

Применение анализа микросейсм для распознавания

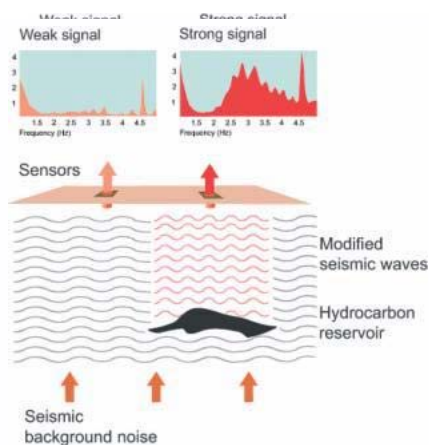
углеводородных коллекторов

Applying microtremor analysis to identify hydrocarbon reservoirs

R. Holzner, P. Eschle, H. Zurcher и M. Lambert из Spectraseis¹, R. Graf of Proseis², S. Dangel и P. F. Meier из Цюрихского Университета³ описывают инновационную пассивную технологию для распознавания геологических структур с углеводородами с помощью анализа низкочастотных сейсмических сигналов. Они иллюстрируют методику примером пробного исследования в Бразилии.

Новый метод поиска и оконтуривания геологических ловушек углеводородов с помощью анализа низкочастотных сейсмических сигналов был разработан в Spectraseis. Он обеспечивает прямой поиск углеводородов для оптимизации

местоположения скважины для разведки, оценки и добычи. Анализ Микросейсм Углеводородов (НуМАС) использует селективную абсорбцию и распространение фонового низкочастотного шума, вызванное углеводородами. В отличие от обычных технологий 2D и 3D сеймики, НуМАС полностью пассивный метод и не требует искусственного возбуждения источниками. Напротив, любой сейсмический фоновый шум в Земле действует как движущая сила для возбуждения сигналов, указывающих на углеводороды. Спектр фонового сейсмического шума по-другому изменяется при взаимодействии с геологическими ловушками углеводородов, чем при взаимодействии просто с похожими структурами без углеводородов (Рис. 1).



фонового сейсмического шума с углеводородами в геологических структурах отражается в изменении спектра в окрестности 3 Гц. Трассы наверху показывают обычные плотности мощности спектра для вертикальной компоненты скорости (сигнал НуМАС), измеренной рядом (слева) и над вершиной (справа) углеводородного коллектора. Эти трассы более детально показаны на рис. 4.

Первый непротиворечивый доклад про низкочастотные сейсмические измерения и анализ для поиска углеводородов в геологических формациях был сделан в 2001 S. Dangel и др. Линейное соотношение между наблюдаемым сигналом и общей мощностью углеводородных слоев было установлено с помощью различных измерений, которые сравнивались с данными ГИС на Ближнем Востоке. Ранее в 1993 г. другие открытия свойств низкочастотных сигналов были сделаны применимо к нефтенасыщенным слоям Голошубиным Г. М. и др. Они анализировали экспериментальные скважинные сейсмические данные с месторождения в Западной Сибири и обнаружили очень низкочастотные (10 Гц), низкоскоростные (300 м/с) и высокоамплитудные сигналы от нефтенасыщенных слоев. Их объяснение и моделирование было основано на теории Био (Biot, M.A., 1956), но содержало двухфазовую среду – твердое тело с флюидонаполненными трещинами. Эта модель была удачно применена для анализа вулканических микросейсм Шуе в 1986 г. и Ферраззини с Аки в 1987. Эти открытия недавно были подтверждены сложными лабораторными экспериментами (Корнеев В. А., Голошубин Г. М., Далец Т. М. и Силин Д. Б.). С помощью них можно объяснить низкочастотный отклик от тонких углеводородных прослоек, измеренный во время сейсмической съемки отраженных волн.

Можно понять возможный механизм, вызывающий сигналы НуМАС, в рамках простой линейной модели осциллятора. Механизм поро-механического усиления, вызванный фоновым сейсмическим шумом, резонансно усиливает низкочастотные сейсмические сигналы из-за взаимодействия жидких углеводородов, воды и порового материала горных пород. Образующиеся осцилляции передаются от коллектора к поверхности практически без потерь на поглощение или рассеяние, так как сигналы низкочастотны. Ожидается, что настоящие исследования, которые комбинируют аспекты макроскопического распространения волн Корнеева и также механизм поро-механического усиления, обеспечат продвижение вперед к полному пониманию возникновения сигналов НуМАС.

