

doi:10.19509/j.cnki.dzkq.2018.0132

赵鹏飞,王庆如,王龙,等.SPE规则在储量和潜在资源量评估中的应用探讨[J].地质科技情报,2018,37(1):231-239.

SPE规则在储量和潜在资源量评估中的应用探讨

赵鹏飞¹,王庆如²,王 龙¹,杨 茜¹,苑志旺¹

(1.中海油研究总院,北京 100028; 2.中国海洋石油有限公司油气储量办公室,北京 100010)

摘 要:重点探讨了SPE规则应用中油气资源评价单元的商业性划分和油气资源的具体分类分级方法。商业性划分方案中:将评价单元划分为“商业性单元”和“次商业性单元和构造”两大类型,并依据经济、技术、合同和法规等条件对商业性和次商业性单元进行了细分类;次商业性单元中的油气可采量属于潜在资源量,商业性单元中的油气经济可采量和次经济可采量分别属于储量和潜在资源量。油气资源的分类和分级中:已发现原地量(地质储量)划分为探明、控制和预测三级地质储量,将最终采收率的确信度划分为高、较高和较低3个级别;对于商业性开发单元,依据地质储量的确信度、最终可采量的确信度和经济评价结果将油气资源划分为证实储量和证实潜在资源量、概算储量和概算潜在资源量、可能储量和可能潜在资源量。对于次商业性开发单元,依据地质储量的确信度和最终可采量的确信度,将油气资源划分为证实潜在资源量、概算潜在资源量和可能潜在资源量;如果动用探明地质储量和控制地质储量共同进行开发,将商业性开发单元中油气资源划分为证实储量+概算储量、证实潜在资源量+概算潜在资源量、证实储量+概算储量+可能储量和证实潜在资源量+概算潜在资源量+可能潜在资源量,将次商业性开发单元中油气资源划分为证实潜在资源量+概算潜在资源量和证实潜在资源量+概算潜在资源量+可能潜在资源量。

关键词:SPE规则;储量;潜在资源量;商业性;地质储量;最终可采量;剩余经济可采量

中图分类号:TE15

文献标志码:A

文章编号:1000-7849(2018)01-0231-09

SPE规则是美国石油工程师协会(SPE)和美国石油地质家协会(AAPG)等机构发布的油气资源分类规则。以美国为主的西方国家普遍采用SPE规则进行油气资源的分类分级和综合评估^[1-11]。随着我国海外石油、天然气勘探开发的快速发展,SPE规则的应用更加广泛,前人进行了大量的研究与探索^[12-17],我国石油公司也在很多海外油气田的评估中进行了规则的应用。由于我国没有一套SPE规则下的油气储量和潜在资源量计算规范或计算指南,SPE规则应用中关于油气资源的商业性划分和油气资源的分类分级还存在许多不同的判别方法。因此,笔者将基于SPE油气资源分类的核心思想来探讨油气资源评价单元的商业性划分,并提出油气储量和潜在资源量划分的具体思路,力图为海外油气储量和潜在资源量评估提供借鉴。

1 我国油气资源储量分类的特征和应用状况

我国现行油气资源分类(图1)——石油天然气资源/储量分类发布于2004年4月,主要应用于我国石油公司国内油气资源的评估以及国内油气资源

的储量申报。我国现行油气资源储量分类继承了我国矿产资源储量分类的传统优势,根据油气资源的发现状态,将油气资源划分为已发现和未发现2个类别。已发现部分称为地质储量,未发现部分称为未发现原地资源量。本文不涉及未发现部分,不对未发现部分展开描述。根据地质储量的落实和认识程度,将地质储量划分为探明地质储量、控制地质储量和预测地质储量3个级别^[18];依据现有技术条件下油气资源可以采出程度的研究结果,又将探明地质储量、控制地质储量和预测地质储量分别划分出探明技术可采储量、控制技术可采储量、预测技术可采储量和(探明、控制、预测)不可采量;对于“探明”和“控制”部分,依据经济评价结果,探明技术可采储量和控制技术可采储量又可分别分为探明经济可采储量、探明次经济可采储量和控制经济可采储量、控制次经济可采储量;依据开发井和与开发相关的工程设施的投入状况,仅将探明经济可采储量划分为探明已开发经济可采储量和探明未开发经济可采储量。最终层次划分结果,将探明已开发经济可采储量划分出产量和探明已开发剩余经济可采储量(图1)。

