



ИЗУЧЕНИЕ ВЛИЯНИЯ СОСТАВА И СВОЙСТВ ПОРОД НА ГЕОЛОГО-ГЕОФИЗИЧЕСКИЕ ПАРАМЕТРЫ НЕФТЕПЕРСПЕКТИВНЫХ ОТЛОЖЕНИЙ

В.Л. Трофимов, Ф.Ф. Хазиев

ООО “Мегацентр-Плюс”, 123298, Москва, ул. Народного Ополчения, д. 40, корп. 3, Россия,
e-mail: trofimvl@gmail.com, hrsgeo@mail.ru

Рассматриваются вопросы изучения влияния геологических показателей на акустические и динамические характеристики сейсмической записи, определения взаимосвязей между геолого-геофизическими характеристиками целевых отложений и процесса формирования структуры волнового поля. На этой основе представляется возможным исследовать процесс отображения сейсмических сигналов в интерференционной структуре динамики сейсмической записи и определять многомерные статистические зависимости различных геолого-геофизических параметров отложений в условиях их естественного залегания. Использование такого подхода к анализу сейсмического волнового поля позволило авторам на основе численного решения обратной динамической задачи сейсмики наметить пути последующего решения довольно тонких задач прямого прогнозирования состава и свойств нефтеперспективных отложений по данным сейсморазведки, которые успешно используются на протяжении последних лет.

Сейсморазведка, многомерные статистические зависимости, акустические параметры разреза, динамические характеристики сейсмической записи

EFFECTS OF ROCK COMPOSITION AND PROPERTIES ON GEOLOGIC AND GEOPHYSICAL PARAMETERS OF OIL-PROSPECTIVE SEDIMENTS

V.L. Trofimov, F.F. Khaziev

Megacenter-Plus LLC, Narodnogo Opolcheniya str., 40, Bld. 3, Moscow, 123298, Russia,
e-mail: trofimvl@gmail.com, hrsgeo@mail.ru

This article specifically discusses the study of how geologic indicators influence acoustic and dynamic properties of seismic records and how geologic and geophysical characteristics of target sediments and the wavefield structure formation interrelate. This can help establish special ways of interpretation of seismic data, in particular, study how seismic signals are depicted on the interference structure of seismic records and determine multidimensional statistical dependencies of various geologic and geophysical parameters of deposits in their natural occurrence. Such approach to analyze seismic wavefield has in the long run allowed the authors to define and currently use ways to directly predict the composition and properties of oil-prospective sediments from seismic data by employing seismic inversion.

Seismic prospecting, multidimensional statistical dependencies, acoustic parameters of section, dynamic characteristics of seismic record

ВВЕДЕНИЕ

Для создания геологической базы, необходимой для совершенствования методов прогнозирования нефтеносности и разработки приемов прогнозирования геологического разреза (ПГР) с использованием материалов сейсморазведки МОГТ, требуется применение априорной геологической и геофизической информации. Эту информацию об изучаемом геологическом разрезе, как известно, содержат материалы скважинных методов исследования. Особую ценность при этом представляют данные геофизических исследований скважин (ГИС), такие как физические свойства водонефтегазонасыщенных коллекторов, закономерности их изменения под влиянием нефтегазонасыщения, пористость и глинистость коллекторов, соотношение проницаемых и непроницаемых пропластков, а также мощности коллекторов и вмещающих их пород и т. д.

При решении проблемы прогнозирования литологии и нефтегазонасыщенности продуктивных отложений (в том числе по сейсмическим данным) опробуются различные подходы, базирующиеся на количественном анализе и интерпретации геофизических данных. Это позволяет, в свою очередь, разобраться в природе наблюдаемых аномалий и разделить их на составляющие, вызванные влиянием различных физико-геологических факторов. Соответственно в процессе построения эффективных сейсмогеологических моделей нефтепоисковых объектов различного типа целесообразна оценка влияния геологических характеристик разреза на динамику сейсмической записи отраженных волн. Для этого необходимо иметь, с одной стороны, детальные данные по комплексному изучению коллекторских свойств пород, литологических, палеогеоморфологических и других факторов, контролирующих

образование и размещение ловушек нефти и газа. С другой стороны, иметь способы, позволяющие достаточно полно объяснить с точки зрения вклада этих факторов в наблюдаемые волновые поля, а также определить характеристики поля, на которые оказывают влияние те или иные особенности геологического строения разреза. Подобный анализ различных геолого-геофизических параметров разреза в отношении их взаимного влияния, как нам представляется, призван помочь в выработке графа специальной обработки данных, направленного в первую очередь на сохранение в динамике сейсмической записи необходимой опознавательной информации о целевых геологических показателях продуктивных и перспективных отложений.

В настоящей статье рассматриваются два направления изучения геолого-геофизических характеристик целевых карбонатных отложений (ими могут быть любые исследуемые отложения) с целью определения взаимосвязей между ними и анализа процесса формирования волн, отраженных от этих отложений.

ИЗУЧЕНИЕ ВЛИЯНИЯ ГЕОЛОГИЧЕСКИХ ХАРАКТЕРИСТИК РАЗРЕЗА НА ЕГО АКУСТИЧЕСКИЕ ПАРАМЕТРЫ И ДИНАМИКУ СЕЙСМИЧЕСКОЙ ЗАПИСИ

На начальном этапе исследований по ряду скважин северной части Припятского прогиба изучена детальная литолого-петрографическая характеристика межсолевых карбонатных отложений, а для анализа процесса формирования волн, отраженных от изучаемых отложений, на основе расчета синтетических сейсмограмм использована подсистема (ПС) “Вклад” [1]. Впервые эта подсистема опробована на материалах Восточно-Дроздовской и Октябрьской площадей. Дальнейшим ее развитием явилась авторская разработка в виде комплекса программ VKSYNT [2], позволившая существенным образом улучшить возможности сейсмического моделирования волновых полей для изучения многослойных поглощающих сред с оценкой вклада элементарных границ и толщ (*элементарная граница (элементарный пласт) – это элемент восстановленной тонкослойной модели реальной среды, эквивалентной некоторой кривой акустической жесткости в вертикальном сечении разреза, аппроксимирующей его с шагом квантования сейсмической записи по времени*). Возвращаясь к рассматриваемой теме, отметим, что на начальном этапе исследований по результатам применения ПС “Вклад” авторами осуществлялся анализ волнового поля, определялись границы раздела изучаемого разреза, вносящие значимый вклад в формирование волнового поля.

Пример оценки влияния геологических свойств разреза на его акустические характеристики и динамику продольных сейсмических волн приводится по материалам скв. 39 Сосновского нефтяного месторождения (рис. 1). По этой скважине рассмотрены вопросы формирования емкостных и фильтрационных свойств пород, изучены основные литологические типы и структура их пустотного пространства [3]. С использованием детальной литолого-петрографической характеристики разреза межсолевых отложений исследованы фациальные и палеогеоморфологические особенности формирования пластов-коллекторов и найдено отображение (с применением ПС “Вклад”) выделенной зональности литофаций и коллекторов в сейсмогеологической характеристике раз-

реза с учетом вклада каждой элементарной отражающей границы в теоретическое суммарное волновое поле. В результате этих исследований установлено, что формирование межсолевых отложений на участке Сосновской площади происходило в крайне мелководных условиях с нормальной соленостью воды, активной гидродинамикой среды и окислительными условиями осадконакопления на флексурном перегибе (уступе) морского дна.

По каждой из пачек (M_1 – M_7), характеризующих снизу вверх геологическое строение разреза, приведена подробная информация об особенностях литологического состава, коллекторских свойств, вторичных преобразований доломитов и известняков, развития структуры пустотного пространства за счет выщелачивания, изменения гипсометрии дна морского бассейна, тектонической активности и т. п. Этим особенностям строения разреза дается характеристика отражающей способности волн с соответствующей оценкой вклада элементарных границ и толщ в суммарное (интерференционное) волновое поле.

