

Одной из основных проблем при создании геологических моделей нефтегазовых резервуаров является повышение достоверности прогноза внутреннего строения пласта и его свойств. Прогнозирование геологического разреза по данным геофизических исследований скважин с привлечением дистанционных геофизических методов, таких как детальная сейсморазведка 3Д, не всегда позволяет учесть особенности разреза в межскважинном пространстве. Применяемые в большинстве случаев результаты атрибутного анализа позволяют оценить эффективные толщины пласта в целом, без учета его неоднородности.

ИСПОЛЬЗОВАНИЕ КРИТЕРИЕВ НЕОДНОРОДНОСТИ ПРИ ГЕОЛОГИЧЕСКОМ МОДЕЛИРОВАНИИ

И.А. ПЛЕШАКОВА

ООО «ЮганскНИПИ»

г. Нефтеюганск

Многими исследованиями на примере различных месторождений был установлен факт уменьшения продуктивности по мере увеличения степени неоднородности пород коллекторов.

Для повышения достоверности получаемой информации необходимо учитывать параметры, которые позволят произвести комплексную оценку геологической неоднородности.

А.В. Ахияровым был предложен интегрированный коэффициент неоднородности:

$$KH_u = KH_n \times KH_p = \frac{K_{nmin}}{K_{nmax}} \times \frac{H_{кол}}{H_{общ} N_{кол}} ;$$

$$0 < KH_u \leq 1,$$

где KH_n – интегрированный коэффициент неоднородности;

KH_p – коэффициент неоднородности по пористости;

KH_p – коэффициент неоднородности по расчлененности;

Kp_{min} , Kp_{max} – соответственно минимальное и максимальное значения пористости исследуемого пласта в разрезе скважины. Пористость определяется по ГИС с использованием керновых данных.

$N_{кол}$ – мощность коллектора;

$H_{общ}$ – общая мощность пласта;

$N_{кол}$ – число пропластков коллектора.

Физический смысл этой формулы таков: если $Kp_{min} = Kp_{max}$, $N_{кол} = H_{общ}$ и $N_{кол} = 1$, то $KH_n = 1$, т.е. продуктивный пласт в разрезе данной скважины является идеально однородным. Таким образом, чем ближе к единице значение KH_n , тем однороднее исследуемый пласт [2].

При трехмерном геологическом моделировании игнорирование данных о неоднородности строения пласта оказывает наиболее существенное влияние на результаты работ. Поэтому, применяя наиболее актуаль-

ные на сегодняшний день технологии стохастического моделирования, необходимо учитывать коэффициент неоднородности.

Реализация данной технологии осуществлена в рамках программного комплекса Petrel на геологической модели юрских отложений группы месторождений Юганского Приобья.

Основой трехмерной геологической модели является куб дискретной литологии, описывающий пространственное распределение проницаемых интервалов в объеме пластов. В качестве трендовых данных при распространении фациальных зон и коллекторских свойств использовались данные сейсморазведки. Фациальная обстановка, на основе которой проводилось распространение литологии, представлена на рисунке 1, где желтым цветом показаны русловые, зеленым – пойменные, коричневым – болотные, голубым – озерные отложения. В юрских пластах присутствует достаточно ▶

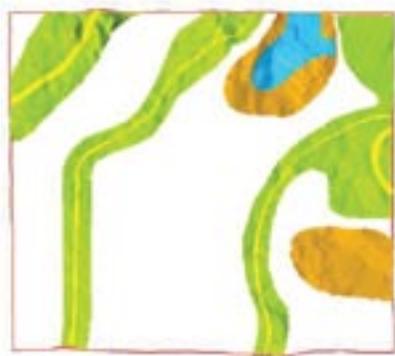


Рис. 1 Фациальная обстановка и куб литологии

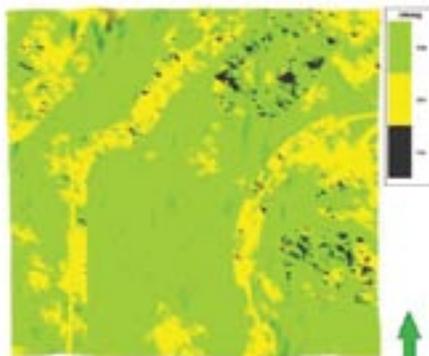


Рис. 4 Куб коэффициента песчаности

При трехмерном геологическом моделировании игнорирование данных о неоднородности строения пласта оказывает наиболее существенное влияние на результаты работ. **Поэтому, применяя наиболее актуальные на сегодняшний день технологии стохастического моделирования, необходимо учитывать коэффициент неоднородности.**

