

# ТОМОГРАФИЯ СЕЙСМИЧЕСКОЙ ЭМИССИИ

Сейсмической эмиссией называют излучение геологической средой упругой энергии в виде импульсов или гармонических колебаний в спектре частот 1–100 Гц. Ее наблюдают в энергетическом диапазоне излучения от  $10^{-1}$  до  $10^{20}$  Дж различными сейсмическими средствами.

Эмиссию с гипервысокой энергией ( $10^{14}$ – $10^{20}$  Дж) принято называть землетрясениями. Их возникновение связано с образованием разломов и их дальнейшим развитием, что вызывает относительные движения блоков, соответствующих берегам разломов.

Выделение упругой гиперэнергии происходит дискретно и относительно редко в отдельно взятом регионе. Например, ежегодно на Земле случается в среднем три землетрясения с энергией порядка  $10^{18}$  Дж. Дискретность таких излучений обусловлена необходимостью длительного накопления упругой энергии в течение десятков, сотен и даже тысяч лет.

В сейсмологии – науке о землетрясениях – томографии сейсмической эмиссии используют в основном для определения гипоцентров землетрясений и выделения зон сейсмической активности для решения главной задачи сейсмологии – прогноза землетрясений. При этом краткосрочный прогноз является наиважнейшей общечеловеческой задачей, которая до настоящего времени пока не имеет достоверного наземного решения.

Эмиссию с инфранизкой энергией ( $10^{-1}$ – $10^3$  Дж) называют микросейсмами или микросейсмической эмиссией (МСЭ). Ее возникновение обусловлено схлопыванием или раскрытием полостей открытых трещин. Последние повсеместно присутствуют в геологической среде, что определяет не только всеобщность, но и непрерывность процесса МСЭ.

Процесс этот имеет энергетическую неоднородность в пространственно-временном измерении. Каждая отдельная трещина излучает сигнал в акустическом спектре  $10^3$ – $10^5$  Гц, а формирование сигнала МСЭ в сейсмическом диапазоне частот  $10^0$ – $10^2$  Гц происходит за счет интегрирования отдельных излучений в 1-й зоне Френеля. МСЭ наблюдают сейсмоакустическими средствами

пассивного наблюдения как на дневной поверхности, так и в скважинах.

В настоящее время отмечается бурное развитие технологий пассивной сейсморазведки для изучения структуры, состояния и свойств геологической среды. При этом наметились три основных направления в томографии МСЭ.

1. *Традиционная томография способом «засечек».* Она применяется для выделения зон техногенного трещинообразования, формирующихся при гидроразрыве пласта, внутрипластовом горении или циклическом заводнении, а также для контроля активизации разломов на разрабатываемых месторождениях. Эти технологии основаны на определении гипоцентра землетрясения, разработаны и промышленно используются геофизическими компаниями США, Канады, Франции и др.

2. *Спектральный анализ МСЭ.* Его используют для обнаружения месторождений углеводородного (УВ) сырья, определения их площадных размеров и формы. Сейсмические технологии, реализующие данный тип томографии, основаны на обнаружении АНЧАР-эффекта, сущность которого заключается в том, что УВ-насыщенная среда генерирует микросейсмы с инфранизкой частотой (1–7 Гц) и в спектре сейсмического волнового поля, регистрируемого в пассивном режиме над месторождением нефти и/или газа, отмечается увеличение инфранизкочастотной составляющей.

При этом можно активизировать генерацию этих волн, если воздействовать на среду импульсным или вибрационным излучателями.

Именно этот способ усиления инфранизкочастотной МСЭ, а также возможность сопоставления спектров сейсмического волнового поля до и после воздействия реализованы в технологии АНЧАР (акустическая низкочастотная разведка на нефть и газ), по которой в настоящее время отработано более 300 объектов (более 100 тыс. кв. км) с 80%-ным подтверждением прогноза нефтегазоносности.

