

文章编号:0253-9985(2012)01-0094-07

应用实验设计优选随机建模的储层模型

崇仁杰^{1,2}, 于兴河¹, 李婷婷³

(1. 中国地质大学 能源学院, 北京 100083; 2. BP 中国勘探及生产公司, 北京 100020;

3. 中国石油 吉林油田分公司 新立采油厂, 吉林 松原 138000)

摘要:针对目前常用模型优选方法存在的主要问题,提出了一种将实验设计的理念应用于不确定性储层模型优选的方法。首先,根据油田的实际情况确定影响模型地质储量的不确定性变量及其可能变化范围,并采用实验设计确定建模方案;然后,建立多个确定模型并计算储量,对不确定变量与对应模型的地质储量进行多元回归;最终,应用蒙特卡罗模拟技术确定概率储量的P10、P50和P90模型的参数,并建立P10、P50和P90模型。该方法在应用过程中不仅更加客观、省时,而且,这种方法可以确定影响地质储量的主要地质变量,为评价地质储量的不确定性提供了一个全新的思路。

关键词:不确定性评价;实验设计;随机建模;概率储量;模型优选;储层模型;储量评价

中图分类号:TE122.2

文献标识码:A

Application of experimental design theory in stochastic reservoir model optimization

Chong Renjie^{1,2}, Yu Xinghe¹ and Li Tingting³

(1. School of Energy Resources, China University of Geoscience, Beijing 100083, China; 2. BP China E&P, Beijing 100020, China;

3. Xinli Oil Production Department, PetroChina Jilin Oilfield Company, Songyuan, Jilin 138000, China)

Abstract: To improve the conventional reservoir model optimization techniques, this paper presents a method to introduce experimental design theory to uncertainty reservoir modeling optimization. First, we identified the dominant nondeterministic variables that influence the OOIP calculation and their probability distributions by the actual oilfield data analysis, and made a modeling plan through experimental design. And then, several deterministic models were built to calculate OOIP. Multiple regression was performed on the nondeterministic variables and the OOIP calculated with corresponding models. Finally, the Monte Carlo simulation was run to obtain the OOIP probability curve and P10, P50 and P90 model parameters, which were used to establish the reference P10, P50 and P90 models. This method is not only more objective and efficient, but also capable of identifying the key geologic uncertainties that influence the OOIP calculation and provides a new way to evaluate the uncertainty of OOIP.

Key words: uncertainty assessment, experimental design, stochastic modeling, probabilistic reserve, model optimization, reservoir model, reserve assessment

自20世纪80年代以来,随着地质统计学的广泛应用,储层随机建模技术在油气田的勘探开发生产中得以迅速发展。随机建模不仅可以提供等概率的多个模型实现,而且,变差函数的引入使得模型能够更加合理地反应储层的空间非均质性^[1-2]。由于随机建模可以提供多模型实现,但在

实际应用中必须优选出一个或几个进行数值模拟研究,所以模型实现的优选至关重要。

常用的随机模型筛选方法^[1]有地质模式筛选法、多参数套合法、算术平均法、数值模拟法和概率储量法(表1)。这些模型优选方法在储层随机建模中得到了广泛的应用,同时也存在以下主要问题:

表1 常用随机模型优选方法对比

Table 1 Comparison of conventional stochastic model optimization methodology

方法	简述	优点	缺点
地质模式筛选法	比对每个模型实现与地质模式,优选与地质模式吻合程度较大的模型	模型实现可以较好地吻合地质概念模式	需要花费大量的时间,且受主观因素影响较大
多参数套合法 ^[3]	综合地质模式、统计参数、储层非均质性和抽稀检验的套合筛选法	此方法考虑的因素比较全面,选取的模型既符合地质规律,同时满足数据统计特征	具体操作过程中,需要大量的时间去对比验证
算术平均法 ^[4]	将多个模型实现进行算术平均,得到的平均模型作为最终优选的模型	操作简便	相对于随机模型实现,最终的模型更加平滑,不仅改变了储层的非均质性,而且改变了模型的统计分布特征
数值模拟法 ^[5-7]	将模型输出到油藏模拟中,通过流线模拟、历史拟合等动态方法优选模型	需要油藏工程师的参与,筛选完的模型可以直接用于油藏模拟	模型实现数量很大,对每个模型通过数值模拟筛选并不现实
概率储量法 ^[8]	计算所有模型实现的地质储量,作地质储量的概率分布图,从中选取P10,P50和P90储量对应的模型	具体操作快捷	由于多模型实现都是基于一套输入参数,所以模型结果不能充分考虑地质变量的不确定性变化范围

