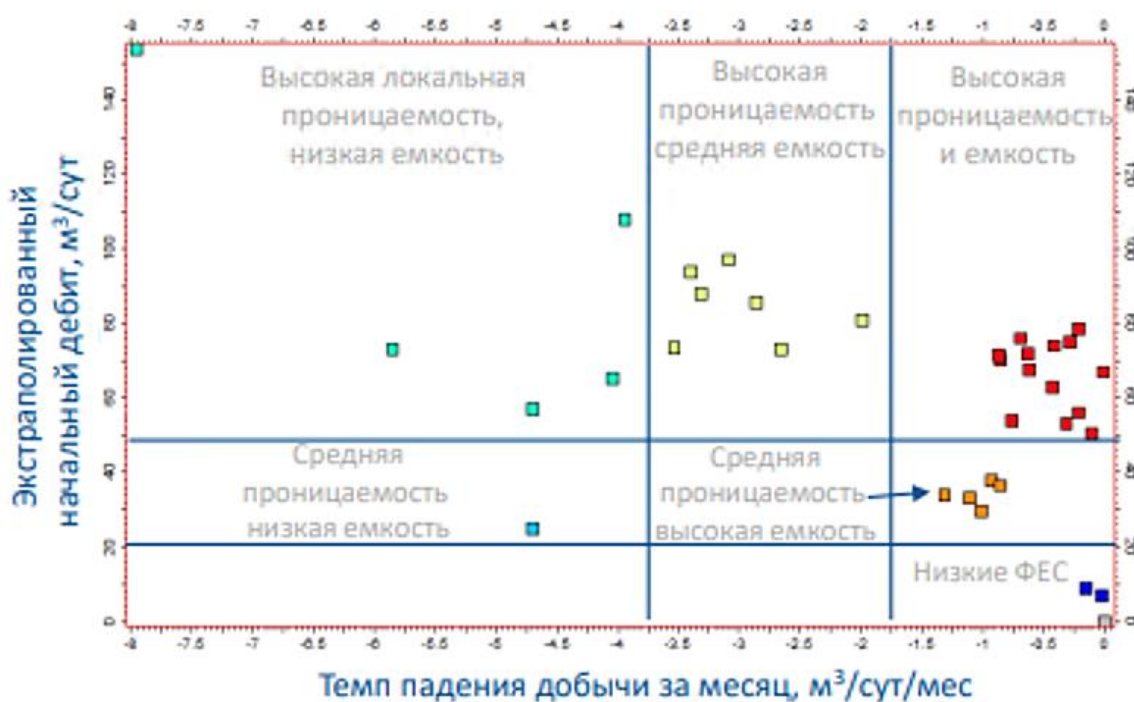


Рисунок 3.12 – Выделение категорий скважин на графике

(Составила Куприянова К.А., 2023)

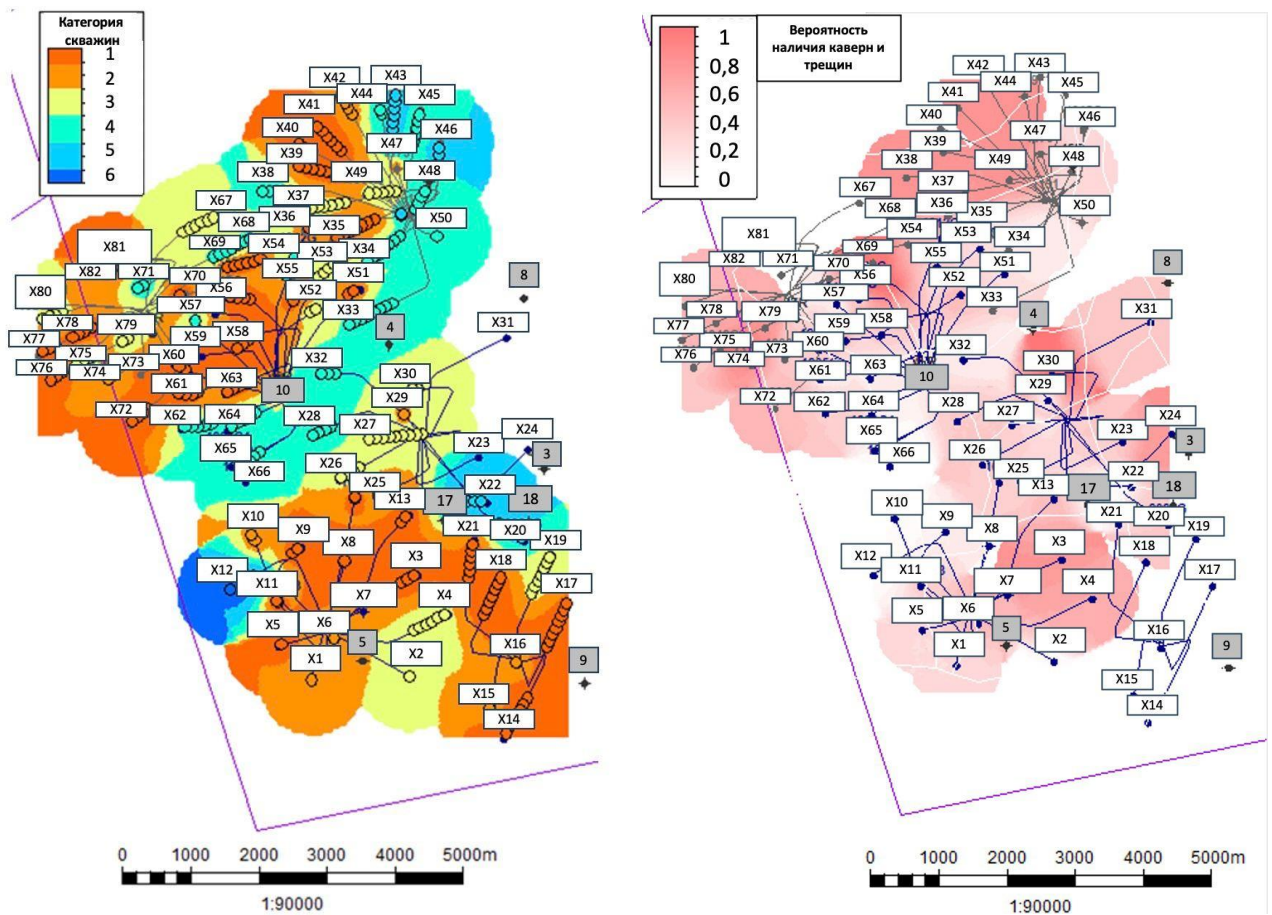


Рисунок 3.13 – Сравнение карты категории скважин (слева) и карты вероятности наличия каверн и трещин (справа) (Составила Куприянова К.А., 2023)

Аналогичное сравнение можно сделать по Рисунку 3.14, где показан интегральный параметр поглощения, описанный в Главе 3.2, увеличение интегрального параметра в целом соответствует увеличению категории скважин. Следует отметить, что сходство не 100%, т.е. по карте интегрального параметра можно судить о динамике работы скважин только на качественном уровне.

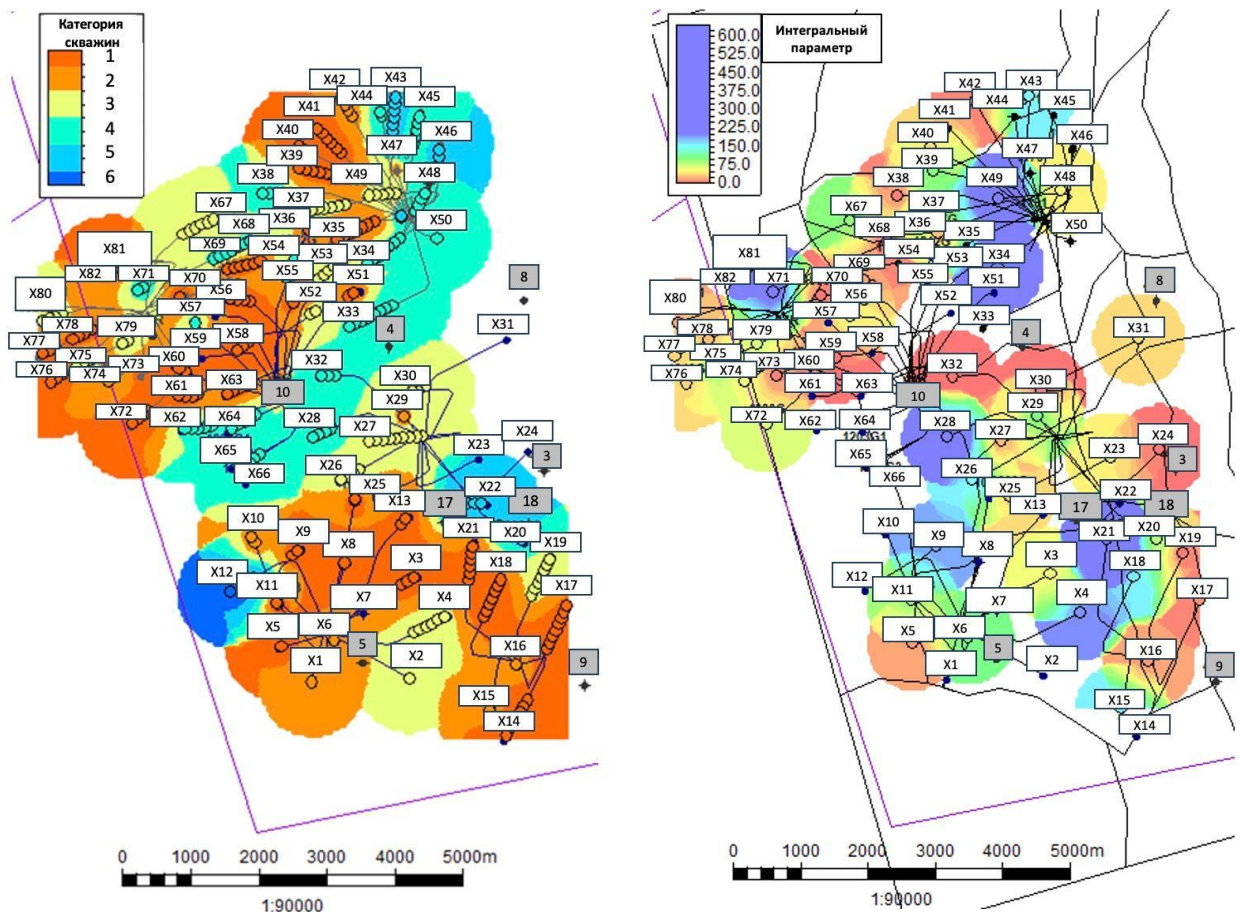


Рисунок 3.14 – Сравнение карты категории скважин (слева) и карты интегрального параметра (справа) (Составила Куприянова К.А., 2023)

3.5 Выводы

Таким образом установлено, что продуктивность скважин связана с поглощениями при бурении и вторичными структурными элементами. Данное заключение подразумевает возможность интерпретации наличия вторичных структурных элементов (трещин, каверн) по данным о поглощениях бурового раствора и связь выделенных структурных элементов в скважине с последующей динамикой ее работы (стартовым дебитом, темпом падения добычи). Исходя из выполненного исследования, сделан ряд выводов:

1. На основе фактических данных подтверждена правомерность интерпретации поглощений во время бурения для выделения структурных элементов на основе подхода, представленного в Главе 1;

2. Наиболее проницаемые и емкие интервалы характерны для интервалов потери бурового раствора при бурении скважины и выделяются по кавернометрии, параметрам режима бурения и АКЦ;

3. Интерпретация наличия каверн и трещин в пласте может быть проведена с помощью анализа интенсивности поглощения и данных кавернометрии;

4. Наличие открытых трещин по FMI и кросс-дипольной акустике по рассмотренным скважинам не сопровождается поглощениями и притоком при эксплуатации;

5. Характеристика поглощений и динамика работы скважин может быть адекватно объяснена влиянием каверн совместно с трещинами различной проницаемости;

6. Наблюдается связь периода фонтанирования скважин с интенсивностью поглощений при бурении и наличием каверн, что говорит о большем влиянии каверн на емкость коллектора;

7. Преобладание на площади трещин и каверн говорит, в целом, о высокой связанности коллектора;

8. Для ликвидации поглощений не рекомендуется установка цементных мостов.

