

Интерпретационное сопровождение обработки данных сейсморазведки

■ Кириллов С.А., Чаплыгин А.В, АО «Центральная геофизическая экспедиция», г. Москва

Сейсмический метод становится все более безальтернативным при детальной разведке залежей углеводородов, позволяющим в комплексе со скважинными данными строить пространственную геологическую модель залежи углеводородов, которая является основой подсчета запасов – заключительной стадии разведки [1].

Главной геологической задачей обработки данных сейсморазведки является получение кинематически и динамически согласованной сейсмической информации высокого разрешения, пригодной для построения структурно-тектонической модели и прогноза фильтрационно-емкостных свойств залежи углеводородов в межскважинном пространстве. Оптимальное решение поставленной задачи достигается за счет сопровождения обработки сейсмических данных с точки зрения результатов геологической интерпретации, которые должны быть увязаны со всеми имеющимися сведениями о геологическом строении региона, включая результаты других геофизических методов, скважинных исследований и соответствовать принятой принципиальной геологической модели площади.

Идеальный интерпретатор сочетает в себе знания двух областей знаний. Он хорошо разбирается в процессах возбуждения, распространения и регистрации сейсмических волн, с влиянием геологической среды, технических и программных средств возбуждения, регистрации и обработки на свойства сейсмических волн. В тоже время, геологические знания помогают ему проанализировать массу информации о регионе и обосновать наиболее правдоподобную геологи-

ческую картину, описанную в волновом сейсмическом поле и согласованную со скважинными данными.

Способность делать геологические выводы по совокупности геолого-геофизической информации определяется не только интуицией интерпретатора, а глубоким знанием и пониманием физических процессов формирования геологических объектов. Например, уменьшение временных интервалов между отражениями вниз по падению пласта может быть вызвано как нормальным увеличением скорости с глубиной, так и уменьшением мощности отложений, а появление аномальных скоростных объектов в верхней части разреза может вызвать иллюзию появления структур в более глубоких горизонтах.

Главной целью кинематической интерпретации данных сейсморазведки и ГИС является построение структурно-тектонической модели среды. Какие именно структуры присутствуют в исследуемом районе, какие структурные элементы связаны между собой, определяет тектоническая обстановка района. Поэтому интерпретатору, необходимо предварительно провести анализ разнообразных геологических объектов, оценить возможные типы структур и структурных элементов – складки, рифы, разломы, поверхности несогласия, палеорусла и стратиграфические ловушки.

В настоящее время перед сейсморазведкой ставятся не только структурные задачи, но и задачи прогноза физических свойств горных пород. Решение этих задач составляет содержание динамической интерпретации данных сейсморазведки: распределение изменений

физических свойств горных пород в пространстве при изменении динамических параметров сейсмических сигналов отраженных волн – амплитуд, периодов, частот, коэффициентов затухания волн и их производных. Цель динамической интерпретации – извлечение информации о детальном строении изучаемого объекта путем перехода от динамических характеристик волнового поля к геологическим характеристикам объекта – литологическому составу, коллекторским свойствам, мощности коллектора, содержанию углеводородов. Совокупность скважинных данных и результатов кинематической и динамической интерпретации сейсмических данных дает возможность построить структурно-тектоническую и спрогнозировать ФЕС продуктивного пласта.

Мигрированное волновое поле, полученное после обработки полевых сейсмических данных, является совместно с данными ГИС основой для комплексной геологической интерпретации. Для подчеркивания особенностей сейсмического поля дополнительно получают поля сейсмических атрибутов: мгновенные амплитуда, частота, фаза, ПАК, инверсии и т.п.

Для решения интерпретационных задач разработано и используется соответствующее программное обеспечение, в частности DV-SeisGeo, DV-Discovery (ОАО ЦГЭ)[4], Petrel (Schlumberger), GeoGraphix Discovery (Landmark), Kingdom Suite (Seismic Micro-Technology), SeisEarth (Paradigm Geophysical) и др. В результате использования интерпретационного программного обеспечения в практике сейсморазведки вошел термин – интерпретационная обработка. К ней относят все операции, включая общую кинематическую интерпретацию, выделение целевых интервалов, интерваль-

ный сейсмогеологический анализ, интерпретацию сейсмогеологических комплексов в рамках тонкослоистых моделей сред и т.д. Причем в интерпретационный процесс вовлекаются данные ГИС, результаты других геофизических методов и собственно геологические данные[2, 3].

Из этого следует, что основными исходными данными, предназначенными для геологического истолкования комплекса сейсмических данных, является сейсмический разрез или куб, данные ВСП, каротажные кривые по скважинам, стратиграфические отметки опорных и целевых горизонтов, пористость, проницаемость, эффективная толщина коллектора и т.д.

Поэтому обработка сейсмических данных заключается в выделении целевых горизонтов из исходных сейсмограмм и служит для:

- исключения из сейсмической записи влияния факторов не связанных с однократно отраженными волнами (поверхностные условия, система наблюдений, регулярные и случайные волны помехи и др.);
- повышения соотношения сигнал/помеха;
- повышения временной разрешенности сейсмической записи (расширение частотного состава сигнала);
- повышения пространственной разрешенности записи;
- сохранения амплитудной разрешенности (BCA-Обработка);
- восстановления истинных положений наклонных границ путем выполнения сейсмической миграции.

