

МИНИСТЕРСТВО ОБРАЗОВАНИЯ И НАУКИ РЕСПУБЛИКИ КАЗАХСТАН

Казахский Национальный Исследовательский Технический Университет
имени К.И.Сатпаева

Институт геологии, нефти и горного дела им. К. Турысова

Кафедра Геофизики

Коломацкая Ольга Владимировна

Выделение тектонических нарушений по данным динамического анализа в
современном программном обеспечении

МАГИСТЕРСКАЯ ДИССЕРТАЦИЯ

Специальность 6М074700 – Геофизические методы поисков и разведки МПИ

Алматы 2020

МИНИСТЕРСТВО ОБРАЗОВАНИЯ И НАУКИ РЕСПУБЛИКИ КАЗАХСТАН

Казахский Национальный Исследовательский Технический Университет
имени К.И.Сатпаева

Институт геологии, нефти и горного дела им. К. Турысова

УДК 551.242:004.4

На правах рукописи

Коломацкая Ольга Владимировна

МАГИСТЕРСКАЯ ДИССЕРТАЦИЯ
на соискание академической степени магистра

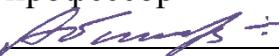
Название диссертации	Выделение тектонических нарушений по данным динамического анализа в современном программном обеспечении
Направление подготовки	6М074700 – Геофизические методы поисков и разведки МПИ

Научный руководитель, доктор геолого-минералогических наук профессор, член-корреспондент Национальной Академии Наук РК

 Абетов А.Е.
« 26 » июня 2020г.

Рецензент
 Коломиец В.П.
« 29 » июня 2020г.

Нормоконтроль
 Алиакбар М.М.
« 28 » июня 2020г.

ДОПУЩЕН К ЗАЩИТЕ
Заведующий кафедрой
Геофизики доктор геолого-минералогических наук,
профессор
 Абетов А.Е.
« 26 » июня 2020 г.

Алматы 2020

МИНИСТЕРСТВО ОБРАЗОВАНИЯ И НАУКИ РЕСПУБЛИКИ КАЗАХСТАН

Казахский национальный исследовательский технический университет
имени К.И.Сатпаева

Институт геологии, нефти и горного дела им. К. Турысова

Кафедра Геофизики

УТВЕРЖДАЮ

Заведующий кафедрой
Геофизики доктор геолого-
минералогических наук,
профессор

 Абетов А.Е.
" 26 " июня 2020 г

ЗАДАНИЕ

на выполнение магистерской диссертации

Магистранту Коломацкой Ольге Владимировне

Тема магистерской диссертации: Выделение тектонических нарушений по данным динамического анализа в современном программном обеспечении

Утверждена приказом по университету № 1193-м от 29 октября 2018 г.

Срок сдачи законченной работы « 3 » июля 2020 г.

Исходные данные к магистерской диссертации: *Геологические, геофизические, текстовые и графические материалы по месторождению Чинарёвское*

Перечень подлежащих разработке в магистерской диссертации вопросов:

- а) *Технические и технологические особенности современного программного обеспечения по моделированию разломов и систем трещиноватости*
- б) *Роль тектонических нарушений в формировании геологических структур*
- в) *Экстрагирование тектонических нарушений в современном программном обеспечении*
- г) *Сравнительный анализ полученных результатов с классическими методами интерпретации*

Рекомендуемая основная литература:

- 1 An introduction to Cognitive Interpretation. Advancing Seismic Interpretation with GeoTeric. Jon Henderson. United Kingdom, p7, 2014.
- 2 Вводный курс по Petrel 2004. Краткая информация о Petrel, 3с.
- 3 A new Approach in Seismic Interpretation. PaleoScan, p4.
- 4 Геотектоника с основами геодинамики. В. Е. Хаин, М. Г. Ломизе. - Москва: МГУ, 1995. - 559 с.
- 5 Выявление и картирование дизъюнктивных дислокаций методами разведочной геофизики. И.А.Мушин, Ю.С.Корольков, А.А. Чернов. – Москва: Научный мир, 2001. -120с.
- 6 Chopra, S., and K. J. Marfurt, 2006, Seismic attribute mapping of structure and stratigraphy: Society of Exploration Geophysicists, Distinguished Instructor Short Course Series, Tulsa, USA, 268p.
- 7 Chopra, S., and K. J. Marfurt, 2007, Seismic Attributes for Prospect Identification and Reservoir Characterization: Society of Exploration Geophysicists, Geophysical Development Series, Tulsa, USA, 464p.
- 8 AAPG Memoir 43, Evolution of the Arctic-North Atlantic and the Western Tethys, by Peter A. Ziegler. p. 164-196.
- 9 3D Structural Model of a Chinar Field (Kazakhstan), GEPlan Consulting S.r.l., 2014, 105p.
- 10 Отчет о сейморазведочных работах 3Д, проведенных на Чинаревском лицензионном блоке // Гарри Горал, Эдвард Клован. -Текніса, Уральск, 2001г.
- 11 Интерпретация геологических тел-коллекторов в девонских продуктивных отложениях Чинаревского месторождения, ТОО “Reservoir Evaluation Services”, Алматы, 2015.

ГРАФИК
подготовки магистерской диссертации

Наименование разделов, перечень разрабатываемых вопросов	Сроки представления научному руководителю и консультантам	Примечание
Технические и технологические особенности современного программного обеспечения по моделированию разломов и систем трещиноватости	10.12.2018 г.	
Роль тектонических нарушений в формировании геологических структур	17.05.2019 г.	
Экстрагирование тектонических нарушений в современном программном обеспечении	1.10.2019 г.	
Сравнительный анализ полученных результатов с классическими методами интерпретации тектонических нарушений	4.04.2020 г.	

Подписи

консультантов и нормоконтролера на законченную магистерскую диссертацию с указанием относящихся к ним разделов работы

Наименования разделов	Консультанты, И.О. Ф. (уч. степень, звание)	Дата подписания	Подпись
Технические и технологические особенности современного программного обеспечения по моделированию разломов и систем трещиноватости	Абетов А.Е , доктор геолого-минералогических наук, профессор		
Роль тектонических нарушений в формировании геологических структур	Абетов А.Е , доктор геолого-минералогических наук, профессор		
Экстрагирование тектонических нарушений в современном программном обеспечении	Абетов А.Е , доктор геолого-минералогических наук, профессор		
Сравнительный анализ полученных результатов с классическими методами интерпретации тектонических нарушений	Абетов А.Е , доктор геолого-минералогических наук, профессор		
Нормоконтролер	М.М. Алиакбар тьютор		

Научный руководитель _____  _____ Абетов А.Е

Задание принял к исполнению магистрант _____  _____ Коломацкая О.В

Дата " 03 " июля 2020 г.

АННОТАЦИЯ

к дипломной работе «Выделение тектонических нарушений по данным динамического анализа в современном программном обеспечении»

Данная магистерская диссертация посвящена изучению методик автоматического экстрагирования тектонических нарушений в современных программных пакетах.

Трещинные коллектора играют немаловажную роль в формировании резервуаров месторождений в карбонатных отложениях, особенно тех, которые подвергались тектоническим деформациям. Сформировавшиеся под влиянием последних системы трещин (трещинные коридоры) формируют устойчивые каналы проницаемости, по которым происходит активный массоперенос в коллекторах, который необходимо учитывать при оптимизации добычи углеводородов на любой стадии разработки месторождений. Изучение трещиноватости – это достаточно сложный процесс и требует всестороннего анализа и комплексного подхода, которые позволяют построить репрезентативную модель развития систем трещиноватости, соответствующих геологической реальности.

В диссертационной работе так же анализируются кинематические и динамические критерии выделения разломов и зон трещиноватости на сейсмических разрезах МОГТ-3D. Рассмотрен граф последовательности применения процедур при автоматическом экстрагировании разломов, процедуры минимизации остаточных шумов и помех на сейсмическом разрезе, устранения неравномерности системы полевых наблюдений и повышения вертикальной разрешающей способности изображения.

АҢДАТПА

ДИПЛОМДЫҚ ЖҰМЫСҚА «Заманауи бағдарламалық жасақтамада динамикалық талдау арқылы тектоникалық бұзылыстарды анықтау»

Бұл магистрлік диссертация заманауи бағдарламалық пакеттерде тектоникалық бұзылыстарды автоматты түрде экстрагирлеу әдістемелерін зерттеуге арналған.

Жарық коллекторлары карбонатты шөгінділердегі кен орындарының резервуарларын, әсіресе тектоникалық деформацияға ұшырағандарды қалыптастыруда маңызды рөл атқарады. Соңғы сызаттар жүйесінің әсерінен қалыптасқан (жарық дәліздер) кен орындарын игерудің кез келген сатысында көмірсутектерді өндіруді оңтайландыру кезінде ескеру қажет, коллекторларда белсенді масса көтерілетін өткізгіштіктің тұрақты арналарын қалыптастырады. Жарықшақтықты зерттеу – бұл өте күрделі процесс және геологиялық шындыққа сәйкес келетін жарықшақтылық жүйелерін дамытудың репрезентативті моделін құруға мүмкіндік беретін жан-жақты талдау мен кешенді тәсілді талап етеді.

Диссертациялық жұмыста сондай-ақ ОТНЭ-3D сейсмикалық тіліктеріндегі жарылымдар мен жарықшақтарды бөлудің кинематикалық және динамикалық өлшемдері талданады. Сынықтарды автоматты экстрагирлеу кезінде процедураларды қолдану кезектілігінің графигі, сейсмикалық қимадағы қалдық шуылдарды және кедергілерді азайту процедуралары, далалық бақылау жүйесінің біркелкі еместігін жою және бейненің вертикальді рұқсат ету қабілетін арттыру қарастырылды.

ANNOTATION

to the diploma work « Faults Identification by Application of Dynamic Analysis in modern software»

This Master's thesis is devoted to the study of techniques for the automatic extraction of tectonic disturbances in modern software packages.

Fractured reservoirs play an important role in the formation of reservoirs of deposits in carbonate deposits, especially those that underwent tectonic deformations. The systems of cracks formed under the influence of the latter (crack corridors) form stable channels of permeability through which active mass transfer occurs in the reservoirs, which must be taken into account when optimizing hydrocarbon production at any stage of field development. The study of fracturing is a rather complicated process and requires a comprehensive analysis and an integrated approach that allows you to build a representative model of the development of fracture systems corresponding to geological reality.

The dissertation also analyzes the kinematic and dynamic criteria for identifying faults and fracture zones in seismic sections of the CDP-3D. A graph of the sequence of application of the procedures for the automatic extraction of faults, the procedures for minimizing residual noise and interference at the seismic section, eliminating the unevenness of the field observation system and increasing the vertical resolution of the image are considered.

СОДЕРЖАНИЕ

Содержание	10
Введение	12
1 Общие сведения о районе работ	14
1.1 Орогидрография	14
1.2 Инфраструктура региона работ	15
2 Геолого-геофизическая изученность	17
2.1 Геофизическая изученность	17
2.2 Буровая изученность	19
2.3 Литолого-стратиграфическая характеристика	20
2.3.1 Нижнедевонский терригенный комплекс –D1e	23
2.3.2 Эйфельский карбонатный комплекс –D2ef	23
2.3.3 Верхнефранско-турнейский карбонатный комплекс – D3fr-C1t	24
2.3.4 Нижневизейский терригенно-карбонатный комплекс – C1v1	24
2.3.5 Визейско-нижнебашкирский карбонатный комплекс – C1v2-3-C2b1	24
2.3.6 Верхнебашкирско-нижнемосковский терригенный комплекс – C2b2-C2vr	24
2.3.7 Московско-нижнепермский комплекс – C2m-P1ar	25
2.3.8 Кунгурский ярус – P1k	25
2.4 Тектоника	26
2.5 Нефтегазоносность	27
3 Технические и технологические особенности современного программного обеспечения по моделированию разломов и систем трещиноватости	29
3.1 Программа GeoTeric	29
3.2 Программная платформа Petrel	30
3.3 Программа PaleoScan	31
4 Роль тектонических нарушений в формировании геологических структур	32
5 Теория и практика выделения тектонических нарушений	33
5.1 Введение	33
5.2 Сейсмические характеристики тектонических нарушений	33
5.3 Краткий обзор атрибутов, применяемых для выявления тектонических нарушений в автоматическом режиме	37
5.3.1 Когерентность	38
5.3.2 Кривизна	39
5.3.3 Хаос	40
6 Экстрагирование тектонических нарушений в современном программном обеспечении	42

6.1	Экстрагирование тектонических нарушений в программном пакете Petrel	42
6.2	Экстрагирование тектонических нарушений в программном пакете PaleoScan	53
6.3	Экстрагирование тектонических нарушений в программном пакете GeoTeric	65
7	Анализ результатов	86
	Заключение	88
	Список использованной литературы	90

ВВЕДЕНИЕ

Приоритетной задачей современного геологоразведочного процесса является освоение сложно-построенных и трудно извлекаемых скоплений углеводородов на больших глубинах, обладающих сложным тектоническим строением, в т.ч. развитыми системами разломов и интенсивной трещиноватости.

Одну из ключевых ролей в решении данной задачи играет создание объемной геологической модели, для которой наиболее информативным каналом является сейсморазведка МОГТ, и, в частности, сейсморазведка МОГТ-3D.

С внедрением трехмерной сейсморазведки на порядок вырос объем интерпретируемых данных, что привело к необходимости разработки новых, автоматизированных методов их интерпретации. Выполнять вручную трассирование и моделирование разломов, в некоторых случаях отражающих границ, в сейсмическом кубе трудоемко, по времени затратно и не эффективно.

Для решения этой задачи были разработаны, внедрены и широко используются в настоящее время автоматические (полуавтоматические) методы прослеживания горизонтов и разломов, которые базируются на применении объемных атрибутов при интерпретации и анализе сейсмических данных для фильтрации сигнала, выявления зон неоднородности, оценки углов простирания пластов и пр. В частности, для выявления разломных зон вычисляются сейсмические атрибуты, основанные на оценке степени пространственной корреляции сейсмического сигнала.

Выделяются две основные задачи, для решения которых используется трехмерная сейсморазведка МОГТ-3D: а) построение структурного каркаса месторождений; б) определение фильтрационно-емкостных (ФЕС) и лито-фациальных свойств слагающих его комплексов пород.

Построение структурного каркаса месторождений и нефтегазоперспективных площадей включает в себя идентификацию границ между пластами на основе характерного изменения значений акустических жесткостей среды и выявление плоскостей разломов.

Построение границ в каркасной модели в современном программном обеспечении не представляет особых сложностей, особенно если имеются данные бурения, в силу сохранения объемной структуры сейсмического сигнала вдоль отражающей границы вследствие постоянства акустических параметров среды [1,5].

Ситуация осложняется в зонах разломов и трещиноватости, которые критически важны для: а) геологического моделирования; б) расчётов и выбора проектных режимов эксплуатации месторождений и прогноза добычи; в) подбора оптимального бурового раствора и нивелирование рисков потери бурового инструмента; г) расчета проектных траекторий скважин и т.п.

Сложность заключается в том, что поверхность нарушения является границей между двумя различными блоками пород и, соответственно, вдоль этой границы поведение сейсмического сигнала существенно изменяется и зависит от глубины рассматриваемой точки, величины смещения блоков породы относительно друг друга и акустических жесткостей окружающих пород.

Настоящая диссертационная работа посвящена изучению возможностей современного программного обеспечения при обнаружении и выделении тектонических нарушений и зон трещиноватости. Особое внимание уделено методике и подбору параметров для получения оптимального результата. Именно этим и определяется **актуальность диссертационных исследований**.

Целью диссертации является тестирование методик автоматического трассирования тектонических нарушений и зон трещиноватости на Чинарёвском нефтегазоконденсатном месторождении (ЧНГКМ). Данная работа была выполнена мной в трёх различных программных обеспечениях, а так же была установлена эффективность этих процедур в зависимости от геологического строения моделируемого объекта.

Геологические задачи, решаемые в данной работе сводятся к систематизации имеющейся информации о тектонических нарушениях на Чинарёвском месторождении, определению зон разуплотнений и повышенной трещиноватости, формированию трещинных коридоров, а так же определению морфологических особенностей тектонических нарушений.

Научная новизна. Применение современного программного обеспечения позволило впервые выявить принципиально новые особенности геологического строения, а именно в распределении систем трещиноватости, которые ранее не были выявлены.

Кроме того, научная новизна заключается в разработке методологических основ в идентификации, выделении и картировании тектонических нарушений. В данной работе были определены основные факторы, влияющие на качество получаемых результатов, а также проанализированы различные вариации настройки данных для расчёта сети тектонических нарушений либо трещинных коридоров по сейсмическим данным.

Практическая значимость

В процессе выполнения диссертационных исследований был получен комплекс результатов, включающий методику прогнозирования зон повышенной трещиноватости. Было уточнено геологическое строение подсолевых отложений Чинарёвского месторождения, в плане положения тектонических нарушений и зон трещиноватости, что позволило оптимизировать добычу нефти, изучить влияние разломно-блоковой тектоники, спрогнозировать развитие перспективных участков, выполнить эффективные геолого-технические мероприятия по повышению нефтеотдачи пласта.

Апробация

Результаты диссертационной работы были апробированы на двух международных научных конференциях (Сатпаевские чтения 2019-2020г.), а так же в периодической печати (научно-технический журнал «Нефть и газ» - 2019г., отраслевой научно-производственный журнал «Геология и охрана недр» -2019г.) .

Информационная база диссертационных исследований

При написании диссертации были использованы материалы отчета «Построение модели трещиноватости залежей на основе изучения тектоники по данным сеймики 3Д и трещиноватости по скважинам для эйфельских и турнейских отложений Чинаревского месторождения» Алматы, 2014г, выполненного в компании RES (авторы Н.Г.Матлошинский, Н.Б.Айткалиева, Н.А.Суяркова, Т.Д.Романова, М.Аткинс и др.).

Кроме того были использованы сведения из литературы В. Е. Хаин 1995, И.А.Мушин 2001, Г. Н. Гогоненков 2011, К.Д. Клем-Мусатов 1976, R. J. Lisle 1994, S. Chopra, K. J. Marfurt. 2010, Т.В.Ольнева 2006, S.Lacaze 2016, J.Henderson 2012.

1 Общие сведения о районе работ

Чинаревское нефтегазоконденсатное месторождение (ЧНГКМ) в административном отношении расположено на территории Байтерекского района Западно-Казахстанской области Республики Казахстан в 80 км восточнее областного центра г. Уральск (Рисунок 1.1.).

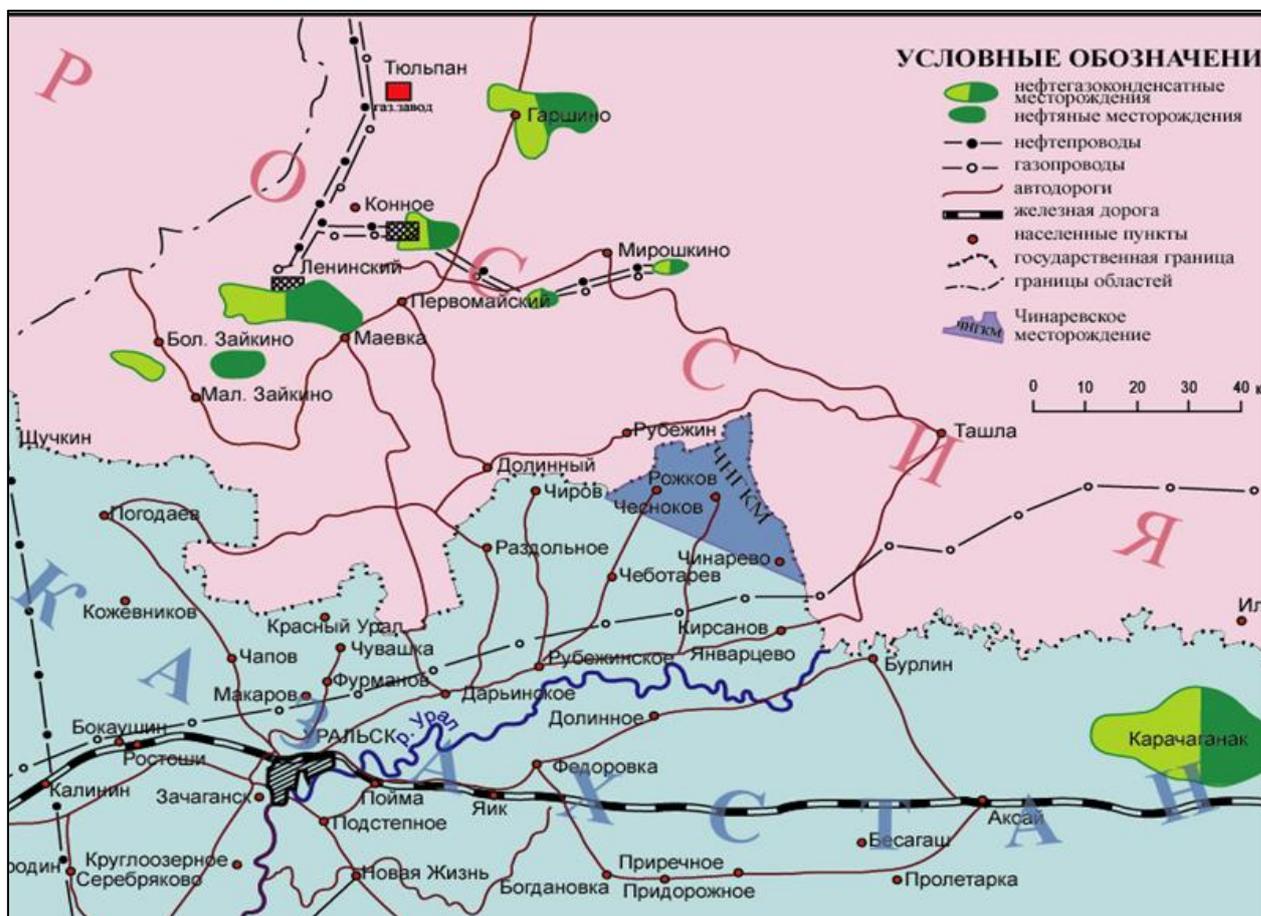


Рисунок 1.1 – Обзорная карта района работ

1.1 Орогидрография

В орографическом отношении территория месторождения расположена в степной зоне в области южных отрогов Общего Сырта, представляющих собой холмистую равнину, сильно расчлененную сетью оврагов, балок и небольших речек, примыкающих к бассейну реки Урал. Абсолютные отметки рельефа увеличиваются с юга на север с +78 до +115 м. К югу от месторождения протекает река Урал. Непосредственно территорию месторождения пересекают речки Быковка, Ембулатовка, Елтышевка. Вода в реках и временных водоемах пригодна только для технических целей.

1.2 Инфраструктура региона работ

Месторождение занимает выгодное географо-экономическое положение. Здесь работает газовый завод с годовой производительностью 2млрд.м3 газа и пункт подготовки нефти и конденсата. От пункта подготовки проложен нефтепровод с пропускной способностью 1 млн. тонн в год до железнодорожной станции Белес и начала нефтепровода Уральск-Самара (пропускная способность 1,5 млн.т в год). Здесь же проходит магистральный нефтепровод «Мангышлак-Самара».

В 75 км восточнее ЧНГКМ расположено гигантское по запасам нефтегазоконденсатное месторождение Карачаганак, находящееся в промышленной разработке. В 20 км южнее месторождения Чинарёвское открыто и готовится к опытно-промышленной эксплуатации крупное Рожковское нефтегазоконденсатное месторождение. В 150 км к востоку располагается Оренбургское газовое месторождение с действующим с 60-х годов прошлого века газоперерабатывающим заводом производительностью 30,0 млрд. м3 в год. Южнее территории месторождения проходят магистральные газопроводы «Союз», «Оренбург-Новопсков» и нефтепровод КНГКМ-Большой Чаган-Атырау.

2 Геолого-геофизическая изученность

2.1 Геофизическая изученность

Район расположения ЧНГКМ, как и вся северная прибортовая часть Прикаспийской впадины, в достаточной степени изучены комплексом региональных и поисковых геолого-геофизических исследований. На всей территории Прикаспийской впадины до 1957 г. была выполнена аэромагнитная съемка масштаба 1: 1 000 000. Впоследствии по перспективным площадям выполнялись съемки масштаба 1: 200 000 и крупнее.

В настоящее время имеется сводная карта аномального поля (ΔT)а масштаба 1: 500 000 на всю площадь Прикаспийской впадины. Недостатком этой карты является низкая ($\pm 200-300$ м) точность плановой привязки наблюдений, в связи, с чем результаты интерпретации пригодны преимущественно для решения задач регионального тектонического районирования.

В начале 80-х годов в пределах северного борта Прикаспийской впадины Казахстанской аэрогеолого-геофизической экспедицией была выполнена аэромагнитная съемка масштаба 1:50 000, погрешность съемки оценивается в значениях ± 1.1 нТл - аномального поля и ± 15 метров - планового положения.

Наблюдения, изучение и геологическая интерпретация гравитационного поля в пределах северного борта Прикаспийской впадины начаты в конце 30-х годов прошлого столетия. В настоящее время вся территория северного Прикаспия покрыта съемками различных масштабов от 1:200 000 до 1: 10 000. В частности, на Чинаревскую площадь имеется карта Δg_a 1:10 000 масштаба, которая по юго-западной и южной границам имеет полосу перекрытия с картой Δg_a масштаба 1:50 000.

Проведенные гравиметрические исследования позволили получить представление о характере поля силы тяжести, в частности - плановое положение бортовых гравитационных ступеней, а по детальным съемкам – характер распределения плотностных неоднородностей в осадочной толще, в основном неоднородностей рельефа и положения галогенной толщи.

В период 1976-1991гг Уральской геофизической экспедицией выполнялись сейсморазведочные работы МОГТ 1:50000. По результатам проведённых работ:

- изучено геологическое строение района работ по палеозойским отложениям, построены структурные и схематические карты по отражающим горизонтам К, Т, VI, П1, С1, ПЗ (Писаревский Ю.К. и др.- 1972г.)
- изучено строение подсолевых отложений Чинаревской площади. Построены схематические карты по отражающим горизонтам П1, С, ПЗ и Д. Выявлена Чинаревская структура. По результатам

работ заложена скв. П-9 (Скакунов В.Т., Аванесова Л.М. – 1976г.)

- проведена комплексная интерпретация материалов региональных работ МОГТ, электроразведки, ЗСБ и МТЗ, высокоточной гравиразведки. Изучено глубинное строение северной бортовой зоны Прикаспийской впадины, выявлены участки перспективные в нефтегазоносном отношении (Скакунов В.Т., Алексанин В.П. и др. – 1978-82гг.)
- структура Чинаревская детализирована и подготовлена под глубокое поисковое бурение по отражающим горизонтам Д2 и П3. По результатам работ заложены скв. 4, 5 (Портнов В.Н. и др. – 1987г.)
- уточнено строение Чинаревского выступа фундамента по подсольевым отложениям. Структурная карта по г-ту Д2 использована для заложения скв. 10 (Портнова Л.Б. и др – 1989г.)
- Сейсморазведочные работы МОГТ 2Д в районе Чинаревского выступа фундамента проводятся с 1971г. с различными плотностью и кратностью исследований, модификациями метода и типами сейсмостанций. Полученные материалы позволили изучить строение осадочной толщи, в составе которой выделен ряд сейсмических отражающих горизонтов.
- В результате интерпретации сейсмических материалов в 1976 г. было выявлено Чинаревское поднятие по терригенным отложениям девона. К этому времени в пределах Чинаревского выступа фундамента уже были пробурены параметрические скважины П-2 и П-1, а в 1986г. в своде выявленного поднятия по девону была заложена скв. П-9.
- В 1987г структура была детализирована и подготовлена к поисковому бурению по отражающим горизонтам Д2 (кровля афонинского горизонта) и П3 (подошва фаменских карбонатных отложений). По результатам этих работ заложены поисковые скважины 4, 5 и, в начале, 1991 г. скв. 4 была выявлена промышленная газоконденсатная залежь в бийских отложениях. Скв.10 была заложена по структурной карте горизонта Д2.

В 1998г. Казахстанская геофизическая компания «Геотекс» провела полевые сейсмические работы 3Д на площади 466,6 км². По результатам обработки получен временной сейсмический куб.

В 1998 году на площади работ проведены сейсморазведочные работы МОГТ 3Д. Полевые работы, обработка полученных данных проведена компанией «Азимут Энерджи Сервисез». Интерпретация 3Д с переинтерпретацией ранее накопленных геолого-геофизических материалов,

в том числе и каротажа, проведена канадской фирмой “Текника” в 2001 году [15].

По результатам выполненных работ:

- установлен взбросовый характер тектонических нарушений;
- уточнено плановое положение блоков, положение и размеры локальных структур в их пределах, и объем эродированных девонских отложений;
- построены детальные структурные карты по отражающим горизонтам, приуроченным к кровле эмских песчаников нижнего девона (Д1), бийских отложений (Д2bs), афонинского горизонта эйфельского яруса (Д2af), к подошве фаменских карбонатных отложений – поверхность основного несогласия (ПЗ), кровле турнейского горизонта нижнего карбона (С1t), верейского горизонта среднего карбона (П2), филипповского сульфатного горизонта нижней перми (S), казанского горизонта верхней перми (Ркz);
- установлены амплитудные аномалии волнового поля, приуроченные к турнейской и афонинской залежам УВ. Полученные материалы послужили основанием для постановки разведочного бурения.

В 2001 году компанией «Текника Оверсиз ЛТД» Канада и ТОО “Жаикмунай” была выполнена интерпретация и переинтерпретация данных 3Д и двух сейсмических профилей 2Д (Г. Горал, Э. Клован, Матлошинский Н.):

- детализировано строения Чинаревского поднятия;
- построены структурные карты по отражающим горизонтам Д1, Д2bs, Д2af, ПЗ, С1t, П2, S, P2kzh;
- рекомендовано бурение скважины, и выделено 8 перспективных зон;
- построен глубинный «куб» сейсмических данных, с использованием программного пакета «СЕЙСЛОГ».

В 2007 компанией Reservoir Evaluation Services, Kasakhstan Ltd, branch An AGR Petroleum Company было выполнено комплексное геолого-геофизическое изучение ЧНГКМ. По результатам данной работы были уточнены:

- геологическое строение Чинаревского месторождения
- структурные карты по подсолевым горизонтам S, P1, P2, С1t, P3, D2af, D1em, которые были использованы при геологическом моделировании месторождения.

В 2007 г. компания RES – Reservoir Evaluation Services Kasakhstan Ltd branch An AGR Petroleum Company выполнила переинтерпретацию имеющихся сейсморазведочных материалов 3Д и провела трёхмерное геологическое моделирование месторождения, по результатам которого

уточнено положение тектонических нарушений, детализированы структурные карты по вышеперечисленным отражающим горизонтам, дополнительно построены структурные карты по кровле артинско-ассельских отложений нижней перми (П1).

С 2008 г. геологическая модель месторождения обновляется с учетом данных по вновь пробуренным скважинам (результаты интерпретации данных ГИС, лабораторного изучения образцов керна, данные тестирования скважин, газового каротажа, фациального анализа и т.д.).

Структурная модель месторождения, по сравнению с моделью 2007 г. не претерпела принципиальных изменений, но существенно детализировалась в районе новых пробуренных скважин.

2.2 Буровая изученность

Параметрическое бурение на площади проводится с 1966 г. На площади пробурены три параметрические скважины П-1 (1971-1976гг.), П-2 (1966-1969гг.), П-9 (1986-1990гг.), из которых только П-9 выполнила возложенные на нее геологические задачи: вскрыла на глубине 5272 м кристаллический фундамент. В этой скважине были проведены испытания 15 объектов во всех комплексах подсолевого палеозоя, включая и девон, в 7-и из которых получен приток пластовой воды.

Поисково-разведочное бурение на Чинаревской площади проводится с 1989 года. В соответствии с проектом поискового бурения 1988 года на структуре предусматривалось бурение 9-ти поисковых скважин (4, 5, 6, 7, 8, 10, 11, 12, 13).

