

张彦振, 刘志霞, 张建培, 等. SEC 标准容积法评估储量关键参数研究及在东海西湖凹陷中的应用[J]. 海洋地质前沿, 2021, 37(5): 63-70.

SEC 标准容积法评估储量关键参数研究 及在东海西湖凹陷中的应用

张彦振, 刘志霞, 张建培, 侯玮, 刘洋

(中海石油(中国)有限公司上海分公司, 上海 200335)

摘要:近年来应用容积法对东海西湖凹陷新增或开发早期的油气田进行上市储量自评估, 由于储量级别划分、井控含油气面积、有效厚度等关键参数取值差异, 导致与第三方评估结果差异较大。因此, 在西湖凹陷勘探开发实践基础上, 开展 SEC 标准容积法评估储量关键参数确定方法研究, 结果表明: SEC 储量评估中要遵循合理的确定性、可靠性、方案/计划、5 年开发等原则, 在储量级别划分时可根据单井有效厚度、孔隙度、饱和度、采收率等各项参数的可靠程度分别选用低、中、高值, 相应产生 1P、2P、3P 储量。综合运用试井分析法、最终技术可采储量反算、平均储采比等多种技术方法, 初步确定西湖凹陷主力层气井井控半径为 420~740 m, 油井井控半径为 330~660 m。应用等值线面积权衡法确定单元有效厚度时, 要充分考虑气(油)水同层、最大油气层厚度以及构造与砂体分布特征等。研究成果在西湖凹陷 N-1 气田应用效果好, 对新增或开发早期油气田进行上市储量评估具有一定的借鉴意义。

关键词:容积法; SEC 标准; 井控面积; 有效厚度; 西湖凹陷

中图分类号: P744.4; P618.13

文献标识码: A

DOI: 10.16028/j.1009-2722.2020.185

油气储量是油公司的核心资产, 也是其价值的重要体现。衡量一个油公司的价值和成长潜力就是要依据国际通行的标准和方法, 对其储量进行科学合理的评估。上市储量遵循美国证券交易委员会(SEC)标准, 主要管理现行经济条件下的剩余经济可采储量, 即从指定日期起, 在特定条件下(包括合法性), 通过开发项目从已知油气藏中预期能够商业性采出的油气量^[1-3]。如何合理利用 SEC 准则选取合适的储量评估方法, 确定合理的关键参数, 确保油气储量资产科学评估、减少波动尤为重要。

容积法是进行油气储量评估最常用的方法之一。对于新增或开发早期油气田, 油气产量处于上升或平稳阶段, 尚未出现递减趋势, 容积法是油气储量评估的最好方法, 通常采用开发早期的产量, 约束和反算容积法中部分参数^[4-5]。应用容积法进

行储量评估的关键参数包括储量级别划分和计算单元划分、油气水界面、井控含油气面积、有效厚度、有效孔隙度、含油气饱和度、采收率、评估价格等。本文在分析 SEC 储量评估基本准则基础上, 结合西湖凹陷勘探开发实践, 重点讨论对评估结果影响最大的储量级别划分、井控含油气面积和有效厚度等关键参数。研究结果对西湖凹陷新增及开发早期油气田 SEC 储量评估具有指导作用, 尤其是大中型油气田的上市储量评价具有重要意义^[6-7]。

1 SEC 基本原则与储量级别划分

1.1 SEC 基本原则

上市储量评估遵循合理的确定性原则、可靠性原则、方案/计划原则、5 年开发原则等^[8-9]。

(1) 合理的确定性原则

合理的确定性原则, 是 SEC 准则的指导性原则。合理确定性的概念, 是指如果将来有了足够的技术资料, 证实储量应该增加, 即正调整, 而不是减少,

收稿日期: 2020-11-30

资助项目: “十三五”国家科技重大专项“东海深层低渗-致密天然气勘探开发技术”(2016ZX05027001)

作者简介: 张彦振(1986—), 男, 硕士, 工程师, 主要从事海上油气勘探方面的研究工作. E-mail: zhangyhz11@cnoc.com.cn

即负调整。合理确定性的把握要以地质和工程资料为基础,表明所有地质和工程方面的假设都是有根据的,如递减率、采收率、油气藏边界、开采机理、容积法参数、气油比或产液量等^[10]。

如果所圈定的面积是勘探新增加的,即由探井新增加的,但没有足够的资料证实产量递减率、采收率和油气藏驱动机理等,则采用保守的算法估算证实储量。如果多种方法的评估结果一致性较低,宜采用保守的评估结果,不同方法间的差异可以作为概算或可能储量。

(2) 可靠性原则

SEC 准则明确指出,可靠技术是一种或多种技术组合,并在同一地层或可类比地层中经过油气田试验,证明能提供合理确定的结果,试验结果具有一致性和可重复性的特点。SEC 不建议应用有争议的技术来确定储量,如果选择使用可靠技术或者技术组合确定储量,在首次向 SEC 备案储量或者储量大幅增加时,要对技术进行尽可能详尽的说明。

