

ФЕДЕРАЛЬНОЕ ГОСУДАРСТВЕННОЕ БЮДЖЕТНОЕ УЧРЕЖДЕНИЕ НАУКИ
ИНСТИТУТ ФИЗИКИ ЗЕМЛИ им. О.Ю. ШМИДТА
РОССИЙСКОЙ АКАДЕМИИ НАУК

На правах рукописи



Окуневич Всеволод Станиславович

**МАТЕМАТИЧЕСКОЕ МОДЕЛИРОВАНИЕ ЭФФЕКТИВНЫХ
УПРУГИХ СВОЙСТВ ПОРОД ДОМАНИКОВОЙ ФОРМАЦИИ С
ИСПОЛЬЗОВАНИЕМ ТЕОРИИ ЭФФЕКТИВНЫХ СРЕД**

1.6.9. Геофизика

Диссертация на соискание учёной степени

кандидата технических наук

Научный руководитель:
Гл.н.с. ИФЗ РАН им. О.Ю.Шмидта
доктор физико-математических наук,
Баяк И.О.

Москва 2025

Оглавление

Введение	4
Глава 1. Литературный обзор.....	12
1.1 Геологический объект исследования	12
1.2 Методы определения эффективных упругих свойств в прикладной геофизике	15
1.3 Разномасштабное исследование горных пород	23
1.4 Сравнительный анализ существующих подходов к петроупругому моделированию керогеносодержащих пород	27
1.5 Выводы к главе 1	28
Глава 2. Построение базовых петроупругих моделей керогеносодержащих отложений доманиковой формации.....	30
2.1 Исходные данные для петроупругого моделирования	30
2.2. Методика построения базовых петроупругих моделей керогеносодержащих пород доманиковых отложений	34
2.3 Построение сейсмогеологической модели доманиковых отложений.....	41
Выводы к главе 2	46
Глава 3. Петроупругое моделирование керогеносодержащих пород с учетом их трещинной пористости	47
3.1 Введение	47
3.2 Развитие трещинной пористости в керогеносодержащих породах доманиковых отложений	47
3.3 Построение петроупругих моделей с учетом трещинной пористости.....	52
3.4 Этапы петроупругого моделирования и используемые методы теории эффективных сред	53
3.5 Моделирование границ Хашина-Штрикмана	60
3.6 Моделирование методом самосогласования с учетом f -параметра, отражающего связность включений	69
3.7 Петроупругое моделирование керогеносодержащих пород с ориентированной трещинной пористостью (VTI среды)	81
3.8 Выводы к главе 3.....	88
Глава 4. Построение петроупругих моделей слоистых керогеносодержащих пород	90
4.1 Введение	90
4.2 Первая модель	91
4.3 Вторая модель	96
4.4 Третья модель.....	102
4.5 Четвертая модель	105
4.6 Выводы к главе 4.....	107
Глава 5. Сейсмогеологическая модель доманиковых отложений и ее коэффициенты отражения	109

5.1 Введение	109
5.2 Методика расчета коэффициентов отражения.....	110
5.3 Результаты расчетов коэффициентов отражения	110
5.4 Выводы к главе 5.....	118
Глава 6. Разномасштабное моделирование упругих свойств пород доманиковой формации ...	119
6.1 Введение	119
6.2 Литотипизация пород по данным ГИС	122
6.3 Методика петроупругого моделирования	126
6.4 Результаты петроупругого моделирования.....	128
6.5 Разномасштабное моделирование упругих свойств скважины	132
Выводы к главе 6	137
Заключение	138
Список сокращений и условных обозначений	141
Список литературы.....	143
ПРИЛОЖЕНИЕ А	152
ПРИЛОЖЕНИЕ В.....	159

Введение

В настоящее время во всем мире растёт объем разведочных работ и добычи горючих полезных ископаемых, особенно, жидких – нефти. По данным интернет-портала министерства энергетики США с 2020 по 2023 год общий объем добычи нефти в мире увеличился с 93,818 МБ/сут до 101,821 МБ/сут. Восстановление экономик большинства развитых стран неотъемлемо связано с промышленностью и сферой энергетики. Жидкие углеводороды помимо источника энергии являются важным химическим сырьем, используемым во многих отраслях хозяйственной деятельности человека.

Большинство традиционных месторождений уже открыто и эксплуатируется. Поддерживать рост объемов добычи и разведки только за счёт традиционных месторождений становится с каждым годом труднее, поэтому, в настоящее время, наибольший интерес вызывают месторождения с нетрадиционными коллекторами нефти и газа. Проблема поиска и добычи нефти из низкопористых и малопроницаемых коллекторов основная задача многих ученых в различных областях геологии нефти и газа.

Актуальность темы исследования

Одним из перспективных типов нетрадиционных коллекторов в нашей стране можно назвать доманиковые отложения Волго-Уральской и Тимано-Печорской нефтегазоносных провинций (НГП). Данные отложения богаты органическим веществом, а также являются нефтематеринскими. Данные отложения могут участвовать в накоплении и миграции жидких углеводородов (УВ). Надежные знания о физических и геологических свойствах таких пород необходимы для их поиска и увеличении объемов добычи нефти из уже известных месторождений с подобным типом коллекторов УВ. Под геологическими свойствами в данной работе понимаются свойства, которые характеризуют внутреннее строение исследуемых горных пород, например, форма минеральных включений и пустот, объем пустотного пространства, степень связности некоторых включений, трещинная пористость и др.

При поиске и освоении месторождений с нетрадиционными коллекторами углеводородов крайне важны достоверные критерии прогнозирования зон нефтегазоносности, основанные на знаниях о микроструктуре и строении горных пород в исследуемых целевых интервалах. Структурные особенности и состав пород, выявленные на микроуровне (в масштабе керна), сохраняются и отражаются на более крупных масштабах, что подтверждается данными геофизических исследований скважин и сейсмических измерений.

Таким образом, для корректного прогнозирования упругих и фильтрационно-емкостных свойств необходимо разномасштабное петроупругое моделирование, которое учитывает особенности строения горных пород на всех уровнях. При этом, петроупругое моделирование выступает в роли мощного прогностического инструмента, позволяющего предсказывать

изменения упругих свойств в зависимости от вариаций микроструктурных особенностей и состава горных пород, что существенно для решения множества задач разведочной и промысловой геофизики.

Степень разработанности темы исследований

Доманиковые отложения выделены Кайзерлингом в 1845 г. и названы в честь ручья Доманик, который является притоком реки Ухта [Юдович, 1988]. Данные отложения распространены в восточной части русской платформы. Описанию этой формации посвящено множество работ видных ученых: Н.М. Страхова [1939], С.В. Максимовой [1970], М.М. Алиева [1978], Н.В. Беляевой [1998], М.И. Зайдельсона [1990] и др.

Вещество, представляющее наибольший научный и производственный интерес, в составе доманиковых и подобных им отложений, которые относят к нетрадиционному типу коллекторов, является кероген. Его важность обусловлена участием в генерации УВ и их первичной миграции. Кероген является уникальным компонентом в вещественном составе доманиковых отложений, имея очень контрастные физические свойства, по сравнению со вмещающими горными породами, формирующими толщи доманиковой формации. Влияние керогена и его строения на упругие свойства керогеносодержащих пород рассмотрено в работах иностранных авторов: Yan [2013], Yenugu [2013], Li [2015], Dvorkin [2020] и др.

Для решения различных задач промысловой геофизики при поиске, разведке и эксплуатации месторождений нефти и газа с нетрадиционным типом коллекторов, в частности, и для месторождений доманиковых и подобных им отложений, необходимо проводить разномасштабные геофизические исследования, о чем более подробно будет изложено далее в работе. Основой для этих разномасштабных исследований являются математические модели физических свойств исследуемых горных пород, например, петроупругие модели. На рисунке 0.1 показано количество опубликованных работ, связанных с петроупругим (ПУ) моделированием нетрадиционных коллекторов. Как видно из графиков, эта область недостаточно изучена на сегодняшний день.

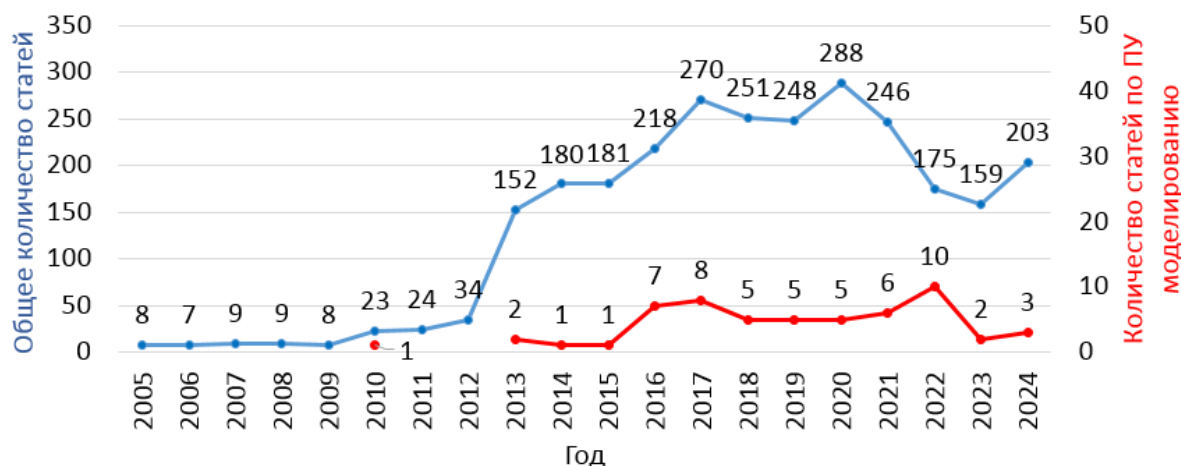


Рисунок 0.1. Количество публикаций по тематике “нетрадиционных” коллекторов в библиотеке Society of Exploration Geophysists (SEG) (синий) и по тематике “петроупругого моделирования нетрадиционных коллекторов” в библиотеке SEG и научной электронной библиотеке eLIBRARY.ru.

Петроупругие модели доманиковых пород должны иметь разномасштабный характер, учитывать особенности состава и микроструктуры породы, в частности, степень зрелости керогена, его пористость, степень связности. На настоящий момент таких петроупругих моделей не существует. Зачастую, используют очень простые петроупругие модели, для описания доманиковых и подобных им отложений, с последующим прогнозом упругих свойств. За счет значительной карбонатной составляющей в составе используют модель Шу-Пейна [Xu, Payne, 2009], которая является неким подобием модели Шу-Уайта [Xu, White, 1996], но разработанной для карбонатных пород. Часто применяют саму модель Шу-Уайта к доманиковым отложениям, хотя эта модель разработана для терригенных пород. Самой простой и распространенной моделью, которая используется на практике, является модель “матрица-включение” [Berrigman, 1995], которая не учитывает множество особенностей строения и состава доманиковых и подобных им отложений.

Цель работы

Установление связей между упругими свойствами доманиковых пород и их микроструктурными параметрами для повышения достоверности интерпретации разномасштабных геофизических данных.

Основные задачи исследования

1. Построение базовых петроупругих моделей керогеносодержащих пород доманиковой формации в масштабе керна.
2. Создание разномасштабной модели упругих свойств пород доманиковой формации и оценка влияния на них микроструктурных параметров.

3. Учет анизотропии упругих свойств при построении разномасштабных петроупругих моделей пород доманиковой формации, вызванной различными факторами (ориентированными линзами минералов, керогена, ориентированной трещиноватостью – в микромасштабе, слоистостью – в макромасштабе).
4. Применение методики разномасштабного моделирования на примере реальных скважинных данных.

Научная новизна работы

1. Созданы разномасштабные петроупругие модели пород доманиковой формации, учитывающие различные факторы, влияющие на их упругие свойства, которые включают содержание керогена в породе и его пористость, трещиноватость, степень связности включений керогена в породе.
2. На основе результатов петроупругого моделирования показано, что параметр связности керогена в породе имеет большее влияние на эффективные упругие свойства по сравнению с параметром пористости твердого органического вещества, особенно в случае присутствия в породе твердого органического вещества в виде матрицы.
3. На основе результатов моделирования созревания керогена, показана, что степень изменения упругих свойств получаемого флюида оказывает слабое влияние на упругие свойства пород.
4. Исследовано поведение коэффициентов отражения от керогеносодержащего слоя с учетом различных параметров, определяющих упругие свойства доманиковых пород с учетом их анизотропии.

Методология и методы исследования

Методология исследований, проведенных в данной работе, включала в себя несколько последовательных этапов. Первый этап исследования заключался в анализе имеющихся экспериментальных данных об упругих свойствах и микроструктуре пород доманиковых отложений, полученных на основе изучения фото шлифов коллекции образцов и проведения ультразвуковых исследований на представительных образцах. Второй этап работы относился к построению базовых петроупругих моделей эффективных упругих свойств доманиковых отложений в масштабе керна, которое было проведено с помощью методов теории эффективных сред. Последующий, третий, этап работы диссертационного исследования посвящен разномасштабному моделированию упругих свойств керогеносодержащих отложений, для выполнения которого также использовались методы теории эффективных сред. Все этапы математического моделирования и представления полученных результатов в виде графических

приложений были реализованы с помощью программ, разработанных лично автором на языке программирования Python 3.0, и в программном обеспечении Microsoft Excel.

Защищаемые научные положения

1. Содержание керогена в породе, его пористость и степень связности являются определяющими факторами, влияющими на эффективные упругие свойства доманиковых отложений.
2. Данные геофизических исследований скважин и AVO анализа позволяют определять вариации содержания керогена в породе, его пористость и степень связности.
3. Ориентированные трещины в керогене, линзы минералов и переслаивание керогеносодержащих слоев с карбонатными породами порождают анизотропию упругих свойств доманиковых пород, видимую методами геофизических исследований скважин и сейсмическими исследованиями.

Теоретическая и практическая значимость работы

Построенные петроупругие модели доманиковых пород и полученные с их помощью закономерности изменения их упругих свойств могут быть использованы для повышения качества интерпретации данных скважинных и наземных сейсмических исследований.

Результаты данного исследования являются основой для создания методики прогноза упругих свойств доманиковых и подобных им отложений на различных масштабах геофизических исследований не только для улучшения качества интерпретации наземных сейсмических исследований, но и для выделения потенциально-перспективных интервалов для добычи горючих полезных ископаемых.

На основе данных, полученных в ходе исследования, создан банк петроупругих моделей. Это данные могут быть использованы в качестве big data для моделей машинного обучения и автоматизации процесса интерпретации экспериментальных данных с помощью вычислительных методов.

Созданные анизотропные петроупругие модели доманиковых пород могут быть использованы для создания скоростных моделей, используемых с целью локации микроземлетрясений, возникающих при проведении гидроразрыва пласта.

Достоверность результатов, полученных автором обосновывается следующим.

- 1) В работе использован подход, основанный на методах теории эффективных сред, который на протяжении десятков лет успешно используется в геофизике.
- 2) Построенные автором параметрические петроупругие модели доманиковых пород основаны на результатах экспериментальных работ по измерению скоростей упругих волн

на представительных образцах этих пород и определению модулей упругости пористого керогена с учетом степени его зрелости.

- 3) Оценки степени анизотропии упругих свойств доманиковых пород в масштабе геофизических исследований скважин и сейсмических работ, полученные на основе петроупругого моделирования, находятся в интервале значений, наблюдаемых в эксперименте.

Объем и структура работы

Работа состоит из введения, семи глав, заключения. Содержит 163 страниц текста, 91 рисунок, 12 таблиц, 2 приложения и список литературы из 99 наименований.

Личный вклад автора

Основные результаты работы, полученные лично автором в ходе проведения исследований, включают: построение петроупругих моделей для имеющихся образцов пород доманиковой формации, основанных на методах теории эффективных сред, и построение на их основе разномасштабных петроупругих моделей пород доманиковых отложений; реализацию этих моделей в виде программного кода на языке Python; проведение параметрических исследований моделей (анализа чувствительности моделей к параметрам).

Апробация работы

Результаты диссертационной работы были доложены на следующих конференциях: VIII Международная геолого-геофизическая конференция и выставка “ГеоЕвразия-2025. Геологоразведочные технологии – наука и бизнес”, Москва, МГРИ, ул. Миклухо-Маклая, 23, 14-16 мая; Наука о сланцах 25. Новые данные, г. Москва, Russia, 7-8 апреля 2025; Петромодель / BalticPetroModel 2024. 8-я научно-практическая конференция, г. Петергоф, Russia, 4-6 сентября 2024; 66-я Всероссийская научная конференция МФТИ, секция Прикладная геофизика, 1-6 апреля 2024; Международная геолого-геофизическая конференция и выставка «ГеоЕвразия-2024. Геологоразведочные технологии - наука и бизнес», Москва, Краснопресненская набережная, 12, Центр международной торговли, Russia, 12-14 марта 2024; Научная конференция молодых ученых и аспирантов ИФЗ РАН, 8-9 ноября 2023; Петромодель / BalticPetroModel 2023. 7-я научно-практическая конференция, г. Петергоф, Russia, 18-21 сентября 2023; Наука о сланцах 23. Новый опыт, г. Москва, Russia, 20-22 марта 2023; Научная конференция молодых ученых и аспирантов ИФЗ РАН, 9-11 ноября 2022.

Публикации

Основные научные результаты и положения диссертации опубликованы в 10 научных работах, включая 3 статьи в рецензируемых научных изданиях, рекомендованных ВАК Минобрнауки РФ.

Статьи из списка ВАК:

- Окуневич В.С. Петрофизическое моделирование пород доманиковой формации как основа интерпретации сейсмических данных / В.С. Окуневич, И.О. Баюк // Вестник Московского университета. Серия 4. Геология. — 2022. — №4. — С. 149-156.
- Окуневич В.С. Анализ синтетических AVO-сейсмограмм по результатам петроупругого моделирования пород доманиковой формации / В.С. Окуневич, И.О. Баюк // Геофизика. — 2023. — №4. — С. 8-15.
- Okunevich V.S. Effect of porosity and kerogen distribution on elastic properties of Bazhenov formation shale rocks - rock physics modeling / A.I. Tyapkina, I.A. Berezina, G. A. Kalmykov, V.S. Okunevich, I.O. Bayuk // Сейсмические приборы. — 2025. — №2.

Опубликованные материалы, тезисы, доклады на конференциях:

- **Окуневич В.С.,** Зацепин В.А., Баюк И.О., Данько Д.А. Петроупругое моделирование упругих свойств пород доманиковой формации на разных масштабах геофизических исследований // VIII Международная геолого-геофизическая конференция и выставка “ГеоЕвразия-2025. Геологоразведочные технологии – наука и бизнес”, Москва, МГРИ, ул. Миклухо-Маклая, 23, 14-16 мая.
- **Окуневич В.С.,** Зацепин В.А., Баюк И.О., Данько Д.А. Разномасштабное петроупругое моделирование пород доманиковой формации // Наука о сланцах 25. Новые данные, г. Москва, Russia, 7-8 апреля 2025.
- **Окуневич В.С.,** Баюк И.О. Разномасштабное моделирование пород доманиковой формации методом осреднения Бейкуса // Петромодель / BalticPetroModel 2024. 8-я научно-практическая конференция, г. Петергоф, Russia, 4-6 сентября 2024.
- **Окуневич В.С.,** Баюк И.О. Влияние развития трещин в керогене в процессе его созревания на физические свойства флюида пород доманиковой формации // 66-я Всероссийская научная конференция МФТИ, секция Прикладная геофизика, 1-6 апреля 2024.
- **Окуневич В.С.,** Баюк И.О. Развитие трещин в процессе созревания керогена на примере пород доманиковой формации // VII Международная геолого-геофизическая конференция и выставка «ГеоЕвразия-2024. Геологоразведочные технологии - наука и бизнес», Москва, Краснопресненская набережная, 12, Центр международной торговли, Russia, 12-14 марта 2024.

- **Окуневич В.С.,** Баяк И.О. Анализ синтетических AVO-сейсмограмм по результатам петроупругого моделирования пород доманиковой формации // Научная конференция молодых ученых и аспирантов ИФЗ РАН, 8-9 ноября 2023.
- **Окуневич В.С.,** Баяк И.О. Теоретическое моделирование синтетических AVO-сейсмограмм с использованием результатов петроупругого моделирования пород доманиковой формации // Петромодел ь / BalticPetroModel 2023. 7-я научно-практическая конференция, г. Петергоф, Russia, 18-21 сентября 2023.
- **Окуневич В.С.,** Баяк И.О. Создание сейсмогеологической модели на примере пород доманиковой формации с помощью методов теории эффективных сред // Наука о сланцах 23. Новый опыт, г. Москва, Russia, 20-22 марта 2023.
- **Окуневич В.С.** Петроупругое моделирование пористого керогена // Научная конференция молодых ученых и аспирантов ИФЗ РАН, 9-11 ноября 2022.

Благодарности

Автор выражает искреннюю признательность своему научному руководителю д.ф.-м.н. И.О. Баяк за плотное сотрудничество в течение всего периода проведения данной работы, за консультации, советы и чуткое отношение, Институту физики Земли РАН за возможность проведения этих исследований и приобретенный опыт работы. Отдельная благодарность к. ф.-м. н. Н.В. Дубине за консультацию и советы в рамках работы, особенно, по вопросам геомеханики, к.т.н. Д.А. Данько за консультацию в вопросах разномасштабного моделирования упругих свойств, д.ф.-м.н. С.А. Тихоцкому, д.ф.-м.н. А.В. Пономареву, д.ф.-м.н. А.Д. Завьялову, д.г.-м.н. Г.А. Калмыкову за проявленный научный интерес и ценные комментарии.

Глава 1. Литературный обзор

Во введении была описана цель настоящего исследования и задачи, поставленные для её достижения. Для осуществления этой цели необходимо собрать и проанализировать литературные данные посвящённые теме диссертационного исследования.

Литературный обзор можно условно разделить на четыре раздела: первый раздел будет посвящен описанию объекту исследования, а именно, литологическим особенностям состава и строения отложений доманиковой формации; второй раздел будет посвящен петроупругому моделированию, его определению, особенностям и т.д. Третий раздел литературного обзора представит место петроупругого в разномасштабном моделировании и способы перехода между различными масштабами геофизических исследований. Последний раздел будет посвящен научной новизне подходов петроупругого моделирования керогеносодержащих пород доманикового типа и сравнению с другими научными работами.

1.1 Геологический объект исследования

Объектом исследования в данной работе являются нетрадиционные малопористые и малопроницаемые коллекторы, сложенные породами доманиковой формации. Эти отложения, с точки зрения литологии, можно описать как битуминозные глинисто-кремнистые карбонаты.

Термин “доманики” имеет сразу несколько значений, поэтому важно рассмотреть их все и четко сформулировать, что понимается под “доманиками” в контексте данной диссертационной работы. В книге “Геохимия черных сланцев” [Юдович, 1988] приводится несколько определений для данного понятия: во-первых, это географическое название ручья Доманик, который является правым притоком реки Ухты. От названия небольшой реки (ручья) произошло старинное название горючих сланцев, которые обнажались в русле этого ручья и окрестных территориях. Впоследствии так называли региональное стратиграфическое подразделение (горизонт) франского яруса верхнего девона (D_3fr). Если сравнивать его с унифицированной стратиграфической схемой Русской платформы, то аналогом можно назвать семилукский горизонт. Также, в более широком смысле, в книге “Геохимия черных сланцев” [Юдович, 1988] доманиками называют фацию пород, богатых органическим веществом в интервале D_3fm-C_{1t} .

По различным источникам даются разные определения отложениям доманиковой формации. Так, например, Т.Т. Клубова характеризует доманиковый горизонт как темно-коричневые, иногда черные, тонкозернистые, тонкослоистые глинисто-карбонатные породы, обогащенные органическим веществом и кремнеземом и содержащие богатую и разнообразную фауну [Клубова, 1988]. В свою очередь, М.И. Зайдельсон в своей работе в качестве главной генетической особенности карбонатной доманиковой формации выделяет аномально высокую обогащенность органическим веществом и кремнеземом [Зайдельсон и др., 1990]. В.В. Ананьев

дает определение доманикитам, как глинистым, глинисто-карбонатным, кремнисто-глинисто-карбонатным и кремнистым высокобитуминозным разностям пород, содержащим рассеянное органическое вещество сапропелевого типа ($S_{org}=5-20\%$) [Ананьев., 2007]. По-другому звучит определение С.Н. Кривощёкова: «...Для доманиковой формации характерны повышенная глинистость, битуминозность и трещиноватость, частое появление на фоне темноцветных пород светлых биогермных разностей, а также значительная изменчивость фильтрационно-емкостных свойств пород по разрезу и площади» [Кривощёков, 2013]. Л.Д. Цветков характеризует породы доманикового горизонта тонким переслаиванием темных сильно битуминозных известняков (участками окремненных) с аргиллитами [Цветков, 2013].

Тем не менее, несмотря на разные варианты определений доманиковых отложений, стоит отметить, что везде упоминается содержание трех основных компонентов: таких, как глины, карбонаты и кремнезем. Впервые трехкомпонентная модель строения доманиковых пород была предложена Г.И. Теодоровичем в 1958 году [Теодорович, 1958]. Со временем она была дополнена четвертым компонентом - органическим веществом, которое выступает, как полноценный минералообразующий компонент породы [Кирюхина, 2013].

Довольно полное описание данных отложений приводится в книге “Формирование и нефтегазоносность доманикоидных формаций” [Зайдельсон и др., 1990]. Исследованием данных пород занимаются и по сей день. Можно привести список авторов работ, посвященных изучению доманиковых отложений: А.П. Завьялова, М.Ю. Карпушин и др., 2023; М.Ю. Карпушин, А.В. Ступакова и др., 2022; А.А. Тахауов, А.А. Титов, 2018; Д.Р. Гафурова, Д.В. Корост и др., 2017; А.В. Ступакова, Г.А. Калмыков и др., 2017 и другие работы.

Доманиковые отложения распространены на востоке Русской платформы и имеют верхнедевонско-турнейский возраст (рисунок 1.1.1). Эти породы отличаются наличием большого количества органического вещества и кремнезема.

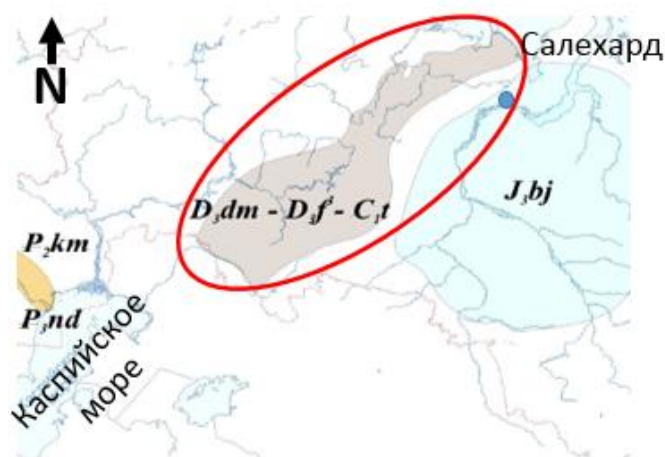


Рисунок 1.1.1 - Распространение доманиковой нефтематеринской сланцевой формации на востоке Русской платформы (модифицированный рисунок) [Аверьянова, 2015].

Наибольший интерес представляют доманиковые отложения Волго-Уральского нефтегазоносного бассейна как низко-пористые и малопроницаемые коллекторы.

Для данных отложений характерны низкие значения коэффициента пористости и коэффициента проницаемости, однако, значение содержания твердого органического вещества – керогена, в них велико. Значения коэффициента пористости в данных отложениях достигает 5 %, а значения коэффициента проницаемости достигает первых десятков миллидарси (мД) [Ступакова, Калмыков, 2017].

Доманиковые отложения Волго-Уральского нефтегазоносного бассейна – это тонкослоистая карбонатно-кремнистая формация с повышенным содержанием органического вещества, способная как производить углеводороды собственными нефтегазоматеринскими толщами, так и концентрировать их в отдельных пластах и зонах, выполняющих роль резервуара [Ступакова, Калмыков, 2017].

Наиболее широко распространенный интервал разреза высокоуглеродистых отложений связывается с доманиковым горизонтом семилукского возраста (среднефранский ярус верхнего девона) [Ступакова, Калмыков, 2017].

Главным органическим веществом в отложениях доманиковой формации является кероген, который способен создавать жидкие углеводороды и накапливать их.

Кероген принято разделять на три типа по классификации Б. Тиссо и Д. Вельте [Тиссо, Вельте, 1981]. Для отложений доманикового типа характерно наличие в них керогена I и II типа. В рамках данного исследования больше внимания будет уделено керогену II типа. I и II тип керогена отличаются, прежде всего, количеством водорода и углерода в них. Для первого типа характерно большее содержание водорода, чем для второго. Кероген I типа генерирует, преимущественно, углеводороды жидкой фазы, кероген II типа генерирует и накапливает как жидкие, так и газообразные УВ. Кероген II типа характерен для большинства месторождений, в то время как I тип связан с месторождениями некоторых видов горючих сланцев. Примером месторождений с I типом керогена может служить “Грин Ривер” в США. Помимо доманиковых отложений кероген II типа характерен для месторождений УВ в Западной Сибири, связанных с Баженовской свитой [Кожевникова, 2020]. Кероген III типа отличается прежде всего наименьшим содержанием водорода, содержит преимущественно конденсированные полиароматические и кислородосодержащие функциональные группы. Образовывался кероген данного типа преимущественно из остатков наземной растительности. Кероген III типа приурочен к газоматеринским породам [Серебренникова, 2008]. Характерен для верхнемеловых отложений бассейна Дуала и нижней пачки глин Меннвилл (США). В России – ниже- и среднеюрские отложения Западной Сибири, в частности, аргиллиты баженовской свиты.

Таким образом, важной информацией для данного исследования являются данные о физических свойствах керогена и его исследования.

Изучению керогена посвящено множество статей. Предшествующая работа автора данного исследования затрагивает эту тематику в работе “Петрофизическое моделирование пород доманиковой формации как основа интерпретации сейсмических данных” [Окуневич, Баюк, 2022].

Важные результаты об упругих свойствах керогена представлены в работе Яна и Хана [Yan, Han, 2013]: авторы этой статьи проводили измерение упругих свойств на образцах, созданных из чистого керогена в лабораторных условиях. Как показано авторами этой работы, одним из ключевых параметров, которые влияют на упругие свойства керогена, является его пористость. Как наиболее мягкая составляющая пород доманиковых отложений, пористость керогена является важным поисковым фактором.

В работе [Yenugu, Han, 2013] авторы на примере сланцев Баккен рассматривают влияние избыточного порового давления, по мере созревания керогена, на модуль Юнга и коэффициент Пуассона.

В работе [Li, Guo, Liu, et al., 2015] авторы изучают влияние пористости и содержания керогена на упругие параметры и AVO эффекты для сланцевых пород, богатых органикой.

В работе [Dvorkin, et al., 2021] авторы исследуют схожие проблемы, а именно - влияние пористости керогена на скорости распространения упругих волн (Р и S).

Керогеносодержащие породы имеют сложный литологический состав и строение. В их составе содержится кероген – твердое органическое вещество, имеющие контрастные упругие свойства по сравнению с вмещающими горными породами. Это дает основание предполагать, что содержание и конфигурации керогена в породе, вносит значительный вклад в эффективные физические свойства керогеносодержащих отложений.

1.2 Методы определения эффективных упругих свойств в прикладной геофизике

Одной из важных задач при проведении научно-производственных работ для петрофизиков и геофизиков – связать особенности состава и строения горных пород (геологические свойства) с их физическими свойствами, которые могут быть измерены в ходе геофизических исследований на различных масштабах. Другими словами, необходимо связать физические свойства горной породы, которые характеризуют ее в целом, с физическими свойствами компонент, составляющих её (горную породу), их конфигурацией в объеме породы.

В рамках данной диссертационной работы наибольший интерес представляют упругие свойства горных пород и их зависимость от литологических особенностей состава и строения, которые могут быть измерены ультразвуковыми, скважинными и наземными сейсмическими методами геофизических исследований. При этом горная порода рассматривается как природный

композит и применяются подходы, разработанные для композитных материалов, которые основаны на теории эффективных сред.

Методы определения эффективных упругих свойств можно разделить на две группы: экспериментальные, которые включают в себя лабораторные и полевые измерения (например, ультразвуковые (УЗИ), скважинные и т.д.) и теоретические методы, о которые более подробно будут рассмотрены далее.

Результат теоретических и вычислительных методов - математическая модель эффективных физических свойств, которая подтверждается прямыми измерениями.

Среди теоретических методов можно выделить: эмпирические корреляции, т.е. статистическую связь между измеренными упругими свойствами (например, скоростями упругих волн V_p или V_s) и особенностями состава и строения горной породы, например, пористость, глинистость и др. Примером эмпирических зависимостей может служить уравнение Гарднера [Gardner, 1974] или уравнение среднего времени (уравнение Уайли) [Wyllie, 1957]. Помимо эмпирических зависимостей эффективные упругие свойства пород можно получить с помощью различных аналитических уравнений связи между физическими свойствами и параметрами состава и строения, используя уравнения методов теории эффективных сред. Одним из важных методов определения эффективных упругих свойств также являются модели цифрового керна или “digital rock physics”. В этом подходе применяются 3D-моделирование и вычислительные методы для изучения физических свойств горных пород на микроуровне. В основе метода “цифрового керна” лежит сканирование реального керна с последующей реконструкцией его микроструктуры и численным моделированием различных свойств (упругости, проницаемости, электропроводности и др.).

В настоящей диссертационной работе эффективные упругие свойства доманиковых отложений моделировались с помощью методов теории эффективных сред, так как эти методы являются наиболее универсальными и могут учесть влияние различных параметров микроструктуры на эффективные упругие свойства.

Методы теории эффективных сред

Исследование влияния упругих свойствах керогена, его пористости и зрелости на упругие свойства пород, и, соответственно, влияния этих факторов на сейсмический отклик – одна из основных задач диссертационной работы.

Для решения различных петрофизических и геофизических задач нам необходимы надежные знания об эффективных свойствах изучаемых горных пород, т.е. свойствах, характеризующих горные породы на макроуровне.

Говоря об эффективных свойствах керогеносодержащих горных пород, важно помнить, что кроме индивидуальных физических свойств минералов, слагающих горную породу, важным фактором является форма всех включений и их взаимное расположение в породе.

Рассмотрим основной подход, используемый в данной работе, основанный на теории эффективных сред [Шермергор, 1977].

Согласно закону Гука, соотношения между напряжениями и деформациями в упругой среде можно записать следующим образом:

$$\boldsymbol{\sigma} = \mathbf{c}\boldsymbol{\varepsilon}, \boldsymbol{\varepsilon} = \mathbf{s}\boldsymbol{\sigma}. \quad (1.2.1)$$

где $\boldsymbol{\sigma}$ – тензор напряжений, $\boldsymbol{\varepsilon}$ – тензор деформации, $\mathbf{c}$ – тензор упругости, $\mathbf{s}$ – тензор податливости. Будем предполагать, что если среда состоит из компонент, для которых справедливо выражение (1.2.1), то и вся среда будет упругой и будет удовлетворять выражению (1.2.1). Это справедливо при некоторых воздействиях на среду, в частности, возбуждении в ней упругих волн. Упругие свойства каждой компоненты среды постоянны, но при переходе от одной к другой, ее упругие свойства будут меняться скачкообразно, что можно выразить следующим образом:

$$\mathbf{c} = \langle \mathbf{c} \rangle + \mathbf{c}', \mathbf{s} = \langle \mathbf{s} \rangle + \mathbf{s}'. \quad (1.2.2)$$

где $\langle \mathbf{c} \rangle$ – среднее значение, $\mathbf{c}'$ – флуктуационные составляющие.

Введем понятие представительного объема – некоторый объем внутри среды, физические свойства которого на определенном масштабе рассмотрения совпадают с физическими свойствами всей среды в целом. Вводя представительный объем, нужно иметь в виду, что в рамках теории эффективных сред, его положение независимо, т.е. свойства представительного объема не зависят от координат. Таким образом, вся среда в целом является статистически однородной [Баяк, 2011].

Перепишем выражение (1.2.1) в виде:

$$\langle \boldsymbol{\sigma} \rangle = \mathbf{c}^* \langle \boldsymbol{\varepsilon} \rangle, \langle \boldsymbol{\varepsilon} \rangle = \mathbf{s}^* \langle \boldsymbol{\sigma} \rangle, \quad (1.2.3)$$

где среднее по представительному объему определяется по формуле

$$\langle \boldsymbol{\sigma} \rangle = \frac{1}{\Delta V} \int_{\Delta V} \boldsymbol{\sigma}(\mathbf{r}) d\mathbf{r}. \quad (1.2.4)$$

Коэффициенты упругости, введенные таким образом, характеризуют на макроуровне многокомпонентную микронеоднородную среду и являются *эффективными тензорами упругости* $\mathbf{c}^*$ и *податливости* $\mathbf{s}^*$. Зная их, можно рассчитать по известным формулам основные величины, используемые в разведочной геофизике – значения скоростей распространения

упругих волн - продольных и поперечных. При этом длина упругой волны должна быть намного больше размера неоднородности (длинноволновое приближение).

Рассматривая предыдущие выражения, акцентируем внимание на осреднении физических величин. В нашем случае осреднение можно проводить двумя путями: либо по объему, либо по статистическому ансамблю событий. В ситуации, когда два этих средних совпадают, говорят, что выполняется *условие эргодичности*.

Рассмотрим выражение (1.2.4). Интегрирование производится по элементу объема ΔV . В качестве этого элемента необходимо брать некоторый объем среды при этом, ее размер должен быть больше размеров неоднородностей (например, средних размеров минеральных зерен). Также важно помнить, что размер области осреднения должен быть достаточно мал по сравнению с расстоянием в среде, на котором существенно меняются физические свойства. Таким образом интегрирование в выражении (1.2.4) как раз и производится по представительному объему, области, которая статистически однородно описывает всю среду.

Представим поля напряжений и деформаций в виде суммы средних значений по представительному объему и флуктуаций:

$$\sigma = \langle \sigma \rangle + \sigma', \quad \varepsilon = \langle \varepsilon \rangle + \varepsilon'. \quad (1.2.5)$$

Усредняя левую и правую часть выражения (1.2.2) по представительному объему и учитывая, что усредненные значения флуктуаций равны нулю ($\langle \varepsilon' \rangle = \langle \sigma' \rangle = \langle c' \rangle = \langle s' \rangle = 0$), получим

$$\langle \sigma \rangle = \langle c \rangle \langle \varepsilon \rangle + \langle c' \varepsilon' \rangle, \quad \langle \varepsilon \rangle = \langle s \rangle \langle \sigma \rangle + \langle s' \sigma' \rangle. \quad (1.2.6)$$

Учитывая линейную связь между флуктуационными и средними составляющими полей напряжений и деформаций, определяемую тензорными коэффициентами P и Q которая следует из закона Гука, и имеет вид:

$$\varepsilon' = P \langle \varepsilon \rangle, \quad \sigma' = Q \langle \sigma \rangle, \quad (1.2.7)$$

из (1.2.3) и (1.2.5) получим формальное представление для эффективных тензорных коэффициентов упругости и податливости:

$$c^* = \langle c \rangle + \langle c' P' \rangle, \quad s^* = \langle s \rangle + \langle s' Q' \rangle. \quad (1.2.8)$$

Из выражения (1.2.6) вытекает, что главной проблемой является нахождение в явном виде величин P и Q . С учетом того, что тензоры упругости и податливости являются тензорами 4-го ранга, то они (P и Q) должны иметь такой же вид, т.е. при использовании матричной записи этих величин, они будут матрицами 6×6 . В силу того, что при однородной макродеформации тела, на постоянные упругости влияют соседние области, P и Q – интегральные операторы, т.е. это

интегралы, подынтегральные функции которых (ядра интегралов) характеризуют взаимодействие компонент среды друг с другом в представительном объеме.

Задачи поиска в явном виде величин, описанных выше, решаются в приближённом виде. В сущности, все методы теории эффективных сред - это и есть поиск этих величин. Например, выбрав граничным условием $\varepsilon' = 0$, получаем, что эффективный тензор упругости равен усредненному тензору упругости. А при $\sigma' = 0$ – эффективный тензор податливости равен среднему. Это методы осреднения **Фойгта и Ройсса** [Voigt, 1928; Reuss, 1929].

Если мы хотим теоретически предсказать эффективные модули упругости смеси зерен и пор, нам обычно нужно указать: (1) объемные доли различных фаз, (2) модули упругости различных фаз и (3) геометрические детали того, как фазы расположены относительно друг друга, и какова их форма. Если мы указываем только объемные концентрации компонент и их модули, то лучшее, что мы можем сделать, это предсказать верхнюю и нижнюю границы для эффективных модулей упругости. Методы осреднения Фойгта и Ройсса оппозволяют получить наиболее широкие границы для значений всестороннего модуля сжатия и модуля сдвига. При любой заданной объемной доле составляющих значение эффективного модуля сжатия или сдвига будет находиться между границами, но его точное значение зависит от геометрических деталей. Мы, например, используем такие термины как "жесткие формы пор" и "мягкие формы пор". Более жесткие формы приводят к повышению значения в допустимом диапазоне; более мягкие формы приводят к снижению значения.

По **Методу Хилла** [Hill, 1952] предлагается определить арифметическое среднее между результатами по Фойгту и Ройссу. В итоге, метод Фойгта-Ройсса-Хилла является самым численно простым методом для расчёта эффективных упругих свойств. Формулы этого метода имеют вид:

$$M_{VRH} = \frac{M_V + M_R}{2}, \quad (1.2.9)$$

где:

$$M_V = \sum_{i=1}^N f_i M_i, \quad (1.2.10)$$

$$\frac{1}{M_R} = \sum_{i=1}^N \frac{f_i}{M_i}. \quad (1.2.11)$$

Величины f_i и M_i являются объемными долями и модулем упругости i -го компонента, соответственно. M - либо модуль сдвига, либо объемный модуль.

Среднее значение Фойгта–Ройсса–Хилла используется, когда требуется оценка модулей, а не только допустимый диапазон значений. Также возможно определить не среднее арифметическое, а среднее геометрическое между границами Фойгта и Ройсса. Сравнение двух подходов проведено в работе [Fuchs et al, 2013].

Следует помнить, что при таком определении модулей упругости результат довольно неопределен, если значения модулей упругости компонент контрастны. В этом случае методы Фойгта и Ройсса могут давать граничные значения, различающиеся до 200%. Помимо этого, порода должна быть изотропна [Mavko et al, 2009].

Метод Хашина-Штрикмана.

Наилучшими границами для модулей изотропного линейного упругого композита, которые позволяют получить максимально узкий диапазон их значений без указания каких-либо сведений о геометрии составляющих, являются границы Хашина-Штрикмана [Hashin, Shtrikman, 1963].

Общая формула для границ Хашина–Штрикмана, которая может быть применена к смесям более двух фаз [Berryman, 1995], может быть записана как

$$K^{HS+} = \Lambda(\mu_{max}), \quad (1.2.12)$$

$$K^{HS-} = \Lambda(\mu_{min}), \quad (1.2.13)$$

$$\mu^{HS+} = \Gamma(\zeta(K_{max}, \mu_{max})), \quad (1.2.14)$$

$$\mu^{HS-} = \Gamma(\zeta(K_{min}, \mu_{min})), \quad (1.2.15)$$

где:

$$\Lambda(z) = \left\langle \frac{1}{K(r) + \frac{4}{3}z} \right\rangle^{-1} - \frac{4}{3}z, \quad (1.2.16)$$

$$\Gamma(z) = \left\langle \frac{1}{\mu(r) + z} \right\rangle^{-1} - z, \quad (1.2.17)$$

$$\zeta(K, \mu) = \frac{\mu}{6} \left(\frac{9K + 8\mu}{K + 2\mu} \right). \quad (1.2.18)$$

Треугольные скобки $\langle - \rangle$, как и в формулах выше, означают среднее значение по представительному объему среды, которое совпадает со средним значением по компонентам, взвешенным по их объемным долям.

Разница значений, лежащих на верхней и нижней границах, зависит от того, насколько различны упругие модули составляющих. При смешивании твердых тел границы часто очень похожи, так как их модули близки друг к другу. С другой стороны, когда компоненты имеют

контрастные свойства, например, минералы и поровые жидкости, границы становятся совершенно разделенными, и мы теряем часть прогностической ценности.

Границы, представленные в этом методе, могут быть использованы для следующего: вычислить оценочный диапазон среднего значения модулей упругости для смеси минеральных зерен; вычислить верхнюю и нижнюю границы для модулей упругости минеральной смеси и поровой жидкости.

Метод Хашина-Штрикмана определения границ эффективных упругих модулей применим при следующих условиях: каждая составляющая изотропна и линейно упруга; порода изотропна и линейно упруга.

Метод Кастера-Токсоза (Kuster and Toksöz). Кастер и Токсоз получили выражения для скоростей Р- и S-волн, используя теорию рассеяния первого порядка в длинноволновом приближении. Обобщение их выражений для эффективных модулей K_{KT}^* и μ_{KT}^* для различных форм включения можно записать как: [Kuste, Toksoz, 1974; Berryman, 1980b]

$$(K_{KT}^* - K_m) \frac{\left(K_m + \frac{4}{3}\mu_m\right)}{\left(K_{KT}^* + \frac{4}{3}\mu_m\right)} = \sum_{i=1}^N f_i (K_i - K_m) P^{mi}, \quad (1.2.19)$$

$$(\mu_{KT}^* - \mu_m) \frac{\left(\mu_m + \frac{4}{3}\zeta_m\right)}{\left(\mu_{KT}^* + \frac{4}{3}\zeta_m\right)} = \sum_{i=1}^N f_i (\mu_i - \mu_m) Q^{mi}. \quad (1.2.20)$$

где суммирование производится по различным типам включений с объемной концентрацией f_i .

Коэффициенты P^{mi} и Q^{mi} описывают влияние включения материала i в некоторой вмещающей среде m (матрице). Например, двухфазный материал с одним типом включений, встроенный в фоновую среду, имеет один член в правой части уравнений (1.2.18) и (1.2.19). Включения с различными свойствами материала или различной формы требуют использования разных членов при выполнении суммирования. Каждый набор включений должен быть распределен случайным образом и иметь хаотическую ориентацию в породе, что приводит к изотропии упругих свойств. Эти формулы не связаны и могут быть приведены к явным выражениям для оценки эффективных модулей. В таблице 1.2.1 приведены выражения для P^{mi} и Q^{mi} для некоторых простых фигур включений. Сухие полости можно смоделировать, приняв модули включения равными нулю. Для включений, насыщенных жидкостью, нулевым является модуль сдвига. Эти формулы применимы для изотропных, линейно упругих сред; их применение ограничено малыми концентрациями включений; а также их применение предполагают при идеализированных эллипсоидальных формах включений.

Таблица 1.2.1 Коэффициенты P^{mi} и Q^{mi} для некоторых конкретных форм включений. Индексы m и i относятся к материалу матрицы и включения [Berryman, 1995].

Форма включений	P^{mi}	Q^{mi}
Сферы	$\frac{K_m + \frac{4}{3}\mu_m}{K_i + \frac{4}{3}\mu_m}$	$\frac{\mu_m + \zeta_m}{\mu_i + \zeta_m}$
Иглы	$\frac{K_m + \mu_m + \frac{1}{3}\mu_i}{K_i + \mu_m + \frac{1}{3}\mu_i}$	$\frac{1}{5} \left(\frac{4\mu_m}{\mu_m + \mu_i} + 2 \frac{\mu_m + \gamma_m}{\mu_i + \gamma_m} + \frac{K_i + \frac{4}{3}\mu_m}{K_i + \mu_m + \frac{1}{3}\mu_i} \right)$
Диски	$\frac{K_m + \frac{4}{3}\mu_i}{K_i + \frac{4}{3}\mu_i}$	$\frac{\mu_m + \zeta_i}{\mu_i + \zeta_i}$
Монетообразные включения	$\frac{K_m + \frac{4}{3}\mu_i}{K_i + \frac{4}{3}\mu_i + \pi\alpha\beta_m}$	$\frac{1}{5} \left(1 + \frac{8\mu_m}{4\mu_i + \pi\alpha(\mu_m + 2\beta_m)} + 2 \frac{K_i + \frac{2}{3}(\mu_i + \mu_m)}{K_i + \frac{4}{3}\mu_i + \pi\alpha\beta_m} \right)$

где $\beta = \mu \frac{(3K+\mu)}{(3K+4\mu)}$, $\gamma = \mu \frac{(3K+\mu)}{(3K+7\mu)}$, $\zeta = \frac{\mu}{6} \frac{(9K+8\mu)}{(K+2\mu)}$, α - аспектное отношение, диск – трещина нулевой толщины.

Метод самосогласованной аппроксимации эффективных модулей (Self-consistent approximations of effective moduli). Относительно успешным и популярным методом, применимым при более высоких концентрациях включений, является самосогласованное приближение [Budiansky, 1965; Hill, 1965; Wu, 1966]. В этом подходе все еще используется математическое решение для деформации изолированных включений, но взаимодействие включений аппроксимируется заменой вмещающей среды эффективной средой, упругие модули которой и требуется определить.

В работе Берримана [1980b, 1995] приводится общая формула самосогласованного приближения для N -фазных композитов:

$$\sum_{i=1}^N f_i (K_i - K_{SC}^*) P^{*i} = 0, \quad (1.2.21)$$

$$\sum_{i=1}^N f_i (\mu_i - \mu_{SC}^*) Q^{*i} = 0. \quad (1.2.22)$$

где i относится к i -му материалу, f_i - его объемная доля, P^{*i} и Q^{*i} - коэффициенты, зависящие от формы включений и приведенные в таблице 1.2.1, а индекс $*i$ у коэффициентов P^{*i} и Q^{*i} указывает, что в этих формулах модули упругости матрицы K_m и μ_m заменены на модули упругости среды с эффективными свойствами K_{SC}^* и μ_{SC}^* , соответственно. Связанные уравнения решаются итерационно, начиная с некоторых начальных значений для K_{SC}^* и μ_{SC}^* . В качестве начального приближения можно взять среднее значение Фойта-Ройсса-Хилла (см. предыдущий параграф) или же можно брать среднее между границами Хашина-Штрикмана.

Суммирование происходит по всем фазам, включая минералы и поры. Эти уравнения связаны и должны быть решены путем итераций. Число итераций зависит от формы и упругих модулей включений. В общем случае, решение можно получить не более, чем за 20 итераций. Этот метод имеет следующие предположения и ограничения: идеализированные эллипсоидальные формы включений; изотропные, линейно упругие среды; связность пустот учитывается неявно путем рассмотрения эллипсоидального включения каждого типа неоднородности в уже эффективной среде.

1.3 Разномасштабное исследование горных пород

Важным прикладным применением решений задач петроупругого моделирования является переход от свойств исследуемых пород на масштабе зерна к масштабу ГИС и к масштабу межскважинных и наземных сейсмических исследований (рисунок 1.3.1). Переход с одного масштаба исследований на другой и изучение наследования упругих свойств называется “UpScaling” и “DownScaling” в переводе с английского “scale” – масштаб, “up” – вверх, “down” – вниз. “UpScaling” – переход вверх по масштабу от исследований на зерне до сейсмических наземных исследований. Переход в обратную сторону (вниз по масштабу) – “DownScaling”. При изменении масштаба исследований ключевым параметром является частота сейсмического сигнала. Например, при ультразвуковых исследованиях зерна частота упругого сигнала имеет порядок нескольких МГц, а для наземных исследований – первые десятки Гц.

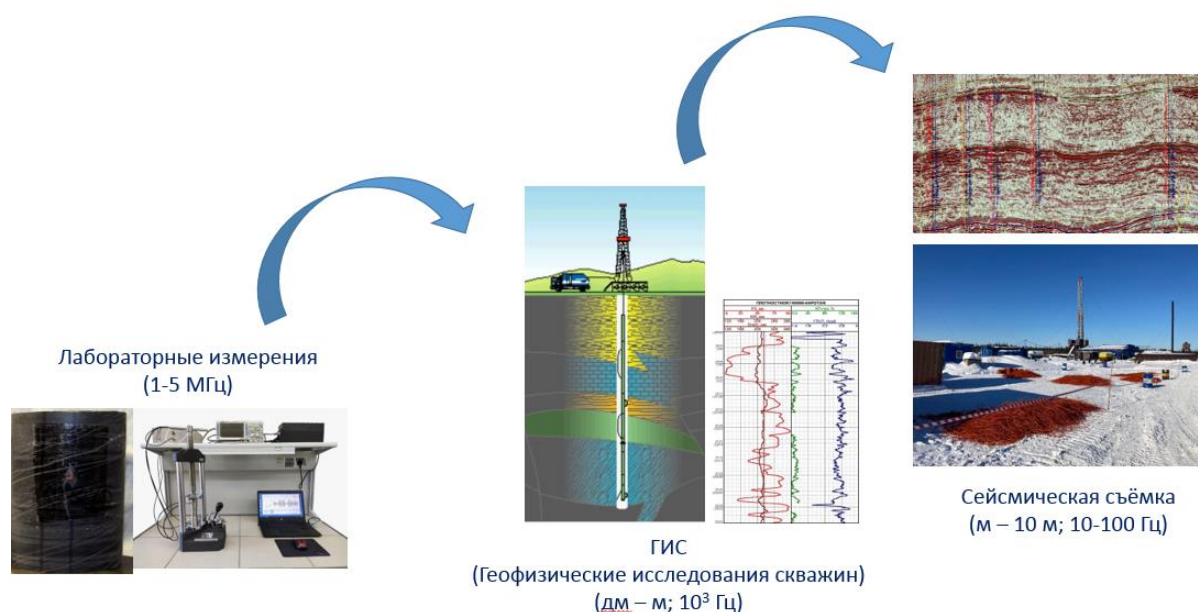


Рисунок 1.3.1 - Схема разномасштабных геофизических исследований.

Результатом работы методов теории эффективных сред являются значения эффективных упругих модулей, характеризующие те или иные породы в зависимости от упругих свойств компонент и параметров микроструктуры. Основными параметрами для сейсмогеологических моделей среды являются скорости распространения упругих продольных и поперечных волн и плотность исследуемых отложений.

Коэффициент отражения плоской гармонической во времени продольной волны в случае плоской границы раздела двух упругих однородных и изотропных сред является функцией четырех относительных величин ρ_2/ρ_1 , V_{p2}/V_{p1} , V_{p2}/V_{s2} , V_{p1}/V_{s1} , где ρ_1 , ρ_2 - плотность среды, из которой падает плоская волна, и среды, на которую падает волна, V_{p1} и V_{p2} - соответствующие скорости продольных волн, V_{s1} и V_{s2} - скорости поперечных волн. Согласно теории, предложенной Цёппритцом [Zoeppritz, 1919], коэффициенты отражения плоской гармонической упругой волны выглядят следующим образом:

$$\begin{aligned} \cos\theta_1 R_{PP} + \frac{V_{p1}}{V_{s1}} \sin\phi_1 R_{PS} + \frac{V_{p1}}{V_{p2}} \cos\theta_2 W_{PP} - \frac{V_{p1}}{V_{s2}} \sin\phi_2 W_{PS} &= \cos\theta_1, \\ -\sin\theta_1 R_{PP} + \frac{V_{p1}}{V_{s1}} \cos\phi_1 R_{PS} + \frac{V_{p1}}{V_{p2}} \sin\theta_2 W_{PP} + \frac{V_{p1}}{V_{s2}} \cos\phi_2 W_{PS} &= \sin\theta_1, \\ -\cos 2\theta_1 R_{PP} - \sin 2\phi_1 R_{PS} + \frac{\rho_2}{\rho_1} \cos 2\phi_2 W_{PP} - \frac{\rho_2}{\rho_1} \sin 2\phi_2 W_{PS} &= \cos 2\phi_1, \end{aligned} \quad (1.3.1)$$

$$\sin 2\theta_1 R_{PP} - \frac{V_{P1}^2}{V_{S1}^2} \cos 2\phi_1 R_{PS} + \frac{\rho_2}{\rho_1} \frac{V_{S2}^2 V_{P1}^2}{V_{S1}^2 V_{P2}^2} \sin 2\theta_2 W_{PP} + \frac{\rho_2}{\rho_1} \frac{V_{P1}^2}{V_{S1}^2} \cos 2\phi_2 W_{PS} = \sin 2\theta_1.$$

Величины, указанные в формуле (1.3.1), проиллюстрированы на рисунке 1.3.2.

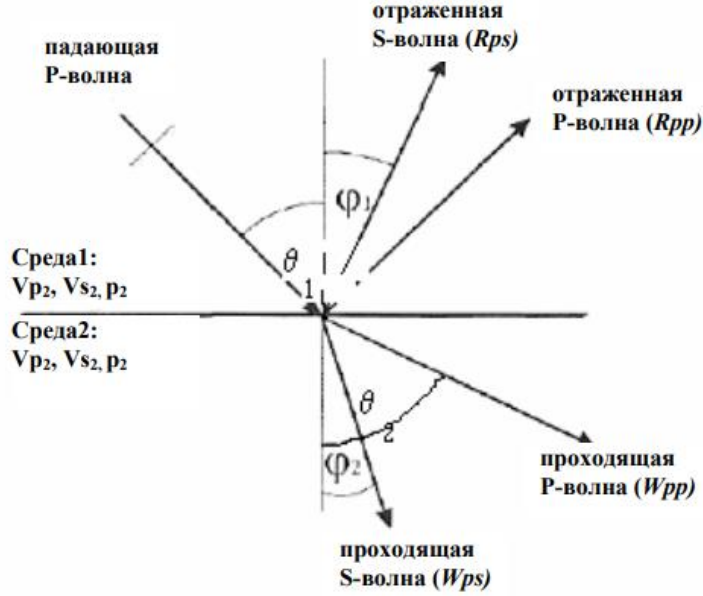


Рисунок 1.3.2 – Распределение энергий падающей плоской Р-волны [Шалаева, 2004].

Уравнения Цеппритца имеют свои ограничения: среда должна быть представлена плоской границей для двух идеально-упругих однородных изотропных полупространств; волна - плоская гармоническая [Шалаева, 2004].

Для расчета коэффициентов отражения упругих волн используются значения скоростей распространения упругих волн. Связь между упругими свойствами анизотропной среды, такими как компоненты тензора упругости C_{ijkl} , плотностью ρ и скоростью распространения упругих волн задается с помощью уравнения Грина-Кристоффеля [Баяк и др., 2016]:

$$(\Gamma_{ik} - \rho v^2 \delta_{ik}) p_k = 0 \quad (1.3.2)$$

где $\Gamma_{ik} = C_{ijkl} n_j n_l$ – тензор Кристоффеля, симметричный тензор 3x3, зависящий от упругих модулей C_{ijkl} и направления нормали к фронту волны $\mathbf{n}$, ρ – плотность среды, v – фазовая скорость упругой волны, p_k – компоненты вектора поляризации (колебания частиц), δ_{ik} – символ Кронекера. Согласно правилу Эйнштейна-Риччи тензорной алгебры по повторяющимся парам индексов проводится суммирование. Для изотропного случая $C_{ijkl} = \lambda \delta_{ij} \delta_{kl} + \mu (\delta_{ik} \delta_{jl} + \delta_{il} \delta_{jk})$, соответственно, тензор Кристоффеля упрощается до $\Gamma_{ik} = (\lambda + \mu) n_i n_k + \mu \delta_{ik}$ и уравнение (1.3.2) дает известные скорости $v_P = \sqrt{(\lambda + 2\mu)/\rho}$ продольная волна, $v_S = \sqrt{\mu/\rho}$ поперечная волна. Уравнения Цеппритца для расчета коэффициентов отражения для анизотропных VTI сред будут представлены и разобраны в главе 5.

От величин коэффициентов отражения можно совершить переход к волновым формам, тем самым, выйдя на масштаб наземных геофизических исследований. Для этого используется сверточная модель сейсмической трассы, которую можно записать в виде:

$$S(t) = k(t) * w(T). \quad (1.3.3)$$

где $k(t)$ – распределение коэффициентов отражения вдоль ствола скважины в зависимости от времени прохождения волны, $w(T)$ – форма сейсмического импульса длиной в один период.

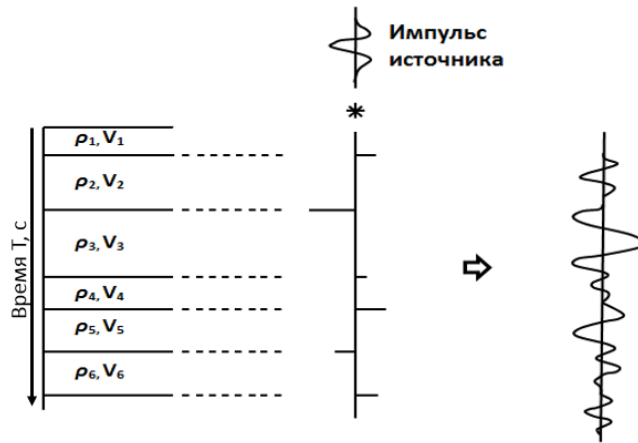


Рисунок 1.3.3 - Схема свёрточной модели сейсмической трассы [Турчков, 2010].

Сейсмический сигнал в наземных исследованиях обладает более низкой частотой, чем при исследованиях в скважине. Это значит, что разрешающая способность наземных исследований ниже, то есть мы можем различать слои не меньше определённой толщины. Разрешающая способность по вертикали обычно считают, как четверть длины волны ($\lambda/4$) [Боганик, 2006]. Таким образом, эффективный слой, который видно по данным наземных сейсмических исследований, часто состоит на самом деле из множества тонких слоев. Одним из самых простых методов расчета эффективных упругих свойств такого пласта является метод Бейкуса [Baskus, 1962]. Согласно ему, совокупность тонких изотропных слоев будет формировать один толстый анизотропный слой. Также есть модификация этого метода, когда тонкие прослои тоже анизотропные [Шермергор, 1977]. Ниже представлены формулы для значений компонент тензора упругости VTI среды:

$$c_{11}^* = \langle c_{11} \rangle + \langle \frac{c_{13}}{c_{33}} \rangle^2 \langle c_{33}^{-1} \rangle^{-1} - \langle \frac{c_{13}^2}{c_{33}} \rangle, \quad , \quad (1.3.4)$$

$$c_{13}^* = \langle \frac{c_{13}}{c_{33}} \rangle \langle c_{33}^{-1} \rangle^{-1}, \quad c_{33}^* = \langle c_{33}^{-1} \rangle^{-1}, \quad c_{44}^* = \langle c_{44}^{-1} \rangle^{-1}, \quad c_{66}^* = \langle c_{66} \rangle.$$

В формуле (1.3.3) $\langle . \rangle$ – осреднение по объему.

1.4 Сравнительный анализ существующих подходов к петроупругому моделированию керогеносодержащих пород

Новизна данной диссертационной работы заключается в двух важных аспектах: разработке петроупругой модели керогеносодержащих пород доманикового типа с учетом литологических особенностей состава и строения на масштабе зерна и создание разномасштабной модели.

Научных работ, посвященных, непосредственно, петроупругому моделированию пород доманиковой формации практически нет в открытом доступе. В рамках большинства работ используют корреляционные зависимости при проведении петроупругого моделирования. Главной особенностью данного исследования является применение методов теории эффективных сред для петроупругого моделирования керогеносодержащих пород и учет влияния керогена, что не всегда учитывается многими авторами при петроупругом моделировании пород богатых органикой [Данько, 2018; Ячменёва, 2024; Шилова, 2020; Шубин, 2018; Шорохова, 2017].

В работе [Bayuk, 2010] создана иерархическая петроупругая модель отложений Барнетт шейл (Barnett Shale) в масштабе зерна, которая напрямую перенесена в масштаб работ ГИС в силу строения этих пород (отсутствие переслаивания тонких слоев различных пород). Кероген считается матрицей. Свойства керогена задаются эффективными, и влияние пористости керогена на эффективные упругие свойства не рассматривается. Анизотропия упругих свойств пород вызвана ориентированными неизометричными анизотропными глинистыми минералами и примыкающим к ним неизометричным пустотным пространством.

Работа [Баяук, 2019] посвящена отложениям хадумской свиты. В ней создана иерархическая петроупругая модель в масштабе зерна, напрямую перенесена в масштаб работ ГИС. Модельная среда представляет собой анизотропную глинистую матрицу с включениями керогена, различных минералов и пор. Минеральные включения (кроме пирита) и кероген могут иметь линзовидную форму. Пористость в керогене не рассматривается, а задаются эффективные упругие свойства керогена. Связность керогена не подразумевается. Анизотропия упругих свойств вызвана ориентированными анизотропными глинистыми минералами и линзовидными включениями минерального вещества (кальцит, кремнезем) и керогена.

Также был рассмотрен опыт петроупругого моделирования на примере отложений баженовской свиты [Туаркина, 2025]. Создана иерархическая петроупругая модель в масштабе зерна. В масштабе зерна переслаивание тонких слоев не рассматривается. Учитывается пористость керогена и различная конфигурация керогена (матрица, изометричные включения, слои). Не учитывается различная степень связности керогена и возможное наличие стяжений. Анизотропия упругих свойств вызвана ориентированными слоями керогена. Анизотропия

глинистых минералов не учитывается. Автор диссертационного исследования является соавтором данной статьи.

Ни одна из этих моделей не подходит для моделирования пород доманиковых отложений в силу специфических особенностей их строения, которые и учитываются в диссертационной работе.

