

# SY

## 中华人民共和国石油天然气行业标准

本标准于 2000 年复审继续有效。

SY/ T 6101—94

---

### 凝析气藏相态特征确定技术要求

1995-01-18 发布

1995-07-01 实施

---

中国石油天然气总公司 发布

# 目 次

1 主题内容与适用范围 .....	( 1 )
2 引用标准 .....	( 1 )
3 术语 .....	( 1 )
4 相态特征确定的内容 .....	( 2 )
5 早期储层流体取样要求 .....	( 2 )
6 流体样室内实验要求 .....	( 3 )
7 相态计算研究的技术要求 .....	( 4 )
附录 A 油气藏类型判别方法(补充件) .....	( 5 )
附录 B $C_{n+}$ 重馏分的特征化处理(补充件) .....	( 21 )
附录 C 确定携带井内凝析液极限流量方法(补充件) .....	( 27 )
附录 D PVT 报告实验数据表格式(补充件) .....	( 29 )
附录 E 饱和油、气藏原始流体组成近似恢复方法(补充件) .....	( 33 )

## 凝析气藏相态特征确定技术要求

## 1 主题内容与适用范围

本标准规定了凝析气藏储层流体相态特征确定（包括流体取样、PVT 实验、组成分析及相态计算）的技术要求。

本标准适用于凝析气藏相态，特征的确定，也适用于挥发性油藏及常规油、气藏的相态特征的确定。

## 2 引用标准

SY 5154 油气藏流体取样推荐作法

SY/T 5543 凝析气藏流体取样配样和分析方法

## 3 术语

## 3.1 近临界态油藏（高挥发性油藏、高收缩性油藏）

在油藏初始条件下流体呈液态。其特点是储层温度从泡点线一侧接近储层流体的临界温度，在油藏衰竭开采时储层中原油收缩性很强。

## 3.2 近临界态凝析气藏

这是凝析油含量特别高的凝析气藏，在初始储层条件下流体呈气态。其特点是储层温度从露点线一侧接近储层流体的临界温度，在凝析气藏衰竭开采时储层中反凝析现象特别严重。

## 3.3 凝析气藏

在初始储层条件下流体呈气态。储层温度处于临界温度和最大凝析温度之间，而在凝析气藏衰竭开采时储层中存在反凝析现象，地面分离器中有凝析油析出。

## 3.4 湿气藏

在气藏衰竭开采时储层中不存在反凝析现象，储层中流体始终为气态，而地面分离器中有凝析油析出。凝析油含量一般低于  $50\text{g}/\text{m}^3$ 。

## 3.5 凝析油含量

地面油罐稳定凝析油主要是戊烷以上烃混合物（以  $C_{5+}$  表示），由此凝析油含量统一以储层凝析气组成中标准条件（ $20^\circ\text{C}$ ， $0.1013\text{MPa}$ ）下  $C_{5+}$  含量来标定，凝析油含量按式（1）计算：

$$C_{5+} = 0.4158 \times \sum_{i=1}^n Y_i \cdot M_i \quad \dots\dots\dots(1)$$

式中： $C_{5+}$ ——凝析油含量， $\text{g}/\text{m}^3$ ；

$i$ ——从  $C_5$  开始至  $C_n$  的序号（ $i=1, \dots, n$ ）；

$n$ —— $C_5$  以上烃的数目；

$Y_i$ —— $i$  烃的摩尔分数，%；

$M_i$ —— $i$  烃的摩尔质量， $\text{g}/\text{mol}$ 。

## 3.6 组成梯度现象

在同一凝析气藏中，储层凝析气中重烃组分的含量随埋藏深度而增高的现象。

#### 4 相态特征确定的内容

4.1 根据流体相态确定油、气藏类型。凡在新构造或新产层的探井测试获工业油气流后，必须根据储层原始条件下的流体相态特征确定油、气藏类型。

4.1.1 凡探井测试获工业油气流，气油比在  $450 \sim 1500 \text{m}^3/\text{m}^3$  时，必须应用相态研究方法确定储层是近临界态凝析气藏，还是近临界态油藏。

4.1.2 凡探井测试产气和凝析油，油含量低于  $50 \text{g}/\text{m}^3$  时，需应用相态确定方法区分储层是凝析气藏还是湿气气藏。

4.1.3 对于确定的凝析气藏，要在相态研究基础上确定储层凝析气贫富类别。

4.1.4 凝析气藏类型判别方法，除相态研究判别方法外，经验判别方法也可以作为油气藏类型判别综合研究手段，见附录 A（补充件）。

4.2 确定凝析气藏开发过程中的相态、各相组成和参数（密度、粘度、体积系数和偏差系数）随地层压力衰竭的变化。

4.3 确定凝析气生产中干气、乙烷、液化石油气、轻质油产品的产量及随压力衰竭的变化。

4.4 确定中等凝析油含量以上凝析气藏循环注气或注氮保持压力开采过程中的相态变化。

4.5 确定地面油气分离最佳条件，提高乙烷、液化石油气和凝析油的回收率，提高油罐油稳定效果；预测输气管道在规定的压力、温度条件下是否有凝析液析出。

4.6 测定高含酸性气（ $\text{H}_2\text{S}$ 、 $\text{CO}_2$ ）气藏流体的体积偏差系数（Z 因子）曲线，确定含硫气析出元素硫的沉积。

4.7 研究气体水化物形成条件和防止其形成的方法。

#### 5 早期储层流体取样要求

5.1 必须在勘探阶段探井获工业油气流时取得关键储层在原始状态下有代表性流体样品，获得准确可靠的流体资料。

5.2 储层流体取样部位、取样井选择、取样条件、取样方法以及设备及操作步骤等，按 SY 5154 和 SY/T 5543 执行。

5.3 鉴于凝析气藏和挥发性油藏存在组成梯度现象，对凝析气藏和挥发性油藏，应适当选择储层中不同埋藏深度进行储层流体取样。对带油环的凝析气藏或气顶油藏要取得储层凝析气和原油样品。

5.4 选择取样井，要求井身结构完善，井底放喷干净，无积液，无污物，无窜流。不能选择储层凝析气和原油同产井取样。

5.5 对井下取样得不到代表性样品的高气油比的凝析气井或油井，必须采取地面分离器取样方法，取样方法见 SY/T 5543。在早期很难有把握取得有代表性样品时，可实行井下和地面同时取样，以便进行分析对比和选择有代表性样品。

5.6 在靠近油气界面处取油样或气样时，要防止取出油和气的混合物而失去代表性。

5.7 取样井要尽可能选择高渗透井层，以减小生产压差，提高井底压力。

5.8 由于某种原因破坏了凝析气藏或油藏储层原始状态而无法取得储层原始流体样品时，应取得当前储层条件下的流体样品；或在本凝析气藏或油藏尚未破坏原始状态的区块取储层流体样品，或在邻近的、油气性质一致的、同一层位的凝析气藏或油藏中取原始储层流体样品。

5.9 严格控制既能使井下凝析液带出地面，又不使地层中发生严重反凝析现象的测点的生产压差和流量，计算方法见附录 C（补充件），确保油、气流量和气油比及压力达到稳定状态（在连续 12h 内，测试气油比变化范围不超过 2% 时，即认为稳定）；在地面要精确测量分离器中油、气产量和压力、温度数据。确保现场取样测量数据准确可靠。

5.10 气、油样在运往实验室过程中要采取严格的防振、防泄漏措施，确保油、气样的合格性。

5.11 编写现场取样报告。取样报告内容包括：

- a. 井况；
- b. 仪表设备；
- c. 流程；
- d. 取样点描述；
- e. 测试和取样记录（记录表按 SY 5154 和 SY/T 5543 的附表执行）；
- f. 现场取样质量分析说明。

## 6 流体样室内实验要求

6.1 凝析气藏和油藏必须取样做 PVT 实验。

6.2 高压物性实验室要根据现场取样报告，严格检查油、气样的合格性和符合储层流体的代表性，并严格按配样和实验规程进行操作，确保实验数据准确无误。

6.3 若实验人员发现流体样有问题，应尽快与现场取样者和有关的技术人员协商解决。不合格样不能做实验，应安排重新取样。

6.4 流体 PVT 实验内容包括：

6.4.1 做分离器的油、气样和配制的储层流体样或井下取得储层流体样的组成分析，测定  $C_{n+}$  馏分（对原油至少为  $C_{7+}$ ，对凝析气为  $C_{11+}$ ）的相对分子质量和密度。

6.4.2 对凝析气藏、湿气藏和挥发性油藏流体做恒质膨胀和等容衰竭实验。

6.4.3 对常规油藏做恒质膨胀和差异分离实验。

6.4.4 对恒质膨胀实验要求测试从略高于地层压力（在 5%~10% 范围）开始，测定流体饱和压力和分级压力的相对体积及饱和压力以下液相体积百分比。另外对凝析气要测露点压力以上分级压力的偏差系数（Z 因子），对原油则要测各分级压力下原油粘度。

6.4.5 对等容衰竭实验要求测试从露点压力开始，测定分级压力下井流物的组成及其  $C_{11+}$  馏分的相对分子质量和相对（对空气）密度、气相和双相偏差系数（Z）、累积采出体积占原始体积百分比、反凝析液占烃孔隙体积百分比以及衰竭测试中累积采出量数据表。

6.4.6 对差异分离实验要求测试从泡点压力开始，测定分级压力下的溶解气油比、气相和液相及两相体积系数、液相密度和气相相对（对空气）密度、气相偏差系数以及液相粘度。

6.4.7 对恒质膨胀、等容衰竭、差异分离实验的分级压力之间的间距不宜过大，一般在 1~3MPa 范围，根据地层压力和饱和压力高低选择。

6.4.8 对凝析气，PVT 实验数据表的格式见 SY/T 5543 的附录 C（参考件），其中凝析气的压力—体积关系数据表要增加反凝析液体积百分比这项内容，数据表格式见本标准附录 D（补充件）中表 D1。对原油，PVT 实验数据表格式见本标准附录 D（补充件）中表 D2~表 D9。

6.5 在实际需要的情况下安排专项实验，内容包括：

- a. 测定不同温度下的露点（对凝析气）或泡点（对原油）；
- b. 测定地面分离最佳条件；
- c. 测定混合物临界点；
- d. 凝析气藏循环注气或注氮气提高凝析油采收率实验；
- e. 对高含  $H_2S$ 、 $CO_2$ 、 $N_2$  等气体的气藏，测定储层流体 Z 因子曲线；对高含  $H_2S$  气藏流体测定硫元素析出的实验。

