

文章编号:1672-9854(2007)-04-0037-06

## 浅层气藏流体相控属性参数建模及应用

龙国清<sup>1</sup>, 邓宏文<sup>1</sup>, 朱继田<sup>2</sup>, 杨希冰<sup>2</sup>, 王立峰<sup>2</sup>

(1 中国地质大学能源学院(北京); 2 中国海洋石油湛江分公司)



龙国清

**摘要** 对钻井资料较少的莺歌海盆地某气田采用流体相控属性建模, 利用叠前纵横波速度比反演预测储层含气性和储层测井综合解释成果, 用随机模拟方法建立储层的流体相模型; 用流体相模型进行间接相控, 建立了用波阻抗约束的随机模拟孔隙度模型, 解决了浅层气藏由于受含气效应影响导致模拟的气层孔隙度偏高而难以正确反映储层物性分布的问题。在此基础上求得连通因子平面分布, 勾出孔隙度分隔带, 解释了研究区压力和气体类型分区特征。

**关键词** 浅层气藏; 流体相; 孔隙度; 储层建模; 莺歌海盆地

**中图分类号**: TE19

**文献标识码**: A

**龙国清** 1974年生, 1997年毕业于西南石油学院石油地质专业, 现为中国地质大学(北京)能源学院博士研究生, 研究方向为油气储层表征与建模。通讯地址: 100083 北京市海淀区学院路29号 中国地质大学能源学院 能源博05; 电话: (010)82321529

在稀井网条件下钻井资料少的储层建模中, 单纯利用测井资料建立的储层参数模型存在很大的不确定性<sup>[1-2]</sup>, 模型精度差。适当利用地震储层横向预测结果可以为储层建模提供空间上连续的软约束信息, 降低模型的不确定性, 提高模型精度。所谓软约束信息, 是指地震属性与储层参数间通常存在一种并非确定的数学关系, 而是一定范围内的相关关系。如果用确定的数学关系来概括这种相关关系就得到确定性的描述, 但这种确定性必然存在一定的误差; 用概率统计的方法对这种关系进行描述就是随机模拟, 随机模拟建立的等概率实现能得到储层不确定性的客观描述。将这两种描述加以结合对比, 可以对储层的不确定性作出比较合理的估计。

储层属性参数建模一般采用“二步建模法”<sup>[1-2]</sup>, 首先根据储层的特征, 采用不同的方法细分储层, 建立为连续性储层参数空间分布提供边界控制信息的离散型模型, 即相模型, 在这一边界控制的范围内, 储层连续参数分布具有一定的特征; 然后在不同相

边界的控制下进行储层连续参数的空间模拟, 即相控属性参数建模。相控建模是目前常用的提高储层参数模型精度的建模方法, 其总体思路是充分利用反映储层的各类有用信息, 使它们达到最佳耦合, 最大限度地排除不确定因素, 其关键在于准确地认识储层非均质性并描述出控制储层属性参数分布的边界。相控建模的实质是在建模过程中以相的概念作为参数预测的约束条件, 根据约束控制的对象不同, 分为直接相控<sup>[3]</sup>和间接相控。直接相控是直接利用储层物性参数分布在相范围内外的差异; 间接相控是采用反映储层物性参数与测井、地震信息的响应关系在相范围内外的差异。目前采用较多的是用沉积相或岩相直接相控的方法进行相控属性参数建模。

直接相控建模的前提是储层的属性参数分布受沉积相或岩相控制, 而在储层属性参数分布不受沉积相、岩相控制或控制作用不明显的地区, 这种方法就难以得到好的建模效果。笔者根据气藏的电性受

收稿日期: 2007-03-01

基金项目: 国家重点基础研究发展规划项目(编号: 2001CB209104)

含气性影响这一特点,在南海地区莺歌海盆地某气田的储层属性建模中,以其主力气层Ⅱ<sub>下</sub>气组为例,尝试采用流体相间接相控进行波阻抗约束模拟储层孔隙度分布,取得了较好的效果。

