

页岩油资源规模分布模型及敏感性研究

卢振东^{1,2}, 刘成林^{1,2}, 曾晓祥^{1,2}, 阳宏^{1,2},
臧起彪^{1,2}, 吴育平^{1,2}, 李国雄^{1,2}, 冯德浩^{1,2}

1. 油气资源与探测国家重点实验室, 北京 102249;
2. 中国石油大学(北京)地球科学学院, 北京 102249

摘要:评价非常规油气资源一般采用类比法、统计法和成因法,在不断创新评价方法的同时,如何将常规油气资源评价方法改进,并应用于非常规资源评价是目前研究的一个重点和难点。以井为单元,将单井估算最终可采油气量(EUR)作为单元油气储量,建立帕累托分布模型,利用随机取样和偏态抽样原理编写程序,分析自然总体个数、形状参数和勘探系数对模型的敏感性,建立了新的页岩油资源规模分布法。该方法应用于鄂尔多斯盆地合水地区 X230 井区页岩油资源评价,发现数量影响油藏规模分布形状参数的大小和离散程度,当油藏发现个数大于 300 个时,分布模型趋于稳定;而分布模型对勘探系数的敏感性很小,这是划分 EUR 为评价单元的局限性所致,因为这种划分方法不存在真正意义上的“大油藏”。通过自然总体个数随形状因子的变化,确定截断点对应的个数,即所有井 EUR 的总和为该区的可采资源量,为 6.72×10^6 t,这与油气资源丰度法评价结果相吻合。改善后的页岩油资源规模分布法可为非常规油气资源评价提供指导。

关键词:帕累托分布模型;形状参数;敏感性;资源评价;页岩油;鄂尔多斯盆地
中图分类号: TE155 **文献标识码:** A

Shale oil size distribution models and their sensitivities

LU Zhendong^{1,2}, LIU Chenglin^{1,2}, ZENG Xiaoxiang^{1,2}, YANG Hong^{1,2},
ZANG Qibiao^{1,2}, WU Yuping^{1,2}, LI Guoxiong^{1,2}, FENG Dehao^{1,2}

1. State Key Laboratory of Oil and Gas Resources and Exploration, Beijing 102249, China;
2. School of Earth Sciences, China University of Petroleum (Beijing), Beijing 102249, China

Abstract: With the rapid development of unconventional oil and gas resources, the demand for corresponding evaluation methods is increasing. At present, the evaluation methods for unconventional oil and gas resources are divided into analogy, statistical and genetic method. While constantly innovating evaluation methods, how to improve conventional methods and apply them to unconventional resource evaluation is also a focus and difficulty in current research. Taking a well as an unit and the EUR of the well as the unit's oil or gas reserves, a Pareto distribution model was established, and a program was compiled according to the principle of random sampling and skew sampling to analyze the sensitivity of number N , shape parameter and exploration coefficient E to the model. This method was applied to the shale oil resource evaluation in the X230 well block in Heshui area of Ordos Basin. Results show that the number of discoveries affects the size and dispersion of the parameters for oil-field distribution. The distribution model tends to be stable when the number is more than 300. Exploration coefficient has little influence on the sensitivity of distribution model, which is the limitation of taking EUR as evaluation unit. According to the variation of number N with shape parameter β , the number corresponding to cut-off point can be determined, that is, the sum of EUR of all wells is the recoverable resource of the area, which is 6.72×10^6 t. The result is consistent with the evaluation of oil and gas resource abundance. This method can provide guidance for unconventional oil and gas resources evaluation.

Key words: Pareto distribution model; shape parameter; sensitivity; resource evaluation; shale oil; Ordos Basin

近年来,随着国内外对致密油气、页岩油气等非常规油气的重视程度不断加大,推动了全球非常

规油气勘探开发快速发展,非常规油气资源评价也得到快速发展^[1-6]。国外最常用的资源评价方法

收稿日期: 2021-05-31; 修订日期: 2022-06-07

作者简介: 卢振东(1997—),男,在读硕士研究生,从事石油地质勘探与资源评价。E-mail: Luzhd2019@163.com。

通信作者: 刘成林(1970—),男,博士,教授,博士生导师,从事油气地球化学与资源评价、非常规油气地质研究和教学工作。E-mail: liucl@cup.edu.cn。

基金项目: 国家自然科学基金项目(41872127)资助。

包括类比法、单井储量估算法、体积法、发现过程法和资源空间分布预测法等^[7]。非常规油气资源评价方法可归纳为类比法、统计法和成因法三大类^[8]。郭秋麟等^[9]指出,我国所处勘探开发阶段,页岩油资源评价可优先采用三种便捷评价方法,即分级资源丰度类比法、单井估算最终可采量(EUR)类比法和小面元容积法。在不断对非常规油气资源评价方法的探索过程中,如何将早已研究成熟的、熟悉的常规油气资源评价方法运用到非常规油气中去,是资源评价方法的一个重要方向。常规油气资源评价中的一个重要方面是预测油气田数目及其规模分布。APRS 和 ROBERTS 在 1958 年发表了第一张油气藏规模分布图^[10],其后 60 多年,提出了多种油气藏规模分布模型和方法并应用于评价中。从油气藏规模分布模型的产生^[11-12],经过自然总体油气藏规模是对数正态分布还是反“J”形分布的讨论^[13-14],不同油气藏规模分布模型的对比^[15],发展到今天对油气藏规模分布的敏感性研究分析^[16]。油藏规模分布法的适用条件是中高勘探程度的常规油气藏,如何使油藏规模分布法适用于非常规油气资源评价中,进行油气藏规模分布的敏感性研究,是本文的研究重点。

1 区域地质背景

研究区为合水地区 X230 井区,面积约为 151 km²,位于鄂尔多斯盆地西南部,构造位置为伊陕斜坡(图 1)。研究的目的是层位是上三叠统延长组

长 7 段,属于半深湖—深湖环境,发育多种类型的重力流沉积^[17-19];岩石类型主要为长石质石英砂岩,黏土矿物以伊利石和绿泥石为主。该区紧邻中生界延长组生烃中心,油气来源充足^[20-21]。储层整体十分致密,孔隙度为 8.5%~10.5%,渗透率为 (0.08~0.17)×10⁻³ μm²,属于超低孔—超低渗储层。X230 井区的地质资源丰度约为 45×10⁴ t/km²,地质资源量约为 0.68×10⁸ t。