Технология НуМАС объединяет несколько процессов и процедур, которые более детально описаны ниже и проиллюстрированы примерами из недавнего пробного коммерческого исследования в Бразилии.

¹Spectraseis, Giessereistrasse 5, CH-8005 Zurich, Switzerland. ²Proseis, Siewerdtstr. 7, CH-8050 Zurich, Switzerland. ³University of Zurich, Winterthurerstr. 190, CH-8057 Zurich, Switzerland.

Съемка, обработка и интерпретация данных с площади 120 км² были проведены за пять месяцев. Первоначально результаты представляли собой контурные карты некалиброванной интенсивности сигнала НуМАС. Сигналы были последовательно сравнены с общей мощностью слоев с углеводородами, выделенным по ГИС в 8 скважинах. Это было основой для предварительных карт толщин слоев с углеводородами. Первоначальные результаты этой съемки подают надежды. В ближайшее время будет проведена калибровка с дополнительными скважинными данными, что позволит использовать НуМАС для расположения новых скважин в наиболее вероятных коллекторах.

Получение данных

Данные были собраны с площади 120 км² с использованием высокочувствительных сейсмометров с широким диапазоном (0.03-50 Гц с разрешением 5·10⁻¹⁰ м/с). Съемку проводила бригада из 20 человек в течение 55 дней. Было произведено примерно 500 измерений на 266 пикетах, включая повторные измерения для контроля качества. Наблюдения были выполнены в двух фазах: в первой фазе вся площадь съемки была покрыта измерениями по сетке с шагом 1000 x 1000 м; во второй фазе использовалась более узкая сетка с шагом 500 x 500 м. Предварительный анализ после первой фазы выделил наиболее интересные зоны, которые были исследованы более детально в фазе 2.

На большинстве пикетов инструменты помещались в отверстия 60 см глубиной с тонким фанерным основанием и крышкой (рис. 2). Расположение выбиралось внутри радиуса нескольких десятков метров от запланированной регулярной сетки при условии хорошего покрытия GPS, твердой почвы и отсутствии близлежащих искусственных источников шума. В местах, где поверхность трудна для проникновения, датчики ставились на тарелку с хорошим контактом с грунтом.



Рис. 2 Подготовка датчика перед измерениями

Обработка и анализ данных

Была произведена предобработка полевых данных для немедленного контроля качества и перевода исходных данных в структурированные форматы, необходимые для обработки в запатентованном программном обеспечении Spectraseis. Несмотря на то, что обработка данных сама по себе сильно автоматизирована, качество сигнала в каждом измерении постоянно визуально контролировалось опытными интерпретаторами на протяжении всего процесса анализа, так как контроль качества очень важен.

Всего для окончательного анализа было использовано 376 набора данных хорошего качества, выбранных из примерно 700 часов временных последовательностей, записанных с частотой дискретизации 100 Гц. Эти наборы данных были потом уменьшены до одного значения НуМАС для каждого пикета и изображены в виде контурных карт вместе с информацией о качестве сигнала и распределении перцентилей.

Множество комбинация методик усиления сигналов во временной и частотной области было применено в зависимости от качества измерений с целью повышения отношения сигнал/шум и максимального выделения возможной информации. Обратите внимание, что зарегистрированный сигнал НуМАС должен показывать флуктуации по интенсивности фонового сейсмического шума (Aki, K. и Richards, P.G., 1980). Для анализа сигналы НуМАС были осреднены по длительности непрерывных последовательностей измерений.

Временные последовательности

Данные, записанные отдельным датчиком, изображаются как временная последовательность. Большие амплитудные возмущения и разрывы в потоке данных во время процесса записи можно выделить. Также в отчетах по измерениям можно пометить информацию, например, о проезде мимо автомобиля,

