

Оценка эффективности технологии сейсмической инверсии на этапе постановки задачи

Р.Ю. Копенкин,
Т.Н. Кирьянова,
Д.В. Кляжников, К.Г.-М.Н.
(Ingenix Group)

Адрес для связи: r.kopenkin@ingenix-group.ru

Ключевые слова: инверсионные преобразования, сейсмическое моделирование, петрофизическое обоснование

В настоящее время сложилась ситуация, когда менеджеры нефтяных компаний придерживаются двух диаметрально противоположных точек зрения о возможностях сейсморазведочных работ. С одной стороны, происходит переоценка возможностей современных технологий и методик, с другой, - их явная недооценка. Результаты прогнозов свойств резервуаров по сейсмическим данным регулярно освещаются в печати, но мало кто за думывается, что подтверждаемые прогнозы базируются на высококачественных данных сейсморазведки и геофизических исследований скважин (ГИС). Крупные нефтегазодобывающие компании тратят немалые деньги на постановку дорогостоящих съемок 3D, запись широкополосного акустического, плотностного каротажа, применение ядерно-магнитных методов, полный отбор керна. Небольшие компании не считают нужным нести такие финансовые затраты, при этом ставят перед консалтинговыми компаниями сложнейшие геологические задачи и ожидают точных решений. Часто именно недостаток и/или плохое качество входной геолого-геофизической информации не позволяют решить поставленные задачи, но это обнаруживается уже постфактум, когда все запланированные работы выполнены. Таким образом, складывается ситуация, когда бюджет проекта освоен, положительного результата нет, а тезис, что «сейсморазведка ничего не может» подтвержден. Где же выход из сложившейся ситуации? Необходим тщательный анализ качества и полноты имеющейся в наличии информации по данным скважин и сейсморазведки и понимание сейсмогеологических характеристик разреза еще на этапе постановки задач.

Наиболее востребованным и популярным инструментом по изучению распределения петрофизических свойств продуктивных пластов является сейсмическая инверсия. Для того, чтобы оценить эффективность ее применения, можно рекомендовать следующий комплекс процедур в качестве обязательного этапа, предворяющего любой проект.

Seismic inversion feasibility assessment in the stage of problem setting

R.Yu. Kopenkin, T.N. Kiryanova, D.V. Klyazhnikov
(Ingenix Group, RF, Moscow)

E-mail: r.kopenkin@ingenix-group.ru

Key words: seismic inversion, forward modeling, petrophysical study.

Recently, a tendency of state-of-the-art technologies designed for prediction of HC reservoir properties basing on seismic and well log data to fail producing the expected results has been observed. This may be due to a number of objectively reasonable causes, namely, complexity of seismic and geological characteristics, reservoir is not enough contrast in terms of elastic properties, and insufficiency of input geological and geophysical information. This paper discusses the questions of seismic inversion feasibility assessment in the stage of planning a work and setting a problem. Before carrying out inversion transformations, the integrated performance of such procedures as seismic data quality assessment, petrophysical substantiation of seismic inversion, and forward modeling is recommended. All this will allow to eliminate unreasonable time and financial costs.

1. Оценка качества сейсмических данных

Для выполнения различных модификаций инверсионных преобразований в качестве входной информации используется определенный набор сейсмических данных. При проведении акустической инверсии исходными данными могут служить суммарные мигрированные разрезы (кубы). Синхронная инверсия предполагает использование данных до суммирования или набора частичных угловых сумм.

При анализе качества суммарного куба рекомендуется выполнение следующих процедур:

- расчет амплитудных и частотных атрибутов в нескольких временных окнах (500-1000 мс) по всему диапазону полезной сейсмической записи;
- при наличии результатов структурной интерпретации - расчет карт атрибутов для целевых интервалов;
- анализ полученных амплитудных и частотных карт, сопоставление с картой рельефа с целью выявления «сквозных» аномалий, обусловленных особенностями поверхностных условий и неоднородным строением верхней части разреза.

Рассмотрим результаты такого анализа на примере. В пределах изучаемого участка пробурено 16 глубоких скважин, в 2011 г. выполнены сейсморазведочные работы 3D площадью 360 км². Разрез представлен карбонатными отложениями. Перспективные интервалы связаны с биогермными постройками ассель-сакмарского и фаменского возраста, а также с мелководно-шельфовыми кремнистокарбонатными и карбонатными породами артинского, окского и турнейского возраста.

