

УДК 550.8.01.550.85

ПЕТРОФИЗИЧЕСКОЕ МОДЕЛИРОВАНИЕ ПОРОД ДОМАНИКОВОЙ ФОРМАЦИИ КАК ОСНОВА ИНТЕРПРЕТАЦИИ СЕЙСМИЧЕСКИХ ДАННЫХ

Всеволод Станиславович Окуневич^{1✉}, Ирина Олеговна Баяук²

¹ Институт физики Земли имени О.Ю. Шмидта РАН, Москва, Россия; ibayuk@yandex.ru

² Московский государственный университет имени М.В. Ломоносова, Москва, Россия; VOgeophys@mail.ru

Аннотация. Работа посвящена теоретическому моделированию эффективных упругих свойств образцов пород доманиковых отложений. Для определения эффективных упругих свойств пород в зависимости от их состава и морфологических характеристик были использованы методы теории эффективных сред. Цель работы — определение параметров, характеризующих внутреннее строение исследуемых образцов горных пород, создание сейсмогеологической модели и расчет коэффициентов отражения для нее. Основное внимание в работе уделено влиянию содержания керогена и степени его зрелости (пористости) на измеряемые физические величины (скорость упругих волн, коэффициент отражения).

Ключевые слова: петрофизическое моделирование, доманиковые отложения, теория эффективных сред

Для цитирования: Окуневич В.С., Баяук И.О. Петрофизическое моделирование пород доманиковой формации как основа интерпретации сейсмических данных // Вестн. Моск. ун-та. Сер. 4. Геология. 2022. № 4. С. 149–156.

PETROPHYSICAL MODELING OF ROCKS DOMINIK FORMATION AS THE BASIS OF INTERPRETATION OF SEISMIC DATA

Vsevolod S. Okunevich^{1✉}, Irina O. Bayuk²

¹ Institute of Earth physics RAS, Moscow, Russia; ibayuk@yandex.ru

² Lomonosov Moscow State University, Moscow, Russia; VOgeophys@mail.ru

Abstract. The paper is devoted to theoretical modeling of effective elastic properties of rock samples of domanik deposits. To determine the effective elastic properties of rocks, depending on their composition and morphological characteristics, the methods of effective medium theory were used. The aim of the work was to determine the parameters characterizing the microstructure of the investigated rock samples; creation of a seismic-geological model and calculation of reflection coefficients for it. The main attention in the work is paid to the influence of the content of kerogen and the degree of its maturity (porosity) on the measured physical quantities (velocities of elastic waves, reflection coefficients).

Key words: petrophysical modeling, domanik deposits, effective medium theory

For citation: Okunevich V.S., Bayuk I.O. Petrophysical modeling of rocks dominik formation as the basis of interpretation of seismic data. *Moscow University Geol. Bull.* 2022; 4: 149–156.

Введение. Основой для проведения исследования стало теоретическое моделирование эффективных упругих свойств образцов пород доманиковых отложений. Породы в ходе исследования считались изотропными. Модель пород представляла собой жесткую минеральную матрицу, состоящую из кварца, кальцита и доломита с примесью полевого шпата или пирита, а также с включениями глинистых минералов и твердого органического вещества (керогена). Для определения эффективных упругих свойств пород в зависимости от их состава, упругих свойств и формы неоднородностей были использованы методы теории эффективной среды (ТЭС). Эффективная среда — микроскопически неоднородная, но макроскопически однородная. С позиций теории эффективных сред горная порода — природный композит, который является эффективной средой. Теория эффективных сред позволяет перейти от свойств среды, зависящих от координат (от физических свойств компонент), к свойствам, характеризующим среду в целом.

В работе ТЭС применяли с целью определения параметров, характеризующих внутреннее строение исследуемых образцов пород (геометрический тип включений и их аспектное отношение). В задачи исследования также входило создание сейсмогеологической модели, содержащей керогеносодержащий слой доманиковых отложений, и анализ значений коэффициента отражения от этого слоя в зависимости от содержания керогена и степени его зрелости в слое.

Материалы и методы исследований. Литологическое описание пород. Изучаемая коллекция образцов представлена породами доманикового горизонта. Доманиковые отложения всегда считались нефтегазоматеринскими породами, но до начала сланцевой «революции» не рассматривались в качестве возможных коллекторов нефти и газа, даже и с невысокими фильтрационно-емкостными свойствами (ФЭС) [Цветков, 2015].

Несмотря на разные варианты определения доманиковых отложений, отметим, что везде упомина-

ется содержание трех основных компонентов, таких, как глины, карбонаты и кремнезем. Со временем был добавлен четвертый компонент — органическое вещество, которое выступает как полноценный минералообразующий компонент породы [Кирюхина, 2013].

Литологическое описание, а также данные о измеренных физических свойствах, которые использовались при дальнейшем моделировании, предоставлены ИФЗ РАН имени О.Ю. Шмидта.

Литологическое изучение пород проводилось в Московском государственном университете имени М.В. Ломоносова 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 определения минерального состава изучаемой коллекции образцов применяли метод рентгенофазового анализа, с помощью которого удалось получить процентное содержание минералов в породе (табл. 1). Геохимические характеристики вещества получены на пиролизаторе Rock-Eval-6, это новейшая модификация прибора Rock-Eval. Методика пиролиза на аппаратуре Rock-Eval разработана во Французском институте нефти [Espitalie, 1984; Тиссо и Вельте, 1981; Лопатин и Емец, 1987].

