

ФЕДЕРАЛЬНОЕ ГОСУДАРСТВЕННОЕ АВТОНОМНОЕ ОБРАЗОВАТЕЛЬНОЕ  
УЧРЕЖДЕНИЕ ВЫСШЕГО ОБРАЗОВАНИЯ  
«НАЦИОНАЛЬНЫЙ ИССЛЕДОВАТЕЛЬСКИЙ ТОМСКИЙ  
ПОЛИТЕХНИЧЕСКИЙ УНИВЕРСИТЕТ»

*На правах рукописи*

*мангуа*

Амани Мангуа Марк Марсьяль

**ВОЗМОЖНОСТИ СЕЙСМИЧЕСКИХ АТТРИБУТОВ ДЛЯ ПРОГНОЗИРОВАНИЯ  
И ИЗУЧЕНИЯ СОСТОЯНИЯ ТРЕЩИНОВАТЫХ КОЛЛЕКТОРОВ НА ПРИМЕРЕ  
МЕСТОРОЖДЕНИЙ УГЛЕВОДОРОДОВ ЗАПАДНОЙ СИБИРИ**

Специальность:

25.00.10 – Геофизика, геофизические методы поисков полезных ископаемых

Диссертация на соискание ученой степени  
кандидата технических наук

Научный руководитель  
Кандидат геолого-минералогических наук  
А. Н. Орехов

ТОМСК  
2021

## СОДЕРЖАНИЕ

СОДЕРЖАНИЕ .....	2
1. ВОЗМОЖНОСТИ ГЕОФИЗИЧЕСКИХ МЕТОДОВ ДЛЯ ПРОГНОЗИРОВАНИЯ ТРЕЩИНОВАТОСТИ КОЛЛЕКТОРОВ .....	12
1.1. Возникновение трещин .....	12
1.2. Связь между трещинами и разломами .....	15
1.3. Установление повышенно трещиноватых зон .....	16
1.4. Физические основы применения сейсморазведочных данных для картирования трещин .....	23
1.5. Выводы к 1 главе .....	28
2. ИНФОРМАТИВНОСТЬ ГЕОМЕТРИЧЕСКИХ АТТРИБУТОВ ДЛЯ ПРОГНОЗИРОВАНИЯ ТРЕЩИНОВАТОСТИ КОЛЛЕКТОРОВ .....	29
2.1. Геолого-геофизическая характеристика района .....	29
2.2. Классификация сейсмических атрибутов .....	40
2.3. Анализ геометрических атрибутов .....	41
2.4. Комплексование геометрических атрибутов .....	42
2.5. Анализ нового подхода к построению кубов когерентности .....	45
2.6. Априорная модель трещиноватости пород верхнеюрского отложения .....	52
2.7. Атрибутный анализ FSF (Form Similarity Function) .....	56
2.8. Выводы ко 2 главе .....	61
3. КАНОНИЧЕСКИЙ АНАЛИЗ В ПРОГРАММЕ STATISTICA ДЛЯ ОЦЕНКИ ФИЛЬТРАЦИОННО-ЕМКОСТНЫХ СВОЙСТВ КОЛЛЕКТОРОВ .....	63
3.1. Геолого-геофизическая характеристика района работ .....	65
3.2. Особенности объекта исследования .....	85
3.3. Метод исследования .....	88
3.4. Общая характеристика процессов анализа сейсмических атрибутов .....	90
3.5. Пример применения канонического анализа сейсмических атрибутов .....	91
3.6. Пример прогноза ФЕС пласта Ю1-3_4 по результатам канонического анализа .....	98
3.7. Оценка достоверности прогноза .....	101
3.8. Результаты и обсуждение .....	102
3.9. Выводы к 3 главе .....	103
4. АНАЛИЗ АТТРИБУТОВ СЕЙСМИЧЕСКИХ ПОЛЕЙ КАК СПОСОБ ИЗУЧЕНИЯ ЗОН АНОМАЛЬНОГО ПЛАСТОВОГО ДАВЛЕНИЯ .....	105
4.1. Закономерность формирования аномально высоких пластовых давлений .....	106
4.2. Геолого-геофизическая характеристика района работ .....	107
4.3. Обнаружение зон АВПД .....	108
4.4. Картирование зон АВПД с использованием атрибутного анализа сейсмических данных .....	110
4.5. Выводы к 4 главе .....	115
ЗАКЛЮЧЕНИЕ .....	117
СПИСОК ЛИТЕРАТУРЫ .....	123

## ВВЕДЕНИЕ

### Актуальность темы

Большинство доказанных запасов нефти и газа в мире находятся в разрабатываемых месторождениях [11–64]. В России в таких месторождениях содержится 77 % доказанных запасов. При этом все эти месторождения характеризуются высокой степенью выработанности. В то же время потребность в углеводородах в мире растёт с каждым годом (Рис. 1). Новые месторождения чаще всего характеризуются сложными геологическими условиями поиска, разведки и добычи; наличием нетрадиционных запасов углеводородов, например, в *трещиноватых коллекторах* [50–25], примеры залежей нефти в которых достаточно широко и наглядно описаны в мировой литературе. *Говоря о трещиноватости в юрском интервале в нашем случае (терригенные разрезы в условиях Западной Сибири), стоит отметить, что речь идёт о естественных трещинах, вызванных посттуронскими тектоническими нарушениями, что связано с горизонтальными подвижками в фундаменте.*

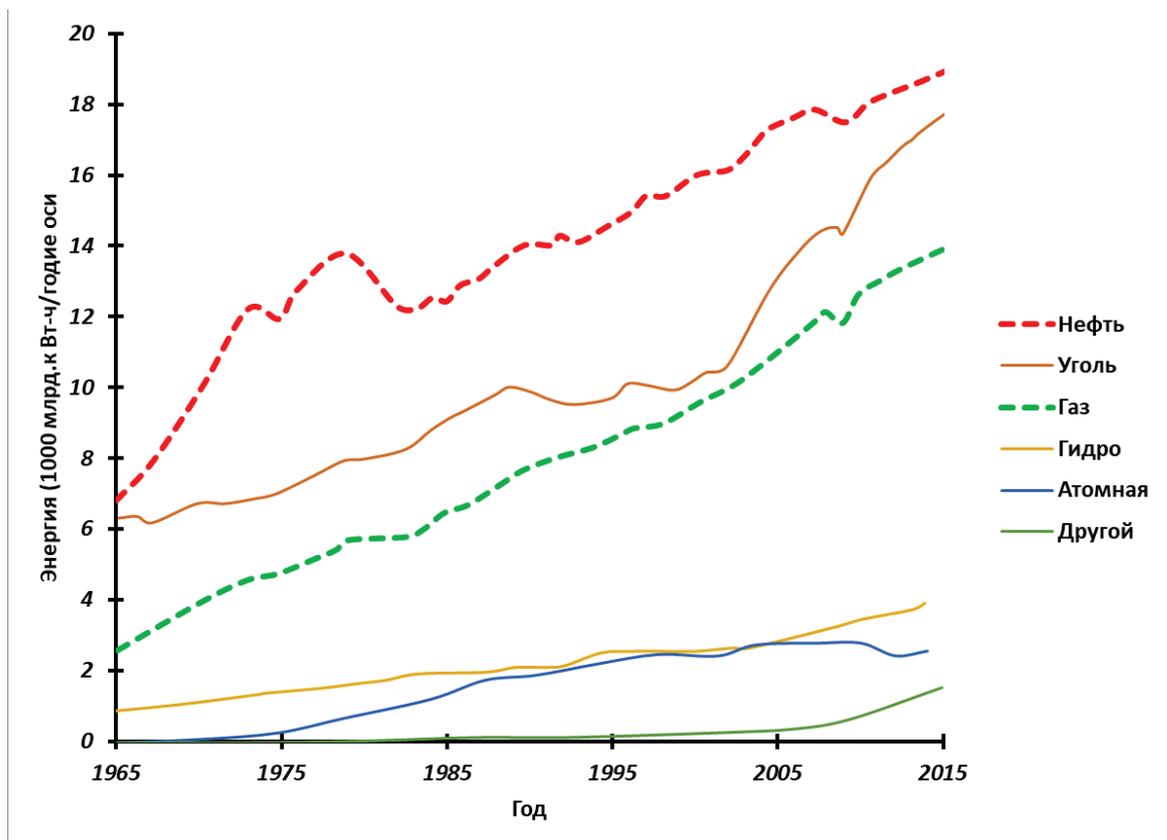


Рис. 1. Мировой рост потребления энергии  
(по данным BP: Statistical Review of World Energy, London, 2012)

Пространственное изучение трещиноватости в связи с соответствующими коллекторами возможно наземными геофизическими методами. На сегодняшний день, основное направление такого рода работ связывается, главным образом, с *сейсморазведкой* [38, 79], которая рассматривается как единственный наземный метод, предполагающий возможность

трёхмерного картирования геологической среды с достаточно высоким (относительно изучаемых объектов) разрешением. Для обеспечения возможностей решения подобных задач при комплексном исследовании объектов всё чаще требуется использование *сейсмических атрибутов*, расчёт и анализ которых сегодня являются неотъемлемой частью технологии интерпретации сейсморазведочных данных. Их использование существенно расширяет информативность метода, позволяя получать информацию, недоступную при других подходах.

Применение атрибутивного анализа целесообразно как для определения условий осадконакопления (установление типа русел, наличия или отсутствия карбонатных построек и др.), так и для картирования тектонических нарушений и систем трещиноватости при линияментном анализе, а также для оценки поисково-разведочных объектов. Также необходимо иметь в виду, что, по мнению ряда исследователей [51–35], при определённых условиях результаты атрибутивного анализа могут использоваться для прямого прогнозирования наличия/отсутствия углеводородов.

Существенный рост количества применяемых при анализе сейсморазведочной информации сейсмических атрибутов, произошедший за последнее время, вызван, главным образом, развитием новых технологий регистрации и визуализации сейсмических данных. Большое число ведущих российских и зарубежных исследователей, в числе которых В. А. Конторович, Ю. П. Ампилов, А. Г. Авербух, А. С. Алексеев, О. Ф. Антоненко, Н. М. Бородаева, Г. Н. Гогоненков, С. В. Гольдин, И. И. Гурвич, И. В. Карпенко, Е. А. Козлов, В. М. Кузнецов, А. В. Кулагин, Ю. Н. Воскресенский, Г. А. Сысолятина, Satinder Chopra, Kurt J. Marfurt, Cosentino, Bahorich и др., интенсивно работают над расширением возможностей *анализа сейсмических атрибутов* как средства более достоверной характеристики разреза (в том числе его особенностей, связанных с нефтегазоносностью), а также как средства прогноза новых потенциально углеводородсодержащих структур.

Использование атрибутивного анализа оказалось весьма эффективным в различных горно-геологических условиях, к которым можно отнести как характеристики бассейнов (*подсолевые, осадочные, карбонатные и др.*), так и тектонические режимы их формирования (*сдвиг, сжатие или растяжение*). Причём для решения различных задач целесообразно использовать различные атрибуты, что связано с их физико-геологическими характеристиками.

Например, для картирования *тектонических нарушений* [15–130] хорошо себя зарекомендовали геометрические атрибуты, кубы когерентности и атрибуты кривизны. Они рассчитываются для изучения и картирования систем разломов и зон трещиноватости (Рис. 2).

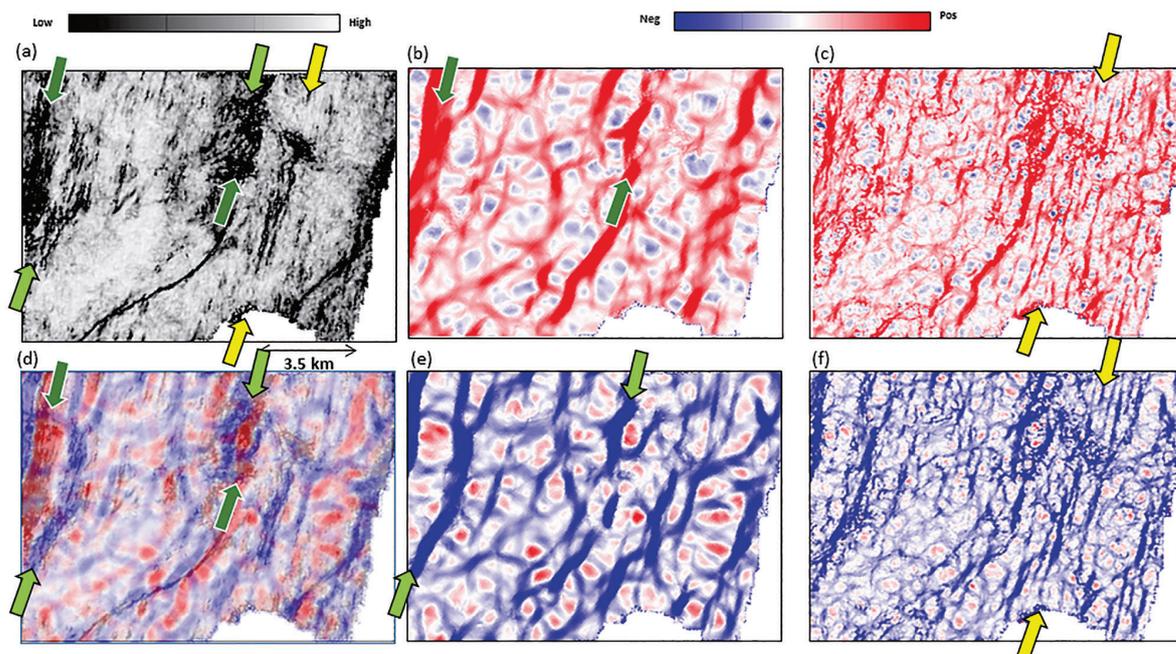


Рис. 2. Седиментационные срезы [87]

На рисунке 2 приведены атрибуты «когерентность» и «кривизна» в различных модификациях: (a) когерентность, (b) самой положительной кривизны (длинноволновой), (c) самой положительной кривизны (коротковолновой), (e) самой отрицательной кривизны (длинноволновой) и (f) самой отрицательной кривизны (коротковолновой).

Следует отметить, что сопряжённое отображение сбросов и изгибов получено для когерентности и параметра коротковолновой кривизны, где отмеченный жёлтыми стрелками сброс больше не смещается в сторону и не прослеживается на снимке когерентности, однако всё равно содержит аномалии кривизны. (d) Совмещённые снимки когерентности и длинноволновой кривизны указывают, что некогерентные аномалии, свойственные складчатым горизонтам с множественными сбросами и разломами (показаны зелёными стрелками), визуальнo соответствуют длинноволновым синклиналиям и антиклиналиям. В свою очередь, это указывает на области с повышенной деформацией (данные предоставлены Arcis Seismic Solutions, TGS) [87].

При рассмотрении вопроса изучения трещиноватости с помощью *сейсмических атрибутов* необходимо иметь в виду, что, несмотря на то что в геологической среде трещиноватость бывает двух основных типов: открытая и закрытая, использование какого-либо сейсмического атрибута редко даёт возможность уточнить и обосновать её тип. Таким образом, речь может идти только о выделении зон повышения трещиноватости на качественном уровне. Само понятие трещин здесь имеет особый смысл. В качестве таких структур могут рассматриваться интервалы естественных трещин и зоны с повышенными емкостными

свойствами, что обусловлено увеличением кавернозной или межобломочной пористости. При этом не редки ситуации, когда оба типа коллекторов совмещены в пространстве (оптимальный вариант). В данной работе делается попытка оценить зоны повышения трещиноватости (трещины скола и отрыва), исходя из того, какое изменение сейсмического поля (через математическое преобразование, т. е. сейсмический атрибут) может дать отклик или может быть чувствительным к трещиноватости.

Поскольку наиболее уверенно по геофизическим данным основные характеристики резервуара могут быть получены именно по результатам анализа сейсмических атрибутов, атрибутный анализ приобретает весьма существенное значение на этапе поисково-разведочных работ. Особенно при условии комплексного использования всей имеющейся геолого-геофизической информации. Именно это определяет актуальность настоящих исследований, представляющих собой попытку разработки *эффективной методики оценки трещиноватых коллекторов углеводородов*, методической основой которой является комплексирование различных сейсмических атрибутов.

#### ***Степень разработанности темы***

Быстрое развитие программных и аппаратно-технических возможностей современной компьютерной техники, в том числе применительно к интерпретации сейсморазведочных данных, в качестве одного из следствий привело к увеличению числа разнообразных сейсмических атрибутов. Это позволило существенно повысить возможности метода в части характеристики поисковых объектов и волнового поля, причём как качественной, так и количественной, что определяет и рост применимости атрибутного анализа [51–130] как одной из составных частей интерпретации сейсморазведочных данных.

Развитие данного направления в интерпретации происходит как путём введения новых характеристик, так и комбинированием ранее предложенных вариантов в гибридные атрибуты, или мультиатрибуты [51–130].

Ещё одной причиной быстрого развития атрибутного анализа стал рост количества 3D сейсмических исследований, что дало возможность искать корреляционные связи между искомыми геологическими свойствами среды и параметрами волнового поля.

Полученная модель распределения *трещиноватых коллекторов* нефтяного месторождения также позволяет оценить характеристики осадочного разреза по площади. С использованием данной модели появляется возможность уверенного прослеживания зон с *улучшенными коллекторскими свойствами и их напряжённости*. Кроме того, данная модель обеспечивает решение ряда задач в интересах увеличения нефтеотдачи (метод повышения притока, ГРП). Такой прогноз выделенных геологических тел играет немаловажную

роль при проектировании разбуривания месторождения, а также при решении задач дальнейшей разработки месторождения.

### ***Цель настоящей диссертации***

Оценка возможности применения сейсмических атрибутов для выявления и изучения латеральных и вертикальных изменений геологической среды и создание методики выбора информативности сейсмических атрибутов для прогноза ФЕС коллекторов, а также для оценки напряжённых состояний коллекторов трещин кавернозных типов по площади в межскважинном пространстве.

### ***В диссертационной работе решены следующие научные задачи:***

1. На основе обобщения результатов анализа сейсмических атрибутов, рассчитанных при интерпретации пространственно-площадных 3D МОГТ в пределах площади исследования, изучены факторы, определяющие характер объёмного распределения трещиноватости геологической среды. Предложена методика оперативной оценки распространения зон повышения трещиноватости коллекторов, в основе которой лежит анализ геометрических атрибутов.

2. Обоснована возможность решения инженерно-геологических задач на основе канонического анализа сейсмических атрибутов, существенно повышающая достоверность получаемых результатов. Разработана методика выбора набора сейсмических атрибутов при прогнозировании трещиноватых коллекторов.

3. На основе сейсмических атрибутов и геолого-геофизических данных (ГИС, ГДИС) предложены методики площадного прогноза аномальных пластовых давлений. Разработанная методика апробирована на фактических данных.

4. Приведены практические примеры с результатами применения полученных закономерностей на реальных геологических объектах.

### ***Этапы решения задач исследования***

1. Анализ применимости различных геолого-геофизических данных для прогнозирования трещиноватости коллекторов.

2. Сбор материалов по сейсморазведке МОГТ 2D и 3D, данных ГИС и ГДИС по трем месторождениям Западной Сибири.

3. Анализ возможностей геометрических атрибутов и их комплексирование для выделения зон повышения трещин.

4. Анализ результатов применения сейсмических атрибутов для прогнозирования ФЕС коллекторов на реальных геологических объектах.

5. Анализ применения сейсмических атрибутов в сейсмической интерпретации с использованием примеров с целью эффективного решения инженерно-геологических задач на примере месторождений УВ Западной Сибири.

#### ***Научная новизна работы***

1. Выполнено теоретическое обоснование и экспериментальное исследование связей сейсмических полей и зон повышенной трещиноватости на основе использования сейсмических атрибутов. При проведении данных работ применялся новый, альтернативный принцип вычисления когерентности, в котором угол наклона волн используется не в качестве дополнительного, а в качестве основного параметра, что позволяет сделать оценку когерентности не зависящей от результатов корреляции.

2. Предложена новая технология, основанная на анализе изменчивости формы сейсмического поля и его атрибутов, для прогноза и оценки ФЕС на вероятностно-статистической основе.

3. На основании гипотезы о закономерности изменения АВПД по площади в осадочном чехле обоснована и реализована возможность применения сейсмических атрибутов для уточнения положения зон АВПД.

4. Выполнен канонический анализ сейсмических атрибутов применительно к решению геологических задач. Полученные данные позволяют значительно повысить достоверность выбора сейсмических атрибутов, используемых для прогноза вероятности (тренда) изменения петрофизических свойств при геологическом (стохастическом) моделировании.

#### ***Теоретическая и практическая значимость работы***

1. Определены и продемонстрированы прогностические возможности оценки зон повышения трещин коллекторов с помощью комплексирования геометрических атрибутов на терригенных отложениях на одном из месторождений Западной Сибири.

2. Разработаны методические основы автоматизации комплексирования множественного анализа сейсмических атрибутов для прогноза ФЕС трещинно-кавернозных коллекторов. В качестве примера использованы данные по одному из месторождений Томской области.

3. На основе комплексирования данных сейсморазведки, ГИС и ГДИС выполнено прогнозирование зон АВПД для оценки продуктивности пластов на одном из месторождений Томской области.

### ***Методы исследования***

1. Актуалистический подход к анализу сейсмических атрибутов и их комплексирование для выделения зон повышения трещин.
2. Применение комплексирования сейсмических атрибутов в сейсмической интерпретации с использованием математических методов в геологии (интеллектуальном анализе данных в нефтегазовой отрасли) для оценки информативности сейсмических атрибутов при прогнозе ФЕС трещиноватых коллекторов.
3. Экспериментальная проверка прогностических данных с помощью сопоставления прогнозирования зон повышения трещин коллекторов и данных по скважинам.

### ***Положения, выносимые на защиту***

1. Сейсмические атрибуты, зоны повышенной трещиноватости и напряженных состояний коллекторов трещинно-кавернозных типов взаимосвязаны между собой. Анализ сейсмических атрибутов позволил построить априорные модели трещиноватости пород верхнеюрских отложений, изучить состояние трещиноватых коллекторов.
2. Канонический анализ является альтернативным подходом и позволяет выбрать информативные сейсмические атрибуты для прогноза ФЕС трещиноватых пластов-коллекторов. При использовании выбранных таким образом сейсмических атрибутов был спрогнозирован ФЕС трещиноватых пластов-коллекторов в пространстве между скважинами.
3. Форма отражённой волны, извлечённая из сейсмической записи, несёт в себе интегральную характеристику геологической среды. Соответственно, изучение изменения формы волны по вертикали и латерали, дал нам возможность картировать зоны с интенсивностью проявления тектонических деформаций и повышения трещиноватости.

### ***Степень достоверности результатов***

Проверка на одной из экспериментальных площадях прогностических возможностей методик прогноза ФЕС коллекторов трещин кавернозных типов показала высокую достоверность прогноза. Для 11-ти скважин, результат анализа для данных по рассматриваемому месторождению завершился с сильной канонической корреляцией  $R=0,87$  между сейсмическими атрибутами и ФЕС. Выбор сейсмических атрибутов для прогноза ФЕС выполнялся согласно методическим рекомендациям по использованию данных сейсморазведки для подсчета запасов нефти и газа, ОАО «ЦГЭ», Москва, 2006. А, именно:

- С наилучшим визуальным качественным отображением геологического строения пласта.
- Имеющие наиболее высокий коэффициент корреляции со значениями ФЕС по скважинным данным.
- Имеющие наибольшую значимость вклада в уравнение множественной регрессии.

- Дающие в комбинации с другими атрибутами максимальное значение коэффициента множественной корреляции и наилучшее количественное отображение строения пласта.
- Слабо коррелируемые между собой.

Информативность геометрических атрибутов для прогнозирования интенсивности распространения трещин в кавернозных коллекторах в целевых пластах подтверждена данными ГИС и материалами бурения.

Приведённые в работе результаты авторского локального прогноза в основном хорошо коррелируют с результатами других исследователей.

#### ***Апробация результатов исследования***

Основные положения и результаты исследований докладывались на Международном симпозиуме имени академика М. А. Усова (Томск, 2016), на 5-й Международной научно-практической конференции «EAGE ГеоБайкал 2018» (Иркутск, 2018), на XVI Международной научно-практической конференции студентов, аспирантов и молодых учёных (Томск, 2018), на Международном симпозиуме имени академика М. А. Усова (Томск, 2019), на 22-й научно-практической конференции по вопросам геологоразведки и разработки месторождений нефти и газа «EAGE Геомодель 2020» (Геленджик, 2020).

Основные результаты диссертационного исследования изложены в 8-ми публикациях диссертанта. Из них 3 статьи опубликованы в журналах перечня ВАК Минобрнауки Российской Федерации для публикации результатов кандидатских и докторских диссертаций.

#### ***Объект и предмет исследования***

Объектом и предметом исследования являются сейсмические атрибуты и их применение для изучения трещинно-кавернозных коллекторов в условиях Западной Сибири, а также характеристика взаимосвязи сейсмических атрибутов с элементами геологической среды.

#### ***Фактический материал***

Диссертационное исследование базируется на реальных геолого-геофизических данных. В процессе выполнения работы были использованы акты испытания скважин, материалы геофизических исследований скважин (ГИС), сейсморазведочные данные МОГТ 2D и 3D по некоторым месторождениям углеводородов Томской и Тюменской областей.

#### ***Структура работы***

Диссертация состоит из введения, 4 глав и заключения, содержит 137 страниц текста, 54 рисунка, 10 таблиц, 2 схемы. Библиография включает 147 наименования, из них 2 патента на изобретения.

#### ***Личный вклад автора***

Автор принимал непосредственное участие в обобщении результатов интерпретации и переинтерпретации сейсморазведочных (2D и 3D) данных по участкам, используемых в работе в качестве тестовых. В процессе переинтерпретации по инициативе автора был использован динамический анализ сейсмических атрибутов. Это дало возможность более достоверно изучить тектоническую обстановку и выделить зоны повышенной трещиноватости. Разработанная методика, при которой для выделения вышеназванных зон используется динамический анализ сейсмических атрибутов, внедрена в производство. Основные значимые с научной и практической точки зрения результаты были получены непосредственно автором.

#### ***Благодарности***

Выражаю глубокую благодарность своему научному руководителю А. Н. Орехову за ценные советы и рекомендации в ходе работы над проектом. Также выражаю признательность за содействие и поддержку директору, главному геофизику и заместителю директора по науке и инновациям научного аналитического центра НЕДРА В. Г. Гачегову, Г. А. Сысолятиной и Д. А. Степанову, всем сотрудникам и коллегам.

Приношу отдельные слова благодарности преподавателям отделения геологии ИШПР ТПУ Г. И. Резяпову, Г. Г. Номоконовой.

Также благодарю Лейкам Руслана, Софронову Елену (ОАО «Геопрайм Томск») за полезные советы, а также Ивана Парубенко, ведущего петрофизика ОАО «ТННЦ Тюмень», и профессоров центра подготовки и переподготовки специалистов нефтегазового дела «Herriot Watt» д.г.м.н. В. П. Меркулова, заведующего кафедрой проектирования объектов нефтегазового комплекса, А. П. Белозерова, заведующего лабораторией геологии, О. В. Стукач, д.т.н., профессора Национального исследовательского университета «Высшая школа экономики», г. Москва.

# 1. ВОЗМОЖНОСТИ ГЕОФИЗИЧЕСКИХ МЕТОДОВ ДЛЯ ПРОГНОЗИРОВАНИЯ ТРЕЩИНОВАТОСТИ КОЛЛЕКТОРОВ

Исследование характеристик пласта на сегодня считается необходимым технологическим условием решения прогнозно-поисковых задач нефтегазовой геологии. Общепринятым является следующее определение, предложенное Т. Ван Голф-Рахтом: под «геолого-геофизической характеристикой пласта понимается совокупность исходной информации о породах, слагающих пласт и насыщающих их флюидами» [13]. Таким образом, очевидно, что правильно оценить трещиноватость среды без знания основных условий формирования резервуаров и их характеристик невозможно. Поэтому корректный подход к формированию оптимального геофизического комплекса, на наш взгляд, должен в обязательном порядке учитывать эти требования.

Трещиноватость горных пород определяет пустотное пространство, которое иначе (применительно к коллекторам) называют вторичной пористостью [51]. Этот параметр для кавернозно-трещинных коллекторов является одним из наиболее значимых. Поскольку эти коллекторы являются весьма специфичными, охарактеризуем их основные черты, а также возможности геофизического комплекса, применительно к ним.

Сегодня общепринятым считается понимание трещины как некоторой поверхности, которая непосредственно связана с нарушением сплошности среды и/или с потерей сцепления блоков горной породы [13]. Эти физические процессы называются разрывом [13, 37,54,140]. В ходе разрывов могут возникать геологические структуры двух основных типов:

- нарушения (разломы), которые характеризуются смещением пород;
- микротрещины (трещины). Выделяются по отсутствию смещений при очевидном нарушении сплошности пласта [13].

## 1.1. Возникновение трещин

Если для магматических или метаморфических пород вышеописанное определение разрыва подходит без каких-либо оговорок, то для осадочных пород всё не так очевидно [37, 52, 78], и обусловлено это в первую очередь тесной взаимосвязью между трещиноватостью пород и особенностями геологического строения среды.

### 1.1.1. Тектонические условия образования трещин

Исследование происхождения трещин и оценка связи трещиноватости с тектоническими и структурными условиями в обязательном порядке требуют изучения связи между

трещиноватостью и нефтегазоносностью. Также встают вопросы оценки (в том числе количественной) интенсивности трещиноватости.

По мнению Фридмана и Стирнса [140, 49], существуют следующие типы трещин:

- региональные трещины;
- локальные трещины.

Региональные трещины практически всегда связаны с формированием локальных структур и возникают в процессе их образования. В противовес им, второй тип трещин в подавляющем большинстве случаев связан с процессом складкообразования.

Данные исследований, описанные в работах Хадсона [13, 48], не согласуются с материалами Фридмана и Стирнса. Полученные в ходе исследований в континентальной части США результаты говорят о том, что трещины в этом регионе возникают, как правило, вследствие развития усталостных деформаций на ранней стадии седиментогенеза. А сами деформации Хадсон связывает с приливно-отливными напряжениями, в процессе которых хрупкие горные породы испытывают деформирующее влияние.

Ещё один вариант происхождения трещин в результате исследований отложений Сиднейского бассейна предложил Кук [80]. По его данным, трещины, существующие в осадках этого бассейна, возникли на самых ранних стадиях процесса осадконакопления и развивались всё время его существования, вплоть до консолидации осадков. Эти данные, в свою очередь, противоречат идеям Прайса [13, 48], предполагавшего, что в ходе процессов диагенеза трещины не могут существовать долго и должны залечиваться.

Другой вариант типизации трещин предложил Харрис [13], разделивший их на два основных типа:

а) распределение трещин в пространстве упорядочено, ориентировка постоянна, связь с особенностями геометрической структуры коллектора тесная;

б) закономерности ориентировки трещин в пространстве не выявляются, связь с особенностями геометрической структуры коллектора отсутствует.

Связь трещин первого типа со структурой среды всегда обусловлена геологическими особенностями развития территории в доскладчатый период.

Для второго типа трещин характерна сложная форма без каких-либо закономерностей. Такие структуры обычно возникают как следствие проявления поверхностных явлений и процессов, например провалов, оползней и т. д.

### **1.1.2. Геологические условия трещинообразования**

Чаще всего трещинные коллекторы возникают в хрупких, мало пористых породах. С тектонической точки зрения, регионы их образования являются тектонически активными и,

как правило, характеризуются повышенной сейсмической активностью [114, 127]. Размеры таких трещин (т. н. макротрещин) чаще всего большие, причем по всем измерениям.

В случае если субстрат изначально обладал противоположными свойствами, а именно повышенными пластичностью и межгранулярной пористостью, размеры и «раскрытость» трещин значительно ниже. По размеру такие трещины принято относить к микротрещинам, а по характеристикам это трещины разрыва.

Также бывают случаи, когда трещины имеют нетипичный вид и, собственно, к тектоническим процессам отношения не имеют. Такого рода геологические образования могут возникать как результат проявления некоторых геологических процессов, приводящих к уменьшению сцепления между частицами. В качестве примеров можно привести процессы становления интрузивов и эффузивов с уменьшением объёма пород в ходе остывания, процессы ослабления сцеплений в замковых частях складок, процессы высыхания пород с соответствующим уменьшением их объёма, а также процессы денудации, сопровождающиеся изменением мощности рыхлых отложений, что приводит к формированию напряжений на контактах таких участков.

### **1.1.3. Геологическая модель образования трещин**

Для понимания возможных связей трещиноватости с нефтегазоносностью необходимо исследовать основные модели формирования трещин. Сделаем это на основе анализа литературных данных. Основными являются модели Киблье [127] и Рамстада [13, 127], развившего его идеи.

Модель, разработанная Киблье, сегодня считается базовой. В рамках её реализации выполняется расчёт «карт равной вероятности развития трещин» [127]. В дальнейшем по результатам анализа этих карт определяются участки, где образование трещин является наиболее вероятным. Киблье считал, что в процессе осадконакопления формировались сравнительно плоские пласты (горизонты) осадочных горных пород, повторяющие рельеф поверхности подстилающих отложений. Далее на эти образования действовали горное давление (обусловлено массой перекрывающих образований) и тектонические напряжения, наиболее интенсивно действующие во время проявления процессов складкообразования. В итоге воздействие вышеназванных факторов и обуславливает появление различных трещин. При использовании этой модели оценка вероятности возникновения трещин производится через расчёт модуля упругости среды в каждой точке пространства с учётом анализа формы пластов, которую мы видим сегодня. Существует однозначная зависимость: чем меньше критический модуль упругости, тем выше вероятность образования трещин.

Изменения, внесённые в данную модель Рамстадом, касаются скорее не физических основ, а алгоритма расчёта. Он считал, что расчёты нужно выполнять на основе закона «линейности» изменения свойств горных пород, которые рассматривались им как упругие и упруго-вязко-пластичные среды. Этот подход позволяет реализовывать метод конечных элементов, дающий существенно более достоверные результаты.

## 1.2. Связь между трещинами и разломами

Как было отмечено выше, в горной среде могут существовать как трещины, так и разломы, которые отличаются друг от друга главным образом по отсутствию/наличию смещений пород. Эти отличия определяют и различия в частоте встречаемости трещин и разломов. Первые встречаются значительно реже и обязаны своим появлением главным образом напряжениям, возникающим в ходе процессов тектоногенеза. При этом природа возникновения самих напряжений особой роли не играет. Не так важно, связаны они с образованием и развитием складок, разломов и каких-либо других локальных структур либо с движением плит. Важен сам факт возникновения напряжений. Однако надо учитывать, что различия в природе возникновения напряжений неизбежно приводят к широким различиям в масштабе возникающих трещин. На рисунке 1.1 [52,78,49,21] в качестве примера показана связь ориентировки трещиноватости с направлением напряжений в горной среде.

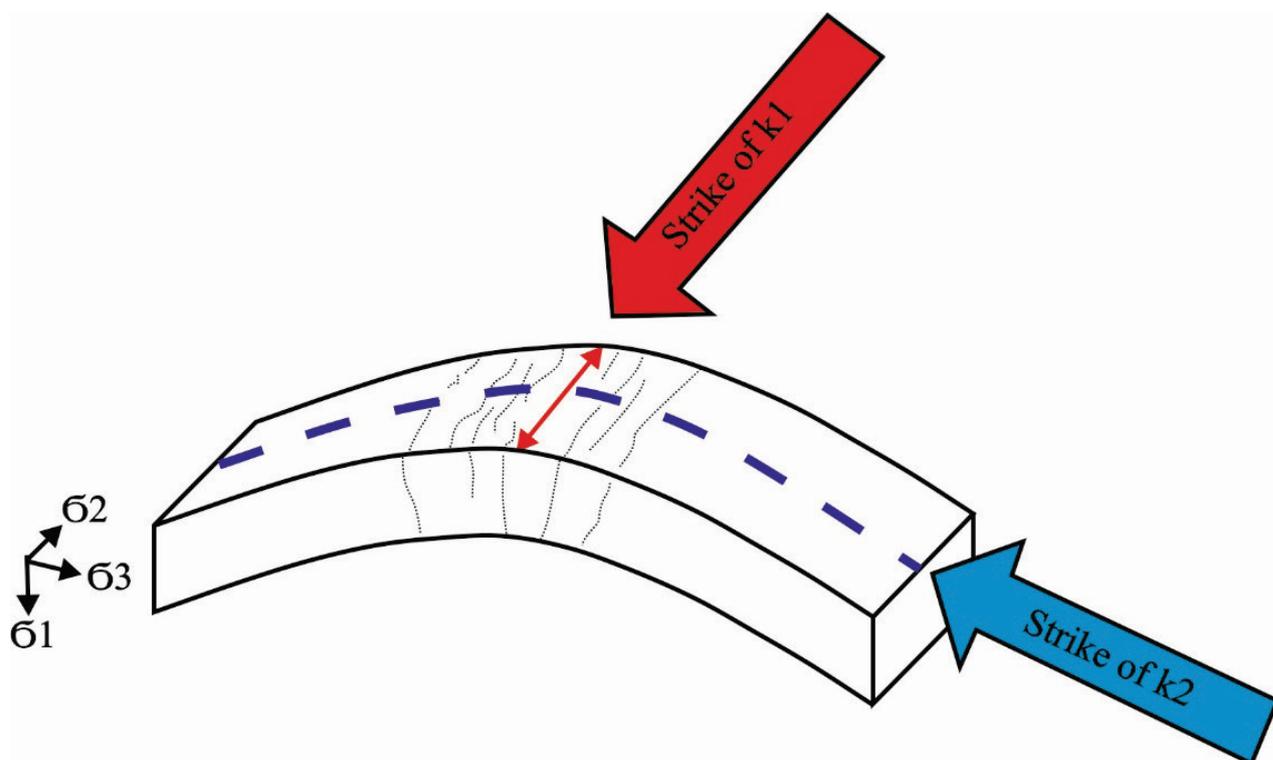


Рис. 1.1. Связь ориентировки напряжений в горной среде с направлением трещин (по [132])

Как правило, большинство авторов применительно к образованию трещин говорят о трёх стадиях деформации горной среды, развивающихся последовательно.

1. **Стадия упругой деформации.** В ходе деформаций, характерных для этой стадии воздействия на горную среду, каких-либо разрушений не происходит. В полном соответствии с определением, после прекращения деформирующего воздействия происходит восстановление объёма, формы и других характеристик среды. На этом этапе все последствия деформаций обратимы.

2. **Стадия пластической деформации.** На этой стадии происходит превышение тектоническими напряжениями предела упругости, который непосредственно связан с порогом обратимости, различным для разных сред. При этом геометрия породы меняется необратимо. Необходимо иметь в виду, что на этом этапе речь идёт о пластических деформациях, т. е. породы деформируются, образуются складки, но, поскольку предел прочности пород не превышает (это обязательное условие), образование нарушений сплошности не происходит.

3. **Стадия хрупкой или разрывной деформации.** На заключительных этапах тектоногенеза чаще всего как раз и происходит превышение тектоническими напряжениями предела прочности пород. В этом случае среда перестаёт вести себя как пластичное образование и начинает вести себя как хрупкое тело, что сопровождается потерей сплошности среды. Именно это условие и является определяющим для появления т. н. «хрупких» деформаций, которые, собственно говоря, и вызывают образование разнообразных тектонических трещин.

### **1.3. Установление повышено трещиноватых зон**

Геологическая среда характеризуется большим разнообразием различных свойств. Одним из главных динамических свойств можно назвать изменение трещиноватости. Это же свойство является крайне значимым для оценки нефтегазоносности в хрупких коллекторах, что делает изучение полей трещиноватости весьма актуальным, т. к. результаты большого количества исследований говорят о существовании значимых связей между трещиноватостью и флюидонасыщением. Рассмотрим основные способы оценки трещиноватости.

#### **1.3.1. Прямая оценка трещиноватости**

**Исследования керна** являются основным геологическим методом оценки трещиноватости. Поскольку он связан с непосредственным изучением пород, то, соответственно, является и наиболее достоверным методом изучения трещиноватости. К недостаткам метода относятся небольшой радиус исследований, определяющийся диаметром керна, за пределами которого достоверность выводов значительно снижается, а также

возникновение техногенной трещиноватости, возникающей вследствие деформации пород в процессе бурения.

**Скважинные методы.** К условно прямым методам оценки трещиноватости также относятся некоторые скважинные исследования, а именно: трассерные исследования, гидропрослушивание, гидродинамические исследования скважин. Первые два вида исследований предназначены для определения направления фильтрации флюида, а ГДИС позволяют при благоприятных условиях оценить расстояние до зоны повышения трещиноватости.

Если пласты выходят на дневную поверхность, то возможно изучение трещиноватости непосредственно на обнажениях. Однако следует иметь в виду, что условия залегания на поверхности и на глубине могут существенно различаться.

Очевидно, что при использовании результатов, полученных только вышеназванными методами, невозможно получить достоверную картину распределения трещин в среде (коллекторе).

### **1.3.2. Геофизические методы исследований скважин**

Несмотря на то, что уже более пятидесяти лет различными исследователями [26, 126] предпринимаются активные попытки прямого выделения трещиноватости и оценки пространственной плотности распределения трещин по результатам ГИС, какой-либо общепринятой технологии так и не было разработано. Причин этого много. К ним можно отнести, в частности, невозможность однозначного описания систем трещин в стволе скважин ввиду их сложности, также как и ограничения по глубине исследований. Как следствие, для уменьшения неоднозначности решения этих задач стали использовать комплекс, в который чаще всего включаются следующие стандартные и специальные методы каротажа.

**Метод самопроизвольной поляризации (СП).** Метод относится к стандартным. Каких-либо методических особенностей при его использовании для оценки трещиноватости не предполагается. Разность потенциалов, которая измеряется между измерительным электродом в стволе скважины и электродом сравнения, расположенным на поверхности, будет зависеть (в том числе) от проницаемости среды, которая может быть обусловлена как пористостью, так и трещиноватостью. В этом случае фиксируется отклонение измеренного значения потенциала самопроизвольной поляризации от линии глини, но определить природу этого отклонения (трещиноватость или пористость) можно только с учётом априорной геологической информации о строении разреза [86, 89].

К числу факторов, определяющих возникновение отрицательных потенциалов СП, кроме повышенной проницаемости геологической среды, которая определяет повышенную

фильтруемость и, как следствие, возникновение фильтрационных потенциалов, можно отнести наличие окислительно-восстановительных процессов, возникновение которых обусловлено наличием сульфидов (в т.ч. пирита) в горной породе. К сожалению, несмотря на принципиально разную природу возникновения аномалий в обоих случаях, различить их по виду не представляется возможным. Другим уменьшающим возможности метода фактором является его неработоспособность применительно к карбонатам. Таким образом, очевидно, что к данным метода СП применительно к оценке трещиноватости надо относиться критически, и его использование возможно только в качестве части комплекса.

**Гамма-метод.** Включение гамма-метода в комплекс ГИС, используемый при оценке трещиноватости, обусловлено наличием прямых связей между глинистостью и уровнем концентрации ЕРЭ, которые в значительном количестве сорбируются глинистой средой, попадая в неё в составе фильтрующихся растворов и существенно повышая её гамма-активность [87, 89]. Таким образом, в некоторых случаях повышение радиоактивности может говорить о повышении трещиноватости среды, как следствие увеличения количества фильтрующихся растворов. При этом надо понимать, что сами по себе трещиноватость и радиоактивность не связаны.

**Кавернометрия.** Общеизвестным является факт образования глинистой корки в скважине напротив зон повышенной фильтрации бурового (глинистого) раствора. Физической основой этого процесса является задавливание бурового раствора в проницаемую зону за счёт повышенного давления. Очевидно, что при этом диаметр скважины уменьшается на мощность глинистой корки. Однако этот метод имеет ограничения, связанные с составом бурового раствора: он применим только в случае использования глинистых растворов либо специальных присадок.

**Термометрия.** Изменения температуры в скважине в подавляющем большинстве случаев будут определяться изменениями трещиноватости разреза [26, 126]. Повышение трещиноватости и, как следствие, проницаемости будет сопровождаться понижением температуры. Этот факт позволяет оценивать степень проницаемости разреза по данным термометрии. Современные скважинные термометры имеют вполне достаточную чувствительность при низкой тепловой инерции, что делает их подходящими для решения этой задачи.

**Наклонометрия.** Определение кажущегося сопротивления на каждом из башмаков в процессе вращения зонда позволяет получить картину распределения сопротивлений по четырём (и более) направлениям. При этом пониженное сопротивление в принципе должно соответствовать зонам повышенной трещиноватости [126, 26]. Таким образом, фиксируемые

разнонаправленные зоны повышенной проводимости должны свидетельствовать о зонах повышенной трещиноватости.

**Методы ГИС для определения пустотности.** Плотностной, нейтронный и акустический методы позволяют, в силу особенностей своих физических основ, оценивать трещиноватость и устанавливать (при благоприятных условиях) факт существования вторичной пустотности [26, 87].

*Акустический метод.* Так как существует доказанная взаимосвязь между вторичной пустотностью, трещиноватостью и нюансами прохождения в среде упругих волн, акустический метод каротажа часто применяется именно для характеристики вышеназванных геологических параметров. При этом надо учитывать, что на особенности распространения упругих волн в геологической среде оказывают влияние (иногда весьма существенное) и другие факторы, что снижает однозначность получаемых этим методом результатов. Однако большая часть специалистов высоко оценивают перспективы использования акустического каротажа [145, 122], рассматривая его как потенциально основной метод для характеристики трещиноватости коллектора.

Метод позволяет достоверно разделять породы имеющие различные акустические характеристики, но, в то же время, слабо реагирует на неоднородности, связанные непосредственно со скважиной.

*Плотностной метод.* Применение ГГК-П для оценки трещиноватости основывается на существовании зависимости между плотностью и пористостью (трещиноватостью) [126, 87]. При измерениях она проявляется в увеличении скорости счёта, что отражает тот очевидный факт, что повышение трещиноватости приводит к понижению плотности. Недостатком этого метода является отсутствие ориентировки зонда. По этой причине в случае его вращения в стволе, что практически неизбежно, определить точное положение области повышенной трещиноватости будет невозможно.

С другой стороны, метод позволяет оценивать пустотность количественно [89], что является его несомненным преимуществом.

*Нейтронные методы.* Ещё одним методом, который даёт возможность определения общей пустотности, является нейтронный каротаж [26,86,87,126]. Причём регистрация открытых трещин этим методом производится более уверенно за счёт того, что он позволяет определять водородсодержание, которое повышается с ростом трещиноватости. Ограничения для нейтронного каротажа те же, что и для ГГК-П.

**Скважинный телевизор.** Одним из самых надёжных способов картирования трещиноватости является применение скважинного акустического телевизора (САТ).

В результате проведения работ с использованием этой аппаратуры, оператор получает развёртку ствола скважины в акустическом диапазоне. Области нарушения сплошности, такие как пустоты, трещины и каверны, будут картироваться изменением волновой картины. Этот метод, в принципе, является одним из немногих действительно прямых методов изучения трещиноватости. Причём он, характеризуясь и без того высокой разрешающей способностью, обладает потенциалом повышения достоверности результатов за счёт дополнительного использования керна.

Специалисты компании «Шлюмберже» разработали уникальный высокотехнологичный комплекс картирования трещин в стволе скважины. В его состав входят:

*Трёхмерное акустическое зондирование (Sonic Scanner)* [30]. Физической основой трёхмерного сканирования является применение излучателей, работающих в широком спектре частот. Это позволяет регистрировать волновые поля при практически любом интервальном времени прохождения волны в породе. При этом отношение «сигнал/шум» является высоким. Метод работает при однократном рейсе, что существенно уменьшает время выполнения работ без ухудшения их качества. Приёмная антенна скомбинирована из 13 станций по 8 приёмников в каждой группе. Это позволяет обеспечить увеличенное расстояние между приёмниками и излучателями, что, в свою очередь, даёт возможность уверенного картирования радиального профиля изменения интервального времени прохождения продольной волны вкост пласта. Основой получения профиля изменения интервального времени для поперечной волны в рамках описываемой технологии служит наличие зависимости между частотой сигнала и глубиной проникновения волны. Таким образом, при совместном анализе профилей продольной и поперечной волн мы можем детально охарактеризовать анизотропию пласта.

