

文章编号: 1001-6112(2012)05-0514-04

中国与 SEC 储量评估差异分析

——以元坝长兴组元坝 103H 井区长二段气藏为例

刘 韵, 张贵生, 马丽梅

(中国石油化工股份有限公司西南油气分公司勘探开发研究院, 成都 610081)

摘要: 2000 年以来, 我国三大石油公司陆续在美国证券交易市场成功上市, 上市储量评估采用的技术规范是 SEC 准则。国内外储量评估内涵、分类和目的有所不同, 使国内外评估结果存在差异。该文以元坝 103H 井区长二段气藏为例, 就国内规范和 SEC 准则在容积法评估储量过程中确定含气面积、有效厚度等参数取值的具体方法逐一对比分析。

关键词: 国内规范; SEC 准则; 容积法; 储量评估; 元坝气田

中图分类号: TE15

文献标识码: A

Reasons for differences of reserve estimation results between domestic and SEC rules:

A case study of gas reservoir in 2nd section of Changxing Formation, well Yuanba 103H

Liu Yun, Zhang Guisheng, Ma Limei

(Exploration & Production Research Institute, SINOPEC Southwest Oil & Gas Company, Chengdu, Sichuan 610081, China)

Abstract: Three main petroleum companies in our country have successfully come into the SEC in succession since 2000, and the reserve estimations on oversea market have been made based on SEC rules. The differences of reserve estimation concept, classification and purpose lead to the differences of estimation results between domestic and SEC rules. A case study of gas reservoir has been carried out in the 2nd section of the Changxing Formation, well Yuanba 103H. The determination of gas-bearing area and effective thickness based on domestic and SEC rules has been compared.

Key words: domestic rule; SEC rule; volumetric method; reserve estimation; Yuanba Gas Field

在计算地质储量方面, 我国与 SEC 采用相同的方法——容积法, 容积法评估是最常用、适合勘探开发各阶段的方法, 是油气田勘探、开发初期油气储量评估的最好方法。国内外储量评估目的和内涵的不同使参数取值不同, 进而导致国内外评估结果的差异。国内储量评价的目的是作为企业衡量勘探效益和编制开发计划的基础, 同时为政府编制战略规划服务^[1]; SEC 储量评估的目的是向股民披露储量信息, 更注重经济效益和合理的确定性, 因此在面积划分、有效厚度下限标准的确定方面较国内更加保守, 以确保股民利益, 降低投资者风险。因此, 深入理解 SEC 准则, 将国内外储量评估标准融会贯通, 了解国内外储量评估结果的差异并正确分析其差异的产生原因, 可为我国储量管理与国际接轨提供桥梁^[2]。

1 国内储量评估

1.1 元坝 103H 井区地质特征简述

元坝地区整体为一个大型低缓构造带, 其海相层构造整体比较平缓, 形态简单, 褶皱小, 断层不发育。元坝长兴组表现为典型的礁、滩沉积组合, 自北东向南西为陆棚、斜坡相、台地边缘礁相、开阔台地相。储集岩石类型以残余生屑结晶白云岩、生物礁灰岩及亮晶生屑灰岩为主, 其储集类型以孔隙型为主, 裂缝—孔隙型次之; 平均孔隙度为 5.18%, 属低—中孔储层, 平均有效渗透率为 $0.1 \times 10^{-3} \mu\text{m}^2$, 总体属中低渗致密储层。气藏原始地层压力介于 66.33 ~ 69.234 MPa, 压力系数介于 1.01 ~ 1.12 之间, 地层温度在 139.2 ~ 250.3 °C 之间, 地温梯度介于 1.96 ~ 2.11 °C/hm 之间, 属常压低地温梯度气

藏。气藏采出天然气中甲烷平均含量 88.35%， H_2S 平均含量 5.22%， CO_2 平均含量 6.43%，属高含 H_2S 、中含 CO_2 酸性天然气干气气藏，无边、底水。总之，元坝气田长兴组气藏为高含 H_2S 、中含 CO_2 、超深层、中高产、孔隙型为主、弹性气驱为主、部分底水驱动岩性气藏^[3]。