Так, нижняя часть разреза межсолевых отложений (*пачка M_7* , глубина 3015–3022 м) сложена глинистыми тонкослойными известняками, мергелями и вторичными доломитами с онколитами синезеленых водорослей, сцементированных зернами доломита размером 0,01–0,3 мм. Это подошвенная часть разреза нижнезаконских отложений – карбонатная платформа, на которой впоследствии был образован биогерм – массивное тело, возвышающееся над прилегающими синхронными отложениями иного литологического состава. В целом оно состоит из прикрепленных остатков животных и растительных организмов, захороненных преимущественно в прижизненном положении. Образован биогерм зелеными водорослями и червями.

В задонское время это была тектонически активная зона Припятского прогиба, в которой создавались предпосылки для образования определенных форм органогенных тел (холмистых и пластовых).

В пачке M_1 отмечаются резкие колебания пористости пород: глинистые известняки и мергели почти непроницаемы ($m_{отк} = 1,4 \%$), тогда как в онколитовых прослоях открытая пористость возрастает до 7,7 % и вторичные доломиты образуют пласты-коллекторы порово-кавернозного типа (см. рис. 1, а, б). С отложениями пачки связаны также резкие колебания значений акустических скоростей (при среднем пластовом значении 4940 м/с), значительные абсолютные величины коэффициента отражения ($K_{отр}$), достигающие до 0,037–0,105. Суммарный вклад ($S_{вкл}$) границ в пачке в суммарное волновое поле характеризуется величиной, значительно превышающей 50 %. На границе раздела между пачкой M_1 и вышележащей пачкой M_2 образуется скачок акустических скоростей, превышающий 1000 м/с, $K_{отр} = 0,105$ и $S_{вкл} = 83 \%$ (см. рис. 1, г–е). Эта граница и следующая за ней серия элементарных границ формируют сейсмический сигнал достаточно устойчивой формы на интервале 3015–3140 м (см. рис. 1, з) при заданном источнике колебаний – нуль-фазовом сейсмическом импульсе с преобладающей частотой 30 Гц (см. рис. 1, ж).

Отложения *пачек M_2 – M_4* (глубина 2877–3015 м) представлены чередованием темно-серых вторичных тонкозернистых пористо-кавернозных доломитов, органогенно-детритовых и хемогенных пелитоморфных известняков с остатками брахиопод, остракод, ежей,

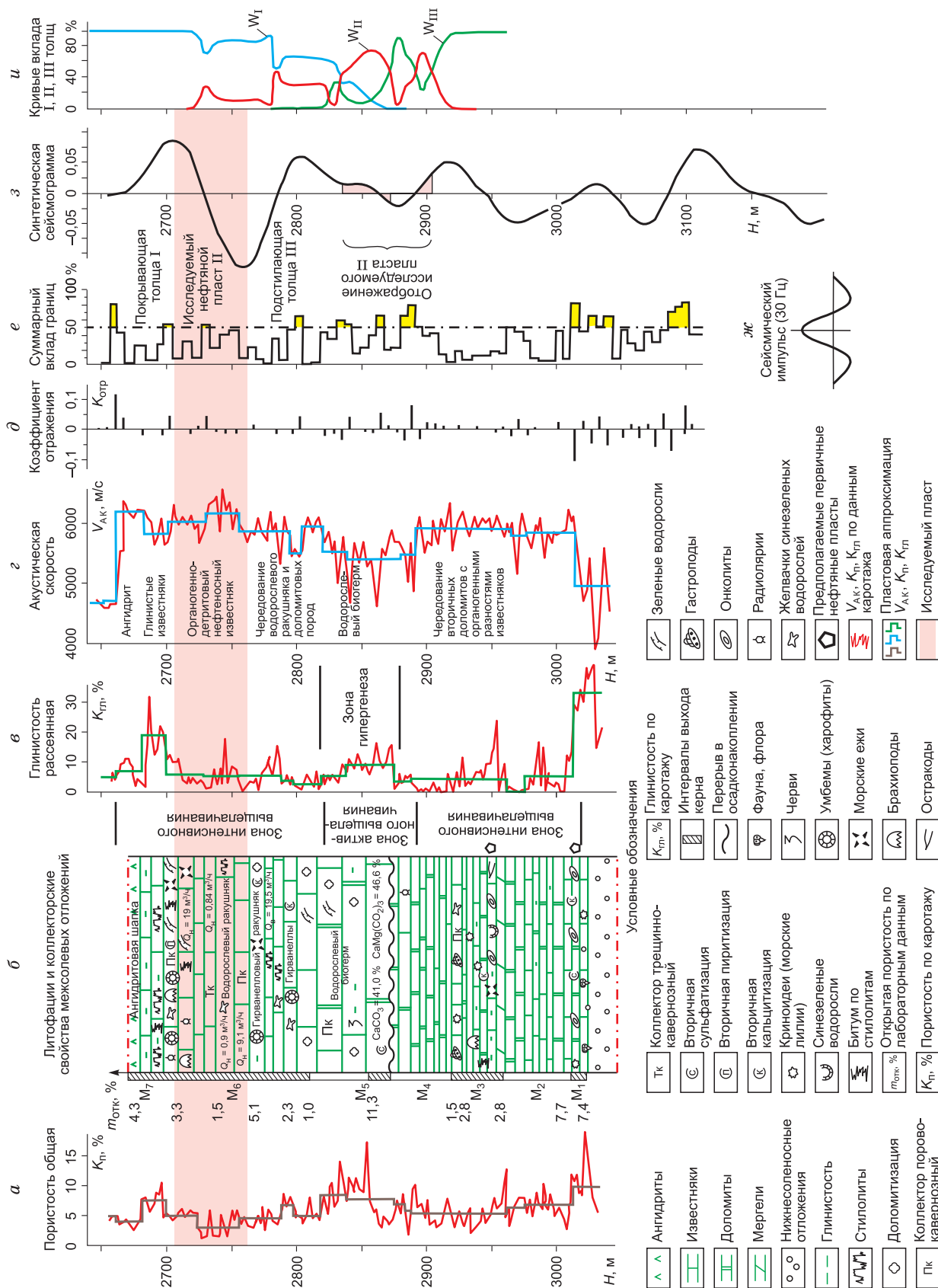


Рис. 1. Сейсмогеологическая характеристика Сосновского нефтяного месторождения, отражающая зональность литофаций и коллекторов [4].

комочков гирванелл, онколитов. Доломиты образованы по органогенным разностям известняков в приповерхностных условиях, что обусловило хорошо развитую структуру пустотного пространства за счет выщелачивания органогенных остатков (первая зона интенсивного выщелачивания пород). Тип коллектора – кавернопоровый. По лабораторным данным, максимальная открытая пористость пород составляет 6,5–9,3 %, снижаясь в плотных граничных разностях хемогенных, слабглинистых пород до 1,2–2,3 %. По каротажу общая пористость карбонатных пород задонского горизонта колеблется в пределах 5,5–6,7 % (см. рис. 1, а). Этот интервал разреза характеризуется относительно низкими абсолютными значениями $K_{отр} = 0,001–0,029$ и незначительным суммарным вкладом элементарных границ в суммарное волновое поле, не превышающим 50 % (см. рис. 1, д, е).