2 建立油藏规模分布模型

2.1 确定评价单元

油藏规模分布反映的是一个盆地中自然存在的油气藏分布特征、油气发现过程的效率和经济条件对多数小油气藏开发的限制^[13]。统计表明,一个评价单元内油藏规模分布遵循一定的统计规律;在发现过程模型法中,是用对数正态分布描述一个区带中油藏的规模分布。

在常规油气资源评价中,油藏规模分布法的基本原理是:在一定的研究区域中,分布一定油气藏的数量,所有油气藏对应的资源量看作一个集合,服从一定的分布规律,常见的有对数正态(Lognormal)分布或者帕累托(Pareto)分布,我们一般称之为“母体”。已发现的油气藏类似于不放回的随机取样,在一定程度上也反映母体的分布特征,通过已发现油藏的规模分布特征反演出母体的油藏规模分布。而在非常规资源中,油气是连续分布的,没有明显的油气水边界,按照一个油藏为一个单位的

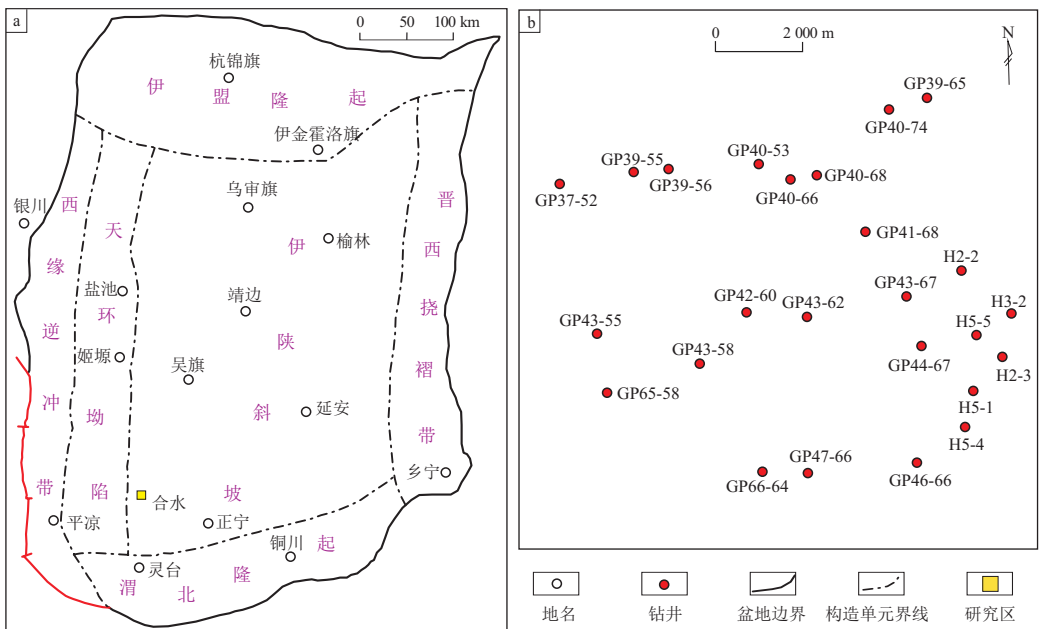


图 1 研究区位置(a)及部分井位分布(b)

Fig.1 Location of study area (a) and distribution of some wells (b)

思想则无法使用。解决办法是:以井为单位,一口井的单井最终可采储量(EUR)作为评价单元的油气储量,这组数据便是在研究区内已发现的油藏规模分布。关于 EUR 的求取方法比较多,如递减法、双曲线递减法、经验公式法等,本文采用的是双曲线递减法。

2.2 油藏规模分布模型的建立

目前对存在的自然总体分布模型(母体)有两种观点:一是认为对数正态分布是代表油气藏规模母体的一个好的模型,在勘探程度较高的含油气盆地中,已发现的不同规模的油气藏用对数正态分布拟合结果非常理想;二是认为油藏规模分布服从反“J”形态分布,如帕累托分布。康托罗维奇院士在研究世界油气藏资料后认为,这种分布服从帕累托分布^[15]。20 世纪 80 年代以后,考虑到经济、技术及其他因素综合作用的影响,SCHUENEMEYER 和 DREW 根据不同时期已发现油气藏分布形态变化规律,推测油气藏规模母体的分布形式应该为对数几何分布(帕累托分布的离散形式)^[12-13]。

ATTANASI 和 CHARPENTIER 对比分析了对数正态分布和帕累托分布^[15],认为在模拟参数完全相同的条件下,对数正态分布模拟的结果比帕累托分布的要小 15% 左右。原因是在对数正态分布模拟中,大油气藏和小油气藏的个数都比帕累托分

布的少;对数正态分布反映的只是帕累托分布中的一部分,而不能很好地反映自然总体分布模型的全貌^[22]。因此,本文采取帕累托分布模型进行模拟分析。

2.2.1 帕累托分布模型

在前文中确定好评价单元后,可以得到 81 口井的 EUR 数据(表 1),以此为基础,建立自然总体分布的油藏规模分布模型。

(1)以 EUR 数据为基础,使用概率统计方法拟合出研究区油藏分布模型的类型,并获得相关的特征参数(位置参数、形状参数)。

现有数据拟合显示,已发现的油藏规模呈现对数正态分布(图 2)。而前人研究认为,帕累托分布比对数正态分布能更好地表示油藏规模分布的全貌,所以采用帕累托模型作为母体分布。研究区帕累托分布的形状参数 $\beta=0.33$,位置参数 $L=601.34$ (图 3)。

(2)在特征参数得到后,使用蒙特卡洛迭代法,模拟生成一组 10 000 个值的数据(母体)。

(3)从模拟出的数据中,随机导出 4 组数据体(对应的形状参数 β 分别是 0.41, 0.49, 0.51, 0.52),每组数据 4 000 个。

(4)建立以帕累托分布为自然总体分布的油藏规模分布模型,并编写一套程序,研究在不同的

表 1 鄂尔多斯盆地合水地区 X230 井区单井 EUR 统计

Table 1 EUR statistics of single well in X230 well block in Heshui area, Ordos Basin