## 1 工区概况

研究区为南海北部莺歌海盆地中一个滨浅海沉积的浅层气藏,含气层段为新近系莺歌海组,含气层段自上而下分为Ⅰ、Ⅱ、Ⅲ、Ⅳ、Ⅴ共5个气层组,其中Ⅱ气层组(主力气层)进一步划分出Ⅱ<sub>上</sub>和Ⅱ<sub>下</sub>气组。工区三维高分辨率地震资料的频带在8~150 Hz之间,主频约为85 Hz,覆盖面积130 km<sup>2</sup>。储层沉积相主要为滨浅海环境的临滨—滨外浅滩和砂坝,以极细砂和粉砂岩为主,成分成熟度较高,胶结弱,孔隙发育,以原生粒间孔为主。

## 2 相控建模思路

研究区面积大,钻井相对较少,平均每平方千米不足0.5口,因此单纯利用测井资料进行属性参数建模存在很大的不确定性。工区的高分辨率三维地震资料采集为储层预测提供了有利条件,地震资料的含气特征非常明显,在振幅剖面上,钻遇的气水边界以上(平点以上)具有明显的强振幅、低频、相位连续性好的特征;气水边界以下则表现为弱振幅、相对高频和相位连续性差的特点,因此可以利用地震信息约束进行储层属性参数建模来提高模型精度。

研究区的储层沉积微相主要为临滨—滨外浅滩和砂坝,取心井储层物性与沉积微相关系(表1)表明,沉积微相对储层物性的控制作用不明显。储层物性与粒度中值、分选性、泥质含量、胶结物及填隙物含量等多因素有关。4井为Ⅱ<sub>下</sub>气组的重点取心井,其岩心孔隙度与自然伽马交汇分析(图1)表明,孔隙度与自然伽马呈一定程度的负相关,而不同岩性的自然伽马值分布差别不大,不同岩性间孔隙度差别亦不大,岩性对储层物性的控制作用不明显。

表1 莺歌海盆地某气田Ⅱ<sub>下</sub>气组储层物性与沉积微相之间的关系

沉积微相	孔隙度(%)		渗透率( $\times 10^{-3} \mu\text{m}^2$ )	
	范围	平均	范围	平均
滨外砂坝	11.5~25.8	22.13	3.7~57.89	14.72
滨外浅滩	10.8~23.5	21.45	3.2~12.5	9.04
临滨砂坝	10.65~26.67	21.73	2.26~34.74	20.69
临滨滩砂	10.02~26.34	19.59	1.71~40.83	11.48

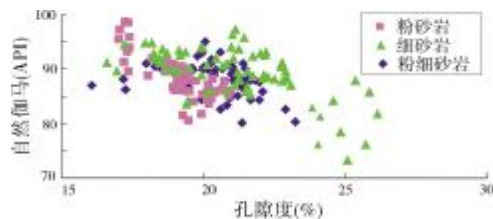


图1 莺歌海盆地某气田4井Ⅱ<sub>下</sub>气组不同岩性孔隙度与自然伽马交汇图

工区储层物性和地震属性间的相关关系分析表明,波阻抗与储层孔隙度存在一定程度的负相关,但气层段和水层段波阻抗与孔隙度的关系不同,特别是Ⅱ<sub>下</sub>气组,其储层厚度大,平面上气水关系较复杂。图2为A5井Ⅱ<sub>下</sub>气组气层和水层波阻抗与孔隙度交汇图,气层比水层波阻抗明显偏低,气层段与水层段波阻抗与孔隙度呈不同的线性相关关系。因此在此种情况下用常规的沉积相、岩相相控进行波阻抗约束模拟孔隙度,将沉积相或岩相边界作为储层参数分布的边界控制条件,必然造成气层的孔隙度模拟结果偏高,导致错误的结果。因此用波阻抗约束模拟孔隙度,必须将气层和水层分开,先建立流体分布的相模型,然后进行相控模拟。

