

Мониторинг микросейсмической эмиссии – новое направление развития сейсморазведки

■ Чиркин И.А., Ризанов Е.Г., ООО «ИННТ», г. Москва
Колигаев С.О., ООО «Лаборатория ПИТ «ИНФРАД», г. Москва

В статье рассмотрены проблемы эффективности современных сейсморазведочных работ МОГТ. Предложены и проанализированы альтернативные методы, основанные на изучении волн микросейсмической эмиссии. Приведены примеры проведенных работ в данном направлении и показана эффективность данных технологий для решения различных геолого-промысловых задач на примерах месторождений в Урало-Поволжье, Западной Сибири и за рубежом.

Введение

Сейсморазведка, как промышленная технология, была создана в 20-х годах прошлого столетия в США для обнаружения антиклинальных ловушек, где возможно скопление нефти или газа. Широкое применение сейсморазведки на отраженных волнах (после недостаточно результативного использования преломленных волн) позволило существенно поднять эффективность поиска и разведки месторождений углеводородов (УВ) по сравнению с ранее применявшимся методом «диной кошки». Прошедшее почти столетие развития и совершенствования сейсморазведки определило ее ведущее положение в общем комплексе геолого-разведочных работ на нефть и газ. Достаточно отметить, что в настоящее время практически ни одну поисково-разведочную скважину не бурят без предварительного анализа результатов сейсмических исследований. Цифровая революция в информационных технологиях (затронувшая, из всех геофизических методов, в первую очередь сейсморазведку) позволила существенно повысить качество наблюдений и обработки данных, разрешенность, точность и глубинность исследований, выйти на качественно новый уровень пространственно-временного (3D и 4D) изучения геологической среды и т.д.

Казалось бы, что после таких совершенствований, которые наблюдались за

последние 30-40 лет, должна существенно повыситься эффективность сейсморазведки. (Геологи-нефтяники эту эффективность определяют не по точности вскрытия целевого горизонта-коллектора, а по наличию промышленного притока УВ в скважинах, пробуренных по результатам сейсморазведки.) Однако по данным мировой статистики[16] эффективность результатов бурения (после сейсморазведки) практически не повышается в течение вышеуказанных десятилетий и остается в среднем на уровне 30-35% для неразбуренных (поисковых) площадей и 65-70% для разбуренных (разведочных) площадей. В чем причина такого «застоя» при наличии существенного технического прогресса?

1. Проблема методологии современной сейсморазведки

По нашему мнению основная причина «застоя» кроется в устаревшей методологии сейсмических исследований. Если перед сейсморазведкой ставится задача найти и разведать нефтяное (или газовое) месторождение, то по результатам сейсмических исследований необходимо в первую очередь ответить на вопрос: «Где в геологической среде находится нефтегазосодержащий объект и каковы его форма, размеры, структура неоднородности флюидонасыщения и неравномерность содержания нефти и газа?». При такой постановке основного вопро-

са, задача поиска и разведки ловушки возможного скопления УВ-сырья (основная задача современной сейсморазведки) отходит на второй план и становится вспомогательной. Такая смена основных задач сейсморазведки стала очевидной в настоящее время, особенно это актуально для месторождений сланцевой нефти и газа, где их добывают в низкопоровых коллекторах вне зависимости от структурных форм, положения, наличия ловушки и т.д. В этой ситуации необходимо знать, где находятся скопления нефти или газа, а не ловушки их возможного скопления. Какова возможность решения данной задачи средствами стандартной сейсморазведки МОГТ-2D и -3D, использующей зеркально отраженные волны для изучения геологической среды?

Попытки прямого обнаружения скоплений нефти или газа в осадочной толще с помощью отраженных волн предпринимались ранее и сейчас неоднократно, но положительные результаты (по данным бурения) исчисляются единицами. К ним можно отнести несколько примеров получения «яркого пятна» и выделения отражений от газоводяных и водонефтяных контактов (ГВК и ВНК, соответственно). Невозможность прямого обнаружения месторождений УВ обусловлена тем обстоятельством, что кинематические и динамические параметры (атрибуты) зеркально отраженной волны имеют многофакторную зависимость от различных характеристик геологической среды, в т.ч. и от УВ-насыщения. Но основная доминантная зависимость, по которой можно получить достоверные результаты, определяется структурой слоистого строения отражающей толщи (мощностью 30-50 м), в которой формируется сигнал зеркально отраженной волны со своими атрибутами. А чтобы выделить из

отраженных волн информацию об УВ-насыщенности горных пород необходимо учесть или исключить влияние (на атрибуты) всех других факторов и, прежде всего, изменения слоистой структуры отражающей толщи, что сделать практически невозможно.

