

УДК 30.348.423:550.343

ТЕРМОДИНАМИЧЕСКИЙ ИНДИКАТОР ДЛЯ ДИСТАНЦИОННОЙ ОЦЕНКИ ПРОДУКТИВНОСТИ УГЛЕВОДОРОДНОГО КОЛЛЕКТОРА

© 2021 г. И. Я. Чеботарева¹, *, Э. Д. Роде², академик РАН А. Н. Дмитриевский¹

Поступило 16.04.2021 г.

После доработки 04.07.2021 г.

Принято к публикации 07.07.2021 г.

Представлены результаты дистанционной оценки локальной продуктивности коллектора на территории месторождения углеводородов с применением термодинамического индикатора состояния геологической среды. В качестве входных данных использованы записи сейсмического фона с регистрацией на поверхности. Экспериментально выявлена монотонная зависимость, близкая к линейной, между значением термодинамического индикатора и суммарной толщиной продуктивных пластов в скважинах вблизи точек регистрации сейсмического фона.

Ключевые слова: сейсмический фон, месторождения углеводородов, горные породы, нелинейный анализ временных рядов

DOI: 10.31857/S2686739721100066

Целью данной работы была проверка гипотезы о возможности выявления нефте(газо)насыщенности пород и оценки эффективной продуктивной толщины залежи с применением термодинамического индикатора состояния геологической среды. Оценка состояния среды проводится с использованием записей сейсмического фона, зарегистрированного на поверхности. Естественный сейсмический шум Земли (сейсмический фон) наблюдается в широчайшем диапазоне частот. Фоновое поле на поверхности имеет сложный волновой состав. В него вносят вклад множественные источники локальные и удаленные, природные и индустриальные, поверхностные и глубинные. Геофизическую среду можно рассматривать как сложный нелинейный фильтр, сигнал на выходе которого содержит информацию не только об источниках входного сигнала, но и о параметрах среды, с которыми связана линейная и нелинейная трансформация составляющих волнового поля при его распространении в горных породах.

В сейсмическом фоне часто присутствует эндогенная компонента, связанная с глубинными геофизическими процессами, с зонами структурной и петрофизической неоднородности, с обла-

стью дробления пород, с тектоническими разломами, с флюидной активностью [1]. Источники эмиссии активизируются при изменении напряженно-деформированного состояния пород под действием природных или антропогенных процессов. Эмиссионная компонента может быть очень слабой, неразличимой на единичных записях и полностью погребенной в поверхностном сейсмическом шуме. Однако ее можно выявить и даже восстановить детальное трехмерное изображение излучающей области, например, методом эмиссионной сейсмической томографии [1]. Для эмиссионной томографии требуется дорогостоящая площадная многоканальная система наблюдений. Ранее мы предложили другой способ с простой и легко реализуемой системой одноканальной регистрации [2–4], который, тем не менее, обладает высокой чувствительностью к наличию и особенностям эндогенной эмиссионной составляющей сейсмического фона. При этом подходе рассчитываются значения термодинамического индикатора состояния геологической среды, которые дают количественную оценку изменения состояния среды во времени или в пространстве. Разработанные ранее методики [2–4] позволили локализовать подземный объект (камеру грязевого вулкана) и четко отследить закономерные изменения состояния среды при внешнем воздействии (подготовка сильного землетрясения, гидро-разрыв пласта, трехмерное нагружение керна).

Эффект появления аномалий в спектре сейсмического фона в диапазоне частот 1–10 Гц (локальных максимумов) хорошо известен и исполь-

¹ Институт проблем нефти и газа

Российской академии наук, Москва, Россия

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

*E-mail: irinache@inbox.ru

зуется в ряде методов поиска и разведки залежей углеводородов. Однако относительно природы наблюдаемого эффекта существуют различные точки зрения [5–9]. Все существующие модели являются в основном качественными. Рассматриваются механизмы генерации излучения углеводородным коллектором, механизмы нелинейной трансформации некоторых компонент сейсмического фона внутри залежи, механизмы фильтрации сейсмического фона средой, вмещающей залежь как отражающую границу. Более того, существуют исследования [10], подвергающие сомнению само наличие каких-то особых спектральных аномалий в низкочастотном диапазоне, связанных с углеводородной залежью. Мы полагаем, что невозможность обнаружить в некоторых случаях низкочастотные спектральные аномалии над залежью может объясняться не отсутствием явления, а сильным затуханием слабого сигнала от залежи. При этом глубинный сигнал маскируется интенсивной поверхностной помехой. Поэтому более универсальным подходом являются не алгоритмы с поиском пиков и оценкой их параметров, а анализ изменчивости формы всего спектра сейсмического фона.

