

说 明

中国石油天然气集团公司于二〇〇七年九月二十九日发布“中油质字 **[2007]510** 号”文件，将清理后的《标准实施监督抽查规范》等 **235** 项“中国石油天然气股份有限公司企业标准”发布为“中国石油天然气集团公司企业标准”，原标准文本的内容不变，并于二〇〇七年九月二十九日起在全集团公司范围内实施。

根据该文件规定，原标准号为 Q/SY180-2006 的标准，现发布为 **Q/SY180-2007**，原标准的文本内容不变。

Q/SY

中国石油天然气股份有限公司企业标准

Q/SY 180—2006

石油天然气经济可采储量评价方法

Method for petroleum initial reserves evaluation

2006—12—29 发布

2006—03—01 实施

中国石油天然气股份有限公司 发布

目 次

前言	II
1 范围	1
2 规范性引用文件	1
3 术语和定义	1
4 总则	2
5 现金流法	3
6 经济极限法	8
7 类比法.....	11
8 敏感性分析.....	11
9 储量经济评价附表格式.....	11
附录 A（规范性附录） 现金流法经济评价附表格式	12
附录 B（规范性附录） 经济极限法经济评价附表格式	17
附录 C（规范性附录） 类比法经济评价附表格式	19

前 言

本标准的附录 A、附录 B、附录 C 是规范性的附录。

本标准由中国石油天然气股份有限公司勘探与生产分公司提出。

本标准由中国石油天然气股份有限公司勘探与生产专业标准化技术委员会归口。

本标准起草单位：中国石油天然气股份有限公司勘探开发研究院、辽河油田公司、华北油田公司。

本标准主要起草人：李建忠、袁自学、王靖云、胡晓春、刘斌、徐青、王玉珍、崔凯。

石油天然气经济可采储量评价方法

1 范围

本标准规定了石油天然气控制、探明经济可采储量的评价方法，包括评价方法选择、评价单元划分、确定原则、判别条件、计算方法及参数取值要求。

本标准适用于中国石油所拥有的油气储量资产的经济可采储量评价、评审和统计。

2 规范性引用文件

下列文件中的条款通过本标准的引用而成为本标准的条款。凡是注日期的引用文件，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可使用这些文件的最新版本。凡是不注日期的引用文件，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
DZ/ T 0217—2005 石油天然气储量计算规范
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
SY/T 6193—1996 稠油注蒸汽开发可采储量标定方法
Q/SY 34—2002 油（气）田开发建设项目经济评价

3 术语和定义

下列术语和定义适用于本标准。

3.1

经济可采储量 initial reserves

经济可采储量是指当前已实施的或肯定要实施的技术条件下，按当前的经济条件（价格、成本等）估算的、可经济开采的油气数量。

[见 GB/T 19492—2004 中 2.6]

3.2

探明经济可采储量 proved initial reserves

探明经济可采储量是指满足下列条件所估算的经济可采储量：

- 依据不同要求采用评价基准日的或合同的价格和成本以及其他有关的经济条件。
- 已实施的操作技术，或先导试验证实的并肯定付诸实施的操作技术，或本油气田同类油气藏实际应用成功的并可类比和肯定付诸实施的操作技术。
- 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。
- 含油气边界是钻井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，并且含油气边界内达到了合理的井控程度。
- 实际生产或测试证实了油气层的商业性生产能力，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。
- 可行性评价为经济的。
- 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%。

[见 GB/T 19492—2004 中 5.3.1.2]

3.3

探明已开发经济可采储量 proved developed initial reserves

探明已开发经济可采储量是指油气藏的开发井网钻探和配套设施建设完成后，已全面投入开采的经济可采储量。当提高采收率技术（如注水等）所需的设施已经建成并已投产后，相应增加的可采储量也属于探明已开发经济可采储量。探明已开发经济可采储量是开发分析、调整和管理依据，也是各级可采储量精度对比的标准。探明已开发经济可采储量应在开发生产过程中定期进行复核。扣除了累计产量后的探明已开发经济可采储量称为探明已开发剩余经济可采储量。

[见 GB/T 19492—2004 中 5.4.1]

3.4

探明未开发经济可采储量 proved undeveloped initial reserves

探明未开发经济可采储量是指已完成评价钻探或已经开辟先导生产试验区的油气藏（田），尚未部署开发生产井网的经济可采储量。

[见 GB/T 19492—2004 中 5.4.2]

3.5

控制经济可采储量 probable reserves

控制经济可采储量是指满足下列条件所估算的经济可采储量：

- a) 可行性评价为经济的。
- 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%。

[见 GB/T 19492—2004 中 5.3.1.5]

3.6

次经济可采储量 subeconomic initial reserves

次经济可采储量是指技术可采储量与经济可采储量的差值。其中探明次经济可采储量包括如下两部分：

- 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。

[见 GB/T 19492—2004 中 5.3.1.3]