Научная новизна настоящей работы заключается в учете влияния анизотропии как на масштабе керна, так и на масштабе ГИС, т.е. для керогеносодержащих пород доманикового типа используется иерархическая анизотропная модель. Похожий подход используется в работе [Савойская, 2021]. В работе оценивают степень анизотропии через расчет параметров Томсена для слоистой среды, состоящей из карбонатных пород Тимано-Печорского бассейна, но не рассматривается случай, когда тонкие прослои сами могут быть анизотропными.

Подход реализованный в данной работе при проведении петроупругого моделирования можно назвать многоэтапным, т.е. с начала создается модель некоторых элементов (компонент) породы, а затем они включаются в общую модель всей породы. Например, в рамках диссертационного исследования на первом этапе создается модель пористого керогена, а затем эта модель включается в модель керогеносодержащей породы. Такой же подход реализован в работе [Баяк, Данько, 2019], посвященной хадумитам Восточного и Центрального Предкавказья.

1.5 Выводы к главе 1

В данной главе дано краткое литологическое описание объекта исследований – отложений доманиковой формации, которое представляет важность для последующего моделирования упругих свойств этих горных пород. Особое внимание уделено твёрдому органическому веществу керогену как наиболее важному разведочному фактору исследования.

Рассмотрены основные методы теории эффективных сред, которые используются для построения петроупругих моделей керогеносодержащих доманиковых отложений. Рассмотренные методы можно условно разделить на две группы: группа, учитывающая геометрическую форму компонент (метод Кастера-Токсоза и метод самосогласования Берримана) и группа методов, дающих границы и их усредненные значения для эффективных упругих модулей вне зависимости от формы компонент (метод Хашина-Штрикмана, метод Фойгта-Ройсса-Хилла). Особенности применения этих методов именно к породам доманиковой формации будут освещены в последующих главах диссертации.

В данной главе сформулирована основная идея петроупругого моделирования для пород доманикового типа как способа построения моделей в масштабе керна и последующего перехода на большие масштабы – ГИС и наземные исследования. Основными характеристиками, представляющими интерес для исследований, являются скорости распространения продольных

и поперечных упругих волн, которые дают возможность анализировать волновые формы упругого поля, характерные для исследуемых отложений.

Особенность настоящего исследования – модель керогеносодержащих пород доманикового типа, учитывающая влияние керогена, его пористости, особенности его конфигурации в породе (матрица или включения), а также влияние трещин, возникающих в результате созревания керогена.

В настоящее время не существует петроупругих моделей, учитывающих в полной мере особенности строения именно доманиковых отложений, причем в разных масштабах. В связи с этим необходимо создать петроупругие модели, которые учитывают такие особенности строения этих пород как: наличие самого керогена и пористости в нем; форму нахождения керогена в породе (матрица или включения), степень его связности; наличие хаотических и ориентированных трещин, тонкослоистость, наличие стяжений. Как следствие учета ориентированных трещин и тонкослоистости, такие модели позволят оценивать анизотропию упругих свойств этих пород.

Глава 2. Построение базовых петроупругих моделей керогеносодержащих отложений доманиковой формации

Как было отмечено в предыдущих разделах, для решения множества промысловых задач геофизики при поиске и разведке месторождений доманиковых отложений необходимо проводить разномасштабное геофизическое моделирование, в котором петроупругое моделирование играет важнейшую роль. Создание петроупругой модели – комплексная петрофизическая задача, включающая анализ: результатов лабораторных исследований на образцах керна, литолого-петрофизических особенностей доманиковых отложений, результатов комплекса геофизических исследований, таких как скважинные исследования, наземные сейсмические исследования и др.

2.1 Исходные данные для петроупругого моделирования

На первом этапе диссертационной работы была предложена петроупругая модель, которая разрабатывалась на основе лабораторных данных для коллекции образцов доманиковых отложений. Эта модель, основанная на реальных данных для образцов керна доманиковых отложений, предположительно, с месторождения, приуроченного к Волго-Уральской нефтегазоносной провинции.

Построение базовых петроупругих моделей было проведено для пяти образцов пород доманиковой формации. Информация о том, с какого месторождения они были отобраны, отсутствует. Исходными данными являлись: литологическое описание, минеральный и фазовый состав, содержание органического вещества и данные пиролиза, коэффициент пористости, измеренные скорости упругих волн и плотности для каждого образца. Также имелись фотографии шлифов и аншлифов с их литологическим описанием (рисунок 2.1.1).

Литологическое изучение пород проводилось в МГУ группой Д.В. Короста на оптическом лабораторном микроскопе LeicaDMEP и микрозондовом комплексе на базе растрового (сканирующего) электронного микроскопа (РЭМ) «JeolJSM-6480LV» с комбинированной системой рентгеноспектрального микроанализа. Растровые электронные изображения получены во вторичных электронах (морфология поверхности). Для диагностики точного состава изучаемой коллекции образцов применялся метод рентгенофазового анализа (табл. 2.1.1), с помощью которого удалось получить процентное содержание минералов в породе.

Таблица 2.1.1 Результаты рентгено-фазового анализа

Минеральные включения, %	D-1-1	D-4-1	D-9-1	D-154	D-167
Кварц	12.4	10.4	8.1	2.5	9.1
КПШ (Микроклин)	0.0	0.0	0.0	0.0	10.9
Кальцит	80.3	81.4	70.0	0.5	5.8
Доломит	5.7	2.6	1.7	95.7	72.2
Пирит	0.0	0.7	1.7	0.2	0.4
Иллит (Иллит-сметтит)	1.6	5.0	15.0	1.0	1.6
Каолинит	0.0	0.0	2.0	0.0	0.0
Сметтит	0.0	0.0	1.5	0.0	0.0

Геохимические характеристики вещества были получены на пиролизаторе Rock-Eval-6 (табл. 2.1.2), который является новейшей модификацией прибора Rock-Eval. Методика пиролиза на аппаратуре Rock-Eval, разработана во Французском институте нефти (Espitalie, 1984; Тиссо и Вельте, 1981; Лопатин и Емец, 1987).

Таблица 2.1.2 Результаты пиролиза. Для TOC (total organic carbon) – в числителе – массовая концентрация, в знаменателе – объемная.

Образец	D-1-1	D-4-1	D-9-1	D-154	D-167
S1	1.37	1.79	0.21	0.12	2.78
S2	11.72	23.79	1.28	0.53	12.89
TOC, %	2.66/5.52	4.36/8.57	0.51/1.11	0.94/2.10	4.4/9.05
Tmax	444	441	443	452	442

Экспериментальные скорости распространения упругих волн и плотности, измеренные в лаборатории, представлены в таблице 2.1.3. Также была измерена пористость исследуемых образцов и представлена, которая представлена в таблице 2.1.4:

Таблица 2.1.3 Скорости распространения упругих волн и плотности исследуемых образцов.

Образец	V _p , км/с	V _s , км/с	Плотность, г/см ³
D-1-1	5.5	3.0	2.81
D-4-1	5.1	2.9	2.25-2.45
D-9-1	5.5	3.1	2.60-2.71
D-154	5.6	3.4	2.79
D-167	4.3	2.6	2.62

В таблице 2.1.3 представлены обобщенные результаты ультразвуковых исследований методом многоуровневого ультразвукового просвечивания. Для каждого образца проводились

азимутальные измерения значений скорости распространения продольной и поперечной упругих волн. Измерения проводились на разных уровнях относительно основания образца. При этом система «источник – приемник» равномерно сдвигалась по высоте образца. На рисунке 2.1.1 видно, что анизотропия упругих скоростей для образца D-167, который характеризуется наибольшим содержанием керогена, незначительна. Поэтому в ходе построения базовых петроупругих моделей среда считалась изотропной.

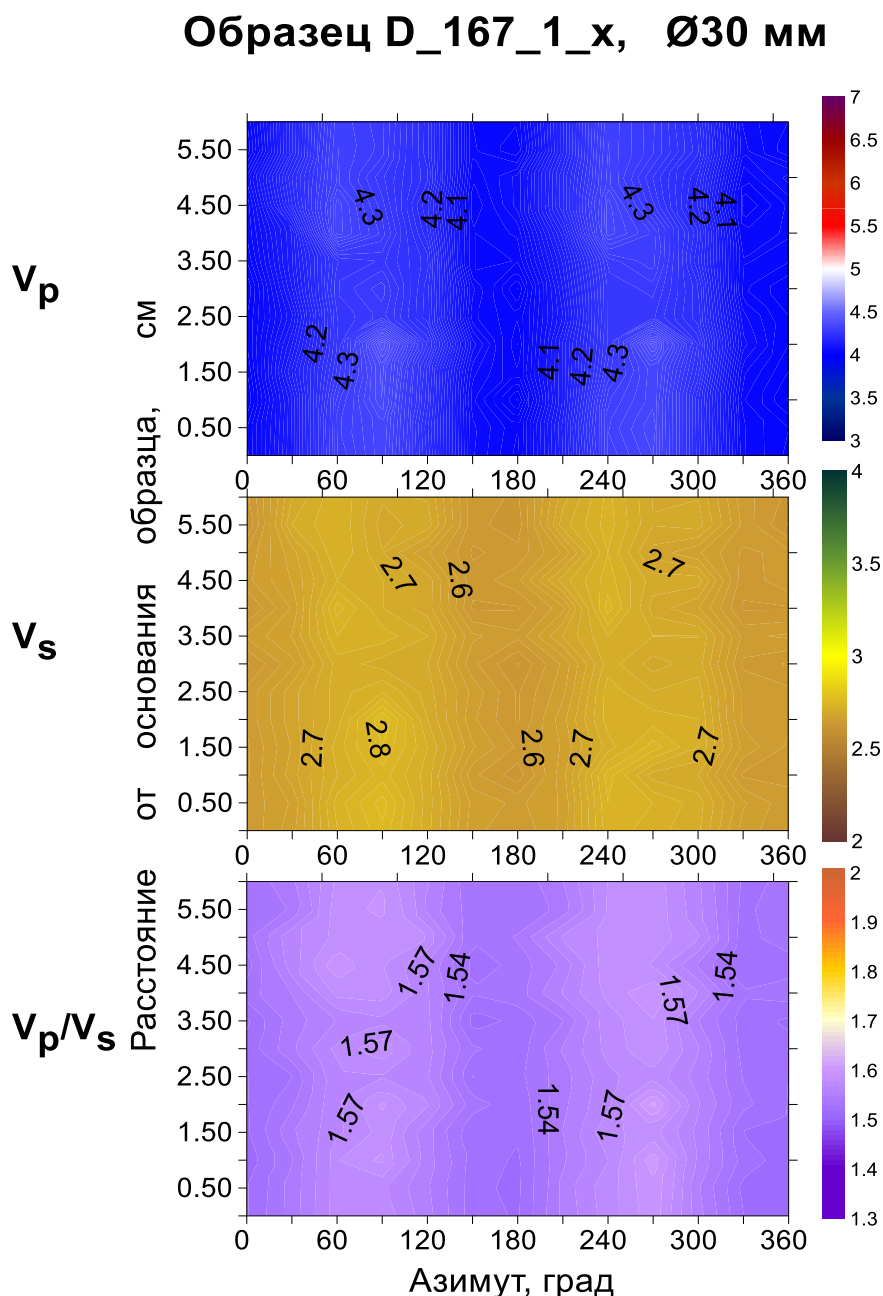


Рисунок 2.1.1 Результаты азимутальных ультразвуковых измерений для образца D-167.

Для всех образцов было проведено измерение значений коэффициентов пористости (таблица 2.1.4). Эти данные также были переданы вместе с результатами геохимических и литолого-петрографических исследований в качестве исходной информации.

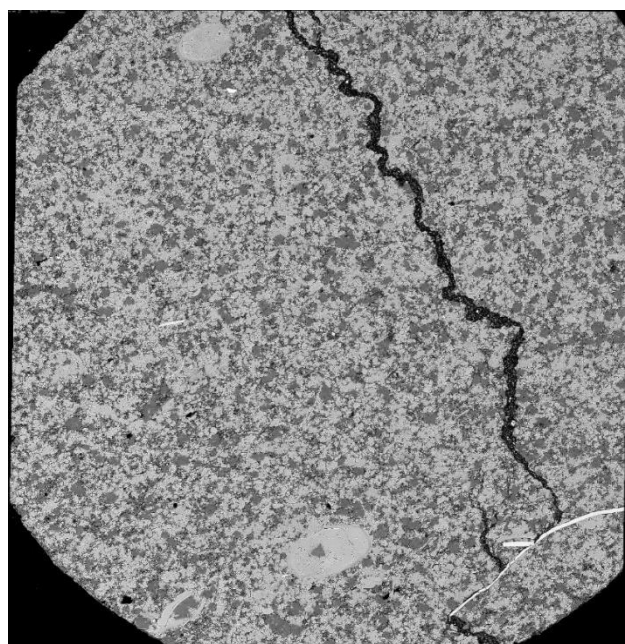
Таблица 2.1.4 Значения коэффициента пористости исследуемых образцов.

Образец	Кп по азоту, %
D-1-1	0.11
D-4-1	0.09
D-9-1	0.10
D-154	0.83
D-167	1.01

На рисунке 2.1.2 б серым и темно-серым цветом показаны минеральные включения, черным цветом – органическое вещество. Большая трещина в правой части рисунка заполнена битумом.



а)



б)

Рисунок 2.1.2 - а) - Фотографии полноразмерного образца D-1-1; б) -фото аншлифа образца D-1-1. Кремнисто-карбонатная порода.

Один из образцов отличался наибольшим содержанием органического вещества и более низкими значениями упругих скоростей и плотности. Это позволило сделать предположение о керогеновой матрице этого образца (рисунок 2.1.3). Предположение о керогеновой матрице образца D-167 также можно сделать на основе снимка растрового электронного микроскопа, где кристаллы минералов расположены в углеродной массе.

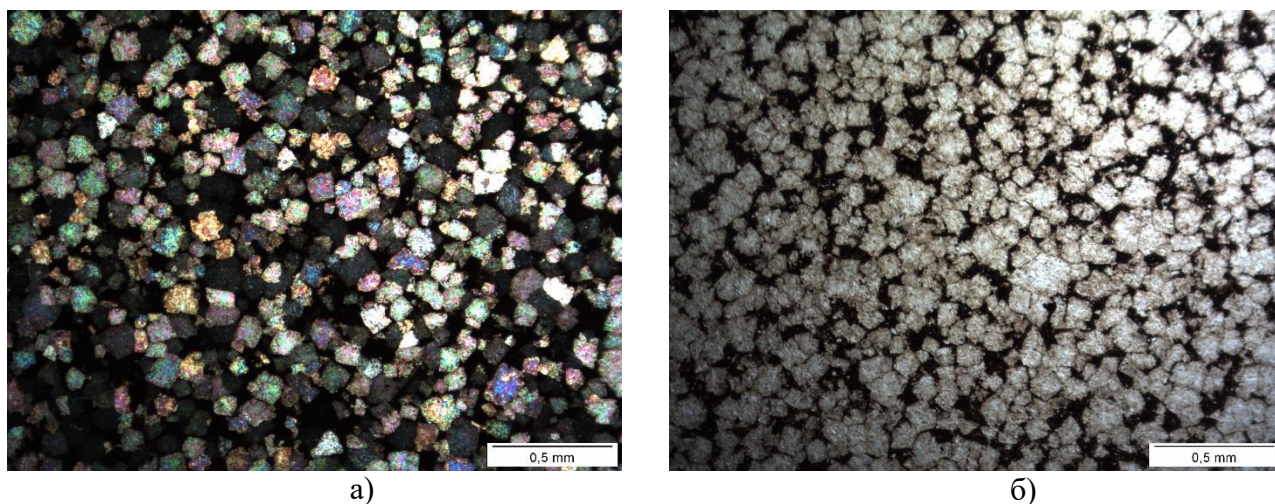


Рисунок 2.1.3 - Фотографии шлифов образца D-167: а – основная однородная карбонатная масса породы, насыщенная ОВ (скрещенные николи); б - основная однородная карбонатная масса породы, насыщенная ОВ (параллельные николи).

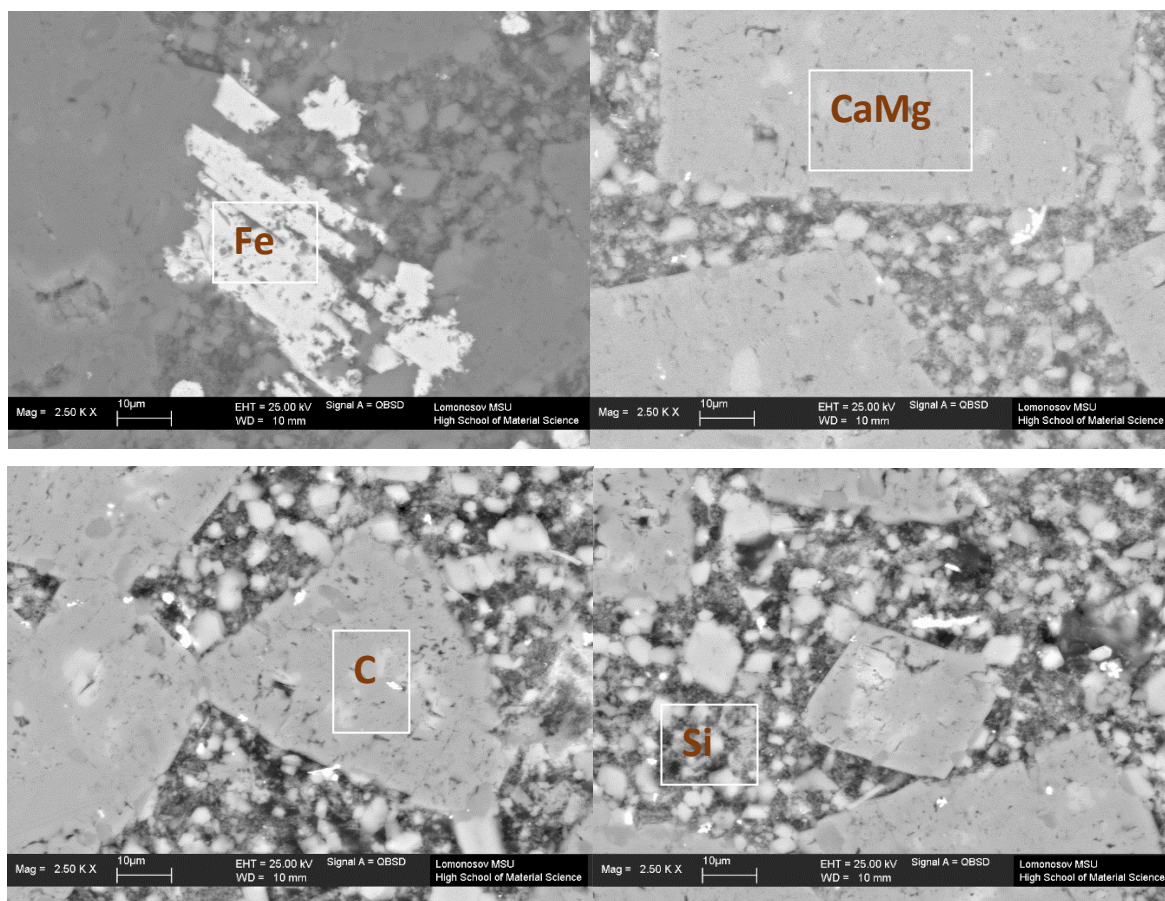


Рисунок 2.1.4 - Фото РЭМ образца D-167.

2.2. Методика построения базовых петроупругих моделей керогеносодержащих пород доманиковых отложений

Первым этапом в построении петроупругих моделей была оценка упругих свойств минералов, которые слагают образцы исследуемых горных пород. На основании анализа шлифов был сделан вывод, что помимо минералов, порода состоит из органических включений,

представленных керогеном, а также в образцах присутствовали поры. Табличные значения эффективных упругих модулей минералов, таких как кальцит, доломит, кварц, пирит, полевой шпат были взяты из статьи Чеснокова и др. [Chesnokov et al., 2010]. Модули упругости глинистых минералов (иллит, смектит) были взяты из работы [Bayuk et al., 2007].

Во время подготовительного этапа выбора упругих свойств отдельных включений, особое внимание было уделено керогену. Кероген - твердое органическое вещество, которое имеет очень контрастные свойства по сравнению с вмещающими породами. Несмотря на небольшую объемную концентрацию керогена в породе, изменение его упругих свойств значительно влияло на эффективные упругие свойства образца, что было подтверждено далее.

Второй этап моделирования был посвящен определению границ Хашина-Штрикмана. Перед построением петроупругой модели важно оценить пределы, в которых должны варьироваться значения эффективных модулей упругости. Данный метод позволяет создать и скорректировать начальную модель образца. Помимо этого, построение границ помогло более корректно выбрать модули упругости для глинистых минералов и керогена.

Определение упругих свойств керогена важная и чрезвычайно сложная задача. Основная проблема заключается в том, что кероген, как правило, содержится в небольшом количестве в образцах. Еще одним методом определения упругих свойств керогена является наноиндетирование, однако, в рамках данного исследования этот метод был недоступен. Свойства керогена можно было только оценить по литературным данным. Согласно литературным источникам [Mavko, 2009], модуль всестороннего сжатия K для керогена примерно равен 2,9 ГПа, модуль сдвига μ - 2,7 ГПа и плотность ρ - 1,3 г/см³.

Авторы Yan и Han [Yan, Han, 2013] в своей работе провели эксперимент по экстракции чистого керогена, формировании из него образцов с последующим насыщением флюидом различного типа и измерением упругих свойств этих образцов. Согласно их результатам, значения модуля объемного сжатия чистого непористого керогена K равно 5,05 ГПа, а модуля сдвига μ - 2,4 ГПа. При использовании в петроупругой модели чистого керогена с такими модулями упругости нижняя граница Хашина-Штрикмана, как для K так и для μ , была существенно завышена, и экспериментальные значения скоростей не попадали в интервал между границами. Необходимы были существенно более низкие значения K и μ . На основании графика из статьи Яна и Хана [Yan, Han, 2013] (рисунок 2.2.1) было выдвинуто предположение, что кероген в исследуемых образцах пористый и без насыщения, таким образом, на графике это представлено точками K_{dry} . В этом случае при петроупругом моделировании соответствующие значения теоретических скоростей лежали между границами Хашина-Штрикмана.

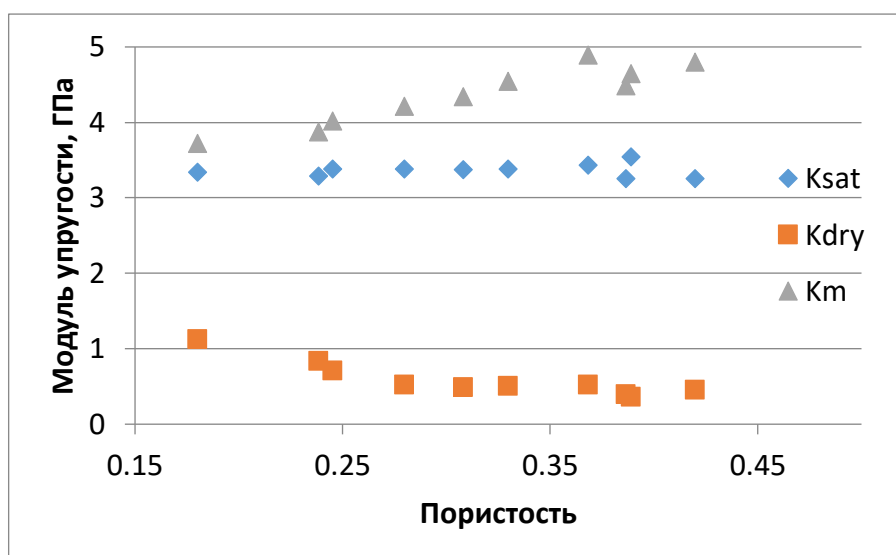


Рисунок 2.2.1 - Зависимости модуля объемного сжатия от пористости для образца керогена [Yan, Han, 2013].

На основе приведенных на рисунке 2.2.1 зависимостей были зафиксированы три значения модуля сжатия пористого керогена в зависимости от интервалов пористости: на интервале пористости от 0,15 до 0,25 значение K , равно 1,0 ГПа; на интервале пористости от 0,25 до 0,35 значение K , равно 0,5 ГПа; на интервале пористости от 0,35 до 0,45 значение K , равно 0,3 ГПа.

По графику отношения модуля объемного сжатия к модулю сдвига, в зависимости от пористости (рисунок 2.2.2), для всех интервалов были рассчитаны значения модуля сдвига, они составили 0,50, 0,29, 0,20 ГПа соответственно.

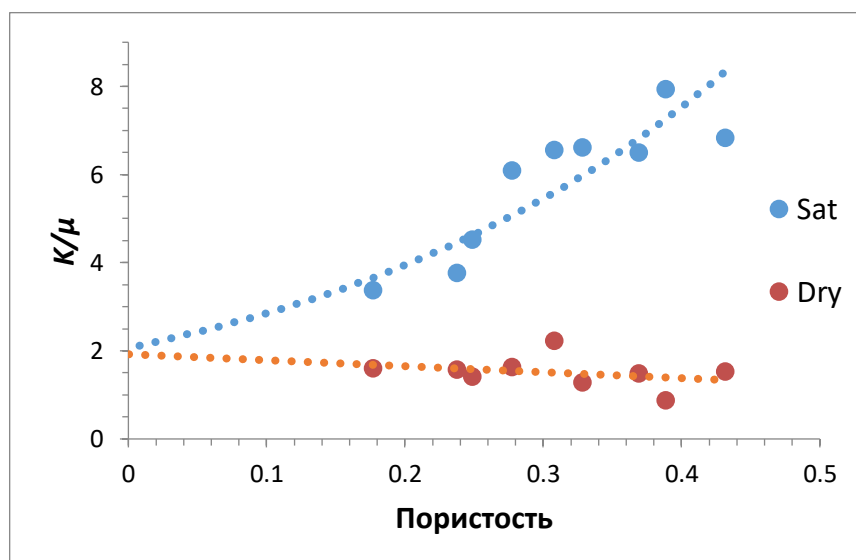


Рисунок 2.2.2 - Отношение K/μ для образца пористого керогена [Yan, Han, 2013].

Пример пористости в керогене представлен на рисунке 2.2.3, пористость в самом керогене достаточно высокая, несмотря на то, что размеры этих пор первые десятки и даже сотни нанометров, высокая пористость обусловлена большим количеством пор в органическом веществе.

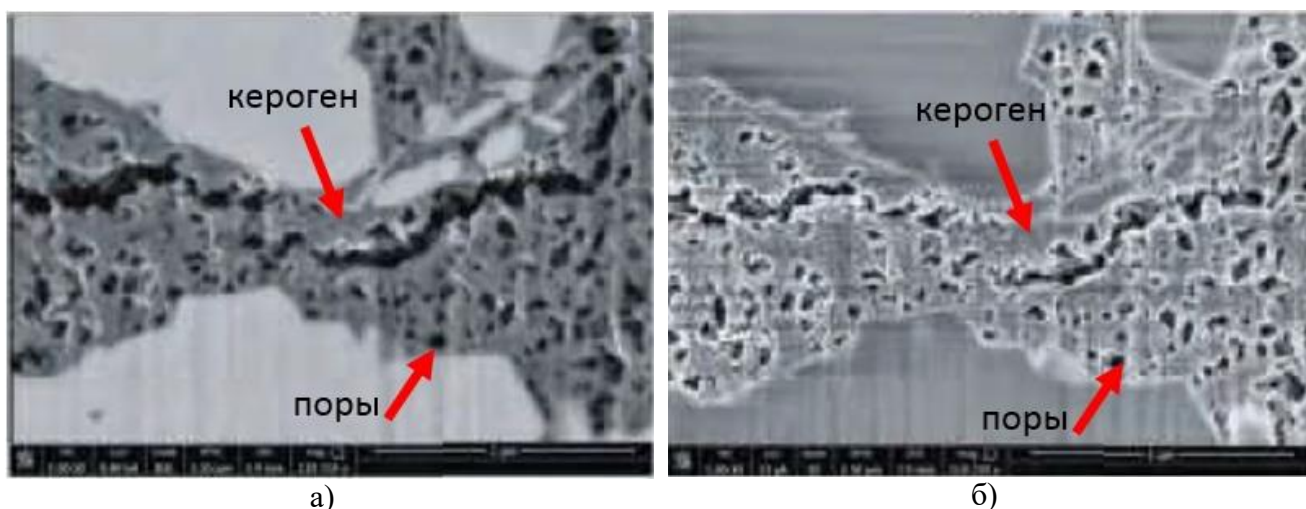


Рисунок 2.2.3 – Пористость в керогеневерхнефранских отложений (микрофотография под электронным микроскопом; а – обратнорассеянные электроны, б – вторичные электроны) модифицировано из работы [Ульмишек, 2017].

В результате построения границ Хашина-Штрикмана из всех трех вариантов значений модулей упругости пористого керогена был выбран второй вариант - с пористостью в интервале 0,25-0,35 и Кравным 0,50 ГПа, μ - 0,29 ГПа. При данных значениях экспериментальные данные попадали в границы Хашина-Штрикмана.

В статье Яна и Хана [Yan, Han, 2013] приводятся графики зависимости модулей упругости керогена от пористости для керогена с малой пористостью для керогена I типа. Данные пиролиза коллекции образцов говорят о том, что кероген в исследуемых образцах следует относить ко II типу. Необходимо оценить упругие свойства керогена другим способом, так как кероген в исследуемых образцах имеет другое происхождение.

Используя данные пиролиза и эмпирические зависимости для керогена II типа [Mavko, 2020] можно рассчитать отражательную способность витринита [Jarvie et al., 2001], а затем через неё получить плотность керогена:

$$R_0 = 0.0180T_{max} - 7.16, \quad (2.2.1)$$

$$\rho_k = 0.342R_0 + 0.972. \quad (2.2.2)$$

где R_0 – отражательная способность витринита, T_{max} – температура максимального выхода углеводородов в процессе крекинга керогена ($^{\circ}\text{C}$), ρ_k – плотность керогена (г/см^3).

Зная плотность керогена, можно рассчитать его модуль всестороннего сжатия и сдвига используя следующие эмпирические зависимости [Mavko, 2020; Morcote et al., 2010]:

$$K \approx -5.7 + 0.0086\rho_k, \quad (2.2.3)$$

$$\mu \approx -3.3 + 0.0039\rho_k. \quad (2.2.4)$$

где K – модуль всестороннего сжатия керогена (ГПа), μ – модуль сдвига керогена (ГПа), ρ_k – плотность керогена (кг/м^3).

Рассчитанные таким образом упругие свойства керогена совпали с значениями, характерными для матричного (чистого) керогена на рисунке 2.2.1. Таким образом, можно сделать вывод, что несмотря на разное происхождение и тип керогена, его упругие свойства варьируются незначительно. На упругие свойства керогена значительно влияет степень его зрелости, которая, в частности, приводит к увеличению пористости керогена, тем самым значительно понижая его модули упругости.

Результаты работы Yап и Нап вызывают много вопросов. Прежде всего это значительная пористость керогена, которая фигурирует в их работе. Для керогена II типа полученная пористость несвойственна (около 25%). Для керогена из образцов доманиковых отложений по данным пиролиза характерна стадия катагенеза МК2-3. Это говорит о том, что кероген находится в процессе созревания и генерации жидкого флюида (нефти). Следствием созревания керогена на этих стадиях – образование изометричных и неизометричных (трещин) пор. Таким образом используя методы теории эффективных сред были рассчитаны свойства пористого керогена. Поры были насыщены газированной нефтью, суммарное содержание пор в керогене не больше 1,1 %. В ходе моделирования пустотное пространство разделялось на изометричное и неизометричное (трещины). Объемная концентрация трещин в ходе моделирования составляла около 0,1 % при аспектном отношении 10^{-4} . Несмотря на небольшую пористость, наличие сухих неизометричных трещин приближало значение эффективных упругих модулей керогена (K и μ) к результатам из работы Yап и Нап.

Из двух вариантов упругих свойств керогена, описанные ранее был выбран тот, который имел малую пористость. Однако при этом, как уже упоминалось выше, эффективные упругие свойства были близкими у керогена первого и второго типа.

Для глинистых минералов были выбраны значения, удовлетворяющие условию попадания экспериментальных данных в границы Хашина-Штрикмана.

На рисунке 2.2.4 представлен пример границ Хашина-Штрикмана для скорости распространения продольных упругих волн для одного из образцов. В этих границах должны находиться значения скоростей, рассчитанных по эффективным модулям упругости исследуемых пород, полученных при дальнейшем моделировании более точными методами с учетом геометрии включений.

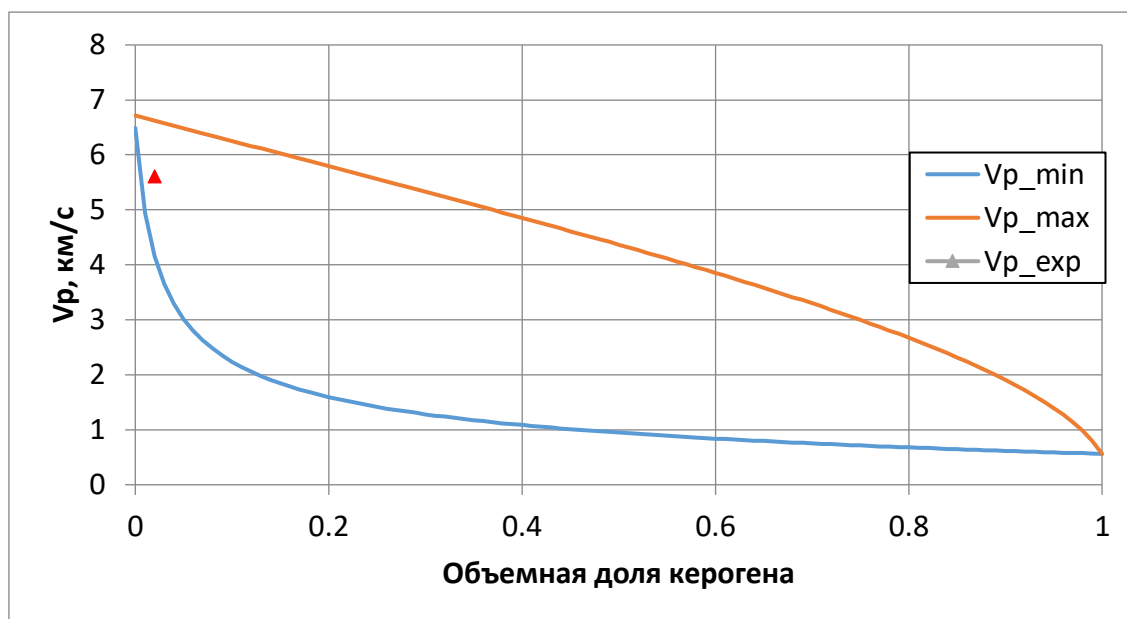


Рисунок 2.2.4 - Границы Хашина-Штрикмана для скорости распространения продольной упругой волны в образце D-154.

В ходе моделирования методом Хашина-Штрикмана был сформирован состав начальной модели исследуемых пород, были уточнены упругие свойства включений, составляющих образцы исследуемых горных пород. Была определена пористость и заполнитель пустот керогена косвенным путем. Состав заполнителя пор, как отдельного включения, выявить на данном этапе не удалось, но было сделано предположение, что заполнителем является жидкий углеводород (нефть) негазированный. Для каждого образца была составлена таблица с его минеральным составом, концентрациями в породе и упругими свойствами. Данный этап можно назвать подготовительным, так как мы не учитывали геометрический тип каждого включения, на этом этапе была проведена оценка, в каких пределах должно лежать итоговое решение прямой задачи.

Следующим этапом после оценки граничных значений модулей методом Хашина-Штрикмана являлось петроупругое моделирование методами: Кастера-Токсоза, самосогласования и дифференциальной эффективной модели. Данные методы учитывают геометрию включений, которые представляются эллипсоидами с различными соотношениями полуосей. Предполагается, что все включения являются эллипсоидами вращения, и их форма характеризуется аспектным отношением, которое является отношением полуоси эллипсоида, перпендикулярной плоскости вращения, к полуоси в плоскости вращения. Эти методы можно охарактеризовать как методы решения прямой задачи. В рамках исследования мы также решаем обратную задачу - по имеющимся данным об упругих свойствах пород (V_p , V_s , ρ) пытаемся узнать параметры внутреннего строения модели.

Обратная задача решалась путем нахождения множества решений прямой задачи и выбора наиболее вероятного из них, как с точки зрения математической формулировки обратной задачи

(поиск минимума невязки), так и с точки зрения учета геологических особенностей строения породы. В качестве алгоритма решения обратной задачи был выбран численный метод "Монте-Карло".

Для каждого образца были произведены расчеты наборов решений прямых задач двумя методами (Кастера-Токсоза и самосогласования). Для каждого решения была получена невязка между экспериментальными и рассчитанными скоростями распространения упругих волн (продольной и поперечной). Метод дифференциальной эффективной модели дал некорректные результаты, поэтому дальше будет описан результат только методов Кастера-Токсоза и самосогласования.

Была рассчитана общая ошибка с учетом влияния ошибки по скоростям продольной и поперечной волн по формуле:

$$\sigma_{gen} = \sqrt{b_{Vp}\sigma_{Vp}^2 + b_{Vs}\sigma_{Vs}^2}. \quad (2.2.5)$$

где σ_{Vp} невязка между измеренной и рассчитанной скоростью распространения продольной упругой волны в образце, σ_{Vs} - невязка между измеренной и рассчитанной скоростью распространения поперечной упругой волны в образце, b_{Vp} и b_{Vs} - весовые коэффициенты, их сумма равна 1, они отражают вклад невязки каждой скорости в общую невязку. Значение этих коэффициентов были выбраны равными 0,7 и 0,3 соответственно, что отражает большую степень доверия измерениям скорости продольной волны. Такой же выбор коэффициентов был предложен в работе [Чернышов, 2021], в которой было также показано, что решение обратной задачи такого типа довольно устойчиво к выбору весовых коэффициентов. Выбор весовых коэффициентов равными 0,7 и 0,3 в формуле (2.2.5) дал практически такой же результат, что и выбор их равными 0,6 и 0,4.

Допустимым значением общей невязки был выбран диапазон 2-3%. По этому параметру из общей выборки решений выбирались те решения, общая невязка для которых не превышала 3%. В среднем, из 50000 тысяч решений для каждого образца удовлетворяло этому условию около 400 решений.

При расчете решений прямой задачи для каждого образца было рассмотрено несколько версий конфигурации включений, а именно - тип формы минеральных и глинистых включений. Для всех образцов моделирование проводилось с учетом условий, что такие минералы как кальцит, кварц и доломит могут являться отдельными поликристаллическими мономинеральными компонентами или они входят, как составляющие, в единые полиминеральные поликристаллические включения. То же самое было сделано и для глинистых минералов.

Для отобранных «приемлемых» решений строились графики чувствительности модели к аспектному отношению включений, гистограммы распределения значений аспектного отношения включений. Это было необходимо для интерпретации полученных данных и корректного решения обратной задачи. Затем полученная выборка фильтровалась по наиболее вероятному значению аспектного отношения.

В ходе моделирования было подтверждено предположение, что поровые включения наполнены нефтью. Это было выяснено экспериментальным путем. При изменении упругих параметров (K и μ) была выявлено, что наименьшая ошибка была в том случае, когда в качестве модулей упругости флюида использовались значения для нефти. В данном случае было три варианта заполнителя - нефть, газ (воздух), смесь жидкой и нежидкой фазы. Все варианты, кроме нефти, не дали удовлетворительных значений ошибки.

При построении моделей предполагалось, что глинистые включения могут иметь только монетообразную форму в силу того, что глинистые минералы имеют форму пластин; включения керогена так же имеют форму монетообразную форму; пористость может иметь все виды форм. Эти выводы обосновываются результатами петроупругого моделирования и наименьшей невязкой между экспериментальными и модельными данными. Геометрия “мягких” включений также подтверждается анализом фотографий шлифов.

При анализе результатов можно сделать вывод, что метод Кастера-Токсоза менее устойчив и дает нефизичные решения, в итоге рассматривались решения, полученные только методом самосогласования.

По результатам проведенного петроупругого моделирования можно заключить, что все минеральные включения, кроме глины, имеют сферическую форму и соответственно аспектное отношение 1. Поровая составляющая также имеет сферическую форму. Глина и кероген представлены монетообразными включениями с аспектным отношением 10^{-4} - 10^{-3} и 0,04 соответственно.

Таким образом, по итогам петроупругого моделирования, для каждого включения было подобрано значение аспектного отношения, т.е. величина, характеризующая его форму. В результате петроупругого моделирования исследуемых образцов горных пород были получены их упругие свойства - скорости распространения продольной и поперечной волн. Данные о плотности образцов являлись входной информацией.

2.3 Построение сейсмогеологической модели доманиковых отложений

Для образца, в котором было наибольшее содержание керогена, был смоделирован сейсмогеологический разрез, для которого были рассчитаны коэффициенты отражения P и S волн. Данная часть работы была посвящена зависимости формы и амплитуды коэффициентов

отражения от количества керогена в породе и степени его зрелости, после чего планировалось построение синтетических сейсмических трасс.

Для примера был взят разрез доманиковых отложений Волго-Уральского бассейна [Ступакова, Калмыков, 2017]. Согласно литературным данным, доманиковые отложения залегают между карбонатной постройкой с пористостью 2-3 % сверху и кремнисто-карбонатной толщей с прослоями плотных карбонатов с пористостью также 2-3 %. Данная модель была взята за основу.

Для построения графиков коэффициентов отражения были рассчитаны разные варианты свойств керогеносодержащего пласта. Варьировалось содержание керогена в этом пласте, а также величина его пористости. Изменение пористости моделировало степень созревания керогена, иными словами, чем более зрелый кероген, тем больше твердого органического вещества превратилось в жидкий флюид – нефть, увеличив, тем самым, пористость керогена. Для всех конфигураций этих двух факторов были рассчитаны значения скоростей упругих волн и плотности на основе полученных ранее петроупругих моделей. Расчёт коэффициентов отражения был проведен с использованием уравнений Цептрица для отраженных продольных волн (P-P) и для обменных (P-S) волн. Анализировались как вещественные, так и мнимые части коэффициентов отражения (рисунок 2.8).

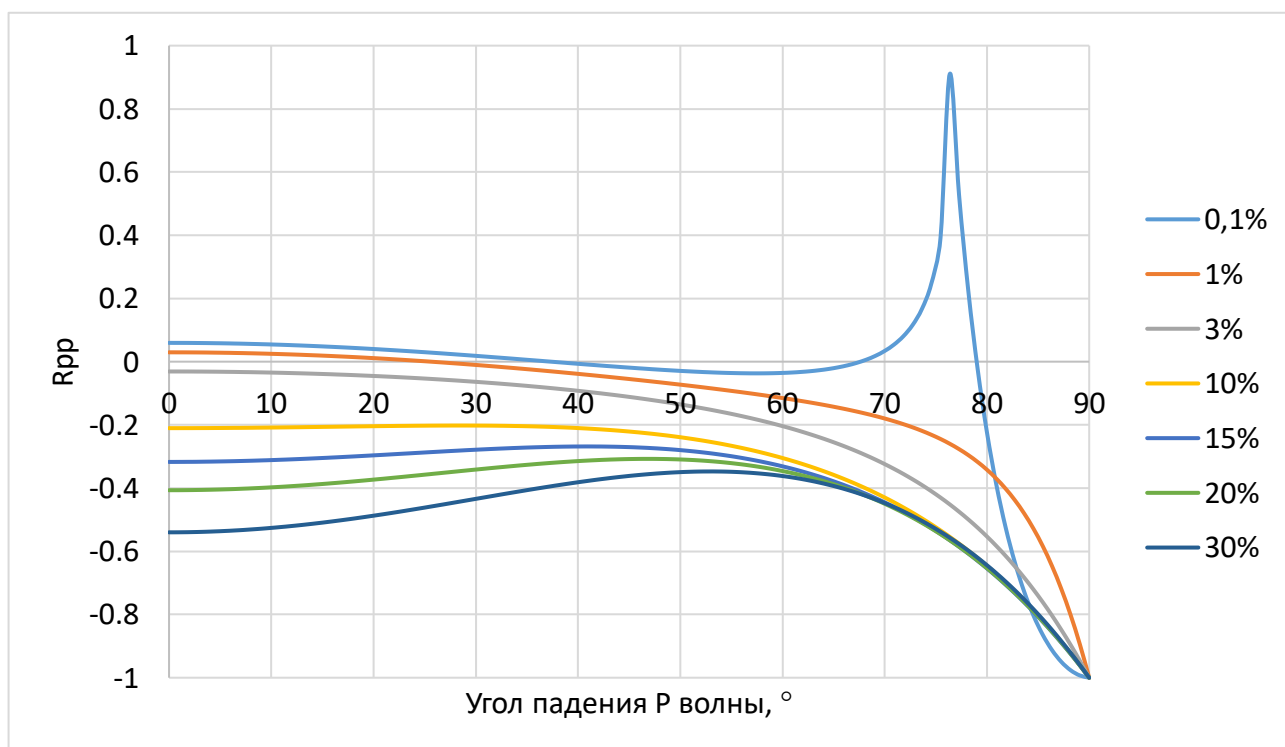


Рисунок 2.3.1 - Пример графиков коэффициента отражения P-P (вещественная часть) волн при различном содержании керогена (цвета на легенде) для кровли продуктивного пласта.

На рисунке 2.3.1 экстремумы графиков коэффициента отражения продольной Р-Волны находятся в области закритических углов. В этой области коэффициент отражения становится комплексной величиной, где мнимая часть отвечает за фазовые сдвиги [Воскресенский, 2001], что делает использование аппроксимации Цёппритца для анализа поведения коэффициентов отражения достаточно сложной. Это связано с тем, что уравнения Цёппритца не линейны, относительно входящих в них параметров.

Для лучшей визуализации коэффициентов отражений упругих волн, полученных по результатам петроупругого моделирования, были построены синтетические сейсмические трассы. Трассы строились для коэффициентов отражения продольных и обменных волн для двух случаев: различном содержании керогена и различной степени зрелости керогена в продуктивном пласте.

Использовалась сверточная модель трассы. В качестве сигнатуры источника использовался импульс Рикера с центральной частотой 80 Гц. Временная мощность продуктивного пласта составляла 20 мс. Такая мощность была выбрана на основе реальных скважинных данных, где мощность отложений, богатых керогеном, составляет около 20 мс, что соответствует, примерно, 100 м. При такой мощности можно отличить кровлю от подошвы продуктивного пласта. Развертка трасс строилась до 90 градусов (рисунок 2.3.2, 2.3.3).

На рисунке 2.3.2 представлены синтетические AVO сейсмограммы для модели слоя доманиковых отложений при различной объемной концентрации керогена в слое. На рисунке представлены сейсмограммы как для продольных (P-P), так и для обменных (P-S) волн. Кероген в слое пористый и его пористость составляет около 1%, поры заполнены нефтью. В области дальних углов увеличение содержания керогена повышает контрастность слоя, как следствие, можно отметить, что при увеличении содержания керогена сигнал меняет полярность на подошве слоя. Важным результатом является тот факт, что при повышении содержания керогена, подошва продуктивного пласта имеет участки "тени" для Р- и S-волн.

На рисунке 2.3.3 представлены синтетические AVO сейсмограммы для модели слоя доманиковых отложений при различной пористости керогена в слое. На рисунке представлены сейсмограммы как для продольных (P-P), так и для обменных (P-S) волн. Содержание керогена в слое – 10 %. При увеличении степени зрелости керогена контрастность подошвы увеличивается. Наибольшие амплитуды достигаются на дальних углах. Важной особенностью является тот факт, что при высокой степени зрелости керогена, в области дальних углов происходит смена полярности сигнала и его ослабление для обменных волн.

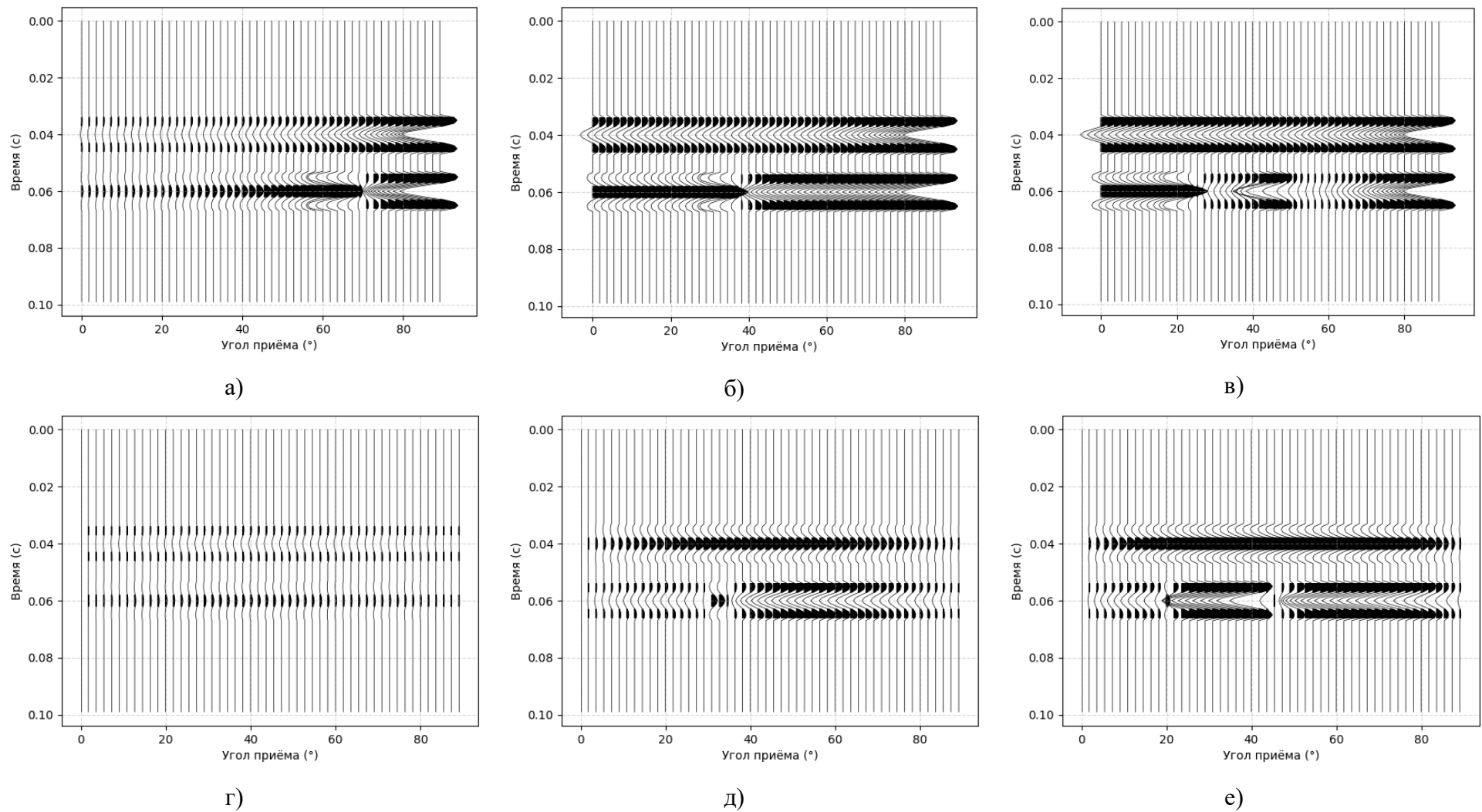


Рисунок 2.3.2 -Пример синтетических трасс Р-Р (а, б, в) и Р-S (г, д, е) волн при различном содержании керогена (а, г – 3 %; б, д – 15%; в,е – 30%).

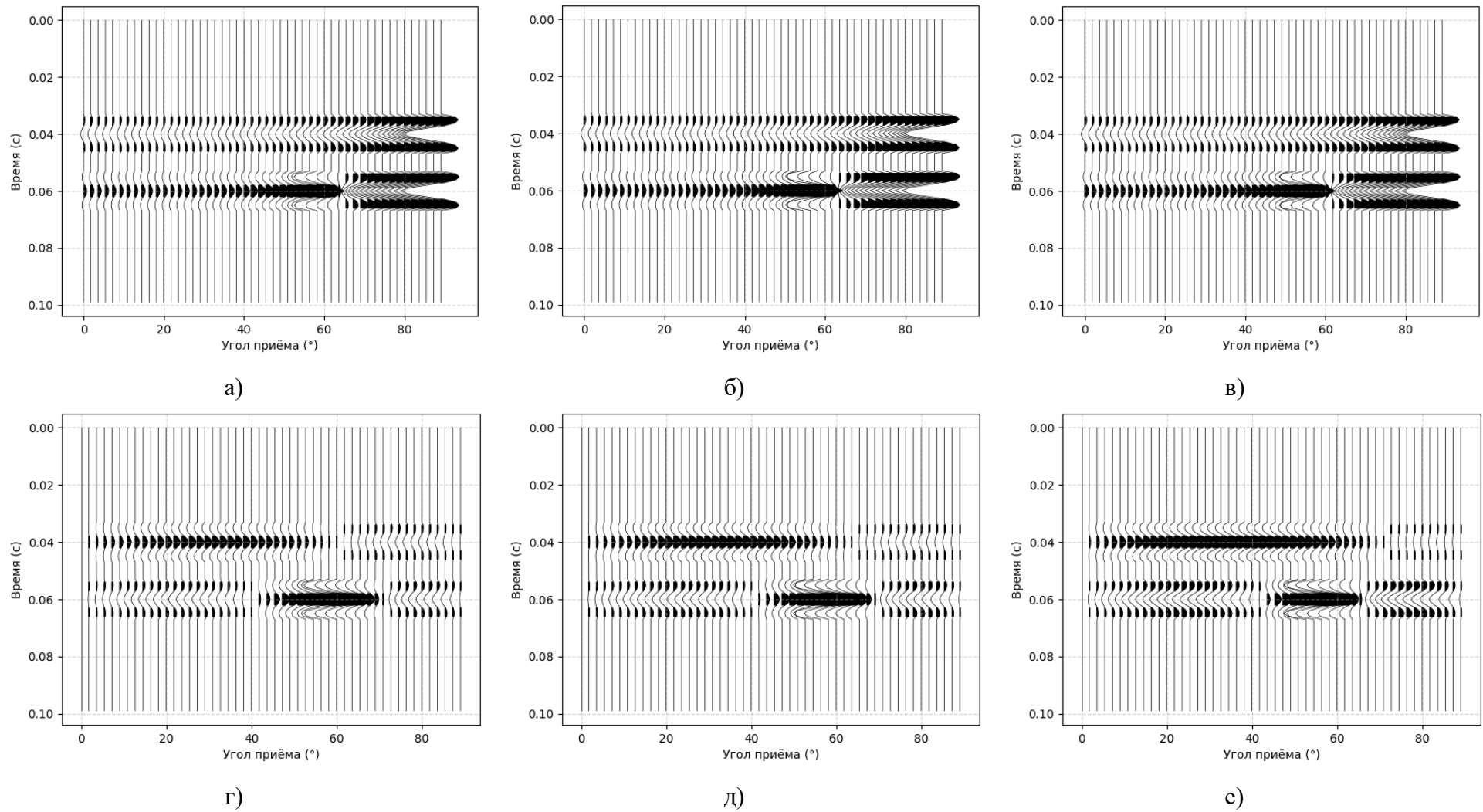


Рисунок 2.3.3 -Пример синтетических трасс Р-Р (а, б, в) и Р-S (г, д, е) волн при различной пористости керогена (а, г – 5 %; б, д – 10%; в,е – 20%).

Выводы к главе 2

Теория эффективных сред позволяет прогнозировать физические свойства пород на различных масштабах по их составу и особенностям внутреннего строения; объяснять существование корреляций между различными физическими свойствами; определять «неизмеряемые» физические свойства по «измеряемым».

В ходе работы было проведено определение параметров, характеризующих геометрический тип включений в исследуемых образцах горных пород с помощью методов теории эффективных сред. Было доказано косвенным путем, через построение границ Хашина-Штрикмана, наличие пористости в твердом органическом веществе (керогене). Моделирование проводилось независимо с помощью двух методов теории эффективных сред – метода Кастера-Токсоза и метода самосогласования. Результаты показали неприменимость метода Кастера-Токсоза для моделирования эффективных упругих свойств изучаемых в работе пород.

По результатам петроупругого моделирования была построена сейсмогеологическая модель, для которой были рассчитаны коэффициенты отражения по Цёппритцу как для продольных, так и для обменных упругих волн. Была изучена зависимость коэффициентов отражения от содержания керогена в породе и степени его зрелости.

Для лучшей визуализации результатов моделирования коэффициентов отражения были построены AVO сейсмограммы на основе построенной сейсмогеологической модели. Используя AVO- анализ, были выявлены определенные закономерности при различном содержании керогена и степени его зрелости для Р и S-волн. Разница в синтетических сейсмограммах позволяет на качественном уровне оценить содержание и степень зрелости керогена.

Важным фактором, влияющим на волновые формы доманикового слоя, является пористость керогена. Увеличение пористости влияет на контрастность волновых форм. Для отложений такого сложного состава и структуры характерны зоны “тени”, где коэффициенты отражения упругих Р и S-волн имеют значения, близкие к нулю.

При изменении степени зрелости керогена в области дальних углов, знак значений коэффициентов отражения в области дальних углов меняется, что отражается на волновых формах как смена полярности сигнала.

Глава 3. Петроупругое моделирование керогеносодержащих пород с учетом их трещинной пористости

3.1 Введение

В главе 2 были рассмотрены базовые петроупругие модели, другими словами, начальные модели керогеносодержащих горных доманиковых отложений, основанные на данных лабораторных исследований образцов керна, отобранного из этих отложений. Базовые модели описывали изотропную среду без трещин. Однако, на практике, для отложений подобного типа характерно наличие трещин: ориентированных и хаотических. В свою очередь, ориентированные трещины могут порождать анизотропию упругих свойств. Таким образом, трещинная пористость важный фактор в формировании эффективных упругих свойств керогеносодержащих пород доманикового типа и подобных им. В следующем параграфе кратко будет рассмотрен вопрос генезиса этих трещин и их влияния на упругие свойства пород. Это необходимый шаг исследования, подготовки перед составлением более комплексной петроупругой модели доманиковых отложений.

3.2 Развитие трещинной пористости в керогеносодержащих породах доманиковых отложений

В рамках комплексной петроупругой модели доманиковых отложений рассматривается несколько видов пустотного пространства разной конфигурации. При построении базовых моделей пустотное пространство было представлено пустотами различной формы в самом керогене, которые могли быть заполнены нефтью или газом, и отдельными пустотами различной формы, находящимися в межзерновом пространстве. Связь между пористостью в керогене и в породе в данной работе не рассматривается, однако, этот вопрос представляется большой научный интерес.

В этой главе будет рассмотрен вид пустотного пространства – трещины, которые возникают в результате созревания керогена на контакте минеральных зерен и керогена. Необходимость рассмотрения этого типа пустотного пространства связана с тем, что развитие подобного типа пустотного пространства связано со степенью созревания керогена, что является важным фактором при поиске и разведке месторождений отложений доманикового типа.

Данный параграф посвящен исследованию роста трещин и влиянию этого процесса на изменение плотности и модуля сжатия нефти, образующейся в процессе созревания керогена. Созревания керогена – физико-химический процесс, в ходе которого из твердого органического вещества генерируется жидкий углеводород. Производство нефти керогеном приводит к образованию трещин в исследуемых горных породах. Оценка упругих свойств и плотности

получаемого флюида необходима была для косвенного способа оценки степени зрелости керогена.

Степень созревания керогена - важное понятие, которое учитывается в данном исследовании. В предыдущей работе автора [Окуневич, Баюк, 2022] под понятием “зрелости” керогена подразумевалось замещение твердого органического вещества (керогена) порами, насыщенными нефтью. Однако, превращение керогена в нефть должно вести к увеличению порового давления. Как следствие, должны возникать трещины.

Кероген, содержащийся в породах в твёрдом виде, по мере увеличения температуры, начинает преобразовываться в жидкий и газообразный флюид. Один из вариантов этого преобразования, предложенный Luo и Vasseur [1996], предлагает 3-х стадийный механизм. А именно: на первом этапе кероген переходит в нефть с небольшим выделением газа, по мере увеличения температуры, нефть переходит в газ, и последний этап – когда кероген переходит в состояние графита, а большая часть нефти переходит в газ.

Первоначальные материнские породы, богатые керогеном, являются низкопористыми и малопроницаемыми. Это значит, что миграции флюида из этих пород в вышележащие толщи должна быть сильно затруднена. Из-за избыточного давления во время созревания образуются системы трещин, по которым может происходить первичная миграция флюида из нефтематеринских пород в вышележащие слои [Vernik, 1994].

Верник [1994] и Лэш и Энгельдер [2005] предположили, что по мере созревания частиц керогена, образуются субгоризонтальные трещины, которые могут объединяться с системами вертикальных трещин, тем самым, способствуя первичной миграции флюида.

Развитие трещин в породе (на контакте частицы керогена и минеральных включений) можно рассматривать с точки зрения решения задачи Гриффитса [Griffith, 1920]. Подход в развитии трещин с точки зрения теории Гриффитса предложен в работе [Fan, Jin, Johnson, 2010]. Однако данный механизм развития трещин на контакте керогена и минеральных зерен вызывает ряд вопросов. В данной работе не рассматривается исследование самого механизма возникновения трещин, а исследуется только их влияние на упругие свойства керогеносодержащих пород.

Одной из причин возникновения трещин является *коррозия под напряжением*. В результате химического влияния окружающей среды (например, влияние воды) ослабляется напряженное состояние в вершинах трещины, что приводит к распространению трещин [Atkinson, Freiman, 1984].

Сами авторы (Atkinson, Freiman) говорят о том, что их результаты получены на таких материалах как кварц, различные виды стекол, керамика, и для применения их к горным породам необходимы эксперименты, подтверждающие правомерность их использования. Однако данный

подход описан применительно к процессу созреванию керогена в горных породах [Fan et al., 2010, 2012] в авторитетном издании (“Geophysical Journal International”).

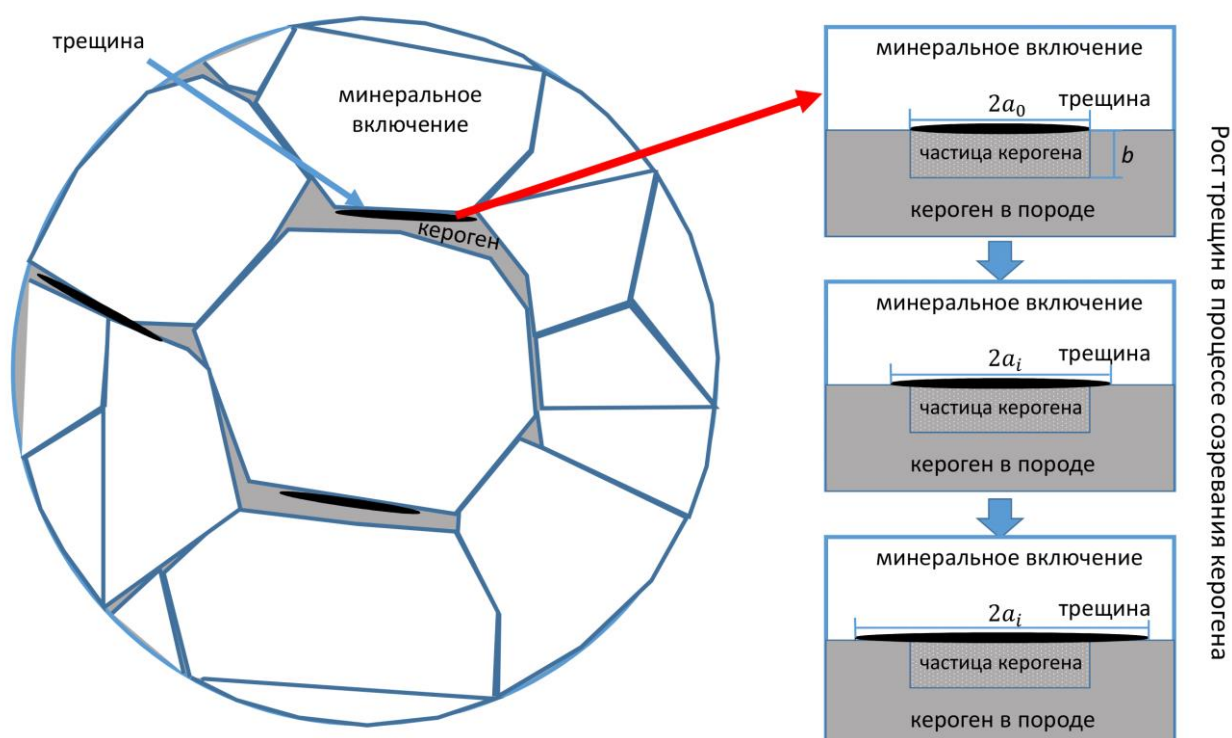


Рисунок 3.2.1 - Схема образования единичных трещин по [Fan, Jin, Johnson, 2010].

На рисунке 3.2.1 показана схема образования трещин, описанных в работах авторов Fan, Jin и Johnson [2010, 2012]. Трещина растет в результате фазового перехода частицы цилиндрической формы с радиусом a_0 керогена в нефть, что показано в правой части рисунка 3.2.1.

