

Наземная сейсморазведка

Значимость многокомпонентной регистрации подтверждается исследованиями в бассейне Анадарко
Anadarko Basin survey shows value of multicomponent acquisition

На примере съемки в бассейне Анадарко, Оклахома, Стив Рош (Steve Roche), Марк Вагамен (Mark Wagaman), и Ховард Ватт (Howard Watt) из компании Veritas DGC в Хьюстоне показали, как совместное использование данных по Р-волнам и обменным поперечным волнам способствует уточнению оценки газодобычи.

Интерпретация многокомпонентных данных несет в себе большой потенциал при решении задач разведки и разработки нефти и газа. Поперечные волны чувствительны только к значению модуля сдвига и плотности, тогда как продольные волны чувствительны к значениям модуля сдвига, плотности и модулю сжатия. Совместная интерпретация разрезов на Р- и S-волнах дает возможность распознавать литологию, пористость пород, наличие трещин и возможное содержание флюидов. Современные достижения в сейсморегирующих системах, технологиях построения датчиков и методах обработки данных делают реальным использование многокомпонентных данных при решении задач разведки и разработки.

Конкретные практические примеры, такие как данные исследования бассейна Анадарко, говорят о жизнеспособности метода обменных волн. По мере того, как промышленность переходит на методику 3С, требования к качеству данных по Р-волнам становятся все более высокими. Наши результаты являются иллюстрацией того, что одноканальные данные 3С на Р-волнах

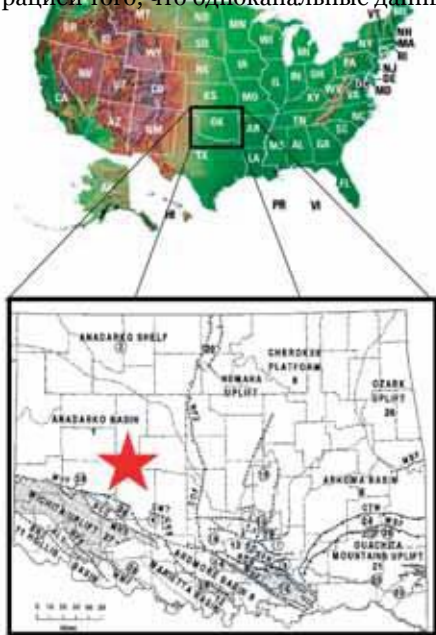


Рисунок 1 Место проведения теста 3С3D на участке Норт Эмералд в канадской провинции, Оклахома, США. Эта провинция имеет палеозойский возраст, и относится к бассейну Анадарко Средне-континентального региона США. Представленная карта Бассейна Анадарко - отредактированная карта геологической службы Оклахомы

полностью удовлетворяют качеству, а возможно даже превосходят по качеству данные традиционных съемок на Р-волнах, при условии того, что должное внимание уделяется соотношению сигнал-шум на площади съемки. Во многих случаях может потребоваться увеличение плотности пунктов приема и/или более частый интервал группирования.

Эта статья состоит из трех частей: описание теста, вводимого на Норт Эмералд 3С3D и качество получаемых данных на Р- волнах (PP) и обменных волнах (PS), связь коэффициентов отражения в разрезах на Р-волнах и обменных волнах с добычей природного газа из формации спрингер, и сравнение записей MEMS с записями шестиэлементной приемной расстановки.

3С3D тест на Норт Эмералд

Компания Veritas DGC участвовала в получении данных 3D съемки в канадском округе, Оклахома, США (Рисунок 1). Параметры регистрации сейсмических данных (Рисунок 2) являются стандартными для современных работ по изучению отраженных Р-волн в бассейне Анадарко. Компания Veritas считает это тестирование хорошим шансом проверить применимость многокомпонентных данных в районе исследований. Бассейн Анадарко - крупная газодобывающая провинция, в которой присутствуют зрелые месторождения, а также проводится разведка новых участков. Добыча ведется из обломочных и карбонатных пород, возраст которых датируется с Ордовика по Пермь.

На 1280 приемных станциях, входящих в состав длинной расстановки, в центре традиционных шестиэлементных приемных модулей 1С были установлены цифровые акселерометры 3С MEMS (микро-электро-механическая система). Эта 'встроенная' 3С3D тестовая расстановка производила запись синхронно с традиционными методами сбора данных. В качестве сейсмического источника использовался динамит. Параметры регистрации перечислены на Рисунке 2. Площадная приемная расстановка 3С была стационарной, занимала площадь порядка 4000 м на 8500 м (34 км²), и записывала данные от 1280 станций или 3840 каналов на каждую точку возбуждения.

Во время участия в проекте Норт Эмералд, в августе-сентябре 2001, цели работ были достаточно простыми. Стоял вопрос о том, можно ли записать качественные данные на обменных PS волнах? С какой глубины это возможно? Будет ли изображение на PS волнах структурно корректным? Присутствует ли дополнительная стратиграфическая информация в PS данных? И, в конце концов, будет ли качество данных на Р-волнах, полученных при использовании одноканального датчика 3С на каждой станции соответствовать качеству данных традиционных инлайновых приемных расстановок?

