

Скважинная и нетрадиционная сейсморазведка Integrated crosswell seismic: case histories in advanced technology to improve reservoir description

Комплексная межскважинная сейсморазведка: примеры применения технологии для детального описания резервуара

M. Antonelli, F. Miranda, L. Terzi and G. Valenti, Eni E&P Division,
М. Анатонели, Ф. Миранда, Л. Терзи и Г. Валенти, Eni E&P Division,
предложили обновленную публикацию, впервые представленную на Срединноморской конференции и выставке в Равенне, Италия в марте 2003 года, где было продемонстрирована роль комплексной межскважинной сейсмике в определении стратегии управления резервуаром на ряде примеров.

Комплексная межскважинная сейсмика (КМС) – это техническое новшество, разработанное и применяемое для формирования высокоразрешенного изображения резервуаров между двумя или более скважинами. Существенно, что КМС требует совместного измерения и интерпретации двух различных сейсмических волн (Рис 1):

- Прямые вступления волн для томографической инверсии
- Вступления отраженных волн для картирования отражений.

Хотя в полевых работах используется каротаж, проведение методики КМС требует использование двух или более скважин одновременно и ведет к возрастанию стоимости проведения по сравнению с более традиционными технологиями. Но и при этом, ее использование оправдывает или даже рекомендуется, когда полученные данные должны удовлетворять важным требованиям, таким как:

- Очень высокое разрешение (минимум 2 фута -3 фута по вертикали) для геологических и структурных изображений, т.е. от 10 до 100 раз лучше, чем наземная сейсмика (Рис. 2)
- Увязка измерений по глубине и со скважинными данными
- Обходные приповерхностных эффектов, таких как топография, ЗМС, газовые пески и др.
- Объединение данных, использующих различные шкалы (каротаж и керн).

Полевые работы

Полевые работы требуют тщательной и точной планировки. Тщательное предсъемочное изучение, представленное подготовительным моделированием геофизических объектов, позволяет выбрать наиболее подходящие скважины и определить оптимальные параметры наблюдения. Основываясь на этом моделировании, оценивается время, необходимое для каждого наблюдения и съемка планируется совместно со всеми участвующими сторонами. Межскважинные измерения могут быть произведены как на суше, так и в прибрежной зоне, как в обсаженном, так и необсаженном стволе. Полевые сейсмические наблюдения чем-то похожи на обыкновенный каротаж, но требуют одновременный доступ к двум или более скважинами, где скважинный источник и приемные расстановки действуют на заданной глубине. Приемник генерирует очень широкий диапазон акустических частот (обычно 100-2000 Гц), которые регистрируются на приемнике.

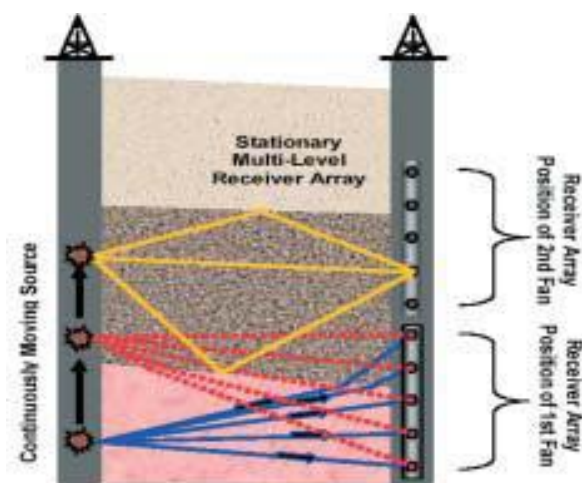


Рисунок 1 Схема измерения КМС

Установка перемещается по скважине во время измерения так, что сигналы, записанные между скважинами, могут полностью осветить зону исследования.

Обработка

Записанные данные межскважинной сейсмике очень сложны и включают в себя большое количество информации о структуре и свойствах резервуара (системе порода-флюид). Из этой информации получают описание петрофизических свойств и структурную карту межскважинной области. После того, как начальные данные редактируются, производится первый шаг обработки. Он заключается в решении обратной кинематической задачи (межскважинная томография) для получения скоростной модели между скважинами, т.е. это "межскважинный акустический каротаж". Эта томограмма непосредственно соотносится с глубиной и используется как базовая модель для построения изображения по отраженным волнам. Дальнейшая обработка включает в себя разделение волнового поля и построение карт для получения детального изображения структуры резервуара, похожего на то, что дает наземная сейсморазведка или ВСП, но со значительно увеличенным разрешением.

Данные записываются в формате SEG-Y, что позволяет

Скважинная и нетрадиционная сейсморазведка

легко интегрировать их в геологическую или сейсмическую модель исследуемого района. Другая информация, такая как сколы, механические свойства и анизотропия, может быть проанализированы и использована в итоговой модели резервуара.

Межскважинная сейсмика обеспечивает также уникальное преимущество в случае мониторинга "состояния резервуара" во время периода эксплуатации. В связи с тем, что изменение скорости мало (около 2%-3%), повторные межскважинные съемки позволяют их различить. Eni E&P разработал улучшенную последовательность обработки, которая использует алгоритм Разреженной инверсии пиков (Sparse Spike Inversion) для инверсии сейсмических данных КМС. Результатом является 2D акустический импеданс по вертикальному профилю.

Месторождение Эл Борма. Проект "WAG"

Месторождение Эл Борма (El Borma), разработанное SITEP, расположено в Южном Тунисе на границе с Алжиром. Резервуар представлен пятью уровнями с мощностью залежи порядка 80-90 м. Коллектор сложен силикатными породами Триасового возраста. Доминирующая литология – среднезернистые кварцевые песчаники, содержащие следы аллювиальных отложений. Пласты С и D, расположенные в нижней части резервуара, характеризуются высокогетерогенными песчанистыми телами. Площадь разрабатывалась API с 1966 года.

До 1976 года добыча на месторождении сокращалась, затем с помощью закачивания воды стали поддерживать давление, в конце концов, закачка Загущающих скважин разбуренных с начала эксплуатации по сегодняшний день на Тунисской площади больше 170. В последние годы в некоторых горизонтальных скважинах достигается коэффициент нефтеотдачи около 50%.

Были получены положительные результаты и между 1998 и 1999. Пилотные проекты для увеличения нефтедобычи пласта, использующие чередующуюся закачку воды и газа (WAG), были начаты SITEP на ограниченной территории месторождения. Эта технология – одна из немногих, используемых для увеличения нефтедобычи пласта, которая продолжает интересовать разработчиков даже в случае низкой цены на нефть. Проект был нацелен на проверку гидравлической связи между закачиванием и продуктивностью в скважинах, эффективности замещения альтернативных методов закачивания и эволюции параметров продуктивности и физических характеристик флюидов в течение процесса детального мониторинга.

