АКУСТИЧЕСКИЙ ЖУРНАЛ, 2025, том 71, № 2, с. 284–298

АКУСТИКА СТРУКТУРНО НЕОДНОРОДНЫХ ТВЕРДЫХ СРЕД. ГЕОЛОГИЧЕСКАЯ АКУСТИКА

УДК 550.34; 519.688; 504.5.06

СТАТИСТИЧЕСКИЕ ХАРАКТЕРИСТИКИ ВНУТРЕННЕЙ СТРУКТУРЫ СЕЙСМИЧЕСКОГО ФОНА НАД ЗАЛЕЖЬЮ УГЛЕВОДОРОДОВ

© 2025 г. И. Я. Чеботарева[a],*

[a]*Институт проблем нефти и газа РАН, ул. Губкина 3, Москва, 119333 Россия*

**e-mail: irinache@inbox.ru*

Поступила в редакцию 14.08.2024 г.
После доработки 01.11.2024 г.
Принято к публикации 04.03.2025 г.

Проведено изучение тонкой структуры сейсмического фона на территории нефтяного месторождения с использованием полиспектрального анализа и суррогатных моделей. Статистический тест на гауссовость и линейность показал, что естественный сейсмический фон в диапазоне частот 1–50 Гц является нелинейным процессом. По графикам бикогерентности выявлены статистически значимые пики фазово-связанных триплетов с характерной геометрией кластеризации пиков в главной треугольной области. Для анализа квазишумовой составляющей сейсмического фона были сгенерированы суррогатные временные ряды с рандомизированным фазовым спектром, биспектры которых свободны от триплетных пиков. Биспектральный анализ суррогатных рядов показал наличие в сейсмическом фоне негауссовой квазишумовой компоненты в диапазоне частот 1–6 Гц. Ранее опубликованы результаты анализа использованного набора записей двумя совершенно различными методами, каждый из которых извлекает информацию из разных составляющих сейсмического фона — квазишумовой и регулярной. Эти исследования показали, что в каждой из двух составляющих содержится информация, достаточная для оценки суммарной толщины продуктивных интервалов под точкой регистрации. На основании результатов биспектрального анализа и особенностей алгоритмов двух методов сделан вывод о том, что квадратично фазово-связанные триплеты и негауссова квазишумовая компонента на территории месторождения являются проявлениями эндогенной сейсмической эмиссии и порождены одним и тем же нелинейным процессом, развивающимся в окрестности нефтенасыщенного коллектора. Механизм сейсмической эмиссии следует искать в классе явлений с квадратичной нелинейностью. Статистические характеристики внутренней структуры сейсмического фона около нефтяных скважин имеют схожие особенности, которые сильно отличаются от статистических характеристик сейсмической записи около “сухой” скважины, находящейся за пределами залежи и не давшей притока нефти. Выявлены неизвестные ранее прогностические признаки типа насыщения пород нефть/вода.

Ключевые слова: сейсмический фон, нефть, газ, вода, сейсмическая эмиссия, нелинейность, полиспектральный анализ, бикогерентность, суррогатные ряды

DOI: 10.31857/S0320791925020116, **EDN:** IJIPGQ

ВВЕДЕНИЕ

На территории месторождений углеводородов часто наблюдается низкочастотная аномалия — значительное увеличение спектра мощности сейсмического фона в определенном диапазоне частот относительно обычной примерно степенной зависимости. Эффект был открыт советскими учеными [1], а затем подтвержден при сейсмологических наблюдениях на нефтяных и газовых месторождениях по всему миру [2–7]. Для картирования зоны насыщения пород углеводородами, помимо энергетических аномалий вертикальной компоненты, были использованы максимумы отношения сглаженных спектров мощности вертикальной и горизонтальной компонент, частотные сдвиги доминирующих спектральных пиков горизонтальных и вертикальных компонент и другие атрибуты.

Первоначально в качестве частотного интервала существования эффекта рассматривался диапазон 2–5 Гц, но затем он был расширен до 1–10 Гц. Было

также установлено, что положение спектральных максимумов может смещаться и зависит от типа насыщения коллектора нефть/газ [7]. Предложено много гипотез для объяснения возникновения низкочастотной аномалии, но до сих пор физический механизм эффекта не ясен. Ссылки на различные гипотезы можно найти в [8].

Низкочастотная аномалия не всегда четко выделяется по спектрам мощности исходных сейсмических записей, когда эндогенный низкочастотный сигнал слишком слаб по сравнению с поверхностным шумом. Однако полезная информация доступна и в такой ситуации, но необходима более сложная обработка сейсмических записей. Примером могут служить результаты анализа одного и того же тестового набора данных двумя различными методами [8], информация о которых приведена в следующем разделе статьи. Алгоритмы обработки данных и идеи, породившие оба метода, полностью различны, хотя не являются противоречивыми [5, 6, 8, 9]. При этом по тестовым данным получены схожие линейные зависимости между количественными мерами каждого метода и суммарной толщиной продуктивных интервалов в скважинах около точки регистрации. Возможность построения таких зависимостей имеет большое практическое значение, так как позволяет рассчитывать карты продуктивности до разбуривания скважин и производить выбор наиболее перспективных точек для бурения. Однако, необходимо понять, как полностью различные алгоритмы могли дать один и тот же результат. В данной статье сделана попытка найти ответ путем изучения тонкой нелинейной структуры сейсмического фона и получить новые знания, которые необходимы для понимания физического механизма формирования низкочастотной сейсмической аномалии над залежью углеводородов.

ДАННЫЕ

Сейсмические данные были предоставлены Э.-Д. Роде, председателем и техническим директором Marmot PM Technologies SA, Швейцария. Полевые исследования проводились им и его коллегами на месторождении углеводородов в Объединенных Арабских Эмиратах с использованием высокочувствительных широкополосных велосиметров Marmot Signal Converter. Частота опроса 100 sps, чувствительность сейсмометров 30000 В с/м, диапазон частот 0.2–50 Гц. Участок проведения работ находился в труднодоступной части пустыни Руб-Эль-Хали с мягкими песчаными дюнами на поверхности. Продуктивный коллектор представлен пористыми карбонатными породами, глубина кровли нефтенасыщенного горизонта 2.1 км.

Тестовый набор данных состоит из записей сейсмического фона, зарегистрированного около пробуренных разведочных скважин. На рис. 1а показана схема площадки полевых исследований с сеткой разломов и расположением скважин. Шесть скважин, давших приток нефти, расположены над залежью, а одна “сухая” скважина N0, в которой приток нефти не получен, расположена за пределами залежи. Записи сейсмического фона сделаны после бурения разведочных скважин, но до начала добычи нефти. Подробное описание данных приведено в [8]. Там же изложены результаты их использования для расчета численных зависимостей между количественными мерами двух различных сейсмических методов и параметром продуктивности. Полученные в [6, 8] линейные зависимости показаны на рис. 1б и 1в. В качестве оценки локальной продуктивности использован параметр NPZ (Net Pay Zone). При его расчете по данным стандартного каротажа в выбранных скважинах выделялись продуктивные интервалы, из которых можно ожидать притоки нефти. Определялись глубины залегания и толщины

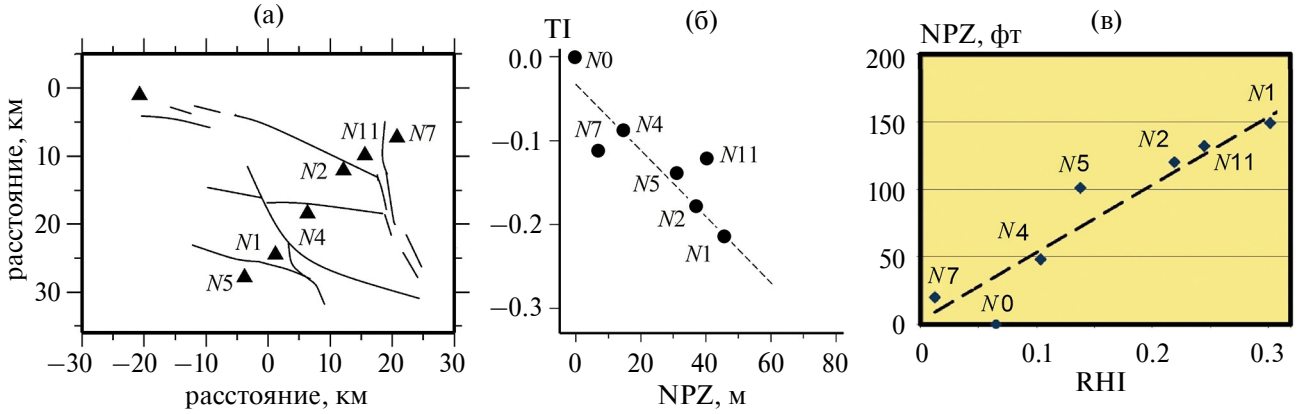

Рис. 1. Информация о предшествующих исследованиях: (а) — схема площадки полевых работ с расположением скважин (черные треугольники) и сеткой тектонических разломов; линейные зависимости от суммарной толщины продуктивных интервалов в скважинах NPZ значений безразмерных количественных индикаторов продуктивности (б) — TI для TI-метода и (в) — RHI для IPDS-метода [6, 8].

набора интервалов, затем рассчитывалась суммарная толщина продуктивных интервалов NPZ. Эти данные компания-оператор передавала геофизической группе для калибровки результатов на втором этапе исследований, после проведения в “слепом режиме” предварительных работ по оценке индикатора продуктивности RHI методом инфразвуковой пассивной дифференциальной спектроскопии (IPDS, Infrasonic Passive Differential Spectroscopy) [5, 6]. Результаты для IPDS-метода показаны на рис. 1в. На рис. 1б показаны результаты для другого метода, который называется термодинамическим индикатором состояния геосреды (TI) [8, 10]. Здесь мы не будем детально разбирать два эти методы, так как в данном исследовании они напрямую не используются. Однако кратко изложим их идеи, чтобы обосновать факт того, что алгоритмы расчета полностью различны.

