

Результаты обработки поверхностных сейсмических данных и ВСП, полученных с помощью оптоволоконных технологий при возбуждении сигнала Wellsweep

■ Жуков А.П., Горбунов В.С., Коротков И.П., ООО «НПП «Спецгеофизика», г. Москва.

Аннотация. В последние годы за рубежом резко возрос интерес как в нефтегазовых, так и в сервисных компаниях к технологиям, использующих оптический кабель в качестве регистрирующего устройства сейсмических волн. Этот интерес обусловлен рядом причин: в первую очередь дешевизной используемого оборудования, возможностью решения разноплановых задач, повышенной разрешающей способностью (по крайней мере, при исследованиях в скважинах), а также скоростью выполнения работ и проч.

Технология DAS быстро развивается, и почти каждая нефтегазовая компания на западе имеет исследовательские и производственные отделы по тестированию и применению данной технологии для решения различных задач. Более того, многие сервисные и даже нефтегазовые компании разрабатывают свои собственные интеррогаторы и производят оптоволоконные кабели. Достаточно сказать, что на геофизической выставке мирового сообщества геофизиков SEG в Хьюстоне в 2023 году было 7! отдельных секций докладов по применению технологии DAS для решения тех или иных задач.

Введение

На старейшем китайском месторождении Дацин с целью изучения возможных путей по увеличению нефтеотдачи были спроектированы и выполнены сейсморазведочные работы. В задачи работ входило получение детализированного изображения околоскважинного пространства на основе технологии Wellsweep и технологий, разработанных в ООО «НПП Спецгеофизика» (патенты № 2836846 и 2780460), с регистрацией на оптоволоконный кабель (технология DAS), зацементированный в за колонное пространство эксплуатационной скважины. Дополнительный практический интерес представлялся в оценке возможности построения сигнала Wellsweep по сейсмограммам, записанным на оптоволоконно. Предполагаемые работы обладают комплексом уникальных решений: одновременной регистрацией профильных и скважинных наблюдений на всю глубину скважины – регистрация сейсми-

ческих данных на бескабельные станции и оптоволоконно, расчётом сигнала Wellsweep для повышения разрешенности записи по оптоволоконно, а также регистрацией сейсмики по нескольким геометрическим вариантам съёмки.

Методика проведения работ

При проведении работ одновременно использовались несколько методик: регистрация наземных данных проводилась обычными сейсмоприёмниками, подключёнными к бескабельным станциям (при регистрации МОГТ 2D); регистрация в скважине осуществлялась оптоволоконно, при производстве нескольких специфических съёмок с разной геометрией (Рис. 1). На схеме показаны:

- Две перпендикулярные линии пунктов приёма (синий цвет), проходящих через скважину: длина 6 километров (скважина ровно посередине – 3 километра), шаг пунктов приёма 40 метров.