我国现行油气资源储量分类(已发现部分),起

始于地质储量级别划分,最终可划分到探明已开发剩余经济可采储量。从分类特征看,分类体系考虑横向和纵向 2 个维度,依据油气资源“探明”、“控制”、“

“预测”3 个级别的落实、认识程度和“地质”、“技术可采”、“经济可采”3 个方面的属性特征,采用一一对应关系,对油气资源进行类别和级别划分(图 1)。

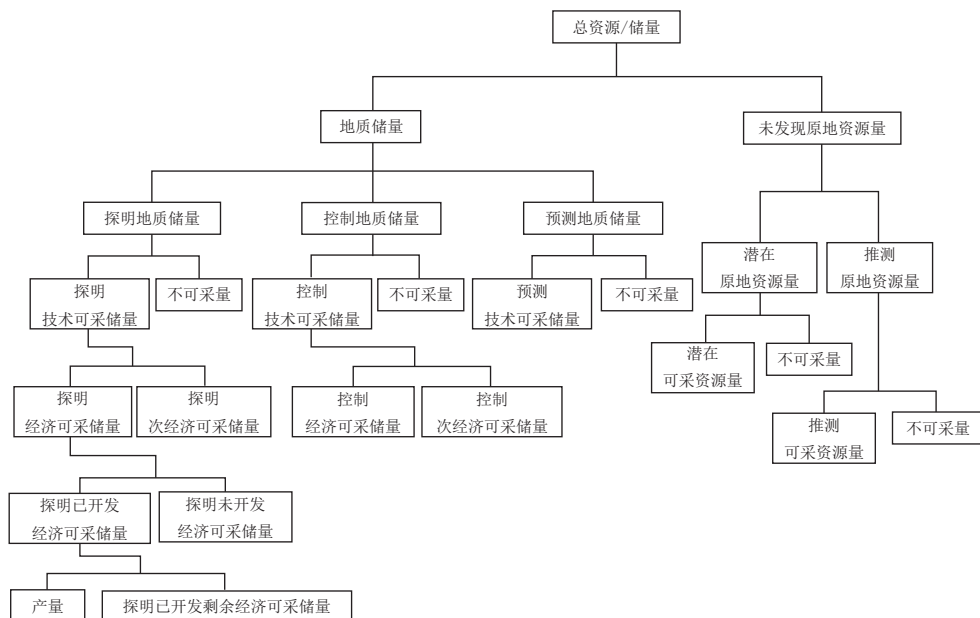


图 1 我国现行资源/储量分类框架图^[18]

Fig.1 Chinese current resources/reserves classification frame

地质储量的划分是我国现行油气资源储量分类的优势。从前到后,因采用“一一对应关系”,实际应用逻辑简单、便于操作,也与基于以地质评价为主的、传统的油气资源评价思维相匹配。但是,从目前的油气资源评价目的看,我国现行油气资源储量分类体系主要存在以下几个方面的不足(图 1):①在同一次油气资源评价过程中,没有考虑油气田开发生产过程中由于提高采收率技术的实施而产生的油气可采量的增量;②仅仅强调“探明”系列的 3 个层面的分类,缺少“控制”和“预测”系列的层面分类;③缺少油气资源商业性方面的规定,不能适应市场经济条件下的勘探、开发生产实际需求和我国未来油气资源资本市场的需求。

为满足我国政府、企业内部和海外油气田油气资源的评价和管理,我国部分石油公司同时采用“三条线”油气资源分类体系。我国现行油气资源储量分类主要应用于国内油气资源向我国政府的储量申报;公司内部的国内油气资源的评估和分类采用包含 SPE 合理理念的公司内部的油气资源分类体系;将 SPE 油气资源分类体系应用于海外油气田的评价和公司上市储量评估。

SPE 油气资源分类和我国现行油气资源分类属于不同的油气资源分类体系。总体上,我国现行油气资源分类侧重于“资源”管理,SPE 油气资源分类强调了“资产”管理。2 个分类对比结果表明:①

我国现行油气资源分类中的“地质储量”和“未发现原地资源量”分别对应于 SPE 油气资源分类中的“已发现原地量”和“未发现原地量”(图 1,2);②我国油气资源分类中的“技术可采储量”对应于 SPE 油气资源分类中的“储量”+“潜在资源量”+“产量”(图 1,2);③如果对现行储量分类中的“剩余经济可采储量”进行商业性判断,满足商业性条件的“剩余经济可采储量”等于 SPE 分类中的“储量”(图 1,2)。除此之外,根据 2 个分类体系中相关术语的定义内涵,2 个分类体系基本没有一一对应关系(图 1,2)。

从分类特征看,根据油气资源的不确定性和商业性对油气资源进行定义和分类,是 SPE 分类的明显优势(图 2)。同时,SPE 分类考虑了原地量(地质储量)的变化、采收率的提高等所有因素引起的油气剩余可采量的增量或油气剩余经济可采量的增量(即潜在资源量或储量的增量)。但是,SPE 分类中没有已发现原地量(地质储量)的系统分类,习惯于基于地质储量分类进行油气资源评估的传统工作思路,实际应用中我国评估人员对于 SPE 核心理念的理解和规则的应用仍可改进。为此,有必要对 SPE 分类中的几个重要环节进行应用探讨。

2 商业性的理解和商业性构成单元的划分

SPE 规则下,储量评价以项目为对象、以油气

剩余经济可采量的评估为目的,商业性是区分储量与潜在资源量的关键因素。商业性的应用,包括对商业性内涵的理解,以及最小商业性和次商业性构成单元的划分与识别。

2.1 商业性的理解和判断

商业性包含经济性和可行性2层含义。如果一个油气开发单元具有商业性,则该单元的开发不但在经济上符合相关的评价规定,能够达到公司要求的经济指标,而且必须在技术、合同、法规和国家政策等方面能够保证项目可行。对一个油气开发单元,当同时满足下列4个条件时,预期可采的油气量可视为具有商业性:①按公司当前的相关规定进行经济评价,项目开发的经济指标达到要求;②目前预计的开发、生产、废弃等各阶段所用的相关技术,成熟可行;③项目已具备开发所需的相关合同,如资源国的开发许可批准、供气合同、管线建设或租用合同等;④预计的开发、生产、废弃各阶段所进行的有关作业符合现行公司、中国政府和资源国政府的法律和法规的规定。