После обработки в комплексной интерпретации используются мигрированные сейсмические кубы и разрезы с реальным соотношением амплитуд, с высоким соотношением сигнал/помеха,

с максимальной разрешенностью записи с целью уверенного выделения целевых отражающих горизонтов для построения структурного плана по опорным сейсмическим горизонтам, для трассирования разрывных нарушений и прогнозирования зон распространения коллекторов.

Сам процесс обработки разбит на решение следующих основных задач:

1. Расчет априорных и корректирующих статических поправок, свойства которых сказывается на синфазном суммировании сейсмограмм ОСТ, обеспечивающее повышение соотношения сигнал/помеха и разрешенность.

2. Подавление широкого класса волн-помех различного типа: низкоскоростных (поверхностных), среднескоростных (обменного типа) и высокоскоростных (кратных) и случайных, обеспечивающее надёжное выделение и прослеживание целевых отражающих горизонтов.

3. Достижение максимально возможной временной и пространственной разрешенности сейсмической записи, обеспечивающей требуемую детальность изучения и расчленённость продуктивных и перспективных пластов в целевых интервалах разреза.

4. Сохранение соотношения амплитуд отражений и стабильности амплитудного и фазового спектров сейсмической записи с целью динамической интерпретации с данными ГИС и прогноза ФЕС.

5. Выполнение изотропной, анизотропной, и азимутальной временной и глубинной миграции до суммирований для определения пространственного положения отражающих границ, в том числе и вертикальных (тектонических нарушений).

Основные требования к обработке сейсмических данных:

- обработка сейсмических материалов выполняется по полному графу

обработки с тестированием параметров и количественным контролем качества получаемых результатов после выполнения каждой значимой процедуры;

- особое внимание должно уделяться учету искажающего влияния неоднородностей верхней части разреза (ВЧР) на кинематические и динамические особенности сейсмической записи. Учёт неоднородностей ВЧР выполняется по двух этапной схеме: учёт зоны малых скоростей (ЗМС) и учёт неоднородностей ВЧР с контролем полученной модели ВЧР со скважинными данными;

- обработка проводится в широком диапазоне частот с сохранением истинного соотношения амплитуд, обеспечивающее высокое соотношение сигнал/помеха и направлена на выявление динамических и кинематических особенностей сейсмической записи;

- параметры основных вычислительных процедур определяются после тщательного тестирования, и результаты согласуются со специалистами-интерпретаторами;

- построение глубинно-скоростной модели (ГСМ) проводится в два этапа. На первом этапе выполняется построение изотропного варианта скоростной модели. Для минимизации неоднозначности решения обратной кинематической задачи уточнение изотропной скоростной модели проводится томографическим способом, послойно, с контролем корректности получаемого результата по сходимости глубины подошвы корректируемого слоя со скважинными отметками горизонта, контролирующего подошву слоя. Количество слоёв исходной ГСМ определяется по результатам тестирования;

- миграционные преобразования выполняются во временной и глубинной областях до суммирования, с предвари-

тельным уточнением скоростей миграции и эффективных параметров анизотропии, учитывающих негиперболический характер годографа и обеспечивают выполнение прогноза свойств по результатам инверсии и AVO анализа;

- технологию выполнения миграционных преобразований (применение изотропного или анизотропного варианта) определяется путём тестирования указанных алгоритмов на выбранном полигоне. При выборе алгоритма миграционных преобразований в качестве критерия использовать сходимость полученных мигрированных сейсмограмм с синтетическими, полученными на основе двумерного моделирования по скважинным данным;

На сейсмических сечениях, полученных в результате обработки, должны надёжно выделяться тектонические нарушения, зоны выклинивания и литологическое замещение пород.

Оптимальный результат обработки сейсмических данных достигается за счет интерпретационного сопровождения обработки (ИСО), т.е. промежуточные результаты обработки и интерпретации должны быть увязаны со всеми имеющимися сведениями о геологическом строении региона.

Поэтому, каждый этап обработки контролируется моделированием, расчетом и анализом седиментационных срезов в целевом диапазоне по ряду атрибутов, включая когерентность сейсмического поля, и сопоставляется со скважинными данными.

Следует отметить, что качественное результативное ИСО выполняется только при наличии необходимой скважинной информации. Комплекс ГИС должен быть выполнен во всем требуемом целевом интервале глубин единой длинной записью, а не отдельными частями по

продуктивным пластам. Для качественной привязки необходимы скважинные данные аналогичные, как требуемые в сейсмической инверсии. При использовании криволинейных скважин необходимы точные данные инклинометрии.

Важным моментом интерпретационного сопровождения обработки сейсмических данных с целью получения качественного геологического результата является четкая постановка задач интерпретационного сопровождения, определение основных этапов обработки, которые сильно влияют на конечный результат и определение критериев оценки качества. Конечно, можно выполнять ИСО после каждой процедуры обработки, но это займет много времени. В табл. 1 приведена последовательность интерпретационной поддержки процесса обработки сейсмических данных для получения качественного результата, позволяющего в дальнейшем решать геологические задачи.

Интерпретационная поддержка обработки данных сейсморазведки проводится в настоящее время постоянно. Это связано с тем, что поисковые объекты залегают на больших глубинах, небольшого размера, и не всегда структурного вида. Сейсмические данные получают в сложных поверхностных и глубинных сейсмогеологических условиях. Кроме кинематических задач сейсморазведки ставятся задачи прогноза физических свойств горных пород по результатам инверсии и AVO.