*Азимутальный электрический микроимиджер (FMI)* [83]. Использование этой скважинной аппаратуры даёт возможность получения электрических характеристик стенок скважины по различным азимутам. Как уже было отмечено выше, повышение трещиноватости приводит к повышению проводимости (понижению сопротивлений). Таким образом, получаемая картина распределения сопротивлений будет характеризовать распределение трещиноватости в пласте. Разрешающая способность метода – не более 5 мм. Однако данный метод, как и все электрические методы, имеет ограничения, связанные с составом бурового раствора. При бурении с растворами на водной основе он весьма эффективен, в то время как использование полимерных растворов существенно снижает эффективность.

*Азимутальный электромагнитный микроимиджер (Quanta Geo)* [8]. Методика по своим физическим основам близка к предыдущей, но характеризуется использованием переменных электромагнитных полей. В зависимости от типов используемых полей различают

различные виды микроимиджеров (электрические, ультразвуковые, электромагнитные). Выбор конкретного вида прибора для использования зависит от геолого-технологических условий в скважине. Описываемая технология позволяет решать целый спектр задач, так или иначе связанных с оценкой трещиноватости. Она даёт возможность выполнять седиментологический и структурный анализ, устанавливать азимуты максимальных напряжений в пласте, оценивать трещиноватость и пористость (в том числе вторичную) коллекторов. Кроме того, эта технология позволяет ориентировать керн и обеспечивать его привязку по глубине с высокой точностью, а также уточнять эффективную мощность тонкослоистых коллекторов.

*Азимутальный электромагнитный микроимиджер (ОВМИ) [103].* Использование этой технологии даёт возможность оценки текстуры породы, причём даже в тонкослоистых (не более 1 см) средах. Это же (включая геометрические характеристики) относится также и к трещиноватости, как залеченной, так и открытой.

*Ультразвуковой высокоразрешающий микроимиджер (УВИ) [67].* Работы по этой технологии проводятся в скважинах при использовании буровых растворов на нефтяной и водной основах. Методика позволяет получать акустические снимки с высоким разрешением. Результаты их анализа позволяют решать как технологические (оценка стабильности стенок скважины и овальности ствола), так и геологические (оценка элементов залегания пластов и трещин) задачи.

*Анализ возможностей и ограничений вышеприведённых методик изучения трещиноватости приводит к очевидному (и в целом характерному и для остальных геофизических методов) выводу – не существует монометода (возможно, за исключением САТ в ряде случаев), который обеспечивал бы однозначное решение задач оценки трещиноватости и картирования трещин в гетерогенной геологической среде.*

### **1.3.3. Комплексирование методов ГИС**

Единственным возможным решением проблемы повышения достоверности и эффективности оценки трещиноватости коллекторов является способ, давно известный в геофизике и не только [126, 141]. Имеется в виду комплексирование методов ГИС. Несомненно, этот подход является единственно возможным, что неоднократно было подтверждено геофизической наукой. Однако выбор комплексирования как подхода к решению задач повышения достоверности прогноза порождает другой вопрос – вопрос формирования эффективного, оптимального комплекса. Невозможно решить первую задачу без решения второй.

Необходимо отметить и ещё одну особенность выбора комплекса методов применительно к решению задач оценки трещиноватости. Она связана с необходимостью

прогнозирования трещиноватости на разных стадиях ГРП и при условии проведения работ как на поверхности, так и в скважине. Надо иметь в виду, что если методики оценки трещиноватости в ходе работ в скважинах в той или иной мере разработаны и позволяют делать прогноз с определённой долей уверенности, а в случае применения САТ уровень достоверности в принципе достаточно высок, то для наземных площадных сейсморазведочных работ подобных наработок немного. Разработка соответствующих инструментов должна позволить повысить эффективность оценки степени трещиноватости и выделения трещин по сейсморазведочным данным, что даст возможность включить в комплекс работ по изучению трещиноватости сейсморазведку и повысить эффективность комплекса в целом.

#### **1.3.4. Сейсмические методы опосредования зон повышенной трещиноватости**

Существование в горной среде т. н. «поля детерминированного хаоса» обусловлено большим количеством трудно поддающихся учёту факторов. Собственно говоря, именно поэтому и «хаоса». Тем не менее, именно это поле и является основной причиной формирования поля трещиноватости. Приведённые соображения делают вполне очевидным тот факт, что при анализе трёхмерной структуры поля трещиноватости необходимо учитывать, что, с одной стороны, аномальные зоны будут распределены случайно, а с другой – в распределении будут явно наблюдаться признаки некоторой упорядоченности.

Наблюдаемая в итоге сложная картина будет определяться литологическим, горно-гравитационным, тектоническим, дилатационным факторами и рядом других, менее значимых, факторов. Если посмотреть на физическую и геологическую основу этих факторов, то выяснится, что поле трещиноватости в основном будет определяться особенностями распределения прочностных и плотностных свойств пород, ростом горного давления на глубину, а также наличием разнонаправленных усилий, связанных с существующими очагами напряжений.

Как уже было отмечено выше, поле напряжений, с одной стороны, хаотично, а с другой – упорядоченно. Таким образом, можно говорить о наличии в его составе случайной и детерминированной составляющих. При этом, случайная составляющая определяется главным образом наличием случайно распределённых очагов напряжений, генерирующих такие же случайные системы трещиноватости. А детерминированная составляющая определяется постоянно действующими, поддающимися учёту факторами, такими как горное давление, напряжения планетарной и региональной природы, физико-механические свойства пород.

Предполагается, что включение 3D сейсморазведочных работ в комплекс исследований трещиноватости должно существенно снизить неопределённость прогноза в первую очередь за счёт большого дополнительного объёма данных, непрерывно распределённых (и при этом с

большой плотностью) в пределах площади изучаемого объекта. Это резко контрастирует с определениями только по дискретным, сравнительно редко и случайно расположенным скважинам [133,141].

В то же время не приходится ожидать, что по сейсморазведочным данным можно будет устанавливать положение и пространственную ориентировку каждой трещины и каждого разрыва. Но, применительно к зонам, это вполне решаемая задача.

#### **1.4. Физические основы применения сейсморазведочных данных для картирования трещин**

С точки зрения применения сейсморазведки важным для оценки трещиноватости является вопрос о том, какие же именно характеристики упругих волн несут информацию об этих геологических особенностях среды. Сегодня большинство исследователей считают, что это прежде всего энергия, затухание и амплитуда, относимые к динамическим параметрам волн [145]. Схема изменения этих параметров в зависимости от изменения трещиноватости приведена на рисунке 1.2. Также к параметрам, обладающим весьма высокой чувствительностью, следует отнести характеристики волн Стоунли-Лэмба. Анализ данных, приведённых на рисунке 1.2, со всей очевидностью показывает, что спектр и форма акустического сигнала при повышении трещиноватости меняют свою форму в степени, достаточной для уверенной фиксации. Такие же изменения наблюдаются и в случае нарушения фазовой корреляции поперечных волн, а также при резком уменьшении амплитуды наблюдаемых волн.

##### **1.4.1. Азимутальный анализ амплитуд P- и S-волн (AVAZ)**

Процедура и технология данного анализа была предложена S. Crampin, V. Grechka, H. B. Lynn и др. [106–128]. По их мнению, одним из основных направлений развития технологии анализа сейсморазведочных данных в интересах прогноза трещиноватости является использование методик, основанных прежде всего на изучении азимутальной анизотропии P- и S-волн (так называемые технологии AVAZ).

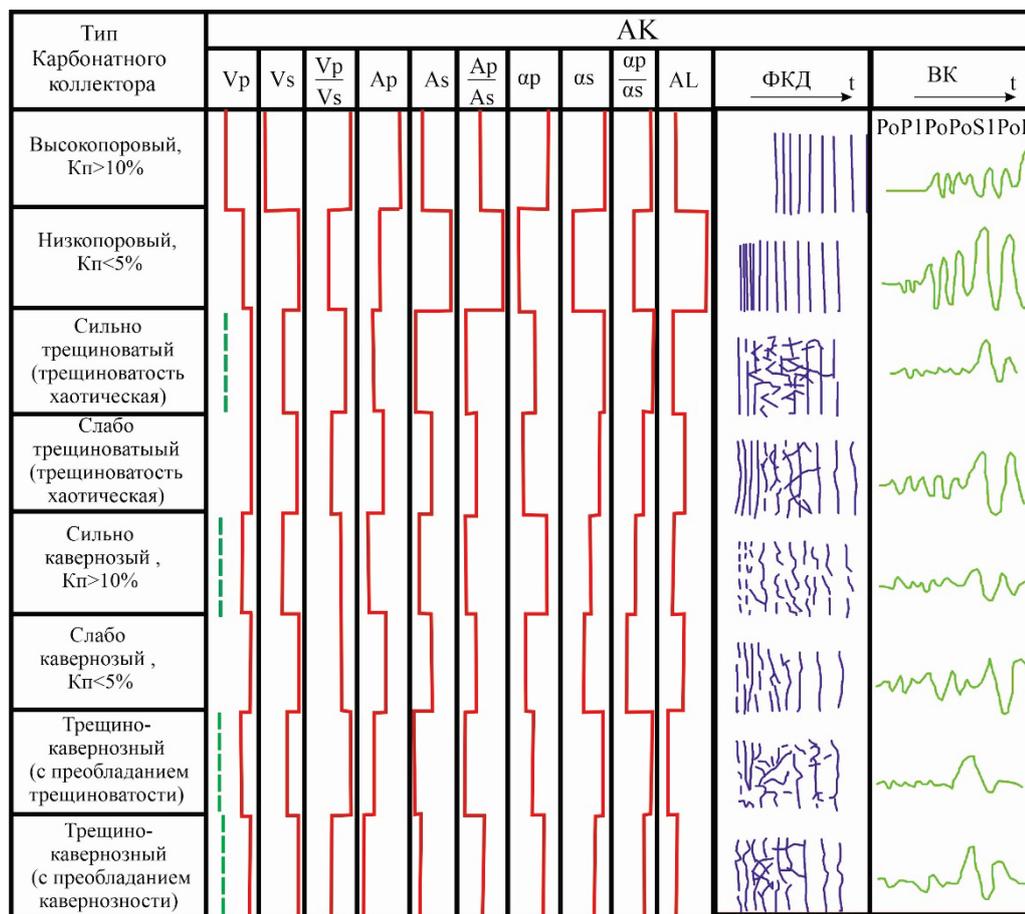


Рис. 1.2. Физико-геологическая модель связи акустических параметров с видами пустотного пространства [126]

Кп – коэффициент пористости, АК – акустические параметры, Vp – скорость продольной волны, Vs – скорость поперечной волны, Ap – амплитуда продольной волны, As – амплитуда поперечной волны,  $\alpha_p$  – коэффициент затухания продольной волны,  $\alpha_s$  – коэффициент затухания поперечной волны, AL – амплитуда волн Стоунли-Лэмба, ФКД – фазовая корреляция диаграмм, ВК – волновая картина

#### 1.4.2. Анализ атрибутов волнового поля

К наиболее перспективным направлениям развития технологий анализа сейсмических данных применительно к оценке трещиноватости относятся работы, связанные с разработкой и совершенствованием методик анализа атрибутов волнового поля [28,32,47,51,61,84,88,90,105,116,138]. При этом работы в этом направлении фактически находятся в начальной или близкой к ней стадии. Сейсмические атрибуты достаточно просто определяются и рассчитываются. Они характеризуются многообразием, однако при этом каждый из них связан с определённой характеристикой волнового поля, изменение которой определяется геологическими параметрами среды, в том числе трещиноватостью. Сами по себе сейсмические атрибуты достаточно широко используются для решения поисково-прогнозных задач, таких как структурные построения, поиски несогласий, стратиграфические построения. Это индикатор трещин, русла, текстуры, карбонатов, уменьшения шума, индикатор литологии, АВО, индикатор углеводородов, начиная с прогноза коллектора и его петрофизических свойств и

заканчивая моделями резервуара. Необходимо отметить, что роль атрибутивного анализа резко возрастает при усложнении геологического строения разреза, когда приходится изучать карбонатные коллекторы, ловушки в разрезах терригенного типа. А для условий Западной Сибири сюда же можно добавить задачи картирования разломов и прогнозирования флюидоносности коллекторов [10].

Среди всего разнообразия атрибутов волнового поля, предлагаемых различными исследователями, для решения задач геометризации повышенно трещиноватых зон наиболее подходящими являются геометрические атрибуты. Они дают возможность без существенных затрат времени и вычислительных мощностей анализировать геометрию сейсмического горизонта, искажения которой и являются признаком повышения трещиноватости. Из геометрических атрибутов на практике чаще всего используют следующие:

**Кривизна.** Этот атрибут позволяет охарактеризовать структурную деформацию, являясь её мерой, что даёт возможность оценить поведение сейсмического горизонта и охарактеризовать степень его кривизны в той или иной точке.

**Дисперсия, или когерентность.** Очевидным является тот факт, что изменение характеристик сигнала по латерали так или иначе связано с появлением разного рода разрывных дислокаций (Рис. 1.3). Именно эту зависимость фиксирует коэффициент когерентности. Сам атрибут был введён ещё в 1930 году Норбертом Винером, который известен как «отец кибернетики». Было предложено использовать данный коэффициент для решения широкого круга задач. Разумеется, что для использования при решении задач прогнозирования трещиноватости концепция этого атрибута подверглась адаптации, и уже накоплен положительный опыт его применения, описанный различными исследователями [47,114, 116, 129].

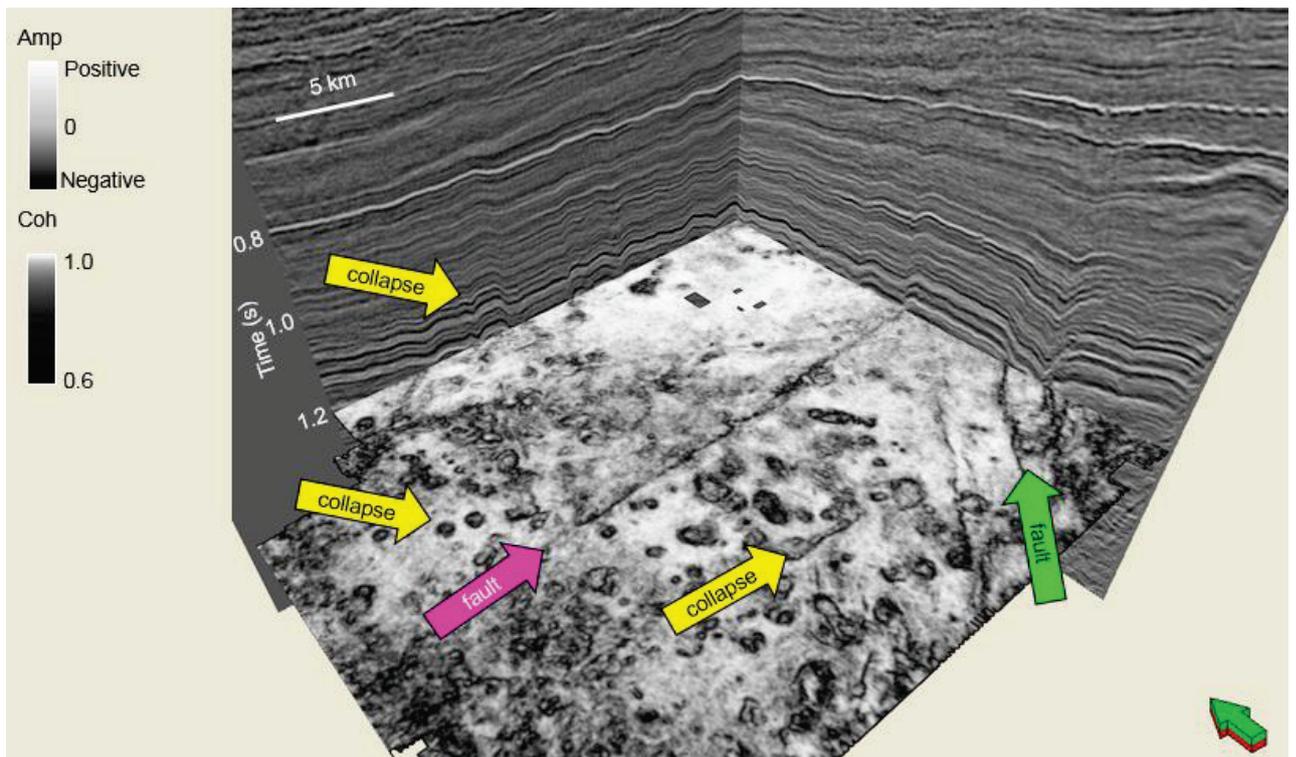


Рис. 1.3. Выделение трещиноватых зон и разломов с применением атрибута «когерентность». Куб рассчитан для времени  $t=1,2$  с. [61, 138]

Изначально авторами [94,95,132] рассматривался вариант расчёта когерентности на фиксированной задержке (мгновенная когерентность). Расчёт производился по синхронизированному набору сеймотрасс. С появлением понятия аналитического сигнала подход был изменён [127]. В качестве исходного материала исследователями использовались сейсмограммы общей срединной точки (ОСТ). В процессе обработки для выравнивания сигнала в полевые данные в обязательном порядке вводились стандартные статические и кинематические поправки.

В настоящее время технология расчётов по сейсмическим данным предполагает уже использование окончательных сейсмических изображений. В результате алгоритм расчётов удалось оптимизировать в сторону значительного сокращения количества потребляемых вычислительных мощностей при обеспечении большей устойчивости получаемых результатов. Подобные изменения стали возможны в силу использования более длительных временных интервалов с улучшенным отношением «сигнал/помеха».

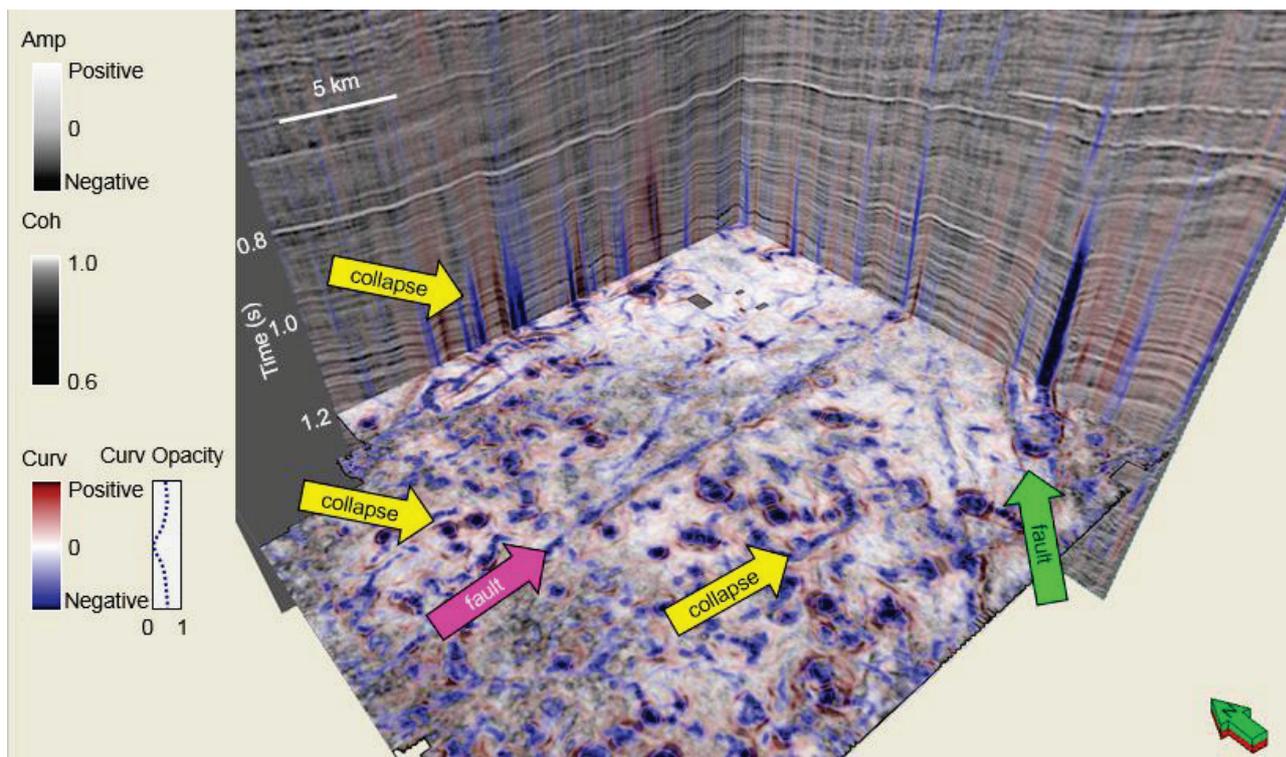


Рис. 1.4. Результаты комплексирования сейсмических атрибутов при оценке трещиноватости  
 Amp– исходный куб амплитуд, Coh – когерентность, Curv – наиболее положительная кривизна, на горизонте для выделения разломов и трещиноватых зон [61, 138]

Ряд исследователей [88] предложили рассчитывать когерентность с использованием функции взаимной корреляции между данными по соседним трассам. По мнению других специалистов, лучшие результаты могут быть получены при использовании корреляционных матриц [61] или коэффициентов корреляции [138], но также для смежных сеймотрасс. При этом обязательным условием является учёт наклона отражающих границ. Сегодня можно говорить о том, что достигнут некий консенсус в вопросе методики расчёта когерентности, состоящий в применении для расчёта когерентности статистик высоких порядков, но уже по «супертрассам», полученным как результат объединения смежных сеймотрасс. В процессе расчёта обязательно выполняется сканирование наклонов отражающих волн. Кроме того, необходимо учитывать локальную энтропию.

Ещё один геометрический атрибут – *Ant-tracking* – был разработан и запатентован специалистами компании «Шлюмберже» [1]. Ценность атрибута во многом определяется технологичностью прослеживания дизъюнктивных структур, коридоров и зон повышенной трещиноватости. Метод основан на применении обучаемых нейронных сетей. В качестве модели поведения флюида было выбрано поведение муравьёв в муравейнике.

## 1.5. Выводы к 1 главе

Выполненные автором систематизация, обобщение и анализ существующих методик изучения трещиноватости позволяют сформулировать следующие выводы как относительно эффектов в геологической среде, которые непосредственно влияют на структуру открытой трещиноватости, так и относительно существующих геофизических методик её изучения с учётом того факта, что, несмотря на более высокую точность, технологии с использованием только данных ГИС вряд ли можно назвать исчерпывающими в силу невозможности их применения на прогнозно-поисковом этапе, дискретности, случайности выборок, а также небольшого радиуса исследований.

1. Современные технологии анализа сейсморазведочной информации в отношении изучения трещиноватости являются косвенными методами, несмотря на их сравнительно высокую точность. Причиной этого следует считать тот факт, что сейсмический отклик, аналогичный отклику от трещиноватости, могут формировать и другие геологические неоднородности.

2. Ни один монометод (в том числе и сейсморазведка) не обеспечивает возможности получения исчерпывающей информации о структуре трещиноватости. В связи с этим комплексирование методов является насущной проблемой.

3. Наиболее перспективным направлением развития технологии изучения трещиноватости в отношении сейсморазведки является комплексное использование нескольких сейсмических атрибутов, позволяющих получать информацию о трещиноватости независимо друг от друга. Такой подход значительно повышает достоверность результатов при одновременном повышении их детальности (Рис. 1.4).

4. Требуемую достоверность прогноза характеристик трещиноватости среды можно добиться только комплексировав методы определения трещиноватости по данным ГИС и с использованием сейсмических атрибутов.

**5. Методика оценки информативности сейсмических атрибутов в целях изучения трещиноватости сегодня может быть охарактеризована как явно недостаточная, при том, что все согласны с потенциально высокой эффективностью атрибутного анализа для решения этой задачи. Недостаточно изучены также вопросы подбора и анализа атрибутов.**

6. Степень изученности и проработки методики комплексирования сейсмических атрибутов, используемых для решения задач прогнозирования трещиноватости, сегодня невысока. Уровень решаемых задач требует перехода от интуитивных к технологичным методам комплексирования.

## **2. ИНФОРМАТИВНОСТЬ ГЕОМЕТРИЧЕСКИХ АТТРИБУТОВ ДЛЯ ПРОГНОЗИРОВАНИЯ ТРЕЩИНОВАТОСТИ КОЛЛЕКТОРОВ**

В последнее время как следствие взрывного развития вычислительных возможностей компьютерной техники, сопровождающегося таким же развитием возможностей визуализации данных, произошло существенное расширение возможностей цифровой регистрации полевых сейсморазведочных данных, а также их компьютерной обработки. Это позволяет увеличить количество информации, которую можно извлечь из волнового поля, что, в свою очередь, даёт возможность значительного увеличения числа геологических задач, решение которых стало возможно и требуется на различных стадиях геологоразведочного процесса применительно к изучению нефтегазовых объектов, а также на этапе разработки. Именно это дало возможность расширить число атрибутов, которые могут быть рассчитаны и особенности поведения которых могут быть проанализированы.

При изучении пористо-трещиноватых сред с помощью сейсмических атрибутов чаще всего решаются многие геологические задачи, часть из которых, например прослеживание горизонтов и тектонических нарушений, относятся к стандартным задачам сейсморазведки. Другие же задачи менее тривиальны, например, прогноз и интерполяция по площади фильтрационно-емкостных свойств с использованием сейсморазведочных данных и данных по скважинам, пробуренным по достаточно редкой сети, восстановление истории резервуара для последующего анализа характеристик ФЕС и геологических особенностей разрезов. Эти задачи часто решаются с применением обучаемых и самообучающихся нейронных сетей.

И, наконец, основная задача, решаемая с использованием сейсмических атрибутов в рамках поискового этапа, – это прогноз нефтегазоносности [104–48].

Анализ результатов применения атрибутов выполнялся нами с использованием реальных данных по Западной Сибири. Для понимания основных закономерностей формирования полей напряжений и корректной интерпретации результатов атрибутного анализа необходимо охарактеризовать геологическое строение и особенности тектонического развития территории.

### **2.1. Геолого-геофизическая характеристика района**

#### **2.1.1. Литолого-стратиграфический разрез**

В пределах участка исследования выделяется палеозойский фундамент, перекрытый отложениями чехла мезо-кайнозойского возраста. Они залегают на отложениях фундамента со стратиграфическим и угловым несогласием. Мощность образований чехла составляет не менее 2500 м. Возрастная иерархия, относительные возрастные соотношения пород, мощности свит по фациальным зонам показаны на рисунке 2.1.



### 2.1.2. Тектоника

Участок расположен в пределах Западно-Сибирской плиты, а точнее – её центральной части. Сама плита является молодой эпипалеозойской платформой. Её гетерогенный складчатый фундамент имеет палеозойский возраст и перекрыт отложениями чехла мезокайнозойского возраста.

Фундамент, в свою очередь, подразделяется на нижний структурный этаж, сложенный интенсивно метаморфизованными и дислоцированными образованиями, местами прорванными изверженными породами различного состава. Метаморфические породы этажа по своему возрасту относятся к палеозою – докембрию.

Верхний этаж считается промежуточным. Его образования встречаются только в краевых прогибах и различных впадинах, а также в пределах развития древних платформ.

Кроме того, в качестве отдельных структурных единиц рассматриваются зоны развития рифтов, для которых характерны эффузивные и эффузивно-осадочные образования триасового возраста [68].

На сегодняшний день разработано несколько вариантов структурных (тектонических) схем строения фундамента Западно-Сибирской плиты. Чаще всего в качестве наиболее достоверной рассматривается Тектоническая карта фундамента Западно-Сибирской плиты под редакцией В. С. Суркова, подготовленная в 1981 году (Рис. 2.2).

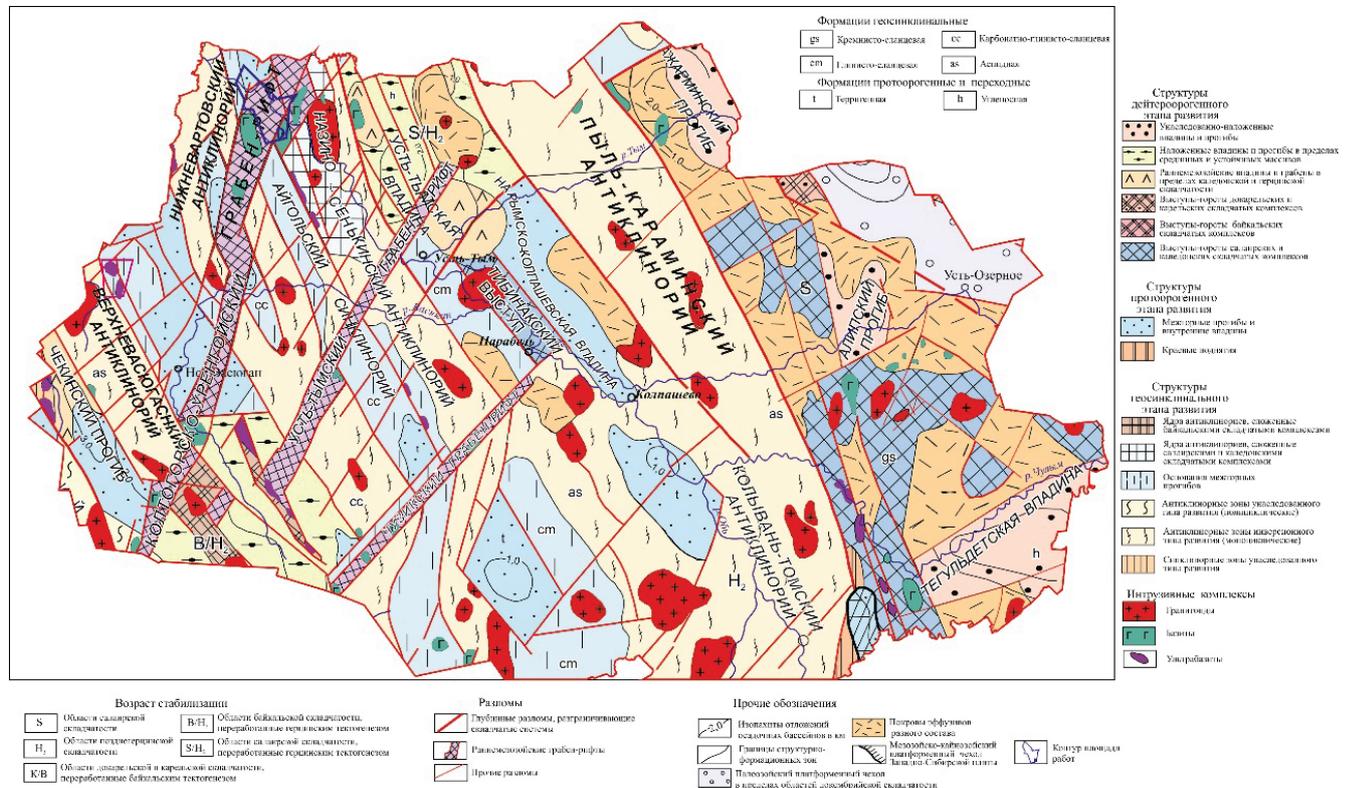


Рис. 2.2. Выкопировка из тектонической карты фундамента Западно-Сибирской плиты. Под редакцией В. С. Суркова, 1981 г.

Необходимо отметить, что площадь исследования расположена в области развития герцинских структур Центрально-Западносибирской складчатой системы (по классификации В. С. Суркова [69]). В её фундаменте развиты триасовые грабен-рифты, а для самой системы характерно наличие почти всех видов крупных структурно-формационных зон, к числу которых относятся срединные массивы, краевые прогибы, впадины, мега- и антиклинории, синклинории.

В структурном плане район исследования приурочен к зоне сочленения ряда пликативных структур:

- Назино-Сенькинского антиклинория, в осевой части которого развиты метаморфические и эффузивно-осадочные породы, которые прорваны гранитоидами различного состава. Ось антиклинория пересекает восточную часть площади,

- Нижневартовского антиклинория,

- Айгольского синклинория, сложенного в значительной степени дислоцированными нижнепалеозойскими эффузивами основного состава,

- и секущего их Колтогорско-Уренгойского грабен-рифта.

Заложение Центрально-Западносибирской системы и окончательное её формирование связано с герцинским циклом (силур – поздний палеозой) тектогенеза. Система развивалась по инверсионной схеме, т. е. моноциклически.

Однако развитие Центрально-Западносибирской системы имело и некоторые особенности, к которым можно отнести, в частности, тот факт, что прогибы сложены главным образом осадочными терригенными комплексами. Хотя, учитывая большую глубину заложения прогибов, можно было бы ожидать большего представительства вулканогенно-осадочных и магматических образований.

Структуры антиклинального типа и связанные с ними напряжения в пределах тестового региона формировались, как это чаще всего происходит, на этапе инверсии, который практически всегда завершает цикл тектоногенеза. В это время имело место воздымание наиболее глубоких частей прогибов, а в ядрах образуемых антиклинальных структур образовывались метасоматические гранитоиды преимущественно пермского возраста.

После завершения этапа складкообразования, в позднепалеозойское время, осадконакопление происходило только в межгорных депрессионных структурах. Для этого периода характерно образование молассовых комплексов на фоне, в целом, горно-складчатого рельефа. Протоорогенные сложно построенные молассы, в состав которых входят интенсивно дислоцированные верхнепалеозойские метаморфизованные, осадочные и вулканогенно-осадочные породы, были вскрыты в районе исследования в результате бурения глубоких скважин.

В мезозое, с завершением геосинклинального цикла, для образовавшейся молодой платформы начался новый геотектонический этап развития.

На ранней стадии наступил этап, который, по общепринятой классификации, называется «внутриплитной» деструкцией. Характерным для него геологическим процессом является образование грабенов вследствие раскола земной коры с вторжением мантийного вещества в область её раздвига.

Результаты тектонической деятельности этого этапа в пределах Западной Сибири проявились в форме образования континентальной рифтовой системы. В свою очередь, эти процессы обусловили возникновение Западно-Сибирского седиментационного бассейна. Ближе к середине мезозоя территория испытала блоковые воздымания, сопряжённые с широким развитием кислого магматизма. Эти процессы привели к формированию линейных отрицательных структур большой протяжённости, секущих образования герцинид. Одной из таких структур является крупный Колтогорско-Уренгойский грабен-рифт. По гравимагнитным данным, в его основании залегают базиты, которые образовались в результате внедрения в зону раздвига огромного количества базальтовых и мантийных магм. Интрузивный комплекс грабена погружен на 3–5 км относительно поверхности геосинклинально-складчатых образований бортов. Верхняя часть грабен-рифта заполнена вулканогенно-осадочными и осадочными терригенными отложениями триаса.

После формирования этих структур произошло нарушение изостатического равновесия, большой блок земной коры испытал прогибание, и в результате сформировался Западно-Сибирский седиментационный бассейн.

Непосредственно платформенные структуры развивались в мезо-кайнозое в условиях спокойной тектонической обстановки. При этом для них характерна значительная степень унаследованности структур фундамента, что привело к образованию желобов (в фундаменте грабен-рифты), мегавалов (в фундаменте антиклинории) и т. д. Необходимо отметить, что весьма высокая унаследованность структур (вплоть до четвёртого порядка) наблюдается практически до палеогеновых образований.

На самом современном этапе развития территория испытывает достаточно активные неотектонические движения, существенно меняющие структурный план региона. Амплитуды тектонических деформаций, как правило, положительные, укрупняются региональные структуры.

На структурно-тектонической карте осадочного чехла, фрагмент которой приведён на рисунке 2.3, видно, что участок исследования приурочен к северо-восточному борту

Колтогорского мезопргиба и юго-западному склону Александровского свода – двух крупных структур I и II порядков.

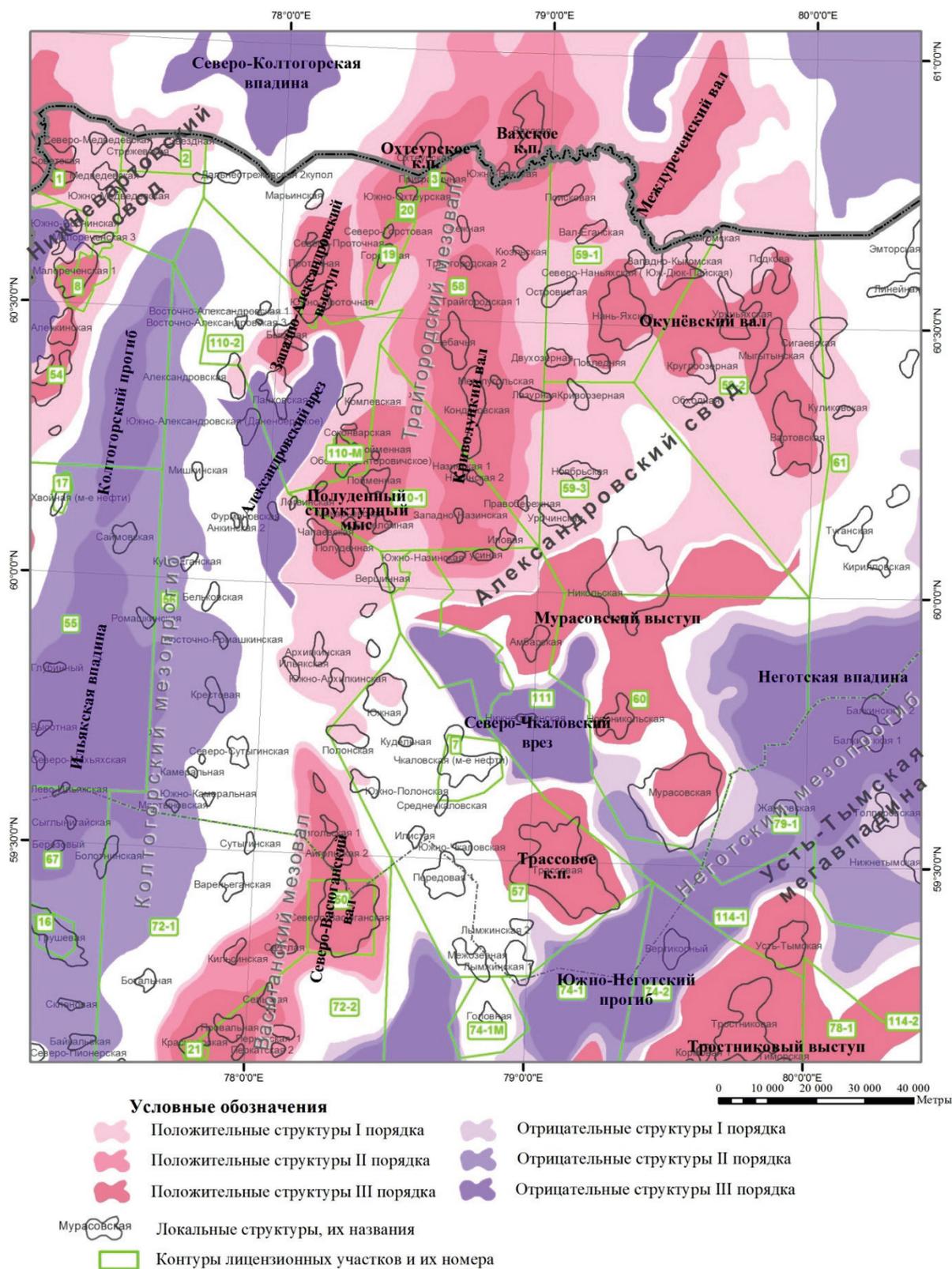


Рис. 2.3. Схема тектонического районирования юрского структурного яруса осадочного чехла (составлено коллективом ООО НАЦ «Недра» под ред. Тищенко Г. И., Смирнова Л. В.)

К структурам I порядка в пределах площади исследования относится только Александровский свод. Это структура платформенного типа, и для неё характерно субмеридиональное простирание. Александровский свод осложнён Трайгородским мезовалом (II порядок). К осложняющим структурам более высокого (III) порядка относятся Криволуцкий вал, Полуденный структурный мыс, Охтеурское и Вахское куполовидные поднятия, Западно-Александровский выступ. Последний террасовидно в виде области моноклиального погружения поверхности переходит в зону сочленения с Колтогорским мезопрогибом, осложнён целым рядом структур высокого порядка (Быстрой, Тополевской, Панковской, Александровскими, Проточными и рядом других) и отделен узким неглубоким прогибом от Трайгородского мезовала и Полуденного структурного мыса.

Структуры III порядка вытянуты в направлении, совпадающем с простиранием свода, и осложняются локальными поднятиями – структурами IV порядка. К последним относятся: на Полуденном структурном мысе – Обская (м-ние Конторовичское), Соконварская, Комлевская, Пойменная, Буреломная, Северо-Чапаевская, Макарьевская, Чапаевская, Полуденная структуры.

Генеральными направлениями простирания дизъюнктивных структур региона являются северо-восточное и северо-западное. Нарушения северо-восточного простирания обусловлены, главным образом, процессами рифтогенеза. Нарушения же северо-западного простирания связаны со складчатым фундаментом. Необходимо отметить, что развитие дизъюнктивной тектоники не ограничивается складчатым фундаментом. В значительной нарушения переходят и в отложения чехла, зачастую контролируя формирование залежей углеводородов.

Нефтеперспективность территории связана с двумя структурно-тектоническими элементами. Первый – это Александровский свод, рассматриваемый совместно с Криволуцким валом как элементы, находящиеся в одной тектонической зоне. Эта зона нефтенакопления существовала как крупная положительная структура в течение всего времени накопления осадочного чехла.

Следовательно, УВ могли поступать в ловушки, расположенные в пределах этой зоны, начиная с верхнего мела, после того как основные коллекторы и покрышки в верхнеюрских и нижнемеловых отложениях были сформированы.

О высокой степени тектонической активности Александровского свода и Криволуцкого вала в палеозойское время говорит высокая степень дифференцированности рельефа эрозионной поверхности доюрского комплекса. Выделяемые в её пределах нарушения палеозойского возраста сыграли весьма важную роль в формировании актуальной поверхности доюрских образований. Как правило, именно с ними связаны зоны развития коры выветривания

(области дезинтеграции), которые рассматриваются как одно из наиболее благоприятных с точки зрения формирования трещинных коллекторов геологических образований. Их значительная протяженность могла способствовать формированию большого количества высокоёмких коллекторов, заполнявшихся углеводородами, генерируемыми нефтематеринскими отложениями тогурской и баженовской свит.

В результате высокой тектонической активности, которая сопровождалась проявлением магматизма и гидротермальных процессов, происходило вторичное преобразование пород в зонах дробления и заполнения трещин кварцем, кальцитом и другими вторичными гидротермальными минералами. В настоящее время не представляется возможным оценить перспективы нефтегазоносности таких зон. Однако, можно предположить, что начиная с момента вхождения отложений плитного чехла в главную фазу нефтеобразования и до настоящего времени, наиболее благоприятные зоны для вертикальной нисходящей миграции флюидов представляли собой участки, характеризующиеся максимальной степенью дислоцированности исследуемой территории, связанной со знакопеременным характером направленности тектонических движений.

Существующие сегодня зоны разуплотнения и, как следствие, вторичной трещиноватости в доюрском фундаменте своим происхождением обязаны частичному погружению и прогибанию существовавших положительных структур. Именно эти области рассматриваются как перспективные в отношении вторичных залежей углеводородов.

Второй нефтеперспективный элемент – это зоны террас, расположенных между Александровским сводом и Колтогорским мезопрогибом. В пределах этой зоны выделяются Западно-Александровский выступ и Полуденный структурный мыс.

Говоря о временном интервале длительности тектонической активизации площади исследования, его можно оценивать как достаточно длительный (с юры до эоцена). В пользу этого говорят значительные мощности стратиграфических единиц и диапазон их изменений.

Интерпретация временных разрезов ОГТ и анализ сейсмических атрибутов предыдущих работ позволили наиболее уверенно выявить систему тектонических деформаций, преимущественно имеющих северо-западную ориентировку, и выделить ряд нарушений северо-восточного направления, приуроченных к градиентным зонам структурной поверхности.

Структурно-деформационная и эпигенетическая неоднородности являются наложенными процессами, результаты проявления которых искажают первичные упругие и петрофизические свойства резервуаров и оказывают влияние на раскрытость залеченных разломов, а в условиях палеонапряжений способствуют увеличению проницаемости трещин. Всё это, в совокупности, может привести к формированию вторичных полей трещинной проницаемости и пористости.

### **2.1.3. Нефтегазоносность площади исследования**

Как показано на рисунке 2.4, участок исследования (Проточный-2 (110-2)) расположен в Александровском нефтегазоносном районе (НГР) Васюганской нефтегазоносной области (НГО) и в Колтогорском НГР Каймысовской НГО.

Перспективы района в отношении нефтегазоносности обусловлены его положением относительно структур, благоприятных для накопления углеводородов, и подтверждаются наличием как в его пределах, так и в непосредственной близости значительного числа известных объектов, таких как месторождения: Куль-Еганское, Чебачье, Кондаковское, Проточное, Горстовое, Конторовичское, Южно-Охтеурское, Трайгородское и Даненберговское нефтяные; Полуденное полупромышленное нефтяное; Северное газоконденсатное, Южно-Назинское непромышленное газоконденсатное и др. Кроме того, при бурении скважин выявлены нефтепроявления на Чапаевской, Назинской, Западно-Назинской и других площадях.

Важный вывод о высокой перспективности объектов вытекает из проведённых в предыдущих работах [68–69] палеорекопструкций и сводится к утверждению, что все выделенные объекты характеризуются деформациями неоген-четвертичного возраста, наиболее поздними для территории.

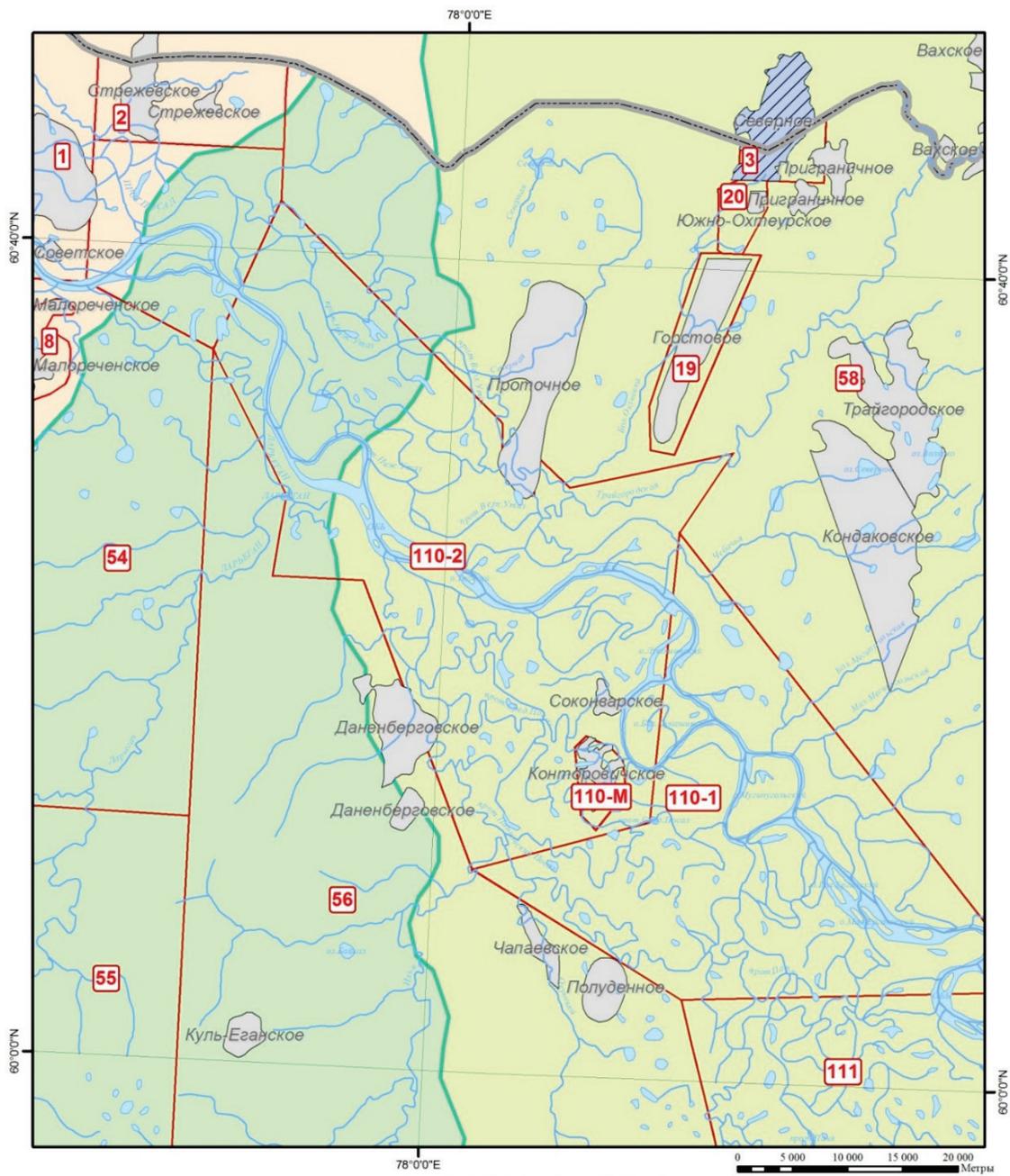
С новейшими тектоническими движениями связаны процессы миграции УВ (нефтегазообразование) и аккумуляции УВ в залежи (нефтегазонакопление) в различных возрастных комплексах от палеозоя до верхнего мела.