Тектоническая активность, возросшая на границе задонского и елецкого времен, высокое гипсометрическое положение на морском дне, перепад глубин способствовали, как уже отмечалось, образованию водорослевого биогерма с хорошей анизотропной структурой порового пространства (глубина 2810–2877 м). Состав пород доломито-известняковый, содержание кальцита в них составляет до 46,6 %. Цвет коричнево-серый, структура породы тонко-мелкозернистая (размер зерен до 0,3 мм). Усиленный рост биогерма привел к выведению его на поверхность, в зону гипергенеза (см. рис. 1, б, в). Это обстоятельство обусловило, с одной стороны, повышение глинистости (6,0–9,6 %) и снижение коллекторской емкости до 5,9 %, а с другой – появление в теле биогерма второй зоны активного выщелачивания пород и увеличение открытой пористости до 11,7 % в зоне гипергенеза. Здесь отмечаются также максимальные значения $K_{п} = 7,7–8,4$ % (см. рис. 1, а). Верхняя и нижняя границы биогерма, установленные в керне и в шлифах (биоценоз, инкрустация, биогермные структуры), могут быть откорректированы послойной сейсмогеологической характеристикой пластов. Этой зоне свойственны относительно повышенные абсолютные значения $K_{отр} = 0,001–0,073$ и существенный суммарный вклад элементарных границ в волновое поле, часто превышающий 50 % (см. рис. 1, д, е).

Особый интерес представляют отложения *пачки* M_6^* , к которой приурочена нефтяная залежь (глубина 2700–2750 м). Она имеет трехчленное строение. На биогермных породах нижней части разреза залегают пачка пород, представленная чередованием темно-серых водорослевых “ракушняков” и плотных органогенно-детритовых пород (глубина 2750–2910 м). Структура пород тонкозернистая. Основная масса их сложена кальцитом и органогенным детритом, среди которого преобладают водоросли зеленые, гирванеллы, онколиты синезеленых водорослей и сопутствующая им фауна ежей, брахиопод, криноидей, гастропод, червей. Выщелачивание цемента приводит к формированию порово-кавернового и порового типов коллектора, усиленного наличием стилолитов, что улучшает емкостно-фильтрационные свойства пород. К этой части разреза пачки M_6 приурочены водоносные пласты с дебитом $Q_b = 19,5$ м³/ч. Открытая пористость пород неравномерна по разрезу. При этом водорослевые “ракушняки”, имеющие пористость 6,1–9,9 %, оказываются хорошо отсортированными в

волноприбойной зоне. В органогенно-детритовых плотных разностях пелитоморфных неперекристаллизованных известняков она снижается до 1,5 %. Общая пористость в водорослевых известняках колеблется в пределах 4,4–6,9 %. Эта часть известнякового разреза несет в себе черты вторичной кальцитизации, сульфатизации и пиритизации, возникающих, как известно, в породах зон водонефтяного контакта (ВНК) нефтеносных структур.

Верхняя часть пачки M_6 сложена органогенно-детритовыми известняками (глубина 2703–2750 м). Породы тонкозернистые, размер породообразующих зерен 0,01–0,1 мм, открытая пористость – до 4 % (по лабораторным данным), общая пористость – до 5 % (по данным каротажа). В основной кальцитовой массе пород беспорядочно разбросан большой по видовому составу органогенный детрит брахиопод, серпул, остракод, гастропод, ежей, зеленых водорослей, харофитов, желваков гирванелл и онколитов синезеленых водорослей, улучшающих структуру пустотного пространства. Породы слабо доломитизированы. На этих участках пористость пород возрастает. Появляются трещины. Выщелачиваются отдельные органогенные остатки, частично цемент (третья зона интенсивного выщелачивания пород). Дебит нефти, отражающий структуру пустотного пространства известняков, в одних пластах составляет 19 м³/ч (глубина 2723–2730 м), в других – 0,84 м³/ч (глубина 2732–2768 м). Этот интервал разреза характеризуется сравнительно невысокими абсолютными значениями коэффициента отражения ($K_{отр} = 0,003–0,019$) и невысоким суммарным вкладом элементарных границ в суммарную сейсмограмму, в большинстве своем не превышающим 50 % (см. рис. 1, д, е, з).

В соответствии с алгоритмом ПС “Вклад” оценивалось влияние нефтяной части разреза (закрашенная область рис. 1, з) на суммарном волновом поле. Результаты оценки изображены в виде кривых вклада: I – покрывающей толщи, II – исследуемого пласта, III – подстилающей толщи (см. рис. 1, и), из которых видно, что вклад в волновое поле пласта II в большинстве случаев меньше вклада покрывающей (I) и подстилающей (III) толщ. Только на двух интервалах разреза он проявляет себя существенным образом, но на малопредставительной части суммарной сейсмограммы (см. рис. 1, з).

Отложения *пачки* M_7 представлены маломощной пачкой плотных глинистых пелитоморфных известняков, открытая пористость которых составляет 1,4 %. Она совместно с вышележащими ангидритами, входящими в состав боричевских слоев $D_3^1I(br)$, является надежной крышкой. В известняках отмечаются стилолиты, выполненные затвердевшим битумом.

На границе раздела между низами верхней соленосной толщи и боричевскими слоями фиксируется скачок акустических скоростей, превышающий 1500 м/с. Для этой границы характерны: $K_{отр} = 0,11$ и $S_{вкл} = 81$ % (см. рис. 1, з–е). С ней связано интенсивное трехфазное колебание на суммарной синтетической сейсмограмме при заданном источнике колебаний (см. рис. 1, з). Остальные элементарные границы раздела этой части разреза межсолевых отложений и боричевских слоев вносят значительно меньший вклад в суммарное волновое поле.

* Пачку M_5 не рассматриваем ввиду малого выхода kernового материала.

Анализ коллекторских свойств пород всего разреза межсолевых отложений, наличие вторичных процессов, возникающих в области ВНК на определенных уровнях задонского (глубины 3015–3020 м; 2940–2945 м) и елецкого (глубина 2775–2800 м) горизонтов, а также высокоемких пластов-коллекторов с открытой пористостью 9,3–9,9 % на контакте с этими уровнями свидетельствуют о том, что Сосновское нефтяное месторождение переформировано. В целом этот анализ важен не только для понимания тонких физико-геологических особенностей строения нефтеперспективных объектов, но и для изучения различных зависимостей между геолого-геофизическими параметрами изучаемого разреза.

Оценивая результаты анализа, следует подчеркнуть, что прослеживается довольно тесная связь между коллекторскими свойствами, литологическими, палеогеоморфологическими и другими факторами, контролирующими образование и размещение ловушек нефти, акустическими характеристиками разреза и особенностями сейсмического волнового поля. Эта связь используется для установления границ и интервалов разреза, вносящих существенный вклад в формирование поля, и в дальнейшем может применяться для построения детальных сейсмогеологических моделей известных и ожидаемых типов поисковых объектов.

ОПРЕДЕЛЕНИЕ МНОГОМЕРНЫХ ЗАВИСИМОСТЕЙ МЕЖДУ СЕЙСМИЧЕСКИМИ И ПРОМЫСЛОВО-ГЕОФИЗИЧЕСКИМИ ХАРАКТЕРИСТИКАМИ РАЗРЕЗА

Одним из путей, реализующих такой подход, является оценка зависимостей (математических моделей взаимосвязи) между геолого-геофизическими характеристиками разреза. Основой для их изучения служит представление о геологической модели среды как о сложном объекте, геофизические параметры которого – функции многих переменных. На характер распределения измеряемых геофизических величин оказывают влияние литология, структура порового пространства, присутствие глинистого материала в породе и характер его распределения, термобарические условия измерения, характер насыщающего флюида и другие факторы. Корреляционные зависимости, определенные в таких условиях, позволяют вычислить примерные значения одних параметров разреза по значениям других, особенно если их возможные отклонения от истинных находятся в пределах коэффициентов вариации параметров среды. Следует при этом заметить, что выявление зависимостей между геолого-геофизическими параметрами разреза – одна из составных частей проблемы ПГР.

В целом различные геологические факторы, влияющие на характер распределения изучаемых физических величин, по своей природе изменчивы и оказывают комбинированное воздействие. При этом наличие корреляции между двумя физическими величинами еще не означает, что между ними существует причинно-следственная связь. Корреляция может проявляться, когда оба параметра в общем случае независимы, но в то же время зависят от фактора, не учитывающегося при исследованиях.

