

ICS 75.180.99

E 10

备案号: 8145—2001

SY

中华人民共和国石油天然气行业标准

SY/T 5386—2000

石油探明储量计算细则 裂缝性油气藏部分

The regulations of proved reserves calculation of petroleum
The part of fractured oil and gas reservoir

2000—12—25 发布

2001—06—01 实施

国家石油和化学工业局 发 布

目 次

前 言	IV
1 范围	1
2 引用标准	1
3 裂缝性油气藏储量计算工作要求	1
4 裂缝性油气藏储集空间的类型及储集类型的划分	2
5 裂缝性油气藏的分类	2
6 储量分级及各级地质储量的申报条件	2
7 容积法计算油气地质储量	3
8 容积法计算凝析气藏地质储量	8
9 评价钻探阶段和开发初期采收率的估算方法	9
10 开发中、后期动态法计算油气可采储量的方法	9
11 储量评价	9
12 储量报告编写要求	11
附录 A (标准的附录) 参数符号及代号	12
附录 B (标准的附录) 裂缝性油气藏储集空间的类型及储集类型的划分	14
附录 C (标准的附录) 拟临界压力、拟临界温度与天然气相对密度关系图	19
附录 D (标准的附录) 确定天然气的偏差系数图	21

中华人民共和国石油天然气行业标准

石油探明储量计算细则 裂缝性油气藏部分

SY/T 5386—2000

代替 SY/T 5386—91

The regulations of proved reserves calculation of petroleum
The part of fractured oil and gas reservoir

1 范围

本标准规定了裂缝性油气藏储集空间的类型、储集类型、储量分级、储量参数的求取和地质储量及可采储量的计算方法。

本标准适用于裂缝性油气藏石油和天然气地质储量及可采储量的计算。

2 引用标准

下列标准所包含的条文，通过在本标准中引用而构成为本标准的条文。本标准出版时，所示版本均有效。所有标准都会被修订，使用本标准的各方应探讨使用下列标准最新版本的可能性。

GBn 269—88 石油储量规范

GBn 270—88 天然气储量规范

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 6101—94 凝析气藏相态特征确定技术要求

SY/T 6109—94 石油天然气储量报告图表格式

SY/T 6168—1995 气藏分类

SY/T 6169—1995 油藏分类

SY/T 6313.1—1998 油气水界面确定方法 油气、油水界面

SY/T 6313.2—1998 油气水界面确定方法 气水界面

3 裂缝性油气藏储量计算工作要求

3.1 根据裂缝性油气藏的特点，选用不同的储量计算方法

裂缝性油气藏为复杂油气藏，应根据油气藏类型的地质特点、复杂程度和勘探开发阶段，选用相应的方法确定储量参数和计算储量。

3.1.1 根据油气藏的不同储集空间类型，选用不同方法确定储量参数

裂缝性油气藏储集层属复杂储集层，应认真研究其地质规律，查明储集空间类型和分布特征，准确地确定缝、洞、孔的体积；根据油气藏的不同储集空间类型，选取适用的方法确定储量参数和计算储量。

3.1.2 根据地质条件和拥有资料情况，采用两种以上方法计算储量，并进行对比验证。

3.1.3 油气田投入开发后，根据不同开发阶段，应定期用多种方法进行储量核实。

3.2 裂缝性油、气藏必须采用先进的配套测井系列

针对不同岩性的裂缝性油气藏选用与其相应的岩性—孔隙度、电阻率、裂缝—成像及核磁测井四种综合配套测井系列。

3.2.1 岩性—孔隙度测井系列

岩性—孔隙度测井系列包括：自然伽马测井（GR）、双井径测井（ Δ CAL）、岩性密度测井（Pe）、自然电位测井（Sp）、地层密度测井（FDC）、中子伽马测井（NG）、双源距补偿中子测井（CNL）、长源距声波测井（SBH）。

3.2.2 电阻率测井系列

电阻率测井系列包括：双侧向电阻率测井（DLL）、微球形聚焦测井（MFSC）、双感应电阻率测井（ILD, ILM）。

3.2.3 裂缝—成像测井系列

裂缝—成像测井系列主要包括：高分辨率地层倾角测井（HDT）、裂缝识别（FIL）、电导率异常（DCA）及地层倾角（DIP）处理；微电导率扫描测井（FMS）、井下声波电视测井（BHTV）、数字声波井周成像测井（CBIL）。

3.2.4 核磁测井

利用核磁测井测量岩块系统基质孔隙中的束缚水的饱和度。

3.3 裂缝性油气藏岩心观察研究

3.3.1 岩心的宏观研究

其主要包括对岩心含油气产状的观察研究；裂缝发育状况的分类统计（裂缝开度、密度、延伸长度及方向、组系划分、力学性质）；有效缝及孔洞面孔率的统计。

3.3.2 岩心的微观研究

其主要包括对岩心取样制作铸体薄片，确定其岩石类型、岩石结构、矿物成分、微观的储集空间类型；用图像分析仪测定小型缝洞、微裂缝及基质孔隙的面孔率以及用荧光薄片、电镜扫描等方法观察基质和裂缝的含油情况。

3.3.3 其他

开展定向取心及岩心核磁共振研究工作

4 裂缝性油气藏储集空间的类型及储集类型的划分

裂缝性油气藏储集空间的类型及储集类型的划分参见附录 B（标准的附录）。

5 裂缝性油气藏的分类

5.1 油气藏的分类

分类方法应符合 SY/T 6168, SY/T 6169 的规定。

5.2 油气藏类型的判别方法

裂缝性油气藏判别方法应符合 SY/T 6101—94 中附录 A 的规定。

6 储量分级及各级地质储量的申报条件

6.1 储量分级

油气储量可划分为预测储量、控制储量和探明储量三个级别。

6.2 探明储量

根据其勘探开发程度和复杂程度分为已开发探明储量、未开发探明储量和基本探明储量。

6.2.1 已开发探明储量

已开发探明储量是指在现代技术经济条件下，通过开发方案的实施，已完成开发钻井和开发设施建设，并已投入开采的储量。

6.2.1.1 已开发探明储量的申报条件

已钻完开发井网，提交了地震结合钻井资料编制的 1:10000 油气层顶面构造图；所钻的井已按规

定的系列测井,并解释出储量计算参数,在油气藏边、底水部位已有井试水、测压、求产,了解了边、底水能量;已取得油、气、水产量,地层压力,温度等动态数据;已做了确定采收率所需的分析实验数据(驱油效率、润湿性、相渗等)。

6.2.1.2 已开发探明储量的地质认识程度

油气藏的构造形态,断层分布,油、气、水分布规律,油气藏类型,裂缝孔洞分布特征,储集层物性、流体性质,驱动类型,压力系统及油气层生产能力等情况均已认识清楚,储量参数可靠。

6.2.2 未开发探明储量

未开发探明储量是指已完成评价钻探并钻了少数开发井,进行了油气藏精细描述,取得可靠的储量参数后所计算的储量,其相对误差不得超过 $\pm 20\%$ 。

6.2.3 基本探明储量

基本探明储量是指在完成高分辨率地震勘探的基础上,对油气藏进行了精细描述,并在钻了评价井之后,储量计算参数基本取全,含油气面积基本控制的情况下,可以计算基本探明储量作为进行“滚动勘探开发”的依据。鉴于裂缝性油气藏的复杂性,在现有勘探条件下不能达到探明储量的要求,但可以通过滚动勘探开发进一步落实储量参数。基本探明储量的相对误差应小于 $\pm 30\%$ 。

6.2.3.1 未开发探明储量及基本探明储量的申报条件

已做高分辨率地震,对油气藏进行了精细描述,提交1:10000或1:25000油气层顶面构造图;已完成评价井钻探,主要油气层至少有一个完整的岩心剖面;油气层段取心进尺不少于油气层累积厚度的30%,已确定适合本油气藏地质特点和识别裂缝孔洞层段以及岩性的测井系列,解释了油、气、水层(符合率在85%以上),裂缝、孔洞层段的孔隙度,油气饱和度,有效厚度等参数;已取得油气层产能、压力和温度资料;对层段很长、层位很多的评价井进行了分段测试,并有一定数量的单层试油(气)资料和不稳定单井试井测试资料;已取得储集层岩心物性参数分析资料,其中包括大(小)直径岩心物性、压汞等分析资料;已取得油、气、水性质和高压物性分析资料。

