

ФЕДЕРАЛЬНОЕ ГОСУДАРСТВЕННОЕ АВТОНОМНОЕ
ОБРАЗОВАТЕЛЬНОЕ УЧРЕЖДЕНИЕ ВЫСШЕГО ОБРАЗОВАНИЯ
СИБИРСКИЙ ФЕДЕРАЛЬНЫЙ УНИВЕРСИТЕТ

На правах рукописи



КОЗЯЕВ АНДРЕЙ АЛЕКСАНДРОВИЧ

**ВЫДЕЛЕНИЕ ПОВЫШЕННОЙ КАВЕРНОЗНОСТИ В КАРБОНАТНЫХ
ОТЛОЖЕНИЯХ ПУТЕМ КОМПЛЕКСИРОВАНИЯ ДАННЫХ ГИС И
АЗИМУТАЛЬНЫХ ХАРАКТЕРИСТИК РАССЕЯННЫХ
СЕЙСМИЧЕСКИХ ВОЛН НА ПРИМЕРЕ РИФЕЙСКОГО КОЛЛЕКТОРА
ЮРУБЧЕНО-ТОХОМСКОГО МЕСТОРОЖДЕНИЯ**

1.6.9 – Геофизика

ДИССЕРТАЦИЯ

на соискание ученой степени
кандидата геолого-минералогических наук

Научный руководитель:
д-р техн. наук, профессор
Поздняков Владимир Александрович

КРАСНОЯРСК 2021

ОГЛАВЛЕНИЕ

ВВЕДЕНИЕ	3
Глава 1 ОБЗОР ИЗВЕСТНЫХ РЕШЕНИЙ, ИХ ДОСТОИНСТВА И НЕДОСТАТКИ	12
Глава 2 ВЫДЕЛЕНИЕ КАВЕРНОЗНЫХ ИНТЕРВАЛОВ В РИФЕЙСКОМ КОЛЛЕКТОРЕ ЮТМ ПО ГИС И КЕРНУ	32
2.1. Постановка задачи выделения кавернозных интервалов	32
2.2. Выделение кавернозных интервалов по ГИС и керну	37
2.2.1. Методика выделения повышенной кавернозности по ГИС и керну.....	37
2.2.2. Результаты выделения кавернозных интервалов по ГИС и керну.....	45
Глава 3 ОЦЕНКА ВЛИЯНИЯ КАВЕРНОЗНЫХ ИНТЕРВАЛОВ НА РЕЗУЛЬТАТЫ ДОБЫЧИ.....	50
3.1. Теоретические предпосылки влияния кавернозных интервалов на результаты добычи.....	51
3.2. Оценка влияния кавернозных интервалов на результаты добычи на реальных данных.....	59
Глава 4 ПРОГНОЗ РАСПРОСТРАНЕНИЯ КАВЕРНОЗНЫХ ИНТЕРВАЛОВ ПО ДАННЫМ 3D СЕЙСМОРАЗВЕДКИ.....	66
4.1. Численное моделирование волновых полей	68
4.1.1. Цифровая модель изучаемого объекта	69
4.1.2. Результаты численного моделирования волновых полей	72
4.1.3. Интерпретация численного моделирования.....	76
4.2. Методика.....	78
4.3. Верификация на реальных данных СРР 3D	81
ЗАКЛЮЧЕНИЕ	102
СПИСОК ЛИТЕРАТУРЫ	111
СПИСОК РИСУНКОВ.....	124

ВВЕДЕНИЕ

Объект исследования – карбонатные осадочные горные породы на предмет разработки методики выделения в них зон повышенной кавернозности.

Актуальность исследования

Как известно, к карбонатным породам приурочено 57% мировых разведанных запасов углеводородов [Stoakes, 1994]. Накопленный опыт геологоразведки и разработки карбонатных отложений говорит о неравномерности распределения коллектора и фильтрационно-емкостных свойств (ФЕС) в таких объектах [Закревский, 2016]. Неоднородность строения приводит к тому, что, зачастую, небольшая часть скважин месторождения даёт наибольший вклад в добычу. Как правило, наиболее продуктивные скважины вскрывают зоны повышенной кавернозности или трещиноватости, характеризующиеся увеличенной пустотностью и проницаемостью по отношению к вмещающим породам.

Известные методики прогноза повышенной кавернозности не удовлетворяют возрастающим требованиям нефтяных компаний, стремящихся к повышению эффективности геологоразведки и освоения месторождений нефти и газа. Поэтому необходимо разработать более совершенные подходы с учетом достижений в разных областях знания и накопленного опыта. Из-за истощения традиционных запасов нефти, приуроченных к терригенным породам с гранулярной пористостью, количество разрабатываемых месторождений с карбонатным трещинно-каверновым коллектором растёт ежегодно, следовательно, изучение методов выделения повышенной кавернозности актуально как сегодня, так и в ближайшем будущем.

В 2017 году компания ПАО «НК «Роснефть» приступила к полномасштабной разработке Юрубчено-Тохомского месторождения (ЮТМ), залежи которого приурочены к карбонатным, трещинно-каверновым коллекторам рифейского возраста. Согласно утвержденному проектному документу [Трифонов, 2016], на первом этапе освоения планируется

стабилизировать добычу на уровне 5 млн. тонн нефти из 170 эксплуатационных скважин с горизонтальным окончанием. Проект требует многомиллиардных инвестиций, эффективность которых напрямую зависит от решений, принимаемых геологами, геофизиками и инженерами.

Рифейский коллектор ЮТМ характеризуется крайней анизотропией и гетерогенностью [Козяев и др., 2016]: зачастую скважины, расположенные в нескольких сотнях метров друг от друга, существенно отличаются по своим добычным характеристикам [Н.М. Кутукова, 2019]. Это объясняется тем, что эффективное пустотное пространство рифейского коллектора сформировано под влиянием вторичных процессов, протекавших во время предвендского перерыва [Битнер и др., 1990], и имеет многокомпонентный состав (каверны, трещины и т.д.). Эффективность разработки Юрубчено-Тохомского месторождения в значительной степени зависит от того, насколько корректно удастся построить геологическую модель этого уникального месторождения.

Каждая из составляющих пустотного пространства коллектора ЮТМ имеет свои особенности распределения в пространстве и по-своему влияет на результаты добычи. За последние несколько лет коллективом геологов ООО «РН-КрасноярскНИПИнефть» и АО «Востсибнефтегаз» выявлен новый компонент пустотного пространства рифейского коллектора ЮТМ – интервалы повышенной кавернозности. Данные интервалы обладают относительно повышенной ёмкостью и проницаемостью – их распределение в резервуаре значительно влияет на добычные характеристики скважин. Используемая в практике геолого-геофизическая модель месторождения [Трифонов, 2016] не учитывает их влияние, что может привести к выбору неоптимальной стратегии разработки объекта и, как результат – экономическим потерям.

Учитывая значительный объём инвестиций, необходимый для полномасштабной эксплуатации Юрубчено-Тохомского месторождения, и высокие геологические риски (анизотропия и гетерогенность коллектора),

разработка методики выделения и прогнозирования повышенной кавернозности, а также оценка их влияния на добычу, актуальна.

Цель исследования – обеспечить геологическое обоснование оптимального освоения месторождений углеводородов, приуроченных к карбонатным породам, путем создания и внедрения методики выделения зон повышенной кавернозности карбонатных отложений по данным ГИС и 3D сейсморазведки на основе построения азимутального распределения рассеянных волн.

Научные задачи

1. Определить роль повышенной кавернозности в освоении пробуренных эксплуатационных скважин;
2. Разработать методику выделения повышенной кавернозности карбонатных отложений на основе комплексирования данных ГИС и 3D сейсморазведки.

Фактические материалы, методы исследования и программно-алгоритмические средства

Фактическим материалом для исследования служит база геолого-геофизических данных, полученная за период с 1995 по 2019 гг. при изучении уникального Юрубчено-Тохомского нефтегазоконденсатного месторождения специалистами многих организаций (АО «Востсибнефтегаз», ООО «РН-КрасноярскНИПИнефть» и др.). Используются данные ГИС, результаты исследования керна и гидродинамических исследований по 104 скважинам. Также используются данные 3D сейсморазведки, полученные на площади 3124 км² в период с 1995 по 2015 гг.

Основной метод исследования – статистический анализ геолого-геофизической информации, в частности – корреляционный анализ. Также используется метод численного моделирования волновых полей конечно-разностным методом, разработанный в Институте нефтегазовой геологии и геофизики СО РАН, основанный на локальном пространственно-временном

измельчении сетки в области скопления мелкомасштабных неоднородностей [Лисица, 2017].

Кроме того, для решения поставленных задач в процессе исследования использовались следующие методы:

- метод аналогии;
- сопоставление разномасштабной геолого-геофизической информации;
- сравнительный анализ результатов полученных на изучаемом месторождении с результатами исследований на месторождениях-аналогах.

При исследованиях используется современное программное обеспечение:

- Petrel – для интерпретации сейсмических данных и картопостроения;
- Techlog – для интерпретации данных ГИС и фотографий керна;
- ProMax – для выполнения расчётов по разработанной методике;
- Excel – для статистического анализа геолого-геофизической информации и результатов её интерпретации;
- MathLab – для математического моделирования.

Защищаемые научные результаты

1. Разработана методика выделения зон повышенной кавернозности в карбонатном коллекторе, путём комплексирования данных ГИС и 3D сейсморазведки. На основании результатов численного моделирования волновых полей и опробования на Юрубчено-Тохомском месторождении показано, что применение азимутальных и энергетических характеристик рассеянных сейсмических волн позволяет выполнять количественный прогноз кавернозности и отделять её влияние от трещиноватости;

2. Анализ показателей эксплуатации скважин изучаемого месторождения, доказывает влияние повышенной кавернозности на характеристики разработки нефтегазоконденсатных месторождений, такие как обводнённость и газовый фактор, что свидетельствует о необходимости использования разработанной методики для достижения оптимального

освоения месторождений углеводородов, приуроченных к карбонатным породам.

Личный вклад соискателя

Выполнено численное моделирование и разработана методика выделения зон повышенной кавернозности карбонатных отложений на основе комплексирования данных ГИС и 3D сейсморазведки;

Разработанная соискателем методика использовалась при выполнении прогноза распространения кавернозности в рифейском резервуаре Юрубчено-Тохомского месторождения. Для этого, с применением реальных геолого-геофизических данных с месторождения, была проведена интерпретация ГИС, обработка и интерпретация данных 3D сейсморазведки, а также анализ показателей разработки на месторождении.

Соискатель принимал участие на каждом этапе исследования: в постановке задачи, обсуждении и подготовке публикаций по теме диссертации. Разработал методические подходы решения задачи, выполнил интерпретацию данных ГИС, обработку и интерпретацию данных 3D сейсморазведки и анализ результатов эксплуатации.

Научная новизна работы

1. В результате численного моделирования установлено, что наличие повышенной кавернозности приводит к возникновению интенсивных рассеянных волн с аспектным соотношением рассеяния, близким к единице;

2. С использованием разработанной методики выполнен количественный прогноз доли кавернозных интервалов в разрезе карбонатных отложений с трещинно-каверновым типом коллектора. Основным преимуществом здесь является возможность разделения кавернозного и трещинного типа коллекторов по данным 3D сейсморазведки. Знание аспектного соотношения позволяет определить долю каждой из компонент (трещины и каверны) в пустотном пространстве. Этот факт имеет принципиальное значение на этапе разработки месторождения, так как

показатели разработки для чисто трещинного и каверно-трещинного коллектора могут отличаться на порядок;

3. Установлена качественная связь между наличием повышенной кавернозности в разрезе и стартовыми показателями газового фактора и обводнённости, а также динамикой их роста: при вскрытии повышенной кавернозности газовый фактор и обводнённость ниже по отношению к зонам без повышенной кавернозности;

4. Определена взаимосвязь максимальной ёмкости интервалов повышенной кавернозности, определенных по ГИС, и дебитом жидкости, установленным по результатам испытаний скважин. Связь количественная, линейная, прямо пропорциональная: увеличение максимальной ёмкости интервалов повышенной кавернозности ведёт к росту дебита жидкости. Относительно невысокий коэффициент корреляции (0.75) обусловлен влиянием ряда других компонентов пустотного пространства рифейского коллектора (трещины, поры и т.д.).

Практическая значимость результатов исследования

1. Разработанная методика позволяет выделять интервалы повышенной кавернозности карбонатного коллектора при наличии набора разномасштабной информации, включающего в себя: стандартные данные 3D сейсморазведки и результаты записи пластовых микросканеров (ГИС);

2. На примере ЮТМ обоснована взаимосвязь между повышенной кавернозностью и показателями разработки месторождения. Поскольку повышенная кавернозность значительно влияет на технологические показатели эксплуатации скважин, а именно – снижает стартовые показатели и динамику роста газового фактора и обводнённости, то проектирование разработки с учётом выделенных интервалов повышенной кавернозности повысит эффективность освоения месторождения;

3. Показано, что использование разработанной методики выделения зон повышенной кавернозности позволит снизить неопределённости в геолого-

технологических моделях месторождений, что, в свою очередь, повысит достоверность прогноза добычи и позволит выбрать наиболее рациональный вариант разработки месторождения. Что, как правило, положительно влияет на экономику проектов, повышая чистый дисконтированный доход (ЧДД) от их реализации;

4. Разработка расширяет перечень методик обработки и интерпретации данных сейсморазведки и направлена на повышение ее информативности. Разработанную методику предлагается использовать для изучения месторождений с карбонатным трещинно-каверновым резервуаром. Доля таких месторождений в мире составляет примерно 57%, а их значение для отрасли возрастает с каждым годом по причине сокращения количества месторождений с традиционным терригенным поровым коллектором.

Апробация результатов исследования

Предложенная методика успешно опробована в рамках одного из производственных проектов ООО «РН-КрасноярскНИПИнефть» в 2017-2018 гг. В настоящее время полученные результаты используются при построении геологической модели месторождения и для геологического сопровождения бурения.

Результаты исследования были апробированы на различного уровня конференциях:- 17-я научно-практическая конференция EAGE по вопросам геологоразведки и разработки месторождений нефти и газа «Геомодель 2015» (Геленджик, 2015);

– 7-я Российская нефтегазовая техническая конференция и выставка SPE (Москва, 2016);

– 19-я научно-практическая конференция EAGE по вопросам геологоразведки и разработки месторождений нефти и газа «Геомодель 2017» (Геленджик, 2017);

– третья тематическая конференция ЕАГО «Карбонатные резервуары - 2017» (Москва, 2017);

- технологическая конференция компании ПАО «НК «Роснефть» - «Технологии в области разведки и добычи нефти» (Москва, 2018);
- 6-я научно-практическая конференция EAGE «Тюмень 2019» (Тюмень, 2019);
- 82-я международная научно-практическая конференция выставка EAGE annual (онлайн, 2020).

Публикации

По теме диссертации опубликовано четырнадцать статей в ведущих научных журналах, из них 6 в журналах, рекомендуемых Высшей аттестационной комиссией РФ:

- «Научно-технический вестник ОАО «НК «Роснефть» – 1 статья (2016 г.);
- «Технологии сейсморазведки» – 1 статья (2017 г.);
- «Нефтяное хозяйство» – 2 статьи (2017 и 2020 г.);
- «Технологии нефти и газа» – 2 статьи (2018 и 2019 г.).

Восемь статей по теме диссертации индексируются в базе данных Scopus.

Структура диссертации

Работа состоит из введения, четырех глав, заключения, списка использованной литературы (113 наименований). Текст иллюстрирован 62 рисунками, отражающими основные положения и результаты исследования.

Благодарности

Выполнение этой диссертационной работы было бы невозможно без помощи и доброжелательного отношения коллектива ООО «РН-КрасноярскНИПИнефть».

Автор выражает признательность своему научному руководителю д.т.н., профессору Владимиру Александровичу Позднякову, а также д.ф.-м.н., профессору Владимиру Альбертовичу Чеверде и д.г.-м.н., профессору Суворову Владимиру Дмитриевичу за ценные консультации при подготовке работы.

Автор признателен д.ф.-м.н. Галине Витальевне Решетовой и д.ф.-м.н. Вадиму Викторовичу Лисице за расчет синтетических данных, использованных при создании методики, а также Дмитрию Анатольевичу Филатову и Владимиру Анатольевичу Колесову за помощь в интерпретации данных ГИС и керна.

Автор признателен своим коллегам Валерию Владимировичу Шиликову, к.ф.-м.н. Александру Алексеевичу Тузовскому, Денису Александровичу Петрову и Анатолию Николаевичу Бибику за помощь в научной работе. Автор благодарен Валентине Илларионовне Самойловой за методические рекомендации и поддержку при подготовке диссертации.

Автор признателен д.ф.-м.н., профессору, заведующему кафедрой геофизики ИНиГ СФУ Валерию Михайловичу Киселеву за поддержку и помощь при подготовке диссертации.

Написание данной работы было бы невозможно без согласования недропользователя, поэтому отдельную благодарность автор выражает главному геологу АО «Востсибнефтегаз» Михаилу Викторовичу Панкову.

Глава 1

ОБЗОР ИЗВЕСТНЫХ РЕШЕНИЙ, ИХ ДОСТОИНСТВА И НЕДОСТАТКИ

Прогноз распространения кавернозности и её характеристик по данным сейсморазведки, – одна из приоритетных задач геофизики при изучении месторождений со вторичной ёмкостью. Поскольку кавернозность имеет сложный характер распределения в пространстве, корректно построить геологическую модель кавернового (каверново-трещинного) резервуара только по скважинным данным крайне сложно [Закревский, 2016].

В 2010 г. изданы методические рекомендации по использованию данных сейсморазведки для подсчёта запасов углеводородов в условиях карбонатных пород с пористостью трещинно-кавернового типа [Левянт и др., 2010]. Они являются первым изданием обобщающим методики обработки и интерпретации данных сейсморазведки для трещинно-каверновых коллекторов, описаны особенности работы с такими объектами и даны рекомендации.

Анализ этих рекомендаций и других опубликованных работ показывает, что для выделения кавернозности и трещиноватости по данным сейсморазведки используются следующие методики:

- изучение анизотропии упругих сейсмических волн (в основном используется квазианизотропия скоростей продольных сейсмических волн);
- изучение рассеянной компоненты волнового поля;
- определение зон трещиноватости и кавернозности по данным о поглощении сейсмических волн;
- инверсионные преобразования (акустическая, упругая инверсия и т.д.);
- изучение поверхностных и объёмных сейсмических атрибутов (геометрические, амплитудно-частотные, спектральная декомпозиция и т.д.);
- различные классификации по форме сигнала или по значениям сейсмических атрибутов.

Достаточно подробно методика прогноза вторичной ёмкости по анизотропии упругих волн раскрыта в работе Е. Лю и А. Мартинеза [Liu, 2013]. Для трещиноватых и кавернозных карбонатных пород степень различия скоростей распространения продольных и поперечных волн вдоль и поперек преобладающего направления трещин или каверн составляет 10-15% [Thomsen, 1986]. Анизотропия сейсмических скоростей может идентифицировать зоны повышенной кавернозности, потенциально обладающие повышенной продуктивностью. Чтобы оценить параметры анизотропии измеряют скорости в различных направлениях. Из их соотношения оценивают параметр анизотропии, и анализируют его связь с кавернозностью или трещиноватостью горных пород (определяют по ГИС, керну, ГДИС и т.д.) [Hall, 2000].

В работе [Zhangwu Meng et. al., 2018] приведен пример использования анизотропных характеристик, полученных в результате специальной обработки сейсмических данных, для картирования зон повышенной кавернозности в карбонатных ордовикских отложениях. На Рисунок 1.1, а показана карта интенсивности анизотропии скоростей, Рисунок 1.1 а, б демонстрирует разрезы куба анизотропии скоростей и амплитудного куба, соответственно. Использование интенсивности анизотропии позволяет более точно локализовать целевые высокопродуктивные зоны повышенной кавернозности, в то время как на разрезе амплитуд наблюдаются ложные аномалии (жёлтые стрелки) [Zhangwu Meng et. al., 2018]. Также, стоит отметить, что аномалии интенсивности анизотропии различаются по абсолютным значениям, это говорит о перспективе ранжирования выделяемых объектов по свойствам. К сожалению, в публикации данный факт не рассматривается.

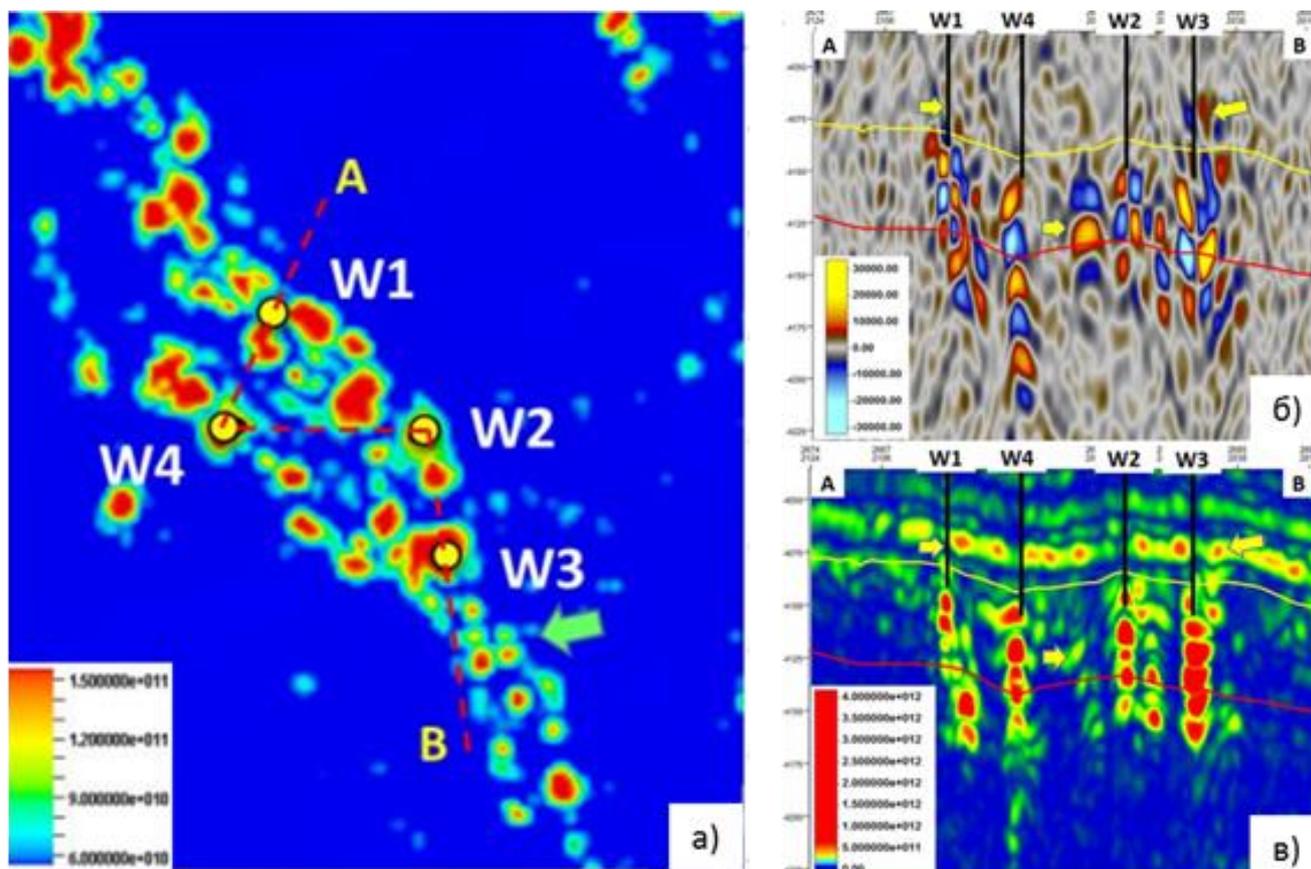


Рисунок 1.1 – Карта интенсивности квазианизотропии скорости Р-волн (а); сейсмический разрез по линии А-В (б) и разрез куба ее интенсивности по линии А-В (в) [Zhangwu Meng et. al., 2018]

Изучение анизотропии для прогноза кавернозности и трещиноватости широко используется как в России, так и за рубежом. Разработано коммерческое программное обеспечение (модули ПО Hampson Russel, RokDoc и т.д.) для выполнения таких работ.

К недостаткам метода можно отнести повышенные требования к сейсмической съёмке (широкоазимутальные или полноазимутальные наблюдения), необходимость включения в граф обработки дополнительных процедур и неоднозначность интерпретации – повышенная интенсивность анизотропии может быть связана не только с кавернозностью но и, например, с слоистостью разреза или трещиноватостью.

Поглощение сейсмических волн в геологической среде связано с преобразованием сейсмической энергии в тепловую. В флюидонасыщенном кавернозно-трещинном коллекторе неупругое поглощение возникает вследствие колебания флюида содержащегося в трещинах и кавернах относительно матрицы горной породы. Чем больше вторичная пустотность тем больше поглощение [Ампиров, 1992]. Неупругое поглощение проявляется в ослаблении амплитуд и изменении частотного состава сейсмических волн.

На практике изучение поглощения чаще всего проводят для повышения качества сейсмического изображения [Fanchang et. al., 2015] [Kristiansen et. al., 2017] или с целью прогноза насыщения [Zhang et. al., 2013] [Zeynal, 2012], в большинстве случаев – для прогноза газа.

Для прогноза трещиноватости и кавернозности, как правило, выполняют частотный анализ сигналов в целевом интервале, исходя из предположения о взаимосвязи зон пониженных частот с повышенной вторичной ёмкостью [Al-Eidan et. al., 2012] [Anjaneyulu et. al., 2011].

В работе [Zeng Hongliu et. al, 2018] эффективные толщины карбонатного кавернового коллектора прогнозируются с применением карты полученной в результате разложения куба на частотные компоненты (спектральная декомпозиция) и дополнительной обработки при помощи метода принципиальных компонент (Рисунок 1.2). Коэффициент корреляции между параметрами (R) составил 0,78. Часть скважин использовались для валидации (слепой тест). Они достаточно хорошо подтвердили выполненный прогноз, что говорит в пользу эффективности метода.

К преимуществам данной методики можно отнести её относительную доступность и простоту использования – достаточно иметь инструмент для анализа частотного состава в заданном интервале. Недостатком подхода является тот факт, что изменение частотного состава записи может быть связано и с другими характеристиками пласта (литологией, слоистостью и т.д.).

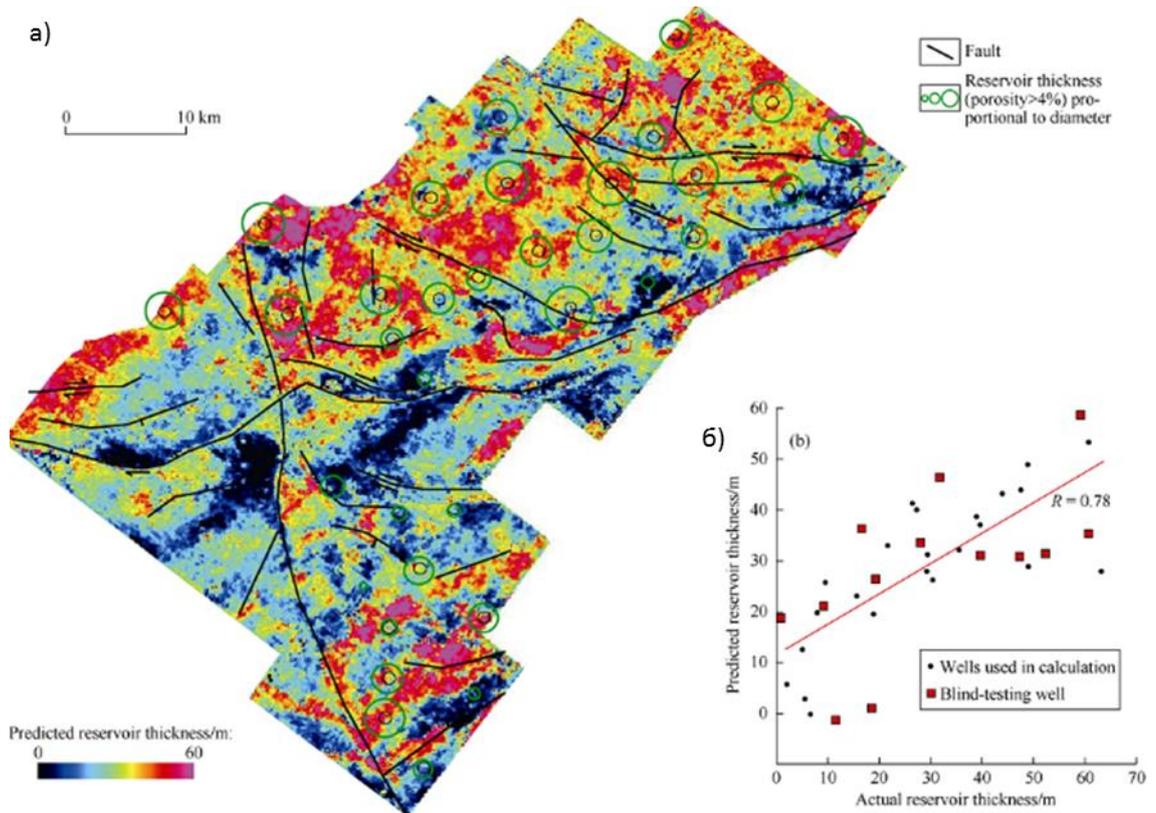


Рисунок 1.2 – Карта сейсмического атрибута полученного с применением спектральной декомпозиции и метода главных компонент (а) корреляция измеренной эффективной толщины пласта и ее прогнозной величины эффективной толщины пласта (б) [Zeng Hongliu et. al, 2018]

Большое количество публикации по теме прогноза кавернозности и трещиноватости посвящены использованию геометрических сейсмических атрибутов, таких как когерентность, дисперсия, кривизна, углы и азимуты наклона отражений и т.д. [Chopra, Marfurt, 2006]. Дисперсия и когерентность взаимно противоположны: дисперсия есть мера различия между сейсмическими трассами, а когерентность – сходства. Первая подчеркивает непредсказуемость сейсмических отражений (их краев и перерывов), тогда как когерентность подчеркивает их прогнозируемость (связанность и непрерывность). Высокая дисперсия и низкая когерентность могут указывать на разломы или зоны скопления трещин и каверн [Орре, 2013].

Кривизна сейсмического горизонта или куб кривизны, рассчитанный по сейсмическим данным, после суммирования может быть показателем

структурной деформации. Области с высокой кривизной могли подвергаться сильной деформации с образованием участков изгиба, складчатости, тектонических нарушений (разломов) или вторичным преобразованиям [Орре, 2013].

Санджай Кумар с коллегами [Kumar et. al., 2009] успешно использовали геометрические сейсмические атрибуты для выделения зон повышенной трещиноватости и кавернозности в известняках нижнего мела. Аномалии, выделенные по параметру когерентности, обладают характерной морфологией, отображающей зоны интенсивных вторичных преобразований (Рисунок 1.3 а **Ошибка! Источник ссылки не найден.**). Стоит отметить, что аномалии когерентности в целевом пласте Shuaiba (Рисунок 1.3 б) имеют пониженные значения относительно выше и ниже залегающих отложений, формируя при этом линейные аномалии, которые могут быть связаны с разломами. Вероятно, что разломы и связанная с ними повышенная трещиноватость послужили драйвером для формирования повышенной кавернозности, поскольку бурение горизонтальных скважин подтвердило прогноз авторов выполненный с применением когерентности.

Геометрические атрибуты являются одним из самых легкодоступных способов для прогноза кавернозности и трещиноватости за счёт простоты использования метода, распространенного в коммерческом ПО (Petrel, DecisionSpace и т.д.) и невысоких затрат машинного времени для расчётов, что, несомненно, можно отнести к преимуществу данного подхода. В то же время анализ геометрических атрибутов позволяет получить результат только на качественном уровне с относительно невысокой разрешенностью (вероятность наличия каверн и трещин в зоне аномальных значений атрибута) и несёт в себе неопределенности, связанные с другими геологическими явлениями, влияющими на геометрические атрибуты (линии выклинивания, границы фациальных зон, интрузии и т.д.), что является серьёзным недостатком данного подхода.

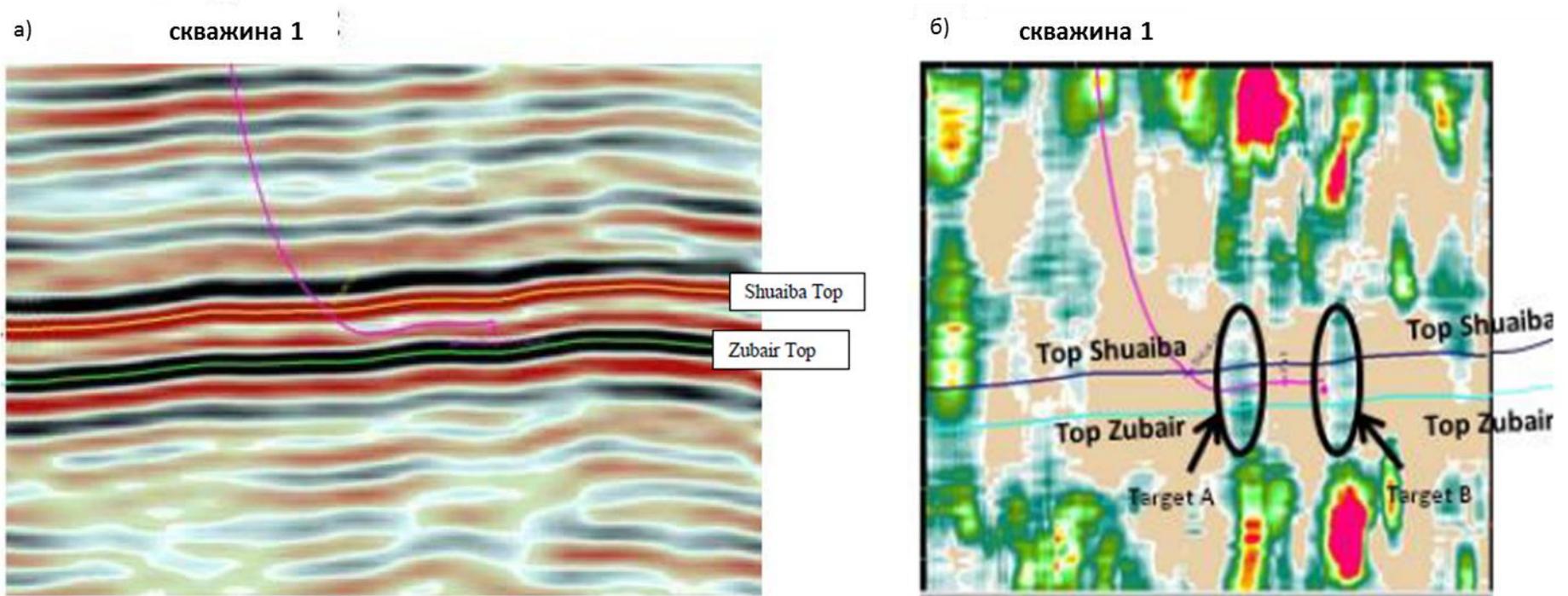


Рисунок 1.3 – Сейсмические разрезы во временном домене: (а) амплитудный разрез и (б) разреза атрибута когерентность [Kumar et. al., 2009]

Разработаны и широко используются методы дополнительной обработки геометрических сейсмических атрибутов [Pedersen et. al., 2002], позволяющие выделять аномалии, связанные с геологическими объектами, и отфильтровать артефакты. Некоторые из таких методов основываются на алгоритме оптимизации подражания муравьиной колонии (ant colony optimization – ACO). ACO нашло своё применение для решения многих задач [Dorigo, 1992], в том числе и при интерпретации 3D сейсморазведки. Алгоритм используется для выделения из волнового поля линейных неоднородностей, предположительно связанных с разломами, макротрещинами или зонами повышенной кавернозности.

Известен ряд коммерческих разработок для обработки геометрических атрибутов на основе ACO, например, алгоритм Ant-tracking, доступный в ПО Petrel компании «Schlumberger» [Pedersen et. al., 2002]. Отечественными геофизиками предложена собственная методика для выделения трещиноватости и кавернозности с применением ACO – синергетические сингулярности (СС) [Шлёнкин и др., 2012]. Методика опробована и активно используется для прогноза вторичной пористости отложений протерозоя Восточной Сибири [Харахинов и др., 2013]. На Рисунок 1.4 приведен пример горизонтального куба СС сопоставленного с проекциями горизонтальных стволов скважин на которые нанесены кривые интенсивности трещин (интерпретация пластовых микросканеров). Визуальный анализ рисунка показывает, что значения интенсивности трещиноватости соответствуют аномалиям СС для 2 скважин из 3, что является относительно хорошим результатом.

К преимуществам методики обработки геометрических характеристик волнового поля на основе ACO можно отнести повышение контрастности выделяемых аномалий, к недостаткам – возможное объединение нескольких объектов в одну протяженную аномалию, что может не соответствовать действительности. Очевидно, что результаты применения такого метода включают в себя все неопределённости исходных данных (геометрических

атрибутов) описанные выше. Для контроля качества результаты работы подобных алгоритмов рекомендуется сопоставлять с исходными сейсмическими данными.

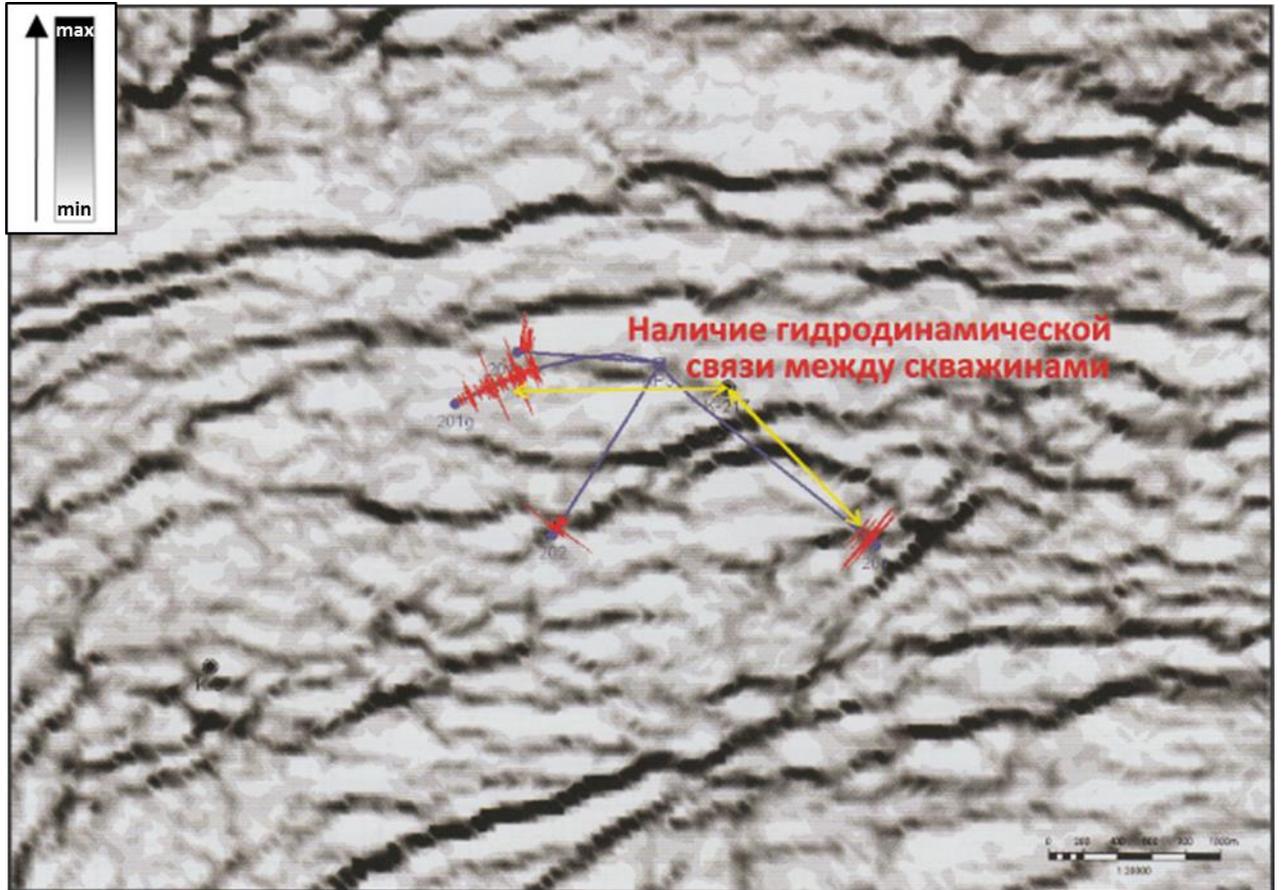


Рисунок 1.4 – Карта параметра синергетической сингулярности в сопоставлении со скважинными данными (интерпретация данных пластовых микросканеров) [Харахинов и др., 2013]. Синими линиями показаны проекции стволов горизонтальных скважин, красными – значения ГК.

