

ДИССИПАТИВНАЯ СЕЙСМИКА ДЛЯ ОЦЕНКИ ПАРАМЕТРОВ УГЛЕВОДОРОДНОГО КОЛЛЕКТОРА

© 2023 г. И. Я. Чеботарева¹, *, Э. Д. Роде²

¹Институт проблем нефти и газа РАН, г. Москва, Россия

²Marmot Passive Monitoring Technologies SA, Morges, Switzerland (VD)

*E-mail: irinache@inbox.ru

Поступила в редакцию 24.03.2022 г.

После доработки 17.06.2022 г.

Принята к публикации 28.08.2022 г.

Естественный сейсмический фон Земли и его глубинная эмиссионная компонента являются одной из форм диссипации энергии геодинамических процессов. Методы исследования сейсмического фона как сигнала порожденного открытой сложной нелинейной системой (корой Земли) могут быть объединены в одно направление – диссипативная сейсмика. В данной статье один из таких методов – термодинамический индикатор состояния горных пород используется для дистанционной оценки локальной продуктивности коллектора на территории месторождения углеводородов. Термодинамический индикатор разработан с использованием энтропии Климонтовича и дает количественную оценку локальной неравновесности пород, связанной с активностью геофизических процессов. Выявлена монотонная зависимость, близкая к линейной, между значениями термодинамического индикатора, рассчитанными по записям сейсмического фона, и суммарной толщиной продуктивных пластов в скважинах вблизи точек регистрации. При расчете термодинамического индикатора существует предельная величина скользящего временного окна, которая должна выбираться эмпирически. Из полученных результатов следует перспективность использования термодинамического индикатора для оконтуривания границ залежи и выбора наиболее перспективных точек для бурения скважин по экстремумам в поле значений индикатора.

Ключевые слова: сейсмический фон, горные породы, нефть, газ, сейсмическая эмиссия, энтропия Климонтовича, термодинамический индикатор.

DOI: 10.31857/S0002333723040038, **EDN:** TLCOCO

ВВЕДЕНИЕ

Традиционным способом получения геолого-геофизической информации при поиске и разведке нефтегазовых месторождений является сейсморазведка. Она позволяет извлекать из сейсмических записей информацию о строении глубинного разреза, тектонической структуре и составе горных пород. Сейсморазведка нацелена на выделение горизонтально протяженных границ – непроницаемых покрышек и благоприятных для нефтегазонакопления куполовидных структур-ловушек. Однако идентификация углеводородов в целевом резервуаре это отдельная непростая задача, так как далеко не все структурные ловушки содержат углеводороды, а также имеются другие типы ловушек, трудно выделяемых при сейсморазведке – тектонические, литологические, стратиграфические [Юрова, Исаева, 2019]. Чтобы повысить эффективность поисково-разведочного бурения, стандартную сейсморазведку комплексировать с другими геофизическими методами – гравиразведкой, электроразведкой, электромаг-

нитным зондированием. Также используют дополнительные сейсмические методы. Например, AVO-атрибуты, рассчитанные на базе совместного анализа продольных, поперечных и обменных волн [Fawad et al., 2020]. Такой подход позволяет получить много дополнительной информации о геологическом разрезе, однако расчет AVO-атрибутов требует большой вычислительной мощности компьютеров и накладывает дополнительные жесткие требования на методы сбора и обработки сейсмической информации.

Используются и другие сейсмические атрибуты, например, связанные с низкочастотными аномалиями, обнаруженными при проведении сейсморазведочных работ [Арутюнов и др., 1995; Алексеев и др., 2001; Goloshubin et al., 2002; 2006; Castagna et al., 2003]. Существуют два типа таких аномалий. Первый тип характеризуется высокоамплитудной компонентой на частотах 10–20 Гц, время прихода которой совпадает со временем прихода отражения продольных волн от кровли пласта-коллектора. Для второго типа аномалий характерна большая задержка низкочастотной

компоненты во времени относительно отражения. Задержка может составлять десятки и сотни миллисекунд. Анализ лабораторных и полевых данных позволил сделать заключение о том, что увеличение времени пробега и амплитуды низкочастотной составляющей в отраженной волне могут быть следствием сильного затухания продольных волн при распространении внутри флюидонасыщенных тонких слоев [Kogeev et al., 2004]. Большая задержка по времени низкочастотной компоненты может объясняться также возникновением медленных обменных волн внутри пористых слоев [Голошубин, Чабышова, 2015]. Дополнительная отражательная способность пористых пород с многофазным флюидосодержанием может значительно увеличивать амплитуду отражений углеводородных коллекторов по сравнению с полностью водонасыщенными [Quintal et al., 2009].

Низкочастотные аномалии над залежами углеводородов были выявлены и по записям сейсмического фона, что стимулировало разработку новых технологий пассивного сейсмического мониторинга. В разных работах величина характерных для залежи частот варьируется, но обычно лежит внутри интервала 1–10 Гц. Положение максимумов слабо зависит от пластового давления, но зависит от типа насыщения коллектора нефть/газ [Перспективный..., 2014]. В качестве возможных механизмов генерации предложена капельно-пузырьковая модель, связанная с процессами образования и исчезновения газовых пузырьков и конденсатных капель на стенках пор, что сопровождается кавитацией и индуцированной акустической и электромагнитной эмиссией [Сунцов, Графов, 2010; Лукин, 2014]. Также в качестве объяснения предложены резонансные эффекты, в частности связанные с блочно-иерархическим строением среды и осцилляциями на границе нефть–вода [Dimon et al., 1988; Курленя, Сердюков, 1999; Алексеев и др., 2007; Бережной и др., 2008; Терехов и др., 2010]. Существуют и гидродинамические модели генерации низкочастотной составляющей сейсмического фона над залежью. Гидродинамика частично насыщенных пористых сред находится в стадии разработки, но для анализа акустических эффектов в углеводородном коллекторе оказываются полезны простые модели, в частности модель чередующихся твердых и жидких слоев в упругой среде [Крауклис, Крауклис, 2001]. Такая модель описывает возникновение медленных волн, которые экспоненциально затухают при удалении от слоя. Но так как длина реальных коллекторов конечна, то медленная волна при дифракции на торцах создает низкочастотное поле вне коллектора. Для гипотетического коллектора в виде слоя длиной 40 м и толщиной 0.5 м резонансная частота равна 3 Гц. Если толщина пакки слоев с разным типом насыщения существенно меньше длины волны, то затухание низкочастотного излучения будет малым даже при сильном поглощении объемных волн внутри

материала заполнителя [Крауклис, Крауклис, 2001]. Так что медленная волна Крауклиса – один из возможных механизмов низкочастотной аномалии.

Несмотря на отсутствие общепризнанной модели генерации углеводородной залежью инфразвуковых сигналов, на базе эффекта разработано несколько технологий идентификации углеводородной насыщенности пород, которые были успешно опробованы на месторождениях различного типа, расположенных по всему миру [Графов и др., 1998; Ведерников и др., 2001; Holzner et al., 2005; Lambert et al., 2009; Saenger et al., 2009; Rode et al., 2010; Makhous et al., 2009]. Обычно в качестве детектора используются спектральные атрибуты, рассчитанные в окрестностях частоты, выбранной внутри интервала 1–10 Гц. В качестве простых атрибутов используются энергетические аномалии вертикальной компоненты, пики спектрального отношения между вертикальной и горизонтальной компонентой, частотные сдвиги доминирующих спектральных пиков горизонтальных и вертикальных компонент [Lambert et al., 2009; Saenger et al., 2009]. В работах [Rode et al., 2010; Makhous et al., 2009] приведены результаты использования более сложного, но высокоэффективного индикатора нефте(газо)насыщенности, который рассчитывается с помощью специального нелинейного корреляционного фильтра. Идея алгоритма основана на том, что углеводородный коллектор как многофлюидная система в пористой среде имеет нелинейную передаточную характеристику для акустических волн. Инфразвуковой сигнал возбуждается внешним искусственным или естественным полем упругих колебаний при взаимодействии с углеводородами, заключенными в пористом коллекторе, где происходит нелинейное преобразование энергии внешнего воздействия в инфразвуковой сигнал. Частоты конверсионного сигнала имеют схожую временную динамику. Они смещены вниз по спектру по сравнению с исходным сигналом, но их можно выделить по высокой корреляции спектральных пиков и оценить энергетическую долю коррелированных составляющих в общей энергии сейсмического фона. Линейная зависимость такого индикатора от толщины продуктивной зоны подтверждена экспериментально [Rode et al., 2010; Makhous et al., 2009].