В качестве примера покажем результат применения ИСО в процессе обработки данных МОГТ-3D, полученных на севере Западной Сибири. Комплекс ИСО включал в себя следующие процедуры на ключевых этапах обработки:

- расчет и анализ карт среднеквадратичных амплитуд и доминантных

▼ Табл. 1. Этапность интерпретационного сопровождения обработки сейсмических данных.

№ п/п	Этап	Задачи интерпретационного сопровождения	Критерии оценки результатов анализа
1	2	3	4
1	Ввод геометрии, расчет априорной статистики и кинематики	1. Визуальный анализ сейсмического разреза. 2. Анализ соотношения сигнал-помеха в различных временных интервалах и зонах. 3. Карты амплитуд и доминантных частот в заданных временных интервалах. 4. Карта кратности. 5. Графики энергии в целевом окне по контрольным линиям.	1. Выбор контрольных линий (профилей) и характерных участков на площади для анализа параметров сейсмического поля. 2. Выбор временных интервалов и зон для анализа. 3. Полученные результаты будут использованы для сравнения с результатами обработки на последующих этапах.
2	Расчет статических и кинематических поправок	1. Модель ВЧР. 2. Статические поправки, рассчитанные за ПП и ПВ. 3. Отметки превышения рельефа. 2. Корреляция опорного горизонта. 3. Построение карты изохрон опорного горизонта. 4. Контроль прослеживаемости горизонтов. 5. Построение кроссплота $H_{скв}/T_{гор}$. 6. Построение кроссплота изохроны-альтитуда. 7. Построение кроссплота $t-dt$ по изохронам.	1. Улучшение прослеживаемости горизонтов после N итераций коррекции статистики и кинематики. 2. Уменьшение корреляции изохрон с рельефом после итераций статистики и кинематики. 3. Уменьшение корреляции t_0 до горизонта и dt_0 между горизонтом и вышележащим горизонтом после итераций статистики и кинематики. 4. Увеличение коэффициента корреляции для $H_{скв}/T_{гор}$. 5. Увеличение амплитуд и доминантных частот в районе ВЧР без применения АРУ после итераций коррекции статистики и кинематики.
3	Ослабление случайных и регулярных помех по сейсмограммам	1. Соотношение сигнал-помеха в разных временных окнах и в разных зонах и сравнение с предыдущей итерацией шумоподавления. 2. Коэффициент корреляции AVO после каждой итерации по горизонтали и по опорным горизонтам и сравнение с предыдущим. Таблица контроля качества (КК) AVO-зависимости, сравнение с теоретической Aki-Richards. 3. График энергии в окне от удалений по контрольным линиям и сравнение с предыдущим результатом. Анализ стандартного отклонения графиков. 4. Визуальная оценка сохранности характерных геологических особенностей.	1. Сохранение сигнала. 2. Сохранение геологических особенностей на волновой картине 3. Увеличение соотношения сигнал/шум. 4. Увеличение КК AVO-зависимости с теоретической Aki-Richards. 5. Уменьшение стандартного отклонения графиков энергии во временном окне от удалений возбуждение-прием.
4	Поверхностно-согласованная амплитудная коррекция (SCAC)	1. Карты и гистограммы амплитуд между опорными горизонтами и по целевым горизонтам. Оценка стандартного отклонения. Таблица с диапазоном, стандартным отклонением и средним значением. 2. Визуальная проверка сохранения	1. Минимизация амплитудных аномалий связанных с ВЧР на картах амплитуд. 2. Минимизация амплитудных аномалий связанных с условиями возбуждения (карта рельефа и орогидрографии) на картах амплитуд.

▼ Табл. 1. (Продолжение).

