

Методика построения куба пористости по данным 3D сейсморазведки с его последующим учетом при геологическом моделировании

А.Н. Грязнов, А.В. Поднебесных (ОАО «ТомскНИПИнефть»)

Необходимость обработки данных 3D сейсморазведки с целью получения кубов распределения фильтрационно-емкостных свойств (ФЕС) очевидна. Данная методика уже многократно применена на практике. Однако в ряде случаев даже многократно апробированные методы не дают должного эффекта, что требует поиска альтернативных способов решения проблемы. На Крапивинском нефтяном месторождении был разработан представляемый алгоритм создания куба пористости, который имеет прикладное значение и служит для создания трехмерного тренда распределения пористости в пространстве с целью использования в дальнейшем при геологическом моделировании и прогнозе ФЕС.

Описываемый метод на первом этапе включает расчет куба относительного акустического импеданса, который рассчитывается из куба 3D сейсмической амплитуды и может использоваться как индикатор относительного акустического контраста, поверхностей несогласий и изменения пористости. Относительный акустический импеданс представляет собой текущее значение суммы дискретных значений амплитуды и рассчитан с помощью интеграции сейсмограмм с пропуском результата через фильтр верхних частот Баттерворфа с запрограммированным отсечением по $10x[\text{норма отбора}] \text{Гц}$.

Использование в данном методе куба относительного акустического импеданса для получения пористости имеет физический смысл благодаря зависимости амплитуды от разницы акустических жесткостей граничных сред. Расчет куба пористости из куба относительного акустического импеданса осуществлен с использованием алгоритма «Генетическая инверсия» в программном пакете Schlumberger Petrel. С целью избежания ошибок при использовании в алгоритме генетической инверсии нейронных сетей, которые связаны с переизбытком неизвестных параметров, были выработаны критерии. Согласно этим критериям использованный куб относительного акустического импеданса был разбит на отдельные блоки площадью не более 30 км^2 и ограничен по глубинам, а исходный каротаж пористости был сглажен фильтром длиной 1 м и разбит на отдельные каротажы для обоих продуктивных пластов. Внутри каждого выделенного блока с помощью генетической инверсии куб импеданса трансформировался в куб пористости отдельно для каждого пласта. После этого проведены перенос блоков сейсмической пористости в 3D грид (Seismic Resampling) и их объединение в единый куб.

Рассмотренный метод получения куба пористости из куба относительного акустического импеданса позволил реализовать трехмерное моделирование пористости по данным 3D сейсморазведки, что положительно повлияло на качество геологической модели месторождения. Описанная методика дает результаты даже при низком качестве сейсмических данных и позволяет проследить общие тенденции изменения пористости в объеме месторождения.

В дальнейшем с использованием нейронных сетей и некоторых объемных сейсмических атрибутов был создан куб водонасыщенности. Средние значения и распределения пористости и водонасыщенности, полученные по данным сейсморазведки и смоделированные методом SGS по результатам ГИС, имеют хорошую сходимость, что вместе с высокой корреляцией сейсмических пористости и водонасыщенности с данными ГИС доказывает применимость метода для прогноза свойств на неразбуренных участках месторождения.