На рис. 1в показаны результаты, полученные с использованием инфразвуковой пассивной дифференциальной спектроскопии [5, 6]. Методика обработки данных в IPDS-методе базируется на гипотезе о том, что нефтяная залежь, будучи пористой и/или трещиноватой средой с многофлюидным заполнением, является нелинейным акустическим фильтром и эффективно взаимодействует с сейсмическим фоном в выделенном диапазоне частот. В результате нелинейного взаимодействия гармоник с близкими частотами образуется эмиссия на разностной частоте, которая проявляется на поверхности как низкочастотная аномалия в спектре сейсмического фона. Образуется также высокочастотная эмиссия на суммарной частоте, которая быстро затухает по мере распространения и в алгоритме не рассматривается. В IPDS-методе анализируется сейсмический фон двух разнесенных по частоте диапазонов 12–28 Гц и 1–6 Гц. Первый диапазон соответствует частотам эффективного взаимодействия нефтенасыщенного коллектора с сейсмическим фоном. Второй диапазон содержит низкочастотные гармоники на разностной частоте гармоник из первого диапазона. Согласно IPDS-алгоритму, по сейсмической записи в скользящем временном окне рассчитываются спектры мощности фоновых колебаний и для каждой частоты формируются временные ряды изменений спектральных амплитуд. Затем с помощью специального алгоритма выявляются частоты, максимально корреляционно связанные, но лежащие в разных диапазонах [6]. Для связанных частот вычисляется значение параметра RHI:

$$RHI = \frac{\Delta R_1[1,6]}{\Delta R_2[12,28]}, \qquad (1)$$

где $\Delta R_1[1,6]$ и $\Delta R_2[12,28]$ — вариации амплитуд связанных частот в двух диапазонах. Экспериментально установлено, что эта величина пропорциональна суммарной толщине продуктивного интервала NPZ под точкой регистрации [5, 6]. Формула (1) дает оценку продуктивности в условных единицах. Если имеется информация об оценках суммарной толщины продуктивных интервалов для нескольких скважин, то коэффициент пропорциональности определяется методом линейной регрессии по набору значений (RHI, NPZ) в нескольких точках регистрации над залежью. Эффективность IPDS-метода подтверждена на большом объеме полевых исследований.

На рис. 1б показаны результаты, полученные одним из методов диссипативной сейсмики [10], который позволяет изучать изменение состояния массива горных пород во времени и пространстве. Кора Земли (геосреда) рассматривается как сложная нелинейная открытая динамическая система, находящаяся в стационарном неравновесном состоянии. Степень неравновесности может изменяться с течением времени и с изменением координат наблюдателя. Эти изменения связываются с локальной активизацией различных геофизических процессов. Количественные оценки индикатора эволюции состояния геосреды можно получить посредством анализа режимов колебаний, генерируемых средой [11, 10]. Известно, что для консервативной системы относительной мерой неравновесности (мерой хаотичности/упорядоченности) состояния системы является разность энтропий в форме Больцмана. Согласно H-теореме в процессе эволюции замкнутой системы к равновесному состоянию энтропия возрастает и остается неизменной при его достижении. Равновесное состояние является наиболее хаотичным. Относительно него можно рассчитывать степень хаотичности всех остальных состояний как разность соответствующих оценок энтропии.

Для открытых систем, средняя энергия которых не постоянна, использование H-теоремы не корректно. В открытых системах возможны стационарные неравновесные состояния и энтропия системы с изменением управляющего параметра может как возрастать, так и уменьшаться. Проблему количественной оценки относительной степени неравновесности позволяет решить S-теорема Климонтовича [11], которая является обобщением H-теоремы на случай открытых систем. S-теорема описывает алгоритм выбора наиболее хаотичного состояния и способ перенормировки функции распределения вероятности этого состояния таким образом, чтобы средние энергии двух сравниваемых состояний стали равными. Процесс перенормировки функции распределения сводится к численному решению интегрального уравнения. Термодинамический индикатор состояния геосреды вычисляется как разность энтропии текущего состояния и перенормированной энтропии наиболее хаотичного состояния:

$$TI = H_1 - H_0^* = -\int \eta_1 \ln\left(\frac{\eta_1}{\eta_0^*}\right) d\omega \le 0, \qquad (2)$$

где знак (*) — символ перенормировки, H_1 и H_0^* — энтропии Больцмана, рассчитанные по функциям распределения вероятности текущего $\eta_1(\omega)$ и наиболее хаотичного состояния $\eta_0^*(\omega)$. В качестве функции распределения в нашем случае использован спектр мощности сейсмического фона [8, 10].

Идея применить TI-метод для исследования на месторождении углеводородов возникла в связи с тем, что нефтяная залежь является ярко выраженной аномалией не только сейсмических, но и других видов геополей — химических, температурных, барических, электрических и эманационных [12–18]. Это свидетельствует о большой активности разнообразных эндогенных процессов внутри залежи и в ее окрестности, что может приводить к повышенной неравновесности состояния массива горных пород вокруг коллектора углеводородов. Имеются прямые экспериментальные подтверждения высокой тензочувствительности нефтяной залежи и неравновесности состояния среды вблизи нефтяных и геотермальных коллекторов при воздействиях небольшой интенсивности. В работах [19, 20] показано, что различного рода воздействия (вибратор, источник электромагнитного поля, закачка и отбор жидкости на нефтяном и геотермальном месторождении) приводят к возрастанию упорядоченности сейсмического режима и формированию устойчивых состояний, характеризующихся конечным значением фрактальной размерности. Попытка использования термодинамического индикатора для выявления нефтенасыщенности пород оказалась успешной. В результате обработки тестового набора полевых данных было установлено, что в окрестностях скважин с бо́льшей толщиной продуктивных интервалов состояние среды действительно является более неравновесным [8, 21]. При этом, как обнаружилось, формирование линейной зависимости для тестового набора данных происходит только в ограниченном диапазоне частот 1–6 Гц и разрушается при его расширении.

В двух подходах к обработке тестовых данных, изложенных выше, различаются не только алгоритмы методов, базовые идеи, но и компоненты сейсмического фона, из которых черпается полезная информация. Для TI-метода полезная информация содержится, в основном, в квазишумовой составляющей сейсмического фона. Для IPDS-метода полезная информация содержится в квазигармонических волновых пучках с квадратично фазово-связанными частотами. Тем не менее два совершенно разных метода дали один и тот же результат при обработке общего набора данных. Идеи обоих методов предполагают, что залежь углеводородов может проявлять высокую тензочувствительность при воздействии небольшой интенсивности — при взаимодействии с естественным сейсмическим фоном Земли. Более того, алгоритм IPDS-метода базируется на проявлении эффекта квадратичной нелинейности. Это побуждает использовать для исследования тонкой структуры сейсмического фона методы анализа нелинейных временных рядов.

МЕТОДЫ

Суррогатные модели и полиспектральный анализ являются мощными современными методами изучения нелинейных процессов. Суррогатные модели обычно используются для оценки значимости результатов и проверки нулевых гипотез [22–26], а полиспектральный анализ является удобным инструментом для исследования нелинейных эффектов в различных областях науки [27–32].

Полиспектральный анализ позволяет не только оценивать энергетическое соотношение различных спектральных компонент, но и их статистическую связанность [33]. Спектр 2-го порядка (спектр мощности) широко применяется в различных научных исследованиях. Он вычисляется как преобразование Фурье от корреляционной функции и является оценкой распределения мощности сигнала по частотам. Спектры третьего порядка (биспектр) и четвертого порядка (триспектр) в сейсмических исследованиях пока менее популярны. Они несут информацию о наличии квадратичной и кубической фазовой связанности в структуре случайного процесса. Биспектр $B(f_1,f_2)$ может быть вычислен как двойное преобразование Фурье от корреляционной функции третьего порядка. В данной работе использован другой метод расчета — с сегментированием данных и усреднением комплексных фурье-образов [34]. Сначала временной ряд разбивается на i-сегменты, по ним рассчитывается комплексное преобразование Фурье $X_i(f)$, затем проводится усреднение для частотных триплетов по формуле:

$$B(f_1,f_2) = E\left\{X(f_1)X(f_2)X^*(f_1+f_2)\right\}, \quad (3)$$

где (*) – символ комплексного сопряжения, $E\{.\}$ — символ математического ожидания. Так как биспектр зависит не только от фазовой связанности частот, но и от значений спектра амплитуд Фурье $X(f)$, большие значения $B(f_1,f_2)$ могут быть обусловлены попаданием в спектральные максимумы. Поэтому часто используют нормированные биспектральные оценки. В данной работе использована нормированная величина, которая называется бикогерентностью:

$$b^2(f_1,f_2) = \frac{\left|B(f_1,f_2)\right|^2}{E\{\left|Z(f_1,f_2)\right|^2\}E\{\left|X(f_1+f_2)\right|^2\}}, \quad (4)$$

где

$$Z(f_1,f_2) = \left|X(f_1)X(f_2)\right|. \quad (5)$$

Для стационарного случайного процесса значения b^2 изменяются в диапазоне от нуля до единицы. Бикогерентность является количественной оценкой степени фазовой связанности тройки компонент на частотах $f_1, f_2, f_3 = f_1 + f_2$. Такой набор частот называется триплетом. Близкие к нулю значения указывают на отсутствие фазовой связанности спектральных компонент, а близкие к единице на полную связанность энергий соответствующих спектральных компонент. В силу свойств симметрии биспектр и бикогерентность рассчитывают обычно в ограниченной области значений, которая называется главной треугольной областью:

$$0 \leqslant f_2 \leqslant f_1, f_1 + f_2 \leqslant f_s/2, \tag{6}$$

где f_s — частота опроса [34].