Использование амплитудных характеристик волнового поля для прогноза трещиноватости и кавернозности основано на различиях в акустической жёсткости между зонами улучшенных коллекторов (повышенная трещиноватость и кавернозность) и вмещающими породами. Поскольку трещиноватость обеспечивает невысокую ёмкость, до 1% [Багринцева, 1999], то, как правило, зоны повышенной трещиноватости не влияют на амплитуды отражённых волн (незначительные изменения акустического импеданса).

Повышенная кавернозность оказывает большее влияние на пустотность горных пород, в сравнении с трещиноватостью, что может привести к контрасту акустической жёсткости, достаточной для изменения амплитудных характеристик.

Для определения потенциальной возможности прогноза кавернозности и трещиноватости по амплитудам выполняется сейсмогеологическое моделирование 2D или 3D [Левянт и др., 2016]. В работе Джу с коллегами [Gu et. al., 2013] приведен пример использования полноволнового сейсмического 2D моделирования для оценки влияния высокоёмких кавернозных интервалов на амплитуды сейсмических волн (Рисунок 1.5). Использование такого подхода позволяет снизить неопределённости связанные с природой амплитудных аномалий и их интерпретацией. Понижение скорости продольных волн от 6100 м/с во вмещающих породах до 5500 м/с в зонах интенсивной кавернозности приводит к формированию амплитудных аномалий наблюдаемых как на модельном разрезе, так и на фактическом.

В работе [Zhang et. al., 2017] амплитуды отражений используются для картирования ёмкости газонасыщенных каверновых карбонатных коллекторов Сичунского бассейна (Рисунок 1.6). Предварительно, было проведено обоснование такого прогноза на модельных данных. Упрощенная модель клина показывает, что рост каверновой пористости с 2 до 8% приводит к заметному увеличению амплитуды отражений подошвы клина. Кросс-плот модельных значений амплитуд и линейной ёмкости (эффективная толщина, умноженная на пористость) показывает близкую к линейной зависимость между параметрами. Похожий результат был получен при построении аналогичной корреляции по реальным данным, только для аппроксимации авторы выбрали степенную функцию, что не противоречит результатам моделирования. Полученная в результате карта амплитуд отображает распространение кавернозных коллекторов и их линейную ёмкость.

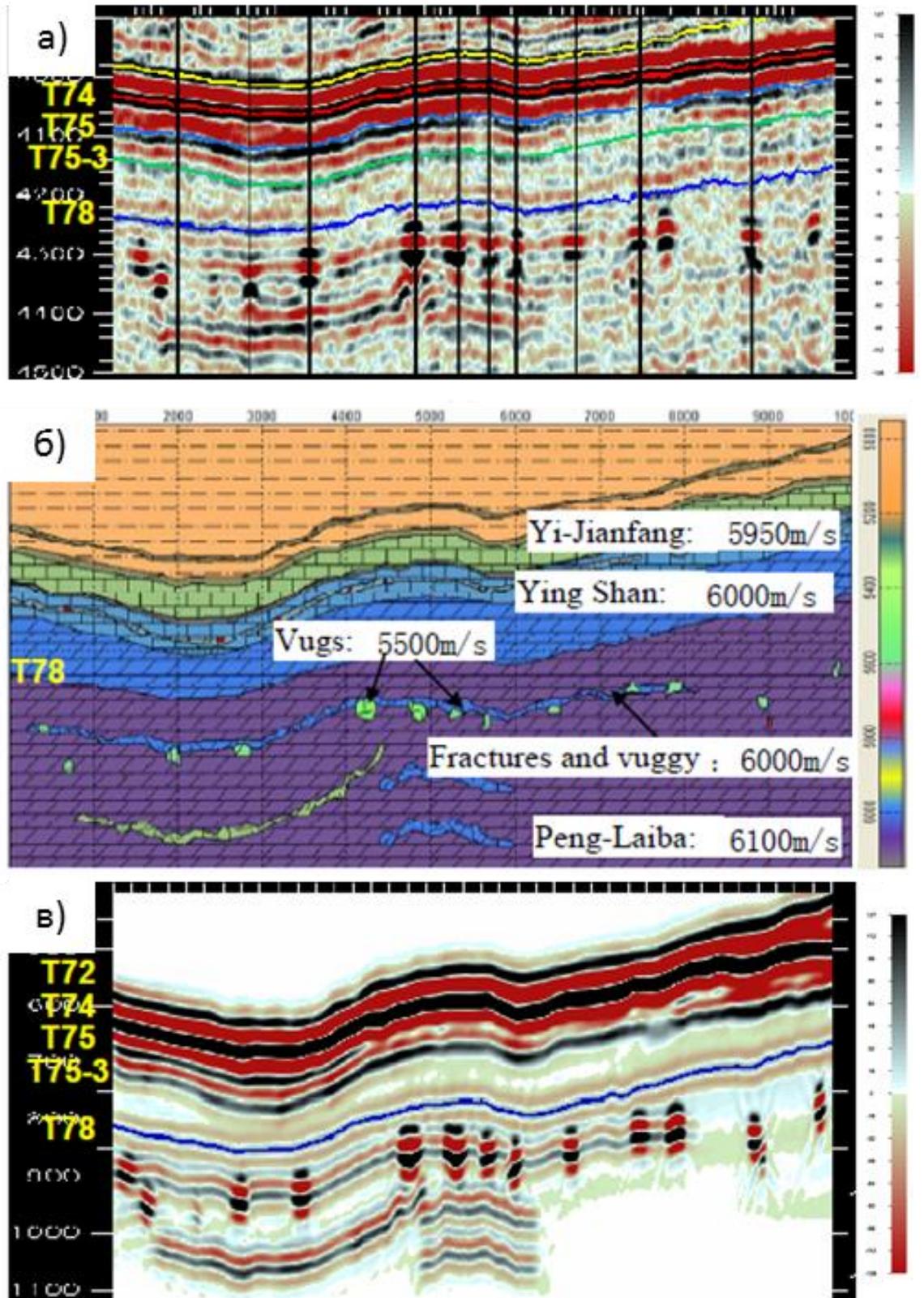


Рисунок 1.5 – Сейсмический временной разрез (а); геологическая модель с учётом трещин и каверн (б); синтетический сейсмический временной разрез (в)

[Gu et. al., 2013]

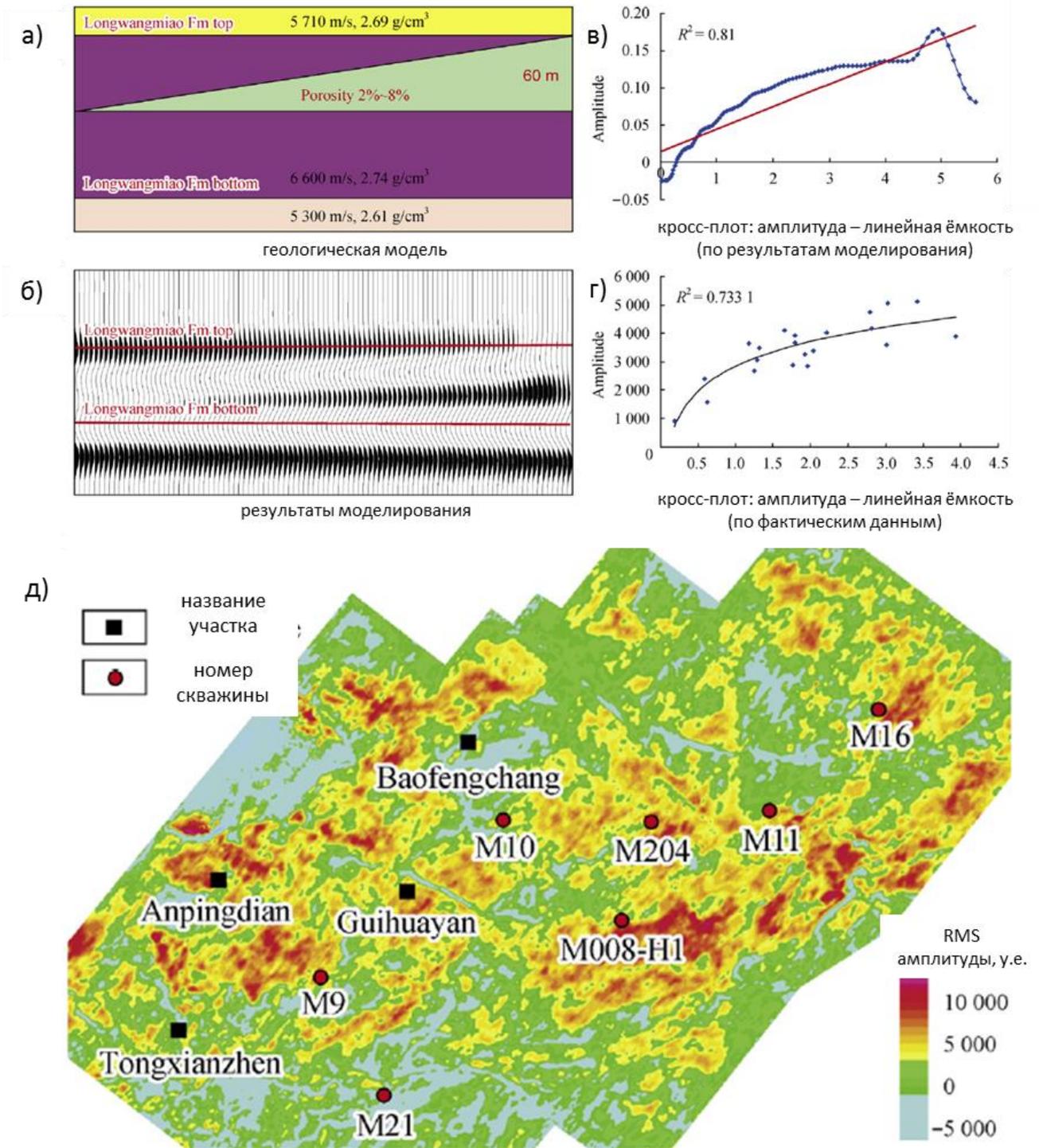


Рисунок 1.6 – Пример использования амплитудных характеристик для прогноза линейной ёмкости кавернзного коллектора: (а) геологическая модель клина; (б) результаты сейсмического моделирования; (в) корреляция: амплитуда – линейная ёмкость (по результатам моделирования); (г) то же по фактическим данным; (д) карта амплитуд в целевом интервале [Zhang et. al., 2017]

Анализ амплитудных характеристик разреза давно стал стандартным этапом процесса интерпретации данных 2D и 3D сейсморазведки. Инструменты для анализа амплитуд доступны практически во всех коммерческих программных продуктах, что является преимуществом данного подхода.

Очевидным недостатком методики является влияние на амплитудные характеристики многих факторов, зачастую не связанных с кавернозностью – литология, насыщение, выклинивание и т.д. Общеизвестным инструментом для снятия неопределенностей связанных с природой амплитудных аномалий, является сейсмогеологическое моделирование.

Известны успешные примеры прогноза зон повышенной кавернозности таким традиционным инструментом, как классификация сейсмического разреза. Существует несколько подходов к его применению [Ольнева, 2017]:

- классификация целевого интервала по форме импульсов;
- классификация двумерных данных (карты сейсмических атрибутов и т.д.);
- объёмная классификация целевого интервала (в том числе по форме импульсов и с применением объёмных сейсмических атрибутов).

Классификация сейсмического разреза основана на том, что изменение физических параметров сейсмического сигнала отражается в изменении его динамических характеристик (амплитуда, частота и т.д.). Разделение на сеймоклассы основано на определении изменения формы сейсмического сигнала, тех или иных его особенностей и отнесении этого изменения к определенному классу [Разин и др., 2004]. На практике типизация сейсмического разреза чаще всего используется в рамках сеймофациального анализа для определения условий осадконакопления целевых пластов [Ольнева, 2017]. Вместе с тем на форму сейсмического сигнала влияет не только обстановка осадконакопления, но и многие другие факторы, такие как вторичные преобразования пород, а именно – кавернообразование.

В работе [Álvarez et. al., 2009] использована классификация сейсмического разреза на основе нейронных сетей для карбонатного пласта в бассейне Баринас на юго-западе Венесуэлы. Использовался метод классификации двумерных данных (карты сейсмических атрибутов), с опорой на скважинную информацию о кавернозности. По записи скважинных микросканеров авторы выделили зоны кавернозности, в результате чего рассчитан параметр «доля кавернозности в разрезе» (соотношение толщины кавернозных интервалов к толщине пласта), после чего все скважины разделены на три класса: с высокой кавернозностью (более 50% – жёлтым цветом); средней кавернозностью (от 25 до 50% – зеленым цветом); слабой кавернозностью (менее 25% – красным цветом). Классификация выполнена с обучением на скважинных данных [Разин и др., 2004]. Построенная карта сейсмодатумов (Рисунок 1.7) определяет распределение в пространстве зон с различной долей кавернозности, а также локализует приразломную зону, вероятно, связанную с повышенной трещиноватостью. Отмечается, что зоны повышенной кавернозности локализуются вблизи тектонических нарушений с повышенной трещиноватостью и вторичными преобразованиями (выщелачиванием).

Алгоритмы классификации доступны в таких программных продуктах, как Stratimagic компании «Paradigm Geophysical», GeoTeric компании «ffA» и т.д. Использование классификации при интерпретации данных 3D сейсморазведки является стандартом для индустрии. Несомненный недостаток классификации сейсмических данных заключается в том, что методика не даёт количественный прогноз анализируемых параметров, а лишь разделяет интересующий интервал на классы, которые интерпретатор самостоятельно ассоциирует с изучаемыми параметрами (фации, тип пустотности и её интенсивность и т.д.).

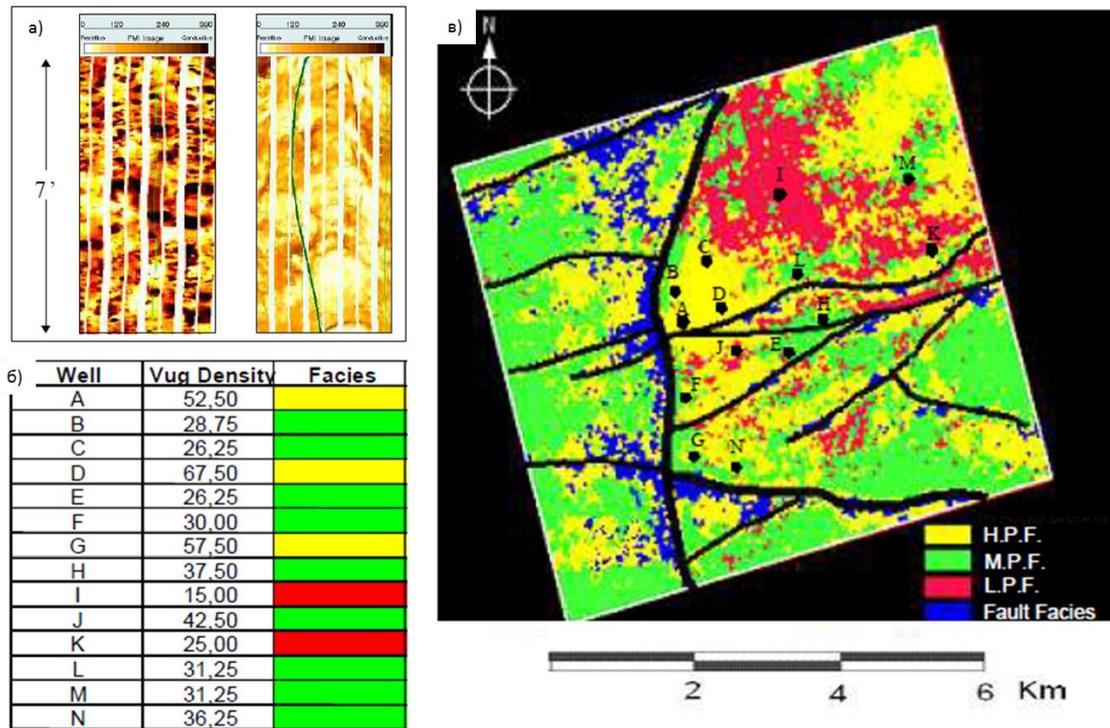


Рисунок 1.7 – Кавернозность выделенная по пластовым микросканерам (а); для кавернозности в разрезе для каждой скважины и соответствующий класс (б); карта сейсмодассов (в) [Álvarez et. al., 2009]. Черными линиями показаны разломы.

Большинство современных проектов по сейсморазведке не обходится без применения сейсмической инверсии. Известны достаточно успешные примеры использования инверсии при изучении кавернозного коллектора. Под сейсмической инверсией традиционно понимается решение обратной динамической задачи сейсморазведки, т. е. восстановление распределения упругих параметров геологической среды по зарегистрированному волновому полю [Ампилов и др., 2011].

Сейсмическая инверсия позволяет рассчитывать 2D разрезы или 3D кубы акустической жесткости и другие упругие параметры, характеризующиеся тем, что они:

- ноль-фазовые;
- лучшее соотношение сигнал/помеха;
- лучшее вертикальное разрешение.

В идеальном случае инверсия позволяет перейти от волнового поля с интерференционным характером записи к свойству геологического разреза – акустической жесткости, параметру V_p/V_s и т.д.

В работе [Hamid and Sadeghzadeh, 2009] инверсия используется для прогноза распространения кавернового коллектора и его пористости: куб акустического импеданса пересчитывается в куб кавернозного пористости с учётом петрофизических зависимостей для изучаемого карбонатного пласта. Полученный куб пористости хорошо соответствует как скважинным данным, так и модели диагенеза изучаемых отложений (рисунок 1.8 **Ошибка! Источник ссылки не найден.**). Значения прогнозного куба каверновой пористости изменяются по вертикали и латерали, что позволит при его использовании не только оптимально заложить скважину, но и учесть неоднородности ФЕС при построении геолого-гидродинамической модели, расчёте плановых показателей разработки и в целом снизит неопределенности разведки и добычи из такого пласта.

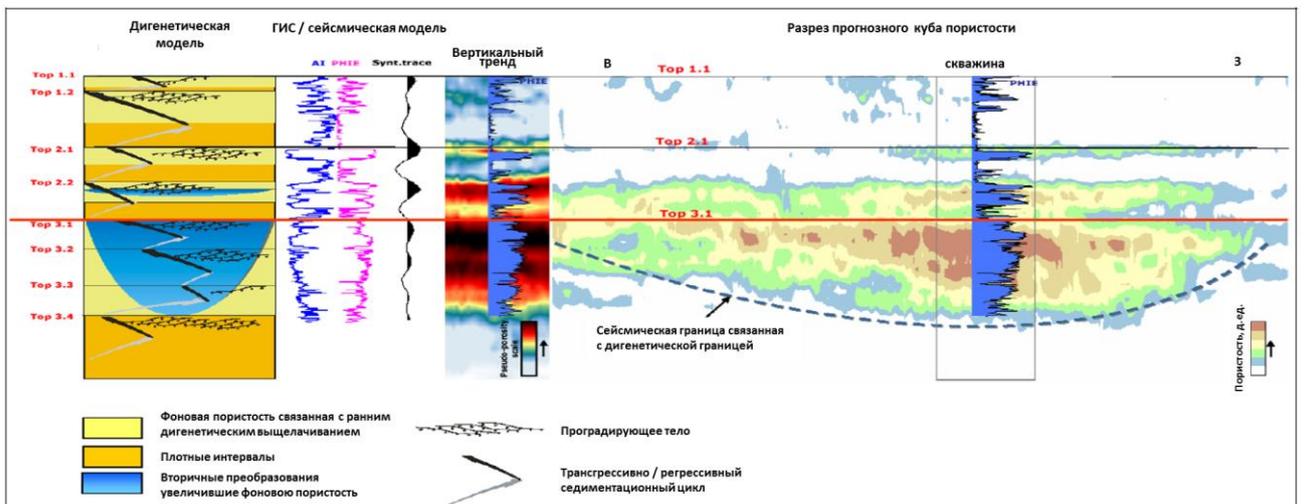


Рисунок 1.8 – Дигенетическая модель изучаемых отложений и разрез пористости по результатам сейсмической инверсии [Hamid and Sadeghzadeh, 2009]

Следует заметить, что эффективно использовать инверсионные преобразования для прогноза кавернозности можно только в случае коллектора,

где пористость обусловлена исключительно вторичной кавернозностью. Если же пласт имеет сложную структуру порового пространства, то отделение, например, поровой составляющей от кавернозной по упругим характеристикам разреза, определяемым в результате инверсии маловероятно.

Для определения потенциальных возможностей алгоритмов инверсии в конкретных геологических условиях выполняется анализ данных ГИС, чтобы оценить связь упругих характеристик разреза с геологическими параметрами. Сначала, анализ проводится в полосе частот ГИС, если наблюдаются какие-либо зависимости, то проводят фильтрацию кривых ГИС в полосу частот сейсморазведки и анализируют сохранение взаимосвязей.

Алгоритмы инверсии доступны в большинстве программных продуктов для интерпретации (HampsonRussel, Petrel и т.д.) и активно используются в производственной деятельности. Для выполнения инверсии по наиболее продвинутым и, соответственно, эффективным алгоритмам требуются данные ГИС, в частности – акустический и плотностной каротаж. При восстановлении не только акустического импеданса, но и таких параметров, как V_p/V_s или плотность, то, во-первых предъявляются особые требования к сейсмическим данным (наличие углов прихода волн более 45°), во-вторых, требуются данные о распространении продольных упругих волн по данным ГИС. К сожалению, необходимые наблюдения, требующиеся для проведения инверсии, исходя из практики интерпретации данных сейсморазведки, не всегда доступны, что можно отнести к недостаткам данной методики.

Подробнее стоит остановиться на ряде методов связанных с изучением рассеянных сейсмических волн. Их использование изначально направлено на решение задачи прогноза трещиноватости и кавернозности. Эти разработки менее подвержены недостаткам многих вышеописанных методик, для которых аномальные значения могут быть связаны как с искомой трещиноватостью и кавернозностью, так и с другими геологическими явлениями (зоны выклинивания и т.д.) [Мерзликина, 2014].

Детально методики, связанные с изучением рассеянных сейсмических волн, рассмотрены в диссертационной работе А.С. Мерзликиной [Мерзликина, 2014], рассмотрены два способа оценки рассеянной компоненты волнового поля: полевой метод СЛБО (сейсмический локатор бокового обзора) и метод специальной обработки данных сейморазведки. Первый считается экономически не выгодным [Мерзликина, 2014], второй более распространен и включает в себя несколько методик:

- общей рассеивающей точки (Common Scattering Point - CSP);
- фокусирующих преобразований;
- объектно-ориентированных преобразований волновых полей;
- построение волновых изображений методом интегральных операторов продолжения волнового поля.

Пример эффективного использования рассеянных волн для прогноза кавернозности представлен в работе [Cheverda et. al., 2014], в которой был выполнен качественный прогноз зон улучшенных ФЕС (проницаемость) рифейских карбонатов Юрубчено-Тохомского месторождения. Математическим моделированием доказываемая взаимосвязь между зонами повышенной трещиноватости и кавернозности и аномально повышенными амплитудами рассеянных волн. Результаты моделирования экстраполируются на реальные данные. На карте распределения энергии рассеянных волн для целевого рифейского интервала (Рисунок 1.9 а) видно, что зонам аномальных амплитуд энергии рассеянных волн соответствуют улучшенные ФЕС пласта, что в условиях изучаемого объекта может быть связано только с повышенной трещиноватостью и кавернозностью.

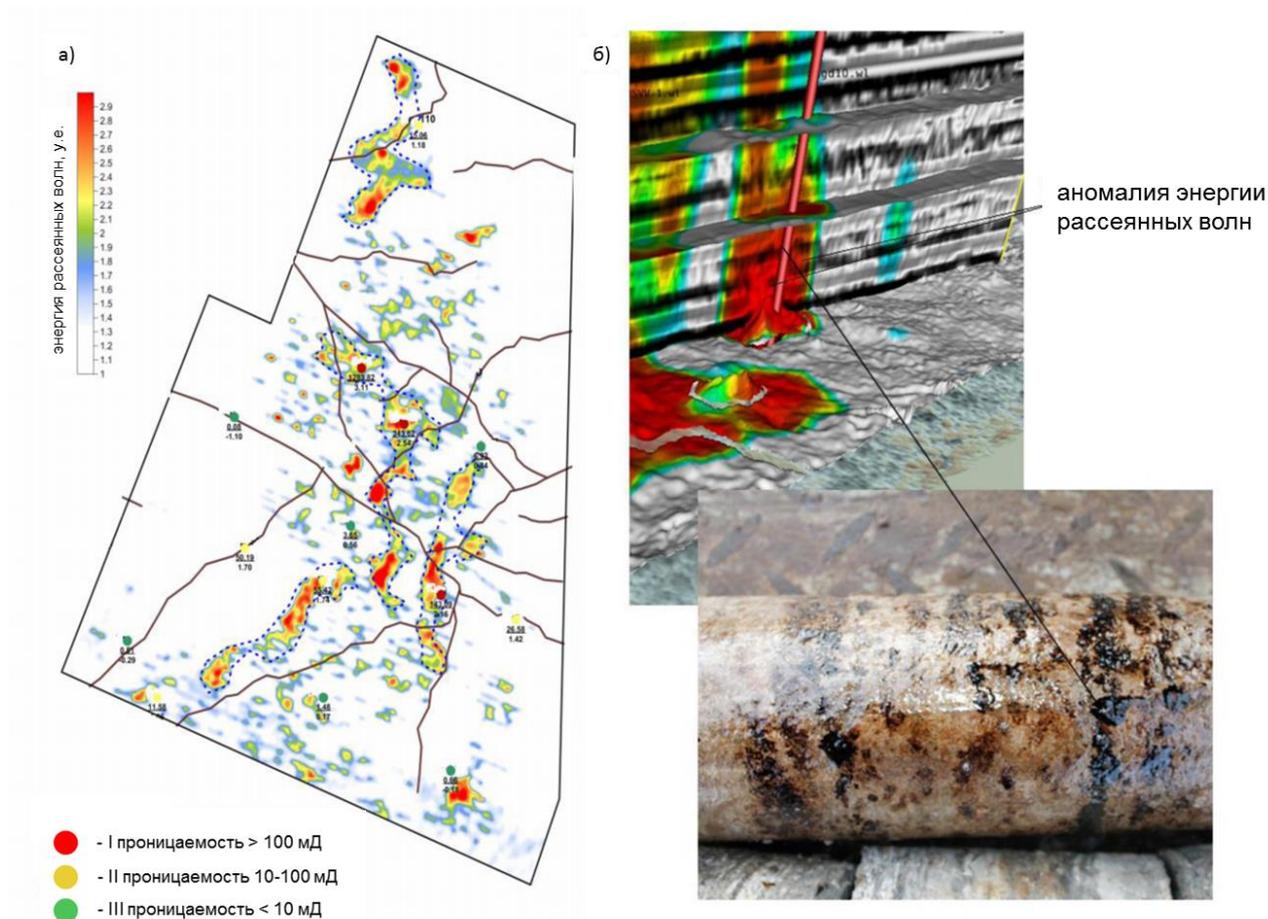


Рисунок 1.9 – Карта распределения амплитуды рассеянных волн с точками скважин, отсортированными в соответствии с проницаемостью целевого пласта (а); керн из скважины, пробуренной в объект, с повышенными значениями рассеянных волн (б) [Cheverda et. al., 2014]

Эффективное решение задачи прогноза кавернозности и трещиноватости с применением вышеперечисленных методик с точки зрения экспертного сообщества [Левянт и др., 2010] возможно только по материалам 3D сейсморазведки. Для применения некоторых методик необходимо соблюдать определенные требования при проведении полевых работ. Так, анализ анизотропии продольных и поперечных упругих волн возможен только с применением результатов полноазимутальных сейсмических съёмок.

На эффективность каждого из методов влияет геологическое строение изучаемого региона, сейсмоакустические характеристики пород, слагающих изучаемый разрез, технологии, используемые при полевых работах, и качество

обработки сейсмических данных. Как правило, для каждого конкретного региона (или площади) наилучшая методика выбирается итеративно в процессе опробования всех доступных подходов. В то же время, для ряда хорошо изученных регионов даны рекомендации [Левянт и др., 2010], где описано, какому из методов отдать предпочтение при выполнении работ.

Резюмируя все вышесказанное, можно заключить, что все рассмотренные методы ориентированы на совместное выделение как трещин, так и каверн по данным 3D сейсморазведки. Такой подход эффективен на разведочном этапе изучения недр, когда основная задача – открыть месторождение и оценить его промышленные запасы углеводородов (УВ). Однако, для карбонатных отложений, на этапе эксплуатации месторождения принципиально важно понимать структуру порового пространства – имеет ли резервуар двойную систему пористости и проницаемости или нет [Nelson R.A.2001]. Если же он имеет двойную систему фильтрации, то важно понимать характер распределения в пространстве трещиноватости и кавернозности. Структура пустотного пространства карбонатных отложений будет предопределять следующие важные показатели разработки: темпы отбора жидкости, коэффициент извлечения нефти, форму и радиус зоны дренирования и т.д. [Майдебор В.Н., 1980].

В последние годы, значительное развитие получило изучение рассеянной компоненты волнового поля и использование данных пластовых микросканеров позволяющих количественно оценить кавернозность и трещиноватость горных пород. Это позволяет решать задачи количественного прогноза кавернозности по данным 3D сейсморазведки для последующего использования при проектировании и оптимизации эксплуатации месторождений.

Глава 2

ВЫДЕЛЕНИЕ ПОВЫШЕННОЙ КАВЕРНОЗНОСТИ В РИФЕЙСКОМ КОЛЛЕКТОРЕ ЮТМ ПО ДАННЫМ ГИС

2.1. Постановка задачи выделения повышенной кавернозности

Для обнаружения зон повышенной кавернозности и оценки их влияния на добычу в качестве априорной информации использованы скважинные наблюдения, полученные в пределах рассматриваемого месторождения. Они представлены в виде результатов лабораторных исследований керна (фотографии и томография), геофизических исследований скважин (ГИС) и результатов интерпретации ГИС (РИГИС).

В первую очередь необходимо отметить ряд факторов, предопределивших необходимость изучения повышенной кавернозности рифейского коллектора ЮТМ. Во-первых, это результаты детального изучения керна скважин, пробуренных на ЮТМ с практически полным выносом керна в интервале рифея. С 2006 года керн отбирается с применением технологии изолированного отбора (в стеклопластиковых керноприемных трубах и изолирующей жидкости), что позволило повысить вынос керна в целевом интервале в среднем с 50 до 95%. Увеличение выноса керна обеспечили самые разуплотнённые участки, которые невозможно было отобрать по стандартной технологии, но именно они представляют наибольший интерес для анализа коллекторских свойств и структуры пустотного пространства. Такие данные позволили обнаружить кавернозные высокоёмкие интервалы и изучить их характеристики. Наиболее ярко подобные объекты наблюдаются в скважинах №120 и №304 (Рисунок 2.1), где отчетливо проявлены каверны и характер их неравномерного пространственного размещения.

Независимо, подобные объекты были зафиксированы специалистами ООО «Славнефть-НПЦ» в восточной части ЮТМ, которая расположена на Терско-Камовском северно-восточном лицензионном участке (рисунок 2.2) [Харахинов и др, 2015].



Рисунок 2.1 – Повышенная кавернозность в керне скважин 120 и 304

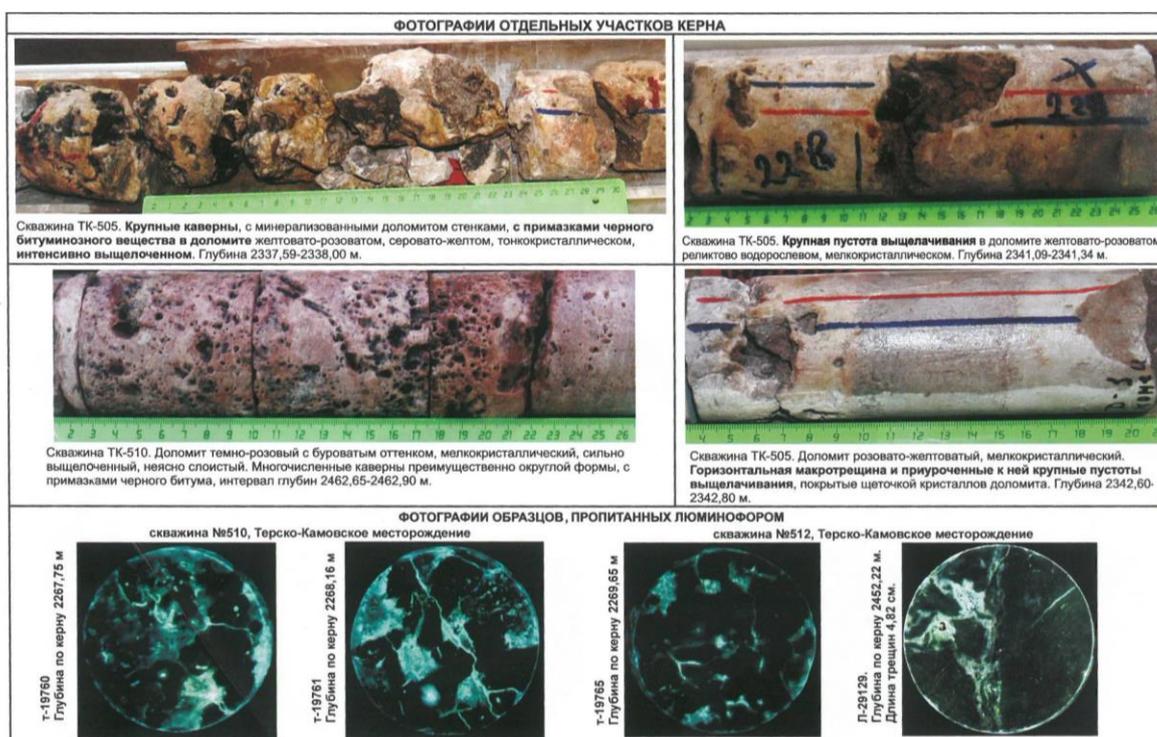


Рисунок 2.2 – Пример развития повышенной кавернозности в рифейских доломитах по данным детального исследования керна [Харахинов и др., 2015]

Также, предположение о существовании высокоёмких кавернозных прослоев в рифейском разрезе ЮТМ высказывали специалисты компании «Petrotel» [Brown et. al., 2002], выполнившие анализ геологии ЮТМ по заказу компании «ЮКОС», которая на тот момент была оператором месторождения.

Был сделан ряд важных выводов:

- в разрезе рифея ЮТМ встречаются интервалы повышенной кавернозности, характеризующиеся пористостью от 6 до 20%;
- такие интервалы можно проследить в близкорасположенных скважинах, что указывает на их пространственную стратиграфическую приуроченность;
- повышенная кавернозность прослеживается от скважины к скважине, однако распределения ее характеристик изменчиво, свидетельствуя о вторичном характере ее распространения, хотя она формируется одновременно с стратиграфическими неоднородностями.

В качестве примера скважин, вскрывающих такие объекты, приводятся: Юр-71, Юр-10, Юр-50 и Вдр-4. Концептуальная модель, предложенная специалистами «Petrotel» приведена на Рисунок 2.3. Она представлена наклонно залегающими массивами чистых, малопористых доломитов с прослоями малопроницаемых тонкослоистых аргиллитистых доломитов (чёрные) и высокоёмкими маломощными кавернозными прослоями (красные). В разрезе присутствуют субвертикальные тектонические трещины.

Заключительным и, пожалуй, наиболее весомым доводом к возможности изучения повышенной кавернозности рифейского коллектора ЮТМ являются первые результаты эксплуатации месторождения, указывающие на существование разных типов коллектора. Это проявляется в существенном различии технологических показателей эксплуатации скважин – дебите нефти, обводнённости и газовом факторе (Рисунок 2.4). Предположительно такие различия могут быть обусловлены разными типами вскрытых коллекторов, в том числе и наличием повышенной кавернозности.