①具体操作费时、费力;②主观因素影响大;③不能充分考虑地质变量的不确定性变化范围。

在分析上述模型优选方法与实际生产需要的基础上,通过多个油田的实践,本文提出了一种通过实验设计优选地质模型的方法。在实际应用中,首先,根据油田实际情况和研究目的确定地质变量及其变化范围,每个变量的变化范围用最大值、最小值和平均值来描述,采用实验设计确定建模方案;据此,建立相应的模型并且计算其储量;对各变量及对应模型的地质储量进行多元回归,得到多元回归方程。然后,应用蒙特卡罗模拟技术确定储量的概率分布,同时确定 P10,P50 和 P90 模型的模拟参数。最后,建立 P10,P50 和 P90 模型,根据需要对模型进行粗化,为油藏模拟提供输入数据。

1 气藏特征

BZ 油田位于中国渤海湾盆地,主要目的层为沙(沙河街组)三段的扇三角洲砂体(图1)。其顶面构造是被近南西-北东向断层与近东西向断层切割的断裂背斜。油田范围内断裂系统复杂,受断层的分割形成多个油水系统。垂向上,沙三段划分为4个小层。储层岩性为岩屑长石粗砂岩或杂砂岩。储层的孔隙度主要分布在5.7%~24.5%,平均为14.5%。渗透率主要分布在 $0.03 \times 10^{-3} \sim 535.1 \times 10^{-3} \mu\text{m}^2$ 之间,平均为 $18.9 \times 10^{-3} \mu\text{m}^2$ 。

研究区的资料包括5口探井、评价井和14口开发井的测井资料,以及基于三维地震资料解释的油藏顶面构造图。

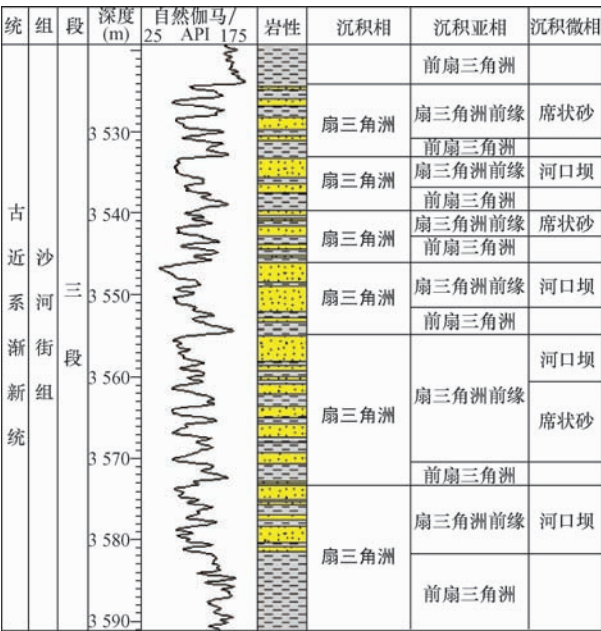


图1 沉积环境解释柱状图

Fig. 1 Histogram showing the interpreted sedimentary environments

2 不确定性分析

依据油田的勘探开发实际,选择以下6个地质变量来评价模型的不确定:沉积微相的变差函数及其体积百分比、岩石类型体积百分比、孔隙度变差函数、孔隙度下限和油-水界面。这里主要讨论其中3个变量取值范围的确定。

2.1 沉积微相变差函数参数

沉积微相变差函数^[9]是决定微相空间几何尺

表 2 沙河街组沉积微相变差函数参数

Table 2 Parameters of variogram function for sedimentary microfacies of the Shahejie Formation

微相	变差函数参数/m						垂向变程	方位角/(°)
	主变程			次变程				
	最小值	平均值	最大值	最小值	平均值	最大值		
河道	300	500	900	150	300	500	实际计算结果	110
席状砂	800	1 000	1 200	700	900	1 000		20
坝体	300	600	900	200	500	750		110

寸的重要参数。露头 and 现代沉积调查、水槽实验等统计结果显示,同类沉积环境中微相体的空间几何参数(如长宽比、宽厚比)是在一定范围内变化^[10]。对于一个具体的油田,由于资料有限,虽然无法准确地估计其横向变差函数的各项参数,但是依据测井资料可以较为准确地估计其垂向参数。然后,根据类比的长宽比、宽厚比,进一步确定横向的变差函数。扇三角洲发育于洼陷的陡坡地带,水流速度较快,因此河道较浅,砂体的宽厚比相对较大^[11]。在建模过程中,选择河道、席状砂和坝体作为模拟目标,利用井数据计算垂向参数,根据类比资料^[12-15]选择其横向参数,并根据古物源方向确定变差函数的方位角。具体的参数选择见表 2。