6.2.3.2 未开发探明储量及基本探明储量的地质认识程度

圈闭条件清楚,构造高点及主要断层分布已探明;已查明油气藏类型,油、气、水分布特征;基本控制了含油气面积;对油气藏的储集类型、裂缝孔洞的大体分布特征和岩相变化已基本认识;储量参数基本可靠;油气井产能、流体性质、驱动类型基本认识清楚。

7 容积法计算油气地质储量

7.1 容积法计算油气地质储量的基本公式[见式(1)~式(4)]

$$N = 100A_o H \phi (1 - S_{wi}) \rho_o / B_{oi} \quad \dots\dots\dots(1)$$

$$G = 0.01A_g H \phi (1 - S_{wi}) \frac{T_s \rho_i}{p_w T Z_i} \quad \dots\dots\dots(2)$$

$$N_R = NE_R \quad \dots\dots\dots(3)$$

$$G_R = GE_R \quad \dots\dots\dots(4)$$

7.2 容积法计算裂缝系统缝洞孔隙油气地质储量公式[见式(5)和式(6)]

$$N_f = 100A_o H \phi_{fd} (1 - S_{wfd}) \rho_o / B_{oi} \quad \dots\dots\dots(5)$$

$$G_f = 0.01A_g H \phi_{fd} (1 - S_{wfd}) \frac{T_s \rho_i}{p_w T Z_i} \quad \dots\dots\dots(6)$$

7.3 容积法计算岩块系统基质孔隙油气地质储量公式[见式(7)和式(8)]

$$N_m = 100A_o H \phi_m (1 - S_{wfm}) \rho_o / B_{oi} \quad \dots\dots\dots(7)$$

$$G_m = 0.01 A_g H \phi_m (1 - S_{wm}) \frac{T_{sc} p_i}{p_{sc} T Z_i} \dots\dots\dots (8)$$

7.4 容积法计算油气总地质储量公式 [见式 (9) 和式 (10)]

$$N = N_f + N_m \dots\dots\dots (9)$$

$$G = G_f + G_m \dots\dots\dots (10)$$

7.5 含油气面积的圈定

7.5.1 已开发探明储量面积的圈定

已开发探明储量面积, 根据油气藏类型并结合生产井动态及静态资料综合圈定。

7.5.2 未开发探明储量及基本探明储量面积的圈定

- a) 根据钻井、取心、测井解释和测试资料圈定其含油气边界, 应有分层试油、试气资料验证。
- b) 应根据不同油气藏类型圈定其含油气边界。
- c) 根据探边测试资料圈定含油气边界。

7.5.3 不同类型油气藏面积的圈定

- a) 断层遮挡油气藏: 遮挡部分以断层边界或断面中迹线为界, 开启部分以实际的油—水界面圈定。
- b) 层状边水和块状底水油气藏: 以边、底水界面与构造等高线交界面圈定。
- c) 古风化剥蚀面和不整合面控制的油气藏: 以边、底水界面与风化剥蚀线、不整合线相交的界面圈定。
- d) 岩性尖灭油气藏: 以岩性尖灭线及实际油—水界面圈定。
- e) 裂缝圈闭的油气藏: 按裂缝系统的分布边界圈定。

7.5.4 气—油—水界面的确定方法

7.5.4.1 应用录井资料判断油—水或气—水界面

在取心及分层试油资料较少的情况下, 可利用岩屑录井及气测的油气显示, 大致判断油—水或气—水界面。通常钻遇纯含油带含油岩屑百分比高, 且进入纯含气带气测异常高值; 进入油 (气) 水过渡带后, 含油岩屑减少, 气测显示减弱或无显示。

7.5.4.2 利用地层测试方法确定油—水、气—水界面

根据地层重复测试 (RFT 或 FMT) 和钻杆测试 (DST) 测得的压力数据, 绘制压力与深度的关系图。由于含油、气、水层的压力梯度有明显的不同, 通过压力梯度直线的交点就可以确定油—气、油—水或气—水界面位置。

7.5.4.3 应用双孔隙度重叠法判断油—水界面

双孔隙度法的实质是总孔隙度反映包括含油、水孔隙在内的全部孔隙体积, 含水孔隙度仅反映地层内含水的孔隙体积。总孔隙度用中子—密度法求得, 含水孔隙度由深侧向电阻率曲线用阿尔奇公式计算求得。两种孔隙度曲线重叠后, 总孔隙度和含水孔隙度的差值为含油孔隙度。两种孔隙度曲线重叠后无差异, 反映为水层或致密层。用此法确定油—水界面方法简便直观, 但因岩性、孔隙结构、电阻率、中子密度探测范围不匹配等因素影响, 应用受到一定的限制。

7.5.4.4 应用深、浅侧向电阻率重叠法判断油—水界面

利用深、浅侧向测井探测地层的范围不同, 用横向含水率变化反映地层的含油性和开发过程中的油水变化。在钻井液电阻率大于地层水电阻率时, 深侧向电阻率大于浅侧向电阻率, 即正幅度差为油层; 反之, 负差异为水层。深、浅电阻率无差异时, 高电阻率为致密层, 低电阻率和高自然伽马为泥质层。此方法判断油—水界面受岩性、孔隙结构等影响较小, 但受泥浆侵入影响较大。

7.5.4.5 利用声波—中子伽马曲线重叠法确定气—油或气—水界面

气层部位含氢量增加, 中子伽马值及声波时差值按不同方向增大, 按水层、泥质层、致密层曲线

先后依次重叠,利用其幅度差的大小可以判断气—油或气—水界面。

7.5.4.6 中子伽马时间推移测井确定气—油界面

完井前裸眼测井与下套管固井后测井二次中子伽马测井曲线重叠对比,气层部位中子伽马曲线值明显升高。

7.5.4.7 应用深侧向电阻率时间推移测井确定裂缝系统及岩块系统油—水界面

在纯油段,由于含油饱和度不变,时间推移曲线重合。在不断水驱采油的进程中,时间推移曲线随着裂缝系统和岩块系统中含油饱和度的降低逐次下降,时间推移曲线重合段与下降段的分界深度即为裂缝系统油水界面。在岩块系统油—水界面以下,地层全部含水,时间推移曲线重合,时间推移曲线下下降段与重合段的分界深度即为岩块系统油—水界面。因此,这种方法可以监测油气藏在开发过程中裂缝系统和岩块系统油水界面的差异及变化。

7.5.4.8 利用岩心分析及测井解释资料判断气—油—水界面

该方法应符合 SY/T 6313.1 及 SY/T 6313.2 的规定。

7.5.4.9 综合分析判断气—油—水界面

应用测试、录井及测井等资料,结合油(气)藏剖面综合分析对比确定气—油—水界面。

7.6 有效厚度确定方法

7.6.1 储集层与非储集层界限的确定

由于裂缝性油气藏储集层裂缝、孔洞空间的非均质性,以及油气聚集和渗滤的特殊条件,必须综合研究储集层的岩性、物性、电性、含油(气)性以及裂缝孔洞分布特点,结合各个地区油气藏的具体情况,制定适合本地区裂缝性储集层的划分标准。

7.6.1.1 观察岩心含油气性划分储集层和非储集层

岩心含油产状分为饱含油、含油、油侵、油斑、油迹、荧光六级。对于碳酸盐岩储集层来说,泥质含量的多少又直接影响储集空间的发育程度及含油性,故可以制定泥质含量与含油性的关系图。

7.6.1.2 划分储集层的物性标准和电性标准

岩石物性低到一定程度后就不具备储渗能力,可以划为非储集层(不包括纯裂缝型油气藏),故分析含油性与物性关系,可以找出含油气与不含油气的物性界限作为划分储集层的物性下限标准。结合测井资料,分析含油性、岩性、裂缝孔洞发育程度与电性的关系,制定出确定储集层的电性标准。