Таким образом, можно констатировать, что зеркально отраженные волны нельзя использовать для прямого определения УВ-насыщенных объектов в геосреде из-за низкой достоверности получаемых результатов. (За редким исключением, когда на сейсмических разрезах появляются «яркие пятна», связанные с залежью УВ, или зеркальные отражения от ГВК или ВНК.).

2. Микросейсмическая эмиссия: процесс, волны и закономерности

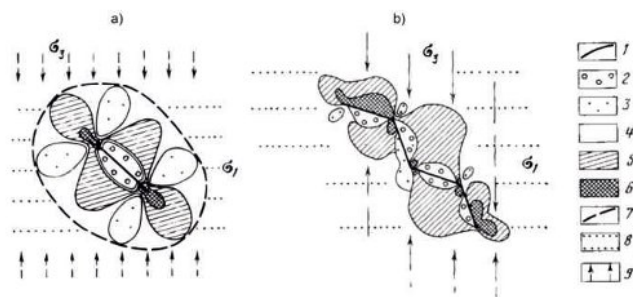
Поскольку достоверного решения задачи «прямого поиска УВ» по отраженным волнам получить невозможно, то следует использовать другой класс сейсмических волн, которые имеют доминантную зависимость своих параметров (атрибутов) от типа флюидонасыщения. Эту доминантную зависимость имеют волны микросейсмической эмиссии (МСЭ), которые в настоящее время используют в различных сейсмических технологиях, методиках и способах прямого обнаружения и разведки залежей УВ-сырья.

Учеными и специалистами «Научной школы нефтегазовой сейсмоакустики проф. Кузнецова О.Л.» (Арутюнов С.Л., Чиркин И.А., Дыбленко В.П., Сунцов А.Е., Дрягин В.В., Ризанов Е.Г., Колигаев С.О., Каляшин С.В. и др.) выполнены теоретические и экспериментальные (лабораторные, скважинные и полевые) исследования сейсмоакустической эмиссии, выявлены её эффекты и закономерности, установлен механизм генези-

са упругих волн в геологической среде и т.п. На основе результатов выполненных исследований разработаны сейсмические и акустические технологии (АНЧАР (Акустическая Низкочастотная Разведка), СЛОЭ (Сейсмолокация Очагов Эмиссии), КСАЭ (Каротаж Сейсмоакустической Эмиссии)), которые позволяют обнаружить залежи УВ на поисково-разведочных площадях и выделять нефтенасыщенные интервалы в разрезах скважин. Кроме того, созданные технологии существенно расширяют спектр решаемых геологических, промысловых, экологических и др. задач для повышения геологической и экономической эффективности поиска, разведки и разработки месторождений УВ-сырья. Следует также отметить, что технологии АНЧАР и СЛОЭ отмечены премией Правительства РФ в 2009 г. в области науки и техники [15], что указывает на официальное признание их эффективности на государственном уровне.

В результате выполненных (в вышеуказанной научной школе) исследований установлено, что генезис волны МСЭ обусловлен «кооперативным» (типа цепной реакции) излучением упругой энергии совокупностью открытых трещин в «единичном» объеме геосреды. Данный объем имеет форму диска с радиусом $R=(H \cdot \lambda)^{0.5}$ и толщиной $\Delta h=0,5\lambda$, где H – глубина «точечного» излучателя, а λ – длина волны МСЭ [11]. В процессе излучения потенциальная упругая энергия, накопленная на концах открытых трещин в форме локальных аномалий напряжения (рис. 1, [4]), преобразуется в кинетическую энергию упругой волны.