Наш подход базируется на том, что углеводородный коллектор и матрица породы являются областью проявления существенной нелинейности. Этому способствуют структурная неоднородность коллектора и его флюидная насыщенность. Известно, что по контурам многопластовых залежей происходят перетоки нефти и газа, к которым приурочены геохимические, температурные, барические и электрические аномалии [7, 11, 12]. Можно полагать, что адекватной моделью нефтяной залежи является нелинейная открытая динамическая система, которая формируется на потоках энергии и вещества. В зависимости от состояния вмещающих пород и мощности потоков [13, 14] здесь может происходить сквозной транзит или обмен энергии и веществом между потоками и вмещающей средой, сопровождающийся физико-химическими превращениями вещества потоков и вмещающей среды. Внешние потоки различной физической природы играют роль управляющего параметра. Информация о происходящих в окрестности и внутри залежи процессах содержится, в частности, в сейсмической эмиссии. Она является экстремально слабой аддитивной составляющей сейсмического фона на поверхности. Наши предыдущие исследования показывают, что термодинамический индикатор позволяет успешно работать с такими слабыми сигналами. В частности, ранее нам удалось четко локализовать грязевую вулканическую камеру, расположенную на глубине 0.8–1.5 км [3]. Известная связь грязевого вулканизма с миграцией углеводородных флюидов является серьезным основанием для попытки дистанционного выявления

углеводородного насыщения коллектора на территории месторождения.

Алгоритм расчета значений термодинамического индикатора базируется на теореме Климонтовича и S -энтропии [15]. Земля относится к классу динамических систем, реализующих режимы колебаний. Режимом сейсмических осцилляций со сложной структурой, которые существуют постоянно и повсеместно, является сейсмический фон. Он переносит богатую информацию о параметрах геофизической среды. Характеристики этих колебаний могут использоваться для диагностики динамической системы, которая генерирует эти сигналы. Одной из таких характеристик является степень хаотичности (упорядоченности) колебаний. В теореме Климонтовича доказывается, что именно S -энтропия является корректной количественной мерой сложности режимов колебаний в открытых нелинейных динамических системах. По структуре она похожа на энтропию Больцмана–Шеннона, но с дополнительной нормировкой, позволяющей выровнять средние энергии системы в двух сравниваемых состояниях. При анализе сейсмического фона распределение вероятностей состояний оценивается по экспериментальным данным. Это можно сделать различными способами. В данной работе использованы спектральные представления временных реализаций (спектры Фурье), которые характеризуют распределение энергии колебаний по частоте $X(f, a)$, где f – спектральная частота, a – управляющий параметр. Подробный алгоритм расчета термодинамического индикатора изложен в работах [2, 4]. В результате решения интегрального уравнения по распределению наиболее хаотичной выборки $X_0(f)$ пересчитываются распределения $X_0^*(f)$, перенормированные к средней эффективной энергии текущего состояния $X_1(f)$. Количественной мерой относительной степени упорядоченности при сравнении состояния 0 и состояния 1 является разность энтропий. Таким образом, термодинамический индикатор состояния среды определяется формулой

$$TI = \Delta S^* = S_1 - S_0^* = \\ = -\int X_1 \ln X_1 df + \int X_0^* \ln X_0^* df.$$

Согласно экспериментальным результатам [2–4], фоновое состояние горных пород характеризуется определенной стабильной полосой значений величины TI – локальной нормой упорядоченности фоновых сейсмических колебаний. При природных и техногенных воздействиях происходит отклонение от нормы упорядоченности в сторону увеличения или уменьшения [2, 4]. Также значение TI изменяется по площади при наличии глубинных локализованных объектов [3, 4]. Увеличение значений TI свидетельствует об

