

Влияние результатов обработки данных сейсморазведки на качество геологической модели залежи углеводородов

■ Кириллов С.А., Косовцев В.И., Лаврик А.С., Самойлов А.В., ОАО «ЦГЭ», г. Москва

Аннотация. Качество геолого-технологической модели залежи углеводородов зависит от результата структурной и прогнозной сейсмической модели. На результат и качество сейсмогеологической модели влияет оптимальный граф обработки, позволяющий выделить полезный сигнал на фоне волн-помех в широком частотном диапазоне и определить пространственное положение отражающих границ. Определяющим моментом повышения качества результата обработки является наличие опытных специалистов по обработке и интерпретации сейсморазведочных данных, определяющих уникальный граф обработки и постоянный контроль за промежуточным результатом на всех этапах обработки.

Обеспечение энергоресурсами требует существенной корректировки механизмов принятия управляющих и инженерных решений. В нефтегазовой отрасли высокими темпами сокращаются легко доступные ресурсы сырья, усложняются горно-геологические условия залегания залежей углеводородов и, как следствие, увеличиваются затраты и риски реализации соответствующих производственных геологоразведочных программ.

Единственным инструментом выявления и освоения месторождений углеводородов остается бурение поисковых, разведочных и эксплуатационных скважин. Определенный парадокс состоит в том, что уровень развития буровой техники и технологий, в принципе, соответствует сложности задач, подлежащих решению в процессе поисков залежей или их разработки. В то же время, ошибки при постановке задачи, например, «экономия» на изысканиях, проектировании, а также научно-техническом сопровождении работ, приводят к тому, что этот уникальный (и очень дорогой) инструмент зачастую работает неэффективно.

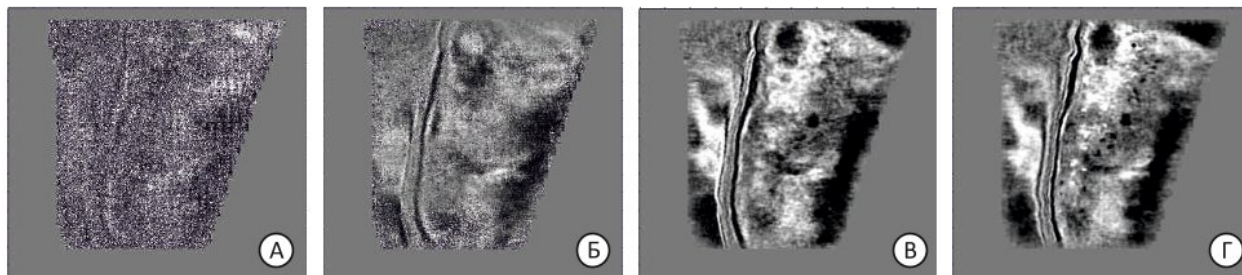
В качестве одного из возможных путей решения этой непростой проблемы является развитие принципов и методи-

ческих приемов моделирования залежей углеводородов. Принципиально, методические положения построения и использования для мониторинга цифровых моделей залежей развиваются в направлениях совершенствования вычислительных технологий анализа сейсморазведочной и скважинной информации.

Общая информационная структура формирования геологической модели остается неизменной и определяется по скважинам. Нехватка достоверных данных для полного описания нефтегазопромыслового объекта компенсируется аппроксимативными (прогнозными) конструкциями, которые по величине совпадают в точках скважин, а по содержанию строятся методом аналогий, с использованием определенных региональных закономерностей или субъективных геологических суждений.

Безальтернативным аппаратом пространственной корреляции параметров пород, вскрытых скважинами, является пространственная сейсморазведка.

Сильное влияние на качество сейсмической модели, которая является составляющей геолого-технологической модели залежи углеводородов, оказывает технология обработки исходных сейсмических данных совместно с данными ГИС.



