

**ПОСТРОЕНИЕ КУБОВ ПЕТРОФИЗИЧЕСКИХ ПАРАМЕТРОВ НА МЕСТОРОЖДЕНИЯХ
ЗАПАДНО-СИБИРСКОЙ НЕФТЕГАЗОНОСНОЙ ПРОВИНЦИИ**

В.В. Шестаков¹, И.В. Парубенко²

Научный руководитель доцент Д.Ю. Степанов

**¹Национальный исследовательский Томский политехнический университет,
г. Томск, Россия**

²ООО Научно-исследовательский центр «Недра»

Параметры геологической среды, такие как пористость и проницаемость, несут в себе важную информацию о местоположении и миграции флюидов в коллекторах. Первичная информация об этих параметрах представляет собой относительно небольшой набор кривых и может быть пересчитана в трехмерные модели различными методами: стохастическими, геостатистическими, нейросетевыми и т.п. В данной работе приведен краткий обзор уже существующих методов, а также предлагается новый.

В большинстве случаев моделирование геологической среды сводится к расчету определенного параметра в каждой точке трехмерной или двумерной сети. В качестве исходной информации при этом используются полевые измерения прогнозируемого параметра, прошедшие этап предварительной обработки. Наиболее высокую эффективность продемонстрировал подход совместного использования нескольких параметров, обладающих высокой корреляционной зависимостью. Так, к примеру, для трехмерного моделирования петрофизических свойств геологической среды в комплексном геофизическом пакете Petrel компании Schlumberger могут использоваться и сейсмические атрибуты, и каротажные данные [3]. Основным недостатком моделирования в данном пакете заключается в закрытости его алгоритмов и невозможности оценки точности результата. Нельзя сказать, каким образом сейсмический атрибут соотносится с каротажными данными, оценка достоверной вероятности прогноза пакетом также не предусматривается.

Одним из способов моделирования параметров геологической среды является стохастическое моделирование. Оно, как правило, применяется в условиях нехватки априорной информации и позволяет реализовать множество правдоподобных моделей, среди которых отбирается одна, наиболее вероятная в рамках решаемой задачи. Стохастические методы могут быть применены для оценки непрерывных свойств геологической среды. В частности, фильтрационно-емкостные свойства моделируются методом последовательной гауссовской симуляции, суть которого заключается в расчете условного математического ожидания и дисперсии с дальнейшим розыгрышем случайной величины (значения параметра) в конкретно рассматриваемой точке [1]. Данный подход весьма удобен и позволяет осуществлять поточечную оценку в пределах всей сети. Получаемые таким образом модели, однако, имеют мало общего с реальными геологическими объектами и редко применяются на практике.

Схожими со стохастическими методами являются методы геостатистики. Они специализируются на оценке пространственно-распределенной переменной и весьма эффективны при интерполяции данных, заданных на нерегулярной сети. Наиболее распространенным геостатистическим методом является Крайгинг, в соответствии с которым оцениваемый параметр в точке x_0 может быть получен в виде [2]:

$$\hat{Z}(x_0) = \sum_{i=1}^{N(x)} w_i(x_0) Z(x_i); \quad (1)$$

где $\hat{Z}(x_0)$ – оцениваемое значение параметра; N – количество точек, в которых оцениваемый параметр известен; $Z(x_i)$ – известные значения оцениваемого параметра; $w_i(x_0)$ – весовая функция, определяющий вклад точки x_i в точку x_0 . Численные значения весовых функций выражения (1) вычисляются путем решения системы линейных алгебраических уравнений, коэффициенты которой определяются с помощью вариограмм. Вариограммы в свою очередь являются моделями пространственной корреляции и рассчитываются на основании предположения об однородности второго порядка прогнозируемого поля. В соответствии с данным предположением пространственная корреляция прогнозируемого параметра в двух точках зависит лишь от расстояния между ними и не зависит от значений самих параметров. Данное упрощение неверно по отношению к геологической среде и негативно отражается на результатах моделирования.

Еще один метод моделирования параметров геологической среды использует в качестве входных данных сейсмические и скважинные измерения и базируется на искусственных нейронных сетях (ИНС). Основное преимущество ИНС заключается в их гибкости и адаптивности. Теоретически, для любого набора входных данных могут быть подобраны такая архитектура сети и такой алгоритм ее обучения, которые в совокупности обеспечат построение максимально правдоподобной модели. Вдобавок, обучение ИНС может осуществляться как для отдельного месторождения, так и для конкретного пласта или даже точки [4]. Однако, на текущий момент не проведены исследования, связанные с вопросом правильного конструирования нейронных сетей и оценкой их эффективности, что не дает возможность сопоставить с результатами других методов.

Метод, предлагаемый авторами данной работы, за основу берет геостатистический подход, в частности, метод Крайгинга. Для устранения недостатков, связанных с применением вариограмм, расчет весовых функций в выражении (1) предлагается осуществлять по ковариограммам, рассчитанным на основании данных сейсморазведки. Также для исключения вероятности получения физически нереального результата на весовые функции накладывается ограничение [5]: $0 \leq w_i(x_0) \leq 1$; (2)

Рассмотренный метод позволяет строить модели различных петрофизических параметров, интерпретация которых в комплексе позволяет в полной мере изучать и прогнозировать петрофизические свойства (в т.ч. фильтрационно-емкостные свойства) целевых объектов разного генезиса – как песчаных пластов-коллекторов терригенного разреза, так и карбонатных коллекторов палеозойского нефтегазоносного комплекса. В настоящей работе приводятся примеры вертикальных срезов кубов петрофизических параметров на месторождениях Западно-Сибирской нефтегазоносной провинции (Томская обл., рис 1-2).