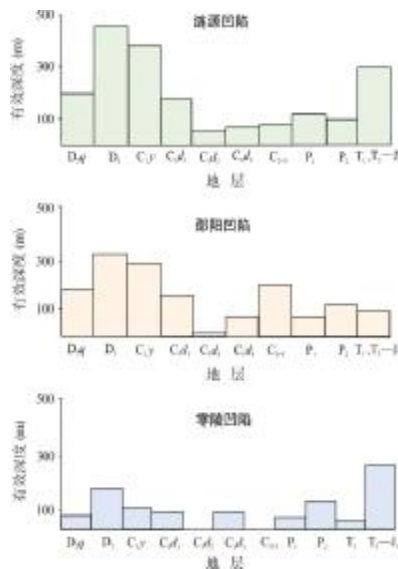


图2 莺歌海盆地某气田A5井Ⅱ<sub>下</sub>气组气层和水层波阻抗与孔隙度的关系

## 3 流体相控属性参数建模

### 3.1 流体相模型的建立

叠前纵横波速度比反演是预测储层含气性的有

效方法, 纵横波速度比值的差异能在一定程度上反映储层的含气性。对研究区储层流体进行综合解释, 将储层划分为气层、水层和干层, 将纵横波速度比值与综合解释结果作对比分析得到图 3, 它表明该区纵横波速度比值与流体类型存在较好的概率相关, 随纵横波速度比值的增大, 气层的概率减小, 水层的概率增大, 干层的概率变化不大(干层有效孔隙度小, 对纵横波速度比值的敏感程度较差)。进一步依靠波阻抗和纵横波速度比交汇(图 4)可以很好地区分流体类型。

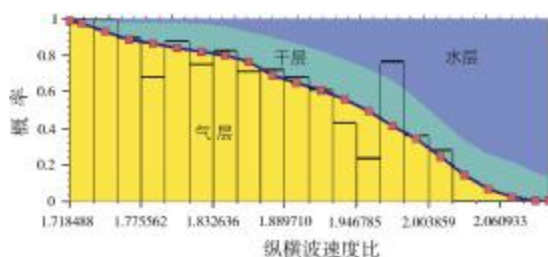


图 3 莺歌海盆地某气田 II 下气组纵横波速度比与流体类型的概率关系

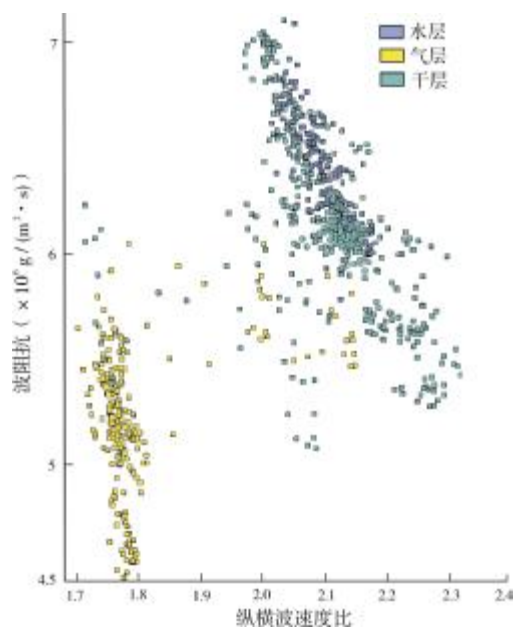


图 4 莺歌海盆地某气田 II 下气组波阻抗和纵横波速度比交汇图

表 2 莺歌海盆地某气田 II 下气组随机流体相模型各实现的相比比例

流体相	相比比例(%)									
	实现 1	实现 2	实现 3	实现 4	实现 5	实现 6	实现 7	实现 8	实现 9	实现 10
气层	18.10	19.2	19.7	18.3	18.6	20.2	21.5	17.8	19.4	20.8
水层	57.93	58.7	56.8	61.2	56.8	60.4	59.9	55.9	58.7	61.3
干层	23.97	22.1	24.5	20.5	24.6	19.4	18.6	26.3	21.9	17.9