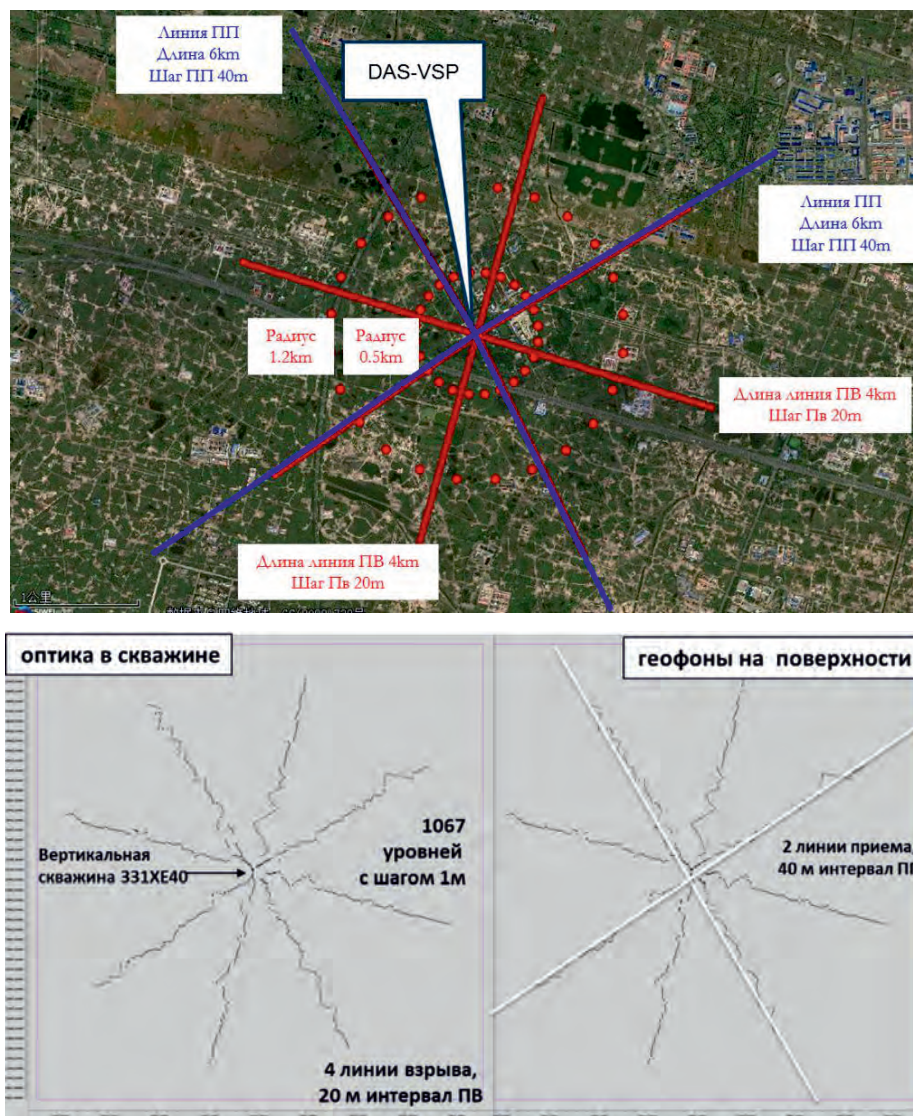


Рис. 1.
Схема расположения
ПП и ПВ вокруг
скважины.

- Четыре линии пунктов возбуждения с шагом угла 45° (красный цвет), проходящих через скважину. На рисунке ЛПВ (красные) и ЛПП (синие) наложены друг на друга. Шаг пунктов возбуждения равен 20 метрам.

В соответствии с описанными расстановками были отработаны следующие методики:

Методика Walkaway-ВСП. Отработаны четыре профиля ЛПВ под углом 45° через скважину. Регистрация велась в скважине оптоволоконным кабелем. Результат – набор сейсмограмм ВСП по методике Walkaway.

МОГТ 2D. Во время работы по методике Walkaway-ВСП также велась запись наземными линиями геофонов. Во время

отработки четырёх профилей ЛПВ под углом 45° через скважину производилась регистрация на две ЛПП (совмещены с ЛПВ). Результатом явились стандартные сейсмограммы ОПВ.

Все точки возбуждения активируются двумя вибрационными источниками с двумя накоплениями при двух последовательных возбуждениях сигналов ЛЧМ и Wellsweep.

Оборудование

В качестве источника сигнала использовались модернизированные KZ28-LF (Рис. 2) с увеличенным ходом массы (152 мм), большими гидроаккумуляторами, что способствует работе с 3 Гц, а при использовании низкочастотных развер-

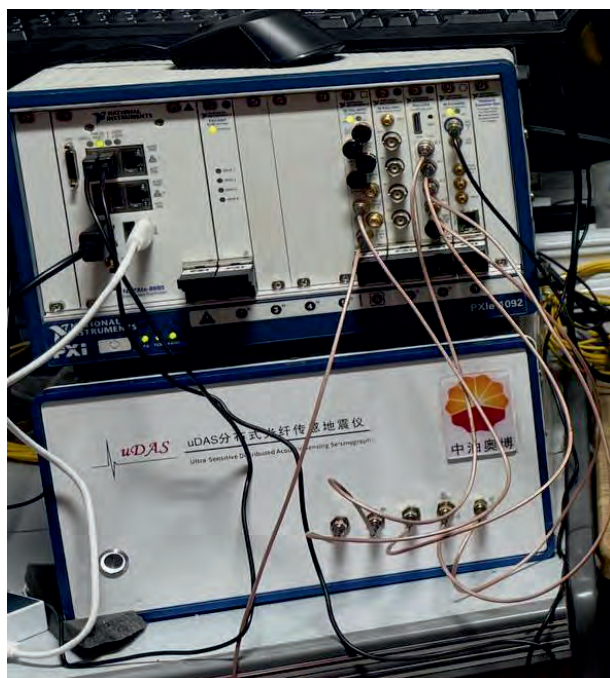


▲ Рис. 2. Вибрационный источник КЗ.