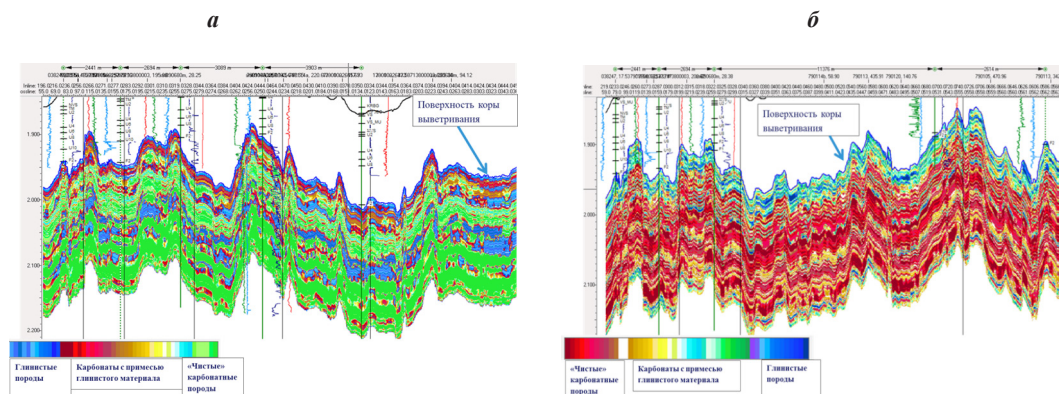


Рис. 1. Пример среза 3D куба псевдопетрофизического параметра по палеозою и коре выветривания: а – Ank, б – Agk

Модели Ank (рис. 1а) и Agk (рис. 1б), построенные для палеозойского нефтегазоносного комплекса пород рассматриваемой площади, направлены на выделение литологических особенностей пород палеозоя – определение и прослеживание карбонатного массива пород, зон глинизации карбонатных пород и собственно глинистых пород.

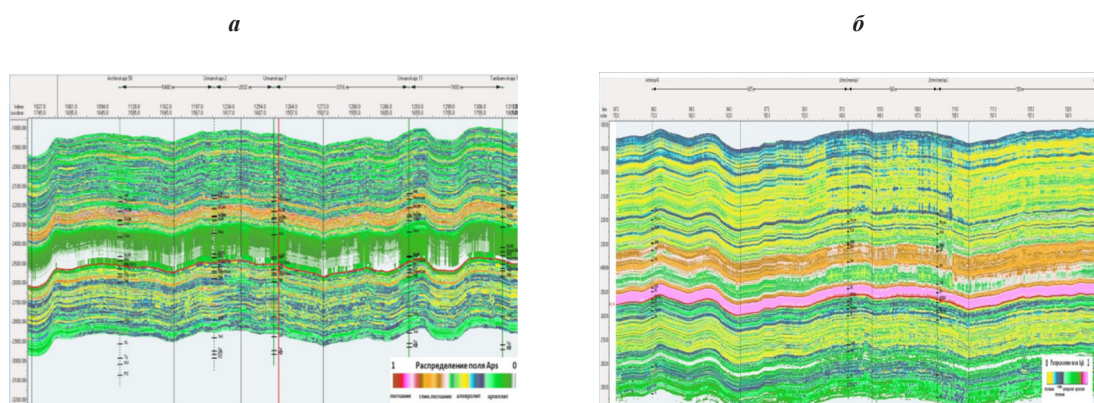


Рис. 2. Пример среза 3D куба глубинного масштаба псевдопетрофизического параметра по меловому и юрскому интервалу: а – Aps, б – Agk

Полученные модели параметров Aps (рис. 2а) и Agk (рис. 2б) дают возможность отчетливо проследить песчаные пласты мелового и юрского нефтегазоносного комплекса на рассматриваемой площади. Благодаря этим моделям удастся проследить пласты по латерали, выполнять градацию выделенных тел по степени песчаности и заглинизированности, то есть контролировать распределение коллекторских свойств целевых пластов.

Литература

1. Ахметсафина А. Р., Миннихметов И. Р., Пергамент А. Х. Стохастические методы в программе геологического моделирования // Вестник ЦКР Роснедра «Научно-методическое обеспечение разработки месторождений УВС». – 2010. – №. 1. – С. 34-45.
2. Демьянов В.В., Савельева Е.А. Геостатистика: теория и практика – М.: Наука, 2010. – 327 с.
3. Закревский К.Е, Кундин А.С. Особенности геологического 3D моделирования карбонатных и трещиноватых резервуаров. – М.: ООО «Белый Ветер», 2016. – 404 с.
4. Лаврик А.С., Логинов Д.В, Ванярко М.А. Применение нейросетей для прогнозирования пористости в 3D кубах // Приборы и системы разведочной геофизики. – 2012. – Т. 39. – №. 1. – С. 54-57.
5. Шестаков В.В., Степанов Д.Ю., Сысолятина Г.А. Построение трехмерных моделей параметров геологических сред // Информационные технологии в науке, управлении, социальной сфере и медицине: сборник научных трудов III Международной конференции, Томск, 23-26 Мая 2016. – Томск: ТПУ, 2016. – Т. 1. – С. 87-91.