

МУЛЬТИФОКУСИНГ – НОВАЯ ТЕХНОЛОГИЯ ОБРАБОТКИ ДАННЫХ СЕЙСМОРАЗВЕДКИ

ЦИМБАЛЮК Ю.А., МАТИГОРОВ А.А.
ФГУП «ЗапсибНИИГГ»
БЕРКОВИЧ А.
Geomage



В сейсморазведке на отраженных волнах используется методология общей глубинной точки (ОГТ), в основе которой лежит многократная, избыточная запись отражений от одной и той же глубинной площадки. После предварительных стадий обработки записанные годографы ОГТ спрямляются кинематическими поправками и суммируются — таким образом подавляется случайный шум и увеличивается амплитуда полезного сигнала. Две эти процедуры (ввод кинематических поправок и суммирование по ОГТ) являются одними из самых важных стадий обработки сейсмических материалов. Однако эти процедуры не всегда и не совсем корректны, когда речь идет о реальных данных.

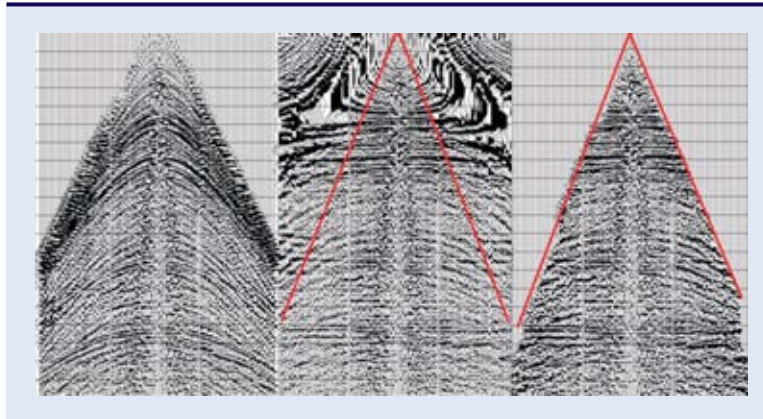
Во-первых, в классическом методе ОГТ записанная информация используется не до конца эффективно. Площадка, от которой происходит отражение, контролируется первой зоной Френеля (300–500 м для целевых горизонтов в Широтном Приобье), намного превосходящей по размерам общепринятые 25–50 м базы ОГТ. Во-вторых, в сложностроенных средах (криволинейные, крутопадающие отражающие горизонты) нарушается предположение о гиперболичности годографов ОГТ, используемое при вычислении кинематических поправок. Т.е. годографы спрямляются не до конца и суммирование не оптимально.

В-третьих, даже если границы плоско-параллельны и скорость подобрана правильно, то на малых временах и больших выносах после ввода кинематики возникает растяжение сигнала. Зоны «растяжки» при дальнейшей обработке не используются и до суммирования удаляются (рис.1).

Предлагалось множество способов, как избавиться от нелинейных искажений, учесть негиперболичность годографа, оце-

Рис. 1. Ввод кинематических поправок при стандартной обработке:

а) Исходная сейсмограмма ПВ, б) Сейсмограмма ПВ после ввода кинематических поправок, в) Сейсмограмма после удаления искаженных участков трасс мьютингом



нить строение среды и т.д. Однако они не нашли практического применения из-за сложности алгоритмов, необходимости больших затрат ручного труда и зачастую малой эффективности.

В новом методе цифровой обработки Мультифокусинге [1-3] удалось избавиться от вышеперечисленных недостатков. Каждая суммарная трасса в этом методе формируется за счет суммирования трасс, которые не обязательно принадлежат к одной ОГТ. Источники и приемники, соответствующие этим трассам, находятся около центральной точки в пределах некоей достаточно протяженной зоны (супербазы), которая примерно соответствует первой зоне Френеля. В эту зону может попасть множество общих глубинных точек и, соответственно, значительно большее количество трасс, предназначенных для суммирования, чем в традиционной методике. Поскольку в новом методе суммируемые трассы больше не принадлежат общей глубинной точке, потребовался более общий по сравнению со стандартным методом подход к расчету и вводу кинематических поправок. Была выведена новая общая формула, описывающая времена вступления волн для случая произвольной конфигурации источников и приемников и произвольного строения среды, для трасс, находящихся вблизи центральной точки.

Кинематическая поправка в новом методе [1,4] зависит не от одного параметра — скорости, а уже трех параметров: угла подхода β фронта волны к центральной точке супербазы (ее размеры определяются величиной первой зоны Френеля) и радиусов кривизны двух фундаментальных волновых фронтов — R_{cre} и R_{cee} . Представим (рис.2), что нормальный луч выходит из источника в точке (назовем эту точку X_0 центральной) на поверхности под углом β_0 к вертикали, касается границы отражения в точке O и возвращается обратно в точку X_0 .

Параксиальный луч, выходящий из произвольно расположенного источника S , пересечет

