



# 中华人民共和国地质矿产行业标准

DZ/T 0217—2005

---

## 石油天然气储量计算规范

Regulation of petroleum reserves estimation

2005-04-01 发布

2005-04-01 实施

---

中华人民共和国国土资源部 发布

目 次

前言 ..... I

1 范围 ..... 1

2 规范性引用标准 ..... 1

3 总则 ..... 1

4 术语和定义 ..... 1

5 地质储量计算 ..... 2

6 地质储量计算参数确定原则 ..... 6

7 技术可采储量计算 ..... 8

8 经济评价和经济可采储量计算 ..... 9

9 储量综合评价..... 10

附录 A（规范性附录） 储量计算公式中参数名称、符号、计量单位及取值位数 ..... 11

附录 B（规范性附录） 油(气)田(藏)储量规模和品位等分类 ..... 12

## 前 言

本标准的附录 A 和附录 B 是规范性附录。

本标准由国土资源部提出。

本标准由全国国土资源标准化技术委员会归口。

本标准起草单位：国土资源部矿产资源储量评审中心石油天然气专业办公室。

本标准主要起草人：吕鸣岗、程永才、袁自学、韩征、姚爱华、胡晓春、胡允栋。

本标准由国土资源部负责解释。

# 石油天然气储量计算规范

## 1 范围

本标准规定了石油天然气储量计算与评价的规则。

本标准适用于油(气)藏(田)原油、凝析油、天然气的储量计算与评价。非烃类气藏(田)和油(气)藏(田)伴生物质的储量计算可参照使用。

## 2 规范性引用标准

下列标准中的条款通过本标准的引用而成为本标准的条款。凡是注日期的引用标准,其随后所有的修改单(不包括勘误的内容)或修订版均不适用于本标准,然而,鼓励根据本标准达成协议的各方研究是否使用这些标准的最新版本。凡是不注日期的引用标准,其最新版本适用于本标准。

GB/T 19492—2004 石油天然气资源/储量分类

SY/T 5895—1993 石油工业常用量和单位 勘探开发部分

SY/T 6193—1996 稠油注蒸汽开发可采储量标定方法

SY/T 5367—1998 石油可采储量计算方法

SY/T 6098—2000 天然气可采储量计算方法

## 3 总则

3.1 从油气田发现直至油气田废弃的各个勘探开发阶段,油气田的经营者,应根据勘探开发阶段,依据地质、工程资料的变化和技术经济条件的变化,分阶段适时进行储量计算、复算、核算和结算。

3.2 储量计算,应包括计算地质储量、技术可采储量和经济可采储量。储量复算指首次向国家申报储量后开发生产井完钻后三年内进行的储量计算。储量核算是指储量复算后开发生产过程中的各次储量计算。储量结算指油气田废弃前的储量与产量清算,包括剩余未采出储量的核销。

3.3 对已发现储量的分类,立足于以油气藏为基本评价单元,在勘探开发各阶段结束时,在现代经济技术条件下,对油气藏的地质认识程度和生产能力的实际证实程度,侧重于为勘探开发整体效益和中长期规划服务。而且,储量的阶段性、时效性和不确定性,要同时反映在地质储量和可采储量中。

## 4 术语和定义

### 4.1

**石油 petroleum**

天然存在的,以气相、液相烃类为主的,并含有少量杂质的混合物。本规范中石油是指液态烃类物质,即原油和凝析油的总称。

### 4.2

**原油 oil**

原存在于地下储集体中,在采至地面后的正常压力和温度下,未经加工的、已脱气的呈液态或半固体状态的那部分石油。

### 4.3

**凝析油 condensate**

在地层条件下的气态烃类物质,在采出到地面的过程中,随着温度和压力的降低,从气相中析出的由戊烷和以上重烃组份组成的液态混合物,一般可经地面分离器或专用装置回收。

4.4

**天然气 gas**

天然存在的烃类和非烃类气体,以及各种元素的混合物,在地层条件下呈气态,或者溶解于油、水中,在地面标准条件下只呈气态。本规范中天然气是指气藏气、油气藏气、凝析气藏干气和油藏溶解气的总称。

4.5

**气藏气 non-associated gas**

本规范是指原始地层条件下,气藏中存在的天然气。

4.6

**油气藏气 gas-cap gas**

本规范是指原始地层条件下,带油环的气顶中存在的天然气。

4.7

**溶解气 solution gas**

本规范是指原始地层条件下,溶解于石油中的天然气。

4.8

**凝析气 condensate gas**

本规范是指原始地层条件下,含有凝析油的天然气。

4.9

**干气 dry gas**

本规范是指凝析气采至地面后经分离器回收凝析油后的天然气。

4.10

**油(气)藏 oil /gas pool**

本规范是指油藏、气藏、油气藏和凝析气藏的统称。

4.11

**油(气)田 oil /gas field**

本规范是指油田、气田、油气田和凝析气田的统称。

4.12

**J-函数 J-function**

将岩心毛管压力与流体饱和度数值,转换成无因次关系的一种处理函数。利用这一函数,可将同一储层内具有不同孔渗特征的岩样所测得的毛管压力曲线,综合为一条平均毛管压力曲线。