Основными свойствами сейсмоакустической эмиссии (САЭ) в геологической среде являются ее непрерывность и повсеместность, т.е. излучение упругих волн в сейсмическом и акустическом

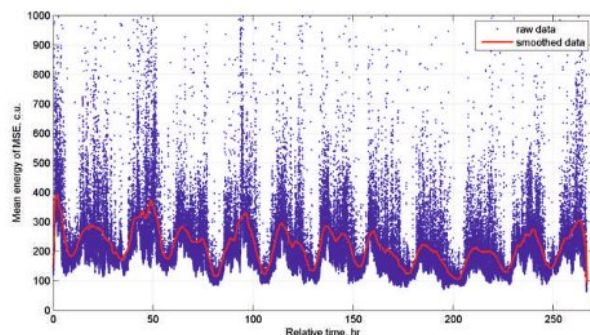


▲ Рис. 1. Рис.1.Пример моделирования напряженного состояния в области единичной линейной (а) и групповой зигзагообразной (б) трещин (по Гзовскому М.В., 1975 г.). 1 – трещина (прорезь в модели); участки: 2 – наибольшего снижения напряжений; 3 – незначительного снижения напряжений; 4 – сохранения первоначальной величины напряжений, 5 – незначительного повышения напряжений, 6 – наибольшего повышения напряжений; 7 – условная граница зоны излучения сигнала; 8 – направления максимальных нормальных напряжений сжатия σ_1 ; 9 – направления минимальных нормальных напряжений сжатия σ_3 .

диапазонах частот существует в геологической среде всегда и везде. Результаты лабораторных, скважинных и полевых экспериментальных исследований САЭ в геологической среде вне зависимости от ее масштаба (на образцах керна, в разрезах скважин или на площадях месторождений) позволили установить следующие закономерные особенности как самого процесса эмиссии, так и излучаемых геосредой упругих волн.

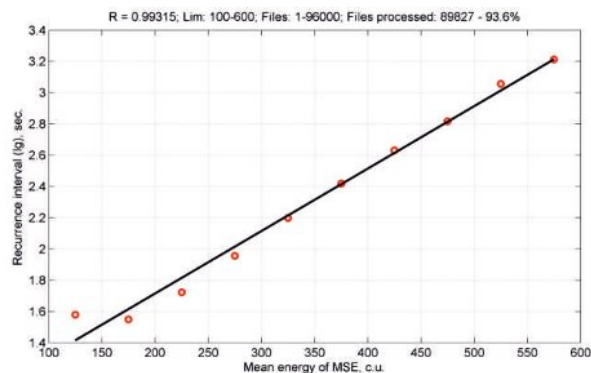
Во-первых, между энергетическим уровнем излучаемых волн МСЭ и периодом их повторного излучения (на том же уровне) или между динамическими и кинематическими параметрами процесса МСЭ существует корреляционная зависимость, которая соответствует закону Гутенберга-Рихтера о повторяемости землетрясений с разным энергетическим уровнем [1]. В качестве примера на рис. 2 приводится временной ряд средней энергии МСЭ для периода

наблюдения ~11 суток. По этому ряду взято 10 энергетических интервалов (с равным шагом от минимального до максимального значений) и рассчитаны средние периоды возникновения волн МСЭ в диапазоне каждого интервала (рис. 3).



▲ Рис. 2. Временной ряд значений энергии МСЭ для одной из точек в геологической среде по данным непрерывного СЛОЭ-мониторинга в течение 11 суток.

Полученная зависимость (в логарифмическом масштабе, с коэффициентом корреляции $R=0,993$) полностью соответствует закону повторяемости землетрясений, что дополнительно подтверждает фрактальные свойства геологической среды [12]. Логика данной закономерности, которой, кстати, подчиняется и акустическая эмиссия (АЭ), заключается в том, что для излучения упругой волны с большей энергией необходимо больше времени для накопления этой энергии в потенциальном виде (в очаге напряжения). Прикладное значение данной закономерности состоит в оценке достоверности результатов обработки данных МСЭ на площади исследования. Кроме того, полученную зависимость кинематических и динамических параметров МСЭ используют для отбраковки полевой информации, имеющей высокий уровень техногенных (движение автомобилей, самолетов и др.) и атмосферных (ветер, осадки) шумов. Например, в рассматриваемом случае, представлен-



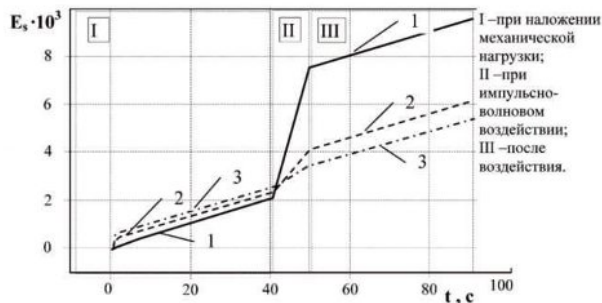
▲ Рис. 3. Зависимость между кинематическими и динамическими параметрами процесса МСЭ: энергетическим уровнем событий МСЭ и периодом повторяемости событий данного уровня.