通常情况下,在具体项目商业性判断过程中,开发单元的开发方案一经公司批准,基本即可认定该开发单元为商业性开发单元。如果项目目前不符合商业性条件,但将来随着经济、技术、合同、法规等因素的改变有潜力被开采出的油气,可认为具有次商业性。

2.2 商业性构成单元的划分

根据油气勘探、开发和生产的进程,油气聚集呈现为含油气构造、正在评价含油气构造、认定商业性油气田、在建设油气田和在生产油气田5种状态^[17]。油气资源评价单元和(或)开发单元是上述各种油气聚集的基本构成单元。因构成单元的开发动用状况不同,存在商业性差别,因此有必要进行基本构成单元商业性和次商业性的划分,为储量和潜在资源量的确定提供依据,并为项目评价奠定基础。划分过程中,以评价单元和(或)开发单元为对象,以油气聚集的5种状态为主线,进行“商业性”和“次商业性”的详细分类如下。

油气田开发单元或含油气构造首先可划分为“商业性单元”和“次商业性单元和构造”两大类型(图3)。“商业性单元”再分为“商业性已开发”和“商业性未开发”2种类型。其中,“商业性已开发”类型中包括“商业性已开发在生产”和“商业性已开发未生产”。“商业性已开发在生产”是处于在生产阶段的开发单元。“商业性已开发未生产”包括“关井”和“管外”状态的已开发单元,包括:①在生产油气田的“关井”和“管外”开发单元;②在建设油气田中,已钻井、但未完井单元,或已钻井但未投产单元;

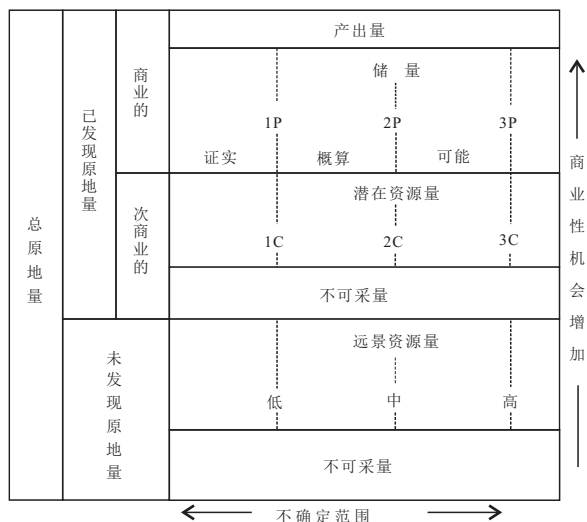


图2 SPE油气资源分类图

Fig.2 Oil and gas resources classification in SPE rules

“商业性未开发”单元是指在生产油气田和在建设油气田中,开发方案已经批准,但尚未钻井,并且开发生产设施还没有建造完成的那些开发单元。

“次商业性单元和构造”包括“在生产油气田未动用单元”、“在建设油气田未动用单元”、“认定商业性油气田未动用单元”、“正在评价含油气构造”和“含油气构造”。因为经济、技术、合同和法规等因素是限制“次商业性单元和构造”进展为“商业性单元”的主要因素,根据5种油气田状态下的商业性主控因素,可进一步进行分类(图3):①“在生产油气田未动用单元”和“在建设油气田未动用单元”中,可分别再分为“经济不可行未动用单元”、“技术不可行未动用单元”、“合同限制未动用单元”和“法规限制未动用单元”;②“认定商业性油气田未动用单元”中,也可再分为“合同限制未动用单元”、“法规限制未动用单元”和“批准不确定未动用单元”等;③“正在评价含油气构造”,由于经济、技术、合同和法规等因素均不确定,不再进行细分类;④“含油气构造”中,次一级分类主要为“经济不可行含油气构造”和“技术不可行含油气构造”等。

3 储量和潜在资源量的划分方法

3.1 储量和潜在资源量划分难点

SPE分类系统将资源划分为产出量、储量、潜在资源量、远景资源量和不可采量5种类型(图2)。根据油气资源的确信度,将储量和潜在资源量分别划分为证实储量(P1)、概算储量(P2)、可能储量(P3)和证实潜在资源量(C1)、概算潜在资源量(C2)、可能潜在资源量(C3)。

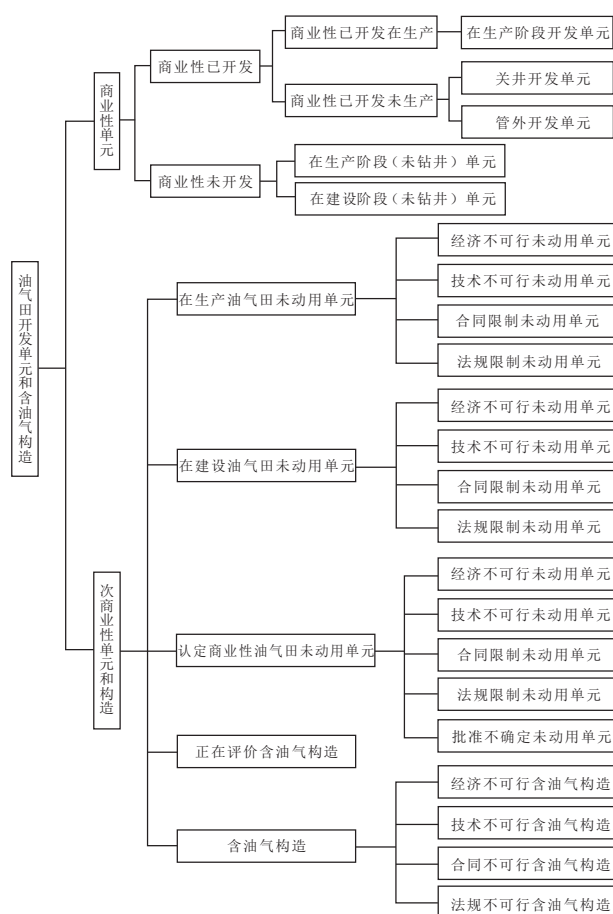


图3 油气资源商业性和次商业性分类图

Fig.3 The commercial and sub commercial classification for oil and gas resources

储量是指从指定日期起,在特定条件下,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。储量必须建立在开发项目基础之上,并且进一步满足4个条件:①是已发现的;②是可采的;③具有商业性;④是剩余的(从指定日期)^[1]。