Созревание керогена происходит в отложениях, окончательно сформированных на определенной глубине, т.е. температура на этой глубине постоянна, однако, в процессе созревания меняется давление. Изменение Р-Т условий должно приводить к изменению свойств флюида. Тем самым можно попытаться определить степень созревания керогена за счет изменения свойств генерируемого флюида.

Рассмотрим изменение плотности нефти. Плотностные характеристики флюида необходимы для дальнейшего петроупругого моделирования керогеносодержащих пород разной степени зрелости. Так как влияние газа в модели роста трещины в указанных выше работах не учитывается, то согласно работе Мавко и др. [Mavko et al., 2009] зависимость от давления плотности нефти без растворенного в ней газа (или “dead oil”) можно описать следующим образом:

$$\rho_p = \rho_0 + (0.00277p - 1.71 \times 10^{-7}p^3)(\rho_0 - 1.15)^2 + 3.49 \times 10^{-4}p, \quad (3.2.1)$$

где ρ_p плотность нефти в г/см³ под давлением p в МПа, ρ_0 – плотность нефти, измеренная при комнатной температуре и атмосферном давлении. Для примера было взято среднее значение плотности 858,5 кг/см³, которое приводят для нефти верхнефранского яруса (D3f) в районе Бузулукской впадины [Киселева и др., 2017]. Температурная зависимость для плотности при заданном давлении имеет вид:

$$\rho = \rho_p / [0.972 + 3.81 \times 10^{-4} (T + 17.78)^{1.175}]. \quad (3.2.2)$$

Температура указана в градусах Цельсия. Под параметром p следует понимать поровое давление.

Давление, входящее в формулу (3.2.1), было оценено по литературным данным. В данном случае под давлением понимается разница между литостатическим давлением, которое возникает за счет залегания вышележащих пород и давлением генерируемого флюида в пустотах, возникающего за счет разности плотностей керогена и получаемого флюида (избыточное давление). Согласно вышеописанным работам, где производилось моделирование роста трещин на контакте породы и керогена в результате его созревания [Fan, Jin, Johnson, 2010], избыточное давление в трещине не будет превышать 15 МПа.

Используя формулу (3.2.2), вводим только поправку за температуру. Ввиду отсутствия данных о палеотемпературах и упрощения модели развития трещин в процессе созревания керогена, будем считать, что температура постоянна. Источником данных о температуре могут служить современные скважинные данные термического каротажа [Христофорова, 2004]. Несомненно, это делает модель достаточно примитивной, более комплексный учет влияния температуры – направление для дальнейших исследований, однако, температурный фактор качественно не влияет на итоговый результат – изменение упругих свойств флюида, а влияет только на время созревания керогена.

На рисунке 3.2.2 представлены параметрические графики изменения плотности, модуля сжатия и значения скорости продольной волны в нефти по мере созревания керогена. Параметром служит значение температуры. На графиках процесс созревания развивается с уменьшением избыточного порового давления (справа налево).

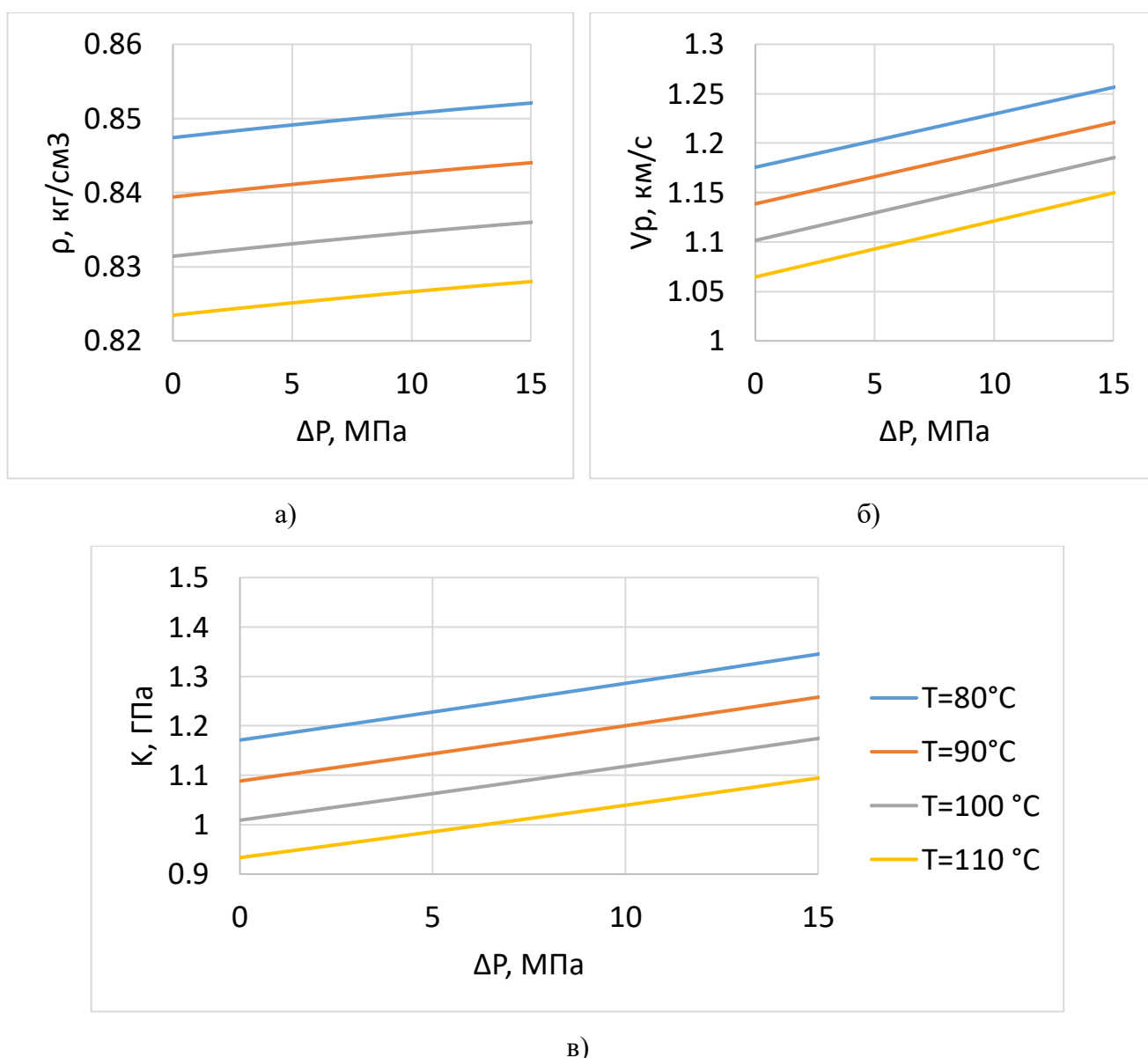


Рисунок 3.2.2 - Изменение упругих свойств нефти в результате созревания керогена (созревание керогена направлено в сторону уменьшения избыточного давления Δp).

Можно отметить, что при увеличении значения параметра абсолютной температуры, плотность нефти падает. По мере созревания керогена падает поровое давление, следовательно, падает и плотность нефти. Однако, разница между максимальным и минимальным значениями давления нефти очень мала.

Согласно работе Мавко и Дворкина [Mavko et al., 2009], скорость нефти без газа (dead oil) определяется следующим образом:

$$V_p = 2096 \left(\frac{\rho_0}{2,6 - \rho_0} \right)^{1/2} - 3,7T + 4,64p + 0,0115[4,12(1,08\rho_0^{-1} - 1)^{1,2} - 1]Tp. \quad (3.2.3)$$

В формуле (3.2.3) ρ_0 – плотность нефти (г/см^3), измеренная при комнатной температуре и атмосферном давлении, T – температура ($^{\circ}\text{C}$), p – давление (МПа). Скорость распространения продольной упругой волны в нефти по мере роста трещины падает (рисунок. 3.2.2 б).

Зная значения плотности и скорости распространения продольной упругой волны, мы можем рассчитать значение модуля сжатия для нефти.

Итоговый анализ показал, что свойства флюида в ходе эволюции керогена меняются незначительно и не несут весомого вклада в эффективные свойства породы, в которой находятся.

3.3 Построение петроупругих моделей с учетом трещинной пористости

В предыдущих главах было проведено петроупругое моделирование образцов горных пород, которые относятся к отложениям доманиковой формации. Породы в ходе моделирования считались изотропными, также в рамках модели для каждого образца не включались трещины, заполненные флюидом. Симуляция созревания керогена проводилась за счет роста пористости керогена. В последующем, были отдельно рассмотрены модели роста плоских трещин в результате созревания керогена. Это было сделано с целью определения упругих свойств генерируемого флюида. В данной главе попытаемся перейти к теоретическим петроупругим моделям пород доманиковой формации, где будут присутствовать трещины, заполненные флюидом. Также рассмотрим модели, где наличие трещиноватости может вызывать анизотропию эффективных упругих свойств.

За основу возьмем данные из главы 2, а именно: информацию об образце D-167. Он примечателен большим значением содержания в нем керогена. Также этот образец обладает керогеновой матрицей, что делает его уникальным среди других образцов. Перед тем как приступить к моделированию, обобщим информацию об упругих и геометрических свойствах компонент, составляющих нашу теоретическую модель, а также о процентном содержании включений каждого типа (таблица 3.3.1):

Таблица 3.3.1. Состав образца D-167, модули упругости и плотность компонент.

Состав:	Объемная доля	Модуль всестороннего объемного сжатия (K), ГПа	Модуль сдвига (μ), ГПа	Плотность (ρ), г/см ³
Кварц	0,083	37,8	43,68	2,65
Полевой шпат	0,099	53,6	24,4	2,55
Кальцит	0,053	75,36	30,41	2,71
Доломит	0,656	71,49	34,24	2,86
Пирит	0,004	142,8	125,5	5,02
Иллит-Смектит	0,015	37	18,2	2,55
Пористый кероген	0,072	var	var	var
Трещины, заполненные нефтью	0,01	var	var	var

В таблице 3.3.1 для включений пористого керогена и трещин, расположенных на контакте керогена и минеральной составляющей породы, которые заполнены нефтью, свойства будут варьироваться. Так как кероген и трещины являются самыми мягкими и самыми важными включениями, в прикладном смысле, в данной главе будет проведено исследование их влияния на эффективные модули упругости в зависимости от их свойств. По результатам предыдущей главы ограничимся диапазоном температур 80 - 110 °С. При выборе температуры 80 °С мы опираемся на литературные данные [Христофорова, 2004] как на реальные температуры для домаников. Температура 110 °С выбрана верхним пределом. Значение температуры выше 110 градусов не физично для исследуемых отложений.

В таблице 3.3.2 представлены упругие свойства пористого керогена, насыщенного нефтью и нефти в трещинах, которые будут использованы в данной главе. Значения, представленные в таблице, были рассчитаны через эмпирические зависимости, представленные в главе 2 для керогена, и по результатам параграфа 3.2 для нефти в трещинах. Жирным шрифтом с подчеркиванием обозначены значения, которые будут фиксироваться во время моделирования. Таблица 3.3.2 Упругие свойства керогена и нефти, использующиеся в петроупругом моделировании.

	К, ГПа	μ , ГПа	ρ , кг/м ³
<u>Кероген (изометр. пористость 0 %)</u>	<u>4,99</u>	<u>0,71</u>	<u>1,244</u>
Кероген (изометр. пористость 5 %)	4,61	0,62	1,223
Кероген (изометр. пористость 10 %)	4,26	0,54	1,202
Кероген (изометр. пористость 20 %)	3,65	0,37	1,161
Кероген (изометр. пористость 30 %)	3,14	0,21	1,200
<u>Нефть в трещинах (80 °С)</u>	<u>1,21</u>	<u>0</u>	<u>0,849</u>
Нефть в трещинах (110 °С)	0,97	0	0,825

3.4 Этапы петроупругого моделирования и используемые методы теории эффективных сред

Первым этапом петроупругого моделирования керогеносодержащей и насыщенной флюидом породы будет построение границ Хашина-Штрикмана (границы ХШ), как и в главе 2. Для двухкомпонентной среды формулы для границ Хашина-Штрикмана упрощаются и имеют вид:

$$K^{HS\pm} = K_1 + \frac{f_2}{(K_2 - K_1)^{-1} + f_1(K_1 + \frac{4}{3}\mu_m)^{-1}}, \quad (3.4.1)$$

$$\mu^{HS\pm} = \mu_1 + \frac{f_2}{(\mu_2 - \mu_1)^{-1} + f_1\left[\mu_1 + \frac{\mu_m}{6}\left(\frac{9K_m + 8\mu_m}{K_m + 2\mu_m}\right)\right]^{-1}}, \quad (3.4.2)$$

где K_1 и K_2 - объемные модули отдельных фаз; μ_1 и μ_2 - модули сдвига отдельных фаз; f_1 и f_2 - объемные доли отдельных фаз, индекс m обозначает минимальный или максимальный модуль. Выражения дают верхнюю границу, когда самый жесткий материал обозначается как 1, и нижнюю границу, когда самый мягкий материал обозначается как 1. Выражения (3.4.1) и (3.4.2) удобны для использования, когда в среде есть компоненты, у которых максимальный (минимальный) модуль сдвига или сжатия принадлежат разным включениям, например, кальцит ($K=71$ ГПа, $\mu=30$ ГПа) и кварц ($K=37$ ГПа, $\mu=45$ ГПа) [Mavko, 2009].

Придерживаясь методики из главы 2, необходимо выбрать метод, который учитывал бы геометрические свойства включений в нашей модели. Как показали результаты петроупругого моделирования керогеносодержащих образцов из главы 2, наиболее физичные данные получены в результате применения метода самосогласования. Однако, при решении данной задачи необходимо учесть фактор созревания керогена и фактор “мягкой” и “жесткой” матрицы. Согласно результатам раздела 3.2, можно утверждать, что по мере созревания керогена образуются трещины, которые расширяются. Таким образом, можно говорить, что замкнутые трещины стремятся к объединению в общую сеть пустотного пространства в породе. Модель “мягкой” матрицы можно описать схожим образом, т.е. матрица – субстанция, которая обволакивает, заключает в себя все остальные включения. Исходя из этих предположений для петроупругого моделирования, необходимо ввести некий параметр связности для конкретного включения – трещин, заполненных флюидом, или керогена. Параметр связности включений, очевидно, должен влиять на эффективные упругие свойства, помимо их (включений) геометрических свойств.

Рассмотрим физический смысл этого параметра. Из теории метода самосогласования по Берриману [1980b, 1995] следует, что его суть заключается в итерационном решении задачи нахождения эффективных упругих свойств методом Кастера-Токсоза [Kuster and Toksoz, 1974; Berryman, 1980b]. Изобразим схематично алгоритм работы метода самосогласования по Берриману (рисунок 4.1.1). На первой итерации мы задаем начальное приближение к искомым эффективным свойствам – свойствам тела сравнения (ТС). Согласно схеме вывода расчетных формул метода, такие свойства имеет некоторая матрица, в которую помещаются эллипсоидальные включения всех компонент. Значения модулей для этой матрицы могут быть выбраны произвольно. Начальным значением упругих модулей для матрицы могут являться значения упругих модулей для любой жесткой компоненты, либо же значения модулей,

полученных простыми методами – Фойгта, Ройсса, Фойгта-Ройсса-Хилла. Зная свойства ТС и включений, можем рассчитать эффективные свойства среды, после этого сравниваем получившийся результат с эффективными свойствами ТС, которые меняются на каждой итерации. Суть метода самосогласования заключается в том, что эффективные упругие свойства среды должны сравняться со свойствами ТС. Если они не равны, тогда мы изменяем свойства ТС (матрицы). Новая матрица – это эффективные упругие свойства среды, полученные на предыдущем шаге (на рисунке 3.4.1 правая часть схемы). После этого в новую матрицу снова внедряем все компоненты. Таким образом, получаем цикл. Другими словами, численные значения эффективных упругих модулей для модели должны сходиться. При этом тело сравнения - это искусственная («виртуальная») среда с нулевым содержанием в породе. Оно используется лишь для получения расчетных формул метода.

В отличие от метода самосогласования, который учитывает связность включений косвенно, метод обобщенного сингулярного приближения (ОСП) позволяет учесть степень связности включений в явном виде, путем введения специального параметра. Выбор тела сравнения в методе ОСП диктуется особенностями внутреннего строения породы [Баяук, 2013]. Если связаны между собой все включения самой жесткой компоненты, то она и выбирается в качестве ТС. А если самой мягкой – то в качестве ТС выбирается она. При этом в случае изометричной формы всех компонент, слагающих породу, будут получены верхняя и нижняя границы ХШ. Однако, могут встречаться и ситуации, когда в породе присутствуют одновременно и связанные и изолированные включения какого-либо (или каких-либо) компонента (компонент). В этом случае можно выбрать свойства ТС в виде линейной комбинации свойств компонент, в которую введен некий параметр, контролирующий эту связность. Для получения решения итераций не требуется. ТС выбирается один раз. Вариант метода ОСП (с параметром явного учета связности компонент), основанный на формулах Кастера-Токсоза, рассмотрен в работе [Berezina, Bayuk, 2022].

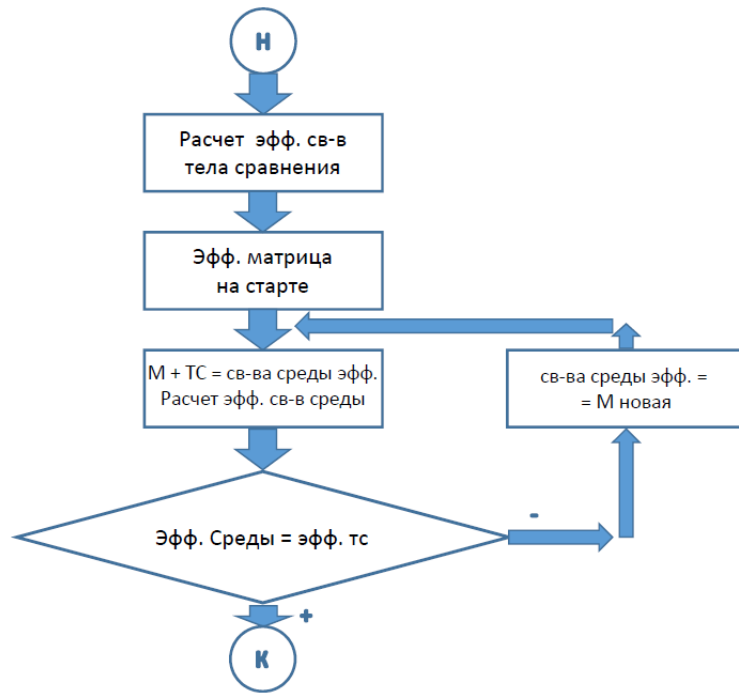


Рисунок 3.4.1 - Блок-схема метода самосогласования.

Рассмотрим произвольное ТС, состоящее из набора минеральных и “мягких” включений (рисунок 3.4.2). Количество “мягкого” включения одинаково на всех трех рисунках (3.4.2, а, б, в) и они представлены синими закрашенными точками. Белое пространство – совокупность всех других “жестких” минеральных включений. “Мягкие” включения распределены равномерно, что обеспечивает однородность среды, однако, при различной конфигурации мягких включений эффективные свойства ТС будут разные, поскольку соответствуют разным значениям параметра связности пустот для “мягкого” включения (параметр f), аналогом к этой схеме могут служить реальные фотографии шлифов (рисунок 3.4.3).

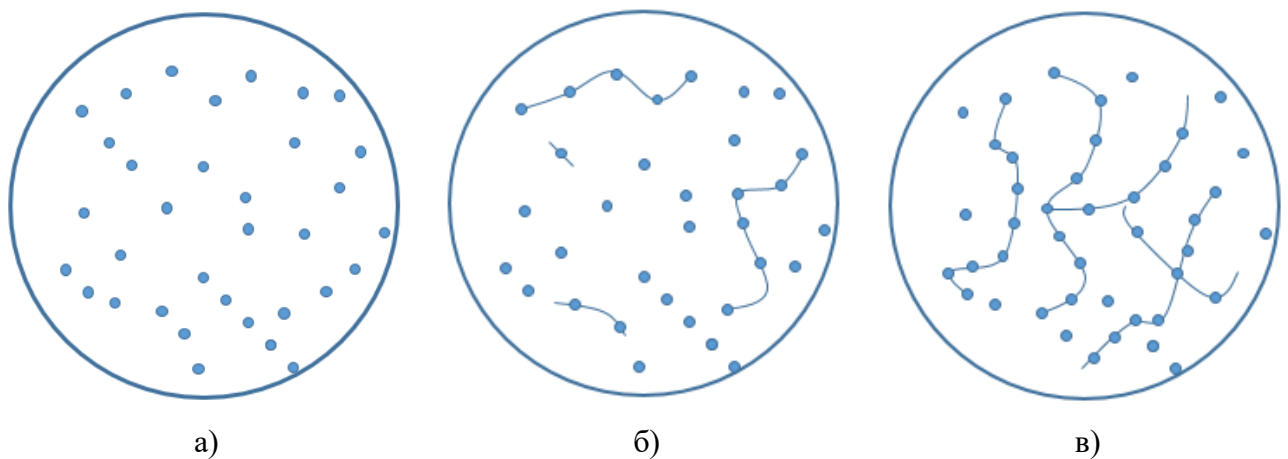


Рисунок 3.4.2 - Варианты конфигурации тела сравнения (ТС) (а – $f=0$; б – $f=0,1$; в – $f=1$).

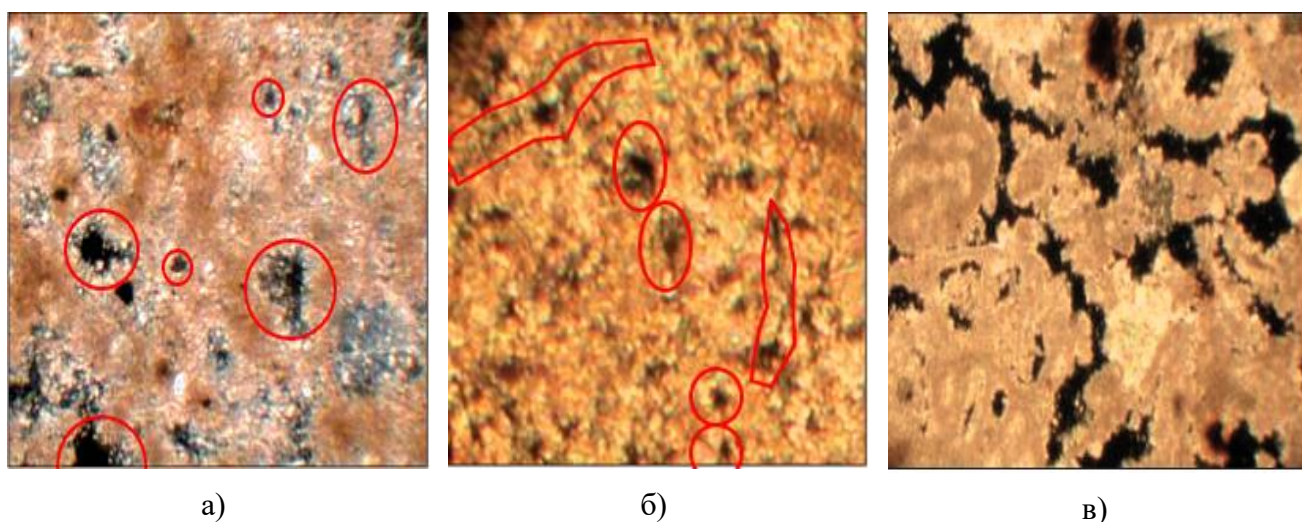


Рисунок 3.4.3 – Внутреннее строение пород, диктующее различный выбор тела сравнения (а – включения (красный контур) практически не связаны друг с другом; б – степень связности включений больше (красный контур), чем на рисунке (а); в - включения (красный контур) образуют общую сеть пустотного пространства) Фотографии шлифов модифицированы из работы [Porov et al., 2004].

Мы не можем точно рассчитать эффективные свойства ТС при различных конфигурациях “мягкой” компоненты, но мы точно знаем, что эффективные значения модулей для ТС будут лежать в интервале от значения упругого модуля самой “мягкой” компоненты породы до самой “жесткой”:

$$K_{i \min} \leq K^C \leq K_{i \max}, \quad (3.4.3)$$

$$\mu_{i \min} \leq \mu^C \leq \mu_{i \max}, \quad (3.4.4)$$

Из выражений (3.4.3) и (3.4.4) следует, что K^C и μ^C можно представить в виде линейной комбинации самой “мягкой” (наименьшей) и “жесткой” (наибольшей) компонент в виде:

$$K^C = (1 - f)K_{\max} + fK_{\min}, \quad (3.4.5)$$

$$\mu^C = (1 - f)\mu_{\max} + f\mu_{\min}. \quad (3.4.6)$$

Таким образом определённый параметр f , принимающий значения от 0 до 1, косвенно означает параметр связности мягкой компоненты. Важно повторить, что для данного метода “мягкая” компонента распределена равномерно, в противном случае, это приведет к неоднородности породы, и методы теории эффективных сред будут неприменимы. Как указывалось выше, при расчете эффективных упругих модулей среды методом Берримана, с учетом f -параметра [Berryman, 1980], расчет проводится один раз без итераций.

Использование метода, описанного выше, оставляет нас в пространстве изотропии. Уже было сказано, что одна из причин возникновения анизотропии упругих эффективных свойств – наличие упорядоченной трещиноватости. Согласно геологическому описанию пород доманиковой формации, их можно отнести к тонкослоистым сланцеподобным горным породам,

а это значит, что они должны представлять собой трансверсально изотропную среду с вертикальной осью симметрии (VTI).

Для определения эффективных упругих свойств VTI среды с однонаправленными трещинами воспользуемся методом Хадсона [Hudson, 1980, 1981], который основан на теории рассеяния упругого поля в изотропной упругой среде с тонкими эллипсоидальными трещинами.

Рассмотрим упрощенные формулы для эффективных компонент тензора упругости, приведенные в книге Мавко и др. [Mavko et al., 2009]:

$$c_{ij}^{eff} = c_{ij}^0 + c_{ij}^1 + c_{ij}^2. \quad (3.4.7)$$

Здесь c_{ij}^0 – компоненты изотропной матрицы упругости, в которую помещаются трещины, c_{ij}^1 и c_{ij}^2 – поправки, зависящие от свойств и формы включений (трещин): аспектного отношения трещин, их объемной концентрации и модуля сжатия флюида. Компоненты тензоров приведены в нотации Фойгта.

Первые поправки выражаются следующим образом:

$$c_{11}^1 = -\frac{\lambda^2}{\mu} \varepsilon U_3, \quad (3.4.8)$$

$$c_{13}^1 = -\frac{\lambda(\lambda + 2\mu)}{\mu} \varepsilon U_3, \quad (3.4.9)$$

$$c_{33}^1 = -\frac{(\lambda + 2\mu)^2}{\mu} \varepsilon U_3, \quad (3.4.10)$$

$$c_{44}^1 = -\mu \varepsilon U_1, \quad (3.4.11)$$

$$c_{66}^1 = 0. \quad (3.4.12)$$

Для второй поправки:

$$c_{11}^2 = \frac{q}{15} \frac{\lambda^2}{(\lambda + 2\mu)} (\varepsilon U_3)^2, \quad (3.4.13)$$

$$c_{13}^2 = \frac{q}{15} \lambda (\varepsilon U_3)^2, \quad (3.4.14)$$

$$c_{33}^2 = \frac{q}{15} (\lambda + 2\mu) (\varepsilon U_3)^2, \quad (3.4.15)$$

$$c_{44}^2 = \frac{2}{15} \frac{\mu(3\lambda + 8\mu)}{\lambda + 2\mu} (\varepsilon U_1)^2, \quad (3.4.16)$$

$$c_{66}^2 = 0. \quad (3.4.17)$$

где

$$q = 15 \frac{\lambda^2}{\mu^2} + 28 \frac{\lambda}{\mu} + 28, \quad (3.4.18)$$

$$\varepsilon = \frac{N}{V} a^3 = \frac{3\varphi}{4\pi\alpha}. \quad (3.4.19)$$

В выражении (3.4.19) N – количество трещин, V – объем среды, в которой эти трещины находятся, a – радиус единичной трещины, φ – трещинная пористость, α – аспектное отношение трещин. Параметр ε называется плотностью трещин. Как следует из (3.4.19), этот параметр выражается через трещинную пористость и аспектное отношение трещин. Метод Хадсона позволяет получать зависимости модулей упругости именно от этого одного параметра трещиноватости – плотности трещин, а не от двух (аспектного отношения трещин и трещинной пористости), как в методах Кастера-Токсоза, самосогласования Берримана, ОСП.

Параметры U_1 и U_3 определяются следующим образом:

$$U_1 = \frac{16(\lambda + 2\mu)}{3(3\lambda + 4\mu)}, U_3 = \frac{4(\lambda + 2\mu)}{3(\lambda + \mu)}. \quad (3.4.20)$$

Параметры в выражении (3.4.20), определяются для “сухих” трещин. В нашей VTI модели керогеносодержащей породы, мы считаем, что трещины заполнены жидким флюидом – нефтью, которая образовалась в результате созревания керогена. Для насыщения “сухих” трещин по Хадсону воспользуемся методом, для Гассмана, обобщенным для анизотропного случая [Gassmann, 1951]. Этот метод аналогичен методу Брауна-Корринга [Brown and Korringa, 1975] в случае изотропной матрицы. Выражения для компонент тензора упругости анизотропной среды с насыщенными трещинами:

$$c_{ijkl}^{sat} = c_{ijkl}^{dry} + \frac{(K_0\delta_{ij} - c_{ijaa}^{dry}/3)(K_0\delta_{kl} - c_{bbkl}^{dry}/3)}{(K_0/K_{fl})\varphi(K_0 - K_{fl}) + (K_0 - c_{ccdd}^{dry}/9)}. \quad (3.4.21)$$

В выражении (3.4.21) c_{ijkl}^{dry} – эффективные компоненты тензора упругости “сухой” породы, рассчитанные по Хадсону, K_0 – модуль сжатия минеральной компоненты, K_{fl} – модуль сжатия флюида и φ – трещинная пористость. δ_{ij} – символ Кронекера, который равен 1 при $i = j$ и равен 0 при $i \neq j$. Во всех уравнениях этого раздела повторяющийся индекс внутри слагаемого означает сумму от 1 до 3 (например, $c_{ijaa} = c_{ij11} + c_{ij22} + c_{ij33}$).

Подводя итог первого параграфа главы 4, можно сказать, что далее будет проведено петроупругое моделирование керогеносодержащей породы двумя способами: с помощью метода

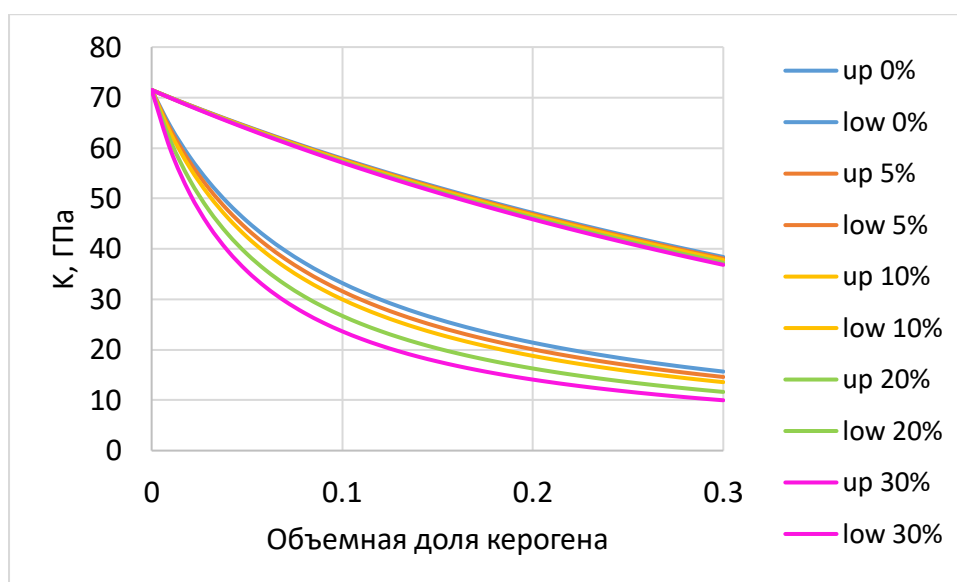
Берримана, с учетом f -параметра (изотропный случай), и методом Брауна-Корринга (анизотропный случай). При моделировании этими методами будет также изучена чувствительность получаемых моделей к ряду различных параметров, влияющих на эффективные упругие свойства керогеносодержащих горных пород.

3.5 Моделирование границ Хашина-Штрикмана

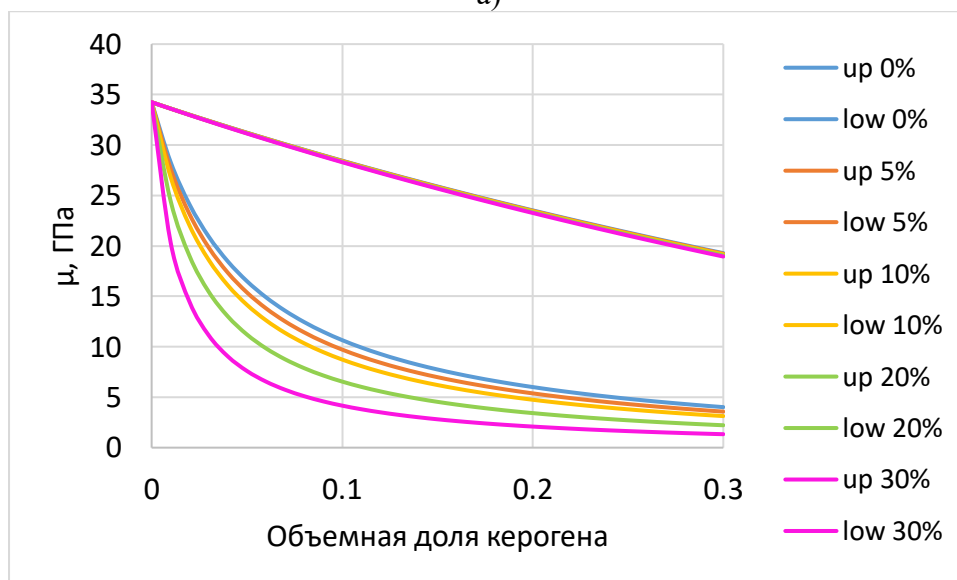
Построение границ Хашина-Штрикмана необходимо для оценки значений упругих модулей исследуемых отложений. Также на данном этапе была проведена оценка чувствительности границ от нескольких ключевых параметров: объемного содержания керогена, его пористости и трещиноватости. Трещины в рамках данных моделей заполнены нефтью. Расчет границ Хашина-Штрикмана производился двумя способами. Первый способ – расчет с использованием формулы, которая предназначена для двухфазной среды, то есть, модель среды была двухкомпонентная: жесткие и мягкие включения. Второй способ – модельная среда была представлена смесью из множества компонент, это более общий подход.

Для первого способа среда состояла из твердой минеральной компоненты и твердого органического вещества – керогена, содержание которого варьировалось во время расчета границ. Также параметром для данных расчетов служила пористость керогена. Значения параметра пористости керогена были выбраны – 0, 5, 10, 20, 30%. Большие значения пористости для керогена редко встречаются в природе. Когда весь кероген созреет в нефть, его пористость будет 100%. Однако, для пористости более 40% возможна перестройка структуры среды "кероген - поры", и кероген перестает выполнять роль среды, которая держит нагрузку. Это так называемое значение критической пористости. В этом случае модули резко падают и становятся близкими к модулям нефти. Значение пористости, при котором это происходит, называется критическим (critical porosity). Его значение зависит от аспектного отношения. Это явление описано у Мавко и др. [Mavko et al., 2009]. И это можно увидеть, применяя метод самосогласования Берримана. Данные о физических свойствах керогена, таких как плотность, модуль сжатия и модуль сдвига взяты из главы 2. В доманиковых отложениях наибольшим по содержанию является доломит, таким образом, для грубой оценки, исследуемую породу можно представить в виде смеси карбоната (доломита) и твердого органического вещества. Границы строились для двух случаев двухфазных сред, где минеральная компонента являлась чистым доломитом или смесью различных минералов, которые входили в состав исследуемого образца. Эффективные свойства смеси минеральных составляющих были рассчитаны с помощью метода осреднения Фойгта-Ройсса [Mavko et al, 2009].

На рисунке 3.5.1 представлены графики для верхней и нижней границ Хашина-Штрикмана для объемного модуля сжатия для двухфазной модели, с доломитом в качестве минеральной составляющей.



а)

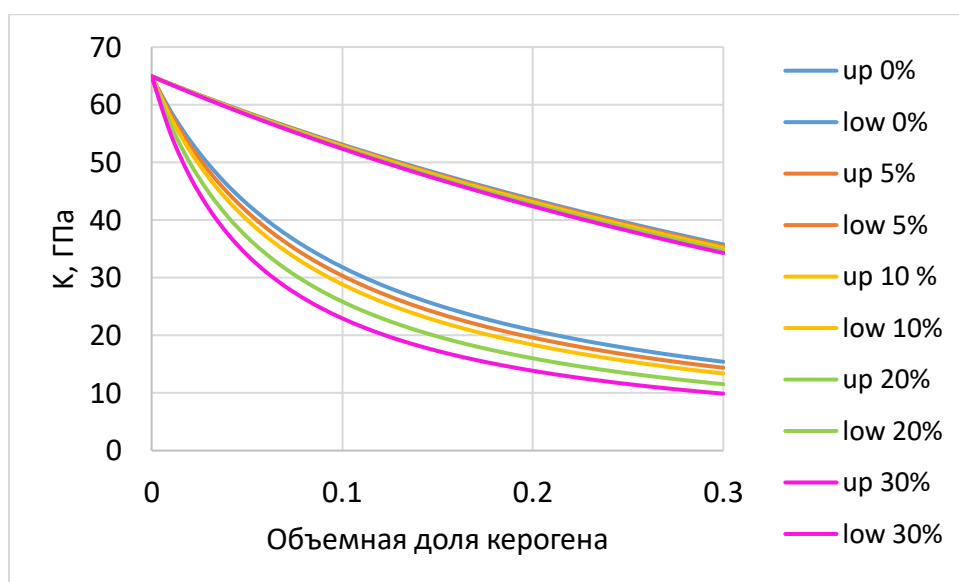


б)

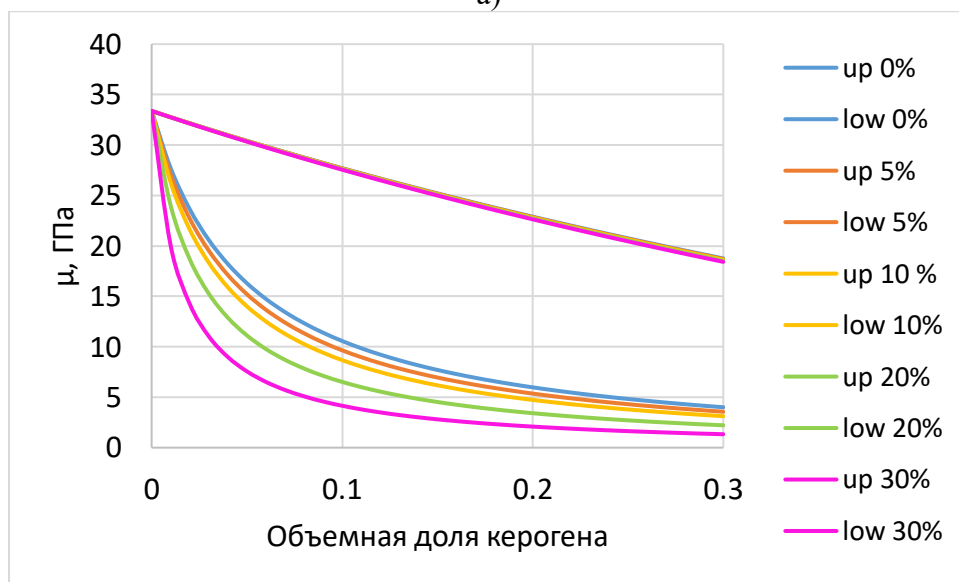
Рисунок 3.5.1 - Границы Хашина-Штрикмана для карбонатной породы, состоящей из доломита с включениями керогена: а) – графики эффективного модуля сжатия; б) – графики эффективного модуля сдвига. В процентах указана пористость керогена.

Как видно из рисунка, для графиков значений эффективного модуля сжатия, и для значений модуля сдвига верхняя граница практически не зависит от параметра пористости керогена, в то время как нижняя граница, напротив. Наибольшей чувствительностью к изменению пористости керогена обладает модуль сдвига. По мере роста пористости керогена нижняя граница эффективных модулей упругости уменьшается.

На рисунке 3.5.2 изображены графики для второго случая, где минеральная компонента, представлена смесью минералов, таких как кварц, кальцит, доломит, глинистые минералы, вместо одного доломита.



а)

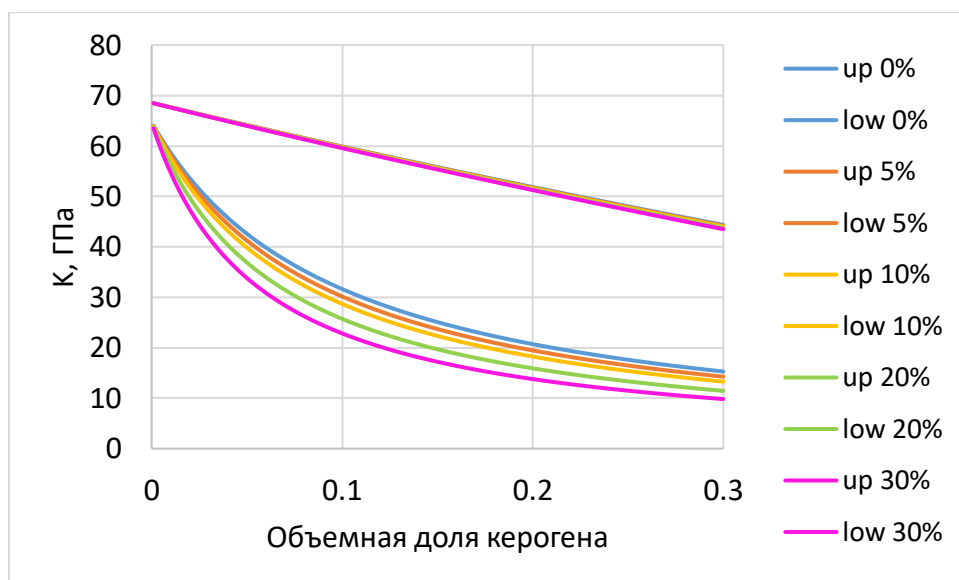


б)

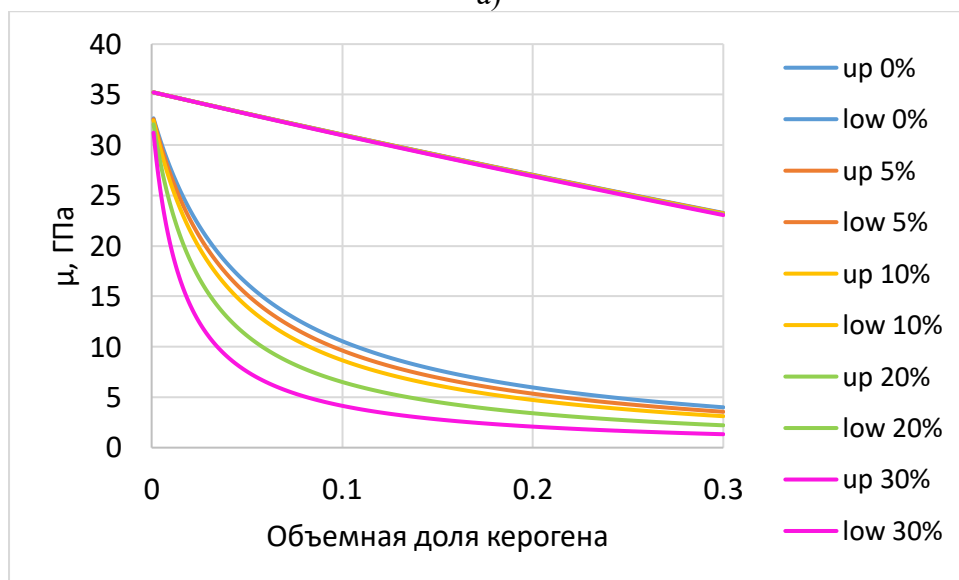
Рисунок 3.5.2 - Границы Хашина-Штрикмана для карбонатной породы, состоящей из смеси минералов с включениями керогена: а) – графики эффективного модуля сжатия; б) – графики эффективного модуля сдвига. В процентах указана пористость керогена.

На качественном уровне графики на рисунке 3.5.1 и на рисунке 3.5.2 не отличаются. Значения эффективных упругих модулей на рисунке 3.5.2 ниже, так как во втором случае в минеральной смеси присутствуют глинистые минералы (иллит, смектит), которые имеют более низкие значения модулей упругости.

На рисунке 3.5.3 представлены графики значений для границ Хашина-Штрикмана для второго случая, где модель является многофазной, а при построении границ варьируется содержание керогена с различным значением его пористости. Кероген связан с карбонатной составляющей в породе. Таким образом, увеличивая кероген, уменьшается значение объемной доли доломита в керогеносодержащей породе.



а)



б)

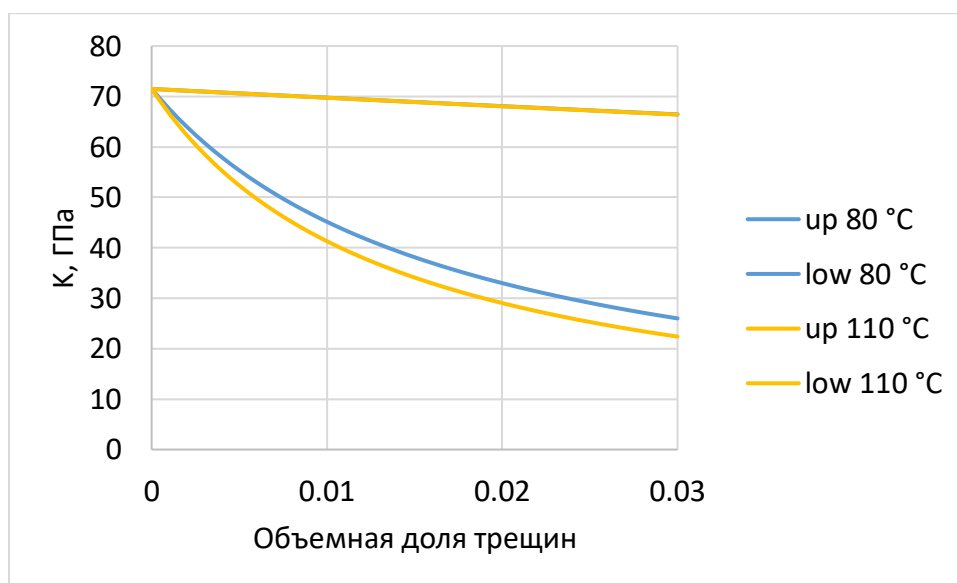
Рисунок 3.5.3 - Границы Хашина-Штрикмана для карбонатной породы, состоящей из смеси минералов с включениями керогена, рассчитанные по формуле для многофазной среды: а) – графики модуля объемного сжатия; б) – графики модуля сдвига.

Графики, показанные на рисунках 3.5.3, слабо отличаются от графиков, показанных на рисунках 3.5.1, 3.5.2. Значения эффективных упругих модулей наиболее близки к двухфазной модели с минеральной компонентой, представленной смесью минералов. Однако, можно сказать, что расчет значений границ Хашина-Штрикмана корректнее проводить с помощью многофазного приближения.

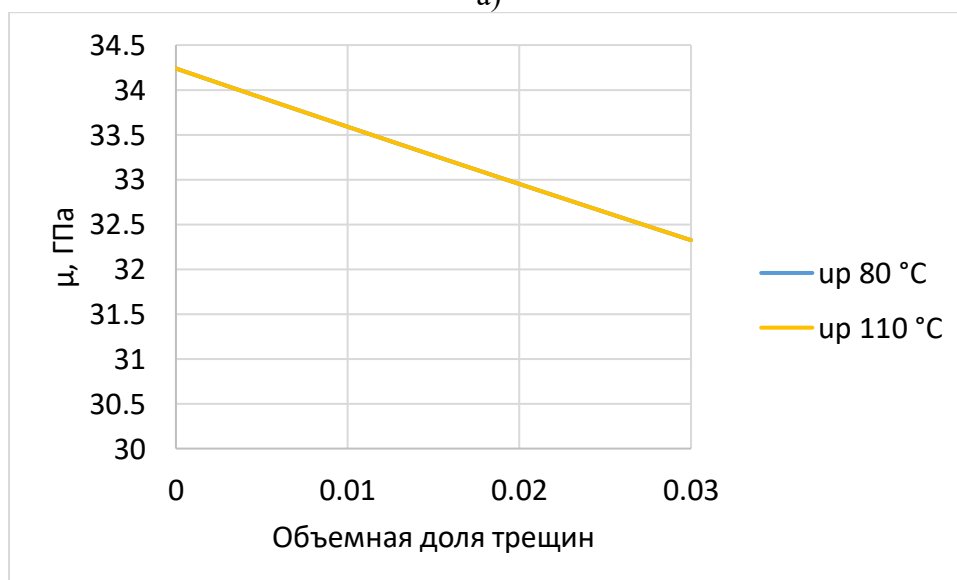
Исходя из анализа получившихся результатов после построения границ Хашина-Штрикмана, можно сказать, что пористость керогена является важным фактором, влияющим на эффективные упругие свойства модели. На предыдущем этапе петроупругого моделирования пород доманиковой формации ([Окуневич, Баяк, 2022] и глава 2, базовые модели) в исследуемых

образцах не была обнаружена трещинная пористость, поэтому не было исследовано влияние трещиноватости на эффективные упругие модули.

На рисунке 3.5.4 представлены границы Хашина-Штрикмана для модулей упругости в зависимости от трещинной пористости исследуемых отложений для двухфазной среды, где минеральная компонента представлена доломитом. В данных моделях трещины заполнены жидким флюидом – нефтью, свойства, которой были получены на этапе моделирования роста трещин. Параметром является модуль сжатия нефти, полученный для разных моделей роста трещин в процессе созревания керогена. Также эти параметры связаны с температурой: для 80 °С модуль сжатия нефти равен 1,205 ГПа, для 110 °С – 0,965 ГПа (глава 3 параграф 2).



а)

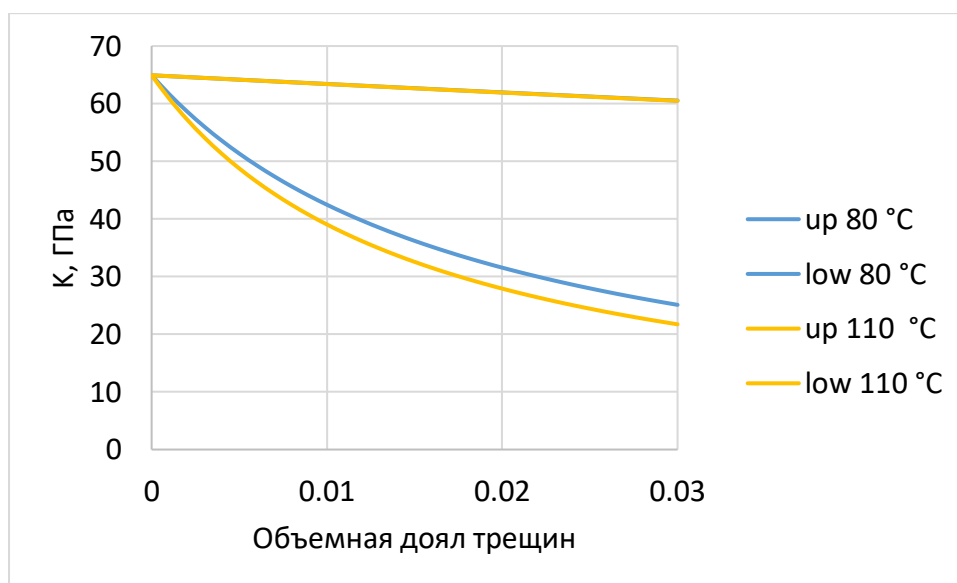


б)

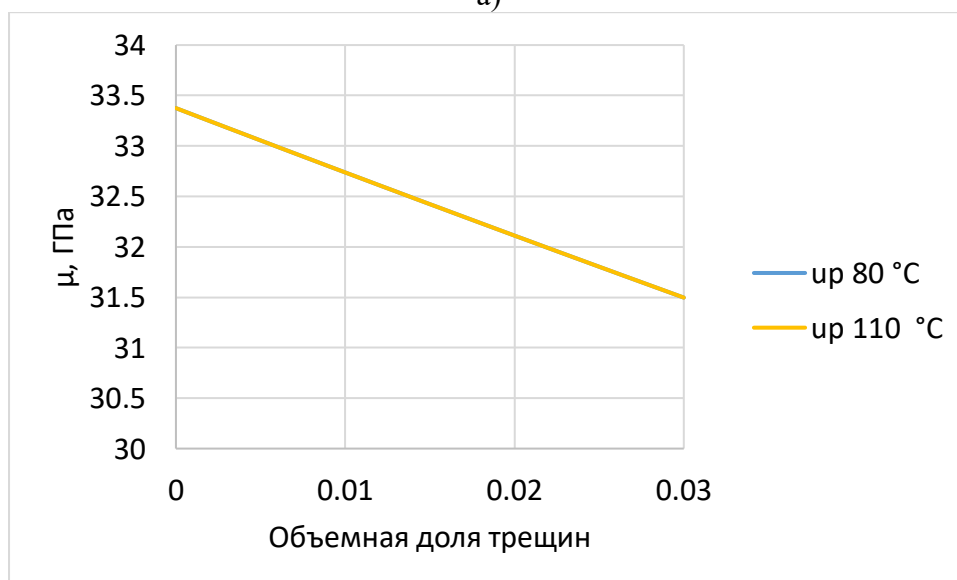
Рисунок 3.5.4 - Границы Хашина-Штрикмана для карбонатной породы, состоящей из доломита с включениями трещин, заполненных нефтью (2-х фазная среда): а) – графики эффективного модуля сжатия; б) – графики эффективного модуля сдвига.

Верхняя граница для обоих параметров одинакова как для модуля сжатия, так и для модуля сдвига. Разница есть только для значений модуля сжатия для нижней границы: максимум разницы для нижних границ при различном значении параметра почти 14% при трещиноватости 3 %. Нижняя граница Хашина-Штрикмана для модуля сдвига равна нулю, так как модуль сдвига флюида нулевой.

На рисунке 3.5.5 представлены границы Хашина-Штрикмана для двухфазной модели, где минеральная компонента представлена смесью минералов, эффективные свойства которой рассчитаны методом Фойгта-Ройсса. По результатам моделирования можно сказать, что границы слабо чувствительны к изменению параметра, отвечающего за изменение свойств флюида.



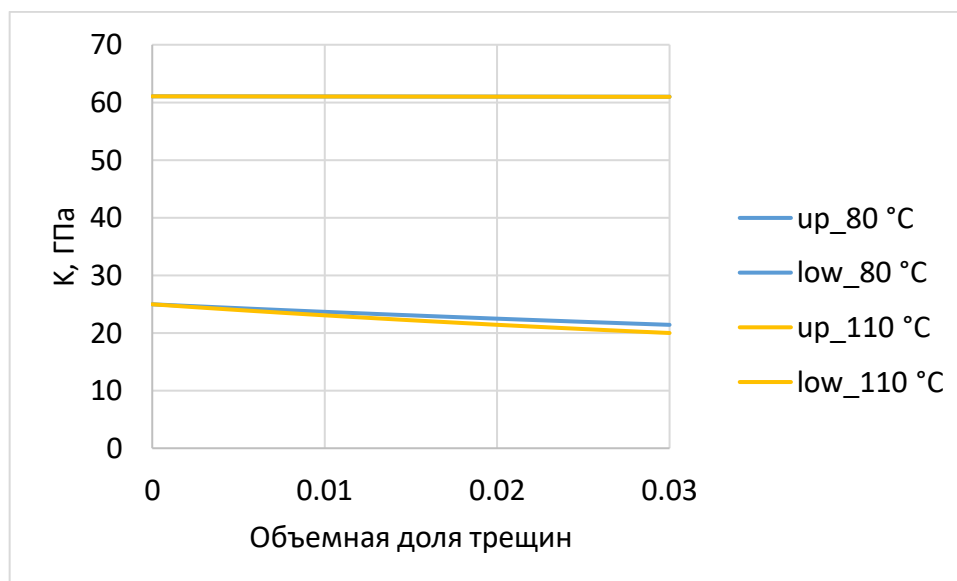
а)



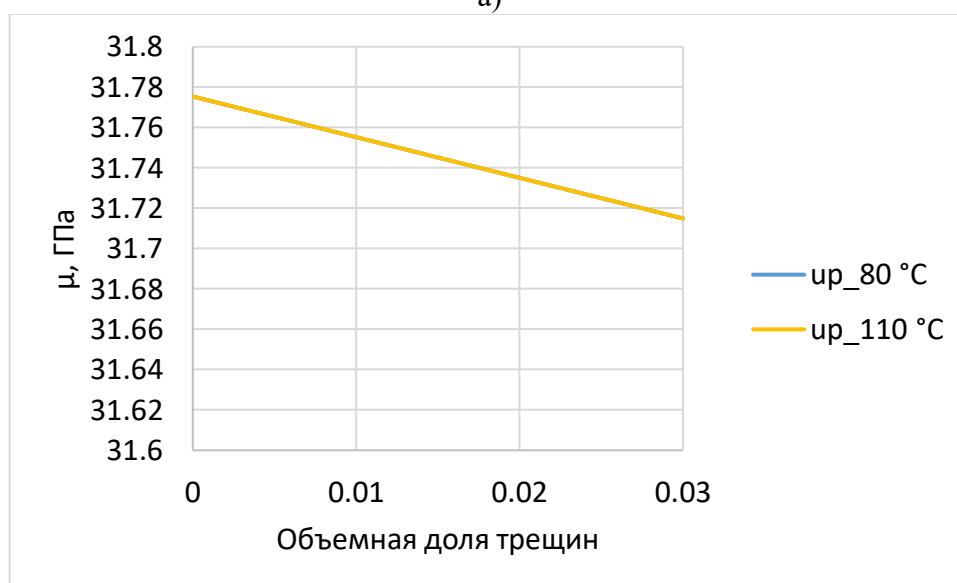
б)

Рисунок 3.5.5 - Границы Хашина-Штрикмана для карбонатной породы, состоящей из смеси минералов, и трещин, заполненных нефтью (2-х фазная среда): а) эффективный модуль сжатия; б) эффективный модуль сдвига.

На рисунке 3.5.6 рассмотрим случай построения границ Хашина-Штрикмана для связки кероген – трещины, т.е. при изменении трещиноватости породы будет изменяться объемная концентрация керогена.



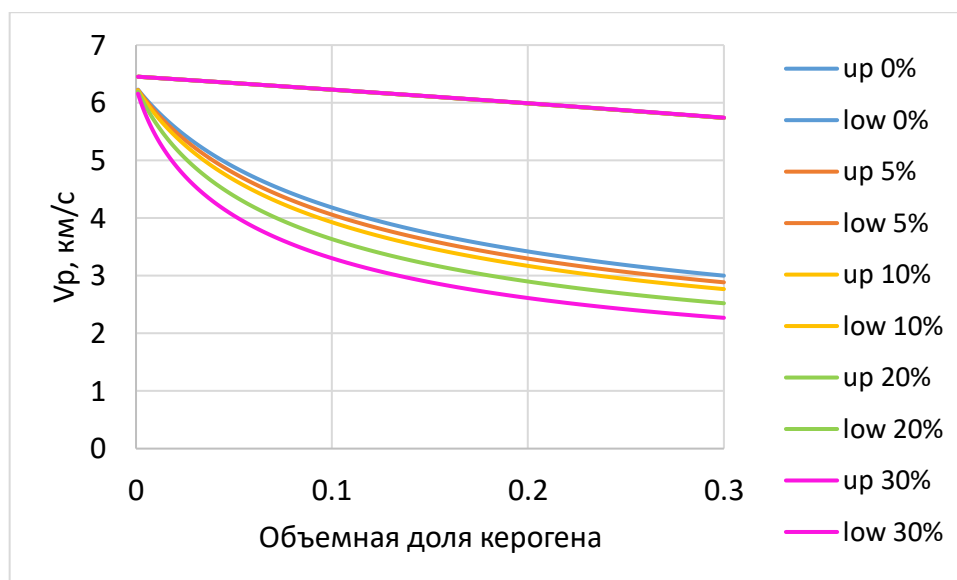
а)



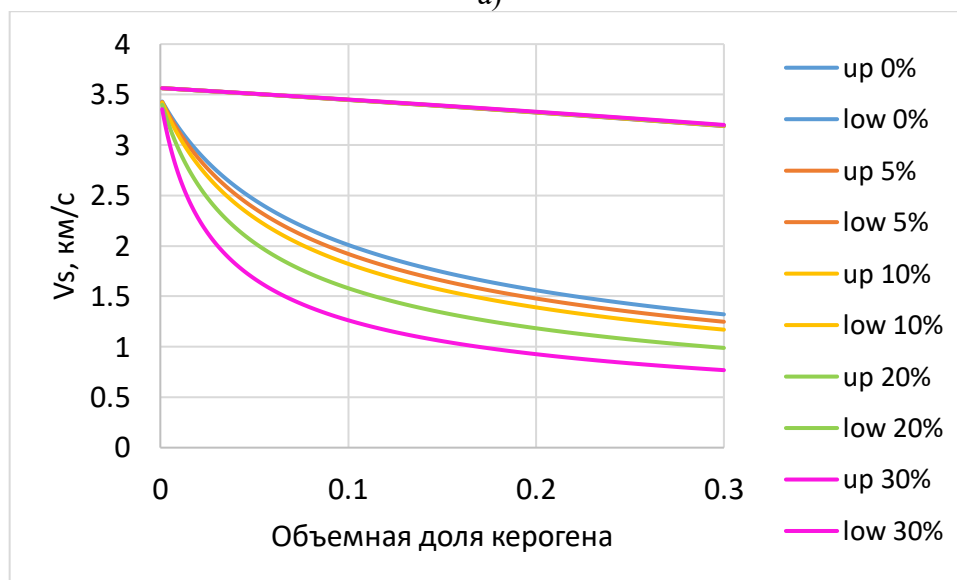
б)

Рисунок 3.5.6 - Границы Хашина-Штрикмана для карбонатной породы, состоящей из смеси минералов с включениями трещин, заполненных нефтью (многофазная среда): а) модуль объемного сжатия; б) модуль сдвига.

На данном этапе при использовании метода Хашина-Штрикмана можно сказать, что главным фактором, влияющим на эффективные упругие свойства, является содержание керогена и его пористость. Перейдем от графиков значений эффективных упругих модулей к значениям скорости распространения эффективных упругих волн (продольной и поперечной) (рисунок 3.5.7).



а)

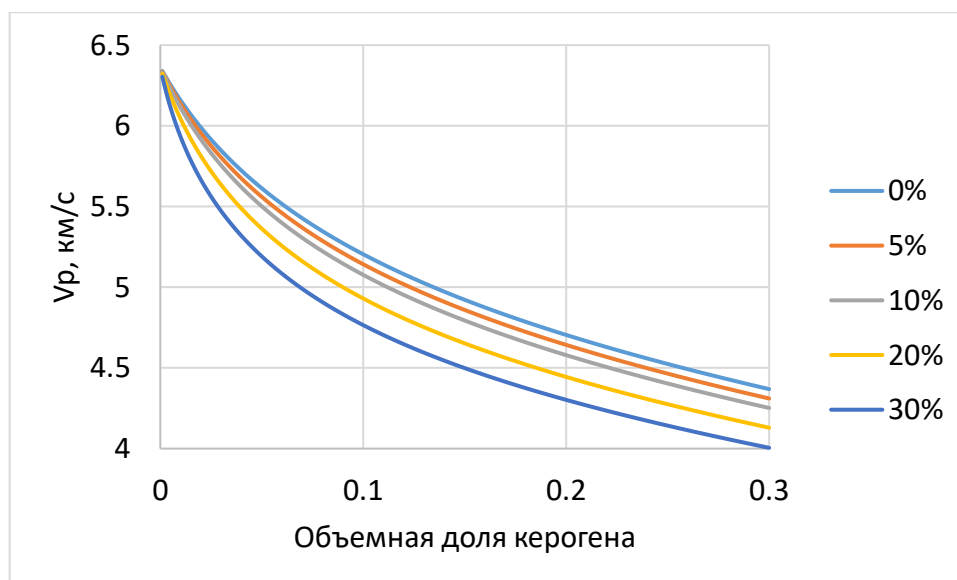


б)

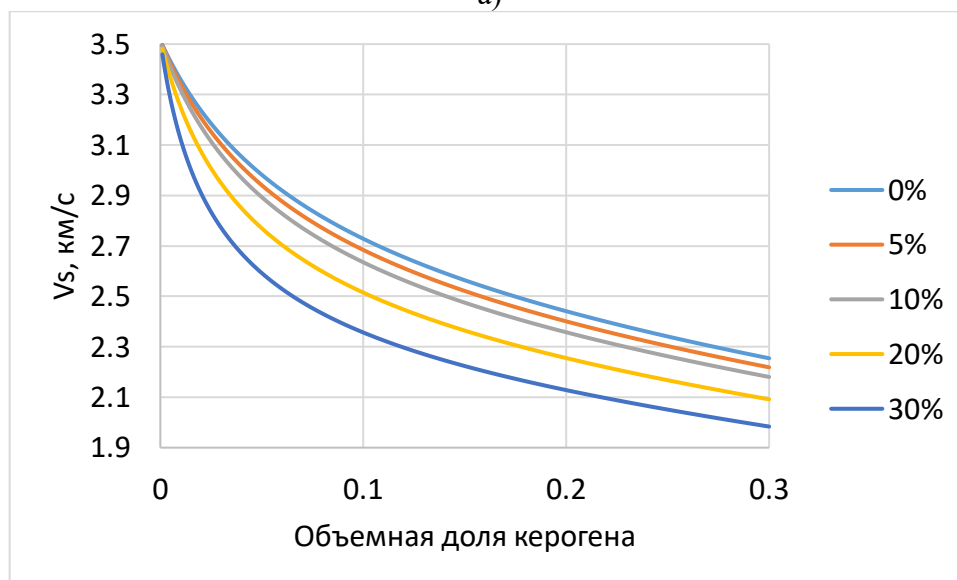
Рисунок 3.5.7 - Границы Хашина-Штрикмана для карбонатной породы, состоящей из смеси минералов с включениями керогена, рассчитанные для многофазной среды: а) эффективная скорость продольной упругой волны (V_p); б) эффективная скорость поперечной волны (V_s).

