

Опволоконные донные регистрирующие системы для повышения эффективности разработки месторождений нефти и газа

Ян Лангхаммер, Мортен Эриксруд, Хильде Накстад и ДжонТомас Кринглботн, Серсель-Оптоплан, Норвегия

Краткое содержание

Опволоконные сейсморегирующие системы, предназначенные для постоянной установки на дне моря, появились на рынке как инструмент, который нефтегазовые компании могут использовать для активного мониторинга процессов разработки пластов или процессов закачки с целью оптимизации добычи углеводородов. Преимущество опволоконных датчиков над электрическими заключается в том, что установленные на дне моря опволоконные датчики абсолютно пассивны, и короткое замыкание не может произойти. Опволоконные датчики характеризуются длительным сроком эксплуатации, высокой чувствительностью, большим динамическим диапазоном, низким уровнем собственных шумов, отсутствием коррозии чувствительных элементов, меньшим количеством деталей и потенциально более низкой общей ценой сейсморазведочной аппаратуры. Теперь опволоконные донные кабели могут изготавливаться и устанавливаться для крупномасштабного мониторинга на тех месторождениях, где нефтяные компании предпочитают концепцию сейсмических наблюдений на протяжении всей истории разработки месторождения.

Оптоплан, подразделение компании Серсель, заключило первый в мире контракт на изготовление опволоконных донных кабелей для мониторинга разработки месторождения Экофиск в Северном море. В 2010 году четырехкомпонентными датчиками будет покрыт участок дна моря площадью 60 кв. км. Постоянная сейсморегирующая система включает следующие составляющие: 1) набортную (на платформе) систему декодирования лазерного света и регистрирующую систему, 2) подводное оборудование, состоящее из 200 км сейсмического кабеля с приемными модулями (4000 штук), каждый из которых содержит 4 интерферометрических датчика (три акселерометра и один гидрофон). Эти интерферометрические датчики представляют собой опволоконные решетки Брэгга (разновидность распределенных отражателей Брэгга). Всего донное оборудование включает 24000 опволоконных решеток Брэгга и более чем 3500 км оптических волокон, - это, по-видимому, самая большая в мире сеть опволоконных датчиков. Наше оборудование обладает очень высокой надежностью, подтвержденной серией опытных полевых работ, и может использоваться на дне моря более 25 лет. Мы ожидаем, что наша сейсморегирующая система позволит значительно повысить добычу нефти и газа на месторождении Экофиск.

Мы привержены технологии сейсморазведки с оптическими датчиками как важному инструменту нефтегазовых компаний, необходимому для экономичного длительного мониторинга эксплуатируемых месторождений.

Введение

Нами разработаны и протестированы опволоконные донные косы для длительного сейсмомониторинга. Использование постоянно установленных многокомпонентных донных кос для сейсмомониторинга – это хорошо известная альтернатива буксируемым косам и переключаемым донным косам (Барквед, 2004 г.). На рис. 1 схема-

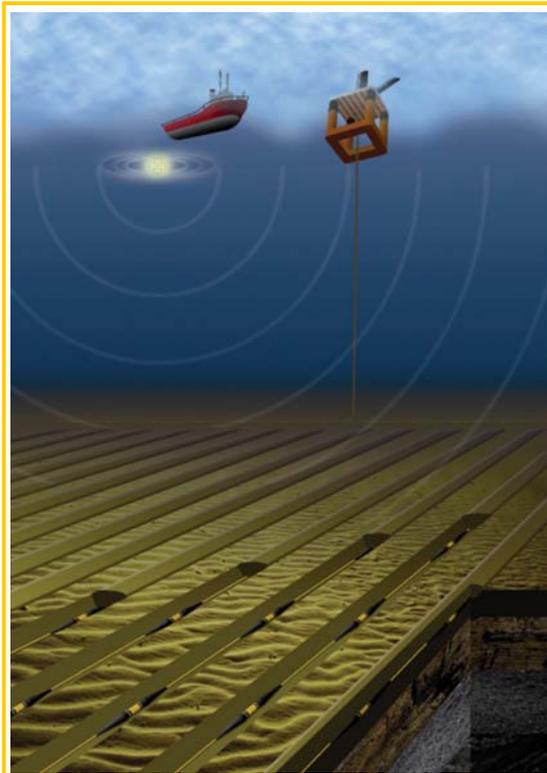


Рис.1 Опволоконные донные косы, уложенные на морское дно для длительного сейсмомониторинга эксплуатируемого месторождения.