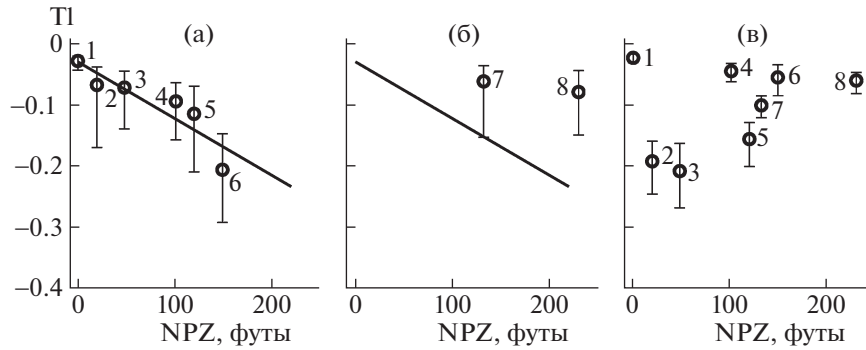


Рис. 1. Зависимости термодинамического индикатора TI от параметра продуктивности NPZ , рассчитанные в диапазоне частот 0–6 Гц (а, б) и 0–12 Гц (в), на рисунках показана линия регрессии, рассчитанная по точкам с одновременной регистрацией (1–6).

увеличении хаотизации режима функционирования системы, а уменьшение значений TI свидетельствует о росте упорядоченности и возможном развитии процесса самоорганизации [15].

В данной работе анализировались полевые данные и геофизическая информация, предоставленные Marmot Passive Monitoring Technologies SA. Записи сейсмического фона получены с использованием высокочувствительных широкополосных сейсмометров Marmot Signal Converter на месторождении углеводородов в Объединенных Арабских Эмиратах. Частота опроса 100 sps, чувствительность сейсмометров 30000 В с/м. Анализировался набор из 8 40-минутных записей сейсмического фона. Семь точек регистрации располагались непосредственно на продуктивной залежи, а одна точка регистрации вблизи сухой скважины. В качестве оценки локальной продуктивности использовался параметр NPZ . Он оценивался следующим образом. По данным стандартного каротажа вблизи расположенных скважин выделялись продуктивные интервалы. Затем рассчитывался параметр NPZ как суммарная толщина продуктивных интервалов. Значение термодинамического индикатора в каждой точке определялось как медиана мгновенных значений, рассчитанных по соответствующей записи сейсмического фона в скользящем окне. Статистический разброс определялся как средние абсолютные отклонения в большую и меньшую сторону. Оценка параметров линейной регрессии получена методом наименьших квадратов.

На рис. 1 показаны зависимости термодинамического индикатора TI от суммарной толщины продуктивной зоны NPZ . Регистрация сейсмического фона в точках 2–6 проводилась почти одновременно, с разницей по времени не более 12 дней. Запись в точке 7 сделана 5 мес спустя, а в точке 8 измерения проведены 19 мес спустя. Тогда же сделана запись в точке 1. Так как точка 1 соответствует положению “сухой” скважины, то на состо-

яние среды в этой точке процесс разработки месторождения не повлиял. Анализ данных показал, что запись фона в точке 1 является наиболее хаотичной выборкой. С увеличением толщины продуктивной зоны NPZ растет степень упорядоченности фоновых колебаний. Оказалось, что для точек 1–6 в диапазоне частот 0–6 Гц зависимость между TI и NPZ близка к линейной (рис. 1а). Значения TI для точек 7 и 8 существенно отклоняются от регрессионной зависимости, рассчитанной по точкам 1–6 (рис. 1б). Это может быть связано с тем, что измерения в этих точках проводились с большой задержкой по времени, и состояние среды на интенсивно разрабатываемом месторождении могло сильно измениться. Точки 7 и 8 смещены в сторону значений термодинамического индикатора, которые соответствуют меньшим значениям параметра продуктивности, чем предсказывает исходная регрессионная зависимость. Причем большей временной задержке соответствует большее смещение. С учетом многомесячного различия во времени полевых наблюдений этот результат отражает реальное уменьшение углеводородного потенциала среды вследствие разработки месторождения.