В такой ситуации целесообразно использование многомерного статистического анализа данных, а также повышение его достоверности на основе совместной обработки возможно более полной совокупности

переменных (параметров) и выбора из этого набора “наилучшего их подмножества” или “выбора наилучшего уравнения регрессии”. В этом случае имеются два противоположных по характеру критерия [5]. С одной стороны, если мы хотим, пользуясь выбранной моделью, получить надежные прогнозы, то в модель следует включать по возможности наибольшее число переменных. С другой стороны, имея в виду затраты, связанные с получением информации при большом числе переменных, а также то, что с увеличением их числа возрастает дисперсия прогноза, в искомое уравнение желательно включать как можно меньше переменных. Кроме того, если какие-то две переменные сильно коррелированы друг с другом, то достаточно включить в модель взаимосвязи только одну из них.

Учитывая изложенное, для оценки многомерных статистических зависимостей между сейсмическими и промыслово-геофизическими характеристиками разреза целесообразно пользоваться набором таких процедур, которые ориентированы на определенный вид статистического анализа и обеспечивают решение поставленной задачи. При выявлении искомых зависимостей нами использован, в частности, пакет прикладных программ статистической обработки медицинской информации (ППП СОМИ) [6]. Он предназначен для решения широкого класса задач статистической обработки и анализа экспериментальных данных. В него включен ряд статистических методов и вычислительных алгоритмов, обеспечивающих необходимую точность получаемых оценок и повторный анализ с целью выбора эффективного метода решения.

Из реализованных в пакете методов одномерного и многомерного статистического анализа в настоящей работе применены только программы первичной статистической обработки и регрессионного анализа, т. е. самые необходимые для решения поставленной задачи, а именно:

- ⇒ оценка параметров и выбора закона распределения одномерной случайной совокупности (PD1);
- ⇒ шаговая регрессия (P2R);
- ⇒ частная корреляция и многомерная регрессия (P6R).

Следует отметить, что надежность и достоверность окончательных результатов применения статистических методов и алгоритмов обусловлены соблюдением таких предпосылок, как наличие однородных данных совокупности; отсутствие значимой корреляционной связи между переменными; отбор наиболее существенных факторов, влияющих на результативный показатель (из первоначально включенных в анализ); выбор формы связи, отражающей взаимозависимость изучаемых переменных.

В основном эти предпосылки можно реализовать на основе применения процедур ППП СОМИ и логически правильно построенной интерпретации получаемых с их помощью результатов.

В рассматриваемой задаче при установлении зависимостей в качестве фактических данных нами взята совокупность геолого-геофизических характеристик разреза межсолевой толщи по скв. Южно-Оземлинская 7 (рис. 2). Переменные со сводными числовыми характеристиками представлены в табл. 1. Первые 14 переменных – сейсмические показатели – предварительно рассчитаны с помощью разработанного нами комплекса программ SKOR определения скоростных и упругих параметров разреза [7, 8]. Теку-

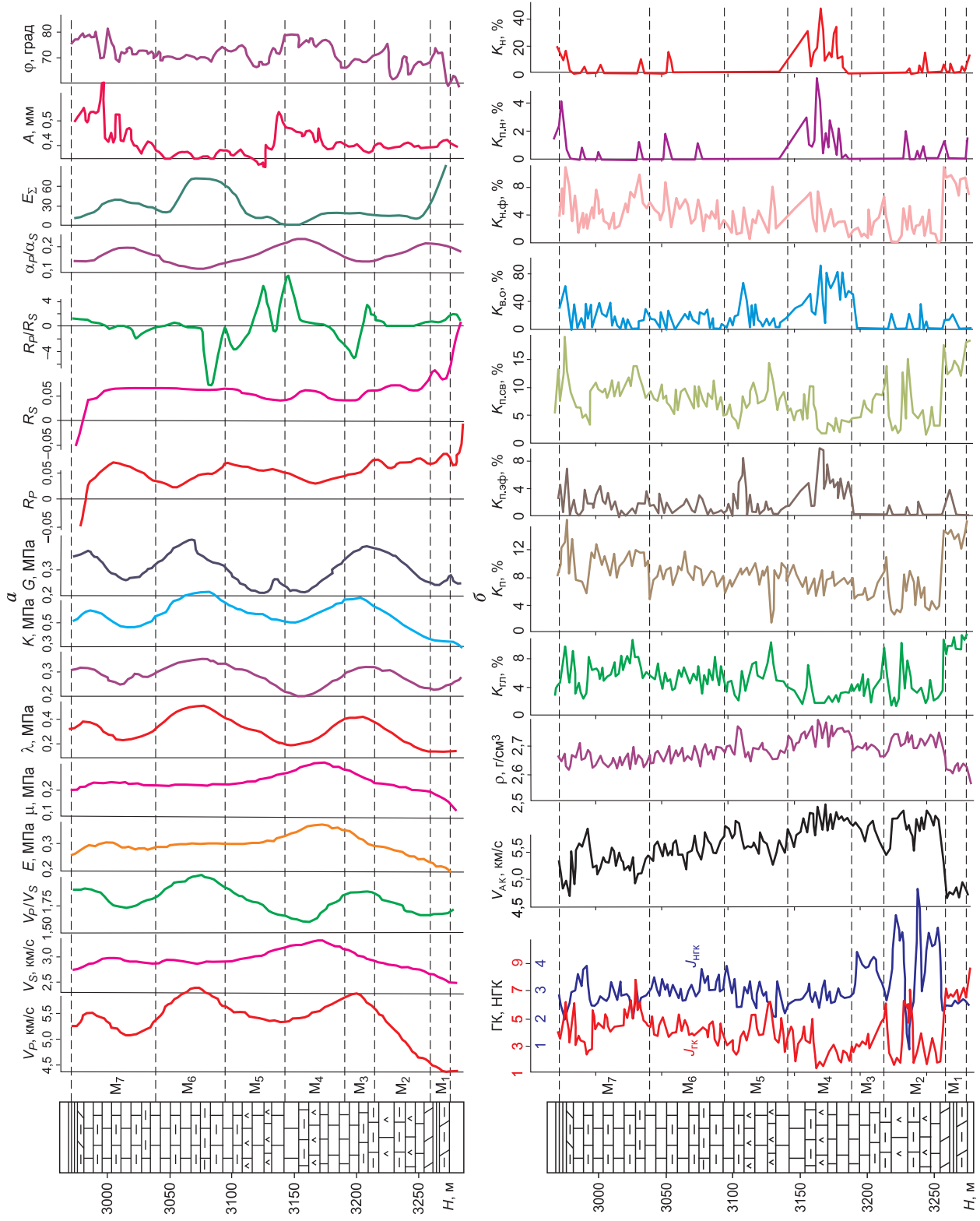


Рис. 2. Сейсмические и промыслово-геофизические характеристики разреза для межслоевых отложений по скв. Южно-Оземлинская 7:

a – результаты обработки данных скважинных сейсмических трехкомпонентных наблюдений вертикального сейсмического профилирования (ПМ ВСП) по комплексу программ SKOR [2, 3]; *b* – результаты обработки данных ГИС по методике функциональных преобразований и интеграции геофизических параметров [19]. Усл. обозн. см. на рис. 1.