тически показаны заглубленные в морское дно донные косы.

Что касается сейсмомониторинга, повторяемость координат ПВ и ПП очень важна для минимизации помех, осложняющих выделение сигнала, характеризующего изменения в пласте по мере его разработки. При морских съемках с буксируемыми косами координаты как пунктов приема, так и пунктов взрыва не могут быть точно повторены, но применение стационарных донных кос исключает проблему повторяемости пунктов приема. Улучшенная повторяемость данных повторных (контрольных) съемок при использовании стационарных донных кос позволяет нефтяным компаниям создать более точные модели геологической среды и выявить эффекты, связанные с разработкой месторождения, что дает возможность оптимизировать разработку того или иного пласта и повысить уровень добычи. В отличие от сейсмомониторинга с буксируемыми косами, стационарные донные косы позволяют отрабатывать повторные (контрольные) съемки «по требованию» и получать массивы данных с более высокой разрешенностью (Хьюстон, 2003 г.). Повторные съемки будут дешевле, чем при применении традиционных методов морской сейсморазведки, потому что каждой новой съемке нужно будет использовать только судно-источник. Такой вид мониторинга может стать предпочтительной альтернативой, если стоимость оборудования, с учетом его длительного использования на месторождении, будет приемлемой. При таком виде сейсморазведочных исследований практически нет ограни-

ПРИБОРЫ И СИСТЕМЫ
СЕЙСМОРАЗВЕДКА НА АКВАТОРИЯХ

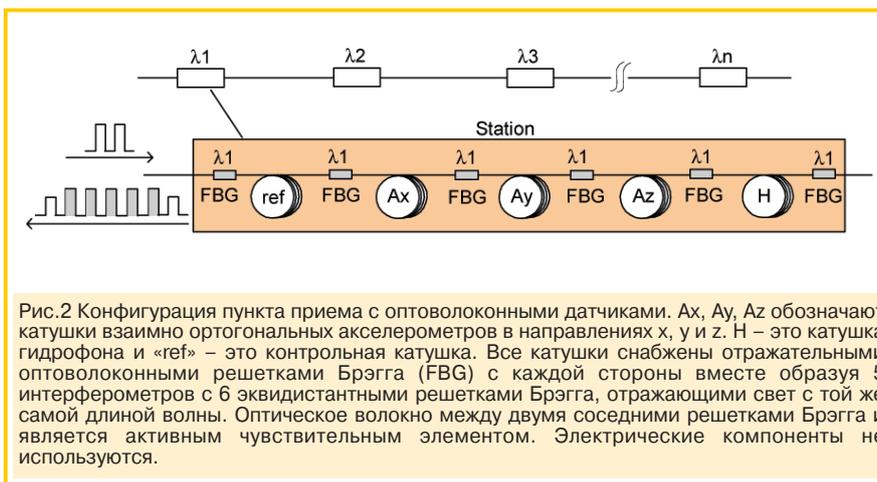


Рис.2 Конфигурация пункта приема с оптоволоконными датчиками. Ax, Ay, Az обозначают катушки взаимно ортогональных акселерометров в направлениях x, y и z. H – это катушка гидрофона и «ref» – это контрольная катушка. Все катушки снабжены отражательными оптоволоконными решетками Брэгга (FBG) с каждой стороны вместе образуя 5 интерферометров с 6 эквидистантными решетками Брэгга, отражающими свет с той же самой длиной волны. Оптическое волокно между двумя соседними решетками Брэгга и является активным чувствительным элементом. Электрические компоненты не используются.

электронными сейсморегистрирующими системами.

Оптоволоконная система с приемными модулями, прикопанными в донные отложения, потребует минимального обслуживания в течение многих лет эксплуатации. Все сложное оборудование находится на дневной поверхности, и его легко поддерживать и обновлять. Все эти преимущества оптоволоконных донных кабелей делают их идеальными

для применения на морском дне, особенно для сейсмомониторинга на протяжении всего периода эксплуатации месторождения. Кроме того, высокая чувствительность оптоволоконных стационарных донных регистрирующих систем делает их идеальными для регистрации микросейсмических шумов, возникающих при разработке месторождений (Чамберс и др., 2007 г.).