4. Финансовый менеджмент, ресурсоэффективность и ресурсосбережение

Финансовый анализ является одним из важнейших направлений в разработке месторождений и имеет существенное значение для развития страны. Эксплуатация месторождений способствует укреплению промышленного и инфраструктурного потенциала, созданию новых рабочих мест, приросту национального дохода и улучшению жизненного уровня населения.

Экономическое обоснование разработки месторождения основано на анализе финансовых и экономических показателей, которые позволяют определить эффективность предполагаемого проекта. В данной главе будут рассмотрены факторы, влияющие на экономическую целесообразность одного из важнейших аспектов разработки карбонатных месторождений с трудноизвлекаемыми запасами, а также будет проведен анализ финансовых рисков и выгод, связанных с этим процессом.

В ходе эксплуатации карбонатного коллектора возникает ряд сложностей и рисков, связанных с бурением и геологическим строением, среди которых:

- 1) газонефтеводопроявления (ГНВП);
- 2) дифференциальный прихват, затяжки, посадки;
- 3) поглощения бурового раствора;
- 4) обвалообразования;
- 5) прихваты обсадной/бурильной колонны, бурового инструмента;
- 6) не подтверждение геологических целей.

Так, параметром, который материально характеризует вышеуказанные риски и осложнения, является средняя стоимость скважины. Такой аспект является важным фактором по нескольким причинам:

- 1) позволяет оценить затраты на разработку месторождения и определить его коммерческую ценность;
- 2) помогает предприятию планировать бюджет на разработку;

3) позволяет предприятию принять решение об инвестировании собственных средств в данный проект;

4) сравнительный анализ эффективности и перспективности проектов.

В целом, понимание средней стоимости скважины для разработки месторождения помогает компаниям принимать обоснованные решения и управлять своей деятельностью более эффективно.

Для подбора оптимальной стоимости скважины в данной главе используется такой метод финансового анализа, как дерево решений. Дерево решений – это графическое представление принятия решений в экономической сфере.

В анализе подобного рода узлы представляют различные возможные варианты решений или события, а ребра обозначают последовательность действий или связь между ними. Каждый узел имеет свои вероятности, стоимости и пользу (выгоду), анализ которых позволяет определить наилучшее решение.

Дерево решений может использоваться в различных областях экономики. Например, в инвестиционном решении, дерево решений может показать различные варианты инвестиций и их вероятность успеха, чтобы выбрать наиболее выгодный вариант. В сфере маркетинга, дерево решений может помочь определить стратегию продажи товаров или услуг на основе потребностей рынка и конкурентного анализа.

Преимущество использования дерева решений в экономическом анализе заключается в его способности к моделированию комплексных проблем и принятию рациональных решений на основе вероятностных и стоимостных оценок. Оно также может помочь исследователям и экономистам прогнозировать результаты различных сценариев и определить оптимальные стратегии.

Недостатком дерева решений является его упрощение действительности и предположение о предсказуемости событий и вероятностях. Кроме того,

создание и анализ дерева решений может быть сложным процессом, требующим достаточного объема данных и экспертных знаний.

В целом, дерево решений является полезным инструментом для анализа экономических проблем и принятия рациональных решений, позволяя учесть неопределенность и различные сценарии. Оно может быть использовано в различных областях экономики, помогая экономистам и менеджерам предсказывать и оптимизировать результаты бизнес-процессов и стратегий. В общем виде дерево решений для оценки эффективности того или иного проекта выглядит следующим образом (Рисунок 4.1):

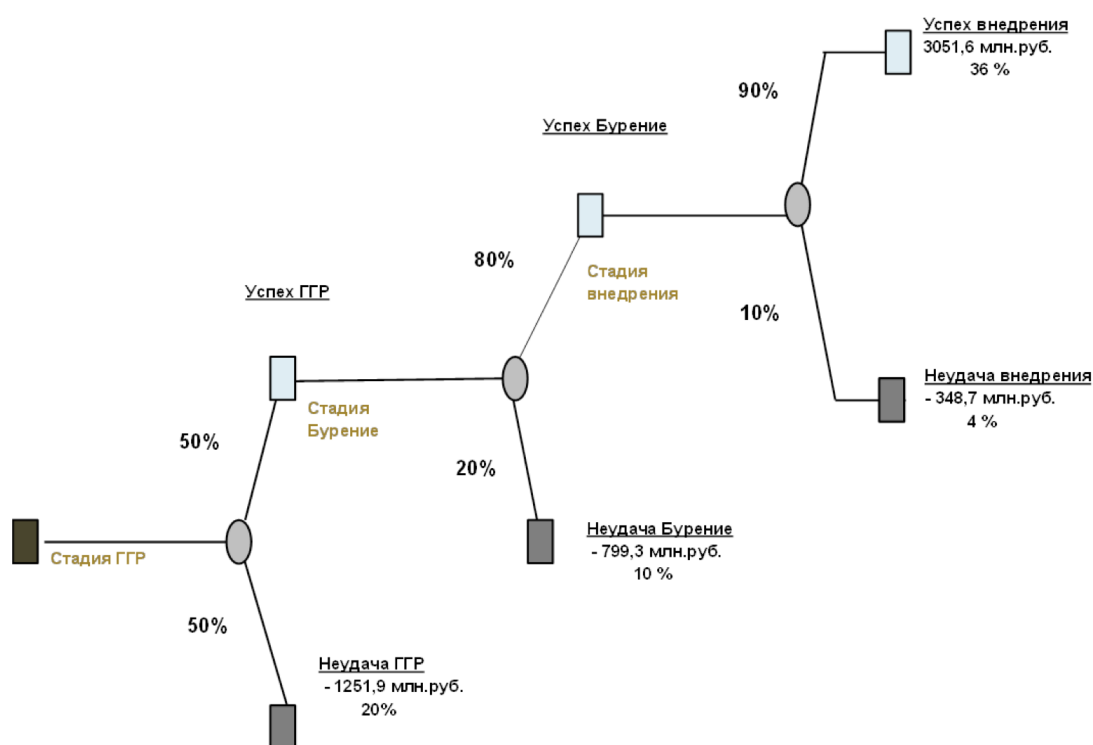


Рисунок 4.1 – Оценка эффективности проекта с использованием дерева решений, с вероятностями 50%-80%-90% на каждом этапе (Чадина Д.Н., 2015)

На месторождении X принятая в расчетах стоимость строительства эксплуатационной скважины составила 104 млн. руб./скв. К данной сумме необходимо прибавить существующие осложнения и риски по исследуемым скважинам, а также расходы на те или иные сценарии и операции. Исходными данными для принятия решений являются (Таблица 4.1):

Таблица 4.1 – Исходные данные для построения дерева решений
(Составила Куприянова К.А., 2023)

Операция/осложнения	Стоимость
Установка 1 цементного моста	1,044 млн.руб./мост
Время на ОЗЦ	12 час.
Аренда буровой установки	1 млн./сут.
Техническая вода	47 тыс.руб./тн
Аварии	1,7 млн.руб./скв.
Установка азотной станции	19 млн.руб.
РУО	705 тыс. руб./тн
Бурение на депрессии (оборудование)	70 млн.руб.
Потеря циркуляции раствора	1 млн.руб.
Кольматационная пачка	2 млн.руб./скв.
Буровой раствор	90 тыс.руб./тн

Так, рассчитано несколько сценариев осложнений и их ликвидаций для определения оптимальной стоимости эксплуатационной скважины:

- 1) бурение без поглощений – 104 млн.руб.;
- 2) бурение с небольшими объемами поглощений с использованием облегченного бурового раствора и признаками ГНВП – 126,7 млн.руб.;
- 3) бурение с небольшими объемами поглощений с использованием облегченного бурового раствора без признаков ГНВП – 125 млн.руб.;
- 4) бурение с небольшими объемами поглощений и закачкой кольматационной пачки – 106,5 млн.руб.;
- 5) бурение с потерей циркуляции, установка цементных мостов результата не дала, переход на техническую воду – 117,1 млн.руб.;
- 6) бурение с потерей циркуляции, установка цементных мостов прошла успешно – 116,6 млн.руб.;
- 7) бурение с потерей циркуляции на депрессии, РУО и признаками ГНВП – 184,8 млн.руб.;
- 8) бурение с потерей циркуляции на депрессии, РУО, без признаков ГНВП – 183,2 млн.руб.;
- 9) бурение с потерей циркуляции на технической воде с авариями – 107,2 млн.руб.;

10) бурение с потерей циркуляции на технической воде без аварий – 105,5 млн.руб.

Далее необходимо определиться с вероятностями тех или иных событий исходя из опыта бурения месторождения X (Таблица 4.2).

Таблица 4.2 – Вероятности возможных событий в дереве решений (Составила Куприянова К.А., 2023)

Событие	Вероятность
Бурение без поглощений	0,56
Бурение с небольшими объемами поглощений с использованием облегченного бурового раствора и признаками ГНВП	0,57
Бурение с небольшими объемами поглощений с использованием облегченного бурового раствора без признаков ГНВП	0,43
Бурение с потерей циркуляции, установка цементных мостов результата не дала, переход на техническую воду	0,73
Бурение с потерей циркуляции, установка цементных мостов прошла успешно	0,27
Бурение с потерей циркуляции на депрессии, РУО и признаками ГНВП	0,68
Бурение с потерей циркуляции на депрессии, РУО, без признаков ГНВП	0,32
Бурение с потерей циркуляции на технической воде с авариями	0,69
Бурение с потерей циркуляции на технической воде без аварий	0,31

Например, для определения вероятности бурения без поглощений был проанализирован весь фонд скважин на предмет наличия поглощений (из 82 скважин в 35 обнаружено поглощение), для определения вероятности частичного/полного поглощения рассмотрены суточные рапорты бурения эксплуатационных скважин (28 скважин из 73 рассмотренных имеют поглощения с потерей циркуляции). Для определения вероятности успешной установки цементного моста также рассмотрены суточные рапорты (3 из 14 мостов сработали и дали положительный результат).

Таким образом, в ходе анализа возможных вариантов событий с помощью дерева решений найдена оптимальная стоимость скважины с учетом рисков и вероятностей то или иного события (Рисунок 4.2).

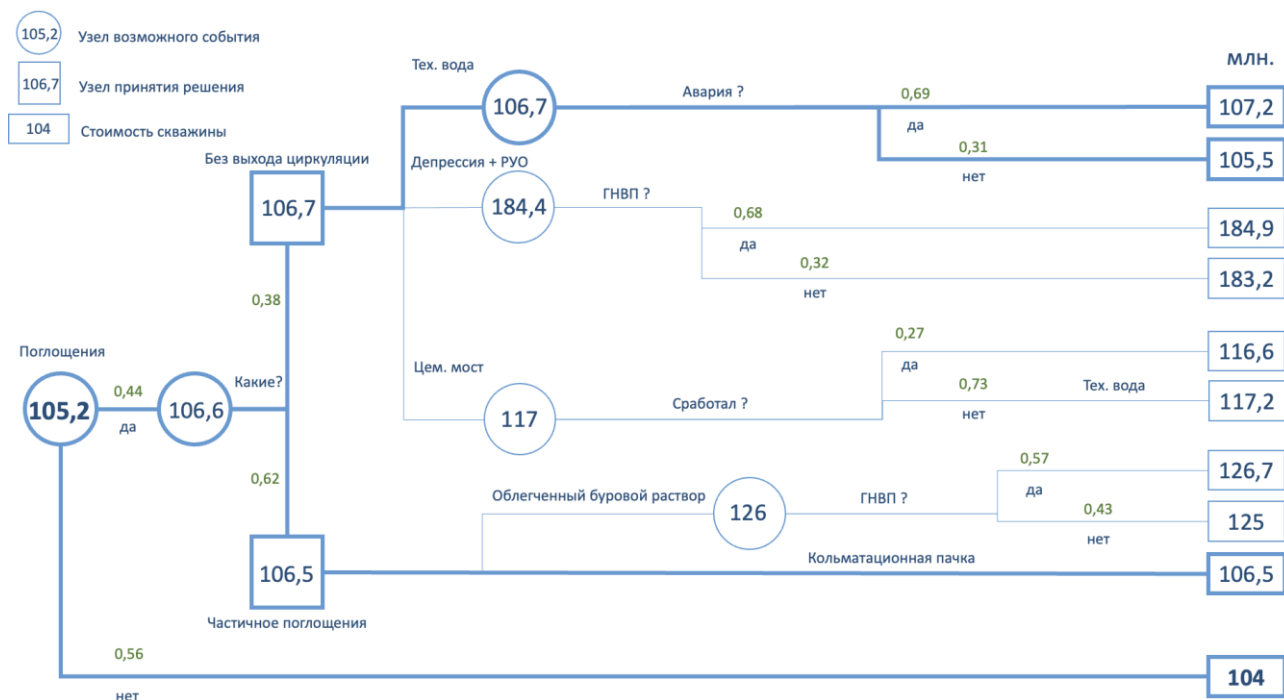


Рисунок 4.2 – Алгоритм принятия решения об оптимальной стоимости скважины с помощью дерева решений (Составила Куприянова К.А., 2023)

Исходная стоимость скважины без учета риска поглощений составляет 104 млн. руб., в то же время самым экономически выгодным является вариант с использованием в качестве бурового раствора технической воды в случае поглощения. Если поглощения частичные, наиболее выгодным вариантом является закачка кольматационной пачки в интервал поглощения. Исходя из данных вариантов с помощью узлов принятия решения выявлена оптимальная стоимость скважины, составляющая 105,2 млн. руб.

