

Наземная нефтегазовая сейсморазведка в СССР / России: вчера, сегодня, завтра

■ Бондарев В.И., Крылатков С.М., УГГУ, г. Екатеринбург

Введение

Сейсморазведка как один из методов дистанционного изучения геологической среды возникла более ста лет назад. Практическое применение сейсмической разведки с геологоразведочными целями началось в США в 1917 году и связано с именем

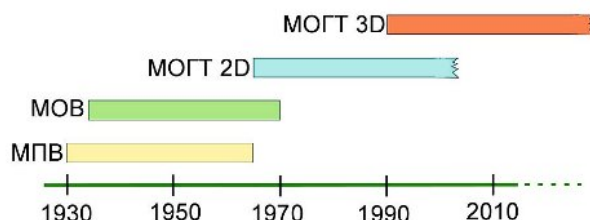
Л. Минтропа. Первые сейсморазведочные работы геологоразведочной направленности с использованием преломленных волн в СССР относятся к 1930 году. Использование отраженных волн в СССР началось с 1934 года работами Гамбурцева Г.А. и Рябинкина Л.А. (оз. Байкал), Коридалина Е.А, Массарского С.И., Островского А.Е. и Больших С.Ф. (в Башкирии и в Эмбинском районе Казахстана) [1].

Основные технологические этапы сейсморазведки

Сейсморазведка в своем развитии прошла несколько крупных этапов (технологических уровней) и в настоящее время является одним из ведущих геофизических методов при поиске и разведке месторождений нефти и газа в самых разнообразных геологических условиях. Основные признаки, позволяющие определять границы технологических уровней в сейсморазведке, приводятся в табл.1.

В истории отечественной сейсморазведки достаточно определенно можно выделить четыре технологических уровня, основные характеристики которых приведены в табл. 2, а временные интервалы их активного использования в России показаны на рис.1 [2,3,4].

Следует обратить внимание на то обстоятельство, что каждый новый технологический уровень зарождался в недрах предыдущего уровня, базируясь на его положительном опыте и учете имеющихся недостатков. При этом в практике работ нередко для решения отдельных производственных задач используются и элементы технологии предыдущих уровней.



▲ Рис. 1. Эволюция применения сейсморазведочных технологий в СССР/России.

В отечественной литературе подробное описание содержания всех элементов сейсморазведочных работ на этапе первого технологического уровня дано в монографии Гамбурцева Г.А. и его соавторов [5]. Теория и практика анализа отраженных волн блестяще описана в

▼ Табл. 1. Элементы технологии сейсморазведки, которые могут быть использованы при определении ее принадлежности к некоторому технологическому уровню.

Признаки технологического уровня сейсморазведки	
Тип волн и методика их использования	Способы обработки и получения геологических результатов
Аппаратура и технология полевых работ	Достигаемая итоговая геологическая эффективность сейсморазведки

Технический уровень сейсморазведки	Типы используемых целевых волн	Число каналов аппаратуры/ Кратность прослеживания сейсмических границ	Количество получаемых сейсмотрасс на 1 кв.км
Первый* 1930-1965 гг.	Головные и/или рефрагированные волны (МПВ-КМПВ)	1-60**/ 2-6	10-100
Второй 1934-1975 гг.	Индивидуальные отраженные волны (МОВ)	8-96 / 2-6	10-500
Третий 1965-2005 гг.	Интерференционные отраженные волны в плоскости профиля (МОГТ-2D)	24-120 / 4-120	200-6000
Четвертый 1995-ныне	Интерференционные отраженные волны из нижнего полупространства (МОГТ-3D)	240-10000 / 24-120	10000-600000

▲ Табл. 2. Технологические уровни развития сейсморазведки в СССР/России (1930-2016 гг.)

книге Пузырева Н.Н. [6]. Популяризация технологии применения МОГТ-2D выполнена Мешбеим В.И. [7]. Теоретические основы сейсморазведки четвертого этапа – сейсморазведки МОГТ-3D подробно изложены в книге Урупова А.К.[8].

Таким образом, из приведенных данных видно, что наблюдается четкая закономерность – каждые 30-40 лет в сейсморазведке происходит радикальная смена технологического уровня, что неизбежно приводит к существенному повышению геолого-геофизической эффективности сейсмического метода разведки.

К настоящему времени бесспорным лидером на производстве является четвертый технологический уровень, который начал свое уверенное шествие в России примерно с 1995 года. Однако, сегодня становится ясно, что для того, чтобы успешно решать невероятно сложные задачи нефтегазовой геологии сегодняшнего и завтрашнего дня, сейсморазведка должна в ближайшее время приобрести черты нового, пятого технологического уровня. Поскольку вероятный период существования четвертого технологического уровня уже превысил

половину продолжительности его вероятного жизненного цикла, то настало время задуматься над вопросом – каков же будет ожидаемый облик нового, пятого технологического уровня сейсмической разведки в России в ближайшие 10-20 лет.