Запах нефти по керну в пласте М (зона контакта чехла с палеозоем) отмечен на Назинской площади, признаки нефтенасыщения по керну отмечены в скважине Р-6 Южно-Назинской.

В нижнесреднеюрском комплексе промышленных залежей УВ на изучаемой территории не обнаружено.

Опираясь на существующие данные по нефтегазоносности Колтогорского и Александровского НГР, приведённые в таблице 2.1, можно говорить о том, что с поисковой точки зрения в отношении углеводородов наибольший интерес в районе представляют нижнемеловые и верхнеюрские отложения.

Их продуктивность связана с нефтегенерационным потенциалом баженовской свиты.



УСЛОВНЫЕ ОБОЗНАЧЕНИЯ

Нефтегазогеологическое районирование

Нефтегазоносные области, районы

- Среднеобская НГО**
- Вартовский НГР
- Васюганская НГО**
- Александровский НГР
- Каймысовская НГО**
- Колтогорский НГР
- Границы нефтегазоносных областей

Месторождения углеводородов

- Нефтяные
- Нефтегазоконденсатные
- Газоконденсатные
- Контурные лицензионных участков

Гидрография

- Реки
- Озеро

Рис. 2.4. Схема нефтегазогеологического районирования



Пластовые флюидоупоры по степени их выдержанности в разрезе и по латерали классифицируются как региональные, зональные и локальные покрывки.

Нефтеносность надугольной толщи (пласты Ю<sub>1</sub><sup>1-2</sup>) доказана на Проточном, Горстовом и Даненберговском месторождениях, которые находятся в непосредственной близости от лицензионного участка Проточный-2. На Конторовичском месторождении поисково-оценочной скважиной Р-4 и дальнейшими пробуренными поисковыми и эксплуатационными скважинами подтверждено площадное распространение верхнеюрских залежей.

Нефтеносность пластов Ю<sub>1</sub><sup>3-4</sup>, относящихся к подугольной пачке, доказана на Горстовом месторождении.

Нефтеперспективность меловых отложений в районе исследования подтверждена только на Северном, Даненберговском, Конторовичском месторождениях, а также на Соковарской площади лицензионного участка Проточный-2, расположенных сравнительно близко к площади исследования.

## **2.2. Классификация сейсмических атрибутов**

Вопросы классификации сейсмических атрибутов изучаются большим количеством исследователей. Так, например, один из наиболее универсальных вариантов классификации был предложен Танером [85, 135]. Он разделил атрибуты на геометрические и физические. Отнесение сейсмического атрибута к тому или иному классу зависит от его физического содержания.

Атрибуты, чувствительные к изменениям геометрических характеристик сейсмических событий и способные улучшать их видимость, называются геометрическими. Они отвечают за картирование тектонических нарушений, а также за дешифрирование структуры и стратиграфических особенностей разреза. Наиболее контрастно эти атрибуты отражают изменение энергии, непрерывности, азимута, кривизны и свойства пласта. Их применение позволяет анализировать геометрию сейсмических горизонтов, изменение которой непосредственно связано с наличием трещиноватости, по сути, являясь прямым признаком её существования. Наиболее значимыми с точки зрения прогноза трещиноватости геометрическими атрибутами являются кривизна, хаос и когерентность. Анализ их поведения позволяет уверенно устанавливать разрывную тектонику, зоны повышенной трещиноватости, а также другие неоднородности, преимущественно связанные с латеральной изменчивостью разреза.

Физические атрибуты, такие как амплитуда, фаза и частота сейсмических событий, характеризуют параметры поверхности и находятся за рамками настоящего исследования.

### 2.3. Анализ геометрических атрибутов

Основным типом признаков, дающих возможность изучать трещиноватость, являются геометрические атрибуты. Их возможности в этом направлении основаны на представлениях о том, что зоны повышенной трещиноватости возникают в осевых частях складок как следствие существующих там эффектов растяжения и деструкции.

Развитие в горных породах таких структур, как разломы, разрывные нарушения, трещины и др., приводит к искажению характеристик сигнала по латерали. Этот тип изменений сейсмического сигнала визуализируется атрибутом, который называется «когерентность». Понижение когерентности, как правило, обусловлено быстрым изменением формы волны в пространстве, т. е. нарушением условия её регулярности [70].

Для геологического анализа целесообразно использовать «куб когерентности» [45], визуализирующий в трёхмерном представлении несоответствия в сеймотрассах. Он позволяет уверенно выделять разломы и тектонические нарушения поверхности, резко контрастирующие с соседними данными. Физической основой применения куба когерентности для целей прогноза трещиноватости служит наличие доказанной корреляционной связи между ними. А технологичность этого подхода повышается благодаря наличию разработанных методик установления линейных неоднородностей поперечных срезов куба когерентности с последующим извлечением из него разломов [62].

Ещё двумя значимыми с точки зрения изучения трещиноватости атрибутами являются **хаос (“Chaos”)** и **объёмная кривизна**.

При этом если **объёмная кривизна** обеспечивает возможность анализа формы отражающего горизонта, предоставляя информацию о его «изогнутости», и, соответственно, по общепринятому определению, является мерой структурной деформации, то **хаос** уже является гибридным атрибутом [33], который даёт возможность выделения зон разупорядоченности. Для таких областей свойственны произвольно расположенные дизъюнктивные нарушения на фоне мощных сравнительно однородных пластов. Вероятность того, что таким образом меняют структуру среды зоны дробления, в ряде случаев обуславливающие появление трещиноватых коллекторов, можно оценивать как достаточно высокую. В сейсмическом сигнале хаотичность связана с нарушениями последовательности оценки направлений и локального сейсмического азимута, выявляемыми с использованием метода главных компонент.

У каждой матрицы три собственных вектора  $\vec{v}_i$ , каждый из которых ассоциируется с одним собственным значением  $\lambda_i$ . Наибольшее  $\lambda_i$ , наилучшее  $\vec{v}_i$  описывают угол наклона и азимут. Чем больше разница между преобладающей  $\lambda_i$  и двумя другими  $\lambda_i$ , тем более

достоверна оценка угла наклона и азимута. Допустим, что без потери этой общности  $\lambda_1 \geq \lambda_2 \geq \lambda_3$  можно представить выражение в следующем виде:

$$J = \frac{2\lambda_2}{\lambda_1 + \lambda_2} - 1.$$

Считается, что областям среды с хаотической структурой будут соответствовать области с ненормальным поведением параметра  $J$ . Это связано с недостаточной последовательностью в пределах областей с хаотичным сигналом волн.

Как правило, недостаточность последовательностей обуславливается геологическими особенностями разреза. Применительно к цели настоящей работы в качестве таких особенностей рассматриваются нарушения, разрывы, разломы и др. Значимой особенностью атрибута «хаос» является его независимость от направления и амплитуды сигнала.

#### **2.4. Комплексование геометрических атрибутов**

Как уже отмечалось нами выше, использование монометода, как и использование моноатрибута, для решения сложных геологических задач неэффективно. Получаемые результаты чаще всего будут характеризоваться высокой степенью неопределённости. Единственным способом решения этой проблемы является комплексование. Причём как методов, так и (применительно к теме исследования) атрибутов. Такой подход должен обеспечить требуемые детальность и достоверность изучения зон трещиноватости.

**Атрибуты «наибольшая положительная кривизна» ( $K_+$ ) и «наибольшая отрицательная кривизна» ( $K_-$ ).** Как правило, они применяются в случаях, когда необходимо изучить напряжения на поверхности, расчлённой тектоническим напряжением. Эти атрибуты чувствительны к самому факту нарушения сплошности и направлениям её нарушения, но при этом форма нарушения в них практически не отображается.

На рисунке 2.5 приведены рассчитанные автором горизонтальные срезы кубов наибольшей положительной кривизны ( $K_+$ ) и когерентности по горизонту Ю<sub>1</sub>. Обращает на себя внимание тесная корреляция (видимая визуально) между аномалиями повышенных значений обоих параметров и областями с повышенной плотностью развития трещин (зоны повышенной трещиноватости). Особенности поведения дизъюнктивных структур очевидно соответствуют особенностям структур полей распределения атрибутов. При этом атрибут «когерентность» даёт более достоверные результаты.

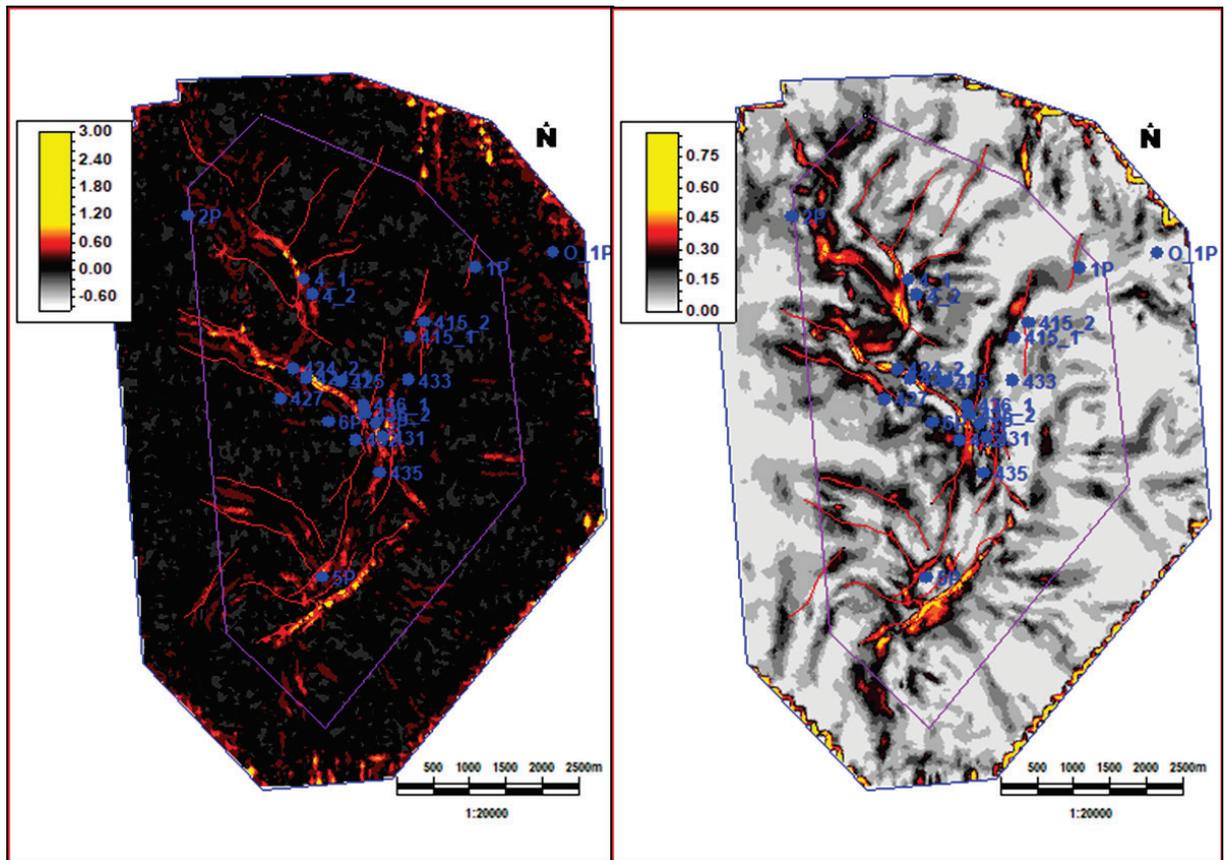


Рис. 2.5. Пример наиболее информативных для трассирования разломов и картирования зон трещиноватости в плане сейсмических атрибутов (горизонтальные срезы кубов наиболее положительной кривизны (слева) и когерентности (справа) по основным отражающим горизонтам I Ia+15ms). Показаны скважины и их номера, а также разломы, предполагаемые автором по результатам интерпретации.

Для минимизации неопределённости при прогнозе трещиноватости, нами были дополнительно рассчитаны ещё два атрибута – максимальная и минимальная кривизна ( $K_{min}$  и  $K_{max}$ ).

Атрибут **Максимальная кривизна** рассчитывается из предположения о существовании в каждой точке поверхности бесконечного числа разнонаправленных кривизн и показывает кривую с максимальной абсолютной кривизной.

Атрибут **Минимальная кривизна** показывает кривую, перпендикулярную кривой с максимальной кривизной. Может использоваться в качестве вспомогательного атрибута при изучении зон трещиноватости, а также для расчёта других атрибутов.

Результаты сопоставления друг с другом горизонтальных срезов кубов кривизны и хаоса показаны на рисунке 2.6. Очевидно, что срезы атрибутов хаоса и максимальной кривизны похожи, но максимальная кривизна значительно больше «зашумлена» и менее дифференцирована.

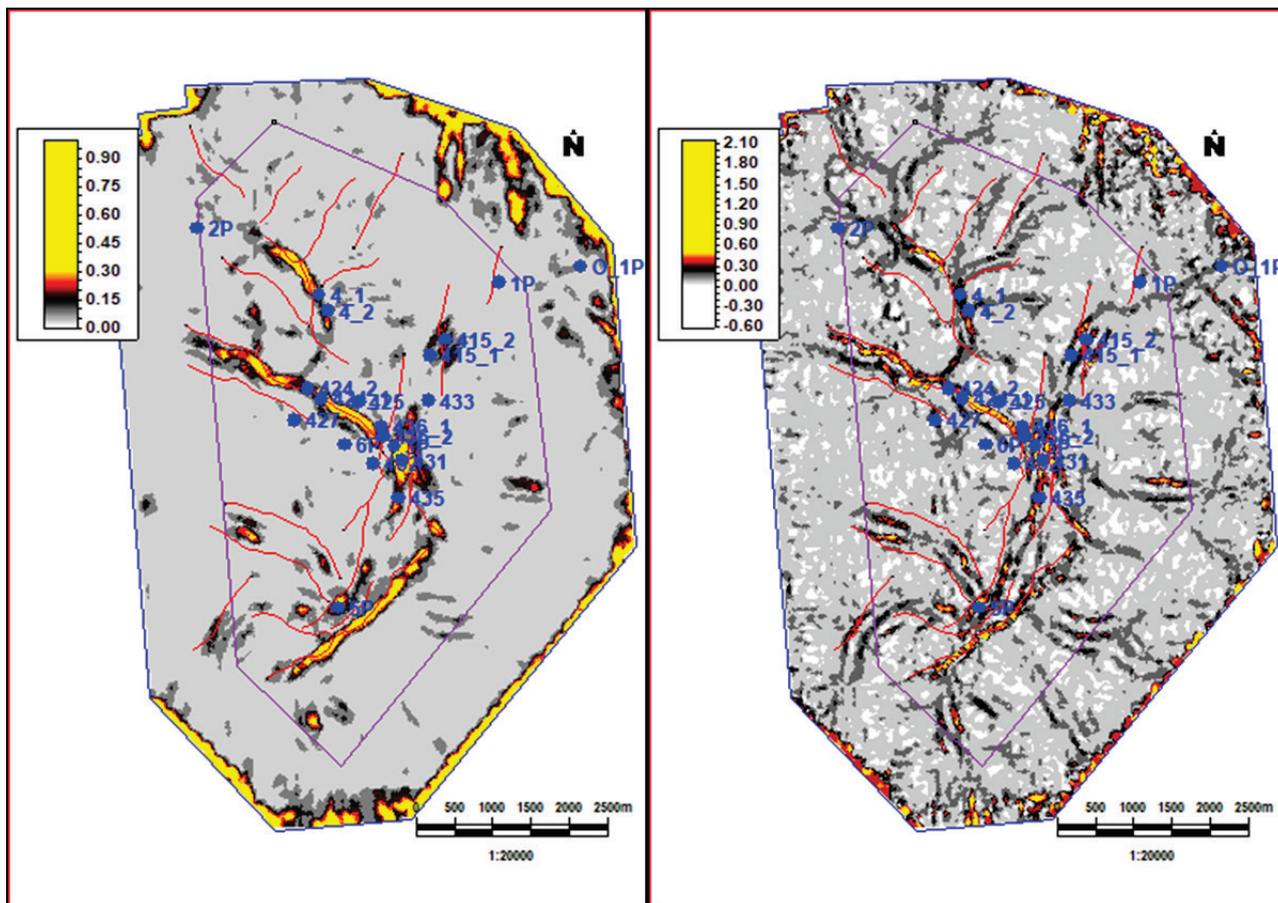


Рис. 2.6. Пример наиболее информативных для трассирования разломов и картирования зон трещиноватости в плане сейсмических атрибутов (горизонтальные срезы кубов хаос (слева) и максимальной кривизны(справа) по основным отражающим горизонтам I Ia+15ms). Показаны скважины и их номера, а также разломы, предполагаемые автором по результатам интерпретации.

Таким образом, резюмируя применимость сейсмических атрибутов для анализа трещиноватости, можно утверждать, что основным и наиболее информативным является атрибут «хаос», который при определённых условиях должен комплексироваться с когерентностью и с атрибутами, связанными с кривизной.

Ещё одной из геологических задач, требующих решения в рамках изучения трещиноватости, является прогноз зон аномально высокого пластового давления (АВПД) (глава 4). Необходимость их прогноза определяется как геологическими, так и технологическими причинами. С точки зрения нефтегазоносности, наличие зон АВПД непосредственно связано с улучшением коллекторских свойств пласта, а с технологической точки зрения, они могут стать причиной возникновения аварийных ситуаций в процессе бурения [7,57,58]. Поскольку прогноз зон АВПД непосредственно связан с прогнозом трещиноватости, то и соответствующие технологии близки. Для решения этой задачи на

объекте исследования нами был рассчитан атрибут Curvature dip (кривизна) в направлении максимального падения. По общепринятому определению, этот атрибут является мерой скорости изменения угла наклона кривой в направлении максимального падения. То есть он основан на вычислении производной, являясь, по существу, дифференциальным атрибутом, решающим задачи обнаружения контактов (в том числе разломов) и геологических границ.

Дополнительно, для прогноза маломощных дизъюнктивных структур и зон развития трещиноватости, нами был рассчитан ещё один атрибут – **индекс формы (s)**. Физический смысл этого атрибута состоит в том, что он представляет собой сочетание двух атрибутов кривизны (максимум и минимум). Особенности распределения атрибута определяются морфологией поверхности нарушения. Необходимо отметить, что от масштаба нарушения он не зависит.

Геологические соображения, детально описанные нами в разделе 1, говорят о том, что напряжение горных пород нарастает в областях изгиба горной породы [121,134], которые чаще всего соответствуют осям складок. Соответственно, и степень трещиноватости в этих областях выше. Направление трещин в этих зонах меняется, в основном соответствуя направлениям напряжений. Анализ этих соображений позволяет сделать вывод о том, что атрибуты Dip и s дают возможность выделить именно области повышенного напряжения, проявленные как зоны повышенной трещиноватости.

Для подтверждения результатов теоретических рассуждений в процессе исследования мы рассчитали ряд сейсмических атрибутов, результаты визуализации которых приведены на рисунках выше. Затем нами был проведён атрибутный анализ, который позволил составить четыре варианта карт прогноза трещиноватости коллектора (Рис. 2.5 – 2.6).

После прогноза трещиноватости по сейсморазведочным данным с применением соответствующих атрибутов полученный результат, как правило, обладает некоторой степенью неопределённости. Для её снижения требуется комплексирование полученных данных с другими методами и прежде всего с материалами ГИС [67].

## **2.5. Анализ нового подхода к построению кубов когерентности**

Важным этапом построения модели резервуаров залежей является изучение геомеханических свойств коллекторов, с которыми связаны флюидодинамические критерии (трещиноватость, вторичная пористость, каналы миграции).

### **2.5.1. Алгоритм вычисления когерентности (атрибуты Coh\_disp, Coh\_min, Coh\_max)**

В ходе работы в площади исследования были посчитаны сейсмические кубы когерентности (Coh\_disp, Coh\_min, Coh\_max) [70].

Ниже приведена технология разработки и адаптации алгоритмов Dir\_COH (Direction Coherence) вычисления когерентности для трёхмерного выделения разломов и прогноза зон тектонической трещиноватости, проиллюстрированы результаты её применения.

На данный момент известно несколько методов, базирующихся на вычислении функции взаимной корреляции близлежащих трасс сейсмического куба, коэффициентов подобия, собственных значений корреляционной матрицы, локальной структурной энтропии или ошибки предсказания амплитуд. Данные алгоритмы получили широкое применение и используются при прогнозе зон тектонических деформаций и трещиноватости. Отмечается, что наибольшую эффективность эти методы приобретают при использовании результатов прослеживания (добавляется учет наклона горизонтов). Однако, в этом случае, большое влияние на оценку когерентности оказывает качество прослеживания волн: ошибки интерпретатора вносят существенный вклад в картину когерентности.

При выполнении настоящей работы нами использовался новый, альтернативный принцип вычисления когерентности, в котором угол наклона волн используется не как дополнительный, а как основной параметр, что позволяет сделать оценку когерентности не зависящей от результатов корреляции. Согласно этому подходу, вычисления проводятся в два этапа. Вначале проводилось вычисление *куба площадок*: множества оценок кинематических (время и углы наклона) и динамических (амплитуда, энергия и т. п.) характеристик сейсмических волн, слагающих интерференционную картину каждой трассы куба.

### 2.5.2. Куб площадок

Если представить сейсмический куб как функцию трёх аргументов  $F(x, y, t)$ , где  $(x, y)$  определяют координаты, а  $t$  – время, то положение осей синфазности (горизонтов, годографов и т. п.) в кубе необходимо описывать функцией двух аргументов  $T(x, y)$  – уравнение поверхности, в общем случае нелинейное и разрывное. В точке пространства с координатами  $(x_0, y_0)$ , где функция не претерпевает разрыва, можно описать уравнение касательной плоскости:

$$t(x, y) = t_0 + \gamma_x(x - x_0) + \gamma_y(y - y_0),$$

где  $t_0 = T(x_0, y_0)$ ,  $\gamma_x = \left. \frac{\partial T(x, y)}{\partial x} \right|_{x=x_0, y=y_0} = tg(\alpha)$  и  $\gamma_y = \left. \frac{\partial T(x, y)}{\partial y} \right|_{x=x_0, y=y_0} = tg(\beta)$  – производные

(тангенсы углов наклона касательных) по соответствующим направлениям. Известно, что в малой окрестности точки  $(x_0, y_0)$  уравнение поверхности и уравнение касательной близки  $T(x, y) \approx t(x, y)$ . В данной окрестности определим *отражающую площадку* уравнением (1) с параметрами  $(x_0, y_0, t_0, \alpha, \beta)$  (Рис. 2.7а). При наличии достаточно частой сетки точек  $(x_i, y_i)$  всю

поверхность  $T(x, y)$  можно аппроксимировать множеством отражающих площадок  $\{(x_i, y_i, t_i, \alpha_i, \beta_i)\}$  (Рис. 2.7б).

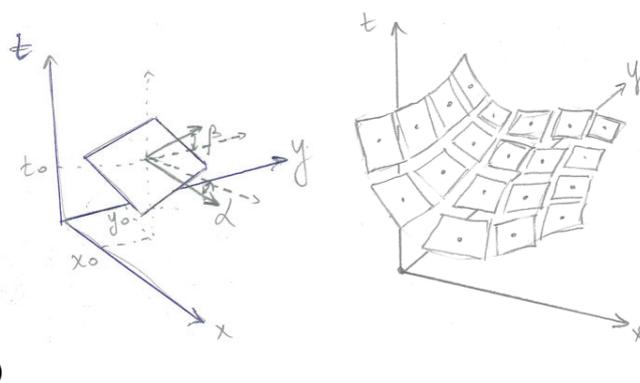


Рис. 2.7. К понятию «отражающая площадка» и её параметры

Для оценки параметров отражающих площадок применяется схема (Рис. 2.7), основанная на сканировании углов наклона и направленной фильтрации трасс, расположенных вокруг оцениваемой точки  $(x_0, y_0)$ . Количество используемых трасс при этом входит в параметры расчёта. Результаты фильтрации представляют собой куб сканирования, положение экстремумов которого принимается за оценки времени и углов наклона отражающих площадок:

$$(t_i, \alpha_i, \beta_i) = \arg \text{extr} [F_{\text{вых}}(t, \alpha, \beta)].$$

**Кубом площадок назовём** множество всех найденных оценок отражающих площадок.

При расчёте оценок определялись границы поиска углов наклона в диапазоне  $\pm 81$  отн. град и анализируемого частотного диапазона 5–90 Гц. Кинематические оценки геометрически описывают площадки в малой ограниченной пространственно-временной области. В области положения регулярной волны, т. е. волны, обладающей достаточно высокой устойчивостью кинематических и динамических параметров, площадки являются кусочно-линейной аппроксимацией горизонта и обладают свойством взаимной согласованности (через них можно провести гладкую непрерывную или имеющую конечное число разрывов кривую). В зонах, где сейсмическая запись теряет свойство регулярности, площадки теряют свойство согласованности.

На втором этапе вычислений проводился расчёт и анализ взаимной согласованности полученных оценок по различным мерам когерентности: дисперсия углов – статистика углов наклона в скользящем пространственно-временном окне, «сумма минимальных рассогласований» СМР и «максимум минимальных рассогласований» ММР – многомерные геометрические меры расхождения площадок.

### 2.5.3. Критерии оценки когерентности

Когерентность и регулярность сейсмической волны являются двумя взаимосвязанными параметрами. Причём степень этой связи достаточно высока. Как уже было отмечено нами выше, понижение когерентности обусловлено быстрым изменением формы волны в пространстве, т. е. нарушением условия её регулярности [70]. Как показывают исследования, при соблюдении условия ограничения диапазона сканирования углов  $\Delta\gamma \in \left[ -\frac{1}{(2N+1)\Delta x f_0}, \frac{1}{(2N+1)\Delta x f_0} \right]$ , где  $(2N+1)$  – количество трасс,  $f_0$  – несущая частота,  $\Delta x$  – расстояние между трассами, по результатам сканирования регулярной волны будут определены устойчивые оценки параметров волн, и только они, а по результатам сканирования нерегулярных волн будут получены оценки «ложных» отражающих площадок, которые не характеризуют отражающие свойства среды. Для выделения мест расположения таких «ложных» площадок введём *меры когерентности*. В отличие от ранее известных, предлагаемые меры имеют низкие значения в зонах высокой когерентности (регулярности) волн.

#### Дисперсия углов (статистический подход)

Статистическая характеристика, рассчитываемая в скользящем окне, ограниченном по пространству и времени:

$$C_{cov}(x, y, t) = \frac{1}{N-1} \sum_{i=1}^N [(\alpha_i - \bar{\alpha})^2 + (\beta_i - \bar{\beta})^2],$$
$$\bar{\alpha} = \frac{1}{N} \sum_{i=1}^N \alpha_i, \quad \bar{\beta} = \frac{1}{N} \sum_{i=1}^N \beta_i,$$

где  $N$  – количество отражающих площадок, попавших в окно  $[x \pm Z_0, y \pm Z_0, t \pm T_0]$ ,  $(\alpha_i, \beta_i)$  – параметры этих площадок.

Анализ данных, приведённых на рисунке 2.8, показывает, что в области повышенно трещиноватых пород в пределах продуктивного интервала когерентность характеризуется существенно повышенной изменчивостью, и степень её дифференциации значительно выше, нежели в менее трещиноватой части пород. При этом сами тектонические нарушения проявлены в виде линейных зон повышенной когерентности, что, собственно говоря, и является прямым признаком прогноза этих зон.

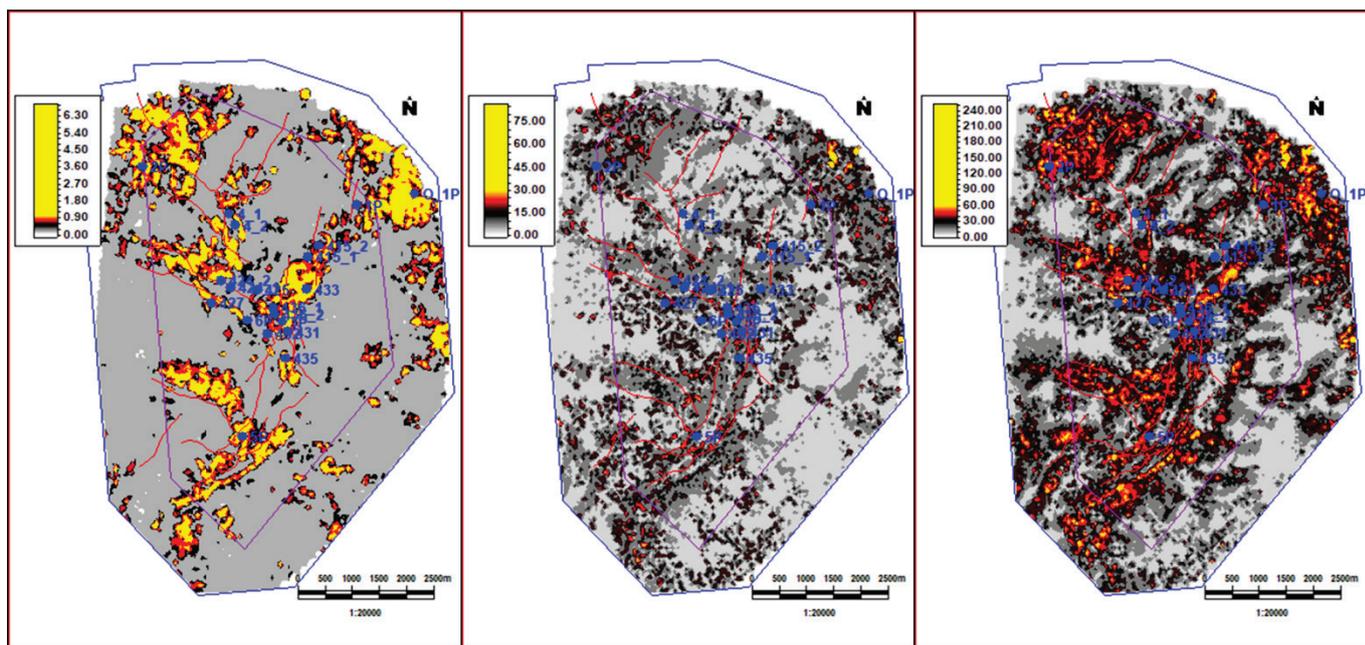


Рис. 2.8. Горизонтальный срез куба когерентности по горизонту Ю<sub>1</sub>

Куб рассчитан по технологии DirCON а) дисперсия углов(справа), б) критерий максимума минимального рассогласования(по центру) , в) критерий суммы минимальных рассогласований (слева) по основным отражающим горизонтам I Ia+15ms. Показаны скважины и их номера, а также разломы, предполагаемые автором по результатам интерпретации.

### Критерий максимума минимального рассогласования

Предварительно введем меру рассогласования двух площадок как интеграл от квадрата разности уравнений площадок, геометрический смысл которого близок к площади фигуры, ограниченной сверху и снизу этими площадками (Рис. 2.9):

$$\delta P = \frac{1}{4\Delta x \Delta y} \sqrt{\int_{-\Delta x}^{\Delta x} \int_{-\Delta y}^{\Delta y} (t_1(x - x_1, y - y_1, t - t_1) - t_2(x - x_2, y - y_2, t - t_2))^2 dy dx},$$

где  $\Delta x = |x_1 - x_2|$  и  $\Delta y = |y_1 - y_2|$  определяют расстояние между центрами площадок.  $\delta P$  будет равна нулю только в случае, когда две площадки лежат на одной плоскости. Чем больше кривизна поверхности, которую можно провести через эти площадки, тем больше мера  $\delta P$ . Определяется мера  $\delta P$  в размерности времени.

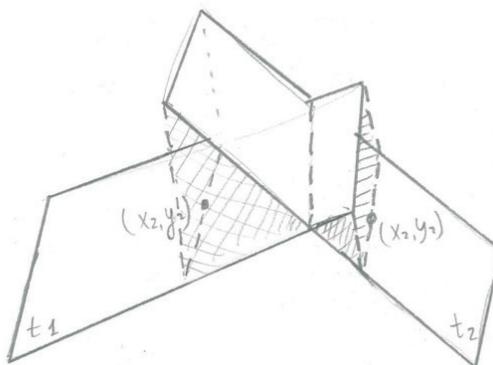


Рис. 2.9. Область, образованная пересечением отражающих площадок

Критерий максимума минимального рассогласования (ММР) с помощью меры рассогласования определяется согласно следующему алгоритму.

Для конкретной точки с координатами  $(x_0, y_0)$  последовательно выбираются все площадки с этими координатами, для каждой площадки ищутся площадки с соседних трасс, обладающие минимальной мерой рассогласования (Рис. 2.10).

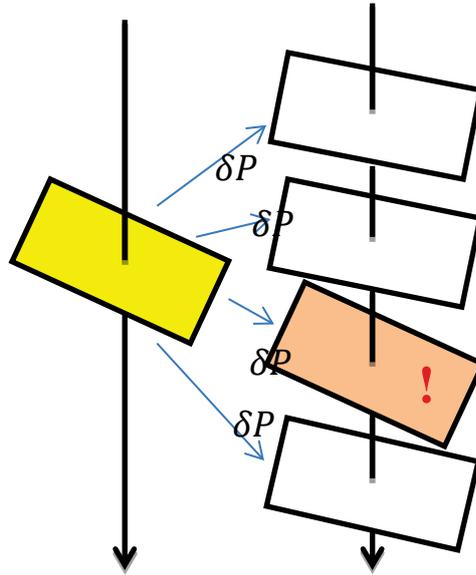
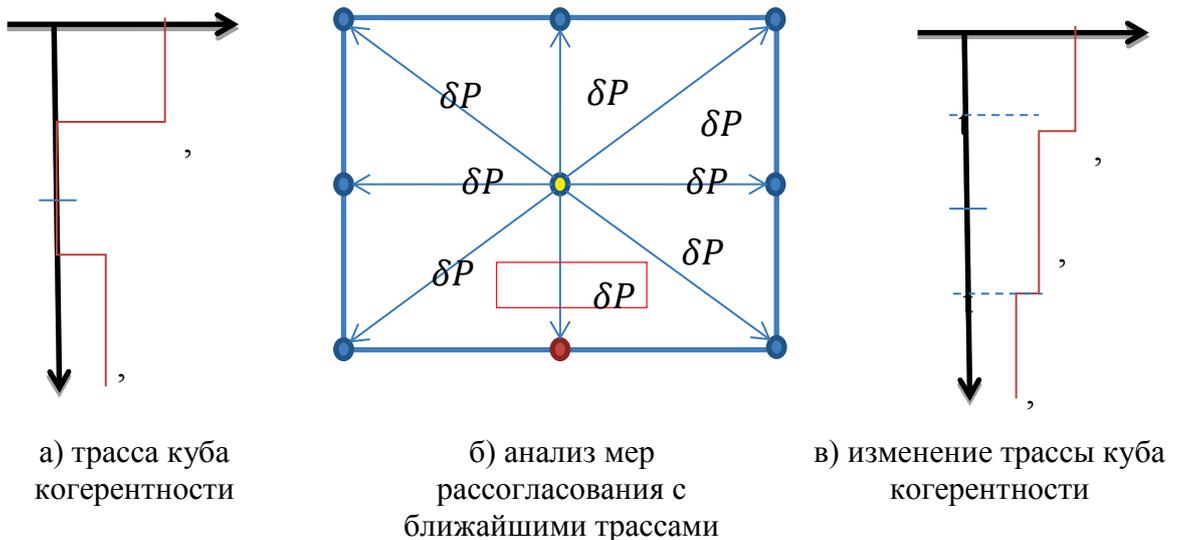


Рис. 2.10. Выбор ближайших площадок, обладающих минимальной мерой рассогласования

Среди найденных площадок выбирается площадка с максимальной мерой согласования (Рис. 2.11б). Эта мера определяет значение куба когерентности в точке  $(x_0, y_0, t_0)$  и её временной окрестности  $[t_0 - W, t_0 + W]$ , если в этой окрестности не определено значение, большее по величине (Рис. 2.11в).



а) трасса куба когерентности

б) анализ мер рассогласования с ближайшими трассами

в) изменение трассы куба когерентности

Рис. 2.11. Формирование трассы куба когерентности по критерию ММР

### Критерий суммы минимальных рассогласований

Критерий суммы минимального рассогласования (СМР) с помощью меры рассогласования определяется согласно следующему алгоритму.

Для конкретной точки с координатами  $(x_0, y_0)$  последовательно выбираются все площадки с этими координатами.

Для каждой площадки ищутся площадки с соседних трасс, обладающие минимальной мерой рассогласования (Рис. 2.12).

Среди найденных площадок выбирается площадка с максимальной мерой согласования (Рис. 2.12б). Эта мера добавляется в значение куба когерентности в точке  $(x_0, y_0, t_0)$  и её временной окрестности  $[t_0 - W, t_0 + W]$  (Рис. 2.12в).

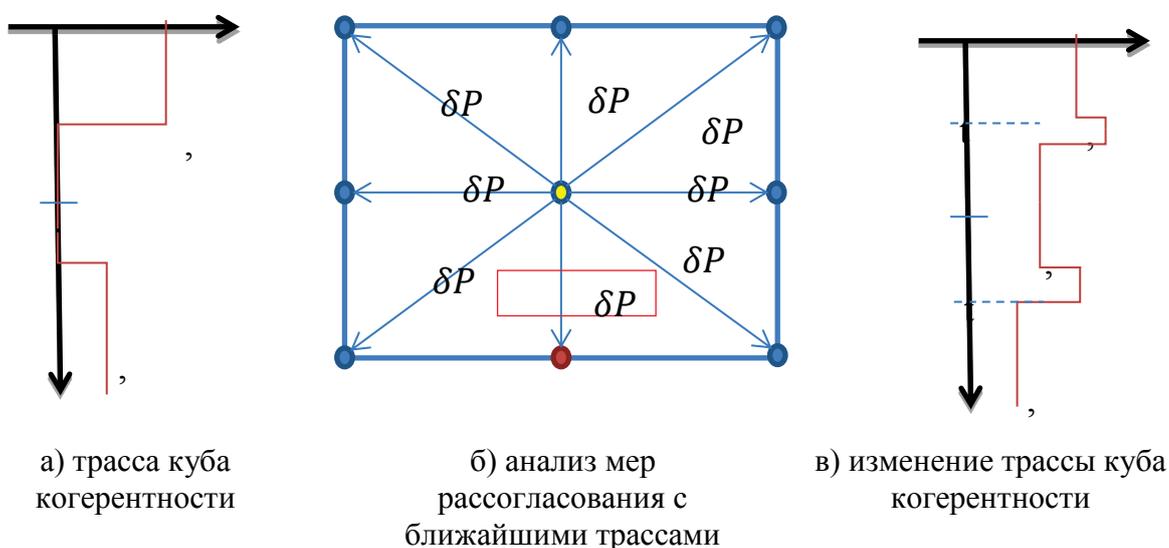


Рис. 2.12. Формирование трассы куба когерентности по критерию СМР

Использование сейсмического атрибутивного анализа в целях прогноза трещиноватости наиболее эффективно в случае, когда залежи углеводородов локализованы в порово-трещинных резервуарах, обеспечивающих более высокие дебиты углеводородов. На изучаемой территории к разломным зонам приурочены многие месторождения. Порово-трещинные резервуары формируют сложную макро- и микроструктуру пустотного пространства. В условиях плотного коллектора продуктивность контролируется трещинной частью резервуара. Для прослеживания тектонических нарушений в работах использовались данные кубов когерентности, полученных по технологии DirCON.

**Процедура картирования тектонических нарушений с применением этой технологии, как правило, является многостадийной.**

Вначале, по априорным геологическим данным нами намечалось предполагаемое положение тектонических нарушений, разломов и др. Эта часть работы выполнялась на основе анализа рассчитанного куба когерентности. Затем вдоль маркирующих горизонтов нами была

рассчитана группа атрибутов Coh\_disp, Coh\_min, Coh\_max. Комплексный анализ построенных по результатам расчётов карт дал возможность выделить линейные аномальные зоны. На последнем этапе происходило отождествление этих аномальных зон с нарушениями, предварительно спрогнозированными в начале процедуры.

Далее (на втором этапе) в анализ вовлекались уже вертикальные временные срезы МОГТ 3D. Они сопоставлялись нами с данными, полученными ранее, а именно – с результатами предварительного картирования разломов, полученных нами ранее. После этого автор, в соответствии с общепринятой технологией, а именно с применением других сейсмических параметров, таких как смещение осей синфазности, нарушение корреляции между трассами, изменение динамических характеристик сигнала и др., уточнял положение выделенных ранее элементов дизъюнктивной тектоники. Затем была проведена процедура трассирования нарушений, а точнее, их сегментов на срезах куба. Трассирование выполнялось и на горизонтальных, и на вертикальных срезах. Затем положение выделенных поверхностей было проинтерполировано.

## **2.6. Априорная модель трещиноватости пород верхнеюрского отложения**

### **Атрибут Ant-tracking (Шлюмберже)**

Одним из признанных мировых лидеров в нефтегазовой геологии и геофизике является компания Шлюмберже. Ей же принадлежит авторство ряда наиболее современных сейсмических атрибутов, к числу которых относится и Ant-tracking [67,91,139]. Используемый для его расчёта алгоритм предназначен для обработки изображений, что даёт ему возможность улучшать видимость разнообразных плоских поверхностей, к числу которых относятся и разломы. Атрибут Ant-tracking основан на использовании комплекса атрибутов, к которым относятся связность, когерентность и др. В вычислительном плане он представляет собой итерационный метод, что даёт возможность объединять мелкие плоские (выровненные) разобшённые объекты, преобразовывая их в крупные непрерывные поверхности с контролируемой ориентировкой. Это сближает физическую суть атрибута с принципами фильтрации и даёт возможность значительно улучшить видимость тектонических нарушений в сейсмических атрибутах, оценивать ориентировку дизъюнктивов, выделять тектонические нарушения внутри локализованной области пространства, рассчитывать чувствительные в отношении тектоники атрибуты.

Тестовые исследования выполнены нами на месторождении, разрез которого, по данным бурения, можно отнести к типовым. Продуктивными являются пласты Б9 и Ю1. В качестве нефтематеринских рассматриваются горизонты мелового или юрского возраста, нефть из которых мигрировала после образования трещиноватости. Основной тип коллекторов на

месторождении – трещинные. Всего их выделяется два, при этом они несколько различаются друг от друга. Первый тип более однороден. Кроме того, его мощность больше. Второй характеризуется меньшими мощностью и однородностью. В то же время трещиноватость распределена достаточно сложно вне зависимости от типа коллектора.

При изучении месторождения было установлено, что в его пределах выделяется как минимум три типа трещин, оказывающих различное влияние на нефтеизвлекаемость.

**1. Заполненные или частично заполненные трещины, которые, в свою очередь, могут быть вертикальными, субвертикальными и иметь угол наклона 30–35°. Для них характерна плотность 18–36 л/м при раскрытости 0.1–1.8 мм.**

2. Трещины, которые частично или полностью залечены кремнием и/или кальцитом. Этот тип нарушений преимущественно характерен для более мощного коллектора. Залечивающая минерализация, как правило, полифазна.

3. Открытые трещины. Встречаются в обоих коллекторах. Направление не определено и меняется хаотически. Раскрытость – 0.1–0.2.

Приведённый ниже рисунок (Рис. 2.13) показывает куб, смоделированный алгоритмом Ant-tracker с использованием сейсмических (атрибут «хаос») и керновых данных. На рисунке в явном виде видны зоны трещиноватости (красные линии). При этом все они пространственно приурочены к тектоническим нарушениям.

#### **Анализ трещиноватости пород верхнеюрского отложения**

Для установления вероятных зон естественной трещиноватости в интервале верхнеюрских продуктивных отложений в ПО Petrel были построены кубы атрибута Ant-tracking в модификации Chaos и Variance, по которым рассчитаны карты значений атрибута в окне (0–15) мс от отражающего горизонта Па (Рис. 2.13).

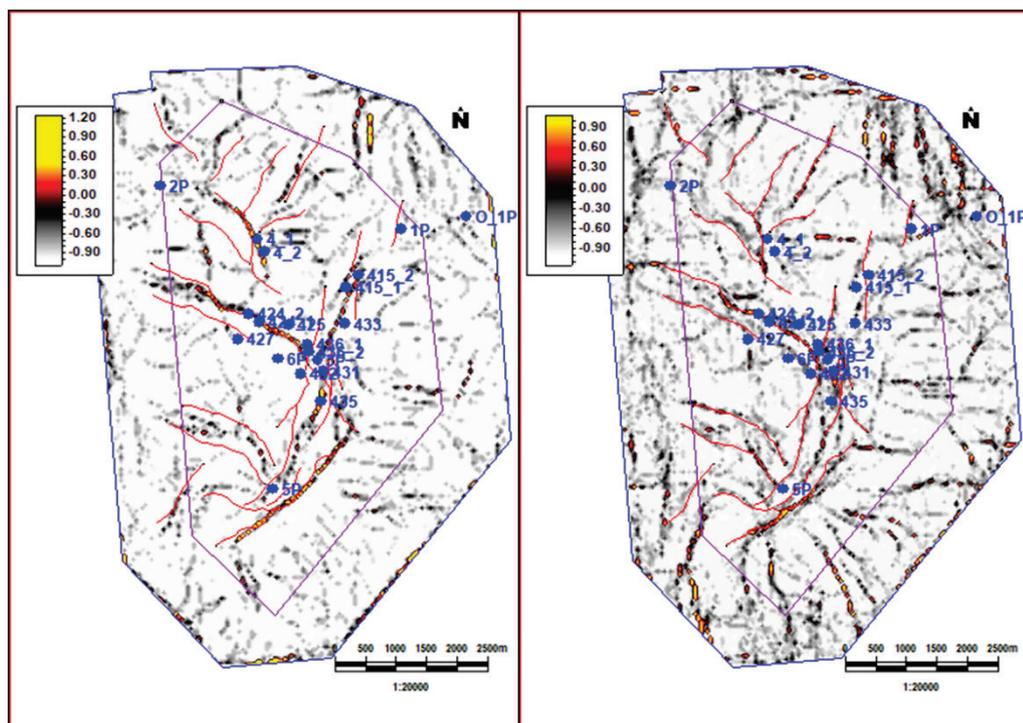


Рис. 2.13. Схемы атрибута Ant-tracking в модификации Chaos(справа) и Variance (слева) в окне (0–15) мс от отражающего горизонта П<sub>а</sub> с направлениями вероятной трещиноватости. Показаны скважины и их номера, а также разломы, предполагаемые автором по результатам интерпретации.