潜在资源量是指从指定日期起,估计的可能从已知油气藏中采出的资源量。但是如果对这类资源进行商业性开采,由于一个或多个可能性的存在,导致开发项目还不够成熟,目前还不能被认定为商业性的油气采出量^[1]。

SPE资源分类系统中,潜在资源量和储量建立在油气可采量和剩余经济可采量基础之上,较好地体现了油气资源的商业性,但是它没有原地量和最终可采量的分类,缺少一套层次清晰的、包括原地量和最终可采量在内的储量和潜在资源量判别方法。此外,以确定性方法进行储量和潜在资源量评估时,因受项目商业性和原地量、最终可采量及经济评价结果的不确定性影响,在不同条件下某一特定评价单元的油气原地量与这一评价单元的储量和(或)潜在资源量不构成一一对应关系,同时产生于同一原

地量的储量和潜在资源量的级别也不相同。这些因素都影响评估人员对储量和潜在资源量类别和级别的判断。

为提高储量和潜在资源量级别划分的合理性,在储量和潜在资源量的划分过程中考虑原地量、最终可采量和经济评价结果3个层次的不确定性。首先开展商业性单元和次商业性单元的划分(图3),然后进行储量和潜在资源量的划分,最后依据原地量(地质储量)的确信度、最终可采量的确信度和经济评价结果的确信度进行储量和潜在资源量级别的综合确定。

3.2 原地量划分和确信度依据

3.2.1 原地量的划分

考虑到储量评价的实际需求,融入地质储量的概念,将已发现原地量划分为探明、控制和预测3个级别的地质储量(图4)。

探明地质储量是指油气藏的评价阶段,经评价钻证实油气藏(田)可进行地质储量动用和开发方案编制,估算求得的、确定性很大的地质储量;控制地质储量是指在圈闭预探阶段预探井获得工业油气流,并经过初步钻探认为可考虑进行油气藏的评价钻探、地质储量动用、编制开发规划和开发概念设计或开发方案编制,估算求得的、确定性较大的地质储量;预测地质储量是指在圈闭预探阶段预探井获得了油气流或综合解释油气层存在时,对有进一步勘探价值的、可能存在的油气藏(田),估算求得的、确定性很低的地质储量^[19]。

探明、控制和预测三级地质储量分别是计算证实储量和证实潜在资源量、概算储量和概算潜在资源量、可能储量和可能潜在资源量的基础和必要条件。

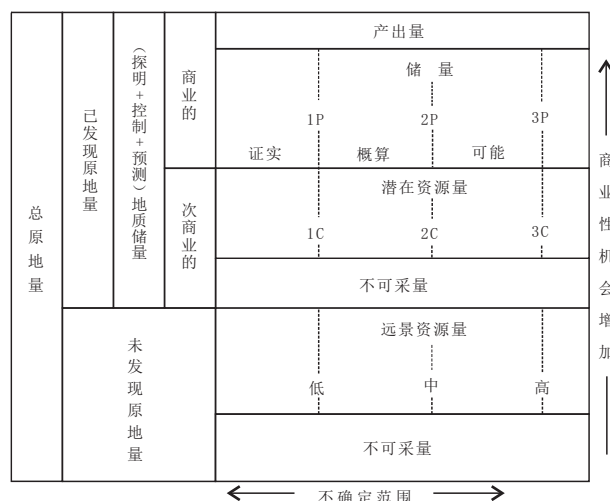


图4 SPE规则下海外油气资源分类图

Fig.4 Oil and gas resources classification in SPE rules for overseas oil and gas field

3.2.2 地质储量确信度的确定依据

探明地质储量、控制地质储量和预测地质储量分别反映地质储量具有高的确信度、较高的确信度和较低的确信度。

探明地质储量应查明了油气藏类型、储集类型、驱动类型、流体性质及其分布、产能等主要特征,同时含油气面积具有合理的钻井控制;圈定含油气面积的流体界面或油气层底界深度是由钻井、测井、测试、可靠压力资料证实的,或本区域类似油气藏已经钻井验证的可靠地震信息等证实的^[19]。各类测试应获取了稳定的产量;探明地质储量的储量参数均具有很高的可靠程度。

控制地质储量应初步查明了构造形态、储层变化、油气层分布、油气藏类型、流体性质及产能等油气藏基本地质特征;同一油气田内探明区以外具有中等地质可靠程度的可能含油气范围;控制地质储量的各项地质储量参数具有较高的可靠程度。

预测地质储量应初步查明了构造形态、储层情况,预探井已获得油气流或钻遇了油气层;预测地质储量垂向上或横向上可以邻近探明地质储量区或控制地质储量区;在同一油气田内探明或控制区以外,如果某一区块经过综合分析认为具有可能含油气范围的存在,该区块可以确定为预测地质储量区;预测地质储量的储量参数具有较低的可靠程度。