Таким образом, с учетом вышеуказанных рисков и осложнений в ходе бурения, с помощью проведенного анализа принятия решения при дальнейшей эксплуатации объекта недропользования предприятие будет понимать, какой убыток по сравнению с исходной стоимостью скважины принесет то или иное осложнение, а также возможные риски, связанные с данным событием.

5. Социальная ответственность

Выявление и разработка факторов (критериев) прогноза продуктивности карбонатного коллектора месторождения X Нюролькой впадины является главной целью данной работы. Исследования такого рода требуют статистическую обработку огромного количества данных, для чего необходимым является наличие современной вычислительной техники. В ходе работы был использован персональный компьютер (ПК) с процессором Intel Core i7-7700, графическим ускорителем AMD Radeon HD 7700 и оперативной памятью в размере 16 Гб. Изображение выводилось с помощью монитора BENQ с разрешением 1920x1080 и частотой обновления 60 Гц. В качестве дополнительного оборудования использовался портативный компьютер (ноутбук) с чипом M1, 8-ми ядерным графическим процессором и оперативной памятью объемом 8 Гб. Расчет необходимых параметров производился в учебной аудитории Томского политехнического университета.

В рамках данной главы диссертации предлагается рассмотреть вредные и опасные факторы, влияющие на учащегося (работника) во время осуществления поставленной цели. Таким образом, рассмотрение влияющих на работу факторов должно выявить отклонения условий труда от норм, предусмотренных ГОСТ, и предотвратить (или максимально снизить) вредные и опасные факторы условий труда учащегося (работника).

5.1 Правовые и организационные вопросы обеспечения безопасности

Учет рабочего времени

Существует правовой документ – статья трудового кодекса Российской Федерации (ТК РФ) № 100 [10], согласно которому режим рабочего времени должен предусматривать пятидневную рабочую неделю с двумя выходными днями, при этом недельная продолжительность рабочего времени не должна превышать 40 часов. Такой режим должен быть единым для всех сотрудников

организации, также должны быть регламентирующие перерывы для сотрудников с целью снижения нервно-эмоционального напряжения, о которых необходимо сообщить каждому под роспись. Продолжительность перерывов должна быть в пределах от 30-ти минут до 2-х часов в течение рабочего дня.

Возможно сокращение рабочего времени. У сотрудников возрастом менее 16 лет рабочее время составляет не более 24 часов в неделю. У сотрудников возрастов от 16 до 18 лет – не более 35 часов в неделю, как и для категорий граждан, относящихся к инвалидам I и II групп.

Помимо рабочего графика, организация обязуется предоставлять ежегодный оплачиваемый отпуск всем сотрудникам в размере 28 календарных дней.

Социальное страхование

Согласно ТК РФ федерального закона (ФЗ) № 125 [13], каждый сотрудник имеет право на обязательное социальное страхование (социальный пакет). В него должны входить:

- 1) оплата больничного отпуска;
- 2) выходные пособия;
- 3) оплачиваемый отпуск;
- 4) техническое оборудование для работы: ПК, гарнитура, мониторы и т.д.;
- 5) корпоративные мероприятия, подарки для детей;
- 6) пособия по материнству и родам;
- 7) страхование от несчастных случаев на производстве и профессиональных заболеваний;
- 8) предварительные и периодические медицинские осмотры.

Также у некоторых работодателей этот список может быть расширен:

- 1) добровольное медицинское страхование (ДМС);
- 2) корпоративная мобильная связь и интернет;
- 3) корпоративный транспорт;

4) льготы на обучение или продукцию компании и партнеров.

Оплата труда

Организация обязана предоставлять ежемесячную заработную плату (ЗП) всем сотрудникам, при этом, согласно ТК РФ № 135 [11], ЗП устанавливается заключенным между заказчиком (работодателем) и исполнителем (сотрудником) трудовым договором в соответствии с действующей у работодателя системой оплаты труда. Также в некоторых случаях в качестве трудового договора может выступать договор гражданско-правового характера (ГПХ), который также должен предусматривать систематическую оплату труда для сотрудника. В иных случаях, согласно ТК РФ ст. 137 [12], возможно удержание ЗП.

5.2 Организация работы, расположение и компоновка рабочей зоны

Согласно СанПиН 2.2.2/2.4.1340-03 «Гигиенические требования к персональным электронно-вычислительным машинам и организации работы» [6], рабочая зона с ПК должна располагаться так, чтобы источник естественного освещения располагался предпочтительнее слева (Рисунок 5.1).

Согласно Рисунку 5.1, при нахождении в рабочей зоне нескольких рабочих мест, расстояние между 2-мя мониторами не должно быть менее 2-х метров, между боковыми соседними мониторами – не менее 1,2 метров, между монитором и стеной – не менее 1 метра.

Корпус системного блока должен быть заземлен и выполнен из толстых слоев металла (большая шумоизоляция и защита от электромагнитного излучения). Кроме того, необходимо учитывать расположение плоскости экрана по отношению к зрительному центру пользователя. Считывание информации будет наиболее эффективным при расположении экрана ниже уровня глаз, обычно вниз от горизонтали в 15 градусов. При этом расстояние от монитора до зрительного центра пользователя должно быть не менее 600 м.

Клавиатура предпочтительно должна иметь подставку для кисти, так же, как и компьютерная мышь, форма которой должна подбираться индивидуально для каждого пользователя для предотвращения профессионального заболевания связок и суставов запястья.

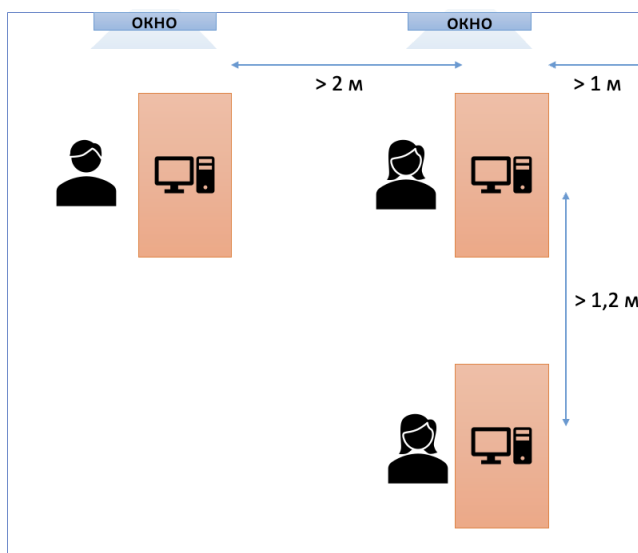


Рисунок 5.1 – Размещение рабочих мест относительно друг друга
(Составила Куприянова К.А., 2023)

Конструкция рабочего кресла (стула) должна предусматривать рациональное положение тела при работе на персональной электронно-вычислительной машине (ПЭВМ), позволять менять позу для предотвращения профессионального заболевания, связанного со статическим напряжением мышц шейно-плечевой области и спины. Рабочее кресло должно быть обеспечено подъемно-поворотным механизмом, фиксироваться и регулироваться по высоте и углам наклона сиденья (вперед до 15 градусов и назад до 5 градусов) и спинки (в пределах +/- 30 градусов). Регулировка высоты поверхности сиденья в пределах 400 – 550 мм.

Высота рабочего стола должна регулироваться в пределах от 680 до 800 мм, при отсутствии регулировки должна составлять 725 мм.

На данный момент в рабочем помещении функцию рабочего стула выполняет кресло, характеристики которого не соответствуют методическим

указаниям по безопасности труда. Для безопасной работы необходимо приобрести кресло, которое будет обеспечивать регулировку по высоте и углам наклона сиденья и спинки, предпочтительно с подлокотниками.

5.3 Производственная безопасность

В ходе этапа разработки могут происходить различные процессы, приостанавливающие или прекращающие деятельность сотрудника. Для предотвращения возможных вредных и опасных факторов в целях производственной безопасности необходимо провести их анализ. Таким образом, возможные вредные и опасные факторы производства представлены в таблице ниже (Таблица 5.1) [1]:

Таблица 5.1 – Возможные вредные и опасные факторы на этапе разработки (ГОСТ 12.0.003-2015, 2016)

Факторы (ГОСТ 12.0.003-2015)	Нормативные и регламентирующие документы
Повышенный уровень шума	СН 2.2.4/2.1.8.562 – 96. «Шум на рабочих местах, в помещениях жилых, общественных зданий и на территории застройки»
Отсутствие или недостаток естественного/искусственного освещения	СП 52.13330.2016 «Естественное и искусственное освещение». Актуализированная редакция СНиП 23-05-95
Интеллектуальные, эмоциональные и длительные статические нагрузки	Трудовой кодекс Российской Федерации от 30.12.2001 №197-ФЗ (ред. от 27.12.2018)
Повышенное значение напряжения в электрической цепи	ГОСТ 12.1.038-82 ССБТ. Электробезопасность. Предельно допустимые уровни напряжений прикосновения и токов
Пониженная или повышенная температура воздуха рабочей зоны (микроклимат)	СанПиН 2.2.4.548–96. Гигиенические требования к микроклимату производственных помещений

1. Повышенный уровень шума:

Основным источником фонового шума является работающий компьютер, а также работающая система вентиляции учебной аудитории. Шум, исходящий от указанных источников, не превышает допустимых норм (<40 дБ), согласно СН 2.2.4/2.1.8.562 – 96 «Шум на рабочих местах, в помещениях жилых, общественных зданий и на территории застройки» [8].

Иной вид шума (громкий разговор, включенная музыка, звук жалюзи при открытых окнах и т.д.) в рабочей зоне может привести к раздражительности работника (учащегося), что затруднит выполнение задач с увеличением временных затрат и ошибок. Помимо ухудшенной работоспособности, шумы с высокой интенсивностью, например, резкий громкий удар, могут вызвать различные профессиональные заболевания (периодические головокружения, тугоухость, звон в ушах, поражение структуры слухового аппарата).

Для повышения концентрации внимания и общей работоспособности рекомендуется использовать различные изолирующие конструкции (перегородки, кабины), а также средства индивидуальной защиты, например, беруши.

2. Отсутствие или недостаток естественного/искусственного освещения:

Рабочая зона учащегося в 19-м корпусе Томского политехнического университета эксплуатируется без доступа к естественному освещению. Согласно СанНиП 23-05-95 «Естественное и искусственное освещение» в подобных помещениях допускается работа не выше IV категории точности (средняя точность). Для предоставления учащимся рабочего места в аудитории используется искусственное освещение. Искусственное освещение в помещениях для эксплуатации ПЭВМ должно осуществляться системой общего равномерного освещения [9].

Расчет системы общего равномерного искусственного освещения:

На Рисунке 5.2 приведена общая схема освещения рабочей зоны. По всему периметру аудитории установлены светильники ARS/R 418 размером

500x500x40 мм, каждый содержит 4 люминесцентные лампы OSRAM 765 G13 с мощностью одной лампы 18 Вт. Всего в аудитории насчитывается 56 ламп.

Помещение имеет следующие размеры: длина 7 м, ширина – 4 м, высота – 3,7 м, высота стола – 0,8 м. Норма освещённости рабочих поверхностей в помещениях для работы с ПЭВМ принимается $E_n = 400$ лк. Фактическая освещенность рассчитывается по формуле: (5.1)

$$E_{\phi} = \frac{N \cdot n \cdot \Phi_{\text{ст}} \cdot \eta}{S \cdot K_3 \cdot Z}, \quad (5.1)$$

где:

N – количество светильников;

n – количество люминесцентных ламп в светильнике;

η – коэффициент использования светового потока светильников, %;

$\Phi_{\text{ст}}$ – световой поток люминесцентных ламп, лм;

S – площадь помещения, м²;

K_3 – коэффициент запаса, учитывающий неопределенности расчета освещенности светильников в виде загрязнения;

Z – коэффициент неравномерности освещения светильника.