При расчётах ориентировка трещин согласовывалась с данными по керну. По результатам керновых исследований по одной скважине (5P) можно сделать следующее заключение о направлении вероятной трещиноватости для верхнеюрских продуктивных отложений: *заполненные или частично заполненные трещины могут быть вертикальными, субвертикальными и иметь угол наклона 30–35°. Для них характерна плотность 18–36 1/м при раскрытости 0.1–1.8 мм, в связи с чем полученные кубы были отфильтрованы по этим направлениям* (Рис. 2.14, 2.15).

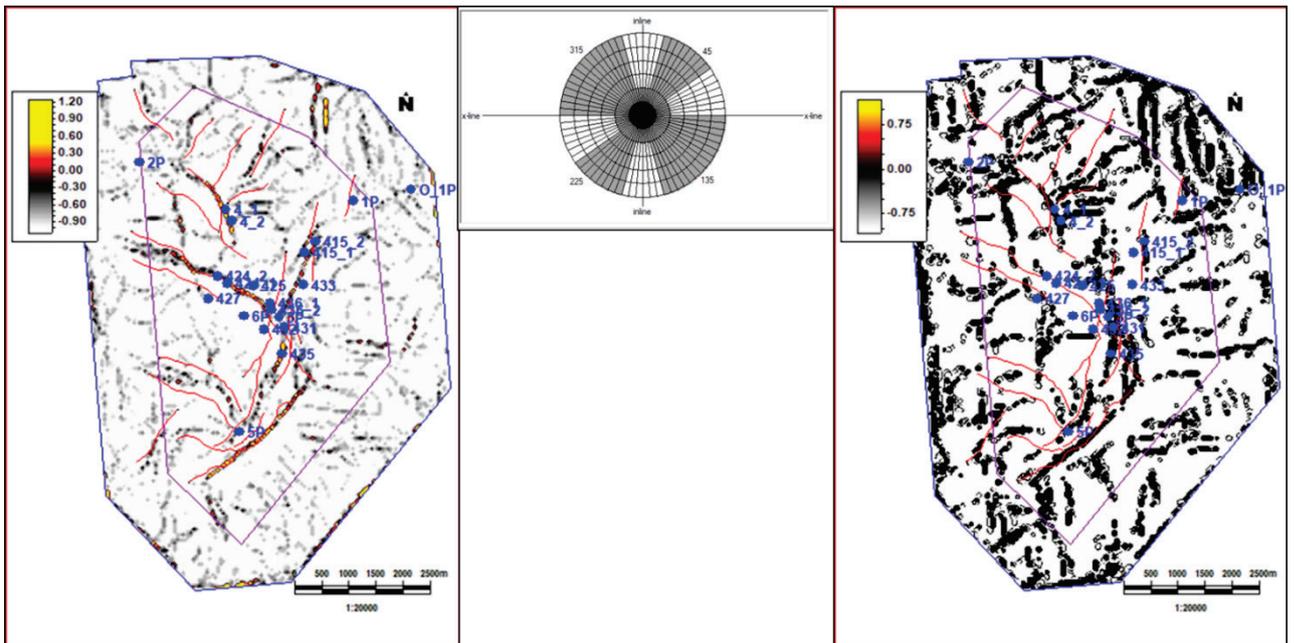


Рис. 2.14. Априорная модель трещиноватости верхнеюрского комплекса по результатам анализа атрибута Ant-tracking (Chaos)-справа без применения фильтра (фактические направления трещин по керну), слева с применением фильтра. Показаны скважины и их номера

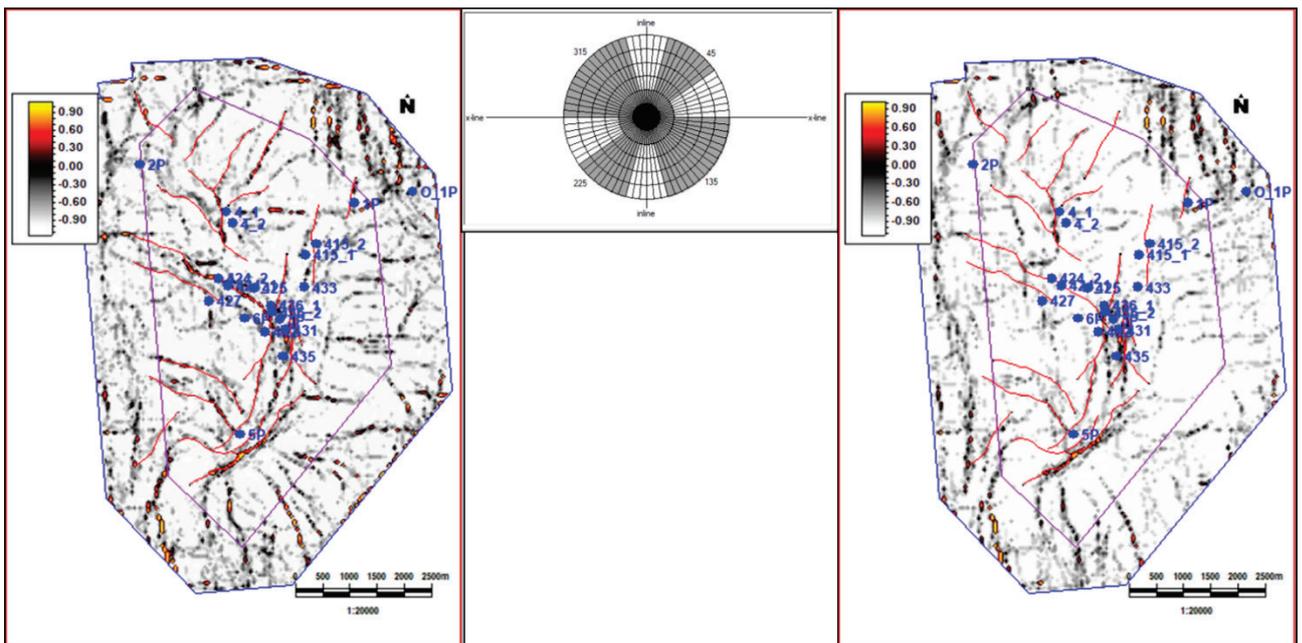


Рис. 2.15. Априорная модель трещиноватости верхнеюрского комплекса по результатам анализа атрибута Ant-tracking (Variance) -справа без применения фильтра (фактические направления трещин по керну), слева с применением фильтра. Показаны скважины и их номера

В результате этих процессов в зоне исследования сформировалась единая система трещин и разломов. По данным априорной модели трещиноватости верхнеюрского комплекса района исследования отмечается довольно развитая сеть ветвящихся трещин.

## 2.7. Атрибутный анализ FSF (Form Similarity Function)

Проблемы изучения внутренней структуры трещинных коллекторов, прогноза фильтрационно-емкостных свойств, а также характера нефтенасыщения достаточно сложны. Несмотря на обилие методик, предпочтение отдано сейсмической инверсии, диагностирующей значимые изменения акустических свойств по данным ГИС и МОГТ. Однако существует много перспективных объектов, для которых необходимо решать задачи выявления коллекторов и определения характера их насыщения в более широком диапазоне глубин и при резкой изменчивости геологической модели по латерали, где допускается пространственное изменение формы импульсов. В таких условиях необходим комплексный последовательный подход к совместной интерпретации данных сейсморазведки, а также применение современных алгоритмов и технологий прогноза петрофизических свойств, отличительной чертой которых является способность максимального учёта разнородной априорной геолого-геофизической информации и создание объёмных лито-фациальных и петрофизических моделей. В данной работе предлагается подобная новая технология, основанная на анализе изменчивости формы сейсмического поля и его атрибутов.

### 2.7.1. Технология FSF

В качестве меры подобия форм может быть использована одна из следующих известных величин: коэффициент корреляции Пирсона, Евклидово расстояние и Манхэттенское расстояние. Наиболее эффективной мерой из приведенного списка, в рамках поставленной задачи, является Манхэттенское расстояние:

$$k_i = \int_{\Delta t_1}^{\Delta t_2} |X(t - T(x_0, y_0)) - Y_i(t - T(x_i, y_i))| dt,$$

где  $X(t)$  – трасса МОГТ в точке с координатами  $(x_0, y_0)$ , обычно это координаты скважины, в которой известны характеристики среды;  $Y_i(t)$  – трасса МОГТ в точке с координатами  $(x_i, y_i)$ ;  $[\Delta t_1, \Delta t_2]$  – границы временного окна, заданного относительно опорного горизонта  $T(x, y)$ . Этому служит ряд причин: коэффициент корреляции Пирсона не всегда корректно отвечает на вопрос схожести волн, т. к. его основной целью является определение степени линейной зависимости. При расчёте Евклидова расстояния используются процедуры возведения в степень и вычисления квадратного корня, являющиеся трудоёмкими при проведении расчётов.

Однако ввиду того, что  $k_i$  является ненормированной величиной, зависящей от значений относительных амплитуд сейсмического поля, интерпретация и сопоставление рассчитываемых прогнозных карт по  $k_i$  может быть затруднительной. Расчётную формулу Манхэттенского расстояния предлагается модифицировать к виду (Form Similarity Function):

$$FSF_i = e^{-\alpha k_i} = e^{-\alpha \int_{\Delta_1}^{\Delta_2} |X(t-T(x_0, y_0)) - Y_i(t-T(x_i, y_i))| dt}$$

где  $\alpha$  – нормировочный коэффициент, определяющий скорость затухания функции и рассчитываемый по формуле:

$$\alpha = \frac{\ln p_{\min}}{2 \int_{\Delta_1}^{\Delta_2} |X(t-T(x_0, y_0))| dt}$$

где  $p_{\min}$  – вероятность схожести геолого-геофизических характеристик среды, когда формы зарегистрированных волн находятся в противофазе (принимается близкой к нулю). Такая модификация позволяет ограничить область значений  $FSF_i$  в более удобном для анализа диапазоне  $[0,1]$ .  $FSF_i=1$  свидетельствует о равенстве форм в рассматриваемых точках,  $FSF_i=0$  – о их полной противоположности.

### 2.7.2. Результаты применения технологии FSF

Объектами анализа являлись резервуары малой мощности, средне-низкопроницаемые, с порово-, порово-трещинным типами коллектора морского и прибрежно-морского генезиса.

Как и ожидалось, нормальный луч, отображающий амплитуду компрессионной составляющей волнового поля, может быть использован для корреляции отражающих горизонтов, выделения тектонических деформаций, сейсмофациального (Рис. 2.16) и секвенс-анализа, прогнозной оценки ФЕС на вероятностно-статистической основе. Как показано в [82], исследование упругих свойств нефтегазовых резервуаров позволяет практически с высокой надёжностью определить их ФЕС (Агк, Анк, Кп) по сейсмическим данным.

Градиент амплитуды (Рис. 2.17, 2.18), как параметр, значительно более свободный от интерференции, показал надёжную связь с продуктивностью скважин, т. е. с характером насыщения (Кнг– коэффициент нефтегазонасыщения) резервуаров. На рисунке 2.18 приведена карта распределения прогнозных полей продуктивности (вероятностный прогноз Кнг) залежи резервуара надугольной пачки, построенная по технологии расчёта сейсмического атрибута FSF. В анализе использовались трассы куба градиента амплитуды полного азимута.

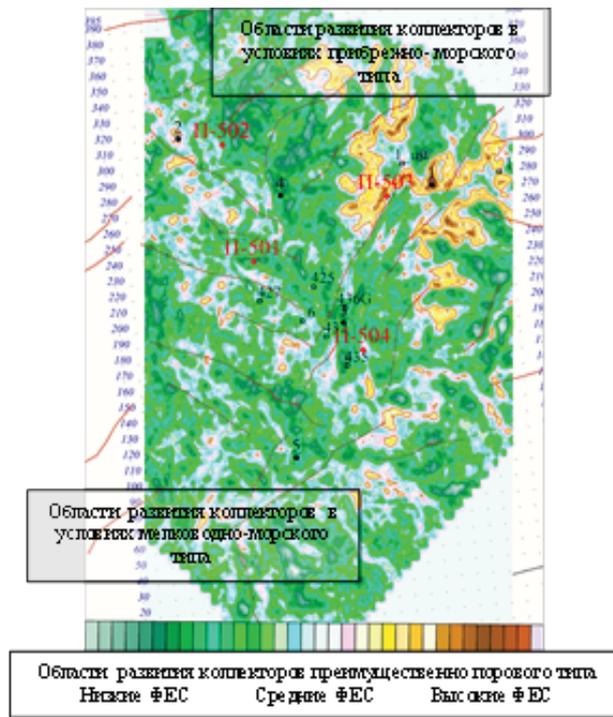


Рис. 2.16. Карта развития сейсмофаций надугольной пачки васюганского горизонта. Показаны скважины и их номера, а также разломы, предполагаемые автором по результатам интерпретации.

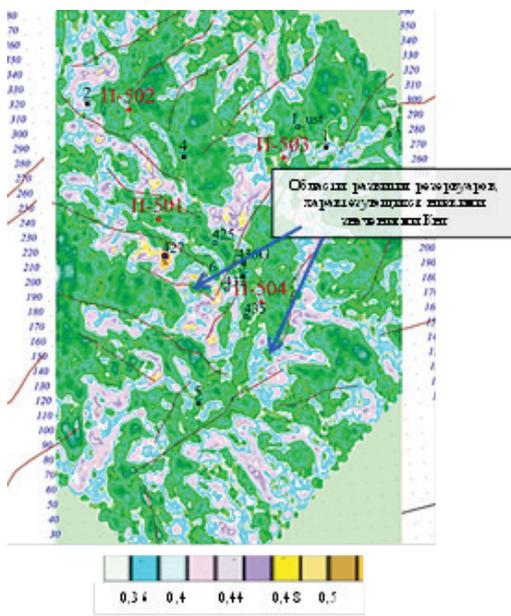


Рис. 2.17. Карта распределения сейсмического атрибута FSF

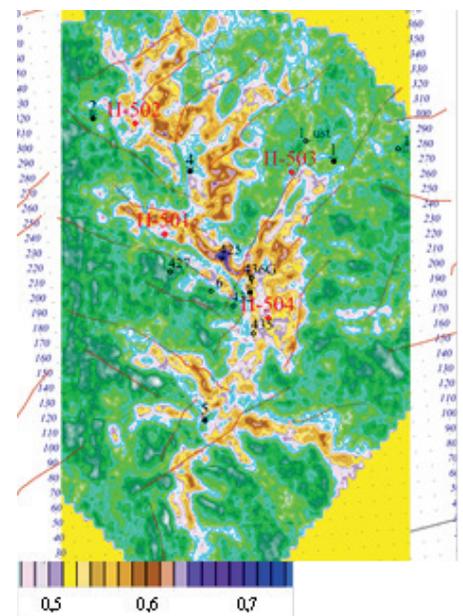


Рис. 2.18. Карта распределения поля продуктивности залежи резервуара надугольной пачки

Показаны скважины и их номера, а также разломы, предполагаемые автором по результатам интерпретации.

На рисунке 2.19 приведена карта распределения сейсмофаций, отображающих схему развития разломов и связанную с ними систему зон разуплотнения пород в интервале надугольной пачки. В анализе использовались трассы куба градиента амплитуды азимута 45 и 135 градусов. Анализ полученных данных дал нам возможность утверждать, что в центральной и северной частях выделяются области интенсивного проявления тектонических деформаций, следствием которых, в условиях роста средних давлений и температур, является система мелких (в том числе открытых) трещин, концентрирующихся в зоны локализации повышенной пустотности (области разуплотнения). Типы разрушения и предел упругости пород связаны с рядом факторов, в том числе и с агрессивностью флюидов. В целом эти процессы влияют на форму волны. На изменение отражающих свойств также оказывает влияние механизм формирования трещин. Математически дилатансионный эффект означает линейную пропорциональность неупругих свойств (вязкость среды) и объёма (объёмные и сдвиговые деформации) – функции давления и напряжения одновременно. Физически дилатансия (изменение ФЕС при сдвиге) – это генерирование трещинной пустотности (вторичные изменения) в породе или изменение существующей системы пор и трещин при заполнении их углеводородами. Поэтому мы видим анизотропное поведение трещиноватости (Рис. 2.20).

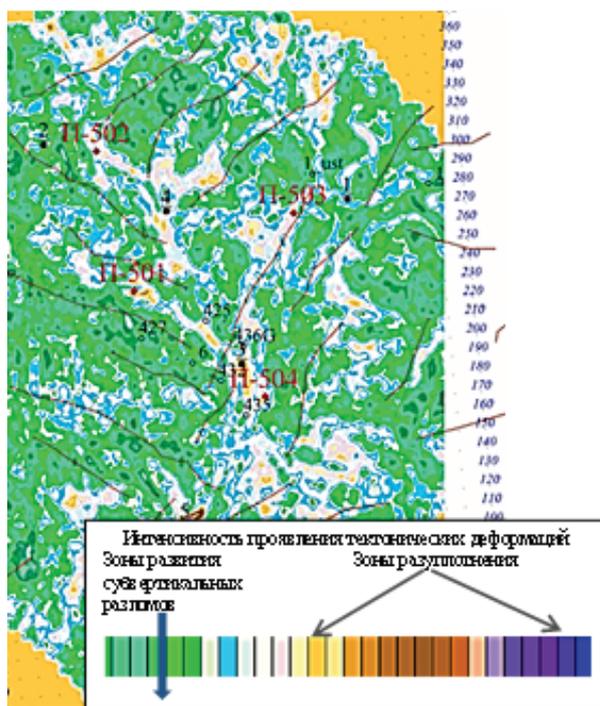


Рис. 2.19. Карта развития тектонических деформаций

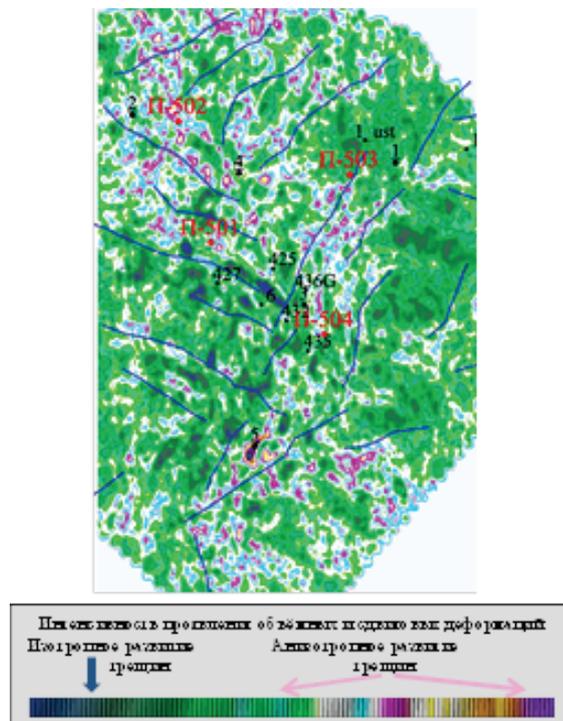


Рис. 2.20. Карта распределения вторичной трещиноватости

Показаны скважины и их номера, а также разломы, предполагаемые автором по результатам интерпретации.

Корреляционная связь  $V_p$  с дебитом флюида в основном ниже 0.6. Информативность амплитуды суммы ОГТ, содержащая миксер компрессионной и сдвиговой составляющих, колеблется в широких пределах, что так же, как и для нормального луча, связано с отрицательным влиянием интерференции. Карта распределения сейсмического атрибута FSF, реализованного по трассам куба  $R=N*G$  (флюид-фактор), отображает области интенсивности изменения формы волны, связанной с влиянием флюида на породу (Рис. 2.21).

Вышеприведённые практические эксперименты подтвердили главное: резервуар нефти и газа – сложное природное образование, не вписывающееся в модель однородного и изотропного объекта и не подлежащее надёжному определению его фильтрационных свойств без определения особенностей амплитуды его горизонтальной подвижки.

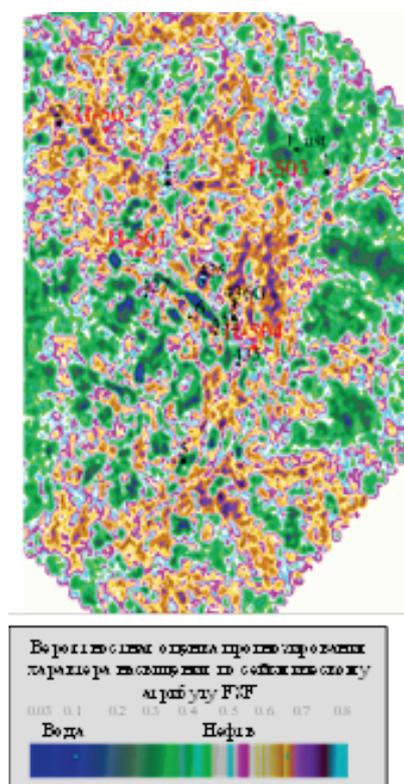


Рис. 2.21. Карта распределения оценки характера насыщения

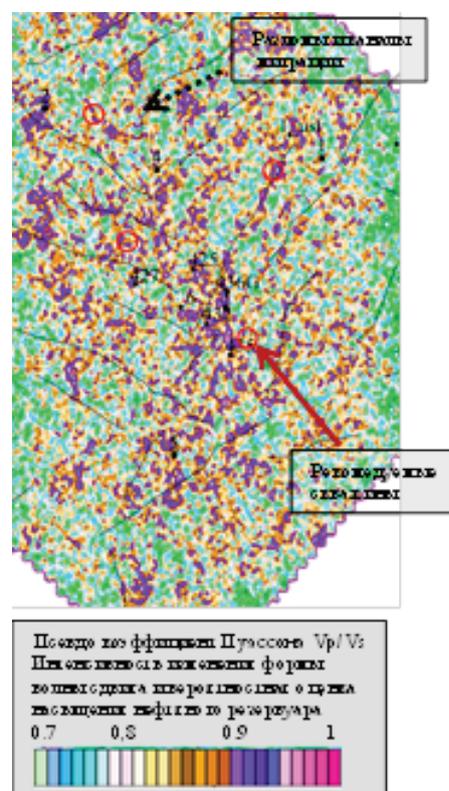


Рис. 2.22. Карта распределения сейсмического атрибута волнового коэффициента Пуассона ( $V_p/V_s$ )

Показаны скважины и их номера, а также разломы, предполагаемые автором по результатам интерпретации.

Анализ неупругих свойств (дилатансии, трещиноватости, разуплотнения, разгрузки тектонических напряжений, раскрытость трещин и увеличение объема пустотного пространства) нефтегазовых резервуаров на отклик формы волны сейсмических данных

полей горизонтального сдвига позволяет с высокой надёжностью осуществлять прогноз каналов миграции и областей концентрации углеводородов (по сейсмическим данным).

Многочисленными практическими исследованиями доказано, что тип флюида, содержащийся в нефтегазовом резервуаре, влияет на амплитуды компрессионного и сдвигового воздействия [48]. Нефтяная смазка скелета резервуара благоприятна для резкого увеличения амплитуды его горизонтальной подвижки. На этой основе существует возможность прогнозирования типа флюидонасыщения резервуара. По мнению авторов [23], физически псевдо-коэффициент Пуассона может отражать зависимость поглощения от вязкости матрицы при заполнении её пор флюидами: воздух, вода, нефть, которым присущи различия в плотности, сжимаемости и вязкости. Коэффициент Пуассона ( $V_p/V_s$ ) позволяет оценить степень раскрытости трещин (боковая напряжённость) и баланс вязкой массы (углеводороды) в скелете резервуара (Рис. 2.22). На ряде объектов, благодаря новым способам сейсмической интерпретации, изучена система разломов, внутри фундамента оконтурены блоки разного внутреннего строения кристаллических пород, выявлены участки развития трещиноватости.

Дополнительно нами спрогнозированы свойства пород в межскважинном пространстве. Прогноз основан на пространственной интерполяции скважинных данных с использованием их корреляции с векторными сейсмическими данными, учитывающими направления максимальной и минимальной изменчивости интегральных атрибутов волнового поля. Уточнение схемы размещения эксплуатационных скважин, выполненное на основании сейсмических рекомендаций, подтвердило эффективность описываемой методики.

## **2.8. Выводы ко 2 главе**

Материалы, приведённые во второй главе, иллюстрируют возможности геометрических атрибутов и сейсмических волн (в случае применения атрибута FSF) для изучения трещиноватости. Доказано, что их применение существенно расширяет возможности трёхмерного анализа в отношении прогноза трещиноватости. Сформулируем основные выводы:

1. Плотность распределения трещин в геологической среде может быть количественно оценена в случае применения геометрических сейсмических атрибутов. Они же могут обеспечить эффективную оценку геологических рисков.

2. Для картирования геологических границ и разломов наиболее эффективны технологии, при которых используются атрибуты «хаос» и «когерентность». При этом когерентность даёт возможность оперативной обработки данных по идеологии

Big Data с количественной оценкой трещиноватости и сложно оцениваемой другими способами стратиграфической информации.

3. При необходимости расширения набора атрибутов на куб интерпретируемых данных целесообразно применение атрибута «объёмная кривизна».

4. Из всех сейсмических атрибутов, связанных с кривизной, в отношении трещиноватости наиболее информативными являются наиболее отрицательные и наиболее положительные основные кривизны.

5. Наиболее надёжными с точки зрения прогноза трещиноватости являются хаос, когерентность и кривизна. В случае необходимости количественных оценок их расчёт должен дополняться скважинной информацией, позволяющей получать априорную информацию о направлении и интенсивности развития трещин.

6. Форма отражённой волны, извлечённая из сейсмической записи, несёт в себе интегральную характеристику породно-слоевых ассоциаций геологической среды. Соответственно, изменение формы волны по вертикали и латерали, с сейсмической точки зрения, должно отражать смену бассейновых и фациальных обстановок, свидетельствовать о пространственном положении и интенсивности развития тектонической трещиноватости, устанавливать границы неоднородностей внутри кристаллического фундамента, представляющего собой монолитно-гетерогенную среду, в противоположность осадочным толщам, где доминируют регулярно-слоистые толщи.

### **3. КАНОНИЧЕСКИЙ АНАЛИЗ В ПРОГРАММЕ STATISTICA ДЛЯ ОЦЕНКИ ФИЛЬТРАЦИОННО-ЕМКОСТНЫХ СВОЙСТВ КОЛЛЕКТОРОВ**

При прогнозировании фильтрационно-емкостных свойств (ФЕС) горных пород в нефтяной сейсморазведке широко используются сейсмические атрибуты (СА) как интегральные характеристики базовых динамических или кинематических параметров. Комплексный атрибутивный анализ помогает решать принципиальные вопросы районирования и изучения физических и литологических особенностей отложений для оценки ФЕС пород-коллекторов [92, 113].

Приуроченность залежей углеводородов к трещинным коллекторам тектонического генезиса, а также наличие интенсивной трещиноватости приводят к формированию существенных различий в фильтрационно-емкостных свойствах и, как следствие, к различию в дебитах даже близко расположенных скважин.

В настоящее время в области интеллектуального анализа данных в нефтегазовой отрасли существует обширный набор статистических методов (регрессионный и корреляционный анализ, факторный анализ по методике главного компонента, кластерный анализ, нейронные сети и т. д.) и моделей для представления, обработки и интерпретации пространственно-распределённой информации [9, 29]. Как мы уже показали выше, актуальность и эффективность использования атрибутивного анализа в целях прогноза трещиноватости не вызывает сомнений. Однако сама процедура выбора наиболее эффективных атрибутов, а также технологии их анализа разработана плохо. Сегодня эти вопросы решаются на экспертном уровне. Поэтому актуальной задачей является исследование ряда статистических методов с точки зрения их использования для определения сейсмических атрибутов, которые в дальнейшем должны применяться в целях прогнозирования ФЕС коллекторов.

Количество СА весьма велико, поэтому регрессионные или факторные модели по атрибутам зачастую не приводят к прогнозу с достаточной для практики достоверностью. Попытка включения в модель дополнительных атрибутов в ряде случаев только ухудшает ситуацию, т. к. начинают нарушаться базовые принципы регрессионного анализа, например, переменные должны быть некоррелированными, а зависимость – линейной. Но атрибуты, как правило, имеют сильную взаимную корреляцию. Большинство авторов решают вопрос о прогнозе ФЕС коллекторов через одномерную корреляционную зависимость. Для этого случая СА описывают геологическую среду и одновременно

петрофизические свойства коллекторов, но линейность зависимости всегда не соблюдается. Анизотропия геологической среды, нестационарность процессов в ней, наличие трещиноватости и другие эффекты приводят к тому, что в ряде случаев различаются дебиты даже близко расположенных скважин. причём это может происходить и при близких или слабо различающихся ФЕС.

Среди статистических методов, которые могут быть привлечены для решения этой задачи, наиболее широко применимыми являются методы регрессионного анализа ФЕС и сейсмических атрибутов. Рядом исследователей [40] даже был выполнен анализ применимости статистических методов в интересах прогнозирования оптимального набора сейсмических атрибутов.

Ими был предложен следующий алгоритм применения геостатистики:

- расчёт ряда сейсмических атрибутов;
- построение графиков зависимости всех рассчитанных атрибутов от какого-то петрофизического параметра;
- выбор сейсмического атрибута с наиболее тесной корреляционной связью;
- расчёт уравнения регрессии;
- применение полученного уравнения для всей площади исследования.

При этом, естественно, имеется некоторая неопределённость, оценить которую не всегда представляется возможным. Нельзя, например, заранее точно сказать, по какому количеству скважин информации будет достаточно, а по какому – нет. Крайне сложно оценить порог значимости коэффициента корреляции, и т. д. Отчасти это связано с особенностями самого атрибутивного анализа, при котором мы пользуемся усреднёнными параметрами. При этом каждый пласт, а в ряде случаев и скважина могут быть представлены только одним значением, что, естественно, делает выборку некорректной. Из-за этого для слабо разбуренного участка прогноз получается весьма грубым. Кроме того, СА, как правило, взаимно коррелированы, т. е. нарушается основное правило регрессионного анализа – требование некоррелированности независимых переменных.

По нашему мнению, выявить набор наиболее информативных СА для решения задачи многомерной регрессии можно каноническим анализом, который целесообразно выполнить в одном из широко распространённых пакетов статистического анализа [125, 74].

### **3.1. Геолого-геофизическая характеристика района работ**

#### **3.3.1. Стратиграфия**

Геологический разрез в пределах района исследований представлен сложнодислоцированными породами палеозойского складчатого фундамента и отложениями мезозойско-кайнозойского платформенного осадочного чехла.

#### **Палеозойская группа (Pz)**

На территории Мыльджинского лицензионного участка №29 породы доюрского комплекса отложений вскрыты скважинами №№ 1, 4, 11, 54, 55, 56, 104, 118, 121, 132, 208, представлены органогенными известняками, местами доломитизированными, терригенными и вулканогенными породами.

Согласно стратиграфической схеме с геолого-формационной картой, принятой на МРСС в 2003 г., территория участка расположена в зоне перехода Нюрольского структурно-фациального района к Колпашевскому. Для Нюрольского СФР типичный полный разрез сложен преимущественно породами карбонатных формаций ордовик-каменноугольного возраста (Рис. 3.1).

На фрагменте геолого-формационной карты под ред. В. С. Суркова видно, что палеозойские отложения сложены комплексом пород карбонатной формации средне-позднедевонского возраста (Рис. 3.2).

По представлениям Г. Д. Исаева, Мыльджинский лицензионный участок находится на южном крыле крупной, линейно вытянутой на север синклинали и по структурно-фациальному районированию относится к Нюрольской зоне. Породы палеозоя имеют средне-позднеордовикский возраст в северо-восточной части участка (павловская свита: кальцилютиты и песчаники) и силур-раннедевонский в юго-западной (ларинская, межовская и кыштовская свиты, сложенные комплексами карбонатных пород). Диагональный разлом северо-западного простирания отделяет юго-западный тектонический блок, сложенный органогенными известняками герасимовской свиты среднего девона (Рис. 3.3).

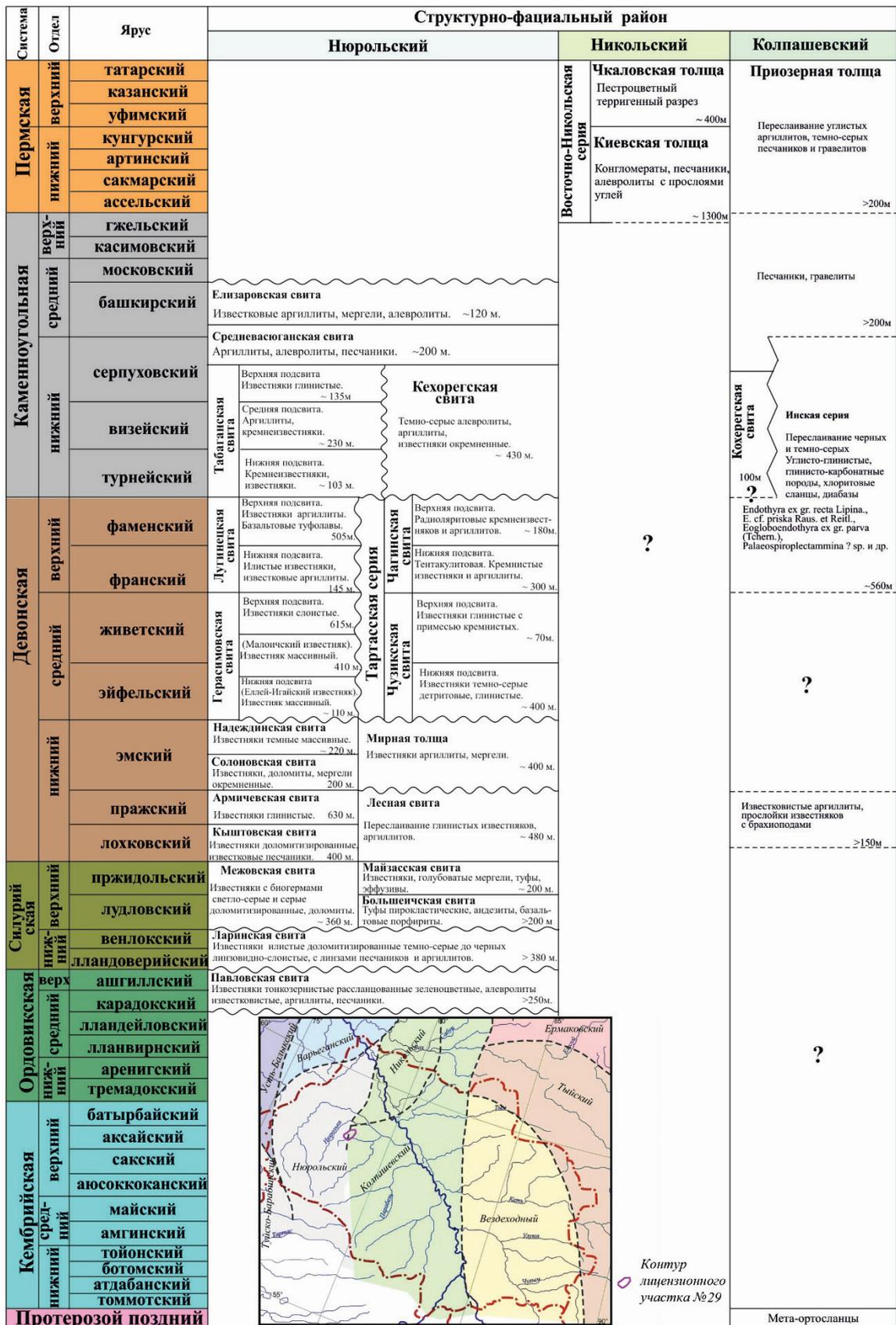


Рис. 3.1. Региональная стратиграфическая схема доюрских отложений (утверждена МСК, 2004 г.)

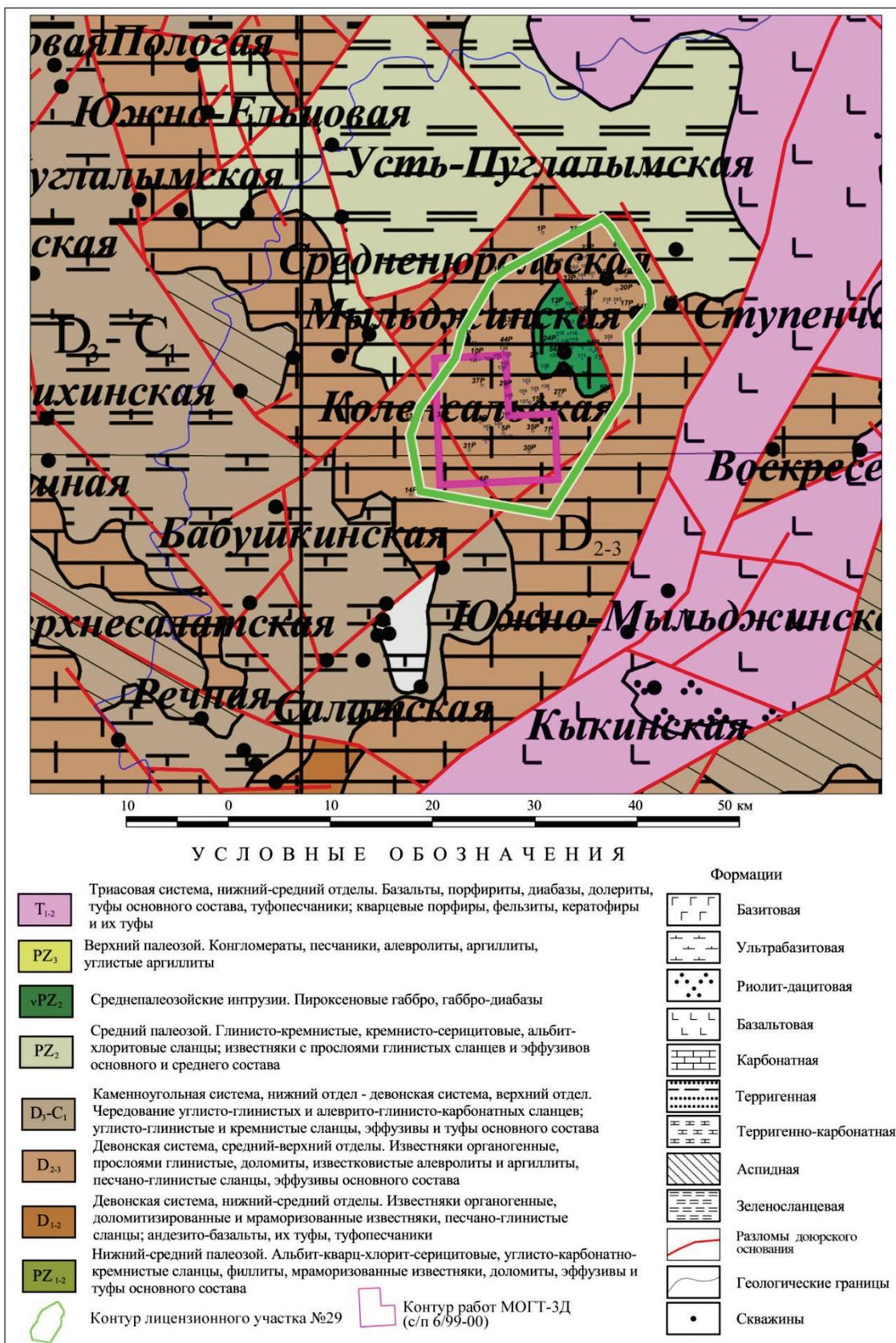
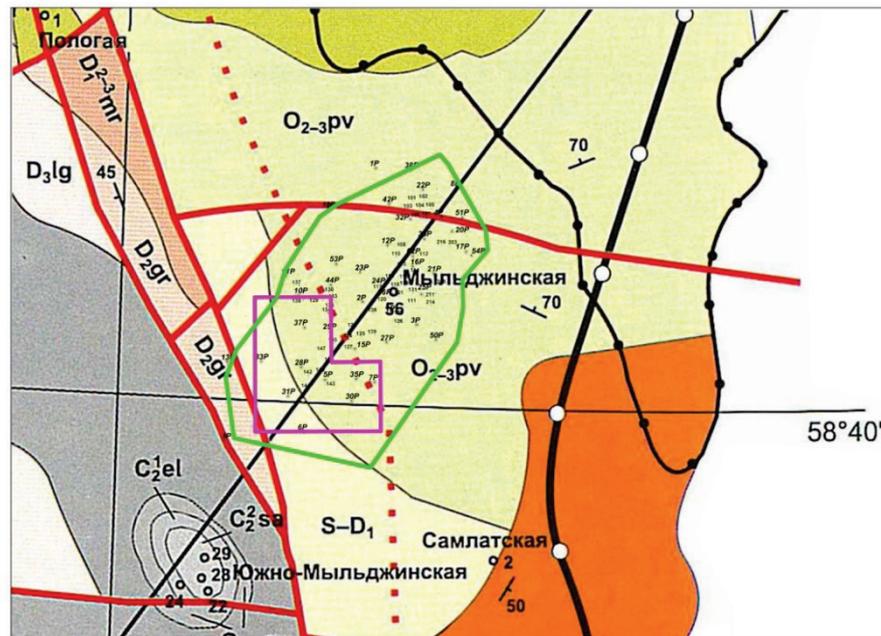
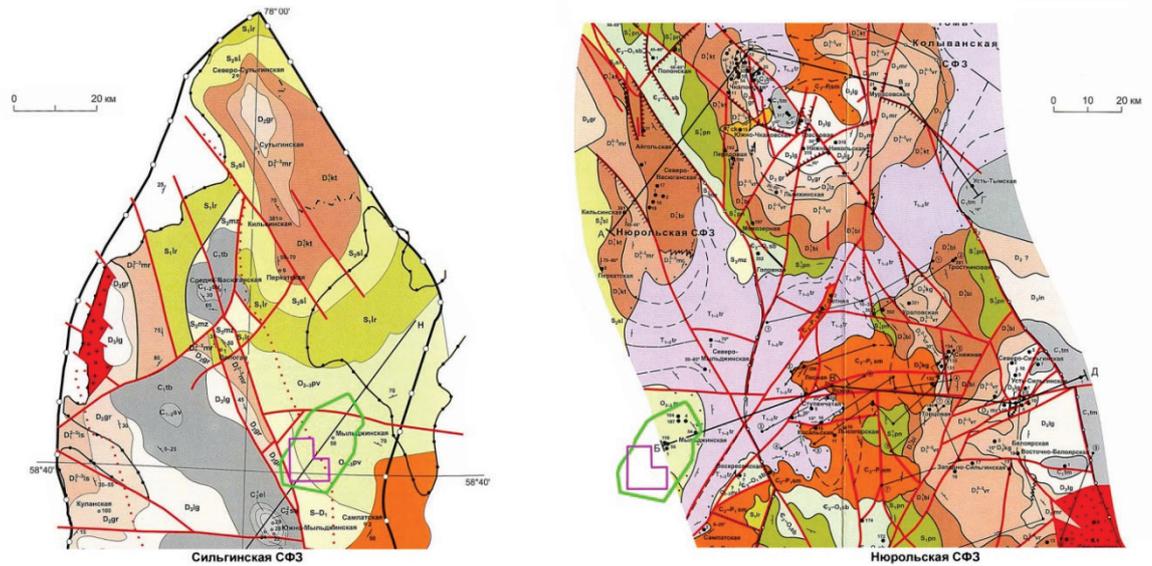


Рис. 3.2. Фрагмент геолого-формационной карты фундамента юго-востока Западно-Сибирской плиты (Томская, Новосибирская, Омская области) под ред. В. С. Суркова, 2008 г.



УСЛОВНЫЕ ОБОЗНАЧЕНИЯ

<p><b>Перская система</b></p> <p><b>Верхний отдел</b></p> <p><b>P<sub>2</sub>ar</b> Арнская толща: глинисто-карбонатные породы, черные аргиллиты, туфы</p> <p><b>P<sub>2</sub>om</b> Омелгская толща: алевролиты с прослоями песчаников, аргиллиты</p> <p><b>Нижний отдел</b></p> <p><b>P<sub>1</sub>ck</b> Восточно-нюрольская серия</p> <p><b>P<sub>1</sub>ki</b> Чисская толща: конгломераты, гравелиты и песчаники с прослоями туфов, аргиллитов и известняков</p> <p><b>P<sub>1</sub>ki</b> Киевская толща: аргиллиты и алевролиты с прослоями песчаников</p> <p><b>C<sub>2</sub>-P<sub>1</sub>an</b> Нерасчлененные среднекаменноугольные-нижнепермские отложения</p> <p><b>C<sub>2</sub>-P<sub>1</sub>em</b> Пешеходная толща: вулканиты среднего и кислого состава</p> <p><b>C<sub>2</sub>-P<sub>1</sub>ka</b> Самлатская толща: минералогические фальзитопорфиры, фельзиты</p> <p><b>C<sub>2</sub>-P<sub>1</sub>ka</b> Часманская толща: кварцевые порфиры, фельзиты, дациты, туффиты, аргиллиты</p>	<p><b>Девонская система</b></p> <p><b>Верхний отдел</b></p> <p><b>D<sub>3</sub>lg</b> Луицинская свита: известняки водорослево-фораминиферные</p> <p><b>D<sub>3</sub>gr</b> Часманская свита: чередование аргиллитов и известняков</p> <p><b>Средний отдел</b></p> <p><b>D<sub>2</sub>gr</b> Герасимовская свита: известняки массивные, строматолитовые</p> <p><b>D<sub>2</sub>gr</b> Чусовская свита: известняки слоистые, глинистые</p> <p><b>Нижний отдел</b></p> <p><b>D<sub>1</sub>ms</b> Лесная свита: чередование глинистых известняков, мергелей, аргиллитов с породами базальтов</p> <p><b>D<sub>1</sub>ms</b> Мирная свита: известняки глинистые, тентакулитовые, аргиллиты</p> <p><b>D<sub>1</sub>ms</b> Солонювская-Бизанская свиты (нерасчлененные): известняки крупносланцевые с биостроями</p> <p><b>D<sub>1</sub>ms</b> Веревинская толща: темно-серые, черные сланцы, кремнисто-глинистые породы с углеродистой органикой, меланодиты и трахиодациты, дайны габбро-диабазов, сиенито-диоритов, диабазов, M &gt; 600 м</p> <p><b>D<sub>1</sub>ms</b> Кышловская свита: известняки серые, голубовато-серые, зеленовато-серые до черных, мергели, глинистые сланцы, туфопесчаники, глыбовые тела оскоковых афрузов, M &gt; 130 м</p> <p><b>D<sub>1</sub>ms</b> Большая свита: метабазальты, метавулканыты расщеливающиеся, туфы с игулами и лучевыми рыбаками, M = 300-450 м</p> <p><b>Силурийская система</b></p> <p><b>Верхний отдел</b></p> <p><b>S<sub>2</sub>ms</b> Меловская свита: известняки белые, серые, кристаллические, доломитизированные, доломиты, биолиты, кальциуриты, биолиты, M = 800 м</p> <p><b>S<sub>2</sub>sl</b> Сельская толща: гальванериты, кальциуриты, известняки, лилообразные, слюдяные, известковые аргиллиты, M &gt; 50 м</p> <p><b>S<sub>2</sub>p</b> Пыльчанинская толща: голубовато-зеленоватые глинистые сланцы, расщеливающиеся алевролиты, серпигит-карбонат-хлоритовые сланцы, темно-серые аргиллиты и флюидизированные песчаники, M &gt; 130 м</p>	<p><b>Нижний отдел</b></p> <p><b>S<sub>1</sub>ur</b> Ларинская свита: известняки линзовидно-слоистые, серые, доломитизированные с линзами песчаников и аргиллитов, M = 700 м</p> <p><b>S<sub>1</sub>ur</b> Пломарская толща: черные ламинитовые известняки, черные расщеливающиеся аргиллиты, метакорфизированные песчаники, M = 300-600 м</p> <p><b>Ордовекская система</b></p> <p><b>Средний-верхний отделы</b></p> <p><b>O<sub>2-3</sub>pv</b> Павловская свита: зеленоцветные расщеливающиеся кальциолиты, известковые алевролиты, аргиллиты и песчаники, внизу кремневые, M &gt; 250 м</p> <p><b>O<sub>2-3</sub>pv</b> Собойкина толща: зелено-сероцветные метаморфизованные песчаники, туфопесчаники, кварц-альбит-хлоритовые, серпигит-альбит-варшевые сланцы, феллиты, M &gt; 100 м</p> <p><b>Интрузивные плутонические комплексы</b></p> <p><b>C<sub>2</sub>-P<sub>1</sub></b> Гранитный батолитовый комплекс C<sub>2</sub>-P<sub>1</sub></p> <p><b>S-D</b> Гилербазитовый комплекс S-D</p> <p><b>D-C</b> Габбро-диоритовый штоковый комплекс - D-C</p>	<p><b>Геологические границы:</b></p> <p>1 - прослеженные</p> <p>2 - предполагаемые</p> <p><b>Тектонические нарушения:</b></p> <p>1 - прослеженные</p> <p>2 - предполагаемые</p> <p>Граница Нюрольской структурно-фациальной зоны</p> <p>Граница фациального замещения литостратиграфических подразделений слюды и кварца</p> <p>Граница фациального замещения минералогической толща</p> <p>Линия переменной подложки триасовых отложений с подложкой уранской (серая свита)</p> <p>Наклонное залегание слоев</p> <p>Максимум</p> <p>Трещины устья скважины (площадь и номер скважины) на разведочную поверхность</p> <p>Линии геологических разрезов</p> <p>Контур инженерного участка №29</p> <p>Контур работ МОИТ-3Д (с и 6-94-00)</p>
---	---	--	---

Рис. 3.3. Фрагменты схематических геологических карт Нюрольской и Сильгинской структурно-фациальных зон (Г. Д. Исаев, 2007 г.)