Известно, что для гауссова шума значение бикогерентности равно нулю. Однако при вычислении значений b^2 по формулам (3)–(5) длина временных сегментов ограничена и точность вычислений конечна, поэтому возникает статистическое положительное смещение среднего [35]:

$$bies\left[\tilde{b}^2\right] = \left(2 / dof\right)\left(1 - b^2\right)^2, \tag{7}$$

где dof — число степеней свободы, символ бикогерентности в левой части формулы означает выборочную оценку b^2, а в правой истинное значение b^2. Для шумового гауссова процесса истинное значение b^2 равно 0. Если число сегментов, по которым рассчитывается бикогерентность, равно K, то $dof = 2K$ и статистическое положительное смещение среднего будет определяться формулой

$$bies\left[\tilde{b}^2\right] = \left(1 / K\right). \tag{8}$$

Если случайный процесс является гауссовым шумом, то значения бикогерентности в трехмерной графике будут флуктуировать около горизонтальной плоскости, определяемой формулой (8). Для негауссова стохастического или нелинейного процесса рельеф бикогерентности может иметь любую сложную форму. Квадратично фазово-связанные триплеты проявляются на графиках в виде острых пиков на соответствующих частотах.

Метод суррогатных рядов дает возможность генерировать временные ряды, которые по некоторым свойствам идентичны исходному ряду, но могут от него отличаться по другим свойствам. В наиболее простом и часто используемом для линейных рядов методе расчета суррогатной модели FT (Unwindowed Fourier transform algorithm) производится рандомизация фазового спектра [22]. Для этого преобразование Фурье исходного сигнала умножают на случайную фазовую компоненту и делают обратное преобразование Фурье. При этом для суррогатных рядов сохраняются значения средних и дисперсии, рассчитанных по всему временному интервалу, форма спектра мощности, но вид распределения амплитуд может сильно искажаться и становится похожим на распределение Гаусса. Алгоритм расчета FT-модели является одним из этапов более сложного алгоритма AAFT (Amplitude adjusted Fourier transform algorithm) — модели, которая также используется в данном исследовании. Метод генерации суррогатной модели AAFT применяется для анализа как линейных, так и нелинейных рядов. При его реализации до и после рандомизации фазового спектра проводятся две перетасовки амплитуд по определенному правилу. Подробности алгоритма AAFT детально описаны в [22]. Метод AAFT позволяет сохранить точное распределение амплитуд исходного ряда и нестационарную структуру (скользящее среднее и скользящую дисперсию) без существенного искажения спектра мощности.

В данной работе суррогатные ряды использованы для проверки нулевых гипотез в тесте на гауссовость и линейность, для оценки 0.95-квантили и среднего значения бикогерентности. Если сигнал состоит из квазишумовой и регулярной компонент, их реакция на нелинейность среды отличается. Состав регулярной компоненты обогащается за счет появления гармоник на кратных и комбинационных частотах, а для квазишумовой компоненты изменяется статистическое распределение амплитуд за счет межчастотного взаимодействия. Для того чтобы разделить квазишумовую и регулярную составляющую сейсмического фона и изучать их по отдельности, также использован метод суррогатных моделей. Детальные разъяснения даны далее, в разделе обсуждения результатов.

РЕЗУЛЬТАТЫ И ИХ ОБСУЖДЕНИЕ

Сейсмический фон является суперпозицией волн различных типов, приходящих в точку регистрации со всевозможных направлений [36, 37]. В нижней части диапазона частот использованного набора данных 0.2–10 Гц преобладают поверхностные волны [38, 39]. Во всем диапазоне частот может присутствовать интенсивный техногенный шум, который распространяется в виде объемных и поверхностных волн. Если среда является линейным фильтром, она может менять спектры входных сигналов, но свойства линейности и гауссово распределение амплитуд сохраняются. Согласно центральной предельной теореме, в точке регистрации сумма мгновенных амплитуд сигналов от большого числа независимых изотропно распределенных источников должна иметь распределение близкое к нормальному и формировать сейсмический фон в виде гауссова шума. В [40] представлены результаты анализа статистического распределения амплитуд широкополосного сейсмического фона в

нескольких частотных интервалах внутри диапазона 0.04–45 Гц. Использовались многочасовые записи, зарегистрированные в сейсмоактивном урбанистическом районе, в окрестностях столицы Румынии. С использованием нескольких критериев оценивалось отличие эмпирических распределений амплитуд записей от распределения Гаусса. Установлено, что амплитудные гистограммы в 89% случаев демонстрируют колоколообразные распределения, но они преимущественно не являются гауссовыми. Отклонения от гауссова распределения, как отмечают авторы [40], происходят из-за сильных переходных или периодических сигналов, которые могут быть вызваны землетрясениями, ветровым воздействием или мощным антропогенным шумом, достаточно интенсивным даже в сельской местности.

Во время проведения полевых работ, записи которых мы используем, площадка регистрации располагалась в труднодоступной части пустыни. Уделялось особое внимание уменьшению антропогенного шума. Согласно выводам [40], в отсутствие мощных источников переходных или периодических сигналов можно ожидать, что статистическое распределение амплитуд поверхностного сейсмического фона в точках регистрации близко к гауссову. Использование спектров высшего порядка позволяет существенно подавить гауссову составляющую сейсмического фона и детектировать слабые нелинейные сигналы при их наличии. Для выявления квадратичной фазовой связанности гармонических компонент объемных волн и возможной нелинейной квазишумовой компоненты в данном исследовании использован нормированный спектр третьего порядка — бикогерентность. Статистические особенности бикогерентности для гауссова шума подробно изучены. Получены теоретико-эмпирические оценки среднего и дисперсии для квадрата модуля и фазы бикогерентности, для доверительных интервалов [35]. Для корректного использования этих оценок необходима уверенность в том, что преобладающая по энергии компонента сейсмического фона представлена случайным шумом с нормальным распределением амплитуд. В противном случае теоретические формулы использовать нельзя, а все статистические оценки надо рассчитывать специально для каждого временного ряда. Поэтому, прежде всего, необходимо протестировать имеющиеся временные ряды на гауссовость и линейность.

Тест на гауссовость и линейность. В [41, 42] предложены варианты тестов Хинича с использованием асимптотических свойств статистики биспектра, позволяющие детектировать нелинейность временного ряда. Проверяются нулевые гипотезы о гауссовости и линейности. Гауссовость сигналов сохраняется при линейной фильтрации. Сигнал, являющийся результатом линейной фильтрации негауссова стохастического процесса, будет идентифицирован как негауссов, но линейный. Если обе нулевые гипотезы отвергнуты, то признается, что сигнал сгенерирован нелинейной системой. В [43] проанализированы недостатки теста Хинича и предложена новая улучшенная модификация. Наиболее существенным недостатком оригинального теста Хинича является то, что он демонстрирует большую частоту ложных тревог в тесте на гауссовость для линейных гауссовых данных и в тесте на линейность для негауссовых временных рядов. Для негауссовых рядов вероятность необнаружения линейности может составлять 0.71, т.е. с большой долей вероятности линейные негауссовы ряды будут детектироваться как нелинейные. В варианте улучшенного теста для белых и окрашенных гауссовых и негауссовых рядов значение ложной тревоги близко к целевому показателю и при уровне значимости $\alpha = 0.05$ составляет 4.4–5.9% [43]. Классический и новый улучшенный вариант теста отличаются формой ячеек усреднения значений биспектра, особенностями расчета исходного биспектра и используемыми статистиками. В новом варианте теста уровни значимости определяются с помощью суррогатных рядов. В тесте на гауссовость был использован метод рандомизированной фазы (FT), а в тесте на линейность метод линейной фильтрации негауссовых рядов (LFNG).

При тестировании временных рядов в данной статье применяется метод, предложенный в [43], с небольшими изменениями. При реализации теста вместо LFNG-суррогатных рядов использованы AAFT–ряды. Дело в том, что в методе LFNG при генерации суррогатных рядов задействована авторегрессионная модель, параметры которой рассчитываются по исходному ряду, а искаженная форма гистограммы суррогатного ряда улучшается с помощью итерационного алгоритма таким образом, чтобы значения коэффициента асимметрии исходного и суррогатного ряда отличались не более, чем на заданную допустимую погрешность. Не для всякого, даже линейного процесса, может быть построена короткая авторегрессионная модель. При использовании авторегрессионной модели большого порядка могут возникать сложности с устойчивостью на этапе итеративного искажения большого числа связанных параметров модели. Это и наблюдалось при анализе наших экспериментальных рядов, в то время как метод AAFT оказался вполне успешным. Поэтому при реализации алгоритма были использованы методы FT и AAFT. Оценка остальных необходимых параметров алгоритма была сделана с помощью численного моделирования.

При моделировании использовались шесть вариантов временных рядов, гауссовых и негауссовых,

со случайной, линейной и нелинейной динамикой, как и в работе [43]:

*C*1 — численно сгенерированный белый гауссов шум $y1(n) = x_G(n)$,

*C*2 — негауссов белый шум $y2(n) = x_{NG}(n) = [y1(n)y1(n)-1]/\sqrt{2}$,

*C*3 — гауссов окрашенный шум $y3(n)=\Sigma[h_1(k) + h_2(k)]x_G(n-k)$,

*C*4 — негауссов окрашенный шум $y4(n)=\Sigma[h_1(k) + h_2(k)]x_{NG}(n-k)$,

*C*5 — нелинейный сигнал $y5(n)=\Sigma h_2(k)x_G(n-k) + \Sigma h_1(k)[x_G(n-k)-1]/\sqrt{2}$,

*C*6 — нелинейный сигнал $y6(n)=\Sigma h_1(k)x_G(n-k) + \Sigma h_2(k)[x_G(n-k)-1]/\sqrt{2}$,

с переходной функцией фильтра h_m:

$$h_m = \frac{1}{1 + a_m \exp(-j2\pi f) + 0.64\exp(-j4\pi f)}, \quad (9)$$

где $m = 1, 2$ и $a_1 = -0.8$, $a_2 = 0.8$.