Наземная сейсморазведка

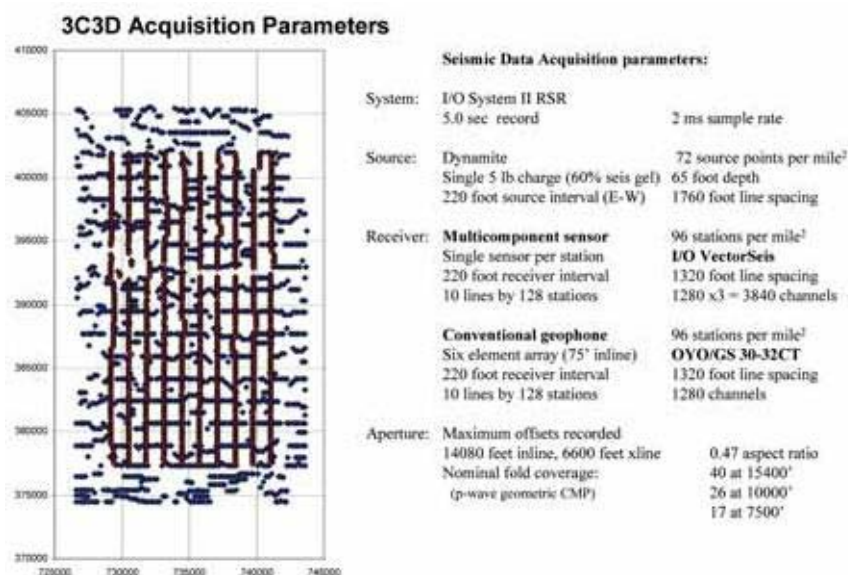


Рисунок 2 Параметры регистрации данных 3C3D. Одиночный цифровой датчик MEMS расположен внутри каждой традиционной расстановки сейсμοприемников 1С для проведения встроенного теста 3C3D. Подписи даны в футах. Площадь площадной приемной расстановки 3C3D порядка 34 км².

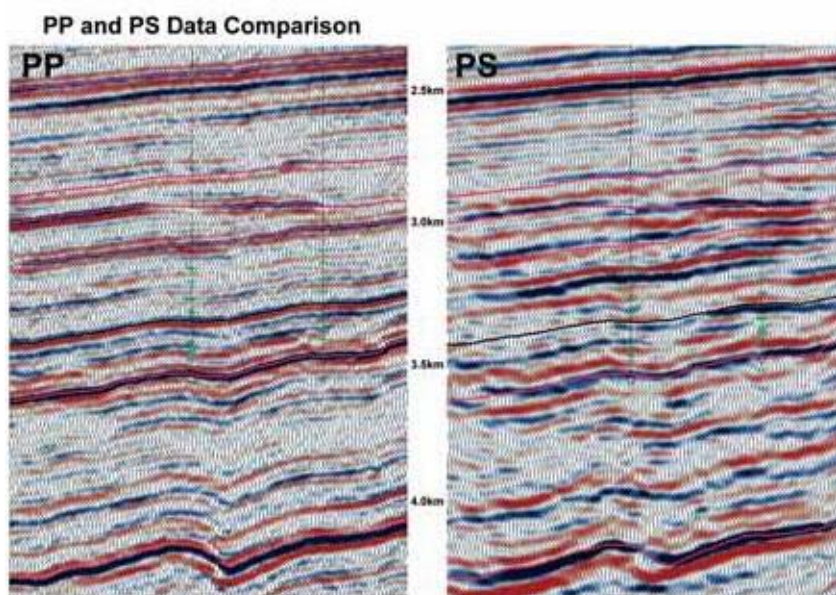


Рисунок 3 Мигрированные профили через куб данных 3C3D. Данные по Р-волнам приведены слева, по PS волнам - справа. Разрез на PS волнах представлен во временном масштабе разреза на PP волнах. Выделенные горизонты были пропикированы по кубу данных на Р-волнах, затем перенесены на разрез на PS волнах. Отметим, что разрезы на PP и PS волнах характеризуются разными коэффициентами отражения. Присущий разрезам частотный спектр: для разреза на PP волнах - порядка 8-80 Гц, на PS волнах - 8-35 Гц. Подписи глубин даны в километрах.

На рисунке 3 показан произвольный профиль через район исследований. Данные по Р-волнам (PP) представлены слева, а данные по обменным волнам (PS) - справа. Данные PS на Рисунке 3 получены с использованием пространственно инвариантной функции V_p/V_s и переведены в масштаб времени PP. На данных разреза PP пропикированы маркирующие горизонты, которые затем перенесены на разрез на PS волнах. Отметим, что данные на PP волнах полностью мигрированы до краев экрана, поскольку данные PP являются частью данных более масштабной съемки. Разрез на PS волнах страдает от краевых эффектов из-за того, что площадная приемная расстановка 3C отличается меньшими размерами.

Итак, можно обратиться к простым задачам. Прежде всего, можно регистрировать данные на PS волнах. Глубина, которую можно достичь, составляет, по меньшей мере, 4000 м, это глубина самого глубокого отражающего горизонта в районе исследования. На рисунке 4 показаны структуры на временных разрезах на PP и PS волнах (в масштабе времен разреза на Р-волнах) глубокого отражающего горизонта Вудфорд-Хантон. Общие структурные особенности глубокого отражающего горизонта Вудфорд-Хантон успешно отображаются как на разрезе на PP волнах, так и на PS волнах.

Хотя может показаться, что задача демонстрации качества данных на обменных волнах для глубин с 3 км до 4 км тривиальна, мы предполагали, что могут быть проблемы с регистрацией данных PS волн. Для малоглубинной части разреза бассейна Анадарко характерно резкое возрастание скорости. Основной проблемой является то, что относительно небольшая часть энергии нисходящей Р-волны упадет под критическим углом на кровлю высокоскоростного слоя, что ограничит энергию нисходящей волны, которая идет на Р - S обмен в глубинной части осадочной толщи.