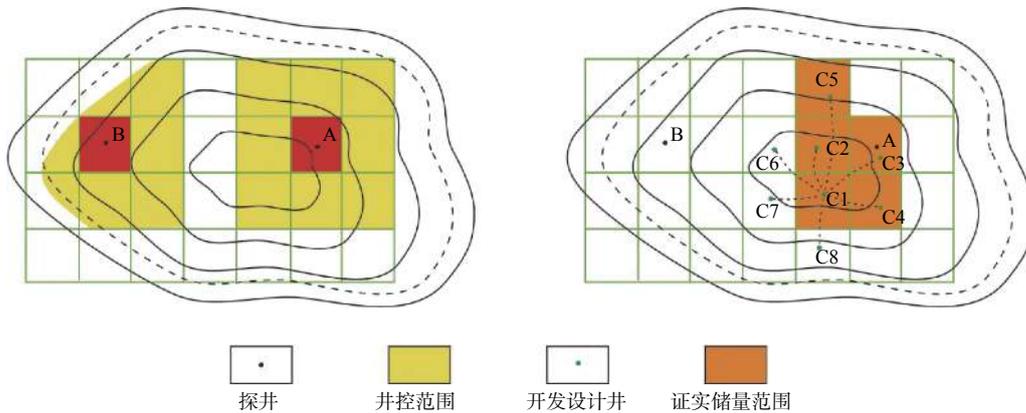


图1 上市储量评价中证实储量(P1)含气面积划分示意图

Fig.1 Gas bearing areas and SEC proved reserves(P1)

(4) 5年开发原则

证实未开发储量(PUD)需要在未来合理的时间范围内得到开发,SEC 通常以5年为基准。也就是说,以开发计划、项目计划等上表证实未开发储量,必须在“上表年+5年”的时间范围内实施。长期没有开发计划的PUD将面临降级的风险,但在某些特殊情况下,允许适度延长,如建设海上平台以及位于市区、偏远地区或敏感地区的开发项目^[13]。

SEC 采用储量转化率或储量转化速度来衡量证实未开发储量的合理开发。储量转化率(%)=本年度PUD转化储量/上年度PUD储量,“安全”转化率要 $\geq 20\%$ /年;储量转化速度(年)=本年度PUD储量/本年度PUD转化储量,“安全”转化速度 \leq

目前,国内常用的可靠技术主要包括地震技术预测砂岩有效厚度、地球物理信息确定含气范围、压力系统确定流体界面、利用压力资料计算动用储量、测井解释技术(如核磁共振、全波列测井等)解释油气层、试井技术确定最大供油气范围、平台压缩机降压提高气田开发后期采收率等^[11-12]。

(3) 方案/计划原则

方案不可行或者不明确的油气藏只能划分为潜在资源量。没有方案/计划一定没有储量,有方案/计划不一定有储量,如图1探井A、B均测试获得稳定商业产能,探井B井控范围内因未设计开发井没有证实储量,在探井A井控范围之外,虽设计C6—C8 3口开发井,仍然没有证实储量。也就是说,现有井井控范围内,有开发井计划的有证实储量(P1);现有井井控范围外,有开发井计划的(C6—C8开发设计井)可以有概算储量(P2)。总之,就是划分为证实储量(P1)需满足有开发井计划和现有井1.5倍开发井距之内2个条件。

5年。

1.2 储量级别划分

(1) 根据油气藏边界界定3P储量

SEC 准则根据油气藏边界界定3P储量的基本模式与国内界定三级储量类似,3P储量与含油气地质体之间一一对应。主要分为背斜和断块油气藏2种模式。

背斜油气藏,由钻遇最低的油气层底界与钻井资料控制的油气藏范围界定为证实储量(P1);在无其他资料确定流体界面时,以圈闭溢出点为边界圈定可能的最大含油气范围,将2个边界之间部分采用二分法界定为概算储量(P2)和可能储量(P3),如图2a。