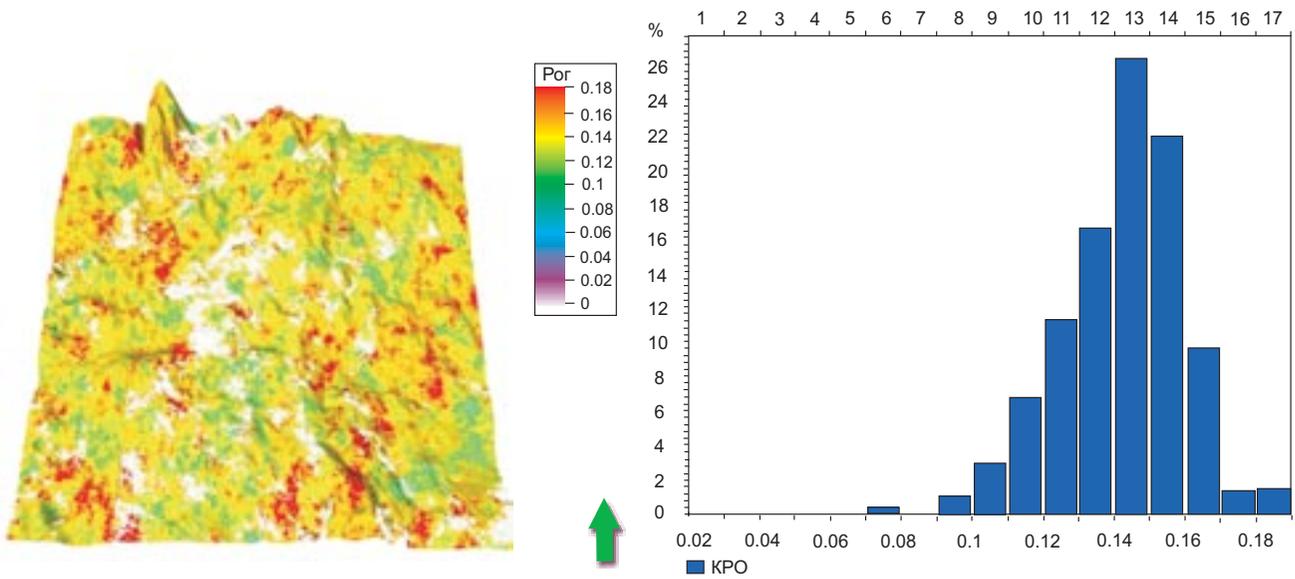


Рис.2 Куб открытой пористости

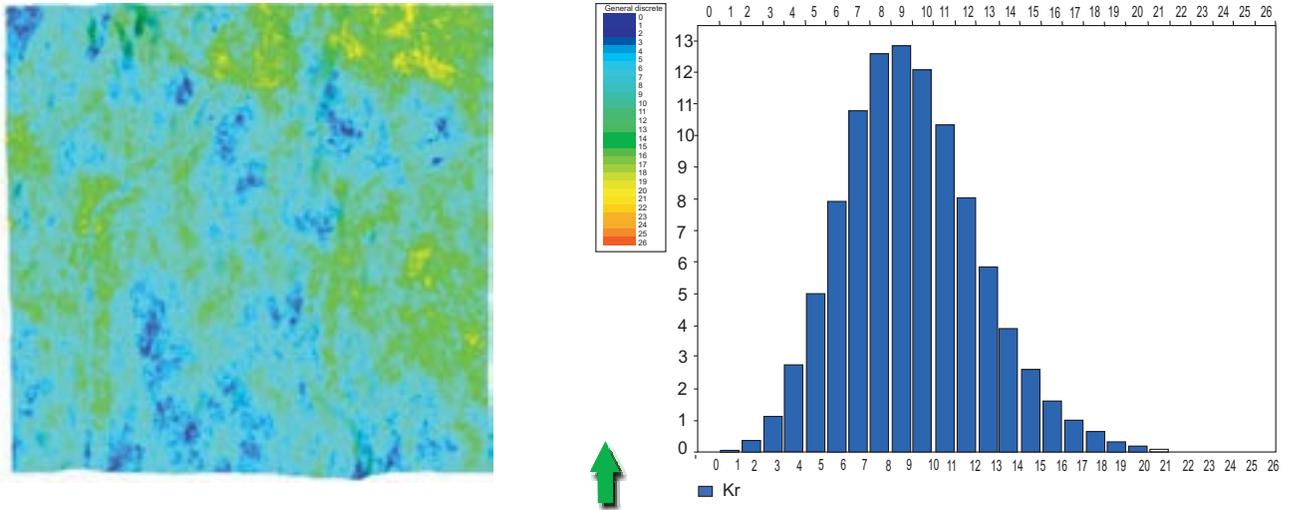


Рис.3 Куб коэффициента расчлененности

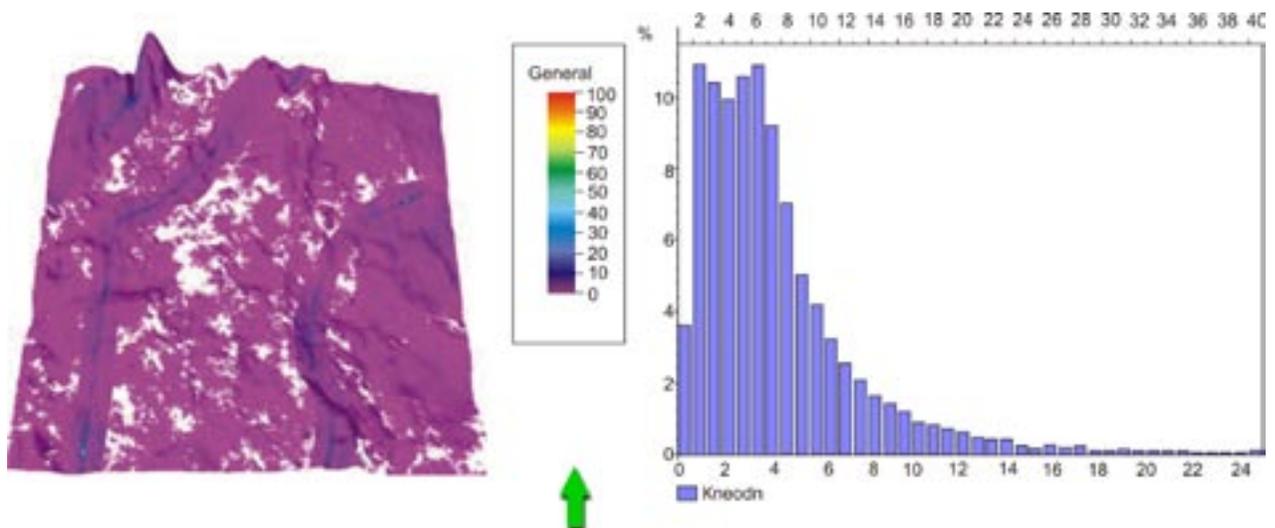


Рис. 5 Куб коэффициента неоднородности

большое количество углистого материала, поэтому при распространении литологии в модели использовано три параметра: глина, песчаник и уголь. В разных фациальных обстановках использовались различные пропорции литологических разностей. В русловых и пойменных обстановках в сравнении с другими задавался больший процент песчаника, болотным и озерным обстановкам присуще повышенное содержание углисто-глинистого материала.

Распространение открытой пористости проводилось аналогично, как и литологии, по гауссовскому распределению из модуля петрофизического моделирования, в пределах коллекторов с учётом выявленных закономерностей (рис. 2).

Непостоянство объемной геометрии коллекторов обычно характеризуется показателями, отображающими расчлененность пласта на отдельные прослои и распространение объемной характеристики каждого проницаемого пропластка по площади залежи. К таким показателям относятся коэффициенты расчлененности, песчаности и др.

