

# Сейсмические исследования неравномерности открытой трещиноватости и неоднородности флюидонасыщения геологической среды для оптимального освоения месторождений нефти и газа

О.Л. Кузнецов<sup>1</sup>, И.А. Чиркин<sup>1,2\*</sup>, С.И. Арутюнов<sup>3</sup>, Е.Г. Ризанов<sup>1,2</sup>, В.П. Дыбленко<sup>4</sup>, В.В. Дрягин<sup>5</sup>

<sup>1</sup>Государственный университет «Дубна», Дубна, Россия

<sup>2</sup>ООО «Холдинг ГЕОСЕЙС», Москва, Россия

<sup>3</sup>ООО «НТК АНЧАР», Москва, Россия

<sup>4</sup>ООО «НПП ОЙЛ-ИНЖИНИРИНГ», Уфа, Россия

<sup>5</sup>ООО «НПФ Интерсоник», Екатеринбург, Россия

Распределение трещиноватости и типа флюидонасыщения пород в геологической среде, наряду с её строением, является наиболее важной информацией для оптимального освоения месторождений нефти и газа, включая их поиск, разведку и разработку. Комплексное использование сейсмической информации о флюидонасыщении, трещиноватости и строении осадочной толщи позволяет выбирать оптимальные места вскрытия залежей скважинами с целью получения в них максимально возможного притока углеводородов. Такой подход существенно сокращает бурение «сухих» скважин при выполнении поисково-разведочных работ, значительно снижает капитальные затраты на их проведение и ускоряет ввод месторождений в эксплуатацию. При разработке месторождения постоянный сейсмический мониторинг трещиноватости и флюидонасыщения продуктивной толщи в реальном времени позволяет оперативно оптимизировать схемы вытеснения нефти и режимы эксплуатации скважин, выбирать оптимальные место и время выполнения геолого-технологических мероприятий и контролировать геологопромысловую эффективность их проведения и т. п., чтобы существенно увеличить темп отбора и полноту извлечения нефти из залежи при сокращении капитальных и эксплуатационных затрат.

Для изучения 2D-4D распределения трещиноватости и флюидонасыщения в геологической среде учёными и специалистами «Научной школы нефтегазовой сейсмоакустики проф. Кузнецова О.Л.» созданы инновационные сейсмические технологии «Сейсмический локатор бокового обзора», «Сейсмолокация очагов эмиссии» и «Акустическая низкочастотная разведка» в которых для получения указанной информации используют волны рассеянного отражения и микросейсмической эмиссии, а не зеркального отражения, как в традиционной сейсмо-разведке. В результате экспериментальных лабораторных, скважинных и полевых исследований была установлена закономерность изменения амплитудно-временных параметров сейсмоакустической эмиссии в зависимости от типа флюидонасыщения горных пород и физического воздействия, что было также использовано в технологиях «Каротаж сейсмоакустической эмиссии» для выделения нефтесодержащих интервалов в разрезе скважин и «Волнового воздействия на пласт» для повышения притока нефти в скважину, в т.ч. трудноизвлекаемой высоковязкой.

В данной работе приводятся примеры применения данных сейсмоакустических технологий для решения широкого спектра прикладных задач при освоении месторождений нефти и газа.

**Ключевые слова:** сейсмические исследования, трещиноватость, флюидонасыщение, месторождения нефти и газа

**Для цитирования:** Кузнецов О.Л., Чиркин И.А., Арутюнов С.И., Ризанов Е.Г., Дыбленко В.П., Дрягин В.В. (2018). Сейсмические исследования неравномерности открытой трещиноватости и неоднородности флюидонасыщения геологической среды для оптимального освоения месторождений нефти и газа. *Георесурсы*, 20(3), Ч.2, с. 206-216. DOI: <https://doi.org/10.18599/grs.2018.3.206-215>

Неравномерное и неоднородное флюидонасыщение (нефть, газ, вода) пластов-коллекторов и неравномерность распределения открытой трещиноватости в геологической среде являются исключительно важной информацией, которая в настоящее время недостаточно полно или вообще не используется при поиске, разведке и разработке месторождений нефти и газа, что существенно снижает эффективность освоения месторождений. Оптимизация поисково-разведочных работ, когда обнаружение месторождения и выбор мест его

разбуривания осуществляют по комплексу сейсмической информации о строении геологической среды, её флюидонасыщении и трещиноватости, позволяет существенно повысить «успешность» бурения скважин, в т.ч. с максимально возможным дебитом углеводородов (УВ). Данная оптимизация снижает затраты на бурение, ускоряет ввод месторождений в эксплуатацию и делает их инвестиционно привлекательными. В подтверждении таких возможностей можно сослаться на мировую статистику «успешности» бурения скважин, которая при поиске (обнаружении) месторождения составляет 30-35%, а при разведке – 65-70%, что указывает на существование «скрытых» резервов по совершенствованию поисково-разведочных работ.

\* Ответственный автор: Игорь Алексеевич Чиркин  
E-mail: [iachirkin@gmail.com](mailto:iachirkin@gmail.com)

При разработке месторождений нефти и газа информацию о трещиноватости и флюидонасыщении продуктивной толщи в межскважинном пространстве получают по результатам дискретных сейсмических наблюдений или постоянного и неограниченного во времени сейсмического мониторинга с предоставлением результатов в реальном времени. В первом случае информация может быть использована для оптимального размещения добывающих и нагнетательных скважин, что является особо важным для месторождений с трещинно-поровым и трещинным (обычно карбонатным) коллектором. По нашим данным на таких месторождениях 10-15% скважин добывают 85-90% нефти. Это показывает, что стабильно высокий дебит в подобном коллекторе можно получить, если скважина случайно удачно попала в зону интенсивной трещиноватости (Аксельрод, 2013). Если эти «удачные места» на месторождении можно определить по сейсмическим данным о распределении нефтесодержания, трещиноватости, флюидных (нефти и воды) потоков и др. в продуктивной толще, то количество добывающих скважин можно сократить кратно. Во втором случае информация, получаемая в реальном времени в процессе непрерывного мониторинга, позволяет оперативно оптимизировать схемы вытеснения нефти и режимы эксплуатации скважин, выбирать оптимальные место и время выполнения геолого-технологических мероприятий и контролировать геологопромысловую эффективность их проведения, выделять участки высокого нефтесодержания в обводнённой части и за контуром залежи и т. п., Решение этих и других задач оптимизации разработки позволяет существенно увеличить темп отбора и полноту извлечения нефти на месторождении при сокращении капитальных и эксплуатационных затрат.

Для изучения 2D-4D распределения трещиноватости и флюидонасыщения в геологической среде учёными и специалистами «Научной школы нефтегазовой сейсмоакустики проф. Кузнецова О.Л.» созданы инновационные сейсмические технологии «Сейсмический локализатор бокового обзора» (СЛБО) (Кузнецов и др., 2004), «Сейсмолокация очагов эмиссии» (СЛОЭ) (Кузнецов и др., 2007б) и «Акустическая низкочастотная разведка» (АНЧАР) (Арутюнов и др., 1997), а также акустические технологии «Каротаж сейсмоакустической эмиссии» (КСАЭ) (Кузнецов и др., 2007б) для выделения нефтесодержащих интервалов в разрезе скважин, в т.ч. через железную колонну, цементное кольцо и зону проникновения, и «Волновое воздействие на пласт» (ВВП) (Кузнецов и др., 2001, Кузнецов и др., 2007б) для повышения притока нефти в скважину, в т.ч. трудноизвлекаемой и высоковязкой. Создание и совершенствование этих технологий проводилось на основе результатов теоретических исследований и многочисленных экспериментальных лабораторных, скважинных и полевых работ. Данные исследований позволили детально изучить процессы трещинообразования и возникновения волн сейсмоакустической эмиссии, установить закономерность изменения амплитудно-временных параметров сейсмоакустической эмиссии в зависимости от типа флюидонасыщения горных пород и физического воздействий, впервые обнаружены субвертикальные зоны интенсивной открытой трещиноватости – геодинамические насосы для вертикальной перекачки

флюида, показано миниблочное строение осадочной толщи, выявлены лунно-солнечные фазы уплотнения и разуплотнения геологической среды и др. Все эти обнаруженные явления и закономерности могут быть использованы для повышения эффективности освоения месторождений нефти и газа. Например, в сейсмических технологиях СЛБО, СЛОЭ и АНЧАР для повышения геологической эффективности изучения трещиноватости и флюидонасыщения осадочной толщи используют волны рассеянного отражения и микросейсмической эмиссии (МСЭ), а не зеркального отражения, как в традиционной сейсморазведке. Это позволило значительно повысить достоверность получаемой сейсмической информации о трещиноватости и флюидонасыщении геологической среды. Ниже кратко изложим основы возникновения волн рассеянного отражения и МСЭ, а далее наиболее важную информацию о процессе трещинообразования и пространственно-временном (4D) распределении трещиноватости в геосреде.

