

中华人民共和国地质矿产行业标准

DZ/T 0217—XXXX  
代替 DZ/T 0217—2005

石油天然气储量估算规范

Regulation of Petroleum Reserves Estimation

(报批稿)

XXXX—XX—XX 发布

XXXX—XX—XX 实施



# 目 录

前言 .....	III
1 范围 .....	1
2 规范性引用文件 .....	1
3 术语和定义 .....	1
4 储量估算情形 .....	2
4.1 总体要求 .....	2
4.2 新增 .....	3
4.3 复算 .....	3
4.4 核算 .....	3
4.5 标定 .....	3
4.6 结算 .....	4
5 地质储量估算条件与方法 .....	4
5.1 储量估算条件 .....	4
5.2 储量计算单元划分原则 .....	7
5.3 地质储量估算方法 .....	7
6 地质储量估算参数确定原则 .....	9
6.1 含油（气）面积 .....	9
6.2 有效厚度 .....	10
6.3 有效孔隙度 .....	11
6.4 原始含油（气）饱和度 .....	11
6.5 原始体积系数 .....	11
6.6 气油比 .....	12
6.7 原油（凝析油）密度 .....	12
6.8 地质储量估算参数选值 .....	12
7 技术可采储量估算 .....	12
7.1 探明技术可采储量估算条件 .....	12
7.2 未开发状态的探明技术可采储量估算方法 .....	13
7.3 已开发状态的探明技术可采储量估算方法 .....	13
7.4 控制技术可采储量估算 .....	14
8 经济可采储量估算 .....	14
8.1 探明经济可采储量估算条件 .....	14
8.2 剩余探明经济可采储量估算 .....	14
8.3 控制经济可采储量估算条件 .....	15
8.4 剩余控制经济可采储量估算 .....	15
8.5 经济可采储量估算方法 .....	15
8.6 经济评价参数取值要求 .....	16
8.7 经济可采储量估算 .....	16

9 储量综合评价.....	16
9.1 储量规模.....	16
9.2 储量丰度.....	16
9.3 产能.....	16
9.4 埋藏深度.....	17
9.5 储层物性.....	17
9.6 含硫量.....	17
9.7 原油性质.....	17
9.8 综合评价.....	17
附录 A（规范性附录）油气矿产资源储量类型及估算流程图.....	18
附录 B（规范性附录）储量估算公式中参数名称、符号、计量单位及取值位数.....	19
附录 C（规范性附录）油（气）田（藏）储量规模和品位等分类.....	21

## 前 言

本标准按照GB/T 1.1-2009给出的规则起草。

本标准发布之日起代替《石油天然气储量计算规范》（DZ/T 0217-2005）。与DZ/T 0217-2005相比，主要技术内容变化如下：

- 增加新增、复算、核算、标定和结算等5种情形储量估算要求（第4章）。
- 增加油气矿产地质储量类型及估算流程图（附录A）。
- 增加经济可采储量估算方法有关内容（第8章）。

本标准由中华人民共和国自然资源部提出。

本标准由全国自然资源与国土空间规划标准化技术委员会（SAC/TC 93）归口。

本标准起草单位：自然资源部油气储量评审办公室、自然资源部油气资源战略研究中心。

本标准主要起草人：韩征、吕鸣岗、程永才、李敬功、袁自学、姚爱华、胡晓春、胡允栋、张道勇、王凤荣、周立明。

本标准的历次版本发布情况为：

- DZ/T 0217-2005。



# 石油天然气储量估算规范

## 1 范围

本标准规定了石油天然气储量估算的基本原则，地质储量、技术可采储量、经济可采储量的估算条件和方法以及储量综合评价的要求。

本标准适用于陆上石油天然气的储量估算、评价及相关技术标准制定。

## 2 规范性引用文件

下列文件对于本文件的应用是必不可少的。凡是注日期的引用文件，仅所注日期的版本适用于本文件。凡是不注日期的引用文件，其最新版本（包括所有的修改单）适用于本文件。

- GB / T 19492 油气矿产资源储量分类
- SY / T 5895 石油工业常用量和单位 勘探开发部分
- SY / T 5367 石油可采储量计算方法
- SY / T 6098 天然气可采储量计算方法
- SY / T 6193 稠油注蒸汽开发可采储量标定方法