Разработанная донная сейсморегистрирующая система предлагается нефтяным и газовым компаниям под названием «Optowave» (торговая марка).
Основные принципы оптоволоконной технологии
 Каждый четырехкомпонентный (4C) донный пункт приема включает оптический трехкомпонентный (3C) акселерометр и волоконно-оптический гидрофон, как показано нарис.2 (Накстад и Кринглотн, 2008 г.).

Скважинные оптоволоконные датчики для измерения скорости скважинного флюида, давлений и температуры, а также для работ ВСП уже разработаны и протестированы (Бостик и др 2003 г., Кель и др., 2005 г. и Хорнби и др., 2007 г.). Очень небольшие потери энергии и широкий частотный диапазон оптических волокон обеспечивают высокие скорости передачи данных по длинным соединительным кабелям. Не снижающаяся со временем надежность – это, вероятно, наиболее важная особенность, позволяющая не повышать стоимость стационарной системы по мере ее эксплуатации. Меньшее количество деталей и отсутствие электроники значительно снижают вероятность отказов по сравнению с

каждым по азимутам и удалениям, и в результате можно получать готовые для обработки и интерпретации многоазимутальные и широкоазимутальные массивы данных с высокой кратностью.

Основные принципы оптоволоконной технологии

Каждый четырехкомпонентный (4C) донный пункт приема включает оптический трехкомпонентный (3C) акселерометр и волоконно-оптический гидрофон, как показано нарис.2 (Накстад и Кринглотн, 2008 г.).