### Волны рассеянного отражения

Сейсмические волны рассеянного отражения (или рассеянные волны) образуются в геологической среде на неоднородностях с размерами соизмеримыми и меньше длины падающей сейсмической волны. Наиболее жёсткой, в акустическом отношении, неоднородностью является открытая трещина, заполненная флюидом (газ, вода, нефть), и на совокупности открытых трещин (в пределах 1-ой зоны Френеля) возникает рассеянная волна, амплитуда которой доминантно зависит от интенсивности трещиноватости горных пород, где сформировалась данная волна. Учитывая, что трещиноватость в геологической среде существует повсеместно («...не трещиноватых горных пород в природе не существует...» (Дорофеева, 1986)), то рассеянные волны возникают тоже повсеместно. Поэтому для наблюдения и позиционирования рассеянных волн должен использоваться локационный обзор, а для исключения (подавления) влияния интерференции зеркально отражённых волн локационный обзор должен быть боковым. Энергия рассеянных волн меньше зеркально отражённых на 1-2 порядка, что определяет необходимость синфазного накопления сигналов рассеянной волны с кратностью  $10^4$ . Для реализации такой кратности излучающая и приёмная антенны локатора должны содержать каждая не менее 100 пунктов излучения и приёма соответственно. Кинематика рассеянной волны соответствует годографу точечного излучателя, который является индивидуальным для каждой точки обзора. Это позволяет при боковом локационном обзоре в каждой точке сканирования геосреды определять энергию рассеянного отражения, которая соответствует интенсивности открытой трещиноватости. Таким образом, используя рассеянные волны, которые всегда присутствуют, как и зеркально отражённые, в искусственно возбуждённом сейсмическом волновом поле, можно с помощью локатора бокового обзора получить информацию о пространственном (2D и 3D) распределении интенсивности открытой трещиноватости в геологической среде. Пример такой информации, полученной по технологии СЛБО на Куломбинском месторождении в Восточной Сибири, представлен на рис. 1

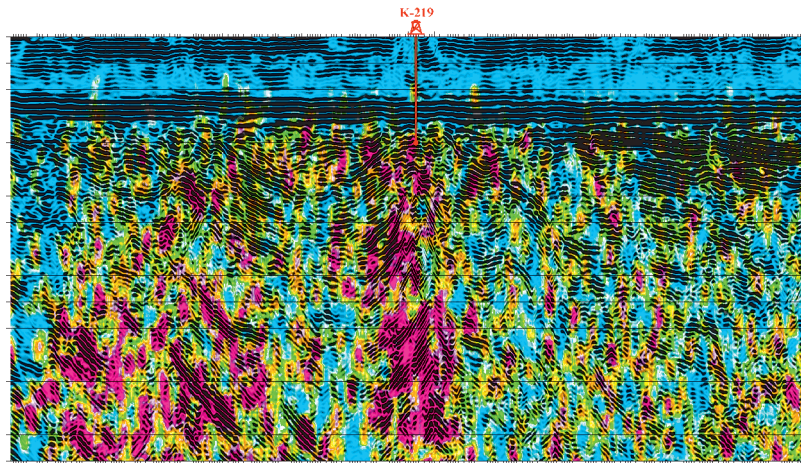


Рис. 1. Вертикальный разрез поля открытой трещиноватости с неравномерной интенсивностью (высокая – красный, а низкая – синий цвет) в сопоставлении со структурным строением (черный цвет), полученные по рассеянным и отражённым волнам соответственно. Куюмбинское месторождение, Восточная Сибирь.

### Волны МСЭ

Волны МСЭ и акустической эмиссии существуют в геологической среде повсеместно и постоянно. Они возникает при преобразовании упругой энергии из потенциальной формы – напряжённого состояния горных пород, в кинетическую – упругие волны, излучаемые данными породами. Это преобразование происходит в открытой трещине (Рис. 2), когда силы бокового распора и пластового давления, растягивающие полость трещины в ширину, начинают превышать предел прочности породы на растяжение. Тогда на концах трещины происходят разрыв сплошности породы, трещина удлиняется, в результате чего её берега смыкаются, выталкивая флюид из полости. В этот момент образуются две основные акустические волны: первая возникает при схлопывании полости и распространяется в скелете породы с отрицательной (растяжение) первой фазой, а вторая – во флюиде с положительной (увеличение давления) первой фазой. Эти волны, распространяясь в близлежащем пространстве (на удалении 2-3 длин волны), провоцируют соседние трещины, предрасположенные к релаксации (разрядке) напряжения. Новые волны (в совокупности с предыдущими) провоцируют к разрядке следующие трещины и т. д. Создаётся

эффект «цепной реакции», когда совокупности трещин кооперативно формирует в геологической среде упругие сейсмоакустические волны в широком энергетическом (от  $10^{-16}$  до  $10^{18}$  Дж) и частотном (от  $10^{-1}$  до  $10^8$  Гц) диапазонах. Интенсивность сейсмоакустических волн определяется плотностью «зрелых» трещин на участке формирования волны, а частотный диапазон – размером этих участков (от  $10^{-6}$  до  $10^3$  м). В естественных условиях геологической среды акустические волны образуются на участках до одного метра, а микросейсмические – до сотни метров.

Важно также отметить, что каждая волна МСЭ, излучаемая в геологической среде, имеет свой индивидуальный годограф на поверхности наблюдения. Этот годограф соответствует волне от точечного излучателя, находящегося в гипоцентре объёма, где сформировалась волна МСЭ. Данное соответствие позволяет однозначно позиционировать волны МСЭ в геологической среде по их кинематическим параметрам, а по динамическим характеристикам – судить об интенсивности процесса трещинообразования.

Изменение во времени интенсивности микросейсмической эмиссии в единичном объёме («точке») геологической среды соответствует случайному мультипликативному процессу (Рис. 3), в котором амплитудно-временные характеристики дискретных сигналов излучаемых упругих волн соответствуют закону Гутенберга-Рихтера или сейсмическому закону повторяемости землетрясений (Рихтер, 1963). Этот закон определяет обратную линейную зависимость (в логарифмическом масштабе) между энергией излучаемого сигнала и частотой (повторяемостью) его излучения с данной энергией (следуя логике физического процесса – чем большая энергия излучается, тем дольше она должна накапливаться). Для МСЭ данной закономерности соответствуют сигналы, амплитуда которых превышает уровень сейсмического шума, обусловленного, в основном, техногенными и естественными источниками, создающими приповерхностные волны-помехи. Нижний порог интенсивности волн МСЭ определяется пределом чувствительности аппаратуры, используемой для сейсмических наблюдений. Использование закона Гутенберга-Рихтера при анализе результатов обработки материалов сейсмического мониторинга позволяет оценить достоверность выделения волн МСЭ в полученном

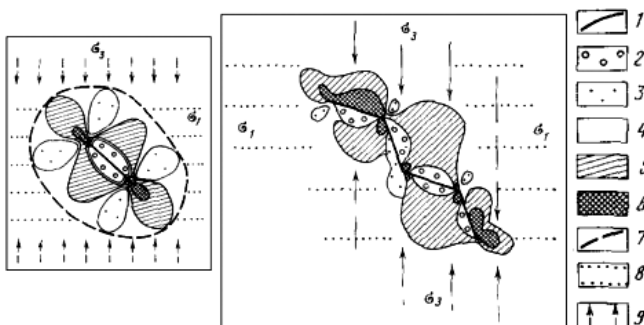


Рис. 2. Пример моделирования напряженного состояния в области единичной линейной (а) и групповой зигзагообразной (б) трещин (по М.В. Гзовскому (Гзовский, 1975)). 1 – трещина (профиль в модели); участки: 2 – наибольшего снижения напряжений, 3 – незначительного снижения напряжений, 4 – сохранения первоначальной величины напряжений, 5 – незначительного повышения напряжений, 6 – наибольшего повышения напряжений; 7 – условная граница зоны излучения сигнала; 8 – направления максимальных нормальных напряжений сжатия  $\sigma_1$ ; 9 – направления минимальных нормальных напряжений сжатия  $\sigma_3$ .

