海上河流相储层应用地质模型计算储量的不确定性分析

薛艳霞,廖新武,霍春亮,胡勇,张如才
(中海石油(中国)有限公司天津分公司渤海石油研究院,天津 300459)

摘要:影响海上河流相储层地质模型储量不确定性变量有构造、平面变差函数、储层属性与地震属性的相关性、束缚水饱和度、有效储层下限值、体积系数和油水界面等。分析了不确定性变量产生的根源,并以渤海Q油田为例,综合应用Monte-Carlo计算方法和随机建模技术,定量评价了不确定性变量对油田储量产生的影响,得到储量的概率累积分布曲线及悲观的(P90)、期望的(P50)和乐观的(P10)3个概率储量值,预测了储层储量存在的风险和潜力。

关键词:河流相;随机建模;不确定性变量;Monte-Carlo计算;概率储量
中图分类号:TE155 **文献标识码:**A

Uncertainty analysis of reserves of fluvial reservoir calculated by geological model

Xue Yanxia, Liao Xinwu, Huo Chunliang, Hu Yong and Zhang Rucai

(Bohai Petroleum Research Institute, Tianjin Branch of CNOOC Limited, Tianjin 300459, China)

Abstract: The reserves of the geological model in the offshore fluvial reservoirs are influenced by the uncertain parameters, such as the structure, plane variogram, correlation between reservoir properties and seismic attributes, irreducible water saturation, lower limiting value of effective reservoir, volume coefficient, and oil-water interface. The root that causes these uncertain parameters is analyzed. Meanwhile, taking oilfield-Q in Bohai bay as an example, and by the integrated application of the Monte-Carlo method and stochastic modeling, the effects of the uncertainty parameters on the reserves are estimated quantitatively. The probability cumulative distribution curves of reserves and 3 probability reserve value which are the pessimistic reserves(P90), expected reserves (P50) and optimistic reserves(P10) are obtained to predict the risk and potential of the reserves.

Key words: fluvial facies, stochastic modeling, uncertainty parameters, Monte-Carlo method, probability of reserve

地质储量对于油田的开发决策来说至关重要,它的大小直接影响了油田的开发效果。对于海上油田来说,油田地质储量的大小直接决定了生产平台的规模。储量计算最常用的算法是容积法,它是在确定储量计算的区域面积后,根据研究区各项参数的平均值,如有效厚度平均值、有效孔隙度平均值和含油/气饱和度的平均值,来计算研究区的地质储量的一种方法。该方法掩盖了储层内部的非均质性对储量计算产生的影响。而随机建模生成的多个模型能够反映资料和认识的不足所带来的储层的不确定性[1-2],其储量计算的方法也是先计算模型中每个网格单元的油气储量,然后所有网格累加到一起得到整个油藏的储量,这大大提高了储量计算的精度[3-4]。然而,对于复杂河流相储层来说,由于河道的宽度窄,储层空间结构的配置复杂,横向变化非常快,油水关系复杂等不确定因素的存在,仅仅应用某一地质模型计算的储量同样存在一定的不确定性。为了评价这种不确定性,本文从影响地质模型储量的不确定性变量出发,定量分析了储量计算参数的不确定性,评价了储层储量存在的风险及潜力。

收稿日期:2018-01-26。
第一作者简介:薛艳霞(1980—),女,工程师,开发地质及储层地质建模。
基金项目:中海石油(中国)有限公司科技重大专项"渤海海域复杂碎屑岩储层地质建模研究"(YXKY-2011-TJ-01)。

1 影响地质模型储量的不确定性变量分析

影响地质模型储量的不确定性变量主要来自两个方面：一是地质建模过程本身；二是以地质模型实现为基础的储量计算[5]。地质建模过程中的不确定变量主要来源于构造模型（地震资料构造解释及地层对比）、平面变差函数、储层孔隙度与地震属性的相关性、束缚水饱和度等，沉积微相百分含量可以作为次要变量进行模拟；而在储量计算过程中存在的不确定性变量则包括有效储层下限值和油水界面。下面对主要不确定性变量产生的根源进行分析。