При увеличении содержания керогена в породе и увеличении пористости керогена наибольшая чувствительность наблюдалась у эффективного модуля сдвига. Таким образом, можно сказать, что данные изменения сильнее всего будут влиять на значения скорости распространения поперечной волны.

Рассчитаем среднее значение скорости как среднее арифметическое между верхней и нижней границами Хашина-Штрикмана (рисунок 3.5.8), где параметром также будет являться пористость керогена.



а)



б)

Рисунок 3.5.8 - Среднее значение скоростей распространения эффективных упругих волн (а – V_p , б – V_s).

По мере увеличения содержания керогена значение скорости распространения эффективной упругой продольной волны может падать на 2,5 км/с, а для поперечной — на 1,5 км/с. Также существенной является разница в скоростях при различных значениях параметра пористости керогена. На следующих графиках (рисунок 3.5.9) представлены зависимости разницы в процентах между скоростями при одном и том же значении объемной доли керогена в породе, но при минимальном и максимальном значении параметра как для продольной, так и для поперечной волны.

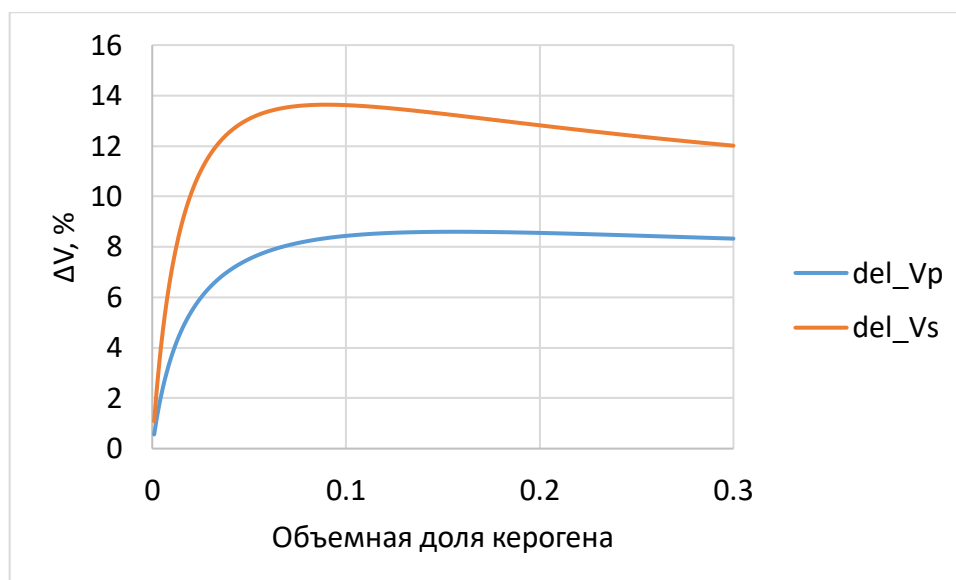


Рисунок 3.5.9 - Разница между значениями скоростей распространения эффективных скоростей упругих волн при различной пористости керогена (а – для скорости продольных волн, б – для скорости поперечных волн).

Из анализа графиков можно заключить, что максимальная разница может достигать 8 % для эффективных скоростей продольных упругих волн, а для поперечных – до 14 %.

Подводя итог данного этапа исследований, можно сказать, что такие факторы как содержание керогена и его пористость существенно влияют на изменение эффективных упругих модулей, а особенно на модуль сдвига, что, в свою очередь влияет на значения скоростей поперечной упругой волны.

Границы ХШ, рассчитанные для двухкомпонентной модели "доломит - пористый кероген" и модели "минеральная матрица - пористый кероген", практически не отличаются друг от друга.

Границы ХШ, рассчитанные для двухкомпонентных моделей, практически не отличаются от границ, рассчитанных для многокомпонентной модели, состоящей из минералов пористого керогена.

Для случая, когда пустоты могут находиться и между минералами, границы ХШ иные и намного шире. Максимальные границы ХШ получены для трещинной пористости 3%.

Границы ХШ для модуля сдвига более чувствительны к пористости керогена, по сравнению с границами для модуля сжатия.

3.6 Моделирование методом самосогласования с учетом f -параметра, отражающего связность включений

Моделирование эффективных упругих свойств с учетом геометрической формы включений и степени связности "мягких" компонент проводился с помощью метода самосогласования Берримана. Все графики, которые были построены в ходе данного петроупругого моделирования были параметрическими. В качестве параметров были выбраны

следующие характеристики: трещинная пористость, объемная доля содержания керогена, пористость керогена, физические свойства флюида, заполняющего трещины, значение аспектного отношения для включений керогена и трещин, заполненных флюидом. В рамках данной модели трещины, образовавшиеся в результате созревания керогена, находятся на контакте керогена и минеральных включений. В терминах петроупругого моделирования можно сказать, что трещины находятся в породе и считаются отдельным включением. Случай нахождения трещин в самом керогене в данном исследовании не рассматривается. В главе 2 во время моделирования образцы доманиковых отложений условно были разделены на образцы с минеральной матрицей и с “мягкой”, керогеновой матрицей. В методе самосогласования не происходит разделение компонент на матрицу и включения, как это имеет место, например, в методе Кастера-Токсоза. Каким образом можно отразить данное структурное разделение компонент в керогеносодержащей горной породе? Описав схему работы метода в параграфе 3.4, можно сделать предположение, что при замене в теле сравнения (3.4.5), (3.4.6) модулей “мягкой” компоненты на модули “жесткой” и наоборот, мы моделируем минеральную и керогеновую матрицы. Важно отметить, что при формировании ТС под “мягкой” компонентой можно иметь в виду и кероген, и трещины, заполненные флюидом, оценивая, таким образом, связность первого и второго отдельно. Так как кероген, хоть и “мягкий” с точки зрения упругих свойств, его полная связность ($f=1$) вполне физична. В то время как аналогичная ситуация для трещин, заполненных нефтью, означала бы то, что среда, по сути, являлась бы суспензией из флюида и минеральных включений. Данный факт является математически реализуемым, но не физическим.

Перед тем, как переходить к результатам моделирования, напомним, что упругие свойства компонент даны в начале главы, а геометрические параметры (значения аспектных отношений) следующие: все минеральные компоненты, кроме иллит-сметита, имеют аспектное отношение, равное 1, включения глинистых минералов – $2 \cdot 10^{-3}$, аспектное отношение керогена – 0,04, трещин, заполненных флюидом – 0,015. Эти значения получены на этапе исследования, описанного в главе 2. Геометрические свойства трещин (их аспектное отношение) были выбраны экспериментально, о чем будет сказано далее.

Рассмотрим параметрические зависимости для значений эффективных упругих модулей от значения f -параметра, где параметром для построения графиков является трещинная пористость (рисунок 3.6.1). Можно заметить, что когда в теле сравнения мы меняем “мягкую” и “жесткую” компоненты, тем самым моделируя два случая: минеральную и “мягкую” матрицы у исследуемых пород, то графики симметричны друг другу. На графиках видно, что с ростом значения параметра трещинной пористости, значения упругих модулей существенно падают. Трещинная пористость варьируется в интервале от 0 до 5 %. При увеличении значения f -параметра, значения эффективных упругих модулей падают для случая минеральной матрицы

(для “мягкой” матрицы - наоборот), но на интервале от 0 до 0,6 эта скорость падения значительно меньше, чем на интервале от 0,6 до 1. Для эффективного модуля сжатия значение f -параметра при максимальной трещинной пористости больше, чем значение f -параметра при минимальной. Для графиков эффективного модуля сдвига ситуация обратная: по мере увеличения значения параметра трещиноватости, значение параметра f , с которого начинается заметное изменение модулей на графиках смещается влево по оси абсцисс, а сами графики становятся более пологими. На рисунке 3.6.1 в качестве “мягкой” компоненты в теле сравнения выбраны трещины, наполненные флюидом. Это объясняет тот факт, что значения эффективного модуля сдвига стремятся к нулю при f -параметре, равном 1. Для “мягкой” матрицы все полученные результаты симметричны. На рисунке 3.6.2 по полученным значениям эффективных упругих модулей представлены скорости распространения упругих волн в эффективной среде.

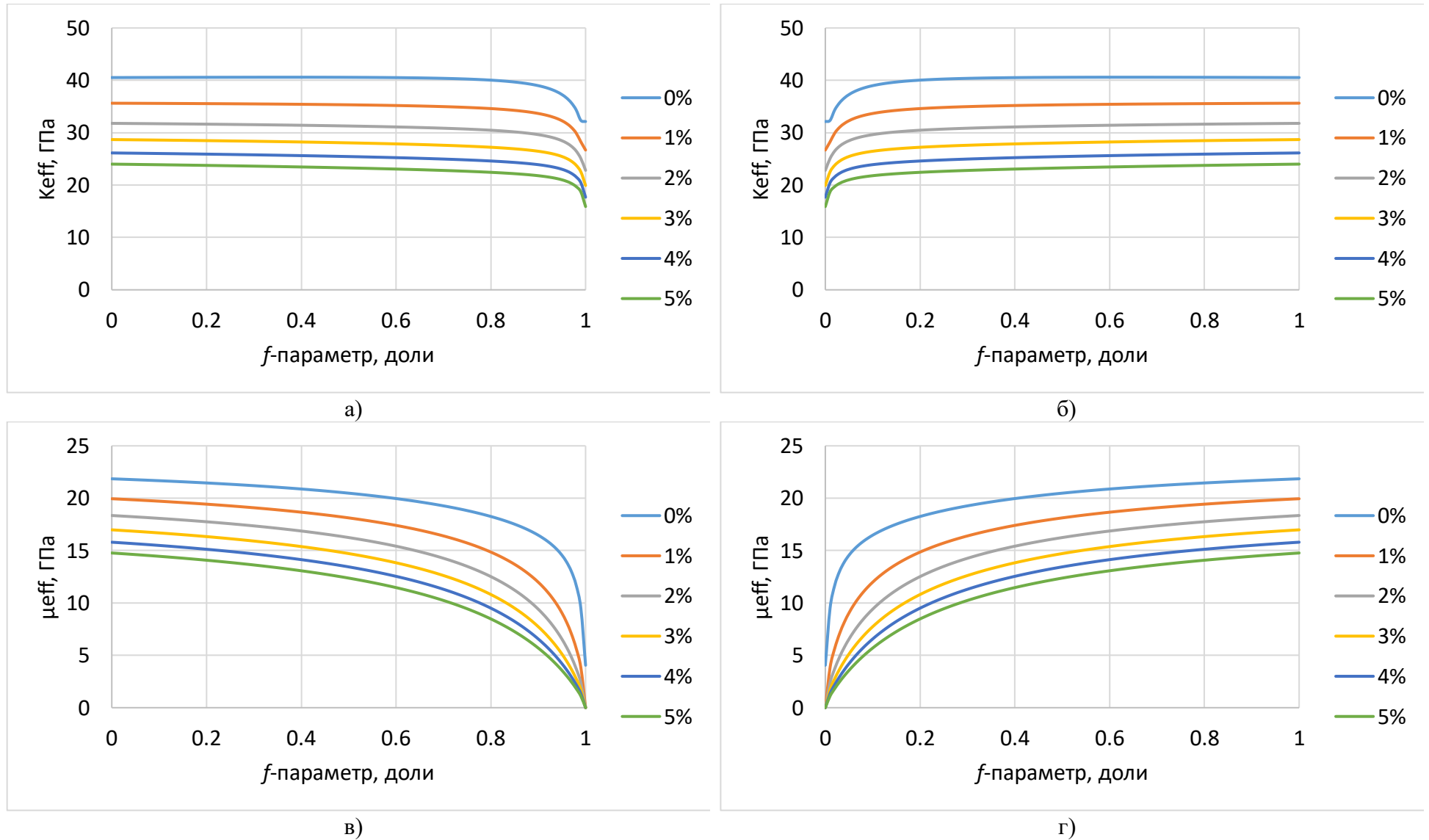


Рисунок 3.6.1 - Параметрические зависимости эффективных упругих модулей от f -параметра, параметр – объемное содержание трещин. а), в) “жесткая” матрица; б), г) “мягкая” матрица (трещины).

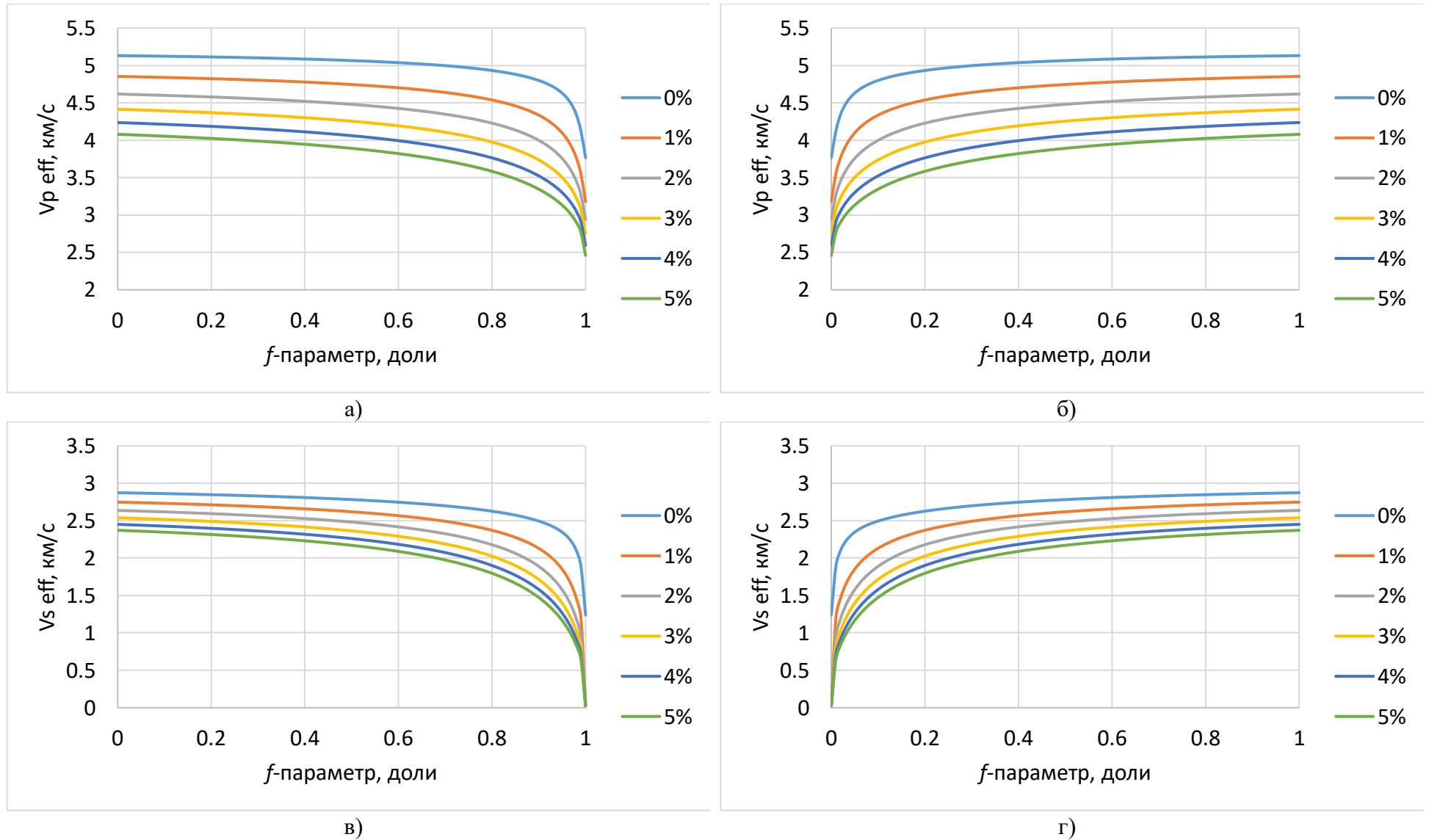


Рисунок 3.6.2 - Параметрические зависимости скоростей распространения упругих волн в эффективной среде от f -параметра, параметр для построения графиков – объемное содержание трещин. а), в) “жесткая” матрица; б), г) “мягкая” матрица (трещины).

На рисунке 3.6.3 представлены графики, схожие с теми, что на рисунке 3.6.2, однако, “мягкая” компонента в теле сравнения заменена на кероген. Можно заметить, что в данной конфигурации тела сравнения, трещинная пористость не так сильно влияет на значения эффективных упругих модулей, как в случае, представленном на рисунке 3.6.2. Наибольшая чувствительность также проявлена у модуля сдвига. Значения объемного модуля сжатия при фиксированном значении параметра трещинной пористости начинает уменьшаться при очень больших значениях f -параметра. Так, для максимального значения параметра трещинной пористости график объемного модуля сжатия практически является константой, начиная уменьшаться при f , равном 0,95. Все остальные качественные особенности, описанные для рисунка 3.6.2, сохраняются и здесь.

На рисунке 3.6.4 представлены графики эффективных скоростей распространения упругих волн, рассчитанные по полученным значениям эффективных упругих модулей. Максимальный контраст упругих свойств наблюдается для V_s при максимальных значениях трещинной пористости (рисунок 3.6.5).

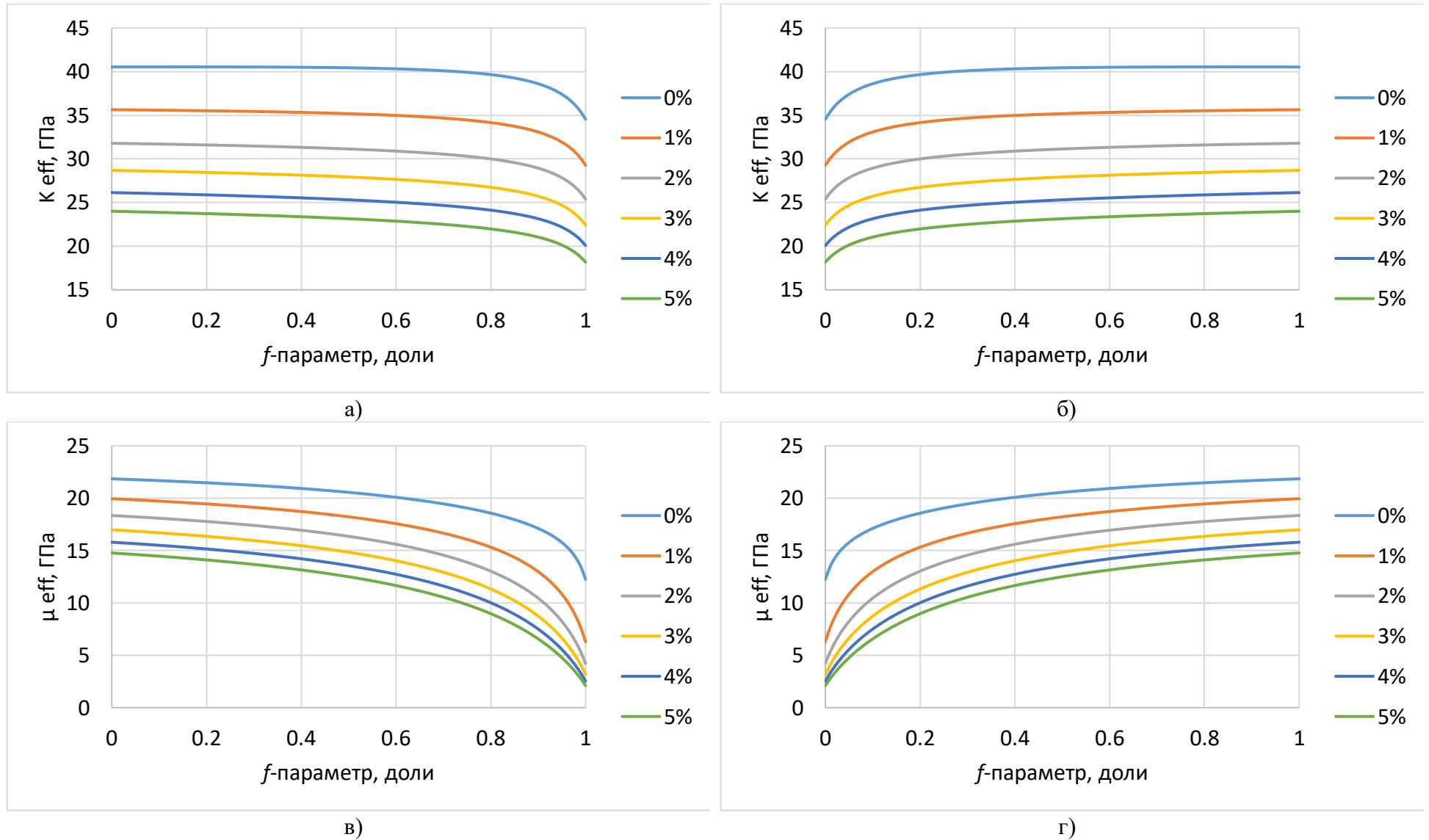


Рисунок 3.6.4 Параметрические зависимости эффективных упругих модулей от f -параметра, параметр для построения графиков – объемное содержание трещин. а), в) “жесткая” матрица; б), г) “мягкая” матрица (кероген).

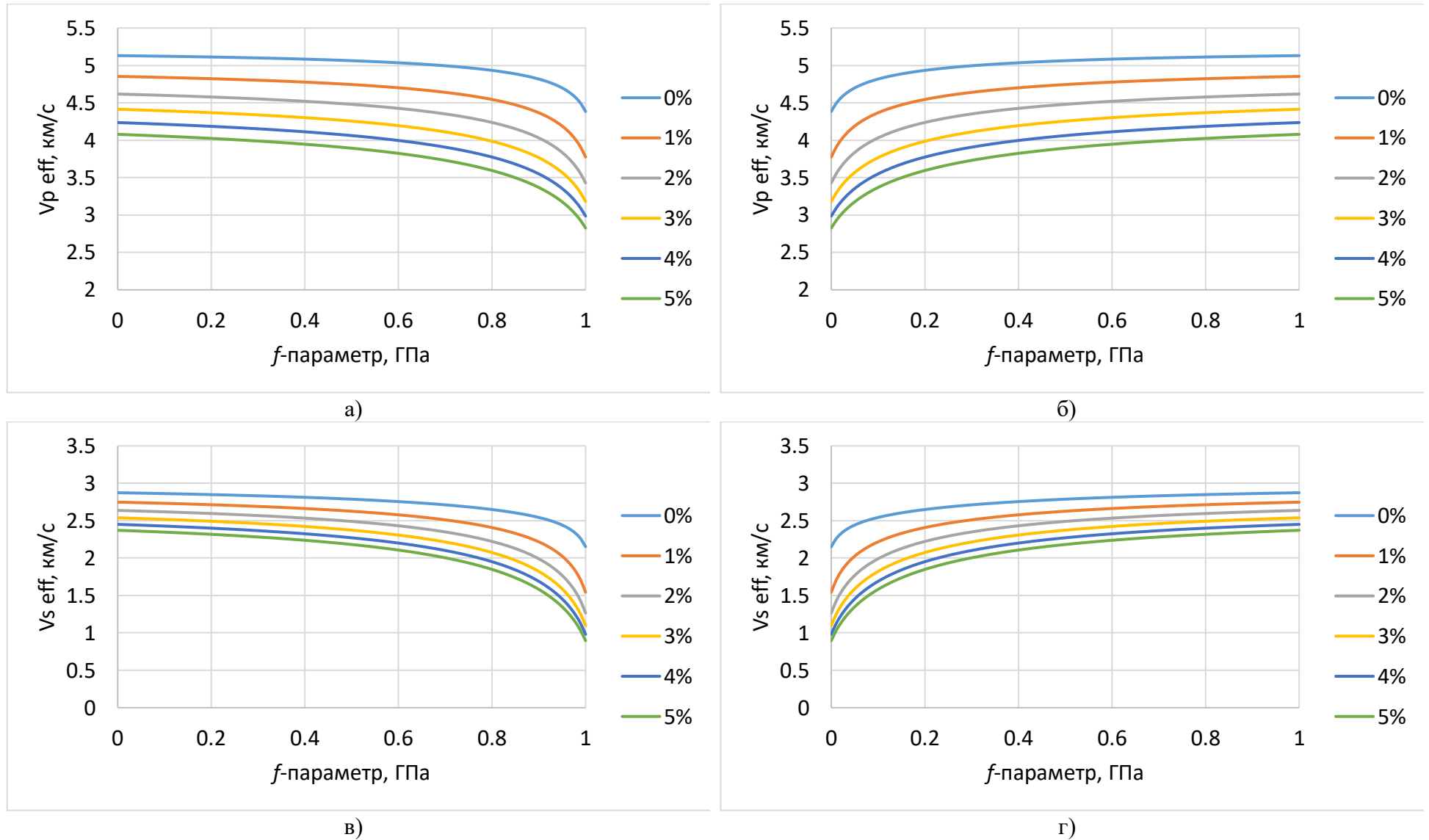


Рисунок 3.6.5 - Параметрические зависимости эффективных скоростей упругих волн от f -параметра, параметр для построения графиков – объемное содержание трещин. а), в) “жесткая” матрица; б), г) “мягкая” матрица (кероген).

В силу большого количества графиков, которыми иллюстрирована эта глава, далее будут представлены только графики значений распространения эффективных упругих волн в керогеносодержащей среде. Также опустим графики с обратным телом сравнения (когда матрица и включения меняются местами) в виду симметричности получаемых результатов.

Рассмотрим параметрические зависимости для эффективных скоростей упругих волн от значения f -параметра, где параметром построения графиков является объемная доля содержания керогена (рисунок 3.6.6). С увеличением значения параметра объемного содержания керогена значения эффективных скоростей упругих волн значительно уменьшаются. Можно заметить, что для V_p (рисунок 3.6.6, а) зависимость от f -параметра слабая, и только при значениях f , превосходящих 0,8, V_p сильно падает. Минимальные значения эффективных скоростей упругих волн соответствуют максимальному значению объемного содержания керогена и максимальному значению f -параметра. Максимальное значение содержания керогена в породе обусловлено тем фактом, что, в среднем, керогена в доманиковых отложениях содержится не больше 20-30% для Волго-Уральской нефтегазоносной провинции [Ступакова, Калмыков, 2017]. Для “мягкой” матрицы также все результаты симметричны.

Рассмотрим графики, схожие с показанными на рисунке 3.6.6 (рисунок 3.6.7), но где “мягкая” компонента представлена керогеном.

Зависимости не имеют качественных различий с показанными на рисунке 4.3.6, однако, стоит отметить, что в этой конфигурации тела сравнения, когда “мягкая” компонента представлена керогеном, зависимости более пологие.

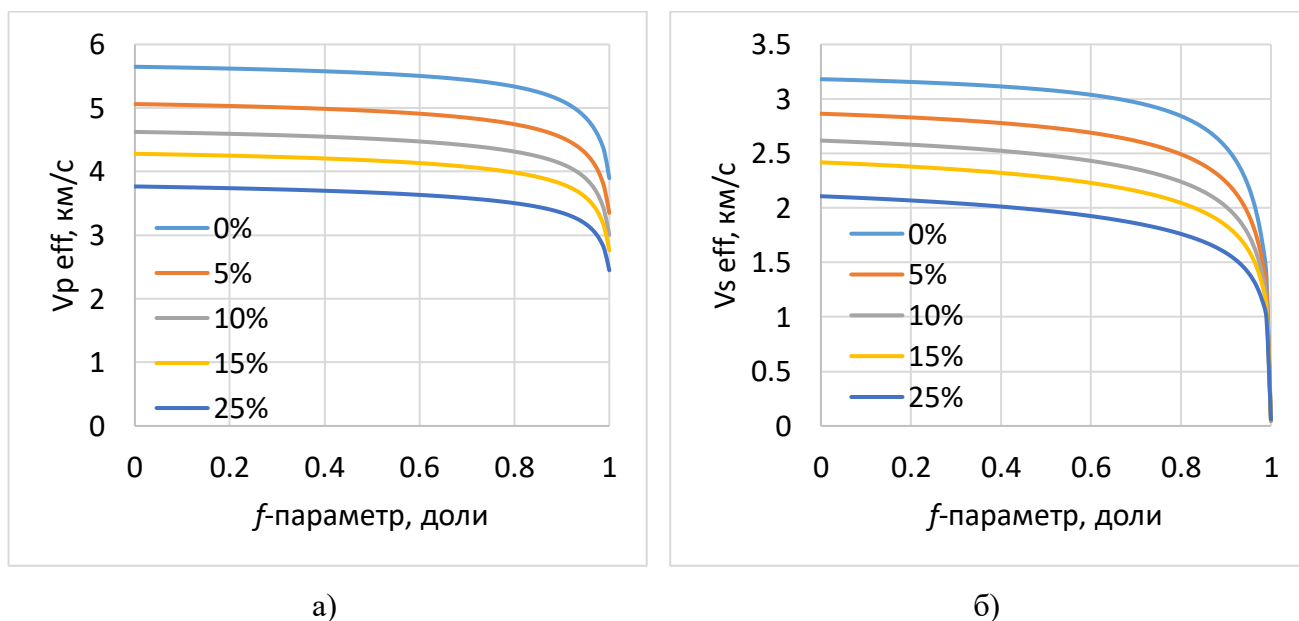


Рисунок 3.6.6 - Параметрические зависимости эффективных скоростей упругих волн от f -параметра, параметр построения графиков – объемное содержание керогена в породе (а – V_p , б – V_s , “мягкая” компонента - трещины).

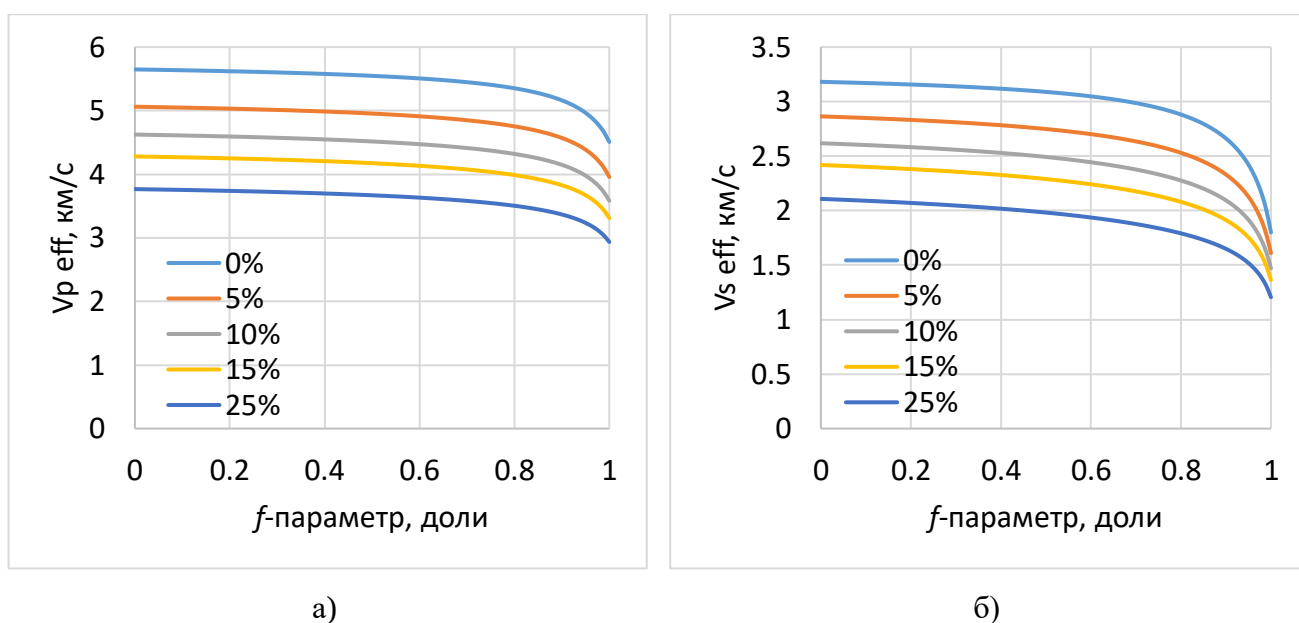


Рисунок 3.6.7 - Параметрические зависимости эффективных скоростей упругих волн от значения f -параметра, параметр построения графиков – объемное содержание керогена в породе (а – V_p , б – V_s , “мягкая” компонента - кероген).

Рассмотрим параметрические зависимости для значений эффективных скоростей упругих волн от значения f -параметра, где параметром построения графиков является пористость керогена (рисунок 3.6.8). Значения данного параметра были выбраны 0, 5, 10, 20, 30 %, так как есть надёжная информация об упругих свойствах керогена с такой пористостью. В рамках данного исследования пористость керогена также является косвенным признаком степени его созревания.

Скорости монотонно убывают на всем интервале значений f -параметра. По мере роста значения пористости керогена, значения эффективных скоростей упругих волн также уменьшаются. Для V_p наибольшая чувствительность к изменению значений f -параметра начинается со значений 0,7. Модуль сдвига начинает быть чувствительным к изменению f -параметра раньше ($f = 0,5$). Можно отметить, что изменение f -параметра влияет на значения эффективных скоростей упругих волн гораздо больше, чем сама пористость. Для конфигурации породы с “мягкой” матрицей результаты симметричны.

Анализируя результаты, связанные с параметром, отвечающим за пористость керогена, можно сказать, что он не дает большой контраст в упругих свойствах, по сравнению с предыдущими параметрами. Как поисковый признак, пористость керогена хорошо проявляет себя: дает наибольший контраст упругих свойств при больших значениях f -параметра. Лучше всего на изменение этого свойства породы реагируют скорости поперечных волн.

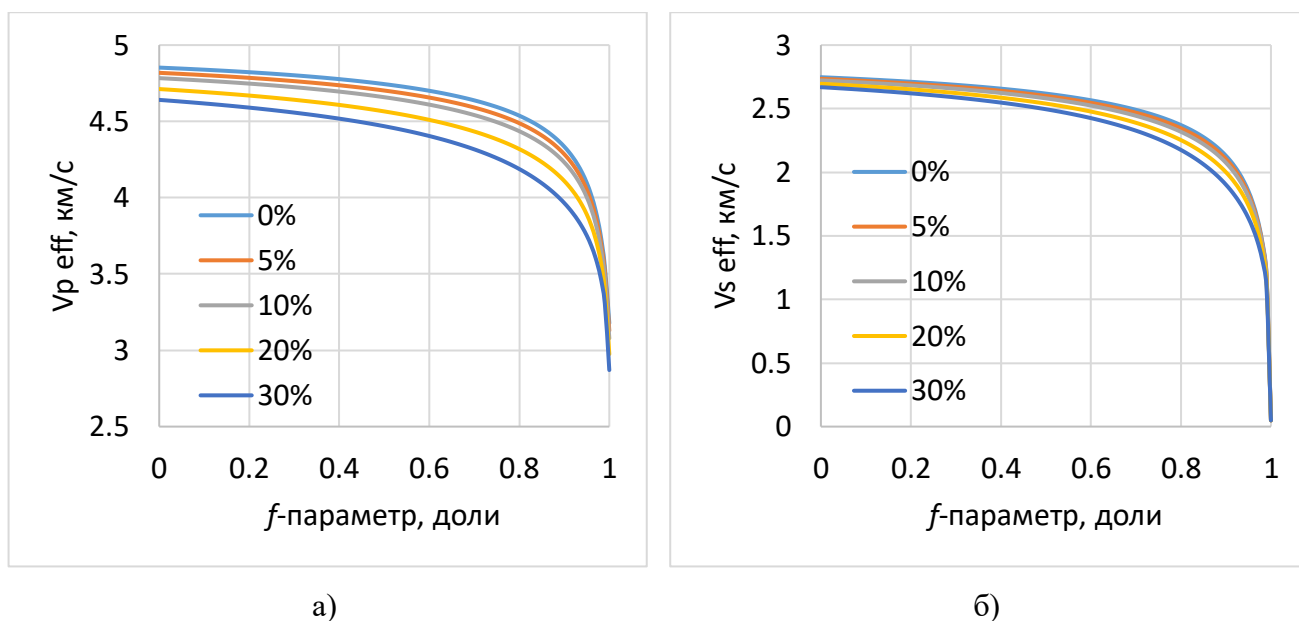


Рисунок 3.6.8 - Параметрические зависимости эффективных скоростей упругих волн от значения f -параметра, параметр для построения графиков – пористость керогена в породе (а – V_p , б – V_s , “мягкая” компонента - трещины).

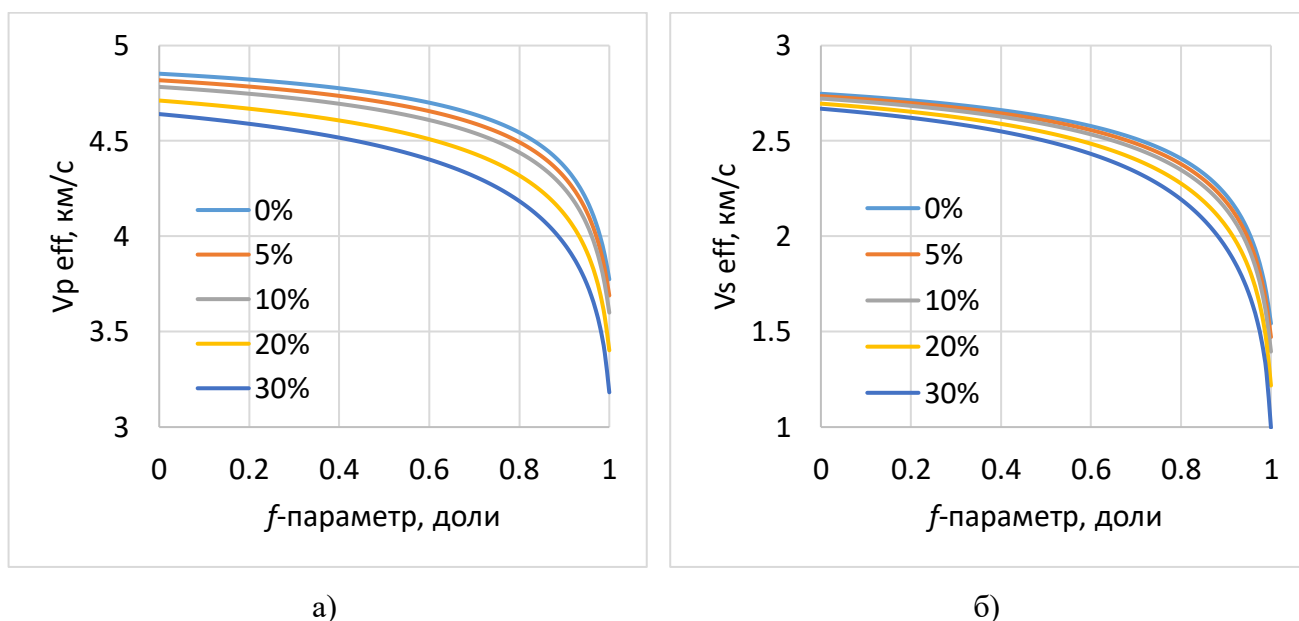


Рисунок 3.6.9 - Параметрические зависимости эффективных скоростей упругих волн от f -параметра, параметр для построения графиков – пористость керогена в породе (а – V_p , б – V_s , “мягкая” компонента - кероген).

На рисунке 3.6.10 показаны параметрические зависимости эффективных скоростей упругих волн от f -параметра, где параметром для построения графиков является модуль сжатия флюида, наполняющего трещины, при заданной температуре. Свойства нефти, которая заполняет флюид, получены на этапе геомеханического моделирования роста трещин в керогене в процессе его созревания. По итогам моделирования роста трещин были получены две модели с упругими свойствами флюида. Самыми контрастными по отношению к модулю сжатия керогена оказался

модуль сжатия флюида (нефти) при температуре 80 °С, который равнялся 1,205 ГПа, для второй модели - 0,965 ГПа при температуре 110 °С. По итогам моделирования роста трещин был сделан вывод, что свойства флюида меняются, но не дают существенных изменений в значениях скоростей распространения упругих волн. На рисунке 3.6.10 видно, что свойства флюида заметно не влияют на значения эффективных скоростей упругих волн. Для “мягкой” матрицы ситуация симметрична.

Рисунок 3.6.11 представляет собой ту же модель, но в качестве “мягкой” компоненты представлен кероген. Можно заметить, что различия между графиками для скорости продольной волны больше, чем на рисунке 3.6.10, но все равно также не существенны. Анализ данного параметра говорит о том, что упругие свойства флюида в процессе созревания керогена не влияют на эффективные упругие модули, и, как следствие, на эффективные скорости упругих волн.

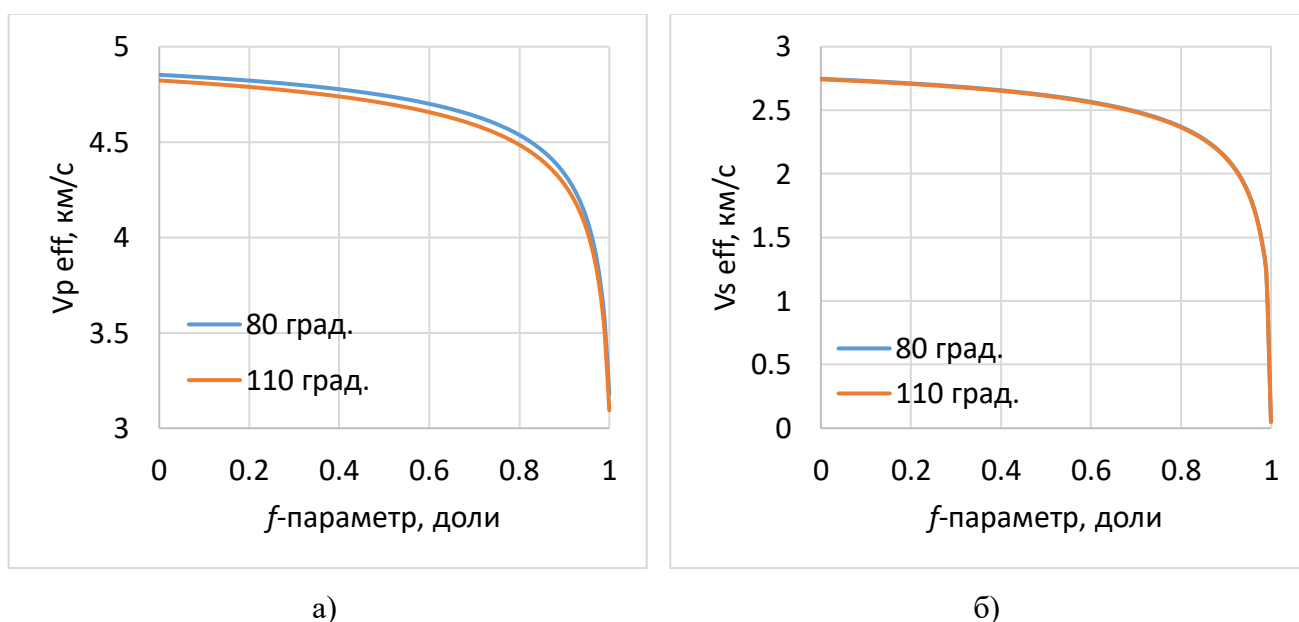


Рисунок 3.6.10 - Параметрические зависимости эффективных скоростей упругих волн от f -параметра, параметр – модуль сжатия флюида при заданной температуре (а – V_p , б – V_s , “мягкая” компонента - трещины).

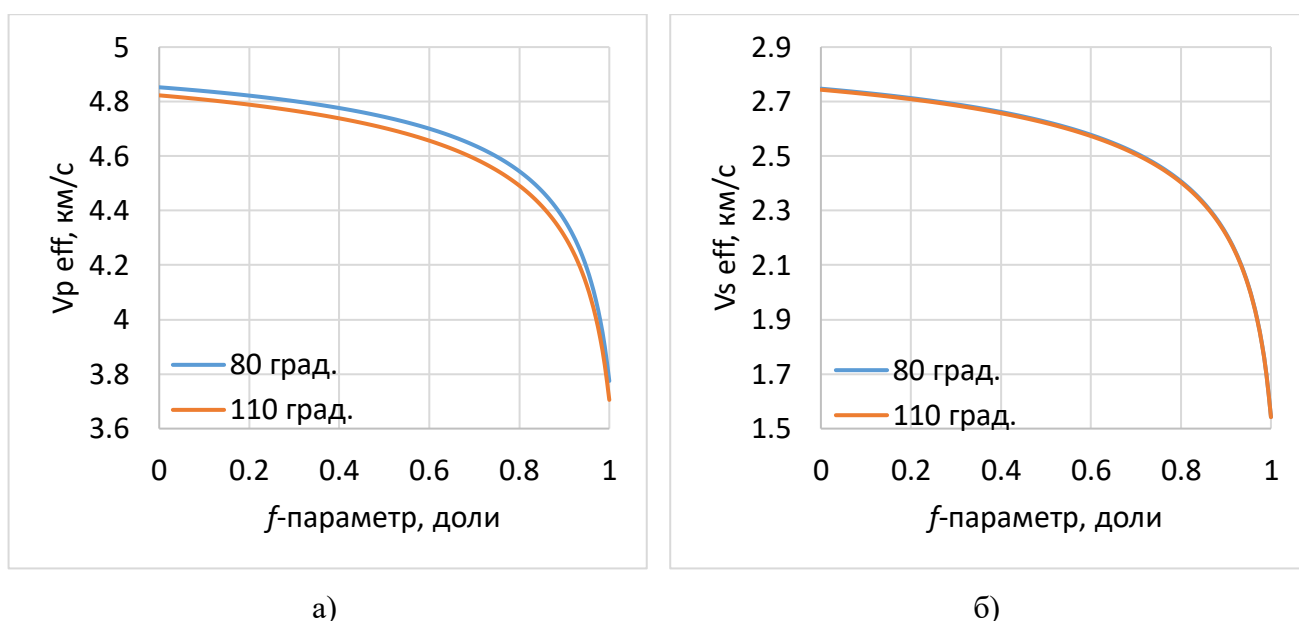


Рисунок 3.6.11 - Параметрические зависимости эффективных скоростей упругих волн от значения f -параметра, параметр для построения графиков – модуль сжатия флюида, зависящий от температуры
(а – V_p , б – V_s , “мягкая” компонента - кероген).

3.7 Петроупругое моделирование керогеносодержащих пород с ориентированной трещинной пористостью (VTI среды)

Рассмотрим вторую петроупругую модель среды, с помощью которой можно описать керогеносодержащие отложения. Как было отмечено выше, у изучаемых горных пород не была выявлена анизотропия упругих свойств в масштабе керна. Однако, для данного типа отложений на практике анизотропию наблюдают довольно часто. Поэтому уделим внимание причинам наличия анизотропии в этих породах и их влиянию на упругие свойства.

Так как в данном параграфе основным инструментом для петроупругого моделирования будут методы, которые используются для моделирования трещиноватых сред, то сфокусируемся на трещинной пористости как основном параметре модели. Зафиксируем значение объемной концентрации керогена ($\approx 10\%$) и его пористости ($0,1\%$). Данные значения были выбраны по итогам исследования главы 2.

Рассмотрим результаты расчёта для сухой (“dry”) породы, полученные методом Хадсона (рисунок 3.7.1). Графики представлены в виде зависимостей ненулевых независимых компонент тензора упругости от трещинной пористости в долях единицы. Графики представлены в четырех вариантах в зависимости от величины значения аспектного отношения трещин. На графиках видно, что для каждой компоненты существует точка минимума, до которой значение компонент падает, а после начинает расти. Рост компонент с ростом трещинной пористости - это область нефизичности метода. С этим связана особенность данных методов: таких как метод Хадсона и Брауна-Корринга. Как видно из графиков, область физичности решений самая маленькая для

наименьшего значения аспектного отношения трещин и, соответственно, растет (область физичности) с увеличением аспектного отношения трещин. Например, для значений аспектного отношения трещин порядка 10^{-4} максимальное значение трещинной пористости керогеносодержащей породы составляет 0,01 %, что является сравнительно маленькой величиной. Говоря о трещинах, стоит ориентироваться, прежде всего, на порядок значений аспектного отношения 10^{-4} , 10^{-3} исходя из геометрического смысла понятия трещина.

На рисунке 3.7.2 представлены графики зависимостей ненулевых независимых компонент тензора упругости, рассчитанных методом Брауна-Корринга для анизотропной пористой насыщенной среды. На графиках видно, что для значения аспектного отношения трещин 10^{-4} , все компоненты убывают, но очень незначительно, находясь на уровне константы, в отличии от компоненты c_{44} . Ее область физичности ограничивается значением трещинной пористости 0,02 %. Важно отметить, что наибольшую чувствительность к изменению трещинной пористости проявляет компонента тензора упругости, ответственная за сдвиговые деформации. Для больших значений аспектного отношения трещин характерно появление артефактов на графиках таких, как локальные точки разрыва графиков. Интересно отметить тот факт, что на графиках компонент тензора упругости для аспектного отношения 10^{-1} нет артефактов, присутствующих на графиках для других значений аспектного отношения, но область физичности простирается на значения трещинной пористости, несвойственные реальным данным. Это связано с тем, что пустотное пространство с таким значением аспектного отношения не является трещиной.

Полученные результаты попытаемся представить в виде графиков значений скоростей распространения упругих волн (рисунки 3.7.3 - 3.7.6). Для анизотропного случая эффективные скорости распространения упругих волн будут зависеть от угла θ между осью симметрии и направлением распространения упругой волны [Mavko, 2009]. Выражения для расчета значений эффективных упругих скоростей имеют вид:

$$V_P = (c_{11}\sin^2\theta + c_{33}\cos^2\theta + c_{44} + \sqrt{M})^{1/2}(2\rho)^{-1/2}, \quad (3.7.1)$$

$$V_{SV} = (c_{11}\sin^2\theta + c_{33}\cos^2\theta + c_{44} - \sqrt{M})^{1/2}(2\rho)^{-1/2}, \quad (3.7.2)$$

$$V_{SH} = \left(\frac{c_{66}\sin^2\theta + c_{44}\cos^2\theta}{\rho} \right)^{1/2}, \quad (3.7.3)$$

где

$$M = [(c_{11} - c_{44})\sin^2\theta - (c_{33} - c_{44})\cos^2\theta]^2 + (c_{13} + c_{44})^2\sin^2 2\theta. \quad (3.7.4)$$

В выражениях (3.7.1) – (3.7.3) ρ плотность.

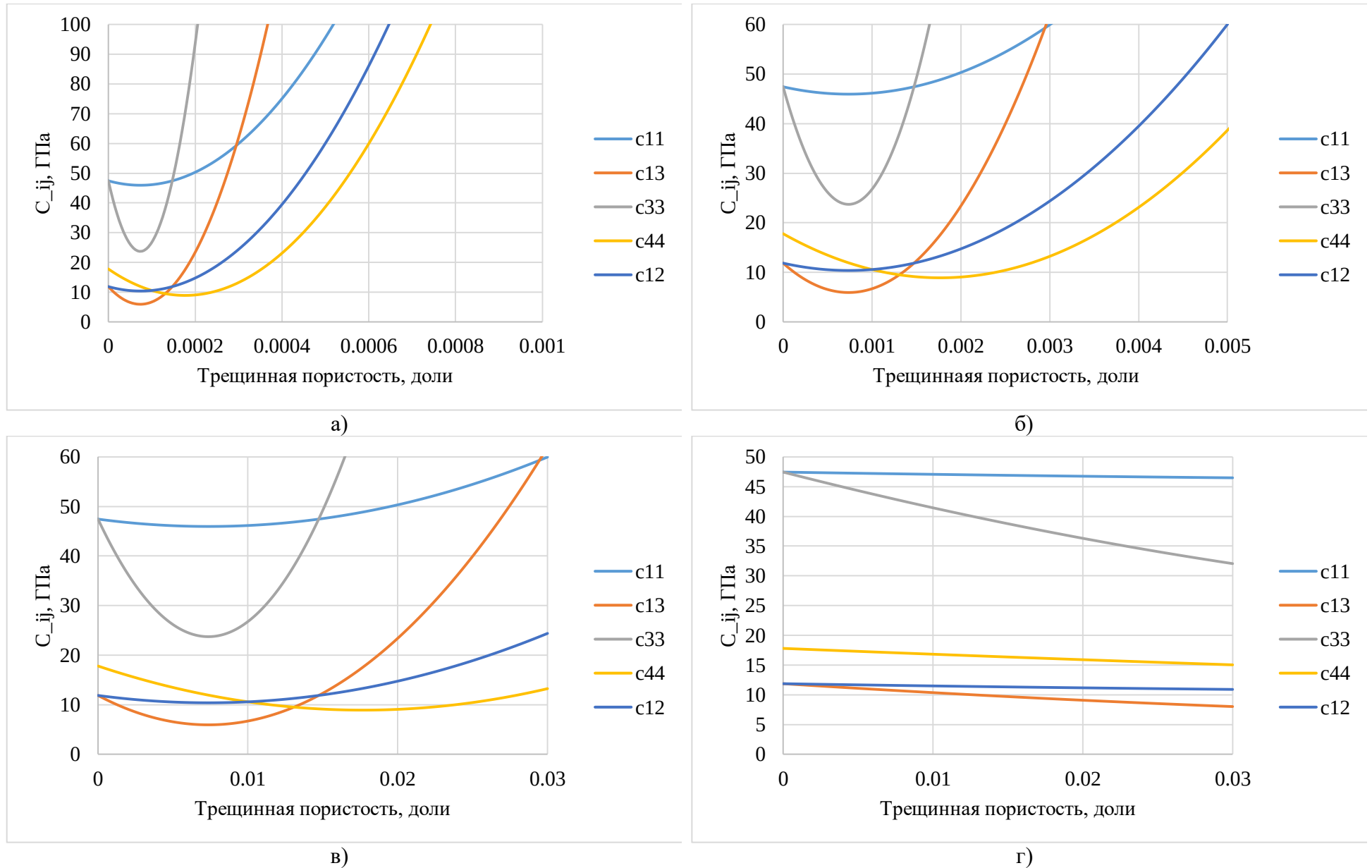


Рисунок 3.7.1 - Зависимости компонент тензора упругости “сухой” породы от объемного содержания трещин в керогеносодержащей породе, для разных значений аспектного отношения трещин
Аспектное отношение трещин равно а) 10^{-4} ; б) 10^{-3} ; в) 10^{-2} ; г) 10^{-1} .

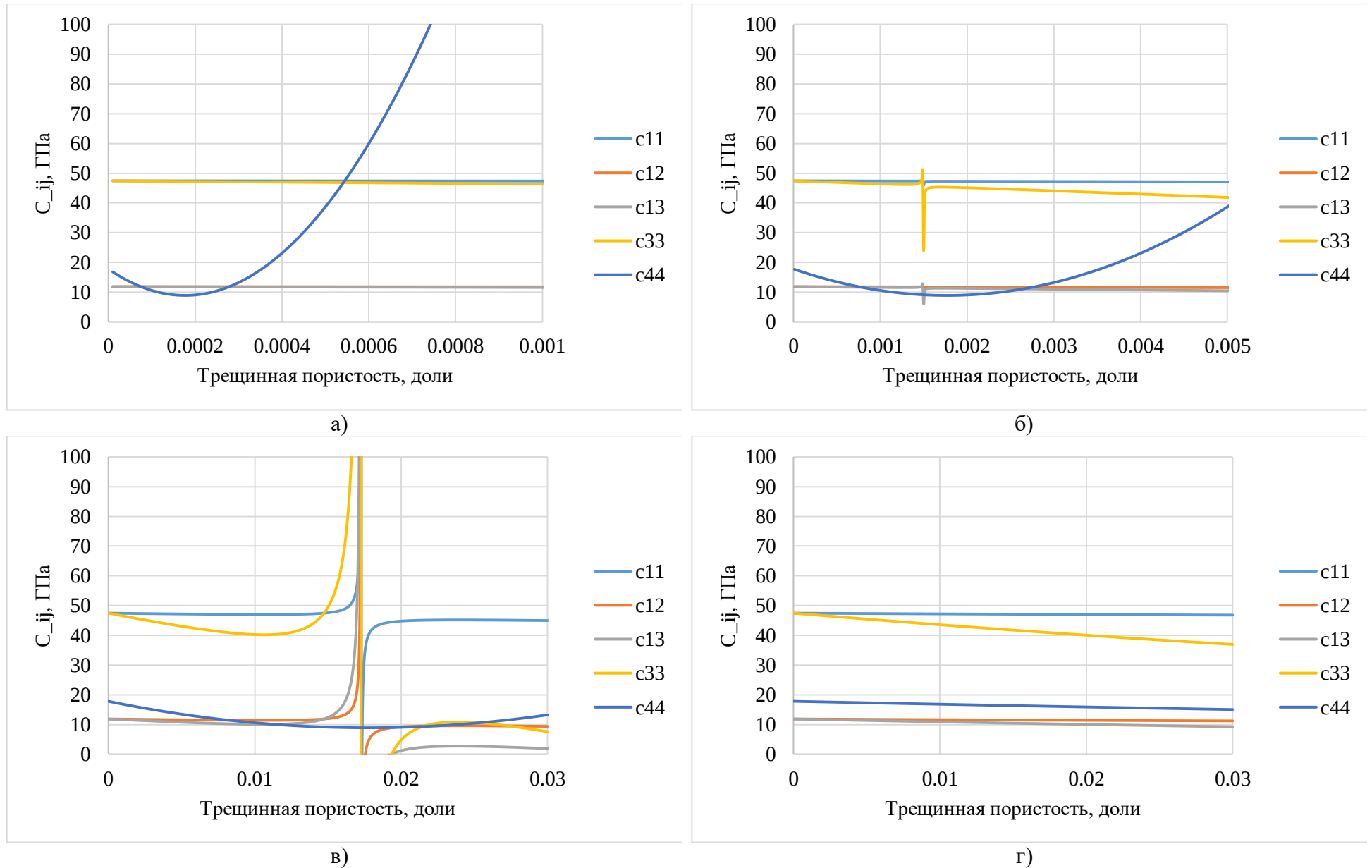
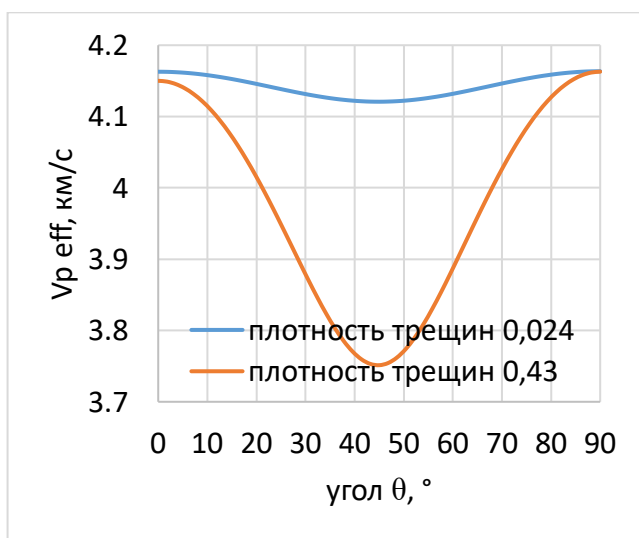
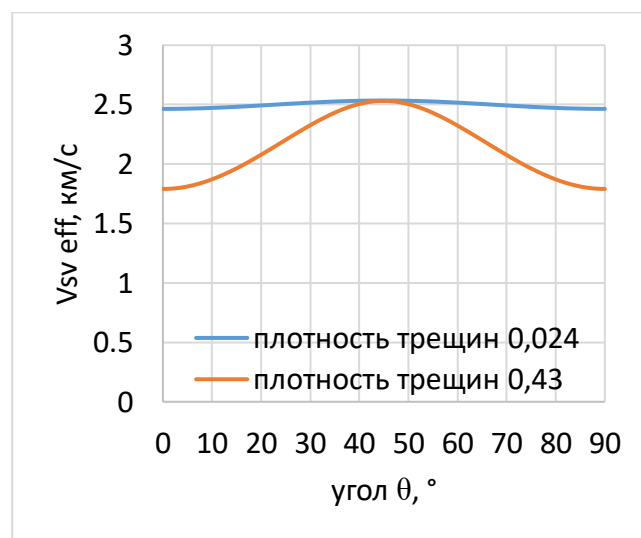


Рисунок 3.7.2 - Зависимости компонент тензора упругости “насыщенной” породы от объемного содержания трещин в керогеносодержащей породе для разных значений аспектного отношения трещин
Аспектное отношение трещин равно а) 10^{-4} ; б) 10^{-3} ; в) 10^{-2} ; г) 10^{-1} .

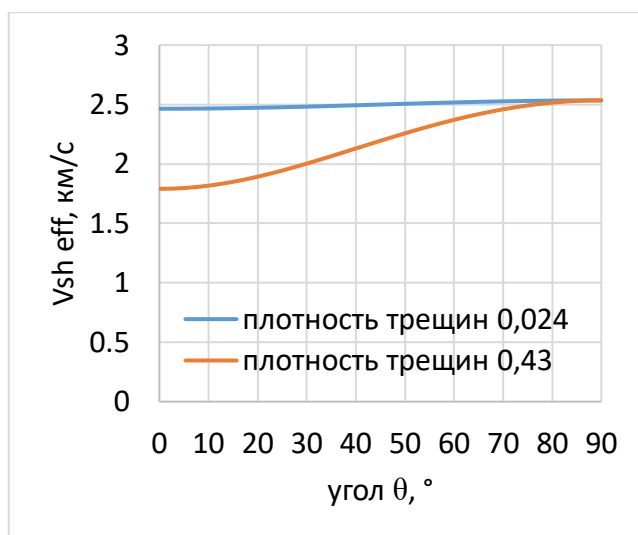
На рисунках 3.7.3 – 3.7.6 представлены индикатрисы эффективных скоростей распространения упругих волн в анизотропной флюидонасыщенной керогеносодержащей породе. На каждом рисунке представлены три типа графиков для значений продольной волны и для двух поперечных волн. Каждый набор графиков соответствует определенному значению аспектного отношения трещин, заполненных нефтью. На каждом графике присутствуют индикатрисы скорости для краевых значений трещинной пористости, где еще можно говорить о физичности полученных моделей. Трещинная пористость изменялась в пределах от 0,001 % до 3 %. Как показали графики компонент тензора упругости, область значений трещинной пористости, которую можно назвать физической, разная для каждого значения аспектного отношения. Для аспектного отношения 10^{-4} верхний предел трещинной пористости - 0,018%, для аспектного отношения 10^{-3} - 0,19%, для аспектного отношения 10^{-2} - 1,065%, для аспектного отношения 10^{-1} - 3%. Методика выбора краевых точек заключалась в том, что выбиралось то значение трещинной пористости, где одна из компонент тензора упругости начинала расти, а не убывала с ростом значений трещинной пористости. Для всех случаев первой реагировала всегда компонента c_{44} . Также на графики были вынесены значения эффективных упругих скоростей для петроупругой модели той же конфигурации и состава, но для изотропного случая. Угол θ , показанный на оси абсцисс, для данных графиков – это угол между направлением распространения упругой волны и осью симметрии упругих свойств среды. Трещинная пористость показана в долях единицы.