测井流体综合解释结果经过生产、测试的检验, 可以作为流体相模拟的确定性条件数据, 解释结果属于与沉积过程无关的离散型变量, 适合用序贯指示模拟。将测井流体综合解释结果作为条件数据, 用叠前纵横波速度比反演结果作为第二变量, 用序贯指示模拟方法对储层的流体类型进行随机模拟, 产生出 10 个实现, 各实现能代表纵横波速度比反演结果的变化趋势, 只是细节上存在差别, 各实现的相比比例相差不大(表 2)。最后求取最大概率模型作为流体相模型(图 5), 作为相控属性参数模拟的控制边界。

### 3.2 孔隙度参数模型的建立

根据上述图 5 所示的流体相模型分别对气层、水层、干层用波阻抗约束, 采用同位协同克里金序贯高斯协模拟方法进行孔隙度参数的随机模拟, 模拟产生 10 个实现(表 2), 从中选取与地质情况最为接近的实现 9。对比分析采用流体相控前后的波阻抗



图 5 莺歌海盆地某气田 II 下气组随机流体相最大概率模型  
图中红点、淡蓝点、黄点都是井位; 白条带是断层断开的部分

约束随机模拟的孔隙度模型(图 6)可以看到, 未采用流体相控进行波阻抗约束孔隙度模拟的气层部分(背斜顶部附近)孔隙度明显比周围的高(图 6a),



但事实上气层和水层的孔隙度并没有这样大的差别;而采用流体相控后气层的孔隙度与水层相比没有明显偏大(图 6b),模型结果较合理。

在孔隙度过井剖面上(图 7),未采用流体相相控时,井周围模拟孔隙度比井轨迹附近的孔隙度高,在剖面上出现了“牛眼”现象,即图 7a 中(红线圈

出的椭圆范围)  $\text{II}_{\text{下}}$  气组在 D7h 井轨迹附近的孔隙度明显比周围低;而采用流体相相控后消除了“牛眼”,  $\text{II}_{\text{下}}$  气组在 D7h 井轨迹附近的孔隙度与其周围的孔隙度协调一致(图 7b)。由此表明在使用流体相相控后,气层段含气效应对孔隙度与波阻抗关系的影响得到了校正。