**5 地质储量计算**

按照 GB/T 19492—2004 划分的探明的、控制的、预测的地质储量及有关规定,进行储量计算。

**5.1 储量计算应具备的条件**

储量起算标准即储量计算的单井下限日产量,是进行储量计算的经济条件,各地区及海域应根据当地价格和成本等测算求得只回收开发井投资的单井下限日产量;也可用平均的操作费和油价求得平均井深的单井下限日产量,再根据实际井深求得不同井深的单井下限日产量。平均井深的单井下限日产量计算公式:下限油或气产量(吨/日或千立方米/日)=固定成本(元/日)/(销售价—税费—可变成本)(元/吨或元/千立方米)。表 1 是根据东部地区平均价格和成本测算的单井下限日产量,可参照应用。

表 2 和表 3 中勘探开发程度和地质认识程度要求是进行储量计算的地质可靠程度的基本条件。

**5.1.1 探明地质储量**

探明地质储量的估算,已查明了油气藏类型、储集类型、驱动类型、流体性质及分布、产能等,具有较高的地质可靠程度。含油气面积在合理的井控条件下,主要以评估确定的油气藏边界或计算边界为图

定依据,其中流体界面或油气层底界是由钻井、测井或测试以及可靠压力资料证实的。

单井稳定产量达到储量起算标准。稳定产量是指系统试采井的稳定产量,试油井可用试油稳定产量折算(不大于原始地层压力 20%)压差下的产量代替,试气井可用试气稳定产量折算(不大于原始地层压力 10%)压差下的产量代替,或用 20%~25%的天然气无阻流量代替。

勘探开发程度和地质认识程度符合表 2 中的要求。

### 5.1.2 控制地质储量

控制地质储量的估算,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,具有中等的地质可靠程度。

含油(气)范围的单井试油(气)产量达到储量起算标准,或同一圈闭探明区(层)以外可能含油(气)范围。

含油(气)范围的勘探程度和地质认识程度符合表 3 中的要求。

### 5.1.3 预测地质储量

预测地质储量的估算,初步查明了构造形态、储层情况,预探井产量达到储量起算标准或已获得油气流,或钻遇了油气层,或在探明或控制储量之外预测有油气层存在,经综合分析有进一步评价勘探的价值。

含油(气)范围的勘探程度和地质认识程度符合表 3 中的要求。

表 1 东部地区储量起算标准

油气藏埋藏深度/m	单井油产量/(m <sup>3</sup> /d)	单井气产量/(10 <sup>4</sup> m <sup>3</sup> /d)
≤500	0.3	0.05
>500~≤1 000	0.5	0.1
>1 000~≤2 000	1.0	0.3
>2 000~≤3 000	3.0	0.5
>3 000~≤4 000	5.0	1.0
>4 000	10.0	2.0

表 2 探明地质储量勘探开发程度和地质认识程度要求

类 别	探 明 地 质 储 量
勘探开 发程度	地震 已完成二维地震测网不大于 1 km×1 km,或有三维地震,复杂条件除外。
	钻井 1. 已完成评价井钻探,满足编制开发方案的要求,能控制含油(气)边界或油(气)水界面; 2. 小型以上油(气)藏的油气层段应有岩心资料,中型以上油(气)藏的油气层段至少有一个完整的取心剖面,岩心收获率应能满足对测井资料进行标定的需求; 3. 大型以上油(气)田的主力油气层,应有合格的油基泥浆或密闭取心井; 4. 疏松油气层采用冷冻方式钻取分析化验样品。
	测井 1. 应有合适的测井系列,能满足解释储量计算参数的需要; 2. 对裂缝、孔洞型储层进行了特殊项目测井,能有效的划分渗透层、裂缝段或其他特殊岩层。
	测试 1. 所有预探井及评价井已完井测试,关键部位井已进行了油气层分层测试,取全取准产能、流体性质、温度和压力资料; 2. 中型以上油(气)藏,已获得有效厚度下限层单层试油资料; 3. 中型以上油(气)藏进行了试采或系统试井,稠油油藏进行了热采试验,低渗透储层采取了改造措施,取得了产能资料。
	分析 化验 1. 已取得孔隙度、渗透率、毛管压力、相渗透率和饱和度等岩心分析资料; 2. 取得了流体分析及合格的高压物性分析资料; 3. 中型以上油藏进行了确定采收率的岩心分析试验,中型以上气藏宜进行氦气法分析孔隙度; 4. 稠油油藏已取得粘温曲线。

表 2 (续)

类 别	探 明 地 质 储 量
地质认识程度	1. 构造形态及主要断层分布落实清楚,提交了由钻井资料校正的 1 : 10 000~1 : 25 000 的油气层或储集体顶(底)面构造图;对于大型气田,目的层构造图的比例尺可为 1 : 50 000,对于小型断块油藏,目的层构造图的比例尺可为 1 : 5 000。 2. 已查明储集类型、储层物性、储层厚度、非均质程度;对裂缝-孔洞型储层,已基本查明裂缝系统; 3. 油气藏类型、驱动类型、温度及压力系统、流体性质及其分布、产能等清楚; 4. 有效厚度下限标准和储量计算参数基本准确; 5. 小型以上油田(藏),中型以上气田(藏),已有以开发概念设计为依据的经济评价;其他已进行开发评价。