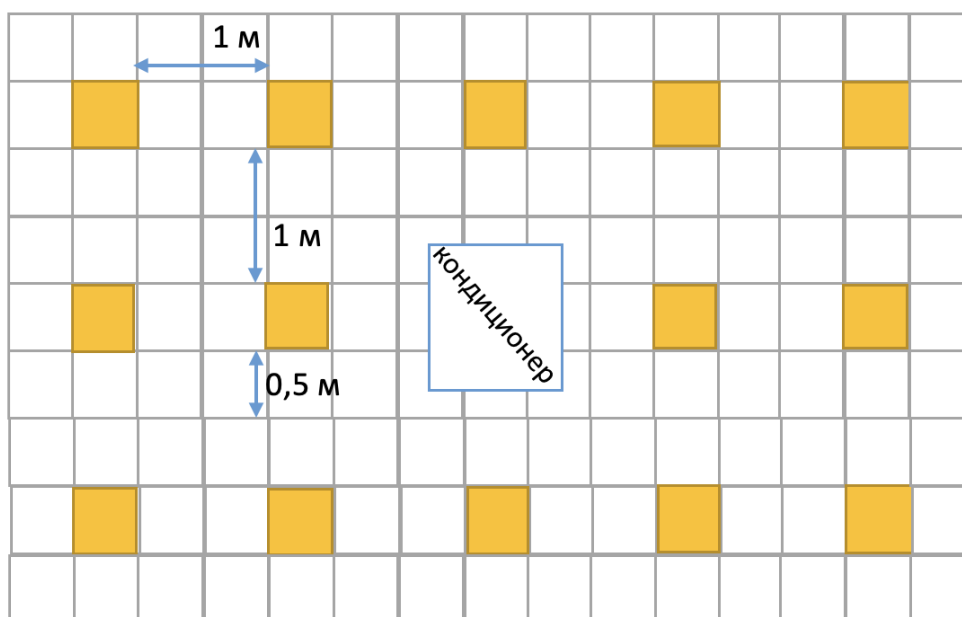


Рисунок 5.2 – Схема освещения аудитории (Составила Куприянова К.А., 2023)

Для того, чтобы определить коэффициент использования светового потока светильников (η), нужно сначала найти индекс помещения, рассчитывающийся по следующей формуле (5.2):

$$i = \frac{S}{h \cdot (A + B)}, \quad (5.2)$$

где: А – ширина рабочей поверхности;

В – длина рабочей поверхности;

h – высота от люминесцентных ламп до рабочей поверхности.

Так, индекс равен (5.3):

$$i = \frac{7 \cdot 4}{(3,7 - 0,8) \cdot (7 + 4)} = 0,88 \quad (5.3)$$

Согласно СанНиП 23-05-95 [9], при $i = 0,88$, коэффициенте отражения светлых стен и потолка помещения равных 50% и 70% соответственно (Таблица 5.2), коэффициент использования светового потока светильников $\eta = 0,43$.

Таблица 5.2 – Коэффициенты отражения потолка и стен в зависимости от состояния (СанПин 23-05-95, 2016)

Состояние потолка	$\rho_n, \%$	Состояние стен	$\rho_{ст}, \%$
Свежепобеленный	70	Свежепобеленные с окнами, закрытыми шторами	70
Побеленный, в сырых помещениях	50	Свежепобеленные с окнами без штор	50
Чистый бетонный	50	Бетонные с окнами	30
Светлый деревянный (окрашенный)	50	Оклеенные светлыми обоями	30
Бетонный грязный	30	Грязные	10
Деревянный неокрашенный	30	Кирпичные неоштукатуренные	10
Грязный	10	С темными обоями	10

Коэффициент неравномерности освещения Z в аудитории принимается равным 1,1. Коэффициент запаса, учитывающий неопределенности расчета освещенности светильников в виде загрязнения K_3 , с учетом малого выделения

пыли, принимается равным 1,5. Световой поток люминесцентных ламп (ЛЛ) аудитории (Φ) равен 767 лм. Тогда фактическая освещенность помещения равна (5.4):

$$E_{\Phi} = \frac{14 \cdot 4 \cdot 767 \cdot 0,43}{7 \cdot 4 \cdot 1,5 \cdot 1,1} = 399,8 \text{ лк} \quad (5.4)$$

Учитывая фактическую освещенность, можно сделать вывод о том, что рабочая зона, в пределах которой проводился расчет, соответствует нормативным требованиям освещенности для помещений, предназначенных для проведения работ средней точности с учетом постоянной работы.

3. Интеллектуальные, эмоциональные и длительные статические нагрузки:

Согласно ГОСТ 12.0.003-2015 ССТБ [1], длительные нагрузки, умственное и эмоциональное перенапряжение сотрудника являются одними из возможных вариантов нервно-психических перегрузок. Существует 3 типа трудовой деятельности, связанной с деятельностью на ПЭВМ. Данная творческая работа, предполагаемая активное использование ПЭВМ, относится к группе В. Для такого вида трудозатрат рабочее время должно составлять не более 6 часов. Постоянное переутомление провоцирует ряд психических отклонений сотрудника, поэтому существует регламент количества и длительности перерывов в течение рабочего дня. Так, перерывы необходимы через максимум 2 часа от начала рабочей смены и через максимум 2 часа после обеденного перерыва с длительностью 20 минут. Есть другой вариант, подразумевающий пятнадцатиминутный перерыв через каждый час трудовой деятельности.

Данная работа подразумевает статичное сидячее положение тела. Согласно ГОСТ 12.2.032-78 [3], существуют ключевые аспекты условий труда, основным из которых является корректная позиция тела за рабочим столом. Так, рабочая поверхность должна регулироваться по высоте, сидения и

пространства для ног сотрудника (учащегося) должны осуществлять оптимальное положение тела в пространстве. Расположение монитора определяется положением головы учащегося и также должно регулироваться по высоте. Для предупреждения профессиональных заболеваний опорно-двигательной системы рекомендуется проведение физкультминуток (ФМ) для снятия локальных напряжений.

4. Повышенное значение напряжения в электрической цепи:

Источником возникновения данного фактора является электрический ток, вызываемый разницей электрических потенциалов, под действием которого может пострадать сотрудник.

Согласно ГОСТ 12.0.003-2015 ССТБ [1], электрический ток, проходящий через человека, вызывает различные местные повреждения тканей и органов и общие нарушения организма.

Самой тяжелой электротравмой считается электрический удар, в ходе которого возникает поражение внутренних органов человека.

Так, согласно ГОСТ 32144-2013 [4], предельное отклонение электрического тока не должно превышать 10% от номинального. Поэтому для сети 230 В – отклонение составляет от 207 до 254 Вольт, а для сети 400 В – от 360 до 440 Вольт.

Наиболее часто встречающимся вариантом защиты для данного фактора является сетевой фильтр, защищающий от небольших перепадов. Еще один вид защиты – стабилизатор напряжения, контролирующий напряжение сети и стабилизирующий его.

5. Пониженная или повышенная температура воздуха рабочей зоны (микроклимат):

Длительное воздействие некорректных показателей микроклимата помещений ухудшает самочувствие сотрудника (учащегося), снижает работоспособность и приводит к различным профессиональным заболеваниям.

Для учебных помещений, согласно СанПин 2.2.4.548-96 «Гигиенические требования к микроклимату производственных помещений» [7], существуют

допустимые и оптимальные температура, влажность и скорость движения воздуха в обслуживаемой зоне жилых зданий. Так, оптимальные и допустимые пределы показателей микроклимата представлены в Таблице 5.3:

Таблица 5.3 – Оптимальные и допустимые пределы показателей микроклимата в рабочих зонах производственных помещений (СанПин 2.2.4.548-96, 2008)

Оптимальные пределы показателей микроклимата				
Период года	Температура воздуха, °С	Температура поверхностей, °С	Относительная влажность воздуха, %	Скорость движения воздуха, м/с
Холодный	22 – 24	21 – 25	40 – 60	0,1
Теплый	23 – 25	22 – 26	40 – 60	0,1
Допустимые пределы показателей микроклимата				
Период года	Температура воздуха, °С	Температура поверхностей, °С	Относительная влажность воздуха, %	Скорость движения воздуха, м/с
Холодный	20 – 25	19 – 26	15 – 75	0,1
Теплый	21 – 28	20 – 29	15 – 75	0,1 – 0,2

Таким образом, температура в рабочей зоне (аудитории) соответствует установленным нормам, контроль осуществлялся с помощью вентиляционной системы, потерь тепла через стены аудитории и привноса тепла через отопительные приборы.

5.4 Экологическая безопасность

В ходе данной работы выявлено, что источником загрязнения атмосферы, гидросферы и литосферы являются используемые в работе батарейки и люминесцентные лампы (ЛЛ), в частности, их неправильная утилизация.

Выход из строя рабочей и оргтехники предполагает специальную утилизацию. Так, более 90% компонентов должно отправляться на вторичную переработку, тогда как 10% утилизируются привычным способом. Правила специальной утилизации техники прописаны в ГОСТ Р 53692-2009

«Ресурсосбережение. Обращение с отходами. Этапы технологического цикла отходов» [5].

В случае неправильной утилизации, 1 батарейка может загрязнять до 20 метров земли, так как выделяет ртутьсодержащие вещества, вызывающие различные болезни от поражения нервной системы вплоть до рака.

В процессе выполнения данной работы не было выходов из строя рабочей и оргтехники, также не проводилась замена комплектующих ПЭВМ. С точки зрения сторонних отходов, не использовались пластиковые бутылки и принтерная бумага (исключение – распечатанная дипломная работа для аттестационной комиссии). Для непрерывной работы использовался ноутбук для минимизации расхода принтерной бумаги, а также многоразовые контейнеры и бутылки для жидкостей.

Таким образом, экологическая безопасность соблюдалась на всех этапах данной работы и соответствовала нормативным стандартам.

5.5 Безопасность в чрезвычайных ситуациях

К чрезвычайным ситуациям (ЧС) можно отнести:

- 1) наводнения, бури, смерчи, инфекционная заболеваемость;
- 2) пожары;
- 3) аварии электроэнергетических систем, на нефтегазовом промысле (добыча и переработка) и т.д.

В данной работе будет рассматриваться наиболее характерный вид ЧС в ходе написания магистерской диссертации – пожар вследствие короткого замыкания сети.

5.6 Пожарная безопасность

Согласно ГОСТ 12.1.004-91, существуют основные правила контроля и поддержания противопожарной системы производственных и жилых помещений [2]. Так, есть список основных причин появления пожара при работе с ПЭВМ:

- 1) токи короткого замыкания;
- 2) воспламенение ПЭВМ при предельных нагрузках;
- 3) небрежность сотрудника (учащегося) при работе с ПЭВМ;
- 4) различного рода неисправности электросетей или ПЭВМ.

В случае возникновения возгорания на рабочем месте должны выполняться ряд незамедлительных предписаний, регламентирующих поведение сотрудников и учащихся.

Так, при возникновении описанной ЧС необходимо:

1. Вызвать бригаду пожарной части (номер телефона 01 или 112) и только после этого приступать к самостоятельным действиям для предотвращения возгорания (обесточить сеть, воспользоваться огнетушителями или рукавами для тушения открытых очагов пламени).

2. В случае неудачи все сотрудники и учащиеся должны немедленно покинуть здание без паники согласно плану эвакуации при пожарах и других ЧС (Рисунок 5.3), предварительно закрыв окна для минимизации подачи кислорода.

Таким образом, аудитория, в которой происходит активная работа с ПЭВМ, оборудована противопожарной системой с огнетушителем. Коридоры учебного корпуса обеспечены пожарными рукавами для тушения открытых очагов пламени. Стоит отметить, что в корпусе проводится учебная пожарная тревога периодичностью 1 раз в три-четыре месяца, в ходе которой пожарная бригада контролирует время и качество эвакуации людей. Так, условия пожарной безопасности корпуса соответствуют установленным нормам и

обеспечивают достаточную безопасность всему персоналу, сотрудникам и учащимся.