井名	EUR/t	井名	EUR/t	井名	EUR/t	井名	EUR/t
GP43-57	8 751.7	GP41-52	15 977.5	GP42-65	22 327.4	GP45-64	19 527.5
GP43-55	12 800.0	GP45-66	13 735.8	GP47-64	8 450.4	GP40-73	13 807.6
GP43-54	13 334.5	GP41-54	13 060.2	GP42-64	26 264.0	GP40-71	8 984.6
GP43-60	9 212.0	GP40-54	4 545.9	GP42-62	21 299.4	GP41-65	21 791.2
GP43-61	13 845.8	GP46-64	12 090.1	GP42-58	16 019.4	GP39-55	23 282.1
GP42-61	12 353.4	GP43-67	30 121.2	GP41-56	2 996.0	GP39-56	31 766.3
GP42-60	18 179.5	GP43-68	21 049.4	GP41-55	8 079.6	GP39-53	33 072.2
GP43-58	13 005.3	GP39-54	10 195.8	GP40-58	1 332.0	GP40-74	21 490.4
GP44-65	12 748.1	GP41-59	14 085.6	GP41-57	624.0	GP41-66	36 074.1
GP43-56	11 636.4	GP45-68	8 356.9	GP41-61	9 828.2	GP39-64	18 732.1
GP47-65	2 455.0	GP44-67	33 489.4	GP40-60	1 599.0	GP39-52	49 589.3
GP43-59	10 654.9	GP41-70	11 303.6	GP41-63	19 516.0	GCH1-1	15 586.3
GP43-66	10 930.9	GP46-66	25 024.9	GP46-65	7 261.6	GP39-65	34 912.2
GP42-56	8 385.6	GP41-53	12 911.3	GP41-58	711.0	GP40-68	15 481.1
GP42-57	5 419.4	GP41-68	27 809.8	GP41-60	4 630.6	GP40-63	28 953.6
GP43-65	11 636.4	GP41-64	31 049.4	GP40-61	4 758.6	GP40-66	29 817.9
GP42-59	21 292.5	GP41-69	9 070.4	GP40-56	5 101.1	GP40-67	14 928.2
GP45-65	12 834.0	GP45-67	18 653.4	GP40-62	8 84.0	GP41-73	13 295.7
GP46-67	11 796.1	GP43-62	25 517.3	GP43-53	20 720.1	GP40-65	22 073.9
GP44-66	24 684.8	GP44-68	17 836.8	GP41-62	6 012.0	GP43-72	39 634.2
GP40-59	4 138.0						

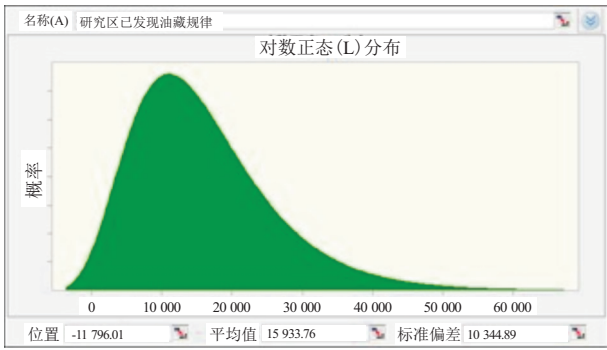


图 2 概率统计方法拟合对数正态油藏规模分布模型

Fig.2 Fitting lognormal oilfield scale distribution model with probability and statistics methods

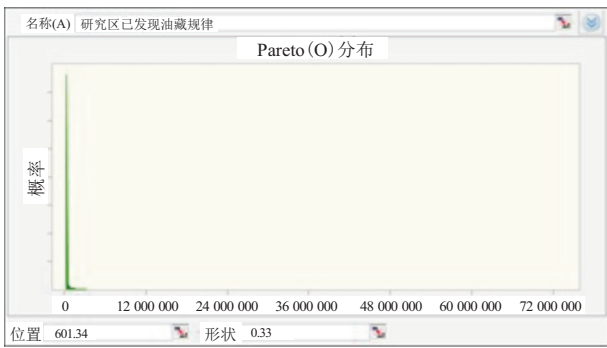


图 3 概率统计方法拟合帕累托油藏规模分布模型

Fig.3 Fitting Pareto oilfield size distribution model with probability and statistics methods

形状参数下,分别以 25, 50, 100, 200, 300, 400, 500, 600, 800, 1 000 为间隔随机抽取数据,每个间隔 20 组,用以分布模型形状参数 β 的模拟;并分析油藏发现个数 (N) 的增加和勘探系数 (E) 的提高对油藏规模分布模型和参数变化的影响,以及探讨分布模型的敏感性。随机抽样的原则缘于卡夫曼的思想,即油藏发现的过程等同不放回的取样,油藏只能被发现一次,大油藏优先被发现^[11]。

2.2.2 自然总体分布验证

为了验证所选自然总体分布模型的准确性,根据随机取样原理对其进行抽样处理。从一组数据

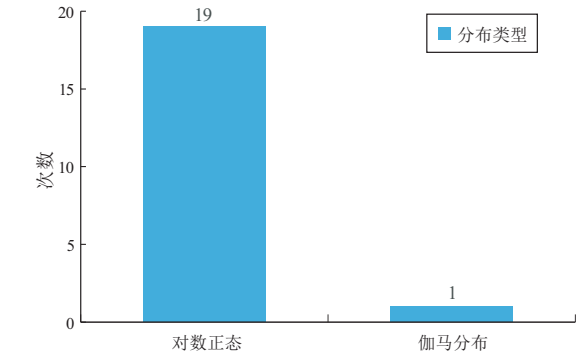
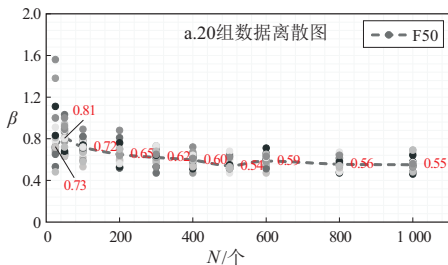