Своеобразный прогноз этого будущего можно сделать на основе сравнительного анализа эволюции качественных и количественных параметров технологии сейсморазведки МОГТ 3D наступившего четвертого уровня в прошедший период ее массового применения на производстве. В приводимой ниже табл. 3 дается сравнение основных количественных параметров технологии четвертого уровня в России на примере реализации проектов со взрывными источниками возбуждения колебаний в Западной Сибири. Приводимые данные отражают параметры четвертого уровня в начальный период его существования (1995 г.) и на этапе зрелости (2010 г.).

Анализируя данные в этой таблице, можно заметить, что за 15 лет произошли значительные изменения таких параметров сейсмической технологии как число используемых каналов, количество

получаемых сейсмических трасс на квадратный километр, общий объем получаемой цифровой информации. Однако, вряд ли можно ожидать, что высокие темпы прироста этих параметров на ближайшие 15 лет сохранятся. Скорее всего, они снизятся, может быть в 2-3 раза. На этом достаточно рискованном предположении могут быть построены количественные прогнозы. Например, число каналов используемой в России аппаратуры может к 2025 году вырасти в 3-7 раз и достичь 15-30 тысяч каналов на партию и т.д. В то же время, анализируя таблицу, можно заметить, что мало изменились такие параметры, как расстояние между приемными линиями, плотность пунктов возбуждения, объем выполняемых физических наблюдений, полученных за сезон.

Революционные изменения могут коснуться как раз некоторых из тех параметров, которые изменялись до сих пор незначительно.

Мировые тенденции

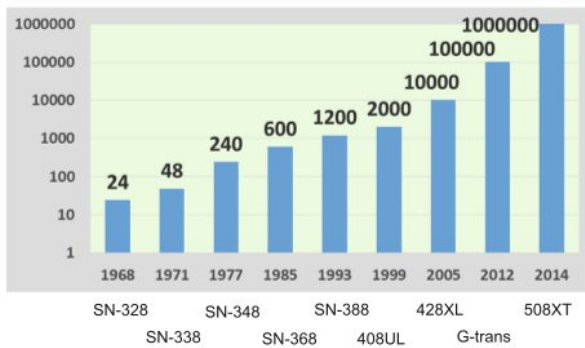
Современные мировые тенденции совершенствования сейсморазведки могут быть связаны с ее развитием по нескольким направлениям.

Первая возможная и наблюдаемая сегодня тенденция – дальнейшее повышение числа каналов используемой регистрирующей аппаратуры. Это тенденция присутствовала на всех этапах развития сейсморазведки, однако в последние 15-20 лет сформировалась наиболее четко. Для иллюстрации этого на рис.2 показан график, представляющий рост максимального числа каналов сейсмичес-

▼ Табл. 3. Типичные параметры сейсморазведочных работ со взрывными источниками в Западной Сибири.

Наименование параметров технологий МОГТ-3D	Значения параметров работ в период 1995-1996 гг.	Значения параметров работ в период 2010-2011 гг.	Во сколько раз изменился параметр за 15 лет
Число приемных каналов	360 - 700	2500 - 5000	7-15
Число линий приема	4-6	16-20	4-5
Количество активных каналов в линии	48-72	96-144	2-3
Расстояния между линиями приема, м	350-500	200-300	1,5-2,5
Число активных каналов	240-600	2500-3000	10-12
Размер бина, м	50x50, 100x100	25x50, 25x25	по размеру: в 2-4 раза по площади: в 4 -16 раз
Плотность регистрируемых сейсмотрасс на 1км ²	8000-12000	20000-60000	2,5-8
Плотность пунктов возбуждения колебаний на 1км ²	25-40	50-100	2-4
Кратность наблюдений	12-18	48 -100	4-8
Объем получаемой полевой сейсмической информации в Тб	0,1-0,15	2,0-5,0	20-50
Общее количество получаемых физ. наблюдений за зимний сезон (100-120 календарных дней)	12000-18000	25000-45000	2-4

ких регистрирующих комплексов фирмы Sercel за 50-летний период [9].



▲ Рис. 2. Рост максимального числа каналов сейсмических станций, производимых фирмой Sercel за 50-летний период.

Вторая прослеживаемая тенденция – сгущение сети линий приема и возбуждения колебаний.