3.3 最终采收率的确信度划分

3.3.1 最终采收率确信度划分和判别条件

在勘探开发的不同阶段,由于资料的获取程度和对油气藏的认识程度存在差异,最终采收率的确信度不同^[20-22],最终采收率的确信度也存在差异。根据最终采收率确定的条件,以及最终采收率所基于的操作技术和可能应用程度,将最终采收率的确信度划分为高、较高和较低3个级别。

确信度高的最终采收率预测,基于已实施的操作技术和近期将采用的操作技术。对于未开发油气田,最终采收率一般是目前确定成熟的可实施的技术条件下的最终采收率;最终采收率一般是经过论证和开发方案中推荐使用的最终采收率;确信度较高的最终采收率预测,是基于推测可能实施的操作技术。对于未开发油气田,最终采收率一般是经过论证和开发方案中推荐使用的最终采收率;最终采收率一般是确定在推测可能实施的操作技术条件下的最终采收率;确信度较低的最后采收率预测,是基于推测可能实施的操作技术条件下所作的乐观估计。

3.3.2 采收率确信度确定的具体方法

对于未开发油田或开发初期油田,因缺乏生产动态资料或生产动态尚未呈现出变化规律,一般采用类比、经验公式、理论公式等静态法确定采收率。

对于开发中后期油田,如果生产动态资料能够识别生产动态变化规律,推荐应用动态法预测油田未来开发趋势,并计算最终可采量。最终采收率确信度确定的方法见表1。

3.4 经济评价结果的确信度

满足经济可采量的计算条件、符合公司经济评价方法及参数取值要求的经济评价结果具有高的确信度。确信度高的经济可采量的计算必须满足:①已有开发方案,并已列入公司五年开发计划;②已完成油气可采量的计算,并根据开发方案完成了区块/油气田未来各年度或月度油气产量的预测;③油气产品价格及成本、费用可以合理估计;④对天然气储量,应有天然气销售合同或协议。

3.5 储量和潜在资源量的划分

对产量预测中采用的产量预测剖面进行经济测算,划分出经济可采量和次经济可采量。产量预测剖面中经济可采量部分和次经济可采量部分分别对应储量和潜在资源量(图5)。

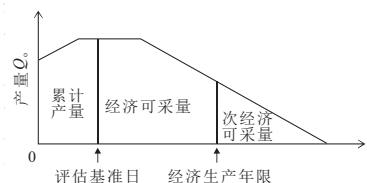


图5 经济可采量和次经济可采量划分图

Fig.5 Economic recoverable and sub economic recoverable division

3.5.1 商业性开发单元中油气资源的划分结果

商业性开发单元的经济可采量归属于储量。次经济可采量实质上是技术可行、但经济不可行的油气可采量,此类油气可采量具有次商业性,归属于潜在资源量。

如果经济评价结果具有高确信度,依据地质储量的确信度和最终采收率的确信度进行储量和潜在资源量级别的划分;如果经济评价结果不具有高确信度,也依据上述2项确信度进行储量和潜在资源量级别的划分,但应对储量和潜在资源量的计算结果进行不确定性分析。

如果“开发方案”中动用探明地质储量进行油气藏开发(图6-1-1),且预测的采收率具有高的确信度,则剩余经济可采量部分为证实储量(P1),次经济可采量部分为证实潜在资源量(C1);如果“开发方案”中动用探明地质储量进行油气藏开发(图6-1-2,1-3),且预测的采收率具有较高或较低的确信度,则剩余经济可采量均为概算储量(P2),次经济可采量均为概算潜在资源量(C2)。

表 1 油藏采收率选取方法及其确信度判别表

Table 1 Table for identifying reservoir recovery factor selection methods and confidence level