7.6.2 储集层的分类评价

7.6.2.1 按储层物性分类评价

根据储层有效孔隙度及渗透率大小,将储层分为 5 类(见表 1)。

表 1 裂缝性油气藏储层有效孔隙度及渗透率分类

类 别	有效孔隙度 %		空气渗透率 $10^{-3}\mu\text{m}^2$
	碎屑岩	非碎屑岩	
特高孔隙度、特高渗透率	≥ 30	—	≥ 1000
高孔隙度、高渗透率	$\geq 25 \sim < 30$	≥ 10	$\geq 500 \sim < 1000$
中孔隙度、中渗透率	$\geq 15 \sim < 25$	$\geq 5 \sim < 10$	$\geq 50 \sim < 500$
低孔隙度、低渗透率	$\geq 10 \sim < 15$	$\geq 2 \sim < 5$	$\geq 10 \sim < 50$
特低孔隙度、特低渗透率	< 10	< 2	< 10

7.6.2.2 按储层缝洞发育程度及产能大小分类评价

根据储层缝洞发育程度及产能大小,将储层分为 4 类(见表 2)。

表2 裂缝性油气藏缝洞发育程度及产能大小分类

类 别	缝洞发育程度	千米井深稳定日产量	
		油藏 $\text{m}^3/(\text{km}\cdot\text{d})$	气藏 $10^4\text{m}^3/(\text{km}\cdot\text{d})$
I. 高产储层	缝洞发育	≥ 15	≥ 10
II. 中产储层	缝洞较发育	$\geq 5 \sim < 15$	$\geq 3 \sim < 10$
III. 低产储层	缝洞发育差	$\geq 1 \sim < 5$	$\geq 1 \sim < 3$
IV. 特低产储层	缝洞不发育	< 1	< 1

在工业油气井中, I, II, III类储集层的厚度, 为计算储量的有效厚度。

7.6.3 有效厚度的取值

在确定单井有效厚度的基础上, 尽量采用面积权衡法确定油气藏的有效厚度。

未开发的裂缝性复杂小断块油气藏, 只有1~2口探井或评价井, 有效厚度的取值要考虑油气井所处的构造位置和裂缝发育带的位置, 在确定单井有效厚度的基础上, 按一定的比例折算有效厚度作为油气藏的有效厚度值。

7.7 有效孔隙度的确定

7.7.1 裂缝性油气藏储层孔隙度类型

根据钻井、录井及电测对储集空间大小的分辨能力, 将裂缝性油气藏储集层有效孔隙度分解为大型裂缝系统缝洞孔隙度、中小型裂缝系统缝洞孔隙度和岩块系统基质孔隙度。对于某一个特定的裂缝性油气藏来说, 可以具有一种或两种以上的孔隙度组合。

7.7.2 大型裂缝系统缝洞孔隙度的确定

大型裂缝系统缝洞孔隙度是指大型宏观裂缝网络系统的孔隙体积与储集层体积之比。

大型裂缝系统缝洞孔隙度用测井方法计算孔隙度误差较大, 采用钻具放空或井径异常扩大(井径曲线呈陡峭升高, 相对幅度在1cm以上)以及钻井液大漏资料(漏失量在数百立方米以上)估算钻井溶洞率(H_T), 用平均钻井溶洞率(\bar{H}_T)代表油气藏的大型裂缝系统缝洞孔隙度, 其计算见式(11):

$$\bar{H}_T = \frac{\sum H_F + \sum H_L + \sum H_K}{\sum H} \quad \dots\dots\dots(11)$$

同一井段累积钻具放空长度(H_F)、累积钻井液大漏井段长度(H_L)和累积井径异常扩大长度(H_K)只计算一次。

7.7.3 岩块系统基质孔隙度的确定

储集层常规岩心样品分析孔隙度, 其平均值代表岩块系统基质孔隙度; 岩块系统的声波测井孔隙度(ϕ_s)近似代表岩块系统基质有效孔隙度(ϕ_m); 储集层全直径岩心样品分析孔隙度, 其平均值代表岩块系统基质孔隙度与部分小型裂缝系统孔隙度之和。

7.7.4 中小型裂缝系统缝洞孔隙度的确定

中小型裂缝系统缝洞孔隙度是指中小型裂缝网络系统的孔隙体积与储集层体积之比。具有中小型裂缝系统的储集层一般无钻具放空和井径异常扩大现象, 只有钻井液小漏或渗漏现象, 采用测井方法求其孔隙度。

用深侧向、浅侧向电阻率法求其孔隙度见式(12):

$$\phi_t = m \sqrt{R_{mf} \left(\frac{1}{R_{LIS}} - \frac{1}{R_{LID}} \right)} \quad \dots\dots\dots(12)$$

用次生孔隙法求其孔隙度见式 (13):

$$\phi_t = \phi_t - \phi_{mt} \quad \dots\dots\dots (13)$$

用密度法、中子伽马法或中子—密度交汇法分别求取储集层的总孔隙度 ϕ_t 及储集层中岩块系统的总孔隙度 (ϕ_{mt})，二者之差值即为储集层中小型裂缝系统缝洞孔隙度 (ϕ_t)。

次生孔隙度法只适用于具有高角度裂缝系统的碳酸盐岩、低渗透碎屑岩、泥质岩的裂缝性油藏。

7.7.5 利用压力恢复曲线及数值模拟方法求储集层有效孔隙度

利用有代表性的实测压力恢复曲线，进行拟合以求得油（气）井供油（气）半径、油（气）层厚度、裂缝孔隙度、岩块孔隙度、裂缝渗透率、窜流系数等拟合参数。运用数值模拟进行历史拟合求得各项参数。利用上述方法最终求得供油（气）半径和渗滤范围内的有效孔隙度。

7.7.6 储集层有效孔隙度的选值

根据前述求各类孔隙度的方法，分别以厚度权衡法求出单井中小型裂缝系统缝洞及岩块系统平均孔隙度，平面上以面积权衡法求取中小型裂缝系统缝洞平均孔隙度 ($\bar{\phi}_t$) 和岩块系统的声波测井平均孔隙度 ($\bar{\phi}_s$)，然后再根据油气藏储集类型的不同分别求取有效孔隙度值。储集层有效孔隙度为各类储集空间孔隙度之和，其孔隙度计算公式如下。

a) 大型缝洞发育的缝洞孔复合型储集层有效孔隙度计算见式 (14):

$$\phi = \bar{H}_T + \bar{\phi}_t + \bar{\phi}_s \quad \dots\dots\dots (14)$$

b) 其中小型缝洞发育的储集层包括裂缝型、孔隙（或孔洞）—裂缝型、裂缝—孔隙（或孔洞）型及似孔隙型储集层，其有效孔隙度计算见式 (15):

$$\phi = \bar{\phi}_t + \bar{\phi}_s \quad \dots\dots\dots (15)$$

c) 具有气孔构造的火成岩孔隙（或孔洞）—裂缝型及裂缝—孔隙（或孔洞）型储集层，其含油气有效孔隙度计算见式 (16):

$$\phi = \bar{\phi}_t + \bar{\phi}_s \eta \quad \dots\dots\dots (16)$$

式中 η 为岩心观察统计含油（气）孔洞面孔率占岩心总孔洞面孔率的百分比。

7.8 油气饱和度的确定

7.8.1 裂缝系统缝洞孔隙的油气饱和度

裂缝发育的油气藏，裂缝系统缝洞内的油气饱和度，根据室内试验结果和储集层类别，选取 0.9~1.0。

7.8.2 岩块系统基质孔隙的油气饱和度

岩块系统基质孔隙中的油气饱和度通常用油基（或密闭）钻井液取心测量束缚水饱和度求得；用毛细管压力曲线求得；制定岩心测定的含油气饱和度和测井解释的含油气饱和度关系图版，建立孔隙度（或渗透率）与含油气饱和度的相关公式求得。