## 3 术语和定义

下列术语和定义适用于本文件。

### 3.1

#### 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。

#### 3.1.1

##### 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。

#### 3.1.2

##### 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。

### 3.2

#### 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。

### 3.2.1

**气藏气** non-associated gas

是指原始地层条件下，气藏中存在的天然气。

### 3.2.2

**油气藏气** gas-cap gas

是指原始地层条件下，在带油环或底油的气顶中存在的天然气，又称气顶气。

### 3.2.3

**溶解气** solution gas

是指原始地层条件下，溶解于石油中的天然气。

### 3.2.4

**凝析气** condensate gas

是指原始地层条件下，含有凝析油的天然气，又称为湿气。

### 3.2.5

**干气** dry gas

是指凝析气采至地面，经分离器回收凝析油后的天然气。

### 3.3

**油（气）藏** oil (gas) reservoir

是指油藏、气藏、油气藏和凝析气藏的统称。

### 3.4

**油（气）田** oil (gas) field

是指油田、气田、油（气）田和凝析气田的统称。

### 3.5

**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。

### 3.6

**采收率** recovery efficiency

是指按照目前成熟可实施的技术条件，预计从油（气）藏中技术上最终能采出的石油（天然气）量占地质储量的比率数。

## 4 储量估算情形

### 4.1 总体要求

4.1.1 按照 GB/T19492 划分的储量分类进行储量估算。油气矿产资源储量类型及估算流程图见附录 A。

4.1.2 以油气藏为基本评价单元，在给定的技术经济条件下，依据对油气藏的地质认识程度和生产能力的实际证实程度，对地质储量、技术可采储量和经济可采储量进行估算。

4.1.3 油（气）田从发现直至废弃的过程中，根据地质资料、工程技术以及技术经济条件的变化，共有五种储量估算情形，分别为新增、复算、核算、标定和结算。

4.1.4 油气探明储量的新增、复算、核算、标定和结算结果在录入年度探明储量数据库和统计数据库时，油（气）田年产量、累计产量、剩余经济可采储量等资料数据应更新至当年12月31日。

## 4.2 新增

在油（气）田、区块或层系中首次估算的储量为新增。其中首次估算的新增探明地质储量中，新增探明可采储量和采收率应与开发概念设计的开发方式及井网条件相匹配。

## 4.3 复算

在新增探明储量后又新增工作量、或开发生产井完钻后进行的再次储量估算为复算。油（气）田投入开发后，应结合开发生产过程对探明储量实施动态估算。储量复算后，在复算核减区如果再次估算探明储量，须投入相应实物工作量并达到探明储量要求。

凡属下列情况之一者，需要进行储量复算，复算结果计入当年净增储量中：

- a) 当独立开发单元或油田主体部位开发方案全面实施后；
- b) 油气藏地质认识发生变化；
- c) 储量估算参数发生明显变化；
- d) 地质储量和可采储量与生产动态资料有明显矛盾。
- e) 探明储量尚未投入开发，新增工作量及评价资料，证实油气藏地质认识发生变化。

## 4.4 核算

储量复算后在开发生产过程中的各次储量估算为核算。随着油（气）田开发调整工作的深入和对油（气）田认识程度的提高，应对复算后的投入开发储量进行多次核算，直至油气枯竭。进行核算时，应充分利用开发生产动态资料，估算方法以动态法为主，容积法为辅，提高储量估算精度。

凡属下列情况之一者，需要进行储量核算：

- a) 生产动态资料反映出所算的地质储量和可采储量与生产动态资料有明显矛盾；
- b) 对储层进一步的深入研究及生产实践中表明，原储量估算参数需要作大的修改；
- c) 油（气）田钻了成批的加密井、调整井、进行了三维地震或采取重大开发技术措施等之后，或者工艺技术手段有新的突破，地质储量参数发生重大变化。

## 4.5 标定

4.5.1 在开发生产过程中，依据开发动态资料和经济条件，对截至上年末及以前的探明技术可采储量和探明经济可采储量进行重新估算的情形为可采储量标定，简称标定。

4.5.2 当年新增储量、复算、核算储量不参与本年度的可采储量标定。

4.5.3 油（气）田或区块开发调整措施实施二年后及生产动态资料表明可采储量与产量有明显矛盾时，应对可采储量进行标定。

4.5.4 以开发单元为标定单元，计算单元如部分已开发，应划分为已开发和未开发两个单元，经标定已开发单元可采储量发生变化的，未开发单元的可采储量须重新估算。

4.5.5 可采储量标定方法执行行业标准，现行标准不适应的特殊油气藏，可采用经生产实践证明证实为有效的新方法。

4.5.6 标定前后探明技术可采储量的变化量符合情形之一者，应单独编制标定报告：

- a) 大型油（气）田的探明技术可采储量变化量 $> \pm 1\%$ ;
- b) 中型油（气）田的探明技术可采储量变化量 $> \pm 2\%$ ;
- c) 小型油（气）田的探明技术可采储量变化量 $> \pm 5\%$ ;
- d) 石油探明技术可采储量变化量 $> \pm 50$  万立方米;
- e) 天然气探明技术可采储量变化量 $> \pm 50$  亿立方米。

#### 4.6 结算

油（气）田废弃或暂时封闭而进行的储量估算为结算。包括对废弃或暂时封闭前的储量与产量清算和剩余未采出储量的核销。

凡属下列情况之一者，需要进行储量结算：

- a) 因油（气）田或区块的油气已经枯竭、无社会效益和经济效益等原因无法继续开采而废弃或暂时封闭的储量。
- b) 因油气平台寿命期限到期、设施老化等原因无法继续开采而废弃或暂时封闭的储量。
- c) 因油（气）田被列入禁止勘查开采区、城市规划区、军事禁区等原因无法继续开采而废弃或暂时封闭的储量。
- d) 因其他不可抗拒的原因，无法继续开采而废弃或暂时封闭的储量。