1	2	3	4
4	Поверхностно-согласованная амплитудная коррекция (SCAC)	известных и подтвержденных амплитудных и частотных аномалий. 3. Сравнение с картой рельефа, орогидрографией, картами статических поправок. 4. Анализ карт амплитуд между собой и с предыдущим вариантом, обрезанных по полигону визуально. 5. Оценка коэффициента корреляции AVO после каждой итерации по горизонтали и по опорным горизонтам, сравнение с предыдущим. Заполнение таблицы КК AVO-зависимости. 6. Графики энергии в окне от удалений по контрольным линиям, сравнение с предыдущим результатом.	3. Уменьшение стандартного отклонения распределения среднеквадратичных значений амплитуд в опорных интервалах, между опорными горизонтами и по целевым горизонтам. 4. Сохранение известных и подтвержденных амплитудных аномалий. 5. Увеличение КК AVO зависимости с теоретической кривой по Aki-Richards. 6. Уменьшение стандартного отклонения графиков энергии в окне от удалений возбуждение-прием.
5	Поверхностно-согласованная деконволюция	1. Карты и гистограммы амплитуд и доминантных частот в опорных интервалах, между опорными горизонтами и по целевым горизонтам. 2. Визуальный анализ суммарных кубов, выраженности геологических особенностей, разломов, автоматическая корреляция отражающих горизонтов. Проверка сохранения известных и подтвержденных амплитудных и частотных аномалий. 3. Сравнение с картой рельефа, орогидрографией, картами статических поправок. 4. Анализ карт амплитуд между собой, и с предыдущим вариантом, обрезанных по полигону визуально. 5. Оценка коэффициента корреляции AVO после каждой итерации в точках опорных скважин по горизонтали и по опорным горизонтам, сравнить с предыдущим. Заполнение таблицы КК AVO-зависимости. 6. Графики энергии в окне от удалений по контрольным линиям, сравнить с предыдущим. 7. Анализ соотношения сигнал-помеха (сохранение сигнал и шум) в разных окнах и по разным зонам. Сравнение с предыдущей итерацией. 8. Визуальный анализ кубов после ФНЧ (фильтр пропускания низких частот) и ФВЧ (фильтр пропускания высоких частот).	1. Улучшение коррелируемости ОГ по суммарному кубу. 2. Сохранение или улучшение выраженности геологических особенностей и разломов. 3. Минимизация амплитудных аномалий связанных с ВЧР на картах амплитуд. 4. Минимизация амплитудных аномалий связанных с условиями возбуждения (карта рельефа и орогидрографии) на картах амплитуд. 5. Уменьшение стандартного отклонения распределения среднеквадратичных значений амплитуд и частот в опорных интервалах, между опорными горизонтами и по целевым горизонтам. 6. Сохранение известных и подтвержденных амплитудных и частотных аномалий. 7. Увеличение КК AVO зависимости с теоретической кривой Aki-Richards. 8. Уменьшение стандартного отклонения графиков энергии в окне от удалений возбуждение-прием.
6	Подавление кратных волн до миграции	1. Оценка зависимости AVO по сейсмограммам до и после вычитания кратных волн. 2. Построение графиков энергии в окне от удалений по контрольным линиям, сравнить с предыдущим.	1. Минимизация кратных волн, сохранение сигнала. 2. Отсутствие артефактов Радон-преобразования.

▼ Табл. 1. (Продолжение).

1	2	3	4
7	3D регуляризация	1. Согласование распределения панелей удалений с учетом AVO зависимостей. 2. Построение графиков энергии в окне от удалений по контрольным линиям, сравнить с предыдущим. 3. Карты кратности по удалениям. 4. Сейсмограммы после применения регуляризации в точках опорных скважин.	1. Сохранение поведения AVO после регуляризации. 2. Подобранные панели удалений.
8	Временная миграция до суммирования	1. Поле скоростей максимально сглажено и отражает только длинноволновые аномалии, связанные с геологическими изменениями в данном районе. 2. Визуальный анализ суммарного куба на предмет наличия артефактов миграции. 3. Оценка коэффициента корреляции AVO после каждой итерации в контрольных точках по горизонтали и по опорным горизонтам, сравнить с предыдущим. Таблица КК AVO-зависимости. 4. Графики энергии в окне от удалений по контрольным линиям, сравнить с предыдущим. 5. Карты и гистограммы амплитуд и доминантных частот в опорных интервалах, между опорными горизонтами и по целевым горизонтам. Оценка стандартного отклонения. Таблица диапазона, стандартного отклонения и среднего значения. 6. Анализ карт амплитуд между собой и с предыдущим вариантом, обрезанных по полигону визуально.	1. Скоростная модель достаточно сглажена, при этом отражает длиннопериодные аномалии, связанные с геологическими изменениями. 2. Незначительный уровень артефактов миграции, которые могут быть минимизированы постмиграционной обработкой. 3. Оценка качества восстановления наклонов и разрывных нарушений по вертикальным сечениям куба 4. Оценка улучшения латеральной разрешенности по горизонтальным временным слайсам
9	VTI-анизотропная глубинная миграция до суммирования.	1. Проверка известных и подтвержденных геологических особенностей, проверка фокусировки отражений и разрывных нарушений. Сравнение с результатом временной миграции до суммирования. 2. Карты и гистограммы амплитуд и доминантных частот в опорных интервалах, между опорными горизонтами и по целевым горизонтам. Оценка стандартного отклонения. Таблица диапазона, стандартного отклонения и среднего значения. 3. Анализ карт амплитуд между собой и с предыдущим вариантом, обрезанных по полигону визуально. Оценка необходимости выполнения дополнительной коррекции амплитуд. 4. Оценка коэффициента корреляции AVO в точках опорных скважин по горизонтали и по опорным горизонтам. Таблица КК AVO-зависимости. 5. Графиков энергии в окне от удалений по контрольным линиям, сравнение с предыдущим. 6. Суммарный куб после миграции в глубинном масштабе. 7. Сейсмограммы в контрольных точках с кинематикой и с открытым мьютингом. 8. VTI-анизотропная глубинно-скоростная модель. 9. Энергия в окне от удалений по контрольным линиям в формате ASCII.	1. Улучшение коэффициента корреляции между реальными и синтетическими данными после применения миграции или улучшение коэффициента корреляции AVO аппроксимации. 2. Лучшая фокусировка отражающих горизонтов и разрывных нарушений на суммарном кубе и по сейсмограммам. 3. Минимальное количество артефактов миграции. 4. Ожидаемые значения невязок глубин со скважинами. 5. Оценка улучшения латеральной разрешенности по горизонтальным временным слайсам

▼ Табл. 1. (Окончание).