Для каждого модельного ряда *C*1–*C*6 рассчитывался набор из $N_{\text{sur}} = 100$ суррогатных рядов. Для каждого суррогатного и модельного ряда рассчитывался биспектр в главной треугольной области, значения которого усреднялись в гексагональных ячейках. С использованием усредненных значений биспектра рассчитывались тестовые дискриминативные статистики на гауссовость (*Dg*) и линейность (*Dl*)):

$$Dg = \frac{1}{P}\sum \Gamma(k,l), \quad (10)$$

$$Dl = \frac{1}{P}\sum (|\Gamma(k,l)| - \overline{|\Gamma(k,l)|})^2, \quad (11)$$

$$\Gamma(k,l) = \frac{|\tilde{B}(k,l)|}{\sqrt{\tilde{S}_B(k,l)}}, \quad (12)$$

$$S_B(k,l) = S(k)S(l)S(k+l), \quad (13)$$

где знак тильды означает усреднение в гексагональной ячейке. Затем оценивалось число суррогатных рядов N_Z, для которых значение дискриминативной статистики для исходного ряда больше, чем значения для суррогатного ряда, а также статистический показатель значимости (уровень доверия) $P = 1 - N_Z/(N_{\text{sur}})$. Если $P < 1 - \alpha$, где α — выбранный уровень значимости, то гипотезы о гауссовости/линейности ряда отвергаются с доверительной вероятностью $P^* = 1-\alpha$.

На рис. 2 показаны результаты тестирования синтетических рядов, а на рис. 3 результаты теста для двух точек регистрации около нефтяных скважин *N*1, *N*2 и для “сухой” скважины *N*0. На рисунках показаны значения уровня доверия *P*, вычисленные в скользящем окне без перекрытия вдоль временных рядов. При нашей программной реализации метода выбран одинаковый уровень значимости для двух статистик $\alpha = 0.06$, который обеспечивает уровень ложной тревоги не более 4%. Из результатов моделирования видно, что гауссов белый и окрашенный шум четко выделяются с использованием дискриминативной статистики *Dg*, значения $P > 1 - \alpha$. Для негауссовых и нелинейных рядов значения *P* существенно меньше. Статистика *Dl* не менее четко детектирует гауссов и негауссов линейные ряды с большими значениями $P > 1 - \alpha$ и гораздо меньшими значениям для нелинейных рядов. Для записей сейсмического фона для нефтяных скважин и для “сухой” скважины, показанных на рис. 3, все значения *P* для статистик *Dg* и *Dl* лежат существенно ниже критического значения $P^* = 1 - \alpha$. Сравнение поведения статистик *Dg* и *Dl* с синхронными графиками изменения дисперсии шума во времени показывает, что заметной связи дискриминативных статистик с нестационарностью шума не наблюдается.

Из результатов теста для экспериментальных рядов (см. рис. 3) следует, что нулевые гипотезы о

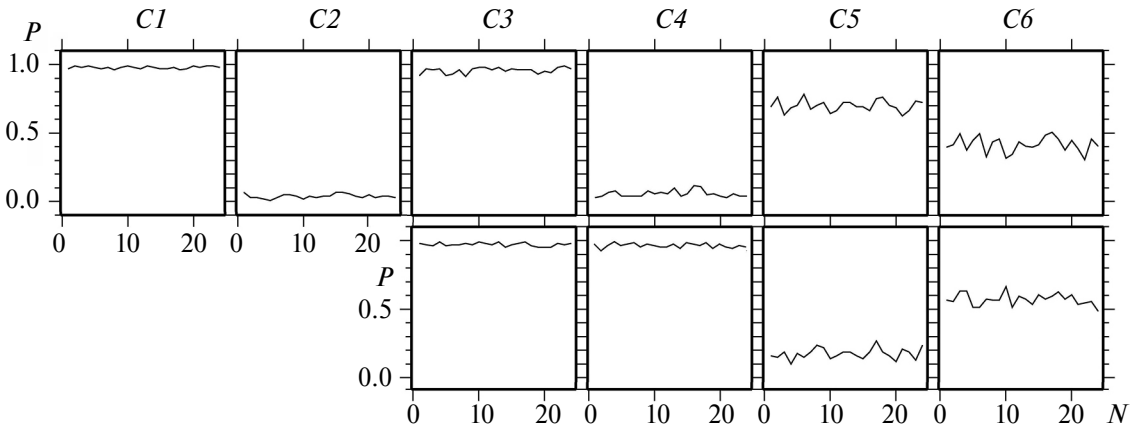

Рис. 2. Зависимость от номера скользящего временного окна *N* вероятности *P* правильного принятия гипотезы *H*0 (верхний ряд) — о гауссовости с использованием статистики *Dg*, тип суррогатных рядов FT; (нижний ряд) — о линейности с использованием статистики *Dl*, тип суррогатных рядов AAFT. Типы модельных временных рядов: стохастические (*C*1) — гауссовы и (*C*2) — негауссовы, линейные (*C*3) — гауссовы и (*C*4) — негауссовы, (*C*5, *C*6) — нелинейные.

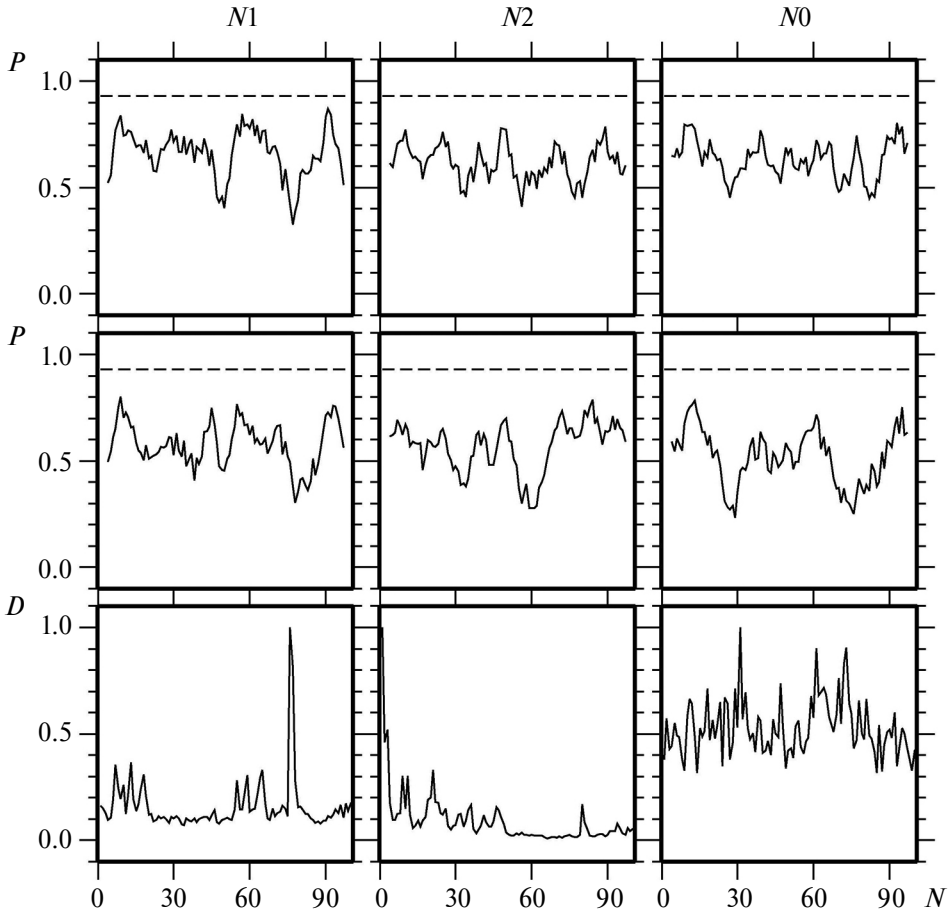

Рис. 3. Вероятность P правильного принятия гипотезы $H0$ о гауссовости (верхний ряд) и гипотезы $H0$ о линейности (средний ряд) в зависимости от номера скользящего временного окна N для записей сейсмического фона около скважин $N1$, $N2$, $N0$; (нижний ряд) — нормированные на максимум значения дисперсии временных рядов D. Штриховая линия отмечает границу критической области $P^* = 1 - \alpha$ при уровне значимости $\alpha = 0.06$.

гауссовости и линейности должны быть отвергнуты для всех записей, даже около “сухой” скважины. Сейсмический фон на территории месторождения углеводородов имеет существенно нелинейную динамику. Это не позволяет использовать известные оценки статистических параметров бикогерентности, полученные для гауссовых временных рядов. Доверительные интервалы и средние следует оценивать отдельно для каждой точки регистрации с использованием модели суррогатных рядов AAFT. Необходимо уточнить, что факт проявления нелинейной динамики по записям сейсмического фона около “сухой” скважины не противоречит результатам на рис. 1. Далее будет показано, что около “сухой” скважины действительно проявляется нелинейная структура сейсмического фона, но она полностью отлична от нелинейной структуры фона около нефтяных скважин.

Статистические характеристики внутренней структуры сейсмического фона. В данном разделе вычисление матриц бикогерентности в главной треугольной области проводилось по тем же наборам данных, по которым рассчитаны линейные зависимости на рис. 1. Длина временных выборок 800 с. Низкочастотная составляющая фона ниже 1 Гц и высокочастотная выше 46 Гц подавлялась с использованием фильтра Баттерворта [8]. Исходный ряд разбивался на временные сегменты длиной 256 точек и матрицы бикогерентности рассчитывались по формулам (3)–(5). При расчете биспектров число сегментов должно быть не менее длины сегмента [44]. Это условие в нашем случае выполнялось, число неперекрывающихся сегментов K было равно 312. С учетом этого значения по формуле (8) рассчитана теоретическая оценка смещения среднего бикогерентности для гауссова шума.