### 5 地质储量估算条件与方法

#### 5.1 储量估算条件

##### 5.1.1 储量起算标准

储量起算标准为油气藏不同埋藏深度下石油和天然气的单井日产量下限，是进行储量估算应达到的最低经济条件（见表1）。各地区可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日产量下限；也可用平均的操作费和油价求得平均井深的单井日产量下限，再根据实际井深求得不同井深的单井日产量下限。

平均井深的单井日产量下限估算公式如下：

油或气单井日产量下限（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）。

允许结合储量估算区情况，另行估算起算标准。另行估算的起算标准应不低于表1的起算标准。

表 1 储量起算标准

油气藏埋藏深度 米	石油单井日产量下限 立方米/天	天然气单井日产量下限 万立方米/天
$\leq 500$	0.3	0.05
$> 500 \sim \leq 1000$	0.5	0.1
$> 1000 \sim \leq 2000$	1.0	0.3
$> 2000 \sim \leq 3000$	3.0	0.5
$> 3000 \sim \leq 4000$	5.0	1.0
$> 4000$	10.0	2.0

### 5.1.2 勘探开发程度和地质认识程度要求

勘探开发程度和地质认识程度要求是进行储量估算的地质可靠程度的基本条件。探明地质储量的具体要求见表2，控制地质储量和预测地质储量的具体要求见表3。

### 5.1.3 探明地质储量

估算探明地质储量，应查明构造形态、油气层分布、储集空间类型、油气藏类型、驱动类型、流体性质及产能等；流体界面或最低油气层底界经钻井、测井、测试或压力资料证实；应有合理的钻井控制程度和一次开发井网部署方案，地质可靠程度高。

含油（气）范围的单井稳定日产量达到储量起算标准。稳定日产量为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%的天然气的无阻流量代替。

勘探开发程度和地质认识程度符合表2中的要求。

表 2 探明地质储量勘探开发程度和地质认识程度要求

储量类型	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 1km×1km，或有三维地震，复杂条件除外。
	钻井	1. 已完成评价井钻探，满足编制开发概念设计的要求，能控制含油（气）边界或油（气）水界面； 2. 小型及以上油（气）藏的油气层段应有岩心资料，中型及以上油（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. 大型及以上油（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，能满足解释储量估算参数的需要； 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、裂缝段或其它特殊岩层。
	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. 中型及以上油（气）藏，已获得有效厚度下限层单层试油资料； 3. 中型及以上油（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。 4. 单井稳定日产量达到储量起算标准。
	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. 中型及以上油藏进行了确定采收率的岩心分析试验，中型及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。
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 1:10000—1:25000 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 1:50000，对于小型断块油藏，目的层构造图的比例尺可为 1:5000。 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估算参数，可靠程度高； 5. 已有以开发概念设计为依据的经济评价。	

#### 5.1.4 控制地质储量

估算控制地质储量，应基本查明构造形态、储层变化、油气层分布、油气藏类型、流体性质及产能等，或紧邻在探明地质储量区，地质可靠程度中等。

含油（气）范围的单井油（气）日产量达到储量起算标准，或已获得油气流。

勘探程度和地质认识程度符合表3中的要求。

#### 5.1.5 预测地质储量

估算预测地质储量，应初步查明构造形态、储层情况，已获得油气流或钻遇油气层，或紧邻在探明地质储量或控制地质储量区、并预测有油气层存在，经综合分析有进一步勘探的价值，地质可靠程度低。

单井日产量达到或低于储量起算标准，或钻遇油气层，或预测有油气层。

勘探程度和地质认识程度符合表3中的要求。

表 3 控制地质储量和预测地质储量勘探程度和地质认识程度要求

储量类型		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 1-2km。	已完成地震普查，主测线距一般 2-4km。
	钻井	1. 已有预探井或评价井，或紧邻探明储量区； 2. 主要含油气层段有代表性岩心。	1. 已有预探井或评价井，或紧邻探明储量或控制储量区内； 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、水层及其它特殊岩性段。	采用本探区合适的测井系列，初步解释了油、气、水层。
	测试	1. 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。 2. 单井日产量达到或低于储量起算标准。	1. 油气显示层段及解释的油气层可有中途测试或完井测试。 2. 单井日产量达到或低于储量起算标准，或钻遇油气层。
	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 1:25000-1:50000 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. 综合确定了储量估算参数，可靠程度中等； 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 1:50000-1:100000 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估算参数，可靠程度低。	

## 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：
  - 1) 含油（气）面积较大的油（气）藏，视不同情况可细分区块或井区；
  - 2) 含油（气）面积跨2个及以上的矿业权证或省份的，按矿业权证或省份细划计算单元；
  - 3) 含油（气）面积与自然保护区等禁止勘查开采区域有重叠的，应分重叠区和非重叠区划计算单元；
  - 4) 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：
  - 1) 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；
  - 2) 不同岩性、储集特征的储层应划分独立的计算单元；
  - 3) 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；
  - 4) 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50m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 地质储量估算方法