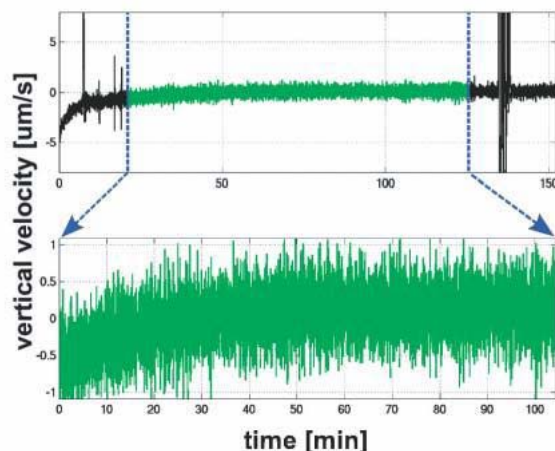
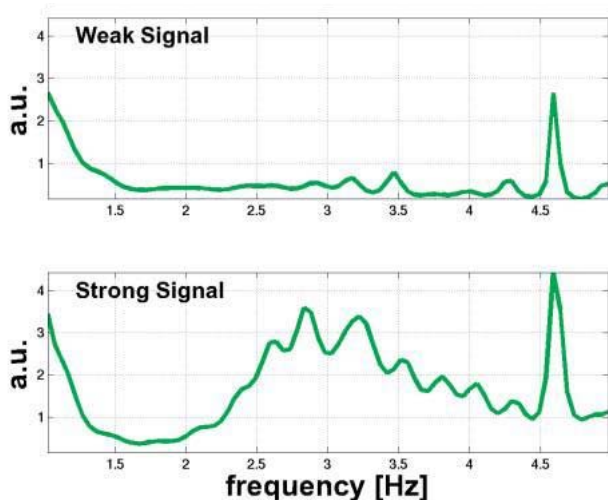


Рис. 3 Временные последовательности скорости вертикального смещения, измеренной при частоте дискретизации 100 Гц. От исходной временной последовательности (сверху) отрезаны интервалы с малым количеством возмущений и собраны (снизу) для следующей обработкой. Решение об использовании интервалов основывалось на предыдущих стадиях анализа.

погодных условиях или других искусственных источниках шума. Невозмущенные данные отбираются для дальнейшей обработки (рис. 3).

Плотность мощности частотного спектра

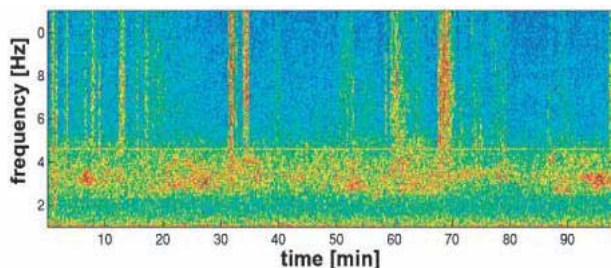
Частотный спектр наиболее подходит для определения амплитуд сигналов НуМАС, как показано на рис. 4.



НуМАС можно определить как максимальное значение плотности мощности спектра вблизи 3 Гц. Трасса наверху соответствует низкому значению НуМАС, а трасса снизу соответствует высокому значению. На частоте 4.6 Гц определяется искусственный источник узкополосного шума.

Радиус корреляции спектра

Это альтернативный способ к плотности мощности частотного спектра, основанный на оценке свойств временной когерентности исследуемых сигналов. Он наиболее подходит для разделения сигналов НуМАС и когерентных источников искусственного низкоамплитудного шума.



времени (горизонтальная ось) измерений. Цвет есть функция плотности мощности спектра, изменяющийся от низких значений (голубой) до высоких значений (красный). Сильный широкополосный шум четко виден как вертикальные красные, а сильные узкополосные сигналы выделяются в виде тонких горизонтальных линий.

Спектрограммы

Разложение время-частота (рис. 5) показывает наличие или отсутствие источников непрерывного узкополосного шума и используется для выделения интервалов с низким уровнем шума.

Определение качества сигнала

На протяжении всего процесса анализа, повторно определяется качество сигнала для каждого измерения. Выделяется четыре уровня качества, основанных на особых свойствах сигнала. В зависимости от уровня качества применяются подходящие методы анализа сигнала с целью улучшить качество сигнала до следующего высшего уровня.

Динамический (изменяющийся во времени) спектральный анализ

Частотный спектр рассчитывается для узкого временного окна, которое сдвигается с определенным шагом по времени по всей длине записи. Это производится для анализа динамического поведения сигнала и выделения устойчивых периодов, где можно применить другие методы анализа наиболее эффективно. Использование тех же самых процедур на различных частотных отрезках позволяет находить корреляцию между эффектами, показывающими амплитудные изменения в разных частях спектра.