6.6 取地面油罐油样进行油组成（包括沥青和含蜡量）和族组成（饱和烃、芳香烃、环烷烃含量）分析。

## 7 相态计算研究的技术要求

7.1 对储层流体取样和实验结果进行评价, 检查分析流体样品的代表性和 PVT 实验分析数据的可靠性。

7.2 充分利用现有先进的 PVT 软件包, 确保计算结果可靠, 切合实际。

7.3 在确认流体样代表性和实验数据可靠性的基础上, 进行 PVT 实验数据拟合。

7.3.1 应用状态方程软件时, 为了求得适合于具体凝析气藏或油、气藏流体各组分或拟化组分的状态方程系数和有关参数, 必须首先拟合实验数据。拟合的实验数据包括: 流体饱和压力、恒质膨胀、等容衰竭或差异分离及取样测试时地面气油比、油罐油密度等实测参数。拟合饱和压力误差不得超过 0.1MPa。

7.3.2 在应用状态方程软件进行拟合时, 需调整某些参数拟合实验数据。不同状态方程软件包要求调整的参数不同。最常用的是调整  $C_{n+}$  馏分 (一般对凝析气为  $C_{11+}$ , 对原油为  $C_{7+}$ ) 的相对分子质量、密度、临界常数 ( $P_c$ ,  $T_c$ )、偏心因子 ( $\omega$ )、状态方程中组分的系数  $\Omega_a$ 、 $\Omega_b$  以及二元干扰系数  $K_{ij}$ 。在必要的时候可对组成进行少量调整, 通常对凝析气计算主要调  $C_{11+}$  馏分摩尔分数, 对原油调  $C_7$  的摩尔分数。

7.3.3  $C_{n+}$  馏分的延伸。由于实验报告提供的  $C_{n+}$  馏分是一个含碳数目高的各种烃的混合物。PVT 软件在运算过程中要进行劈分。根据需把  $C_{n+}$  馏分延伸为多个拟组分。

7.3.4  $C_7$  以上各组分的特性参数采用重组分特征化方法确定。计算方法见附录 B (补充件)。

7.3.5 组分的拟化。应用状态方程软件包为组分模型计算所需的高压物性和组分的各项参数时要进行拟化, 即把混合物组分按一定的原则进行合并, 通常变成 4~10 个范围内的拟组分。合并的基本原则是把轻组分 ( $c_1+N_2$ ) 分在一组, 中间组分 ( $C_2\sim C_6+CO_2$ ) 分在一组, 重组分 ( $C_7$  以上) 分在一组。中间烃组分还可分成 1~3 个拟组分, 重组分一般劈分为 2~5 个拟组分 (按 7.3.3 条进行)。针对具体问题, 可根据实际数据拟合情况和经验来确定。

7.3.6 原始油、气组成的恢复。在储层原始状态已遭到破坏而没有取得储层原始流体样的情况下, 应尽可能利用目前储层流体取样进行原始流体组成的恢复研究。饱和油、气藏原始流体近似恢复方法见附录 E (补充件)。

## 附录 A

### 油气藏类型判别方法

#### (补充件)

### A1 相态研究判别方法

#### A1.1 相图判别法

相图判别法是根据相图的形态和储层温度等温降压线所处的位置进行判别。根据各类油气藏相图特点和储层温度等温降压线位置(图 A1 至图 A8) 判别不同类型的油气藏。对凝析气藏, 若地层压力与露点接近或相等, 往往可以预测凝析气藏是否有油环存在。

对于近临界态的凝析气藏或挥发性油藏, 准确确定流体临界点是关键。目前相态软件难以计算准确, 最好采用实验方法来测定。

#### A1.2 液体体积百分数与无因次压力关系曲线判别法

各类油气藏流体相态实验所取得的液体体积百分数(相对于饱和压力点体积)与无因次压力(相对于饱和压力)的关系曲线形态和所处的位置各不相同(如图 A9 所示)。因此, 根据具体油气藏流体实验数据所绘制的这种曲线, 可以大致判别属于哪一种油气藏类型。

#### A1.3 凝析油含量与饱和压力曲线判别法

取井中产出的气和凝析油, 在实验室中以不同气油比配制样品, 分别测得各自的饱和压力, 绘制成凝析油含量与饱和压力关系曲线(如图 A10 所示)。看实际储层的凝析油含量与饱和压力点在图上的位置, 判别油气藏类型。

例图 A10 中, A 点为产层流体条件点( $t=88^{\circ}\text{C}$ ,  $p=59.2\text{MPa}$ ,  $C_{3+}$ 含量  $770\text{g}/\text{m}^3$ ), 判定为非饱和的近临界态凝析油气藏。

#### A1.4 无因次收缩率与无因次压力关系曲线判别法

图 A11 表明了黑油与挥发性原油在无因次收缩率与无因次压力关系曲线上特征。BO 是典型黑油曲线。E, F, G 是曲型挥发性原油曲线, 偏离典型黑油曲线越远, 则挥发性越强。A, C, D 曲线表明与挥发性原油收缩性相反, 它们的特点是中间烃组分含量高, 在高压下比在低压下的收缩性相对于黑油成正比地减小, 在一定低压下收缩性突然增大。

储层流体收缩性是通过 PVT 实验求得的, 无因次收缩率和无因次压力按式 (A1) 计算:

$$\begin{aligned} \text{地层条件下液体收缩率} &= \frac{V_o - V_t}{V_o} \\ &= \frac{B_o - B_t}{B_o} \end{aligned} \quad \dots\dots\dots(A1)$$

式中:  $V_o$ ——饱和压力下体积, %;

$V_t$ ——现行压力下体积, %;

$B_o$ ——饱和压力下储层原油体积系数,  $\text{m}^3/\text{m}^3$ ;

$B_t$ ——现行压力下储层原油体积系数,  $\text{m}^3/\text{m}^3$ 。

无因次收缩率 = 现行压力下收缩率 / 0.1013MPa 下收缩率

无因次压力 = 现行压力 / 饱和压力

应用具体储层原油样的 PVT 数据, 计算无因次收缩率和无因次压力, 在典型曲线图上绘出该原油的曲线。由此可以明显判别该原油属于那种类型。

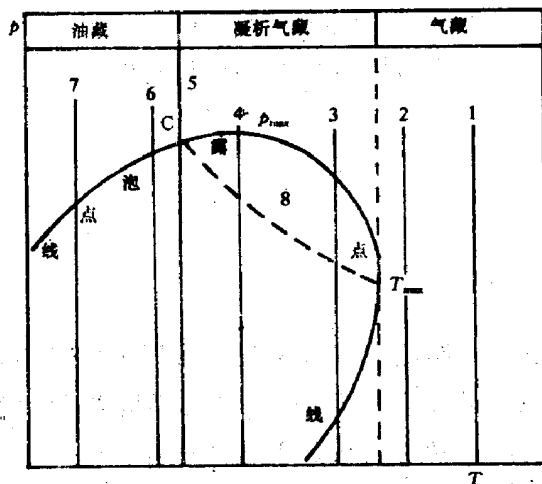


图 A1 各类油气藏在相图上的分布位置

1—干气藏；2—湿气藏；3—低含凝析油凝析气藏；4—高含凝析油凝析气藏；  
5—临界态油气藏；6—挥发性油气藏；7—黑油油藏；8—反凝析区

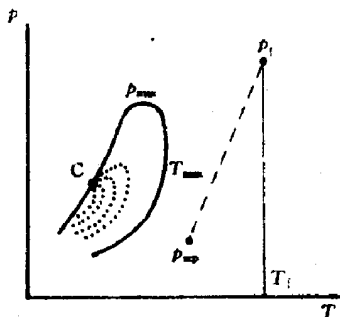


图 A2 干气藏

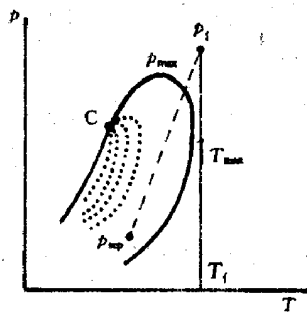


图 A3 湿气藏

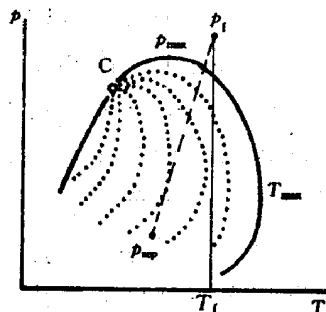


图 A4 凝析气藏

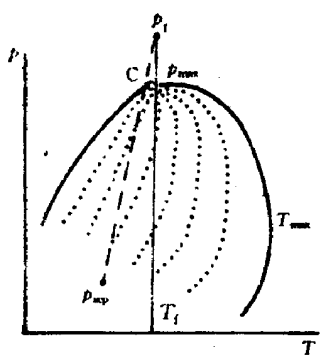


图 A5 近临界态凝析气藏

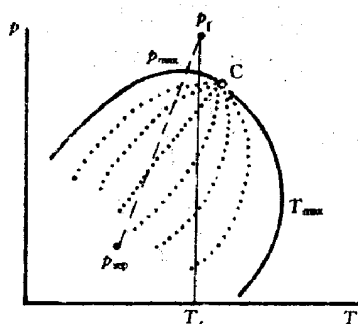


图 A6 挥发性油藏

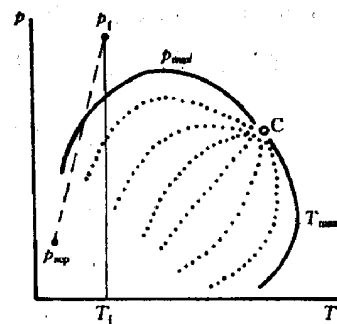


图 A7 黑油油藏

## A2 经验统计方法

经验统计法是根据现有已知的大量的油气藏地层流体组成及特征参数来寻找不同类型的规律性，利用这种规律性指导对未知油气藏类型判别。这些方法比较简便易行，要求的数据不多，工作量很少并具有一定的可靠性，可以用作判别油气藏类型的辅助方法。现有 20 种方法，其中有 8 种方法可以判别不同类型油气藏；有 9 种方法主要判别凝析气藏是否带油环；有 3 种方法是利用油组成中某些特