Рис. 2. Схематическое представление принципа фокусирования

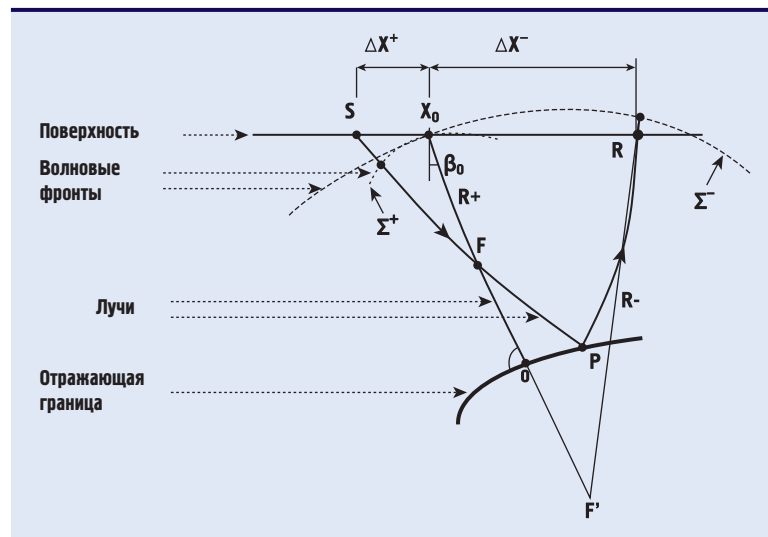


Рис. 3. Лучевые схемы для волновых фронтов RCRE и RCEE

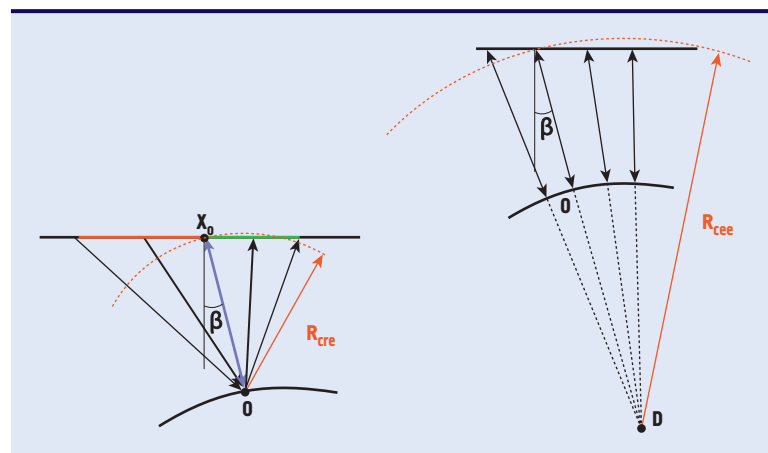


Рис. 4. Выборка и 10 ОГТ до (а) и после (б) ввода кинематической поправки по методу Мультифокусинга

