

МОСКОВСКИЙ ГОСУДАРСТВЕННЫЙ УНИВЕРСИТЕТ
имени М.В.ЛОМОНОСОВА
ГЕОЛОГИЧЕСКИЙ ФАКУЛЬТЕТ

На правах рукописи

Ахиярова Елена Робертовна

**Методика динамического анализа сейсмических данных для изучения строения
доюрского комплекса Нюрольской структурно-фациальной зоны Западной Сибири**

1.6.9 – Геофизика (технические науки)

ДИССЕРТАЦИЯ

на соискание ученой степени
кандидата технических наук

Научный руководитель:
кандидат геолого-минералогических наук, доцент
Шалаева Наталия Владимировна

Москва – 2023

СОДЕРЖАНИЕ

Содержание.....	2
Введение.....	3
Глава 1. Условия формирования отложений доюрского комплекса.....	9
Глава 2. Прогноз свойств коры выветривания	20
2.1 Модель клина.....	22
2.2 Анализ вариаций амплитуд отражений	26
2.3 Моделирование 2D.....	28
2.4 AVO-анализ для прогноза углей.....	32
2.5 Методика анализа коры выветривания	43
2.6 Анализ реальных данных	45
2.7 Результаты.....	48
2.8 Выводы к главе 2.....	52
Глава 3. Сейсмическая инверсия	53
3.1 Теоретические основы	53
3.2 Ограничения инверсионных преобразований в ДЮК.....	59
3.3 Инверсия по синтетическим данным	61
3.4 Традиционная детерминистическая инверсия, основанная на модели.....	64
3.5 Синхронная инверсия литотипов и упругих свойств – Ji-Fi инверсия	74
3.6 Выводы к главе 3.....	79
Глава 4. Прогноз особенностей строения верхней части доюрского комплекса.....	82
4.1 Теоретические основы	82
4.2 AVAZ и DI анализ	92
4.3 Выводы к главе 4.....	104
Заключение	105
Список литературы	108

ВВЕДЕНИЕ

Актуальность темы исследования и степень ее разработанности

Истощение традиционных нефтегазоносных комплексов для территории Западной Сибири обуславливает огромный интерес к глубокозалегающим стратиграфическим горизонтам, относящимся к категории трудноизвлекаемых (Кузьменков, 2018). Открытие в последние годы значительных по запасам высокодебитных месторождений нефти и газа в породах фундамента вызывает серьезный интерес к этому объекту у геологов России и всего мира.

Одним из основных таких новых объектов, по мнению ряда исследователей (Алиевой и др., 1987; Гаврилова, 1988, 1998; Дмитриевского и др., 1990, 1992; Кабышева, 1991; Шустера, 1994, 1997; Арешева и др., 1997; Исаев, 2010; и других), являются породы фундамента, в данном случае – резервуары доюрского нефтегазоносного комплекса (Шустер, 2003).

Нефтегазоносность доюрских отложений в пределах Томской области была установлена еще в середине прошлого века бурением глубокой скважины на Колпашевской площади. На 2018г. в этом регионе на государственный баланс поставлено 25 месторождений с залежами, приуроченными как к промежуточному структурному этажу — к зоне коры выветривания, так и к коренным отложениям палеозоя, которые нередко гидродинамически объединяются в одну залежь.

Но при этом поиски залежей в доюрский комплекс (ДЮК) и открытия этих месторождений можно считать достаточно случайными – исследования проводились попутно с изучением вышележащих объектов, поэтому скважины закладываются исключительно исходя из положения ловушек в юрских и меловых отложениях в апикальной части поднятий, что часто ведет к отрицательным результатам для освоения доюрского комплекса.

В последнее время многие работы посвящены исследованию слабоизученного доюрского комплекса. Появляются исследования по проблемам выделения перспективных территорий для поисков скоплений нефти и газа в глубокозалегающих доюрских комплексах Западной Сибири (Лобова, 2018). Большая работа по изучению кернового материала скважин, геологического строения и перспектив нефтегазоносности доюрских отложений исследуемого района выполнена В. С. Бочкаревым, Е. Г. Журавлевым, Т.А. Лапинской, В. С. Сурковым, П. Е. Сынгаевским и другими исследователями. Пока еще большая часть исследований строится на информации по данным скважин и региональных исследований, что имеет достаточно большую масштабность. В последние годы анализ доюрского основания начинает больше базироваться на площадных геофизических методах – методах потенциальных полей и сейсморазведки.

Отдельные исследования посвящены не только строению и нефтегазоносности коренного палеозоя Западной Сибири (Конторович, 1975), но также и интервалу коры выветривания, который относят к породам фундамента и который является важным продуктивным интервалом (Журавлев, 1973; Конторович 1991, 2006, 2007, 2018; Елкин и др., 2001; Недоливко, Ежова, 2005; Мариненкова, 2005; Медведев, 2006; Лифанов, 2012; Koveshnikov et al., 2016, Лобова и др, 2019).

Помимо второстепенности исследований и открытий месторождений в ДЮК случайным образом, скудность исследований доюрского комплекса в том числе связана и с ограниченностью инструментальной сейсморазведки. Уровень обработки и полевых работ предыдущих лет не позволял как следует изучать разрезы доюрского комплекса, тем более исследовать динамические характеристики волнового поля.

Сейчас мы пришли к тому, что, с одной стороны, у нас появился инструментарий необходимого уровня, хорошо зарекомендовавший себя при изучении других типов разреза, в том числе и вышележащих отложений Западной Сибири, с другой стороны, появились и сейсмические данные высокого качества, позволяющие получать качественные изображения сейсмического разреза ДЮК и даже исследовать в нем динамические параметры записи в контексте прогноза его свойств.

Помимо уже ставших классическими для исследований осадочного чехла методик анализа сейсмических атрибутов (Rutherford, 1989; Castagna, 1993, 1998; Chopra, Castagna, 2014) и инверсионных преобразований (Russel, 1988; Ампилов и др, 2009, 2011) волнового поля, развиваются и подходы азимутального анализа (Ruger A., 1997, 2014; Jenner E., 2002; Tsvankin I., 2010, 2012; Bachrach R., 2014) и анализа рассеянной компонент (Ланда, 2013) – методы, позволяющие прогнозировать как структурные особенности разреза разного масштаба, так и насыщение, и распределение коллекторов в разрезе.

Таким образом, актуальность работы обусловлена нечасто возникающим совпадением «спроса и предложения»: растущим интересом к исследованию строения и перспектив нефтегазоносности доюрского комплекса, с одной стороны, и прогрессом в области инструментального и методического развития сейсморазведки, с другой.

Цель исследований

Создание методики динамического анализа сейсмических данных для исследования строения и перспектив нефтегазоносности доюрского комплекса на примере Нюрольской структурно-фациальной зоны Западной Сибири.

Основные задачи

1. Проследить площадное распределение интервала коры выветривания по доюрскому комплексу методами кинематической и динамической интерпретации волнового поля;
2. Установить возможности сейсмической инверсии для целей исследования строения и свойств доюрского комплекса;
3. Обосновать возможности прогноза нефтегазоносности и особенностей строения верхней части доюрского комплекса при помощи динамических характеристик сейсмических данных.

Объект и предмет исследования: строение и нефтегазоносность доюрского комплекса в пределах Нюрольской структурно-фациальной зоны Западной Сибири

Научная новизна исследования

1. Создана новая методика, позволяющая изучить интервал коры выветривания по доюрскому комплексу по сейсмическим данным в площадном распределении. В отличие от существующих методов, выделение коры выветривания, прогнозирование и анализ ее мощности и свойств выполняется не только в точках скважин или в областях большой мощности интервала, но и в областях, где мощность коры выветривания доюрского комплекса не превышает разрешающей способности сейсмической записи.
2. Выявлен диагностический признак выделения коры выветривания по доюрскому комплексу по сейсмическим данным в пределах Нюрольской структурно-фациальной зоны Западной Сибири – наличие угленосных пластов, непосредственно перекрывающих кровлю коры выветривания.
3. Сформулированы возможности и ограничения сейсмической инверсии для изучения доюрского комплекса. Отличительной особенностью анализа является широкий спектр методических подходов: проведение традиционной детерминистической инверсии по синтетическому волновому полю; исследование различных подходов к построению низкочастотной фоновой модели для целей традиционной детерминистической инверсии, основанной на модели; проведение нетрадиционной детерминистической синхронной инверсии литотипов и упругих свойств – Ji-Fi инверсии.
4. Определена возможность выделения блокового строения доюрского комплекса по данным рассеянной компоненты, которая показала лучшие результаты относительно классических структурных атрибутов.

5. Методика совместного анализа сейсмических атрибутов, рассеянной компоненты и интенсивности анизотропии была впервые применена в пределах Томской области Нюрольской структурно-фациальной зоны Западной Сибири с целью исследования нефтегазоносности интервала доюрского комплекса. Поскольку рассеянная компонента несет в себе информацию как о крупных, так и о небольших структурных неоднородностях, совместный анализ с азимутальными атрибутами в пределах площади позволяет выделить наиболее перспективные зоны.

Теоретическая и практическая значимость исследований

Разработанная методика анализа коры выветривания доюрского комплекса позволяет проследить этот интервал по сейсмическим данным и спрогнозировать его мощность вне зависимости от общей мощности интервала. Предложенные методы и подходы анализа динамических характеристик волнового поля, рассеянной компоненты и азимутальных атрибутов позволяют спрогнозировать нефтегазоносность и структурные особенности верхней части доюрского комплекса. Подходы опробованы на материалах месторождений Томской области в Западной Сибири и показала свою эффективность.

Методология и методы диссертационного исследования

1. Обобщение и анализ геолого-геофизической информации об изученности и строении исследуемых участков в пределах Нюрольской структурно-фациальной зоны;
2. Моделирование волнового поля по скважинным данным для исследований влияния изменения мощности коры выветривания на сейсмический куб и соответствующие атрибуты, влияния мощности угленосных пластов на AVO-атрибуты;
3. Обобщение полученной информации для формулировки методики выделения коры выветривания доюрского комплекса по сейсмическим данным;
4. Исследование алгоритмов традиционной детерминистической инверсии, основанной на модели, и синхронной инверсии литотипов и упругих свойств ($J_i - F_i$) для изучения доюрского комплекса;
5. Описание динамических особенностей сейсмических полей, в том числе и азимутальных характеристик и рассеянной компоненты, с привлечением современных методов интерпретации.

Защищаемые научные положения:

1. Выделение зон распространения коры выветривания доюрских отложений и прогноз ее мощности возможен на основе предложенной методики динамического

анализа волнового поля, включающей идентификацию угольных пластов в подошвенной части осадочного чехла с помощью AVO-анализа.

2. Результаты инверсионных преобразований позволяют осуществить прогноз вещественного состава верхней части доюрского комплекса, включающей толщу коры выветривания, в интервале первых десятков метров.
3. Методика совместного анализа рассеянной компоненты, атрибутов азимутального AVO-анализа и динамических характеристик волнового поля позволяет спрогнозировать предполагаемые области улучшенных коллекторских свойств в верхней части доюрского комплекса, а также по результатам анализа энергии рассеянной компоненты определить границы элементов его блокового строения.

Апробация и степень достоверности результатов

Достоверность результатов демонстрируется на синтетических и реальных данных. Полученные результаты согласуются с данными, представленными в независимых литературных источниках по данной тематике, а также с материалами других геофизических методов.

Основные тезисы и результаты диссертационной работы представлены на геологических обзорах по проекту «Палеозой» ООО «Газпром-нефть» в 2021 и 2022 гг. Основные положения и результаты представлены на конференциях: 2-я международная конференция EAGE «ПроГРРесс», Сочи, 2021; 1-я научно-практическая конференция «Байкал-Гео», Иркутск, 2022.

Публикации

Основные научные результаты диссертации представлены в 5 статьях. Из них 3 опубликованы в реферируемых научных журналах, рекомендованных для защиты в диссертационном совете МГУ. Также зарегистрирован патент на научное изобретение.

Личный вклад автора

Автор принимал участие в научно-исследовательском проекте «Палеозой» в 2020–2022 гг, в рамках которого исследовался доюрский комплекс Западной Сибири и были созданы научно-методические руководства по различным направлениям исследований. Практически вся работа над диссертацией выполнена самостоятельно. Автором был проведен весь анализ коры выветривания доюрского комплекса, включая моделирования клина по скважинным данным, прогноз угленосных пластов методами AVO-анализа, моделирование и анализ чувствительности сейсмических атрибутов на изменение мощности коры выветривания и последующая систематизация полученных результатов в методику. Также и весь анализ сейсмической инверсии – от тестирования и построения низкочастотной фоновой модели до синхронной инверсии литотипов и упругих фаций (Ji-Fi инверсии) и последующего анализа.

Также соискателем выполнен анализ сейсмических и азимутальных атрибутов, рассеянной компоненты с целью выделения структурных особенностей и нефтегазоносности. Соискателем сформулированы основные выводы и положения, выносимые на защиту. Во всех опубликованных работах вклад автора является определяющим. Автор принимал активное участие в постановке научных задач, создании методики исследований, выполнял технические расчеты и анализ полученных материалов, принимал участие в написании текста и оформлении результатов.

Благодарности

Автор выражает глубокую благодарность научному руководителю к.г.-м.н. доценту Шалаевой Н.В. за колоссальную помощь при написании диссертации.

Соискатель работы благодарит к.г.-м.н. Грабовскую Ф.Р. (ООО «Газпром Технологические партнерства»), Савченко К.А., Иванову А.А., Зелезняк Ф.Ф., Королева А.Е, Волкова Р.П., Смирнову Е.С., Иванову О.В., Резникову А.Н. (ООО «ПетроТрейс»), Коношонкина Д. (Томский политехнический университет) за помощь в процессе написания работы. Особую благодарность выражает к.ф.-м.н. Яковлеву И.В. за веру, поддержку, мудрые советы и свежие взгляды в процессе выполнения и написания работы.

ГЛАВА 1. УСЛОВИЯ ФОРМИРОВАНИЯ ОТЛОЖЕНИЙ ДОЮРСКОГО КОМПЛЕКСА

Перспективами нефтегазоносности палеозойских отложений Центральной части Томской области занимались многие исследователи (Виноградов, 1969; Конторович, 1991; Luneva, 2016). Согласно сделанным ими выводом наиболее перспективной является Нюрольская структурно-фациальная зона. Она характеризуется доминированием рифогенных, мелководных осадков, и контрастно отличается от континентальных терригенных и эффузивных отложений девона соседних с ней территорий. Тем не менее на изучаемой территории встречаются карбонатные и вулканогенно-осадочные разрезы, а также разрезы, представленные различными магматическими породами, представляющие интерес в плане нефтегазоносности.

В строении допараплатформенного этажа на юго-востоке Западно-Сибирской плиты принимают участие отложения докембрия-ордовика, обнажающиеся в своеобразных антиклинорных зонах между параплатформенными структурами. Древнейшие отложения вскрыты на территории Томской области преимущественно на северо-востоке и востоке. Рифейские отложения представлены пестроцветными туфами андезитов и базальтов, кремнистыми сланцами, базальтами и долерит-базальтами. Венд-нижнекембрийские отложения сложены светло-серыми доломитами, темно-серыми до черных известняками, доломитизированными известняками. В разрезе встречаются линзы туфопесчаников, андезитовых порфиритов. В карбонатных породах присутствуют водоросли, строматолиты, погонофоры. Верхнекембрийские отложения представлены красноцветными песчаниками, гравелитами, алевролитами, глинистыми сланцами, пестроцветными известняками, доломитами, комковатыми мергелями. Предполагается, что на самых ранних стадиях развития Западная Сибирь представляла собой крупную синеклизу со сводовым опусканием территории, осложнённую системой авлакогенов, на что указывает падение пород по скважинам, вскрывший этот комплекс образований – они являются «останцами-антеклизмами» суммарного прогрессирующего опускания в целом (Запивалов, Исаев, 2010).

На основе комплексных исследований геологов, палеонтологов и литологов за последние 20-30 лет самые древние породы, вскрытые на исследуемой территории определены на Мартовской, Чебачей, Вездеходной площадях, а также в скважинах Восток 1 и Восток 3. Бурением скважин вскрыты породы древнего протерозойского фундамента предположительно рифей-вендского возраста. Карбонатный метаморфизованный разрез вскрыт в скважинах Вездеходная 3, 4 и Мартовская 431 и представлен известковистыми перекристаллизованными доломитами. В скважине Восток 1 вскрыт смешанный разрез,

представленный в нижней части преимущественно известняками, глинистыми известняками и глинистыми доломитами, в средней части карбонатными туфопесчаниками с прослоями глинисто-кремнисто-карбонатной породы, в верхней части разреза преимущественно породы глинисто-кремнисто-карбонатные (возможно мергели). В скважине Восток 3 разрез сложен в нижней части доломитами, известковистыми, кремнистыми и глинистыми доломитами, в средней части – известняками, глинистыми известняками, известковистыми аргиллитами, глинисто-карбонатной и глинисто-кремнисто-карбонатной породами, в верхней части переслаиванием граувакковых песчаников, брекчий и глинисто-карбонатной породы. В скважине Чебачья 220 в нижней части разреза встречены породы типа вторичного кварцита, углисто-серицит-кварцевого сланца карбонатизированного и мусковит-кварцевого сланца. Отложения кембрия на изучаемой территории встречаются в Вездеходном СФР в составе Лисицынской толщи.

Отсутствие палеонтологически охарактеризованных аналогов среднего ордовика трактуется как этап стабилизации, тектонической инверсии и поверхностной деструкции. Подводный рельеф в верхнем ордовике-нижнем силуре был неоднородным, особенно в зоне краевой клиноформы. Крупных рифовых систем в кыштовском горизонте еще не было, преобладали мелкие изолированные постройки, калиптры, маломощные биостромы. В лохкове (D_{1lh}) реализовалась начальная стадия раннедевонского этапа рифообразования (рис.1.1).

Особый интерес представляет рассмотрение фациальных обстановок для отложений кыштовской и лугинецкой свит, являющихся для палеозойского бассейна аналогами доманикитов. Органогенные постройки кыштовского горизонта (D_{1kt}), в который входит кыштовская свита в центральной части Томской области, развивались на мелководном поднятии. В восточной части зоны вначале выделяются осадки передового склона, а затем узкая зона кремнисто-карбонатных отложений подножья склона.

Лугинецкий горизонт служит главным стратиграфическим таксоном Нюрольской СФЗ. Отличительной особенностью этого горизонта является литологическая выдержанность пород на значительных территориях. В восточной части Нюрольской СФЗ лугинецкий горизонт представлен глубоководными фациями. В западных и юго-западных районах, а также на крайнем северо-востоке преобладают фации склона. По керну наблюдается большая биопродуктивность отложений лугинецкого горизонта, особенно во впадинах (трогах), где накапливались значительные объемы органического вещества сапропелевого типа.

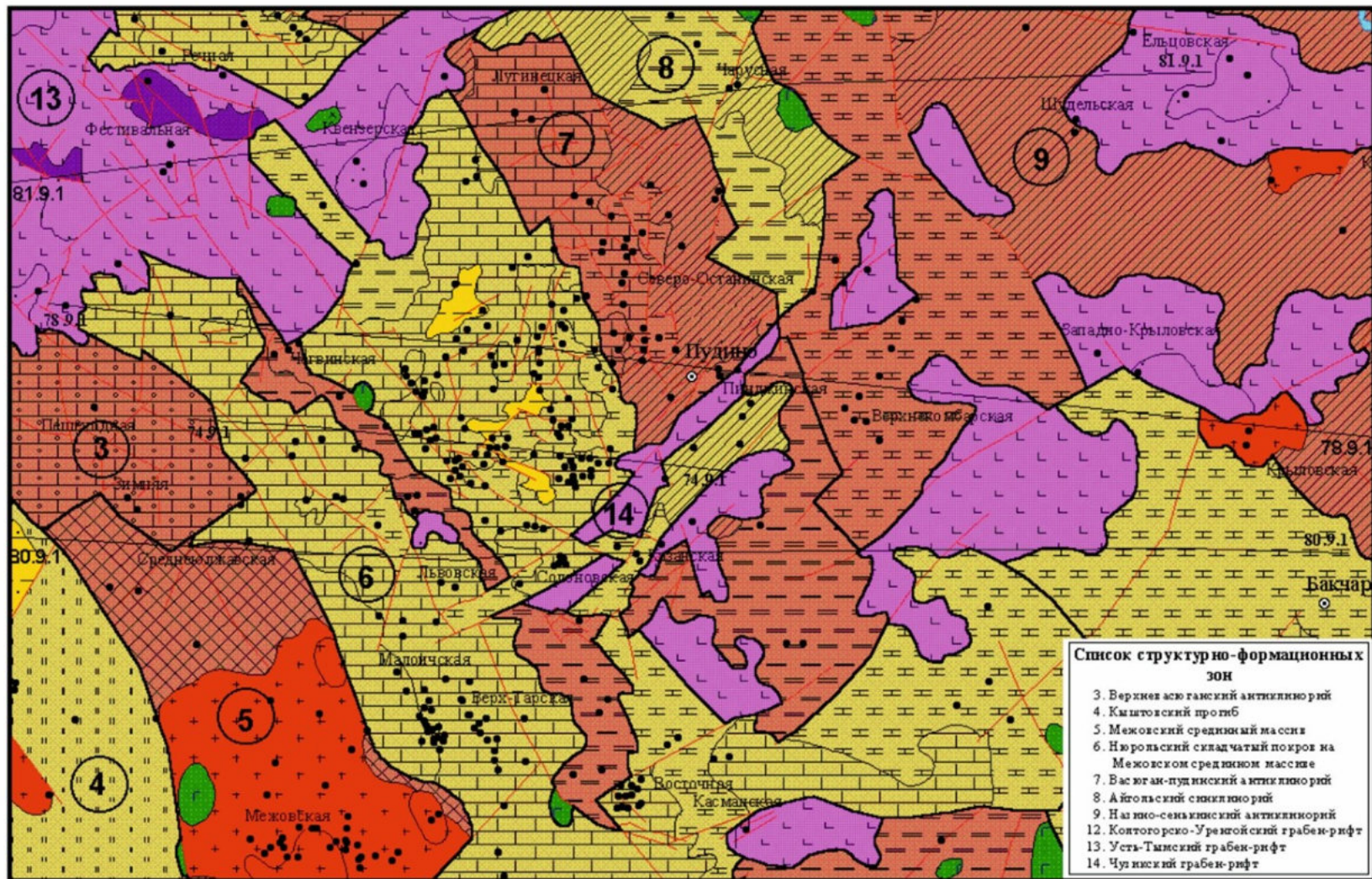


Рис.1.1. Структурно-формационная карта по поверхности доюрских образований южной части Томской области (фрагмент). (О.Г.Жеро, В.С.Сурков, 1981 г.)

	Долериты, диабазы		Известняки органогенные, перекристаллизованные, прослой измененных эффузивов основного состава, углисто-глинистые сланцы, метаморфизованные песчаники, алевролиты, аргиллиты
	Гипербазиты, серпентиниты		Известняки органогенные, органогенно-детритовые, прослоями глинистые, доломитизированные; доломиты, известковистые алевролиты и аргиллиты, песчано-глинистые сланцы
	Базальты, порфириты, туфы основного состава, кварцевые порфиры и их туфы		Известняки органогенные с примесью углисто-глинистого материала; доломитизированные и мраморизованные известняки, глинисто-карбонатные сланцы, калькарениты, песчаники, алевролиты
	Граниты		Граниты, плагиограниты
	Гранодиориты		Гранодиориты, гранодиорит-порфиры
	Конгломераты, песчаники преимущественно полимиктовые, алевролиты, углистые аргиллиты		Сланцы альбит-кварц-хлорит-серицитовые (по терригенным и глинистым породам), углисто-карбонатно-кремнистые, филлиты, мраморизованные известняки, доломиты
	Граниты, плагиограниты		Мета- и ортосланцы, кварциты, гнейсы, роговики
	Габбро, габбро-нориты		
	Пара- и ортосланцы (по терригенным, глинистым породам, эффузивам основного и среднего состава и их туфам) глинисто-кремнистые, альбит-хлоритовые и др., известняки с прослоями глинистых сланцев и эффузивов основного и среднего состава		
	Известняки глинистые с прослоями алевролитов, песчаников, известняки органогенно-детритовые, кремнистые, аргиллиты известковистые, окремненные, гравелиты, туфопесчаники		
Структуры			
	Антиклинории	}	Область каледонской складчатости
	Синклинории		
	Межгорные прогибы и внутренние впадины		
	Антиклинории	}	Область герцинской складчатости (центрально-западно-сибирский тип)
	Синклинории		
	Межгорные прогибы и внутренние впадины		
	Грабен-рифты		
Формации осадочных бассейнов			
	Терригенная		
	Базальтовая		
	Риолитовая		
Формации складчатых систем			
	Карбонатная		
	Терригенно-карбонатная и карбонатно-терригенная		
	Эффузивно-карбонатная		
	Песчано-глинистая (аспидная)		
	Песчано-глинистая (зеленосланцевая)		
	Эффузивная (зеленосланцевая)		
	Глинисто-кремнистая (сланцево-гнейсовая)		
Интрузии			
	Гранитоиды		
	Долериты		
	Базиты		
	Ультрабазиты		
	Глубинные разломы, разграничивающие складчатые системы		
	Прочие разломы		
	Границы структур		

Условные обозначения к рис. 1.1.

В верхнем девоне и раннем карбоне значительную роль в осадконакоплении играют кремнистые, глинисто-кремнистые и кремнисто-известковые илы с фауной радиолярий, спикул, фораминифер и др. Появляются в разрезах скважин пачки кремнистых радиоляритов, спонголитов, т. е. глинисто-карбонатно-кремнистая толща со спонголитами (C₁t²-C₁v), залегающая на толще известняков, с прослоями и пачками аргиллитов, алевролитов, песчаников (D₃-C₁t¹).

На изучаемой территории палеонтологически подтвержденные девонские отложения вскрыты 9 скважинами. Карбонатный разрез вскрыт в Хвойной 1 и Трайгородской 1. В остальных скважинах глинисто-кремнистыми и глинисто-известковистыми породами. Девон-нижнекарбоновые отложения преимущественно представлены различными эффузивами.

Пермо-триасовые отложения

В позднем карбоне – ранней перми доминируют континентальные эффузивно-осадочные формации. Нередко кремнистые, известково-кремнистые, глинисто-кремнистые породы осложнены тектоническими нарушениями, брекчированы, разуплотнены, серого, зеленовато-серого цвета, часто отбелены. К триасу на изучаемой территории, как отмечалось выше, отнесены пестроцветные гравелиты, песчаники, туффиты, туфы андезито-базальтовых порфиритов. На рисунке 1.2 представлена схема расположения скважин на изучаемой и сопредельных территориях, вскрывших терригенных или вулканогенно-осадочные разрез перми-триаса. В Восточно-Никольской 1 скрытые отложения пермского возраста достигают 561 м, триасовые отложения толщиной 147 м вскрыты скважиной Северо-Айсазкая 1. Отложения триасовой системы в пределах грабен-рифтов представлены в основном кислыми эффузивами.

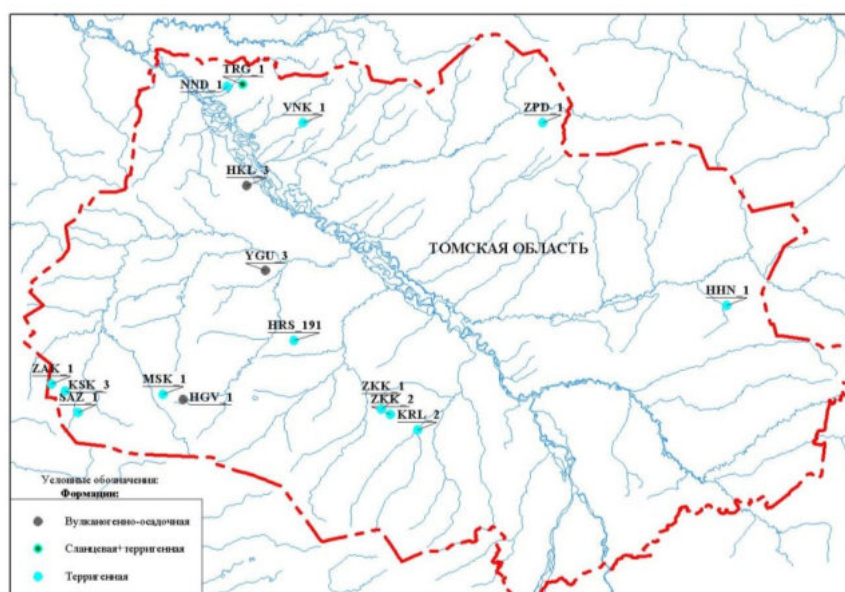


Рис. 1.2. Схема расположения скважин, вскрывших разрез осадочных пермо-триасовых отложений, перекрывающих доюрский фундамент

Кора выветривания

На территории Томской области первые скважины, пробуренные до кровли палеозоя, вскрыли каолинизированные магматические породы и известняки. Эти породы впервые описал в 1958 году и объединил их в триасовую формацию коры выветривания (КВ) В.П. Казараинов, проведя аналогию с КВ горного обрамления Западно-Сибирской плиты (Исаев, 2010). Большинство исследователей придерживается мнения, что на территории Томской области время их образования приурочено к пермо-триасу (Васильева и др. 1986; Курбала, 1990; Ковешников, 2012; Исаев, 2010).

«Коры выветривания – это элювиальные остаточные образования, представляющие собой продукты метасоматического выщелачивания в зоне вертикальной – нисходящей фильтрации атмосферных осадков». Они образуются в определенной палеоклиматической обстановке. Решающее значение в формировании КВ имеет комплекс факторов, главными из которых являются следующее: состав материнских пород; климатические (вода, воздух, тепло) и связанные с ними биологические факторы (растительность, микроорганизмы); рельеф местности; продолжительность процессов выветривания. Основными физико-химическими процессами, протекающими при формировании КВ, являются: гидратация, выщелачивание, гидролиз, дегидратация, обменные процессы, окисление (Кашик, 1978).

В настоящее время принято следующее строение профиля коры выветривания, состоящее в основном из трех зон или типов (снизу-вверх):

1. зона начальной дезинтеграции (разуплотнения и трещиноватости), или зона гидратации. Зона первичного изменения материнских пород выражается в появлении трещиноватости. В литологическом отношении породы сохраняют свой первичный облик, осложненный трещинами, заполненными каолинитом и кремнеземом;

2. зона промежуточная, или зона выщелачивания. Зона активного разрушения минералов, растворения и выноса оснований и металлов. В литологическом отношении в первичной породе сохраняются фрагменты, расположенные среди массы новых минералов: халцедона, каолинита, сидерита, кальцита, доломита, гидрослюда и др.;

3. зона конечного разложения, или зона гидролиза. Зона, преимущественно сложенная новообразованными глинистыми минералами, каолинитом, сидеритом и кремнеземом. Здесь полностью утрачиваются текстуры и структуры первичной породы. Появляются новые массивные, однородные, прожилковые и пятнистые текстуры, мелко-тонкозернистые структуры (Исаев, 2010).

Динамика образования КВ и особенности ее распространения обусловлены своеобразием рельефа на момент выравнивания денудационной поверхности в континентальных условиях (Гутман, 2015). На территории Томской области окончательное

выравнивание завершилось в поздней перми. В это же время происходило химическое выветривание в условиях аридного климата. Рельеф представлял собой холмистую возвышенность с развитием палеодолин и поднятий.

В 56 из 110 изучаемых скважин на отложениях коренных пород залегают коры выветривания, мощность которых по данным бурения достигает почти 139 м (скв. Карандашевская 1), отложения в которой представлены глинисто-сидеритовой породой с прослоями выветрелого среднего эффузива. 5 скважин на исследуемой территории вскрыли бурение только кору выветривания, представленную в 3-х скважинах выветрелым кислым эффузивом, в 2-х-выветрелым основным эффузивом.

КВ первого и второго типа вскрыта основным количеством скважин и характеризуется наличием двух зон: зоны дезинтеграции, в которой гипергенное изменение еще не затрагивает всю породу, а происходит по трещинам и микротрещинам, и зоны выщелачивания, породы которой на 80–90% сложены гидрохлоритами, гидрослюдами, смешаннослойными образованиями, монтмориллонитом, кальцитом. Сюда относятся разрезы в 24-х скважинах, вскрывшие выветрелые магматические породы разного состава. В остальных скважинах коры выветривания представлены именными терригенными породами – глинистыми, глинисто-карбонатными, бречьями, а также в разной степени сидеритизированными породами.

Типы формаций отложений ДЮК

Анализ и обобщение результатов выполненного литологического расчленения доюрского разреза скважин, позволяет разделить все изученные разрезы по вещественному составу на несколько основных типов (рис.1.3).

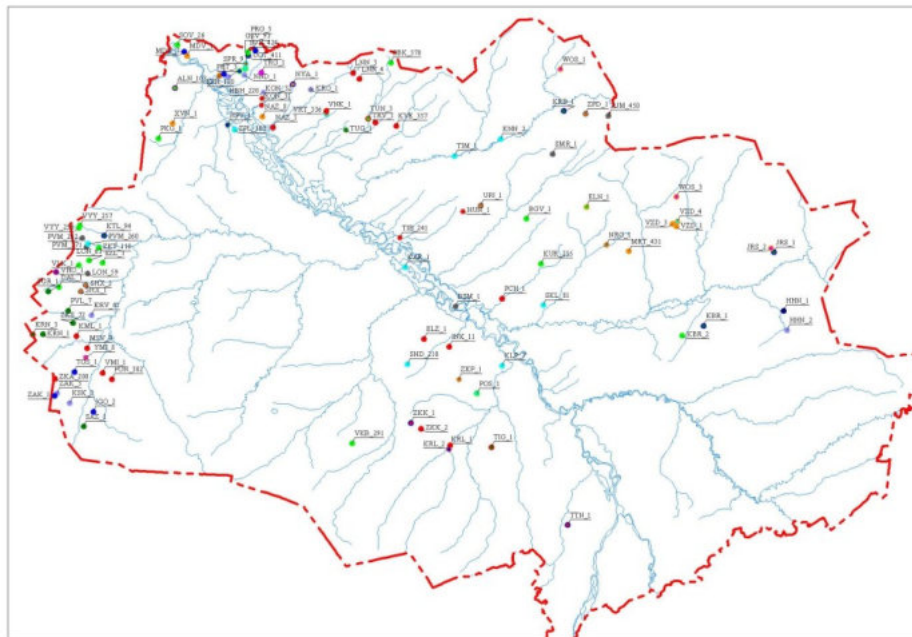


Рис. 1.3. Типы формаций доюрского комплекса (без пермских, триасовых отложений и коры выветривания) на изучаемой территории

●	Вулканогенно-осадочная
●	Вулканогенно-осадочная+карбонатная
●	Карбонатная
●	карбонатная+терригенная+средне-основные эффузивы+кислые интрузивы
●	Карбонатная+вулканогенно-осадочная
●	Карбонатная+кремнисто-карбонатная
●	Карбонатная+сланцевая+средней-основной эффузивы
●	Карбонатно-кремнистая
★	Кислые интрузивы
★	кислые эффузивы+кислые интрузивы
●	Кислые эффузивы
●	Кислые эффузивы+сланцевая
●	Основной+средний+кислый эффузивы
●	Основные+кислые эффузивы
★	Основные эффузивы+кислые интрузивы
●	Основные эффузивы
●	Основные эффузивы+карбонатная
●	Основные+средне-основные эффузивы+терригенно-карбонатная
●	Основные+средние эффузивы
●	Серпентиниты
●	серпентиниты+сланцевая
●	Сланцевая
●	Сланцевая+основные эффузивы
●	Сланцевая+терригенная
★	Средние интрузивы
★	Средние интрузивы+основной эффузив
●	Средние эффузивы
●	Средние+кислые эффузивы
★	Средние-основные интрузивы
●	Средние-основные эффузивы
●	средние-основные эффузивы+вулканогенно-осадочный
★	Средние-основные+кислые интрузивы
●	Терригенная
●	Терригенная+эффузивы

Условные обозначения к рис. 1.3.

Первый тип – образуют преимущественно карбонатные породы. По данным описания керна в разрезах данного типа встречаются биогермные, амфиборо – водорослевые, водорослевые, органогенно-детритовые, фитогенные, глинистые, доломитизированные известняки, доломиты, известковые доломиты, известковистые аргиллиты. Чисто карбонатный разрез выделен в 6 скважинах. Еще в 6 - преимущественно карбонатный с прослоями сланцев, кремнисто-карбонатных пород, терригенных, вулканогенно-осадочных. В двух скважинах разрез прорывают дайки эффузивов более позднего возраста. Карбонатный разрез встречается в скважинах, расположенных преимущественно на востоке изучаемой территории – площади Восток, Вездеходная, Мартовская и др.

Отложения относятся к протерозойскому венд-рифейскому (иногда возможно нижнекембрийскому) возрасту. В трех скважинах, расположенных на северо-западе Томской области возраст разреза определен как девонский

Второй тип образуют преимущественно магматические породы: они наиболее широко распространены на изучаемой территории. Эффузивы кислого состава вскрыты в 16 скважинах, представлены кварцитами, риолитами, дацитами, фельзит-порфирами, территориально расположены в выделяемых грабен-рифтах.

Эффузивы среднего и основного, а также среднего-основного состава (когда идет тонкое чередование пород различной щелочности или породы сильно метаморфизированы и проблематично определить первоначальный состав): базальты, диабазы, андезиты, андезитобазальты, сиениты, диориты и др., а также порфиры этих пород. Вскрытые в скважинах разрезы, состоящие полностью из этих эффузивных пород расположены преимущественно на западе и северо-западе исследуемой территории, располагаются линейно, вытянуты в северо-западном направлении.

Разрез, состоящий полностью из основных эффузивов вскрыт в 6 скважинах, из средних- в 5-х, из средних-основных в 6-ти скважинах. В 10 скважинах вскрыт разрез, сочетающий эффузивы разного состава, в 4-х эффузивы вместе с интрузивами. В 4-х скважинах разрез представлен преимущественно эффузивами различного состава с прослоями сланцев, вулканогенно-осадочных, терригенно-карбонатных и карбонатных пород.

В 6 скважинах вскрыты интрузивные породы, в 4 – кислые, в одной средние-основные и еще в одной- средние. Скважины, вскрывшие интрузивы расположены на Александровском мегавале в районе Кондаковской и Чебачей площадей, а также в районе Тибинакской и Чунжельской площадей. Для этих площадей характерен сокращенный разрез осадочного чехла, связанный с выступами фундамента.

Третий тип образуют терригенные породы. Они представлены преимущественно аргиллитами, алевролитами и песчаниками. Разрез вскрыт в 8-ми скважинах. Скважины

приурочены к крупной современной речной артерии и ее притокам. Еще в 2-х скважинах терригенный разрез пересечен эффузивными дайками. Еще в одной скважине Надеждинской 13 терригенный разрез перекрыт сланцевыми отложениями.

Четвертый тип - терригенно-карбонатные породы. По данным описания керна они представлены карбонатными породами с примесью терригенного материала (алевролитового, гравийного, галечного). Присутствуют обломки кварца, полевых шпатов, эффузивов. В процессе изучения разрезов скважин на территории Томской области, было выявлено, что этот тип разреза вскрыли две скважины – Лосинская 1 и Мыльджинская 56.

Пятый тип разреза - сланцы. В 15-ми скважинах вскрыт чисто сланцевый разрез и в одной - с небольшими прослоями основных эффузивов. В разрезе вскрыты сланец глинистый или углисто-глинистый, сланец глинистый известковистый, сланец глинисто-кремнистый или углисто-глинисто-кремнистый. Сланцы обычно являются вторичными образованиями в результате метоморфизации первичной породы либо терригенной, либо магматической, как было описано выше. В Надеждинской 13, как уже отмечалось, терригенный разрез перекрыт сланцевыми отложениями. В Поскоевской 1 терригенные отложения встречены в толще сланцевых пород.

Шестой тип разреза - карбонатно-кремнистые органогенные породы — это породы, которые образовались в результате окремнения органических остатков в карбонатных породах. Разрез вскрыт скважиной Трайгородская 1. В скважинах Восток 1 и Восток 3 и Ярская 2 в смешанном разрезе встречены глинисто-кремнисто-карбонатные породы, кремнистый известняк и кремнистый доломит.

Шестой тип разреза - карбонатно-кремнистые породы. Разрез вскрыт скважиной Трайгородская 1. В скважинах Восток 1 и Восток 3 и Ярская 2 в смешанном разрезе встречены глинисто-кремнисто-карбонатные породы, кремнистый известняк и кремнистый доломит.

Седьмой тип разреза – вулканогенно-осадочные породы, представленные туфопесчаниками, туфоалевролитами, туфоаргиллитами и их брекчиями. Разрез вскрыт 6-ю скважинами. Также в смешанных разрезах вулканогенно-осадочные породы с карбонатами встречены в 4-х скважинах, в Круглоозерной 1 со средними-основными сильно метаморфизованными эффузивами.

Восьмой тип разреза – серпентиниты. В разрезе скважины Верховая 1 вскрыты серпентиниты и серпентиниты окремнённые, известковистые. В скважине Аленкинская 103 серпентиниты залегают в кровле доюрского разреза, перекрывая глинистые сланцы.

Наиболее смешанные разрезы, включающие в себя разнообразные типы пород различного возраста, часто с включениями позже образованных магматических пород

различного состава, встречаются в скважинах на востоке и северо-востоке изучаемой территории.

На изучаемой территории таких скважин 11. По составу отложения представлены песчаниками, алевролитами и аргиллитами, брекчиями и гравелитами, которые сходны по составу с базальными пластами ниже- или среднеюрских отложений. Иногда в обломочной части песчаников встречаются эффузивы. По записи каротажа границу между юрскими и триасовыми отложениями иногда поставить затруднительно, заметно снижение количества угленосных прослоев, до полного их исчезновения, увеличение толщины песчаных пластов и их количества в разрезе.

Пермские отложения, представленные гравелито-песчаниками и сланцами вскрыты скважиной Трайгородская 1, конгломератами - в скважине Восточно-Никольская 1.

ГЛАВА 2. ПРОГНОЗ СВОЙСТВ КОРЫ ВЫВЕТРИВАНИЯ¹

В палеозойском фундаменте Западной Сибири в породах на контакте с осадочным чехлом выявлены более 44 месторождений углеводородов (Клещев, 2004; Бочкарев, 2007). Считается, что основным источником углеводородов является тогурская свита, а основными резервуарами аккумуляции: кора выветривания (КВ) и породы палеозоя. Причем, аккумулярующие породы коры выветривания и палеозойского комплекса определяются петротипами доюрского основания и тектоникой, а КВ еще дополнительно своей мощностью (Сынгаевский, 1990).

Таким образом, одним из важных поисковых объектов доюрского комплекса Западной Сибири является кора выветривания. Прогноз закономерного строения коры выветривания представляет собой сложную и неоднозначную задачу, поскольку ее распространение зависит от комплекса климатических, тектонических и других факторов. Известно, что по генетическому типу различают два типа коры выветривания. Первый тип - остаточные не перемещенные коры выветривания (элювий), и второй тип – переотложенные продукты выветривания (коллювий и делювий), по типу распространения могут быть линейные и площадные. Многообразие факторов формирования коры выветривания обуславливают их неоднородный и крайне изменчивый литологический состав по вертикали и латерали, а также изменчивость мощности коры выветривания от первых метров до десятков метров. В настоящем исследовании под термином КВ рассматриваются оба генетических типа без акцентирования внимания на литохимическом составе и структурно-текстурных особенностях данного типа отложений. В более широком смысле КВ как объект исследования – это промежуточный комплекс с отличными свойствами как от подстилающих пород коренного основания, так и от перекрывающих отложений осадочного чехла (аллювиального, пролювиального и лимнического генезиса).

Чаще всего наиболее полно она изучена по данным ГИС и керна. При этом сложности возникают при прогнозировании распространения коры выветривания по площади, что связано, в основном, с тем, что кора выветривания имеет различный вещественный состав и переменную мощность. Следует также принимать во внимание, что скважины, по которым получена информация о КВ, как правило, располагаются на локальных поднятия кровли

¹При подготовке данного раздела диссертации использованы следующие публикации, выполненные автором лично или в соавторстве, в которых, согласно Положению о присуждении ученых степеней в МГУ, отражены основные результаты, положения и выводы исследования:

6. **Ахиярова Е.Р., Шалаева Н.В.** Применение AVO-анализа для выделения угольных пластов нижнеюрских отложений Западной Сибири при изучении коры выветривания доюрского комплекса // Геофизика. 2022. №3. С. 62 – 70. RSCI (0,56 п.л., авторский вклад – 90%). Импакт-фактор РИНЦ 2021: 0,34.

палеозойского комплекса, где вскрытая мощность КВ не превышает в среднем первых десятков метров. В то же время на склонах палеоподнятий, у их подножий и в погруженных частях прогнозируется увеличенная мощность переотложенных продуктов выветривания.

В пределах Западной Сибири доюрский комплекс, выходящий на поверхность фундамента, разнообразен по возрасту и вещественному составу (Конторович и др., 1975; Елкин и др., 2001; Недоливко, Ежова, 2005; Лифанов, 2012). На большей части бассейна эти отложения претерпели процессы герцинской складчатости и раннетриасового рифтогенеза и представляют собой фундамент для мезо-кайнозойского осадочного чехла (Конторович, 1975; Сурков, 1981, 1986). Анализ результатов геологоразведочных работ позволяет сделать вывод о том, что в Западно-Сибирской нефтегазоносной провинции залежи углеводородов в палеозойских отложениях связаны главным образом с тремя типами пород (Конторович, 1991, 2006, 2007):

- гранитами и кислыми эффузивами, в которых залежи углеводородов могут концентрироваться как в трещинных коллекторах, так и перекрывающих коренные породы кор выветривания;
- глинисто-кремнистыми породами коры выветривания, развитыми главным образом по силикат содержащим породам девона – карбона — кремнистым известнякам и кремне аржиллитам;
- известняками коренного палеозоя (Конторович, 2018).

Для сложно устроенных ловушек доюрского комплекса, которые могут быть литологический, тектонически или стратиграфически экранированными, выступы фундамента являются местом локализации углеводородов. При этом существуют различные исследования о влиянии состава пород на фильтрационно-емкостные свойства: по мнению ряда исследователей (Кузина, 2014; Koveshnikov, 2016) карбонатные, терригенно-карбонатные, глинисто-кремнистые и магматические породы кислого состава имеют предпосылки к образованию коллекторов с улучшенными фильтрационно-емкостными свойствами, такие рассуждения встречаются и у других исследователей (Kontorovich, 2007; Ковешников, Недоливко, 2012б; Blackburn, 2015a); коллекторы же с ухудшенными фильтрационно-емкостными свойствами (ФЕС) формируются в коре выветривания в магматических породах основного состава и по породам глинисто-сланцевой формации. Помимо этого, коллектора характеризуются преимущественно трещинным, трещинно-поровым и трещинно-кавернозным характером и образуются в зонах плотной локализации дизъюнктивных нарушений и латерально тяготеют к эрозионно-тектоническим выступам фундамента (Медведев и др., 2006; Тугарева и др., 2013). Исходя из сложности исследуемого интервала, анализ волнового поля и выработка критериев описания отложений КВ и его

свойств является ключевым аспектом для прогнозирования наличия и мощности этого поискового объекта в плане.

Изучение коры выветривания проводилось на основе данных скважин, пробуренных на территории Томской области. В этом районе коренные палеозойские отложения представлены преимущественно карбонатными породами, частично — магматическими и в меньшей степени — глинисто-кремнистыми метаморфическими. Кора выветривания разнообразна по составу, в пределах исследуемой территории выделяются различные литотипы: глинистые породы, кремнистые, глинисто-кремнистые, сидерито-глинистые, сидерито-кремнистые, глинисто-кремнисто-сидеритовые, глинисто-кремнисто-карбонатные, бокситоносные породы, брекчии и главелито-песчаники. Мощность коры выветривания по скважинным данным (в первую очередь исследования керна) варьирует от 0 до 44 метров.

Поскольку кора выветривания характеризуется сильно переменной мощностью отложений, то перед автором стояла задача понять, при каких значениях ее мощности будет формироваться самостоятельное отражение, без эффекта интерференции с отражением от кровли коренного палеозоя. Кроме того, в связи с тем, что мощность коры выветривания часто не превышает предела вертикальной разрешающей способности сейсмической записи, дополнительно решалась вторая задача по изучению возможности прогноза изменения коры выветривания в области малых толщин.