7.8.3 气孔构造的火成岩岩块系统孔隙油气饱和度校正

具有气孔构造的火成岩因部分孤立状气孔与裂缝系统不连通而不含油气，必须加以校正，其校正饱和度 (S'_{α} , S'_{μ}) 公式见式 (17) 和式 (18):

$$S'_{\alpha} = S_{\alpha} / \eta \quad \dots\dots\dots (17)$$

$$S'_{\mu} = S_{\mu} / \eta \quad \dots\dots\dots (18)$$

7.8.4 油藏气顶含气饱和度

对于油藏气顶内的含气饱和度应减去束缚油饱和度。

7.9 其他参数

地面原油密度、地层原油体积系数、原始地层压力、气层温度应符合 GBn 269 及 GBn 270 的规定。

7.10 气藏原始气体偏差系数

7.10.1 拟临界压力和拟临界温度

根据气体组分,用式(19)和式(20)确定混合物的拟临界压力(p_{pc})和拟临界温度(T_{pc})。

$$p_{pc} = \sum_{i=1}^n n_i p_{ci} \quad \dots\dots\dots(19)$$

$$T_{pc} = \sum_{i=1}^n n_i T_{ci} \quad \dots\dots\dots(20)$$

式(19)和式(20)是对天然气中含有的所有组分进行求和。

气田在勘探初期,在缺乏气体组分资料的情况下,也可以根据天然气相对密度(γ_g)查阅相关图版[附录C(标准的附录)中的图C1],求出气体拟临界压力(p_{pc})和拟临界温度(T_{pc})值,并对组分中含有 H_2S 、 CO_2 、 N_2 进行必要的校正[附录C(标准的附录)中的图C2]。

7.10.2 计算拟对比压力(p_{pr})和拟对比温度(T_{pr})

$$p_{pr} = \frac{p_i}{p_{pc}} \quad \dots\dots\dots(21)$$

$$T_{pr} = \frac{T}{T_{pc}} \quad \dots\dots\dots(22)$$

利用拟对比压力(p_{pr})和拟对比温度(T_{pr})两个参数查阅相关图版[附录D(标准的附录)中的图D1]求得气藏原始气体偏差系数(Z_i)。

7.11 储量计算单元的划分

裂缝性油气藏具有多种储集空间类型,储量计算单元划分主要考虑储集类型和储渗能力的差异、油(气)水组合关系及地质构造特征。计算探明储量时,要分区块、分层组、分储集类型、分油(气)水系统计算储量。如果有几套互不连通的裂缝系统,还需要分裂缝系统计算储量。

8 容积法计算凝析气藏地质储量**8.1 计算方法**

在原始地层条件下,凝析气呈单相气体存在于储层中,因此凝析气藏地质储量仍用式(6)、式(8)、式(10)计算,但原始气体偏差系数的确定应考虑凝析气井总产出流体(包括凝析油和天然气)的组分影响。

8.2 凝析气藏原始气体偏差系数**8.2.1 井流物流体的相对密度的确定**

根据凝析气井产出的天然气相对密度(γ_g)、凝析油相对密度(γ_o)以及凝析气井的生产气油比(GOR),确定出总产出流体的相对密度(γ_w),其计算式见式(23)和式(24):

$$\gamma_w = \frac{GOR\gamma_g + 830\gamma_o}{GOR + \frac{24056\gamma_o}{M_o}} \quad \dots\dots\dots(23)$$

$$M_o = 44.29\gamma_o/(1.03 - \gamma_o) \quad \dots\dots\dots(24)$$

8.2.2 求取拟临界压力、拟临界温度

确定出井筒总产出流体的相对密度(γ_w)后,查阅相关图版[附录C(标准的附录)中的图C1]可求出拟临界压力 p_{pc} 和拟临界温度 T_{pc} 。经校正后[附录C(标准的附录)中的图C2],再利用式(21)和式(22)计算拟对比压力 p_{pr} 和拟对比温度 T_{pr} ,再查阅相关图版[附录D(标准的附录)中的图D1]求出原始气体偏差系数 Z_i 值。

8.3 计算凝析气藏中天然气和凝析油的原始地质储量

8.3.1 天然气地质储量计算

在凝析气井产出的总流体中,天然气所占的摩尔分量 f_g 由式 (25) 求出:

$$f_g = \frac{GOR}{GOR + \frac{24056\gamma_o}{M_o}} \quad \dots\dots\dots(25)$$

天然气的原始地质储量 G_c 由式 (26) 和式 (27) 计算:

$$G_c = Gf_g \quad \dots\dots\dots(26)$$

$$G_{RC} = G_c E_{RC} \quad \dots\dots\dots(27)$$

8.3.2 凝析油地质储量计算

凝析气藏中凝析油的原始地质储量 (N_c) 由式 (28) 和式 (29) 计算:

$$N_c = 10^4 G_c / GOR \quad \dots\dots\dots(28)$$

$$N_{RC} = N_c E_{RC} \quad \dots\dots\dots(29)$$

9 评价钻探阶段和开发初期采收率的估算方法

9.1 油气藏采收率估算方法

确定油气藏采收率的方法应符合 SY/T 5367 和 SY/T 6098 的规定。

9.2 凝析气藏采收率的估算方法

9.2.1 凝析气藏总采收率的确定

用经验统计值法及地质类比法确定凝析气藏的总采收率 (E_R)。

9.2.2 凝析气藏中凝析油采收率的估算方法

凝析气藏中凝析油采收率的估算方法由式 (30) 计算:

$$E_{RC} = 0.9367 p_i^{0.9027} GOR^{0.2508} (5.625 \times 10^{-2} T + 1)^{0.30084} \left(\frac{1.076}{\gamma_o} - 1 \right)^{2.5034} \quad \dots\dots\dots(30)$$

注: 式中地层温度 T 的单位为℃。

9.2.3 凝析气藏中天然气采收率的估算方法

凝析气藏中天然气采收率的估算方法由式 (31) 计算:

$$E_{RG} = \frac{E_R - E_{RC}(1 - f_g)}{f_g} \quad \dots\dots\dots(31)$$

10 开发中、后期动态法计算油气可采储量的方法

其计算应符合 SY/T 5367 及 SY/T 6098 的规定。

11 储量评价

11.1 储量可靠性评价

在油气藏储量计算完成后,分析各种参数的齐全、准确程度,看其是否达到本级储量的要求;分析确定储量参数的方法及各种图版的精度;分析储量参数的计算与选用是否合理,并进行几种计算方法的对比校验;分析油气藏的地质研究工作,判断其是否达到本级储量要求的认识程度。

11.2 储量的综合评价

11.2.1 产能大小分类

a) 按千米井深的稳定日产量,将油气藏的产能分为 4 类 (见表 3)。

表3 千米井深稳定日产量分类

产能大小	油藏产量 $\text{m}^3/(\text{km}\cdot\text{d})$	气藏产量 $10^4\text{m}^3/(\text{km}\cdot\text{d})$
高产	≥ 15	≥ 10
中产	$\geq 5 \sim < 15$	$\geq 3 \sim < 10$
低产	$\geq 1 \sim < 5$	$\geq 1 \sim < 3$
特低产	< 1	< 1

b) 按每米采油指数或流度大小, 将油藏每米采油指数或流度分为4类(见表4)。

表4 每米采油指数或流度分类

级 别	每米采油指数 $\text{m}^3/(\text{d}\cdot\text{MPa}\cdot\text{m})$	流度 $10^{-3}\mu\text{m}^2/(\text{mPa}\cdot\text{s})$
高	≥ 1.5	> 80
中	$\geq 1 \sim < 0.5$	$> 30 \sim 80$
低	$\geq 0.5 \sim < 1$	$10 \sim 30$
特低	< 0.5	< 10

11.2.2 地质储量丰度分类

按储量丰度大小, 将油气藏的地质储量丰度分为4类(见表5)。

表5 储量丰度分类

级 别	油藏储量丰度 $10^4\text{m}^3/\text{km}^2$	气藏储量丰度 $10^8\text{m}^3/\text{km}^2$
高丰度	≥ 300	≥ 10
中丰度	$\geq 100 \sim < 300$	$\geq 3 \sim < 10$
低丰度	$\geq 30 \sim < 100$	$\geq 1 \sim < 3$
特低丰度	< 30	< 1