3.7

经济采收率 economic recovery factor

经济采收率是指经济可采储量与地质储量的比值，用百分率表示。

3.8

经济极限 economic limit

经济极限是指其产量只能回收操作成本和税费时的工业界限。通常指经济极限产量、经济极限含水率、经济极限水油比、经济极限油气比、废弃压力等。

3.9

储量寿命 reserve life

储量寿命是指剩余经济可采储量的寿命，即自评估基准日至年净现金流为零日（经济极限点）的一段时期。

4 总则

4.1 经济可采储量评价方法选择

经济可采储量评价方法主要包括现金流法、经济极限法和类比法。根据下列情况选择相应方法进行经济可采储量评价：

- a) 控制、探明储量的区块，可采用现金流法。
- b) 动态法计算技术可采储量的探明已开发储量区块，一般应采用经济极限法。
- c) 小型及以下油藏或中型及以下气藏的新增探明储量区块，或中型及以下油气藏的新增控制储量区块，方可采用类比法。

4.2 经济可采储量评价单元划分

产量预测和经济评价一般应与经济可采储量评价单元相同。对不同类型的经济可采储量，一般采用以下不同的评价单元划分方法：

- a) 探明已开发经济可采储量以开发单元作为评价单元。
- b) 探明未开发经济可采储量一般以开发单元作为评价单元，也可按区块或储量计算单元划分评价单元。
- c) 控制经济可采储量可合并区块整体进行经济评价。

特殊情况下，对地面工程设施公用且经济条件基本相同的油气田或区块，可以按多个开发单元合并进行经济评价。

4.3 经济可采储量确定原则

4.3.1 现金流法：该法计算的经济可采储量为评价单元的经济可采储量。如果评价单元中的产量数据是以开发单元为基础预测的，则每个开发单元到储量寿命结束时的累计产量，即为各开发单元的经济可采储量。

对于一套井网穿过多个开发单元的评价单元，经济可采储量就需要劈分到每个开发单元。劈分的方法可按技术可采储量占各开发单元的比例计算，或根据产能系数（即 kh/μ_o ）比例劈分，也可根据渗透率或孔隙度与有效厚度乘积劈分。

探明未开发经济可采储量计算时，要充分考虑地质可靠程度、开发技术条件、动用程度和预测产量可靠性。

4.3.2 经济极限法：确定经济可采储量所用的动态方法和曲线原则上应与标定技术可采储量一致。对经济极限法评估的多个经济可采储量，在选值时，一般以产量递减曲线法评估结果为准，但对含水高于 80% 的油藏，可以水驱曲线法评估结果为准，以确保今后可采储量的正增长为前提条件。

4.3.3 类比法：经济采收率选值时应根据预计的开发方式、井网密度、地质风险程度作适当调整计算经济可采储量。

4.3.4 下列情况按相应类别的经济可采储量处理：

- a) 目前已基本停产关井的已开发区块关井前的累计产量。
- b) 探井或评价井已试采出的累计产量。
- c) 开发过程中已采出的溶解气累计产量。

5 现金流法

根据开发方案或概念设计的产量预测剖面 and 开发指标，依据目前经济条件对未来若干年进行预测，编制现金流量表，计算财务内部收益率、净现值等经济评价指标，符合判别条件后求得的累计产量，确定为经济可采储量。

5.1 经济评价指标

5.1.1 净现值 (NPV)

$$NPV = \sum_{t=1}^n \frac{(CI - CO)_t}{(1+i)^t} \dots\dots\dots (1)$$

式中：

NPV——净现值，10⁴元；

CI, CO——分别为第 t 年的现金流入量、现金流出量，10⁴元；

- i ——折现率或基准收益率, %;
 t ——储量寿命期的某评价年, 年;
 n ——储量寿命, 年。

5.1.2 财务内部收益率 (FIRR)

在储量寿命期内能够使净现值为零的折现率, 即为财务内部收益率, 计算公式为:

$$\sum_{t=1}^n \frac{(CI - CO)_t}{(1 + FIRR)^t} = 0 \quad \dots\dots\dots (2)$$

式中:

$FIRR$ ——财务内部收益率, %。

5.2 经济可采储量判别条件

根据计算出的评价指标达到下列判别条件, 方可计算经济可采储量; 否则确定为次经济可采储量。

- a) 财务内部收益率大于或等于中国石油规定的基准收益率指标。
- b) 在达到设计产能生产以后, 年净现金流量大于或等于零。

5.3 经济可采储量计算

根据评估基准日之前的累计产量、产量预测剖面中储量寿命期的累计产量和 4.3.1 规定的确定原则, 进行经济可采储量计算。

5.3.1 石油经济可采储量的计算

$$N_e = N_{pi} + \sum_{t=1}^n Q_{\alpha} \quad \dots\dots\dots (3)$$

式中:

N_e ——石油经济可采储量, $10^4 t$;

N_{pi} ——评估基准日之前的累计产油量, $10^4 t$;

Q_{α} ——储量寿命期第 t 年 (月) 的预测产油量, $10^4 t$ 。

5.3.2 天然气经济可采储量的计算

$$G_e = G_{pi} + \sum_{t=1}^n Q_g \quad \dots\dots\dots (4)$$

式中:

G_e ——天然气经济可采储量, $10^8 m^3$;

G_{pi} ——评估基准日之前的累计产气量, $10^8 m^3$;

Q_g ——储量寿命期第 t 年 (月) 的预测产气量, $10^8 m^3$ 。

5.4 评价参数取值要求

5.4.1 产量预测

产量剖面应以开发单元为基础进行预测。油气田产能、单井日产、递减率等开发指标, 应在系统试采和开发概念设计基础上论证确定。

5.4.1.1 油藏

编制开发方案或概念设计, 确定开发层系、开采方式、开发井网、开发井数及油水井比例等。

开发指标预测的截止点为储量评价范围技术可采储量全部被采出的时点, 从预测起始年开始给出分年度的开发指标。

产量和递减率预测方法采用比采油指数法和类比法。需要预测的开发指标为: 天然能量开发的油田需要预测产油量、产液量; 采用人工补充能量开发的油田还需要预测驱油物注入量。

未开发油田初期产能评价, 应以评价井试油、试采资料为依据, 并分析本油田 (地区) 或其他相似类型油田 (油层) 确定的初期产能与稳定产量的关系, 若有差别, 给出修正系数。稳产时间及递减

率可采用类比法确定。

5.4.1.2 气藏

考虑气藏地面条件、管道输气能力、市场需求、埋藏深度、储层物性、驱动类型和气体性质等因素，划分开发层系，确定合理的年采气速度、开发井距和开发井数。根据试采、稳定试井和不稳定试井结果确定单井产能。一般情况下，确定的单井产能以不超过无阻流量的 1/4 为宜。

5.4.2 油气价格

油气价格在储量寿命期保持不变。销售收入计算中应使用含增值税的油气价格。销售收入包括销售原油、天然气和副产品取得的收入。计算公式为：

$$INC = Q_o \cdot R_o \cdot P_o + Q_g \cdot R_g \cdot P_g + Q_s \cdot P_s \cdot R_f \quad \dots\dots\dots (5)$$

式中：

INC ——含增值税的销售收入， 10^4 元；

Q_o ——年产油量， 10^4 t；

R_o ——原油商品率，%；

P_o ——含增值税的油价，元/t；

Q_g ——年产气量， 10^7 m³；

R_g ——天然气商品率，%；

P_g ——含增值税的气价，元/10³m³；

Q_s ——年副产品产量， 10^4 t；

P_s ——副产品价格，元/t；

R_f ——副产品商品率，%。

如果财务部门提供的油价或气价是不含税价（即不含增值税价），则使用时应将不含税油价或气价转变为含税油价或气价，转化公式为：

$$P_o = P_{no} \cdot (1 + R_{vto}) \quad \dots\dots\dots (6)$$

$$P_g = P_{ng} \cdot (1 + R_{vtg}) \quad \dots\dots\dots (7)$$

式中：

P_{no} ——不含增值税的油价，元/t；

R_{vto} ——原油增值税税率，%；

P_{ng} ——不含增值税的气价，元/10³m³；

R_{vtg} ——天然气增值税税率，%。

5.4.2.1 原油价格

对控制储量和探明未开发储量，油价按中国石油天然气股份有限公司每年公布的建设项目经济评价参数取值；对探明已开发储量，油价按评估基准日各地区分公司销售价格（含增值税）取值。

5.4.2.2 副产品价格

油气生产过程中开采可销售的副产品，如轻烃、液化气、硫磺和二氧化碳等，原则上采用市场价。

5.4.2.3 天然气价格

5.4.2.3.1 执行国家规定的天然气价格：

- a) 根据储量评价的范围确定天然气出厂价格。
- b) 有多个不同类别用户时，应根据分配的气量取加权平均价格。

5.4.2.3.2 按照中国石油天然气股份有限公司项目评价的气价取值，或者参照邻近已开发气田近几年销售的平均气价确定。

5.4.2.4 商品率

商品率可根据本地区近几年或最近权威部门公布的统计数据取值。

- a) 原油商品率是原油商品产量与原油核实产量的比率。原油商品产量是核实产量扣除原油损耗量和企业内部自用量的产量。
- b) 天然气商品率是天然气商品产量与工业产量的比率。天然气商品产量是指工业产量扣除了各种损耗（包括火把、运输损失）和企业内部自用（未发生市场交易）的产量。

5.4.3 新增投资

新增投资是指评价起始年及其以后所发生的投资，包括勘探投资和开发投资。评价起始年前成功钻井（可为开发生产所用能转成开发井的各类井）的投资计入净资产考虑折旧。

5.4.3.1 勘探投资

预计要发生的勘探投资参与计算。勘探投资主要包括物探投资、探井投资和部分装备投资。物探投资主要是二维和三维地震投资，探井投资为探井总进尺与探井每米进尺成本的乘积。

5.4.3.2 开发投资

开发投资一般按开发方案或概念设计投资估算结果取值。开发投资包括开发井投资和开发建设投资。开发井投资为开发井总进尺与开发井每米进尺成本的乘积。

钻井井数应考虑钻井成功率或一定的预备井数量。

开发建设投资包括地面油气集输工程、注气（汽）工程、储运工程、轻烃回收、供电工程、供热工程、供排水、通信、道路、计算机工程、后勤辅助、矿区建设、环保、节能、非安装设备购置及其他工程投资。