2.2 孔隙度下限

储层有效厚度下限值不仅用于在井点上确定储层的厚度,而且在三维地质模型中,它直接用于确定岩石的有效体积。地质建模中,通常用孔隙度下限确定模型的有效体积。因此,孔隙度下限对地质模型的地质储量和水体体积有直接的影响。BZ 油田储层有效厚度的孔隙度下限为 11% (图 2),在 10%~12% 之间的测试数据点并不多,选择的孔隙度下限有一定的不确定性。在考虑了孔隙度下限可能造成的风险和潜力的前提下,选择 11% 为均值,10% 为最小值,12% 为最大值。

2.3 油-水界面

油-水界面的变化对储量计算结果影响较大。BZ 油田北部断块的油-水界面尚未探明,目前取值为测井解释的油层底界-3 303 m(海拔),油层的平均厚度约为 60 m。考虑油-水界面的不确定性时,选择目前油层底界深度为最小值,向下推油层厚度之半 30 m,即-3 330 m(海拔)为均值,再下推 30 m,即-3 360 m(海拔)为最大值。

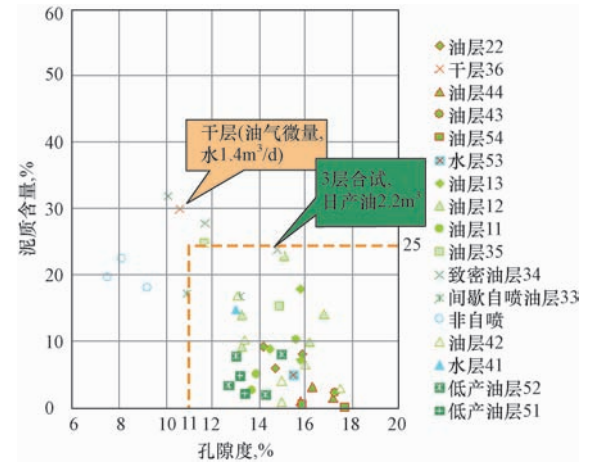


图 2 孔隙度下限选取图版

Fig. 2 Chart board for selection of lower limit of porosity

3 实验设计及实验模型的建立

3.1 实验设计及建模方案的选择

据 Douglas C. Montgomery (2001 年),一个设计的实验就是一个试验或一系列试验,通过有目的地改变输入变量值来观察试验结果的变化,从而确定引起结果变化的原因^[16]。试验设计主要应用于工程、物理和化学领域。在石油工业界的应用最早可追溯到 20 世纪 60 年代^[17],不过那时主要是应用在物理实验过程中,仍属于物理学的应用范畴。油气藏在地下,直接的数据很少,间接的数据受到各种条件限制,造成了描述储层空间分布及内部属性参数的不确定性,进而引起了地质储量和可采储量的不确定性。因此,理论上油藏描述的过程与物理化学试验具有可比性,可以应用实验设计的理念来进行油藏描述。

进入 21 世纪以来,人们开始应用实验设计评价油藏的不确定性。R. Venkataraman (2000 年)选择断层的传导率、孔-渗关系、油-水界面、 K_v/K_h 比和泥岩夹层渗透率作为不确定性变量,通过实

表 3 Plackett – Burman 实验设计
Table 3 Plackett – Burman experimental design

模型	沉积微相变差函数	沉积微相含量	岩相含量	孔隙度变差函数	孔隙度下限	油– 水界面(海拔)/m
模型 1	最大值	0.392 5	0.431 8	最大值	0.10	–3 360
模型 2	最大值	0.492 5	0.431 8	最小值	0.12	–3 303
模型 3	最大值	0.492 5	0.531 8	最小值	0.10	–3 360
模型 4	最小值	0.492 5	0.531 8	最大值	0.10	–3 303
模型 5	最大值	0.392 5	0.531 8	最大值	0.12	–3 303
模型 6	最小值	0.492 5	0.431 8	最大值	0.12	–3 360
模型 7	最小值	0.392 5	0.531 8	最小值	0.12	–3 360
模型 8	最小值	0.392 5	0.431 8	最小值	0.11	–3 303
模型 9	最可能值	0.442 5	0.481 8	最可能值	0.11	–3 330

验设计作了 43 个方案,来评价产量的变化范围^[18]。Cheong(2003 年)^[19]在研究油气储量与储层属性不确定性变化过程中,对比了各种实验设计方法,详细剖析了每种实验设计的适用条件以及设计方案的筛选,为后人的应用提供了有意义的指导。Mark Williams(2006 年)^[20]利用 Plackett – Burman 实验设计评价可采储量的不确定性,获选 2006 年 SPE 杰出报告人。在国内,实验设计也开始在油藏评价方面得到应用,例如霍春亮等应用实验设计评价了储层地质模型的不确定性^[21]。