Графики TI (NPZ) рассчитывались в различных частотных диапазонах. Оказалось, что при расширении диапазона линейная ассоциация TI и NPZ разрушается. В качестве примера на рис. 1 в показана зависимость, рассчитанная для диапазона частот 0–12 Гц. Из проведенных результатов следует, что на 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 возникнуть эмиссия и на более высоких частотах. Например, имеются сообщения о наличии эмиссии из продуктивных зон на частоте первых десятков герц в хвостовой части сейсморазведочных записей [16]. Но в фоновом состоянии в месте прове-

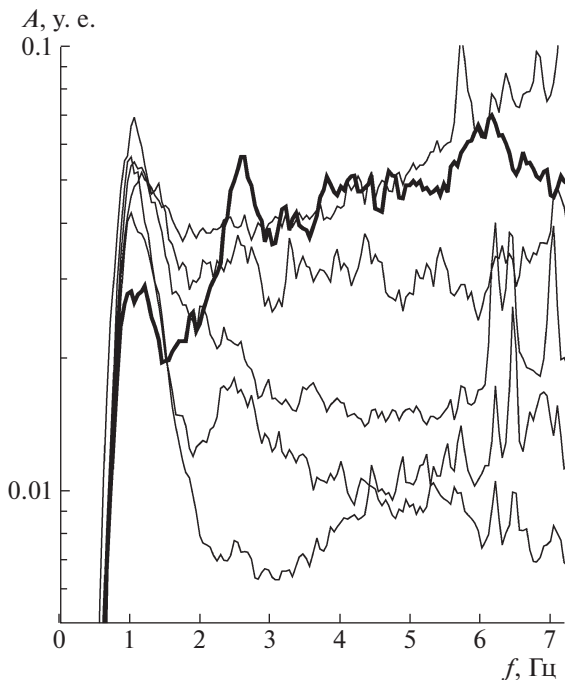


Рис. 2. Примеры медианных спектров сейсмического фона в диапазоне частот 0–7 Гц, тонкие кривые соответствуют измерениям на территории продуктивной залежи, толстая кривая – измерениям у сухой скважины.

дения данных полевых работ преобладала эмиссия на частотах менее 6–8 Гц.

Нижний диапазон частот полезного глубинного излучения по имеющемуся набору данных оценить нельзя. Хорошо известно, что в сейсмическом фоне в диапазоне 0.4–0.06 Гц доминируют микросейсмы, связанные с штормовой активностью [17]. В зависимости от погодных условий амплитуда этой составляющей фона может быстро возрастать более чем на порядок. Регистрация сейсмических записей проводилась в разные дни. Чтобы убрать влияние неконтролируемого фактора на результат, перед расчетом термодинамического индикатора низкочастотная составляющая фона ниже 1 Гц подавлялась с использованием фильтра Баттерворта. На рис. 2 показаны спектры сейсмических записей после фильтрации в диапазоне 0–7 Гц в разных точках регистрации. Для получения более устойчивых оценок сначала в скользящем окне рассчитывались мгновенные спектры для всей временной выборки. Затем получалась оценка медианного спектра как медиана значений мгновенных спектров на каждой частоте. Локальные максимумы наблюдаются на всех спектрах. Однако сравнение не позволяет выявить характерные различия в форме спектров фона у сухой скважины и на территории продуктивной залежи. При этом термодинамический индикатор позволяет эффективно исполь-

зовать информацию, содержащуюся в этих спектрах и четко отличить положение сухой скважины и продуктивных пластов (рис. 1).

Характер зависимости, приведенной на рис. 1а, показывает, что увеличению углеводородного потенциала соответствует рост степени упорядоченности фоновых колебаний. Этот результат хорошо согласуется с другим нашим результатом, полученным при локализации камеры грязевого вулкана горы Карabetова на Северном Кавказе [3]. Измерения проводились по профилю, пересекающему вулкан. Термодинамический индикатор рассчитывался для диапазонов 0.04–1 и 0.4–10 Гц. Для обоих диапазонов характер изменения значений термодинамического индикатора вдоль профиля оказался очень похожим. Он четко показывает увеличение степени упорядоченности колебаний сейсмического фона по мере приближения к грязевулканической камере. На основании результата работы [3] можно заключить, что полезная информация об углеводородном потенциале залежи содержится не только в диапазоне 1–6 Гц, но и на частотах менее 1 Гц. Однако при анализе частот менее 1 Гц измерения сейсмического фона в разных точках должны проводиться с небольшой разницей по времени и с контрольной точкой измерения на всем интервале работ, по записям в которой можно отслеживать временные вариации амплитуд низкочастотного излучения. Использование частот менее 1 Гц позволит анализировать состояние пород на больших глубинах.