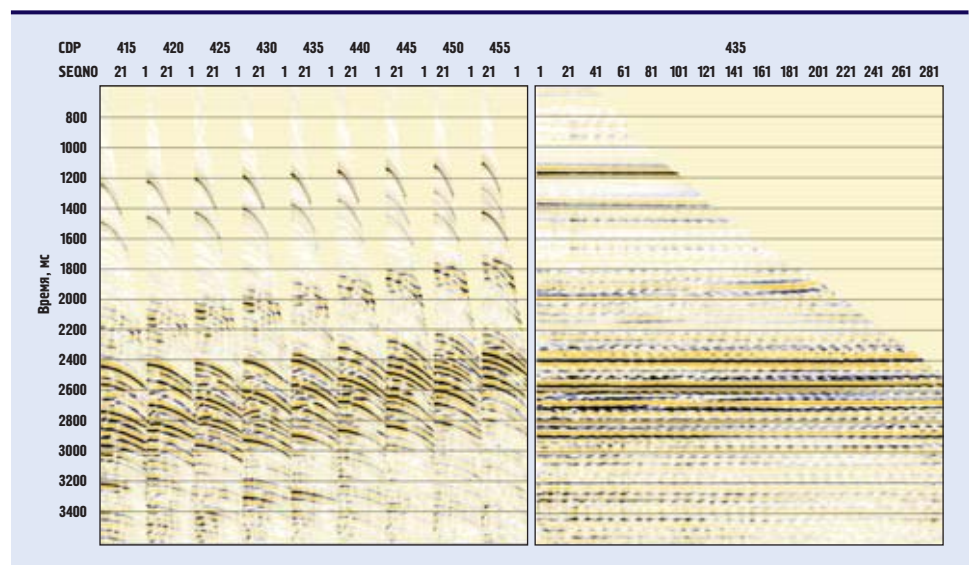


Рис. 5. Алгоритм вычисления кинематических поправок в методе Мультифокусинга

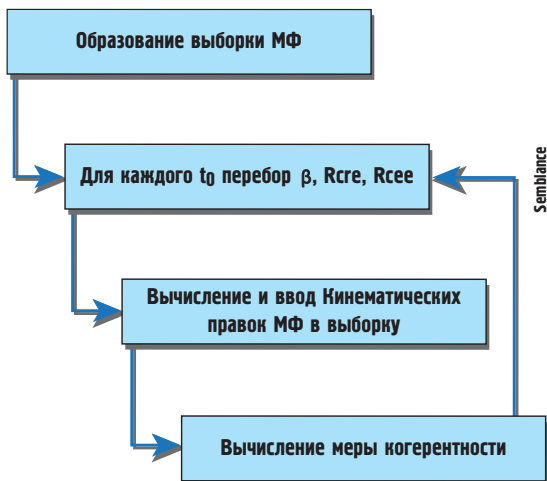


Рис. 6. Трехмерный график функции подобия в зависимости от угла и двух радиусов

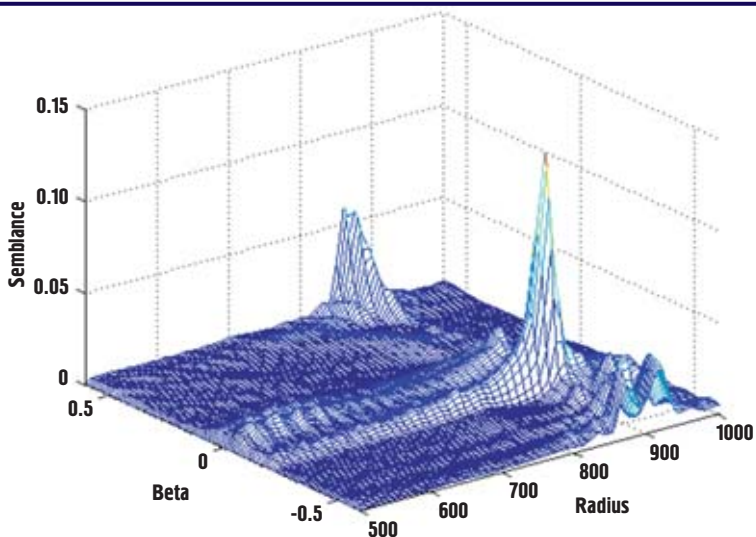
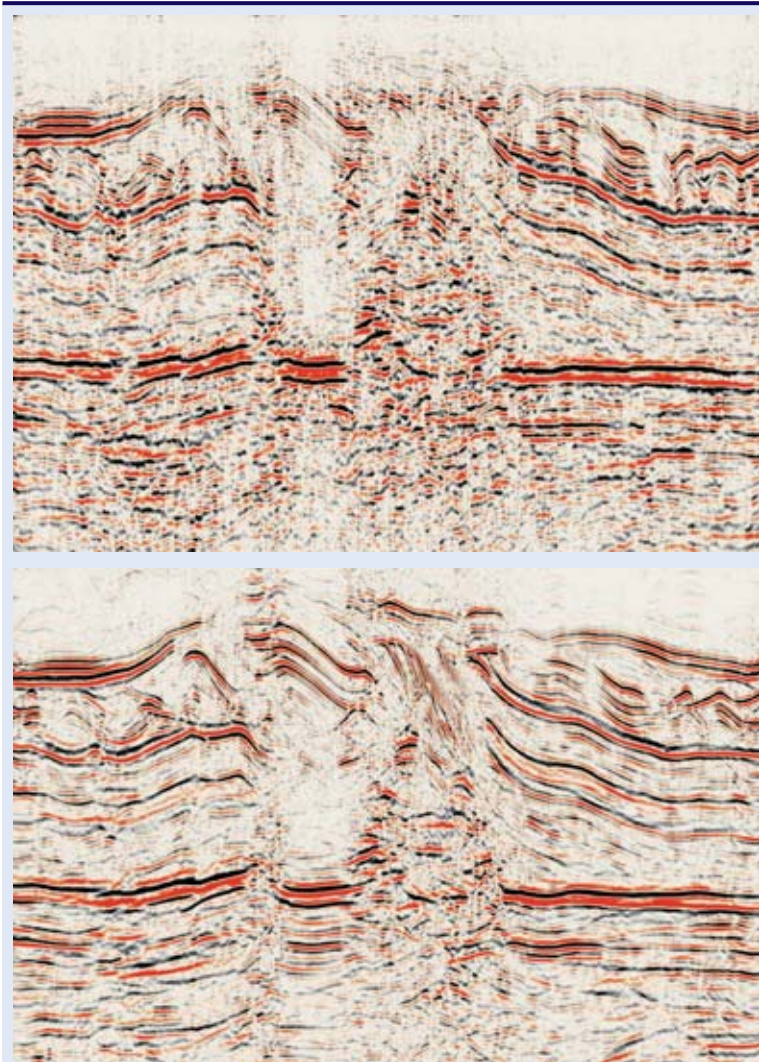


Рис. 7. Восточная Сибирь. Район Предплатомского прогиба: а) Стандартная обработка, б) После переобработки по методу Мультифокусинга



нормальный луч в точке F , отражится и вернется к поверхности в некоей точке R приемника. Кинематическая поправка для произвольной конфигурации источник–приемник вблизи нормального луча в этом случае будет следующей [1]:

$$\Delta T = \frac{\sqrt{(R^+)^2 + 2R^+ \Delta X^+ \sin \beta + (\Delta X^+)^2} - R^+}{V_0} + \frac{\sqrt{(R^-)^2 + 2R^- \Delta X^- \sin \beta + (\Delta X^-)^2} - R^-}{V_0} \quad (1)$$

где

$$R^+ = \frac{1 + \sigma}{\frac{1}{R_{cee}} + \frac{\sigma}{R_{cre}}} \quad (2) \quad R^- = \frac{1 - \sigma}{\frac{1}{R_{cee}} - \frac{\sigma}{R_{cre}}} \quad (3)$$

Здесь ΔX^+ и ΔX^- — расстояние от источника и приемника, соответственно, до центральной точки супербазы; R^+ и R^- — радиусы кривизны воображаемых волновых фронтов S^+ и S^- ; V_0 — скорость волны вблизи поверхности; σ — параметр фокусирования.

$$\sigma = \frac{\Delta X^+ - \Delta X^-}{\Delta X^+ + \Delta X^- + 2 \frac{\Delta X^+ \Delta X^-}{R_{cre}} \sin \beta} \quad (4)$$

R_{CRE} и R_{CEE} — радиусы фундаментальных волновых фронтов.