1	2	3	4
10	Контроль постмиграционной обработки по сейсмограммам (коррекция остаточной кинематики, подавление линейных помех и кратных волн). Расчет кубов угловых диапазонов и азимутальных групп.	1. Оценка коэффициента корреляции AVO в контрольных точках по горизонтали и по опорным горизонтам. Таблица КК AVO зависимости. 2. Подавление кратных и линейных волн помех и построение графиков энергии в окне от удалений по контрольным линиям, сравнить с предыдущим. 3. Анализ выровненности кубов угловых диапазонов азимутальных групп. 4. Анализ кубов результатов FEATT на физичность и непротиворечивость.	1. Хорошее восстановление AVO зависимости по реальным данным. 2. Минимизация линейных помех, частично кратных волн. 3. Хорошая выровненность кубов угловых диапазонов / азимутальных групп (в пределах 0,5 от шага дискретизации на целевом горизонте). 4. Улучшение волновой картины для целей геологической интерпретации, КК AVO-аппроксимации по кубам.
11	Контроль постмиграционной обработки суммарных и частично кратных кубов (отбеливание по кубам, коррекция амплитуд RAAC, подавление помех и футпринтов)	1. После отбеливания суммарного куба (разреза) - визуальный анализ результата. 2. После отбеливания, подавления помех и футпринтов по суммарному кубу – визуальный анализ и подтверждение сохранения геологических особенностей, разрывных нарушений и улучшения прослеживаемости горизонтов. 3. Расчет карт и гистограмм амплитуд и доминантных частот в опорных интервалах, между опорными горизонтами и по целевым горизонтам по суммарному кубу и кубам угловых диапазонов/азимутальных групп. Оценка стандартного отклонения. Таблица диапазона, стандартного отклонения и среднего значения. 4. Анализ карт амплитуд между собой и с предыдущим вариантом, обрезанных по полигону визуально. 5. Оценка АКФ, ФВК и КВК суммо трасс в контрольных точках.	1. Минимизация помехи футпринт на картах амплитуд. 2. Сохранение геологических особенностей в волновом поле (тектонические нарушения, особенности терригенного осадконакопления). 3. Минимизация остаточных амплитудных латеральных аномалий. 4. Минимизация помех.

частот по сейсмограммам (осреднение по ПВ, ПП, ОСТ);

- расчет и анализ карт среднеквадратичных амплитуд и доминантных частот по суммарному кубу в узких окнах вдоль выделенных целевых отражающих горизонта;

- расчет и анализ кубов амплитудных спектров (FXU-кубы);

- оценка AVO-зависимостей в точках

скважин по годографам целевых отражающих горизонтов;

- выполнение привязки в точках скважин с извлечением импульса.

С целью контроля минимизации влияния рельефа, орогидрографии региона и прочих негативных условий ВЧР на динамические параметры записи, выполняются поверхностно-согласованные процедуры обработки. Для оценки

качества рассчитываются карты амплитуд и частот. Аналогичные атрибуты оцениваются и по опорным горизонтам суммарного куба (рис.1). Построение подобных карт позволяет более точно подобрать параметры применяемых процедур.

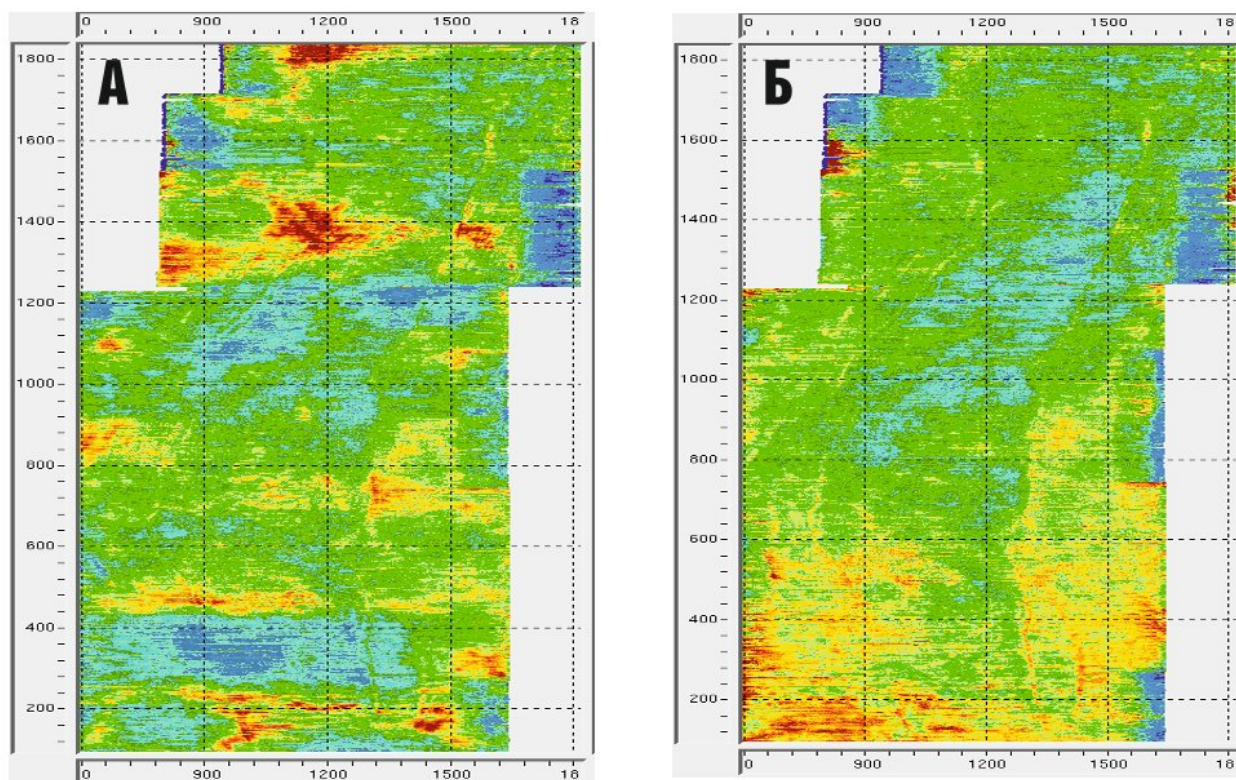
Показательной количественной оценкой качества прослеживания целевых горизонтов и разрывных нарушений является анализ карт соотношения сигнал/помеха. На рис.2 приведены карты на этапе деконволюции (рис.2а) и после миграции до суммирования (рис.2б). На сечениях и гистограммах заметно значительное увеличение соотношения сигнал/помеха на разных этапах обработки. При этом пониженные значения на завершающем этапе (рис.2б) соответствуют влиянию геологического фактора – серии субмеридиональных разрывных нарушений.

