



Окуневич Всеволод Станиславович

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

1.6.9. Геофизика

АВТОРЕФЕРАТ

диссертация на соискание ученой степени

кандидата технических наук

Москва 2025

Работа выполнена в Федеральном государственном бюджетном учреждении науки Институте физики Земли им. О. Ю. Шмидта РАН.

Научный руководитель:	Баюк Ирина Олеговна доктор физико-математических наук, главный научный сотрудник лаборатории “Фундаментальных проблем нефтегазовой геофизики и геофизического мониторинга” Федерального государственного бюджетного учреждения науки Института физики Земли им. О.Ю. Шмидта Российской академии наук.
Официальные оппоненты:	
Ведущая организация:	

Защита диссертации состоится _____ 2025 г. в __ часов на заседании Диссертационного совета 24.1.132.01, созданного на базе Федерального государственного бюджетного учреждения науки Института физики Земли им. О.Ю. Шмидта РАН, по адресу 123242, г. Москва, ул. Большая Грузинская, д. 10, стр. 1, конференц-зал.

С диссертацией можно ознакомиться в библиотеке ИФЗ РАН и на сайте института www.ifz.ru. Автореферат размещен на официальном сайте Высшей аттестационной комиссии при министерстве образования и науки Российской Федерации vak.ed.gov.ru и на сайте ИФЗ РАН.

Отзывы на автореферат, заверенные печатью, в 2-х экземплярах направлять по адресу: 123242, Москва, Большая Грузинская ул., д. 10, стр. 1, ИФЗ РАН, ученому секретарю диссертационного совета Жосткову Руслану Александровичу.

Автореферат разослан «__» _____ 2025 г.

Ученый секретарь диссертационного совета,
кандидат физико-математических наук

Р.А. Жостков

Актуальность темы исследования

В настоящее время во всем мире растут 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. Восстановления экономик большинства развитых стран неотъемлемо связано с промышленностью и сферой энергетики. Жидкие углеводороды помимо источника энергии являются важным химическим сырьем, использующимся во многих отраслях хозяйственной деятельности человека.

В настоящее время наибольший интерес вызывают месторождения с нетрадиционными коллекторами нефти и газа. Большинство традиционных месторождений уже открыто и эксплуатируется. Проблема поиска и добычи нефти из низкопористых и малопроницаемых коллекторов основная задача многих ученых в областях геологических наук.

Одним из самых перспективных типов нетрадиционных коллекторов в нашей стране можно назвать доманиковые отложения Волго-Уральской нефтегазоносной провинции (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, трещиноватость и др.

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. Страхов [1939], С.В. Максимова [1970], М.М. Алиев [1978], Н.В. Беляева [1998], М.И. Зайдельсон [1990] и др.

Вещество, представляющее наибольший научный и производственный интерес, в составе доманиковых и подобных ему отложений, которые относят к нетрадиционному типу коллекторов, является кероген. Влияние керогена и его строения на упругие свойства керогеносодержащих пород рассмотрено в работах иностранных авторов: Yan [2013], Yenugu [2013], Li [2015], Dvorkin [2021] и др.

При проведении производственных работ на доманиковых отложениях требуется использование петроупругих моделей этих пород. Причем, эти модели 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.

Цель работы

Установление связей между упругими свойствами доманиковых пород, их составом и микроструктурными параметрами, обеспечивающих повышение достоверности интерпретации разномасштабных экспериментальных данных, полученных в процессе разведки и добычи полезных ископаемых в породах этого типа и подобных им.

Основные задачи исследования

1. Обобщение результатов петроупругого моделирования, проведенного ранее для базовых моделей пород.
2. Оценка влияния процесса созревания керогена на упругие свойства флюида, образующегося в этом процессе.
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. Создание разномасштабной модели упругих свойств пород доманиковой формации и оценка влияния на них микроструктурных параметров.
5. 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. Последующий 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. Заключительный 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. Разномасштабные математические параметрические модели эффективных упругих свойств доманиковых пород, позволяющие прогнозировать их свойства при изменении параметров модели.
2. Влияние пористости керогена и трещинной пористости на эффективные упругие свойства доманиковых пород проявляется при анализе коэффициентов отражения упругих сейсмических волн.
3. Степень зрелости керогена, определяющая его пористость, является основным фактором, влияющим на упругие свойства доманиковых отложений.
4. Разномасштабные петроупругие модели доманиковых пород позволяют оценить анизотропию их упругих свойств по данным геофизических исследований скважин.

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.

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 локации микроземлятресений, возникающих при мониторинге 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.
- 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.

Личный вклад автора

Основные результаты работы, полученные лично аспирантом в ходе проведения исследований, включают: построение математических петроупругих моделей для имеющихся образцов пород доманиковой формации, основанных на методах теории эффективных сред; реализацию этих моделей в виде программного кода на языке Python; проведение параметрических исследований моделей (анализа чувствительности).