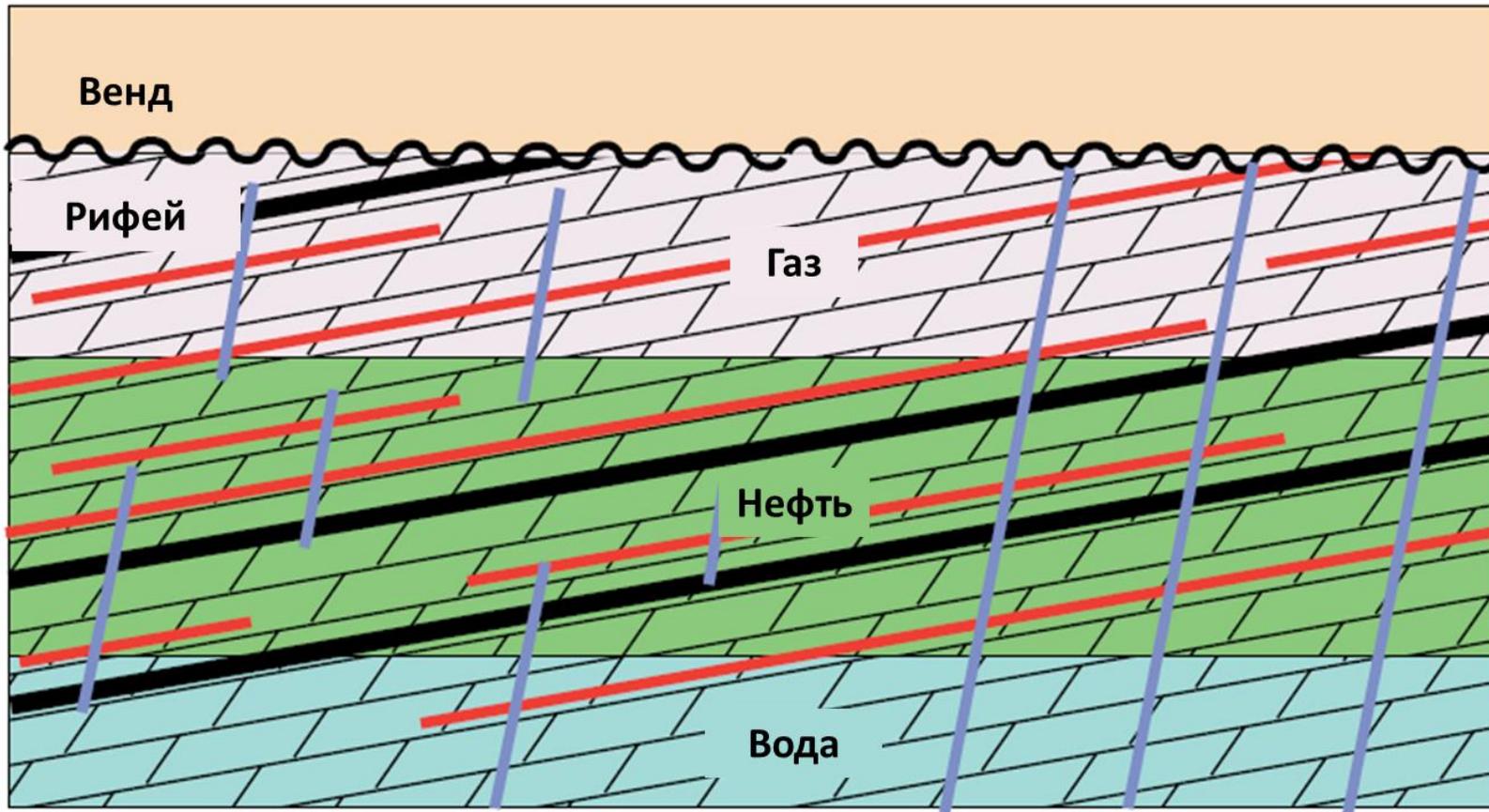


Рисунок 2.3 – Концептуальная модель рифейского резервуара ЮТМ, построенная по результатам изучения данных ГИС и керна [Brown et. al., 2002]

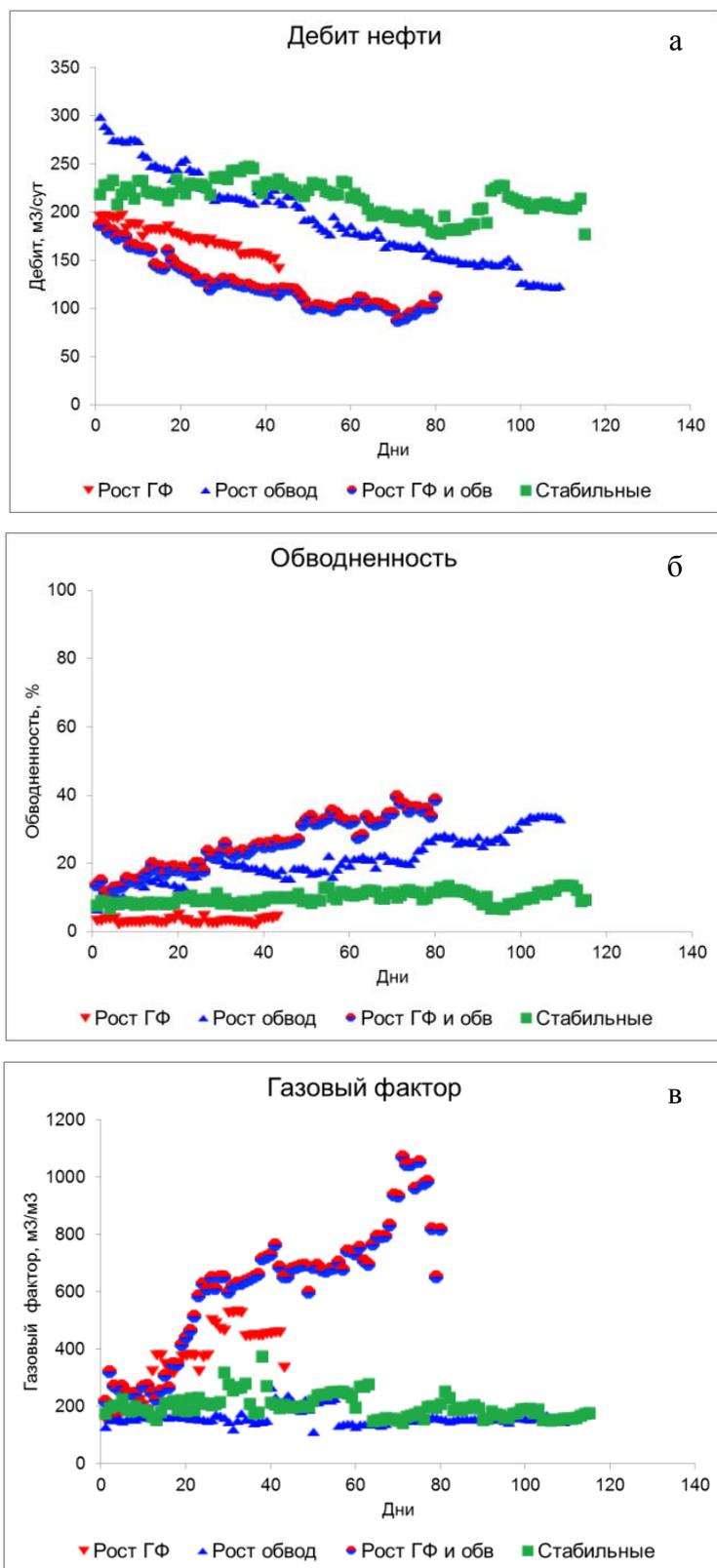


Рисунок 2.4 – Усреднённые технологические показатели эксплуатации скважин на ЮТМ (по состоянию на апрель 2018 г.): дебит нефти (а); обводнённость (б); газовый фактор (в)

2.2. Выделение повышенной кавернозности по данным ГИС

Оригинальная петрофизическая модель рифейского коллектора ЮТМ [Филатов Д.А., 2016, неопубликовано] подразумевает многокомпонентную структуру рифейского коллектора (Рисунок 2.5), включающую в себя:

- матрицу (неэффективная ёмкость);
- макротрещины (эффективная ёмкость);
- микротрещины и микрокаверны (эффективная ёмкость);
- единичные каверны (эффективная ёмкость);
- интервалы повышенной кавернозности (эффективная ёмкость);

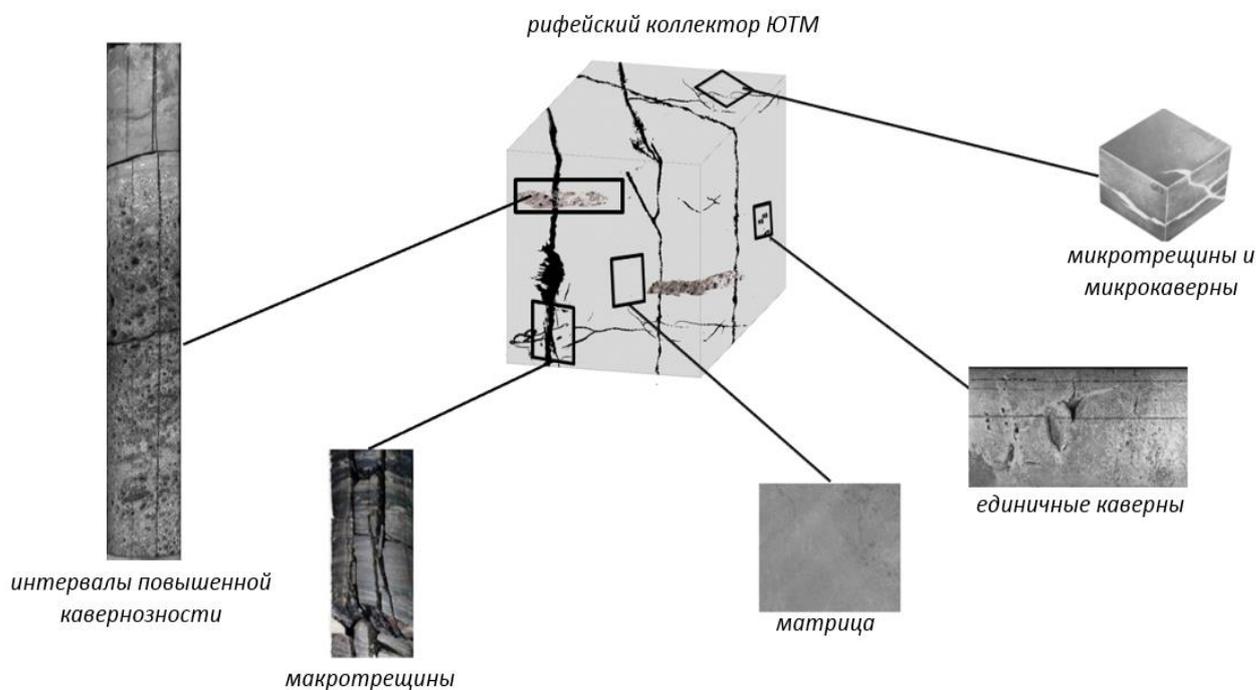


Рисунок 2.5 – Петрофизическая модель рифейского коллектора ЮТМ [Филатов Д.А., 2016, неопубликовано]

2.2.1. Методика выделения повышенной кавернозности по ГИС и керну

Исходя из доступных данных ГИС, результатов предшественников [Филатов Д.А., 2016, неопубликовано]; [Brown et. al., 2002] и методических рекомендаций [Левянт и др., 2010], выделение повышенной кавернозности проведено с применением двух методик:

– интерпретация изображений кругового акустического и электрического микросканера (UBI и FMI) в сочетании с анализом фотографий и описанием керна;

– граничное значение эффективной пористости (РИГИС).

Использование цилиндрических изображений полученных микросканерами (UBI и FMI) в сочетании с анализом фотографий и описанием керна позволяет получить детальную модель распределения повышенной кавернозности вдоль ствола скважины. Методика интерпретации основывается на морфологическом анализе записей микросканеров и фотографий керна, с калибровкой на результаты лабораторных исследований керна (описание, томография и т.д.).

Пластовые микросканеры являются, прежде всего, геологическим инструментом, однако принцип их работы основан на измерении физических свойств пород. Так, электрические микросканеры измеряют электрическую электропроводность пород, а акустические – прежде всего затухание и время пробега акустической волны. В силу геолого-технологических условий бурения скважин (буровой раствор на нефтяной основе), основным типом используемого пластового микросканера для изучаемых отложений является акустический. Вертикальная разрешающая способность микросканеров начинается от 3 мм, против 30 и более сантиметров стандартного комплекса ГИС.

Среди множества параметров, получаемых с использованием акустического пластового микросканера, мы также получаем массив развертки затухания акустической волны по стволу скважины. Фактически этот массив отображает то, насколько сильно порода в данной точке ствола скважины поглощает энергию акустической волны. Чем больше жидкости в среде, тем сильнее происходит поглощение сигнала. То есть акустическая волна теряет свою энергию на глинах и пустотах, заполненных жидкостью.

Логика интерпретации иллюстрируется примерами из – 120_14_p (Рисунок 2.6) и 304_3_p (Рисунок 2.7). В большем масштабе результаты интерпретации и сопоставление их с фото керна приведены на Рисунок 2.8.

Важно отметить, что выделение интервалов выщелачивания проводилось только в том случае, когда они отмечались как на данных пластовых микросканеров, так и на фотографиях керна. Также выделение интервалов проводилось для случаев, когда по данным микросканера интервал прослеживается, однако из этого интервала керн вынести не удалось. В иных случаях интервалы не выделялись.

К сожалению, использовать данный метод можно только в скважинах, изученных пластовыми микросканерами и на отобранном керне вдоль всего интервала рифейских отложений вскрытых скважиной. Необходимым требованиям удовлетворяют следующие эксплуатационные пилотные скважины: 107_12_p, 120_14_p, 131_16_p, 141_17_p, 149_19_p, 179_24_p, 198_7_nn, 272_1_p, 304_3_p, 579_4_p, которые использованы для детального изучения возможности локализации кавернозности и ее характеристик.

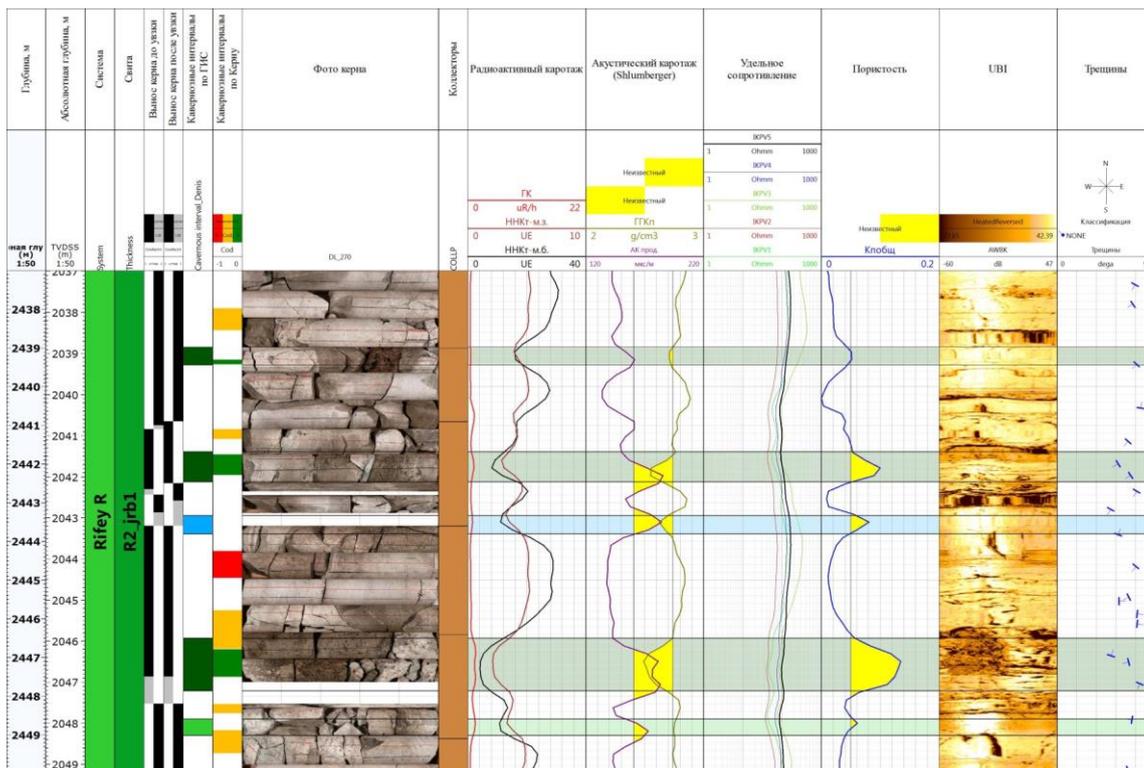


Рисунок 2.6 – Планшет с интерпретацией кавернозных интервалов по скв. 120_14_p, жёлтым выделены интервалы повышенной кавернозности выделенные по стандартным методам ГИС

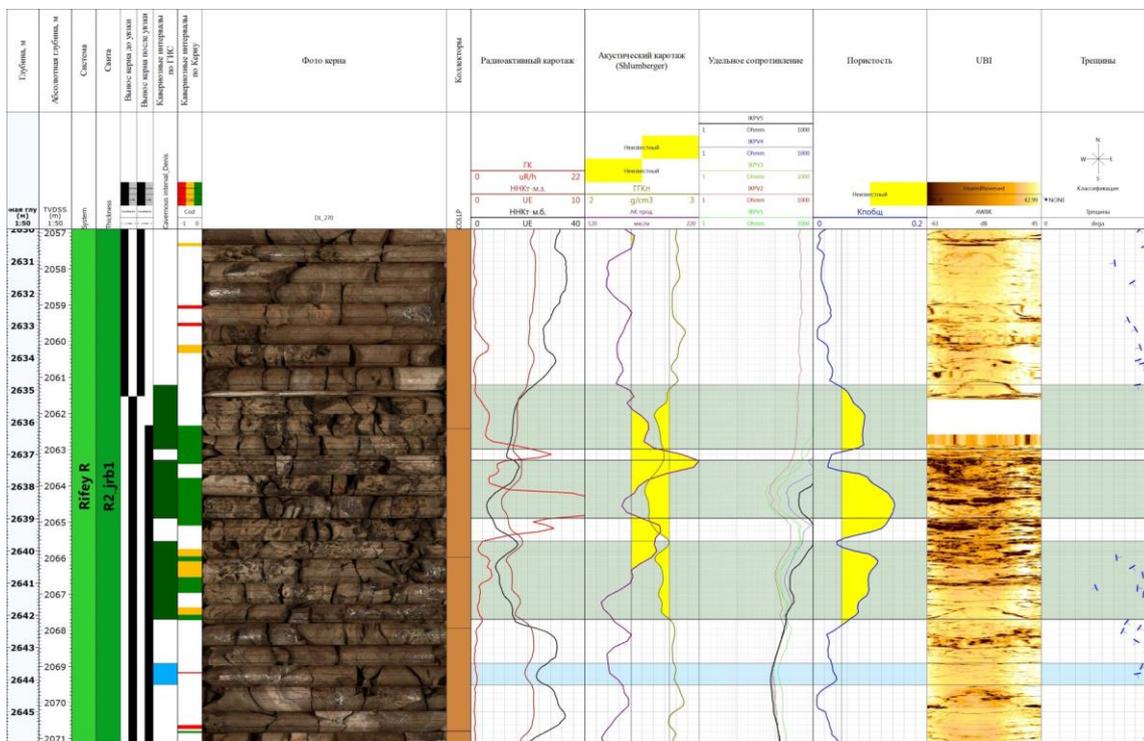


Рисунок 2.7 – Планшет с интерпретацией кавернозных интервалов по скв. 304_3_p

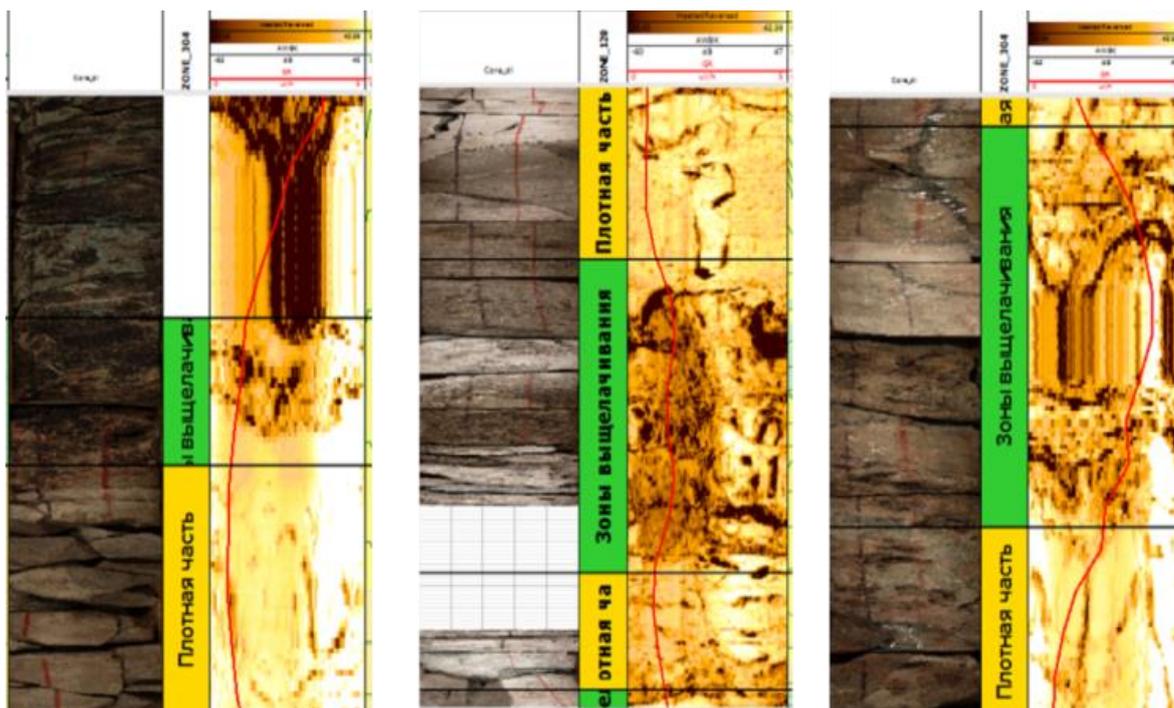


Рисунок 2.8 – Сопоставление результатов интерпретации интервалов кавернозности по микросканерам с фотографиями керна

Статистический анализ данных результатов интерпретации стандартных методов ГИС и описания керна позволил установить, что значения коэффициента общей пористости рифейского коллектора ЮТМ более 6% связаны преимущественно с интервалами повышенной кавернозности (Рисунок 2.9). При этом общая пористость рифейского коллектора определена по данным ГИС – комплексу нейтронного, плотностного и акустического каротажа. Методика интерпретации данных ГИС с целью определения общей пористости и компонентного состава рифейских отложений базировалась на решении системы линейных петрофизических уравнений для нейтронного, плотностного и акустического каротажей в соответствии с установленной литологической моделью твердой фазы породы (доломит, кварц, глина), подробно описано в [Филатов Д.А., 2016, неопубликовано].

Использование такой тенденции позволяет обнаружить интервалы повышенной кавернозности по значительно большему количеству скважин, нежели с применением только микросканеров.

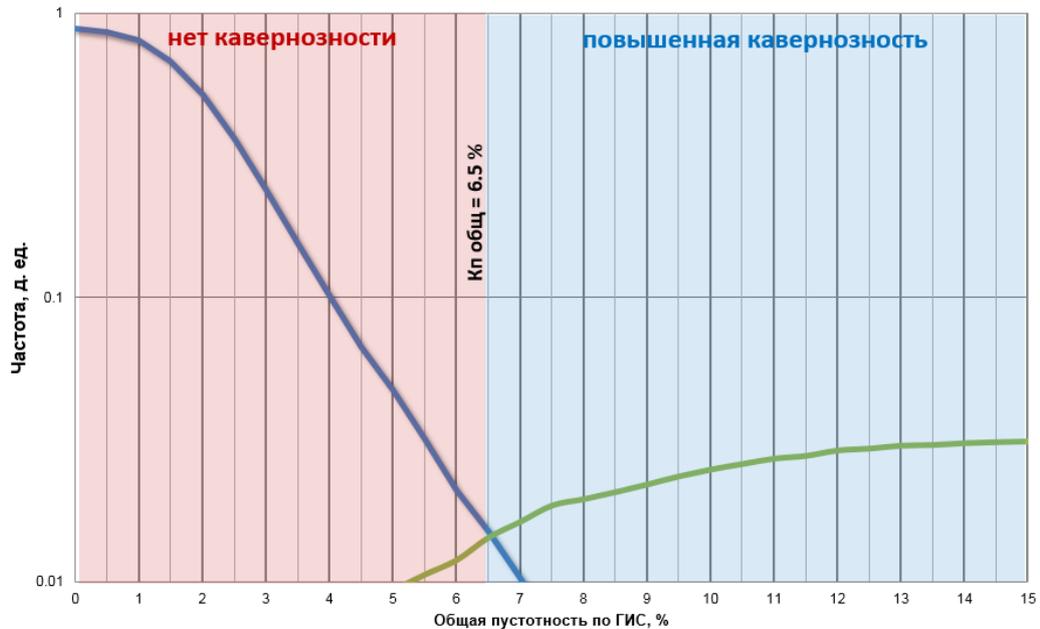
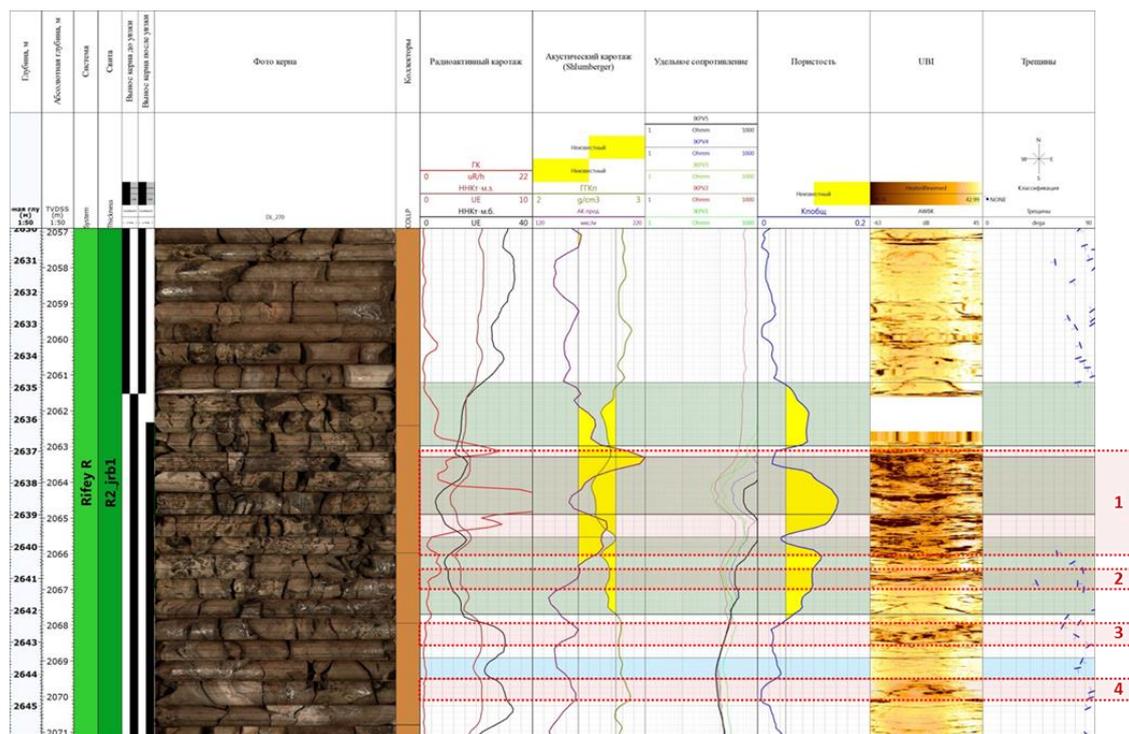


Рисунок 2.9 – Кумулятивные кривые распределения пористости для кавернозных и не кавернозных интервалов

Проведено сопоставление результатов интерпретации кавернозных интервалов при помощи микросканеров и стандартных методов ГИС на примере одной скважины (Рисунок 2.10). Здесь видно, что интервалы кавернозности выделенные по стандартным методам ГИС наблюдаются на акустическом микросканере (интервалы 1 и 2) по повышенным значениям акустической интенсивности колебаний и характерной, изометричной форме аномалий. При этом, их толщина по микросканеру меньше, что можно объяснить более высокой разрешающей способностью микросканера относительно стандартных методов (АК, ГГКп, ННКт). По этой же причине интервалы 3 и 4 фиксируются только по результатам интерпретации UVI.

Сравнение суммарной толщины выделенных кавернозных интервалов по двум методам показывает (Рисунок 2.11 **Ошибка! Источник ссылки не найден.**), что толщины полученные по двум методам связаны между собой, но невысокий коэффициент корреляции (0,58) подтверждает значительные расхождения между результатами интерпретации.



- результаты интерпретации по граничному значению Кп. общ.
- результаты интерпретации по микросканерам

Рисунок 2.10 – Сопоставление результатов интерпретации для одной из скважин

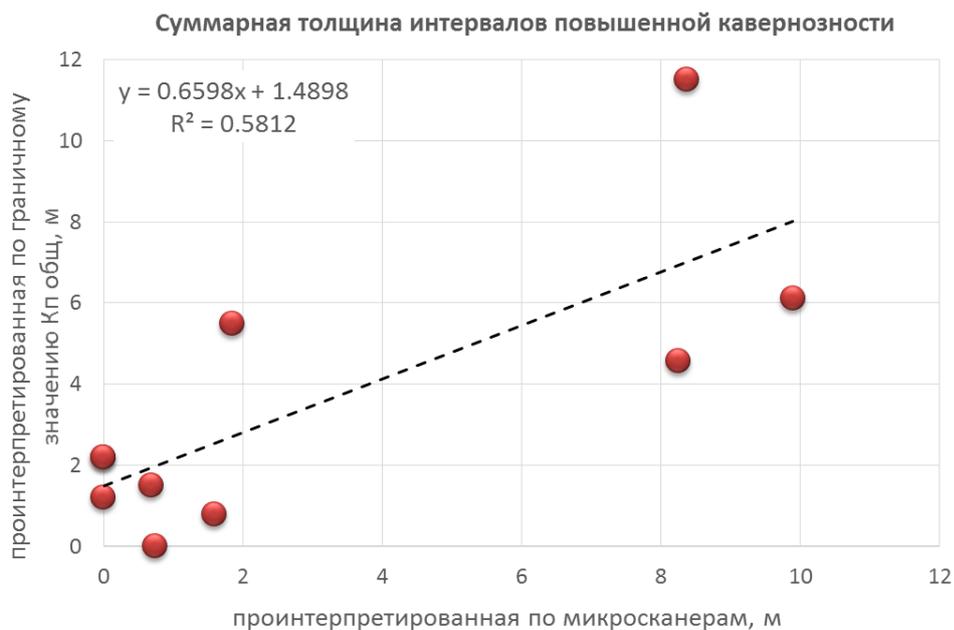


Рисунок 2.11 – Сопоставление результатов суммарной толщины интервалов кавернозности полученных по разной интерпретации

Резюмируя, можно сказать, что, учитывая детальность каждого из методов и количество скважин, доступных для интерпретации разными методами (Рисунок 2.12), последующий анализ должен быть разделен на два уровня (в зависимости от требуемой детальности интерпретации):

1. Количественный анализ данных РИГИС и 3D сейсморазведки необходимо проводить с применением результатов интерпретации микросканеров, поскольку требуется высокая точность исходных данных для проведения корреляционного анализа. Количество имеющихся скважин, доступных для анализа (10), достаточно;

2. Качественный анализ влияния повышенной кавернозности на результаты добычи может быть выполнен с применением результатов интерпретации, полученных по отсечке, поскольку для его проведения не требуется высокая детальность, но необходимо максимальное количество испытанных скважин.

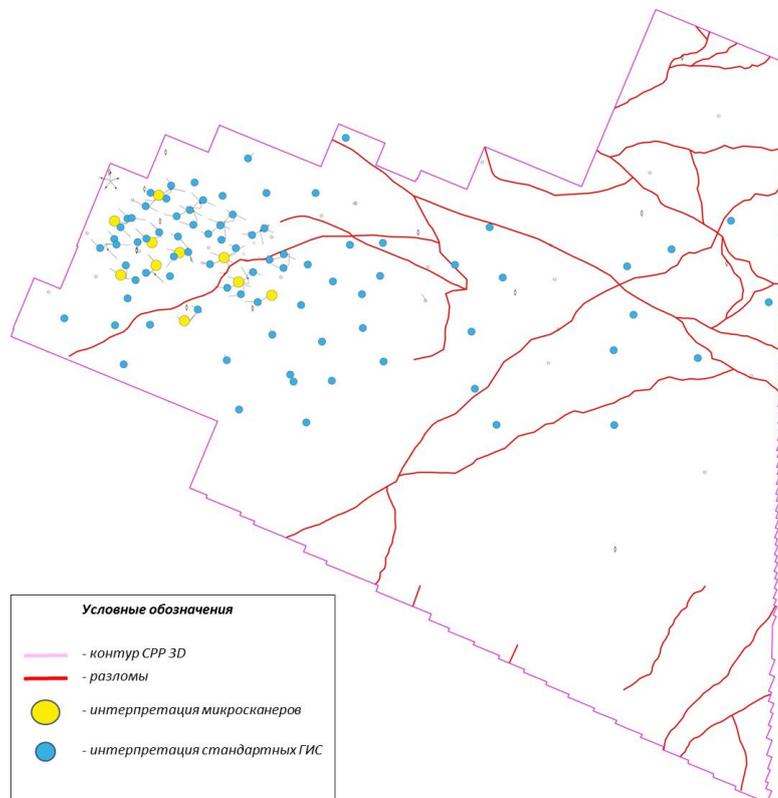


Рисунок 2.12 – Схема расположения скважин на изучаемом участке, с обозначением способа выделения повышенной кавернозности по данным ГИС

2.2.2. Анализ результатов выделения кавернозных интервалов по ГИС и керну

Полученные данные микросканеров свидетельствуют о значительно пониженной мощности интервалов повышенной кавернозности в сравнении с толщиной рифея (таблица 2.1). Гистограммы исследуемых параметров повышенной кавернозности (суммарная толщина и доля кавернозных интервалов в разрезе) приведены на Рисунок 2.13 – Рисунок 2.14, где видно, что распределение толщин кавернозных интервалов неравномерно по площади и не связано со вскрытой толщиной рифейского интервала. Это хорошо видно на карте толщин, построенную с использованием полученных значений (Рисунок 2.15). Выделяется три группы скважин, различающиеся по толщине кавернозных интервалов: с значительной их величиной 8-10 м, пониженной до 0.7-1.8 м и без кавернозного интервала.

Таблица 2.1

Результаты интерпретации интервалов повышенной кавернозности

Скв.	Суммарная толщина интервалов повышенной кавернозности	Вскрытая скважиной толщина рифейского интервала	Доля кавернозных интервалов в разрезе
	м	м	%
107_12_p	0	112.2	0%
120_14_p	8.4	50.1	17%
131_16_p	1.6	71.9	2%
141_17_p	0.7	71.5	1%
149_19_p	0.7	34.1	2%
179_24_p	8.3	93.2	9%
198_7_nn	0.0	76.2	0%
272_1_p	1.8	94.1	2%
304_3_p	9.9	48.8	20%
579_4_p	0.0	18.0	0%

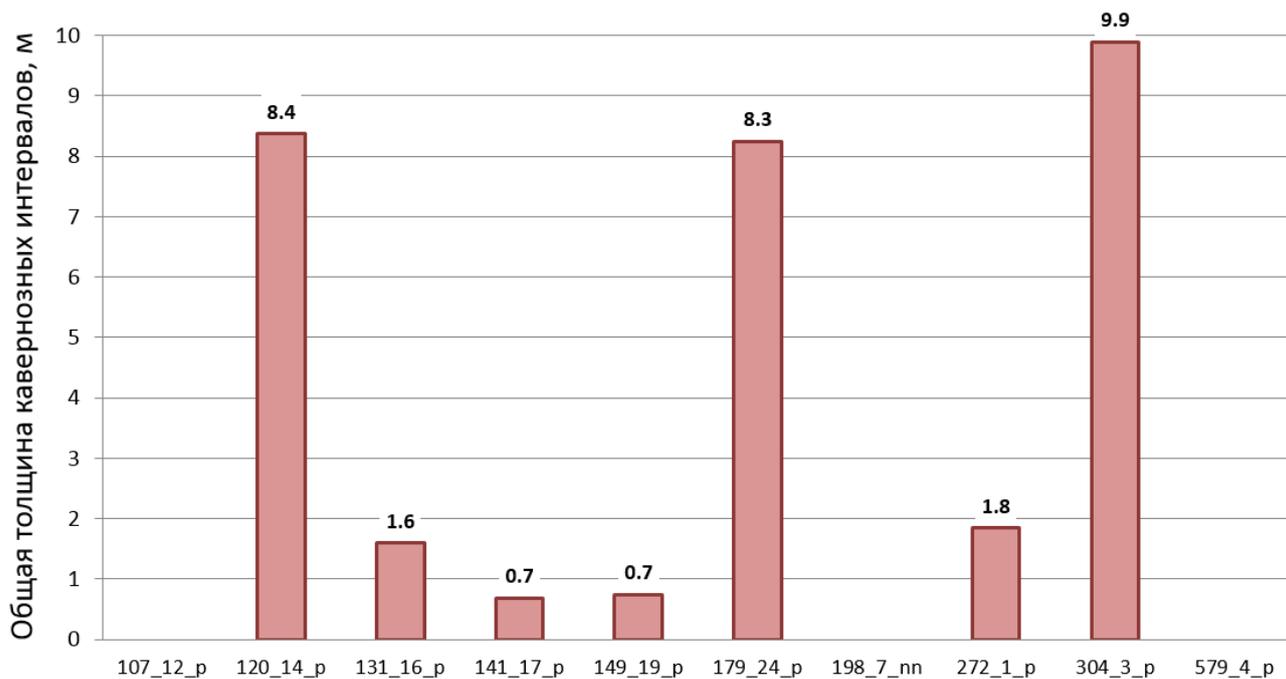


Рисунок 2.13 – Суммарные толщины интервалов повышенной кавернозности

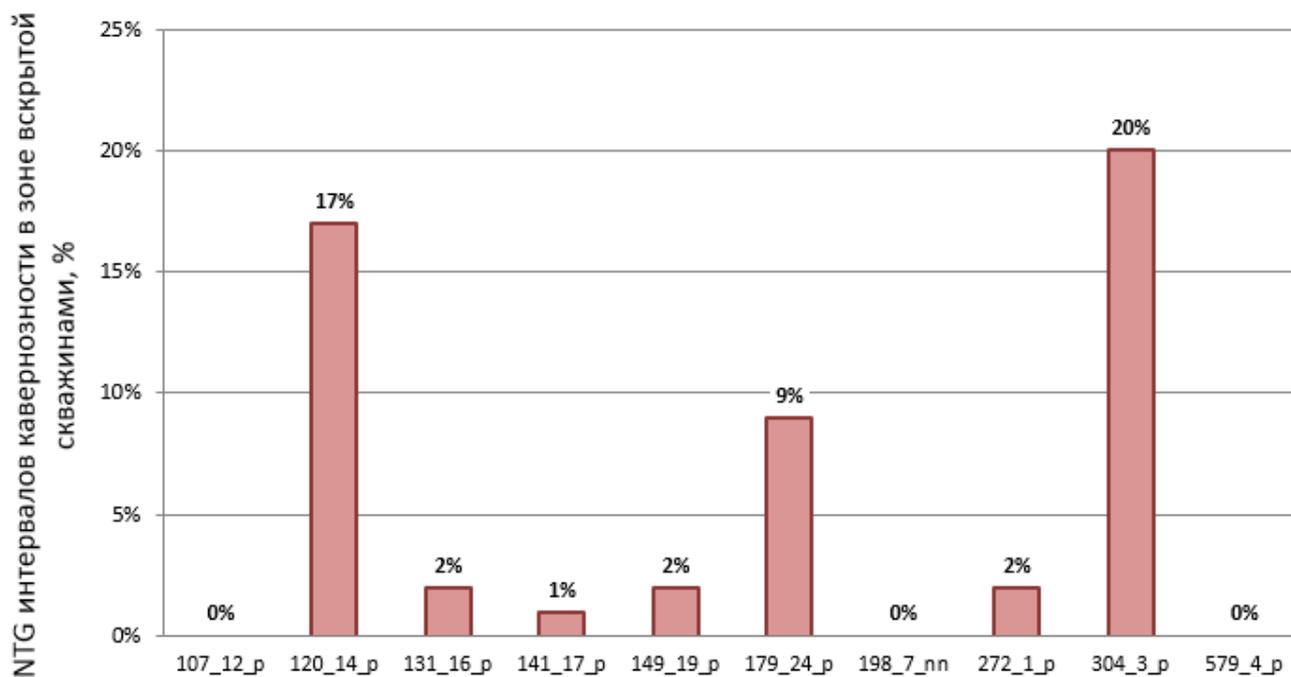


Рисунок 2.14 – Доля интервалов кавернозности в зоне, вскрытой скважинами

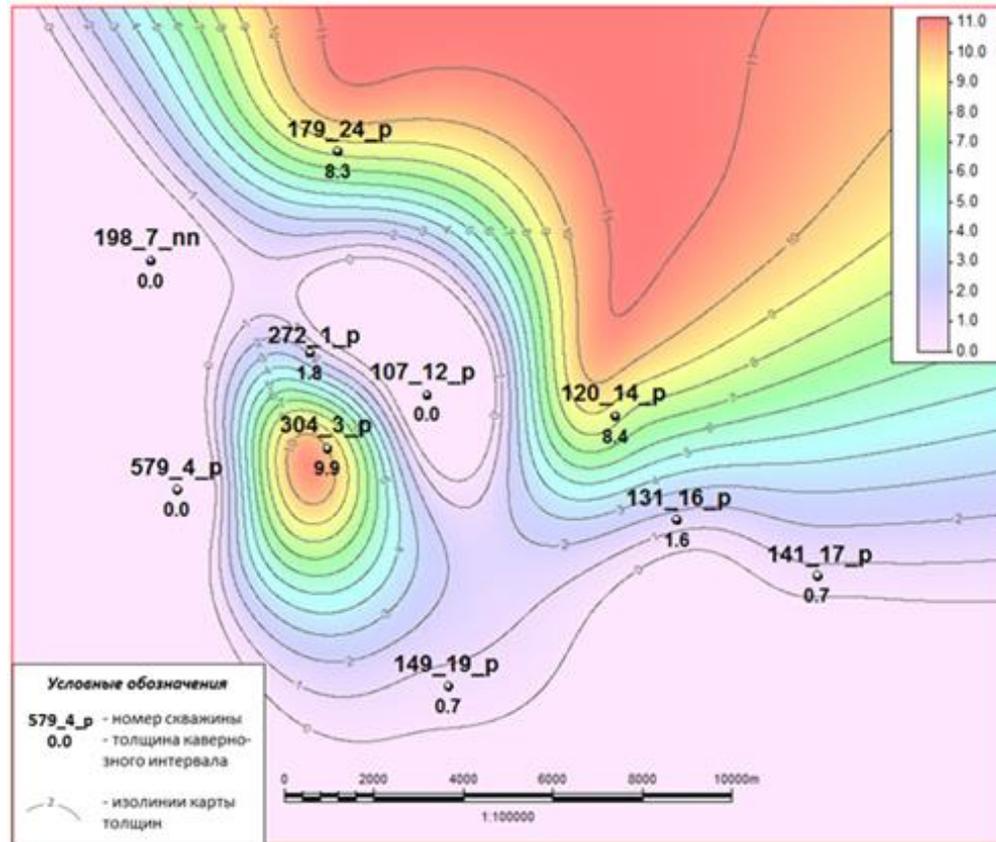


Рисунок 2.15 – Карта общей толщины кавернозных интервалов, построенная в результате интерполяции результатов интерпретации скважинных микросканеров

Из анализа вертикальной зональности распределения повышенной кавернозности следует, что её встречаемость уменьшается при увеличении расстояния от эрозионной предвендской поверхности. Данная тенденция хорошо прослеживается на гистограмме распределения толщин кавернозных интервалов в зависимости их удаления от эрозионной поверхности (Рисунок 2.16), что может быть обусловлено взаимосвязью повышенной кавернозности с вторичными процессами, протекавшими во время предвендского перерыва.

На обобщенной гистограмме (Рисунок 2.17) видно, что, в среднем, толщина интервалов повышенной кавернозности в изучаемых скважинах равняется 0.7 м, при максимальном значении – 2.2 м, минимальном – 0.3 м (Рисунок 2.17).