Для решения вышеперечисленных задач выполнялся расчет синтетических сейсмотрасс, анализ динамических характеристик синтетического волнового поля в зависимости от изменения мощности коры выветривания и поиск зависимости между сейсмическими атрибутами и изменениями мощности интервала коры выветривания. Для целей моделирования были отобраны скважины с замеренными данными акустического и плотностного каротажа, а также мощностью вскрытия КВ не менее 5 метров во избежание некорректной интерполяции при построении моделей клина

2.1 Модель клина

Исследования проводились на основе одномерного моделирования синтетической сейсмограммы нулевых удалений по данным акустического и плотностного каротажа с использованием статистического импульса, оцененного на этапе сейсмостратиграфической привязки.

Для моделирования были отобраны 28 скважин с необходимыми данными ГИС, а также разнообразным составом коренного доюрского комплекса, представленного всеми видами встречающихся отложений в пределах исследуемого участка. В зависимости от состава ДЮК, выборка скважин была поделена на группы (Табл. 2.1):

Таблица 2.1 Группы разрезов скважин в зависимости от состава пород фундамента

Группа	Породы фундамента
A	Карбонатные
B	Кислые эффузивы
C	Карбонатные породы с включениями основных эффузивов
D	Карбонатно-кремнистые
E	Метаморфические (сланцы)

Наиболее контрастное разделение между корой выветривания и коренным палеозоем по значениям упругих свойств наблюдается в группах А и С, представленных чистыми карбонатами и карбонатами с включениями основных эффузивов (рис. 2.1).

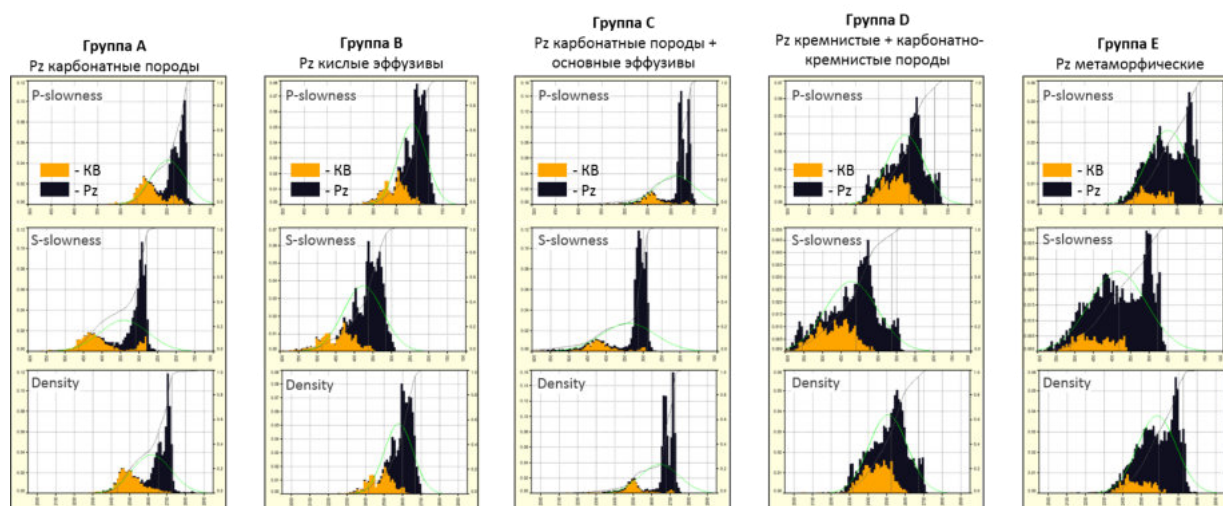


Рис. 2.1 Гистограммы акустического каротажа в интервалах коры выветривания и палеозоя в зависимости от состава

Коренной палеозой в этих группах характеризуется повышенными значениями скоростей и плотностей относительно как вышележащих юрских отложений, так и отложений коры выветривания. Присутствует разделение, но уже менее контрастное, и в группе В, представленной кислыми эффузивами: акустический импеданс палеозойского комплекса имеет значения скоростей и плотностей ниже, чем для групп А и С. Для групп D и E значения скоростей продольной волны и плотности в коренном палеозое ниже, чем в остальных группах, но тем не менее отличаются от упругих свойств перекрывающих пород: как нижнеюрских отложений, так и коры выветривания.

Следует отметить, что важную роль при анализе играет разница упругих свойств коры выветривания и коренного палеозоя. В случае, когда наблюдается схожесть упругих свойств коры выветривания и коренного палеозоя, не формируется контраст на границе отложений, а упругие свойства по разрезу меняются достаточно плавно. В Томской области такая ситуация не является типичной, а гораздо более распространенный вариант, когда упругие свойства

коры выветривания заметно отличаются от коренного палеозоя, что приводит к формированию контрастного выдержанного отражения на границе раздела этих двух интервалов.

Далее для каждой скважины по данным акустического и плотностного каротажа были построены модели клина с изменением мощности коры выветривания. Моделируемая мощность изменялась в диапазоне от 0 до 150 метров.

Все построенные модели клина для всех изученных скважин можно разделить на 3 группы, каждая из которых характеризуется своими особенностями поведения сейсмического отклика (рис. 2.2):

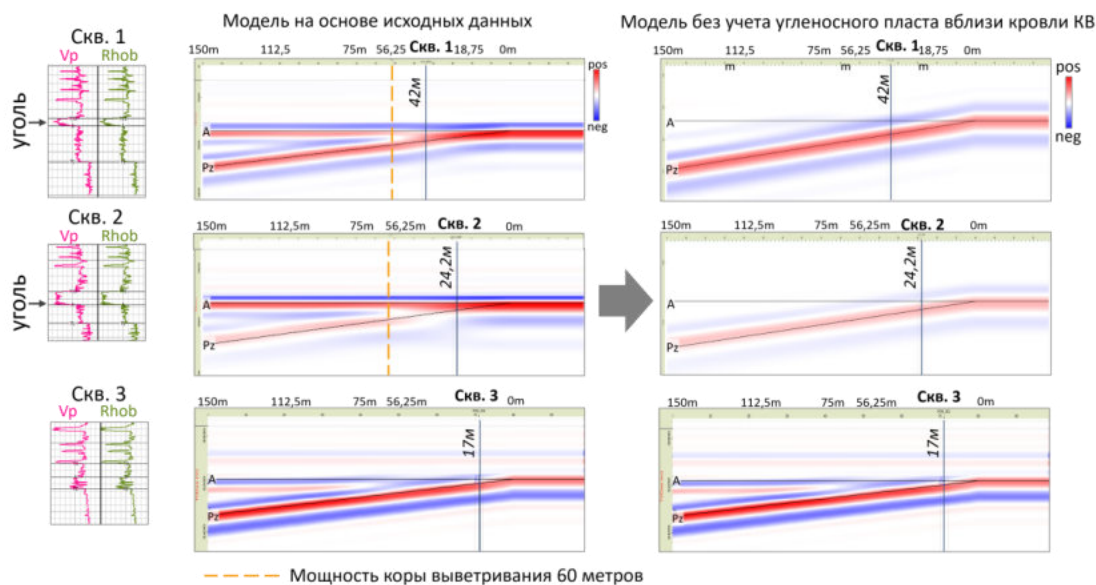


Рис. 2.2 Моделирование изменения мощности коры выветривания: три характерные модели клина

Группа 1. При моделировании исходных данных при увеличении мощности коры выветривания формируются два положительных отражения: от коры выветривания и от кровли коренного палеозоя примерно равные по энергии амплитуд. В случае описанной модели скважины 1 на рисунке 2.2 наблюдается большой контраст в упругих свойствах между юрскими отложениями, корой выветривания и коренным доюрским комплексом;

Группа 2. При увеличении мощности коры выветривания формируются два положительных отражения, но интенсивность отражения от коры выветривания сильнее, чем от кровли коренного палеозоя, что связано с тем, что контрастность упругих свойств на границе нижней юры и коры выветривания выше, чем на границы KB и коренного палеозоя (скважина 2 на рис. 2.2);

Группа 3. Отражение от коры выветривания практически не образуется, наблюдается только отражение от кровли коренного палеозойского комплекса. В данном случае контраст скорости и плотности отложений коры выветривания и нижней юры практически отсутствует (скважина 3 на рис. 2.2).

В результате анализа всех моделей клина была определена минимальная мощность коры выветривания, при которой наблюдается разделение отражений от коры выветривания и кровли палеозоя. При амплитудно-частотной характеристике сейсмического импульса 5-11-25-45 Гц, использованного для расчета синтетических сейсмических трасс она составила 60 метров (рис. 2.3). При этом для интервала малой мощности коры выветривания (в диапазоне от 0 до 60 метров) на кровле доюрских отложений в волновом поле формируется единое интерференционное отражение.

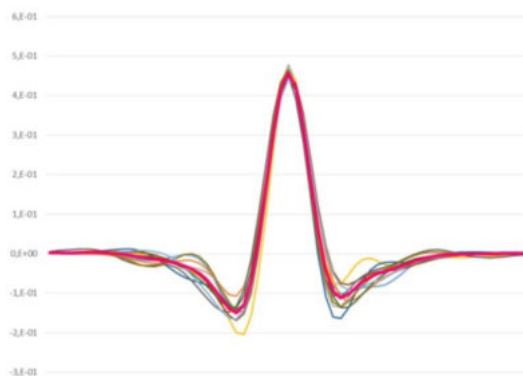


Рис. 2.3 Сейсмический импульс для моделирования

На рисунке 2.4 представлены архивный разрез 2D профиля через скважину С1 и разрез через скважины А5 и А9 куба 3D актуальной переобработки 2021 года. В скважине С1 выделяется 76 метров коры выветривания и в волновом поле наблюдается формирование самостоятельных отражений и от кровли КВ, и от кровли ДЮК. Скважины А5 и А9 вскрыли менее 60 метров коры выветривания и в волновом поле наблюдается единое интерференционное отражение от этого интервала. Следует отметить разное качество представленных сейсмических разрезов, вероятно, в архивном профиле 2D прослеживаются кратные волны в доюрском комплексе, в то время как сечение куба 3D выглядит более кондиционно.

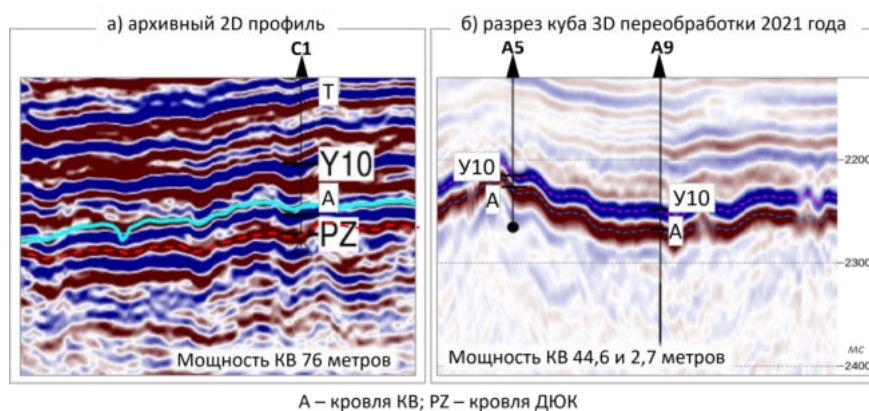


Рис. 2.4 Сейсмические разрезы: а) архивный 2D профиль через скважину С1 с мощностью КВ 76 метров; б) разрез 3D куба через скважины А5 и А9 с мощностью КВ 44,6 и 2,7 метров соответственно

Как мы уже отмечали, модели клина по всем скважинам распределяются между тремя группами волновых картин. Анализ связи интенсивности отражений с различными типами

разрезом будет рассмотрен ниже. И при этом оказывается, что к третьей модели среды, где отражение формируется только на границе палеозойского комплекса, относятся исключительно скважины, в которых в подошве юрских отложений над кровлей коры выветривания отсутствует характерный мощный пласт углей. Это наблюдение стало веским поводом для дополнительного анализа, в ходе которого модели клина для всех исследуемых скважин были построены для случая отсутствующего перекрывающего угленосного пласта в нижней юре. Для этого исходные кривые акустического и плотностного каротажа были отредактированы таким образом, чтобы значения упругих свойств в интервалах залегания углей получили величины, характерные для юрских терригенных пород. В результате было установлено, что во всех скважинах для модели без учета перекрывающего юрского угленосного пласта остается лишь одно отражение — от кровли коренного палеозоя. При этом от кровли коры выветривания динамически выраженное отражение не формируется вне зависимости от ее мощности и вещественного состава как самой коры, так и подстилающих палеозойских пород.

Возможным объяснением такого эффекта является то, что чаще всего упругие свойства коры выветривания, причем вне зависимости от ее состава, достаточно близки по значениям к упругим свойствам терригенных отложений нижней юры. Поэтому наличие угленосных пластов является специфическим параметром, обеспечивающим наличие акустического контраста на границе контакта палеозойских и юрских отложений и, тем самым, формирование динамически выраженного отклика волнового поля на кровле коры выветривания. Важно отметить, что угли в подошве юрских отложений играют существенную роль исключительно для прослеживания коры выветривания в волновом поле, но не являются определяющим признаком ни при выделении интервала по данным каротажа и керну, ни с точки зрения анализа условий формирования отложений коры выветривания.

2.2 Анализ вариаций амплитуд отражений

В условиях малой мощности коры выветривания формируется единое отражение от КВ и коренного палеозоя, в связи с чем проследить границы интервалов фактически невозможно. Чтобы как-то проследить изменение мощности коры выветривания в этой области, проведен анализ вариаций амплитуд отражений: и от кровли коры выветривания, и от кровли коренного палеозоя.

Рассматривались также графики амплитуд от кровли коренного палеозоя. На рисунке 2.5 показаны графики изменения амплитуд отражения в зависимости от мощности коры выветривания для различных формационных групп. Как видно из рисунка, поскольку при малых мощностях коры выветривания (от 0 до 60 метров) регистрируется единое отражение от кровли коры выветривания и от кровли коренного палеозоя, его энергия в этом

диапазоне мощностей меняется единообразно. Можно проследить следующую закономерность: повышение интенсивности отражения фактически соответствует уменьшению мощности КВ вплоть до полного отсутствия. При этом при переходе через установленное ранее граничное значение мощности КВ в 60 метров наблюдается относительное понижение значений амплитуд, вероятно связанное с эффектом интерференции отражений от кровли коры выветривания и палеозойского комплекса.

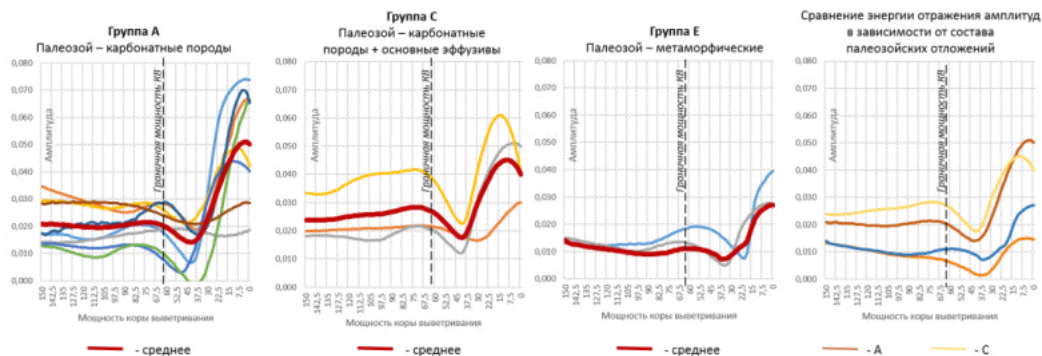


Рис. 2.5 Анализ амплитуд от кровли палеозоя с учетом угленосного пласта над корой выветривания

Анализ графиков амплитуд для различных типов разреза палеозойских отложений показывает, что при одинаковой мощности коры выветривания коэффициент отражения на кровле палеозоя в группах А и С, представленных преимущественно карбонатными породами, в среднем выше, чем в остальных группах. Этот результат согласуется с данными о скоростях и плотностях, замеренных по ГИС.

При рассмотрении графиков зависимости амплитуды от мощности КВ на кровле палеозоя для модели с отсутствием нижнеюрского угленосного пласта прослеживается интересная особенность: изменение мощности коры выветривания не оказывает влияния на интенсивность отражения (рис. 2.6, 2.7).

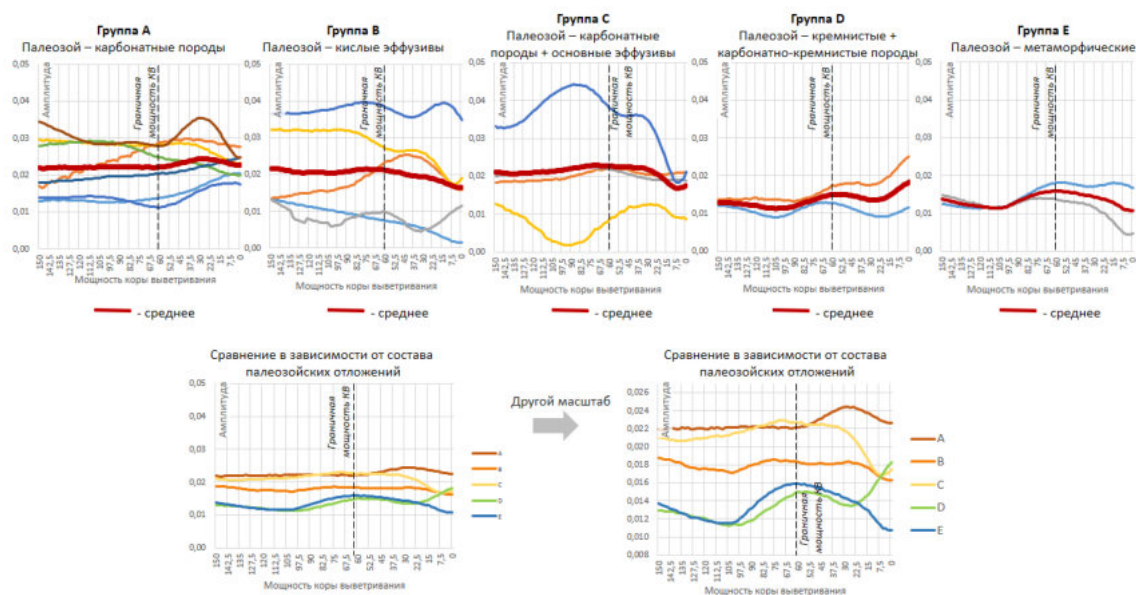


Рис. 2.6 Анализ амплитуд от кровли палеозоя без учета угленосного пласта над КВ

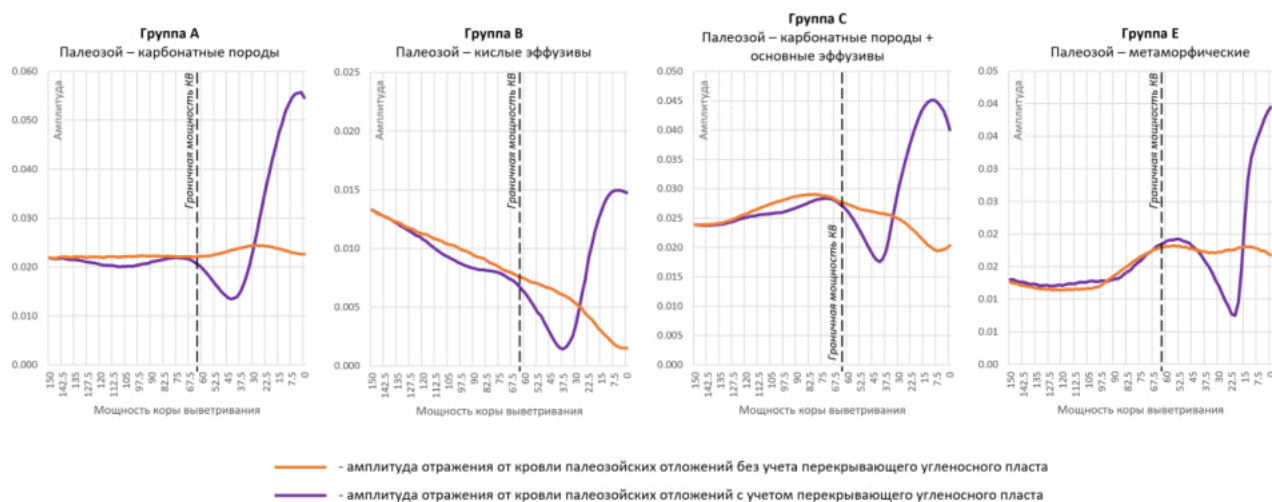


Рис. 2.7 Сравнение графиков амплитуд от мощности коры выветривания для моделей В то же время наблюдается градация интенсивности отражений в зависимости от вещественного состава палеозоя: наиболее интенсивные отражения наблюдаются от кровли палеозоя карбонатного состава (А) и карбонатов с включениями эффузивов (С); средние по энергии отражения — от кровли палеозойских отложений, представленных магматическими породами (В); наименьшие коэффициенты отражения характерны для группы, включающей разрезы карбонатно-кремнистого (D) и сланцевого состава (E).

2.3 Моделирование 2D

Для понимания возможностей динамического анализа волнового поля при анализе коры выветривания доюрского комплекса в области ее малых мощностей (до 60 метров) было проведено 2D моделирование. Модель строилась по реальным данным скважин (табл. 2.2), в которых при однородном составе коренного палеозоя мощность коры выветривания убывает от 41,93 метров до полного отсутствия.

Таблица 2.2 Входные данные для 2D моделирования коры выветривания

Скважина	Группа	Мощность ДЮК	Мощность КВ	Классификация по типам КВ	Классификация ДЮК
M1	A	45,77	41,93	глин.-кремн.	карбонатные
M2	A	178,92	41,21	глин.-кремн.	карбонатные
M3	A	53,89	26,4	глин.-кремн.	карбонатные
M4	A	30,26	24,2	глин.-кремн.	карбонатные
M5	A	25,25	9,58	глин.-кремн.	карбонатные
M6	A	65,32	8,8	глин.-кремн.	карбонатные
M7	A	46,6	4,8	глин.-кремн.	карбонатные
M8	A	565,42	3	бокситы	карбонатные
M9	A	367,45	2,65	глин.	карбонатные
M10	A	1524,83	0	нет коры	карбонатные

Вблизи кровли доюрского комплекса (рис. 2.8) выделяются две отбивки: А – соответствует кровле коры выветривания и Pz – соответствует кровле коренного палеозоя. По результатам моделирования увеличения мощности коры выветривания в предыдущей главе

определено, что при мощности КВ выше 60 метров при определенных условиях от коры выветривания формируется собственное положительное отражение.

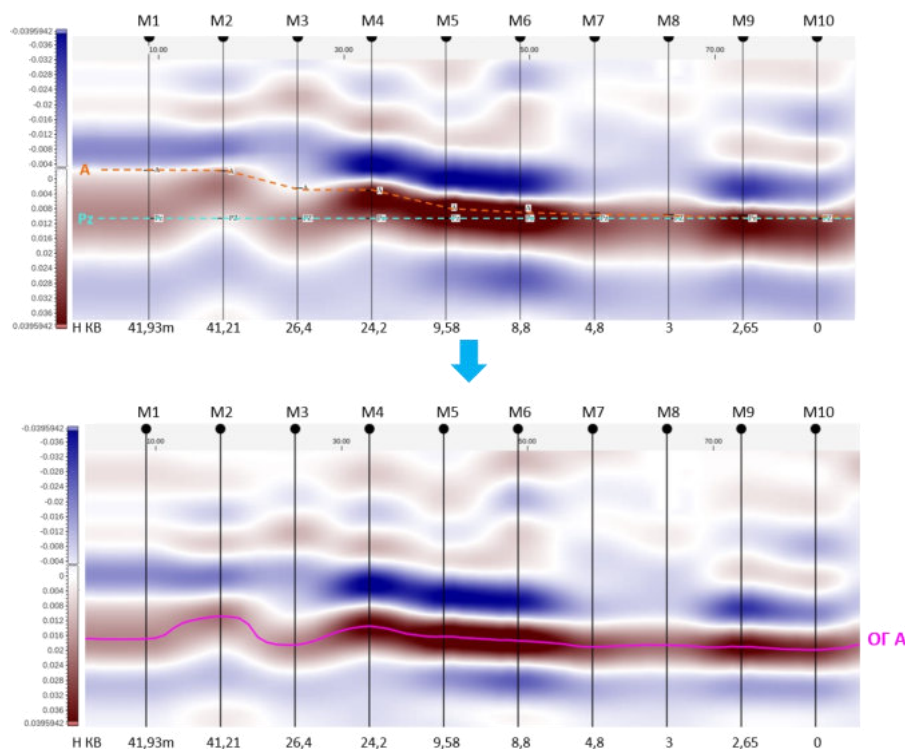


Рис. 2.8 Одномерное моделирование: 2D синтетический разрез

При малых же мощностях коры выветривания (до 60 метров) обе отбивки в волновом поле приурочены к единому положительному экстремуму. Важно отметить, что отбивки, при увеличении мощности КВ, остаются внутри положительного экстремума, но тяготеют к верхнему и нижнему нуль-переходам, то есть не соответствуют экстремуму отражения – корреляция ОГ А, представленная розовым горизонтом, как раз проведена по экстремуму положительной фазы (рис. 2.8).

По разрезам видно, что изменение мощности коры выветривания в области небольших толщин (до 60 метров), не влияет на ширину положительной фазы, при этом оказывает влияние на интенсивность самого отражения и, соответственно, на амплитудные атрибуты – интенсивность отражения с повышением мощности коры выветривания понижается. Важно отметить, что помимо изменения мощности коры выветривания на интенсивность отражения влияет и наличие угленосных пластов близки кровли коры выветривания, о чем было написано выше. По полученным синтетическим разрезам были рассчитаны различные сейсмические атрибуты для целей поиска атрибутов, которые бы реагировали и диагностировали изменение мощности коры выветривания. Анализировались частотные и амплитудные атрибуты, поскольку именно на эти характеристики в первую очередь оказывает влияние интервал небольшой мощности, такой как КВ. Информативные атрибуты представлены на рисунках 2.9–2.10.

- Instantaneous frequency - мгновенная частота, которая может указывать на изменение толщины слоя и изменение литологического состава (Xing, 2019).
- Amplitude weighted instantaneous frequency – мгновенная частота, взвешенная на амплитуду.
- Average frequency – средняя частота.
- Instantaneous Bandwidth – мгновенная ширина полосы частот, описывает общие эффекты поглощения и изменения волнового поля (Barnes, 1992).
- Standard deviation of frequency – стандартное отклонение частот.
- Differentiation – производная от трассы, показывает вариации градиента изменения амплитуды отражения.
- Instantaneous Q – показывает локальные изменения коэффициента качества Q, связанного с затуханием.
- Envelope Derivative – первая производная огибающей сигнала, показывает изменение отражения, которое может быть связано с поглощением энергии (Subrahmanyam D, 2018).
- Thin bed indicator – индикатор тонкого слоя, показывает наличие маломощных тонких пропластков.

Средние частоты (рис. 2.9, в) реагируют на повышение мощности КВ относительно повышением частот, но достаточно слабо. При этом атрибут differentiation (рис. 2.9, г), как и исходные амплитуды волнового поля, характеризуются пониженными значениями атрибута, что лучше всего видно на отрицательной фазе ниже ОГ А. Мгновенная частота, взвешенная на амплитуды (рис. 2.9, б), реагирует на изменение мощности КВ от 34 до 42 метров также, как и амплитуды – понижением интенсивности атрибута.

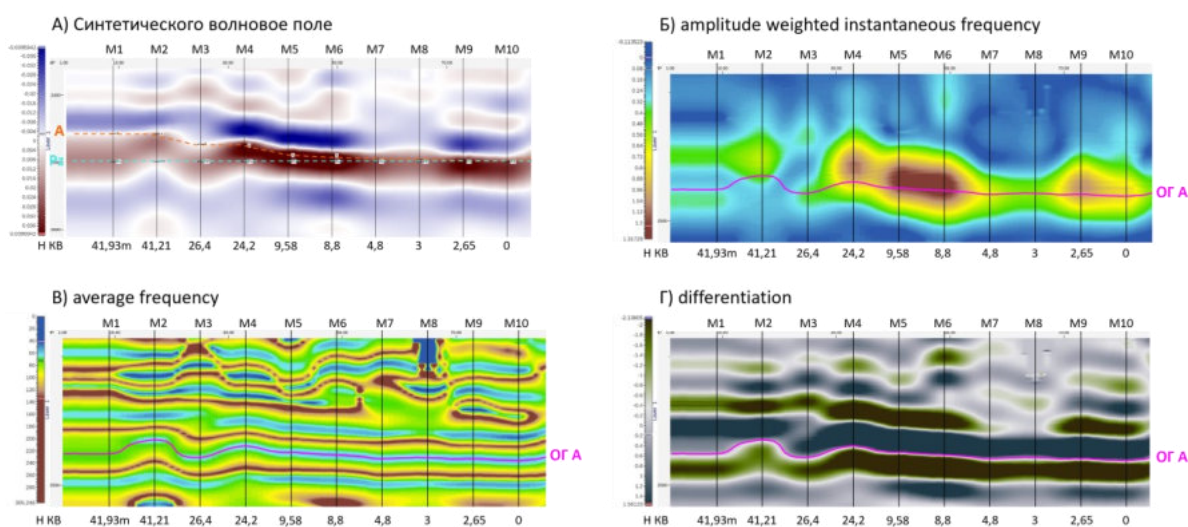


Рис. 2.9 2D моделирование: а) синтетическое волновое поле, б) amplitude weighted instantaneous frequency, в) average frequency, г) differentiation

Стандартное отклонение частот (рис. 2.10, б) выше в областях, где мощность КВ превышает 24 метра. А значения мгновенной частоты (рис. 2.10, в) при мощностях КВ от 24 метров и выше значительно понижаются. Интересно отметить поведение атрибута мгновенная Q (рис. 2.10, г): экстремум атрибута фактически соответствует не геометрии отражающего горизонта, как в большинстве других атрибутов, а именно геометрии отбивок – там, где мощность КВ увеличивается и, соответственно, между отбивок увеличивается и временная мощность, по атрибуту можно проследить поведение кровли ДЮК.

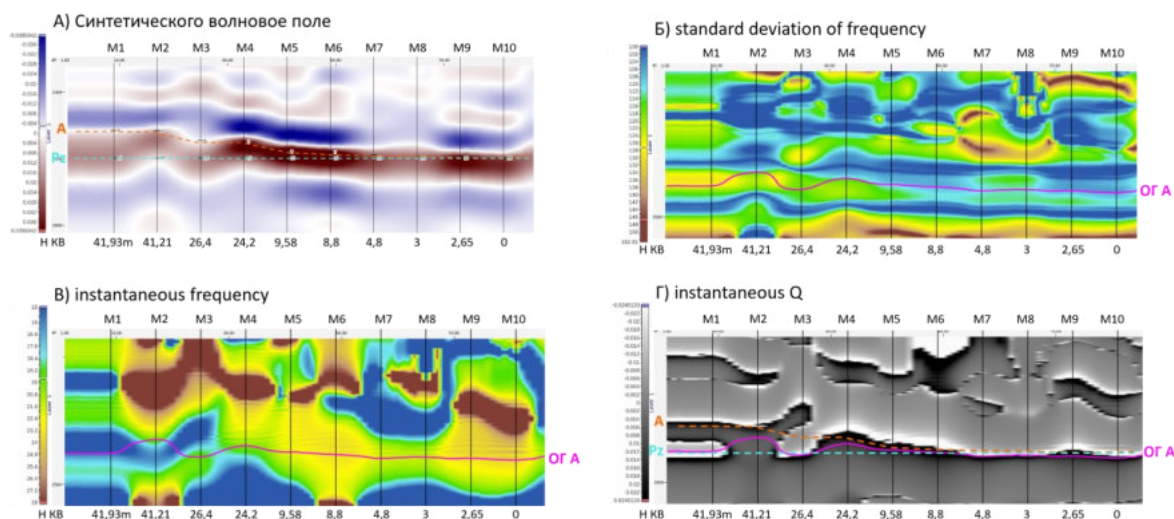


Рис. 2.10 2D моделирование: а) синтетическое волновое поле, б) standard deviation of frequency, в) instantaneous frequency, г) instantaneous Q

Похожая ситуация и с атрибутами производная огибающей сигнала (рис. 2.11, б) и мгновенной пропускной способностью (рис. 2.11, в) – по ним можно проследить увеличение мощности коры выветривания – при мощности выше 24 метров по атрибутам можно проследить геометрию, соответствующую отбивкам А и Pz. А индикатор тонкого слоя (рис. 2.11, г) повышенными значениями ниже ОГ А показывает области мощности с корой выветривания свыше 25 метров.

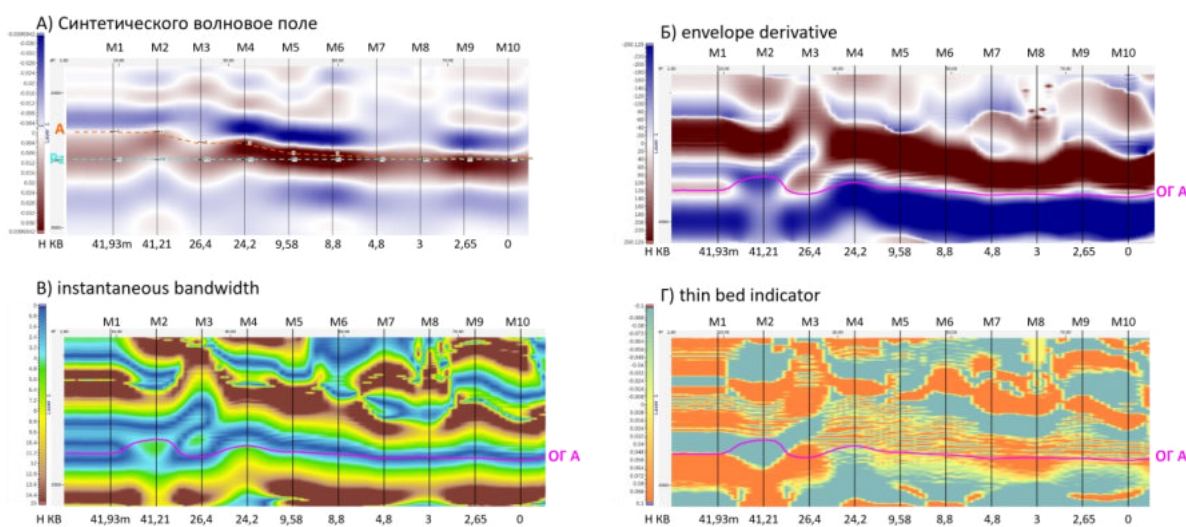


Рис. 2.11 2D моделирование: а) синтетическое волновое поле, б) envelope derivative, в) instantaneous bandwidth, г) thin bed indicator

2.4 AVO-анализ для прогноза углей

По результатам моделирования было определено, что угленосные отложения вблизи кровли коры выветривания является важным диагностическим признаком анализа коры по сейсмическим данным – наличие угленосного пласта вблизи КВ создает акустический контраст между нижнеюрскими терригенными породами и непосредственно корой выветривания, тем самым в волновом поле наблюдается отражение от кровли коры выветривания; при отсутствии же угленосного пласта, упругие свойства коры выветривания и вышележащих отложений схожи, поэтому увидеть и проследить границу КВ по сейсмическим данным практически невозможно. Важно отметить, что угленосные отложения никак не влияют на формирование коры выветривания доюрского комплекса, она может быть выделена по керну, при этом оставаться «слепой» для данных сейсморазведки в силу описанных физических особенностей. Учитывая важность понимания распространения угленосных отложений по площади для анализа коры выветривания по сейсмическим данным, эта глава посвящена именно различным подходам к прогнозу угленосных пластов в нижнеюрских отложениях.

Практика применения AVO-анализа (Amplitude Variation with Offset) (Castagna, 1993) для целей разделения угленосных пластов и аномалий от углеводородов не нова (Peng, 2005; Воскресенский, 2005; Ма, 2008; Fan, 2011; Kim, 2019; Xi, 2022). В работах описывается возможность определения угленосных пластов методами AVO, которые по суммарным сейсмическим разрезам имеют амплитудные характеристики, аналогичные газонасыщенным пескам. При анализе амплитуд с удалением появляется возможность разделения этих аномалий: газонасыщенные пески представляют собой AVO-аномалии 3-го класса, а угленосные пласты могут выделяться как аномалии 4-го класса по классификации газовых песков Резерфорда и Уильямса с дополнениями Кастаньи (Rutherford, 1989; Castagna, 1993).

Методика AVO-анализа основывается на изменениях амплитуд в зависимости от удаления. Решение задачи определения коэффициентов отражения, которые описываются как отношение амплитуд отраженных и проходящих волн к амплитуде падающей волны, было предложено Цеппритцем в 1919 году (Zoeppritz, 1919). Позже, по причине сложности полученного решения и невозможности использования его на практике, были получены две аппроксимации, которые в дальнейшем стали основой практического применения AVO-анализа в сейсморазведке:

Аппроксимация Аки-Ричардса (Aki, Richards, 1980), в которой показано отдельное влияние относительных параметров среды, как скорости продольной и поперечной волн, и плотности, на коэффициент отражения при различных углах падения и линейная зависимость от этих параметров:

(2.1)

$$R_{pp}(i) \approx \frac{1}{2} \left(1 - 4 \frac{V_s^2}{V_p^2} \sin^2 i \right) \frac{\Delta \rho}{\rho} + \frac{\sec^2 i \Delta V_p}{2 V_p} - 4 \frac{V_s^2}{V_p^2} \frac{\Delta V_s}{V_s} \sin^2 i$$

Аппроксимация Шуэ (Shuey, 1985), где автор перегруппировал члены формулы (2.1) и получил уравнение, в котором каждый член отражает роль определенного диапазона углов падения:

(2.2)

$$R_{pp}(i) \approx \frac{1}{2} \left(\frac{\Delta \rho}{\rho} + \frac{\Delta V_p}{V_p} \right) + \left(\frac{1}{2} \frac{\Delta V_p}{V_p} - 4 \frac{V_s^2}{V_p^2} \left(\frac{1}{2} \frac{\Delta \rho}{\rho} + \frac{\Delta V_s}{V_s} \right) \sin^2 i \right) + \frac{1}{2} \frac{\Delta V_p}{V_p} \frac{\sin^4 i}{1 - \sin^2 i}$$

В данном уравнении 2.2 первый член соответствует коэффициенту отражения при нормальном падении, второй – при углах падения от 0 до 30 градусов, третий член соответствует коэффициенту отражения в углах, близких к критическим.

По значениям определенных AVO-атрибутов, таких как интерсепт – коэффициент отражения при нормальном падении и градиент – степень изменения амплитуды от удаления, выделяются четыре класса AVO-аномалий:

- Класс 1 относится к высокоимпедансным пескам: характеризуется большим положительным интерсептом и положительным градиентом, который, к тому же, обычно больше, чем для класса 2.
- Класс 2 выделяется, когда разница импедансов на границе отложений близка к нулю. В таком случае формируется небольшой коэффициент отражения при нормальном падении и положительный градиент.
- Класс 3 – низкоимпедансные пески, за счет чего они описываются большим отрицательным интерсептом и положительным градиентом.
- Класс 4 был выделен дополнительно и представляет собой низкоимпедансную и высокоскоростную толщу, таким образом характеризуется большим отрицательным интерсептом и отрицательным градиентом, то есть с увеличением удалений, амплитуда отражения по модулю уменьшается.

Упругие свойства угленосных отложений представлены на гистограмме интервального времени пробега продольной волны для осадочного чехла в интервалах T, угленосного пласта U10 и палеозойского комплекса на рисунке 2.12: угленосные пласты характеризуются пониженными значениями упругих свойств, палеозойские отложения, по большей части, повышенными.

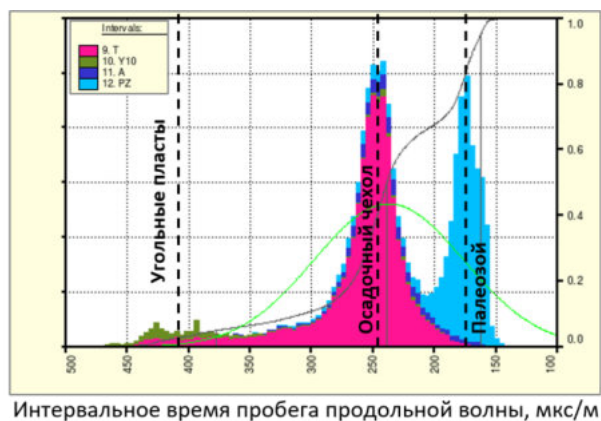


Рис. 2.12 Гистограмма интервального времени пробега продольной волны для 29 скважин для интервалов осадочного чехла, угленосного пласта и ДЮК

Для понимания как на данной площади ведут себя отражения с удалением и соответствующие AVO-атрибуты от пластов с углем, было проведено два этапа моделирования, включающие в себя:

- моделирование на основе реальных замеров скважин по синтетической 2D линии;
- анализ синтетических AVO-атрибутов для угленосных пластов разной мощности.

Для первого вида моделирования была сформирована выборка скважин (рис. 2.13), в которых мощность интервала Y10 варьирует от 4,6 до 83,2 метров.

Основной мощный угленосный пласт располагается вблизи кровли пласта Y10, что играет важную роль для скважин с наибольшей мощностью интервала. Вдобавок в скважине У8 прослеживаются два относительно мощных угленосных пласта – вблизи кровли Y10 и ниже, вблизи кровли коры выветривания. Выше интервала Y10 выделяются относительно тонкие пласты углей, соответствующие первым метрам.

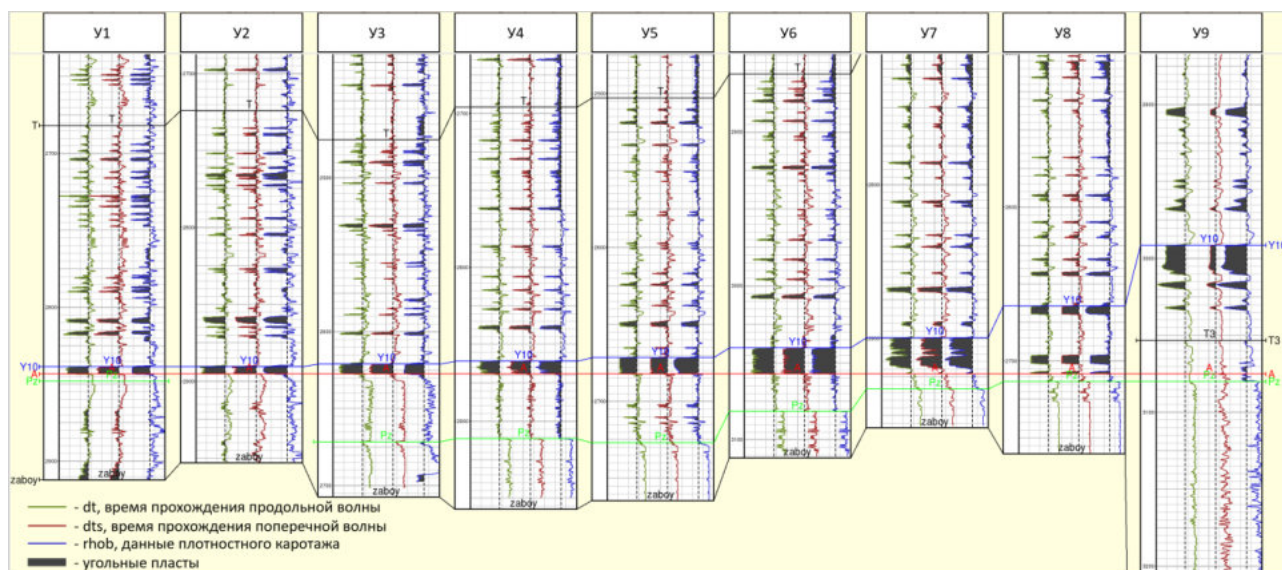


Рис. 2.13 Скважины, принимающие участие в 2D моделировании AVO-эффекта от угленосных пластов

Анализ данных методом кроссплота AVO-атрибутов является одним из самых распространенных способов AVO-анализа, когда необходимо провести классификацию газовых песков (Rutherford, 1989; Castagna, 1993). По зависимости интерсепта и градиента можно определить тип аномалии: смещенные относительно фонового облака точек для аномалий могут попасть в разные квадранты на плоскости графика, при том, что каждый из классов AVO-аномалии имеет свое место в этой плоскости. Таким образом, выделив аномальные точки относительно фонового тренда можно локализовать их на разрезах и в объеме.

На кроссплоте градиента и интерсепта 4-му классу AVO-аномалии соответствует левый верхний квадрант – отрицательный интерсепт и положительный градиент (рис. 2.14). Убрав трендовые (фоновые) значения на кроссплоте – точки внутри выделенного овала на рисунке 2.14, а – остаются только области с аномальными значениями интерсепта и градиента. Эти аномальные точки показаны черными областями на разрезе (рис. 2.14, б), где голубая линия соответствует кровле пласта Y10, а красная – кровле палеозойского комплекса. Сравнивая полученный разрез по методу кроссплотинга с данными скважин, наблюдается хорошее соответствие: выделенная основная аномальная зона 4-го класса AVO-аномалии вблизи кровли Y10 совпадает с прослеживанием наиболее мощного пласта углей в этом интервале. Вдобавок, в скважине Y8, в которой наблюдается два достаточно мощных пласта в нижнеюрских отложениях, обе аномалии по AVO-кроссплоту также локализируются.

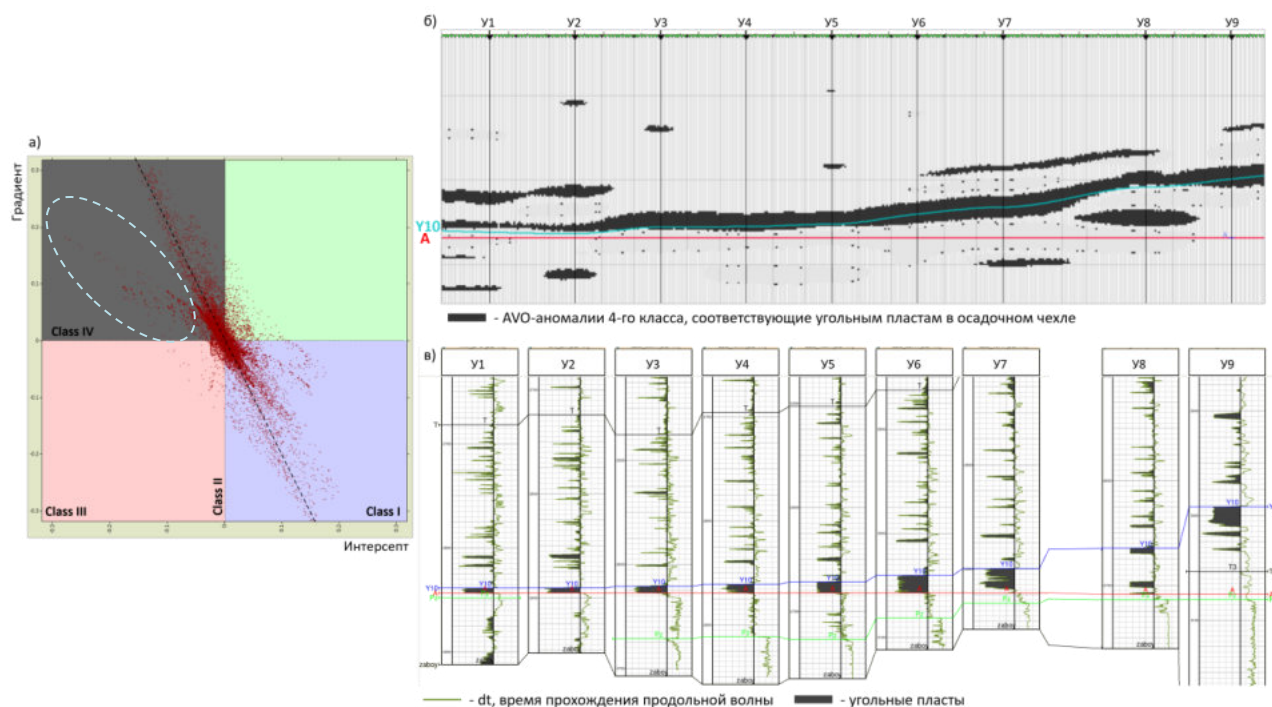


Рис. 2.14 Моделирование AVO-эффекта от угленосных пластов по реальным данным по 2D линии

Выше кровли У10 по методу кроссплотинга локально собираются тонкие аномальные зоны, соответствующие также данным скважин – в этих интервалах вскрыты угленосные пласты в интервале Т-У10, но более мелкой мощности – первые метры. Поэтому не все тонкие пласты можно определить по методу кроссплота, чем меньше мощность – тем меньше вероятность выделить АVO-аномалию. Например, мощности угленосных пластов, которые остались абсолютно «слепыми» для АVO-анализа: в У1 – 2 метра; в У2 – 2,5 метра; У3 – 2,8 метров. При этом в остальных скважинах, в которых выделяются аномалии 4-го класса выше У10, либо суммарная мощность близко расположенных пластов, либо мощность самих пластов варьирует от 4,6 до 9 метров.