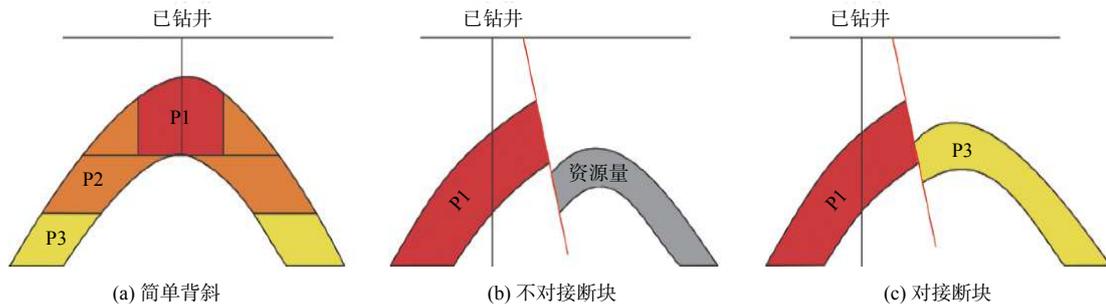


图 2 根据油气藏边界界定 3P 储量示意图

Fig.2 Sketch map of 3P reserves defined by reservoir boundary

如果已钻井均位于构造较低部位, 构造高部位存在风险, 已钻遇的最高油层顶界之上的部分同样采用两分法界定为概算储量(P2)和可能储量(P3)。

断块油气藏, 通常有井钻遇油藏的断盘, 测试有商业产能则该盘可以评估证实储量(P1)。对于未钻井的断盘, 如果断层断距大于储层厚度, 两侧砂体分离, 风险较大, 该盘不能界定为储量级别, 只能界定为资源级别, 如图 2b; 如果断层断距小于储层厚度, 两侧砂体存在叠置部分, 由于断层可能封闭, 有一定的潜力, 该盘可以界定为可能储量(P3), 如图 2c。

(2) 根据储量计算关键参数的可靠程度界定 3P 储量

应用 SEC 标准容积法评估储量有效厚度、有

效孔隙度、含油气饱和度和采收率等关键参数的可靠程度界定计算 3P 储量, 也就是应用关键参数的低、中、高值分别对应证实储量(1P=P1)、证实+概算储量(2P=P1+P2)、证实+概算+可能储量(3P=P1+P2+P3)。如评估 H-1 气田 H3a 背斜油藏, 1P 储量采收率 25%, 2P 储量采收率 30%, 3P 储量采收率 35%。评估 K-1 气田 P7 断块气藏, 受 F1、F2 两条断层控制, 单井钻遇气层有效厚度 12.5 m, 该套砂岩厚度 25 m, 底部见水, 按照高部位厚度不大于井点厚度原则, 计算 1P 储量的有效厚度等值线最大值与单井钻遇最大有效厚度 12.5 m 一致, 单元储层厚度为 8.8 m(图 3a); 计算 3P 储量的有效厚度等值线最大值与单井钻遇最大砂岩厚度 25 m 一致, 单元储层厚度为 15.0 m(图 3b)。

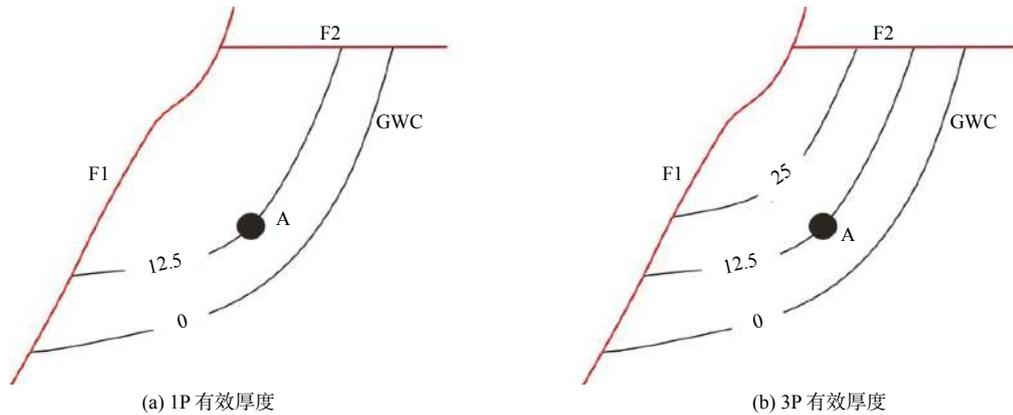


图 3 根据有效厚度可靠程度界定 3P 储量

Fig.3 Sketch map of 3P reserves defined by net pay

2 井控含油气面积

井控含油气面积是指已钻井能控制的最大泄油(气)面积, 反映地下流体渗流能力的大小, 通常以储层精细描述为基础, 根据生产动态分析结果综合确定合理取值范围。SEC 储量评估中, 井控含油气面积一般用生产资料可证实的生产范围(试井分

析法、最终技术可采储量反算、平均储采比反算)、类比法、经验取值法、数值模拟法等确定。结合西湖凹陷勘探开发实践, 下文针对生产资料可证实的生产范围详细论述。

2.1 试井分析法

试井分析法基本原理是利用压力导数分析解释出油气藏的边界距离(探测半径), 即在某一瞬间,

对地层施加一个压力脉冲波,能够响应该压力脉冲波的最大位置。国内外学者针对不同类型油气藏建立许多探测半径计算公式,大致可分为4个方面:均质油藏直井探测半径、非均质油藏和水平井的探测半径、考虑特殊情形的探测半径,但受计算公式缺乏统一完善性、压力仪器敏感性、多因素耦合情形等因素影响,试井压力恢复解释的探测半径并不

