

скважинная сейсморазведка

Межскважинное просвечивание, как метод предоставляющий дополнительную информацию для оптимизации процесса разработки месторождений. Crosswell imaging provides detail for optimizing reservoir development

Марк Мак-Калум (Mark McCallum, Z-Seis Corporation, Calgary, Canada) представляет практические примеры, иллюстрирующие преимущества межскважинной сейсморазведки при принятии решений на стадиях разработки и эксплуатации месторождений.

По мере сокращения разведанных запасов углеводородов, перед газовиками и нефтяниками возникают новые проблемы. Центр внимания в индустрии смещается от традиционных методов разработки и разведки новых месторождений к методам повышения отдачи разрабатываемых месторождений. Фокус исследований в настоящее время перемещается как на разведку таких нетрадиционных резервуаров, как пески, насыщенные углеводородами, плотные газосодержащие породы и угольный метан, так и на изучение отдаленных арктических и глубоководных шельфовых регионов. В обоих случаях, при разработке новых и дополнительной разработке известных месторождений, межскважинная сейсморазведка может предоставлять беспрецедентное разрешение для исследования резервуаров в межскважинном пространстве.

В критических точках процесса исследования и разработки месторождения принимаются решения, которые могут существенно повысить его эксплуатационную значимость, если они основаны на точном представлении о структуре резервуара. За последние десять лет, наземные 3D сейсмические исследования предоставили существенную информацию, повлиявшую на решения при детальной разведке и разработке месторождений. Тем не менее, современные технологии межскважинной сейсморазведки, являющиеся новым эффективным инструментом в исследовании нетрадиционных резервуаров и разработке старых месторождений.

Секрет в повышении качества исследований нетрадиционных резервуаров и разработке старых месторождений состоит, говоря буквально, в деталях. Межскважинная сейсморазведка – это технология, которая предоставляет детальные данные, необходимые для лучшего понимания строения резервуара в масштабе как мест скопления углеводородов, так и, что еще более важно, нахождения перемычек в резервуарах. Этот современный процесс исследований дает несравнимую детальность в описании строения резервуара в межскважинном пространстве, достигая беспрецедентного разрешения в 1-3 м.

При разработке новых месторождений, точная информация о глубинном и пространственном строении, является критически важной при правильном выборе таких ключевых

параметров процесса разработки, как плотность сетки скважин при бурении и их глубина. Более точное представление о структуре позволяет сделать более точную оценку запасов резервуара. Межскважинная сейсморазведка вносит дополнительную информацию в результаты наземной 3D сейсморазведки и данные разведочного бурения. Существуют два ключевых момента времени в процессе разведки и эксплуатации месторождения, в которые наличие дополнительной информации от межскважинной сейсморазведки наиболее критически важно: на начальной стадии разработки и при формулировании программ по дополнительным процедурам разработки старого месторождения.

На практике

В процессе межскважинных сейсмических исследований обычно используются две или более скважин одновременно. Погружаемый сейсмический источник опускается в скважину, а приемные сейсмические косы в одну или несколько соседних скважин. Источник сейсмических колебаний излучает сигнал очень высокой частоты, обычно 100-2000 Гц. Энергетический отклик регистрируется в приемных скважинах. При этом два типа информации регистрируются и обрабатываются обычным образом: во-первых, время пробега между источником и приемником, и во-вторых, информация от отражающих горизонтов над и под точками расположения источника и приемника. Кроме этого, в межскважинной сейсморазведке могут быть зарегистрированы и обработаны другие сейсмические волны и атрибуты межскважинного сейсмического поля для получения специфической информации о глубинном строении, такие как обменные волны. На рис.1, сплошными линиями показаны пути распространения прямых волн, показанные пунктиром пути распространения отраженных волн, позволяют определить скорости сейсмических волн. Типичный межскважинный сейсмический разрез в пространстве между скважинами с излучателем и приемником графически изображен на рис. 2. Объединенный скоростной разрез и разрез по осям синфазности дает не только детальную информацию о структуре резервуара, но и о свойствах пород, образующих его.

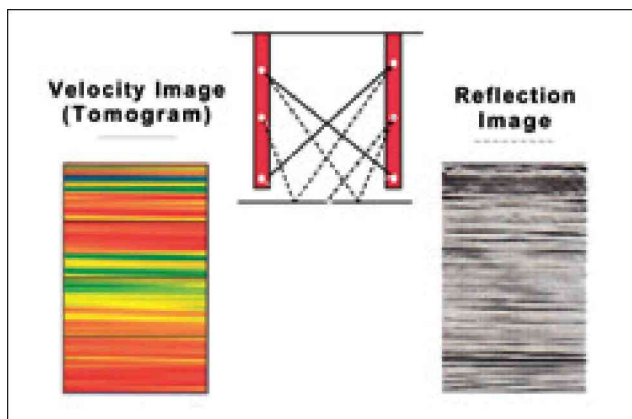


Рис. 1 Пути распространения лучей прямых и отраженных волн.