Апробация работы

Результаты диссертационной работы были доложены на следующих конференциях: 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; Петро модель / 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 9 научных работах, включая 2 статьи в рецензируемых научных изданиях, рекомендованных ВАК Минобрнауки РФ.

Объем и структура работы

Работа состоит из введения, семи глав, заключения. Содержит 171 страниц текста, 102 рисунков, 13 таблиц, 2 приложения и список литературы из 93 наименований.

Благодарности

Автор выражает искреннюю признательность своему научному руководителю д.ф.-м.н. И.О. Баюк 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, к.г.-м.н. Т.А. Коровиной за консультацию по геологии, д.ф.-м.н. С.А. Тихоцкому, д.ф.-м.н. А.В. Понамареву, д.ф.-м.н. А.Д. Завьялову за проявленный научный интерес и ценные комментарии.

Краткое содержание работы

Во введении обоснована актуальность и цель настоящей диссертационной работы. Затем сформулированы задачи, защищаемые положения, отражены новизна и практическая значимость исследования.

Первая глава посвящена литературному обзору объекту исследований – доманиковым отложениям. Рассмотрен разный взгляд отечественных авторов на термин “доманиковые отложения”. Вне зависимости от различных трактовок данного термина, все авторы сходятся в том, что это кремнисто-карбонатная горная порода, в которой есть органическое вещество: жидкий флюид (нефть) и кероген.

В главе рассмотрены основы теории эффективных сред и ее методы. Эти методы можно поделить на две группы: которые учитывают внутреннюю геометрию включений и

которые не учитывают. Первая группа методов также называется методами, основанными на вариационных принципах. К таким методам относится, в частности метод Хашина-Штрикмана [Hashin and Shtrikman, 1963] для построения границ, в которых могут находиться модули упругости. Вторая группа методов (учитывающая геометрию включений) основывается на теории длинноволнового рассеяния первого порядка, например, методы Кастера-Токсоза [Kuster and Toksoz, 1974] или метод самосогласования Берримана [Berryman, 1980].

В данной главе описана основная цель проведения петроупругого моделирования как способа перехода на больший масштаб исследований – ГИС и наземных исследований. Главными интересующими параметрами исследований являются скорости распространения упругих продольных и поперечных волн, плотность. С их помощью можно перейти к волновым формам упругого поля, характерным для исследуемых отложений.

Вторая глава описывает предпосылки к настоящему исследованию, выполненных автором диссертации – построение базовых петроупругих моделей доманиковой формации. В главе приводится подробное описание методики и результатов петроупругого моделирования набора образцов доманиковых отложений.

В этой главе описана первая попытка разномасштабного моделирования упругих свойств доманиковых отложений. Заключительной частью этого исследования является расчет коэффициентов отражения для керогеносодержащего слоя, где варьируется объемная концентрация керогена в петроупругой модели и пористость самого керогена. Поры в керогене были заполнены нефтью. Таким образом, было изучено влияние степени зрелости керогена на эффективные упругие свойства на разных масштабах с помощью петроупругого моделирования. Полученные результаты обосновывают следующее защищаемое положение: *«Степень зрелости керогена, определяющая его пористость, является основным фактором, влияющим на упругие свойства доманиковых отложений»*.

Третья глава посвящена понятию зрелости керогена на более детальном уровне с точки зрения изменения упругих свойств - анализу роста трещин на контакте керогена и минеральных включений в результате созревания керогена, то есть генерации нефти из твердого органического вещества. Развитие трещин можно рассматривать с точки зрения решения задачи Гриффитса [Griffith, 1920].

В главе рассмотрен “докритический” рост трещин, а также приведен подробный разбор явления “докритического” роста и его отличия от устойчивого роста. Для моделирования данного процесса был использован конечно-разностный подход, описанный в работах Fan et al. [2010, 2012]. Главным критерием роста трещин являлось

достижения коэффициента интенсивности напряжений порогового значения K_{Ith} , который, в свою очередь, зависел от величины вязкости разрушения K_{Icr} [Atkinson, 1984]. Коэффициент интенсивности напряжений – величина, характеризующая напряженное состояние в вершинах трещины.

Распространение докритических трещин в горных породах в зависимости от времени t обычно описывается следующим уравнением [Atkinson, 1984], которое широко известно, как закон Чарльза:

$$v = \frac{da}{dt} = A[K_I(a)]^n, \quad 1)$$

где v – скорость роста трещины.

Основными результатами данной главы были оценки роста радиуса трещины и изменения порового давления в трещине в зависимости от начальных размеров частиц керогена, в которых шел процесс созревания (рис. 1). Рассмотрены были две модели созревания керогена: модель единичной трещины и модель близкорасположенных коллинеарных трещин.