精确,可作为探测半径半定量参考。

选取西湖凹陷5口典型生产井,利用Topaze试井解释计算目前压力传播范围主体介于420~560 m, H-1、H-2、K-1等气田处于投产初期,目前计算压力波及范围小于最终压力波及范围(表1),除H-2气田A6H(该井产层渗透率总体 $<1 \times 10^{-3} \mu\text{m}^2$)外,通常水平井的压力传播半径要大于直井。

表1 西湖凹陷试井解释计算压力传播范围

Table 1 Calculation of pressure propagation range by well test interpretation in Xihu Sag

油气田	层位	井名	井型	油气类型	水平段长度/m	气层长度/m	传播半径/m
H-1	H4d	A4H	水平井	气	1149	466.7	560
	P3	A2H	水平井	气	1430	1320	420
K-1	P8	B2H	水平井	气	647	190	490
	H3	A6H	水平井	气	450	150	260
P-1	P8	B-4	定向井	气	/		430

2.2 最终技术可采储量反算

最终技术可采储量(EUR)反算井控半径的基本原理是利用生产动态资料评估出最终技术可采储量(或最终产量),结合静态参数(采收率、有效孔隙度、含油气饱和度、有效厚度等)按照圆形(或水平井等效圆),反算井控面积(A)或井控半径(r)。应用EUR反算井控半径的关键是选井和精确计算EUR值。一般选用处于生产中后期递减明显的生产井,按照递减规律准确计算EUR;或废弃的开发井,累加可得最终产量。

优选西湖凹陷满足计算条件的生产井反算,结果表明(表2),T-1和T-3气田处于开发中后期,井控半径为520~600 m;H-1气田处于开发初期,反算井控半径为280~350 m,反算结果偏小;P-1油气田处于开发中后期,气井井控半径约740 m左右,油井井控半径为330~660 m。

2.3 平均储采比反算

基于历年生产动态特征,统计区域上生产井的单井平均储采比,可用于简化计算剩余技术可采储量(EUR)。通过单井EUR值可反算井控面积(或井控半径)。统计西湖凹陷处于生产中后期的P-1油气田、T-1气田平均储采比可知,若不加措施单井储采比 $<4a$ 生产井最多,平均为6.6a;加措施单井储采比 $>10a$ 生产井最多,平均为9.6a(图4)。

以H-1气田A4H井为例,该井于2016年6月投产,生产层位为H4c、H4d,PLT测试结果表明H4d产量占总产量50%。该井初期天然气产量约7.2万 m^3/d ,储采比取6a计算得出H4d的EUR,反算井控面积为2.39 km^2 ,井控半径约为580 m。该结果与试井分析探测半径560 m接近。此外,还运用平均储采比法计算了H-1气田H3a、H4c、H5层及K-1气田P2a的井控含气半径,详见表3。

表2 西湖凹陷EUR反算井控半径

Table 2 Well control radius calculated by EUR in Xihu Sag

油气田	井号	生产层位	井型	油气类型	预测方法	含油气面积/ km^2	有效厚度/m	采收率/%	渗透率/ $\times 10^{-3} \mu\text{m}^2$	井控半径/m
	A9M	H6a	水平井	气	产量递减	0.32	12.3	40	1.6	320
H-1	A4H	H4c1	定向段	气	油压递减法	0.24	8.9	60	15.2	280
	A4H	H4d	水平段	气	油压递减法	0.71	3.7	60	5.1	350
T-1	A10	H7	定向井	气	已停喷	0.85	6.4	60	50.3	520
	A2	H5b	定向井	气	产量递减	1.12	23.2	60	6.7	600
T-3	C6H	P3	水平井	气	已停喷	2.32	7.9	50	2.6	550
	B5	P1	定向井	气	已停喷	1.74	17.0	55	271	740
P-1	A3H	H2 ³⁺⁴	水平井	油	产量递减	2.04	10.6	45	639	660
	A7	H2 ³⁺⁴	定向井	油	已侧钻	0.33	10.6	45	80	330

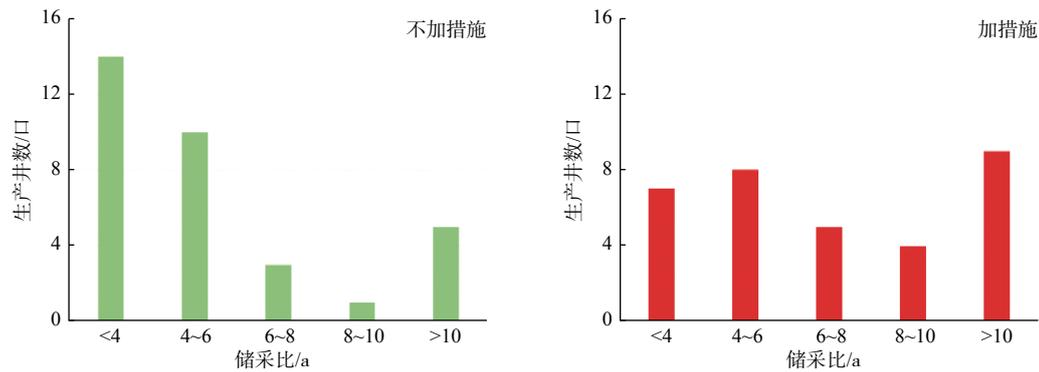


图 4 西湖凹陷生产井储采比统计

Fig.4 Statistics of reserve production ratio of production wells in Xihu Sag

表 3 西湖凹陷典型井平均储采比反算井控半径

Table 3 Calculation of well control radius by reserve production ratio in Xihu Sag