Результаты исследований и их обсуждение. По результатам пиролиза установлено общее содержание органического углерода (total organic carbon или сокращенно TOC) (табл. 1). По результатам пиролиза также выявлено содержание жидкого углеводорода.

Таблица 1

Результаты рентгенофазового анализа исследованных образцов

Минеральные включения, %	Номер образца				
	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 (Микро-клин)	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-смектит)	1,6	5,0	15,0	1,0	1,6
Каолинит	0,0	0,0	2,0	0,0	0,0
Смектит	0,0	0,0	1,5	0,0	0,0
ТОС*, %	2,66/5,52	4,36/8,57	0,51/1,11	0,94/2,10	4,4/9,05

* Для ТОС слева от черты — массовая концентрация, справа — объемная.

Экспериментальные данные о скорости распространения упругих волн и плотности, а также измеренная пористость исследуемых образцов представлены в табл. 2:

Таблица 2

Скорость распространения упругих волн и значения плотности исследуемых образцов

Образец	V_p , км/с	V_s , км/с	Плотность, г/см ³	K_{II} по азоту, %
D-1-1	5,5	3,0	2,81	0,11
D-4-1	5,1	2,9	2,25–2,45	0,09
D-9-1	5,5	3,1	2,60–2,71	0,10
D-154	5,6	3,4	2,79	0,83
D-167	4,3	2,6	2,62	1,01

Методика петроупругого моделирования с помощью метода Хашина–Штрикмана. На первом этапе при построении петроупругих моделей оценивали упругие свойства компонентов, которые слагают образцы исследуемых горных пород. На основании анализа шлифов было сделано предположение, что порода (помимо минералов) состоит из органических включений, представленных керогеном; также в образцах присутствовали поры. Табличные значения эффективного модуля упругости поликристаллов минералов, таких, как кальцит, доломит, кварц, пирит, полевой шпат, взяты из работы [Chesnokov et al., 2010]. Значения эффективного модуля упругости глинистых минералов (иллит, смектит) взяты из работы [Bayuk et al., 2007]. По полученным лабораторным данным о содержании органического вещества в образцах невозможно сказать о природе керогена. В статье [Yan, Han, 2013] приводится зависимость значений модуля упругости для керогена с разным содержанием пористости. Эти данные послужили в дальнейшем для оценки содержания пустот в керогене исследованных пород и характера их заполнения.

Второй этап был посвящен определению границ Хашина–Штрикмана. Важно оценить пределы, в которых должны варьировать значения эффективного упругого модуля перед моделированием. Этот метод позволяет верифицировать начальную минерально-компонентную модель образца. Кроме того, построение границ помогло корректнее выбрать значения модуля упругости для глинистых минералов и керогена.

При построении границ Хашина–Штрикмана роль параметра играла объемная доля керогена в образце. Выбор значений модуля упругости керогена был осуществлен в несколько этапов. Сначала выбрали значения модуля объемного сжатия (K) и сдвига (μ), равные 5,05 и 2,4 ГПа соответственно. Эти значения характерны для керогеновой матрицы [Yan, Han, 2013]. При такой конфигурации керогена в породе нижняя граница Хашина–Штрикмана, как для K , так и для μ , была значимо выше экспериментальных данных, и, таким образом, экспериментальные

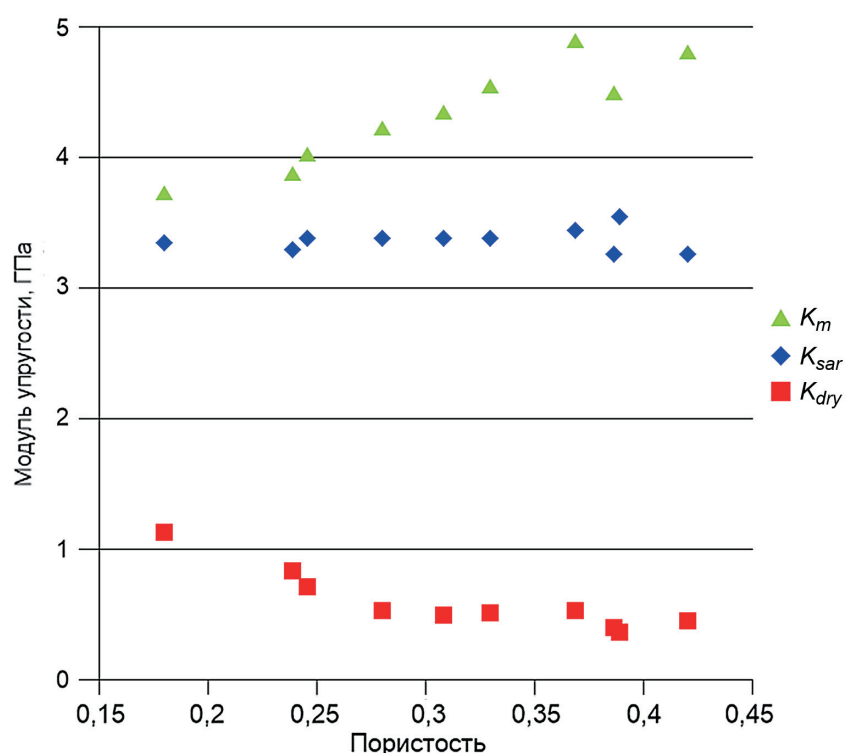


Рис. 1. Зависимость модуля всестороннего объемного сжатия от пористости для образца керогена, модифицировано из [Yan, Han, 2013], K_{sat} , K_{dry} и K_m — модули сжатия нефтенасыщенных образцов, сухих образцов и керогеновой матрицы (без пор), соответственно