图 4 自然总体随机抽样分布类型柱状图

Fig.4 Histogram of random sampling distribution type of natural population

体中抽出 300 个样本量并对其进行分布类型模拟,结果发现,在 20 次模拟中,19 次是对数正态分布,1 次是伽马分布(图 4)。说明以帕累托为油藏规模分布模型的自然总体是可行的。

3 分布模型的敏感性研究

敏感性研究是油藏规模分布模型研究的重点和热点,准确而客观地认识规模分布模型的特征和影响因素是研究的重要组成部分^[23]。此次敏感性分析根据随机取样和偏态抽样原理建立起一套完整的程序,对油藏规模的自然总体进行抽样模拟,用以研究影响油藏规模分布模型的敏感性因素及影响范围。影响帕累托分布的两大参数分别是位置参数 (L) 和形状参数 (β)。位置参数取决于最小的油藏规模值,因此研究油藏规模分布的敏感性,就是研究形状参数的敏感性。下面研究分布模型对自然总体分布油藏个数 (N)、自然总体分布模型的形状参数 (β) 和勘探系数 (E) 的影响。

3.1 分布模型对自然总体分布油藏个数 (N) 的敏感性

3.1.1 形状参数 (β) 为 0.41

当 $\beta=0.41$ 时,由自然总体分布油藏个数 (N) 与形状参数 (β) 的交汇图(图 5)发现,随着发现油藏个数的增加,油藏分布模型的形状参数逐渐减

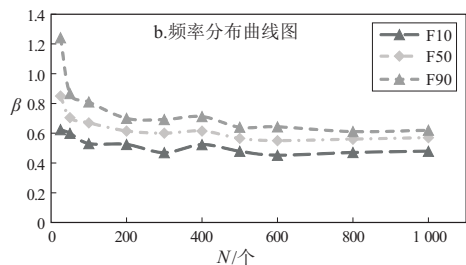


图 5 油藏发现个数 (N) 与油藏规模分布形状参数 ($\beta=0.41$) 交会图

Fig.5 Intersection curves of number of oilfield discoveries (N) and shape parameters of oilfield size distribution ($\beta=0.41$)

小。当油藏个数为 25 时,模拟的 20 组形状参数的离散程度很大($\beta = 0.48 \sim 1.56$),形状参数中值(F50)为 0.85;当油藏个数为 50 个时,20 组形状参数的离散程度减小($\beta = 0.63 \sim 1.03$),形状参数中值为 0.67。随着油藏不断发现,形状参数的离散程度明显减小,形状参数中值也逐渐降低至 0.55~0.60 附近。

出现这样的情况可能是形状参数的稳定、油藏已发现个数增多的结果。卡夫曼认为,大油藏被发现的概率是最大的,一般在勘探前期发现;较小的油藏被发现的概率较小,一般在中后期被发现。发现个数较少时,大油藏和小油藏构成的分布总体差异比较大,每一个大油藏的发现都会影响形状参数的变化,所以导致 20 组形状参数离散程度大。而在后期,大油藏基本上都被发现,分布总体的整个形态已经确定,这时整体的形状参数比较稳定,离散程度低,形状参数也比较低。

3.1.2 形状参数(β)为 0.49

当 $\beta = 0.49$ 时,由图 6 可发现,随着发现油藏个数的增加,油藏分布模型的形状参数逐渐减小。当油藏个数为 25 时,模拟的 20 组形状参数的离散程度很大($\beta = 0.57 \sim 1.37$),形状参数中值为 0.86;当油藏个数为 50 个时,20 组形状参数的离散程度减小($\beta = 0.48 \sim 1.00$),形状参数中值为 0.77。随着油藏不断发现,形状参数的离散程度明显减小,形状参数中值也逐渐降低至 0.52~0.60 附近。整体

形态与 $\beta = 0.41$ 的曲线相似,不同之处在于 $\beta = 0.49$ 的频率分布曲线图中, $N = 100$ 时,形状参数中值从 0.77 升至 0.79,然后降低至 0.64。

3.1.3 形状参数(β)为 0.51

当 $\beta = 0.51$ 时,由图 7 可发现,随着发现油藏个数的增加,油藏分布模型的形状参数逐渐减小。当油藏个数为 25 时,模拟的 20 组形状参数的离散程度很大($\beta = 0.48 \sim 1.56$),形状参数中值为 0.73;当油藏个数为 50 个时,20 组形状参数的离散程度减小($\beta = 0.63 \sim 1.03$),形状参数中值为 0.81。随着油藏不断发现,形状参数的离散程度明显减小,形状参数中值也逐渐降低至 0.56~0.59 附近。

3.1.4 形状参数(β)为 0.52

当 $\beta = 0.52$ 时,由图 8 发现,随着发现油藏个数的增加,油藏分布模型的形状参数逐渐减小。当油藏个数为 25 时,模拟的 20 组形状参数的离散程度很大($\beta = 0.45 \sim 1.39$),形状参数中值为 0.81;当油藏个数为 50 个时,20 组形状参数的离散程度减小($\beta = 0.59 \sim 1.04$),形状参数中值为 0.75。随着油藏不断发现,形状参数的离散程度明显减小,形状参数中值也逐渐降低至 0.54~0.58 附近。

综上,通过对四组不同形状参数的油藏规模分布研究可见,随着勘探的不断进行、被发现油藏个数的增加,其分布模型的形状参数都有稳定的趋势,即 β 约为 0.52~0.55。另外,形状参数分布曲线可以分为两部分:稳定开始点的左边变化趋势,