а)

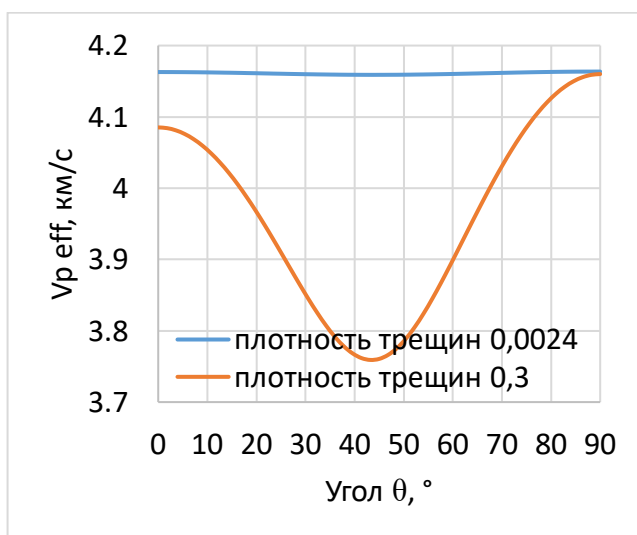


б)

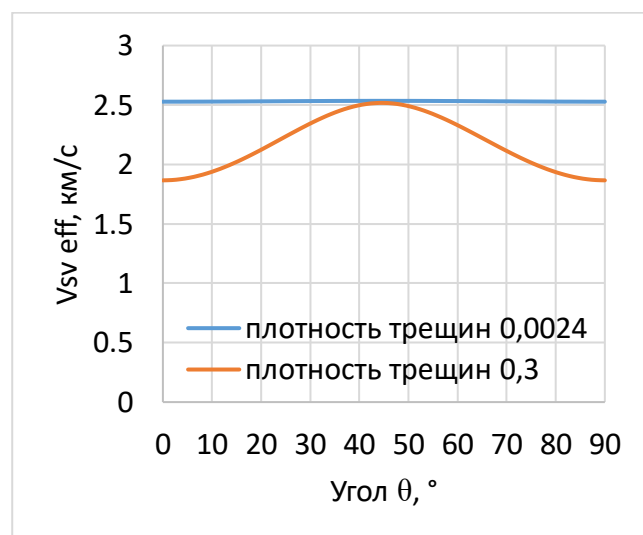


в)

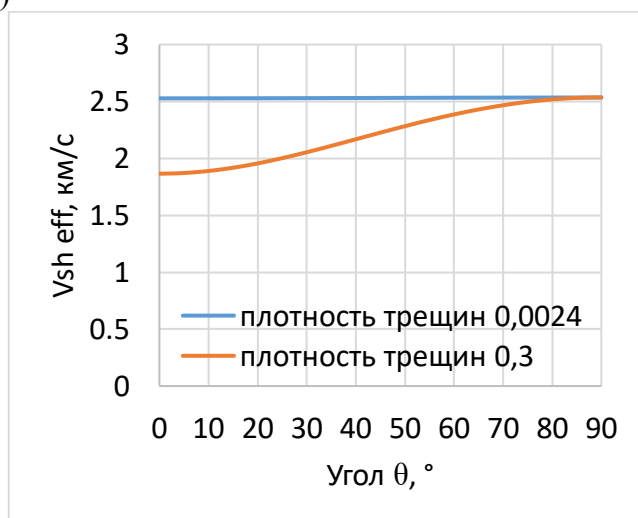
Рисунок 3.7.3 - Индикатрисы эффективных скоростей упругих волн в анизотропной флюидонасыщенной керогенсодержащей породе, а.о. трещин 10^{-4} (а – V_p , б – V_{sv} , в – V_{sh}).



а)

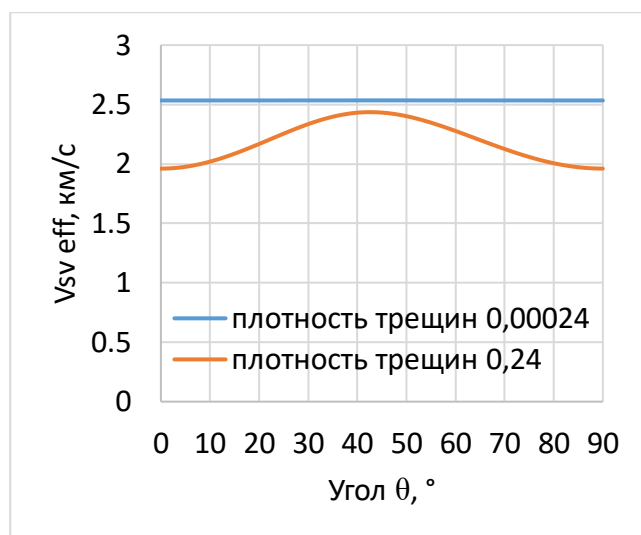
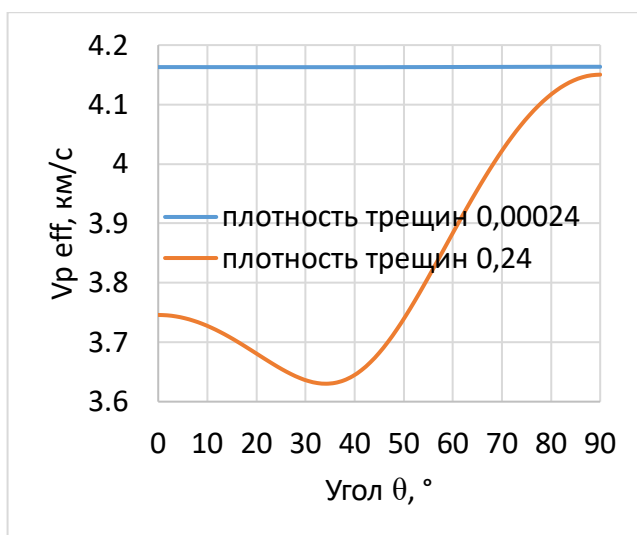


б)



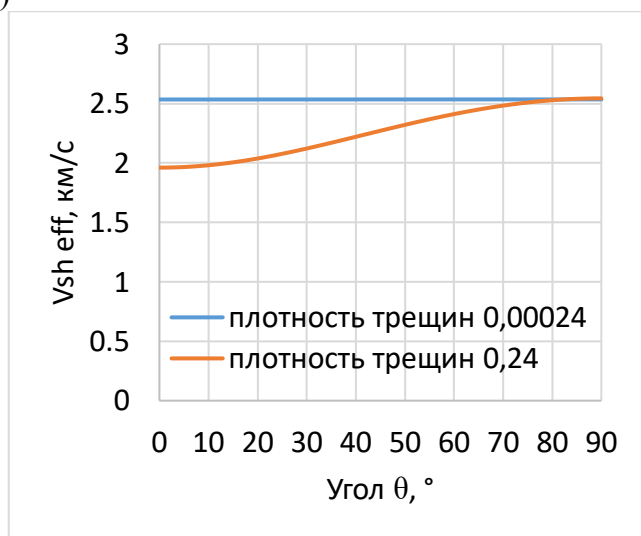
в)

Рисунок 3.7.4 - Индикатрисы эффективных скоростей упругих волн в анизотропной флюидонасыщенной керогенсодержащей породе, а.о. трещин 10^{-3} (а – V_p , б – V_{sv} , в – V_{sh}).



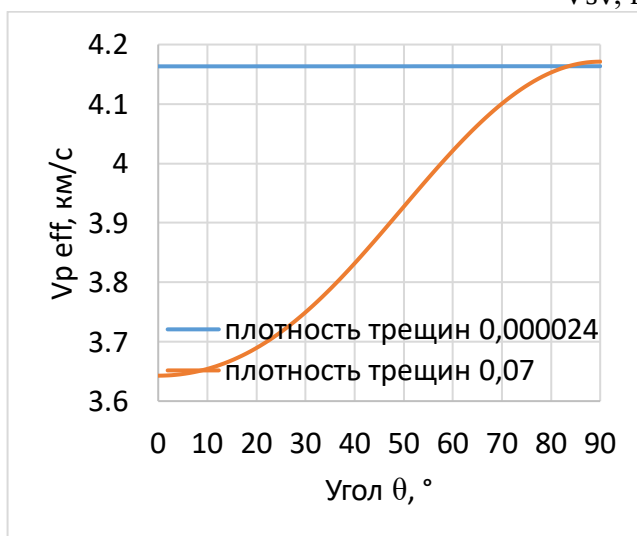
а)

б)

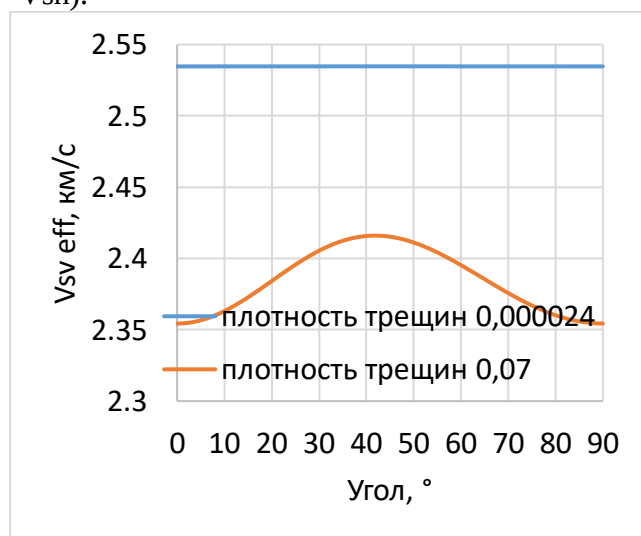


в)

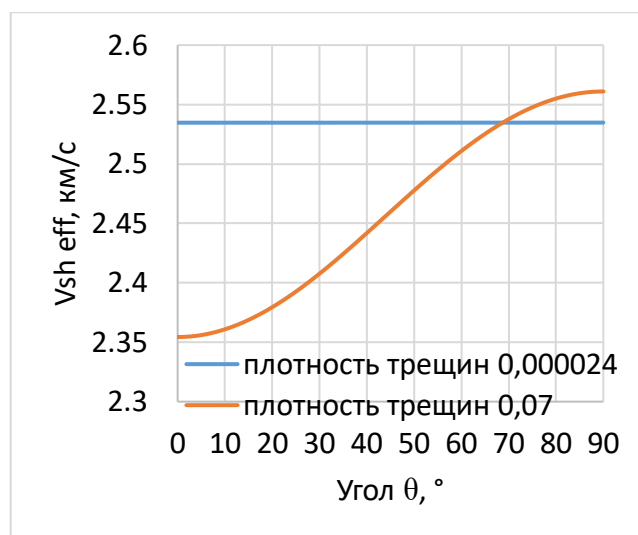
Рисунок 3.7.5 - Индикатрисы эффективных скоростей распространения упругих волн в анизотропной флюидонасыщенной кероген-содержащей породе, а.о. трещин 10^{-2} (а – V_p , б – V_{sv} , в – V_{sh}).



а)



б)



в)

Рисунок 3.7.6 - Индикатрисы эффективных скоростей упругих волн в анизотропной флюидонасыщенной керогеносодержащей породе, а.о. трещин 10^{-1} (а – V_p , б – V_{sv} , в – V_{sh}).

3.8 Выводы к главе 3

В этой главе мы провели петроупругое моделирование керогеносодержащей породы с трещинами, заполненными флюидом. Флюид, заполняющий трещины, образовался в результате созревания керогена. Моделирование проводилось в два этапа: первый этап – построение границ Хашина-Штрикмана, второй – петроупругое моделирование с учетом геометрии включений: методом самосогласования с f -параметром Берримана для изотропных пород (случай хаотических трещин) и методом Хадсона, с последующим насыщением трещин нефтью по методу Гассмана для анизотропных пород (случай ориентированных трещин).

Во время построения границ Хашина-Штрикмана были сделаны некоторые методологические выводы: оценены различные подходу к расчету границ, а именно представление эффективной среды, как смеси двух типов включений и смеси включений множества компонент. Важный методологический вывод заключается в том, что разница между представлением среды как смеси 2-х компонент или N компонент не существенна.

Метод Хашина-Штрикмана даёт слишком широкий диапазон для значений упругих модулей, в силу чего нельзя ограничиваться использованием только этого метода. Например, значения верхней границы скоростей распространения эффективных упругих волн могут быть в 2-3 раза больше значений нижней границы. При моделировании границ, при изменении содержания трещин - границы еще шире. Все это объясняется большим контрастом упругих свойств минеральных включений и керогена, а также флюида (нефти).

Изменения геологических параметров модели, таких как пористость керогена или его содержание, а также трещинная пористость, больше всего влияет на эффективные скорости поперечных волн (V_s).

По результатам моделирования методом самосогласования можно сделать следующие основные выводы. Наиболее существенно на эффективные упругие свойства среды влияют такие факторы как трещинная пористость и содержание керогена. Пористость керогена влияет не так сильно, однако, когда кероген становится матрицей, влияние этого фактора больше ощущается для продольных волн (V_p), чем для поперечных (V_s).

Влияние упругих свойства флюида, меняющихся от температуры в процессе созревания керогена, на данном масштабе исследований не выявлено, хотя, при этом разница между модулями упругости флюида при разной температуре составляет почти 18%. Данные выводы заставляют задуматься о том, что при переходе от мелкого масштаба исследований к более крупному (например, от моделирования в масштабе керна к ГИС, а затем к сейсмическим исследованиям) изменения не всех геологических свойств исследуемых горных пород будут хорошим поисковым признаком.

Метод Хадсона с насыщением по методу Гассмана (анизотропный вариант) показал значительную анизотропию эффективных скоростей упругих волн в среде.

Глава 4. Построение петроупругих моделей слоистых керогеносодержащих пород

В предыдущих главах моделировались эффективные упругие свойства керогеносодержащих пород в зависимости от геологических особенностей на микромасштабе. Несмотря на то, что до этого мы “привязывали” наши модели к отложениям доманиковой формации, такие модели были лишь частями одной большой картины. Доманиковые отложения — это тонкослоистая среда, представляющая собой переслаивание “жестких” кремнисто-карбонатных отложений с карбонатно-кремнистыми отложениями, богатыми органическим веществом. Это можно наблюдать на примере разрезов, представленных различными авторами, в частности, в работе [Ступакова, Калмыков, 2017]. Это утверждение согласуется с тем фактом, что не для всех образцов керогеносодержащих пород, для которых проводились ультразвуковые исследования, была установлена анизотропия упругих свойств.

4.1 Введение

Используя построенные модели эффективных упругих свойств керогеносодержащих горных пород, попытаемся смоделировать в масштабе ГИС непосредственно доманиковую толщу, как совокупность тонких слоев кремнисто-карбонатных и керогеносодержащих горных пород.

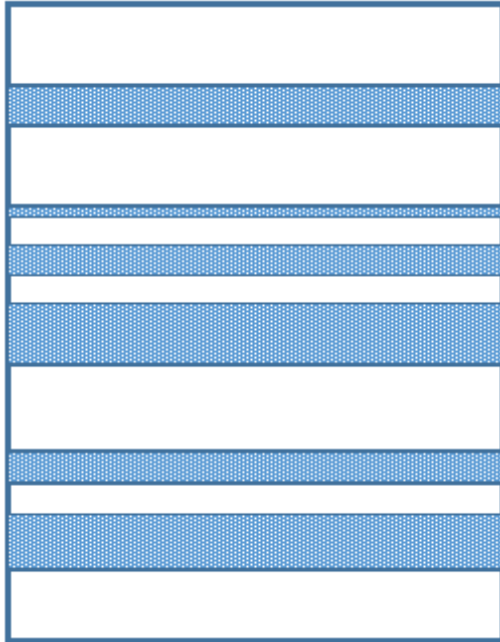
Наша задача - заменить тонкослоистую среду на один толстый слой с эффективными упругими свойствами. Один из самых распространенных методов для решения данной задачи — метод осреднения по Бейкусу [Backus, 1962]. Бейкус в своей работе показал, что если совокупность тонких трансверсально изотропных слоев (рисунок 4.1.1) заменить на один слой суммарной мощности, то он будет также трансверсально изотропным и его свойства можно будет описать следующим образом в соответствии нотации Фойгта:

$$\begin{bmatrix} A & B & F & 0 & 0 & 0 \\ B & A & F & 0 & 0 & 0 \\ F & F & C & 0 & 0 & 0 \\ 0 & 0 & 0 & D & 0 & 0 \\ 0 & 0 & 0 & 0 & D & 0 \\ 0 & 0 & 0 & 0 & 0 & M \end{bmatrix}, M = \frac{1}{2}(A - B), \quad (4.1.1)$$

где:

$$\begin{aligned} A &= \langle a - f^2 c^{-1} \rangle + \langle c^{-1} \rangle^{-1} \langle f c^{-1} \rangle^2, \\ B &= \langle b - f^2 c^{-1} \rangle + \langle c^{-1} \rangle^{-1} \langle f c^{-1} \rangle^2, \\ C &= \langle c^{-1} \rangle^{-1}, \\ F &= \langle c^{-1} \rangle^{-1} \langle f c^{-1} \rangle, \\ D &= \langle d^{-1} \rangle^{-1}, \\ M &= \langle m \rangle. \end{aligned} \quad (4.1.2)$$

В выражении (4.1.2) $\langle \cdot \rangle$ - среднее по мощностям тонких прослоев. a, b, c, f, d, m – компоненты тензора упругости для трансверсально изотропной среды каждого слоя в нотации Фойгта ($a = c_{11}$; $b = c_{12}$; $c = c_{33}$; $f = c_{13}$; $d = c_{44}$; $m = c_{66}$). Если прослои изотропны, то нам необходимо не пять компонент, а две. В таком случае $a=c=\lambda+2\mu$, $b=f=\lambda$, $d=m=\mu$.



а)



б)

Рисунок 4.1.1 - Схематический разрез модели среды для метода Бейкуса (а) (белый сплошной цвет – кремнисто-карбонатная горная порода, синяя штриховка – керогеносодержащая горная порода) и керн из интервала доманиковой формации с месторождения Волго-Уральского НГБ (б). Фото Г.А. Калмыкова.

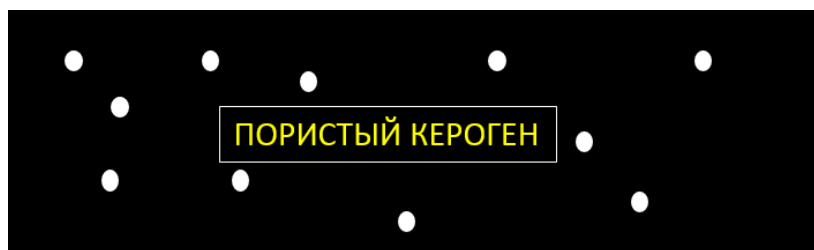
4.2 Первая модель

По результатам главы 3 созданы две петроупругие модели керогеносодержащего слоя. Одна модель изотропная, а другая - анизотропная. На основе результатов главы 3 построим две модели тонкослоистой среды, которые характеризовали бы толщину доманиковых отложений. Отдельно добавим модель, где керогеносодержащая порода заменена на просто пористый кероген. На примере трех моделей рассмотрим разницу между эффективными упругими свойствами сред, совершенно разных по сложности строения внутреннего строения.

При моделировании примем за основу, что наша среда состоит из множества тонких слоев (не менее 30). При малом количестве слоев метод Бейкуса дает некорректные результаты, поскольку в этом методе необходимо рассчитывать статистические характеристики. В ходе моделирования за основной параметр, который будет меняться в отдельно взятой модели, примем суммарную мощность слоев, содержащих кероген.

Рассмотрим первую модель, состоящую из прослоев кремнисто-карбонатных пород и пористого насыщенного керогена (пористость керогена представлена неизометричной

пористостью с концентрацией в керогене 0,1% (аспектное отношение пор 10^{-4}) и изометричной с концентрацией 0, 5, 10, 20, 30 %) (рисунок 4.2.1). На рисунке 4.2.2 представлены зависимости скоростей продольных волн в вертикальном и горизонтальном направлении от изменения отношения суммы толщин керогеновых слоев к слоям жесткой породы, рассчитанные с использованием метода Бейкуса. На графиках видно, что скорость V_p вдоль слоев (в горизонтальном направлении) в нашем примере всегда больше, чем в вертикальном. Однако, как показали теоретические исследования, для V_p это не всегда так. В последней главе диссертации получено условие, при котором такая зависимость имеет место. Однако для скоростей V_s всегда скорости вдоль слоев, выше, чем поперек, что тоже будет доказано в последней главе данной работы. Изменение параметра общей мощности является, скорее, скалирующим фактором. Та же картина наблюдается и на рисунке 4.2.3 для скоростей поперечных волн.



а)

Рисунок 4.2.1 – Схема первой модели керогеносодержащего слоя, состоящая из пористого насыщенного керогена.

Также была проведена оценка анизотропии скоростей для Р и S волн, которая вычислялась как относительная разница между скоростями в горизонтальном и вертикальном направлениях. Максимальная анизотропия наблюдается для случая, когда мощности пропластков максимальны и равны друг другу, при этом, вне зависимости от мощности итогового слоя, максимальная анизотропия для Р волн может достигать 180 %, а для S волн – 500 %.

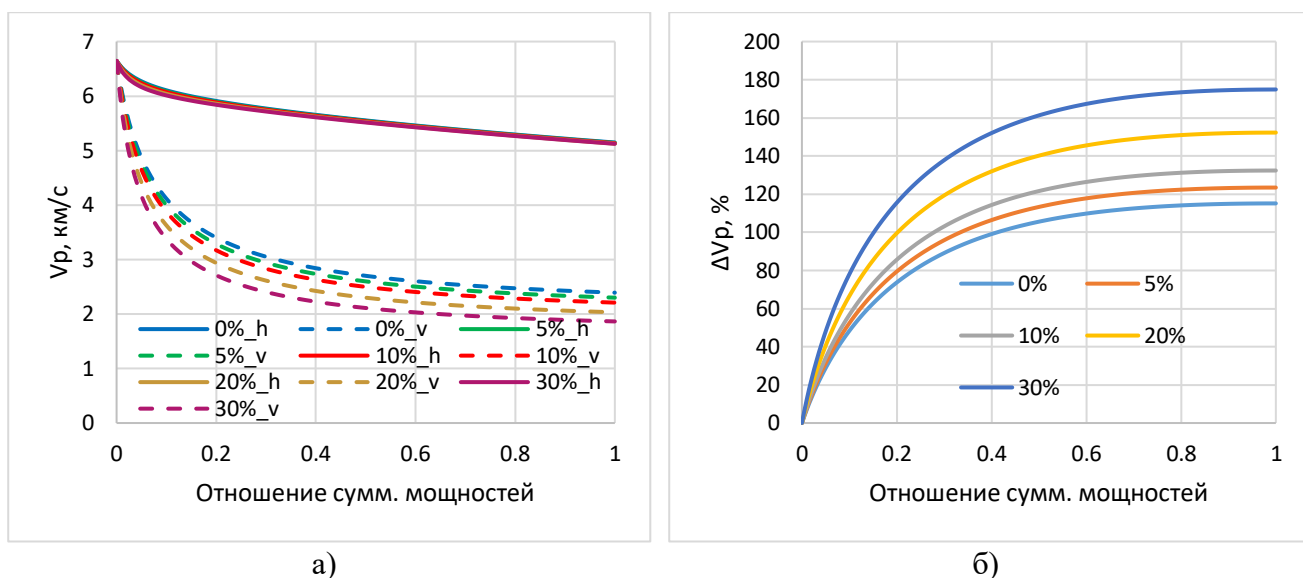


Рисунок 4.2.2 - Скорости распространения продольных упругих волн, рассчитанные с использованием метода Бейкуса (а); различия между значениями скоростей продольных упругих волн в горизонтальном (h) и вертикальном (v) направлениях, рассчитанными методом Бейкуса (б), в зависимости от отношения суммарной мощности слоев керогена к суммарной мощности слоев жесткой породы.

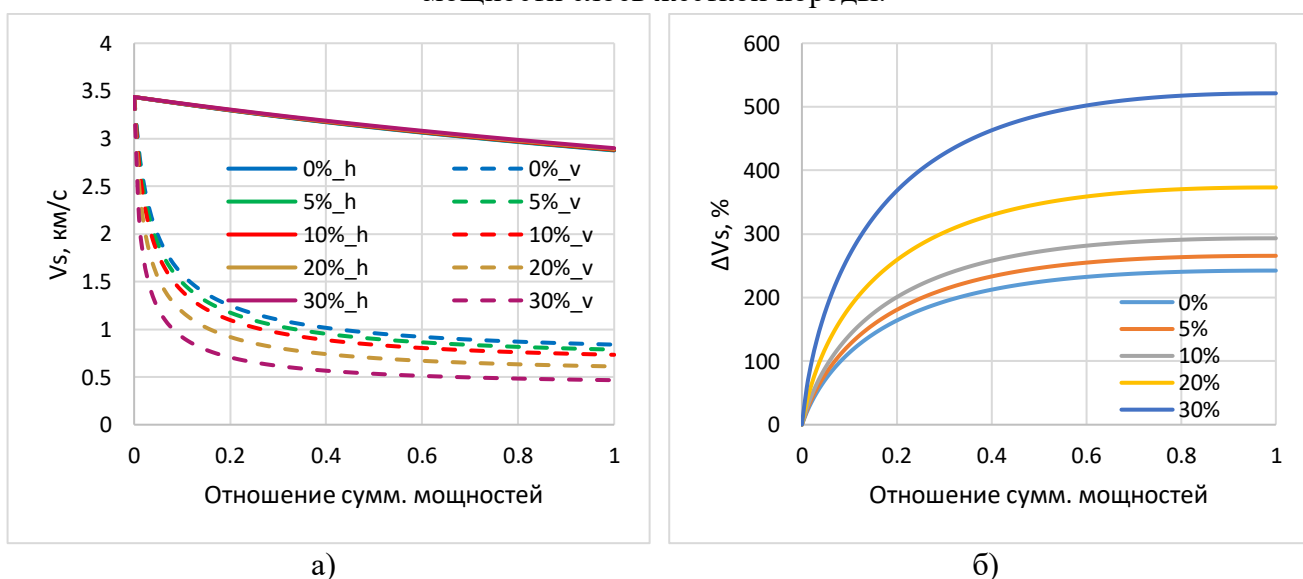


Рисунок 4.2.3 - Скорости поперечных упругих волн, рассчитанные методом Бейкуса (а); различия между значениями скоростей поперечных упругих волн в горизонтальном (h) и вертикальном (v) направлениях, рассчитанными методом Бейкуса (б), в зависимости от отношения суммарной мощности слоев керогена к суммарной мощности слоев жесткой породы.

Рассмотрим зависимости скоростей распространения упругих волн от содержания керогена, в случае, когда параметром является пористость керогена. На рисунке 4.2.4 представлены скорости продольной волны в горизонтальном и вертикальном направлениях. Можно отметить, что все графики (рисунок 4.2.4, а) монотонно убывают, при этом скорость в горизонтальном направлении не чувствительна к изменению пористости керогена. На рисунке

4.2.4б ситуация аналогична рисунку 4.2.4а, однако, скорость в вертикальном направлении меньше, чем в горизонтальном, и более чувствительная к изменению пористости керогена.

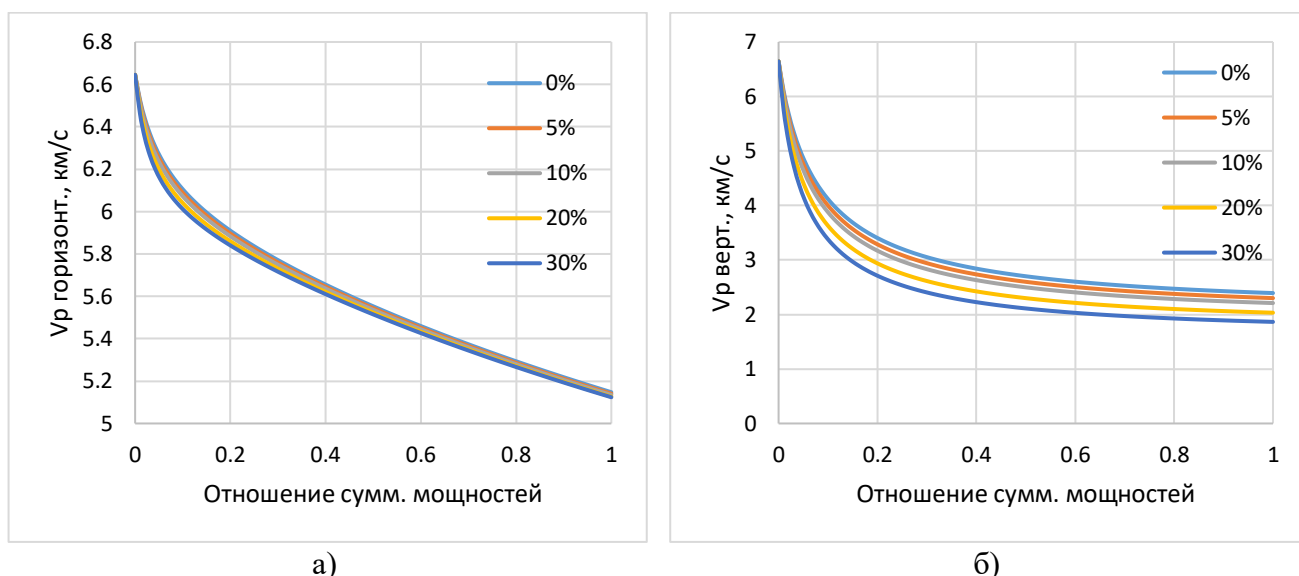


Рисунок 4.2.4 - Скорости распространения продольной упругой волны в горизонтальном (а) и вертикальном (б) направлениях, рассчитанные методом Бейкуса, в зависимости от отношения суммарной мощности слоев керогена к суммарной мощности слоев жесткой породы.

Пористость керогена показана цветом, как параметр.

На рисунке 4.2.5 представлены аналогичные зависимости для поперечных волн. Исходя из полученных результатов, можно сделать вывод, что максимальную чувствительность имеют скорости поперечных волн, распространяющихся в вертикальном направлении (V_{sv}), а также поперечная волна в горизонтальном направлении с вертикальной поляризацией, скорость которой равна V_{sv} .

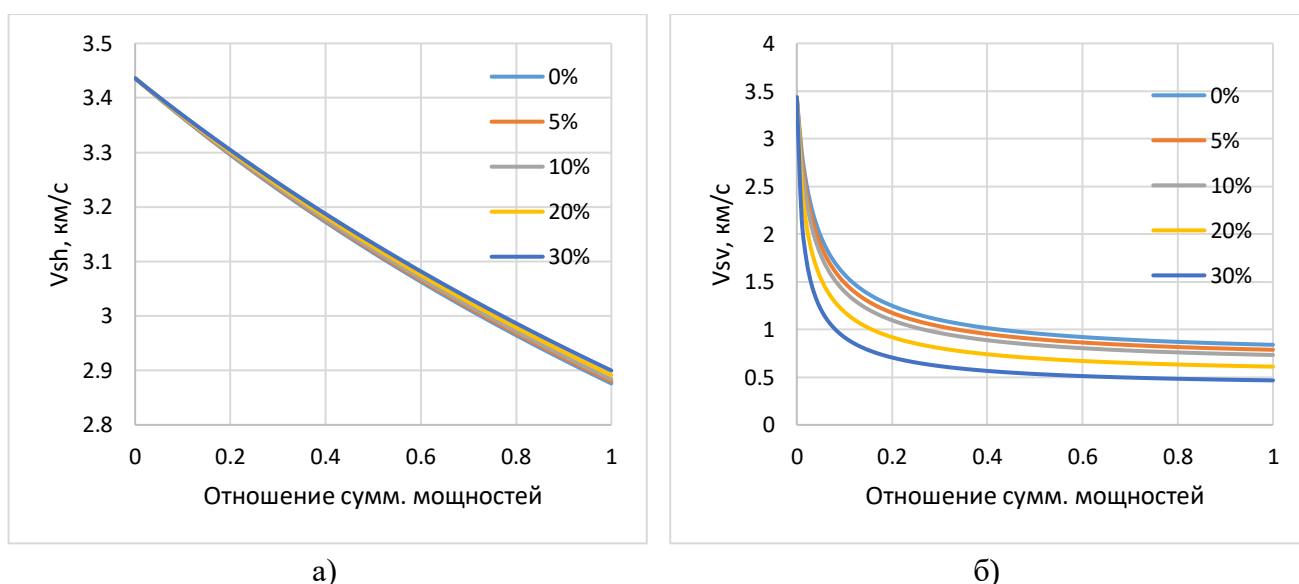


Рисунок 4.2.5 - Скорости распространения поперечной упругой волны в горизонтальном (V_{sh}) (а) и вертикальном (V_{sv}) (б) направлениях, рассчитанные методом Бейкуса, в зависимости от отношения суммарной мощности слоев керогена к суммарной мощности слоев жесткой породы. Пористость керогена показана цветом, как параметр.

Таким образом, можно сделать вывод, что наиболее чувствительной к изменению пористости керогена является именно поперечная волна в вертикальном направлении горизонтальной поляризации (SV). При этом ее скорость равна скорости поперечной волны вертикальной поляризации, которая распространяется в горизонтальном направлении.

Построим графики параметров Томсена для дополнительного анализа. На рисунке 4.2.6 представлены графики параметров Томсена для первой модели среды для разных значений пористости керогена.

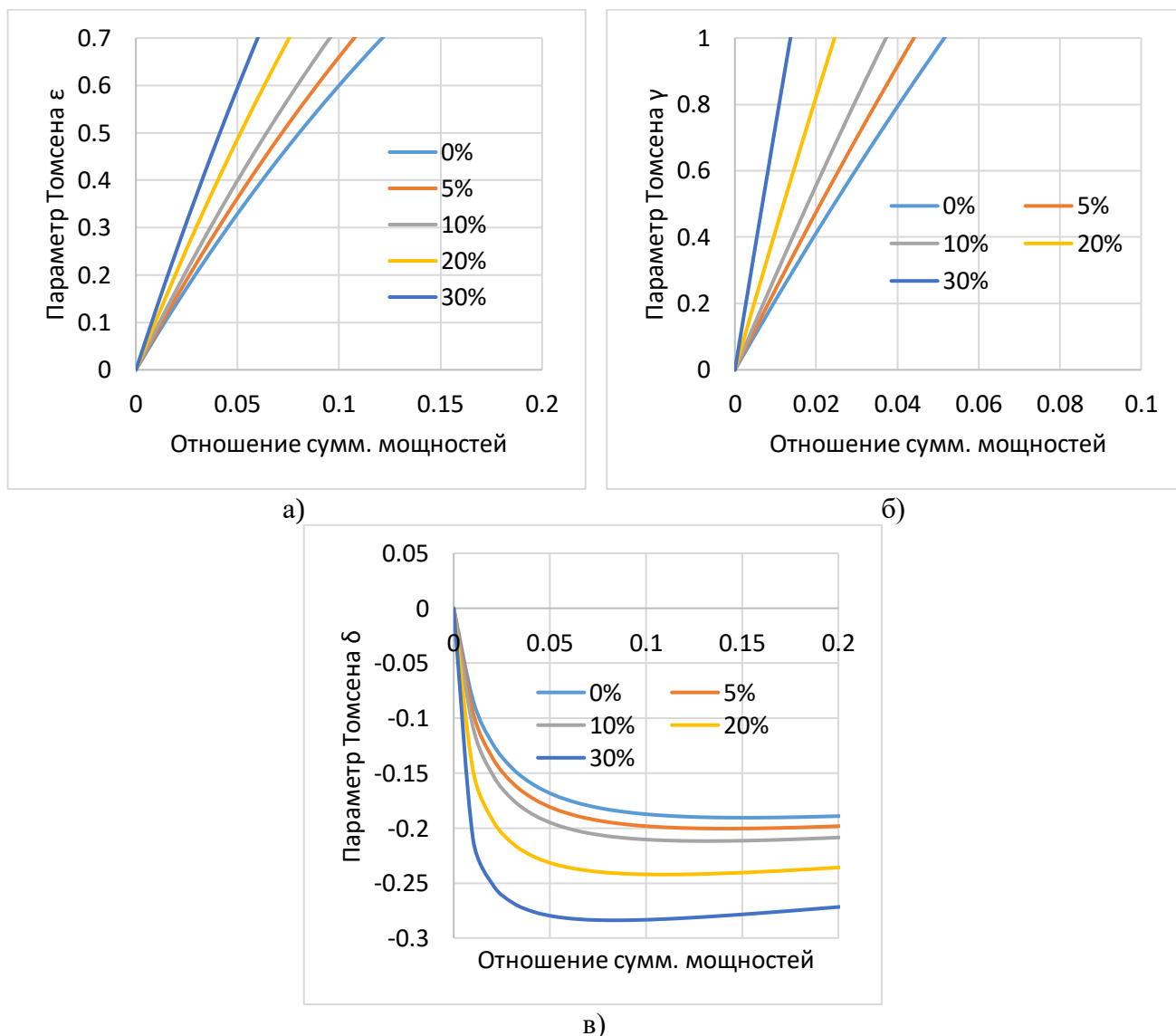


Рисунок 4.2.6 - Параметры Томсена для первой модели среды при различной пористости керогена (а – параметр ϵ ; б - параметр γ ; в – параметр δ) в зависимости от отношения суммарной мощности слоев керогена к суммарной мощности слоев жесткой породы.

Графики на рисунке 4.2.6 (а и б) искусственно ограничены значением 0,7 и 1, так как значение параметров Томсена ϵ и γ обычно редко превышает это значение на практике. Исходя из анализа этих графиков, можно сказать, что данная модель будет обладать значительной анизотропией, но использовать её стоит только в том случае, если суммарная толщина керогеносодержащих пропластков составляет около 5 процентов и ниже. Например, при

суммарной мощности общего слоя в 1 метр, суммарная толщина керогеносодержащих прослоев должна быть около 5-6 см и меньше. Только в этом случае такая простая модель дает корректный результаты.

4.3 Вторая модель

Во второй модели вместо прослоев керогена будем использовать прослой керогеносодержащей породы на основе петроупругих моделей, полученных в главе 3 методом самосогласования с учетом f -параметра (рисунок 4.3.1). Для второй модели эффективной среды, рассчитанной по методу Бейкуса, прослой керогеносодержащих горных пород также считаются изотропными. В главе 3 параметрами, влияющими на эффективные упругие свойства, были трещинная пористость породы, содержание керогена в породе, его пористость. Стоит отметить, что петроупругие модели, где в конфигурации тела сравнения, в качестве “мягкой” компоненты используются трещины, заполненные флюидом, учитываться не будут, так как наибольший интерес представляет второй тип конфигурации, где “мягкой” компонентой является кероген, и, соответственно, модели с керогеновой матрицей. Графики с обратным телом сравнения приведены не будут чтобы не перегружать текст излишними иллюстрациями.

Отношение суммарной мощности керогеносодержащих слоев к суммарной мощности кремнисто-карбонатных зафиксируем на значениях этого отношения 0,25; 0,5; 1.

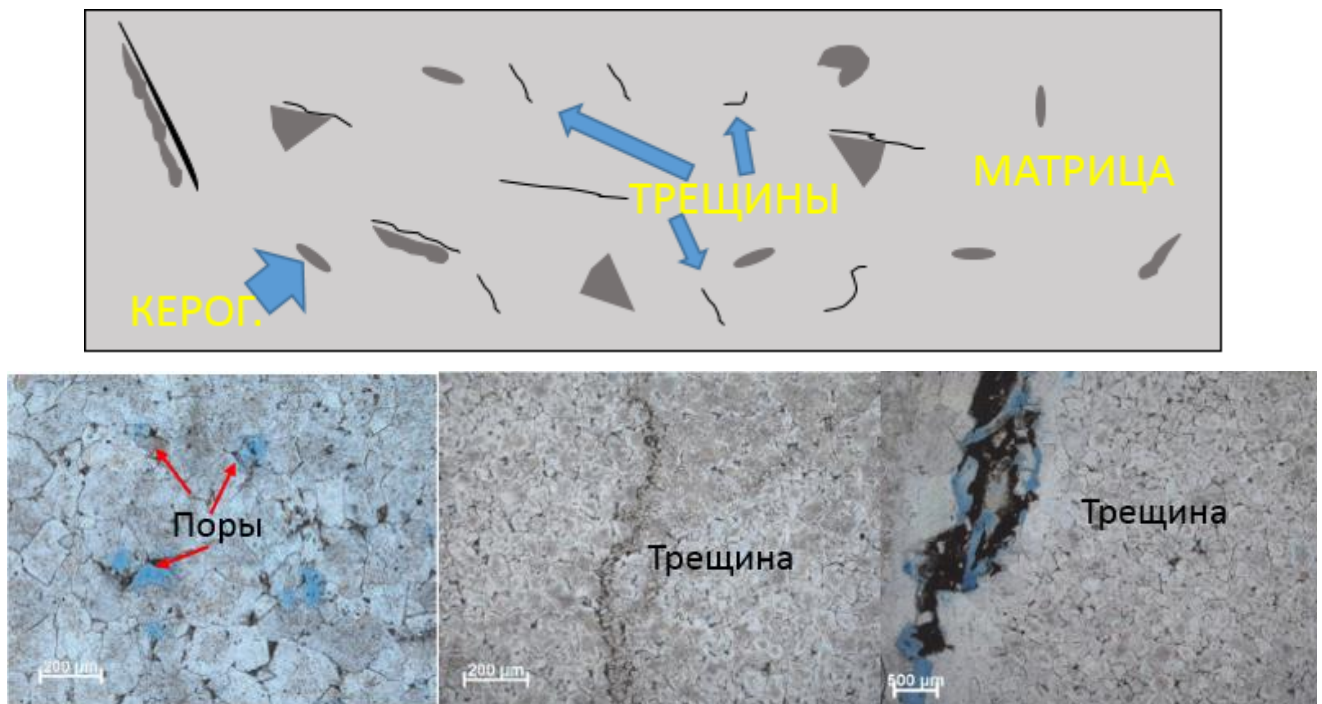
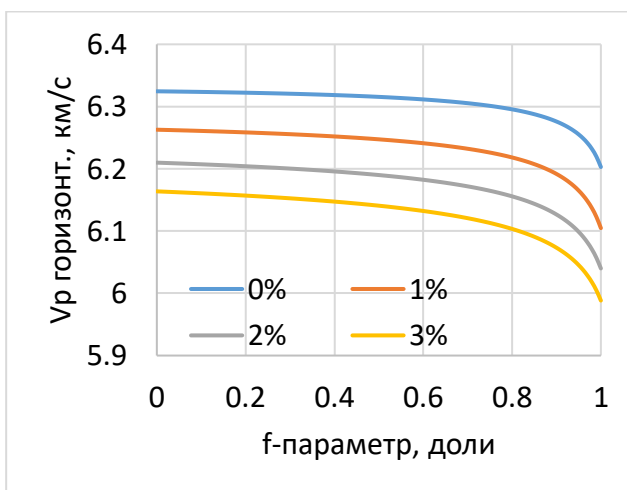


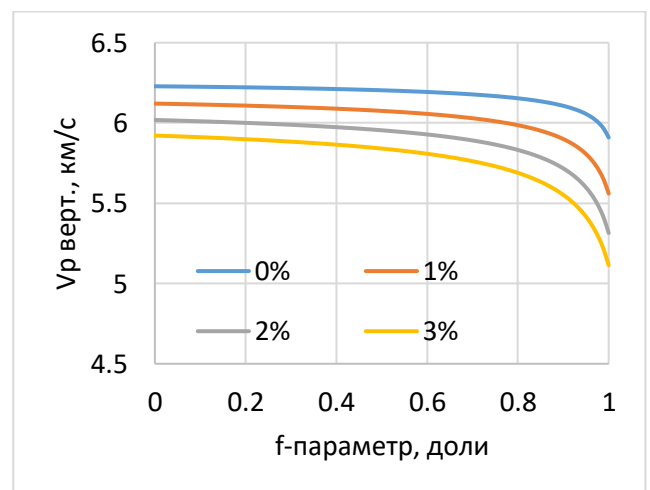
Рисунок 4.3.1 - Схема второй модели изотропного керогеносодержащего слоя (сверху) и фото шлифов в параллельных николях керогеносодержащих пород. (Модифицировано из работы [Шарданова, 2017]).

На рисунке 4.3.2 представлены примеры графиков значений эффективных скоростей упругих волн, рассчитанные по методу Бейкуса, где параметром является трещиноватость

(объемная концентрация трещин) керогеносодержащих слоев. Условные обозначения на графиках такие же, как и в главе 3, где представлены схожие графики для петроупругого моделирования. На качественном уровне графики скоростей упругих волн, полученные методом Бейкуса, подобны тем, которые были получены в результате петроупругого моделирования, проведенного с помощью метода самосогласования с учетом параметра связности f . Как и при петроупругом моделировании, показанном в главе 3, графики с керогеновой матрицей симметричны относительно значений f -параметра. Фактор изменения отношения мощности является скалирующим, однако, за счет увеличения компоненты с более низкими упругими модулями, эффективные скорости падают. Наибольшую чувствительность к изменению большинства параметров микроструктуры и f -параметра проявляет поперечная волна вертикальной поляризации, распространяющаяся и в горизонтальном направлении, скорость которой совпадает со скоростью поперечной волны в вертикальном направлении (горизонтальной поляризации) и продольная волна в вертикальном направлении. На рисунке 4.3.2 рассмотрим только графики для параметра трещиноватости, остальные графики находятся в приложении “А”.



а)



б)

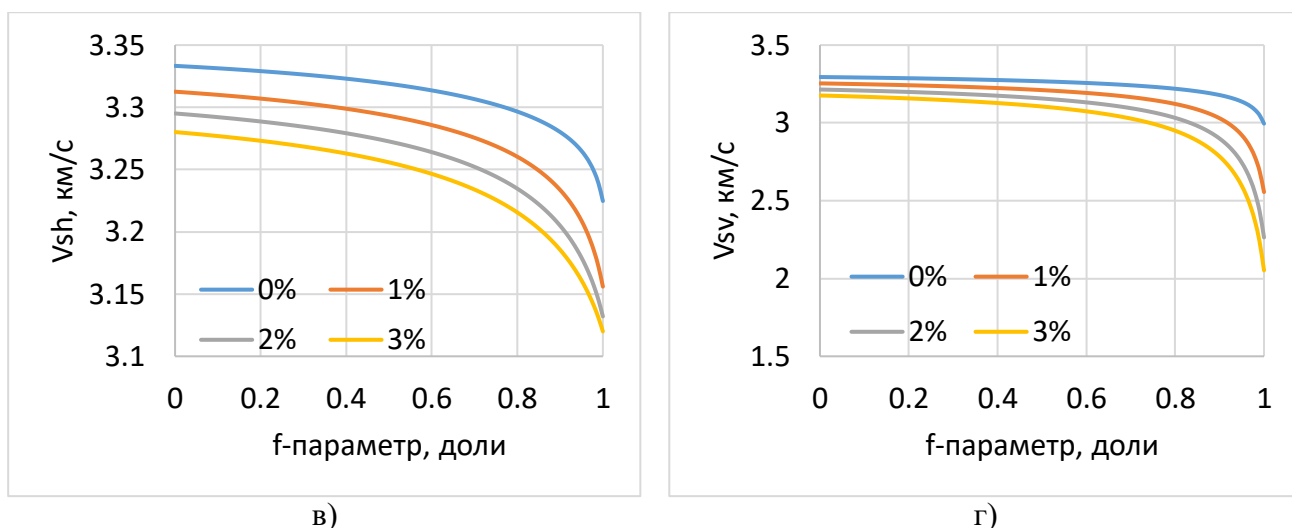


Рисунок 4.3.2 - Параметрические зависимости скоростей распространения эффективных упругих волн от значений параметра связности f , параметр – значение трещинной пористости в процентах (аспектное отношение трещин 0,04) Отношение мощностей керогеносодержащих слоев к суммарной мощности кремнисто-карбонатных слоев равно 0,25.

Ввиду большого количества иллюстраций, анализ полученных результатов проведем на более понятных параметрических графиках степени анизотропии эффективных упругих скоростей.

На рисунке 4.3.11 представлены зависимости анизотропии скорости продольной упругой волны от параметра связности f и трещиноватости. Максимальная анизотропия достигается в области значений f , равного единице. С ростом трещиноватости степень анизотропии растет, влияние параметра трещиноватости вносит больший вклад в анизотропию, чем увеличение отношения суммарной мощности керогеносодержащего слоя к кремнисто-карбонатной породе.

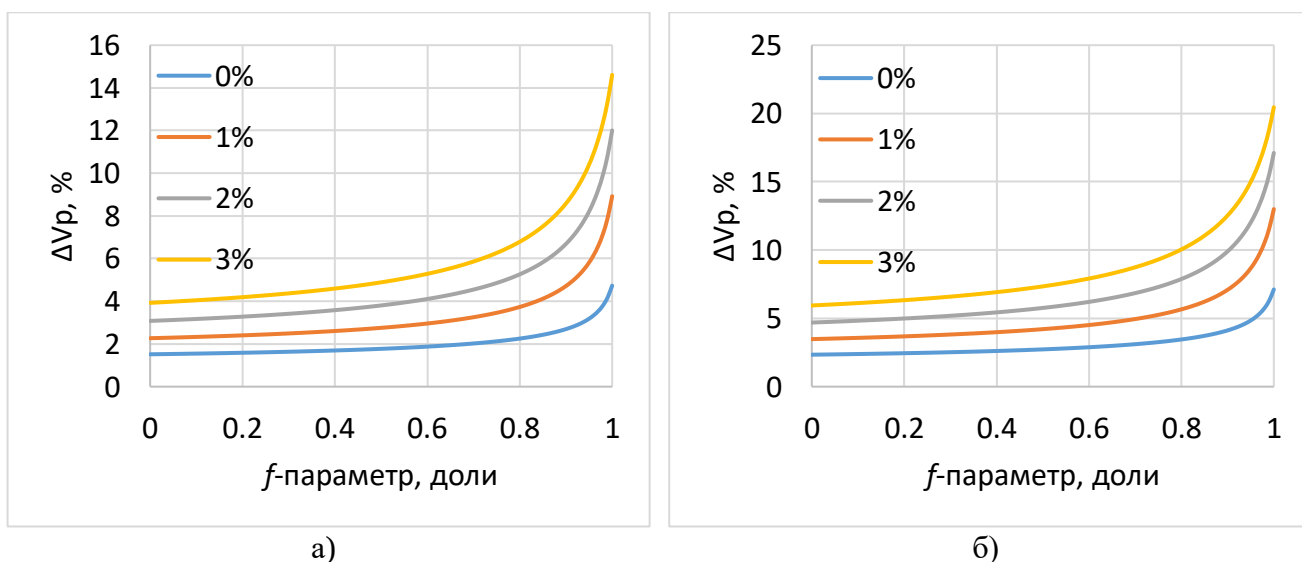


Рисунок 4.3.3 - Графики различий между значениями скоростей продольной упругой волны в горизонтальном и вертикальном направлениях, рассчитанных методом Бейкуса, отношение суммарной мощности керогеносодержащих слоев к кремнисто-карбонатным: а – 0,25; б - 1.

Параметр – трещинная пористость.

На рисунке 4.3.4 представлены зависимость анизотропии скорости поперечной упругой волны от параметра связности f и трещиноватости в тонком слое. Степень анизотропии для поперечных волн больше. Чем больше трещиноватость, тем меньше значение f -параметра, начиная с которого, различия в соответствующих скоростях резко растут.

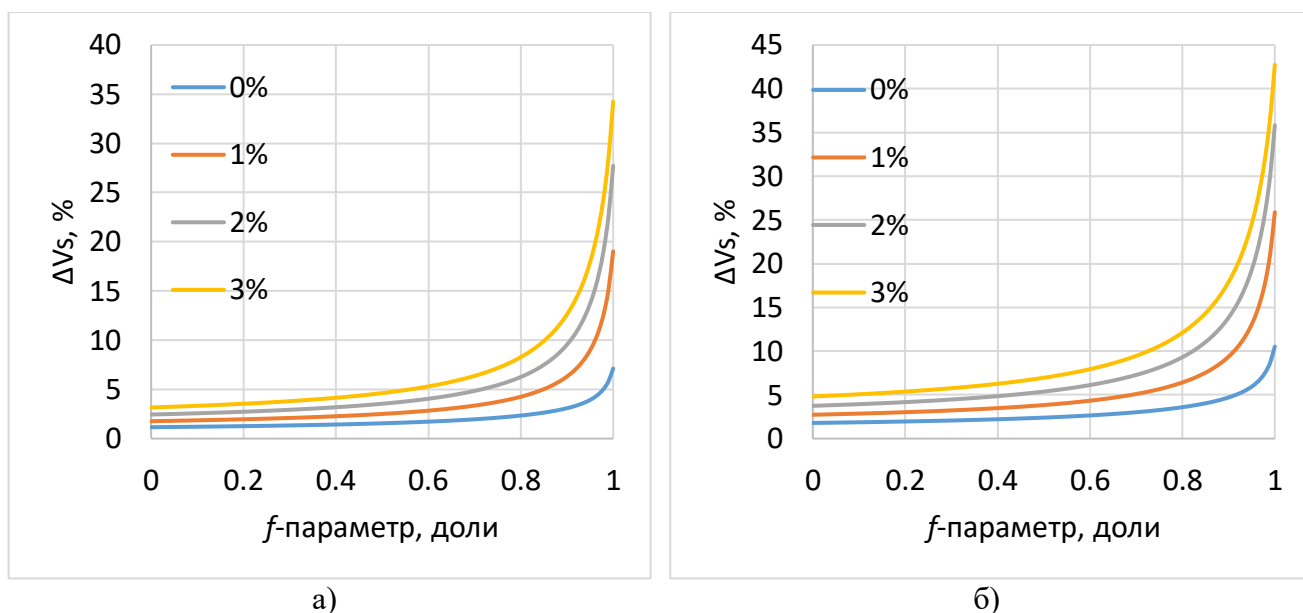


Рисунок 4.3.4 - Графики различий между значениями скоростей поперечной упругой волны в горизонтальном и вертикальном направлениях, рассчитанных методом Бейкуса, отношение суммарной мощности керогеносодержащих слоев к кремнисто-карбонатным: а – 0,25; б - 1.

Рассмотрим влияние содержания керогена в керогеносодержащих прослоях на анизотропию эффективных упругих волн на рисунках 4.3.5-4.3.6. Поперечные волны также проявляют бóльшую анизотропию, чем продольные. Кривые резко растут в области f -параметра, близкого к единице. При этом можно сказать, что связность меньше влияет на анизотропию, чем содержание керогена.

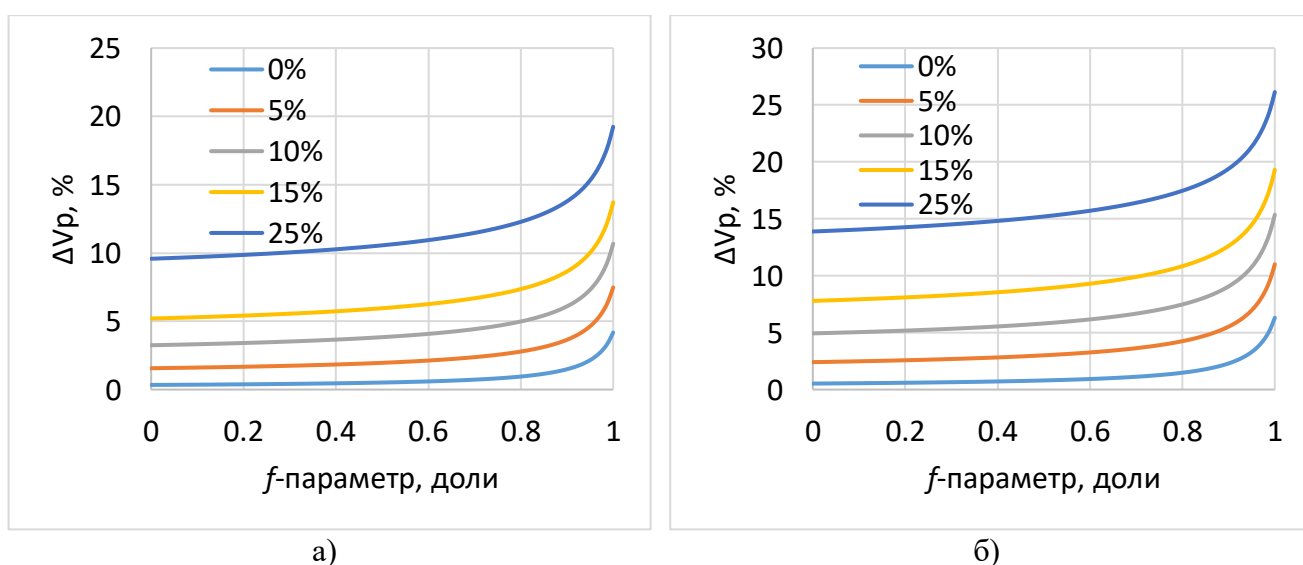


Рисунок 4.3.5 - Графики различий между значениями скоростей продольной упругой волны в горизонтальном и вертикальном направлениях, рассчитанных методом Бейкуса, отношение суммарной мощности керогеносодержащих слоев к кремнисто-карбонатным: а – 0,25; б - 1.

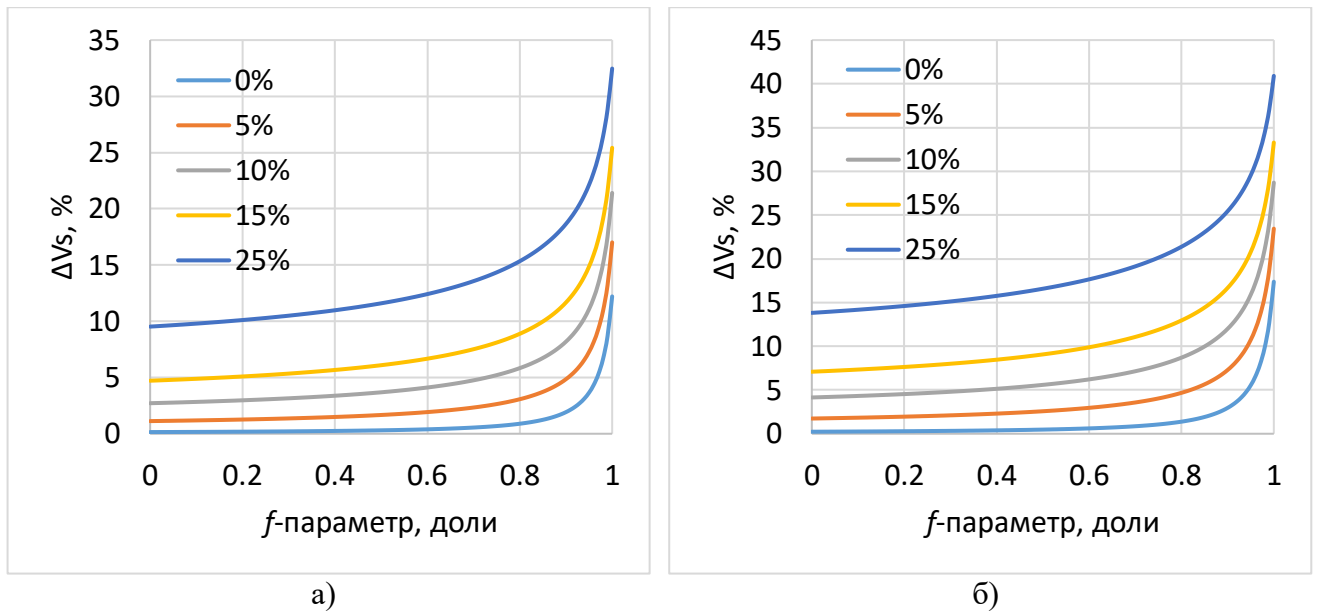


Рисунок 4.3.6 Графики различий между значениями скоростей поперечной упругой волны в горизонтальном и вертикальном направлениях, рассчитанных методом Бейкуса, отношение суммарной мощности керогеносодержащих слоев к кремнисто-карбонатным: а – 0,25; б - 1.

Важным для исследования параметром во второй модели является пористость керогена. На рисунках 4.3.7-4.3.8 представлены графики анизотропии для упругих скоростей. Графики анизотропии для продольных волн слабо отличаются друг от друга, несмотря на увеличение пористости практически в два раза. Здесь гораздо большее влияние имеет фактор связности керогена в тонком слое. Особенно этот эффект заметен при сильной степени связности ($f > 0,6$) - анизотропия скоростей поперечных волн больше.

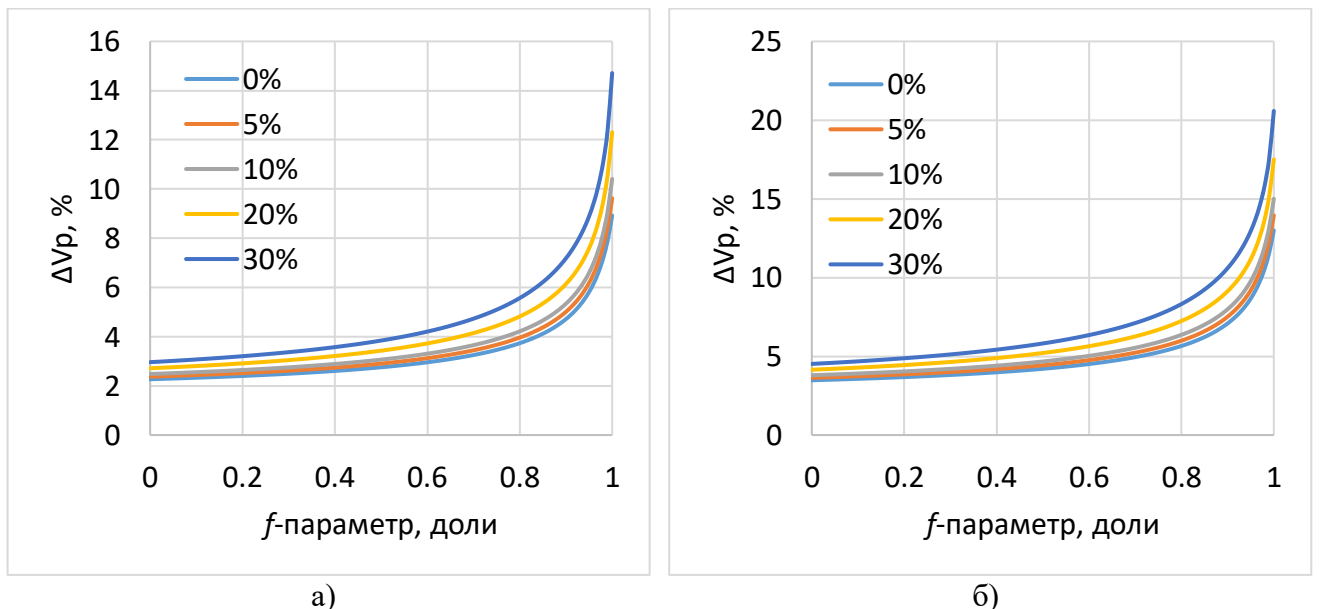


Рисунок 4.3.7 - Графики различий между значениями скоростей продольной упругой волны в горизонтальном и вертикальном направлениях, рассчитанных методом Бейкуса, отношение суммарной мощности керогеносодержащих слоев к кремнисто-карбонатным: а – 0,25; б - 1.

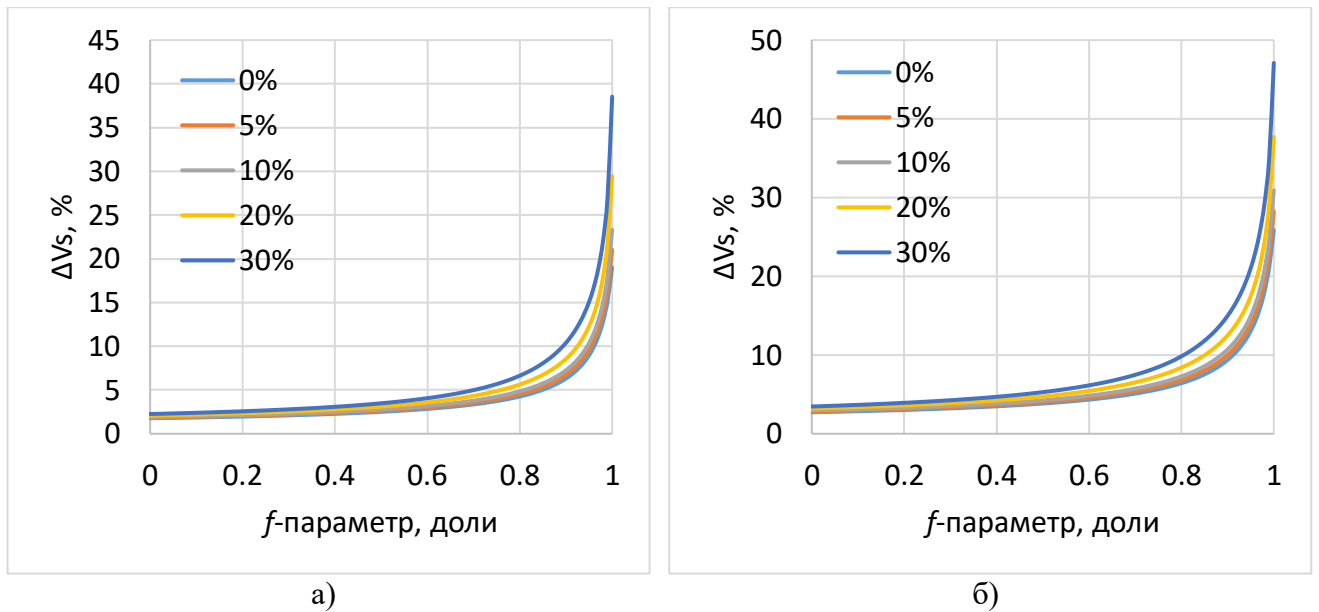


Рис. 4.3.8 - Графики различий между значениями скоростей поперечной упругой волны в горизонтальном и вертикальном направлениях, рассчитанных методом Бейкуса, отношение суммарной мощности керогеносодержащих слоев к кремнисто-карбонатным: а – 0,25; б - 1.

Как и для первой модели, были построены графики параметров Томсена. На рисунке 4.3.17 показаны параметры Томсена для второй модели в зависимости от трещиноватости.