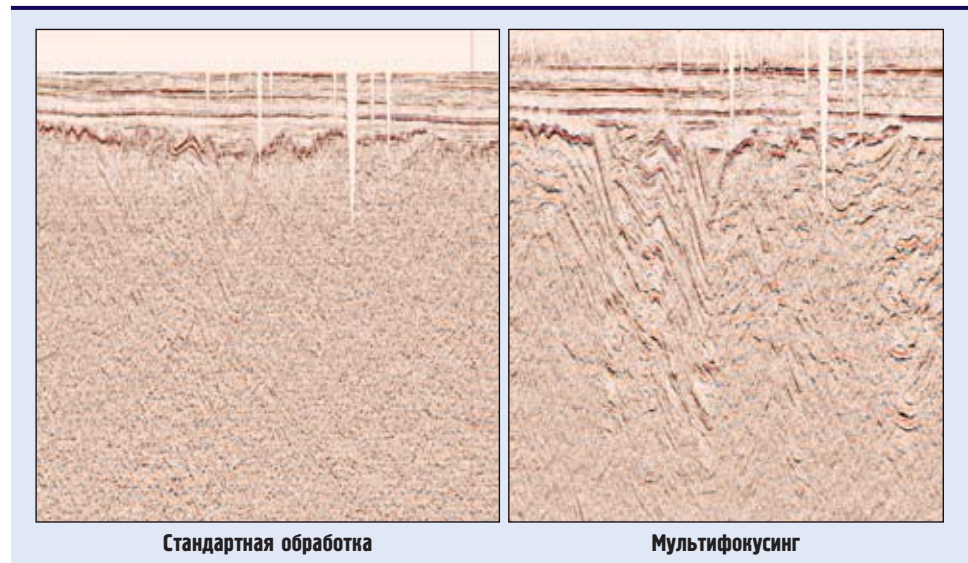
Волновой фронт R_{CRE} формируется точечным источником, помещенным в точку на отражающей поверхности (рис.3а), где центральный луч (луч с нулевым удалением) падает на нее. Волновой фронт волны с кривизной R_{CEE} (рис.3б) формируется нор-

мальными лучами, испускаемыми различными точками на отражающей поверхности (аналогично модели «взрывающегося» рефлектора) и, по сути, является мерой ее кривизны.

Двойное подкоренное выражение в уравнении (1) можно вывести, используя концепцию дополнительной среды (Perroud и др. 1999), которая может быть сформулирована как однородная среда со скоростью равной приповерхностной скорости V_0 . В дополнительной среде центральный и параксиальный лучи могут быть представлены комбинациями сегментов прямой. Вернемся опять к лучевой диаграмме на рис. 2. Первое слагаемое в формуле (1) соответствует времени пробега вдоль лучевого сегмента SF , длина которого может быть вычислена из треугольника SFX_0 . Второй член выражения соответствует времени вдоль луча FPR и может быть найден аналогично, если представить вымышленный источник в точке F (зеркальное отображение точки фокуса F относительно поверхности S , опять таки в дополнительной среде). Точка F — центр кривизны для волнового фронта S^+ , точно так же, как точка F — центр кривизны для волнового фронта S^- .

Очевидно, что для заданного центрального луча радиусы R^+ и R^- зависят от позиции точки F , где параксиальный луч пересекает центральный луч и, таким образом, от позиции приемника относительно источника, которая определяет параксиальный луч. Уравнения (2) и (3) дают выражения для радиусов кривизны фиктивных фронтов через фундаментальные радиусы R_{CRE} и R_{CEE} , которые задаются только центральным лучом и постоянны для всех пар источник–приемник в окрестности центрального луча. Зависимость радиусов R^+ и R^- от позиции источника и приемника состоит в фокусирующем параметре S , который имеет очень ясный физический смысл. В частности, если $S = 0$, то из уравнений (2) и (3) получаем $R^+ = R^- = R_{CEE}$, что означает, что точка F совпадает с центром кривизны нормального волнового фронта с радиусом R_{CEE} , т.е.

Рис. 8. Пример переобработки данных из Западной Сибири (район Кургана) по технологии Мультифокусинг



это случай, когда источник и приемник совпадают — случай нулевого выноса. В случае $S = -1$, $R^- = 0$,

$$R^+ = \frac{2R_{CRE}R_{CEE}}{R_{CRE} + R_{CEE}},$$

т.е. все лучи имеют общий пункт приема и входят в выборку общего пункта приема. Если $S = 1$, то $R^+ = 0$,

$$R^- = \frac{2R_{CRE}R_{CEE}}{R_{CRE} + R_{CEE}}$$

то это выборка общего пункта возбуждения. В случае $\sigma = \infty$, $R^+ = R^- = R_{CRE}$, таким образом, точка фокуса F совпадает с точкой отражения P .

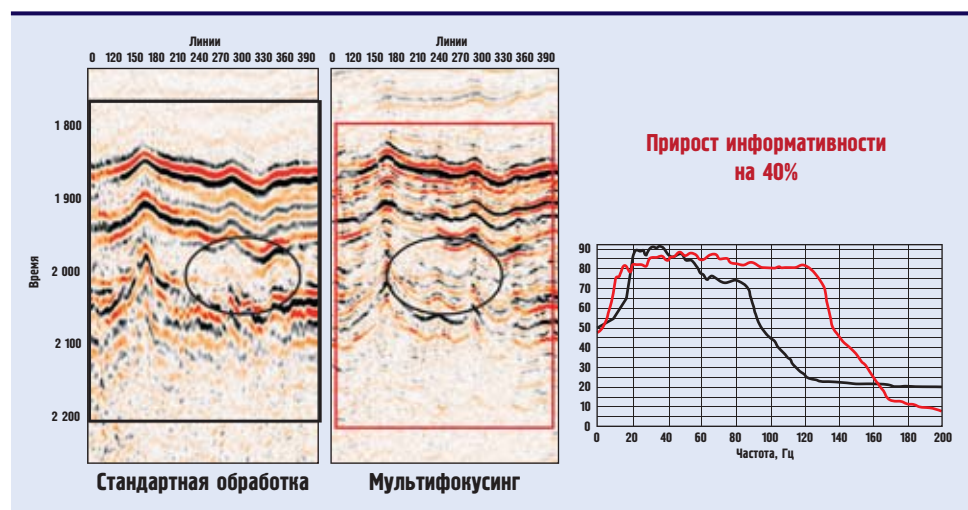
Формулы кинематической поправки (1)–(4) могут быть применены для произвольной конфигурации источников и приемников, до тех пор пока дуги волновых

Волновой фронт R_{CRE} формируется точечным источником, помещенным в точку на отражающей поверхности, где центральный луч (луч с нулевым удалением) падает на нее

фронтов S^+ и S^- можно рассматривать как окружности.

