

Период стагнации рынка – это время поговорить о проблемах сегодняшнего дня, достижениях прошлого и о планах на будущее. Но в первую очередь – об эффективности. Именно сейчас, в период ожидания новых объемов геологоразведки и, в частности, сейсморазведочных работ, за счет эффективности которых ожидается прирост запасов и открытие новых перспектив поиска УВ, необходимо выработать новые подходы, методические решения и стандарты, соответствующие реалиям нашего времени.

Низкая эффективность результатов сейсморазведочных исследований, слабое взаимодействие и взаимопонимание нефтяных и сервисных геофизических компаний, разбег интересов сторон, свидетельствуют о необходимости пересмотра подходов к проведению работ и увеличению ответственности за результат всех участников отрасли. Необходимо не только выработать новые подходы, инструкции, этапность и регламенты производства сейсморазведки, но и увязать в единый логический алгоритм методологический, технологический и интеллектуальный циклы в производстве работ – от проектирования геологоразведки до ввода в эксплуатацию месторождения, предусматривая при этом возможность дальнейшего мониторинга. Ведь на сегодняшний день и эффективность поиска, и подтверждаемость результатов бурением уже не являются критериями успешности сервисных геофизических компаний. В последнее время в качестве основного производственного потенциала компаний превалируют количественные показатели геофизических активов, но при этом практически отсутствуют грамотные проектные решения.

Укрупнение основных игроков и появление новых геофизических холдингов привело к гонке технического перевооружения российских участников рынка. А отсутствие в России мощных иностранных сервисных компаний, использующих современные технологии, предоставило отечественной сейсморазведке возможность выбора самобытного пути развития. Декларация мощностей известных брендов, как в полевой, так и интеллектуальной частях, оставили в тени актуальные проблемы отечественной геофизики.

Основными тенденциями развития геофизических компаний последних лет явились:

1. Переход на современные многоканальные телеметрические станции;
2. Увеличение парка невзрывных источников;
3. Увеличение доли работ МОГТ-ЗД;
4. Нарастание интеллектуальных мощностей, декларируемые в брендовых софтах, процессорах, ядрах;
5. Повышение точности топогеодезических работ за счет использования спутниковых систем навигации;
6. Введение стандартов качества и контроля всех этапов производства.

Производители программного обеспечения, аппаратуры и оборудования поддерживали тенденции динамически развивающегося рынка, обеспечивая его:

1. Специализированным интерактивным софтом;
2. Системами регистрации с улучшенными количественными и качественными характеристиками, но без изменения технологического функционала;
3. Необходимым количеством сейсмических виб-

раторов разных производителей, но без существенных изменений. Хотя надо отдать должное производителям – вибраторы стали и крупнее, тяжелее, и немного надежнее;

4. Надежными средствами аппаратного контроля, современными средствами, связи, навигации, передвижения и т.д.;

К сожалению, при этом были утрачены целые институты и направления отечественной нефтегазовой отрасли.

В итоге, «прибарахлившиеся» крупные компании отрасли провели достаточно успешную антикризисную кампанию по пристраиванию своих мощностей на появившиеся проекты, а все остальные, не имеющие отраслевой поддержки и не соответствующие новой имиджевой политике сервисных геофизических компаний, ожидают чуда! Возможно, для многих из них выходом станет новый холдинг или «удочерение» нефтяной компанией, а возможны и другие, менее оптимистичные варианты.

На фоне массового перевооружения компаний и освоения заимствованных технологий произошли значительные изменения и в действиях заказчиков, которые в массовом порядке начали осваивать конкурсную культуру выбора подрядчиков.

Именно на стыке отношений заказчик-подрядчик (недропользователь – сервисная компания) и обнаруживается несоответствие современных возможностей и фактического выполнения работ. Казустика вытекает из несоответствия технико-методических решений, поставленных геологических задач и современных технологий.

Надо признаться, что и наиболее эффективная интерференционная система сейсморазведки – МОГТ, которая является сегодня практически синонимом сейсморазведки и самой наглядной системой визуализации внутреннего строения недр, имеет много ограничений, да и вполне пенсионный возраст – 60. Но даже тотальное сужение сейсморазведки до единой интерференционной системы не заставило производителей геофизических работ реализовывать ее максимально эффективно.