Все скважины были пробурены. При этом скважины 8 и 11 пробурены за пределами контура продуктивности. Скважины 5 и 7 были ликвидированы по техническим причинам с забоями в верхней части каменноугольных отложений. Скважины 12 и 13 остановленные в нижнепермских отложениях по экономическим причинам. Впоследствии они добурены наклонно-направленными стволами до турнейских отложений. В скв. 10 были получены фонтанные притоки газа с конденсатом из бийских и афонинских отложений, газа и нефти из турнейских отложений.

Таким образом, за период 1991-2005 гг. было пробурено 8 поисково-разведочных скважин (5, 7, 10, 12, 13, 20, 22, 24), из них в пределах северо-восточной залежи 6 скважин (10, 12, 13, 20, 22, 24) общим метражом 28720 м. По результатам опробования и интерпретации материалов ГИС по этим скважинам выявлены нефтяные залежи в турнейских отложениях нижнего карбона, нижнефранских и живетских отложениях верхнего и среднего девона. Газоконденсатные залежи выявлены в афонинских и бийских отложениях эйфельского яруса.

Опережающее эксплуатационное бурение на турнейскую залежь проводится, начиная с 2007 года, в ходе которого пробурено 5 скважин. К

2013 году пробурено 12 эксплуатационных скважин и три скважины с боковыми стволами.

Всего на месторождении по состоянию на 1.01.2020 г. пробурено 82 глубоких скважин различного назначения и 32 боковых ствола.

2.3 Литолого-стратиграфическая характеристика

На месторождении Чинаревское бурением вскрыты породы протерозойского кристаллического фундамента и осадочных отложений палеозойского, мезозойского и кайнозойского возраста (Рисунок 2.1).

Наличие мощной галогенной толщи кунгура определило расчленение осадочного чехла Прикаспийской впадины на три литолого-структурных комплекса: подсолевой, соленосный и надсолевой.

Подсолевой литолого-структурный комплекс сложен мощной (до 2000м.) серией карбонатных пород верхнедевонского (до 600м.), каменноугольного (до 1200м.) и нижнепермского (до 200м.) возрастов. В подсолевом комплексе широкое развитие получила мелководно-морская формация, образовавшая обширную карбонатную платформу. Подсолевой комплекс содержит залежи УВ, в большинстве своём приуроченные к прибортовой зоне.

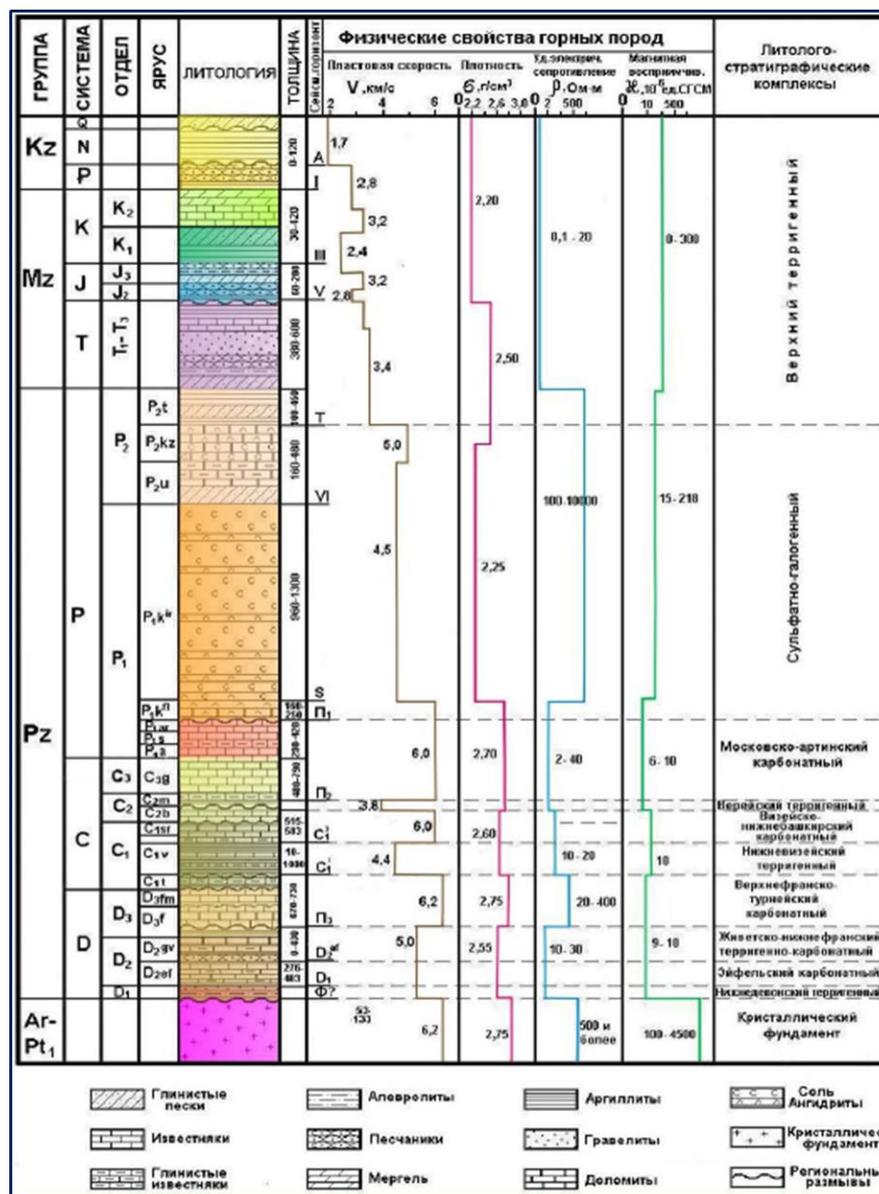


Рисунок 0.1 – Сводный геолого-геофизический разрез северной части Прикаспийской впадины

Средний соленосный мегакомплекс состоит из 1500 м. толщи соли и ангидрита. И базальный ангидрит толщиной порядка 250 м и вышележащая толща соли с подчиненными прослоями ангидрита толщиной в среднем 1250 м относятся к раннепермскому времени (кунгурский век).

Надсолевой мегакомплекс, имеющий возраст от верхней перми до антропогена, состоит из 1500 м преимущественно обломочных пород с прослоями карбонатных и соленосных отложений

Наиболее древними осадочными отложениями, вскрытыми на Чинаревском месторождении, являются эмские терригенные породы, перекрывающие породы фундамента в виде маломощного чехла.

Подсолевая часть осадочного чехла расчленяется на литолого-стратиграфические комплексы, отражающие чередование в докунгурском палеозое (снизу вверх): преимущественно терригенного нижнедевонского,

карбонатного эйфельского, терригенного (терригенно-карбонатного) живетско-нижнефранского, карбонатного верхнефранско-турнейского, терригенного (терригенно-карбонатного) косьвинско-бобриковского, карбонатного визейско-нижнебашкирского, терригенного верхнебашкирско-нижнемосковского, карбонатного московско-артинского.

2.3.1 Нижнедевонский терригенный комплекс –D_{1e}

Терригенные отложения нижнего девона, толщиной 40-80 м, вскрыты скважинами и представлены гравелитами, песчаниками и аргиллитами – продуктами разрушения кристаллического фундамента.

В разрезе скважины, вскрывшей комплекс в наиболее приподнятой части Чинаревского выступа, преобладают гравелиты.

Аргиллиты зеленовато-серые, участками бурые, неясно слоистые, массивные, слюдистые, с включениями ангидрита и пирита.

Песчаники неотчетливо пятнистые светло-зеленовато-серой окраски, массивные, участками горизонтально-слоистые, преимущественно мелко- и среднезернистые слюдистые, плотные.

Гравелиты светло-серые, мелкопятнистые, полевошпатово-кварцевые, плотные, разномзернистые, в основном мелкозернистые, с отдельными зернами кварца размером до 2,5см, песчаные (10-20%). Цемент серицито-глинистый (15-20%) порового типа; образовался в основном в результате разрушения полевых шпатов, реже биотита. Сортировка обломочной части плохая, окатанность слабая.

2.3.2 Эйфельский карбонатный комплекс –D_{2ef}

Представлен нижнеэйфельскими в составе *бийских (койвенско-бийских)* и *верхнеэйфельскими – афонинскими (клинцовско-мосоловские)* карбонатными отложениями.

Карбонатные породы преимущественно темно-серые, буровато-серые, представлены доломитами и известняками биохемогенными, органогенно-сгустковыми, сгустково-комковатыми, редко строматопорово-водорослевыми, иногда детритовыми, с зернами, иногда мелкими обломками известняка, образованного при размыве карбонатных тел.

Глинисто-карбонатные породы темно-серые, пелитоморфные, массивные. Аргиллиты зеленовато темно-серые, слабо известковистые, слоистые. Стратиграфическое положение этих отложений окончательно не установлено.

Афонинские отложения (*клинцовско-мосоловские и черноморские* накопления) в нижней части представлены карбонатными породами. Выше перекрываются преимущественно аргиллитовой толщей черноморских слоев.

2.3.3 Верхнефранско-турнейский карбонатный комплекс – D3fr3-C1t

Сложен франским и фаменским ярусами верхнего девона и турнейским ярусом нижнего карбона. Расчленяется с большим трудом, фаунистические остатки, из-за перекристаллизации и доломитизации, редки. Наиболее неоднозначен вопрос с франской частью карбонатных отложений.

Определенную ясность в вопрос о месте и роли франских карбонатных отложений в седиментогенезе верхнего девона вносит установление развития рифогенных одновозрастных отложений на Карачаганаке, где они формируют боковые проградации предфаменского основания (скв. Д-1).

2.3.4 Нижневизейский терригенно-карбонатный комплекс –C1v1

Представлен бобриковским горизонтом (толщиной 20-40 м).

Юго-западнее в Прикаспийской впадине и в примыкающем к ней с севера Погодаево-Остафьевском прогибе развиты отложения кожинского надгоризонта в составе косьвинского (терригенный) и радаевского (преимущественно карбонатный) горизонтов, максимальной толщиной до 1000 м.

2.3.5 Визейско-нижнебашкирский карбонатный комплекс – C1v2-3-C2b1

Комплекс состоит из туйского, алексинского, михайловского и веневского горизонтов визейского и серпуховского ярусов (нижний карбон) и нижнебашкирского подъяруса среднего карбона.

Главной особенностью его развития, как и других карбонатных комплексов, является смена мелководно-морской карбонатной седиментации платформенного типа через рифовую в области окраины шельфа на глубоководную депрессионную.

2.3.6 Верхнебашкирско-нижнемосковский терригенный комплекс – C2b2-C2vr

Терригенная часть верхнебашкирского седиментационного комплекса представлена верейским горизонтом нижнемосковского подъяруса толщиной 80-113м. Для разрезов, расположенных в северной части Чинаревского выступа более характерны песчаники, количество которых по мере движения на юг убывает, уступая место аргиллитам и меньше известнякам.

В северо-западном направлении толщина горизонта сокращается до 80м. Песчаники серые, зеленовато-серые полимиктовые, преимущественно мелкозернистые, алевроитистые. Аргиллиты темно-серые до черных, алевроитистые тонкоплитчатые, субгоризонтально слоистые. Известняки темно-серые до черных, биохемогенные, слоистые.

2.3.7 Московско-нижнепермский комплекс – C2m-P1ar

Формирование комплекса, как и двух предыдущих, происходило в пределах месторождения в условиях мелководного шельфа, где колебание уровня моря находит отражение в составе и полноте разрезов.

Наряду с этим, по-видимому, значительная роль принадлежит локальным тектоническим движениям.

Карбонатная часть комплекса состоит в основном из ассельского, сакмарского и артинского ярусов нижней перми. Предполагается, что верхнемосковская часть среднего карбона, верхний карбон в составе касымовского и гжельского нерасчлененных ярусов проградационно сокращается в толщине по мере продвижения с севера на юг и в пределах месторождения представлена маломощными, практически не выделяемыми отложениями.

2.3.8 Кунгурский ярус – P₁k

Нижняя часть яруса – филипповский горизонт толщиной 220-400м сложен сульфатными породами, представленными ангидритами серовато-белыми, скрытокристаллическими, массивными, с прослойками доломитов буровато-серых.

В сульфатной толще отмечается до трех карбонатных, преимущественно доломитовых прослоев (5-25м) в нижней средней и верхней частях разреза горизонта. В сторону нижнепермского уступа толщина горизонта сокращается до первых десятков метров с выклиниванием карбонатных пластов.

Верхняя часть яруса – иреньская свита, толщиной 850-1050м, представлена преимущественно каменной солью (галит) беловато-серой, полупрозрачной, массивно-слоистой, скрыто-мелкокристаллической с прослойками ангидрит-кизеритов белых, серовато-белых, тонкокристаллических и прослоями ангидритов с примесью доломита.

В соли выделяется 9 циклитов, в которых внизу залегает пласт ангидрита толщиной от 5 до 80м, а сверху пласт соли толщиной от 10 до 250м. Толщина циклитов колеблется от 19м до 540м, при этом нижний циклит состоит из филипповского горизонта и перекрывающей его пачки соли.

Этаж подразделяется на три яруса: фаменско-турнейский, визейско-башкирский и московско-нижнепермский.

По турнейским отложениям находят отражение основные тектонические нарушения в виде малоамплитудных смещений с увеличением амплитуды самого южного нарушения. Структура этажа носит отпечаток структуры подстилающего комплекса.

Соленосный структурный этаж характеризуется пластовым залеганием соли в пределах северной части контрактной территории и только в пределах южного ее сегмента принимает участие в начальном галокинезе.

Галокинез проявляется в дислоцированности соленосной толщи и образовании по ней погруженных мульд, соединенных перешейком.

Надсолевой структурный этаж залегает с моноклиналим погружением на юг в соответствии с региональным наклоном. В южной части в пределах прогнутых участков по соли градиент погружения увеличивается. Вследствие размыва на фоне наклона надсолевых толщ к югу, под покровный комплекс неоген-четвертичных отложений выходят разновозрастные отложения надсолевого структурного этажа.

2.5 Нефтегазоносность

В пределах северной бортовой зоны Прикаспийской впадины открыто около 30 месторождений. Два из них, Оренбург и Карачаганак, относятся к категории супергигантов (Рисунок 2.3).

В 1991 году в результате геолого-разведочных работ было открыто нефтегазоконденсатное месторождение Чинаревское, которое является вторым по значимости в пределах Западно-Казахстанской области. Южнее выявлено новое крупное месторождение – Рожковское нефтегазоконденсатное.

Для Чинаревского месторождения это означает, что в его пределах ловушки всех типов могут оказаться залежами. Это находит отражение в ходе проводимых на месторождении разведочных работ. Так в их результате уже выявлены дополнительно к широко известным среднедевонским и турнейской залежам залежи в башкирских, филипповских, бобриковских отложениях. Можно полагать, что перечисленным набором новых ловушек перспективы месторождения не исчерпываются.



Рисунок 2.3 – Схема нефтегазоносности Северной бортовой зоны [3]

На Чинаревском разрезе выделяется два основных продуктивных комплекса с двумя типами ловушек.

Верхний продуктивный комплекс представлен турнейскими карбонатами на глубине 4260-4711 метров от уровня моря. Залежь сформировалась в результате структурно-стратиграфических факторов. Форма структуры соответствует глубинному основанию, подстилающим тектоническим структурам с общим региональным погружением на юг.

Нижний продуктивный комплекс - среднедевонские залежи в карбонатных отложениях в блоках с северным погружением в бийских и афонинских формациях и залегающие с размывом (девонское несогласие) непосредственно под фаменскими отложениями на глубине ниже 5000 м над уровнем моря. Этот комплекс разбит на отдельные ловушки тектоническими нарушениями восточно-западного направления, субпараллельно северной бортовой зоне Прикаспийской впадины.

3 Технические и технологические особенности современного программного обеспечения по моделированию разломов и систем трещиноватости

В геологоразведочных работах по поискам и разведке нефтяных и газовых месторождений существует большое количество программных продуктов, реализующих 2Д и 3Д-моделирование разломов и систем трещиноватости.

В процессе выполнения диссертационной работы были изучены и протестированы по одному из месторождений северного борта Прикаспийской впадины три программных продукта, которые хорошо зарекомендовали себя на мировом рынке нефтегазовой индустрии.

Это программа Geoteric - разработка британской компании Foster Findlay Associates, программная платформа Petrel (Schlumberger) и программа PaleoScan (Eliis), представляющая новое поколение программного обеспечения для 3Д сейсмической интерпретации.

Все эти программные пакеты нацелены на усовершенствование и улучшение процесса интерпретации волновой картины на сейсмических разрезах в зонах разломов и сопутствующих им систем трещиноватости. Несколько раз в год выходят обновлённые версии программ, включающие в себя всё расширенные возможности для пользователей.

3.1 Программа GeoTeric

Британская компания Foster Findlay Associates начала свои разработки в области визуализации и моделирования по данным сейсморазведки МОГТ 3Д еще в 90-х годах XX столетия.

Эта компания находилась в центре многих инноваций, которые сейчас стали неотъемлемой частью любого рабочего процесса. В последнее десятилетие эта компания начала изучать истинный потенциал сейсмических данных, который может перевернуть всё понимание о наших недрах. Это стало возможным благодаря большому скачку в области вычислительной техники и технологий.

В программе GeoTeric большое внимание уделено визуализации сложных вычислительных алгоритмов для простого и интуитивно понятного восприятия интерпретатором. Эту методику назвали когнитивной интерпретацией, которая значительно расширяет возможности и гарантирует эффективное использование знаний и понимания, которые так необходимы для достижения наилучших целей.

Зрение и восприятие человека эволюционировали за миллионы лет в невероятно мощную систему, стремящуюся к поиску необходимой информации для взаимодействия со всем окружающим нас миром.

Несмотря на всю сложность процессов зрения и восприятия мы делаем это без особых усилий. В то время, как ни один компьютер, способный победить любого в шахматы, не может приблизиться к возможностям человеческого восприятия.

Это становится более понятно, если представить, что 50% коры головного мозга отвечает за зрение и восприятие, 40% - чувства и контроль движений, 10% - все остальные процессы, такие как мышление и игра в шахматы [1].

Это имеет большое значение для сейсмической интерпретации, где интерпретатор благодаря своим знаниям и опыту оценивает визуализированный объём данных.

Под когнитивной интерпретацией в программе GeoTeric объединяются передовые технологии и повышающие производительность методы визуализации данных.

3.2 Программная платформа Petrel

Программная платформа Petrel объединяет в себе всю технологическую цепочку геологоразведочных работ (обработку, интерпретацию и моделирование), начиная от данных бурения, каротажа сейсморазведки и заканчивая тестированием продуктивных интервалов, подсчетом запасов УВ и прогнозом оптимальных режимов разработки скоплений нефти и газа. Тем самым обеспечивая интеграцию геолого-геофизических и промысловых данных и использование полученных результатов специалистами различных профилей.

Работа над программным комплексом Petrel началась в 1996 году. Фундаментальная идея создания и дальнейшего развития этого программного комплекса состоит в использовании единой компьютерной системы для решения всех задач от разведки до разработки месторождений нефти и газа.

Таким образом, группа специалистов, занимающихся построением трехмерных геологических моделей и интерпретирующих для этого различные данные, могут пользоваться удобной единой технологической цепочкой в пакете Petrel.

При этом не возникают проблемы с передачей данных между различными программными пакетами и «трансляции знаний» о модели из одной дисциплины в другую, от одного специалиста к другому.

Программа Petrel имеет достаточно большое количество модулей, предназначенных для решения различных задач в области геостатики и гидродинамики, сейсмической интерпретации, построения объёмных тел, привязки скважинных данных, петрофизического и литофациального моделирования, построения моделей трещиноватости и многие другие. Все

эти модули соединены с единой платформой, которая позволяет использовать уже имеющиеся в базе данные.

3.3 Программа PaleoScan

Программное обеспечение PaleoScan компании Eliis является новым поколением программного обеспечения, нацеленное на поиск передовых, оперативных решения для сейсмической интерпретации, значительно улучшая её.

Отличительной чертой и уникальной особенностью этого программного продукта является нетрадиционный и ультрасовременный запатентованный подход к процессу интерпретации, который заключается в построение 3Д геологической модели, учитывающей все имеющиеся в сейсмическом кубе отражения.

Выделенные экстремумы сейсмической волны по средствам функции минимизации различий (cost function) и относительному расстоянию (relative distance) между отдельными отсчетами объединяются в единую модель, где все выше и нижележащие протяженные горизонты взаимозависимы.

Изменение интерпретатором одного из горизонтов приводит к соответствующим изменениям всех выше и нижележащих горизонтов, что превращает процесс интерпретации в сборку протяженных горизонтов из уже готовых элементов и позволяет осуществлять уверенную корреляцию неярких и прерывистых отражений.

В PaleoScan имеется набор модулей позволяющий интерпретировать горизонты, разломы, извлекать геологические тела с точностью превышающей сейсмическое разрешение, моделировать свойства пород, строить стратиграфические последовательности с преобразованием Уиллера и многое другое.

В отличие от традиционного процесса сейсмической интерпретации в PaleoScan реализован глобальный подход. В нём используются алгоритмы оптимизации для корреляции сейсмических отражений и одновременного построения геологической модели, которая в дальнейшем уточняется интерпретатором. При помощи различных интерактивных инструментов можно получить оптимальную геомодель с высоким уровнем точности [3].

4 Роль тектонических нарушений в формировании геологических структур

Как известно, тектоника изучает происхождение, развитие и последствия диастрофических процессов, происходящих как в фундаменте и осадочном чехле мегаструктурно-тектонических комплексах - плитах, так и в отдельных локальных структурно-тектонических единицах стратифицированных в рамках одной свиты.

С физико-механической точки зрения эти процессы сводятся к взаимным преобразованиям различных форм энергии, например, тепловой в потенциальную (поднятие участка плиты подкоровыми конвективными течениями и, как следствие, формирование складчатости и разрывов в отдельных комплексах осадочного чехла), потенциальной в кинетическую (гравитационное скольжение и формирование турбидитных холмовидных фаций), кинетической в упругую (сжатие пород перемещающимися блоками - террейнами, плитами), кинетической в потенциальную (растяжение - локальный спрединг с формированием трещинных зон субвертикальной деструкции горных пород) [4].

Под воздействием вышеперечисленных сил внутри горных массивов создаётся напряжение, которое приводит к изменению условий залегания слоёв и формированию пликативных и дизъюнктивных тектонических нарушений. Изучение видов деформации представляет интерес, как для понимания современного состояния структуры горных массивов, так и для изучения причин и механизмов развития данных процессов.

Тектонические или дизъюнктивные нарушения являются важнейшими компонентами геологических разрезов, влияющими как на формирование ловушек нефти и газа, так и на распределение емкостных свойств природных резервуаров.

Особую актуальность изучение тектонических нарушений приобрело в последнее десятилетие, когда фокус геологоразведочных работ сместился на выявления неструктурных ловушек, связанных с разломами, а также на определение влияния дизъюнктивных нарушений на распределение емкостных свойств пластов коллекторов, на изучение экранирующей или проводящей роли этих нарушений.

5 Теория и практика выделения тектонических нарушений

5.1 Введение

На стадии доразведки и ввода в эксплуатацию месторождений необходимо применять сейсморазведку 3Д, что значительно повышает количество и качество выделяемых тектонических нарушений, которые в ряде случаев значительно осложняют существующую модель месторождения.

Геологическая наука уже давно имеет свою иерархическую классификацию тектонических нарушений по генезису, истории формирования и современной морфологии в геологическом пространстве. Разработаны различные методики палеогеографических и палеотектонических реконструкций, которые позволяют перейти к последующему палеофациальному анализу и моделированию.

Ситуация осложняется при интерпретации сейсмических данных, результаты которой в ряде случаев бывают неоднозначны. Возникают противоречия, когда геофизики – интерпретаторы стремятся как можно детальнее отобразить дизъюнктивные нарушения на разрезах и структурных картах, тогда как геологи и разработчики зачастую упрощают модель разломов при подсчете запасов и дальнейшем проектировании разработки месторождений нефти и газа.

Все еще серьезной проблемой остаётся выделение тектонических нарушений по данным данными ГИС и бурения. Всё это создаёт предпосылки для развития методик и технологий, позволяющих повысить надёжность и достоверность выделения тектонических нарушений по данным сейсморазведки [5].

5.2 Сейсмические характеристики тектонических нарушений

Основная задача сейсморазведки состоит в получении изображения на сейсмических разрезах объектов, залегающих в определенных геологических условиях.

Динамическая картина разреза формируется на основе волнового поля зарегистрированного на поверхности земли и продолженного в глубинные точки геологической среды с остановкой и визуализацией обращённых волн в соответствии с местом и моментом их образования. Данный процесс реализуется с помощью вычислительной техники и называется миграцией. Теоретической основой решения является скалярное волновое уравнение, описывающее распространение продольной волны в идеально однородной упругой изотропной среде. Его представляют в интегральной форме в виде уравнения Кирхгофа или в дифференциальной в виде уравнения Ламэ.

На этапе обработки сейсмических данных выделяют обратную кинематическую и динамическую задачи. Обратная кинематическая задача заключается в восстановлении положения сейсмических границ и распределения скоростей, что называют кинематической интерпретацией. Обратная динамическая задача определяет упругие и поглощающие свойства горных пород по амплитудам полезных волн.

Формирование отражений сейсмической волны на границах сред происходит за счёт различия в акустических жёсткостях или в акустических импедансах. Интенсивность отражённой волны определяется коэффициентом отражения, величина которого так же зависит от акустической жёсткости выше и ниже лежащих слоёв.

Динамическая интерпретация - это количественный анализ полезных волн с прогнозированием литологического состава, пористости, проницаемости, флюидонасыщенности и др.

Количественные методы интерпретации динамических характеристик сейсмических волн основываются на предположении о линейности среды [6].

Сейсморазведка прежде всего является методом решения задач структурной геологии, поэтому наиболее хорошо изучены именно структурные особенности (морфология) тектонических нарушений, к которым относятся:

1. *Зоны разрывов корреляции отражающих горизонтов* (Рисунок 5.1), которые чаще всего проявляются в виде потери их прослеживаемости. При этом варьирование протяженности этих зон зависит от ранга и масштаба разломов, сопутствующих им зон деформации и дробления горных, присутствия систем макротрещиноватости и других сейсмогеологических факторов.

Вместе с тем, в некоторых случаях не существует однозначной привязки к тектоническим нарушениям зоны разрывов корреляции отражающих горизонтов, которые могут быть обязаны своим появлением, например, литофациальным замещениям.

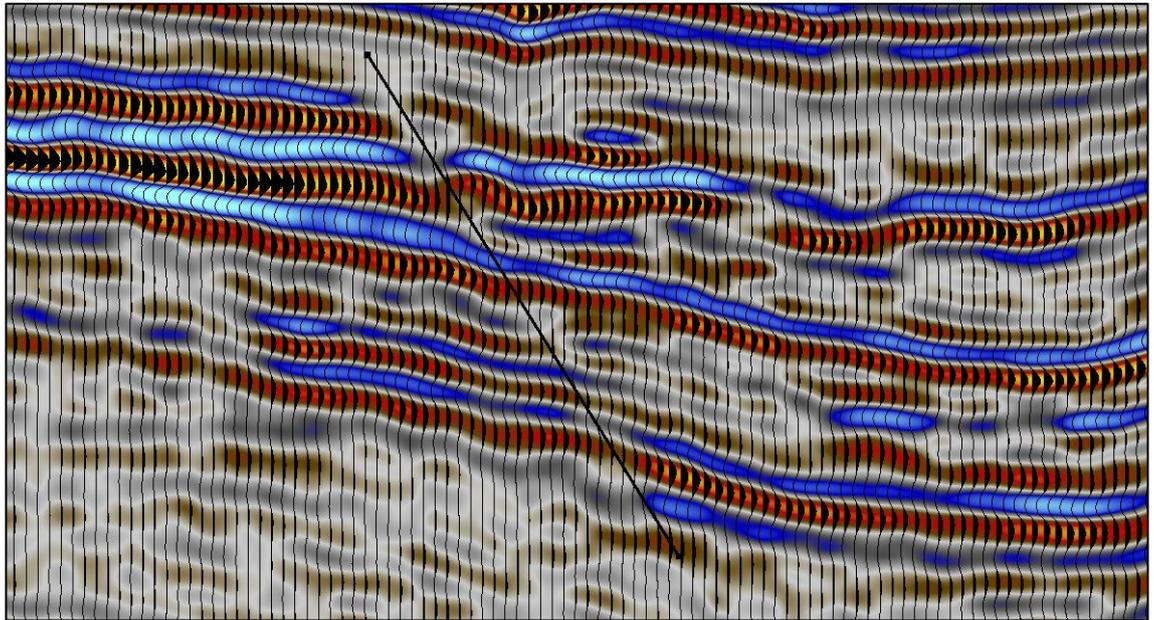


Рисунок 5.1 – Пример разрыва корреляции сейсмического горизонта

2. *Наличие пространственных (X, Y, Z) смещений отражающих горизонтов* (Рисунок 5.2). Данный критерий основан на известном постулате М.В.Гзовского (1975), согласно которому не существует безамплитудных дизъюнктивов, как геологических границ. Однако вертикальная разрешающая способность сейсморазведки не всегда позволяет зафиксировать смещение горизонтов и малоамплитудные нарушения могут быть пропущены.

3. *Резкое изменение углов наклона отражающих горизонтов* (Рисунок 5.3). Этот критерий обусловлен перемещениями по различным векторам по плоскостям разломов фрагментов геологических тел с различными механо-прочностными свойствами. В этих случаях необходимо учитывать так же горизонтальную разрешающую способность сейсморазведки, обуславливающую сглаживание углов наклона отражающих горизонтов.