В данной работе для оценки эффективной продуктивной толщины залежи углеводородов также используются записи сейсмического фона, но наши алгоритмы построены на других физических принципах. Целью работы является проверка гипотезы о возможности выявления нефтенасыщения горных пород по оценке локальной неравновесности их состояния. Экспериментально установлено, что горные породы являются структурированной многомасштабной блочной средой [Садовский и др., 1987; Мухамедиев, 2016; Леонов и др., 2020], что обуславливает их тензочувстви-

тельность и акустическую нелинейность даже при умеренных динамических воздействиях [Проблемы ..., 1987; Лукк и др., 1996; Авсюк, 1996; Зайцев, 2007; Адушкин Опарин 2012]. В работах [Турунтаев, Мельчаева, 2010; Турунтаев и др., 2012] с использованием методов нелинейной динамики было показано, что различного рода воздействия на среду (вибратор, источник электромагнитного поля, закачка и отбор жидкости на нефтяном и геотермальном месторождении) в различных регионах приводит к возрастанию “упорядоченности” сейсмического режима и формированию устойчивых состояний, характеризующихся конечным значением фрактальной размерности. Это отражает значимый рост неравновесности состояния среды при воздействии небольшой интенсивности. Для наших исследований важен факт высокой тензочувствительности нефтяной залежи и связь изменения сейсмического режима с активизацией глубинных гидродинамических процессов при отборе и закачки жидкости. Нефтяная залежь является ярко выраженной аномалией не только сейсмических, но и других различных видов физических полей – геохимических, температурных, барических, электрических и эманационных [Кудрявцев, 1973; Pirson, 1981; Makhous et al., 2009; Напреев, 2010; Валяев Б.М., 2011; Shaidurov et al., 2018; Кукуруза, 2019]. Это свидетельствует о большой активности разнообразных эндогенных процессов внутри залежи и в ее окрестностях, в том числе о возможности перекрестных процессов с перераспределением в сейсмическое волновое поле энергии других физических полей. В связи с этим можно предполагать, что по измерениям сейсмического фона на поверхности нефте(газо)насыщенный коллектор проявится как аномалия неравновесности состояния природного массива, как зона существенного увеличения упорядоченности сейсмических колебаний. Для количественной оценки степени упорядоченности фоновых колебаний мы использовали ранее предложенный метод диссипативной сейсмологии – термодинамический индикатор состояния геологической среды [Chebotareva, Volodin, 2010; 2011; Чеботарева, Дмитриевский, 2020]. Алгоритм расчета термодинамического индикатора по экспериментальным данным базируется на S -теореме Климонтовича [Климонтович, 1995].

ПРИМЕРЫ ПРАКТИЧЕСКОГО ИСПОЛЬЗОВАНИЯ ТЕРМОДИНАМИЧЕСКОГО ИНДИКАТОРА

Термодинамический индикатор состояния геологической среды (TI) позволяет по записям сейсмического фона на поверхности оценивать локальную степень упорядоченности сейсмических колебаний. Экспериментально установлена его высокая чувствительность при оценке неравновесности среды. При этом контроль состояния

среды возможен как во времени, так и по пространственным координатам. В спокойном состоянии термодинамический индикатор флуктуирует около постоянного значения, которое можно назвать “нормой неравновесности” или “нормой упорядоченности/хаотичности” в соответствии с терминологией работы [Климонтович, 1998]. Эксперимент показывает, что норма упорядоченности сейсмического фона является локальной мерой и может существенно изменяться при смещении точки наблюдения по поверхности.

На рис. 1а показана эволюция термодинамического индикатора во времени при подготовке сильного иранского землетрясения магнитудой 6.3, которое произошло 07.05.1999 г. на расстоянии 100 км от точки непрерывной регистрации сейсмического фона [Chebotareva, Volodin, 2010]. Полоса частот регистрации 1–25 Гц. В течение 100 суток было зарегистрировано большое число землетрясений, что свидетельствует о высокой степени неравновесности среды. Время наиболее сильных событий с $M > 4$ помечено вдоль оси времени на рис. 1а. Уменьшение значений термодинамического индикатора на рис. 1 говорит об увеличении неравновесности состояния горных пород, о росте упорядоченности режима сейсмического фона. Легко заметить, что на времени сильных землетрясений в эволюции термодинамического индикатора выявляются интервалы существенного увеличения степени упорядоченности фоновых колебаний – окна упорядоченности длительностью 10–12 дней. На времени самого сильного землетрясения происходит резкий всплеск значений TI , свидетельствующий о лавинном росте упорядоченности колебаний. Согласно теории в работе [Климонтович, 1995] рост упорядоченности фоновых колебаний может быть связан с образованием структур, с процессом самоорганизации. При использовании термодинамического индикатора аналогичные окна упорядоченности наблюдались при разрушении пород на разных масштабных уровнях – при мониторинге гидроразрыва пласта на месторождении углеводородов и при проведении физического моделирования с трехосным нагружением образцов керна. С уменьшением энергии события уменьшается длительность окна упорядоченности [Chebotareva et al., 2017; Чеботарева, Дмитриевский, 2020]. То, что эффект наблюдается по записям сейсмического фона, сделанным на большом удалении от очагов землетрясений, можно объяснить появлением длинных пространственных корреляций, возникающих в сложных нелинейных системах при приближении к критическому состоянию. Подобная эволюция дефектной структуры с переходом на все более высокие масштабные уровни до состояния, когда материал исчерпывает все имеющиеся возможности сопротивления разрушению, экспериментально наблюдается, в частности, на образцах гранита [Гиляров, 2005; Гиляров и др., 2010]. Сравнение показанных на рис. 1а