Рисунок 5.3 – План эвакуации при пожаре и других ЧС из помещения учебного корпуса №19 (Брянский С.Н., 2012)

5.7 Выводы по главе

Таким образом, в ходе исследования социальной ответственности проанализированы основные правовые и организационные факторы обеспечения безопасности, изучены производственная, экологическая безопасность, а также безопасность в ЧС. Выделены рекомендации для обеспечения комфортного и безопасного рабочего помещения, рекомендации по минимизации вредных и опасных факторов условий труда в случае написания данной квалификационной работы. Рассмотренные вопросы предполагают минимизацию или полное предотвращение воздействия вышеупомянутых факторов на сотрудников или учащихся на этапе разработки проектного решения.

ЗАКЛЮЧЕНИЕ

В ходе выполнения магистерской диссертации проанализированы и разработаны критерии прогноза продуктивности горизонтальных скважин на основе слоисто-складчатой модели карбонатного коллектора месторождения X, что являлось целью данной работы.

Таким образом, выделены критерии прогноза продуктивности горизонтальных скважин на качественном уровне, сложенные из продуктивности скважин и преобладающего типа коллектора в этой скважине:

1. Пласт с высокой локальной проницаемостью и емкостью системы (высокая продуктивность со стартовым дебитом $> 50 \text{ м}^3/\text{сут}$ и темпом падения добычи $< 1,7 \text{ м}^3/\text{сут}/\text{мес}$) – кавернозно-трещиноватый тип карбонатного коллектора;

2. Пласт со средней проницаемостью и высокой емкостью системы (высокая продуктивность со стартовым дебитом $20\text{-}50 \text{ м}^3/\text{сут}$ и темпом падения добычи $< 1,7 \text{ м}^3/\text{сут}/\text{мес}$) – каверно-поровый тип коллектора;

3. Пласт со средней проницаемостью и средней емкостью системы (средняя продуктивность со стартовым дебитом $> 20 \text{ м}^3/\text{сут}$ и темпом падения добычи $1,7\text{-}3,5 \text{ м}^3/\text{сут}/\text{мес}$) – поровый тип коллектора;

4. Пласт с высокой проницаемостью и низкой емкостью системы (средняя продуктивность со стартовым дебитом $> 50 \text{ м}^3/\text{сут}$ и темпом падения добычи $> 3,5 \text{ м}^3/\text{сут}/\text{мес}$) – порово-трещинный тип коллектора;

5. Пласт со средней проницаемостью и низкой емкостью системы (низкая продуктивность со стартовым дебитом $20\text{-}50 \text{ м}^3/\text{сут}$ и темпом падения добычи $> 3,5 \text{ м}^3/\text{сут}/\text{мес}$) – трещинный тип коллектора;

6. Пласт с низкими ФЕС (низкая продуктивность со стартовым дебитом $< 20 \text{ м}^3/\text{сут}$ и темпом падения добычи $> 3,5 \text{ м}^3/\text{сут}/\text{мес}$) – микротрещинный тип коллектора.

Согласно вышеизложенной информации, цели и задачи выполнены в полном объеме.

СПИСОК ИСПОЛЬЗОВАННОЙ ЛИТЕРАТУРЫ

Нормативные документы

1. ГОСТ 12.0.003-2015 «Опасные и вредные производственные факторы. Классификация» // Росстандарт от 09.06.2016 г. №602-ст. – С. 6-12;
2. ГОСТ 12.1.004-91 «Система стандартов безопасности труда. Пожарная безопасность» // Межгосударственный стандарт от 01.07.1992 г. – 68 с.
3. ГОСТ 12.2.032-78 «Рабочее место при выполнении работ сидя. Общие эргономические требования» // Система стандартов безопасности труда от 01.01.1979 г. – 9 с;
4. ГОСТ 32144-2013 «Совместимость технических средств электромагнитная нормы качества электрической энергии в системах электроснабжения общего назначения», 2014. – 19с;
5. ГОСТ Р 53692-2009 «Ресурсосбережение. Обращение с отходами. Этапы технологического цикла отходов», введ. 2011. – 19с;
6. СанПиН 2.2.2/2.4.1340 – 03. «Гигиенические требования к персональным электронно-вычислительным машинам и организации работы», введ. 2008. – 51 с;
7. СанПиН 2.2.4.548-96 «Гигиенические требования к микроклимату производственных помещений», введ. 2008. – 78 с;
8. СН 2.2.4/2.1.8.562 – 96. «Шум на рабочих местах, в помещениях жилых, общественных зданий и на территории застройки», введ. 2013. – 97 с;
9. СП 52.13330.2016. Свод правил. Естественное и искусственное освещение. Актуализированная редакция СНиП 23-05-95, 2016. – 153 с;
10. Трудовой кодекс Российской Федерации от 30.12.2001 № 197-ФЗ (ред. от 19.12.2022, с изм. от 11.04.2023) (с изм. и доп., вступ. в силу с 01.03.2023)// Собрание законодательства РФ. — 07.01.2002. — № 1 (ч. 3). — Ст. 100 [Электронный ресурс] — URL: http://www.consultant.ru/document/cons_doc_law_34683/ (дата обращения: 15.05.2023);
11. Трудовой кодекс Российской Федерации от 30.12.2001 № 197-ФЗ (ред. от 19.12.2022, с изм. от 11.04.2023) (с изм. и доп., вступ. в силу с 01.03.2023)// Собрание законодательства РФ. — 07.01.2002. — № 1 (ч. 3). — Ст. 135 [Электронный ресурс] — URL: http://www.consultant.ru/document/cons_doc_law (дата обращения: 15.05.2023);
12. Трудовой кодекс Российской Федерации от 30.12.2001 № 197-ФЗ (ред. от 19.12.2022, с изм. от 11.04.2023) (с изм. и доп., вступ. в силу с 01.03.2023)// Собрание законодательства РФ. — 07.01.2002. — № 1 (ч. 3). — Ст. 137 [Электронный ресурс] — URL: http://www.consultant.ru/document/cons_doc_law (дата обращения: 15.05.2023);
13. Федеральный закон "Об обязательном социальном страховании от несчастных случаев на производстве и профессиональных заболеваний" от

24.07.1998 N 125-ФЗ [Электронный ресурс] — URL: <https://normativ.kontur.ru/>
(дата обращения: 18.05.2023);

Опубликованные

14. Булатов А. И., Проселков Ю. М., Шаманов С. А. Техника и технология бурения нефтяных и газовых скважин. – 2003. – 1007 с;

15. Главнова Е. Н. Особенности геологического строения и разработки Арчинского месторождения / Е.Н.Главнова, Е.А.Жуковская, Д.Н.Дмитрук и др. // Нефтяное хозяйство. - 2014. - № 2. – С. 110-113;

16. Иконникова Л. Н. Изучение динамики коэффициента продуктивности добывающих скважин в карбонатных коллекторах //Известия высших учебных заведений. Нефть и газ. – 2009. – №. 2. – С. 49-54;

17. Каюров Н. К., Глинских В. Н., Сухорукова К. В. Характеристика сложнопостроенных палеозойских коллекторов Арчинского месторождения (Томская область) по данным ГИС //Интерэкспо Гео-Сибирь. – 2016. – Т. 2. – №. 2. – С. 202-206;

18. Конторович А. Э. и др. Геологические условия нефтегазоносности верхней части палеозойского разреза Западной Сибири (на примере Межовского срединного массива) //Теоретические и региональные проблемы геологии нефти и газа/под ред. ИС Грамберга и др.–Новосибирск: Наука. – 1991. – С. 152-171;

19. Конторович А. Э. и др. Нефтегазогеологическое районирование Сибирской платформы (уточненная версия) //Интерэкспо Гео-Сибирь. – 2017. – Т. 2. – №. 1. – С. 57-64;

20. Конторович А. Э., Сурков В.С. (ред.). Западная Сибирь (том 2) / Геология и полезные ископаемые России, в 6 томах. СПб: Изд. ВСЕГЕИ, 2000. – С. 206-223;

21. Конторович В. А., Калинина Л. М. Условия формирования и модель геологического строения келловей-оксфордских отложений в зоне замещения морских отложений континентальными (на примере Чузикско-Чижапской зоны нефтегазоаккумуляции) //Геология нефти и газа. – 2006. – №. 5. – С. 2-3;

22. Лебедев Ю. Е. Анализ эффективности проведенных геолого-технологических мероприятий на Урманском нефтяном месторождении (Томская область). – 2017. – 93 с;

23. Макаренко П. С. Исследование способов предотвращения катастрофических поглощений бурового раствора на месторождениях Восточной Сибири и Республики Саха (Якутия). – 2017. – 103 с;

24. Малхасян К. А. и др. Реконструкция истории тектонического развития Нюрольской впадины на основе sandbox-экспериментов //Известия Уральского государственного горного университета. – 2022. – №. 2 (66). – С. 59-70;

25. Мельник И. А., Недоливко Н. М., Зимина С. В. Вторичные карбонаты юрских песчаных отложений как показатели продуктивности

палеозоя //Известия Томского политехнического университета. Инжиниринг георесурсов. – 2020. – Т. 331. – №. 3. – С. 32-38;

26. Мельников В. П. Отчёт сейсморазведочной партии 1,3,12/90-92 о проведённых площадных поисковых сейсморазведочных работах МОГТ, КМПВ и высокоточной магнитной съёмки, масштаб 1:100 000, 1:50 000, выполненных в 1990-1992 гг. Колпашево: 1993. – 102 с;

27. Москаленко А. Н. и др. Реконструкция кинематических характеристик разрывных нарушений и поля палеонапряжений для Урмано-Арчинской площади (Нюрольская впадина) //Нефтегазовая геология. Теория и практика. – 2015. – Т. 10. – №. 2. – 20 с;

28. Патент №2507547 Российская Федерация, МПК G01V 11/00 (2006.01). Способ поиска залежей нефти в породах фундамента: №2011109513/28; заявл. 14.03.2011; опубл. 20.09.2012 / Сахипов Д. М, Сахипов Э. М.; заявитель Сахипов Д.М. Бюл. № 26. – 2 с;

29. Повжик П. П., Кадол С. Н. Прогноз продуктивности межсолевых и подсолевых карбонатных коллекторов нефтяных месторождений Припятского прогиба с целью применения эффективной технологии бурения и освоения скважин //Оборудование и технологии для нефтегазового комплекса. – 2015. – №. 3. – С. 47-51;

30. Раbia X. Технология бурения нефтяных скважин //Москва: Недра. – 1989. – 361 с;

31. Решение 5-го Межведомственного регионального совещания по мезозойским отложениям Западно-Сибирской равнины. // Тр. ин-та / Зап. Сиб. научно-исслед. геологоразвед. нефтян. ин-т. – Тюмень, 1991. – 54 с;

32. Решение межведомственного совещания по рассмотрению и принятию региональной стратиграфической схемы палеозойских образований Западной Сибири. – Новосибирск, 1999. – 79 с;

33. Трофимук А. А., Вышемирский В. С., Запивалов Н. П. Перспективы нефтегазоносности палеозоя юга Западно-Сибирской плиты //Геология и разведка. – 1972. – №. 7. – С. 3-13;

34. Харахинов В. В. и др. Новые подходы к изучению нефтегазового потенциала доюрских отложений Западно-Сибирской нефтегазовой провинции //Геология нефти и газа. – 2015. – №. 6. – С. 63-77;

35. Хисамутдинова А. И. и др. Строение и прогноз коллекторов доюрского комплекса на одном из участков Елизаровского прогиба Фроловской мегавпадины по данным сейсморазведки 3d в условиях отсутствия скважинной информации //Нефтегазовая геология. Теория и практика. – 2021. – Т. 16. – №. 4. – С. 38;

36. Чадина Д. Н. Специализированные методы учета рисков в инвестиционных проектах: спец. 38.03.01 «Политическая экономика»: дис. ... канд. э. наук. Новосибирск, 2015. – 69 с;

37. Черников А. Д. и др. Инновационные технологии предупреждения поглощения бурового раствора при строительстве скважин //Известия

Тулского государственного университета. Науки о земле. – 2022. – №. 2. – С. 399-414;

38. Щекин А. И. и др. Промысловая классификация трещиноватых коллекторов кристаллического фундамента //Георесурсы. – 2021. – Т. 23. – №. 3. – С. 90-98;

39. Эпов М. И., Каюров К.Н., Ельцов И.Н., Сухорукова К.В., Петров А.Н., Соболев А.Ю., Власов А.А. Новый аппаратный комплекс геофизического каротажа СКЛ и программно-методические средства интерпретации EMF Pro // Бурение и нефть. - 2010. - No 2. - С. 16-19;