11.2.3 地质储量规模分类

按储量规模大小, 将油气藏的地质储量分为5类(见表6)。

表6 储量规模分类

级 别	油藏地质储量	气藏地质储量 10^8m^3
特大油气藏	≥ 10	≥ 3000
大型油气藏	$\geq 1 \sim < 10$	$\geq 300 \sim < 3000$
中型油气藏	$\geq 0.1 \sim < 1$	$\geq 30 \sim < 300$
小型油气藏	$\geq 0.01 \sim < 0.1$	$\geq 3 \sim < 30$
特小型油气藏	< 0.01	< 3

11.2.4 埋藏深度分类

按埋藏深度，将油气藏分为 5 类（见表 7）。

表 7 埋藏深度分类

级 别	油气藏中部埋深 m
浅层	<500
中浅层	$\geq 500 \sim < 2000$
中深层	$\geq 2000 \sim < 3500$
深层	$\geq 3500 \sim < 4500$
超深层	≥ 4500

11.3 特殊油气储量

11.3.1 稠油储量

稠油是指油层温度下脱气原油粘度大于 $100\text{mPa}\cdot\text{s}$ 的原油，并可分为 3 类：第一类，应用目前常规方法可以开采；第二类，利用现代热力驱动技术可以开采，并具有经济效益；第三类，利用现代采油工艺技术尚不能开采，或无开采经济价值。

11.3.2 高凝油储量

原油凝固点在 40°C 以上者为高凝油。对于这类原油需要特殊的开采和集输工艺技术，在储量统计中要单独列出。

11.3.3 非烃类天然气储量

非烃类天然气储量是指硫化氢、二氧化碳及氮气储量等。

12 储量报告编写要求

12.1 储量报告的编写应符合 GBn 269 及 GBn 270—88 中第九章的规定。

12.2 包括地应力及裂缝分布规律的研究。

12.3 储量报告的附图、附表应符合 SY/T 6109 的规定。

附 录 A
(标准的附录)
参数符号及代号

- A_o ——含油面积, km^2 ;
 A_g ——含气面积, km^2 ;
 B_o ——原始地层压力下的原油体积系数;
 B_g ——原始地层压力下的天然气的体积系数;
 E_R ——油气藏总采收率, %;
 E_{RC} ——凝析气藏中凝析油的采收率, %;
 E_{RG} ——凝析气藏中天然气的采收率, %;
 f_g ——气体摩尔分数, %;
 G ——气藏总地质储量, 10^8m^3 ;
 G_c ——凝析气藏中天然气的原始地质储量, 10^8m^3 ;
 G_f ——裂缝系统缝洞孔隙中天然气的地质储量, 10^8m^3 ;
 G_m ——岩块系统基质孔隙中天然气的地质储量, 10^8m^3 ;
 GOR ——凝析气井生产气油比, m^3/m^3 ;
 G_R ——气藏天然气中天然气的可采储量, 10^8m^3 ;
 G_{RC} ——凝析气藏中天然气的可采储量, 10^8m^3 ;
 H ——油(气)层有效厚度, m;
 H_1 ——钻井溶洞率, %;
 \bar{H}_T ——平均钻井溶洞率, %;
 $\sum H_F$ ——累积钻具放空长度, m;
 $\sum H_L$ ——累积钻井液大漏井段长度, m;
 $\sum H_K$ ——累积井径异常扩大长度, m;
 $\sum H$ ——钻进油气藏储集层的累积进尺, m;
 M_o ——凝析油相对分子质量;
 m_f ——裂缝孔隙度指数;
 N ——石油地质储量, 10^4t ;
 N_c ——凝析油的原始地质储量, 10^4m^3 ;
 N_f ——裂缝系统缝洞孔隙中的石油地质储量, 10^4t 或 10^4m^3 ;
 n_i ——第 i 种气体组分的摩尔分数, %;
 N_m ——岩块系统基质孔隙中的石油地质储量, 10^4t 或 10^4m^3 ;
 N_R ——石油可采储量, 10^4m^3 ;
 N_{RC} ——凝析油可采储量, 10^4m^3 ;
 p_{ci} ——第 i 种组分的临界压力, MPa;
 p_i ——油(气)藏原始地层压力, MPa;
 p_{pc} ——拟临界压力, MPa;
 p_{pr} ——拟对比压力, MPa;
 p_{sc} ——地面标准压力, 0.101 MPa;

- R_{LLD} ——深侧向电阻率, $\Omega \cdot m$;
 R_{LLS} ——浅侧向电阻率, $\Omega \cdot m$;
 R_{mf} ——地层条件下钻井液滤液电阻率, $\Omega \cdot m$;
 S_{oi} ——原始含油饱和度, %;
 S_{gi} ——原始含气饱和度, %;
 S_{wfd} ——裂缝系统缝洞孔隙束缚水饱和度, %;
 S_{wi} ——地层束缚水饱和度, %;
 S_{wm} ——岩块系统基质孔隙束缚水饱和度, %;
 T ——地层温度, K;
 T_{ci} ——第 i 组分的临界温度, K;
 T_{pc} ——拟临界温度, K;
 T_{pr} ——拟对比温度, K;
 T_{sc} ——地面标准温度, 293.2K;
 Z_i ——原始气体偏差系数;
 γ_o ——凝析油相对密度;
 γ_g ——天然气相对密度;
 γ_w ——总产出流体的相对密度;
 ρ_o ——原油密度, g/cm^3 或 t/m^3 ;
 ρ_g ——天然气密度, g/cm^3 或 t/m^3 ;
 ϕ ——储集层有效孔隙度, %;
 ϕ_f ——储集层中小型裂缝系统缝洞平均孔隙度, %;
 ϕ_{f1} ——储集层中小型裂缝系统缝洞孔隙度, %;
 ϕ_m ——岩块系统基质有效孔隙度, %;
 ϕ_{fd} ——裂缝系统缝洞孔隙度, %;
 ϕ_{mt} ——储集层裂缝系统中岩块的总孔隙度, %;
 $\bar{\phi}_s$ ——岩块系统的声波测井平均孔隙度, %;
 ϕ_s ——岩块系统的声波测井孔隙度, %;
 ϕ_t ——储集层的总孔隙度, %;

附录 B

(标准的附录)

裂缝性油气藏储集空间的类型及储集类型的划分

B1 裂缝性油气藏储集空间的类型

B1.1 储集层岩性

裂缝性油气藏储集层为碳酸盐岩、变质岩、火成岩、泥质岩及低渗透碎屑岩。

B1.2 储集空间的类型

裂缝性油气藏储集空间主要为裂缝、溶蚀孔洞和基质孔隙组成。

B1.2.1 储集空间孔、洞、缝的划分

空隙长宽之比在 1:1 至 10:1 者为孔洞, 大于 10:1 者为裂缝。空隙直径小于或等于 2mm 者为孔, 大于 2mm 者为洞。

根据孔洞及裂缝开度在碳酸盐岩、变质岩、火成岩及低渗透碎屑岩中的分布特征, 进一步划分为不同级别 (详见表 B1)。

表 B1 裂缝性油气藏储集空间孔、洞、缝分类表

孔洞级别	孔洞直径 mm	裂缝级别及裂缝开度 mm			
		碳酸盐岩	裂缝开度	非碳酸盐岩	裂缝开度
洞穴	>500	巨缝	>100	巨缝	—
孔洞	>2—500	特大缝	>10—100	特大缝	>1—10
大孔隙	>0.5—2.0	大缝	>1—10	大缝	>0.1—1.0
中孔隙	>0.25—0.50	小缝	>0.1—1.0	小缝	>0.01—0.10
小孔隙	>0.01—0.25	微缝	>0.01—0.10	微缝	>0.001—0.010
微孔隙	≤0.01	超微缝	≤0.01	超微缝	≤0.001

B1.2.2 溶蚀洞

厚层状纯碳酸盐岩储集层溶蚀孔洞一般分为洞穴 (洞径大于 500mm) 和孔洞 (洞径小于 500mm), 溶蚀孔洞空间分布主要受裂缝系统几何形状、沉积间断面及内部相对隔层的控制。