Зарегистрированные PP и PS данные были обработаны в пакете программ Hampson-Russell ProMC. Поскольку в исследуемой области 3C3D не проводилось измерений с помощью двухполюсного каротажа, псевдо кривая скорости поперечной волны была построена с использованием дипольной каротажной диаграммы соседних скважин. Как показано на Рисунках 5 и 6, синтетические трассы PP и PS были рассчитаны и использованы для привязки сейсмических данных.

Наземная сейсморазведка

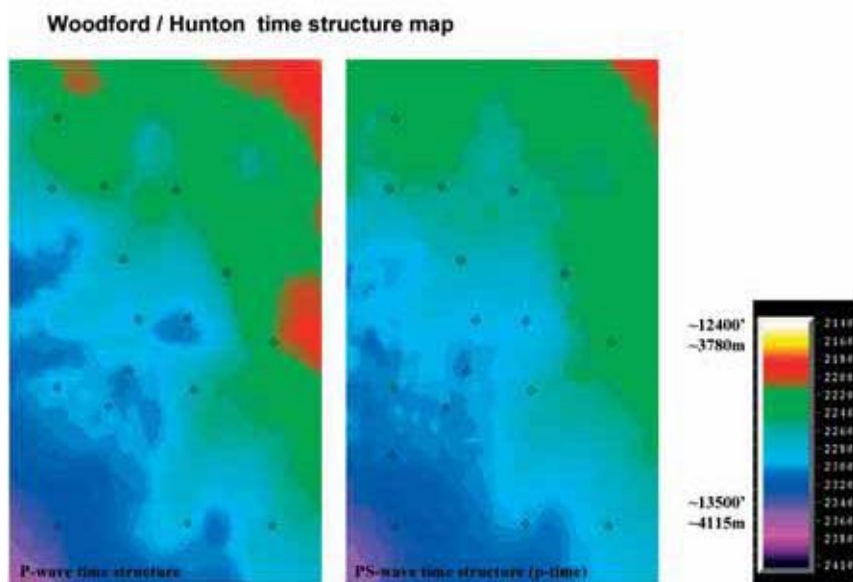


Рисунок 4 Карты изохрон отражающего горизонта Вудфорд-Хантона на PP (слева) и PS (справа) волнах. Глубина горизонта приблизительно 4000 мс. Поверхности представлены во времена разреза на PP волнах после применения преобразования с использованием пространственно инвариантной функции V_p/V_s .

P-wave tie to well control - ProMC

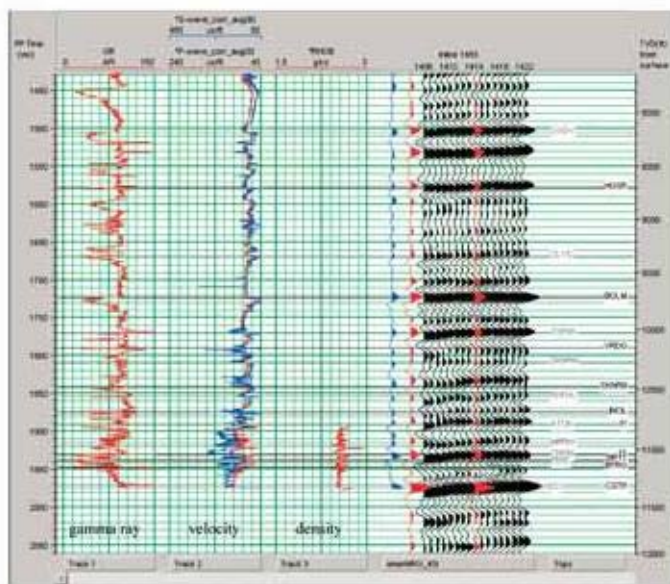


Рисунок 5 Привязка к скважине P-волны. Регистрация ProMC с использованием акустического каротажа на P-волнах и оценка кривой скорости поперечных волн по данным соседних скважин. Слева направо кривые гамма каротажа, кривая скорости для p-волн и оценочная кривая для s-волн, плотностной каротаж, PP синтетическая трасса (синим), реальная сейсмотрасса в точке скважины (красным), участок сейсмического профиля через скважину, подписи горизонтов и кровли формации.

Несмотря на то, что оценочная кривая скоростей поперечных волн неверна в масштабе коллектора, привязки к основным литологическим границам подтверждают правильность выбора соотношения V_p/V_s , используемого при совмещении PP и PS данных. Совмещение является ключевым элементом интерпретации данных PP и PS. Для того чтобы учесть незначительные различия коэффициентов отражения PP и PS, и соотнести их с изменением свойств пород, необходимо быть уверенным в том, что разрезы на PP и PS волнах правильно увязаны по глубине. Отличия в коэффициентах отражения вдоль большинства маркирующих горизонтов на разрезах на PP и PS волнах можно видеть на рисунке 3.

Оценка данных на PP и PS волнах

На изучаемой площади 3СЗД, природный газ добывается из тонких песчаных слоев (мощностью менее 8 м каждый) формации Миссисиппиан Спрингер.