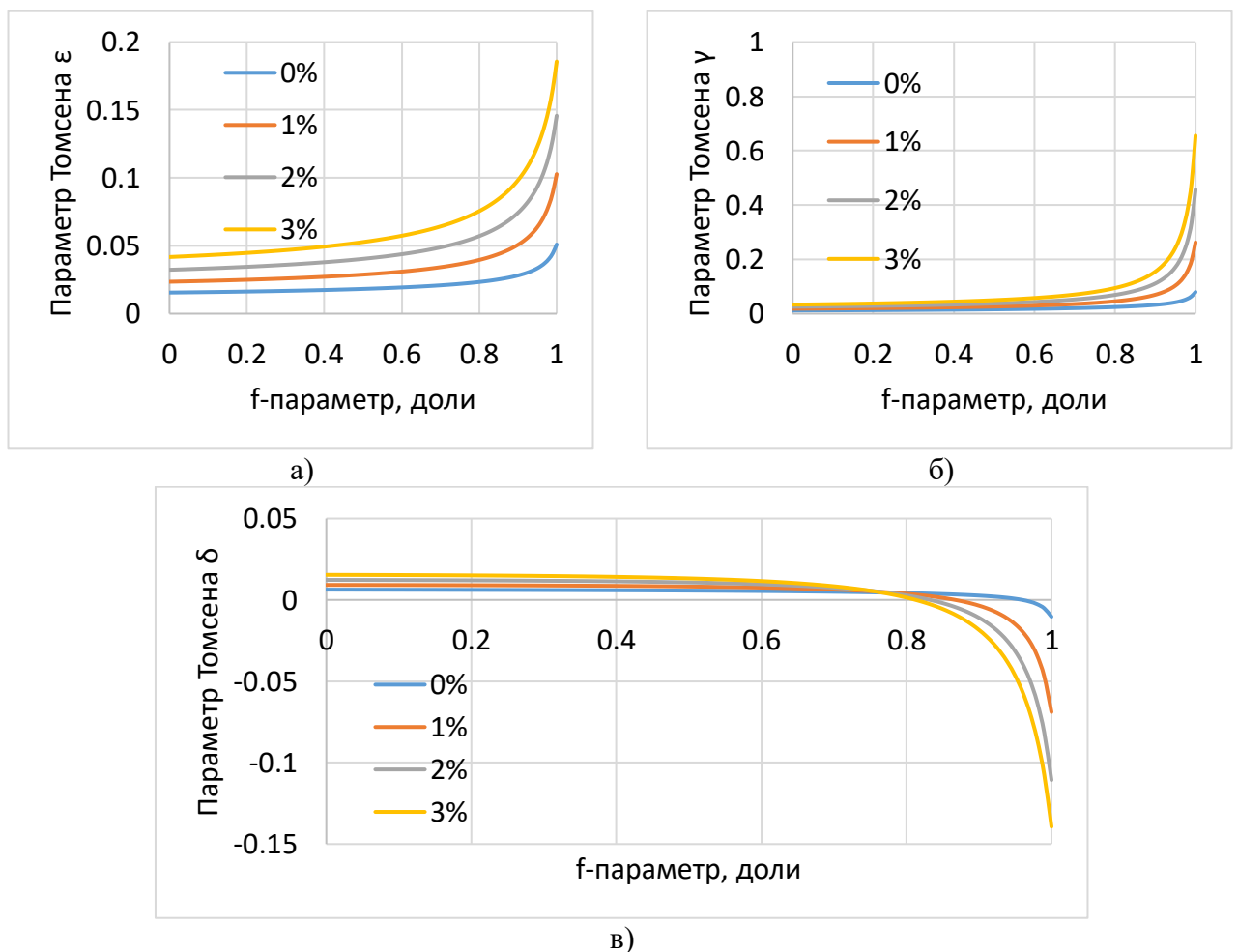


Рисунок 4.3.9 - Параметры Томсена для второй модели среды для разных значений трещиноватости модели (а – параметр ϵ ; б - параметр γ ; в – параметр δ).

4.4 Третья модель

В последней модели эффективной среды по Бейкусу, в качестве упругих свойств прослоев, содержащие кероген, будут использованы результаты моделирования упругих свойств трещиноватой среды, насыщенной жидким флюидом, методами Хадсона и Гассмана (рисунок 4.4.1). Для данной модели эффективного слоя выберем также соотношение суммарной мощности прослоев керогеносодержащих пород к кремнисто-карбонатным 0,25; 0,5; 1. Для демонстрации рассмотрим только модели с аспектным отношением трещин, заполненных флюидом, равным 10^{-4} , 10^{-3} .

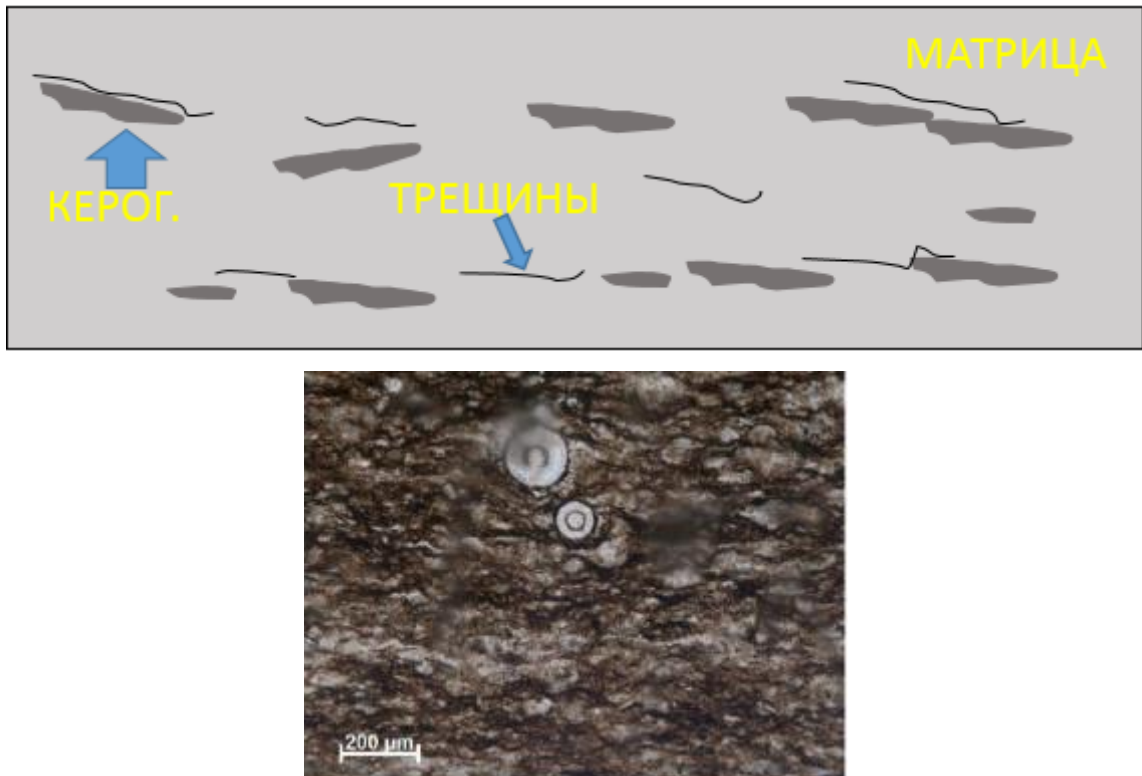


Рисунок 4.4.1 - Схема третьей модели керогеносодержащего слоя с ориентированными трещинами (сверху) и фото шлифов в параллельных николях керогеносодержащих пород.

Модифицировано из работы [Шарданова, 2017].

На рисунке 4.4.2 представлены индикатрисы эффективных скоростей, полученные методом Бейкуса для общего слоя доманиковых отложений. Графики индикатрис скоростей упругих волн при других значениях соотношения суммарной мощности прослоев керогеносодержащих пород к кремнисто-карбонатным и аспектного отношения трещин находятся в приложении “А”. Фактор трещинной пористости сильно влияет на значения эффективных скоростей упругих волн. Наибольшая разница наблюдается для скорости продольной упругой волны (V_p) – 4,1 % при величине угла 41 градус, V_{sv} - 14,2 % при углах 0 и 90 градусов, при величине угла 45 градусов - графики с разной трещинной пористостью пересекаются. При условии, что одно из значений трещиноватости близко к нулю, можно сделать

вывод что при углах распространения упругой SV волны около 45 градусов трещиноватость как свойство среды не видна. Для SH волн максимум разницы наблюдается при распространении волны вдоль оси симметрии (0 градусов) и составляет 14,1 %.

Изменения соотношения суммарной мощности керогеносодержащих слоев к слоям кремнисто-карбонатной породы уменьшают значения эффективных упругих скоростей. Разница между максимальным и минимальным соотношениями для V_p – 15%, V_{sv} и V_{sh} 13%.

Трещинная пористость, рассматриваемая в третьей модели, очень низкая, но при этом она даёт значительную анизотропию упругих скоростей. Это связано с тем, что несмотря на маленький суммарный объем трещин, их количество достаточно велико. Например, на рисунке 4.4.3 представлена зависимость количества трещин радиусом 300 мкм от их раскрытия в цилиндрическом образце керогеносодержащей породы диаметром 30 мм, высотой 60 мм, трещинная пористость 0,02 %. За счет значительного количества эти мельчайшие трещинки способны вызывать существенное изменение в эффективных упругих свойствах. Примером может служить работа [Rathore et al., 1994], в которой авторы показали, что за счет большого количества трещин при их малом суммарном объеме (всего 0.15%) анизотропия скоростей упругих волн может достигать 10 %. В трещиноватых средах со столь малым значением трещинной пористости можно оперировать с другим параметром - плотностью трещин, которая рассчитывается следующим образом:

$$\varepsilon = \frac{Na^3}{V} = \frac{3\varphi}{4\pi\alpha}. \quad (4.4.1)$$

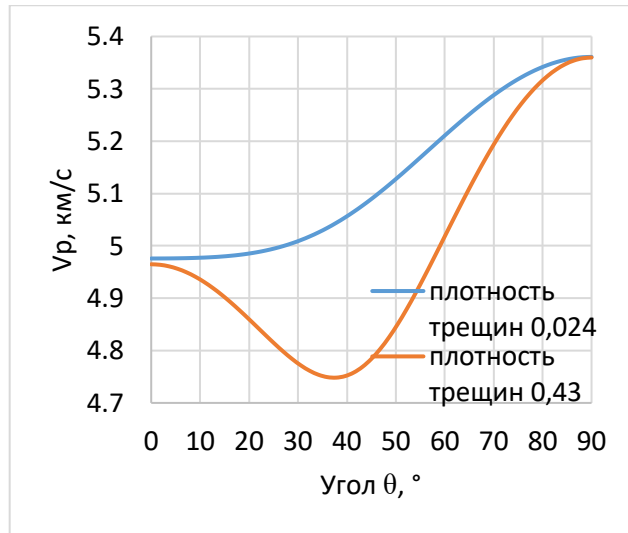
Где N - кол-во трещин в объеме V и радиусом a ; φ – трещинная пористость, α – а.о. трещин.

Заметим, что формулы метода Хадсона в его оригинальной работе содержат именно плотность трещин, а не трещинную пористость.

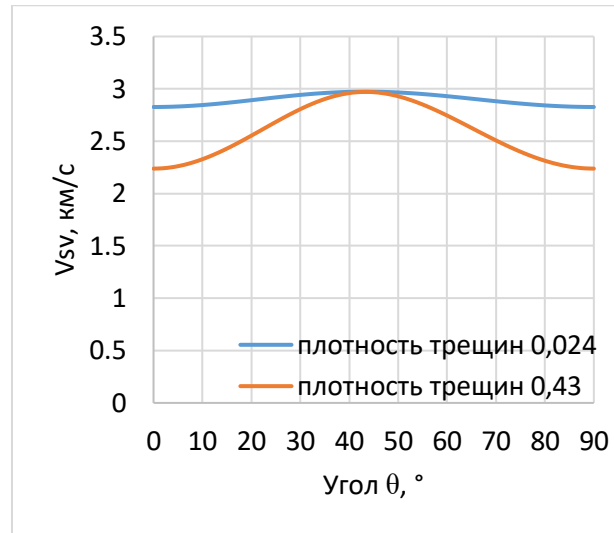
В Таблице 4.4.1 показаны соотношения между трещинной пористостью и плотностью трещин для различных значений аспектного отношения трещин.

Таблица 4.4.1:

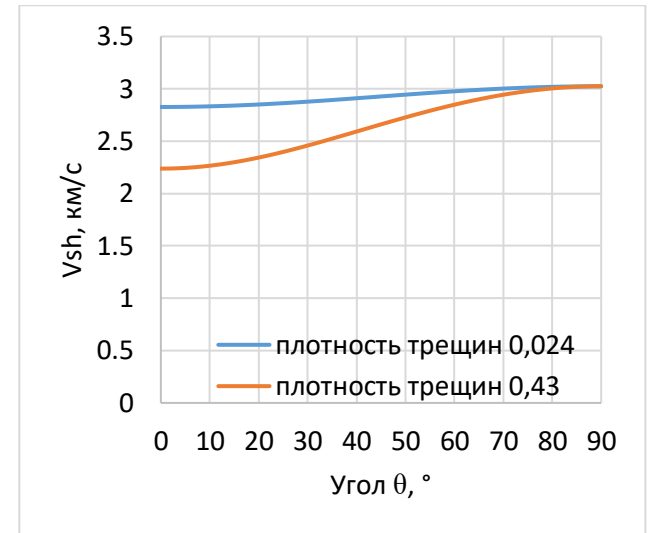
Трещ. пор-ть, %	Плотность трещин	А.О. трещин
0,018	0,43	0,0001
0,19	0,3	0,001
1,1	0,25	0,01



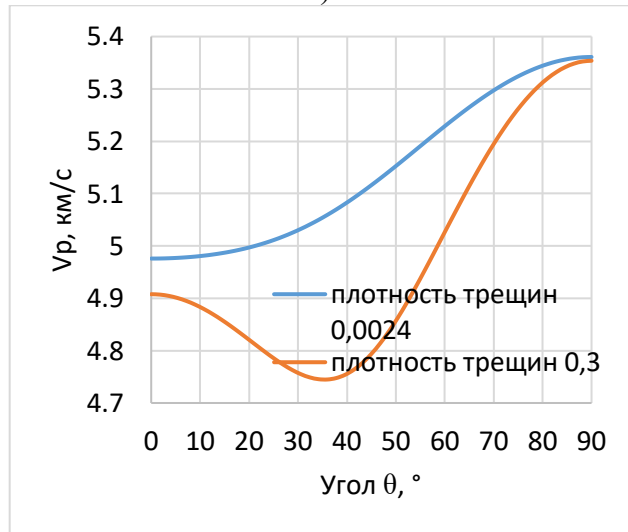
а)



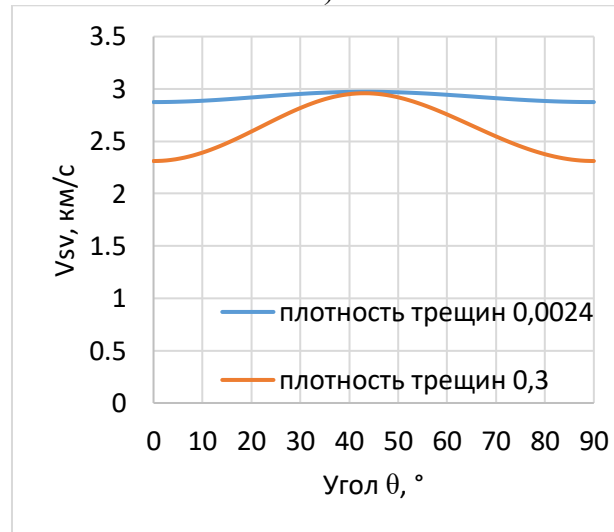
б)



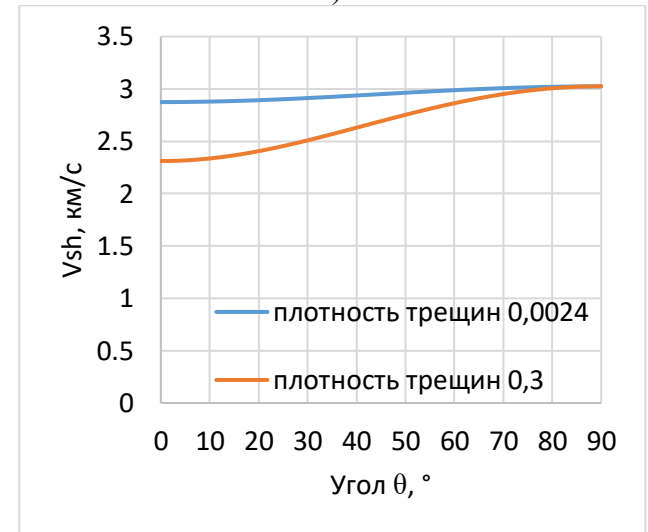
в)



г)



д)



е)

Рисунок 4.4.2 - Индикатрисы скоростей распространения эффективных упругих волн в эффективном слое доманиковых отложений, отношение мощностей прослоев равно 0,25, а.о. трещин 10^{-4} (а, б, в) и 10^{-3} (г, д, е)

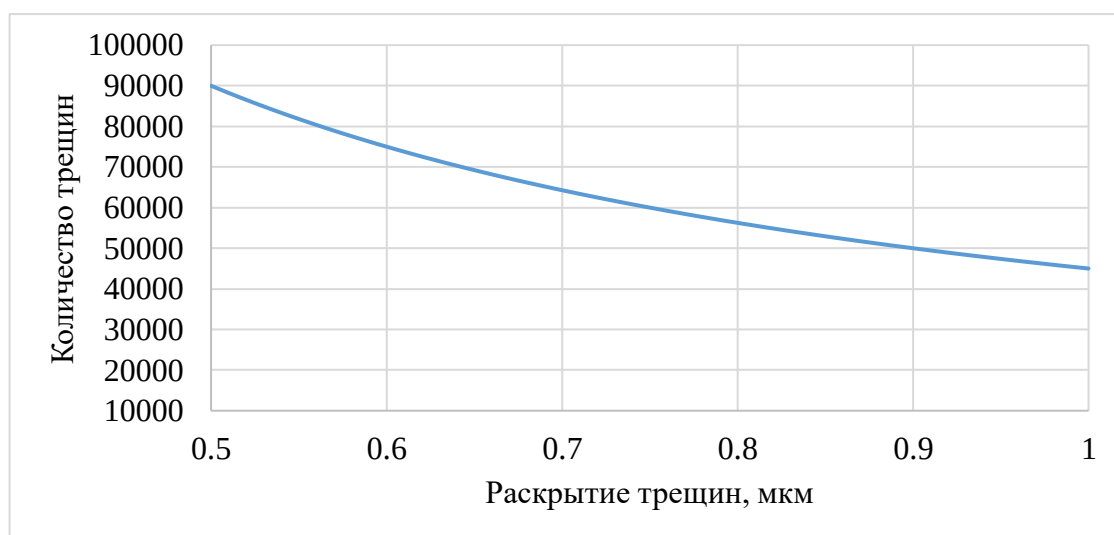


Рисунок 4.4.3 - Количество трещин радиусом 300 мкм в цилиндрическом образце керогеносодержащей породы диаметром 30 мм, высотой 60 мм и объемным содержанием трещин 0,02 %.

4.5 Четвертая модель

Обычно при моделировании на масштабе ГИС в качестве модельной среды рассматривают переслаивание множества тонких пропластков, обладающих различными упругими свойствами. В случае доманиковых отложений в качестве таких пропластков могут быть рассмотрены керогеносодержащие и жесткие кремнисто-карбонатные породы. Однако, на фотографии керна (рисунок 4.5.1) видно, что на некоторых участках порода состоит не из слоев, а из матрицы керогеносодержащей породы и эллипсоидальных крупных включений кремнисто-карбонатных горных пород – “стяжений”.



а)



б)

Рисунок 4.5.1 – Керн из интервала доманиковой формации с месторождения Волго-Уральского НГБ (а); фрагмент керна со “стяжениями” карбонатов (б). Фото Г.А.

Калмыкова.

Упругие свойства модели со “стяжениями” рассчитывались иерархически (рисунок 4.5.2). На первом этапе рассчитывались свойства керогеносодержащей матрицы, как во второй модели, а затем в неё внедрялись включения кальцита. В рамках данной модели включения карбонатов имели изометричную форму.

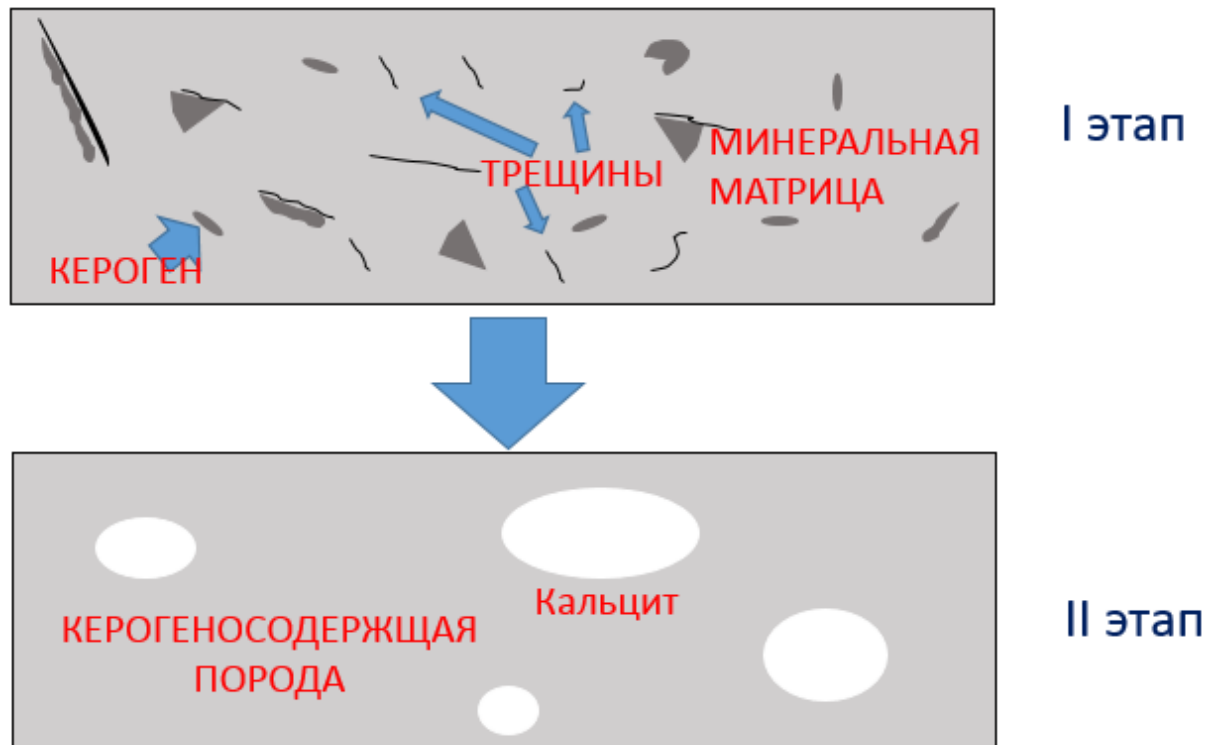


Рисунок 4.5.2 – Четвертая модель среды доманиковых отложений на масштабе ГИС.

При внедрении сфер карбонатов в матрицу использовался также метод самосогласования с учетом связности включений через f -параметр, но, как показали расчеты, изменение f -параметра, связанного со связностью жестких “стяжений”, практически никак не повлияло на эффективные упругие свойства.

Наибольший интерес вызывает сравнение упругих свойств двух разных моделей при одинаковой концентрации компонент – слоистой и модели со “стяжениями”. На рисунке 4.5.3 представлены графики рассчитанных эффективных значений скоростей распространения продольной и поперечной упругих волн в слоистой модели и неслоистой. Для результатов, показанных на графиках, важно отметить, что количество карбонатного материала одинаково в “жестких” слоях и в “стяжениях”. Также объемное содержание других компонент обеих моделей одинаковое. Модель со “стяжениями” изотропная, её упругие скорости сравниваются со скоростями слоистой модели, которые распространяются параллельно оси симметрии.

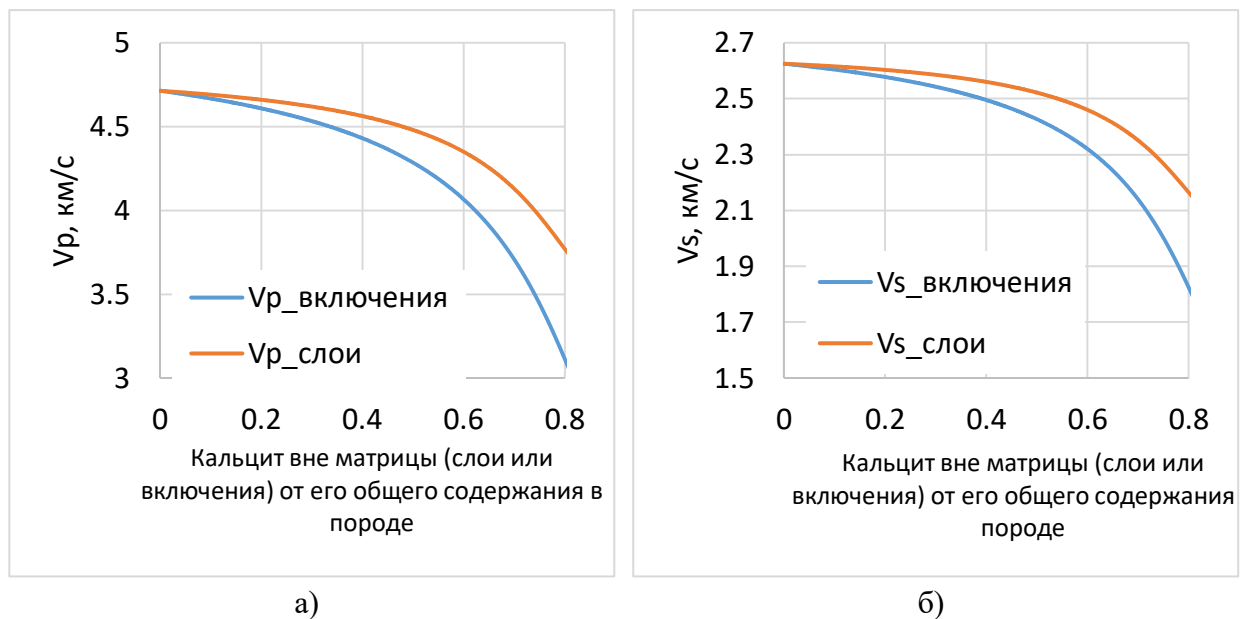


Рисунок 4.5.3 Сравнение значений эффективных скоростей упругих волн для слоистой модели и модели с кремнисто-карбонатными “стяжениями” (а – скорости продольных волн; б – скорости поперечных волн).

На графиках рисунка 4.5.3 видно, что модель со “стяжениями” имеет меньшие скорости, особенно, когда большая часть кремнисто-карбонатного материала сосредоточена в слоях или линзах. Использование этой модели на реальных данных может помочь понизить модельные скорости.

4.6 Выводы к главе 4

В данной главе был проведен расчет эффективных упругих свойств, а именно, эффективных скоростей упругих волн по методу Бейкуса. Полученные данные моделируют природные свойства пород доманиковой формации. Моделирование на данном масштабе можно отнести к масштабу скважинных измерений. Для расчета использовались четыре модели. Каждая модель отвечала за свойства керогеносодержащих слоев. Далее, говоря о моделях, будем иметь ввиду свойства пласта, богатого органическим веществом. Первая модель – изотропный чистый кероген, данная модель была выбрана как самая простая. Эта модель показала высокие значения анизотропии для V_p до 12 % и для V_s до 40 %. Также модель показала очень высокую чувствительность к изменению пористости керогена у поперечных волн горизонтальной поляризации в вертикальном направлении, падение скорости до 40% при увеличении пористости в 2 раза.

Вторая модель отличалась изотропией керогеносодержащего слоя, где чистый кероген был уже включением, а не самостоятельным слоем. В рамках этой модели были рассмотрены основные литологические характеристики, влияющие на упругие эффективные свойства. Стоит отметить, что трещинная пористость и содержание керогена вносят гораздо больший вклад в анизотропию упругих скоростей, чем параметр связности

включений керогена f . Он начинает влиять только при очень больших значениях, т.е. для случаев, когда кероген является матрицей. Однако, для параметра пористости керогена - наоборот. Значительный рост значений анизотропии получается за счет роста параметра f . Анизотропия эффективных скоростей поперечных упругих волн может достигать 40 % для керогеновой матрицы, для продольных – до 25 %, также для керогеновой матрицы.

Третья модель включала анизотропию керогеносодержащего слоя. Основным параметром была трещинная пористость керогеносодержащих прослоев. В силу ограниченной области физичности метода Хадсона параметр трещинной пористости для данной модели был очень мал – до 0,1 %. Но даже в этом случае, четко проявилась анизотропия упругих скоростей. Следующим важным выводом можно считать пересечение графиков скоростей поперечных волн (V_{sv} и V_{sh}) при разных значениях трещинной пористости в районе 45 градусов, что делает неотличимым трещиноватую среду от нетрещиноватой. Этот вывод может успешно применяться при интерпретации сейсмических данных.

Четвертая модель отличалась от всех трех моделей по строению внутреннего пространства. Она была представлена керогеносодержащей породой в которую заключены сферы из карбонатной породы (“стяжения”). Упругие свойства керогеносодержащей матрицы такие же как в модели 2. Физичность данной модели подтверждается образцами керна. Разница с предыдущими моделями заключалась в том, что прослои карбонатов (модель 1, 2, 3) заменялись на стяжения. В результате моделирования было получено, что при одинаковом соотношении “жестких” карбонатных и “мягких” керогеносодержащих пород эффективные упругие скорости для эффективного пласта доманиковых пород будут меньше для модели со стяжениями.

Глава 5. Сейсмогеологическая модель доманиковых отложений и ее коэффициенты отражения

5.1 Введение

Завершающим этапом разномасштабного моделирования является расчет коэффициентов отражения от кровли и подошвы слоя с эффективными упругими свойствами, который является моделью отложений доманиковой формации. Методика исследования аналогична представленной в главе 2. Первый шаг – создание сейсмогеологической модели, т.е. набора слоев, обладающих определенными упругими свойствами. При расчете коэффициентов отражения нам необходимо знать три параметра – эффективные скорости распространения продольной и поперечной волн и эффективную плотность. Для простоты вычислений и проверки полученных модельных значений коэффициентов отражения, воспользуемся сейсмогеологическим разрезом, использованным при расчете коэффициентов отражения для базовых петроупругих моделей доманиковых отложений, основанным на литературных данных (рисунок 5.1.1):

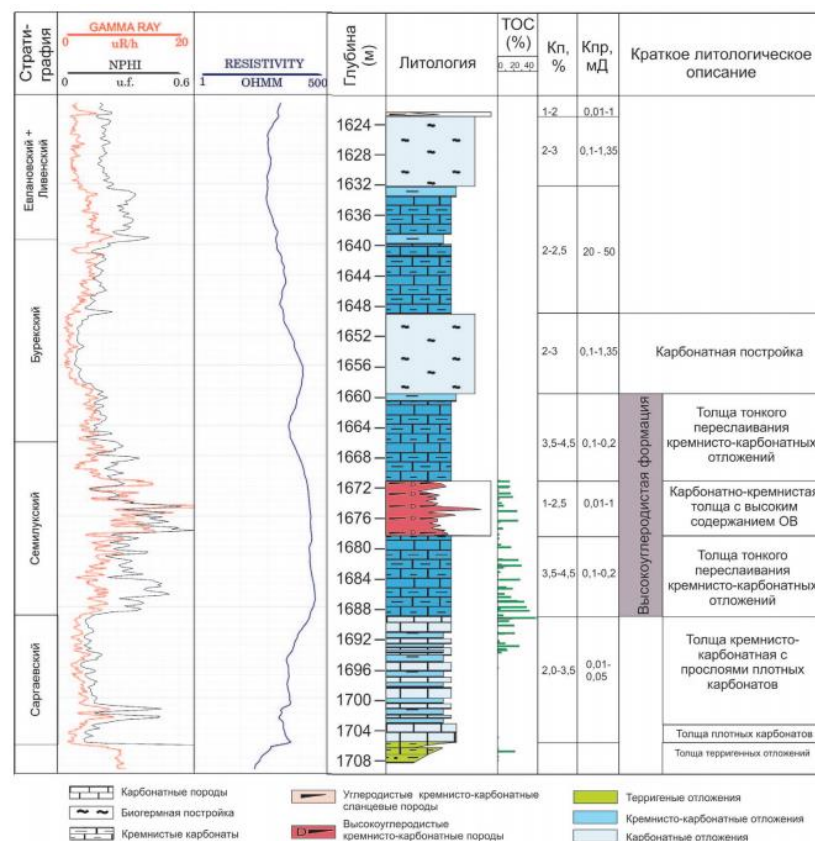


Рисунок 5.1.1 - Принципиальное строение разреза высокоуглеродистой доманиковой формации Волго-Уральского бассейна (идеализированный разрез Волго-Уральского бассейна) [Ступакова, Калмыков, 2017].

Согласно рисунку 5.1.1, доманиковые отложения залегают между карбонатной постройкой с пористостью 2-3 % сверху и кремнисто-карбонатной толщей с прослоями плотных карбонатов с пористостью также 2-3 %. Данная модель была взята за основу. Итоговая сейсмогеологическая модель состоит из трех слоев. Первый слой - карбонатная постройка с упругими параметрами - $V_p = 6.06$ км/с, $V_s = 3.03$ км/с; $\rho = 2.54$ г/см³. Второй слой - продуктивный пласт, его упругие свойства варьируют в зависимости от моделей, рассмотренных в главе 4. Третий слой - кремнисто-карбонатная толща с упругими параметрами - $V_p = 6.11$ км/с, $V_s = 3.04$ км/с; $\rho = 2.54$ г/см³.

5.2 Методика расчета коэффициентов отражения

В рамках моделирования коэффициентов отражения будем считать, что плоская гармоническая волна падает на плоскую границу. Рассматривать будем коэффициенты отражения для продольных волн (PP), а также для обменных волн (PS и SP). Зачастую используют упрощённые выражения для расчета коэффициентов отражения в аппроксимации Рюгера-Томсена [Rüger, 2002], значение коэффициента отражения является суммой двух слагаемых, отвечающих за изотропную часть и анизотропную, например, для продольных волн $R_{PP} = R_{PP}^{iso} + R_{PP}^{aniso}$. Недостатком этого подхода является ограничение, накладываемое на интервал используемых углов падения упругой волны (примерно до 40 градусов). Используем точное решение для расчёта коэффициентов отражения от границы анизотропной VTI среды [Rüger, 2002]. Полный вид выражений значений коэффициентов отражения представлен в приложении (приложение “В”) как для точного решения, так и для аппроксимации Томсена-Рюгера.

В данной работе среды, разделяемые сейсмической границей, считаются идеально упругими, однако, в силу большого контраста упругих свойств керогена, его текстуры и структуры следует считать анизотропную VTI керогеносодержащую среду, скорее, вязкоупругой. Методика расчет коэффициентов отражения для вязкоупругих сред подробно представлена в работе Carcione [1997]. Это будущее направление развития данной темы.

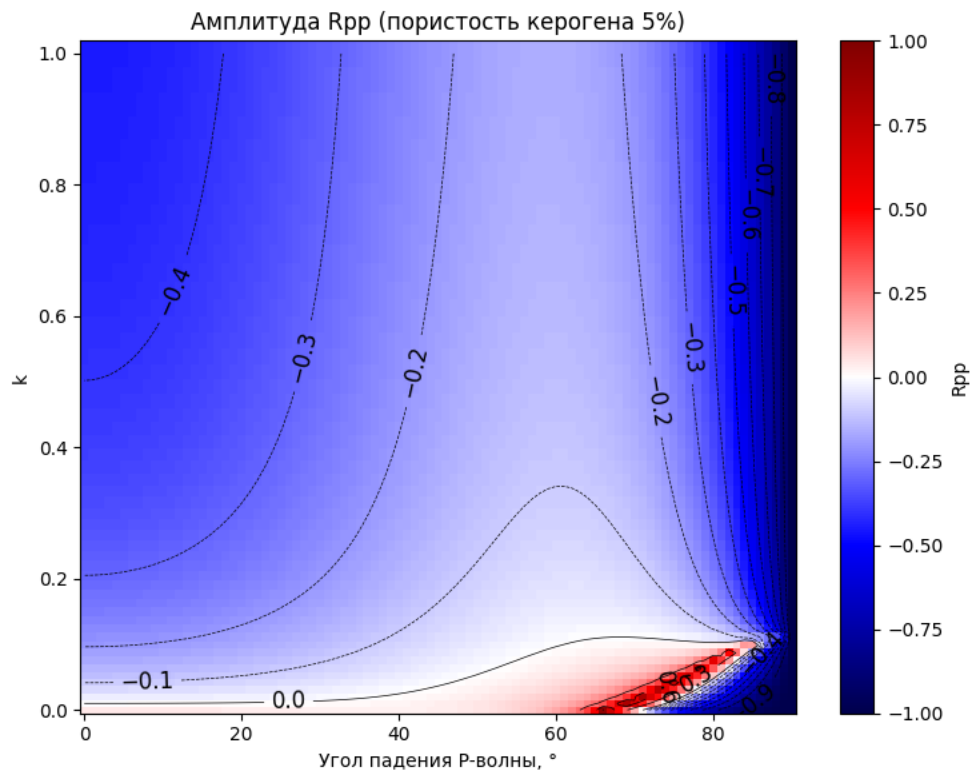
Используя эффективные скорости для трех моделей, полученные в главе 4, рассчитаем коэффициенты отражения для каждой модели.

5.3 Результаты расчетов коэффициентов отражения

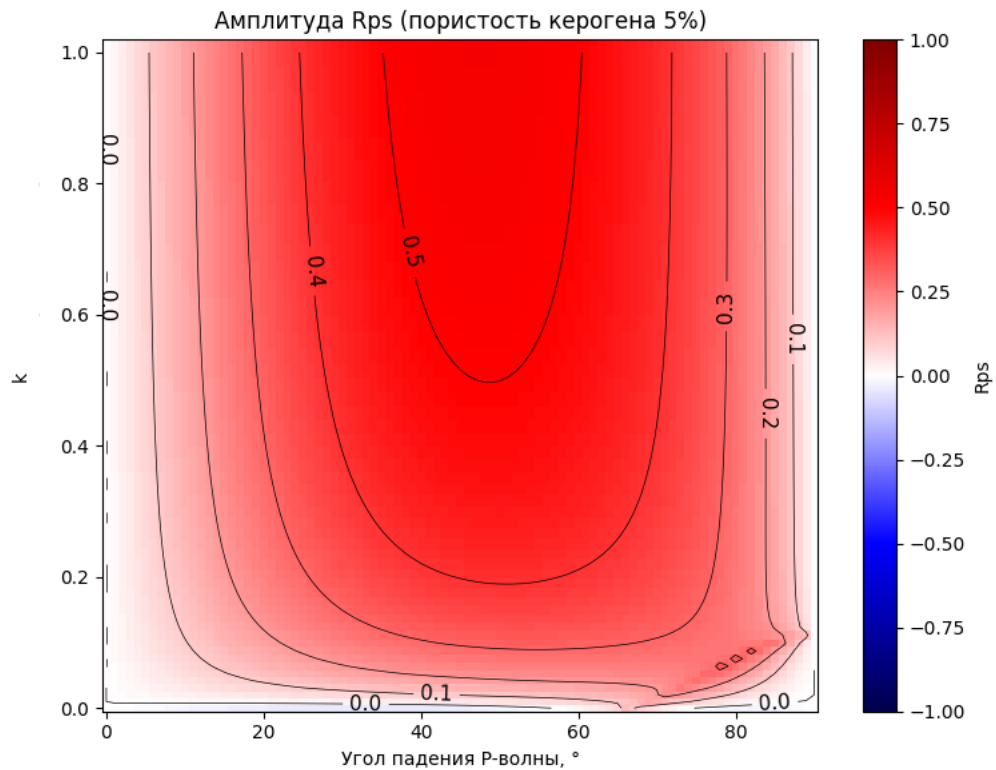
Рассмотрим последовательно три модели, эффективные упругие свойства которых были получены в главе 4. Напомним, что эффективный слой является переслаиванием множества тонких прослоев “жесткой” кремнисто-карбонатной и керогеносодержащей

горной породы. Эффективный слой моделирует толщу отложений доманикового типа. Модели отличаются по конфигурации керогеносодержащих прослоев.

Рассмотрим результаты расчета коэффициентов отражения для первой модели – переслаивание чистого пористого керогена и кремнисто-карбонатной горной породы. Кероген был пористым (форма пор изометричная), насыщенным. Пористость керогена была 0, 5, 10, 15, 20, 30 %. Расчеты проводились по точным формулам Цеприттца. В предыдущей главе при расчете упругих свойств неизвестными параметрами, влияющими на упругие свойства, были пористость керогена и соотношение суммарных мощностей керогеновых прослоев к “жестким”. Варьируя эти два неизвестных параметра, были рассчитаны и построены карты для коэффициента отражения продольной Р-Р и обменной Р-S волн (рисунок 5.3.1). На этом рисунке k - отношение суммарной мощности прослоев керогена к суммарной мощности “жестких” прослоев.



а)



б)

Рисунок 5.3.1 – Карты коэффициентов отражения для продольных (а) и обменных (б) волн от границы анизотропной VTI среды (I модель).

Для лучшей визуализации на карты вынесены изолинии значений коэффициентов отражения. Однако, для детального анализа рассмотрим срезы этих карт, т.е. рассмотрим графики коэффициентов отражения при фиксированном значении отношения суммарной мощности прослоев керогена к суммарной мощности “жестких” прослоев и фиксированной пористости керогена (параметра k) (рисунок 5.3.2). На графиках коэффициентов отражения видно, что при увеличении значения параметра контрастность эффективного слоя увеличивается, а, следовательно, увеличиваются значения коэффициентов отражения по модулю. Наибольший интерес вызывает параметр пористости керогена. На графиках для коэффициентов отражения продольных волн видно, что кривые хорошо дифференцируются на интервале до 20 градусов. Наибольшие различия кривых наблюдаются при нормальном падении (0°), далее все кривые сливаются. Для обменных волн наилучшая дифференциация кривых наблюдается при углах 30-60 градусов, достигая пика при 45 градусах.

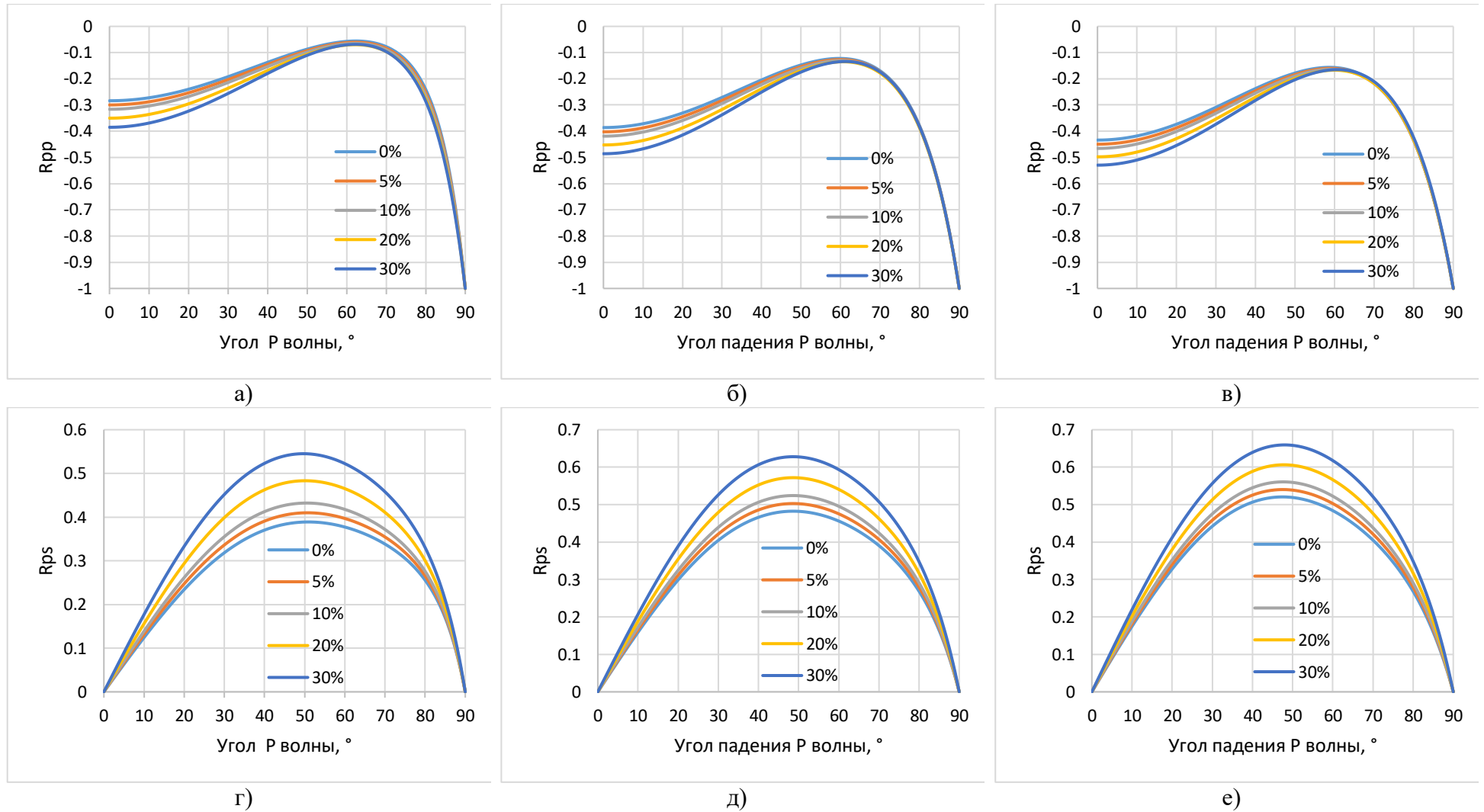
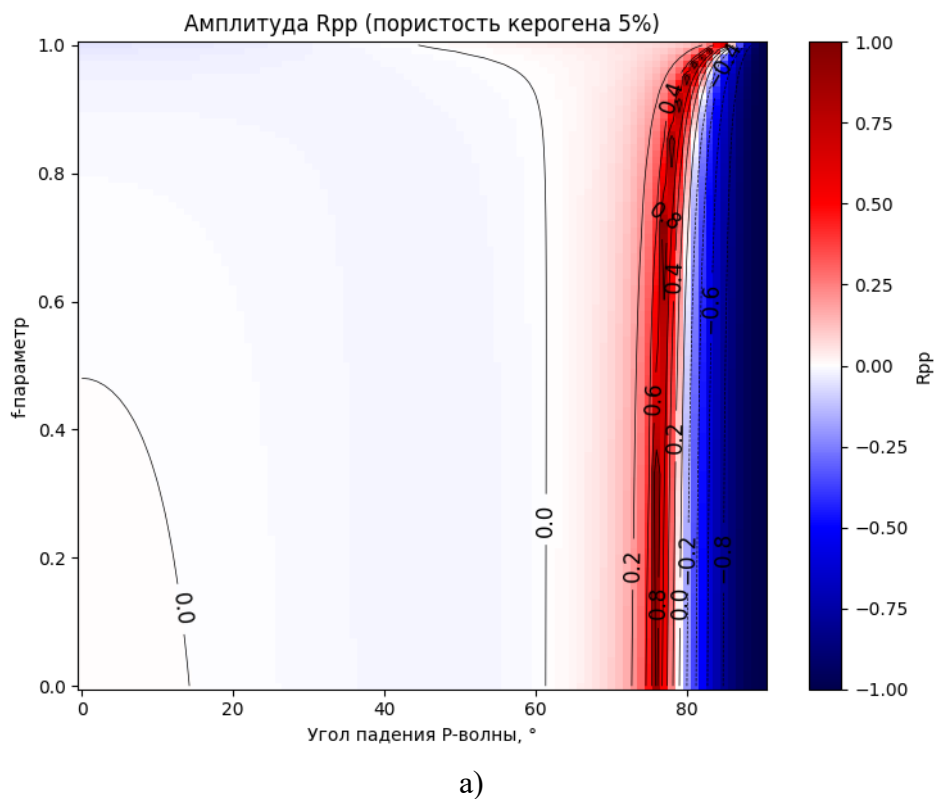


Рисунок 5.3.2 – Графики значений коэффициентов отражения упругих волн при различной пористости керогена (цвет) и значении отношения суммарных мощностей прослоев керогена к ‘жестким’ породам (k) (а, г – $k=0,2$; б, д – $k=0,5$; в, е – $k=1$).

Рассмотрим вторую модель эффективного пласта, где прослой с органикой представлены изотропной керогеносодержащей породой со случайно ориентированными трещинами.

Во второй модели исследовалось влияние тех же параметров, что и на предыдущих масштабах исследования: трещинная пористость, объемная концентрация керогена в породе, пористость керогена. Как и для первой модели также были построены карты коэффициентов отражения Р-Р и Р-S волн, но вместо параметра k (отношение суммарных мощностей керогеносодержащих прослоев к “жестким”), на картах отображалось значение параметра f (параметра связности включений керогена). Значение параметра k было фиксированным и равнялось 0,25. Пример карт коэффициентов отражения представлен на рисунке 5.3.3, остальные карты представлены в приложении (прил. Б).



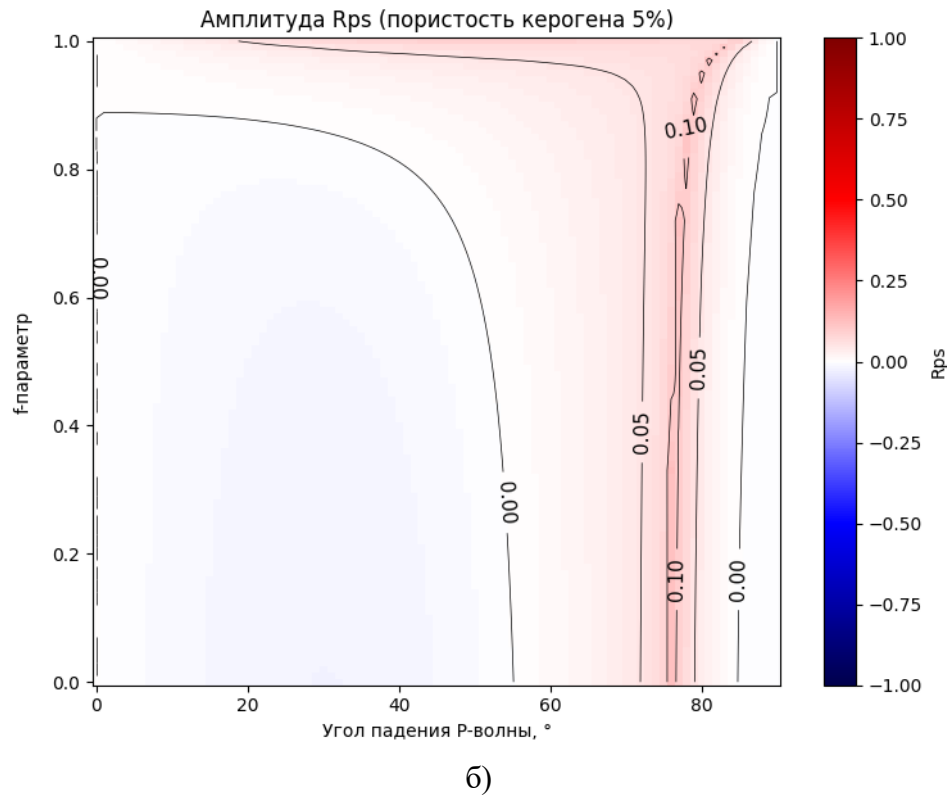
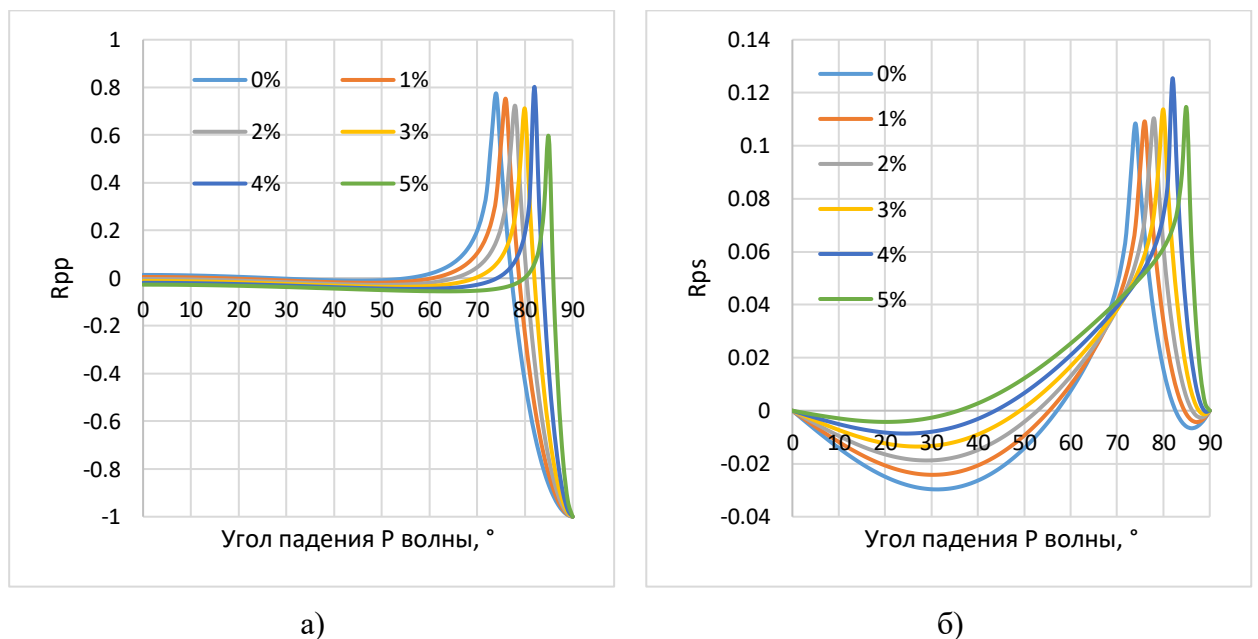


Рисунок 5.3.3 - Карты коэффициентов отражения для продольных (а) и обменных (б) волн от границы анизотропной VTI среды (II модель).

Для более полного анализа рассмотрим графики коэффициентов отражения при значении f равном 0 и 1. Значение 0 означает, что включения керогена изолированы, в то время как значение 1 означает наличие керогеновой матрицы.

На рисунке 5.3.4 представлены графики значений коэффициентов отражения для продольных и обменных волн в зависимости от значения трещинной пористости.



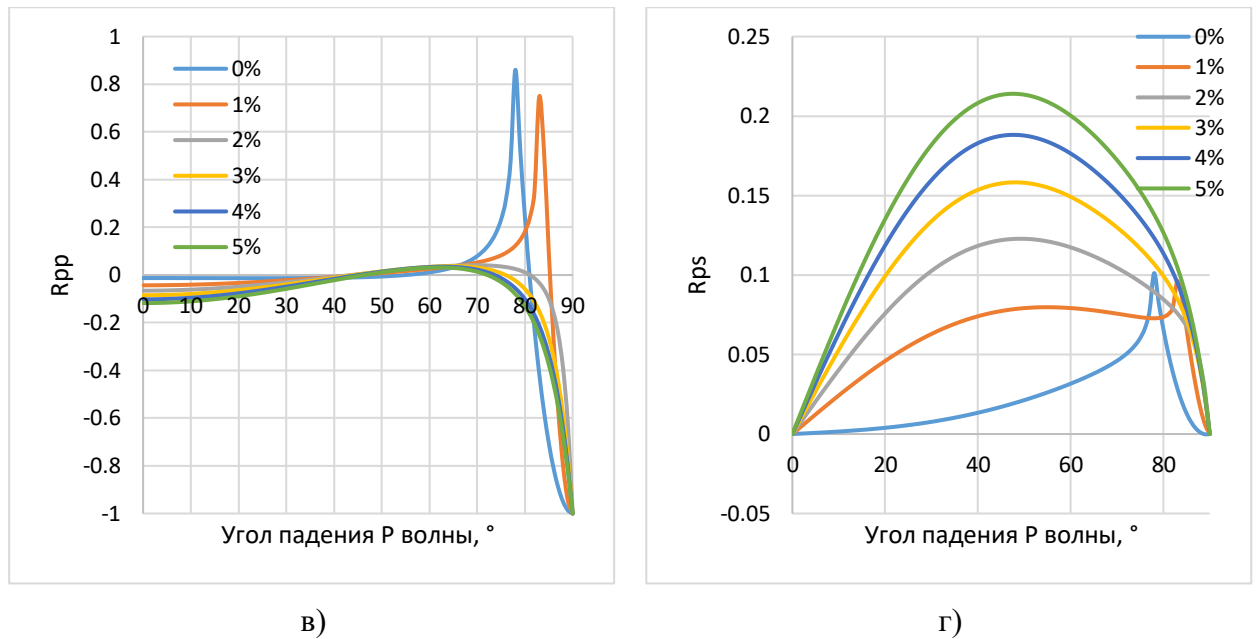


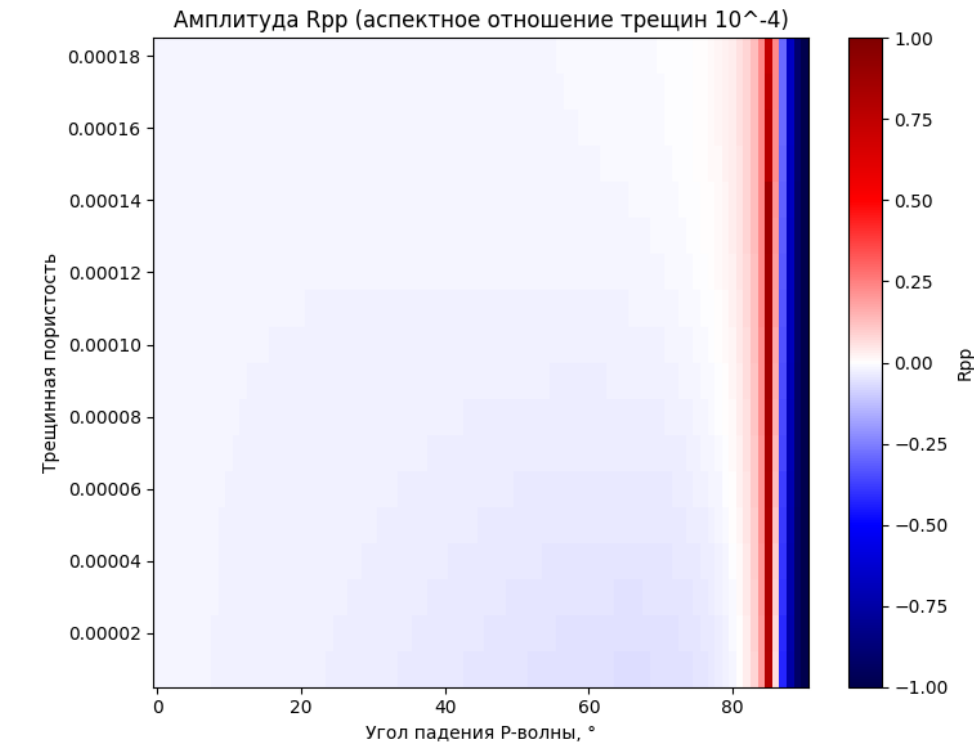
Рисунок 5.3.4 – Графики коэффициентов отражения продольных и обменных волн в зависимости от значения трещинной пористости при различных значения f -параметра (а, б – $f=0$; в, г – $f=1$)

Для второй модели характерно появление критических углов, т.е. углов при которых коэффициент отражения становится комплексным и имеет мнимую часть отличную от нуля. При этом при значении f -параметра равном 1 критический угол пропадает. Наибольшая дифференциация кривых наблюдается у обменных волн.

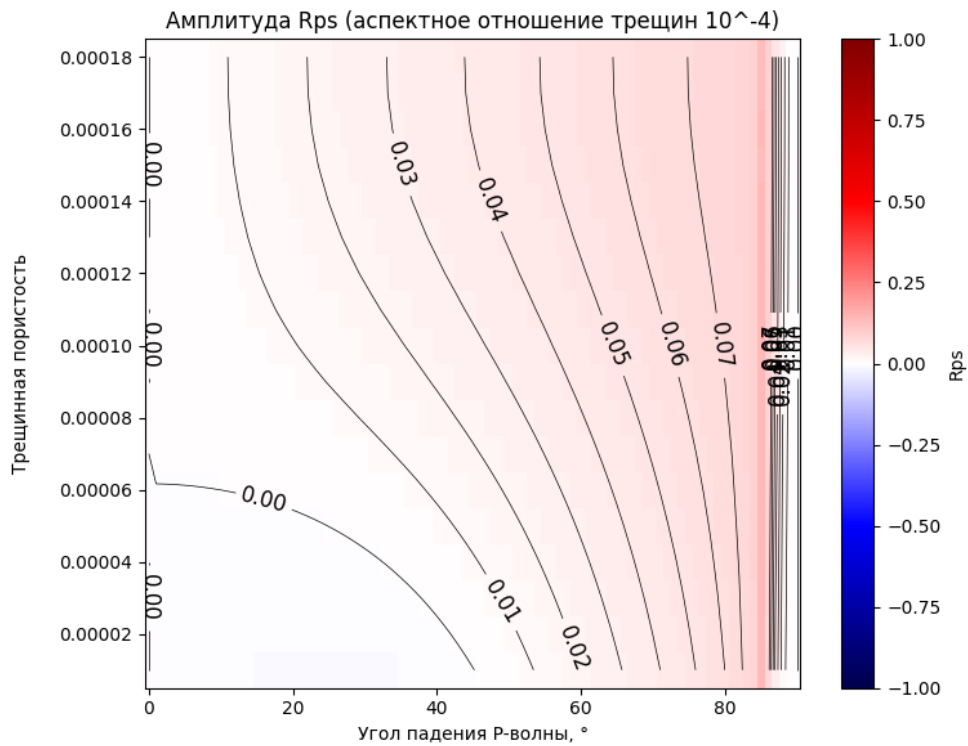
Графики и карты коэффициентов отражения для других параметров представлены в приложении Б. Для всех параметров состава и строения модели выводы о влиянии их на значения коэффициентов отражения одинаковы и будут представлены в параграфе “выводы к главе 5”.

Рассмотрим последнюю модель, где прослой, богатые органикой, представлены анизотропными керогеносодержащими породами, анизотропия которых вызвана ориентированными трещинами.

На рисунке 5.3.5 представлена карты коэффициентов отражения продольных и обменных волн.



а)



б)

Рисунок 5.3.5 - Карты коэффициентов отражения для продольных (а) и обменных (б) волн от границы анизотропной VTI среды (III модель).

Для третьей модели соотношение между мощностями керогеносодержащих пород и “жестких” также выбрано 0,25. По оси ординат отложены значения трещинной пористости,

которые соответствуют физической области работы метода расчета эффективных упругих свойств (см. главу 3).

Рассмотрим графики, представляющие срез карт (рисунок 5.3.6):

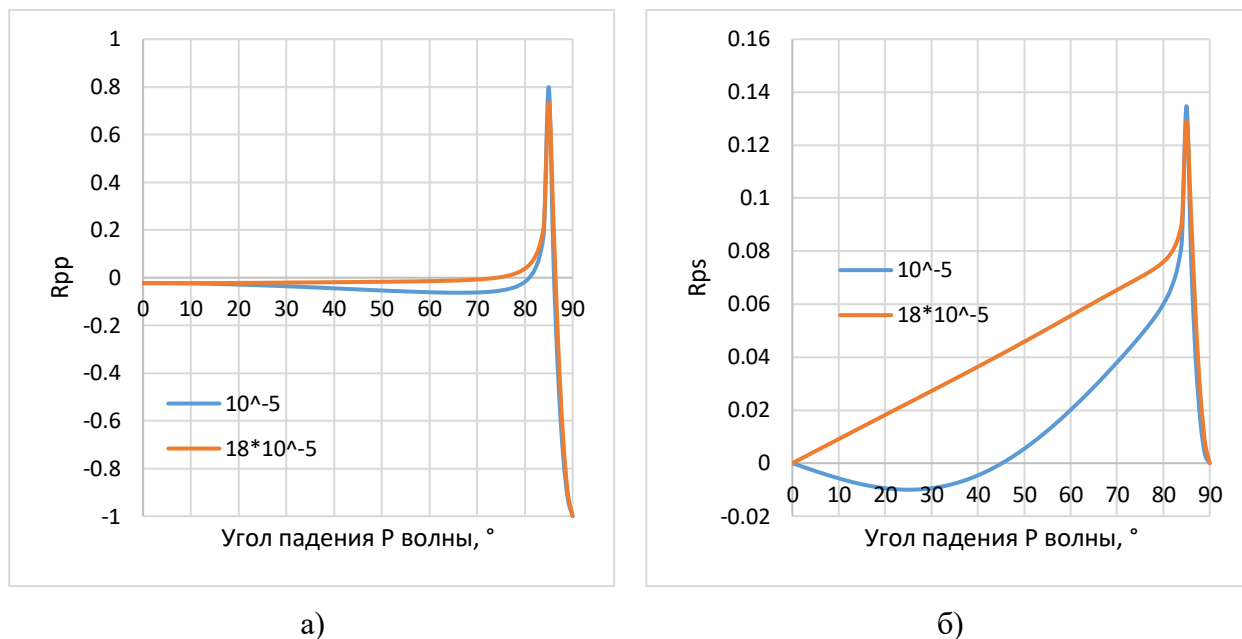


Рисунок 5.3.6 – Графики коэффициентов отражения продольных (а) и обменных (б) волн в зависимости от значения трещинной пористости (в долях единицы) при фиксированном значении аспектного отношения трещин (аспектное отношение трещин = 10^{-4})

На рисунке показаны параметрические кривые, где значение параметра отвечает максимальной возможной трещинной пористости при заданном аспектном отношении трещин. Как и для других моделей наилучшее разделение кривых наблюдается на графиках для обменных волн.