表 3 控制和预测地质储量勘探程度和地质认识程度要求

类 别		控制地质储量	预测地质储量
勘探程度	地震	已完成地震详查,主测线距一般 1 km~2 km。	已完成地震普查,主测线距一般 2 km~4 km。
	钻井	1. 已有评价井; 2. 主要含油气层段有代表性岩心。	1. 已有预探井; 2. 主要目的层有取心或井壁取心。
	测井	采用适合本探区特点的测井系列,解释了油、气、水层及其他特殊岩性段。	采用本探区合适的测井系列,初步解释了油、气、水层。
	测试	已进行油气层完井测试,取得了产能、流体性质、温度和压力资料。	油气显示层段及解释的油气层可有中途测试或完井测试。
	分析化验	1. 进行了常规的岩心分析及必要的特殊岩心分析; 2. 取得了油、气、水性质及高压物性等分析资料。	进行了常规的岩心分析。
地质认识程度		1. 已基本查明圈闭形态,提交了由钻井资料校正的 1 : 25 000~1 : 50 000 的油气层或储集体顶(底)面构造图; 2. 已初步了解储层储集类型、岩性、物性及厚度变化趋势; 3. 综合确定了储量计算参数; 4. 已初步确定油气藏类型、流体性质及分布,并了解了产能。	1. 证实圈闭存在,提交了 1 : 50 000~1 : 100 000 的构造图; 2. 深入研究了构造部位的地震信息异常,并获得了与油气有关的相关结论; 3. 已明确目的层层位及岩性; 4. 可采用类比法确定储量计算参数。

5.2 储量计算单元划分原则

储量计算单元(简称计算单元)一般是单个油(气)藏,但有些油(气)藏可根据情况细分或合并计算。

- a) 计算单元平面上一般按区块划分。
  - 面积很大的油(气)藏,视不同情况可细分井块(井区);
  - 受同一构造控制的几个小型的断块或岩性油(气)藏,当油(气)藏类型、储层类型和流体性质相似,且含油(气)连片或迭置时,可合并为一个计算单元。
- b) 计算单元纵向上一般按油(气)层组(砂层组)划分。
  - 已查明为统一油(气)水界面的油(气)水系统一般划为一个计算单元,含油(气)高度很大时也可细分亚组或小层;
  - 不同岩性、储集特征的储层应划分独立的计算单元;
  - 同一岩性的块状油(气)藏,含油(气)高度很大时可按水平段细划计算单元;
  - 尚不能断定为统一油(气)水界面的层状油(气)藏,当油(气)层跨度大于 50 m 时视情况细划计算单元。

c) 裂缝性油(气)藏,应以连通的裂缝系统细分计算单元。

### 5.3 地质储量计算方法

地质储量计算主要采用容积法,根据油气藏情况或资料情况也可采用动态法;可采用确定性方法,也可采用概率法。

储量计算公式中符号名称和计量单位见附录 A(规范性附录),符合 SY/T 5895—1993。

#### 5.3.1 容积法

a) 油藏地质储量计算公式

原油地质储量由下式计算:

$$N = 100 A_o h \phi S_{oi} / B_{oi} \quad \dots\dots\dots (1)$$

或

$$N = A_o h S_{oi} \quad \dots\dots\dots (2)$$

溶解气地质储量大于  $0.1 \times 10^8 \text{ m}^3$  并可利用时,由下式计算:

$$G_s = 10^{-1} N R_{si} \quad \dots\dots\dots (3)$$

若用质量单位表示原油地质储量时:

$$N_e = N \rho_o \quad \dots\dots\dots (4)$$

当油藏有气顶时,气顶天然气地质储量按气藏或凝析气藏地质储量计算公式计算。

b) 气藏地质储量计算公式

$$G = 0.01 A_g h \phi S_{gi} / B_{gi} \quad \dots\dots\dots (5)$$

或

$$G = A_g h S_{gi} \quad \dots\dots\dots (6)$$

式(5)中  $B_{gi}$  用下式求得:

$$B_{gi} = P_{sc} Z_i T / P_i T_{sc} \quad \dots\dots\dots (7)$$

c) 凝析气藏地质储量计算公式

凝析气藏凝析气总地质储量( $G_e$ )由式(5)计算,式(7)中  $Z_i$  为凝析气的偏差系数。

当凝析气藏中凝析油含量大于等于  $100 \text{ cm}^3/\text{m}^3$  或凝析油地质储量大于等于  $1 \times 10^8 \text{ m}^3$  时,应分别计算干气和凝析油的地质储量。计算公式如下:

$$G_d = G_e f_d \quad \dots\dots\dots (8)$$

$$N_e = 0.01 G_e \sigma \quad \dots\dots\dots (9)$$

式中:

$$f_d = GOR / (GE_o + GOR) \quad \dots\dots\dots (10)$$

$$\sigma = 10^5 / (GE_o + GOR) \quad \dots\dots\dots (11)$$

$$GE_o = 543.15 (1.03 - \gamma_i) \quad \dots\dots\dots (12)$$

若用质量单位表示凝析油地质储量时:

$$N_{eo} = N_e \rho_e \quad \dots\dots\dots (13)$$

当气藏或凝析气藏中总非烃类气含量大于 15% 或单项非烃类气含量大于以下标准者,烃类气和非烃类气地质储量应分别计算:硫化氢含量大于 0.5%,二氧化碳含量大于 5%,氮含量大于 0.1%。具有油环或底油时,原油地质储量按油藏地质储量计算公式计算。