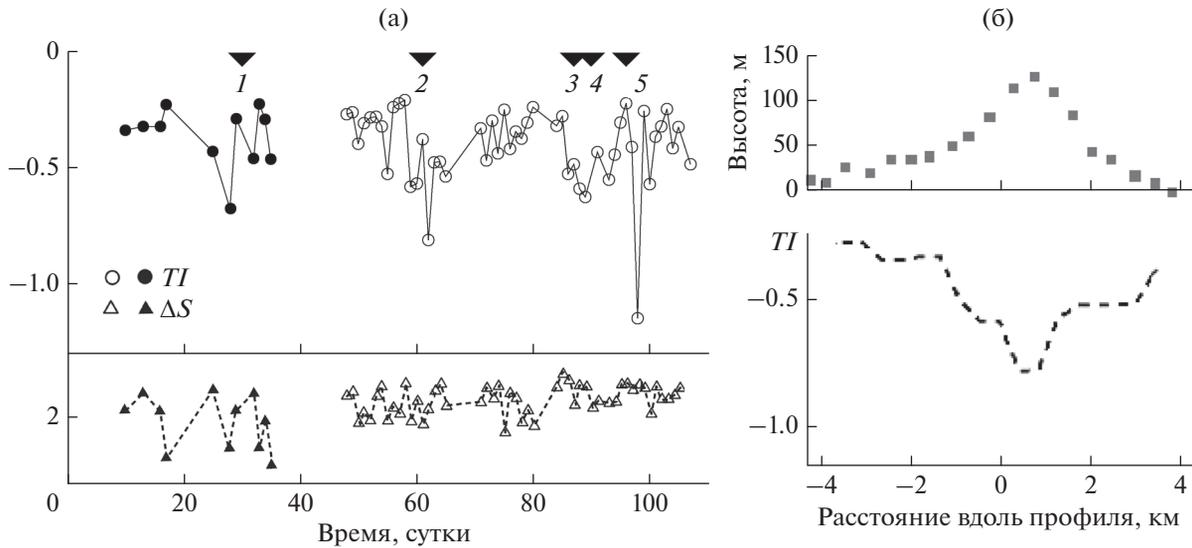


Рис. 1. Эволюция термодинамического индикатора TI и энтропии Больцмана ΔS : во времени при подготовке сильного землетрясения (а) и по площади при локализации грязевулканической камеры грязевого вулкана (б). Светлые и темные значки на рисунке (а) соответствуют измерениям в двух разных точках, находящихся на расстоянии 1 км. Треугольниками на верхней оси времени помечены моменты наиболее сильных землетрясений: 1 – 8 толчков $4.6 \leq M \leq 5.3$ с близкими эпицентрами, расстояние 650 км; 2 – $M = 4.0$, расстояние 120 км; 3 – $M = 4.7$, расстояние 280 км; 4 – $M = 4.9$, расстояние 280 км; 5 – 5 толчков $4.5 \leq M \leq 6.3$, расстояние 100 км. На рисунке (б) вверху показан профиль высот регистрирующих приборов, внизу – кривая зависимости термодинамического индикатора от координат вдоль профиля

эволюционных кривых для термодинамического индикатора TI и энтропии Больцмана ΔS подтверждает, что именно TI является корректной мерой неравновесности состояния горных пород. Никаких особых аномалий по графику энтропии Больцмана не выявляется.

На рис. 1б показано изменение локальной “нормы упорядоченности” фоновых колебаний по профилю, проходящему через грязевой вулкан горы Карabetова, Тамань, Северный Кавказ [Chebotareva, Volodin, 2011]. Диапазон частот 0.4–10 Гц. Известно, что под вершиной вулкана на глубинах 0.8–1.5 и 4.5–9 км расположены грязевулканические камеры. Они имеют каналы выхода к поверхности. Как видно из формы кривой, термодинамический индикатор четко указывает положение грязевулканических камер. Грязевой вулканизм связан с притоком углеводородных газов, поднимающихся по глубинным разломам и зонам повышенной проницаемости. Его ареал коррелирует с положением крупных нефтегазовых бассейнов [Павлинова, Шахова, 2016]. В работе [Гулиев и др., 2020] с использованием геологических и 3D-сейсморазведочных данных обоснован вывод о том, что формирования грязевого вулканизма и нефтегазовых месторождений парагенетически связаны и синхронны во времени и пространстве. То, что термодинамический индикатор позволяет выявить наличие грязевой камеры и правильно ее локализовать, является серьезным основанием для попытки дистанционного выявления углеводородного насыщения

коллектора на территории месторождения и оценки его параметров.

МЕТОД

Известно, что энтропия является макроскопической функцией, которая описывает насколько близко динамическая система находится к полностью хаотическому, однородному состоянию, или, наоборот, к упорядоченному, структурированному состоянию. Важный вклад в понимании физического смысла энтропии принадлежит Больцману. Он доказал H -теорему, в которой сформулировано, что “в процессе эволюции в замкнутой системе к равновесному состоянию энтропия системы возрастает и остается неизменной при достижении равновесного состояния” [Климонтович, 1995]. Если $F_0(x)$ и $F(x, t)$ – функции распределения равновесного и неравновесного состояния, то мерой неравновесности состояния $F(x, t)$ (мерой относительной степени хаотичности/упорядоченности состояния) является разность энтропий Больцмана–Гиббса:

$$\begin{aligned} \Delta S &= S(t) - S_0 = \\ &= \int F_0 \ln F_0 dx - \int F \ln F dx \leq 0. \end{aligned} \quad (1)$$

При этом в замкнутой системе в процессе временной эволюции сохраняется средняя энергия системы. Для открытых систем ни энергия, ни средняя энергия не сохраняются. В таких системах возможны стационарные неравновесные со-

стояния. В зависимости от управляющего параметра в процессе эволюции может возрасти как степень упорядоченности, так и степень хаотизации состояния. По аналогии с H -теоремой Больцмана Ю.Л. Климонтович сформулировал свою S -теорему. Она сводится к следующему. Чтобы получить количественную оценку относительной степени упорядоченности двух выделенных состояний надо по описанному в теореме алгоритму сначала определить наиболее хаотичное из этих состояний. Затем перенормировать функцию распределения вероятности этого состояния так, чтобы выровнять средние значения эффективных энергий $\langle H_{eff} \rangle$ для двух сравниваемых состояний. Перенормировка производится за счет изменения эффективной температуры в функции распределения в форме канонического распределения Гиббса. Для открытых систем количественной мерой относительной степени хаотичности состояния является энтропия Климонтовича:

$$\begin{aligned} \Delta S^* &= S(t) - S_0^* = \\ &= \int F_0^* \ln F_0^* dx - \int F \ln F dx \leq 0, \end{aligned} \quad (2)$$

где F_0^* – перенормированная функция наиболее хаотичного из двух состояний. Подробно все детали S -теоремы Климонтовича и связанные с ней проблемы изложены в книге [Климонтович, 1995]. Там же приведены рекомендации автора по адаптации алгоритма теоремы к анализу временных рядов различной природы. Подробности использования в данной статье алгоритма обработки экспериментальных данных можно найти в работах [Chebotareva, Volodin, 2011; Чеботарева, Дмитриевский, 2020; Климонтович, 1989].

ДАнные

В данной работе были проанализированы полевые данные и геофизическая информация, предоставленные *Marmot Passive Monitoring Technologies SA*. Работы проводились на месторождении углеводородов в Объединенных Арабских Эмиратах с использованием высокочувствительных широкополосных сейсмометров *Marmot Signal Converter*. Частота опроса 100 *sps*, чувствительность сейсмометров 30000 В/с/м. В качестве оценки локальной продуктивности использовался параметр *NPZ (Net Pay Zone)*. Он оценивался следующим образом. По данным стандартного каротажа в выбранных скважинах выделялись продуктивные интервалы. Затем рассчитывался параметр *NPZ* как суммарная толщина продуктивных интервалов. Эти данные компания-оператор передавала для дальнейшего анализа геофизической группе, проводившей исследования.

Участок проведения работ находился в труднодоступной части пустыни Руб-Эль-Хали с мяг-

кими дюнами на поверхности высотой до 20 м. Продуктивный коллектор представлен пористыми карбонатными породами, глубина кровли нефтенасыщенного горизонта примерно 2.1 км. Так как удаленность от асфальтированных дорог составляла 220 км, цивилизационный шум был минимальным. При проведении измерений двигателя автомобилей и системы кондиционирования по возможности выключались. Избегалась любая активность, чтобы свести к минимуму влияние шума на сейсмические записи. Работы проводились на разных площадках, в несколько этапов, в разные годы. В данной работе анализировался набор из 8 записей сейсмического фона. Семь точек регистрации располагались непосредственно над продуктивными залежами, при испытании близ расположенные скважины дали притоки нефти. Одна точка регистрации располагалась вблизи “сухой” скважины. Схема расположения скважин показана на рис. 2в. Все скважины, кроме Qw-11, были пробурены до проведения сейсмических измерений, исследованы и заглушены после испытаний. Однако информация о продуктивности скважин предоставлялась оператором только после получения результатов геофизических работ.