### 5.3.1 原则

地质储量估算方法主要采用容积法和动态法。

容积法适用于以静态资料为主、油气藏未开发或开发时间短且动态资料较少情况下的储量估算。

动态法主要适用于油（气）藏开发时间长且动态资料丰富情况下的储量估算，以及无法用容积法估算的特殊情形（如：裂缝油（气）藏）等）。

储量估算公式中符号名称和计量单位见附录B（规范性附录），符合SY / T 5895。

### 5.3.2 容积法

油藏和气藏的容积法地质储量估算公式如下：

- a) 油藏地质储量估算公式：

原油地质储量由下式估算：

$$N=100Aoh \phi_{Soi}/Boi \dots\dots\dots (1)$$

或

$$N=AohSof \dots\dots\dots (2)$$

溶解气地质储量大于0.1亿立方米并可利用时，由下式估算：

$$Gs=10^4NRsi \dots\dots\dots (3)$$

若用质量单位表示原油地质储量时：

$$N_z = N \rho_o \dots\dots\dots (4)$$

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估算公式估算。

b) 气藏地质储量估算公式：

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

或

$$G = Agh S_{gf} \dots\dots\dots (6)$$

(5) 式中  $B_{gi}$  用下式求得：

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

c) 凝析气藏地质储量估算公式：

凝析气藏凝析气总地质储量 ( $G_c$ ) 由 (5) 式估算，(7) 式中  $Z_i$  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 立方厘米/立方米或凝析油地质储量大于等于 1 万立方米时，应分别估算干气和凝析油的地质储量。估算公式如下：

$$G_d = G_c f_d \dots\dots\dots (8)$$

$$N_c = 0.01 G_c \sigma \dots\dots\dots (9)$$

式中：

$$f_d = GOR / (GEC + GOR) \dots\dots\dots (10)$$

$$\sigma = 10^6 / (GEC + GOR) \dots\dots\dots (11)$$

$$GEC = 543.15 (1.03 - \gamma_c) \dots\dots\dots (12)$$

若用质量单位表示凝析油地质储量时：

$$N_{cz} = N_c \rho_c \dots\dots\dots (13)$$

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估算：硫化氢含量大于 0.5%，二氧化碳含量大于 5%，氮含量大于 0.01%。具有油环或底油时，原油地质储量按油藏地质储量估算公式估算。

### 5.3.3 动态法

油藏和气藏的动态法地质储量估算方法如下：

- a) 油（气）藏可根据驱动类型和开发方式等选择合理的估算方法（见 SY/T 5367 和 SY/T 6098），估算油（气）可采储量和选取采收率，由此求得油（气）地质储量；
- b) 气藏主要采用物质平衡法和弹性二相法估算天然气地质储量：
  - 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)。

- 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估算单井控制的天然气地质储量（见 SY/T 6098）。

## 6 地质储量估算参数确定原则

### 6.1 含油（气）面积

#### 6.1.1 总体原则

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，编制反映油气层（储集体）顶（底）面形态的海拔高度等值线图或油气层有效厚度等值线图，圈定含油（气）面积。勘探程度和地质认识程度分别符合表 2 和表 3 的要求，不同类型的地质储量，含油（气）面积圈定要求不同。

其中以下两种特殊情形，应分开圈定含油（气）面积：

- a) 含油（气）范围跨 2 个及以上的矿业权证或省份的，应以矿业权证或省份为界分开圈定；
- b) 含油（气）范围与自然保护区等禁止勘查开采区域有重叠的，按重叠区和非重叠区分开圈定。

#### 6.1.2 探明地质储量的含油（气）面积

已投入开发的探明地质储量，应在油气藏或区块中，按照开发方案，完成配套设施建设，开发井网已实施 70% 及以上的探明地质储量，含油（气）面积以油（气）开发井外推 1~1.5 倍开发井距圈定。

未投入开发的探明地质储量，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，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）藏边界为断层（或地层）遮挡时，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）藏边界为储层岩性（或物性）遮挡时，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，以油气流井外推 1~1.5 倍开发井距划计算线；
- e) 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）井外推 1~1.5 倍开发井距划计算线；
- f) 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。

#### 6.1.3 控制地质储量的含油（气）面积

控制地质储量的含油（气）面积的圈定方法和条件如下：

- a) 依据测井解释的油气层底界面、钻遇或预测的流体界面，圈定含油（气）面积；

- b) 在探明含油（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；
- d) 油（气）藏边界为断层（或地层）遮挡时，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；
- e) 油（气）藏边界为储层岩性（或物性）遮挡时，用有效厚度零线或渗透储层一定厚度线，圈定含油（气）面积。

#### 6.1.4 预测地质储量的含油（气）面积

预测地质储量的含油（气）面积的圈定方法和条件如下：

- a) 依据推测的油（气）水界面或圈闭溢出口，圈定含油（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，圈定含油（气）面积；
- d) 油（气）藏边界为断层（或地层）遮挡时，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；
- e) 油（气）藏边界为储层岩性（或物性）遮挡时，用有效厚度零线或渗透储层一定厚度线，圈定含油（气）面积。

### 6.2 有效厚度

#### 6.2.1 总体原则

油（气）层有效厚度（简称有效厚度）应为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。不同类型的地质储量，有效厚度确定要求不同。