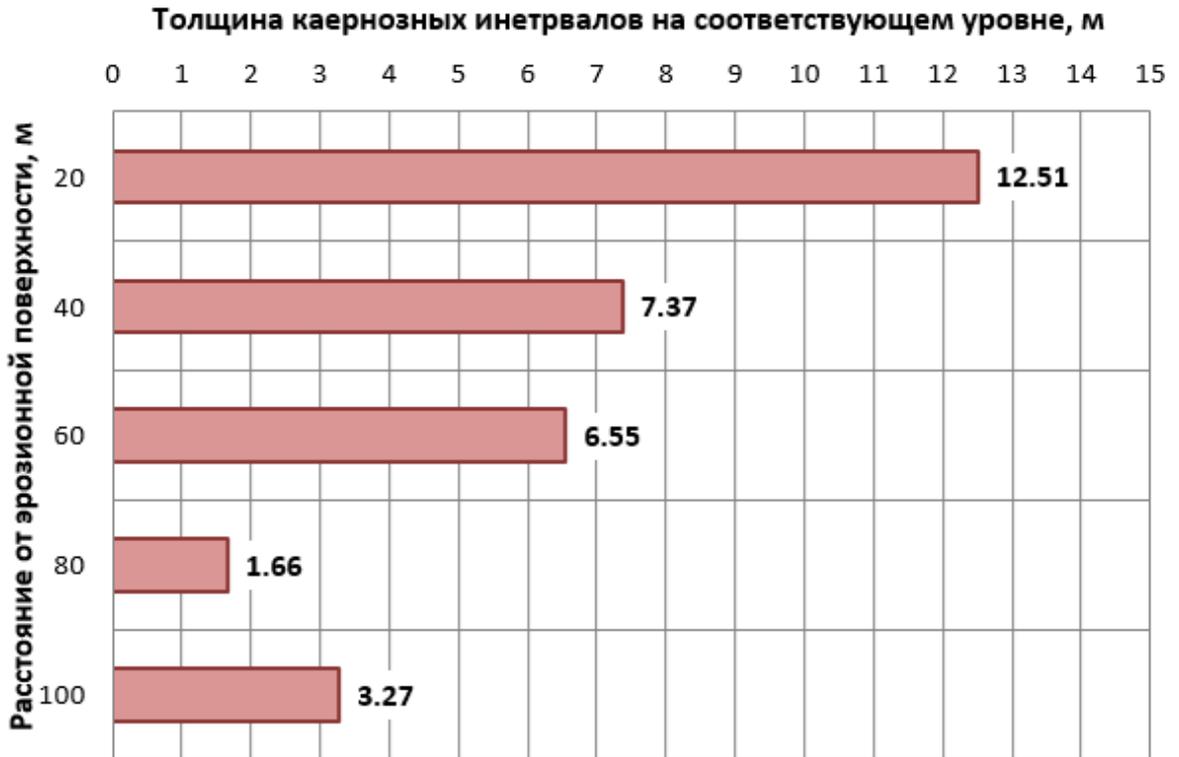


Рисунок 2.16 – Распределение суммы толщин кавернозных интервалов в зависимости от удаления от эрозионной поверхности

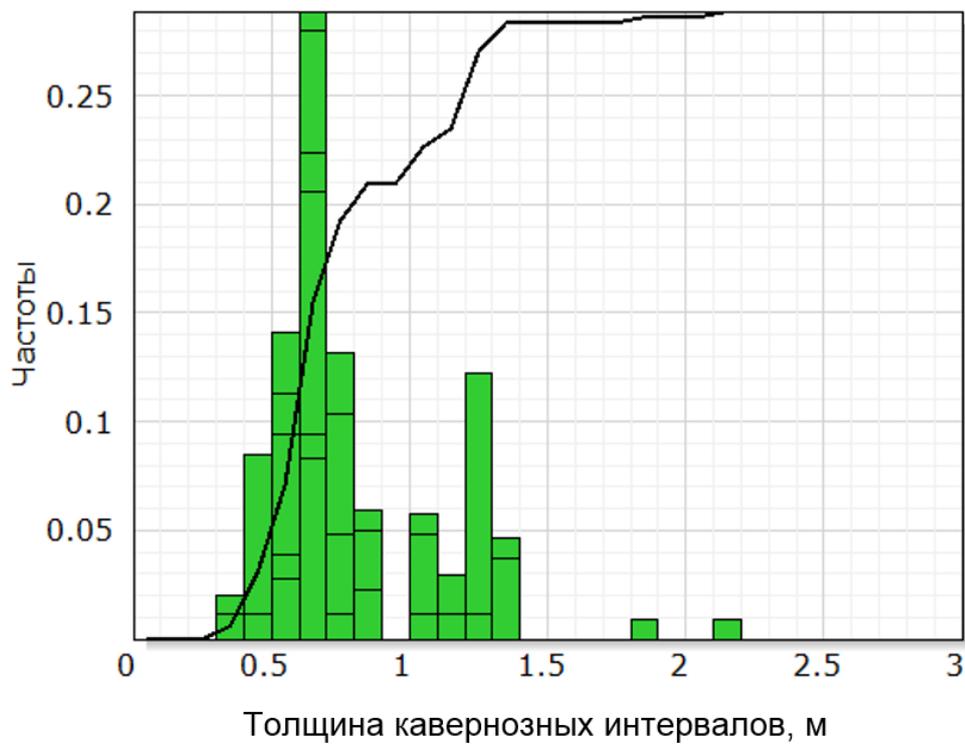


Рисунок 2.17 – Распределение толщин интервалов повышенной кавернозности

Основные выводы касающиеся выделения интервалов повышенной кавернозности в рифейском коллекторе ЮТМ по данным ГИС можно сформулировать следующим образом:

- выявление интервалов повышенной кавернозности в рифейском разрезе ЮТМ стало возможным за счет использованию новых технологий при отборе керн из наиболее разуплотнённой части разреза;

- данные микросканеров позволяет получить более детальные результаты по сравнению с результатами стандартных методов ГИС, что является определяющим при их использовании в качестве априорных при совместной интерпретации с данными 3D сейсморазведки;

- стандартные методы ГИС и их интерпретация доступны в большом количестве скважин, поэтому они могут быть использованы для оценки влияния повышенной кавернозности на результаты добычи, но только на качественном уровне;

- встречаемость кавернозных интервалов при удалении от эрозионной поверхности уменьшается, что можно объяснить связью этих объектов с вторичными процессами, протекавшими во время предвендского перерыва;

- интервалы повышенной кавернозности распределены неравномерно, в нескольких скважинах их общая толщина около 10 м, а в некоторых они отсутствуют. Для оценки наличия кавернозных интервалов необходимо установить закономерности, контролирующие их распространение, или выявить сейсмический атрибут, позволяющий фиксировать их присутствие в разрезе.

Глава 3

ОЦЕНКА ВЛИЯНИЯ ПОВЫШЕННОЙ КАВЕРНОЗНОСТИ НА РЕЗУЛЬТАТЫ ДОБЫЧИ

Изучение любого геологического явления в рамках нефтяной геологии имеет практическое назначение, ориентированное на повышение точности или эффективности таких процессов, как оценка запасов, разработка месторождения, выбираемые технологии бурения скважин и так далее. Повышенная кавернозность, являющаяся предметом изучения в данной работе, судя по первичной оценке геолого-геофизических данных о месторождениях [Козяев, 2016] и литературных источников [Закревский, 2016], является основным параметром, определяющим эффективность эксплуатации месторождения.

Наибольшее влияние структуры порового пространства проявляется в карбонатных трещинных и трещинно-каверновых коллекторах. Такие объекты часто быстро обводняются и истощаются [Райс, 2012; Майдебор, 1980]. Поэтому одной из приоритетных задач изучения карбонатных трещинно-каверновых коллекторов нефти и газа является разделение резервуара на зоны, соответствующие разным типам коллектора: чисто трещинный, трещинный с незначительной каверновой ёмкостью, преимущественно каверновый и т.д. Для каждого из типов коллектора должна быть подобрана соответствующая технология разработки, учитывающая особенности распределения ФЕС, а также выполнена оценка рентабельности разработки каждого типа.

В главе рассмотрен анализ влияния повышенной кавернозности в разрезе рифейского резервуара ЮТМ на результаты освоения скважин, в том числе и теоретические предпосылки решения задачи влияния кавернозности на результаты освоения месторождения. Для этого использованы фундаментальные работы Р. А. Нельсона [Nelson, 2001], Роберто Агелеры [Aguilero, 2011] и Т.Д. Ван Гольф-Рахта [Golfr-Racht, 1986], посвященные нефтепромысловой геологии и разработке кавернозно-трещинных коллекторов.

Этот опыт применяется для ЮТМ, с учетом имеющейся геолого-геофизической информации.

3.1. Теоретические предпосылки влияния повышенной кавернозности на результаты добычи

Принципиальное значение в области добычи нефти и газа из трещинно-каверновых коллекторов имеет классификация типов трещинных резервуаров, разработанная Р.А. Нельсоном в 1999 году [Nelson, 1999]. Она базируется системе, состоящей из 4 типов естественной трещиноватости, влияющей на характеристики резервуара (Рисунок 3.1):

тип I – трещины в резервуаре обладают транспортными (проницаемость) и аккумулятивными (пористость) свойствами, то есть поровое пространство - матрица не фильтрует (нефти в матрице нет);

тип II – трещины в резервуаре обеспечивают проводимость флюидов (проницаемость), нефть содержится, в основном, в матрице (поры или каверны);

тип III – трещины, дополнительно к матрице, усиливают проницаемость в резервуаре (матрица обладает пористостью и проницаемостью);

тип IV – трещины создают резко выраженную анизотропию потока в резервуаре (барьеры и/ или каналы повышенной проницаемости).

Преимущество данной классификации заключается в том, что она описывает параметры резервуара имеющие принципиальное значение при оценке месторождения, и позволяет спрогнозировать возможные трудности при разработке месторождения определенного типа.

Наглядно предложенная типизация коллекторов приведена в работе [Закревский, Кундин, 2016], представленная на Рисунок 3.2.

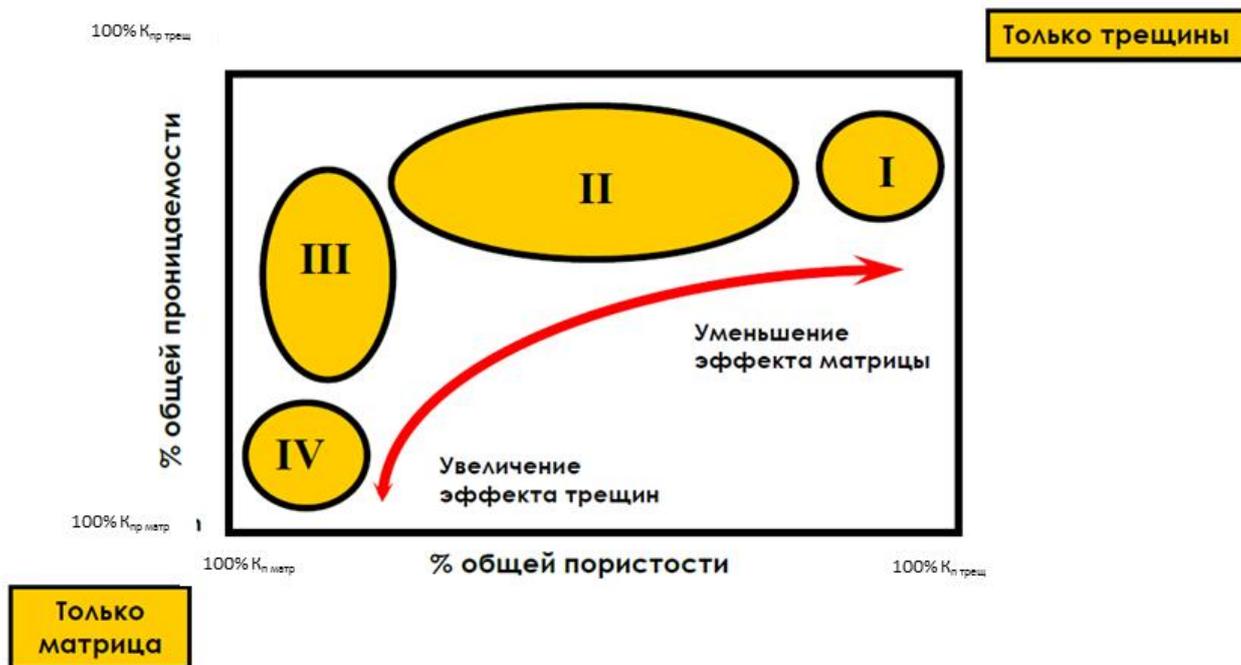


Рисунок 3.1 – Классификация типов трещиноватых резервуаров [Nelson, 1999]

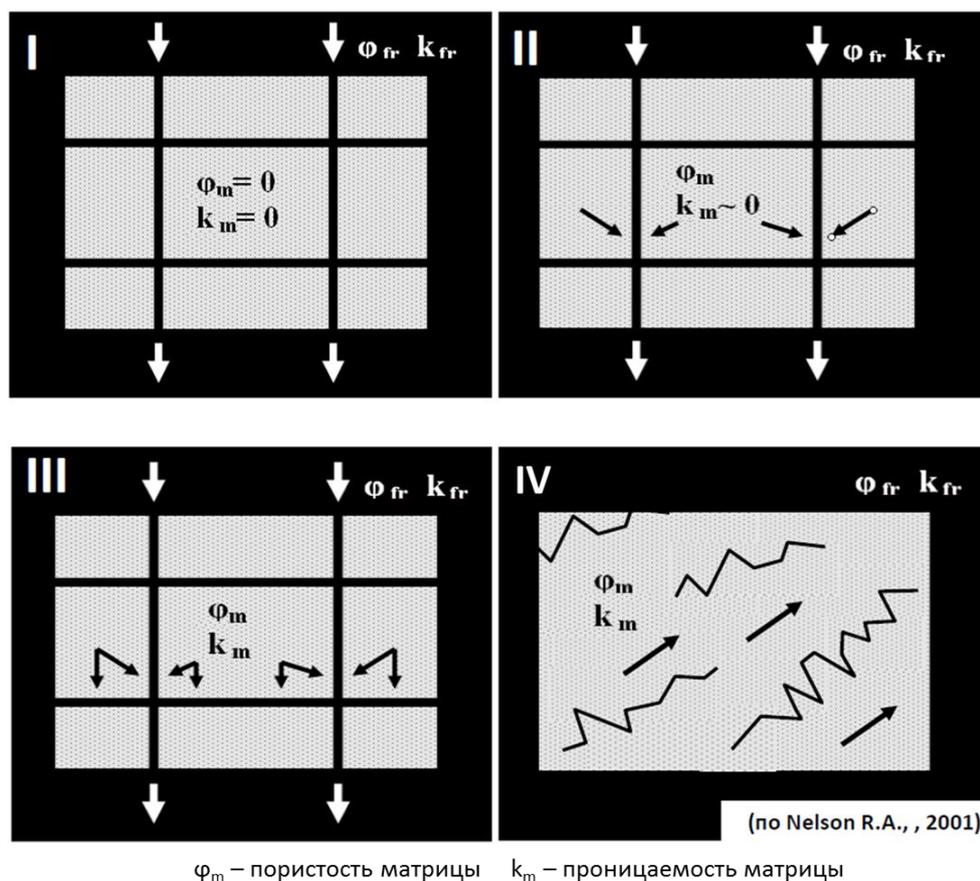


Рисунок 3.2 – Схематичное представление процесса фильтрации жидкости в различных типах коллекторов по Nelson R.A. [Закревский, 2016]

Особенности геологического строения и разработки каждого из типов коллекторов приведены в таблице 3.1. Стоит отметить, что выводы, приведенные в таблице 3.1, хорошо согласуются и с описанием результатов разработки трещинно-каверновых коллекторов в России, приведенных в работе В.Н. Майдебора [Майдебор, 1980].

Таблица 3.1

Особенности разработки типов трещинных резервуаров по Р.А. Нельсону

пп.	Особенности разработки трещинных резервуаров I типа		
	Нейтральные	Положительные	Отрицательные
1	Матрица с низкой проницаемостью и пористостью	Значительный радиус дренирования на скважину	Возможно быстрое истощение, в зависимости от совокупного порового объема
2	Запасы УВ и фильтрация только в трещинах	Для разработки достаточно редкая сетка скважин	При активном аквифере и газовой шапке может происходить быстрое конусообразование вследствие высокой вертикальной проницаемости трещин
3		Тесная взаимосвязь между темпами отбора и запасами которые дренирует скважина	Сложно определить радиус и форму зоны дренирования
4		Можно добывать из нетрадиционных коллекторов с низкой проницаемостью (глины, граниты и т.д.)	Высокие погрешности при оценке запасов
5			Бурение дополнительных скважин обеспечивает увеличение текущей добычи, но не накопленной
пп.	Особенности разработки трещинных резервуаров II типа		
	Нейтральные	Положительные	Отрицательные
1	Матрица с низкой проницаемостью и высокой пористостью	Дебиты скважин зачастую выше ожидаемых	Низкая сообщаемость между матрицей и системой трещин приводит к незначительной выработке запасов в матрице
2	Запасы УВ в основном в матрице	Можно добывать из нетрадиционных коллекторов с низкой проницаемостью	При активном аквифере и газовой шапке может происходить быстрое конусообразование вследствие высокой вертикальной проницаемости трещин

3	Фильтрация в основном по трещинам		Система разработки должна обязательно учитывать особенности системы естественной трещиноватости
4			При разработке необходимо тщательное планирование заводнения в связи с прорывами воды
пп.	Особенности разработки трещинных резервуаров III типа		
	Нейтральные	Положительные	Отрицательные
1	Матрица с высокой пористостью и проницаемостью	Поведение резервуара контролируется в основном свойствами матрицы, а их легче определить, чем параметры системы естественной трещиноватости	Значительная анизотропия проницаемости
2	Запасы нефти в основном в матрице	Более гомогенное распределение ФЕС в сравнении с I и II типом	Нестандартная реакция на использование вторичных методов разработки
3	Фильтрация как по матрице, так и по трещинам	Высокие и устойчивые дебиты скважин	Эллиптическая форма зоны дренирования
4		Высокая сообщаемость коллектора	Необходима избирательная сетка скважин в связи с анизотропией
5			Развита внутренняя сообщаемость резервуара
6			Слабая корреляция между результатами ГИС, керн и ГДИС
пп.	Особенности разработки трещинных резервуаров IV типа		
	Нейтральные	Положительные	Отрицательные
1			Резервуар разделен на изолированные блоки
2			Коэффициент извлечения нефти может сильно отличаться в разных зонах месторождения

В анализе влияния повышенной кавернозности на результаты добычи принципиально важно понять – какое место занимает рифейский коллектор ЮТМ в классификации Р.А. Нельсона при наличии повышенной кавернозности и без неё. Определив типы трещинно-кавернового резервуара для каждой из ситуаций, можно использовать выявленные закономерности (таблица 3.1.) для оценки характеристик резервуара.

Диагностическими признаками разных типов коллекторов по Р.А. Нельсону могут выступать:

1. характер взаимосвязи между коэффициентом пористости и проницаемости;
2. форма гистограммы накопленной добычи на скважину;
3. функция кривой тренда корреляции между изменениями долей накопленной добычи и введенных добывающих скважин.

Первый признак вполне понятен и на текущий момент может быть применен для ЮТМ. Использование второго и третьего возможно только при наличии достаточно показательной истории разработки на месторождении. Но, к сожалению, такой информации на ЮТМ недостаточно, поэтому они рассматриваются только предположительно.

Для трещинных коллекторов характерно логнормальное распределение на гистограмме накопленной добычи на скважину, в то время как для резервуаров с поровым и каверновым коллектором чаще всего встречается нормальное. Это объясняется тем, что на месторождениях с естественной трещиноватостью, как правило, встречаются скважины, чья добыча многократно превышает показатели других скважин. Они попадают в интервалы с аномальной трещиноватостью (зоны разломов, коридоры трещин и т.д.), а, следовательно, и проницаемостью. На месторождениях с преимущественно каверновым и гранулярным поровым коллектором распределение ФЕС более гомогенно, что приводит к меньшему отклонению показателей добычи на скважину от среднего, близкого к нормальному распределению.

Пример гистограммы накопленной добычи на скважину (Рисунок 3.3) для месторождения La Paz (Венесуэла), приуроченного к трещиноватым гранитоидам фундамента, приведен на Рисунок 3.3 [Nelson, 2001]. Такие же графики были построены Р.А. Нельсоном для различных типов трещинных коллекторов (Рисунок 3.4), согласно разработанной им классификации, основанной на физических измерениях [Nelson, 2001].



Рисунок 3.3 – Распределение накопленной добычи на скважину для месторождения La Paz (Венесуэла) [Nelson, 2001]

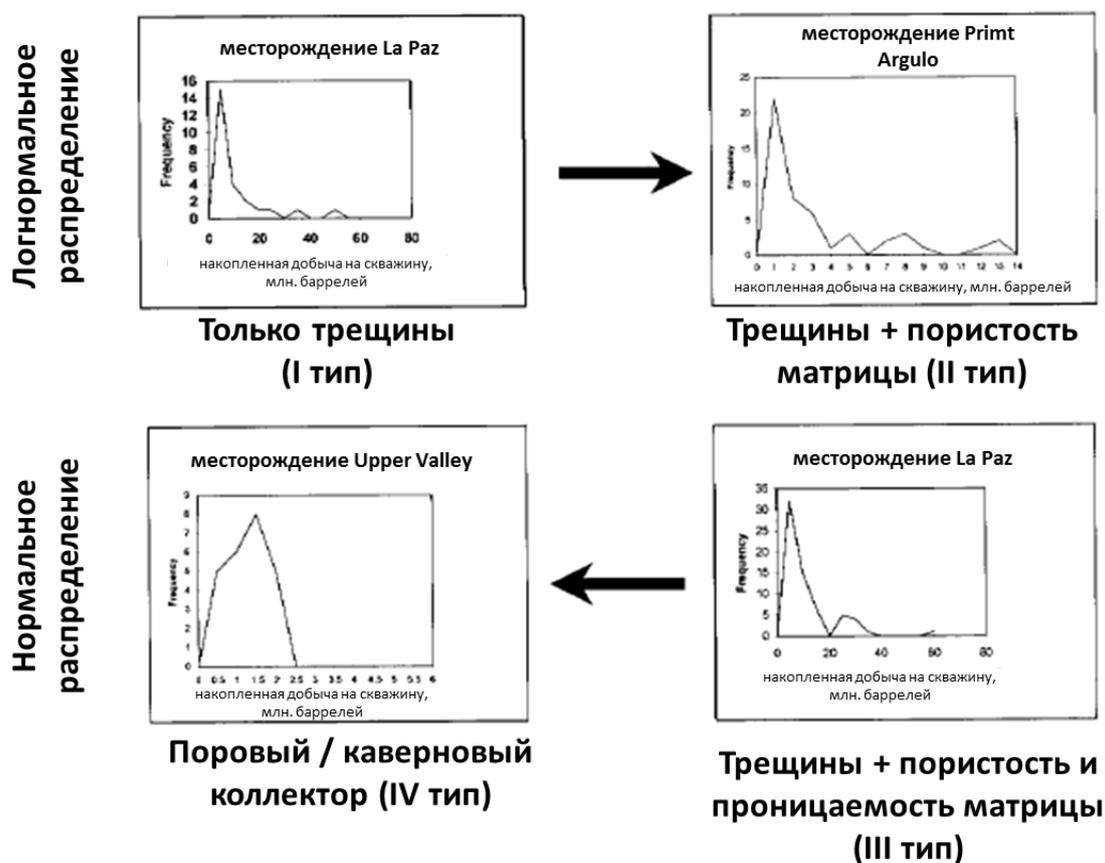


Рисунок 3.4 – Распределение накопленной добычи на скважину для разных типов трещинных коллекторов, по Р.А. Нельсону [Nelson, 2001]

Приуроченность резервуара к тому или иному типу, в представленное систематике, можно определить по форме кривой тренда корреляции долей накопленной добычи и введенных добывающих скважин (Рисунок 3.5). Для гомогенного коллектора без выраженной анизотропии свойств тренд характеризуется углом наклона 45° и форму прямой, поскольку каждая новая скважина будет давать равный вклад в накопленную добычу. В случае с трещинным коллектором кривизна тренда будет характеризовать тип коллектора, по Р.А. Нельсону. Через кривизну тренда можно охарактеризовать коэффициент влияния трещиноватости, измеряемый от 0 до 1 (его изменения на месторождениях наблюдаются в диапазоне 0.28-0.73).

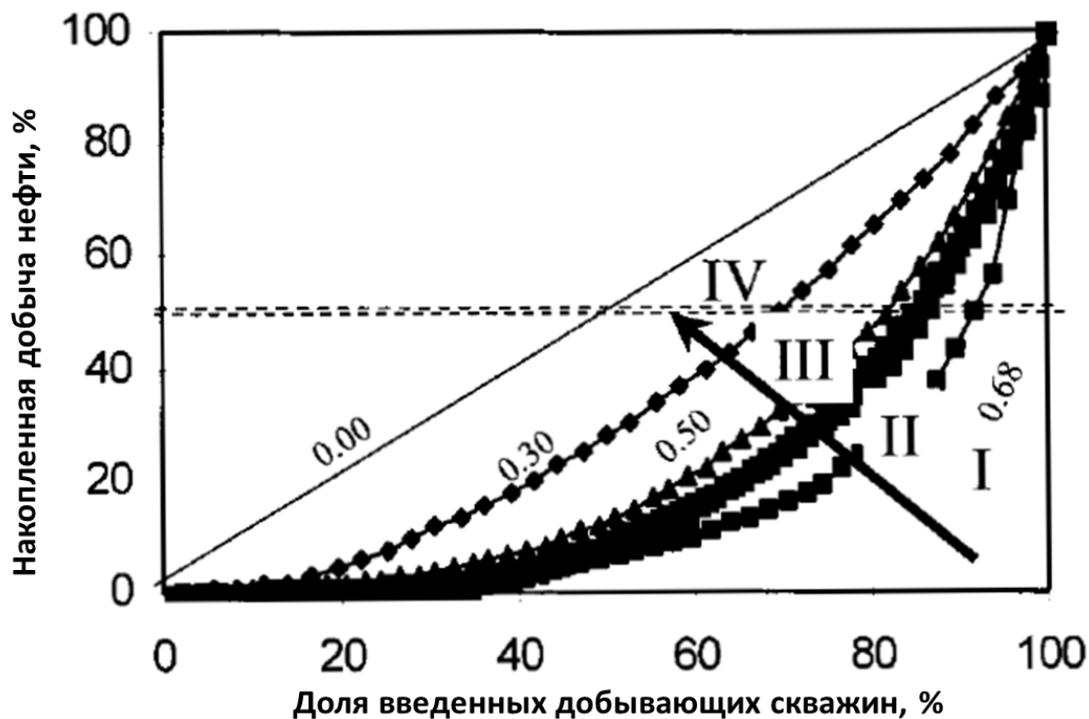


Рисунок 3.5 – Корреляция между долями накопленной добычи жидкости и количеством добывающих скважин с характерными значениями для типов трещинных коллекторов [Nelson, 2001]

Типы трещинного резервуара характеризуются значениями коэффициента влияния трещиноватости:

- тип I: 0.8-0.65;
- тип II: 0.65-0.5;
- тип III: 0.5-0.3;
- тип IV: 0.3-0.1.

Из анализа опубликованных данных следует: для трещинно-каверновых коллекторов на ранних этапах изучения нельзя использовать информацию по первым пробуренным скважинам в качестве средней для экстраполяции, поскольку статистическое распределение накопленной добычи не является нормальным. Для оценки добычи трещинно-каверновых коллекторов необходимо выполнять многовариантное моделирование, учитывающее все неопределенности, связанные со вторичной природой пустотного пространства.

3.2. Оценка влияния повышенной кавернозности на результаты добычи по реальным данным ЮТМ

Обзор экспериментальных данных, приведенный в разделе 3.1, показывает, что на текущем уровне изученности для ранжирования коллектора ЮТМ, по Р.А. Нельсону, может быть применен только метод, опирающийся на характер взаимосвязи между коэффициентом пористости (K_p) и проницаемостью ($K_{пр}$) [Гольф-Рахт, 1986]. Различия в графиках K_p - $K_{пр}$ для зон преимущественно кавернового и трещинного коллекторов связаны с тем, что проницаемость последнего кубически зависит от раскрытости трещин. Следовательно, незначительное ее увеличение может привести к значительному увеличению проницаемости, без изменения пористости. При этом проницаемости кавернового и порового коллекторов, как правило, линейно связаны с пористостью [Добрынин, 2004]. Убедительной иллюстрацией служит корреляция коэффициентов пористости и коэффициента проницаемости, по Р.А. Нельсона [Nelson, 2001], построенная по измерениям на образцах, отобранных из трещинного коллектора, и из песчаников с гранулярной пористостью (Рисунок 3.6).

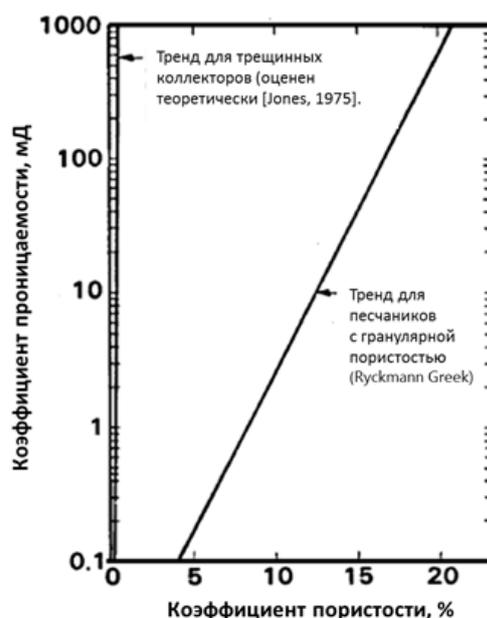


Рисунок 3.6 – Корреляция между коэффициентами пористости и проницаемости по Р.А. Нельсону

Чтобы определить тип коллекторов по такой корреляции для ЮТМ при наличии или отсутствии повышенной кавернозности, построена подобная зависимость, где ось абсцисс соответствует максимальной пористости, а ось ординат коэффициенту продуктивности ($K_{\text{прод}}$) (Рисунок 3.7). При этом максимальная эффективная пористость (в интервале испытаний) используется как индикатор присутствия повышенной кавернозности при значениях $K_{\text{п.эфф}} > 6\%$ связанных преимущественно с интервалами повышенной кавернозности (Глава 2).

Применение коэффициента продуктивности $K_{\text{прод}}$ вместо $K_{\text{пр}}$ обусловлено тем, что корректно определить проницаемость по ГДИС и ГИС в трещинном коллекторе крайне затруднительно [Добрынин, 2004], а значения $K_{\text{прод}}$ можно считать относительно достоверными [Гольф-Рахт, 1986].

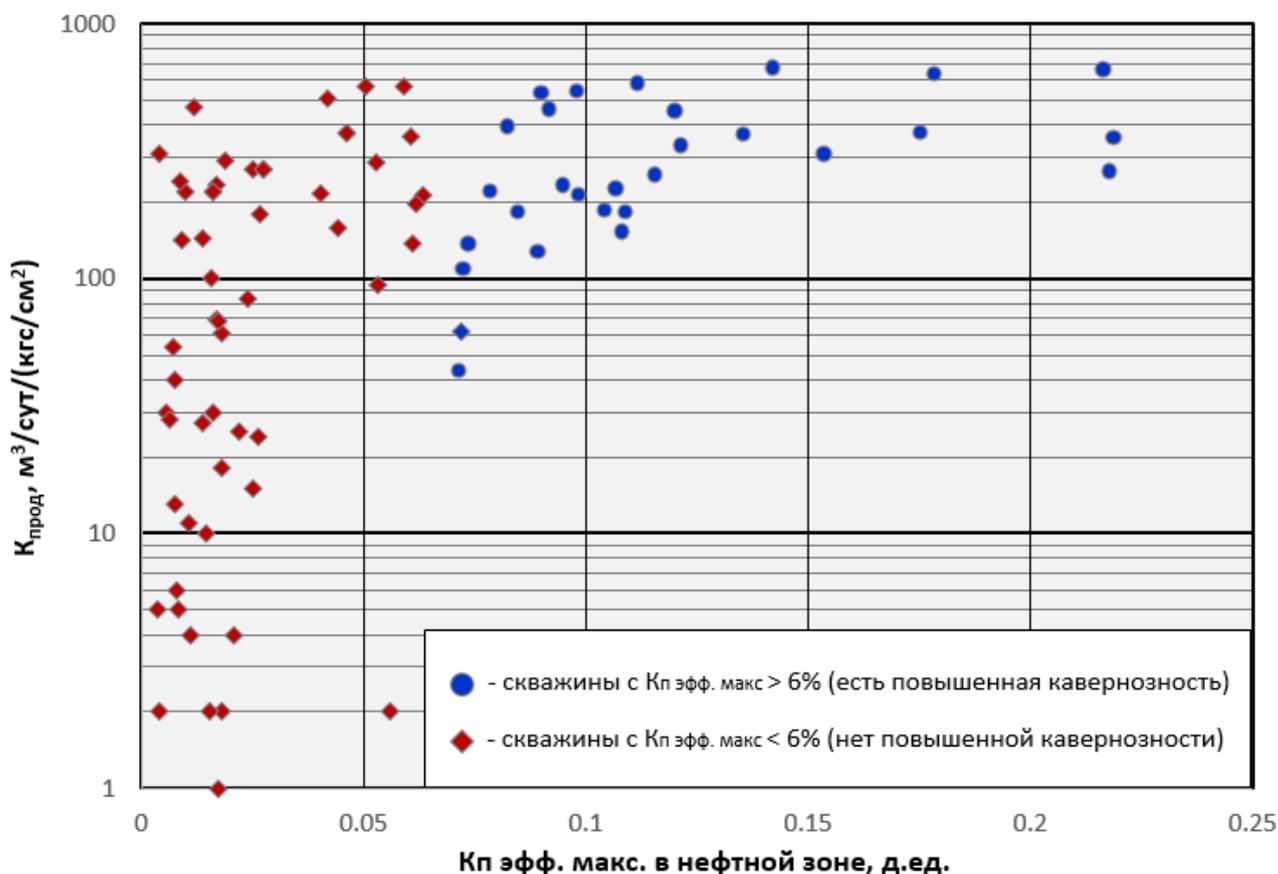


Рисунок 3.7 – Кросс-плот $K_{\text{прод}}$ – Корреляция между коэффициентом продуктивности $K_{\text{прод}}$ и максимальной эффективной пористости $K_{\text{п.эфф}}$ в нефтяной зоне

В соответствии со связью максимальной эффективной пористости с повышенной кавернозностью (Рисунок 3.7), скважины, имеющие в интервале испытания $K_{п\text{ эфф. макс}} < 6\%$ (красные ромбы), не вскрывают зоны повышенной кавернозности в пределах интервалов опробования, а скважины, имеющие $K_{п\text{ эфф. макс}} > 6\%$ (синие круги), вскрывают.

Проводя аналогию между данными на Рисунок 3.7 и Рисунок 3.6 можно предположить, что зоны, с отсутствием повышенной кавернозности, относятся к чисто трещинному типу коллектора (I тип), поскольку одна и та же пористость соответствует значениям коэффициента продуктивности, отличающимся на несколько порядков. При этом зоны с интервалами повышенной кавернозности, вероятно относятся к третьему типу трещинно-каверновых резервуаров. Наблюдаемая линейная связь между коэффициентом продуктивности и максимальным коэффициентом пористости свидетельствует о том, что ФЕС кавернозных интервалов также влияют на продуктивные характеристики, что присуще только третьему типу

На Рисунок 3.8 приведена корреляция между коэффициентом продуктивности и максимальным коэффициентом пористости для скважин с $K_{п\text{ эфф. макс}} > 6\%$ (вскрывающие повышенную кавернозность), иллюстрирующий вышесказанное. Коэффициент корреляции (R) при аппроксимации линейной функцией (коэффициент продуктивности в логарифмическом масштабе) составляет 0.75. Учитывая многокомпонентный состав пустотного пространства, можно признать линейную связь достаточно тесной.

Результаты анализа показывают, что наличие повышенной кавернозности в рифейском коллекторе ЮТМ позволяет отнести его к III типу резервуаров, по Р.А. Нельсону, в то время как «стандартный» коллектор ЮТМ относится к I типу. Следовательно, наличие повышенной кавернозности в разрезе резервуара должно учитываться при проектировании разработки, а их выделение является важной задачей.

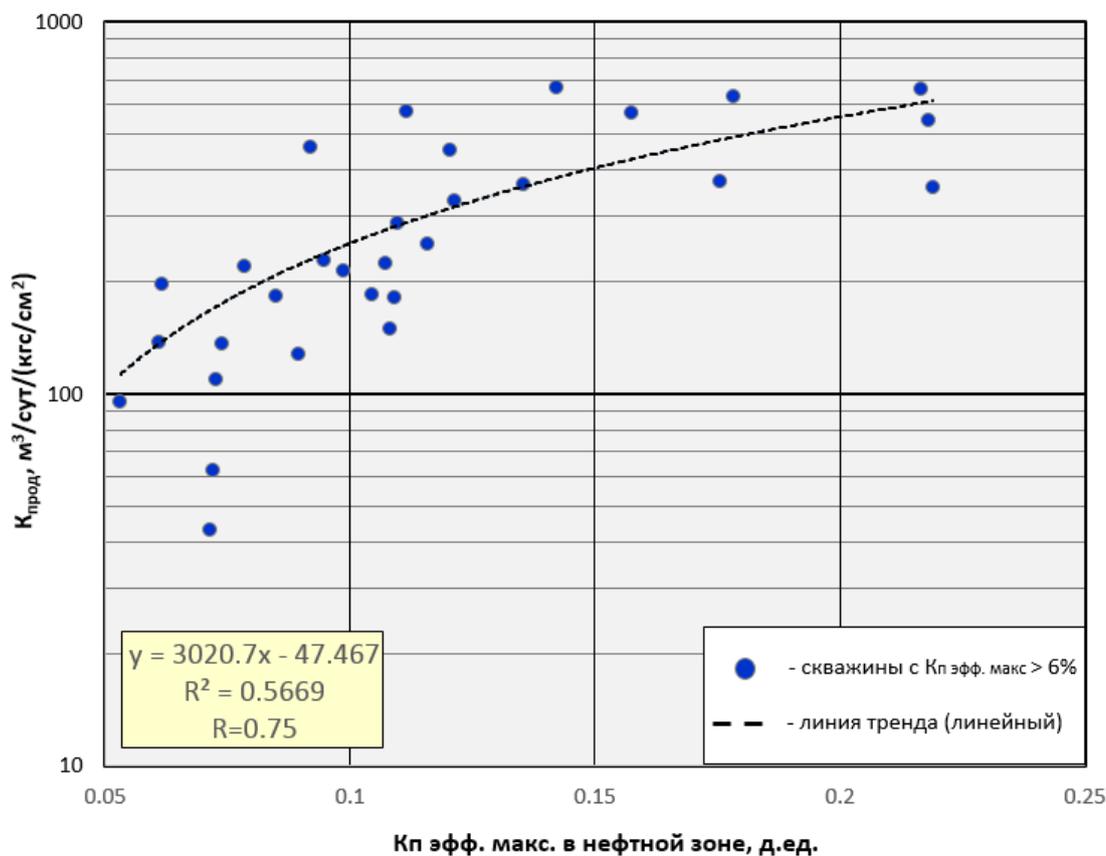


Рисунок 3.8 – Корреляция $K_{\text{прод}}$ – максимальная эффективная пустотность в нефтяной зоне, только для скв. с $K_{\text{п. эфф. макс}} > 6\%$

Опираясь на типизацию трещинных резервуаров по Р.А. Нельсону и проведенный анализ (таблица 3.1), можно утверждать, что наличие повышенной кавернозности в разрезе рифейского коллектора обеспечивает:

- снижение вероятности прорыва газа и воды;
- увеличение запасов, и, соответственно, накопленных отборов приходящихся на скважину;
- снижение риска быстрого истощения;
- уменьшение радиуса дренирования на скважину;
- увеличение плотности сетки эксплуатационных скважин.

По имеющейся на сегодня непродолжительной истории эксплуатации месторождения можно проверить только первое утверждение. Чтобы оценить влияние повышенной кавернозности на обводненность и газовый фактор

построены соответствующие графики (рисунок 3.9 **Ошибка! Источник ссылки не найден.** и Рисунок 3.10) со средними показателями для каждой из групп скважин – вскрывших и невскрывших повышенную кавернозность. Группы скважин соответствуют приведенным на Рисунок 3.7.

На графике обводнённости (рисунок 3.9 **Ошибка! Источник ссылки не найден.**) достаточно однозначно прослеживается, в скважинах, вскрывших интервалы повышенной кавернозности (тип III), как стартовая обводнённость, так и темпы ее роста ниже, чем в скважинах, где повышенная кавернозность отсутствует (I тип). Следовательно, наличие дополнительной пустотности в виде интервалов повышенной кавернозности замедляет процесс конусообразования, а значит, увеличивается объём добытой нефти.

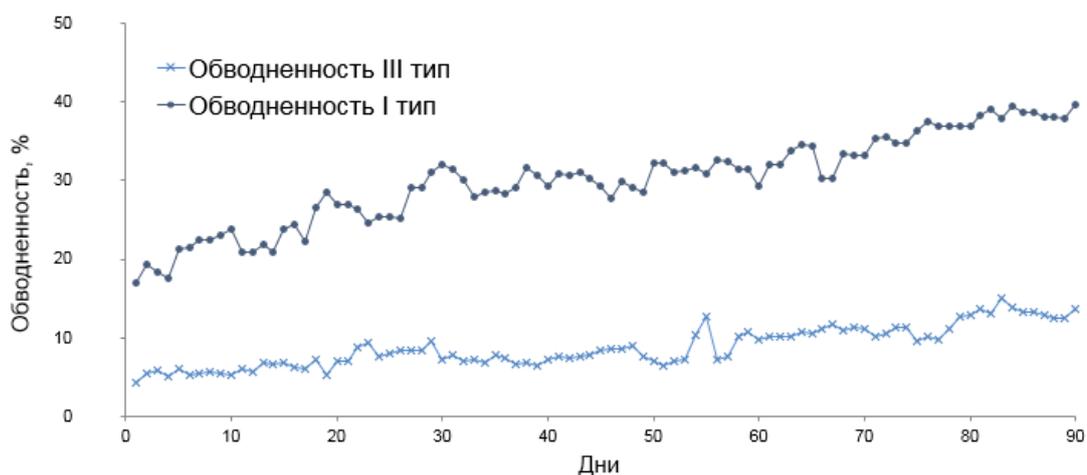


Рисунок 3.9 – Обводнённость для скважин с интервалами повышенной кавернозности (III тип) и без (I тип)

Показания графиков газового фактора (Рисунок 3.10) позволяет сделать вывод о том, что структура пустотного пространства влияет на данный параметр меньше чем на обводнённость. Учитывая геологическое строение ЮТМ, можно предполагать, что на газовый фактор большее влияние оказывает толщина газовой шапки, в зависимости от ее изменения по площади [Трифонов, 2016]. Так, на **Ошибка! Источник ссылки не найден.** рисунке 3.11 приведена карта газонасыщенных толщин Юрубченской (самой крупной и хорошо изученной) залежи ЮТМ. При этом, также однозначно прослеживается

взаимосвязь между типами трещинно-каверновых резервуаров по проведенной классификации и показаниями газового фактора. Как и для обводнённости, динамика и стартовые значения газового фактора в разрезах, отнесенных к III типу ниже, чем для I типа.