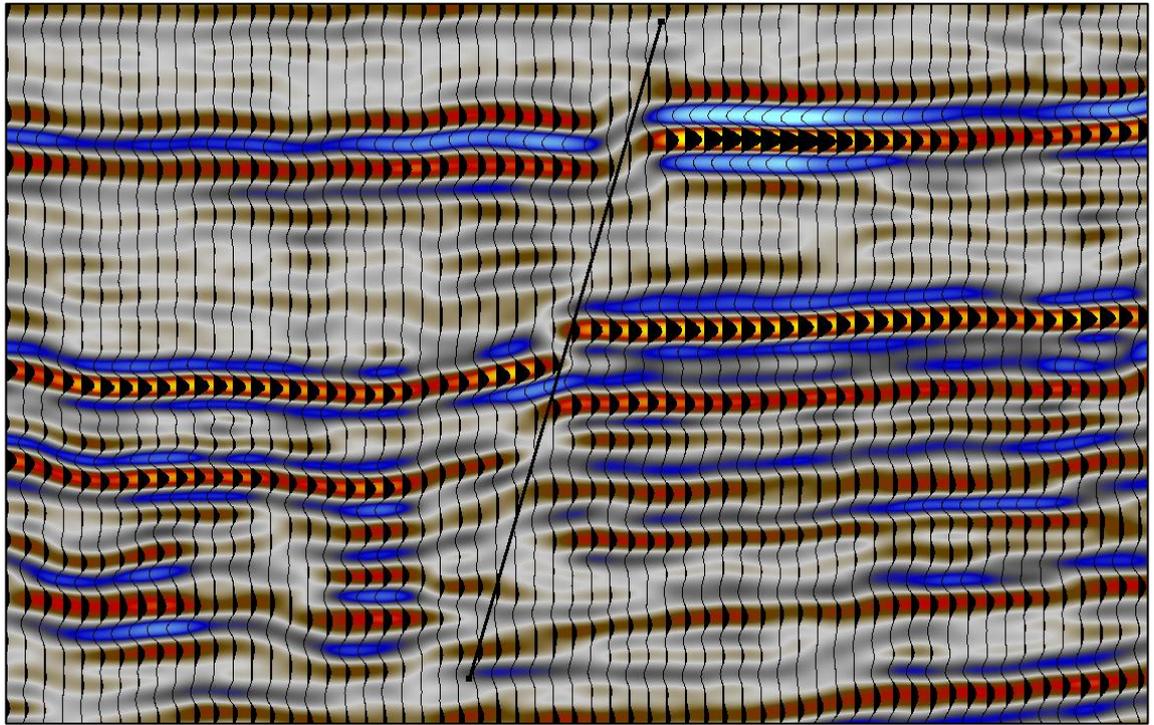


Рисунок 5.2 – Смещение горизонтов вдоль тектонического нарушения

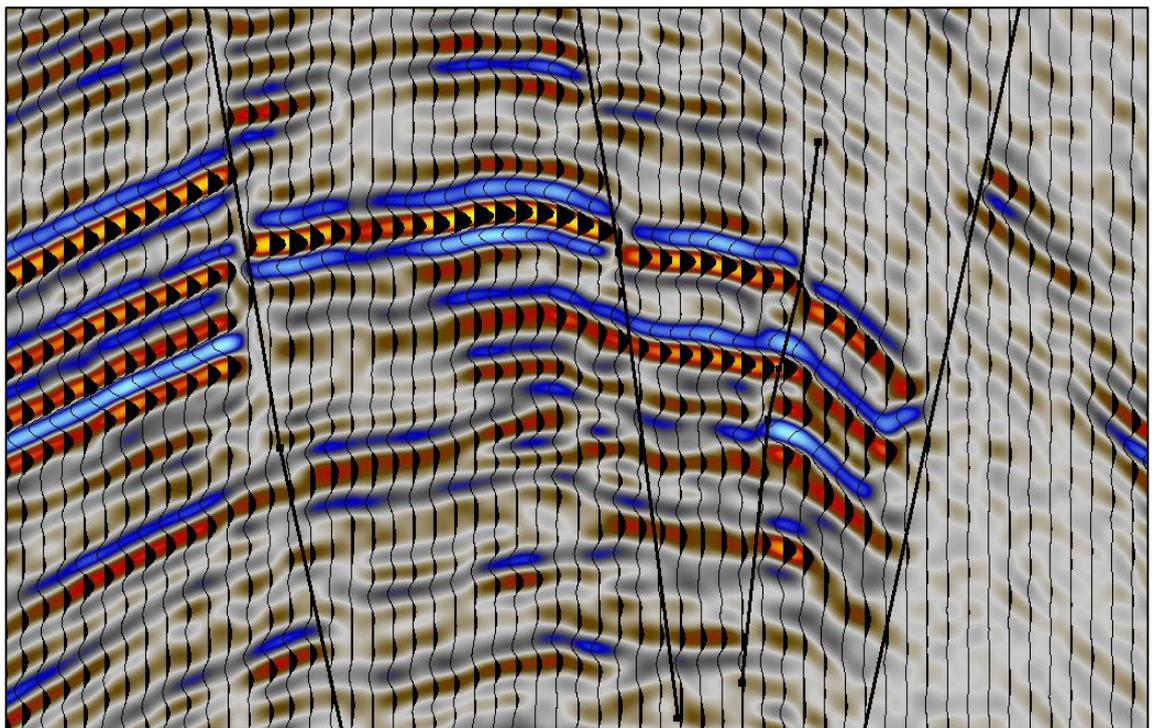


Рисунок 5.3 – Резкое изменение углов наклона отражающих горизонтов

Помимо структурных (морфологических) характеристик, тектонические нарушения выделяются по динамическим особенностям сейсмических волн. К таким характеристикам можно отнести:

1. *Резкое изменение амплитуд сейсмических волн в зоне тектонического нарушения.* Этот признак, как и зона разрыва корреляции сейсмических горизонтов, обусловлен нарушением сплошности геологической среды.

В зависимости от внутренней структуры и вещественного состава горных пород в зонах тектонических нарушений, характер амплитуд сейсмических волн может быть различным. Чаще всего этот признак проявляется, как ослабление динамики сейсмической записи отражающих элементов.

2. *Резкое снижение (вплоть до потери) когерентности сейсмической записи.* Этот признак является наиболее устойчивым, поскольку обусловлен перерывом в прослеживании сейсмических горизонтов. Одной из причин аномального поведения когерентности сейсмической записи в области малоамплитудных тектонических нарушений служит деструктивная интерференция отражённых и дифрагированных волн [7].

3. *Понижение частоты.* Чаще всего связана с изменением типа слоистости в зоне тектонических нарушений.

4. *Регистрация в зонах тектонических нарушений волн разного типа* На контакте ненарушенного и нарушенного геологического блоков появляются дифрагированные, обменные, преломленные и другие волны. В некоторых случаях плоскость разлома сама может являться отражающей или преломляющей границей, а края горизонтов примыкающих к зоне тектонического нарушения могут обуславливать появление дифрагированных волн.

При анализе динамических характеристик сейсмического разреза на предмет выявления тектонических нарушений и зон трещиноватости, необходимо иметь ввиду, что их проявления связаны не с абсолютным уровнем сейсмоакустических характеристик, а со степенью их контрастности в исследуемых интервалах разреза.

5.3 Краткий обзор атрибутов, применяемых для выявления тектонических нарушений в автоматическом режиме

За последние десятилетия число сейсмических атрибутов значительно увеличилось, что в существенной мере способствовало повышению качества построения геологических моделей и более точному прогнозу эксплуатационных характеристик залежей углеводородов.

Много усилий вкладывается в разработку технологий, ускоряющих процесс интерпретации тектонических нарушений. Сейсмические данные, обладающие высоким разрешением и хорошим соотношением сигнал/помеха, являются основой для выделения тектонических нарушений.

Для автоматического выделения тектонических нарушений на вход программного обеспечения подаётся куб когерентности, либо любой другой атрибут из группы геометрических атрибутов обнаруживающих контуры объектов (edge detection).

Несмотря на то, что большинство сейсмических атрибутов рассчитывается по мигрированным кубам или разрезам, основным искажающим фактором являются остаточный шум и помехи, присутствие которых на сейсмическом разрезе должно быть минимизировано для качественного выполнения атрибутивного анализа.

Для решения данной задачи могут применяться различные методики, среди которых можно отметить усредняющие и медианные фильтры, а также структурно-ориентированные фильтры.

Не менее важным является устранение влияния неравномерности системы полевых наблюдений и повышение вертикальной разрешающей способности изображения.

Совокупность данных процедур называется предварительным кондиционированием сейсмических данных.

5.3.1 Когерентность

Когерентность – это скоррелированность (согласованность) нескольких колебательных или волновых процессов во времени, проявляющаяся при их сложении. Колебания когерентны, если разность их фаз постоянна во времени, и при сложении колебаний получается колебание той же частоты.

Когерентность волны означает, что в различных пространственных точках волны осцилляции происходят синхронно, то есть разность фаз между двумя точками не зависит от времени.

Отсутствие когерентности - это ситуация, когда разность фаз между двумя точками не постоянна, а меняется со временем. Такая ситуация может иметь место, если волна была сгенерирована не единым излучателем, а совокупностью одинаковых, но нескоррелированных излучателей от плоскостей разломов.

Одним из первых объёмных атрибутов, применяемых при выявлении разрывных нарушений, является когерентность. Первое поколение алгоритмов когерентности были предложены в работах [Bachorich, Farmer, 1995].

Этот подход заключается в том, что выдержанные сейсмические границы считаются шумом, а их сингулярные (единичность, неповторимость) свойства выделялись как полезный сигнал.

Далее на основе этого подхода появились различные сейсмические атрибуты: а) коэффициент подобия (Semblance) [Marfurt et al., 1998]; б) собственные значения ковариационной матрицы (eigenstructure) [Gersztenkorn and Marfurt, 1999]; в) тензор градиентной структуры (gradient structure tensor)

[Bakker, 2002]; г) энергетическое подобие (energy-ratio similarity) [Chopra and Marfurt, 2007], ставшие мощным инструментом для автоматического выделения тектонических нарушений.

Одной из причин аномального поведения когерентности сейсмических записей в области малоамплитудных тектонических нарушений, выклиниваний горизонтов и границ, зон повышенной трещиноватости и контуров палеорусел служит деструктивная интерференция отраженных и дифрагированных волн [7].

Миграционные преобразования, в числе прочего направленные на подавление дифрагированных волн, по ряду причин не могут полностью устранить этот эффект. В результате указанные зоны на сейсмических разрезах, как правило, сопровождаются локальным падением амплитуды отраженных волн и, как следствие, пониженным отношением сигнал-помеха и пониженной когерентностью.

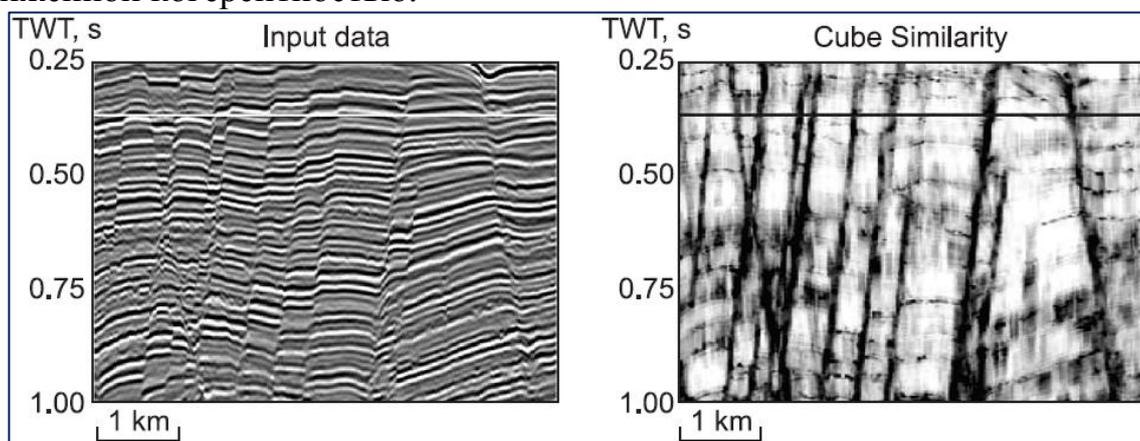


Рисунок 5.4 – Рисунок из статьи [Tingdahl, Rooij, 2005] (Geophysical Prospecting). Сейсмическая когерентность

При расчёте когерентности сравнивается сигнал, полученный по некоторому набору сейсмических трасс. Это обусловлено тем, что когерентность связана с отношением энергии сигнальной компоненты к общей энергии в некоторой локальной области записи (Рисунок 5.4).

Таким образом, отсутствие сигнала будет характеризоваться минимальной когерентностью, а сигнал не искажённый никакими помехами будет иметь максимальную когерентность.

5.3.2 Кривизна

Атрибут кривизна начал активно использоваться для предсказания малоамплитудных разрывных нарушений и зон трещиноватости с момента обоснования в работе [8] коррелируемости значений кривизны с разрывными нарушениями (Рисунок 5.5).

Поскольку объемная кривизна пластов фокусируется скорее на изменениях формы, то данный атрибут в большей степени сосредотачивается на изменчивости, обусловленной нарушениями и складчатостью.

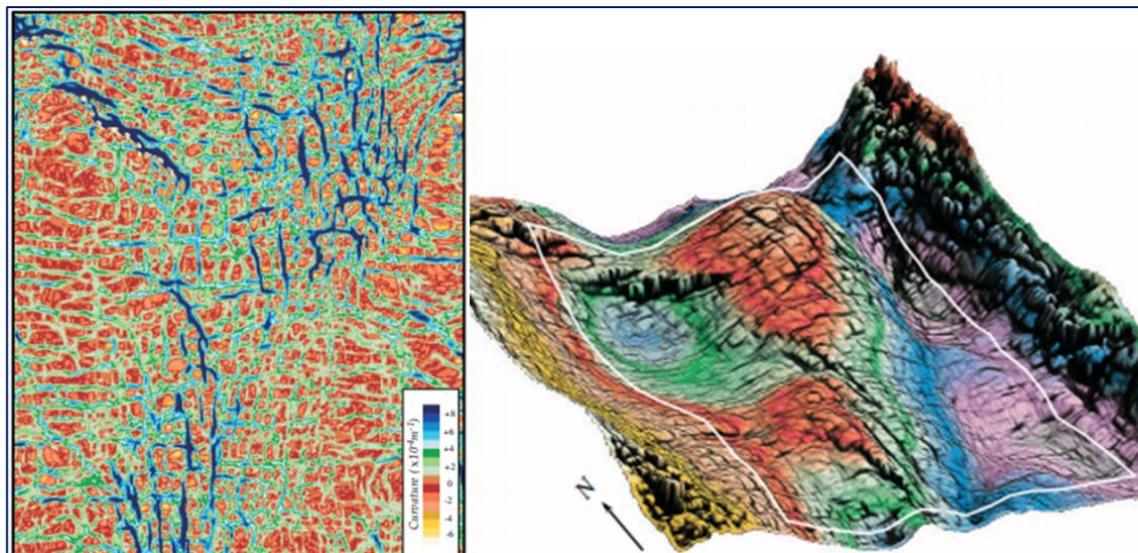


Рисунок 5.5 – Атрибут сейсмическая кривизна. Рисунок из статьи [Roberts, 2005].

В меньшей степени этот атрибут подвержен изменениям под влиянием амплитуд сейсмических волн, обусловленных изменчивостью флюида и литологии.

По мнению авторов работы [9], кривизна – отличный критерий по оценке палеодеформаций, приводящих к трещиноватости пород. Данный атрибут позволяет не только картировать трещиноватые зоны, но и судить о плотности трещин.

Связь кривизны с плотностью трещин базируется на следующих трех предположениях: порода хрупкая и поэтому подвержена трещинообразованию; рост напряжения вызывает увеличение кривизны отражающих элементов и плотности трещин.

Атрибуты кривизны позволяют не только выполнить картирование латерально неоднородных зон, обусловленных деформационными процессами, но и оценить их неоднородность.

Одним из способов изучения внутренней структуры зон трещиноватости выступает оценка направлений трещин по таким атрибутам кривизны как индекс формы, изгиб и азимут минимальной кривизны [10].

5.3.3 Хаос («Chaos»)

Это гибридный атрибут, который используется для обнаружения хаотических зон среди организованных событий. Хаотические зоны

определяются как районы с высоким поперечным слоем непрерывности и с произвольными переменными тектоническими нарушениями (Рисунок 5.6).

Зоны изменчивости атрибута «Chaos» скорее всего отражают зоны дробления, с которыми могут быть связаны трещиноватые породы.

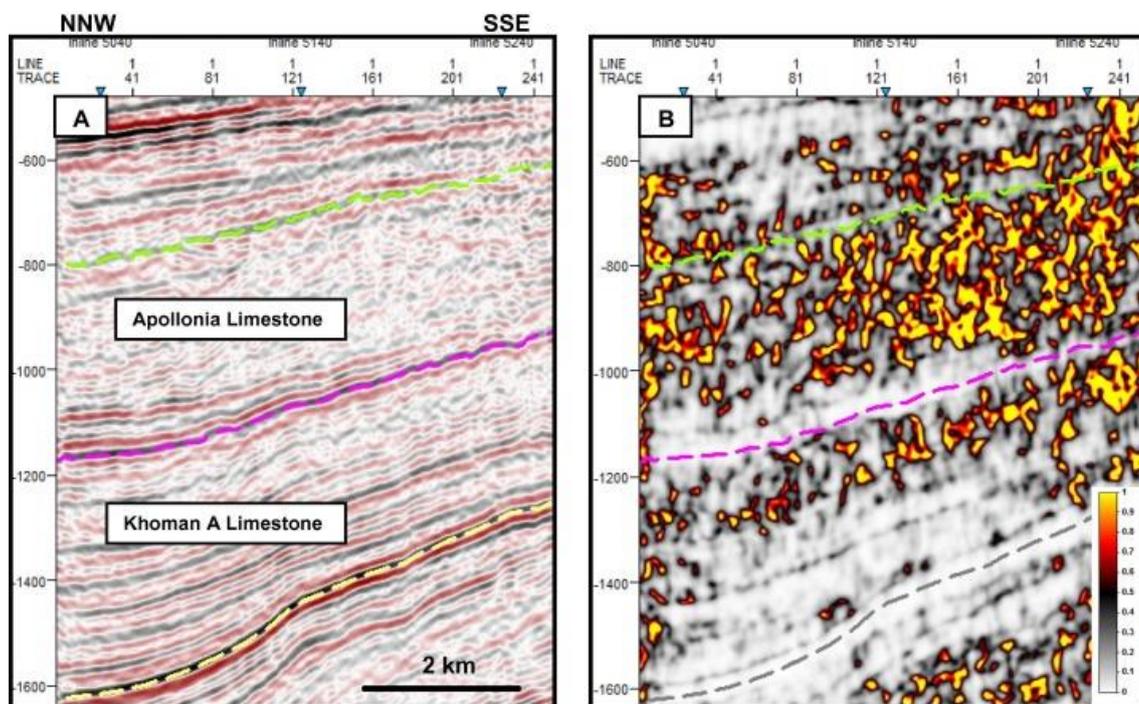


Рисунок 5.6 – Атрибут Chaos. Рисунок из статьи [Sarhan, 2017]

Атрибут отображает «хаотичность» локального сейсмического сигнала. Эта хаотичность означает, насколько последовательна оценка направления, основанная на методе главных компонент.

Таким образом, атрибут «Chaos» предполагает выявление хаотичной структуры среды. Области с недостаточной последовательностью в оценке соответствуют зонам с хаотичным сигналом волн и могут быть связаны с геологическими особенностями; например, разломы/неоднородности, каналы и т. д.

Важными особенностями атрибута «Chaos» является направление и амплитудная неизменность. Таким образом, на выходе будет одинаковый результат как при больших, так и при малых значениях амплитуд сейсмических волн.

6 Экстрагирование тектонических нарушений в современном программном обеспечении

6.1 Экстрагирование тектонических нарушений в программном пакете Petrel

Компания Schlumberger обладает современной запатентованной технологией картирования систем трещиноватости Ant-tracking – алгоритмом обработки сейсмической информации, который улучшает визуализацию разломов и зон трещиноватости.

Алгоритм «Ant Tracking» связан с применением когерентности, связности и других атрибутов.

Данный алгоритм – это итерационный метод, который объединяет выровненные, но не пересекающиеся мелкие плоские объекты в более крупные и непрерывные поверхности, ориентацию которых можно отследить.

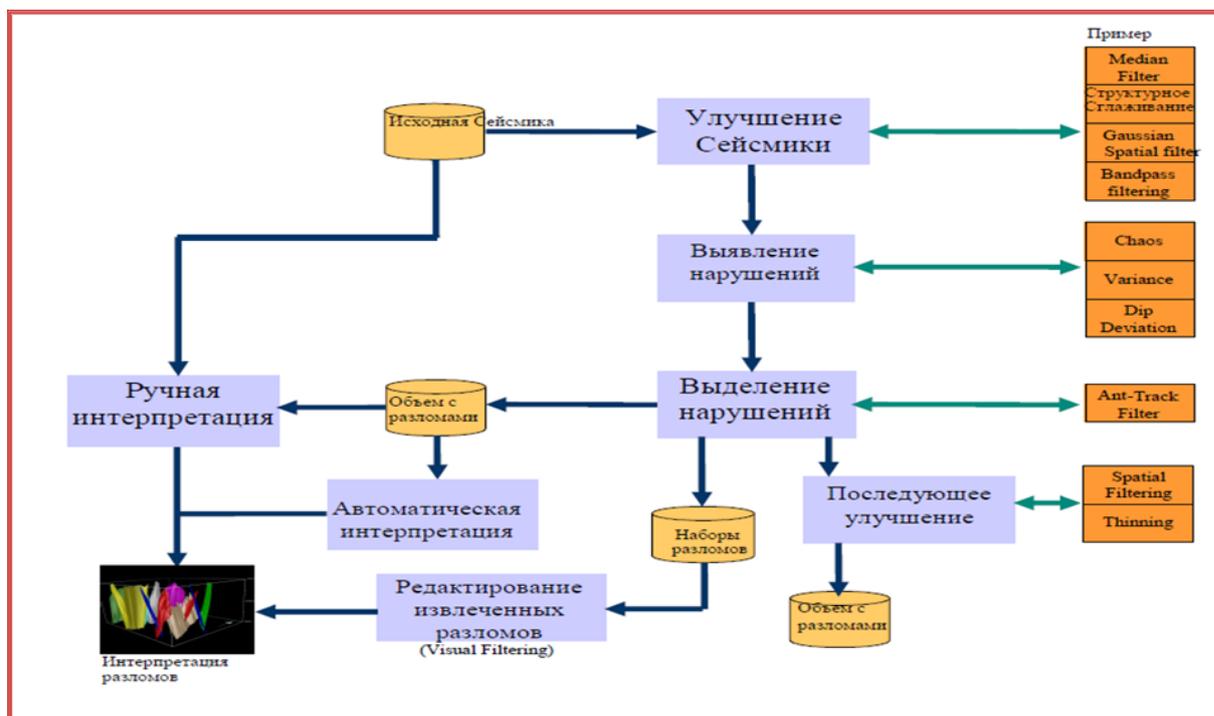


Рисунок 6.1 – Схема процесса интерпретации разломов в модуле «Ant-tracking» (по материалам компании Шлюмберже)

Метод включает в себя нейронные сети с обучением для создания синергетического искусственного интеллекта на основе поведения колонии муравьев, что имитирует движение потока флюида по трещинам.

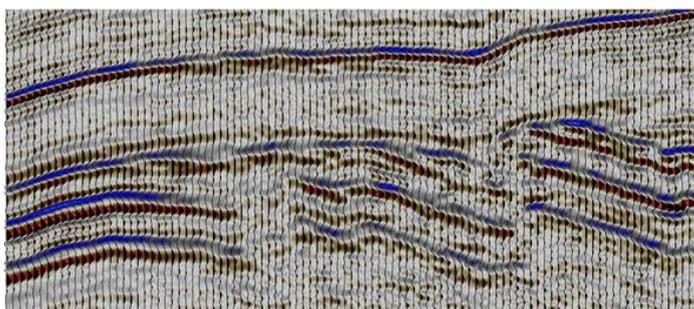
Авторы идеи (S.I.Pedersen, R.Pepper, O.Amundrud, T.Randen, H.Borgas, and G.Bejarano) утверждают, что их алгоритм имитирует поведение муравьев, которые делают «химические тропы» в муравейнике и вокруг него.

Результатом этой процедуры является создание куба «Ant-tracking» одноименного атрибута, на котором чётко и детально проявляются ослабленные зоны. Для нахождения оптимального входного атрибута и параметров алгоритма Ant-tracking требуется тщательное тестирование [11].

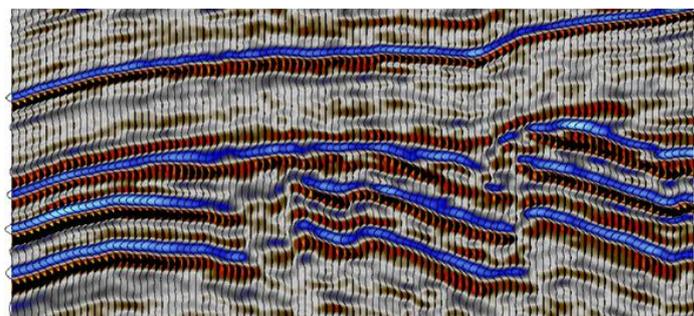
Процесс автоматического извлечения тектонических нарушений представляет собой набор интерактивных инструментов для анализа, отображения и редактирования разломов и имеет определённый граф интерпретации, в соответствии с рисунком 6.1.

Рабочий процесс «Ant-tracking» состоит из:

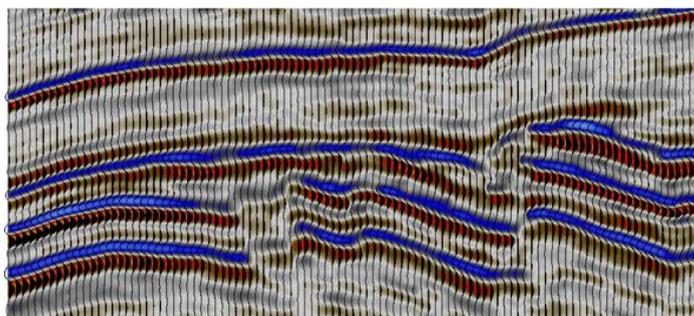
1. Усиления проявления разломов с помощью объемных атрибутов “Chaos”, “Variance”, “Graphic equalizer”, а также усиления полезного сигнала на фоне помех;
2. В выделении параметров прослеживания и их фильтрации, применении гистограмм и стереонета (полярная диаграмма);
3. Экстрагирования разломов (Fault Patches);
4. Редактирования экстрагированных разломов (соединение частей).



Оригинальный сейсмический куб



Input/output	Parameters
Filter option:	Dip-guided w/wedge enhancement
Sigma X:	1.5
Sigma Y:	1.5
Sigma Z:	1.5



Input/output	Parameters
Filter option:	Dip-guided w/wedge enhancement
Sigma X:	3.0
Sigma Y:	3.0
Sigma Z:	2.0

Рисунок 6.2 – Подбор параметров фильтра Structural smoothing

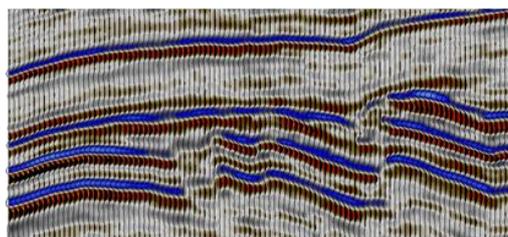
Перед началом подбора параметров для атрибутивных кубов, подаваемых на вход в Ant-tracking, необходимо провести тестирование параметров на небольшом участке сейсмических данных. Это может существенно сократить временные затраты.

Для расчёта атрибутов необходимо предварительно отчистить сейсмический куб от случайных шумов без ухудшения прослеживаемости разломов.

На первом этапе применяется Structural smoothing (структурное сглаживание) с перебором параметров, для достижения наилучшего результата (Рисунок 6.2). Данная процедура позволяет усилить полезный сигнал и регуляризовать сейсмическое волновое поле.

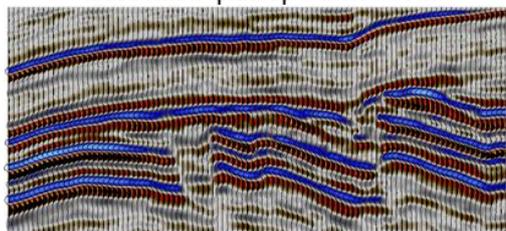
Оптимальным вариантом видится результат, полученный при фильтрации с шагом по $X=3$, по $Y=3$, по $Z=2$.

На полученный куб применяется частотный фильтр (Рисунок 6.3).



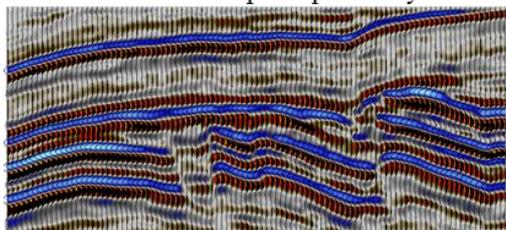
Сейсмический куб после процедуры structural smooth

Частотный фильтр butterworth



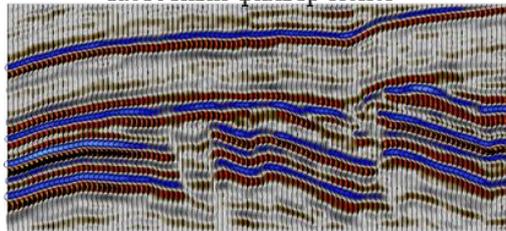
Filter:	Butterworth	Taper:	Cosine				
1	-2000.00	-2600.00	10.00	10.00	15	40.00	10.00

Частотный фильтр ormsby



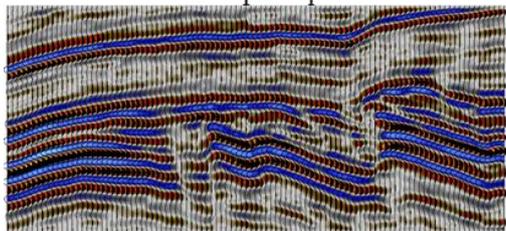
Filter:	Ormsby	Taper:	Cosine				
1	-2000.00	-2600.00	10.00	7	15.00	30.00	40.00

Частотный фильтр ricker



Filter:	Ricker	Taper:	Cosine				
1	-2000.00	-2600.00	10.00	25			

Частотный фильтр klauder



Filter:	Klauder	Taper:	Cosine				
1	-2000.00	-2600.00	10.00	15	40.00		

Рисунок 6.3 – Подбор частотного фильтра

При сравнении результатов подбора параметров, фильтром ricker достигается наилучший результат. Края тектонических нарушений становятся более чёткими и прослеживаемыми.

Далее, по отчищенному от шумов кубу рассчитывается куб атрибута Variance, который усиливает контрастность линейных аномалий сейсмического волнового поля. Так же, как и на предыдущем этапе, необходимо, меняя параметры расчёта подобрать оптимальный вариант, который будет контрастно подчёркивать тектонические нарушения.

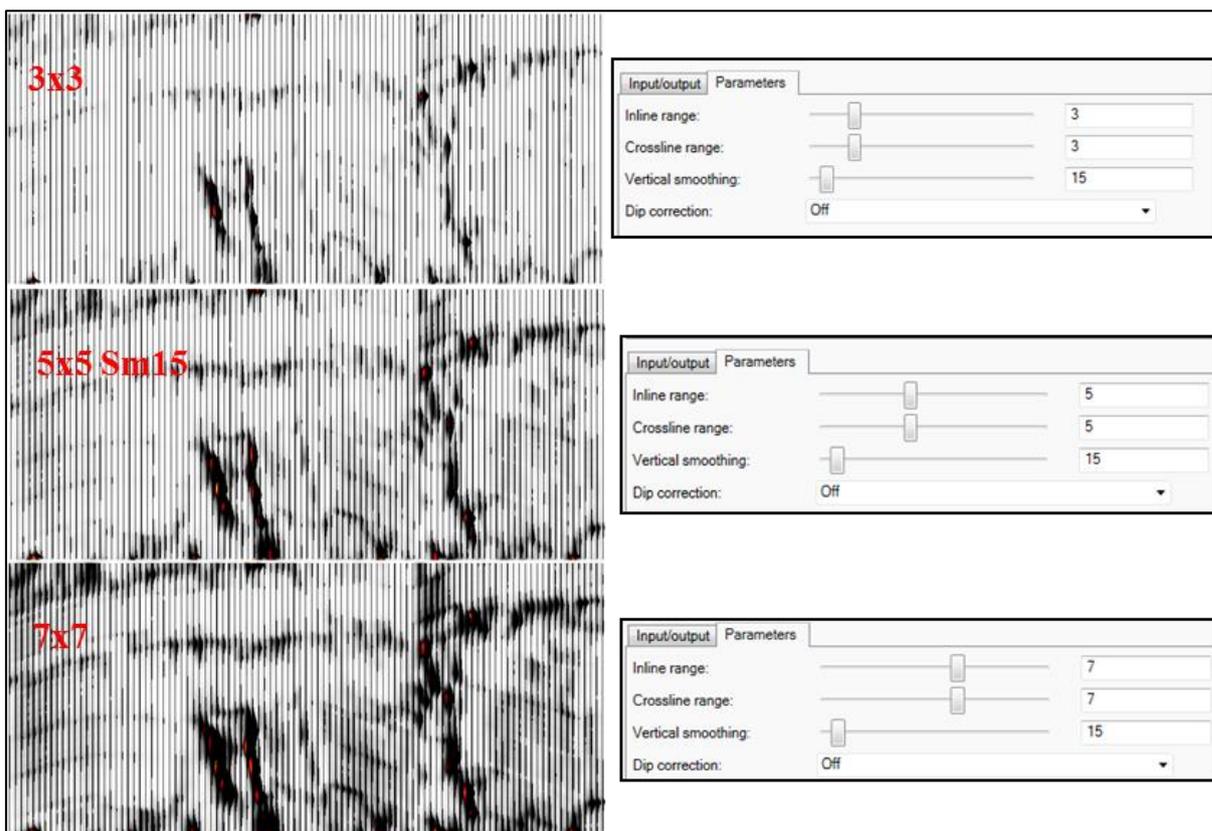


Рисунок 6.4 – Подбор параметров для расчёта атрибута Variance

На рисунке 6.4 видно, что при выборе фильтра 3x3 большая часть тектонических нарушений отфильтровывается, а при выборе фильтра 7x7 напротив, помимо этих нарушений начинают подчёркиваться и отражения от сейсмических границ.