Примеров тому множество, но наиболее показательным является использование архаичных систем наблюдения МОГТ-2Д с современными системами регистрации и возбуждения на этапе детализации.

Примерно это выглядит так (цитата из геолого-технического задания):

«Провести детализационные сейсморазведочные работы МОГТ-2Д, кратностью 60, с использованием современной телеметрической системы регистрации с количеством активных каналов 120 и группы вибраторов зарубежного производства в количестве 4(5) шт...».

(Несомненно, ниже будет указано, что аппаратура и оборудование должно быть не старше трех лет и по результатам работ должна быть получена цифровая геологическая модель с выполнением прогноза ФЕС в целевом интервале от ВЧР до границы Махоровича*.)

Ответ на вопрос о выбранных параметрах системы наблюдения очень прост. Последние работы, выполненные в 1992 году с данной методикой, позволили получить гораздо более информативные данные, чем при 48-кратном в 1985г. и 12-кратном в 1973г. И это выглядит вполне логично, но крайней мере, на взгляд геологов нефтяных ком-

МВС: НОВЫЕ РЕШЕНИЯ ГЕОФИЗИЧЕСКИЕ ТЕХНОЛОГИИ

пации. Таким образом, применяя современную систему регистрации с более широким динамическим диапазоном, с эффективными программными средствами контроля и т.д., ожидается получение прироста информации. И это также выглядит вполне убедительно. В качестве решающего аргумента эффективность примененной методики демонстрируется сравнением двух временных разрезов с использованием цветной палитры нового временного разреза и некачественно сканированной копии с «синьки» материалов прошлых лет.

Кроме того, даже в наше время производятся работы МОГТ-2Д с ассиметричной или фланговой системами наблюдения, особенно при проведении «бюджетных» региональных работ, хотя такие системы были в свое время обоснованы только лишь техническими ограничениями.

И, наконец, МОГТ-2Д имеет ограничения как по латеральной разрешенности метода, так и при регистрации полезных отраженных волн, критичен к расположению относительно объектов исследования и обладает условной направленностью только на свою горизонтальную проекцию. Таким образом, все отраженные волны от границ, не лежащих на горизонтальной проекции, являются волнами помехами. А это говорит о низкой геологической информативности данных и низкой эффективности МОГТ-2Д, особенно при поиске ловушек УВ неструктурного типа. Учитывая, что энергия возбуждения конечна и большая её часть, как правило, не имеет направленности к ОГТ горизонтальной проекции профиля, то ожидать сколько-нибудь значительного прироста информации, применяя даже современные аппаратные средства, при МОГТ-2Д не возможно.

Обратным доказательством того, что на сегодняшний день существует практика использования сомнительных методических решений в комплексе с последними техническими и аппаратными разработками, служит квалификация новых отечественных разработок, на примере совпадения волновых картин профиля МОГТ-2Д, полученных с использованием зарубежного и российского аналогов. Причем двумя картинками (иногда с добавлением АЧХ) временного разреза ОГТ-2Д демонстрируются эффективность использования новых сейсмических вибраторов, регистрирующих систем, новых программных комплексов обработки и интерпретации и т.д. Вот такая геофизика в картинках!

Конечно же, будет правильно сказать, что за такой простой визуализацией стоит огромный труд и очень тяжелый математический аппарат, но из-за сложившегося разрыва между теорией и практикой в современной сейсморазведке полемика будет безрезультатной, а рассудят всех картинки и ширины спектра цветовой палитры.

Учитывая то, что все понимают, что МОГТ-2Д - это вчерашний день, а производят его только потому, что есть спрос, необходимо уделить больше внимания современной пространственной интерференционной системе МОВ - МОГТ-3Д, которая, кстати, имеет еще более широкий и интересный инструмент визуализации.

К тому же наилучшей демонстрацией несоответствия методики полевых работ поставленным задачам являются вариации пространственных систем наблюдения МОГТ-3Д.

Во-первых, это связано с широким спектром задач, который Заказчики пытаются решить за «такие» деньги. Но при этом все равно больше доверяют бурению и экономят на геофизике, потому что бурение им кажется менее «хищерическим»

процессом.

А во-вторых, проектные решения сервисных сейсморазведочных компаний больше зависят от собственных технических возможностей, чем от поставленных перед ними задач и сейсмогеологии.