значения не попадали в интервал между границами, для этого должны быть существенно ниже значения K и μ . На основании графика из статьи [Yan, Han, 2013] (рис. 1) было выдвинуто предположение, что кероген в исследуемых образцах пористый и без насыщения, что соответствует значениям K_{dry} на рис. 1.

В результате анализа данных, приведенных на рис. 1, были выделены три набора значений модуля упругости в зависимости от интервалов пористости: в интервале пористости от 0,15 до 0,25 значение K керогена с сухими порами близко к 1,0 ГПа; в интервале пористости от 0,25 до 0,35 это значение близко к 0,5 ГПа; в интервале пористости от 0,35 до 0,45 значение K близко к 0,3 ГПа.

По зависимости отношения модуля объемного сжатия к модулю сдвига от пористости (рис. 2) для всех интервалов были рассчитаны значения модуля сдвига, которые составили 0,50, 0,29 и 0,20 ГПа соответственно.

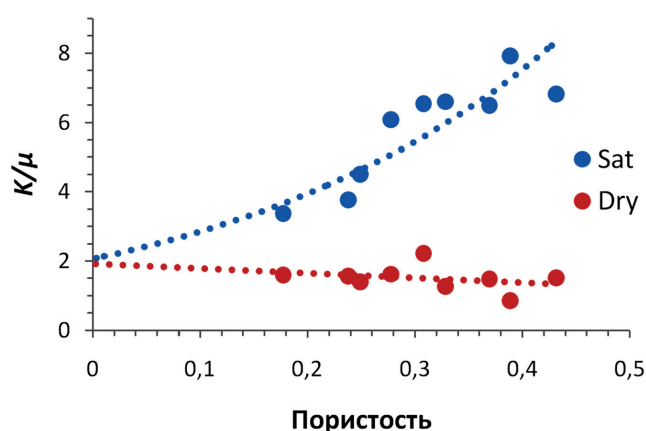


Рис. 2. Зависимость отношения K/μ от пористости для образца керогена, по [Yan, Han, 2013]

В результате построения границ Хашина–Штрикмана для всех вариантов пористого керогена был выбран второй вариант — с пористостью в интервале 0,25–0,35 и модулями упругости K и μ , равными 0,50 и 0,29 ГПа соответственно. При этих значениях экспериментальные данные попадали в границы Хашина–Штрикмана.

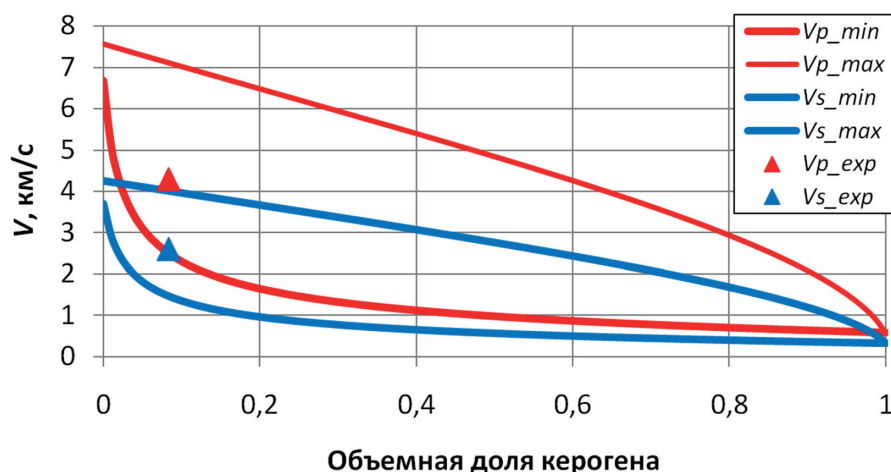
Для глинистых минералов выбраны значения, удовлетворяющие условию попадания экспериментальных данных в границы Хашина–Штрикмана. Эти значения следующие: значения модуля

сжатия смеси иллита–смектита, каолинита и чистого смектита 37,0; 44,3 и 7,0 ГПа соответственно; значения модуля сдвига этих минералов составляют 18,2; 22,1 и 3,9 ГПа, а плотности — 2,55; 2,44 и 2,26 г/см³ соответственно.

На графиках рис. 3 в качестве примера для образца D-167 представлены границы, в которых должны находиться теоретические значения скорости упругих волн, полученные при дальнейшем моделировании более точными методами с учетом геометрии включений.