40. Ahr W. M. Geology of carbonate reservoirs: the identification, description and characterization of hydrocarbon reservoirs in carbonate rocks. – John Wiley & Sons, 2011. – P. 296;

41. Alizadeh M. et al. How to calculate the bedding dip and strike in oil and gas reservoirs using image logs //Journal of Advanced Research in Fluid Mechanics and Thermal Sciences. – 2015. – Т. 8. – №. 1. – P. 20-42;

42. Barton C. A., Zoback M. D. Discrimination of natural fractures from drilling-induced wellbore failures in wellbore image data—implications for reservoir permeability //SPE Reservoir Evaluation & Engineering. – 2002. – Т. 5. – №. 03. – P. 249-254;

43. Belozarov V. B., Garcia A. S. Prospects of searching for oil reservoirs in the Devonian deposits of the south-eastern part of the Western Siberian plate //Bulletin of the Tomsk Polytechnic University. Geo Assets Engineering. – 2018. – Т. 329. – №. 6. – P. 128-139;

44. Brekke H. et al. The use of microresistivity image logs for facies interpretations: An example in point-bar deposits of the McMurray Formation, Alberta, Canada //AAPG Bulletin. – 2017. – Т. 101. – №. 5. – P. 655-682;

45. Diakov K., Konoshonkin D. Assessment of the Relationship Between Fracturing and Fault Tectonics of Paleozoic Deposits //Saint Petersburg 2020. – 2020. – Т. 2020. – №. 1. – P. 1-5;

46. Dmitrievsky A. N. et al. Qualitative analysis of time series geodata to prevent complications and emergencies during drilling of oil and gas wells //Socar Proceedings. – 2020. – Т. 3. – P. 31-36;

47. Ersoy E., Schaffer M. E., Ditzen J. BP statistical review of world energy 2019. – 2019. – 61 p;

48. Galimov I. F., Ibragimov R. L., Ibragimov G. I. Conditions of forming of Upper Devonian and Lower Carboniferous lost-circulations formations within Romashkinskoye field Kuakbashskaya area (Russian) //Oil Industry Journal. – 2020. – Т. 2020. – №. 07. – P. 12-15;

49. Khoshbakht F., Memarian H., Mohammadnia M. Comparison of Asmari, Pabdeh and Gurpi formation's fractures, derived from image log //Journal of Petroleum science and Engineering. – 2009. – Т. 67. – №. 1-2. – P. 65-74;

50. Kuchuk F., Biryukov D., Fitzpatrick T. Fractured-reservoir modeling and interpretation //SPE Journal. – 2015. – Т. 20. – №. 05. – P. 983-1004;

51. Lai J. et al. A review on pore structure characterization in tight sandstones //Earth-Science Reviews. – 2018. – Т. 177. – P. 436-457;
52. Mingazov M.N., Ibragimov R.L., Karimov M.Zh. et al., Specification of geological structure of Kuakbashskiy bank on the basis of a complex of searches (In Russ.), Neftyanoe khozyaystvo = Oil Industry, 2007, no. 1, P. 25-29;
53. Nabiei M. et al. Analysis of fractures in the Dalan and Kangan carbonate reservoirs using FMI logs: Sefid-Zakhur gas field in the Fars Province, Iran //Carbonates and Evaporites. – 2021. – Т. 36. – №. 2. – P. 28;
54. Nelson E.B. Well cementing 2nd ed. / Guillot D. - Schlumberger; 2006. - 773 p. - ISBN-13: 978-097885300-6;
55. Nelson R. Geologic analysis of naturally fractured reservoirs. – Elsevier, 2001. – 352 p;
56. Russell S. D. et al. Rock types and permeability prediction from dipmeter and image logs: Shuaiba reservoir (Aptian), Abu Dhabi //AAPG bulletin. – 2002. – Т. 86. – №. 10. – P. 1709-1732;
57. Shafiezadeh M., Ziaee M., Tokhmechi B. A New Approach towards Precise Planar Feature Characterization Using Image Analysis of FMI Image: Case Study of Gachsaran Oil Field Well No. 245, South West of Iran //Journal of Petroleum Science and Technology. – 2015. – Т. 5. – №. 2. – P. 51-58;
58. Zhu J., Currens J. C., Dinger J. S. Challenges of using electrical resistivity method to locate karst conduits—a field case in the Inner Bluegrass Region, Kentucky //Journal of Applied Geophysics. – 2011. – Т. 75. – №. 3. – P. 523-530;

Фондовые

59. Антоненко А. А. Отчет «Специализированная обработка и интерпретация 3D сейсморазведки и ГИС с целью уточнения геологического строения и подготовки к бурению перспективных нефтегазовых объектов в интервале доюрских отложений Арчинской площади». ООО «Славнефть-НПЦ», Тверь, 2014 г. – 152 с;
60. Завесин М. А. Отчет «Обработка и комплексная интерпретация геолого- геофизических данных с целью детального изучения геологического строения Южно- Урманской и Восточно-Арчинской площадей, поиск и подготовка к бурению перспективных объектов», ЗАО фирма «РОЙ Интернэшнл Консалтанси, Инк.», Москва, 2012 г. – 189 с;
61. Завесин М. А. Отчет «Переобработка и комплексная переинтерпретация данных ГИС, сейсмических съемок 3D в пределах Урмано-Арчинской площади», ЗАО фирма «РОЙ Интернэшнл Консалтанси, Инк.», Москва, 2008 г. – 211 с;
62. Оболкина Т. М. Отчет «Пересчет начальных геологических запасов углеводородов Арчинского месторождения», ООО «Газпромнефть-НТЦ», Санкт-Петербург, 2009 г. – 171 с.

Приложение А

Introduction to the problems of predicting the productivity of a carbonate reservoir


Обучающийся:

Группа	ФИО	Подпись	Дата
2ТМ11	Куприянова Карина Артёмовна		26.05.2023

Руководитель:

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Профессор	Белозеров В.Б.	д.г.-м.н.		25.05.2023

Консультант – лингвист отделения (НОЦ) школы ШБИП

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Доцент	Болсуновская Л.М.	к.ф.н.		25.05.2023

ПРИЛОЖЕНИЕ А

A-1 Problem of extracting hard-to-recover reserves

The reserves of hydrocarbons in Russia are being depleted as these resources are non-renewable. Considering the growing demand for oil and gas extraction, it is necessary to constantly improve the technology of exploration and production of both developed and new deposits. According to the statistical review of world energy by BP in 2019, the global crude oil reserves amount to about 1.7 trillion barrels, while in 2008, remaining reserves amounted to 1.1 trillion barrels. Therefore, according to analysts, these reserves will last for another 50 years. However, this forecast assumes that oil extraction will continue at the same pace.

Given modern methods of intensifying the inflow and increasing the oil recovery rate, such as physicochemical impact, hydraulic fracture, displacement of oil with solvents or polymers, extraction will eventually decline, leaving only hard-to-recover reserves. Extraction of hydrocarbons currently requires more time and resources, and the existing demand for oil requires the development of new exploration technologies that should be more reliable and effective than previous ones.

The forecast of well productivity is currently one of the main tasks facing developers of oil and gas fields. Even more challenging is the prediction of the productivity of hard-to-recover reserves in the carbonate pre-Jurassic complex formed under complex tectonic transformations. This is primarily due to the lack of criteria for identifying and predicting carbonate reservoirs in the foundation, which makes it difficult to accurately assess reserves, extraction, and the system of development of open oil reserves. In other words, the development of research methods allowing for detailed differentiation of heterogeneous, complex carbonate formations in terms of productivity is crucial.

A-2 Difficulties in analyzing the oil and gas potential of carbonate reservoirs

Global concepts of the evolution of the pre-Jurassic sequence (P-Js) have existed for over half a century, but its detailed structural geology remains poorly understood. Currently, in order to find new promising reserves associated with weathering crust and upper Paleozoic deposits, these formations are thoroughly investigated.

To identify the difficulties in predicting the productivity of the P-Js carbonate deposits, it is necessary to first understand their nature and their connection with other geological structures.

Based on analysis of the pre-Jurassic sequence prospects and the search for hydrocarbon deposits in it, one of the first to attempt to solve this problem was A.A. Trofimuk, after the discovery of oil in Paleozoic deposits in the Tomsk region in 1963. At that time, the solution to the problem was the exploration of deposits in the upper part of the foundation, composed of cavernous and often fractured carbonates.

In the modern world, seismic surveys are the primary source of information in the early stages of hydrocarbon exploration. However, the work done in the Tomsk region was aimed at finding deposits in the sedimentary cover. Therefore, the equipment setup for surveys did not allow tracing of the reservoirs at greater depth. Nevertheless, drilling was conducted with the exposure of the P-Js, and the oil-bearing capacity of the considered complex was identified as a result of testing. The low quality of seismic information for P-Js deposits is due to wave absorption and scattering at the base of pre-Jurassic complex, hindering their passage below the erosion surface of the foundation. These factors make it difficult to study the complex in lithological-stratigraphic and tectonic relationship. Therefore, there is a need to search for alternative methods for studying the structure and history of the area.

In accordance with the conceptual model of regional evolution in the Paleozoic-Mesozoic era, the Jurassic structures of the Paleozoic formations in Western Siberia were formed as a result of a multi-phase deformation system. At different times, this region was under several types of compression and extension loads. The structural genesis of deformations can be divided into three main periods:

compression, extension, and rifting. The compression stage belongs to the Carboniferous period of the Paleozoic era. During the Silurian-Devonian period, the studied region was a seabed with relatively elevated (intra-geanticline) and lowered (intra-geosyncline) zones. There is a wide range of rock types that make up the Paleozoic deposits. In elevated zones, predominantly carbonate rocks were deposited, while lowered zones were filled with siliceous argillite deposits.

In the early Carboniferous period, the studied region experienced thrust foldings in the northwest-southeast direction (NW-SE), leading to the formation of secondary foldings. Then, at the beginning of the late Carboniferous period, under a unified regional uplift (block folding), the region experienced stretching stresses in the same direction, which led to the activation of tectonic disruptions with a northwestern orientation. The relatively elevated primary zones had subsided, whereas lowered zones had risen, forming an inversion-type tectonic structure of the Paleozoic foundation.

During the rifting stage in the Triassic period, the region again experienced stretching stresses in a domed uplift regime, favourable for the activation of tectonic disruptions with northwestern and northeastern orientations, and for the formation of graben-rift systems with sub-meridional orientation. As a result of the revival of block tectonics, secondary anticlinal folds of the foundation formed grabens, and synclinal folds formed horsts. The distinguished fault systems formed a mosaic pattern of graben-horst relief, which underwent denudational processes during the Permian period. As a result of Permian erosion, an erosional-tectonic surface of the Paleozoic foundation was formed, on which platform cover deposits lie with stratigraphic and angular disagreement. In accordance with the presented concept of tectonic development of the area, the distinguished regional fault systems can be divided based on their orientation. Thus, regional faults oriented in the northwest-southeast direction (NW-SE) should be older than faults that spread in the northeast-southwest (NE-SW).

Thus, the interconnection between the primary and secondary fault systems can be significantly influenced by numerous factors, such as formation structure, different

types of previously existing fractures, which form in a multiple altered stress field, diagenesis of rocks, dolomitization, etc. At the same time, it is extremely important to remember the limitations and assumptions of the conceptual model. The actual spatial location of the regional faults is difficult to predict with great accuracy, and a regional fault can differ significantly and have a more complex system with a number of numerous small fractures.

A-3 Methods of reconstructing the formation conditions of highly fractured carbonate reservoirs

Many researchers are trying to understand the nature of complex carbonate deposits and the kinematics of disruptive faults. Seismic, geophysical, and hydrodynamic data are often used as the initial data for such research, particularly for the reconstruction of the formation conditions of disruptive faults. One approach to studying the potential of carbonate deposits is the qualitative interpretation of the aforementioned data. This approach involves creating three-dimensional models of the deposit using seismic data. Computer modeling and artificial intelligence are also actively used to predict deposit characteristics, optimize drilling processes, and other technological solutions. However, to choose the most effective mining methods in such reservoirs, it is important to conduct a detailed study of the geological structure, and thus all research results need to be combined.