油气田	井号	生产层位	井型	油气类型	含油气面积/km ²	井控半径/m
H-1	A1H	H3a	水平井	油	1.29	400
	A4H	H4c	定向段	气	0.81	510
	A4H	H4d	水平井	气	2.39	580
	A6M	H5	水平井	气	2.59	640
	A5M	H5	水平井	气	1.29	490
K-1	A1H	P2a	水平井	气	2.59	670

各生产井因递减规律不同导致储采比取值存在不同,计算的 EUR 可能具有一定误差,平均储采比取 6a 是一个区域生产规律统计值,可作为验证 EUR 和井控泄油(气)半径的辅助工具。

3 有效厚度

有效厚度(或纯产层)是指在开发方案确定后,具有经济产能并对油气藏产量有重要贡献的储层^[1]。一般根据取心、测井、测试资料确定单井有效厚度,然后利用砂体等厚图绘制有效厚度等值线图,采用面积权衡法计算储量单元的有效厚度值。此外,也可运用可靠技术,如地震技术预测砂岩有效厚度。SEC 准则更注重测试资料,通常邻近有效厚度标准界限的油气层,必须有测试资料证实,否则不能确定为有效厚度^[14-15]。结合 SEC 准则及西湖凹陷上市储量评估实践,有效厚度的界定需要注意如下:

(1) 气(油)水同层

对于气水同层处理,SEC 与国内储量计算原则一致,均不划为有效厚度。对于油水同层,依据储量计算规范,只要测试稳产达到工业油流标准就可划为有效厚度并估算探明储量。SEC 准则要求,油水同层的生产井含水率 < 50% 时才计算证实储量, > 50% 一般计算概算储量。尤其在测试初期阶

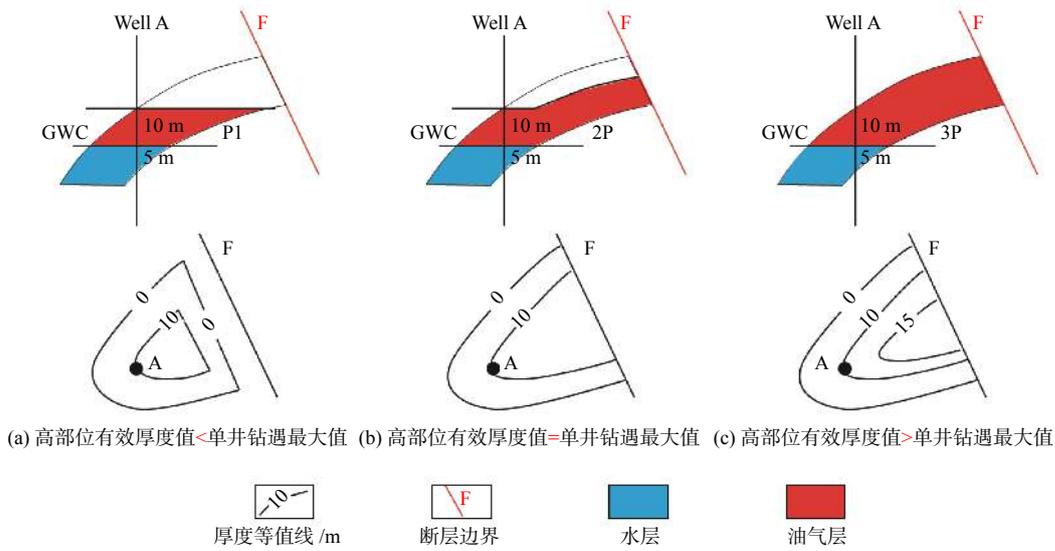
段,要结合测试段所处的油水过渡带位置,考虑未来的产水量变化^[16]。

(2) 最大油气层厚度

通常 SEC 证实储层的最大厚度不能大于油气藏内单井钻遇的最大油气层厚度。当钻井位于油气藏高部位时,证实储层最大厚度与钻井最大油气层厚度基本相当;当钻井位于油气藏构造低部位时,可参照地震预测结果勾绘的高部位有效厚度等值线值小于、等于、大于单井钻遇最大有效厚度结果,分别界定为 1P、2P、3P 储量。如图 5 所示,单井钻遇砂岩储层厚度 15 m,其中上部气层厚度 10 m,下部水层厚度 5 m,若完全削顶高部位有效厚度小于单井钻遇最大气层厚度 10 m,界定为 P1 储量;若高部位有效厚度等于单井钻遇最大气层厚度 10 m,界定为 2P 储量;若高部位有效厚度大于单井最大气层厚度 10 m(即等于单井钻遇最大储层厚度 15 m),界定为 3P 储量。

