

Геофизические исследования коллектора

Проведение пассивных сейсмических наблюдений с целью 4D мониторинга коллектора

Passive seismic makes sense for 4D reservoir monitoring

Стефан Уилсон (Stephen Wilson)¹, Роб Джонс (Rob Jones), Вил Уосон (Will Wason), Дениэл Реймер (Daniel Raymer) и Пол Жак (Paul Jaques) из Vetco Gray, Корнуол, Великобритания (ранее часть ABB) описывают как пассивные сейсмические наблюдения прокладывают дорогу в жизнь, являясь ценным приобретением в управлении углеводородными запасами.

Использование 4D сейсморазведки в качестве рутинной технологии управления углеводородными коллекторами стало действительностью. В отличие от традиционного восприятия сейсморазведки как инструмента разведки, роль 4D сейсмических исследований уверенно опирается на производственный аспект нефтепромысловых работ. Смещение акцентов в технологии сейсморазведки, затрагивающих как добычу, так и разведку, в недавнем прошлом приобрело большое значение по причине того, что увеличение запасов трудно обеспечить только путем разведки. Новая технология добычи является альтернативным способом увеличения балансовых запасов.

Расширяющийся диапазон приложений сейсморазведки и увеличивающееся число геофизиков, изучающих коллектор, помогает развивать новую технологию сейсморазведки, которая способна значительно улучшить наше понимание динамики коллектора. Это технология пассивного сейсмомониторинга. За последние несколько лет применение пассивного сейсмомониторинга в качестве серийной технологии управления углеводородными запасами набирает темп. Недавние долговременные пассивные сейсмические наблюдения в Омане показали возможности этой технологии в получении информации, на которой можно основывать принятие решений в управлении коллектором (Jones et al, 2004). Информация о возможностях этой технологии уже достигла критической массы и технологические барьеры постепенно исчезают. Возможно, наиболее критическими из этих барьеров является способность вести наблюдения за микросейсмами изнутри действующих скважин при добыче или закачивании. Недавние разработки в технологии скважинных приборов позволяют развертывать скважинные сейсмические датчики, способствующие повышению уровня сигнала на 30-40 дБ по сравнению с ранее принятыми технологиями (Jaques et al., 2003).

Кроме развития инструментальных технологий, теперь доступны и программные приложения, способные автоматически в реальном времени доставлять на компьютер клиента микросейсмические данные (Jones and Wason, 2004).

Наступление 4D улучшило наши возможности при наблюдениях за поведением коллектора и дало возможность принимать своевременные решения по эксплуатации месторождений.

Разворачивание долговременных океанических систем предоставляет возможность увеличения скорости принятия решения по управлению коллектором путем сокращения длительности цикла обработки. Пассивный сейсмомониторинг еще более содействует улучшению процесса принятия решений, путем предоставления информации о коллекторе на компьютер инженера в реальном времени.

Если говорит об оснащении, датчики для постоянных скважинных сейсмических наблюдений представляют собой краеугольный камень реализации многоволнового непрерывного пассивного сейсмомониторинга. Перспектива создания датчиков непрерывных скважинных сейсмических наблюдений 4D предполагает необходимость надежных скважинных привязок, знания параметров сейсмических импульсов и проведение ВСП по запросу. Для развертывания этих систем может быть недостаточно заявлений о значимости совместного проведения пассивного сейсмомониторинга и 4D сейсморазведки с использованием скважинного оборудования.

На Рисунке 1 проиллюстрирован цикл 4D сейсморазведки, который способствует развитию технологии микросейсмических работ, которые в свою очередь, помогают лучше различать изменения в коллекторе 4D. Все эти методики улучшают извлекаемость запасов, увеличивая их чистую приведенную стоимость.

Пассивный сейсмомониторинг: о чем он вам говорит?

Коллекторы углеводородов подвергаются анизотропным напряжениям, которые при нормальных условиях запирают естественные разломы в недрах. Добыча углеводородов или закачка воды или газа приводят к