B1.2.3 裂缝

根据裂缝成因可划分为构造缝、风化缝、溶蚀扩大缝、成岩缝等。

a) 构造缝: 由构造应力作用形成, 受应力性质、岩性、区域构造作用、构造部位等因素控制。根据力学性质可划分为张性缝及剪切缝; 根据裂缝倾角大小可划分为高角度缝、低角度缝及水平缝; 根据充填程度可分为充填缝、半充填缝和张开缝。

b) 溶蚀扩大缝: 在原有裂缝的基础上, 经溶蚀扩大而形成, 具有缝壁不平整、缝宽不一致的特点。

c) 风化缝: 由表面物理风化作用形成, 裂缝一般不穿层, 缝面弯曲, 形状不规则, 多呈分枝状和网状分布。

d) 层 (理) 间缝: 由沉积和成岩作用形成。

e) 压溶缝: 在较高压力下由选择性溶解作用形成, 常被泥质、不溶残渣、有机质等充填。

B1.2.4 基质孔隙

基质孔隙包括粒间孔、生物骨架孔隙、晶间孔、角砾间孔以及它们对应的溶蚀扩大孔隙。

a) 粒间孔：为岩石颗粒、生物碎屑、鲕粒之间的空隙，受沉积环境、成岩作用和岩性的控制。孔隙的大小主要由颗粒的大小、分选、形状及基质充填物、胶结物的含量决定，孔径为数微米至数十微米。

b) 粒间溶孔：粒间空隙经溶蚀扩大形成，孔径为数微米至数百微米。

c) 粒内溶孔：藻屑、生物碎屑、鲕粒、易溶矿物等颗粒内部易溶部分被溶蚀形成孔隙，孔径为数微米至数百微米。

d) 生物格架孔隙：为生物骨架内部未被充填部分的残留孔隙，孔径为数微米。

e) 晶间孔：为矿物晶体之间的孔隙，由化学成因、交代成因及重结晶作用所形成的矿物晶体之间的孔隙，孔径为数微米至数十微米。

f) 角砾间孔：构造作用形成的角砾间孔隙，孔径为数微米至数百微米。

g) 气孔：玄武岩、安山岩等火成岩喷溢熔岩冷凝时产生的大小不一的气孔，气孔多为孤立状，只有被裂缝连通时才能成为油气储集有效空间。当被压扁的气孔被方解石、绿泥石、硅质等充填后，残留的孔隙变成杏仁状孔隙。

B1.3 不同岩石的储集空间类型

B1.3.1 碳酸盐岩的储集空间类型

碳酸盐岩油、气藏储集层包括白云岩、灰岩、泥灰岩三种类型。致密碳酸盐岩储集空间主要为构造缝、溶蚀缝、风化缝、层间缝和压溶缝，以构造缝和溶蚀扩大缝为主；鲕粒灰岩、生物碎屑灰岩以粒间孔和粒间溶孔为主，构造缝及溶蚀缝次之；礁灰岩以生物骨架孔隙和粒间孔隙为主，构造缝及溶蚀缝次之。厚层块状灰岩不规则的溶蚀孔洞及大型溶蚀缝洞很发育，结晶白云岩中晶间孔也很发育。泥灰岩中储集空间主要为构造缝。

B1.3.2 火成岩的储集空间类型

火成岩油气藏储集层岩性包括玄武岩、安山岩、流纹岩及凝灰岩等岩类，储集空间主要为构造缝、节理缝、各种溶蚀孔洞及气孔。

在火成岩储集层中的气孔只有与裂缝相连通时才能成为油气的有效储集空间。

B1.3.3 变质岩的储集空间类型

变质岩油气藏储集层岩性包括变粒岩、花岗片麻岩、混合岩、伟晶岩等岩类，主要储集空间为构造缝、风化裂缝、角砾粒间孔和各种溶蚀孔缝。

B1.3.4 泥质岩类的储集空间类型

泥质岩类油气藏储集层岩性包括（钙质）泥、页岩，储集空间主要为构造缝和层间缝。

B1.3.5 低渗透碎屑岩的储集空间类型

低渗透碎屑岩油气藏储集层岩性包括砂岩和砾岩，储集空间以基质孔隙为主，裂缝也较发育，并有少量溶蚀孔隙，为低孔、低渗或低孔、中渗裂缝—孔隙型储集层。

B2 裂缝系统与岩块系统的划分及储集层孔隙喉道的几个界限

B2.1 裂缝系统与岩块系统的划分

裂缝性油气藏储集层划分为裂缝系统和岩块系统两种孔隙介质。

B2.1.1 裂缝系统

裂缝系统定义为：在油气藏条件下开度大于 $10\mu\text{m}$ 的裂缝及与其相连通的溶蚀孔、洞所组成的孔隙网络系统。

B2.1.2 岩块系统

岩块系统定义为：被裂缝系统所切割，由开度小于或等于 $10\mu\text{m}$ 的微裂缝、超微裂缝或孔隙喉道所连通的基质孔隙所组成的孔隙网络系统。

B2.2 裂缝系统级别的划分

根据钻井、测井及岩心观察所能测量到的裂缝开度和孔洞大小级别，以裂缝开度大小及与其相联通的溶蚀孔洞大小组成的孔隙网络系统进一步把裂缝系统划分为三个级别。

B2.2.1 大型宏观裂缝网络系统

大型宏观裂缝网络系统定义为：在油气藏条件下，开度大于 100mm 的裂缝（巨缝）与其相联通的直径大于 500mm 的大型溶洞（洞穴）所组成的孔隙网络系统。

B2.2.2 中型宏观裂缝网络系统

中型宏观裂缝网络系统定义为：在油气藏条件下，开度大于 0.1~100mm 的裂缝（包括特大缝和大缝）及与其相联通的直径大于 2~500mm 的溶蚀孔洞所组成的孔隙网络系统。如果开度大于 0.1~100mm 的裂缝与直径大于 500mm 的洞穴相联通，其洞穴孔隙度归属于大型缝洞孔隙度。

B2.2.3 小型微观裂缝网络系统

小型微观裂缝网络系统定义为：在油气藏条件下，开度大于 0.01~0.1mm 的小型微观裂缝及与其相联通的直径小于或等于 2mm 的溶蚀孔隙所组成的孔隙网络系统。

B2.3 储集层孔隙喉道宽度的几个界限

B2.3.1 储集层中裂缝系统喉道宽度（裂缝开度）下限为 $10\mu\text{m}$ 。

B2.3.2 油藏储集层中岩块系统平均有效喉道宽度为 $1\sim 10\mu\text{m}$ ，宽度小于 $1\mu\text{m}$ 的喉道为无效喉道，其控制的孔隙体积为无效孔隙。

B2.3.3 气藏储集层中岩块系统平均有效喉道宽度为 $0.1\sim 10\mu\text{m}$ ，宽度小于 $0.1\mu\text{m}$ 的喉道为无效喉道，其控制的孔隙体积为无效孔隙。

气顶气储集层中岩块系统平均有效喉道宽度下限与油藏相近。

B3 裂缝性油气藏的储集类型

B3.1 裂缝发育程度的判别方法

裂缝发育程度是储集层中裂缝开度、裂缝密度及连通关系的总和。判别裂缝发育程度常用压力恢复曲线或压降曲线计算裂缝渗透率（ K_f ）与岩心渗透率（ K_c ）的比值来确定（详见表 B2），也可参考钻井放空和钻井液漏失量来判断。