Визуальный осмотр

Визуальный осмотр результатов является наиболее важной частью контроля автоматических процедур. Он также позволяет определить на глаз те значения, где применение автоматических процедур неудачно. Уровни качества сигнала обычно назначаются во время такого осмотра.

Соображения устойчивости

Способность к воспроизводству исследований, статистический анализ артефактов и другие способы контроля качества процедур используются при наблюдении за стадиями обработки сигнала, чтобы удостовериться в надежности результатов.

Изображение и интерпретация данных

Детальный анализ измеренных сигналов НуМАС и различные свойства качества сигнала отображены в 'Карте Углеводородного Потенциала НуМАС' (рис. 6, левый), которая помогает принимать решения о размещении скважин для разведки, оценки и добычи углеводородов. Карта показывает выделенную область (зеленая область), где располагалась треть всех измерений с сильнейшими сигналами НуМАС, то есть самым высоким потенциалом для содержания углеводородов. Напротив, голубая зона показывает область другой трети измерений, где были зарегистрированы самые низкие амплитуды сигналов.

Более детальное представление наблюдений показано на 'Контурной карте НуМАС' (рис. 6, центр) как некалиброванные относительные амплитуды сигналов НуМАС (плотность спектральной мощности около 3 Гц), нормированные в диапазоне от 0 до 100. Ожидается, что распределение будет пропорционально (S. Dangel et al., 2003) общей мощности слоя углеводородов.

Карта абсолютной мощности углеводородов в метрах может быть получена при подходящей информации от калибровочных скважин.

Внешний шум, вызванный движением, добывающими установками или другими промышленными объектами, как и урбанистическая деятельность, воздействуют на качество высокочувствительных сейсмических измерений. Для исследования таких возмущений области с сильным шумовым воздействием (оранжевые области, рис. 6, справа) и тихие области (зеленые области) изображены на 'Карте Шума и Качества'. Можно выделить три категории воздействия шума на измерения: 1) шум, который ведет к уменьшению полезной длины временной; 2) шум, который увеличивает амплитуду регистрируемого сигнала и, значит, уменьшает относительную интенсивность сигнала НуМАС; и 3) сильный промышленный шум в диапазоне 10-40 Гц.



Рис. 6 'Карта Углеводородного потенциала' (слева), 'Карта Контур Углеводородов' (в центре) и 'Карта Шума и Качества' (справа).

Круги с номерами обозначают местоположения измерений на выбранной площади 2 км x 2 км, включая повторные измерения (например, 225, 226, 227), проведенные на позиции нижнего левого круга. Заполненные зеленые круги на 'Карте Шума и Качества' обозначают самое лучшее качество измерений.

Карта Углеводородного Потенциала НуМАС, Контурная Карта и Карта Шума и Качества отображают информацию, которую в совокупности можно использовать для выделения областей с высоким углеводородным потенциалом.

Максимальную амплитуду относительного сигнала НуМАС можно четко выделить внутри областей с высоким углеводородным потенциалом. Тем не менее, нужно быть осторожным, чтобы не переоценить максимальные значения НуМАС, пока они не прокалиброваны по данным ГИС, так как такие высокие значения могут быть вызваны несколькими обстоятельствами: коллектор расположен близко к поверхности, несколько резервуаров вместе на разных глубинах, наличие газа или эффекты от геологических структур в ВЧР, которые часто усиливают сейсмические сигналы из-за резких градиентов плотности и скорости.

С другой стороны не существует такой неоднозначности для областей со слабыми сигналами НуМАС хорошего качества, и прогноз углеводородного потенциала более убедителен. Все измерения были высокого качества, хотя и были области с более низким качеством из-за сильного сейсмического наведения от добывающих скважин. Для этих областей применялись особые методики обработки сигналов для извлечения полезных сигналов с улучшенным качеством.

Комплексирование данных для калибровки

После обработки сигналов НуМАС результаты сравниваются с другой геофизической информацией по району съемки. Для недавней съемки в Бразилии (см. карту ниже) данные ГИС были доступны для восьми скважин, распределенных по всей области исследования. Сравнение и наши статистические тесты подтвердили линейное соотношение между толщиной слоев углеводородов и зарегистрированными значениями НуМАС, которое изменяется в зависимости от поверхности геологической формации (рис. 8). В результате была получена калиброванная карта прогнозируемых толщин слоев углеводородов для всей площади.