В результате моделирования методом Хашина–Штрикмана сформирована начальная модель исследуемых пород, были уточнены упругие свойства включений, слагающих образцы горных пород, определены пористость керогена и ее заполнителя косвенным путем. Состав заполнителя пор минеральной матрицы как отдельных включений выявить на данном этапе не удалось, но сделано предположение, что этот заполнитель представлен жидким углеводородом (нефтью). Кроме того, на основе анализа шлифов и графиков для образца D-167 выдвинуто предположение, что для этого образца характерна не минеральная матрица из кальцита или доломита, как для остальных образцов, а керогеновая матрица. Таким образом, все образцы можно условно разделить на две группы: группа с минеральной матрицей (D-1-1, D-4-1, D-9-1, D-154) и группа с матрицей из органического вещества (D-167). Этот этап можно назвать подготовительным, так как мы не учитывали геометрический тип каждого включения. На этом этапе была выполнена оценка, в каких пределах должно лежать итоговое решение прямой задачи по определению модуля упругости и

Рис. 3. Границы Хашина–Штрикмана для скорости распространения продольной и поперечной упругих волн в образце D-167



скорости упругих волн исходя из состава и свойств компонентов исследуемых пород.

Петроупругое моделирование методами Кастера–Токсоза и самосогласования.

На следующем этапе — после оценки граничных значений модулей методом Хашина–Штрикмана — выполнено петроупругое моделирование методами Кастера–Токсоза и самосогласования. Эти методы учитывают геометрию включений. При этом форма каждого включения моделируется эллипсоидом вращения. Эти методы можно охарактеризовать, как методы решения прямой задачи по известному составу образцов, упругим свойствам компонентов и параметрам микроструктуры породы, в частности, аспектному отношению включений. Аспектное отношение представляет собой отношение полуоси эллипсоида, перпендикулярной плоскости вращения, к полуоси, находящейся в плоскости вращения. В рамках исследования мы также решали обратную задачу — по имеющимся данным об упругих свойствах пород и плотности (V_p , V_s , ρ) оценивали параметры внутреннего строения модели. В данном случае неизвестные параметры модели — геометрический тип включений и его аспектное отношение.

Для каждого образца получены наборы решений прямых задач двумя методами (Кастера–Токсоза и самосогласования). Для каждого решения получена невязка между экспериментальными и рассчитанными значениями скорости распространения упругих волн (продольных и поперечных). Была рассчитана общая невязка с учетом влияния невязок по значениям скорости продольной и поперечной волн по формуле

$$\sigma_{gen} = \sqrt{b_{V_p} \sigma_{V_p}^2 + b_{V_s} \sigma_{V_s}^2} \quad (1)$$

где σ_{V_p} — невязка между измеренной и рассчитанной скоростью распространения продольной упругой волны в образце, σ_{V_s} — невязка между измеренной и рассчитанной скоростью распространения поперечной упругой волны, b_{V_p} и b_{V_s} — весовые коэффициенты, их сумма равна 1, они отражают вклад невязки каждой скорости в общую невязку. Значения этих коэффициентов были выбраны равными 0,7 и 0,3 соответственно. Допустимое значение общей невязки выбрано равным 3%. По этому параметру из общей выборки решений выбирали те решения, общая невязка для которых не превышала 0,3%. Это значение невязки выбрано как средняя оценка

степени неоднородности образцов при измерении экспериментальных значений скорости распространения упругих волн методом многоуровневого ультразвукового прозвучивания [Баяк и др., 2015].

При получении решений прямой задачи для каждого образца рассмотрено несколько геометрических типов, характеризующих форму минеральных и глинистых включений: сферические, иглообразные, дисковидные, монетообразные, причем под дисками понимали очень тонкие монетообразные включения. Для всех образцов моделирование проводилось с учетом того, что такие минералы, как кальцит, кварц и доломит, представляют собой отдельные поликристаллические мономинеральные компоненты или же это единое полиминеральное поликристаллическое включение.

Для отобранных решений проводили анализ чувствительности моделируемых значений скорости упругих волн (или модулей упругости) к аспектному отношению включений и их геометрическому типу. Полученную выборку решений фильтровали по следующим критериям: минимум невязки (уравнение (1)), физичность решения, непротиворечивость полученных параметров условиям формирования породы.

Оценка чувствительности модели. В результате анализа чувствительности полученных значений модуля упругости к аспектному отношению монетообразных включений, проведенного методом самосогласования (именно в этом методе решение зависит от формы минеральных включений), показано, что для всех образцов модель не проявила чувствительности к аспектному отношению таких минеральных включений, как кальцит, кварц, доломит, пирит, полевой шпат. Поэтому в дальнейшем было принято, что они имели сферическую форму.

Поровая составляющая вследствие ее малого количества во всех образцах тоже не проявила чувствительности модели к изменению аспектного отношения пор, это позволило принять, что поры имеют сферическую форму.

Проанализирована чувствительность модели к аспектному отношению глинистых частиц и керогена

на примере нескольких образцов. Для всех образцов характерно низкое содержание глинистых минералов, вследствие чего модели слабо реагировали на изменение аспектного отношения глинистых частиц. Однако в образце D-9-1 содержание глинистых минералов велико — около 15% от общего объема породы. Но и в этом случае при изменении аспектного отношения глинистых частиц от 10^{-5} до 1 значения скорости волн V_p и V_s увеличиваются лишь на 3%.

