

Могут ли нефтяники обойтись без сейсморазведки

Кузнецов В.М., ООО "Геофизические системы данных", г. Москва

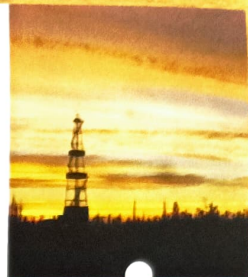
Речь пойдет, прежде всего, о сейсморазведочных данных. Казалось бы, банальный вопрос. Ни одна скважина, даже на уже известных месторождениях, не закладывается без обоснования по сейсморазведочным данным. Большинство геологов-нефтяников имеют навыки интерпретации сейсморазведочных данных и с успехом используют их на практике, порой составляя достойную конкуренцию «чистым» геофизикам. Но, с другой стороны, неучёт или недостаточное знание физических принципов распространения упругих волн в различного рода геологических средах, играют с ними злую шутку. Получаемое ими «сейсмовидение» геологических объектов, казалось бы, противоречит предполагаемой геологической модели и вызывает недоумение, претензии, неудовлетворенность, а порой и полное отрицание сейсморазведки, как метода, способного решить стоящие перед ними геологические задачи. Это порождает «нездоровые научные сенсации» и приводит к затяжным дискуссиям и конфликтам.

В этой мутной воде с удовольствием «ловят рыбку» (финансовую поддержку) всякого рода «изобретатели». Они уверенно обещают «найти нефть напрямую», решить все проблемы путем применения их чудодейственной программы или вообще отрицая наличие в природе упругих волн (есть и такие!) и предлагая свои методы обнаружения нефтенасыщенных объектов.

Конечно же, в сложных и противоречивых ситуациях можно было бы разобраться путем уточнения и усложнения существующей сейсмогеологической модели, привлекая дополнительную информацию и другие методики её сбора. Но, как правило, это требует привлечения дополнительного финансирования и трудозатрат [Кузнецов В.М. 2009]. Заманчивей пойти более легким путем, но время и опыт показывают, что «природа не знает компромиссов». Если даже простая и дешевая методика срывает в нескольких случаях при определенных сейсмогеологических условиях, то во всех

остальных она даёт сбой. С другой стороны, постановка более детальных работ на сложных объектах, привлечение дополнительной скважинной информации по расширенному комплексу ГИС, ВСП, усложнение модели с привлечением анизотропных свойств разреза и дополнительные информации по разным типам и классам волн, чаще всего позволяет корректно решать ранее казалось бы, неразрешимые противоречия. Воистину, «скупой платит дважды».

Сейсморазведка на современном уровне способна решать достаточно широкий круг геологических задач и удовлетворить спрос нефтяников по самым разнообразным вопросам. Другой разговор, что сама постановка геологических задач часто осуществляется без должного учета ограничений методов. Например, для ВСП вписываются задачи оценки импедансов, оценки параметров анизотропии, картирования окоскважинного пространства и т.п. без усложнения систем наблюдений и их детальности. То есть, ставятся пространные задачи при 2D сборе информации при ограниченном количестве выносных ПВ. Действительно, по данным НВСП (но не ВСП!) можно оценить упругий и сдвиговый импеданс. Но корректность этих оценок оставляет желать лучшего. И это понятно тем, кто разбирается в физическом смысле этих атрибутов и знает алгоритмы их оценок по сейсмическим данным. Вполне очевидно, что эта задача решается несравненно лучше по наземным данным. Конечно, для сравнения одноименных атрибутов, полученных по скважинным и наземным данным, можно ставить эту задачу, но при этом необходимо учитывать результаты их оценки по ВСП. Повышение точности оценок импеданса возможно при условии усложнения системы наблюдений, что повышает стоимость работ ВСП. Как правило, в этой ситуации нефтяники (заказчики работ и фондодержатели) говорят: «Нет, ребята, давайте решать задачу за те же деньги». Тогда за работу берутся математики, придумывают различные приближения, аппроксимации.