对于老区油藏，开发建设投资估算可简化处理，开发建设投资为成功的开发井井数与单井地面建设投资的乘积，而单井地面建设投资可借用已开发区分摊的平均单井地面建设投资。

对气藏、油气藏、凝析气藏、含硫化氢气藏和海上等特殊油气藏，需根据具体情况估算开发建设投资。

5.4.4 油气生产成本和费用

5.4.4.1 油气生产成本

油气生产成本是指油气生产过程中实际消耗的直接材料、直接工资、其他直接支出和其他生产费用等，包括油气操作成本、折旧、折耗。应根据已开发油气田近几年成本的变化趋势综合确定。

5.4.4.1.1 操作成本是通常所说的直接经营成本，它是采油厂生产油气所发生的直接劳动费用。陆上油田基本上为自营自筹资金方式开发，操作成本包括材料、燃料、动力、生产工人工资、福利费、驱油物注入费、井下作业费、测井试井费、维护及修理费、稠油热采费、轻烃回收费、油气处理费、运输费、其他直接费、厂矿管理等 15 项费用（见 Q/SY 34—2002 中 6.4.3.1.1.1）。

5.4.4.1.2 折旧费见 Q/SY 34—2002 中 6.4.3.1.1.2。

5.4.4.2 期间费用

期间费用包括管理费用、财务费用和销售费用。管理费用包括摊销费、矿产资源补偿费和其他管理费。对自营贷款开发的油田，还应计算利息费用（见 Q/SY 34—2002 中 6.4.3.1.2）。

5.4.4.3 生产成本和费用

生产成本和费用包括操作成本、折旧、折耗费和期间费用。

5.4.4.4 经营成本和费用

经营成本和费用是生产成本和费用扣除折旧、折耗费、摊销费和利息支出后的余额。它可分为可变成本和固定成本。

- a) 可变成本是随油气产量的变化而变化的费用，包括材料费、燃料费、动力费、驱油物注入费、井下作业费、测井试井费、稠油热采费、轻烃回收费、油气处理费、运输费、销售费用、管理费用中的矿产资源补偿费。
- b) 固定成本是基本与油气产量的变化无关的费用，包括生产工人工资、职工福利费、维护及修理费、其他直接费、厂矿管理费用、财务费用、管理费（不包括矿产资源补偿费）。

5.4.4.5 成本预测

成本预测不考虑通货膨胀和紧缩的影响（见 DZ/T 0217—2005 中 8.5）。

5.4.5 税费

税费按国家相关的法律和条例执行。对陆上油气田，税费指销售税金及附加、矿产资源补偿费，销售税金及附加包括特别收益金、增值税、城市维护建设税、教育费附加、资源税。

5.4.5.1 特别收益金

石油特别收益金实行 5 级超额累进从价定率计征，按月计算、按季缴纳。石油特别收益金征收比率按石油开采企业销售原油的月加权平均价格确定。

具体计算公式为：

$$F_{sr} = [(P_{no} - 40) \cdot R_{sr} - C_{sr}] \cdot Q_{so} \cdot R_{tb} \cdot R_h \quad \dots\dots\dots (8)$$

式中：

F_{sr} ——特别收益金， 10^4 元；

P_{no} ——不含税油价，美元/bbl；

R_{sr} ——征收比率，%；

C_{sr} ——速算扣除数，美元/bbl；

Q_{so} ——可销售原油产量， 10^4 t；

R_{tb} ——吨桶比，bbl/t；

R_h ——美元兑换人民币汇率，元/美元。

计算石油特别收益金时，原油吨桶比按评价基准日所在年度公布的中国石油天然气股份有限公司建设项目经济评价参数选取，石油特别收益金具体征收比率及速算扣除数见表 1；美元兑换人民币汇率以评价基准日中国人民银行公布的月平均价计算。

表 1 石油特别收益金具体征收比率及速算扣除数

原油价格，美元/bbl	征收比率	速算扣除数，美元/bbl
40~45（含）	20%	0
45~50（含）	25%	0.25
50~55（含）	30%	0.75
55~60（含）	35%	1.50
60 以上	40%	2.50

5.4.5.2 增值税

应纳增值税税额具体计算可采取两种方法：

- 按占销售收入的比例计算（进销比估算）：根据税赋水平的统计资料，可按增值税占销售收入的比例估算应缴增值税税额。
- 按增值税规定条例的方法计算（见 Q/SY 34—2002 中 6.4.5.1.2）。