1.1 构造模型

构造模型是建立储层地质模型进行储量计算的基础，影响构造模拟的不确定性过程主要包括地震资料解释的断层和层面的不确定性及地层对比的不确定性。

构造模型由断层模型和层面模型组成。在有地震资料解释的情况下，构造建模首先是应用地震解释的断层Pillar数据建立断层模型。在断层模型的约束下，应用地震解释的层位数据建立储层的层面模型；然后进行时深转换，在深度域构造格架中进行小层层面的插值；最终建立储层的构造模型。在此过程中，断层和层位数据的解释均要受到地震资料的多解性及研究人员主观判断的影响，存在不确定性。而时深转换问题则是地震研究永恒的课题，这是因为测井、VSP和地震信息的速度求取受到精度的限制，导致时深转换和构造成图存在多解性和误差，特别是在复杂构造、复杂非均匀速度场和低幅度构造中影响更为严重。即使是应用同一速度模型，不同的研究人员进行时深转换时由于所用成图软件及个人工作习惯的不同，也同样存在一定的构造差别。

地层对比是构造模拟和储量计算的基础，地层对比的模式直接影响着油藏的开发方式和开发策略。在海上油田开发的初期，由于仅有少量的评价井资料，在地层对比过程中容易产生多解性。渤海A油田在开发初期仅有2口评价井，井距为700 m，为曲流河沉积，储层横向变化快。井1在该砂体钻遇6.7 m的油层，井2在该砂体钻遇油层6.7 m/2层，并钻遇4 m的含油水层。为了降低开发风险，在地层对比过程中划分了两种对比方案，方案1为底水油藏方案，方案2为边水油藏方案（图1）。

1.2 平面变差函数

变差函数是对空间变化的属性参数随距离变化的一种度量，它是表征属性参数空间位置的变化尺度，是随机建模的核心参数[6-7]。变差函数的准确求取关系到储集层预测的精度。由于定向井在垂向上的密集采样，储集层垂向上的空间变化特征易于描述和确定；而横向变化特征的描述往往面临井数少、井距大、平面分布不均的问题，为平面变差函数求取带来很大困难。对于海上油田来说，由于钻井资料较少，很难把握储层的平面地质统计特征，特别是当最小井距大于模拟目标体的尺度时，应用井点统计的平面变差函数进行模拟，模拟结果很难反映储层的平面非均质性。通过相似沉积特征的露头或开发成熟油田密井网区的储层构型研究，可以统计得到储层单元的几何形态、规模大小、相互排列方式及接触关系等结构特征，为研究区随机模拟提供借鉴依据。

1.3 储层属性与地震属性相关性

地震属性约束储层属性建模就是充分利用地震资料在平面上和井资料在垂向上具有高密度采样的特点，发挥地质统计学对多学科专业知识的综合能力，使得储层地质模型在地震资料的约束下，储层特征不仅在垂向上具有高分辨率，保持岩心与测井资料显示的储层变化特征，反映出储层的大尺度结构及连续性；在平面上也具有高分辨能力，建立高精度的储层地质模型。但是，由于地震资料在采集和处理过程中受到多种因素的影响，使得地震属性在识别储层时存在不确定性[8-9]。因此，储层属性与地震属性之间的相关性不具有唯一性。渤海B油田地震属性品质较好，频带范围15～90 Hz，主频为55 Hz，平均速度2 600 m/s，垂向分辨率为11.8 m。但是对于薄层或者巨厚层来说，地震属性在识别储层时会存在失真现象。该油田储层孔隙度与地震属性的相关系数为0.6，数据点具有一定的带宽，相关系数在0.4～0.8。