#### 6.2.2 探明地质储量的有效厚度

探明地质储量的有效厚度标准和划分要求如下：

- a) 有效厚度标准确定：
  - 1) 应分别制定油层、油水同层、气层划分和夹层扣除标准；
  - 2) 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、含油性等下限标准；
  - 3) 储层性质和流体性质相近的多个小型油藏或气藏，可制定统一的标准；
  - 4) 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；
  - 5) 应使用多种方法确定有效厚度下限，并进行相互验证；
  - 6) 有效厚度标准图版符合率大于 80%。
- b) 有效厚度划分：
  - 1) 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标准化处理；
  - 2) 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%；
  - 3) 有效厚度的起算厚度为 0.2~0.4m，夹层起扣厚度为 0.2m。

#### 6.2.3 控制地质储量的有效厚度

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

与探明区(层)相邻的控制地质储量的有效厚度，可根据本层或选择邻区(层)类似油(气)藏的下限标准划分。

#### 6.2.4 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，也可选择邻区块类似油(气)藏的下限标准划分，无井区块可用邻区块资料类比确定。

与探明或控制区(层)相邻的预测地质储量的有效厚度，可根据本层或选择邻区(层)类似油(气)藏的下限标准划分。

### 6.3 有效孔隙度

储量估算中所用的有效孔隙度应为有效厚度段的地下有效孔隙度。可直接用岩心分析资料，也可用标定后的测井解释确定。测井解释孔隙度与岩心分析孔隙度的相对误差不超过±8%。缝洞孔隙型储层应分别确定基质孔隙度和裂缝、溶洞(孔)孔隙度。

### 6.4 原始含油(气)饱和度

原始含油(气)饱和度估算要求如下：

- a) 大型及以上油(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±5个百分点。特殊情况除外；
- b) 中型及以上油(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) 缝洞孔隙型储层可分别确定基质孔隙含油(气)饱和度和裂缝、溶洞(孔)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，可作为估算含油饱和度的依据。

### 6.5 原始体积系数

原始体积系数包括原始原油体积系数和原始天然气体积系数。原始原油体积系数为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。原始天然气体积系数由式(7)求得。估算要求分别如下：

- a) 原始原油体积系数
  - 1) 中型及以上油藏，应在评价阶段在井下取样或地面配样获得高压物性分析资料求得；
  - 2) 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物性分析求得；
  - 3) 小型及以下可以采用建立合理关系式求得或采用类比值。
- b) 原始天然气体积系数
  - 1) 式(7)中原始地层压力( $P_i$ )和地层温度( $T$ )为折算气藏中部的地层压力和地层温度；

- 2) 式(7)中原始气体偏差系数( $Z_i$ )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

气油比估算要求如下:

- a) 中型及以上油田(藏)的原始溶解气油比,应在预探和评价阶段从井下取样做高压物性分析测定;
- b) 凝析气田和小型及以下油田(藏),可用合理工作制度下的稳定生产气油比或采用类比值。

## 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 地质储量估算参数选值

储量估算参数选值方法和要求如下:

- a) 应用多种方法(或多种资料)求得的储量估算参数,应选用一种有代表性的参数值。
- b) 计算单元的各项储量估算参数选值:
  - 1) 有效厚度一般采用等值线面积权衡法求取,也可采用井点控制面积或均匀网格面积权衡法求取;其中探明地质储量的计算单元有效厚度取值原则上不大于该计算单元面积内井点最大有效厚度;
  - 2) 有效孔隙度采用有效厚度段体积权衡法求取;
  - 3) 含油(气)饱和度采用有效厚度段孔隙体积权衡法求取;
  - 4) 在特殊情况下,也可采用井点值算术平均法或类比法求取储量估算参数;
  - 5) 在作图时,应考虑油(气)藏情况和储量参数变化规律。
- c) 通过综合研究,建立地质模型,可直接采用计算机图形,求取储量估算参数并估算地质储量。
- d) 我国石油天然气储量的地面标准条件指:温度 200C,绝对压力 0.101MPa。各项储量估算参数的有效位数要求见附录 B(规范性附录)的规定。计算单元的储量估算参数选值,储量的估算和汇总,一律采用四舍五入进位法。

## 7 技术可采储量估算

### 7.1 探明技术可采储量估算条件

探明技术可采储量估算应满足以下条件:

- a) 已实施的开采技术和近期将采用的成熟开采技术(包括采油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) 按经济条件(如价格、配产、成本等)估算可取得合理经济回报,可行性评价是经济的;
- d) 在不同的开发状态,采用不同的估算方法。

## 7.2 未开发状态的探明技术可采储量估算方法

### 7.2.1 探明技术可采储量估算公式

一般是根据估算的地质储量和确定的采收率，按下列公式估算探明技术可采储量。

$$N_R = N E_R \dots\dots\dots (14)$$

$$G_R = G E_R \dots\dots\dots (15)$$

### 7.2.2 采收率确定

采收率的确定要求和方法如下：

#### a) 确定要求

- 1) 一般是在确定目前成熟的可实施的技术条件下的最终采收率。
- 2) 采收率随着开采技术改变、开发方式调整以及油气动态情况的变化而变化。
- 3) 对于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，或与本油（气）田相似的同类油（气）藏中使用成功并可类比和计划实施，可划为增加的探明技术可采储量。