Seismic information and structural maps based on seismic reflecting horizons are important tools for correctly studying deposit structures. If we imagine the classic picture of a fault disrupting the continuity of a layer (throw), we can determine the fault plane and vector of displacement (Figure A1). Transferring this representation to a structural map, we can clearly identify disruptive faults. The authors consider the faults and vectors of movement identified in the Nyurol'ka depression through seismic data to be analogous to a cleavage crack and a sliding groove with a defined direction of movement.

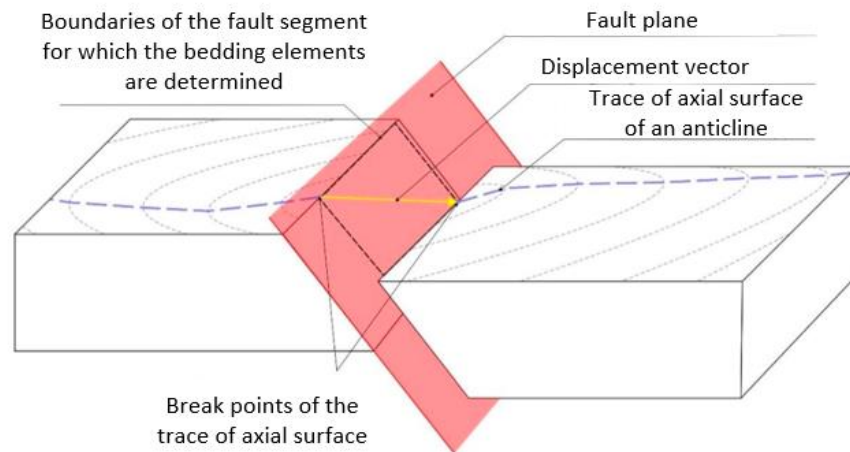


Figure A1 – Classical representation of a fault with elements of occurrence

Another characteristic feature of studying carbonates is well log interpretation of well data from the deposit, which allows determining the composition, structure, and saturation of reservoir rocks. Comprehensive analysis, together with geological and technological studies (GTS), the results of reservoir tests (RT), and laboratory studies of core, among others, are typically used to aid such research.

In most cases, terrigenous and carbonate reservoirs are characterized by high values of porosity and permeability due to the development of secondary microporosity (a large number of cracks and caverns). However, researchers do not associate secondary microporosity with increased filtration-capacity properties (FCP). It is believed that this is related to the mechanical properties of the rock itself.

A-4 Classification of fractured reservoirs and challenges in their development

For deposits in the Nyurol’ka Sedimentary Basin with complexly constructed massive cavernous-fractured reservoirs, unconventional processing and interpretation technologies of well data are often required. Such approaches can provide new opportunities to assess the prospects of oil and gas content, and in particular, to predict the productivity of deposits. Their natural fracture, studied by borehole formation micro-imagers (FMI), is often recorded throughout the entire drilled

interval. In addition to the developed microstructural elements of the pore space, the Nyurol'ka Basin carbonate reservoirs were subjected to post-sedimentation changes with the formation of karst cavities and caverns as an additional effective void space. Thus, the deposits in this system are controlled by cavernous-fractured reservoirs, forming a unified hydrodynamically connected structure with a massive type of reservoir.

There are several industrial classifications of fractured reservoirs, but the work of Nelson has received the widest application. The classification distinguishes 4 types of fractured reservoirs based on qualitative features of the degree of influence of the fissure and matrix component:

- 1) type 1 – cracks provide the main porosity and permeability of the reservoir;
- 2) type 2 – cracks provide the main permeability of the reservoir, while the matrix provides the main porosity;
- 3) type 3 – cracks supplement the permeability of the reservoir;
- 4) type 4 – cracks do not provide additional porosity and permeability, but create significant anisotropy of the reservoir.

During the drilling process of such collectors, collapse of wellbore walls often occurs due to insufficient pressure compensation of the drilling mud on the walls caused by the large absorption volumes of the solution in the reservoir. This is clearly identified through interpretation results, primarily by indicators from the caliper log measurements, as well as lateral logging diagrams, where the spatial distribution of specific electrical resistance (SER) shows the absence of a penetration zone, and the decrease in SER in the near zone is caused by caverns.

As a result, circulation loss is a typical problem for high-permeability carbonate reservoirs. High absorption rates of drilling solution in wells are associated with significant material and time losses, as significant circulation loss often occurs due to pores and fractures that develop in the reservoirs, which can significantly increase drilling costs. The cause of this can be various damages to the reservoir, poor cementing quality, as well as delays in putting wells into production.

Understanding the conditions that cause drilling solution circulation loss allows optimization not only for a well exploiting a carbonate reservoir, but also for the entire deposit as a whole.

Thus, in conditions of high drilling solution absorption rate, detailed knowledge of collector parameters determining productivity is necessary for reliable prediction of well productivity and its variations.

A-5 The relationship between well operation parameters and absorption intensity

Fractured reservoirs can usually be identified by the sharp differences in well operation parameters (productivity, flow rate, accumulated data) across the deposit, due to a wide range of FCP heterogeneity. For example, researchers analyzed graphs and histograms of fluid production accumulation and maximum flow rates during a study of the degree of influence of fracturing in crystalline rocks from the White Tiger and Dragon fields. The graphs of these indicators characteristically show mainly asymmetrical distribution, and may not objectively reflect the distribution of fractured zones, including cases of water flooding or aquifer manifestation; accumulated data can give underestimated indicators. Based on this finding, ranking wells by productivity coefficients is proposed for the correct analysis of fractured foundations. Results led to an asymmetrical distribution of histogram parameters, for both the accumulated data and maximum flow rate.

The prediction of well productivity is currently one of the main tasks faced by the engineer. There is a hypothesis that there is a correlation between the productivity forecast of wells and drilling losses and microstructure elements of the pore space, including fractures and caverns. This hypothesis implies the possibility of interpreting the presence of microstructural elements based on data on drilling fluid losses and their correlation with the subsequent dynamics of well operation (initial flow rate, rate of production decline). The classification of drilling fluid losses based on the

volume factor of fluid loss per meter of drilling allows for the identification of five main groups:

- 1) moderate absorption (less than 5%);
- 2) severe absorption (5-30%);
- 3) medium absorption (30-60%);
- 4) total absorption (60-100%, the fluid level drops by 50-150 m);
- 5) catastrophic absorption (100%, the fluid level drops by 150-300 m).

According to the results of other studies on the intensity of absorption, they are subdivided into four levels and the corresponding causes are identified for each level (Table A1):

- 1) insignificant absorption with an intensity of up to 1,6 m³/h – absorption in highly permeable porous formations;
- 2) absorption with an intensity of 1,6 to 16 m³/h – loose rocks, narrow fractures;
- 3) absorption with an intensity of more than 16 m³/h – wide fractures;
- 4) loss of circulation - cavernous formations, formations with a large number of fractures, fracture systems with large apertures.

A-6 Absorption (loss of circulation) interval studies (location determination)

There are geophysical and hydrodynamic methods for determining the location of absorbing formations.

Geophysical well studies may include:

- 1) Electrothermal method: An electric thermometer is lowered into the wellbore after a drilling column without a drilling bit is lowered above the absorption interval and a solution is injected. Temperature along the wellbore is recorded and a temperature jump should be observed at the upper boundary of the absorption interval. This method is most effective when there is a significant temperature

gradient and high absorption intensity, but it may not always yield clear absorption boundary limits;

2) Specific resistance method: The specific electrical resistance (SER) of the drilling fluid is measured, and then a drilling pipe column is lowered into the wellbore and some saline water with higher salinity than the formation is injected. SER is measured again after 15 minutes. Changes in SER will occur within the absorption interval. This method is simple and offers clear absorption boundary limits;

3) Standard electric logging method: The apparent specific resistance of the rock (ASR) and the spontaneous polarization of the wellbore (SP) are measured. Sharp changes in ASR and SP are observed when an absorbing layer is detected. This method is relatively simple and provides precise limits of absorption zones;

4) Radioactive method: Gamma radiation (GR) and neutron gamma radiation (NGR) are recorded. Absorbing horizons are characterized by low gamma activity. Generally, reliability of GR and NGR is low;

5) Photographic registration: allows for additional determination of the shape and size of absorbing channels. Photography is carried out in dry wells or wells filled with clean, transparent water, which is the main disadvantage of this method. Additionally, it is a very expensive method;

6) Caliper log measurements: used as an integral part of studying absorbing horizons. It allows for the determination of the affected zone of the absorbing layer's surface area;

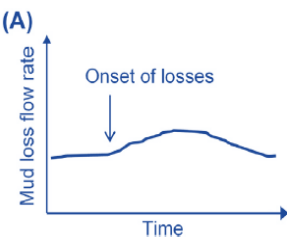
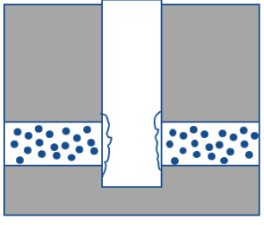
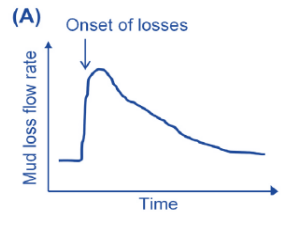
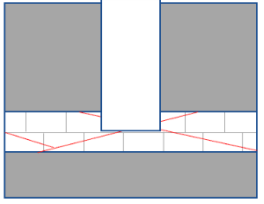

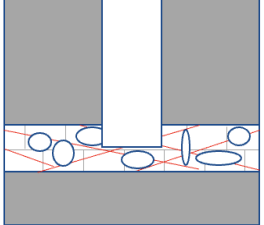
7) Azimuthal electric formation micro-imager (FMI): evaluation of rock fracturing along a section, classification of individual fractures, calculation of fracture porosity and aperture, estimation of the number of fractures per meter.

Hydrodynamic studies:

Based on measuring the flow rate of liquid moving through the well. The technology involves lowering an instrument into the well, where the velocity decreases at the upper boundary of the absorption interval and is zero at the lower

boundary. Flow meters allow for the determination of the interval of absorption zone location, their number, and the nature of their communication.

Table A1 – Characteristics of fluid losses and their corresponding causes

Graph	Fluid losses intensity	Reason	Conceptual representation
	$< 1,6 \text{ m}^3/\text{h}$	Highly-permeable porous layer	
	$1,6 - 16 \text{ m}^3/\text{h}$	<ol style="list-style-type: none"> 1. Loose rocks 2. Narrow cracks 	
	$> 16 \text{ m}^3/\text{h}$	Wide cracks	
	Loss of circulation	<ol style="list-style-type: none"> 1. Cavernous layers 2. Layers with a large number of cracks 3. Crack systems with large apertures 	

A-7 Worldwide experience of studying the productivity of carbonate deposits

In the middle of the last century, exploratory drilling and a full range of geophysical studies (GS), in particular in the Tomsk region, were conducted mainly up to Jurassic deposits, considering only those as productive, without delving into the foundation. In the modern world, productive deposits below the sedimentary cover are mainly studied based on drilling results. In turn, the goal of the group of scientists' study was to investigate the oil saturation of Paleozoic deposits without drilling data in the foundation. The researchers illustrated the relationship between the intensity of

the secondary carbonate formation process in Jurassic deposits and the productivity of the Paleozoic by statistically interpreting GS data and further comparing the results with lithological-petrographic, mineralogical core studies, and tests of Paleozoic reservoirs. The study was based on the concept of subvertical migration of deep fluids. As a result, the theory was confirmed, and it was concluded that there is a connection between the increased probability of finding oil-saturated deposits in the Paleozoic foundation and the increasing intensity of carbonate formation in Jurassic deposits.

Other researchers have also analyzed the factors affecting the productivity of wells in carbonate reservoirs in the Timan-Pechora province, but they based their analysis on hydrodynamic studies (Well Test Analysis – WTA) under steady-state conditions at different times, including construction of $Q-\Delta P$ indicator diagrams. After linearizing and grouping them, relationships between productivity coefficient and depression were established to analyze the nature of changes in the productivity coefficient. As a result, it was concluded that productivity decreases as depression increases and wells are further exploited. This could indicate delayed changes in the downstream zone of the reservoir after changes in well operation.