评价方法		确 信 度	
		单一方法确信度	综合确信度
静态法	(1)类比法	满足类比适用条件,类比油田分别以占比 90%、50%和 10%以上能达到的采收率,认定为高、较高和较低确信度	若单一方法评价确信度高或 2 种及以上方法评价确信度较高则认定为高;若单一方法评价确信度较高则认定为较高;若各种方法评价确信度较低则认定为较低
	(2)经验公式法	满足经验公式适用条件,分别以占比 90%、50%和 10%以上经验公式计算达到的采收率,认定为高、较高和较低确信度。若适用经验公式较少,需参考其他类别方法确定	
	(3)理论弹性驱动油藏采收率计算	满足理论公式适用条件,理论公式计算达到的采收率,具有较低确信度。原因:仅从物质平衡理论出发,考虑因素较少	
	公式法水驱油藏驱油效率一波及系数法	满足公式适用条件,理论公式计算达到的采收率,具有较低确信度。原因:未考虑井网密度、注采连通模式等综合影响	
动态法	(4)数值模拟法	满足适用条件,依据地质模型和油藏不确定性参数,通过敏感性测试筛选出影响采收率的主控因素,进行不确定性分析,分别以占比 90%、50%和 10%以上方案达到的采收率,认定为高、较高和较低确信度	若单一方法评价确信度高或 2 种及以上方法评价确信度较高则认定为高;若单一方法评价确信度较高则认定为较高;若各种方法评价确信度较低则认定为较低。若各种方法适用性较差或计算结果一致性较差,则需借助静态法进行评价
	(1)水驱曲线法	满足水驱曲线适用条件,若计算结果一致性良好,则分别以占比 90%、50%和 10%以上水驱曲线计算可以达到的可采量,认定相应的采收率为高、较高和较低确信度;若计算结果一致性较差,则需要参考其他类别方法确定(若 90%以上动用储量中油井满足水驱曲线适用条件,可以油藏为单位进行水驱曲线法的采收率确信度评价;否则以油藏为单位进行的采收率评价,认定为较低确信度)	
	(2)递减曲线法	在预测可采量中分别以占比 90%、50%和 10%以上满足递减曲线适用条件,认定相应的采收率为高、较高和较低确信度(若 90%以上动用储量中油井满足递减曲线适用条件,可以油藏为单位进行递减曲线法的采收率确信度评价;否则以油藏为单位进行的采收率评价,认定为较低确信度)	
	(3)童宪章图版法	满足童氏图版条件,依据与图版中曲线 90%、50%和 10%以上拟合程度,认定相应的采收率为高、较高和较低确信度	
动态法	(4)数值模拟法	满足适用条件,依据地质模型和油藏不确定性参数,通过敏感性测试筛选出影响采收率的主控因素,进行不确定性分析,分别以占比 90%、50%和 10%以上方案达到的采收率,认定为高、较高和较低确信度	若各种方法适用性较差或计算结果一致性较差,则需借助静态法进行评价
	(1)水驱曲线法	满足水驱曲线适用条件,若计算结果一致性良好,则分别以占比 90%、50%和 10%以上水驱曲线计算可以达到的可采量,认定相应的采收率为高、较高和较低确信度;若计算结果一致性较差,则需要参考其他类别方法确定(若 90%以上动用储量中油井满足水驱曲线适用条件,可以油藏为单位进行水驱曲线法的采收率确信度评价;否则以油藏为单位进行的采收率评价,认定为较低确信度)	
	(2)递减曲线法	在预测可采量中分别以占比 90%、50%和 10%以上满足递减曲线适用条件,认定相应的采收率为高、较高和较低确信度(若 90%以上动用储量中油井满足递减曲线适用条件,可以油藏为单位进行递减曲线法的采收率确信度评价;否则以油藏为单位进行的采收率评价,认定为较低确信度)	
	(3)童宪章图版法	满足童氏图版条件,依据与图版中曲线 90%、50%和 10%以上拟合程度,认定相应的采收率为高、较高和较低确信度	

注:未满足评价方法适用条件,评价得到的采收率被认定为较低确信度

如果“开发方案”中动用控制地质储量进行油气藏开发(图 6-1-4,1-5),且预测的采收率具有高的或较高的确信度,则剩余经济可采量均为概算储量(P2),次经济可采量均为概算潜在资源量(C2);如果“开发方案”中动用控制地质储量进行油气藏开发(图 6-1-6),且预测的采收率具有较低的确信度,则剩余经济可采量为可能储量(P3),次经济可采量为可能潜在资源量(C3)。

如果“开发方案”中动用预测地质储量进行油气藏开发(图 6-1-7,1-8,1-9),且预测的采收率分别具有高的、较高的和较低的确信度,则剩余经济可采量都为可能储量(P3),与剩余经济可采量相对应,次经济可采量都为可能潜在资源量(C3)。

3.5.2 次商业性开发单元中油气资源的划分结果

次商业性开发单元中的可采油气量属于潜在资源量范畴。由于开发项目不够成熟,没有必要或不可能对未来预计可能开发的油气可采量进行经济测算,因此次商业性开发单元中的油气资源只进行潜在资源量的级别划分。

如果动用探明地质储量进行油气藏开发设想,且预测的采收率具有高的确信度,则预测的可采量为证实潜在资源量(C1);如果动用探明地质储量进行油气藏开发设想,且预测的采收率具有较高或较低的确信度,则预测的可采量均为概算潜在资源量(C2)。

如果动用控制地质储量进行油气藏开发设想,且预测的采收率分别具有高的或较高的确信度,则预测的可采量均为概算潜在资源量(C2);如果动用控制地质储量进行油气藏开发设想,且预测的采收率具有较低的确信度,则预测的可采量为可能潜在资源量(C3)。