Таким образом, по результатам моделирования подтверждается локализация угленосных пластов как АVO-аномалии 4-го класса и возможность выделения в объеме по сейсмическим данным этого интервала, благодаря методу кроссплотинга. Ограничение в мощности угленосных пластов – 4,6 метров, как минимум, судя по модельным данным.

Второй этап моделирования отвечает на вопрос: а как же будут меняться сами кроссплоты в зависимости от мощности анализируемого угленосного пласта. Для этого на базе скважины, вскрывшей 23,8 метров угленосного пласта в интервале У10, проведено моделирование изменения мощности угленосного пласта в вариациях: полное отсутствие углей, 5 метров, 10 метров, 20 метров, 40 метров и 80 метров, что представляет собой достаточно редкое явление. (рис. 2.15).

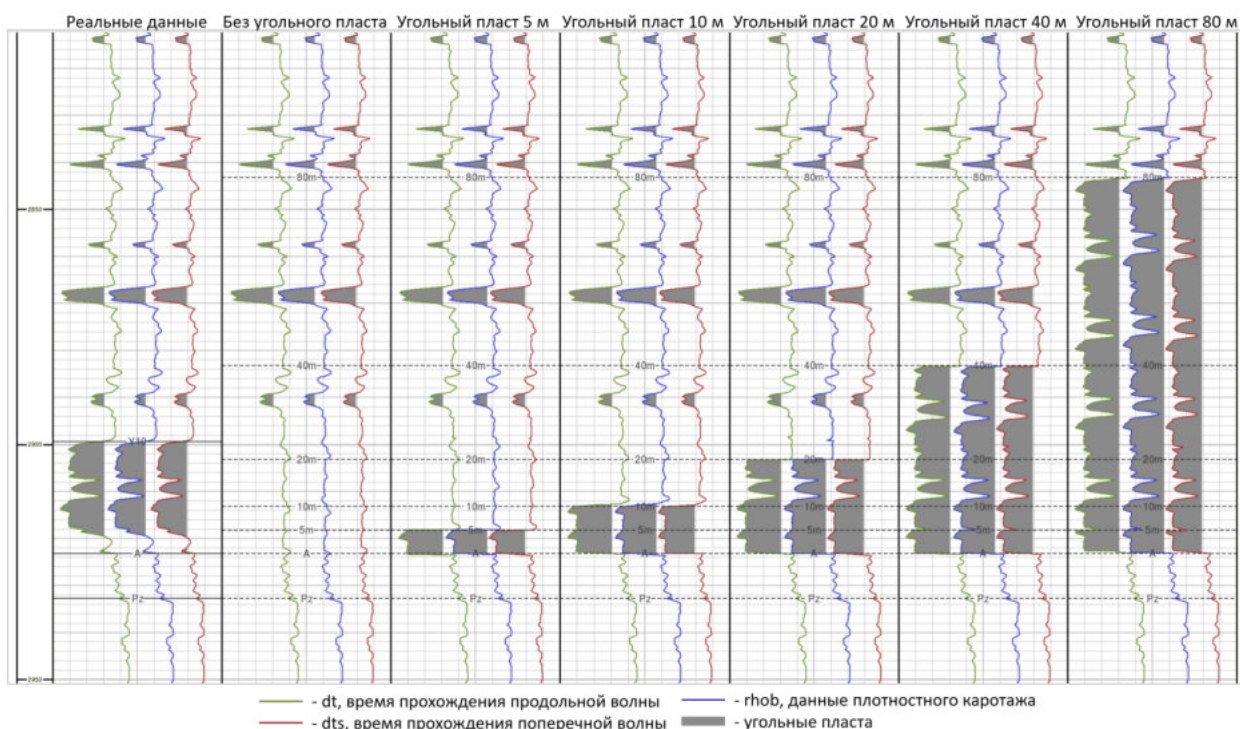


Рис. 2.15 Моделирование изменения мощности угленосного пласта

Синтетические сейсмограммы, полученные по реальным и модельным данным представлены на рисунке 2.16. Сейсмограммы по реальным замеренным данным ГИС, где угля 23,8 метров, очень похожи на модельные данные мощностью 20 метров, но слабее по динамике. Визуальная разница между модельными данными с разным количеством угля видна невооруженным взглядом: при отсутствии угленосного пласта отражение от кровли ДЮК значительно ослабевает, а отрицательное отражение вблизи кровли У10 практически отсутствует. При увеличении мощности угленосного пласта до 5 метров, отрицательное отражение от кровли У10 и, соответственно, кровли угленосного пласта становится выраженным. При увеличении углей до 20 метров, интенсивность отрицательного отражения увеличивается, при 40 и 80 метрах, соответственно, энергия отражения от кровли угленосного интервала уже ослабевает.

При этом отрицательное отражение, которое мы анализируем, по большей части, соответствует только кровле интервала – в варианте последней модели, представленной угленосной 80-метровой пачкой, яркое отрицательное отражение соответствует кровле интервала, ниже по разрезу, соответственно, отражения по своей интенсивности схожи с терригенными отложениями. При этом отражение от кровли ДЮК во всех модельных вариантах свыше 5 метров практически неизменно.

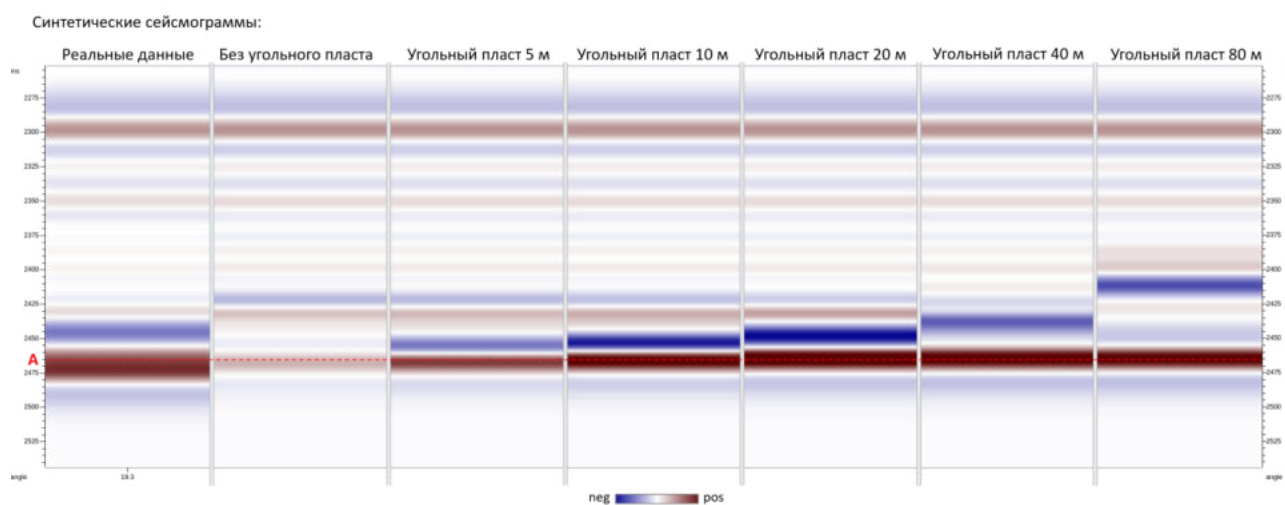


Рис. 2.16 Синтетические сейсмограммы по модельным данным изменения мощности угленосного пласта

Разрезы интерсепта и градиента для каждой модельной мощности угленосного пласта представлены на рисунке 2.17. Разрезы интерсепта соответствуют синтетическим сейсмограммам – отсутствие яркого отрицательного отражения выше доюрского комплекса для модели без угленосного пласта, далее – отрицательный экстремум, изменение энергии отражения от отражения углей в зависимости от мощности угля, которое описано выше.

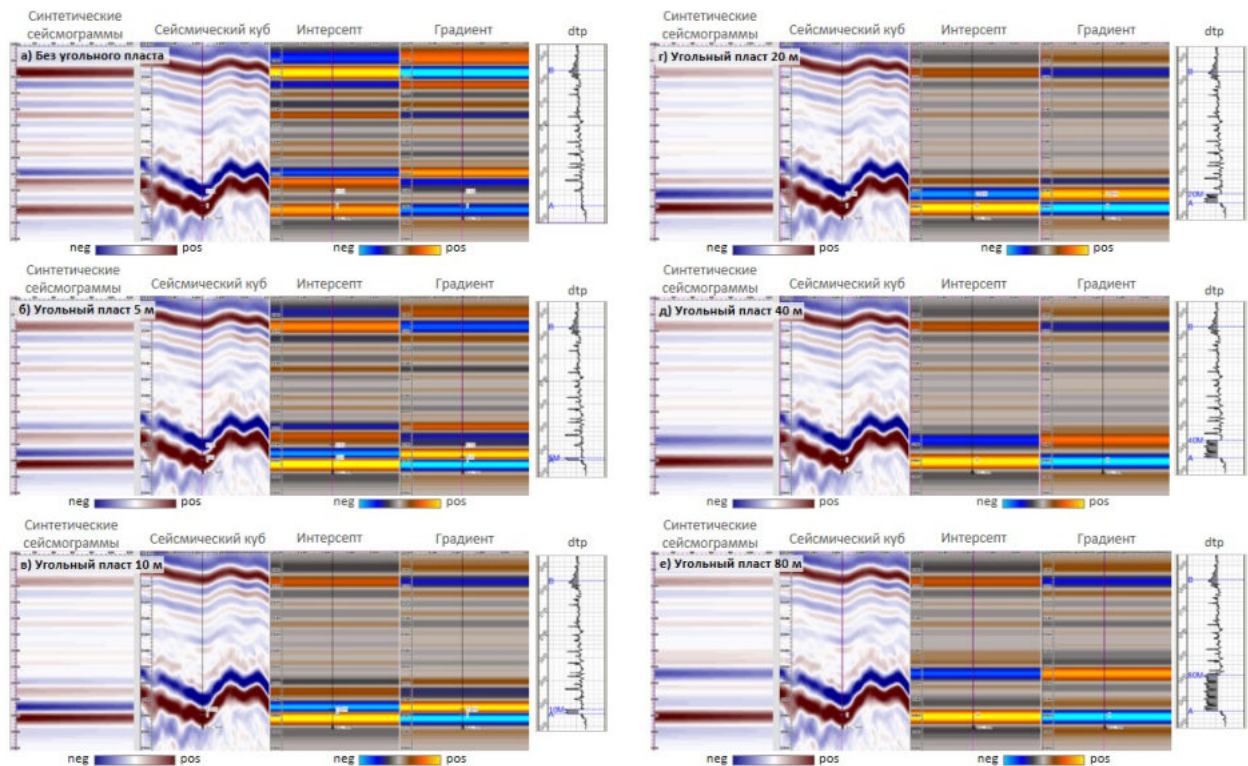


Рис. 2.17 Реальные и синтетические сейсмограммы, атрибуты коэффициент отражения и градиент для модельных мощностей угольного пласта: а) отсутствие угольного пласта; б) угольный пласт 5 метров; в) угольный пласт 10 метров; г) угольный пласт 20 метров; д) угольный пласт 40 метров; е) угольный пласт 80 метров

При этом важную роль для диагностики угольных пластов, как упоминалось ранее, играет атрибут градиент, где для угольных пластов с интенсивным отрицательным интерсептом он положителен и смещается подобным образом выше по разрезу при увеличении мощности пачки углей.

На кроссплотах от интерсепта и градиента для модельных данных (рис. 2.18 – 2.20) интересующая нас область AVO-аномалии находится в левом верхнем квадранте, соответствуя 4-классу аномалии. Раскрашивая разрез по цветам кроссплота в соответствии с областями, где находятся точки, мы можем увидеть какому сектору на кроссплоте соответствуют участки разреза.

Наибольшая плотность точек концентрируется вблизи небольших значений интерсепта и градиента, что особенно видно при повышении мощностей углей от 10 метров и выше. На рисунках показана линия тренда точек, соответствующая нормальному разрезу, исключая которые, оставляем только аномальные значения на разрезе, которым соответствуют угольные пласты IV класса. При отсутствии или небольшой мощности угольного пласта (5 метров), «отлетающие» точки от тренда выделяются сложнее, за счет менее интенсивного отражения от кровли углей. При увеличении мощности точки на кроссплоте, соответствующие углям, «отлетают» от фоновых значений гораздо сильнее.

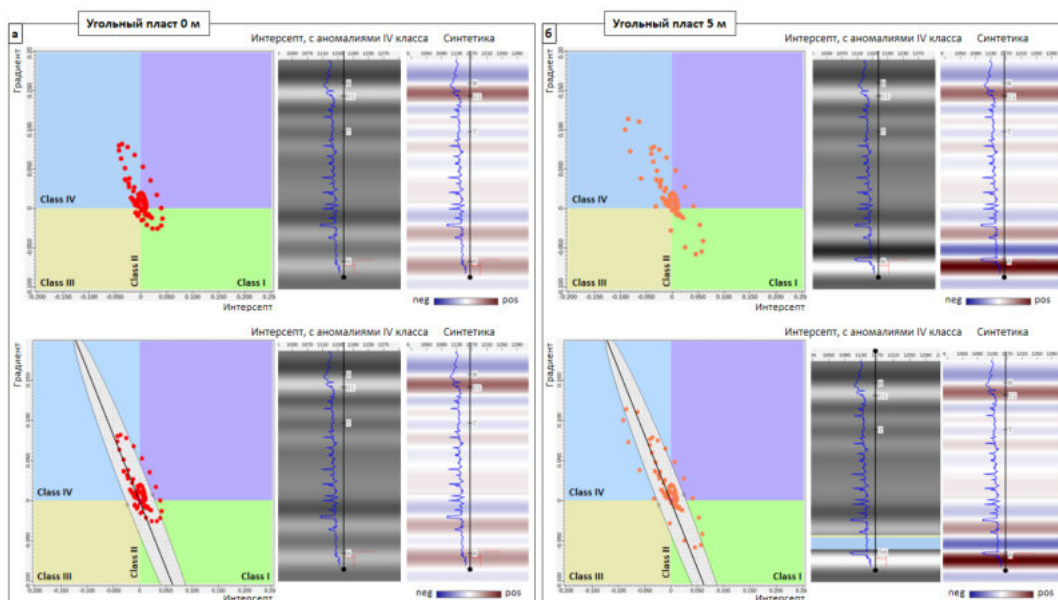


Рис. 2.18 Кроссплоты синтетических интерсепта и градиента для модельных данных: а) модель угленосного пласта мощностью 0 метров; б) модель угленосного пласта мощностью 5 метров

При этом необходимо отметить тот факт, что аномальными значениями характеризуются только точки вблизи кровли угленосного пласта, а не по всему интервалу. В связи с чем благодаря методам AVO-анализа появляется возможность проследить в разрезе кровлю угленосного пласта и области его отсутствия, но нет возможности перейти к анализу непосредственно мощности всего интервала.

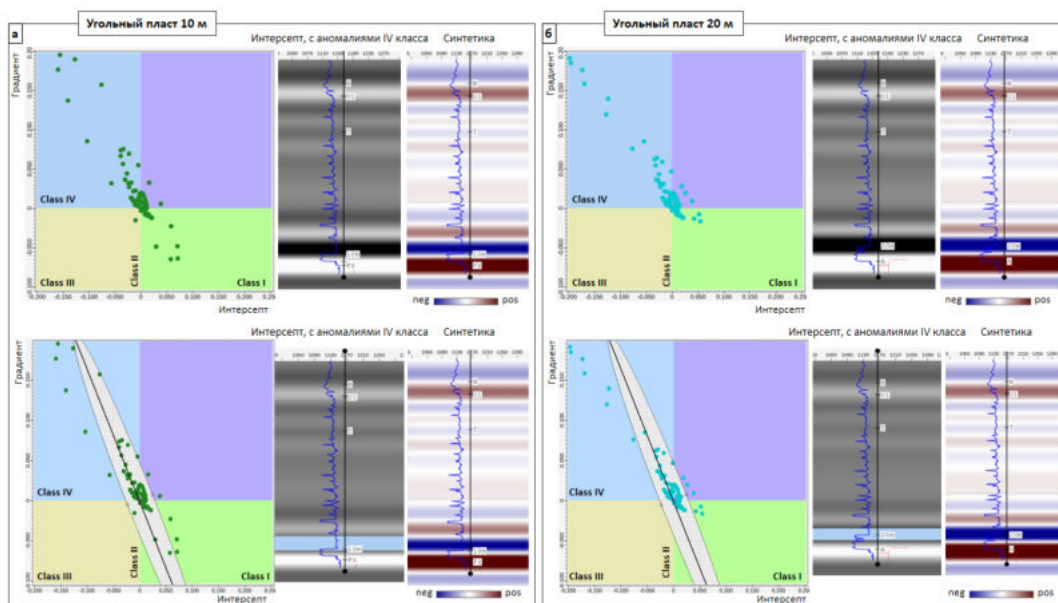


Рис. 2.19 Кроссплоты синтетических интерсепта и градиента для модельных данных: а) модель угленосного пласта мощностью 10 метров; б) модель угленосного пласта мощностью 20 метров

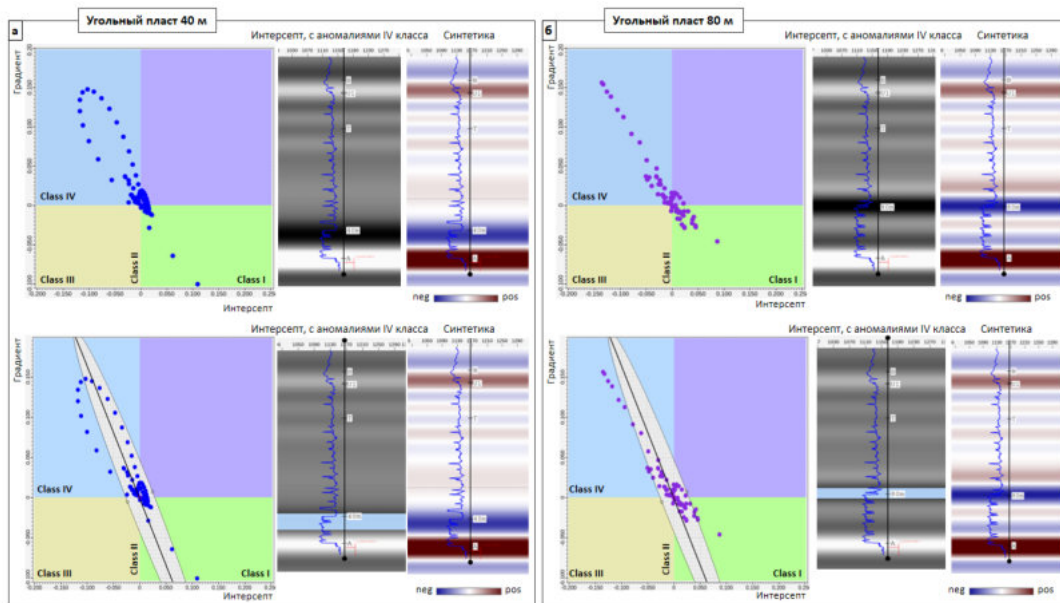


Рис. 2.20 Кроссплоты синтетических интерсепта и градиента для модельных данных: а) модель угленосного пласта мощностью 40 метров; б) модель угленосного пласта мощностью 80 метров

Подытоживая, достаточно уверенно можно выделять угли мощностью более 5 метров методом AVO-кроссплотинга и что эта выделяемая область будет соответствовать кровле угленосной пачки.

Поскольку для 4-го типа AVO-аномалии характерен такой уникальный для этого разреза набор признаков, как яркий отрицательный интерсепт и положительный градиент (рис. 2.21), то их произведение должно выделить в объеме отложения углей относительно вмещающих пород.

Угленосные пласты выделяются на произведении атрибутов интенсивными отрицательными значениями, как и доюрский комплекс, за счет сильного положительного интерсепта отражения и отрицательного градиента, поэтому чтобы их разделить между собой в объеме, то необходимо дополнительно ввести знак интерсепта этому произведению.

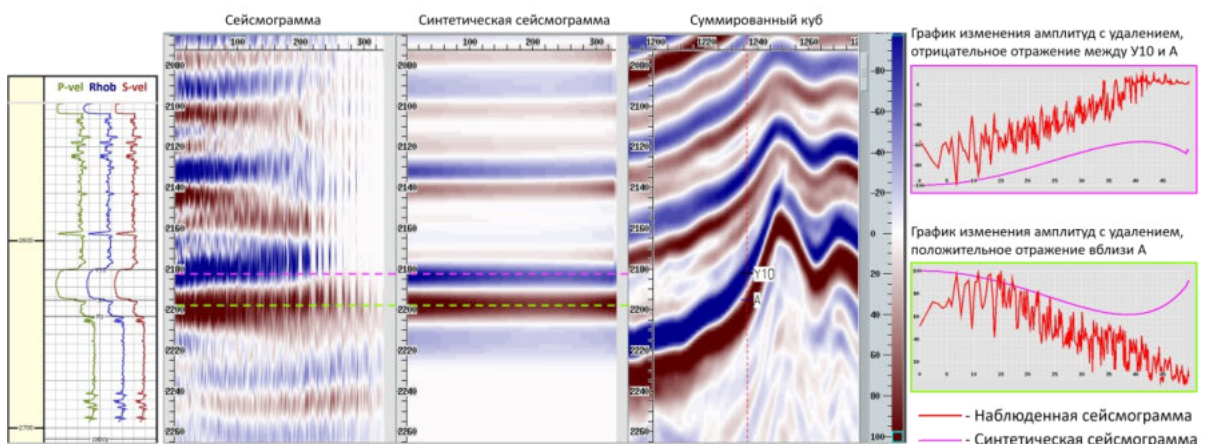


Рис. 2.21 Реальные и синтетические сейсмограммы, графики амплитуд от удаления сравнение реальных и скважинных данных

Карта отрицательных значений произведения интерсепта и градиента, которую фактически можно назвать прогнозной картой распространения углей на качественном уровне вблизи кровли доюрского основания (рис. 2.22), имеет высокий коэффициент корреляции 0,763 с общей мощностью интервала У10, которая напрямую связана с мощностью угленосных пластов.

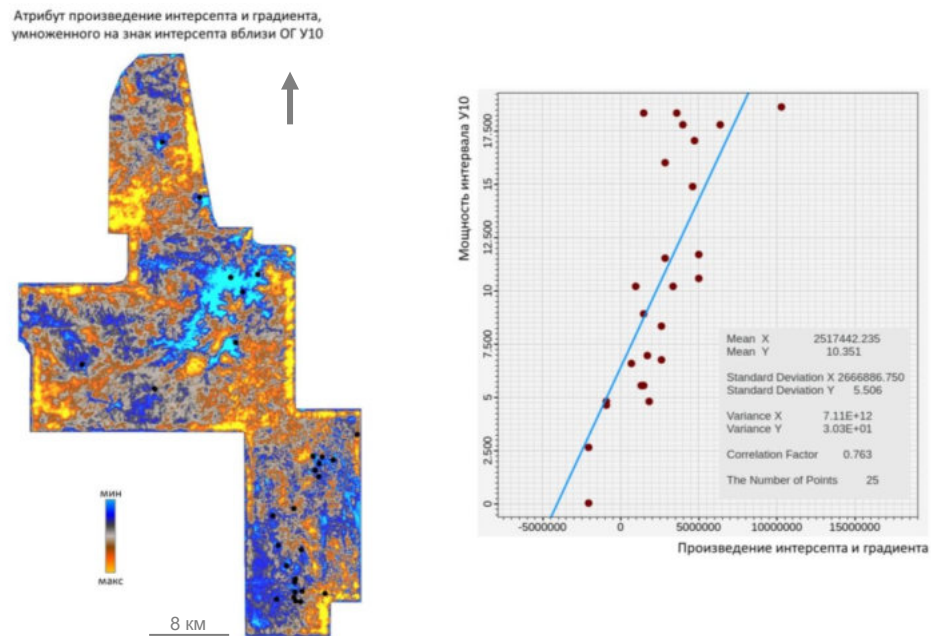


Рис. 2.22 Карта произведения интерсепта и градиента в интервале пласта У10 и кроссплоте зависимости атрибута с мощностью интервала

На кроссплоте (рис. 2.23) интерсепта, соответствующий оси абсцисс, и градиента, соответствующий оси ординат, интересующая область точек, характерная для угленосных пластов и 4-го типа AVO-аномалии, концентрируется в левом верхнем квадранте, на рисунке показанный зеленым цветом.

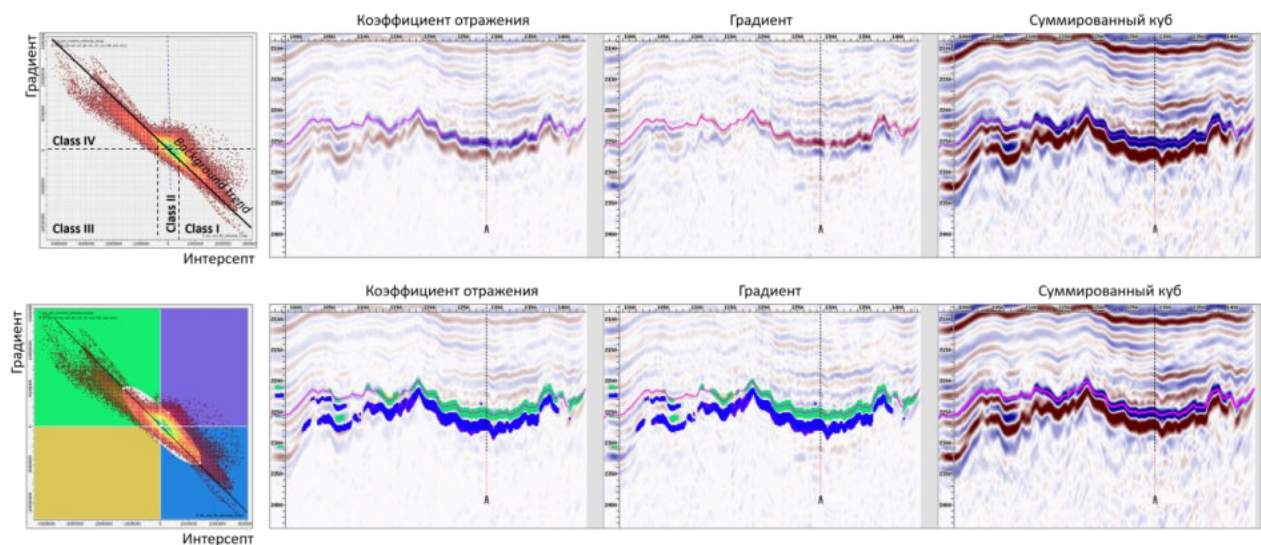


Рис. 2.23 Кроссплоте интерсепта и градиента для пласта У10

Соответственно, распространение этих точек на разрезах, соответствующее предполагаемому развитию угленосных пластов по AVO-атрибутам, соотносится с ярким отрицательным отражением вблизи кровли доюрского комплекса и также представлено зеленой заливкой, как и на графике. Используя полученные зависимости, можно построить куб в объеме, в котором будут выделены только AVO-аномалии, представленные 4-м классом, и далее уже анализировать как на уровне сечений, так и на уровне карт. Варьируя областью точек, соответствующей нормальному разрезу – на рисунке белый овал вдоль тренда, точки внутри которого исключаются из анализа – и оставляя, таким образом, только аномальные значения, были получены различные кубы с аномальными значениями и получена так называемая карта вероятности наличия угленосных пластов (рис. 2.24).

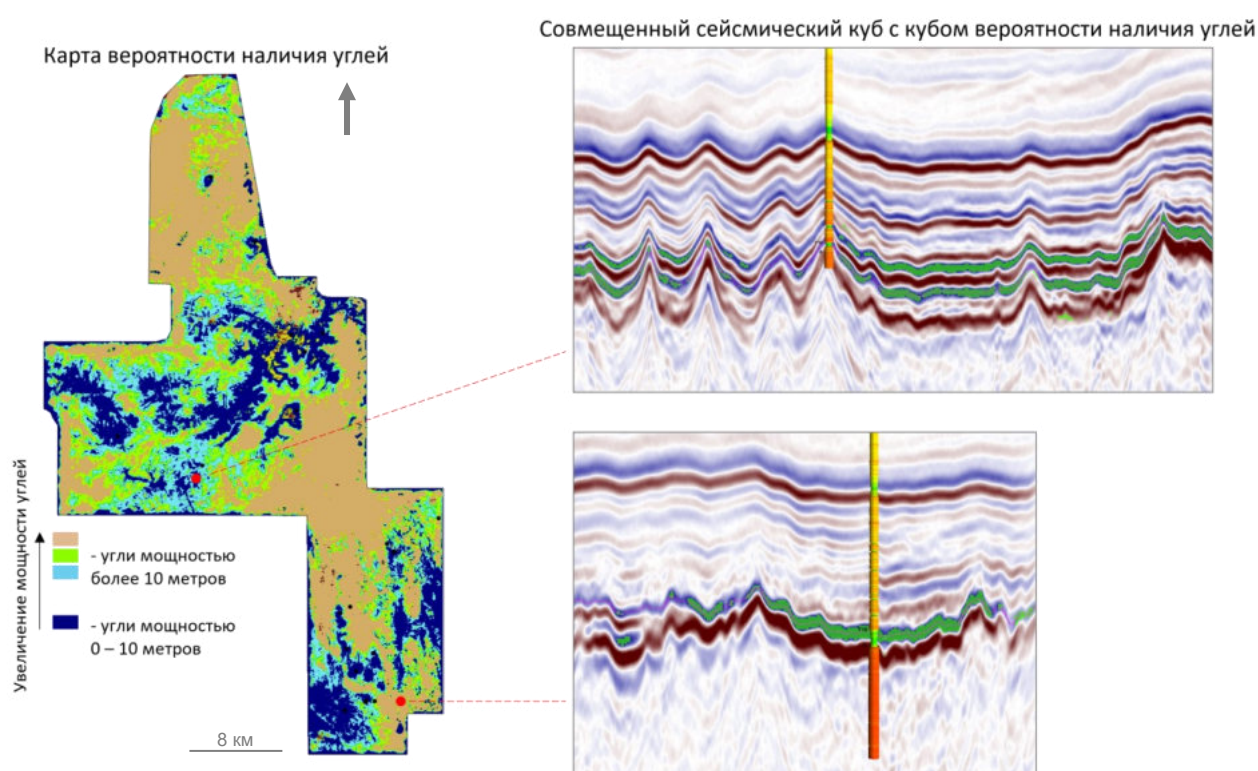


Рис. 2.24 Контроль качества результатов: сравнение полученных карт вероятности наличия коллектора со скважинными данными путем сопоставления полученного результата

Судя по сопоставлению со скважинными данными, интервал от 0 до примерно 10 метров остается для волнового поля слепым в силу ограничения разрешающей способности сейсморазведки. Поэтому областям, выделяемым как полное отсутствие угленосных пластов необходимо тем не менее давать оценку, что в этом интервале мощность может варьировать от 0 до 10 метров. Согласно анализу, на нижнем разрезе вскрыт достаточно мощный пласт углей вблизи кровли доюрского основания, который полностью соответствует полученному прогнозу угленосных пластов по AVO-анализу. Скважина на верхнем разрезе вскрыла два интервала углей небольшой мощности, поэтому эта скважина попадает в область пониженной вероятности наличия углей, но при этом на разрезах видно, что при погружении структуры

увеличивается вероятность наличия углей в обоих пропластках, что, скорее всего, связано с увеличением их мощности в опущенных блоках

Таким образом, используя методы AVO-анализа можно получить прогнозную карту распространения угленосных пластов в терригенном разрезе.

2.5 Методика анализа коры выветривания

На основе выполненной работы, которая включила в себя: анализ модельных данных на примере реальных скважин по псевдолинии 2D; анализ изменения волнового поля в зависимости от вариаций мощности коры выветривания на базе моделей клина для 28 скважин Томской области; выделение угленосных пластов методами AVO-анализа и получение прогнозных карт распространения углей была предложена методика выделения коры выветривания по сейсмическим данным и представлена в виде блок-схемы (рис. 2.25). Использование этой схемы позволяет определить возможность выделения коры выветривания по волновому полю и спрогнозировать ее мощность на качественном уровне.

Помимо этого, при прослеживании отражающего горизонта, соответствующего кровле доюрского комплекса, часто возникает неопределенность, связанная с наличием в погруженных частях разреза ДЮК, практически не изученных бурением, двух отражений, которые затруднительно однозначно стратифицировать. Для повышения однозначности корреляции требуется представлять, какое из наблюдаемых в волновом поле событий с большей вероятностью соответствует кровле коренных пород палеозоя и с чем связано наличие второго отражения: увеличением мощности коры выветривания, перекрывающих юрских отложений или внутренней структурой ДЮК. Предлагаемая схема анализа волнового поля отчасти позволяет разобраться в этом вопросе и помочь корректно провести корреляцию отражающих горизонтов.

Базовым материалом для анализа коры выветривания являются:

- Информация по скважинам для того, чтобы понимать какой состав и какие мощности КВ встречаются на исследуемой территории, присутствуют ли пласты угля близ кровли коры выветривания, какими упругими характеристиками обладают кора выветривания и коренной палеозой;
- Прогнозная карта вероятности наличия угленосных пластов вблизи кровли коры выветривания, поскольку нам необходимо знать области, где мы потенциально можем выделить кору выветривания по сейсмическим данным как отдельный объект. В рамках настоящей работы прогнозная карта получена с использованием методов AVO-анализа;

- Концептуальная модель строения исследуемого участка, содержащая информацию о площадных вариациях формационного состава коренного палеозоя и позволяющая оценить его однородность.

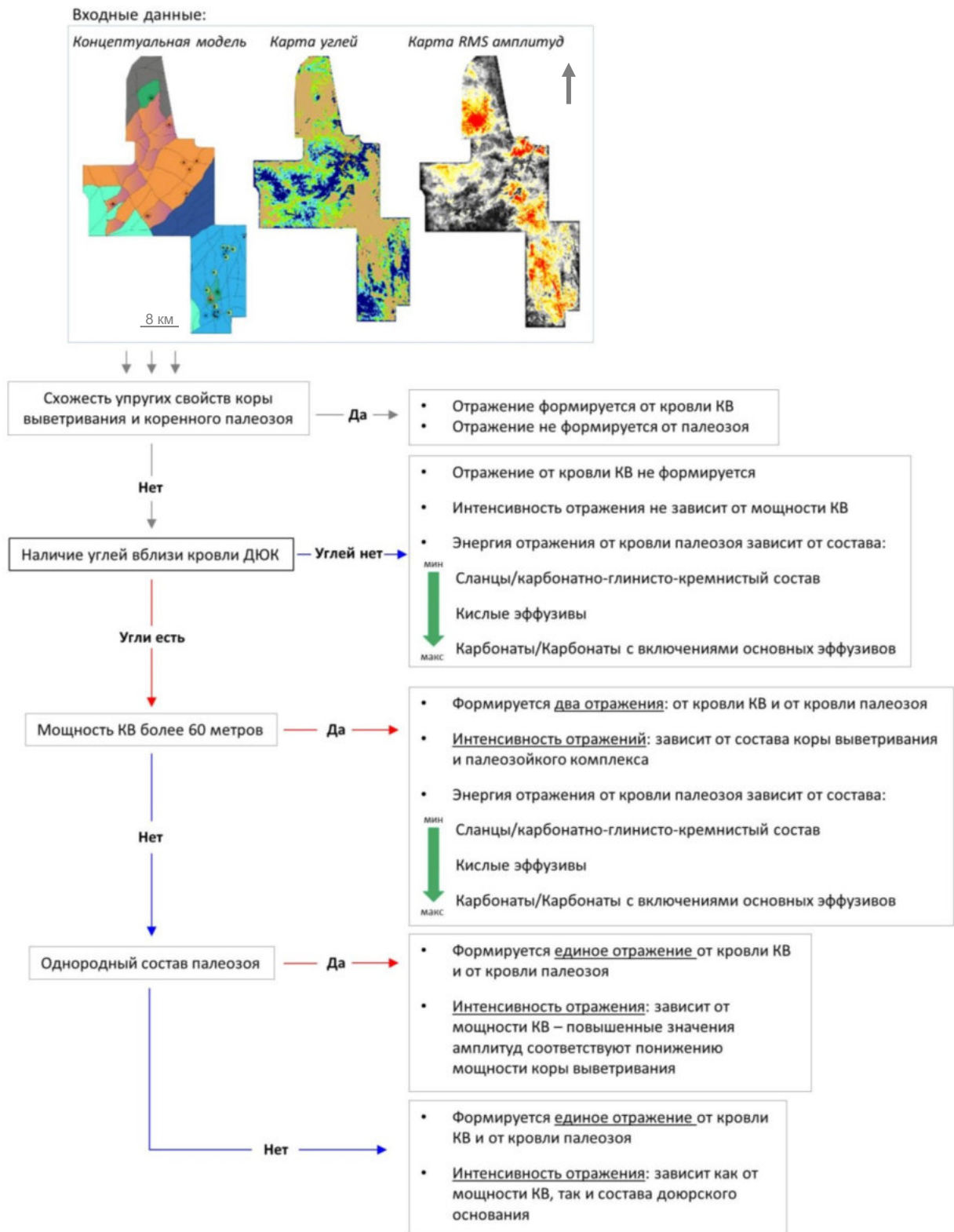


Рис. 2.25 Блок-схема исследования коры выветривания

На первом шаге анализа необходимо проанализировать схожесть упругих свойств КВ и коренного ДЮК. Если акустические свойства коры выветривания и палеозоя будут схожи, то будут изменяться достаточно плавно по разрезу, а в волновом поле динамически выраженная граница таким образом будет формироваться только на кровле коры выветривания. В противном случае, если мы имеем дело с различными скоростями и плотностями в коре выветривания и доюрском основании, необходимо перейти к следующему шагу анализа.

На втором этапе принципиальным является понимание распространения углей в отложениях юры вблизи кровли КВ. Если мощных угленосных пластов в нижнеюрских отложениях нет, то отражение от кровли коры выветривания не формируется, а интенсивность отражения от кровли коренного палеозоя зависит только от его вещественного состава. Наиболее интенсивные отражения связаны с карбонатным типом разреза, средние значения амплитуд характерны для формаций, сложенных магматическими породами, а наименее выраженные — для карбонатно-кремнистого палеозоя и сланцев.

Если в разрезе юрских отложений присутствуют угленосные пласты, при мощности коры выветривания выше граничного значения (приблизительно 60 метров) формируются два самостоятельных отражения от кровли коры выветривания и от кровли палеозоя. Кроме того, в этом случае становится возможным отдельно проследить в волновом поле соответствующие отражающие горизонты.

В случае, если мощность коры выветривания ниже граничной (от 0 до 60 метров), определяющим фактором становится однородность состава палеозойского комплекса. Если состав палеозоя однороден (например, при локальном анализе структуры или фрагмента участка), то интенсивность отражения несет в себе информацию о мощности коры выветривания: повышенные значения амплитуд будут соответствовать понижению мощности КВ вплоть до ее полного отсутствия. В обратной ситуации, когда состав палеозоя разнообразен, интенсивность отражения может зависеть как от изменения мощности коры выветривания, так и от состава палеозоя, и тогда прогноз достоверный прогноз мощности КВ становится невозможным.

2.6 Анализ реальных данных

Рассмотрим пример применения описанной выше методики анализа свойств коры выветривания на реальных сейсмических данных, полученных на одном из участков в Томской области (рис. 2.26).

Скважиной А1, пробуренной вблизи свода структуры, представленной на траверсе А (рис. 2.25, в), были вскрыты кора выветривания мощностью примерно 12 метров, которая характеризуется пониженными скоростями и плотностями относительно коренного палеозоя,

а значит, что при больших мощностях коры выветривания отражение в волновом поле будет формироваться и от кровли КВ, и от кровли коренного палеозоя. В случае небольшой мощности отражения будут интерферировать.

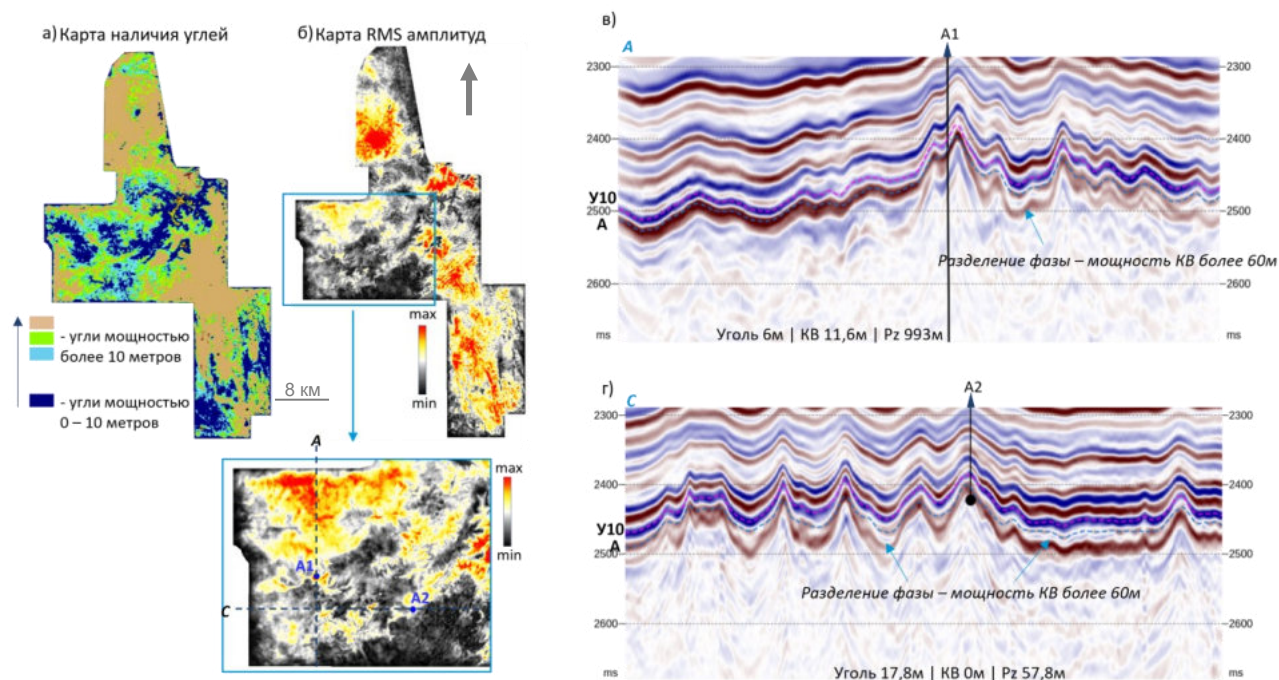


Рис. 2.26 Пример анализа волнового поля согласно блок-схеме при исследовании коры выветривания на участке А, а) карта наличия углей, б) карта RMS амплитуд, в) сейсмический разрез через скважину А1, г) сейсмический разрез через скважину А2

Далее переходим к блоку «наличия углей». Скважиной вскрыт угленосный пласт вблизи подошвы юрских отложений мощностью около 10 метров. Более того, в большей части площади, судя по прогнозной карте наличия углей (рис. 2.26, а), угленосные пласты присутствуют, что позволяет в сейсмическом поле увидеть отражения от кровли коры выветривания.

Следующим шагом переходим к анализу мощности коры выветривания. В связи с малой мощностью КВ, как и установлено ранее по результатам моделирования, в окрестностях структуры наблюдается единое отражение от кровли доюрского комплекса. Поскольку в кровельной части КВ присутствует угленосный пропласток, а мощность коры в своде структуры не превышает 60 метров то, в соответствии с предлагаемой методикой анализа, становится возможным использование карт RMS амплитуд для качественной оценки латеральных вариаций мощности коры выветривания. На этой карте (рис. 2.26, б) севернее скважины А1 наблюдается единое интенсивное отражение, что наиболее вероятно связано с понижением мощности коры выветривания. При этом в погруженных частях разреза доюрского комплекса интенсивность отражения падает, а фаза начинает разделяться на две. Это может свидетельствовать о нарастании мощности коры выветривания до 60 метров и выше с соответствующим выделением в волновом поле самостоятельных отражений от

кровли КВ и коренного палеозоя. Рассматриваемая область по своей палеогеоморфологической характеристике фактически является локальными впадинами, разделяющими хребты, осложняющие сводовую часть крупного тектонического элемента. Породы коренного основания хребтов представлены преимущественно магматическими разностями кислого состава.

Аналогичная ситуация отмечается и в окрестности скважины А2 (рис. 2.26, г), где в погруженных частях в волновом поле происходит разделение фазы и изменение интенсивности отражения, предположительно связанные с постепенным увеличением мощности коры выветривания. Такое увеличение мощностей связано с компенсированием погруженных структур осадконакоплениями. При этом энергия отражения нижней фазы, относящаяся к кровле доюрского основания, выше, чем от отражения вблизи кровли коры выветривания, что также согласуется с результатами моделирования – контраст упругих свойств доюрского основания относительно коры выветривания по скважинным данным сильнее, что непосредственно влияет и на интенсивность отражения.

В скважинах на юге площади также наблюдаются различные упругие свойства между корой выветривания и коренным палеозоем. Также эта область (рис. 2.27) представлена преимущественно карбонатным составом ДЮК, за исключением скважины А3, которая вскрывает магматический разрез. Это отражается и на интенсивности амплитуд – отражение ослабевает вблизи скважины А3, что видно и на карте среднеквадратичных амплитуд, и на разрезе (рис. 2.27, в).

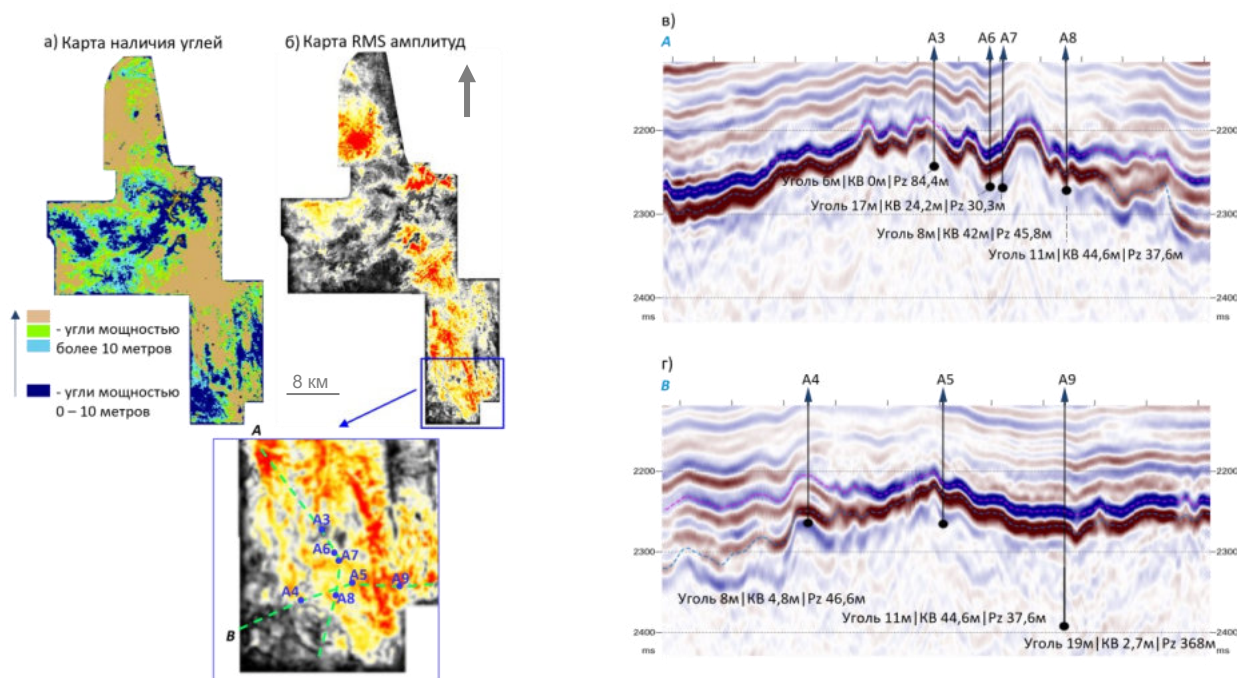


Рис. 2.27 Пример анализа волнового поля согласно блок-схеме при исследовании коры выветривания на юге участка А: а) карта наличия углей, б) карта RMS амплитуд, в) сейсмический разрез по линии А, г) сейсмический разрез по линии В

При этом разделение фазы, ассоциируемое с кровлей доюрского основания, отсутствует, что говорит о небольшой мощности коры выветривания. Интенсивность отражения, в силу приоритетно однородного состава, связана как раз с изменением мощности коры выветривания – увеличение интенсивности отражений в северном и восточном направлениях связаны с уменьшением мощности коры выветривания вплоть до ее полного отсутствия. Следует обратить внимание на то, что отражение вблизи кровли доюрского комплекса в юго-западном углу участка ослабевает. На разрезе в этой области наблюдается увеличение мощности пласта У10. Поскольку основные мощные угленосные пласты в этом интервале сосредоточены вблизи кровли интервала, то увеличение мощности приводит к тому, что над кровлей доюрского комплекса могут отсутствовать угленосные пласты или иметь недостаточную мощность для чувствительности волнового поля. Поэтому интенсивность отражения в этой области связана, вероятно, только с составом коренного палеозоя, но не с изменениями мощности коры выветривания.