Глубина залегания приблизительно равна 3.2 км. Добыча ведется из прибрежных песчаных валов, простирающихся в направлении СЗ-ЮВ. В периоды низкого стояния эти песчаные валы были разделены эрозионными системами, имеющими простирание ССВ-ЮЮЗ. Общая мощность формации Спрингер, содержащей три коллекторских пачки песков Куннингом, Бритт и Боатрайт, достигает 70 м. Добыча ведется на основании данных пористости. Скважины, в которых мощность песков превышает 2 м и пористость 8-12% считаются промышленными; скважины, в которых пористость менее 8% не являются промышленными. На Рисунке 7 представлена карта, на которой отмечено местоположение скважин и совокупная добыча газа. Размер кружка представляет количество добытого газа; для скважин, на которых не отмечены кружки, пески формации Спрингер не являются продуктивными. Добыча природного газа ведется по технологии истощения пластового давления.

Наземная сейсморазведка

Converted-wave tie to well control - ProMC

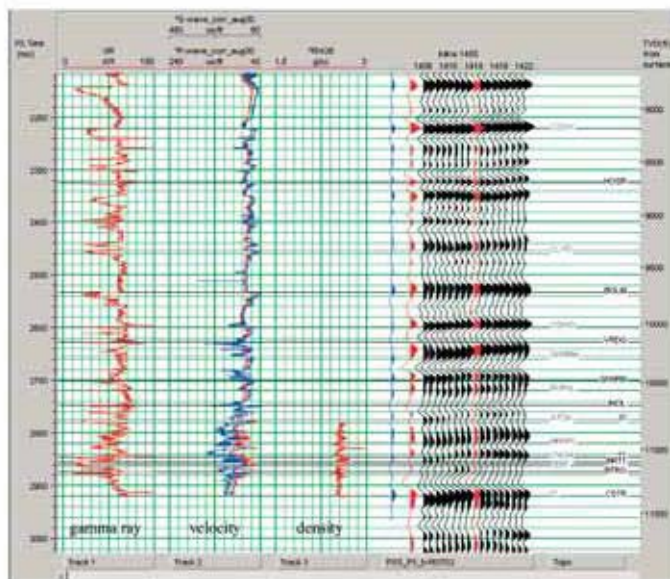


Рисунок 6 Привязка к скважине обменной волны. Регистрация ProMC с использованием акустического каротажа на Р-волнах и оценка кривой скорости поперечных волн по данным соседних скважин. Слева направо кривые гамма каротажа, кривая скорости для р-волн и оценочная кривая для s-волн, плотностной каротаж, PS синтетическая трасса (синим), реальная сейсмотрасса в точке скважины (красным), участок сейсмического профиля через скважину, подписи горизонтов и кровли формации.

Cumulative Gas Produced from Springer Sands

Well	Result	Cumulative Gas (bcf)	Years on Production
J	good	3.45	10.5
K	good	3.29	16
L	good	1.9	28.5
C	fair	0.96	12.4
Q	fair	0.82	9.5
R	poor	0.64	16
M	poor	0.38	4.1
P	poor	0.11	10
E	poor	0.1	4.5
A	poor	0.04	0.5
B	DRY HOLE	0	
D	DRY HOLE	0	
F	DRY HOLE	0	
G	DRY HOLE	0	
I	DRY HOLE	0	
N	DRY HOLE	0	
O	DRY HOLE	0	

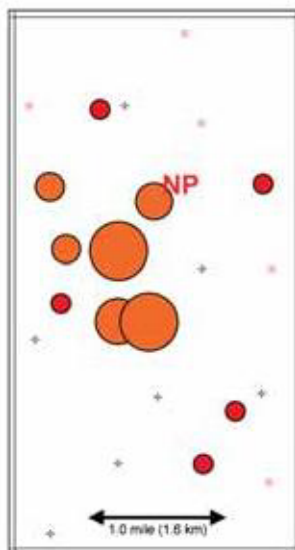


Рисунок 7 Совокупная добыча природного газа из песчаных пачек Куннингема, Бритта и Боатрайта формации Спрингер. Размер кружков на карте соответствует приблизительной величине совокупной добычи газа. Скважина с пометкой 'NP' является продуктивной из горизонта, соответствующего формации, залегающей выше.

В процессе добычи газа могут наблюдаться изменения в коэффициентах отражения для PP волн и для PS волн. Наша гипотеза заключается в том, что изменение пористости в этих литифицированных палеозойских осадках, прежде всего, меняет жесткость, и практически не сказывается на сжимаемости. Оба коэффициента отражения PP и PS волн 'видят' изменения жесткости, но коэффициент отражения для PP волн амортизируется более значимым вкладом величины сжимаемости. Мы представляем два профиля через контрольные скважины, на Рисунках 8, 9, и 10 и Figures 11, 12 и 13. На каждом из двух профилей заметно изменение коэффициентов отражения для PP и PS волн от скважины к скважине в пределах интервала формации Спрингер, это явление можно соотнести с величиной совокупной добычи газа.

Разрез каротажных диаграмм через пять скважин показан на Рисунке 8. Идентификация трех пачек песков формации Спрингер: Куннингема, Бритта и Боатрайта может быть произведена на основе

низких значений гамма-каротажа. Перфорированные интервалы в пачке Боатрайт показаны желтыми кружками. Отметим, что пески представлены в пяти скважинах, но пористость, пригодная для промышленной добычи, наблюдается только в двух скважинах. На Рисунке 9 показан профиль на PP волнах через разрез каротажных кривых, приведенный на Рисунке 8. Голубой полоской отмечен интервал формации Спрингер. Характеристики, как дебит скважины, сухая скважина или совокупная добыча газа в млрд. куб. футов (bcf), подписаны над сейсмическими данными. На Рисунке 10 показан профиль на PS волнах. При внимательном изучении профилей на PP и PS волнах можно сделать вывод о существенных изменениях в коэффициентах отражения для PP и PS волн, связанных с добычей газа. Поскольку пачки песков Куннингема, Бритта и Боатрайта очень тонкие, мы можем отметить едва различимые изменения формы сейсмического импульса.