мации, разложения и т.п., по которым задача решается в принципе, но с определенной точностью и ограничениями, которые остаются «за скобками» и геологами не рассматриваются. В результате появляются атрибуты, которые теряют физический смысл, но они уже прописаны в техническом (геологическом) задании и исполнители обязаны по простейшей системе наблюдений получать тончайшие оценки упругих параметров. Когда же начинается привязка и сопоставление скважинных и наземных данных по соответствующим параметрам, у нефтяников возникает непонимание – а почему по скважинам получается так грубо и неточно?

То же самое касается параметров анизотропии. Для их корректной оценки по данным ВСП требуются детальные наблюдения на различных выносах (для оценки V_{TI} анизотропии) и (для оценки HTI и TTI) под различными азимутами. И чем более насыщена по вертикали и количеству ПВ будет система наблюдений, тем более точными будут оценки параметров. Но тут сразу встает вопрос цены. И тогда рождается очередной способ упрощенной оценки, и, как результат, нестыковка наземных и скважинных данных. А ведь цель параметров Томсена – компенсировать негиперболичность годографа на больших удалениях для наземных данных. Поэтому, строго говоря, эти параметры и должны подбираться при анализе скоростей V_{pmo} в рамках анизотропной модели. И не факт, что оценка параметра $\delta_{всп}$ совпадет с $\delta_{огт}$. Так какой же смысл вписывать его в техзадание по ВСП, как обязательный к расчету по минимальной системе наблюдений? Другой разговор, что требуется оценка регионального значения этого параметра и исключение возможности принятия неоднородности за анизотропию V_{TI} (в последнем случае $\delta_{всп}$ не будет зависеть от азимута ПВ). Но тогда и система наблюдений ВСП должна быть соответствующей задаче.

Другим обширным полем для недопонимания между нефтяниками и геофизиками является метод многоволновой сейсморазведки (МВС). Сама по себе эта технология предполагает использование волн разных типов и классов на всех этапах

проекта от постановки задачи до интерпретации. Совершенно очевидно, что практически любая современная интерпретация резервуара является многоволновой (как минимум, оцениваются параметры V_P и V_S), но при этом система сбора информации ориентирована только на РР волны. Поэтому, конечно же, нефтяникам необходимы качественные данные по МВС. Но, уже начиная с формулировки задач, мы сталкиваемся с такой же ситуацией, которая описана выше для ВСП. При задаче локализации трещиноватых зон и оценке их параметров закладывается методика 2D-3С или низкоплотная, узкоазимутальная 3D-3С. При постановке задачи разделения породных комплексов отсутствуют предпосылки (петрофизическое обоснование) различия их по коэффициентам Пуассона и т.д. и т.п. Не говоря уже о том, что работы проектируются в зонах сыпучих и обводненных грунтов, где сдвиговые компоненты волнового поля в значительной степени ослабляются или вообще отсутствуют.

Какой же вывод следует из всех этих рассуждений? Конечно же, обойтись без сейсморазведки нефтяники никак не могут. Другой разговор, какая же им нужна сейсмика – корректно решающая правильно поставленные задачи по адекватной этим задачам методике или получающая малопонятные параметры по максимально дешевым технологиям? Думаю, нефтяники сами должны ответить на эти вопросы. Кажется, наиболее продуктивный путь к решению этих проблем лежит в поле разрешения возникающих противоречий путем детального анализа причин и факторов, влияющих на упругие параметры. Это должны быть коллективные, совместные исследования нефтяников и геофизиков, разговаривающих на одном языке и понимающих проблемы друг друга. Во всяком случае, это не путь отказа от современных технологий и усложнения модели среды.

Литература

1. Кузнецов В.М. «Кризис в экономике, а не в работе - изменение акцентов в постановочных задачах МВС» ПРИБОРЫ и СИСТЕМЫ РАЗВЕДОЧНОЙ ГЕОФИЗИКИ №02(28)/2009