Контроль качества

Процедуры контроля качества являются составной частью полевых измерений и последующих стадий обработки данных. Процедуры гарантируют высокое качество и полноту данных, правильное расположение измерений, учет источников сильного внешнего шума, безопасное хранение данных, воспроизводимость и отсутствие системных приборных ошибок.

Воспроизводимость

Более чем на 60 пикетах в Бразильской съемке были проведены одно или два повторных измерений через несколько недель для проверки воспроизводимости. Несмотря на то, что сигнал НуМАС может изменяться на короткой временной базе из-за окружающего шума или коротких подземных сейсмических импульсов, считается, что за время измерений (0.5-2 часа) значение должно выйти на средний уровень, в котором не изменяется углеводородная составляющая. Для демонстрации этого важного свойства измерения первой фазы частично повторялись во второй фазе шесть недель спустя. Пара измерений проходила тест на воспроизводимость, если измерение показывало те же значения НуМАС в пределах статистической погрешности. Погрешность измерений описывается стандартным отклонением плотности мощности спектр Фурье по методу Welch (Welch, P.D., 1967) для определенной частоты. Из 48 пар измерений 37 совпали внутри одного стандартного отклонения относительных статистических ошибок измерения, 10 внутри двух и одно внутри больше, чем двух. Это говорит об отличном уровне надежности более 95%. Эта выборка представительна для всех измерений, так как для теста было использовано 25% всех измерений.

Статистические тесты

Одно из самых фундаментальных статистических свойств, допущение о том, что распределение измеренных значений то же самое для всех измерений со статистической погрешности. Дальнейшие тесты вовлекают исследование систематически значимых отклонений относительно обстановки измерений (на земле или на тарелке на поверхности), погодных условий, состава горных пород верхней части разреза, высоты и шума.

Взаимодействие с окружающей средой и безопасность

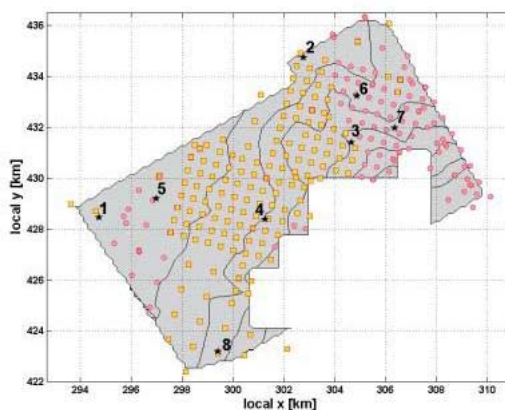
Традиционная 2D и 3D сейсмическая съемка губительно воздействует на окружающую среду из-за использования вибраторов и другой тяжелой техники для бурения скважин для взрыва, транспортировки материала или зачистки растительности для прокладки линий. Применение технологии НуМАС на стадии разведки обычно ведет к выделению областей с высоким углеводородным потенциалом, что может сократить области для последующих 2D или 3D сейсмических съемок и связанные с ними повреждения окружающей среды.

Съемки НуМАС фактически не имеют воздействия и поэтому хорошо подходят для чувствительной окружающей среды. Подъезд можно осуществить с помощью внедорожников, вертолета или пешком. Оборудование можно пронести руками на большие расстояния между точками измерений, что снижает воздействие первоначальных исследований в запрещенных областях защиты дикой жизни или растений. Незначительные повреждения почвы в точках измерений для установки датчиков легко устранить и вернуть в начальное состояние.

При учете современных возможностей направленного бурения НуМАС является идеальным способом для обнаружения запасов под запрещенными территориями, которые можно эксплуатировать лишь с использованием буровых платформ, расположенных в нескольких километрах от этих территорий. Отсутствие взрывчатки или тяжелых транспортных средств также значительно снижает риск травмирования персонала по сравнению с обычными сейсмическими компаниями. Во время съемки не было случаев простаивания.