Сама формула кинематической поправки обладает одним очень важным свойством — она не зависит от t_0 и, таким образом, все от-

Рис. 9. Обработка материалов 3D. Увеличенный фрагмент разреза и амплитудно-частотные спектры



счеты заданного отражения относительно выбранной центральной трассы будут иметь одни и те же параметры на протяжении импуль-

Технология Мультифокусинга заключается в переборе трех параметров: β , R_{CRE} и R_{CEE} и расчете для каждого из их сочетаний кривой вступлений волн, вдоль которой вычисляется коэффициент когерентности

са, и, таким образом, кинематическая поправка будет постоянна вдоль импульса. Т.е. при вводе кинематической поправки в методе Мультифокусинга эффект «растяжки» отсутствует. На рис. 4 по-

Производится поиск такого варианта набора параметров, который максимизирует функцию когерентности, вычисляемую по всем сейсмическим трассам, находящимся вблизи центральной точки

казана выборка Мультифокусинга до (а) и после (б) ввода кинематической поправки по методу Мультифокусинга. Растяжка импульса на дальних удалениях отсутствует.

Технология Мультифокусинга заключается в переборе трех па-

раметров: β , R_{CRE} и R_{CEE} и расчете для каждого из их сочетаний кривой вступлений волн, вдоль которой вычисляется коэффициент когерентности. Производится поиск такого варианта набора параметров, который максимизирует функцию когерентности, вычисляемую по всем сейсмическим трассам, находящимся вблизи центральной точки (рис.5, 6).

Выбор оптимального варианта позволяет значительно повысить отношение сигнал/помеха для границ сложной структуры даже в том случае, когда регистрация данных производится по новейшей технологии с применением высокой кратности наблюдений.

Использование технологии Мультифокусинг позволяет с гораздо большей уверенностью получать сейсмические изображения в сложнопостроенных областях, таких как профиль из Восточной Сибири, изображенный на рис.7.

Здесь сложное строение земной среды затрудняет получение достоверного изображения, как вследствие неоднозначности при интерактивном пикинге скоростей, так и вследствие ограниченный метода. Переобработка по методу Мультифокусинга решает большинство этих вопросов и су-

щественно улучшает качество построенного сейсмического изображения.

Другой пример — это восточные районы Курганской области (рис.8). Здесь западносибирский осадочный чехол выклинивается на более древние породы триаса и палеозоя, которые и представляют основную поисковый интерес в этом районе. Переобработка данного материала по технологии Мультифокусинг позволила получить более точную и полную картину акустического волнового поля в этом интервале, что в свою очередь позволило геологам-интерпретаторам построить более точную геолого-геофизическую модель.

На рис. 9 представлен пример по переобработке данных 3D сейсморазведки из Западной Сибири. После переобработки по методике Мультифокусинг удалось получить разрез с несущей частотой 60 Гц в целевом интервале против 30 Гц после стандартной обработки. Это позволило с успехом решить все поставленные задачи. Кроме того, удалось выделить отражение от кровли продуктивного пласта и существенно уточнить границы зон выклинивания (рис.10)

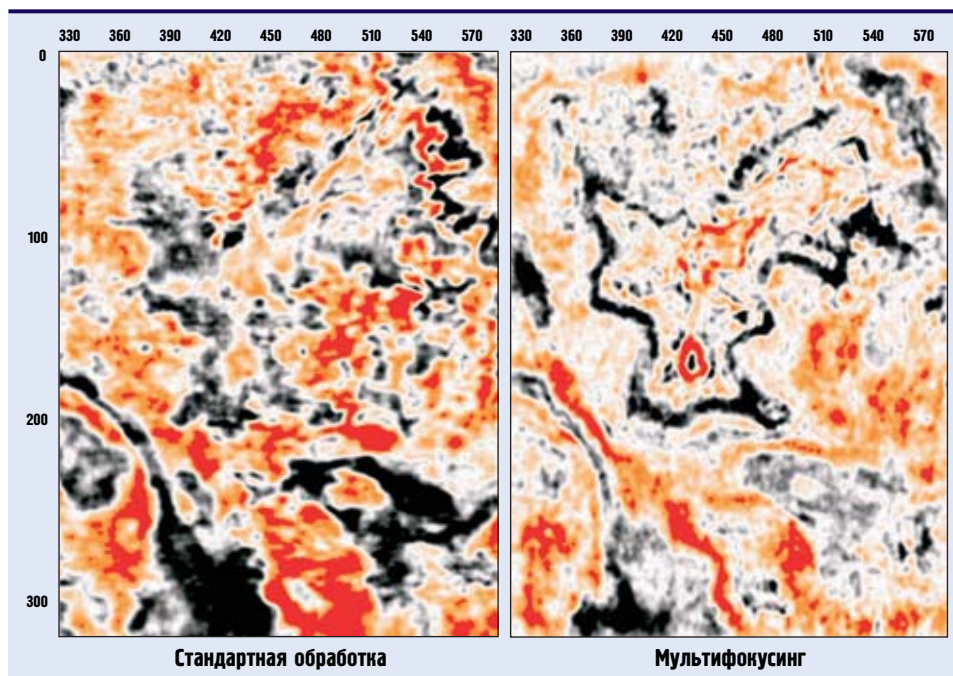
Еще один перспективный аспект применения технологии Мультифокусинг — это возможность облегчения существующих полевых систем наблюдения.