Третья тенденция – рост количества регистрируемых трасс на единицу площади (произведение числа бинов в 1 км² на кратность наблюдений). Этот параметр постоянно растет и в настоящее время достигает на производстве значе-

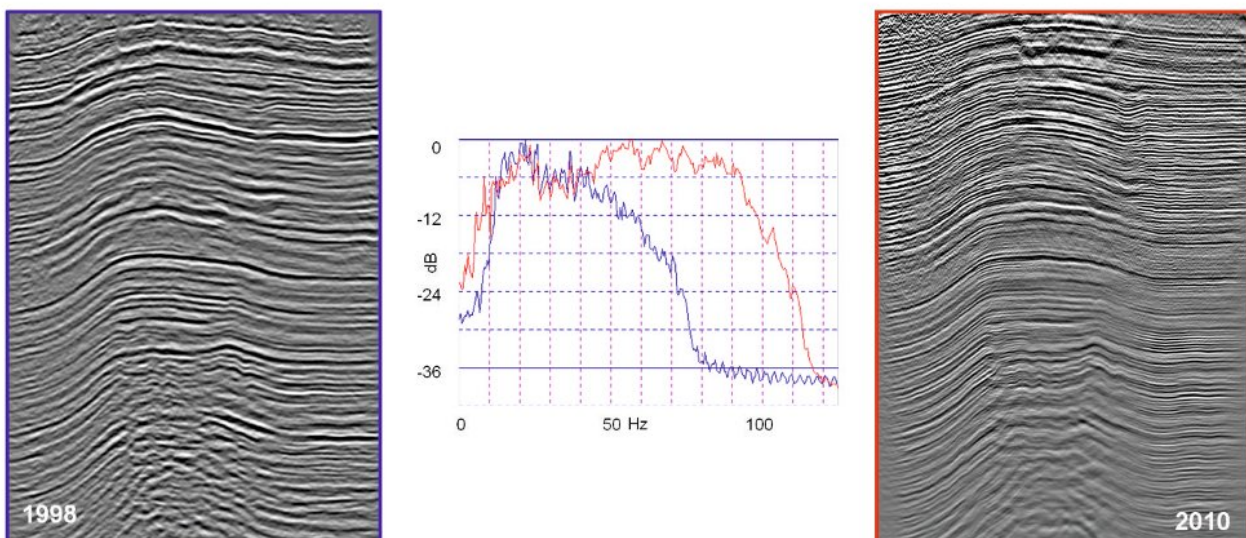
ний в несколько сотен тысяч и более трасс на км².

Следует также отметить и наблюдающуюся общую стратегию перехода на широко азимутальные системы приема, что требует примерного равенства размеров сейсмического шаблона в направлениях On-line и Cross-line.

Еще одно наблюдаемое сегодня направление возможных изменений – расширение частотного диапазона регистрации. Оно может быть выполнено как за счет расширения частот посылаемых в среду свип-сигналов вибрационных источников, так и за счет отказа от группирования сейсмоприемников при их высокой пространственной плотности наблюдений (рис.3).

В рамках четвертого уровня развития сейсмических технологий наблюдается также активное использование бескабельных телеметрических систем регистрации данных. Несмотря на отсутствие оперативного отслеживания характера и

▼ Рис. 3. Регистрация одиночными приёмниками при высокой плотности полевых наблюдений расширяет частотный диапазон результирующего сейсмического изображений [10].



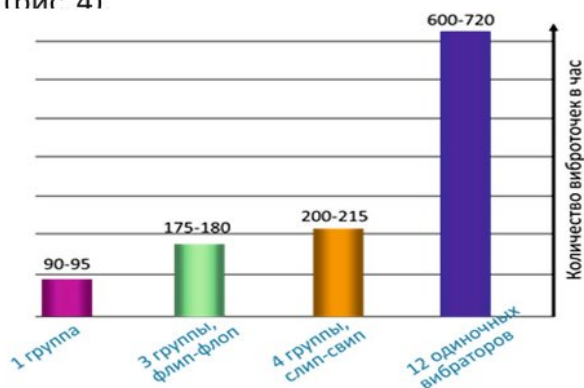
Сейсмический слайс 1998 года.
Плотность трасс: 400 тыс.
трасс/км². Размер бина: 25x25м

Осредненные спектры сейсмических слайсов: синим цветом для слайса слева и красным цветом для слайса справа

Сейсмический слайс 2010 года.
Плотность трасс: 35,84 млн.
трасс/км². Размер бина: 3.75 x 3.75 м

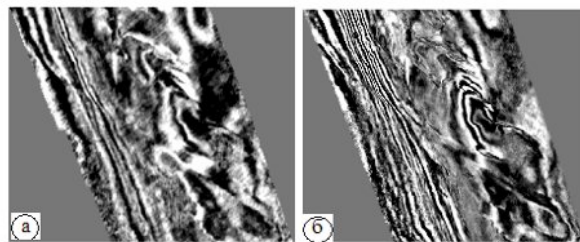
качества записи при бескабельных наблюдениях, появляется все больше сторонников совместного использования бескабельных и кабельных систем регистрации. Опыт успешного использования совместно кабельной и бескабельной телеметрии описан в ранее опубликованной статье Р.М. Гафарова [11].