▲ Рис. 1. Этапы обработки: а) - предварительное суммирование, б) - после подавления случайных помех, поверхностно-согласованной коррекции амплитуд, деконволюции и коррекции остаточных статических поправок, в) – окончательный суммарный куб, г) – окончательный куб после миграции.

Основной целью обработки сейсморазведочных данных является усиление амплитуды полезного сигнала относительно уровня помех и определение пространственного положения отражающих границ.

При формировании графа обработки уделяется большое внимание вопросам усиления амплитуды полезного сигнала относительно уровня помех, повышению разрешающей способности сейсмического метода по вертикали и по латерали и определению пространственного положения отражающих границ.

В технологию обработки включают обработку формы сейсмического сигнала, трехмерную коррекцию статических и кинематических поправок, трехмерную миграцию до суммирования в глубинной или во временной области.

Для прогноза свойств нефтегазопромыслового объекта совместно со скважинными данными используют результаты динамического анализа, сейсмической инверсии и сейсмостратиграфический, седиментационный и палеотектонический анализ.

Схем обработки существует большое количество. Каждая геофизическая компания, как правило, формирует свой уникальный граф обработки сейсморазведочных данных, опираясь на используемое математическое обеспечение и собственный опыт исследовательской

работой по анализу сейсмического материала по различным геологическим регионам.

Качество обработки сейсмических данных определяется рядом факторов, среди важнейших – наличие опытных, высококвалифицированных специалистов и гибкого матобеспечения, установленного на современном техническом оборудовании.

Начиная с 1967 года, специалисты ЦГЭ проводят обработку сейсмических материалов из различных регионов, полученных при сложных поверхностных условиях и различном геологическом строении объектов в программном пакете компании Western Geophysical, а с 1995 года в пакете Omega (Western Geco Schlumberger).

Не ограничиваясь применением программного комплекса «Омега», коллектив обработчиков ЦГЭ имеет опыт работы с такими программными пакетами как COMMAND, СЦС-3, СЦС-6 (ЦГЭ), GeoSYS (PRAKLA), GECOSeis (GECO), GEOVECTOR (CGG), что позволяет оценить производственные и результирующие возможности отдельных алгоритмов, и выбрать оптимальные для конкретных условий.

За это время накоплен огромный опыт в использовании математики в различных геолого-геофизических и поверхностных условиях.

Для поддержания высокого качества в ходе обработки выполняется множество процедур оценки качества материала, которые имеют вид качественных и количественных оценок. Основные этапы обработки сопровождаются расчетом характеристик для всей площади или сетки профилей. Использование таких характеристик позволяет поддерживать высокое качество от этапа к этапу обработки и получить качественный результат.

На рис. 2 показан результат обработки одного полевого материала, но обработанного различными специалистами из разных компаний. Тщательный выбор оптимального графа обработки опытными специалистами для указанного геологического региона, последовательный количественный и качественный анализ промежуточного результата, тестирование и оценка параметров алгоритмов позволяет получить качественный сейсмический результат, составляющий основу геолого-технологической модели (рис.6).

В процессе комплексной обработки в ВЦ ЦГЭ осуществляется постоянная связь между геофизиками-обработчиками,