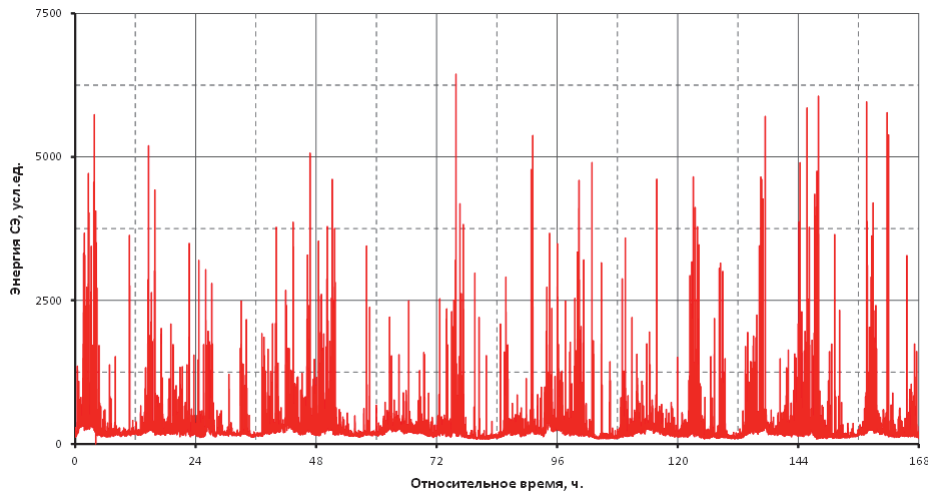


Рис. 3. Случайный мультипликативный процесс изменения интенсивности микросейсмической эмиссии в единичном объеме («точке») геологической среды в течение 160 часов непрерывного наблюдения по технологии СЛОЭ, длительность дискретных интервалов обработки – 10 с, общее количество интервалов (значений эмиссии) – 5760

сейсмическом волновом поле, что требуется на первоначальном этапе интерпретации.

Кроме вышеуказанной закономерности, установлено, что амплитудно-временные параметры процесса микросейсмической, а также акустической эмиссии меняются в зависимости от типа флюидонасыщения горных пород и физического воздействия (Кузнецов и др., 2007а). В состоянии естественного залегания горных пород средняя энергия случайного процесса МСЭ при нефтенасыщении имеет минимальное, а дисперсия и интервал автокорреляции – максимальные значения относительно газонасыщения, где средняя энергия максимальна, а дисперсия и интервал автокорреляции минимальны, и водонасыщения, где данные статистические параметры имеют средние значения. При физическом воздействии (естественной и техногенной природы) активность МСЭ резко возрастает в нефтенасыщенных породах, где средняя энергия увеличиваетсякратно, в водонасыщенных – на первые десятки процентов, а в газонасыщенных – практически остаётся прежней.

Эти изменения амплитудно-временных параметров процесса сейсмоакустической эмиссии (САЭ) в зависимости от типа флюидонасыщения горных пород и физического воздействий были экспериментально изучены в лабораторных, скважинных и полевых условиях. На рис. 4 представлены результаты лабораторных опытных исследований зависимости накопленной энергии акустической эмиссии (АЭ) для нефте-, водо- и газонасыщенных кернов-клонов до и после нагрузки, а также изменение энергии АЭ от неравномерной нефтенасыщенности образца.

Данная закономерность изменения амплитудно-временных параметров эмиссии упругой энергии обусловлена следующими основными факторами и условиями. При естественном залегании пласта в статически однородных условиях, когда идентичные породы с единым пластовым давлением залегают на одной глубине, то характер эмиссии определяется типом насыщающего флюида, коэффициент вязкости которого для последовательности «газ-вода-нефть» растёт от  $10^{-5}$  Па·с (для газа) до  $10^2$  Па·с (для высоковязкой нефти). Если пласт насыщен нефтью, то наблюдается редкое излучение сигналов с относительно высокой энергией и низкочастотным спектром,

если водой, то излучение чаще, но энергия ниже и спектр более высокочастотный, а если газом, то частота излучения и спектр дискретных сигналов ещё выше, а энергия минимальна. Подобная амплитудно-временная характеристика дискретно излучаемых сигналов определяет вышеуказанные статистические параметры, их градиацию в зависимости от типа насыщения.

При активизации геологической среды, когда возрастают усилия растяжения (например, при увеличении пластового давления в случае гидроразрыва) и/или снижается вязкость флюида (например, при акустическом или термическом воздействиях), процесс САЭ в нефтенасыщенных породах резко усиливается,кратно увеличивается частота дискретных излучений упругих сигналов и их

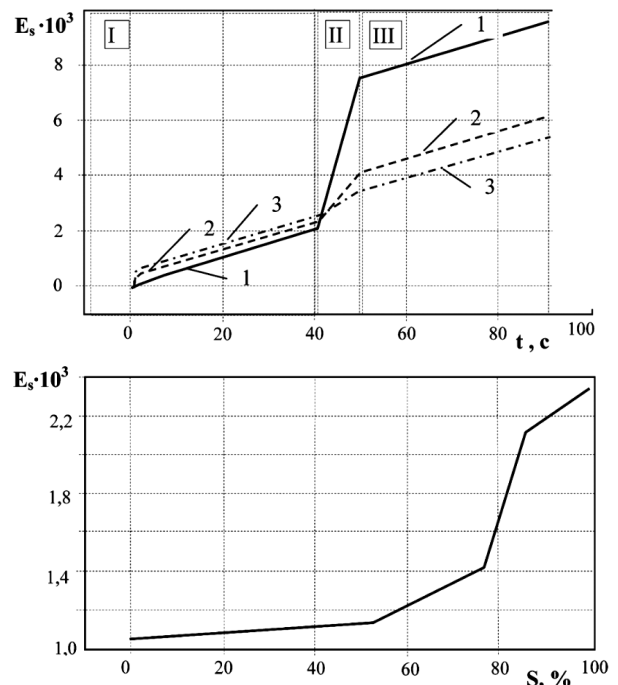


Рис. 4. Результаты лабораторных исследований зависимости накопленной энергии АЭ для нефте- (1), водонасыщенных (2) и сухих (3) кернов-клонов при нагрузке (вверху) и изменения энергии АЭ от нефтенасыщенности образца (внизу). I – при наложении механической нагрузки, II – при импульсно-волновом воздействии, III – после воздействия.

энергия. Соответственно качественно меняется значение математического ожидания случайного процесса для нефтенасыщенных пород, которое становится максимальным относительно эмиссии при водо- и газонасыщении. Можно отметить, что эффект усиления САЭ при волновом воздействии в нефтесодержащих пластах и на нефтяных месторождениях (на газовых данный эффект отсутствует) используют в некоторых сейсмоакустических методах «прямых поисков». Например, в КСАЭ и АНЧАР волновое воздействие используют для сокращения времени наблюдения (мониторинга) эмиссии, в способе Ведерникова Г.В. (Ведерников и др., 2011) появление волн МСЭ на сейсмограммах МОГТ используют как признак присутствия нефтяного месторождения, в методах «Яркого пятна» и «Адаптивной вибросейсморазведки» (Жуков и др., 2011; Жуков, Шнеерсон, 2000) нефтяную залежь выделяют по эффекту существенного усиления амплитуды отраженной волны от продуктивной толщи за счёт энергии МСЭ.

Таким образом волны МСЭ являются надёжным индикатором типа флюидонасыщения, а также открытой трещиноватости геологической среды при длительном непрерывном мониторинге сейсмического волнового поля в пассивном режиме наблюдения. Однако интенсивность волн МСЭ низка, меньше поверхностных волн-помех на 1-2 порядка, что определяет необходимость синфазного накопления сигналов рассеянной волны с кратностью более  $10^4$ . Для реализации такой кратности накопления используют принцип сейсмического локатора пассивного типа, приёмная антенна (апертура) которого содержит не менее 400 каналов приёма, а длительность дискретного интервала обработки должна быть более 100 предполагаемых периодов волны МСЭ, т.е. порядка 6-10 секунд. Таким образом, учитывая, что МСЭ возникает в среде повсеместно и постоянно, процедура фокусировки волнового поля в большом временном окне позволяет определить среднюю интенсивность эмиссии упругой энергии в точках фокусировки в заданном интервале времени. Все эти методические приёмы наблюдения сейсмического волнового поля, выделения волн МСЭ и их позиционирование в геосреде реализованы в технологии «Сейсмолокация очагов эмиссии» (СЛОЭ).

В технологии СЛОЭ увеличение отношения сигнал/шум (ОСШ или SNR) происходит не только в  $n0,5$  раз, где  $n$  – количество пунктов приема в антенне локатора – площадной схеме наблюдения, но и ещё за счёт временного накопления в  $m0,5$  раз, где  $m$  – количество волн МСЭ с периодом  $T$  во временном окне  $\Delta t$ , которое составляет  $m = \Delta t/T$ . В общем случае  $SNR = (n \times m)0,5$ . Например, для антенны с  $n = 400$ ,  $\Delta t = 8$  с и  $T = 0,08$  с получим, что  $SNR = 200$ . Подобная кратность накопления волн МСЭ в каждой точке обзора при одной итерации (длительностью  $\Delta t$ ) и последующая статистическая обработка процесса МСЭ по общей длительности мониторинга ( $t$ ), т.е. с представительностью выборки  $k = t/\Delta t$ , что составляет более 105 дискретных значений средней (для итерации) энергии МСЭ, позволяет считать в поле статистических параметров случайного процесса эмиссии (среднее значение, дисперсия и автокорреляционная функция (АКФ)) случайный шум практически отсутствует. При этом поле среднего значения энергии МСЭ отождествляют с распределением открытой трещиноватости, а поле параметров нормированной АКФ –

с распределением нефтесодержания в геосреде.