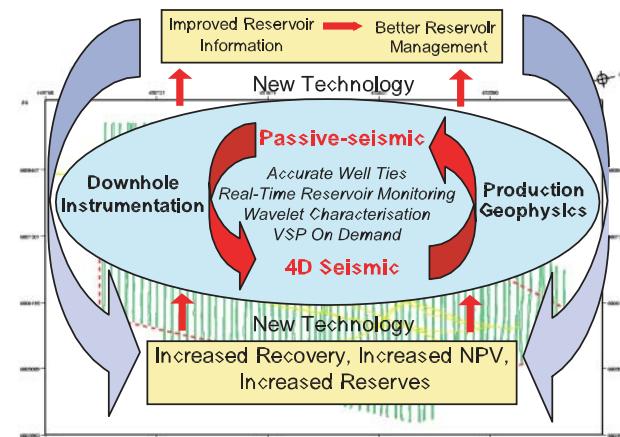


Рисунок 1 Эффективный рабочий цикл

¹E-mail: stephen.a.wilson@vetcogray.com

Геофизические исследования коллектора

изменению этих давлений. Такие изменения давлений являются спусковым механизмом сдвиговых смещений вдоль разломов. Подобные сдвиговые перемещения являются микросейсмическими волнами. Карттирование микросейсмов, как в пространстве, так и во времени идентифицирует те участки коллекторов, которые реагируют на изменение давления в это конкретное время. Число этих явлений, имеющих место на единицу времени меняется в зависимости от изменения напряженного состояния, распределения разломов и геомеханики коллектора (Jupe et al., 2003).

Высококачественный набор микросейсмических данных может дать информацию о поведении коллектора, такую как:

- Идентификация гидравлически проводящих разломовых структур, действующих как протоки для прорыва воды
- Идентификация запечатанных разломов, которые могут повлиять на поддержание давления и как результат вызвать разделение коллектора на отсеки и появление непродуктивных зон
- отображение анизотропии потока, связанного с добычей из трещиноватого коллектора
- непрерывный 4D мониторинг фронта давления флюида, например фронта затопления водой и гидравлического разрыва пласта
- непрерывный 4D мониторинг работ по отведению бурового шлама, CO_2 или закачки сернистого нефтяного газа
- Идентификация сейсмически активных зон

Полученные знания могут помочь оператору идентифицировать области коллектора, которые:

- поддерживают или нет пластовое давление
- представляют риск для разбуривания (т.е. сейсмически активные структуры разломов)
- претерпевают процессы уплотнения
- характеризуются целостностью покрывающих пород

Эта информация по динамике состояния коллектора позволяет оператору улучшить управление добычей/закачиванием, включая планирование новых эксплуатационных/нагнетательных скважин.

Использование данных по локализации микросейсмических возмущений – только часть проблемы. Как только эти микросейсмические источники сдвигов локализованы, можно начинать использовать их при картировании структуры коллектора с целью определения анизотропии коллектора, для получения геомеханических моделей коллектора, и для того, чтобы внести свой вклад в построение модели потока в коллекторе. Позже в нашей работе мы представим несколько примеров из литературы по микросейсмам, в которых проиллюстрированы некоторые из этих возможностей.

Получение данных и аппаратурное оснащение

Установка постоянных систем скважинного мониторинга крайне важно для извлечения всей выгоды использования пассивного сейсмомониторинга. В отличие от отражательной сейсмологии, в которой получают импеданс-контрасты в картируемом объеме, при микросейсмических работах записывают дискретные акустические сигналы, которые генерируются сдвиговыми смещениями в наблюдаемом объеме. Для того, чтобы записать все микросейсмические сигналы, необходимо

проводить непрерывный мониторинг, извлекая каждое микросейсмическое колебание из потока поступающих данных по мере возникновения.

Для того чтобы извлечь полную выгоду из микросейсмической методики, в добавок к непрерывному мониторингу требуется чтобы датчики были помещены в скважину. Пояснением к этому является изучение статистики по амплитуде микросейсм, затуханию сигналов и высокому уровню шумов вблизи поверхности. Статистические данные по амплитуде микросейсм говорят о наличии степенного закона распределения. Чем меньше амплитуда волн, тем больше их наблюдается. Таким образом, внутри заданного объема пород за установленный период времени, возможно записать 10 волн с нулевой амплитудой. В одном и том же объеме породы и за один и тот же период времени может быть порядка 10⁴ волн с амплитудой в минус третьей или выше.

Помещая сейсмические датчики ниже поверхности, можно фиксировать эти малоамплитудные, но многочисленные волны с амплитудой в минус третьей, которые распространяются через коллектор, и можно добиваться достаточного уровня амплитуды, превышающей порог шума в спокойных скважинных условиях. Хотя, для того, чтобы попасть на поверхность, эти сигналы-микросейсмы должны проложить себе дорогу через напластования пород, теряя каждый раз часть энергии по мере прохождения каждой из границ. В конце концов, по мере того, как они приближаются к поверхности, они должны пройти путь в высокопоглощающем выветренном слое до того, как они попадут на датчики, стоящие на поверхности. В этих ослабленных сигналах можно найти признаки прохождения в шумной приповерхностной среде.

Сравнение разных выборок данных, записанных при использовании поверхностных сейсмических приборов (Al-Mahrooqi et al. 2004) и полученных при использовании скважинных приборов (Jones et al. 2004), показали, как важно использовать сейсмические системы сбора данных, развернутые в малошумной скважинной обстановке.