1.4 束缚水饱和度

束缚水饱和度是含油岩层中不可驱替水的体积与岩石总孔隙体积的比值，是储量计算的重要参数

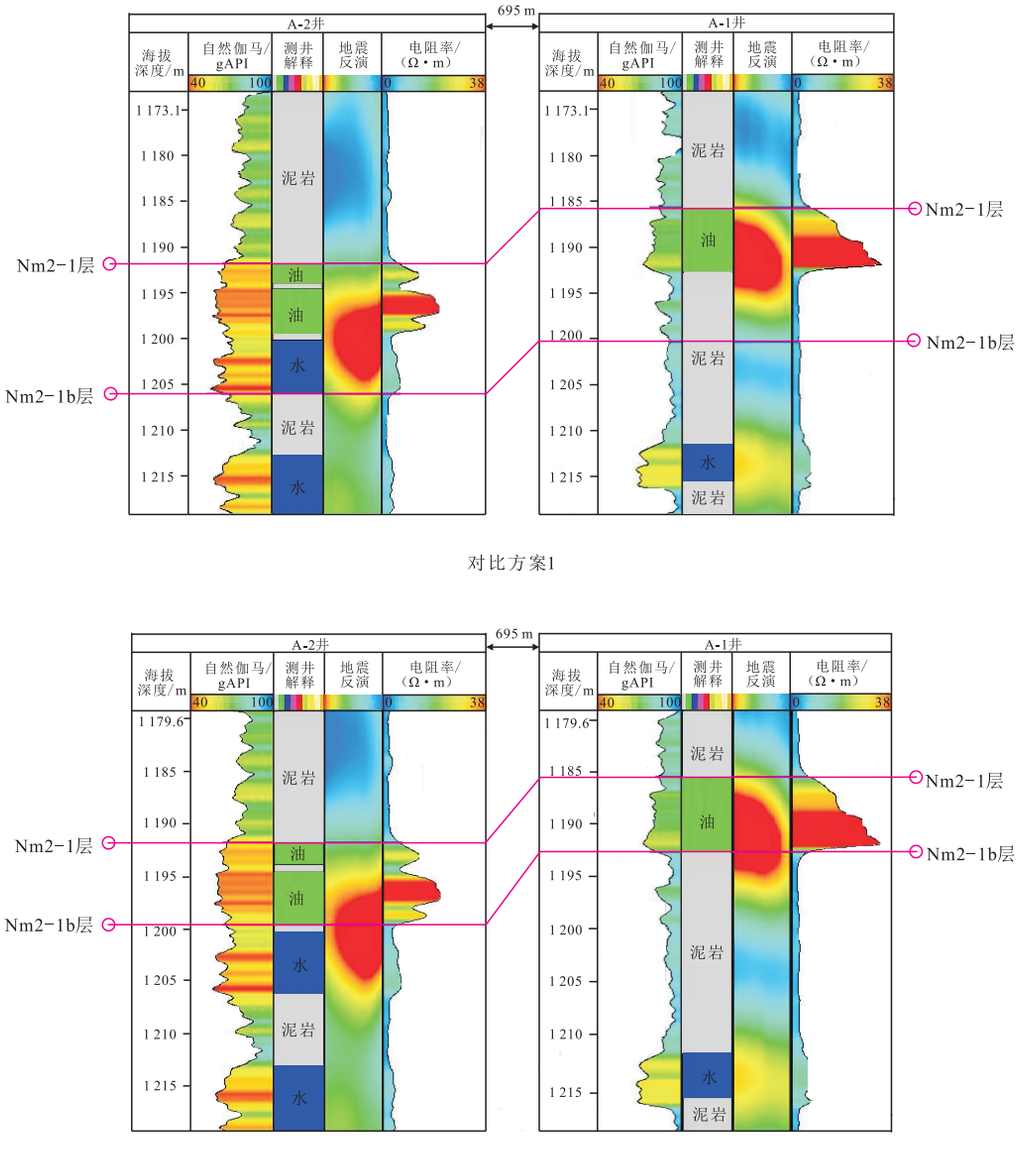


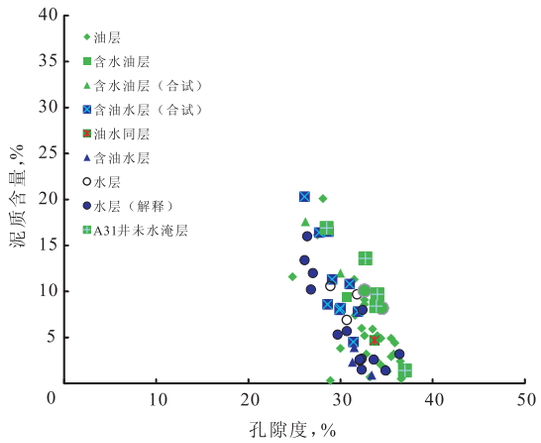
图1　渤海A油田1210砂体地层对比的不确定性

Fig. 1　Uncertainty of strata correlation of sand body-1210 of oilfield A in Bohai

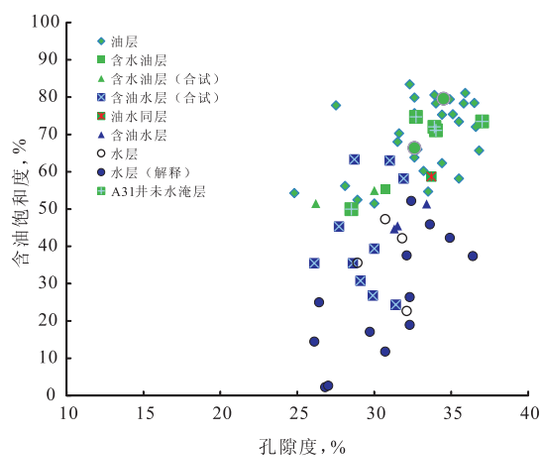
之一。准确的束缚水饱和度值，将能提高储量计算的精度。通过实验测定束缚水饱和度的方法有很多，如密闭取心、油基钻井液取心、半渗透隔板法、相渗法、核磁、压汞法和离心法等。但是，由于影响束缚水饱和度计算的因素复杂，有孔喉半径、孔隙结构、粒度、泥质含量、粉砂含量、岩石比表面、分选系数、孔隙度、渗透率等[10-11]，同一岩心不同实验方法得到的束缚水饱和度存在较大的区别；而同一油藏内不同岩心样品应用同一种实验测定方法时，束缚水饱和度同样存在较大的区别。渤海C油田为河流相储层，应用离心法对15块岩心样品进行束缚水饱和度测试，得到束缚水饱和度为0.189～0.399，平均0.255。

1.5　有效储层下限值

有效储层物性下限是指储集层能够成为有效储层应具有的最低物性，通常用孔隙度、渗透率、含油饱和度的某一确定值来表示，是影响计算储量结果的一个主要因素。目前，国内外确定有效储层下限值一般采有岩心分析法、经验统计法和测试法等三种方法。由于有效储层物性下限值的确定受到储集层岩性、岩石表面性质、胶结物成份及含量、孔隙结构、流体性质、储层压力等内在因素及石油政策、经济指标、开发工艺、试油工艺、测井技术、油层改造技术等外在因素的共同影响，其具有一定的随机性和



a. 孔隙度与泥质含量交会



b. 孔隙度与含油饱和度交会

图2 孔隙度与泥质含量、孔隙度与含油饱和度交会

Fig. 2 Crossplot of porosity with mud content, porosity and oil saturation

不确定性[12-14]。一种方法确定的有效储层下限值只能从一个方面反映储层的特征，并不能代表储层真正的下限[15-16]。渤海Q油田综合应用DST测试、取样和测压资料将有效储层下限值确定为孔隙度25 %（图2），考虑到测试、取样及测压过程中可能存在的误差，为了表征有效储层下限值存在的不确定性，在地质建模时可取值为24 %～26 %。