© 2007 EAGE

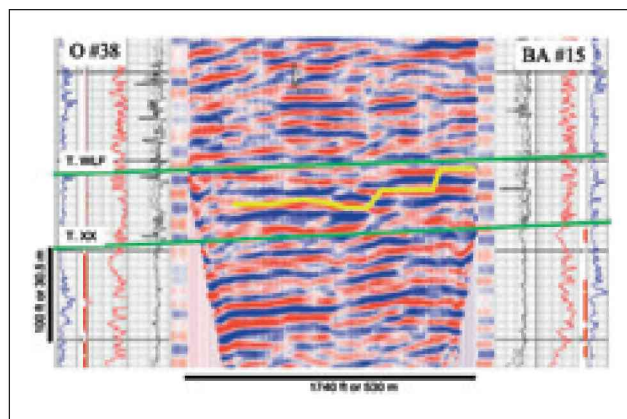


Рис. 2. Объединенный скоростной разрез и разрез по осям синфазности

скважинная сейсморазведка

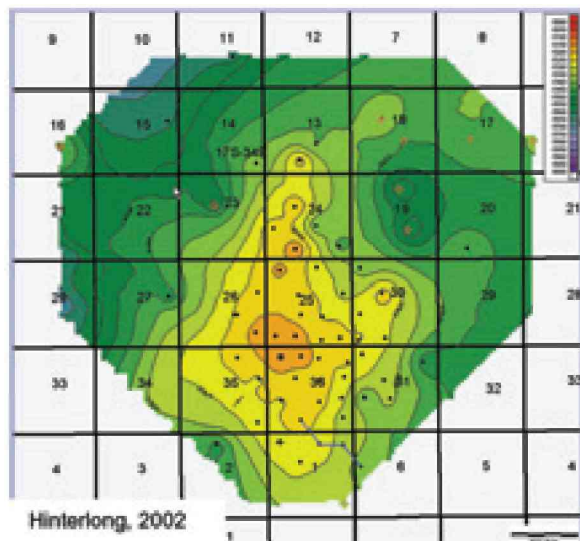


Рис. 3 Структурная карта верхней части формации Wolfcamp. Отметьте изолированные вершины, их геометрия наиболее сходна с результатами интерпретации в модели погребенных купольных отложений верхней части формации Wolfcamp.

Определение характеристик резервуара

На нижеследующем примере, фирма ChevronTexaco применяла межскважинную сейсморазведку для детального определения характеристик рифовых структур в формации Wolfcamp на нефтяном месторождении Vacuum в Нью-Мексико. Поскольку формация Wolfcamp известна локально несвязанными выходами пород на поверхность, предполагалось, что подобные неоднородности наблюдаются также в основании толщ. Требовалось найти способ предсказания пород формации Wolfcamp в промежутках между известными выходами на поверхность, где не вскрытые скважинами породы могут быть обнаружены и в дальнейшем разработаны. Очевидно, что методы наземной 3D сейсморазведки не могут дать нужную детальность, необходимую для выявления проводящих пластов с мощностью от 10 до 15 футов (3-4.5 м). Таким образом, для определения строения и выявления связанных и несвязных участков проводящих толщ, были применены методы межскважинной сейсморазведки (Martin, 2002).

На нефтяном месторождении Vacuum, породы формации Wolfcamp состоят в основном из известняков и доломитов с прослоями глинистых сланцев. Породы формации Wolfcamp отлагались в условиях мелководного шельфа.

Предыдущие исследователи определили, что погребенные биогермные отложения относятся к ранне-меловым или поздне-пермским карбонатам в северо-западной части шельфа (Broadhead, 1999). Проявления изолированных выходов на поверхность, по-видимому, аналогичны погребенным отложениям, обнаруживаемых на

структурных и 3D сейсмических картах формации Wolfcamp. Структурная карта верхней части формации Wolfcamp на рис. 3 показывает различие в структурах геометрии формации и медленно погружающейся модели шельфа. Наоборот, на рис.3 геометрия отдельных вершин подобна модели погребенных отложений верхней части формации Wolfcamp. Изолированные вершины можно интерпретировать как погребенные отложения, проявляющиеся на обычных 3D поверхностных сейсмических разрезах. Фирма ChevronTexaco выбрала эти структуры, как возможные резервуары, пробуравив вертикальные скважины в вершинах структур. Отдача этих резервуаров оказалась меньше ожидаемой и несоответствующей модели резервуара для данного типа геологического тела. Для разработки более устойчивой геологической модели потребовались дальнейшие исследования с применением межскважинной сейсморазведки.