В процессе временной обработки были обозначены проблемы качества сейсмических данных, связанные с рельефом площади. Участок работ расположен в сложных орографических условиях, на большей части площади развита речная система. Диапазон изменения превышения рельефа варьируется от 37 до 141 м. С целью оценки влияния поверхностных условий на качество сейсмической записи для целевых интерва-

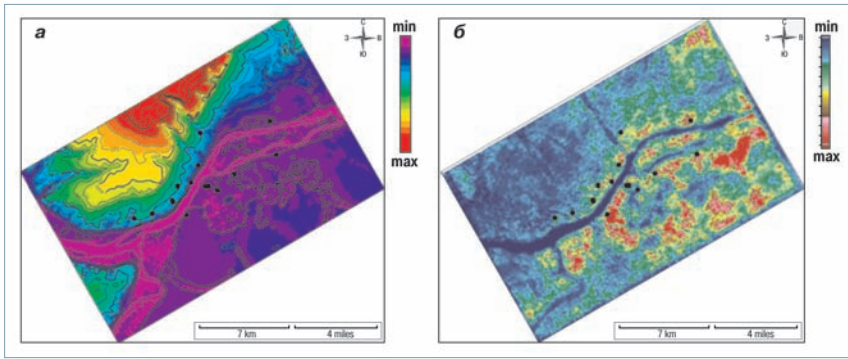


Рис. 1. Карты рельефа (а) и амплитуд (б) в целевом интервале

лов отложений был рассчитан ряд амплитудных карт. По различным интервалам отмечалось четкое соответствие зон пониженных амплитуд участкам распространения реки и ее пойменной части (рис. 1).

По результатам проведенного анализа сейсмических данных отмечается значительное влияние поверхностных условий на сейсмическую запись, имеющее «сквозной» характер. Наблюдаемые амплитудные искажения не позволяют получить достоверные характеристики распределения акустических свойств изучаемого разреза. В этом случае проведение сейсмической инверсии будет малоэффективным.

Проведенный постфактум анализ качества сейсмических данных выявил проблему, связанную с выбором неоптимальных параметров системы наблюдения для данных сейсмогеологических условий.

2. Сейсмическое моделирование

Сейсмическое моделирование позволяет установить взаимосвязи между динамическими характеристиками сейсмической записи (интенсивностью, формой записи и др.) в зависимости от изменения петрофизических свойств изучаемых отложений (пористости, литологии, насыщения). Возможность различать в сейсмическом диапазоне частот изменения свойств коллектора может служить обоснованием для изучения пластов по сейсмическим данным и позволяет определить критерии для последующего их прогноза.

В следующем примере целевыми отложениями являются терригенные породы наукакской свиты, где открыта газоконденсатная залежь в регионально нефтегазоносном горизонте Ю₁. В пределах съемки 3D площадью 85 км² расположено восемь скважин, вскрывших продуктивный интервал. Лишь в двух из них проведен акустический каротаж и только в одной – гамма-гамма плотностей. Пласты Ю₁ в пределах изучаемой территории формировались преимущественно в континентальной обстановке осадконакопления, и зоны их развития имеют сложную форму. Особенностью строения этих пластов является наличие прослоев углей, разделяющих пласты Ю₁ на две части: Ю₁¹⁺² и Ю₁³⁺⁴. Толщины отдельных прослоев углей достигают 3 м.

В целом изучаемые отложения имеют достаточно выдержанные по разрезу упругие характеристики (продольная скорость волны

$v_p \approx 3500-3800$ м/с, объемная плотность $\rho_{\text{НОВ}} \approx 2,4-2,6$ г/см³). При этом для угольных прослоев наблюдаются аномально низкие скорость продольной волны (2000-2500 м/с) и объемная плотность (1,3-1,6 г/см³).

Для оценки степени влияния прослоев углей на форму и интенсивность волнового поля было выполнено сейсмическое моделирование. По одной из скважин были смоделированы изменения волнового поля в зависимости от толщины угольных прослоев, а также изменения эффективной толщины и пористости коллектора (рис. 2). На основе

анализа модельных трасс был сделан вывод о том, что изменение свойств пласта Ю₁³⁺⁴ незначительно влияет на сейсмический отклик, в то время как уменьшение толщины угольных прослоев приводит к изменению всего волнового пакета, отождествляемого с отложениями наукакской свиты. Т.е. наличие в разрезе угольных прослоев в большей степени влияет на интенсивность и форму сейсмической записи, чем изменение коллекторских свойств пласта.

Таким образом, особенности геологического строения изучаемых отложений таковы, что не дают основания для получения достоверного количественного прогноза свойств пластов Ю₁ по результатам акустической инверсии и ее проведение не позволит решить задачу параметризации изучаемых пластов.

3. Петрофизическое обоснование

Суть петрофизического обоснования заключается в установлении корреляционных связей между упругими параметрами (AI, SI, v_p/v_s , PR и др.) и петрофизическими свойствами изучаемых отложений. На основе такого анализа оцениваются эффективность использования результатов инверсионных преобразований для прогноза свойств коллекторов и возможность разделения на литотипы в поле упругих параметров.

Целевой интервал в данном примере представлен терригенными отложениями, сложенными песчаниками и аргиллитами ледникового и мелководно-морского происхождения. Сейсмические данные 3D доступны в виде суммарного куба (площадью 264 км²), что позволяет выполнить только акустическую инверсию. Кривые объемной плотности и скорости продольной волны хорошего качества имеются в наличии по трем скважинам.