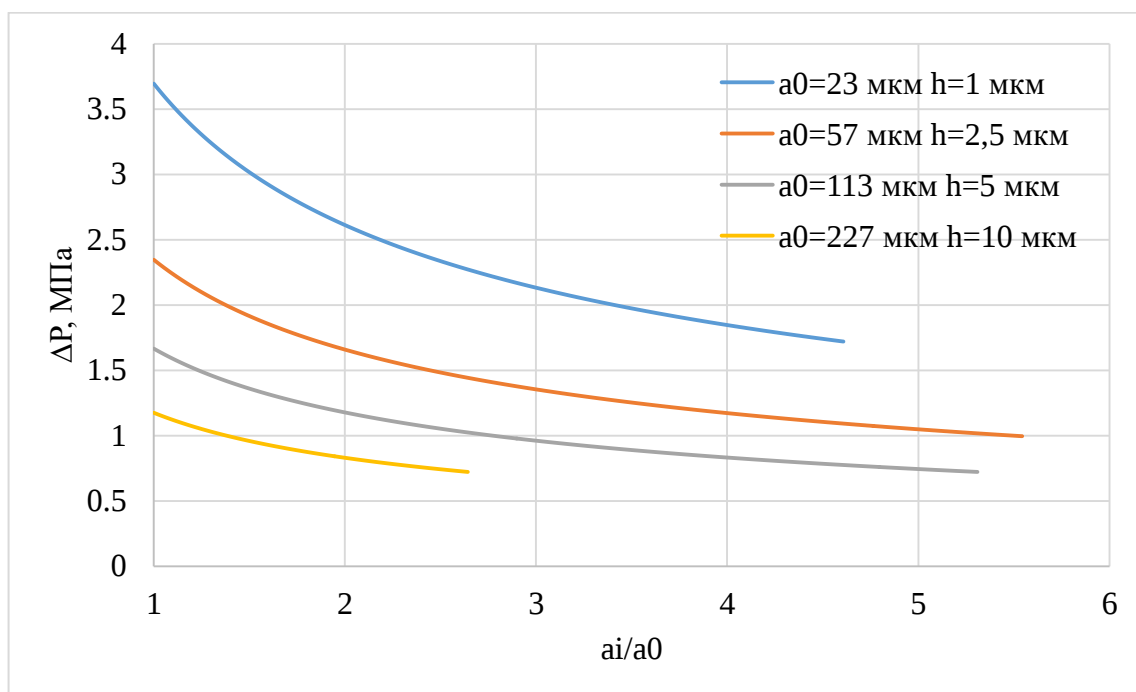


Рис. 1 Зависимость давления в трещине от её линейных размеров для различных значений начальных размеров керогеносодержащей формации (модель единичной трещины).

Для обеих моделей рассчитывались упругие свойства получаемого флюида и их зависимость от температуры, как разведочные характеристики степени зрелости керогена.

Глава 4 посвящена методике и результатам петроупругого моделирования керогеносодержащей породы с трещинами, заполненными нефтью, как следствие созревания керогена. Моделирование проводилось в два этапа: первый этап – построение границ Хашина-Штрикмана, второй – петроупругое моделирование с учетом геометрии включений: методом самосогласования Берримана с учетом параметра связности включений f [Berezina, Bayuk 2022] для изотропных пород (случай хаотических трещин) и методом Хадсона [1980, 1981], с последующим насыщением трещин нефтью по методу Брауна-Корринга [Brown and Korringa, 1975] для анизотропной среды (случай ориентированных трещин). Данный вариант метода Берримана является аналогом подхода, применяемого в методе обобщенного сингулярного приближения (ОСП) для явного учета степени связности компонент.

При построении границ Хашина-Штрикмана были сделаны некоторые методологические выводы относительно различных подходов к определению границ, а именно представление эффективной среды, как смеси двух типов включений или 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 скоростей на нижние границы. При моделировании границ для породы, содержащей флюидонасыщенные трещины, - границы еще шире. Это объясняется большим контрастом упругих свойств минеральных включений и керогена, а также флюида (нефти).

Согласно результатам главы 2, необходимо выбрать метод, который учитывает геометрию включений в нашей модели. Как показали результаты петроупругого моделирования керогеносодержащих образцов, представленные в главе 2, наиболее физичные результаты позволяет получить метод самосогласования [Bergman, 1980, 1995]. Однако, при решении данной задачи необходимо учесть фактор созревания керогена и фактор “мягкой” и “жесткой” матрицы. Согласно результатам главы 3, 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, включает 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.

В отличие от метода самосогласования, который учитывает связность включений косвенно, метод ОСП позволяет учесть степень связности включений в явном виде, путем введения специального параметра. Выбор тела сравнения в методе ОСП диктуется особенностями внутреннего строения породы [Баюк, 2013]. Если связаны между собой все включения самой жесткой компоненты, то она и выбирается в качестве тела сравнения (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 Хашина-Штрикмана. 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] и применен в настоящем исследовании. Модули упругости тела сравнения K^C и μ^C можно представить в виде линейной комбинации самой “мягкой” (наименьшей) и “жесткой” (наибольшей) компонент в виде:

$$K^C = (1 - f)K_{max} + fK_{min} \quad (2)$$

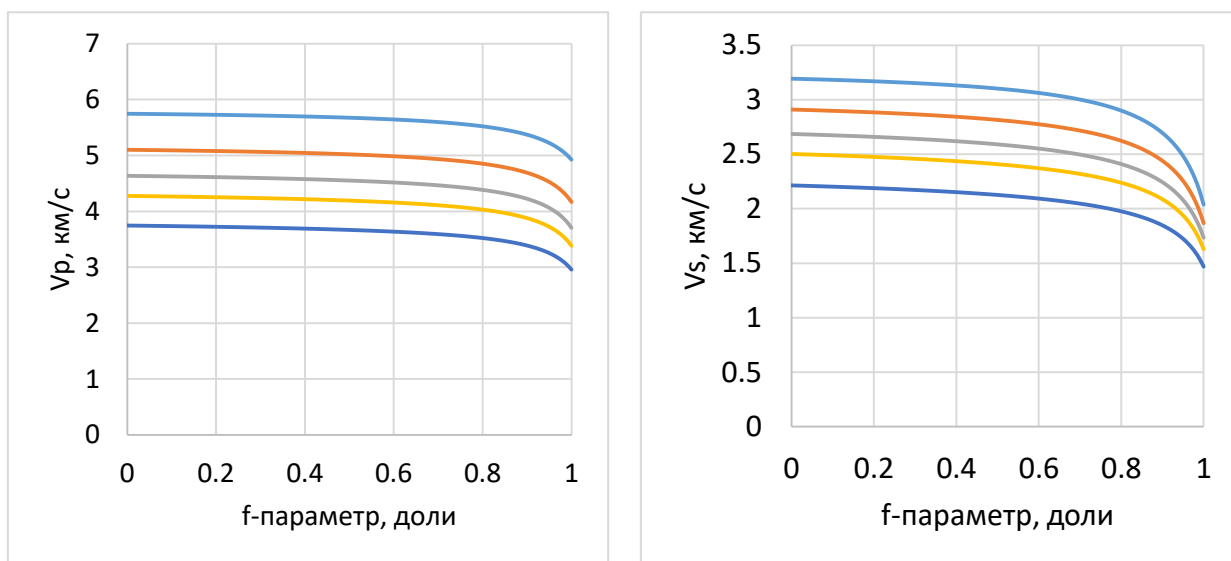
$$\mu^C = (1 - f)\mu_{max} + f\mu_{min} \quad (3)$$

Таким образом определённый параметр f , принимающий значения от 0 до 1, косвенно отражает связность жесткой 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.

Все графики, которые были построены в ходе петроупругого моделирования методом самосогласования Беримана с учетом f -параметра были параметрическими (рис. 2). В качестве параметров были выбраны следующие характеристики: объемное содержание трещин (параметр трещиноватости), объемная доля содержания керогена, пористость керогена, физические свойства флюида, заполняющего трещины (получены в третьей главе), 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. Можно сделать предположение, что при замене в теле сравнения (2), (3) 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, хоть не встречается на практике. 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.

По результатам моделирования методом самосогласования, с учетом связности включений, можно сделать следующие основные выводы. Наиболее существенно на эффективные упругие свойства среды влияют такие факторы как объемное содержание трещин и керогена (рисунок 2). 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).



а)

б)

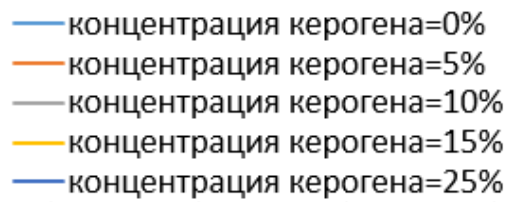


Рис. 2 Параметрические зависимости эффективных скоростей упругих волн от значения f -параметра, параметр построения графиков – объемное содержание керогена в породе (а – V_p , б – V_s , “мягкая” компонента - кероген).

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 vs вертикальной осью симметрии (VTI).

Для описания VTI среды 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]:

$$c_{ij}^{eff} = c_{ij}^0 + c_{ij}^1 + c_{ij}^2 \quad (4)$$

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.