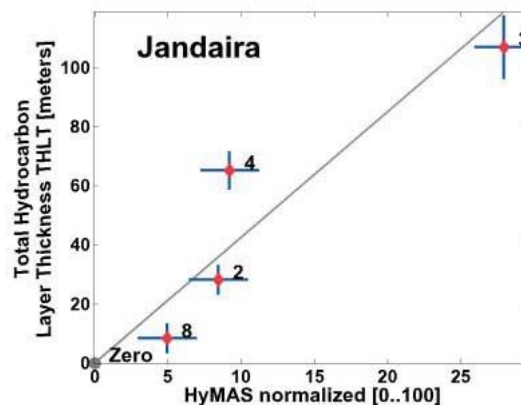
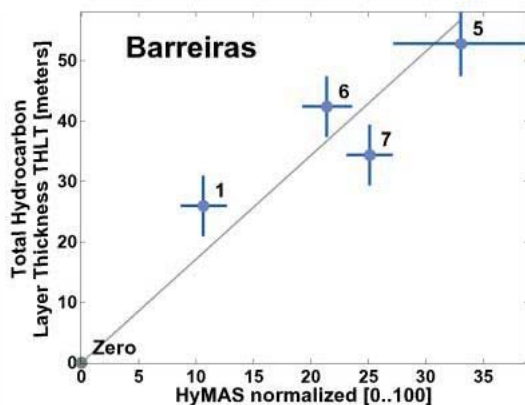
Результаты экспериментов в Бразилии

Недавняя пробная программа для Petroleo Brasileiro (Petrobras) в Бразилии успешно продемонстрировала использование технологии НуМАС при коммерческих работах. Зарегистрированные наборы данных были сравнены с данными ГИС восьми скважин. Для целей демонстрации эти данные ГИС не были предоставлены до завершения анализа данных. Главный результат этого сравнения состоит в предварительной калибровке, показывающей линейное соотношение



Квадраты: измерения, проведенные в формации Jandaira. Круги: измерения, проведенные в формации Barreiras. Контурные линии обозначают превышение между уровнем моря (слева) и 120 м (справа).

зарегистрированной интенсивностью сигнала НуМАС и общей мощностью углеводородных слоев, полученной по данным ГИС (см. рис. 8). Это согласуется с результатами предыдущих съемок на Среднем Востоке и в других местах (Dangel, S. et al., 2003). Как показано на рис. 8 а, применяется различный угол наклона предварительных линий калибровки для данных из Barreiras (аллювиальные осадки) и Jandaira (твердые известняки) (рис. 7), что можно объяснить большой разницей акустических импедансов. Рис. 7 показывает пикеты, на которых проводились измерения. Восемь пикетов, для которых была доступна информация ГИС, выделены черными звездочками с номерами 1-8. Структуры с углеводородами были выделены по обычным данным ГИС с разрешением 0.2 м. Общая толщина слоев углеводородов (THLT) представляет собой сумму всех выделенных интервалов. Рис. 8 показывает кроссплот THLT против измеренных значений НуМАС,



разные линии регрессии соответствуют двум разным наборам измерения в Barreiras (левый) с углом наклона 3.9 ± 1.9 и в Jandaira (правый) с углом наклона 1.3 ± 0.4 . Интервалы ошибок по y-направлению (THLT) соответствуют отклонению в 10% в оцененном факторе водонасыщения для определения слоев с углеводородами. Интервалы ошибок по x-направлению (значение НуМАС) соответствуют флуктуациям сигнала во время измерений. Номер скважин относится к рис. 7.

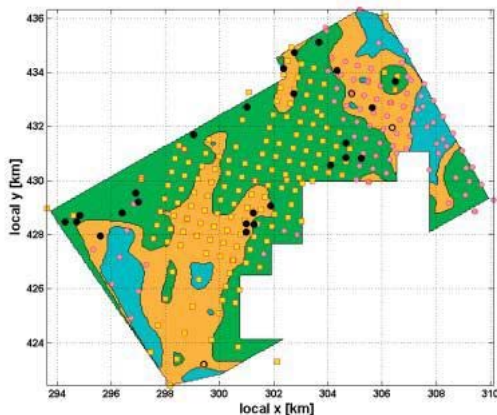
и линии регрессии, подобранную в смысле наименьших квадратов, для данных из Barreiras и Jandaira близки к данным восьми скважин.