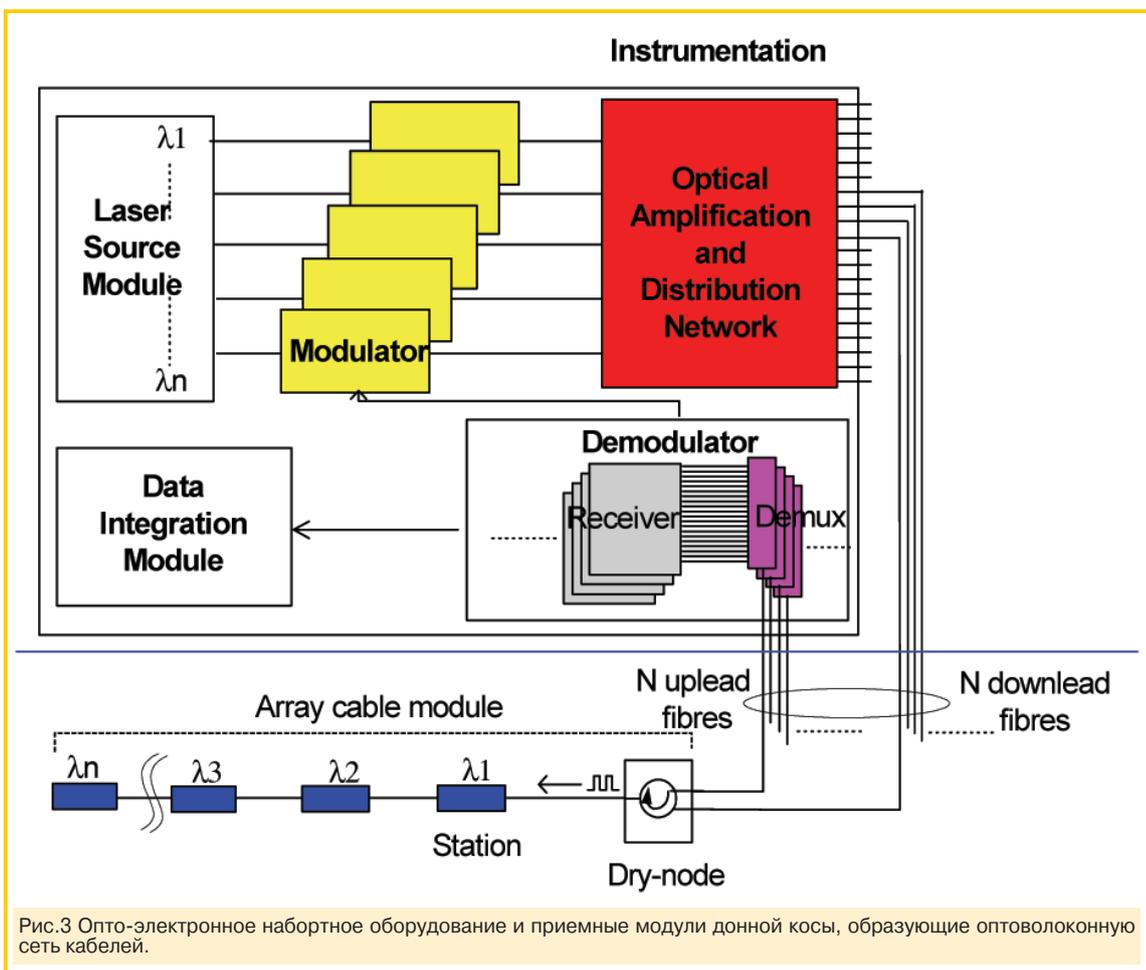


Рис.3 Опто-электронное набортное оборудование и приемные модули донной косы, образующие оптоволоконную сеть кабелей.



ПРИБОРЫ И СИСТЕМЫ СЕЙСМОРАЗВЕДКА НА АКВАТОРИЯХ

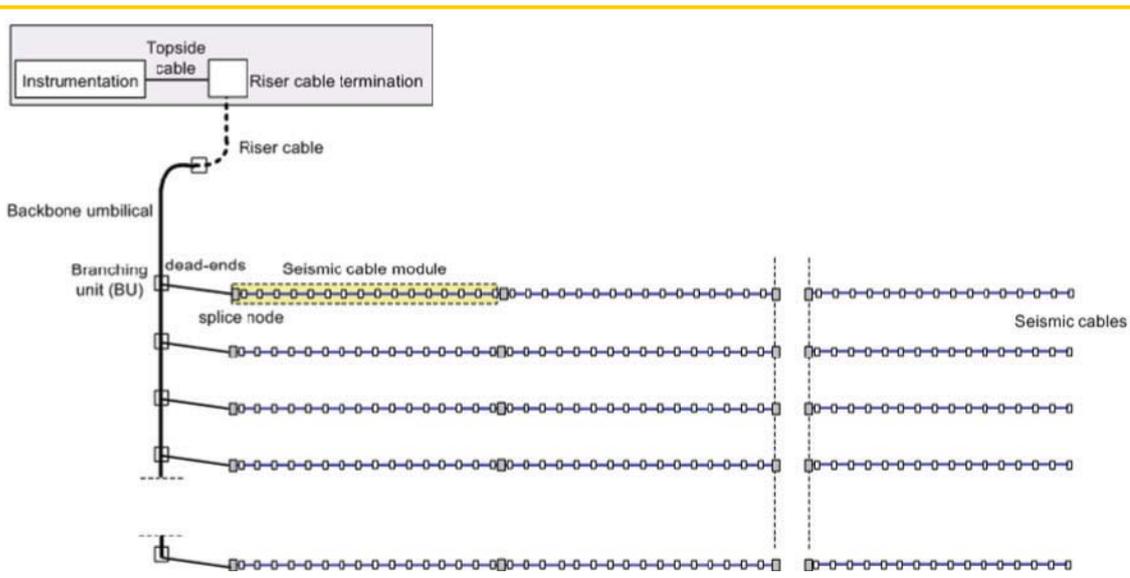


Рис.4: Сеть донных кос, соединенных с набортным оборудованием с помощью оптоволоконного донного поперечного кабеля и соединительного кабеля.

Датчики на каждом пункте приема функционируют с временным мультиплексированием, причем все оптоволоконные решетки Брэгга (FBG) предназначены для одной и той же длины волны, и приемные модули мультиплексированы по длине волны в пределах волокна, соединяющего датчики. Как показано на рис.2, в приемный модуль поступают два оптических импульса. Временной сдвиг между этими двумя импульсами равен двойному времени пробега между двумя соседними решетками Брэгга в приемном модуле, так что от приемного модуля отражается 5 интерферирующих импульсов. Акселерометры (x, y и z) установлены взаимно ортогонально и состоят из волокон, намотанных на катушки. Гидрофон состоит из волокна, намотанного на сердечник, а последняя катушка является контрольным интерферометром для подавления синфазных помех.