5.4.5.3 城市维护建设税

城市维护建设税等于增值税税额乘以城市维护建设税税率。

5.4.5.4 教育费附加

教育费附加等于增值税税额乘以教育费附加率。

5.4.5.5 资源税

资源税额等于课税数量乘以单位税额。课税数量是指销售数量和自用数量，其中开采原油过程中用于加热、修井的原油免税。

5.4.5.6 矿产资源补偿费

矿产资源补偿费等于不含税销售收入乘以矿产资源补偿费率。发生额计入企业管理费用。

5.4.5.7 税前利润和所得税

税前利润为销售收入扣除生产成本费用、销售税金及附加之后的余额。

所得税税额为税前利润扣除用于弥补上一年度亏损额的余额与所得税税率的乘积。

5.4.6 折现率和净现值

经济评价的年折现率数值上等于中国石油规定的基准收益率，目前取值 12% 或 8%。根据年折现率，将年净现金流量折算到评价起始年的数值称为现值。在储量寿命期内的各年现值之和即为净现值。净现值不作为经济可采储量判断的依据，只作为经济效益大小的判断指标。

5.5 海外权益储量和国内合作区块评价参数要求

海外权益储量和国内合作区块评价参数要求按中国石油天然气股份有限公司或合同相关规定取值。

6 经济极限法

经济极限法是根据生产历史数据中产量与时间、含水等变化趋势，外推到经济极限点时求得的累计产量，确定经济可采储量的方法。

6.1 评价指标和判别条件

采用经济极限法评价的指标是经济极限。经济极限点以上的累计产量为经济可采储量，经济极限点以下的累计产量为次经济可采储量。

6.2 经济极限计算

6.2.1 原油经济极限

经济极限产量的计算公式为：

$$Q_{\text{eom}} = \frac{C_{\text{fo}}}{(P_o - T_{\text{axo}} - C_{\text{vo}}) \times R_o} \quad \dots\dots\dots (9)$$

式中：

Q_{eom} ——极限产油量， 10^4 t/月 ；

C_{fo} ——固定成本， 10^4 元/月 ；

P_o ——含增值税的油价，元/t；

T_{axo} ——原油税费，元/t；

C_{vo} ——油可变成本，元/t；

R_o ——原油商品率，%。

极限水油比的计算公式为：

$$WOR_{\text{ec}} = \frac{Q_{\text{lm}} - Q_{\text{eom}}}{Q_{\text{eom}}} \quad \dots\dots\dots (10)$$

式中：

WOR_{ec} ——极限水油比，t/t；

Q_{lm} ——产液量， 10^4 t/月 。

极限含水率的计算公式为：

$$f_w = \frac{Q_{\text{lm}} - Q_{\text{eom}}}{Q_{\text{eom}}} \quad \dots\dots\dots (11)$$

式中：

f_w ——含水率，%。

6.2.1.1 油价

在经济极限产量的计算中，油价和气价用含增值税的销售价格。原油和天然气商品率可根据本地区近几年或最近权威部门公布的统计数据取值。

若生产中油气同出并且以原油为主，应根据气油比将气折算成油当量参与计算，同时应根据天然气商品率将工业气量转换成可销售气量进行计算。用公式表示为：

$$P_{do} = P_o + P_g \cdot R_g \cdot GOR \quad \dots\dots\dots (12)$$

式中：

P_{do} ——气折算成油当量的综合油价，元/t；

P_o ——含增值税的油价，元/t；

P_g ——含增值税的气价，元/10³ m³；

R_g ——天然气商品率，%；

GOR ——气油比，10³ m³/t。

6.2.1.2 油税费

油税费包括特别收益金、城市维护建设税、教育费附加、资源税和矿产资源补偿费。气税费包括城市维护建设税、教育费附加、资源税和矿产资源补偿费。特别收益金、增值税等税费计算见 5.4.5。

对油气同出并且以原油为主的油藏，税费计算中应考虑气油比和天然气商品率。计算公式为：

$$T_{axdo} = T_{axo} + T_{axg} \cdot R_g \cdot GOR \quad \dots\dots\dots (13)$$

式中：

T_{axdo} ——气折算成油当量的综合税费，元/t；

T_{axo} ——油税费，元/t；

T_{axg} ——气税费，元/10³ m³；

R_g ——天然气商品率，%；

GOR ——气油比，10³ m³/t。

6.2.1.3 油固定成本和可变成本

操作成本可根据近几年的变化趋势综合取值。根据与油气产量的变化关系可分为固定成本和可变成本。在操作成本中，部分费用随油气产量的变化而变化，称为可变成本，另一部分费用与油气产量的变化无关，称为固定成本。固定成本和可变成本的劈分方法如下：

- a) 按通用项目划分：可变成本包括材料费、燃料费、动力费、驱油物注入费、井下作业费、测井试井费、稠油热采费、轻烃回收费、油气处理费、运输费；固定成本包括生产工人工资、职工福利费、维护及修理费、其他直接费、厂矿管理费用。
- b) 按本油气田成本项目测算划分：在实际操作中，固定成本和可变成本可根据油气田实际测算取值。
- c) 根据经验取值：可凭经验原则上固定成本取 2/3，可变成本取 1/3。