1.6 体积系数

在容积法储量计算中，体积系数的微小误差会带来储量结果的较大差异。一般情况下，研究人员通过高压物性取样实验分析法、Standing经验公式法、Vazques-Beggs经验公式法、类比法等方法获得原油体积系数。高压物性取样实验分析法是获取油层体积系数最直接的方法，而其物性测试资料的多少对体积系数的准确性有着一定程度的影响。Q油田在储量复算后新增了7口原油高压物性测试资料，不同层位的体积系数也相应的发生了-0.012～0.019的变化。

1.7 油水界面

流体界面是储量计算过程中的一个重要因素，它的取值对油藏的含油面积、有效厚度及油藏的储量都有很大的影响。通常认为，在同一个油藏内部具有统一的油水界面，而大庆长垣、塔里木哈得逊油田、伊拉克鲁迈拉油田及伊朗Sarvak油藏等的开发证实油水界面不一定是一个平面，也可能是深度有变化的曲面[17-20]，周家胜等认为水动力作用、毛细管压力、地温场作用和非稳态成藏是造成油水界面倾斜的主要因素。开发经验也证实了在取心、试油资料少、井网密度小的情况下确定的油水界面，会随着储层研究的深入、开发井的增多而发生变化。渤海E油田的IV3砂体为南北向的浅水三角洲水下分流河道沉积，砂体构造为北高南低，北部平缓，南部较陡，南部地层倾角在9°左右。开发井仅钻遇储层油底-1 640.4 m，故将-1 640.4 m作为该油藏的油水界面。多年的油井生产动态结合数值模拟结果显示，该砂体的油水界面存在下推的可能性。于是在砂体的构造的低部位钻了一口定向注水井探测油水界面，钻后证实该井钻遇油水界面-1 694 m，油水界面下推了53.6 m。

2 基于地质建模的储量计算方法

首先选择影响该油田地质模型储量的不确定性变量，对各变量的不确定性进行评价并给出可能存在的变化范围，然后对选择出的不确定性变量进行实验设计，抽取少量的模型来描述所有可能的结果。在此基础上建立储层三维地质模型，计算每个模型的储量，并建立不确定性变量—储量的响应曲面，分析不确定性变量对储量的敏感性，最后用Monte-Carlo方法计算储量响应曲面，得到储量的概率累积分布及悲观的（P90）、期望的（P50）和乐观的（P10）储量值，定量评价储层储量存在的风险和潜力。

渤海Q油田是在潜山披覆构造背景上形成并被断裂复杂化的，受岩性和构造双重因素控制的大型

表1　某一砂体不确定性变量取值

Table 1　Uncertainty variable values of certain sand body

不确定性变量	变差函数			沉积微相百分含量，%			有效储层下限，%	体积系数	油水界面/m	束缚水饱和度
	废弃河道	点坝	决口扇	废弃河道	点坝	决口扇				
P10	200-60-4.7	400-200-5.5	200-100-5	2	45	3	26	1.062	-1 146	0.3
P50	300-80-4.7	600-300-5.5	300-200-5	3	55	5	25	1.054	-1 148	0.25
P90	400-100-4.7	800-400-5.5	400-300-5	4	65	7	24	1.037	-1 150	0.18