Значительные изменения происходят в области технологии возбуждения колебаний вибрационными источниками [12]. Появились новые высокопроизводительные технологии возбуждения сейсмических колебаний вибрационными источниками: перекрывающиеся системы возбуждений "slip-sweep", методика одновременного возбуждения свип-сигналов разнесёнными вибраторами и методика независимого возбуждения свип-сигналов. Такие системы обобщенно называют системами HDSSSS (High-Density Single-Source Single-Sensor - высокоплотные системы наблюдений с одиночными источниками и приемниками). Эти системы обеспечили повышение производительности и достижение более высокой плотности регистрации (рис. 4)



▲ Рис. 4. Рост производительности вибрационных технологий [9].

Открывающиеся новые возможности использования высокоплотных полевых систем продемонстрированы фирмой Sercel при работах МОГТ-3D в Катаре в 2010 году (рис.5). Полевые работы велись



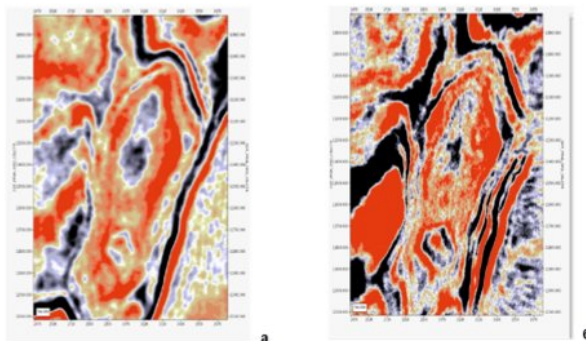
▲ Рис. 5. Сравнительный вид горизонтальных слайсов сейсмической съемки в Катаре, полученных по результатам работ разных лет[13]:

а - полевые работы 1998 года: кратность наблюдений - 250, размер бина 25м·25м; плотность трасс на 1км2 - 400 000;

б - полевые работы 2010 года, кратность наблюдений - 504, размер бина 3,75м·3,75м, плотность трасс на 1км2 - 35 840 000.

2,5 года на площади размером 863 км2. Была использована регистрирующая расстановка, состоящая из 24192 одиночных сейсмоприемников. В результате выполненных работ получено более 2,3 млн. физических наблюдений, что соответствует производительности около 100 тыс. физических наблюдений в месяц [13].

В последние годы в России стала применяться технология UniQ фирмы Шлюмберже. В рамках этой технологии не проводится группирование сейсмоприемников, максимально сокращается база группы вибрационных источников. Число используемых активных каналов достигает десятков тысяч. Это приводит к возможности более эффективного



▲ Рис. 6. Временные горизонтальные срезы, полученные по стандартной технологии 3D(а) и по технологии UniQ (б) [14].

подавления разнообразных регулярных и случайных помех в процессе обработки цифровых записей и получения высоко разрешенных сейсмических изображений за счет отказа от интерференции полей в полевых условиях

Пример применения технологии UniQ на одном из лицензионных участков в Иркутской области представлен на рис.6.

Приведенные примеры демонстрируют ярко выраженную тенденцию в сейсморазведке сегодняшнего дня в мире и в России, заключающуюся в получении сейсмических изображений высокого качества и разрешенности за счет использования в полевых работах систем наблюдений высокой плотности. При этом возбуждение и регистрация производятся без использования группирования источников и приемников. Такие технологии успешно применимы в тех районах, где их реализация не встречает серьезных ограничений со стороны контролирующих органов власти (Ближний Восток, Северная Африка и т.п.). Однако для большинства территорий России выполнение таких полевых работ может встретить серьезные ограничения. Автоматический перенос опыта реализации высокоплотных систем наблюдений в практику проведения сейсморазведочных работ на территории России либо

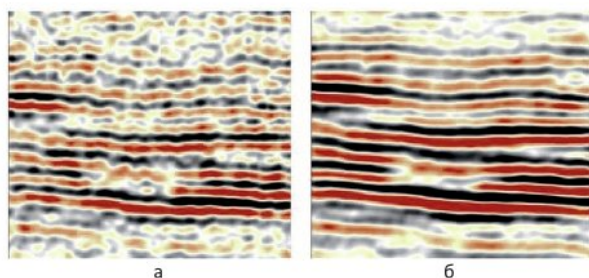
сильно ограничен, либо просто невозможен. Очевидно, что в этой ситуации при проведении сейсморазведочных работ в Российской Федерации для получения сейсмических изображений с высокой плотностью результативных трасс следует искать альтернативные пути ведения сейсмических работ. Такими альтернативными путями может быть применение специальных приемов обработки результатов полевых наблюдений, полученных с использованием систем наблюдений с умеренной пространственной плотностью.

В последние годы появился ряд теоретических исследований, реализация которых может позволить проложить эти альтернативные пути.

В способе обработки сейсмических данных, который получил наименование Мультифокусинг, выполняется суммирование большого количества трасс для разных средних точек, что увеличивает статистический эффект и эффект направленности системы. Это позволяет получать более разрешенные сейсмические изображения геологической среды.

Ближкие проблемы также могут быть решены на базе применения технологии интерполяции 5D [15], что позволяет при использовании исходных данных обычной плотности получать более детальные сейсмические изображения (рис.7).