При анализе чувствительности модели к аспектному отношению керогена проявилось иное поведение значения скорости, причем для каждого образца характер изменения упругих параметров в зависимости от аспектного отношения частиц керогена одинаков. В интервале значений аспектного отношения от 10^{-5} до $5 \cdot 10^{-3}$ модели всех образцов практически не реагируют на его изменения. Однако для аспектных отношений, превышающих $5 \cdot 10^{-3}$, значения скорости продольной и поперечной волн начинают расти и могут увеличиться почти в 2 раза.

В процессе моделирования получено подтверждение предположения, что поры матрицы заполнены нефтью. Так, при изменении упругих параметров (K и μ) выявлено, что наименьшая ошибка наблюдалась в том случае, когда в качестве модулей упругости флюида выбирались значения для нефти. В этом случае рассматривали три варианта заполнителя: нефть, газ (воздух), смесь жидкой и газообразной фазы. Все варианты, кроме нефти, не дали удовлетворительного значения ошибки.

Фильтрация набора решений по геометрическому типу включений проводилась вручную. При этом было принято, что включения глины и керогена могут иметь только форму монетообразных включений. Для пористости предполагались все виды форм по классификации в работе [Mavko et al, 2009] — сферические, иглообразные, дискообразные, монетообразные. По отфильтрованным решениям строили гистограммы распределения аспектных отношений включений и выбирали наиболее вероятные как с точки зрения значения невязки, так и с точки зрения геологии.

После анализа полученных результатов сделан 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 также заключить, что все минеральные включения имеют сферическую форму и соответственно аспектное отношение, равное 1. Поровая составляющая также имеет сферическую форму. Глинистые частицы и кероген представлены монетообразными включениями с аспектным отношением 10^{-4} – 10^{-3} и 0,04 соответственно. Наиболее физичные результаты с точки зрения формы включений и с наименьшей общей невязкой соответствуют решениям с объединенной минеральной частью (в породе преобладают частицы поликристаллов раз-

личных минералов, а не поликристаллов отдельных минералов).

Сейсмогеологическая модель. Для расчета значений коэффициента отражения и последующего построения синтетических сейсмических трасс необходимо создать некоторую модельную среду–сейсмогеологическую модель. В геологических данных, использованных для петроупругого моделирования, нет привязки к местности и к определенной региональной геологической структуре, откуда были взяты исследуемые образцы. Вследствие этого был рассмотрен разрез доманиковых отложений Волго-Уральского бассейна [Ступакова, Калмыков, 2017]. Согласно разрезу доманиковые отложения залегают между карбонатной постройкой с пористостью 2–3% сверху и кремнисто-карбонатной толщей с прослоями плотных карбонатов с пористостью тоже 2–3%. Эта модель использована для дальнейших исследований. Были смоделированы упругие параметры пород этой модели, моделирование проводилось методом самосогласования, так как он показал наибольшую эффективность на этапе петроупругого моделирования. Итоговая сейсмогеологическая модель состоит из трех слоев. Первый слой — карбонатная постройка со следующими 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 концентрации керогена и степени его зрелости. Третий слой представлен кремнисто-карбонатной толщей с упругими параметрами $V_p = 6,11$ км/с, $V_s = 3,04$ км/с; $\rho = 2,54$ г/см³.

Расчет значений коэффициента отражения упругих волн. Для этого использованы уравнения Цеппритца.

Уравнения Цеппритца имеют свои ограничения: среда должна быть представлена двумя идеально упругими однородными изотропными полупространствами, разделенными плоской границей; волна плоская гармоническая [Шалаева, 2004].

На первом этапе были смоделированы значения скорости упругих волн при разном содержании керогена и различной степени его зрелости. Расчет упругих параметров проводили методом самосогласования. Исследования проводили на основе данных об образце D-167, поскольку в нем наибольшее содержание керогена. Параметры включений, такие, как геометрическая форма включений и аспектное отношение, также были известны по результатам петроупругого моделирования.

При изменении доли керогена в породе выбрана связь между керогеном и карбонатным материалом (увеличение содержания керогена проводилось за счет уменьшения содержания карбонатных минералов). Содержание керогена в породе изменялось в интервале от 0 до 30%. Получено, что при увеличении содержания керогена значения скорости падают, причем это падение наиболее выражено на начальном участке зависимости V_p — содержание керогена. График производной скорости V_p по содержанию

керогена dV_p/dx , где x — содержание керогена в долях единицы (д.е.), можно представить зависимостью $y = 2844x^3 - 1764x^2 + 385,9x - 39,06$.

На основании полученных зависимостей были выбраны модели с рассчитанными упругими параметрами, которые использованы для определения значений коэффициента отражения (табл. 3).

Таблица 3

Упругие параметры керогеносодержащих слоев

V_p , км/с	V_s , км/с	ρ , г/см ³	Кероген, %
6,43	3,55	2,780	0,1
6,09	3,44	2,765	1
5,47	3,20	2,732	3
4,00	2,47	2,616	10
3,31	2,06	2,533	15
2,79	1,75	2,450	20
2,10	1,31	2,284	30

Для варианта моделирования значений коэффициента отражения, в котором варьировали не концентрацию керогена в породе, а степень его зрелости, выполнены следующие этапы исследования.