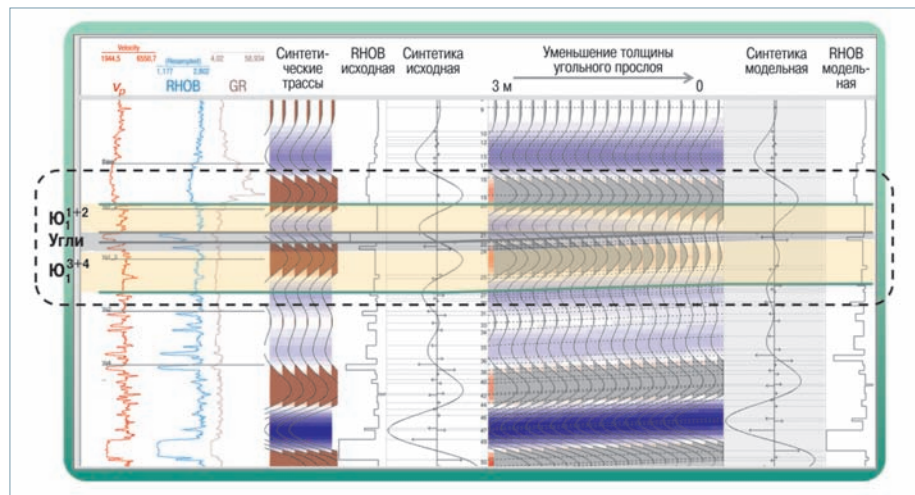


Рис. 2. Моделирование уменьшения толщины угольного прослоя

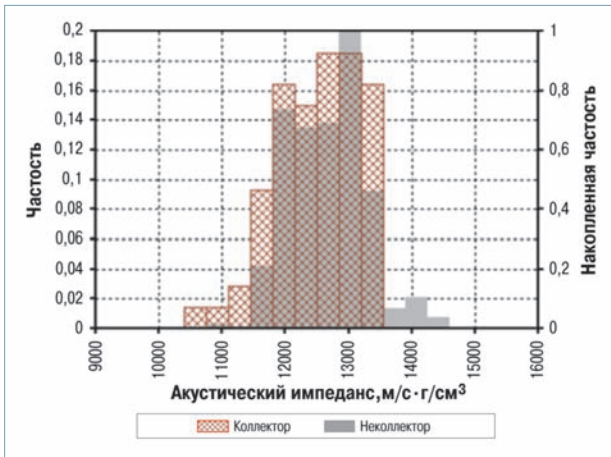


Рис. 3. Гистограммы распределения акустического импеданса в интервале пласта IV-3

На этапе петрофизического обоснования акустической инверсии с целью оценки возможности разделения изучаемых пород по граничным значениям на коллектор и неколлектор были построены гистограммы распределения упругих параметров: скорости продольных волн, объемной плотности и акустического импеданса (рис. 3). На гистограмме распределения скорости продольной волны разделение отсутствует – диапазоны скоростей для коллекторов и неколлекторов полностью перекрываются. В поле объемной плотности четкого разделения по качеству коллектора также не наблюдается, хотя коллекторы имеют общую тенденцию к пониженным значениям параметра. Величина акустического импеданса является произведением скорости продольной волны и объемной плотности. В связи с этим отмечаемый характер их распределения схожим образом отражает изменение акустического импеданса в коллекторах и вмещающих породах. Кроме того, было отмечено, что в случае глинизации верхней части пласта IV-3 наблюдается распределение акустического импеданса, близкое по значению к распределению для коллектора с улучшенными коллекторскими свойствами. Это не дает оснований для четкого разделения на коллектор и неколлектор по граничному значению параметра.

В результате проведенного изучения петрофизических характеристик продуктивного пласта были сделаны выводы о том, что по распределению акустических свойств наблюдается перекрытие указанных параметров для коллекторов и неколлекторов во всем диапазоне значений, что не создает благоприятных предпосылок для проведения количественного прогноза свойств исследуемых резервуаров по результатам акустической инверсии.

Таким образом, обсуждаемый в данной статье набор процедур, таких как оценка качества сейсмических данных, петрофизическое обоснование и моделирование волнового поля, рекомендуется проводить в комплексе до выполнения работ по сейсмической инверсии. Этот подход даст возможность, с одной стороны, еще на этапе постановки задачи, оценить перспективность инверсионных преобразований и исключить необоснованные затраты (как временные, так и финансовые), с другой, – подготовить дальнейшую программу геолого-разведочных работ, нацеленную на получение достоверного прогноза свойств продуктивных пластов в межскважинном пространстве.



responsible upstream solutions

Комплексный консалтинг для нефтегазовой отрасли

