

Кризис в экономике, а не в работе - изменение акцентов в постановочных задачах МВС

Кузнецов В.М., ГФУП ВНИИГеофизика, г.Москва



Кузнецов Василий Маркович родился 19 сентября 1953 года. Закончил Московский Государственный Университет (геологический факультет, кафедра геофизических методов поисков и разведки месторождений полезных ископаемых) в 1975 году. Заведующий лабораторией Многоволновой сейсморазведки ГФУП «ВНИИГеофизика», кандидат технических наук, Почетный нефтяник, Отличник разведки недр. Вопросами комплексирования волн разных типов для решения разведочных задач геофизики занимается с 1977 года. С 1987 года занимается изучением трещиноватых сред на основе использования данных о сейсмической анизотропии по продольным, поперечным и обменным волнам. В.М. Кузнецов является одним из ведущих специалистов РФ в области многоволновой сейсморазведки, ведет большую работу по развитию и внедрению метода МВС в различных регионах России, консультируя проектирование полевых работ, проводя обработку и интерпретацию скважинно-наземных данных МВС. Автор более 40 научных публикаций и монографии. Основные направления научной деятельности – обработка и интерпретация скважинных и наземных трехкомпонентных многоволновых данных, сейсмическая анизотропия, изучение трещиноватых коллекторов нефти и газа.

Хотелось бы поделиться своими мыслями, которые возникли при анализе объективных процессов, происходящих последнее время в сейсморазведочной отрасли на фоне развивающегося кризиса. С одной стороны, очевидно, прослеживается цепочка фактов и тенденций следующего вида:

- Значительное падение цен на нефть привело к сокращению ассигнований на геологоразведочные работы. Зачем вкладывать деньги в лицензионные участки, не обеспеченные инфраструктурой, которые, даже при условии успеха в поисках, скорее всего, будут нерентабельны при данной цене на нефть и тенденциях ее изменения;

- Сокращение объемов заказов для сервисных геофизических компаний заставляет их бороться за каждый, даже не очень выгодный заказ. В этих условиях абсолютно бессмысленно заниматься модернизацией технической базы и освоением новых технологий, как правило, более затратных

как по финансам, так и по трудовым ресурсам;

- Отсутствие вложений в обновление технических средств и приобретение новой аппаратуры ведет к застою в развитии конкурентоспособности сервисных компаний как на внутреннем, так и на внешнем рынке геофизических услуг. Получить кредиты для исполнения значимых проектов на современном уровне невозможно.

- Сокращение заказов и прибыли приводит к сокращению специалистов в полевых подразделениях. Безжалостно разрушается то, что с таким трудом было частично восстановлено после катастрофических 90-х.

Похожие тенденции намечаются и для обработочно-интерпретационных подразделений, хотя и с некоторой задержкой по времени относительно полевых партий и экспедиций.

Все это приводит к грустному выводу – «пора переквалифицироваться в управдомы». Но, с другой стороны, просматривается смещение приоритетов в планах нефтяных и газовых компаний:

- Стремление к уточнению гидродинамических моделей месторождений, находящихся в разработке и включенных в инфраструктуру добычи, реструктуризация вложений в направлении более глубокого извлечения продукта с использованием современных технологий – все это приведет, или уже привело, к появлению на рынке заказов на углубленную переобработку и переинтерпретацию имеющихся данных, получение дополнительных, недостающих для корректного решения задачи, данных по бурению, каротажу и детальной сейсморазведке.

- Повышение требований к детальности сейсморазведочных данных и геологических результатов их интерпретации, к возможности получения высококачественных данных при высоком уровне промышленных помех (в условиях действующих месторождений), использование нерегулярных систем наблюдений и т.п. – приведет к ужесточению требований, предъявляемых к участникам объявляемых тендеров, касающихся значительного увеличения числа каналов регистрации и повышения качества регистрирующей аппаратуры, использования высокотехнологичного комплекса каротажных работ, наличия больших вычислительных мощностей.

Все это требует высококвалифицированных кадров и рачительный руководитель десять раз задумается, прежде чем избавляться от профессионалов. Вот здесь уже есть повод для оптимизма и раздумий над путями «подстройки» под новые требования заказчиков.

Негативные тенденции, вызванные резким сокращением ассигнований на геологоразведочные работы, особенно болезненно сказываются на технологиях, отличающихся от стандартных методик выполнения сейсморазведочных работ, обработки и интерпретации полученных данных. Действительно, зачем рисковать, не будучи уверенным в конечном результате, даже если имеются все предпосылки для получения дополнительной информации и повышения точности решения обратной задачи. Это в полной мере относится к методике использования полной информации о волновом поле упругих колебаний для получения геологического результата, известной как многоволновая сейсморазведка (МВС).

Следует отметить, что и в «мирное» время у

ПОЛЕВОЙ СЕЗОН
МНЕНИЕ ПРОФЕССИОНАЛА

MBC не было легкой жизни [1]. Но постепенно намечается изменение отношения большинства отечественных геофизиков к этому подходу в сейсморазведке, основанному на понимании, что измеряемые нами параметры имеют тензорную природу, т.е. упругое поле, помимо геометрической трехмерности, несет в себе информацию о трехмерности параметра в точке геологической среды. Хотя по данному вопросу, еще часто можно столкнуться с дискуссией на уровне «нужно или не нужно», а не «дешево – дорого». Невольно напрашивается аналогия при спорах – нужно ли проводить наиболее полный комплекс ГИС и ВСП в пробуренных скважинах. Уж если мы потратили деньги на бурение, то необходимо извлечь максимум информации о физических свойствах пород во внутренних точках среды для создания «точки опоры» наземной сейсморазведки с целью повышения точности решения ею обратной задачи. Похожим образом идут споры вокруг проведения работ в варианте 2D или 3D. Заканчивается все это, как правило, повторным, спустя то или иное время, проведением измерений по более детальной и физически обоснованной технологии. У англичан есть хорошая поговорка – «мы не слишком богатые люди, чтобы покупать дешевые вещи». Видно Россия очень богатая страна...