如果动用预测地质储量进行油气藏开发设想,且预测的采收率分别具有高的、较高的和较低的确信度,则预测的可采量都为可能潜在资源量(C3)。

3.5.3 不同级别地质储量共同动用条件下油气

资源的划分结果

在商业性开发单元中,对产量预测中采用的生产曲线进行经济测算,划分出经济可采量和次经济

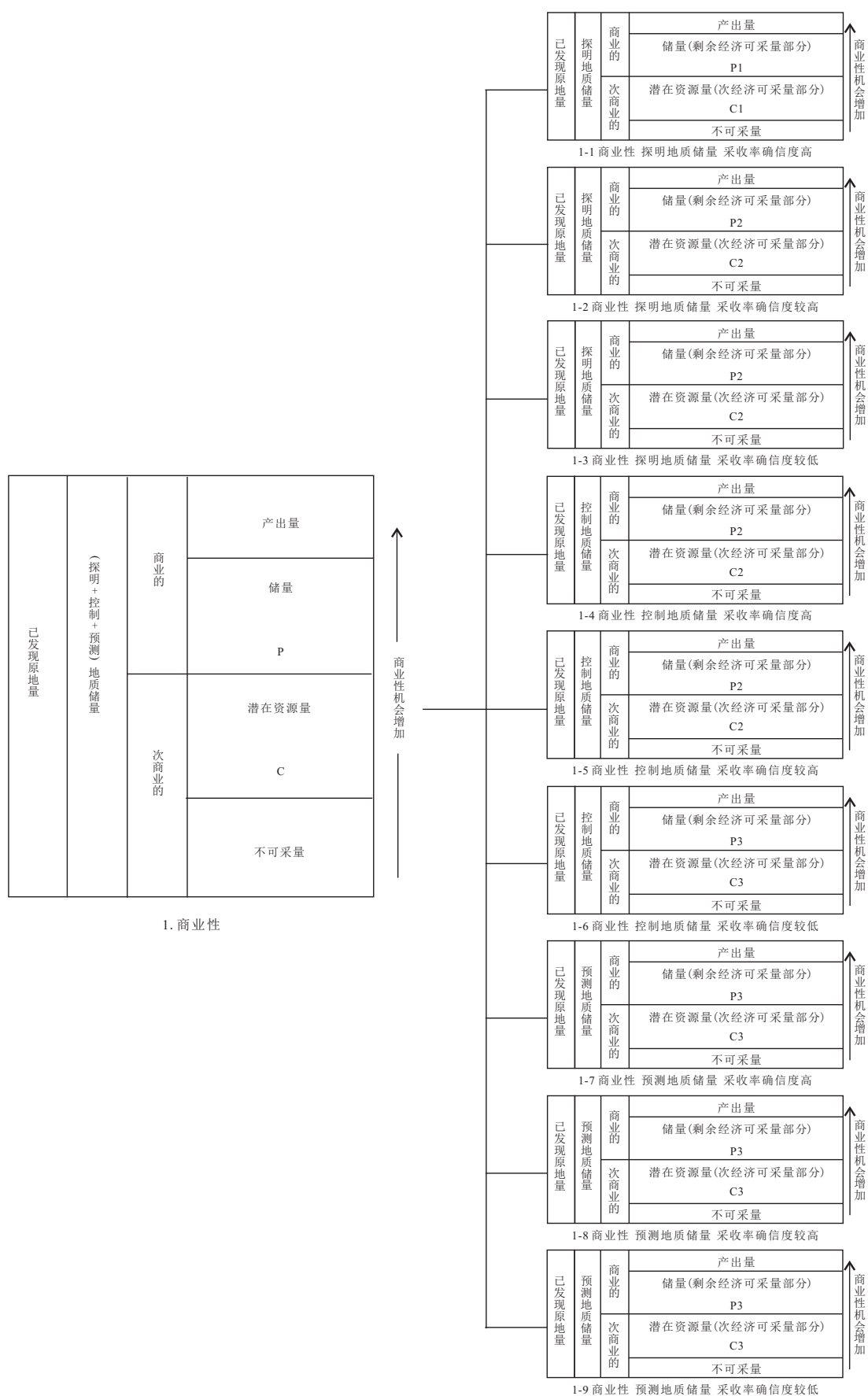


图 6 商业性开发单元中储量/潜在资源量级别划分方法

Fig.6 Reserves and contingent resources division in commercial development units

可采量,经济可采量和次经济可采量分别为储量和潜在资源量;在次商业性开发单元中,油气可采量即为潜在资源量。

在商业性开发单元中,如果“开发方案”中动用探明地质储量和控制地质储量共同进行开发;在采收率分别具有高或较高确信度的情况下,剩余经济可采量均为证实储量+概算储量(2P),次经济可采量均为证实潜在资源量+概算潜在资源量(2C);在采收率具有较低确信度的情况下,剩余经济可采量为证实储量+概算储量+可能储量(3P),次经济可采量划归为证实潜在资源量+概算潜在资源量+可能潜在资源量(3C)。在次商业性开发单元中,如果动用探明地质储量和控制地质储量进行可能的开发设想;在采收率分别具有高的或较高确信度的情况下,预测的可采量均为证实潜在资源量+概算潜在资源量(2C);在采收率具有较低确信度的情况下,预测的可采量属于证实潜在资源量+概算潜在资源量+可能潜在资源量(3C)。

此外,由于通常情况不动用预测地质储量进行“开发方案”设计或进行“开发概念设计”和“开发设想”设计,实际生产中 3P 和 3C 出现的情形并不常见。

4 结 论

(1)依据经济性和开发技术、合同、法规和国家政策等可行性条件,对评价单元的商业性进行判别。满足经济性和可行性的评价单元或项目具有商业性;目前不符合商业性条件,但将来随着商业性条件的改变有潜力进行油气开发的评价单元或项目具有次商业性。

(2)油气评价单元可划分为“商业性单元”和“次商业性单元和构造”两大类型。其中,商业性单元可细分为“在生产阶段的开发单元”、“关井开发单元”、“管外开发单元”、“在生产阶段(未钻井)单元”、“在建设阶段(未钻井)单元”,次商业性单元可细分为“经济不可行未动用单元”、“技术不可行未动用单元”、“合同限制未动用单元”、“法规限制未动用单元”、“批准不确定未动用单元”。

(3)次商业性单元中的所有油气可采量均为潜在资源量;商业性单元中的油气经济可采量属于储量,商业性单元中的油气次经济可采量属于潜在资源量。

(4)已发现原地量可划分为探明地质储量、控制地质储量和预测地质储量,探明、控制、预测三级地质储量分别为 P1 和 C1、P2 和 C2、P3 和 C3 计算的必要条件。