Наземная сейсморазведка

Gamma Ray and Resistivity Log Cross Section

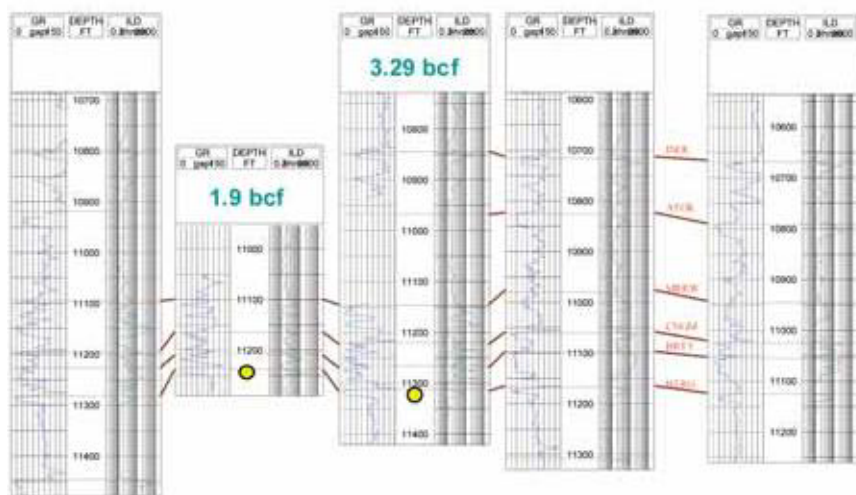


Рисунок 8 Разрез кривых гамма каротажа и сопротивлений через пять скважин на изучаемой площади ЗСЗD. Желтые кружки обозначают перфорированные интервалы в пачке Боатрайт формации Спрингер. Три коллекторских песчаных пачки формации Спрингер - Куннингем, (CNGM), Бритт (BRTT) и Боатрайт (BTRG).

Profile A - PP Data

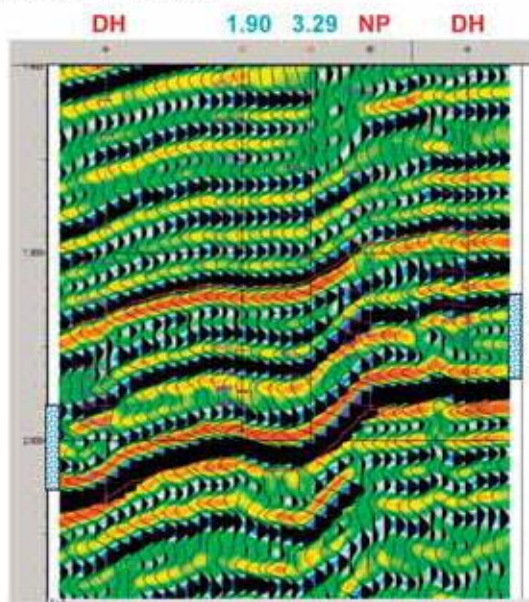


Рисунок 9 Сейсмический профиль на Р-волнах (PP) через разрез каротажных диаграмм, приведенный на Рисунке 8. Голубая полоска обозначает интервал формации Спрингер. Совокупная добыча газа в млрд. куб. футов (bcf) показана над сейсмическими трассами. 'DH' означает сухая скважина, 'NP' означает, что добыча из интервала Спрингер не ведется

По данным разреза на РР волнах, можно сделать вывод о том, что добыча газа ведет к незначительному расширению отрицательной фазы в интервале коллектора. По данным разреза на PS волнах, виден явный максимум для тех скважин, значение пористости в которых достаточно для промышленной добычи. Две сухие скважины адекватно представлены на обоих разрезах на РР и PS волнах, хотя скважина, добыча в которой не ведется (NP) не может быть распознана только по одному разрезу на РР волнах.

На рисунке 11 представлен второй разрез каротажных диаграмм через интервал Спрингер. В скважине левой части разреза наблюдается очень большая мощность песчаного интервала пачек Бритт и Боатрайт. Однако из-за низкой пористости, в этой скважине добываются непромышленные объемы газа. Соседняя скважина, в которой наблюдаются пески меньшей мощности, является продуктивной с объемами добычи свыше 3.4 млрд. куб. футов газа.

Это принципиально важный вопрос, поскольку типичная методика разведки газа в этих песках заключается в разбуривании самого мощного интервала песчаного вала. На Рисунках 12 и 13 показаны сейсмические разрезы на РР и PS волнах вдоль профиля, который представлен на Рисунке 11. Снова, мы можем видеть незначительные изменения коэффициента отражения для РР волн, которые могут быть связаны с добычей 3.45 млрд. куб. футов; эти изменения очевидны на разрезе на PS волнах. Отметим «яркое пятно» на разрезе на РР волнах, которое связано с мощными песками пачек Бритт и Боатрайт, добыча в которых достигает 0.1 млрд. куб. футов. Эта скважина, возможно, была пробурена на основе подобных особенностей сейсмического разреза на РР волнах.

Качественно, мы можем отметить различия коэффициентов отражений для разрезов на РР и PS волнах, для скважин с высоким дебитом и сухих скважин.