Другая проблема загрязнения данных шумами свойственна добывающим и нагнетательным скважинам, там уровень шума препятствует записи всех микросейсмических данных, кроме самых высокоамплитудных и самых низкочастотных волн. Для того чтобы записать высококачественные наборы данных микросейсм, раньше единственным решением этой проблемы было бурение специальных мониторинговых скважин. Высокая стоимость бурения дополнительных скважин для мониторинга, практически до настоящего момента представляла один из самых сложных технологических барьеров, которые нужно преодолевать, это послужило причиной продвижения пассивного сейсмомониторинга в ранг рутинных процедур.

В 2000 компания Vetco Gray предложила интенсивную научно-исследовательскую программу, окончательной целью которой была разработка мало-шумного оборудования, предназначенного для использования в действующих скважинах. Результатом этой работы стала революционная система PS³ (система постоянных сейсмических датчиков).

Гидравлические испытания

На стадии создания концепции продукта стало ясно, что опубликовано слишком мало количественных данных по динамическому поведению сейсмического оборудования в фонтанирующих скважинах.

Геофизические исследования коллектора

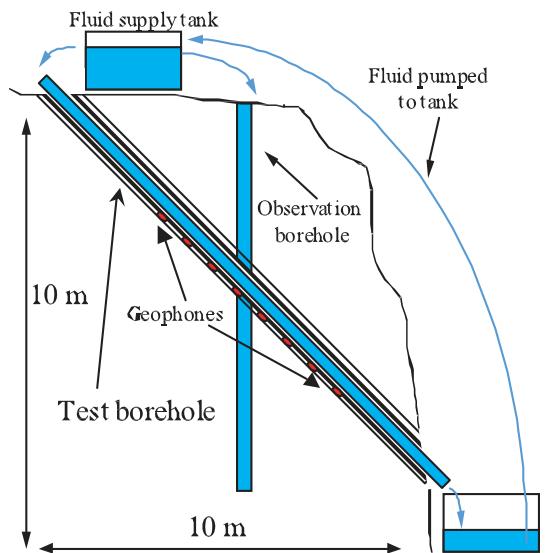


Рисунок 2 Цикл потока при испытаниях в глубокой скважине Vetco Gray

Потребовалась специальная информация об источниках акустического шума и каналах его передачи в фонтанирующих скважинах. Отсутствие этой информации заставило компанию Vetco Gray включить в свою научно-исследовательскую интегрированную программу измерения и изучение генерирования шума и процессов его передачи в фонтанирующих нефтяных скважинах. Первой проблемой стало выполнение лабораторных измерений внутри фонтанирующей скважины. Решением послужило конструирование двусторонней скважины. На Рисунке 2 показана наклонная двусторонняя скважина 15 м длиной, пробуренная через вертикальный забой гранитного карьера, на тестовом участке глубоких скважин компании Vetco Gray в Корнуолле, Великобритания. Скважина обсажена стандартными 9 5/8 дюймов (47фунт/фут) промысловыми обсадными трубами, и таким образом, она может вмещать разнообразные размеры труб и элементы стандартного заканчивания скважин. Обсадная труба зацементирована, и связка трехкомпонентных приемников зацементирована навечно за обсадкой таким образом, чтобы их можно было бы соединять с обшивкой и породой. Две 60,000-литровых резервуаров позволяют флюиду течь через скважину с дебитом более 30,000 баррелей/день (эквивалентно) с использованием гравитационного режима во избежание возникновения шума накачки. Проводился мониторинг шума потока, как однофазного так и мультифазного, в различных частях заканчивания с дебитом от 5000 до 30,000 баррелей/день. Данные записывались с использованием 72-канальной системы сбора данных.

Численное моделирование и изучение системы

Физические эксперименты проводились параллельно с численным моделированием и изучением механической системы. Альтернативный процесс экспериментального тестирования, численного моделирования, а также сравнение предсказаний и наблюдений дал нам целую серию важных выводов о том, как наилучшим образом добиться уменьшения шума внутри скважины

Был сделан принципиальный вывод о том, как важно подавлять каналы передачи шума от каждого акустического источника к каждому сейсмоприемнику.

На этой части исследования по подавлению шума компания Vetco Gray привлекла в качестве эксперта мирового лидера в акустике потоков TNO из Нидерландов.

Научные исследования также проводились для определения влияния различных материалов на передачу шума, генерируемого потоком внутри зоны заканчивания скважины. Например, природа контакта между системой труб и обсадкой является важным параметром акустического поведения заканчивания скважины. В результате разнообразных экспериментов, особое устройство *эксцентрилайзер* было разработано для оптимизации производительности всей системы. Эксцентрилайзеры удерживают систему труб в отдалении от обсадки, что позволяет системе развертываться в горизонтальных скважинах без акустического взаимовлияния между системой труб и датчиками.