1.2 储量参数的确定

元坝气田长兴组礁滩储层属孔隙型储层，储量计算可采用容积法，并以国内储量计算规范为依据。

1.2.1 含气面积圈定

元坝 103H 井区长二段气藏探明储量含气面积的圈定，依据以下几点原则：1) 以 1:25 000 元坝 103H 井长二段储层顶面埋深图为底图；2) 元坝 103H 井钻遇气水界面，以测井解释气层底界海拔 -6 304 m 为含气边界，沿 -6 304 m 顶面等深线圈定含气面积；3) 地震预测的有效厚度零线为含气边界；4) 距元坝 103H 井井点 4.5 km（满足水平井开发井距 3 km 的 1.5 倍）以内，且高于 -6 304 m 构造线的有效厚度零线为含气边界^[3-5]。

元坝 103H 井区长二段气藏探明储量含气面积，北东方向由 -6 304 m 构造等深线和有效厚度零线构成，南西方向以 -6 304 m 等深线为边界，北西、南东方向以有效厚度零线为含气边界（图 1）。

1.2.2 有效储层下限的确定

元坝 103H 井区长二段气藏储层采用目前四川盆地海相碳酸盐岩储层分类方法，对测井解释的有效储层进行分类，定性划分为 3 类有效储层，即 I、II、III 类储层，同时将低于有效储层下限（孔隙度 $\Phi < 2\%$ ）的致密层、泥质层等归入非有效储层。

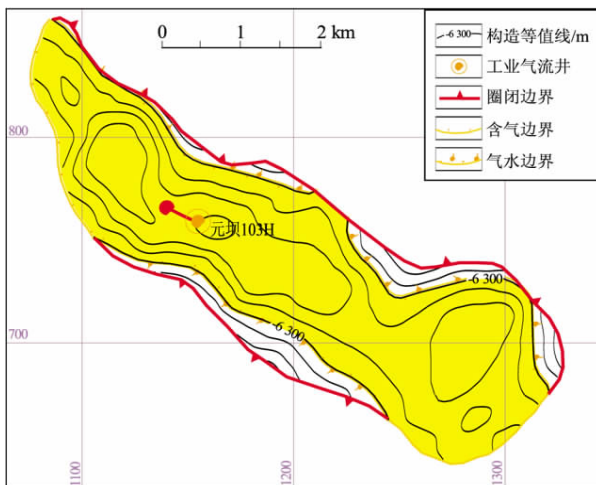


图 1 元坝 103H 井区长兴组
(二段)气藏含气面积(国内评估标准)

Fig. 1 Gas-bearing area estimated with domestic rules, 2nd section of Changxing Formation, well Yuanba 103H

即：I 类储层： $\Phi \geq 10\%$ ；II 类储层： $5\% \leq \Phi < 10\%$ ；III 类储层： $2\% \leq \Phi < 5\%$ 。

结合对元坝地区长兴组储层“四性”关系研究，确定元坝地区长兴组礁滩相气藏物性下限标准是 $\Phi \geq 2\%$ ，再根据储量规范确定夹层起扣厚度为 0.2 m，求得元坝地区长兴组礁滩储层单井有效厚度值。单元有效厚度是在单井有效厚度基础上，最终选取厚度等值线面积权衡法计算的有效厚度^[3-5]。

1.2.3 有效孔隙度、含气饱和度、天然气原始体积系数和采收率的确定

有效孔隙度：由于元坝 103H 井区含气面积内仅有 1 口井，与储层类型相似的元坝 27 井区、元坝 29 井区和元坝 101 井区长二段比较，元坝 103H 井区有效孔隙度偏大。因此元坝 103H 井区长二段气藏的有效孔隙度是选取本区及相邻的元坝 27 井区、元坝 29 井区和元坝 101 井区长二段孔隙度的平均值为最终结果^[3]。