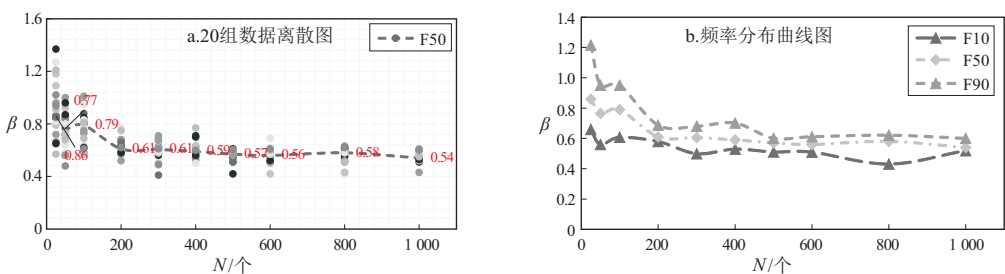


图 6 油藏发现个数(N)与油藏规模分布形状参数($\beta = 0.49$)交会图

Fig.6 Intersection curves of number of oilfield discoveries (N) and shape parameters of oilfield size distribution ($\beta = 0.49$)

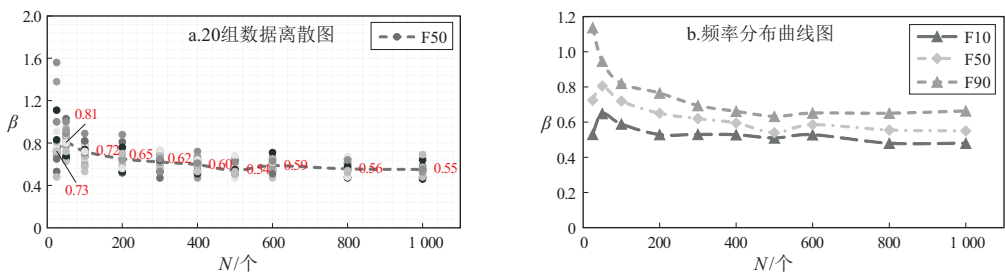


图 7 油藏发现个数(N)与油藏规模分布形状参数($\beta = 0.51$)交会图

Fig.7 Intersection curves of number of oilfield discoveries (N) and shape parameters of oilfield size distribution ($\beta = 0.51$)

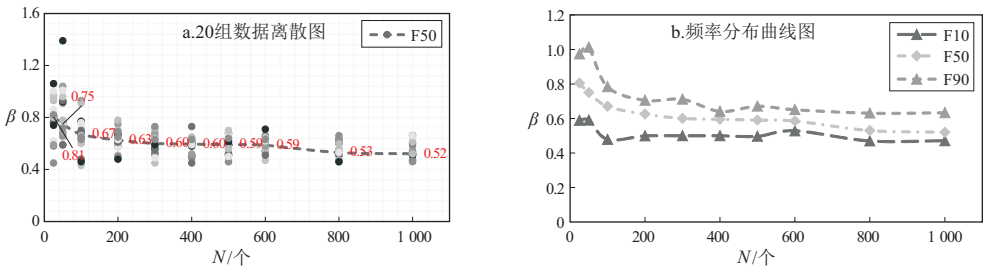


图 8 油藏发现个数(N)与油藏规模分布形状参数($\beta=0.52$)交会图

Fig.8 Intersection curves of number of oilfield discoveries (N) and shape parameters of oilfield size distribution ($\beta=0.52$)

既有稳定下降的,也有先增大再减小的形态;稳定开始点的右边,形状参数基本不再变化。

3.2 分布模型对自然总体分布形状参数(β)敏感性

随着自然总体分布形状参数 β (0.41, 0.49, 0.51, 0.52) 的变化,绘制油藏分布模型 β (F50 条件下)随油藏发现个数增长变化趋势图(图 9)。不同的自然总体分布下,趋势图没有明显的区别,说明自然总体的分布对形状参数影响不大,曲线形态整体呈倒“J”形。如前所述,形状参数是随着油藏发现个数增加而减小的,最后趋于稳定。四组数据的形态相似,左侧的下降段形态差异较大,右侧的水平段较稳定。为寻找较为稳定的起始点,绘制了各自的形状参数方差曲线图(图10),方差的大小

可以反映曲线的形态是否稳定。在 $N < 300$ 时,变化比较大,说明曲线的形态不稳定; $N > 300$ 时,各曲线的方差值都趋近于 0,说明此时曲线形态稳定。

3.3 分布模型对自然总体勘探系数(E)的敏感性

敏感性研究是在一种随机的状态下完成的,并未考虑勘探技术的改进和地质认识的提高,这些影响因素又是实际的勘探开发工作中不可避免的,本次研究将这些影响因素称为勘探系数(E)。先进的勘探技术既能推动小油藏的发现,也能增加大油藏的发现概率。在抽样模拟中,表现为 2 个方面:小油藏个数增加迅速,大油藏增加缓慢;大油藏被发现的概率最大。为了在模拟中体现这种影响,将勘探系数(E)用 0~2 之间的数值表示,间隔为 0.25。以此为基础,选择油藏数目为 50、100、300 情况下,勘探系数对油藏规模分布模型变化的影响过程;选择 $\beta=0.51$ 的数据体进行分析。

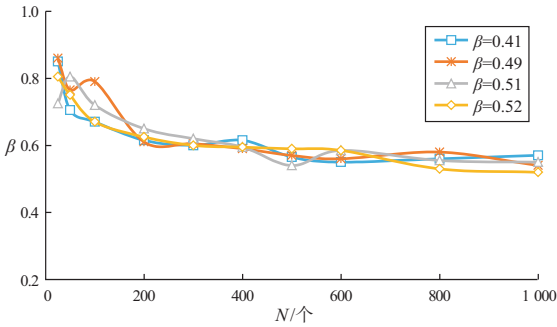


图 9 不同自然总体分布形状参数(β)下油藏发现个数(N)分布模型(F50条件下)

Fig.9 Intersection curves of number of oilfield discoveries (N) and shape parameter β (F50)

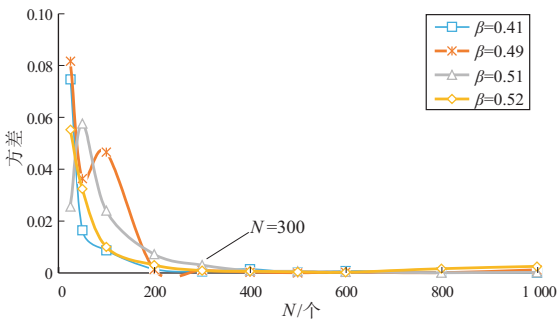


图 10 不同形状参数(β)下油藏

发现个数(N)分布模型方差曲线图(F50条件下)