Ранние эксперименты показали, что уровни шума внутри обсадки и вне обсадки были очень похожие. Хотя, уровни шума в эксплуатационной колонне были, по меньшей мере, такого порядка как поток в скважине. Была поставлена задача о том, как сконструировать устройство, которое может соответствовать уровню шума обсадки, но которое бы переносилось в нужное положение, используя трубную обвязку. Решением стала система PS³.

Разработка оборудования

На основе глубоких знаний, полученных из экспериментов, была разработана сейсмическая скважинная система постоянных наблюдений. Для успешной работы к этой системе предъявляются следующие требования

- Способность выполнять мониторинг во время выполнения операций по добыче/закачке, т.е. низкая зависимость от шума потока
- Высокая точность, т.е. отсутствие резонансов в сейсмическом диапазоне частот
- Приемлемость для скважинных инженеров

Система PS³ представляет собой прорыв в технологиях сейсмических скважинных приборов и открывает широкие



Рисунок 3 Устройство развязки Vetco Gray Σ-Lok

Геофизические исследования коллектора

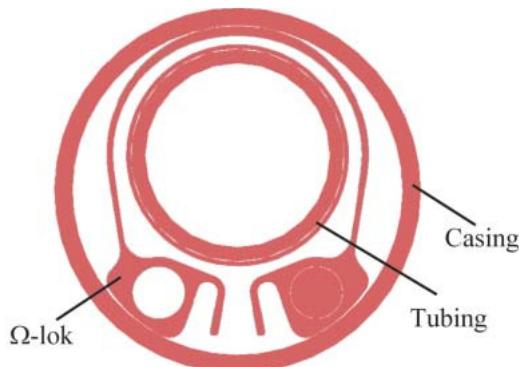


Рисунок 4 Разрез через устройство развязки Ω -Lok

возможности для скважинных сейсмических приборов и мониторинга коллектора в нефтяной промышленности. С помощью сейсмических датчиков, акустически разведененных от шума потока, и скважины, связанной с формацией, порог шума сильно уменьшается, что позволяет обнаруживать гораздо более низкоамплитудные и удаленные сейсмические/микросейсмические сигналы.

Устройство развязки известно под названием Ω -Lok (Omega Lock), и показано на рисунке 3. Во время проведения работ оно держится в сжатом состоянии. Как только насосно-компрессорная колонна помещена на место, путем повышения давления в системе труб, круговом зазоре или с помощью гидравлической линии активируется спусковой механизм. Затем устройство Ω -Lok высвобождается из системы труб и выталкивается внутрь обсадных труб, крепко сочленяясь, таким образом, с формацией пород. Весь процесс аналогичен установке уплотнителя, кроме того, что это устройство больше не касается системы труб. На рисунке 4 показан схематический разрез устройства Ω -Lok в развернутом состоянии; отметьте, что датчики абсолютно развязаны с

насосно-компрессорной колонной, и крепко сочленены с формацией. На Рисунках 5 и 6 показаны для сравнения постоянные сейсмические сигналы при различных уровнях шума, вызванного различными скоростями потока для рессор (рисунок 5) и Ω -Lok (Рисунок 6). По мере возрастания скорости потока сейсмический сигнал на геофонах на рессорах очень быстро теряется на фоне увеличивающегося шума, тогда как для системы Ω -Lok все еще остается хорошее соотношение сигнал-шум.

Система расширяемая. Оператор может задать число уровней и их размещение вдоль эксплуатационной колонны. На каждом уровне системы используется запатентованная компанией Vetco Gray четырехосная тетраэдрическая конфигурация датчиков. Это позволяет в реальном времени выполнять контроль качества данных и обеспечивает уровень избыточности информации, который нельзя достичь с использованием традиционных систем из трех ортогональных датчиков. Систему можно сконфигурировать, используя геофоны, акселерометры MEMS или оптоволоконные датчики. Если это требуется, также могут быть встроены другие типы датчиков (например, давлений или температуры). Система рассчитана на 300°F и 10,000 фунт на дюйм² (150°C / 690 бар)

Система PS3, позволяет проводить непрерывный сбор высококачественных сейсмических данных, как активных, так и пассивных в фонтанирующих скважинах на протяжении срока действия месторождения.

Примеры проведения микросейсмических исследований и текущее состояние

Возрастание интереса к микросейсмическим технологиям в настоящее обязано большей частью мониторинговым исследованиям в геотермальных системах (Baria et al., 1999). Подробный обзор работ, выполненных в этой области, можно найти в работах Niitsuma et al., 1999.)