Специальная программа измерения и контроля была начата для тщательного мониторинга этого пилотного теста. Измерения по двум КМС профилям в течение первого цикла закачивания воды были включены в программу, в первую очередь для тестирования и проверки методологии в речных дельтовых песчаниках и для приобретения новых данных для более детальной характеристики изучаемой зоны. Вместе с тем, эти первые измерения были предназначены для создания опорной линии для мониторинга дальнейших циклов закачивания газа; обнаружения эффектов во времени,

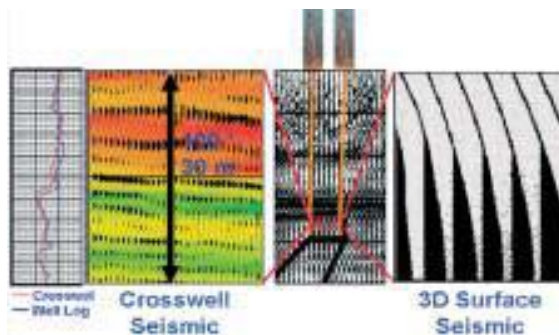


Рисунок 2 Сравнение разрешений межскважинной сейсмики и наземной

относящихся к флюидному замещению в коллекторной породе; для визуализации перемещений газа.

Данные КМС измерений были обработаны и проинтерпретированы, что сделало возможным распознать разломы, не отображенные обычной поверхностной сейсмикой, кроме того, латеральные изменения скорости, отнесенные к фациальным изменениям, согласуются с результатами пилотного теста WAG.

Результаты дали информацию для лучшего понимания геологии пилотной площади и особенно для критического пересмотра геологической модели. Более детальное определение внешней геометрии было получено благодаря сопоставлению данных с разломами, не выявленными обычными сейсмическими методами. (Рис 4, 5). Стало возможным лучшее сопоставление фациальных изменений в породах коллектора.

Новые геологические данные, полученные КМС были введены в существующую модель динамического моделирования Eclipse 3D, месторождения Эл Борма. Было выполнено несколько расчетов чувствительности при вводе динамических барьеров между нагнетательной скважиной А и эксплуатационной В и С, что привело к отличному совпадению с прошлым поведением скважин. Стало возможным прогнозировать перемещение флюида в коллекторе с большей уверенностью и оптимизировать все фазы газо-водного закачивания. Второе КМС измерение было запланировано для



Рисунок 3 Граф обработки КМС

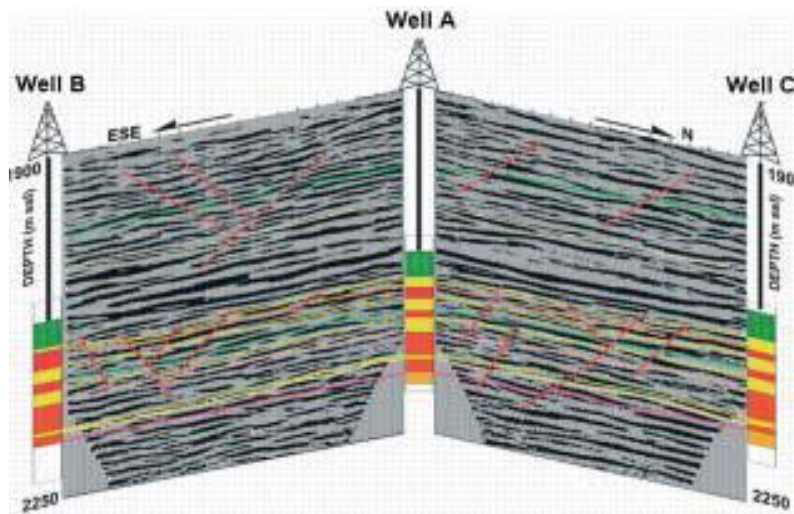


Рисунок 4 Карта отражений КМС с интерпретацией

контроля цикла закачивания газа, слежением за его перемещением и проверки эффекта во времени.

Месторождение Белэйм

Месторождение Белэйм одно из старейших нефтяных месторождений в Египте. Оно расположено в центральной части Суэцкого залива на берегу полуострова Синай. Это месторождение вместе с Белэймом на море и месторождением Абу Рудейс-Сидри формирует большой Абу-Рудейский нефтегазоносный бассейн, разрабатываемый "Петробел Ойл". Месторождение было открыто в начале 1953 года и введено в эксплуатацию в 1955 году. Белэйм – это антиклинальная структура с главной осью, расположенной почти параллельно современной береговой линии. Структура поделена на несколько блоков из-за двух разломных систем, пересекающих антиклиналь: древний - имеет простирание С-Ю, а молодой - С-З – Ю-В. Тринадцать нефтяных пластов представлены в структурных стратиграфических смешанных ловушках.

Как часть стратегии управления резервуаром, Петробел решила использовать КМС для лучшего понимания структуры горстов в формациях до выбора расположения двух будущих продуктивных скважин (зона ПА и IV), нагнетающей скважины (зона III) и определения картины потоков флюидов в дренажной зоне некоторых скважин, показывающих аномальное поведение. Измерения на пяти профилях КМС были запланированы и проведены в декабре 2001 года со следующими задачами:

- Протестировать и утвердить технологию в высокочетерогенных песчаных многозонах резервуарах
- Лучше описать довольно сложную структуру главных зон и проверить их латеральную непрерывность
- Обнаружить возможные разломы
- Определить текущие изменения пород коллектора
- Утвердить и обновить текущую геологическую модель резервуара с оглядкой на новую добывающую скважину и/или нагнетающую скважину на формации Белайм.

- Два профиля КМС были рассмотрены при расширенной пост-обработке, использующей алгоритм Sparse Spike Inversion, и обращены в акустический импеданс.

Для того чтобы найти связь между акустическим импедансом и петрофизическими свойствами резервуара, две скважины исследовались и характеризовались с точки зрения акустики. Результат показал, что акустический импеданс может сильно различаться для ангидритных тел и терригенных осадков (пески и глины), однако не для песков, обладающих сланцеватостью (Рис. 6).

Впоследствии, принимая во внимание предварительную интерпретацию, полученную из сейсмических и томографических изображений (Рис. 7), стало возможным осуществлять более детальную интерпретацию и выделять пласты резервуара, привлекая все геологическую информацию об области (мощность) и экспериментальные данные по импедансу. Комплексная интерпретация дала информацию (изменения мощности и разломы) о геометрии коллектора (вертикальное разрешение 5 м), не полученную с помощью обычных методов наземной 3D сейсморазведки. Кроме того, удалось контурировать ангидритные тела, пользуясь данными акустического импеданса (Рис 8).

В результате, геологическая модель была перестроена, подчеркивая наличие потенциальных преград излучательной способности, которые могли хорошо объяснить аномальное поведение изучаемых скважин, которые потенциально негативно воздействуют на эффективность будущих эксплуатационных или нагнетающих скважин.