Для проверки прогнозной силы Карты углеводородного потенциала НуМАС были посчитаны средние значения THLT для каждой зоны по данным ГИС в 25 скважинах (рис. 9). Результат представлен в Таблице 1, показывающий среднее значение THLT 41 м в зоне с высоким потенциалом, 18 м в зоне со средним потенциалом по средним результатам 14 и 11 скважин соответственно. Для низкопотенциальных зон не была доступна скважинная информация. Большие вариации значений THLT для каждой зоны отражают трещинную природу коллектора, где соседние скважины могут показывать сильно различные значения THLT.

Potential	Mean THLT [m]	Variation of THLT [m]	Number of Wells
High	41	47	14
Medium	18	11	11
Low	0	0	0

общей мощности слоев углеводородов (THLT)

При этом сравнении сигналы НуМАС, измеренные в различных геологических формациях, были скорректированы калибровкой, показанной на рис. 8, и только данные самого высокого качества с низким внешним шумом использовались для определения границ потенциальных зон.



Углеводородного потенциала НуМАС. Черные круги обозначают добывающие нефтяные скважины; полые черные круги обозначают недобывающие. Красные квадраты, заполненные желтым; красные круги, заполненные желтым - Barreiras. Зеленая область - высокий углеводородный потенциал; желтая область - средний углеводородный потенциал; и голубая область - низкий углеводородный потенциал.

Области применения и преимущества

Преимущества технологии НуМАС для оператора многообразны. В общем, НуМАС обеспечивает прямой поиск углеводородов для оптимизации расположения скважин во время разведки, оценки и добычи. Если применять эту технологию на ранних стадиях разведки на площадях, где должны были применяться

дорогие 2D и 3D сейсмические исследования, то можно радикально сократить стоимость и время работ.

НуМАС является идеальным дополнением к 2D и 3D сейсмике, так как он дает важную информацию о наличии углеводородов в геологической структуре, которая обычно нельзя получить другим образом. В то время как отражательная сейсмика часто дает плохие результаты для рыхлых песчаных формаций или слоев с твердой кровлей, применение НуМАС обычно успешно из-за низкочастотного состава анализируемой информации. Также быстрое время работ определяет выбор технологии НуМАС для многих приложений.

Заключение

Съемка НуМАС в Бразилии продемонстрировала, что анализ низкочастотных сейсмических сигналов дает точную и устойчивую информацию об углеводородном потенциале площади. Применение технологии НуМАС на ранних этапах разведки может минимизировать проведение дорогих сейсмических съемок и снизить риск бурения сухих скважин. Комплексирование НуМАС с 2D или 3D сейсмическими данными позволяет оптимально расположить скважину для оценки и добычи.

Благодарности

Авторы благодарят Petroleo Brasileiro (Petrobras) за их сотрудничество и особенно Jurandy Schmidt за его поддержку при организации съемки, Wagner Preda и Wander N. de Amorim за их помощь во время окончательного анализа.

Ссылки

- Aki, K. and Richards, P.G. [1980] *Quantitative Seismology, Theory and Methods*. Freeman.
- Biot, M.A. [1956] Theory of propagation of elastic waves in a fluid-saturated porous solid - 1. Low-frequency range. *J. Acoust. Soc. Am.*, **28**, 168-178.
- Chouet, B. [1986] Dynamics of a fluid-driven crack in three dimensions by the finite-difference method. *J. Geophysics.Res.* **91** 13967-92.
- Dangel, S. et al. [2003] Phenomenology of tremor-like signals observed over hydrocarbon reservoirs. *Journal of Volcanology and Geothermal Research*, **128**, 135-158.
- Ferrazzini, V. and Aki, K. [1986] Slow wave trapped in a fluid-filled infinite crack: Implication for volcanic tremor. *J. Geophysics.Res.* **92**, 9215-23.
- Goloshubin, G.M. et al. [1993] Slow Wave Phenomenon at Seismic Frequencies. *63th Annual International SEG Meeting*, Washington DC, SL4.6, 809-811.
- Korneev, V.A., Goloshubin, G.M., Daley, T.M., and. Silin, D.B [2004] Seismic low-frequency effects in monitoring fluid-saturated reservoirs. *Geophysics*, **69**, 522-532.
- P.D. Welch, P.D. [1967] The Use of Fast Fourier Transform for the Estimation of Power Spectra: A Method Based on Time Averaging Over Short, Modified Periodograms. *IEEE Trans. Audio Electroacoust.* Vol. AU-15, 70-73.