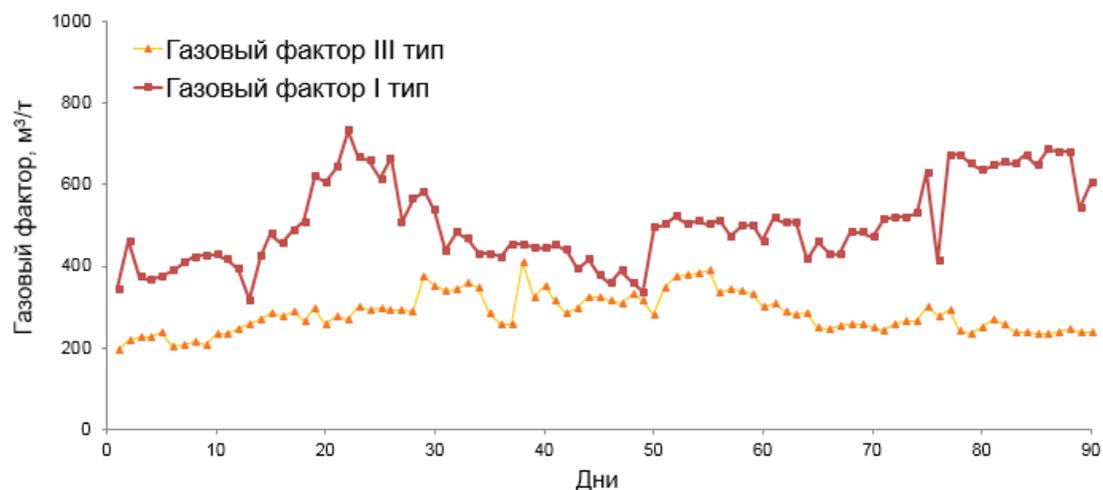


Рисунок 3.10 – Газовый фактор для скважин с интервалами повышенной кавернозности (III тип) и без (I тип)

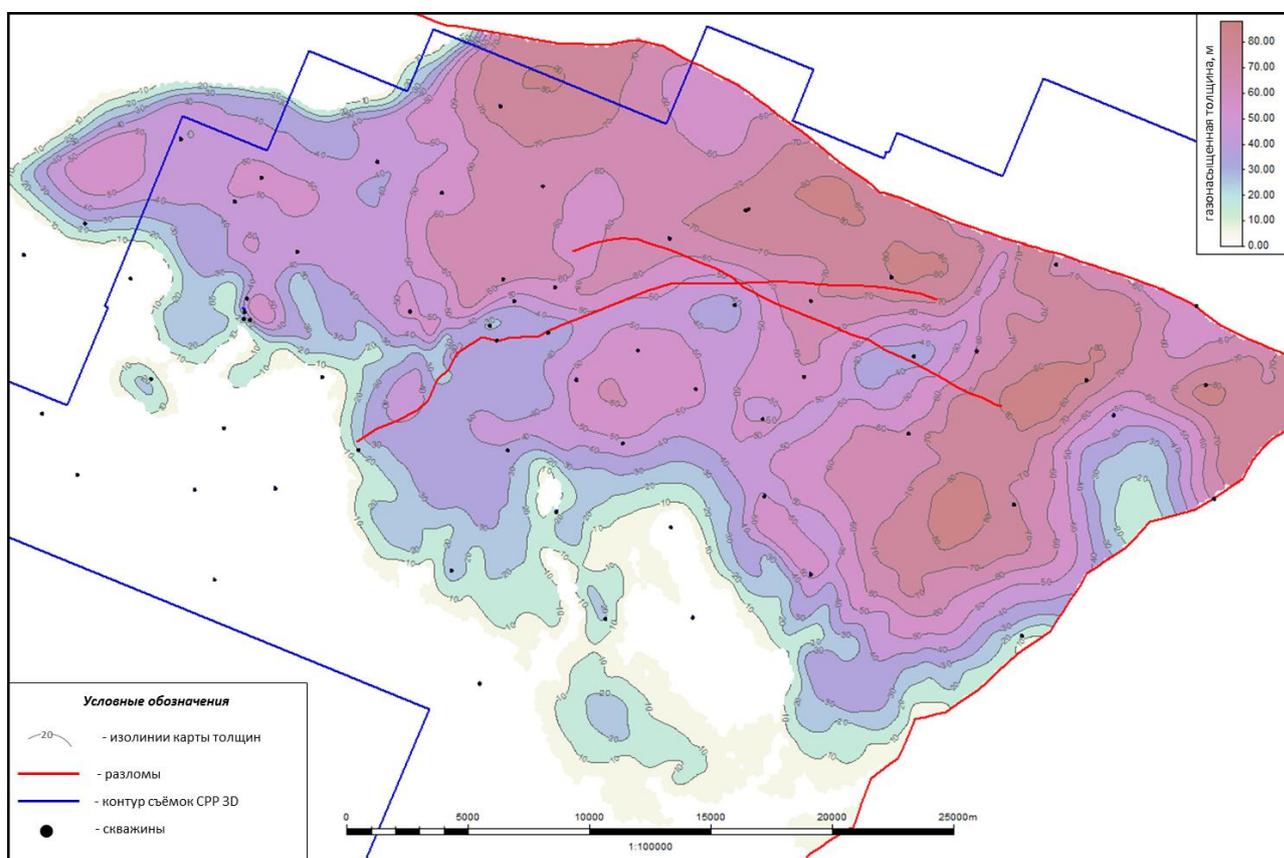


Рисунок 3.11 – Карта газонасыщенных толщин Юрубченской залежи ЮТМ

Приведенные графики подтверждают выводы, сделанные на основе теоретического анализа (по Нельсону, раздел 3.1), опирающегося на опыт разработки месторождений с подобными типами трещинно-каверновых коллекторов. Это указывает на корректность выполненной классификации рифейского коллектора ЮТМ.

Резюмируя, можно отметить, что использование классификации Нельсона и статистический анализ геолого-геофизической информации позволяет, как оценить текущий вклад повышенной кавернозности на разработку Юрубчено-Тохомского месторождения, так и моделировать влияние структуры пустотного пространства на более поздних этапах разработки месторождения. Опираясь на полученные данные, можно сделать выводы о том, что зоны повышенной кавернозности являются более предпочтительными с точки зрения долгосрочной добычи нефти, поскольку при их разработке возможны меньшая обводненность и газовый фактор, при предположительно повышенной накопленной добыче. Немаловажным является также, что для зон с повышенной кавернозностью характерно уменьшение радиуса дренирования на скважину, определяющего перспективу таких районов для бурения рентабельных уплотняющих скважин.

Глава 4

ПРОГНОЗ РАСПРОСТРАНЕНИЯ ПОВЫШЕННОЙ КАВЕРНОЗНОСТИ ПО ДАННЫМ 3D СЕЙСМОРАЗВЕДКИ

Выше была рассмотрена возможность обнаружения в рифейском коллекторе ЮТМ высокоёмких кавернозных интервалов и их выделение по скважинным данным (Глава 2). Показано, что в зонах повышенной кавернозности могут происходить изменения типа трещинного резервуара ЮТМ с I на III (по Р.А. Нельсону) и к соответствующему изменению характеристик резервуара.

Для учета необходимых закономерностей при освоении месторождения, необходимо получить дополнительные к скважинным наблюдениям данные, обеспечивающие обоснованное построение адекватной геологической модели месторождения. Фактически необходимо расширить пространственное картирование зон повышенной кавернозности за пределы данных из 11 имеющихся скважин. Процедура простой интерполяции интервалов кавернозности между скважинами не является надежной из-за влияния вторичных процессов, существенно изменяющих тип трещинного резервуара по площади [Закревский, 2016]. Для этого необходимо использовать пространственные тренды, контролирующие прогнозное распределение повышенной кавернозности ЮТМ по площади.

Для прогноза распространения геологических объектов в пространстве можно использовать либо параметры, отражающие региональные процессы формирования данных объектов (карты толщин при фациальном анализе, карты кривизны для прогноза трещиноватости и т.д.) и, в более детальном масштабе – сейсмические атрибуты, физически связанные со свойствами изучаемого объекта.

Учитывая возраст изучаемых отложений (рифей), сложно на достаточном уровне детальности восстановить процесс формирования изучаемых объектов. Поэтому единственный метод, потенциально позволяющий оценить

пространственное распределение интервалов повышенной кавернозности – 3D сейсморазведка. В распространенных методиках обнаружения и картирования зон повышенной кавернозности по таким данным главным недостатком является невозможность разделить влияние трещиноватости и кавернозности (Глава 1), а также отсутствие количественной оценки кавернозности, когда требуется выявление ее типов.

Особо актуальным этот вопрос становится на этапе разработки карбонатных месторождений, когда критически важно оценивать степень кавернозности и трещиноватости коллекторов по отдельности. Для этого разработана новая методика интерпретации данных 3D сейсморазведки, основанная на анализе азимутальных характеристиках рассеянных волн и неиспользованная в практике сейсморазведки ранее.

Для обоснования использования методики на ЮТМ, выполнено трёхмерное полноволновое сейсмическое моделирование, на основе которого можно было выявить компоненты волнового поля и их характеристики, позволяющие обнаружить присутствие и свойства повышенной кавернозности

На такой модельной основе разработана методика, позволяющая оценить выявленный параметр по данным стандартных сейсмических данных МОГТ 3D, полученных на ЮТМ.

4.1. Численное моделирование волновых полей

Необходимым шагом при разработке и апробации методов изучения внутреннего строения геологических объектов посредством сейсморазведки является численное моделирование полных волновых полей, для последующего использования модельных данных при апробации предлагаемых методов обработки и интерпретации. Это позволяет в наиболее полной мере определить информативность и разрешающую способность. В этом случае мы имеем полностью контролируемый эксперимент, после реализации которого можно легко сравнить полученный результат с точной моделью. Более того, при необходимости этот эксперимент может быть повторён, что полностью исключает возможность недобросовестного представления и объяснения полученных результатов.

Следует отметить, что мощность кавернозных интервалов весьма мала (Глава 2), поэтому вряд ли возможно их устойчивое картирование по полю отраженных волн, особенно в присутствии контрастных регулярных границ. В то же время кавернозность этих прослоев может порождать достаточно устойчивое проявление рассеянной составляющей волнового поля, поэтому основное внимание при изучении интервалов повышенной кавернозности было акцентировано на изучении распределения энергии рассеянных волн [Поздняков и др., 2005; [Шленкин и др., 1990].

Все расчеты проводились с использованием разработанного ранее в Институте нефтегазовой геологии и геофизики конечно-разностного метода, основанного на локальном пространственно-временном измельчении сетки в области скопления мелкомасштабных неоднородностей [Костин и др., 2011; Lisitsa et. al, 2012]. Необходимость использования таких сеток связана с огромной разницей в масштабах неоднородностей вмещающей среды (десятки и сотни метров) и микроструктуры пласта-коллектора (от долей сантиметра до первых метров) [Костин и др., 2011], в том числе и интервалов повышенной кавернозности.

Применяя классическую теорию однократного рассеяния [Рытов и др., 1978], можно показать, что рассеянные волны, возникающие на микроструктуре пласта-коллектора, имеют амплитуду порядка 1% от падающей волны. Поэтому используемый для их моделирования конечно-разностный метод должен обладать искусственными отражениями от границы смены шагов на уровне 0.01%-0.1%. Построению таких методов посвящено значительное количество публикаций [Костин и др., 2011]. Более детально использованная в работе технология моделирования описана в статье [Гадыльшин и др., 2017].

4.1.1. Цифровая модель изучаемого объекта

Для проведения численного моделирования была построена цифровая модель рифейского каверново-трещинного коллектора размером 4000×4000 м. Модель состоит из нескольких компонент (Рисунок 4.1):

- однородное пространство со свойствами матрицы рифейских карбонатов;
- субвертикальные трещины, имеющие простирание С-Ю;
- прямоугольный слой, пересекающий все субвертикальные трещины, где будут распределены интервалы повышенной кавернозности.

Остановимся более подробно на характеристиках прямоугольного слоя. Внутри слоя как показано на Рисунок 4.1 распределены кавернозные прослои эллиптической формы, заполненные системой мелкомасштабных неоднородностей. Для описания пространственного распределения каверн и жесткой матрицы, использована безразмерная индикаторная функция:

$$J(x, y, z) = \begin{cases} 1, & \text{пора} \\ 0, & \text{матрица} \end{cases},$$

Её основными статистическими характеристиками являются математическое ожидание (коэффициент пористости) и центрированная функции ковариации:

$$m_J = E\{J(x)\}; \quad C_J(h) = E\{(J(x) - m_J)(J(x+h) - m_J)\},$$

где $E\{.\}$ – математическое ожидание.

Для функции ковариации использовано ее аналитическое приближение:

$$C_J(r_x, r_y, r_z) = \sigma^2 \exp \left\{ - \left(\frac{r_x^2}{I_x^2} + \frac{r_y^2}{I_y^2} + \frac{r_z^2}{I_z^2} \right)^{2/5} \right\},$$

где I_x, I_y, I_z – параметры, определяющие длину корреляций в трех ортогональных направлениях;

σ – стандартное отклонение случайного поля J .

В дальнейшем описанный выше подход был использован для статистического моделирования среды со значениями Кп 10% [Филатов, 2016, не опубликовано]. Значение $I_x = 0.2$ м. Коэффициенты анизотропии случайного поля J выбирались равными $I_x/I_y = 9/8$, $I_x/I_z = 9/5$ при шаге сетки – 0.1 м. Для численной реализации использован метод последовательного гауссова моделирования. На Рисунок 4.2 показана реализация случайного поля J в сечениях XY и XZ в подобласти размером 5м×5м при Кп=10%.

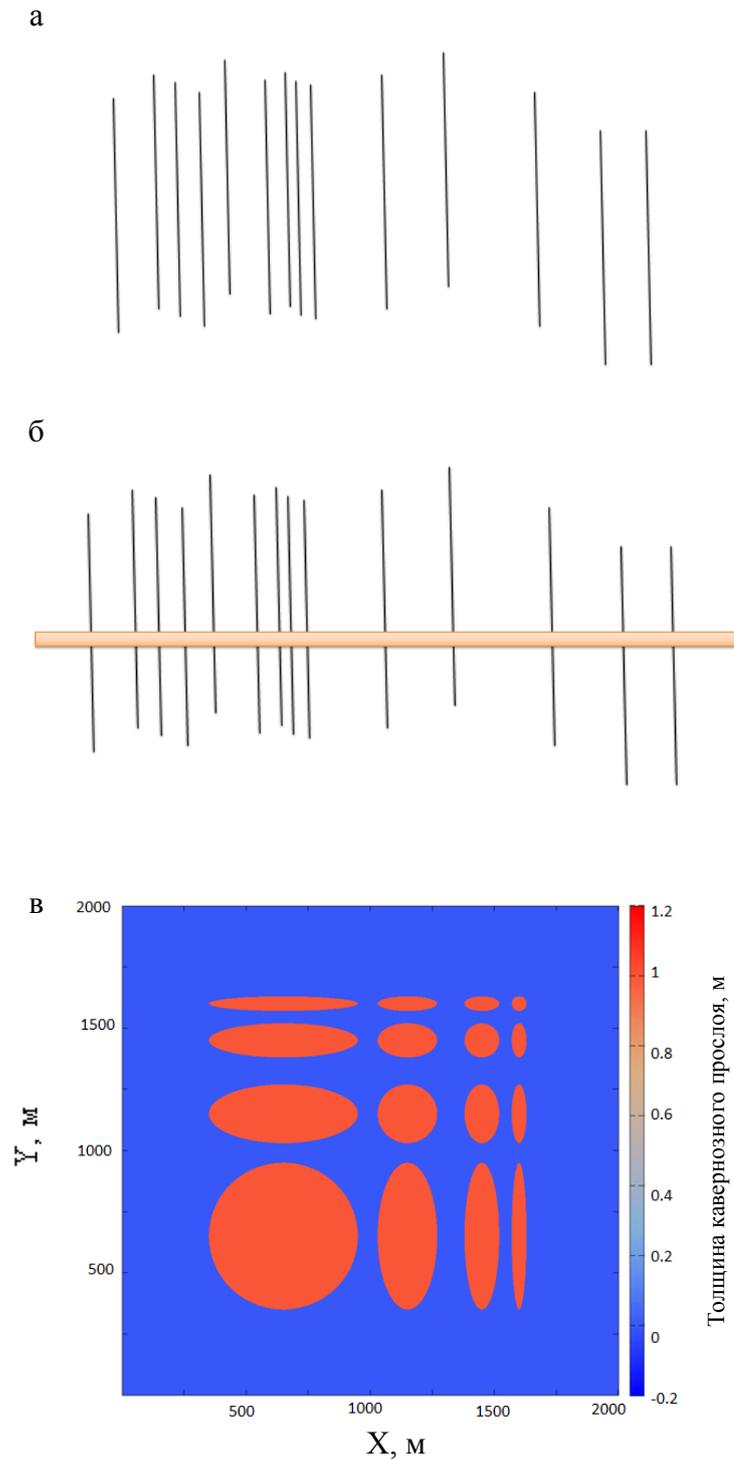


Рисунок 4.1 – Схематичное представление компонентов модели изучаемого объекта: а – система трещин; – вертикальный слой с повышенной кавернозностью; в – расположение кавернозных объектов в целевом слое

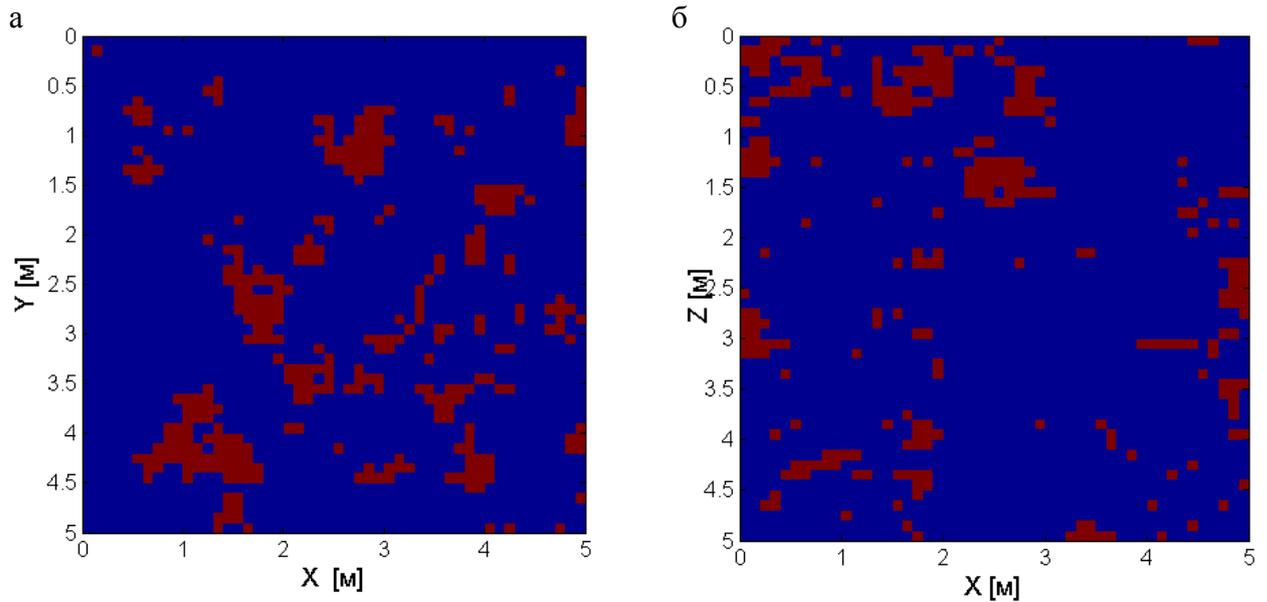


Рисунок 4.2 – Пример фрагмента реализации случайного поля J : а – в сечении XY ; б – в сечении XZ . $K_{п}=10\%$

4.1.2. Результаты численного моделирования волновых полей

Численные эксперименты выполнялись для слоя мощностью 5 м, причём все объекты обладали одним и тем же коэффициентом пустотности, равным 10% (среднее значение для интервалов кавернозности, определенное по ГИС и исследованиям керна [Филатов Д.А., 2016, не опубликовано]).

При вычислениях выполнялось построение изображений для различных азимутов, исходя из предположения, что различные элементы пустотного пространства имеют разное направление энергии рассеянных волн. Системы трещин порождают энергию, сонаправленную с их простиранием, а кавернозные интервалы не имеют выраженной анизотропии энергии.

На Рисунок 4.3 приведены изображения в рассеянных волнах, полученные при учёте всех азимутов. Как видно, отчётливо прослеживаются следы трещин в целевой области, ориентированные вдоль оси X . Помимо этого, прослеживается наличие самых крупных интервалов кавернозности. Все остальные неоднородности выражены нечётко.

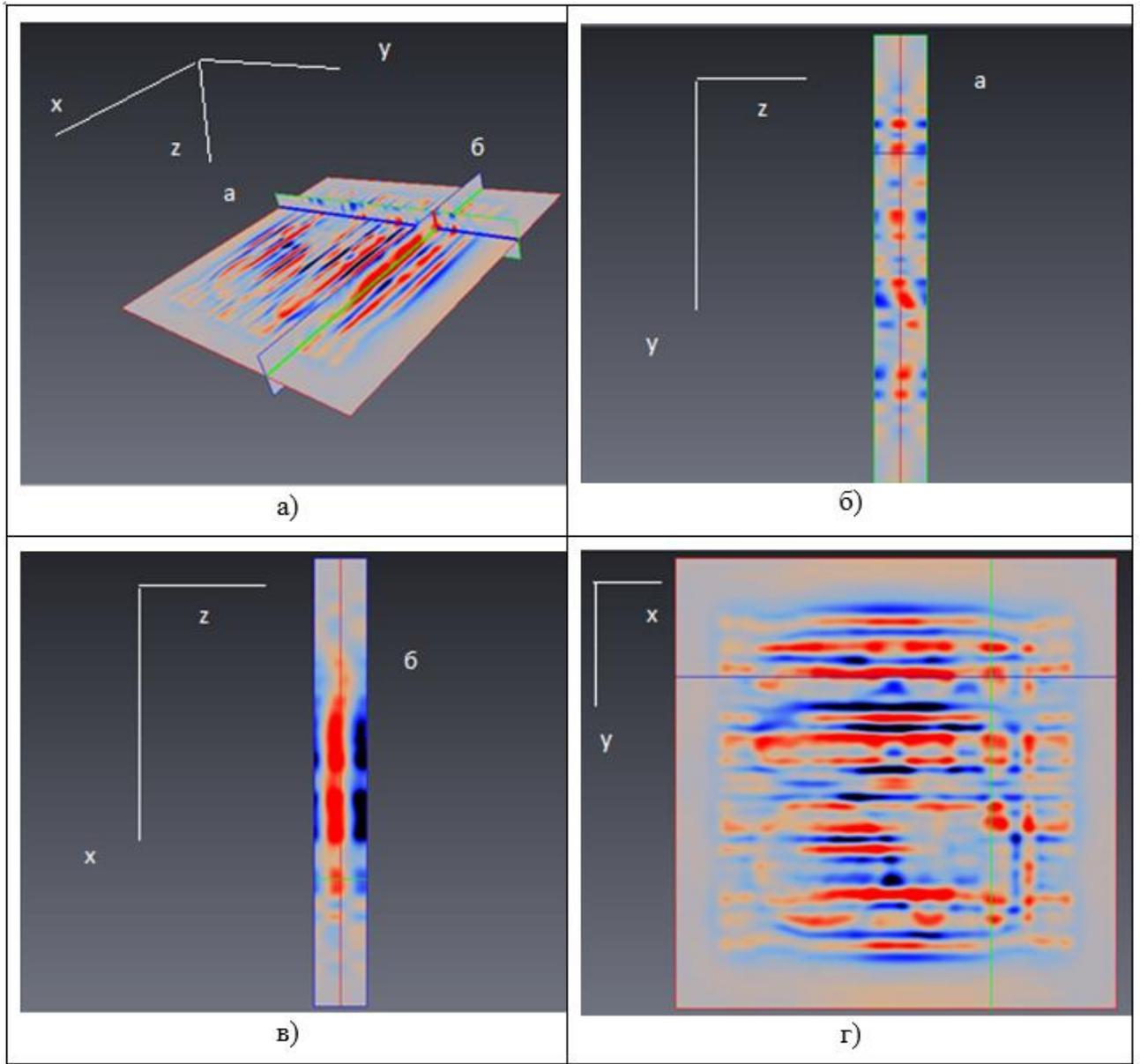


Рисунок 4.3 – Изображение пятиметрового целевого слоя ($K_p = 15\%$):

а) общий вид 3D; б) вдоль оси X; в) вдоль оси Y; вдоль оси Z

Если убрать из изображения в рассеянных волнах энергию волн, распространяющихся в направлениях 0° и 180° (Рисунок 4.6), то интервалы повышенной кавернозности в оставшейся части распределения энергии рассеянных волн прослеживаются намного отчётливей в соответствии с заданной моделью (рисунке 4.1, в). Отсюда следует, что:

1. Наибольшее влияние на повышенную интенсивность рассеянных волн оказывает направленная трещиноватость;

2. Повышенная кавернозность находит отображение в поле рассеянных волн;

3. Если трещиноватость имеет выраженное направление, то энергия рассеянных волн характеризуется наличием анизотропии. Энергия максимальна вдоль простирания трещиноватости;

4. Энергия рассеянных волн, сформированная повышенной кавернозностью не характеризуется анизотропией;

5. Для разделения влияния компонент пустотного пространства (трещины и каверны) на энергию рассеянных волн, следует использовать параметры характеризующие анизотропию, индикатрису или аспектное отношение.

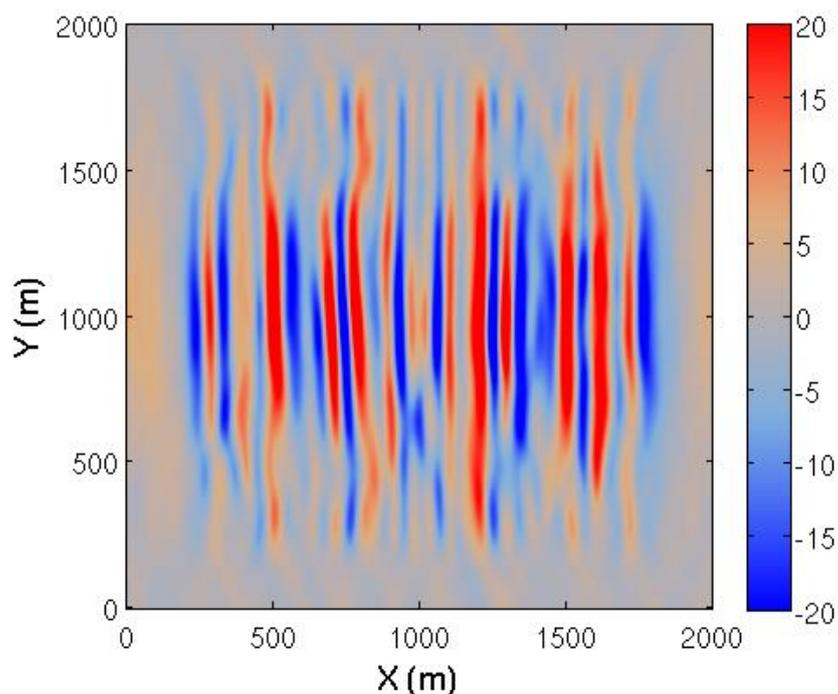


Рисунок 4.4 – Изображения относительной интенсивности рассеянных волн вдоль упорядоченной трещиноватости (азимут 0°)

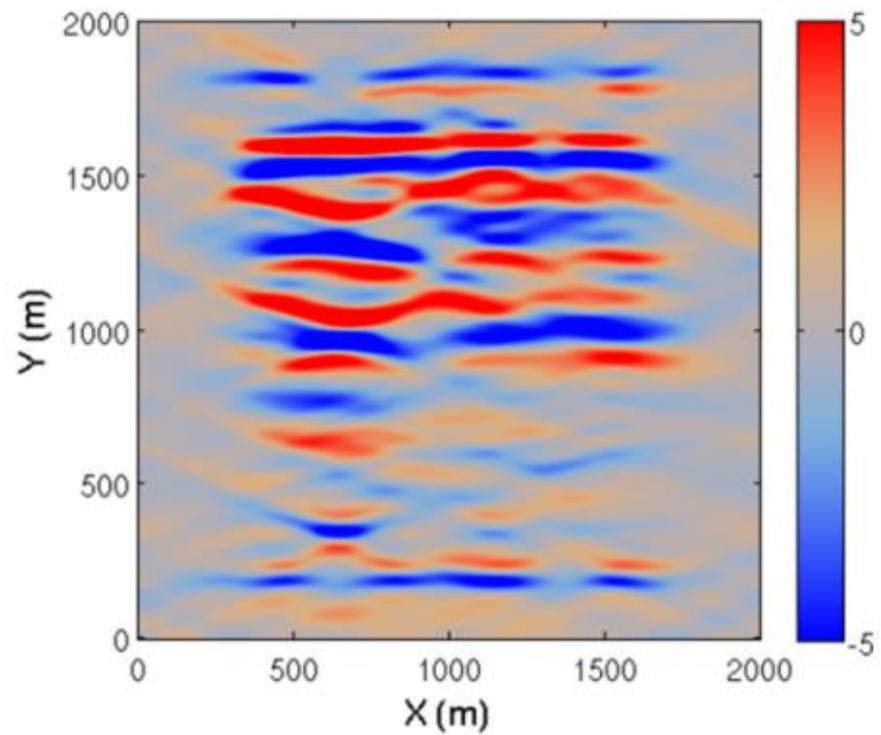


Рисунок 4.5 – Изображения относительной интенсивности рассеянных волн
вкрест направления трещиноватости (азимут 180°)

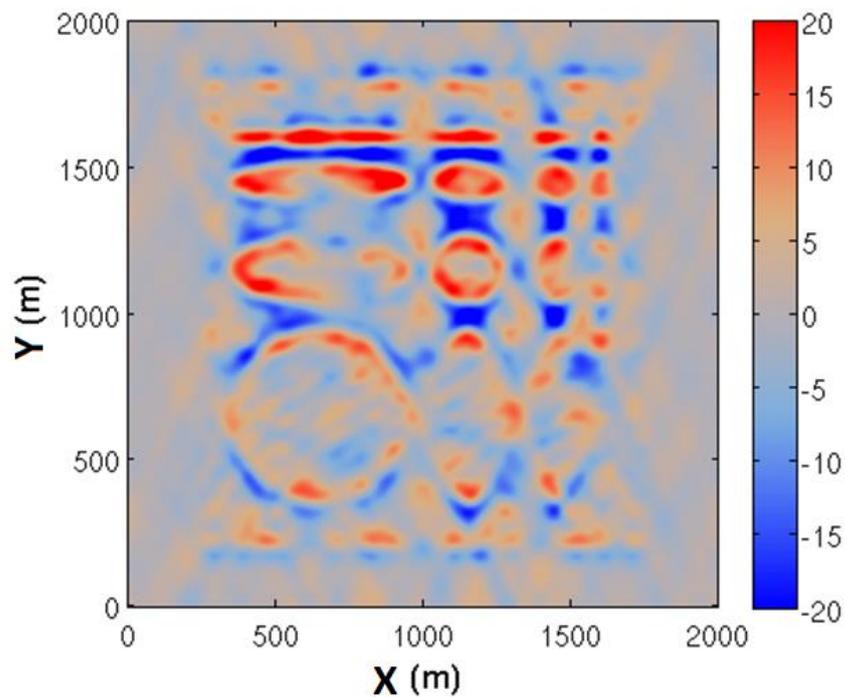


Рисунок 4.6 – Изображения относительной энергии рассеянных волн при
исключенных интенсивностях вдоль азимутов 0° и 180° , соответствующих
влиянию направленной трещиноватости,

4.1.3. Интерпретация численного моделирования

Обобщение приведенных выше выводов и принятая практика интерпретации сейсмических данных 3D [Liu, 2012] позволяет предположить, что наиболее эффективным инструментом для разделения энергии рассеянных волн, сформированных трещинами и кавернами, характеризующимися различным пространственным распределением будет аспектное отношение рассеяния (АОР) [Левянт и др., 2010].

Аспектное отношение полуосей эллипса (Рисунок 4.7) широко используется в сейсморазведке при изучении скоростей распространения отраженных волн в разных направлениях [Liu, 2012] и в петрофизике при изучении трещиноватости [Добрынин С.В., 2014]. На дифрагирующих объектах АОР есть отношение минимальной энергии рассеянных волн ($\mathcal{E}P_{\min}(x,y,t)$) к максимальной ($\mathcal{E}P_{\max}(x,y,t)$).

Аспектное отношение

$$AR = r/R$$

Площадь эллипса

$$A = \pi \cdot R \cdot r$$

,где

A – площадь

AR – аспектное отношение

R – радиус эллипса по главной оси

r – радиус эллипса по второстепенной оси

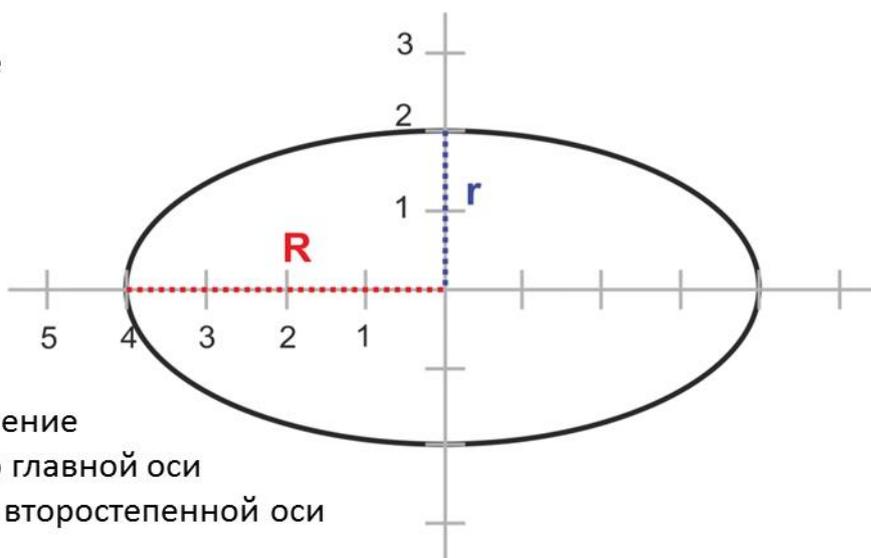


Рисунок 4.7 – Эллипс и его геометрические характеристики (в том числе аспектное отношение)

По результатам проведенного моделирования можно предположить, что при одинаковой величине радиусов эллипса по главной и второстепенной осям, диаграмма является кругом, когда направленная трещиноватость отсутствует или имеется множество перпендикулярных трещин, что связано, скорее всего, с кавернозной структурой пустотного пространства. При $АОР \rightarrow 0$, диаграмма

является эллипсом, что указывает на наличие доминирующего направления трещиноватости. На Рисунок 4.8 представлена упрощенная схема методики, позволяющая понять её суть. Верхний ряд – схематичное изображение различных типов разреза протерозоя ЮТЗ. Нижний ряд – типовые изображения формы эллипса и величины его площади. Таким образом, для зон направленной трещиноватости характерно низкое значение АОР и повышенная интенсивность рассеянных волн. Монолиту соответствуют высокие значения АОР и низкая интенсивность. Зона кавернозности характеризуется совокупностью локализованных повышенных значений АОР и энергии рассеянных волн.

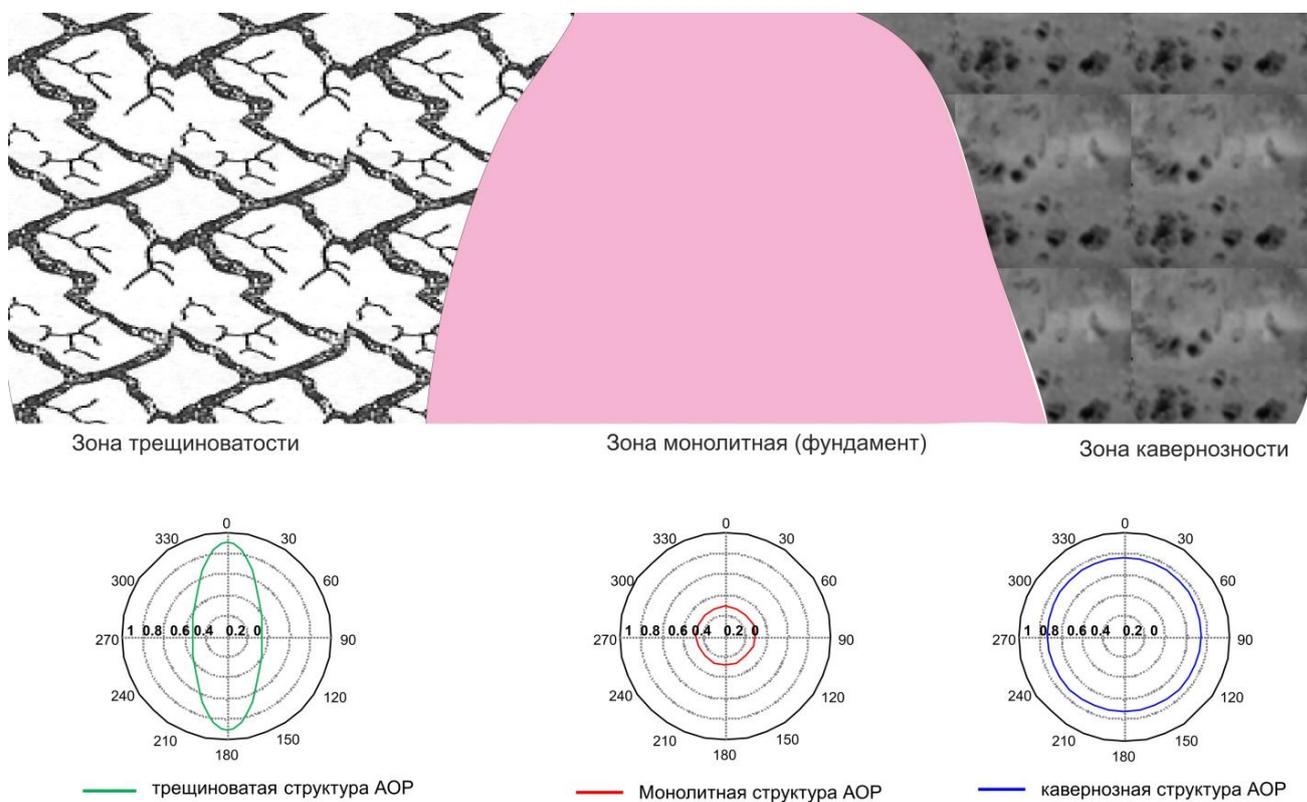


Рисунок 4.8 – Типовые диаграммы аспектного отношения рассеяния для разных структур пустотного пространства типов разреза протерозоя ЮТЗ

4.2. Методика

Полученные результаты моделирования позволили определить параметры волнового поля, характеризующие распределение повышенной кавернозности – анизотропия и энергия рассеянных волн. Методика прогноза повышенной кавернозности должна включать в себя оценку этих двух параметров в комплексе.

Расчёт энергии рассеянных волн производится методом фокусирующих преобразований [Поздняков и др., 2009], хорошо зарекомендовавшим себя в условиях ЮТЗ в ходе многочисленных научных и практических работ [Поздняков и др., 2011]. Наилучшим образом описание теоретических основ и практики применения метода дано в работе [Мерзликина, 2014]. Здесь же мы фокусируем внимание на практических аспектах, применительно к выделению повышенной кавернозности карбонатных отложений на основе комплексирования данных 3D сейсморазведки.

Анализ анизотропии рассеянных волн основана на алгоритме азимутальной фокусировки рассеянных волн с ориентированными локальными апертурами предложенном к.ф.-м.н. Тузовским А.А. [Тузовский, А.А., 2005, 2011]. Здесь технология доработана с целью определения аспектного отношения рассеяния (АОР), который, судя по результатам численного моделирования, может быть эффективно использован для решения поставленной задачи прогноза кавернозных интервалов. Полученные из стандартных сейсмических данных 3D азимутально ориентированные волновые поля представляются в виде эллипса, который можно параметризовать аспектным отношением рассеяния распределенного по площади. При этом низкое значение аспектного отношения характеризует направленную трещиноватость, высокое – определяет доминирование кавернозной структуры.