Для каждой точки регистрации были рассчитаны матрицы бикогерентности $b^2(f_1,f_2)$ по исходным экспериментальным временным рядам. Затем, для каждого исходного временного ряда с использованием AAFT-модели рассчитывалось по 20 суррогатных рядов. Для каждого набора из 20 суррогатных рядов рассчитывались матрицы бикогерентности,

которые затем поэлементно усреднялись. Так для всех точек регистрации получалась оценка матрицы средних значений по суррогатным рядам. В такой матрице устранены пики, которые создают биспектрально связанные триплеты. Это позволяет анализировать статистические характеристики только квазишумовой составляющей сейсмического фона.

По этим же 20-ти суррогатным рядам для каждой точки регистрации оценивалась матрица односторонней 0.95-квантили $q(f_1,f_2)$: $P(b^2 \leqslant q) \geqslant 0.95$ [42]. Для этого соответствующие элементы матриц $b^2_k(f_1,f_2)$, $k = 1, 2, ..., 20$ сортировались от меньшей к большей и в качестве $q(f_1,f_2)$ выбирались предпоследние по величине значения из каждой выборки $b^2_k(f_1,f_2)$. Эти значения формировали матрицу $q(f_1,f_2)$. Чтобы уменьшить статистический разброс, значения элементов матрицы $q(f_1,f_2)$ сглаживались фильтром скользящего среднего 5X5 отсчетов. Матрицы $q(f_1,f_2)$ использовались для выделения статистически значимых пиков в матрицах бикогерентности, рассчитанных по исходным экспериментальным временным рядам. Так формировались матрицы $\mathrm{delt}(f_1,f_2) = b^2(f_1,f_2) - q(f_1,f_2)$, которые позволяют анализировать статистические характеристики только регулярной составляющей сейсмического фона.

На рис. 4 показаны главные треугольные области матриц бикогерентности для точки регистрации вблизи нефтяной скважины *N*2 (см. рис. 1а). Одна из матриц рассчитана по полевым записям сейсмического фона, рис. 4а, а другая является усреднением 20-ти соответствующих суррогатных

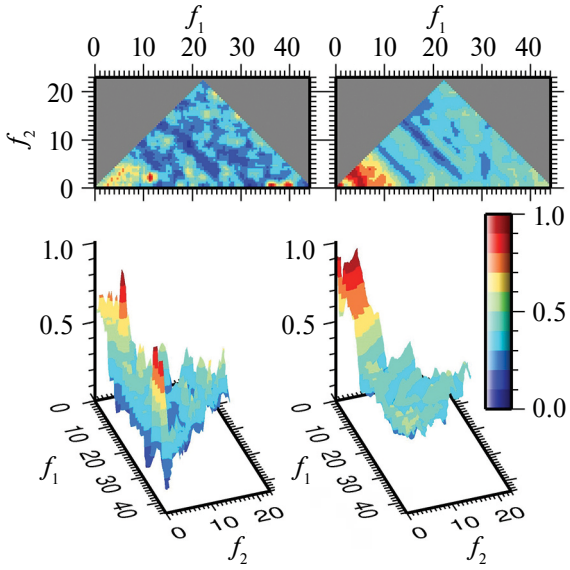

Рис. 4. Графики бикогерентности, рассчитанные по записи сейсмического фона около скважины *N*2 (слева) — для исходной сейсмической записи и (справа) — для суррогатных временных рядов. Нормировка на максимум.

матриц, рис. 4б. Обе матрицы сглажены фильтром скользящего среднего 5X5 отсчетов. Если бы сейсмический фон над нефтяной залежью был гауссовым процессом во всем диапазоне частот, то график бикогерентности имел бы вид горизонтальной плоскости, которая параллельна осям частот f_1 и f_2, и отстоял бы от них на расстояние, определяемое формулой (8). Однако на рис. 4 графики бикогерентности не плоские, их значения существенно возрастают с уменьшением частоты. Заметны осцилляции в радиальном направлении от начала координат. В рельефе суррогатной матрицы все особенности рельефа квазишумовой эмиссионной составляющей проявляются гораздо более четко. Это объясняется тем, что, во-первых, при усреднении значений 20-ти суррогатных матриц уменьшается статистический разброс каждого элемента матрицы. Во-вторых, вследствие рандомизации фазового спектра при расчете суррогатных рядов на графике устраняются пики фазово-связанных триплетов. На верхних графиках рис. 4 визуально выявляются четкие линии максимумов и минимумов вдоль направлений $f_1+f_2 = \mathrm{const}$. Усредняя вдоль этих изолиний значения элементов матрицы бикогерентности, можно получить сглаженные оценки функционала, характеризующего статистические особенности структуры квазишумовой составляющей сейсмического фона. При расчете функционала по матрицам для исходных сейсмических записей вклад пиков триплетов существенно уменьшается за счет того, что вдоль изолиний число пиковых значений невелико. Для суррогатных матриц бикогерентности пики отсутствуют вследствие искусственной рандомизации фазового спектра при расчете временных рядов. Вид усредненного функционала для различных точек регистрации показан на рис. 5.

Рис. 6 иллюстрирует статистические особенности регулярной составляющей сейсмического фона. Для каждой точки регистрации были рассчитаны матрицы $\mathrm{delt}(f_1,f_2) = b^2(f_1,f_2) - q(f_1,f_2)$ по выше описанному алгоритму. Положительные значения матрицы $\mathrm{delt}(f_1,f_2)$ являются значимыми с вероятностью $P^* = 0.95$. Если в составе волнового сейсмического поля отсутствуют фазово-связанные триплеты, таких значений должно быть не более 5% от полного числа элементов матрицы главной треугольной области. На самом деле положительных по значению элементов матрицы $\mathrm{delt}(f_1,f_2)$ для разных точек регистрации в 2.5–1.6 раз больше. Так как механизм генерации низкочастотной аномалии над залежью углеводородов не ясен, при графическом отображении был использован формальный подход для уменьшения числа точек матрицы $\mathrm{delt}(f_1,f_2)$. При построении графиков гистограмм и сортировок значений $\mathrm{delt}(f_1,f_2)$ от меньших к большим было обнаружено, что существуют пороговые значения, выше которых наблюдаются резкие изменения в поведении кривых. Можно

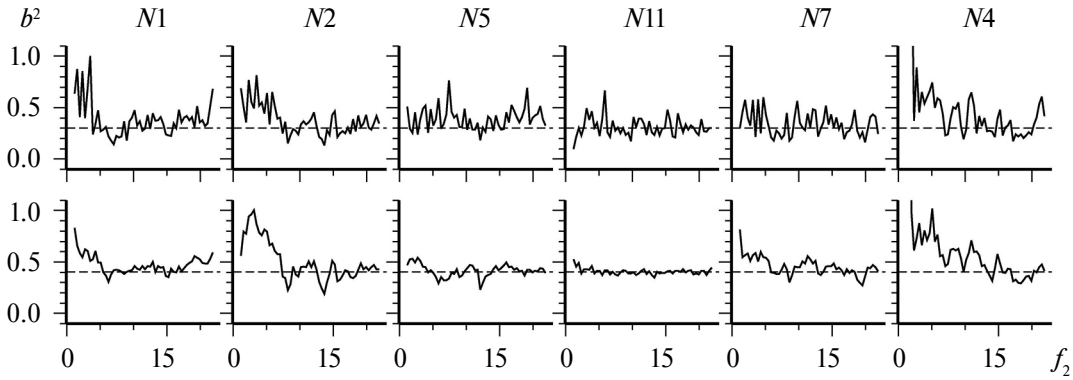

Рис. 5. Статистическая характеристика 2-го порядка структуры квазишумовой составляющей сейсмического фона около нефтяных скважин. Усредненные вдоль направления $f_1+f_2 = \text{const}$ значения матриц бикогерентности для записей сейсмического шума около нефтяных скважин (верхний ряд) — для исходных сейсмических записей и (нижний ряд) — для суррогатных временных рядов. Нормировка на общий максимум для каждого типа рядов. Положение скважин показано на рис. 1. Штриховая линия — значения среднего для гауссова шума.

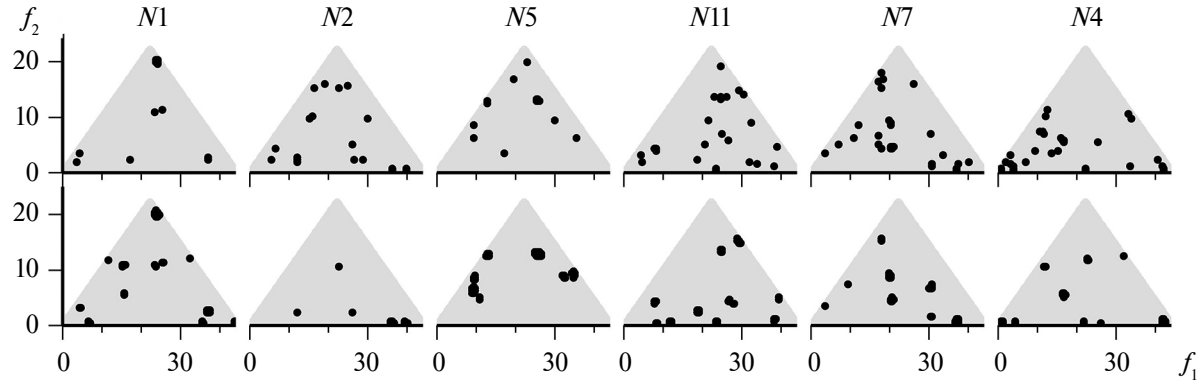

Рис. 6. Статистические характеристики 2-го порядка структуры регулярной составляющей сейсмического фона около нефтяных скважин. Статистически значимые пики матрицы бикогерентности, соответствующие фазово-связанным триплетам. Вверху и внизу результаты двух разных способов отбраковки меньших значений. Описание в тексте. Положение скважин показано на рис. 1.