(3) 构造与砂体分布特征

对于岩性-构造复合油气藏,在绘制等值线图时,严格按照构造、砂体和气(油)水界面多重要素控制原则,首先结合流体界面、构造趋势绘制产层等厚图,然后与地层控制的砂岩等厚图相结合,修正原有的产层等厚图。通常在构造翼部要充分考虑构造变化趋势和流体界面,在构造高部位要重点考虑



(a) 高部位有效厚度值<单井钻遇最大值 (b) 高部位有效厚度值=单井钻遇最大值 (c) 高部位有效厚度值>单井钻遇最大值

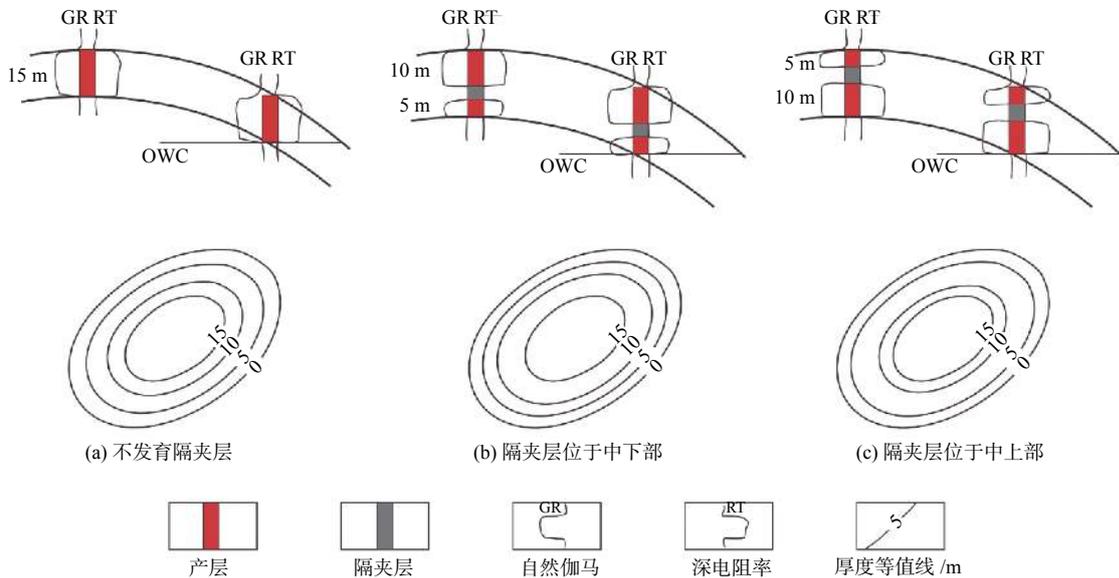
图5 有效厚度界定 3P 储量等值线分布示意图

Fig.5 Distribution diagrams of the isoline of defined 3P reserves by net pay

储层预测的砂体展布情况。

由于储层纵向上存在非均质性,且常常发育隔夹层,因此储层等值线平面不一定均匀分布。研究纯产层在整个层段的垂向分布,确定较厚产层的位置是集中在整个层段的上部、下部,还是

均匀分布在整個层段,总结有效厚度等值线3种分布模式,如图6,储层不发育隔夹层则等值线均匀分布,隔夹层发育在储层中下部则等值线“内疏外密”,隔夹层发育在储层中上部则等值线“外疏内密”。



(a) 不发育隔夹层

(b) 隔夹层位于中下部

(c) 隔夹层位于中上部

图6 有效厚度等值线平面分布模式图

Fig.6 Plane distribution pattern of net pay contour

4 西湖凹陷中的应用

西湖凹陷位于东海陆架盆地浙东坳陷东部,东西紧邻钓鱼岛隆褶带和海礁隆起,南北与钓北凹陷和福江凹陷相接,是我国近海海域油气资源较丰富

的沉积凹陷之一^[17-18]。西湖凹陷呈NE方向,面积约 $5.18 \times 10^4 \text{ km}^2$,沉积厚度最大15 km;具有“东西分带,南北分块”特征,自西向东可划分为西部斜坡带、中央洼陷带及东部断阶带等3个构造单元^[19-21]。20世纪70年代至今,西湖凹陷已钻探井100余口,获得多个油气商业发现,目前投产的油气田主要为