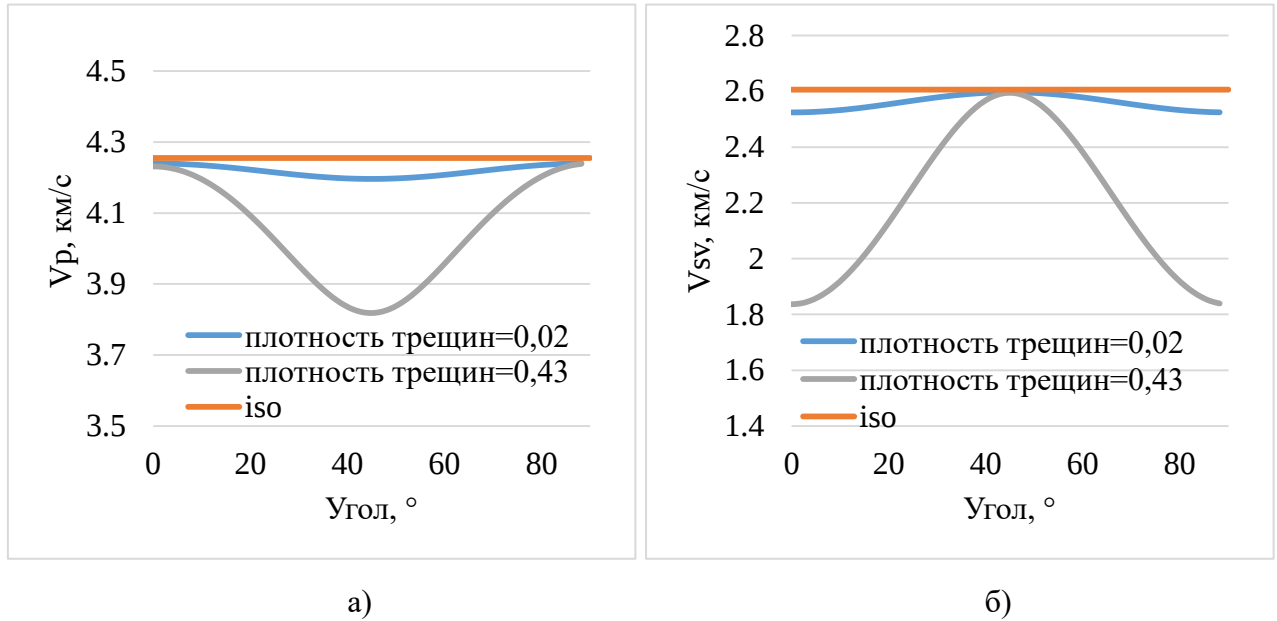
Для набора одиночных трещин с нормальными к трещинам, выровненными вдоль оси симметрии, среда с трещинами демонстрирует поперечную изотропную симметрию. Поправки отражены в полном тексте исследования.

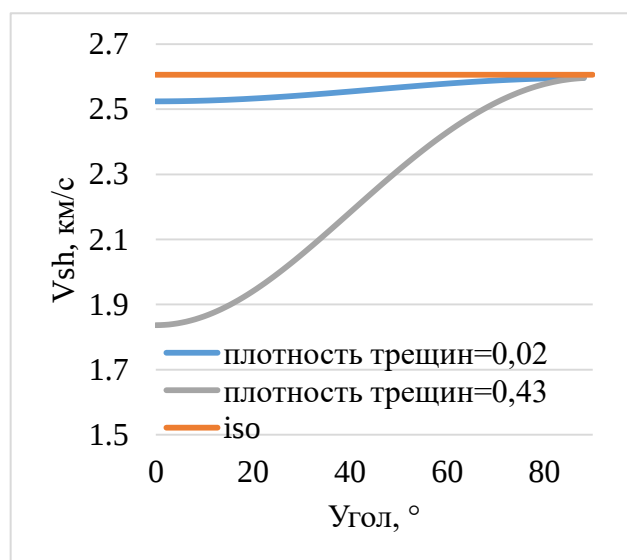
В нашей VTI модели керогеносодержащей породы мы считаем, что трещины заполнены жидким флюидом – нефтью, которая образовалась в результате созревания керогена. Для насыщения “сухих” трещин по Хадсону воспользуемся методом Брауна-Корринга [Brown and Korringa, 1975] для обобщенных уравнений Гассмана для анизотропного случая [Gassmann, 1951]. Выражения для компонент тензора упругости анизотропной среды с насыщенными трещинами:

$$c_{ijkl}^{sat} = c_{ijkl}^{dry} + \frac{(K_0 \delta_{ij} - c_{ijaa}^{dry}/3)(K_0 \delta_{kl} - c_{bbkl}^{dry}/3)}{(K_0/K_{fl})\varphi(K_0 - K_{fl}) + (K_0 - c_{ccdd}^{dry}/9)} \quad 5)$$

В выражении (5) 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, $c_{ijaa} = c_{ij11} + c_{ij22} + c_{ij33}$).

На рисунке 3 представлен пример индикатрис эффективных скоростей распространения упругих волн в анизотропной флюидонасыщенной керогеносодержащей породе, рассчитанные по результатам петроупругого моделирования методом Хадсона-Корринга. На каждом рисунке представлены три типа графиков для значений продольной волны и для двух поперечных волн. Для аспектного отношения 10^{-4} верхний предел параметра трещиноватости - 0,018%, что соответствует значению плотности трещин 0,43. Метод Хадсона с насыщением по методу Брауна-Корринга показал значительную анизотропию эффективных скоростей упругих волн в среде.





в)

Рис. 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}).