油田。该油田构造幅度比较平缓，主要含油层系发育于新近系明化镇组(Nm)下段，为曲流河沉积。该油田有钻井200多口，综合含水90 %，处于油田开发的中后期，储层的构造比较落实。本文选取了该油田10个主力砂体进行不确定性分析。通过研究和分析认为，该油田在地质建模过程中，影响储量的不确定性变量主要有以下6个，即平面变差函数、沉积微相百分含量、有效储层下限值、体积系数、油水界面和束缚水饱和度。表1为其中一个主力砂体的不确定性变量取值，取值方法如下：1）通过建模软件的数据分析功能和沉积微相平面分布，可以得到不同沉积微相的P10、P50、P90的变差函数和百分含量；2）有效储层下限和体积系数已经在前文就该油田进行了分析，在此不做赘述；3）过路井钻遇该砂体的油底和水顶的分布范围在-1 150～-1 146 m，综合取值为-1 148 m，为了评价油水界面存在的风险，建模时油水界面取值范围为-1 150～-1 146 m；4）应用离心法对该油田岩心样品进行束缚水饱和度测试，得到束缚水饱和度为0.18～0.3，平均0.25，为了评价束缚水饱和度的不确定性，建模时取值为0.18～0.3。

将6个不确定性变量进行实验设计，得到9个排列来代表所有可能的分布，并建立这9个排列的地质模型，计算每个模型对应的储量。应用数理统计学假设检验的方法对6个不确定性变量的3个水平(-1，0，1)的实验结果进行敏感性分析，得到每个不确定性变量对储量的敏感性排列图(图3)，通过Monte-Carlo方法计算得到储量概率累积分布图(图4)。由图3可以看出，对储量影响较大的不确定性变量依次为油水界面、束缚水饱和度、变差函数和体积系数，其它两个变量对储量的影响较小。由图4可以看出，概率储量P90为1.12×10^8 m³，P50为1.19×10^8 m³，P10为1.27×10^8 m³。即该油田10个砂体的地质储量小于1.12×10^8 m³的可能性只有10 %，大于1.27×10^8 m³的可能性也只有10 %，最有可能的地质储量为1.19×10^8 m³，因

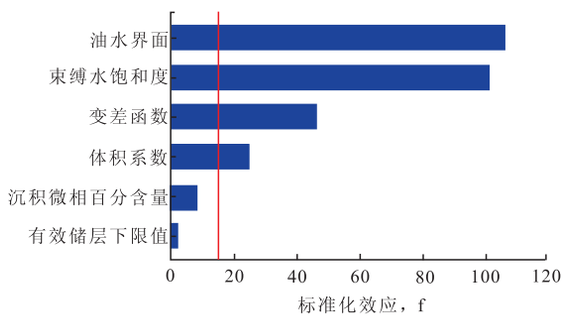


图3　不确定性变量对储量敏感性排列

Fig. 3　Pareto chart of uncertainty variables sensitivity on reserve

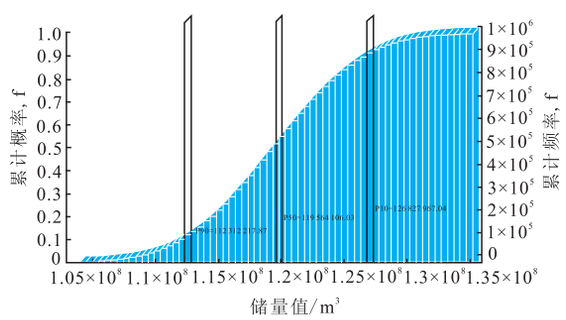


图4　储量概率累积分布

Fig. 4　Cumulative probability distribution of reserves

此提供给油藏进行数值模拟的地质模型为1、9、7(或6)。3个概率储量之间的差距较小，说明在油田开发的中后期，储层储量存在的不确定性风险较小，但仍有一定的潜力可以挖掘。

3　结论与认识

1）储层地质建模过程中很多参数存在不确定性，影响海上油田河流相储层地质模型储量计算的不确定性变量有：构造、平面变差函数、储层属性与地震属性的相关性、束缚水饱和度、有效储层下限值、体积系数和油水界面等，详细分析了每个不确定性变量产生的根源。

2）将Monte-Carlo方法和随机建模技术相结

(下转第10页)