На первом этапе были смоделированы упругие свойства керогена с разной степенью пористости, причем поры были полностью насыщены нефтью. Расчет упругих параметров производился методом самосогласования, форма пор считалась сферической. На этом этапе получены различные типы пористого керогена, отличающиеся степенью его зрелости (степень зрелости характеризуется величиной пористости). Как и следовало ожидать, скорость V_p падает с ростом пористости керогена, при этом падение наиболее интенсивно при пористости керогена, превышающей 0,4 от содержания керогена (д.е.). При меньших значениях пористости керогена значения V_p уменьшаются практически линейно с ростом пористости керогена.

По результатам моделирования свойств керогена составлена таблица значений упругих свойства пористого керогена (табл. 4).

Полученные упругие параметры керогена использованы для расчета значений скорости распространения упругих волн продуктивного пласта для дальнейшего расчета значений коэффициента отражения и при варьировании концентрации керогена в породе.

Результаты расчетов значений коэффициента отражения по данным петроупругого моделирования. Зависимости значений коэффициента отражения от угла падения P -волны построены для продольных волн (P - P) и для обменных волн (P - S). Для всех представленных ниже графиков модулей коэффициента

Таблица 4

Упругие свойства пористого керогена, насыщенного нефтью

K , ГПа	μ , ГПа	Кероген, %	Поры, %	V_p , км/с	V_s , км/с	ρ , г/см ³
5,04	2,35	99,9	0,1	1,77	0,95	1,200
4,63	1,90	90	10	1,65	0,85	1,163
3,87	1,04	70	30	1,42	0,63	1,089
3,23	0,38	50	50	1,19	0,38	1,015
2,97	0,18	40	60	1,11	0,26	0,978
2,55	0,02	20	80	1,00	0,08	0,904
2,30	0	0	100	0,94	0	0,830

отражения характерно наличие мнимой части, за исключением нескольких случаев, описанных ниже. Зависимости модуля коэффициента отражения от угла падения волны сочетают в себе особенности поведения как вещественной, так и мнимой части коэффициента отражения.

Анализ поведения коэффициентов отражения P - P для кровли продуктивного пласта при изменении содержания керогена. Модуль коэффициента отражения от кровли продуктивного пласта довольно сложно зависит от изменения угла падения P -волны (рис. 4). При малых значениях содержания керогена (0,1 и 1%) на графиках можно четко выделить два минимума, где значения коэффициента отражения равны нулю, и излом графика на дальних углах. При содержании керогена 3% коэффициент отражения монотонно возрастает и достигает значения 1 при дальних углах. При последующем увеличении содержания керогена формируется локальный максимум модуля коэффициента отражения при углах до 40°, далее наблюдается минимум при углах 40–60°. Затем все кривые монотонно возрастают до значения 1 на дальних углах.

Анализ поведения значений коэффициента отражения P - P для подошвы продуктивного пласта при изменении содержания керогена. Зависимости модуля коэффициента отражения продольных упру-

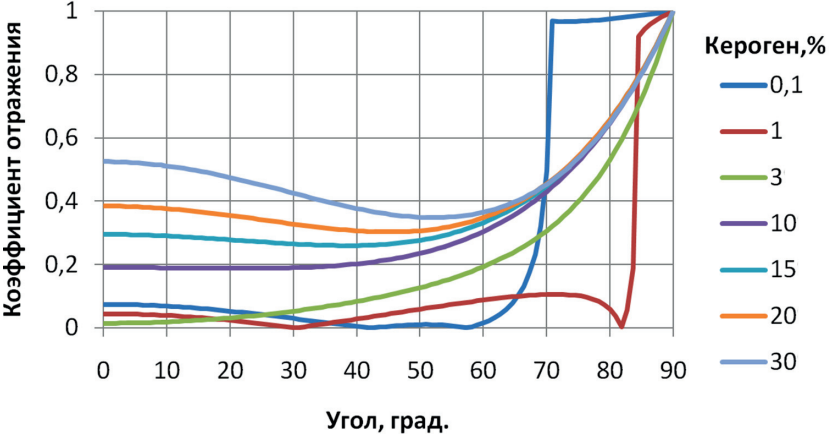


Рис. 4. Зависимость значений коэффициента отражения P - P (модуль) волн от угла падения P -волны при разном содержании керогена для кровли продуктивного пласта

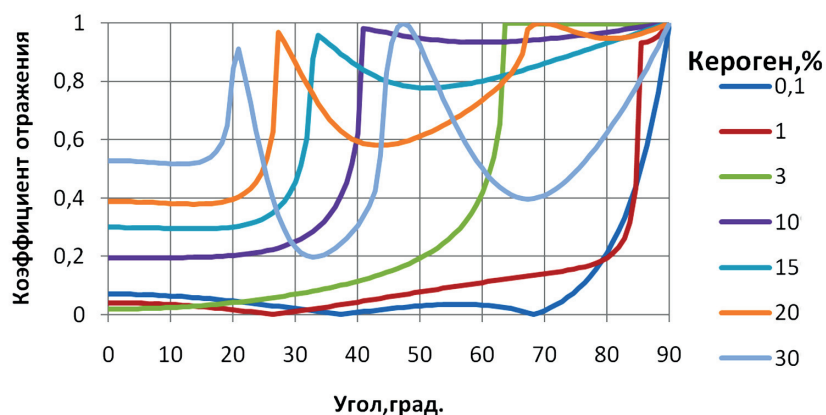


Рис. 5. Зависимость значений коэффициента отражения P - P (модуль) волн от угла падения P -волны при разном содержании керогена для подошвы продуктивного пласта