为了评价某一变量对模型储量的影响,应该在保证其他变量不变的情况下,改变该变量的值进行多次模拟,从而确定该变量对模型结果的影响。如果变量的变化通过最大值和最小值(或称两水平)来描述,那么考虑 6 个变量对模型储量的影响时,至少需要 2⁶(64) 个模型才能对这些变量进行全面的定量评价。如果变量的变化通过最大值、最可能值和最小值来描述(或称三水平),那么需要建立 3⁶(729) 个模型^[20–21],显然在实际应用中这无法实现。Plackett – Burman 实验设计^[22]可以设计出最优的建模方案。它是筛选实验设计,主要针对输入变量数较多的情况,通过筛选对输出结果有显著影响的输入变量,避免了在后期的优化实验中由于输入变量数太多或部分输入变量不显著而浪费实验资源。为此,在 BZ 油田的研究中选择最大值、最可能的值(平均值)和最小值来描述变量的取值范围,通过 Plackett – Burman 实验设计优化,只需要 9 个模型就可以合理地评价储量的不确定性。表 3 中列出了实验设计给出的建模方案^[20–21]。

根据上述实验设计的建模方案,在构造框架模型的约束下,依次建立沉积相、岩相类型、孔隙

度、渗透率、饱和度和净毛比模型。

3.2 沉积微相模型

目的层的储层沉积相为扇三角洲相,主要沉积微相为分流河道、河口坝以及前缘席状砂。沙三段沉积期的物源来自油田的北西方向。在区域沉积背景的指导下,结合单井的数据进行沉积微相解释,然后将单井沉积微相解释结果离散为微相代码。将各微相估计的变差函数以及体积百分比作为条件数据,沉积亚相图作为约束趋势。依据实验设计的建模方案,采用序贯指示模拟(SIS)算法建立 9 个沉积微相模型。

3.3 属性模型

根据岩心分析结果确定的岩性划分标准(孔隙度大于 10%为中–粗砂岩,8%~10%为粉–细砂岩,小于 8%为泥岩),同时参考岩性录井数据,在井点上利用岩心标定过的孔隙度曲线进行岩性的划分,同时形成离散的岩性数据。三维地质建模过程中,将该离散化的岩性曲线作为基本输入数据,沉积微相模型作为约束,岩性的体积百分比作为条件数据。建立模型的方法仍然采用序贯指示模拟,在建模过程中要保证模型中各岩性的体积百分比与目标值基本一致。

BZ 油田地震资料的分辨率很低,因此不能通过地震资料约束孔隙度模型的建立。在岩相模型的控制下,以经过岩心标定的测井解释孔隙度为基本模型输入数据,以测井孔隙度统计分布特征及变差函数为条件,采用适用于连续变量的序贯高斯模拟(SGS)算法来建立孔隙度模型。

在岩石类型模型约束下,以经过岩心标定的测井解释渗透率为“硬”数据,以每个地质小层中

井点渗透率统计分布特征、变差函数模型为限制条件,以孔隙度模型为“软”数据,采用序贯高斯协同模拟法建立三维渗透率模型。

对于饱和度模型,根据毛管压力曲线统计得到含水饱和度与孔隙度、渗透率和油柱高度的关系式如下:

$$S_w = e^{5.5319(0.9076-0.0012h-0.01\sqrt{K/\Phi})} \tag{1}$$

式中: S_w 为含水饱和度,%; h 为油柱高度,m; K 为渗透率, $10^{-3} \mu m^2$; Φ 为孔隙度,%。

利用上式,通过孔隙度模型、渗透率模型和油柱高度计算得到一个饱和度体,该数据体为“软”数据,测井解释的饱和度为“硬”数据,采用序贯高斯协同模拟法模拟得到饱和度模型。

3.4 模型质量控制

完整的模型检验步骤包括输入与输出数据的一致性检查、动态数据的检验以及后期钻井数据的验证。模型的自我质量控制主要是输入、输出数据的一致性检查,包括模型在井点上的结果与井点测井数据的一致性 & 模型直方图与井数据直方图的对比,更重要的是模型结果必须与地质概念一致^[23]。