Для дальнейшей детализации характеристик погребенных отложений было выбрано четыре профиля для работ по методу межскважинной сейсморазведки. Интерпретируемый разрез представлен на рис. 4. Этот разрез четко показывает, что тело резервуара сильно неоднородно от скважины к скважине. В результате, получается неполная отдача при вертикальном расположении скважин. Клиноформные структуры, выходящие на поверхность, четко проявляются на межскважинных разрезах и служат хорошим индикатором углов падения и глубин резервуаров.

Стратегия бурения для данного резервуара была изменена с бурения вертикальных скважин на горизонтальные, нацеленные на проводящие породы резервуара, вдоль клиноформных структур, как показано на межскважинном разрезе. Траектория одной из горизонтальных скважин показана желтым цветом на рис. 5. Результаты отдачи для горизонтальной скважины впечатляют – отдача увеличилась на 300% по сравнению с первоначальной вертикальной скважиной.

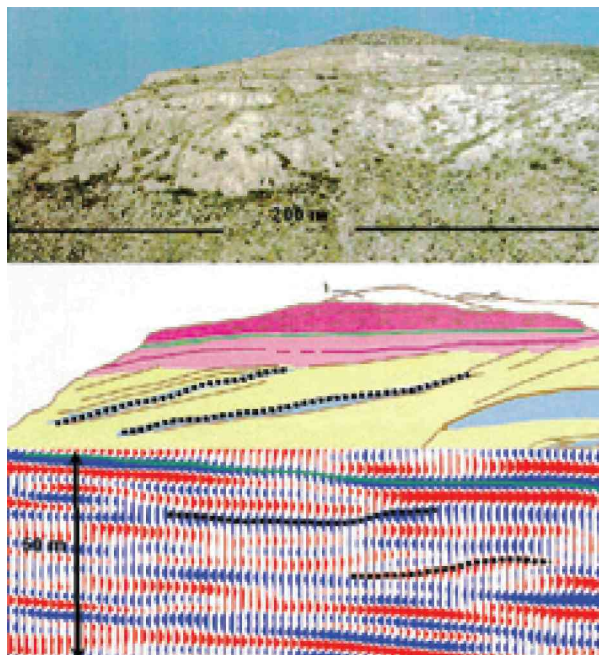


Рис. 4 Выход карбонатного рифа и межскважинный разрез.

Повышение нефтеотдачи

Совместное изображение логарифмов скоростей упругих волн и разреза осей синфазности дает беспрецедентное разрешение для задач мониторинга фильтрационных интервалов гетерогенных резервуаров. При изменениях на контактах газ/нефть/вода свойств флюидов или пластового давления происходят изменения в скорости и характере отражения (Marion, 1997). Временной мониторинг содержания CO₂, воды, и водяного пара дает новые представления о процессах в нефтесодержащих породах и методах по повышению отдачи. Незначительные изменения в резервуарах за пределами чувствительности 4D сейсморазведки, четко выделяются с помощью межскважинного мониторинга резервуаров.

Ниже представлен рис. 6 для проекта медленного закачивания CO₂ в западном Техасе. На цветной карте показано уменьшение скоростей упругих волн после закачивания CO₂ по сравнению с первоначальной. Красным цветом показано 10% уменьшение томографической скорости. Изменения давления в резервуаре и наличие CO₂ в породах создают изменение скоростей, показанное изменением цвета. Внедрение CO₂ расширило известный резервуар на половину между скважинами. Затем CO₂ появился в верхней части резервуара, за углеводородами в разрабатываемой зоне. Разрывы четко видны на разрезе в последовательности осей синфазности, указывая на то, что резервуар очень неоднороден. Результаты этой работы позволили оператору принять грамотные решения по выбору участков внедрения CO₂.

Плотные газосодержащие пески

Межскважинная сейсморазведка также позволяет выделить небольшие по размеру структуры, такие как системы каналов, играющие важную роль в плотных газосодержащих песках. Многие богатые плотные газосодержащие пески являются очень сложными флювиальными и аллювиальными системами. Результатами сложной системы осадконакопления являются сильные вариации в проницаемости и разрывности песчаных тел. Для повышения отдачи таких сложных резервуаров, разработчики должны оптимально выбрать места расположения скважин, расстояние между ними и методы вскрытия пластов скважиной. На рис. 7 показано, как могут быть выделены и проинтерпретированы отдельные элементы канальной системы. Для сравнения, по наземным 3D сейсмическим данным выделяется всего одна канальная система, а не отдельные элементы канала.