В окрестностях профиля Qw-5–Qw-7 была проведена “слепая” съемка. Цель работ состояла в том, чтобы определить границу залежи углеводородов и оценить распределение толщин продуктивной зоны в виде распределения по площади значений акустического индикатора, рассчитанного по записям сейсмического фона (желтая заливка на рис. 1а). Измерения повторялись трижды со сдвигом во времени на несколько месяцев. Была обнаружена высокая стабильность результатов. Также анализ данных показал высокую степень совпадения результатов каротажа, предоставленных оператором, и полученных по данным пассивной сеймики. Была выявлена линейная зависимость между параметром продуктивности *NPZ* и значениями акустического индикатора, рассчитанного с использованием корреляционного фильтра [Rode et al., 2010]. О точности результатов можно судить по следующему факту. По просьбе компании-оператора были сделаны дополнительные измерения на части профиля между скважинами Qw-2 и Qw-7 для уточнения наиболее перспективной точки бурения для скважины Qw-11 и предварительной георетической оценки продуктивности *NPZ* для этой скважины. Различия в результатах каротажа после бурения и полученных по данным пассивной сеймики составили всего 4.5%. Это показывает степень точности соответствия реальных данных и результатов работ по пассивной сейсмике. Записи сейсмического фона вблизи скважины Qw-11 получены спустя 5 мес., после измерений около остальных скважин на профиле Qw-5–Qw-7. Для остальных скважин профиля даты измерений укладываются в двухнедельный интервал.

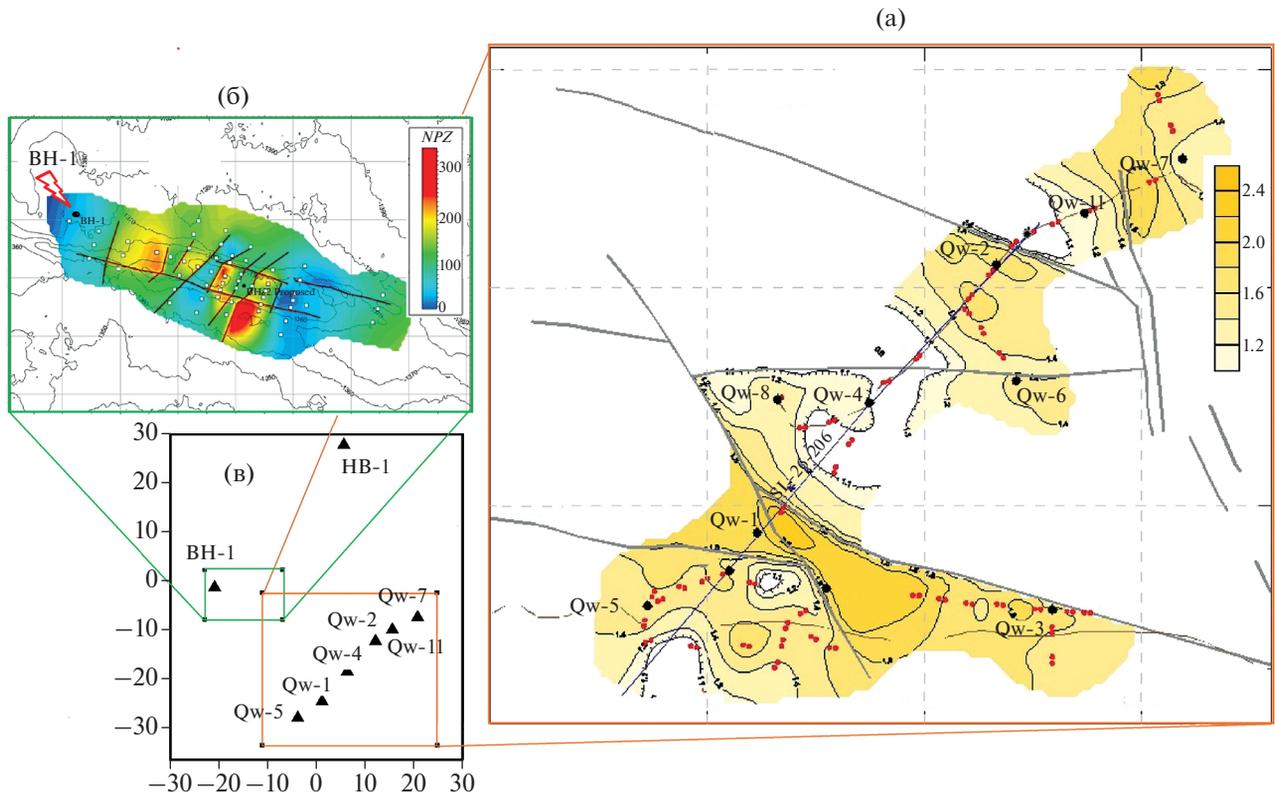


Рис. 2. Распределения продуктивности коллектора по площади залежи по данным пассивной сейсмоки (*Source Martor*): площадка (а) – желтая заливка показывает распределение значений акустического индикатора до бурения скважин, помеченных метками Qw, черные линии – тектонические разломы; площадка (б) – цветная заливка показывает распределение параметра продуктивности, пересчитанного по значениям акустического индикатора и регрессионным параметрам для площадки (а), темные линии – тектонические разломы; (в) – схема участка исследований с расположением скважин и границами площадок (а) и (б), расстояние по осям приведено в километрах.

“Сухая” скважина ВН1 расположена на соседней площадке, рис. 2б, где работы по пассивной сейсмоки проводились позднее. Разведочный объект представлен куполом с 4-х сторонним падением, разграниченным системой разломов, показанной на рисунке. Распределение параметра продуктивности NPZ на схеме рис. 2б рассчитано с использованием регрессионных параметров, полученных для площадки рис. 2а. Скважина ВН-1 расположена на значительном удалении от купола, на краю исследованной площадки.

Согласно цветовой шкале в точке расположения скважины ВН-1 значения суммарной толщины продуктивной зоны по углеводородам минимальны. При испытаниях в скважине не были выделены продуктивные интервалы и не был получен приток нефти. Это является основанием для предположения, что скважина ВН-1 находится за пределами границ залежи на площадке рис. 2б. Восьмая скважина НВ-1 расположена к северу от площадок рис. 2а и рис. 2б. Скважины НВ-1, ВН-1 и QW-7 примерно одинаково удалены друг от друга. Регистрация сейсмического фона около скважины НВ1 проводилась спустя 19 мес. после измерений около скважин на профиле QW-5–

QW-7. К моменту проведения измерений скважина НВ-1 не эксплуатировалась и была заглушена.

ЭКСПЕРИМЕНТАЛЬНЫЕ РЕЗУЛЬТАТЫ И ИХ ОБСУЖДЕНИЕ

Регистрация сейсмического фона во всех точках проводилась в разные дни. Известно, что в сейсмическом фоне в диапазоне 0.4–0.06 Гц доминируют микросейсмь, связанные с штормовой активностью [Аки, Ричардс, 1983]. В зависимости от погодных условий амплитуда этой составляющей фона может быстро возрастать более чем на порядок. Для устранения влияния неконтролируемого фактора низкочастотная составляющая сейсмического фона ниже 1 Гц подавлялась с использованием фильтра Баттерворта. Функция распределения рассчитывалась по мгновенным амплитудам фоновых колебаний как оценка спектра мощности с помощью быстрого преобразования Фурье [Chebotareva, Volodin, 2011; Чеботарева, Дмитриевский, 2020]. Использование такой функции распределения при работе с экспериментальными данными мотивируется тем, что спектр мощности колебаний является оценкой