Fig.10 Variance curves of number of oilfield discoveries (N) and shape parameter β (F50)

3.3.1 油藏预期可发现数目为 50

当研究区预期可发现的油藏总数是 50 个时,分析在不同的勘探系数下,形状参数的变化趋势(图 11)。可以看出,每一个勘探系数对应的一组形状参数的离散程度大($\beta=0.62 \sim 0.98$),中值为 0.76。随着不同勘探系数的不断增大,形状参数有略微增大的趋势,说明分布模型对勘探系数 E 的敏感性较小。这可能是大油藏的个数很少,远远小于 50 个,随着勘探的不断加大,发现的都只是小油藏,而对形状参数的影响很小。

3.3.2 油藏发现数目为 100

由图 12 可以看出,每一个勘探系数对应的一组形状参数的离散程度都较大($\beta=0.57 \sim 0.83$),中值为 0.69。随着不同勘探系数的不断增大,形状参数有略微增大的趋势,说明分布模型对勘探系数的敏感性较小,原因同上。

3.3.3 油藏发现数目为 300

由图 13 可以看出,每一个勘探系数对应的一组形状参数的离散程度较小($\beta=0.52 \sim 0.72$),中值

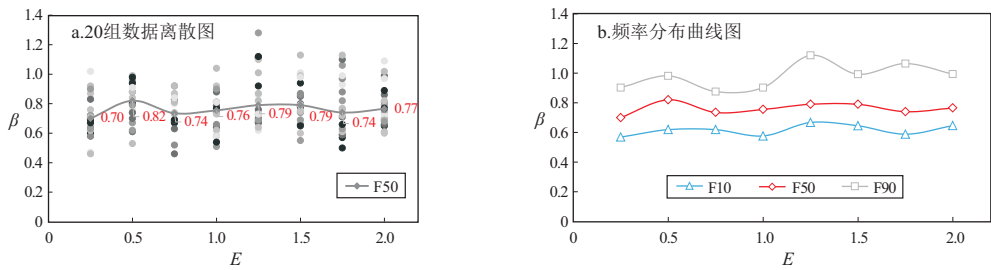


图 11 油藏总数为 50 时勘探系数 (E) 和形状参数 (β) 交汇图

Fig.11 Intersection curves of exploration factor (E) and shape parameter (β), $N=50$

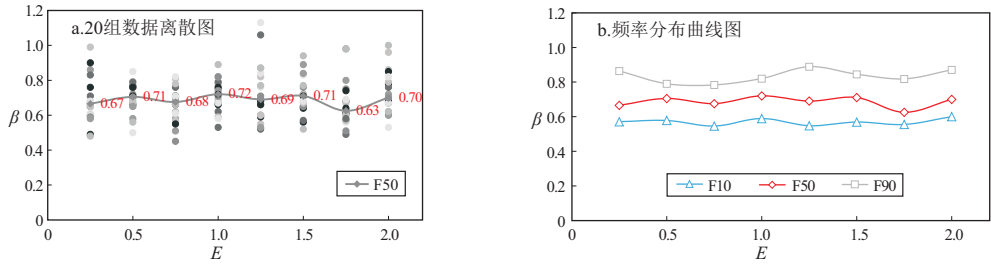


图 12 油藏总数为 100 时勘探系数 (E) 和形状参数 (β) 交汇图

Fig.12 Intersection curves of exploration factor (E) and shape parameter (β), $N=100$

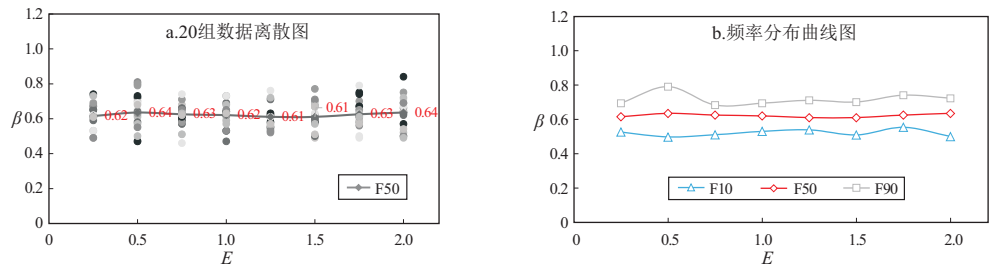


图 13 油藏总数为 300 时勘探系数 (E) 和形状参数 (β) 交汇图

Fig.13 Intersection curves of exploration factor (E) and shape parameter (β), $N=300$

为 0.62。随着不同勘探系数的不断增大,形状参数变化很小,差值在 0.01~0.02 之间浮动,说明分布模型对勘探系数的敏感性小,原因同上。

综上,在 N 分别为 50, 100, 300 下的抽样模拟(图 14)发现,形状参数和勘探系数之间存在以下关系:(1) 预期可发现的油藏数量越大,形状参数的值减小,因为随着已发现油藏个数的增加,自然总体的形态逐渐被补充完整,而趋近于真实的面貌;(2) 在预期可发现的油藏规模相同下,勘探系数对形状参数的影响程度极低,可能是评价单元不同导致的。在常规油气资源评价的过程中,是以单一油气藏为单位的,不同规模之间的油气藏数量级相差很大(能达到 100~1 000 倍),而非常规资源评价时将单井 EUR 作为评价单元,最大的 EUR 和最小的 EUR 之间倍数一般不会超过 100 倍, X230 井区约为 80 倍。这种划分方法将“规模大的油藏”人为剔除掉了,只留下“规模中等的油藏”和