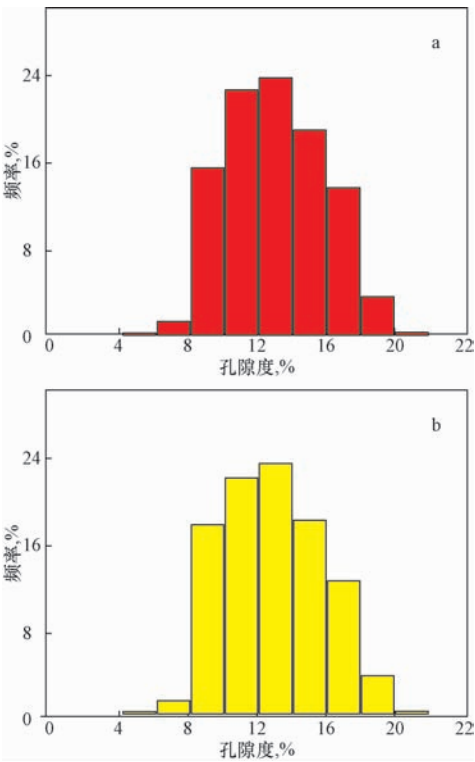


图 3 模型输入与输出直方图对比

Fig. 3 Comparison histograms of model input and output

a. 井点孔隙度;b. 模型孔隙度

地质统计建模用已有资料的地质统计规律约束模型的建立,模型结果的统计特征要继承输入数据的统计特征。BZ 油田研究中第 5 个模型的孔隙度输入-输出直方图(图 3)中,井点孔隙度代表输入数据,模型孔隙度表示输出数据,输入和输出数据的统计特征具有很好的一致性。

4 P10,P50,P90 模型

4.1 不确定性变量与模型地质储量的多元回归公式

根据前面建立的储层属性模型以及其他储量参数,计算 9 个模型的地质储量。地质储量最大为 $64 \times 10^4 m^3$,最小为 $41 \times 10^4 m^3$ 。对模型地质变量以及对应各模型地质储量进行多元回归,得到如下回归公式:

$$OGIP = 89 - 0.87\gamma_{mf} - 9.68F_{mf} + 50.10F_{lf} - 0.32\gamma_{por} - 525.26\Phi_{cut} + 4.23OWC \tag{2}$$

式中: $OGIP$ 为地质储量, $10^4 m^3$; γ_{mf} 为沉积微相变差函数; F_{mf} 为沉积微相含量,小数; F_{lf} 为岩石类型含量,小数; γ_{por} 为孔隙度模拟变差函数; Φ_{cut} 为孔隙度下限,小数; OWC 为油-水界面(海拔),m。

9 个模型的储量与回归公式计算的储量非常接近,其误差均小于 1%。两者的交会图见图 4 中的菱形点。回归公式很好地反映了不确定性变量与地质储量的关系。

4.2 概率储量模拟

在评价地质变量不确定性的过程中,蒙特卡

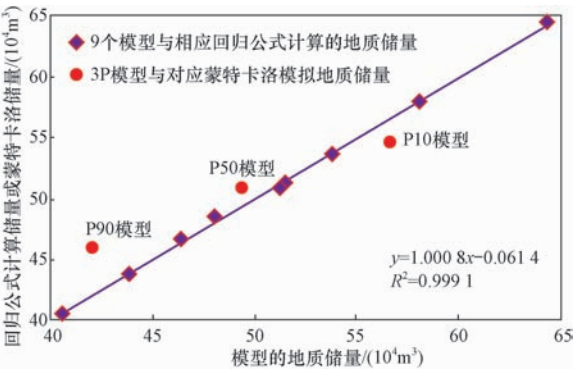


图 4 模型储量与公式预测储量交会图

Fig. 4 Cross plot of model-predicted vs. proxy equation-calculated OOIPs

洛技术的应用非常广泛,地质储量不确定性评价是其重要应用之一。根据前述的多元回归公式,应用蒙特卡洛技术评价地质储量的不确定性,选择 P10,P50 和 P90 模型的参数,从而得到最终的不确定模型。地质变量的取值范围见表 4。

常见地质变量的分布包括均一分布、正态分布、对数正态分布、三角分布及离散分布。在实际应用中,通常选择均一分布和三角分布。当现有数据不足以提供变量的统计特征值时,选择均一分布;否则选择三角分布。本文中,6 个变量都选择三角分布,同时假定各变量之间相互独立。因此,无需定义它们之间的相互关系。

通过蒙特卡洛模拟进行了 50 000 次的地质储量模拟,得到地质储量累计概率分布。同时得到,保守的地质储量 P90 为 $46 \times 10^4 \text{ m}^3$,最可能的地质储量 P50 为 $50.9 \times 10^4 \text{ m}^3$,乐观的地质储量 P10 为 $54.7 \times 10^4 \text{ m}^3$ 。

蒙特卡洛模拟法可以给出各变量对地质储量的影响程度评价。孔隙度下限的变化对模型地质储量影响最大(图 5),由于 BZ 油田的储层为低孔、低渗储层,孔隙度在 10% ~ 12% 的点非常多(图 3),因此孔隙度下限对模型的储量影响非常

大;其次是油-水界面,油-水界面的变化会影响含油面积,其值越大,地质储量越大;再次是岩石类型的百分含量。其余的 3 个变量(沉积微相模拟的变差函数、沉积微相的百分含量以及孔隙度模拟的变差函数)对储量影响不大。