#### 5.3.2 动态法

难以容积法计算地质储量时,应采用动态法计算,根据产量、压力数据的可靠程度,划分探明地质储量和控制地质储量。

a) 气藏主要采用物质平衡法和弹性二相法计算天然气地质储量。

1) 物质平衡法:采用物质平衡法的压降图(视地层压力与累积产量关系图)直线外推法,废弃视地层压力为零时的累积产量即为天然气地质储量(见 SY/T 6098—2000 中 6.1)。

2) 弹性二相法:采用井底流动压力与开井生产时间的压降曲线图直线段外推法,废弃相对压力为零时可计算单井控制的天然气地质储量(见 SY/T 6098—2000 中 6.2)。

- b) 油(气)藏也可根据驱动类型和开发方式等选择合理的计算方法(见SY/T 5367—1998和SY/T 6098—2000),计算油(气)可采储量和选取采收率,由此求得油(气)地质储量。

### 5.3.3 概率法

- a) 根据构造、储层、油(气)水界面、断层、地层与岩性边界、油(气)藏类型等,确定含油(气)面积的变化范围。
- b) 根据地质条件、下限标准、测井解释等,分别确定有效厚度和单储系数的变化范围。
- c) 根据储量计算参数的变化范围,求得储量累积概率曲线,按规定概率值估算各类地质储量。

## 6 地质储量计算参数确定原则

### 6.1 含油(气)面积

充分利用地震、钻井、测井和测试(含试油,下同)等资料,综合研究油、气、水分布规律和油(气)藏类型,确定流体界面(即油气界面、油水界面、气水界面)以及油气遮挡(如断层、岩性、地层)边界,编制反映油气层(储集体)顶(底)面形态的海拔高度等值线图,圈定含油(气)面积。不同类别的地质储量,含油(气)面积圈定要求不同。

#### 6.1.1 探明含油(气)面积

已开发探明储量的含油(气)面积,根据生产井静态和动态资料综合圈定。

未开发探明储量的含油(气)面积,各种边界的确定需达到以下条件:

- a) 用以圈定含油(气)面积的流体界面,应经测井或测试资料,或钻井取心资料证实,或可靠的压力测试资料确定。
- b) 未查明流体界面的油(气)藏,应以测试证实的最低的出油气层(或井段)底界,或有效厚度累计值或集中段高度外推圈定含油(气)面积。
- c) 油(气)藏断层(或地层)遮挡边界,宜以油(气)层顶(底)面与断层(或地层不整合)面相交的外含油(气)边界圈定含油(气)面积。
- d) 油(气)藏储层岩性(或物性)遮挡边界,用有效厚度零线或渗透储层一定厚度线圈定含油(气)面积;未查明边界时以开发井距的1~1.5倍外推划计算线。
- e) 在储层厚度和埋藏深度等适当条件下,高分辨率地震解释预测的流体界面和岩性边界,经钻井资料约束解释并有高置信度时,可作为圈定含油(气)面积的依据。
- f) 在确定的含油(气)边界内,边部油(气)井到含油(气)边界的距离过大时,可按照油(气)藏开发井距的1~1.5倍外推划计算线。

#### 6.1.2 控制含油(气)面积

- a) 依据测井解释的油气层底界面,依据钻遇或预测的流体界面圈定含油(气)面积。
- b) 探明含油(气)边界到预测含油(气)边界之间圈定含油(气)面积。
- c) 依据多种方法对储层进行综合分析,结合油(气)层分布规律,确定的可能含油(气)边界圈定含油(气)面积。

#### 6.1.3 预测含油(气)面积

- a) 依据推测的油(气)水界面或圈定溢出点的含油(气)面积。
- b) 依据油(气)藏综合分析所确定的油(气)层分布范围,圈定含油(气)面积。
- c) 依据同类油(气)藏圈闭油气充满系数类比,或地震约束反演资料圈定的含油(气)面积。

### 6.2 有效厚度

油(气)层有效厚度(简称有效厚度),指达到储量起算标准的含油气层系中具有产油气能力的那部分储层厚度。不同类别的地质储量,有效厚度确定要求不同。

#### 6.2.1 探明储量的有效厚度

- a) 有效厚度标准确定

- 应分别制定油层、气层划分和夹层扣除标准。
- 应以岩心分析资料和测井解释资料为基础,测试资料为依据,在研究岩性、物性、电性与含油性关系后,确定其有效厚度划分的岩性、物性、电性下限标准。
- 储层性质和流体性质相近的多个小型油藏或气藏,可分别制定统一的标准。
- 借用邻近油(气)藏下限标准应论证类比依据和标明参考文献。
- 有效厚度标准图版符合率大于 80%。