Пространственные системы наблюдения сложнее двумерных в первую очередь за счет реализации их в поле. Как следствие, технические сложности, наложенные на поверхностные условия (как геоморфологические, так и антропогенный факторы), не позволяют реализовать идеальные широкоазимутальные (квадратные или круглые) с равномерной азимутально-пространственной дискретизацией системы. А используемые в настоящее время системы наблюдения 3Д (ассиметричные, узкоазимутальные, системы с переменной кратностью на перекрытиях шаблонов и т.д.) - это тот самый изначально неоптимальный и технически или технологически ограниченный вариант реализации пространственных наблюдений по МОГТ-3Д.

Иногда это может быть обосновано объективными причинами, например, развитой инфраструктурой месторождения или активной аграрной деятельностью. Но, как правило, объяснение одно - нехватка времени и оборудования.

Вывод - компания, заявляя современное оборудование и аппаратуру, старается пристроить свои мощности, а не решать геологические задачи.

При этом все знают, что:

1. Практическая невозможность достижения равномерной азимутальной дискретизации по удалениям в МОГТ-3Д требует более жестких подходов к проектированию работ. Одним из важнейших моментов, вытекающих из вышеуказанного факта при проектировании работ, является оптимизация набора кратности с глубиной. Номинальная кратность или максимальная кратность съемки не является основным параметром и залогом успешного и эффективного проведения МОГТ-3Д (но при этом является наиболее продаваемым параметром). При неудачном проектировании полевой системы наблюдения можно получить неравномерное поле кратности в целевом интервале даже при высокой максимальной кратности перекрытия по ОГТ. Поэтому существует масса параметров и условий, вытекающих из поставленных задач и сейсмогеологии, которые должны лечь в основу методики сейсморазведки, причем, что очень важно, увязанной в единый цикл от полевого этапа до интерпретации.
2. Эффективность многократного суммирования по ОГТ выше, если равноазимутальные удаления в бине не повторяются. Формально считается, что кратность суммирования МОГТ-3Д обладает более высокой направленностью и поэтому кратность перекрытия часто выбирают в два раза ниже, чем в МОГТ-2Д «хорошо зарекомендовавшую себя» на данной территории. При этом абсолютно забывают о том, что разница между годографами ОГТ 2Д и 3Д состоит в том, что годограф ОГТ-2Д состоит из двух флангов взаимных трасс, а в годографе ОГТ-3Д каждая трасса уникальна. Однако, изучая проекты на проведение работ МОГТ-3Д и статистические диаграммы распределения трасс по азимутам и удалениям, можно сделать вывод, что это условие не соблюдается.
3. Для достижения максимальной фокусировки процедур обработки, повышения эффективности полевых сейсморазведочных работ необходимо применять широкоазимутальные системы наблюдения с равной кратностью по осям съемки. Даже использование в полном объеме

априорной информации не дает гарантии учета тектонических и петрофизических особенностей изучаемых объектов, а значит, возможны и фатальные ошибки в эффективной ориентации расположения систем наблюдения.

Это три главных условия, которые необходимо учитывать при расчете параметров систем наблюдения МОГТ-ЗД, если не рассматривать все разнообразие сейсмогеологических условий.

Но можно выделить и другие практикуемые несоответствия:

- Попытки обоснования полевых интерференционных систем внутри МОГТ. Группирование это только один из элементов интерференционных систем и, как правило, параметры группирования подбираются не из расчета эффективности, а декларируются по принципу - кто чем располагает. На самом деле это универсальное группирование источников и приемников является только частью более эффективной системы статистического накопления сигналов - МОГТ. Но отказ от группирования в поле делает полевые системы наблюдения более громоздкими. Парадокс заключается в том, что именно МОГТ, являясь более совершенным методом борьбы с помехами, для подавления которых используется группирование в поле, а не правильное использование группирования, может более сказаться на качестве выделения полезных отраженных волн.
- Учет влияния ВЧР при помощи данных МПВ и МСК, выполненных с шагом, превышающим дискретность наблюдений МОГТ в 10 и более раз и т.д.

Но при этом именно МОГТ-ЗД с применением современных техники и технологии обладает необходимыми характеристиками для интерпретации межскважинного пространства, для построения цифровых геологических моделей, для выполнения геолого-атрибутного анализа для прогноза ФЕС, для мониторинга разработки и решения широкого спектра геологических задач в самых различных сейсмогеологических условиях. Только делать его надо правильно.