Сводные числовые характеристики переменных для межслоевой толщи скв. Южно-Оземлинская 7

№ п/п	Переменная	Индекс переменной	Ед. измерения	Выборочное среднее значение	Выборочное стандартное отклонение	Коэффициент вариации	Асимметрия A_S	Эксцесс E_K
1	Интервальная скорость P -волн	V_P	м/с	5588,500	416,612	0,077	-0,84	3,0
2	Интервальная скорость S -волн	V_S	м/с	2955,908	195,618	0,066	0,29	2,9
3	Отношение V_P/V_S	$1/\gamma$	—	1,825	0,118	0,065	0,29	2,1
4	Коэффициент Пуассона	ν	—	0,281	0,040	0,142	-0,25	2,0
5	Отношение коэффициента поглощения P -волн к коэффициенту поглощения S -волн	α_P/α_S	—	0,169	0,032	0,190	0,08	1,9
6	Вертикальное геодинамическое напряжение	G_z	МПа	0,819	0,037	0,045	-1,16	7,5
7	Эффективное горизонтальное напряжение	G_{xy}	МПа	0,301	0,058	0,194	0,14	1,7
8	Модуль Юнга	E	МПа	0,301	0,042	0,140	-0,30	3,8
9	Коэффициент объемного расширения	K	МПа	0,548	0,107	0,195	-0,43	2,7
10	Модуль сдвига (константа Ламэ)	μ	МПа	0,235	0,036	0,151	0,28	3,6
11	Лямбда (константа Ламэ)	λ	МПа	0,312	0,098	0,315	0,16	2,1
12	Коэффициент отражения P -волн	R_P	—	0,002	0,030	14,692	-1,27	12,0
13	Коэффициент отражения S -волн	R_S	—	0,001	0,027	22,308	0,36	13,6
14	Отношение R_P/R_S	R_P/R_S	—	0,094	2,543	27,188	-0,00	6,5
15	Текущая энергия модельной сейсмической трассы	E_Σ	усл. ед.	31,276	25,798	0,825	1,21	3,5
16	Полный вектор смещения частиц среды прямой проходящей P -волны	A	усл. ед.	0,425	0,106	0,250	1,40	5,5
17	Угол между направлением полного вектора и вертикалью	ϕ	град	70,859	4,486	0,063	-0,37	3,4
18	Глинистость рассеянная	$K_{гл}$	%	4,790	2,417	0,505	0,61	2,7
19	Фиктивная насыщенность	$K_{н,ф}$	%	4,096	2,426	0,592	0,66	3,0
20	Эффективная пористость	$K_{п,эф}$	%	1,536	1,829	1,191	1,72	6,61
21	Нефтенасыщенная емкость	$K_{п,н}$	%	0,424	0,931	2,193	2,84	12,4
22	Нефтенасыщенность	K_n	%	3,813	8,243	2,162	2,87	12,6
23	Связанная водонасыщенность	$K_{в,о}$	%	16,462	19,674	1,195	1,47	4,6
24	Плотность	σ	г/см ³	2,683	0,043	0,016	0,22	2,6
25	Коэффициент пористости	K_p	%	8,302	2,793	0,336	0,41	3,5
26	Пористость связанная	$K_{п,св}$	%	7,601	3,684	0,485	0,71	3,4
27	Акустическая скорость	$V_{АК}$	м/с	5579,426	408,134	0,073	-0,62	3,0
28	Естественная радиоактивность (ГК)	$J_{ГК}$	гамма	3,824	1,397	0,365	0,59	3,2
29	Нейтронный гамма-каротаж	$J_{НГК}$	усл. ед.	3,078	0,735	0,239	1,82	6,9

щая энергия модельной сейсмической трассы, представленная в табл. 1 под номером 15, рассчитана по алгоритму, описанному в работе [4]. Переменные с номерами 16 и 17 – величины модуля полного вектора A колебаний частиц среды с учетом сферического расхождения и его пространственного угла ϕ с вертикалью – рассчитаны по разработанной нами программе VECTR с применением скважинных сейсмических трехкомпонентных (X, Y, Z) наблюдений [10]. Используемые при этом в качестве исходных данных каротажные диаграммы методов АК, ГК и НГК представлены в табл. 1 под номерами 27, 28 и 29 (см. рис. 2).

Простейшие сводные характеристики распределения каждой из переменных, приведенные в табл. 1, показывают, что наибольшие отклонения имеют величины R_P/R_S , R_S , R_P , $K_{п,н}$, K_n , $K_{в,о}$ и $K_{п,эф}$. Оценка симметрии графиков экспериментальных распределений параметров на основе применения нормированного центрального момента третьего порядка – асимметрии, показывает, что кривые распределения V_S , $1/\gamma$, G_{xy} , μ , λ , R_S , E_Σ , A , $K_{гл}$, $K_{н,ф}$, $K_{п,н}$, K_n , $K_{в,о}$, σ , K_p , $K_{п,св}$, $J_{ГК}$ и $J_{НГК}$ имеют правую асимметрию ($A_S > 0$), а кривые V_P , ν , G_z , E , K , R_P , ϕ и $V_{АК}$ – левую ($A_S < 0$).

Форма кривой экспериментального распределения для каждой из анализируемых переменных оценивается по значениям нормированного центрального момента четвертого порядка – эксцессу (показателю крутизны). Из табл. 1 видно, что кривые плотности практически всех анализируемых геолого-геофизических параметров имеют островершинные распределения по сравнению с плотностью нормального распределения. Из них наиболее высокой и “острой” вершиной по отношению к другим данным отличаются кривые R_S , K_n , $K_{п,н}$, R_P , G_z , $J_{НГК}$, $K_{н,ф}$, R_P/R_S и A .

Анализ значений коэффициентов A_S (асимметрия), E_K (эксцесс) указывает на существенное отличие экспериментальных распределений анализируемых переменных от нормального. В такой ситуации, чтобы экспериментальные законы распределения изучаемых величин и их весовых остатков достаточно близко приближались к нормальным, целесообразно прибегнуть либо к замене переменных – к их преобразованию, либо к сокращению интервала исследований (вплоть до отдельных литолого-стратиграфических пачек).

Важное значение перед началом сложного анализа имеет также редактирование материалов, по которым определяются зависимости, с целью устранения выпадающих значений или ошибок в наборе данных.

По результатам работы программ P2R и P6R, выбора “наилучшей” множественной линейной регрессии на основе проверки F-критерия для включения и исключения переменных получены следующие **прямые** многомерные зависимости (*прямыми названы, по аналогии с [11], такие модели взаимосвязи, которые выражают одно из физических свойств разреза через его коллекторские, литологические и структурные свойства*):

$$V_P = 5612,152 - 35,649K_{п.св} + 3,282K_{в.о}, \quad (1)$$

$$V_S = -337,016 + 1240,163\sigma + 2,439K_{в.о} - 64,559K_{п.н} - 13,261K_{н.ф}, \quad (2)$$

$$1/\gamma = 1,844 - 0,010K_H + 0,047K_{п.н}, \quad (3)$$

$$v = 0,298 - 0,004K_H + 0,16K_{п.н}, \quad (4)$$

$$\alpha_P/\alpha_S = 0,163 + 0,0029K_H - 0,013K_{п.н}, \quad (5)$$

$$G_z = -0,830 + 0,617\sigma - 0,003K_{в.о}, \quad (6)$$

$$G_{xy} = 0,308 - 0,0018K_H, \quad (7)$$

$$E = -0,393 + 0,265\sigma + 0,0007K_{в.о} - 0,0035K_{п.н} + 0,0007K_H, \quad (8)$$

$$K = 0,625 - 0,016K_{гл} + 0,0036K_H + 0,011K_{п.эф}, \quad (9)$$

$$\mu = -0,556 + 0,296\sigma + 0,0013K_H + 0,0004K_{в.о} - 0,0023K_{н.ф}, \quad (10)$$

$$\lambda = 0,379 - 0,0038K_H - 0,011K_{гл}, \quad (11)$$

$$R_P = 0,0067 - 0,013K_{п.н}, \quad (12)$$

$$R_S = 0,0038 - 0,081K_{п.н}, \quad (13)$$

$$E_\Sigma = 0,393 - 0,1428\sigma + 0,0028K_{п.н} - 0,005K_{п.н}, \quad (14)$$

$$A = 1,630 + 0,027K_{п.н} - 0,453\sigma, \quad (15)$$

$$\phi = 69,651 + 0,572K_{п.эф} + 0,982K_{п.н}. \quad (16)$$

С тем же набором аргументов рассчитаны и уравнения взаимосвязи для исходных промыслово-геофизических характеристик:

$$V_{AK} = -5063,438 - 60,893K_{п.н} + 4222,168\sigma - 23,289K_{п.св}, \quad (17)$$

$$J_{ГК} = 1,017 + 0,136K_{п.св} + 0,159K_{гл} + 0,137K_{п.н} - 0,087K_{п.эф}, \quad (18)$$

$$J_{НГК} = 4,662 - 0,168K_{п.н} - 0,011K_{в.о}. \quad (19)$$

Коэффициенты в приведенных уравнениях регрессии расположены в порядке уменьшения влияния

соответствующих независимых переменных на зависимые.