#### b) 有效厚度划分

- 以测井解释资料划分有效厚度时,应对有关测井曲线进行必要的井筒环境(如井径变化、泥浆侵入等)校正和不同测井系列的归一化处理。
- 以岩心分析资料划分有效厚度时,油气层段应取全岩心,收获率不低于 80%。
- 有效厚度的起算厚度为 0.2 m~0.4 m,夹层起扣厚度为 0.2 m。

### 6.2.2 控制储量的有效厚度

控制地质储量的有效厚度,可根据已出油气层类比划分,也可选择邻区类似油(气)藏的下限标准划分。

### 6.2.3 预测储量的有效厚度

预测地质储量的有效厚度,可用测井、录井等资料推测确定,无井区块可用邻区块资料类比确定。

## 6.3 有效孔隙度

储量计算中所用的有效孔隙度是指有效厚度段的地下有效孔隙度。

有效孔隙度可直接用岩心分析资料,也可用测井解释确定。测井解释孔隙度与岩心分析孔隙度的相对误差不超过 $\pm 8\%$ 。

裂缝孔隙型储层必须分别确定基质孔隙度和裂缝、溶洞孔隙度。

## 6.4 原始含油(气)饱和度

- a) 大型以上油(气)田(藏)用测井解释资料确定探明储量含油(气)饱和度(%)时,应有油基泥浆取心或密闭取心分析验证,绝对误差不超过 $\pm 5$ 个百分点。特殊情况除外。
- b) 中型以上油(气)田(藏)用测井解释资料确定含油(气)饱和度时,应有实测的岩电实验数据及合理的地层水电阻率资料。
- c) 用毛管压力资料确定含油(气)饱和度时,应取得有代表性的岩心分析资料,进行 J-函数等处理。
- d) 裂缝孔隙型储层可分别确定基质含油(气)饱和度和裂缝、溶洞含油(气)饱和度。
- e) 低渗透储层或重质稠油油层水基泥浆取心分析的含水饱和度,能作为计算含油饱和度的依据。

## 6.5 原始体积系数

- a) 原始原油体积系数,指原始地层条件下原油体积与地面标准条件下脱气原油体积的比值。
  - 中型以上油藏,应在评价勘探阶段在井下取样或地面配样获得高压物性分析资料求得;
  - 原油性质变化较大的油田(藏),应分别取得不同性质的油样做高压性分析求得;
  - 小型以下建立合理关系式求得。
- b) 原始天然气体积系数由式(7)求得。
  - 原始地层压力( $P_i$ )和地层温度( $T$ )是指折算气藏中部的地层压力和地层温度;
  - 原始气体偏差系数( $Z_i$ )可由实验室气体样品测定,也可根据天然气组分和相对密度求得。

## 6.6 气油比

- a) 中型以上油田(藏)的原始溶解气比,应在评价勘探阶段从井下取样做高压物性分析测定;
- b) 凝析气田和小型以下油田(藏),可用合理工作制度下的稳定生产气油比。

## 6.7 原油(凝析油)密度

原油(凝析油)密度应在油(气)田不同部位取得一定数量有代表性的地面油样分析测定。

## 6.8 储量计算参数选值

- a) 应用多种方法(或多种资料)求得的储量计算参数,选用一种有代表性的参数值。
- b) 计算单元的各项储量计算参数选值:
  - 有效厚度采用等值线面积权衡法,也可采用井点控制面积或均匀网格面积权衡法;
  - 有效孔隙度采用有效厚度段体积权衡法;
  - 含油(气)饱和度采用有效厚度段孔隙体积权衡法;
  - 在作图时,应考虑油(气)藏情况和储量参数变化规律;
  - 在特殊情况下,也可采用井点值算术平均法或权衡法。
- c) 通过综合研究,建立地质模型,可直接采用计算机图形,求取储量计算参数并计算地质储量。
- d) 我国石油天然气储量的地面标准条件指:温度 20℃,绝对压力 0.101MPa。各项储量计算参数的有效位数要求见附录 A(规范性附录)的规定。计算单元的储量计算参数选值,储量的计算和汇总,一律采用四舍五入进位法。

## 7 技术可采储量计算

### 7.1 探明技术可采储量的估算必须满足的条件

- a) 已实施的操作技术和近期将采用的操作技术(包括采油气技术和提高采收率技术,下同);
- b) 已有开发概念设计或开发方案,并已列入或将列入中近期开发计划;
- c) 以近期平均价格和成本为准,可行性评价是经济的和次经济的。

### 7.2 未开发和开发初期石油(天然气)技术可采储量计算

#### 7.2.1 技术可采储量计算公式

一般是根据计算的地质储量和确定的采收率,按下列公式计算可采储量。

$$N_k = N E_k \quad \dots\dots\dots (14)$$

$$G_k = G E_k \quad \dots\dots\dots (15)$$

#### 7.2.2 采收率确定要求

- a) 一般是确定目前成熟的可实施的技术如注水、注气或蒸汽吞吐等条件下最终采收率。
- b) 计算提高采收率技术增加的可采储量,分为下列情况:
 