При внешнем воздействии длина волокна в каждом датчике изменяется в результате процессов, происходящих в активном чувствительном элементе, и это влечет за собой изменения фазовых характеристик света лазера, проходящего через оптическое волокно. Используя методы оптической интерферометрии, можно с высокой точностью измерить изменения длины волокна и преобразовать соответствующие изменения фазовых характеристик света в сейсмические импульсы с использованием набортного оборудования.

Использование полностью волоконных решеток Брэгга (FBG) имеет то преимущество, что приемные модули могут изготавливаться без сращивания и применения оптоволоконных соединителей, что упрощает конструкцию и повышает надежность донных кос.

Опто-электронное набортное оборудование, схематически показанное на рис.3 используется для опроса большого количества датчиков и приемных модулей.

Полная расстановка на дне моря может состоять из нескольких кос с приемными модулями, разложенными в пределах участка эксплуатированного месторождения, представляющего интерес для нефтегазовой компании (рис.4). Такую стационарную донную систему, предназначенную для длительного мониторинга, можно соединять с системами, ранее разработанными для скважинных наблюдений. После

демультимплексирования и преобразования фазовых изменений света лазера в стандартные сейсмические трассы, данные передаются в обычные регистрирующие системы для хранения данных и контроля их качества.

Опытные работы и примеры данных

На этапе разработки оптоволоконной донной сейсмической косы были проведены опытные работы. Первый тест был выполнен на глубине 35 м, в гавани города Трондхейм (Норвегия), где два оптоволоконных кабеля были для сравнения уложены рядом с самым современным электронным четырехкомпонентным кабелем (Томпсон и др 2006 г.). Второй тест был выполнен в одном из фиордов при глубине воды 270 м (Томпсон и др., 2007 г.). Тестируемые донные косы были заглублены в донные отложения на 1 м. На этих двух полигонах повторные измерения проводились с интервалом в несколько месяцев.

При анализе полевых данных основное внимание уделялось визуальной оценке исходных записей, точности определения вектора колебаний, амплитудно-частотным характеристикам, собственным шумам, отношению С/Пи контакту приемных модулей с грунтом. Данные с обоих полигонов были очень высокого качества, с однородным частотным диапазоном на всех пунктах приема. Это говорит об очень хорошем контакте прикопанных приемных модулей с донными отложениями и высоким отношении С/П

На рис.5 показан пример данных (сейсмограмма общей точки приема), полученных при тестировании донных кос в фиорде. Обратите внимание на высококачественные компоненты акселерометра и данные гидрофона и отличное отношение С/П. Чтобы сравнивать данные гидрофонов с вертикальной компонентой акселерометров, они были продифференцированы по времени (dP/dt).

Высокая точность определения вектора колебаний трехкомпонентными приемниками важна для надежной регистрации векторного волнового поля, высококачественной обработки обменных (PS) волн и построения достоверных изображений среды, интерпретируемых совместно с разрезами на продольных волнах. На рис.6 показаны трассы, записанные оптоволоконным приемным модулем во время одного из полевых тестов при расположении источника примерно под углом 45 градусов по отношению к горизон-