Ранние попытки перенести эту технологию на месторождения углеводородов обычно не осуществлялись из-за неполадок оборудования, непонимания и отсутствия поддержки у клиентов.

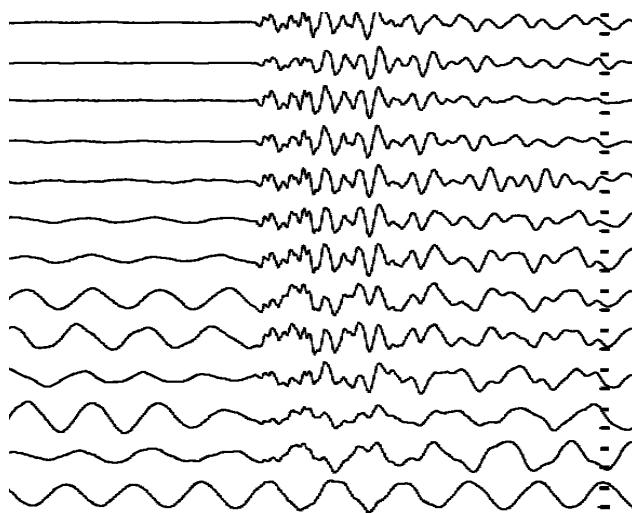


Рисунок 5 Постоянный сейсмический сигнал при различных уровнях шума, вызванного меняющимся дебитом скважины, для рессорного оборудования

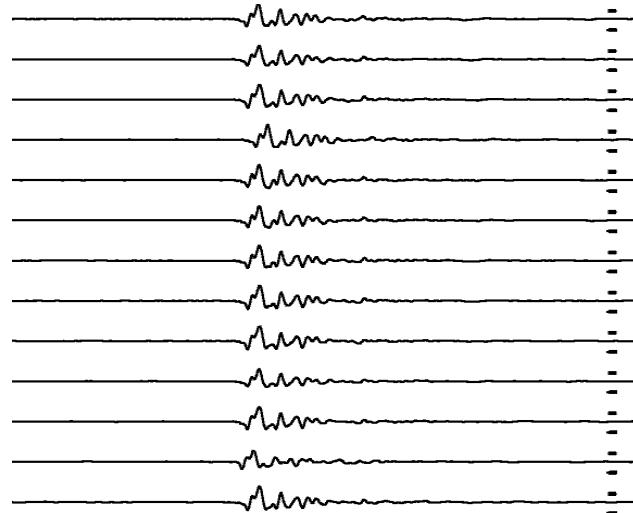


Рисунок 6 Постоянный сейсмический сигнал при различных уровнях шума, вызванного меняющимся дебитом скважины для Ω -Lok

Геофизические исследования коллектора

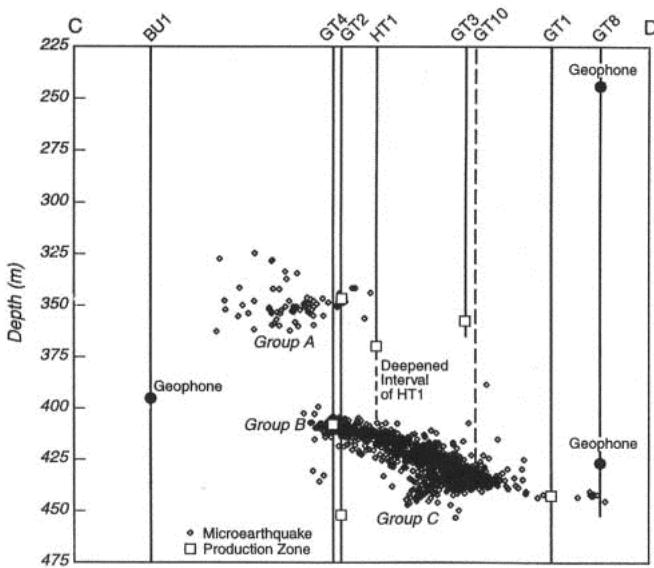


Рисунок 7 Неглубокая наклонная структура, интерпретируемая как зона разломов обратного проскальзывания, работы в Клинтон каунти (Rutledge and Phillips, W. 1994).

Однако значительной число важных исследований были успешными и продемонстрировали потенциал новой методики.

В 1993 было выполнено мониторинговое исследование в Клинтон Каунти, Кентукки Национальной лабораторией Лос Аламос для компании Ohio Kentucky Oil Corp (Rutledge & Phillips, 1994). Было записано свыше 3000 волн, и этот набор данных дал местоположение неглубокой наклонной структуры, которая была проинтерпретирована как зона разломов с обратным проскальзыванием, ранее не обнаруженная на сейсмических данных МОВ (Рисунок 7).