6.2.2 天然气经济极限产量

天然气经济极限产量的计算公式为：

$$Q_{egm} = \frac{1000C_{fg}}{(P_g - T_{axg} - C_{vg}) \cdot R_g} \quad \dots\dots\dots (14)$$

式中：

Q_{egm} ——极限产气量，10⁴ m³/月；

C_{fg} ——固定成本，10⁴ 元/月；

P_g ——含增值税的气价，元/10³ m³；

T_{axg} ——气税费，元/10³ m³；

C_{vg} ——气可变成本，元/10³ m³；

R_g ——天然气商品率，%。

6.2.2.1 气价

气价和油价取值同 6.2.1.1。

若生产中油气同出并且以天然气为主，应根据气油比将油折算成气当量参与计算，同时应根据原油商品率将工业油量转换成可销售油量进行计算。用公式表示为：

$$P_{dg} = P_g + P_o \cdot R_o / GOR \quad \dots\dots\dots (15)$$

式中：

P_{dg} ——油折算成气当量的综合气价，元/ 10^3 m^3 ；

P_g ——含增值税的气价，元/ 10^3 m^3 ；

P_o ——含增值税的油价，元/t；

R_o ——原油商品率，%；

GOR ——气油比， $10^3 \text{ m}^3/\text{t}$ 。

6.2.2.2 气税费

千方气税费和吨油税费计算同 6.2.1.2。

若生产中油气同出并且以天然气为主，税费计算中应考虑气油比和天然气商品率。用公式表示为：

$$T_{axdg} = T_{axg} + T_{axo} \cdot R_o / GOR \quad \dots\dots\dots (16)$$

式中：

T_{axdg} ——油折算成气当量的综合税费，元/ 10^3 m^3 ；

T_{axg} ——气税费，元/ 10^3 m^3 ；

T_{axo} ——油税费，元/t；

R_o ——原油商品率，%；

GOR ——气油比， $10^3 \text{ m}^3/\text{t}$ 。

6.2.2.3 气固定成本和可变成本

操作成本的取值及固定成本、可变成本劈分方法参考 6.2.1.3。

6.2.3 天然气废弃压力计算

天然气废弃压力计算见 SY/T 6098—2000 中第 5 章。

6.3 经济可采储量计算

6.3.1 原油经济可采储量

可采用以下三种方法确定：

- 根据极限产量、极限含油率、极限含水率、极限水油比，在产量、含油率、含水率、水油比与累计产量变化趋势图上直接确定出相应的经济可采储量。
- 根据极限产量、极限含水率，分别采用递减曲线法和水驱曲线法计算经济可采储量（见 SY/T 5367—1998 中 5.4.2 和 5.4.3）。
- 采用现金流量法计算经济可采储量（见第 5 章）。

6.3.2 稠油经济可采储量

可根据极限产量，采用产量递减法计算。对注蒸汽开发的稠油，还可根据极限油汽比，采用注采关系法确定经济可采储量（见 SY/T 6193—1996 中 3.1）。

6.3.3 天然气经济可采储量

可根据极限产量，采用产量递减法计算。也可根据废弃地层压力，采用压降法、弹性二相法等方法计算天然气经济可采储量（见 SY/T 6098—2000）。

6.3.4 溶解气经济可采储量

可根据累计产气、累计气油比与累计产油的线性关系，在已知石油经济可采储量后即可确定出相

应数值（见 SY/T 6098—2000 中 6.1.2 和 6.6）。

7 类比法

选择与评价单元相似的类比油气藏，确定类比参数，然后将评价单元与类比油气藏相类比确定评价单元经济采收率，计算经济可采储量。

7.1 类比油气藏选择

类比油气藏应选择本油气田的或邻近油气田的已开发油气藏，油气藏特征与评价单元基本相似。

7.2 类比参数确定

确定的类比参数包括地面条件、油气藏类型、埋藏深度、储量丰度、储层岩性、储层物性、原油天然气性质、初始产量、驱动类型、气藏压力等。在使用时，可根据评价单元具体情况增删类比参数，填写类比表。

7.3 经济可采储量计算方法

评价单元与类比油气藏根据类比参数进行类比，若评价单元优于或基本相似于类比油气藏，则根据类比油气藏经济采收率和 4.3.3 确定原则，确定评价单元经济采收率和经济可采储量；若评价单元差于类比油气藏，则确定为次经济可采储量。

经济可采储量为地质储量和经济采收率的乘积。

8 敏感性分析

进行敏感性分析的主要因素是油价、产能、成本和投资等。储量类别不同，分析指标不同。

- a) 对探明储量，分析主要因素变化对经济可采储量的影响。对次经济储量，应分析其产生原因，提出可动用的意见和政策建议。
- b) 对控制储量，分析主要因素变化对财务内部收益率的影响，提出下步油气藏评价工作建议。

9 储量经济评价附表格式

现金流法附表格式见附录 A 中的表 A.1～表 A.8；经济极限法附表格式见附录 B 中的表 B.1～表 B.3；类比法附表格式见附录 C 中的表 C.1～表 C.2。

附 录 A
(规范性附录)