含气饱和度：通过算术平均法、孔隙体积权衡法等方法比较，最终选取孔隙体积权衡法计算结果^[3]。

天然气原始体积系数：根据高压物性分析数据和气藏中部的地层压力和温度来确定气藏天然气原始体积系数^[3]。

采收率：是结合气藏特征，采用物质平衡法、类比法、经验取值法等多种方法相互比较，在类比法的基础上进行适当降低，最终确定元坝 103H 井区采收率为 50%^[3]。

1.3 国内储量评估结果

根据国内储量计算规范，按照以上参数确定方法，2011 年元坝 103H 井区长二段气藏提交含气面积 10.49 km²，天然气探明地质储量 61.07×10^8 m³，天然气探明技术可采储量 30.54×10^8 m³^[3]。

2 SEC 储量评估

2.1 SEC 静态法评估参数的确定

对元坝 103H 井区长二段气藏的地质储量和探明可采储量采用容积法评估，SEC 储量根据供气合同中的年合同量进行评估。根据 5 年钻井方案，含气面积内方案井所控制的储量为证实储量，其余为概算储量。元坝 103H 井区长二段气藏属于证实储量。

2.1.1 含气面积圈定的主要原则

根据元坝 103H 井区长二段气藏数值模拟计算的气井波及范围，储层平均井控半径 1 km 左右。元坝 103H 井区长二段气藏的含气面积的圈定以

平均井控半径 1 km 为依据,以方案井设计的水平段长度外推 1 km 作为证实储量的计算边界线(图 2)。如果边界线距离有效厚度零线小于 1 km 的,就以有效厚度零线作为证实储量的计算边界线,如果 2 口设计井边界线之间距离小于 1 km 的,那么 2 口井之间的面积也可划归证实储量的范围。

元坝 103H 井区长二段气藏证实储量含气面积,北东、南西方向由有效厚度零线为计算边界线,北西、南东方向以实际井控外推 1 km 为含气边界(图 3)。

2.1.2 有效储层下限的确定

根据元坝地区建立的长兴组储层测井精细解释模型,综合碳酸盐岩非均质性较强的特点,以国内有效储层下限的确定标准和夹层扣除标准为基础,根据测试资料显示,在Ⅲ类储层中,测试没有达到方案设计产能的井,因此按 SEC 标准Ⅲ类储层不是有效储层。有效储层下限标准应为 $\Phi \geq 5\%$,夹层起扣厚度与国内相等。确定了元坝 103H 井区长二段气藏单井有效厚度值,计算单元有效厚度是在单井有效厚度基础上,选用有效厚度等值线面积权衡法进行计算。

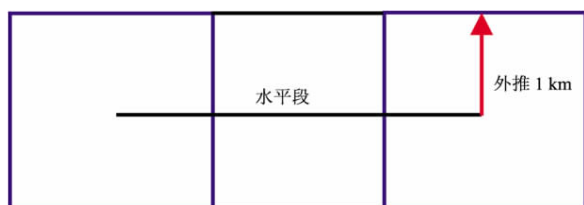


图 2 水平井单井控制面积示意

Fig. 2 Schematic diagram of horizontal well control area

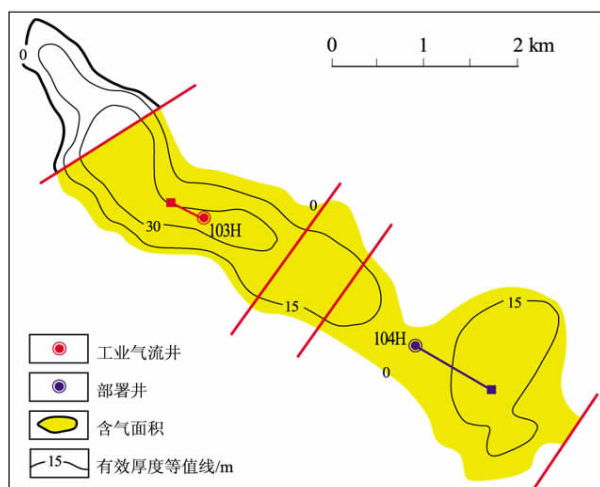


图 3 元坝 103H 井区长兴组二段气藏含气面积(SEC 评估标准)