2.7 Результаты

Согласно результатам моделирования 2D, для площадного анализа коры выветривания доюрского комплекса следует также использовать и сейсмические атрибуты (Табл.2.3).

Таблица 2.3 Информативные атрибуты в области малых мощностей КВ

№	Атрибут	Описание
1	Seismic Amplitude	уменьшение
2	AWIF	уменьшение
3	Differentiation	уменьшение
4	Instantaneous Frequency	уменьшение
5	Average Frequency	увеличение
6	Standard Deviation of Frequency	увеличение
7	Instantaneous Q	увеличение
8	Envelope Derivative	увеличение
9	Instantaneous Bandwidth	увеличение
10	Thin Bed Indicator	увеличение

На рисунке 2.28а приведен пример карты средних значений акустического импеданса по результатам инверсии в интервале $A - A+15$ мс, то есть в самой верхней части доюрского комплекса.

По упругим свойствам кора выветривания отличается от коренного палеозоя относительно пониженными значениями, что хорошо видно в плане – резкий контраст упругих свойств по латерали как раз связан с областями развития коры выветривания и увеличения ее мощностей. При этом карты сейсмических атрибутов в этом же интервале, которые являются «чувствительными» для выделения коры выветривания в том числе в

области малых мощностей (рис. 2.28, б; 2.28, в) повторяют площадную конфигурацию распространения коры выветривания. И все они совпадают с предыдущим анализом, который основывался на исследовании данных скважин и сейсмического исходного куба.

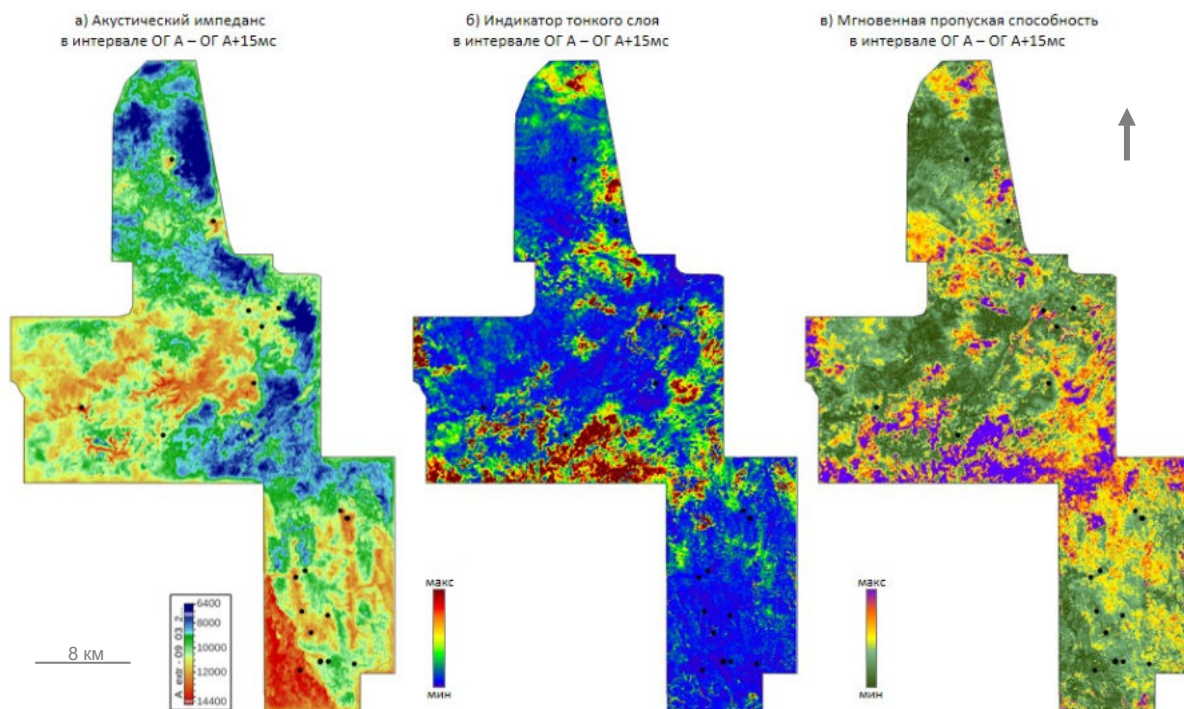


Рис. 2.28 Выделение коры выветривания по сейсмическим данным: а) акустический импеданс, б) индикатор тонкого слоя (thin bed indicator), в) мгновенная пропускная способность (instantaneous bandwidth)

Таким образом, обобщение решения при анализе коры выветривания доюрского комплекса по сейсмическим данным представлено на рисунке 2.29. Главными входными условиями являются информация о мощности коры выветривания по данным скважин или по региональным прогнозам, а также наличие изменений мощности в КВ для перехода непосредственно на количественную оценку.

Если при анализе присутствует набор скважин с информацией по коре выветривания, то в зависимости от мощности КВ есть возможность перейти на количественный анализ: если мощность КВ выше граничного значения в 60 метров, то есть возможность прокоррелировать ОГ, соответствующие кровле коры выветривания и кровле коренного палеозоя и перейти к временным и, соответственно, просто толщинам КВ.

Если мощность небольшая или сильно меняется по площади, потому что в области малых мощностей корреляция кровли коры выветривания и кровли коренного палеозоя будет единая, то можно использовать выделенные нами информативные атрибуты для получения качественной и, при наличии хорошей регрессионной зависимости, количественной оценки. Разными путями можно прийти к прогнозной карте коры выветривания ДЮК (рис. 2.30).

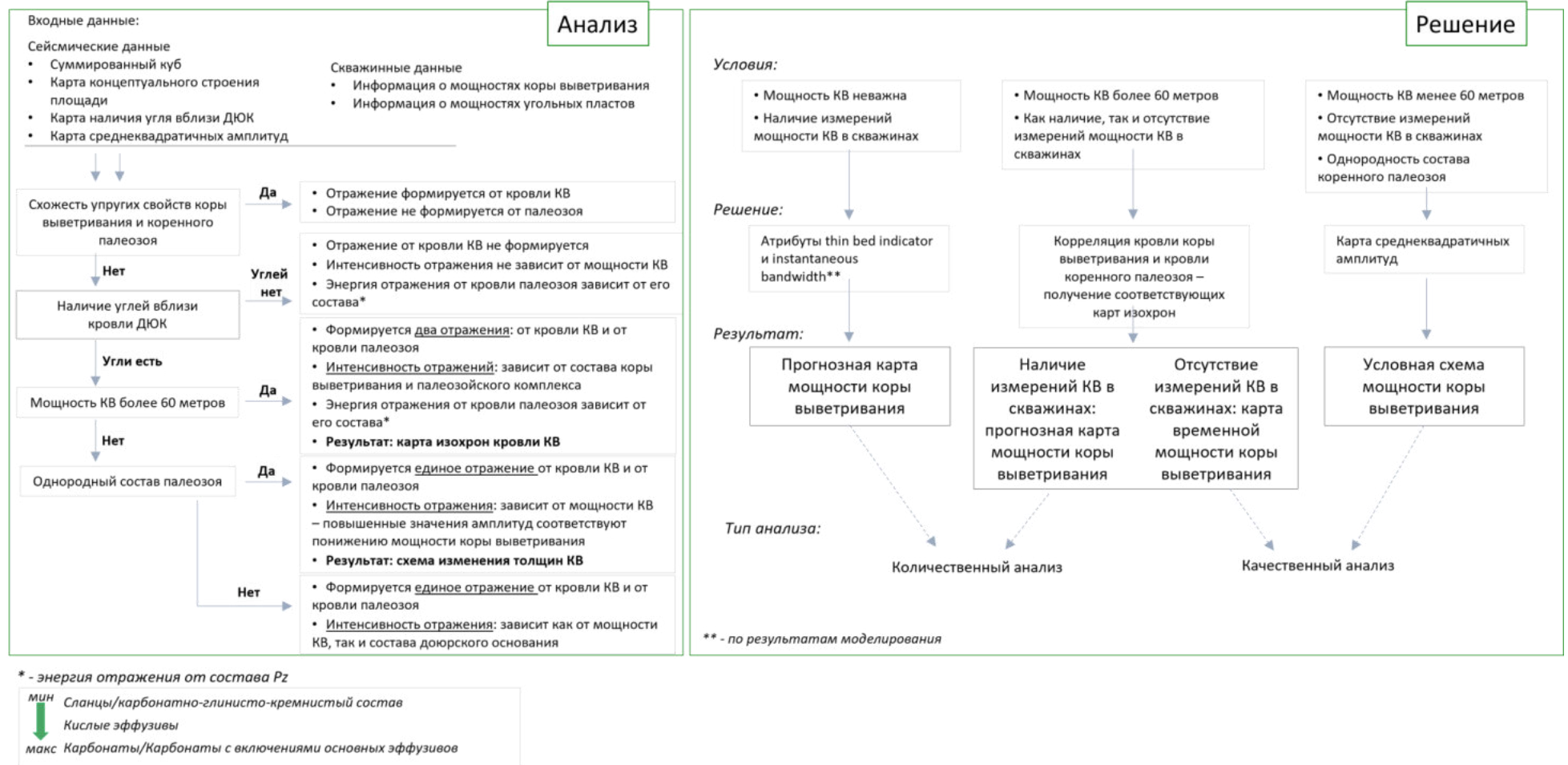


Рис. 2.29 Краткая блок-схема анализа КВ и получаемого решения

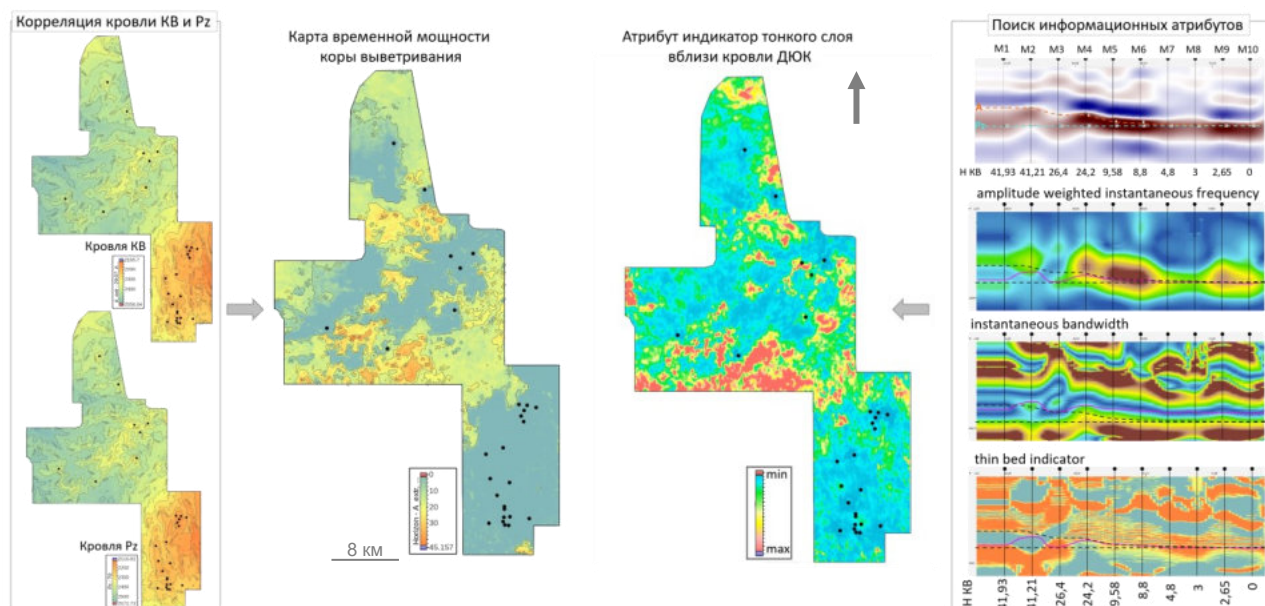


Рис. 2.30 Результаты исследования коры выветривания доюрского комплекса в области толщин, превышающих разрешающую способность, карты временной и прогнозной мощностей КВ

Стоит отметить, что карта временной мощности, построенная по результатам корреляции кровель КВ и коренного палеозоя, имеет ограничение – если мощность коры выветривания менее 60 метров, фаза единая, а значит и временная мощность равна нулю, что видно на примере юго-восточного участка площади на рисунке 2.31. При этом в области малых толщин КВ сейсмические атрибуты наиболее информативны и показывают латеральную изменчивость мощностей исследуемого интервала. Повышенные значения атрибута индикатор тонкого слоя соответствуют повышенным мощностям КВ, в данном случае приуроченных к активной тектонической зоне раздела блоков фундамента.

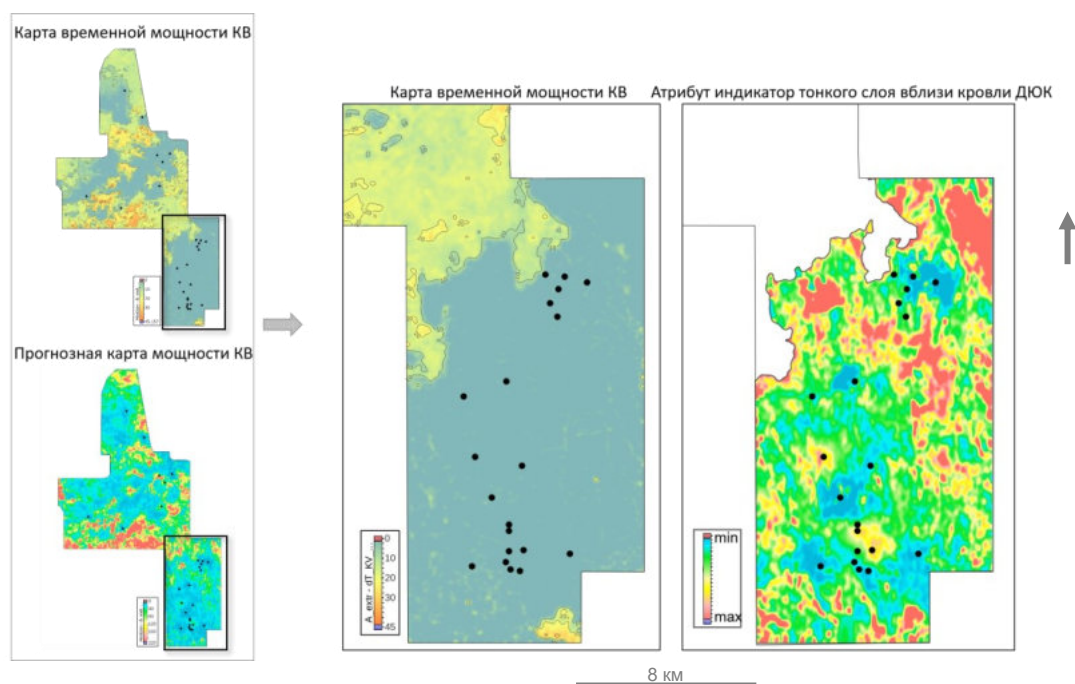


Рис. 2.31 Результаты исследования коры выветривания доюрского комплекса, карты временной и прогнозной мощностей КВ в области малых толщин коры выветривания

2.8 Выводы к главе 2

Выделение толщи коры выветривания ДЮК по сейсмическим данным и прогноз ее мощности является важной задачей при изучении доюрского комплекса. Основываясь на моделировании клина и анализе энергии отражений от кровли коренного палеозоя и КВ, был выявлен диагностический признак для изучения коры выветривания по сейсмическим данным: наличие угленосных отложений вблизи кровли КВ. При отсутствии этого угленосного пласта отражение от кровли коры выветривания формироваться не будет в силу схожести упругих свойств с нижнеюрскими отложениями. Поэтому важно получение прогнозной карты углей в подошвенной части осадочного чехла. Для этих целей возможно использовать AVO-анализ, так как угленосные отложения характеризуются 4 классом AVO-аномалии.

Помимо этого, в ходе моделирований была найдена качественная зависимость изменения энергии отражения от изменения мощности коры выветривания: интенсивность отражения растет при уменьшении мощности КВ вплоть до его полного отсутствия.

На основе полученных выводов, были разработаны блок-схемы для анализа и выделения коры выветривания по сейсмическим данным, в ходе которых появляется возможность корректной корреляции отражающих горизонтов в межскважинном пространстве и оценке изменения мощности коры выветривания. Имея корреляции границ коры выветривания и коренного палеозоя, можно получить карту временной мощности коры выветривания для толщин КВ свыше 60 метров.

На основе моделирования синтетического волнового поля 2D были найдены наиболее информативные сейсмические атрибуты, которые можно использовать для прогноза изменения мощности коры выветривания. Причем и на качественном уровне, и, при наличии достаточной статистики по скважинным данным, возможно перейти на количественный анализ, используя регрессионные зависимости. При этом использование сейсмических атрибутов позволяет оценивать мощности коры выветривания даже в области малых толщин, когда от кровли КВ и от кровли коренного палеозоя формируется единое интерференционное отражение.

ГЛАВА 3. СЕЙСМИЧЕСКАЯ ИНВЕРСИЯ²

3.1 Теоретические основы

Сейсмическая инверсия представляет собой процедуру преобразования сейсмических данных в упругие параметры, такие как акустический и сдвиговый импеданс, плотность. В дальнейшем параметры инверсии используются для описания свойств среды – при наличии возможности, которые определяются результатами петроупругого анализа, можно использовать результаты инверсии для регрессионных зависимостей для прогноза различных подсчетных параметров, а также для анализа особенностей геологического строения.

По набору восстанавливаемых упругих параметров выделяют акустическую инверсию куба полнократной суммы и синхронную инверсию нескольких частично-угловых сумм. На выходе акустической инверсии получаем один упругий параметр – акустический импеданс, на выходе синхронной инверсии – два и более упругих параметра (акустический импеданс, сдвиговый импеданс и плотность) (Veeken, 2002, 2004, 2020). Подходы инверсионных преобразований могут быть детерминистические или вероятностные (Russel, 1988), в этой работе речь пойдет про детерминистические алгоритмы.

Эффективность сейсмической инверсии определяется множеством факторов, в том числе качеством и полнотой исходных геолого-геофизических данных, а также сложностью сейсмогеологических условий, в которых находятся изучаемые отложения (Pendrel, 2020). Рекомендуемый тип инверсии может быть определен по результатам петрофизического обоснования динамической интерпретации и зависит от стоящих перед интерпретатором задач, а также — не в последнюю очередь — от наличия необходимого набора кондиционных входных данных (как сейсмической, так и скважинной информации) (Latimer, 2000; Ампилов и др., 2009, 2011). Фактически, сейсмическая инверсия является обратным решением прямой задачи. Импульс, используемый в инверсионных преобразованиях, выбирается так, чтобы он соответствовал обработанным данным по основным амплитудно-частотным и фазовым характеристикам (Barclay, 2008). Оценивается же он привязкой скважины к волновому полю. Форма сигнала и его частотные/фазовые характеристики в пределах исследуемых площадей для юрских отложений и для ДЮК разные – в юрских отложениях сигнал более высокочастотный. Поэтому оценка формы сигнала и сопутствующие параметры оценивались

²При подготовке данного раздела диссертации использованы следующие публикации, выполненные автором лично или в соавторстве, в которых, согласно Положению о присуждении ученых степеней в МГУ, отражены основные результаты, положения и выводы исследования:

5. **Ахиярова Е.Р.** Методические подходы к построению низкочастотной модели для целей сейсмической инверсии в интервале доюрского основания Западной Сибири // Вестник Московского университета. Сер. 4. Геология. 2022. № 4. С. 131–137. RSCI (0,44 п.л.). Импакт-фактор РИНЦ 2021: 0,596.

с положением целевой толщи – доюрского комплекса. Для корректной оценки было выбрано достаточно широкое окно в 400 мс, вмещающей 2–3 длины волны, в пределах самого интервала и кровли ДЮК.

В рамках исследования рассматриваются два вида инверсионных преобразований и оба основаны на модели: традиционная детерминистическая инверсия, основанная на модели и детерминистическая синхронная инверсия литотипов и упругих свойств Ji-Fi. Основной идеей метода инверсии, основанной на модели, является поиск оптимального решения на основе первоначального приближения – априорной низкочастотной фоновой модели (Cooke, 1983; Russel, 1998; Hampson, 2005). Таким образом, поиск оптимальной модели проводится благодаря итеративному изменению и детализации априорной модели путем минимизации несоответствия между синтетической сейсмикой, генерируемой из модели, и наблюдаемым волновым полем (Гогоненков, 1987; Pendrel, 2006).

Таким образом, становится очевидно, что построение низкочастотной фоновой модели является ключевым звеном инверсионных преобразований, поскольку несет в себе информацию о низкочастотной трендовой составляющей, которая отсутствует в реальных сейсмических данных, а также позволяет стабилизировать решение за счет введения параметра отклонения результата от исходной модели.

Обычно фоновые модели представляют собой кубы акустического AI, сдвигового SI импедансов и плотности, созданных путем интерполяции скважинных значений AI, SI и плотности по слоям структурного каркаса. Поскольку исходная априорная модель является основой инверсии, основанной на модели, то качество ее построения играет ключевую роль в получаемом результате. Вопросами построения более надёжных низкочастотных фоновых моделей задавались и раньше (Ray, Chopra, 2016), но поскольку в этой работе исследуется фундамент – здесь это становится ключевым вопросом инверсионных преобразований. В отличие от классических интервалов исследования, в доюрском комплексе отсутствует необходимый структурный каркас в интервале коренного палеозоя – хаотичная волновая картина не позволяет корректно проследить отражающие горизонты внутри толщи. Также имеет место и неравномерная глубина вскрытия скважинами – преимущественно до 50–100 метров - при том, что сам палеозойский комплекс характеризуется сильной латеральной изменчивостью и нерегулярностью скважинных наблюдений.

Контроль качества результатов инверсии по всему объему проводится стандартными способами: сравнение кубов реальных и синтетических трасс, рассчитанных по пластовым моделям, полученных в результате инверсии и сопоставление в точках скважин кривых акустического и сдвигового импедансов, рассчитанных при инверсии, с замеренными в

скважине. Критериями при оценке качества служат высокий коэффициент корреляции между входными сейсмическими данными и синтетическими трассами, полученными в результате инверсии; низкая амплитуда остаточного волнового поля и отсутствие в нем регулярной составляющей, соответствие между кривыми акустического и сдвигового импедансов по скважинным данными и кривыми, извлеченными из куба результата инверсии в этих точках и высокий коэффициент корреляции между ними.

Тем не менее, традиционная детерминистическая инверсия обладает рядом недостатков. Первым важным недостатком является наличие в алгоритме традиционной детерминистической инверсии низкочастотной фоновой модели. Как было упомянуто ранее, использование этой фоновой модели обеспечивает решение задачи инверсии низкочастотной трендовой составляющей, которая отсутствует в сейсмической полосе частот, и позволяет повысить уровень устойчивости решения инверсионной задачи, задавая ограничения на допустимые отклонения от этой исходной модели. Фактически, низкочастотная фоновая модель контролирует уровень значений упругих параметров результата инверсионных преобразований (Ball, 2015). Но использование первоначальной низкочастотной модели имеет свои недостатки, способные привести к некорректным геологическим результатам.

Процесс построения фоновой модели до сих пор чаще всего представляет собой процедуру математической интерполяции упругих свойств в межскважинном пространстве по геологическому каркасу. Для учета латеральной вариации свойств геологической среды в построенной низкочастотной модели необходима равномерная по площади сеть скважинных наблюдений, а также корректная структурная основа, на базе которой эта интерполяция проводится, что в действительности встречается не всегда.

С другой стороны, методика детерминистической инверсии предполагает непрерывные свойства среды, в то время как большая часть энергии отражений приходит от контрастных границ между фациями, нежели от слабоконтрастных границ внутри интервала одной фации. Поэтому значения импеданса, инвертированного на границе фаций, будут близки к реальным, в то время как внутри интервала, характеризующегося слабоконтрастными границами, импеданс будет иметь тенденцию стремиться к среднему значению фоновой модели (рис.3.1) (Kemper, 2014).

Помимо этого, в алгоритме традиционной детерминистической инверсии отсутствует учет зависимостей между упругими и петрофизическими свойствами (рис. 3.2). Рассматривая плотностные распределения упругих свойств, очевидно, что каждой фации соответствует свое нормальное распределение в поле упругих параметров, которые могут частично перекрываться друг с другом. Это представлено на рисунке 3.2, где на кроссплоте акустического и сдвигового импедансов цветами изображены различные фации и очевидно,

что зависимость между импедансами для каждой фации разная. Поэтому если описывать петрофизические взаимосвязи упругих свойств, то для корректной оценки регрессионной зависимости, последнюю необходимо рассчитывать для каждой фации индивидуально. В традиционной же инверсии используется единая линейная зависимость упругих свойств для всего окна расчета, и полученный результат будет соответствовать ситуации одной осредненной фации во всем исследуемом интервале. Для учета этой особенности считается перспективным использование байесовского формализма (Gunning, 2004, 2014; Larsen, 2006; Bosch et al., 2010; Waters, 2016; Zhao, 2016; Эпов, 2017), позволяющего оценить вероятность появления литотипов, обусловленных значениями упругих свойств среды, которые были получены в результате инверсии.

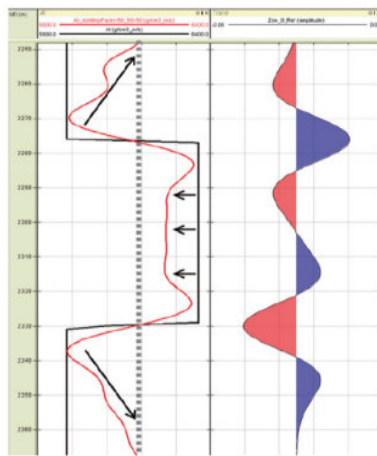


Рис. 3.1 Синтетическая модель акустического импеданса (черная линия) с соответствующей синтетическим импедансов, полученным по результатам синхронной инверсии (красная линия) (Kemper, Gunning, 2014).

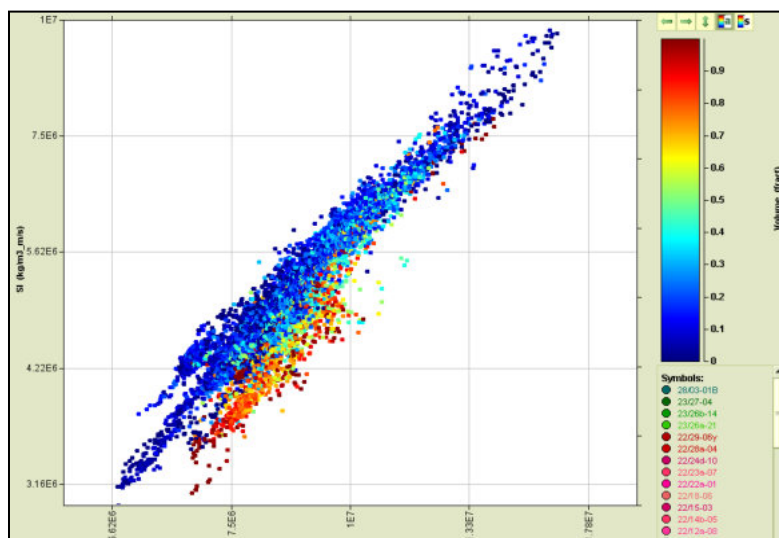


Рис. 3.2 Кроссплот акустического и сдвигового импедансов в цветах сейсмофаций (Kemper, Gunning, 2014).

Описанные недостатки решаются алгоритмами с синхронным восстановлением упругих свойств и вероятностей литотипов с применением элементов стохастической инверсии, в том числе и синхронной инверсии литотипов и упругих свойств Ji-Fi (Joint Impedance Facies Inversion) (Kemper, Gunning, 2014). Ji-Fi инверсия рассматривается не только как детерминистическая задача, но и как статистическая – в ней представлен принцип байесовского подхода к оценке упругих свойств.

Синхронная инверсия литотипов и упругих свойств рассчитывается по алгоритму, основанному на модели. Как описывалось выше, суть метода инверсии, основанной на модели, заключается в поиске оптимального решения на основе первоначального приближения, которым чаще всего является низкочастотная фоновая модель. Решение находится путем итеративного изменения начальной модели упругих свойств и минимизации целевой функции, которая включает в себя два важных слагаемых: разницу между наблюдаемым волновым полем и синтетическим, полученным по найденной модели; и разницу между первоначальной моделью и найденной. Таким образом, каждая итерация представляет собой некое возмущение изначальной модели среды, пока не будет найдена оптимальная, отвечающая целевой функции.

В отличие от алгоритма традиционной инверсии, в алгоритме Ji-Fi инверсии дополнительно вводится понятие фации. Поэтому последовательность поиска решения несколько иная: изначально инвертируются упругие свойства, учитывая первоначальную модель фаций, а затем, с учетом полученных упругих свойств, уточняются фации и так далее до тех пор, пока не будут достигнуты критерии минимизации целевой функции и не будет получено подходящее решение.

Синхронная инверсия литотипов и упругих свойств имеет некоторые принципиальные особенности:

- Отсутствие фоновой модели;
- Взаимосвязи между упругими характеристиками среды и фациями, выделяемыми в разрезе, задаются в виде глубинных линейных трендов для каждой фации;
- Результирующая модель упругих свойств получается путем инверсионного преобразования для каждой фации;
- Представления о латеральном изменении фаций задаются путем пропорций этих фаций в исследуемом интервале;
- Результатами инверсионных преобразований являются кубы упругих свойств, кубы петрофизических свойств, куб наиболее вероятной литологии;

- Для проведения совместной инверсии литотипов и упругих свойств необязательно наличие скважинных данных в пределах исследуемой площади, достаточно использовать скважины-аналоги с сопредельных участков.

Для проведения Ji-Fi инверсии используют практически такой же набор входных данных, как и для традиционной детерминистической инверсии:

- Сейсмические данные идут в расчет в виде набора частично-угловых сумм;
- Для каждой частично-угловой суммы необходимо оценить соответствующий импульс;
- Скважинные данные необходимы в виде акустического каротажа на продольных и поперечных волнах, плотностного каротажа. А также дополнительно могут быть использованы модельные кривые для различных условий флюидонасыщения;
- Корреляция отражающих горизонтов на этапе структурной интерпретации для создания каркаса модели.

Важной особенностью является отсутствие фоновой модели: ее функции выполняют регрессионные тренды зависимостей упругих свойств от глубины для каждой фации, определяемые по скважинным данным. Такой подход позволяет минимизировать искажения восстановленных упругих свойств в слабоконтрастной среде, обойти исключительно математическую интерполяцию в межскважинном пространстве. Но в первую очередь такой подход позволяет получить инвертированные характеристики среды, соответствующие каждой фации отдельно, тем самым позволяя получать результат, наиболее близкий к реальным геологическим условиям.

Регрессионные зависимости строятся на основе каротажных кривых, замеренных в скважинах. Тренды представляют собой зависимости изменения параметров скоростей продольной и поперечной волн, а также плотности с глубиной для каждой фации. Причем петрофизическая взаимосвязь между упругими свойствами определяется через кроссплоты. Помимо самой регрессионной зависимости важную роль еще играет доверительный интервал этого тренда. Это коридор допустимых значений, в которых может отклоняться модель при инвертировании той или иной фации. Получается, что именно в этом диапазоне значений и будут восстанавливаться результирующие упругие характеристики среды. Доверительный интервал оценивается и при построении глубинных трендов, и при анализе кроссплотов упругих свойств.

Поскольку скважинные данные по площади мы не интерполируем, а задаем математически только с глубиной, то в данном случае нет необходимости в плотной сети скважинных наблюдений, что является очевидным плюсом. Количество скважин,

участвующих в анализе глубинных трендов, будет оказывать влияние на статистику описываемых точек, поскольку все скважины анализируются одновременно. В случае скудной скважиной информации в пределах исследуемого участка, как часто бывает на этапах разведочных работ, дополнительно можно привлечь информацию о скважинах с соседних площадей. Это позволит построить более уверенные зависимости и корректно оценить доверительный интервал для всех упругих характеристик и всех литотипов.

Существенным отличием от традиционных методов инверсии являются и получаемые результаты (Данько, 2016). Привычно работать с кубами акустического и сдвигового импеданса и, в удачном случае, плотностью, полученными как результат инверсионных преобразований. Далее по весьма простым формулам эти кубы можно было бы пересчитать в произведения параметров Ламэ с плотностью. Или по определенным ранее петрофизическим зависимостям пересчитать упругие характеристики в фильтрационно-емкостные свойства в пределах целевых интервалов.

На выходе совместной инверсии литотипов и упругих свойств мы получаем набор данных весьма большой, чем при традиционных методах. Помимо стандартных результатов в виде скоростей продольных и поперечных волн, плотности, акустического и сдвигового импедансов, можно получить кубы петрофизических свойств: коэффициента пористости, эффективные толщины, песчанистость; кубы дополнительных важных атрибутов: произведения коэффициентов Ламэ на плотность, отношения скоростей продольных и поперечных волн; но наиболее интересным из всех получаемых результатов является куб наиболее вероятных литотипов (Tugushev, 2019). Такой куб легче анализируется с точки зрения геологии, поскольку он представлен не в виде физических характеристик разреза, а в виде непосредственно геологического объема.

3.2 Ограничения инверсионных преобразований в ДЮК

С точки зрения изучения доюрского комплекса можно выделить ряд особенностей, которые необходимо учитывать при проведении сейсмической инверсии. Во-первых, это глубина вскрытия скважин – чаще всего это небольшой интервал вблизи кровли ДЮК, около 50–100 метров, за редким исключением глубоких скважин, которые могут достигать 300–1000 метров глубиной (рис. 3.3). Но нескольких глубоких скважин недостаточно для корректного построения априорной низкочастотной фоновой модели (НФМ): НФМ представляет собой интерполяцию скважинных данных по структурному каркасу, а в рамках сложной блоковой модели с изменяющимся литологическим составом доюрского комплекса, интерполяцией единичных скважин в межскважинном пространстве можно занести ошибку в исходную модель. Также далеко не во всех скважинах присутствует запись акустического каротажа по поперечной волне, что необходимо для проведения синхронной инверсии. Тем не менее, в

наиболее глубоких скважинах эта информация дополнительно синтезирована, поэтому проведение синхронной инверсии в доюрском комплексе представляется возможным.

Помимо скважинных данных сложности встречаются и со структурным каркасом – необходима корректная корреляция кровли ДЮК, по возможности, кровли коры выветривания, а также границ внутри самой толщи доюрского основания. С последним, собственно, и возникают проблемы, поскольку волновое поле внутри ДЮК динамически слабо выражено и проследить, отражающие горизонты внутри интервала практически невозможно, что также оказывает влияние на построение исходной низкочастотной фоновой модели в доюрском комплексе.

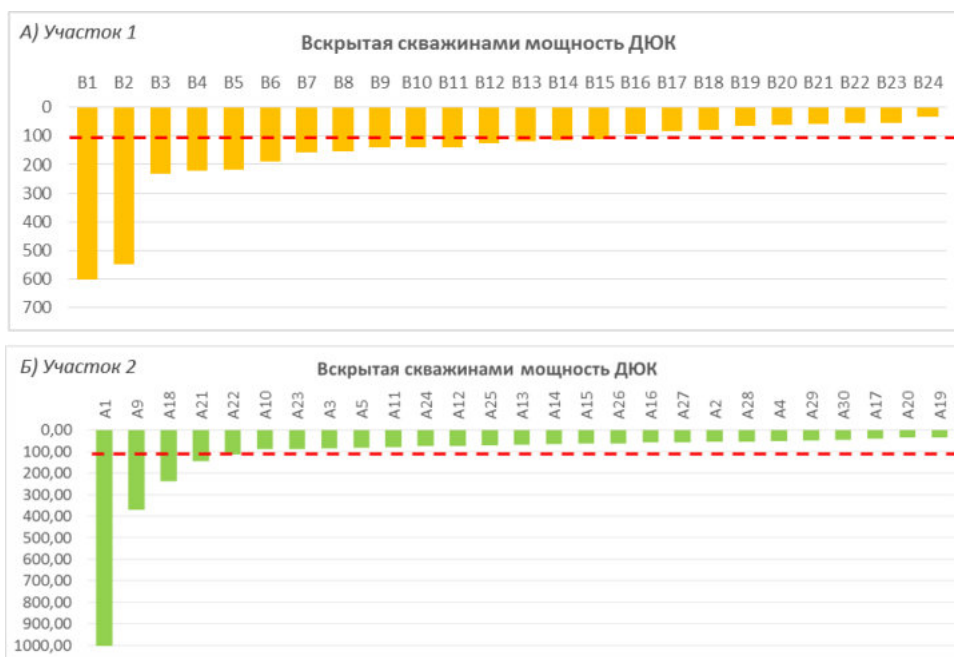


Рис. 3.3 Вскрытая мощность ДЮК скважинами

В-третьих, контраст акустических свойств между угленосными пластами нижней юры и доюрского комплекса достаточно велик – достигает $10\,000\text{--}11\,000\text{ Н*с/м}^5$. При этом для проведения сейсмической инверсии необходимо задавать величину доверительного интервала, внутри которого алгоритм ищет решение относительно исходной фоновой низкочастотной модели. Проблема заключается в том, что при построении НФМ модель сглаживается до низких частот, которых нет в сейсмической записи, тем самым сглаживая контраст на границе юры и ДЮКа до средних значений (рис. 3.2, а). Задавая в настройках расчета инверсии «коридор» для вариации акустического импеданса, который вряд ли будет превышать 2000 Н*с/м^5 , мы уже заранее полагаем, что ни абсолютные значения угленосных пластов, ни абсолютные значения доюрского основания вблизи кровли восстановлены не будут. Избежать этого можно, сглаживая априорную модель послойно: до границы ДЮК и внутри комплекса, что будет продемонстрировано далее. Но и тут проявляется подводный

камень: корреляция положительного экстремума вблизи кровли ДЮК не всегда согласована с реальной стратиграфической границей комплекса. На рисунке 3.4, б показан пример синтетического разреза, построенного по данным скважин. Слева направо мощность коры выветривания – мощность между отбивками А и Pz – уменьшается и видно, что несмотря на интерференцию отражений, сам положительный экстремум не меняется по форме вне зависимости от мощности коры выветривания, при этом отбивки А и Pz с этим экстремумом, а соответственно, и с корреляцией расходятся - особенно это прослеживается при увеличении мощности коры выветривания доюрского комплекса. Поэтому использовать карту ОГ А, прослеженную по положительному экстремуму в областях повышения КВ не совсем корректно для целей сглаживания априорной модели, но допустимо с учетом вертикальной разрешающей способности сейсмической записи.

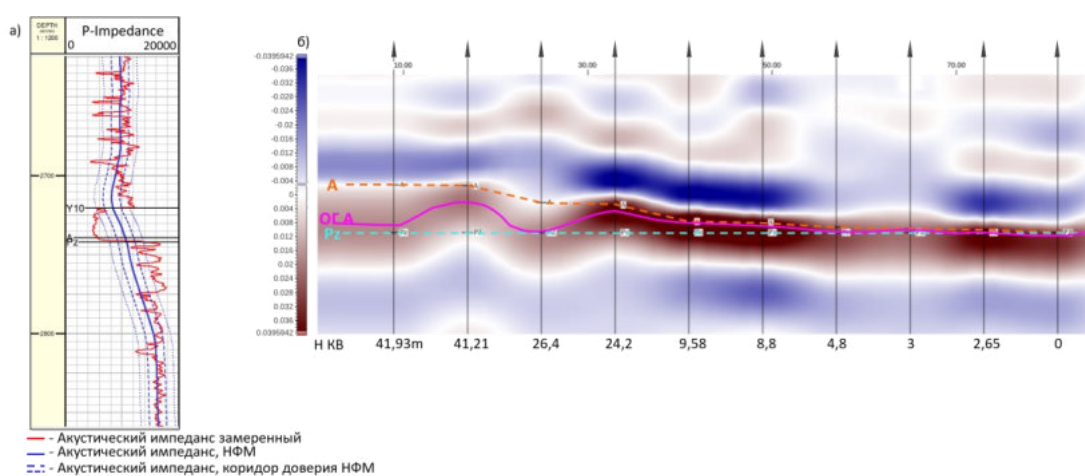


Рис. 3.4 Несогласованность корреляции экстремума, приуроченного к кровле ДЮК, и стратиграфических отбивок: а) акустический каротаж в скважине; б) синтетическое волновое

Четвертой важной особенностью является качество сейсмических данных. Для целей синхронной инверсии важно иметь достаточно широкий диапазон удалений для хорошего восстановления сдвигового импеданса и, если углы превышают 30–35 градусов, плотности. Диапазон удалений и кратность в интервале ДЮК в первую очередь зависит от качества выполнения полевых работ, а далее уже и от последующей обработки, и на исследуемых участках составляет небольшой угловой диапазон.

3.3 Инверсия по синтетическим данным

В рамках работы над проектом «Палеозой», сотрудниками компании «ПетроТрейс» было выполнено полномасштабное моделирование сейсмического поля для целей исследования доюрского комплекса Западной Сибири (Вороновичева, 2019; Старков и др, 2018). Сейсмогеологическая модель, на основе которой было проведено моделирование, представляет собой 4 наиболее типичных вида разреза, которые встречаются на двух исследуемых в рамках этой работы площадях в пределах Нюрольской структурно-фациальной

зоны (рис. 3.5, а): карбонатный разрез с локальными внедрениями глинисто-известковой породы; интрузивы кислого и основного состава, а также кислые эффузивы. В модели скважины 3 также выделяется интервал коры выветривания ДЮК. В моделях скважин 2, 3 и 4 разные отложения доюрского комплекса перекрывают друг друга, в скважине 1 кислые интрузивы представляют собой моноклитное локальное внедрение – эта скважина прямой аналог реальной скважины А1.

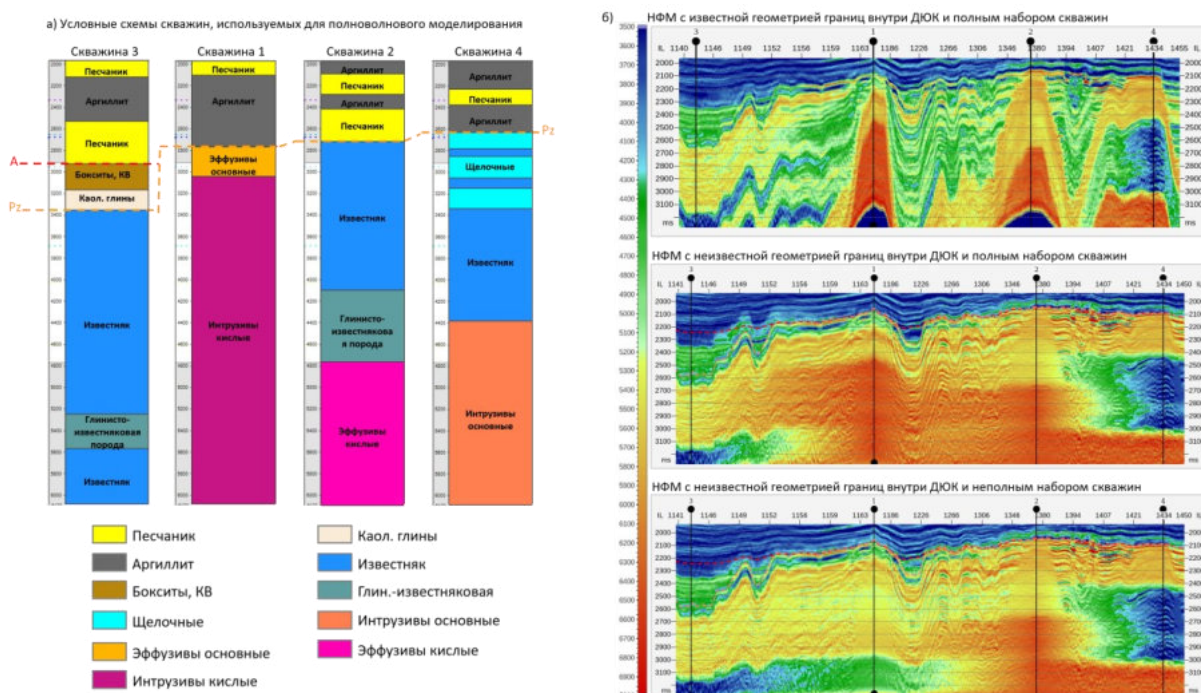


Рис. 3.5 Инверсия по модельным данным: а) типы разрезов сейсмогеологической модели для моделирования волнового поля, б) результаты инверсии по модельным данным для разных априорных низкочастотных моделей

В ходе полноволнового моделирования на основе описанной модели были получены синтетические сейсмические данные, по которым автором работы была проведена традиционная акустическая инверсия с получением разрезов псевдоскоростей продольной волны. Поскольку низкочастотная фоновая модель является критическим аспектом для результатов инверсии, то для целей инверсии были протестированы различные подходы к построению этой модели (рис. 3.5, б):

- Первый вариант представляет собой идеальную ситуацию – известны и откартированы границы внутри комплекса ДЮК и в построении априорной низкочастотной модели задействован полный набор скважин, вскрывающий различные виды формаций – результат инверсии представлен на верхнем разрезе на рисунке 3.5,б;
- Второй вариант представляет собой более реальную картину – прослежена только кровля доюрского комплекса, отражающие границы внутри ДЮК неизвестны,

при этом для построения НФМ также используется полный набор скважин – результат инверсии представлен на среднем разрезе на рисунке 3.5,б;

- И третий вариант инверсии наиболее характерен для нашей работы – для низкочастотной фоновой модели прослежена только граница доюрского комплекса, как и во втором варианте НФМ, при этом для построения модели используется неполный набор скважин: скважина 1, вскрывшая кислые интрузивы, остается «слепой», предполагая, что в реальных условиях не все объекты исследованы бурением – нижний разрез на рисунке 3.5,б.

Отметим огромную разницу в получаемых результатах в зависимости от условий построения низкочастотной фоновой модели. Когда известен структурный каркас внутри ДЮК, то объекты восстанавливаются идеально – локальные объекты остаются локальными, изменение свойств по латерали и глубине соответствует реальным геологическим условиям.

Иная ситуация при отсутствии прослеженных отражающих границ внутри доюрского комплекса: повышенные значения скоростей локальных объектов «размазываются» по разрезу превращая их в некоторые пласты и, соответственно, в качестве результата получается целый интервал с упругими характеристиками, соответствующими только для локальных проявлений магматических комплексов.

Колоссальное влияние на результат инверсии оказывает неполный набор скважин: восстанавливаемые скорости по результатам инверсии с третьим вариантом НФМ по уровню не соответствуют магматическим породами, в частности кислому интрузиву, они оказываются ниже по значению импеданса. Таким образом, работая с реальными данными велика вероятность пропустить крупные локальные объекты именно в коренном палеозое по результатам инверсии.

При этом, корректно и одинаково во всех трех вариантах построения низкочастотной модели восстанавливается верхняя часть доюрского комплекса – интервал коры выветривания (скважина 3) и первые десятки метров коренного палеозоя.

Таким образом приходим к выводу, что, во-первых, корреляция отражений внутри коренного палеозоя играет важную роль для результатов традиционной инверсии – локализация объектов невозможна при отсутствии корректных отражающих горизонтов – при этом отличительной особенностью реального волнового поля коренного палеозоя является «хаотичная» картина без протяженных границ; во-вторых, исключительно сейсмических данных на такой глубине исследования при такой геологической обстановке недостаточно, чтобы восстановить локальные высокоимпедансные магматические объект в разрезе без скважинных данных, которые используются для построения НФМ; в-третьих, описанные ограничения касаются в большей степени коренного палеозоя – верхняя часть ДЮК,

включающую кору выветривания, восстанавливается по сейсмическим данным достаточно уверенно.

Эти выводы являются важными ограничениями для проведения сейсмической инверсии для доюрского комплекса.

3.4 Традиционная детерминистическая инверсия, основанная на модели

Как описывалось ранее, в работе автором исследуются два участка в пределах Томской области. На участке В коренной палеозой представлен в основном карбонатными отложениями, на юго-востоке площади встречаются глинисто-кремнистые отложения, мощность коры выветривания не превышает 20 метров и представлена разнообразным составом. На участке А состав коренного палеозоя разнообразнее: южная часть участка представлена карбонатными отложениями, в центральной части площади скважинами вскрыты магматические породы, в том числе кислая гранитная интрузия в скважине А1, к северу участка по данным одной скважины встречаются метаморфические сланцы, мощность коры выветривания на участке варьирует от 0 до 45 метров, состав также разнообразный, но стоит отметить, что в скважинах с магматическим типом разреза, кора выветривания также является магматической.