ток типа Low-Dwell и с 1-1,5 Гц. Блоки управления сейсмическими вибрационными источниками – GDS-II (Рис. 3). Система позволила синхронизировать работу вибраторов, интеррогатора и бескабельных систем сбора информации. Задача системы управления GDS-II – сконструировать из скважинных данных ВСП на основе технологии Wellsweep сигнал, позволяющий получать более разрешенные данные по сравнению со стандартным ЛЧМ-сигналом.

Для приёма сигнала в скважине использовался оптоволоконный кабель производства BGP. Регистрация в скважине производилась интеррогатором (также производства BGP) uDAS-3.0

▼ Рис. 4. Интеррогатор производства BGP.



▲ Рис. 3. Система управления GDS-II.

Sensing System (Рис. 4). uDAS3.0 – это специально разработанный 2-канальный коммутатор с интегрированным оптическим модулем, с высокоточным АД-преобразователем, обработкой сигналов в реальном времени, GPS-синхронизацией, высокоскоростным хранением. Он может измерять осевые деформации двух волокон одновременно. Данный интеррогатор используется для сбора данных ВСП, совместной сейсморазведки в скважине и на поверхности, микро-сейсмического мониторинга, мониторинга трещиноватости, долгосрочного динамического мониторинга, мониторинга трубопроводов и инфраструктуры ит.д.

В качестве наземного приёмного оборудования использовались бескабельные системы eSeis (производство BGP).

Формирование сигнала Wellsweep. Параметры сигналов

В данном тесте была получена полевая сейсмограмма ВСП, записанная по

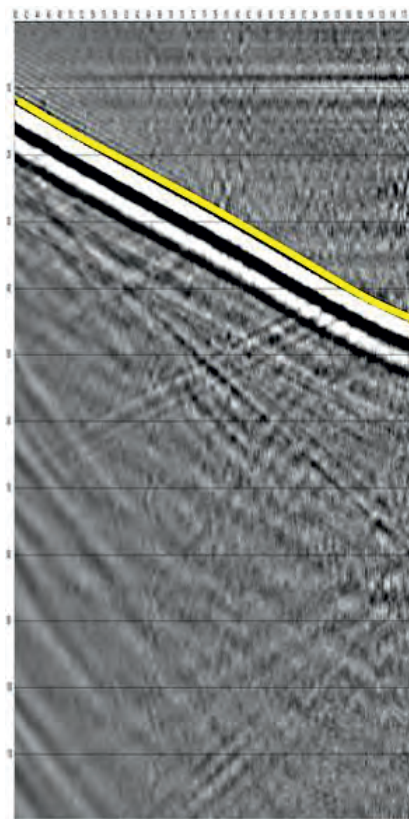


▲ Рис. 5. Нодальная система eSeis.

методике DAS, по которой были произведены соответствующие расчёты оптимального сигнала Wellsweep. Фрагмент волнового поля линейного сигнала частотой 3-96 Гц в качестве базовой сейсмограммы для расчёта скважинного свипа показан на Рис. 6. Прямая волна показана желтым цветом. Именно характеристики прямой волны важны для расчёта свипа, компенсирующего фазовые и амплитудные искажения среды.

Далее были записаны сейсмограммы (Рис. 7) и рассчитаны спектры (Рис. 8) по трём вариантам сигналов: два ЛЧМ свипа (8-96 Гц, 3-96 Гц) и Wellsweep (3-7-96 Гц).