Построение азимутально-ориентированных полей рассеянных волн

Для построения азимутально-ориентированных полей рассеянных волн предлагается специальным образом выбирать область интегрирования D по приемникам (базу приемников) для каждого источника возбуждения [Мерзликина, 2014], а также апертуру построения рассеянного поля (**Ошибка! Источник ссылки не найден.**).

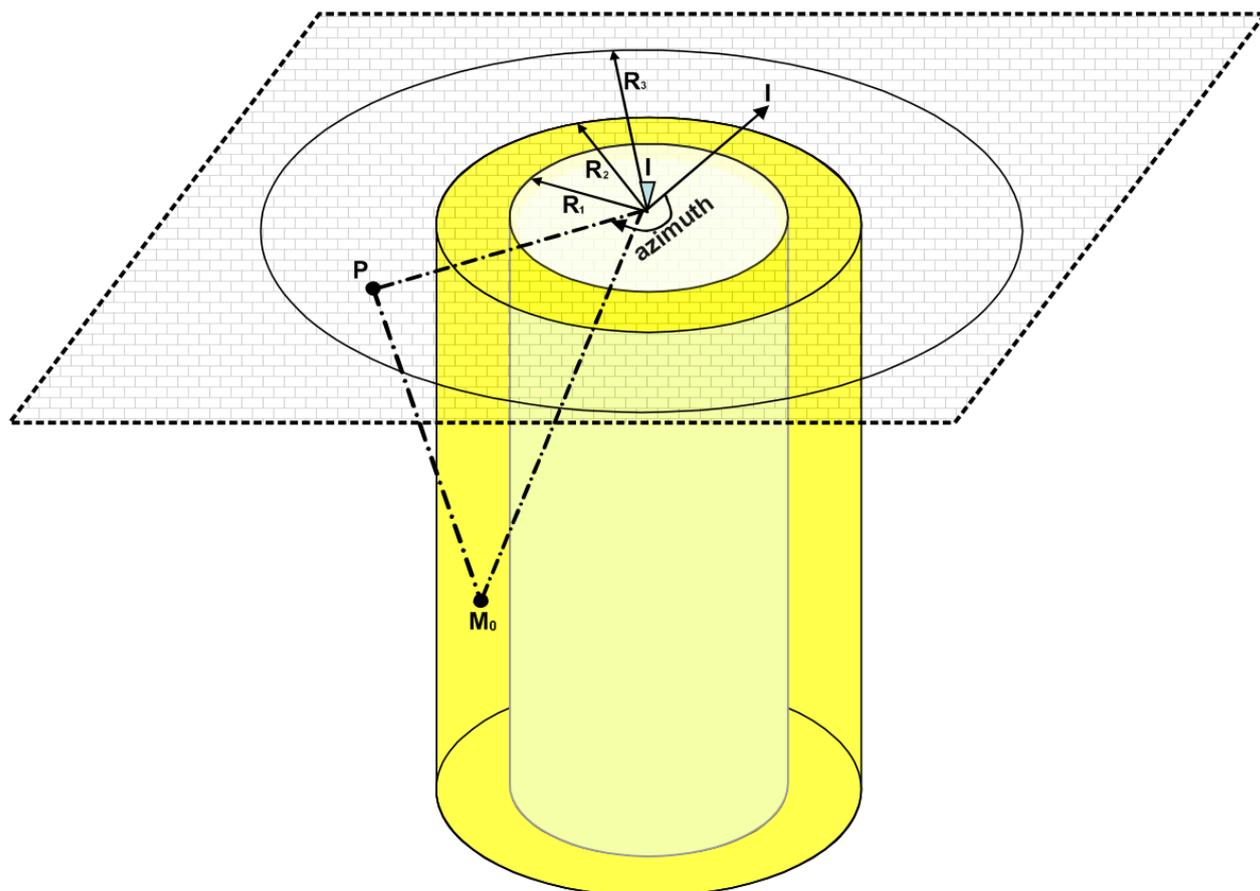


Рисунок 4.9 – Схема выбора апертуры и области интегрирования D

В качестве области, в пределах которой по направлению интегрируется распределение энергии отраженных волн (база приемников), на поверхности наблюдений (область расположения приемников) выбирается круг радиусом R_3 , с центром в точке расположения источника. Расчётная область построения рассеянного поля представляет собой пространственно-временной цилиндр с внутренним радиусом R_1 и внешним радиусом R_2 (область отражений, выделен желтым цветом). Для обеспечения азимутальной зависимости продолженных полей рассеянных волн предлагается ограничить область интегрирования

только зоной обратного рассеяния в сторону источника, учитывая, что, как правило, в этом направлении рассеянная волна наиболее интенсивна. Эта зона определяется углом рассеяния α (угол между лучами R_1 , R_2) и азимутом, определяющим направление IP от источника I к приемнику P . Таким образом, для построения в точке M_0 поля волны с обратным рассеянием необходимо ограничить область интегрирования D соответствующими зонами Френеля, построенными в окрестности точки выхода предполагаемого отраженного луча, и сектором обратного рассеяния [Мерзликина, 2014].

В пределах цилиндра поле рассчитывается в узлах сетки в моменты времени t_0 . При этом для азимута рассеяния принимается направление источник – точка. Расчет производится для каждого источника возбуждения. В результате получаем азимутально-ориентированные сейсмограммы сейсмических изображений полей рассеянных волн.

Расчет аспектного отношения рассеяния

Непосредственно после расчета азимутально-ориентированного рассеянного волнового поля, в окрестности каждого пункта возбуждения, с целью наиболее оптимального обнаружения рассеянных волн, необходимо подобрать соответствующий размер ячеек сетки (бинов). В зависимости от поставленной задачи или технических ограничений (качества входных сейсмических данных), сетка может задаваться произвольного размера: от шага ОГТ до нескольких километров в диаметре. В окрестностях заданных точек сетки из полного набора азимутальных сейсмограмм рассеянных волн выделяются только те трассы, которые попадают в область заданного элемента сетки (бина). Далее проводится медианное осреднение этих трасс с равными азимутами, результатом которого является временной разрез азимутальной развертки. Последние в каждой точке сетки эллиптически аппроксимируются, что позволяет анализировать их аспектное отношение.

4.3. Верификация на реальных данных СРР 3D

Установив в результате моделирования параметры сейсмического волнового поля, отражающие распределение повышенной кавернозности в рифейском коллекторе ЮТМ, и разработав методику, позволяющую оценивать эти характеристики по стандартным данным сейсморазведки МОГТ-3D можно приступить к заключительному этапу – применение технологии при обработке и интерпретации реальных данных с целью прогнозирования зон повышенной кавернозности. Используются результаты интерпретации скважин, описанные в главе 2, и материалы сейсморазведки МОГТ-3D, полученные на Юрубченском ЛУ на площади 3124 км².

Изучение Юрубчено-Тохомского месторождения площадной сейсморазведкой было начато ещё в 1995 году. Полученный за прошедшие годы огромный массив информации сам по себе является уникальным.

На Рисунок 4.10 приведена схема расположения линий пунктов приема и пунктов возбуждения СРР МОГТ-3D выполненных на Юрубченском ЛУ. Схема кратности съёмки представлена на Рисунок 4.11. Совместно, они позволяют составить общее представление о порядке и технологиях проведения сейсмических съёмок на исследуемом участке.

Общий объем сейсморазведочных работ МОГТ-3D, выполненных на территории Юрубченского ЛУ составил 3124 км². При этом, полученная информация значительно отличающаяся по своим технологическим характеристикам – кратность и распределение трасс по азимутам и удалениям. Наилучшими, с технологической точки зрения, можно назвать съёмки, выполненные на юге участка с 2012 по 2015 гг. (расстояние между линиями ПП и ПВ – 300 м), а наихудшими – первые работы, проведенные в период с 1995 г. по 1997 г. (расстояние между линиями ПП – 500 м и ПВ – 600 м).

Сейсмический разрез, иллюстрирующий результаты совместной обработки этих данных, представлен на Рисунок 4.12.

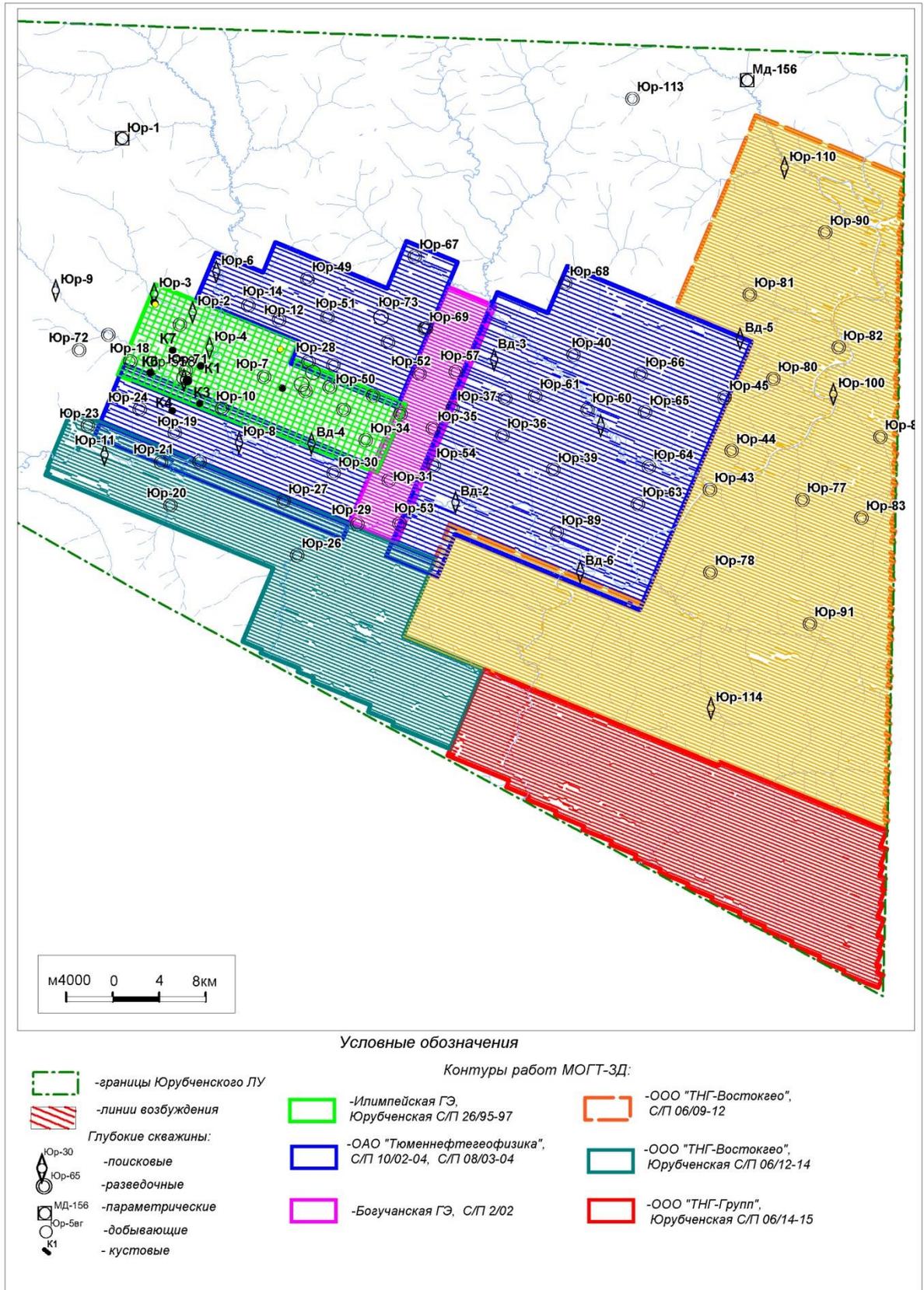


Рисунок 4.10 – Схема расположения линий пунктов приема и пунктов возбуждения СРР МОГТ-3Д, выполненных на Юрубченском ЛУ

Роза-диаграммы распределения трасс по азимутам и удалениям

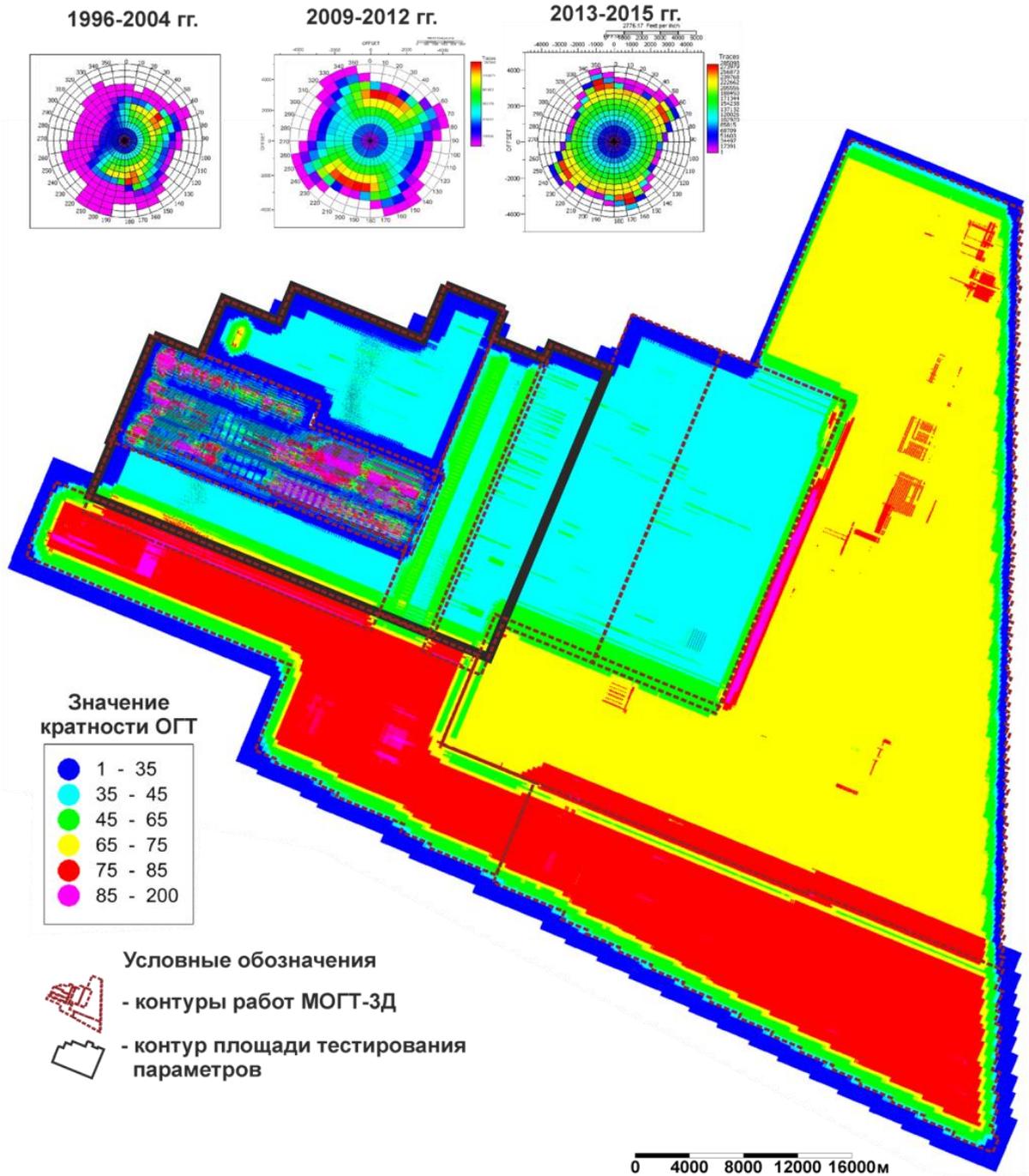


Рисунок 4.11 – Схема распределения кратности в массиве данных СРР МОГТ-ЗД выполненных на Юрубченском ЛУ. Отдельно выделен участок для тестирования параметров

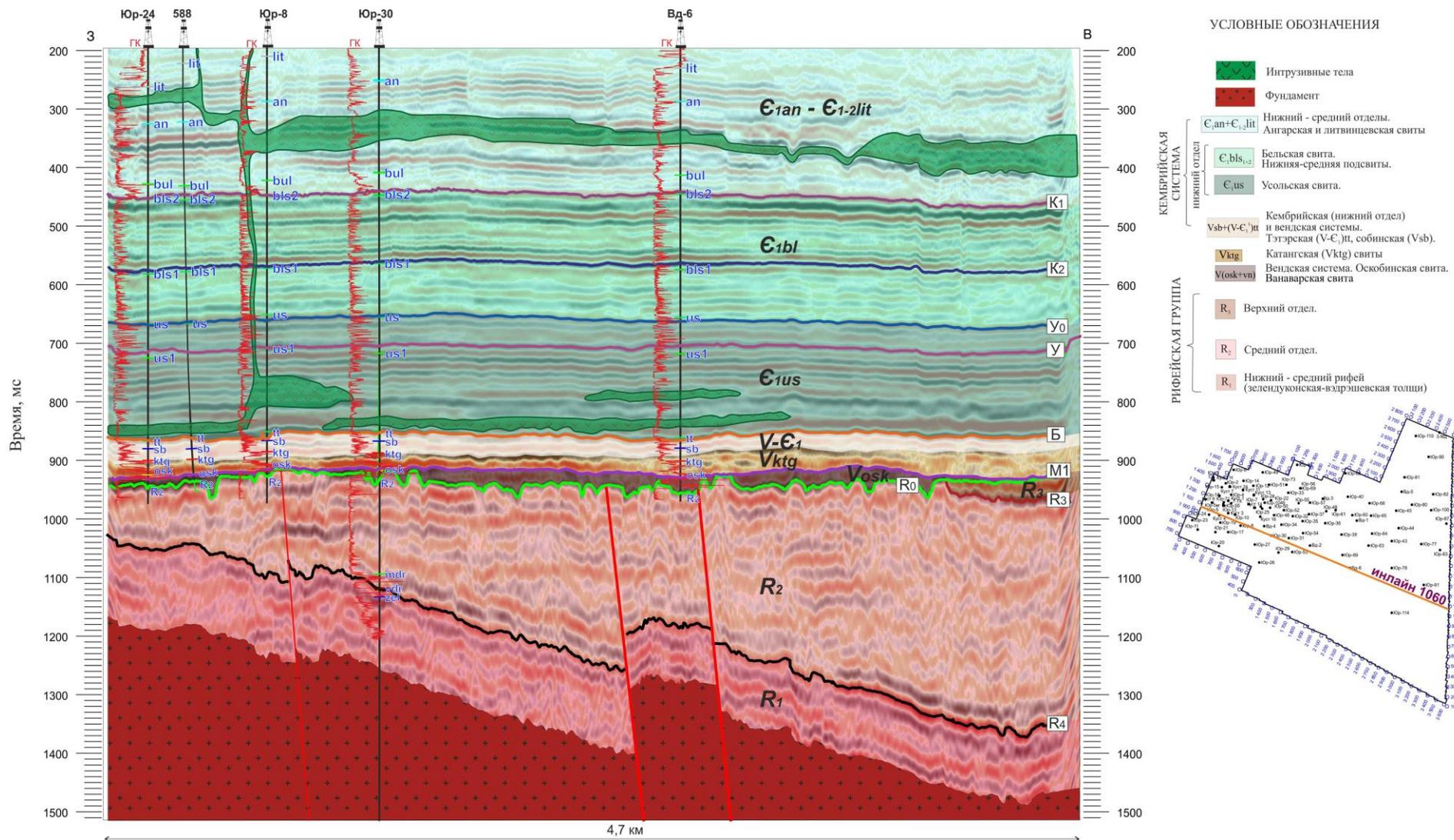


Рисунок 4.12 – Сейсмогеологический разрез с запада на восток иллюстрирующий результаты переобработки и переинтерпретации данных CPP МОГТ-3D

На разрезе хорошо выделяется предвендская эрозионная поверхность, к которой приурочен отражающий горизонт (ОГ) R0, являющийся в то же время кровлей рифейского карбонатного трещинно-кавернового резервуара. Поверхность несогласия разделяет осадочный чехол на два структурных яруса – рифейский со множеством дизъюнктивных нарушений, отделяющих его на блоки и залегающий над ним с угловым несогласием – венд-девонский. В вышележащем интервале практически не наблюдается тектонических нарушений, за исключением даек и штоков, внедрявшихся в осадочный чехол в период триасовой активизации магматической деятельности.

Частотный диапазон сейсмических данных (10-60 Гц) [Ткачук Д.Н., 2016, не опубликовано] и сложное сейсмогеологическое строение региона не позволяют в явном виде зафиксировать целевые объекты – трещины и каверны. В то же время, общее представление о распределении трещиноватости может быть сделано исходя из закартированной системы тектонических нарушений.

Сейсмогеологическое строение изучаемой территории, осложняет выделение тектонических нарушений. Это связано с остаточным фоном кратных и частично-кратных волн помех в рифейском интервале разреза, которые сложно отфильтровать из-за схожести их кинематических характеристик с истинными отражениями. Для выделения основных разломов, служащих границами залежей и имеющих важное значение для геологической модели, анализируется структура внутририфейских отражений, в данном случае – ОГ R4. Протяжённые зоны смещений ОГ R4 амплитудой более 10 мс, имеющие линейную форму интерпретируются как плоскости разломов (Рисунок 4.13). Их положение в пространстве детализируется исходя из анализа сейсмических разрезов в разных плоскостях. Разломы с меньшим смещением выделяются по сейсмическим атрибутам.

Наличие разломов подтверждается по результатам бурения и испытания разведочных скважин – по разные стороны от разломов наблюдаются различные флюидалные контакты. Эксплуатационные скважины, пробуренные

вблизи с разломами, характеризуются повышенным газовым фактором и обводнённостью при их эксплуатации [Лихачев П.А., Козяев А.А., 2019].

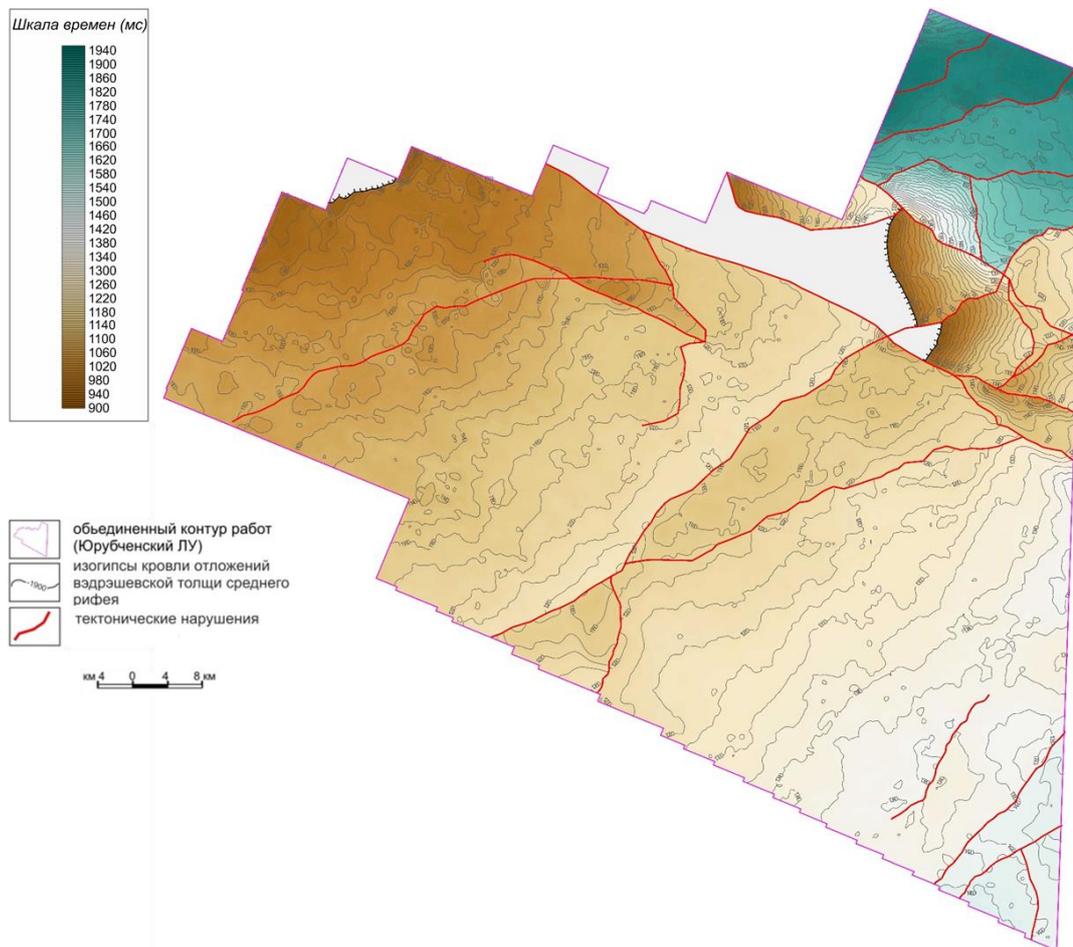


Рисунок 4.13 – карта времён пробега ОГ R4 с проекциями разломов

Учитывая, что кавернозность была сформирована под влиянием вторичных процессов протекавших, предположительно, во время предвендского перерыва, в условиях субэаральной экспозиции, то общее представление о характере распределения кавернозности может быть сделано по палеогеоморфологии эрозионной поверхности. Предполагается, что зоны повышенной кавернозности приурочены к районам вблизи с палеоврезами [Тихонова К.А., Козяев А.А. и др., 2020] хорошо фиксирующимся на карте времён пробега ОГ R0 (Рисунок 4.14 а) и срезе спектральной декомпозиции вдоль ОГ R0 (Рисунок 4.14 б).

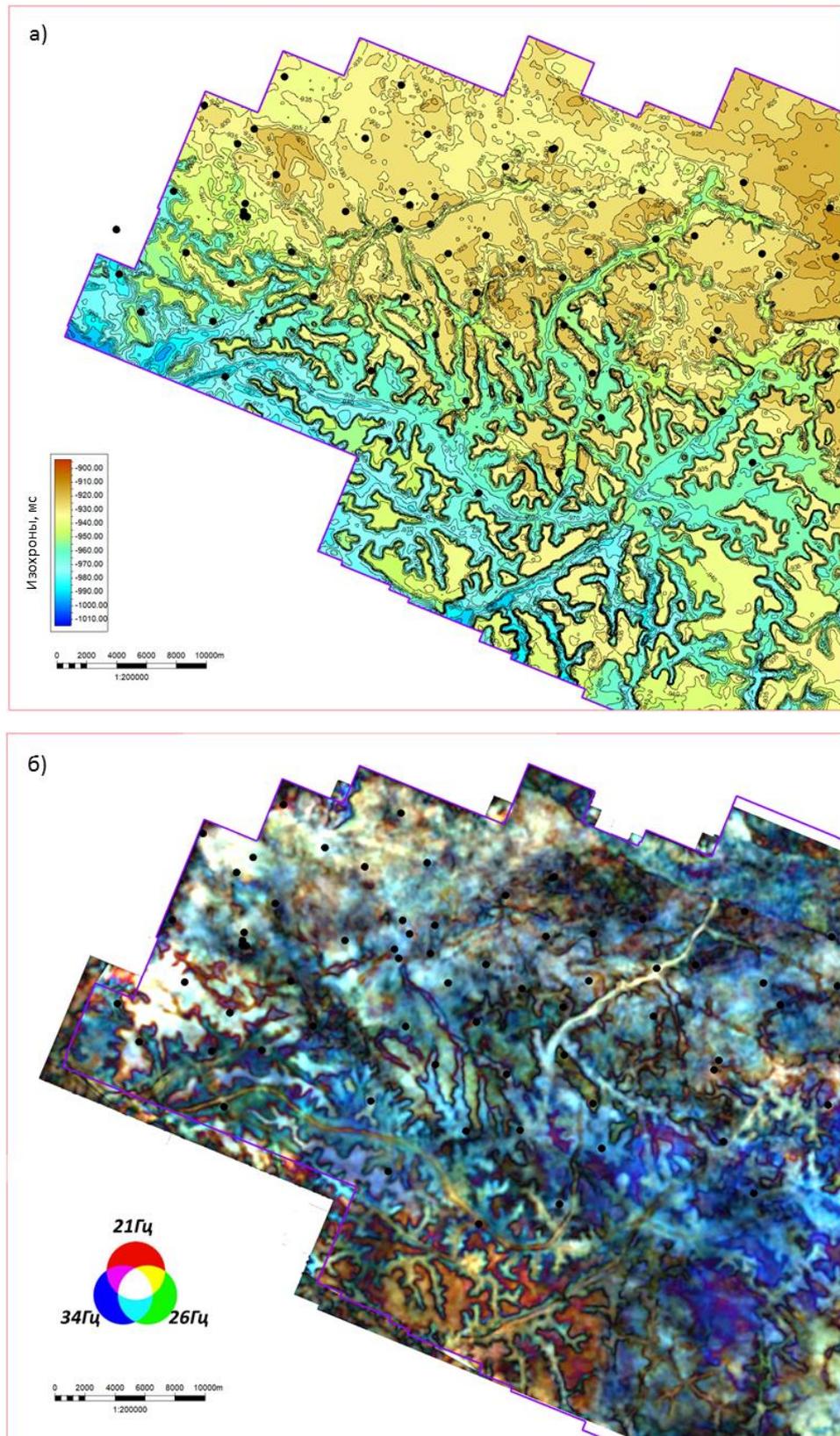


Рисунок 4.14 – карта времён пробега ОГ R0 (а) и срез RGB разночастотных компонент полученных с применением спектральной декомпозиции (б) в западной части участка

Локальные отрицательные аномалии на карте времён пробега ОГ R0 хорошо коррелируют с контрастными аномалиями на RGB срезе спектральной декомпозиции. Это связано с тем, что врезы формировались в предвендское время, врезаюсь в рифейское плато и заполнялись терригенными отложениями ванварской свиты и терригенно-карбонатными отложениями оскобинской свиты, благодаря чему отражения от этих объектов обладают повышенной амплитудой и контрастно выделяются на результатах спектральной декомпозиции.

Ряд врезов, прослеживаемых на спектральной декомпозиции, имеют недостаточную толщину для того чтобы зафиксировать её при прослеживании отражающего горизонта и, соответственно, отобразить на карте времён пробега ОГ R0. Следует отметить, что положение палеоврезов не коррелирует с рельефом дневной поверхности, а их наличие подтверждается результатами разведочного и эксплуатационного бурения [Козяев А.А. и др., 2016].

Необходимо отметить, что такой подход не позволяет выполнить количественный прогноз, в сравнении с предлагаемой здесь методикой, основанной на азимутальном анализе рассеянных волн.

Подбор оптимального шага сетки бинирования

Учитывая необходимость перебинирования данных сейсморазведки на сетку с определенным шагом и разнородность имеющегося сейсмического материала МОГТ-3D, на первом этапе тестирования методики на реальных данных, несомненно, необходимо выполнить тестирование размера сетки бинирования.

Учитывая значительный объём данных СРР 3D (3124 км²), тестирование было выполнено только на небольшом участке на западе изучаемой площади, включающем в себя разнородные данные, полученные разными исполнителями и в разное время (Рисунок 4.10).

Для выбора оптимальных настроек проведены расчеты аспектного отношения на сетке бинирования со следующими размерами:

- шаг сетки 1000x1000 м (бин соответствует 41 точке ОГТ);
- шаг сетки 250x250 м (бин соответствует 11 точкам ОГТ);
- шаг сетки 25x25 м (регулярная сетка бина ОГТ).

По рассчитанным вариантам построены схемы распределения атрибута АОР в окне целевого интервала – 12 миллисекунд (мс) ниже отражающего горизонта R0, что в глубинном масштабе составляет 48 м и эквивалентно среднему значению нефтегазонасыщенной толщины рифейского резервуара. Схемы для соответствующих параметров сетки бинирования представлены на рисунках Рисунок 4.15 **Ошибка! Источник ссылки не найден.**- Рисунок 4.17**Ошибка! Источник ссылки не найден.**

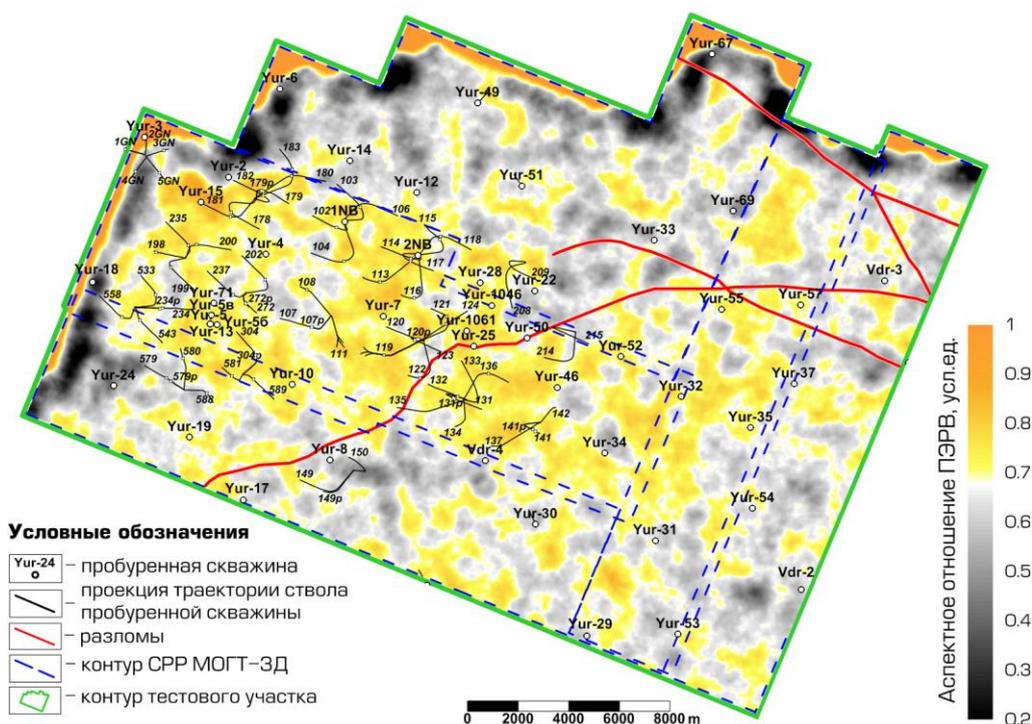


Рисунок 4.15 – Распределение аспектного отношения ПЭРВ по тестовой площади (шаг сетки 25x25 м)

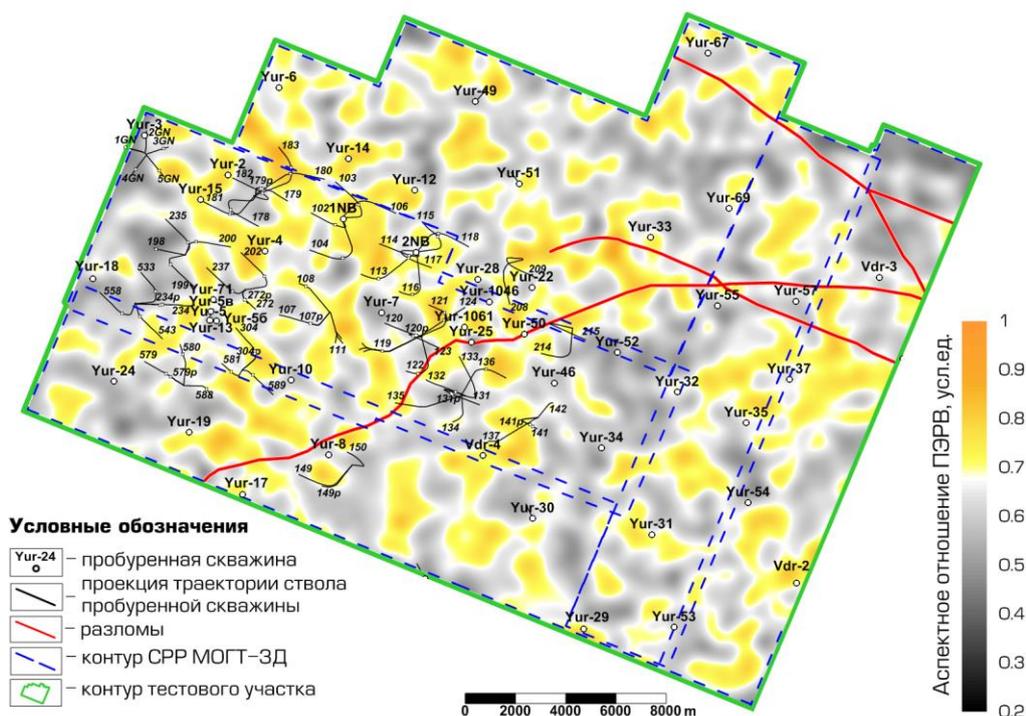


Рисунок 4.16 – Распределение аспектного отношения ПЭРВ по тестовой площади (шаг сетки 250x250м)

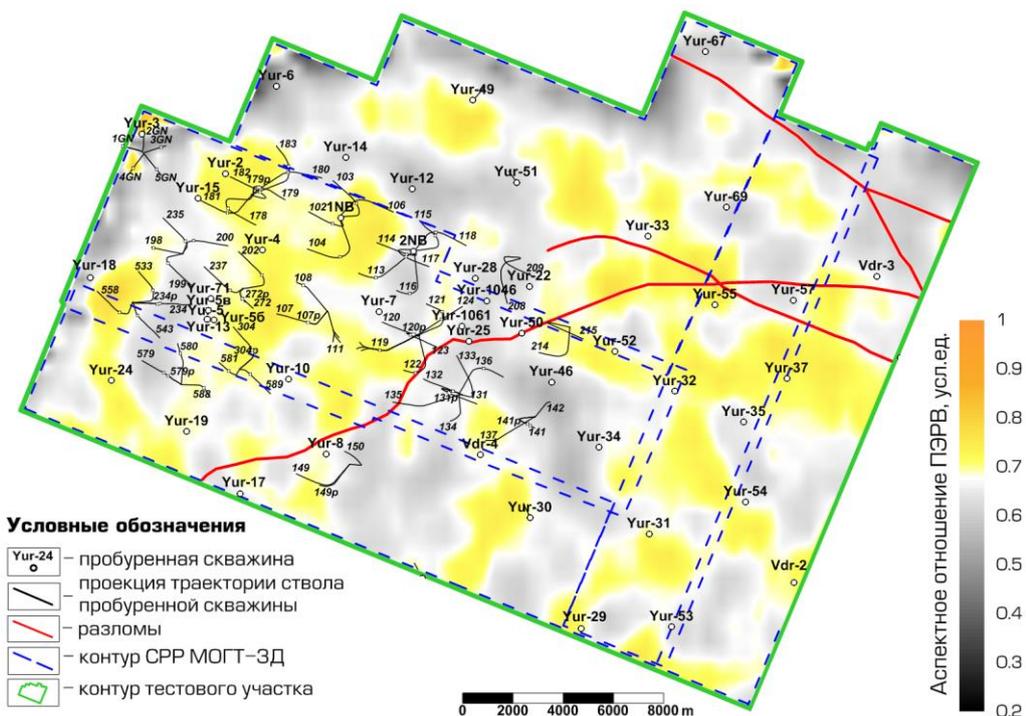


Рисунок 4.17 – Распределение аспектного отношения ПЭРВ по тестовой площади (шаг сетки 1000x1000 м)

Как видно из Рисунок 4.15 **Ошибка! Источник ссылки не найден.**, аспектное отношение рассеяния (АОР) в каждой точке ОГТ имеет неравномерный характер распределения по площади. Значительным контрастом выделяется площадь сейсмической съемки 1996-1998 гг. с аномально высокими значениями амплитуд. Это связано с тем, что данный полевой сезон (первые работы 3D на Юрубченской площади) характеризуется наихудшим сейсмическим материалом. Она отличается невысокой кратностью и резкой азимутальной неравномерностью, вплоть до наличия отдельных пунктов возбуждения, лежащих сбоку от редких приемных линий. Это приводит, в свою очередь, к резко неравномерной азимутальной освещенности точек ОГТ в поле рассеянных волн. Для преодоления этой трудности проводилось перебинирование полей рассеянных волн с последующим медианным осреднением, что позволило за счет статистического эффекта получить существенно более устойчивые результаты.

Как показывает практика подобных работ по отраженным волнам, бинирование 25x25 м возможно лишь при плотной полноазимутальной системе наблюдений (аспектное отношение полевой регистрирующей системы не ниже 0.95, кратность не ниже 280).

Для любой методики, осуществляющей азимутальный анализ в каждой точке ОГТ в сейсмогеологических условиях ЮТМ, необходимо исследовать возможность нормировки азимутальных сейсмограмм в различных окнах регуляризации (восполнение данных для недостающих азимутов и удалений).