Fig. 3 Gas-bearing area estimated with SEC rules, 2nd section of Changxing Formation, well Yuanba 103H

2.1.3 有效孔隙度、含气饱和度、天然气原始体积系数和采收率的确定

有效孔隙度:采用有效厚度段体积权衡法计算单元孔隙度。

含气饱和度:选取有效厚度段孔隙体积权衡法计算单元含气饱和度。

天然气原始体积系数:根据高压物性分析数据和气藏中部的地层压力和温度来确定气藏天然气原始体积系数。

采收率:类比普光气田,取 70%。

2.2 SEC 储量评估结果

根据 SEC 准则,元坝 103H 井区长二段气藏容积法评估圈定含气面积 8.32 km²,证实天然气地质储量 37.93 × 10⁸ m³,技术可采储量 26.55 × 10⁸ m³。

3 国内与 SEC 储量评估方法差异分析

在计算地质储量方面,SEC 储量评估方法与国内采用的储量评估方法没有区别,都是容积法,但是由于国内外储量概念的差异,思维方式和评估目的的不同,导致在计算参数的选取上差别较大(表 1)。我国油气储量是从油气聚集成藏—资源量—地质储量—可采储量的“正向”思维来建立的,立足点在静态的地质储量上。相对而言,SEC 储量是从“商业价值—资产经营—市场化可行性—可采储量—地质储量”的“逆向”思维来建立的,立足点在动态的经济可采储量上,最关注的是其经济效益。含气面积和有效厚度的变化直接影响有效孔隙度和含气饱和度的取值,因此国内外储量计算结果的不同主要来源于国内外含气面积圈定方法的差异和有效厚度确定方法的差异。

表 1 元坝 103H 井区长兴组二段气藏国内外静态评估参数及结果对比

Table 1 Comparison of reserve estimation parameters and results between domestic and SEC rules, 2nd section of Changxing Formation, well Yuanba 103H

参数	国内	SEC	差值	变化幅度/%
含气面积/km ²	10.49	8.32	-2.17	-20.7
有效厚度/m	35.5	18.5	-17	-47.9
有效孔隙度/%	6.6	8.8	2.2	33.3
含气饱和度/%	73.3	82.6	9.3	12.7
天然气原始体积系数	0.002 95	0.002 95	0	0
采收率/%	50	70	20	40
天然气地质储量/10 ⁸ m ³	61.07	37.93	23.14	-37.5
天然气技术可采储量/10 ⁸ m ³	30.54	26.55	3.99	-13

3.1 面积圈定方法的差异

国内外在含气面积的划分方面有着较大的区别。国内储量计算边界通常以油气藏边界圈定含油气面积,如流体界面(即气油界面、油水界面、气水界面)以及油气遮挡(如断层、岩性、地层)边界。在没有探明油气藏边界的情况下,也采用井控外推计算边界来圈定含油气面积。允许在一定地质条件下,对含油气边界进行外推,承认地震资料和地质推测^[6-8]。

按照SEC标准,证实储量边界并不完全等同于油气藏边界,而是以井控为主,油气藏边界为辅进行圈定,对含油气面积的圈定范围较为保守,会选择相对较小的边界线作为含油气面积边界。对已经圈定了地质边界的油气藏,要界定为证实储量还必须结合目前的钻井情况和5年钻井计划,考虑生产的连续性和经济性等因素。SEC不采用地震资料和地质推测,只强调合理的确定性,规定单井控制含油气面积不能超过一个开发井控范围,无井钻遇油气藏的储量不能为证实储量^[6,8]。国内取值为 10.49 km^2 ,SEC取值为 8.32 km^2 ,减幅为20.7%。