Новые структурные особенности были использованы для улучшения и уточнения геологической модели, объясняющей значительные различия в давлении в резервуаре внутри одних и тех же слоев и неожиданные изменения в фациях, и наклоне в горизонтальных скважинах, пробуренных на этой площади. И как следствие, было принято решение об использовании одной уже пробуренной скважины в качестве нагнетательной в

Скважинная и нетрадиционная сейсморазведка

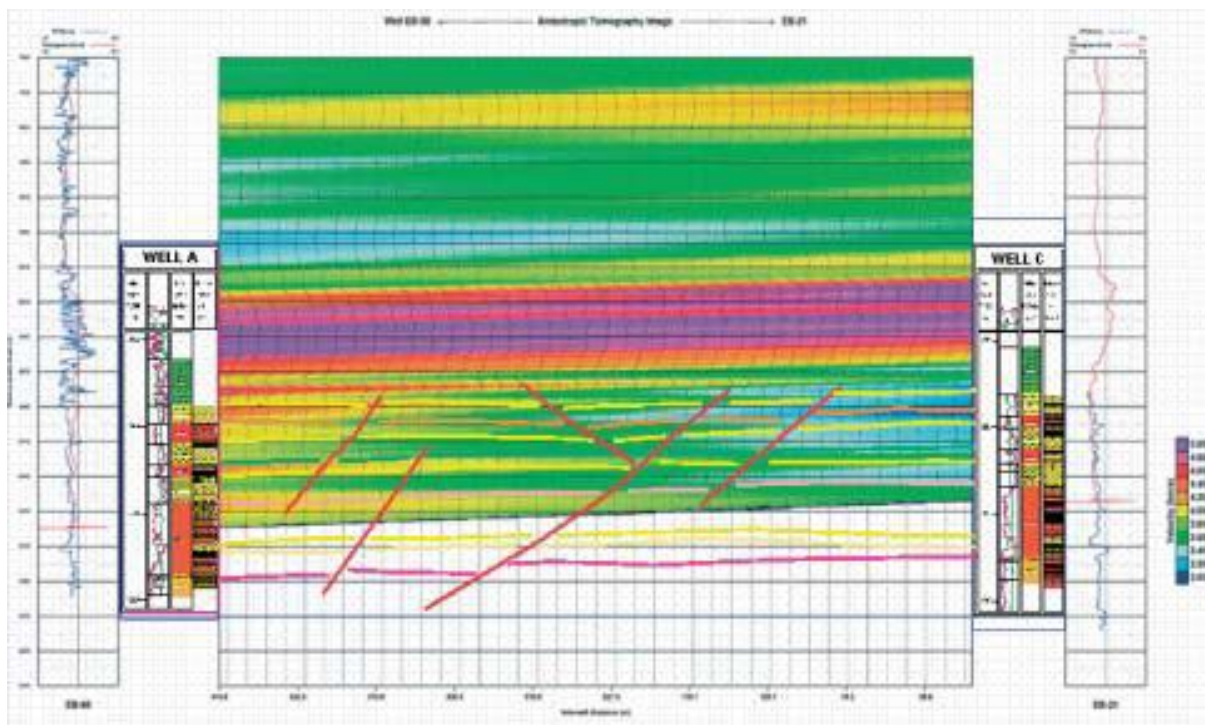


Рисунок 5 Профиль КМС на Эл Борме – томографическое изображение с интерпретацией

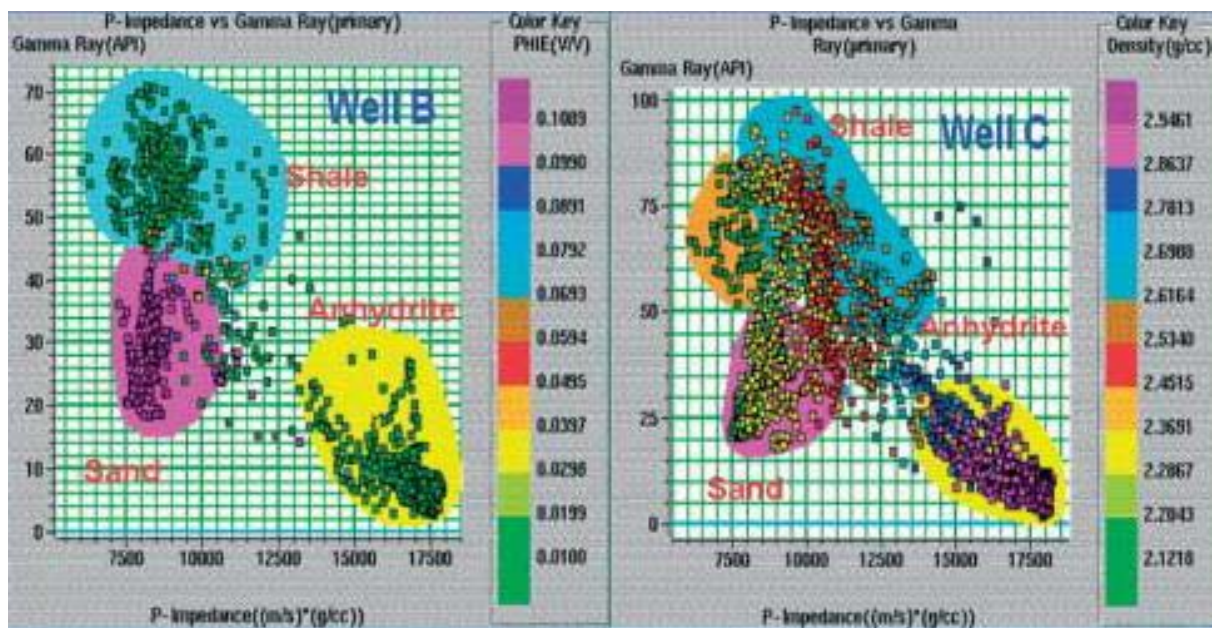


Рисунок 6 КМС акустический импеданс и ГК из зоны II

зоне II и изменение стратегии разработки на этой площади (наклонные скважины вместо горизонтальных). В заключении можно сказать, что КМС уменьшила геологический риск на площади и оптимизировала выбор места для бурения новых добывающих наклонных скважин, кроме того, этот метод помог распланировать дальнейшее размещения скважин на данной территории

Пример применения на площади Дакион

Дакинский блок расположен в штате Анзотегуй в богатой зоне Большая Офисина восточно Венесуэльского бассейна. Площадь 429 км² и включает в себя 4 месторождения (Дакион, Ганзо, Лева и Легуас), которые были открыты в

Скважинная и нетрадиционная сейсморазведка

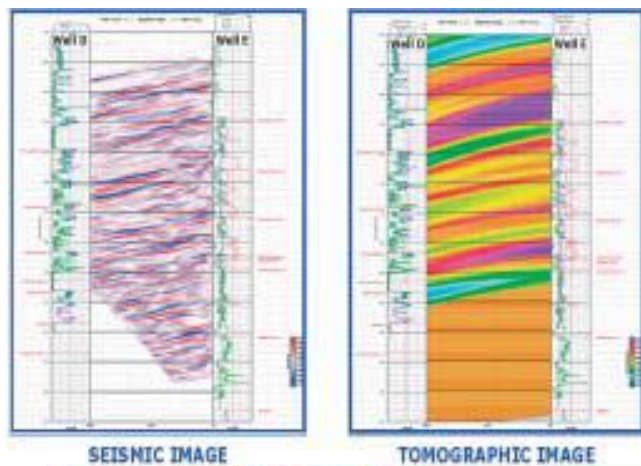


Рисунок 7 Профиль КМС по отражениям (слева) и по томографии (справа)