предположить, что меньшие и большие по величине положительные значения матрицы $\text{delt}(f_1,f_2)$ связаны с двумя различными процессами, и именно большие значения выявляют положение фазово-связанных триплетов. Поэтому при анализе данных для каждой точки регистрации определялся порог обрезания малых значений. Для разных точек регистрации он лежал в интервале 20–60% от максимальных значений $\text{delt}(f_1,f_2)$. Меньшие значения обнулялись. Эти наиболее высокоамплитудные значения $\text{delt}(f_1,f_2)$ для точек регистрации около нефтяных скважин показаны на рис. 6, верхний ряд. В нижнем ряду показаны высокоамплитудные значения $\text{delt}(f_1,f_2)$, выявленные другим способом. А именно, путем сглаживания исходной матрицы $\text{delt}(f_1,f_2)$ фильтром скользящего среднего 3X3 точки с учетом отрицательных значений. После сглаживания отрицательные значения обнулялись. Как видно на рис. 6, при обоих способах отбраковки большинство значимых пиков матрицы бикогерентности, соответствующих фазово-связанным триплетам, располагается в нижней части графиков, в области $1 < f_2 < 10$.

Рис. 7 позволяет сравнить особенности статистических характеристик структуры сейсмического фона около нефтяных скважин и около “сухой” скважины $N0$, находящейся за пределами залежи и не давшей приток нефти. После дополнительного усреднения по точкам регистрации графиков рис. 5 получены почти одинаковые кривые для исходных сейсмических записей и суррогатных рядов, рис. 7а. Для записей около нефтяных скважин в диапазоне частот 6–23 Гц кривые флуктуируют чуть выше значения среднего для гауссова шума и имеют небольшие локальные максимумы на частотах около 10–13 Гц и 20–23 Гц. Ниже 6 Гц усредненные значения бикогерентности резко возрастают с уменьшением частоты. Соответствующие

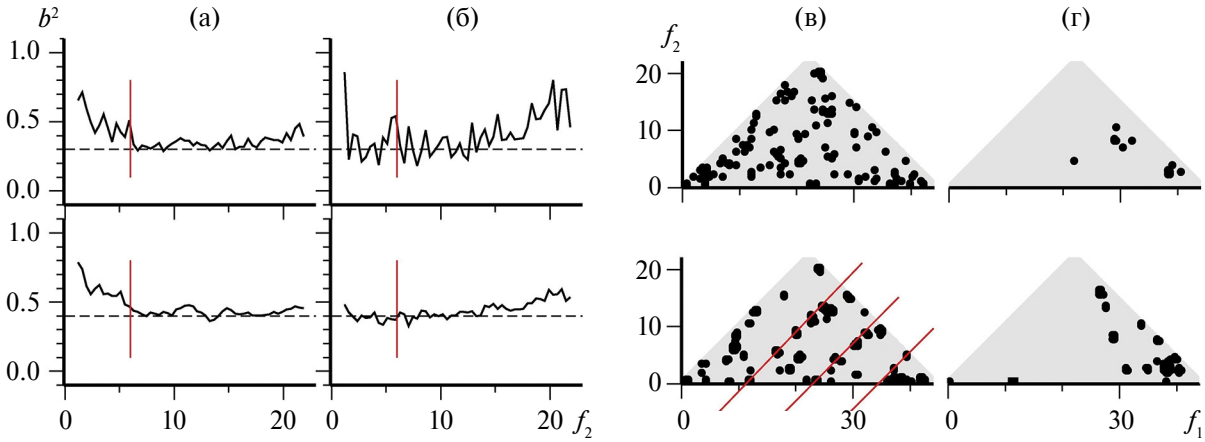

Рис. 7. Статистические характеристики 2-го порядка структуры квазишумовой и регулярной составляющей сейсмического фона: (а) — усредненные по точкам регистрации результаты для квазишумовой составляющей сейсмического фона около нефтяных скважин, показанные на рис. 5, и (б) — рассчитанные по записи сейсмического фона около “сухой” скважины; (вверху) — результаты для исходных записей, (внизу) — для суррогатных временных рядов. Матрицы пиков, обусловленных фазово-связанными триплетами: (в) — рассчитанные по записям сейсмического фона около нефтяных скважин, рис. 6, и просуммированные, (г) — рассчитанные по записи сейсмического фона около “сухой” скважины; (вверху) и (внизу) — результаты двух разных способов отбраковки меньших значений. Вертикальная линия отмечает границу 6 Гц. Штриховая линия — значения среднего для гауссова шума. Наклонные линии описываются уравнением (14).

статистические характеристики сейсмического фона около “сухой” скважины существенно отличаются, рис. 7б. На малых частотах значения бикогерентности примерно совпадают со средним для гауссова шума, а на частотах более 13 Гц начинают плавно возрастать.

Показанные на рис. 6 матрицы биспектральных пиков delt(f_1,f_2) были просуммированы для всех точек регистрации. Результаты представлены на рис. 7в. При анализе суммарных матриц пиков обнаружена интересная закономерность, отражающая особенность механизма генерации нелинейных гармоник около нефтяных скважин. Проявилась характерная геометрия кластеризации пиков, соответствующих фазово-связанным триплетам. На суммарном графике нижнего ряда рис. 7в пики выстроились упорядоченно, вдоль равноотстоящий линий, параллельных левой границе главной треугольной области. Эти линии описываются уравнением

$$f_1 - f_2 = an,\ n = 0, 1, 2, 3,\ a = 11.5\ \text{Гц}. \qquad (14)$$

На рис. 7в, вверху, эта закономерность тоже просматривается, но менее четко. Линии, задаваемые уравнением (14), перпендикулярны изолиниям рельефа бикогерентности на рис. 4, которые описываются уравнением $f_1 + f_2 = \text{const}$. Причина появления кластеризации триплетных пиков не ясна. Необходима проверка выявленных эффектов по измерениям сейсмического фона на других месторождениях. На рис. 7г показаны пики матрицы delt(f_1,f_2) по данным, зарегистрированным за пределами залежи. Квадратично связанные триплеты выявляются и на этих графиках, но все они располагаются около правой границы главной треугольной области, в той же области частот, где происходит увеличение амплитуды кривой, рассчитанной по усредненным вдоль изолиний значениям бикогерентности для суррогатных данных за пределами залежи, рис. 7б.

Информацию о пиках фазово-связанных триплетов трудно интерпретировать, так как механизм генерации низкочастотной аномалии, обусловленной наличием залежи [1], не ясен. Возможно, не все пики связаны с нефтяной залежью. Однако из сравнения рис. 6 и 7г следует, что распределение пиков по площади для точек над залежью и вне ее полностью различается. Для всех точек регистрации над залежью выявляются пики, которые удовлетворяют условию алгоритма IPDS-метода:

$$\left(12\ \text{Гц} \le f_1 \le 28\ \text{Гц}\right) \,\&\, \left(1\ \text{Гц} \le f_2 \le 6\ \text{Гц}\right). \qquad (15)$$

Для точки регистрации вне залежи пики концентрируются вне этой области. Это подтверждает правильность предположения, использованного в алгоритме IPDS-метода о том, что источником информации о параметрах нефтяной залежи являются квадратично фазово-связанные гармоники, порожденные при нелинейном взаимодействии сейсмического фона с нефтяной залежью. Характерная кластеризация триплетных пиков указывает на особенности сложного нелинейного механизма этого взаимодействия.

Для используемого набора данных алгоритм TI-метода успешно работает в частотном диапазоне 1–6 Гц [8]. Это именно тот диапазон, где

наблюдается существенное увеличение усредненных по изолиниям значений бикогерентности, рис. 7а. При описании данных отмечалось, что полевые работы проводились в труднодоступной пустынной местности, вдали от мощных техногенных и природных источников. В такой ситуации ожидаемым является распределение амплитуд сейсмического фона близкое к гауссову [40]. Действительно, на рис. 7а для частот более 6 Гц среднее значение бикогерентности почти постоянно и равно оценке смещения среднего для гауссова шума, формула (8). Рост значений на частотах ниже 6 Гц может объясняться существованием в этом диапазоне частот квазишумовой компоненты с негауссовым распределением амплитуд. Для TI-метода источником информации является квазишумовая составляющая сейсмического фона. На рис. 1 показано, что по одному и тому же набору данных с использованием TI-метода получен тот же результат, что и для IPDS-метод, извлекающего информацию из гармоник, порожденных нелинейным процессом, связанным с залежью. Поэтому с большой долей вероятности можно утверждать, что негауссова квазишумовая компонента сейсмического фона в диапазоне 1–6 Гц порождена тем же нелинейным процессом.

Наличие в сейсмическом фоновом поле нелинейной эндогенной эмиссии, представленной квазишумовой и регулярной компонентой, объясняет выявленную по результатам модифицированного теста Хинича [43] нелинейность сейсмического фона около нефтяных скважин. Но сейсмические записи около “сухой” скважины были также классифицированы как нелинейные. Термин “сухая” означает, что в скважине не получен приток нефти, а пористые породы насыщены водой. Для этой скважины около правой границы главной треугольной области выявляются фазово-связанные триплеты и увеличение значений бикогерентности по суррогатным рядам. Сравнение графиков для рис. 7 позволяет предположить, что около сухой скважины также может существовать эмиссионное излучение, связанное с водонасыщенным коллектором, но в более высоком диапазоне частот, чем для нефтяных скважин. Проявление квадратичной нелинейности в диапазоне частот выше 13 Гц является неожиданным интересным фактом и ее связь с водонасыщением пород требует дальнейшего изучения.