В главе 5 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 3 модели. Каждая модель отвечала за свойства керогеносодержащих слоев. Далее, говоря о моделях, будем иметь в виду свойства пласта, богатого органическим веществом. Первая модель – изотропный чистый кероген, данная модель была выбрана как самая простая. 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 параметр трещиноватости 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. Качественный рост значений анизотропии получается за счет роста параметра f . Третья модель включала анизотропию керогеносодержащего слоя. Основным параметром было объемное содержание трещин в керогеносодержащих прослоях. В силу ограниченной области физичности метода Хадсона параметр трещиноватости для данной модель был очень мал – до 0,1 %. Но даже в этом случае, четко проявилась анизотропия упругих

скоростей. Результаты, полученные в 4 и 5 главах, обосновывают защищаемое положение: *«Разномасштабные математические параметрические модели эффективных упругих свойств доманиковых пород, позволяющие прогнозировать их свойства при изменении параметров модели».*

Глава 6 посвящена построению коэффициентов отражения в аппроксимации Рюгера [Rüger, 2002] для простой двухслойной модели. Рассчитывались коэффициенты отражения продольных, поперечных и обменных волн. Эта часть исследования была сделана с целью проверить: результаты, полученные на этапе петроупругого моделирования; влияние исследуемых особенностей строения и состава доманиковых отложений на масштабе сейсмических исследований. По результатам расчета строились карты коэффициентов отражения.

Совокупный результат четвертой, пятой и шестой глав обосновывает защищаемое положение: *«Влияние пористости керогена и трещинной пористости на эффективные упругие свойства доманиковых пород проявляется при анализе коэффициентов отражения упругих сейсмических волн».*

Глава 7 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. 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. Помимо этого, для каждого литотипа определялся фактор, оказывающий доминирующее влияние на его упругие свойства.

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, 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.

За основу была взята классификация из диссертации Гафуровой [Гафурова, 2018], которая выделяет 12 литотипов. 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) (таблица 1).

Таблица 1 Литологические типы, используемые для классификации данных ГИС.

ЛТ\сод-е, %	Карб.	Крем.	Глин.	Органическое вещество (ОВ)
IA1	≥ 50	< 50	< 50	$\leq 0,5$
IA3	< 50	< 50	< 50	$\leq 0,5$
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 определены очень «жестко», например, содержание глинистой компоненты ограничивается с точностью до 1 процента. Если литотип смешанного состава имеет содержание глинистой фракции больше или меньше на 1 %, тогда он не попадет в нужный

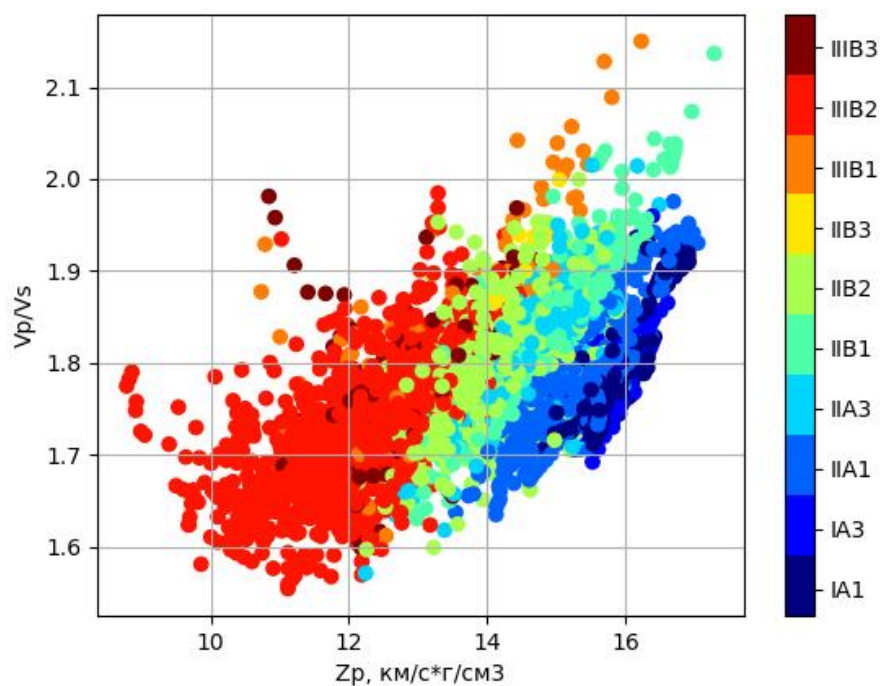
литотип, что неверно. Таким образом, таблица 1 делит породы по содержанию ОВ (I – ≤ 0.5 % ОВ, II – от 0,5 до 5 % ОВ; III – от 5 до 25 % ОВ; IV – больше 25 % ОВ) и по главной минеральной компоненте: на карбонатный литотип (1), где содержание карбонатной составляющей больше 50 %, а остальные компоненты 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.