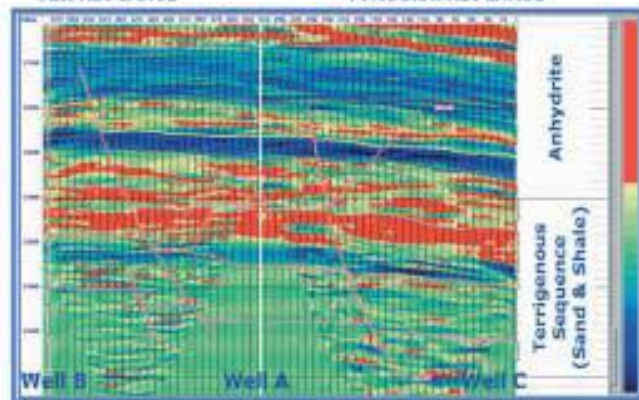


Рисунок 8 Профили объемной литологии с интерпретацией

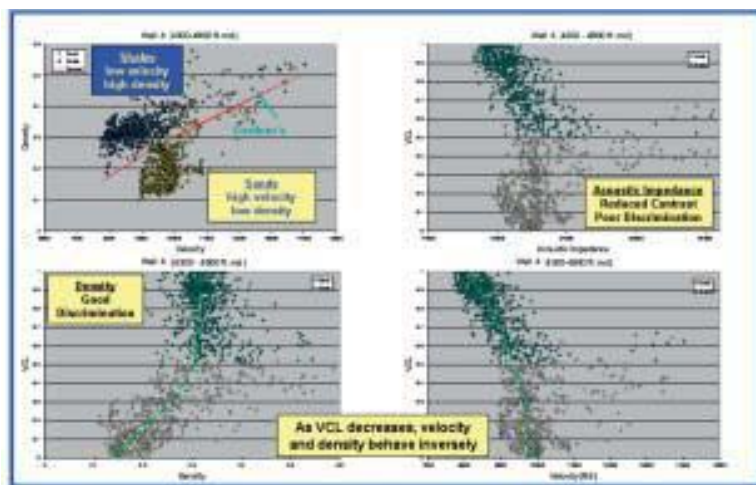


Рисунок 9 КМС пример Дакиона: Скважина А. Акустическая характеристика

1940 и разрабатывались далее компанией Mene Grande в течение 1950г. В 1997 году LASMO были присвоены функции оператора в третьем туре для доразработки месторождений от имени PDVSA. Идет активная компания по загущающему бурению, которое увеличило суточную добычу нефти до рекордных уровней. Коллектор сложен от аллювиально-мелководных до песчаных олигоценно-миоценовых отложений, которые

имеют мощность 2500 футов. Структурные элементы представлены двумя типами нормальных разломов с простиранием ЗСЗ-ВЮВ и СВ-ЮЗ с небольшим уклоном в 3° на северо-восток. Типы резервуаров состоят их высоко энергетичных донных наносов переплетенных речных систем, флювио-дельтовых меандрирующих каналов, трещин, распределительных устьевых баров, и мелководных морских песков прибрежных. Эти типы резервуаров имеют

Скважинная и нетрадиционная сейсморазведка

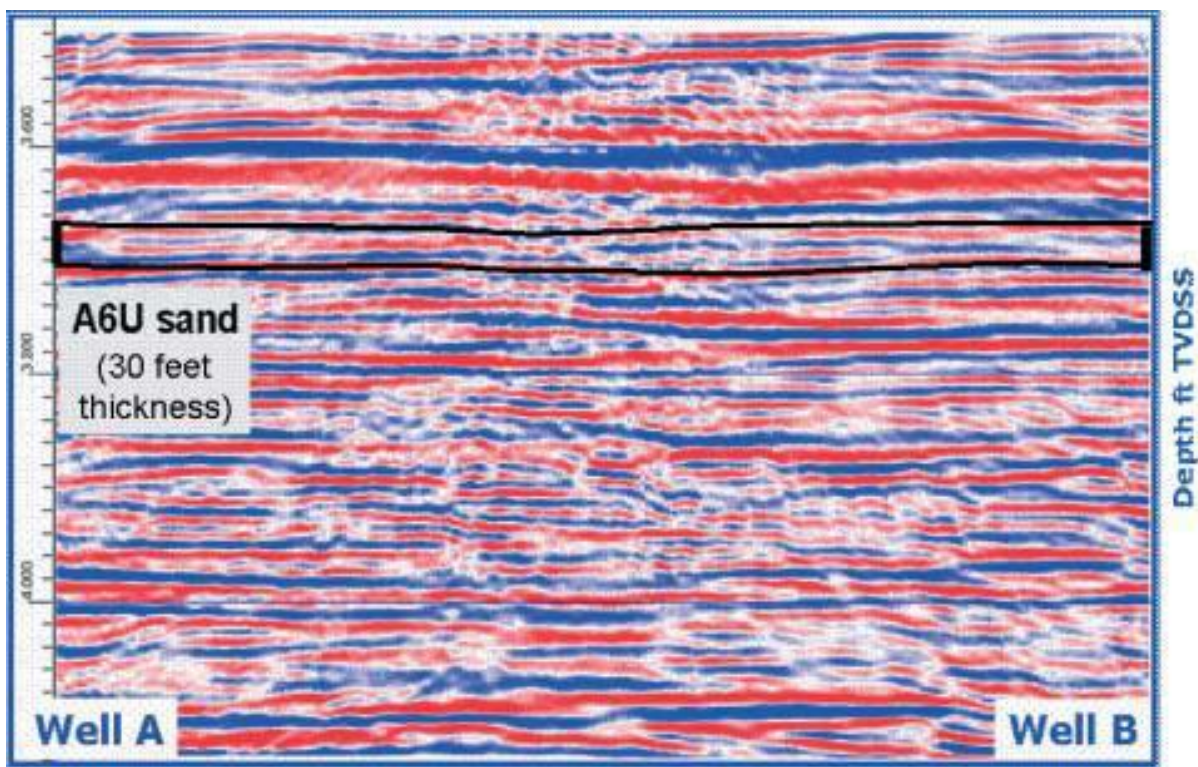


Рисунок 10 Пример КМС в Даконе: Скважина А - скважина В – КМС картина отражений. Выделены пески Ф6U.

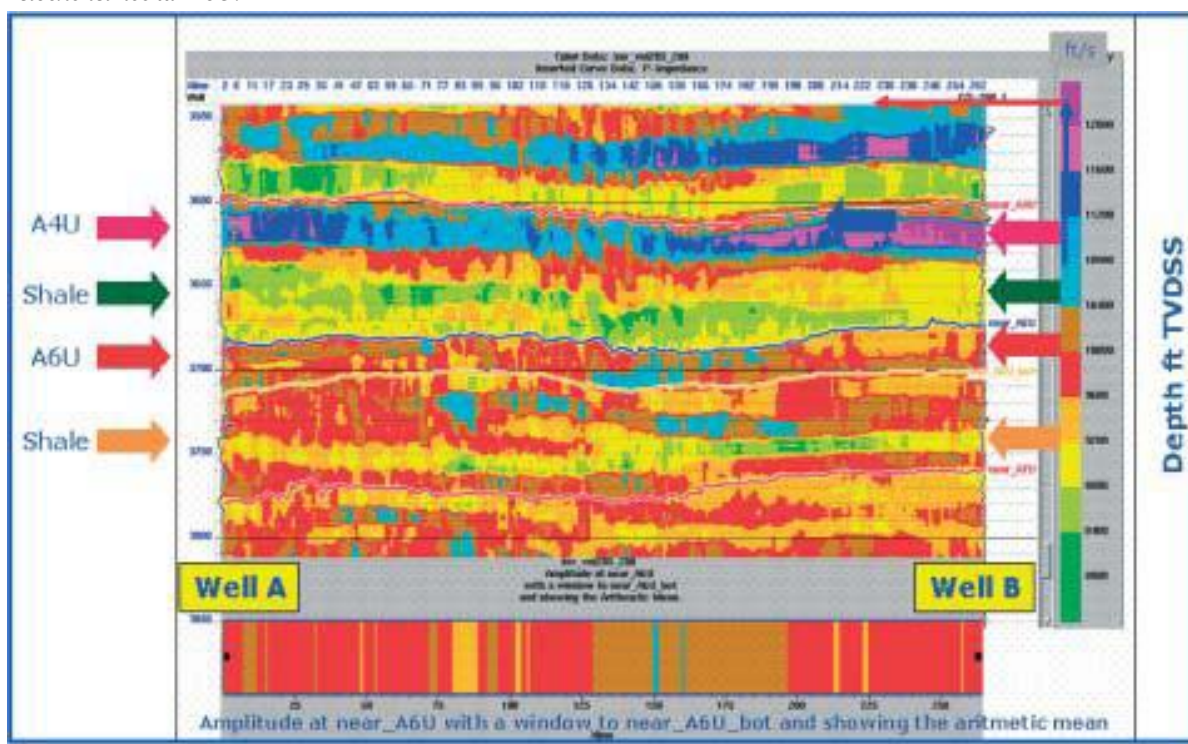


Рисунок 11 КМС, пример в Даконе: скважина А – скважина В – КМС скоростная инверсия с выделенными песчанистыми и глинистыми телами.