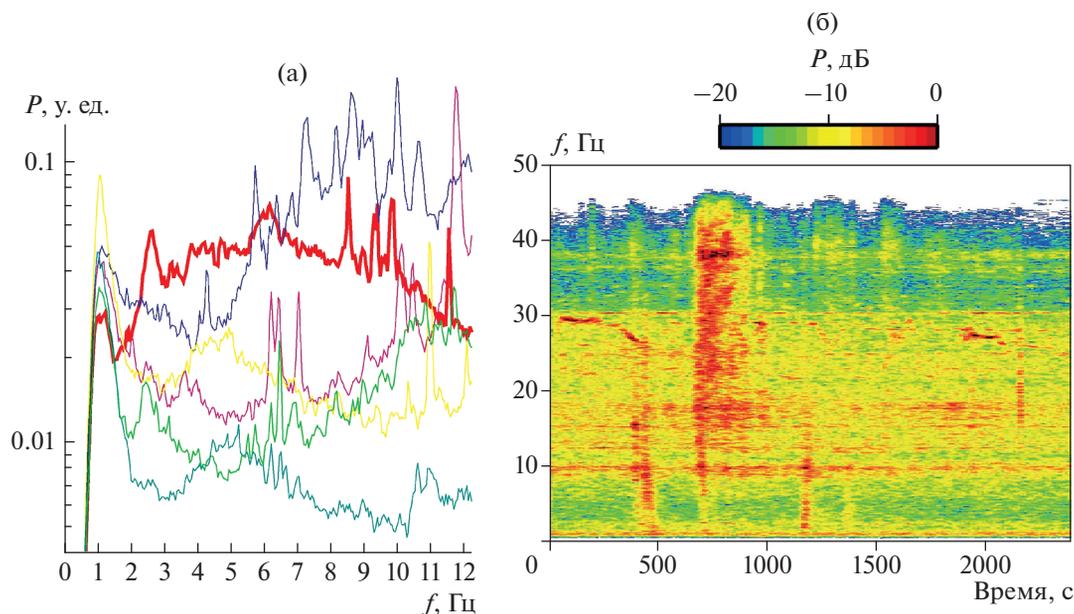


Рис. 3. Спектры мощности сейсмического фона: зависимости от частоты $P(f)$ для разных точек регистрации, спектру “сухой” скважины соответствует жирная красная линия (а); пример зависимости от частоты и времени $P(f, t)$ для одной из точек регистрации (б).

распределения полной энергии колебаний по частоте [Климонтович, 1995]. Для уменьшения статистического разброса при вычислении спектров применялось оконное взвешивание во временной области и усреднение по трем соседним окнам с перекрытием на половину окна [Марпл, 1990]. Усреднение спектров позволяет существенно уменьшить разброс оценки TI . На рис. 3 приведены примеры зависимости спектров от частоты для различных точек наблюдения и частотно-временное представление спектра для одной из точек наблюдения. Несмотря на большую удаленность территории проведения работ от центров цивилизации, пример спектра сейсмического фона на рис. 3б показывает, что на записях может появляться дополнительный природный или техногенный шум. Чтобы избежать влияния высокоамплитудного сейсмических помех на результат, на всех записях были выбраны участки с наименьшим шумом длительностью 800 с.

При расчете термодинамического индикатора для каждой i – точки регистрации рассчитывались в скользящем окне T спектры $P_i(f, t)$. Затем по алгоритму S -теоремы Климонтовича по записи в каждой точке наблюдения выбирался интервал с наиболее хаотичным спектром $P_i(f, t_i^*)$. После этого, аналогичным образом среди спектров $P_i(f, t_i^*)$ выбирался наиболее хаотичный спектр $P_0(f)$. Функция $F_0(f) = P_0(f)$ является функцией распределения наиболее хаотичного состояния, относительно которого производится расчет энтро-

пии $\Delta S_i^*(t)$ для всех остальных значений $P_i(f, t)$. Термодинамический индикатор в каждой точке регистрации рассчитывался как $TI_i = \text{median}(\Delta S_i^*(t))$. Статистический разброс определялся как средние абсолютные отклонения в большую и меньшую сторону от медианы.

Визуальный анализ спектров на рис. 3а не позволяет сформулировать простое правило, по которому на основании положения максимумов частотного спектра и их амплитуд можно отличить “сухую” скважину от продуктивных. Это, вероятно, объясняется тем, что связанный с нефтенасыщенностью пород глубинный инфразвуковой сигнал у поверхности сильно ослаблен и маскируется другими составляющими сейсмического фона. Однако использование термодинамического индикатора позволяет провести классификацию скважин по степени продуктивности. На рис. 4а показаны значения термодинамического индикатора при расчете в диапазоне частот 1–6 Гц для “сухой” скважины ВН1 и для пяти скважин с почти одновременной регистрацией. Значения TI монотонно изменяются с ростом параметра локальной продуктивности NPZ и зависимость близка к линейной. В то же время энтропия Больцмана ΔS показывает очень слабую и немонотонную зависимость от NPZ , рис. 4б. Графики $TI(NPZ)$ рассчитывались в различных частотных диапазонах. Оказалось, что при расширении диапазона линейная ассоциация TI и NPZ быстро разрушается. На рис. 4в показана зависимость $TI(NPZ)$, рассчитанная в диапазоне частот 1–15 Гц.

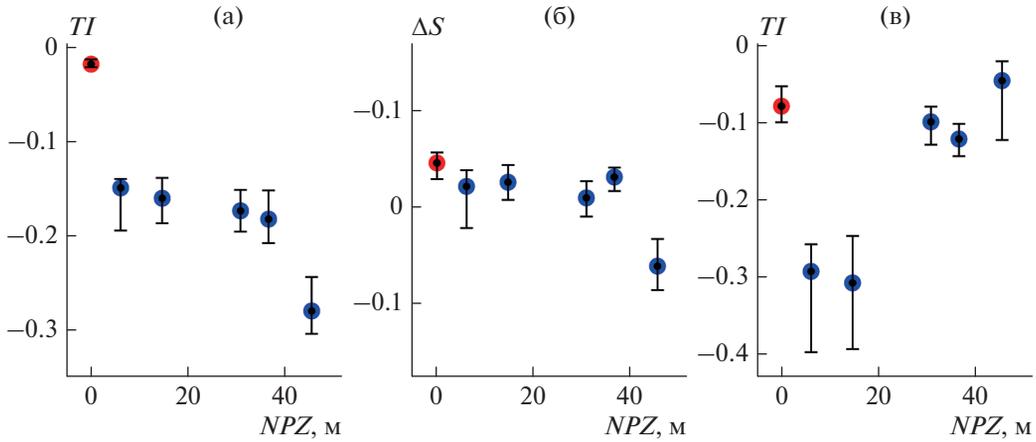


Рис. 4. Эволюция с ростом параметра продуктивности NPZ : термодинамического индикатора TI (а) и энтропии Больцмана ΔS (б) при расчете в диапазоне частот 1–6 Гц; термодинамического индикатора TI при расчете в диапазоне частот 1–15 Гц (в). Красным цветом помечены результаты для “сухой” скважины.

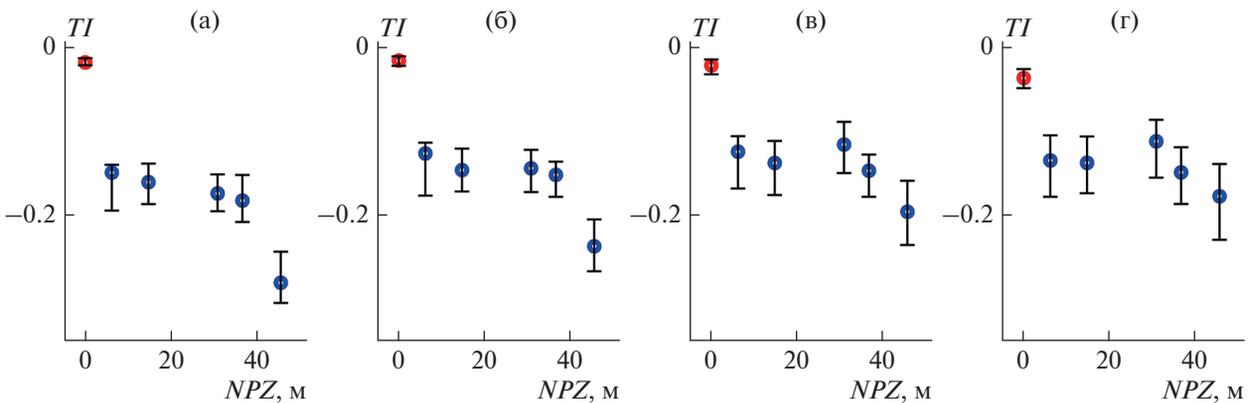


Рис. 5. Зависимости термодинамического индикатора TI от параметра продуктивности NPZ , рассчитанные в скользящем окне: (а) – $T = 40.96$ с; (б) – $T = 20.48$ с; (в) – $T = 10.24$ с; (г) – $T = 5.12$ с. Красным цветом помечены результаты для “сухой” скважины.