ном на рис. 4, значения средней энергии более 600 усл. ед. отбраковывались из-за невозможности разделения волн МСЭ и техногенных шумов. При этом из общего количество точек 96000 во временном ряде осталось 89827, т.е. было отбраковано 6,4% точек.

Во-вторых, подкачка в геологическую среду дополнительной энергии (упругой, тепловой, гравитационной и т.д.) активизирует САЭ, что увеличивает среднюю энергию излучаемых микросейсмических волн. При этом максимальная активность эмиссии происходит в период максимального градиента воздействия на геологическую среду.

Например, мультипликативный случайный процесс МСЭ, представленный на рис. 2, имеет фазы активности, которые совпадают, в основном, с увеличением силы тяжести, когда Луна переходит из зенита в надир. С учётом данного примера можно считать, что наиболее эффективным средством активизации МСЭ является знакопеременное воздействие упругими волнами, например, виброили импульсное сейсмическое воздействие.

Этот вывод наглядно демонстрируют результаты лабораторных исследований



▲ Рис.4. Накопленная энергия АЭ, инициированная слабым импульсно-волновым воздействием для кернов с различным насыщением: 1 – нефть, 2 – вода, 3 – газ.

(рис. 4), полученные в НПП «Ойл-Инжиниринг» (Дыбленко В.П., Туфанов И.А. и др.) при изучении АЭ на образцах-клонах до и после импульсно-волнового воздействия [11, 6].

Ещё одним достаточно известным примером, иллюстрирующим данную закономерность, является процесс гидроразрыва пласта, когда в результате резкого роста пластового давления многократно увеличивается энергия волн МСЭ, что позволяет выделять их (в общем сейсмическом волновом поле) и позиционировать в геологической среде.

Таким образом, можно сделать общий вывод, что энергия наведенной МСЭ (после воздействия) будет всегда выше естественной. В связи с этим указанную закономерность используют в ряде сейсмических и акустических технологий. Например, в технологии АНЧАР применяют вибросейсмическое и импульсное воздействия для повышения активности МСЭ с целью сокращения времени регистрации сейсмического волнового поля на пункте наблюдения.

В-третьих, для относительно однородной геологической среды (при относительно постоянстве литологического состава, горного и пластового давлений и т.п.) энергия естественной и наведенной МСЭ для разного типа насыщения (нефть, вода или газ) имеет следующую последовательность неравенств:

$$E_n < E_v < E_g \text{ и } E'_n > E'_v > E'_g$$

где E и E' – энергии естественной и наведенной МСЭ соответственно, n , v и g – нефть, вода и газ соответственно.

Инверсия активности эмиссии упругих волн для пород с разным типом насыщения после воздействия достаточно наглядно представлена на рис. 4. При этом энергия АЭ для пород, насыщенных нефтью, увеличилась почти в 4 раза, водой – в 2 раза, а газом – только на первые десятки процентов.

Данная закономерность используется в технологии КСАЭ (Дрягин В.В. и др., [5, 9, 14]) для выделения нефтенасыщенных интервалов в разрезах скважин на основе повторного измерения энергии АЭ до и после воздействия. Важным преимуществом технологии КСАЭ (перед известными методами ГИС) является возможность достоверного выделения нефтенасыщенного интервала через обсадную колонну, цементное кольцо и зону проникновения бурового раствора.

В сейсморазведке указанную закономерность применяют в способе, предложенном Ведерниковым Г.В. и др. [3] для обнаружения месторождения нефти и определения его площадного положения на основе анализа уровня энергии МСЭ на полевых сейсмограммах МОГТ в интервале записи до первых вступлений. Здесь высокий фон МСЭ над нефтяным месторождением образуется за счет проведения массивированного вибросейсмического воздействия на геосреду при выполнении полевых сейсмических наблюдений МОГТ.