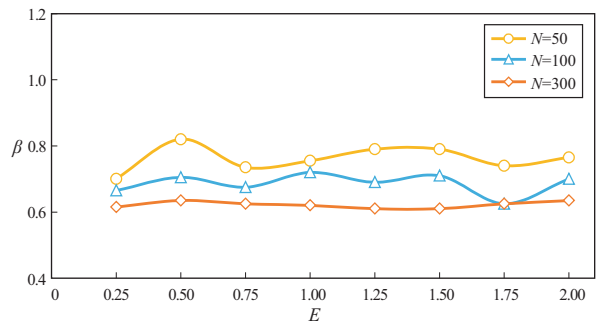


图 14 不同油藏发现个数 (N) 情况下形状参数 (β) 随勘探系数 (E) 变化趋势

Fig.14 Intersection curves of exploration factor (E) and shape parameter (β) at various N values

“规模较小的油藏”,导致分布模型对自然总体的勘探系数敏感程度很低。

4 资源量计算

通过对油藏规模分布模型的建立,以及对分布

模型的敏感性进行研究,发现在不同的数据体下(β 分别为0.41,0.49,0.51,0.52),发现油藏个数的增加,形状参数整体是呈倒“J”形下降,前面一段下降明显,后一段呈现稳定的趋势(图9)。而勘探系数的提高,其形状参数变化不大,即分布模型对勘探系数不敏感。

油藏规模分布模型其中一个作用就是探究一个区域中油藏的形状参数。形状参数影响着帕累托分布的位置和大小。经过前面分析,油藏规模分布模型的敏感因素只有形状参数,只要确定了形状参数,通过形状参数与油藏个数(N)的交汇图就能推断出油藏的规模分布范围,即可算出研究区的资源量。

在 $N=300$ 时,处于稳定的状态,所以研究区的可采储量等于300个单井EUR的总和,其平均值为 6.72×10^6 t(表2)。采用油气资源丰度法评价X230井区的地质资源量为 68×10^6 t,目前鄂尔多斯盆地长7段可采系数约为10%,即可采资源量约为 6.80×10^6 t,这与油藏规模分布法计算的结果误差约为1.1%,因此,该方法应用于页岩油评价是可行的。

5 结论

(1)采用改进的油藏规模分布法,使之适用于页岩油的资源评价,研究的关键在于简化评价对象,将单井EUR替代油气藏储量作为评价对象。使用帕累托模型建立页岩油的规模分布模型,得到了较好的评价效果。

(2)油藏规模分布模型的敏感性分析认为,发现油藏个数影响油藏规模分布形状参数的大小和离散程度,当发现油藏个数大于300个时,分布模型趋于稳定;勘探系数对油藏规模分布模型的敏感

性较小。

(3)页岩油规模分布模型只受形状参数的影响,其他影响较小。形状参数随发现个数的增加而逐渐稳定,稳定形状参数点所对应的发现个数,可以视为能完整表征油藏规模分布的截断点,该区域的可采储量约等于所有已发现井的EUR总和。

(4)用该方法计算出合水地区X230井区可采储量为 6.72×10^6 t,这与油气资源丰度评价结果(约为 6.80×10^6 t)相近,结果比较可信。改进后的油藏规模分布法可适用于页岩油气的评价。

参考文献:

- [1] 邱振,邹才能,李建忠,等.非常规油气资源评价进展与未来展望[J].天然气地球科学,2013,24(2):238-246.
QIU Zhen,ZOU Caineng,LI Jianzhong,et al.Unconventional petroleum resources assessment: progress and future prospects [J]. Natural Gas Geoscience,2013,24(2):238-246.
- [2] 邹才能,朱如凯,吴松涛,等.常规与非常规油气聚集类型、特征、机理及展望:以中国致密油和致密气为例[J].石油学报,2012,33(2):173-187.
ZOU Caineng,ZHU Rukai,WU Songtao,et al.Types, characteristics, genesis and prospects of conventional and unconventional hydrocarbon accumulations: taking tight oil and tight gas in China as an instance [J]. Acta Petrolei Sinica, 2012, 33(2): 173-187.
- [3] 张金川,陈世敬,李中明,等.页岩气资源智能评价[J].油气藏评价与开发,2021,11(4):476-486.
ZHANG Jinchuan,CHEN Shijing,LI Zhongming,et al.Intelligent evaluation of shale gas resources [J]. Reservoir Evaluation and Development, 2021, 11(4): 476-486.
- [4] 林会喜,宋明水,王圣柱,等.叠合盆地复杂构造带页岩油资源评价[J].油气地质与采收率,2020,27(2):7-17.
LIN Huixi,SONG Mingshui,WANG Shengzhu,et al.Shale oil resource evaluation in complex structural belt of superimposed basin [J]. Petroleum Geology and Recovery Efficiency, 2020, 27(2): 7-17.
- [5] 刘成林,朱杰,车长波,等.新一轮全国煤层气资源评价方法与结果[J].天然气工业,2009,29(11):130-132.
LIU Chenglin,ZHU Jie,CHE Changbo,et al.Methodologies and results of the latest assessment of coalbed methane resources in China [J]. Natural Gas Industry, 2009, 29(11): 130-132.
- [6] 周德华,李倩文,蔡勋育,等.黔西地区红果区块煤层气资源评价与勘探潜力分析[J].油气藏评价与开发,2020,10(4):12-16.
ZHOU Dehua,LI Qianwen,CAI Xunyu,et al.Resource assessment and exploration potential analysis of CBM in Hongguo Block, western Guizhou [J]. Reservoir Evaluation and Development, 2020, 10(4): 12-16.
- [7] 郭秋麟,武娜,陈宁生,等.鄂尔多斯盆地延长组第7油层组致密油资源评价[J].石油学报,2017,38(6):658-665.
GUO Qiulin,WU Na,CHEN Ningsheng,et al.An assessment of tight oil resource in 7th oil reservoirs of Yanchang Formation, Ordos Basin [J]. Acta Petrolei Sinica, 2017, 38(6): 658-665.