Из проведенных результатов следует, что в фоновом состоянии на данном месторождении углеводородов продуктивные зоны коллектора являются источниками эмиссионного излучения в диапазоне менее 6–8 Гц. Это не исключает того, что при дополнительном внешнем воздействии может возникать эмиссия и на более высоких частотах.

Была проанализирована устойчивость зависимости $TI(NPZ)$ от величины скользящего временного окна T . Результаты показаны на рис. 5. С одной стороны, уменьшение временного окна увеличивает длину выборки $\Delta S_i^*(t)$, что должно способствовать повышению точности оценки

$TI_i = \text{median}(\Delta S_i^*(t))$. С другой стороны, увеличение временного окна повышает детальность частотного спектра, то есть позволяет лучше различать близкие по степени упорядоченности состояния. Оказалось, что влияние второго фактора более существенно. При увеличении временного окна от 5.12 до 40.96 с монотонная зависимость

$TI(NPZ)$ стабилизируется только при $T = 20.48$ и $T = 40.96$ с.

Пример спектра мощности сейсмического фона на рис. 3б показывает, что, несмотря на предпринятые усилия по устранению источников поверхностного шума, иногда на записях может появляться высокоамплитудная помеха. Низкочастотное излучение нефтенасыщенных пород является лишь слабой составляющей сейсмического фона на поверхности. Но именно этот глубинный сигнал несет основную информацию о динамике процессов, связанных с нефтенасыщенностью коллектора. Сейсмический шум (помеха) в точке измерения нестационарен и по мощности, и по частотному составу. Отсюда возникает идея того, как увеличить отношение сигнал/помеха для слабого эндогенного полезного сигнала. Для этого надо сначала рассчитать в скользящем окне частотно-временное спектральное представление сейсмического фона $P_i(f, t)$, (рис. 3б). Затем для

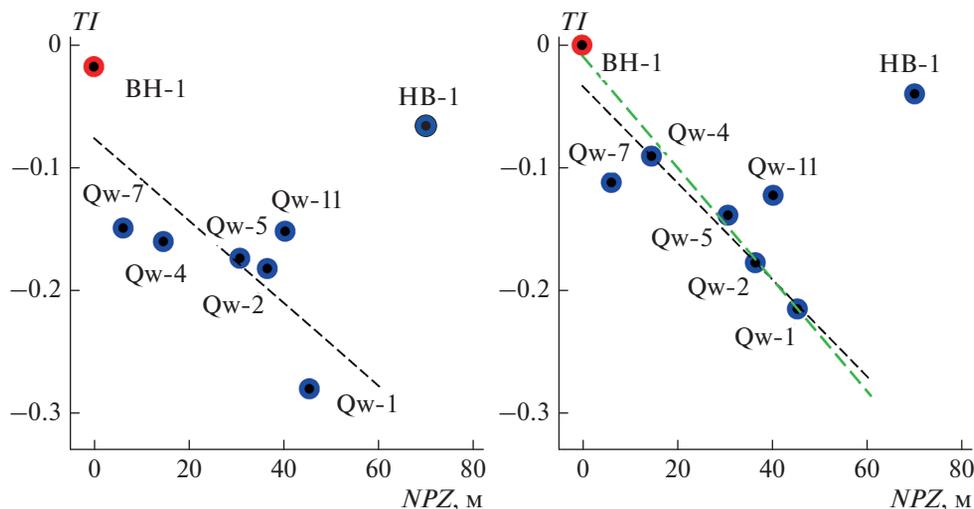


Рис. 6. Зависимости термодинамического индикатора TI от параметра продуктивности NPZ , рассчитанные в диапазоне частот 1–6 Гц для старого (слева) и нового (справа) алгоритмов. На рисунках показана линейная регрессионная зависимость, рассчитанная методом наименьших квадратов по 7 точкам (черная линия) и по пяти точкам BH-1, Qw-4, Qw-5, Qw-2, Qw-1 (зеленая линия).

каждой частоты выбрать минимальное значение мощности спектра и сформировать таким образом для каждой точки наблюдения минимальный спектр $\tilde{P}_i(f)$. Эту оценку спектра мощности можно использовать для расчета локальной неравновесности пород. На рис. 6 показаны зависимости термодинамического индикатора TI от параметра продуктивности NPZ для всех скважин, рассчитанные для старого и нового алгоритмов.

Хорошо видно, что для нового алгоритма отклонение экспериментальных точек от линейной зависимости $TI(NPZ)$ существенно уменьшилось для всех скважин, кроме HB-1. Для скважин BH-1, Qw-4, Qw-5, Qw-2, Qw-1 все значения ложатся практически на одну прямую. Значения для сква-

жин Qw-7 и Qw-11 слегка от этой прямой отклоняются в разные стороны примерно на одинаковую величину. Как видно из схемы на рис. 2а, скважина Qw-11 расположена между скважинами Qw-2 и Qw-7. Несмотря на небольшую удаленность, все скважины расположены в разных блоках, которые разделены разломами. В каждом блоке значение акустического индикатора на рис. 2а существенно различается. Оно максимально для блока со скважиной Qw-7 и минимально для блока со скважиной Qw-11. Этот результат очень хорошо коррелирует с поведением TI для нового алгоритма. Значение TI для скважины Qw-7 смещено относительно регрессионной прямой в сторону увеличения продуктивности, а для скважины Qw-11 оно смещено в сторону в сторону уменьшения продуктивности. Тектоническая обособленность различных блоков привела к появлению зависимости не только от суммарной толщины продуктивных горизонтов, но и от дополнительных факторов, возможно, от локальной нефтенасыщенности пласта в разных блоках.

Для скважины HB-1 наблюдается очень сильное отклонение TI от линейной регрессионной зависимости в сторону уменьшения продуктивности, рис. 6. Неравновесность горных пород в окрестности скважины гораздо меньше, чем должна быть при заявленной продуктивности NPZ . В то же время на рис. 7 оценка значений акустического индикатора, полученная с использованием нелинейного корреляционного фильтра, удовлетворяет для скважины HB-1 линейной регрессионной зависимости с теми же параметрами, что и для остальных скважин [Rode et al., 2010]. При получении показанных на рис. 6 и рис. 7 результатов были использованы алгоритмы, которые базируются на разных физических принци-

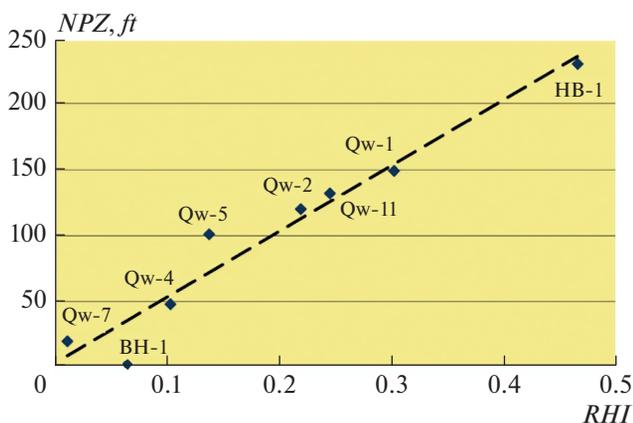


Рис. 7. Зависимости от параметра продуктивности NPZ акустического индикатора нефтенасыщенности горных пород RHI , рассчитанного с использованием корреляционного фильтра [Rode et al., 2010].

пах. При этом для большинства скважин в обоих случаях наблюдается монотонная зависимость от параметра продуктивности, близкая к линейной. Но для одной из скважин эти подходы дали совершенно разный результат. Имеются какие-то факторы, которые очень существенны при использовании одного метода и совершенно не существенны для другого. Этот вопрос требует дальнейшего исследования. Сейчас никаких обоснованных предположений о причинах расхождения результатов сделать невозможно, так как нет информации о геологическом разрезе в окрестностях скважины НВ-1 и ее истории. К моменту проведения работ скважина была заглушена.