Для оценки качества процедур ВСА-

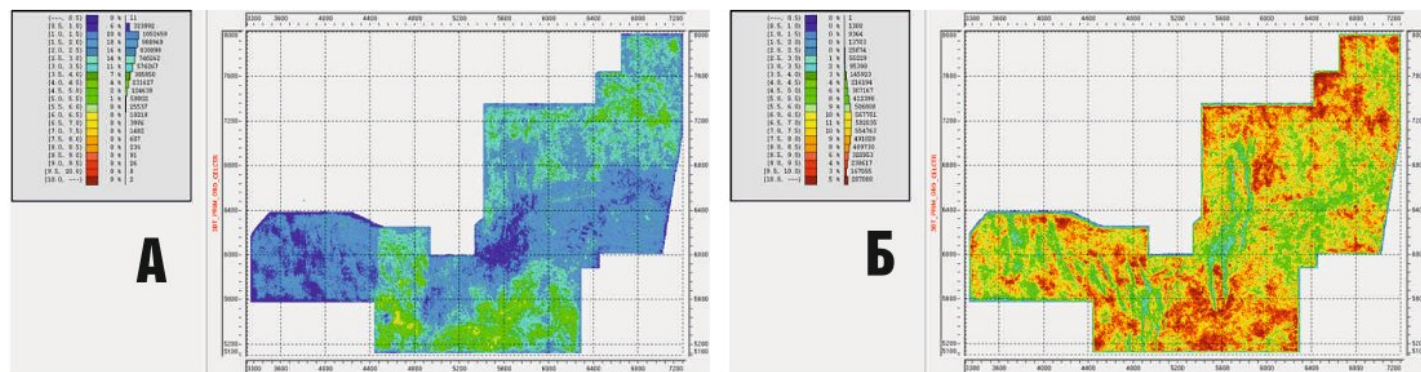
обработки необходимо оценивать AVO-зависимости в точках скважин. Контроль фазовых характеристик сигнала выполняется на основе одномерного моделирования и AVO-распределения. Оценка AVO-распределения на этапах обработки проводится по зависимостям Амплитуда/Удаление.

AVO-распределение используется для анализа сейсмических данных до суммирования и изучения резервуара углеводородов.

Основополагающим принципом изучения AVO-распределения является предположение, что сейсмические данные верно обработаны с высоким соотношением сигнал/помеха, истинным соотношением амплитуд и высоко-разрешенной записью. Это означает, что корректно подавлен шум, распределение амплитуд сохранено, положение отражений от целевого горизонта во времени стабильно на заданном углу-



▲ Рис. 1. Интерпретационный контроль компенсации амплитудных аномалий ВЧР по кубу. Карты амплитуд вдоль верхнего целевого горизонта
а)- карта до компенсации амплитуд; б)- карта после компенсации;



▲ Рис. 2. Сопоставление карт отношения сигнал/помеха рассчитанных в узком окне вдоль целевого горизонта на разных этапах обработки (а - после деконволюции $A_{сиз}/A_{пом}=1,5-3,0$; б - после миграции $A_{сиз}/A_{пом}=5,5-8,5$)

вом интервале.

Для изучения AVO-распределения используется ПО AVO в Hampson Russell, в котором имеются необходимые вычислительные инструменты для подготовки данных к атрибутному анализу, построения кроссплотов и интерпретации данных, т.е. инструменты для интерпретационного сопровождения обработки.

После выполнения основных этапов ВСА-обработки контроль AVO-распределения выполняется по сопоставлению данных, полученных на текущем этапе обработки, с синтетическими сигналами, полученными на основе одномерного или двумерного моделирования в районе скважины. Рассмотрим пример контроля AVO в целях сравнения результатов двух миграций – временной и глубинной. На рис.3 приведены сейсмограммы ОТО после временной миграции (рис.3а), после глубинной миграции (рис.3б) и графики AVO по двум целевым горизонтам (рис.3в). Основным критерием оценки в данном случае является коэффициент корреляции зависимости и облака точек. В табл.2 приведено сопоставление значений КК, полученных в ходе сравнения. Видно, что зависимости, рассчитанные по результату PSDM, являются более устойчивыми.