Тем не менее, в отдельных нефтяных компаниях уже склоняются к мысли, что регистрировать необходимо все три компоненты волнового поля. При этом качество вертикальной компоненты не страдает и информация, получаемая по ней, ничем не отличается от стандартного способа регистрации. Зато появляется возможность улучшить прослеживание продольных волн в случае значительного отклонения угла подхода фронта волны к поверхности регистрации (отсутствие ЗМС, резко пересеченный рельеф и т.п.). Это касается только продольных волн. Извлечение информации по обменным и поперечным волнам привлекается по мере необходимости. Ведь достаточно сложно заранее спрогнозировать наличие или отсутствие в разрезе участков, где поперечные (обменные) волны дадут лучшую разрешенность исследуемой толщи (отложения, перекрываемые газонасыщенными породами; интервалы, характеризующиеся более резкой дифференциацией по скоростям поперечных волн по сравнению с продольными и т.п.). Да и возможность получения скоростной модели среды не только по продольным, а и по поперечным волнам, на основе наземной регистрации этих волн, дорогого стоит. В конце концов, обработка информации по горизонтальным компонентам может быть отложена до лучших времен.

Утверждение, что трехкомпонентная регистрация значительно увеличивает стоимость полевых работ, не совсем корректно. Заметные затраты сервисные компании несут только при приобретении оборудования. В дальнейшем, затраты на проведение полевых работ, связанные с транспортировкой (за счет меньшего веса), расстановкой приборов по профилю (одиночные приборы вместо групп), даже сокращаются. Имеющиеся данные по проектам 3С показывают, что при требовании трехкомпонентной регистрации затраты на полевые работы увеличиваются на 15-20 %. Основную нагрузку по увеличению стоимости несет обработка и интерпретация. В связи с этим, все чаще встречаются заказы с условиями трехкомпонентной регистрации и обработкой только вертикальной компоненты. В этом случае в выигрыше остаются компании, имеющие в своем распоряжении 1000 – 3000 трехкомпонентных каналов. Опыт проектирования подобного рода съемок

показал, что для обеспечения достаточной плотности наблюдений требуется 800-1200 каналов для работ 2D, 2000-3000 каналов для работ 3D.

Может показаться, что стремление к увеличению плотности наблюдений, уменьшению размера бина и широкоазимутальности (равномерность по азимутам подборок трасс для бина) является актуальным для кризисных времен. Однако, именно смещение акцента на детализацию площадей с уже развитой инфраструктурой и решение более тонких задач по уточнению гидродинамической модели месторождения с целью повышения извлекаемости продукта, приводит к появлению на рынке таких заказов. Примером могут служить работы в Китае (обладающего весьма скромными по сравнению с Россией запасами УВ) на месторождении Синьчан. В этом случае съемки проводились с использованием 6000 3-компонентных датчиков (VectorSeis™), что соответствует 18000 активным каналам. В настоящее время там же планируется съемка с 15000 трехкомпонентными датчиками. Тенденции, наметившиеся в методике проведения полевых работ, не могли не сказаться на результатах. В приведенном выше примере были получены структурные изображения с высоким разрешением на волнах PP и PS. Причем для целевых объектов на глубинах до 5 км была проведена оценка литологических изменений коллектора небольшой мощности и сделана оценка трещиноватости этого резервуара (преимущественная ориентация и плотность трещин).

Что касается обработки и интерпретации данных MBC, то в настоящее время накоплено уже достаточно трехкомпонентных данных, которые либо вообще не проинтерпретированы, либо обработаны и проинтерпретированы только вертикальная компонента. В силу изложенных выше причин, у заказчиков этих работ может возникнуть интерес (и такие примеры тоже уже есть) к переработке этих данных на современном уровне и с учетом появившейся дополнительной информации по скважинным данным. Конечно, здесь необходима дополнительная работа с геологами и геофизиками нефтяных и газовых компаний. Им нужны объяснения, какую дополнительную информацию они получают для уточнения геологической и гидродинамической модели месторождения или площади. Ведь имеется уже достаточно количество примеров [2,3] более корректного решения обратной динамической задачи с использованием данных по PP и PS волнам, чем только по PP волнам. При этом достигается достаточно высокая разрешенность по вертикали при оценке петрофизических параметров.

Резюмируя вышесказанное, можно сказать, что и в условиях жесткого сокращения ассигнований на разведку можно найти пути и способы сохранить работоспособность геофизических подразделений и даже повысить качество выдаваемых «на гора» геологических результатов.

Литература:

1. В. М. Кузнецов. Опыт применения современных технологий при работах на территории РФ по комплексированию волн разных типов. Технологии сейсморазведки, №2 2008
2. Dr C. Hanitzsch, Mr L. de Vincenzi, Mr W. Heerde, Mr J.M. Michel, Mr D. Sémont. Dual inversion applied to 2D multi-component seismic data onshore Libya. First break V25, April 2007
3. Liang Shen, Jun Jie Liu, Denis Mougénot, Jian Ming Wang. PP-PS dual inversion applied to 2D-3C seismic data. Xushen gas field (Daqing, China) Expanded Abstracts SEG Las Vegas 2008 Annual Meeting