#### b) 确定方法

- 1) 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（表格算法）、类比法和数值模拟法求取（SY / T 5367和SY / T 6193）。
- 2) 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），或依据溶解气、原油采收率统计规律求取。
- 3) 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）。
- 4) 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 已开发状态的探明技术可采储量估算方法

### 7.3.1 原则

油（气）田开发初期的探明技术可采储量计算按照7.2计算。

油（气）田投入开发生产一段时间后，已开发的探明技术可采储量一般直接用开发井的生产数据估算，主要估算方法是产量递减法、物质平衡法、数值模拟法和水驱特征曲线法；也可用探边测试法和其他经验统计法估算。已开发技术的探明可采储量所对应的截止点参数值如压力、产量和含水是一般人为经验给定的，而非本油田的实际经济参数估算出的。

### 7.3.2 产量递减法

产量递减法是在油（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，求得技术可采储量（见SY / T 5367和SY / T 6098）。

### 7.3.3 物质平衡法

物质平衡法是在气田（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技术可采储量（见SY/T 6098）。

#### 7.3.4 数值模拟法

数值模拟法是根据油（气）藏特征及开发概念设计等条件，建立油气藏模型，并经历史拟合证实模型有效后，进行模拟估算，求得技术可采储量。

#### 7.3.5 水驱特征曲线法

水驱特征曲线法是在油（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，估算到人为给定（经验）的极限含水时所求得的累计产量，即为技术可采储量（见SY/T 5367和SY/T 6098）。

### 7.4 控制技术可采储量估算

#### 7.4.1 估算条件

估算控制技术可采储量应满足以下条件：

- a) 推测可能实施的操作技术（如注水、三次采油等）；
- b) 按经济条件（如价格、配产、成本等）估算可取得合理经济回报，可行性评价是经济的。

#### 7.4.2 估算公式和估算方法

控制技术可采储量的估算公式和估算方法同7.2。

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。

## 8 经济可采储量估算

### 8.1 探明经济可采储量估算条件

探明经济可采储量的估算应满足下列条件：

- a) 经济条件基于不同要求，可采用申报基准日的、或合同的价格和成本以及其它有关的条件；
- 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) 已有开发概念设计，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 剩余探明经济可采储量估算

探明经济可采储量减去油气累计产量为剩余探明经济可采储量。

### 8.3 控制经济可采储量估算条件

控制经济可采储量估算的估算应满足下列条件：

a) 按合理预测的经济条件（如价格、配产、成本等）估算求得的、可商业采出的、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 剩余控制经济可采储量估算

控制经济可采储量减去油气累计产量为剩余控制经济可采储量

### 8.5 经济可采储量估算方法

#### 8.5.1 原则

经济可采储量评价方法主要包括现金流法、经济极限法。一般情况下在未开发和开发初期的油（气）田或区块的储量，宜采用现金流法进行经济评价并估算经济可采储量。投入开发生产一段时间后的油（气）田或区块的储量，以及用动态法估算技术可采储量的，可采用经济极限法进行经济评价并估算经济可采储量。

#### 8.5.2 现金流法

现金流法是根据开发方案或概念设计预测的油气产量及其它开发指标，依据目前经济条件，预测未来发生的投资、成本、收入和税费等，编制现金流量表，估算财务内部收益率、净现值等经济评价指标，符合判别条件后求得的储量寿命期内的累计产量即为经济可采储量的方法。

现金流量法的基本方法和步骤是：

- a) 确定经济评价单元；
- a) 预测未来各年产量；
- b) 预测未来各年的开发投资、经营成本（操作费）；
- c) 选取经济评价参数，包括评价基准年、油气产品价格、税率/费率、汇率等；
- d) 测算经济生产年限，并估算从评价基准年至经济生产年限内未来各年的现金流入、现金流出及净现金流量；
- e) 测算经济评价指标（主要指标是内部收益率和净现值）；
- f) 估算经济可采储量。

#### 8.5.3 经济极限法

经济极限法是研究生产历史数据中产量与时间、含水等变化趋势，根据极限含水率、极限产量、废弃压力等生产极限指标，推算到经济极限点时求得的累计油气产量即为经济可采储量的方法。

经济极限产量法的基本方法和步骤是：

- a) 预测未来年度或月度油气产量；
- b) 预测未来年度或月度经营成本（操作费）；
- c) 选取油气产品价格、税率/费率和汇率等经济评价参数；
- d) 测算经济极限产量；

- e) 估算经济可采储量。

## 8.6 经济评价参数取值要求

经济评价参数取值要求如下：

- a) 采用现金流量法或经济极限法对油（气）田（藏）开发可行性进行经济评价，其目的是确定经济可采储量；
- b) 勘探投资根据含油（气）面积内的井数和部分设施、设备投资估算，10年以前的勘探投资可按沉没估算。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，可进行经济可采储量估算。