征参数判别是原油还是凝析油，从而可以判别储层是凝析气藏还是油藏。但经验统计方法有一定局限性，使用时应注意综合研究。

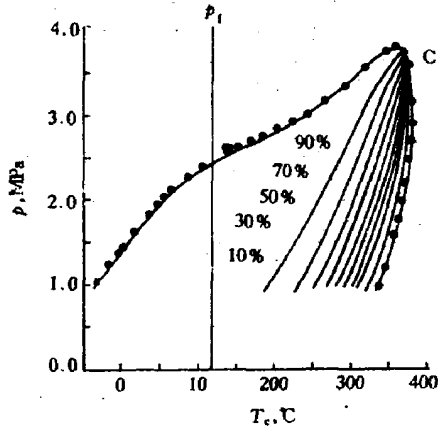


图 A8 含气低的油藏

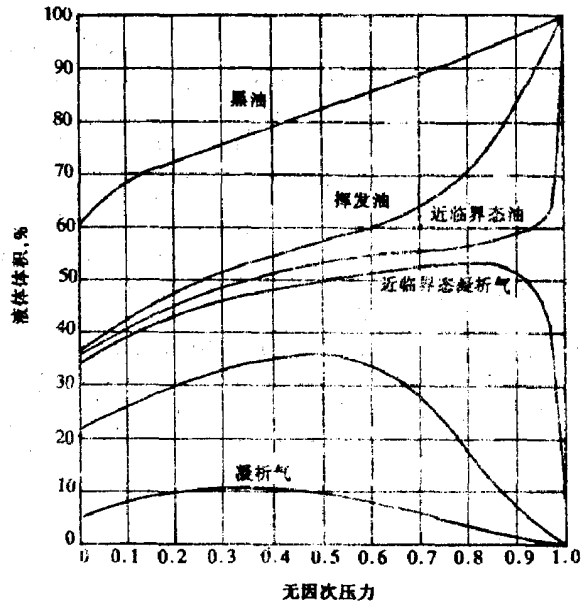


图 A9 液体体积百分数与无因次压力关系曲线

注：液体体积百分数 = 液体体积 / 饱和压力下体积；  
无因次压力 = 压力 / 饱和压力

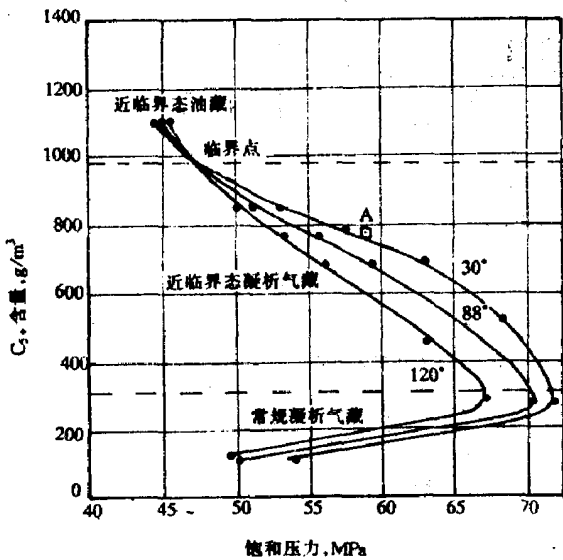


图 A10 凝析油含量与饱和压力曲线

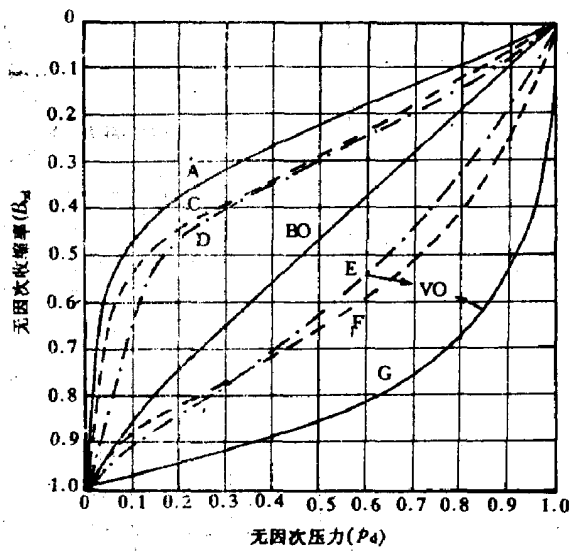


图 A11 储层原油收缩率与无因次压力关系曲线

## A2.1 判别不同类型油气藏的方法

### A2.1.1 方框图判别法

利用储层流体的天然气或凝析气或溶解气的组成分析资料，计算四个参数，即  $C_{2+}(\%)$ ， $C_2/C_3$ ， $100 \times [C_2 / (C_3 + C_4)]$ ， $100 \times (C_{2+} / C_1)$ 。

符号含意： $C_1$ ——甲烷摩尔分数； $C_2$ ——乙烷摩尔分数； $C_{2+}$ ——乙烷以上组分合计摩尔分数； $C_3$ ——丙烷摩尔分数； $C_4$ ——丁烷摩尔分数； $C_{5+}$ ——戊烷以上烃组分摩尔分数。

图 A12 所示的由四个正方形对角线串连的框图，正方形每条边分别指定为四个参数的坐标轴。

油气藏类型判别时，根据四个参数实际值，点到各坐标上，然后投影到对角线上。若四个或三个点落在一个正方形内，由这个正方形所标明的油气藏类型就是判定的类型。

四个参数对不同油气藏的大致范围见表 A1 所列数据。

表 A1 方框图判别法四个参数范围

参数名	气 藏	无油环 凝析气藏	带油环 凝析气藏	油 藏
$C_{2+}, \%$	0.1~5.0	5~15	10~30	20~70
$C_2/C_3$	4~160	2.2~6.0	1~3	0.5~1.3
$100 \times C_2 / (C_3 + C_4)$	300~10000 以上	170~400	50~200	20~100
$100 \times C_{2+} / C_1$	0.1~5.0	5.0~15	10~40	30~600

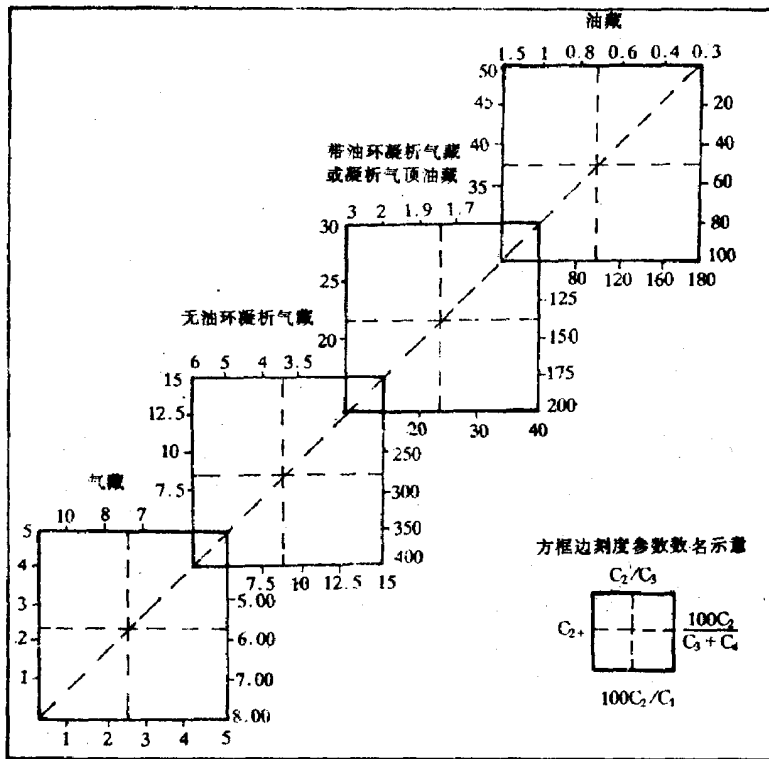


图 A12 方框图判别法

A2.1.2 用含气系数与  $C_{2+}$  含量关系判别法

图 A13 是含气系数与流体组成中  $C_{2+}$  含量关系建立的经验曲线。

含气系数 ( $K_r$ ) 定义为气态烃总和与全烃总和之比，在图上为纵坐标。横坐标分别为  $C_{2+}$  平均含量指标和  $C_2$  平均含量指标， $C_2$  经验关系式为：

$$C_2 = 0.35C_{2+} + 1.37 \dots\dots\dots(A2)$$

式中:  $C_2$ ——乙烷摩尔分数, %;

$C_{2+}$ ——乙烷以上烃组分合计摩尔分数, %。

根据一个新探区测算的含气系数和平均  $C_{2+}$  指标, 用图 A13 可以初步预测含油气盆地中以哪一类油气藏为主。对具体油气藏, 用  $C_{2+}$  或  $C_2$  平均含量即可判别其类型。

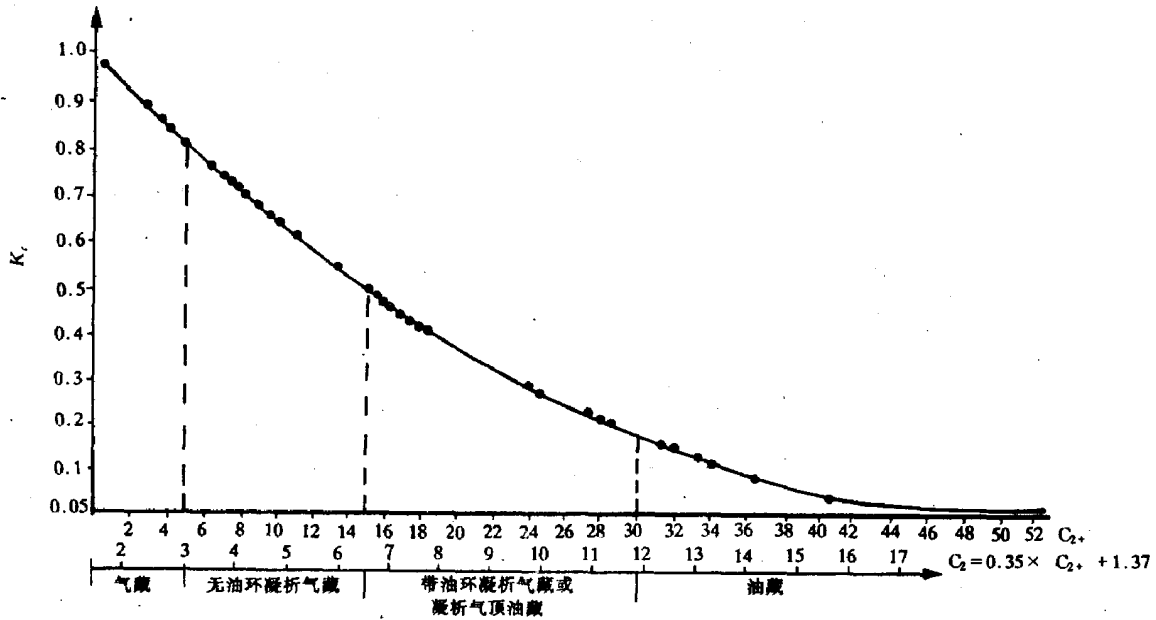


图 A13 含气系数与  $C_{2+}$  含量关系曲线

A2.1.3 地层流体密度和平均相对分子质量判别法

用地层流体密度和平均相对分子质量判断油气藏类型的标准见表 A2。

表 A2 中的平均相对分子质量由加和原则求得, 即

$$\bar{M} = \sum_{i=1}^n M_i Z_i \dots\dots\dots(A3)$$

式中:  $\bar{M}$ ——平均相对分子质量;

$M_i$ —— $i$ 组分的相对分子质量;

$Z_i$ —— $i$ 组分的摩尔分数;

$n$ ——流体混合物的组分数。

表 A2 地层流体密度和平均相对分子质量判别油气藏类型的标准

油气藏类型	地下流体密度 g / cm <sup>3</sup>	平均相对分子质量
气藏	< 0.225~0.250	< 20
凝析气藏	0.225~0.45	20~40
挥发性油藏	0.425~0.65	35~80
普通黑油油藏	0.625~0.900	75~275
重质油藏	> 0.875	> 225