提高采收率技术已经本油(气)藏先导试验证实有效并计划实施,或本油(气)田同类油(气)藏使用成功并可类比和计划实施,可划为增加的探明可采储量。

#### 7.2.3 采收率确定方法

- a) 油藏原油采收率:根据油藏类型、驱动类型、储层特性、流体性质和开发方式、井网等情况,选择经验公式法、经验取值法(表格计算法)、类比法和数值模拟法求取(SY/T 5367—1998 和 SY/T 6193—1996)。
- b) 油藏溶解气采收率:根据油藏的饱和情况和开发方式等情况,选择合理的方法求取(SY/T 6098—2000),或依据溶解气、原油采收率统计规律求取。
- c) 气藏天然气采收率:根据气藏类型、地层水活跃程度、储层特性和开发方式、废弃压力等情况,选择经验公式法、经验取值法、类比法和数值模拟法求取(SY/T 6098—2000)。
- d) 凝析气藏凝析油采收率:根据气藏特征、气油比和开发方式等情况,选择经验公式法和类比法等求取。

### 7.3 已开发石油(天然气)技术可采储量计算

油气田投入开发生产一段时间后,已开发技术可采储量一般直接用开发井的生产数据计算,主要计算方法是水驱特征曲线法、产量递减法、物质平衡法和数值模拟法等;也可用探边测试法和其他经验统计法计算。一般来说,已开发技术可采储量所对应的截止点参数值如压力、产量和含水是人为经验给定的,而非本油田的实际经济参数计算出的。

- a) 产量递减法:油(气)田(藏)开采后产量明显递减时,产量与生产时间服从一定的变化规律,如指数递减、双曲线递减或调和递减等,利用这些规律预测到人为给定(经验)的极限产量,可求得可采储量(见SY/T 5367—1998中5.4.3、SY/T 6098—2000中6.3和6.4)。
- b) 物质平衡法:气田(藏)地层压力降低明显和达到一定采出程度时,根据定期的地层压力和气、水累积产量等资料,通过采出量随压力下降的变化关系求得与废弃压力相对应的可采储量(见SY/T 6098—2000中6.1)。
- c) 数值模拟法:油(气)田(藏)根据油(气)藏特征及开发概念设计等,建立油气藏模型,并经历史拟合证实模型有效后,进行模拟计算,可求得可采储量。
- d) 水驱特征曲线法:油(气)田(藏)开采中后期水驱特征曲线出现明显直线段时,根据累积产量和含水率等变量的统计关系,计算到人为给定(经验)的极限含水时所求得的累计产量,即为可采储量(见SY/T 5367—1998中5.4.2和SY/T 6098—2000中6.7)。

#### 7.4 控制技术可采储量计算

##### 7.4.1 控制技术可采储量的估算条件

- a) 推测可能实施的操作技术(如注水、三次采油等);
- b) 可行性评价为次经济以上。

##### 7.4.2 控制技术可采储量的计算

控制技术可采储量的计算公式和计算方法同7.2.1和7.2.3。

采收率一般是确定在推测可能实施的操作技术(如注水、三次采油等)条件下的最终采收率。

#### 7.5 预测技术可采储量计算

##### 7.5.1 预测技术可采储量的估算条件

预测可采储量的估算,只考虑技术可采储量,是在推测可能实施的操作技术条件下所作的乐观估计,由于不确定性较大,预测可采储量只能是内蕴经济的。

##### 7.5.2 预测技术可采储量的计算

预测技术可采储量的计算公式和计算方法同7.2.1和7.2.3。

采收率一般是确定在乐观推测可能实施的操作技术条件下的最终采收率。

#### 8 经济评价和经济可采储量计算

##### 8.1 探明经济可采储量的估算必须满足的下列条件

- a) 经济条件基于不同要求可采用评价基准日的、或合同的价格和成本以及其他有关的条件;
- b) 操作技术(主要包括提高采收率技术)是已实施的技术,或先导试验证实的并肯定付诸实施的技术,或本油气田同类油气藏实际成功并可类比和肯定付诸实施的技术;
- c) 已有开发方案,并已列入中近期开发计划;天然气储量还应已铺设天然气管道或已有管道建设协议,并有销售合同或协议;
- d) 与经济可采储量相应的含油气边界是钻井或测井、或测试、或可靠的压力测试资料证实的流体界面,或者是钻遇井的油气层底界,并且含油气边界内有合理的井控程度;
- e) 实际生产或测试证实了商业性生产能力,或目标储层与邻井同层位或本井邻层位已证实商业性生产能力的储层相似;
- f) 可行性评价是经济的;
- g) 将来实际采出量大于或等于估算的经济可采储量的概率至少为80%。

##### 8.2 探明次经济可采储量计算条件

探明次经济可采储量是指探明技术可采储量与探明经济可采储量的差值,包括如下两部分:

- a) 可行性评价为次经济的技术可采储量;
- b) 由于合同和提高采收率技术等原因,尚不能划为探明经济可采储量的技术可采储量。

### 8.3 控制经济可采储量计算条件

- a) 与控制技术可采储量的唯一差别,要求 7.4.1 中的可采储量经过经济评价是经济的。
- b) 将来实际采出量大于或等于估算的经济可采储量的概率至少为 50%。

### 8.4 控制次经济可采储量计算条件

控制次经济可采储量是指控制技术可采储量与控制经济可采储量的差值。

### 8.5 经济评价方法和参数取值要求

- a) 探明、控制技术可采储量一般都应采用现金流量法对油(气)田(藏)开发可行性进行经济评价,其目的是下步确定经济可采储量数量和储量价值。
- b) 勘探投资根据含油面积内的井数和部分设施、设备投资计算,10 年以前的勘探投资可按沉没计算。开发建设投资根据开发概念设计方案或正式开发方案提供的依据测算。
- c) 成本、价格和税率等经济指标,一般情况下,应根据本油(气)田实际情况,考虑同类已开发油(气)田的统计资料,确定一定时期或年度的平均值;有合同规定的,按合同规定的价格和成本。价格和成本在评价期保持不变,即不考虑通货膨胀和紧缩因素。
- d) 高峰期的产量和递减期的递减率,应在系统试采和开发概念设计的基础上论证确定。
- e) 经济评价结果净现值大于或等于零,内部收益率达到企业规定收益率,油(气)田开发为经济的,可进行下步经济可采储量计算。如果达不到上述评价指标,定为次经济可采储量。

### 8.6 经济可采储量及其价值计算

采用现金流量法,工作内容包括:

- a) 预测分年、月度产量。已开发油(气)田(藏)可直接采用产量递减法求得,其他动态法也最好转换为累积产量与生产时间关系曲线求得。不具备条件的通过研究确定高峰期产量和递减期递减率预测求得,应在系统试采和开发概念设计的基础上论证确定。
- b) 投资、成本、价格和税率等经济指标,按上述要求取值。
- c) 测算油(气)藏(田)经济极限。经济极限定义为某个油(气)藏(田)所产生的月净收入等于操作该油(气)藏(田)的月净支出(维护运营的操作成本和税费)时的产量。对海上油田,储量的经济寿命不应该超过开发该油(气)(藏)田的平台寿命。
- d) 估算经济可采储量,即从指定日期到产量降至经济极限产量时的累计产量。
- e) 折现率一般取值 12%,计算折现现金流量,求得净现值即储量价值。

## 9 储量综合评价

依据附录 B(规范性附录)的规定对油(气)田(藏)储量规模和品位等进行地质综合评价。

附 录 A  
(规范性附录)

储量计算公式中参数名称、符号、计量单位及取值位数

表 A.1 储量计算公式中参数名称、符号、计量单位及取值位数

参 数		计 量 单 位		取值位数
名 称	符 号	名 称	符 号	
含气面积	$A_g$	平方千米	$\text{km}^2$	小数点后二位
含油面积	$A_o$	平方千米	$\text{km}^2$	小数点后二位
原始天然气体积系数	$B_{g0}$	无因次		小数点后五位
原始原油体积系数	$B_{o0}$	无因次		小数点后三位
采收率	$E_R$	小数	f	小数点后三位
凝析气藏干气摩尔分量	$f_d$	小数	f	小数点后三位
天然气地质储量	$G$	亿立方米	$10^8 \text{ m}^3$	小数点后二位
凝析气总地质储量	$G_c$	亿立方米	$10^8 \text{ m}^3$	小数点后二位
干气地质储量	$G_d$	亿立方米	$10^8 \text{ m}^3$	小数点后二位
凝析油的气体当量体积	$GE_c$	立方米每立方米	$\text{m}^3/\text{m}^3$	整数
凝析气油比	GOR	立方米每立方米	$\text{m}^3/\text{m}^3$	整数
天然气可采储量	$G_R$	亿立方米	$10^8 \text{ m}^3$	小数点后二位
溶解气地质储量	$G_s$	亿立方米	$10^8 \text{ m}^3$	小数点后二位
有效厚度	$h$	米	m	小数点后一位
原油地质储量	$N, N_s$	万立方米,万吨	$10^4 \text{ m}^3, 10^4 \text{ t}$	小数点后二位
凝析油地质储量	$N_c, N_{c0}$	万立方米,万吨	$10^4 \text{ m}^3, 10^4 \text{ t}$	小数点后二位
原油可采储量	$N_R$	万立方米,万吨	$10^4 \text{ m}^3, 10^4 \text{ t}$	小数点后二位
原始地层压力	$P_i$	兆帕	MPa	小数点后三位
地面标准压力	$P_{sc}$	兆帕	MPa	小数点后三位
原始溶解气油比	$R_{so}$	立方米每立方米	$\text{m}^3/\text{m}^3$	整数
天然气单储系数	$S_{gd}$	亿立方米每平方千米米	$10^8 \text{ m}^3/\text{km}^2 \cdot \text{m}$	小数点后二位
原油单储系数	$S_{go}$	万立方米每平方千米米	$10^4 \text{ m}^3/\text{km}^2 \cdot \text{m}$	小数点后二位
原始含气饱和度	$S_{g0}$	小数	f	小数点后三位
原始含油饱和度	$S_{o0}$	小数	f	小数点后三位
地层温度	$T$	开尔文	K	小数点后二位
地面标准温度	$T_{sc}$	开尔文	K	小数点后二位
原始气体偏差系数	$Z_i$	无因次		小数点后三位
凝析油相对密度	$\gamma_o$	无因次		小数点后三位
凝析油密度	$\rho_c$	吨每立方米	$\text{t}/\text{m}^3$	小数点后三位
原油密度	$\rho_o$	吨每立方米	$\text{t}/\text{m}^3$	小数点后三位
凝析油含量	$\sigma$	立方厘米每立方米	$\text{cm}^3/\text{m}^3$	整数
有效孔隙度	$\phi$	小数	f	小数点后三位