### Распределение трещиноватости в геосреде

Распределение трещиноватости в геологической среде определяется её напряжённо-деформированным состоянием (НДС). В любой области геосреды существует большое многообразие разномасштабных деформаций и источников напряжения. Основными из них можно считать:

- *глобальные*, при колебании полюсов и скорости вращения Земли;
- *региональные*, при движении литосферных плит (тектоника плит);
- *локальные*, при движении блоков фундамента и деформации осадочной толщи.

В различных участках геосреды эти многочисленные источники НДС создают свои конкретные системы трещиноватости, которые интерферируя между собой, формируют распределение трещиноватости, соответствующее «организованному хаосу» (Кузнецов и др., 2004). При этом «тенденциозными организаторами» являются главные векторы напряжения, деформирующие геосреду и формирующие основные пространственные структуры трещиноватости, которые широко представлены и описаны в тектонофизических моделях (Гзовский, 1975; Кузнецов и др., 2004). Например, глобальные напряжения создают в земной коре систему трещиноватости, широко известную в геологии как диагональная, когда ортогонально пересекающиеся линейные зоны трещиноватости, имеющие азимутальную ориентацию с юго-запада на северо-восток и с юго-востока на северо-запад, формируют в слоистой осадочной толще мини-блоковую или плитчатую структуру. Пример мини-блоковой структуры продуктивной осадочной толщи, полученной по данным СЛОЭ, представлен на Рис. 5.

На эту глобальную диагональную структуру накладываются региональные и локальные системы трещиноватости, сформированные местными напряжениями и деформациями. Так, в представленном примере выделяется радиальная система трещиноватости от локального очага напряжения, сформированного субвертикальной зоной трещиноватости. Эти зоны, часто встречающиеся в геологической среде (например, на рис. 1), образуются обычно за счет интерференции линейных, кольцеобразных и др. зон и формирования локальных аномалий открытой высокоинтенсивной трещиноватости. Далее эта зона развивается (в течение геологического времени) в направлении главного вектора напряжения – горного давления, т.е. в вертикальном направлении. Высокая значимость субвертикальных зон в геологической среде состоит в том, что они являются своеобразными геодинамическими насосами, через которые осуществляется конвективный термодинамический массоперенос флюида. По этим субвертикальным каналам УВ из нефтематеринских толщ попадает в вышележащие пласты-коллекторы. В связи с этим представляется исключительно важным выделение данных зон для создания геологической модели формирования залежей УВ и их подпитки в процессе разработки.

Другим важным аспектом информации о распределении трещиноватости в осадочной толще является возможность обнаружения структурных ловушек по соответствию полученного распределения тектонофизическим

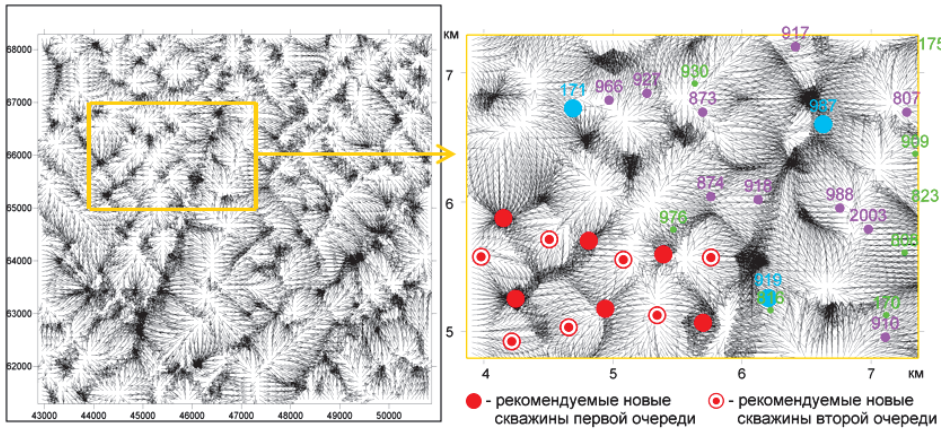


Рис. 5. Пример мини-блоковой структуры продуктивной осадочной толщи, созданной диагональной и радиальной системами трещиноватости, и её увеличенный фрагмент с рекомендованными для бурения скважинами (справа) по данным вектор-градиента поля трещиноватости, полученного по волнам МСЭ и технологии СЛОЭ. Глубина залегания продуктивной толщи порядка 4 км, Росташинское месторождение, Оренбургская область

моделям. Например, в осадочной толще за счёт вертикального подъёма блока фундамента образуется антиклинальная складка, в пределах которой в горизонтальном плане формируются радиальные и концентрические, а в вертикальном – веерообразно расходящиеся зоны аномально высокой и низкой трещиноватости геосреды (Кузнецов и др., 1981). Пример тектонофизической модели, представляющей общее 3D-распределение открытой трещиноватости в антиклинальной структуре, созданной при подъёме блока фундамента, показан на рис. 6. На основании данной модели в 3D-поле трещиноватости можно выделить антиклинальную складку по вертикальным веерообразно расходящимся линейным и горизонтальным радиально-концентрическим зонам трещиноватости. Подобные структурные исследования являются качественными и недостаточно детальными по сравнению с сейсмическими построениями по отражённым волнам. Но в сложных сейсмогеологических условиях (соляные купола, дайки, разломы и т.п.) амплитуда складок-ловушек за пределами мала (10-15 м и менее), достоверность структурных сейсмических построений становится невысокой, и в этой ситуации дополнительная независимо полученная информация о ловушке становится исключительно важной.

Совокупность многообразных напряжений и деформаций, а также влияние вертикальных и латеральных изменений физико-механических свойств пород и их флюидонасыщения, создают достаточно сложную картину естественного распределения открытой трещиноватости в геологической среде. Но на основании полученной картины о распределении открытой трещиноватости, сопоставимой с тектонофизическими моделями, и информации о строении (деформации) геосреды можно оценить основную геодинамическую ситуацию на площади исследования, выделить основные вектора напряжения и определить их направления.

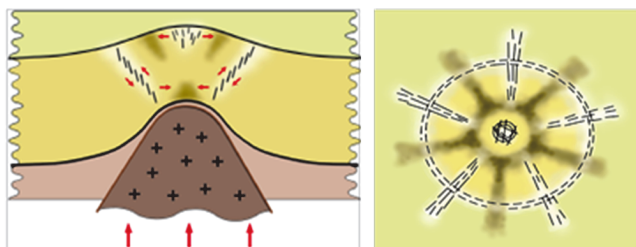


Рис. 6. Тектонофизическая модель распределения зон трещиноватости и уплотнения на антиклинальной структуре в вертикальном разрезе (слева) и горизонтальном разрезе (справа)

Другой важной закономерностью распределения трещиноватости является соответствие азимутальных направлений линейных зон основным направлениям главных горизонтальных векторов сжатия. Для вертикальных векторов тоже наблюдается эта закономерность. А учитывая, что основной вектор сжатия в геосреде соответствует горному давлению, то подавляющее большинство трещин в геосреде являются субвертикальными. Кроме того, принимая во внимание, что горное давление с глубиной увеличивается, то соответственно растёт с глубиной и интенсивность открытой трещиноватости пород. При этом на фоне общего роста трещиноватости с глубиной в осадочной толще выделяются положительные и отрицательные аномалии, соответствующие интервалам более хрупких (карбонаты) и более пластичных (соли, глины) пород.

Упомянутый выше эффект дилатации – парагенезис зон уплотнения и разуплотнения, также является важной закономерностью распределения трещиноватости в геосреде, которую следует учитывать при интерпретации результатов обработки сейсмических материалов, полученных при мониторинге многостадийного гидроразрыва пласта (МГРП).

По результатам многочисленных исследований отмечено, что в геологической среде распределение трещин по их размерам и количеству (с заданными размером) соответствует обратной линейной зависимости в логарифмическом масштабе, т.е. закону Гуттенберга-Рихтера (Рихтер, 1963). Это указывает на отсутствие в геологической среде одиночных трещин (разрывов) больших размеров в сотни метров без сопровождающего их «облака» более мелких трещин. В геосреде присутствуют зоны трещиноватости, в которых существует как множество мелких трещин, так и магистральные трещины с максимальными размерами, которые образовались при слиянии и соединении мелких, средних и крупных трещин. Поэтому основной моделью интерпретации сейсмического мониторинга МСЭ при ГРП следует считать не одиночную симметрично расходящуюся (от ствола скважины) трещину, как это принято при моделировании гидроразрыва в изотропной среде, а зону трещиноватости, содержащую открытые трещины разного размера, в том числе и магистральные мегатрещины. Эта модель позволяет оценить размеры, конфигурацию, азимут и т.д. как самой зоны, так и магистральных трещин в ней.