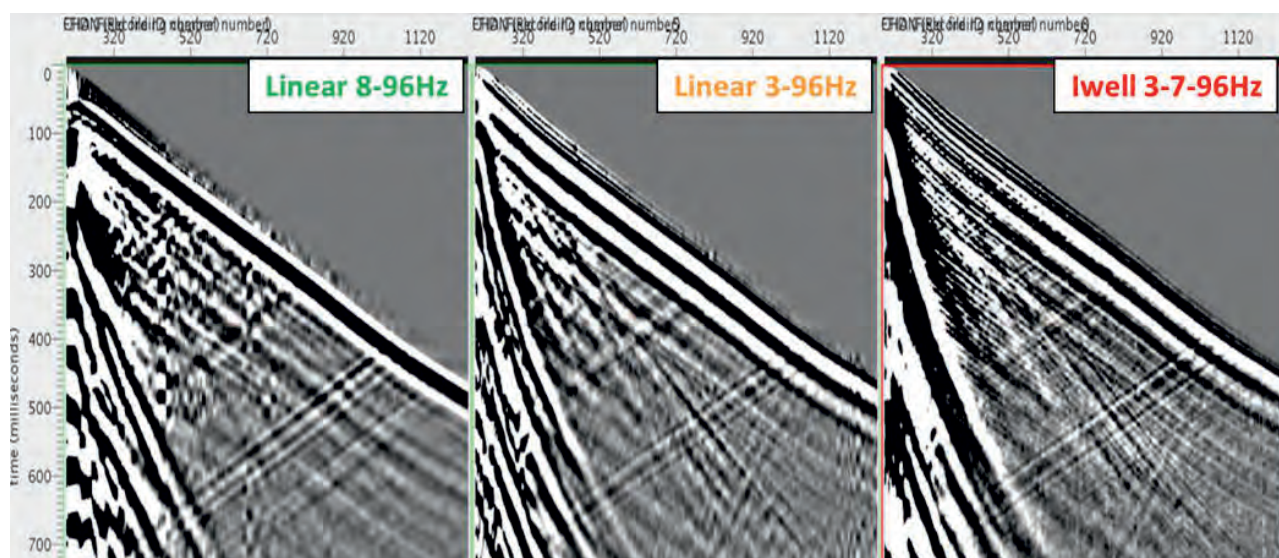
При визуальном анализе сейсмограмм видим, что при уходе в низкочас-

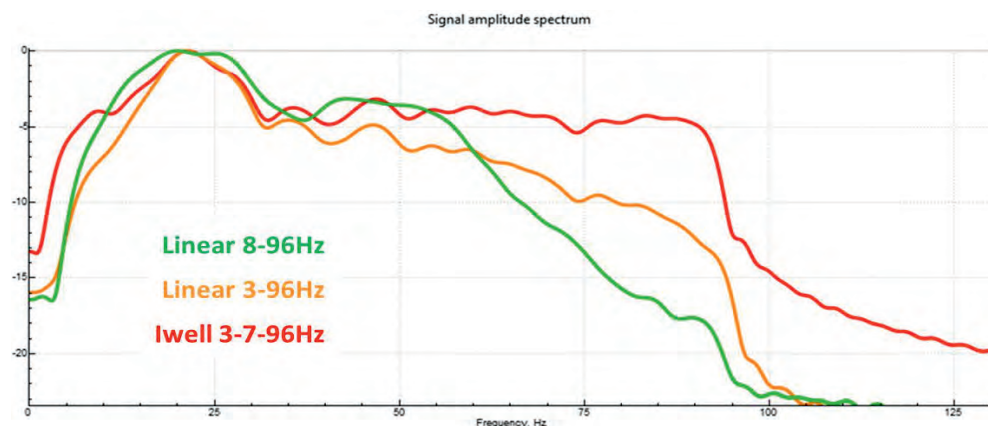


▲ Рис. 6. Сейсмограмма ВСП. ЛЧМ сигнал. Оптоволокно.