4.3 P10,P50,P90 模型

根据蒙特卡洛模拟提供的模拟参数,建立了 P10,P50 和 P90 模型,并且计算其储量。P90 模型的地质储量为 $42.1 \times 10^4 \text{ m}^3$,P50 模型的地质储量为 $49.4 \times 10^4 \text{ m}^3$,P10 模型的地质储量为 $56.7 \times 10^4 \text{ m}^3$ 。

将 P10,P50 和 P90 模型以及实验设计的 9 个模型的地质储量及公式预测储量绘制到同一交会图上(图 4),菱形点为实验设计的模型数据,圆点为 3P 模型的数据。从中可以看出,经过实验设计得到的回归公式具有一定的预测能力,P50 和 P10 模型的储量与蒙特卡洛模拟的储量差值仅为 3%,P90 模型储量的差值略大约为 10%。

5 结论

1) 相对于目前常用的模型优选方法,应用实验设计理念的筛选模型方法具有以下优点。首先,它相对客观,只要按照该方法进行储层建模,就可以合理地选择出 P10,P50 和 P90 模型,由此避免了由于主观随意而造成的模型选择偏差;其次,是节省时间、提高工作效率,相对于地质模式筛选法、套合筛选法和油藏模拟验证法,该方法更加快捷;此外,该方法还充分考虑到了地质变量的不确定性,由于不同的建模方案考虑了各地质变量的可能变化范围,所以建立的一系列模型就更加合理地反应了地下地质特征。

2) 多个不确定性地质变量和模型地质储量的多元回归方法与蒙特卡洛模拟技术的结合,可进一步评价地质变量对地质模型储量影响的敏感性,从而确定影响模型结果的主要不确定性变量,为油气田的下一步评价提供依据。

3) 实验设计为评价地质储量的不确定性提供了一个全新的思路。这种方法不仅可以确定现阶段影响地质储量的主要地质变量,而且可以评价地质模型的不确定性,为油藏模拟提供更加合理的静态模型,最终为项目的决策提供合理的技术支撑。

表 4 地质变量取值范围

Table 4 Uncertainty range of geological variables

地质变量	最小值	中值	最大值
沉积微相变差函数	最小值	最可能值	最大值
沉积微相含量	0.392 5	0.442 5	0.492 5
岩相含量	0.431 8	0.481 8	0.531 8
孔隙度变差函数	最小值	最可能值	最大值
孔隙度下限	0.10	0.11	0.12
油-水界面(海拔)/m	-3 303	-3 330	-3 360