Наземная сейсморазведка

Profile A - PS Data

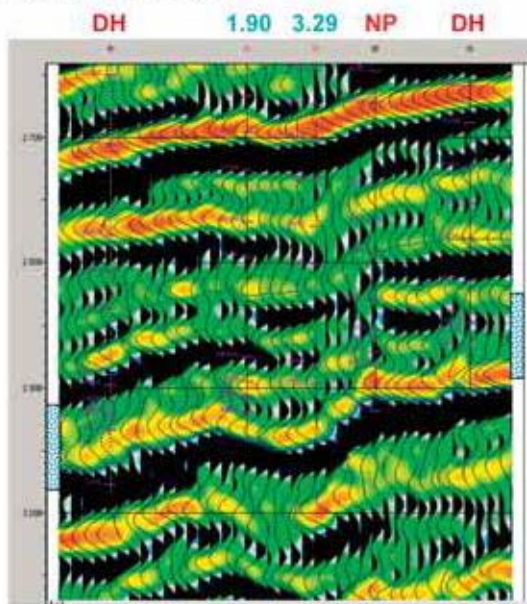


Рисунок 10 Сейсмический профиль на обменных волнах (PS) соответствующий разрезу каротажных диаграмм, показанному на Рисунке 8. Голубыми полосами отмечен интервал Спрингер. Совокупная добыча газа в млрд. куб. футов показана над сейсмическими трассами.

Gamma Ray and Resistivity Log Cross Section

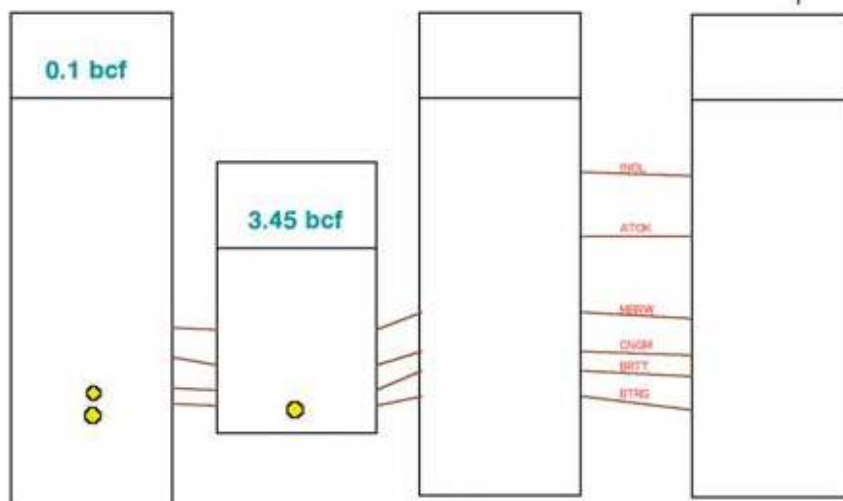


Рисунок 11 Разрез диаграмм гамма каротажа и сопротивлений через четыре скважины на площади исследований 3СЗД. Желтыми кружками отмечены перфорированные интервалы пачки Боатрайт формации Спрингер. Три коллекторских песчаных пачки формации Спрингер - Куннингем, (CNGM), Бритт (BRTT) и Боатрайт (BTRG).

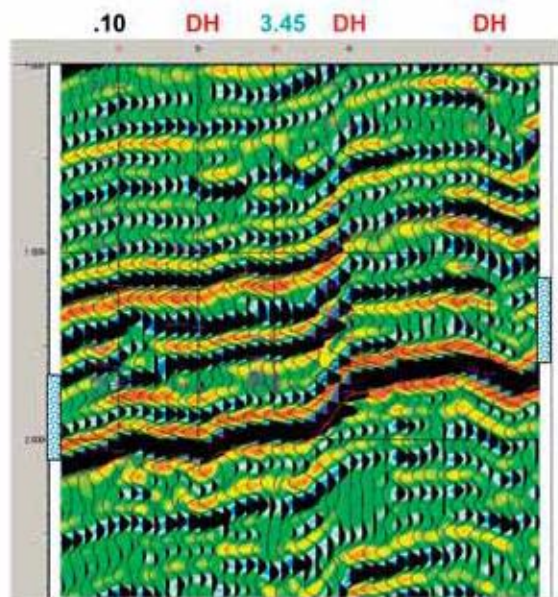
Для количественной оценки того, может ли совместное использование PP и PS данных обеспечить улучшенные эмпирические оценки газодобычи по сравнению с использованием одних только PP данных, мы использовали программное обеспечение Hampson-Russell EMERGE. Для 17 скважин на исследуемой области 3СЗД, в которых производилось тестирование и разбуривание формации Спрингер, мы построили простую кривую, представляющую собой совокупную величину газодобычи. На вход пакета программ EMERGE подаются сейсмические данные, для каждого положения скважины рассчитывается набор сейсмических атрибутов. Выбирая в качестве цели суммарную добычу газа, производится обучение нейронной сети и определяются основные сейсмические атрибуты. Кроме того, каждая из скважин периодически убирается из процесса и производится тестирование результата на основе взаимосвязей, определяемых по оставшимся совокупностям.

На Рисунке 14 показаны результаты использования пакета EMERGE для предсказания суммарной добычи газа. Результаты, полученные на основе использования данных по PP и PS волнам, корректно определяют три скважины с наибольшей суммарной добычей газа. Кроссплоты оценки добычи газа с использованием программы EMERGE и реальных цифр добычи газа показывают, что совместное использование данных по PP и PS волнам обеспечивают более точную аппроксимацию.