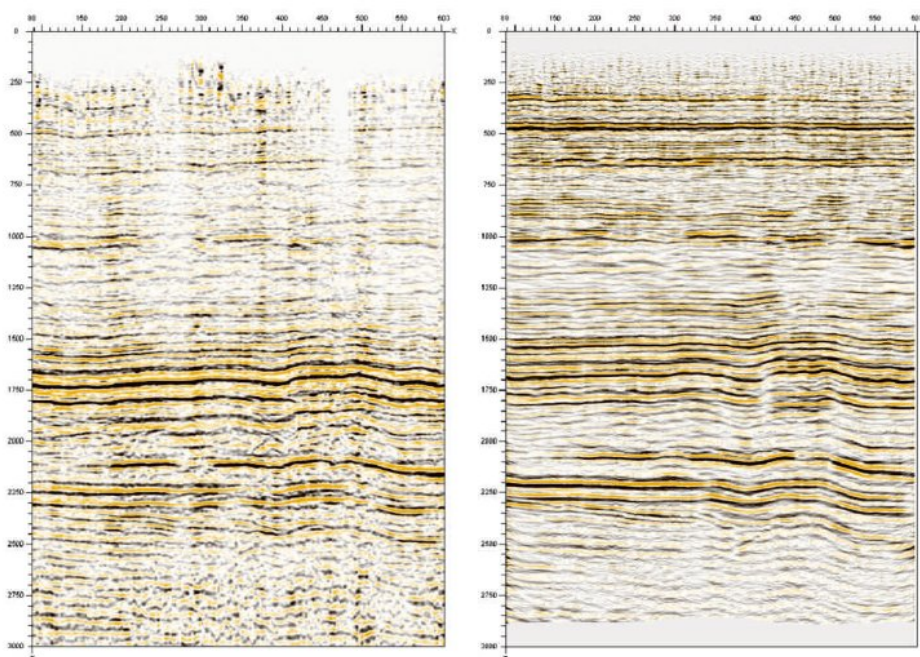
выполняющими исследования по данному объекту и геофизиками-интерпретаторами. Это позволяет выполнять обработку на более высоком профессиональном и технологическом уровне и не допускать неправильных решений.

Контроль качества данных, поступивших на обработку.

Сейсмические материалы 3D/2D, попадающие на обработку в ЦГЭ, проходят этап контроля качества полевых наблюдений. В ходе контроля получают оценки параметров сейсмической записи - уровень сигнала, уровень помех (микросейсм или когерентных помех), частотные характеристики сигнала и помех. Таким образом, еще до получения первого суммарного куба (для материалов 3D) или разреза (2D) делаются выводы о характере качества исходных полевых данных и выдается прогноз о качестве результатов основных этапов обработки.

Полученные оценки, представляемые в виде карт, позволяют более целенаправленно выбирать граф обработки, выбирать зоны для тестирования параметров и др. Кроме этого, результаты

► Рис. 2. Разрезы по сечению CrossLine 300.
а) результат прошлой обработки;
б) результат обработки ЦГЭ



анализа используются для окончательного заключения о качестве материалов и приемки полевых работ.

Коррекция статических поправок и учет низкочастотной статики.

Коррекция статических поправок – один из самых важных этапов обработки. В обрабатываемом пакете Omega имеется комплекс программ MISER, позволяющий эффективно решать задачу коррекции статики. Программа предназначена для работы в самых разных условиях – от спокойной геологии и гладкого рельефа поверхности до работы с разрезами (кубами), полученными в условиях горной местности. Определенный эффект получен и при работе с донными косами, и даже с плавающими косами. В основу программы положен алгоритм решения многопараметрической системы уравнений по принципу Гаусса – Зейделя.

Серьезной проблемой на многих территориях исследований (Волго-Уральская, Тимано-Печорская провинции, Западная Сибирь) является определение низкочастотной составляющей статических поправок.

Неучет низкочастотной составляющей статических поправок зачастую приводит

к искажению структурных построений и принятию неверных решений о местоположении скважин. В ЦГЭ уже более 10 лет активно используют технологию определения и учета влияния низкочастотной составляющей статических поправок [1]. Она позволила на многих объектах повысить надежность выдаваемых геологических прогнозов (рис.3).

Миграции до суммирования.