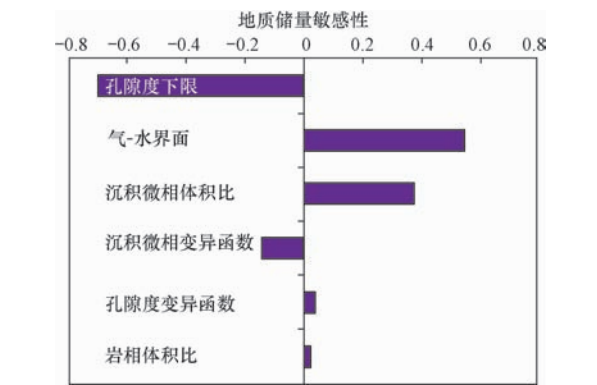


图 5 地质储量敏感性分析
Fig.5 OGIP sensitivity analysis

参 考 文 献

- [1] 于兴河. 油气储层表征与随机建模的发展历程及展望[J]. 地学前缘, 2008, 15(1): 1-7.
Yu Xinghe. A review of development course and prospect of petroleum reservoir characterization and stochastic modeling[J]. Earth Science Frontiers, 2008, 15(1): 1-7.
- [2] 李军, 熊利平, 赵为永, 等. 基于确定性和随机模型的薄储层岩性预测[J]. 石油与天然气地质, 2009, 30(2): 240-244.
Li Jun, Xiong Liping, Zhao Weiyong, et al. Lithology prediction of thin reservoirs based on deterministic and stochastic models[J]. Oil & Gas Geology, 2009, 30(2): 240-244.
- [3] 于兴河, 陈建阳, 张志杰, 等. 油气储层相控随机建模技术的约束方法[J]. 地学前缘, 2005, 11(3): 237-244.
Yu Xinghe, Chen Jianyang, Zhang Zhijie, et al. Stochastic modeling for characteristics of petroleum reservoir constrained by facies [J]. Earth Science Frontiers, 2005, 11(3): 237-244.
- [4] 沈章洪, 梁雪梅, 田立新. 随机模拟技术在QHD32-6油田油藏地质模型随钻调整中的应用[J]. 中国海上油气(地质), 2001, 15(6): 405-408.
Shen Zhanghong, Liang Xuemei, Tian Lixin. Application of stochastic simulation to geological model adjustment while drilling in QHD32-6 oilfield [J]. China Oil & Gas (Geology), 2001, 15(6): 405-408.
- [5] 徐文, 王东旭, 何丽萍. 辫状河三角洲沉积体单井地质模型优选研究[J]. 天然气工业, 2005, 25(4): 1-2.
Xu Wen, Wang Dongxu, He Liping. Optimization of single well geological model of braided river deltaic deposit body [J]. Natural Gas Industry, 2005, 25(4): 1-2.
- [6] 周丽清, 熊琦华, 吴胜和. 随机建模中相模型的优选验证原则[J]. 石油勘探与开发, 2001, 28(1): 69-71.
Zhou Liqing, Xiong Qihua, Wu Shenghe. The principles of selecting and testifying facies models in stochastic modeling [J]. Petroleum Exploration and Development, 2001, 28(1): 69-71.
- [7] 崇仁杰, 宋春华, 程立芝. 应用随机模拟技术建立夹层模型[J]. 石油与天然气地质, 2002, 23(1): 89-91.
Chong Renjie, Song Chunhua, Cheng Lizhi. Application of stochastic simulation to interlayer modeling [J]. Oil & Gas Geology, 2002, 23(1): 89-91.
- [8] 张明禄, 王家华, 卢涛. 应用储层随机建模方法计算概率储量[J]. 石油学报, 2005, 25(1): 65-68.
Zhang Minglu, Wang Jiahua, Lu Tao. Calculation of probabilistic reserves of reservoir with stochastic modeling method [J]. Acta Petrolei Sinica, 2005, 25(1): 65-68.
- [9] 侯景儒, 尹镇南, 李维明, 等. 实用地质统计学[M]. 北京: 地质出版社, 1998: 36-44.
Hou Jingru, Yin Zhennan, Li Weiming, et al. Practical Geostatistics [M]. Beijing: Geology Publish House, 1998: 36-44.
- [10] 于兴河. 油气储层地质学基础[M]. 北京: 石油工业出版社, 2009: 325-361.
Yu Xinghe. Basis of hydrocarbon reservoir geology [M]. Beijing: Petroleum Industry Press, 2009: 325-361.
- [11] 于兴河. 碎屑岩系油气储层沉积学[M]. 第二版. 北京: 石油工业出版社, 2008: 379-402.
Yu Xinghe. Hydrocarbon reservoir sedimentology of clastic rocks [M]. 2nd Edition. Beijing: Petroleum Industry Press, 2008: 379-402.
- [12] 穆龙新, 贾爱林. 扇三角洲沉积储层模式及预测方法研究[M]. 北京: 石油工业出版社, 2003: 143-157.
Mu Longxin, Jia Ailin. Fan delta sedimentary reservoir model and prognosis methodology research [M]. Beijing: Petroleum Industry Press, 2003: 143-157.
- [13] 贾爱林, 何东博, 郭建林, 等. 扇三角洲露头层序演化特征及其对砂岩储集层的控制作用[J]. 石油勘探与开发, 2004, 31(增刊): 103-105.
Jia Ailin, He Dongbo, Guo Jianlin, et al. Sequence evolution of fan-delta outcrops and its controlling on the sandstone reservoirs [J]. Petroleum Exploration and Development, 2004, 31(S1): 103-105.
- [14] 陈程, 孙义梅, 贾爱林. 扇三角洲前缘地质知识库的建立及应用[J]. 石油学报, 2006, 27(2): 53-57.
Chen Cheng, Sun Yimei, Jia Ailin. Development and application of geological knowledge database for fan-delta front in the dense spacing area [J]. Acta Petrolei Sinica, 2006, 27(2): 53-57.
- [15] 樊德华. 黄河三角洲入海口地区近地表层特征与沉积模式[J]. 石油与天然气地质, 2009, 30(3): 282-286.
Fan Dehua. Stratigraphic characteristics and sedimentary models of near-surface formations in the estuary area of the Yellow River Delta [J]. Oil & Gas Geology, 2009, 30(3): 282-286.
- [16] Montgomery D C. Design and analysis of experiments[M]. 5th Edition. New York: John Wiley & Sons Inc, 2001: 1-5.
- [17] Heins R W, Friz T O. The effect of low temperature on some physical properties of rock [J]. SPE, 1967, SPE 1714: 189-196.
- [18] Venkataraman R. Application of the method of experimental design to quantify uncertainty [C]//2000 Asia Pacific Conference on Integrated Modeling for Asset Management. Yokohama, Japan: SPE, 2000, SPE 59422: 1-8.
- [19] Cheong Yaw Peng, Ritu Gupta. Experimental design in deterministic modeling: assessing significant uncertainties [C]//SPE Asia Pacific Oil and Gas Conference and Exhibition. Jakarta, Indonesia: SPE, 2003, SPE 80537: 1-21.