表 B2 裂缝系统发育程度划分表

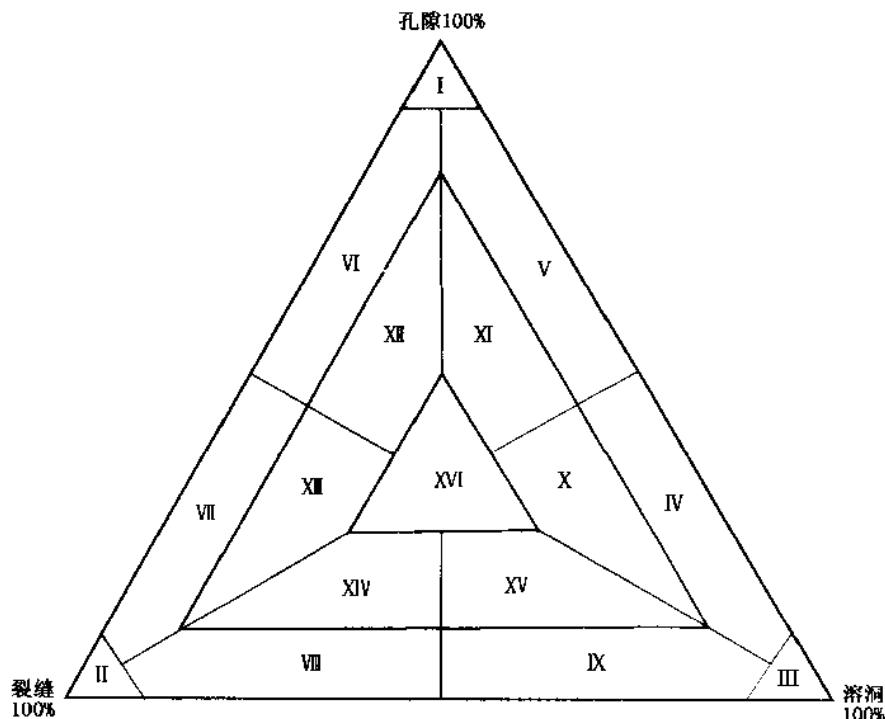
裂缝发育程度	K_f/K_c	储集类型
裂缝发育	>1000	裂缝型
裂缝较发育	$>100\sim 1000$	孔隙—裂缝型
裂缝发育差	$>10\sim 100$	裂缝—孔隙型
裂缝极不发育	≤ 10	孔隙型

B3.2 储集类型的划分

储集类型系指储集层中孔隙、孔洞、洞穴、喉道、张开裂缝等空间类型及其在储集与渗滤作用中的组合关系。不同岩性的裂缝性油气藏由不同储集空间类型组成储集层，根据缝、洞、孔（包括孔洞）在油气藏中的分布和所占相对比例关系及储集层的渗流特征来划分其储集类型，可用三角分类图表示（见图 B1）。

在裂缝性油气藏储集类型三角分类图上，三个端点孔隙、裂缝、溶洞各占 100% 位置，I，II，III 区命名为单一孔隙介质储集类型区；IV，V，VI，VII，VIII，IX 六个区为两种孔隙介质复合命名区，孔隙体积与总孔隙体积之比大于 50% 为主名，25%~50% 为辅名，辅名在前，主名在后，而第三种孔隙介质体积不足 10%，不参与定名；X，XI，XII，XIII，XIV，XV 为三种孔隙介质复合命名区，孔隙体积与总孔隙体积之比大于 50% 为主名，25%~50% 和 10%~25% 均为辅名，孔隙体积占 10%~25%

的放在名称的最前面, 25%~50%者居中, 大于50%者放在名称最后面; XVI区分布于三角形的中央部分, 各种储集空间都占有较大比例(25%~50%), 故称孔洞缝复合型储集层。



I 区—孔隙型; II 区—裂缝型; III 区—溶洞型; IV 区—孔隙—溶洞型; V 区—溶洞—孔隙型; VI 区—裂缝—孔隙型; VII 区—孔隙—裂缝型; VIII 区—溶洞—裂缝型; IX 区—裂缝—溶洞型; X 区—裂缝、孔隙—溶洞型; XI 区—裂缝、溶洞—孔隙型; XII 区—溶洞、裂缝—孔隙型; XIII 区—溶洞、孔隙—裂缝型; XIV 区—孔隙、溶洞—裂缝型; XV 区—孔隙、裂缝—溶洞型; XVI 区—复合型或似孔隙型

图 B1 裂缝性油气藏储集类型三角分类图

B3.3 主要储集类型

在储集类型三角分类图上虽然划分出 16 种储集类型, 但常见的储集类型有孔洞缝复合型(或似孔隙型)、裂缝型、裂缝—孔隙(或孔洞)型、孔隙(或孔洞)—裂缝型、裂缝—溶洞型、溶洞—裂缝型等 6 种。

B3.3.1 孔洞缝复合型(或似孔隙型)

储集层岩性主要为裂缝、溶洞、孔隙均发育的纯碳酸盐岩, 裂缝、溶洞、孔隙各占 25%~50%, 分布不均, 大小悬殊, 钻遇缝洞发育处有钻具放空、井径异常扩大和钻井液大量漏失现象。

似孔隙型储集层可视为孔洞缝复合型的特殊类型, 其储集空间表现为细小密集的裂缝及小型溶蚀孔洞, 小型缝、洞、孔三者所占比例相近。似孔隙型主要为致密碳酸盐岩及变质岩在构造应力作用下产生碎裂岩化孔隙, 并经风化溶蚀作用形成网状的细小裂缝及溶蚀孔洞, 岩石具有相对较高的孔隙度和以中低渗透为主, 其渗流特征与孔隙型储集层相似。

B3.3.2 裂缝型

储集层岩性主要为变质岩、火成岩、致密碳酸盐岩、泥质岩, 裂缝孔隙体积占总孔隙体积的 90% 以上, 溶蚀孔洞不发育。裂缝既是油、气渗流的通道, 又是储集油、气的主要空间。裂缝发育不均, 各向非均质严重, 同一油气藏内, 油气井产能相差悬殊。

B3.3.3 裂缝—孔隙(或孔洞)型

储集层岩性主要为火成岩、凝灰岩、结晶碳酸盐岩及低渗透碎屑岩, 裂缝孔隙体积占总孔隙体积

的 10%~50%，以溶蚀孔隙及基质孔隙为主（>50%）。油、气主要储集在溶蚀孔隙和基质孔隙中，裂缝主要起渗流通道作用，具有双重孔隙介质渗流特点。

B3.3.4 孔隙（或孔洞）—裂缝型

储集层岩性主要为火成岩、变质岩、结晶碳酸盐岩及低渗透碎屑岩，裂缝孔隙体积占总孔隙体积的 50% 以上，以裂缝为主要储渗空间，其渗流特征介于裂缝型与裂缝—孔隙（或孔洞）型储集层之间。

B3.3.5 裂缝—溶洞型

储集层岩性主要为纯碳酸盐岩，溶洞孔隙体积占总孔隙体积的 50% 以上，溶洞为主要储集油、气的空间，裂缝主要为渗流通道。钻遇溶洞处出现钻具放空、井径异常扩大和钻井液大量漏失现象。

B3.3.6 溶洞—裂缝型

溶洞—裂缝型与裂缝—溶洞型相似，储集层岩性为纯碳酸盐岩，溶洞及裂缝成为主要储渗空间，裂缝孔隙体积占总孔隙体积的 50% 以上。钻遇溶洞处出现钻具放空、井径异常扩大和钻井液大量漏失现象。

附录 C
(标准的附录)