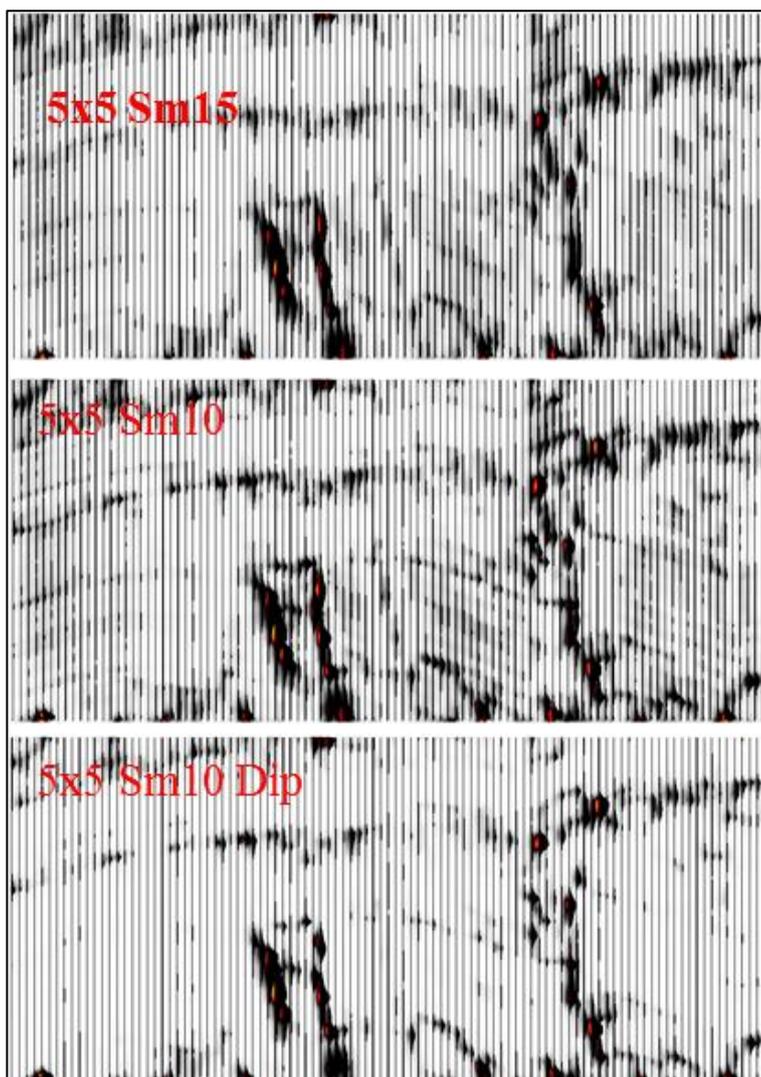


Рисунок 6.5 – Подбор параметров для расчёта атрибута Variance

Оптимальным представляется выбор фильтра с шагом 5x5 и далее реализуется подбор следующих параметров.

На рисунке 6.5 показан перебор вертикального сглаживания и на нижнем рисунке добавлена опция коррекция по наклону (Dip). Именно на этом результате остановим свой выбор и повысим порог доверия до 1.

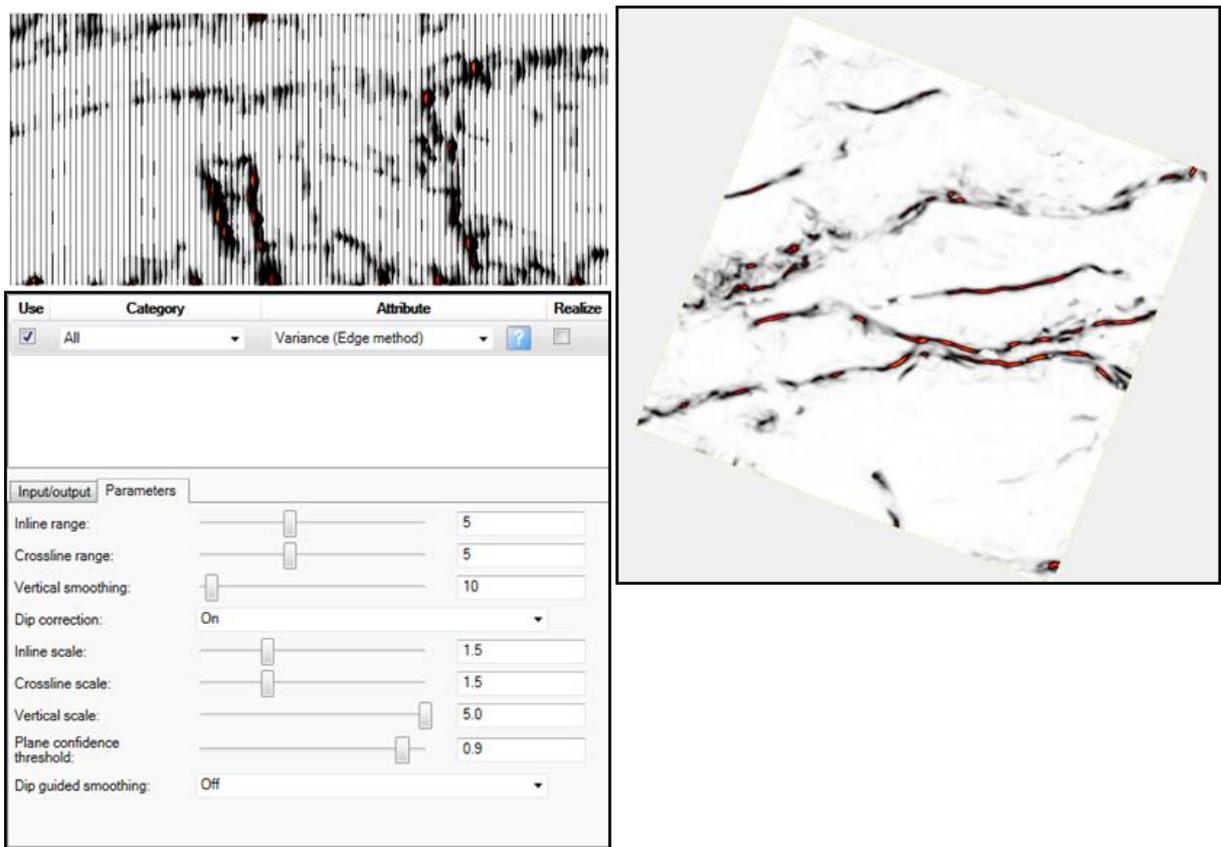


Рисунок 6.6 – Окончательный результат подбора параметров для атрибута Variance

На рисунке 6.6 продемонстрированы окончательные, оптимальные параметры для расчёта атрибута Variance, а также полученные результаты на разрезе и горизонтальном срезе. Уже на данном этапе можно отметить хороший результат.

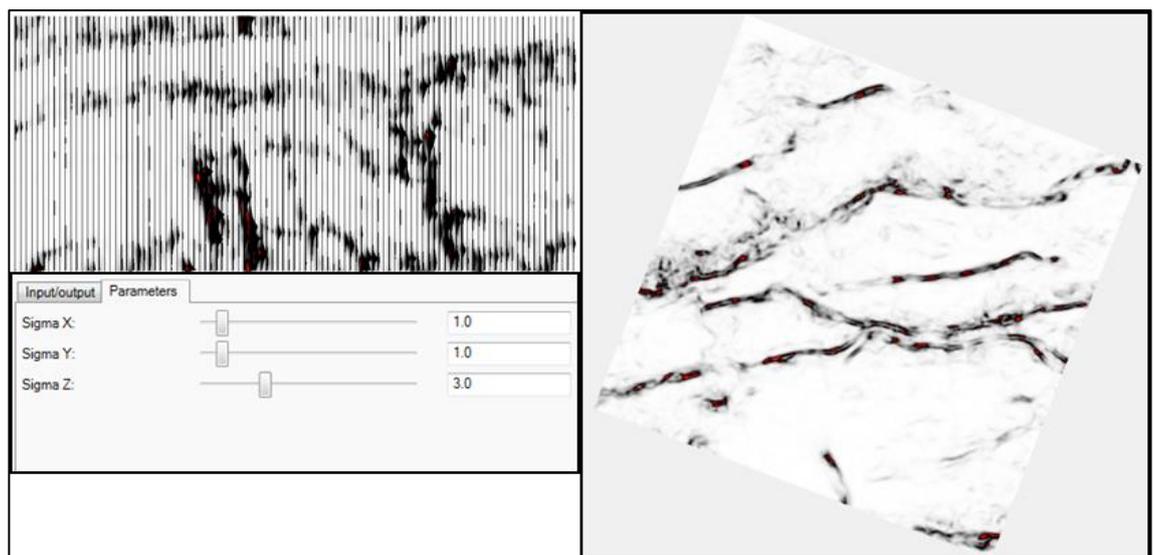


Рисунок 6.7 – Подбор параметров для атрибута Chaos

Для атрибута Chaos так же итеративно были подобраны параметры, наиболее оптимальный вариант которых представлен на рисунке 6.7.

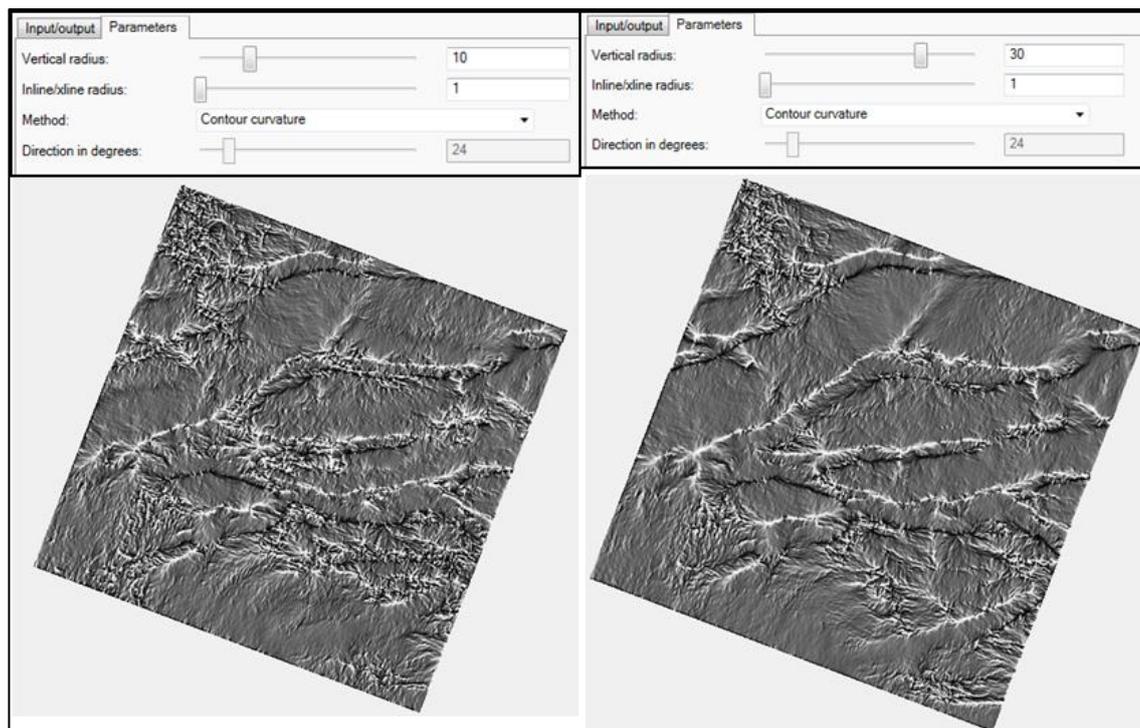


Рисунок 6.8 – Подбор параметров атрибута Curvature 3D

На рисунке 6.8 продемонстрирован подбор параметров для расчёта атрибута Curvature 3D («Кривизна 3D»). Можно отметить, что данный атрибут особенно детально подчёркивает не только основные тектонические нарушения, но и коридоры трещиноватости, что даёт дополнительную важную информацию об их ориентации.

После подбора входных атрибутов можно переходить к подбору параметров для атрибута Ant-tracking.

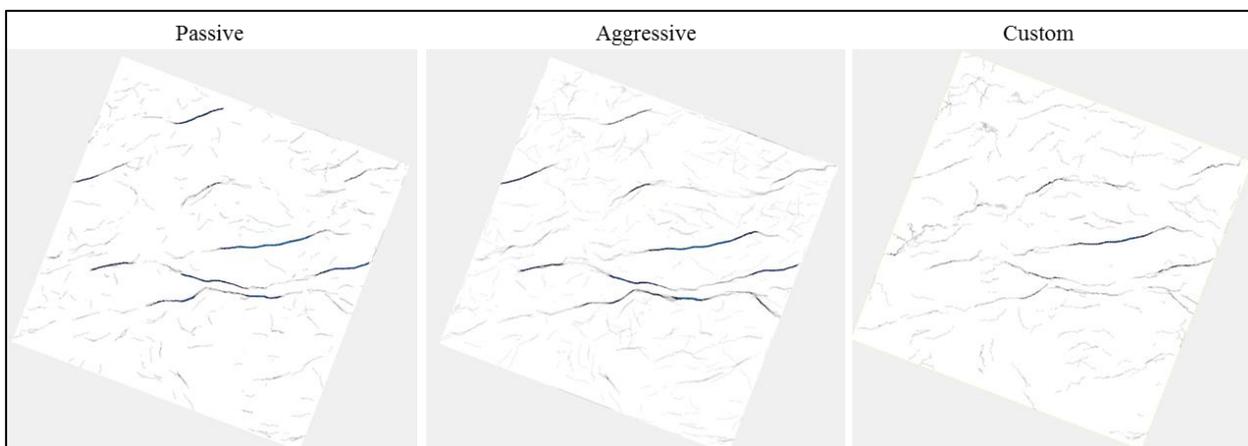


Рисунок 6.9 – Расчёт атрибута Ant-tracking по атрибуту Variance

На рисунке 6.9 продемонстрирован подбор параметров для расчёта куба Ant-tracking. При выборе алгоритма aggressive получается наилучший вариант куба Ant-tracking.

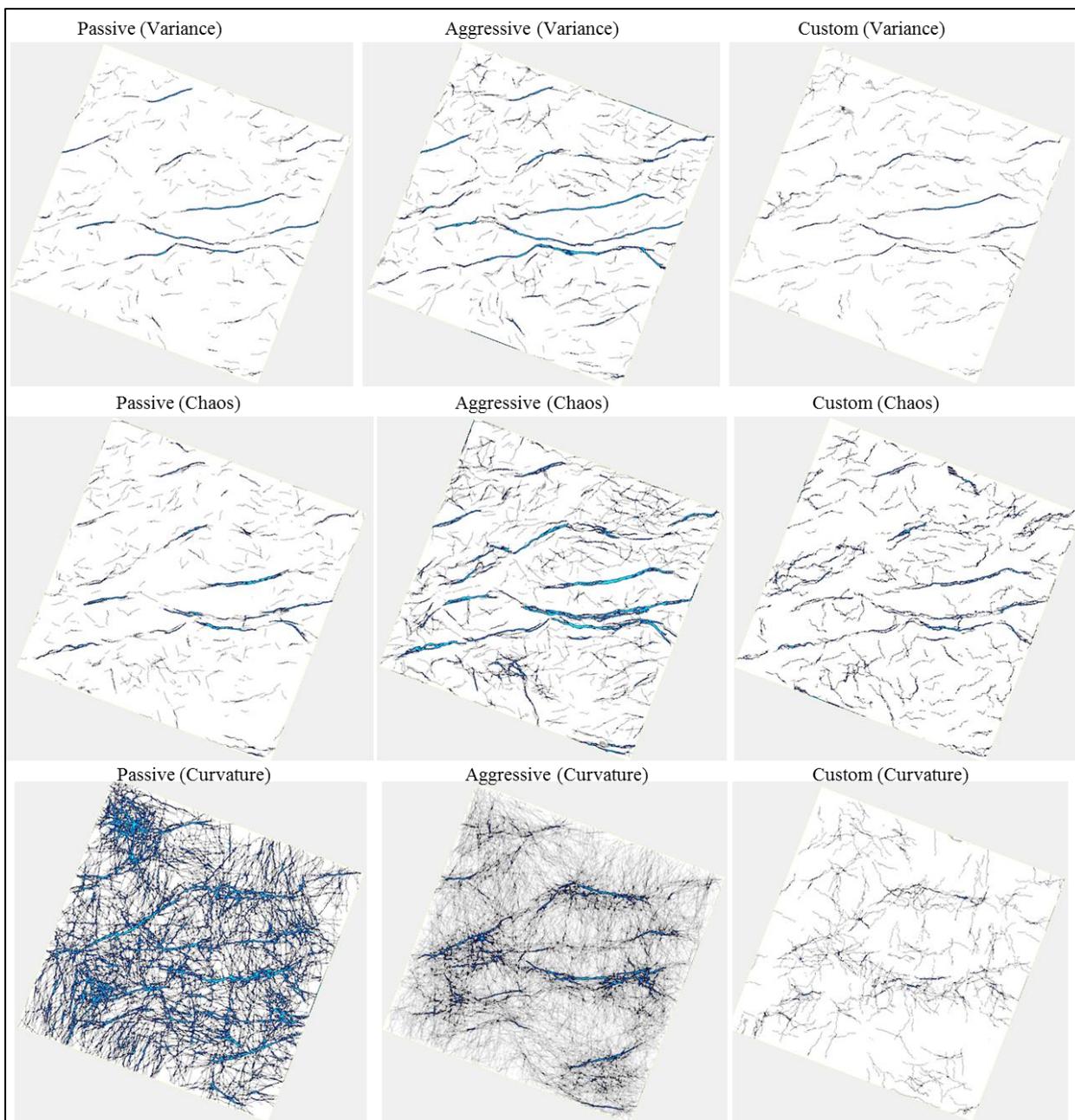


Рисунок 6.10 – Подбор параметров и входного куба для расчёта атрибута Ant-tracking

По результатам, подбора параметров и входного атрибута для Ant-tracking можно отметить, что этот подбор реализуется в зависимости от поставленных задач.

Например, если необходимо оценить основное распределение основных тектонических нарушений, то предпочтительно выбрать атрибуты Variance или Chaos в качестве входных данных (Рисунок 6.10)

Если необходимо выделить более мелкие тектонические нарушения, оценить их направленность и плотность, то подходящим будет атрибут Curvature (Рисунок 6.10).

Для дальнейшего шага – автоматического расчёта куба разломов предпочтительнее выбрать куб Ant-tracking полученный по атрибуту Chaos с параметром aggressive, предварительно посчитав полученный куб по имеющемуся полному объёму сейсмических данных.

Процесс автоматического расчёта разломов представляет собой набор инструментов для отображения, анализа и редактирования извлекаемых разломов.

В качестве входных данных может использоваться не только куб Ant-tracking, но и любой другой объёмный атрибут отражающий тектонические нарушения.

Полученный набор разломов можно фильтровать по свойствам, разделять по соответствующим поверхностям на системы. И затем можно отдельно отредактировать каждый набор разломов (fault patches) (Рисунок 6.11). По розе-диаграмме азимутов простиранения тектонических нарушений (stereonet) интерпретатор может отфильтровать разломы и системы трещиноватости, в соответствии с «зоной геологических интересов». Визуально этот инструмент представляет собой круговую диаграмму, но которой нормаль отображается в круговых координатах так, что азимут (0-360) отсчитывается по окружности диаграммы, а угол наклона (0-90), как расстояние от её центра. Когда на диаграмме наблюдается сгущение точек в смежных секторах – это свидетельствует о наличии системы разломов.

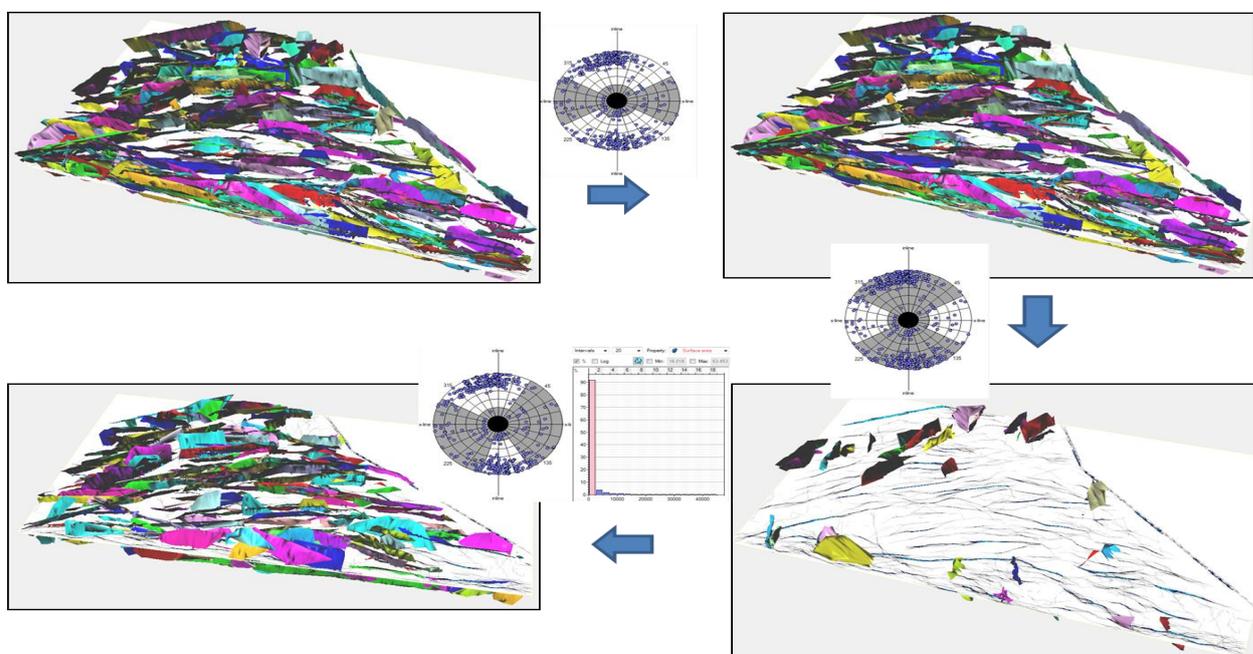


Рисунок 6.11 – Рассчитанный набор разломов по атрибуту Ant-tracking, отфильтрованный по площади и азимутам (stereonet)

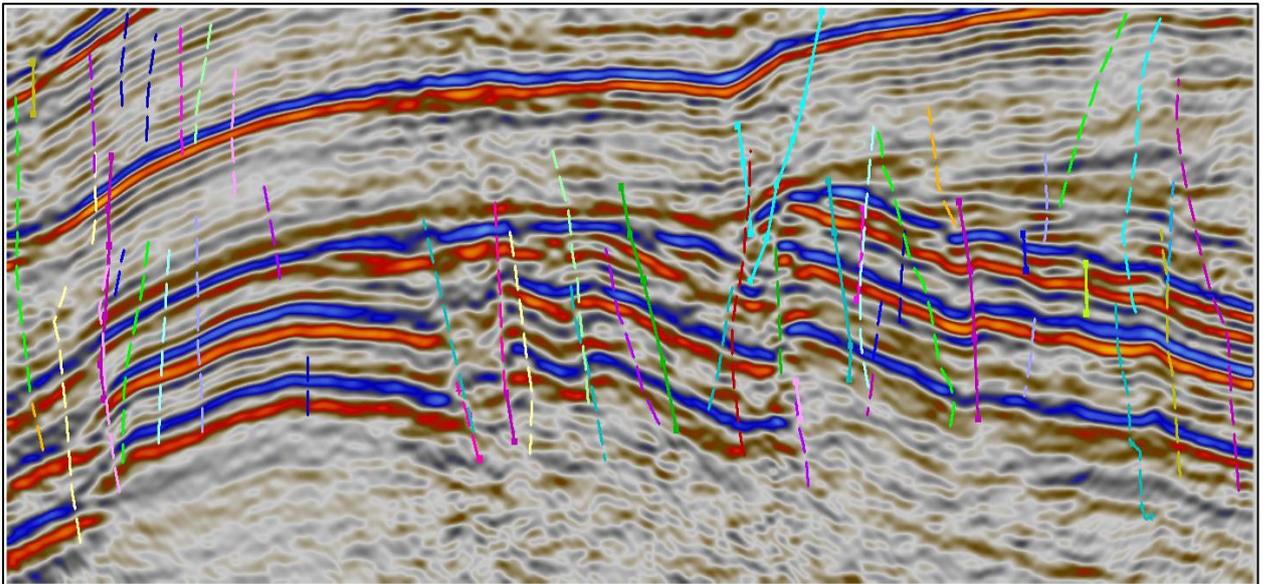


Рисунок 6.12 – Полученный набор разломов на сейсмическом разрезе

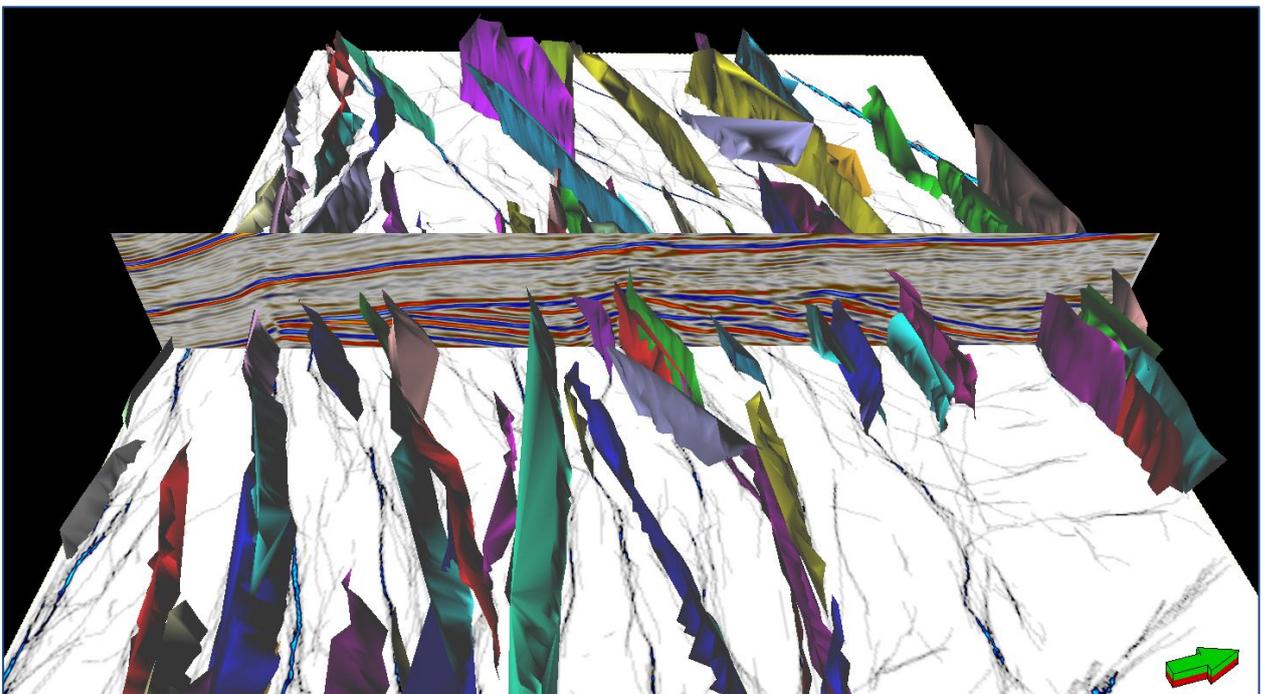


Рисунок 6.13 – Полученная выборка разломов визуализированная в окне 3Д

По результатам автоматического расчёта тектонических нарушений в модуле Ant-tracking можно сказать, что процесс достаточно трудоёмкий (Рисунок 6.12-6.13). При успешной подготовке сейсмического куба к экстрагированию разломов, можно получить хорошие результаты, но нужно отметить, что так же имеется много ложных срабатываний и без ручного редактирования не обойтись.

6.2 Экстрагирование тектонических нарушений в программном пакете PaleoScan

Технология автоматического выделения тектонических нарушений, заложенная в программном пакете PaleoScan, заключается в моделировании разломов и трещин по геологической модели полученной непосредственно из сейсмического куба.

Непрерывная геологическая модель строится с использованием инновационного способа глобальной оптимизации (global optimization) на основе связей между сейсмическими отсчётами (Рисунок 6.14). Этот алгоритм заключается в корреляции сейсмических трасс через процесс минимизации, зависящий от сходства трасс и относительного расстояния, для получения оптимальной модели относительного геологического времени (Relative Geological Time).

При таком подходе допускается высокий уровень гибкости настроек модели, не зависящих от геологии и качестве сигнала. Для повышения качества геологической модели и прослеживания блочности по всему сейсмическому объёму, в модель можно включить прослеженные вручную горизонты или разломы.

Из объёма трёхмерных сейсмических данных автоматически экстрагируется суммарный разрез определенного числа горизонтов, для которых в неизменном масштабе проводится сравнительный анализ различных атрибутов, полученных на основе сейсмических данных или геометрических свойств поверхности.

Угол падения и наибольший градиент снижения (DDG), связанный с максимальной кривизной поверхности, рассчитываются напрямую с учётом поверхности и отображаются на уровне коллектора, что позволяет выделить сети нарушений с различной ориентировкой

Для каждой плоскости нарушений рассчитывается и отображается высота сбросов, связанная с вертикальным смещением каждого горизонта в RGT-модели. Анализ высоты проводится главным образом для проверки согласованности интерпретации горизонтов в области со сложной сетью тектонических нарушений.

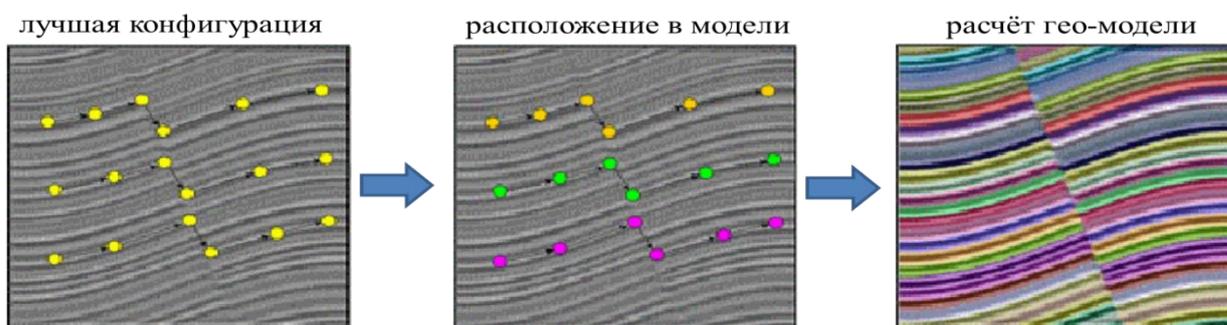


Рисунок 6.14 – Расчёт геологической модели (RGT) с использованием алгоритма оптимизации

На основе геологической модели рассчитываются 3Д разломный атрибут. Алгоритм этого процесса основан на дифференциальном анализе времени, где точки разрывов картируются, как независимые разломы. За счёт непрерывности геологической модели данный атрибут может превышать разрешение сейсмических данных (Рисунок 6.15).