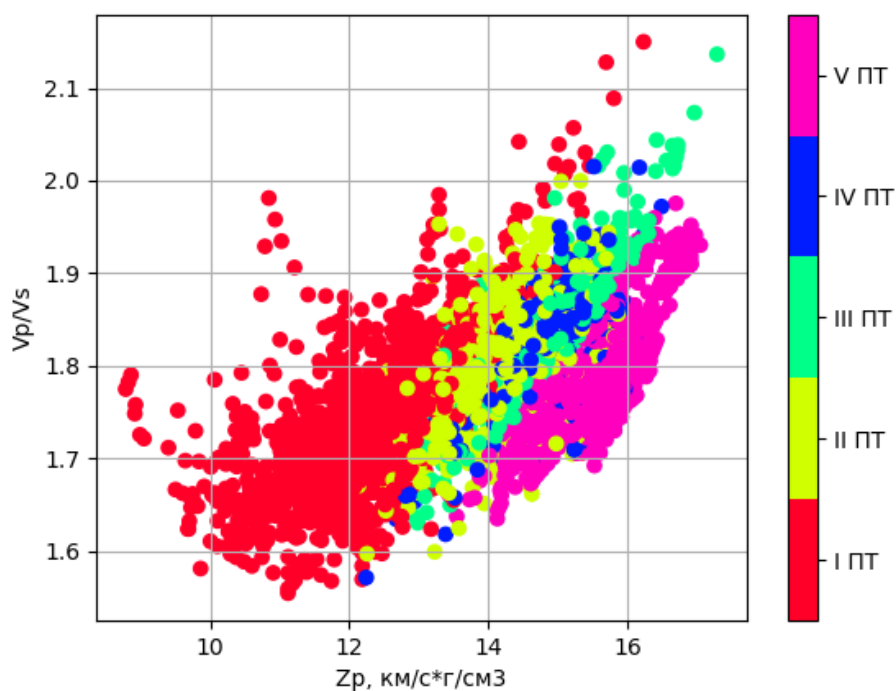
Слоистость может указывать на анизотропию упругих свойств, а, как следствие, анизотропию упругих скоростей. Разделение на слоистые и неслоистые литотипы для глубин скважины, имеющих одинаковый минеральный состав, необходимо проводить по скоростям поперечных упругих волн, так как для поперечных волн слоистость будет занижать измеренные скорости. Для продольных волн это утверждение не всегда верно. Подробное доказательство приведено в полном тексте диссертации.

Стоит отметить, что на данный эффект в распределении скоростей могут влиять такие параметры как глинистость и пористость, но эта гипотеза не подтвердилась в ходе исследования.

Скважинные данные, разделенные на литотипы (рис. 4а), объединились в пять петротипов (пять групп с отличающимися упругими свойствами), отличающихся прежде всего по содержанию органического вещества (ОВ): высокоуглеродистый петротип (литотипы ПВ3, ПВ2, ПВ1); кремнистый с повышенным содержанием ОВ петротип (литотипы ПВ3, ПВ2); карбонатный с повышенным содержанием ОВ петротип (литотипы ПВ1); петротип смешанного состава с повышенным содержанием ОВ (литотипы ПА3); карбонатный петротип с низким содержанием ОВ (литотипы ПА1, IA1, IA3) (рис. 4б). 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 представлена в таблице 2.



а)



б)

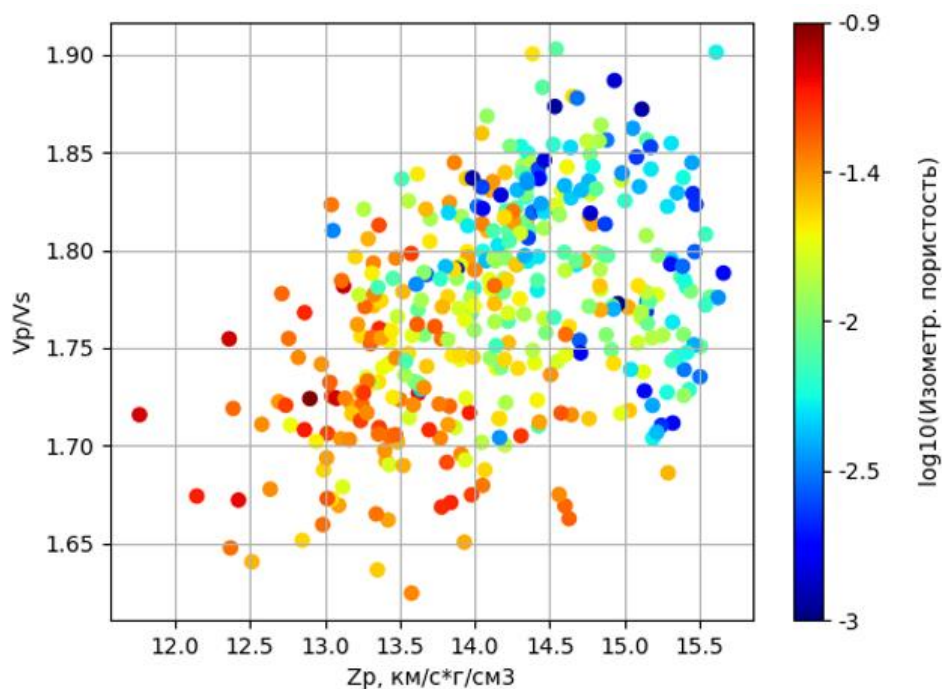
Рис. 6 Кроссплоты упругих свойств скважины с разбиением по: а – литотипам; б - петротипам.