油气藏成藏期[J]. 沉积学报,1997,15(2):150-154.

Xiao Zhongyao, Zhang Shuichang, Zhao Mengjun, et al. A brief analysis on forming periods of Silurian pools in the Tazhong A well [J]. Acta Sedimentologica Sinica, 1997, 15 (2):150-154.

[12] 肖中尧,卢玉红,桑红,等. 一个典型的寒武系油藏:塔里木盆地塔中 62 井油藏成因分析[J]. 地球化学,2005,34(2):155-160.

Xiao Zhongyao, Lu Yuhong, Sang Hong, et al. A typical Cambrian oil reservoir: origin of oil reservoir in Well TZ62, Tarim Basin[J]. Geochimica,2005,34(2):155-160.

[13] 刘洛夫,赵建章,张水昌,等. 塔里木盆地志留系沥青砂岩的形成期次及演化[J]. 沉积学报,2000,18(3):475-479.

Liu Luofu, Zhao Jianzhang, Zhang Shuichang, et al. Hydrocarbon filling ages and evolution of the Silurian asphalt sandstones in Tarim basin [J]. Acta Sedimentologica Sinica, 2000, 18 (3):475-479.

[14] 林青,王培荣,金晓辉,等. 塔中北斜坡塔中 45 井奥陶系油藏成藏史浅析[J]. 石油勘探与开发,2002,29(3):5-7.

Lin Qin, Wang Peirong, Jin Xiaohui, et al. Reservoir-forming history of Ordovician reservoir at Well Tazhong-45 in the northern slope of Tazhong uplift [J]. Petroleum Exploration and Development,2002,29(3):5-7.

[15] 赵靖舟,李秀荣. 晚期调整再成藏——塔里木盆地海相油气藏形成的一个重要特征[J]. 新疆石油地质,2002,23 (2):89-92.

Zhao Jingzhou, Li Xiurong. Late adjustment and re-accumulation as a major feature of marine petroleum accumulation in Tarim basin [J]. Xinjiang Petroleum Geology, 2002, 23 (2): 89-91.

[16] 刘克奇,金之钧. 塔里木盆地塔中低凸起奥陶纪油气成藏体系[J]. 地球科学——中国地质大学学报,2004,29(4):489-494.

Liu Keqi, Jin Zhijun. Ordovician petroleum accumulation system in Tazhong low uplift of Tarim basin [J]. Earth Science Journal of China University of Geosciences, 2004, 29 (4): 489-494.

[17] 张翀,赵瑞华,张蒂嘉,等. 塔中 I 号带奥陶系烃包裹体荧光特征与成藏期[J]. 石油与天然气地质,2010,31(1):63-68,75.

Zhang Nai, Zhao Ruihua, Zhang Dijia, et al. Fluorescence characteristics of the Ordovician hydrocarbon inclusions in the Tazhong- I slope-break zone and the timing of hydrocarbon accumulation [J]. Oil & Gas Geology, 2010, 31 (1): 63-68, 75.

[18] 吕修祥,白忠凯,赵风云. 塔里木盆地塔中隆起志留系油气成藏及分布特点[J]. 地学前缘,2008,15(2):156-166.

Lü Xiuxiang, Bai Zhongkai, Zhao Fengyun. Hydrocarbon accumulation and distributional characteristics of the Silurian reservoirs in the Tazhong uplift of the Tarim basin [J]. Earth Science Frontiers,2008,15(2):156-166.

(编辑 李 军)

(上接第 100 页)

[20] Williams M. Assessing dynamic reservoir uncertainty: integrating experimental design with field development planning [C] // 2006/2007 SPE Distinguished Lectures Series. Houston, USA: SPE, 2006:1-10.

[21] 霍春亮,刘松,古莉,等. 一种定量评价地质模型不确定性的方法[J]. 石油勘探与开发, 2007, 31(5): 574-579.

Huo Chunliang, Liu Song, Gu Li, et al. A quantitative method for appraising reservoir geological model uncertainty [J]. Petroleum Exploration and Development, 2007, 31 (5): 574-579.

[22] Plackett R L, Burman J P. The design of optimal multifactorial experiments[J]. Biometrika, 1946, 33(4): 305-325.

[23] 陈克勇. 长岭气田火山岩储层三维岩相建模[J]. 石油与天然气地质, 2010, 31(2): 206-211.

Chen Keyong. Three dimensional lithology modeling of volcanic reservoirs in the Changling gas field [J]. Oil & Gas Geology, 2010, 31(2): 206-211.

(编辑 李 军)