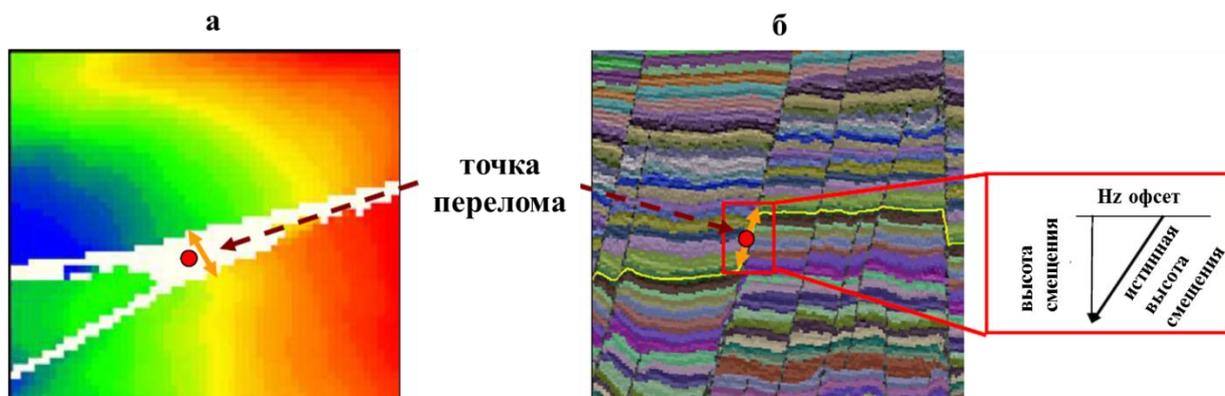


Рисунок 6.15 – Геологическая модель: а) точка перелома рассчитанная, как независимый атрибут на временной карте; б) высота смещения разлома внутри «геомодели»

Применяя пространственные производные, можно чётко выделить структурную прерывистость пласта. Более того, поскольку вертикальные производные чувствительны к стратиграфической прерывистости, пространственные производные относительного возраста (RGT) отчётливо указывают на наличие разломов даже в местах с плохим соотношением сигнал/помеха (Рисунок 6.16).

В отличие от сейсмических атрибутов, которые показывают лишь локальные изменения, пространственные производные модели относительного геологического времени (RGT) напрямую связаны с вертикальным смещением по разломам.

Такой подход может быть очень эффективным, если тщательно подойти к проверке качества модели RGT и возможно вручную её подредактировать.

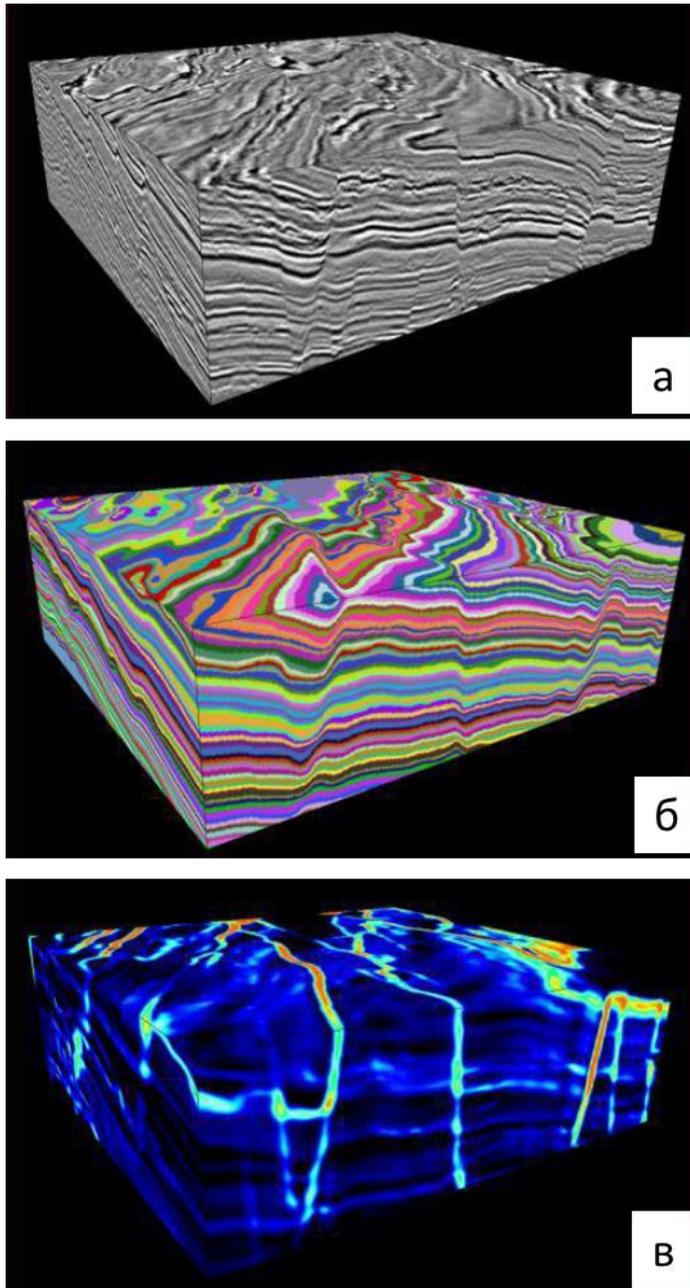


Рисунок 6.16 – Атрибут разломов, полученный из RGT модели. а) сейсмический куб; б) RGT модель; в) пространственный градиент модели

Для каждого горизонта в модели относительного геологического времени (RGT) существует целый ряд таких атрибутов, как азимут, падение, кривизна, что позволяет обнаруживать тонкие разломы и трещины, иногда с разрешением превышающим разрешение сейсмических данных.

Максимальные вариации наклона поверхности (dip) обнаруживает точки разрыва, связанные с вертикальным смещением на каждой поверхности, благодаря использованию модели пространственного градиента.

Для преобразования этих атрибутов в объём был адаптирован метод вычисления поверхностных атрибутов в спрямлённом виде, где вертикальная

шкала представляет собой относительный геологический возраст (диаграмма Уилера).

Таким образом, становится возможным применять любые сейсмические атрибуты и генерировать их в сейсмический домен путём возврата в исходное положение (Рисунок 6.17).

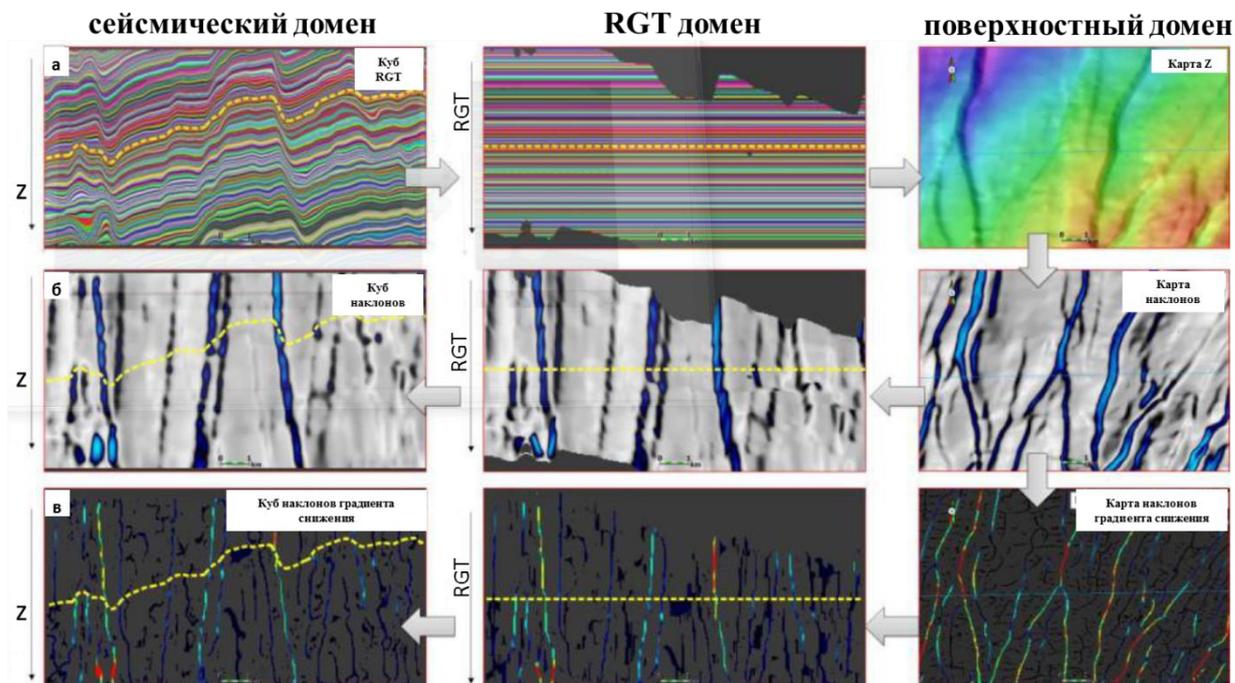


Рисунок 6.17 – Поверхностные атрибуты преобразованные в объёмные. а) RGT куб спрямляется, пересечения горизонтов определяется в каждом домене; б) вариации наклона для каждой поверхности рассчитываются в спрямлённом виде и затем преобразуется в сейсмический домен; в) наклон градиента снижения показывает точки разрывов и преобразуется в сейсмический домен

Данная технология обеспечивает высокое разрешение в кубе тектонических нарушений полагаясь больше на геологию, чем на изменение сейсмического сигнала.

Второй способ основан на градиентном векторном поле, полученном из взаимной корреляции сейсмических данных, чувствительных к любым локальным изменениям. Векторное поле можно получить по локальным падениям (dip), кривизне (curvature) или ориентированными фильтрами, такими, как расхождение (variance) широко применяющихся для усиления структурных нарушений.

Градиентное векторное поле отражает ориентацию событий в сейсмическом кубе и является важным источником информации геологических трендов. Оно вычисляется путём нормализации корреляции 3Д матрицы и позволяет автоматически получить локальные векторы для каждого отсчёта во всём сейсмическом объёме (Рисунок 6.18).

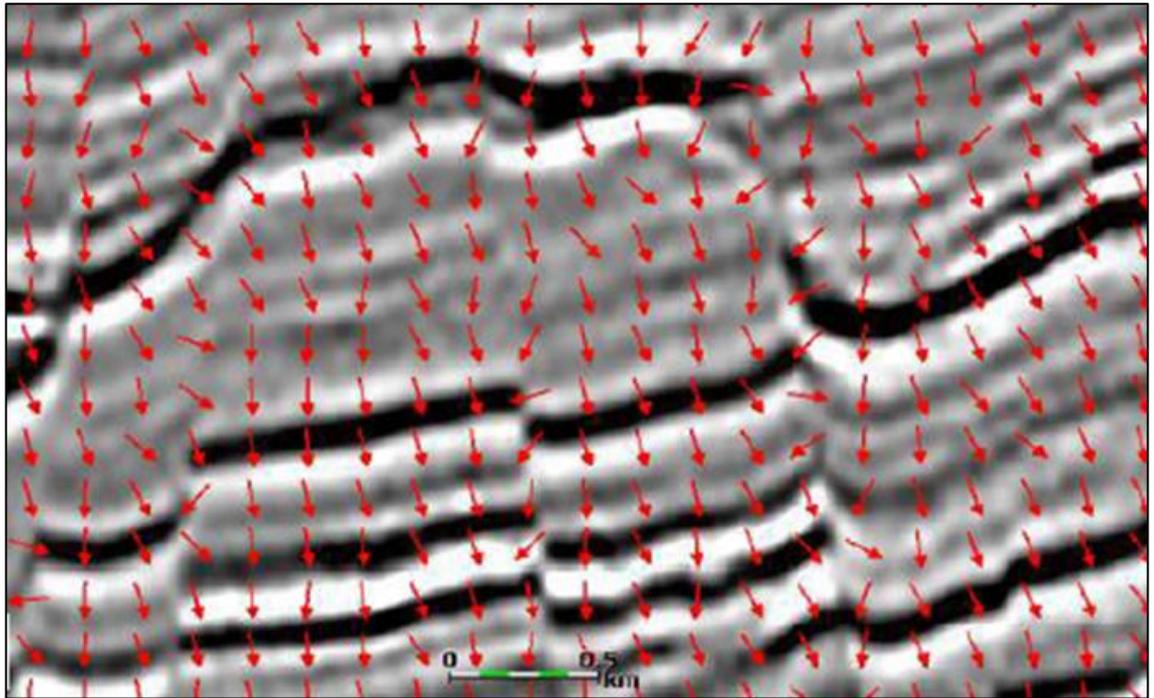


Рисунок 6.18 – Расчёт локального векторного поля

Градиентное векторное поле является основным входным параметром для определения локальных азимутов и наклонов.

Хотя эта информация чувствительна к тектоническим нарушениям, она показывает только локальные вариации и не связана с амплитудой смещения разломов.

Для повышения контрастности тектонических нарушений были использованы некоторые преобразования векторного поля, такие как управляемая наклоном когерентность (dip-steered coherence) [Marfurt et al., 1999], структурно-ориентированный фильтр [Luo et al., 2002; Wang, 2008, 2012], а также кривизна, используемая для определения тектонических нарушений [Roberts 2001, Marfurt, 2006].

Обнаружение разломов выполняется на каждом временном срезе куба выбранного атрибута в направлении перпендикулярном вектору градиента. Этот атрибут даёт первое приближённое изображение сети разломов, где каждое значение связано с вероятностью обнаружения разлома (Рисунок 6.19).

Однако эта информация должна быть тщательно проанализирована в трёх измерениях, потому что максимальная вероятность не стопроцентно совпадает с реальным тектоническим нарушением.

Именно поэтому этот атрибут не может использоваться для автоматического экстрагирования разломов, но хорошо подходит для их ручного выделения [12].

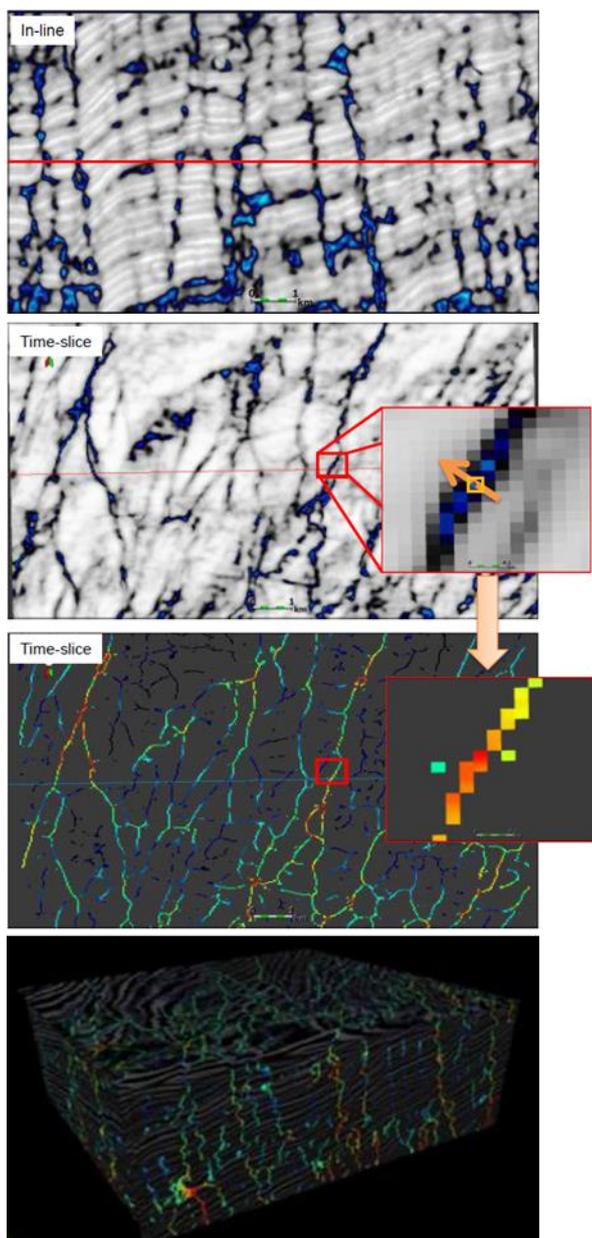


Рисунок 6.19 – Атрибут вероятности разломов.

Атрибут variance подается на вход, на каждом отсчёте рассчитываются вектор, который ориентируется в соответствии с максимальными значениями атрибута.

В диссертации был использован второй метод, связанный с автоматическим выделением тектонических нарушений.

Для автоматического экстрагирования тектонических нарушений в программном пакете PaleoScan был взят тот же самый сейсмический куб (Рисунок 6.20).

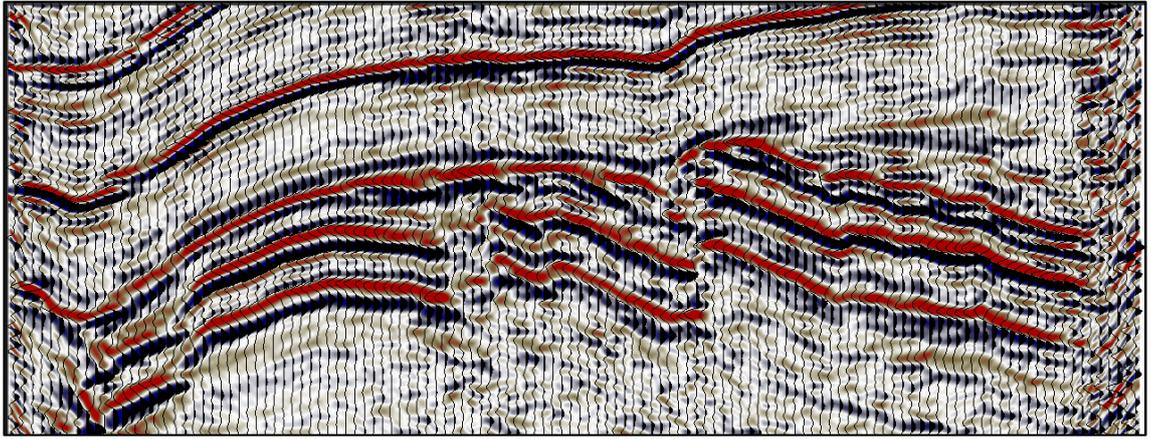


Рисунок 6.20 – Сейсмический разрез

Перед началом применения процедур выделения тектонических нарушений рекомендуется так же провести предварительную подготовку сейсмического куба путём фильтрации

При подборе параметров для фильтра открывается окно атрибута, в котором есть возможность посмотреть результат фильтрации не рассчитывая весь объём, что значительно сокращает затраты времени (Рисунок 6.21).

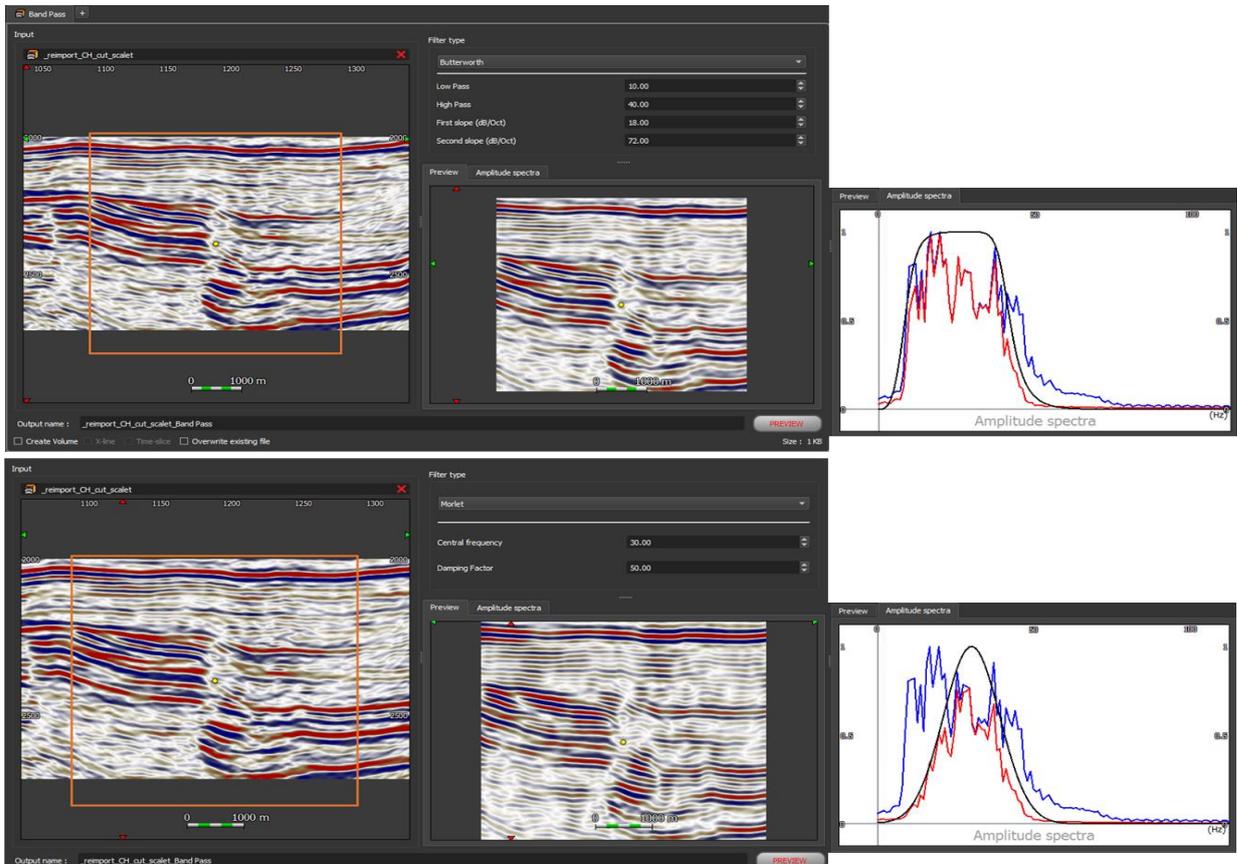


Рисунок 6.21 – Подбор параметров фильтрации в программе Paleoscan

После подготовки сейсмического куба запускается модуль для расчёта плоскостей разломов (Fault Plane) (Рисунок 6.22).

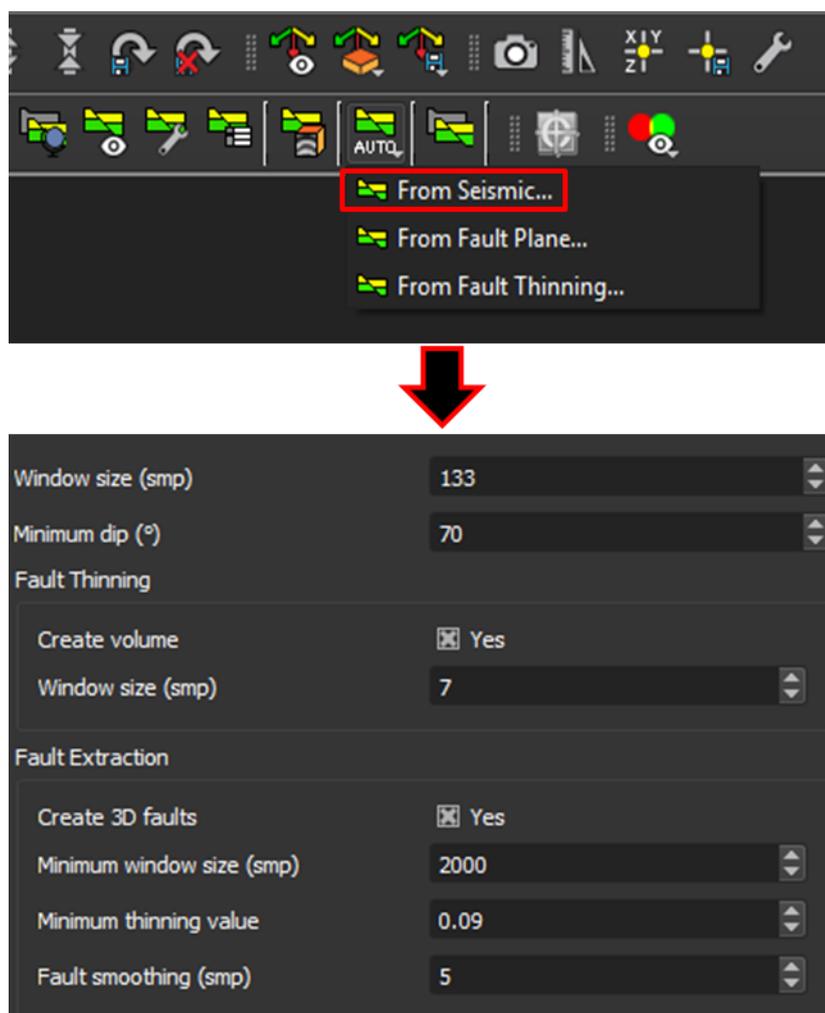


Рисунок 6.22 – Запуск модуля расчёта Fault Plane

В данном модуле из сейсмического куба рассчитывается оптимизированный куб Variance, по которому рассчитывается куб Fault Plane.

Алгоритм заложенный в этом методе основан на концепции правдоподобия разлома (Fault Likelihood). Структурно ориентированное подобие вычисляется путём вращения эллипсоида в различных направлениях, что даёт возможность найти минимальные коэффициенты подобия (semblance), которые будут соответствовать максимальным значениям правдоподобия разломов (Fault Likelihood) (Рисунок 6.23).

По завершению этой процедуры в программе рассчитываются три разных объёмных атрибута: правдоподобие разломов (fault likelihood); наклон (dip); азимут (azimuth). Далее эти атрибуты служат входными данными для автоматического расчёта куба наиболее вероятных плоскостей

разломов (fault best plane) и куба плоскостей прореженных разломов (Thinned Fault Plane).

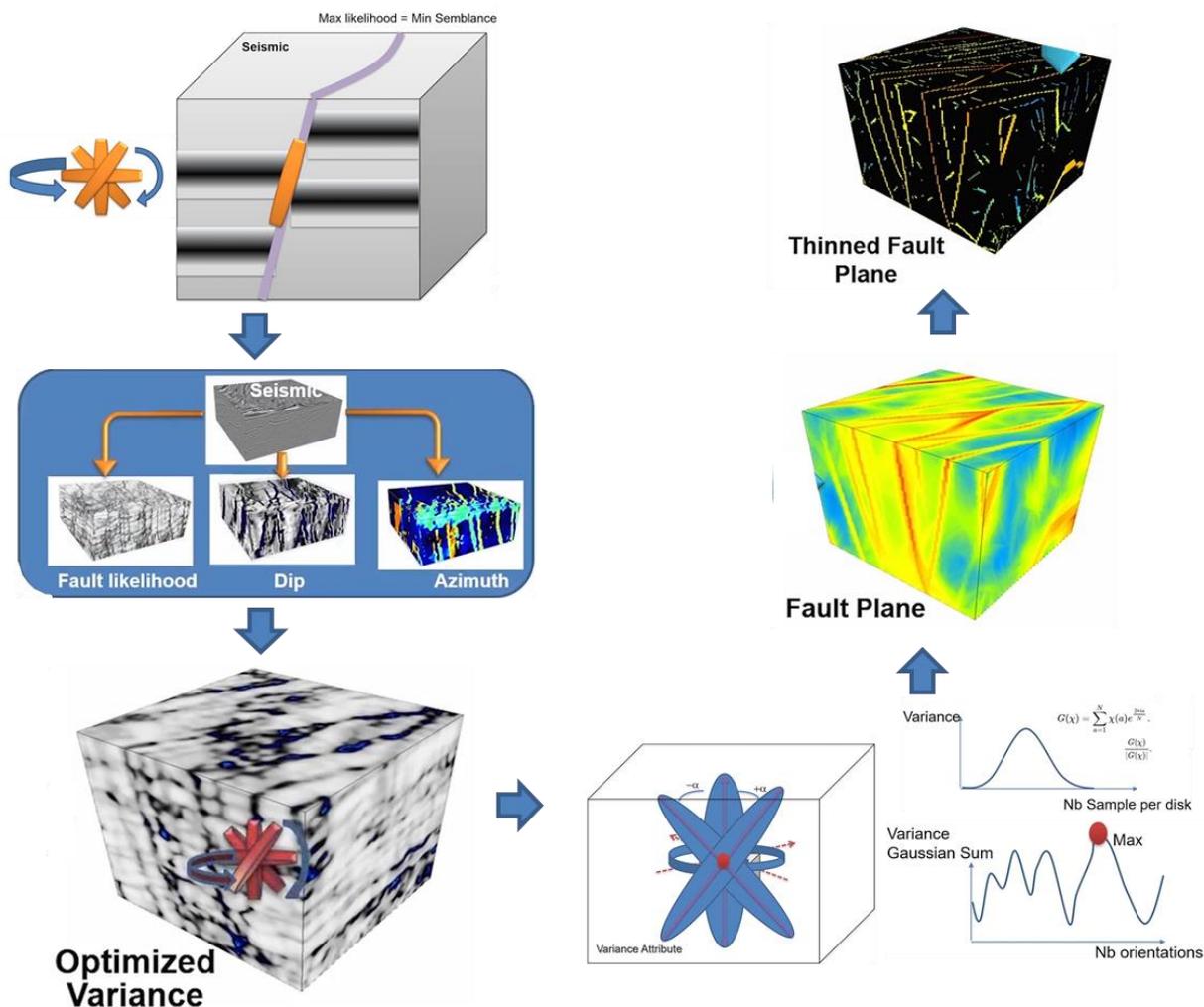


Рисунок 6.23 – Процесс автоматического расчёта тектонических нарушений

Меняя различные параметры в окне расчёта Fault Plane можно интерактивно видеть результат в этом же окне, что является очень удобной функцией, позволяющей сократить временные и ресурсные затраты.

На рисунке 6.24 показаны различные варианты параметров. Изменялись такие параметры, как окно поиска (Widow Search), минимальное значение прореживания (minimum thinning value), минимальный наклон (minimum dip).

В зависимости от поставленных задач можно выделить только основные/главные разломы, либо подобрать параметры для выявления более мелких структурных нарушений относящихся к трещиноватости. В диссертации был использован промежуточный вариант.

Результаты расчётов продемонстрированы на рисунке 6.25. Очевидно, что подбор параметров прошёл успешно и уже на этой стадии можно

отчётливо видеть, как основные тренды тектонических нарушений, так и направленность трещинных коридоров.