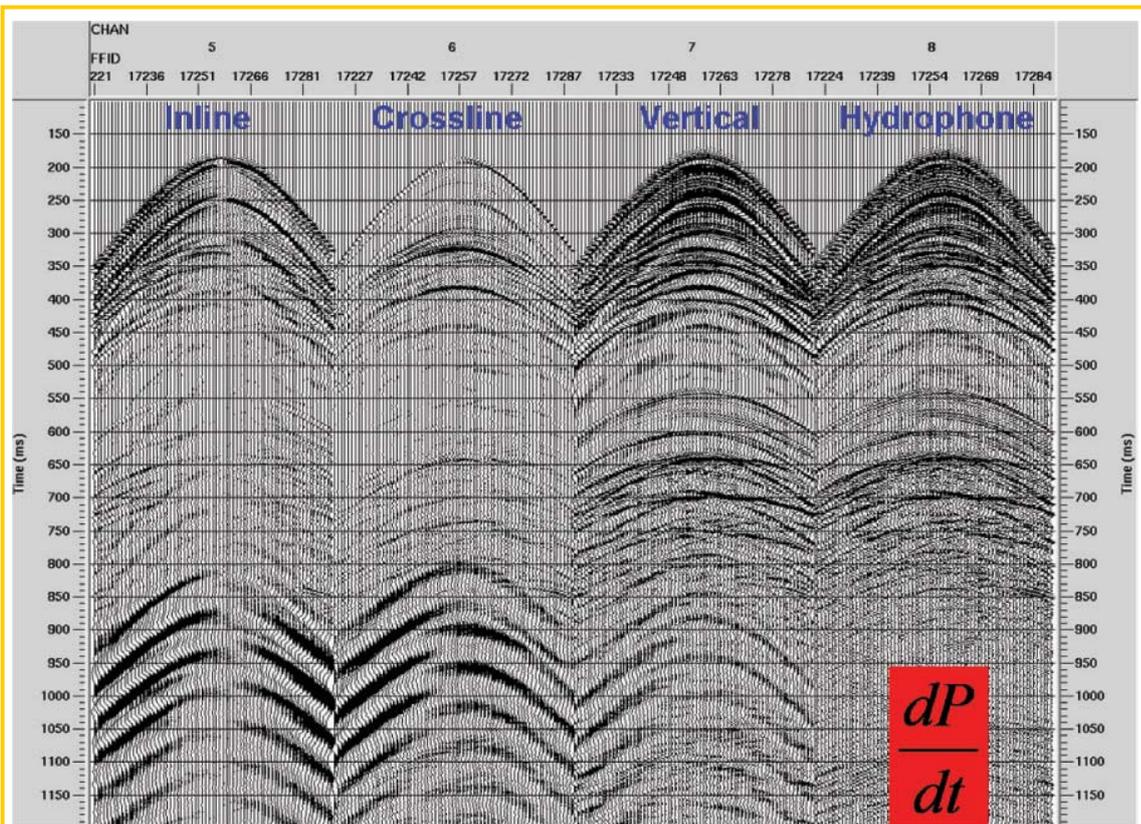


Рис.5 Пример сейсмограмм ОПП – продольная (inline), поперечная (crossline) и вертикальная компоненты акселерометра (x, y и z) и данные, записанные гидрофоном. Данные гидрофона были продифференцированы по времени для того, чтобы их можно было сравнить с вертикальной компонентой акселерометра.

тальным компонентам приемника. Обратите внимание на сходство первых вступлений на двух трассах горизонтальных компонент. Соответствующие диаграммы смещения частиц грунта показаны на рис.7. Линейный характер смещений подтверждает отличную точность восстановления вектора колебаний, что делает наши донные косы отличным выбором для надежных измерений векторного волнового поля.

Летом 2008 года оптоволоконные донные косы были протестированы на двух месторождениях в Северном море (Снорре и Экофиск) и качество полученных данных было отличным. Кроме того, была опробована передача данных между платформами и базой заказчика на берегу.

На основании этих тестов и благодаря наличию достаточных производственных мощностей Оптиплан (подразделение компании Серсель) заключил первый контракт на изготовление оптоволоконных донных кос для длительного сейсмомониторинга на месторождении Экофиск в Северном море. В 2010 году четырехкомпонентные оптоволоконные донные косы будут уложены на морском дне на площади 60 квкм. Подводная часть регистрирующей системы сконструирована так, чтобы обеспечить ультра-высокую надежность в течение более чем 25 лет, что намного превосходит возможности сходных электрических систем. Предстоящая установка стационарных донных кос – это прорыв для оптоволоконных регистрирующих систем, предназначенных для сейсмомониторинга в течение всего периода разработки и эксплуатации месторождения.

Выводы

Оптоволоконные многокомпонентные донные косы могут успешно использоваться нефтегазовыми компаниями для длительного сейсмического мониторинга в течение всего периода

эксплуатации месторождения. Анализ данных, полученных при опытных работах, подтверждает, что наши донные косы обеспечивают высокую точность восстановления вектора колебаний, высокое отношение сигнал/помеха, очень хороший контакт с грунтом и надежность. Применение стационарных оптоволоконных донных кос дает нефтяникам возможность оптимизировать разработку месторождений и повысить добычу углеводородов. Предстоящая укладка сети оптоволоконных кос на месторождении Экофиск – это прорыв в области оптоволоконных технологий для морской сейсмозведки. “Оптическое нефтяное месторождение” должно стать следующим шагом в технологии мониторинга резервуаров, направленной на повышение добычи углеводородов.

Перевод с английского выполнен кандидатом техн. наук А.В.Череповским (Серсель, Москва).