ЗАКЛЮЧЕНИЕ

Из результатов исследований следует, что:

- Термодинамический индикатор состояние горных пород позволяет выявить наличие насыщенных углеводородом пластов даже при очень слабом глубинном сигнале, когда при визуальном анализе спектров сейсмического фона невозможно различить “сухие” и продуктивные скважины.

- Термодинамический индикатор дает количественную оценку локальной продуктивности коллектора.

- Чувствительность термодинамического индикатора к нефтенасыщенности пород обеспечивает возможность оконтуривания границ залежи и выбора наиболее перспективных точек для бурения скважин по экстремумам в поле значений индикатора.

- Качество оценки зависит от величины скользящего временного окна, которое использовано для расчета TI по экспериментальным данным. Величину окна надо выбирать эмпирически. Критерием является стабилизация вида зависимости $TI(NPZ)$.

- Связь термодинамического индикатора и суммарной толщины продуктивных интервалов в пределах залежи хорошо описывается линейной зависимостью. Однако тектоническая раздробленность и другие факторы могут приводить к отклонению от линейности. Этот аспект требует дополнительных исследований.

- Полученные с использованием термодинамического индикатора и нелинейного корреляционного фильтра [Rode et al., 2010] результаты для подавляющего большинства скважин находятся в полном согласии. Однако для одной из скважин результаты сильно отличаются. Методы базируются на разных физических принципах. Для объяснения причин возникшего расхождения результатов и понимания влияния факторов, связанных с параметрами геологического разреза и историей работ на скважинах, необходимы дополнительные исследования.

Естественный сейсмический фон Земли в широком диапазоне частот и является одной из

форм диссипации энергии геодинамических процессов в земной коре. Методы исследования сейсмического фона как сигнала, порожденного открытой сложной нелинейной системой, могут быть объединены в одно направление – диссипативная сейсмика [Чеботарева, Дмитриевский, 2020]. К таким методам можно отнести сейсмическую эмиссионную томографию, термодинамический индикатор состояния горных пород и другие методы, разработанные на базе нелинейной динамики. При проведении работ на территории месторождения низкочастотная часть сейсмического фона ($f < 10$ Гц) с использованием термодинамического индикатора позволяет картировать границы залежи и оценивать суммарную толщину продуктивных интервалов. При этом высокочастотная часть фона (10–100 Гц) с использованием сейсмической эмиссионной томографии обеспечивает возможность 3D-изображения трещинных и пористых коллекторов, тектонических разломов, больших трещин, каналов фильтрации флюида [Чеботарева, 2018]. Алгоритмы диссипативной сейсмики могут быть адаптированы для анализа различных геофизических полей и для изучения объектов различной природы. Комплексное использование методов на одном объекте исследований, с привлечением анализа различных физических полей, существенно увеличивает объем извлекаемой информации, что чрезвычайно важно для построения адекватных математических моделей месторождений и при проведении фундаментальных геофизических исследований.

БЛАГОДАРНОСТИ

Авторы выражают свою благодарность академику РАН А.Н. Дмитриевскому за полезные обсуждения, замечания и рекомендации.

ФИНАНСИРОВАНИЕ РАБОТЫ

Работа выполнена в рамках Государственного задания Института проблем нефти и газа Российской академии наук (тема № 122022800270-0).

СПИСОК ЛИТЕРАТУРЫ

- Авсюк Ю.Н. Приливные силы и природные процессы. М.: ОИФЗ РАН. 1996. 188 с.
- Адушкин В.В., Опарин В.Н. От явления знакопеременной реакции горных пород на динамические воздействия – к волнам маятникового типа в напряженных геосредах. Ч. I // ФТПРПИ. 2012. № 2. С. 3–27.
- Аки К., Ричардс П. Количественная сейсмология. М.: Мир. 1983. Т. 1. С. 468.
- Алексеев А.С., Цецохо В.А., Белоносова А.В., Сказка В.В. Вынужденные колебания трещиновато-блочных флюидонасыщенных слоев при вибросейсмических воздействиях // ФТПРПИ. 2001. № 6. С. 3–12.
- Алексеев А.С., Дедов В.П., Тригубович Г.М. Геофизики должны хорошо знать механику // Геофизика. 2007. № 3. 55–59.

- Арутюнов С.Л., Лошкарев Г.Л., Графов Б.М., Сиротинский Ю.В., Новицкий М.А., Немтарев В.И., Кузнецов О.Л., Шутов Г.Я., Резуненко В.И., Черненко А.М.* Способ виброрейсморазведки при поиске нефтегазовых месторождений. Патент РФ № 2045079. 1995.
- Бережной Д.В., Бирыльцев Е.В., Бирыльцева Т.Е.* Анализ спектральных характеристик микросейсм как метод изучения структуры геологической среды. Казань: изд-во Каз. гос. ун-та. 2008. С. 360–386.
- Валяев Б.М.* Угледородная дегазация Земли, геотектоника и происхождение нефти и газа. Дегазация Земли и генезис нефтегазовых месторождений. К 100-летию со дня рождения П.Н. Кротова / А.Н. Дмитриевский, Б.М. Валяев (ред.). 2011. М.: ГЕОС. С. 10–30.
- Ведерников Г.В., Жарков А.В., Максимов Л.А.* Опыты по регистрации геодинамических шумов от нефтегазовых залежей. Геофизика. Спец. выпуск “30 лет ОАО “Сибнефтегеофизика”. 2001. С. 96–98.
- Гиляров В.Л.* Кинетическая концепция прочности и самоорганизованная критичность в процессе разрушения материалов // Физика твердого тела. 2005. Т. 47. № 5. С. 808–811.
- Гиляров В.Л., Варкентин М.С., Корсуков В.Е., Корсукова М.М., Куксенко В.С.* Формирование степенных распределений дефектов по размерам в процессе разрушения материалов // Физика твердого тела. 2010. Т. 52. № 7. С. 1311–1315.
- Голошубин Г.М., Чабышова Э.А.* Обменные медленные волны в неоднородной проницаемой флюидонасыщенной среде // Технологии сейсморазведки. 2015. № 3. С. 10–15.
- Графов Б.М., Арутюнов С.Л., Казаринов В.Е., Кузнецов О.Л., Сиротинский Ю.В., Суцов А.Е.* Анализ геоакустического излучения нефтегазовой залежи при использовании технологии АНЧАР // Геофизика. 1998. № 5. С. 24–28.
- Гулиев И.С., Юсубов Н.П., Гусейнова Ш.М.* О механизме образования грязевых вулканов в южно-каспийской впадине по данным 2D- и 3D-сейсморазведки // Физика Земли. 2020. № 5. С. 131–138.
- Зайцев В.Ю.* О “неклассических” проявлениях микроструктурно обусловленной акустической нелинейности на примере контактодержащих сред. Нелинейные волны. Н. Новгород: ИПФ РАН. 2007. С. 170–190.
- Климонтович Ю.Л.* Проблемы статистической теории открытых систем: критерии относительной степени упорядоченности состояний в процессах самоорганизации // Успехи физических наук. 1989. Т. 5. Вып. 1. С. 59–91.
- Климонтович Ю.Л.* Статистическая теория открытых систем. Т. 1. М.: Янус. 1995. 622 с.
- Климонтович Ю.Л.* Введение в физику открытых систем. Атлас временных вариаций природных, антропогенных и социальных процессов. Т. 2. / Н.П. Лавров (ред.). М.: Научный мир. 1998. С. 37–50.
- Крауклис П.В., Крауклис Л.А.* Медленная волна в анизотропном слое жидкости, моделирующем коллектор // Зап. научн. сем. ПОМИ. 2001. Т. 275. С. 132–139.
- Кудрявцев Н.А.* Генезис нефти и газа. Л.: Недра. 1973. 216 с.
- Кукуруза В.Д., Кривошеев, Иванова Е.З., Пекельная Е.В.* Геоэлектрическая модель угледородной залежи // Геоинформатика. 2019. № 4. С. 50–55.
- Курленя М.В., Сердюков С.В.* Низкочастотные резонансы сейсмической люминесценции горных пород в виброрейсморазведочном поле малой энергии // ФТПРПИ. 1999. № 1. С. 3–7.
- Леонов М.Г., Кочарян Г.Г., Ревуженко А.Ф., Лавриков С.В.* Тектоника разрыхления: геологические данные и физика процесса // Геодинамика и тектонофизика. 2020. Т. 11. № 3. С. 491–521.
- Лукк А.А., Дещеревский А.В., Сидорин А.Я., Сидорин И.Я.* Вариации геофизических полей как проявление детерминированного хаоса во фрактальной среде. М.: ОИФЗ РАН. 1996. 210 с.
- Лукин А.Е.* Геофизические методы и проблема выявления нетрадиционных источников природного газа // Геологический журн. 2014. № 1(346). С. 7–22.
- Марпл-мл. С.Л.* Цифровой спектральный анализ и его приложения. М.: Мир. 1990. 584 с.
- Мухамедиев Ш.А.* О дискретном строении геосреды и континуальном подходе к моделированию ее движения // Геодинамика и тектонофизика. 2016. Т. 7. № 3. С. 347–381.
- 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
- Павлинова Н.В., Шахова А.Ю.* Роль грязевого вулканизма при формировании нефтегазовых залежей Южно-Пильгунского участка Пильгун-Астохского месторождения на шельфе острова Сахалин // Вестн. РУДН. Сер. Инж. исследования. 2016. № 2. С. 74–81.
- Перспективный метод поиска нефтегазовых залежей. Беседа с академиком А.Ю. Цивадзе // Вестник РАН. 2014. Т. 84. № 3. С. 249–252.
- Проблемы нелинейной сейсмики / Николаев А.В. (ред.) М.: Наука. 1987. 288 с.
- Садовский М.А., Болховитинов Л.Г., Писаренко В.Ф.* Деформирование геофизической среды и сейсмический процесс. М.: Наука. 1987. 100 с.
- Суцов А.Е., Графов Б.М.* Капельно-пузырьковая модель излучающей залежи УВ в технологиях микросейсморазведки // Технологии сейсморазведки. 2010. № 1. С. 9–17.
- Терехов С.А., Воронцов А.М., Перих В.К.* Оценка вклада резонансной составляющей в энергию микросейсмического фона над и вне месторождения УВ // Технологии сейсморазведки. 2010. № 1. С. 41–43.
- Турунтаев С.Б., Мельчаева О.Ю.* Анализ триггерных сейсмических процессов при помощи методов нелинейной динамики. Триггерные эффекты в геосистемах. Материалы Всероссийского семинара-совещания / В.В. Адушкин, Г.Г. Кочарян (ред.). 2010. С. 124–136.
- Турунтаев С.Б., Ворохобина, Мельчаева О.Ю.* Выявление техногенных изменений сейсмического режима при помощи методов нелинейной динамики // Физика земли. 2012. № 3. С. 52–65.
- Чеботарева И.Я., Дмитриевский А.Н.* Диссипативная сейсмика // Физ. мезомеханика. 2020. Т. 23. № 1. С. 14–32.
- Чеботарева И.Я.* Эмиссионная сейсмическая томография – инструмент для изучения трещиноватости и флюидодинамики земной коры // Георесурсы. 2018. Т. 20. № 3. Ч. 2. С. 238–245.
<https://doi.org/10.18599/grs.2018.3.238-245>