(5)经济评价结果具有高确信度的前提下,依据地质储量确信度与最终采收率确信度的组合特征,判别储量和潜在资源量的类型和级别,将评价单元的油气资源归属为 P1、P2、P3 和 C1、C2、C3。

(6)如果开发方案对探明地质储量和控制地质储量进行共同动用,依据最终采收率确信度特征,将油气资源归属为 2P、3P 和 2C、3C。

参考文献:

- [1] SPE/AAPG/WPC/SPEE-2007-Petroleum resources management system (PRMS)[S].2007.
- [2] SPE/AAPG/WPC/SPEE/SEG-2011.Guidelines for application of the petroleum resources management system[S].2011.
- [3] SPE.Canadian oil and gas evaluation handbook:Volume 2 [M]. Washington,DC:SPE,2005.
- [4] Denney D. Modernization of the SEC oil and gas reserves reporting requirements [R].Texas: SPE 123793,2009.
- [5] Chapman C.Estimation and classification of reserves of crude oil,natural gas and condensate[R].Texas:SPE,2001.
- [6] Gustavson J B.Comparison of methods for determining fair market values [C] // SPE hydrocarbon economics and evaluation symposium,SPE Paper 13769. Texas,1985:14-15.
- [7] SEC-2009 US Securities and Exchange Commission. Disclosure by registrants engaged in oil and gas producing activities [S].2009.
- [8] SEC-2009 US Securities and Exchange Commission. Modernization of oil and gas reporting[S].2009.
- [9] SEC-2013 US Securities and Exchange Commission. Compliance and disclosure interpretation: oil and gas rules [S].2013.
- [10] Ramagost B P, Farshad F F. "P/z abnormally pressured gas reservoirs"[C]//SPE Fall Meeting,SPE Paper 10125,San Antonio,1981: 5-7.
- [11] Peter R. Risk analysis and management of petroleum exploration ventures [J]. AAPG Methods in Exploration, 2001 (12): 164.
- [12] 吴国干,等.美国 SEC 准则油气储量论文集[M].北京:石油工业出版社,2012.
- [13] 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.
- [14] 罗凯声,王屿涛,何玲娟.我国与国际油气储量分类对比与研究[J].中国石油勘探,2001,6(2): 68-70.
- [15] 赵文智,高瑞琪,胡素云,等.对我国油气储量规范修订工作的思考[J].新疆石油地质,2005,26(2): 221-225.
- [16] 毕海滨,王永祥,胡允栋.浅析 SPE 储量分类中三级储量的相互关系[J].新疆石油地质,2004,25(4): 420-422.
- [17] 王庆如,赵鹏飞,孙英涛.SPE 准则下中海石油有限公司储量登记管理规范[R].北京:中国海洋石油有限公司油气储量办公室,2015.
- [18] GB/T 19492-2004 石油天然气资源/储量分类[S].2004.
- [19] DZ/T 0252-2013 海上石油天然气储量计算规范[S].2013.
- [20] SY-T 5367-2010 石油可采储量计算方法[S].2010.
- [21] SY-T 6098-2010 天然气可采储量计算方法[S].2010.
- [22] SY-T 6193-1996 稠油注蒸汽可采储量标定方法[S].1996.

The Application of SPE Rules in the Evaluation of Reserves and Contingent Resources

Zhao Pengfei¹, Wang Qingru², Wang Long¹, Yang Xi¹, Yuan Zhiwang¹

(1.CNOOC Research Institute, Beijing 100028, China;

2.Oil and Gas Reserves Office, CNOOC, Beijing 100010, China)

Abstract: The paper focuses on commercial division and the classification of oil and gas resources by SPE rules application. In the commercial division plan, the evaluation units are divided into two types. "commercial units" and "sub commercial units and structures". According to economy, technology, contract and regulations and other conditions fine classifications are conducted for "commercial units" and "sub commercial units". The estimated ultimate recovery of oil and gas in sub commercial units can be attributed to the contingent resources, while the economic recoverable amount and the sub economic recoverable amount of oil and gas in commercial units belong to the reserves and contingent resources respectively. In the classification of oil and gas resources, the discovered petroleum initially-in-place is divided into the measured petroleum initially in place, the indicated petroleum initially in place and the inferred petroleum initially in place, reflecting the confidence of petroleum initially in place of three levels for high, higher and lower levels respectively. Based on the confidence degree of both the petroleum initially in place and the estimated ultimate recovery, as well as the economic evaluation result, the classifications for reserves and contingent resources are conducted on the "commercial units". The final classification results are proved reserves and proved contingent resources, probable reserves and probable contingent resources, and possible reserves and possible contingent resources. On the basis of confidence degree of the petroleum initially in place and estimated ultimate recovery, in the "sub commercial units", the final classification results are proved contingent resources, probable contingent resources and possible contingent resources. If oil and gas development is jointly measured petroleum initially in place and indicated petroleum initially in place, oil and gas resources are divided into Proved plus Probable Reserves, Proved plus Probable Contingent Resources, Proved plus Probable plus Possible Reserves and Proved plus Probable plus Possible Contingent Resources in the "commercial units". In the "sub commercial units", oil and gas resources are divided into Proved and Probable Contingent Resources, and Proved plus Probable plus Possible Contingent Resources.

Key words: SPE rule; reserves; contingent resources; commerciality; discovered petroleum initially-in-place; estimated ultimate recovery; remaining economic recovery