Еще одним возможным направлением получения результативных материалов по сверхплотной итоговой сети, реализуемым на этапе обработки, является предложение, изложенное авторами в патенте [16] (рис.8) и ряде докладов [2,3]. Оно основано на использовании идеи о близости кинематических свойств зеркально отраженных и дифрагированных волн в окрестности точки отражения. Предполагается, что каждая наблюденная трасса сейсмограммы ОСТ - $s(t, x, y)$



▲ Рис. 7. Пример применения 5D-интерполяции сейсмических данных. Исходный временной разрез, полученный по трассам с шагом по профилю 50 м (а), и разрез, полученный по трассам с шагом 10 м, реконструированным с помощью программы интерполяции 5D (б).



▲ Рис. 8. Патент авторов на способ построения сейсмических изображений геологической среды [16].

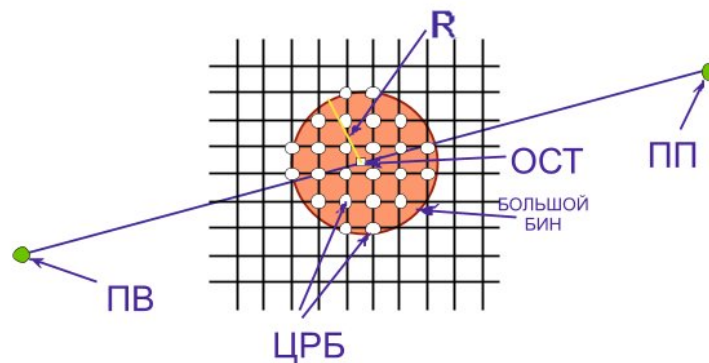
содержит информацию о строении среды под различными точками на поверхности наблюдений, в том числе и не лежащими в вертикальной плоскости, содержащей источник и приемник.

Каждая из трасс сейсмограммы ОСТ может быть использована для пересчета в совокупность трасс изображения среды $S(t_0, x_D, y_D)$. Локальная область, в которой осуществляется такой пересчет, названа авторами "большим бином". Пересчет выполняется на основе введения кинематических поправок с использованием следующей формулы:

$$\Delta t(x_D, y_D, t_0) = \sqrt{\frac{(x_D - x_{ПВ})^2}{V^2(t_0)} + \frac{(y_D - y_{ПВ})^2}{V^2(t_0)} + \frac{1}{4} \cdot t_0^2} + \sqrt{\frac{(x_{ПВ} - x_D)^2}{V^2(t_0)} + \frac{(y_{ПВ} - y_D)^2}{V^2(t_0)} + \frac{1}{4} \cdot t_0^2} - t_0$$

где $x_{ПВ}, y_{ПВ}, x_{ПП}, y_{ПП}$ - координаты ПВ и ПП; x_D, y_D - текущие координаты центра расчетного бина; $V(t_0)$ - средняя (эффективная) скорость от поверхности наблюдений до точки отнесения амплитуды сейсмической трассы.

Выполняя такие пересчеты для трасс, полученных для разных пар «источник-приемник» (ПВ-ПП), можно для некото-



▲ Рис. 9. Принципиальная схема формирования сейсмического изображения геологической среды в предлагаемом способе в случае наблюдений 3D: ПВ - пункт возбуждения волн, ПП - пункт приема, ОСТ - положение общей средней точки, ЦРБ - положения центров расчетных бинов в пределах большого бина, R - радиус большого бина.

рой точки будущего изображения с координатами x_D, y_D , лежащей на плоскости наблюдений в области большого бина (рис.9), получить массив трасс $S(t_0, x_D, y_D)$, конструктивная интерференция которых в этой точке и будет давать в разрезе трассу будущего волнового изображения геологической среды. Способ позволяет для повышения качества сейсмических изображений либо уменьшить расстояние между итоговыми трассами временного разреза, либо увеличить кратность суммарных трасс этого изображения, либо одновременно изменить оба этих параметра. Размеры, форма и положение центра большого бина могут зависеть как от глубины исследований, так и от расстояния между источником и приемником и являются управляющими параметрами, которые влияют на качество получаемого изображения. Минимальный размер радиуса большого бина связан с размером первой зоны Френеля на основном целевом горизонте исследований.