В-четвёртых, спектры волн МСЭ и периодичность их излучения отличаются для пород с разным типом насыщения: нефть, вода или газ. Для пород, насыщенных нефтью, максимум частотного спектра сдвинут в сторону низких частот, а период между актами излучения возрас-

тает по сравнению с породами водонасыщенными. Для пород, насыщенных газом, эти смещения максимума спектра и периодичности излучения имеют обратный характер. Вне зависимости от воздействия отмечается следующее соответствие указанных параметров:

- для амплитудного спектра сигнала волны МСЭ

$$F_H < F_E < F_2, \text{ где}$$

F – частота максимума амплитудного спектра;

- для автокорреляционной функции (АКФ) процесса МСЭ

$$\tau_H > \tau_E > \tau_2 \text{ при } K = \text{const или}$$

$$K_H > K_E > K_2 \text{ при } \tau = \text{const, где}$$

K и τ – коэффициент корреляции и время сдвига в АКФ соответственно.

Впервые данная закономерность была выявлена в 1991-1992 гг. на эталонных объектах (газохранилищах и разрабатываемых месторождениях) и реализована в технологии АНЧАР учёными РАЕН (Арутюнов С.Л., Кузнецов О.Л., Сиротинский Ю.В. и др. [2]) для промышленного внедрения прямых поисков залежей УВ. В технологии АНЧАР используют эффект смещения максимума спектра в сторону инфранизких сейсмических частот (1-7 Гц) при наблюдении сейсмического волнового поля над залежью УВ. Эффект смещения возникает за счёт того, что волны естественной или наведенной МСЭ являются составной частью общего волнового поля, регистрируемого в режиме пассивного наблюдения на поверхности. При этом «весовой» вклад волн наведенной МСЭ в общее поле существенно выше, чем естественной, что позволяет многократно сократить время наблюдения.

Данный эффект смещения максимума спектра используют в технологии «Адаптивная вибросейсморазведка» (Жуков А.П., Шнеерсон М.Б. и др., [7, 8]) в

качестве одного из признаков обнаружения залежи нефти. Осуществляя одновременное возбуждение двух моночастотных сигналов f_1 и f_2 группой вибраторов, получают сейсмический разрез на разностной частоте (инфранизкой), на котором достаточно выразительно (в виде «яркого пятна») выделяется нефтяная залежь. Яркому проявлению данной аномалии способствует также эффект рассмотренного выше (п. 3) виброволнового воздействия на геосреду, в результате которого активизируется излучение инфранизкочастотных микросейсм из нефтенасыщенного коллектора. Важным преимуществом данной сейсмической технологии перед вышерассмотренными является возможность позиционирования аномалии-залежи не только на площади, но и по глубине.

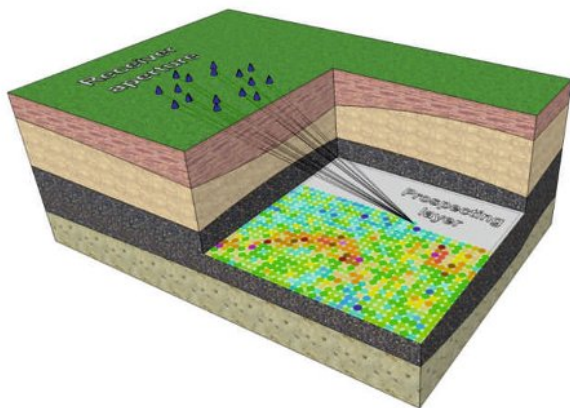
3. Технология СЛОЭ

• Другим направлением использования рассматриваемой закономерности является изучение не волн, а процесса естественной МСЭ, непрерывно наблюдаемого в течение длительного времени (сотни часов). Пример процесса МСЭ в виде временного ряда значений накопленной энергии волн МСЭ (за дискретный промежуток времени, равный 10 с), полученного при долговременном мониторинге, представлен выше (рис. 2). По результатам лабораторных и полевых экспериментальных исследований установлено, что динамические и кинематические параметры процесса МСЭ являются источником информации не только о типе флюидонасыщения (нефть, газ, вода) горных пород, но и о таких важных геологических параметрах среды, как интенсивность трещиноватость, физико-механические свойства пород («пластичность – хрупкость»), напряженное состояние (пластовое

давление). Данная информация позволяет существенно расширить спектр решаемых геологических, промысловых, технологических, экологических и др. задач как на поисково-разведочном этапе, так и при разработке месторождений. Однако, чтобы получить исходную информацию о процессе естественной МСЭ необходимо решить следующие основные задачи:

- Выделить в сейсмическом волновом поле, наблюдаемом на дневной поверхности, волны МСЭ, имеющие исключительно низкую энергетику, которая, например, на 2-3 порядка меньше, чем у отраженных волн, используемых в стандартной сейсморазведке 2-D и 3-D.
- Выполнить позиционирование волн МСЭ в заданном объеме геологической среды.
- В каждой точке позиционирования определить динамические и кинематические параметры МСЭ, по которым необходимо оценить 3D-распределение геологических характеристик среды в исследуемом объеме.