西部斜坡带和中央洼陷带南部中小型油气田。

西湖凹陷 N-1 气田, 位于西湖斜坡带北部, 位于孔雀亭地区东部, 紧邻西次凹, 主要是反向断层遮挡的断块型气藏, 主要目的层古近系花港组 H3、H6 发育浅水环境下大型辫状三角洲沉积, 储层以低渗为主。N-1 气田钻探 1 口探井, 在花港组 H6 获得工业油气流, 主力层 H6 含气面积 4.1 km^2 , 气柱高度高达 100 m, 储量丰度高。如图 7 所示, 以 H6 为例, 按照 500 m 半径划定井控含气范围, 并以此为基础部署 4 口开发井, 其中 A1—A3 为 3 口定向井、A4H 为 1 口水平井, 圈定 P1 级储量含气面积 2.8 km^2 ; T1 井西北部和东部 0.8 km^2 含气面积在井控范围内, 由于没有开发井计划仅能计算 P2/P3 级别储量; 井控范围之外, 气水界面之内的 0.5 km^2 含气范围, 虽然为探明地质储量的面积, 按照 SEC 规则仅能作为资源量。

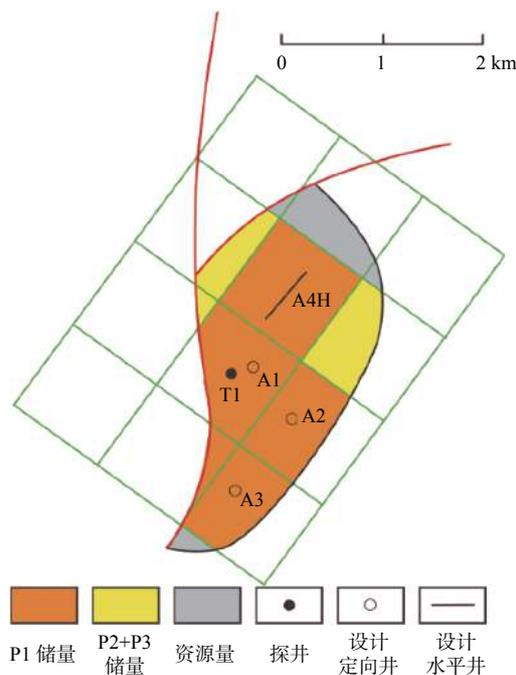


图 7 西湖凹陷 N-1 气田 H6 层井控含气面积图

Fig.7 Well controlled gas bearing area of H6 layer in N-1 gas field in Xihu Sag

综合 N-1 气田储层四性关系、邻区相同层位 DST 测试结果(含低渗气层加砂压裂资料)、MDT 测压资料等确定气田有效厚度下限。该气田储层有效厚度下限值孔隙度 7% 对应渗透率 $0.2 \times 10^{-3} \mu\text{m}^2$, 孔隙度 8% 基本对应渗透率 $1 \times 10^{-3} \mu\text{m}^2$, 而根据东海勘探开发实践 $1 \times 10^{-3} \mu\text{m}^2$ 以下基本没有自然产能, 需要进行储层改造, 故采用孔隙度 7% 有效厚度下限值计算 2P(P1+P2) 储量, 采用孔隙度 8% 有效

厚度下限值计算 1P(P1) 储量, 其差值为 P2 级储量。

5 结论与建议

(1) 上市储量评估中, 要充分把握合理的确定性原则、可靠性原则、方案/计划原则、5 年开发原则等基本原则, 以保证 SEC 储量是正向增加的。新增或开发早期油气田, 容积法在进行油气储量评估最常用的方法。

(2) 容积法评估 SEC 储量时, 不同含油气范围可以根据油气藏边界界定 3P 储量; 同一评估单元的含油气范围内, 可根据有效厚度、有效孔隙度、含油气饱和度和采收率等关键参数的可靠程度界定 3P 储量。

(3) 容积法评估 SEC 储量时, 建议运用试井解释计算、EUR 反算、平均储采比反算等多种技术方法综合确定井控含油气面积。本文基于生产资料, 综合运用多种技术方法得出西湖凹陷主要油气层可证实的生产范围, 初步确定西湖凹陷主力层气井井控半径为 420~740 m, 油井井控半径为 330~660 m。

(4) 容积法评估 SEC 储量时, 建议采用等值线面积权衡法确定有效厚度。有效厚度的确定要充分考虑气(油)水同层、最大油气层厚度以及构造与砂体分布特征等。

(5) 研究成果在西湖凹陷 N-1 气田上市储量评估中应用效果好, 对新增或开发早期油气田进行上市储量评估具有指导意义。

参考文献:

- [1] 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: 8.
- [2] 赵文智, 李建忠, 王永祥, 等. SEC 标准确定证实储量边界的方法[J]. 石油勘探与开发, 2006, 33(6): 754-758.
- [3] 王永祥, 段晓文, 徐小林, 等. SEC 准则油气证实储量判别标准与评估方法[J]. 石油学报, 2016, 37(9): 1137-1144.
- [4] 李冰. SEC 标准确定容积法储量计算参数[J]. 石油实验地质, 2014, 36(3): 381-384.
- [5] 张玲, 魏萍, 肖席珍. SEC 储量评估特点及影响因素[J]. 石油与天然气地质, 2011, 32(2): 293-301.
- [6] 刘金水, 邹玮, 李宁, 等. “储保耦合”控藏机制与西湖凹陷大中型油气田勘探实践[J]. 中国海上油气, 2019, 31(3): 11-19.
- [7] 周心怀. 西湖凹陷地质认识创新与油气勘探领域突破[J]. 中国海上油气, 2020, 32(1): 1-12.
- [8] US Securities and Exchange Commission. Disclosure by registrants engaged in oil and gas producing activities[S]. Washington,

- DC; SEC, 2009.
- [9] US Securities and Exchange Commission. Compliance and disclosure interpretations: oil and gas rules[S]. Washington D C: SEC, 2013.
- [10] 胡允栋, 萧德铭, 王永祥. 按SEC标准进行油气证实储量评估的基本原则[J]. *石油学报*, 2004, 25(2): 19-24.
- [11] 毕海滨, 李建忠, 张君峰, 等. SEC准则证实储量评估中可靠技术应用[J]. *石油学报*, 2013, 34(6): 1212-1217.
- [12] 王庆帅. 可靠技术在南海气田SEC储量评估中的应用[J]. *石油实验地质*, 2019, 41(6): 923-930.
- [13] 孟海燕, 孙秋分, 曹崇军. SEC新准则对油气储量评估及披露的影响因素探讨[J]. *石油规划设计*, 2012, 23(2): 19-22.
- [14] 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.
- [15] 田敏. 胜利油田新增探明储量SEC评估现状与分析[J]. *岩性油气藏*, 2017, 29(1): 97-103.
- [16] 邵明记, 李洪成, 李果年, 等. SEC证实储量静态评估方法应用与实践[J]. *吐哈油气*, 2009, 14(4): 331-334.
- [17] 唐贤君, 蒋一鸣, 张建培, 等. 东海盆地西湖凹陷平北区断陷层断裂特征及其对圈闭的控制[J]. *海洋地质前沿*, 2019, 35(8): 34-43.
- [18] 蒋一鸣, 邹玮, 刘金水, 等. 东海西湖凹陷中新世末反转背斜构造成因机制: 来自基底结构差异的新认识[J]. *地球科学*, 2020, 45(3): 968-979.
- [19] 张彦振, 侯凯文, 孙鹏, 等. 基于三维定量荧光技术的西湖凹陷储层复杂流体性质快速识别方法[J]. *海洋地质前沿*, 2020, 36(10): 76-83.
- [20] 秦兰芝, 刘金水, 李帅, 等. 东海西湖凹陷中央反转带花港组铅石特征及物源指示意义[J]. *石油实验地质*, 2017, 39(4): 498-504.
- [21] 张建培, 徐发, 钟韬, 等. 东海陆架盆地西湖凹陷平湖组-花港组层序地层模式及沉积演化[J]. *海洋地质与第四纪地质*, 2012, 32(1): 35-40.

KEY PARAMETERS FOR RESERVE EVALUATION WITH SEC VOLUMETRIC METHOD AND THEIR APPLICATION TO THE XIHU SAG, EAST CHINA SEA

ZHANG Yanzhen, LIU Zhixia, ZHANG Jianpei, HOU Wei, LIU Yang

(CNOOC Limited-Shanghai Branch, Shanghai 200335, China)

Abstract: In recent years, the volume method is widely used in the Xihu Sag of the East China Sea for self-assessment of newly increased reserves and the reserves found in early development stages. The results are different from different researchers due to the difference in key parameters adopted, such as reserve classification, well controlled oil-gas area, net pay etc., used for the calculation. Based on the exploration and development practice in the Xihu Sag, the determination of key parameters of SEC volume method is carefully discussed in this paper. The results suggest that some basic principles must be followed in using SEC volume method, such as reasonable certainty, data reliability, reasonable planning and a development trial over 5 years. In the classification table of reserves, low, medium and high values corresponding to 1P、2P、3P reserves should be selected according to the reliability of parameters such as net pay, effective porosity, saturation and recovery factor, etc. Based on the data from well testing, and the reversely calculated final recoverable reserves, average reserve/production ratio and other technical parameters, the control radius of a gas well for the main producing layers in the Xihu Sag is determined as 420~740 m, while the control radius for oil wells varies in the range of 330~660 m. When determining the net pay of a unit by isoline area trade-off method, full considerations should be given to the same layer of gas (oil) and water, the maximum thickness of oil-gas layer, and the distribution patterns of structures and sand bodies. With the successful application of the method to gas field N-1 in the Xihu Sag, the research results have certain significance for the reserve evaluation of newly added reserve or the oil and gas fields in early development stages.

Key words: volumetric method; SEC criteria; oil-bearing area; net pay; Xihu Sag