Таким образом:

1. Для повышения эффективности сейсморазведочных работ на поисковом и детализационном этапах необходимо применять только широкоазимутальные, многоканальные системы МОГТ-ЗД, с максимально малым шагом латеральной дискретизации по пунктам приема и возбуждения, с использованием современной телеметрической аппаратуры регистрации упругих колебаний. Только при тотальном переходе на работы МОГТ-ЗД можно ожидать прирост ресурсов за счет картирования и выделения ловушек УВ неструктурного типа, открывать новые направления поиска на уже освоенных площадях и месторождениях.
2. Для повышения эффективности геологоразведочных работ необходимо использовать комплексирование геофизических методов в зависимости от задач и сейсмогеологических условий. Как минимум, сейсморазведочные работы МОГТ-ЗД должны сопровождаться ВСП всего имеющегося фонда скважин.
3. Для повышения эффективности геологоразведочных работ и построения прочных причинно-следственных связей каждого этапа, целью регионального этапа должно являться изучение сейсмогеологических условий и особенностей волновых характеристик района работ. Это означает, что региональные работы должны проводиться с применением многоканальных систем (1000-2000 активных каналов) с шагом

регистрации 5-10м и шагом возбуждения 50-100м. Это позволит получать полезную информацию о сейсмогеологии межскважинного пространства для планирования, проектирования и расчета параметров систем наблюдений следующего этапа сейсморазведки - МОГТ-ЗД. Кроме того, на этапе региональных работ необходимо определить оптимальные параметры источника возбуждения.

4. При реализации современных систем наблюдения МОГТ-ЗД с применением современного оборудования и аппаратуры особое внимание необходимо уделять источнику упругих колебаний. Только эффективное возбуждение упругих колебаний позволит решать современные геологические задачи. В сложных сейсмогеологических условиях для оптимизации времени и стоимости работ необходимо использовать комбинирование параметров возбуждения. Комбинирование позволит максимально сохранить регулярность системы наблюдения, а значит получить оптимальный набор данных для обработки интерпретации, а также повышать разрешенность и интенсивность полезных отражений, используя сложные системы возбуждения, что наиболее эффективно в «интервале пологих годовграфов ОГТ» (в зоне ограничения МОГТ).

Описанная выше проблематика, является всего лишь констатацией сложившейся в сейсморазведке ситуации. В данной статье принципиально не представлены конкретные примеры оптимальной методики, примеры отдельных успехов и неудач, красивые и не очень картинки и диаграммы. Хотелось просто обратить внимание, что работать можно более эффективно и результативно, а главное проще. Причин происходящему много, но основные ошибки лежат на поверхности: низкая взаимная ответственность, слабое взаимодействие и отсутствие взаимопонимания у участников процесса. Ведь только в России провалился институт супервайзеров, потому что сложный технологический и интеллектуальный процесс превращен в «творческий».

К вышесказанному необходимо добавить, что сложности в реализации необходимых полевых систем наблюдения создаёт и инерция производителей аппаратуры и оборудования. Хотелось бы видеть более технологичное оборудование, позволяющее облегчить самый сложный этап в сейсморазведке – полевой.

Закончить всё-таки хочется на мажорной ноте.

Сегодня российские сервисные компании, обеспеченные современной аппаратурой и оборудованием, соответствующими мировым стандартам, владеющие технологией и уделяющие внимание внутренней корпоративной политике и внутреннему контролю, способны решить современные геологические задачи, нарастить ресурсную базу УВ в РФ и составить серьезную конкуренцию за рубежом. А повышение эффективности сейсморазведки возможно только при грамотном итерационном взаимодействии всех участников отрасли - от планирования геологоразведочных работ до ввода месторождения в эксплуатацию и последующего мониторинга разработки, выстроенном на основе жестких и логичных причинно-следственных связей, с установленными зонами ответственности и увязанных в единый комплекс работ. Именно ответственность и взаимодействие являются основными мотивационными институтами, которые позволят принципиально изменить ситуацию.

А взаимовыгодное сотрудничество – это и есть рецепт выхода из кризиса.

МВС: НОВЫЕ РЕШЕНИЯ ГЕОФИЗИЧЕСКИЕ ТЕХНОЛОГИИ