Используя общеизвестную шкалу значений множественного коэффициента корреляции (r):

$$|r| < 0,3 - \text{связь слабая,}$$

$$0,3 \leq |r| \leq 0,5 - \text{умеренная,}$$

$$0,5 \leq |r| \leq 0,7 - \text{значительная,}$$

$$0,7 \leq |r| \leq 0,9 - \text{сильная,}$$

$$|r| \geq 0,9 - \text{очень сильная (практически}$$

функциональная), а также квадрат множественной корреляции (коэффициент детерминации), являющийся долей дисперсии зависимых переменных по соответствующим независимым, можно оценить качество аппроксимации (степень связи) зависимых переменных уравнения множественной линейной регрессии (табл. 2).

Очень сильной, практически функциональной связью обладает только уравнение (17); сильная связь характерна для уравнений (2), (6), (8), (10), (18), (19); значительная связь – для уравнения (14); умеренная – для уравнений (1), (3)–(5), (9), (11)–(13), (16) и слабая – для уравнений (7), (15).

Найденные таким образом уравнения регрессии (2), (6), (10), (14), (17)–(19) лучше остальных уравнений регрессии объясняют вариацию данных. Это видно как из оценок $|r|$ коэффициента детерминации, так и из величин F-статистики, характеризующей статистическую значимость регрессионных моделей (см. табл. 2).

Для оценки меры зависимости каждой зависимой переменной со всеми остальными зависимыми переменными в уравнениях (1)–(16) анализировалась корреляционная матрица только по сейсмическим показателям. В результате этого получена вырожденная

Таблица 2

Множественные коэффициенты корреляции, детерминации и критерии значимости для зависимостей (1)–(19)

Зависимая переменная	Множественный коэффициент корреляции	Коэффициент детерминации	F-статистика	Значимость (ρ меньше, чем)
V_P	0,3994	0,1595	14,42	0,0000
V_S	0,7051	0,4971	29,46	0,0000
$1/\gamma$	0,3949	0,1559	14,04	0,0000
v	0,4584	0,2101	34,92	0,0000
α_P/α_S	0,4263	0,1817	16,88	0,0000
G_z	0,7415	0,5498	92,82	0,0000
G_{xy}	0,2518	0,0634	10,36	0,0000
E	0,7060	0,4985	37,27	0,0000
K	0,3927	0,1542	9,18	0,0000
μ	0,7437	0,5531	46,41	0,0000
λ	0,3447	0,1188	10,25	0,0000
R_P	0,4212	0,1774	32,99	0,0000
R_S	0,3112	0,0968	16,40	0,0000
E_Σ	0,5516	0,3042	22,01	0,0000
A	0,2550	0,0650	5,29	0,0000
V_{AK}	0,9653	0,9317	686,78	0,0000
ϕ	0,4058	0,1647	14,98	0,0000
$J_{ГК}$	0,8603	0,7401	106,79	0,0000
$J_{НГК}$	0,7186	0,5164	81,14	0,0000

Таблица 3

**Линейная связь отдельных зависимых переменных
с остальными зависимыми переменными**

Переменная	Квадратичная множественная корреляция	F-статистика	Значимость (ρ меньше, чем)
V_p	0,9988	10841,10	0,0000
α_p/α_s	0,9922	1661,50	0,0000
E	0,9958	3052,15	0,0000
K	0,9917	1556,32	0,0000
μ	0,9973	4744,21	0,0000
λ	0,9964	3548,69	0,0000

матрица, для которой характерно наличие линейной зависимости между отдельной совокупностью сейсмических переменных, представленных в табл. 3.

Влияние всех остальных зависимых переменных на каждую оставшуюся зависимую переменную можно оценить по величине квадратов множественной корреляции и критериям значимости, представленным в табл. 4.

При этом в графе “Значимость (ρ меньше, чем)” (см. табл. 2–4) показан результат проверки нулевой гипотезы о коэффициентах множественной регрессии между зависимыми переменными $H_0: \beta_m = 0$. Из полученных данных следует: гипотеза о том, что вклад в предсказание каждой из зависимых переменных при фиксированных значениях других зависимых переменных незначим, является ошибочной.

Очевидно, что наличие у ряда зависимых переменных очень сильной, линейной, практически функциональной связи (см. табл. 3) и сильной у многих остальных переменных (см. табл. 4) – основная предпосылка сокращения размерности изучаемых сейсмических переменных.

Полученные прямые многомерные зависимости (1)–(19) на базе оптимально подобранной комбинации переменных можно принять как естественные и объяснить их физически.

Для установления **обратных** многомерных зависимостей (*обратными, по аналогии с [11], названы такие модели взаимосвязи, которые выражают одно из коллекторских, литологических или структурных свойств разреза через его физические свойства*) исполь-

Таблица 4

**Квадраты множественной корреляции
и критерии значимости каждой зависимой переменной
с остальными зависимыми переменными**

Переменная	Квадратичная множественная корреляция	F-статистика	Значимость (ρ меньше, чем)
V_S	0,5080	21,42	0,0000
$1/\gamma$	0,8689	95,45	0,0000
ν	0,5200	15,60	0,0000
G_z	0,6660	27,71	0,0000
G_{xy}	0,8641	91,56	0,0000
R_p	0,8446	78,24	0,0000
R_S	0,8879	114,04	0,0000
R_p/R_S	0,3281	7,03	0,0000
E_Σ	0,6453	26,20	0,0000
A	0,6459	26,24	0,0000
φ	0,5324	16,40	0,0000

зовались те же программы P2R и P6R. На их основе получены приведенные ниже данные.

Для рассеянной глинистости:

$$K_{гг} = 36,545 - 17,450E - 32,321G_z + 20,844R_S + 0,124R_p/R_S, \quad (20)$$

для фиктивной насыщенности:

$$K_{н.ф} = -5,882 + 44,497R_S - 53,933R_p + 0,202\varphi + 0,044E_\Sigma - 10,290K, \quad (21)$$

для эффективной пористости:

$$K_{п.эф} = -4,419 + 38,011R_S - 43,488R_p + 0,100\varphi - 12,518G_{xy} + 11,446\mu - 0,164R_p/R_S, \quad (22)$$

для нефтенасыщенной емкости:

$$K_{п.н} = -24,707 + 9,6221/\gamma + 46,099\alpha_p/\alpha_s - 28,553R_p + 16,104R_S - 0,374\nu, \quad (23)$$

для нефтенасыщенности:

$$K_{н} = 31,641 - 223,282R_p + 157,542R_S - 1,747\nu + 119,950\alpha_p/\alpha_s + 54,099E, \quad (24)$$

для связанной водонасыщенности:

$$K_{в.о} = -1,392 - 478,090R_p + 365,847R_S - 122,790G_{xy} + 236,600\mu - 1,917R_p/R_S, \quad (25)$$

для плотности:

$$\sigma = 1,968 + 0,721G_z + 0,407E, \quad (26)$$

для коэффициента пористости:

$$K_{п} = 16,960 - 20,500R_p + 0,051E_\Sigma + 0,171\varphi - 20,963G_z - 9,388K, \quad (27)$$

для связанной пористости:

$$K_{п.св} = 2,707 + 0,044E_\Sigma - 37,772E + 0,209\varphi + 0,259R_p/R_S. \quad (28)$$

Качество аппроксимации зависимых переменных уравнениями регрессии (20)–(28), как и при анализе прямых зависимостей, можно оценить по значениям множественного коэффициента корреляции $|r|$, коэффициента детерминации и соответствующих критериев значимости этих уравнений (табл. 5).