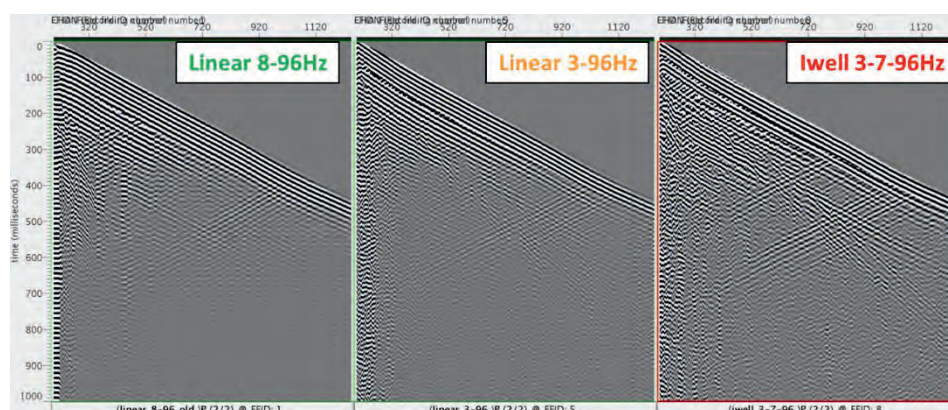
тотную область дополнительный исследовательский интерес представляет появление обменной волны, идентифицированной на сейсмограммах. Следовательно, многоволновое ВСП на оптоволокне позволит решать широкий круг задач по изучению физических свойств разреза и структуры околоскважинного пространства.

▼ Рис. 7. Сейсмограммы ЛЧМ и Wellsweep в разных частотных диапазонах.





▲ Рис. 8. Спектры ЛЧМ и Wellsweep в разных частотных диапазонах.



▲ Рис. 9. Полосовая фильтрация в диапазоне 60-80 Гц.

Что касается высоких частот, то при использовании технологии Wellsweep сейсмограммы характеризуются повышением разрешенности (Рис. 9). При том, что работы производились в эксплуатируемых скважинах.

В итоге при работе в скважине были стандартно протестированы различные частотные диапазоны, длительность сигнала и прочее. Параметры выбранных сигналов для профильных/скважинных наблюдений представлены в таблице.

Обработка DAS и геофонов

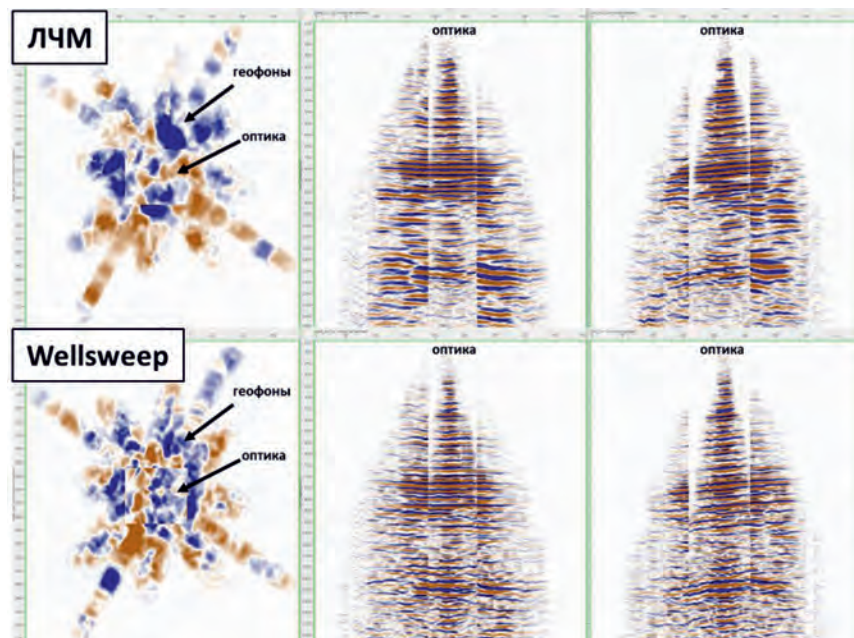
После проведения полевого эксперимента были получены данные, зарегистри-

рованные на оптику Walkaway ВСП и стандартная наземная сейсмика. Кроме того, полученные объёмы были дублированы, поскольку использовались два сигнала – ЛЧМ свип и Wellsweep.

Основной обрабатывающей процедурой, позволившей получить непрерывные в объеме сейсмические изображения, являлась 3D миграция Кирхгоффа. Скоростная модель для миграции была построена на основе зависимости время–глубина, легко определяемой по первым вступлениям прямых волн, зарегистрированных в скважине. Перед миграцией выполнялась стандартная сигнальная обработка, включающая в

▼ Табл. 1.