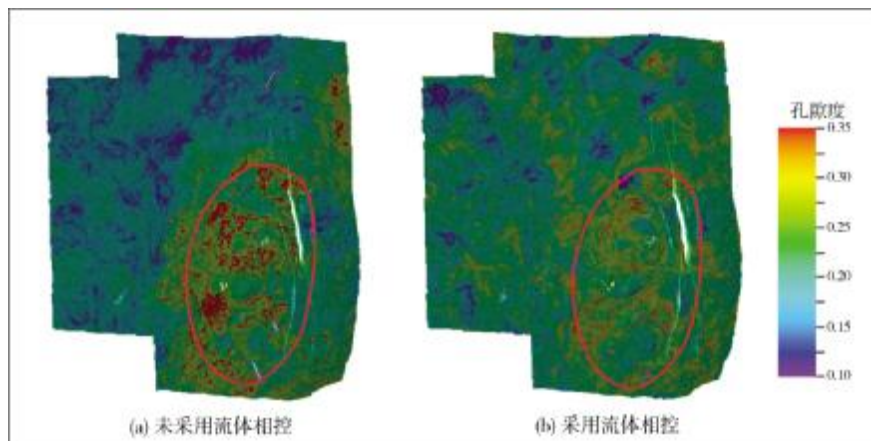


图 6 莺歌海盆地某气田  $\text{II}_{\text{下}}$  气组波阻抗约束随机模拟孔隙度模型  
用红线圈出部分为研究区的背斜顶部附近

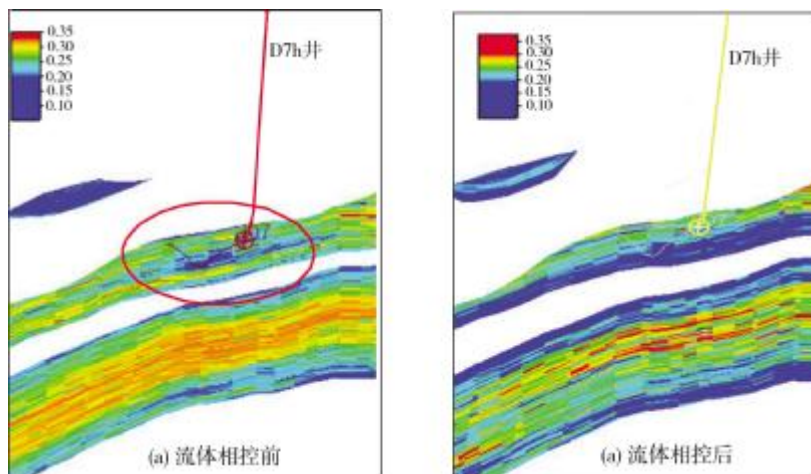


图 7 莺歌海盆地某气田  $\text{II}_{\text{下}}$  气组流体相控前后孔隙度过井剖面

#### 4 流体相控孔隙度模型的应用

生产测试结果表明,气田  $\text{II}_{\text{下}}$  气组存在多种气体类型和平面压力分区现象,表明  $\text{II}_{\text{下}}$  气组平面上存在有分隔带,但多年来无法对分隔带的分布进行准确描述。本区气田属性建模的任务之一是通过储层物性参数分布的模拟,从储层物性分布的角度来认识气田内部分隔带的形成机制和分布,因此得

到准确的孔隙度分布模型(图 6b)是描述储层分隔带的基础。根据生产井气体样品分析,  $\text{II}_{\text{下}}$  气组气体组分主要为烃类、二氧化碳和氮气,根据这三种组分含量的不同,可以将  $\text{II}_{\text{下}}$  气组划分为三种不同的气体类型,一种是高烃型,烃类含量高,  $\text{CO}_2$  含量低,如图 8 中的 D2 井及 4 井、1 井、8 井;另一种是高  $\text{CO}_2$  型,  $\text{CO}_2$  含量高,烃类含量低,对应图 8 中的 D4 井及 E1 井、3 井;第三种为混合型,组分介于高烃型和高

CO<sub>2</sub> 型之间,如图 8 中的 E2 和 D8 井。根据单井压力测试资料结果,平面上 II<sub>下</sub> 气组压力分布明显可划分为 4 个区(图 8)。I 区压力小于 10 MPa,气体类型为高烃型(D2 井);II、IV 区压力大于 12 MPa,II 区为高 CO<sub>2</sub> 型(3 井,E1 井),而 IV 区为高烃型(1 井、4 井及 8 井);III 区压力为 11~12 MPa,在断层东侧的 D4 井气体类型为高 CO<sub>2</sub> 型,而断层西侧为混合型(E2 井,D8 井)。气体类型和压力分布之间有一定的相关性,但并不完全相对应。这些分区现象表明,气藏内部存在有分隔带,但分隔带的位置通过生产测试资料无法预测。对于气藏而言,准确求取各组分的储量和确定各组分的产能是气藏合理高效开发管理的前提之一,因此首先必须确定不同气体类型的分隔边界,下面通过上述建立的流体相控孔隙度模型得到储层连通因子来预测分隔带的分布。

#### 4.1 剖面连通性分析

研究区 II<sub>下</sub> 气组断层分隔带东部的 3 井、D2 井、D4 井相距较近(图 8),但生产结果显示 3 井和 D4 井为高 CO<sub>2</sub> 井,而位于中间的 D2 井烃类气体含量较高,形成相邻井气体组分不同的复杂现象。而且 D4 井压力基本不受 D2 井开采的影响,D2 井的组分在生产中也未发生改变,表明两井之间连通性很差甚至根本不连通。孔隙度连井剖面(图 9)显示,D2 井与 3 井和 D4 井之间的储层变薄,物性变差,因而连通性变差。