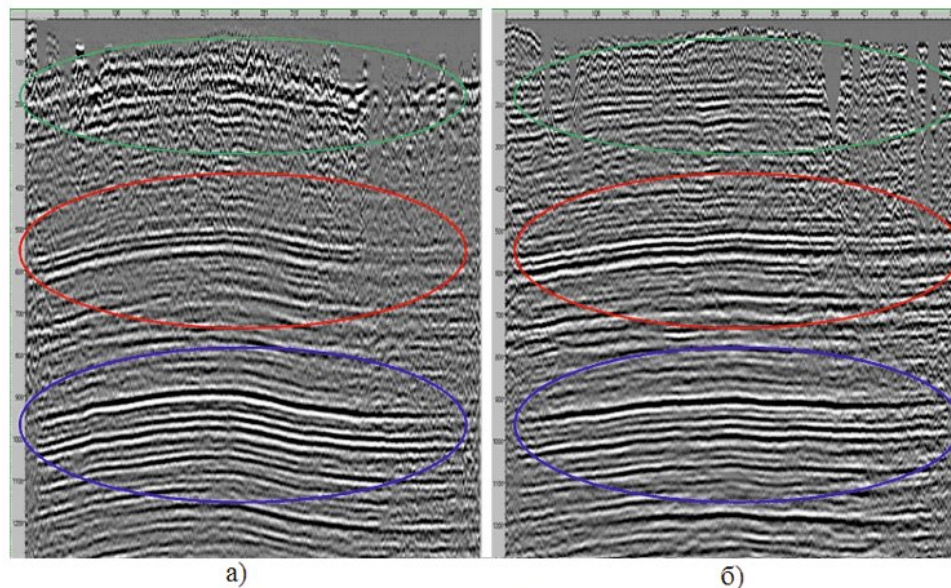
Томография.

За последние несколько лет в технологическую схему обработки эффективно включены процедуры, выполняющие такие тяжелые задачи, как миграция до суммирования (сначала временная, а затем и глубинная миграция).

Важным моментом глубинной миграции по сейсмограммам является способ построения глубинно-скоростной модели и ее коррекция. Для уточнения модели используется технологическая цепочка, включающая в себя высокотехнологическую процедуру томографического уточнения параметров модели.

Выполнение обработки с сохранением амплитудных соотношений.

Для выполнения динамической интерпретации необходимо сохранение в процессе обработки амплитудных соот-



◀ **Рис.3. Учет аномалий ВЧР**
а) временной разрез до учета аномального влияния ВЧР;
б) временной разрез после учета аномального влияния ВЧР

ношений сейсмической записи. Основной процедурой является коррекция амплитуд с учетом поверхностных условий. В ходе коррекции потрассные оценки амплитуд обобщаются по нескольким факторам - ПВ, ПП, удаления и др. и затем к данным применяются корректирующие амплитудные поправки. Таким образом, амплитудные корректирующие поправки привязываются не к отдельным трассам, а связываются с факторами, вызывающими вариации амплитуд - это поверхность наблюдения, где вариации амплитуд связаны, в основном, с зонами ухудшения условий взрыва и приема.

Результат геологической интерпретации амплитудных соотношений сейсмической записи позволяет детально, с

высокой степенью достоверности подтвердить геологическое строение иско-
мых объектов (рис.4., рис.5).