含气面积的差异对评估结果的影响较大,SEC圈定的含油面积一般比国内储量计算圈定的面积小20%~30%^[2]。

3.2 有效厚度的差异

在有效厚度下限标准确定方面,SEC比国内的要求更加严格,更加注重经济效益。国内的有效厚度是指在工业油(气)井内具有可动油(气)的储集层厚度。SEC定义的有效厚度是在给定的开发方案条件下,对经济产量生产有重要贡献的储集层厚度^[8],强调实钻和测试资料,对没有把握的油气层必须试油;低含油饱和度(或含油饱和度在50%附近)层,若无测试资料证实该层出油,则认为不能确定为有效厚度^[6-7]。

在计算单元有效厚度选值时,国内会采用等值线面积权衡、单井控制面积权衡、井点算术平均方法三者相互比较,再根据地质规律或地震描述结果综合分析并合理取值,承认地震资料和地质推测,允许单元有效厚度最大值超过实际钻遇值^[6]。SEC为确保经济效益,对可靠程度要求更高,单元有效厚度取值仅采用有效厚度等值线面积权衡法选值;不采用地震资料和地质推测,单元有效厚度最大值不能超过实际钻遇值^[6]。国内取值35.5 m,SEC取值18.5 m,减幅为47.9%。

3.3 有效孔隙度、含气饱和度、天然气原始体积系数和采收率的差异

有效孔隙度和含气饱和度的确定方法,国内取值均受面积圈定原则有效厚度划分标准的影响。国内采用算术平均、等值线面积权衡法等多种方法相互比较,综合取值;SEC仅采用等值线面积权衡法。有效孔隙度国内取值6.6%,SEC取值8.8%,增幅为33.3%;含气饱和度国内取值73.3%,SEC取值82.6%,增幅为12.7%。天然气原始体积系数的确定,国内外没有明显差异,取值相同。

在确定采收率时,国内采用物质平衡法、类比法、经验取值法等多种方法相互比较,综合取值;SEC惯用类比法。国内取值50%,SEC取值70%,增幅为40%。

4 结论

由于国内外储量评估的出发点和侧重点不同,导致对储量评估结果的差异。国内强调对油气藏总储量的计算,而SEC更注重的是经济效益,风险最小化,计算的地质储量一般比国内小。差异主要由国内外含气面积、有效厚度的内涵和确定方法的差异造成。国内承认地震资料和地质推测,SEC在参数选取时相对保守,只采用实钻和测试资料,强调合理的可靠性、确定性、经济性。了解这些差异,可以正确理解国内外储量评估结果出现差异的根本原因,优化储量管理模式,实现国内储量评估与SEC储量评估真正接轨。

参考文献:

- [1] 徐永梅. SEC储量评估与中国储量评价的区别[J]. 企业科技与发展, 2009, 09(10): 179-181.
- [2] 赵文智, 毕海滨. 浅析中国与西方在储量计算中确定有效厚度之差异[J]. 石油勘探与开发, 2005, 32(3): 125-129.
- [3] 钱勤, 凡睿, 段金宝, 等. 元坝气田元坝27、元坝101、元坝103H井区长二段及元坝29、元坝12井区长兴组气藏新增天然气探明储量报告[R]. 成都: 中国石化勘探南方分公司, 2011: 146-179.
- [4] 吕鸣岗, 程永才, 袁自学, 等. 中华人民共和国地质矿产行业标准 DZ/T0217—2005 石油天然气储量计算规范[S]. 北京: 中国标准出版社, 2005: 4-8.
- [5] 杨通佑, 范尚炯, 陈元千, 等. 石油及天然气储量计算方法[M]. 北京: 石油工业出版社, 1987: 2-3.
- [6] 张玲, 袁向春, 林豪, 等. 国内储量计算与上市储量评估对比分析[J]. 中国西部油气地质, 2006, 2(3): 245-248.
- [7] 尚明忠. 用SEC标准进行储量评估应注意的主要问题[J]. 油气地质与采收率, 2005, 12(1): 50-51.
- [8] 贾承造. 美国SEC油气储量评估方法[M]. 北京: 石油工业出版社, 2004: 2-5.

(编辑 徐文明)