#### 4.2 气藏内部分隔边界的定量表征

储层厚度的变化主要是由于泥流冲沟引起,研究认为,正是泥流冲沟和物性变化的联合控制形成了储层的内部分隔,为了表征这种泥流冲沟和物性变化联合控制形成的平面分隔形式,用连通因子来定量表征储层的分隔能力,定义如下:

$$c = \sum_{i=1}^n [\phi_i \times h_i] \quad (1)$$

式中:  $c$  为连通因子,  $\phi_i$  为模型中单个网格的孔隙度,  $h_i$  为模型中单个网格的有效厚度。

由于孔隙度与渗透率有较好相关性,式(1)中采用孔隙度代替渗透率,这样能突出有效厚度对平面连通性的贡献。连通因子越小,平面分隔能力越强。图 10 为一储层连通因子平面分布,其中四个连

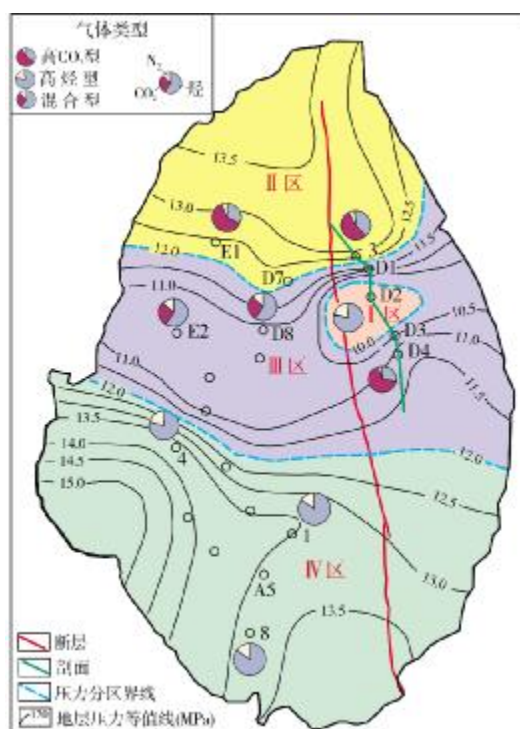


图 8 莺歌海盆地某气藏 II<sub>下</sub> 气组气藏的压力和气体类型平面分布

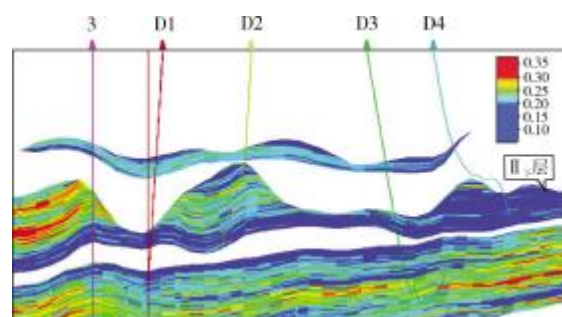


图 9 莺歌海盆地某气藏 3—D2—D4 井孔隙度连井剖面  
剖面位置见图 8

通因子分布的低值区形成四个分隔带,这四个分隔带与研究区一断层分隔带配置共可划分出五个气体类型分区。A 区气体类型为高烃型,对应图 8 中的压力分区 I 区;B 区为高 CO<sub>2</sub> 型,对应压力分区 II 区;C 区为混合型,对应压力分区的 III 区在断层分隔带以西部分;D 区为高烃型,对应压力分区 IV 区在断层分隔带以西部分;E 区高 CO<sub>2</sub> 型,对应压力分区的 III 区、IV 区在断层分隔带以东部分。