## 8.7 经济可采储量估算

估算工作包括以下内容：

- a) 预测分年度或月度产量。已开发油（气）田（藏）可直接采用产量递减法求得，其它动态法也应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8.6要求取值；
- c) 测算油（气）藏（田）经济极限。为某个油（气）藏（田）在指定时间（年、月或日）所产生的净收入等于操作该油（气）藏（田）的净支出（维护运营的操作成本和税费）时的产量；
- 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，或净现值大于或等于零时的累积产量；
- e) 储量区与生态保护区等禁止勘查开采区有重叠、无法进行商业开发时，重叠区的剩余经济可采储量视为零，地质储量和技术可采储量正常估算；
- f) 折现率按各公司基准收益率取值。

## 9 储量综合评价

### 9.1 储量规模

按技术可采储量规模由大到小，将储量规模分为五类：特大型、大型、中型、小型、特小型。具体指标见附录C的C.1。

### 9.2 储量丰度

按技术可采储量丰度由高到低，将储量丰度分为四类：高、中、低、特低。具体指标见附录C的C.2。

### 9.3 产能

按千米井深稳定产量由高到低，将产能分为四类：高产、中产、低产、特低产。具体指标见附录C的C.3。

#### 9.4 埋藏深度

按埋藏深度由浅到深，将埋藏深度分为五类：浅层、中浅层、中深层、深层、超深层。具体指标见附录C的C.4。

#### 9.5 储层物性

按储层中值孔隙度由大到小，将孔隙度分为五类：特高、高、中、低、特低。按储层中值渗透率由大到小，将孔隙度分为六类：特高、高、中、低、特低、致密。具体指标见附录C的C.5。

#### 9.6 含硫量

按原油含硫量和天然气硫化氢含量由大到小，将含硫量分为四类：高含硫、中含硫、低含硫、微含硫。具体指标见附录C的C.6。

#### 9.7 原油性质

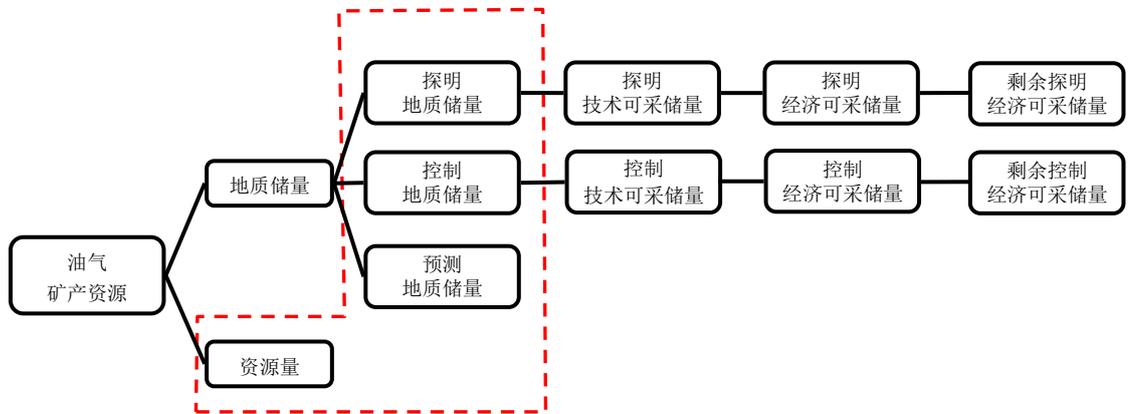
按原油密度由小到大，将原油分为四类：轻质、中质、重质、超重。地层原油粘度大于等于 $50\text{mPa}\cdot\text{s}$ ，称为稠油；原油凝固点大于等于 $40^\circ\text{C}$ ，称为高凝油；其余称为常规油。具体指标见附录C的C.7。

#### 9.8 综合评价

依据附录C（规范性附录）中的储量规模、储量丰度、产能、埋藏深度、储层物性（孔隙度、渗透率）、含硫量、原油性质等多项参数指标的不同分类，对油（气）田（藏）储量应进行综合评价。

附录 A  
(规范性附录)  
油气矿产资源储量类型及估算流程图

油气矿产资源储量类型及估算流程图见图A.1



图A.1 油气矿产资源储量类型及估算流程图（引自GB/T 19492）

附 录 B  
(规范性附录)