Для решения данных задач специалистами «Научной школы нефтегазовой сейсмоакустики проф. Кузнецова О.Л.» (Чиркин И.А., Воробьев А.С. и др.) в 2005 г. была разработана инновационная



▲ Рис. 5. Принципиальная схема технологии СЛОЭ, осуществляющей сканирующий фокусирующий обзор нижнего полупространства.

технология СЛОЭ [14], принципиальная схема которой представлена на рис. 5. Данная технология позволяет решать задачи оперативного характера в реальном режиме времени, например, при контроле процессов гидроразрыва, бурения и т.п., и долговременного – при изучении свойств геологической среды, текущего состояния разрабатываемого месторождения, его флюидной структуры и т.п.

Технология СЛОЭ основана на принципе локатора пассивного типа и в ней реализованы следующие основные процедуры:

- непрерывный и неограниченный во времени мониторинг СВП;
- выделение волн МСЭ за счет суперкратного (10^5 - 10^6) суммирования сигналов СВП;
- позиционирование волн МСЭ на основе фокусирующего сканирующего обзора нижнего полупространства;
- визуализация текущего позиционирования волн МСЭ для контроля в реальном времени:
 - результатов техногенного воздействия на пласт типа ГРП, перфорация, закачка газа, внутрипластовое горение и др.;
 - процесса бурения скважины с целью определения координат забоя, оценки эффективности технологических параметров бурения, прогноза аварийноопасных ситуаций и интервалов бурения, износа долота и др.;
- определение динамических и кинематических параметров МСЭ в каждой точке сканирования на основе расчета стационарных характеристик случайного процесса – временного ряда энергии волн МСЭ при долговременном непрерывном мониторинге (более 500 часов);
- интерпретация результатов долговременного мониторинга МСЭ для реше-

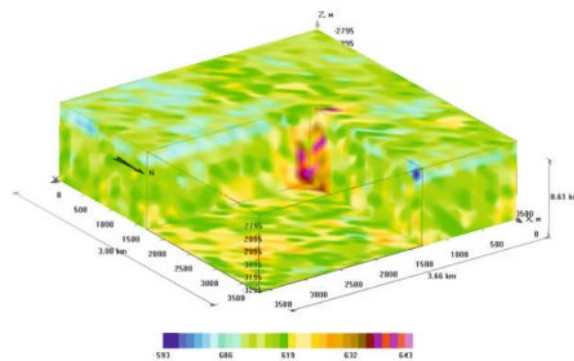
ния геологических, промысловых, экологических и др. задач при поиске, разведке и разработке месторождений УВ-сырья:

- оценка латеральной неоднородности флюидонасыщения (нефть, вода, газ) продуктивной толщи и выявление УВ-насыщенных объектов в геологической среде;
- оценка латеральной неравномерности УВ-содержания, литологического состава и пластового давления в продуктивной толще;
- определение миниблокового строения и схемы основных потоков флюида (воды и нефти) для оптимизации сетки добывающих скважин;
- выделение «останцов» в обводненной части и УВ-насыщенных участков за пределами известного контура залежи;
- определение потенциального дебита УВ добывающих скважин,
- определение первоочередных скважин для выполнения в них ГТМ и др.

Опытные и промышленные исследования по технологии СЛОЭ выполнены в различных регионах России (Восточная и Западная Сибирь, Урало-Поволжье и др.) и в США для решения как поисково-разведочных задач (в основном для выделения УВ-насыщенных объектов), так и задач повышения эффективности разработки месторождений [14, 13].

4. Примеры решения прикладных задач.