地层条件下的流体密度  $\rho$  由取样测得, 若无实测资料, 可用下列经验公式计算:

当  $\bar{M} < 20$  时:

$$\rho = (\bar{M} - 16) / 13.3 \quad \dots\dots\dots(A4)$$

当  $20 < \bar{M} < 250$  时:

$$\rho = (\lg \bar{M} - 0.74) / 1.842 \quad \dots\dots\dots(A5)$$

#### A2.1.4 $\varphi_1$ 参数判别法

$$\varphi_1 = \frac{C_2}{C_3} + \frac{C_1 + C_2 + C_3 + C_4}{C_{5+}} \quad \dots\dots\dots(A6)$$

式中:  $\varphi_1$ ——油气藏判别参数;

$C_3$ ——丙烷摩尔分数, %;

$C_1$ ——甲烷摩尔分数, %;

$C_4$ ——丁烷摩尔分数, %;

$C_{5+}$ ——戊烷以上烃组分摩尔分数, %。

分类标准为:

$\varphi_1 > 450$	气藏
$80 < \varphi_1 < 450$	无油环凝析气藏
$60 < \varphi_1 < 80$	带小油环凝析气藏
$15 < \varphi_1 < 60$	带较大油环凝析气藏, $\varphi_1$ 越小油环越大
$7 < \varphi_1 < 15$	凝析气顶油藏
$2.5 < \varphi_1 < 7$	挥发性油藏 ( $3.8 < \varphi_1 < 7$ 为凝析气藏中的含油层)
$1 < \varphi_1 < 2.5$	普通黑油油藏
$\varphi_1 < 1$	高粘重质油藏

该方法根据 102 个油气藏检验, 符合率为 85%。

#### A2.1.5 根据地面生产气油比和油罐油密度判别油气藏类型

气油比, $\text{m}^3/\text{m}^3$	油罐油密度, $\text{g}/\text{cm}^3$	油气藏类型
$< 35$	$> 0.966$	重质油藏
$> 35 \sim 125$	$< 0.966 \sim 0.825$	普通黑油油藏
$> 125 \sim 350$	$< 0.825 \sim 0.802$	黑油油藏与挥发性油藏过渡带
$> 350 \sim 625$	$< 0.802 \sim 0.760$	挥发性油藏
$> 625 \sim 1425$	$> 0.760 \sim 0.802$	挥发性油藏与凝析气藏过渡带
$> 1425 \sim 12467$	$< 0.780$	凝析气藏
$> 10686$	$< 0.739$	低含凝析油凝析气藏~湿气气藏

#### A2.1.6 储层流体三元组成三角图判别法

根据油气藏的地层流体组成资料, 按三角图坐标要求: 即将  $C_1+N_2$ ,  $C_2 \sim C_6+CO_2$ ,  $C_{7+}$  的数据点在图上, 如图 A14 所示, 气藏和凝析气藏比较集中地分布在  $C_1+N_2$  顶部范围, 以  $C_{7+}$  约为 11% 划一条等值线与挥发性油藏为界; 挥发性油藏点子集中在 11% 线的左侧, 分布比凝析气藏点子稍低,

大致以  $C_{7+}$  为 32% 划等值线与黑油分界，而且  $C_2 \sim C_6 + CO_2$  含量大致在 10%~42% 范围；黑油油藏点比较分散， $C_{7+}$  含量最高可达 70% 以上。

由此，我们只需取  $C_{7+}$  参数作为油气藏判别标准就可以了，其标准如下：

$C_{7+} < 11\%$

凝析气

$11\% < C_{7+} < 32\%$ ， $C_2 \sim C_6 + CO_2 > 10\%$

挥发性油藏

$C_{7+} > 32\%$

黑油

这个界限并不十分严格，一般认为在凝析气藏和挥发性油藏之间存在临界态和近临界态类型油气藏；在挥发性油藏到黑油油藏之间也有一个过渡带。所以这两个界限是不明确的。 $C_{7+}$  值在界限附近，显然难以准确判别。

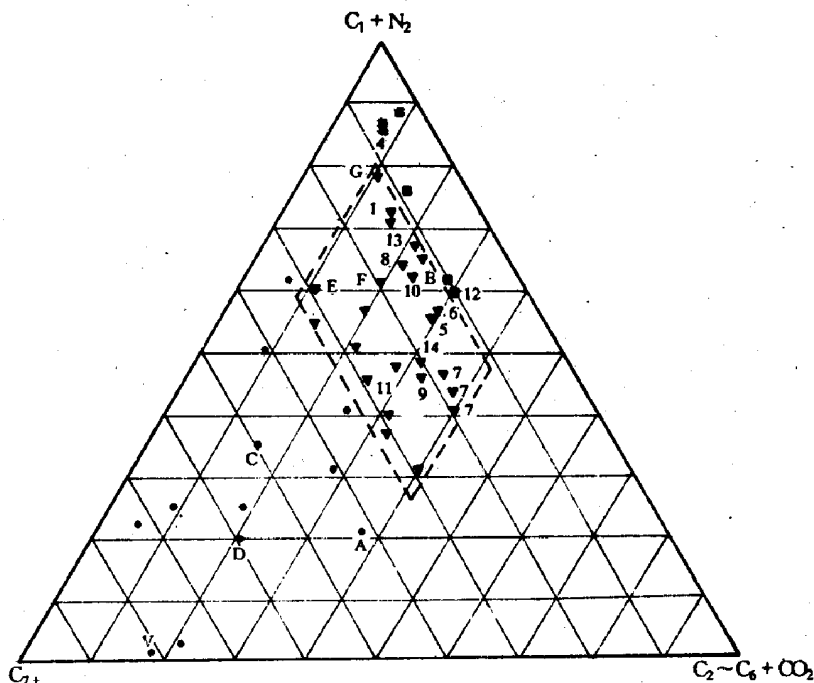


图 A14 储层流体三元组成三角图

■—凝析气藏；▼—挥发性油藏；·—黑油油藏

#### A2.1.7 用气油比和单位储层流体产油量关系判别油藏和凝析气藏

图 A15 是气油比 (GOR,  $m^3/m^3$ ) 和单位储层流体产油量实际数据绘制的曲线。图上曲线表明了油藏、挥发性油藏和凝析气藏的 GOR 和单位储层流体产油量大致在以下范围内：

GOR, $m^3/m^3$	单位储层流体产油量, $m^3/m^3$	油气藏类型
< 300	> 0.55	黑油油藏
> 300~550	< 0.55~0.35	挥发性油藏
> 550~900	< 0.35~0.28	过渡带
> 900	< 0.28	凝析气藏

#### A2.1.8 用生油岩中分散有机质吸附气的 $C_2/C_3$ 和 $iC_4/nC_4$ 值判别

用生油岩中分散有机质吸附气的  $C_2/C_3$  同丁烷的异/正构比值确定油藏、凝析气藏、生物成因气藏和高温裂解气藏。

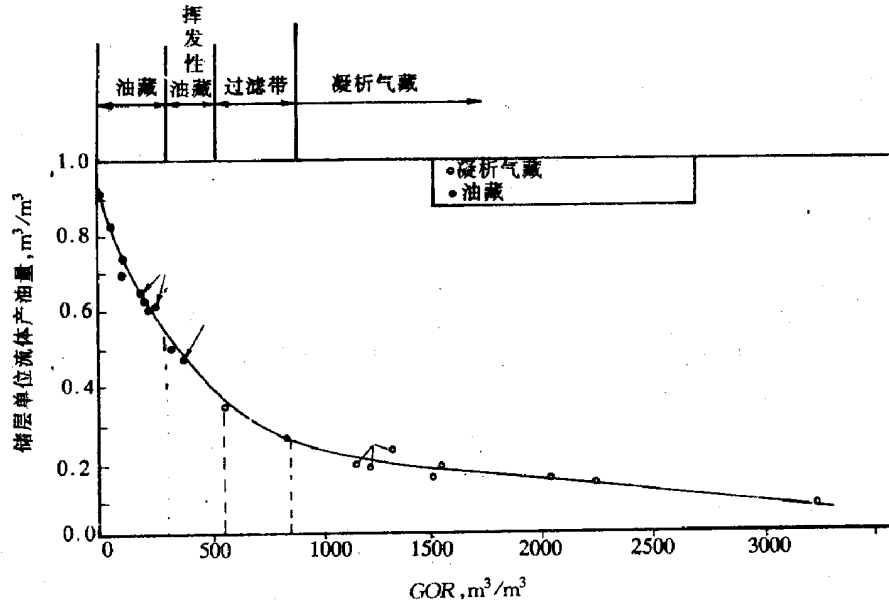
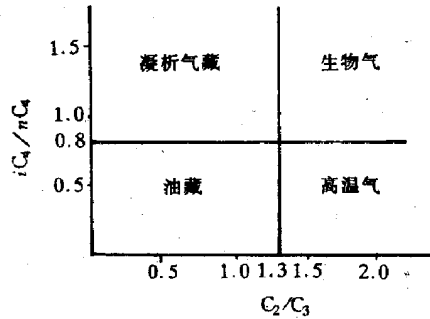


图 A15 气油比和单位储层流体产出油罐油量关系曲线

判别标准:

$iC_4/nC_4 < 0.8, C_2/C_3 < 1.3$	油藏
$iC_4/nC_4 > 0.8, C_2/C_3 < 1.3$	凝析气藏或带油环凝析气藏
$iC_4/nC_4 < 0.8, C_2/C_3 > 1.3$	高温裂解气藏
$iC_4/nC_4 > 0.8, C_2/C_3 > 1.3$	生物成因气藏

图 A16 生油岩中分散有机质吸附气的  $C_2/C_3$  和  $iC_4/nC_4$  值与油气藏类型关系

表示于图 A16 中。

## A2.2 判别凝析气藏是否带油环的方法

### A2.2.1 $C_{5+}$ 含量判别法

根据储层凝析气中  $C_{5+}$  含量的判别标准为:

$C_{5+}$ 含量 (摩尔分数) $< 1.75\%$	无油环凝析气藏
$C_{5+}$ 含量 (摩尔分数) $> 1.75\%$	带油环的凝析气藏

该方法根据 100 个凝析气藏检验, 符合率为 86%。

### A2.2.2 $C_1/C_{5+}$ 比值判别法

该方法的界限值为  $C_1/C_{5+} = 52$ 。

$C_1/C_{5+} < 52$	带油环的凝析气藏
$C_1/C_{5+} > 52$	无油环凝析气藏

根据 102 个凝析气藏检验结果, 符合率为 86%。

### A2.2.3 等级分类判别法

该方法选定下列参数为特征参数:

$$\left. \begin{aligned} F_1 &= C_1 / C_{5+} \\ F_2 &= (C_2 + C_3 + C_4) / C_{5+} \\ F_3 &= C_2 / C_3 \\ F_4 &= C_{5+} \end{aligned} \right\} \dots\dots\dots(A7)$$