На рис.11а показаны фрагменты суммарных разрезов из предгорий Канады, обработанных по стандартной методике и при помощи технологии Мультифокусинг. Входная кратность на обоих разрезах 120.

На рис.11б показаны те же разрезы, только на вход Мультифокусинга были поданы искусственно разряженные до 30 крат данные. Незначительные ухудшения произошли лишь в верхней части разреза. Остальные геологические особенности были сохранены в полной мере. Более того, качество разреза после Мультифокусинга выше, чем у стандартного.

Подобная толерантность метода к величине кратности объясняется более полным использованием той избыточной информации, которая записывается в

Рис. 10. Обработка материалов 3D. Горизонтальные временные срезы в интервале интереса




поле. За счет использования всех трасс, входящих в зону Френеля, эффективная кратность суммирования повышается в десятки, а то и сотни раз. Поэтому появляется возможность существенно облегчить полевые регистрирующие системы, получая при этом высококачественное изображение на выходе обработки.

Если взять стандартную для детального 2D систему наблюдения с кратностью 60 и в два раза разрядить ее за счет пунктов возбуждения (ПВ), то общая экономия в производственном цикле поле–обработка за счет снижения стоимости буро-взрывных работ составит около 30%! При этом увеличится общая производительность сейсмпартии.

Например, для стандартной сейсмпартии 2D в 700 погонных км экономия составит около \$1,5 млн.

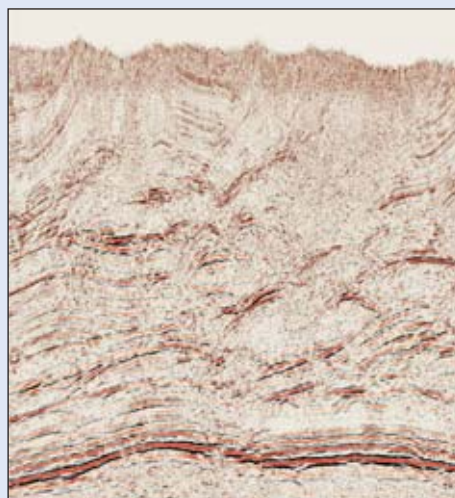
Аналогичные расчеты, только для 3D систем наблюдения, показывают, что при разрядке с 48 до 24 крат за счет увеличения расстояния между приемными и взрывными линиями общая экономия достигает также около 30%. В масштабах сейсмических проектов нефтяных компаний это дает огромное преимущество и экономит миллионы долларов.

Таким образом, обработка по методу Мультифокусинга может решать не только геолого-геофизические задачи, но и предлагает реальную альтернативу по оптимизации расходов на геолого-разведку. 

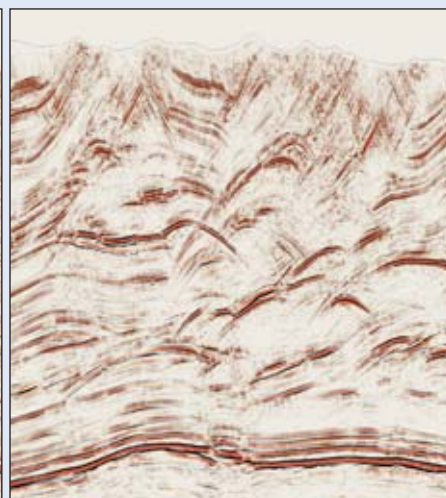
Список литературы

1. Berkovitch A., Gelchinsky B., Keydar S. Basic Formula for multifocusing stack (56th Mtg. Eur. Assoc. Expl. Geophys. Expanded Abstracts. 1994P140.
2. Беркович А., Бельфер И. «Мультифокусинг — новый метод обработки сейсмических данных многократных наблюдений». Тезисы доклада на IX международной научно-практической конференции «ГЕОМОДЕЛЬ-2007». Геленджик, 2007.
3. Berkovitch A., Keydar S., Landa E., Trachtman P. Multifocusing in practice. 68th Annual Internat. Mtg., Soc. Expl. Geophys. Expanded Abstracts. 1998.
4. Application of multifocusing method for subsurface imaging, E. Landa, B. Gurevich, Shemer Keyadar, Pinchas Trachtman, Journal of Applied Geophysics 42 (1999) 283–300.

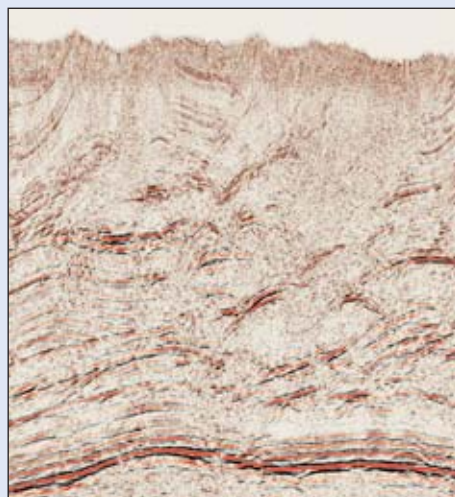
Рис. 11. Обработка материалов 2D из предгорий Канады по стандартному графу и с применением технологии Мультифокусинг с полной кратностью а). б) Разрядке входной кратности для технологии Мультифокусинг до 30