上述压力分区和气体类型分区之间有很好的相关关系,但却不是严格对应。这是因为所述的分隔带只是产生压力分区和气体类型的原因之一,之间

却不是一一对应的关系;分隔带的分布只能说明这样一个问题,即两口井之间压力或气体类型不同,则这两口井之间必定有分隔。压力测试和取样分析只能说明两口井间分隔带的有和无,连通因子分布则能说明分隔带在什么地方,将这两者相结合才能划出各气体类型的分布范围,而这个分布范围正是我们需要知道的。

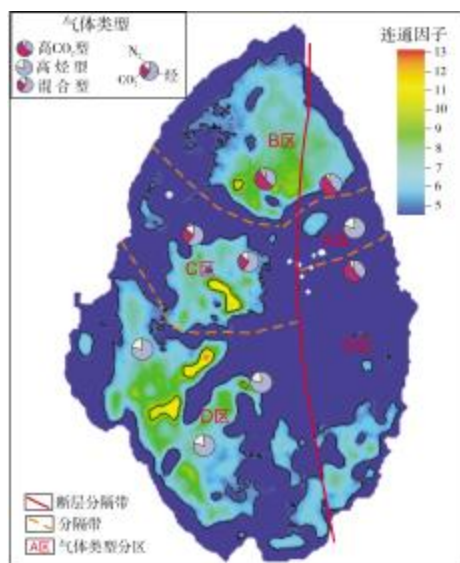


图 10 莺歌海盆地某气藏Ⅱ<sub>1</sub>气组连通因子分布

连通因子的分布可以定量描述储层平面的连通情况,结合生产测试结果可以划分出组分分区的边界范围,可为气藏的开发管理奠定基础。

## 5 结论与展望

相控建模是提高储层属性参数模型精度的常用方法<sup>[4]</sup>,在稀井网条件下用地震信息约束进行属性模拟时,采用沉积相、岩相等直接相控可能会效果不明显,这时我们可以尝试采用间接相控的方法,找出影响储层物性与地震信息间响应关系的主控因素,描述出其边界,用地震信息约束进行相控储层属性参数建模。在莺歌海盆地某气田的建模中,采用纵横波速度比反演结果约束建立流体相模型,然后用流体相相控、波阻抗约束进行孔隙度属性参数建模,取得了较好的效果。该方法为稀井网条件下的储层属性建模提供了新思路。

### 参考文献

- [1] 张团峰,王家华. 油气储层随机建模[M]. 北京:地质出版社,1996.
- [2] 廖新维,李少华,朱义清. 地质条件约束下的储集层随机建模[J]. 石油勘探与开发,2004,(11):92-94.
- [3] 周灿灿,王拥军,周凤鸣. 近源砂岩原生孔隙储集层岩石相控建模及应用[J]. 石油勘探与开发,2006,33(5):553-557.
- [4] 贾爱林,肖敬修. 油藏评价阶段建立地质模型的技术方法[M]. 北京:石油工业出版社,2002.

编辑:吴厚松

## Reservoir Modeling and Application of Fluid Facies-controlled Property Parameters for a Shallow Gas Reservoir in Yinggehai Basin

Long Guoqing, Deng Hongwen, Zhu Jitian, Yang Xibing, Wang Lifeng

**Abstract:** A reservoir model is built with the fluid facies-controlled property parameters for few available drill data of a shallow gas field in Yinggehai basin. Using the results of the seismic fluid inversion of P/S waves ratio before stack and the logging interpretation, a fluidfacies-controlled model is done by stochastic reservoir modeling and then under the fluidfacies model, a porosity parameter model with varying wave impedanc is stimulated, which can solve the problem that the distribution of reservoir properties is unable to stimulate rightly with the common method due to likely high porosity in gas-bearing beds. Based on the porosity model, connectivity factors are calculated and inner boundaries of reservoir porosity are described. This result has interpreted the distribution characters of pressure and gas types in study area.

**Key words:** Reservoir modeling; Shallow gas reservoir; Fluid facies; Facies-controlled modeling; Yinggehai Basin  
Long Guoqing: male, Doctor in progress at Institute of Energy Resource, China University Geosciences, Beijing, 100083 China