Povzhik P.P. and his team of researchers studied the numerical evaluation of productivity forecasting in inter-salt and sub-salt carbonate reservoirs of the Pripyat Trough in southeast Belarus using multi-dimensional correlation-regression analysis during well design stage. Geologic and physicochemical parameters such as porosity, permeability, oil saturated thickness, effective pressure, and dynamic fluid viscosity were used as inputs for the calculation. The empirical equations derived from the data showed that porosity and permeability had the greatest impact on productivity in inter-salt carbonate formations, while effective pressure and oil saturated thickness were more influential in sub-salt formations, reflecting differences in reservoir type. For inter-salt formations, the prevailing type of reservoir was pore-cavern-fracture, while for sub-salt formations, it was cavern-pore-fracture. Nomograms were constructed to graphically represent and use empirical relationships. However, calculating productivity using nomograms results in greater error than using

empirical equations since determining geological parameters for the reservoir area is more accurate than averaging them over the entire reservoir. Thus, the obtained productivity coefficients allow for selecting the most profitable areas for drilling and reservoir development.

Assessment of rock fracturing based on the orientation, density, classification, and distribution of cracks is crucial in carbonate reservoirs, particularly in karst-fractured systems due to the high impact of fractures on reservoir permeability. Such reservoirs can significantly affect the productivity of the entire system, and fractures, faults, and caves are important pathways for fluid flow. Evaluation of the rock failure parameters is also necessary for optimizing fluid production. The azimuthal electrical formation micro-imager (FMI) is considered the best tool for achieving these goals. Calibrated tablet images obtained from core and GS data provide valuable information on lithology, sedimentary textures, paleo-flow directions, structural analysis of rock submersion, stress analysis, and fracture assessment.

In the tablet image registration, the boundary of each layer is defined as a plane with two sides showing different resistivity or acoustic impedance. Thus, each layer is portrayed on the image with a sharp change in color. It is important to note that layer boundaries in carbonate deposits are not always clear and flat due to diagenetic processes, and therefore, researchers often calculate or edit boundaries in software such as Geology and classify them based on their sharpness and flatness. Layers with clear boundaries are categorized as High Confidence (HC) bedding, while those with fuzzy and rough surfaces are classified as Low Confidence (LC) bedding (Figure A2).

On microscanners images, a sinusoidal wave indentation represents a flat object's azimuthal angle of incidence (in degrees) (Figure A3). The inclination angle of the flat element can be calculated directly based on the amplitude of the sinusoidal wave and the diameter of the borehole. However, instead, the difference between the maximum and minimum values of the sinusoidal wave by amplitude is used.

Cracks are characterized by relatively high and abrupt changes in electrical resistance, which can be observed as a change in color in all images (Figure A4).

Some cracks may be filled with different materials with different specific resistances. Generally, open-type cracks are filled with conductive materials such as clay, shale, and so on. When cracks are filled with non-conductive materials, the resistance shown in the figure is lower than that of the main rock. Therefore, open-type cracks are full or intermittent sinusoidal waves that can be observed in dark colors.

Thus, with the aforementioned considerations, researchers studying microscanners from gas fields in Iran were able to classify the selected cracks additionally based on their external appearance and continuity across the cross-section: cracks with high, medium, and low conductivity. An interesting relationship was also identified: high density, porosity, and aperture of natural conductive (open) cracks may indicate zones of high productivity. However, data from borehole micro-imagers are indirect and depend on various factors. Identified highly conductive cracks according to scanner data often do not confirm well testing results and require additional methods for finding and confirming permeable reservoir zones.

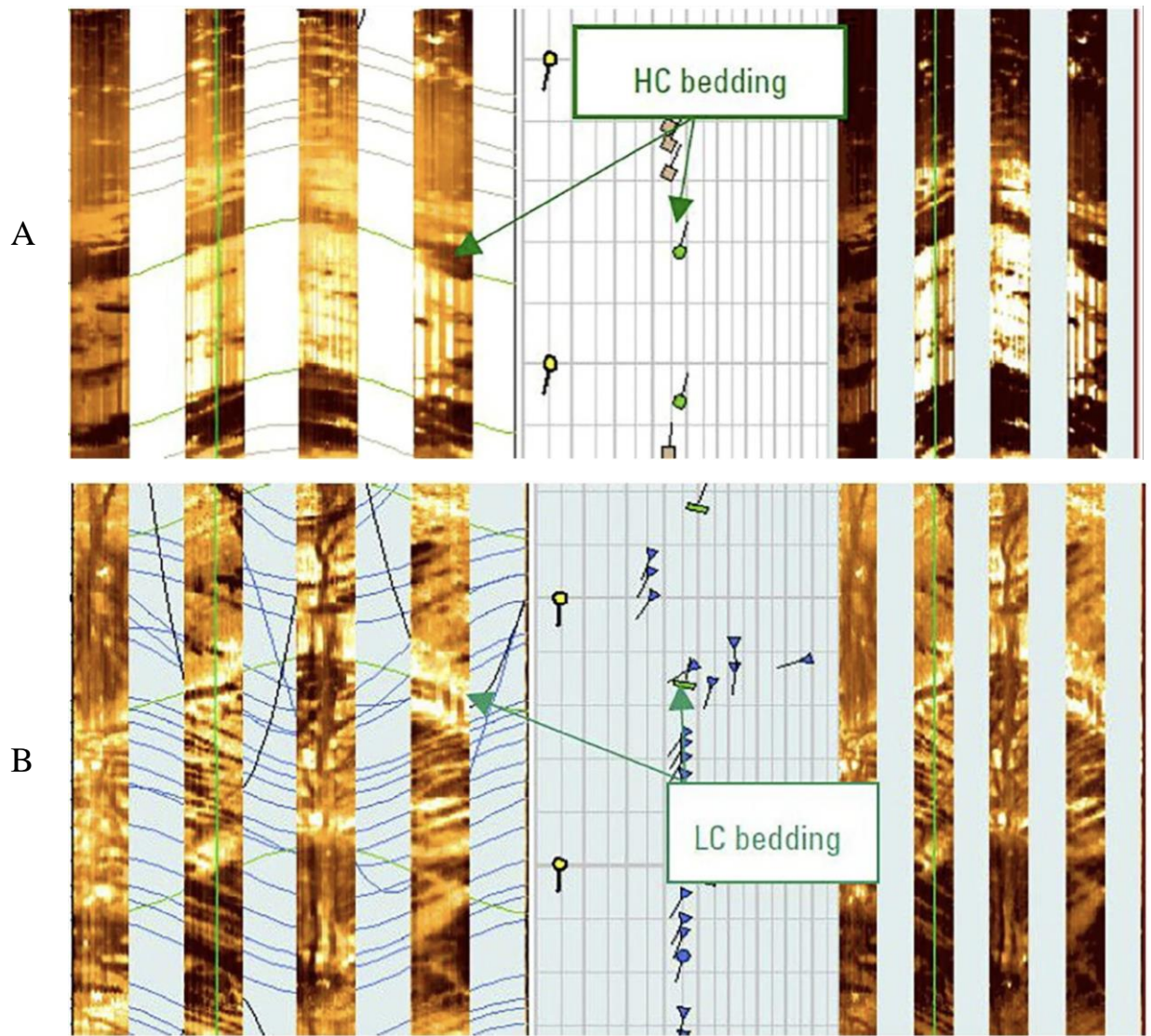


Figure A2 – Examples of flat boundaries between strata with high (A) and low (B) degree of confidence (measurement parameters of the presented scale - degrees)

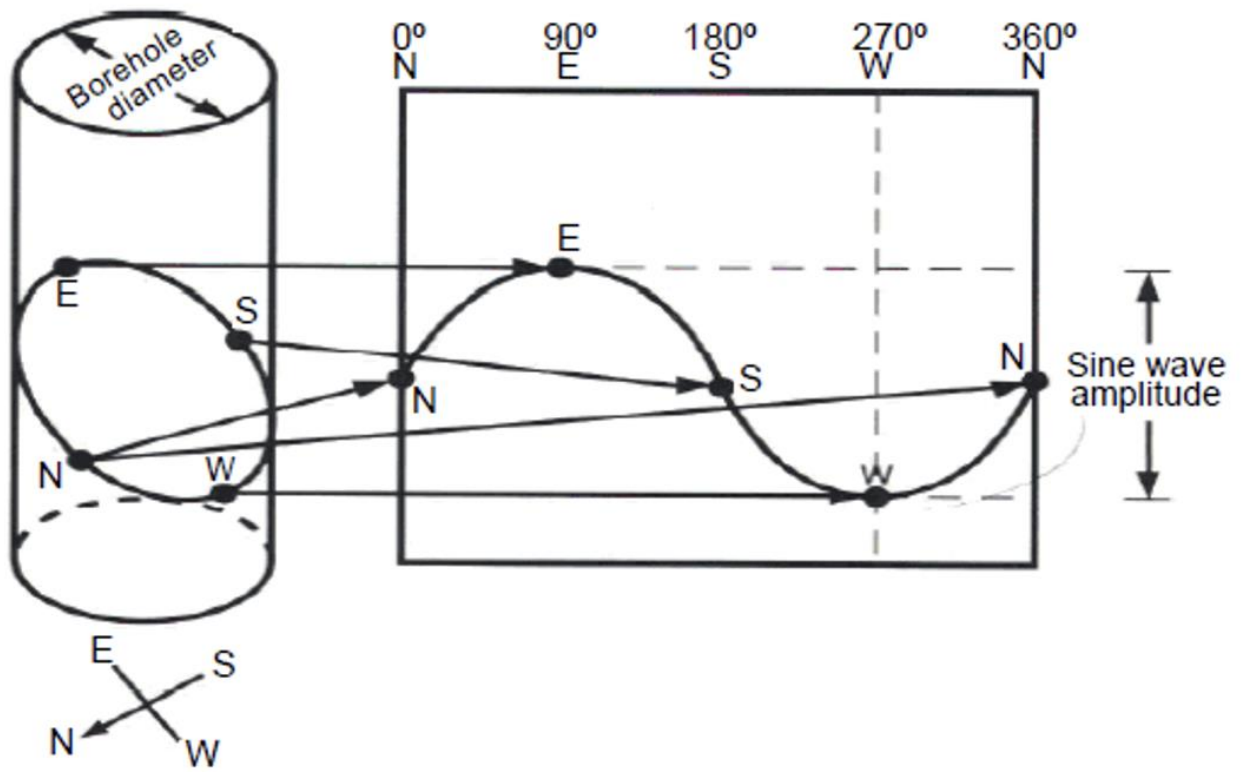


Figure A3 – Boundaries between the section of one inclined layer with the wellbore and the unfolded image of FMI of this phenomenon in the form of a sinusoid

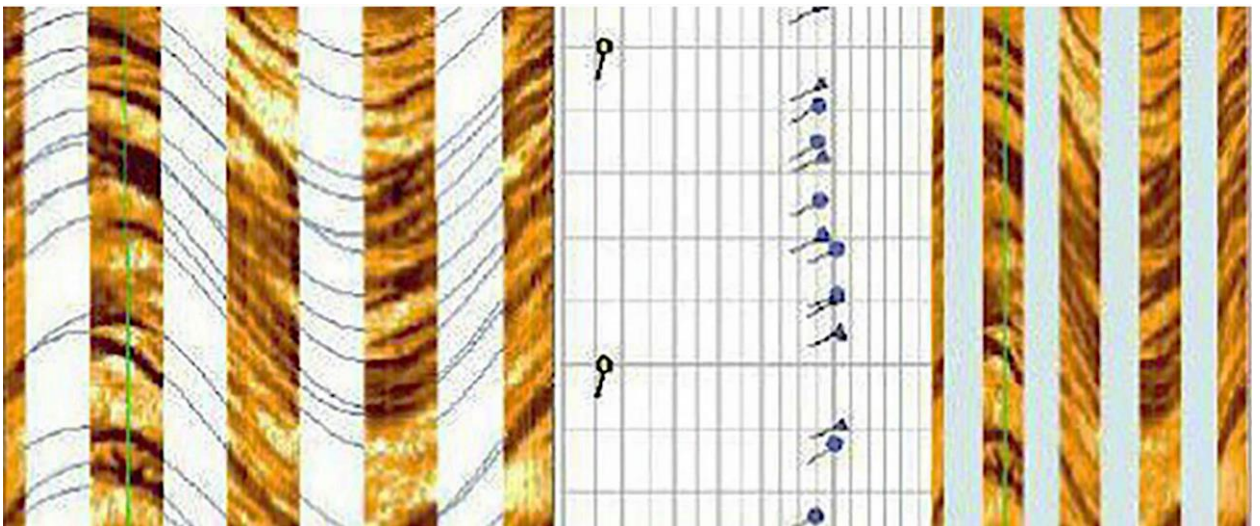


Figure A4 – An example of an open (conductive) crack