С этой точки зрения интегрированный коэффициент неоднородности по отношению к трехмерной модели можно применить следующим образом:

$$KH_c = \frac{K_c}{K_{max}} \times \frac{H_{кол}}{H_{общ} K_p} \times 100$$

$$0 < KH_c \leq 100,$$

где: K_c – куб открытой пористости;
 K_{max} – максимальное значение открытой пористости в кубе;

$$\frac{H_{кол}}{H_{общ}} = K_{песч}$$

– куб коэффициента песчаности;
 K_p – куб коэффициента расчлененности.
 Куб коэффициента расчлененности представлен на рисунке 3.
 Куб коэффициента песчаности представлен на рисунке 4.

Таким образом, имеем все необходимые данные для определения коэффициента неоднородности (рис. 5).

На рисунке 6 представлен коэффициент неоднородности в пределах фациальных зон. Максимальные значения приходятся на русловые (7-11%) и пойменные фации (3-5%), тогда как болотные и озерные фации имеют более низкие значения (1-2%). Этим объясняется наличие

двух пиков на гистограмме распределения суммарного коэффициента неоднородности (рис. 5), тогда как распределение значений в фациальных зонах прошло по нормальному закону.

Результаты комплексной оценки геологической неоднородности свидетельствуют о существовании прямой зависимости продуктивности исследуемых отложений от их фациальной принадлежности и от значения коэффициента неоднородности.