В течение 1997 был выполнен пассивный сейсмомониторинг коллектора Экофиск для компании Phillips Petroleum. Данные были получены и обработаны компанией Vetco Gray (ранее CSMA). В течение этого исследования только за 19 дней мониторинга было записано более 3000 микросейсм. После дальнейшей обработки с использованием стягивающего алгоритма (Jones and Stewart, 1997), данные о местоположении были нанесены на карту в виде серии структур, которые параллельны направлению разломов в коллекторе (Maxwell et al., 1998). Эти структуры никогда ранее не были закартированы из-за перекрывающей газовой шапки (Рисунок 8).

Другой проект по мониторингу был выполнен в Северном море в 1998 на месторождении Valhall для компании BPAmoco (Dyer et al., 1999). Во время этого исследования использовалась похожая конфигурация как и для работ на месторождении Экофиск и также выполнялась компанией Vetco Gray (ранее CSMA). Было зафиксировано свыше 500 микросейсм и определено местоположение 324 из них. При последующем анализе поперечных волн по этим данным было продемонстрировано временное изменение типа анизотропии S волн, которое вероятно связано с опусканием коллектора (Teanby et al., 2004). Дальнейший анализ раскрыл, как микросейсмические данные могут быть использованы для получения полезной информации по рискованной скважине и конструированию обсадных труб, эта информация может увеличить

срок службы скважины (Kristansen & Barkved, 2000).

Комбинируя микросейсмические данные по месторождениям Valhall и Ekofisk с данными напряжения и порового давления при натурных измерениях (Zoback & Zinke, 2002), было показано, как процесс образования разломов, вызванный процессом добычи распространяется от гребня структуры на ее фланги.

Кроме этих исследований по мониторингу коллектора, в 1990х была выполнена серия работ по мониторингу закачки. Возможно, самое полное исследование было выполнено компанией DoE/GTI в Cotton Valley при изучении гидравлического разрыва пласта на месторождении (Walker et al., 1997, Rutledge et al., 2003, Rutledge et al., 2004).

В конце 1990х несколько крупных операторов начали проводить долгосрочные работы и тестировать эту технологию. Возможно, самой успешной из них было исследование Yibal, выполненное для Shell/PDO компанией Vetco Gray в сотрудничестве с PDO и SEPTAR (Jones et al., 2004) и проект Peace River по мониторингу нагнетания пара в пласт, выполненный Shell Canada (McGillivray, 2004).

Целью совместного проекта Yibal (Jones et al., 2004) было продемонстрировать ценность пассивного сейсмомониторинга, получая углубленные знания о поведении коллектора, и получая возможность основываясь на этих знаниях. Из этого исследования могут быть сделаны следующие выводы и наблюдения:

- Высокий уровень микросейсмической активности, связанный с добычей говорит о наличии дискретных пространственных структур, которые изменяются как по интенсивности, так и по размеру за период мониторинга.
- Методика работ, связанных с изучением микросейсм в зависимости от добычи/закачки была успешно разработана, что помогает корректировать процесс принятия решений по управлению коллектором.
- Микросейсмическая активность связана с двумя эксплуатируемыми коллекторами (Natih and Shuaiba) и имеет высокую корреляцию с уровнями добычи /закачки в двух коллекторах.
- Внутри газового коллектора Natih был успешно обнаружен участок коллектора с использованием комплексной микросейсмической и геомеханической интерпретации. Принятая методика интерпретации

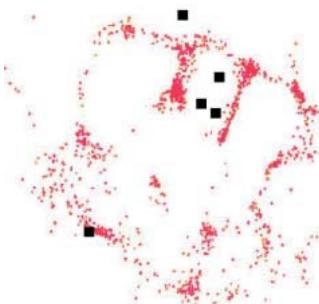


Рисунок 8 Местоположение зоны смятия по данным микросейсмомониторинга месторождения Экофиск, 1997

Геофизические исследования коллектора

также продемонстрировала ценность механистического подхода при геомеханическом моделировании для понимания процессов в коллекторе, связанных с добычей и процессами уплотнения.

- Для новых скважин, расположенных по краям участков коллектора был предсказан потенциальный риск бурения.
- Успешный пространственный и временной мониторинг движений воды был выполнен с помощью двух нагнетательных скважин Shuaiba.
- Испытания показали, как данные микросейсмических исследований могут быть интегрированы с сейсмическими данными МОВ 3D и использованы количественно для улучшения динамических моделей коллекторов.

Следующие выводы были сделаны на основании пассивного сейсмомониторинга циклической паровой стимуляции (CSS), выполненной на Пис Ривер компанией Shell Canada совместно с SEPTAR, InputOutput и Engineering Seismic Group Canada:

- Существующие модели проводящего нагрева при CSS оказались ложными при изучении данных микросейсм.
- пассивный сейсмомониторинг может использоваться как инструмент для определения степени успешности выполнения каждого парового цикла CSS и образования новых разломов.
- Источники микросейсм находятся по краям зоны разогрева.