Таблица 5

**Множественные коэффициенты корреляции, детерминации
и критерии значимости для зависимостей (20)–(28)**

Зависимая переменная	Множественный коэффициент корреляции $ r $	Коэффициент детерминации	F-статистика	Значимость (ρ меньше, чем)
$K_{гг}$	0,6786	0,4605	32,01	0,0000
$K_{н.ф}$	0,6618	0,4380	23,38	0,0000
$K_{п.эф}$	0,6272	0,3933	16,10	0,0000
$K_{п.н}$	0,6371	0,4058	20,49	0,0000
$K_{н}$	0,7443	0,5540	30,83	0,0000
$K_{в.о}$	0,6867	0,4634	25,90	0,0000
σ	0,8022	0,6435	137,21	0,0000
$K_{п}$	0,7102	0,5044	30,53	0,0000
$K_{п.св}$	0,5933	0,3520	20,51	0,0000

Простые коэффициенты корреляции между зависимыми переменными в уравнениях взаимосвязи (20)–(28)

Переменная	$K_{гд}$	$K_{н.ф}$	$K_{п.эф}$	$K_{п.н}$	K_n	$K_{в.о}$	σ	$K_{п}$	$K_{п.св}$
$K_{гд}$	1,000								
$K_{н.ф}$	-0,442	1,000							
$K_{п.эф}$	0,051	-0,128	1,000						
$K_{п.н}$	0,051	-0,105	0,017	1,000					
K_n	0,184	-0,242	-0,146	-0,791	1,000				
$K_{в.о}$	0,206	0,007	-0,599	-0,067	0,010	1,000			
σ	-0,282	0,266	0,001	0,005	-0,162	-0,246	1,000		
$K_{п}$	-0,413	0,000	-0,129	-0,094	0,022	-0,284	0,354	1,000	
$K_{п.св}$	-0,369	-0,245	0,049	0,034	0,040	0,105	-0,004	-0,302	1,000

Пользуясь представленной выше шкалой значений $|r|$, можно отметить, что для уравнений (24), (26) и (27) характерна сильная связь, а для остальных уравнений – (20)–(23), (25) и (28) – эта связь значительная.

При оценке меры влияния каждой зависимой переменной на остальные зависимые переменные в уравнениях связи (20)–(28) анализировалась корреляционная матрица простых коэффициентов корреляции, представленная в табл. 6, из которой следует, что сильная связь логично проявляет себя между переменными K_n (нефтенасыщенность) и $K_{п.н}$ (нефтенасыщенная емкость) с коэффициентом корреляции $-0,791$. Значительная связь наблюдается также у переменных $K_{в.о}$ (связанная водонасыщенность) и $K_{п.эф}$ (эффективная пористость) с коэффициентом корреляции $-0,599$. Очевидно, что из двух пар переменных можно оставить только по одной, т. е. снизить размерность признаков изучаемого пространства без ущерба информативности совокупности переменных, которая была принята вначале.

Для оценки зависимости каждой зависимой переменной со всеми остальными независимыми переменными, выбранными пошаговой процедурой P2R в качестве их некоторой оптимальной совокупности, в уравнениях регрессии (20)–(28) рассматривались корреляционные матрицы простых коэффициентов корреляции (для краткости в табл. 7 приведен пример только для одной модели – (25)).

При этом сильная связь проявляется у пары переменных R_p и R_S с коэффициентом корреляции $r = -0,856$. Остальные независимые переменные практически слабо взаимосвязаны между собой, что свидетельствует о сравнительно хорошем качестве принятой модели.

Помимо вычисления различных статистических оценок и критериев экспериментальных данных, используемое программное обеспечение [6] дает воз-

можность получать материалы в графическом виде, эффективно их редактировать и оценивать форму аппроксимирующих кривых.

Ряд примеров графического вывода результатов статистического анализа показан на рис. 3 и 4. Так, на рис. 3, а дан график предсказываемой функции промыслово-геофизического параметра $K_{н.ф}$ (21) (значений аппроксимирующей регрессии \hat{Y}_i), наложенной на диаграммы наблюдаемых значений $K_{н.ф}$ (функции Y_i). По этому графику видно, каким образом аппроксимируются линейной множественной регрессией по методу наименьших квадратов наблюдаемые значения функции. Качество такой аппроксимации помимо статистических характеристик, представленных выше в различных таблицах, можно оценить на основе анализа остатков, диаграмма которых изображена на рис. 3, б. Остатки – это отклонения каждого наблюдаемого значения функции Y_i от аппроксимирующей регрессии \hat{Y}_i , т. е. разность [5]:

$$e_i = Y_i - \hat{Y}_i, \quad (i = 1, 2, 3, \dots, n).$$

На рис. 3, б эти остатки рассматриваемой функции $K_{н.ф}$ группируются примерно в пределах “своей” совокупности – эллипса рассеяния. Можно видеть, как относительно этого эллипса обнаруживаются “выделяющиеся” или “сомнительные” значения остатков и соответствующие им значения самого параметра.

График нормального распределения вероятностей остатков показан на рис. 4, а. По горизонтальной оси здесь отложен аргумент эмпирической функции распределения, а по вертикальной – соответствующие значения нормальной функции распределения. Анализ материалов с использованием этого графика состоит прежде всего в том, чтобы определить характер распределения прогнозируемой величины, которая будет близка к нормальному распределению, если график остатков – примерно прямая линия. На рис. 4, а

Таблица 7

Матрица простых коэффициентов корреляции между переменными в уравнении (25)

Переменная	G_{xy}	μ	R_p	R_S	R_p/R_S
G_{xy}	1,000				
μ	0,247	1,000			
R_p	0,478	0,192	1,000		
R_S	-0,355	0,008	-0,856	1,000	
R_p/R_S	0,268	0,002	-0,011	0,057	1,000

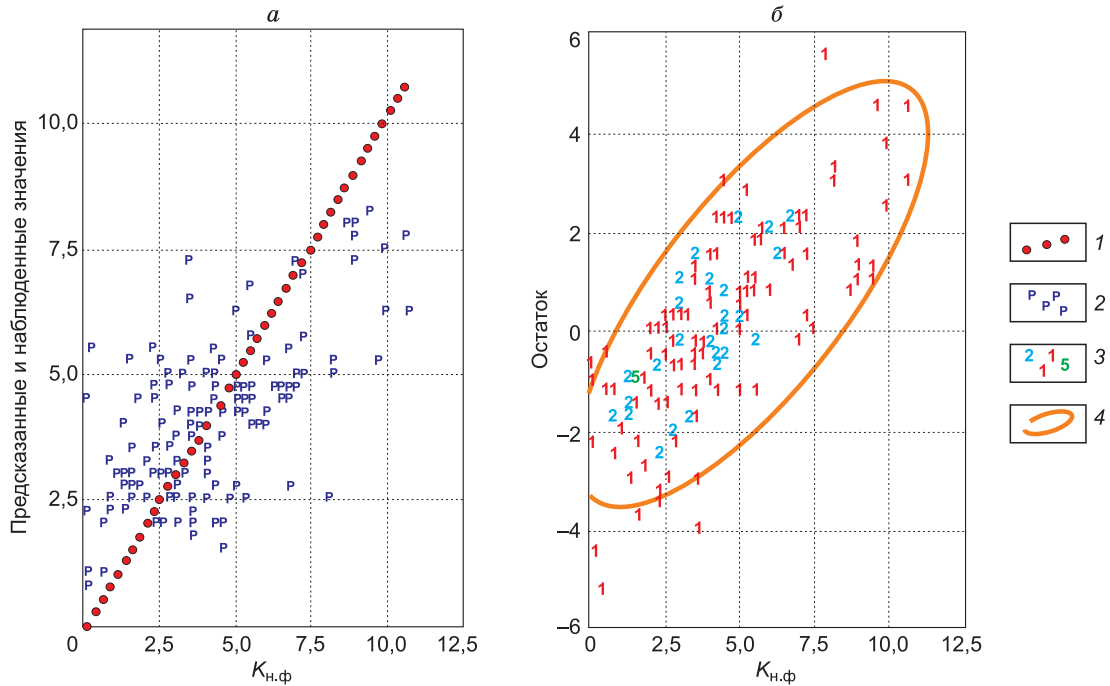


Рис. 3. Графики и диаграммы зависимости (21):

a – график предсказываемой функции на диаграмме наблюдаемых значений; *б* – диаграмма остатков;

1 – график предсказываемой функции; 2 – положение наблюдаемых значений; 3 – точки с числом попаданий коррелируемых значений; 4 – эллипс рассеяния.