Свип	Fn, Гц	Fg, Гц	Fk, Гц	T, с	<конусы>, с	Вибраторы	Накопления
ЛЧМ	3		96	20	0,5	2	2
IWell	3	7	96	20	0,5	2	2



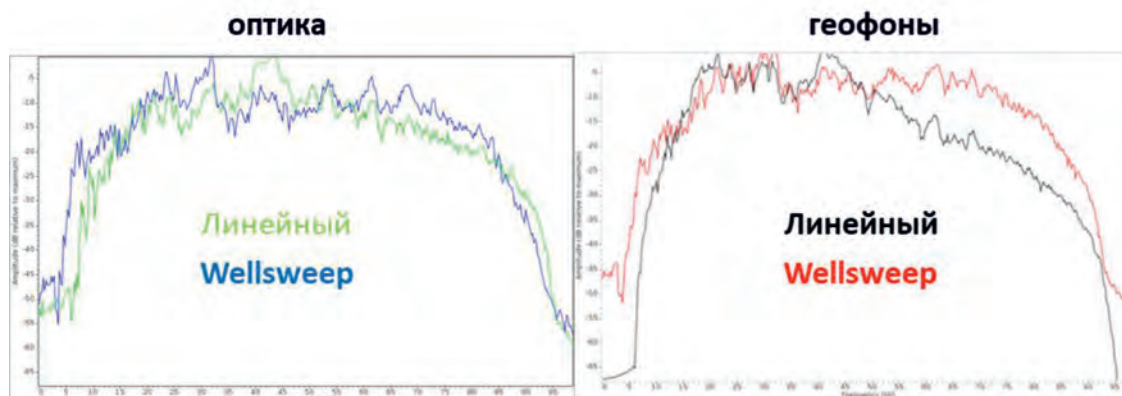
▲ Рис. 10. Линейный свип. Вставка скважинной сейсмики в наземную ЛЧМ. Wellsweep. Вставка скважинной сейсмики в наземную.

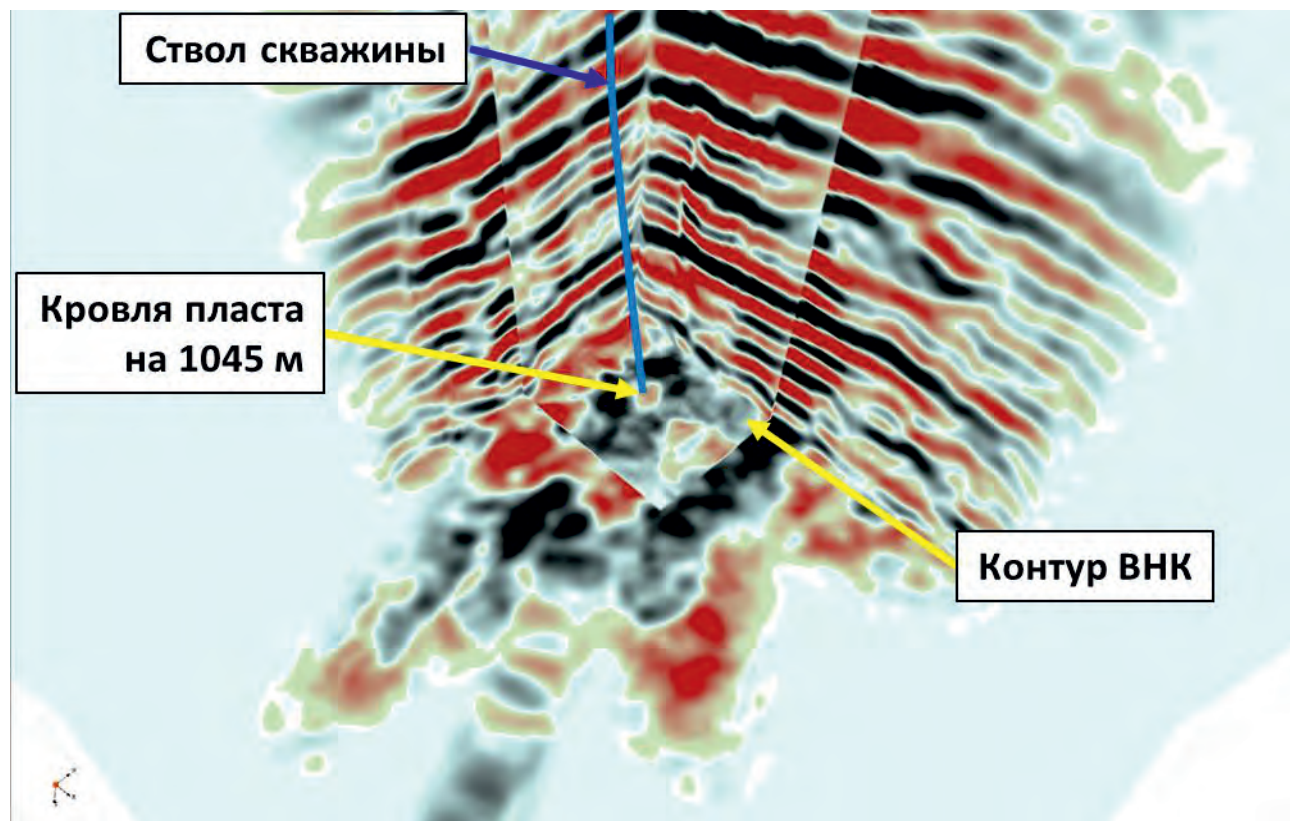
себя регулировку амплитуд и импульсную деконволюцию. В каждый приемный пикет скважинных данных перед миграцией вводилась статическая поправка, соответствующая глубине и скорости на данном пикете. Дополнительно, для скважинных данных производилось разделение падающих и восходящих волн. В результате получены несколько вертикальных амплитудных сумм 2D и 3D, объединенных в один массив данных. На Рис. 10. показаны горизонтальное сечение по всем точкам отражения объединенных данных и два крестообразных вертикальных сечения амплитуд (ЛЧМ и Wellsweep соот-