Другим примером использования эффекта АНЧАР, но без воздействия является технология SanMcs, в которой

для обнаружения нефтегазонасыщенных объектов используют полевые записи стандартной сейсморазведки 2Д до появления и/или после прохождения искусственно возбужденных сейсмических волн.

3. *Определение стационарных характеристик случайного процесса МСЭ.* Стационарные характеристики мультипликативного случайного процесса МСЭ (среднее значение, дисперсия и автокорреляция) доминантно зависят от геологических параметров среды: степени напряженности состояния, физико-механических свойств, трещиноватости и типа насыщения.

Дальнейшее преобразование характеристик МСЭ в параметры среды и определение их пространственного распределения позволяют решать широкий спектр прикладных задач на этапах поиска, разведки и разработки месторождений УВ и других полезных ископаемых.

Для получения этих характеристик МСЭ непрерывно наблюдается в течение длительного периода (более 20 дней) в заданных точках геосреды.

Наблюдения ведутся площадными системами пассивного наблюдения, сходящимися на дневной поверхности. Полученное сейсмическое волновое поле фокусируют, то есть соотносят заданной точке в нижнем полупространстве.

В отличие от традиционного способа «засечек», здесь в алгоритме томографии используют фокусирующий обзор нижнего полупространства (аналог пассивного локатора), что позволяет существенно подавить влияние поверхностных шумов (за счет характеристики направленности площадной антенны приема) и дифференцировать точки обзора по степени активности МСЭ.

Данное направление томографии сейсмической эмиссии реализовано в технологии СЛОЭ (сейсмолокация очагов эмиссии), которая разработана в Институте новых нефтегазовых технологий и тестирована на ряде нефтегазовых месторождений.

Примеры обработки результатов наблюдений МСЭ на основе фокусирующего обзора продуктивной толщи Росташинского месторождения в Оренбуржье, опыт тестирования и промышленного использования технологии СЛОЭ показали, что томография МСЭ обладает исключительно высокими потенциальными возможностями решения нетрадиционных (для сейсморазведки) геологических и прикладных задач. Для нефтегазодобывающей отрасли технология СЛОЭ может решать следующие задачи:

1) мониторинг гидроразрыва пласта в режиме онлайн и определение направления развития зоны трещинообразования, с целью оперативной выдачи заключения на прекращение гидроразрыва в случае неблагоприятного развития зоны трещиноватости, например за пределы границы залежи (в водоносную часть) или в подстилающий водонасыщенный интервал, выделение локальной зоны трещиноватости, закрепленной проппантом, в общей зоне трещиноватости, созданной гидроразрывом пласта (ГРП);

2) мониторинг работы долота (в процессе бурения) с целью коррекции основных технологических характеристик бурения (нагрузка на долото, число оборотов) для повышения эффективности бурения и прогноза аварий-

но-опасных ситуаций в процессе бурения (прихват инструмента, разрушение долота и т.п.);

3) выделение зоны техногенного воздействия, созданной давлением, газом и температурой при закачке воздуха в пласт для внутрислоевого горения;

4) выделение «промытых» зон, по которым нагнетаемая вода (от нагнетательных скважин) уходит за пределы залежи, не производя полезной работы по повышению пластового давления и/или вытеснению нефти к добывающим скважинам;

5) определение закономерностей динамики МСЭ для выделения фаз уплотнения и разуплотнения геологической среды с целью выбора оптимального времени проведения техногенных воздействий на пласт (ГРП, перфорация, СКО (соляно-кислотная обработка) и др.);

6) определение латеральной неоднородности литологического состава продуктивной толщи, например с изменением состава глин, песчаников, известняков и т.п. в продуктивной толще;

7) определение мини-блокового строения продуктивной толщи;

8) определение латеральной неоднородности напряженного состояния горных пород и, как следствие, пластового давления в продуктивной толще;

9) определение латеральной неравномерности содержания УВ и воды в продуктивной толще.