### Изменение трещиноватости во времени

Фактор времени влияет на процесс трещинообразования

и преобразования зон трещиноватости в геологической среде. Эти изменения могут быть связаны как с геологическим, так и с текущим интервалами времени.

В геологическом времени открытая трещиноватость обычно «залечивается», если через полости трещин текли водные растворы, и там проходили постседиментационные процессы, вторичное минералоотложение и т.п. В этой ситуации полости заполнялись каменным материалом, и трещины становилась закрытыми. Как правило, совокупность закрытых трещин формируют в геосреде, в том числе в пласте-коллекторе, зону уплотнения, которая становится экраном для перетока флюида, хотя ранее она была основной магистралью флюидного потока. При этом в последующее геологическое время в данной зоне не возникает открытой трещиноватости с тем же простиранием, что и закрытая. Здесь возможно образование открытых трещин с ортогональным направлением простирания. Интересно отметить также тот факт, что в настоящее время протяжённые зоны нарушения сплошности геосреды (разломы, сбросы и т.п.), образовавшиеся в прошлое геологическое время, обычно представлены в своей средней части закрытой трещиноватостью, а на концах – открытой, что указывает на возможное развитие разлома.

В текущем времени открытая трещиноватость, в отличие от закрытой, претерпевает постоянные изменения. Это обусловлено неустойчивым состоянием открытых трещин, их периодическими раскрытием и схлопыванием, постоянными накоплением и излучением упругой энергии. Совокупности открытых трещин (или зоны открытой трещиноватости) постоянно меняют форму, структуру и местоположение. Динамика этих изменений во времени определяется градиентом пространственно-временного (4D) изменения напряженного состояния геосреды. Наглядным примером, представленным на рис. 6, является повышение активности процесса трещинообразования (по данным МСЭ) во временном интервале максимального градиента увеличения силы тяжести Земли за счёт твердотельного лунно-солнечного прилива. Во временном периоде прилива, когда Луна находится в зените, среда уплотняется за счёт частичного схлопывания открытых трещин, а при отливе (Луна в надире) геосреда разуплотняется за счёт увеличения открытой трещиноватости. Данный эффект иллюстрируется на рис. 7, где представлены графики изменения во времени интенсивности МСЭ (вверху) и градиента силы тяжести Земли (внизу) на площади исследования. Отмечается хорошая синхронность изменения данных параметров, что указывает на реальное существование фаз уплотнения и разуплотнения геологической среды при твердотельном лунно-солнечном приливе и отливе. Следует отметить, что полный период лунно-солнечного уплотнения-разуплотнения геосреды составляет лунные сутки и является своеобразным «дыханием Земли» (Кузнецов и др., 2006б, Kouznetsov, Lyasch et al., 2016).

Как показал наш опыт сейсмического мониторинга ГРП, явление лунно-солнечного уплотнения-разуплотнения геосреды оказывает влияние на процесс техногенного трещинообразования. Во временной фазе разуплотнения образуется зона открытой трещиноватости с максимально возможными размерами по площади, а в фазе уплотнения – с минимальными. В последнем случае при

уплотнении геосреды возникали проблемные ситуации с закачкой проппанта в пласт, что также следует учитывать при выборе времени проведения ГРП.

Лунно-солнечные фазы уплотнения и разуплотнения геосреды являются своеобразным механизмом геодинамических насосов – субвертикальных зон трещиноватости, которые часто, развиваясь из фундамента, пронизывают весь осадочный чехол. Учитывая, что размер этих зон может составлять в среднем 1 км в диаметре и 5 км в высоту, а трещинная пористость – 0,1% и суточные изменения интенсивности трещиноватости геосреды (по результатам наших исследований) – 15%, то общий объём всасываемого и выжимаемого флюида составит порядка 0,5 мл м<sup>3</sup> в сутки. При работе насоса этот объём флюида движется в основном снизу-вверх по зоне, заходя в пласты-коллекторы. Если учесть, что насос достаточно «дырявый» (трещиноватый), то не весь рассчитанный объём флюида закачивается в пласты-коллекторы. Но всё равно 0,1% данного объёма хватает, чтобы ежедневно проводить эффект мини ГРП, т.е. создавать промытые магистрали для движения флюида: воды и нефти. Причём, учитывая различия плотностей, фильности и фобности флюида и пород, то промытые магистрали – основные каналы движения воды и нефти, будут разными, а при их пересечении будет отмечаться блокировка движения одного из флюидов, скорее нефти. В качестве примера на рис. 8 представлены схемы основных потоков воды и нефти, выделенные в поле градиентов средней энергии и дисперсии МСЭ, соответственно, в сопоставлении с прогнозом дебита нефти для всей площади месторождения на текущий период мониторинга. На этой схеме наглядно отмечается блокировка потока нефти, исходящего из геодинамического насоса, потоком воды в восточной части месторождения. В связи с блокированием потока нефти отмечается слабое нефтенасыщение зоны северо-восточного направления и низкий дебит нефти находящихся здесь добывающих скважин. Для разблокирования потока нефти необходимо либо временно остановить работу нагнетательных скважин, либо перевести их в режим циклического заводнения. Примером удачного согласования флюидопотоков следует считать радиальную зону в северной части площади. Находящиеся здесь добывающие скважины имеют максимальный дебит.

На рис. 9 представлена корреляционная зависимость

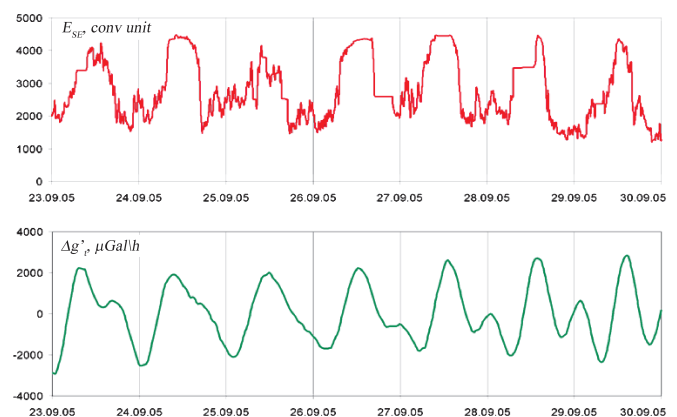


Рис. 7. Сопоставление графиков осреднённой («скользящим окном») энергии волн МСЭ (вверху) и временного градиента силы тяжести Земли на нефтяном месторождении (внизу)

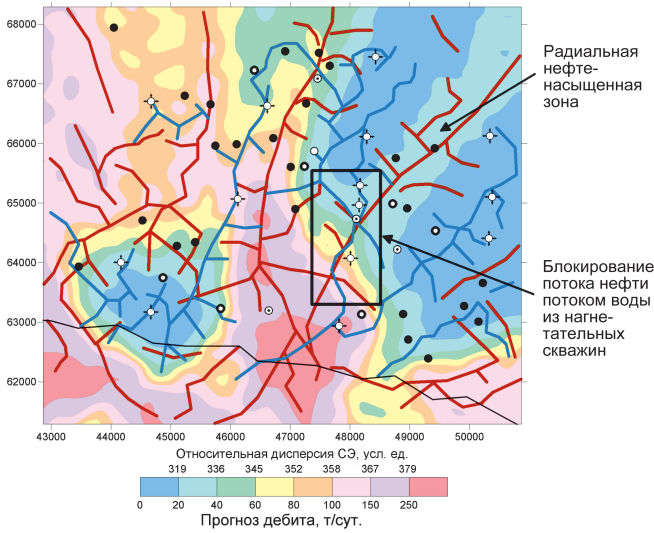


Рис. 8. Схемы основных потоков воды и нефти, выделенные в поле градиентов средней энергии и дисперсии МСЭ соответственно, в сопоставлении с прогнозом дебита нефти для всей площади месторождения на текущий период мониторинга, Росташиинское месторождение, Оренбургская область

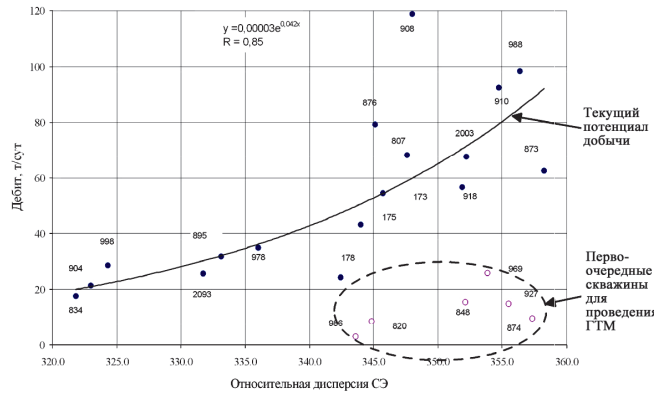


Рис. 9. Корреляционная зависимость между значениями текущего дебита и дисперсией процесса МСЭ

между значениями текущего дебита и дисперсией процесса МСЭ, на основе которой сделан прогноз дебита нефти для всей площади месторождения (Рис. 8) и выделены первоочередные добывающие скважины, в которых проведение геолого-технологических мероприятий позволиткратно увеличить дебит.