Скважинная и нетрадиционная сейсморазведка

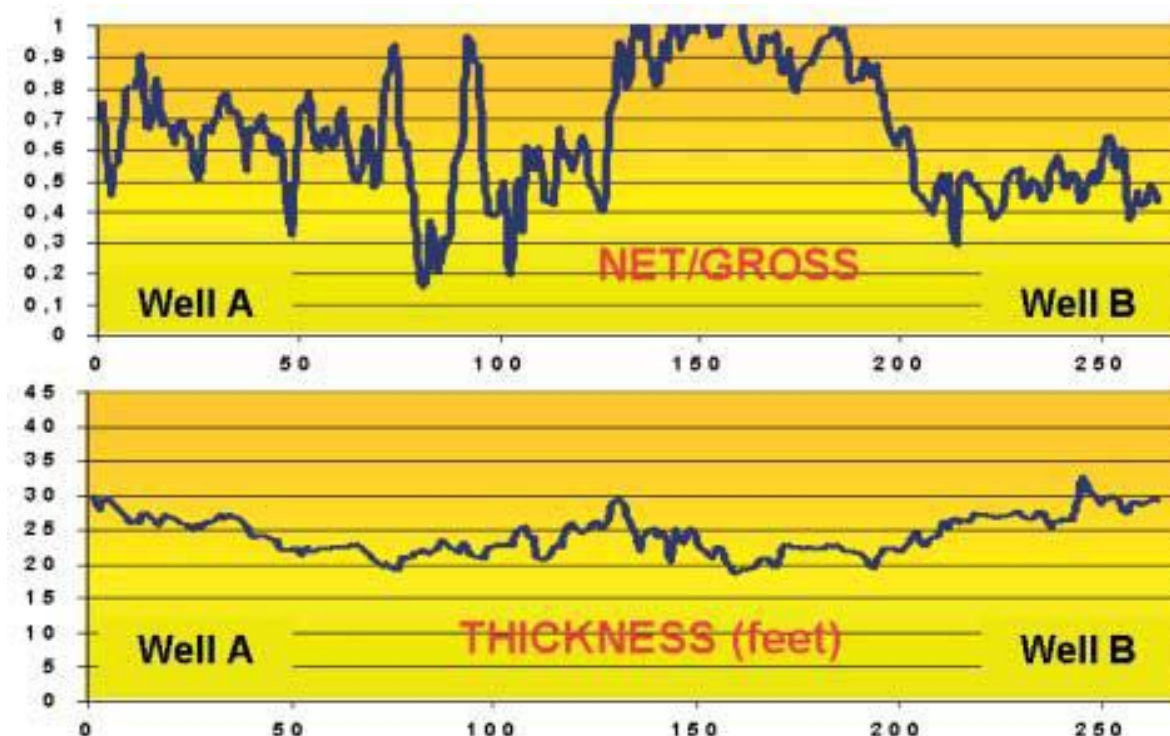


Рисунок 12 Пример КМС в Дакине: скважина А - скважина В - А6U песок нетто/брутто, вариации мощности

песчаные тела с размерами, колеблющимися от 5-100 футов и отдельные тела с мощностью от 100 до 1000м. Скважинная корреляция сложна в пределах дельтовой долины, даже при номинальном шаге 250 -500 м между скважинами.

Eni E&P и Lasmo Venezuela в настоящее время осуществляют проект КМС с целью более эффективного использования месторождения. Метод КМС был рассмотрен с надеждой на лучшее описание геологии нефтематеринских пластов и определение оптимального местоположения новых горизонтальных добывающих скважин. Два профиля были проведены в июне 2002 года с той же целью, что и на Эл Борме и Белаэме. И снова испытания прошли успешно, и данные по КМС доказали свою ценность для определения геометрии коллектора; была построена детальная переработанная модель пластов коллектора. Планирование расположения новых горизонтальных скважин стало более уверенным.

Более того, два профиля были представлены в виде акустических импедансов и скорости. Акустическая характеристика скважин (Рис. 9) показывает различие между песками и глинами, которое лучше проявляется, когда учитываются их плотности и скорости, нежели когда используется только акустический импеданс. Принимая во внимание предварительную интерпретацию представленную сейсмикой (Рис. 10) и томографическое изображение, стало возможным провести детальную интерпретацию и оконтуривание пластов резервуара (Рис. 11) и оценить коэффициент нетто/брутто между скважинами (Рис. 12).

Результаты КМС вместе с геологической информацией по площади были применены для планирования горизонтальных скважин. В частности для определения возможностей для бурения новых скважин и уменьшения неопределенности. Помимо этого, результаты КМС использовались для нахождения мелкомасштабных разломов (меньше 10 футов смещение), определения вариаций мощности пластов коллектора (Рис. 12), точного указания границ каналов и обеспечения точности глубинного изображения между скважинами для успешного планирования в дальнейшем.

Выводы

Полученные результаты подтверждают, что высокое разрешение КМС записей успешно используется для построения изображений резервуара, обладающего сложными стратиграфическими и структурными чертами. Геологам и нефтяным инженерам предложено новая технология для лучшего описания и управления резервуаром.

Наиболее значительные КМС приложения находятся в трех областях:

Поддержка наземной сейсмике

Для ситуаций, где невозможно использование наземной сейсморазведки, межскважинная сеймика предлагает осуществимую альтернативу. Стало возможным достижение ранее недоступных целей, исключая проблемы низкой разрешенности, связанных с поверхностным расположением газовых скоплений, надвигов, соляных тел и других условий, которые могут ухудшить данные наземной сейсморазведки.

Скважинная и нетрадиционная сейсморазведка

Описание коллектора

Построение КМС изображения позволяет эффективно помогать изучению коллектора, на чем строятся основные инвестиционные решения и необходимы для решения ряда геологических, петрофизических и буровых задач.

Типичные задачи включают:

- Оценка "новых горизонтов" ниже существующих скважин
- Оценка резервуара и его перспектив
- Замещение наземной сейсмики и корреляция с ней
- Уточнение и детализация геологической модели в "сложных сейсмических зонах"

Когда месторождение будет эксплуатироваться, уточненная межскважинная информация может быть использована для совершенствования геологической модели, уточнения потенциальных запасов, и определить целевые объекты загущающих скважин, особенно для горизонтальных и разнонаправленных скважин.