С точки зрения полноты скважинных исследований: глубина вскрытия ДЮК скважинами участка В чуть больше, чем участка А: около 12 скважин с замеренными данными акустического каротажа вскрывают ДЮК более, чем на 100 метров, на участке А таких скважин 5. При этом наибольшая мощность вскрытия доюрского комплекса встречается в единичных скважинах: А1 вскрывает 1,5 км ДЮК, А9 – более 300 метров, В1 и В2 – более 500 метров. Для каждого участка для инверсии были использованы наиболее глубокие скважины с мощностью вскрытия доюрского комплекса более 50 метров и с замеренными или синтезированными данными акустического и плотностного каротажей.

Основываясь на теоретических знаниях и выводах предыдущего параграфа, для построения низкочастотной априорной модели для участка В было протестировано 5 различных подходов и для каждой модели была рассчитана акустическая инверсия с одинаковыми параметрами для их последующего сравнения. Примеры фоновых моделей представлены на рисунке 3.6: НФМ, построенная интерполяцией скважинных данных с учетом отражающей границы Д1 внутри коренного палеозоя; НФМ, построенная интерполяцией скважинных данных без учета границы Д1; НФМ, построенная интерполяцией скважинных данных с сохранением контраста на границе юрских и доюрских отложений; НФМ на основе глубинно-скоростной модели, НФМ на основе статистических данных по скважинам. Две последние модели необходимы из теоретических соображений: большое количество исследуемых участков либо имеют скудную информацию о ДЮК по скважинам,

либо ее нет, поэтому исследуется возможность привлечения сторонней информации для построения априорной модели.

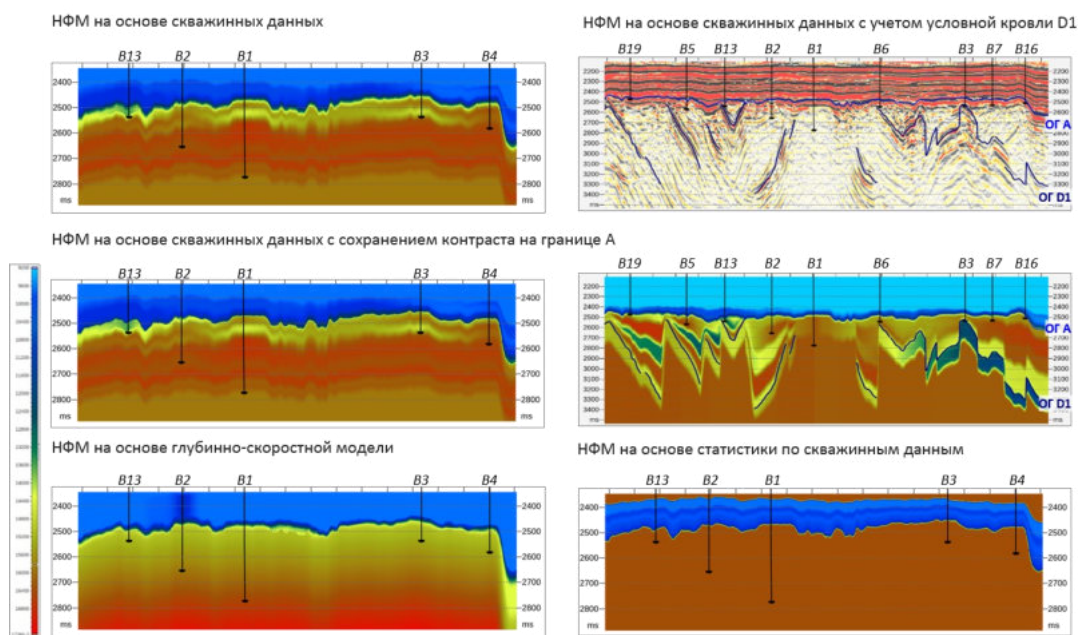


Рис. 3.6 Варианты построений априорной низкочастотной фоновой модели на участке В

Отражающий горизонт Д1 прослежен внутри толщи коренного палеозоя как кровля ярких амплитудных пачек внутри ДЮК (рис. 3.7). Эта граница прослеживается только по части площади и имеет достаточно большие углы наклона относительно кровли ДЮК. Предположительно, эта граница приурочена к кровле глинисто-известковых пород в толще карбонатов, которая проявляется яркой границей за счет большого акустического контраста в отложениях.

Привлечение этой границы для построения низкочастотной модели в идеале является правильным решением, поскольку теоретически позволяет корректнее распространить упругие свойства из скважин по структурному каркасу. На участке В кровлю амплитудной пачки Д1 вскрывает только скважина В3, и при этом это всего 232 метра доюрского комплекса, когда как глубина погружения отражающего горизонта меняется вплоть до километра. Таким образом, интерполяция упругих свойств из этой скважины по структурному каркасу с учетом границы Д1 некорректна, поскольку не отражает реального изменения тренда уплотнения с глубиной, а также вскрытие интервала ниже ОГ Д1 только одной скважиной также несет в себе некорректную информацию при интерполяции – упругие характеристики, как и литологический состав, могут изменяться по латерали.

Это проявляется на результатах инверсии (рис. 3.8), где наблюдается инверсия упругих свойств – повышенные значения импеданса находятся по разрезу выше, чем пониженные значения импеданса при отсутствии на то геологических предпосылок. Вдобавок, на карте акустического импеданса в верхней части ДЮК наблюдается резкое изменение импедансов

по латерали, что связано в первую очередь с эффектом не совсем корректной интерполяции скважинных данных и сложного блокового строения доюрского комплекса.

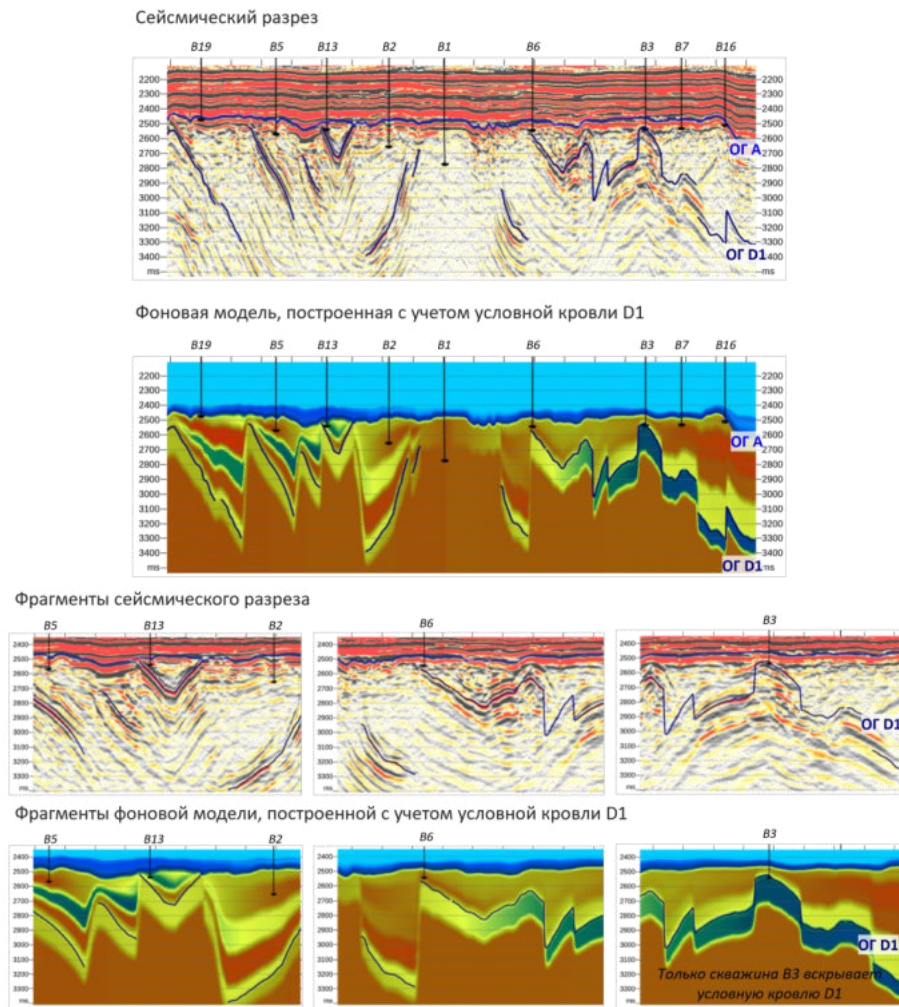


Рис. 3.7 Построение низкочастотной модели с использованием условной границы D1, участок В

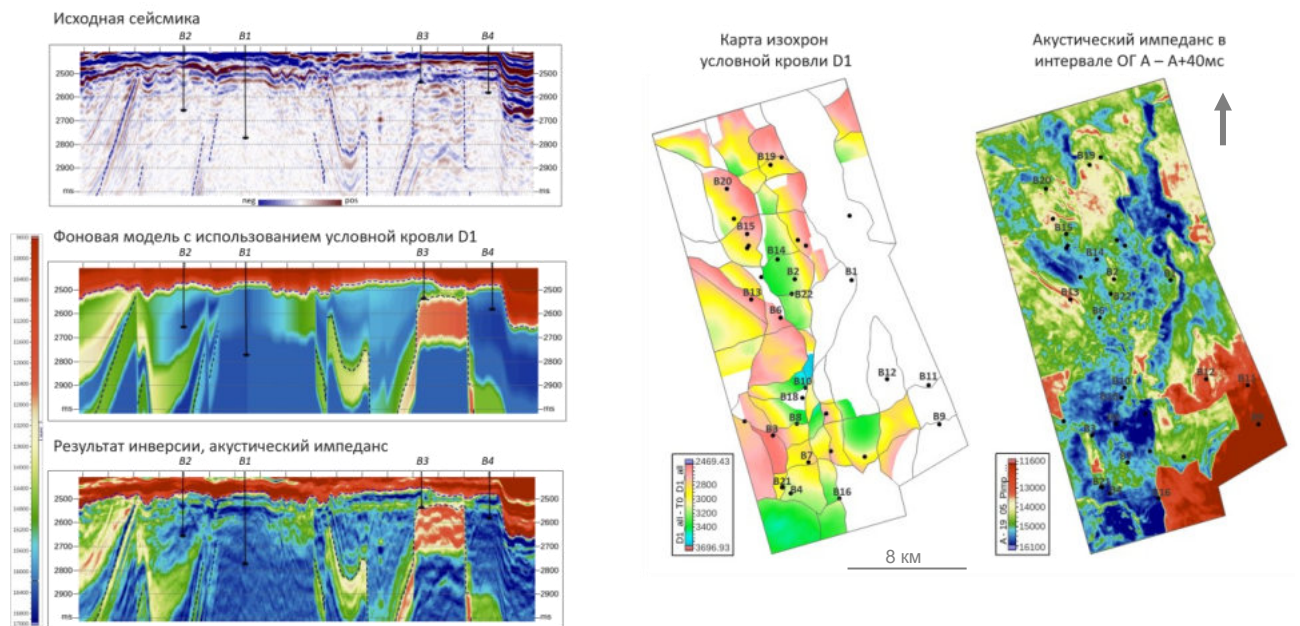


Рис. 3.8 Результаты акустической инверсии с низкочастотной моделью, построенной

Вторая фоновая модель строилась интерполяцией скважинных данных, где в качестве структурного каркаса был использован только ОГ А – кровля доюрского комплекса. При сравнении замеренных данных акустического каротажа и полученных в результате инверсии, плохо восстанавливается контраст на кровле ДЮК. Это связано с тем, что в угленосных пластах в подошве юрских отложений значения импеданса около 5000, тогда как в палеозойском комплексе – 17000, а поскольку априорная модель низкочастотная, то этот контраст не сохраняется, а значения импеданса в интервале описываются некоторым средним значением. При этом, имея ограничение отклонения от модели акустического импеданса в 1500, полученного в результате тестирования, при расчете инверсии мы не сможем восстановить истинные значения импеданса ни на границе углей, ни на границе палеозоя. Это является важной особенностью построения НФМ в ДЮК и ограничением метода инверсии, базированной на модели.

Акустический импеданс, полученный со вторым вариантом НФМ, детализирует исходную НФМ (рис.3.9), сохраняется пачка ярких амплитудных аномалии внутри ДЮК, приуроченных к условной кровле Д1.

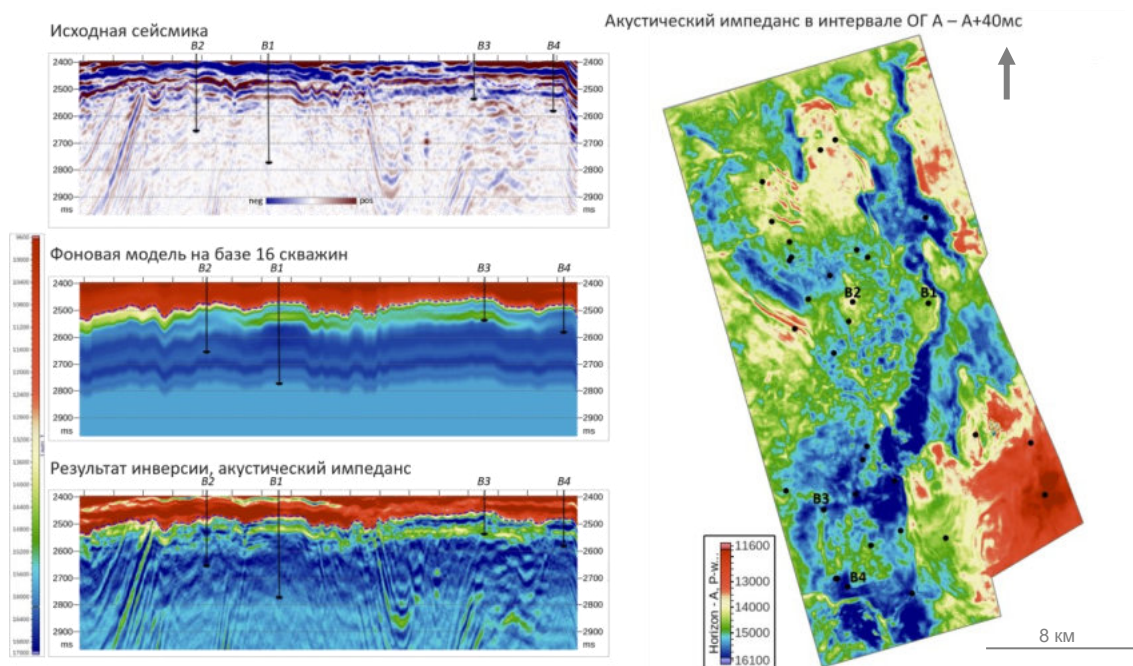


Рис. 3.9 Результат акустической инверсии с низкочастотной моделью, построенной интерполяцией скважинных данных без учета условной кровли Д1, участок В

В верхней части доюрского комплекса по акустическому импедансу наблюдается латеральная изменчивость относительно северной и южной частями площади, что связано с изменением состава и условий формирования интервала. В юго-восточной части площади выделяется область, которая предположительно может быть связана с более мягкими, с точки зрения акустических характеристик, породами – глинисто-кремнистыми отложениями.

Помимо этого, следует обратить внимание, что детальность восстановления импеданса в коренном палеозое, в более глубокой его части, минимальная. При сравнении с данными скважин наблюдается следующая закономерность: восстанавливаемый импеданс фактически только повторяет исходную фоновую модель, не добавляя новой информации из сейсмических данных. Примерно это наблюдается и на разрезах акустического импеданса – наиболее информативна только верхняя часть доюрского комплекса, включая кору выветривания. Полученный вывод совпадает с выводом из предыдущего параграфа, в котором проводилась инверсия по синтетическим данным.

Поскольку в случае использования предыдущей НФМ при инверсии контраст на границе юрских и доюрских отложений не сохраняется, то третья вариация априорной модели проведена с попыткой сглаживания НФМ до низких частот с сохранением контраста на границе сред – сглаживание проводилось в двух окнах: до ОГ А и после ОГ А (рис. 3.10). Таким образом, искусственно сохраняется контраст на границе. В таком подходе тоже есть нюанс, связанный с тем, что кровля доюрского основания не всегда строго соответствует положительному экстремуму – граница комплекса варьирует внутри положительной фазы, что связано с влиянием маломощной пачки коры выветривания, которая не превышает вертикальной разрешающей способности сейсмической записи и из-за чего происходит интерференция двух границ в волновом поле.

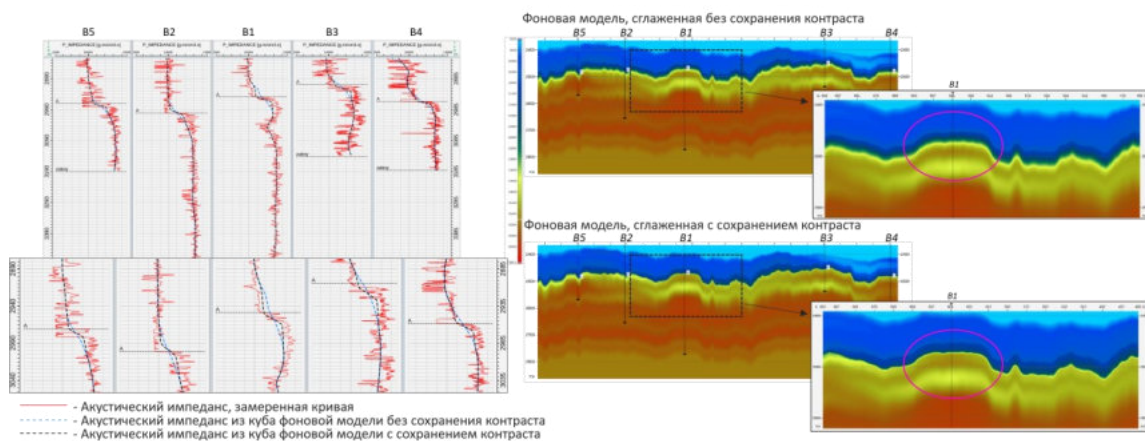


Рис. 3.10 Построение низкочастотной фоновой модели на основе интерполяции скважинных данных с учетом сохранения контраста на границе ОГ А, участок В

Для варианта третьей априорной модели контраст на границе ДЮКа восстанавливается лучше, за счет чего коэффициент корреляции между замеренной и восстановленной кривым в точках скважин выше, а общий результат инверсии в целом сравним с предыдущим вариантом (рис. 3.11).

На случай работ в регионах с ограниченной скважинной информацией были предприняты попытки построения НФМ через глубинно-скоростную модель (ГСМ), которую мы использовали для глубинной миграции (рис. 3.12). В целом, исходные скорости ГСМ

неплохо коррелируют с замеренными в точках скважин, но полученная априорная модель обладает меньше детализацией разреза, чем априорная модель, построенная по скважинным данным. При этом латеральная изменчивость в верхней части разреза полученного акустического импеданса отличается от предыдущих реализаций инверсий. Также понижается коэффициент корреляции между замеренными и инвертированным импедансом относительно предыдущих реализаций.

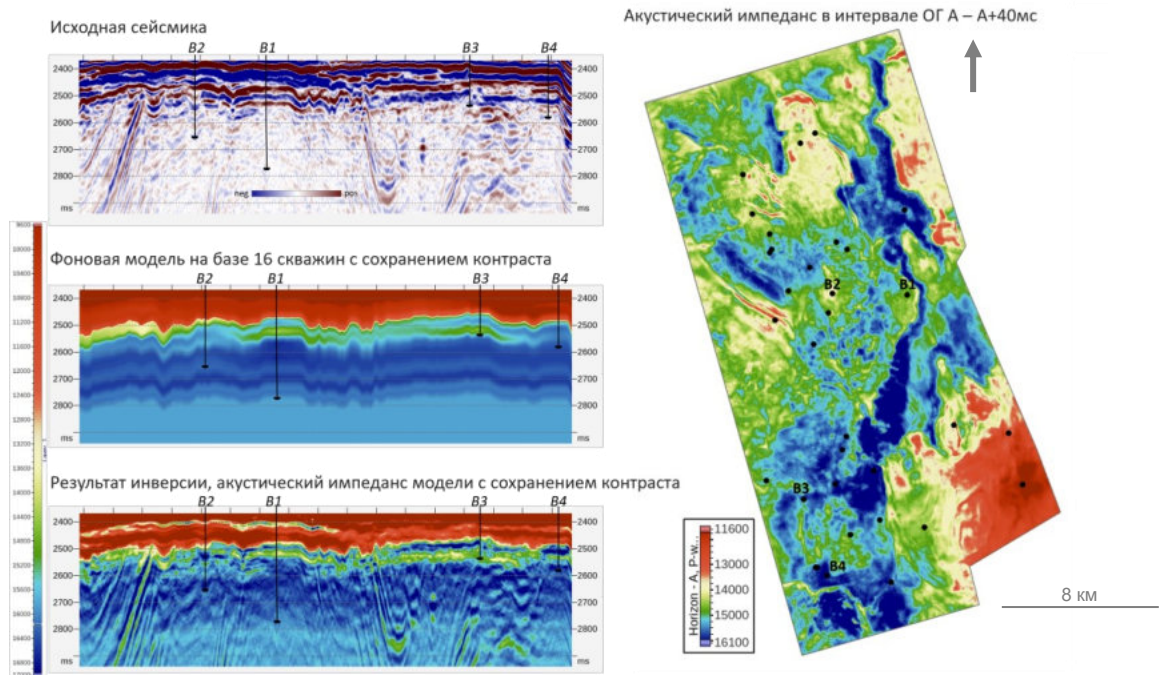


Рис. 3.11 Результаты акустической инверсии с низкочастотной моделью на основе скважинных данных с учетом сохранения контраста на границе А, участок В

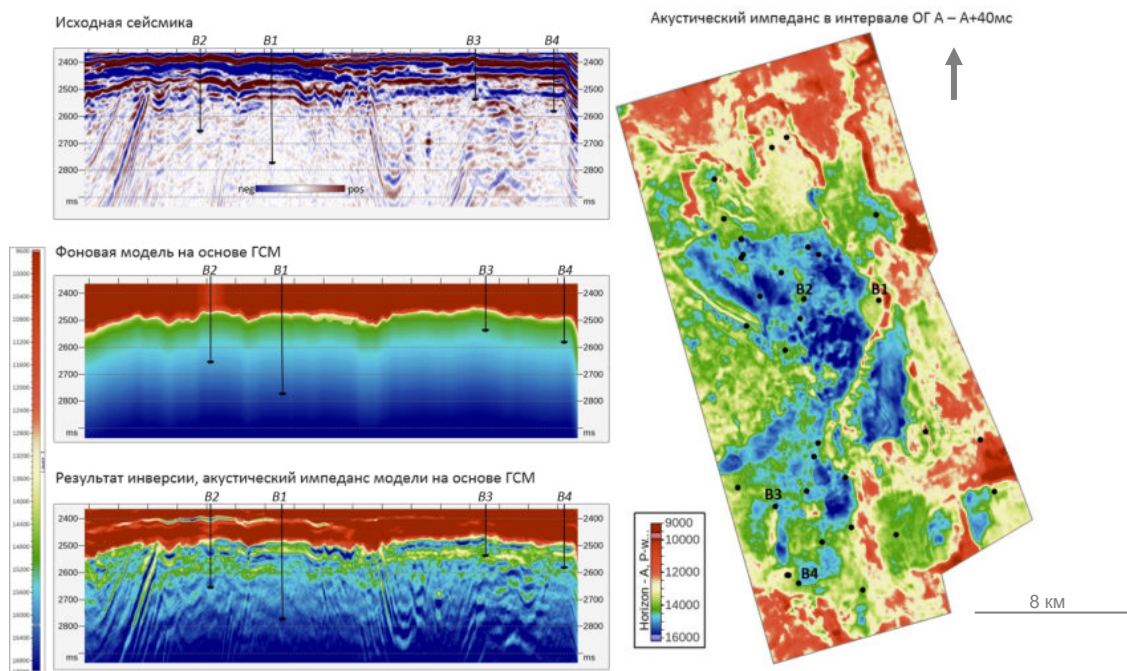


Рис. 3.12 Результаты акустической инверсии с низкочастотной моделью на основе ГСМ миграции, участок В

Особенность использования ГСМ состоит в том, что полученная скоростная модель напрямую зависит, во-первых, от качества исходных данных, во-вторых, от контроля интерпретационного сопровождения обработки на этапе построения глубинно-скоростной модели. Но при этом, корректно построенная модель лучше характеризует латеральную изменчивость упругих свойств в межскважинном пространстве за счет использования сейсмических данных, что должно давать лучшие результаты относительно банальной интерполяции.

Также в качестве НФМ для инверсии использовался статистический тренд (рис. 3.13). Такой вариант априорной модели полезен в случае ограниченного количества скважин, вскрывшего ДЮК. Зависимость импеданса продольной волны от глубины по всему стволу скважины имеет определенный (линейный) наклон до доюрского комплекса, который значительно отличается по значениям импеданса. Внутри ДЮК же значения импеданса в скважинах близки друг к другу и их можно охарактеризовать константой, поэтому для статистической низкочастотной фоновой модели внутри ДЮК было принято постоянное значения – 16300.

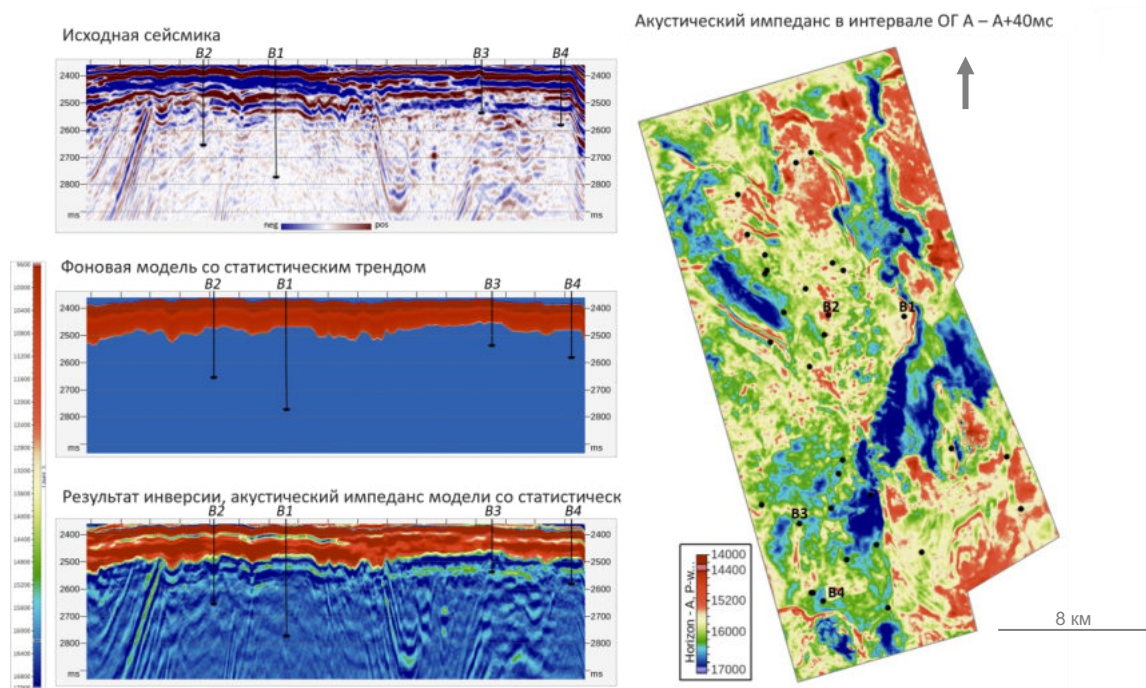


Рис. 3.13 Результат акустической инверсии с низкочастотной моделью на основе статистики по скважинам, участок В

Из особенностей: такой вариант построения НФМ сложнее применять на участках с различным составом коренного палеозоя, в таком случае появляется возможность использовать блоковое строение и интерполировать значения по блокам ДЮКа. Но описанная схема будет работать, если эти различные отложения были вскрыты и каждый блок условно охарактеризован корректными значениями импеданса в априорной модели, иначе можно

легко внести ошибку в решение. В данном случае ДЮК представлен карбонатным составом, поэтому НФМ построена без учета границ блоков. Но на юго-востоке участка остаются неправильно описаны импедансы для глинисто-кремнистых отложений, которые по своим упругим свойствам ниже, чем карбонатные породы. Что прослеживается и на результатах инверсии – юго-восточный блок по значениям выше, чем в вариантах инверсии с НФМ, построенной интерполяцией скважинных данных.

В таком варианте статистической априорной модели акустический импеданс по результатам инверсии практически полностью повторяет амплитуды исходного волнового поля. Совершенно теряется информация на карте и разрезах импеданса о блоках, сложенных другой литологией. Полученный результат инверсии слабо применим для дальнейшего анализа.

При сравнении значений акустического импеданса, полученного путем инверсионных преобразований (рис. 3.14), прослеживается, что использование априорной модели, построенной методом интерполяции скважинных данных по структурному каркасу без учета яркой амплитудной пачки внутри ДЮК показывает хороший контроль качества инверсии, в сравнении с методами построения НФМ на базе ГСМ или статистических данных. Использование сглаживания до низких частот с сохранением контраста на границе юрских и доюрских отложений играет важную роль в восстановлении упругих свойств близи границы и увеличивает коэффициент корреляции инвертированных и замеренных данных.

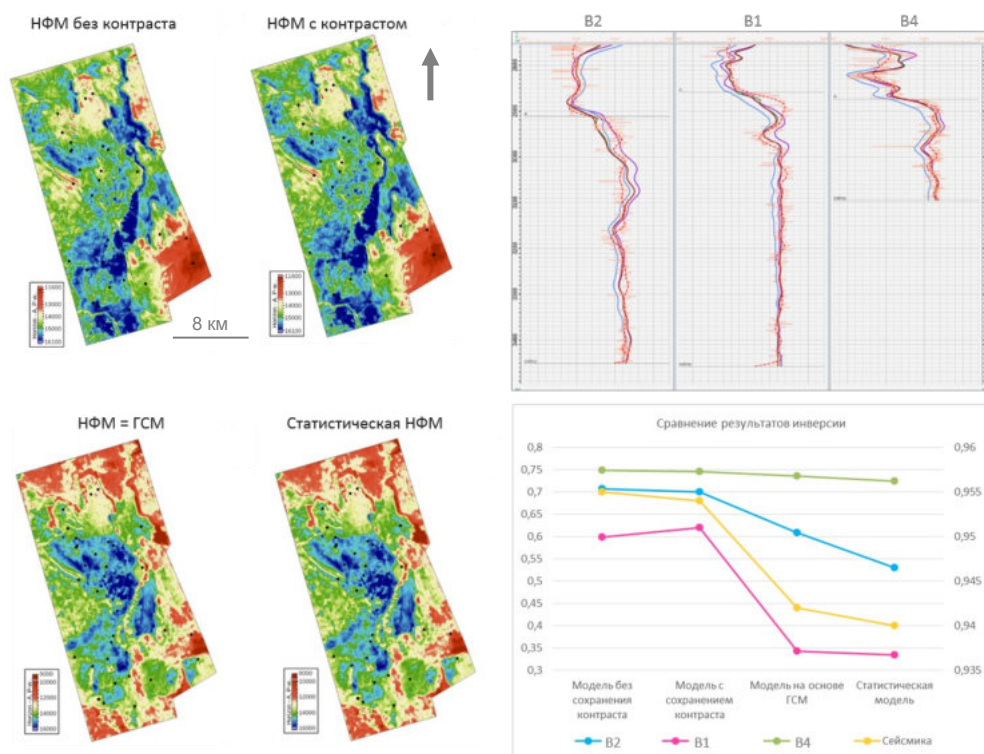


Рис. 3.14 Сравнение результатов инверсии с различными низкочастотными моделями, участок В

Существует связь акустического импеданса с формационным составом доюрского комплекса – пониженные значения импеданса соответствуют зоне распространения кремнистых и глинисто-кремнистых, биокластовых пород (рис. 3.15). Формации, представленные известняками и доломитами, по акустическому импедансу незначительно отличаются друг от друга. При этом прямых зависимостей от изменения мощности коры выветривания, уровнем доломитизации, с концептуальной блоковой моделью и геологической картой не найдено.

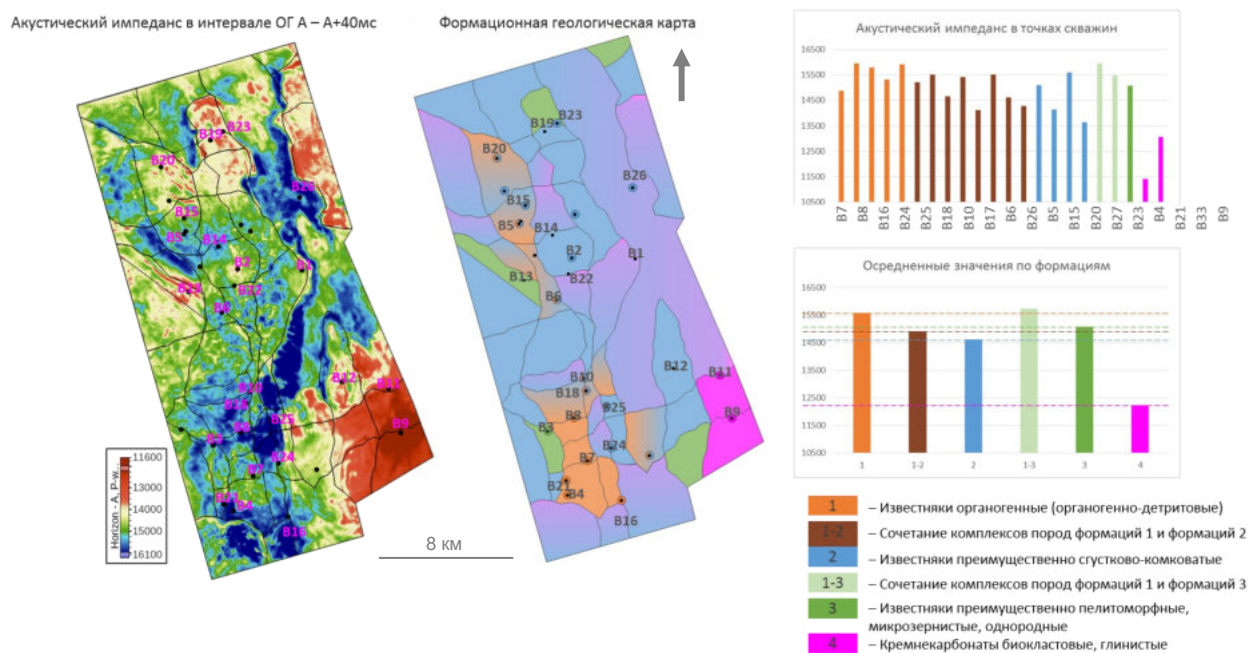


Рис. 3.15 Сравнение акустического импеданса и формационного состава по блокам на участке В

На примере участка В были проиллюстрированы оптимальные методы построения априорной модели – методом интерполяции скважин по структурному каркасу. Поэтому на участке А априорная модель была так и рассчитана: с учетом и без учета контраста на границе юрских и доюрских отложений, а также с трендовой составляющей в виде скоростей миграции (рис. 3.16). Построение последнего варианта априорной модели продиктовано переменной литологией по латерали: на участке вскрыты карбонатный тип доюрского комплекса, магматический и метаморфические сланцы. При этом разбуренность скважинами неравномерная – большая часть скважин располагается в юго-восточной части площади, где как раз и вскрыт преимущественно карбонатный тип отложений в ДЮК, а в центральной, западной и северной частях площади встречаются лишь единичные скважины. Таким образом, использование ГСМ как дополнительного тренда в теории должно помочь привести в интерполяцию скважинных данных дополнительную информацию из скоростей сейсмических волн о латеральной изменчивости строения ДЮК.

В сравнении кривых акустического импеданса между тремя разными априорными моделями, модель со сглаживанием с учетом сохранения контраста на границе А имеет наибольший коэффициент корреляции, две другие модели примерно одинаковы. С учетом сохранения контраста на границе юрских и доюрских отражений, восстановленные значения ближе к замеренным. Стоит еще отдельно обратить внимание на глубокие скважины, в которых с глубиной результат инверсии фактически дублирует фоновую модель. Таким образом подтверждается ограничение сейсмической инверсии для целей исследования глубинного коренного палеозоя.

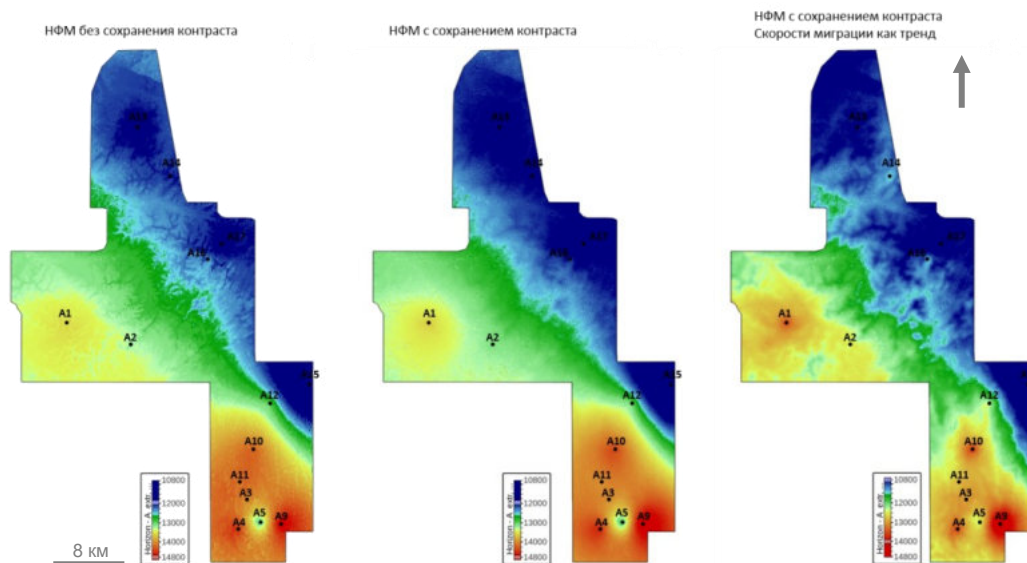


Рис. 3.16 Карты трех вариантов низкочастотной фоновой модели, участок А

С точки зрения полученных карт акустических импедансов (рис. 3.17), результаты при использовании низкочастотных моделей с сохранением контраста на границе ОГ А и без примерно схожи, различия минимальны. При этом при использовании тренда скоростей из ГСМ миграции результат несколько отличается: в точках скважин, что логично, кривые восстанавливаются нормально, в слепых скважинах результат чуть хуже, чем просто методом интерполяции, но в целом результат приемлем. Хорошо выделяется карбонатная часть на юге площади, контур карбонатного блока по импедансу по НФМ с трендом скоростей в районе скважины А12 кажется более похожим на блоковую модель и карту рассеянной компоненты (см. главу 4). При этом поднимаются значения импеданса до уровня карбонатов в блоке близ скважины А1. Но тут сложно судить однозначно: скважиной А1 вскрыты 1500 метров кислых интрузивов, которые здесь представляют собой локальные поднятия с внедрением магматических пород. В части площади, а именно вблизи А2 и А16, в верхнем интервале доюрского комплекса существует представление о покровных типах магматических отложений преимущественно эффузивного состава, которые налегают на карбонатное основание. В области северо-западнее скважины А1, поскольку она не изучена бурением,

может быть покровные магматические отложения отсутствуют в верхней части ДЮК и выше, к условной кровле, вновь выходят карбонатные отложения, с чем и может быть связано такое повышение значений акустического импеданса.

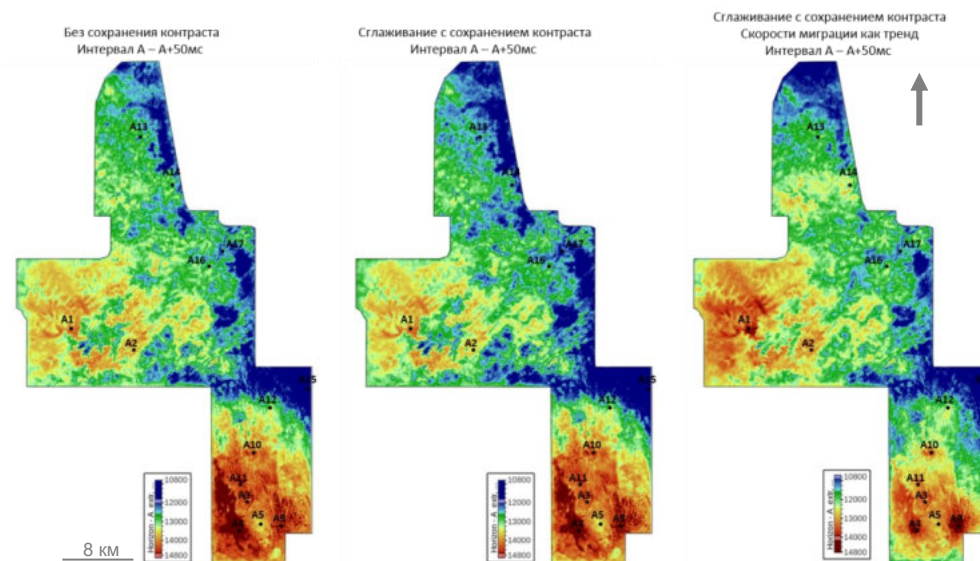


Рис. 3.17 Карты акустических импедансов по результатам инверсии по трем низкочастотным моделям в интервале ОГ А – ОГ А+50мс, участок А

3.5 Синхронная инверсия литотипов и упругих свойств – Ji-Fi инверсия

Одно из главных отличий синхронной инверсии литотипов и упругих свойств Ji-Fi от традиционной детерминистической инверсии, как упоминалось в параграфе 3.1, отсутствие низкочастотной фоновой модели. Вместо нее строятся глубинные тренды изменения упругих свойств (скоростей продольных и поперечных волн, а также плотности) для каждой выделенной фации.

При построении глубинных трендов, если какие-то фации характеризуются очень близкими упругими параметрами, то возможно их объединить в один литотип, как, например, терригенные отложения – нет смысла делить глины, аргиллиты и др., когда они полностью перекрываются в поле упругих параметров.

В рамках настоящего исследования Ji-Fi инверсия была проведена на участке А, на котором представлен более разнообразный состав ДЮК: выделяются фации коры выветривания, карбонатная, сланцевая и магматическая фации. Наиболее низкими значениями упругих параметров характеризуются угли (рис. 3.18) в подошвенной части юрских отложений, достаточно уверенно разделяются угли, терригенные отложения, карбонатные и магматические отложения. Фация коры выветривания ДЮК перекрывается по упругим параметрам с терригенными отложениями, но при этом они располагаются в разных интервалах, то есть количество той или иной фации даже при условии схожести скоростей и

плотностей можно контролировать, определяя пропорции латеральной изменчивости для каждой фации в каждом интервале.

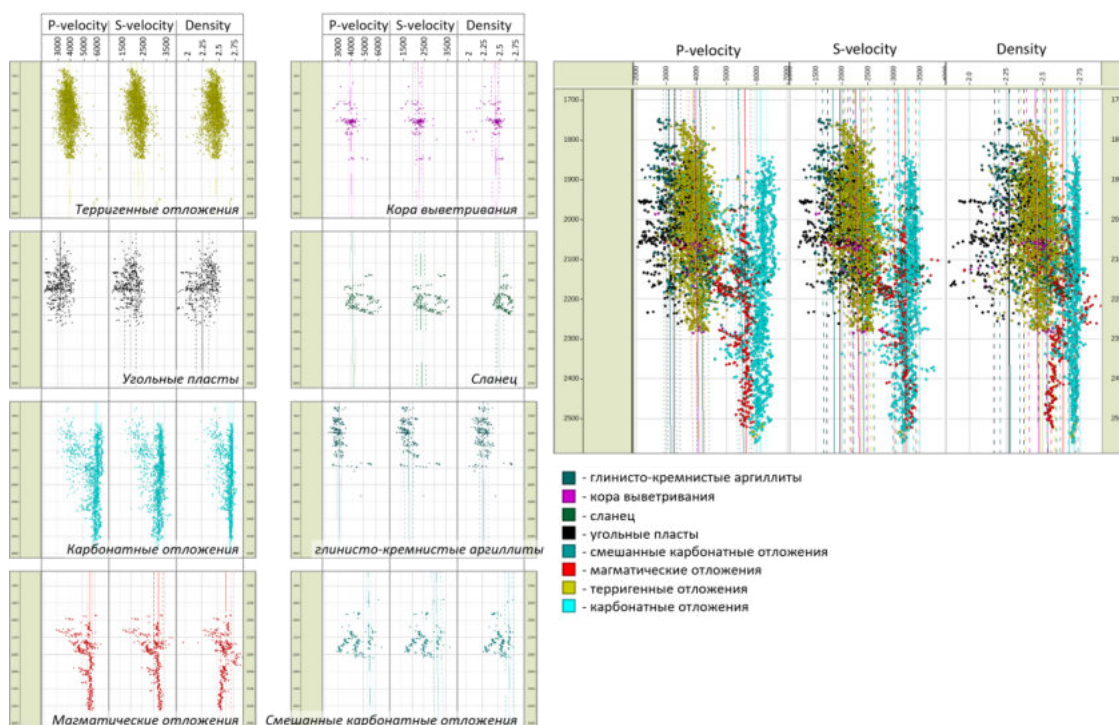


Рис. 3.18 Глубинные тренды по данным скважин для Ji-Fi инверсии

Поскольку и на тестах Ji-Fi инверсии глубинный коренной палеозой не восстанавливался, то в целях сокращения времени расчета по полному объему, интервал ограничен верхней частью доюрского комплекса – первые 50 мс (рис. 3.19).

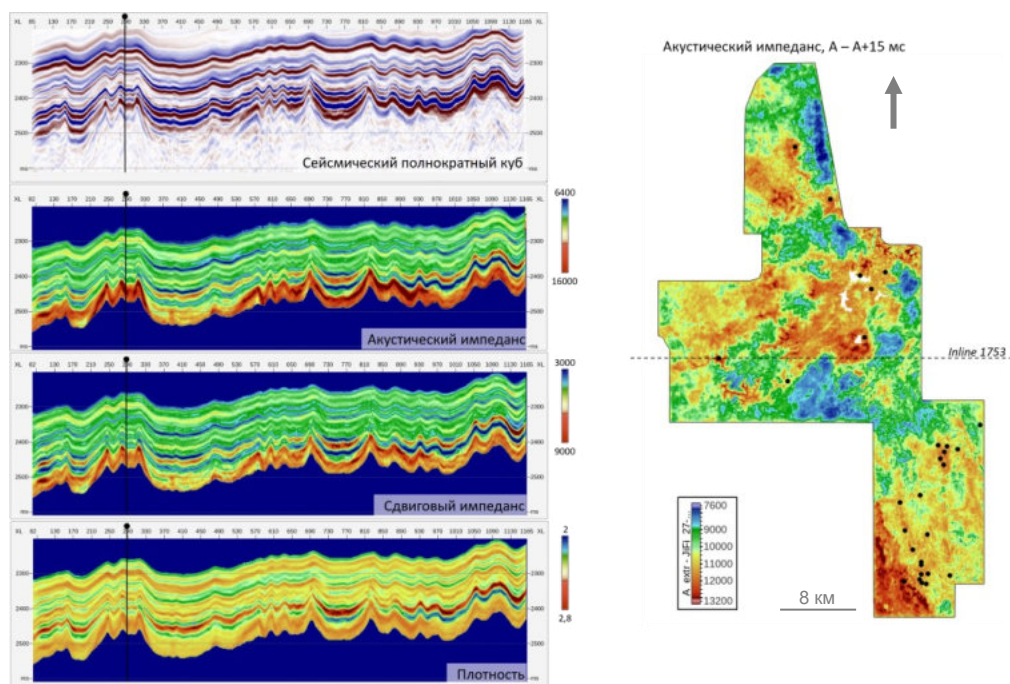


Рис. 3.19 Карта акустического импеданса вблизи ОГ А и разрезы полученных упругих параметров по результатам Ji-Fi инверсии, участок А

Результатом инверсии является полный набор упругих параметров: акустический и сдвиговый импедансы, плотность и соотношение скоростей продольной и поперечной волны (рис. 3.20). Дополнительно к полному набору рассчитывается и куб наиболее вероятной литологии, о котором будет написано ниже в этом параграфе.