### Обработка исходных материалов 3D для выделения волн рассеянных и МСЭ

Дальнейшее совершенствование технологий СЛБО и СЛОЭ позволило реализовать обработку исходных сейсмических материалов МОГТ-3D на основе алгоритмов бокового и нормального локационных обзоров. Первое направление обработки использовалось ранее для выделения рассеянных волн и получения куба трещиноватости по исходным материалам МОГТ-3D. Результаты второго направления представляются впервые после многочисленных экспериментальных исследований на разных поисково-разведочных площадях. На рис. 10 представлена стандартная схема наблюдения МОГТ-3D на одной из площадей в Техасе, США. По результатам переобработки данных материалов получены кубы открытой трещиноватости по рассеянным волнам и нефтесодержания по волнам МСЭ. На рис. 11 представлены срезы интенсивности

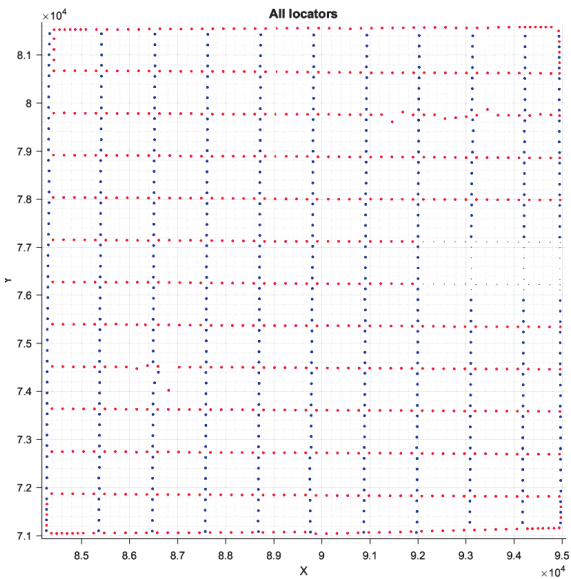


Рис. 10. Стандартная схема наблюдений МОГТ-3D (синие – пункты приема, красные – пункты возбуждения)

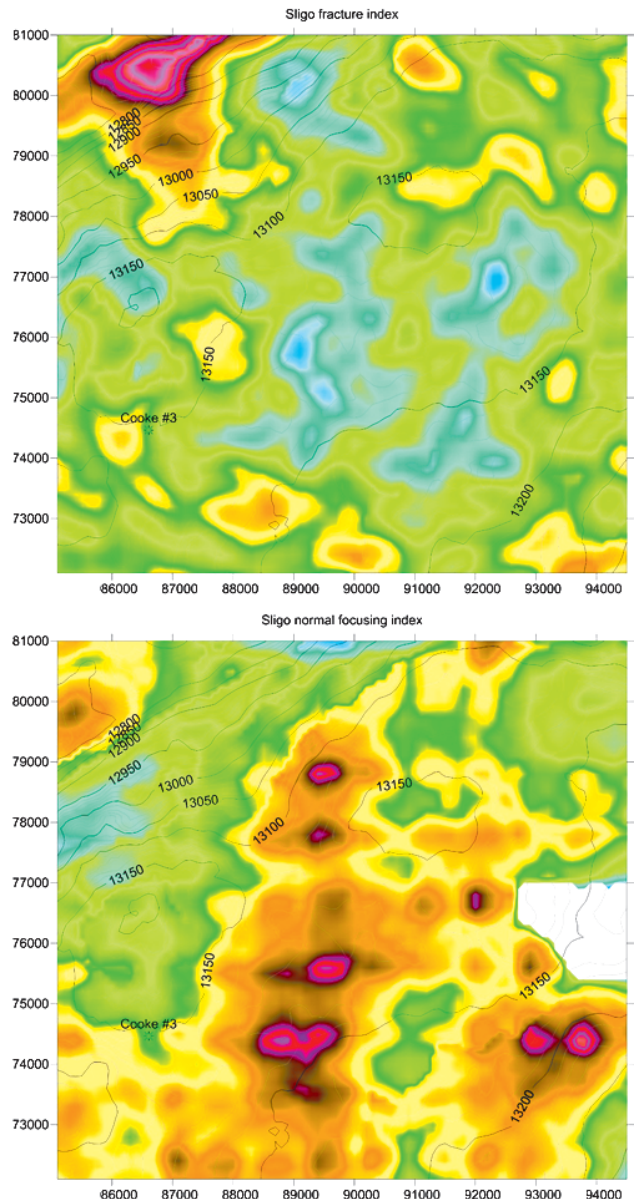


Рис. 11. Срезы интенсивности открытой трещиноватости (вверху) и нефтесодержания (внизу) по структурному горизонту Sligo



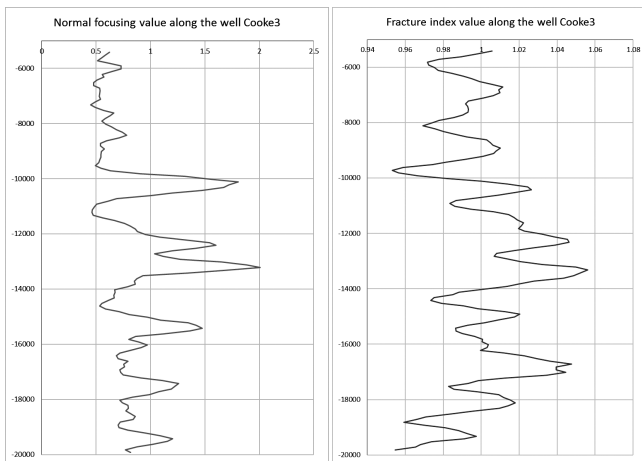


Рис. 12. Вертикальные графики трещиноватости (слева) и нефтенасыщения (справа) вдоль ствола скважины Cooke-3

открытой трещиноватости и нефтесодержания по горизонту Sligo, а на рис. 12 вертикальные графики трещиноватости и нефтенасыщения вдоль ствола скважины Cooke-3. На графике выделяются (до глубины забоя – 14 тыс. футов) нефтесодержащие интервалы разреза, которые были выявлены в процессе бурения данной скважины, что указывает на достоверность полученных результатов. По результатам распределения нефтесодержания в отложениях Sligo выделяется залежь, ограниченная на севере субширотным разломом типа сброса, который является непроницаемым экраном. Хотя данный разлом типа сброса на структурной карте не указан, но на временных сейсмических разрезах он уверенно выделяется. Кроме того, в поле нефтесодержания (Рис. 11, внизу) отмечается хорошее соответствие минимального насыщения нефтью локальных синклиналичных участков, ограниченных изогипсой -13150 фут и находящихся в центрально-восточной и северо-центральной частях площади. Следует отметить, что данное соответствие (строения и нефтесодержания) получено по независимой информации – отраженным и эмиссионным волнам.

## Заключение

Учёными и специалистами «Научной школы нефтегазовой сейсмоакустики проф. Кузнецова О. Л.», начиная с 70-х годов прошлого столетия, проводились теоретические и экспериментальные сейсмоакустические исследования трещиноватости и флюидонасыщения геологической среды. Были созданы специальные методы и технологии, которые по мере их практического применения постоянно совершенствовались для повышения эффективности их использования и достоверности результатов изучения данных характеристик геосреды. Было установлено, что наиболее достоверные результаты сейсмического изучения трещиноватости могут быть получены по волнам рассеянного отражения, а типа флюидонасыщения – по волнам микросейсмической эмиссии (Кузнецов и др. 2006а; Чиркин и др. 2014).

Создание технологий сейсмоакустического 3D- и 4D-изучения распределения трещиноватости позволило выявить ряд закономерностей и особенностей, связанных с наличием в геологической среде:

- напряжённно-деформированного состояния (тектонико-физические модели);

- субвертикальных зон открытой трещиноватости («геодинамических насосов»);
- мини блокового («плитчатого») строения осадочной толщи;
- лунно-солнечных фаз уплотнения и разуплотнения («дыхания») Земной коры;
- парагенезисом зон уплотнения и разуплотнения (эффект дилатации) и др.