Объединение и совместная обработка данных различных лет съемки

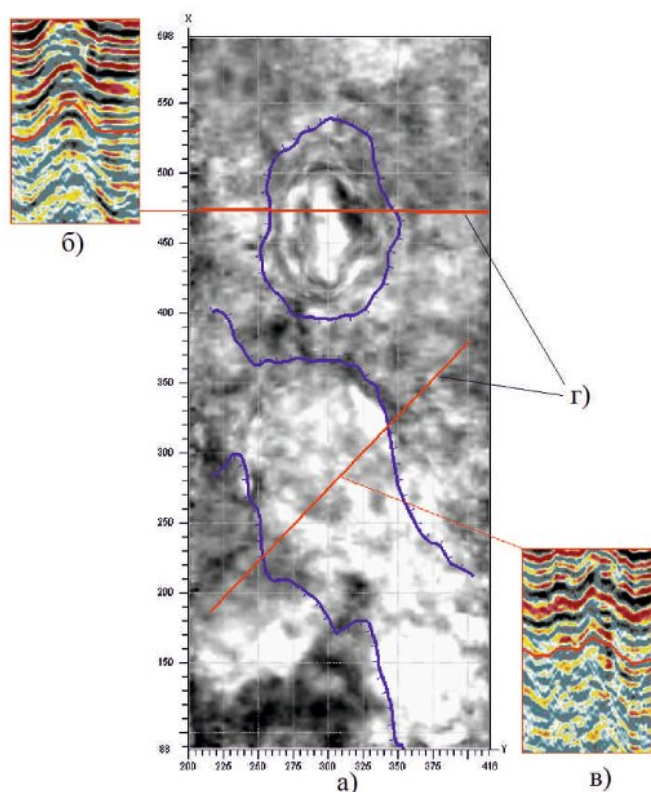
У специалистов ЦГЭ имеется опыт обработки объектов, которые из-за своих размеров или по другим причинам были получены в течение нескольких полевых сезонов (Приобская, Пырейная, Федюш-кинская площади и др.).

Работы продолжаются, как правило, несколько лет (2-3 года и более). Имеется опыт обработки объекта, полученного в течение 8-ми полевых сезонов. Как правило, при таком характере съемок производится наращивание площади объекта (рис.5). Съемка зачастую проводится разными сейсмическими партиями с меняющейся схемой наблюдения, различной регистрирующей аппаратурой, шагом дискретизации, уровнем усиления и др.

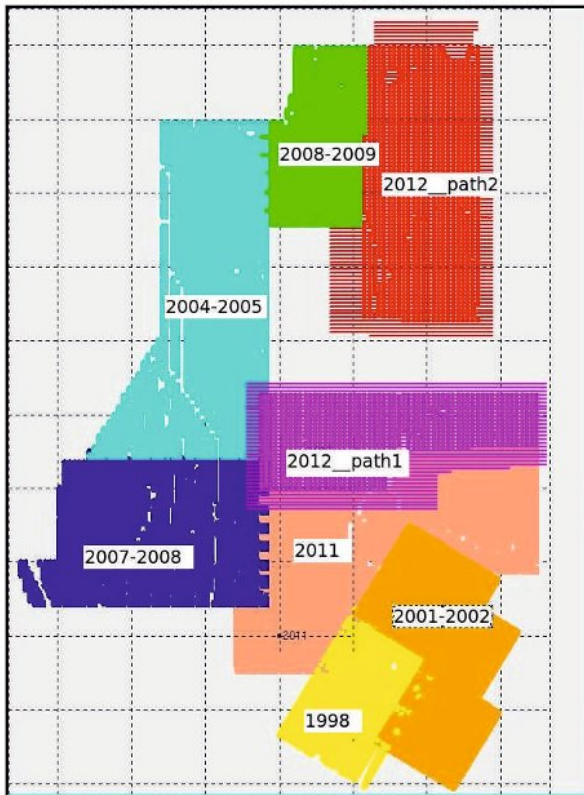
Имеется опыт обработки материалов, когда уровень записи на различных участках объекта отличается в миллион раз, а одна съемка по азимуту повернута по отношению к другой.

Для обеспечения плавности перехода съемки перекрывают друг друга. Объем перекрытия иногда довольно значительный и достигает 10-20% от размеров площади. Если не говорить о полноценном 4D, когда на одном объекте выполняются повторные сейсмические наблюдения с сохранением параметров системы наблюдения, то при объединении съемок разных лет можно говорить о 3.5D материалах, когда наряду с наращиванием площади объекта происходит и перекрытие площадей старых и новых съемок.