10) определение конфигурации фронта естественного и техногенного вытеснения нефти водой;

11) обнаружение, определение размеров и структуры УВ-насыщенных зон (останцов и целиков) в обводнившейся части залежи;

12) определение схемы основных гидротоков, созданных нагнетательными скважинами на разрабатываемой залежи;

13) определение схемы основных флюидотоков, созданных естественным «геодинамическим насосом» или их совокупностью, на разрабатываемой залежи;

14) выделение мест блокирования флюидотоков гидротоками, за счет чего наблюдается низкий приток нефти в добывающие скважины, находящиеся за местом блокирования, и подготовка рекомендаций по разблокированию флюидотоков;

15) определение зависимостей между стационарными параметрами МСЭ и промысловыми характеристиками добывающих скважин с целью:

– выбора первоочередных скважин для проведения геолого-технологических мероприятий (ГРП, очистка прискважинной зоны, СКО и т.п.) и кратного увеличения дебита нефти в них;

– оценки текущего потенциала дебита нефти для добывающих скважин и в целом по залежи.

Указанный перечень решаемых задач на основе томографии МСЭ выводит сейсморазведку на новый инновационный уровень.

Комплексное использование отраженных и эмиссионных волн (в технологиях активной и пассивной сейсморазведки) не только существенно повышает эффективность поисково-разведочных работ, но и оптимизирует разработку нефтегазовых месторождений.



За счет получения дополнительной информации возможны:

- бурение гарантированно «успешных» поисково-разведочных скважин, то есть с гарантированным рентабельным притоком УВ;
- увеличение запасов месторождений, в том числе разрабатываемых, за счет обнаружения залежей в неструктурных и низкоамплитудных ловушках, непосредственно примыкающих к территории месторождения и находящихся в ее пределах;
- выбор оптимальной схемы размещения добывающих скважин на месторождении с целью более полного извлечения нефти;
- выбор оптимальной схемы расположения нагнетательных скважин и режима искусственного заводнения залежи с целью более полного извлечения нефти и поддержания высокого темпа отбора при сокращении эксплуатационных затрат на закачку воды.

Кроме нефтегазодобывающей отрасли применение томографии МСЭ эффективно для рудных месторождений, изучения вулканов и прогноза их жизнедеятельности, а также для решения проблемы землетрясений. В последнем случае томография сейсмической эмиссии может быть использована для обнаружения очагов напряжения,

выделения среди них зародышей землетрясений и разрядки этих очагов напряжений с использованием мониторинг-контроля разрядки очагов по данным сейсмической эмиссии. Таким образом, проблема землетрясений может быть решена не на основе прогноза, что делает человечество в течение всей своей истории, а путем их профилактики за счет разрядки очагов будущих землетрясений.

В заключение отметим, что широкое внедрение технологий, основанных на томографии МСЭ, позволяет, во-первых, существенно ускорить и сократить затраты на подготовку запасов УВ, что позитивно изменит сегодняшнюю ситуацию, когда добыча превышает прирост запасов УВ.

Во-вторых, повысить выработку запасов УВ при высоких темпах их отбора и снижении промышленных затрат. Учитывая, что нефтегазодобывающий сектор является своеобразным локомотивом экономики России, считаем целесообразным создать целевую государственную программу по развитию и широкому внедрению сейсмических технологий томографии МСЭ.

Следует также иметь в виду, что в настоящее время отечественные разработки в данном направлении занимают самые передовые позиции на мировом рынке наукоемких технологий, обеспечивают конкурентоспособность и технологическую безопасность РФ.

ПРОФЕССОР МГУ,  
ПРЕЗИДЕНТ УНИВЕРСИТЕТА «ПРИРОДА,  
ОБЩЕСТВО, ЧЕЛОВЕК» (ДУБНА)  
О.Л. Кузнецов

ГЛАВНЫЙ ГЕОФИЗИК  
ООО «ИНСТИТУТ НОВЫХ  
НЕФТЕГАЗОВЫХ ТЕХНОЛОГИЙ»  
И.А. Чиркин

ГЕНЕРАЛЬНЫЙ ДИРЕКТОР НТК «АНЧАР»  
С.Л. Арутюнов