Мониторинг эксплуатации

КМС может обеспечить более выгодный временной интервал мониторинга резервуара, выделяя области различного давления в коллекторе. С помощью этого метода даже такие небольшие вариации скоростей, как 2-3 %, могут быть различены с необычайной точностью.

КМС – это новая технология, преимущественно направленная на получение информации в промежутке между наземной сейсмикой и каротажными измерениями, кроме того, данный метод помогает определить распределение пород и флюидов коллектора. КМС применима к широкому кругу задач, требующих улучшения эффективности финансового управления над разработкой гидрокарбонатных ресурсов.

В последние шесть месяцев, Eni E&P и его дочерние компании провели три КМС проекта.

Первый проект в Италии включал измерения и обработку на двух профилях. Другие два находились в Египте, включая площадь Белайм (Петробел) в продолжение первого успешного проекта на этой площади. Главная цель всех трех проектов заключалась в пересмотре и более точном определении внутренней геометрии или строения области коллектора.

Признательность

Авторы хотят поблагодарить руководство Eni E&P, Petrobel, Sitep и Lasmo Venezuela за возможность применять КМС и разрешение публиковать результаты. Авторы выражают благодарность корпорации Tomoseis и Z-Seis за поддержку, оказываемую в течение различных проектов.

Список литературы

- Antonelli, M., Miranda, F., Towart, J. [2002] Integrated Crosswell Seismic - Advanced Technology to Improve Reservoir Description in Dacion Field (Venezuela), *XI Congreso Venezolano de Geofisica Caracas (Venezuela)*.
- Antonelli, M., Awad, R., A. Khadr, A., Miranda, F. [2002] Integrated Crosswell Seismic - Advanced Technology to Improve Reservoir Description in Belayim Field (Egypt), *Cairo 2002 Ancient Oil - New Energy*.
- Antonelli, M., Ghadhab, F., Miranda, F., Rinaudo, M.C., Ruvo, L., Sabri, N. [2002] Integrated Crosswell Seismic - Advanced Technology to Improve Reservoir Description in the El Borma Wag Project, *64th EAGE Conference & Exhibition*.

Скважинная и нетрадиционная сейсморазведка

Clarion system calls for new approach to downhole seismic in reservoir management

Система Clarion нуждается в новом подходе к проведению скважинной сейсморазведки при контроле состояния резервуара

Технология сейсморазведки традиционно использовалась скорее при разведке, чем при добыче углеводородов. Weatherford, одна из крупных нефтяных компаний, считает, что её новая сейсмическая оптико-сенсорная система имеет все шансы на интеграцию с существующим технологическим процессом. После четырех лет проведения разработок и полевого тестирования, стационарная внутрискважинная система Clarion начала продаваться по всему миру и была интегрирована со стационарной оптико-сенсорной продукцией и внутрискважинными системами регулирования дебита с целью оптимизации добычи и осуществления контроля состояния резервуара. Вице-президент по управлению бизнесом группы Intelligent Completions компании Weatherford, Tad Bostick, дает краткое описание процесса разработки данной технологии..

В конце 70 – начале 80х г.г. индустрия начала ощущать потенциал внутрискважинных сейсмических методов, направленных на повышение качества разведки, уменьшение стоимости бурения, контроль достоверности информации и повышения продуктивности коллекторов. В эти годы наблюдался взрывной рост интереса и случаев использования вертикального сейсмического профилирования (ВСП). По мере того, как увеличивалось количество готовых скважин, традиционная взрывная наземная сейсморазведка переходила в ВСП, и регистрация полного волнового поля начала осуществляться с помощью внутрискважинных геофонов. Регистрируемая в земле форма импульса использовалась для независимой проверки и корреляции наземных сейсмических наблюдений. Положение подземных измерительных устройств (сенсоров), прямое измерение скоростей и установление зависимостей время-глубина, возможность совмещать различные масштабы разнородных данных открыли возможность для всесторонней (полной) привязки данных наземной сейсморазведки к данным, полученным при скважинных исследованиях.

Удаление (вынос) источника от приемника (непродолное сейсмическое профилирование, НВСП) предоставило возможность получать более разрешенные структурные и стратиграфические карты, чем при наземном сейсмическом профилировании, несмотря на ограниченность исследований в пространственном отношении; однако стоимость скважинного оборудования, помещаемого на определенный интервал глубины, оставалась довольно высокой в переводе на время бурения скважины, а также неразвита технология обработки данных НВСП ограничили внедрение этой технологии в производство. Популярность исследований при расположении нескольких источников на поверхности совместно с установкой небольшого количества сейсмостанций в скважинах, а также с появлением многоуровневых трехкомпонентных (ЗС) устройств, возродила интерес к проведению внутрискважинных сейсмических исследований в конце сейсмической в конце 80х г.г.

На протяжении следующего десятилетия, исследования были сконцентрированы на дальнейшую интеграцию воедино данных наземных сейсмических наблюдений, анализа керна и коротажных исследований. Естественным связующим звеном внутрискважинное сейсмическое профилирование; но геофизическая информация, получаемая от этого метода, была не достаточно достоверной при чрезмерно высокой стоимости проведения работ. К сожалению, в это время упали цены на нефть и нефтяные компании провели реструктуризацию,

результатом которой было выполнение краткосрочных работ, что значительно сократило дальнейшие научно-исследовательские работы. Несмотря на это, дальнейшие разработки преимущественно в плане технических средств и методик обработки данных в конце концов сделали возможным экономически выгодное получение внутрискважинных сейсмических данных требуемого качества. Наиболее значительным прорывом того времени является появление более надежного и функционального многоуровневого ЗС оборудования, которое обеспечило проведение быстрых и синхронных измерений на многих уровнях (глубинах). Более глубокое понимание теории распространения волнового поля позволило проводить полную ЗС обработку, результатом которой являются более полные волновые картины Р и S волн. Новейшие технологии сейсморазведки, такие как картирование трещин от гидроразрыва пласта и микросейсмический мониторинг также добивались своего права на существование.

К концу 90х г.г. возможность проведения модернизированной обработки на рабочих станциях позволила быстро выполнять интерпретацию скважинных сейсмических данных, используя оптимизированные ЗС графы обработки.

Технология ЗС ВСП стала выполнимой и в настоящее время широко используется. Однако скважинные сейсмические исследования в очередной раз претерпели изменения и начали давать даже более полную объемную информацию.

Следующим шагом в эволюции этой технологии являются постоянные измерения. Разработка малых, более прочных, пригодных для широкого круга задач оптических датчиков (сенсоров) и многоканального оптического оборудования открыла возможность установки технически надежных сейсмических расстановок (датчиков) в стволы скважин на длительные периоды времени при жестких ограничениях.

Разработка продукта

Для удовлетворения потребности рынка в достоверном, высокоразрешающем, отображении данных по требованию, компания Weatherford направила усилия на исследование и разработку устанавливаемой в скважины сейсмической системы. Первое полевое испытание было проведено в конце 1999 – начале 2000 г. Испытание было направлено на установку единственного многокомпонентного датчика (сенсора) в скважину с первоочередными задачами – обеспечить надежный контакт датчика с породой и оценить отношение сигнал-шум, а также откалибровать показания оптического датчика посредством обычных измерений по технологии ВСП. Результаты показали, что, действительно, многокомпонентные сейсмические данные высокого качества могут быть получены с помощью оптических датчиков.