现金流法经济评价附表格式

现金流法经济评价附表格式见表 A. 1～表 A. 8。

表 A. 1 ____油气田____区块未开发探明储量现金流量表

单位：10⁴元

序号		1	1.1	2	2.1	2.2	2.3	2.4	2.5	2.6	3	4	5	6
年度		现金流入	销售收入	现金流出	建设投资	生产期勘探开发投资	流动资金	经营成本和费用	销售税金及附加	所得税	所得税后净现金流量	所得税后累计净现金流量	所得税前净现金流量	所得税前累计净现金流量
1	建设期													
2														
1	生产期													
2														
3														
4														
5														
...														
n														
合计														
计算指标					所得税后	所得税前								
		财务内部收益率，%												
		财务净现值，10 ⁴ 元												
		投资回收期，年												
注：根据需要可在现金流入和现金流出栏里增减项目。														

表 A. 2 ____油气田____区块探明储量损益表

生产期	年产油量 10 ⁴ t	年产气量 10 ⁷ m ³	年产凝析油量 10 ⁴ t	销售收入 10 ⁴ 元	生产成本和费用 10 ⁴ 元	销售税金及附加 10 ⁴ 元	税前利润 10 ⁴ 元	所得税 10 ⁴ 元	税后利润 10 ⁴ 元
1									
2									
3									
4									
5									
6									

表 A.2 (续)

生产期	年产油量 10 ⁴ t	年产气量 10 ⁷ m ³	年产凝析油量 10 ⁴ t	销售收入 10 ⁴ 元	生产成本和费用 10 ⁴ 元	销售税金及附加 10 ⁴ 元	税前利润 10 ⁴ 元	所得税 10 ⁴ 元	税后利润 10 ⁴ 元
7									
8									
9									
10									
...									
合计									
注：根据需要可在该表中增减项目。									

表 A.3 ____油气田____区块产量预测表

生产期	采油井数 口	注水(汽)井数 口	平均单井日产油量 t	平均单井日产气量 10 ⁴ m ³	年产量 10 ⁴ t	年产量 10 ⁴ m ³	年产量 10 ⁴ m ³	年注水(汽)量 10 ⁴ m ³	累产油量 10 ⁴ t	累产气量 10 ⁴ m ³	累产水量 10 ⁴ m ³	年递减率 %
1												
2												
3												
4												
5												
6												
7												
8												
9												
10												
...												
<i>n</i>												
注：注明单井年产量的递减率。												

表 A.4 ____油气田____区块勘探技术经济指标表

年度	二维地震		三维地震		探井			勘探投资, 10 ⁴ 元			
	测线长 km	成本 元/km	面积 km ²	成本 元/km ²	井数 口	进尺 m	成本 元/m	物探投资	探井投资	其他投资	总投资
	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11
1											
2											
3											

表 A.5 ____油气田____区块未来开发投资估算表

评价 年度	开发井				每口井 地面建设 工程投资 10 ⁴ 元/井	开发建设工程投资, 10 ⁴ 元				
	总井数 口	平均井深 m	进尺 m	成本 元/m		开发井投资	地面建设 工程投资	公用 工程	其他 投资	总投资
	(1)	(2)	(3) = (1) × (2)	(4)	(5)	(6) = (1) × (2) × (4)	(7) = (1) × (5)	(8)	(9)	(10) = (6) + (7) + (8) + (9)
1										
2										
3										
4										
...										
<i>n</i>										

表 A.6 ____油气田____区块生产成本和费用预测表

单位: 10⁴元

序号	项 目		合计	1	2	3	4	...	<i>n</i>
1	油气生产成本								
1.1	操作成本								
	(1)	材料							
	(2)	燃料							
	(3)	动力							
	(4)	生产工人工资							
	(5)	提取的职工福利费							
	(6)	驱油物注入费							
	(7)	井下作业费							
	(8)	测井试井费							
	(9)	维护及修理费							
	(10)	稠油热采费							
	(11)	轻烃回收费							
	(12)	油气处理费							
	(13)	运输费							
	(14)	其他直接费用							
	(15)	厂矿管理费							
1.2	折旧折耗费								
2	期间费用								
2.1	管理费用								
	其中: 矿产资源补偿费								

表 A.6 (续)

序号	项 目	合计	1	2	3	4	...	<i>n</i>
2.2	财务费用							
	其中：利息							
2.3	销售费用							
3	生产成本和费用							
3.1	可变成本							
3.2	固定成本							
4	经营成本和费用							
5	单位操作成本							
注：单位操作成本单位为元/t。								

表 A.7 ____油气田____区块产品销售收入和销售税金及附加估算表

单位：10⁴元

序 号	项 目	评 价 期					
		1	2	3	4	...	<i>n</i>
1	销售收入						
1.1	原油						
1.2	凝析油						
1.3	天然气						
1.4	其他产品						
2	销售税金及附加						
2.1	特别收益金						
2.2	增值税						
2.3	城市维护建设税						
2.4	教育费附加						
2.5	资源税						