Существенное возрастание на низких частотах значений бикогерентности, усредненных вдоль направлений $f_1 + f_2$=const, рис. 7а, — это новый неизвестный ранее поисковый признак нефтенасыщения пород. Индикатор насыщения пород углеводородами по спектрам высокого порядка оказался более чувствительным, чем традиционное выявление низкочастотной аномалии по спектрам мощности. Для использованного набора данных низкочастотная аномалия по спектрам мощности четко не выявляется [8]. Однако о наличии в сейсмическом фоне информации о параметрах нефтенасыщенного коллектора свидетельствуют успешные результаты обработки этих данных методами TI и IPDS, показанные на рис. 1. Бо́льшая чувствительность спектров высокого порядка к присутствию слабого нелинейного сигнала понятна. При расчете спектра мощности происходит простое суммирование спектров мощности полезного сигнала и помехи. Поэтому при очень слабом сигнале вид спектра мощности определяется особенностями распределения по частотам энергии помехи. В нашем случае помеха — это окрашенный гауссов шума. В отличии от спектра мощности, спектры высоких порядков используют информацию о нелинейной связанности частот, о виде статистического распределения амплитуд сигнала и подавляют гауссову помеху. Именно эти особенности бикогерентности важны при анализе слабых нелинейных компонент в сейсмическом фоне.

Для точки регистрации за пределами залежи наблюдается совсем другое поведение усредненной бикогерентности, чем около нефтяных скважин, рис. 7б. Этот результат требует дополнительных исследований, так как в тестовом наборе только одна точка регистрации расположена вне залежи. При подтверждении универсальности фиксируемой аномалии на других полевых данных, она может быть использованы как новый поисковый признак насыщения пород водой.

Результаты анализа записей сейсмического фона на территории месторождений углеводородов с использованием нормированного спектра третьего порядка выявили наличие нелинейной эмиссионной составляющей, представленной квазишумовой и регулярной компонентами. Оба типа компонент обусловлены одним и тем же нелинейным механизмом. Об этом свидетельствует согласованность особенностей статистических характеристик эмиссионных компонент для записей около нефтяных скважин. А также тот факт, что каждая из компонент содержит полную информации о процессе генерации низкочастотной сейсмической эмиссии, связанной с углеводородным коллектором. Это обеспечивает возможность локальной оценки продуктивности по записям сейсмического фона двумя совершенно разными методами, каждый из которых использует только одну из компонент [6, 8].

ЗАКЛЮЧЕНИЕ

Проведено исследование статистических характеристик структуры сейсмического фона в диапазоне частот 1–50 Гц на территории месторождения углеводородов. Использованы сейсмические записи, сделанные около нефтяных скважин и около “сухой” скважины, находящейся за пределами

залежи. Записи сейсмического фона сделаны после бурения разведочных скважин, но до начала добычи нефти. Площадка регистрации сейсмических данных располагалась в труднодоступной пустынной местности с низким уровнем техногенного и природного шума. Если бы наблюдения проводились вдали от нефтяной залежи, при таких условиях можно было бы ожидать, что распределение амплитуд сейсмического фона близко к гауссову [40].

На территории нефтяного месторождения модифицированный тест Хинича [43] выявил нелинейную динамику сейсмического волнового поля на поверхности как около нефтяных, так и около "сухой" скважины, находящейся за пределами залежи и не давшей притока нефти. При детальном исследовании тонкой нелинейной структуры сейсмического поля около нефтяных скважин выявлены схожие особенности, которые сильно отличаются от особенностей структуры сейсмического поля около "сухой" скважины.

Использование нормированного биспектра (бикогерентности) продемонстрировало его высокую эффективность при исследовании нелинейных временных рядов. В составе сейсмического фона около нефтяных скважин обнаружены фазово-связанные триплеты с характерной геометрией кластеризации пиков в главной треугольной области определения биспектра. Для анализа квазишумовой составляющей сейсмического фона были сгенерированы суррогатные временные ряды с рандомизированным фазовым спектром, биспектры которых свободны от триплетных пиков. Биспектральный анализ суррогатных рядов выявил наличие негауссовой квазишумовой компоненты в диапазоне частот 1–6 Гц.

Биспектральный анализ и ранее опубликованные результаты обработки исследуемого набора данных двумя различными методами [8] позволили сделать вывод о том, что на территории месторождения в сейсмическом фоне присутствует двухкомпонентная эндогенная эмиссия. Она представлена квадратично фазово-связанными триплетами и негауссовой квазишумовой компонентой, которые порождены одним и тем же нелинейным процессом, развивающимся в окрестности нефтенасыщенного коллектора. Обнаруженные эффекты связаны с проявлением квадратичной нелинейности.

Биспектральный анализ показал наличие аналогичных особенностей по сейсмическим записям около "сухой" скважины за пределами залежи, где пористый коллектор имеет водное насыщение. Однако область концентрации биспектральных пиков и диапазон частот негауссовой квазишумовой компоненты расположены в верхнем диапазоне частот, около правой границы главной треугольной области определения биспектра.

Выявленные по суррогатным рядам прогностические признаки типа насыщения пород нефть/вода являются новыми, ранее неизвестными. Необходима проверка полученных результатов по записям сейсмического фона с регистрацией в похожих условиях на других месторождениях.

Предполагается продолжение этих исследований по полевым данным с профильными расстановками большого числа сейсмоприемников на территории разрабатываемого нефтяного месторождений.

Автор выражает благодарность Эрнст-Дитрих (Пауль) Роде за предоставление высококачественных полевых данных и геофизической информации.

Работа выполнена в рамках Государственного задания Института проблем нефти и газа Российской академии наук по теме № FMME-2025-0012 "Фундаментальный базис инновационных, цифровых технологий прогноза, поиска, разведки и освоения нефтегазовых ресурсов (фундаментальные, поисковые, прикладные, экономические и междисциплинарные исследования до 2030 года)".

СПИСОК ЛИТЕРАТУРЫ

1. *Арутюнов С.Л., Давыдов В.Ф., Кузнецов О.Л., Графов Б.М., Сиротинский Ю.В.* Диплом на открытие 109. Явление генерации инфразвуковых волн нефтегазовой залежью. Опубл. 25.12.98 // Научные открытия (сб. кратк. опис.). М., СПб.: РАЕН. 1999. Вып. 1. 58 с.
2. *Графов Б.М., Арутюнов С.Л., Казаринов В.Е., Кузнецов О.Л., Сиротинский Ю.В., Сунцов А.Е.* Анализ геоакустического излучения нефтегазовой залежи при использовании технологии АНЧАР // Геофизика. 1998. № 5. С. 24–28.
3. *Holzner R., Eschle P., Zurcher H., Lambert M., Graf R., Dangel S., Meier P.F.* Microtremor analysis to identify hydrocarbon reservoirs // First break. 2005. V. 23. № 5. P. 41–46. https://doi.org/10.3997/1365-2397.23.5.26560
4. *Lambert M.-A., Schmalholz S.M., Saenger E.H., Steiner B.* Low-frequency microtremor anomalies at an oil and gas field in Voitsdorf, Austria // Geophysical Prospecting. 2009. V. 57. № 3. P. 393–411. https://doi.org/10.1111/j.1365-2478.2008.00734.x
5. *Makhous M., Rode E.D.* (*Paul*)*, Kaya S.* Application of the Infrasonic Passive Differential Spectroscopy (IPDS) for Hydrocarbon Direct Detection and Reservoir Monitoring in fields of the North-Caspian Basin: Achievements and Challenges // Abstracts. № SPE 125385. Reservoir Characterization and Simulation Conf. Abu Dhabi, UAE, 19–21 October. 2009. https://doi.org/10.2118/125385-MS
6. *Rode E.D., Nasr H., Makhous M.* Is the future of seismic passive? // First break. 2010. V. 28. № 7. P. 77–80. https://doi.org/10.3997/1365-2397.28.7.40647