5.4 Выводы к главе 5

В данной главе рассмотрены результаты моделирования коэффициентов отражения для продольных и обменных волн от кровли и подошвы эффективной толщи доманиковых отложений. В рамках моделирования были рассмотрены три модели эффективной доманиковой толщи, упругие свойства которой были получены с помощью метода Бейкуса в главе 4.

Для всех трех моделей были рассчитаны наборы коэффициентов отражений для всех параметров, характеризующих литологические особенности эффективной доманиковой толщи. Параметры были такими же, как и в главе 4 для каждой модели геологического пространства.

Общим и очень важным выводом, полученным для всех трех моделей является то, что особенности состава и строения модели толщи доманикого типа лучше всего выявляются при анализе коэффициентов отражения обменных (P-S) волн.

Глава 6. Разномасштабное моделирование упругих свойств пород доманиковой формации

6.1 Введение

Завершающая глава диссертации посвящена разномасштабному моделированию упругих свойств доманиковых отложений на примере реальных данных. В качестве исходного материала использовались данные, полученные для скважины, пробуренной в Волго-Уральском нефтегазоносном бассейне. Исследуемый интервал составляет 2700-3000 метров. Основной задачей исследования в этой главе является выделение петротипов доманиковых отложений на основе данных о физических свойствах пород, полученных в результате скважинных исследований, и сопоставление полученных петротипов с известными литотипами исследуемых пород.

Литологический тип или сокращенно литотип – геологическое тело, которое включает в себя слои или парагенезис слоев, имеющих общие седиментационные или диагенетические признаки. Иначе говоря, это слои или объем осадочных горных пород, которые образовывались в одно время или последовательно в одних геологических условиях. Такими признаками могут быть текстура, структура, минеральный состав и др. [Петров, 2010]. Для петрофизических и геофизических исследований для дифференциации различных типов пород необходимо, чтобы изучаемые породы имели контраст физических свойств, а не геологических. Например, содержание разных минералов, имеющих схожие упругие свойства, в двух рядом расположенных слоях могут говорить о различных условиях формирования пород и могут служить основанием для проведения геологической границы. Однако для геофизических исследований эта граница будет “прозрачна”. Таким образом нам необходимо связать литологические типы, которые обладают набором геологических признаков, с петротипами, обладающими набором петрофизических признаков. Результатом этого исследования будет набор литолого-петрофизических типов (ЛПТ), свойства которых можно использовать при разномасштабном моделировании и дальнейшей интерпретации полевых данных.

Первым этапом данного исследования является литературный обзор существующих наборов литотипов отложений доманиковой формации и выделение основных геологических признаков, на основе которых эти литотипы разделяются.

Напомним из главы 1, что в данной работе подразумевается под понятием “породы доманиковой формации”. Согласно Юдовичу [Юдович, 1988] под “доманиками” понимают название горизонта (доманиковый горизонт), приуроченного к франскому ярусу верхнего девона (D_3fr). Аналогом которому может служить семилукский горизонт Унифицированной стратиграфической схемы Русской платформы. Также в более широком смысле под доманиками понимают породы, которые отличаются повышенным содержанием органического вещества

(ОВ) возраста D₃fm-C₁t. Различия между литотипами Тимано-Печорской провинции и Волго-Уральской незначительны, поэтому постараемся выделить главные.

В ряде работ [Страхов, 1939; Максимова, 1970; Алиев, 1978; Беляева, 1998] основными признаками для выделения литотипов является минеральный состав, текстурный критерий, связанный с кальцитизированными, доломитизированными или окремненными остатками фауны, и различные формы осадконакопления. В среднем, все авторы выделяют от 10 до 13-14 типов пород доманиковых отложений.

К сожалению, описание типизации пород приводится, в основном, на качественном уровне. Для решения задачи данного исследования, а именно разделение экспериментальных данных, полученных при геофизических исследованиях в скважине (данных ГИС), на литотипы, необходимы количественные оценки признаков. Одним из самых главных критериев разделения на литотипы является минеральный состав. В более современных работах [Прищепа и др., 2024; Фортунатова и др., 2020; Фортунатова и др., 2021] присутствует информация о количественных оценках главных компонент минерального состава, используемая в разделении на литотипы. В работах этих авторов также количество литотипов не превышает 15.

Наиболее полное описание с точки зрения оценки количественного минерального состава приводится в диссертациях Чупахиной [Чупахина, 2023] и Гафуровой [Гафурова, 2018]. Для разделения исследуемых пород на литотипы эти авторы используют минеральный состав, данные о котором, получены с помощью рентгенофазового анализа и анализа Rock-Eval для определения содержаний органического вещества в породах. Важным дополнительным признаком является разделение литотипов по количественному содержанию органического вещества.

Таким образом, в диссертационном исследовании за основу была взята классификация из диссертации Гафуровой [Гафурова, 2018], которая выделяет 12 литотипов (рисунок 7.1.1). Основными признаками является минеральный состав, а именно, литотип выделяется по преобладанию карбонатной компоненты, кремнистой или смешанной, где доли карбонатной кремнистой и глинистой компонент примерно равнозначны (арабская цифра в названии). Литотипы делятся в зависимости от содержания органического вещества (римская цифра в названии). А также литотипы делятся по текстурному признаку – слоистость (литера А-неслоистый; В - слоистый).

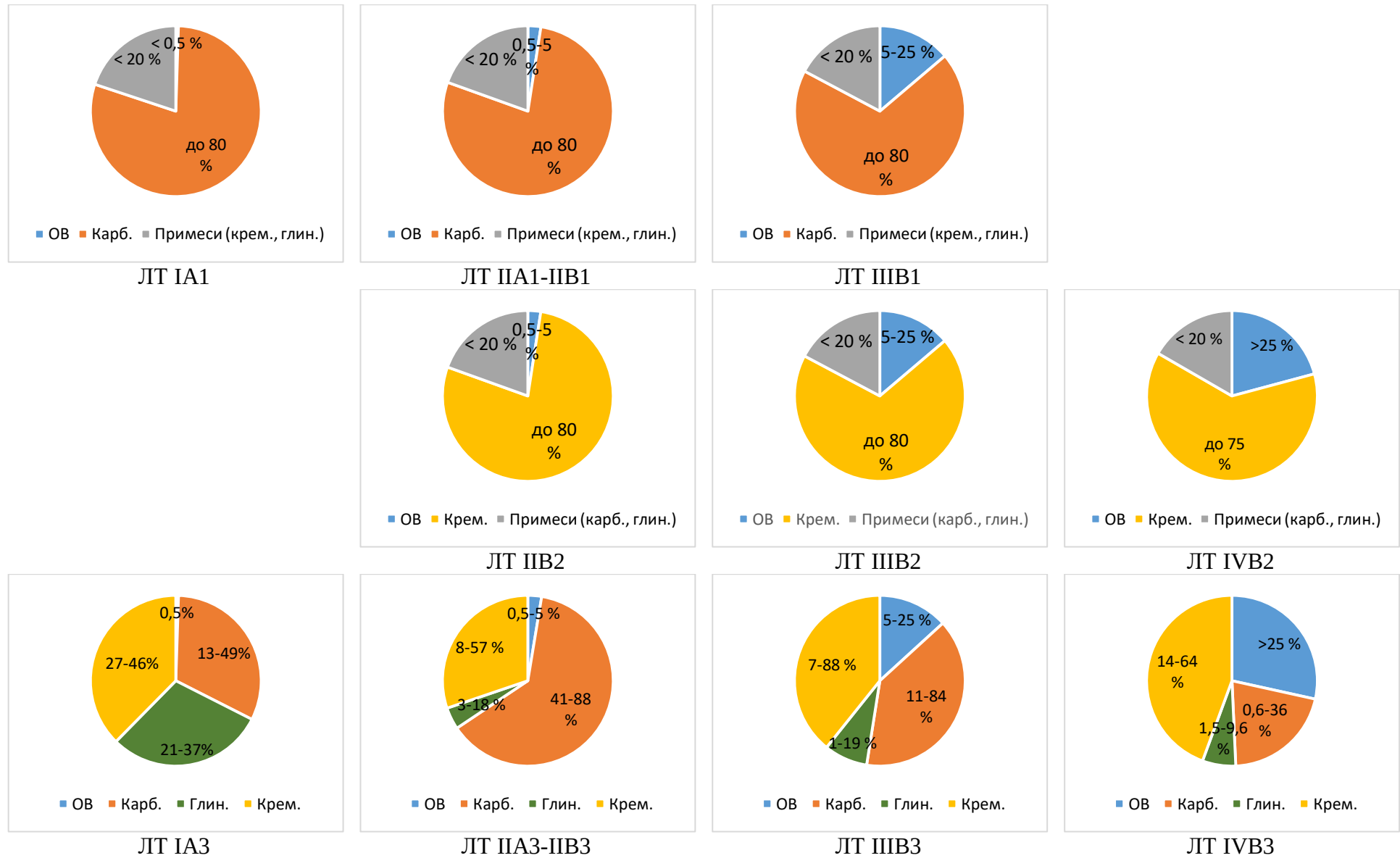


Рисунок 6.1.1 - Типизация горных пород доманикового горизонта [Гафурова, 2018)].

6.2 Литотипизация пород по данным ГИС

Данные ГИС (стандартный LAS файл), используемые в исследованиях, содержат информацию о глубинах, скоростях упругих волн, плотности, минерального состава и пористости пород (рисунок 6.2.1).

MD	Vp	Vs_fast	Vs_slow	Rhob	Clay	Dolom	Calcit	Fields	Kerog	Quart	Porosi
2720,2	5021,063	2809,3279	2799,5073	2,59	0	0,0356	0,7753	0	0,065	0,0981	0,026
2720,3	5077,238	2801,0149	2781,2871	2,6045	0	0,0621	0,6346	0	0,0645	0,2168	0,022
2720,4	5134,683	2792,7509	2763,3025	2,619	0	0,0886	0,4939	0	0,064	0,3355	0,018
2720,5	5091,585	2786,6511	2769,9056	2,6375	0	0,0941	0,5608	0	0,057	0,2581	0,03
2720,6	5049,205	2780,5779	2776,5404	2,656	0	0,0997	0,6277	0	0,05	0,1806	0,042
2720,7	5006,784	2789,2305	2775,2498	2,646	0	0,0976	0,606	0	0,056	0,2019	0,0385
2720,8	4965,071	2797,9372	2773,9604	2,636	0	0,0956	0,5842	0	0,062	0,2232	0,035
2720,9	4964,565	2800,2185	2783,1169	2,6205	0	0,0863	0,6427	0	0,066	0,174	0,031

Рисунок 6.2.1 - Пример входных данных ГИС для многомасштабного исследования. В таблице 6.2.1 приводится расшифровка заголовков LAS-файла:

“MD”	Глубина точки измерения, м
“Vp”	Измеренное значение скорости продольной волны Vp, м/с
“Vs_fast”	Измеренное значение скорости «быстрой» поперечной волны Vs, м/с
“Vs_slow”	Измеренное значение скорости «медленной» поперечной волны Vs, м/с
“Rhob”	Измеренное значение плотности, г/см ³
“Clay”	Объемная доля глины
“Dolomite”	Объемная доля доломита
“Calcite”	Объемная доля кальцита
“Fieldspar”	Объемная доля полевого шпата
“Kerogen”	Объемная доля керогена
“Quartz”	Объемная доля кварца
“Porosity”	Объемная доля общей пористости

Первый этап заключался в разделении слоев по литотипам с помощью скрипт-программы, написанной автором работы на языке программирования Python 3.0. Как было отмечено в предыдущем параграфе, за основу была взята классификация Гафуровой [Гафурова, 2018], но чуть упрощенная. Таблица литотипов, используемая для классификации данных ГИС, представлена ниже (таблица 6.2.2):

Таблица 6.2.2 Литологические типы, используемые для классификации данных ГИС.

ЛТ\сод-е, %	Карб.	Крем.	Глин.	Органическое вещество (ОВ)
IA1	>=50	<50	<50	<=0,5
IA3	<50	<50	<50	<=0,5
IIA1, IIB1	>=50	<50	<50	От 0,5 до 5
IIB2	<50	>=50	<50	От 0,5 до 5
IIA3, IIB3	<50	<50	<50	От 0,5 до 5
IIIB1	>=50	<50	<50	От 5 до 25
IIIB2	<50	>=50	<50	От 5 до 25
IIIB3	<50	<50	<50	От 5 до 25
IVB3	<50	<50	<50	>25

Несмотря на то, что за основу была взята классификация Гафуровой, границы для компонент были несколько расширены. Это связано прежде всего с тем, что в самой диссертации даются количественные оценки минеральных компонент для коллекции образцов, в то время как материалом для данного исследования является только информация ГИС из одной скважины. Более того, для некоторых литотипов границы очень «строгие», например, содержание глинистой компоненты ограничивается с точностью до 1 %. Если литотип смешанного состава имеет содержание глинистой фракции больше или меньше на 1 %, тогда он не попадет в нужный литотип, что неверно. Таким образом, таблица 6.2.2 делит породы по содержанию ОВ (I - ≤ 0.5 % ОВ, II – от 0,5 до 5 % ОВ; III – от 5 до 25 % ОВ; IV – больше 25 % ОВ) и по главной минеральной компоненте: на карбонатный литотип (1), где содержание карбонатной составляющей больше 50 %, а остальные компоненты имеют объемную долю меньше 50 %; кремнистый (2), где содержание кремнистой составляющей больше 50 %, а остальные компоненты имеют объемную долю меньше 50% и смешанный литотип (3), где каждая из главных компонент (карбонатная, кремнистая, глинистая) имеют объемную долю меньше 50 %. Литерой А и В обозначается текстурный признак классификатора: А – неслоистый литотип; В – слоистый литотип.

Исходя из классификации, возникает вопрос, как разделить слоистые и неслоистые литотипы ПА1 и ПВ1, а также ПА3 и ПВ3.

Слоистость может указывать на анизотропию упругих свойств, и, как следствие, анизотропию скоростей упругих волн. Эффективная скорость продольной волны вдоль слоев определяется через эффективную компоненту тензора упругости c_{11}^* , в то время как эффективная скорость продольной волны поперек слоев определяется через эффективную компоненту тензора упругости c_{33}^* . Рассмотрим неравенство (6.2.1), которое является условием того, что скорость V_p вдоль слоев больше соответствующей скорости поперек слоев:

$$c_{11}^* - c_{33}^* > 0, \quad (6.2.1)$$

Тогда, согласно формулам Бейкуса для анизотропной VTI среды [Backus, 1962] имеем (формулы Бейкуса приведены в Главе 1, раздел 1.3):

$$\langle c_{11} \rangle + \langle \frac{c_{13}^2}{c_{33}} \rangle \langle c_{33}^{-1} \rangle^{-1} - \langle \frac{c_{13}^2}{c_{33}} \rangle - \langle c_{33}^{-1} \rangle^{-1} > 0, \quad (6.2.2)$$

$$\langle c_{33}^{-1} \rangle^{-1} \left(\langle \frac{c_{13}^2}{c_{33}} \rangle - 1 \right) > \langle \frac{c_{13}^2}{c_{33}} \rangle - \langle c_{11} \rangle,$$

$$\langle c_{33}^{-1} \rangle^{-1} > \frac{\langle \frac{c_{13}^2}{c_{33}} \rangle - \langle c_{11} \rangle}{\langle \frac{c_{13}^2}{c_{33}} \rangle - 1},$$

откуда следует, что

$$c_{33}^* > \frac{\langle \frac{c_{13}^2}{c_{33}} \rangle - \langle c_{11} \rangle}{\langle \frac{c_{13}}{c_{33}} \rangle^2 - 1}.$$

Таким образом, если последнее выражение в (6.2.2) выполняется, тогда $c_{11}^* > c_{33}^*$, а значит V_p вдоль слоя будет больше, чем V_p поперек для анизотропной VTI среды. Согласно проведенным в настоящей работе исследованиям для данных ГИС, описанных выше данное условие выполняется не всегда. Однако разница в компонентах c_{11}^* , c_{33}^* при этом не столь велика (в пределах 5 ГПа).

Эффективная скорость поперечной упругой волны вдоль слоя, поляризованная в горизонтальной плоскости, в анизотропной VTI среде определяется эффективной компонентой тензора упругости c_{66}^* , а поперек слоя – компонентой c_{44}^* , которые определяются следующим образом согласно формулам Бейкуса [Backus, 1962]:

$$c_{44}^* = \langle \mu^{-1} \rangle^{-1}, \quad (6.2.3)$$

$$c_{66}^* = \langle \mu \rangle.$$

Выражение (6.2.3) являются, по сути, границами Фойгта-Ройсса [Reuss, 1929; Voight, 1928], откуда следует, что $c_{44}^* < c_{66}^*$ и это неравенство выполняется всегда. Заметим, что формулы метода Бейкуса являются точными. Единственным условием их применения является то, что слои должны быть равномерно перемешаны в пласте (тонкослоистая среда (пласт) статистически однороден, и в такой среде отсутствует дальний порядок). Если среда изотропная и имеет состав такой же, как и слоистая среда, то скорость V_s в такой среде будет определяться модулем сдвига, который совпадает с модулем c_{66} для слоистой среды.

Таким образом, разделение на слоистые и неслоистые литотипы для глубин скважины, имеющих одинаковый минеральный состав, необходимо проводить по скоростям поперечных упругих волн.

Рассмотрим гистограмму распределения скоростей поперечных волн для двух литотипов: ПА1 - ПВ1 (рисунки 6.2.2).

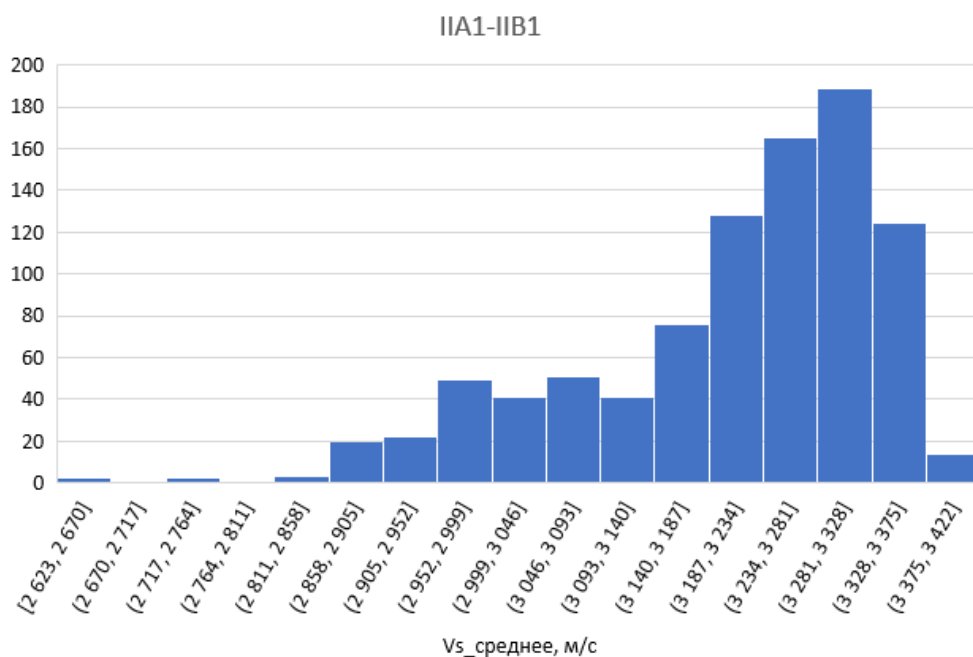


Рисунок 6.2.2 - Распределение значений скоростей поперечной упругой волны по данным ГИС для глубин, классифицированных как ЛТ IIA1 и IIБ1 (по оси абсцисс отложены интервалы скоростей поперечных волн).

На рисунке 6.2.2 представлена гистограмма распределения скоростей поперечных волн для точек (глубин) скважины с минеральным составом одного типа. Если бы на каждой глубине скважины порода была бы неслоистая, то скорость должна была распределиться равномерно, однако, из рисунка видно, что одни глубины имеют значительно меньшие скорости. Таким образом, глубины, где значения скорости V_s были меньше 3140 м/с (среднее значение V_s по скважине) были классифицированы как слоистый литотип IIБ1, а остальные как неслоистый IIA1. Стоит отметить, что на данный эффект в распределении скоростей могут влиять такие параметры, как глинистость и пористость. Для карбонатных литотипов содержание глинистой составляющей, весьма, незначительно, т.е. глина не может вносить наблюдаемый эффект. Необходимо проверить зависимость скоростей поперечных волн от пористости (рисунок 6.2.3). Как видно из рисунка 6.2.3 гипотеза о влиянии пористости на распределение скоростей не подтвердилась. Для пары литотипов смешанного состава были построены такие же графики, а также график зависимости V_s от глинистости, так как литотипы смешанного состава имеют значительную долю глинистой фракции. Однако, влияние пористости и глинистости на распределение скоростей не было установлено.

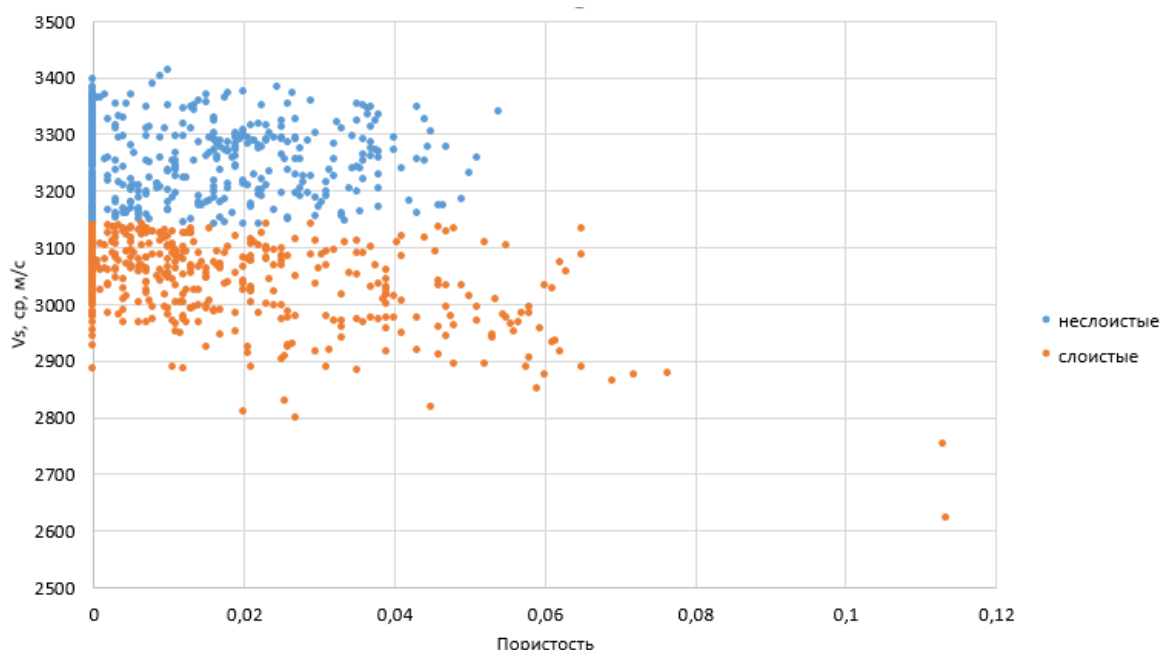


Рисунок 6.2.3 - Зависимость от пористости скоростей поперечной упругой волны по данным ГИС для пород, классифицированных как ЛТ ПА1 и ПВ1.

Итогом этого этапа являлась дополнительная колонка в данных, где каждой глубине был присвоен свой литотип. Дополнительной проверкой на данном этапе являлись диаграммы рассеяния для каждого литотипа от компонент состава. Это было сделано для того, чтобы убедиться, что получившиеся литотипы не могли быть разделены еще на более мелкие литотипы в зависимости от своего состава. Единственный фактор, который влиял на разделение точек по “облакам” была пористость.

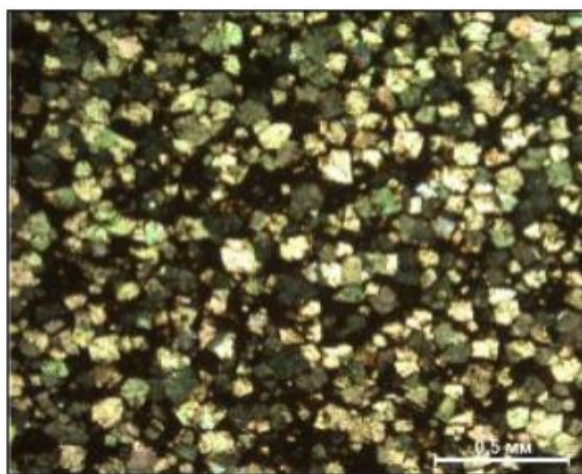
6.3 Методика петроупругого моделирования

Следующим этапом было создание петроупругих моделей для каждой глубины с помощью методов теории эффективных сред.

В рамках петроупругого моделирования пустотное пространство исследуемых пород делилось на два типа - поры и трещины. Поры имели изометричную форму, объемное содержание и форма трещин были одним из параметров для которых, решалась обратная задача. Трещины имели хаотическую ориентацию. В ходе моделирования кероген, как включение, был пористым (объемная концентрация неизометричных пор (трещин) $\approx 0,1\%$ с аспектным отношением 10^{-4} и $\approx 1\%$ изометричных пор. Пустоты в керогене были заполнены газированной нефтью). Для решения обратной задачи, т.е. нахождения эффективных упругих свойств использовался метод самосогласования Берримана [Berryman, 1980b, 1995], который описан в главе 1. Данный метод был выбран как метод, который подходит для изотропных упругих сред и при этом корректно реагирует на контрастные включения (поры и трещины, заполненные жидким флюидом). Выбор метода основывается на фотографиях шлифов для неслоистых

литотипов (рисунок 6.3.1 а) [Гафурова, 2018]. Свойства флюида задавались как 20 %-ная смесь воды и нефти, где 20 % - нефть. Упругие свойства флюида рассчитывались по формуле Вуда [Wood, 1955], которая, по сути, является нижней границей Ройсса [Reuss, 1929], которая описана в первой главе диссертации.

Слоистость литотипов определялась за счет наличия в слоях значительно вытянутых в горизонтальном направлении линз кальцита или кремнезема (рисунок 6.3.1 б). Наличие линз минералов с контрастными упругими свойствами должна приводить к анизотропии упругих свойств. Модель была иерархическая, т.е. сначала рассчитывались свойства матрицы по Берриману, а затем матрица насыщалась линзами минералов. Таким образом, для слоистых литотипов неизвестным параметром петроупругой модели, помимо содержания и формы трещин, было объемная доля линз кальцита (для карбонатного литотипа), кремнезема (для кремнистого литотипа) или и то, и другое (для смешанного литотипа). Насыщение вытянутыми линзами производилось методом Бейкуса (линзы считались слоями), поскольку объединение слоев изотропной матрицы, свойства которой определялись ее составом (минералами, порами, трещинами), и изотропных минеральных линз приводило к эффективной анизотропной VTI среде. Такое построение и определяло иерархичность данной модели.



а)



б)

Рисунок 6.3.1 – Фотографии шлифов: неслоистый литотип (IIA1); слоистый литотип (IIB1) [Гафурова, 2018].

Упругие свойства минеральных компонент были взяты такими же, как и в остальных главах диссертации (при построение базовых (глава 2) и анизотропных (глава 3) петроупругих моделей пород доманиковой формации), и представлены в таблице ниже. Кероген в таблице 6.3.1 - пористый (1,1 %) и насыщен газированной нефтью. Наименьшую невязку давала именно эта конфигурация керогена. Содержание газа в 1 % в смеси нефти и газа, приводит к уменьшению модуля объемного сжатия до 0,02 ГПа [Ryazanova, 2021].

Таблица 6.3.1 Упругие свойства компонент петроупругой модели

Компонента модели	Модуль всестороннего сжатия К, ГПа	Модуль сдвига, ГПа	Плотность, г/см ³
Глина (иллит-смектит 60/40)	37,00	18,2	2,55
Доломит	71,50	34,24	2,86
Кальцит	75,36	30,41	2,65
Полевой шпат (среднее)	37,50	15,00	2,62
Кероген (пористость ≈1,1 %)	0,50	0,29	1,2
Поры (нефть-вода 20/80)	2,12	0	0,973
Трещины (нефть-вода 20/80)	2,12	0	0,973

В качестве решения обратной задачи выбиралось наиболее вероятное решение, которое определялось минимальным значением невязки (относительного расхождения) теоретических и экспериментальных скоростей упругих волн согласно формуле:

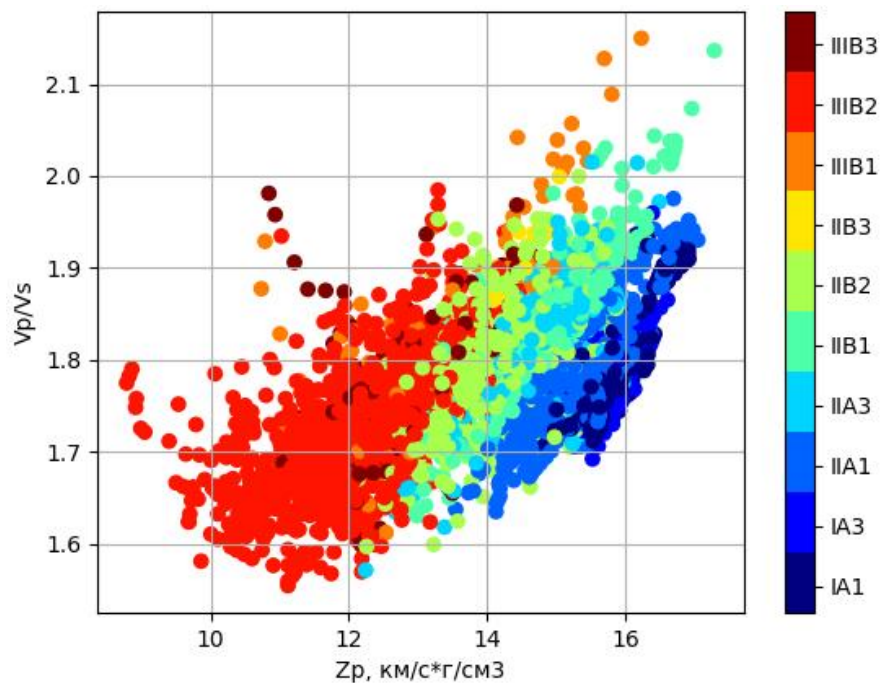
$$\sigma_{gen} = \sqrt{b_{vp}\sigma_{vp}^2 + b_{vs}\sigma_{vs}^2}. \quad (6.3.1)$$

где σ_{vp} невязка между измеренной и рассчитанной скоростью распространения продольной упругой волны в образце, σ_{vs} невязка между измеренной и рассчитанной скоростью распространения поперечной упругой волны в образце, b_{vp} и b_{vs} - весовые коэффициенты, их сумма равна 1, они отражают вклад невязки каждой скорости в общую невязку. Значение этих коэффициентов были взяты равными 0,7 и 0,3 соответственно [Чернышов, 2021]. Для решения обратной задачи использовался метод N-мерных сеток (метод перебора). N – число неизвестных параметров. Согласно этому методу, область возможного изменения каждого параметра делится на интервалы. Результатом такого разделения является N-мерная сетка, в узлах которой решается прямая задача. Из всех решений прямой задачи выбираются такие наборы параметров, которые обеспечивают приемлемое расхождение теоретических значений скоростей с экспериментальными. Из этих наборов затем выбирается наиболее вероятное решение согласно критерию (6.3.1).

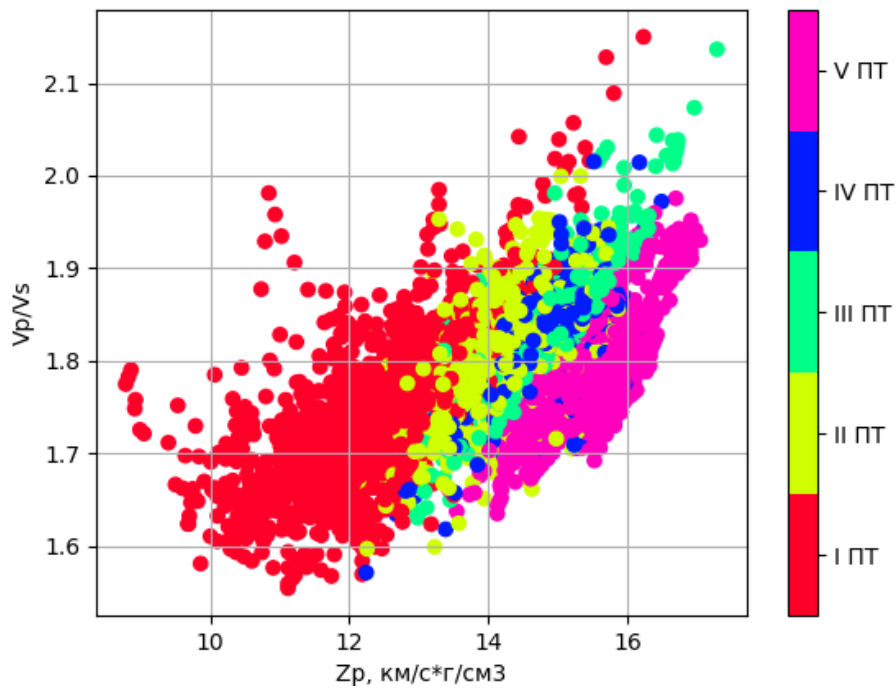
6.4 Результаты петроупругого моделирования

Результатом петроупругого моделирования явились наборы петроупругих моделей для каждой глубины скважины, куда входили значения эффективных упругих скоростей, объемное содержание трещин, значение их аспектного отношения, характеризующих их форму, а также доля минералов в слоистых пропластках.

Скважинные данные, разделенные на литотипы (рис. 6.4.1а), объединились в пять петротипов (пять групп с отличающимися упругими свойствами), отличающихся прежде всего по содержанию органического вещества (ОВ): высокоуглеродистый петротип (литотипы IIIB3, IIIB2, IIIB1); кремнистый с повышенным содержанием ОВ петротип (литотипы IIB3, IIB2); карбонатный с повышенным содержанием ОВ петротип (литотипы IIB1); петротип смешанного состава с повышенным содержанием ОВ (литотипы IIA3); карбонатный петротип с низким содержанием ОВ (литотипы IIA1, IA1, IA3) (рис. 6.4.1б). Для каждого петротипа построены параметрические кроссплоты от: параметров Томсена (ϵ , γ , δ), характеризующих анизотропию упругих свойств и параметров микроструктуры (десятичный логарифм изометричной пористости, трещинной пористости и аспектного отношения трещин). Объединение литотипов в петротипы подробнее представлено в таблице 6.4.1.



а)



б)

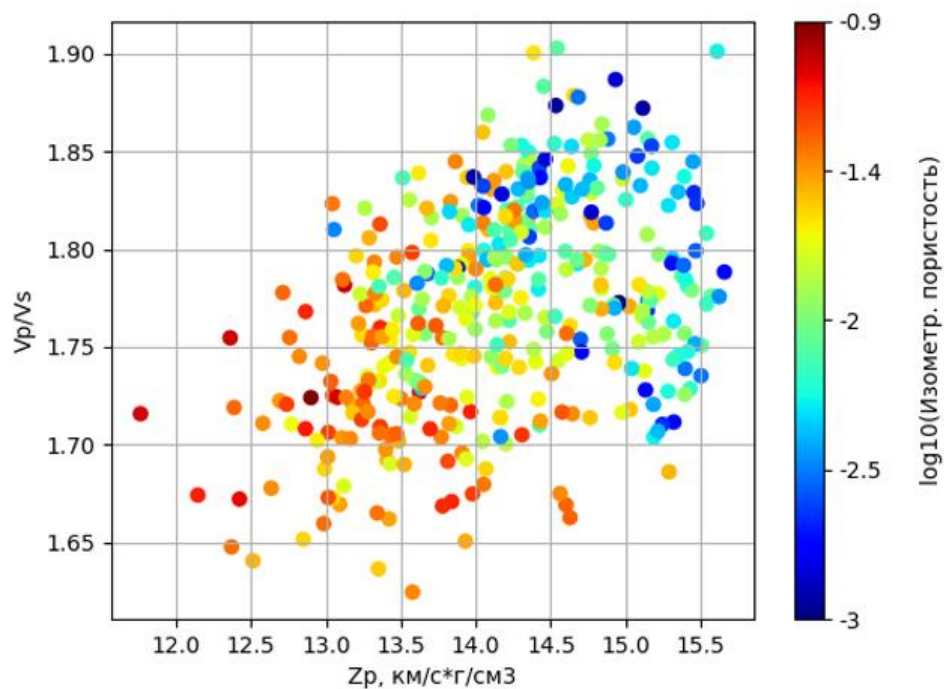
Рисунок 6.4.1 - Кроссплоты упругих свойств скважины с разбиением по: а – литотипам; б – петротипам.

Таблица 6.4.1 Связь литологических типов и петрофизических, используемых для классификации данных ГИС.

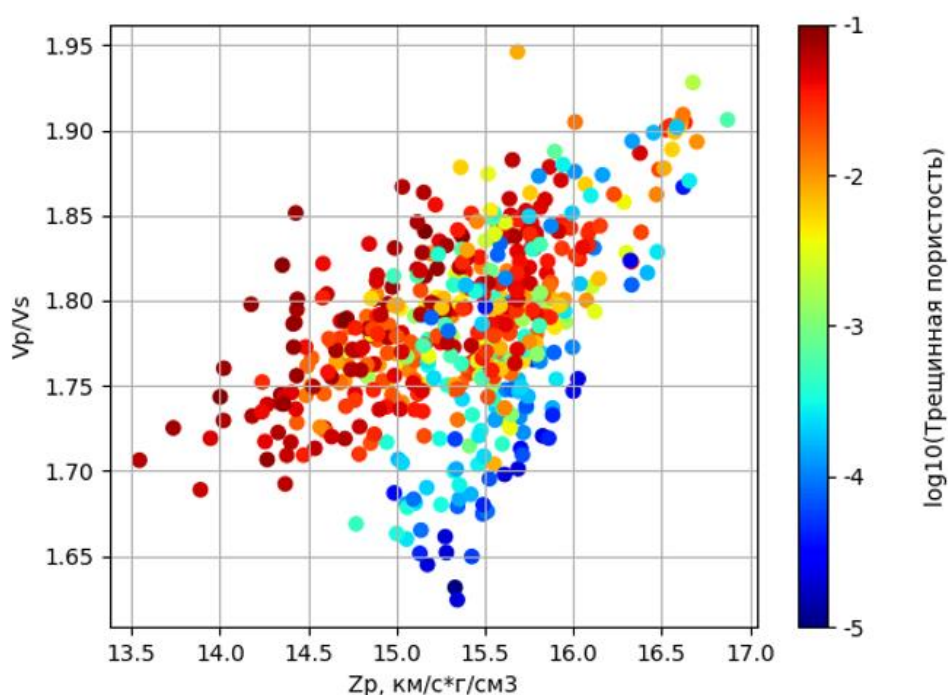
ЛТ:	Описание:	ПТ:	Описание	ПТ разделяется по:
IA1	Карбонатный неслоистый (изотропный) низкоуглеродистый	I	Глинисто-кремнисто- карбонатный неслоистый (изотропный) низкоуглеродистый	Объемной концентрации трещин
IA3	Смешанного состава неслоистый (изотропный) низкоуглеродистый			
IIA1	Карбонатный неслоистый (изотропный) углеродистый			
IIA3	Смешанного состава неслоистый (изотропный) углеродистый	II	Смешанного состава неслоистый (изотропный) углеродистый	Объемной концентрации трещин
IIIB1	Карбонатный слоистый (анизотропный) углеродистый	III	Карбонатный слоистый (анизотропный) углеродистый	Объемной концентрации трещин и изометричных пор
IIIB2	Кремнистый слоистый (анизотропный) углеродистый	IV	Глинисто-кремнистый слоистый (анизотропный) углеродистый	Объемной концентрации изометричных пор
IIIB3	Смешанного состава слоистый (анизотропный) углеродистый			

ПВ1	Карбонатный слоистый (анизотропный) высокоуглеродистый	V	Высокоуглеродистый слоистый (анизотропный)	Объемной концентрации трещин
ПВ2	Кремнистый слоистый (анизотропный) высокоуглеродистый			
ПВ3	Смешанного состава слоистый (анизотропный) высокоуглеродистый			

Для каждого петротипа строились кроссплоты V_p/V_s от акустического импеданса Z_p , где цветом показан один из параметров микроструктуры, полученный по результатам петроупругого моделирования: десятичный логарифм изометричной и трещинной пористости, форма трещин (рис. 6.4.2). По результатам анализа кроссплотов некоторые петротипы разделялись на подгруппы в зависимости от степени влияния микроструктурных параметров на упругие свойства. Важно отметить, что факторы, оказывающие наиболее значимое влияние на упругие свойства, могут разные для разных петротипов.



а)



б)

Рисунок 6.4.2 - Кроссплоты упругих свойств разных петротипов (а – IV; б - I) с разными доминирующими факторами, влияющими на их упругие свойства (а – десятичный логарифм изометричной пористости; б – десятичный логарифм трещинной пористости).

6.5 Разномасштабное моделирование упругих свойств скважины

Завершающим этапом исследования этой главы была попытка перехода от масштаба ГИС к масштабам наземных сейсмических исследований. С помощью метода Бейкуса [Bakus, 1962] были рассчитаны упругие свойства в скользящем окне вдоль ствола скважины скважине. Была выбрана частота 80 Гц, соответствующая верхней граничной частоте амплитудно-частотного спектра данных наземных сейсмических исследований, проведенных на участке, где находится исследуемая скважина. На рисунке 6.5.1 показано сравнение результатов петроупругого моделирования на частотах ГИС и данных из скважины, также были рассчитаны значения параметров Томсена.

Можно отметить хорошую сходимость теоретических и экспериментальных скоростей. Глубины, для которых теоретические скорости больше экспериментальных, требуют дополнительных исследований. Причин, почему это происходит, может быть несколько, например, структура и состав глинистой составляющей могут быть более сложными, в частности, в данной главе использовались изотропные свойства глины ввиду их малой концентрации по сравнению с остальными компонентами; состав глин может быть разный; глины могут присутствовать в виде отдельных слоев; может присутствовать ориентированное неизометричное пустотного пространства, прилегающее к глине или к керогену. Для учета всех этих факторов необходимы дополнительные исследования.

При анализе значений параметров Томсена можно судить о том, что интервалы с наибольшей анизотропией (наибольшими значениями ϵ и γ) соответствуют интервалам с максимальным содержанием керогена и кремнистой составляющей. Параметр γ в среднем больше, чем ϵ , таким образом, можно сделать вывод о том, что для керогеносодержащих пород доманикового типа свойственна больше анизотропия поперечных упругих скоростей.

На рисунке 6.5.2 показано сравнение скоростей, полученных на масштабе ГИС, и рассчитанных методом Бейкуса для масштаба наземных сейсмических исследований, а также результаты апскейлинга параметров Томсена. Можно заметить, что участки, характеризующиеся наибольшим количеством органики и кремнистого материала, также хорошо выделяются на графиках параметров Томсена для масштаба наземных сейсмических измерений. Однако, за счет увеличения масштаба часть полезной информации теряется (например, на глубинах 2750 - 2800 м.). Это заставляет сделать вывод о том, что при исследовании домаников необходимо высокочастотные наземные сейсмические исследования.

На рисунке 6.5.3 также выведен результат расчета индекса минеральной хрупкости на исследуемом интервале. Индекс минеральной хрупкости соответствовал сумме объемной концентрации доломита и кремнезема, но значение концентраций были нормированы без учета пористости. Результаты расчета минеральной хрупкости хорошо коррелируют со значениями параметров Томсена. Максимальная хрупкость наблюдается на участках с повышенным содержанием органики и кремнистого материала.

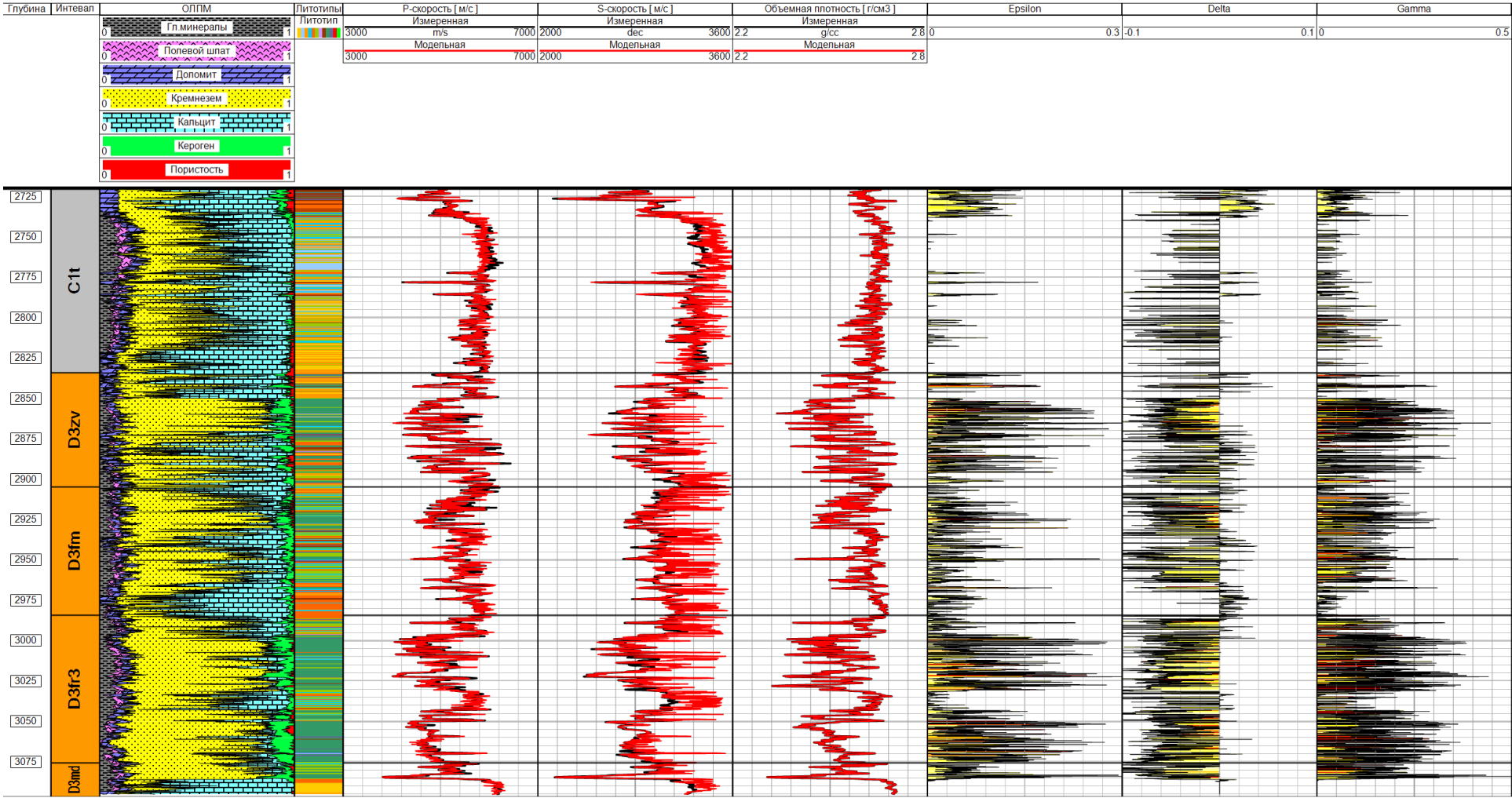


Рисунок 6.5.1 – Результаты петроупругого моделирования для исследуемого интервала скважины Волго-Уральской НГБ.

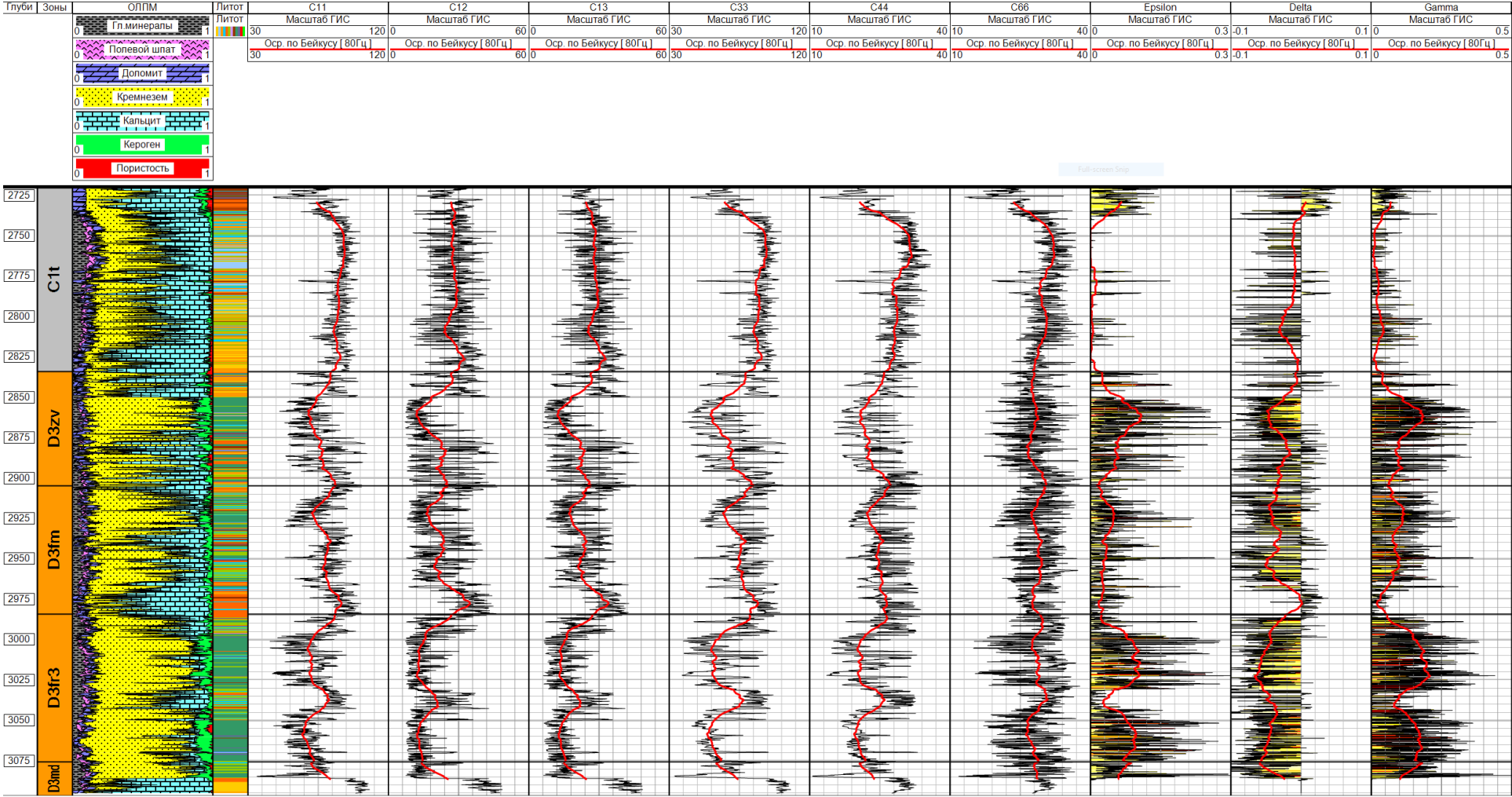


Рисунок 6.5.2 Результат перехода на масштаб наземных сейсмических измерений (80 Гц) упругих свойств

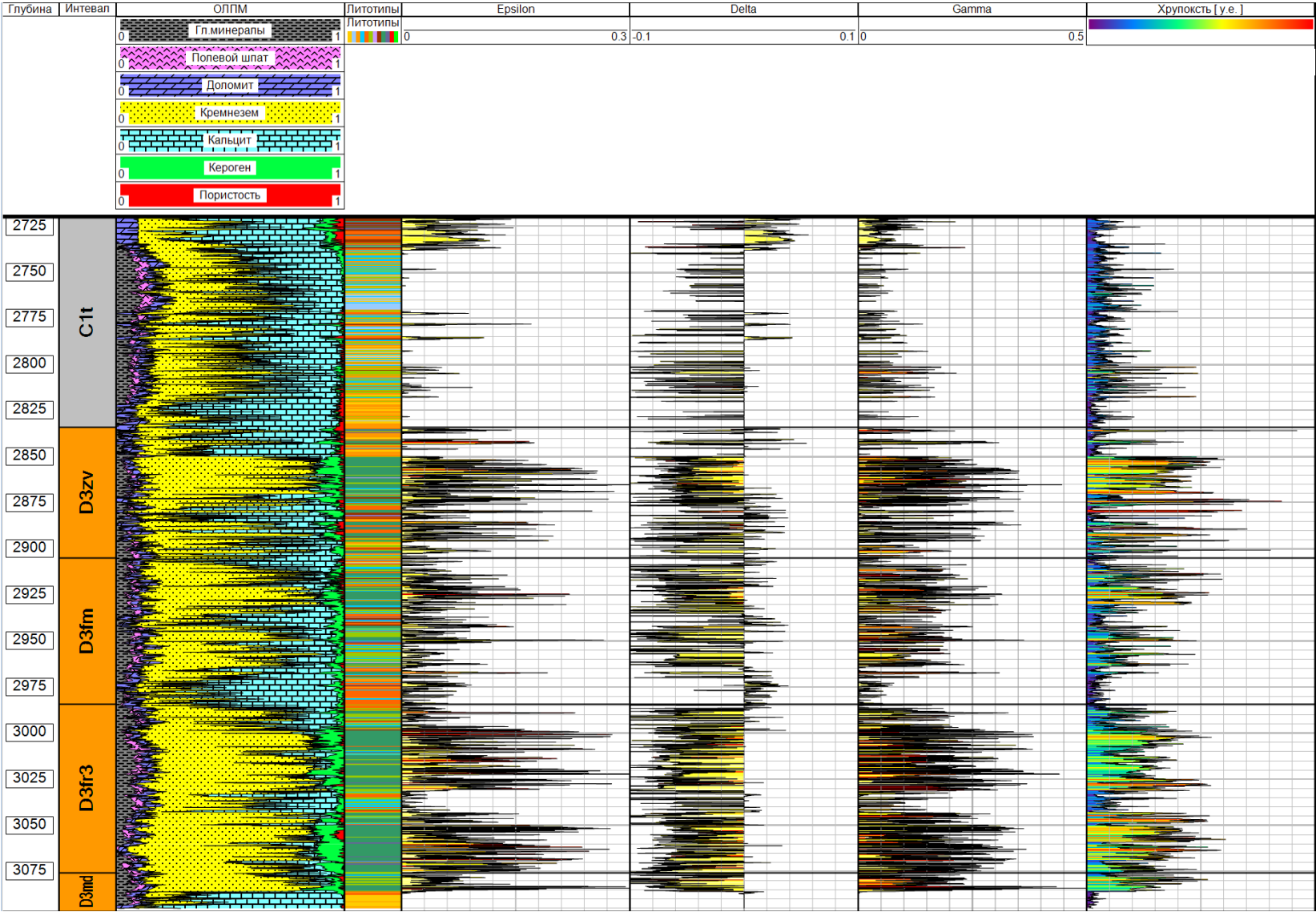


Рисунок 6.5.3 – Распределение параметров Томсена и индекса хрупкости вдоль исследуемого интервала скважины

Выводы к главе 6

В данной главе была проведена литотипизация пород доманиковой формации на примере скважинных данных. В рамках одного литотипа можно выделить несколько петротипов. Эти петротипы обладают различными петрофизическими признаками, влияющими на эффективные упругие свойства, такими как трещинная пористость, форма трещин, доля линз минералов в слое. Эти факторы значительно влияют на эффективные упругие свойства, их анализ необходим для прогноза ФЕС.

При анализе разделения литотипов на петротипы можно отметить, что получившиеся петротипы могут косвенным образом указывать на миграцию флюида по скважине или на генезис пустотного пространства (замещенные остатки фауны или межзерновое пустотное пространство). Моделирование методами теории эффективных сред позволяет связать генезис и форму пустотного пространства.

Выполнен апскейлинг упругих скоростей и показано, что при апскейлинге может теряться информация об анизотропии тонких слоев исследуемых отложений, а как следствие, об их петрофизических и фильтрационно-емкостных свойствах. При интерпретации получившихся результатов можно утверждать, что участки с максимальным содержанием органики и кремнистого материала выделяются по значениям параметров Томсена и индекса минеральной хрупкости.

Именно с помощью методов теории эффективных сред были получены литолого-петрофизические типы доманиковых отложений.

Заключение

Основной задачей исследования было создание разномасштабных петроупругих моделей отложений доманиковой формации с целью выявления основных факторов, влияющих на их модули упругости и скорости упругих волн. Основной особенностью данных пород является то, что они низкопористые и малопроницаемые, причем, углеводороды созревают в керогене, формируя в нем пустотное пространство и, как следствие, создают избыточное поровое давление, которое может влиять на свойства порозаполняющего флюида. Эти факторы обуславливают отличия петроупругого моделирования таких пород от традиционных коллекторов углеводородов.

Проведено разномасштабное исследование низкопористых и малопроницаемых горных пород, которые представляют наибольший научно-исследовательский интерес в области разведочной геофизики и геологии горючих полезных ископаемых. Автором работы применен междисциплинарный подход к петроупругому моделированию, в частности, учет результатов геомеханического моделирования роста трещин в процессе созревания керогена. При разномасштабном исследовании был проведен анализ чувствительности моделей к большинству важных физических и микроструктурных параметров. Создан банк наборов петроупругих моделей с различными физическими и геологическими свойствами. Все этапы моделирования, интерпретации и визуализации полученных результатов были осуществлены полностью или частично в программах автора, написанных на языке программирования Python.

Основные результаты работы состоят в следующем.

1. Доманиковые отложения состоят из множества компонент с широким спектром упругих свойств. Кероген, входящий в состав этих пород, имеет контрастные свойства по отношению к другим компонентам. Вследствие этого содержание керогена, его пористость и вид распределения в объеме породы (в виде матрицы, включений, слоев) оказывают значительное влияние на эффективные упругие свойства. Данное утверждение обосновывается результатами петроупругого моделирования с использованием различных методов теории эффективных сред.
2. Результаты петроупругого моделирования показали, что степень связности керогена значительно влияет на эффективные упругие свойства доманиковых отложений. В некоторых случаях влияние этого фактора проявляется сильнее по сравнению с пористостью керогена (параметр связности включений $f > 0,7$).
3. Моделирование доманиковых отложений как анизотропной трещиноватой среды показало, что трещиноватость является основным фактором, влияющим на упругие

эффективные свойства. Исследование параметра формы включений показало, что аспектное отношение трещин является решающим фактором для выбора достоверной модели породы. Наличие трещинной пористости на уровне 0,02% вызывает значительную анизотропию упругих свойств.

4. Результаты моделирования эффективных упругих свойств пласта, состоящего из тонких слоев, показало, что из-за сложной внутренней структуры слоев, содержащих контрастные включения, анизотропия скоростей упругих может наблюдаться даже в масштабе сейсмических работ. Показано, что параметр связности керогена оказывает сильное влияние на анизотропию эффективных упругих скоростей.
5. При увеличении масштаба исследований уменьшается влияние на эффективные упругие свойства таких факторов как: пористость керогена, модуль сжатия нефти, степень связности керогеновых включений (если кероген не является матрицей).
6. На основе построенных петроупругих моделей решена обратная задача по определению микроструктурных параметров пород по данным геофизических исследований для скважины, пробуренной в Волго-Уральском нефтегазоносном бассейне. Получено распределение параметров Томсена вдоль ствола скважины. Показано, что внутри выделенных литотипов пород доманиковых отложений выделяются петротипы, характеризующиеся разной трещиноватостью, формой пустот и толщиной минеральных прослоев.
7. Результаты данной работы позволили создать обширный набор петроупругих моделей пород доманиковой формации, который может в дальнейшем послужить представительной базой для обучения моделей искусственного интеллекта. В частности, с использованием построенных петроупругих моделей возможно построение синтетических волновых форм, апробация численных алгоритмов поиска доманиковых отложений на реальных данных с помощью имеющихся синтетических данных.

Таким образом, в работе решена задача об установлении взаимосвязей между параметрами внутреннего строения и состава пород доманиковых отложений и упругими характеристиками этих пород (как изотропными, так и анизотропными) в разных масштабах – керн, ГИС, межскважинная томография, сейсмические исследования. Решение этой задачи имеет важное научное значение, поскольку позволяет повысить достоверность интерпретации разномасштабных экспериментальных данных, полученных для таких месторождений, и прогнозировать эти характеристики в зависимости от возможных изменений параметров в процессе поисков и разработки месторождений.

Развитие темы диссертационного исследования может быть дополнено в будущем: 1) исследованием физико-химического процесса созревания керогена с учетом влияния газообразных продуктов трансформации керогена и геохимическим исследованием растворения некоторых минералов в жидком и газообразном флюидах; 2) исследованием влияния пустотного пространства керогеносодержащих пород с учетом каверн, характерных для карбонатных горных пород; 3) исследованием трещин в самом керогене и их влияния на эффективные упругие свойства.

Рекомендации, перспективы дальнейшей разработки темы

Развитие темы диссертационного исследования может быть дополнено в будущем: 1) исследованием физико-химического процесса созревания керогена с учетом влияния газообразных продуктов трансформации керогена и геохимическим исследованием растворения некоторых минералов в жидком и газообразном флюидах; 2) исследованием развития трещин в самом керогене в процессе его созревания; 3) исследованием влияния пустотного пространства керогеносодержащих пород с учетом каверн, характерных для карбонатных горных пород; 4) исследованием трещин в самом керогене и их влияния на эффективные упругие свойства; 5) использование нейронных сетей для идентификации петротипов доманиковых отложений в масштабе сейсмических исследований.

Список сокращений и условных обозначений

D _{3fr}	Франский ярус верхнего Девона
C _{1t}	Турнейский ярус нижнего Карбона
Сорг	Содержание органического вещества
AVO	Amplitude versus offset
ГИС	Геофизические исследования скважин
ОВ	Органическое вещество
K _{dry} .	Модуль всестороннего сжатия породы, где пустотное пространство заполнено воздухом
V _p	Скорость продольной упругой волны
V _s	Скорость поперечной упругой волны
КИН	Коэффициент интенсивности напряжений
ЮТС	Южно-Татарский свод
УВ	Углеводород
ТС	Тело сравнения
границы ХШ	Границы Хашина-Штрикмана
Метод ОСП	Метод обобщенного сингулярного приближения
VTI	Vertical transversally isotropic – трансверсально изотропная среда с вертикальной осью симметрии
а.о.	Аспектное отношение
V _{sv}	Скорость поперечной упругой волны в вертикальном направлении в среде VTI, поляризованная в горизонтальной плоскости (совпадает со скоростью поперечной волн в горизонтальной плоскости с поляризацией в вертикальной плоскости)

Vsh	Скорость поперечной упругой волны в горизонтальном направлении в среде VTI, поляризованная в горизонтальной плоскости.
ЛПТ	Литолого-петрофизический тип
ЛТ	Литологический тип
LAS-файл	LAS — сокращение от Log ASCII Standard (ASCII — American Standard Code for Information Interchange)
ФЕС	Фильтрационно-емкостные свойства

Список литературы

1. Аверьянова О.Ю. Нефтегазовые системы сланцевых материнских формаций: дисс. ... канд. геол.-мин. наук: 25.00.12 / Аверьянова Оксана Юрьевна. — СПб., 2015. — 227 с.
2. Алиев М.М. Девонские отложения Волго-Уральской нефтегазоносной провинции / М.М. Алиев, Г.П. Батанова, Р.О. Хачатрян, А.И. Ляшенко, С.И. Новожилова, А.М. Назаренко, М.Г. Адлер, Т.И. Федорова, А.М. Тюрин, Н.А. Михайлова. — М.: “Недра”, 1978. — 216с.
3. Ананьев В.В. Прогнозная оценка ресурсной базы мендым-доманиковых отложений как основного источника углеводородного сырья центральных районов Волго-Уральской нефтегазоносной провинции / В.В. Ананьев, В.М. Смелков, Н.В. Пронин // Геология нефти и газа. — 2007. — №1.
4. Баюк И. О. Междисциплинарный подход к прогнозированию макроскопических и фильтрационно-емкостных свойств коллекторов углеводородов: дисс. ... д-ра физ.-мат. наук: 25.00.10 / Баюк Ирина Олеговна. — М., 2013. — 228 с.
5. Баюк И.О. Анизотропная петроупругая модель хадумитов Восточного и Центрального Предкавказья / И.О. Баюк, Д.А. Данько, М.В. Кулапова, В.И. Рыжков // Геофизика. — 2019. — № 6. — С. 36–47.
6. Баюк И.О. Экспериментально-теоретический подход для прогноза и анализа анизотропных упругих свойств углеводородосодержащего сланца бажендовской свиты при пластовых условиях / И.О. Баюк, И.А. Березина, М.А. Краснова, А.В. Патонин, А.В. Пономарев, С.А. Тихоцкий, И.В. Фокин, В.А. Цельмович, Г.А. Калмыков // сборник Актуальные направления геологического изучения и освоения недр Западной Сибири. — 2016. — С. 47-59.
7. Беляева Н. В. Модель седиментации франско-турнейских отложений на северо-востоке Европейской платформы (в связи с формированием рифовых резервуаров) / Беляева Н.В., Корзун А. Л., Петрова Л. В. — СПб.: Наука, 1998. — 154 с.
8. Боганик Г.Н. Сейсморазведка: Учебник для вузов / Г.Н. Боганик, И.И. Гурвич. — Тверь: Издательство АИС, 2006. — 744 с., 204 ил.
9. Воскресенский Ю.Н. Изучение изменений амплитуд сейсмических отражений для поисков и разведки залежей углеводородов. Учебное пособие для вузов / Ю.Н. Воскресенский. — М.: РГУ нефти и газа, 2001. — 68 с.
10. Гафурова Д.Р. Изменение пустотного пространства различных литотипов керогенонасыщенных пород доманиковой формации при разных скоростях нагрева / Д.Р.