Предложенный способ был опробован на ряде модельных и полевых волновых полей достаточно сложной структуры. Некоторые результаты такого опро-

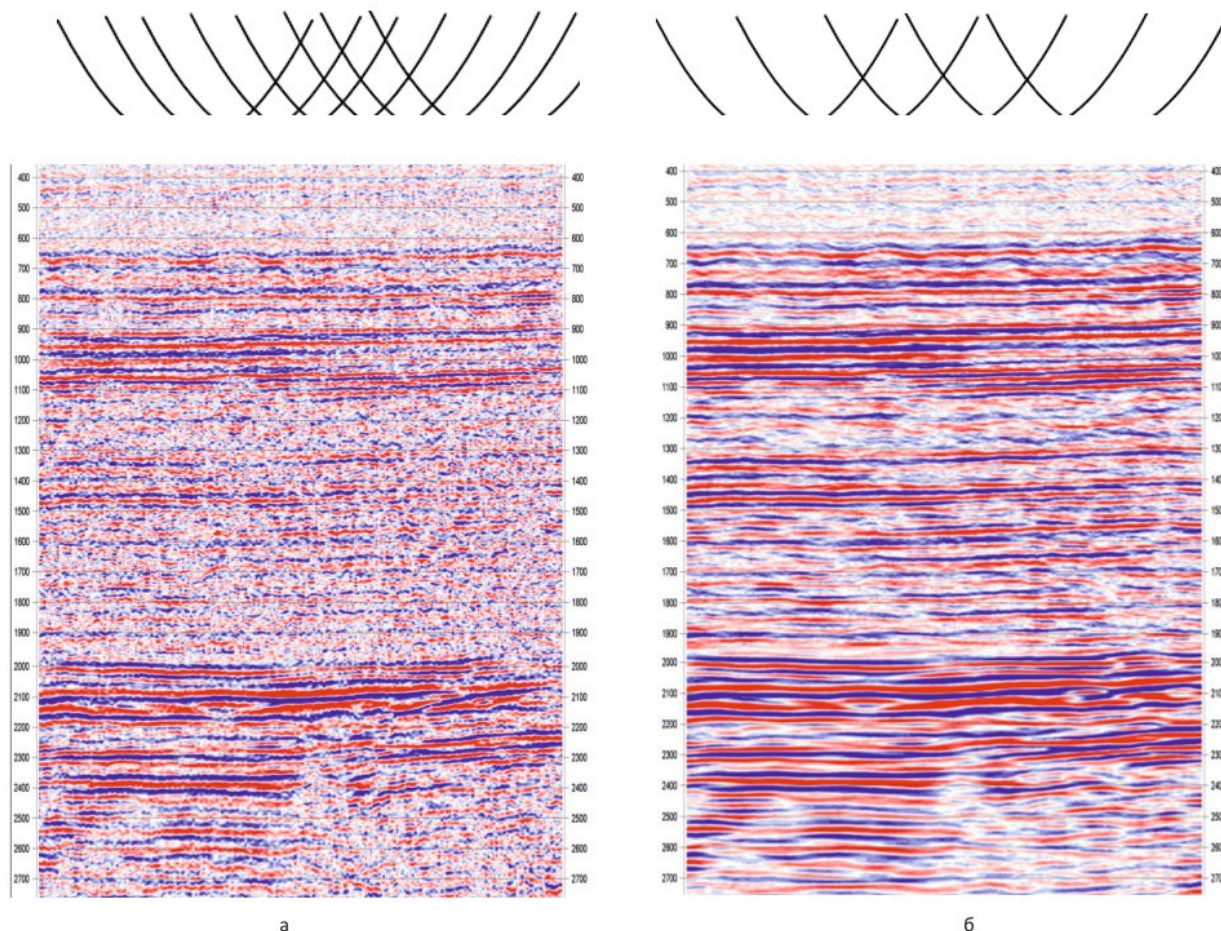


Рис. 10. Вид временного разреза, полученного при стандартной обработке по ОГТ и по технологии "большого бина" по одному из профилей 2D.

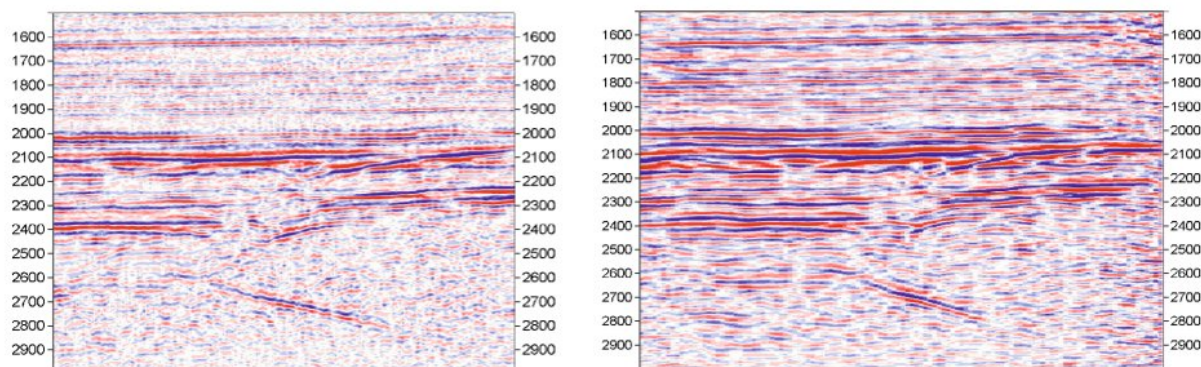
а – размер большого бина 25 м, размер расчетного бина -25 м, кратность - 24;

б – размер большого бина 300 м, размер расчетного бина -25 м, кратность - 288.