7. Перспективный метод поиска нефтегазовых залежей. Беседа с академиком А.Ю. Цивадзе // Вестник РАН. 2014. Т. 84. № 3. С. 249–252. https://doi.org/10.7868/s0869587314030207
8. *Chebotareva I.Ya., Rode E.-D.* Dissipative Seismicity for Hydrocarbon Reservoir Parameter Evaluation // Izvestiya, Physics of the Solid Earth. 2023. V. 59. № 4. P. 650–661. https://doi.org/10.1134/S1069351323040031
9. *Чеботарева И.Я.* Геофизические предпосылки нелинейного механизма формирования низкочастотной сейсмической аномалии над залежами углеводородов // Геофизические исследования. 2024. Т. 25. № 1. С. 86–102. https://doi.org/10.21455/gr2024.1-6
10. *Чеботарева И.Я., Дмитриевский А.Н.* Диссипативная сейсмика // Физическая мезомеханика. 2020. Т. 23. № 1. С. 14–32. https://doi.org/10.24411/1683-805X-2020-11002
11. *Климонтович Ю.Л.* Статистическая теория открытых систем. Т. 1. М.: Янус, 1995. 624 С.
12. *Кудрявцев Н.А.* Генезис нефти и газа. Л.: Недра, 1973. 216 с.
13. *Pirson S.J.* Significant Advances in Magneto-electric Exploration. Unconventional Methods in Exploration for Petroleum and Natural Gas // Proc. Symp. II-1979 Ed. Gottlieb B.M. Dallas, Texas: Southern Methodist University Press, 1981. P. 169–196.
14. *Makhous M., Rode E.D.* (*Paul*)*, Kaya S.* Application of the Infrasonic Passive Differential Spectroscopy (IPDS) for Hydrocarbon Direct Detection and Reservoir Monitoring in fields of the North-Caspian Basin: Achievements and Challenges // Abstracts. SPE 125385. Reservoir Characterization and Simulation Conf. Abu Dhabi, UAE, 19–21 October. 2009.
15. *Напреев Д.В., Оленченко В.В.* Комплексирование геофизических и геохимических методов при поиске залежей углеводородов в Усть-Тымском нефтегазоносном районе // Нефтегазовая геология. Теория и практика. 2010. Т. 5. № 1. 8 с. http://www.ngtp.ru/rub/4/6_2010.pdf
16. *Валяев Б.М.* Углеводородная дегазация Земли, геотектоника и происхождение нефти и газа // Дегазация Земли и генезис нефтегазовых месторождений. К 100-летию со дня рождения П.Н. Кропоткина. Ред. Дмитриевский А.Н., Валяев Б.М. М.: ГЕОС, 2011. С. 10–30.
17. *Кукуруза В.Д., Кривошеев В.Т., Иванова Е.З., Пекельная Е.В.* Геоэлектрическая модель углеводородной залежи // Геоинформатика. 2019. № 4. С. 50–55.
18. *Shaidurov G.Ya., Kudinov D.S., Potylitsyn V.S., Shaidurov R.G.* Observation of the seismoelectric effect in a gas condensate field in the Earth's natural electromagnetic and seismic // Russian Geology and Geophysics. 2018. V. 59. № 5. P. 566–570.
19. *Турунтаев С.Б., Мельчаева О.Ю.* Анализ триггерных сейсмических процессов при помощи методов нелинейной динамики // Триггерные эффекты в геосистемах. Материалы Всероссийского семинара-совещания. Ред. Адушкин В.В., Кочарян Г.Г. 2010. С. 124–136.
20. *Турунтаев С.Б., Ворохобина С.В., Мельчаева О.Ю.* Выявление техногенных изменений сейсмического режима при помощи методов нелинейной динамики // Физика Земли. 2012. № 3. С. 52–65.
21. *Chebotareva I.Ya.* Remote Evaluation of Hydrocarbon Reservoir Productivity under Big Noisiness // J. Mining Science. 2022. V. 58. № 3. P. 366–375. https://doi.org/10.1134/S1062739122030036
22. *Theiler J., Eubank S., Longtin A., Galdrikian B., Farmer J.D.* Testing for nonlinearity in times series: the method of surrogate data // Physica D. 1992. V. 58. Pp. 77–94. https://doi.org/10.1016/0167-2789(92)90102-S
23. *Астахова Д.И., Сысоева М.В., Сысоев И.В.* Влияние нелинейности на оценки связанности осцилляторов методом частной направленной когерентности // Известия вузов. Прикладная нелинейная динамика. 2019. Т. 27. Вып. 6. С. 8–24. https://doi.org/10.18500/0869-6632-2019-27-6-8-24
24. *Chavez M., Cazelles B.* Detecting dynamic spatial correlation patterns with generalized wavelet coherence and non-stationary surrogate data // Scientific Reports 9. 2019. V. 9. Art. No 7389. 9 p. https://doi.org/10.1038/s41598-019-43571-2
25. *Hirata Y., Shiro M., Amigo J.M.* Surrogate Data Preserving All the Properties of Ordinal Patterns up to a Certain Length // Entropy. 2019. V. 21. № 7. 713. 16 p. https://doi.org/10.3390/e21070713
26. *Keylock C.J.* Hypothesis testing for nonlinear phenomena in the geosciences using synthetic, surrogate data // Earth and Space Science. 2019. V. 6. № 1. P. 41–58. https://doi.org/10.1029/2018EA000435
27. *Жегулин Г.В., Зимин А.В.* Применение биспектрального вейвлет-анализа для поиска трехволновых взаимодействий в спектре внутренних волн // Морской гидрофизический журнал. 2021. Т. 37. № 2. С. 147–161. https://doi.org/10.22449/0233-7584-2021-2-147-161
28. *Гурбатов С.Н., Малахов А.Н., Прончатое-Рубцов Н.В.* Об использовании спектров высших порядков в задаче диагностики интенсивных акустических шумов // Акуст. журн. 1987. Т. 33. № 5. С. 944–946.
29. *Гурбатов С.Н., Демин И.Ю., Прончатов-Рубцов Н.В.* Об использовании биспектрального анализа в обратных задачах нелинейной акустики // Акуст. журн. 2017. Т. 63. № 6. С. 596–601.
30. *Schulte J., Policelli F., Zaitchik B.* A waveform skewness index for measuring time series nonlinearity and its applications to the ENSO–Indian monsoon relationship // Nonlinear Processes in Geophysics. 2022. V. 29. № 1. P. 1–15. https://doi.org/10.5194/npg-29-1-2022
31. *Abroug I., Abcha N., Jarno A., Marin F.* Laboratory study of non-linear wave–wave interactions of extreme focused waves in the nearshore zone // Natural Hazards and Earth System Sciences. 2020. V. 20. P. 3279–3291. https://doi.org/10.5194/nhess-20-3279-2020

32. *Gelman L., Solinski K., Ball A.* Novel Higher-Order Spectral Cross-Correlation Technologies for Vibration Sensor-Based Diagnosis of Gearboxes // Sensors. 2020. V. 20. 5131. P. 1–23. https://doi.org/10.3390/s20185131
33. *Малахов А.Н.* Кумулянтный анализ случайных негауссовых процессов и их преобразований. М.: Советское радио, 1978. 374 с.
34. *Sanaullah M.* A review of higher order statistics and spectra in communication systems // Global journal of science frontier research. Physics and space science. 2013. V. 13. № 4. P. 31–50. https://doi.org/10.34257/GJSFRAVOL13IS4PG31
35. *Elgar S., Sebert G.* Statistics of bicoherence and biphase // J. Geophysical Research. 1989. V. C94. P. 10993–10998. https://doi.org/10.1029/JC094iC08p10993
36. *Монахов Ф.И.* Низкочастотный сейсмический шум Земли. М.: Наука, 1977. 95 с.
37. *Винник Л.П.* Структура микросейсм и некоторые вопросы группирования в сейсмологии. М.: Наука, 1968. 104 с.
38. *Ryzhov V., Ryzhov D., Sharapov I., Feofilov S., Smirnov T., Starostin I., Bitrus R.P., Chichester B.* Offshore field trial application of low-frequency passive microseismic technology in the North Sea for exploration, appraisal and development of hydrocarbon deposits // First break. 2021. V. 39. № 4. P. 45–50. https://doi.org/10.3997/1365-2397.fb2021027
39. *Birkelo B., Duclos M., Artman B., Schechinger B., Witten B., Goertz A., Weemstra K., Spectraseis A.G., Hadidi M.T.* A passive low-frequency seismic survey in Abu Dhabi–Shaheen project // SEG Denver 2010 Annual Meeting. 2010. P. 2207–2211.
40. *Groos J.C. and Ritter J.R.R.* Time domain classification and quantification of seismic noise in an urban environment // Geophys. J. Int. 2009. V. 179. P. 1213–1231. https://doi.org/10.1111/j.1365-246X.2009.04343.x
41. *Hinich M.J.* Testing for Gaussianity and Linearity of a Stationary Time Series // J. Time Series Analysis. 1982. V. 3. № 3. P. 169–176. https://doi.org/10.1111/j.1467-9892.1982.tb00339.x
42. *Hinich M.J., Mendes E.M., Stone L.* Detecting Nonlinearity in Time Series: Surrogate and Bootstrap Approaches // Studies in Nonlinear Dynamics & Econometrics. 2005. V. 9. № 4. P. 1–13. https://doi.org/10.2202/1558-3708.1268
43. *Birkelund Y., Hanssen A.* Improved bispectrum based tests for Gaussianity and linearity // Signal Processing. 2009. V. 89. № 12. P. 2537–2546. https://doi.org/10.1016/j.sigpro.2009.04.013
44. *Hinich M.J., Wolonsky M.A.* A test for aliasing using bispectral analysis // J. Amer. Stat. Assoc. 1988. V. 83. P. 499–502.

Statistical characteristics of the internal structure of the seismic background over a hydrocarbon deposit

I. Ya. Chebotareva[a,*]

[a]*Oil and Gas Research Institute, Russian Academy of Sciences, Moscow, 119333 Russia*

**e-mail: irinache@inbox.ru*

The fine structure of seismic background in the territory of an oil field was studied using polyspectral analysis and surrogate models. Statistical test for Gaussianity and linearity showed that natural seismic background in the frequency range of 1–50 Hz is a nonlinear process. Bicoherence graphs revealed statistically significant peaks of phase-related triplets with a characteristic geometry of peak clustering in the main triangular region. To analyze the quasi-noise component of the seismic background, surrogate time series with a randomized phase spectrum were generated, the bispectra of which are free of triplet peaks. Bispectral analysis of surrogate series showed the presence of a non-Gaussian quasi-noise component in the seismic background in the frequency range of 1–6 Hz. Previously, the results of the analysis of the used set of records by two completely different methods, each of which extracts information from different components of the seismic background — quasi-noise and regular, were published. These studies showed that each of the two components contains information sufficient to estimate the total thickness of the productive intervals under the recording point. Based on the results of the bispectral analysis and the features of the algorithms of the two methods, a conclusion was made that the quadratically phase-related triplets and the non-Gaussian quasi-noise component in the field territory are manifestations of endogenous seismic emission and are generated by the same nonlinear process developing in the vicinity of an oil-saturated reservoir. The mechanism of seismic emission should be sought in the class of phenomena with quadratic nonlinearity. The statistical characteristics of the internal structure of the seismic background near oil wells have similar features that differ greatly from the statistical characteristics of the seismic record near a “dry” well located outside the reservoir and not producing oil. Previously unknown prognostic features of the oil/water saturation type of rocks have been identified.

Keywords: seismic background, oil, gas, seismic emission, nonlinearity, polyspectral analysis, bicoherence, surrogate series