Таблице 2: Связь литологических типов и петрофизических, используемых для классификации данных ГИС.

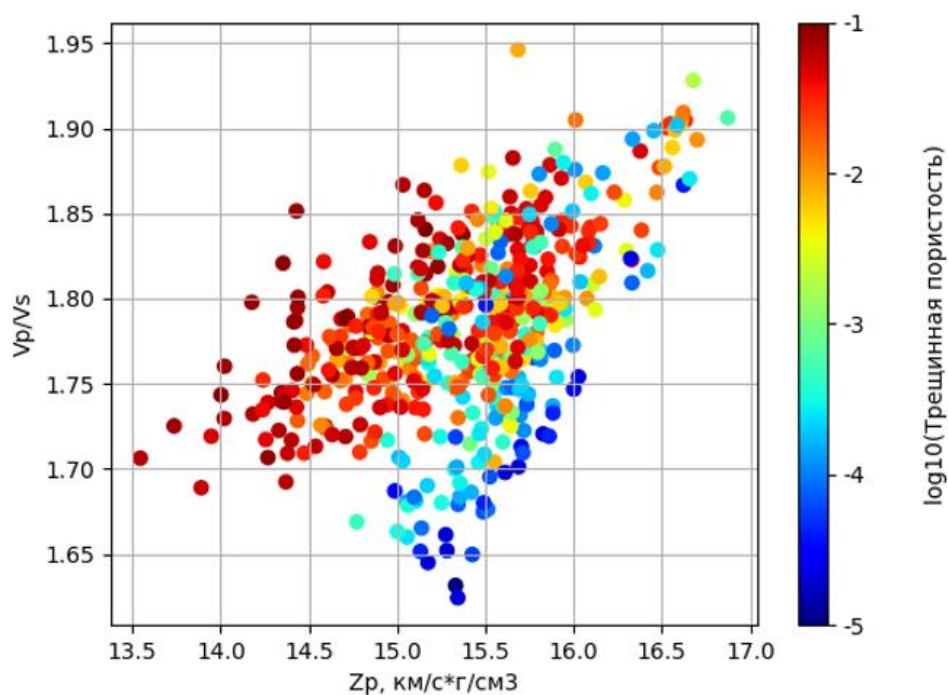
ЛТ:	Описание:	ПТ:	Описание	ПТ разделяется по:

IA1	Карбонатный неслоистый (изотропный) низкоуглеродистый	V	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	IV	Смешанного состава неслоистый (изотропный) углеродистый	Объемной концентрации трещин
IIВ1	Карбонатный слоистый (анизотропный) углеродистый	III	Карбонатный слоистый (анизотропный) углеродистый	Объемной концентрации трещин и изометричных пор
IIВ2	Кремнистый слоистый (анизотропный) углеродистый	II	Глинисто-кремнистый слоистый (анизотропный) углеродистый	Объемной концентрации изометричных пор
IIВ3	Смешанного состава слоистый (анизотропный) углеродистый			
IIIВ1	Карбонатный слоистый (анизотропный) высокоуглеродистый	I	Высокоуглеродистый слоистый (анизотропный)	Объемной концентрации трещин
IIIВ2	Кремнистый слоистый (анизотропный) высокоуглеродистый			
IIIВ3	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. 7). 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)

Рис. 7 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).

Завершающим этапом исследования этой главы был переход от масштаба ГИС к масштабам наземных сейсмических исследований. С помощью метода Бейкуса [Backus, 1962] были рассчитаны упругие свойства в скользящем окне вдоль ствола скважины. Была выбрана частота (80 Гц), соответствующая наибольшей частоте спектра данных

сейсмических исследований, которые относятся к участку исследований (скважина также находится на этом участке).

Результаты главы позволяют прогнозировать упругие свойства пород доманиковой формации и оценить степень анизотропии упругих свойств этих отложений на разных масштабах, что обосновывает защищаемое положение – *«Разномасштабные петроупругие модели доманиковых пород позволяют оценить анизотропию их упругих свойств по данным геофизических исследований скважин»*.

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, 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 собственного авторства, написанные 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. Процесс созревания керогена, который выражается в росте трещинной пористости породы и генерации нефти, - сложный физико-химический процесс. Рост трещин на контакте керогена и минеральных включений проанализирован на основе теории Гриффитса. Упругие свойства генерируемой нефти меняются незначительно для рассмотренных моделей. Показано, что изменение модуля всестороннего объемного сжатия образующейся нефти слабо влияет на скорости упругих волн нефтематеринских пород. В дальнейших исследованиях необходимо рассматривать модель, которая учитывает взаимодействие нефти с газообразной составляющей, часто сопровождающее образование нефти в керогене.
4. 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.
5. 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.
6. 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).
7. 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.

8. 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.

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 публикаций по теме диссертации

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):149-156.

• 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.

Опубликованные материалы, тезисы, доклады на конференциях:

- **Окуневич В.С.,** Баяк 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.,** Баяк 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.,** Баяк 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 // Петромодель / 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.