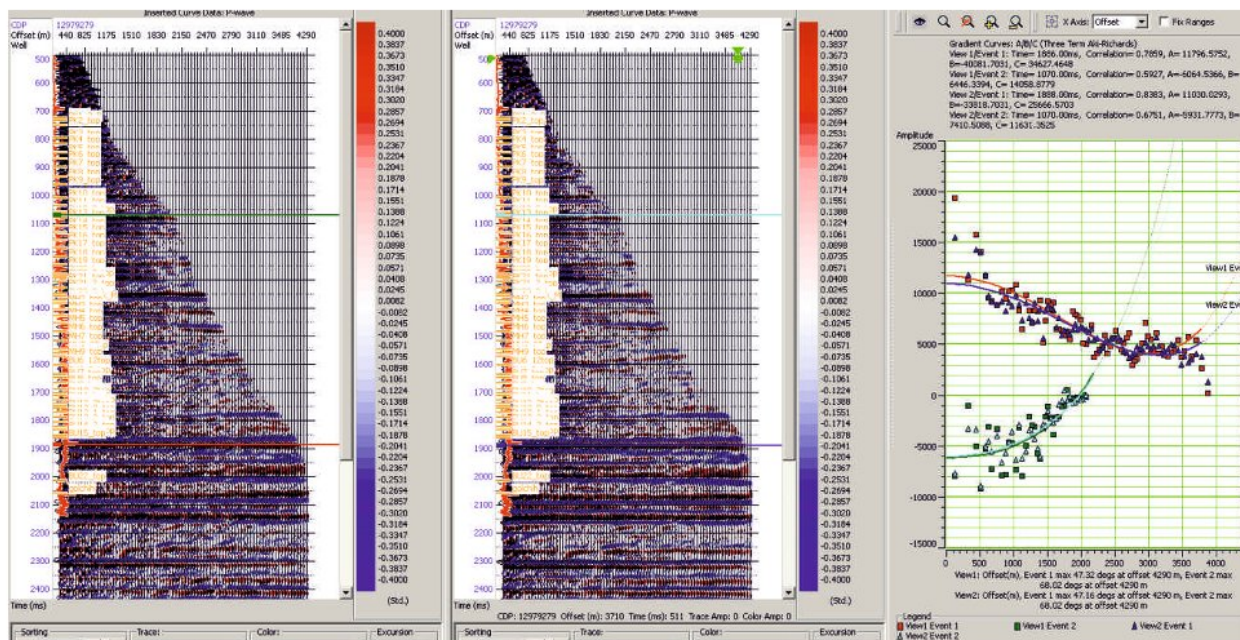
Особое внимание следует уделить этапу привязки кубов к скважинным

отбивкам (рис.4). Выполнение правильной привязки позволяет оценить совпадение полученной геологической модели с данными бурения, и, как следствие, получить в дальнейшем более точную глубинно-скоростную модель для миграции и структурных построений.

На рис.5 приведены фрагменты вертикального сечения кубов, обработанных в разные годы с применением ИСО (рис.5б) и без него (рис.5а). На фрагменте разреза выбран целевой интервал, осложненный разрывным нарушением с взбросом. В пределах целевого интервала времени построены амплитудно-частотные спектры (рис.5в). Применение ИСО на конкретном этапе (в данном случае при тестировании параметров поверхностно-согласованной деконволюции) позволило получить оптимальный результат путем увеличения временной разрешенности записи.

Вывод

В последние годы наблюдается негативная производственная тенденция отделения специалистов обработчиков от интерпретаторов и геологов. Для решения сложных геологических задач необходима совместная научно-производственная деятельность геофизиков обработчиков и интерпретаторов от приемки полевых данных до получе-