每个参数按其值大小分为 6 个等级 (0~5), 等级标准列入表 A3。

表 A3 等级号

特征参数	等 级 号					
	5	4	3	2	1	0
$F_1$	0~25	>25~50	>50~75	>75~100	>100~125	>125
$F_2$	0~2	>2~4	>4~6	>6~8	>8~10	>10
$F_3$	1~2	>2~3	>3~4	>4~5	>5~6	>6
$F_4$	0.3~1.3	>1.3~2.3	>2.3~3.3	>3.3~4.3	>4.3~5.3	>5.3

具体计算时, 根据每个参数的数值, 按表中排定的等级分等, 然后以各等级号 ( $R_{xi}$ ) 之和作为判别类型的标准, 即

$$\varphi = \sum_{i=1}^n R_{xi} \dots\dots\dots(A8)$$

判别标准为:

$\varphi > 11$  带油环凝析气藏

$\varphi < 9$  无油环凝析气藏

$\varphi = 11 \sim 9$  两种类型混合带

据 102 个油气藏检验结果, 符合率为 91%。

### A2.2.4 Z 因子判别法

用  $Z_1$ ,  $Z_2$  两个参数判别油气藏类型。

$$Z_1 = \frac{0.88C_{5+} + 0.99C_1 / C_{5+} + 0.97C_2 / C_3 + 0.99F}{3.71} \dots\dots\dots(A9)$$

$$Z_2 = \frac{0.79C_{5+} + 0.98C_1 / C_{5+} + 0.95C_2 / C_3 + 0.99F}{3.71} \dots\dots\dots(A10)$$

$$F = \frac{(C_2 + C_3 + C_4)}{C_{5+}} \dots\dots\dots(A11)$$

判别标准:

$Z_1 < 17$ ,	$Z_2 < 17$	带大油环的凝析气藏或油藏
$17 < Z_1 < 21$ ,	$17 < Z_2 < 20.5$	带小油环的凝析气藏
$Z_1 > 21$ ,	$Z_2 > 20.5$	无油环凝析气藏

表示于图 A17 中。

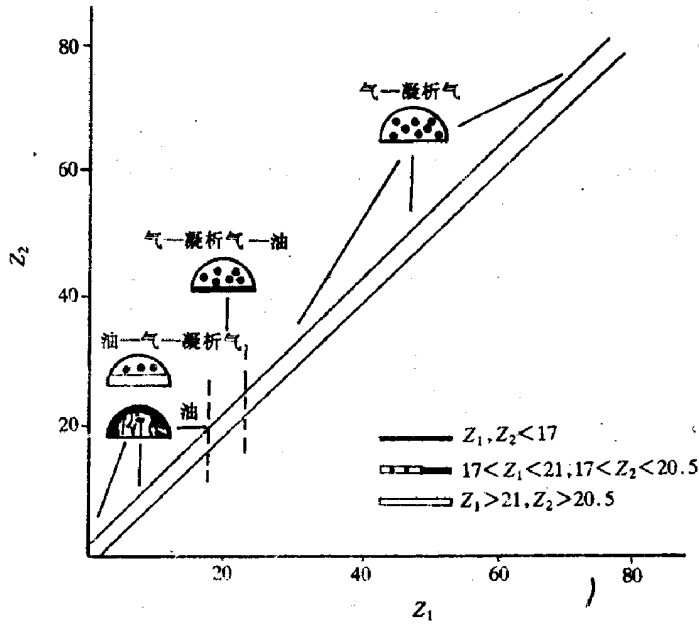


图 A17 Z 因子与油气藏类型关系

### A2.2.5 $n_r$ — $\sum n_i$ 判别法

该方法系利用井中产出流体的两个特征参数：摩尔气油比  $n_r$  和采出烃混合物组成的摩尔数之和  $\sum n_i$ 。

$$n_r = n_{r,c} / nC_{5+} \quad \dots\dots\dots(A12)$$

$$\sum n_i = n_{r,c} + n_{r,g} + nC_{5+} \quad \dots\dots\dots(A13)$$

$$n_{r,c} = V_{r,c} / 24.04 \quad \dots\dots\dots(A14)$$

$$nC_{5+} = V_{c,k} S_{c,k} / M_{c,k} \quad \dots\dots\dots(A15)$$

$$n_{r,g} = V_{r,g} / 24.04 \quad \dots\dots\dots(A16)$$

式中： $n_r$ ——摩尔气油比；

$\sum n_i$ ——采出烃混合物组成的摩尔数之和；

$n_{r,c}$ ——分离器气摩尔数，kmol；

$V_{r,c}$ ——每产  $1\text{m}^3$  稳定油罐油，分离器产出的气体体积（根据图 A18 中关系曲线， $V_{r,c}$  取现场实测稳定气油比 OGR 数据，并一律取  $V_{r,c} = 1000\text{m}^3$ ）， $\text{m}^3$ ；

$nC_{5+}$ ——油罐稳定油摩尔数，mol；

$V_{c,k}$ ——每产出  $1\text{m}^3$  分离器气，产出稳定油罐油体积（由于  $V_{r,c} = 1000\text{m}^3$ ，计算时  $V_{c,k}$  要乘以



系数 1000 / GOR), cm<sup>3</sup>;

$S_{c.k}$ ——稳定油罐油密度, g / cm<sup>3</sup>;

$M_{c.k}$ ——稳定油罐油摩尔质量, g / mol;

$n_{r.g}$ ——油罐分离出气的摩尔数, kmol;

$V_{r.g}$ ——每产 1m<sup>3</sup>稳定油罐油时油罐中分离出气体体积 (计算时  $V_{r.g}$  要乘以系数 1000 / GOR), m<sup>3</sup>;

GOR——现场实测稳定气油比 (分离器气 / 油罐油), m<sup>3</sup> / m<sup>3</sup>。

式 (A13) 的参数值是在不小于最低允许产量下和油罐油在最佳稳定条件下测得的。

对 75 个油气藏资料用计算机进行回归分析和处理取得下列相关式:

$$n_r = \frac{1.35 \sum n_i + 10.50}{\sum n_i - 41.54} \dots\dots\dots(A17)$$

该式的相关系数为 0.98, 并示于图 A18 中。

根据这个相关曲线所得的类型判别标准列入表 A4。

方法应用说明: 该方法是利用油气藏初始测试或生产时取得的稳定气油比和稳定油罐油密度及摩尔质量进行计算的。为了按图 A18 中  $n_r - \sum n_i$  相关关系曲线判别油气藏类型, 计算时需一律把  $V_{c.k}$  定为 1000m<sup>3</sup>, 然后根据现场实测气油比 (GOR) 对  $V_{c.k}$  和  $V_{r.g}$  进行折算, 即把它们乘以系数 1000 / GOR。对凝析气藏来说,  $V_{c.k}$  就是凝析油含量的概念。对地面不产油的干气藏,  $\sum n_i = 41.6$ 。

表 A4  $n_r - \sum n_i$  法判别油气藏类型标准

$\sum n_i$ kmol	$n_r$	75 个实际油气藏油气比范围 m <sup>3</sup> / m <sup>3</sup>	油气藏类型
<42	>120	<40	贫凝析气藏
42~45	—	43~320	无油环凝析气藏
>45~55	—	350~800	带油环凝析气藏
>55	—	>800	油藏 (包括气顶油藏)

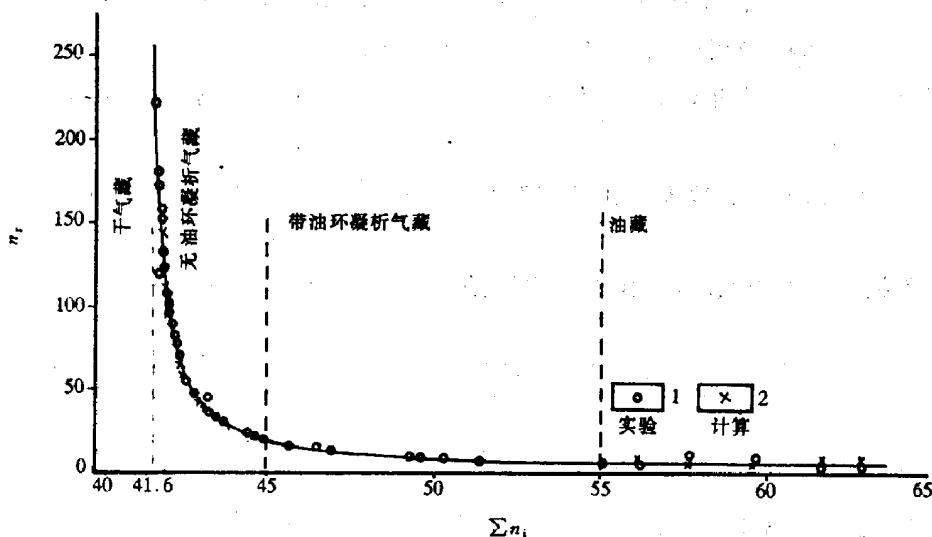


图 A18  $n_r - \sum n_i$  与各种油气藏类型关系

## A2.2.6 势函数判别法

势函数为:

$$f = \sum_{j=1}^n e^{-\alpha} \left[ \sum_{i=1}^m (X_i^H - X_{oi}^H)^2 \right] \quad \dots\dots\dots(A18)$$

式中:  $\alpha$ ——比例系数 (根据数据大小选择, 一般可选0.05);

$X_{oi}^H$ ——被选定的j号样榜油气藏的第i号规格化无量纲特征参数;

$X_i^H$ ——要判别类型的油气藏的第i号规格化无量纲特征参数;

$n$ ——被选定的样榜油气田数目;

$m$ ——判别选定的油气藏特征参数数目。

规格化无量纲特征参数  $X_{oi}^H$  和  $X_i^H$  按下式计算:

$$X_{oi}^H = \frac{X_{oi}^j - \bar{X}_i}{\sigma_i} \quad \dots\dots\dots(A19)$$

$$\bar{X}_i = \frac{\sum_{j=1}^n X_{oi}^j}{n} \quad \dots\dots\dots(A20)$$

$$\sigma_i = \sqrt{\frac{\sum_{j=1}^n (X_{oi}^j - \bar{X}_i)^2}{n-1}} \quad \dots\dots\dots(A21)$$

式中:  $X_{oi}^j$ ——各特征参数的未规格化的初始值。

$X_i^H$  值同样按式 (A19) 求得, 只需以  $X_i$  值代替  $X_{oi}^j$ ,  $\bar{X}_i$  和  $\sigma_i$  值不变。

在具体应用时, 选定的特征参数有两个:  $C_{5+}$  含量 (摩尔百分数) 和地层压力。在类型判别过程中, 选定 A、B 两类凝析气藏, A 类为带油环的凝析气藏, B 类是不带油环的凝析气藏。每类各选定四个范围适中的有代表性的样板凝析气藏, 如表 A5 所列数据。

按式 (A20)、(A21) 所计算的  $\bar{X}_i$ ,  $\sigma_i$  数据列入表 A6 中, 按式 (A19) 计算的  $X_{oi}^H$  数据列入表 A7 中。