储量估算公式中参数名称、符号、计量单位及取值位数

储量估算公式中参数名称、符号、计量单位及取值位数见表B.1

表B.1 储量估算公式中参数名称、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	Ag	平方千米	km <sup>2</sup>	小数点后二位
含油面积	Ao	平方千米	km <sup>2</sup>	小数点后二位
原始天然气体积系数	Bgi	无因次		小数点后五位
原始原油体积系数	Boi	无因次		小数点后三位
采收率	ER	小数	f	小数点后三位
凝析气藏干气摩尔分量	fd	小数	f	小数点后三位
天然气地质储量	G	亿立方米	10 <sup>8</sup> m <sup>3</sup>	小数点后二位
凝析气总地质储量	Gc	亿立方米	10 <sup>8</sup> m <sup>3</sup>	小数点后二位
干气地质储量	Gd	亿立方米	10 <sup>8</sup> m <sup>3</sup>	小数点后二位
凝析油的气体当量体积	GEc	立方米每立方米	m <sup>3</sup> / m <sup>3</sup>	整数
凝析气油比	GOR	立方米每立方米	m <sup>3</sup> / m <sup>3</sup>	整数
天然气可采储量	GR	亿立方米	10 <sup>8</sup> m <sup>3</sup>	小数点后二位
溶解气地质储量	Gs	亿立方米	10 <sup>8</sup> m <sup>3</sup>	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, Nz	万立方米, 万吨	10 <sup>4</sup> m <sup>3</sup> , 10 <sup>4</sup> t	小数点后二位
凝析油地质储量	Nc, Ncz	万立方米, 万吨	10 <sup>4</sup> m <sup>3</sup> , 10 <sup>4</sup> t	小数点后二位
原油技术可采储量	NR	万立方米, 万吨	10 <sup>4</sup> m <sup>3</sup> , 10 <sup>4</sup> t	小数点后二位
原始地层压力	Pi	兆帕	MPa	小数点后三位
地面标准压力	Psc	兆帕	MPa	小数点后三位
原始溶解气油比	Rsi	立方米每立方米	m <sup>3</sup> / m <sup>3</sup>	整数
天然气单储系数	Sgf	亿立方米每平方千米米	10 <sup>8</sup> m <sup>3</sup> / (km <sup>2</sup> .m)	小数点后二位
原油单储系数	So <sub>f</sub>	万立方米每平方千米米	10 <sup>4</sup> m <sup>3</sup> / (km <sup>2</sup> .m)	小数点后二位
原始含气饱和度	Sgi	小数	f	小数点后三位
原始含油饱和度	Soi	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	Tsc	开尔文	K	小数点后二位
原始气体偏差系数	Zi	无因次		小数点后三位
凝析油相对密度	γ <sub>c</sub>	无因次		小数点后三位
凝析油密度	ρ <sub>c</sub>	吨每立方米	t/ m <sup>3</sup>	小数点后三位
原油密度	ρ <sub>o</sub>	吨每立方米	t/ m <sup>3</sup>	小数点后三位

## DZ/T 0217—XXXX

参 数		计 量 单 位		取值位数
名 称	符 号	名 称	符 号	
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 C**  
**(规范性附录)**  
**油(气)田(藏)储量规模和品位等分类**

**C.1 储量规模**

按技术可采储量规模大小,将油(气)田(藏)分为五类(见表C.1)。

**表C.1 储量规模分类**

储量规模分类	原油技术可采储量 $10^4\text{m}^3$	天然气技术可采储量 $10^8\text{m}^3$
特大型	$\geq 25000$	$\geq 2500$
大型	$\geq 2500 \sim < 25000$	$\geq 250 \sim < 2500$
中型	$\geq 250 \sim < 2500$	$\geq 25 \sim < 250$
小型	$\geq 25 \sim < 250$	$\geq 2.5 \sim < 25$
特小型	$< 25$	$< 2.5$

**C.2 储量丰度**

按技术可采储量丰度大小,将油(气)田(藏)分为四类(见表C.2)。

**表C.2 储量丰度分类**

储量丰度分类	原油技术可采储量丰度 $10^4\text{m}^3/\text{km}^2$	天然气技术可采储量丰度 $10^8\text{m}^3/\text{km}^2$
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	$< 8$	$< 0.8$

**C.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C.3)。

**表C.3 产能分类**

产能分类	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	$< 1$	$< 0.3$

## C.4 埋藏深度

按埋藏深度大小，将油（气）藏分为五类（见表C.4）。

表C.4 埋藏深度分类

埋藏深度分类	油（气）藏中部埋藏深度 m
浅层	<500
中浅层	≥500~<2000
中深层	≥2000~<3500
深层	≥3500~<4500
超深层	≥4500

## C.5 储层物性

分别按储层中值孔隙度和储层中值渗透率大小，将储层物性进行分类评价：

a) 按储层中值孔隙度大小，将储层分为五类（见表C.5）。

表C.5 储层孔隙度分类

储层孔隙度分类	碎屑岩孔隙度 %	非碎屑岩基质孔隙度 %
特高	≥30	≥15
高	≥25~<30	≥10~<15
中	≥15~<25	≥5~<10
低	≥10~<15	≥2~<5
特低	<10	<2

b) 按储层中值渗透率大小，将储层分为五类（见表C.6）。

表C.6 储层渗透率分类

储层渗透率分类	油藏空气渗透率 mD	气藏空气渗透率 mD
特高	≥1000	≥500
高	≥500~<1000	≥100~<500
中	≥50~<500	≥10~<100
低	≥5~<50	≥1.0~<10
特低	≥1.0~<5	≥0.1~<1.0
致密	<1	<0.1

## C.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C.7）。

表C.7 含硫量分类

含硫量分类	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

## C.7 原油性质

分别按照原油密度大小、原油粘度、原油凝固点，对原油新性质进行分类评价：

a) 按原油密度大小，将原油分为四类（表C.8）。

表C.8 原油密度分类

原油密度分类	原油密度 t/m <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50mPa·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。