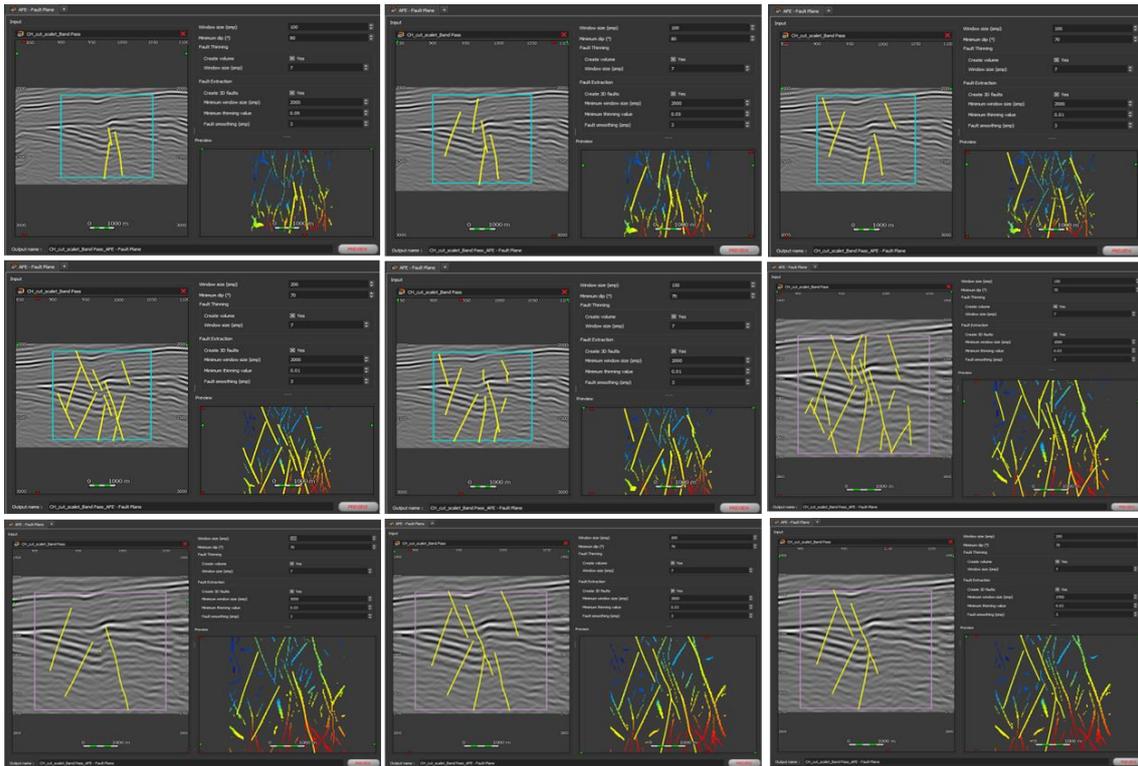


Рисунок 6.24 – Подбор параметров для расчёта кубов fault plane и fault plane thinning

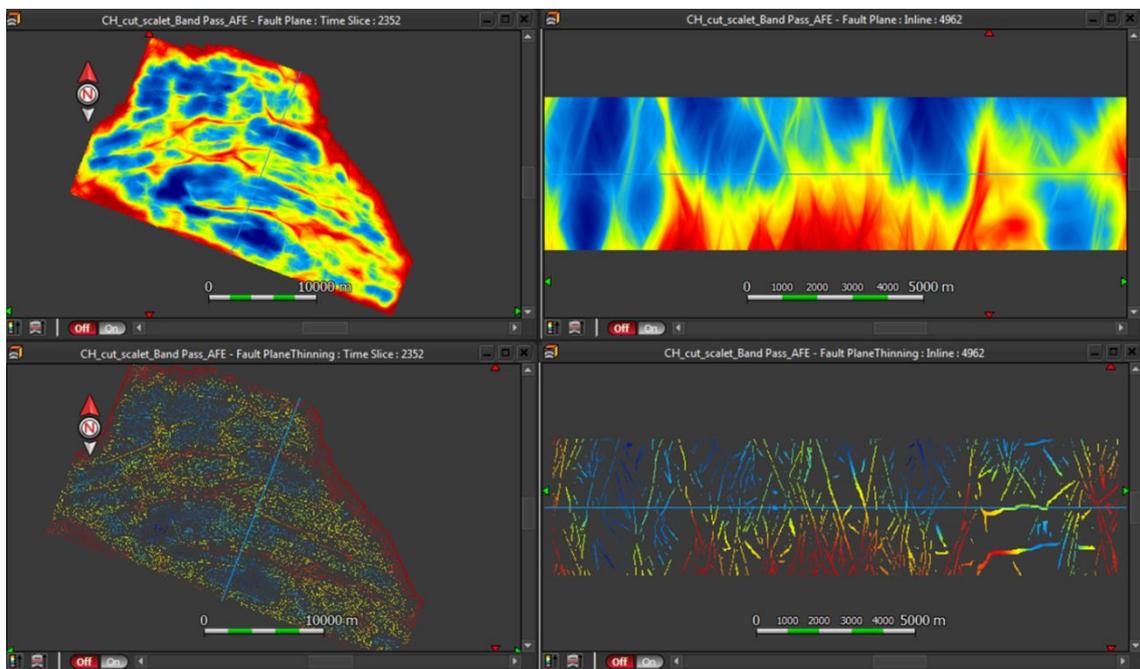


Рисунок 6.25 – Горизонтальный и вертикальный срезы по кубам Fault Plane и Fault Plane Thinning

По имеющемуся атрибуту Fault Plane Thinning проводится сканирование в направлениях Inline и Xline, по результатам которого рассчитываются единичные наборы разломов. Эти наборы в автоматическом режиме объединяются в целостные сегменты. Объединение происходит с учётом азимута и падения каждого единичного набора (Рисунок 6.26).

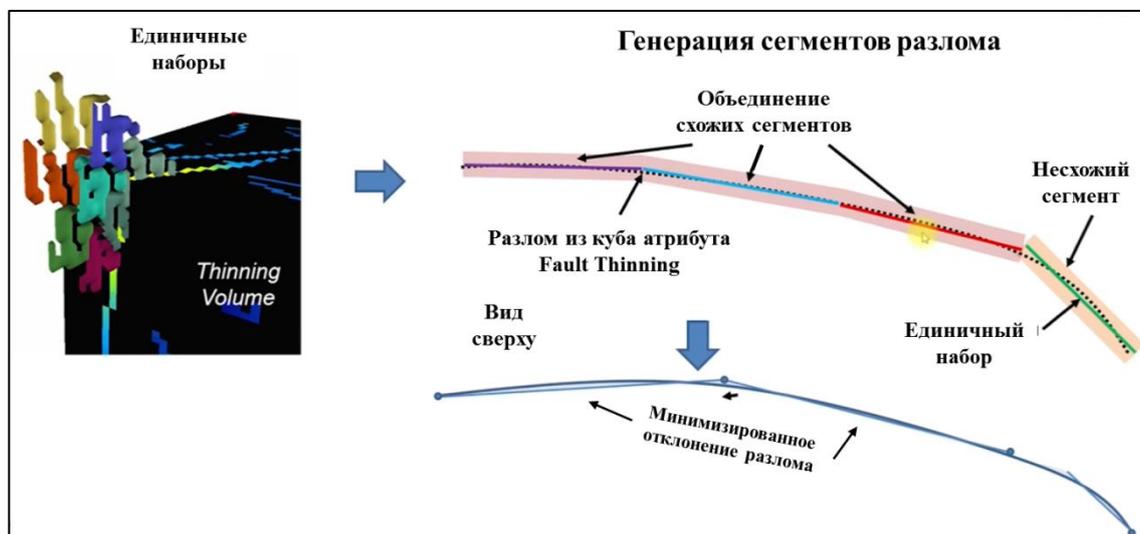


Рисунок 6.26 – Процесс генерации и объединения сегментов разломов

Все вышеперечисленные процедуры рассчитываются в автоматическом режиме, пользователь производит настройку и подбор параметров только в одном окне (Рисунок 6.24).

Длительность расчёта зависит от технических ресурсов рабочей станции. В среднем это может занять от 30 минут до нескольких часов.

По окончании расчётов пользователь имеет два куба атрибутов Fault Plane и Fault Thinning, а также серию тектонических нарушений экстрагированных по выше описанной технологии. Тектонические нарушения представлены как в виде стиков, так и в виде поверхностей разломов (Рисунок 6.27).

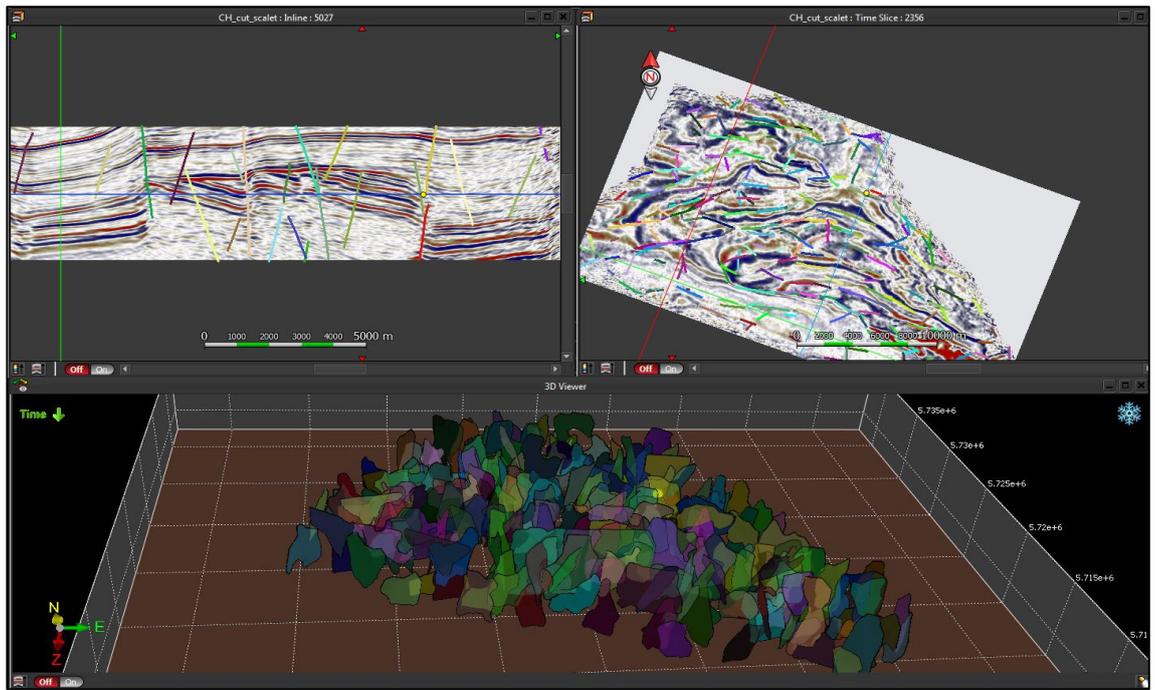


Рисунок 6.27 – Рассчитанные в автоматическом режиме стики и поверхности разломов

В данном программном пакете имеется широкий набор инструментов для работы с полученными разломами. В первую очередь их можно отфильтровать по размеру, направлениям азимута или наклона (Рисунок 6.28).

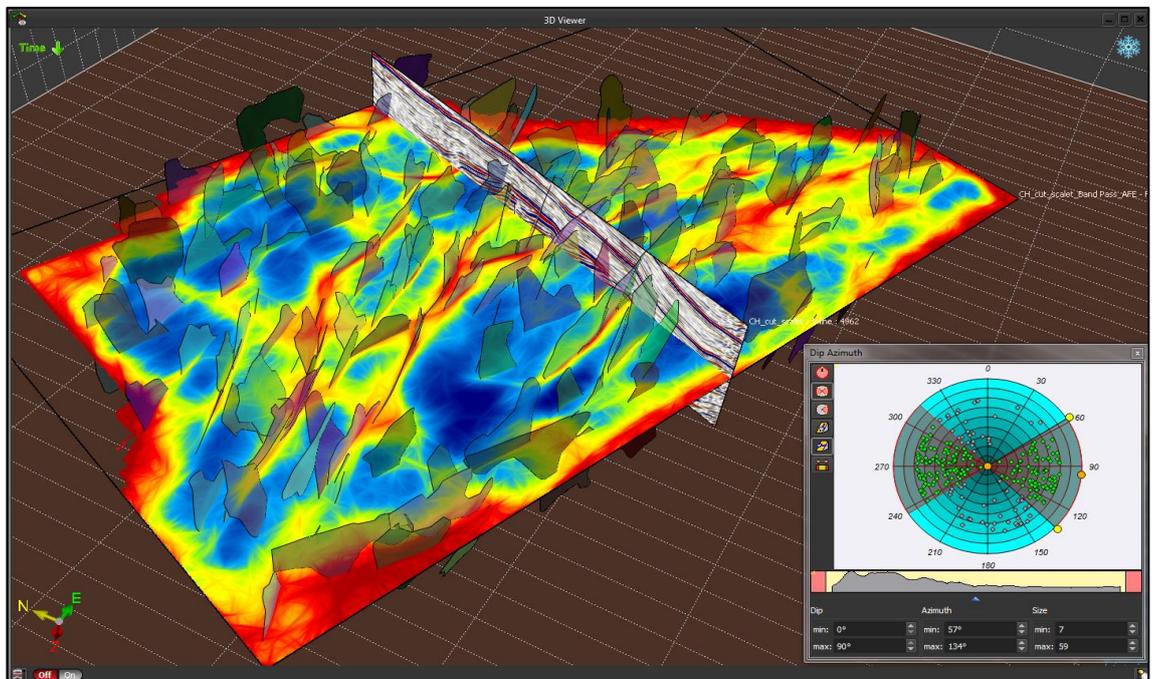


Рисунок 6.28 – Фильтрация тектонических нарушений инструментом Stereonet

Далее имеются такие инструменты, как редактирование, объединение, разъединение, удаление, выявление дублирующихся разломов и т.п., включая инструмент управляемого автоматического объединения схожих разломов (Рисунок 6.29).

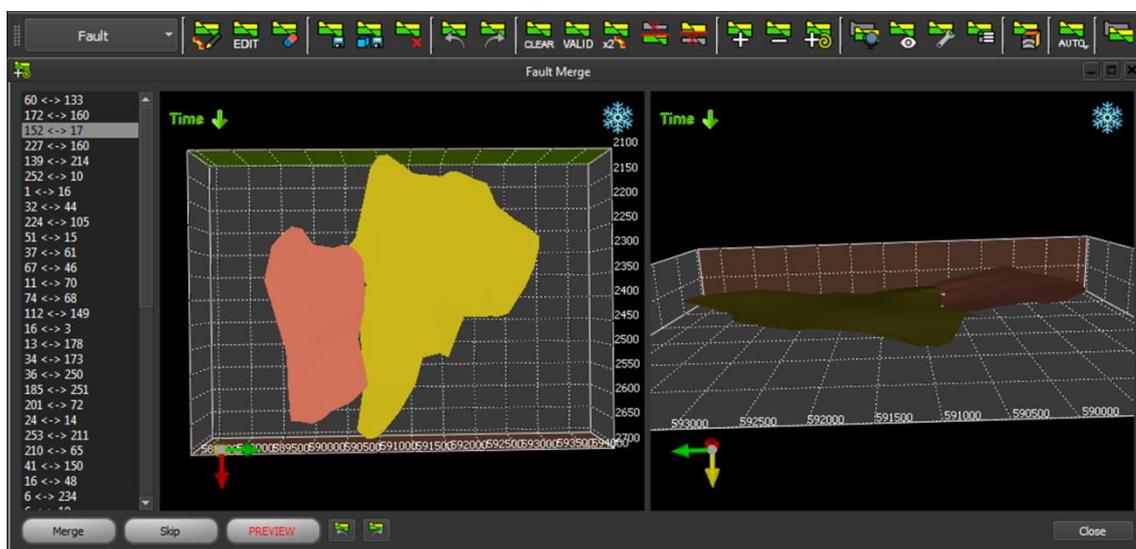


Рисунок 6.29 – Инструмент Fault merge для управляемого автоматического объединения разломов

По результатам проведенной работы можно сказать, что, несмотря на всю сложность алгоритмов заложенных внутри данной технологии, сам процесс автоматического расчёта тектонических нарушений достаточно прост.

Пользователю необязательно вникать в невидимый для него процесс, достаточно иметь чёткое представление о желаемом результате и ответственно подойти к подбору параметров расчёта.

6.3 Экстрагирование тектонических нарушений в программном пакете GeoTeric

Создатели программного пакета GeoTeric исходя из многолетнего опыта и современных тенденций, придерживаются следующей идеи, что идеальное решение для создания геологической модели заключается в том, чтобы найти эффективный и действенный способ сочетания объективного анализа данных и интерпретации на основании знаний и опыта. Цель этого метода заключается в том, чтобы дать интерпретатору представления, которые не могут быть получены с помощью выполненной вручную интерпретации, предоставить новые варианты, которые должны быть быстро и эффективно проанализированы, улучшить повторяемость и расширить наше представление о неопределённости интерпретации. Два метода,

которые являются центральными в этом подходе, — это визуализация и самонастраивающееся извлечение объекта [13].

Большое внимание уделяется многомерной визуализации, которая создаёт, по мнению разработчиков программного обеспечения, интуитивно понятное воспроизведение. Создан сравнительно новый подход к выделению геологического объекта, такой при котором одновременно и интерактивно используются данные с знаниями и опытом интерпретатора, т.е. подход, основанный на данных и управляемый интерпретатором.

Перед любым структурным анализом 3Д сейсмических данных, необходимо провести подавление шума в сейсмических данных, тем самым улучшив качество данных. В программном обеспечении GeoTegic для этой процедуры разработан отдельный модуль, включающий в себя набор различных процедур нацеленных на минимизацию потери информации и получении максимальной эффективности при очистке данных от шума.

Модуль так же имеет интуитивно понятный дизайн, который позволяет увидеть результаты различных уровней подавления шума и влияние фильтров на данные. В окне просмотра отображается разрез либо горизонтальный срез по сейсмическим данным, обеспечивающий прямую и обратную связь в процессе оптимизации параметров фильтра. Данные процедуры обеспечивают улучшение данных с сохранением их структурной целостности, улучшают последующую интерпретацию и атрибутивный анализ данных.

В данном модуле, при необходимости, возможно последовательное двухуровневое подавления шума. На первом уровне, для ослабления когерентного шума (футпринт, шум от миграции), применяется структурно ориентированный гибридный фильтр (SO FMH) (модифицированный Astola и др., 1989). Оставшийся шум (хаотичный шум) устраняется посредством итеративного применения тензор фильтра (TDiff) на основе диффузного анизотропного фильтра (Perona and Malik, 1987). Применение структурно ориентированного адаптивного фильтра (SO Noise) улучшает непрерывность отражений за счёт сглаживания вдоль оси синфазности при одновременном выявлении реальных разрывов, таких, как стратиграфические границы и тектонические нарушения (Рисунок 6.30).

Сейсмические данные часто содержат различные типы шума и применение одного типа фильтрации не даст оптимального варианта. Поэтому в модуле предусмотрен второй уровень, на вход которого подаётся сейсмические данные после очистки на первом уровне.

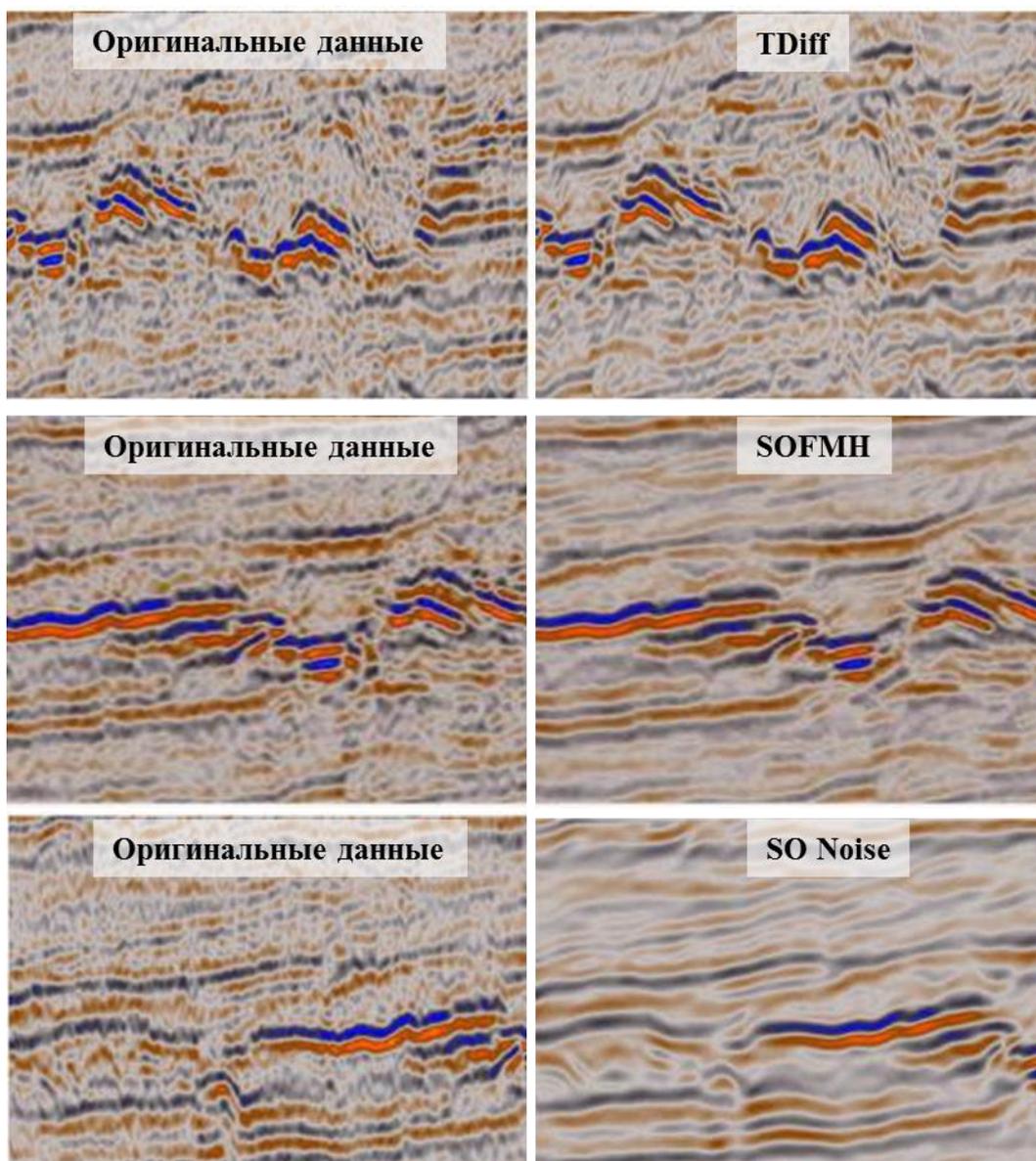


Рисунок 6.30 – Применение различных алгоритмов подавления шума

После очистки сейсмических данных от шума предлагается проанализировать их частотную характеристику и при необходимости улучшить вертикальное разрешение данных. Данную процедуру рекомендуется выполнять именно после того, как сейсмические данные были очищены от шума, чтобы не усилить нежелательный сигнал (Рисунок 6.31).

Инструмент спектрального улучшения представлен тремя предварительными спектрами, позволяющими провести эффективное сравнение результатов на разных уровнях повышения разрешения (Рисунок 6.32).

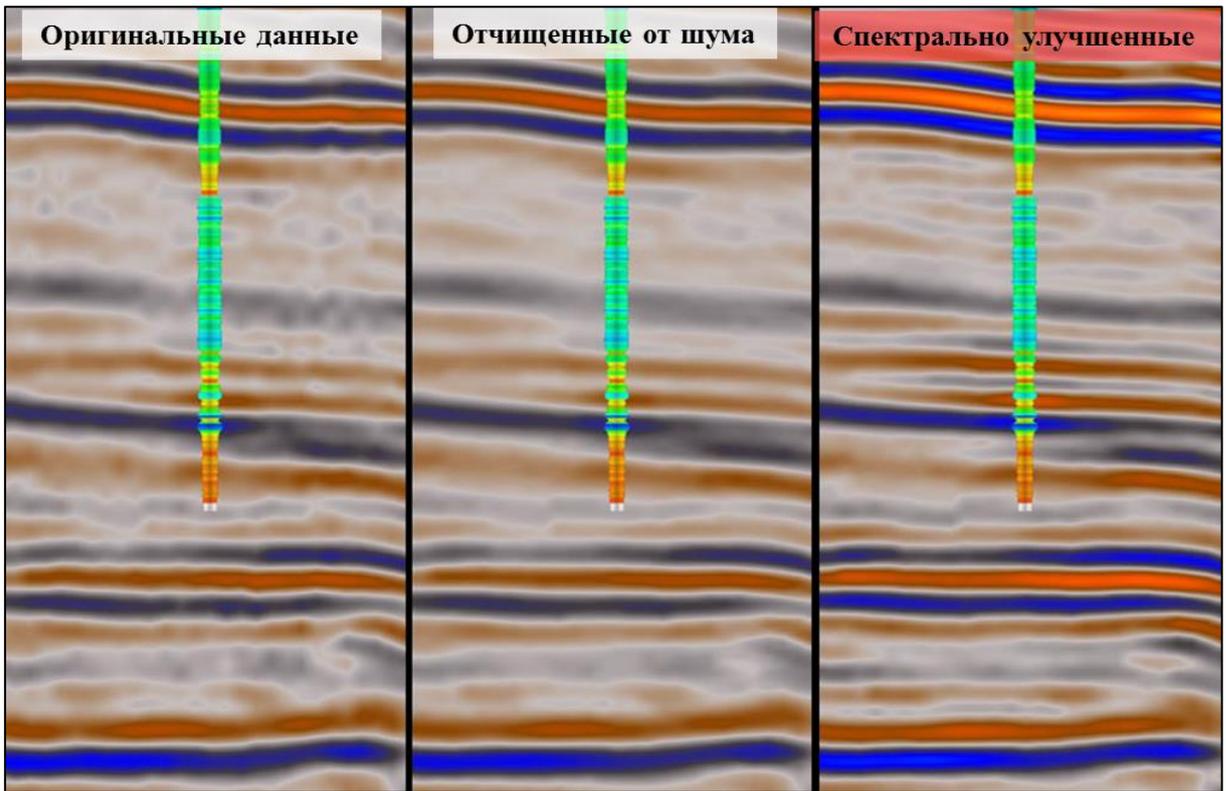


Рисунок 6.31 – Пошаговое улучшение сейсмических данных



Рисунок 6.32 – Инструмент спектрального улучшения сейсмических данных

На рисунке 6.32 в верхнем окне показан оригинальный спектр частот (чёрный) вдоль выбранного интервала или горизонта и улучшенный спектр (голубой), который так же может быть подобран в ручном режиме.

После проведения выше описанных процедур, сейсмические данные подготовлены к процедуре автоматического выделения тектонических нарушений.

Модуль расчёта тектонических нарушений представлен набором атрибутов, чувствительных к различным проявлениям тектонических нарушений на сейсмических данных (структурно ориентированная мера когерентности (SO Semblance), тензор (Tensor), падение (Dip)). Комбинирование этих атрибутов с использованием палетки СМУ позволяет усилить отклик от очевидных тектонических нарушений и подчеркнуть слабые, неявные отклики.

Альтернативный метод, представленный в данном модуле, базируется на традиционном атрибутом анализе, с использованием одного из атрибутов.

В данной диссертационной работе для куба основных тектонических нарушений был трижды использован фильтр SO FMH Coherent Noise с длиной фильтра в 9 трасс (Рисунок 6.33)

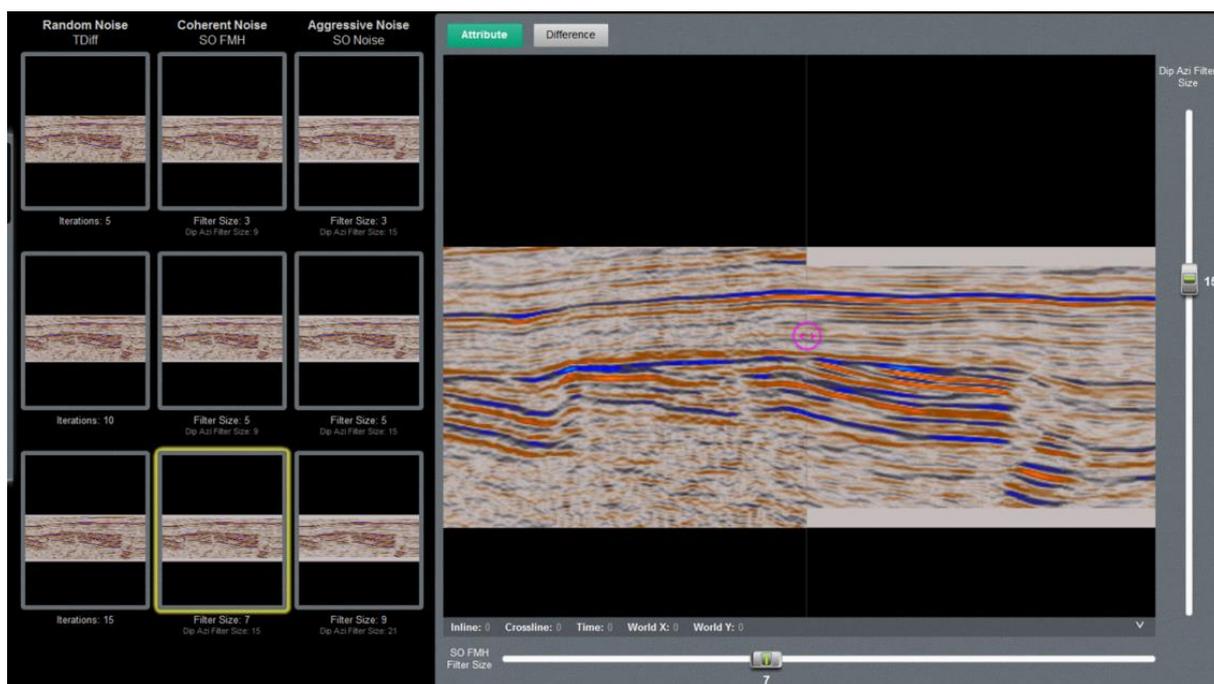


Рисунок 6.33 – Подбор параметров фильтрации для очистки куба от шумов

На рисунке 6.34 показан шум, удалённый при фильтрации. Данная опция позволяет контролировать процесс отчистки сейсмических данных, не удаляя геологическую информацию.

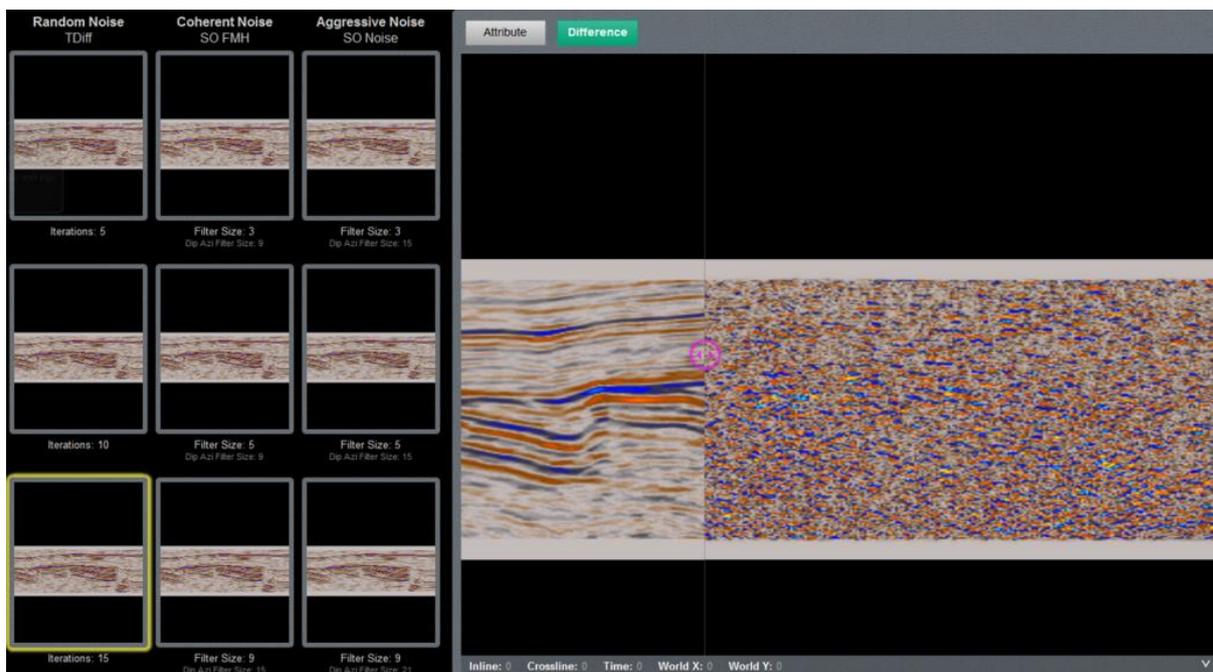


Рисунок 6.34 – Сравнение исходного куба и куба шумов

Далее в результате применения сложного вычислительного процесса происходит объединение трёх атрибутивных кубов с использованием палетки СМУ. Тектонические нарушения характеризуются различными сейсмическими признаками. Применение палетки СМУ позволяет привязать атрибуты к цветовому каналу (голубой, пурпурный, жёлтый), тем самым объединить различные отклики. Так, например, атрибут тензор обнаруживает изменения в амплитуде, если она ослабляется или усиливается, то в атрибутивном кубе эти места будут иметь максимальные значения (тёмные). Атрибут когерентность выявляет изменения в фазе, если разлом характеризуется сдвигом фаз в любом направлении, то они будут представлены максимальными (тёмными) значениями. Падение обнаруживает изменение наклона слоя в любую сторону. Настройки программы позволяют выбрать параметры атрибутивных кубов, подаваемых на вход так, чтобы наилучшим образом отразить разрывные нарушения (Рисунок 6.35-6.36).