## **Мезозойская группа (Mz)**

Мезозойско-кайнозойские отложения представлены терригенными породами юрской, меловой, палеогеновой и четвертичной систем.

### **Юрская система (J)**

#### **Нижний + средний отдел – J<sub>1+2</sub>**

По нижней-средней юре исследуемая территория относится к зоне перехода Нюрольского фациального района к Колпашевскому (Рис. 3.4).

Отложения нижнеюрского отдела на территории лицензионного участка отсутствуют (Рис. 3.5).

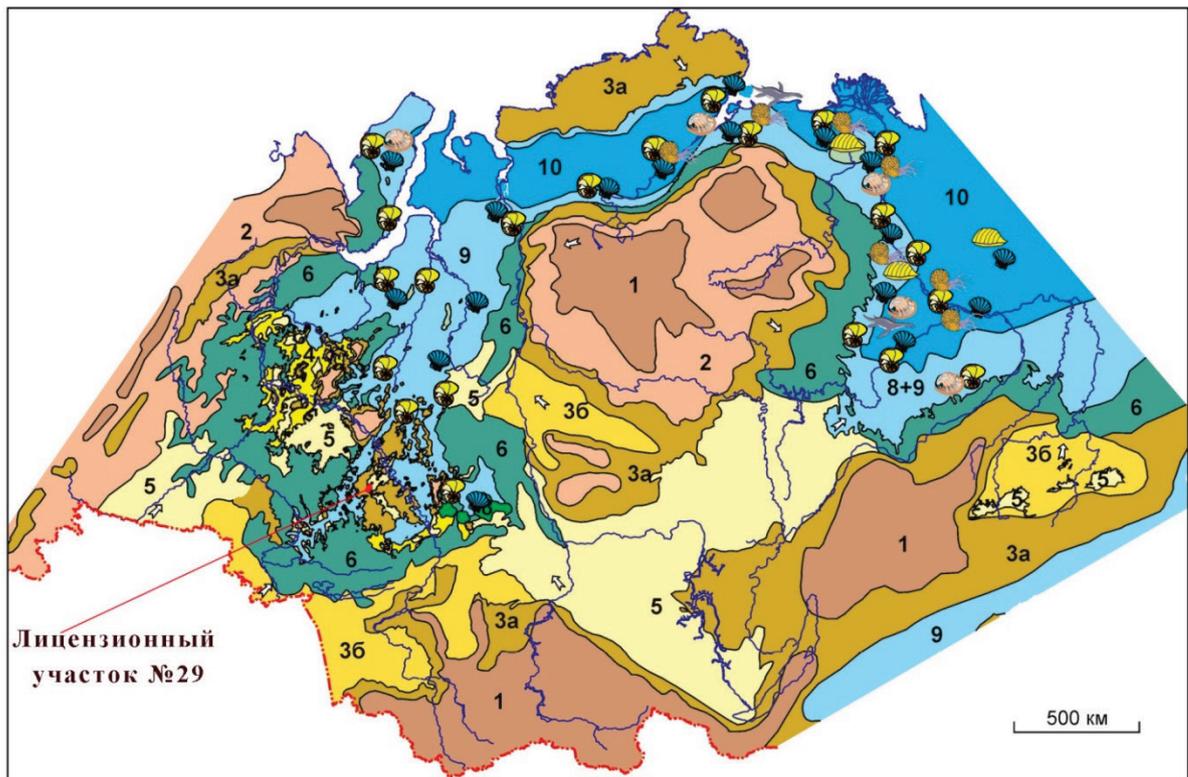
Отложения юрской системы представлены средним и верхним отделами и подразделяются на тюменскую, васюганскую, георгиевскую и баженовскую свиты.

#### ***Тюменская свита (J<sub>2</sub> a<sub>2</sub>- bt – верхи аалена-байос-бат)***

Максимальная мощность вскрыта скважиной №55 – 335 м. Свита представлена отложениями аллювиально-озерно-болотных фаций, в подошве свиты отмечаются делювиально-пролювиальные слои. Формирование свиты происходило в длительный период континентального компенсационного осадконакопления, при медленном прогибании бассейна и аккумуляции терригенного материала. Литологически свита представлена неоднородной ритмичной сероцветно-темноцветной песчано-алевролитоглинистой толщей с прослоями углей и углистых аргиллитов. Горизонтальная, косая, пологоволнистая слоистость, насыщение пород растительным детритом свидетельствуют о континентальном режиме осадконакопления. Свита обладает всеми типичными признаками размещения континентальных и субконтинентальных пород-коллекторов: литологическая невыдержанность по латерали и изменчивость толщин песчаных пластов. Это вызывает затруднение при их корреляции. Стратификация свиты на более дробные подразделения проводится по угольным пластам, некоторые из которых являются литологическими реперами зонального и регионального ранга. В составе тюменской свиты выделяются три подсвиты.

*Нижняя подсвита* (верхний аален – нижний байос), вскрыта в неполном объёме, представляет собой песчано-глинисто-углистую толщу, к кровле которой приурочен пласт У<sub>10</sub>, являющийся геологическим и геофизическим репером. В направлении к склонам и сводам в разрезах большинства скважин Мыльджинской площади происходит последовательное сокращение стратиграфической полноты разреза за счёт выклинивания нижних его частей до полного отсутствия подсвиты (Рис. 3.6).





**Палеогеографические обстановки**

**Области денудации:**

- 1** горы средние и низкие
- 1a** суша без расчленения
- 2** возвышенности, нагорья
- 3a** аккумулятивно-денудационные
- 36** денудационно-аккумулятивные

**Области аккумуляции:**

- 4** равнины аллювиальные
- 5** равнины низменные аллювиально-озерные
- 6** равнины прибрежно-морские, заливаемые морем
- 6a** архипелаги
- 7** островная суша, подводная возвышенность
- 8** дельта, авандельта, конус выноса
- 9** море, верхняя сублитораль; 0–20 м
- 9a** сублитораль без расчленения
- 10** море, средняя сублитораль; 20–80 м
- 11** море относительно глубокое; >80 м
- 11a** море, зона формирования углеродистых пород

**Палеонтологические остатки:**

- аммониты, аммоноидеи
- белемниты, белемноидеи
- морские позвоночные
- двустворчатые моллюски морские
- двустворчатые моллюски солоновато-водные
- двустворчатые моллюски пресноводные
- брахиоподы
- фораминиферы
- остракоды
- филлоподы

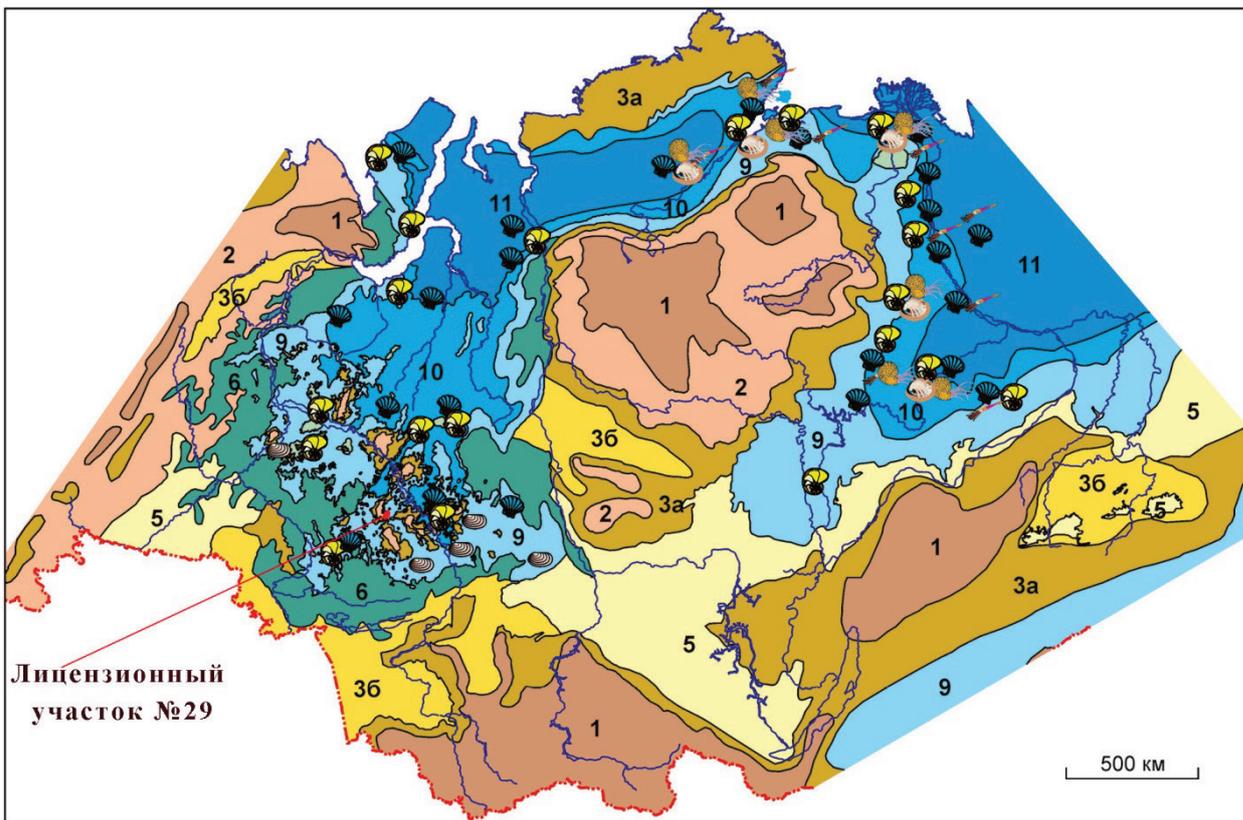
**Границы:**

- современного развития отложений
- обстановок осадконакопления

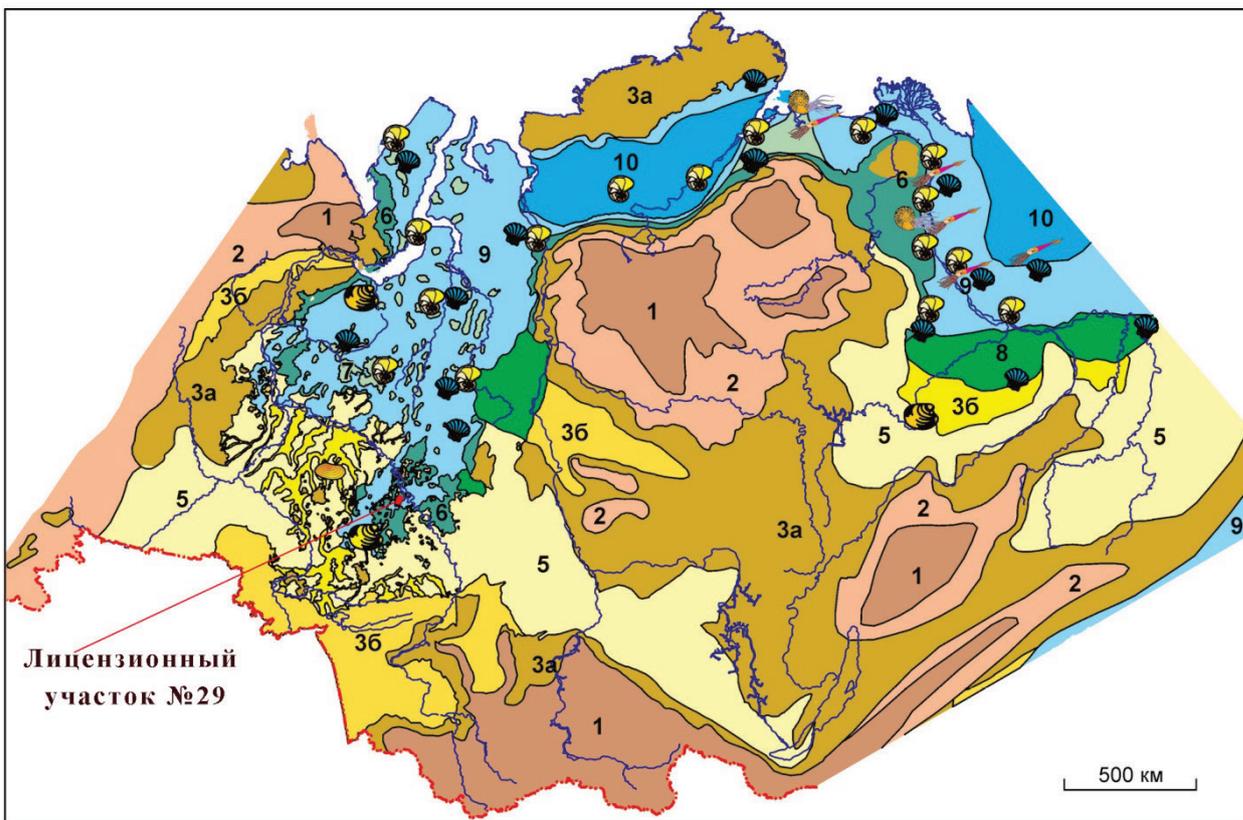
**Прочие знаки:**

- направления сноса обломочного материала

Рис. 3.5. Палеогеографическая схема Сибири на конец плинсбаха  
(В. П. Девятов, 2011 г.)



Палеогеографическая схема Сибири на первую половину раннего тоара



Палеогеографическая схема Сибири на конец аалена -начало байоса

Рис. 3.6. Палеогеографические схемы Сибири (В. П. Девятов, 2011 г.)

*Средняя подсвита* (байос) включает песчаные пласты Ю<sub>10</sub>-Ю<sub>7</sub> с разделяющими их углисто-глинистыми пачками континентального генезиса. Подсвита ограничена снизу и сверху, соответственно, угольными пластами У<sub>10</sub> и У<sub>6</sub>. Местами отложения средней подсвиты со стратиграфическим и угловым несогласиями залегают на породах фундамента. Песчаные пласты имеют локальное распространение и характеризуются значительной латеральной изменчивостью.

*Верхняя подсвита* соответствует байос-батскому комплексу и включает песчаные пласты Ю<sub>6</sub>-Ю<sub>2</sub>, чередующиеся с углисто-глинистыми пачками. Для этой подсвиты характерно некоторое увеличение доли песчаного материала по сравнению с нижележащей частью разреза. Песчаники отложений байос-бата имеют, в основном, косую и горизонтальную слоистость.

Завершает разрез отложений тюменской свиты базальный песчаный пласт Ю<sub>2</sub>, характеризующий трансгрессивный этап развития морского бассейна. В его подошве залегают углисто-аргиллитовый пласт У<sub>2</sub>. На Мыльджинской площади песчаный пласт Ю<sub>2</sub> имеет двучленное строение (пласты Ю<sub>2</sub><sup>1</sup> и Ю<sub>2</sub><sup>2</sup>) и представлен чередованием слоёв серых алевролитов и песчаников с прослоями аргиллитов и углей. Песчаники от светло-серых до серых, мелко- и среднезернистые, крепкие с намывами обугленных растительных остатков по поверхности напластования, вплоть до образования угольных слойков. Аргиллиты от серых с коричневатым оттенком до чёрных, крепкие, неяснослоистые с редкими гнёздами сульфидов, обрывками перьев папоротников. Алевролиты от светло-серых до серых с коричневатым оттенком с отчётливой параллельной слоистостью. Толщина свиты до 350 м.

### **Средний + верхний отдел – J<sub>2+3</sub>**

Отложения тюменской свиты согласно перекрыты породами васюганской свиты. Граница между васюганской и тюменской свитами проводится по надёжному реперу – подошве нижневасюганской глины (Рис. 3.7).

***Васюганская (наунакская) свита (J<sub>2bt</sub>-J<sub>3o</sub>)*** – *верхний бат-келловей-оксфорд* – соответствует келловей-оксфордскому комплексу пород, накопление которых происходило в мелководно- и прибрежно-морских условиях.

По литологическому составу васюганская свита подразделяется на две подсвиты: нижнюю – преимущественно глинистую – и верхнюю – песчанистую.

*Нижневасюганская подсвита* (трансгрессивная пачка) представлена аргиллитами с немногочисленными прослоями песчаников и алевролитов.

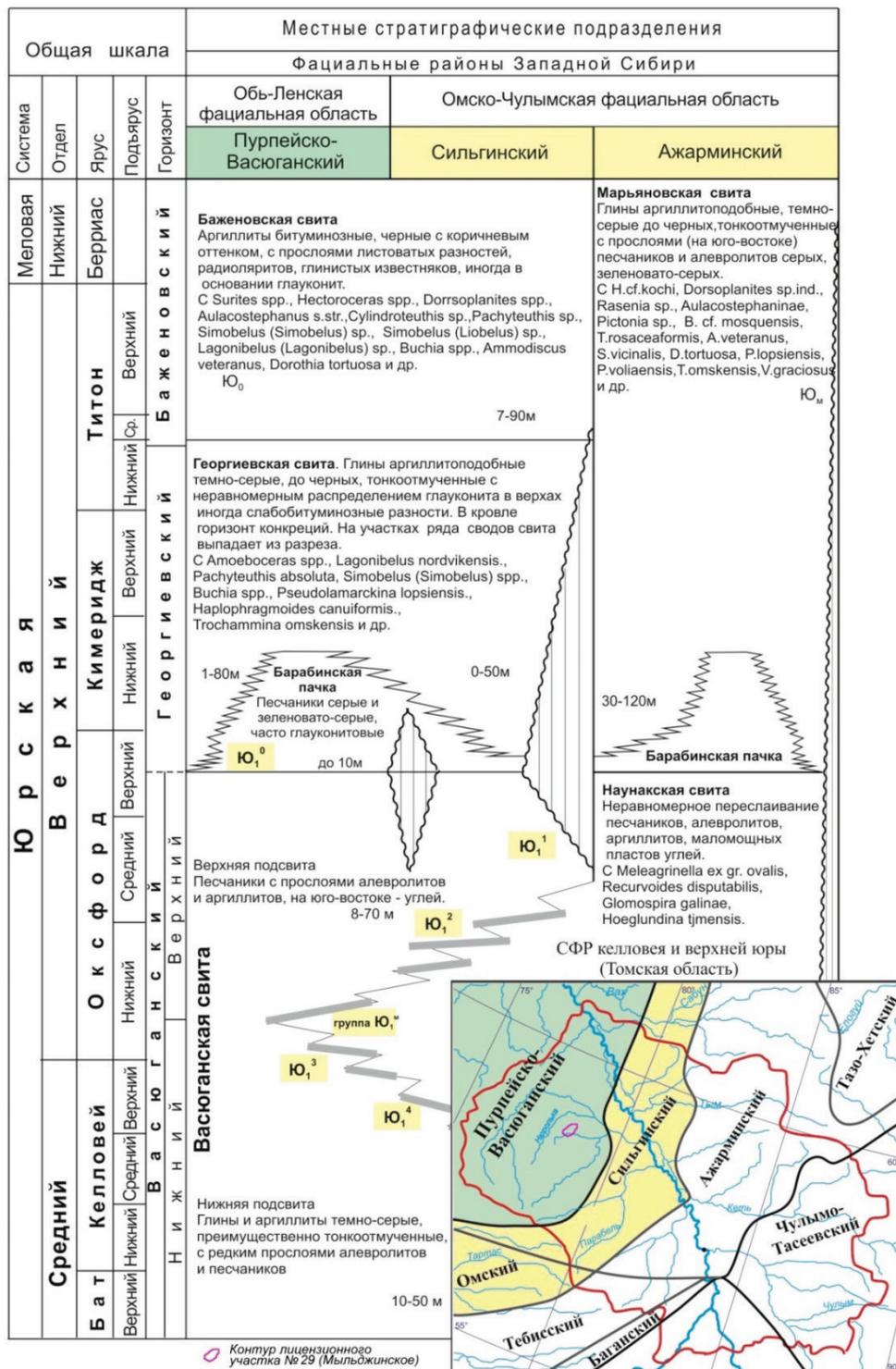
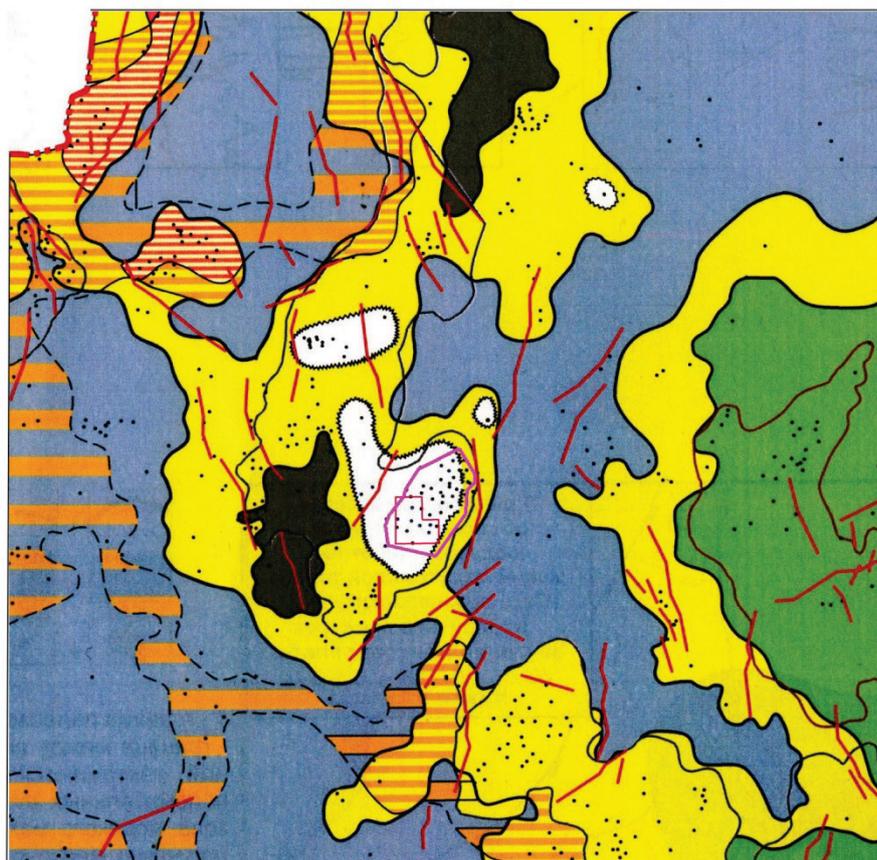
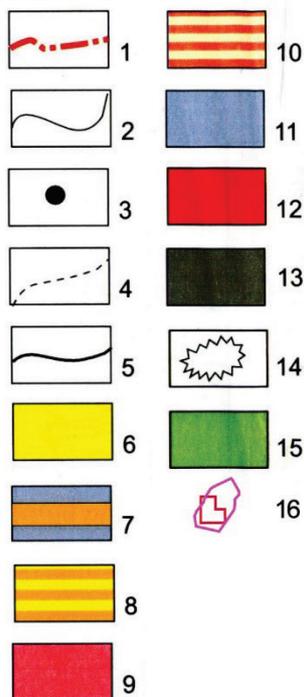


Рис. 3.7. Региональная стратиграфическая схема келловея и верхней юры (утверждена МСК, 2004 г.)

Условные обозначения



1 - административная граница Томской области; 2 - границы структур первого порядка; 3 - скважины; 4 - 5 - граница распространения песчаников: 4 - первого этапа трансгрессии (пласт Ю<sub>1</sub><sup>2</sup>); 5 - второго этапа трансгрессии (пласт Ю<sub>1</sub><sup>1</sup>); 6 - 10 - зона развития песчаных пластов: 6 - Ю<sub>1</sub><sup>1</sup>; 7 - Ю<sub>1</sub><sup>2</sup>; 8 - Ю<sub>1</sub><sup>1</sup>+Ю<sub>1</sub><sup>2</sup>; 9 - Ю<sub>1</sub><sup>0</sup>+Ю<sub>1</sub><sup>1</sup>; 10 - Ю<sub>1</sub><sup>0</sup>+Ю<sub>1</sub><sup>1</sup>+Ю<sub>1</sub><sup>2</sup>; 11 - морское мелководье; 12 - денудационно-аккумулятивный остров; 13 - заливно-лагунное мелководье; 14 - денудационный остров; 15 - суша (континент) 16 - контур района работ МОГТ-ЗД, контур лицензионного участка №29

Рис. 3.8. Фрагмент палеогеографической карты времени формирования надугольной толщи васюганской свиты (Е. Е. Даненберг и др., 2006 г.)

*Верхневасюганская подсвита* сложена песчаниками и алевролитами, переслаивающимися с аргиллитами, с прослоями углей и углистых аргиллитов. Песчаные отложения подсвиты слагают регионально нефтегазоносный горизонт Ю<sub>1</sub>, который в классическом своём развитии имеет трёхчленное строение (надугольная, межугольная и подугольная пачки). Надугольная (пласты Ю<sub>1</sub><sup>1</sup> и Ю<sub>1</sub><sup>2</sup>) и подугольная (пласты Ю<sub>1</sub><sup>3-4</sup>) пачки разделяются между собой межугольной (пласт Ю<sub>1</sub><sup>му</sup>) толщей либо угольным пластом У<sub>1</sub> континентального происхождения. Резервуарная часть горизонта Ю<sub>1</sub> – песчаные пласты Ю<sub>1</sub><sup>1</sup>, Ю<sub>1</sub><sup>2</sup>, Ю<sub>1</sub><sup>му</sup>, Ю<sub>1</sub><sup>3-4</sup>.

По исторически сложившейся практике индексации песчаных пластов васюганской свиты на Мыльджинском месторождении, самые верхние пласты носят индексы Ю<sub>1</sub><sup>1</sup> и Ю<sub>1</sub><sup>2</sup>. При этом по фациальным условиям формирования и по возрасту на период формирования надугольной толщи Мыльджинское поднятие представляло собой денудационный остров, на

котором эрозионно-денудационные процессы преобладали над седиментацией, и, соответственно, надугольная толща не накапливалась (Рис. 3.8). Таким образом, пласты Ю<sub>1</sub><sup>1</sup> и Ю<sub>1</sub><sup>2</sup> относятся к межугольной толще, что авторы и отмечают индексацией пластов Ю<sub>1</sub><sup>1МУ</sup> и Ю<sub>1</sub><sup>2МУ</sup>.

*Подугольная регрессивная пачка* выделена в объёме васюганской свиты по литологическому составу и условиям формирования, сложена регрессивными песчаными пластами Ю<sub>1</sub><sup>3</sup> и Ю<sub>1</sub><sup>4</sup>. Пласт Ю<sub>1</sub><sup>4</sup> представлен песчаниками слоистыми от мелко- до грубозернистых с намывами мелкого углистого детрита с редкими более крупными фрагментами флоры. Слоистость разнообразная – от горизонтальной до косой и полого-волнистой. Участками наблюдается глинизация песчаников. Накопление осадков пласта Ю<sub>1</sub><sup>4</sup> происходило, вероятно, в условиях выровненной заболоченной равнины, временами заливаемой морем. Пласт Ю<sub>1</sub><sup>3</sup> представлен песчаниками серыми, однородными, средней степени крепости и плотности с вкраплениями и гнёздами сульфидов, слюды, окисленных железистых соединений. По поверхности напластования наблюдаются намывы растительного детрита. Их формирование происходило в условиях прибрежно-морских обстановок при активном поступлении свежего терригенного материала. Основной границей раздела этих песчаников служит алевролито-глинистый прослой или прослой карбонатизированных песчаников.

*Межугольная континентальная пачка* представлена аргиллитами, алевролитами и песчаниками, в кровле и подошве отложений межугольной континентальной толщи залегают угли У<sub>1</sub><sup>1</sup> и У<sub>1</sub><sup>n</sup> соответственно. Песчаные пласты Ю<sub>1</sub><sup>2МУ</sup> и Ю<sub>1</sub><sup>1МУ</sup>, выделяемые в объёме толщи, представлены отложениями русел (повышенная мощность коллекторов) или осадками пойменной равнины (переслаивание литологических разностей). Песчаники мелкозернистые, плотные, однородные, от светло-серых до серых, иногда с вкраплениями сульфидов. Алевролиты серые с голубоватым оттенком, глинистые, крупнозернистые. Аргиллиты от тёмно-серых с коричневатым оттенком до тёмно-серых с голубоватым оттенком, массивные, обогащённые алевролитовым материалом, слабослюдистые с остатками фауны, углистые. Образование отложений межугольной толщи проходило в условиях прибрежно-континентальной суши, в озерно-пойменных фациях.

*Надугольная трансгрессивная пачка* получила распространение только на склонах Мыльджинской структуры и в присводовой части практически отсутствует, поскольку в позднем оксфорде поднятие представляло собой эрозионно-денудационную равнину. Толща формировалась в прибрежно-морских условиях оксфорд-кимериджской трансгрессии верхнеюрского осадочного бассейна. Толщина свиты до 45–64 м.

### Верхний отдел – J<sub>3</sub>

**Георгиевская свита** (верх верхнего оксфорда, кимеридж, нижний титон – *J<sub>3o-km-tt</sub>*). Накопление осадков происходило в условиях нормального морского бассейна. Породы представлены аргиллитами тёмно-серыми с примесью песчано-алевритового материала и глауконита. Отложения георгиевской свиты, вскрытые на Мыльджинском поднятии, в основном имеют незначительную мощность (1–2 м), лишь на восточном склоне структуры, в скважине №55, их мощность увеличивается до 6 м. Толщина свиты 1–6 м.

**Баженовская свита** (средний верхний титон-берриас – *J<sub>3-tt-br</sub>*) является геологическим и геофизическим репером, региональным флюидоупором и нефтегенерирующей толщей. Формирование аргиллитов баженовской свиты происходило в период тектонического покоя в глубоководном морском бассейне (Рис. 3.9). Породы представлены битуминозными аргиллитами, характеризуются повышенной радиоактивностью, что фиксируется максимальными значениями на кривых гамма-каротажа (ГК) и кривых кажущегося сопротивления (КС). Толщина 9–16 м.

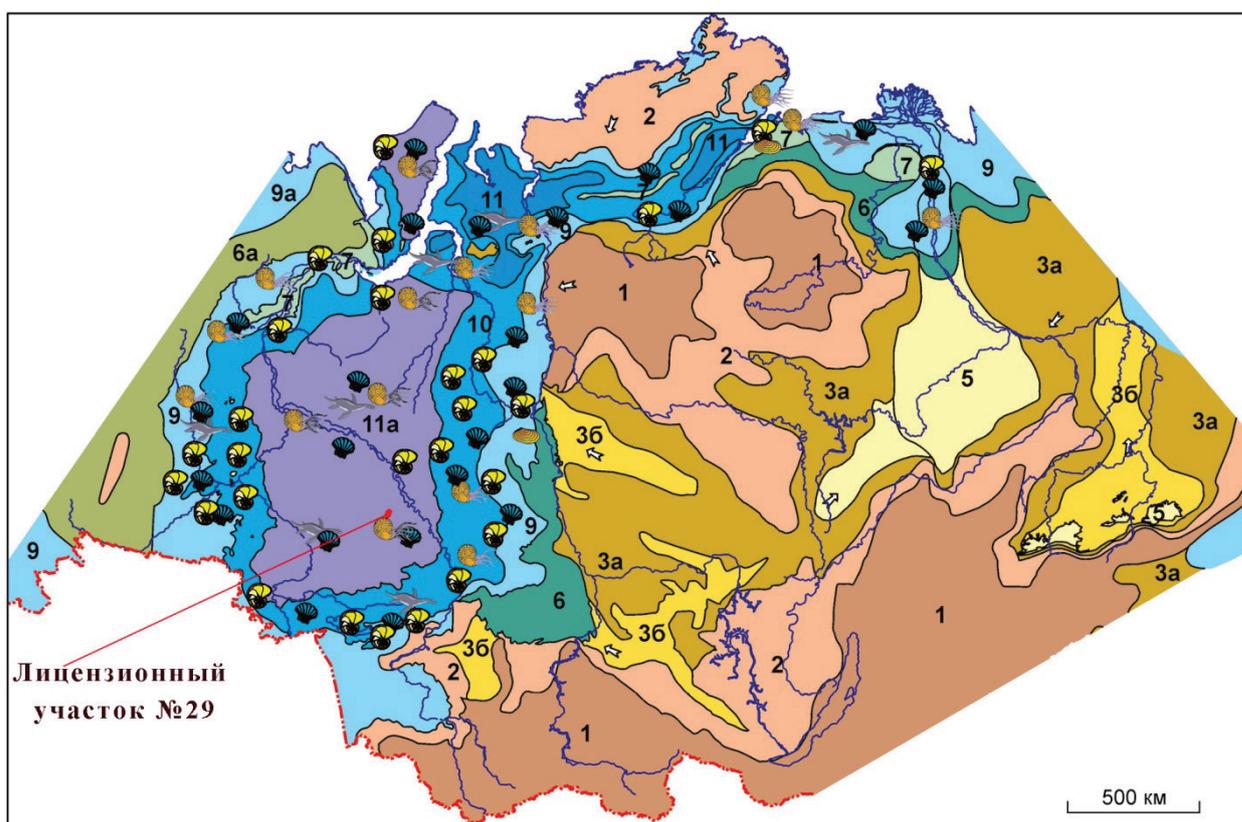


Рис. 3.9. Палеогеографические схемы Сибири на баженовское время  
(В. П. Девятов, 2011 г.)

### Меловая система (К)

В составе меловой системы выделяется два отдела – нижний и верхний. В объёмах нижнего отдела – куломзинская, тарская, киялинская и алымская свиты (Рис. 3.10). Свиты,

соответствующие берриас-валанжин-готерив-барремскому ярусам, объединены в неокомский надъярус. В составе верхнего отдела выделяются покурская (Рис. 3.11), кузнецовская, ипатовская, славгородская и ганькинская свиты (Рис. 3.12).

**Куломзинская свита ( $K_{1b-v}$  – берриас-нижний валанжин).** Отложения куломзинской свиты глубоководно- и мелководно-морского генезиса развиты повсеместно и представлены серыми аргиллитами, опесчаненными в кровле. В составе свиты выделяются две группы песчаных пластов:  $B_{16-20}$  (ачимовская пачка) и пласты группы  $B_{15-13}$  (по индексации МСК 2004 г.) в кровле свиты. В основании свиты выделяются 35–40-метровые пачки коричневатосерых битуминозных аргиллитов. Выше залегает пачка светло-серых известковистых песчаников мощностью 70–80 м.

Их формирование происходило на склоне шельфа. Песчаные пласты  $B_{16-20}$  отличаются значительной литологической изменчивостью, вплоть до полной глинизации в восточной, западной и южной частях Мыльджинской структуры. Пласты  $B_{16-20}$  представляют собой чередование песчаников светло-серых, в основном мелкозернистых, косослоистых и тонкогоризонтальнослоистых, и алевролитов серых, тёмно-серых глинистых. По составу песчаники и алевролиты кварц-полевошпатовые, песчаники сцементированы хлоритовым, гидрослюдистым, реже каолиновым цементом.

Пласты  $B_{13-15}$  ( $B_8-B_{10}$ ) развиты в кровле куломзинской свиты. Представлены светло-серыми с зеленоватым оттенком песчаниками, алевролитами мелко-, среднезернистыми, преимущественно полевошпатовыми и аргиллитами зеленовато-серыми алевритистыми, плитчатыми. Толщина свиты 269–322 м.

**Тарская свита ( $K_{1v}$ ).** Пласты группы  $B_{6-12}$  сложены мелководно- и прибрежно-морскими, преимущественно песчаниками светло-серыми, серыми, полимиктовыми, мелко- и среднезернистыми, массивными, чередующимися с прослоями аргиллитов. Толщина свиты изменяется от 67 до 104 м.

**Киялинская свита ( $K_{1v-a}$  – валанжин-готерив-баррем).** Пласты группы  $B_{5-0}$  и  $A_{2-12}$ . Накопление отложений киялинской свиты происходило преимущественно в континентальных условиях. Литологически свита представлена серыми, тёмно-серыми, иногда зеленоватыми песчаниками и алевролитами, переслаивающимися с аргиллитами, имеющими слабую пестроцветную окраску прибрежно-морского типа. Поисковыми объектами киялинской свиты являются песчаные пласты  $A_2-A_{12}$  и  $B_0-B_5$ . Как правило, они плохо коррелируются и часто замещаются на алевритоглинистые разности. Их мощность изменяется от 8 до 11 м. Общая толщина свиты составляет 512–596 м.

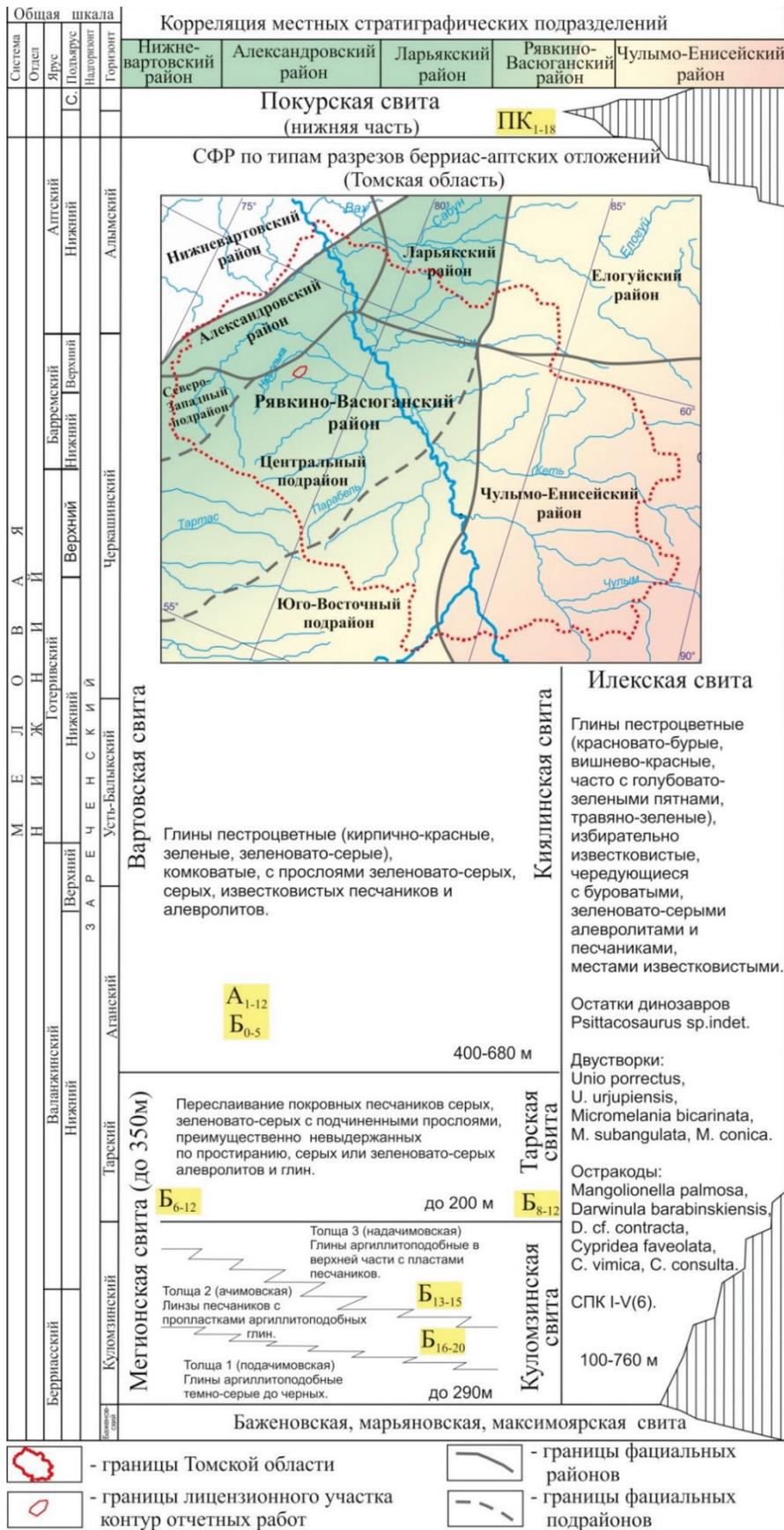


Рис. 3.10. Региональная стратиграфическая схема берриас-апта (утверждена МСК, 2004 г.)

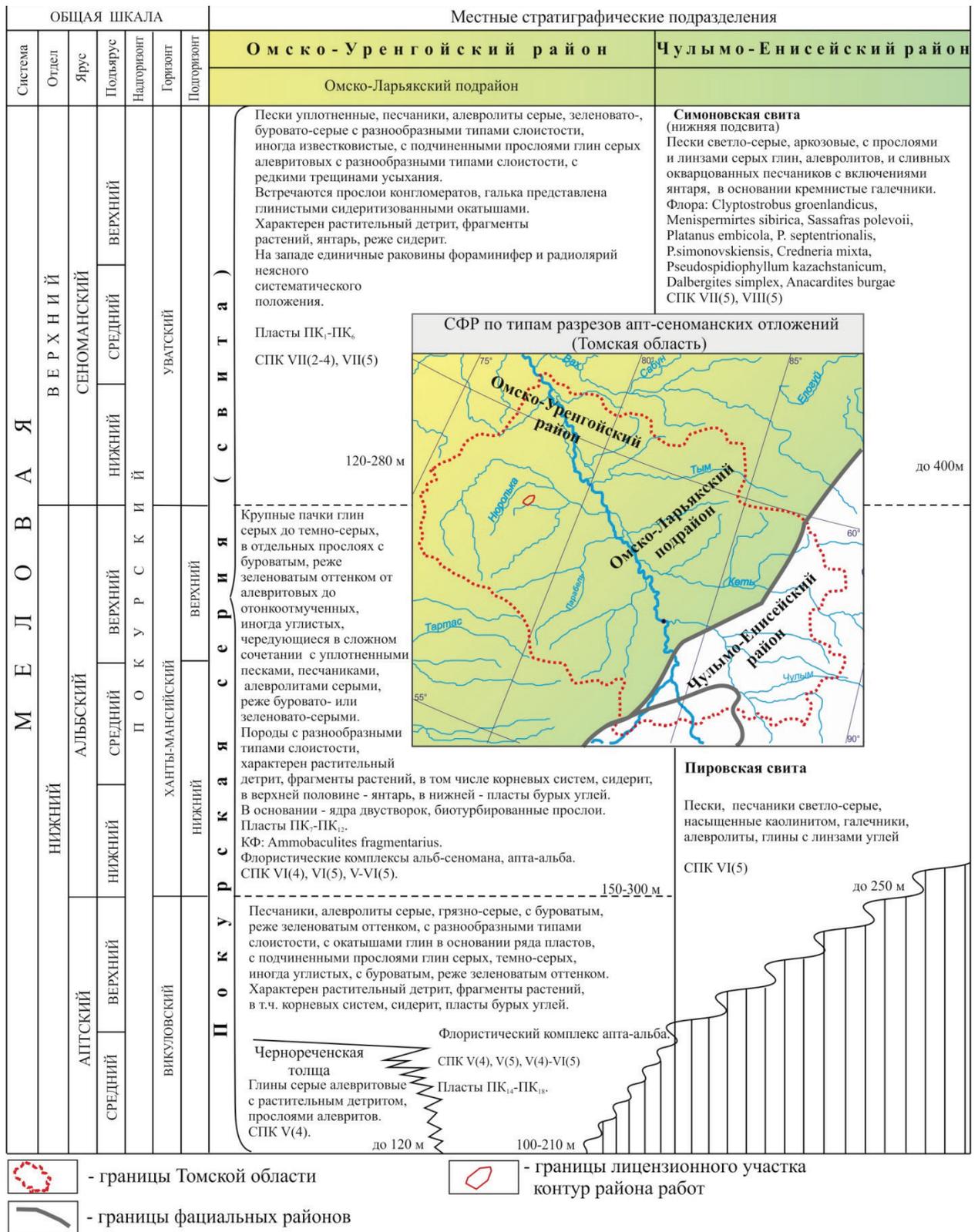


Рис. 3.11. Региональная стратиграфическая схема апт-сеномана (утверждена МСК, 2004 г.)



(утверждена МСК, 2004 г.)

Киялинскую свиту трансгрессивно перекрывают отложения алымской свиты (*нижний ант*), в основании которой залегает базальный пласт  $A_1$ , состоящий из нескольких пропластков песчаников, алевролитов и аргиллитов.

**Покурская свита ( $K_{1a-al} - K_{2c}$ )** (*ант-альб-сеноман*). Отложения покурской свиты представлены континентальной толщей, разнозернистыми песчаниками, алевролитами и глинами (Рис. 4.11). Мощность свиты довольно выдержана на всём лицензионном участке. В разрезе покурской свиты насчитывается до 19 парных элементов «коллектор-покрышка». Экраном для пластов-коллекторов покурской свиты служат глинистые отложения кузнецовской свиты. Толщина свиты 771–856 м.

**Кузнецовская свита (турон)** сложена серыми и зеленовато-серыми глинами с прослоями глауконитовых алевролитов и песков морского генезиса. Толщина свиты 19–25 м.

**Ипатовская свита (коньяк-сантон)** сложена серыми, зеленовато-серыми и тёмно-серыми песчаниками и алевролитами, часто глауконитовыми, с прослоями серых глин. Толщина свиты 87–138 м.

**Славгородская свита (кампан)** представлена опоками серыми и голубовато-серыми, глинами тёмно-серыми и чёрными, прослоями опокovidными. Толщина свиты 38–69 м.

**Ганькинская свита (кампан-дат)** образована глинами известковистыми, серыми и светло-серыми с зеленоватым оттенком. Отмечены прослои глауконитовых алевролитов и конкреции сидерита. Толщина свиты 68–103 м.

### **Кайнозойская группа (Kz)**

#### **Палеогеновая система (P)**

#### **Неогеновая система (N)**

Отложения палеогеновой системы представлены морскими глинистыми осадками талицкой (палеоцен), люлинворской (нижний-средний эоцен), чеганской (верхний эоцен-нижний олигоцен) свит и озерно-аллювиальными фациями некрасовской серии (средний-верхний олигоцен).