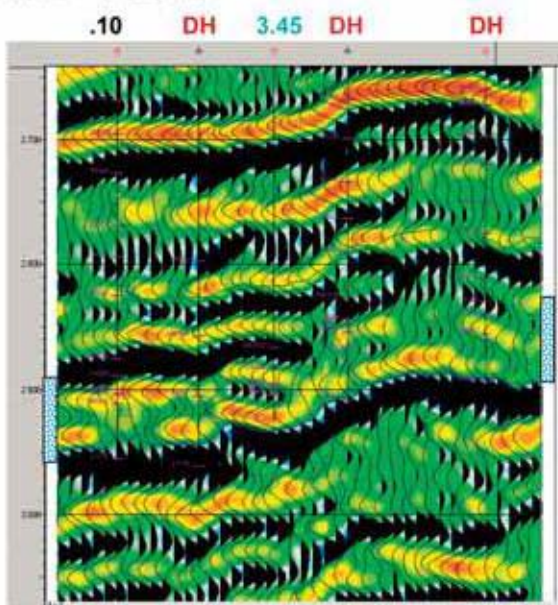
Интересно отметить, что одна скважина не соответствует тренду, предсказанному с использованием данных на PP и PS волнам. Хотя эта скважина не тестировалась в интервале Бритт, результаты программы EMERGE предсказывают суммарную добычу 2.5 млрд. куб. футов. Мы пересмотрели кривые для этой скважины и отметили присутствие очень тонкого песчаного интервала, менее 1 м, с пористостью 12% и переход через ноль на кривой нейтронного плотностного каротажа. Эта скважина расположена к западу от трех эксплуатационных скважин вдоль (смотрите Рисунок 14).

Наземная сейсморазведка

Profile B - PP Data



Profile B - PS Data



Мы можем сделать вывод о том, что изменения в коэффициентах отражения PP и PS волн, связанные с добычей газа удовлетворяют нашей гипотезе; что увеличение пористости в этих литифицированных песках, прежде всего, меняет жесткость, а влияние этого процесса на сжимаемость практически отсутствует. Коэффициенты отражения для PP, так и для PS волн 'видят' изменение жесткости, но коэффициент отражения PP волн становится менее значимым по сравнению с влиянием сжимаемости. Увеличение пористости позволяет добывать газ в промышленных объемах.

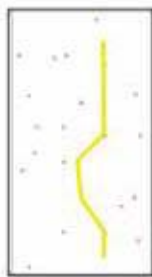
Разрез диаграмм гамма каротажа и каротажа сопротивлений

Для записи многокомпонентных данных необходим пересмотр взглядов на получение сейсмических данных. Приповерхностные искажения S- волн

Рисунок 12 Сейсмический разрез на R-волнах (PP) вдоль разреза диаграмм каротажа, показанного на Рисунке 11. Голубой полоской обозначен интервал Спрингер. Суммарная добыча газа в млрд.куб. футов подписана над сейсмотрассами. Скважина в правой части не представлена на разрезе диаграмм каротажа.



Рисунок 13 Сейсмический разрез на обменных волнах (PS) вдоль разреза диаграмм каротажа, показанного на Рисунке 11. Голубой полоской обозначен интервал Спрингер. Суммарная добыча газа в млрд.куб. футов подписана над сейсмотрассами. Скважина в правой части не представлена на разрезе диаграмм каротажа.



могут быть существенными, чем для Р-волн. Использование процедуры записи данных ЗС с использованием обычных приемных расстановок может ослаблять сигнал обменных волн. Решением этой проблемы может быть регистрация с использованием точечных приемников. Однако, регистрация сейсмических данных с использованием одного датчика или 'точечных' приемников добавляет необходимость увеличения соотношения сигнал/шум. На Рисунке 15 приведена запись на Р-волнах, здесь сравниваются данные, полученные с помощью традиционной шести-элементной расстановки и данные, полученные одним датчиком MEMS. Два набора данных обрабатывались независимо.

Наш вывод свидетельствует о том, что для данных, полученных с помощью одного датчика характерно низкое соотношение сигнал/окружающий шум (сравните один датчик и шесть датчиков на пункт приема), но на практике мы бы получали данные с более широкой диаграммой

Наземная сейсморазведка

Predicted Gas Production using EMERGE

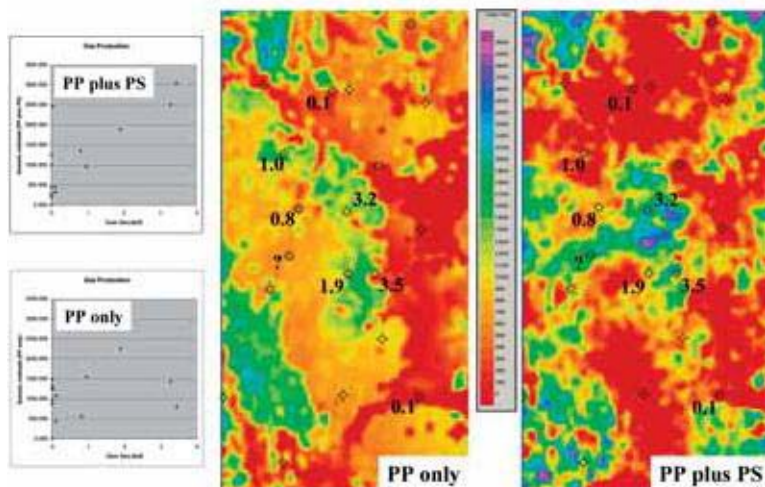


Рисунок 14 Предсказанный уровень добычи газа с помощью программы Hampson-Russell EMERGE. Было рассчитано две оценочных величины, одна с использованием данных PP волн (левая панель), вторая с использованием как PP, так и PS данных (правая панель). Кроссплот оценочной и истинной величины газодобычи говорит о лучшем соответствии значений при использовании данных PP и PS волн. Количество добываемого газа (млрд. куб. футов) отмечено для основных скважин.