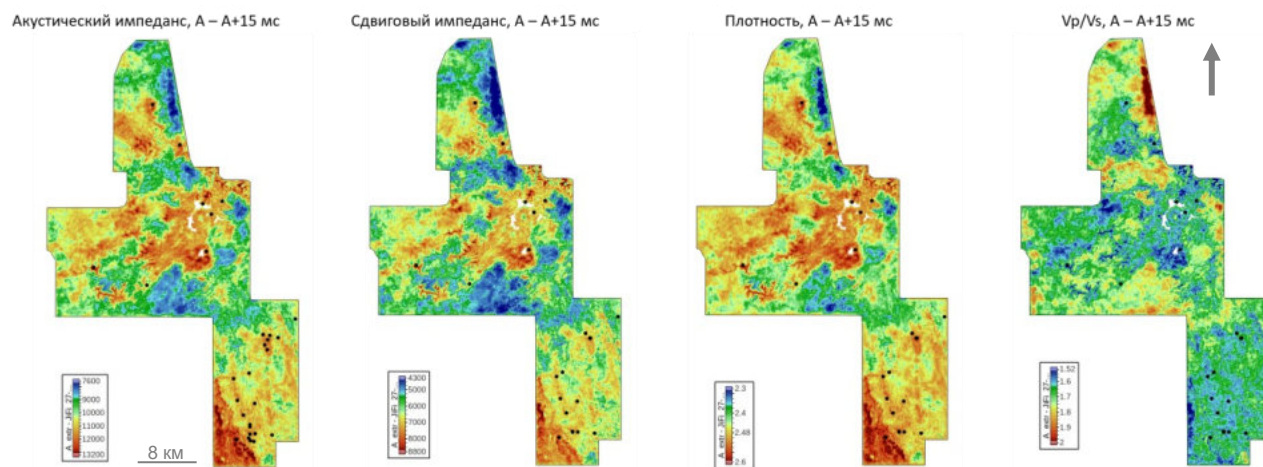


Рис. 3.20 Карты акустического, сдвигового импедансов, плотность и соотношение скоростей V_p/V_s вблизи ОГ А по результатам Ji-Fi инверсии, участок А

Значения акустического импеданса по обоим видам инверсии достаточно близки, судя по карте вблизи ОГ А (рис. 3.21). Уровень акустического импеданса по результатам традиционной инверсии несколько выше, при этом видно сильное влияние исходной фоновой модели, особенно вблизи северной части площади – за счет интерполяции весь блок несколько занижен в значениях, нежели на карте по результату Ji-Fi инверсии. Судя по всем картам, это очевидное влияние фоновой модели. Такая же картина наблюдается и в самой западной части съемки, между скважинами, которые располагаются на локальных поднятиях, хребтах с выходом магматических пород к поверхности.

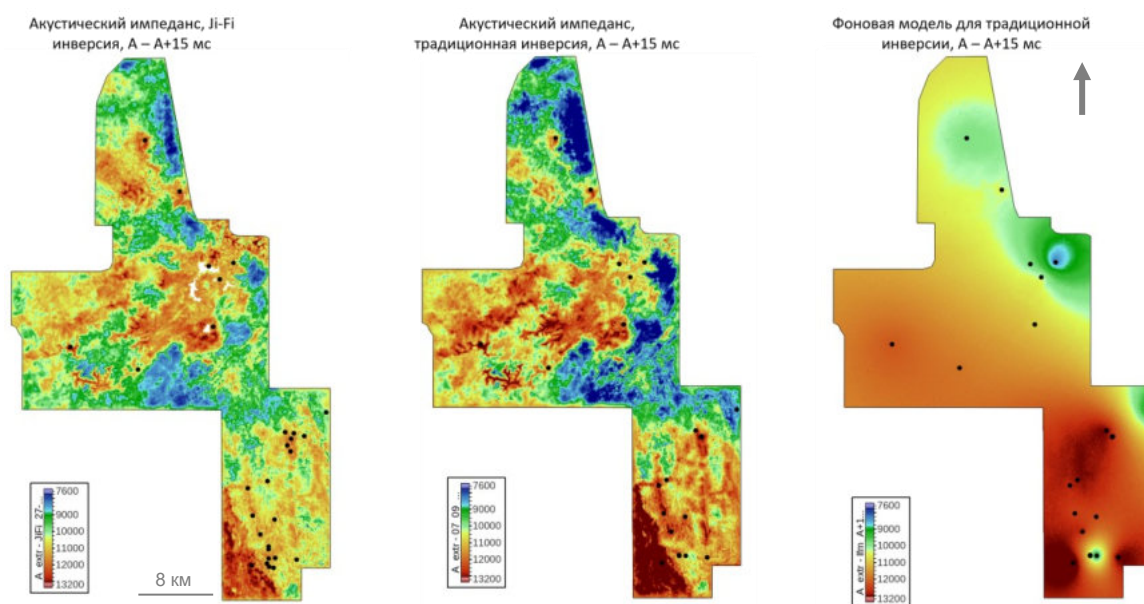


Рис. 3.21 Сравнение карт акустического импеданса вблизи ОГ А по результатам традиционной синхронной инверсии, основанной на модели и Ji-Fi инверсии

По Ji-Fi инверсии эти хребты характеризуются повышенными значениями, а между ними пониженные, что соответствует представлениям о строении, поскольку скважинами вскрыты локальные магматические внедрения. При этом на карте по результатам традиционной инверсии вся область между этими скважинами также выделяется повышенными значениями и опять же за счет фоновой модели и интерполяции скважинных данных. Таким образом, использование результатов Ji-Fi инверсии позволяет корректно проследить в плане литологические особенности, особенно внедрения магматических пород в карбонатные. Подобная ситуация наблюдалась на примере инверсии по синтетическому волновому полю, когда без горизонтов внутри доюрского основания, то есть без границ магматических внедрений, повышенные значения, которые приурочены лишь к локальному поднятию, размазываются по площади за счет интерполяции.

Северо-Восточный край съемки опять пострадал из-за низкочастотной фоновой модели: распространение повышенных значений импедансов во всей центральной и северной частях наиболее логично выглядит на карте после Ji-Fi инверсии, можно проследить направления распространения магматических пород, в то время как на карте после традиционной инверсии северо-восточный блок в области пониженных значений.

Сдвиговый импеданс в традиционной инверсии практически не восстановился, повторяет фоновую модель с небольшими уточнениями, тогда как по результатам Ji-Fi инверсии распределение упругих свойств получается более геологичным (рис. 3.22). По образу и подобию сдвиговый импеданс в верхней части ДЮК напоминает акустический по результатам Ji-Fi с небольшими локальными различиями.

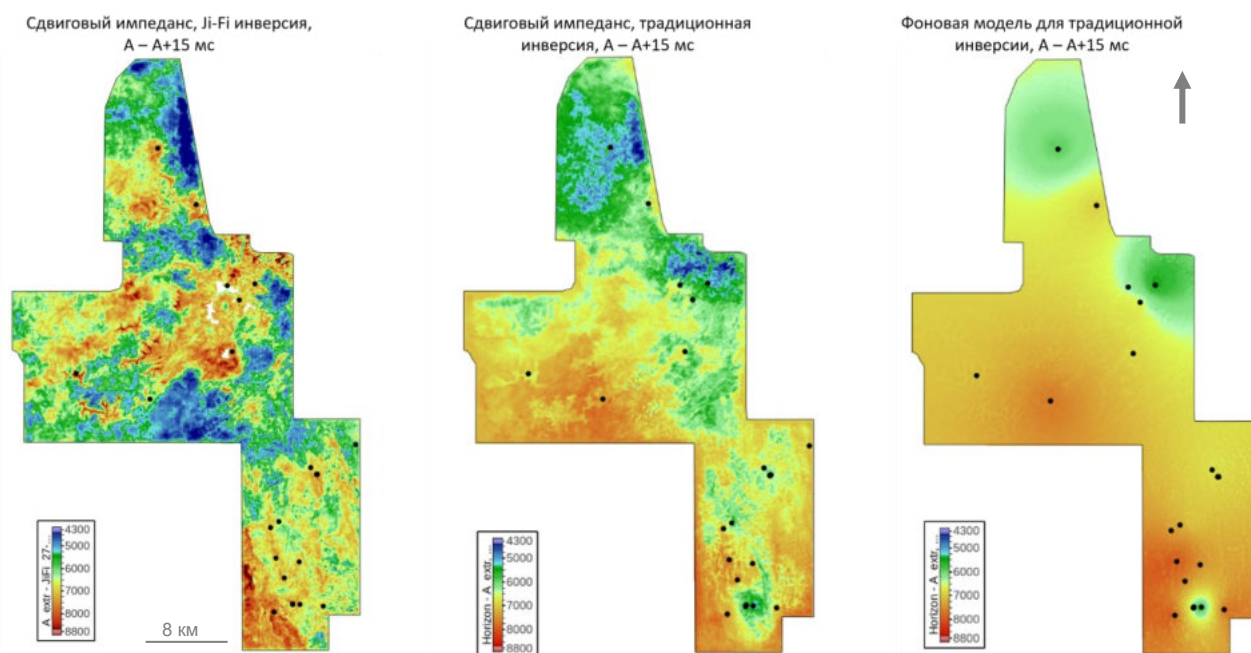


Рис. 3.22 Сравнение карт сдвигового импеданса вблизи ОГ А по результатам традиционной синхронной инверсии, основанной на модели и Ji-Fi инверсии

В доюрском комплексе в интервале глубинного коренного палеозоя упругие свойства что по одной, что по другой инверсии восстанавливаются не очень хорошо. В случае Ji-Fi инверсии не совсем корректно восстанавливается уровень импеданса именно внутри ДЮК, в традиционной же инверсии результат практически полностью начинает дублировать фоновую модель, за счет чего уровень восстановлен правильно, но исключительно в точках, которые участвовали в построении НФМ. Таким образом сейсмических данных недостаточно для корректного восстановления, а использование априорной модели позволяет лишь вывести получаемый импеданс на верный уровень. Глобально еще стоит отметить, что восстановление вблизи кровли ДЮК, как раз там, где большой контраст импедансов относительно угленосных пластов в нижней юре лучше в Ji-Fi инверсии, чем в традиционной даже с сохранением контраста.

Важной особенностью Ji-Fi инверсии является получение куба наиболее вероятной литологии и в данном случае это играет важную роль. Следует обратить внимание на распространение фаций угленосных пластов и коры выветривания доюрского комплекса (рис. 3.23, 3.24).

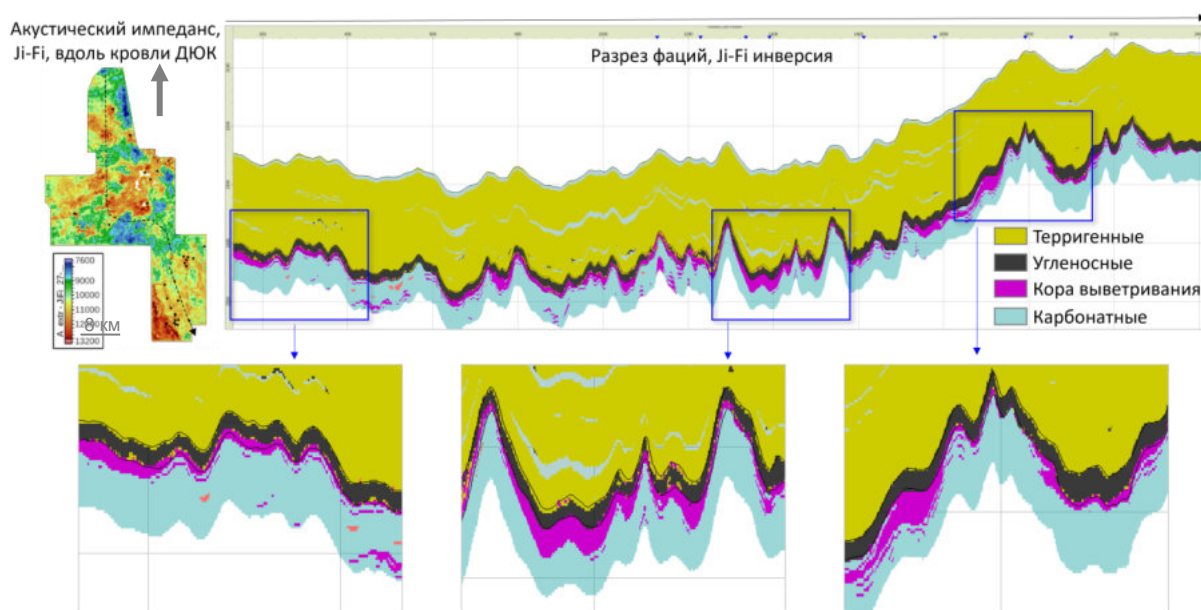


Рис. 3.23 Сечение куба наиболее вероятных литотипов по результатам Ji-Fi инверсии через всю площадь

Выше указывалось, что корреляция ОГ А не всегда соответствует кровле коренного палеозоя или кровле коры выветривания за счет интерференции отражения при малых мощностях. Это хорошо видно и на разрезе куба литотипов: кора выветривания (розовая фация на разрезах) в зонах малой мощности выделяется выше и ниже ОГ А, а при увеличении мощности, граница между интервалами проходит ровно по границе фации КВ.

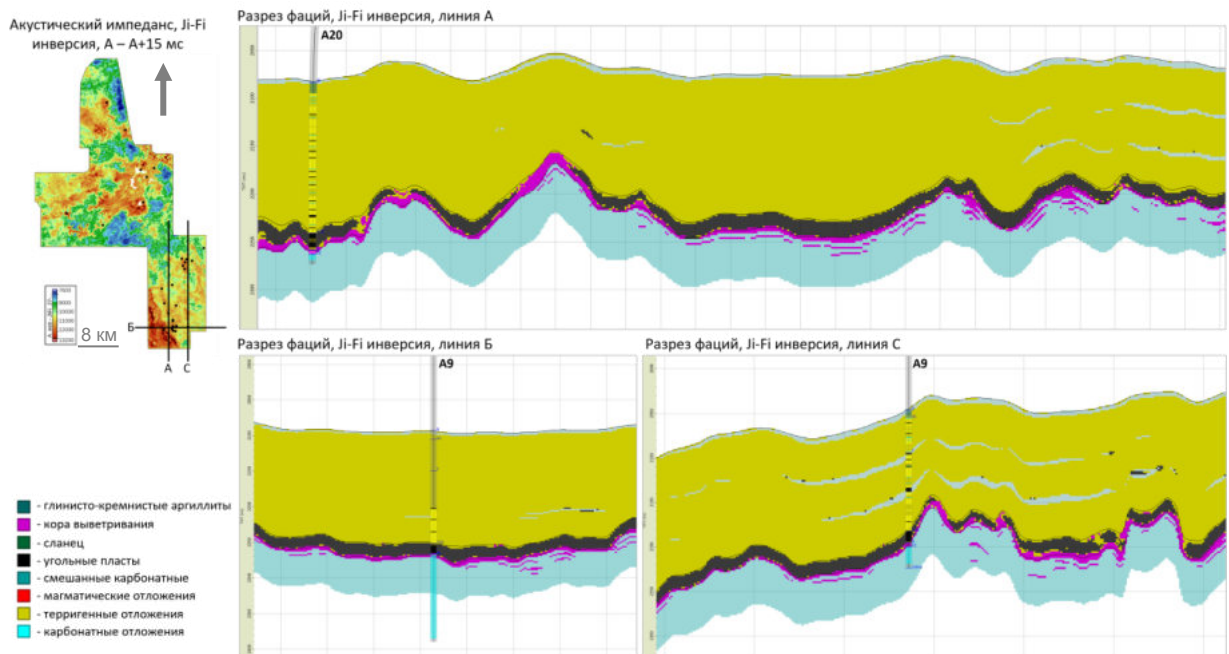


Рис. 3.24 Сечение куба наиболее вероятных литотипов по результатам Ji-Fi инверсии и сравнение с данными скважин

При этом хорошо выделяются области повышенных значений коры выветривания в межскважинном пространстве, что коррелирует с общим представлением о развитии этого интервала на площади. В южной части площади кора выветривания по скважинам не превышает 44 метров и не выделяется в волновом поле как самостоятельный объект, при этом по кубу литотипов можно увидеть этот небольшой интервал и его флуктуации в плане и на разрезах.

3.6 Выводы к главе 3

Выполнение сейсмической инверсии для целей изучения ДЮК сопровождается с большим количеством ограничений, а также имеет ряд особенностей в реализации подхода.

Во-первых, для проведения сейсмической инверсии остро стоит вопрос о качестве исходных данных. Скважины, к сожалению, преимущественно вскрывают первые десятки метров ДЮК, чего недостаточно – для корректного построения низкочастотной фоновой модели желательно иметь более глубокие скважины, чтобы они описывали максимально подробно изменение упругих свойств как по латерали, так и по вертикали разреза. Количество скважин, в которых записан акустический каротаж по поперечной волне гораздо меньше, чем скважин, в которых записан каротаж по продольной, хотя информация о скорости распространения поперечной волны необходима для проведения синхронной инверсии. Для синхронной инверсии также важен исходный сейсмический материал, особенно наличие широкого диапазона удалений и хорошее качество дальних удалений. В случае изученных участков качества материала не было достаточным для того, чтобы по сейсмическим данным

восстановить информацию об импедансе поперечной волны. Также результаты акустической инверсии показали, что восстанавливается корректно импеданс только в верхней части доюрского комплекса – вблизи кровли ДЮК – ниже по разрезу полученный импеданс по результатам инверсии повторяет низкочастотную фоновую модель и это также напрямую связано с качеством сейсмического материала на этих глубинах. С качеством сейсмического материала связана и возможность восстановления локальных объектов в ДЮК, не вскрытых скважинами. На примере инверсии с неполным набором скважин для НФМ, видно, что исходных данных волнового поля недостаточно для того, чтобы восстановить корректный импеданс, что приводит к тому, что существует большой шанс пропустить локальные неоднородности, в том числе и магматические объекты, которые характеризуются повышенными значениями упругих свойств.

При этом корректно восстановленный импеданс в верхней части доюрского комплекса описывает изменения формационного состава в верхней части ДЮК, что мы видели на примере обоих участков, где выделяются магматические, карбонатные и глинисто-кремнистые отложения.

Во-вторых, судя по результатам инверсии по модельным данным, отсутствие прослеженных границ внутри комплекса ДЮК оказывает значительное влияние на результаты – то, что должно было быть локальными объектами, становится пластами за счет интерполяции скважинных данных по каркасу, который представляет собой только кровлю доюрского комплекса. Это напрямую зависит от качества исходного материала – позволяет ли сейсмическая запись проследить какие-то хотя бы наклонные границы внедрения магматических пород или тектонических нарушений, или нет. И опять же на примере участка В следует отметить, что даже при наличии прослеженных границ внутри комплекса ДЮК необходима еще и более-менее регулярная сеть скважин с большой глубиной исследования, чтобы выделенные участки можно было охарактеризовать в поле упругих параметров и проследить их изменения в разрезе.

Третья особенность инверсионных преобразований в ДЮК связана с использованием НФМ. Высокий контраст угленосных пластов и доюрского основания при сглаживании априорной низкочастотной модели может не восстанавливаться за счет «коридора отклонения» в настройках инверсии, поэтому необходимо НФМ сглаживать до низких частот используя корреляцию кровли ДЮК – до горизонта и после горизонта, чтобы получилась априорная модель с сохранением контраста импеданса на границе сред. Это позволит корректнее восстановить импеданс вблизи угленосных пластов нижней юры и кровли доюрского комплекса. Хотя и с корреляцией кровли коры выветривания и кровли коренного палеозоя есть свои особенности – экстремум положительного отражения не всегда

коррелирует с отбивками KV и Pz, что связано с эффектом интерференции при небольших мощностях коры выветривания. Тем не менее, интерполяция скважинных данных с максимальным количеством привлеченных скважин и со сглаживаем с сохранением контраста на границе сред является оптимальным методом построения низкочастотной фоновой модели для целей инверсии.

При этом стоит отметить, что использование Ji-Fi инверсии показывает лучший результат относительно традиционных подходов: восстановление на контрастной границе между угленосными пластами в подошве юрских отложений и высокоимпедансным доюрским комплексом лучше, чем в традиционной инверсии. Особенно разница между двумя видами инверсии прослеживается в межскважинном пространстве, где от построения априорной модели в традиционной инверсии зависит многое. А получаемый куб литотипов по результатам Ji-Fi инверсии позволяет корректно выделить в плане и на сечениях фации углей в нижней юре и коры выветривания доюрского комплекса.

ГЛАВА 4. ПРОГНОЗ ОСОБЕННОСТЕЙ СТРОЕНИЯ ВЕРХНЕЙ ЧАСТИ ДОЮРСКОГО КОМПЛЕКСА³

Доюрский комплекс имеет сложное блоковое строение. Воссоздание реконструкции этого складчато-блокового строения является важной задачей для дальнейшего анализа ДЮК, в том числе и при изучении перспектив нефтегазоносности (Savchenko K., Akhiyarova E., 2021). ДЮК на исследуемых площадях преимущественно представлен плотными породами: карбонатами, магматическими породами различного состава, поэтому коллектора здесь трещинно-поровые, либо трещиноватые. Зоны тектонических нарушений, как правило, являются по своим физическим характеристикам одними из самых контрастных элементов внутреннего строения фундамента. Они сопровождаются повышением трещиноватости и раздробленности слагающих его пород, что приводит к понижению плотности пород и скорости распространения упругих колебаний. Поэтому для анализа перспективности изучаемого интервала будут применены подходы, используемые для прогноза областей повышенной трещиноватости.

В данном разделе будет исследован самый верхний интервал ДЮК – в интервале 50–100 метров от кровли доюрского комплекса. Верхняя часть доюрского комплекса, с точки зрения сейсмических данных, наиболее информативна в сравнении с глубинной частью, которая динамически практически не выражена, – вариации амплитуд по латерали вблизи кровли ДЮК значительно более детальные и несут в себе информацию о локальных и зональных изменениях (Akhiyarova E., 2021). Поэтому для изучения этого интервала появляется возможность применения различных методов динамического анализа волнового поля.

4.1 Теоретические основы

Амплитуды отраженных сейсмических волн несут в себе информацию о скоростях и структурных особенностях в толще. Наличие напряжений и трещин в породе является одной из причин возникновения азимутальной анизотропии, то есть изменения физических свойств

³При подготовке данного раздела диссертации использованы следующие публикации, выполненные автором лично или в соавторстве, в которых, согласно Положению о присуждении ученых степеней в МГУ, отражены основные результаты, положения и выводы исследования:

50. Патент на изобретение / Способ определения структурно-тектонического строения погребенного складчатого фундамента с использованием данных сейсморазведки / К.А. Савченко, Е.Р. Ахиярова, И.В. Яковлев; правообладатель ООО «Газпромнефть-Восток». - №2022135317; заявл. 30.12.2022; решение о выдаче патента 03.04.2023.

51. Савченко К.А., Ахиярова Е.Р., Грабовская Ф.Р. Региональные закономерности нефтегазоносности доюрского комплекса на примере Томской области и Ханты-Мансийского автономного округа // Геофизика. 2022. №6. С. 48 – 57. RSCI (0,63 п.л., авторский вклад – 30%). Импакт-фактор РИНЦ 2021: 0,34.

в зависимости от направления. Анизотропия геологической среды применительно к сейсмическим данным проявляет себя в азимутальных изменениях скоростей и амплитуд волнового поля (Ruger, 2014).

Анизотропия среды проявляется в том, что скорости P- и S-волн зависят от направления их распространения, а анизотропия S-волн проявляется еще и в зависимости их скорости от поляризации волны. Анизотропия исследуемого объекта и покрывающих его пород влияет на поведение характеристики AVO (Amplitude Variations with Offset) – изменения коэффициента отражения в зависимости от угла падения (Ruger A., 1997, 1998, 2014; Tsvankin I., 2010, 2012; Воскресенский, 2001; Jenner E., 2002; Hunt L., 2011; Bachrach R., 2014).

Помимо анизотропии и соответствующего AVAZ (Amplitude Variations with Azimuths) анализа для прогноза трещиноватости используются данные о дифракционной волне, что дополняет уже ставшие традиционными сейсмические характеристики и повышает интерпретационную ценность сейсмических данных. Дифракция дает дополнительную информацию о подповерхностных неоднородностях с более высоким разрешением, чем при обычной отражательной сейсморазведке (Landa, 1998, 2012; Koltanovsky et al., 2017). Выделение дифракционных волн играет также важную роль не только для прогноза нефтегазоносности, но также и для детализации блокового строения, что оказывает существенную роль для анализа и реконструкции развития фундамента и его вторичных характеристик.

AVAZ-анализ

Анализ изменения амплитуд с удалениями в зависимости от азимута – AVAZ-анализ, является надежным методом для описания характеристик трещиноватых коллекторов (Керусов И. Н., 2002; Todorovic-Marinic D., 2004; Gray D., 2004; Кузнецов, 2006; Grechka, 2009; Гриневский, 2021; Guo Z., 2022.). Основной физической причиной успеха метода является высокая чувствительность изменяющегося по азимуту коэффициента отражения к соответствующим параметрам анизотропии (Thomsen, 1986, 2002). Объединение параметров анизотропии с информацией, полученной из сейсмических данных, и их совместная интерпретация может обеспечить лучшее понимание распространения трещиноватости. Для применения методики AVAZ-анализа необходимо использовать технологию полноазимутальной угловой миграции, позволяющую производить оценку распределения скоростей и амплитуд в зависимости от азимута.

Таким образом, при наличии мигрированных сейсмограмм после полноазимутальной угловой миграции появляется возможность комплексного анализа расширенного набора данных, которые являются индикаторами наличия в разрезе трещиноватых зон. Такая интерпретация может выполняться как на качественном уровне путем сопоставления карт

различных параметров и априорных представлений о строении целевых интервалов, так и на количественном — при наличии измерений трещиноватости в скважинах, а также данных о связи трещиноватости, проницаемости коллекторов и продуктивности скважин.

Основная особенность анизотропии заключается в разнице скоростей распространения волн в различных направлениях. Для поперечно-изотропной среды Р-волны в плоскости изотропии, нормальной к оси симметрии, не проявляют никаких угловых изменений скоростей. Для всех других вертикальных плоскостей скорости зависят от угла падения i и азимута ϕ (рис. 4.1). Следовательно, анализ амплитуд Р-волн в зависимости от удаления при различных азимутах может обеспечить локальную информацию об анизотропии целевого пласта (Ruger, 2014).

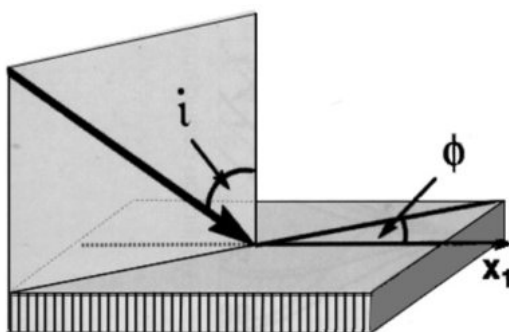


Рис. 4.1 Коэффициент отражения Р-волны от поверхности трещиноватого слоя зависит от угла падения i и азимута ϕ относительно оси симметрии. (Ruger, 1997, 1998)

На рисунке приведены теоретические коэффициенты отражения в функции угла падения для различных азимутов (рис. 4.2), определяемых относительно плоскости симметрии нижней ГПИ среды; верхняя среда выбрана изотропной. Мы видим, что изменения градиентов кривых для различных азимутов могут быть значительными и только для случая нормального падения кривые совпадают. Этот пример показывает, что игнорирование анизотропии среды может привести к существенным искажениям при традиционном анализе AVO.

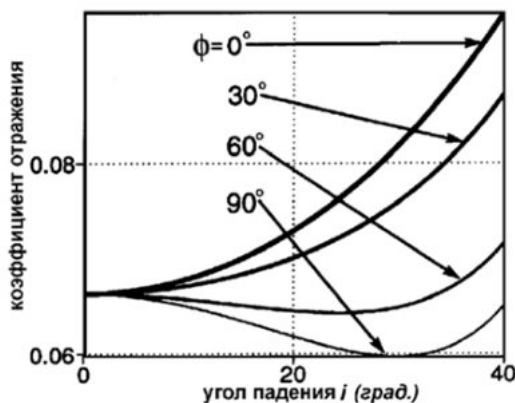


Рис. 4.2 Пример, иллюстрирующий поведения коэффициентов отражения в зависимости от угла падения на границу между изотропной и ГПИ средами при различных азимутах, относительно оси симметрии ГПИ среды. (Ruger, 1997)

Можно сказать, что AVAZ-анализ представляет собой расширение AVO подхода по отношению к азимутальным характеристикам, то есть, другими словами, AVAZ – это классический AVO-анализ для каждого выбранного азимутального сектора. Коэффициент отражения при условии анизотропии среды будет записан следующим образом:

$$R(\theta, \varphi) = I + [G_1 \sin^2(\varphi - \beta) + G_2 \cos^2(\varphi - \beta)] \sin^2 \theta \quad (4.1)$$

В данном представлении G_1 и G_2 являются градиентами в направлении главных осей анизотропии (Canning, 2009, 2013). Градиент вдоль оси симметрии (рис. 4. 3) G_2 может быть представлен как сумма скаляров изотропного G_{iso} и анизотропного G_{aniso} градиентов. Таким образом, градиент G_2 имеет большее значение и ориентирован в направлении совпадающей с осью симметрии.

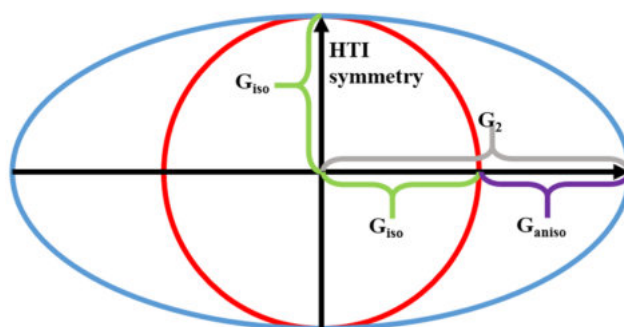


Рис. 4.3 Представление градиента амплитуд в анизотропно-азимутальном случае

По результатам решения вышеописанного уравнения можно получить три информативных атрибута для дальнейшего динамического азимутального анализа амплитуд (Canning, 2009):

- Азимут ГТИ/НТИ оси симметрии. Данный параметр рассчитывается из линеаризации уравнения для коэффициента отражения в зависимости от азимута, приведенного выше. Азимут характеризует направление ГТИ/НТИ-оси.
- Анизотропный градиент G_{aniso} . Данный атрибут получается путем непрерывного расчета градиентов для каждого из азимутов. Для изотропной среды градиенты по всем направлениям равные. Анизотропный градиент характеризует разницу динамических градиентов (входит в представление Рюгера для коэффициента отражения) вдоль и поперек оси симметрии и может быть использован для оценки степени анизотропии (Иноземцев, 2013; Степанов, 2013). В случае если есть выраженное направление анизотропии, оно отображается повышенными значениями параметра.
- Интенсивность анизотропии. Данный атрибут рассчитывается как отношение огибающих анизотропного градиента к изотропному:

$$Q = \frac{E(G_{aniso})}{E(G_{iso})},$$

где E – огибающая, G_{iso} –изотропный градиент, G_{aniso} –анизотропный градиент.

Области с повышенными значениями данного атрибута характеризуются наличием разрывных/трещинных особенностей строения среды.

DI-анализ

Средне- и мелкомасштабные структурные детали, и неоднородности среды, такие как сбросы, карсты, трещиноватость играют ключевую роль в поисках и разработке нетрадиционных резервуаров нефти и газа. Они порождают дифрагированные волны, которые несут в себе информацию о рассеивающих объектах (Клем-Мусатов, 1980; Landa, 1998, 2008; Уфимцев, 1962; Fomel, 2007; Kozlov, 2009; Klokov, 2010, 2011). Использование таких волн для обнаружения, идентификации и описания мелкомасштабных неоднородностей весьма затруднено из-за слабой интенсивности дифракционной компоненты волнового поля и сильной интерференции с зеркальными отражениями, маскирующими дифракции. Усиление дифракционной компоненты и ее выделение из полного поля становится ключевой задачей при использовании дифракции для поиска и описания мелкомасштабных элементов среды (Ланда, 2013).

Исследование дифракционной компоненты волнового поля – задача актуальная для изучения фундамента, в данном случае представленного доюрским комплексом, Западной Сибири. Формирование пустотности в породах фундамента происходит благодаря различным процессам: остывание магмы, тектоническая или гидротермальная активности, выветривания. А формирование залежи нефти происходит путем миграции флюидов в трещинно-кавернозные породы из прилегающих к фундаменту осадочных терригенных пород (Шустер, Левянт, 2003). Именно поэтому выявление и оконтуривание зон развития трещиноватых пород-коллекторов – важная задача при оценке нефтегазоносности фундамента. Кавернозность и трещиноватость, которой обусловлены развитые коллектора, не формирует четких отражений, так как не имеет четких границ, то, по существу, эти области являются дифракторами – объектами, которые рассеивают оптическую энергию в среде. На этом представлении и основано использования рассеянной компоненты сейсмического поля для выделения трещин и каверн в фундаменте.

Получение дифрагированных волн – это новый метод сейсмической обработки, который позволяет получать изображения с высоким разрешением мелкомасштабных рассеивающих подповерхностных элементов путем выделения и фокусировки

дифракционной составляющей общего волнового поля на его подповерхностном происхождении (Гольдин, 2004). Анализ сейсмического объема дифракционных волн наряду с данными скважин и другими сейсмическими атрибутами может повысить интерпретационную ценность сейсмических данных.

При классическом анализе волнового поля отраженную и дифрагированную волны нелегко отличить друг от друга (Landa, 2008; Смирнов и др., 2019). Использование сейсмограмм общей точки изображения (ОТИ) успешно применяется для разделения отраженных и дифрагированных волн (Landa, 2008). Рассмотрим поведение последних на сейсмограммах общей точки изображения на сравнительно простой двухмерной модели с постоянной скоростью, показанной на рис. 4.4, а. Она состоит из точки дифракции (обозначенной звездой), наклонного и горизонтальных отражателей.

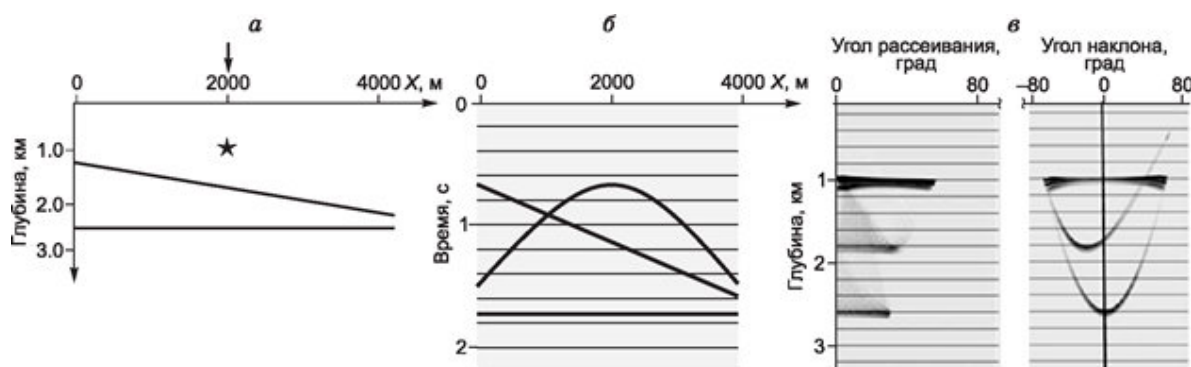


Рис. 4.4 Дифрагированные волны и отражения на сейсмограммах общей точки изображения (ОТИ) в области углов наклона: а – модель с точкой дифракции (обозначена звездочкой) и двумя отражателями; б – разрез нулевых разносов; в – стандартная сейсмограмма ОТИ, построенная в области углов падения волны (слева) и сейсмограмма ОТИ, построенная в области углов наклона площадки (справа) (Ланда, 2013)

На рис. 4.5, б представлен разрез нулевых удалений. На рис. 4.5, в приведена сейсмограмма ОТИ, рассчитанная для позиции, указанной стрелкой на рис. 4.5, а. В отличие от традиционной, когда на горизонтальной оси откладывается удаление или угол отражения/рассеяния (рис. 4.5, в, слева), данная сейсмограмма ОТИ является функцией угла наклона отражателя в точке изображения (рис. 4.5, в, справа).

Анализируя стандартную сейсмограмму, нельзя отличить горизонтальную границу от наклонной, так же как нельзя отличить отражение от дифракции. Совсем другая картина наблюдается при анализе в области углов наклона отражающей площадки. Здесь отражения отображаются всегда в форме выпуклых кривых, в то время как дифракция является прямой линией (при положении точки изображения над точкой дифракции). Более того, информацию о наклоне границы можно получить при анализе горизонтального положения вершины кривой отраженной волн, что проиллюстрировано на (рис. 4. 5).

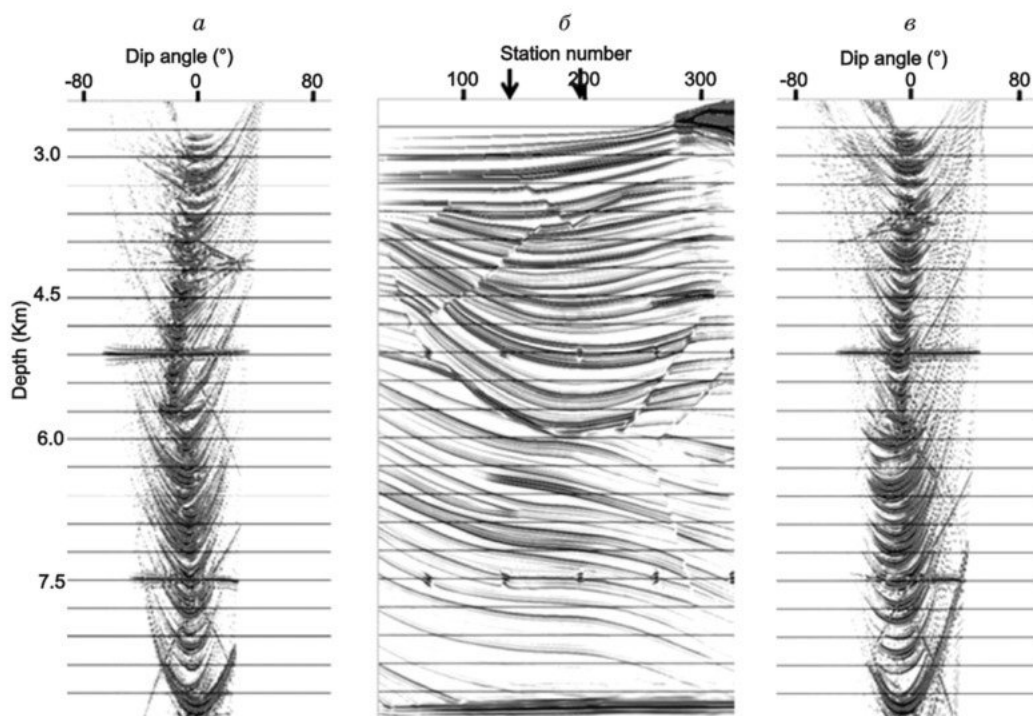


Рис. 4.5 Глубинный разрез (б) и две сейсмограммы ОТИ (а и в). Позиции сейсмограмм ОТИ, расположенных над точками дифракции, показаны стрелками на разрезе (Landa, 2008)

Разрез в центре – часть глубинного изображения, полученного посредством миграции с правильной скоростью популярного синтетического набора данных Sigsbee (Paffenholz et al., 2002). Две сейсмограммы ОТИ показаны слева и справа. Сейсмограммы расположены над дифракторами (отмечены стрелками на разрезе). Дифрагированные волны спрямлены (на глубине 5.2 и 7.5 км) и существенно отличаются от многочисленных отражений. Дифракция дает вклад и в сейсмограммы, расположенные в непосредственной близости от дифрактора.

При анализе дифракции в трехмерном случае необходимо принимать во внимание зависимость дифрагированной волны от азимута. Подразделяя дифрагированные волны на основе азимутальных зависимостей, можно выделить два типа (Ланда, 2013):

- дифракция от края отражающей границы, трещины, плоскости сброса и т. д., которую, в соответствии с общепринятой терминологией называется «краевая» дифрагированная волна (рис. 4.6);

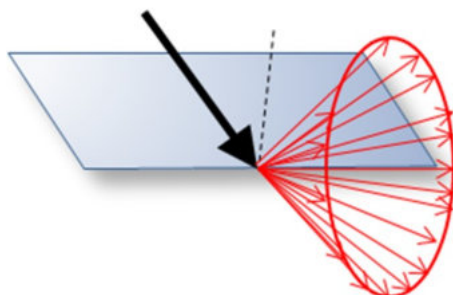


Рис. 4.6 Схема распространения «краевой» дифрагированной волны

- дифракция от изолированных точек и мелкомасштабных объектов типа карстовых полостей, или «концевая» дифрагированная волна (рис. 4.7).

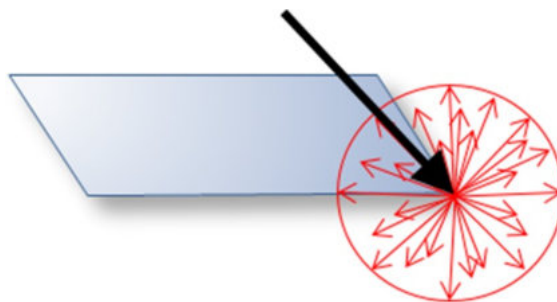


Рис. 4.7 Схема распространения «концевой» дифрагированной волны

Таким образом, для детального анализа дирекционных данных, необходимо разделить энергии отраженной и дифрагированной волн на исходном материале. Одним из алгоритмов, позволяющих это сделать, является 3D-фильтр на основе Преобразований Радона – он сканирует данные до суммирования, ищет формы, связанные с отраженными волнами, и удаляет их из угловых сейсмограмм адаптивным способом (Федяев и др., 2021). Таким образом получается набор дирекционных сейсмограмм. На рисунках 4.8, а и 4.8, б показан вид азимутального разреза реальной 3D угловой сейсмограммы и его урезанная версия для одного события. Как упоминалось ранее, отраженная волна напоминает улыбку. На рис. 4.8, с показан объемный вид того же события на угловой сейсмограмме. Можно заметить, что в трехмерном пространстве отраженная волна более сложная и выглядит как желтая чаша. На рисунке 4.8, d показан фрагмент того же угла падения, собранный после применения метода адаптивного фильтра разделения, основанного на 3D-преобразовании Радона. Можно видеть, что применяемая процедура эффективно подавила отражения, сохраняя при этом данные, связанные с энергией дифракции.

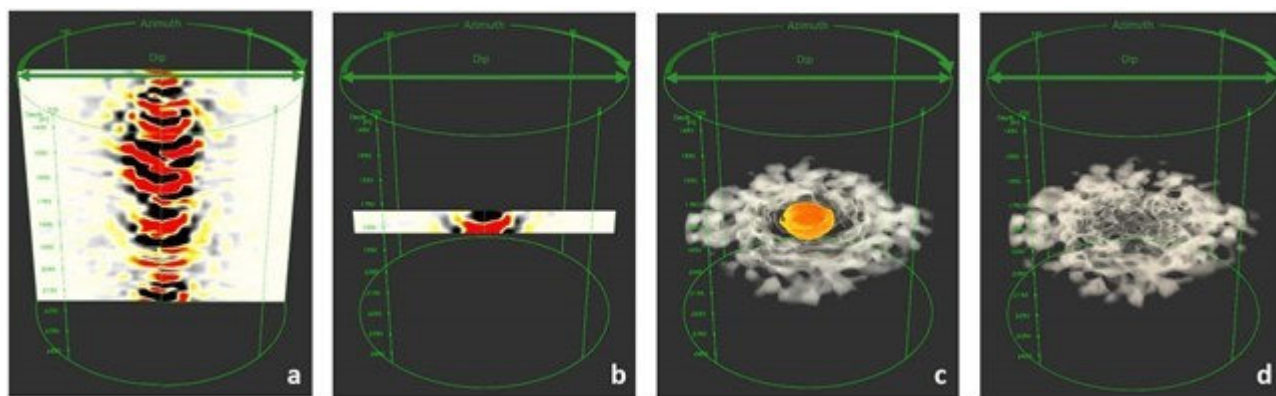


Рис. 4.8 Отраженные и дирекционные волны: а – азимутальный разрез трехмерной угловой сейсмограммы; б – небольшой глубинный фрагмент азимутального разреза трехмерной угловой диаграммы; с – объемный вид небольшого глубинного фрагмента угловой сейсмограммы; d – объемный вид небольшого глубинного фрагмента угловой сейсмограммы с подавлением отражения

Использование дифракции при изучении строения фундамента встречалось и ранее, например, исследования кристаллического фундамента в Великобритании (White et al., 2022),

где была получена более детальная информация о локальных неоднородностях, таких как нарушения и трещины, в кровле фундамента, чем по классическим сейсмическим атрибутам (рис. 4.9). Результаты анализа имели высокую корреляцию с данными скважин и получаемыми дебитами.

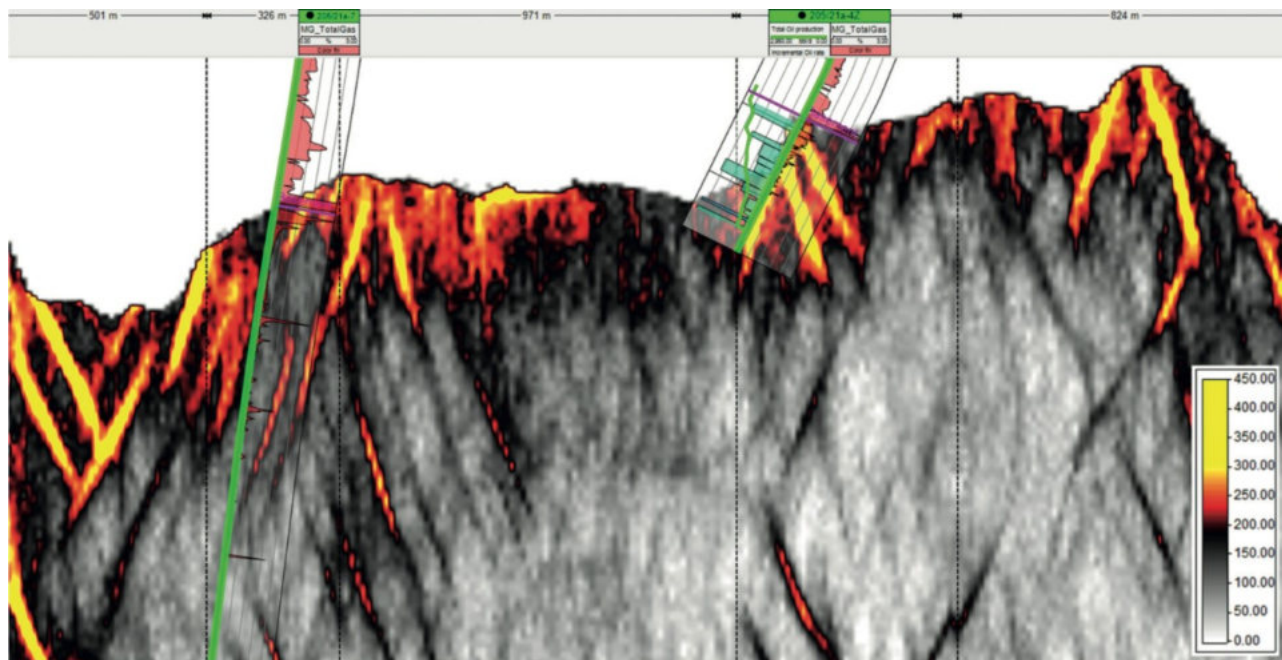


Рис. 4.9 Разрез энергии рассеянной компоненты с вынесенными данными притоков в точках скважин (White et al., 2022)

Также на объектах с большим количеством скважин ранее рассматривались зависимости энергии рассеянной компоненты от величины дебитов в скважинах, как показателем коллекторских свойств (Шустер, Левянт, 2003). На рисунке 4.10 приведен соответствующий график – зависимость для изучаемого месторождения в гранитоидном фундаменте по результатам 45 испытаний в 26 скважинах. На графике наблюдается закономерность: низким значениям энергии рассеянной компоненты преимущественно отвечает малый или нулевой дебит, а большим значениям энергии атрибута высокие показатели дебита. Таким образом подтверждается реакция поля рассеянной компоненты на скопление трещин и каверн – предполагаемые улучшенные коллекторские зоны.

В Восточной Сибири технология исследования дифрагированных волн нашла применение для картирование трещинно-кавернозных коллекторских зон на Куюмбинском и Юрубчено-Тахомском месторождения в породах вблизи эрозионной кровли рифея: аномалии высоких значений энергии рассеянной компоненты, проверенные последующим бурением, подтверждены на 83% случаев высокой продуктивностью скважин (Шустер, 2003).