表2 鄂尔多斯盆地合水地区X230井区
N为300时不同勘探系数(E)下可采资源量

Table 2 Recoverable resources under different exploration factors (E) when N=300, X230 well block, Heshui area, Ordos Basin

油藏发现数(N)/个	勘探系数(E)	可采资源量/ 10^6 t	平均可采 资源量/ 10^6 t
300	0.25	5.18	6.72
	0.50	5.60	
	0.75	6.05	
	1.00	6.61	
	1.25	6.96	
	1.50	7.39	
	1.75	7.85	
	2.00	8.15	

- [8] 郭秋麟,周长征,陈宁生,等.非常规油气资源评价方法研究[J].岩性油气藏,2011,23(4):12-19.
GUO Qiulin,ZHOU Changqian,CHEN Ningsheng,et al.Evaluation methods for unconventional hydrocarbon resources[J].Lithologic Reservoir,2011,23(4):12-19.
- [9] 郭秋麟,陈宁生,吴晓智,等.致密油资源评价方法研究[J].中国石油勘探,2013,18(2):67-76.
GUO Qiulin,CHEN Ningsheng,WU Xiaozhi,et al.Method for assessment of tight oil resources[J].China Petroleum Exploration,2013,18(2):67-76.
- [10] ARPS J J,ROBERTS T G.Economics of drilling for Cretaceous oil on east flank of Denver-Julesburg Basin[J].AAPG Bulletin,1958,42(11):2549-2566.
- [11] KAUFMAN G M.Statistical decision and related techniques in oil and gas exploration[M].Englewood Cliffs:Prentice-Hall,1962.
- [12] DREW L J,SCHUENEMEYER J H,BAWIEC W J.Estimation of the future rates of oil and gas discoveries in the western Gulf of Mexico[M].Washington:United States Government Printing Office,1982.
- [13] DAVIS J C,CHANG T.Estimating potential for small fields in mature petroleum province[J].AAPG Bulletin,1989,73(8):967-976.
- [14] BAKER R A,GEHMAN H M,JAMES W R,et al.Geologic field number and size assessments of oil and gas plays[J].AAPG Bulletin,1984,68(4):426-432.
- [15] ATTANASI E D,CHARPENTIER R R.Comparison of two probability distributions used to model sizes of undiscovered oil and gas accumulations: does the tail wag the assessment? [J].Mathematical Geology,2002,34(6):767-777.
- [16] LIU Chenglin,CHARPENTIER R R,SU Jin.Comparison of two methods used to model shape parameters of Pareto distributions[J].Mathematical Geosciences,2011,43(7):847-859.
- [17] 徐永强,何永宏,陈小东,等.鄂尔多斯盆地陇东地区长 7 致密储层微观孔喉特征及其对物性的影响[J].地质与勘探,2019,55(3):870-881.
- XU Yongqiang,HE Yonghong,CHEN Xiaodong,et al.Characteristics of microscopic pore throats and their influence on physical properties of the Chang 7 tight reservoir in the Longdong area, Ordos Basin [J]. Geology and Exploration, 2019, 55 (3): 870-881.
- [18] 刘芬.鄂尔多斯盆地陇东地区延长组重力流沉积特征及成因机制[D].北京:中国石油大学(北京),2016.
LIU Fen.Sedimentary characteristics and genetic mechanism of gravity flows in Triassic Yanchang Formation of Longdong area, Ordos Basin[D].Beijing:China University of Petroleum (Beijing),2016.
- [19] 谷志宇,刘恩涛,王香增,等.鄂尔多斯盆地东南部延长组七段页岩发育特征及勘探潜力[J].油气地质与采收率,2021,28(1):95-105.
GU Zhiyu,LIU Entao,WANG Xiangzeng,et al.Development characteristics and exploration potential of shale in Chang7 Member in Southeast of Ordos Basin [J].Petroleum Geology and Recovery Efficiency,2021,28(1):95-105.
- [20] 付金华,罗安湘,喻建,等.西峰油田成藏地质特征及勘探方向[J].石油学报,2004,25(2):25-29.
FU Jinhua,LUO Anxiang,YU Jian,et al.Geological features of reservoir formation and exploration strategy of Xifeng Oilfield[J].Acta Petrolei Sinica,2004,25(2):25-29.
- [21] 杨华,李士祥,刘显阳.鄂尔多斯盆地致密油、页岩油特征及资源潜力[J].石油学报,2013,34(1):1-11.
YANG Hua,LI Shixiang,LIU Xianyang.Characteristics and resource prospects of tight oil and shale oil in Ordos Basin[J].Acta Petrolei Sinica,2013,34(1):1-11.
- [22] POWER M.Lognormality in the observed size distribution of oil and gas pools as a consequence of sampling bias[J].Mathematical Geology,1992,24(8):929-945.
- [23] 温银宇.油田规模分布模型研究[D].北京:中国石油大学(北京),2014.
WEN Yinyu.Research on oilfield scale distribution model[D].Beijing:China University of Petroleum (Beijing),2014.

(编辑 徐文明)

(上接第 729 页)

- [35] 殷有泉.岩石的塑性、损伤及其本构表述[J].地质科学,1995,30(1):63-70.
YIN Youquan.On rock plasticity, damage and their constitutive formulation[J].Scientia Geologica Sinica,1995,30(1):63-70.
- [36] TANG Liansheng,SANG Haitao,SONG Jing,et al.Mechanical model for failure modes of rock and soil under compression[J].Transactions of Nonferrous Metals Society of China,2016,26(10):2711-2723.
- [37] 孙清佩,张志镇,杜雷鸣,等.层理倾角对岩石力学与声发射特征的影响研究[J].金属矿山,2017(2):7-13.
SUN Qingpei,ZHANG Zhizhen,DU Leiming.Effect of bedding angle on mechanical and acoustic emission characteristics of layered rock[J].Metal Mine,2017(2):7-13.
- [38] THERCELIN M,ROEGIERS J C.Fracture toughness determination with the modified ring test[M]//LI Chengxiang,YANG Ling.Proceedings of the International Symposium on Engineering in Complex Rock Formations.Amsterdam;Elsevier,1988:284-290.
- [39] 田永铭,郭明传,古智君.宏观各向同性混杂岩力学特性及性状研究[J].岩土工程学报,2006,28(3):363-371.
TIAN Yongming,GUO Mingchuan,GU Zhijun.Mechanical properties and behaviors of macroscopically isotropic melange[J].Chinese Journal of Geotechnical Engineering,2006,28(3):363-371.

(编辑 徐文明)