Все эти особенности распределения трещиноватости в геосреде учитываются при интерпретации результатов изучения трещиноватости для решения важных прикладных задач по выбору места вскрытия залежи для получения максимально возможного притока УВ, прогнозу аварийно опасных интервалов бурения скважин, контролю изменения трещиноватости при техногенном воздействии на пласт и др.

Было установлено также влияние трещиноватости на акустическую и микросейсмическую эмиссию упругой энергии и закономерности изменения амплитудно-временных параметров процесса эмиссии в зависимости от типа флюидонасыщения (газ, вода, нефть) горных пород и физического воздействия на них естественной и/или техногенной природы. На основе выявленной закономерности была создана технология СЛОЭ, усовершенствована технология АНЧАР и установлены закономерности появления эффектов «прямых поисков» в других сейсмических технологиях: «яркое пятно», способ Ведерникова Г.В. и др. В настоящее время на основе технологии СЛОЭ имеется возможность реализации как специальной обработки исходных материалов 3D для получения информации о нефтесодержании геологической среды, так и непрерывного мониторинга изменения неоднородности и неравномерности флюидосодержания в процессе разработки месторождения УВ с получением результатов в режиме реального времени. Такая возможность технологии СЛОЭ позволяет решать широкий спектр важных прикладных задач при поиске, разведке и разработке месторождений нефти и газа, а комплексирование СЛОЭ с технологиями МОГТ и СЛБО существенно повышает надёжность решения данных задач.

В настоящей работе представлены примеры решения лишь некоторых (из большого многообразия) прикладных задач, многие из которых ранее и не ставились перед сейсморазведкой в связи с её большими ограничениями, т.к. в традиционной сейсмической технологии МОГТ-3D для решения геологических задач используют только отражённые волны, на основе которых можно получить достоверную информацию лишь о строении геологической среды. Поэтому именно комплексное использование сейсмических волн разного класса (отражённых, рассеянных и эмиссионных), которые наблюдают, выделяют и позиционируют на основе комплексных технологических решений, позволяет реально оптимизировать освоение месторождений нефти и газа.

Созданные и успешно используемые (в России и за рубежом) сейсмоакустические технологии СЛБО, СЛОЭ, АНЧАР и ВВП отмечены Премией Правительства РФ 2008 года в области науки и техники, что указывает на признание (на государственном уровне) их эффективности при разведке и разработке месторождений, а также целесообразность их широкого внедрения в практику геолого-разведочных работ и добычи нефти и газа.

## Литература

Аксельрод С.М. (2013). Геофизический контроль гидроразрыва пласта в реальном времени: возможности, реализация и ограничения (по материалам зарубежной печати). *Каротажник*, 8.

Арутюнов С.Л., Кузнецов О.Л., Карнаузов С.М., Ермаков Б.Д., Сиротинский Ю.В. (1997). АНЧАР-новые принципы разведочной геофизики. *Международная Геофизическая Конференция и Выставка ЕАГО*, Москва

Ведерников Г.В., Максимов Л.А., Чернышова Т.И. (2011). Прогноз залежей углеводородов по характеристикам микросейсм. *XI ежегодная международная конференция «Гальперинские чтения – 2011»*. Москва: ЦГЭ.

Гзовский М.В. (1975). Основы тектонофизики. Москва: Наука, 536 с.  
Дорофеева Т.В. (1986). Тектоническая трещиноватость горных пород и условия формирования трещинных коллекторов нефти и газа. Москва: Недра, 223 с.

Жуков А.П., Тищенко И.В., Калимулин Р.М., Горбунов В.С., Тищенко А.И. (2011). Адаптивная вибросейсморазведка в условиях неоднородного строения верхней части геологического разреза. *Технологии сейсморазведки*, 2, с. 5-13.

Жуков А.П., Шнейерсон М.Б. (2000). Адаптивные и нелинейные методы вибрационной сейсморазведки. Москва: ООО «Недра-Бизнесцентр», 100 с.

Кузнецов О., Чиркин И., Фирсов В. (2006а). Сейсмический мониторинг как инструмент повышения эффективности разработки нефтяных месторождений. *Технологии ТЭК*, 6, с. 12-19.

Кузнецов О.Л., Дыбленко В.П., Чиркин И.А. и др. (2007а). Особенности аккумуляции энергии механических напряжений и аномальное сейсмоакустическое излучение в нефтеносных породах. *Геофизика*, 6, с. 8-15.

Кузнецов О.Л., Симкин Э.М., Чилингар Дж (2001). Физические основы вибрационного и акустического воздействий на нефтегазовые пласты. Москва: Мир, 261 с.

Кузнецов О.Л., Чиркин И.А., Жуков А.С., Волков А.В. (2006б). Влияние лунно-солнечных приливов на изменение открытой трещиноватости нефтегазовых резервуаров и прикладное значение этого эффекта. *Геoinформатика*, 10.

Кузнецов О.Л., Чиркин И.А., Курьянов Ю.А. и др. (2004). Экспериментальные исследования. Москва: Государственный научный центр Российской Федерации – ВНИИгеосистем, 362 с., *Сейсмоакустика пористых и трещиноватых геологических сред*, т. 2.

Кузнецов О.Л., Чиркин И.А., Курьянов Ю.А. и др. (2007б). Новые технологии и решение прикладных задач. Москва: ООО «Центр информационных технологий в природопользовании», 434 с., *Сейсмоакустика пористых и трещиноватых геологических сред*, т. 3.

Кузнецов О.Л., Чиркин И.А., Чахмахчев В.Г., Рогоцкий Г.В. и др. (1981). Явление парагенезиса субвертикальных зонально-кольцеобразных геофизических, геохимических и биохимических полей в осадочном чехле земной коры. *Еж. БСЭ*.

Рихтер Ч.Ф. (1963). Элементарная сейсмология. Москва: Издательство иностранной литературы, 670 с.

Чиркин И.А., Ризанов Е.Г., Колигаев С.О. (2014). Мониторинг микросейсмической эмиссии – новое направление развития сейсморазведки. *Приборы и системы разведочной геофизики*, 3, с. 6-15.

Kouznetsov O.L., Lyasch Yu.F., Chirkin I.A., Rizanov E.G., LeRoy S.D. and Koligaev S.O. (2016). Long-term monitoring of microseismic emissions: Earth tides, fracture distribution, and fluid content. *Interpretation*, 4(2), pp. T191-T204. <http://dx.doi.org/10.1190/INT-2015-0047.1>

## Сведения об авторах

*О.Л. Кузнецов* – доктор тех. наук, профессор, академик РАЕН, заведующий кафедрой, президент, Государственный университет «Дубна»

Россия, 141982, Московская обл., Дубна, ул. Университетская, 19

*И.А. Чиркин* – канд. геол.-мин. наук, член-корреспондент РАЕН, доцент кафедры общей и прикладной геофизики, Государственный университет «Дубна»; научный руководитель, ООО «Холдинг ГЕОСЕЙС»

Россия, 141982, Московская обл., Дубна, ул. Университетская, 19

E-mail: iachirkin@gmail.com

*С.Л. Арутюнов* – канд. геол.-мин. наук, академик РАЕН, генеральный директор

ООО «Научно-технологический комплекс АНЧАР»  
Россия, 117418, Москва, Нахимовский пр-т, 33/2, оф. 1

*Е.Г. Ризанов* – ассистент кафедры общей и прикладной геофизики, Государственный университет «Дубна»; ведущий геофизик, ООО «Холдинг ГЕОСЕЙС»

Россия, 141982, Московская обл., Дубна, ул. Университетская, 19

*В.П. Дыбленко* – канд. тех. наук, член-корреспондент РАЕН, директор, ООО «НПП ОЙЛ-ИНЖИНИРИНГ»

Россия, 450103, Уфа, ул. Сочинская, 8, оф. 203

*В.В. Дрягин* – канд. тех. наук, директор, ООО «Научно-производственная фирма Интенсоник»

Россия, 620016, Екатеринбург, ул. Амундсена 100, оф. 104

Статья поступила в редакцию 20.07.2018;

Принята к публикации 16.08.2018;

Опубликована 30.08.2018

IN ENGLISH

## Seismic studies of the unevenness of open fracturing and inhomogeneity of the fluid saturation in the geological environment for optimal development of oil and gas fields

*O.L. Kuznetsov<sup>1</sup>, I.A. Chirkin<sup>1,2\*</sup>, S.I. Arutyunov<sup>3</sup>, E.G. Rizanov<sup>1,2</sup>, V.P. Dyblenko<sup>4</sup>, V.V. Dryagin<sup>5</sup>*

<sup>1</sup>Dubna State University, Dubna, Russian Federation

<sup>2</sup>Kholding GEOSEYS LLC, Moscow, Russian Federation

<sup>3</sup>NTK ANCHAR LLC, Moscow, Russian Federation

<sup>4</sup>NPP OIL-INZHINIRING LLC, Ufa, Russian Federation

<sup>5</sup>Research and Production Company Intensonic LLC, Ekaterinburg, Russian Federation