Дальнейший анализ мониторинга закачки, выполнявшегося в 1990х проиллюстрировал несколько принципиальных проблем мониторинга и показал другие аспекты процессов, с помощью которых стимулируется весь объем коллектора.

Возможно одно из самых важных открытий, сделанных при проведении пассивного сейсмомониторинга гидроразрыва пласта, касается несоответствия теоретических моделей геометрии гидроразрыва и геометрии гидроразрыва, полученной при записи источников микросейсм. Модели предполагают симметричное распространение, тогда как микросейсмические данные говорят о систематической асимметрии. В более свежих работах (Rutledge et al., 2003 & 2004) еще больше прояснился способ распространения гидроразрыва внутри коллектора, высокий уровень наблюдаемой микросейсмической активности концентрируется на изгибах или изломах разломов, а минимум активности находится между этими зонами. Действительно ли эти зоны 'соединения' асейсмичные (т.е. это имеющая место сейсмичность, ниже порогового значения) или свободны от сейсмичности (т.е. имеет место другой механизм разрушения) – интересная тема дальнейших исследований.

Результатом этих работ стало то, что пассивный сейсмомониторинг укрепил свои позиции в качестве одной из новейших технологий изучения коллектора, пригодных для вовлечения в цифровое пространство данных по нефтяным месторождениям.

Будущее

Будущее этой технологии кажется многообещающим. На примере нескольких работ было показано, что метод пассивного сейсмомониторинга обладает большим потенциалом. В недавних работах была продемонстрирована значимость пассивных сейсмических исследований в управлении коллектором.

Технология сбора данных и программное обеспечение хорошо разработано и теперь доступны скважинные инструменты для мониторинга в добывающих скважинах (PS3).

Несколько крупных национальных и международных нефтяных компаний уже начали или планируют начать исследования методом пассивного сейсмомониторинга. Компания Saudi Aramco изучает возможности этих технологий на месторождении Ghawar (Dasgupta, 2004); BP испытывала скважинные устройства на Valhall (Barkved, 2002); Anadarko применяет микроСейсмическую технологию для работ по картированию гидроразрыва пласта (Warpinski et al., 2004); TCO/Chevron Texaco выполняет анализ осуществимости на Tengiz (Raymer et al., 2004); Shell Canada выполняла мониторинг методом CSS на Peace River (McGillivray, 2004); Exxon Mobil проводила пассивный сейсмомониторинг CSS на Cold Lake (Talebi et al., 1998); а Petex недавно выполнила пилотный мониторинг гидроразрыва пласта (Kaiser et al., 2004); Значение пассивного сейсмомониторинга начинает проясняться. При сочетании с традиционной отражательной и скважинной сейсмологией, использование постоянных внутрискважинных систем имеет огромный потенциал для лучшего понимания и картирования динамических процессов, которые имеют место в коллекторе. Следующие несколько лет покажут, насколько мы способны комплексировать данные 4D и микросейсмическую информацию с геомеханическими моделями коллектора, и включать эти данные в модели, описывающие изменение давления и поток флюида в коллекторе. Пассивный сейсмомониторинг заключается в регистрации отклика коллектора на изменения напряжения. Коллекторы, из которых мы добываем углеводороды, давали свой отклик в течение десятков лет; только теперь, кажется, промышленность начинает вслушиваться в эти отклики.

Литература

(в порядке цитирования в работе)

- Jones, R.H., Raymer, D.G., Mueller, G., Rynja, and Maron K. [2004] Microseismic Monitoring of the Yibal Oilfield. 66th EAGE Annual Conference, Paris, Expanded Abstracts, Session: A007.
- Jaques, P.S., Ong, H., Jupe, A.J., Brown, and Janssen, M. [2003] Permanent downhole seismic sensors in flowing wells. 1st North Africa/Mediterranean Petroleum and Geosciences Conference and Exhibition, Tunis, Expanded Abstracts, Session: T016
- Jones, R.H., and Wason, W. [2004] PS3 - Making the most of microseismic monitoring. Offshore Engineer 29, 7, 39-41. Jupe, A.J., Jones, R.H., Wilson, S.A., and Cowles, J.F. [2003] Microseismic monitoring of geomechanical reservoir processes and fracture-dominated fluid flow. Geological Society of London Special Publications. 209, 77-86.
- Al-Mahrooqi, S. S., Al-Abri, A., Al-Hussain, I., Al-Lazki, A., Rynja, H., and Mueller, G. [2004] Analysis of micro-seismic data and the b-value distribution in Yibal oil field in northern Oman. Presented at 6th Middle East Geosciences Conference & Exhibition GEO2004, Bahrain.