Данная методика применена на этапе построения трехмерной геологической модели, ее результаты можно применять при построении гидродинамической модели, учитывая при разработке месторождения, при выборе местоположения для бурения новых скважин и их траектории. ■

СПИСОК ЛИТЕРАТУРЫ

1. Методические указания по созданию постоянно действующих геолого-технологических моделей нефтяных и газовых месторождений (Часть 1. Геологические модели). – М.: ОАО «ВНИИОЭНГ», 2003. – 164 с.
2. Ахияров А.В. Оценка неоднородности терригенных отложений прибрежно-морского генезиса. – Геология нефти и газа. -1997 г.

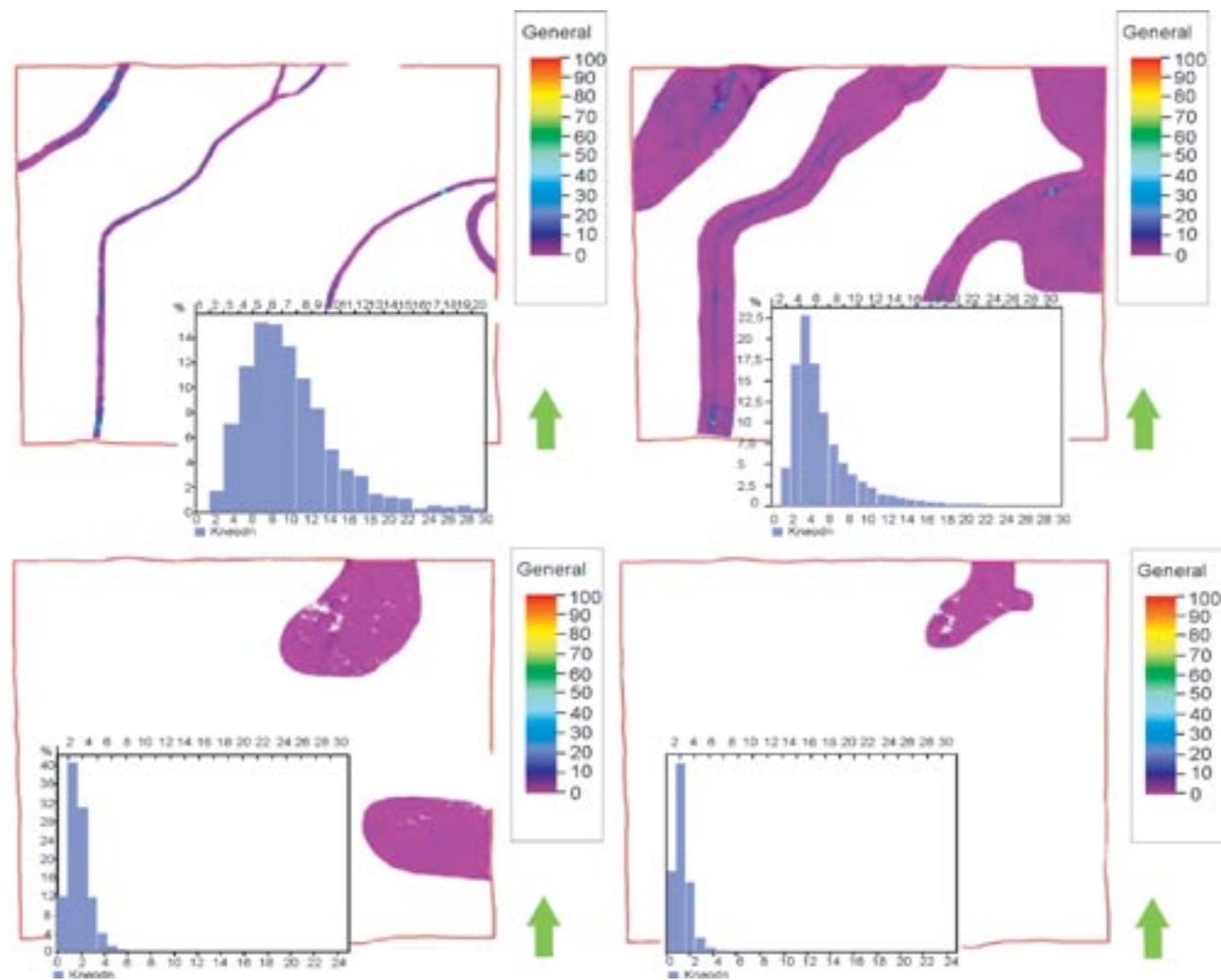


Рис. 6 Куб коэффициента неоднородности в пределах фациальных зон
 а) русловые фации; б) пойменные фации;
 в) болотные фации; г) озерные фации