- Юрова М.П., Исаева Г.Ю. Исторические аспекты и современные подходы к прогнозу неструктурных ловушек нефти и газа // Актуальные проблемы нефти и газа. 2019. Вып. 3(26). 10 с.
- Castagna J., Sun S., Siegfried R. Instantaneous spectral analysis: Detection of low-frequency shadows associated with hydrocarbons // *The Leading Edge*. 2003. V. 22. P. 120–127.
- Chebotareva I. Ya., Volodin I. A. Criterion of the order degree for self-oscillating regimes in the analysis of geophysical medium dynamics // *Doklady Earth Sciences*. 2010. V. 432. № 1. P. 618–621.
- Chebotareva I. Ya., Volodin I. A. A method for localizing seismic sources whose signals are separated by an order of difference from the background noise // *Doklady Earth Sciences*. 2011. V. 437. № 1. P. 428–431.
- Dimon P., Kushnick A., Stokes J. Resonance of a liquid-liquid interface // *J. Phys. France*. 1988. V. 49. P. 777–785.
- Fawad M., Hansen J.A., Mondol N.H. Seismic-fluid detection—a review // *Earth-Science Reviews*. 2020. V. 210. P. 103347.
<https://doi.org/10.1016/j.earscirev.2020.103347>
- Goloshubin G., Korneev V., Vingalov V. Seismic low-frequency effects from oil-saturated reservoir zones // *Expanded Abstracts. 72th Ann. Internat. Mtg., Soc. Explor. Geophys.* 2002. P. 1813–1816.
- Goloshubin G., VanSchuyver C., Korneev V., Silin D., Vingalov V. Reservoir imaging using low frequencies of seismic reflections // *The Leading Edge*. 2006. V. 25. № 5. P. 527–531.
- Holzner R., Eschle P., Zucher H., Lambert M., Graf R., Dangel S., Meier P.F. Applying microtremor analysis to identify hydrocarbon reservoirs // *First break*. 2005. V. 23. № 5. P. 41–46.
- Korneev V., Goloshubin G., Daley T., Silin D. Seismic low frequency effects in monitoring of fluid-saturated reservoirs // *Geophysics*. 2004. V. 69. P. 522–532.
- 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. P. 393–411.
- 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.
- Pirson S.J. Significant Advances in Magneto-electric Exploration. Unconventional Methods in Exploration for Petroleum and Natural Gas. Proc. Symp. II-1979 / Gottlieb B.M. (Ed.). Dallas, Texas: Southern Methodist University Press. 1981. P. 169–196.
- Quintal B., Schmalholz S.M., Podladchikov Y.Y. Low-frequency reflections from a thin layer with high attenuation caused by interlayer flow // *Geophysics*. 2009. V. 74. № 1. P. 15–23.
- Rode E.D., Nasr H., Makhous M. Is the future of seismic passive? // *First break*. 2010. V. 28. № 7. P. 77–80.
- Saenger E.H., Schmalholz S.M., Lambert M.-A., Nguyen T.T., Torres A., Metzger S., Habiger R.M., Müller T., Rentsch S., Méndez-Hernández E. A passive seismic survey over a gas field: Analysis of low-frequency anomalies // *Geophysics*. 2009. V. 74. № 2. P. O29–O40.
- 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.

Dissipative Seismicity for Hydrocarbon Reservoir Parameter Evaluation

I. Ya. Chebotareva^{a, *} and E. D. Rode^b

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

^b*Marmot Passive Monitoring Technologies SA, Morges, Switzerland (VD)*

*e-mail: irinache@inbox.ru

The natural seismic background of the Earth and its deep emission component are a form of dissipation of energy of geodynamic processes. The methods of studying the seismic background as a signal generated by an open complex non-linear system (the Earth's crust) can be grouped under one branch—dissipative seismicity. In this paper, one of such methods, namely, the thermodynamic indicator of the state of rocks, is used for the remote evaluation of the local productivity of the reservoir on the hydrocarbon deposit site. The thermodynamic indicator was created using the Klimontovich entropy and yields quantitative estimates of the local disequilibrium of rocks associated with the activity of geophysical processes. We revealed monotonic, near-linear relationship between the thermodynamic indicator values calculated using the seismic background records and the cumulative thickness of productive layers in the wells in close proximity to recording points. The thermodynamic indicator is calculated assuming that there is a sliding time window threshold that must be taken empirically. The obtained results show that the thermodynamic indicator can be effectively used for outlining the deposit boundaries and choosing the potentially most productive well drilling points by extrema in the indicator value field.

Keywords: seismic background, rocks, oil, gas, seismic emission, Klimontovich entropy, thermodynamic indicator