бования на полевых сейсмических материалах показаны на рисунке 10. На нем представлены два временных разреза по одному из профилей в Западной Сибири, первый из которых получен по стандартной технологии ОГТ с кратностью 24, а второй - с использованием предложенной авторами технологии с тем же расстоянием между трассами, но с кратностью, равной 288. Временные разрезы, показанные на рисунке 11, демонстрируют возможность получения предложенным способом по сети наблюдений, предварительно разряженной по числу ПВ в два раза по сравнению с исходной сетью данных, результатов, по меньшей мере, аналогичных друг другу по качеству. Это свидетельствует о нали-

чий принципиальной возможности в некоторых случаях при выполнении полевых исследований обходиться данными, получаемыми при заметно меньшей (в два-четыре раза) плотности сети ПВ.

Из приведенных примеров видно, что применение специальных методов обработки позволяет по данным полевых наблюдений с невысокой плотностью источников и приемников получать сейсмические изображения такого же качества, как и изображения, полученные в результате обычной обработки данных высокоплотных систем наблюдений. Доведение предложенных выше идей до практической реализации



▲ Рис. 11. Фрагменты сейсмических временных разрезов: а –разрез, полученный стандартной обработкой данных ОГТ (шаг ПВ- 50 м, бин-25м, кратность -24); б –разрез, полученный обработкой по новой технологии по исходным данным, разреженным в два раза (шаг ПВ-100 м, расчетный бин-25 м, большой бин-150 м, кратность -72).

позволит отечественным геофизикам получать высокоплотные сейсмические изображения среды на базе использования данных умеренно плотных систем наблюдений. Авторам представляется, что этот путь является альтернативным путем развития отечественной сейсморазведки на ближайшие годы.

На основе приведенного краткого анализа истории развития сейсмического метода геологической разведки можно сделать вероятный прогноз основных количественных и качественных параметров технологического уровня сейсмической разведки на бли-

жайшие десятилетия. Авторам представляется, что зарубежная, а следом за ней и российская сейсморазведка будут и дальше неотвратимо дрейфовать в сторону наращивания параметров, характеризующих пространственную плотность, кратность и временную разрешенность получаемых с ее помощью геологических результатов. Авторский прогноз основных черт пятого (возможного) технологического уровня нефтегазовой сейсморазведки в интегральном виде на период 2016 - 2040 гг. для компаний, следующих западным технологиям приводится в таблице 4

▼ Табл. 4. Основные черты сейсморазведки пятого технологического уровня. Сценарий 1.

Сейсморазведка высокого пространственного и временного разрешения на базе использования новых взглядов на природу регистрируемых волн р азной поляризации	
Полевые высокотехнологичные широко азимутальные системы наблюдений с высокоточной привязкой всех пунктов приема и возбуждения колебаний	Частотный динамический диапазон колебаний на базе обычных источников не менее 6-6,5 октав
	Число используемых активных каналов (сейсμοприемников, акселерометров) в широко азимутальных установках: 10000-100000
	Использование одиночных приемников и источников
	Оптимальное сочетание кабельной и бескабельной телеметрии
	Типичные расстояния между линиям и приема 50-100 м и линиями возбуждения 100-200 м . Размер бина по линиям приема 2-5 м , по линиям возбуждения 5-10 м
	Число получаемых трасс в расчете на 1 км ² от 1 млн. до 5 млн . с шагом квантования в 1 мс и менее . Инструментальная привязка ПВ и ПП на уро вне не хуже 0,1- 0,3 м по всем трем координатам

Сейсморазведка высокого пространственного и временного разрешения на базе использования новых взглядов на природу регистрируемых волн разной поляризации	
Полевые высокотехнологичные широко азимутальные системы наблюдений с высокоточной привязкой всех пунктов приема и возбуждения колебаний	Частотный динамический диапазон колебаний на базе обычных источников не менее 6-6,5 октав
	Число используемых активных каналов (сейсмоприемников, акселерометров) в широко азимутальных установках: 10000-20000
	Использование одиночных приемников и источников
	Оптимальное сочетание кабельной и бескабельной телеметрии
	Типичные расстояния между линиями приема 100-200 м и линиями возбуждения 200-300 м . Размер бина по линиям приема 10-25 м , по линиям возбуждения 25-50 м
	Число получаемых трасс в расчете на 1 км ² от 0,1 млн. до 1 млн. с шагом квантования в 1 мс и менее . Инструментальная привязка ПВ и ПП на уровне не хуже 0,1-0,3 м по всем трем координатам
Применение современных систем обработки на основе использования новых идей	Широкое использование новых программ обработки, позволяющих на основе использования оригинальных подходов получать итоговые данные по регулярной пространственной сети высокой плотности и кратности (интерполяция, применение иных взглядов на природу регистрируемых волн и др.)