ветственно). На вертикальных сечениях совмещены разрезы наземной сейсморазведки с обычными сейсмоприемниками с данными ВСП, зарегистрированными на оптоволоконный кабель. Здесь показано, что можно построить пространственное трехмерное изображение посредством объединения двумерных профилей, проходящих через скважину с шагом 10-45 градусов друг относительно друга, и ВСП.

Амплитудные разрезы и АЧХ (Рис. 11) позволяют сделать следующие выводы: оптика более чувствительна, чем сейсмоприемники, тем не менее, волновая картина и форма АЧХ практически одина-

▼ Рис. 11. Спектры ЛЧМ и Wellsweep при регистрации на оптику и на сейсмоприемник.





▲ Рис. 12. Wellsweep. Объемный вид объединённых данных DAS ВСП и наземной сейсмики.

ковые. Использование Wellsweep позволяет добиться в наземной сейсморазведке практически такой же разрешённости записи, как запись ВСП.

На Рис. 12. в объемном виде (внутренний 3D вырез) представлены совмещенные данные Wellsweep: куба амплитуд, записанных на оптику, и срезы ОГТ, полученные от всех возможных поверхностных систем наблюдения. Полученные результаты позволяют сделать вывод о перспективах опробования технологии для решения тех или иных геологических задач (повышение нефтеотдачи, уточнения ГВК, мониторинга гидрозрыва и т.д.).

Результаты эксперимента

В результате проведенных работ показана возможность решения задач по детализации окоскважинного пространства на основе применения совместной регистрации поверхностных и скважинных данных (с применением

оптоволоконного кабеля) и технологии Wellsweep на основе сетки двумерных сечений (патенты № 2836846 и 2780460). Технология опробована и готова к внедрению на месторождениях.

Технология Wellsweep позволяет существенно повысить разрешённость сейсмических данных. ЛЧМ сигнал не обеспечивает необходимую разрешённость сейсмических данных по сравнению с опробованным Wellsweep-ом.

Кроме того, данная технология позволяет существенно уменьшить время проведения полевого этапа работ без остановки скважин и обеспечить получения трёхмерного изображения изучаемого подземного пространства на основе двумерных данных.

Однако при проведении работ при помощи DAS актуальным остается обеспечение хорошего контакта оптического кабеля со скважиной, исключая появление на записях ВСП гидроволн и других технических помех.