拟临界压力、拟临界温度与天然气相对密度关系图

C1 拟临界压力、拟临界温度与天然气相对密度关系图见图 C1。

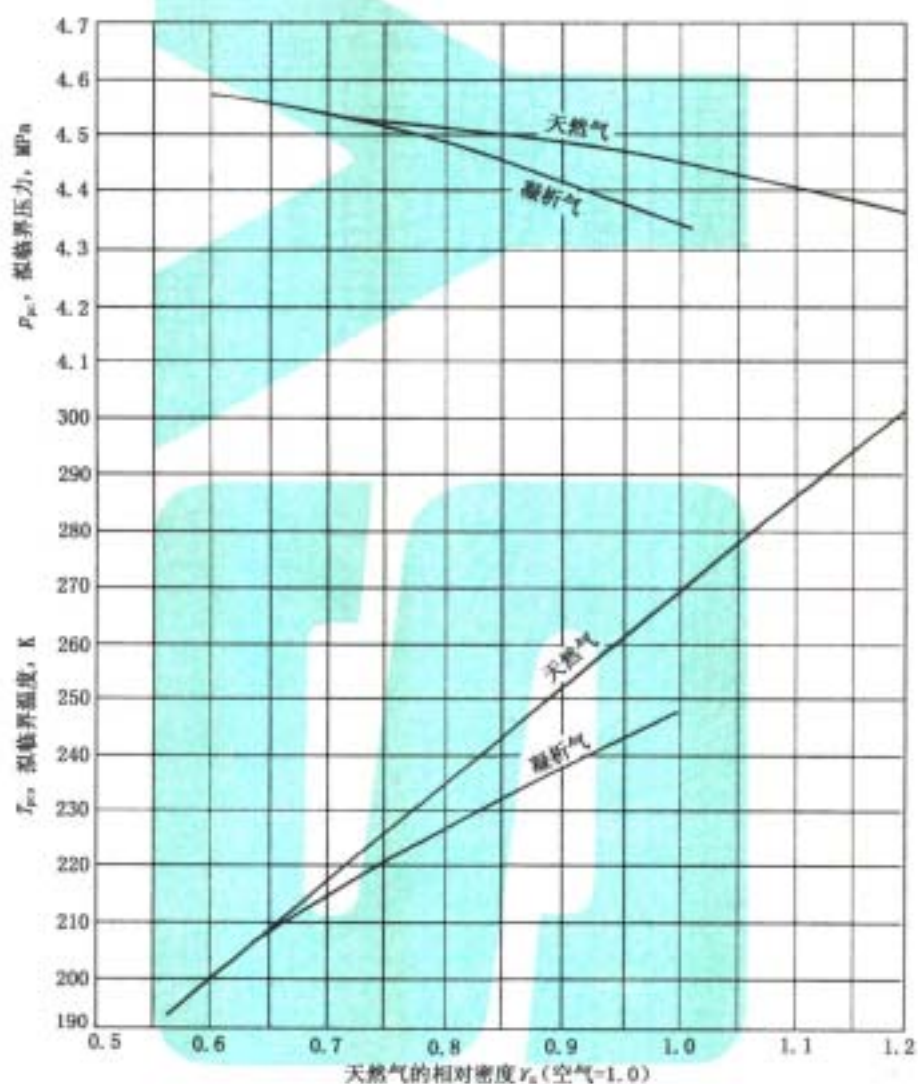


图 C1 拟临界压力、拟临界温度与天然气相对密度关系图

C2 含酸性组分天然气拟临界压力、温度校正图见图 C2。

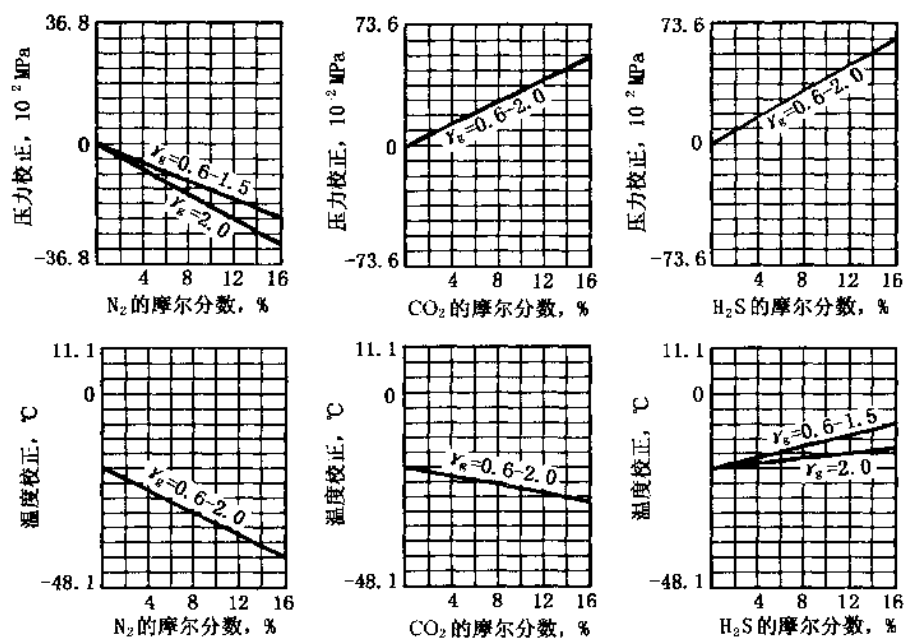


图 C2 含酸性组分天然气拟临界压力、温度校正图

附 录 D
(标准的附录)
确定天然气的偏差系数图

确定天然气的偏差系数见图 D1。

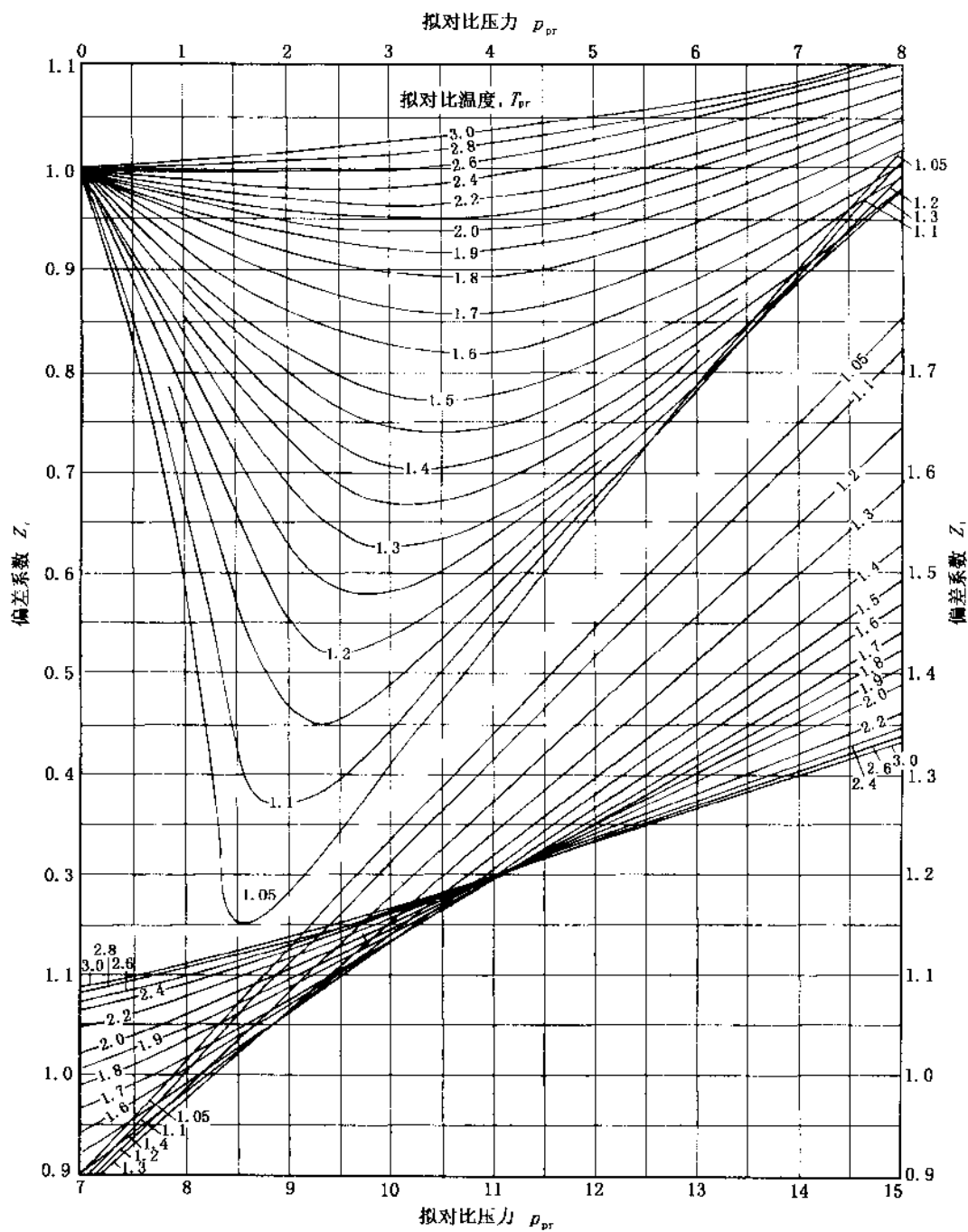


图 D1 确定天然气的偏差系数图 (引自 Standing-Katz, 1942)