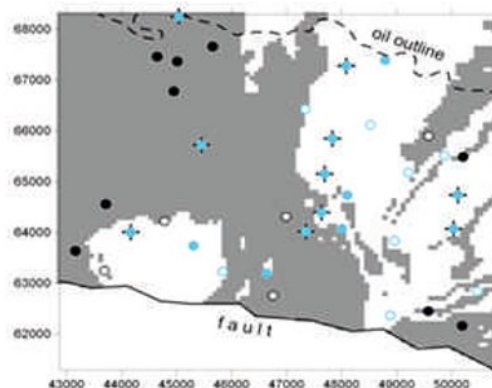
На рис. 6 показан основной результат оценки неоднородности нефтенасыщения осадочной толщи на площади ~13 кв.км. в интервале глубин ~2700 – 3300 м по 3D-полю значений стационарной характеристики (АКФ с фиксированной τ) процесса МСЭ. Данные разведочные работы по технологии СЛОЭ выполнены в



▲ Рис. 6. 3D-распределение поля АКФ процесса МСЭ, соответствующего индексу нефтенасыщения, на одном из месторождений в США.

районе месторождений сланцевой нефти в штате Техас США. Непрерывный СЛОЭ-мониторинг осуществлялся в течение 2-х недель на основе использования бескабельных сейсмосистем, аналогичных системе SCOUT, разработанных Саратовским СКБСП. Представленный вырез куба демонстрирует наличие субвертикальной зоны трещиноватости – «геодинамического насоса», осуществляющего вертикальную подпитку нефтью низкопоровых коллекторов осадочной толщи.

На рис. 7 представлен пример разделения нефте- и водонасыщенных полей залежи (на глубине ~4000 м) на Росташинском месторождении в Оренбу-



▲ Рис. 7. Выделение участков с высоким обводнением (белым цветом) и с высоким нефтенасыщением (серым цветом) на площади месторождения для залежи в пласте D_4 на Росташинском месторождении.

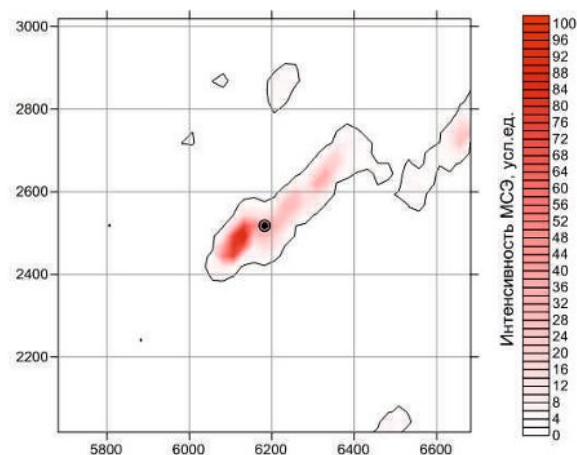
ргской области. Хорошо выделяется фронт вытеснения нефти водой от ряда нагнетательных скважин на севере центральной части залежи. Наглядно видны «останцы» в обводненной восточной части. Наметилось продолжение залежи за пределы контура (пунктирная линия) в северо-западном направлении, что было в дальнейшем подтверждено данными бурения.

На рис. 8 представлен итоговый результат контроля в реальном времени процесса ГРП в одной из скважин на площади 1х1 км на Соровском месторождении Тюменской области. Зона трещинообразования имеет несимметричную сложную (с ортогональными разворотами) форму, которая характерна для миниблокового (плитчатого) строения осадочной толщи.

Всего работ по контролю ГРП в реальном времени по данным СЛОЭ-мониторинга выполнено более чем в 20-ти скважинах в различных регионах России. Результаты контроля ГРП по СЛОЭ подтверждены промысловыми данными (изменение притока в соседних скважинах или его отсутствие) и независимыми исследованиями техногенной трещиноватости ГРП по данным исследований по технологии Сейсмического Локатора Бокового Обзора (СЛБО) [10].

Выводы.

1. На поисково-разведочном этапе ГРП применение технологии СЛОЭ позволяет существенно повысить геологическую, экономическую и экологическую эффективности за счет получения дополнительной сейсмической информации о наличии УВ-содержащего объекта и неравномерности структуры УВ-насыщения, что позволяет существенно сократить бурение пустых или нерентабельных (по притоку УВ) поисково-



▲ Рис. 8. Пример контроля процесса ГРП на Соровском месторождении, Тюменская область.

разведочных скважин, значительно снизить финансовые затраты и сроки выполнения ГРП.

2. На этапе разработки месторождения применение СЛОЭ-мониторинга позволяет повысить темп и полноту отбора нефти при сокращении эксплуатационных расходов за счет рационального и эффективного применения ГТМ (в нужном месте и в нужное время) и контроля в реальном времени флюидной структуры залежи для оптимизации управления разработкой.