#### **Четвертичная система (Q)**

В Тым-Васюганском районе четвертичные отложения со стратиграфическим несогласием залегают на подстилающих разновозрастных образованиях и представлены сложным чередованием глин, суглинков, супесей, песков и гравия с линзами торфяников.

Толщина четвертичной системы около 50 м.

#### 4.3.2. Тектоника

Район работ расположен в юго-восточной части Центрально-Западно-Сибирской складчатой системы Западно-Сибирской плиты. В составе фундамента выделяются два структурных этажа. Нижний, или складчатый, этаж сложен геосинклинальными формациями глубоко метаморфизованных и сильно дислоцированных пород докембрия и палеозоя, прорванных интрузиями от основного до кислого состава. Верхний структурный этаж фундамента занимает промежуточное положение между геосинклинальными образованиями складчатого основания и типично платформенными отложениями осадочного чехла.

В соответствии с «Тектонической картой фундамента Западно-Сибирской плиты» (под редакцией В. С. Суркова, 1981 г., рис. 3.13), территория участка расположена в зоне развития структур инверсионного типа позднегерцинской складчатости – Васюган-Пудинского антиклинория и Айгольского синклинория, в пределах крупного тектонического блока между Усть-Тымским и Колтогорско-Уренгойским грабен-рифтами. Васюган-Пудинский антиклинорий занимает большую по площади юго-западную часть территории и простирается с северо-запада на юго-восток, сложен породами карбонатно-глинисто-сланцевой формации. На северо-востоке антиклинорий граничит с Айгольским синклинорием, сложенным породами глинисто-сланцевой формации. Юго-восточная часть участка ограничена Усть-Тымским грабен-рифтом северо-восточного простирания раннетриасового возраста заложения. Отложения, заполняющие рифтовую зону, представлены переслаиванием эффузивов среднего и основного состава.

Центрально-Западно-Сибирская складчатая система заложилась в силуре или начале девона на коре континентального типа. Для неё характерно широкое развитие структурно-формационных зон эвгеосинклинального и миогеосинклинального типов, которые развивались по инверсионной схеме. Специфичность силур-нижнекаменноугольного геосинклинального комплекса заключается в том, что геосинклинальные прогибы, несмотря на большую глубину прогибания, выполняются не вулканогенно-осадочными и магматическими образованиями, а осадочными терригенными и карбонатно-терригенными формациями.

Герцинский цикл тектогенеза проявлялся в инверсии прогибов и интенсивной складчатости, что подтверждается не только типом структурных зон, развитых в фундаменте, но и составом пород, вскрытых скважинами. Рифтогенез, наиболее полно проявившийся в ранне-среднетриасовую эпоху, завершил формирование тектонического облика доюрского фундамента и положил начало новому этапу развития Западно-Сибирской плиты – платформенному.

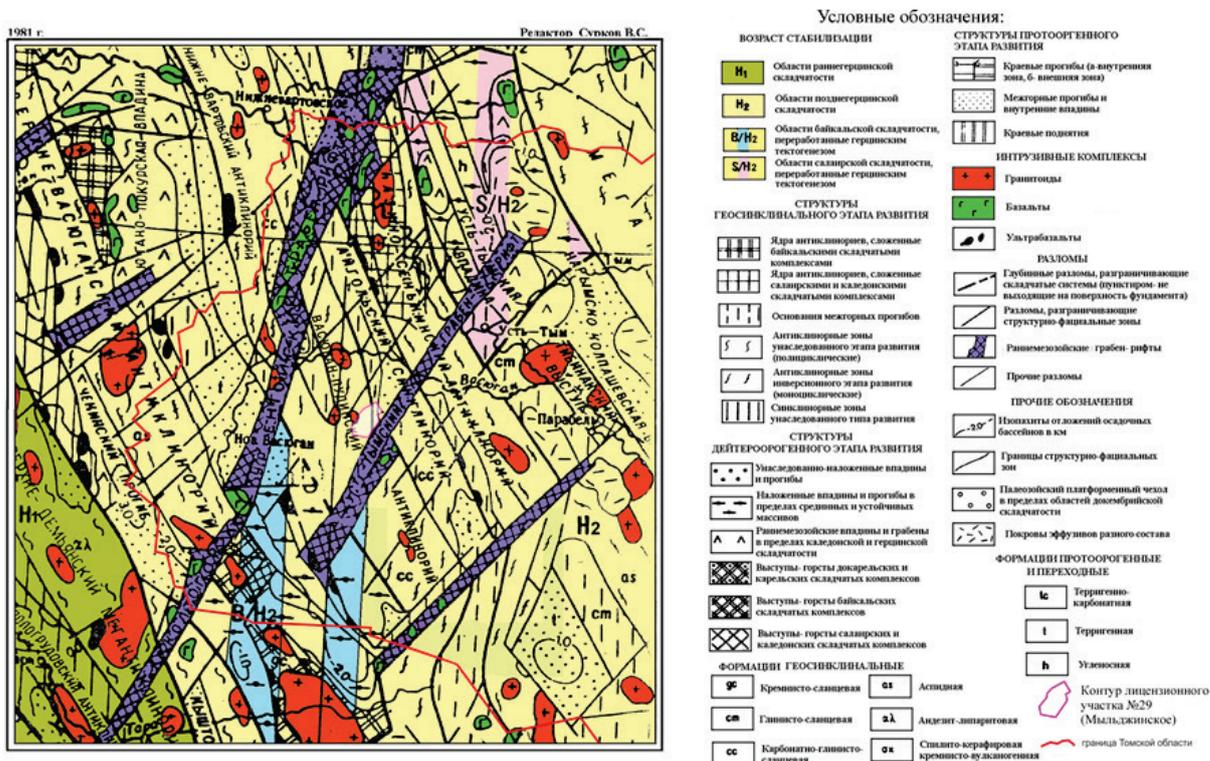


Рис. 3.13. Фрагмент тектонической карты фундамента Западно-Сибирской плиты (Томская область, под ред. В. С. Суркова, 1981 г.)

В течение континентального перерыва складчатые образования фундамента размывались и пенепленизировались, по кровле доюрских отложений развивались коры выветривания. Так, к началу юрского прогибания Западно-Сибирской плиты был сформирован эрозионно-тектонический рельеф поверхности доюрского фундамента.

Структурообразование в мезозойско-кайнозойском чехле обусловлено унаследованными движениями структурно-формационных зон доюрского фундамента. В платформенном чехле над антиклинориями сформировались зоны поднятий, над синклинориями – зоны прогибов. Соответствие рельефа поверхности фундамента платформенным структурам первого, второго и, частично, третьего порядков наблюдается местами до отложений палеогена.

Значительный вклад в формирование современного строения региона внесли неотектонические движения, проявившиеся в палеогене-неогене, что привело к перестройке структурного плана в региональном отношении, к изменениям в относительном положении отдельных блоков плиты, а также вызвало заложение новых разломов и оживление ранее существовавших.

Для всей территории ЗСП характерно наличие в региональном плане двух основных систем тектонических разломов северо-западного и северо-восточного простирания. Первая представляет складчато-блоковую структуру доюрского фундамента, вторая связана с

рифтогенезом. Значительная часть разрывных нарушений проникает в отложения чехла, оказывая существенное влияние на миграцию и формирование в них залежей нефти и газа.

Согласно «Тектонической карте мезозойско-кайнозойского чехла Томской области» (под редакцией В. С. Старосельцева, 1995 г.) и «Схеме тектонического районирования юрского структурного яруса осадочного чехла» (под ред. В. А. Конторовича, 2000 г.) лицензионный участок №29 приурочен к Мыльджинскому куполовидному поднятию Среднеvasюганского мегавала (Рис. 3.14).

### **3.3.3. Нефтегазоносность**

Территория лицензионного участка №29 входит в состав Среднеvasюганского нефтегазоносного района Васюганской нефтегазоносной области.

Месторождение приурочено к Мыльджинской локальной структуре, выявленной площадной сейсморазведкой в 1960–1961 гг. В 1964 году пробурена скважина №1, явившаяся первооткрывательницей газоконденсатно-нефтяного месторождения. С 1967 года была продолжена его промышленная разведка. По кровле горизонта Ю<sub>1</sub> Мыльджинская структура представляет собой крупную антиклинальную складку северо-восточного простирания.

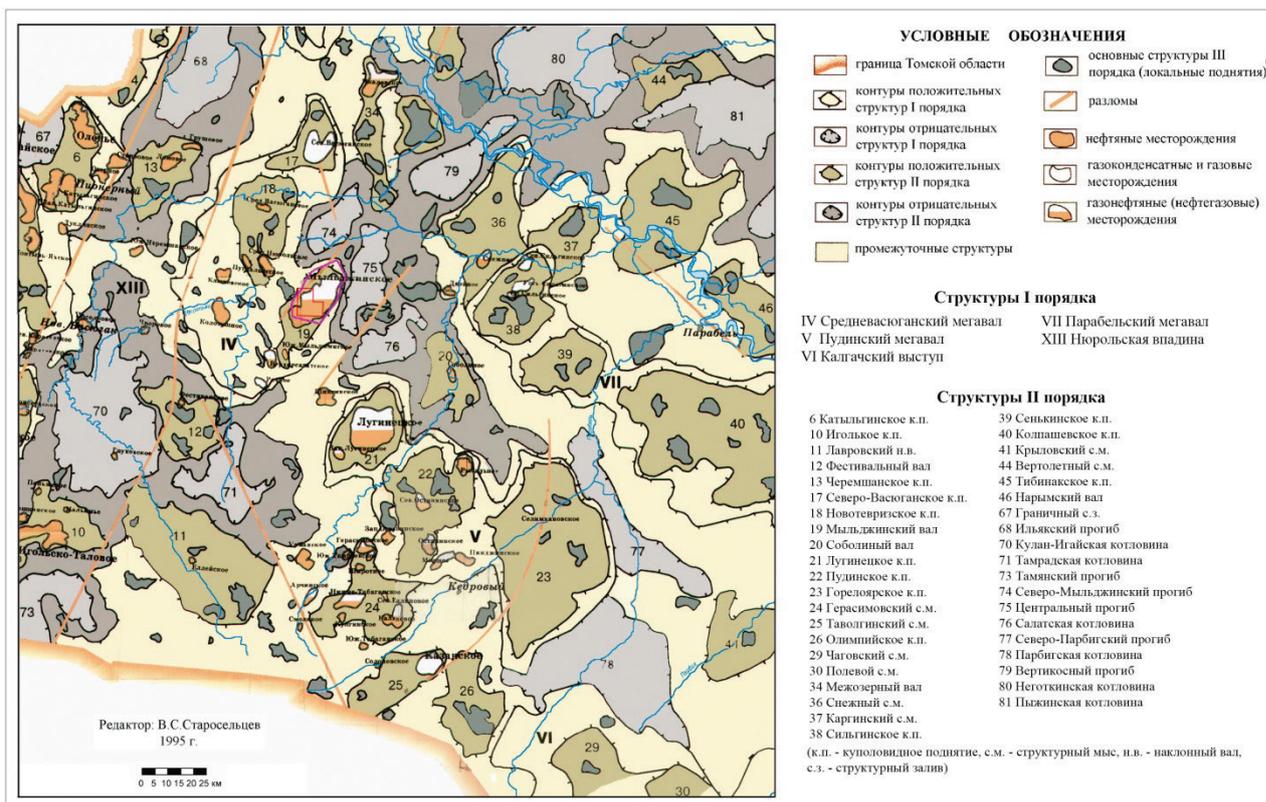
На Мыльджинском месторождении промышленная нефтегазоносность связана с верхне- и среднеюрскими (горизонты Ю<sub>1</sub> и Ю<sub>2</sub>) и нижнемеловыми отложениями (пласты Б<sub>16-20</sub>, Б<sub>10</sub>, Б<sub>8</sub>).

### **3.2. Особенности объекта исследования**

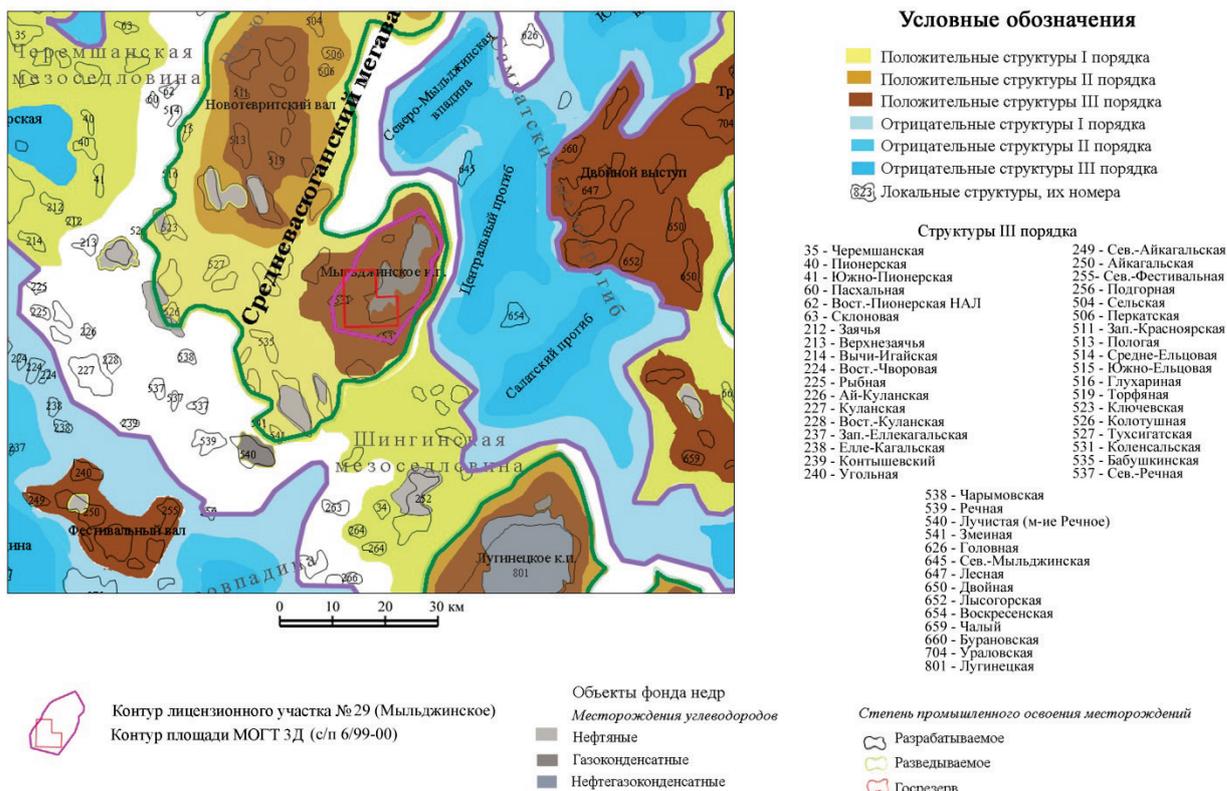
При изучении и моделировании *трещиноватых коллекторов* возникает ряд специфических проблем.

Основные проблемы, с которыми сталкиваются исследователи и специалисты по моделированию *трещиноватых коллекторов*, следующие:

- значительные вариации проницаемости, которые могут достигать нескольких порядков при одной и той же пористости;



Фрагмент тектонической карты мезозойско-кайнозойского чехла Томской области (под ред. В.С. Старосельцева, 1995г.)



Фрагмент схемы тектонического районирования юрского структурного яруса осадочного чехла (под ред. В.А. Конторовича, 2000г.)

Рис. 3.14. Фрагменты тектонических карт мезозойско-кайнозойского чехла

- для пор в пластовом пространстве характерно весьма значительное многообразие форм и размеров. Могут встречаться как микропоры, так и каверны, а также обычно имеет место весь набор промежуточных размеров. Это приводит к тому, что распределение размера пор не соответствует нормальному и является многомодальным;

- для порового пространства трещиноватых коллекторов характерна сложная система взаимодействия различных видов пустотного пространства;

- ФЕС в условиях трещинных коллекторов претерпевают существенные изменения во всех направлениях. При этом осуществить достоверный прогноз этих изменений в большинстве случаев не представляется возможным;

- различия в составе скелета пород и условиях их залегания приводят к различиям в смачиваемости, которая к тому же может быть переменной;

- связь между проницаемостью и пористостью для трещиноватых коллекторов может не проявляться, либо она может быть нелинейной;

- прогноз литологии и ФЕС для условий трещиноватых коллекторов весьма затруднён. Отсутствуют технологии достоверного прогноза для межскважинного пространства;

- в результате проявления наложенных (диагенетических) процессов распределение ФЕС непосредственно осадочных пород может весьма значительно искажаться, чему способствует и локальность проявления наложенных процессов;

- для трещиноватых резервуаров характерна повышенная сложность строения, обусловленная как вышеназванными причинами, так и целым рядом других, менее значимых. В ряде случаев практически нет предпосылок для уверенной корреляции пластов в пределах таких коллекторов. Причём сделать это оказывается невозможным ни по сейсмическим, ни по керновым данным, ни по данным ГИС.

***По нашему мнению, геологическое моделирование подобных сложностроенных древних трещиноватых систем должно базироваться на материалах, полученных при исследовании современных осадочных систем, ввиду очевидной близости их строения.***

Особенности геологического строения трещиноватых коллекторов чаще всего являются не очевидными и редко изучаются на стадии разведки месторождения. Проблемы, связанные с их недоисследованностью, чаще всего возникают позже и проявляются в виде неожиданных сложностей с организацией системы поддержания пластового давления (ППД), а также в виде несоответствия параметров добычи гидродинамической модели месторождения. Также это может сказаться на эффективности применения методов повышения нефтеотдачи пласта, т. к.

оптимальность применяемых методик напрямую зависит от качества изучения геологического строения.

Соответственно, геологические модели резервуаров для трещиноватых коллекторов, а также характеристика особенностей взаимодействия различных (трещинной и поровой) составляющих и фильтрационно-емкостных свойств могут приобрести вид, более или менее соответствующий реальной геологической обстановке, только после анализа достаточно представительных эксплуатационных данных. Это требует многостадийности в вопросе формирования моделей, т. е. модель, сформированная по первичным данным, впоследствии должна быть скорректирована. На самом деле, такой подход в моделировании в геофизике используется достаточно часто.

При формировании моделей трещиноватых коллекторов необходимо учитывать и ещё одно немаловажное обстоятельство, которое заключается в том, что весьма часто разрешающая способность методов прогноза неоднородностей не соответствует их размеру и степени искажений ими гидродинамических свойств среды. При определённых обстоятельствах даже одиночная трещина может существенно исказить динамику всей системы. При этом эту трещину, ввиду её единичности, спрогнозировать невозможно.

Необходимо учитывать, что несмотря на то, что в трещинных коллекторах в целом могут быть сосредоточены значительные запасы углеводородов, их нефтеотдача ниже, чем для терригенных залежей. Причина этого очевидна и заключается в сложной структуре порового пространства на фоне того, что сами трещиноватые коллекторы также являются сложнопостроенными. Таким образом, повышение эффективности добычи углеводородов из этих структур во многом определяется именно качеством моделирования, когда с учётом неоднородности резервуаров должны быть созданы максимально приближенные к реальным статистические и геологические модели: динамическая и фильтрационная.

### **3.3. Метод исследования**

Объектом нашего исследования являются сложнопостроенные трещинные коллекторы. Сложность их строения обусловлена высокими трещиноватостью и кавернозностью. Прогноз этих параметров в межскважинном пространстве основан на изучении поведения в нём атрибутов волнового поля. А сам прогноз является следствием определения связей между параметрами акустических волн и характеристиками, полученными по стволу скважин. К анализируемым параметрам акустических волн относятся амплитуда, частота и фаза; к характеристикам, полученным по стволу, – песчанистость, пористость, эффективная толщина и др. Связи между ними, как правило, определяются в местах расположения скважин, а затем

распространяются на всю площадь исследования на основании этих установленных связей [112,144].

Атрибутный анализ сейсмической записи выполняется с целью прогноза эффективных параметров пласта (ФЕС) по площади в межскважинном пространстве. Сейсморазведочные материалы используются для вычисления большого количества кинематических и динамических параметров (атрибутов) сейсмического волнового пакета (амплитуды, энергии, фазы, частоты и т. д. в различных окнах). Далее, в точках скважин, устанавливается регрессионная зависимость между ФЕС пласта и значениями сейсмических атрибутов. Затем, с использованием полученных зависимостей, выполняется прогноз фильтрационно-емкостных свойств коллектора в межскважинном пространстве. Количественный атрибутный анализ сейсмических данных проводился в специализированном программном комплексе Petrel (2017) компании «Шлюмберже».

В наших исследованиях дополнительно к исходному кубу амплитуд рассчитываются сейсмические атрибуты, для которых установлена связь с ФЕС трещиноватых коллекторов, а также те, которые по своей физической сути также имеют отношение к этим коллекторам.

- *Геометрические атрибуты.* Физической основой их использования является геологическая модель формирования зон трещиноватости в местах изгиба платов и, как следствие, проявления эффектов растяжения и деструкции. Эти атрибуты информативны в отношении трещиноватых зон ввиду высокой чувствительности к линейно вытянутым локальным неоднородностям, к числу которых обычно относят погребённые русла, разного рода нарушения, зоны выклинивания. Среди геометрических атрибутов в отношении трещиноватых коллекторов наиболее информативны *когерентность, кривизна и хаос* [60,76, 146].

- *Куб псевдоакустического импеданса.* Согласно теории [41], параметры трещиноватости могут быть связаны с акустическим импедансом. Основными переменными характеристиками трещиноватых коллекторов, так или иначе связанными с акустическими характеристиками, являются скорость, плотность и пористость. При этом возможность применения этого атрибута весьма ограничена, т. к. диапазоны изменения импеданса для трещиноватых и поровых коллекторов перекрываются при незначительной дифференциации самого импеданса. В то же время особенности энергетических характеристик могут оказаться значимыми [100,131].

- *Затухание.* Этот сейсмический атрибут исследует затухание частот сейсмического сигнала в окне и предназначен для установления зон трещиноватости в сейсмическом кубе. Физическим смыслом атрибута является эффект подавления высоких частот в областях трещиноватости. Таким образом, при сопоставлении частот над и под трещиноватой зоной даёт

возможность фиксации локального сдвига частот и, как следствие, – зон трещиноватости. Применение этого атрибута позволяет оценивать состав флюида. Согласно теории [111, 120], поглощение высоких частот характерно для газонаполненных трещин, а поглощение низких частот – для трещин с жидким флюидом.

Анализировались следующие динамические параметры: извлечённые значения амплитуд по срезам (Extract value), средняя энергия (Average energy), максимальные и минимальные значения амплитуд (Maximum/Minimum amplitude), сумма амплитуд (Sum of amplitudes), среднеарифметические/среднеквадратические/медианные значения / наиболее часто встречающиеся значения амплитуд в окне (Mean/RMS/Median/Most of), суммы положительных и отрицательных значений (Sum of positive/negative amplitudes) и др.

Всего для статистики было задействовано одиннадцать поисково-разведочных скважин внутри контура сейморазведочных работ 3D – Мыльджинского месторождения: 19P, 28P, 29P, 30P, 31P, 33P, 35P, 37P, 5P, 6P, 7P.

В таблице 3.1 приведены основные параметры фильтрационно-емкостных свойств по скважинам, участвующим в статистическом анализе.

Таблица 3.1 Значения  
эффективных параметров продуктивных пластов  
Мыльджинского месторождения

Wells	$H_{ef\_U1\_1}$	$H_{ef\_U1\_2}$	$H_{ef\_U1\_3\_4}$	$K_{sand\_U1\_1}$	$K_{sand\_U1\_2}$	$K_{sand\_U1\_3\_4}$
19P	8.55	2.97	7.42	0.45	0.16	0.39
28P	6.00	0.20	8.46	0.42	0.01	0.59
29P	3.90	1.04	7.59	0.31	0.08	0.61
30P	0.20	0.20	10.02	0.02	0.02	1.04
31P	12.36	0.00	5.56	0.69	0.00	0.31
33P	6.55	0.20	1.15	0.87	0.03	0.15
35P	3.10	1.51	4.91	0.33	0.16	0.52
37P	3.67	0.20	6.64	0.36	0.02	0.66
5P	3.31	0.15	9.62	0.26	0.01	0.75
6P	8.36	0.20	5.51	0.61	0.01	0.40
7P	1.07	0.20	13.64	0.07	0.01	0.94

### 3.4. Общая характеристика процессов анализа сейсмических атрибутов

Геологической основой для выбора диапазонов расчёта сейсмических атрибутов, как правило являются данные о геометрических характеристиках (таких как мощность и размеры) искомым объектов. В нашем случае мощность объекта варьируется от 0 до 14 м. При такой мощности сложно определить временное окно для расчёта атрибутов, поэтому ниже отражающего горизонта  $\Pi^a$  (подошва баженовской свиты) рассчитывались сейсмические атрибуты в разных интервалах времени – от 3 мс до 15 мс.

Прогноз фильтрационно-емкостных свойств коллекторов на основе использования сейсмических атрибутов – это сложный многостадийный процесс, который можно разделить на три этапа интеллектуального анализа данных в нефтегазовой отрасли [31, 109].

В качестве метода разведочного анализа СА нами предлагается использовать канонический анализ. Этот вид статистического исследования представляет собой удачное обобщение множественной корреляции как меры зависимости между одной случайной переменной (в нашем случае – какого-либо петрофизического параметра) и подмножеством других случайных величин, в том числе сейсмических атрибутов [74, 99]. Поскольку при расчётах приходится оперировать большими объёмами данных с целью установления корреляционных связей между ними, возникает вопрос использования канонического анализа. При этом, видимо, целесообразным будет являться ограничение числа анализируемых линейных корреляций в пользу наиболее значимых [81].

Так как статистические зависимости между сейсмическими атрибутами и коллекторскими свойствами для каждого месторождения в большинстве своём уникальны, вполне может сложиться ситуация, при которой набор признаков, весьма эффективный для одного месторождения, в принципе не работает на другом. Это значительно осложняет процедуру подбора комплекса атрибутов, ввиду невозможности использования метода аналогий в автоматическом режиме. Одним из вариантов решения этой проблемы является расчёт большого количества атрибутов в предположении, что эффективными окажутся хотя бы некоторые из них.

Ещё одним осложняющим фактором является наличие скважин, выпадающих из общих закономерностей, что уменьшает (иногда весьма значительно) форму зависимостей и коэффициенты корреляции между параметрами среды и сейсмическими атрибутами. При этом простое исключение таких скважин из расчёта нецелесообразно, т. к., с одной стороны, скважинной информации всегда мало, а с другой – мы рискуем не установить реальные особенности среды. Таким образом, на наш взгляд, принятие решения о включении в расчёт или удалении конкретной скважины может производиться только с полным учётом всех данных на основании экспертного решения.

### **3.5. Пример применения канонического анализа сейсмических атрибутов**

#### **3.5.1. Предварительная обработка данных**

Для изучения коллекторов со сложно построенным пустотным пространством, характеризующихся сравнительно высокими трещиноватостью и кавернозностью, требуется использовать довольно большой набор СА. В нашем случае в результате работы в программном комплексе Petrel компании «Шлюмберже» имеется 2000 атрибутов. Затем используется

**канонический анализ для выбора** информативного атрибута: для прогнозирования  $H_{eff}$  – эффективная толщина нефтенасыщенности,  $H_{ob}$  – общая толщина коллектора и коэффициент песчаности. Расчёты выполнены в программе Statistica [71,74].

Поскольку сейсморазведочные данные интегральны, а их разрешающая способность всегда ниже, чем у керновых данных или данных ГИС, можно говорить о том, что они, по своей природе, характеризуют определённый объём породы, которому присвоены некоторые эффективные свойства. При этом корреляционный анализ (Рис. 3.15) позволяет сразу исключить из набора СА с коэффициентом корреляции, близким к  $\pm 1$ , что важно для последующей обработки. Мы убираем атрибуты, для которых коэффициент корреляции изменяется в диапазоне  $\pm [0,9; 1]$ , т. к. СА рассчитываются с допустимой ошибкой.

Так как коэффициенты корреляции близки по значению и наличествует много ложных корреляций, зачастую данная методика не позволяет выявить подмножество значимых переменных. Кроме того, есть много слабо коррелированных СА, хотя эти корреляции значимы. Поэтому для выявления множеств переменных, существенно влияющих на зависимую переменную, нами проводился факторный анализ методом главных компонент в пакете Statistica, позволяющем на основе реальных отношений переменных выявить обобщённую структуру данных. Метод даёт возможность отслеживать значимые корреляционные связи между отдельными параметрами коллектора, а также между параметрами и общими факторами [14].

На рисунке 3.16 показано распределение факторных нагрузок. Здесь можно увидеть только то, что с ростом времени увеличивается количество тесно связанных с каждой толщиной атрибутов, и они образуют тесно связанные кластеры. Можно попытаться выбрать один атрибут из каждого кластера, чтобы оставить в модели для прогноза только его. Это довольно затратная по времени работа.

Variable	H_ef_U1_1	Hef_U1_2	Hef_U1_3_4
Average energy 3dlu29_lla_3ms	0.08	-0.27	-0.55
Average energy dip_cur_Lu29	-0.04	0.36	0.18
Average energy Dom_Freq_LU29	-0.48	-0.50	0.38
Average energy Env_LU29	-0.06	-0.34	-0.61
Average energy Grad_mag_LU29	-0.21	-0.24	-0.40
Average energy Ins_Freq_LU29	-0.50	-0.43	0.42
Average energy Ins_Ph_LU29	0.13	0.22	0.20
Average energy IQ_LU29	-0.13	0.20	0.08
Average energy rai_Lu29	-0.27	-0.20	-0.26
Average energy Sweet_LU29	-0.01	-0.27	-0.66
Average energy T_Lu29	-0.30	0.44	-0.15
Average energy var_Lu29_3ms	-0.25	0.69	0.31
Average energy_chaos_Lu29_3ms	-0.08	0.39	0.08
Average envelope 3dlu29_lla_3ms	-0.07	-0.44	-0.54
Average envelope dip_cur_Lu29	0.05	0.23	0.02
Average envelope Dom_Freq_LU29	-0.51	-0.54	0.39
Average envelope Env_LU29	-0.02	-0.49	-0.51
Average envelope Grad_mag_LU29	-0.18	-0.32	-0.36
Average envelope Ins_Freq_LU29	-0.43	-0.30	0.34
Average envelope Ins_Ph_LU29	0.01	0.17	0.38
Average envelope IQ_LU29	-0.23	0.21	0.23
Average envelope rai_Lu29	0.00	-0.34	-0.59
Average envelope Sweet_LU29	0.00	-0.43	-0.56
Average envelope T_Lu29	-0.28	0.29	-0.16
Average envelope var_Lu29_3ms	-0.07	0.68	0.30

Рис. 3.15. Корреляционный анализ сейсмических атрибутов (часть таблицы результатов)

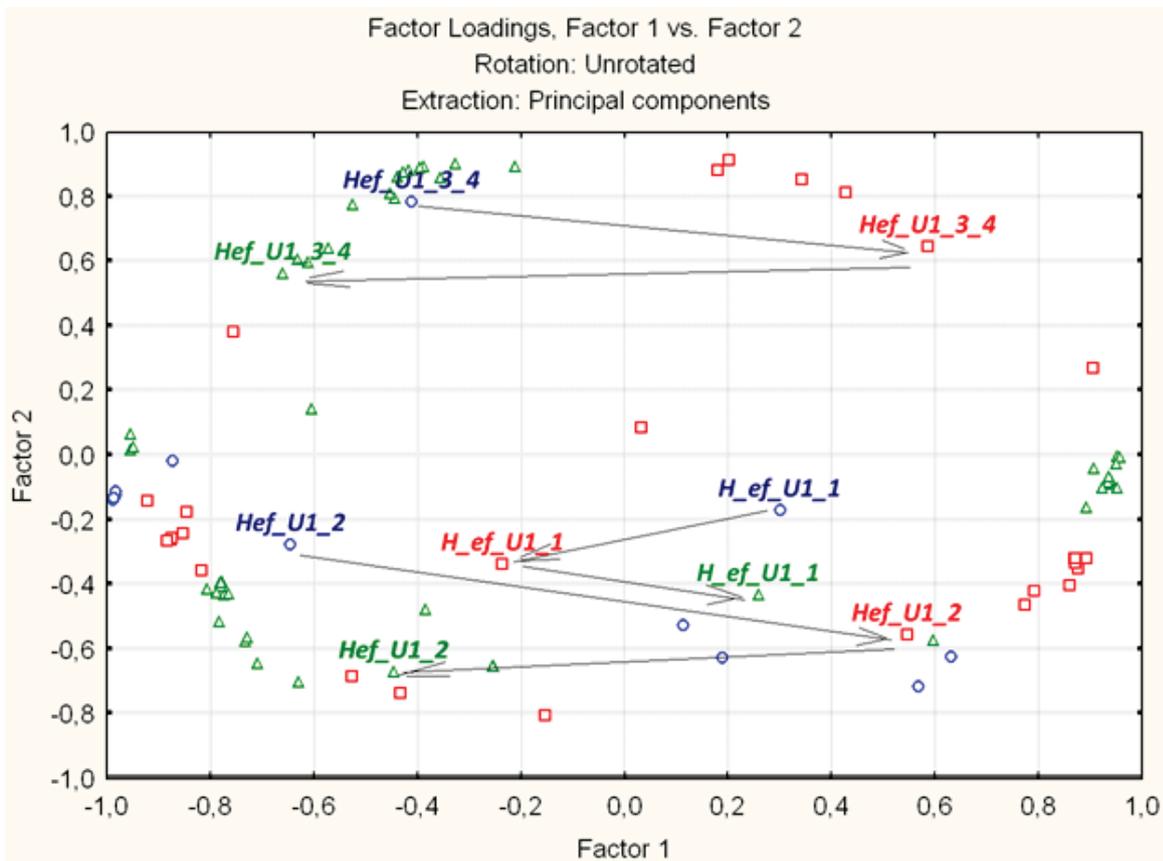


Рис. 3.16. Распределение факторных нагрузок

Тем не менее, из данных можно убрать бесперспективные с точки зрения влияния на петрофизические параметры СА и выявить ряд атрибутов, имеющих сильную взаимную корреляцию.

Очевидно, что в отношении нашего модельного исследования полученные атрибуты, наиболее значимые для каждого из факторов, в значительной мере являются геометрическими. Их использование позволяет применять количественные меры для оценки как геологических рисков, так и параметров распределения трещиноватости. Если учитывать неравномерность распределения скважин по площади и статистический характер атрибутивного анализа, полученный анализ следует отнести к допустимому с повышенным риском.

### **3.5.2. Проведение канонического анализа**

После сокращения набора СА можно воспользоваться модулем Canonical analysis пакета Statistica. Общая идея канонического анализа в нашем случае состоит в наличии стохастической взаимосвязи между линейными комбинациями ФЕС и СА. Учитывая, что СА и параметры ФЕС измеряются в одной и той же области, мы можем предположить, что их изменения, такие как свойства изменчивости среды, практически одинаковы или подобны. Далее, после получения т. н. уравнения модели канонической корреляции, необходимо определить весовые коэффициенты для двух подмножеств переменных.

Результат анализа для данных по рассматриваемому месторождению завершился с сильной канонической корреляцией  $R=0,87$  (Табл. 3.2). При подборе весов исходим из условия наибольшей коррелированности двух множеств СА и петрофизических параметров, т. к. слабо коррелированные друг с другом взвешенные суммы не представляют никакого интереса для геофизиков.

Значение Total redundancy показывает, насколько изменчивость петрофизических параметров (61.5435%) объясняется вариабельностью СА (64.9865%). Видно, что атрибутивный анализ учитывает только около половины изменчивости переменных, что неизбежно скажется на точности прогноза. В таблице 3.3 приведены коэффициенты корреляции СА и петрофизических параметров. Разделить СА по степени влияния на петрофизические параметры оказалось возможно для пласта U1\_2 и U1\_3\_4.

Представляет интерес расчёт канонических весовых коэффициентов для СА и петрофизических параметров (Табл. 3.4 и 3.5). Канонические коэффициенты дают возможность оценить, как определённые переменные каждого подмножества СА влияют на каноническую переменную, т. е. на взвешенную сумму.

## Результат канонического анализа

Canonical R: ,87061 Chi(12)= 18.637 p=.23075 Канонический R: ,87061 Chi (12) = 18.637 p= .23075		
	<b>Left – Set Левый набор переменных</b>	<b>Right – Set Правый набор переменных</b>
<b>No. of variables</b> Количество переменных	3	4
<b>Variance extracted</b> Извлечённая дисперсия	100,000%	90.9404%
<b>Total redundancy</b> Общая избыточность	61.5435%	64.9865%
	<b><i>H_ef_U1_1</i></b>	V1
	<b><i>Hef_U1_2</i></b>	V2
	<b><i>Hef_U1_3_4</i></b>	V3
		V4
		V5

Таблица 3.3 Корреляции

сейсмических атрибутов и петрофизических параметров

Correlations, left set with right set Корреляции, левый набор переменных с правым					
	<b>V1</b>	<b>V2</b>	<b>V3</b>	<b>V4</b>	<b>V5</b>
<b><i>H_ef_U1_1</i></b>	-0.059889	-0.006091	-0.251062	-0.070127	-0.326265
<b><i>Hef_U1_2</i></b>	-0.342423	-0.269755	0.687133	0.675213	0.631147
<b><i>Hef_U1_3_4</i></b>	-0.613273	-0.660461	0.310639	0.296216	0.320034

Таблица 3.4

Канонические веса для петрофизических параметров

Canonical Weights, left set Канонические веса, левый набор переменных			
	<b>Root (корень)1</b>	<b>Root (корень)2</b>	<b>Root (корень)3</b>
<b><i>H_ef_U1_1</i></b>	-1.16926	0.142755	-0.236874
<b><i>Hef_U1_2</i></b>	0.31973	0.708280	-0.642655
<b><i>Hef_U1_3_4</i></b>	-0.67758	0.822693	0.541997

Таблица 3.5

## Канонические веса для сейсмических атрибутов

Canonical Weights, right set Канонические веса, правый набор переменных			
	Root (корень)1	Root (корень)2	Root (корень)3
<b>V1</b>	5.82931	1.64337	3.85375
<b>V2</b>	-4.67858	-2.07391	-4.46800
<b>V3</b>	0.91285	1.48444	-1.67067
<b>V4</b>	0.16645	0.13695	-0.86867
<b>V5</b>	0.30325	-0.86455	2.14734

Чем больше абсолютное значение весового коэффициента, тем больше вклад соответствующего атрибута в значение переменной [74, 14]. Для интерпретации канонических корней СА оцениваем простые корреляции между каноническими переменными и каждым подмножеством СА и петрофизических параметров [59]. Эти корреляции считают каноническими факторами нагрузок. При описании значений ФЕС и СА следует исходить из значения этих сильно коррелированных переменных, т. к. СА, тесно связанные с канонической переменной, имеют много общего с ней. Способ интерпретации канонических переменных аналогичен методу, используемому в факторном анализе. В нашем случае наиболее сильное влияние на канонические переменные оказывают СА V1 и V2 для пласта U1\_3\_4, так же для пласта U1\_2 наиболее сильное влияние на канонические переменные оказывают СА V3, V4 и V5. Это даёт основание считать, что прогноз ФЕС можно сделать, исследуя только перечисленные атрибуты.

Коэффициенты соответствуют корреляционным зависимостям между взвешенными суммами по двум подмножествам СА и петрофизических параметров. Можно сделать вывод о доле объяснённой дисперсии, учитывая нагрузки на канонические факторы (см. Табл. 3.6, 3.7), хотя они дают только косвенную информацию о том, какую часть изменчивости каждый канонический корень объясняет в подмножествах СА и петрофизических параметров.

Долю дисперсии, принадлежащей каждой переменной СА и петрофизическим параметрам, будут отражать возводимые в квадрат корреляции. Нужно рассчитать среднюю дисперсию от каждого корня. Результатом является средняя изменчивость, объяснённая на основе соответствующей канонической переменной [2]. Нагрузки канонических факторов представлены в таблицах 3.8, 3.9. Это корреляции переменных из множества данных и соответствующих канонических переменных, и их имеет смысл объяснить так же, как и в факторном анализе.

Таблица 3.6

Нагрузки на канонические факторы фильтрационно-емкостных свойств

	<b>Factor Structure, left set</b> <b>Факторная структура, левый набор</b>		
	<b>Root (корень)1</b>	<b>Root (корень)2</b>	<b>Root (корень)3</b>
<b>H_ef_U1_1</b>	0,184804	0,863435	0,433949
<b>Hef_U1_2</b>	-0,740235	-0,408493	0,010910
<b>Hef_U1_3_4</b>	0,052662	-0,590348	-0,177569

Таблица 3.7

Нагрузки на канонические факторы сейсмических атрибутов

	<b>Factor Structure, right set</b> <b>Факторная структура, правая</b>		
	<b>Root (корень)1</b>	<b>Root (корень)2</b>	<b>Root (корень)3</b>
<b>V1</b>	0,612256	0.431057	-0.883320
<b>V2</b>	0,003595	0.422237	-0.859556
<b>V3</b>	0,304836	0.347039	0.825788
<b>V4</b>	-0,492147	0.111383	0.832243
<b>V5</b>	0,275809	0.420011	0.775918

Таблица 3.8

Извлечённая дисперсия для канонических переменных  
фильтрационно-емкостных свойств

<b>Variance Extracted (Proportions), left set</b> <b>Извлечённая дисперсия (пропорции), левый набор</b>		
	<b>Variance – extractd</b> <b>Извлечённая дисперсия</b>	<b>Reddncy</b> <b>Избыточность</b>
<b>Root (корень)1</b>	0.209312	0.159325
<b>Root (корень)2</b>	0.317329	0.232208
<b>Root (корень)3</b>	0.473359	0.223902

Таблица 3.9

Извлечённая дисперсия для канонических переменных  
сейсмических атрибутов

<b>Variance Extracted (Proportions), right set</b> <b>Извлечённая дисперсия (пропорции), справа</b>		
	<b>Variance – extractd</b> <b>Извлечённая дисперсия</b>	<b>Reddncy</b> <b>Избыточность</b>
<b>Root (корень)1</b>	0.134669	0.102508
<b>Root (корень)2</b>	0.699139	0.511600
<b>Root (корень)3</b>	0.075596	0.035758

В представленных таблицах коэффициенты избыточности для конкретного корня можно интерпретировать как среднюю долю дисперсии, объясняемую в переменных

соответствующего множества, исходя из значения корня, при заданных значениях переменных другого множества [74]. Можно суммировать избыточность только по значимым корням. Поскольку извлекаемые канонические корни взаимно не коррелированы между собой, получим общую избыточность. Для нашего примера значимыми будут только два вторых корня, т. к. коэффициенты избыточности там существенно выше.

### 3.6. Пример прогноза ФЕС пласта Ю1-3\_4 по результатам канонического анализа

Наибольшие коэффициенты корреляции прогнозных значений эффективных толщин с атрибутами показали такие динамические параметры, как средние значения амплитуд (average energy 0,6 и average sweetness 0,70). На рисунке 3.17 показана карта динамического атрибута average energy sweetness, на рисунке 3.18 – кросс-плот динамического атрибута от эффективных толщин Ю1-3\_4, на рисунке 3.19 – кросс-плот прогнозных значений эффективных толщин и по ГИС пласта Ю1-3\_4.

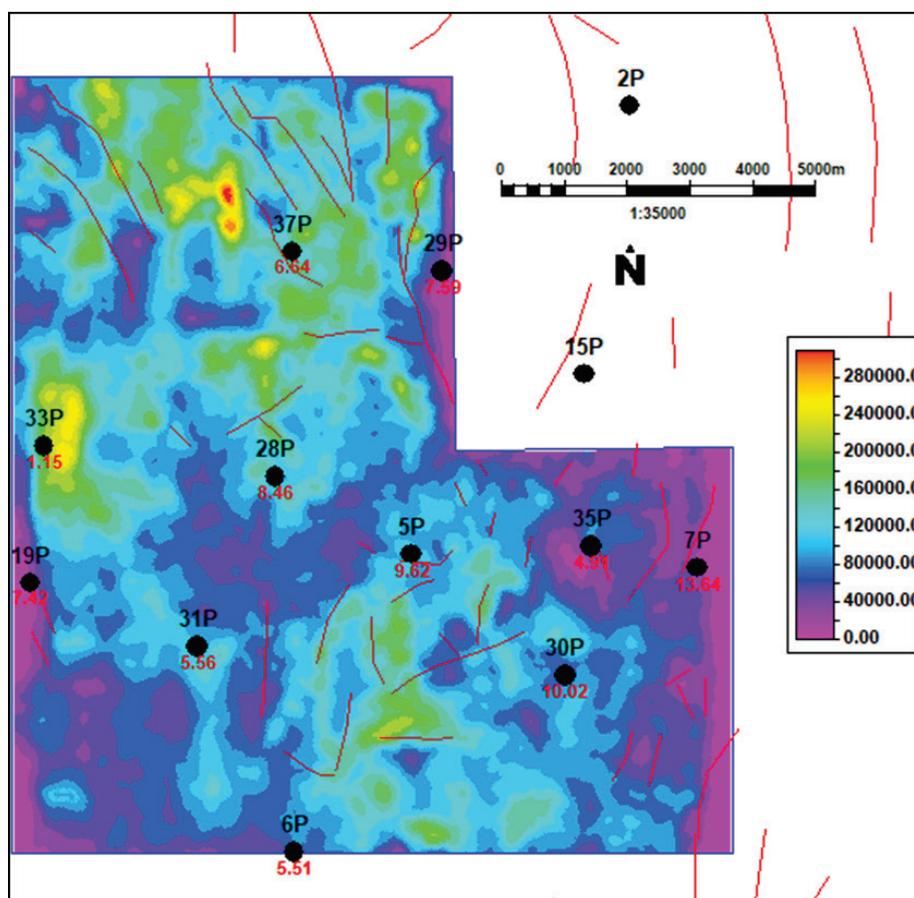


Рис. 3.17. Карта динамического атрибута average energy sweetness. Показаны скважины и их номера, а также разломы, предполагаемые автором по результатам интерпретации.

Прогнозная карта эффективных толщин была рассчитана из уравнения регрессии атрибута (average sweetness) со значениями эффективных толщин; эффективные толщины Ю1-3\_4 изменяются от 1 м (скв. 33P) до 13,6 м (скв. 7P) при среднем значении эффективных

толщин – 7,3 м. После сглаживания пространственным фильтром (3 итерации) исходных значений полученная прогнозная карта посажена на значения эффективных толщин по ГИС (Рис. 3.20), коэффициент корреляций прогнозных значений с ГИС составил 0.99, стандартная ошибка – 2 м, относительная погрешность 27%. Гистограмма распределения и статистика по карте эффективных толщин представлена на рисунке 3.21. Стоит отметить, что оператор сглаживания пространственным фильтром прогнозной карты эффективных толщин незначительно влияет на коэффициент корреляции – сотые доли условных единиц.