Избежать этого возможно при расчете азимутальных сейсмограмм ПЭРВ по минимально-возможному бину с шагом регулярной сетки, что и было выполнено. Анализируя полученные результаты на тестовом участке с шагом сетки 250x250 (Рисунок 4.16 **Ошибка! Источник ссылки не найден.Ошибка! Источник ссылки не найден.**) и 1000x1000 м (Рисунок 4.17 **Ошибка! Источник ссылки не найден.**), отмечается снижение разрешающей способности по латерали. Для более детальной локализации геологических

особенностей среды было отдано предпочтение варианту с сеткой 250x250 м. Необходимо понимать, что значения аспектного отношения рассеяния, полученные в бине с определенным размером, относятся системой к центру бина. При восстановлении исходного бинирования (на регулярную сетку) происходит интерполяция данных по центрам результирующих бинов с неизбежными искажениями прямо-пропорциональными размерам бинов. Разномасштабностью данных объясняется разные волновые картины на приведенных схемах.

Ввиду недостаточного статистического эффекта при расчёте аспектного отношения в сетке бинирования ОГТ и низкой разрешающей способности варианта с крупной сеткой (1000x1000), оптимальным при расчете будет использование шага сетки 250x250 м.

По результатам проведенного тестирования расчёт аспектного отношения рассеяния, по разработанной технологии, был выполнен для всего массива данных (3124 км²) с шагом бинирования 250x250 м. Результирующая схема распределения параметра АОР для целевого интервала рифейских отложений ЮТМ приведена на Рисунок 4.18.

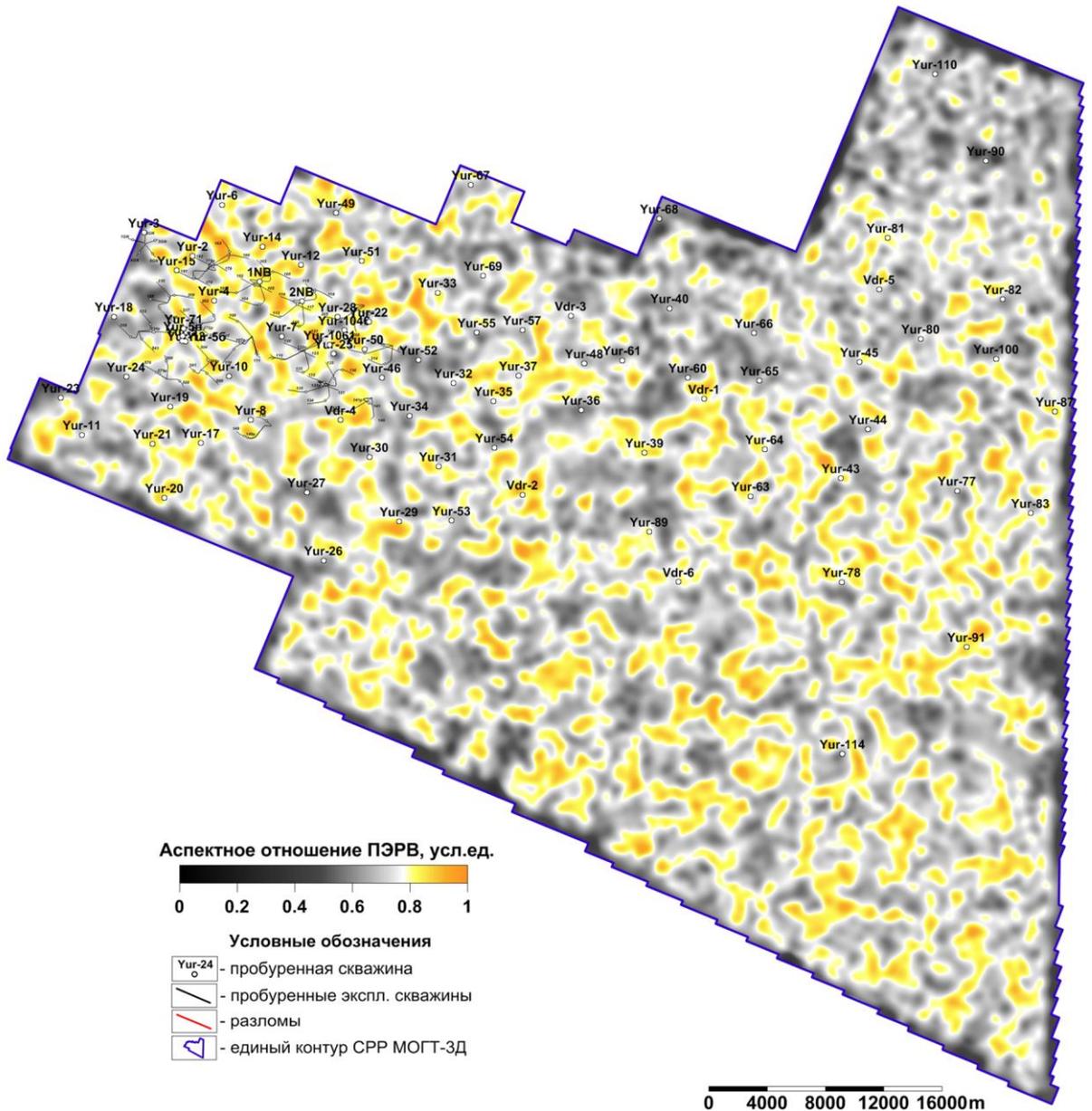


Рисунок 4.18 – Карта распределения аспектного отношения ПЭРВ для продуктивного интервала рифейских отложений ЮТМ

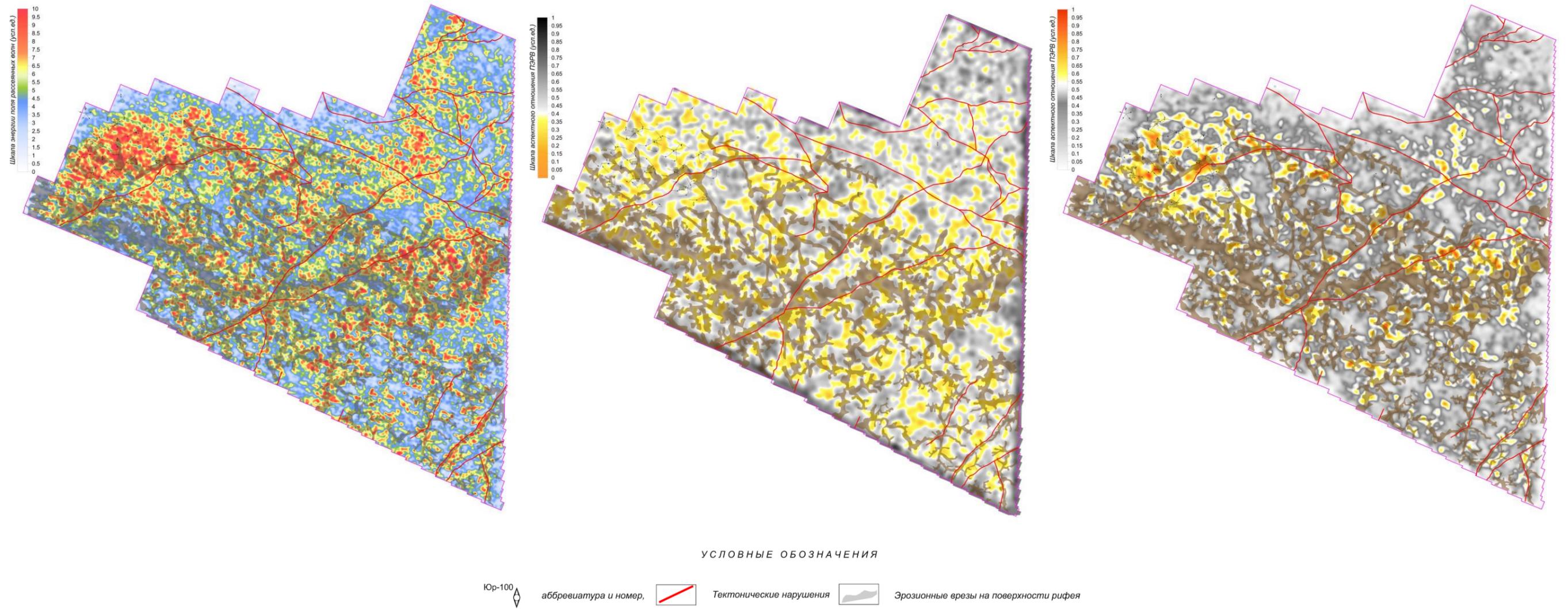
Как показано в главе 4.1, для прогноза повышенной кавернозности недостаточно иметь информацию только об аспектном отношении энергии рассеянных волн, необходимо знать ещё и уровень энергии (Рисунок 4.8). Поэтому для финальной интерпретации необходимо получить карту АОР, нормированную на значения энергии рассеянных волн (ПЭРВ).

Нормировка результатов – получение комплексной карты аспектного отношения ПЭРВ

Аспектное отношение рассеянных волн (АОР) несёт в себе информацию о структуре пустотного пространства сложно построенного каверново-трещинного коллектора ЮТМ, в то время как поле энергии рассеянных волн отражает степень трещиноватости и кавернозности изучаемого объекта. Для прогноза целевого параметра – доли повышенной кавернозности в рифейском коллекторе ЮТМ – необходимо получить комплексный атрибут. Он может быть получен путём перемножения значений АОР на значения амплитуды рассеянных волн (ПЭРВ), что в результате даёт распределение по площади сейсмического параметра, отображающего интенсивность кавернообразования (Рисунок 4.19). Стоит отметить, что для комбинирования карт аспектного отношения и энергии ПЭРВ была выполнена нормировка обеих.

Результирующая карта несёт в себе информацию только об объектах связанных с каверновой структурой пустотного пространства карбонатного коллектора. Интересно отметить, что, используя обратные значения параметра АОР можно получить похожий прогноз, но для трещинной компоненты пустотного пространства.

Визуальный анализ полученных карт не позволяет выявить каких-либо закономерностей в распределении целевых параметров. Это связано как с масштабом исследуемой территории – 3124 км², что, вероятно, делает карты перегруженными информацией, так и со сложным характером изучаемых при помощи этих атрибутов геологических явлений – трещиноватость и кавернозность, сформированных в результате вторичных процессов.



а) энергия ПЭРВ

б) аспектное отношение ПЭРВ (исходная)

в) аспектное отношение ПЭРВ (нормированная на энергию)

Рисунок 4.19 – Карты компонент нормировки аспектного отношения ПЭРВ на энергию рассеяния

Комплексирование атрибутов рассеянных волн с результатами интерпретации стандартной сейсморазведки позволяет установить ряд закономерностей:

- зоны повышенных значений энергии рассеянных волн (ПЭРВ) тяготеют к выделенным разломам и концентрируются вблизи с палеоврезами, характеризующиеся районами повышенной кавернозности (Рисунок 4.19 а). Следовательно, общее поле энергии рассеянных волн имеет повышенные значения вблизи с объектами история геологического развития которых способствовала формированию вторичной пустотности;

- аспектное отношение рассеяния не имеет непосредственной связи с геологическими объектами закартированными по отраженным волнам, что вполне логично. АОР отражает лишь приуроченность вторичной пустотности к тому или иному типу – кавернозность или трещиноватость (Рисунок 4.19 б);

- повышенные значения нормированного АОР (Рисунок 4.19 в), в свою очередь, не коррелируются с тектоническими нарушениям, а довольно однозначно концентрируются вблизи бортов палеоврезов и практически не наблюдаются под ними. Численно это можно выразить на гистограмме распределения повышенных значений нормированного АОР (больше 0,6) в зависимости от удаления от центра эрозионных врезов (Рисунок 4.21), что ещё раз косвенно подтверждает предположение о природе кавернозности.

Таким образом, на качественном уровне наблюдается связь между предполагаемыми зонами концентрации, повышенной кавернозности и трещиноватости по геологической модели, интерпретации метода отраженных и рассеянных волн. Данный факт делает геологически обоснованным статистический анализ связи кавернозности и азимутальных характеристик рассеяния сейсмических волн.

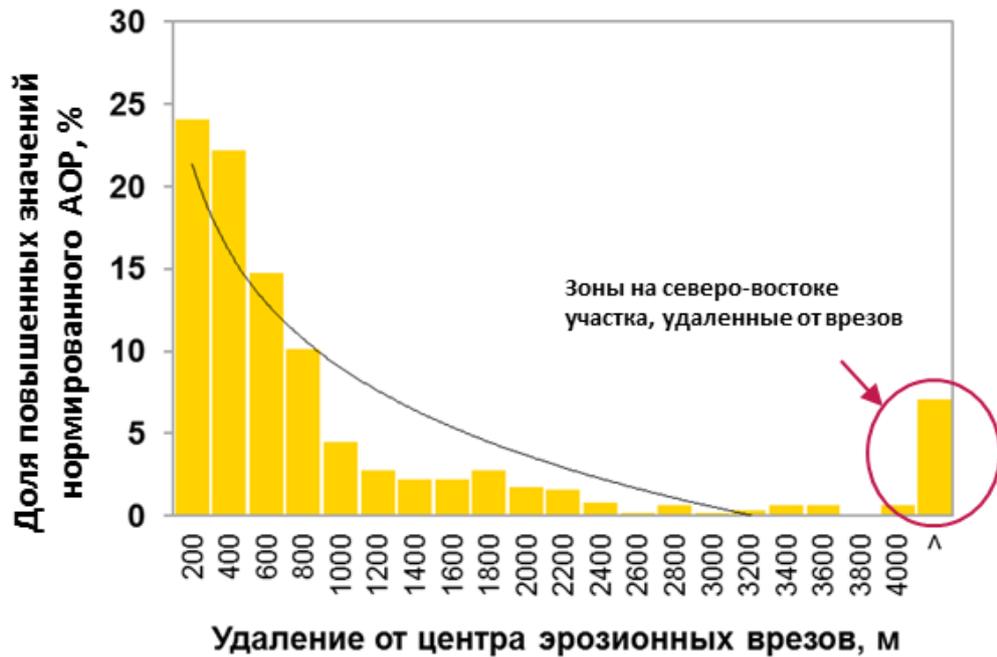


Рисунок 4.20 – Гистограмма распределения повышенных значений нормированного АОР (больше 0,6) в зависимости от удаления от центра эрозионных врезов

Прогноз повышенной кавернозности рифейского коллектора ЮТМ

Для проверки связи между нормированными значениями сейсмического параметра АОР и характеристиками повышенной кавернозности, определенными по ГИС, был выполнен корреляционный анализ.

На первом этапе выполнен изучалась взаимосвязь аспектного отношения рассеянных волн и общих толщин кавернозных интервалов, вскрытых скважинами (Глава 2). Полученный характер корреляции представлен на Рисунок 4.21. при исключенных из рассмотрения скважин 107_12_p и 149_19_p. В них значения толщин кавернозных интервалов менее 2 м, что, по результатам моделирования, находится за гранью прогнозной способности метода. В результате прямая линейная зависимость между параметром АОР и общей толщиной повышенной кавернозности вскрытой скважиной, имеет прямо пропорциональную форму и характеризуется коэффициентом аппроксимации $R^2=0.58$, что недостаточно для достоверного прогноза [Левянт и др., 2006].

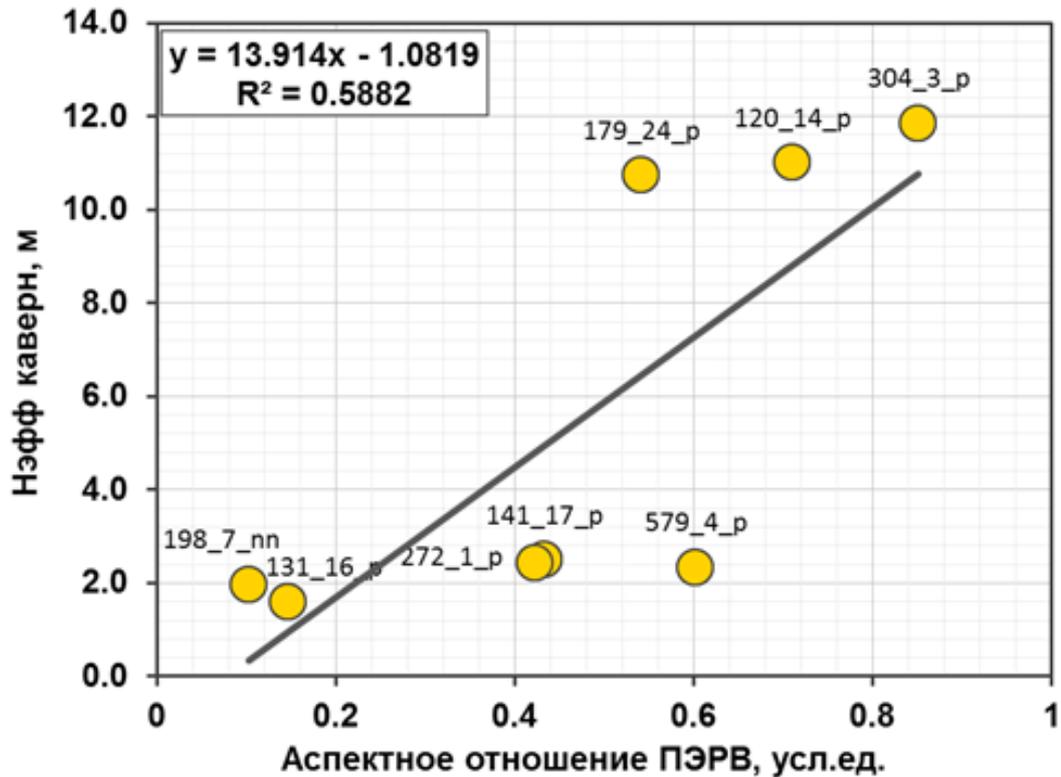


Рисунок 4.21 – Корреляция АОР – $H_{эфф}$ повышенной кавернозности вскрытой скважинами

Вероятнее всего, подход, использованный на первом этапе, не дал положительного результата, так как скважинами вскрыта разная толщина целевого рифейского интервала – от 18 до 112 м (Таблица 2.1.), что само собой влияет на вскрытую общую толщину интервалов повышенной кавернозности вдоль скважины. Поэтому на втором этапе, параметр АОР был сопоставлен с долей кавернозных интервалов во вскрытом разрезе рифейского коллектора – коэффициент (К) повышенной кавернозности (Рисунок 4.22).

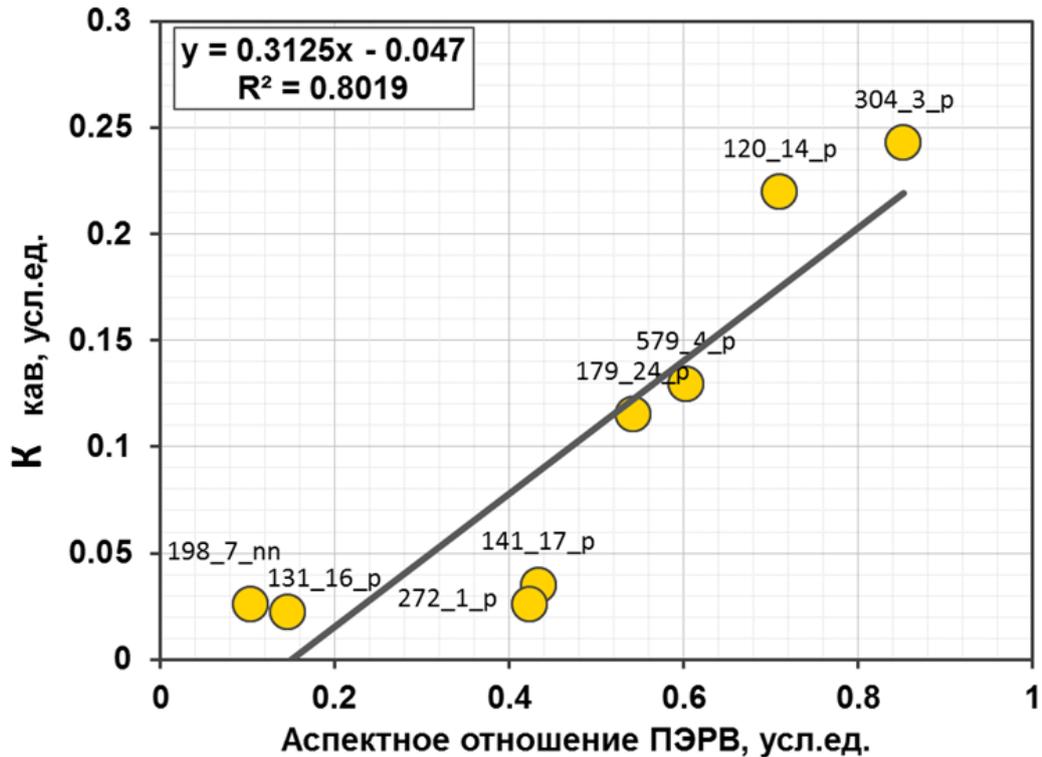


Рисунок 4.22 – Кросс-плот: АОР – коэффициент (K) повышенной кавернозности

В результате между анализируемыми параметрами была установлена уверенная корреляция с коэффициентом достоверности $R^2=0.8$. Согласно методическим указаниям [Левянт и др., 2006], достоверность установленной статистической связи с таким коэффициентом аппроксимации и количеством точек для анализа считается высокой. Следовательно, она может быть использована для прогноза.

Используя полученное уравнение регрессии, нормированный параметр АОР был пересчитан в прогнозную карту доли повышенной кавернозности в продуктивной части рифейского коллектора ЮТМ. Полученная прогнозная карта приведена на Рисунок 4.23. Увеличенный фрагмент ее части для района, наиболее изученного скважинами с интерпретацией интервалов повышенной кавернозности, приведен на Рисунок 4.24. Цветовая шкала прогнозной карты на Рисунок 4.24 сопоставлена с соответствующими им графиками АОР и характерными для данных значений АОР типами рифейских коллекторов ЮТМ.

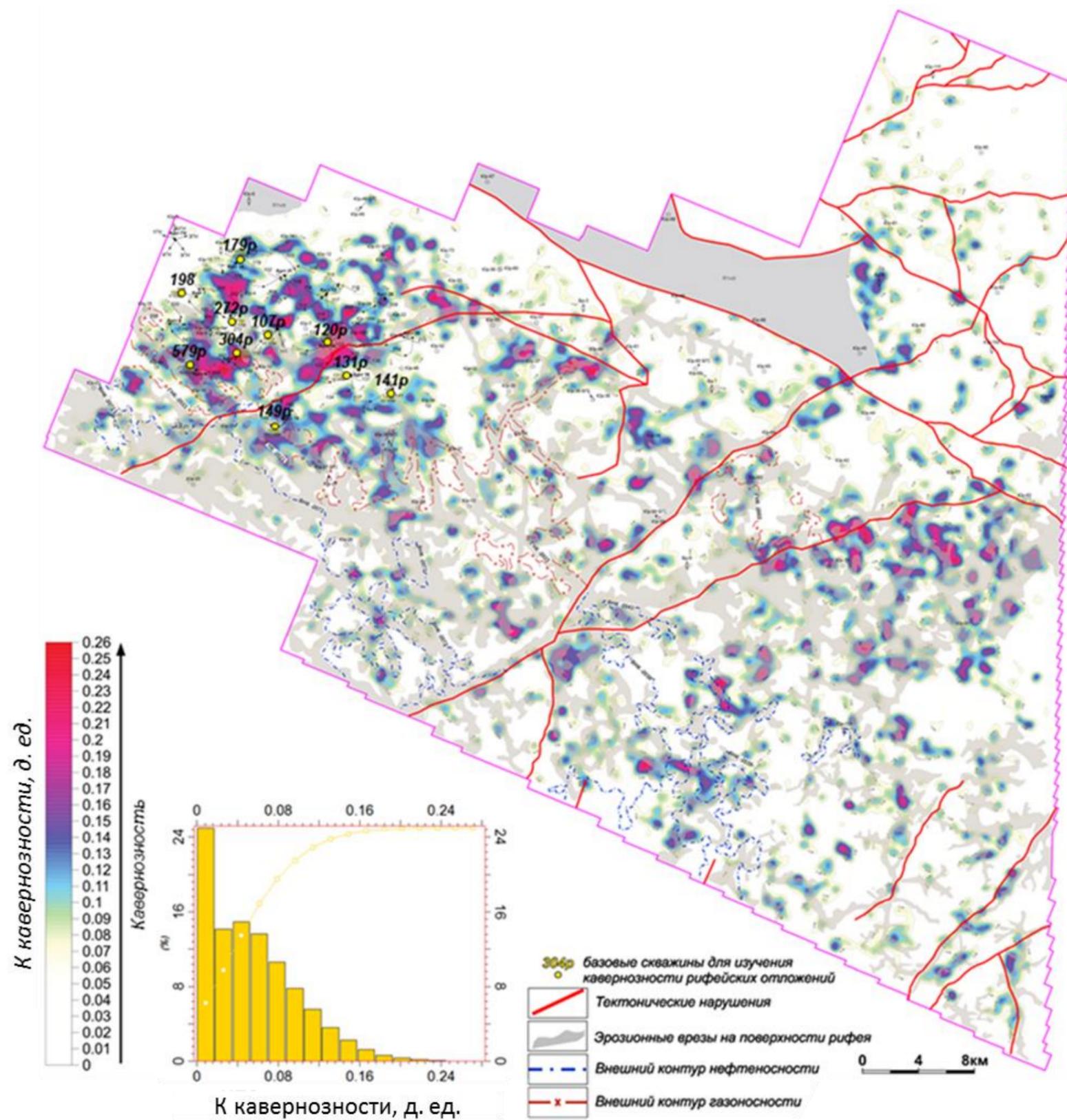


Рисунок 4.23 – Прогнозная карта доли интервалов повышенной кавернозности в продуктивной части рифейского коллектора ЮТМ

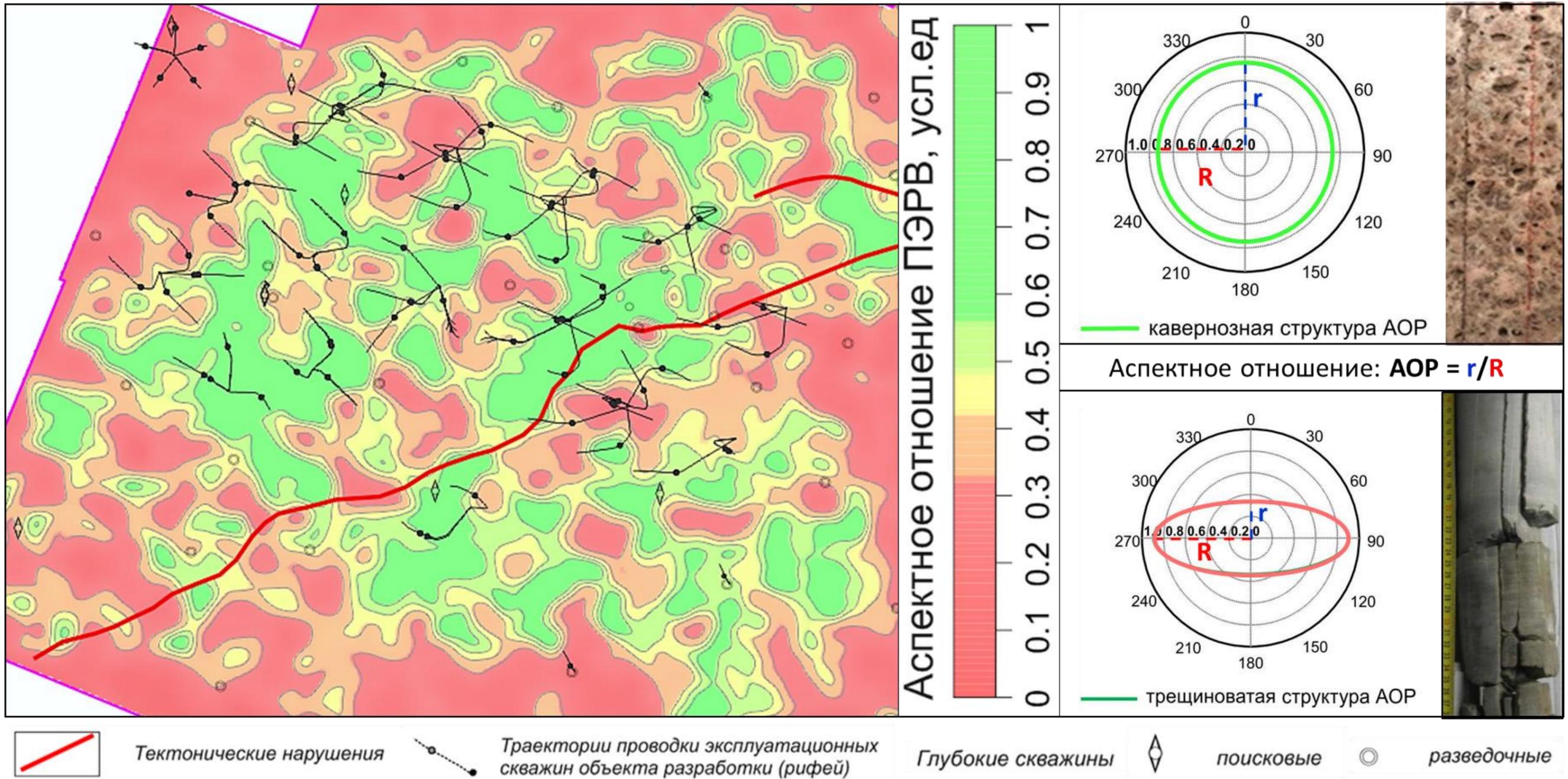


Рисунок 4.24 – Фрагмент прогнозной карты доли интервалов повышенной кавернозности в зоне, наиболее изученной скважинными микросканерами и элементы интерпретации прогнозной карты

Построенная модель повышенной кавернозности в продуктивной части рифейского коллектора ЮТМ является ключевым результатом работы, полученным благодаря комплексированию данных ГИС и 3D сейсморазведки. Использование прогнозной карты для планирования и сопровождения эксплуатационного и разведочного бурения позволит снизить геологические риски, связанные с низкой продуктивностью и высокими стартовыми значениями обводнённости и газового фактора эксплуатационных скважин, как показано в 3 главе. При прочих равных условиях, скважины рекомендуется бурить в зоны с повышенной долей интервалов кавернозности (Рисунок 4.24).

Стоит отметить, что зоны с повышенной долей интервалов кавернозности распределены по площади изучаемого участка неравномерно. Они тяготеют к бортам палеорезов, а гистограмма значений прогнозной карты имеет логнормальный характер распределения, что хорошо соотносится с формой распределения накопленной добычи по месторождениям с трещинно-каверновым типом коллектора, как было показано выше в 3 главе.

Гетерогенный характер аномалий, наблюдаемых на прогнозной карте указывает на влияние множества факторов на процесс образования интервалов повышенной кавернозности, что хорошо согласуется с вторичной природой изучаемых объектов.

Очевидно, что полученная модель характеризуется целым рядом неопределенностей. В первую очередь, полностью неопределенным является положение интервалов кавернозности по вертикали. Во-вторых, стоит учитывать, что повышенные значения рассеянных сейсмических волн могут быть связаны не только с кавернозностью и трещиноватостью, а, например, с зонами выклинивания или переслаивания. Для минимизации этих неопределенностей требуется проведение комплексного анализа перед бурением скважин, включающего в себя результаты интерпретации отраженных сейсмических волн и результаты интерпретации разномасштабной геолого-геофизической информации по соседним скважинам.

После построения прогнозной карты на востоке участка была пробурена разведочная скважина Юр-93. При заложении скважины не учитывались полученные результаты прогноза кавернозности, но, несмотря на это, она попала в краевую часть аномалии прогнозной доли интервалов, повышенной кавернозности в продуктивной части рифейского резервуара (Рисунок 4.25 а).

По результатам записи ГИС в скважине и опираясь на фото керна отобранного в целевом рифейском интервале, в скважине был выделен интервал повышенной кавернозности толщиной 1 м, что достаточно хорошо соответствует прогнозу по предложенной в диссертационной работе методике (Рисунок 4.25 б).

Также, обращает на себя внимание расположение скважины вблизи бортов палеоврезов хорошо выделяющихся по атрибуту некогерентность (Рисунок 4.25 в). Это ещё раз подтверждает связь между распределением кавернозности и палеогеоморфологией предвендской эрозионной поверхности.

Независимое подтверждение прогноза по результатам бурения новых скважин, является наиболее достоверным способом проверки предлагаемых методик сейсморазведки.

Выполненный прогноз позволит уточнить геологическую модель уникального Юрубчено-Тохомского месторождения. Благодаря проведенной работе значительно снизится неопределенность в прогнозе интервалов повышенной кавернозности, а значит, данную информацию можно использовать для оптимизации разработки этого крупнейшего месторождения нефти и газа.

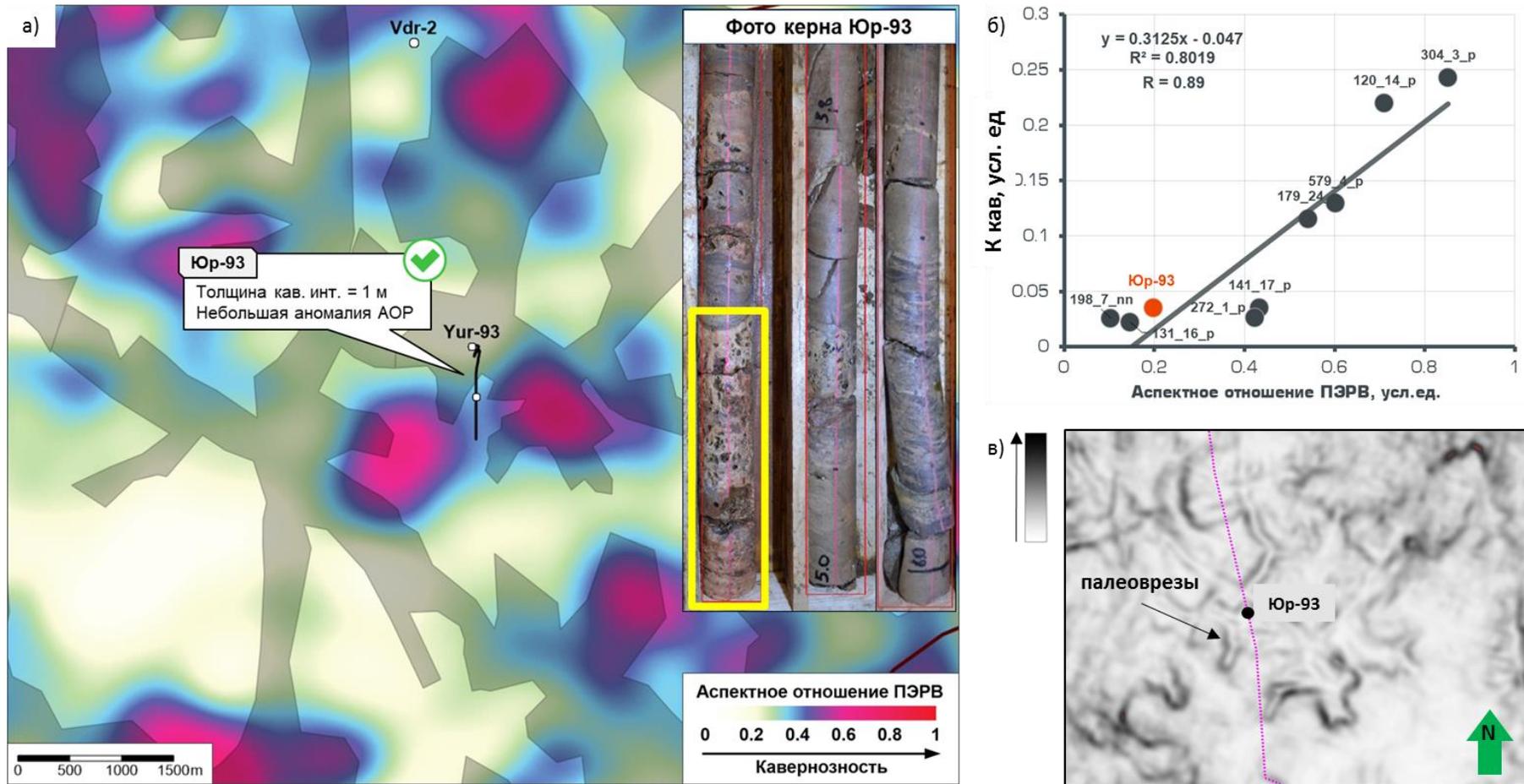


Рисунок 4.25 – прогнозная карта доли интервалов повышенной кавернозности в районе скважины Юр-93 (а); кросс-плот АОР – коэффициент (К) повышенной кавернозности с учётом скважины Юр-93 (б); срез некогерентности вдоль ОГ R0 в районе скважины Юр-93 (в).

Геологическая модель интервалов повышенной кавернозности (Рисунок 4.23.) позволяет ретранслировать выводы касательно влияния интервалов повышенной кавернозности на разработку месторождения (Глава 3) на всю площадь месторождения, покрытую 3D сейсморазведкой, что позволяет повысить степень оптимального освоения ЮТМ.

Надёжность выполненного прогноза подтверждается не только статистической связью с результатами интерпретации ГИС, но и полномасштабным сейсмическим моделированием, что, с точки зрения автора, значительно повышает ценность полученных результатов и уровень доверия к ним.

Использование коэффициента (К) доли кавернозных интервалов в изучаемом разрезе позволило нивелировать неоднородность выборки, связанную с тем, что скважины вскрывают различную толщину рифейского интервала.

Помимо всего прочего, полученный прогноз распределения кавернозности хорошо коррелирует со схемой распределения временных водотоков (врезов), врезанных в рифейское плато, и косвенно подтверждает концепцию того, что повышенная кавернозность будет сосредоточена вблизи бортов врезов [Козяев, 2016]. Сопоставимость двух независимо полученных результатов повышает достоверность и доверие каждого из них

ЗАКЛЮЧЕНИЕ

Исследования, выполненные в процессе подготовки диссертационной работы и изложенные в ней, нацелены на определение оптимальных путей освоения залежей нефти и газа, приуроченных к карбонатным породам, имеющим в структуре пустотного пространства зоны повышенной кавернозности. Для достижения поставленной научной цели был проведен анализ влияния повышенной кавернозности на результаты освоения пробуренных эксплуатационных скважин и разработана методика, позволяющая выделять зоны повышенной кавернозности в пределах пласта. Разработанная методика основывается на комплексировании результатов геофизических исследований скважин и материалов 3D сейсморазведки. Апробация предложенного подхода проведена на Юрубчено-Тохомском нефтегазоконденсатном месторождении (ЮТМ), расположенном на юге Красноярского края.

В первую очередь, в работе выполнен системный анализ известных решений, оценены их достоинства и недостатки. Проведена классификация доступных методик интерпретации данных сейсморазведки и представлены опубликованные примеры их применения. Основным недостатком известных решений, определенных в результате анализа, является невозможность разделения влияния трещиноватости и кавернозности, по данным сейсморазведки. Данный факт не играет значительной роли на этапе геологоразведочных работ, но важен при переходе на этап разработки месторождения, поскольку преобладающий тип коллектора (каверновый или трещинный) определяет основные показатели эксплуатации залежи [Nelson, 1999].

На основе накопленных в ООО «РН-КрасноярскНИПИнефть» и АО «Востсибнефтегаз» материалов ГИС автором была сформирована методика интерпретации, позволяющая выделять интервалы повышенной кавернозности. Статистический анализ результатов интерпретации ГИС, позволяет сделать

выводы о неравномерном распределении зон повышенной кавернозности по латерали и уменьшений их доли в разрезе, при удалении от предвендской эрозионной поверхности, чего ранее не было установлено. Неравномерное распределение повышенной кавернозности от скважины к скважине, ставит задачу определения пространственного тренда, для решения которой использованы данные 3D сейсморазведки.

Важным обстоятельством, установленным в ходе изучения повышенной кавернозности, на этапе 3D сейсмогеологического численного моделирования, является возможность обнаружения зон повышенной кавернозности по характерным значениям энергии рассеянных сейсмических волн и их анизотропии. При этом, повышенная кавернозность, как и трещиноватость, являются источниками рассеянных волн. Различие между ними заключается в анизотропных характеристиках энергии рассеянных волн. Для трещинного коллектора характерна выраженная анизотропия, вдоль преобладающего азимута трещиноватости, тогда как зонам повышенной кавернозности свойственно изотропное распределение энергии рассеянных волн. Для определения типа пустотного пространства по информации об анизотропии рассеянных волн, в работе предложено использовать параметр аспектного отношения рассеяния (АОР). Для зон повышенной кавернозности $АОР \rightarrow 1$, для трещиноватых зон $АОР \rightarrow 0$. Это и положено в основу предлагаемого подхода выделения зон повышенной кавернозности по данным 3D сейсморазведки.

Сущность подхода заключается в комбинировании параметра энергии рассеянных волн и АОР, оцениваемых при помощи методов фокусирующих преобразований [Поздняков и др., 2009] и азимутальной фокусировки рассеянных волн с ориентированными локальными апертурами [Тузовский, А.А., 2005, 2011], соответственно. Такой комбинированный параметр, исходя из результатов моделирования, позволяет определить долю кавернозности и трещиноватости в карбонатном пласте, что, как было сказано ранее, невозможно при использовании других известных методик.