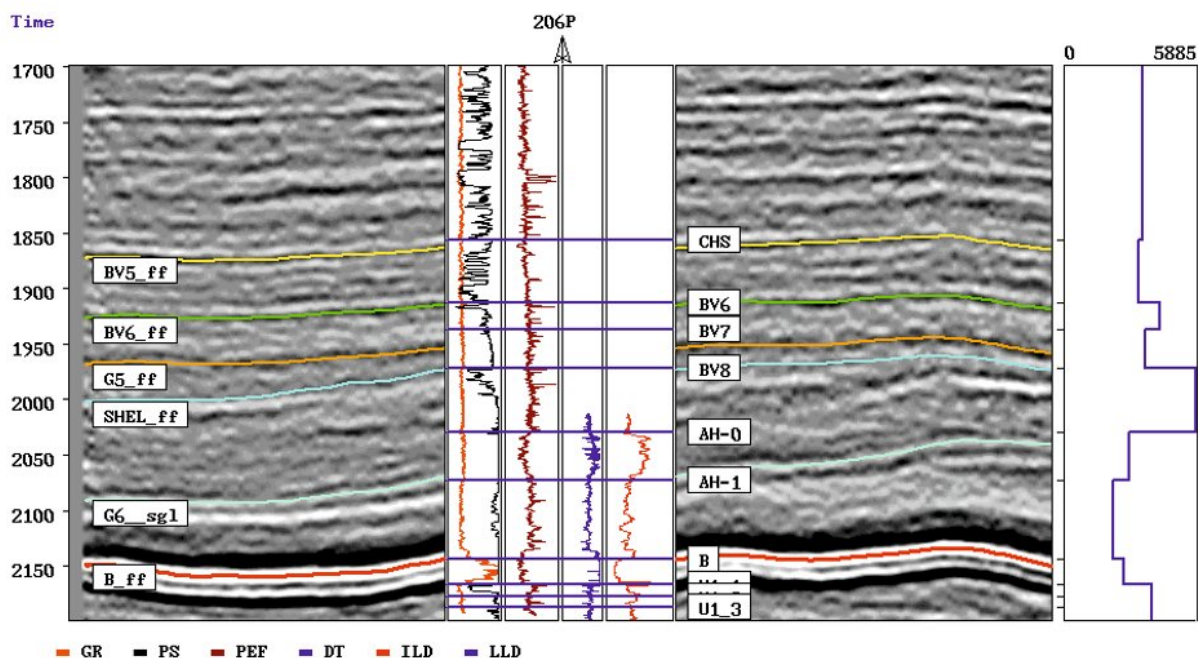


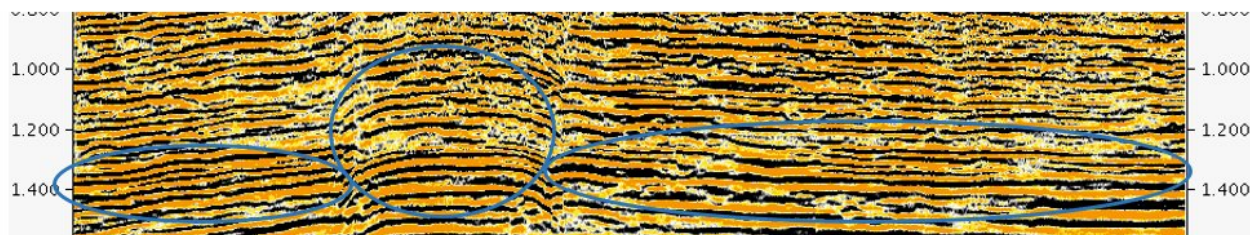
▲ Рис. 3. Контроль AVO-распределения в сейсмограммах ОТО в точке опорной скважины после PSTM (а) и PSDM (б), в – зависимости амплитуды от удаления вдоль двух целевых горизонтов.

▼ Табл. 2.

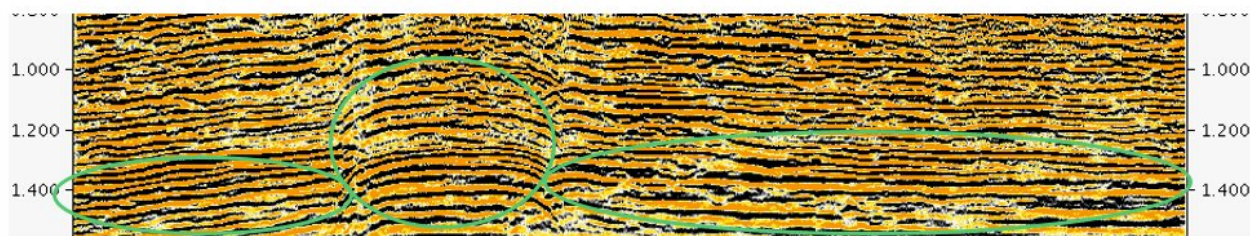
AVO-зависимость	Коэффициент корреляции
PSTM(красный)	0.7859
PSDM(синий)	0.8383
PSTM (зеленый)	0.5927
PSDM(бирюзовый)	0.6751

▼ Рис. 4. Стратиграфическая привязка сейсмических опорных горизонтов по скважине для построения глубинно-скоростной модели.





а) результат обработки без интерпретационного сопровождения



б) результат обработки с интерпретационным сопровождением



в)

Рис. 5. Сечение сейсмического куба и амплитудно-частотные спектры разрезов полученных с интерпретационным сопровождением (зеленый цвет) и без него (красный цвет).

ния конечного результата. Именно для этого и используется интерпретационное сопровождение обработки сейсмических данных.

ИСО применяется с целью повышения качества обработки данных сейсморазведки и минимизации рисков получения некондиционных материалов на этапе обработки.

ИСО выполняется при тесном взаимодействии специалистов обработчиков и интерпретаторов, осуществляющих методический контроль качества обработки. Такой подход позволяет понизить риски возможной ошибки в дальнейшем решении поставленных геологических задач.

ИСО подразумевает привлечение скважинной информации для оценки

качества после каждого значимого этапа обработки.

Литература

1. Кашик А.С., Гогоненков Г.Н., Кириллов С.А., Федоров А.Л., Ческис В.Л. Новые подходы к моделированию залежей углеводородов. Ленский В.А., Керусов И.Н., Шилкин С.Г. Обеспечение интерпретационного сопровождения обработки сейсмических данных. Четвертая международная НПК ЕАГО "КАЛИНИНГРАД-2014 «НЕФТЕГАЗОВАЯ ГЕОЛОГИЯ И ГЕОФИЗИКА» Калининград, 26-30 мая 2014 г. с.150-160.
2. Силаенков О.А., Фиников Д.Б. Интерпретационное сопровождение обработки – необходимое условие успешной работы. НПК «Сейсмические технологии-2016», М., 2016.
3. Кашик А.С., Кириллов С.А., Горбунов В.И. Концепция комплексных экспериментальных моделей нефтепромысловых объектов. Специализированный журнал «Бурение и нефть», №10, М., октябрь, 2006, с.5-7.