Литература

1. Gutenberg B., Richter C.F. Seismicity of the Earth and associated phenomena. Princeton Univ. Press, Princeton. 1954. 310 p.
2. Арутюнов С.Л., Кузнецов О.Л., Карнаухов С.М., Ермаков Б.Д., Сиротинский Ю.В. АНЧАР- новые принципы разведочной геофизики. Международная Геофизическая Конференция и Выставка ЕАГО. – М.: 15-18.09.1997, сборник тезисов А6.7
3. Ведерников Г.В., Максимов Л.А., Чернышова Т.И. Прогноз залежей углеводородов по характеристикам микросейсм. XI ежегодная международная конференция «Гальперинские чтения – 2011». – М.: ЦГЭ, 24 - 28 октября 2011.
4. Гзовский М.В. Основы тектонофизики. – М., Недра, 1975.

5. Дрягин В.В. Способ определения характера насыщенности коллектора. Патент РФ № 2187636 от 21.02.2001.

6. Дыбленко В.П., Марчуков Е.Ю., Туфанов И.А., Шарифуллин Р.Я., Евченко В.С. Волновые технологии и их использование при разработке месторождений нефти с трудноизвлекаемыми запасами – РАЕН, 2012. – 344 с.

7. Жуков А.П., Тищенко И.В., Калимулин Р.М., Горбунов В.С., Тищенко А.И. Адаптивная вибросейсморазведка в условиях неоднородного строения верхней части геологического разреза. Технологии сейсморазведки: Научно-технический журнал. – Новосибирск: Академическое изд-во «Гео», 2011, №2, с. 5-13.

8. Жуков А.П., Шнеерсон М.Б. Адаптивные и нелинейные методы вибрационной сейсморазведки. – М.: ООО «Недра-Бизнесцентр», 2000. – 100 с.

9. Иголкина Г.В., Дрягин В.В., Иванов Д.Б., Мезенина З.С. Корреляция проницаемости терригенных коллекторов с вызванной сейсмоакустической эмиссией // Геофизические исследования Урала и сопредельных регионов. Материалы Международной конференции, посвященной 50-летию Института геофизики УрО РАН. Екатеринбург: ИГФ УрО РАН, 2008. С. 93 - 95.

10. Кузнецов О.Л., Чиркин И.А. и др. Экспериментальные исследования. – М.: Государственный научный центр Российской Федерации – ВНИИГеосистем, 2004. – 362 с.: ил. (Сейсмоакустика пористых и трещиноватых геологических сред: В 3 т. Т. 2).

11. Кузнецов О.Л., Дыбленко В.П., Чиркин И.А. и др. Особенности аккумуляции энергии механических напряжений и аномальное сейсмоакустическое излучение в нефтеносных породах. Ж. Геофизика, № 6 2007. С. 8-15.

12. Кузнецов О.Л., Симкин Э.М. Преобразование и взаимодействие геофизических полей в литосфере. М.: Недра, 1990, 269 с.

13. Кузнецов О.Л., Чиркин И.А. и др. Сейсмический мониторинг как инструмент повышения эффективности разработки

нефтяных месторождений. Ж. Технологии ТЭК, № 5 2006, с. 12-19.

14. Кузнецов О.Л., Чиркин И.А., др. Новые технологии и решение прикладных задач. – М.: ООО «Центр информационных технологий и природопользования», 2007. – 434 с.: ил. (Сейсмоакустика пористых и трещиноватых геологических сред: В 3 т. Т. 3).

15. Постановление Правительства РФ от 10.03.2009г. №221. «Российская газета», Федеральный выпуск № 4872, 20.03.2009г.

16. Тимурзиев А.И. Современное состояние практики и методологии поисков нефти – от заблуждений застоя к новому мировоззрению прогресса. Геология, геофизика и разработка нефтяных и газовых месторождений: Научно-технический журнал. – М.: ОАО «ВНИИОЭНГ», 2010, №11.

Подробнее об авторах



Чиркин
Игорь Алексеевич,

к.г.-м.н.,
главный геофизик
ООО «ИННТ»



Ризанов
Евгений Геннадьевич

руководитель группы
обработки сейсмической
информации
ООО «ИННТ»



Колигаев
Сергей Олегович

генеральный директор
ООО «Лаборатория Прикладных Информационных Технологий «ИНФРАД»