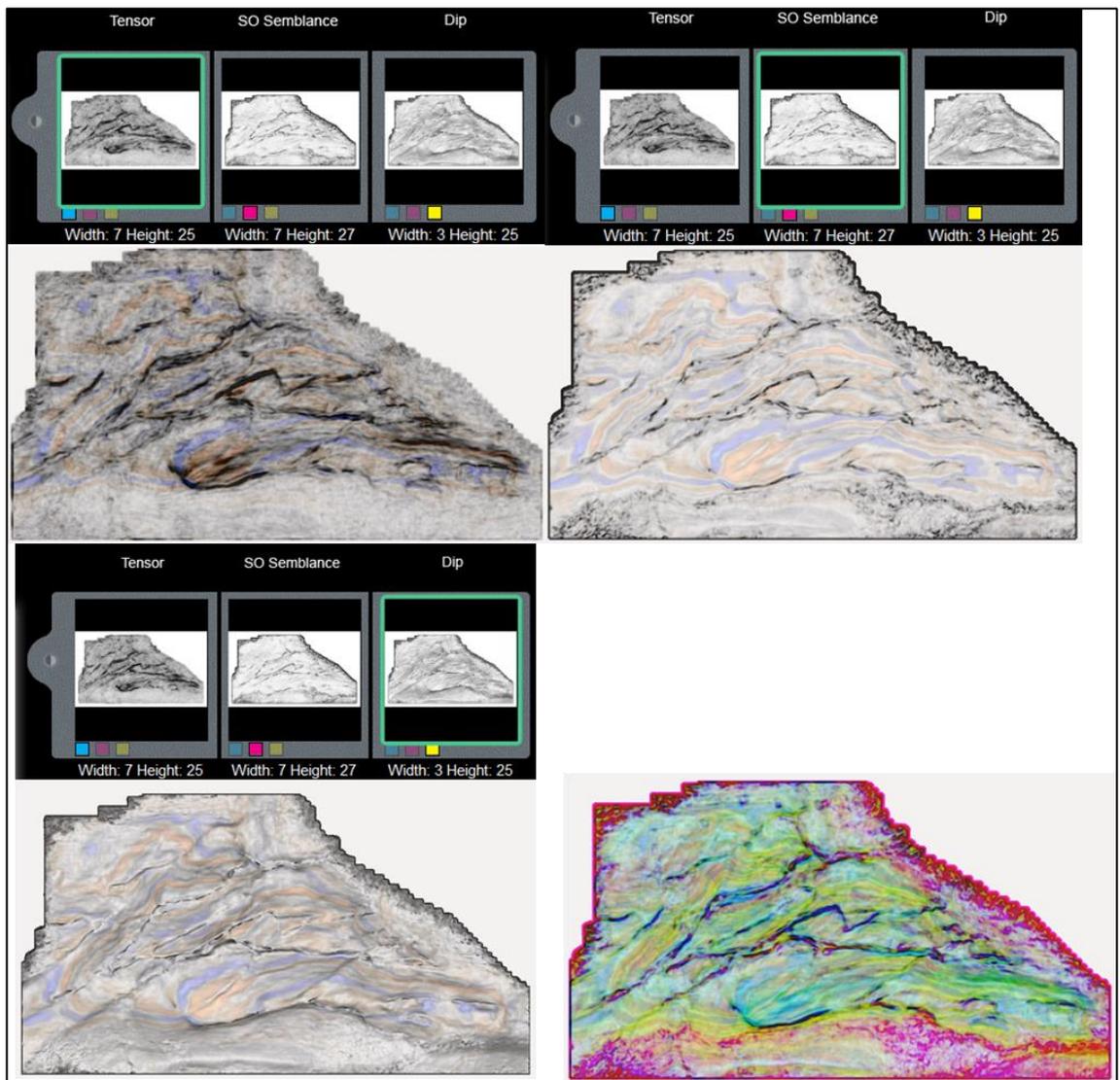


Рисунок 6.35 – Подбор параметров входных атрибутов (тензор, когерентность, падение) и их комбинация цветовой бленд

По полученному комбинированному кубу атрибутов происходит подбор параметров выделения тектонических нарушений. На этом этапе возможен подбор параметров, как для выделения региональных тектонических нарушения, так и для трещинных коридоров (Рисунок 6.36).

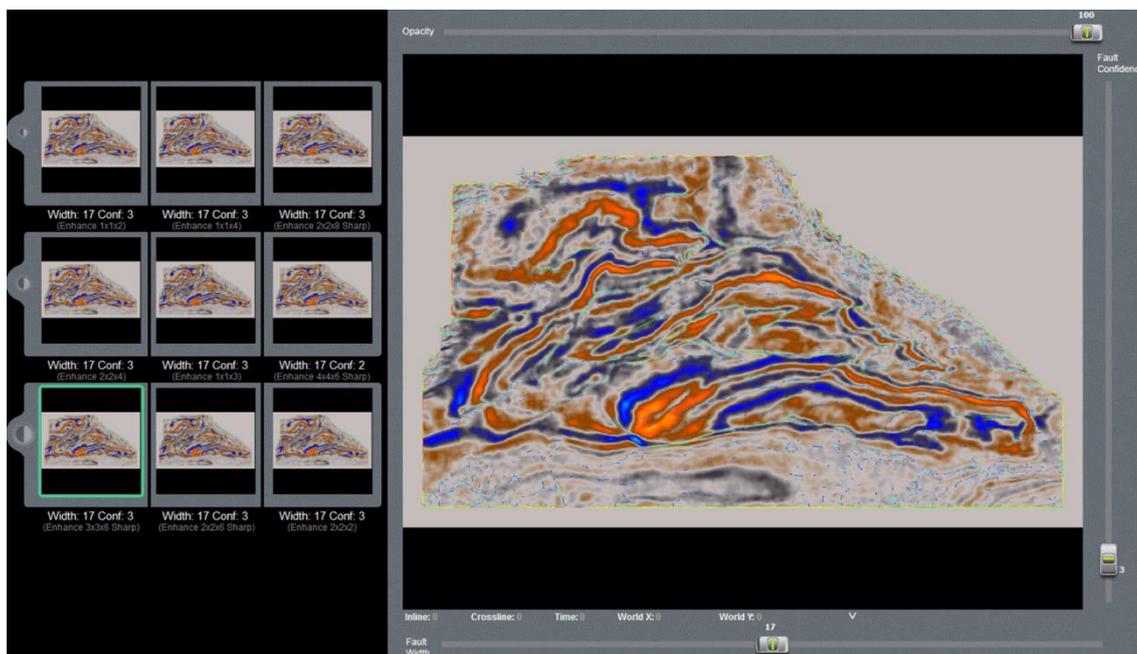


Рисунок 6.36 – Подбор параметров для разграничения разломов

Кроме того, для прослеживания основных тектонических нарушений был рассчитан ряд кубов цветового суммирования спектральной декомпозиции, по наиболее контрастному из которых в Geographix Discovery были уточнены выделенные на сейсмических данных тектонические нарушения. Совмещение данного куба и результирующего куба основных тектонических нарушений показало, что все основные тектонические нарушения, прослеживаемые по кубу спектральной декомпозиции, нашли свое отражение и в кубе основных нарушений (Рисунок 6.38).

Помимо, модуля Fault Expression в программном пакете GeoTeric есть модуль по расчёту спектральной декомпозиции. Исследования показывают, что для обнаружения структурных особенностей, может применяться обычно используемая в стратиграфическом анализе, спектральная декомпозиция. Это метод разложения сейсмических сигналов по их частотным составляющим. Спектральный состав зарегистрированных сейсмических данных зависит от совокупности влияния сейсмических свойств и границ слоёв пород, которые встречаются на пути распространяющихся сигналов. Выделяя конкретные частоты, можно извлекать слаборазличимые особенности. Например, более высокочастотные компоненты содержат информацию о более коротковолновых структурных особенностях, скрытых преимущественно в длинноволновом сигнале полночастотных сейсмических данных. Спектральная декомпозиция применяется для улучшения изображения – повышения разрешённости, регулировки частотного состава или подавления помех. Это мощный инструмент для выделения тонких особенностей, таких как сдвиговые разломы, которые контролируют геометрию трещинных систем, но находятся за пределами разрешающей способности полночастотных поверхностных сейсмических данных.

В GeoTeric реализовано несколько фундаментальных алгоритмов разложения сейсмических данных по полосе пропускания частот на основе преобразования Фурье (Constant Bandwidth), непрерывного импульсного преобразования (Uniform Constant Q) и аппроксимации с преследованием (HDFD) (McArdle and Ackers 2012). Следует отметить, что существующий метод высокоразрешающей спектральной декомпозиции (HDFD) эволюционировал на новый уровень. Высокая вертикальная разрешающая способность метода достигается благодаря деконволюции каждой отдельной сейсмической трассы на основе алгоритма аппроксимации с преследованием (Mallat and Zhang, 1996) путем последовательного определения отражений с максимальной энергией в спектре и итеративного подбора синтетических импульсов Габора с различными частотно-фазовыми характеристиками к каждому из отражений. Таким образом, используя пакеты синтетических импульсов, становится возможной реконструкция части сейсмической трассы ограниченной по полосе частот в заданном интервале. В связи с комплексностью сейсмической трассы и чувствительности к доминантной частоте сейсмических данных, метод не всегда одинаково хорошо реконструирует участки трассы с высоко- и низкочастотными отражениями малой мощности. Такая особенность метода, в некоторых случаях, приводит к снижению качества результирующей трассы за счет вовлечения компоненты шума.

Метод высокоразрешающей спектральной декомпозиции содержит дополнительный этап который заключается в предварительной фильтрации и разделении оригинальной сейсмической трассы на низко-, средне- и высокочастотную компоненты до применения алгоритма аппроксимации с преследованием (Рисунок 6.37).

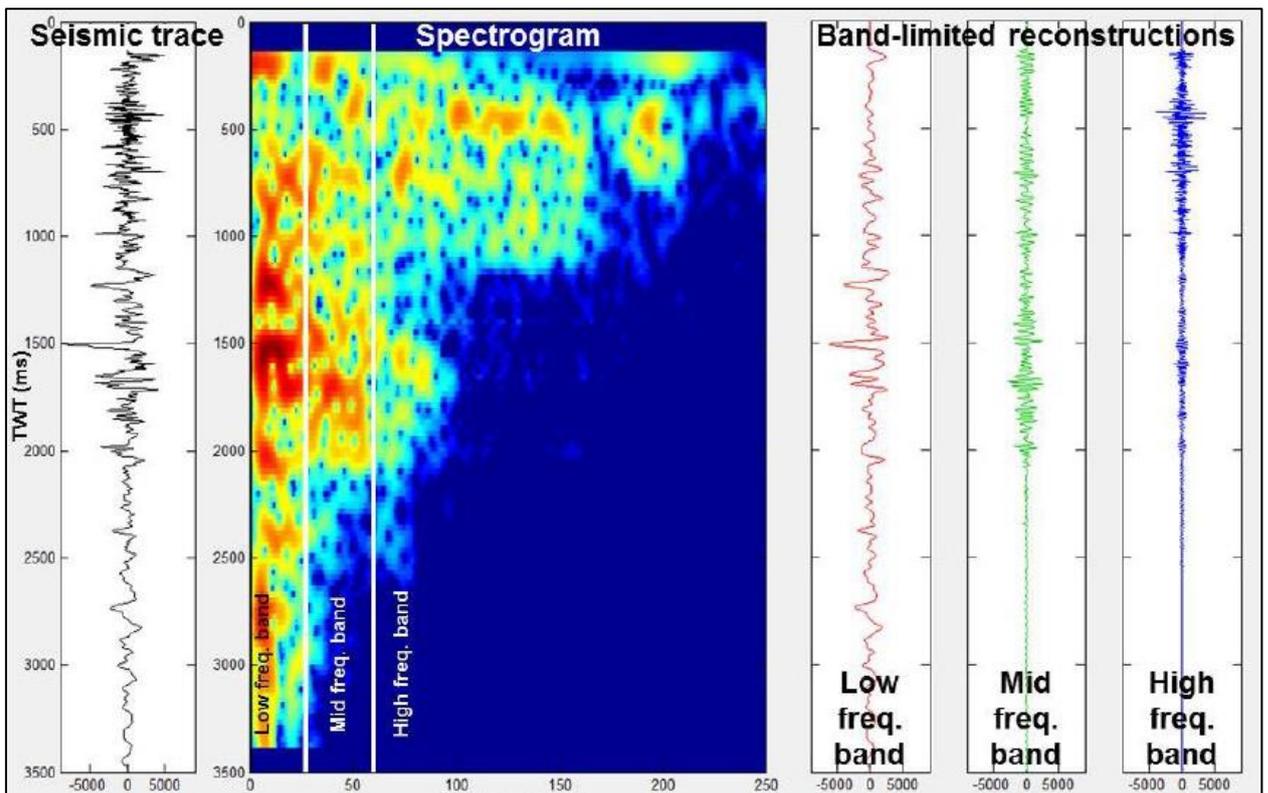


Рисунок 6.37 – Пример оригинальной трассы (левая часть рисунка), её спектрограмма (белыми линиями выделены частоты которые использованы для разделения трассы), реконструированные низко-, средне- и высокочастотные компоненты оригинальной трассы

Данная модификация позволяет реконструировать оригинальную трассу более точно, так как разделение диапазона частот существенно упрощает задачу подбора пакетов синтетических импульсов Габора для низких, средних и высоких частот, предоставляет интерпретатору больше контроля над параметрами декомпозиции. Еще одним важным улучшением метода является применение динамической библиотеки синтетических вейвлетов Габора которые используются при реконструкции трассы, таким образом достигается максимальный коэффициент корреляции между синтетической и реальной трассой для каждого отдельного диапазона частот.

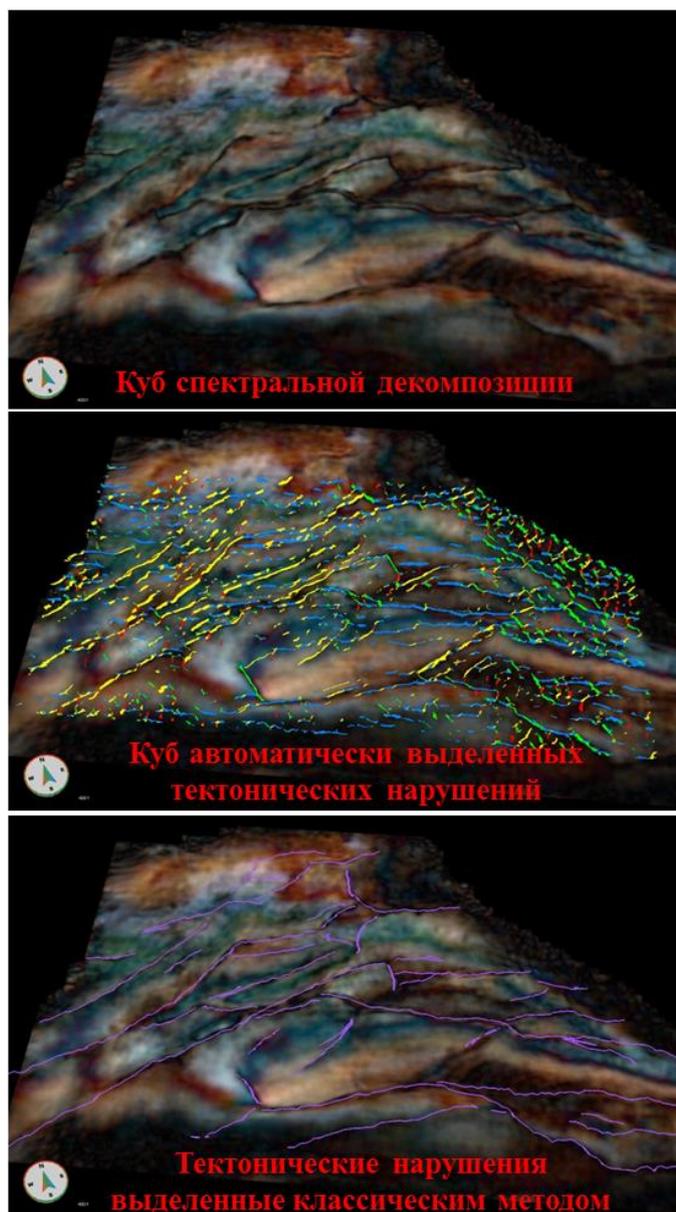


Рисунок 6.38 – Куб спектральной декомпозиции (14Hz, 17Hz, 21Hz), куб основных тектонических нарушений и тектонические нарушения, выделенные вручную (фиолетовый цвет)

На рисунке 6.39 продемонстрировано сопоставление куба тектонических нарушений с атрибутивным кубом псевдо рельефа. Сопоставление куба основных тектонических разломов с прослеженными в ручном режиме в Geographix Discovery нарушениями показало высокую степень их сходимости.

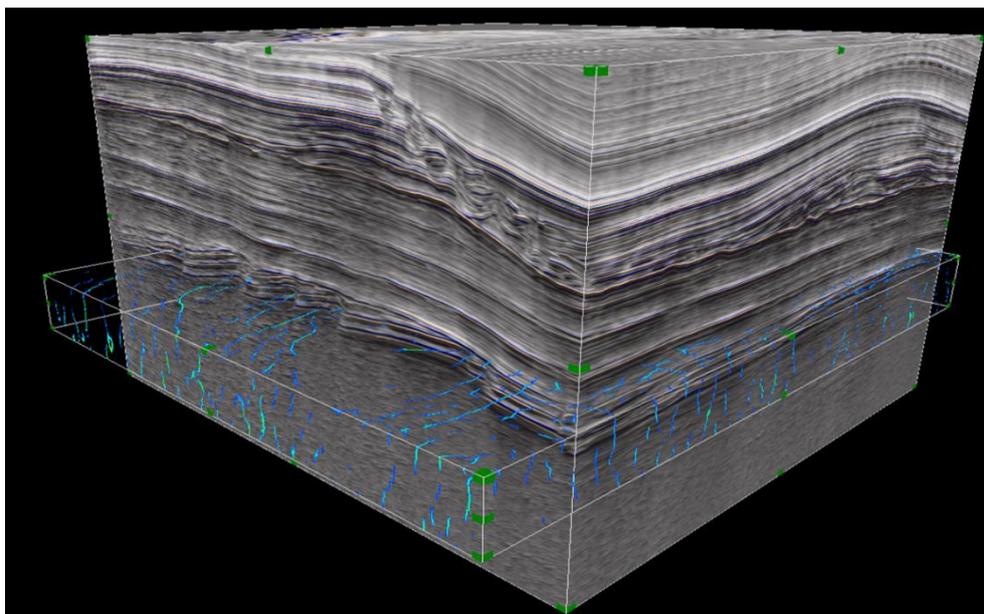


Рисунок 6.39 – Совмещение куба псевдо рельефа и куба основных тектонических нарушений

Кроме куба основных тектонических нарушений (путем уменьшения длины фильтров, уменьшения числа итераций очистки, уменьшения длины фильтров при выявлении зон трещиноватости по СМУ кубу цветовой суммы) был рассчитан куб распространения трещин (трещинных коридоров) (Рисунок 6.40). На срезе куба трещинных коридоров видна неоднородность их распределения по отношению к протяженным нарушениям: есть ряд прилегающих к основным разломам зон трещиноватости и есть часть нарушений, не обрамленных подобными зонами.

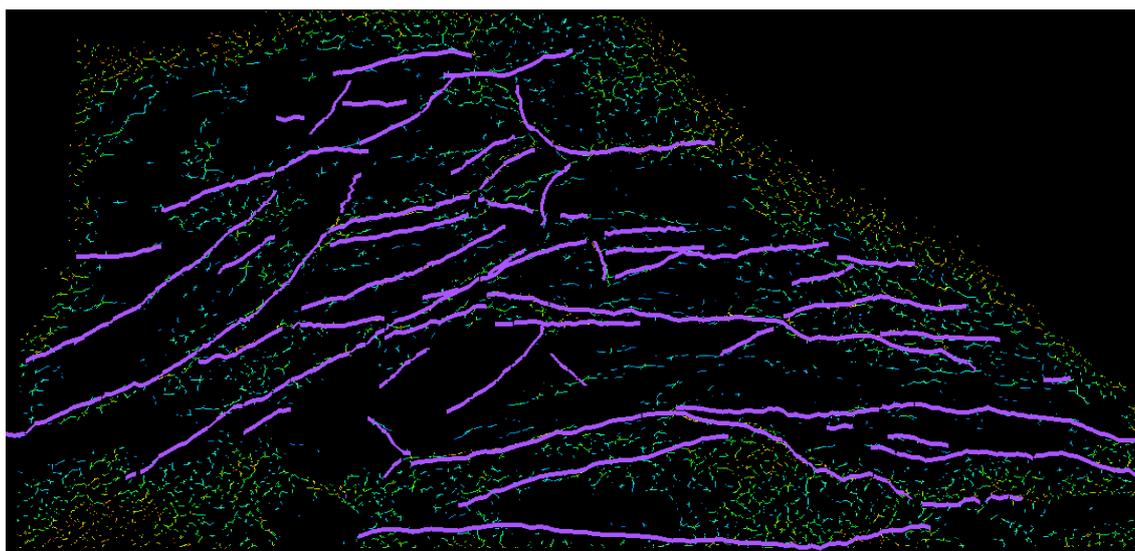


Рисунок 6.40 – Визуализация трещинных коридоров с наложенными тектоническими нарушениями, выделенными в ручном режиме (розовый цвет) по девонским отложениям

По кубу распространения трещинных коридоров был рассчитан куб плотности трещинных коридоров (fault density), выраженной в условных единицах.

Имеющееся несовпадение развития трещинных коридоров с независимо выделенными тектоническими нарушениями (Рисунок 6.41), можно рассматривать как свидетельство объективности полученной характеристики (плотности трещин). В противном случае, при полном совпадении участков повышенной плотности с положением всех нарушений можно было бы полагать, что куб плотности трещинных коридоров отражает лишь пространственное положение самих тектонических нарушений.

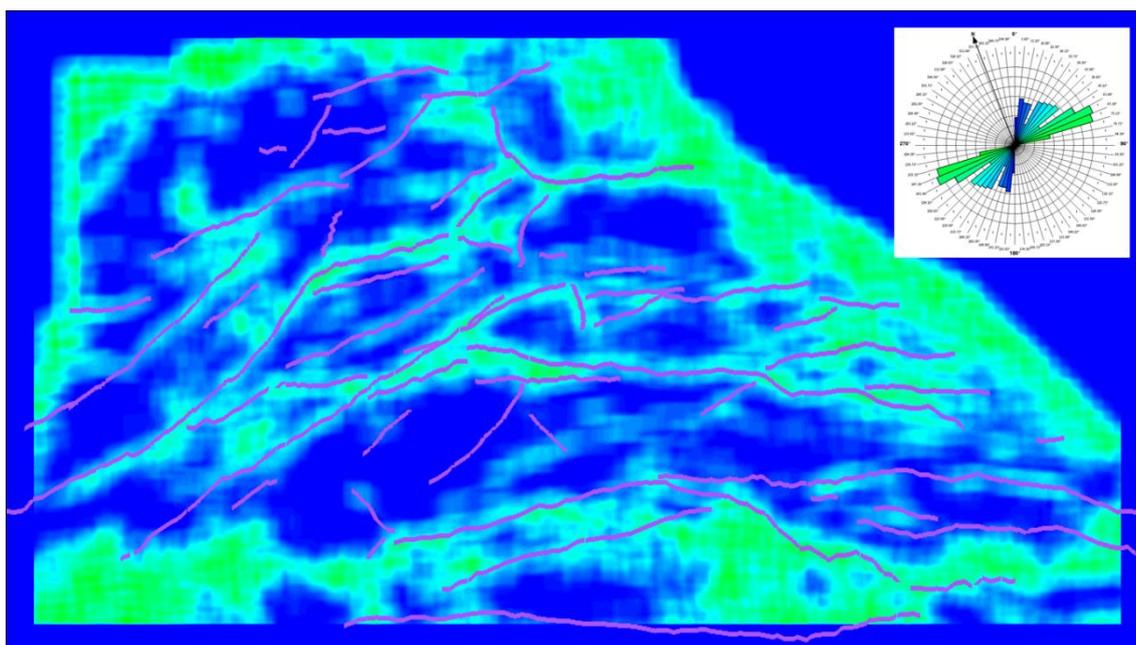


Рисунок 6.41 – Визуализация плотности трещинных коридоров с наложенными тектоническими нарушениями, выделенными в ручном режиме (фиолетовый цвет) по девонским отложениям

В целях оценки достоверности полученных результатов интерпретации по сейсмическим данным в интервале глубин (горизонт C_{1t}) были привлечены результаты лабораторного анализа образцов керна, данные ГИС (геофизических исследований скважин) и бурения (поглощение промывочной жидкости, увеличение скорости бурения и др.).

Необходимо отметить, что исследование образцов керна, помимо литолого-петрографической, биостратиграфической характеристик, фильтрационно-емкостных свойств, включало также изучение возможного присутствия трещин.

Отобранные образцы керна в кровле отложений C_{1t} представлены известняками и доломитами плотными, слабопористыми и пористыми, с редкими кавернами стилолитизированными, трещиноватыми. В разрезе отмечаются маломощные прослои глинистых пород.

Поры, в основном, межфрагментарные, реже внутрифрагментарные и выщелачивания. Трещины субгоризонтальные, субвертикальные шириной до 3,0мм.

В результате лабораторных исследований образцов керна были определены следующие параметры:

- величина раскрытости трещин;
- плотность трещин;
- коэффициент трещинной пористости;
- направленность и форма трещин (субвертикальные, субгоризонтальные);
- газопроницаемость.

Качественное и количественное подтверждение рассчитанных кубов распространения трещинных коридоров (на качественном уровне) и плотности трещинных коридоров (на количественном уровне) получено путем их сопоставления с результатами определения трещинной пористости по скважинным данным.

В качестве исходных параметров были использованы результаты:

- расчетов трещинной пористости, определения количества и направления трещин по данным дипольного акустического каротажа (методики ВНИИГИС, ВНИИЯГ); акустического и электрического скважинных сканеров;
- прямого определения трещинной пористости в лабораторных условиях на образцах керна;
- выявления трещиноватости при макроописании керна.

Сопоставление среза в интервале 10мс (около 30 м) от кровли горизонта C_{1t} по кубу средних значений трещинных коридоров с результатами оценки величины средней трещинной пористости для турнейских отложений по материалам ГИС (по методике ВНИИЯГ) показало четкую корреляционную зависимость расположения скважин с увеличенными значениями средней трещинной пористости на участках с нарушенностью когерентности сейсмических отражающих волн.

И, наоборот, скважины с низкой трещинной пористостью в анализируемом интервале разреза обособляются на участках с регулярным характером волновой картины (Рисунок 6.42).

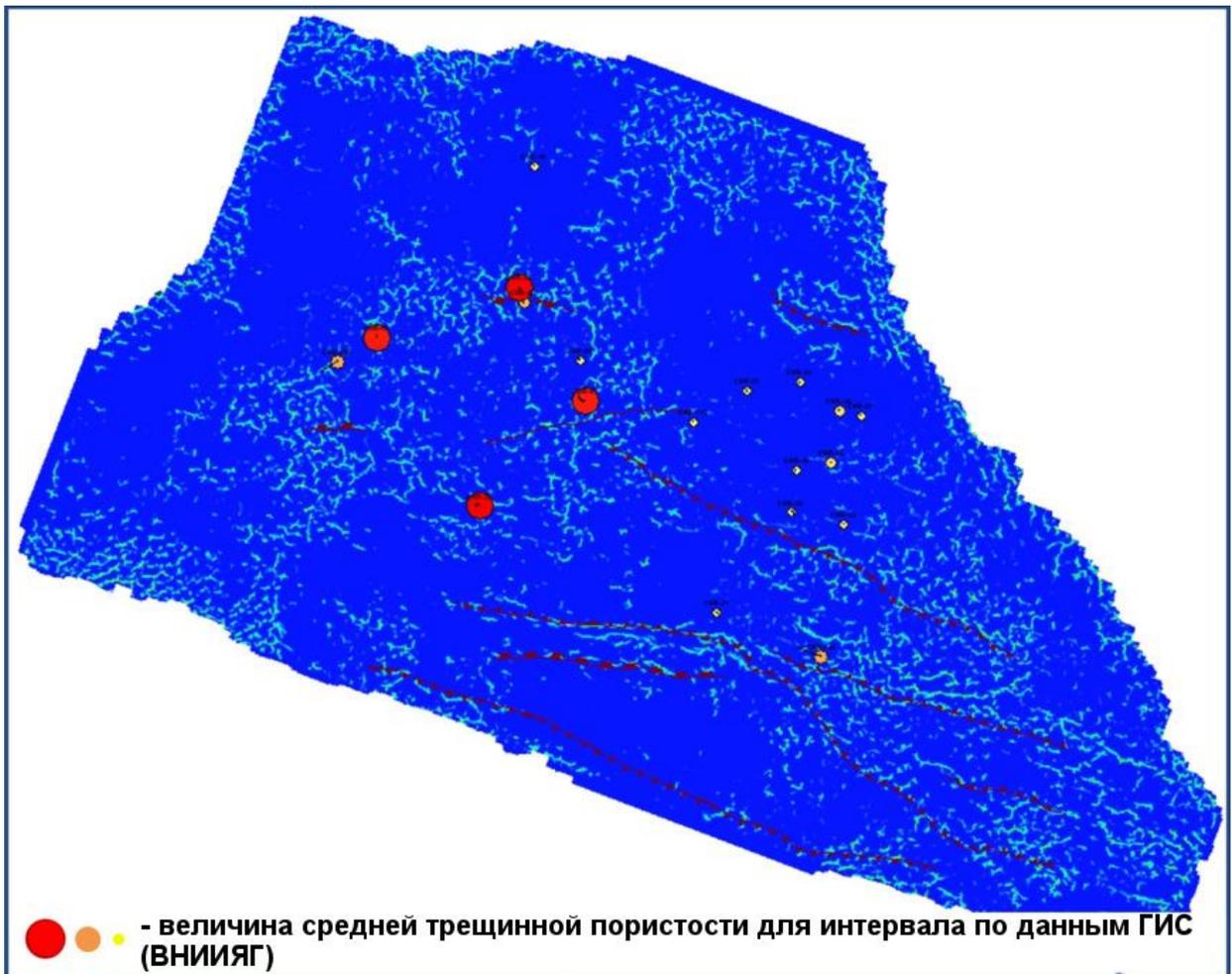


Рисунок 6.42 – Распределение средних значений трещинных коридоров в интервале 10мс от кровли горизонта C1t с наложенными скважинами, в которых была рассчитана трещинная пористость по методике ВНИИЯГ

Корреляционная связь участков с увеличенной либо пониженной трещиноватостью по исследуемому интервалу глубин, выявленных по данным сейсморазведки и ГИС, приобретает более контрастные формы при использовании куба плотности трещинных коридоров. При этом коэффициент корреляции превышает значение 0,8 (Рисунок 6.43-6.44).