**附 录 B**  
**(规范性附录)**  
**油(气)田(藏)储量规模和品位等分类**

**B.1 储量规模**

按可采储量规模大小,将油(气)田(藏)分为五类(见表 B.1)。

**表 B.1 储量规模分类**

分 类	原油可采储量/ $10^4\text{m}^3$	天然气可采储量/ $10^8\text{m}^3$
特大型	$\geq 25\,000$	$\geq 2\,500$
大型	$\geq 2\,500 \sim < 25\,000$	$\geq 250 \sim < 2\,500$
中型	$\geq 250 \sim < 2\,500$	$\geq 25 \sim < 250$
小型	$\geq 25 \sim < 250$	$\geq 2.5 \sim < 25$
特小型	$< 25$	$< 2.5$

**B.2 储量丰度**

按可采储量丰度大小,将油(气)田(藏)分为四类(见表 B.2)。

**表 B.2 储量丰度分类**

分 类	原油可采储量丰度/ $(10^4\text{m}^3/\text{km}^2)$	天然气可采储量丰度/ $(10^8\text{m}^3/\text{km}^2)$
高	$\geq 80$	$\geq 8$
中	$\geq 25 \sim < 80$	$\geq 2.5 \sim < 8$
低	$\geq 8 \sim < 25$	$\geq 0.8 \sim < 2.5$
特低	$< 8$	$< 0.8$

**B.3 产能**

按千米井深稳定产量大小,将油(气)藏(田)分为四类(见表 B.3)。

**表 B.3 产能分类**

分 类	油藏千米井深稳定产量/ $(\text{m}^3/\text{km} \cdot \text{d})$	气藏千米井深稳定产量/ $(10^4\text{m}^3/\text{km} \cdot \text{d})$
高产	$\geq 15$	$\geq 10$
中产	$\geq 5 \sim < 15$	$\geq 3 \sim < 10$
低产	$\geq 1 \sim < 5$	$\geq 0.3 \sim < 3$
特低产	$< 1$	$< 0.3$

**B.4 埋藏深度**

按埋藏深度大小,将油(气)藏分为五类(见表 B.4)。

表 B.4 埋藏深度分类

分 类	油(气)藏中部埋藏深度/m
浅层	<500
中浅层	≥500~<2 000
中深层	≥2 000~<3 500
深层	≥3 500~<4 500
超深层	≥4 500

B.5 储层物性

a) 按储层孔隙度大小,将储层分为五类(见表 B.5)。

表 B.5 储层孔隙度分类

分 类	碎屑岩孔隙度/%	非碎屑岩基质孔隙度/%
特 高	≥30	
高	≥25~<30	≥10
中	≥15~<25	≥5~<10
低	≥10~<15	≥2~<5
特低	<10	<2

b) 按储层渗透率大小,将储层分为五类(见表 B.6)。

表 B.6 储层渗透率分类

分 类	油藏空气渗透率(mD)	气藏空气渗透率(mD)
特高	≥1 000	≥500
高	≥500~<1 000	≥100~<500
中	≥50~<500	≥10~<100
低	≥5~<50	≥1.0~<10
特低	<5	<1.0

B.6 含硫量

按原油含硫量和天然气硫化氢含量大小,将油(气)藏分为四类(见表 B.7)。

表 B.7 含硫量分类

分 类	原油含硫量/%	天然气硫化氢含量/(g/m <sup>3</sup> )
高含硫	≥2	≥30
中含硫	≥0.5~<2	≥5~<30
低含硫	≥0.01~<0.5	≥0.02~<5
微含硫	<0.01	<0.02

B.7 原油性质

a) 按原油密度大小,将原油分为四类(表 B.8)。

表 B.8 原油密度分类

分 类	原油密度/(g/cm <sup>3</sup> )
轻质	<0.87
中质	≥0.87~<0.92
重质	≥0.92~<1.0
超重	≥1.0

b) 地层原油粘度大于等于 50 mPa·s,称为稠油;原油凝固点大于等于 40℃,称为高凝油;其余称为常规油。