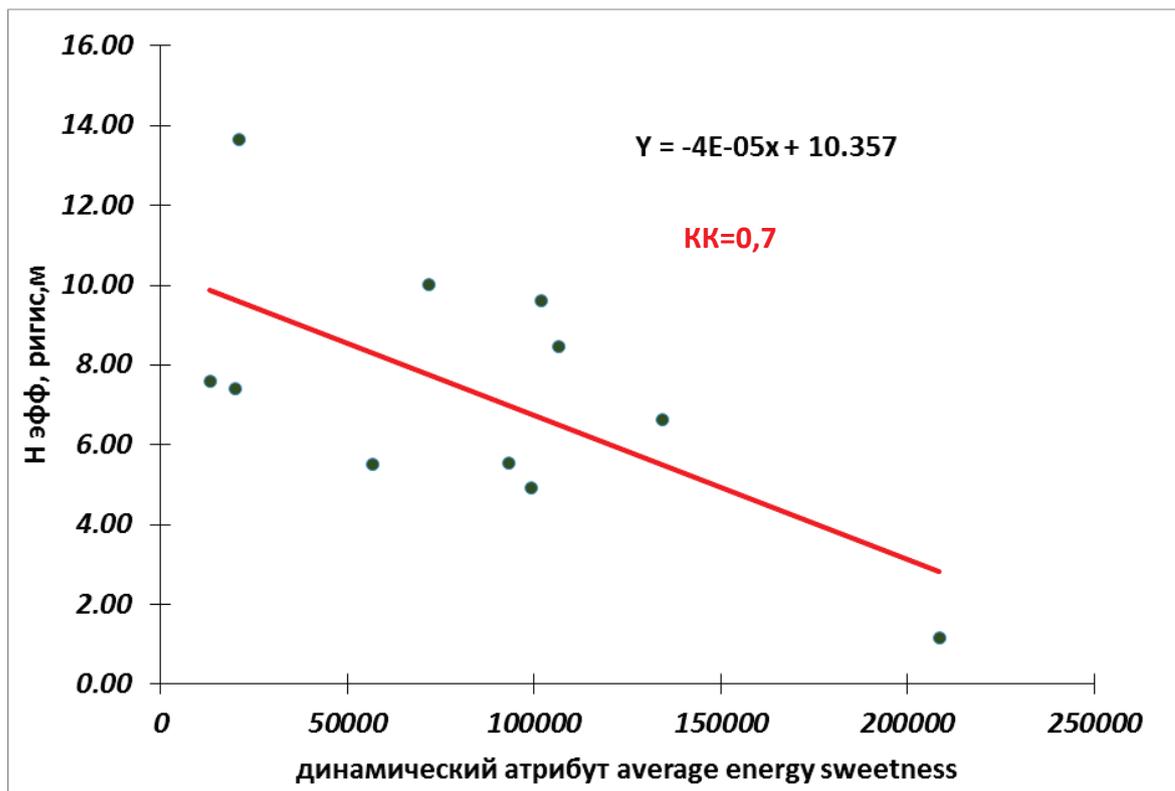


Рис. 3.18. Кросс-плот динамического атрибута от эффективных толщин Ю1-3\_4

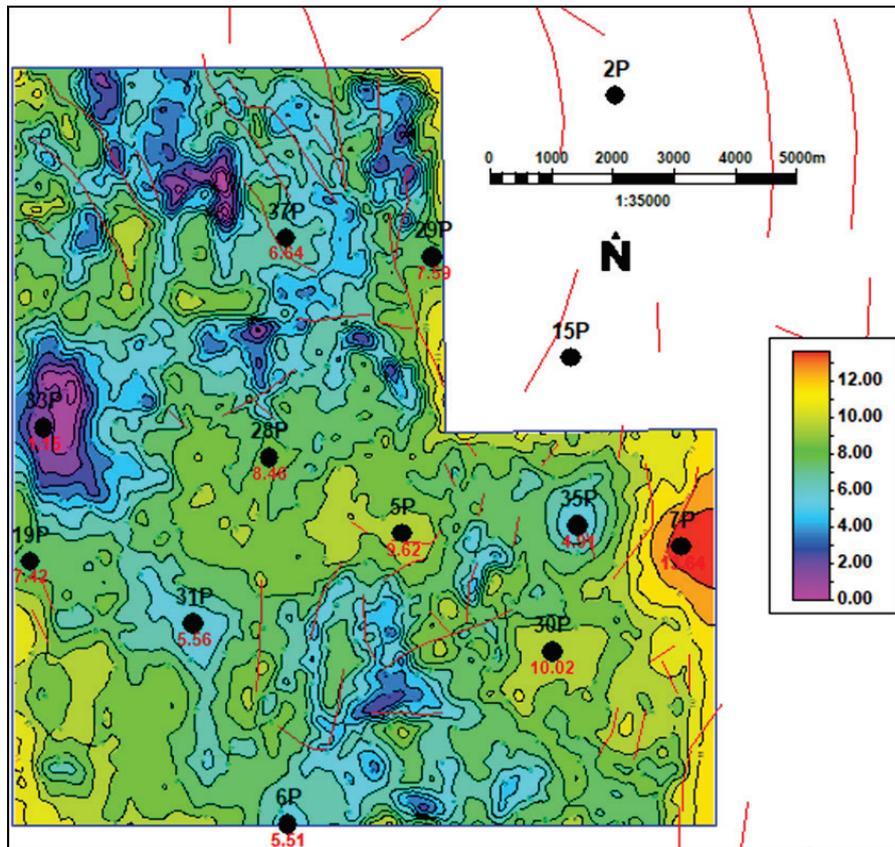


Рис. 3.20. Прогнозная карта эффективных толщин Ю1-3\_4. Показаны скважины и их номера, а также разломы, предполагаемые автором по результатам интерпретации.

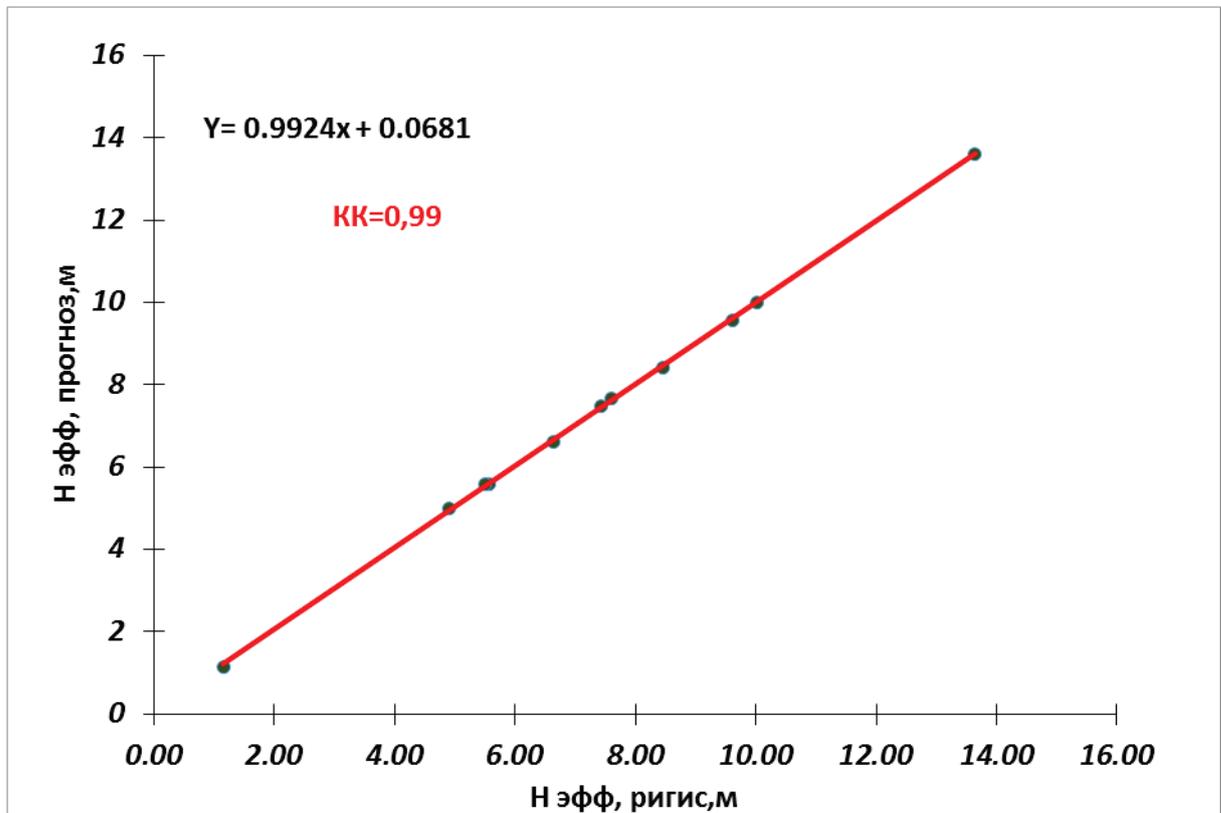


Рис. 3.19. Кросс-плот прогнозных значений эффективных толщин и по ГИС пласта Ю1-3\_4

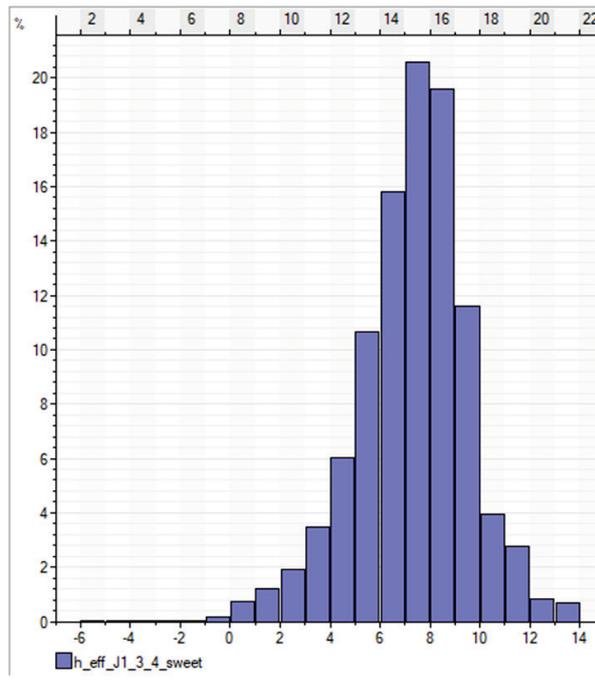


Рис. 3.21. Гистограмма распределения прогнозируемых эффективных толщин пласта Ю1-3\_4

### 3.7. Оценка достоверности прогноза

Оценка достоверности прогноза выполнена согласно методическим рекомендациям [Методические рекомендации по использованию данных сейсморазведки (2D, 3D) для подсчётов запасов нефти и газа ОАО «ЦГЭ», Москва, 2006] с использованием номограммы, показывающей взаимосвязь количества скважин и коэффициентов корреляции (Рис. 3.22, 3.23).

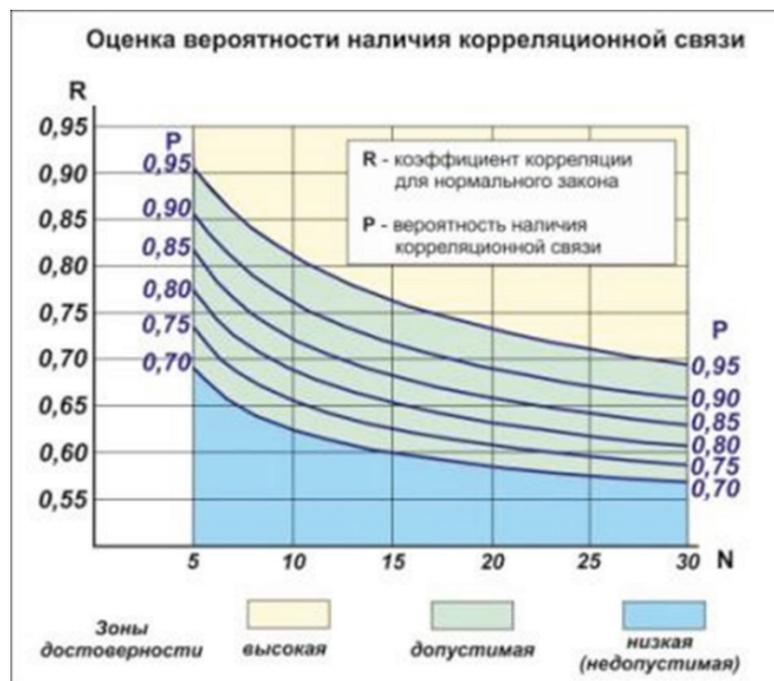


Рис. 3.22. Номограмма взаимосвязи числа скважин (N) и коэффициента корреляции

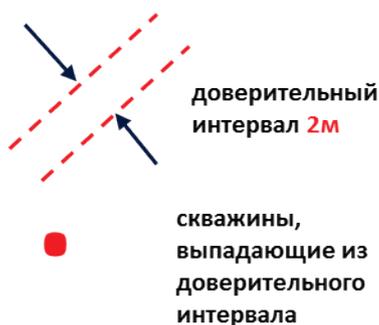
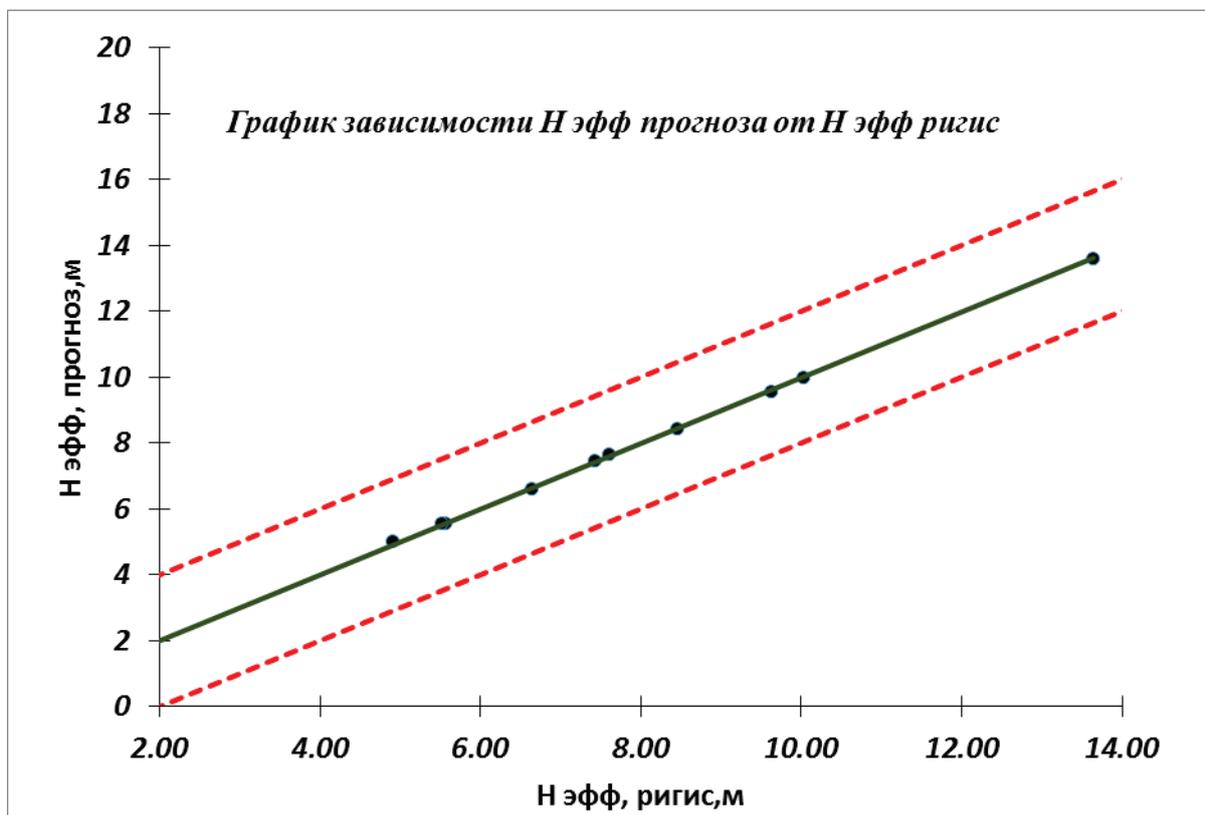


Рис. 3.23. График зависимости  $H_{\text{эфф}}$  прогноза от  $H_{\text{эфф}}$  по ГИС пласта Ю1-3\_4  
 Вероятность прогноза для эффективных толщин пласта Ю1-3\_4 находится в области «допустимой».

### 3.8. Результаты и обсуждение

В сейсморазведке до конца не выявлена связь атрибутов сейсмических записей с элементами геологического разреза, т. е. возможности применения сейсмических атрибутов для прогноза ФЕС. Поэтому важно найти такие сейсмические атрибуты, которые при моделировании дадут высокую точность прогноза ФЕС.

Можно говорить о некоторой субъективности полученных ранее результатов. Субъективность обусловлена отсутствием гарантий необходимой точности полученных результатов и оптимальности подбора необходимых атрибутов [66]. На самом деле, процесс

статического прогнозирования ФЕС по СА обосновать сложно: если эти зависимости существуют, то взаимосвязи давно были бы доказаны с точки зрения физики и геологии.

Также следует отметить, что для атрибутивного анализа важен не выбор отдельных СА, а их совместная изменчивость и взаимное влияние на петрофизические параметры. По результатам проведённых факторного и канонического анализа показано, что вариабельность СА объясняет не более половины изменчивости ФЕС, поэтому для повышения точности прогноза петрофизических параметров следует вернуться к полным данным по волновым функциям. Разрабатываемые методы анализа больших данных дают такую возможность в современных условиях.

### **3.9. Выводы к 3 главе**

Таким образом, можно утверждать, что детально характеризовать трещиноватый резервуар можно по результатам анализа сейсмических атрибутов. Этот факт определяет высокую значимость атрибутивного анализа для решения подобных проблем. В данной главе предложено сочетание альтернативных подходов к прогнозу ФЕС коллекторов по сейморазведочным данным. Полученные результаты можно рассматривать как одну из технологий прямого прогноза ФЕС по сейморазведочным данным, как следствие установления связей между свойствами среды и сейсмическими атрибутами.

При наличии очень сильных корреляций между данными, даже весьма малые объёмы выборки в ряде случаев позволяют обнаружить значимые сейсмические атрибуты, существенно влияющие на петрофизические параметры и объясняющие большую часть вариабельности в данных [22]. Для наших исследований базовой информацией послужили значения фильтрационно-емкостных свойств коллекторов трещиноватого типа по одиннадцати скважинам. Чтобы получить интерпретацию только наиболее значимого корня и получить оценку факторов, необходимо использовать существенно больше наблюдений, чем переменных. Соответственно, для двух канонических корней для получения достоверных оценок необходимо использовать как минимум в пятьдесят раз больше наблюдений, чем число исследуемых переменных.

В ходе работы был выполнен канонический анализ по данным фильтрационно-емкостных свойств и сейсмических атрибутов, а также была определена степень влияния сейсмических атрибутов на фильтрационно-емкостные свойства. Анализ полученных нами данных показывает их необходимость и важность для построения корректной геологической модели, которая чаще всего требуется в трёхмерном представлении. В дальнейшем эти данные, также как и модель, обычно используются как обоснование для принятия решения о заложении скважин. В работе предложена методика отбора сейсмических атрибутов, наиболее важных для

изучения мест с нарушенными прочностными и деформационными свойствами пород, и определены эти атрибуты для месторождения в Томской области. Для решения геологических задач обоснованное в результате канонического анализа использование сейсмических атрибутов открывает возможности получения более достоверных сведений о геологической среде.

#### 4. АНАЛИЗ АТРИБУТОВ СЕЙСМИЧЕСКИХ ПОЛЕЙ КАК СПОСОБ ИЗУЧЕНИЯ ЗОН АНОМАЛЬНОГО ПЛАСТОВОГО ДАВЛЕНИЯ

Достаточно часто к областям развития трещинно-кавернозных коллекторов и сопряжённым с ними залежам углеводородов приурочены области аномально высокого пластового давления (АВПД) [55]. С ними связано улучшение коллекторских свойств и энергетики пласта, но, как было отмечено нами выше, с технологической точки зрения они могут стать причиной возникновения аварийных ситуаций в процессе бурения [16,17,18,75,93].

Для того чтобы избежать возможных негативных последствий, необходимо разработать методику, позволяющую с достаточной степенью достоверности прогнозировать зоны АВПД и оценивать величину этого параметра в пласте до его вскрытия в процессе бурения. Это даёт возможность таким образом скорректировать конструкцию скважины и параметры бурового раствора, чтобы репрессия на пласт была минимальна.

Общепринятой является следующая классификация методов прогнозирования и оценки АВПД.

1. Методы, реализуемые перед бурением. В эту группу включены методы разведочной геофизики, а также геолого-геофизические данные об особенностях уплотнения осадочных пород территории исследования [24,34,101].

2. Методы контроля АВПД в процессе бурения.

3. Методы мониторинга АВПД после бурения.

Однозначно принятой всеми исследователями гипотезы о возникновении АВПД нет [142]. Ряд авторов объясняет возникновение зон с аномально высоким давлением гравитационным воздействием вышележащих толщ. Другие считают, что своим существованием это явление обязано тектонической активности. Также имеет смысл рассматривать и комбинированный вариант.

При более детальном рассмотрении этого процесса можно говорить о том, что особенности условий осадконакопления на палеоконтинентальных шельфе и склоне, литология осадков, характер их захоронения и уплотнения, структурная деформация, тектоническая активность как раз и контролировали процесс генезиса зон АВПД.

Таким образом, к числу основных факторов, обусловивших появление и существование зон АВПД, можно отнести: *пъезометрический уровень флюидов, особенности структуры коллектора, подъём давления в коллекторе, скорость седиментации, условия осадконакопления, особенности формирования палеодавления, тектоническую историю региона.*

#### **4.1. Закономерность формирования аномально высоких пластовых давлений**

Гипотеза о формировании АВПД как следствии уплотнения пород под действием силы тяжести в условиях дефицита флюида, за счёт его оттока, была предложена в 1938 году В. К. Иллином. Таким образом, величина аномального давления должна определяться временем захоронения осадков и скоростью осадконакопления.

Гипотеза Иллинга позднее была развита Дж. Дикинсоном (1953 г.), а также М. К. Хьюбертом и У. Рабом (1959 г.). Они доказали, что именно быстрое формирование глинистых осадков, когда флюид частично остаётся внутри осадочной толщи и не может быть полностью отжат, и приводит к существенному повышению давления за счёт веса глин. Г. А. Бабалян в 1953 году доказал, что если процесс уплотнения осадочной толщи ещё не завершён, но сам коллектор уже экранирован, то для возникновения АВПД необходимо выполнение одного из следующих условий:

– коллектор должен быть полностью экранирован. При этом сам по себе вид и/или состав экрана не имеют значения. Это могут быть тектонические нарушения, пласты более плотных пород и др. Такая структура разреза приводит к тому, что миграция флюида останавливается. Он не может быть выдавлен, и всё давление перекрывающих отложений передаётся на него.

– значительное (вплоть до полной остановки) замедление миграции флюида. При этом, спад давления, обусловленного этой миграцией, весьма мал и не может компенсировать давление перекрывающих отложений.

– незначительная миграция флюида из слабопроницаемой залежи при любом качестве экранирования.

Для зон АВПД акчагыльского возраста, изученных И. М. Губкиным в Азербайджане, характерной оказалась приуроченность к диапировым складкам. Он связал их происхождение с миграцией повышенно пластичных глинистых толщ под действием повышенного давления. При этом они выдавливались из областей с повышенным давлением в области пониженного давления, продавливаясь через более молодые образования. В этом случае флюиды (как газообразные, так и жидкие) выдавливались в наиболее нарушенные части разреза, которыми обычно являются ядра складок. Если при этом скорость миграции флюида в ядра складок оказывалась выше, нежели обратная, то имело место накопление в них флюида с соответствующим повышением пластового давления. А в случае превышения критических значений давления могло происходить взрывное разрушение перекрывающих отложений с формированием грязевых потоков и выбросов флюида, вплоть до образования факелов.

Осадконакопление, по данным И. М. Губкина, в Апшеронском районе происходило ритмично, что нашло своё отражение в разрезе. Эту ритмичность И. М. Губкин связывал с особенностями тектонических движений всего Каспийского региона как единой структуры.

Тем не менее, при всей своей логичности, гипотеза о формировании зон АВПД вышеописанным образом (латеральная миграция флюида в процессе осадконакопления) не доказана несмотря на то, что хорошо объясняет известные факты. Скорее всего, она справедлива для определённых типов разрезом. Для других же типов разрезов, развитых в Западной Сибири, по нашему мнению, более достоверной может являться гипотеза о формировании зон аномального давления в условиях хороших покрывок при прекращении осадконакопления.

В то же время, вывод И. М. Губкина о связи тектонической истории региона и особенностей флюидонакопления подтверждается и для других нефтегазоносных провинций. В пользу этого же вывода говорит и связь наиболее крупных месторождений с глубинными (региональными) разломами. В пределах их зоны влияния пласты начинают падать под более крутым углом. Увеличиваются перспективы на углеводороды. Возникновение такого рода объектов сопровождается значительным повышением трещиноватости. Возникают сбросовые сдвиги, приуроченные к сводовой части антиклинальных структур. В замковой части структур амплитуда смещений максимальна, в сторону периферии она уменьшается. В той части пласта, где густота нарушений повышена, амплитуда нарушений, как правило, невелика, а сами нарушения чаще всего являются поперечными. Такого типа объекты характерны для Персидского залива и Каспийского региона.

Продольные нарушения, сопряжённые с зонами дробления и мелкими сбросами, характеризуются достаточно большими (до 3000 метров и более) амплитудами смещений. Именно они формируют блоковую структуру залежей. Объекты этого типа известны в Мексиканском заливе, Северной Африке, Вьетнаме, на Северном Кавказе и в других регионах.

*Основной особенностью проявления зон аномально высокого давления является тектоническая (а также, в зависимости от региона, неотектоническая) активность [12,39,137]. Аномально высокое пластовое давление в этом случае возникает как следствие тектонической разгрузки по нарушениям, с выходом флюида на поверхность.*

#### **4.2. Геолого-геофизическая характеристика района работ**

Геолого-геофизическая характеристика района работ с требуемой для настоящего исследования детальностью приведена выше в разделе 3.1.

### **4.3. Обнаружение зон АВПД**

Для картирования с необходимой для принятия управленческих решений точностью зон АВПД [147], необходимо иметь данные о геологическом строении разреза (в том числе непосредственно залежи), возможном наличии зон АВПД в непосредственной близости от района работ, а кроме того, об особенностях структуры поля пластовых давлений на изучаемой площади.

#### **4.3.1. Обнаружение зон АВПД по материалам геофизических методов исследования скважин**

Наиболее корректно зоны аномально высокого пластового давления выделяются в глинах, в пользу чего говорит сама природа возникновения зон АВПД. Причиной этого являются особенности катагенеза органического вещества, которые обуславливают пористость и флюидонасыщенность пластов. При этом, наложенные эпигенетические процессы также вносят свой значительный вклад в формирование таких зон [27,44,136]. Величина их вклада обусловлена весьма высокой интенсивностью влияния вышеназванных процессов, к которым относятся, в частности, наложенные карбонатизация и каолинизация, на особенности физических свойств горных пород.

В пределах зон аномально высокого пластового давления чаще всего наблюдается повышенное водородосодержание на уровне пониженных плотности, скорости распространения упругих волн и сопротивления. Эти петрофизические особенности разреза, учитывающие изменение физических свойств по вертикали, лежат в основе всех методик прогнозирования зон АВПД. Возникающие отклонения изменения пород от нормального поведения и делают возможным прогноз.

Рассмотрим ситуацию с изменением петрофизических характеристик глин в разрезе с наличием зон АВПД. Влияние гравитации на породы в разрезе приводит к их уплотнению на глубину, что сопровождается повышением сопротивления и скоростных характеристик разреза на фоне уменьшения водородосодержания. В этом случае глины, локализованные в крышках коллекторов, обладают диаметрально противоположными характеристиками. На фоне разуплотнения для них характерны пониженное сопротивление и скорости упругих волн. Для таких разрезов закон изменения геофизических характеристик перестаёт быть нормальным, что отличает эти разрезы от нормальных. Кроме всего прочего, в случае наличия зон АВПД иногда отмечается понижение ПС и естественной гамма-активности. Эти факторы говорят о необходимости включения в комплекс изучения разрезов с АВПД нейтронного, акустического каротажей, каротажей ПС, КС, бокового, гамма- и гамма-гамма-каротажей [3, 56].

#### 4.3.2. Результаты применения методов ГИС для изучения зон АВПД

Для практической (тестовой) проверки в качестве эталона нами было выбрано одно нефтегазоконденсатное месторождение (Мыльджинское), по которому имелись необходимые данные ГИС.

**Результаты выделения зон АВПД в разрезах Мыльджинского нефтегазоконденсатного месторождения по данным ГИС**

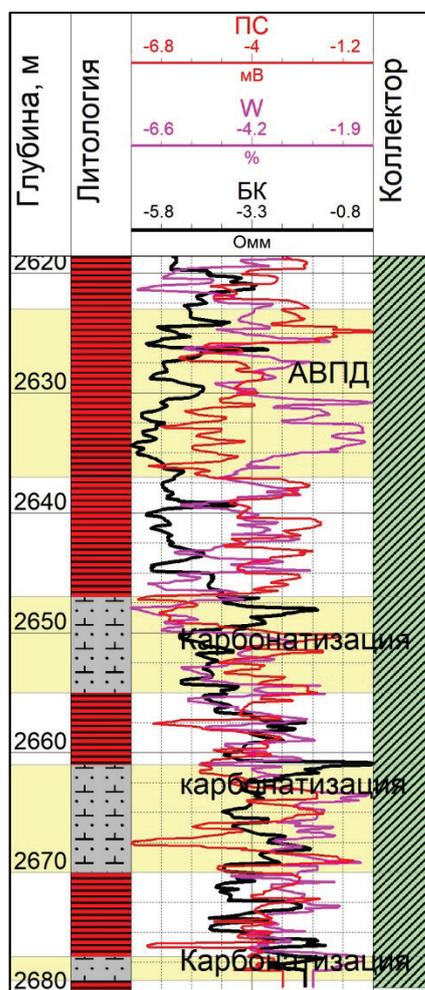


Рис. 4. 1. Мыльджинское месторождение. Образования куломзинской свиты.  
Интервал исследования 2618–2680 м скв. ХР

Особенности геологического строения Мыльджинского месторождения, а именно связанные с пластами Ю1 существенные изменения физических свойств кровельной части баженовской свиты, сделали возможным выполнение анализа только по образованиям куломзинской свиты.

Полученные в результате расчётов данные показаны на рисунке 4.1. Хорошо видно, что в верхней части интервала (примерно 2623–2637 м) наблюдается контрастное рассогласование графиков, что указывает на наличие уверенно выделяемой по данным ГИС зоны АВПД. Её

мощность составляет порядка 20 м. Характеризуя полученные данные, можно сказать следующее.

1. Поскольку в разрезе, содержащем коллекторы, распределение физических параметров обычно носит весьма сложный характер, используемые данные необходимо нормализовать. При этом исключение из комплекса каких-либо данных приводит к снижению (иногда довольно значительному) достоверности прогноза. Именно поэтому часто происходит пропуск зон АВПД при анализе данных ГИС. Причиной этого может являться нехватка информации.

2. Достаточно часто зоны аномально высокого пластового давления сопровождаются нарушенным поведением физических параметров, что выражается в повышении удельного электрического сопротивления, понижении радиоактивности и самопроизвольной поляризации. Причиной таких изменений могут являться области развития наложенной карбонатизации, которые, в случае наличия в разрезе, меняют ГК и ПС так же, как и зоны АВПД, но совершенно другое влияние оказывают на водородосодержание и сопротивление. Исследование этой связи нуждается в дополнительных исследованиях и не является задачей настоящей работы.

#### **4.4. Картирование зон АВПД с использованием атрибутивного анализа сейсмических данных**

Как для прогноза наличия или отсутствия зон АВПД, так и для оценки их глубины залегания сегодня активно используют сейсморазведочные данные [6,36,65,96]. Эффективность этого подхода считается доказанной, в том числе и в условиях отсутствия скважин, что делает невозможным использование данных ГИС. Это позволяет уменьшить вероятность техногенных инцидентов, обусловленных аномально высоким пластовым давлением при бурении скважин.

В качестве эталонных нами использовались материалы по газоконденсатному Мыльджинскому месторождению, характеризующемуся сравнительно крупными запасами углеводородов на фоне сложного геологического строения. Для геологического разреза объекта свойственно наличие тектонических дислокаций в осадочном чехле, рапопроявлений и, как следствие, развитие во флюидных системах «раппа/газ» аномально высоких пластовых давлений. Эти зоны расположены чаще всего в центральной части разреза.

#### **Физико-геологические основы использования сейсмических атрибутов для прогнозирования зон АВПД**

Поскольку природу формирования зон АВПД, как правило, связывают с процессами уплотнения глин в ходе осадконакопления, то вполне естественным является то, что для их успешного прогнозирования по геофизическим данным необходимо понимание особенностей распределения свойств глин, связанных именно с процессами осадконакопления, в том числе их изменений на этапе уплотнения глин. Одним из основных индикаторов будет являться

изменение скоростей упругих волн относительно «чистых» глин [108,117]. Именно это даёт возможность использования сейсморазведочных данных для достоверного прогноза зон АВПД. При этом надо иметь в виду, что изменение скоростей пробега упругих волн может быть обусловлено и другими причинами, никак не связанными с процессами уплотнения глин.

Поскольку вышеприведённые соображения говорят о том, что наиболее уверенно зоны аномально высокого пластового давления характеризуются значительным повышением пористости, температуры, а также значений коэффициента Пуассона на фоне снижения амплитуд интервальных скоростей, а также значений эффективного напряжения и объёмной плотности [102,123], наиболее эффективными для прогнозирования зон АВПД можно считать следующие сейсмические атрибуты.

### **1. Относительный акустический импеданс (Relative Acoustic Impedance, RAI)**

Этот атрибут чувствителен к значительному числу параметров среды (к ним относятся состояние и состав флюида, его содержание в коллекторе, пористость пласта), а также к наличию последовательных границ, несогласий и других неоднородностей разреза. Физически он характеризует видимый акустический контраст.

Поскольку атрибут RAI весьма чувствителен к изменению пористости среды [118, 124], одной из основных решаемых с его помощью задач можно считать моделирование зон повышенной пористости. Такие области часто связывают с трещинно-кавернозными коллекторами и зонами АВПД.

Нами была осуществлена интерпретация сейсморазведочных данных 3D МОГТ. Одной из основных задач при этом было прогнозирование наличия областей аномально высокого пластового давления. Результаты расчёта относительного акустического импеданса приведены на рисунке 4.2. На нём показан горизонтальный срез куба этого атрибута по горизонту Ю1. Области высокой изменчивости атрибута имеют очевидную связь с трещиноватыми коллекторами, формирующими продуктивный интервал, и областью повышенной вторичной пористости в глинистых сланцах баженовской свиты, к которой и приурочена известная зона АВПД.

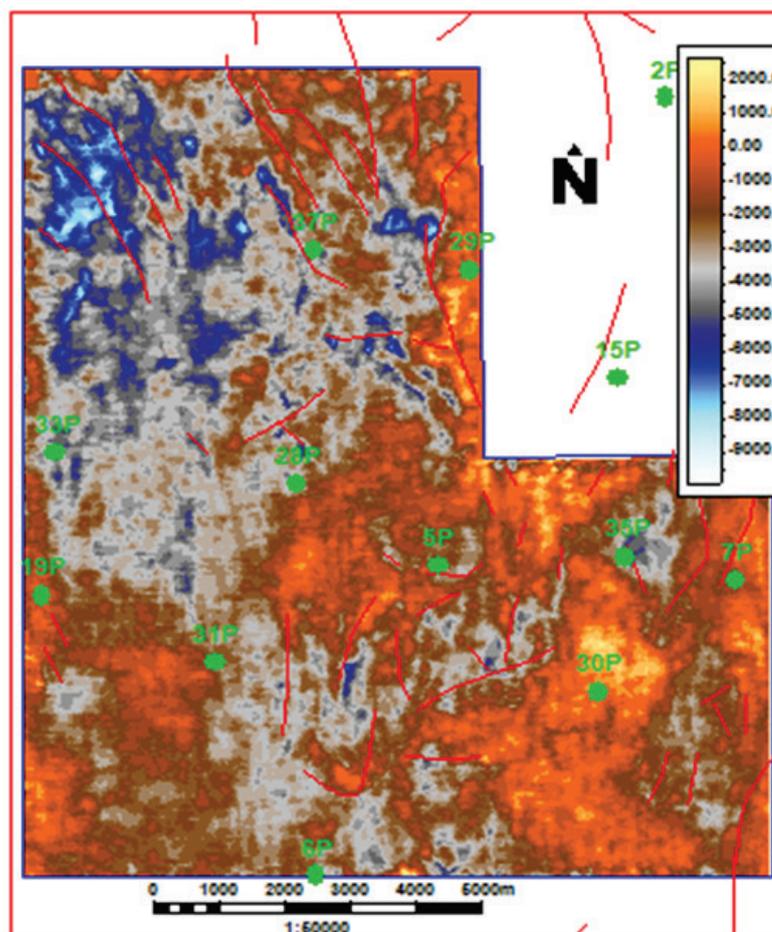


Рис. 4. 2. Горизонтальный срез куба относительного акустического импеданса для установления вероятных зон АВПД в интервале верхнеюрских продуктивных отложений по основным ОГ I Ia+15ms. Показаны скважины и их номера, а также разломы, предполагаемые автором по результатам интерпретации.

## 2. Пороговое значение амплитуды (Threshold value)

При расчёте этого атрибута вычисляется процент точек, в которых значения соответствуют выбранному геологическому критерию. В качестве примера можно рассмотреть анализ, выполняемый на основе признаков, характерных для трещинно-кавернозных коллекторов. В этом случае для анализа амплитуд могут использоваться заданные пороговые значения, обусловленные изменением пористости и/или состоянием флюида. В этом случае для расчёта мощности необходимо будет использовать влияющие на сейсмический сигнал насыщенность, толщину и пористость. При этом результаты расчётов могут давать общую мощность и общую пористость. Также для расчёта описываемого атрибута можно использовать нуль-фазовые данные. В этом случае полученные результаты дают возможность повысить степень корреляции между сейсмическими атрибутами и геологическими параметрами среды, такими как пластовое давление, насыщенность и др.

Использование атрибута RAI для прогноза зон АВПД основано на том факте, что тренды свойств глин над зоной АВПД практически не зависят от давления, а вот под этой зоной уже различаются весьма заметно. Тренд плотности под зоной АВПД утрачивает прогнозируемость и может меняться достаточно произвольным образом. Помимо этого, появление аномального давления приводит к появлению т. н. «жесткого» сценария, при котором будет наблюдаться заметное снижение скорости упругих волн.

### **3. Затухание амплитуды атрибута $t^*$ (Attenuation)**

Этот атрибут основан на изучении особенностей затухания частоты сигнала в окне и разработан как средство для определения трещиноватых зон в сейсмическом кубе. Авторами было предположено [110, 119], что затухание амплитуды определяется прежде всего вертикальной мощностью трещиноватой зоны и плотностью трещин в кубе в целом. При прохождении через зоны трещиноватости в сейсмическом сигнале отмечается подавление высоких частот. Поэтому в спектре сигнала выше и ниже трещиноватой зоны наблюдается уверенно выделяемый сдвиг высоких частот относительно низких. При этом в случае, если флюид представлен газом, поглощаются будут высокие частоты, а если жидкостью, то низкие.

Результаты расчёта, приведённые на рисунке 4.3., показывают возможность уверенного выделения повышено трещиноватой зоны по данным анализа особенностей структуры распространения **затухания амплитуды атрибута  $t^*$** . При этом надо учитывать многофакторную природу АВПД, которая делает невозможным уверенный прогноз таких зон только по какому-то одному признаку и обуславливает настоятельную необходимость использовать для их выделения набор признаков.

Наличие в разрезе зон аномально пластового давления неизбежно приводит к появлению локальных изменений интервальных скоростей сейсмических волн. В том числе меняются на глубину скорости ОГТ в случае повышения давления в сводовых частях структур. Поэтому вполне естественным является то обстоятельство, что при определении удельного веса бурового раствора уже давно используется анализ именно интервальных скоростей. Конечно, подобная взаимосвязь является в определённой степени упрощением, т. к. изменения свойств пород под зоной АВПД будут зависеть и от других факторов, например от характеристик геологической среды.

Одним из вариантов количественной оценки связи между интервальными скоростями и аномальными изменениями пластового давления является расчёт соответствующих зависимостей [4], которые фактически дают представление о характере изменения скоростей ОГТ на глубину. В случае их использования признаком наличия зон АВПД в разрезе будет

являться отрицательный градиент интервальных скоростей, появление которого связано с их уменьшением в кровле АВПД.

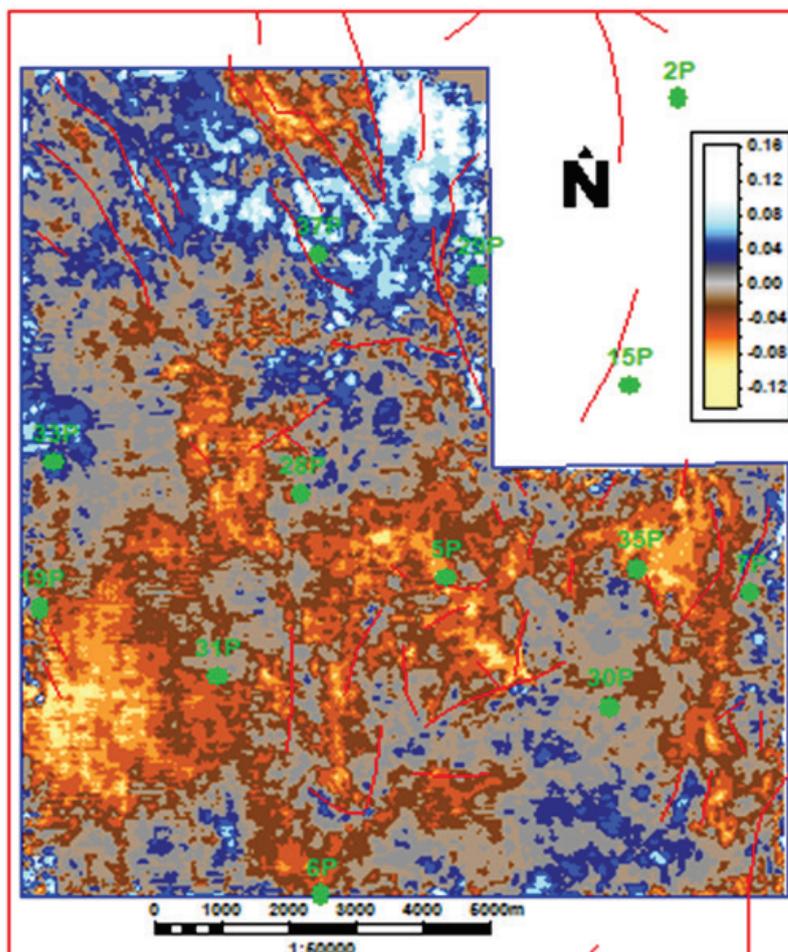


Рис. 4. 3. Горизонтальный срез куба  $t^*$  для установления вероятных зон АВПД в интервале верхнеюрских продуктивных отложений по основным ОГ I Ia+15ms. Показаны скважины и их номера, а также разломы, предполагаемые автором по результатам интерпретации.

#### 4. Атрибуты преобразования Гильберта

Как уже отмечалось нами выше, для расчёта сейсмических атрибутов могут использоваться разнообразные характеристики сигнала. Это могут быть энергия, фаза, амплитуда и др. Однако если посмотреть на сейсмический сигнал в целом, то можно прийти к понятию комплексной трассы [143], которое было введено Танером и Шерифом (1976). Для такого интегрального образования наиболее значимыми атрибутами будут:

– **мгновенная частота (Instantaneous Frequency)**. Этот атрибут представляет собой мгновенную центральную (среднюю) частоту спектра. Он не зависит ни от фазы, ни от амплитуды сейсмического сигнала и связан главным образом со свойствами коллекторов. В силу этого данный атрибут может оказаться весьма полезным при характеристике латеральной изменчивости состава пород, картировании зон трещиноватости, а также

изменения мощности. Для данного атрибута свойственно повышенное, относительно входных данных, разрешение. Это делает его весьма полезным при изучении локальных зон неоднородностей малой мощности;

– **мгновенная фаза (Instantaneous Phase)**. Данный атрибут предназначен для изучения отражений, причём не важно – слабых или сильных. Как следствие, он весьма хорошо картирует зоны нарушения однородности разреза (последовательные границы, трещиноватость, тектонику и др.);

– **мгновенное качество (Instantaneous Quality)**. Основным свойством этого атрибута является его связь с формой и амплитудой сейсмического сигнала, изменения которых так или иначе обусловлены особенностями строения геологической среды. Эти особенности вызывают искажение фронта волны, коэффициентов отражения и преломления, потери энергии из-за неупругости среды, наличие эффектов «внутреннего трения» и т. д.

Так, например, из-за того, что реальная геологическая среда оказывается не совсем упругой, амплитуда сейсмической волны будет затухать не в соответствии с известным отношением  $1/r$ , где  $r$  – это расстояние, обусловленное геометрическим расхождением, а сильнее. Таким образом, оценка расхождения скорости затухания между фактически полученным и теоретически рассчитанным для идеально упругой среды позволит нам оценить реальную неупругость среды, порождённую геологическими причинами.

Кроме того, данный атрибут позволяет оценить наличие/отсутствие флюида, охарактеризовать его состояние и сделать выводы о качестве (поглощающих свойствах) резервуара. Соответственно, возможность выделения геологических неоднородностей определяет и возможность использования Мгновенного фактора качества для прогнозирования зон АВПД и повышенной трещиноватости.

#### **4.5. Выводы к 4 главе**

Существует много критериев, которые позволяют утверждать, что геологический разрез Западной Сибири может быть отнесён к регионам, где возможно уверенное выделение зон АВПД. По мнению большинства исследователей, наличие таких зон можно рассматривать как благоприятный критерий при оценке нефтегазового потенциала, т. к. формирование зон АВПД, как правило, является результатом сочетания целого набора признаков, большая часть которых так или иначе имеет отношение к формированию нефтегазоносности территории.

С другой стороны, значимость достоверного прогнозирования зон АВПД обусловлена резким увеличением количества вскрываемых глинистых покрышек в напряжённом состоянии ввиду изучения ДЮК и, вследствие этого, усложнения условий бурения и повышения аварийности скважин. Как правило, бурение в этих условиях сопровождается

технологическими проблемами, иногда весьма значительными. Соответственно, повышение достоверности прогноза зон АВПД даст возможность более эффективного их учёта при определении параметров и методических особенностей бурения, что, в свою очередь, должно позволить значительно сократить количество аварийных ситуаций из-за неконтролируемого вскрытия скважинами зон АВПД, давая возможность заранее определять участки с необходимостью бурения «на равновесии», контролируемо меняя плотность бурового раствора в зависимости от прогнозируемых горно-технических условий.

Ещё одним положительным фактором является более высокая достоверность оценки коллекторских свойств, что весьма актуально, особенно для трещинно-кавернозных коллекторов.

Таким образом:

В качестве каротажной основы для картирования зон АВПД необходимо использовать, в первую очередь, нормализованные данные БК, НГК и ПС. Полученный по результатам анализа каротажных данных прогноз будет являться наиболее достоверным. Использование каротажных данных для межскважинного прогноза путём их интерполяции является достаточно грубым инструментом, и к полученным результатам необходимо относиться с некоторой долей скепсиса.

Наиболее достоверные результаты для прогноза зон АВПД как в межскважинном пространстве, так и в случае их отсутствия можно получить при использовании сейсморазведочных материалов. При этом весьма желательной частью процедуры является «калибровка» результатов прогноза на материалы ГИС, а также процесс прогноза требует привлечения априорной информации о геологическом строении площади.

Полученные при формировании прогноза по сейсморазведочным материалам (как, впрочем, и по данным ГИС) зависимости являются локальными, т. е. их применимость, как правило, ограничена только площадью работ. Одной из причин этого является локальность литологии. При необходимости экстраполяции результатов на другие площади необходима перекалибровка полученных ранее зависимостей при общем сохранении методики анализа.

## ЗАКЛЮЧЕНИЕ

Проведённое исследование на тему *«Возможности сейсмических атрибутов для прогнозирования и изучения состояния трещиноватых коллекторов на примере месторождений углеводородов Западной Сибири»* позволило сделать следующие выводы.

Стоящие перед нефтегазовой отраслью проблемы увеличения количества и улучшения качества промышленно значимых запасов не могут быть разрешены без вовлечения в эксплуатацию трещинных и трещинно-кавернозных коллекторов. Однако они трудно прогнозируемы, что создаёт большие сложности для поисковых работ.