Обработка ЦГЭ гарантирует получение объединенных кубов при практически



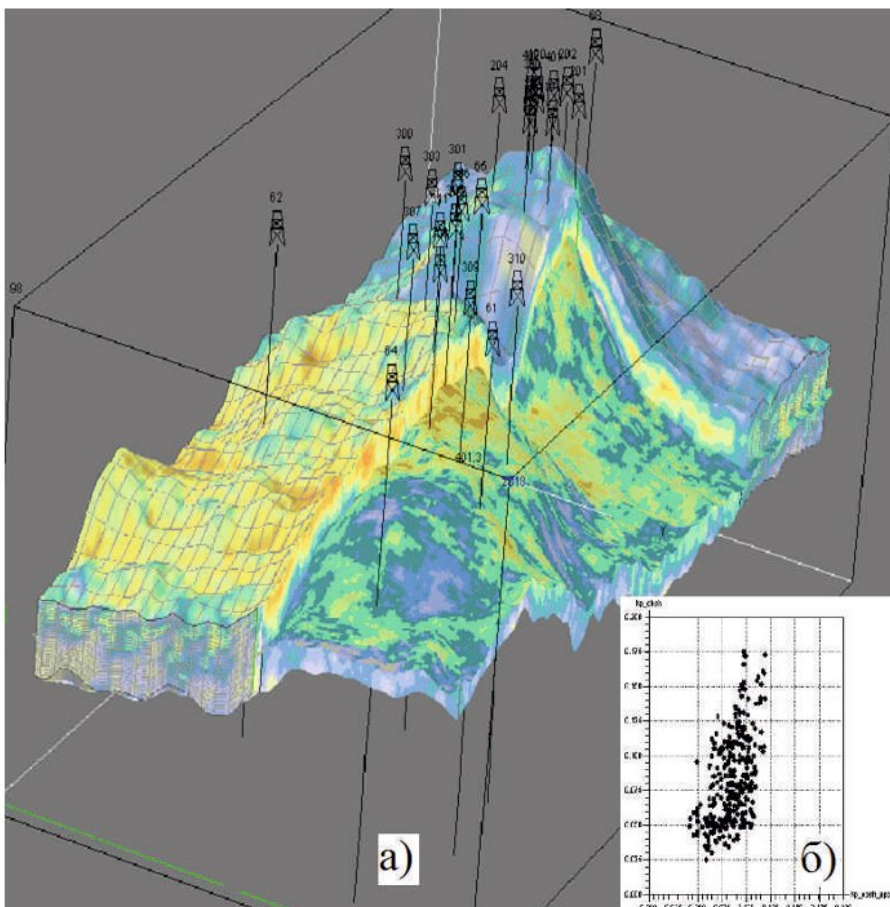
▲ Рис. 4. Проявление рифовых фаций в интервале фаменских отложений на палеоседиментационном сечении амплитудного куба (амплитудные соотношения сейсмической записи) а) карта распределения сейсмических амплитуд, б), в) сейсмические сечения по выбранному направлению г) (красный цвет на карте амплитуд)



▲ Рис. 5. Схема сейсмических наблюдений, проведенных в разные годы.

полном отсутствии швов в местах сочленения.

Благодаря использованию технологии площадной сейсморазведки, увеличился процент успешного бурения, существенно возросла извлекаемость углеводородного сырья. В результате, все это кардинально скорректировало экономические показатели добычных проектов, сделало их более привлекательными для недропользователей. Кроме того, площадная сейсморазведка впервые предоставила геологам и промысловикам возможность получать информацию о строении геологической среды в межскважинном пространстве (рис.6), формируемую по результатам динамического анализа сейсмического волнового поля с учетом точной скважинной геофизической информации.



◀ Рис. 6. Объемный прогноз порово-кавернозной пористости в глубинном пространстве по сейсмическим атрибутам и данным ГИС
а) прогнозный куб порово-кавернозной пористости для пласта С3,
б) кроссплот соответствия истинных и прогнозных значений K_p по верхнекаменноугольному интервалу разреза.
 $K_{кор} = 0.69$