Comparing single MEMS sensor vs. geophone array

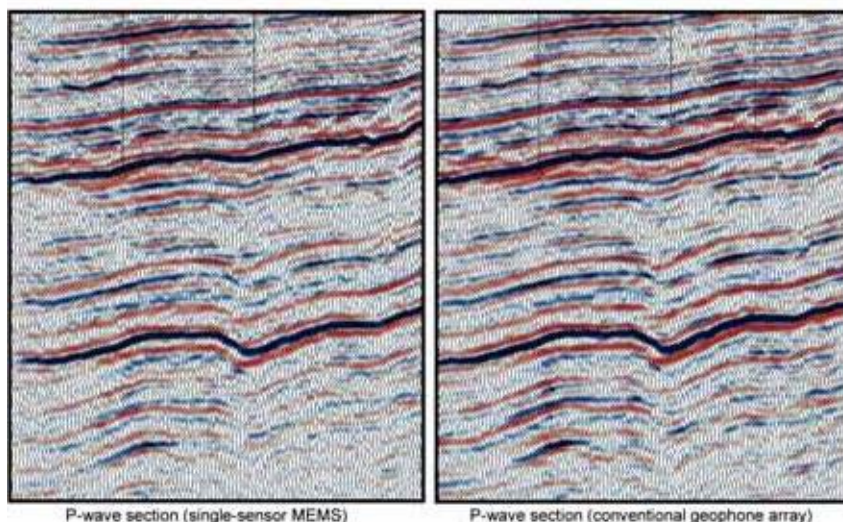


Рисунок 15 Мигрированный разрез на P-волнах, сравнение данных, полученных с использованием традиционной расстановки сейсмоприемников и с помощью одного датчика MEMS на пункт приема. Приблизительная глубина дана в километрах

Flattened time slice (upper Mississippian section)

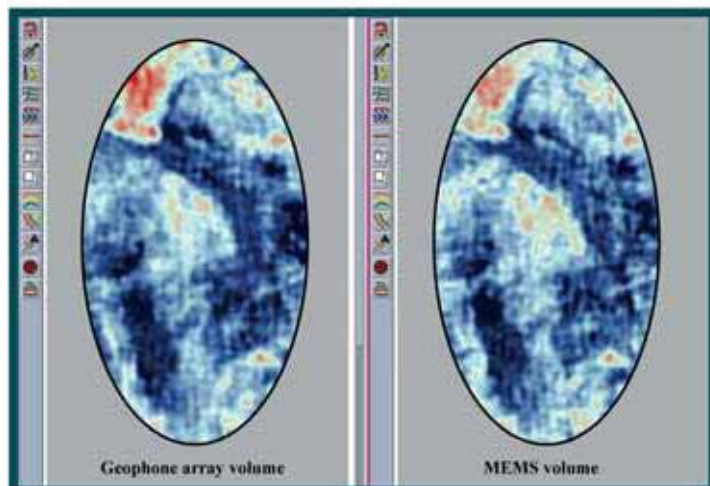


Рисунок 16 Сравнение горизонтального временного среза для данных на P-волнах, полученных с помощью традиционной расстановки сейсмоприемников и с помощью одного датчика MEMS на пункт приема. Примерная глубина 3.25 км. Небольшая складчатость лучше выделяется на данных, полученных с помощью одного датчика.

направленности для измерения поляризации S-волн как функции азимута, что, таким образом, увеличило бы кратность. Также, мы можем увеличить мощность источника и/или увеличить плотность размещения приемных станций, что также увеличит соотношение сигнал/шум. Если мы таким образом увеличим соотношение сигнал/шум (шум окружающей среды) то качество наших данных на Р-волнах будет соответствовать или превышать качество традиционных данных на Р-волнах. На Рисунке 16 показаны горизонтальные срезы с глубины порядка 3.25 км, данные, полученные с помощью традиционной расстановки сейсмоприемников и с помощью единичных датчиков MEMS. Можно сравнить оба изображения. Небольшая зона складчатости, кажется, лучше проявляется на данных, полученных при использовании одиночных датчиков. На этих данных сбалансирован эффект улучшения соотношения сигнал/шум и потери пространственной разрешенности, вызванной использованием расстановки.

Выводы

При тестировании 3C3D, проведенном на полигоне Норт Эмералд, были успешно записаны многокомпонентные данные на обменных волнах с глубин свыше 4.0 км. Данные на Р-волнах и на обменных волнах были привязаны по глубине с использованием синтетических сейсмотрасс, рассчитанных по скважинным данным. Изменение коэффициентов отражения для PP и PS волн можно отнести на счет процесса добычи газа из формации Спрингер. С помощью программы EMERGE была сделана эмпирическая оценка величины добычи газа. При совместном использовании данных по PP и PS волнам для предсказания величины добычи газа мы получили более точные результаты по сравнению с использованием данных по PP волнам.