Единого мнения о том, как формируются коллекторы этого типа, на сегодня нет. При этом очевидно, что ведущий вклад в их формирование вносят тектонические процессы. Однако детально оценить физико-механические условия в геологической среде в каждой точке пространства сегодня нельзя, т. к. они весьма вариативны из-за того, что на формирование обстановки по-разному влияет значительное число непостоянных как по природе, так и по характеру и силе воздействия факторов.

Одним из таких факторов являются, например, силы динамического сжатия. Очевидно, что на глубину в земной коре растут и температура, и давление. Одновременно возрастает минерализация подземных вод. Рост интенсивности воздействия этих факторов неизбежно приводит к росту пластичности и плотности горных пород. Уменьшается (вплоть до полного исчезновения) пустотное пространство, что приводит к менее существенному разрушению пород за пределами прочности. Кроме того, повышенные динамические нагрузки в среде уменьшают интенсивность процессов трещинообразования, а механизм деформации становится ближе к пластическому трению. Иначе говоря, увеличивается «текучесть» пород.

Если на этом фоне из-за возникновения резких перепадов давления усиливается влияние динамических сил, происходит нарушение равновесного состояния и формируются зоны разломов. Результат этих процессов в существенной степени будет зависеть от глубины проявления процессов. Если речь идёт о больших глубинах, для них характерно всестороннее сжатие, а при разгрузке напряжений формируются единичные крупные разломы. В верхних частях разреза, на малых глубинах, те же процессы приводят к увеличению трещиноватости в среде в целом и открытию трещин.

Для прогнозирования трещиноватости на сегодняшний день используется несколько дополняющих друг друга методик.

1. Наиболее достоверные результаты получаются при использовании материалов ГИС. При этом конкретный набор методов, включаемых в комплекс, зависит от конкретных задач и

геологических условий при обязательном комплексировании имеющихся данных. Данные, полученные при проведении исследований комплексом, в состав которого чаще всего включаются гамма-каротаж, нейтронный каротаж, плотностной гамма-гамма каротаж и акустический каротаж, чаще анализируются на качественном уровне, как средство обнаружения коллекторов, зон дробления, трещиноватости, характеристики типа пустотного пространства. Однако при определённых условиях используется и количественный анализ каротажных данных.

2. Современные методы для выделения трещин компании «Шлюмберже». Для достоверной качественной и количественной интерпретации нужны специальные методы ГИС: Micro-Scanner и Sonic Scanner. Применение микросканера позволяет картировать непосредственно трещины, с которыми, собственно говоря, и связана фильтрация углеводородов. А вот геометрические характеристики трещиноватости изучаются уже с помощью ультразвукового сканера.

3. Для исследований за пределами скважин (или в их отсутствии) применяются данные сейсмических методов, использующих отражённые волны. Как весьма высокая оценивается эффективность сейсморазведки в случае изучения поровых коллекторов, в то время как для трещинно-кавернозных коллекторов стандартные методы анализа сейсморазведочных данных не подходят. Это связано с особенностями поведения волны в условиях трещинно-кавернозного разреза. В этом случае чаще всего формируются дифрагированные волны, а вот отражённые – далеко не всегда.

Решение проблемы повышения эффективности применения сейсморазведки в этих условиях видится нами прежде всего в использовании при интерпретации данных технологий атрибутивного анализа. При этом каждый из атрибутов подчёркивает определённую характеристику волнового поля, связанную с трещинами.

Необходимо иметь в виду, что, по самым разным причинам, распределение трещиноватости в геологической среде, как правило, является весьма сложным, однако отнюдь не хаотическим. Причины этого связаны с неоднородностью литологического состава, наличием в горной среде самых разных очагов напряжений, некоторые из которых имеют геологический генезис, а некоторые – техногенный. Соответственно, возникающая интегральная картина напряжений не только является сложной, но и не постоянна во времени, что, в первую очередь, связано с техногенными очагами. Тем не менее, определённые закономерности распределения напряжений существуют, что позволяет с той или иной степенью уверенности выделять локальные составляющие напряжений.

***Результаты проведённых исследований, позволившие обосновать 1-е защищаемое положение:***

Изучение трещинных и трещинно-кавернозных коллекторов вызывает ряд острых и проблемных вопросов. Этому служит целый ряд причин: сложная структура пустотного пространства (основная масса коллекторов нефтегазоносного комплекса имеет комбинированный тип ёмкости – от трещинно-порового до трещинно-кавернозного и т. д.). Осложняет задачу изучения трещинно-кавернозных коллекторов и широкое распространение аномально высоких пластовых давлений.

Ещё одной проблемой, требующей дополнительного изучения для условий трещинных коллекторов, являются вопросы миграции флюида по трещинам. Однако вопросы влияния трещиноватости на запасы и технологию извлечения углеводородов пока изучены слабо.

В своей работе мы исследовали связь систем аномально высокого пластового давления с сейсмическими атрибутами, а также элементами геологического строения, что позволило обосновать первое защищаемое положение, в котором мы доказываем наличие связи между АВПД и динамическими процессами, имевшими место в процессе формирования территории.

Нами показана значимая связь флюидодинамических процессов с формированием залежей углеводородов, а также их влияние на особенности размещения последних.

К числу нерешённых задач, требующих дальнейших исследований, относятся проблемы исследований трещиноватых зон и повышение вероятности достоверного прогноза зон АВПД.

***Результаты проведённых исследований, позволившие обосновать 2-е защищаемое положение:***

В ходе работы в пределах площади была использована технология FSF (Form Similarity Function) по следующим сейсмическим кубам: когерентности (атрибуты Coh\_disp, Coh\_min, Coh\_max), AVO (атрибуты Ro, Grad, Ro\*Grad, FF).

Методы атрибутного анализа допускают большое разнообразие в интуитивно понятных настройках алгоритма классификации, поэтому рассмотрим их более подробно. Когда уже существует множество реализаций расчёта сейсмического атрибута, следующий этап анализа состоит в выборе для него меры сходства между множеством многомерных точек в признаковом пространстве и имеющимися результатами интерпретации ГИС разведочных и эксплуатационных скважин. Наиболее распространённый вариант – это линейное или Евклидово расстояния, для дополнительного учёта корреляционных связей между компонентами многомерного индикатора рассматривается также расстояние.

Отдельного внимания заслуживают также меры близости, позволяющие вводить свои пороги сходства и информационные веса для различных компонент. При изучении внутренней

структуры коллекторов, прогноза фильтрационно-емкостных свойств и характера нефтенасыщения существует много перспективных объектов, для которых необходимо решать задачи оптимального размещения скважин с целью подтверждения залежей и оценки нефтеперспектив неразбуренной части месторождения, выявления коллекторов и определения характера их насыщения в широком диапазоне глубин и при резкой изменчивости геологической модели по латерали, где допускается пространственное изменение формы импульсов. В таких условиях необходим комплексный последовательный подход к совместной интерпретации данных сейсморазведки, а также применение современных алгоритмов и технологий прогноза петрофизических свойств, отличительной чертой которых является способность максимального учёта разнородной априорной геолого-геофизической информации и создание объёмных лито-фациальных и петрофизических моделей.

Изменчивость формы может быть оценена по одной из известных величин: коэффициент корреляции Пирсона, Евклидово расстояние и Манхэттенское расстояние и т. п. Анализ этих величин привёл к созданию нового сейсмического атрибута, на основе которого можно проводить оценки вероятности распространения лито-фациальных условий или петрофизических характеристик – FSF (Form Similarity Function):

$$FSF(x, y) = e^{-\alpha \int_{\Delta t_1}^{\Delta t_2} |A(t-T(x_0, y_0), x_0, y_0) - A(t-T(x, y), x, y)| dt},$$

где  $A(t, x_0, y_0)$  – трасса куба в точке с координатами  $(x_0, y_0)$ , обычно это координаты скважины, в которой известны характеристики среды;  $A(t, x, y)$  – трасса куба в точке с координатами  $(x, y)$ ;  $[\Delta t_1, \Delta t_2]$  – границы временного окна, заданного относительно опорного горизонта  $T(x, y)$ ;  $\alpha$  – нормировочный коэффициент, рассчитываемый по формуле:

$$\alpha = \frac{\ln p_{\min}}{2 \int_{\Delta t_1}^{\Delta t_2} |A(t-T(x_0, y_0), x_0, y_0)| dt},$$

где  $p_{\min}$  – вероятность схожести геолого-геофизических характеристик среды в двух точках, когда формы волн, зарегистрированных в этих точках, находятся в противофазе (принимается близкой к нулю). Такая мера подобия форм имеет ограниченную область значений  $[0, 1]$ .  $FSF = 1$  свидетельствует о равенстве форм в рассматриваемых точках,  $FSF = 0$  – об их полной противоположности.

Учитывая большую площадь исследуемого участка и сложную структуру перспективных объектов, необходимо признать невозможность использования методик, опирающихся на модели однородных и изотропных сред. Описание взаимосвязи различных факторов с помощью

линейных уравнений в этом случае приведёт к значительным ошибкам прогнозирования. Поэтому корреляционные связи должны описываться в общем случае трёхмерными зависимостями либо изучаться латерально вдоль целевых пластов и описываться двумерными вероятностными зависимостями. Такая технология использована при выполнении данных работ. Она основана на анализе изменчивости формы сейсмического поля и его атрибутов. Форма отражённой волны (атрибут FSF – Form Similarity Function), извлеченная из сейсмической записи, несёт в себе интегральную характеристику породно-слоевых ассоциаций геологической среды. Соответственно, изменение формы волны по вертикали и латерали, с сейсмической точки зрения, должно отражать смену бассейновых и фациальных обстановок, свидетельствовать о пространственном положении и **интенсивности развития тектонической трещиноватости**, устанавливать границы неоднородностей внутри кристаллического фундамента, представляющего собой монолитно-гетерогенную среду, в противоположность осадочным толщам, где доминируют регулярно-слоистые толщи.

***Результаты проведённых исследований, позволившие обосновать 3-е защищаемое положение:***

Нами исследованы возможности использования статистических методов как средства для формирования оптимального комплекса сейсмических атрибутов, применение которых позволяет эффективно решать проблемы прогнозирования трещинно-кавернозных коллекторов.

Рост количества разнообразных сейсмических атрибутов и их разнообразных модификаций имеет под собой вполне объективные причины, связанные со сравнительно малым практическим опытом применения атрибутивного анализа для решения задач прогнозирования трещиноватости на фоне отсутствия каких-либо разработанных критериев их выбора и комплексирования. К таким же причинам относится и многофакторность связи между характеристиками сейсмического сигнала и параметрами геологической среды. В ряде случаев (на наш взгляд, необоснованно) для решения этих задач пытаются использовать весьма изощрённые статистические подходы, что часто приводит к совершенно необъяснимым с геологической точки зрения результатам.

В то же время сама проблема выбора оптимального набора атрибутов существует и, более того, весьма значима при проектировании разработки месторождения. Нами предложено сочетание альтернативных подходов к прогнозу ФЕС коллекторов по сейсморазведочным данным, объединяющее методы анализа, в основе которых лежит математический аппарат, позволяющий одновременно использовать некоторое множество атрибутов для поиска связей между ними и параметрами разреза и прямой прогноз, формируемый исходя из априорной информации о свойствах среды.

Был выполнен канонический анализ по данным ФЕС и СА, а также была определена степень влияния СА на ФЕС. Полученные данные важны для адекватного построения трёхмерной геологической модели (определение тренда для стохастического моделирования).

Получаемая в результате такого анализа информация, содержащая данные о трещиноватости, которые включают в себя её геометрические характеристики, позволяет рассчитывать траектории бурения таким образом, чтобы, при необходимости, коллектор был пересечён в нужной точке, а в случае прогнозирования зон АВПД – их пересечения можно было бы либо избежать, либо контролировать. Наши данные показывают, что в сейсмическом сигнале отражение находят лишь системы трещин. Разрешающей способности существующих методов для картирования одиночных трещин на сегодняшний день не хватает.

Получаемые в результате применения предлагаемой методики данные не только позволяют оптимизировать бурение за счёт оценки положения коридоров трещиноватости, но и являются значимыми в случае наличия газовых шапок, формирующих единую гидродинамическую систему.

Таким образом, предложенная нами технология совершенствования атрибутивного анализа является одним из элементов повышения эффективности сейсморазведочных работ в целом. Она позволяет применять современные методы анализа данных и извлекать большее количество информации из материалов современных высококачественных съёмок.

## СПИСОК ЛИТЕРАТУРЫ

1. Абетова С. А., Абетов А. Е. Интерпретация тектонических нарушений в объектах моделирования с использованием алгоритма Ant tracking в программном обеспечении Petrel // Геология и охрана недр. – 2017. – № 4 (65). – С. 51–55.
2. Агарагимов М. Р., Атагишиева Г. С. Канонические корреляции: реализация в MS EXCEL // Информатика: проблемы, методология, технологии. Материалы XVI международной научно-методической конференции. – Воронеж, 2016. – С. 3–7.
3. Аксельрод С. М. Интегрированные геофизические исследования в процессе бурения с целью прогноза порового давления и геологического разреза впереди долота (по материалам зарубежных публикаций) // Каротажник. – 2017. – № 1 (271). – С. 69–104.
4. Аристархов А. В., Керусов И. Н., Соколова М. С. Прогноз порового давления на основе сейсмических скоростей для целей бурения поисково-разведочных скважин // Геология, геофизика и разработка нефтяных и газовых месторождений. – 2019. – № 2. – С. 47–57.
5. Артемьев А. Е., Федорчук Р. А. Атрибуты кривизны и их использование для картирования дизъюнктивных нарушений // Геофизика. – 2006. – № 5. – С. 16–21.
6. Бородкин В. Н., Смирнов О. А., Курчиков А. Р., Лукашов А. В., Недосекин А. С., Погребский А. В., Смирнов А. С. К вопросу прогноза зон аномально высоких пластовых давлений в разрезе Баренцево-Карского шельфа с учётом данных бурения и сейсморазведки // Геология, геофизика и разработка нефтяных и газовых месторождений. – 2019. – № 4 (328). – С. 12–19.
7. Валишин А. Я., Русских А. С. Анализ технологических решений первичного вскрытия нефтяных залежей в условиях АВПД // Современное состояние и пути развития науки XXI века сборник статей по итогам Международной научно-практической конференции. – Уфа: ООО «Агентство международных исследований», 2017. – С. 9–13.
8. Возможности бокового сканирующего каротажа для оценок трещиноватости и эффекта вызванной поляризации пород / А. П. Потапов, Г. И. Головацкая, В. Н. Даниленко, В. В. Даниленко, Т. С. Мамлеев // Каротажник. – 2011. – № 5 (203). – С. 53–62.
9. Волкова М. С. Стохастическое моделирование на основе многоточечной статистики с применением сейсмических атрибутов в качестве обучающих образов // Геофизика. – 2015. – № 6. – С. 68–73.

10. Волкова А. А. Комплексный анализ сейсмических и скважинных данных при изучении трещиноватых коллекторов на примере месторождения в фундаменте // Проблемы геологии и освоения недр: Труды XXI Международного симпозиума имени академика М. А. Усова студентов и молодых учёных, посвящённого 130-летию со дня рождения профессора М. И. Кучина. – Томск, 2017. – С. 356–358.
11. Высоцкий В. И., Дмитриевский А. Н. Мировые ресурсы нефти и газа и их освоение // Российский химический журнал. – 2008. – Т. 52. – № 6. – С. 18–24.
12. Головачев Э. М. О закономерностях проявления и способах прогноза величины АВПД в осадочных толщах акваторий // Булатовские чтения. – 2017. – Т 1. – С. 51–55.
13. Голф-Рахт Т.Д. Основы нефтепромысловой геологии и разработки трещиноватых коллекторов / Пер. с англ. Н. А. Бардиной, П. К. Голованова, В. В. Власенко, В. В. Покровского; под ред. А. Г. Ковалева. – М.: Недра, 1986. – 607 с.
14. Гриднева А. Е. Анализ канонической корреляции как вероятностный метод в обработке информации // Международная конференция по мягким вычислениям и измерениям. – СПб., 2016. – Т 1. – С. 102–105.
15. Гриневский А. С. Моделирование и анализ сейсмического отклика от трещиноватого коллектора с помощью теории эффективных сред и азимутальных аво-атрибутов // Технологии сейсморазведки. – 2017. – № 4. – С. 37–50.
16. Добрынин В.М., Серебряков В.А. Геолого-геофизические методы прогнозирования аномальных пластовых давлений. - М., Недра, 1989.
17. Добрынин В.М., Городнов А.В., Черноглазов В.Н., Давыдова О.П. Изменение напряженного состояния пород в процессе разработки. «Нефтяное хозяйство», 2011, №1, стр.48-50.
18. Долгов С. В. Проблемы бурения в условиях высокой пластовой температуры и аномально высоких пластовых давлений // Бурение скважин в осложненных условиях. Тезисы докладов III Международной научно-практической конференции. – СПб.: Санкт-Петербургский горный университет, 2018. – С. 37–39.
19. Дуркин С. М., Хасанов А. И. Разработка трудноизвлекаемых запасов – основная задача будущего // Известия Коми научного центра УрО РАН. – 2016. – № 1 (25). – С. 74–79.
20. Екименко А. В. Прогнозирование коллекторских свойств с использованием куба акустического импеданса // Записки Горного института. – 2009. – Т. 183. – С. 235–237.

21. Ермолов В. А. Геология. Ч. I. Основы геологии. – М.: МГУ, 2008. – 598 с.
22. Жанатауов С. У. Теоремы о значениях соотношений между группами переменных // Theoretical & Applied Science. – 2018. – № 3 (59). – С. 249–256.
23. Залевский О. А. Исследование и корреляция упругих свойств керна месторождений ООО «Лукойл – Западная Сибирь» // Геология, геофизика и разработка нефтяных и газовых месторождений. – 2013. – № 9. – С. 45–47.
24. Исламов А. И., Фасхутдинов Р. Р., Колупаев Д. Ю., Верещагин С. А. О механизмах возникновения зон с аномально высоким пластовым давлением и методах их прогнозирования в неразрабатываемых пластах на примере Приобского месторождения // Нефтяное хозяйство. – 2018. – № 10. – С. 54–59.
25. Ислямова А. А. Моделирование влияния трещиноватости и пористости горных пород на сейсмический сигнал // Международный научно-исследовательский журнал. – 2016. – № 11. – 5 (53). – С. 81–85.
26. Использование новых технологий и методов для повышения эффективности ГИС / О. Л. Сальникова, А. Д. Савич, А. В. Серкина, А. С. Чухлов // Теория и практика разведочной и промысловой геофизики. Сборник научных трудов по материалам международной научной практической конференции. – Пермь: Пермский государственный национальный исследовательский университет, 2018. – С. 246–252.
27. Качинская И. В. Влияние литолого-минералогического состава и постседиментационных процессов на фильтрационно-емкостные свойства терригенных коллекторов на примере месторождений нефти и газа Восточной и Западной Сибири: дис. ... канд. геол.-минерал. наук: 25.00.12 / Тюменский государственный нефтегазовый университет. – Тюмень, 2013. – 187 с.
28. Кирилов А. С., Закревский К. Е. Практикум по сейсмической интерпретации в Petrel. – М.: Изд-во Маипринт, 2014. – 288 с.
29. Клебанович Н. В., Киндеев А. Л. Геостатистическая оценка variability свойств почв // Вестник Удмуртского университета. Серия Биология. Науки о Земле. – 2018. – Т. 28. – № 1. – С. 91–102.
30. Князев А. Р., Малиновский А. К., Некрасов А. Н. Выделение тонких проницаемых пластов и уточнение границ коллекторов по данным скважинного акустического сканера // Каротажник. – 2017. – № 10 (280). – С. 34–40.

31. Кобрунов А. И., Ломинский Д. О. Прогнозирование фильтрационно-емкостных параметров нефтегазовых коллекторов с применением теории нечеткого логического вывода // Успехи современного естествознания. – 2018. – № 2. – С. 99–105.
32. Коннов Д. А., Курмангалиев С. Б., Бражник А. Ю. Методика выявления разрывных нарушений на основании данных сейсморазведки при помощи различных методов атрибутивного анализа // Материалы VIII Международной научно-практической конференции. – Астрахань: Астраханский государственный технический университет, 2017. – С. 76–79.
33. Коннов Д. А., Курмангалиев С. Б., Бражник А. Ю. Методика выявления разрывных нарушений на основании данных сейсморазведки при помощи различных методов атрибутивного анализа // Новейшие технологии освоения месторождений углеводородного сырья и обеспечение безопасности экосистем Каспийского шельфа. Материалы VIII Международной научно-практической конференции. – Астрахань: Астраханский государственный технический университет. 2017. – С. 76–79.
34. Коротаяев Б. А., Васёха М. В., Онуфрик А. М. Способ оценки пластового давления при разведочном бурении // Вестник Мурманского государственного технического университета. – 2017. – Т. 20. – № 1-1. – С. 104–110.
35. Крылаткова Н. А. Атрибуты сейсмических волновых полей и их использование при решении задач инженерной геологии: автореф. дис. ... канд. геол.-минерал. наук / Уральский государственный горный университет. – Екатеринбург, 2008. – 20 с.
36. Кузнецов О. Л., Чиркин И. А., Радван А. А., Исмаил А., Карнаухов С. М., Ризанов Е. Г. Прогноз по данным сейсмических исследований аварийных и экологически опасных ситуаций бурения глубоких скважин // Технологии, материалы научно-практической конференции. – М.: ООО «Центр анализа сейсмических данных МГУ имени М.В. Ломоносова», 2017. – С. 69–72.
37. Кузин А. М. О флюидной составляющей процесса образования зон трещиноватости и разрывных нарушений // Геология, геофизика и разработка нефтяных и газовых месторождений. – 2014. – № 5. – С. 43–50.
38. Куколенко О. В., Тарасов Н. В., Гнатюк А. И., Селезнев В. А., Зуб Е. А., Чернышев В. В., Навроцкий А. О. Многокомпонентные установки сейсмоприемников и перспективы их применения // Приборы и системы разведочной геофизики. – 2013. – Т. 43. – № 1 (43). – С. 66–78.

39. Курмангалиев С. Б., Бражник А. Ю., Толстикова В. Е. Закономерность формирования аномально высоких пластовых давлений // Современные условия взаимодействия науки и техники. Сборник статей Международной научно-практической конференции. – Омск, 2017. – С. 17–19.
40. Лаврик С. А., Логинов Д. В. Применение статистических методов для определения информативного набора сейсмических атрибутов // 10th EAGE Science and Applied Research Conference on Oil and Gas Geological Exploration and Development. – Geomodel. – Геленджик, Россия, 21–26 сентября 2008. – URL: <https://www.earthdoc.org/content/papers/10.3997/2214-4609.201404398>.
41. Лебедев М. В., Соколовская О. А., Яневиц Р. Б. Методика и результаты прогноза коллекторов в коре выветривания Северо-Варьеганского месторождения // Геология, геофизика и разработка нефтяных и газовых месторождений. – 2014. – № 3. – С. 4–12.
42. Логинов Д. В., Лаврик С. А. Некоторые методы определения информативного набора сейсмических атрибутов для прогнозирования свойств коллекторов // Нефтегазовая геология. Теория и практика. – 2010. – Т. 5. – № 1. – С. 10.
43. Мельник И. А. Вторичная каолинизация песчаных пластов как признак тектонических нарушений осадочного чехла // Геология, геофизика и разработка нефтяных и газовых месторождений. – 2014. – № 9. – С. 22–27.
44. Мельник И. А. Определение интенсивности вторичных геохимических процессов на основе статистической интерпретации материалов ГИС // Геология, геофизика и разработка нефтяных и газовых месторождений. – 2012. – № 11. – С. 35–41.
45. Мендрий Я. В., Тяпкин Ю. К. Развитие технологии расчёта когерентности на основе усовершенствованных моделей сейсмической записи // Геофизический журнал. – 2012. – Т. 34. – № 3. – С. 102–115.
46. Мендрий Я. В., Тяпкин Ю. К. Усовершенствованная мера сейсмической когерентности и её комплексное использование при изучении трещиноватых зон в Донецком бассейне // Технологии сейсморазведки. – 2014. – № 1. – С. 84–97.
47. Митюхина И. Ю., Спаский Б. А., Заключнов И. С. Изучение межскважинного пространства на основе многомерного анализа атрибутов сейсмических записей // Геофизика. – 2017. – № 5. – С. 44–49.

48. Михайлова С. В. Анализ сейсмических атрибутов – комплексный подход при концептуальном моделировании // Ргонефть. Профессионально о нефти. – 2018. – № 2. – С. 31–35.
49. Михайлов А. Е. Структурная геология и геологическое картирование. – М.: Недра, 1984. – 464 с.
50. Мухаметзянов Р. Н., Соколов Е. П., Зошенко Н. А., Рябченко В. Н. Перспективы разработки залежей углеводородов в карбонатных трещиноватых коллекторах Восточной Сибири (на примере юрубчено-тохомской зоны нефтегазонакопления) // Минеральные ресурсы России. Экономика и управление. – 2004. – № 1. – С. 46–53.
51. Молодовский В. А., Поздняков В. А., Матросов К. О. Картирование особенностей площадного распространения отложений ванаварской свиты с использованием структурного атрибута сейсмического волнового поля // Вестник Воронежского государственного университета. Серия: Геология. – 2017. – № 1. – С. 150–152.
52. Невский В. А. Трещинная тектоника рудных полей и месторождений. – М.: Недра, 1979. – 224 с.
53. Нефедкина Т. В., Лыхин П. А. Изучение анизотропных свойств трещиноватых коллекторов углеводородов методом AVOA инверсии РР-отражений // Геодинамика. Геомеханика и геофизика: Материалы XVII Всероссийского семинара. – Томск, 2017. – С. 19–20.
54. Оловянный А. Г. Механика горных пород. – М.: РАН, 2012. – 280 с.
55. Пospelков М. С., Трусков А. И. Оперативная оценка аномально высоких пластовых давлений на месторождениях Надым-Пур-Газовского региона // Каротажник. – 2017. – № 11 (281). – С. 126–133.
56. Пospelков М. С., Трусков А. И. Оперативная оценка аномально высоких пластовых давлений на месторождениях Надым-Пур-Газовского Региона // Каротажник. – 2017. – № 11 (281). – С. 126–133.
57. Применение «сухой смазки» для снижения риска прихватов при спуске хвостовиков под многостадийный гидроразрыв в условиях АВПД / Д. З. Махмутов, А. И. Якунов, С. С. Ложкин, А. В. Христенко, С. А. Черевко, М. А. Сыроегин // Бурение и нефть. – 2015. – № 12. – С. 42–43.

58. Разработка рецептуры руо unidril для бурения скважин с АВПД в Ямало-Ненецком автономном округе / М. С. Григорьев, Д. Н. Сидоров, Е. Н. Власов, А. В. Королев, П. Л. Рябцев // Бурение и нефть. – 2017. – № 3. – С. 46–49.
59. Резников М.Б., Федосенко Ю. С. Каноническая задача диспетчеризации: анализ масштабируемости решающего алгоритма при реализации на GPU // Проблемы теоретической кибернетики. XVIII международная конференция. – М.: МАКС Пресс, 2017. – С. 209–212.
60. Ромашев Е. А. Геометрические атрибуты геологических структур и их связь с трещиноватостью // Международная научно-практическая конференция молодых исследователей им. Д. И. Менделеева. – Тюмень: Тюменский индустриальный университет, 2016. – С. 215–217.
61. Сейсмическая когерентность при флуктуациях временных задержек сигнала / Ю. К. Тяпкин, Я. В. Мендрий, А. Ю. Щеголихин, А. Н. Тяпкина // Геофизический журнал. – 2018. – Т. 40. – № 2. – С. 30–47.
62. Сейсмическая когерентность при флуктуациях временных задержек сигнала / Ю. К. Тяпкин, Я. В. Мендрий, А. Ю. Щеголихин, А. Н. Тяпкина // Геофизический журнал. – 2018. – Т. 40. – № 2. – С. 30–47.
63. Семерикова И. И. Методика распознавания трещиноватых сред в полях отражённых волн для прогноза коллекторов углеводородов // Экспозиция Нефть Газ. – 2015. – № 6 (45). – С. 44–48.
64. Сильвестров Л. К. Мировые запасы нефти и коэффициенты ее извлечения // Энергия: экономика, техника, экология. – 2008. – № 10. – С. 30–34.
65. Симачков А. Ю. Аномальное поведение сейсмических волн в зонах АВПД на территории западной Сибири // Состояние, тенденции и проблемы развития нефтегазового потенциала Западной Сибири. Материалы международной академической конференции. – Тюмень: Тюменский индустриальный университет, 2018. – С. 23–29.
66. Смирнов В. Н., Натеганов А. А., Девятка А. П. Автоматизация процесса атрибутивного анализа сейсмических данных // Технологии сейсморазведки. – 2010. – № 4. – С. 14–17.
67. Сребродольская М. А., Федорова А. Ю. Скважинные сканирующие устройства: сравнительный анализ и интерпретация имиджей // Природные процессы в нефтегазовой отрасли. Сборник научных трудов Международной научно-практической конференции Студенческого отделения Европейской ассоциации геочёных и инженеров. – Тюмень: Тюменский индустриальный университет, 2017. – С. 264–267.

68. Сурков В. С., Трофимук А. А., Жеро О. Г. и др. Триасовая рифтовая система Западно-Сибирской плиты, её влияние на структуру и нефтегазоносность платформенного мезозойско-кайнозойского чехла // Геология и геофизика. – 1982. – № 8. – С. 3–15.
69. Сурков В. С., Трофимук А. А., Жеро О. Г., Смирнов Л. В., Конторович А. Э., Канарейкин Б. А., Карус Е. В., Ковылин В. М., Крамник В. Н., Рудницкий А. Л., Страхов А. Н., Егоркин А. В., Чернышов Н. М. Мегакомплексы и глубинная структура земной коры Западно-Сибирской плиты. – М.: Недра, 1986. – 149 с.
70. Степанов Д. Ю., Садыков Р. М. Прослеживание сейсмических волн и оценка когерентности – две стороны одной задачи // Геобайкал-2018. URL: <https://www.earthdoc.org/content/papers/10.3997/2214-4609.201801980>.
71. Стукач О. В. Программный комплекс Statistica в решении задач управления качеством: учебное пособие для вузов. – Томск: Изд-во ТПУ, 2011. – 163 с.
72. Татаркин А. И., Петров О. В., Михайлов Б. К. Богатство недр России: состояние и направления инновационного использования // Вестник Российской академии наук. – 2009. – Т. 79. – № 9. – С. 771–780.
73. Феоктистова О. В. Определение классов потенциальной продуктивности сенонских отложений севера Западной Сибири на основе корреляционных связей сейсмических атрибутов // Успехи современного естествознания. – 2018. – № 4. – С. 160–166.
74. Халафян А. А. Statistica 6. Статистический анализ данных. – М: Бином-Пресс, 2007. – 512 с.
75. Хисматуллин Р. М. Анализ прогнозирования аномально-высоких пластовых давлений на примере Ямбургского НГКМ // Новые технологии – нефтегазовому региону: материалы Международной научно-практической конференции студентов, аспирантов и молодых учёных. – Новый Уренгой, 2017. – С. 81–83.
76. Хромова И. Ю. Практическое сравнение методик прогноза трещиноватости по сейсмическим данным // Технологии сейсморазведки. – 2010. – № 2. – С. 62–69.
77. Ицзюнь Ся. Оценка методов прогноза коллекторских свойств на основе оптимизации комплекса сейсмических атрибутов // Молодой ученый. – 2009. – № 7. – С. 69–73.
78. Чернышов С. Н. Трещины горных пород. – М.: Наука, 1983. – 240 с.

79. Шехтман Г. А., Коротков И. П. Этапы и тенденции развития многоволновой сейсморазведки // Технологии сейсморазведки. – 2012. – № 4. – С. 5–14.
80. Cook A. C., Johnson K. R. Early joint formation in sediments // *Geol. Mag.* – 1970. – Vol. 107. – № 4. – P. 361–368.
81. Шестаков В. В., Аржаник А. А., Шевченко А. А. Выбор информативного сейсмического атрибута для построения трёхмерной петрофизической модели // Проблемы геологии и освоения недр. Труды XXII Международного симпозиума им. академика М. А. Усова студентов и молодых учёных. – Томск: ТПУ, 2018. – С. 456–458.
82. Шестаков В.В., Гергет О.М. Адаптация метода двойного крайгинга к структурным факторам геологической среды // Научный вестник НГТУ. – 2020. – № 1 (78). – С. 119–134. – DOI: 10.17212/1814-1196-2020-1-119-134.
83. Шерстобитов В. В., Щербак А. С., Попов А. А. Применение сканирующих методов каротажа для уточнения геологического строения горных пород // Каротажник. – 2017. – № 7 (277). – С. 30–39.
84. Швецова М. Н. Прогноз коллекторских свойств на основе атрибутного анализа // Сборник научных трудов по материалам XI Международной научно-практической конференции студентов, аспирантов и молодых ученых. В 3х т. – Пермь: Пермский государственный национальный исследовательский университет, 2018. – С. 325–329.
85. Швецова М. Н. Прогноз коллекторских свойств на основе атрибутного анализа // Геология в развивающемся мире: Сборник научных трудов по материалам XI Международной научно-практической конференции студентов, аспирантов и молодых учёных. В 3-х томах. – Пермь: Пермский государственный национальный исследовательский университет, 2018. – С. 325–329.
86. Aguilera R. Analysis of naturally fractured reservoirs from conventional well logs // *Journal of Petroleum Technology.* – 1976. – № 7. – Vol. 28. – P. 764–775.
87. Aguilera R., Van Poolen K. How to evaluate naturally fractured reservoirs from various well logs // *Oil and Gas Journal.* – 1979. – P. 56–57
88. Bajorich M. S., Farmer S. L. 3D seismic discontinuity for faults and stratigraphic features: The coherence cube // 65th Annual International Meeting. – Houston, TX (United States), 1995. – P. 93–96.
89. Beck J., Schultz A., Fitzgerald D. Reservoir evaluation of fractured cretaceous carbonates in South Texas. – М.: SPWLA, 1977. – 25 p.

90. Blumentritt C. H., Marfurt K. J., Sullivan E. C. Volumebased curvature computations illuminate fracture orientations Early to mid Paleozoic, Central Basin Platform, West Texas // *Geophysics*. – 2006. – Vol. 71. – № 5. – P. 159–166.
91. Characterizing and modeling multi-scale natural fractures in the ordovician-silurian wufeng-longmaxi shale formation in south sichuan basin / Q. Jun, X. Liang, G. Wang, C. Xian, C. Zhao, L. Wang // *SPE/AAPG/SEG Unconventional Resources Technology Conference*. – Austin, Texas, USA, 2017. – P. 211.
92. Chen S., Li X.-Y., Chapman M., Wu X. The application of quantitative gas saturation estimation based on the seismic wave dispersion inversion // *Journal of Applied Geophysics*. – 2015. – T. 120. – P. 81–95.
93. Chilingarian G. V., Serebryakov V. A., Robertson J. O. Jr. Origin and Prediction of Abnormal Formation Pressures. – Elsevier, United states of America, 2002. – 390 p.
94. Chopra S., Marfurt K. J. Integration of coherence and volumetric curvature images // *The Leading Edge*. – 2010. – Vol. 29. – № 9. – P. 1092–1107.
95. Chopra S., Marfurt K. J. Volumetric curvature attributes for fault fracture characterization. // *First Break*. – 2007. – Vol. 25. – № 7. – P. 35–46.
96. Chopra S., Rao M. R. Surface seismic data identifies shallow high-pressure drilling hazards // *world Oil*. – 1995. – T. 216. – № 1. – P. 47–49.
97. Crampin S. The New Geophysics: shear-wave splitting provides a window into the crack-critical rock mass 2003b // *Leading Edge*. – 2003. – № 22. – P. 536–549.
98. Crampin S. Evaluation of anisotropy by shear-wave splitting // *Geophysics*. – 1985. – № 50. – P. 142–152.
99. Delsole T., Chang P. Predictable component analysis, canonical correlation analysis, and autoregressive models // *Journal of the Atmospheric Sciences*. – 2003. – T. 60. – № 2. – P. 409.
100. Feng J., Dai J., Lu J., Li X. Quantitative prediction of 3-d multiple parameters of tectonic fractures in tight sandstone reservoirs based on geomechanical method // *IEEE Access*. – 2018. – T. 6. – P. 39096–39116.
101. Fertel W. H. Abnormal formation pressues: Implication to exploration, drilling and production of Oil and Gas Resources. – Elsevier – Amsterdam, Oxford, New York, 1976. – 382 p.
102. Fu H., Yan Y., Xu Y., Liang T., Liu Y., Guan B., Wang X., Weng D., Feng J. Experimental study and field application of fiber dynamic diversion in west china ultra-deep

fractured gas reservoir // 52nd U.S. rock mechanics/geomechanics symposium. – Seattle, Washington, 2018. – P 52.

103. Fracture detection in oil based drilling mud using a combination of borehole image and sonic logs / J. Lai, G. Wang, Z. Fan, J. Chen, Z. Zhou, S. Wang, Z. Wang, C. Xiao // *Marine and Petroleum Geology*. – 2017. – Vol. 84. – P. 195–214.

104. Fracture characterization for carbonate reservoirs: a case study on oilfield in the eastern margin of the pre-Caspian basin / S. Q. Wang, L. Zhao, M. Luo, W. Q. Zhao, J. X. Li, C. G. Wang, M. Sun, L. D. Zhao, W. Q. Li, C. H. Li // *Applied Ecology and Environmental Research*. – 2018. – Vol. 16. – № 3. – P. 2885–2898.

105. Gersztenkorn A., Marfurt K. J. Eigenstructure-based coherence computations as an aid to 3-D structural and stratigraphic mapping // *Geophysics*. – 1999. – № 64. – P. 1468–1479.

106. Grechka V. Applications of seismic anisotropy in the oil and gas industry. – Moscow: EAGE, 2014. – 171 p.

107. Grechka V., Mateeva A. Inversion of Pwave VSP data for local anisotropy: Theory and a case study // *Geophysics*. – 2007. – Vol. 72. – № 4. – P. 69–79.

108. Gorbunov P. A. Reservoir pressures of the northern part of West Siberia and their main features // Новые технологии – нефтегазовому региону. Материалы международной научно-практической конференции студентов, аспирантов и молодых учёных. – Тюмень: Тюменский индустриальный университет, 2017. – С. 291–294.

109. Gumiaux C., Gapais D., Brun J. P. Geostatistics applied to best-fit interpolation of orientation data // *Tectonophysics*. – 2003. – Т. 376. – № 3–4. – P. 241–259.

110. Ilyas Juzer Najmuddin. Austin chalk fracture mapping using frequency data derived from seismic data: Dissertation PhD thesis. – Texas: A&M University, 2003. – 69 p.

111. Ilyas Juzer Najmuddin Austin chalk fracture mapping using frequency data derived from seismic data / Dissertation PhD thesis. – Texas. – A&M University. – May 2003. – P 69.

112. Iravani M., Rastegarnia M., Javani D., Sanati A., Hajiabadi S. H. Application of seismic attribute technique to estimate the 3d model of hydraulic flow units: a case study of a gas field in Iran // *Egyptian Journal of Petroleum*. – 2018. – Т. 27. – № 2. – P. 145–157.

113. Li C., Gou L., You J. Numerical simulation of bubble plumes and an analysis of their seismic attributes. // *Journal of Ocean University of China*. – 2017. – Т. 16. – № 2. – P. 223–232.

114. Lisle R. J. Detection of zones of abnormal strains in structures using Gaussian curvature analysis R. J. Lisle // AAPG Bulletin. – 1994. – № 78. – P. 1811–1819.
115. Lynn H. B., Thomsen L. A. Shear wave exploration along the principal axis // 56th Annual International Meeting, SEG. – Houston, TX (United States), 1986. – P. 473–476.
116. Mai H. T. Coherence and volumetric curvatures and their spatial relationship to faults and folds, an example from Chicontepec basin, Mexico // 79th SEG Meeting: Expand. Abstr. – Houston, TX (United States), 2009. – P. 1063–1067.
117. Matusevich V. M., Myasnikova G. P., Maximov E. M., Volkov A. M., Chistiakova N. F., Kanalin V. G., Pupilli M. Abnormal formation pressures in the west Siberian mega-basin, Russia // Petroleum Geoscience. – 1997. – T. 3. – № 3. – P. 269–283.
118. Meijuan Jiang, Kyle T. Spikes Rock-physics and seismic-inversion based reservoir characterization of the Haynesville Shale // Journal of Geophysics and Engineering. – 2016. – Vol. 13. – № 3. – P. 220–233.
119. Method and system, and program storage device for analyzing compressional 2D seismic data to identify zones of open natural fractures within rock formations: U.S. Patent. – US 6,941,228 B2. – Sep. 6 2005. – P27.
120. Method and system, and program storage device for analyzing compressional 2D seismic data to identify zones of open natural fractures within rock formations: U.S. Patent. – US 6941228 B2. – Sep. 6 2005. – P. 27.
121. A Method for rock fracture network characterization based on topological structure / W. Li, W. Sun, T. Yan, Y. Li, Z. Ji, P. Tang // Tianranqi Gongye. – 2017. – Vol. 37. – № 6. – P. 22–27.
122. Morris R. L., Grine D. R., Arkfeld T. E. Using Compressional and Shear Acoustic Amplitudes for The Location of Fractures // Journal of Petroleum Technology. – 1964. – Vol. 16. – № 6. – P. 623–633.
123. Obukhova M. A., Kouznetsov I. K., Sazikin M. K., Mitkalev D. V., Kachkin A. A. Prediction of pore pressures based on the depth-velocity model for the Bolshekhetskaya trough // Geomodel. 17th scientific-practical conference on oil and gas geological exploration and development. – Геленджик, 2015. – С. 483–487.
124. Othman A. A. A., Ewida H. F., Fathi M. M. Ali and Embaby MMAA. Reservoir Characterization Applying Seismic Inversion Technique and Seismic Attributes for Komombo Basin // Austin J Earth Sci. – 2017. – Vol. 3 (1). –P. 1–6.

125. Ouarda T. B. M. J., Ba K. M., Diaz-Delgado C., Carsteanu A., Chokmani K., Gingras H., Quentin E., Trujillo E., Bobe B. Intercomparison of regional flood frequency estimation methods at ungauged sites for a Mexican case study // *Journal of Hydrology*. – 2008. – Vol. 348. – P. 40–58.
126. Pirson S. How to map fracture development from well logs // *World Oil*. – March 1967. – P. 106–114.
127. Ramstad L. R. Geological modelling of fractured hydrocarbon reservoirs // *Report Univ. of Trondheim*. – 1977. – № 77–4.
128. Relationship of PWave Seismic Attributes, Azimuthal Anisotropy, and Commercial Gas Pay in 3D PWave Multi-azimuth Data, Rulison Field, Piceance Basin, Colorado / H. B. Lynn, D. Campagna, K. M. Simon, W. E. Beckham // *Geophysics*. – 1999. – № 4. – P. 1293–1311.
129. Roberts A. Curvature attributes and their application to 3D interpreted horizons // *First Break*. – 2001. – Vol. 19. – № 2. – P. 85–100.
130. Satinder Chopra, Kurt J. Marfurt. Значение кривизны переоценено? Вовсе нет, всё зависит от геологической структуры. URL: <http://www.earthdoc.org/publication/publicationdetails/?publication=79439>.
131. Saussus D., Sams M. Facies as the key to using seismic inversion for modelling reservoir properties // *First Break*. – 2012. – Т. 30. – № 7. – P. 45–52.
132. Seismic attributes application to evaluate the GORU clastics of Indus basin, Pakistan / M. N. Tayyab, S. Asim, M. M. Siddiqui, M. Naeem, S. H. Solange, F. K. Babar // *Arabian Journal of Geosciences*. – 2017. – Vol. 10. – № 7. – P. 158–175.
133. Seismic detection of subtle faults and fractures / V. Aarre, D. Astratti, T. N. Dayyani, S. L. Mahmoud, A. Clark, M. Stellas, J. Stringer, B. Toelle, O. Vejbaek, G. White // *Oilfield Review*. – 2012. – Vol. 24. – № 2. – P. 28–43.
134. Seismic prediction method of multiscale fractured reservoir / L. L. Wang, J. X. Wei, B. R. Di, P. Huang, F. H. Zhang // *Applied Geophysics*. – 2018. – Vol. 15. – № 2. – P. 240–252.
135. Seismic attributes' application to evaluate the goru clastics of Indus basin, Pakistan / M. N. Tayyab, S. Asim, M. M. Siddiqui, M. Naeem, S. H. Solange, F. K. Babar // *Arabian Journal of Geosciences*. – 2017. – Vol. 10. – № 7. – C. 158.
136. Shaldybin M. V., Wilson M. J., Kondrashova E. S., Rychkova I. V., Rudmin M. A., Wilson L., Lopushnyak Y. M., Molokov P. B., Muslimova A. V. A kaolinitic

weathering crust in Tomsk, west Siberia: interpretation in the context of weathering crusts in Russia and elsewhere // *Catena*. – 2019. – T. 181. – P. 104056.

137. Slavin V. I., Smirnova E. M. Abnormally High formation pressures: origin, prediction, hydrocarbon field development, and ecological problems // *AAPG memoir*. – 1998. – № 70. – P. 105–114.

138. Septian L. S., Maulana A. I. Geological model of reservoir based on seismic attributes and ant tracking case study – f3 block, offshore Netherlands // 75th European Association of Geoscientists and Engineers Conference and Exhibition 2013 Incorporating. – London, UK, 2013. – P. 6183–6185.

139. Septian L. S., Maulana A. I. Geological model of reservoir based on seismic attributes and ant tracking case study – f3 block, offshore Netherlands // 75th European Association of Geoscientists and Engineers Conference and Exhibition. – London, UK, 2013. – P. 6183–6185.

140. Stearns D. W., Friedman M. Reservoir in fractured rock. Stratigraphic Oil and Gas Fields-Classification, Exploration Methods, and Case Histories. American Association of Petroleum Geologists // *Memoir 16, Society of Exploration Geophysicists Special publication*. – 1972. – № 10. – P. 82–106.

141. Suau I. J., Gartner J. Fracture detection from logs // *The log analyst*. – 1980. – Vol. 21 (2). – P. 3–13.

142. Swarbrick R. E., Osborne M. J. Mechanisms that generate abnormal pressures: an overview // *AAPG memoir*. – 1998. – № 70. – P. 13–34.

143. Taner M. T., Sheriff R. E. Application of amplitude, frequency and others to stratigraphy and hydrocarbon determination // Payton C. E. (ed.) *Applications to hydrocarbon exploration*. – American Association of Petroleum Geologists *Memoir*, 1977. – Vol. 26. – P. 301–327.

144. Tayyab M. N., Asim S., Siddiqui M. M., Naeem M., Solange S. H., Babar F. K. Seismic attributes' application to evaluate the Goru clastics of indus basin, Pakistan // *Arabian Journal of Geosciences*. – 2017. – T. 10. – № 7. – P. 158.

145. The Borehole Televiwer – a New Logging Concept for Fracture Location and Other Types of Borehole Inspection. SPE 2402 / J. Zemanek, R. L. Caldwell, E. E. Glenn Jr., S. V. Holcomb, L. J. Norton, A. J. D. Straus // *Journal of Petroleum Technology*. – 1969. – Vol. 21. – № 6. – P. 762–774.

146. Wang L. L., Wei J. X., Di B. R., Huang P., Zhang F. H. Seismic prediction method of multiscale fractured reservoir // *Applied Geophysics*. – 2018. – T. 15. – № 2. – P. 240–252.

147. Zilberman V. I., Serebryakov V. A., Gorfunkel M. V., Chilingar G. V. Prediction of abnormally high formation pressures (AHFP) in petroliferous salt-bearing sections // *Journal of petroleum science and engineering*. – 2001. – T. 29. – № 1. – P. 17–27.