根据被判别凝析气藏的特征参数  $C_{5+}$  和  $P_f$  数据, 同样用式 (A20)、(A21) 和 (A19) 求得  $X_i^H$  值。

若没有被判凝析气藏  $C_{5+}$  实测值时, 用被判油气藏的生产气油比, 也可由式 A22 求得  $C_{5+}$  含量:

$$C_{5+} = -0.892 + 0.172X + 0.015K_{20}^{50} \quad \dots\dots\dots(A22)$$

式中:  $X$ ——特征因子;

$K_{20}^{50}$ ——分离器压力为4.9MPa (50atm) 和温度20℃条件下的油气比, g/m<sup>3</sup>。

如果实际分离器压力为  $p$ (MPa), 温度为  $t$ (℃), 则可用式 (A23) 把油气比  $K_p^t$  换算为  $K_{20}^{50}$ 。

$$K_{20}^{50} = K \frac{t_{\max} - 20}{t_{\max} - t} - 0.6239(p - 4.9)^2 \quad \dots\dots\dots(A23)$$

式中的  $t_{\max}$  取决于油气比，表达式很复杂。但如果按下列三个分段取平均值，其计算结果的误差不超过 1%。

油气比, g/cm <sup>3</sup>	$t_{\max}$ , °C
50~100	150
>100~200	175
>200~300	200

把每类的  $X_p^H$  和  $X_{C_{5+}}^H$  值代入式 (A18) 就可求得势函数  $f(A)$  和  $f(B)$  值。

判别标准为:

$f(A) > f(B)$                       带油环凝析气藏

$f(A) < f(B)$                       无油环凝析气藏

据 59 个凝析油气藏验算，符合率达 95%。

表 A5 数据表

A 类		B 类	
地层压力, MPa	C <sub>5+</sub> 摩尔分数, %	地层压力, MPa	C <sub>5+</sub> 摩尔分数, %
37.952	12.7	12.258	1.3
40.796	14.0	23.536	0.4
31.087	7.0	14.318	0.9
34.912	6.8	28.733	1.1

表 A6 数据表

类别	$X_p$	$X_{C_{5+}}$	$\sigma_p$	$\sigma_{C_{5+}}$
A	36.187	10.120	4.163	3.762
B	19.711	0.925	7.760	0.386

表 A7 数据表

A 类		B 类	
$X_p^H$	$X_{C_{5+}}^H$	$X_p^H$	$X_{C_{5+}}^H$
0.424	0.085	-0.960	0.971
1.107	1.031	0.493	-1.360
-1.225	-0.829	-0.695	-0.065
-0.306	-0.882	1.163	0.453

## A2.2.7 芳烃含量判别法

图 A19 为小于 200℃ 馏分中的芳烃含量与凝析油含量关系，纵坐标为芳烃含量（重量百分数），横坐标表示气中的凝析油含量（ $\text{cm}^3/\text{m}^3$ ）。图中实际凝析气藏和带油环凝析气藏或凝析气顶油藏分布在一定范围，左下角有一个过渡带。把要判别的油气藏具体数据点在图上，看该点所在位置就可判别它的类型。如果处在过渡带中，则需作进一步研究。

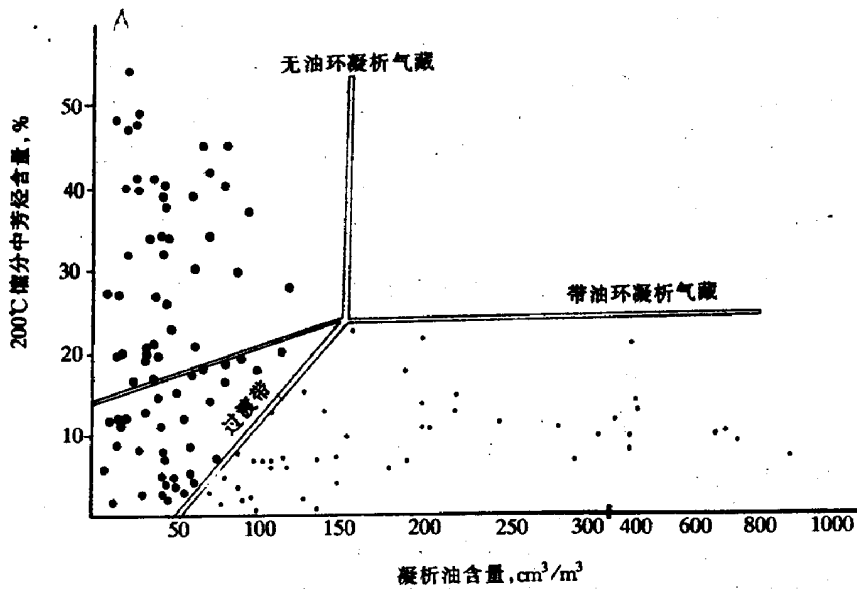


图 A19 凝析油含量和 200℃ 馏分中芳烃含量与油气藏类型关系

## A2.2.8 丁烷、戊烷正、异结构比值判别法

用丁烷、戊烷的正、异构烷烃比值判别带油环凝析气藏和无油环凝析气藏，如表 A8 所示：

表 A8 丁烷、戊烷正、异构烷烃法判别标准

烃比值	带油环 凝析气藏	无油环 凝析气藏
$iC_4/nC_4$	0.5~0.8	>0.8~1.1
$iC_5/nC_5$	0.4~1.0	>1.0~2.8

A2.2.9  $C_{5+}$ 和氮含量关系判别法

用含  $C_{5+}$ 和氮的体积百分比关系确定油藏、带油环凝析气藏和无油环凝析气藏的大致范围如下：

$C_{5+}$ , %	$N_2$ , %	油气藏类型
>1.75	>3.3	油藏和带油环凝析气藏
<1.75	<3.3	无油环凝析气藏

如图 A20 所示。

## A2.3 判别产出油是凝析油还是原油的方法

## A2.3.1 油罐油总烃组分判别法

$\sum$ 总烃 (%) / $\sum$ 胶质+沥青质 > 17	凝析油
$\sum$ 总烃 (%) / $\sum$ 胶质+沥青质 < 17	原油
$\sum$ 总烃 (100~150℃) / $\sum$ 总烃 (160~200℃) > 1.3	凝析油
$\sum$ 总烃 (100~150℃) / $\sum$ 总烃 (160~200℃) < 1.3	原油

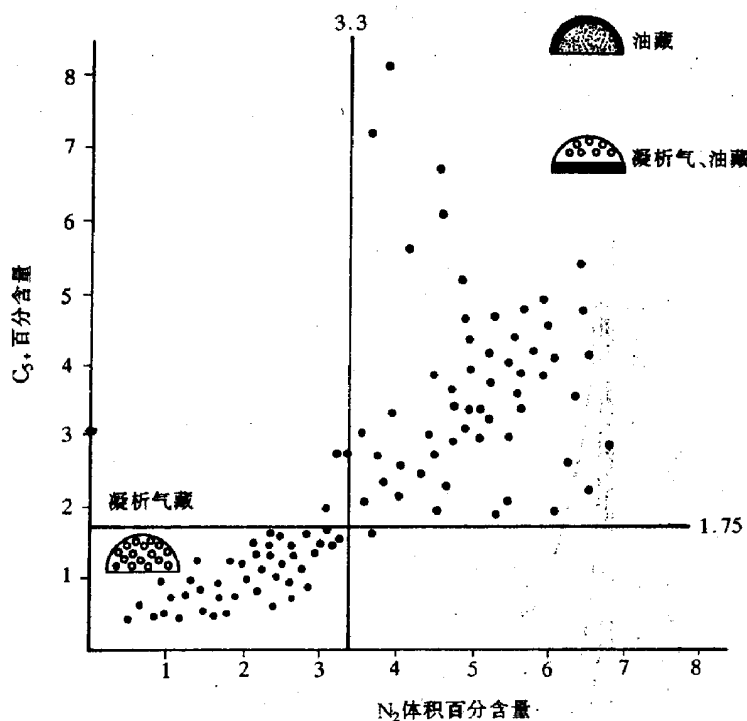


图 A20 \$C\_{5+}\$和氮含量与油气藏类型关系

A2.3.2 JI 准数判别法

$$JI = \frac{\sqrt[4]{M}}{\rho_4^{20}} \dots\dots\dots(A24)$$

式中: \$M\$——凝析油相对分子质量;  
 \$\rho\_4^{20}\$——凝析油的相对密度。

在全程沸点范围内, 凝析油的 \$JI\$ 值呈凹型曲线变化, 在 \$90\sim 140^\circ\text{C}\$ 范围内, 有一个最低值。然而, 原油的 \$JI\$ 值随馏分沸点增加呈线性上升, 详见图 A21。

因此, 该方法只需在地面取油样, 做蒸馏切割分析, 测定不同沸点温度 (\$BP\$) 下的馏分相对密度, 计算 \$JI\$ 值, 绘制 \$JI\sim BP\$ 关系曲线。由曲线形态就可判别是凝析油还是原油。

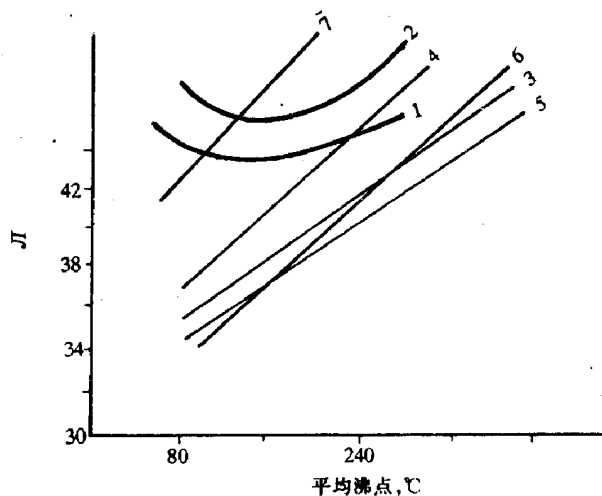


图 A21 用 \$JI\$ 准数判别凝析油和原油

1, 2—二种凝析油; 3, 4, 5, 6, 7—不同的原油

A2.3.3 用油中  $C_{14} \sim C_{30}$  正构烷含量判别凝析油和原油

原油中正构烷烃  $C_{14} \sim C_{30}$  的分布变化不大，百分含量多在 5%~10% 之间，而凝析油正构烷烃碳原子数减少，其相对百分含量急骤增大。因此，只要在地面取油样进行正构烷烃分析就可判别是凝析油还是原油，如图 A22 所示。