видно, что этот график близок к линейному тренду в его средней части и характеризуется некоторой нелинейностью по краям.

В сочетании с этим графиком (см. рис. 4, *a*) график нормального распределения вероятностей остатков с удаленным линейным трендом, изображенный на рис. 4, *б*, помогает выявлять возможные “дефекты” искомых регрессионных моделей. Если график остатков (см. рис. 4, *б*) представляет собой “полосу”

примерно постоянной ширины относительно их нулевого уровня, то значения e_i в пределах этой “полосы” имеют постоянную дисперсию, а искомая регрессия \hat{Y} удовлетворительно аппроксимирует наблюдаемые значения функции Y_i . При существенно криволинейном характере графика остатков относительно их нулевого уровня имеющаяся кривизна графика e прежде всего указывает на неадекватность модели.

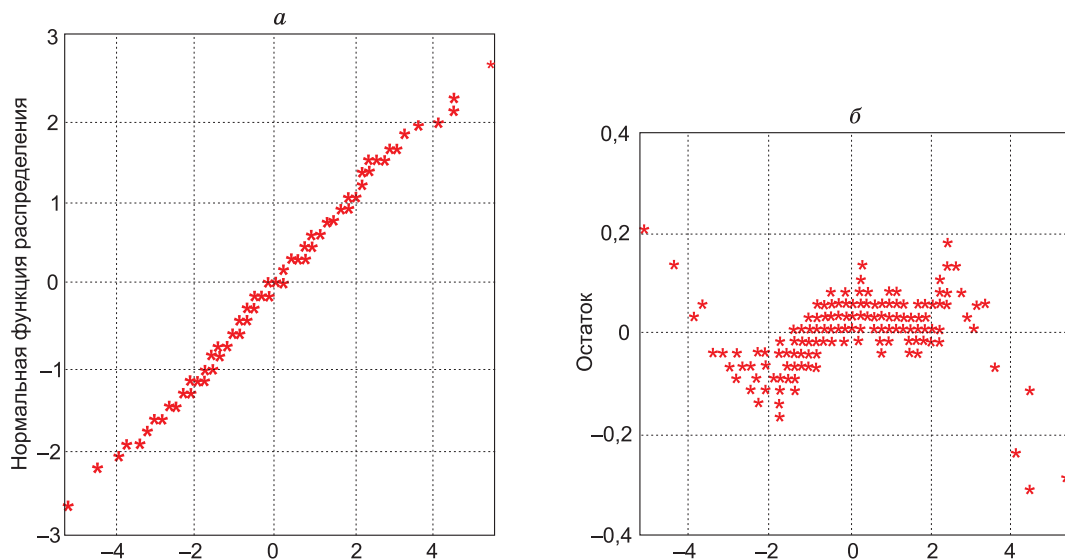


Рис. 4. Графики нормального распределения вероятностей остатков зависимости $K_{н,φ} = f(R_S, R_P, φ, E_Σ, K)$:

a – график нормального распределения остатков; *б* – график нормального распределения остатков с удаленным линейным трендом.

На графике остатков (см. рис. 4, б) видно, что у него имеется кривизна на участках по краям. В средней части наблюдается “полоса” значений вероятностей остатков достаточно постоянной ширины относительно нулевого уровня.

Все показанные выше графики (и таблицы) подтверждают начальные предпосылки тесной взаимосвязи сейсмических характеристик с литологическим составом, коллекторскими свойствами и нефтегазонасыщенностью пород.

Таким образом, рассмотренная методика изучения влияния геологических показателей на акустические и динамические характеристики сейсмической записи и определения взаимосвязей между ними является хорошей физико-геологической основой для анализа чрезвычайно сложной интерференционной структуры волнового поля и изучения различного сочетания состава и свойств изучаемого разреза во взаимосвязи с сейсмическими характеристиками. На такой основе представляется возможным установить некоторые специфические особенности интерпретации сейсмических данных. В частности, решить вопрос оценки погрешности стратиграфической привязки отраженных волн к геологическим границам, исследовать процесс отображения слабых по интенсивности сейсмических сигналов в структуре динамики сейсмической записи. Применение такого подхода к анализу сейсмического волнового поля позволило авторам на основе численного решения обратной динамической задачи сейсмологии наметить пути последующего решения довольно тонких задач прямого прогнозирования состава и свойств нефтеперспективных отложений по сейсмическим данным, которые успешно используются ими на протяжении последних лет.

Литература

1. Тальвирский Д.Б., Галаган Е.А., Кальченко А.М. Методика оценки погрешности стратиграфической привязки отраженных волн в тонкослоистых средах // Геофиз. журн. 1990. № 2. С. 78–85.

2. Трофимов В.Л., Хазиев Ф.Ф. Моделирование волновых полей для многослойных поглощающих сред с оценкой вклада элементарных границ и толщ: Изучение глубинного строения Припятского прогиба методами разведочной геофизики: Сб. науч. тр. Минск: БелНИГРИ, 1991. С. 3–14.

3. Трофимов В.Л., Шевченко Т.А. Изучение влияния геологических характеристик разреза на его акустические параметры и динамику сейсмической записи: Геофизические исследования глубинного строения территории Белоруссии: Сб. науч. тр. Минск: БелНИГРИ, 1989. С. 123–130.

4. Сильвия М.Т., Робинсон Э.А. Обратная фильтрация геофизических временных рядов при разведке на нефть и газ. М.: Недра, 1983. 247 с.

5. Себер Дж. Линейный регрессионный анализ. М.: Мир, 1980. 456 с.

6. Программное обеспечение ЭВМ. Вып. 44. Минск: Ин-т математики АН БССР, БГУ, 1983. Ч. 1. 148 с.; Ч. 2. 163 с.

7. Трофимов В.Л., Лисица А.И. Определение скоростных характеристик продольных и поперечных волн и связанных с ними параметров разреза по данным ПМ ВСП: Новые результаты геофизических исследований в Белоруссии. Минск: БелНИГРИ, 1986. С. 82–93.

8. Трофимов В.Л., Хазиев Ф.Ф. Прогнозирование динамики напряженного состояния массива горных пород по данным трехкомпонентных скважинных исследований // Технологии сейсморазведки. 2004. № 1. С. 50–56.

9. Заляев Н.З. Комплексная интерпретация геофизических параметров функциональными преобразованиями с помощью ЭВМ. Минск: БелНИГРИ, 1981. 150 с.

10. Клушин С.В., Трофимов В.Л., Исаенко М.Н. и др. Основные результаты и перспективы развития поляризационного метода сейсморазведки в БССР: Геофизические исследования на нефть в Белорусской ССР. Результаты и направления. Минск: Наука и техника, 1984. С. 31–60.

11. Элланский М.М. Петрофизические связи и комплексная интерпретация данных промысловой геофизики. М.: Недра, 1978. 215 с.