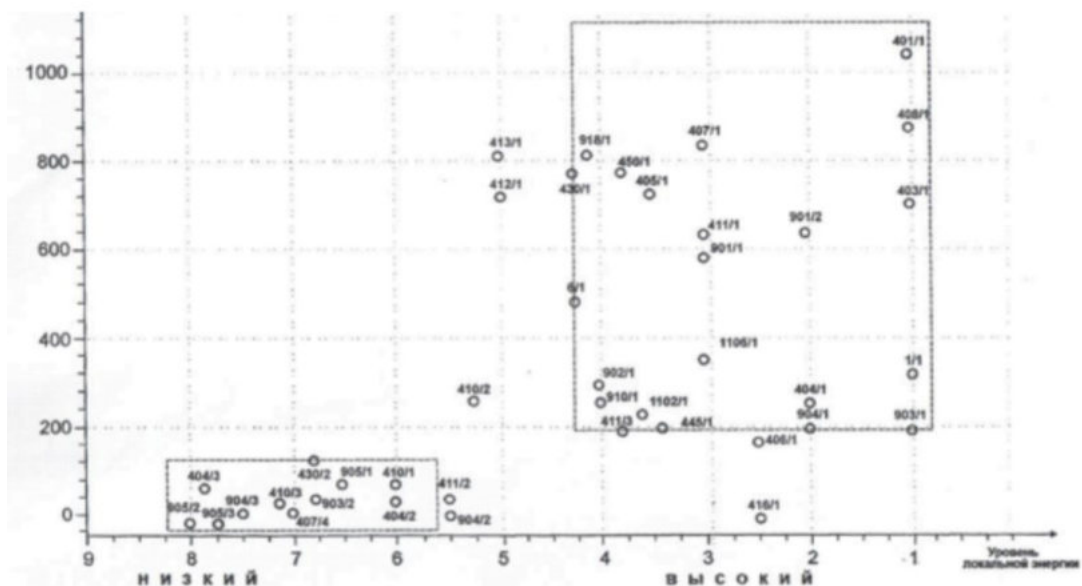


Рис. 4.10 Взаимосвязь локальной энергии рассеянной компоненты сейсмического поля и коллекторских свойств (дебитов) (Левянт В.Б., Шустер В.Л., 2003)

ДАГ-анализ

Одним из методов анализа трещиноватости является ДАГ-анализ (Smirnov, 2019, 2021; Yakovlev, 2022), который представляет собой методику RGB color blending (Partyka G., 1999; Henderson J., 2007, 2008; McArdle N.J., 2012). ДАГ-анализ включает в себя совмещенный анализ дифракции (рассеянной компоненты), анизотропии, геометрии горизонта (когерентность), которые окрашиваются при совмещении карт в определенные цвета: геометрия (когерентность) – красным цветом, анизотропия – зеленым, а дифракция (рассеянная компонента) – синим (рис. 4.11).

Необходимо отметить, что все компоненты анализа получаются из разных сейсмических данных:

- Анализ рассеянной компоненты базируется на анализе дифракционных сейсмограмм после подавления отраженной волны;
- Анализ азимутов и интенсивности анизотропии рассчитывается на базе сейсмограмм отраженной волны и несет в себе информацию об изменении амплитуды с удалением и в зависимости от направления азимута;
- Геометрические атрибуты, чаще всего когерентность – это атрибут, полученный по суммированному кубу отраженной волны, и несет в себе информацию о степени схожести двух соседних трасс в кубе.

Таким образом получается обобщенная карта на основе различных подходов, на которой бирюзовым цветом выделены наиболее вероятные зоны повышенной трещиноватости.

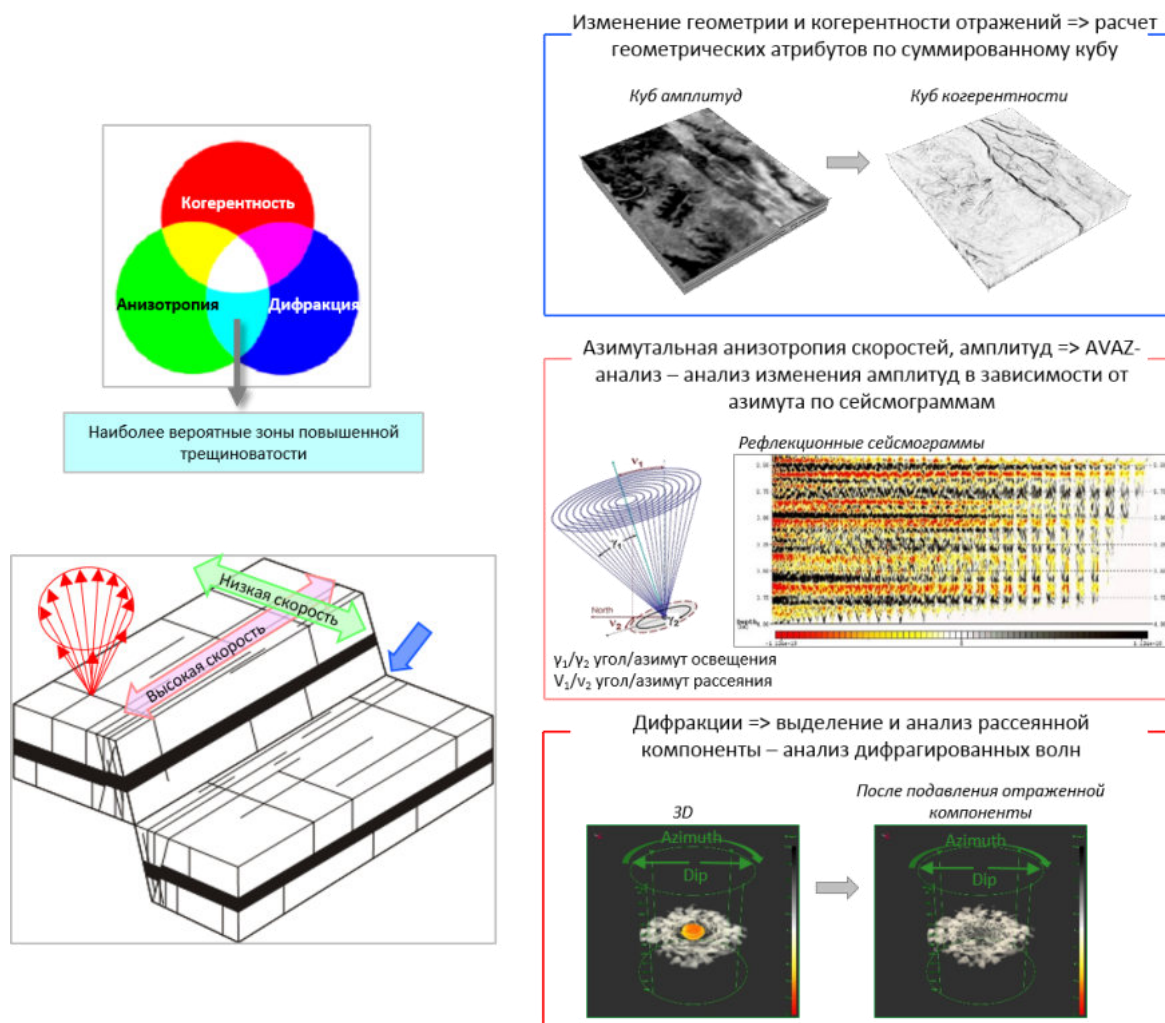


Рис. 4.11 Методика ДАГ-анализа

4.2 AVAZ и DI анализ

Поскольку речь идет о магматических и карбонатных породах, то одним из самых важных факторов, влияющих на продуктивность месторождения, является наличие трещин. Карта векторов, азимутов и интенсивности анизотропии участка В представлена на рисунке 4.12. Интенсивность анизотропии – это отношение анизотропного градиента к изотропному. Области с повышенными значениями данного атрибута характеризуются наличием разрывных или трещинных особенностей строения среды.

Судя по картам, две структуры в пределах площади различаются по уровню интенсивности анизотропии: половина южной структуры характеризуется пониженными значениями, в то время как центральная часть – повышенными. Эти области различны и по своему геологическому строению в силу складчато-блокового строения доюрского комплекса в целом. На картах азимутов превалирует направление около 75 градусов, в северо-восточной части наблюдается локальная зона повышенной интенсивности и азимутов близким в 170–180 градусам.

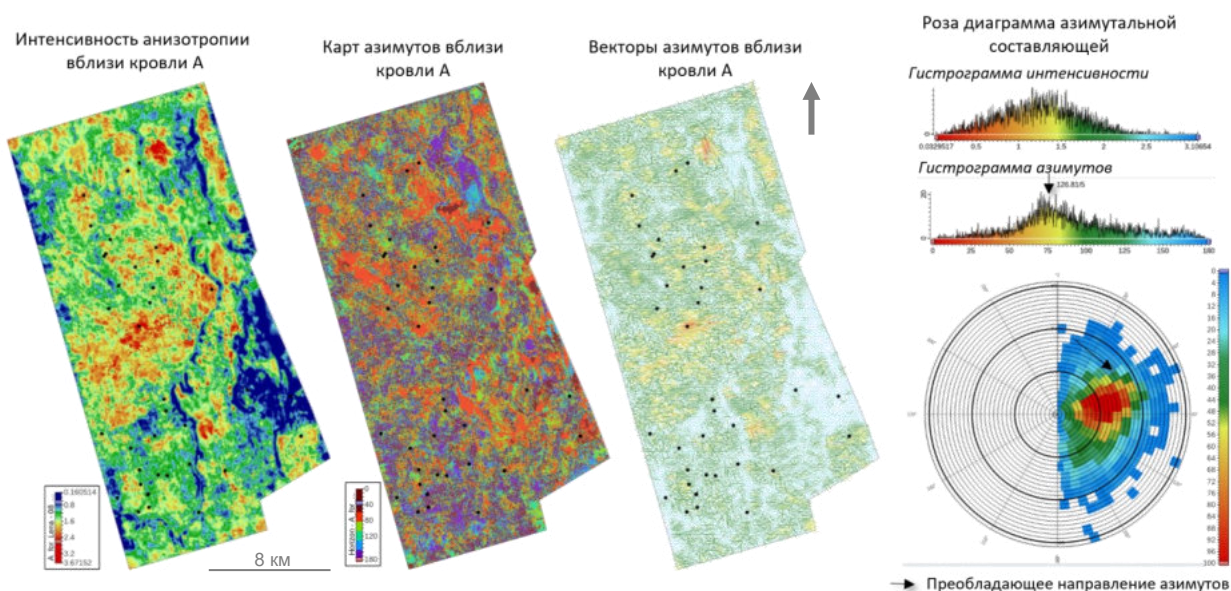


Рис. 4.12 Карты анизотропии, азимутов вблизи кровли ДЮК и роза-диаграмма азимутальной составляющей по результатам AVAZ-анализа на участке В

Вокруг скважин, в которых присутствуют наблюдаемые данные об азимуте трещиноватости, были рассчитаны те же анизотропные атрибуты для контроля качества, поскольку на большом участке площади, причем такого сложного строения, доминирующее направление трещин может не описывать зоны, вскрытые скважинами (рис. 4.13).

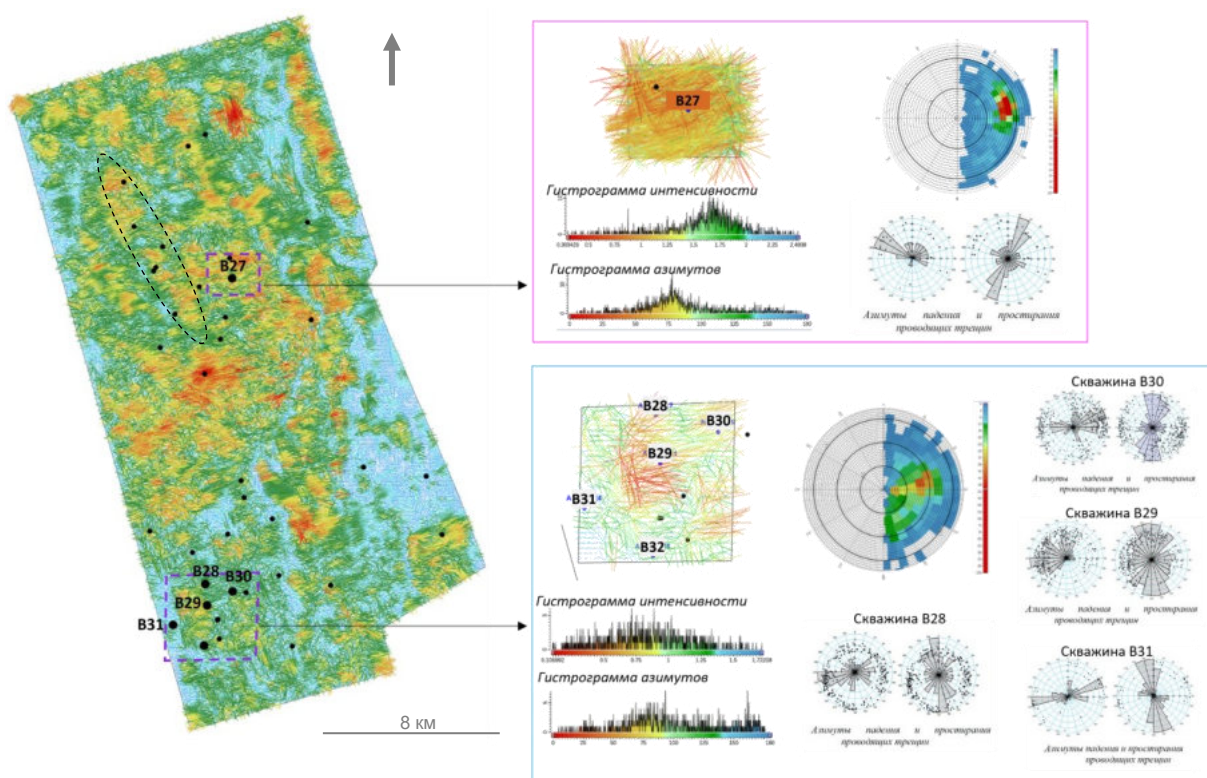


Рис. 4.13 Сравнение полученных AVAZ атрибутов с наблюдаемыми данными в точках скважин

Следует отметить, что выделенная область овалом на рисунке 4.13 соответствует области наибольших мощностей коры выветривания, вскрытых скважинами. Минимальная

мощность КВ приурочена к югу исследуемого участка, где интенсивность анизотропии пониженная. Области повышенной интенсивности анизотропии могут быть косвенными индикаторами наличия линейных кор выветривания.

Азимут анизотропии, оцениваемый при AVAZ анализе, как правило перпендикулярен простиранию трещин и для участка В составляет примерно 75 градусов – это закономерно и при оценке векторов азимута для всей съемки, и при рассмотрении небольшого участка вокруг скважин. Направление оси анизотропии практически совпадает с данными скважин, что является критерием контроля качества используемого анализа.

Таким образом, преобладающее направление азимутов, оцененное по сейсмически данным, подтверждается данными скважин. Из этого следует, что поскольку наблюдается корреляция со скважинными данными в части элементов залегания предполагаемых трещин, то полученные атрибуты AVAZ-анализа можно использовать для прогноза трещиноватости.

Автором работы и его коллегами-геологами из компании ПетроТрейс было выдвинуто предположение, что скважины, выявившие зоны сильного поглощения, в процессе дальнейшей эксплуатации будут иметь более высокие дебиты. Для оценки этой гипотезы были обработаны данные по добыче скважин месторождения участка В. Области повышенной интенсивности анизотропии коррелируют с расположением высокодебитных скважин (рис. 4.14, 4.15). Это является важным выводом, поскольку поглощение во время бурения может маркировать зоны повышенной трещиноватости.

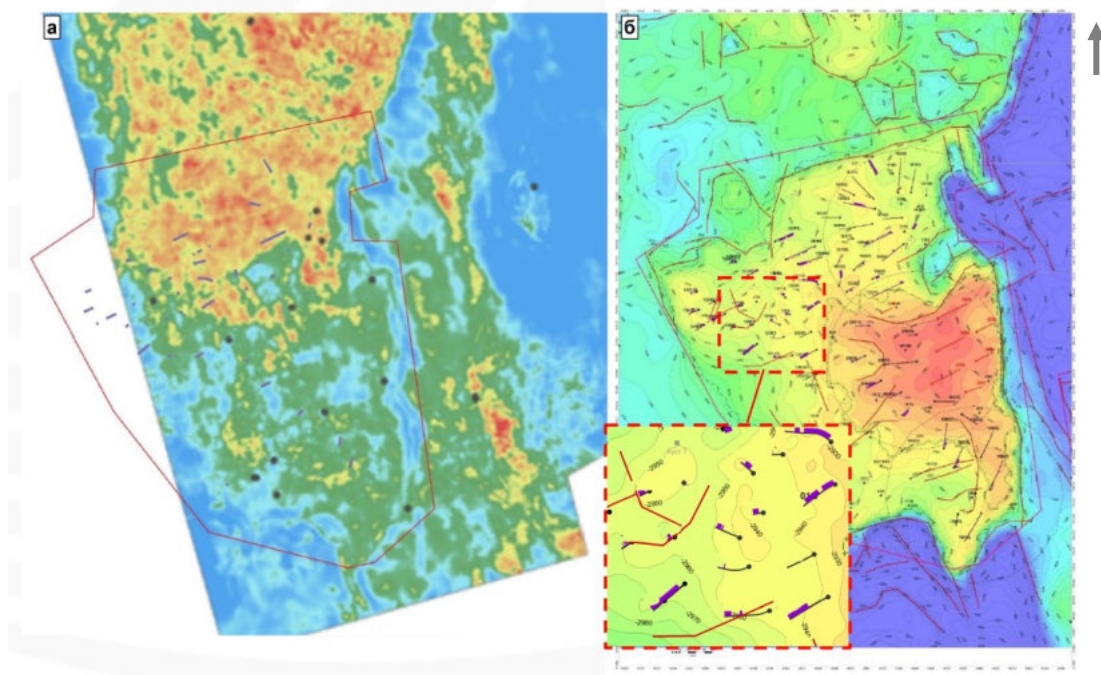


Рис. 4.14 Сопоставление карты интенсивности анизотропии (а) с данными о поглощении скважинами (синий трек вдоль ствола) бурового раствора во время бурения интервала ДЮК (б, основа структурная карта ОГ А)

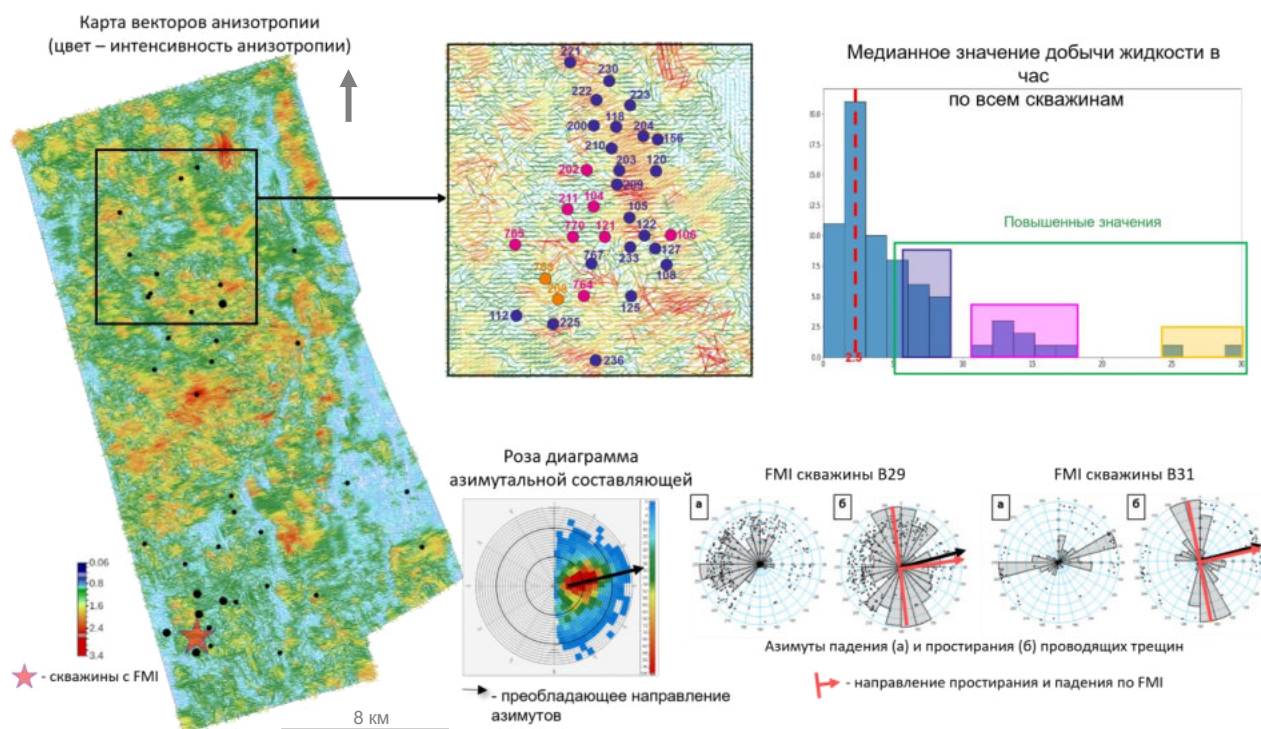


Рис. 4.15 Сопоставление областей повышенных значений интенсивности анизотропии с данными по дебитам жидкости в скважинах

На дирекционных сейсмограммах на контактах крутопадающих границ и вблизи кровли ДЮК, и внутри коренного палеозоя выделяются дифрагированные волны, которые больше приурочены к внутреннему строению доюрского комплекса, что может являться предпосылкой для прослеживания этих границ (рис. 4.16). Вблизи кровли выделяются несколько крупных аномалий, центральная приурочена к зоне смятия – предположительно развитие карстовых систем, другие – к разломным нарушениям и границам блоков. Примеры сечений сейсмического куба и куба рассеянной компоненты через аномальные зоны представлены на рисунке 4.17. Прослеживается увеличение интенсивности рассеянной компоненты вблизи изменения морфологии кровли доюрского комплекса, что мы связываем с карстами, а также контрастно выделяются тектонические нарушения.

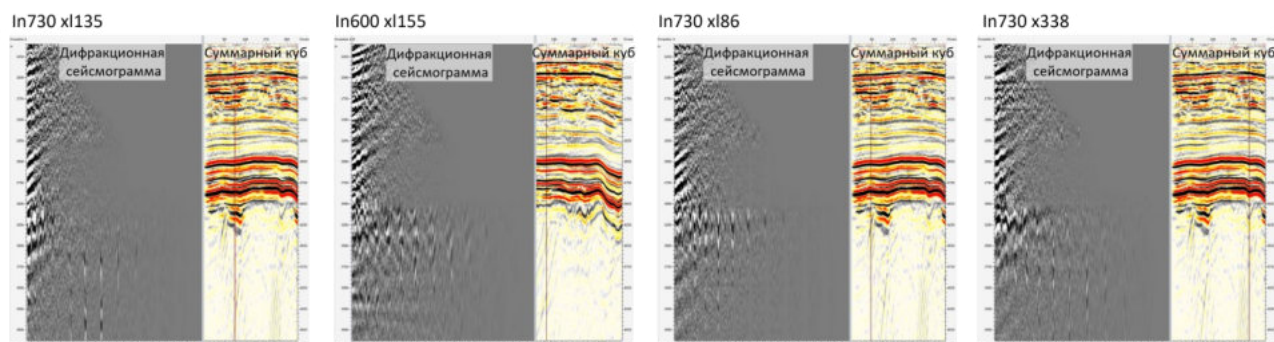


Рис. 4.16 Дифракционные сейсмограммы участка В

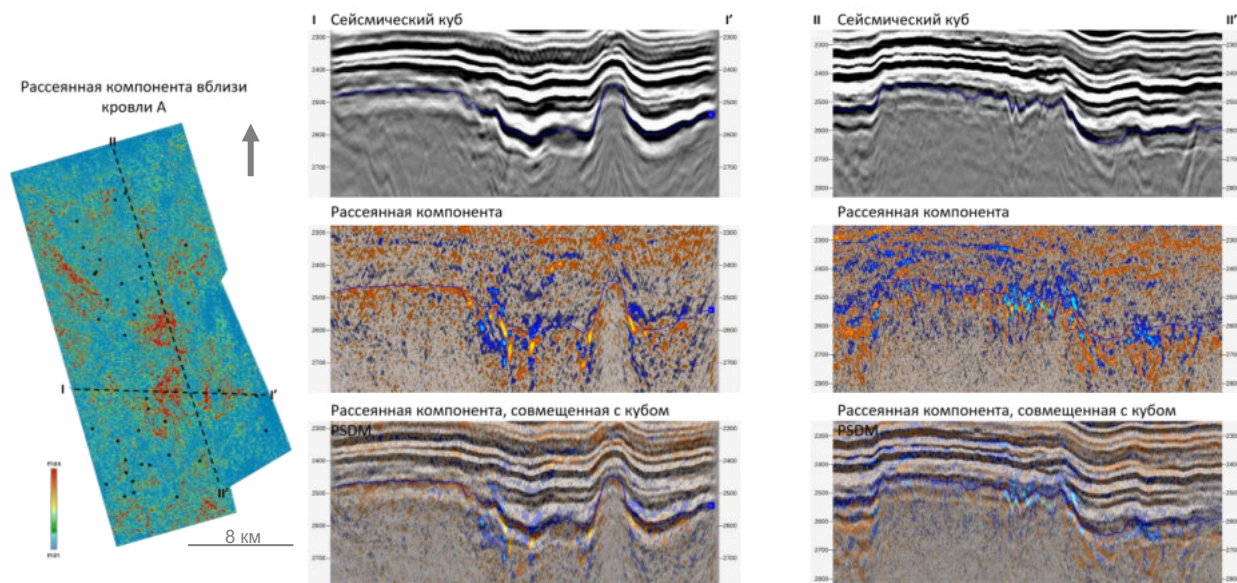


Рис. 4.17 Разрезы сейсмического куба и куба рассеянной компоненты на участке В

Дифрагированные волны разной интенсивности образуются на краях таких объектов как карстовые воронки, каверны, зоны повышенной трещиноватости и другие элементы среды, имеющие сильную локальную неоднородность по своей форме и составу на фоне вмещающих пород. Аномалии на рассеянной компоненте (рис. 4.18), а также при спектральном разложении рассеянной компоненты (рис. 4.19) являются как индикаторами локальных неоднородностей, особенно вблизи кровли в центральной части, что мы связываем с вероятным карстообразованием, так и индикаторами границ блоков.

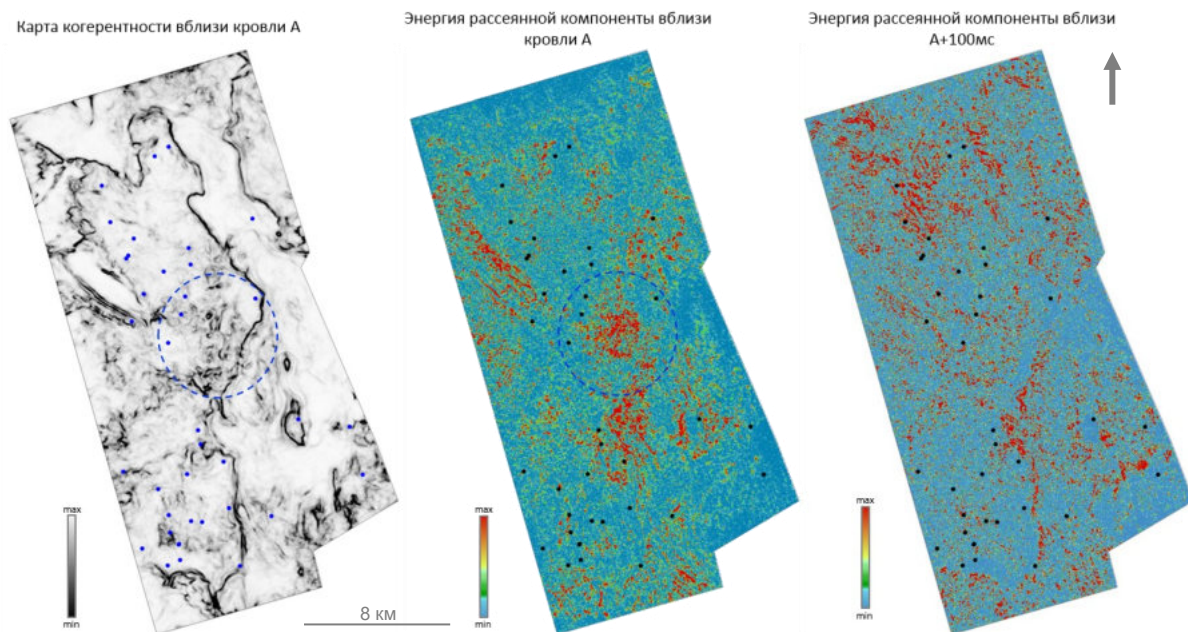


Рис. 4.18 Карты когерентности и энергии рассеянной компоненты на участке В. Синим курсивом выделена область изменения морфологии – предположительно карстовые образования

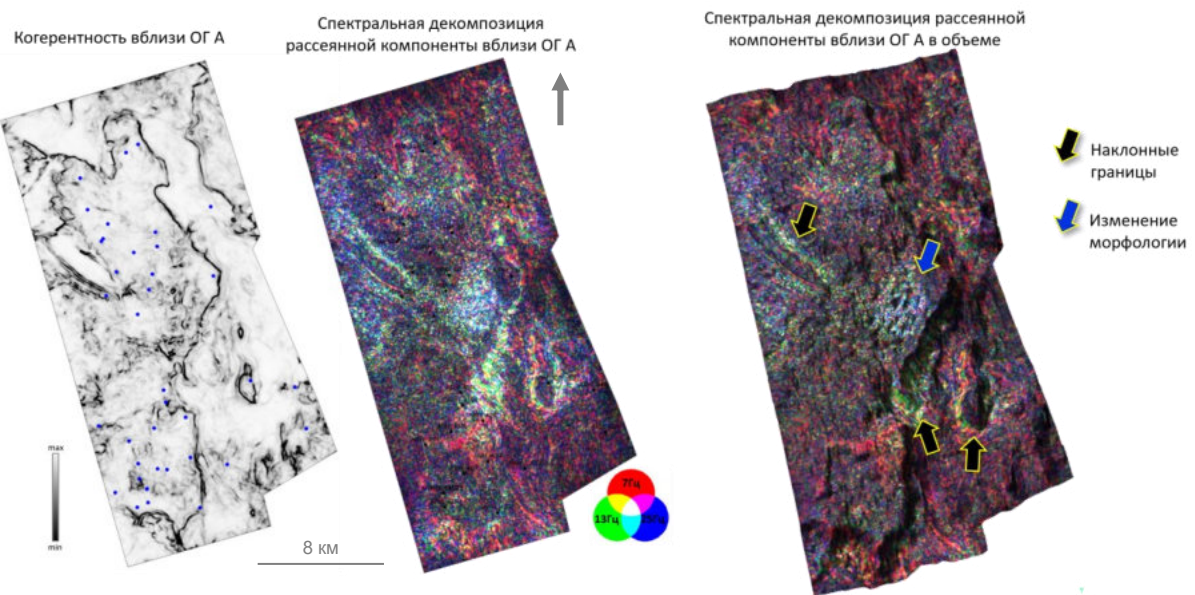


Рис. 4.19 Карта когерентности и спектральной декомпозиции рассеянной компоненты

При этом на карте спектральной декомпозиции выделяются границы блоков более однозначно, нежели при использовании структурных атрибутов, в том числе когерентности. Это связано со схожим эффектом при спектральном разложении отраженной волны – волновое поле может быть рассмотрено как суперпозиция разночастотных компонент, которые не являются стационарными, а меняются вдоль сейсмической трассы, отражая влияние геологической среды на спектральный состав сейсмической записи.

Большое количество границ блоков, образовавшихся в доплатформенный период, существуют только в толще коренного палеозоя и практически не были вовлечены в движение в платформенную стадию, что хорошо видно на картах атрибута когерентности вблизи кровли доюрского комплекса (рис. 4.20). Субширотные границы блоков в некоторых зонах не являются очевидными, однако в объеме они существуют и надежно прослеживаются.

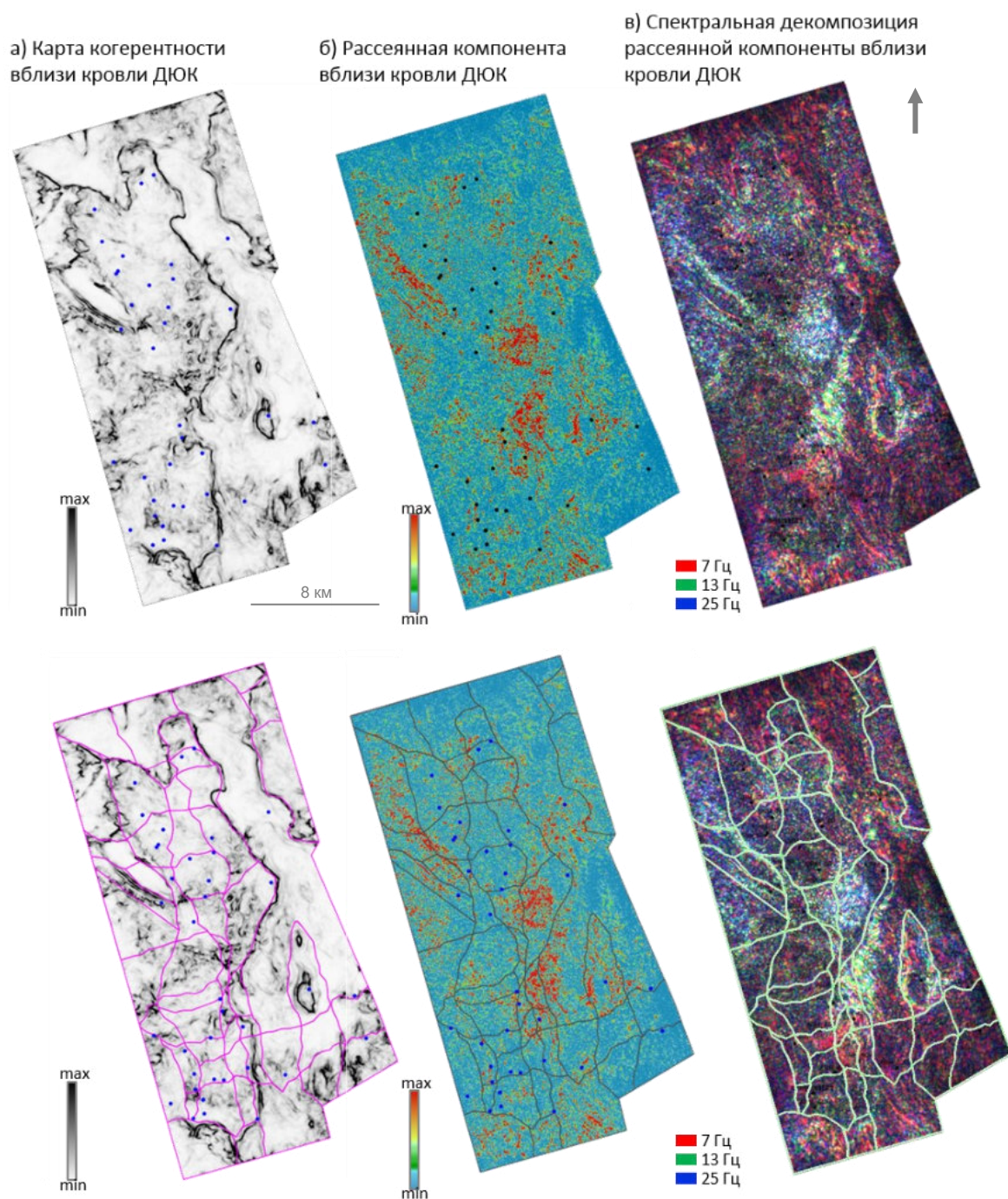


Рис. 4.20 Анализ рассеянной компоненты на участке В: а) карта когерентности вблизи кровли ДЮК; б) карта энергии рассеянной компоненты вблизи кровли ДЮК; в) спектральная декомпозиция рассеянной компоненты вблизи кровли ДЮК; (1-без границ блоков, 2-с границами блоков)

На карте интенсивности анизотропии участка А (рис. 4.21) в рамках AVAZ-анализа выделяются области повышенных значений, связанные с зонами развития магматического комплекса – локальные выступы в центральной части площади, а также прослеживаются повышенные значения интенсивности анизотропии в южной части, которые, вероятно, связаны с развитием карбонатных отложений. Яркая аномалия в южной карбонатной части может быть индикатором повышенной трещиноватости именно в этой формационной зоне.

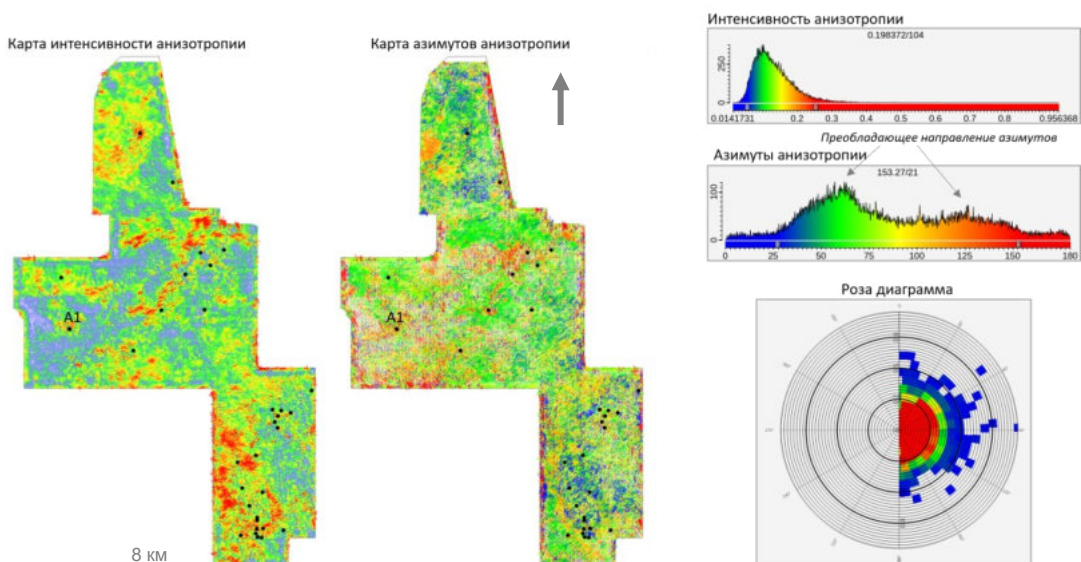


Рис. 4.21 AVAZ-атрибуты: карты интенсивности и азимуты, роза диаграмма азимуты

Повышенные значения интенсивности на краях площади (там же азимуты равны 0 или 180 градусам) связаны с потерей кратности и не несут геологической информации. Преобладающим направлением азимуты анизотропии являются примерно 60 и 125 градусов, что видно на гистограмме азимуты. Скважинные данные о направлении трещиноватости в пределах исследуемой площади имеются только в одной скважине. Преобладающее направление азимута анизотропии по сейсмическим данным хорошо соотносится с имеющимися данными в этой скважине. Но в целом направление азимуты по полученному AVAZ анализу скорее определяется более неоднозначно, чем, например, на площади В.

На рассеянной компоненте вблизи кровли доюрского комплекса (рис. 4.22, 4.23) так же повышенной энергией выделяется карбонатная часть ДЮК и, предположительно, границы блоков.

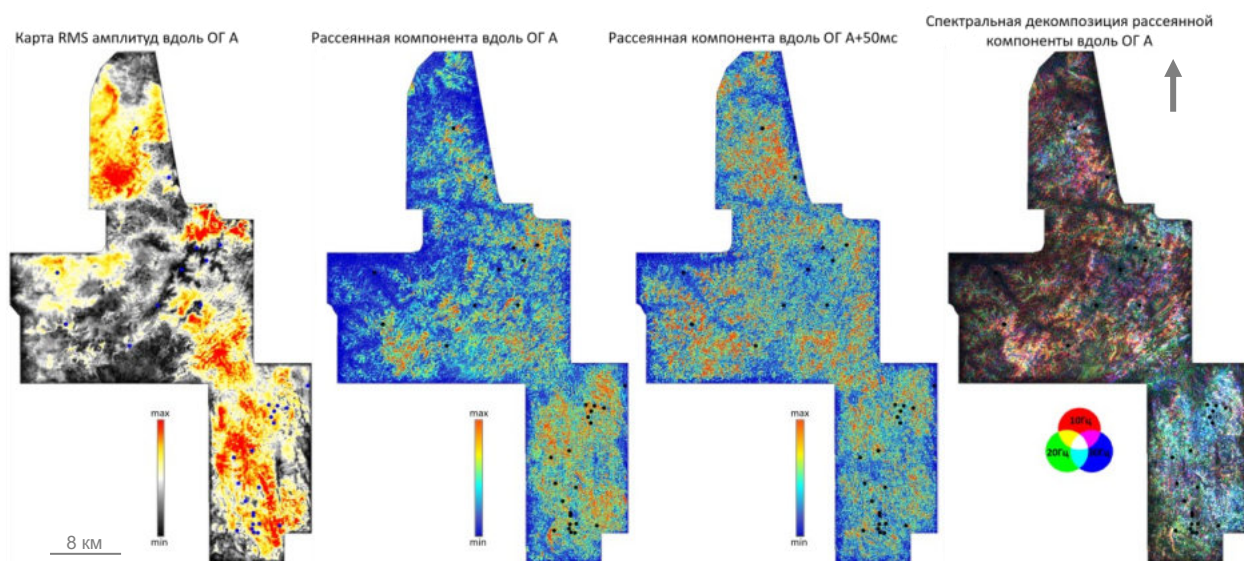


Рис. 4.22 Карты RMS амплитуд, рассеянной компоненты вдоль кровли ДЮК и вдоль ОГ A+50мс и спектральная декомпозиция рассеянной компоненты, участок А

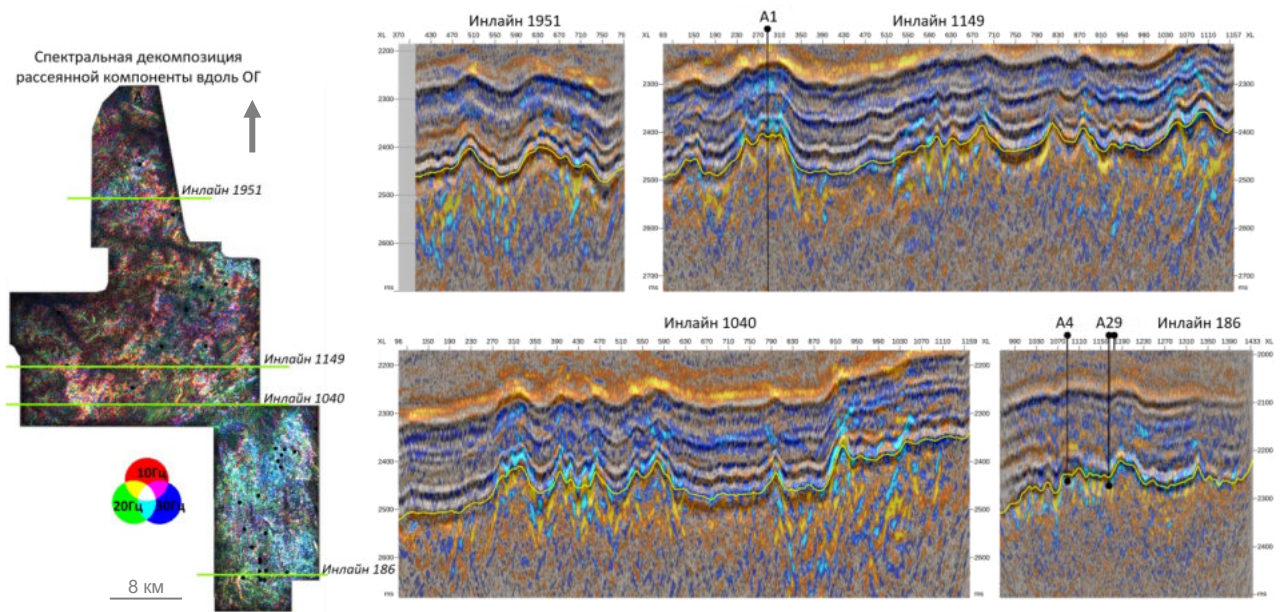


Рис. 4.23 Спектральная декомпозиция рассеянной компоненты и соответствующие разрезы куба рассеянной компоненты, участок А

Наибольшая энергия рассеянной компоненты, помимо карбонатного блока, фокусируется и на локальных поднятиях, что видно на разрезах. На участке В, карты внутри коренного палеозоя показывали повышенные значения энергии рассеянной компоненты в ярких амплитудных пачках, присутствовавших достаточно высоко, близко к кровле и присутствовавших практически по всей площади, тут же волновая картина внутри доюрского комплекса более хаотична и амплитудные аномалии внутри ДЮК образуются сильно ниже.

Наиболее контрастно границы выделяются на карте спектральной декомпозиции рассеянной компоненты, где можно увидеть, что границы блоков концептуальной модели хорошо соотносятся с этой картой (рис. 4.24). Здесь ситуация аналогична предыдущему участку – карты рассеянной компоненты хорошо подчеркивают границы блоков, причем наиболее контрастно прослеживается разница между морфологическим составом коренного палеозоя. Особенно выделяется четкий контур границы карбонатного блока вблизи кровли ДЮК – граница южной и центральной частями съемок.

Для ДАГ-анализа был использован набор атрибутов, таких как когерентность вдоль кровли доюрского комплекса, интенсивность анизотропии по результатам AVAZ-анализа, карта энергии рассеянной компоненты вблизи кровли ДЮК по обоим участкам (рис. 4.25).