\*Corresponding author: Igor A. Chirkin, e-mail: iachirkin@gmail.com

**Abstract.** The distribution of fracturing and the type of fluid saturation in the geological environment, along with its structure, is the most important information for optimal development of oil and gas fields, including their search, exploration and development. Integrated use of seismic information about fluid saturation, fracturing and the structure of sedimentary strata helps to choose the optimal locations for

the discovery of wells in order to obtain the maximum possible inflow of hydrocarbons into them. This approach drastically reduces the drilling of dry wells while performing prospecting and exploration works, significantly reduces the capital costs for their implementation and accelerates the commissioning of fields. In the development of the field, continuous seismic monitoring of fracturing and fluid saturation of the productive

strata in real time allows the operative optimization of oil displacement schemes and operating modes of wells, choosing the optimal location and time for performing geological and technological measures, and controlling the geological and technical efficiency of their implementation, etc., the rate of recovery and the completeness of the oil extraction from the deposit while reducing capital and operating costs. To study the 2D-4D distribution of fracturing and fluid saturation in the geological environment by scientists and specialists of the «Scientific School of Oil and Gas Seismoacoustics by prof. Kuznetsov O.L.», innovative seismic technologies are created: «Seismic side-view locator», «Seismolocation of foci of emission» and «Acoustic low-frequency survey», in which for obtaining this information, waves of diffuse reflection and microseismic emissions are used, not mirror reflection, as in traditional seismic surveys. As a result of experimental laboratory, well and field studies, the regularity of the amplitude-time parameters of seismoacoustic emission was determined depending on the type of fluid saturation of rocks and physical impacts, which was also used in the technologies of «Logging of seismoacoustic emission» to isolate oil-containing intervals in a section of wells and «Wave treatment of the reservoir» to increase the oil inflow into the well, including hard-to-recover highly viscous oil.

Examples of the application of seismo-acoustic technologies for solving a wide range of applied problems in the development of oil and gas fields are given.

**Keywords:** seismic studies, fracturing, fluid saturation, oil and gas fields

**Recommended citation:** Kuznetsov O.L., Chirkin I.A., Arutyunov S.I., Rizanov E.G., Dyblenko V.P., Dryagin V.V. (2018). Seismic studies of the unevenness of open fracturing and inhomogeneity of the fluid saturation in the geological environment for optimal development of oil and gas fields. *Georesursy = Georesources*, 20(3), Part 2, pp. 206-216. DOI: <https://doi.org/10.18599/grs.2018.3.206-215>

## References

- Aksel'rod S.M. (2013). Real-Time Geophysical Control of Hydrofracturing: Possibilities, Implementation and Limitations (Based on Analysis of Foreign Sources). *Karotazhnik*, 8, pp. 84-116. (In Russ.)
- Arutyunov S.L., Kuznetsov O.L., Karnaukhov S.M., Ermakov B.D., Sirotinskii Yu.V. (1997). ANCHAR – new principles of exploration geophysics. *Mezhdunarodnaya Geofizicheskaya Konferentsiya i Vystavka EAGO* [EAGO International Geophysical Conference and Exhibition], Moscow. (In Russ.)
- Chirkin I.A., Rizanov E.G., Koligaev S.O. (2014). Monitoring of microseismic emission is a new direction in seismic prospecting. *Priboiy i sistemy razvedochnoi geofiziki* [Instruments and systems of exploration geophysics], 3, pp. 6-15. (In Russ.)
- Dorofeeva T.V. (1986). Tectonic fracturing of rocks and conditions for formation of fractured oil and gas reservoirs. Moscow: Nedra, 223 p. (In Russ.)
- Gzovskii M.V. (1975). Fundamentals of tectonophysics. Moscow: Nauka, 536 p. (In Russ.)
- Kouzetsov O.L., Lyasch Yu.F., Chirkin I.A., Rizanov E.G., LeRoy S.D. and Koligaev S.O. (2016). Long-term monitoring of microseismic emissions: Earth tides, fracture distribution, and fluid content. *Interpretation*, 4(2), pp. T191-T204. <http://dx.doi.org/10.1190/INT-2015-0047.1>
- Kuznetsov O., Chirkin I., Firsov V. (2006a). Seismic monitoring as a tool for increasing the efficiency of oil field development. *Tekhnologii TEK*, 6, pp. 12-19. (In Russ.)
- Kuznetsov O.L., Chirkin I.A., Chakhmakhchev V.G., Rogotskii G.V. et al. (1981). The phenomenon of the paragenesis of subvertical zone-ring-shaped geophysical, geochemical and biochemical fields in the sedimentary cover of the Earth's crust. *Ezh. BSE*. (In Russ.)

Kuznetsov O.L., Chirkin I.A., Kur'yanov Yu.A. et al. (2004). Experimental research. Moscow: Gosudarstvennyi nauchnyi tsentr Rossiiskoi Federatsii – VNIIGeosistem, 362 p., Seismoakustika poristykh i treshchinovatykh geologicheskikh sred [Seismoacoustics of porous and fractured geological media], vol. 2. (In Russ.)

Kuznetsov O.L., Chirkin I.A., Kur'yanov Yu.A. i dr. (2007b). New technologies and solution of applied problems. Moscow: OOO «Tsentr informatsionnykh tekhnologii v prirodopol'zovanii», 434 p., Seismoakustika poristykh i treshchinovatykh geologicheskikh sred [Seismoacoustics of porous and fractured geological media], vol. 3. (In Russ.)

Kuznetsov O.L., Chirkin I.A., Zhukov A.S., Volkov A.V. (2006b). The influence of lunar-solar tides on the change of oil and gas reservoirs open fracturing and the applied significance of this effect. *Geoinformatika = Geoinformatics*, 10. (In Russ.)

Kuznetsov O.L., Dyblenko V.P., Chirkin I.A. i dr. (2007a). Features of mechanical stresses energy accumulation and abnormal seismoacoustic radiation in oil-bearing rocks. *Geofizika = Geophysics*, 6, pp. 8-15. (In Russ.)

Kuznetsov O.L., Simkin E.M., Chilingar Dzh (2001). Physical basis of vibration and acoustic effects on oil and gas reservoirs. Moscow: Mir, 261 p. (In Russ.)

Rikhter Ch.F. (1963). Elementary seismology. Moscow: Izdatel'stvo inostrannoi literatury, 670 p. (In Russ.)

Vedernikov G.V., Maksimov L.A., Chernyshova T.I. (2011). Forecast of hydrocarbon deposits by microseismic characteristics. *XI ezhegodnaya mezhdunarodnaya konferentsiya «Gal'perinskie chteniya – 2011»* [XI annual international conference “Halperin Readings – 2011”]. Moscow: TsGE. (In Russ.)

Zhukov A.P., Shneerson M.B. (2000). Adaptive and nonlinear methods of vibration seismic exploration. Moscow: OOO «Nedra-Biznesstsentr», 100 p. (In Russ.)

Zhukov A.P., Tishchenko I.V., Kalimulin R.M., Gorbunov V.S., Tishchenko A.I. (2011). Adaptive vibroseism exploration in conditions of heterogeneous structure of the upper part of the geological section. *Tekhnologii seismorazvedki* [Seismic exploration technologies], 2, pp. 5-13. (In Russ.)

## About the Authors

*O.L. Kuznetsov* – DSc (Engineering), Professor, Head of the Department, President, Dubna State University

University st. 19, Dubna, Moscow region, 141982, Russian Federation

*I.A. Chirkin* – PhD (Geology and Mineralogy), Associate Professor of the General and Applied Geophysics Department, Dubna State University; Scientific Supervisor, Kholding GEOSEIS LLC

University st. 19, Dubna, Moscow region, 141982, Russian Federation

E-mail: [iachirkin@gmail.com](mailto:iachirkin@gmail.com)

*S.L. Arutyunov* – PhD (Geology and Mineralogy), Director General

NTK ANCHAR LLC  
Nakhimovskiy ave. 33/2 of. 1, Moscow, 117418, Russian Federation

*E.G. Rizanov* – Assistant of the General and Applied Geophysics Department, Dubna State University; Leading Geophysicist, Kholding GEOSEIS LLC

University st. 19, Dubna, Moscow region, 141982, Russian Federation

*V.P. Dyblenko* – PhD (Engineering), Director, NPP OIL-ENGINEERING LLC

Sochi st. 8 of. 203, Ufa, 450103, Russian Federation

*V.V. Dryagin* – PhD (Physics and Mathematics), Director Research and Production Company Intensonic LLC

Amundsen st., 100 of. 104, Ekaterinburg, 620016, Russian Federation

*Manuscript received 20 July 2018;*

*Accepted 16 August 2018;*

*Published 30 August 2018*