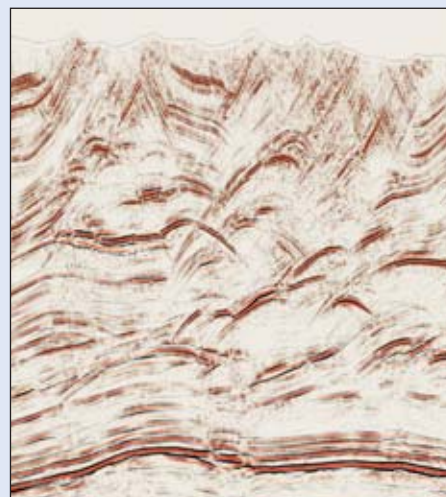
Σ 120 Стандартная обработка



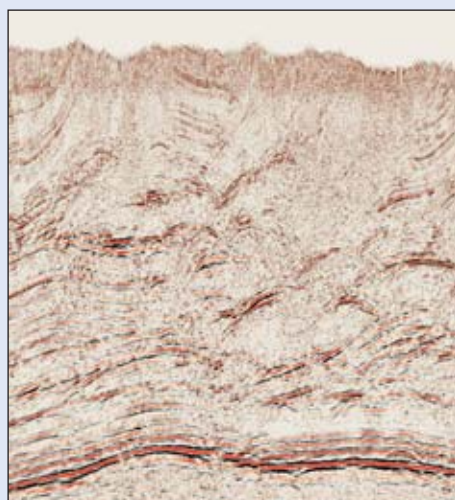
Σ 120 Обработка Мультифокусинг



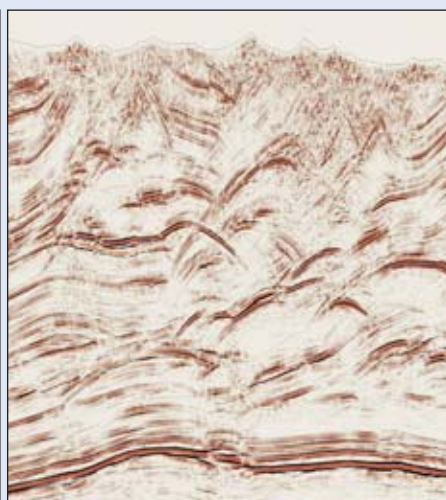
Σ 120 Стандартная обработка



Σ 120 Обработка Мультифокусинг



Σ 120 Стандартная обработка



Σ 30 Обработка Мультифокусинг

ВОПРОСЫ НЕФТЕГАЗОГЕОЛОГИЧЕСКОГО РАЙОНИРОВАНИЯ ЮЖНОЙ ЧАСТИ ЗАПАДНО-СИБИРСКОЙ НЕФТЕГАЗОНОСНОЙ ПРОВИНЦИИ

ФАЙБУСОВИЧ Я.Э., РУБИН А.И.
ФГУП «ЗапСибНИИГТ»

Работы по районированию Западно-Сибирской равнины по этапам нефтегазоносности, фазовому составу и типу залежей, перспективам их выявления были начаты в 1948–1949 годах, с самого начала активных нефтегазопоисковых работ. В первых публикациях нефтегазогеологическое районирование базировалось лишь на выявленных единичных залежах, нефтепроявлениях, наблюдавшихся в первых поисковых и опорных скважинах, на данных о наличии антиклинальных структур. Вопросами районирования занимались многие исследователи, в т.ч. В.П.Казаринов, Н.Н.Ростовцев, Ф.Г.Гурари, А.А.Трофи-

результатов геологоразведочных работ с целью создания уточненной схемы нефтегазогеологического районирования по территории Томской, Омской, Новосибирской областей и юга Тюменской области.

Несмотря на то, что в пределах рассматриваемой территории пробурено более 2 тыс. скважин, изучена она поисково-разведочным бурением крайне неравномерно и недостаточно. Оценивая в целом степень изученности южных нефтегазоносных районов ЗСНГП глубоким бурением, можно отметить, что плотность бурения выше в районах с большей плотностью разведанных запасов. Плотность глубокого бурения в краевых зонах провинции на порядок ниже. Но даже на территориях с открытыми месторождениями плотность бурения сравнительно невысока, а изученность характеризуется крайней неравномерностью.

Информация по изученности глубоким бурением административных областей юга Западной Сибири представлена в табл.1.

Следует отметить, что показатель степени разбуренности (в $\text{м}/\text{км}^2$) не совсем объективно характеризует степень изученности нефтегазоносных и нефтегазопер-

спективных комплексов различных НГР. Так, например, наибольшая плотность ($72,27 \text{ м}/\text{км}^2$) характерна для Нюрольского и Колтогорского НГР, расположенных в Томской области, где основной продуктивный НГК — палеозойский и большинство скважин характеризуется большой глубиной. Вместе с тем, для Демьянского района, где основные продуктивные горизонты (пласты Ю₁, Ю_{2,4}) залегают на небольшой глубине, плотность бурения составляет всего $20,63 \text{ м}/\text{км}^2$.

Как уже отмечалось ранее, последнее нефтегазогеологическое районирование ЗСНГП проводилось в 2002 году. Причем при районировании учитывались результаты сейсморазведочных работ, выполненных до 1998 года включительно. За истекший период на изучаемой территории проведено больше 8000 пог. км региональных профилей МОВ ОГТ (табл.2), а также значительный объем площадных сейсморазведочных работ. При этом новые сейсморазведочные работы проводились преимущественно на территориях, граничащих с краевыми частями провинции (рис.1).

Появление новых данных сейсморазведки свидетельствует о значительно большей мощности осадочного чехла, чем предполагалось ранее. Основные нефтегазоносные комплексы Западно-Сибирской провинции — нижне-, средне-, верхнеюрский и неокомский — распространяются значительно южнее, чем это было определено ранее (рис.2). Такие вновь выявленные особенности геологического строения позволили уточнить положение границ провинции и выделить новые самостоятельные перспективные нефтегазоносные районы.