▲ Табл. 5. Основные черты сейсморазведки пятого технологического уровня.
Сценарий 2.

(сценарий 1).

В России же эти и другие особенности сейсморазведки завтрашнего дня будут достигаться как за счет разумного повышения плотности получаемых исходных полевых сейсмических данных, так и преимущественно за счет применения новых средств обработки, основанных на широком использовании новейших представлений о структуре регистрируемых волновых полей. Черты пятого технологического уровня сейсморазведки для России приведены в таблице 5 (сценарий 2).

По какому сценарию будет развиваться отечественная сейсморазведка покажет время.

Выводы:

1. Происходит дальнейшая интенсификация технологии сейсморазведочного процесса на базе использования все более плотных полевых систем наблюде-

ний с целью получения высокоплотных и высоко разрешенных сейсмических изображений геологической среды.

2. В отечественной сейсморазведке еще во многом не исчерпаны потенциальные возможности существующих сегодня технологий МОГТ-3D четвертого уровня в части получения сейсмических изображений геологических сред высокой пространственной плотности и кратности.

3. Возможны по крайней мере два сценария совершенствования сейсмической разведки в ближайшие 10-20 лет. Первый из них (западный) предполагает существенное уплотнение систем наблюдений и пригоден преимущественно в странах с не очень строгими требованиями к воздействиям на окружающую среду, например, на Ближнем Востоке, в Северной Африке и др. Второй сценарий предполагает использование менее плотных систем полевых наблюдений и усложненных систем обработки полевых

данных. Он может применяться на экологически уязвимых и урбанизированных территориях, например, в России.

Литература

1. Бондарев В.И., Крылатков С.М. Сейсморазведка. Учебник для вузов. Екатеринбург: Изд-во УГГУ. Том. 1. 2012. - 402 с.
2. Бондарев В.И., Крылатков С.М., Курашов И.С. Способ получения сейсмических изображений геологической среды высокой кратности// Тезисы доклада на 5-й международной геолого-геофизической конференции «Санкт-Петербург 2012. Науки о Земле: новые горизонты в освоении недр», Санкт-Петербург, 2-5 апреля 2012 г.
3. Бондарев В.И., Крылатков С.М., Курашов И.С. Другой подход к формированию сейсмических изображений по данным метода многократных перекрытий// Тезисы доклада на международной научно-практической конференции «Тюмень 2013: Новые геотехнологии для старых провинций», Тюмень. 2013
4. Череповский А.В. Нефтегазовая сейсморазведка сегодня и завтра: аппаратные и методические решения //Тезисы доклада и презентация на конференции "Сейсмические технологии-2014", Москва, 2014.
5. Гамбурцев Г.А., Ризниченко Ю.В. и др. Корреляционный метод преломленных волн. – М.: Изд-во АН СССР. 1952. - 200 с.
6. Пузырев Н.Н. Интерпретация данных сейсморазведки методом отраженных волн. – М.: Гостоптехиздат. 1959. - 452 с.
7. Мешбей В.И. Методика многократных перекрытий в сейсморазведке – М.: Недра. 1985. – 264 с.
8. Урупов А.К. Основы трехмерной сейсморазведки. - М.: Изд-во Нефть и газ РГУНГ. 2004. – 584 с
9. Череповский А.В. Наземная сейсморазведка нового технологического уровня. - М.: ООО "ЕАГЕ Геомодель". 2016. - 230 с.
10. Череповский А.В. Наземная сейсморазведка нового технологического уровня /Геофизика, №2, 2014. с.75-83
11. Гафаров Р.М. Опытные работы по испытаниям полевых бескабельных систем GRS (GEOSPACE) и UNITE(Sercel) /Приборы и системы разведочной геофизики. 2012, №2. С.46-54
12. Жуков А.П., Колесов С.В., Шехтман Г.А., Шнеерсон М.Б. Сейсморазведка с вибрационными источниками. - Тверь, Изд-во ГЕРС. 2011. - 412 с.
13. Череповский А.В. Сейсморазведка с одиночными приемниками и источниками: обзор современных технологий и проектирование съемок. - Тверь, ООО "Изд.- во ГЕРС". 2012
14. Камалтдинов Р.Б., Воцалевский В.З. Преимущества полноазимутальных высокоточных методик сейсморазведки. Система UniQ – опыт внедрения в России. //Тезисы доклада и презентация на научно-технической конференции "Новые технологии поисков нефти и газа", Тюмень, 2014
15. Stein J.A. Multi-dimensional high resolution processing to meet today's imaging needs? First Break, 30, 2012, pp.93-98
16. Бондарев В.И., Крылатков С.М., Курашов И.А. Патент на изобретение № 2488145 "Способ построения сейсмических изображений геологической среды" с приоритетом от 10 января 2012 г., зарегистрирован в Государственном реестре изобретений РФ 20 июля 2013 г.