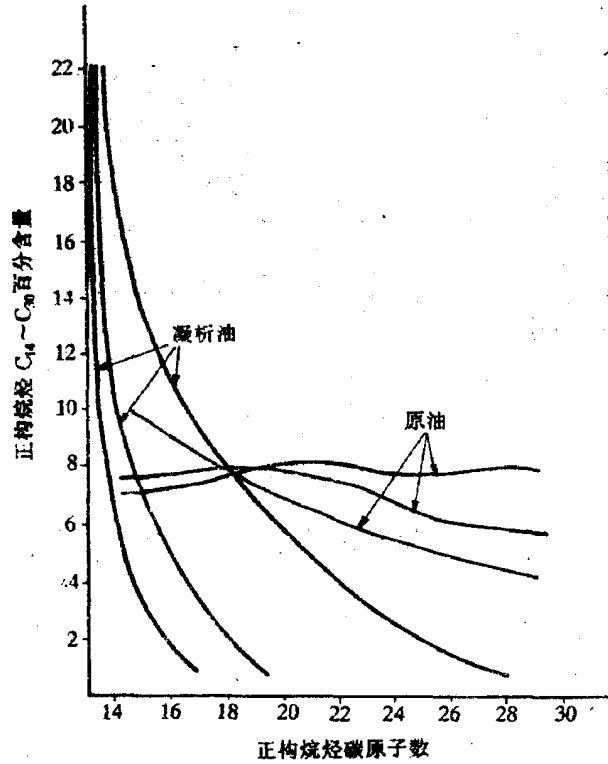


图 A22 用油中  $C_{14} \sim C_{30}$  正构烷含量判别凝析油和原油

## 附录 B

C<sub>n+</sub>重馏分的特征化处理

(补充件)

求解多组分混合体系的相平衡问题，依照流体平衡的严格热力学理论和 Gibbs 相平衡条件，各组分的含量必须是事先给定的。但事实上，对于油气烃类体系，在工程应用范围内很难做到这一点，因为结构分析表明，油气体系由多种碳氢化合物组成，其中碳数较大的碳氢化合物结构极为复杂，不仅含有直链烷烃，而且含有环烷烃、芳香烃和数目众多的各种异构体。测定组成含量的各种常规分析方法很难准确分辨这些组分并测出其含量。为能更好地运用流体热力学平衡理论求解油气体系的相平衡问题，而又不致于偏离严格热力学理论太远，采用局部拟组分近似处理方法，即 C<sub>n+</sub>重馏分，是一种变通的方法。

C<sub>n+</sub>重馏分是在油气体系中易精确测定的前  $n-1$  个组分及其组成确定之后，将不易精确测定的第  $n$  个组分以后的所有较重的烃类物质合并为一个“拟组分”，并用组成分析的归一化条件求其组成含量。

重馏分拟组分解决油气混合体系组成的确定问题。但相平衡计算还需知道 C<sub>n+</sub>重馏分的有关热力学参数，如相对分子质量、比重、正常沸点、临界压力、偏心因子、二元交互作用系数等，这些参数对油气体系相态拟合与模拟计算十分敏感，至关重要。然而由于 C<sub>n+</sub>重馏分中含有各种复杂的同系物和异构体，常规物性分析实验很难准确测定其组分构成及相应的热力学参数。因此，人们用各种手段研究能准确确定 C<sub>n+</sub>重馏分热力学参数的方法，并把它称为重馏分的特征化。

国内外这方面的研究已取得了很多成果，经过近年来的对比、筛选和应用研究，针对我国凝析气田开发实际现状和油气样品 PVT 分析水平，在相态计算软件包中常用三种重馏分特征化方法。

## B1 经验关联式法

这种方法的依据是精确测定一些有代表性物质的热力学参数，选择其中容易由常规物性分析方法准确测定的参数作为关联变量，而把通常不易测定的参数作为关联函数，运用数据拟合方法得到热力学参数之间的经验关联式，并外延到油气体系的重馏分的特性计算中。

作为关联变量的热力学参数有相对密度  $\gamma$ 、相对分子质量  $M$ 、正常沸点  $T_b$  和碳原子数  $C_n$  等。作为关联函数的则是相态计算所需的临界参数和偏心因子等。

以下选择几组经验关联式用于求解 C<sub>n+</sub>重馏分的临界参数和偏心因子。

## B1.1 Edmister 等的经验公式组合

$$\omega = \frac{3}{7} \cdot \frac{\lg(p_c / p_a)}{T_c / T_b - 1} - 1 \quad \dots\dots\dots(B1)$$

$$p_c = \frac{362}{M} \cdot \frac{\gamma}{0.8} \quad \dots\dots\dots(B2)$$

$$T_c = (353.5 + 22.35M^{0.5}) \left(\frac{\gamma}{0.8}\right)^{0.5} \quad \dots\dots\dots(B3)$$

$$T_b = (1.7227 \times 10^4 \cdot M \cdot \gamma^{0.9371})^{0.4206} \quad \dots\dots\dots(B4)$$

$$M = \frac{44.29\gamma}{1.03 - \gamma} \dots\dots\dots(B5)$$

式中:  $\omega$ ——偏心因子;

$p_c$ ——临界压力, MPa;

$p_a$ ——大气压力, MPa;

$T_c$ ——临界温度, K;

$T_b$ ——正常沸点, K;

$M$ ——相对分子质量;

$\gamma$ ——相对密度.

### B1.2 Kesler—Lee 等的经验公式组合

对  $T_{br} < 0.8$ :

$$\omega = (\ln p_{br} - 5.92714 + 6.09648 / T_{br} + 1.28862 \ln T_{br} - 0.169347 T_{br}^6) / (15.2518 - 15.6875 / T_{br} - 13.4721 \ln T_{br} + 0.43577 T_{br}^6) \dots\dots\dots(B6)$$

对  $T_{br} > 0.8$ :

$$\omega = -7.904 + 0.1352K - 0.007465K^2 + 8.359T_{br} + (1.408 - 0.01063K) / T_{br} \dots\dots\dots(B7)$$

$$T_c = 0.5556 [341.7 + 811.0\gamma + (0.4244 + 0.1174\gamma)T_b + (0.4669 - 3.2623\gamma) \times 10^5 / T_b] \dots\dots(B8)$$

$$p_c = 0.0068948 \exp [8.3634 - 0.0566 / \gamma - (0.24244 + 2.2898 / \gamma + 0.11857 / \gamma^2) \times 10^{-3} T_b + (1.4685 + 3.648 / \gamma + 0.47227 / \gamma^2) \times 10^{-7} T_b^2 - (0.42019 + 1.6977 / \gamma^2)] \times 10^{-10} T_b^3 \dots(B9)$$

$$K = \frac{(1.8T_b)^{1/3}}{\gamma} \dots\dots\dots(B10)$$

$$T_{br} = \frac{T_b}{T_c} \dots\dots\dots(B11)$$

$$p_{br} = \frac{0.101325}{p_c} \dots\dots\dots(B12)$$

$$T_b = (1.7227 \times 10^4 M \gamma^{0.9371})^{0.4206} \dots\dots\dots(B4)$$

式中:  $T_{br}$ ——对比沸点温度, K;

$p_{br}$ ——1大气压的对比压力MPa;

$K$ ——特征系数.

### B1.3 Winn 等的经验关联式组合



$$\omega = \frac{3 \lg p_c / p_a}{7 T_c / T_b - 1} - 1 \quad \dots\dots\dots(B1)$$

$$T_c = 0.5556 \exp(4.2009 T_b^{0.08615} \gamma^{0.04614}) \quad \dots\dots\dots(B13)$$

$$p_c = 6.1488 \times 10^6 T_b^{-2.3177} \gamma^{2.4853} \quad \dots\dots\dots(B14)$$

各式中的  $T_b$  也可由关联式 (B4) 求出。

#### B1.4 Watansiri—Owens—Starling 经验关联式组合

$$\begin{aligned} \ln T_c = & -4.9796 \times 10^{-8} - 9.3906 \times 10^{-4} T_b + 0.03095 \ln M + 1.11067 \ln T_b \\ & + M(0.078154 \gamma^{1/2} - 0.061061 \gamma^{1/3} - 0.016943 \gamma) \quad \dots\dots\dots(B15) \end{aligned}$$

$$\ln V_c = 73.540258 + 129.8038 \gamma + 63.1750 \gamma^2 - 13.1750 \gamma^3 + 1.10108 \ln M + 42.1958 \ln \gamma \quad \dots(B16)$$

$$\ln p_c = 1.6649411 + 0.00281415 (T_c / V_c)^{0.8} - 4.8400004 M / T_c - 0.159190 M / T_c \quad \dots\dots(B17)$$

$$\begin{aligned} \omega = & [9.2217 \times 10^{-4} T_b + 0.507288 T_b / M + 382.904 / M + 0.24199884 \times \\ & 10^{-5} (T_b / \gamma)^2 - 0.2165 \times 10^{-4} T_b M + 0.001261 \gamma M + 0.1265 \times \\ & 10^{-4} M^2 + 0.2016 \times 10^{-4} \gamma M^2 - 80.64949971 T_b^{1/3} M \\ & - 0.0037799928 T_b^{2/3} / \gamma^2] (T_b / M) \quad \dots\dots\dots(B18) \end{aligned}$$

式中:  $V_c$ ——临界摩尔体积,  $\text{m}^3 / \text{kmol}$ 。

经验关联式法用于求解  $C_{n+}$  重馏分的临界参数和偏心因子, 其特点是简便易行, 与正构烷烃相比, 求得的临界参数之间具有较好的物理一致性。所需的基本实测数据  $C_{n+}$  的相对密度和相对分子质量用常规物性分析方法能较准确测定, 其缺陷是当没有任何实测  $C_{n+}$  数据时不能使用, 此外对于精度要求较高的相态模拟计算, 经验公式的误差尚不能满足要求。

#### B2 基于连续热力学理论的等效碳数关联法

将  $C_{n+}$  重馏分的正常沸点、相对分子质量、相对密度和临界参数等热力学参数与烃类同系物相应的参数作比较, 可得到一个整数或者非整数碳原子数的“烃类同系物”与之等效。这一碳原子数即称为  $C_{n+}$  重馏分的等效碳原子数。

根据等效碳原子数概念, 先将正构烷烃同系物的热力学参数关联为其碳原子数的经验公式, 再设法求出  $C_{n+}$  重馏分的等效碳原子数, 即可获得重馏分的热力学参数。

基于这一构想, 用文献中提供的  $\omega$ ,  $p_c$ ,  $T_c$ ,  $T_b$ ,  $M$  和  $\gamma$  等数据并运用数据拟合方法分别获得了其与碳原子数  $C_n$  的经验关联式:

$$\omega = -0.03979 + 0.06214 C_n - 0.00087 C_n^2 \quad \dots\dots\dots(B19)$$

$$T_c = 162.428 + 85.652 C_n - 5.9834 C_n^2 + 0.2355 C_n^3 - 3.7498 \times 10^{-3} C_n^4 \quad \dots\dots\dots(B20)$$

$$p_c = 5.949 - 0.680C_n + 0.0372C_n^2 - 0.0000774C_n^3 \dots\dots\dots(B21)$$

$$T_b = (130.598 + 40.549C_n + 1.1449C_n^2 + 1.858 \times 10^{-2}C_n^3 - 1.2312 \times 10^{-4}C_n^4) \dots\dots(B22)$$

$$M = -4.028 + 13.997C_n \dots\dots\dots(B23)$$

$$y = 0.497 + 4.354 \times 10^{-2}C_n - 1.985 \times 10^{-3}C_n^2 + 4.3406 \times 10^{-5}C_n^3 - 3.559 \times 10^{-7}C_n^4 \dots(B24)$$