Геофизические исследования коллектора

Jones, R.H. and Asanuma, H. [2004] Optimal four geophone configuration, vector fidelity and long-term monitoring. 66th EAGE Annual Conference, Paris, Expanded Abstracts, P294

Fehler, M.C. [1989] Stress control of seismicity patterns observed during hydraulic fracturing experiments at the Fenton Hill HDR Geothermal energy site, New Mexico. *Int. J. Rock Mech.*, 26, 3/4. 211-219.

Baria, R., Baumgartner, J., Gerard, A., Jung, R., and Garnish, J. [1999] European HDR research programme at Soutlz-sous-Forêts (France) 1987-1996. *Geothermics* 28, 655-669. Niitsuma, H. et al. [1999] Current status of seismic and bore-hole measurements for HDR/HWR development, *Geothermics*, 29, 475-490.

Rutledge, J. T. and Phillips, W. [1994] Subsurface fracture mapping using microearthquakes to detect during primary oil production, Clinton County, Kentucky. Proceedings of 1994 SPE Annual Technical Conference and Exhibition, New Orleans. SPE Paper 28384.

Jones, R.H., Stewart, R. [1997] A method for determining significant structures in a cloud of earthquakes. *J. Geophys. Res.* 102, 8245-8254.

Maxwell, S. C., Young, R. P., Bossu, R., Jupe, A. J., and Dangerfield, J. [1998] Microseismic logging of the Ekofisk reservoir. Proceedings of the 1998 SPE/ISRM Eurock '98, Trondheim, Norway, SPE Paper 47276.

Dyer, B.C., Jones, R. H., Cowles, J.F., Barkved, O., and Folstad, P.G. [1999] Microseismic survey of a North Sea Reservoir. *World Oil*, 220, 3.

Teanby, N., Kendall, J. M., Jones, R.H., Barkved, O. [2004] Stress induced temporal variations in seismic anisotropy observed in microseismic data. *Geophys. J. Int.* 156, 3, 459-463.

Kristansen, T., G., Barkved, O., Patti, P., D. [2000] The use of passive seismic monitoring in well and casing design in the compacting and subsiding Valhall Field, North. SPE Paper 65134.

Zoback, M.D., and Zinke, J.C. [2002] Production induced normal faulting in the Valhall and Ekofisk oilfields. *Pageoph.*, 159, 403-420.

Walker, R. N., Jr. [1997] Cotton Valley hydraulic fracture imaging project. Proc. SPE Annual Meeting, San Antonio, Texas. Paper 38577.

Rutledge, J.T. and Phillips, W.S. [2003] Hydraulic stimulation of natural fractures as revealed by induced microearthquakes, Carthage Cotton Valley gas field, east Texas, *Geophysics*, 68, 441-452.

Rutledge, J.T., Phillips, W.S., and Mayerhofer [2004] Faulting induced by forced injection and fluid flow forced by faulting: An interpretation of hydraulic-fracture microseismicity, Carthage Cotton Valley gas field. Submitted to BSSA. McGillivray, P.R. [2004] Microseismic and Time-lapse Monitoring of a Heavy Oil Extraction Process at Peace River. Presented at 73rd SEG Annual Conference, Denver, USA. Expanded Abstracts, Session: CPS1.

Barkved, O., Gaucher, E., Hornby, B., Kristiansen, T., and Maison, C. [2002] Analysis of seismic recordings during injection using in-well permanent sensors. 64th EAGE Annual Conference, Florence, Expanded Abstracts, Session: H-02. Warpinski, N.R., Sullivan, R.B., Uhl, J.E., Waltman, C.K., and S.R. Machovoe [2003] Improved Microseismic Fracture Mapping Using Perforation-Timing Measurements for Velocity Calibration. Presented at SPE Annual Technical Conference and Exhibition, Denver, USA. SPE Paper 84488

Raymer, D.G., Ji, Y., Behrens, and Rickett, J. [2004] Genetic algorithm design of microseismic injection-monitoring networks in the Tengiz field. Presented at 73rd SEG Annual Conference, Denver, USA, Session: CPS1.

Talebi, S., Nechtschein, S., and Boone, T.J. [1998] Seismicity and Casing Failures Due to Steam Stimulation in Oil Sands. *Pure and Applied Geophysics*. 153. No.1. 219-233.

Berumen, S., Gachuz, H., Rodriguez, J.M., Bovier-Lapierre, T. and Kaiser P. [2004] Hydraulic fracture mapping in treated well channellised reservoir development optimisation in Mexico.

66th EAGE Annual Conference, Paris, Expanded Abstracts, Session: H-027.