- Гафурова, Д.В. Корост, Е.В. Козлова, А.Г. Калмыков, Г.А. Калмыков // Георесурсы. — 2017. — Т.19. — №3. — Ч.2 — С. 255-263.
11. Гафурова Д.Р. Преобразование органического вещества и формирование порового пространства в результате теплового воздействия на породы семилукского (доманикового) горизонта Южно-Татарского свода: дис. ... канд. геол.-мин. наук: 25.00.12 / Гафурова Дина Ринатовна. — М., 2018. — 139 с.
 12. Данько Д.А. Петроупругое моделирование при изучении верхнедевонских карбонатных отложений Тимано-Печорской нефтегазоносной провинции / Д.А. Данько, Д.В. Кляжников, Н.А. Осинцева, В.И. Рыжков // Геофизика. — 2018. — № 6. — С. 17 – 28.
 13. Завьялова А.П. Строение, условия формирования и нефтегазоносность отложений доманикоидной высокоуглеродистой формации центральной и юго-восточной частей Волго-Уральского нефте-газоносного бассейна / А.П. Завьялова, М.Ю. Карпушин, А.В. Ступакова, Г.А. Калмыков, В.В. Чупахина, Н.И. Коробова, М.С. Борисова, К.А. Радченко // Георесурсы. — 2023. — 25(2). — С. 123–139.
 14. Зайдельсон М.И. Формирование и нефтегазоносность доманикоидных формация / М.И. Зайдельсон, С.Я. Вайнбаум, Н.А. Копрова и др. — М.: Наука, 1990. — 79 с.
 15. Зайдельсон М.И. Особенности генерации, миграции и аккумуляции УВ доманикоидных формаций / М.И. Зайдельсон, Е.Я. Суровиков, Л.Л. Казьмин, С.Я. Вайнбаум, Е.Г. Семенова // Геология нефти и газа. — 1990. — №6.
 16. Карпушин М.Ю. Геологическое строение и перспективы нефтегазоносности доманикоидной высокоуглеродистой формации центральной части Волго-Уральского нефтегазоносного бассейна / М.Ю. Карпушин, А.В. Ступакова, А.П. Завьялова, А.А. Суслова, В.В. Чупахина, К.А. Радченко // Георесурсы. — 2022. — 24(2). — С. 129–138.
 17. Кирюхина Т.А. Доманиковые отложения Тимано-Печорского и Волго-Уральского бассейнов / Т.А. Кирюхина, Н.П. Фадеева, Е.Н. Полудеткина, Р.С. Сауткин // Геология нефти и газа. — 2013. — С. 76-87.
 18. Киселева Ю.А. Роль доманиковых отложений в формировании залежей нефти в центральных районах Волго-Уральской НГП (Бузулукская впадина) / Ю.А. Киселева, Т.П. Жеглова, М.В. Дахнова, С.В. Можегова, Е.С. Назарова, Г.С. Нечитайло // Геология и геофизика. — 2017. — Т. 58. — № 3-4. — С. 384—397.
 19. Клубова Т.Т. Глинистые коллекторы нефти и газа / Т.Т. Клубова. — Москва «Недра», 1988.
 20. Кожевникова Е.Е. Геология и геохимия нефти и газа [Электронный ресурс]: учебное пособие / Е.Е. Кожевникова // Пермский государственный национальный

- исследовательский университет. — 2020. — Режим доступа: <http://www.psu.ru/files/docs/science/books/uchebnie-posobiya/kozhevnikova-geologiya-i-geoximiya-nefti-i-gaza.pdf>.
21. Кривощёков С.Н. Перспективы нефтегазоносности отложений доманикового типа на территории Пермского края / С.Н. Кривощёков, А.А. Кочнев, И.В. Санников // Вестник ПНИПУ. Геология. Нефтегазовое и горное дело. — 2013. — №9. — С. 18-26.
 22. Максимова С.В. Эколого-фациальные особенности и условия образования доманика / С.В. Максимова. — Москва: Наука, 1970. — 85 с., 8 л. ил. черт.; 22.
 23. Окуневич В.С. Петрофизическое моделирование пород доманиковой формации как основа интерпретации сейсмических данных / В.С. Окуневич, И.О. Баяк // ВЕСТНИК МОСКОВСКОГО УНИВЕРСИТЕТА. СЕРИЯ 4. ГЕОЛОГИЯ. — 2022. — № 4. — С. 149-156.
 24. Окуневич В.С. Анализ синтетических AVO-сейсмограмм по результатам петроупругого моделирования пород доманиковой формации / В.С. Окуневич, И.О. Баяк // Геофизика. — 2023. — № 4. — С. 8-15.
 25. Петров О.В. Геологический словарь. В трех томах. Издание третье, перераб. и доп. [Электронный ресурс] / Гл. ред. О.В. Петров. — Т. 1. А–Й. — СПб.: Изд-во ВСЕГЕИ. — 2010. — С. 432.
 26. Прищепа О. М Оценка влияния литолого-фациальных условий на распределение органического углерода в «доманиковых» верхнедевонских отложениях Тимано-Печорской провинции / О.М. Прищепа, Н В. Сеница, А Х. Ибатуллин // Записки Горного института. — 2024. — №268.
 27. Савойская М. К. Оценка анизотропии упругих свойств в масштабах геофизических исследований скважин и сейсмических съемок на основе петроупругого моделирования / М. К. Савойская, И. О. Баяк // Физико-химические и петрофизические исследования в науках о Земле: Двадцать вторая международная конференция. Материалы конференции, Москва, 27 сентября – 01 октября 2021 года. – Москва: Федеральное государственное бюджетное учреждение науки Институт геологии рудных месторождений, петрографии, минералогии и геохимии Российской Академии наук. — 2021. — С. 231-233.
 28. Серебренникова О.В. геохимические методы при поиске и разведке нефти и газа: Учебное пособие / О.В. Серебренникова // — Ханты-Мансийск, РИЦ ЮГУ. — 2008. — С. 172.
 29. Страхов Н.М. Доманиковая фация Южного Урала / Н.М. Страхов — Москва: Изд-во Акад. наук СССР, 1939. — 122, IX с. ил., табл., черт., карт.; 26 см. — (Труды Института геологический наук, Геологическая серия).

30. Ступакова А.В. Доманиковые отложения Волго-Уральского бассейна – типы разреза, условия формирования и перспективы нефтегазоносности / А.В. Ступакова, Г.А. Калмыков, Н.И. Коробова, Н.П. Фадеева, Ю.А. Гатовский, А.А. Сулова, Р.С. Сауткин, Н.В. Пронина, М.А. Большакова, А.П. Завьялова, В.В. Чупахина, Н.Н. Петракова, А.А. Мифтахова // Георесурсы. — 2017. — Спецвыпуск. Ч. 1. — С. 112-124.
31. Тахауов А.А. Изучение литологических особенностей доманиковых отложений Первомайского месторождения / А.А. Тахауов, А.А. Титов // Георесурсы. — 2018. — 20(4). — Ч.1. — С. 324-330.
32. Теодорович Г.И., Новые данные по стратиграфии и литологии терригенных отложений нижнего карбона Среднего Поволжья / Г.И. Теодорович, Р.О. Хачатрян, Н.Н. Соколова // ДАН СССР. — 1958. — Т. 123. — №5.
33. Тиссо Б. Образование и распространение нефти / Б. Тиссо, Д. Вельте. – М.: Мир, 1981. — 501 с.
34. Турчков А.М. Дополнительные главы математической обработки сейсмических данных: учебное пособие / А.М. Турчков. — Московский государственный университет, 2010.
35. Ульмишек Г. Ф. Нетрадиционные резервуары нефтей доманиковой толще Оренбургской области / Г.Ф. Ульмишек, А.В. Шаломеенко, Д.Ю. Холтон, М.В. Дахнова // Геология нефти и газа. — 2017. — №5.
36. Фортунатова Н. К. Обоснование методики комплексного изучения отложений доманикового типа по материалам новых скважин Ухтинского района (Южный Тиман) / Н.К. Фортунатова, А. Г. Шве́ц-тэ́нэ́та-гу́рий, А. С. Канев, А. В. Баранова, Д. А. Асташкин, М. В. Дахнова, Р. В. Мирнов // Геология нефти и газа. — 2020. — №4.
37. Фортунатова Н. К. Строение и оценка перспектив нефтеносности углеродистых карбонатно-кремнистых отложений доманикового типа Волго-Уральской НГП / Н. К. Фортунатова, А. И. Варламов, А. С. Канев, В.И. Пороскун, А.В. Баранова, М.А. Бушуева // Геология и геофизика. — 2021. — Т. 62. — № 8. — С. 1132-1152.
38. Христофорова Н.Н. Тепловой режим и оценка перспектив нефтегазоносности Приволжского региона / Н.Н. Христофорова, Н.Н. Непримеров, А.В. Христофоров, А.В. Николаев, М.А. Христофорова // Георесурсы. — 2004. — № 1(15). — С. 24-27.
39. Цветков Л.Д. Сланцевая нефть России / Л.Д. Цветков, Н.Л. Цветкова // Вести газовой науки. — 2013. — №5 (16). — С. 219-230.
40. Чернышов С.П. Решение прямой и обратной задачи по расчету упругих свойств породы-коллектора в различных масштабах: магистерская диссертация. — Москва, 2021. — 41 с.

41. Чупахина В.В. Прогноз распространения пород-коллекторов в отложениях верхнедевонского доманикоидного комплекса Муханово-Ероховского прогиба Волго-Уральского НГБ: дис. ... канд. геол.-мин. наук: 1.6.11 / Чупахина Виталия Валерьевна. — М, 2023. — 122 с.
42. Шалаева Н.В. AVO-анализ: физические основы, возможности и ограничения (краткий курс) / Н.В. Шалаева. — г. Геленджик, 12 сентября 2004 г.
43. Шарданова Т.А. Емкостное пространство пород высокоуглеродистой формации (на примере доманиковой толщи Южно-Татарского свода) / Т.А. Шарданова, Н.П. Фадеева, Р.А. Хамидуллин, А.Н. Хомяк // Георесурсы. — 2017. — Спецвыпуск. Ч. 1. — С. 125-132.
44. Шермергор Т.Д. Теория упругости микroneоднородных сред / Т.Д. Шермергор. — Москва: Наука, 1977. — 400 с.
45. Шилова, Ю. В. Выбор петроупругой модели для пластов покурской свиты на месторождении Уватского проекта / Ю. В. Шилова, Е. А. Маклаков // Нефтяная провинция. — 2020. — № 4(24). — С. 90-106.
46. Шорохова, А. П. Выполнение петроупругого моделирования с целью повышения эффективности петрофизического сопровождения инверсии сейсмических данных в условиях терригенного разреза / А. П. Шорохова, И. В. Суворова // Геофизика. — 2017. — № 5. — С. 143-151.
47. Шубин А.В. Петроупругая инверсия: прогноз коллекторских свойств тюменской свиты / А.В. Шубин, Д.В. Кляжников, В.И. Рыжков // Геофизика. — 6, 2018. — М.: Ред.-изд. центр ЕАГО. — С. 2-10.
48. Юдович Я.Э., Кетрис М.П. Геохимия черных сланцев. Ред. пер. М. В. Гаврилюк; Рос. акад. наук, Урал. отд-ние, Коми науч. центр, Ин-т геологии. — Сыктывкар: Пролог, 1997-. - 29 см. Ч. 1: Обзор. Ч. 1. - Сыктывкар: Пролог, 1997. — С. 212.
49. Ячменева, Е. А. Петроупругое моделирование верейских и башкирских отложений на примере одного из нефтяных месторождений Республики Татарстан / Е. А. Ячменева, Э. М. Батталова // Науки о Земле и недропользование. — 2024. — Т. 47. — № 2(87). — С. 227-235.
50. Atkinson, B.K. Subcritical crack growth in geological materials / B.K. Atkinson // J. geophys. Res. — 1984. — 89(B6). — P. 4077–4144.
51. Backus, G.E. Long-wave elastic anisotropy produced by horizontal layering / G.E. Backus // J. Geophys. Res. — 1962. — Vol.67. — P. 4427–4440.
52. Bayuk Irina O. Elastic moduli of anisotropic clay / I.O. Bayuk, M. Ammerman, E. M. Chesnokov // Geophysiscs. — 2007. — Vol. 72. — No. 5. — P. D107-D117.

53. Bayuk I. Upscaling of elastic properties of anisotropic sedimentary rocks / I. Bayuk, M. Ammerman, E. Chesnokov // *Geophys. J. Int.* — 2008. — V. 172. — P. 842–860.
54. Chesnokov E. Determination of shale stiffness tensor from standard logs / E. Chesnokov, I. Bayuk, M. Ammerman // *Geophys. Prosp.* — 2010. — Vol. 58. — P. 1063–1082.
55. Berezina, I. Pore Space Connectivity in Different Rock-Physics Methods—Similarity and Differences / I. Berezina, I. Bayuk // *Appl. Sci.* — 2022, 12. — P. 10185.
56. Berryman, J.G. Long-wavelength propagation in composite elastic media / J.G. Berryman // *J. Acoust. Soc. Am.* — 1980. — Vol. 68 — P. 1809–1831.
57. Berryman, J.G. Single-scattering approximations for coefficients in Biot's equations of poroelasticity / J.G. Berryman // *J. Acoust. Soc. Am.* — 1992. — Vol. 91. — P. 551–571.
58. Berryman, J.G. Mixture theories for rock properties. In *Rock Physics and Phase Relations: a Handbook of Physical Constants*, ed. / J.G. Berryman // T.J. Ahrens. Washington, DC: American Geophysical Union. — 1995. — P. 205–228.
59. Brown, R. and Korringa, J. On the dependence of the elastic properties of a porous rock on the compressibility of the pore fluid / R. Brown and J. Korringa // *Geophys.* — 1975. P. 608–616.
60. Budiansky, B. On the elastic moduli of some heterogeneous materials / B. Budiansky // *J. Mech. Phys. Solids.* — 1965. — Vol. 13. — P. 223–227.
61. Carcione J.M. Reflection and transmission of qP-qS plane waves at a plane boundary between viscoelastic transversely isotropic media / J.M. Carcione // *Geophysical Journal International.* — June 1997. — Vol. 129, no. 3. — P. 669–680.
62. Dvorkin J. Velocity-Porosity-Mineralogy Model for Unconventional Shale and Its Applications to Digital Rock Physics / J. Dvorkin // *Front. Earth Sci.* — 2020. Sec. – Solid Earth Geophysics. — Vol 8.
63. Fan, Z.Q. Subcritical propagation of an oil-filled penny-shaped crack during kerogen–oil conversion / Z. Q. Fan, Z.-H. Jin, S.E. Johnson // *Geophys. J.Int.* — 2010. — Vol. 182. — P. 1141–1147.
64. Fan, Z.Q., Jin, Z.-H. & Johnson, S.E. Gas-driven subcritical crack propagation during the conversion of oil to gas / Z.Q. Fan, Z.-H. Jin, S.E. Johnson // *Petroleum Geoscience.* — May 2012. — Vol. 18, Issue 2. — P. 191 – 199.
65. Freiman, S. W. Effects of chemical environments on slow crack growth in glasses and ceramics / S.W. Freiman // *Journal of Geophysical Research: Solid Earth.* — 1984. — 89(B6). — P. 4072–4076.

66. Fuchs S. Evaluation of common mixing models for calculating bulk thermal conductivity of sedimentary rocks: Correction charts and new conversion equations / S. Fuchs // *Geothermics*. — 2013. — Vol. 47. — P. 40–52.
67. Gardner G.H.F. Formation velocity and density - the diagnostic basics for stratigraphic traps / G.H.F. Gardner // *Geophysics*. — 1974. — Vol. 39. — P. 770–780.
68. Gassmann, F. Über die Elastizität poröser Medien. *Vier. der Natur* / F. Gassman. — Gesellschaft Zürich. — 1951. — Vol. 96. — P. 1–23.
69. Griffith A.A. The phenomenon of rupture and flow in solids / A.A. Griffith // *Phil. Trans. Roy. Soc.* — 1920. — A221. — P.163-198.
70. Hashin, Z. and Shtrikman, S. A variational approach to the elastic behavior of multiphase materials / Z. Hashin and S. Shtrikman // *J. Mech. Phys. Solids*. — 1963.11. — P. 127–140.
71. Hill R. The Elastic Behaviour of a Crystalline Aggregate / R. Hill // *Proceedings of the Physical Society. Section A*. — 1952. — Vol. 65(5). — P. 349.
72. Hill, R./ A self-consistent mechanics of composite materials / R. Hill // *J. Mech. Phys. Solids*. — 1965. — Vol. 13. — P. 213–222.
73. Hudson, J.A. Overall properties of a cracked solid / J.A. Hudson // *Math. Proc. Camb. Phil. Soc.* — 1980. — Vol. 88. — P. 371–384.
74. Hudson, J.A. Wave speeds and attenuation of elastic waves in material containing cracks / J.A. Hudson // *Geophys. J. R. Astron. Soc.* — 1981. — Vol. 64. — P. 133–150.
75. Jarvie, D.M. Oil and shale gas from the Barnett shale, Ft.Worth Basin, Texas / D.M. Jarvie, B. Claxton, B. Henk, J. Breyer // *AAPG annual convention and exhibition, Denver*. — 2001.
76. Jin, Z.-H. Subcritical Propagation and Coalescence of Oil-Filled Cracks: Getting the Oil Out of Low-Permeability Source Rocks / Z.-H. Jin; Scott E. Johnson, Z.Q. Fan// *Earth Science Faculty Scholarship*. — 2010. — Vol.91.
77. Kuster, G.T. and Toksoz, M.N. Velocity and attenuation of seismic waves in two-phase media / G.T. Kuster and M.N. Toksoz // *Geophys.* — 1974. — Vol.39. — P. 587–618.
78. Lash, G.G. & Engelder, T. An analysis of horizontal microcracking during catagenesis: an example from the Catskill delta complex / G.G. Lash & T. Engelder // *AAPG Bull.* — 2005. — Vol. 89. — P. 1433–1449.
79. Li Y. A rock physics model for the characterization of organic-rich shale from elastic properties / Y. Li, ZQ. Guo, C. Liu et al // *Pet.Sci.* — 2015. — Vol. 12. — P.264-272.
80. Mavko G. The Rock Physics Handbook / G. Mavko, T. Mukarji, J. Dvorkin. — Cambridge University Press. — 2009.

81. Mavko G. The Rock Physics Handbook / G. Mavko, T. Mukarji, J. Dvorkin. — Cambridge University Press. — 2020. — The third edition.
82. Morcote, A. Dynamic elastic properties of coal / A. Morcote, G. Mavko, M. Prasad // Geophysics. — 2010. — Vol. 75. — P. E227–E234.
83. Popov Y. Physical properties of rocks from the upper part of the Yaxcopoil-1 drill hole, Chicxulub Crater / Y. Popov, R. Romushkevich, I. Bayuk, D. Korobkov, S. Mayr, H. Burkhardt, H. Wilhelm // Meteoritics & Planetary Science. — 2004. — V. 39, N 6. — P. 799–812.
84. Rathore J.S. P- and S-wave anisotropy of a synthetic sandstone with controlled crack geometry / J.S. Rathore, E. Fjaer, R.M. Holt, L. Renlie // Geophysical Prospecting. — 1994. — Vol. 43. — P. 711-728.
85. Reuss A. Berechnung der Fließgrenze von Mischkristallen auf Grund der Plastizitätsbedingung für Einkristalle // ZAMM - Journal of Applied Mathematics and Mechanics / Zeitschrift für Angewandte Mathematik und Mechanik. — 1929. — Vol. 9(1). — P. 49-58.
86. Rüger A. Reflection Coefficients and Azimuthal AVO Analysis in Anisotropic Media / A. Rüger — Tulsa, OK: Society of Exploration Geophysicists, 2001.
87. Ryazanova M. Some problems of recognizing oriented fractures at different scales with the help of Rock Physics modeling / M. Ryazanova, I. Bayuk // SEG Technical Program Expanded Abstracts 2021: Society of Exploration Geophysicists. — 2021. — P. 2333-2337.
88. Thomsen, L. Weak elastic anisotropy/ L. Thomsen // Geophys. — 1986. — Vol. 51. — P. 1954–1966.
89. Tyapkina A.I., Berezina I.A., Kalmykov G. A., Okunevich V.S., Bayuk I.O. Effect of porosity and kerogen distribution on elastic properties of Bazhenov formation shale rocks – rock physics modeling // Сейсмические приборы. — 2025. — №1. — С. 14–35.
90. Vernik, L. Hydrocarbon generation induced microcracking of source rocks / L. Vernik // Geophysics. — 1994. — Vol. 59. — P. 555–563.
91. Voigt W. Lehrbuch der Kristallphysik / W. Voigt. — Berlin, Teubner, 1928. — S. 962.
92. Wood, A.W. A Textbook of Sound / A.W. Wood. — New York: McMillan Co., 1955.
93. Wu, T.T. The effect of inclusion shape on the elastic moduli of a two-phase material // Int. J. Solids Structures. — 1966. — Vol. 2. — P. 1–8.
94. Wyllie M. R. J. Elastic wave velocities in heterogeneous and porous media / M. R. J. Wyllie, A. R. Gregory, and L. W. Gardner // Geophysics. — 1956. — P. 41-70.
95. Xu, S. Modeling Elastic Properties in Carbonate Rocks / S. Xu, M.A. Payne // The Leading Edge. — 2009. — Vol. 28. — P. 66-74.

96. Xu, S. A new velocity model for clay–sand mixtures / S. Xu, R.E. Whitw // Geophys. Prospect. — 1995. — № 43. — P. 91–118.
97. Yan Fuyong, Han De-Hua Measurement of elastic properties of kerogen.// SEG Houston 2013 Annual Meeting.
98. Yenugu Malleswar Seismic characterization of kerogen maturity: An example from Bakken Shale // SEG Technical Program Expanded Abstracts. — 2013. — P. 2773-2777
99. Zoeppritz K. On the reflection and propagation of seismic waves / K. Zoeppritz. — Erdbebenwellen VIIIB, 1919. — Göttinger Nachr., I, 66–84.

ПРИЛОЖЕНИЕ А

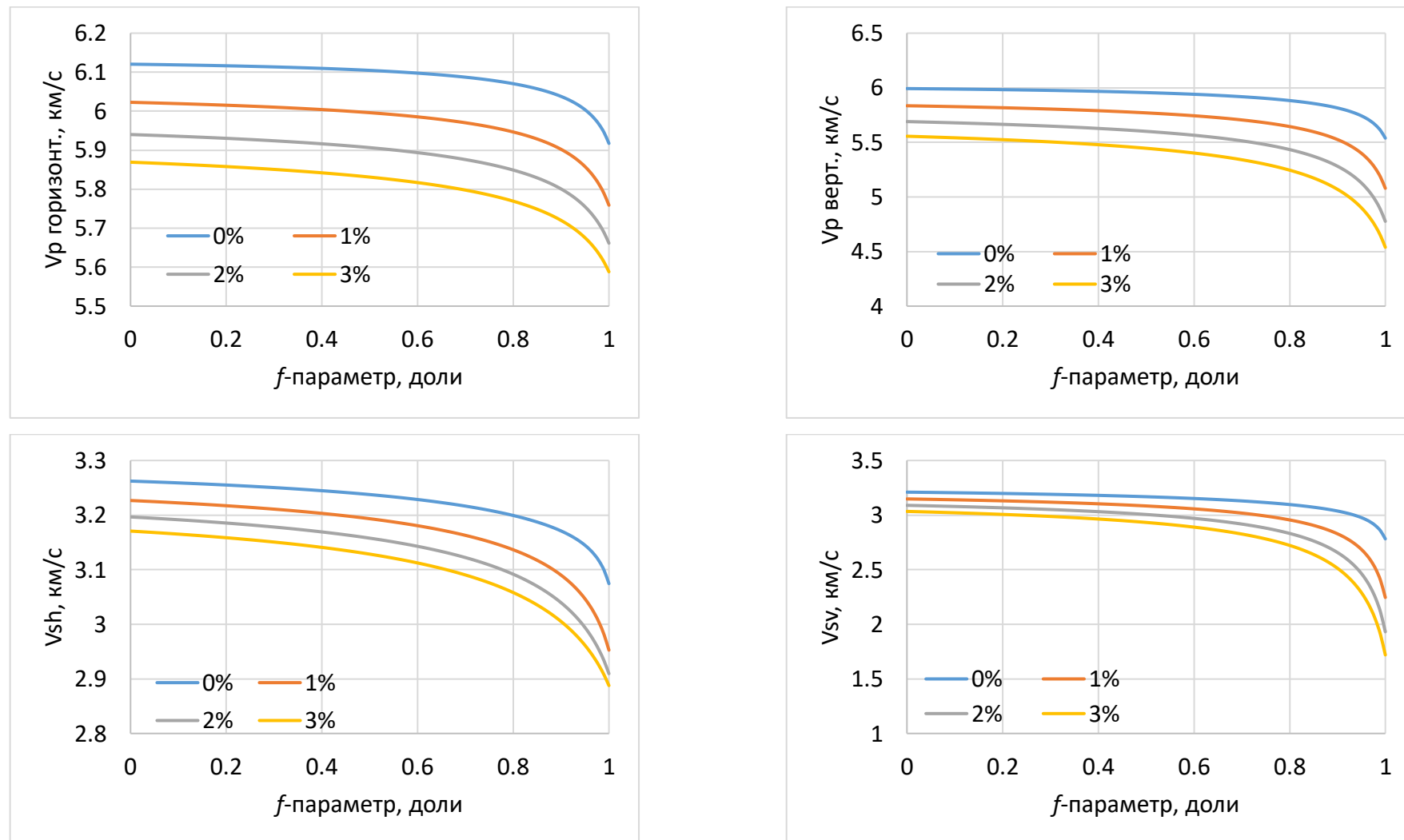


Рисунок А.1 - Параметрические зависимости скоростей распространения эффективных упругих волн от значений параметра связности f , параметр – значение объемного содержания трещин в процентах. Отношение мощностей слоев равно 0,5.

ПРИЛОЖЕНИЕ А

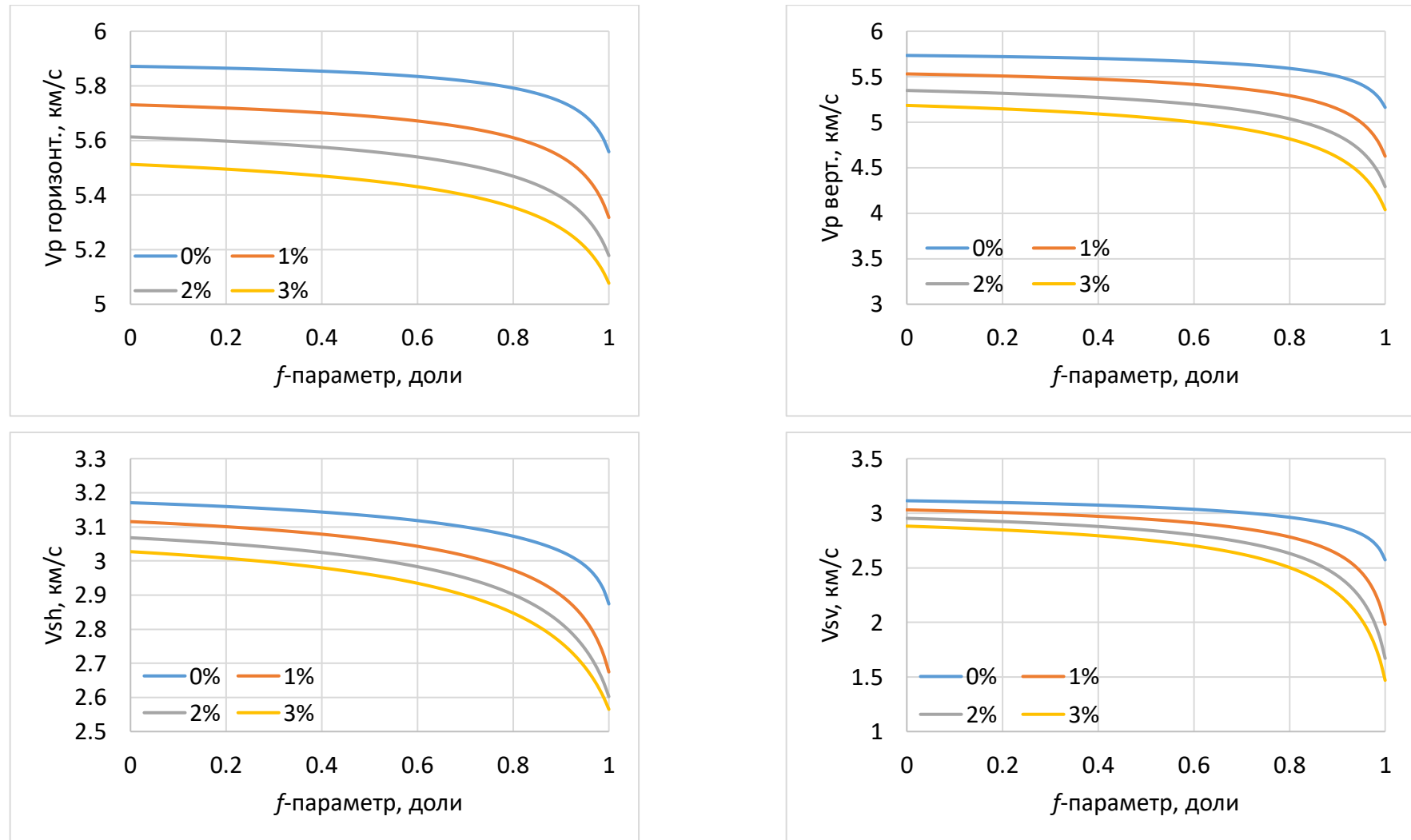


Рисунок А.2 - Параметрические зависимости скоростей распространения эффективных упругих волн от значений параметра связности f , параметр – значение объемного содержания трещин в процентах. Отношение мощностей слоев равно 1.

ПРИЛОЖЕНИЕ А

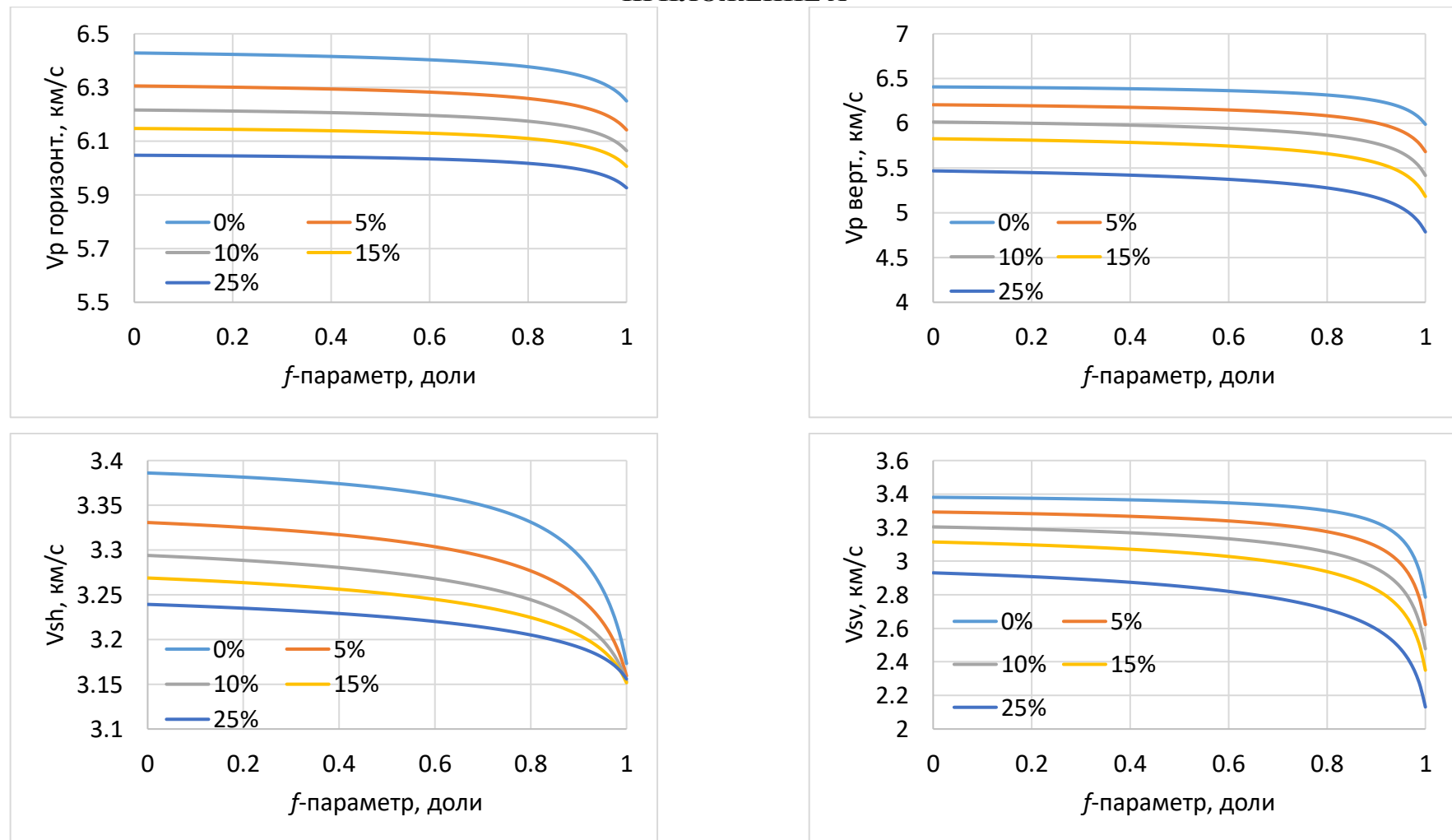


Рисунок А.3 - Параметрические зависимости значений скоростей распространения эффективных упругих волн от значений параметра связности f , параметр – содержание керогена в тонком слое в процентах. Отношение мощностей слоев равно 0,25.

ПРИЛОЖЕНИЕ А

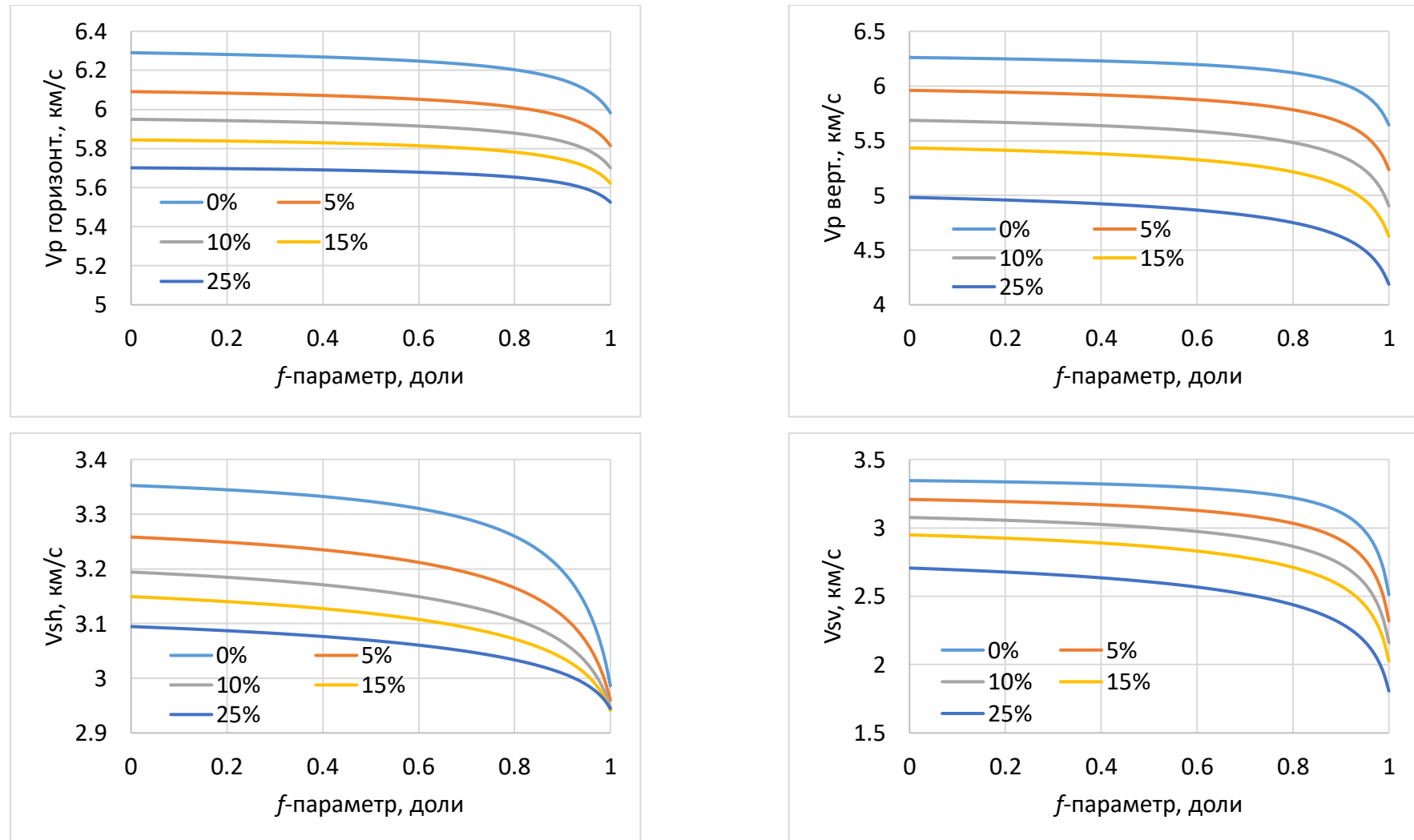


Рисунок А.4 - Параметрические зависимости значений скоростей распространения эффективных упругих волн от значений параметра связности f , параметр – содержание керогена в тонком слое в процентах. Отношение мощностей слоев равно 0,5.

ПРИЛОЖЕНИЕ А

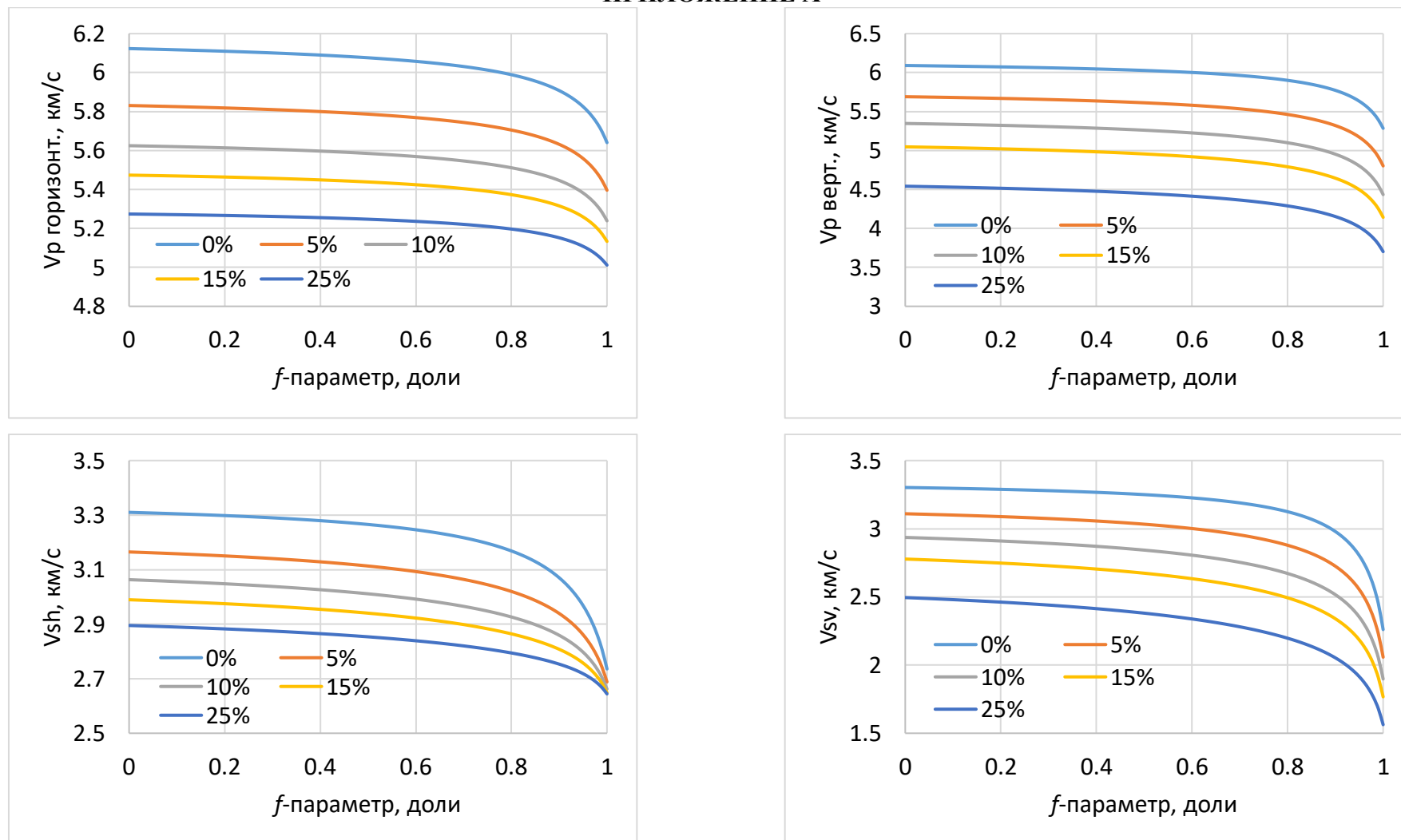


Рисунок А.5 - Параметрические зависимости значений скоростей распространения эффективных упругих волн от значений параметра связности f , параметр – содержание керогена в тонком слое в процентах. Отношение мощностей слоев равно 1.

ПРИЛОЖЕНИЕ А

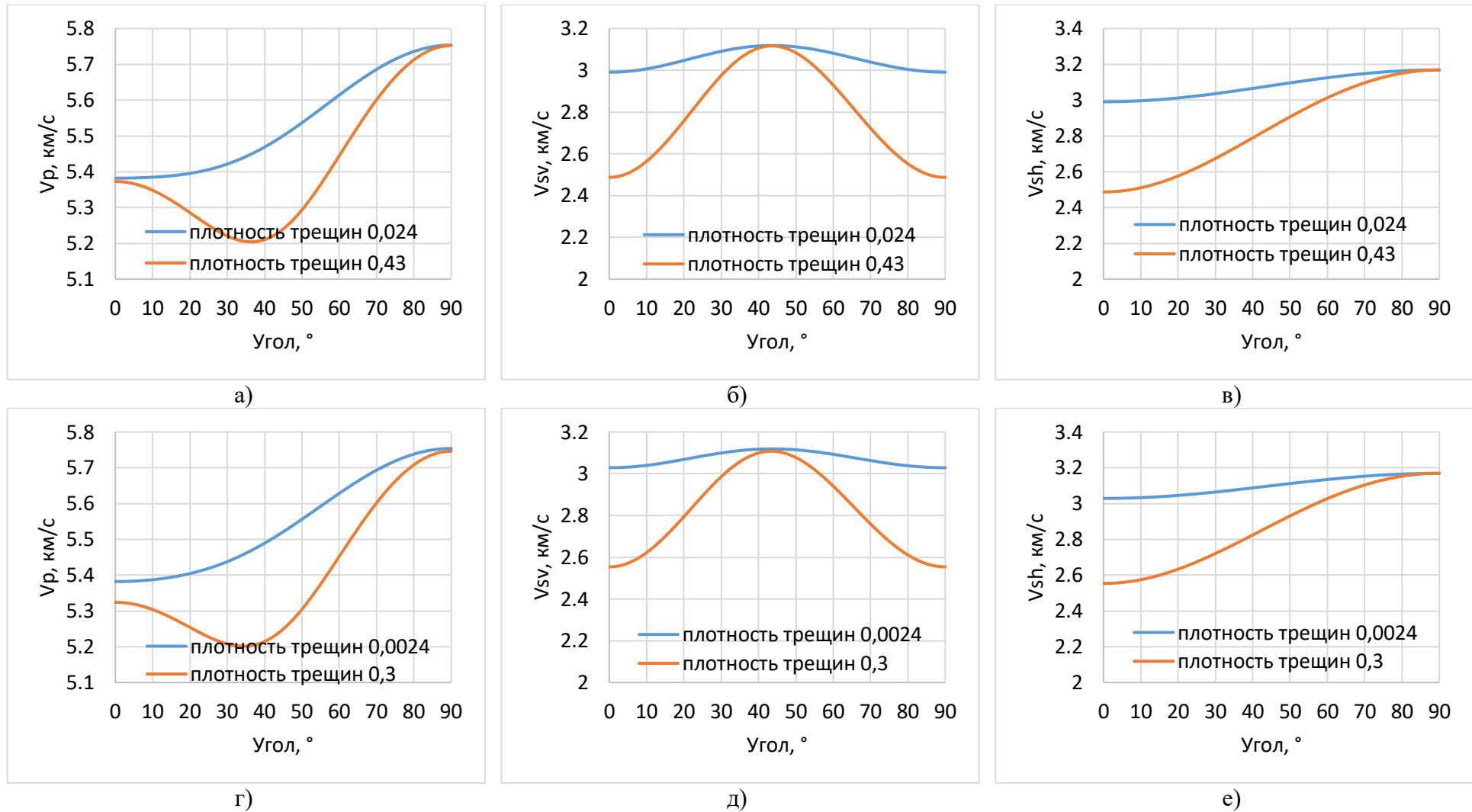


Рисунок А.6 - Индикатрисы значений скоростей распространения эффективных упругих волн в эффективном слое доманиковых отложений, отношение мощностей прослоев равно 0,5, а.о. трещин 10^{-4} (а, б, в) и 10^{-3} (г, д, е)

ПРИЛОЖЕНИЕ А

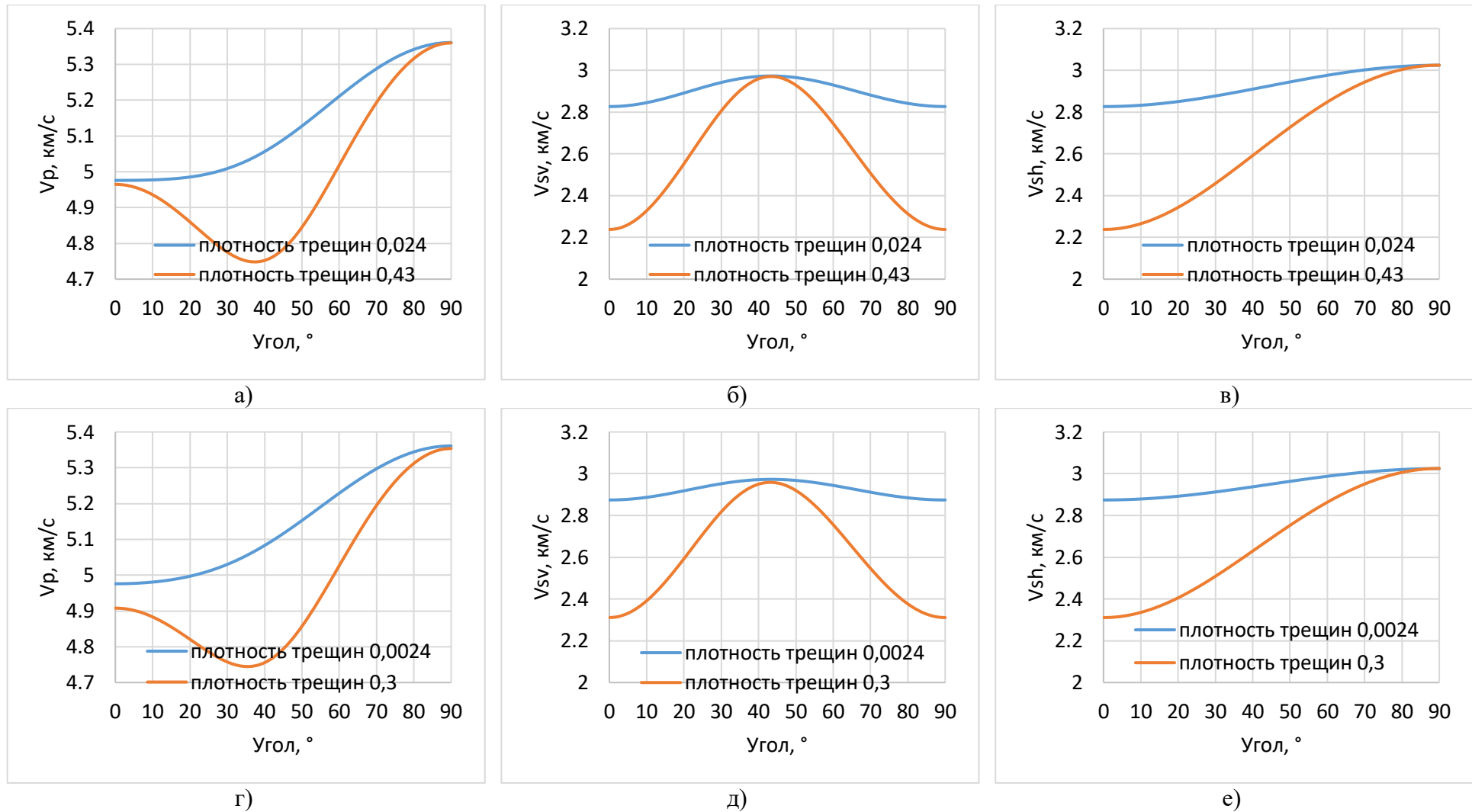


Рисунок А.7 - Индикатрисы значений скоростей распространения эффективных упругих волн в эффективном слое доманиковых отложений, отношение мощностей прослоев равно 1, а.о. трещин 10^{-4} (а, б, в) и 10^{-3} (г, д, е)

ПРИЛОЖЕНИЕ В

Коэффициенты отражения упругих волн различных типов [Rüger, 2002]

$$R_{P-P}^{iso} = 1/2 \frac{\Delta Z}{\bar{Z}} + 1/2 \left[\frac{\Delta V_{P0}}{\bar{V}_{P0}} - \left(\frac{2\bar{V}_{S0}}{\bar{V}_{P0}} \right)^2 \frac{\Delta G}{\bar{G}} \right] \sin^2 i + 1/2 \frac{\Delta V_{P0}}{\bar{V}_{P0}} \sin^2 i \tan^2 i \quad (\text{B.1.1})$$

$$R_{P-P}^{aniso} = 1/2 (\delta_2 - \delta_1) \sin^2 i + 1/2 (\varepsilon_2 - \varepsilon_1) \sin^2 i \tan^2 i \quad (\text{B.1.2})$$

$$R_{SV-SV}^{iso} = -1/2 \left(\frac{\Delta \rho}{\bar{\rho}} + \frac{\Delta V_{S0}}{\bar{V}_{S0}} \right) + \left(\frac{7}{2} \frac{\Delta V_{S0}}{\bar{V}_{S0}} + 2 \frac{\Delta \rho}{\bar{\rho}} \right) \sin^2 j - 1/2 \frac{\Delta V_{S0}}{\bar{V}_{S0}} \sin^2 j \tan^2 j \quad (\text{B.1.3})$$

$$R_{SV-SV}^{aniso} = -1/2 \left(\frac{\bar{V}_{P0}}{\bar{V}_{S0}} \right)^2 (\delta_2 - \delta_1 - \varepsilon_2 + \varepsilon_1) \sin^2 j \quad (\text{B.1.4})$$

$$R_{SH-SH}^{iso} = -1/2 \left(\frac{\Delta \rho}{\bar{\rho}} + \frac{\Delta V_{S0}}{\bar{V}_{S0}} \right) + 1/2 \frac{\Delta V_{S0}}{\bar{V}_{S0}} \sin^2 j + 1/2 \frac{\Delta V_{S0}}{\bar{V}_{S0}} \sin^2 j \tan^2 j \quad (\text{B.1.5})$$

$$R_{SH-SH}^{aniso} = 1/2 (\gamma_2 - \gamma_1) \sin^2 j + 1/2 (\gamma_2 - \gamma_1) \sin^2 j \tan^2 j \quad (\text{B.1.6})$$

$$R_{PS}^{iso} = -1/2 \frac{\Delta \rho}{\bar{\rho}} \frac{\sin i}{\cos j} \quad (\text{B.1.7})$$

$$- \frac{\bar{V}_{S0}}{\bar{V}_{P0}} \left(\frac{\Delta \rho}{\bar{\rho}} + 2 \frac{\Delta V_{S0}}{\bar{V}_{S0}} \right) \sin i \cos i + \left(\frac{\bar{V}_{S0}}{\bar{V}_{P0}} \right)^2 \left(2 \frac{\Delta V_{S0}}{\bar{V}_{S0}} + \frac{\Delta \rho}{\bar{\rho}} \right) \frac{\sin^3 i}{\cos j}$$

$$R_{PS}^{aniso} = \left[\left(\frac{\bar{V}_{P0}^2}{2(\bar{V}_{P0}^2 - \bar{V}_{S0}^2) \cos j} - \frac{\bar{V}_{P0} \bar{V}_{S0} \cos i}{2(\bar{V}_{P0}^2 - \bar{V}_{S0}^2)} \right) (\delta_2 - \delta_1) \right] \sin i \quad (\text{B.1.8})$$

$$+ \left[\frac{\bar{V}_{P0} \bar{V}_{S0} \cos i}{(\bar{V}_{P0}^2 - \bar{V}_{S0}^2)} (\delta_2 - \delta_1 + \varepsilon_1 - \varepsilon_2) \right] \sin^3 i$$

$$- \left[\frac{\bar{V}_{P0}^2}{(\bar{V}_{P0}^2 - \bar{V}_{S0}^2) \cos j} (\delta_2 - \delta_1 + \varepsilon_1 - \varepsilon_2) \right] \sin^3 i$$

$$+ \left[\frac{\bar{V}_{S0}^2}{2(\bar{V}_{P0}^2 - \bar{V}_{S0}^2) \cos j} (\delta_1 - \delta_2) \right] \sin^3 i$$

$$+ \left[\frac{\bar{V}_{S0}^2}{(\bar{V}_{P0}^2 - \bar{V}_{S0}^2) \cos j} (\delta_2 - \delta_1 + \varepsilon_1 - \varepsilon_2) \right] \sin^5 i$$

$$R_{SP}^{iso} = -1/2 \frac{\Delta \rho}{\bar{\rho}} \frac{\sin j}{\cos i} - \frac{\bar{V}_{S0}}{\bar{V}_{P0}} \left(\frac{\Delta \rho}{\bar{\rho}} + 2 \frac{\Delta V_{S0}}{\bar{V}_{S0}} \right) \sin j \cos j + \left(2 \frac{\Delta V_{S0}}{\bar{V}_{S0}} + \frac{\Delta \rho}{\bar{\rho}} \right) \frac{\sin^3 j}{\cos i} \quad (\text{B.1.9})$$

$$R_{SP}^{aniso} = \left[\left(\frac{\bar{V}_{P0} \bar{V}_{S0} \cos j}{2 (\bar{V}_{P0}^2 - \bar{V}_{S0}^2)} - \frac{\bar{V}_{P0}^2 \cos^2 j}{2 (\bar{V}_{P0}^2 - \bar{V}_{S0}^2) \cos i} \right) (\delta_1 - \delta_2) \right] \sin j \quad (B.1.10)$$

$$+ \left[\frac{\bar{V}_{P0}^3 \cos j}{\bar{V}_{S0} (\bar{V}_{P0}^2 - \bar{V}_{S0}^2)} (\delta_2 - \delta_1 + \varepsilon_1 - \varepsilon_2) \right] \sin^3 j$$

$$- \left[\frac{\bar{V}_{P0}^4 \cos^2 j}{\bar{V}_{S0}^2 (\bar{V}_{P0}^2 - \bar{V}_{S0}^2) \cos i} (\delta_2 - \delta_1 + \varepsilon_1 - \varepsilon_2) \right] \sin^3 j$$

где

$$\bar{f} = 1/2 (f_1 + f_2) \Delta f = (f_2 - f_1), \text{ где } f - \text{ значение скорости} \quad (B.1.11)$$

Параметры, используемые в выражениях (6.2.1-6.2.11) равны:

$$\bar{V}_{P0} = \sqrt{\frac{C_{33}}{\rho}} = \alpha; \bar{V}_{S0} = \sqrt{\frac{C_{44}}{\rho}} = \beta; \varepsilon = \frac{C_{11} - C_{33}}{2C_{33}}; \gamma = \frac{C_{66} - C_{44}}{2C_{44}}; \quad (B.1.12)$$

$$\delta = \frac{(C_{13} + C_{44})^2 - (C_{33} - C_{44})^2}{2C_{33}(C_{33} - C_{44})}$$

Величины $\varepsilon, \gamma, \delta$ – параметры Томсена (Thomsen, 1986). Z – импеданс продольной упругой волны, G – модуль сдвига, i – угол падения (отражения) Р-волны, j – угол падения (отражения) S-волны.

ПРИЛОЖЕНИЕ В

Коэффициенты отражения упругих волн различных типов, точное решение [Rüger, 2002]

Приведенные ниже выкладки – точное решение для расчета коэффициентов отражения и прохождения упругой волны на границе раздела изотропной и анизотропной VTI сред. Выражения, приведенные в работе Rüger [2002], это упрощенный и модифицированный результат из работы [Graebner, 1992]. Рассмотрим определитель системы Кристоффеля, который запишем как функцию от горизонтальной медленности p (параметр луча) и вертикальной медленности q , при условии, что $p^2 + q^2 = 1/v^2$, где v – скорость упругой волны:

$$\det|c_{ijkl}n_jn_l - \rho v^2\delta_{ik}| = 0, \quad (\text{B.2.1})$$

где c_{ijkl} – компоненты тензора упругости; n_j, n_l – компоненты единичного вектора нормали к волновому фронту; ρ – плотность; v – фазовая скорость, δ_{ik} – символ Кронекера.

$$\det \begin{vmatrix} c_{11}p^2 + c_{55}q^2 - \rho & (c_{13} + c_{55})pq \\ (c_{13} + c_{55})pq & c_{33}q^2 + c_{55}p^2 - \rho \end{vmatrix} = 0.$$

Решив (1), можно получить выражения для q , при этом решение разбивается на две моды вертикальной медленности q :

$$q_\alpha = \frac{1}{\sqrt{2}} \sqrt{K_1 - \sqrt{K_1^2 - 4K_2K_3}}, \quad (\text{B.2.2})$$

$$q_\beta = \frac{1}{\sqrt{2}} \sqrt{K_1 + \sqrt{K_1^2 - 4K_2K_3}}.$$

где:

$$K_1 = \frac{\rho}{c_{33}} + \frac{\rho}{c_{55}} - \left(\frac{c_{11}}{c_{55}} + \frac{c_{55}}{c_{33}} - \frac{(c_{13} + c_{55})^2}{c_{33}c_{55}} \right) p^2, \quad (\text{B.2.3})$$

$$K_2 = \frac{c_{11}}{c_{33}} p^2 - \frac{\rho}{c_{33}},$$

$$K_3 = p^2 - \frac{\rho}{c_{55}}.$$

Величины q_α – вертикальная медленность плоской Р-волны, q_β – вертикальная медленность соответствующей SV-волны:

$$\begin{aligned}\mathbf{u}_P &= U_\alpha \begin{pmatrix} m_\alpha \\ 0 \\ l_\alpha \end{pmatrix} e^{i\omega(px_1 + q_\alpha x_3 - t)}, \\ \mathbf{u}_{SV} &= U_\beta \begin{pmatrix} m_\beta \\ 0 \\ l_\beta \end{pmatrix} e^{i\omega(px_1 + q_\beta x_3 - t)}.\end{aligned}\tag{B.2.4}$$

Решение для собственных векторов системы Кристоффеля дает следующие выражения для косинусов направления векторов поляризации:

$$\begin{aligned}l_\alpha &= \sqrt{\frac{a_{33}q_\alpha^2 + a_{55}p^2 - 1}{a_{11}p^2 + a_{55}q_\alpha^2 - 1 + a_{33}q_\alpha^2 + a_{55}p^2 - 1}}, \\ m_\alpha &= \sqrt{\frac{a_{11}p^2 + a_{55}q_\alpha^2 - 1}{a_{11}p^2 + a_{55}q_\alpha^2 - 1 + a_{33}q_\alpha^2 + a_{55}p^2 - 1}}, \\ l_\beta &= \sqrt{\frac{a_{55}q_\beta^2 + a_{11}p^2 - 1}{a_{11}p^2 + a_{55}q_\beta^2 - 1 + a_{33}q_\beta^2 + a_{55}p^2 - 1}}, \\ m_\beta &= \sqrt{\frac{a_{33}q_\beta^2 + a_{55}p^2 - 1}{a_{11}p^2 + a_{55}q_\beta^2 - 1 + a_{33}q_\beta^2 + a_{55}p^2 - 1}},\end{aligned}\tag{B.2.5}$$

где $a_{ij} \equiv c_{ij}/\rho$. Векторы поляризации и вертикальные медленности необходимо определить для двух слоев, т.е. с разными значениями упругих характеристик.

Вектор коэффициентов отражения и пропускания, соответствующей падающей Р-волны задается следующим образом:

$$\mathbf{R} = (R_P^{VTI}, R_{PS}^{VTI}, T_P^{VTI}, T_{PS}^{VTI})^T.\tag{B.2.6}$$

$$\mathbf{MR} = \mathbf{b}.\tag{B.2.7}$$

Для нахождения вектора (6) Graebner решает матричную систему (7).

Элементы m_{ij} матрицы $\mathbf{M}$ имеют следующий вид:

$$\begin{aligned}m_{11} &= l_\alpha^{(1)}, m_{12} = m_\beta^{(1)}, m_{13} = -l_\alpha^{(2)}, m_{14} = -m_\beta^{(2)}, \\ m_{31} &= m_\alpha^{(1)}, m_{32} = -l_\beta^{(1)}, m_{33} = m_\alpha^{(2)}, m_{34} = -l_\beta^{(2)},\end{aligned}\tag{B.2.8}$$

$$\begin{aligned}
m_{21} &= pl_{\alpha}^{(1)} a_{13}^{(1)} + q_{\alpha}^{(1)} m_{\alpha}^{(1)} a_{33}^{(1)}, m_{22} = pm_{\beta}^{(1)} a_{13}^{(1)} - q_{\beta}^{(1)} l_{\beta}^{(1)} a_{33}^{(1)}, \\
m_{23} &= -\left(pl_{\alpha}^{(2)} a_{13}^{(2)} + q_{\alpha}^{(2)} m_{\alpha}^{(2)} a_{33}^{(2)}\right), m_{24} = -\left(pm_{\beta}^{(2)} a_{13}^{(2)} + \right. \\
&\quad \left. q_{\beta}^{(2)} l_{\beta}^{(2)} a_{33}^{(2)}\right), \\
m_{41} &= a_{55}^{(1)} \left(q_{\alpha}^{(1)} l_{\alpha}^{(1)} + pm_{\alpha}^{(1)}\right), m_{42} = a_{55}^{(1)} \left(q_{\beta}^{(1)} m_{\beta}^{(1)} - pl_{\beta}^{(1)}\right), \\
m_{43} &= a_{55}^{(2)} \left(q_{\alpha}^{(2)} l_{\alpha}^{(2)} + pm_{\alpha}^{(2)}\right), m_{44} = a_{55}^{(2)} \left(q_{\beta}^{(2)} m_{\beta}^{(2)} - pl_{\beta}^{(2)}\right)
\end{aligned}$$

Верхние индексы (1) и (2) относятся к верхнему и нижнему слоям соответственно. Вектор **b** в терминах m_{ij} записывается следующим образом:

$$\mathbf{b} = (-m_{11}, -m_{21}, m_{31}, m_{41})^T \quad (\text{B.2.9})$$

Зная, все необходимые элементы матричного уравнения (7) можно решить его и получить вектор **R**.