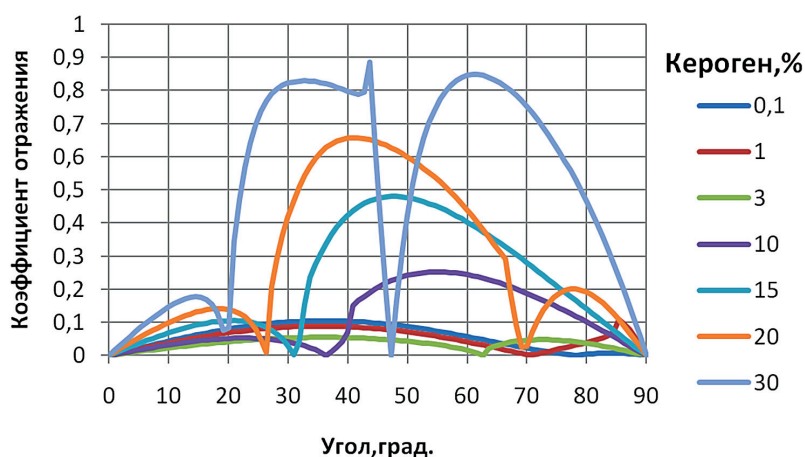


Рис. 6. Зависимость значений коэффициента отражения P - S (модуль) волн от угла падения P -волны при разном содержании керогена для подошвы продуктивного пласта

гих волн от угла падения волны при отражении от подошвы продуктивного пласта показаны на рис. 5. По мере роста содержания керогена можно выделить критический угол, причем при малой концентрации керогена область критического угла сильно рас-

тянута. При увеличении содержания керогена область критического угла двигается влево и сужается. Для больших значений концентрации керогена характерно появление повторных максимумов.

Анализ поведения значений коэффициента отражения обменных волн P - S для подошвы продуктивного пласта при изменении содержания керогена. Первый максимум на графике модуля коэффициента отражения обменной волны для подошвы (рис. 6) по мере увеличения содержания керогена сужается и смещается в область малых углов. Для больших значений концентрации керогена в породе характерно появление вторичных и третичных максимумов.

Анализ поведения значений коэффициента отражения для кровли и подошвы продуктивного пласта при изменении пористости керогена. При моделировании предполагается, что поры керогена полностью насыщены нефтью. Можно сказать, что меняется степень зрелости керогена от чистого керогена до полностью созревшего, когда кероген полностью замещается порами с флюидом. Значение содержания керогена фиксировалось и было выбрано равным 8,23%, как в образце D-167. При моделировании значений эффективного модуля упругости породы выбраны значения

упругого модуля пористого керогена, которые приведены в табл. 4.

Поведение значений модуля коэффициента отражения P - P и P - S совпадает с поведением их вещественной части, поскольку мнимая часть этих коэффициентов равна нулю (рис. 7).

Модуль коэффициента отражения продольных волн от подошвы продуктивного пласта монотонно возрастает до точки излома, после которой выходит на постоянное значение, равное 1 (рис. 8). Точка излома смещается влево по оси абсцисс и вниз по оси значений коэффициента отражения по мере увеличения степени зрелости керогена.

Вывод. Проведено определение параметров, характеризующих геометрический тип включений в исследуемых образцах доманиковых пород с помощью методов теории эффективных сред. Косвенным путем, через построение границ Хашина-Штрикмана, обосновано наличие

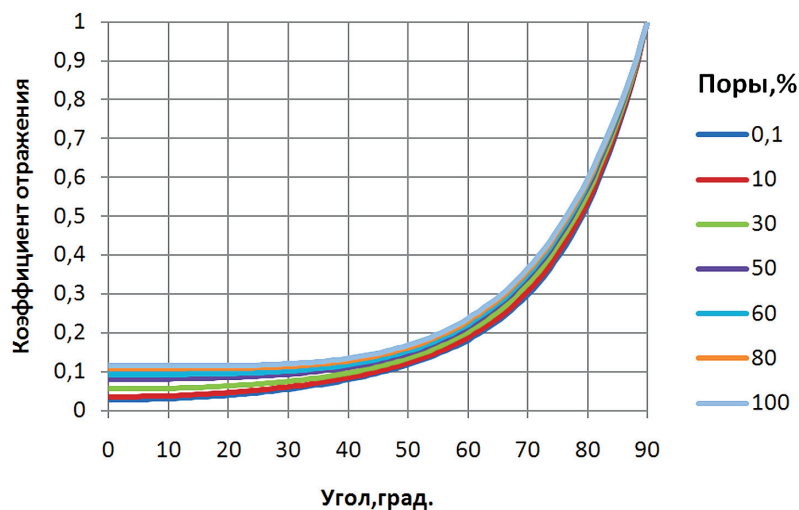


Рис. 7. Зависимость значений коэффициента отражения P - P (модуль) волн от угла падения P -волны при разной пористости керогена для кровли продуктивного пласта