Полученные результаты показывают, что термодинамический индикатор позволяет эффективно анализировать информацию о локальной продуктивности коллектора, содержащуюся в естественном сейсмическом фоне. Зависимость значений термодинамического индикатора от параметра продуктивности NPZ близка к линейной. Для корректной оценки параметров регрессии моменты регистрации сейсмического фона в разных точках должны не сильно отличаться по времени. После калибровки на скважинах с известными параметрами продуктивности термодинамический индикатор можно использовать для построения карт эффективных нефтенасыщенных толщин пласта, оценки границ распространения коллектора, выявления наиболее продуктивных зон, оценки запасов месторождения и определения точек заложения буровых скважин. Расчет значений термодинамического индикатора по площади месторождения через определенные интервалы времени позволит отследить изменение распределения потенциала продуктивности в процессе разработки.

СПИСОК ЛИТЕРАТУРЫ

1. *Chebotareva I. Ya.* Emission Seismic Tomography – the Tool to Study Fracturing and Fluidodynamics of the Earth Crust // *Georesources*. 2018. № 20 (3). Part 2. P. 238–245.
2. *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. Part 1. P. 618–621.
3. *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. Part 1. P. 428–431.
4. *Чеботарева И.Я., Дмитриевский А.Н.* Диссипативная сейсмика // *Физическая мезомеханика*. 2020. Т. 23. № 1. С. 14–2.
5. *Сунцов А.Е., Графов Б.М.* Капельно-пузырьковая модель излучающей залежи // *Технологии сейсморазведки*. 2010. № 5. С. 9–17.
6. *Биряльцев Е.В., Вильданов А.А., Еронина Е.М., Рыжов В.А., Рыжов Д.А., Шабалин Н.Я.* Моделирование эффекта анчар в методе низкочастотного сейсмического зондирования // *Технологии сейсморазведки*. 2010. № 5. С. 31–40.
7. *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.
8. *Holzner R., Eschle P., Zurcher H., Lambert M., Graf R., Dangel S., Meier P.F.* Applying Microtremor Analysis to Identify Hydrocarbon Reservoirs // *First Break*. 2005. V. 23. P. 42–46.
9. *Goloshubin G.M., Korneev V.A., Vingalov V.M.* Seismic Low-frequency Effects from Oil-saturated Reservoir Zones // SEG Technical Program Expanded Abstracts: 1813–1816. 72nd Ann. Int. Meeting, SEG, Salt Lake City, Utah. October 6–11, 2002.
10. *Green A.G., Greenhalgh S.* Comment on ‘Low-frequency Microtremor Anomalies at an Oil and Gas Field in Voitsdorf, Austria’ by Marc-Andr e Lambert, Stefan Schmalholz, Erik H. Saenger and Brian Steiner, *Geophysical Prospecting* 57, 393–411 // *Geophysical Prospecting*. 2010. № 58. P. 335–339.
11. *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.). Southern Methodist University Press, Dallas, Texas, 1981. P. 169–196.
12. *Кудрявцев Н.А.* Генезис нефти и газа. Л.: Недра, 1973. 216 с.
13. *Дмитриевский А.Н., Каракин А.В., Баланюк И.Е.* Концепция флюидного режима в верхней коре (гипотеза корового волновода) // *ДАН*. 2000. Т. 374. № 4. С. 534–536.
14. *Летников Ф.А.* Синергетика геологических систем. Новосибирск: Наука, 1992. 230 с.
15. *Климонтович Ю.Л.* Статистическая теория открытых систем. М: Янус, 1995. 622 с.
16. *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.
17. *Aki K., Richards P.G.* Quantitative Seismology. Second Edition. 2002. University Science Books, Sausalito, California. 700 p.

THERMODYNAMIC INDICATOR FOR REMOTE ESTIMATION OF THE PRODUCTIVITY OF A HYDROCARBON COLLECTOR

I. Ya. Chebotareva^{a, #}, E. D. Rode^b, and Academician of the RAS A. N. Dmitrievskiy^a

^a*Institute of Oil and Gas Problems of the Russian Academy of Sciences, Moscow, Russian Federation*

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

[#]*E-mail: irinache@inbox.ru*

The results of remote assessment of the local productivity of a reservoir on the territory of a hydrocarbon field using a thermodynamic indicator of the state of the geological medium are presented. Records of seismic background with registration on the surface were used as input data. Experimentally revealed a monotonic dependence close to linear between the value of the thermodynamic indicator and the total thickness of the productive layers in the wells near the points of seismic background recording.

Keywords: seismic background, hydrocarbon deposits, rocks, nonlinear time series analysis