Разработанная методика апробирована на реальных данных полученных при изучении Юрубчено-Тохомского месторождения. При апробации использованы данные ГИС по 10 скважинам и материалы сейсморазведки МОГТ-3D, полученные на Юрубченском лицензионном участке на площади 3124 км².

Апробация показала тесную статистическую связь (коэффициент аппроксимации – 0.8) между параметром доля повышенной кавернозности в разрезе, определенным по ГИС, и комбинированным параметром полученным в результате обработки и интерпретации 3D сейсморазведки (нормированное AOP). В результате, впервые, для рассматриваемой территории, была построена прогнозная карта доли интервалов повышенной кавернозности в продуктивной части рифейского коллектора ЮТМ.

Для решения одной из ключевых задач исследования – определения влияния повышенной кавернозности на разработку месторождений с карбонатным коллектором, проведен анализ теоретических предпосылок воздействия повышенной кавернозности на результаты добычи и статистическая оценка, основанная на выполненной интерпретации ГИС и имеющихся данных о добыче. Теоретической базой для данной части работы послужила классификация Рональда Нельсона [Nelson, 1999], следуя которой в исследуемом рифейском коллекторе ЮТМ были выделены первый и третий типы коллекторов, по Нельсону. К первому типу относится часть резервуара, имеющая только трещинный тип пустотного пространства, к третьему типу можно отнести ту часть месторождения, для которой характерно наличие в разрезе интервалов повышенной кавернозности.

Опираясь на результаты обобщения, выполненного Р.А. Нельсоном, и используя фактические данные по добыче на месторождении, было установлено, что разработка коллектора, в структуре пустотного пространства которого присутствуют зоны повышенной кавернозности обладает меньшими показателями стартовой обводнённости и газового фактора, а также темпами их

роста. На текущем этапе разработки ЮТМ невозможно дать подкрепленную фактами оценку других показателей разработки месторождения, но, в соответствии с результатами [Nelson, 2001], при достаточно уверенной классификации коллектора ЮТМ, можно сделать предположение, что коллектора третьего типа – с зонами повышенной кавернозности, будут характеризоваться большей накопленной добычей на скважину и уменьшенным радиусом их дренирования скважин. При этом такие заключения справедливы при условии стабильности остальных геологических и технологических параметров разработки пласта. С практической точки зрения приведенные выше выводы свидетельствуют о большей экономической привлекательности карбонатных коллекторов с зонами повышенной кавернозности при долгосрочной добычи нефти.

Таким образом, разработанная методика прогноза зон повышенной кавернозности и результаты оценки ее влияния повышенной кавернозности на разработку месторождения позволяют решить поставленную научную задачу. Для оптимального освоения залежей нефти и газа, приуроченных к карбонатным породам с каверново-трещинным типом коллектора, необходимо руководствоваться приоритетом размещения скважин в зоны с повышенной кавернозностью для максимизации накопленной добычи нефти, используя прогнозную карту доли повышенной кавернозности в разрезе.

Разработанные подходы были апробированы при выполнении научно-исследовательской работы по заказу АО «Востсибнефтегаз» в 2017-2018 гг. и на текущий момент используются при мониторинге за разработкой Юрубчено-Тохомского месторождения, а также для геологического сопровождения бурения эксплуатационных скважин. Рекомендуется дальнейшее внедрение разработанной методики выделения повышенной кавернозности карбонатных отложений на основе комплексирования данных ГИС и 3D сейсморазведки при изучении карбонатных отложений. Методика может быть использована при наличии необходимых данных ГИС (пластовые микросканеры) и различимости

изучаемого пласта в поле энергии рассеянных волн [Мерзликина, 2014]. Приоритетными регионами для внедрения методики могут выступать Лено-Тунгусская, Тимано-Печорская и Волго-Уральская нефтегазоносные провинции, где активно ведутся геологоразведочные работы и планируются вводиться в разработку новые месторождения, продуктивные пласты которых приурочены к карбонатным отложениям.

В результате проведенных исследований, в качестве нового методического подхода для интерпретации сейсмических данных предложена методика совместного анализа энергии и анизотропии энергии рассеянных волн, позволяющая количественно оценить вклад кавернозности и трещиноватости в структуру пустотного пространства, чего не удавалось достичь, используя другие известные на сегодня подходы. Разработка расширяет перечень методик обработки и интерпретации данных сейсморазведки и направлена на повышение ее информативности

Необходимо отметить, что после построения прогнозной карты доли интервалов повышенной кавернозности была пробурена разведочная скважина Юр-93, расположенная в восточной относительно слабо изученной восточной части месторождения. Скважина подтвердила выполненный прогноз и вскрыла метровую зону повышенной кавернозности при прогнозируемом значений – 1,2 м. Полученный результат позволяет говорить о практически доказанной эффективности разработанной методики.

Перспективы дальнейшей разработки темы связаны с совершенствованием подходов к комплексированию данных разномасштабных геолого-геофизических методов. В дальнейшем возможно использование трёхмерного геолого-гидродинамического моделирования для построения 3D модели месторождения с учётом влияния зон повышенной кавернозности. Это позволит более детально прогнозировать положение зон повышенной кавернозности, а также оценить их влияние на добычу не только аналитически, но и на основе математического моделирования.

СПИСОК ЛИТЕРАТУРЫ

1. Abousetta, A. Fracture Characterization by Seismic Anisotropy Analysis at Awali Anticline Structure Bahrain: Case Study, Society of Petroleum Engineers / Abdalnaser Abousetta // Conference: Abu Dhabi International Petroleum Exhibition & Conference 2016. Available at: https://www.researchgate.net/publication/309757812_Fracture_Characterization_by_Seismic_Anisotropy_Analysis_at_Awali_Anticline_Structure_Bahrain_Case_Study, accessed:12.04.2017.
2. Absorption analysis promoting multi attributes inversion and application for fluid recognition / Xianwen Zhang [et. al.] // SEG Houston 2013 Annual Meeting, 2013. – P. 2573-2577.
3. Accurate and efficient absorption compensation pre-imaging / K. Paal [et. al.] // SEG International Exposition and 87th Annual Meeting, 2017. – P. 4572-4576.
4. Analysis of anisotropic velocities in a core sample and AVOA from a fractured vuggy carbonate reservoir / Stephen A. Hall [et. al.] Society of Exploration Geophysicists, 2000. – 13 p.
5. Automatic 3D Fault Interpretation by Artificial Ants / S.I. Pedersen [et al.] // 64th Meeting, EAEG Expanded Abstracts, G037, 2002. – 9 p.
6. Automatic fault extraction using artificial ants / S.I. Pedersen [et al.] // In: 72nd Annual International Meeting of the Society of Exploration Geophysicists Expanded Technical Program Abstracts with Biographies. Society of Exploration Geophysicists, Tulsa, OK, 2002. – P. 512–515.
7. Bansal, R. Diffraction enhancement in prestack seismic data / R. Bansal // Geophysics. – 2005. – № 70. – P. 73-79.
8. Brown, A. Geological Model for Oil Exploration near the Baikit High, Siberia. Petrotel LTD / A. Brown. – Moscow, 2002. –93 p.
9. Chopra, S. Seismic attribute mapping of structure and stratigraphy / S. Chopra, K.J. Marfurt Society of exploration geophysicists 2006. – 234 p.

10. Colorni, M. Distributed optimization by ant colonies / M. Colorni, M. Dorigo, V. Maniezzo / In: F.J. Varela and P. Bourguine (eds.), Proceedings of the First European Conference on Artificial Life, MIT Press, Cambridge, MA. – P.134–142.
11. Fomel, S. Poststack velocity analysis by separation and imaging of seismic diffractions / S.Fomel, E. Landa, T. Taner // Geophysics. – 2007. – № 72. – P. 89-94.
12. From Well-Driven Seismic Data Processing to Seismic Reservoir Characterisation by 3D Seismic Imaging of Ordovician Karst Caves in West China / Jun Tian [et. al.] // International Petroleum Technology Conference, 2013. – P. 5.
13. Geology and hydrocarbon potential of the Siberian platform / A.E. Kontorovich [et al.]. – 1993. – Vol. 4: Baykit region. – 228 p.
14. Hamid, A. Mapping Karst Diagenetic Networks in Carbonate Reservoir Using Seismic, indicators and Well Data / A. Hamid, F. Sadeghzadeh //SPE EUROPEC/EAGE Annual Conference and Exhibition held in Amsterdam, 2009. – 11 p.
15. Improved fracture and matrix porosity characterization within Jurassic reservoir using seismic attributes / Ahmed Jaber Al-Eidan [et. al.] // SEG/Houston 2005 Annual Meeting, 2005. – P. 1413-1417.
16. Khaidukov, V. Diffraction imaging by focusing-defocusing: an outlook on seismic super resolution / V. Khaidukov, E. Landa, T.J. Moser // Geophysics. – 2004. – № 69. – P. 1478–1490.
17. Kozyaev, A.A. The Special Method of Processing of Scattered Waves and its / A.A. Kozyaev, K.O. Matrosov, A.S. Merzlikina // 75th EAGE Conference & Exhibition incorporating SPE EUROPEC 2013. – 2013. – 4 p.
18. Lisitsa, V. Finite-difference algorithm with local time-space grid refinement for simulation of waves / V. Lisitsa, V. Tcheverda, G. Reshetova // Computational Geosciences. – 2012. – V. 16 (1). – P. 39–54.
19. Liu, E. Seismic Fracture Characterization: Concepts and Practical Applications / E. Liu, E.A. Martinez. – EAGE Publications, 2012. – 279 p.

20. Local time-space refinement for simulation of elastic wave propagation in multi-scale media / V. Kostin [et al.] // *Journal of Computational Physics*. – 2015 – V. 281. – P. 669-689.

21. Mapping porosity distribution in a vuggy carbonate reservoir integrating seismic attributes with borehole image logs through a supervised facies analysis / Pedro Álvarez [et al.] // *SEG Houston 2009 International Exposition and Annual Meeting, 2009*. – P. 1880-1884.

22. Martin, J. Terrell Using shear-wave anisotropy to condition a DFN model in the presence of multiple fracture set / J. Martin // *SEG New Orleans 2006 Annual Meeting, 2006*. – P. 1737-1741.

23. Meng, Z. Sun Integrated connectivity analysis for complex carbonate reservoir / Zhangwu Meng, Sam Zandong // *SEG International Exposition and 88th Annual Meeting, 2018*. – P. 3206-3210.

24. Nelson, R.A. Geologic analysis of naturally fractured reservoirs / R.A. Nelson. – United States of America, 2001. – Vol. 2. – 332p.

25. Nelson, R.A. Modern Approaches to Reservoir Characterization in Fractured Reservoirs / R.A. Nelson // *Abstract, PETEX conf., Keynote address, Dec. 1999, London*. – P. 456-468 .

26. Numerical studies of the interface error of finite difference simulation of seismic waves / D. Vishnevsky [et. al.] // *Geophysics*. – 2014. – V. 79(4). – C. 219 – 232.

27. Pozdnyakov, V.A. Object-oriented Imaging on the Base of Focusing Transformation / V.A. Pozdnyakov, V.A. Cheverda, S.S. Khudyakov // *Proceedings EAGE Conference KazGeo 2010 – Where Geoscience Meets the Silk Road (Almaty, 15-17 November 2010)*. – Almaty, 2010. B002. – 5 p.

28. Pozdnyakov, V.A. Seismic Data Processing on the Base of Focusing Transformation / V.A. Pozdnyakov, V.A. Tcheverda, D.V. Safonov // *Proceedings of the International Workshop «Inverse Problems in Geophysics»*. Novosibirsk: NCC Macros, SD RAS, September 30 – October 4 1996. – P.191-194.

29. Prognosis of High-Capacity Intervals of the Carbonate Reservoir by Analyzing the Seismic Scattering Energy / D.A. Petrov [et al.] // Saint Petersburg 2018. – 2018. – 5 p.

30. Reconstruction of Microstructure of a Cavernous-Fractured Reservoirs by Scattered Seismic Waves / V. Cheverda [et. al.] // International Petroleum Technology Conference, 2014. 6 p.

31. Roberto, A. Naturally fractured reservoirs / A. Roberto. – Oklahoma, 2007 – 215 p.

32. Role of seismic attributes for sub-seismic fault/fracture characterization: A Kuwait example / S. Anjaneyulu [et. al.] // SEG San Antonio 2011 Annual Meeting, 2011. – P. 985-989.

33. Sanjay Kumar et. al. The Application Of Attributes Derived From High Resolution Seismic Data In Horizontal Drilling – A Case Study From Shuaiba Formation West Kuwait, International Petroleum Technology Conference, 2009. 15 p.

34. Seismic Fracture Characterization: Concepts and Practical Applications / E. Liu , A. Martinez. – EAGE, 2013. – 280 p.

35. Seismic prediction on the favorable efficient development areas of the Longwangmiao Fm gas reservoir in the GaoshitieMoxi area, Sichuan Basin / Zhang Guangrong [et. al.] Natural Gas Industry, 2017. – P. 203-211.

36. Seismic wave absorption attenuation compensation based on the matching pursuit algorithm / Fanchang Zhang [et. al.] // SEG New Orleans Annual Meeting, 2015. – P. 5179-5183.

37. Smolentcev S.E., Kozyaev A.A. The Algorithm of Integrated Productivity Forecast for Riphean Fractured Carbonate Reservoirs. OnePetro, 2015. – 11 p.

38. Spatial orientation and distribution of reservoir fractures from scattered seismic energy/ M. Willis [et al.] // Geophysics. – 2006. – P.43-51.

39. Stoakes, F.A. Devonian-Early Mississippian carbonates of the Western Canada Sedimentary Basin: a Sequence Stratigraphy, Blackwell Science / F.A. Stoakes, C.V. Campbell. – Oxford, 1996. – P. 325-394.

40. The Special Method of Processing of Scattered Waves and Its Use in Eastern Siberia / A.A. Kozyaev [et. al.] // 6th EAGE Saint Petersburg International Conference and Exhibition. – 2014. – 4 p.

41. Vuggy zone forecast through the integration of logging data and azimuthal characteristics of scattered seismic waves / A.A. Kozyaev [et.al.] // Tyumen 2019. – 2019. – 6 p.

42. Zeng Hongliu et. al. Carbonate seismic sedimentology: A case study of Cambrian Longwangmiao Formation, Gaoshiti-Moxi area, Sichuan Basin, China, Zetroleum exploration and development nternational Petroleum Technology Conference, 2018. 45(5): 830–839 p.

43. Zeynal, A. Rahimi. Combining Absorption and AVO Seismic Attributes Using Neural Networks to High-Grade Gas Prospects / A. Rahimi Zeynal // SPE Western Regional Meeting SPE Western Regional Meeting, 2012. – 7 p.

44. А.А. Козяев, А.Н. Бибик, С.К. Квачко, А.С. Сорокин, Dr. Ryan Williams. Спектральная декомпозиция – эффективная методика для изучения геологических особенностей, на примере месторождений Восточной Сибири // Geomodel 2016 – 18th Science and Applied Research Conference on Oil and Gas Geological Exploration and Development. - 2016

45. Аллисон, А. Избирательное выветривание / А. Аллисон // Геология: наука о вечно меняющейся Земле / А. Аллисон, Д. Палмер. – М.: Мир, 1984. – 191 с.

46. Ампилов, Ю.П. Поглощение и рассеяние сейсмических волн в неоднородных средах / Ю.П. Ампилов. – М.: Недра, 1992. – 141 с.

47. Багринцева, К.И. Условия формирования и свойства карбонатных коллекторов нефти и газа / К.И. Багринцева. – М.: РГГУ, 1999 (II). – 285 с.

48. Вотинцев, А.Н. Трещиноватость коллекторов Юрубчено-Тахомской зоны газонефтегазонакопления (Сибирская платформа): дис. ... канд. геол.-мин. наук: 04.00.17 / Вотинцев Андрей Николаевич. – Новосибирск, 1992. – 135 с.

49. Выделение кавернозных высокочемких прослоев в рифейском коллекторе ЮТМ / А.А. Козяев [и др.] // Geomodel 2016 – 19th Science and Applied Research Conference on Oil and Gas Geological Exploration and Development. – 2017. – 6 p.

50. Вылцан, И.А. Карбонатные формации как индикатор геотектонического режима в осадконакоплении / И.А. Вылцан // В кн.: Карбонатные формации Сибири и связываемые с ними полезные ископаемые. Новосибирск: Наука, 1982. – С. 168-172.

51. Выявление зон улучшенных ФЕС в карбонатном каверново-трещинном коллекторе по рассеянной составляющей сейсмического волнового поля / А.А. Козяев [и др.] // Нефтяное хозяйство. – 2017. – Вып. 1129. – С. 20-25.

52. Геологический словарь: [в 2 т.] / отв. ред. К. Н. Паффенгольц. – 2-е изд., испр. – М.: Недра, 1978. – Т. 1. А-М. – С. 297.

53. Геологический словарь: [в 3 т.] / гл. ред. О. В. Петров. – 3-е изд., перераб. и доп. – СПб.: ВСЕГЕИ, 2011. – Т. 2. К – П.

54. Геологическое строение и условия формирования гигантской Юрубчено-Тахомской зоны нефтегазонакопления в верхнем протерозое Сибирской платформы / А.Э. Конторович [и др.] // Геология и геофизика. – 1996. – Т. 37. – №8. – С. 166-195.

55. Гольф-Рахт, Т.Д. Основы нефтепромысловой геологии и разработки трещиноватых коллекторов / Т.Д. Гольф-Рахт; под ред. А.Г. Ковалева. – М.: Недра, 1986 – 605 с.

56. Дополнение к технологической схеме разработки Юрубченской залежи Юрубчено-Тахомского нефтегазоконденсатного месторождения. «ООО

«РН-КрасноярскНИПИнефть», г. Красноярск / И.В. Трифонов [и др.]. 2016. – 372 с.

57. Жданов, М. А. Нефтегазопромысловая геология и подсчет запасов нефти и газ / М.А. Жданов. – М.: Недра, 1981. – 138 с.

58. Закревский, К.Е. Геологическое 3D моделирование / К.Е. Закревский. – М.: ООО «ИПЦ «Маска», 2009 – 376 с.

59. Закревский, К.Е. Особенности геологического 3D моделирования карбонатных и трещинных резервуаров / К.Е. Закревский, А.С. Кундин. – М.: Белый Ветер, 2016. – 404 с.

60. К.А. Тихонова, А.А. Козяев, Д.В. Назаров, С.К. Квачко, Е.А. Губина, Н.М. Кутукова. Мультидисциплинарный подход к выделению и прогнозированию высокоёмких кавернозных зон в рифейском коллекторе Юрубчено-Тохомского месторождения // Нефтяное хозяйство. – 2020. Выпуск 1166. – С. 74-79.

61. Кавернозность горных пород // Геологический словарь: в 2 т. / под. общ. ред. А. Н. Криштофовича. – 1-е изд. – М.: Госгеолтехиздат, 1955. – Т. 1. А-Л. – С. 284–285.

62. Квасов, И.Е. Решение прямых задач сейсморазведки в трещиноватых средах методом сеточно-характеристического моделирования / И.Е. Квасов, В.Б. Левянт, И.Б. Петров. – М.: ООО «ЕАГА Геомодель», 2016 – 296 с.

63. Киселев, В.М. Анализ систем естественной трещиноватости Юрубчено-Тохомского месторождения / В.М. Киселев, А.А. Козяев, А.В. Коротышева // Технологии нефти и газа. – 2018. – №6 (119). – С. 22-25.

64. Козяев, А.А. Методика прогноза продуктивных характеристик карбонатных трещиноватых коллекторов / А.А. Козяев, А.Н. Бибик, Р.К. Разяпов // Geomodel 2015 – 17th science and applied research conference on oil and gas geological exploration and development, 2015. – 6 p.

65. Козяев, А.А. Отчет «Сопровождение геолого-технологической модели Юрубчено-Тохомского месторождения», г. Красноярск, 2016. ООО «РН-КрасноярскНИПИнефть». – Красноярск, 2016. – 215 с.

66. Конечно-разностный метод численного моделирования распространения сейсмических волн в трехмерно-неоднородных разномасштабных средах / В.И. Костин [и др.] // Вычислительные методы и программирование: новые вычислительные технологии. – 2011. – Т. 12 (1). – С. 321–329.

67. Котяхов, Ф.И. Физика нефтяных и газовых коллекторов / Ф.И. Котяхов. – М.: Недра, 1977. – 287 с.

68. Кох, Р. Принцип 80/20 / Р. Кох. – М., Эксмо, 2012. – 443 с.

69. Кутукова Н.М., Панков, М. В., Сорокин А. С., Козяев А. А. Оптимизация системы разработки Юрубчено-Тохомского месторождения на основе концептуальной геологической модели // Технологии нефти и газа. – 2019 г. №6 (125). С. 57-67.

70. Лисица, В.В. Численные методы и алгоритмы расчета волновых сейсмических полей в средах с локальными осложняющими факторами: дис. ... д-ра физ.-мат. наук: 05.03.18 / Лисица Вадим Викторович. – Новосибирск, 2017. – 353 с.

71. Лихачев, П.А. Изучение характеристик системы естественной трещиноватости и кавернозности для оптимизации разработки карбонатного резервуара / П.А. Лихачев, А.А. Козяев // Geomodel 2019 – 21th Science and Applied Research Conference on Oil and Gas Geological Exploration and Development. – 2019.

72. Майдебор, В.Н. Особенности разработки нефтяных месторождений с трещиноватыми коллекторами / В.Н. Майдебор. – М.: «Недра», 1980. – 288 с.

73. Мегакомплексы и глубинная структура земной коры нефтегазоносных провинций Сибирской платформы / под ред. В.С. Суркова. – М.: Недра, 1987. – 204 с.

74. Мельников, Н.В. Венд-кембрийский соленосный бассейн Сибирской платформы. (Стратиграфия, история развития) / Н.В. Мельников. – изд. 2-е, доп. – Новосибирск: СНИИГГиМС, 2018. – 177 с.

75. Мерецкий, А.А. Использование рассеянных сейсмических волн для прогноза коллекторских свойств / А.А. Мерецкий, А.С. Мерзликина // II научно-практическая конференция «Математическое моделирование и компьютерные технологии в разработке месторождений» (Уфа, 15-17 апреля 2009 г.). – Уфа, 2009.

76. Мерзликина, А.С. Реконструкция трещиноватости карбонатных коллекторов по рассеянной составляющей сейсмического волнового поля: дис. ... канд. геол.-мин. наук: 25.00.10 / Мерзликина Анастасия Сергеевна. – Новосибирск, 2014. – 127 с.

77. Метод QVOA для поиска трещиноватых коллекторов / Т.И. Чичина [и др.] / Геология и геофизика. – 2006. – Т. 47. – № 2. – С. 259-277.

78. Методические рекомендации по использованию данных сейсморазведки для подсчета запасов углеводородов в условиях карбонатных пород с пористостью трещинно-кавернового типа / В.Б. Левянт [и др.]; под ред. В.Б. Левянта. – М: ЦГЕ, 2010 – 247 с.

79. Методические рекомендации по использованию данных сейсморазведки (2D, 3D) для подсчета запасов нефти и газа / В.Б. Левянт [и др.] – Москва, 2006. – 57 с.

80. Миграция исходных сейсмозаписей на основе фокусирующих преобразований как средство повышения информативности сейсморазведки. Фундаментальные проблемы нефтегазогеологической науки. Кн. 2. / С.И. Шленкин [и др.]; ред. Э.Д. Бакиров. М.:ВНИИОНГ, 1990. –С. 145-154.

81. Нефтегазоносность древних продуктивных толщ запада Сибирской платформы / А.К. Битнер [и др.]. – Красноярск, 1990. – С. 15-25.

82. Обнаружение мелких разломов и трещин с помощью сейсмических данных // Виктор Орре [и др.]. – Schlumberger, 2013 – № 2 – С. 36-55.

83. Ольнева Т.В. Сейсмофациальный анализ. Образы геологических процессов и явлений в сейсмическом изображении / Т.В. Ольнева. – М. – Ижевск: Институт компьютерных исследований, 2017. – 152 с.

84. Особенности геологического и гидродинамического моделирования трещинных резервуаров в древних комплексах Восточной Сибири / В.В. Харахинов [и др.] // Геология, геофизика и разработка нефтяных и газовых месторождений, 2013. – С. 11-20.

85. Оценка возможности выделения тонких кавернозных прослоев по рассеянными волнам в трещиноватом разрезе Юрубчено-Тохомского месторождения / К.Г. Гадыльшин [и др.] // Технологии сейсморазведки. – 2017. - №1. – С. 56 - 62.

86. Петрофизика: учеб. для вузов / В.М. Добрынин [и др.]. – 2-е изд., перераб. и доп. – М.: ФГУП Издательство «Нефть и газ» РГУ нефти и газа им. И.М. Губкина, 2004. – 368 с.

87. Подходы к моделированию карбонатного трещиноватого коллектора на примере месторождения Восточной Сибири / А.А. Козяев [и др.] // Научно-технический вестник ОАО «НК «Роснефть». – 2016. – Вып. 42. – С. 11-15.

88. Поздняков, В.А. Выделение деструктурных зон в карбонатных венд-рифейских отложениях Восточной Сибири / В.А. Поздняков, А.С. Мерзликина // Journal of Siberian Federal University. Engineering & Technologies. – 2011. – Т 4. – № 4. – С. 410-418.

89. Поздняков, В.А. Выделение зон повышенной трещиноватости в карбонатных отложениях Восточной Сибири / В.А. Поздняков, В.В. Шиликов, А.С. Мерзликина // Нефтяное хозяйство. – 2011. – № 7. – С. 86-88.

90. Поздняков, В.А. Изображение рассеивающих объектов методом фокусирующих преобразований волновых полей / В.А. Поздняков, А.А.

Мерецкий, А.С. Мерзликина // XVIII Губкинские чтения «Инновационное развитие нефтяной и газовой промышленности России – наука и образование» (Москва, 23-25 ноября 2009 г.). – М., 2009. – С. 48 - 56.

91. Поздняков, В.А. Интенсивность рассеянных волн – новый сейсмический атрибут для прогноза фильтрационно-емкостных свойств нефтенасыщенного коллектора / В.А. Поздняков // Докл. РАН. – 2005. – Т. 404. – С. 34-40.

92. Поздняков, В.А. Прогноз фильтрационно-ёмкостных свойств нефтенасыщенного коллектора на основе объектно-ориентированного преобразования сейсмограмм / В.А. Поздняков, Р.В. Кабанов // Геология нефти и газа. – 2005. – № 2. – С. 21-26.

93. Поздняков, В.А. Фокусирующие преобразования сейсмических данных для площадных стационарных систем. Геология и геофизика / В.А. Поздняков, В.А. Чеверда. – 2005. – Т.46. – №3. – С.328-337.

94. Построение сейсмических изображений в рассеянных волнах как средство детализации сейсмического разреза / С.В. Гольдин [и др.] // Геофизика. – 2004. – С. 23-29.

95. Почти всё о сейсмической инверсии. Ч. 1 / Ю.П. Ампилов [и др.] // Технологии сейсморазведки. – 2011. – №1. – 24 с.

96. Прогнозирование флюидонасыщенности пласта-коллектора на основе анализа рассеянной компоненты / А.С. Мерзликина [и др.] // Совместный семинар EAGE/SPE геолого-геофизический мониторинг процесса разработки (Москва, 4 -6 марта 2013 г.). – М., 2013. – 5 с.

97. Проявление преимущественной ориентации микронеоднородностей в азимутальном распределении энергии рассеянных волн / А.А. Тузовский [и др.] // XIII междуна. научно-практич. конф. «Геомодель-2011» (Геленджик, 12-15 сен. 2011 г.). – Геленджик, 2011. – 5 с.

98. Разин, А.В. Применение геофизики при изучении месторождений нефти и газа / А.В. Разин, В.П. Меркулов, С.А. Чернов. – Томск: Центр

профессиональной переподготовки специалистов нефтегазового дела ТПУ, 2004. – 332 с.

99. Райсс, Л. Основы разработки трещиноватых коллекторов / Л. Райсс; под ред. Д.А. Антоненко. – Ижевск: Институт компьютерных исследований, 2012. – 118 с.

100. Рассеянные волны: численное моделирование и построение изображений. Ч. 1. Двумерные среды / В.В. Лисица [и др.] // Технологии сейсморазведки. – 2013. – № 1. – С. 46-58.

101. Рытов, С.М. Введение в статистическую радиофизику. Ч.1. Случайные процессы / С.М. Рытов. – М.: Наука, Главная редакция физико-математической литературы, 1976. – 484 с.

102. Смехов, Е.М. Вторичная пористость горных пород-коллекторов нефти и газа / Е.М. Смехов, Т.В. Дорофеева. – Л.: Недра, 1987. – 96 с.

103. Тимошин, Ю.В. Основы дифракционного преобразования сейсмических записей / Ю.В. Тимошин. – М.: Недра, 1972.

104. Трещинные резервуары нефти и газа / В.В. Харахинов [и др.]. – М.: Научный мир, 2015. – 284 с.

105. Трофимук, А.А. Куюмбо-Юрубчено-Тайгинское газонефтяное месторождение супергигант Красноярского края. Основы технико-экономического обоснования разработки / А.А. Трофимук. – Новосибирск, 1992. – 60 с.

106. Тузовский, А.А. Численное решение обратной задачи продолжения сейсмического поля / А.А. Тузовский, А.А. Мерецкий, В.М. Киселев // Вестник Красноярского государственного университета. Физико-математические науки. – 2005. – № 7. – С. 14-21.

107. Филатов, Д.А. Отчет «Актуализация петрофизической модели рифейских и вендских (ванаварская, оскобинская свиты) отложений в пределах Юрубченского ЛУ», г. Красноярск, 2015. ООО «РН-КрасноярскНИПИнефть» / Д.А. Филатов. - 2015. – 227 с.

108. Формирование, переработка и комплексная интерпретация единого куба данных МОГТ-3Д в пределах Юрубченского лицензионного участка АО «Востсибнефтегаз». «ООО «РН-КрасноярскНИПИнефть», г. Красноярск / Д.Н. Ткачук [и др.]. – 2015. – С. 359.

109. Харахинов, В.В. Нефтегазоносность докембрийских толщ Восточной Сибири на примере Куюмбинско-Юрубчено-Тохомского ареала нефтегонакопления / В.В. Харахинов, С.И. Шленкин. – М.: Научный мир, 2011. – 420 с.

110. Чичина, Т.И. Анализ азимутальной вариации градиента AVO в трещиноватых коллекторах / Т.И. Чичина, Х. Ронкийо-Харийо, В.И. Сабинин // Труды конференции Москва-2003 (Международная геофизическая конференция и выставка SEG, EAGE, 1-4 сентября 2003 г., секция OS15). – М., 2003. – 5 с.

111. Шленкин, С.И. Вычисление кубов когерентности и сингулярностей / С.И. Шленкин, А.В. Масюков // Технологии сейсморазведки. – № 2. – 2012. – С. 5–11.

112. Шленкин, С.И. Опыт применения метода фокусирования в условиях Восточной Сибири / С.И. Шленкин, В.А. Поздняков – М.: ВИЭМС, 1988. – №558. – С. 18.

113. Шленкин, С.И. Фундаментальные проблемы нефтегазогеологической науки. Миграция исходных сейсмозаписей на основе фокусирующих преобразований как средство повышения информативности сейсморазведки – Т. 2. / С.И. Шленкин, А.Б. Лавриненко. – М.: ВНИИОЭНГ, 1990.

СПИСОК РИСУНКОВ

- Рисунок 1.1 – Карта интенсивности квазианизотропии скорости Р-волн (а); сейсмический разрез по линии А-В (б) и разрез куба ее интенсивности по линии А-В (в) [Zhangwu Meng et. al., 2018]..... 14
- Рисунок 1.2 – Карта сейсмического атрибута полученного с применением спектральной декомпозиции и метода главных компонент (а) корреляция измеренной эффективной толщины пласта и ее прогнозной величины эффективной толщины пласта (б) [Zeng Hongliu et. al, 2018] 16
- Рисунок 1.3 – Сейсмические разрезы во временном домене: (а) амплитудный разрез и (б) разреза атрибута когерентность [Kumar et. al., 2009]18
- Рисунок 1.4 – Карта параметра синергетической сингулярности в сопоставлении со скважинными данными (интерпретация данных пластовых микросканеров) [Харахинов и др., 2013]. Синими линиями показаны проекции стволов горизонтальных скважин, красными – значения ГК..... 20
- Рисунок 1.5 – Сейсмический временной разрез (а); геологическая модель с учётом трещин и каверн (б); синтетический сейсмический временной разрез (в) [Gu et. al., 2013]..... 22
- Рисунок 1.6 – Пример использования амплитудных характеристик для прогноза линейной ёмкости кавернзного коллектора: (а) геологическая модель клина; (б) результаты сейсмического моделирования; (в) корреляция: амплитуда – линейная ёмкость (по результатам моделирования); (г) то же по фактическим данным; (д) карта амплитуд в целевом интервале [Zhang et. al., 2017]..... 23
- Рисунок 1.7 – Кавернзность выделенная по пластовым микросканерам (а); для кавернзности в разрезе для каждой скважины и соответствующий класс (б); карта сейсмоклассов (в) [Álvarez et. al., 2009]. Черными линиями показаны разломы. 26

Рисунок 1.8 – Дигенетическая модель изучаемых отложений и разрез пористости по результатам сейсмической инверсии [Hamid and Sadeghzadeh, 2009].....	27
Рисунок 1.10 – Карта распределения амплитуды рассеянных волн с точками скважин, отсортированными в соответствии с проницаемостью целевого пласта (а); керн из скважины, пробуренной в объект, с повышенными значениями рассеянных волн (б) [Cheverda et. al., 2014].....	30
Рисунок 2.1 – Повышенная кавернозность в керне скважин 120 и 304..	33
Рисунок 2.2 – Пример развития повышенной кавернозности в рифейских доломитах по данным детального исследования керна [Харахинов и др., 2015]	33
Рисунок 2.3 – Концептуальная модель рифейского резервуара ЮТМ, построенная по результатам изучения данных ГИС и керна [Brown et. al., 2002]	35
Рисунок 2.4 – Усреднённые технологические показатели эксплуатации скважин на ЮТМ (по состоянию на апрель 2018 г.): дебит нефти (а); обводнённость (б); газовый фактор (в).....	36
Рисунок 2.5 – Петрофизическая модель рифейского коллектора ЮТМ [Филатов Д.А., 2016, неопубликовано].....	37
Рисунок 2.6 – Планшет с интерпретацией кавернозных интервалов по скв. 120_14_p, жёлтым выделены интервалы повышенной кавернозности выделенные по стандартным методам ГИС	40
Рисунок 2.7 – Планшет с интерпретацией кавернозных интервалов по скв. 304_3_p	40
Рисунок 2.8 – Сопоставление результатов интерпретации интервалов кавернозности по микросканерам с фотографиями керна.....	41
Рисунок 2.9 – Кумулятивные кривые распределения пористости для кавернозных и не кавернозных интервалов	42

Рисунок 2.10 – Сопоставление результатов интерпретации для одной из скважин.....	43
Рисунок 2.11 – Сопоставление результатов суммарной толщины интервалов кавернозности полученных по разной интерпретации.....	43
Рисунок 2.12 – Схема расположения скважин на изучаемом участке, с обозначением способа выделения повышенной кавернозности по данным ГИС	44
Рисунок 2.13 – Суммарные толщины интервалов повышенной кавернозности.....	46
Рисунок 2.14 – Доля интервалов кавернозности в зоне, вскрытой скважинами	46
Рисунок 2.15 – Карта общей толщины кавернозных интервалов, построенная в результате интерполяции результатов интерпретации скважинных микросканеров.....	47
Рисунок 2.16 – Распределение суммы толщин кавернозных интервалов в зависимости от удаления от эрозионной поверхности	48
Рисунок 2.17 – Распределение толщин интервалов повышенной кавернозности.....	48
Рисунок 3.1 – Классификация типов трещиноватых резервуаров [Nelson, 1999].....	52
Рисунок 3.2 – Схематичное представление процесса фильтрации жидкости в различных типах коллекторов по Nelson R.A. [Закревский, 2016] .	52
Рисунок 3.3 – Распределение накопленной добычи на скважину для месторождения La Paz (Венесуэла) [Nelson, 2001].....	56
Рисунок 3.4 – Распределение накопленной добычи на скважину для разных типов трещинных коллекторов, по Р.А. Нельсону [Nelson, 2001].....	57
Рисунок 3.5 – Корреляция между долями накопленной добычи жидкости и количеством добывающих скважин с характерными значениями для типов трещинных коллекторов [Nelson, 2001].....	58

Рисунок 3.6 – Корреляция между коэффициентами пористости и проницаемости по Р.А. Нельсону.....	59
Рисунок 3.7 – Кросс-плот $K_{\text{прод}}$ – Корреляция между коэффициентом продуктивности $K_{\text{прод}}$ и максимальной эффективной пористости $K_{\text{п.эфф}}$ в нефтяной зоне.....	60
Рисунок 3.8 – Корреляция $K_{\text{прод}}$ – максимальная эффективная пустотность в нефтяной зоне, только для скв. с $K_{\text{п.эфф. макс}} > 6\%$	62
Рисунок 3.9 – Обводнённость для скважин с интервалами повышенной кавернозности (III тип) и без (I тип).....	63
Рисунок 3.10 – Газовый фактор для скважин с интервалами повышенной кавернозности (III тип) и без (I тип).....	64
Рисунок 3.11 – Карта газонасыщенных толщин Юрубченской залежи ЮТМ.....	64
Рисунок 4.1 – Схематичное представление компонентов модели изучаемого объекта: а – система трещин; – вертикальный слой с повышенной кавернозностью; в – расположение кавернозных объектов в целевом слое.....	71
Рисунок 4.2 – Пример фрагмента реализации случайного поля J : а – в сечении XY; б – в сечении XZ. $K_{\text{п}}=10\%$	72
Рисунок 4.3 – Изображение пятиметрового целевого слоя ($K_{\text{п}}=15\%$): ..	73
Рисунок 4.4 – Изображения относительной интенсивности рассеянных волн вдоль упорядоченной трещиноватости (азимут 0°).....	74
Рисунок 4.5 – Изображения относительной интенсивности рассеянных волн вкрест направления трещиноватости (азимут 180°).....	75
Рисунок 4.6 – Изображения относительной энергии рассеянных волн при исключенных интенсивностях вдоль азимутов 0° и 180° , соответствующих влиянию направленной трещиноватости,.....	75
Рисунок 4.7 – Эллипс и его геометрические характеристики (в том числе аспектное отношение).....	76

- Рисунок 4.8 – Типовые диаграммы аспектного отношения рассеяния для разных структур пустотного пространства типов разреза протерозоя ЮТЗ..... 77
- Рисунок 4.9 – Схема выбора апертуры и области интегрирования D..... 79
- Рисунок 4.10 – Схема расположения линий пунктов приема и пунктов возбуждения СРР МОГТ-3D, выполненных на Юрубченском ЛУ 82
- Рисунок 4.11 – Схема распределения кратности в массиве данных СРР МОГТ-3D выполненных на Юрубченском ЛУ. Отдельно выделен участок для тестирования параметров 83
- Рисунок 4.12 – Сейсмогеологический разрез с запада на восток иллюстрирующий результаты переобработки и переинтерпретации данных СРР МОГТ-3D..... 84
- Рисунок 4.13 – карта изохрон ОГ R0 (а) и срез RGB разночастотных компонент полученных с применением спектральной декомпозиции (б) в западной части участка..... 87
- Рисунок 4.14 – Распределение аспектного отношения ПЭРВ по тестовой площади (шаг сетки 25x25 м)..... 89
- Рисунок 4.15 – Распределение аспектного отношения ПЭРВ по тестовой площади (шаг сетки 250x250 м)..... **Ошибка! Закладка не определена.**
- Рисунок 4.16 – Распределение аспектного отношения ПЭРВ по тестовой площади (шаг сетки 1000x1000 м) 90
- Рисунок 4.17 – Карта распределения аспектного отношения ПЭРВ для продуктивного интервала рифейских отложений ЮТМ 93
- Рисунок 4.18 – Карты компонент нормировки аспектного отношения ПЭРВ на энергию рассеяния 95
- Рисунок 4.19 – Гистограмма распределения повышенных значений нормированного АОР (больше 0,6) в зависимости от удаления от центра эрозионных врезов 97
- Рисунок 4.20 – Корреляция АОР – $N_{эфф}$ повышенной кавернозности вскрытой скважинами..... 98

- Рисунок 4.21 – Кросс-плот: АОР – коэффициент (К) повышенной кавернозности..... 99
- Рисунок 4.22 – Прогнозная карта доли интервалов повышенной кавернозности в продуктивной части рифейского коллектора ЮТМ..... 100
- Рисунок 4.23 – Фрагмент прогнозной карты доли интервалов повышенной кавернозности в зоне, наиболее изученной скважинными микросканерами и элементы интерпретации прогнозной карты 101
- Рисунок 4.24 – прогнозная карта доли интервалов повышенной кавернозности в районе скважины Юр-93 (а); кросс-плот АОР – коэффициент (К) повышенной кавернозности с учётом скважины Юр-93 (б); срез некогерентности вдоль ОГ R0 в районе скважины Юр-93 (в). 104