Следующее испытание на территории газохранилища

Скважинная и нетрадиционная сейсморазведка

Izaute на юго-западе Франции включало в себя постоянную установку многоканального многокомпонентного прибора и последующее проведение вторичных исследований для изучения изменений во времени. В результате полевых работ были получены данные двух типов постоянных сейсмических наблюдений – VSP и расширенных - микросейсмический мониторинг. Выполненные перед этим традиционные исследования с опусканием приборов на каротажном кабеле продемонстрировали возможность картировать ГНК с помощью ВСП и потенциально установить связь между возникновением микросейсм и поступлением газа и продуктивностью толщи.

Массив датчиков был установлен внутри 4 дюймовой эксплуатационной колонны, которая в свою очередь была помещена внутри 9 5/8 дюймовой обсадной колонны. Такая схема установки была использована для облегченного доступа к массиву датчиков с целью повторного проведения ВСП и продолжительного во времени мониторинга, и в то же время для обеспечения доступа каротажных приборов к резервуару через эксплуатационную колонну. Оптоволоконный кабель диаметром 1/4 дюйма связывал как весь сейсмический массив с поверхностью, так и блоки датчиков между собой. Выходной сигнал с датчика был представлен в аналоговой форме и подавался на традиционную сейсморазведочную систему записи. Сопоставление результатов проводилось с ранее записанными данными прибора ВСП на кабеле и обнаружилась хорошая корреляция. Исходные измерения были выполнены без сбоев и записи показали хорошую повторяемость. В данное время ведется дальнейшая обработка для изучения изменений во времени и ее анализ.

Это испытание продемонстрировало тот факт, что распределенный массив оптоволоконных датчиков (сенсоров) может быстро устанавливаться на эксплуатационную колонну в закрытом стволе с минимальным влиянием на скважину. Грядущий проект в структурном комплексе на территории Северного моря представит некоторые важные аспекты для проведения стационарной внутрискважинной сейсморазведки:

- Первый опыт проведения оптоволоконной многоканальной, многокомпонентной сейсморазведки на некотором удалении от берега.
- Первое испытание сборки оптика-температура плюс сейсморазведка, установленной на единственном оптическом кабеле
- Проведение самой глубокой на сегодняшний день оптоволоконной многоканальной, многокомпонентной сейсморазведки

В прибрежных условиях, 4D сейсморазведка доказала свой успех на многих исследуемых территориях по всему миру. Однако существуют значительные ограничения при проведении высококачественных многовременных исследований. В прибрежных условиях, стационарные установки и структуры, устанавливаемые как на поверхности моря, так и на морском дне, могут создавать проблемы как для проведения морской сейсморазведки с буксируемыми косами, так и для сейсмических исследований на дне моря. Стационарная внутрискважинная сейсморазведка может быть использована как дополнение, а в некоторых случаях как

Как Clarion отвечает нуждам E&P

Для того, чтобы узнать стоимость активов, компании должны оптимизировать добычу и максимизировать извлечение газа и нефти. Система Clarion характеризуется высоким разрешением данных, изображением коллектора по запросу пользователя (Рис. 1), она позволяет сокращать расходы и усовершенствовать добычу на всех фазах разработки и решает задачи: оптимального размещения разведочных и загущающих скважин; сокращения стоимости бурения и завершения скважины; планирования вспомогательных действий - управление поступлением воды и газа; улучшенного понимания охвата пласта вытесняющим агентом; и замещения пустот.

Технология сейсмической разведки (E&P) смещается в сторону 'Р' (разведка) а не 'Е' (поиски), что требует нахождения взаимосвязи между исследованиями на микро- и макро- шкале и интеграции многих дисциплин.

Добыча и управление коллектором заставляет проводить работы на разных уровнях, от микро-шкалы петрофизики до макрошкалы геофизики. Также технологии получения данных оперируют на разных уровнях. Взятие керна соответствует микроскопической шкале. Наземная сейсморазведка оперирует в шкале от сотен метров до нескольких километров. Только объединяя данные исследований и анализа в разных масштабах можно создать изображение коллектора. Система Clarion делает возможным эту связь.

Вместе с направлением развития индустрии к междисциплинарным взаимодействиям, технология в основе этой системы позволяет операторам принимать более информированные решения на стыке дисциплин.

Тогда как геофизики интересуются датчиками, получением данных, их обработкой, изображениями и атрибутами, Петрофизики и инженеры занимаются планированием, бурением и эффективным размещением скважин, а затем управлением на ежедневной основе. Система Clarion позволяет сгладить этот разрыв между дисциплинами.

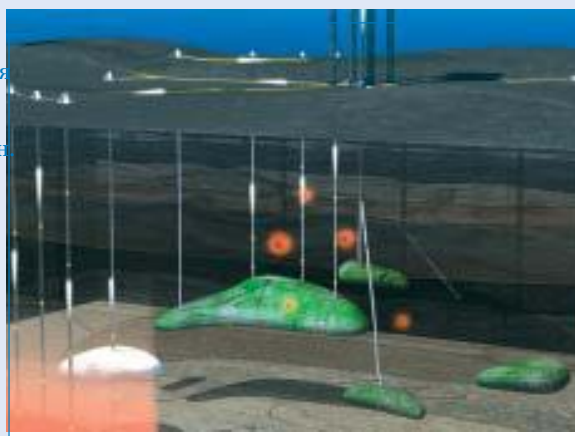


Рис 1 Clarion передает высококачественные сейсмические данные через оптические датчики, которые соединены вместе на поверхности через жесткий оптический кабель.

Скважинная и нетрадиционная сейсморазведка

замена традиционным поверхностным 4D методам. Цель следующего проекта состоит в оценке измерений стационарной внутрискважинной сейсморазведки в крупномасштабной производственной и эксплуатационной области и в расширении связей между поверхностными и скважинными данными.

Описание системы

Стационарная внутрискважинная сейсморазведочная система должна быть адаптирована для широкого круга скважинных конфигураций. Полностью оптическая система Clarion может быть установлена как отдельное решение или может входить в сложные скважинные сборки (см. Рис 2). Скважинные сборки постоянно оборудуются блоками сейсмических оптических датчиков, соединенных между собой, которые в свою очередь соединены с поверхностью посредством прочного оптического кабеля. Оптический кабель проводится через устье в вариантах влажной, сухой, наземной, береговой и морской донной фонтанной арматуры.

Каждый блок датчиков включает прочные оптические сенсоры маленького размера, расположенные в твердом, плоском, защитном корпусе (см. Рис. 3). Датчики расположены в ограниченных областях, определяемых типом сборки. Оптические сейсморазведочные датчики обладают высокой чувствительностью, широкой полосой пропускаемых частот и огромным динамическим диапазоном, работают без использования сложных преобразований сигнала, его усиления и фильтрации внутри скважины, которые обычно используются при работе с массивами электронных датчиков. Оптические акселерометры и гидрофоны были разработаны и прошли испытания на надежность и безотказность при работе в неблагоприятных средах внутри скважин и на трудные условия установки системы внутри эксплуатационной и обсадной колонны. Благодаря присущему им сопротивлению температурно-наведенному ухудшению характеристик во времени, эти датчики являются намного более надежными и долговечными чем электронные внутрискважинные датчики (см. Рис. 4 и 5). Корпус системы монтируется в свечу обсадной или эксплуатационной колонны с помощью оправки или втулки. Модуль датчиков может быстро отделяться от корпуса для поддержания прочного соприкосновения с обсадной колонной или стенкой скважины в любое время для достижения наилучшего акустического контакта.