表 A.8 基础经济参数表

项 目	单 位	数 值
原油油价（含增值税）	元/t	
原油油价（不含增值税）	元/t	
原油油价（不含增值税）	美元/bbl	
凝析油油价（含增值税）	元/t	
凝析油油价（不含增值税）	元/t	
凝析油油价（不含增值税）	美元/bbl	
气价（含增值税）	元/10 ³ m ³	

表 A.8 (续)

项 目	单 位	数 值
气价 (不含增值税)	元/10 ³ m ³	
其余产品的销价		
原油商品率	%	
天然气商品率	%	
原油吨桶换算比例	bbbl/t	
美元兑换人民币汇率	元/美元	
油增值税税率	%	
气增值税税率	%	
城市建设税为增值税的	%	
教育费附加为增值税的	%	
油资源税	元/t	
气资源税	元/10 ³ m ³	
矿产资源补偿费为销售收入的	%	
矿区使用费	%	
特别收益金征收比率	%	
特别收益金速算扣除数	美元/bbl	
所得税率	%	
折旧年限	年	
折旧方法		
年折现率	%	

附 录 B

(规范性附录)

经济极限法经济评价附表格式

经济极限法经济评价附表格式见表 B.1~表 B.3。

表 B.1 ×××油气田经济极限计算参数表

项目	参 数	单位	数值	项目	参 数	单位	数值
产品价格	原油油价 (含增值税)	元/t		年产量	年产原油量	10 ⁴ t	
	原油油价 (不含增值税)	元/t			年产水量	10 ⁴ m ³	
	原油油价 (不含增值税)	美元/bbl			年产液量	10 ⁴ m ³	
	凝析油油价 (含增值税)	元/t			年产凝析油量	10 ⁴ t	
	凝析油油价 (不含增值税)	元/t			年产气量	10 ³ m ³	
	凝析油油价 (不含增值税)	美元/bbl		生产井	油井	口	
	气价 (含增值税)	元/10 ³ m ³			气井	口	
	气价 (不含增值税)	元/10 ³ m ³		原油性质	地面原油密度	t/m ³	
	其余产品的销价				气油比	m ³ /t	
税率	特别收益金征收比率	%		换算	原油吨桶比	m ³ /t	
	特别收益金速算扣除数	美元/bbl			美元兑换人民币	元/美元	
	油增值税税率	%		商品率	原油商品率	%	
	气增值税税率	%			天然气商品率	%	
	城市维护建设税	%		成本	年操作费	10 ⁴ 元	
	教育费附加	%			吨油 (千方气) 操作费	10 ⁴ 元/t	
	油资源税	元/t			固定成本	10 ⁴ 元	
	气资源税	元/10 ³ m ³			可变成本	10 ⁴ 元	
	矿产资源补偿费	%			单井固定成本	元/井	
	其余产品税费				吨油 (千方气) 可变成本	元/t	
	吨油 (气) 税费	元/t					

表 B.2 ____油田____区块各开发单元经济极限计算表

区块	开发单元	油价 元/t	固定成本 10 ⁴ 元/月	可变成本 元/t	吨油税费 元/t	经济极限 月产量 10 ⁴ t/月	油井数 口	单井经济极限 t/d	极限含水 %	油水比 m ³ /m ³	其他极限

表 B.3 ____气田____区块各开发单元经济极限计算表

区块	开发单元	气价 元/ 10^3m^3	固定成本 10^4 元/月	可变成本 元/ 10^3m^3	千方气 税费 元/ 10^3m^3	经济极限 月产量 10^4m^3 /月	气井数 口	单井经 济极限 m^3/d	极限含水 %	废弃压力 MPa	其他极限

附 录 C

(规范性附录)

类比法经济评价附表格式

类比法经济评价附表格式见表 C.1 及表 C.2。

表 C.1 油藏参数类比表

参 数	地面 条件	油藏 类型	储层 岩性	埋深 m	可采储 量丰度 10 ⁴ t/km ²	孔隙度 %	渗透 率 mD	地下原 油粘度 mPa·s	地面原 油密度 t/m ³	平均单井 稳定日 产油量 t	其他 参数	技术采 收率 %	经济采 收率 %
可类比油藏													
本油藏													

表 C.2 气藏参数类比表

参 数	地面 条件	埋深 m	可采储量丰度 10 ⁴ t/km ²	孔隙度 %	渗透率 mD	储集 类型	气藏压力 MPa	平均单井稳定 日产气量 10 ⁴ m ³	其他 参数	技术采 收率 %	经济 采收率 %
可类比气藏											
本气藏											

中国石油天然气股份有限公司
企业标准
石油天然气经济可采储量评价方法
Q/SY 180—2006

*

石油工业出版社出版
(北京安定门外安华里二区一号楼)
石油工业出版社印刷厂排版印刷
(内部发行)

*

880×1230 毫米 16 开本 1½ 印张 44 千字 印 1—2000
2007 年 3 月北京第 1 版 2007 年 3 月北京第 1 次印刷
书号：155021·16376 定价：17.00 元
版权专有 不得翻印

Q/SY 180—2006