Для фирмы Ultra Petroleum, которая разрабатывает богатое месторождение плотных газосодержащих песков на поле Pinedale Field в Sublette County, Вайоминг. Правильное размещение скважин играло критическое значение. Формация Lance из Pinedale представляет собой огромный резервуар. Формация Lance по мощности превосходит 5000 футов (1525 м). Сложность состояла в выборе расстояний между скважинами для успешной разработки месторождения. На основании расчетов оценкам расчетов объема Ultra оценили содержание газа в количестве 36 TCF (триллионов кубических футов). При изначальном плане размещения скважин с плотностью 1 скважина на 40 акров суммарный объем отдачи составил бы лишь 17.5% или 6.3 TCF. Вопрос о расстоянии между скважинами состоял в том, насколько разрывными являются песчаные тела в действительности. Наземная сейсморазведка позволила выделить только скопления песков, а не отдельные песчаные линзы. Нужно было найти решения и фирма Ultra выполнила серию межскважинных сейсмических

Скважинная сейсморазведка

измерений для определения возможности изучения деталей строения формации Lance. Результаты межскважинных

сейсмических исследований показали, что формация Lance более неоднородна, чем ожидалось. Эта информация позволила Ultra составить план, основанный на более плотной расстановке скважин (рис. 8). Кроме учета структурной сложности, изменения в размерах песчаных тел послужили индикатором больших проводящих зон и дали возможность более точной расстановки скважин. На основании новой информации, в Ultra изменили стратегию бурения в расчете на 20 и 10 акров на одну скважину. В результате было получено перспективно увеличения отдачи до 12.3 TCF для 20

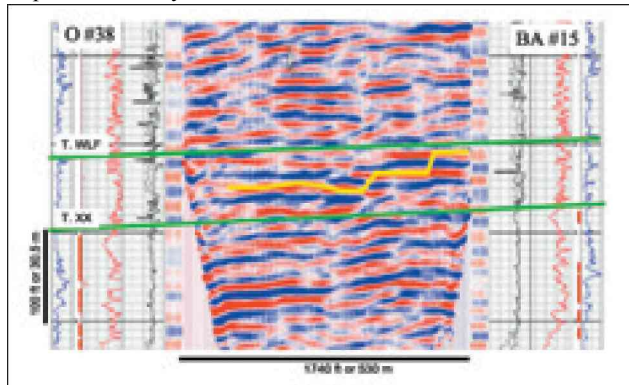


Рис. 5 Межскважинный разрез и траектория горизонтальной скважины.

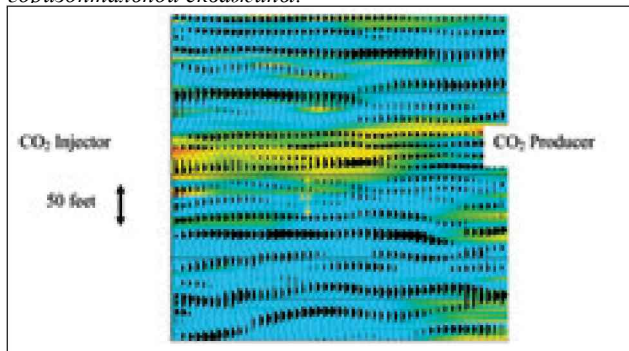
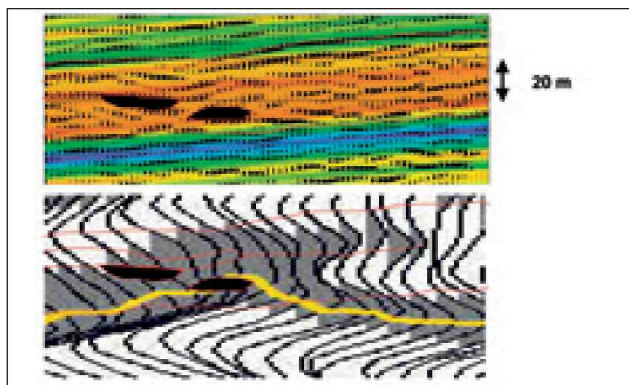


Рис. 6 Внедрение CO₂ в западном Техасе.



акров до 21.2 TCF при межскважинном расстоянии 10 акров (Kneller, et al., 2005).