Оптическая измерительная система опрашивает сейсмические датчики и переводит измеренную оптическую длину волны в аналоговую или цифровую форму, пригодную для записи. Расположенное на поверхности приемное оборудование может быть настроено для работы с обычной сейсмической системой регистрации.

Постоянная установка системы исключает риск целостности скважины и потери продуктивности и стоимости, связанной с использованием сейсморазведочных технологий, основанных на воздействии на скважину. В 4D задачах, датчики полностью исключают неточности, связанные с идентичностью положения приемников при повторном проведении работ, которые могут часто приводить к повторной установке временных внутрискважинных датчиков (сенсоров). От съемки к съемке, использование стационарных датчиков позволяет избежать несовместимости данных и ошибок, вызванных использованием различных типов датчиков с меняющимися характеристиками разными подрядчиками.

Применение

Устанавливаемая постоянно в скважину, близко расположенная к области изучения сейсмическая система Clarion предоставляет возможность получения набора высоко-разрешенных данных в любой момент времени для пяти основных областей применения: исследования резервуара с помощью ВСП, привязка данных наземной сейсморазведки, микросейсмический мониторинг, межскважинные сейсмические исследования и сейсморазведка в процессе бурения.

Для изображения резервуара с помощью ВСП, устанавливаемый в скважину на большой период времени набор датчиков повышает стабильность, увеличивает воспроизводимость при 4D работах и дает возможность проводить высокоразрешающее ВСП в любой момент времени без вмешательства в скважину.

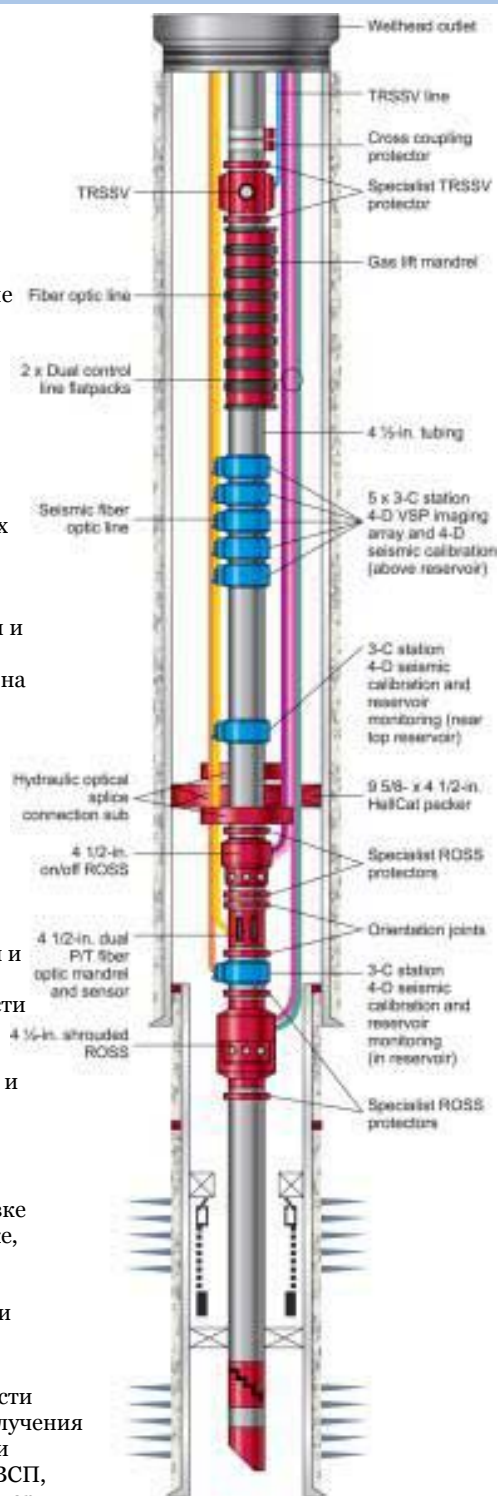


Рис. 2 В этой ситуации система использовалась совместно с оптической системой датчиков давления/температуры и двухуровневой системой регулирования дебита, управляемой с поверхности.

Скважинная и нетрадиционная сейсморазведка



Рис. 3 Внутрискважинная сейсмическая станция включает в себя прочные оптические сенсоры маленького размера, расположенные в твердом, плоском, защитном корпусе. Корпус системы монтируется в свечу обсадной или эксплуатационной колонны с помощью оправки или втулки.



Рис. 4 Электронным датчикам присуща классическая «ванная» характеристика износа. Имеет место выход из строя в начальный период эксплуатации; следующий за ним период характеризуется уровнем стабильности и окончательно приходит фаза полного износа оборудования. Фаза полного износа характеризуется случайным и резким ростом интенсивности отказов. Чем выше рабочая температура, тем раньше придет фаза полного износа.



Рис. 5 Температура играет большую роль в надежности стационарных систем мониторинга. При использовании электронной системы, надежность экспоненциально падает по мере увеличения температуры; однако, при использовании оптических систем, которые сделаны из стекла и не включают в себя скважинную электронику, надежность не падает. Стекло не изменяет свои свойства при высоких температурах в скважине.

Скважинная и нетрадиционная сейсморазведка

- При привязке поверхностной сейсморазведки, использование постоянно устанавливаемых датчиков позволяет получить состоятельный репер для привязки данных поверхностной 4D сейсморазведки.
- Продолжительный пассивный акустический мониторинг микросейсмических сигналов под землей позволяет лучше понять такие характеристики резервуара как движение флюида, эффективность дренирования, активные трещины и зоны уплотнения породы..
- Сейсмические данные, полученные внутри скважины, могут быть использованы для анализа геологии и свойств флюида, а также протяженности резервуара между скважинами, в более крупном масштабе, чем данные поверхностной сейсморазведки.
- Выступая в роли сейсмической системы в процессе бурения, данная система может проводить внутрискважинные измерения сейсмических сигналов, создаваемых буровым долотом, для оказания помощи в выборе оптимального расположения ствола скважины.

Взгляд в будущее

Стационарные внутрискважинные измерения на сегодняшний день расширяют границы технологий сейсморазведки от стадии разведки до эксплуатации путем создания связей между макро и микро масштабами исследований, позволяя проводить более тесную интеграцию многопрофильных данных.

Прошло всего 4 года с момента испытания системы компании Weatherford на юге Техаса, в 1999 г, до создания её окончательного варианта в 2004 г, но за это время технология проведения внутрискважинных сейсмических измерений стала обязательной, экономически выгодной частью эксплуатации и оптимизации процесса добычи. Система Clarion в данное время полностью поставлена на коммерческую основу как часть бизнес подразделения компании Weatherford, где она применяется совместно с другими стационарными оптико-сенсорными устройствами и гидравлическими внутрискважинными системами регулирования дебита. Это позволяет утверждать, что система имеет возможность проводить измерения на различных типах резервуаров по всему миру, реализуя при этом эффективное управление и обработку информации, полученной из периодических исследований и продолжительного мониторинга, и сопоставлять сейсмические данные с ранее наблюдаемыми данными. Эта важная и обладающая многими возможностями технология предоставляет уникальный шанс для геофизиков и инженеров объединить усилия для повышения эффективности операций эксплуатации и извлечения углеводородов.