Литература

1. Barkved, O. I., 2004, Continuous seismic monitoring: 74th Annual International Meeting, SEG, Expanded Abstracts, 2537-2540.
2. Bostick, F. X., Knudsen, S., Nakstad, H., Blanco, J., and Mastin, E., 2003, Permanently Installed Fiber-Optic Multi-Station 3C In-Well Seismic Trial At Izaute Field: 65th Annual Conference and Exhibition, EAGE, Expanded Abstracts.
3. Chambers, K., Kendall, J. M., Barkved, O. I., Brandsberg-Dahl, S., and Jones, G.A., 2007, Imaging Micro-Seismicity Using Surface Sensors: 69th Annual Conference and Exhibition, EAGE, Expanded Abstracts, A 039.
4. Hornby, B. E., Barkved, O. I., Askim, O. J., Bostick, F. X., and Williams, B. A., 2007, Permanent Fiber-Optic Borehole Seismic Installation and Imaging at Valhall: 69th Annual Conference and Exhibition, EAGE, P201.
5. Houston, M. H., 2003, Requirements, Constraints



ПРИБОРЫ И СИСТЕМЫ СЕЙСМОРАЗВЕДКА НА АКВАТОРИЯХ

6. Keul, P. R., Mastin, E., Blanco, J., Maguerz, M., Bostick, F. X., and Knudsen, S., 2005, Using a fiber-optic seismic array for well monitoring: The Leading Edge, 24, No. 1, 68.
7. Nakstad, H., and Kringlebotn, J. T., 2008, Realization of a full-scale fibre-optic ocean bottom seismic system, 19th Int. Conf. on Optical Fiber sensors, Proc. SPIE 7004, 288-291.
8. Thompson, M., Amundsen, L., Karstad, P. I., Langhammer, J., Nakstad, H., and Eriksrud, M., 2006, Field trial of fibre-optic multi-component sensor system for applications in ocean bottom seismic: 76th Annual International Meeting, SEG, Expanded Abstracts, 1148-1152.
9. Thompson, M., Amundsen, L., Nakstad, H., Langhammer, J., and Eriksrud, M., 2007, Field trial of a fibre optic ocean bottom seismic system: 69th Annual Conference and Exhibition, EAGE, Expanded Abstracts, P192.

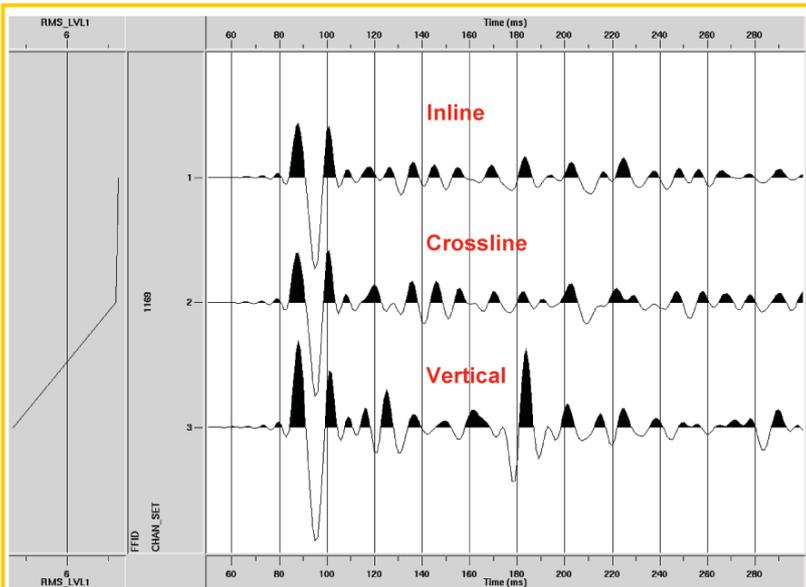


Рис.6 Трассы трехкомпонентного акселерометра при расположении ПВ примерно под углом 45 градусов по отношению к горизонтальным компонентам приемника (две верхние трассы). Нижняя трасса – это вертикальная компонента. Отношение расстояния источник-приемник к глубине примерно 0.87. Фильтр: 3 Гц (18 дБ/окт) – 150 Гц (72 дБ/окт).

and Advantages of Fiber Optic Sensor Arrays for Permanent Offshore Applications: Offshore Technology conference, Expanded Abstracts, 15072.