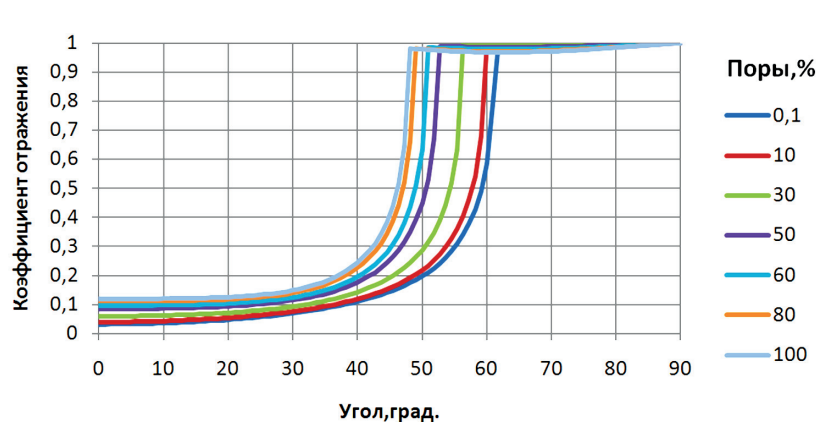


Рис. 8. Зависимость значений коэффициента отражения P - P волн (модуль) от угла падения P -волны при разной пористости керогена для подошвы продуктивного пласта

пористости в твердом органическом веществе (керогене). Моделирование проводилось независимо с помощью двух методов теории эффективных сред — метода Кастера–Токсоза и метода самосогласования. Показана неприменимость метода Кастера–Токсоза для моделирования эффективных упругих свойств изученных пород.

По результатам петроупругого моделирования построена сейсмогеологическая модель, для которой рассчитаны значения коэффициента отражения по формулам Цеппритца как для продольных (P - P), так и для обменных (P - S) упругих волн. Изучена зависимость значений коэффициента отражения от содержания керогена в породе и степени его зрелости.

Увеличение содержания керогена повышает контрастность слоя, как следствие можно отметить, что при увеличении содержания керогена коэффициент отражения меняет знак. Важный результат исследований — при повышении содержания керо-

гена подошва продуктивного пласта имеет участки «тени» для P - и S -волн.

При увеличении степени зрелости керогена контрастность подошвы увеличивается. Наибольшие амплитуды достигаются на дальних углах. Подчеркнем, что при высокой степени зрелости керогена в области дальних углов происходит смена знака коэффициента отражения и его ослабление. Все эти особенности могут быть использованы при сейсмической интерпретации данных о разрезах, где присутствуют доманиковые отложения.

Благодарности. Авторы выражают глубокую благодарность группе сотрудников Д.В. Короста (Московский университет имени М.В. Ломоносова), особенно Д.Р. Гафуровой за проведение литологического анализа и установление микроструктуры образцов, сотрудникам группы М.А. Красновой (ИФЗ РАН) за проведение измерений значений скорости упругих волн, а также И.А. Березиной (ИФЗ РАН) за обсуждение результатов и ценные замечания.

СПИСОК ЛИТЕРАТУРЫ

- Баюк И.О., Белобородов Д.Е., Березина И.А. и др. Сейсмоакустические исследования керна при пластовых условиях // Технологии сейсморазведки. 2015. № 2. С. 36–45. DOI: <http://doi.org/10.18303/1813-4254-2015-2-36-45>.
- Кирюхина Т.А., Фадеева Н.П., Полудеткина Е.Н., Савуткин Р.С. Доманиковые отложения Тимано-Печорского и Волго-Уральского бассейнов // Геология нефти и газа. 2013. № 3. С. 76–87.
- Лопатин Н.П., Емец Т.П. Пиролиз в нефтегазовой геологии. М.: Наука, 1987. 143 с.
- Ступакова А.В., Калмыков Г.А., Коробова Н.И. и др. Доманиковые отложения Волго-Уральского бассейна — типы разреза, условия формирования и перспективы нефтегазоносности // Георесурсы. 2017. Спецвып. Ч. 1. С. 112–124. DOI: <http://doi.org/10.18599/grs.19.12>.
- Тиссо Б., Вельте Д. Образование и распространение нефти. М.: Мир, 1981. 501 с.
- Цветков Л.Д., Киселева Н.Л., Цветков Д.Л. Нефтегазоматеринские сланцевые толщи мира. Ярославль: Аверс Плюс, 2015. 492 с.

- Шалаева Н.В. AVO-анализ: физические основы, возможности и ограничения (краткий курс). Геленджик, 2004.
- Bayuk I.O., Ammerman M., Chesnokov E.M. Elastic moduli of anisotropic clay // Geophysics. 2017. Vol. 72, N 5. P. D107–D117.
- Chesnokov E.M., Bayuk I.O., Ammerman M. Determination of shale stiffness tensor from standard logs // Geophys. Prospecting. 2010. Vol. 58. P. 1063–1082.
- Espitalie J., Bordenave M.L. Rock-Eval pyrolysis // Applied Petrol. Geochem. Paris: Technip ed., 1993. P. 237–361.
- Mavko G., Mukarji T., Dvorkin J. The rock physics handbook. Cambridge University Press, 2009.
- Yan Fuyong, Han De-Hua. Measurement of elastic properties of kerogen // SEG Houston 2013. Ann. Meet. DOI: <http://dx.doi.org/10.1190/segam2013-1319.1>.

Статья поступила в редакцию 06.12.2021, одобрена после рецензирования 09.03.2022, принята к публикации 31.08.2022