Рис. 7 Сейсмические разрезы для одного участка канальной системы – межскважинный разрез (вверху) и 3-D наземный сейсмический разрез (внизу). Улучшение разрешения в случае межскважинной сейсморазведки является ключом для лучшего представления о строении резервуара в многоканальных системах.

скважинная сейсморазведка

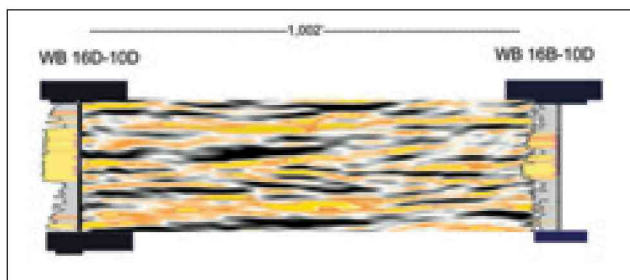


Рис. 8 Нижняя часть Lance 'B'.

Угольный пластовый метан

Другим примером применения межскважинной сейсморазведки при оптимизации разработки нетрадиционных месторождений, является изучение месторождений угольного пластового метана. По мере того как разработка угольного пластового метана продвигается в области со множеством мелких угольных линз, вопросы мощности и протяженности угольных пластов становятся все более важными. Изображения на рис. 9 демонстрируют возможности межскважинной сейсморазведки выявлять угольные линзы мощностью 1-2 м. При мощности 3 м и более верхняя и нижняя границы линзы легко вырисовываются. Для линз, тоньше 3м, вариации в форме импульса являются хорошим индикатором мощности линзы. Также могут проявляться небольшие структурные нарушения в структуре угольной линзы. Изменения в проницаемости видны как на разрезах межскважинной сейсморазведки, так и на разрезах для осей синфазности. Метод межскважинной сейсморазведки может быть использован на начальных этапах разработки месторождений с распространением тонких линз для выбора объектов разработки и уточнения объема запасов.

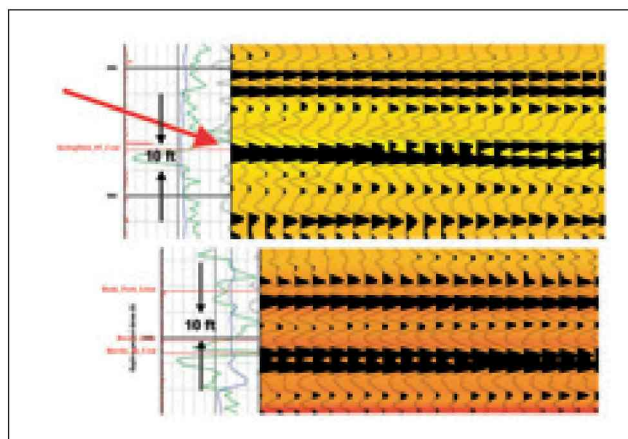


Рис. 9 Два детальных разреза межскважинной сейсморазведки для тонких угольных линз. Метод межскважинной сейсморазведки может выделять верхнюю и нижнюю границы угольной линзы, ее непрерывность и проницаемость угля.

Выводы

Преимущества в разрешающей способности межскважинной сейсморазведки используются для изучения резервуаров по всему миру для задач межскважинной геологии. В особенности, межскважинная сейсморазведка применяется для выбора методик расположения скважин при разработке новых и повышении отдачи старых месторождений. Эти оптимальные стратегии выбора мест бурения дают разработчикам значительное повышение отдачи.

Литература

- Broadhead, R. F. [1999] Underdeveloped Oil Fields in Upper Pennsylvanian and Lower Permian Carbonates of Southeast New Mexico: Initial Development Missed Major Reserves. *The Leading Edge*, 9, 1012-1017.
- Kneller, S. R., Zinke, S. G., and Vigil, G. R. [2005] Ultra Petroleum Corp. Pinedale Field Increased Drilling Density Application. *Wyoming Oil & Gas Conservation Commission Docket: 254 - 2005*, 10 May.
- Marion, B. P. [1997] Crosswell Seismic Imaging of Reservoir Changes Caused by CO₂ Injection. *The Leading Edge*, 9. Martin, R. L., Welch, C. L., Hinterlong, G. D., Meyer, J., and Evans, R. [2002] Using Crosswell Seismic Tomography to Provide Better Reservoir Resolution in the Wolfcamp Formation in Lea County, New Mexico. The Permian Basin: Preserving Our Past - Securing Our Future. *West Texas Geological Society*, 02-111, Fall Symposium.