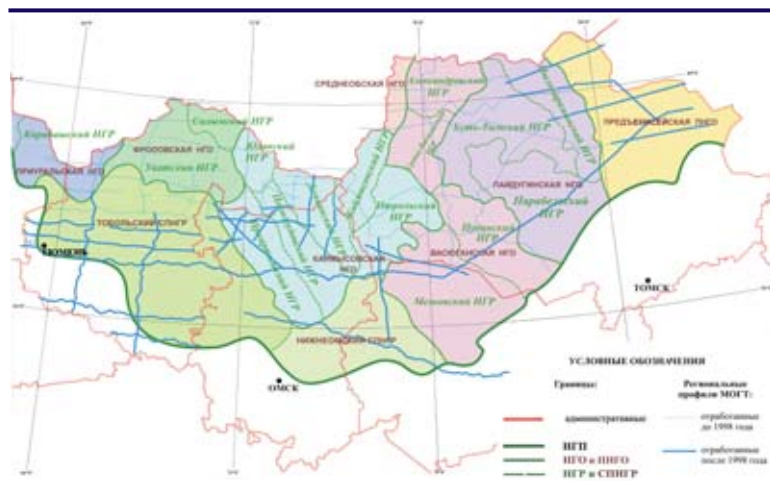
Районирование проведено исходя из геоструктурных особенностей, определивших сходные черты геологического строения территории и единство условий осадконакопления, и распространения

Оценивая в целом степень изученности южных нефтегазоносных районов ЗСНГП глубоким бурением, можно отметить, что плотность бурения выше в районах с большей плотностью разведанных запасов

мук, И.И.Нестеров. Последняя карта составлена коллективом авторов под редакцией А.Э.Конторовича в 2002 году.

Авторами настоящей статьи выполнены анализ и обобщение

Рис. 1. Схема нефтегазогеологического районирования



основных нефтегазоносных и нефтегазоперспективных комплексов и месторождений углеводородов.

При уточнении границ ЗСНГП, НГО и НГР в качестве геотектонической основы использовались Тектоническая карта центральной части Западно-Сибирской плиты, под редакцией В.И.Шпильмана, Н.И.Змановского, Л.Л.Подсосовой (1998 г.) и структурная карта по подошве верхнеюрских отложений. При уточнении границ провинции привлекались структурные построения по кровле доюрских образований, учитывался объем осадочного чехла. Южная граница ЗСНГП в основном проведена по изопахите осадочного чехла 2000 метров, в некоторых местах граница корректировалась с учетом тектонической карты и литолого-фациальных особенностей разреза.

При уточнении границ нефтегазоносных областей и районов, кроме того, учитывались литолого-фациальные особенности и закономерности размещения залежей углеводородов по площади и разрезу.

Уточненный вариант районирования (рис.1) в целом сохраняет преемственность со схемами предыдущих лет.

Как и в предыдущей схеме выделены следующие нефтегазоносные области и районы:

- Приуральская (Карабашский НГР);
- Фроловская (Уватский и Салымский НГР);
- Каймысовская (Юганский, Прииртышский, Демьянский, Каймысовский, Пологрудовский, Нюрольский и Колтогорский НГР);
- Васюганская (Александровский, Средневасюганский, Пудинский и Межовский НГР);
- Пайдугинская (Пыль-Караминский, Усть-Тымский и Парабельский НГР);
- Предъенисейская (без районов);
- Среднеобская (фрагмент Вартовского НГР).

В результате анализа новой информации уточнено положение южной границы Западно-Сибирской нефтегазоносной провинции, Приуральской, Васюганской, Каймысовской и Пайдугинской и соответствующих НГР, уменьшена

Табл. 1

Область	Площадь, км ²	Суммарный забой, м	Значение степени разбуренности, м/км ²	Количество скважин
Томская	314 066	3 670 415	11,69	1 307
Омская	141 524	373 326,6	2,64	139
Новосибирская	178 376	435 788,2	2,44	163
Тюменская	160 054,6	1 017 356,1	6,36	461

Табл. 2

Область	Объем региональных работ МОГТ, выполненных до 1998 г., км	Объем региональных работ МОГТ, выполненных после 1998 г., км	Всего, км	Прирост от общей базы, %
Томская	1 340	2 750	4 090	67,2
Омская	2 200	1 600	3 800	42,1
Новосибирская	3 700	1 200	4 900	24,5
Тюменская	2 350	2 750	5 100	53,9

площадь территорий с доказанной нефтегазоносностью (по сравнению с предложенным в работе А.Э.Конторовича).

Кроме того, Предъенисейская провинция переведена в разряд ПНГО без выделения нефтегазоносных районов и выделены два самостоятельных перспективных нефтегазоносных района — Тобольский и Нижнеомский. Выделение самостоятельных районов обусловлено тем, что хотя на этой территории еще не обнаружены залежи УВ, на ней развиты основные нефтегазоносные комплексы провинции и мощность осадочного чехла практически везде превышает 2000 метров.

Следует отметить, что ранее Тобольский район входил в состав Приуральской НГО, однако только в западной части района геологическое строение аналогично более северным территориям этой области. На востоке же района значительно возрастает мощность оса-

дочного чехла, появляются отложения нижней и средней юры, неомский комплекс имеет характерное клиноформное строение (рис.2). По мнению авторов, в дальнейшем, после обнаружения на этой территории месторожде-

В результате анализа новой информации уточнено положение южной границы Западно-Сибирской нефтегазоносной провинции и соответствующих НГР, уменьшена площадь территорий с доказанной нефтегазоносностью

ний УВ, район можно будет разделить на три части и отнести соответственно к Приуральской, Фроловской и Каймысовской нефтегазоносным областям.


Предложенное в настоящей работе районирование будет положено в основу переоценки ресурсов по южной части ЗСНГП. 

Рис. 2. Сейсмогеологические разрезы по региональному профилю 16