69th Annual Conference and Exhibition, EAGE, Expanded Abstracts, P192.

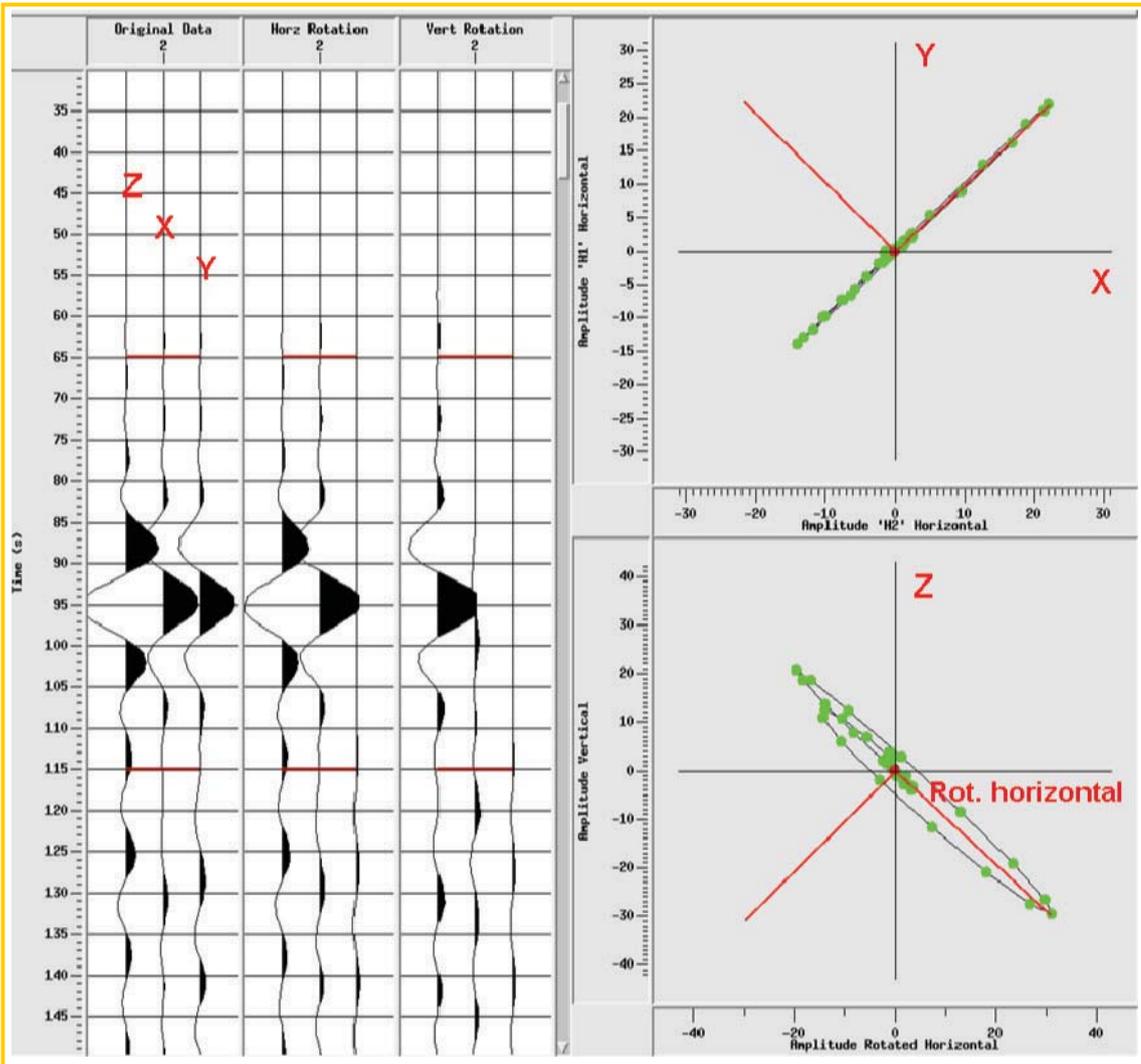


Рис.7 Диаграмма смещения частиц грунта по двум горизонтальным компонентам x и y (верхняя диаграмма), и диаграмма повернутых горизонтальных компонент по отношению к вертикальной компоненте (z) (нижняя диаграмма). Фильтр: 3 Гц (18 дБ/окт) – 100 Гц (72 дБ/окт).