ЭФФЕКТИВНОСТЬ ИНВЕРСИИ ДЛЯ ГЕОЛОГИЧЕСКОГО МОДЕЛИРОВАНИЯ ПОРИСТОСТИ В КАРБОНАТНЫХ РЕЗЕРВУАРАХ

Птецов С.Н. *, Персидская Л.А. *, Быкадоров И.В. **

(* ООО «Парадайн Геофизикал», ** ЗАО «Восточная энергетическая компания»)

Считается, что карбонатные резервуары плохо поддаются изучению литологии и пористости по данным сейсморазведки из-за высоких скоростей в известняках и слабой акустической дифференциации жесткостей по напластованию. Пористость в карбонатных пластах определяют по данным акустического и нейтронного каротажа. Однако по данным бурения и 3Д сейсморазведки для большинства карбонатных резервуаров очевидна значимая роль фациальных обстановок накопления органогенных осадочных толщ и роль тектонической активности развития бассейнов. В каждом конкретном случае форма и пространственное положение коллекторов в карбонатных резервуарах являются уникальными, но их сложная пространственная форма и существенная изменчивость по напластованию не позволяют без применения 3Д сейсморазведки выполнить правильную детальную корреляцию коллекторов по скважинным данным и восстановить палеотектоническую модель. В итоге геологические модели пластов для цели разработки оказываются неадекватными и требуют более детального изучения перед бурением новых скважин. Вторая сложность разведки связана с недостаточной изученностью тектонического строения резервуаров и определения положения в пространстве зон трещиноватости, связанных с нарушениями и требуется решение задачи сверхточной проводки скважин в зоны трещиноватости.

Настоящая работа посвящена результатам применения новых технологий для изучения карбонатных резервуаров с использованием современных методов инверсии.

На основе обобщения реальных данных по изучению карбонатных резервуаров из регионов Оренбурга, Тимано-Печоры и Узбекистана, делаются оценки эффективности применения инверсии и рекомендации по методике количественной интерпретации импеданса в сочетании с сейсмофациальным и палеотектоническим анализом. Показаны примеры применения прогноза глубинных кубов пористости для карбонатных резервуаров, даны оценки достигнутой точности прогноза.

Результаты

Чтобы разобраться с изменчивостью литологического и фациального состава пород в карбонатных резервуарах по данным 3Д сейсморазведки, сначала необходимо добиться высокой точности согласования глубин отражений при миграции отраженных волн и результатов детальной корреляции пластов по данным ГИС. Требования к точности согласования глубин зависят от толщины изучаемых пластов. Реально достижимая точность согласования глубин составляет порядка 10 метров (при шаге квантования глубин 5 метров в глубинном сейсмическом кубе).

После достижения такой точности согласо-

вания глубин возможно сопоставление импеданса по данным 3Д (кривых импеданса, экстрагированных из куба по стволу скважин) с кривыми пористости, полученных по данным акустического или нейтронного каротажа и калибровкой по керну. Совместная обработка кривых и анализ кросс-плотов между импедансом и пористостью по ГИС выполняется с детальностью каротажа в интервале каждого пласта коллектора и в целом в пределах продуктивной толщи. Обязательным условием объединения скважин для анализа по площади является их расположение в пределах одинаковых сейсмофациальных зон, уточненных по данным анализа палеоглубин и сейсмофациальной классификации. Полученные уравнения связи импеданса и пористости являются основой для пересчета куба импеданса в куб пористости, если зависимости по скважинам и по пластам сходятся в пределах погрешности измерений. В противном случае пересчет импеданса в пористость выполняется отдельно для каждого пласта или фациальной зоны по различным уравнениям. Кроме того, при анализе кубов пористости и построении карт пористости должны учитываться границы тектонических блоков, выделенных при построении структурно-тектонической модели перед анализом коллекторов.

Основной целью такой интерпретации является построение геологической модели карбонатного резервуара для решения задач проектирования бурения новых скважин и подсчета запасов. Если достигнутой точности определения толщин пласта достаточно, то сейсмогеологическая модель может быть использована для проектирования новых скважин. Но более точным решением является следующий шаг построения геологической 3Д сеточной модели пласта по полученным данным – структурному каркасу, тектоническим нарушениям, структуре тонкой слоистости, литологии и прогнозной пористости. Кроме того, при наличии трещиноватости в карбонатных резервуарах желательно в дополнение к кубу пористости выполнить анализ куба когерентности и расчет прогнозной проницаемости. Характер и параметры нефти или газонасыщения, а также данные по ВНК и ГВК вводятся в модель по данным испытаний и пробной добычи. В работе приведены реальные примеры, иллюстрирующие новые технологии получения прогнозных кубов пористости и плотности на 7 реальных месторождениях нефти и газа из регионов Оренбурга, Тимано-Печоры и Узбекистана.