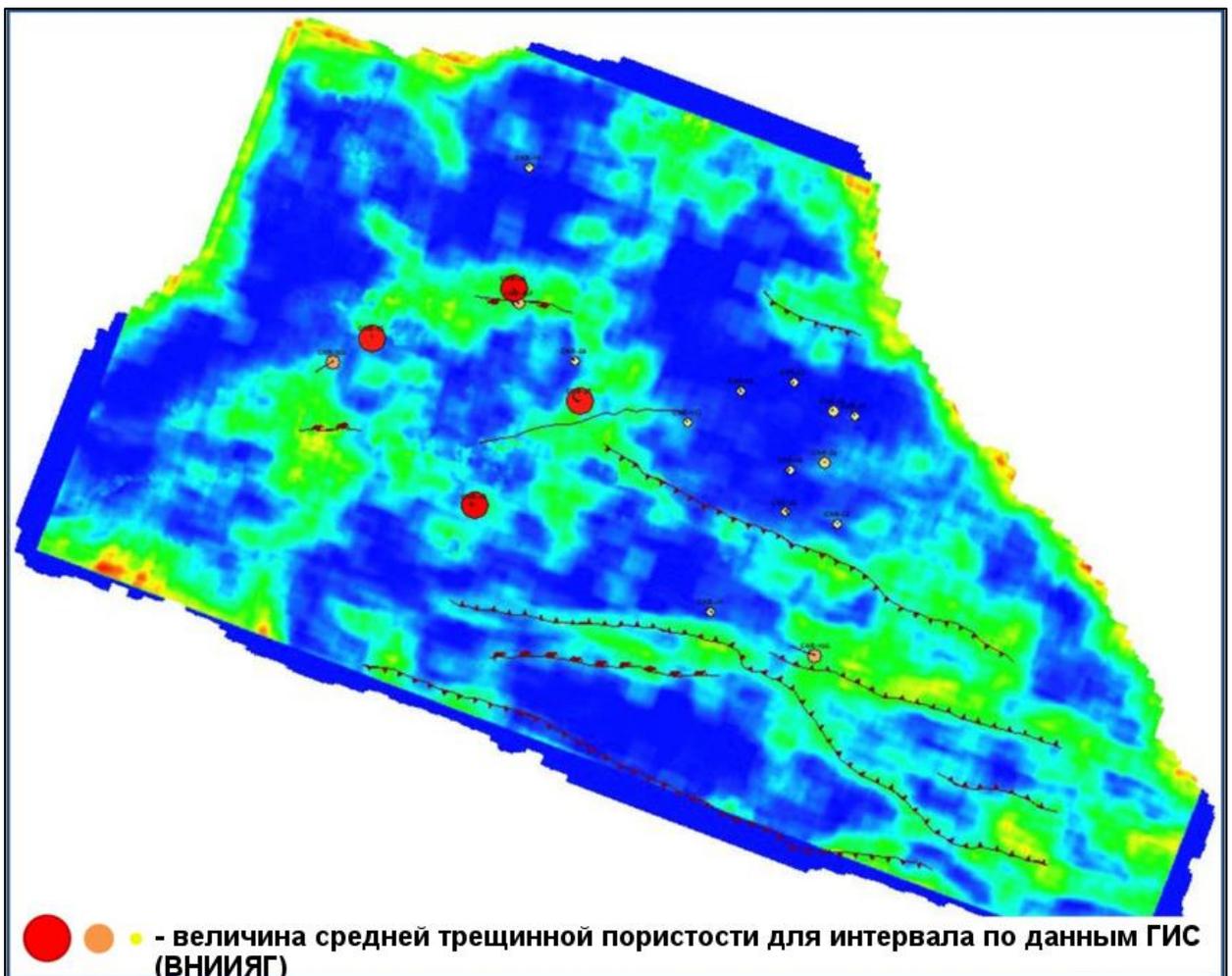


Рисунок 6.43 – Распределение средних значений плотности трещинных коридоров в интервале 10м от кровли горизонта C1t с наложенными скважинами, в которых была рассчитана трещинная пористость по методике ВНИИЯГ

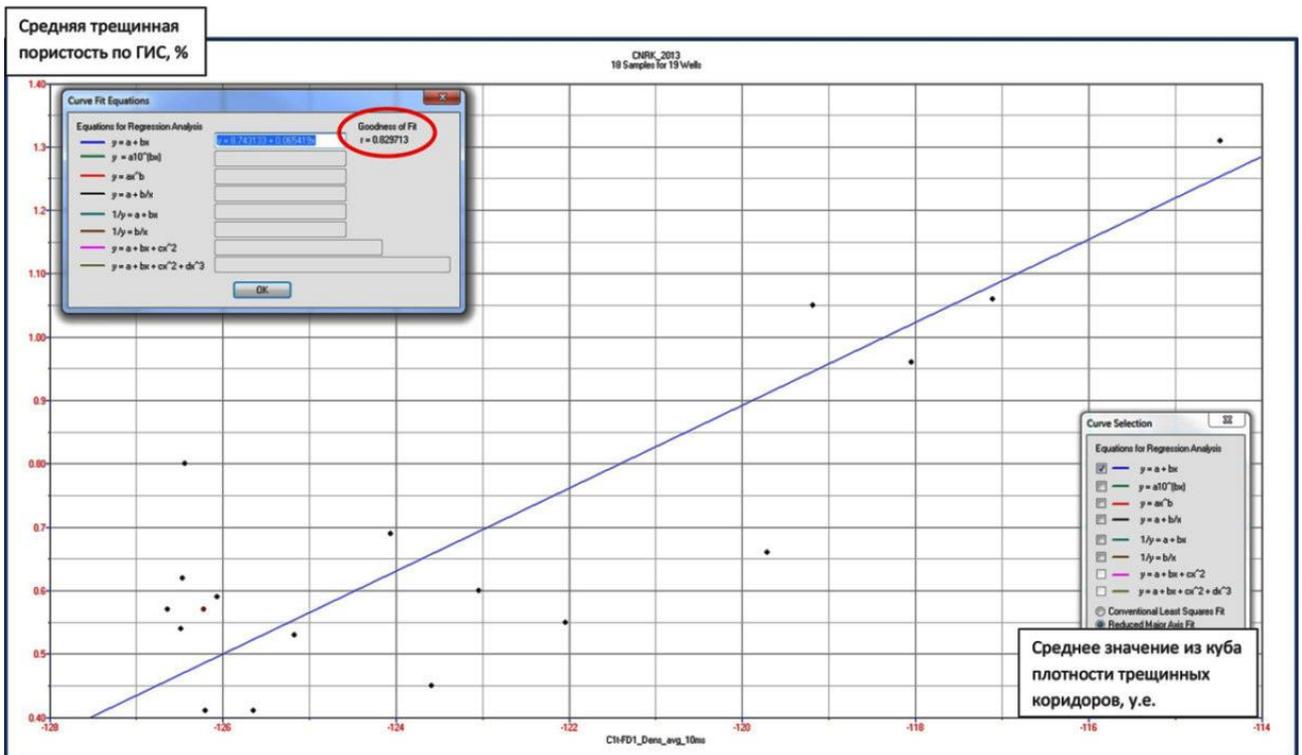


Рисунок 6.44 – Сопоставление средних значений плотности трещинных коридоров в интервале 10мс от кровли горизонта C1t и средних значений трещинной пористости для данного интервала по данным ГИС, рассчитанных по методике ВНИИГИС

Сопоставление куба плотности трещинных коридоров с результатами оценки трещинной пористости по ГИС, оцененной с использованием другой методики – ВНИИЯГ, показывает аналогичный тренд с высокими

значениями коэффициентов корреляции (Рисунок 6.45).

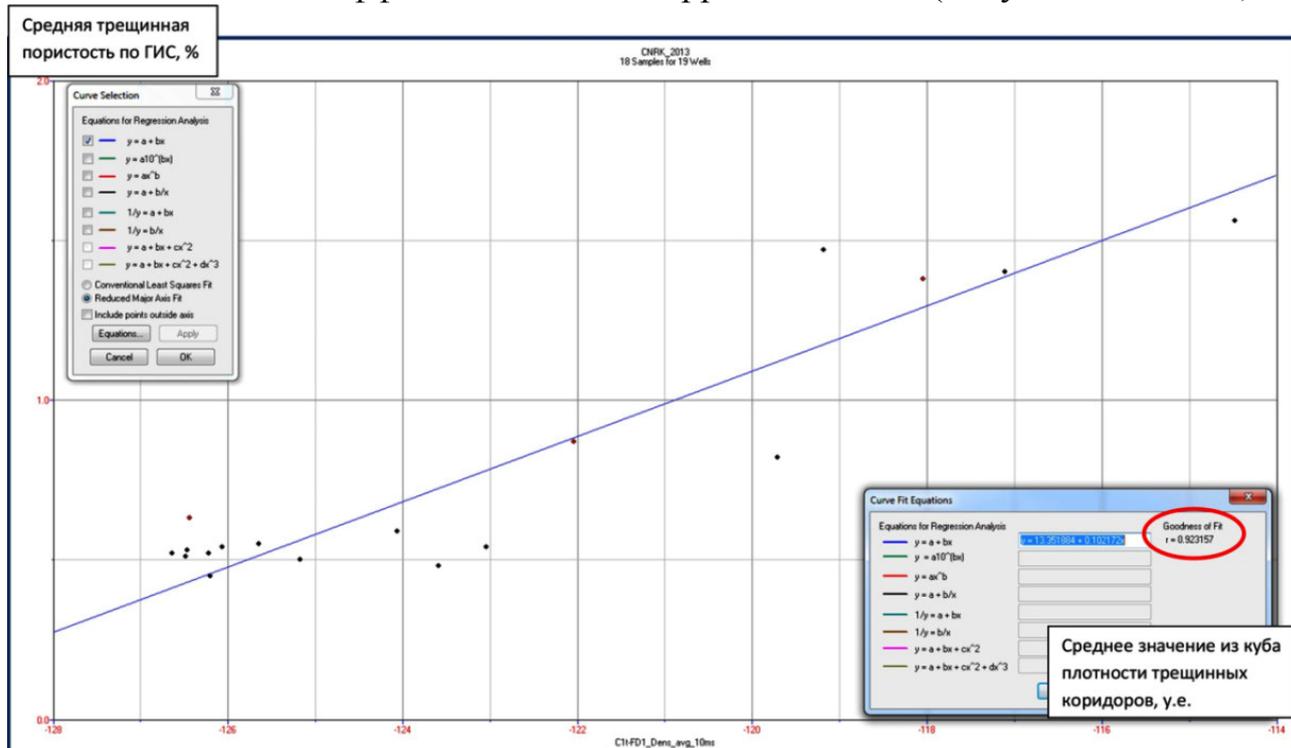


Рисунок 6.45 – Сопоставление средних значений плотности трещинных коридоров в интервале 10мс от кровли горизонта C_{1t} и средних значений трещинной пористости для данного интервала по данным ГИС, рассчитанных по методике ВНИИЯГ

Результаты лабораторных анализов трещинной пористости по керну также хорошо коррелируются со значениями куба плотности трещинных коридоров (выделенных по сейсмическим данным) как при качественном, так и при количественном сравнении.

Кроме использования объемных атрибутов, для оценки трещиноватости часто применяют анализ кривизны поверхности отражающих горизонтов [14].

Сопоставление средних значений трещинной пористости по ГИС с результатами распределения сейсмического атрибута кривизны поверхности горизонта C_{1t} показывает практически идентичные значения распространения трещинных коридоров, что подтверждает выявленные ранее закономерности (Рисунок 6.46).

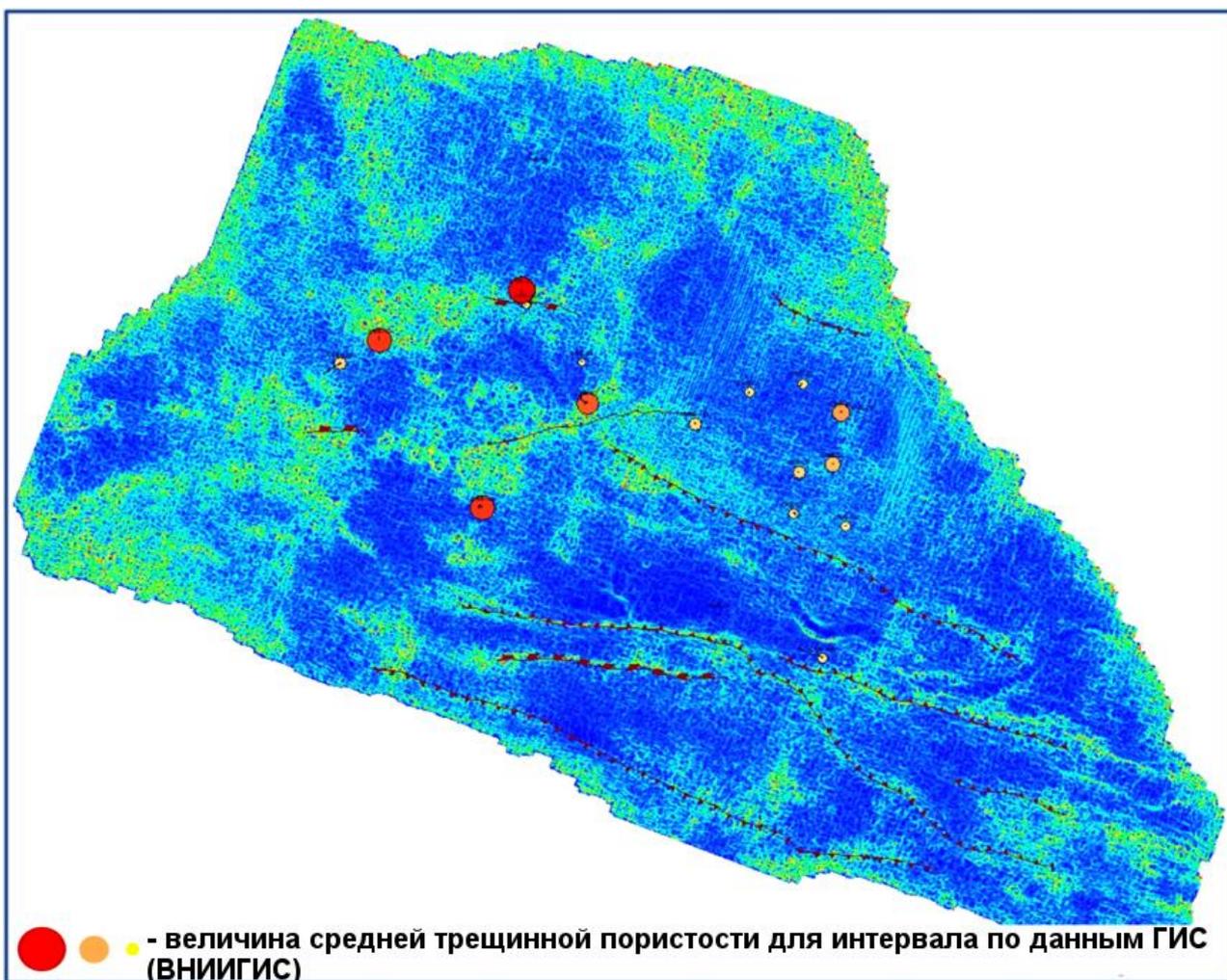


Рисунок 6.46 – Распределение сейсмического атрибута минимальной кривизны по горизонту C1t

Для оценки преобладающих направлений трещинных коридоров был рассчитан куб трендов их направлений, в котором цветом кодируется направление протяженных участков с нарушенной корреляцией сейсмического волнового поля (Рисунок 6.47).

Числовое значение цветового градиента 8-ми битной цветовой палетки 0-255 в данном кубе было пересчитано в числовое значение градусов направления трещинных коридоров 0-3600. Для каждой скважины в радиусе 100 метров было рассчитано среднее преобладающее направление, которое в значительной степени коррелируется с преобладающим азимутом по результатам интерпретации FMI (Рисунок 6.48).

Несмотря на неидентичные величины трещинной пористости по ГИС при оценке различными методами (ВНИИГИС и ВНИИЯГ) закономерности пространственного распределения этой пористости в различных скважинах, вскрывших турнейские отложения, сохраняются независимо от методики оценки.

К слову сказать, латеральное распределение плотности трещинных коридоров хорошо согласуется с направлением движения пластовых вод в ходе эксплуатации турнейской залежи.

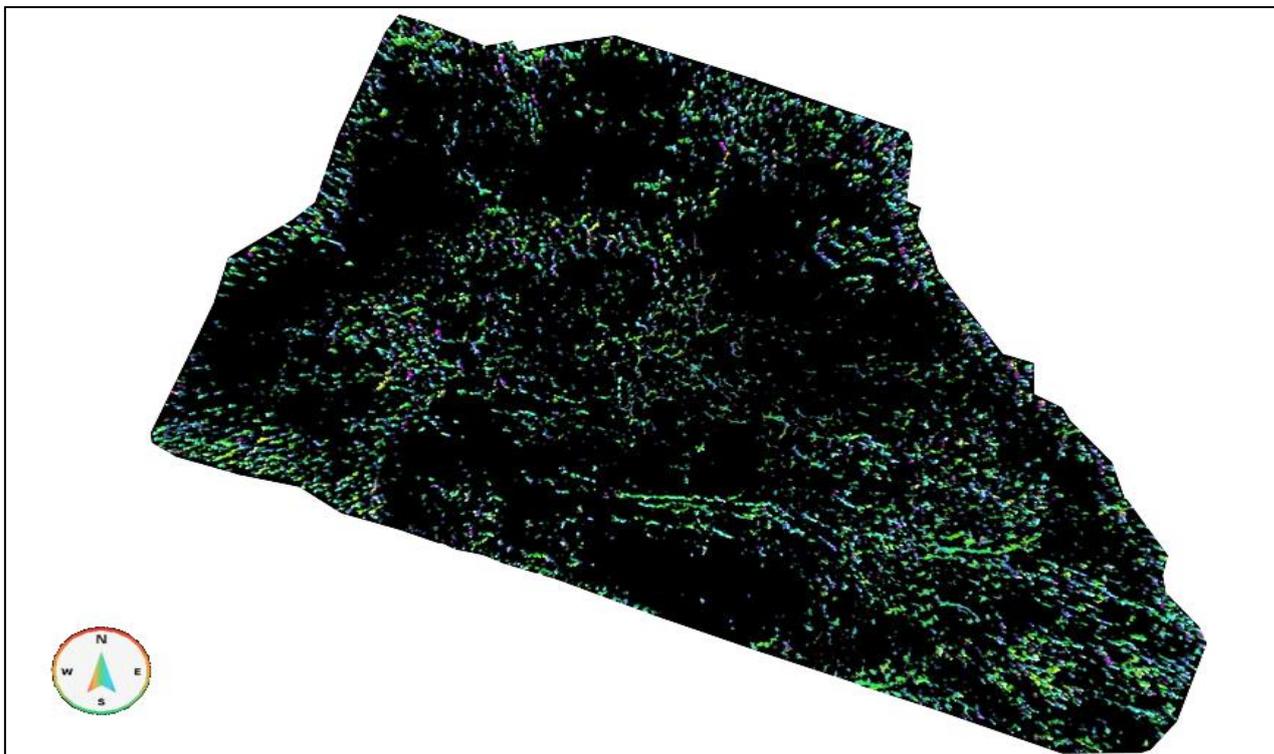


Рисунок 6.47 – Срез куба трендов направлений трещинных коридоров в интервале 40мс от кровли горизонта C1t (цвет кодирует направление)

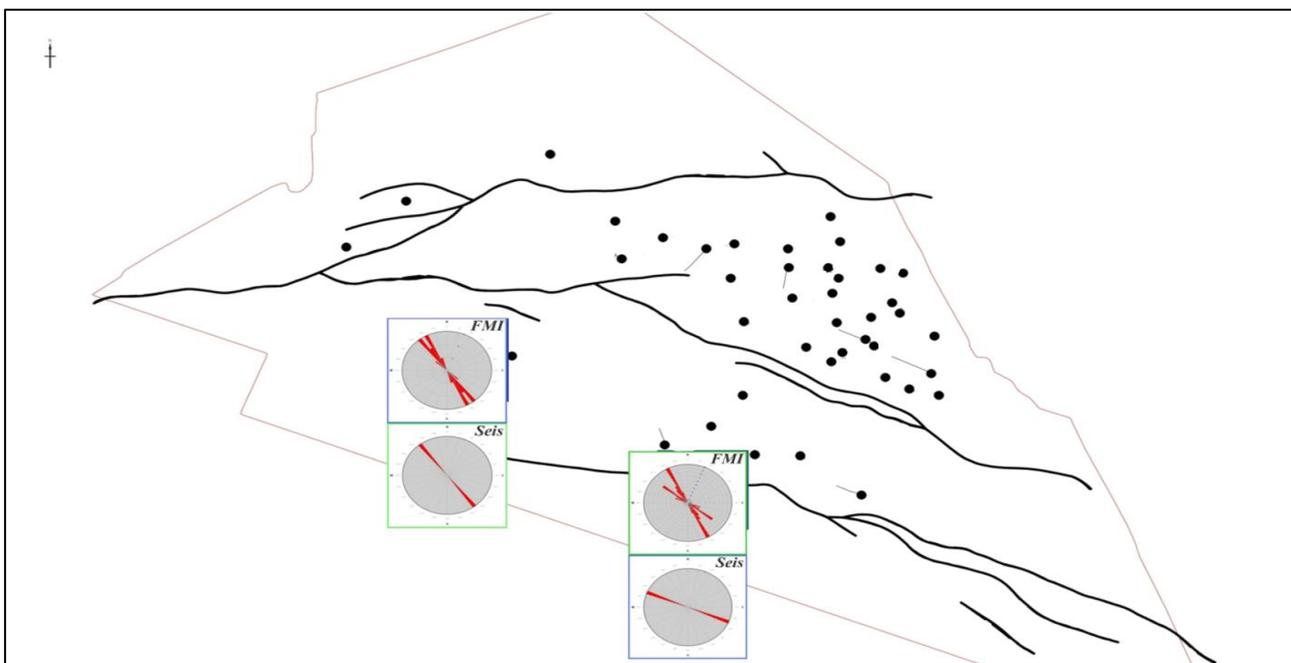


Рисунок 6.48 – Ориентированность направлений средних значений трещинных коридоров в интервале 40мс от кровли горизонта C1t и замеров

азимута трещин по данным интерпретации каротажа FMI в скважинах в том же интервале

Таким образом, результаты выполненных исследований показывают, что для турнейских отложений наблюдается высокая степень корреляции параметров трещинной пористости, определенных с использованием различных методов скважинного и лабораторного анализа (акустическому каротажу, лабораторным исследованиям керна, интерпретации данных FMI) с латеральным распределением значений куба плотности трещинных коридоров по данным сейсморазведки МОГТ-3D.

7 Анализ результатов

По результатам проведённых работ был проведён сравнительный анализ на качественном уровне (Рисунок 7.1).

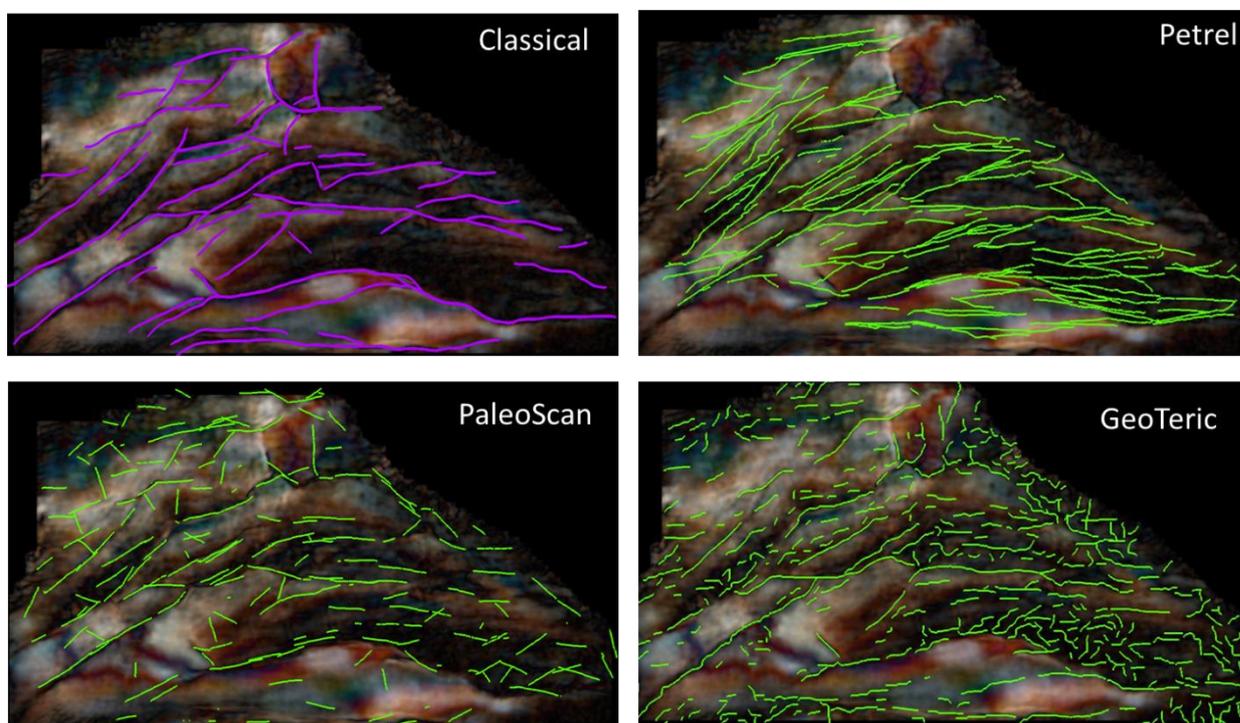


Рисунок 7.1 – Сравнительный анализ, проведённый по результатам работ

На данном рисунке в верхнем левом углу представлены тектонические нарушения, выявленные в процессе ручной интерпретации, которая заняла несколько недель. На остальных рисунках изображены тектонические нарушения, полученные в результате автоматического экстрагирования с использованием предложенных в данных программах алгоритмов.

Первое, что можно отметить, это различный характер выявленных тектонических нарушений, что вероятнее всего, связано с алгоритмами и технологиями, заложенными в каждом из софтов. Данная характеристика может быть использована в качестве критерия при оценке выбора программного обеспечения для решения тех или иных задач, связанных с выявлением разломов и прилегающих к ним зон.

По данному критерию в программном комплексе Petrel выделяются менее разрозненные, продолжительные нарушения, даже в зонах трещиноватости, что может не лучшим образом отразиться на таких атрибутах, как плотность трещиноватости и направление зон трещиноватости. В некоторых местах присутствуют ложные срабатывания. Использование данных результатов более подходит для структурных построений.

В программном комплексе GeoTegic разломы выглядят менее протяженными, но более подробно описывающими приразломные зоны трещиноватости. В то же время общий тренд полученных тектонических нарушений не противоречит разломам оттрассированным в процессе ручной интерпретацией и дополняет их. После ручной доработки данные разломы могут быть использованы для решения любых задач.

В программном пакете PaleoScan были получены результаты, находящиеся в промежуточном положении между двумя выше описанными софтами. Тектонические нарушения имеют, как продолжительные, так и более мелкие размеры. Можно обнаружить ложные срабатывания, которые можно подправить ручной корректировкой. Как предполагается разработчиками программы, данные разломы могут быть вполне приемлемые для подачи на вход процесса расчёта куба Model Grid, который является основой интерпретации в данном софте.

Так же можно выделить критерий характеризующий сложность процесса автоматического расчёта тектонических нарушений. В программном пакете Petrel методика предполагает очень гибкие настройки параметров на каждом этапе, но не имеющая интерактивной демонстрации результатов перебора данных параметров. Данная характеристика может отразиться на времени затрачиваемом, на весь процесс в целом.

В двух других программах такая опция есть, что неоценимо помогает и ускоряет процесс подбора параметров под заданные цели. Отличием является то, что в программе GeoTegic пользователь сам производит расчёт, как кондиционного куба, так и атрибутивных кубов, которые уже непосредственно подаются на вход алгоритма автоматического расчёта тектонических нарушений. А в программе PaleoScan самостоятельно пользователь производит только подготовку сейсмического куба, а расчёт атрибутов заложен уже внутри самого алгоритма, что так же значительно упрощает процесс и сокращает временные затраты.

ЗАКЛЮЧЕНИЕ

Представленная магистерская работа посвящена изучению алгоритмов и методик применяемых при автоматическом экстрагировании тектонических нарушений и зон трещиноватости

Автором были изучены и показаны возможности трёх современных программных комплексов, на примере месторождения Чинарёвское.

В диссертации описаны теоретические основы и предпосылки использования автоматических методов для выделения разломов. Рассмотрены структурные и динамические сейсмические характеристики, которые являются основанием для выполнения подобного рода работ.

На примере трёх современных программ подробно рассмотрен процесс автоматического выделения разломов и зон трещиноватости с включением предварительной подготовки сейсмических данных предложенных в каждом из софтов. В ходе выполнения исследований проанализировано влияние настроечных параметров на получаемые результаты.

На примере одного из софтов полученные результаты были сопоставлены с результатами оценки наличия отдельных трещин и зон трещиноватости по скважинным данным, включающим анализ дипольного акустического каротажа, качественных признаков зон трещиноватости по каротажным кривым, анализ результатов интерпретации акустического и электрического скважинных сканеров, результатов макроописания керна и его лабораторных анализов.

Магистерская работа состоит из Введения, 7 глав и Заключения.

В первой главе приводятся общие сведения о районе работ, включающие орогидрографию и инфраструктуру региона работ.

Во второй главе приводятся сведения о геолого-геофизической изученности.

Третья глава посвящена рассмотрению технических и технологических особенностей выбранных программ.

В четвёртой главе рассматривается роль тектонических нарушений в формировании геологических структур.

В пятой главе описываются теоретические и практические приёмы выделения тектонических нарушений по данным сейсморазведки.

Шестая глава посвящена описанию работ по экстрагированию разломов в соответствующих софтах.

В седьмой главе производится анализ полученных результатов.

Научная новизна: Применение современного программного обеспечения позволило впервые выявить принципиально новые особенности геологического строения, а именно в распределении систем трещиноватости, которые ранее не были выявлены.

Кроме того, научная новизна заключается в разработке методологических основ в идентификации, выделении и картировании тектонических нарушений. В данной работе были определены основные

факторы, влияющие на качество получаемых результатов, а также проанализированы различные вариации настройки данных для расчёта сети тектонических нарушений либо трещинных коридоров по сейсмическим данным.

Практическая значимость: В процессе выполнения диссертационных исследований был получен комплекс результатов, включающий методику прогнозирования зон повышенной трещиноватости. Было уточнено геологическое строение подсолевых отложений Чинарёвского месторождения, в плане положения тектонических нарушений и зон трещиноватости, что позволило оптимизировать добычу нефти, изучить влияние разломно-блоковой тектоники, спрогнозировать развитие перспективных участков, выполнить эффективные геолого-технические мероприятия по повышению нефтеотдачи пласта.

СПИСОК ИСПОЛЬЗОВАННОЙ ЛИТЕРАТУРЫ

- 1 An introduction to Cognitive Interpretation. Advancing Seismic Interpretation with GeoTeric. Jon Henderson. United Kingdom, p7, 2014.
- 2 Вводный курс по Petrel 2004. Краткая информация о Petrel, 3с.
- 3 A new Approach in Seismic Interpretation. PaleoScan, p4.
- 4 Геотектоника с основами геодинамики. В. Е. Хаин, М. Г. Ломизе. - Москва: МГУ, 1995. - 559 с.
- 5 Выявление и картирование дизъюнктивных дислокаций методами разведочной геофизики. И.А.Мушин, Ю.С.Корольков, А.А.Чернов. – Москва: Научный мир, 2001. -120с.
- 6 Пластические деформации осадочного чехла Западной Сибири в зонах горизонтальных сдвигов фундамента. Г. Н. Гогоненков, Л. А. Некрасова, И. А. Тимурзиев - Геология нефти и газа. - 2011. - № 3. - С. 55.
- 7 Сейсмические аномалии, связанные с локальными нарушениями. К.Д. Клем-Мусатов, Г. Л. Ковалевский, В. Г. Черняков - Геология и геофизика. 1976. № 12. С. 129–153.
- 8 Detection of zones of abnormal strains in structures using Gaussian curvature analysis. R. J. Lisle. AAPG Bulletin. 1994. 78. P. 1811–1819.
- 9 Integration of coherence and volumetric curvature images. S. Chopra, K. J. Marfurt. The Leading Edge. 2010. 29, № 9. P. 1092–1107.
- 10 Using automatically generated 3D rose diagrams for correlation of seismic fracture lineaments with similar lineaments from attributes and well log data. S. Chopra, K. J. Marfurt, H. T. Mai//First Break. 2009. 27, № 10. P. 37–42.
- 11 Новый инструмент тектонической интерпретации. Т.В.Ольнева, И.И.Прриезжев – компания «шлюмберже», Москва, 2006, 4 с.
- 12 Enhanced Fault Imaging from Seismic and Geological Model. Sebastien Lacaze, Fabien Pauget, Benoit Luquet and Thomas Valding. SEG International Exposition and 86th Annual Meeting, 2016, p.1971-1975.
- 13 Геологическое представление: основанный на данных и управляемый интерпретатором подход к сейсмической интерпретации. J.Henderson//First Break , 2012. – 7с.
- 14 Методические рекомендации по использованию данных сейсморазведки для подсчёта запасов углеводородов в условиях карбонатных пород с пористостью трещинно-каверного типа. Левянт. В.Б., Козлов Е.А., Хромова И.Ю. - Москва, ЦГЭ, 2010г., - 250с.
- 15 Отчёт о сейсморазведочных работах 3Д, проведённых на Чинарёвском лицензионном блоке. Г.Горал, Э.Клован – Текниса, Уральск, 2001г.
- 16 Нефтегазоносность палеозойской шельфовой окраины севера Прикаспийской впадины. Куандыков Б.М., Матлошинский Н.Г.,Сентиорги К. и др. – Алматы, 2011г. -280с.