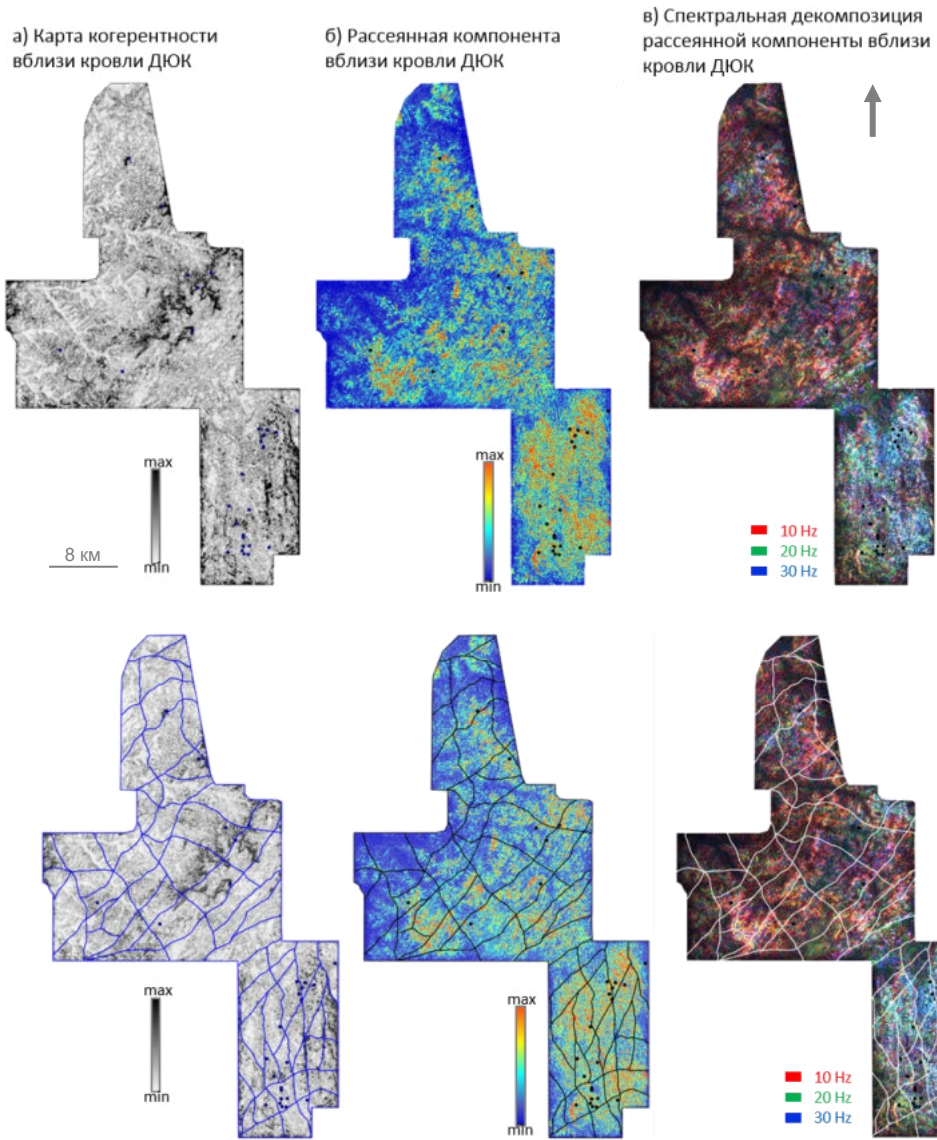


Рис. 4.24 DI на участке А: а) карта когерентности вблизи кровли ДЮК; б) карта энергии рассеянной компоненты вблизи кровли ДЮК; в) спектральная декомпозиция рассеянной компоненты вблизи кровли ДЮК; (1-без границ блоков, 2-с границами блоков)

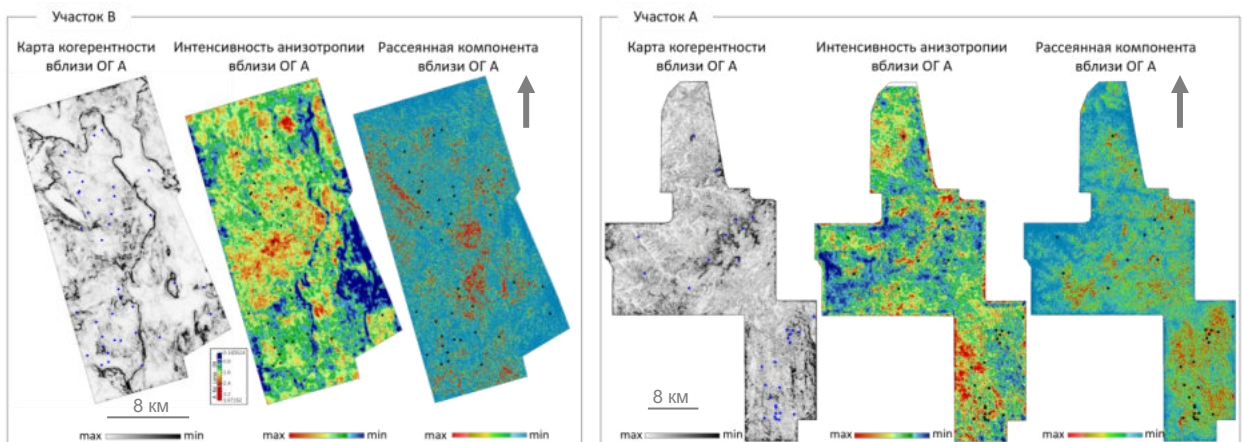


Рис. 4.25 Карты когерентности, интенсивности анизотропии и рассеянной компоненты вблизи кровли ДЮК, участок А

Бирюзовым цветом выделяются наиболее вероятные зоны повышенной трещиноватости. На участке А наиболее вероятная зона развития трещиноватости приурочена к юго-западной части в пределах карбонатного блока (рис. 4.26), а также небольшая зона в центральной части, по-видимому продолжение с юга. Скважины, попадающие в наиболее перспективную область в юго-западной части карбонатного блока, характеризуются повышенными значениями коэффициента пористости доюрского комплекса. Скважины, которые расположены также в пределах карбонатного блока, но севернее имеют коэффициент пористости ниже, чем южные. Вероятна смена формации или зона разуплотнения/трещиноватости. Поэтому полученную карту ДАГ-анализа можно использовать для прогноза областей повышенных значений коэффициента пористости.

Помимо этого, часть скважин, которые попадают эту же самую область, характеризуются наличием коры выветривания: три скважины с водонасыщенным коллектором, в одной скважине по опробованиям газоконденсат.

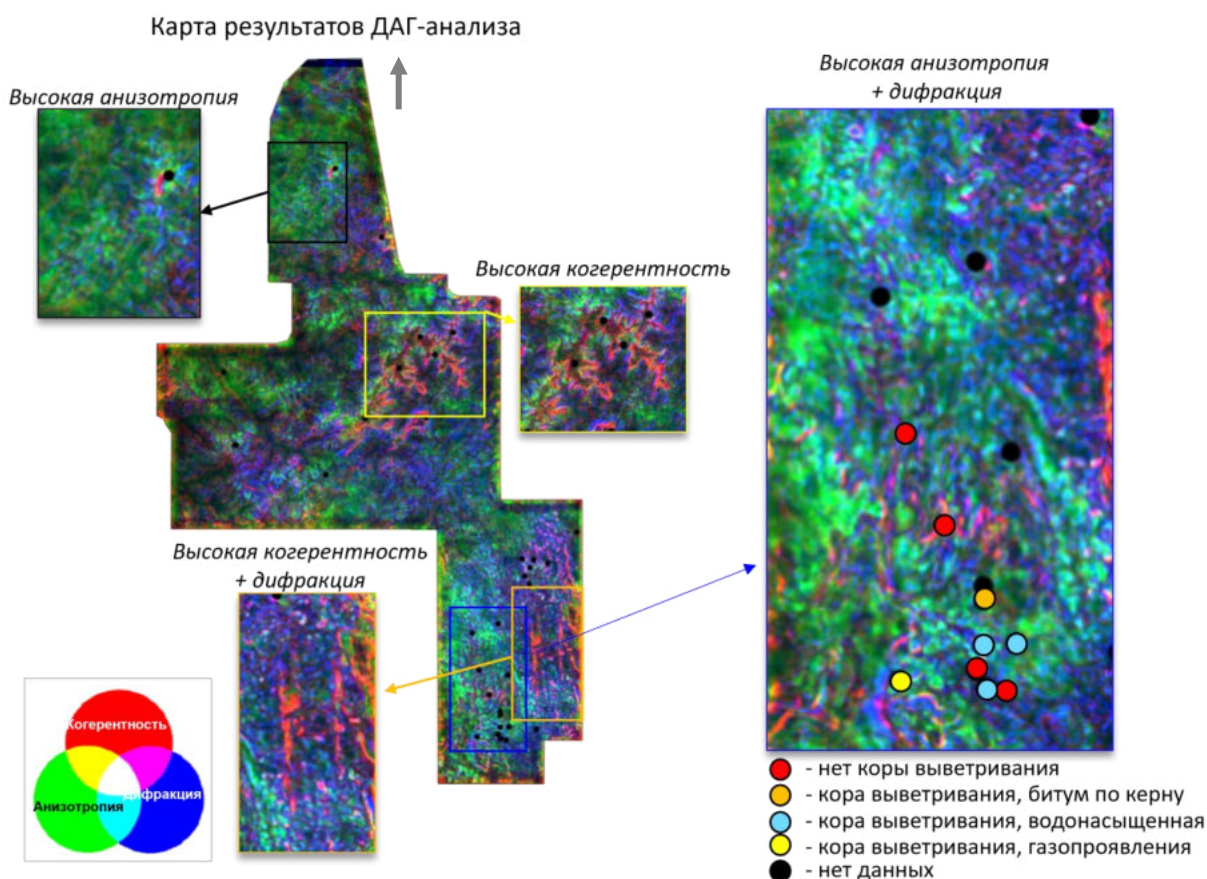


Рис. 4.26 ДАГ-анализ на участке В

Совместно с коллегами из Томского политехнического университета было проведено сравнение емкостных свойств в скважинах с DI и AVAZ с атрибутами: рассеянной компонентой и интенсивностью анизотропии (рис. 4.27).

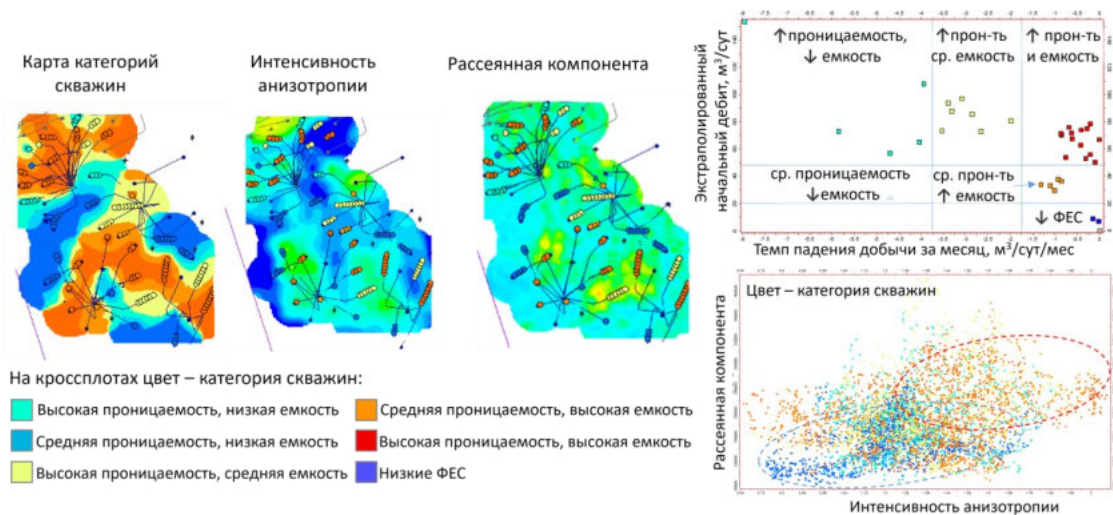


Рис. 4.27 Сравнение емкостных свойств в скважинах с атрибутами рассеянной компоненты и интенсивности анизотропии (Коношонкин Д, Томский политехнический университет)

На кроссплоте атрибутов точки скважин раскрашены в цвета категорий скважин из кроссплота выше – в градиенте от синих значений низких фильтрационно-емкостных свойств (ФЕС) до красных – высокой проницаемости и емкости. Важным наблюдением является то, что скважины с хорошими параметрами фильтрационно-емкостных свойств плюс-минус распространены широким облаком на кроссплоте, но при этом скважины с низким ФЕС (синие) локализируются только в области пониженных значений атрибутов. Таким образом можно уверенно выделять области с улучшенными коллекторскими свойствами по высоким значениям рассеянной компоненты и интенсивности анизотропии.

Таким образом, анализ дифракций, DI-анализ, для исследования ДЮК играет важную и существенную роль, позволяя выделять границы блоков, часть из которых плохо прослеживается на структурных атрибутах. К тому же, рассеянная компонента чувствительна к круто наклонным границам внутри доюрского комплекса и несет в себе информацию о зонах повышенной трещиноватости и разуплотнения, позволяющей оценить перспективные зоны на площади. Важно дополнительно анализировать спектральную декомпозицию рассеянной компоненты, по аналогии с привычным полем отраженных волн, дифракции в разных частотных диапазонах могут нести себе информацию о различных геологических особенностях и деталях строения.

AVAZ-анализ также показал хорошие результаты с точки зрения контроля качества и корреляции с добычей углеводородов из доюрского комплекса. Анализ анизотропии возможен вблизи кровли ДЮК, при этом, как и при любом анализе амплитуд в зависимости от удаления, чем больше угловой диапазон для исследования – тем надежнее и качественнее результаты. В нашем случае на обоих участках угловой диапазон невелик, что напрямую связано с качеством сейсмического материала. Поэтому для более достоверного анализа необходима исходная сеймика с большими удалениями на уровне кровли ДЮК.

И особняком стоит ДАГ-анализ, включающий в себя совместный анализ независимых друг от друга атрибутов: структурных, AVAZ и рассеянной компоненты, которые характеризуют области повышенной трещиноватости и других неоднородностей. Благодаря подходу color blending появляется возможность выделить перспективные объекты, которые проявляются и при анализе рассеянной компоненты, и при анализе интенсивности анизотропии. Качество и достоверность ДАГ-анализа определяется напрямую качеством полученных результатов по AVAZ-, DI-анализу.

4.3 Выводы к главе 4

ДЮК – весьма сложный комплекс и по формационному составу, и по тектоническому блоковому строению, поэтому при его изучении невозможно ограничиваться стандартными подходами к исследованиям. Преимущественно трещинно-поровый коллектор и сложная активная тектоника являются важными условиями для применения методик AVAZ и DI анализа.

Каждый из атрибутов в отдельности несет в себе дополнительную информацию о строении верхней части доюрского комплекса. Повышенные значения интенсивности анизотропии коррелируют с высокодебитными скважинами, которые связаны с областями повышенной трещиноватости. Использование дирекционных сейсмограмм и энергии рассеянной компоненты показывает лучшие результаты при выделении границ блокового строения, относительно классических атрибутов, рассчитанных по суммарному кубу отраженных волн. Помимо этого, по энергии рассеянной компоненты можно выделить локальные карстовые объекты или границы формационных зон: карбонатные отложения выделяются повышенными значениями энергии, относительно магматических, терригенных или метаморфических пород.

Но при этом именно методика совместного анализа рассеянной компоненты и интенсивности анизотропии позволяет спрогнозировать предполагаемую нефтегазоносность верхней части доюрского комплекса и выделить области с улучшенными фильтрационно-емкостными свойствами.

ЗАКЛЮЧЕНИЕ

Представленное диссертационное исследование состоит из трех смысловых частей, объединенных общей темой – исследованием доюрского комплекса Нюрольской структурно-фациальной зоны.

Первая часть относится к изучению непосредственно толщи коры выветривания доюрского комплекса. Для исследования динамики отражения от кровли коры выветривания было проведено моделирование изменения мощности коры выветривания на основе 28 скважин. При моделировании клина и анализе полученных отражений, был выявлен маркирующий горизонт, являющийся важным аспектом формирования отражения от коры выветривания – интервал угленосных отложений вблизи кровли коры выветривания. При отсутствии этого угленосного пласта отражение от кровли коры выветривания формироваться не будет в силу схожести упругих свойств с нижнеюрскими отложениями. Поэтому важным этапом изучения коры выветривания является получение прогнозной карты углей в подошвенной части осадочного чехла. Для этих целей возможно использовать AVO-анализ, так как угленосные отложения характеризуются 4 классом AVO аномалии. Возможность использования AVO анализа продемонстрирована на примере моделирований по реальным и синтетическим скважинным данным. Помимо этого, в ходе построений клина была найдена качественная зависимость изменения энергии отражения от изменения мощности коры выветривания: интенсивность отражения растет при уменьшении мощности КВ вплоть до его полного отсутствия.

На основе реальных скважинных данных был построен сейсмический синтетический профиль 2D, по которому были найдены наиболее информативные сейсмические атрибуты, которые оказались чувствительны к изменению мощности коры выветривания даже в области малых толщин, когда от кровли коры выветривания и от кровли коренного палеозоя формируется единое интерференционное отражение.

Результатом моделирований в первой части работы стала блок-схема для анализа и выделения коры выветривания по сейсмическим данным. При анализе, согласно предложенной методике, появляется возможность корректной корреляции отражающих горизонтов в межскважинном пространстве и возможность получить карты качественных или количественных изменений мощности коры выветривания (**защищаемое положение №1**).

Вторая смысловая часть диссертации посвящена возможности применения детерминистической инверсии, основанной на модели, для целей изучения доюрского комплекса. Применение сейсмической инверсии в исследуемом интервале сопровождается некоторыми ограничениями и имеет ряд особенностей в реализации подхода.

Во-первых, для проведения сейсмической инверсии остро стоит вопрос о качестве исходных данных. Скважины на изучаемом участке преимущественно вскрывают первые десятки метров доюрского комплекса, чего недостаточно для корректного построения низкочастотной фоновой модели. Также участки изучены бурением неравномерно и преимущественно в зонах поднятий. Результаты акустической инверсии показали, что восстанавливается корректно импеданс только в верхней части доюрского комплекса, ниже по разрезу полученный импеданс по результатам инверсии повторяет низкочастотную фоновую модель и это также напрямую связано с качеством сейсмического материала на этих глубинах. С качеством сейсмического материала связана и возможность восстановления локальных объектов, не вскрытых скважинами. На примере инверсии с неполным набором скважин для априорной низкочастотной модели, видно, что исходных данных волнового поля недостаточно для того, чтобы восстановить корректный импеданс. Это приводит к тому, что существует большой шанс пропустить локальные неоднородности, в том числе и магматические объекты, которые характеризуются повышенными значениями упругих свойств.

Во-вторых, судя по результатам инверсии по модельным данным, отсутствие прослеженных границ внутри комплекса ДЮК оказывает значительное влияние на результаты – то, что должно было быть локальными объектами, становится пластами за счет интерполяции скважинных данных по каркасу, который представляет собой только кровлю доюрского комплекса.

Третья особенность инверсионных преобразований в доюрском комплексе связана с использованием низкочастотной фоновой модели. Высокий контраст угленосных пластов и доюрского основания при сглаживании априорной низкочастотной модели может не восстанавливаться за счет «коридора отклонения» в настройках инверсии, поэтому необходимо НФМ сглаживать до низких частот используя корреляцию кровли ДЮК – до горизонта и после горизонта, чтобы получилась априорная модель с сохранением контраста импеданса на границе сред. Это позволит корректнее восстановить импеданс вблизи угленосных пластов нижней юры и кровли доюрского комплекса.

Стоит отметить, что использование J_1 - F_1 инверсии, в алгоритме которой вместо фоновой модели используются тренды изменения свойств с глубиной, показывает лучший результат относительно традиционных подходов: восстановление на контрастной границе между угленосными пластами в подошве юрских отложений и высокоимпедансным доюрским комплексом лучше, чем в традиционной инверсии. Особенно разница между двумя видами инверсии прослеживается в межскважинном пространстве, где от построения низкочастотной фоновой модели в традиционной инверсии зависит многое. А получаемый куб литотипов по

результатам J_1 - F_1 инверсии позволяет корректно выделить в плане и на сечениях фации углей в нижней юре и коры выветривания доюрского комплекса.

При этом корректно восстановленный импеданс в верхней части доюрского комплекса описывает изменения формационного состава, что показано на примере расчета двух алгоритмов детерминистических инверсий по реальным данным, где выделяются магматические, карбонатные и глинисто-кремнистые отложения (**защищаемое положение №2**).

Третья часть диссертации касается применения методов анализа анизотропии и дифрагированных волн. Доюрский комплекс характеризуется сложным блоковым строением с преимущественно трещинно-поровым коллектором, поэтому применение AVAZ и DI анализов является в данном случае весьма актуально.

Атрибуты интенсивности анизотропии и энергии рассеянной компоненты по отдельности несут в себе информацию о строении верхней части доюрского комплекса. Повышенные значения интенсивности анизотропии коррелируют с высокодебитными скважинами, которые связаны с областями повышенной трещиноватости. Использование дирекционных сейсмограмм и энергии рассеянной компоненты показывает лучшие результаты при выделении границ блокового строения, относительно классических атрибутов, рассчитанных по суммарному кубу отраженных волн. Помимо этого, по энергии рассеянной компоненты можно выделить локальные карстовые объекты или границы формационных зон: карбонатные отложения выделяются повышенными значениями энергии, относительно магматических, терригенных или метаморфических пород.

Но при этом именно методика совместного анализа рассеянной компоненты и интенсивности анизотропии позволяет спрогнозировать предполагаемую нефтегазоносность верхней части доюрского комплекса и выделить области с улучшенными фильтрационно-емкостными свойствами, которые характеризуются повышенными значениями обоих атрибутов (**защищаемое положение №3**).

По итогам исследования была создана методика исследования строения доюрского комплекса, изучены подходы к проведению сейсмической инверсии, выработан алгоритм выделения и прогнозирования толщи коры выветривания, а также найдена возможность прогнозирования перспектив нефтегазоносности в верхней части ДЮК. Все описанные исследования вошли в состав научно-методического руководства, написанного в рамках проекта по изучению доюрского комплекса Томской области, и внесли вклад в планы по геологоразведке и разработке на этих месторождениях. Перспектива дальнейшей разработки темы заключается в апробации сформулированных методик и подходов на примере исследования доюрского комплекса других месторождений по сейсмическим данным.

СПИСОК ЛИТЕРАТУРЫ

1. Алиева. Е.Р., Кучерук Е.В., Хорошилова Т.В. Фундамент осадочных бассейнов и его нефтегазоносность. – М.: ВИЭМС, 1987. – Вып. 63. – 64 с.
2. Арешев Е.Г., Гаврилов В.П., Донг Ч.Л. и др. Геология и нефтегазоносность фундамента Зондского шельфа. – М.: Нефть и газ, 1997. – 285 с.
3. Ампилов Ю.П., Барков А.Ю., Яковлев И.В., Филиппова К.Е., Приезжев И.И. Почти все о сейсмической инверсии. ч. 1. // Технологии сейсморазведки. 2009. № 4. с. 3–16
4. Ампилов Ю.П., Барков А.Ю., Яковлев И.В., Филиппова К.Е., Приезжев И.И. Почти все о сейсмической инверсии. Ч. 2 // Технологии сейсморазведки. 2011. № 1. С. 5–15.
5. **Ахиярова Е.Р.** Методические подходы к построению низкочастотной модели для целей сейсмической инверсии в интервале доюрского основания Западной Сибири // Вестник Московского университета. Сер. 4. Геология. 2022. № 4. С. 131–137. RSCI (0,44 п.л.). Импакт-фактор РИНЦ 2021: 0,411.
6. **Ахиярова Е.Р.,** Шалаева Н.В. Применение AVO-анализа для выделения угленосных пластов нижнеюрских отложений Западной Сибири при изучении коры выветривания доюрского комплекса // Геофизика. 2022. №3. С. 62 – 69. RSCI (0,56 п.л., авторский вклад – 90%). Импакт-фактор РИНЦ 2021: 0,43.
7. Бочкарев В.С., Брехунцов А.М., Нестеров И.И. (мл.), Нечипорук Л.А. Закономерности размещения залежей нефти и газа в Западно-Сибирском мегабассейне // Горн. ведомости. 2007. № 10. С. 6–23.
8. Васильева М.Ю., Кудрявцева Е.И., Курбала Е.Л., Шнип О.А. Формационный состав и коллекторские свойства доюрских пород Нюрольской впадины // Геология нефти и газа, 1986. №1. С.36-44.
9. Виноградов А.П., Наливкин В.Д., Познер В.М. Атлас литолого-палеогеографических карт СССР. Том 2 Девонский, каменноугленосный и пермский периоды. Всесоюзный аэрогеологический трест министерства геологии СССР. – Москва, 1969.
10. Вороновичева Е.М., Шевченко А.А., Зелезняк Ф.Ф. Лучевое моделирование 1670 кв.км. Отчет о научно-исследовательской работе по Договору № ВСТ-18/10111/375/Р от 04 сентября 2018. Этап 2, Москва, 2019. 119 с.
11. Воскресенский Ю.Н. Изучение изменений амплитуд сейсмических отражений для поисков и разведки залежей углеводородов. Учебное пособие для вузов. – М.: РГУ нефти и газа, 2001, 68 с.
12. Воскресенский Ю.Н., Иноземцев А.Н., Резванов Р.А. Атрибутный AVO-анализ для разделения угленосных и УВ-аномалий // Геофизика. Технологии сейсморазведки. 2005. с. 24 – 31.

13. Гаврилов В.П. Геодинамическая модель нефтегазообразования в литосфере // Геология нефти и газа. – 1988. - №10. – С. 1 – 8.
14. Гаврилов В.П. Геодинамическая модель нефтегазообразования в литосфере и ее следствия // Геология нефти и газа. – 1998 - №6. – С. 2 – 12.
15. Гольдин С. В. и др. Построение сейсмических изображений в рассеянных волнах как средство детализации сейсмического разреза // Геофизика. – 2004. – №. 5. – С. 23-29.
16. Гогоненков Г.Н. Изучение детального строения осадочных толщ сейсморазведкой. М.: Недра, 1987 - 221 с.
17. Гриневский А. С. и др. Возможности широкоазимутальной сейсморазведки для исследования перспектив среднеюрского и доюрского комплексов Западно-Сибирской нефтегазоносной провинции // Геология, геофизика и разработка нефтяных и газовых месторождений. – 2021. – №. 5. – С. 30-39.
18. Гутман И.С., Кузнецова Г.П., Скоробогатько А.В. Методика корреляции отложений коры выветривания и доюрского основания // Недропользование XXI век. – 2015. – № 7. – С. 18–31.
19. Данько Д. А. Сравнение методов детерминистической акустической инверсии для выделения акустически контрастных объектов по сейсмическим данным // Геофизика. – 2016. – №. 1. – С. 2-11.
20. Дмитриевский А.Н. Киреев Ф.А. и др. О новом типе коллектора в породах кристаллического фундамента // Доклады АН СССР. – 1990. – Т.315. – №1.
21. Дмитриевский А.Н., Киреев Ф.А. и др. Влияние гидротермальной деятельности на формирование коллекторов нефти и газа в породах фундамента // Изв. АН СССР. – Сер.Геология. – 1992. – №5.
22. Елкин Е. А., Краснов В. И., Бахарев Н. К., Белова Е. В., Дубатов В. Н., Изох Н. Г., Клец А. Г., Конторович А. Э., Перегоедов Л. Г., Сенников Н. В., Тимохина И. Г., Хромых В. Г. Стратиграфия нефтегазоносных бассейнов Сибири. Палеозой Западной Сибири. Новосибирск: Изд-во СО РАН, филиал «ГЕО», 2001. 163 с.
23. Журавлев Е.Г., Лапинская Т.А., Файн Ю.Б. Газонефтеносность коры выветривания фундамента Шаимского района // Геология нефти и газа. – 1973. – № 6. – С. 9–14.
24. Запывалов Н. П., Исаев Г. Д. Критерии оценки нефтегазоносности палеозойских отложений Западной Сибири // Вестник Томск. гос. ун-та. 2010. № 341. С. 226—232.
25. Иноземцев А.Н. Применение полноазимутальной угловой миграции до суммирования и AVAZ-инверсии для изучения трещиноватости в карбонатных коллекторах Средневожского региона России // First Break. – 2013. – VOL. 31. NO. 2 – P. 79-83.

26. Исаев Г.Д. Геология и тектоника палеозоя Западно-Сибирской плиты // Литосфера, 2010. №4. С52-68.
27. Исаев Г.Д. Стратификация и состав пород зоны контакта мезозой-палеозой // Вестник Томского государственного университета, 2010. №331. С203-209.
28. Кабышев Б.П. Количественная оценка перспектив нефтегазоносности пород кристаллического фундамента // Геология нефти и газа. – 1991. - №3. – С. 2 – 5.
29. Кашик С.А. Физико-химическая теория образования зональности в коре выветривания. Новосибирск: Наука, 1978. 256 с.
30. Керусов И. Н., Эпов К. А., Соенко В. Л. Азимутальный AVO-анализ-выявление зон трещиноватости карбонатных коллекторов при 30-сейсморазведке // Геофизика. – 2002. – №. 8. – С. 91-95.
31. Клем-Мусатов К.Д. Теория краевых волн и ее применение в сеймике. Новосибирск: Наука, 1980. – 95 с.
32. Клещев К.А., Шеин В.С. Перспективы нефтегазоносности фундамента Западной Сибири. М.: ВНИГНИ, 2004. 214 с.
33. Ковешников А. Е., Недоливко Н. М. Коры выветривания доюрских отложений Западно-Сибирской геосинеклиз // Известия Томск. политехн. ун-та. 2012б. Т. 320. № 1. С. 77—81.
34. Конторович А. Э., Нестеров И. И., Салманов Ф. К., Сурков В. С., Трофимук А. А., Эрвье Ю. Г. Геология нефти и газа Западной Сибири. Москва: Недра, 1975. 680 с.
35. Конторович А.Э., Иванов И.А., Ковешников А.Е., Краснов В.И., Перозио Г.Н. Геологические условия нефтегазоносности верхней части палеозойского разреза Западной Сибири // Теоретические и региональные проблемы геологии нефти и газа : сб. науч. трудов. – Новосибирск, 1991. – С. 152–171.
36. Конторович В.А., Бердникова С.А., Калинина Л.М., Лапковский В.В., Поляков А.А., Соловьев М.В. Модель геологического строения и нефтегазоносность зоны контакта палеозойских и мезозойских отложений в Чузикско-Чижапской зоны нефтегазоаккумуляции // Геология, геофизика и разработка нефтяных и газовых месторождений. – 2006. – № 5–6. – С. 91–102.
37. Конторович В.А. Сейсмогеологические критерии нефтегазоносности зоны контакта палеозойских и мезозойских отложений Западной Сибири // Геология и геофизика. – 2007. – Т. 48. – № 5. – С. 538–547.
38. Конторович В.А., Калинина Л.М., Калинин А.Ю., Соловьев М.В. Нефтегазоперспективные объекты палеозоя Западной Сибири, сейсмогеологические модели эталонных месторождений // Геология нефти и газа. – 2018. - №4. – С.5-15.

39. Кузина М.Я., Коржов Ю.В., Исаев В.И. Геохимическое и литологическое обоснование концепции «главного источника» доюрских залежей нефти Красноленинского свода // Известия Томского политехнического университета. – 2014. – Т. 324. – № 1. – С. 32–38.
40. Кузнецов В.М. Введение в сейсмическую анизотропию: теория и практика. Тверь: ООО «Издательство ГЕРС», 2006. – 160 с.
41. Кузьменков С.Г. Исаев В.И. Булатов В.И. и др. Развитие нефтегазового комплекса Югры, трудноизвлекаемые запасы // Известия Томского политехнического университета. Инжиниринг георесурсов. – 2018. – Т. 329. – № 11. – С. 103–113.
42. Курбала Е.Л. Коллектора нефти и газа в коре выветривания карбонатов // Геология нефти и газа, 1990. №1. С.29-32.
43. Ланда Е. Роль дифракционной компоненты волнового поля при построении сейсмических изображений // Технологии сейсморазведки, № 1, 2013, с. 5–31.
44. Лифанов В. А. Особенности геологического строения и перспективы нефтегазоносности нижнеюрских базальных горизонтов юго-востока Западной Сибири. В кн.: Пути реализации нефтегазового и рудного потенциала ХМАО . Т. 1. Ханты-Мансийск: ИздатНаукСервис, 2012. С. 252—257.
45. Лобова Г.А., Исаев В.И. Кузьменкова С.Г. , Лунева Т.Е., Осипова Е.Н. Нефтегазоносность коллекторов коры выветривания и палеозоя юго-востока Западной Сибири (прогнозирование трудноизвлекаемых запасов) // Геофизический журнал. – 2018. – Т. 40. – № 4. – С. 73–106.
46. Лобова Г.А., Лунёва Т.Е., Исаева О.С. Нефтегазоносность коры выветривания и палеозоя Колтогорского мезопрогиба (Северо-Запад Томской области) // Известия Томского политехнического университета. Инжиниринг георесурсов. – 2019. - №9. – С.103-113.
47. Мариненкова Н. Л., Мясникова Г. П., Солопахина Л. А., Яцканич Е. А. Коры выветривания, их нефтегазоносность на территории ХМАО и приоритетные направления поисковых работ. В кн.: Пути реализации нефтегазового и рудного потенциала ХМАО. Т. 2. Ханты-Мансийск: ИздатНаукСервис, 2005. С. 289—304.
48. Медведев Н. Я., Курьянов Ю. А., Карогодин Ю. Н., Кокшаров В. З. Пермо-триасовые эффузивы — новый важный нефтегазоносный комплекс прироста запасов и добычи углеводородов Западной Сибири. В кн.: Пути реализации нефтегазового и рудного потенциала ХМАО. Т. 1. Ханты-Мансийск: ИздатНаукСервис, 2006. С. 147—157.
49. Недоливко Н. М., Ежова А. В. Петрографический состав и история формирования зоны контакта палеозойских и мезозойских отложений на Чкаловском

нефтяном месторождении (по данным скважины 26). Известия Томск. политехн. ун-та. 2005. Т. 308. № 3. С. 36—43.

50. Патент на изобретение / Способ определения структурно-тектонического строения погребенного складчатого фундамента с использованием данных сейсморазведки / К.А. Савченко, Е.Р. Ахиярова, И.В. Яковлев; правообладатель ООО «Газпромнефть-Восток». - №2022135317; заявл. 30.12.2022; решение о выдаче патента 03.04.2023.

51. Савченко К.А., **Ахиярова Е.Р.**, Грабовская Ф.Р. Региональные закономерности нефтегазоносности доюрского комплекса на примере Томской области и Ханты-Мансийского автономного округа // Геофизика. 2022. №6. С. 49 – 56. RSCI (0,63 п.л., авторский вклад – 30%). Импакт-фактор РИНЦ 2021: 0,43.

52. Старков К.Р., Ивлев А.К., Вороновичева Е.М. и др. 3Д моделирование 200 кв. км. Отчет о научно-исследовательской работе по Договору № ВСТ-18/10111/375/Р от 04 сентября 2018. Этап 3, Москва, 2019. 280 с.

53. Сурков В.С., Жеро О.Г. Фундамент и развитие платформенного чехла Западно-Сибирской плиты. – М. : Недра, 1981. – 143 с.

54. Сурков В.С., Трофимук А.А. Мегакомплексы и глубинная структура земной коры Западно-Сибирской плиты. – М. : Недра, 1986. – 149 с.

55. Сынгаевский П. Е., Хафизов С. Ф. Формация коры выветривания в осадочном цикле Западно-Сибирского бассейна // Геология нефти и газа. 1990. № 11—12. С. 22—30.

56. Тугарева А. В., Шпильман А. В., Мясников Г. П., Яковлева Н. П., Чернова Г. А., Мороз М. Л. Перспективы нефтегазоносности отложений зоны контакта юры с триаса и палеозоем на территории ХМАО-Югры. В кн.: Пути реализации нефтегазового и рудного потенциала ХМАО. Т. 1. Ханты-Мансийск: ИздатНаукСервис, 2013. С. 34—52.

57. Уфимцев П.Я. Метод краевых волн физической теории дифракции. М.: Советское радио, 1962. 224 с.

58. Федяев И. А. Выделение дифракционной компоненты поля на основе разделения волновых полей // Геофизика. – 2021. – №. 1. – С. 12-20.

59. Шустер В.Л. Кристаллические породы фундамента – перспективный объект для прироста запасов нефти и газа // Геология нефти и газа. – 1994. - №9. – С.35 – 37.

60. Шустер В.Л. Такаев Ю.Г. Мировой опыт изучения нефтегазоносности кристаллического фундамента. – М.: ЗАО «Геоинформмарк». 1997. – 72с.

61. Шустер В.Л. Нефтегазоносность кристаллического фундамента // Геология нефти и газа. – 1997. - № - С.17 – 19.

62. Шустер В.Л., Левянт В.Б., Элланский М.М.. Нефтегазоносность фундамента (проблемы поиска и разведки месторождений углеводородов). – М.: Издательство «Техника», ТУМА ГРУПП, 2003. – 176с.
63. Эпов К. А. Количественный учет априорной геологической информации при сейсмической инверсии: часть 1, теоретическое обоснование // Технологии сейсморазведки. – 2017. – №. 2. – С. 5.
64. Эпов К. А., Жемчугова В. А. Количественный учет априорной геологической информации при сейсмической инверсии: часть 2, пример практического применения // Технологии сейсморазведки. – 2017. – Т. 2. – С. 28.
65. Aki, K. and Richards, P.G. Quantitative seismology: Theory and Methods. W.H. Freeman and Co., New York, 1980, 932.
66. **Akhiyarova E.**, Savchenko K., Yakovlev I., Grabovskaya F. Research of the DUK Perspectives Using Dynamic Analysis of Seismic Data //ProGREss'21. – European Association of Geoscientists & Engineers, 2021. – Т. 2021. – №. 1. – С. 1-4.
67. Bachrach R. et al. Recent advances in the characterization of unconventional reservoirs with wide-azimuth seismic data //2014 SEG Annual Meeting. – OnePetro, 2014.
68. Ball V. et al. Uncertainty in inverted elastic properties resulting from uncertainty in the low-frequency model //The Leading Edge. – 2015. – Т. 34. – №. 9. – С. 1028-1035.
69. Barclay F. et al. Seismic inversion: Reading between the lines //Oilfield Review. – 2008. – Т. 20. – №. 1. – С. 42-63.
70. Barnes A. E. The calculation of instantaneous frequency and instantaneous bandwidth //Geophysics. – 1992. – Т. 57. – №. 11. – С. 1520-1524.
71. Blackburn, G. Petroleum geology of the pre-Jurassic // ROGTEC Magazine, (27), 2015, 66—75.
72. Bosch M., Mukerji T., Gonzalez E.F. Seismic inversion for reservoir properties combining statistical rock physics and geostatistics: A review // Geophysics, 2010, Vol75, No5.
73. Canning Anat. Azimuthal AVA analysis using full-azimuth 3D angle gathers // SEG Technical Program Expanded Abstracts. – 2009. – P. 256 259.
74. Canning Anat. Extracting azimuthal information from 3D full azimuth gathers using automatic RMO analysis and AVAZ // SEG Technical Program Expanded Abstracts. – 2013. – P. 289-293.
75. Castagna J. P., Backus M. M. (ed.). Offset-dependent reflectivity—Theory and practice of AVO analysis. – Society of Exploration Geophysicists, 1993.
76. Castagna J.P., Batzle M.L. and Kan T.K. Rock physics—The link between rock properties and AVO response. In: Offset-Dependent Reflectivity—Theory and Practice of AVO

Analysis: Investigations in Geophysics Series, Vol. 8 (eds J.P.Castagna and M.M.Backus), pp. 135–171. Society of Exploration Geophysicists. 1993.

77. Castagna J.P., Swan H.W., Foster D.J. Framework for AVO gradient and intercept interpretation // *Geophysics*, 1998, v. 63, N 3, p.p. 948-956.

78. Chopra S., Castagna J. P. Avo. – Society of Exploration Geophysicists, 2014.

79. Cooke D. A., Schneider W. A. Generalized linear inversion of reflection seismic data // *Geophysics*. – 1983. – T. 48. – №. 6. – C. 665-676.

80. Fan F., Ma J. AVO Modeling for Coal Seam Prediction // *Procedia Earth and Planetary Science*. – 2011. – T. 3. – C. 138-143.

81. Fomel S., Landa E., Taner T. Poststack velocity analysis by separation and imaging of seismic diffractions // *Geophysics*. 2007. V. 72. P. 89–94.

82. Grechka V. Application of seismic anisotropy in the oil and gas industry. Netherlands: EAGE Publications, 2009. – P. 171.

83. Gray D., Todorovic-Marinic D. Fracture detection using 3D azimuthal AVO // *CSEG Recorder*. – 2004. – T. 29. – №. 10. – C. 5-8.

84. Guo Z., Nie N., Liu C. Fracture characterization based on improved seismic amplitude variation with azimuth inversion in tight gas sandstones, Ordos Basin, China // *Marine and Petroleum Geology*. – 2022. – T. 146. – C. 105941.

85. Gunning, J., Glinsky M. Delivery: An open-source model-based Bayesian seismic inversion program. // *Computers and Geosciences*, 2004, vol. 30, pp. 619–636.

86. Gunning J.S., Kemper M., Pelham A. Obstacles, challenges and strategies for facies estimation in AVO seismic inversion. // 76th EAGE Conference & Exhibition 2014, Extended abstract.

87. Hampson D. P., Russell B. H., Bankhead B. Simultaneous inversion of pre-stack seismic data // *SEG Technical Program Expanded Abstracts 2005*. – Society of Exploration Geophysicists, 2005. – C. 1633-1637.

88. Henderson J., Purves S. J., Leppard C. Automated delineation of geological elements from 3D seismic data through analysis of multichannel, volumetric spectral decomposition data // *First Break*. – 2007. – T. 25. – №. 3.

89. Henderson J. et al. Delineation of geological elements from RGB color blending of seismic attribute volumes // *The Leading Edge*. – 2008. – T. 27. – №. 3. – C. 342-350.

90. Hunt L. et al. Quantitative estimates of fracture density variations: Further perspectives // *CSEG Recorder*. – 2011. – T. 36. – №. 1. – C. 9-18.

91. Jenner E. Azimuthal AVO: Methodology and data examples // *The Leading Edge*. – 2002. – T. 21. – №. 8. – C. 782-786.

92. Kemper, M., and J. Gunning, Joint impedance and facies inversion — Seismic inversion redefine // *First Break*, 32, no. 9, 2014, 89–95.
93. Kim M., Dunne J., Gurevich B. Fluid and Lithology Prediction within a Coal Sequence using Seismic Attribute Modelling and Analysis (Gippsland Basin) // *ASEG Extended Abstracts*. – 2003. – T. 2003. – №. 2. – C. 1-5.
94. Klovov A., Baina R., Landa E. Separation and imaging of seismic diffractions in dip angle domain // *72th EAGE Ann. Mtg. Expanded Abstracts*. 2010.
95. Klovov A., Baina R., Landa E. Point and edge diffractions in three dimensions // *73th EAGE Ann. Mtg. Expanded Abstracts*. 2011.
96. Koltanovsky L., Korolev A., Rossiyskaya E., Smirnov K. Enhancing confidence in fracture prediction through advanced seismic data processing and analysis techniques // *First Break*. Volume 35. 2017.
97. Koveshnikov A. E., Nesterova A. C., Dolgaya T. F. Fracture system influence on the reservoirs rock formation of Ordovician-Devonian carbonates in West Siberia tectonic depression // *IOP Conference Series: Earth and Environmental Science*. – IOP Publishing, 2016. – T. 43. – №. 1. – C. 012008.
98. Kozlov Evgeny. Corner Reflectors – A new concept of imaging vertical boundaries // *71st EAGE Conference and Exhibition incorporating SPE EUROPEC*. – 2009. - P. 1-5.
99. Landa E., Keydar S. Seismic monitoring of diffraction images for detection of local heterogeneities // *Geophysics*. 1998. V. 63. P. 1093–1100.
100. Landa E., Fomel S., Reshef M. Separation, imaging, and velocity analysis of seismic diffractions using migrated dip-angle gathers // *78th SEG Ann. Int. Mtg. Extended Abstracts*. 2008. P. 2176–2180.
101. Landa Evgeny. Seismic diffraction: where's the value? // *SEG Technical Program Expanded Abstracts*. – 2012. – P. 1-4.
102. Larsen A.L., Ulvmoen M., Omre, H., Buland, A. Bayesian lithology/fluid prediction and simulation on the basis of a Markov-chain prior model. // *Geophysics*, 2006, vol 71(5), R69–R78.
103. Latimer R. B., Davidson R., Van Riel P. An interpreter's guide to understanding and working with seismic-derived acoustic impedance data // *The leading edge*. – 2000. – T. 19. – №. 3. – C. 242-256.
104. Luneva T., Lobova G., Fomin A. Oil and gas presence perspectives of weathering layer reservoir of Nuro'l'ka mega-basin according to data of geothermics // *IOP Conference Series: Earth and Environmental Science*. – IOP Publishing, 2016. – T. 43. – №. 1. – C. 012014.

105. Ma J., Morozov I., Cheng J. AVO attributes of a deep coal seam //CSPG CSEG CWLS Convention. – 2008.
106. McArdle N. J., Ackers M. A. Understanding seismic thin-bed responses using frequency decomposition and RGB blending //First break. – 2012. – T. 30. – №. 12
107. Paffenholz J. et al. Subsalt multiple attenuation and imaging: Observations from the Sigsbee2B synthetic dataset //2002 SEG Annual Meeting. – OnePetro, 2002.
108. Partyka G., Gridley J., Lopez J. Interpretational applications of spectral decomposition in reservoir characterization //The leading edge. – 1999. – T. 18. – №. 3. – C. 353-360.
109. Pendrel J. Seismic inversion—still the best tool for reservoir characterization //CSEG Recorder. – 2006. – T. 31. – №. 1. – C. 5-12.
110. Pendrel J., Schouten H. Facies—The drivers for modern inversions // The Leading Edge. – 2020. – T. 39. – №. 2. – C. 102-109.
111. Peng S., Gao Y. Study on the AVO forward modeling of coal bearing strata //Chinese Science Bulletin. – 2005. – T. 50. – C. 151-158.
112. Ray A. K., Chopra S. Building more robust low-frequency models for seismic impedance inversion //First Break. – 2016. – T. 34. – №. 5.
113. Ruger A., Tsvankin I. Using AVO for fracture detection: Analytic basis and practical solutions //The Leading Edge. – 1997. – T. 16. – №. 10. – C. 1429-1434.
114. Ruger A. P-wave reflection coefficients for transversely isotropic models with vertical and horizontal axis of symmetry //Geophysics. – 1997. – T. 62. – №. 3. – C. 713-722.
115. Ruger A. Variation of P-wave reflectivity with offset and azimuth in anisotropic media //Geophysics. – 1998. – T. 63. – №. 3. – C. 935-947.
116. Ruger A., Gray D. Wide-azimuth AVO analysis of anisotropic fractured reservoirs. Encyclopedia of Exploration Geophysics №1-2, 2014.
117. Rutherford S. R., Williams R. H. Amplitude-versus-offset variations in gas sands // Geophysics. – 1989. – T. 54. – №. 6. – C. 680-688.
118. Russell B.H. Introduction to seismic inversion methods. SEG, 1988 – 178 p.
119. Savchenko K., **Akhiyarova E.**, Grabovskaya F. DUK. A New Vision—New Perspectives. The Methodology of Constructing a Structural-Formation Block Model //ProGREss'21. – European Association of Geoscientists & Engineers, 2021. – T. 2021. – №. 1. – C. 1-5.
120. Shuey R. T. A simplification of the Zoeppritz equations //Geophysics. – 1985. – T. 50. – №. 4. – C. 609-614.
121. Smirnov K., Rybnikov A., Sarkisov G. Integrated Workflow for Fracture Detection and Modeling Based on Seismic Diffraction Imaging. SPE-196937-MS. 2019.

122. Smirnov K., Landa E., Fedyaev I. New diffraction directivity prestack attributes for seismic fracture prediction. *First Break*, volume 39, 2021.
123. Subrahmanyam D., Rao P. H. Seismic attributes-a review //7th International Conference and Exposition on Petroleum Geophysics, Hyderabad, India. – 2008.
124. Thomsen L. Weak elastic anisotropy // *Geophysics*. – 1986. – vol.. 51. №. 10 – p. 1954-1966.
125. Thomsen L. Understanding seismic anisotropy in exploration and exploitation. U.S.A // Distinguished Instructor Short Course, No. 5, 2002. - P. 253.
126. Todorovic-Marinic D. et al. Identifying productive fractures in the Narraway gas field using the envelope of seismic anisotropy //66th EAGE Conference & Exhibition. – EAGE Publications BV, 2004. – C. cp-3-00366.
127. Tsvankin I. et al. Seismic anisotropy in exploration and reservoir characterization: An overview // *Geophysics*. – 2010. – T. 75. – №. 5. – C. 75A15-75A29.
128. Tsvankin I. Seismic signatures and analysis of reflection data in anisotropic media. – Society of Exploration Geophysicists, 2012.
129. Tugushev V. M. et al. Application of Modern Seismic Inversion Technologies to Increase Information Content in Seismic Interpretation // *Far East Hydrocarbons 2019*. – European Association of Geoscientists & Engineers, 2019. – T. 2019. – №. 1. – C. 1-4.
130. Veeken P. C. H. et al. Seismic inversion of the Fortuna National 3D survey (Tabasco, Mexico) // *first break*. – 2002. – T. 20. – №. 5.
131. Veeken P. C. H., Da Silva M. Seismic inversion methods and some of their constraints // *First break*. – 2004. – T. 22. – №. 6.
132. Veeken, P., Kashubin, A., Curia, D., Davydenko, Y. and Priezzhev, I. From data conditioning, depth imaging and reservoir characterization to machine learning // *First Break*, 38, 2020, 71-77.
133. Waters K. D. et al. Detecting production effects and by-passed pay from 3D seismic data using a facies based Bayesian seismic inversion // 78th EAGE Conference and Exhibition 2016. – European Association of Geoscientists & Engineers, 2016. – T. 2016. – №. 1. – C. 1-5.
134. White R., Kearns H., Kashubin A., Landa E., Smirnov K. Diffraction imaging of the fractured crystalline basement, Lancaster field, UK // *First Break*. Volume 40. 2022 .
135. Xi Y., Yin X. Seismic Response Models and the AVO Simulation of Coal-Bearing Reservoirs // *Minerals*. – 2022. – T. 12. – №. 7. – C. 836.
136. Xing L. et al. Seismic attribute benchmarking on instantaneous frequency // *Geophysics*. – 2019. – T. 84. – №. 3. – C. O63-O72.

137. Yakovlev I., Smirnov K., Lushkina A., Mozgovaya O., Sablina V., Firsov A. Reducing drilling hazard risk in a carbonate environment using seismic processing, diffraction imaging and interpretation // First Break. Volume 40. 2022.

138. Zoeppritz K. Erdbebenwellen VIII B, Uber Reflexion und Durchgang seismischer Wellen durch Unstetigkeitsflächen //Gottinger Nachr. – 1919. – T. 1. – C. 66-84.

139. Zhao X., Jin F., Liu L., Xiao Y., Wang L. Improve impedance inversion by adopting seismic sedimentary-guided a priori model. // Interpretation, 2016, 4(3), T313-T322.