如果组分和组成分析已测得  $C_{n+}$  重馏分的平均相对分子质量或平均相对密度或平均正常沸点，即可由 (B23) 或 (B22) 或 (B24) 求出相应的等效碳原子数，然后代入式 (B19) 到 (B21) 中，就可求出  $C_{n+}$  重馏分的特征参数。

等效碳数法的特点也是比较简便，即只要求测得重馏分的相对密度或相对分子质量等参数。存在的弱点是当  $C_{n+}$  重馏分中含较多异构组分或有较大分子极性组分时，其临界参数之间的比例关系会在一定程度上偏离正构烷烃临界参数比例关系，这时等效碳数方法会产生一定的误差，不能满足精确计算的要求。

### B3 连续热力学分布函数方法

运用精密色谱分析技术测出石油馏分或油气体系中各组分组成含量的分布规律，并用数理统计方法整理成一般化的分布模型。然后推广至各种油气体系，用分布模型预测其热力学参数。

油气体系一般服从  $r$  分布

$$F(X) = \frac{(X - \eta)^{\alpha - 1} \exp[-(X - \eta) / \beta]}{\beta^\alpha \Gamma(\alpha)} \dots\dots\dots(B25)$$

式中： $X$ —— $C_{n+}$  重馏分中所含各种单碳数 (SCN) 组分或异构体的等效碳数  $C_n$  或者相对分子质量  $M$ ；

$\eta$ —— $C_{n+}$  重馏分中最小的一个单碳数组分的等效碳数或相对分子质量；

$\alpha, \beta$ ——由油气体系中重馏分组成分布特征决定的形态特征参数。

其中  $\alpha$  决定分布的类型， $\beta$  可由  $\alpha$  确定， $F(X)$  为各单碳数组分组成的概率密度分布函数。根据分布变量  $X$  取成碳原子数或相对分子质量，用分布函数确定  $C_{n+}$  重馏分的热力学参数可有两种方法，这里取相对分子质量为分布变量。

#### B3.1 分布函数中形态特征参数的确定

##### B3.1.1 $\alpha$ 的确定

很多研究结果表明，对于大多数凝析油气体系，其分布形态参数  $\alpha \rightarrow 1$ ，即服从指数分布，由式 (B25) 可得指数分布函数：

$$F(X) = \exp(-\alpha X - \beta) \dots\dots\dots(B26)$$

取  $C_{n+}$  馏分中各纯组分单碳数相对分子质量  $M$  为分布变量，则写成：

$$F(M) = \exp(-\alpha M - \beta) \dots\dots\dots(B27)$$

**B3.1.2 最小相对分子质量和  $\beta$  的确定**

最小相对分子质量一般由经验公式确定:

$$\eta = 14n - 6 \quad \dots\dots\dots(B28)$$

$\beta$  与  $\alpha$  的关系则为:

$$\beta = \frac{(M_{n+} - \eta)}{\alpha} \quad \dots\dots\dots(B29)$$

式中:  $n$ —— $C_{n+}$ 的起始碳数;

$M_{n+}$ —— $C_{n+}$ 馏分的平均相对分子质量, 通常由物性分析实验确定。

**B3.2 分布函数法重馏分特征过程**

利用分布函数确定  $C_{n+}$ 重馏分的特性, 包括三部分内容: 重馏分中各单碳数组分延伸分析、延伸组物性的关联计算和延伸组分的拟组分化处理。

**B3.2.1 重馏分的延伸分析**

根据分布函数的密度分布规律将  $C_{n+}$ 馏分中各单碳数组分从起始碳数  $n$  开始延伸到某一高碳数, 并以实测的  $C_{n+}$ 馏分平均相对分子质量  $M_{n+}$ , 平均相对密度  $\gamma_{n+}$ 及组成含量  $Z_{n+}$ 为目标函数进行拟合计算, 即可获得各延伸组分的组成含量和相对分子质量。

计算摩尔含量的公式为:

$$\frac{Z_i}{Z_{n+}} = \int_{\bar{M}_i}^{\bar{M}_{i+1}} F(M) dM \quad \dots\dots\dots(B30)$$

式中:  $i$ —— $i = n, n+1, \dots, N$ , 表示碳数, 一般最高碳数  $N$  的选取, 视精度要求而定, 通常取  $N = 45$ ;

$\bar{M}_i, \bar{M}_{i+1}$ ——分别为两个相邻单碳数组分相对分子质量  $M_i$  和  $M_{i+1}$  的算术平均值, 即  $\bar{M}_i = 1/2(M_{i+1} + M_i)$ ;

$F(M)$ ——由式 (B25) 或 (B27) 确定的概率密度分布函数。

式 (B30) 对所有延伸组分的正确解则需满足下面的目标函数:

$$\sum_{i=n}^N Z_i M_i \gamma_i - Z_{n+} M_{n+} \gamma_{n+} = 0 \quad \dots\dots\dots(B31)$$

满足式 (B31) 的解即可给出各延伸组分的组成  $Z_i/Z_{n+}$ 、相对分子质量  $M_i$  和相对密度  $\gamma_i$ , 其中  $\gamma_i$  是  $M_i$  的函数, 由 Whitson 特征常数确定:

$$K_{n+} = 4.5579 M_{n+}^{0.15178} \gamma_{n+}^{-0.8457} \quad \dots\dots\dots(B32)$$

$$\gamma_i = \left( \frac{4.5579 M_i^{0.15178}}{K_{n+}} \right)^{1.1825} \quad \dots\dots\dots(B33)$$

**B3.2.2 延伸组分特性计算**

由延伸分析给出各单碳数组分的  $M_i, \gamma_i$  后, 即可由经验关联式求出其物性, 通常采用下列一组

关联式:

$$T_{bi} = 0.5556(K_{n+} \gamma_i)^3 \quad \dots\dots\dots(B34)$$

$$T_{ci} = 19.0629T_{bi}^{0.5885} \cdot \gamma_i^{0.3596} \quad \dots\dots\dots(B35)$$

当  $T_{bi} < 475K$ :

$$p_{ci} = 5.53028 \times 10^6 T_{bi}^{-2.3125} \gamma_i^{2.3201} \quad \dots\dots\dots(B36)$$

$$p_{ci} = 1.7159 \times 10^{11} T_{bi}^{-3.8662} \gamma_i^{4.2448} \quad \dots\dots\dots(B37)$$

$$\omega_i = \frac{3}{7} \left[ \frac{\lg(p_{ci}/p_a)}{T_{ci}/p_{bi} - 1} \right] - 1 \quad \dots\dots\dots(B38)$$

$$K_{1-i} = 0.14\gamma_i - 0.0668 \quad \dots\dots\dots(B39)$$

这里  $K_{1-i}$  表示  $C_{n+}$  重馏分中各延伸组分与油气体系中甲烷的二元交互作用系数。

### B3.2.3 延伸组分的拟组分化处理

延伸组分的拟组分化处理也称重馏分的劈分。主要是根据拟组分划分理论将延伸后的各组分适当合并成几个拟组分,以便在保证相态计算精度的情况下减少相态计算的运算量。

重馏分的劈分有多种方法,劈分后形成的拟组分数也随计算精度要求而变化,一般采用 Sturge 规则,基本公式为:

$$m = \text{INT} [1 + 3.31 \lg(N - n)] \quad \dots\dots\dots(B40)$$

$$M_j = M_n \{ \exp [ \lg(M_N / M_n) / m ] \}^j \quad (j=1, \dots, m) \quad \dots\dots\dots(B41)$$

式中:  $m$ ——劈分后的拟组分数;

$\text{INT}(X)$ ——表示取整函数;

$m_j$ ——各拟组分划分的分界相对分子质量;

$m_n, m_N$ ——分别为延伸组分中最小和最大碳数组分的相对分子质量。

劈分后各组分的物性参数则可由 Kay 规则求出。

对分布函数法所获得的重馏分特征化数据精度的评价,目前尚无统一的标准。国内尚无这方面的研究成果发表,而对国外文献成果的分析及引进 PVT 相态软件的分析表明,由于各研究者采用的经验关联式不同,对同一体系所作的延伸分析结果缺乏严格的对比依据。因此,通常情况下主要通过相态计算中应用效果说明其可靠性和精度。

分布函数重馏分特征化方法由于通过目标函数式 (B31) 检验其拟合精度,因此同前两种方法一样,必须事先准确测得  $C_{n+}$  重馏分的两个基本物性参数  $m_{n+}$  和  $\gamma_{n+}$ 。在无  $m_{n+}$  和  $\gamma_{n+}$  数据情况下,难以很好的使用上述三种方法,为适应国内油气田开发的实际情况,在 PVT 相态软件包中引入了最优化拟合方法确定  $C_{n+}$  重馏分的特征参数。

附 录 C  
确定携带井内凝析液极限流量方法  
(补 充 件)

### C1 方法提要

要在地面分离器取得储层凝析气代表性样品，必须使储层凝析气在从地层至流出地面过程中所产生的凝析液全部带出地面。因此必须达到下列两点要求：

第一，当井底附近地层压力降至露点压力以下时，井底附近反凝析液必须在气液两相流条件下流入井内。这就要求测试延伸足够长的时间，使井底附近储层中反凝析液饱和度达到可流动程度，形成气液两相流，并在同一时间内流入井内的反凝析液量与储层中反凝析液量相等。

第二，井内反凝析液（包括地层流入井内的反凝析液和井内新产生的反凝析液）必须全部被气流带出地面。

为了保证气流速度能全部带出井内反凝析液，必须控制取样测点流量稍大于携带凝析液的极限流量。这个极限流量的大小主要与井底压力、温度和生油管管径有关。

### C2 计算方法

确定携带井内反凝析液的极限流量值的计算公式如下：

$$Q_{\text{lim}} = 8.64 \times 10^{-4} \frac{\rho_g}{\rho_{\text{gs}}} A \cdot V \quad \dots\dots\dots(\text{C1})$$

$$V = 0.2069 \frac{[\sigma (\rho_L - \rho_g)]^{0.25}}{\rho_g^{0.5}} \quad \dots\dots\dots(\text{C2})$$

$$\rho_g = 3.484 \frac{p \cdot \gamma_g}{Z \cdot T} \quad \dots\dots\dots(\text{C3})$$

$$\rho_{\text{gs}} = 1.205 \times 10^{-3} \gamma_g \quad \dots\dots\dots(\text{C4})$$

式中：  $Q_{\text{lim}}$ ——携带井内凝析液的极限流量，  $10^4 \text{m}^3 / \text{d}$ ；

$V$ ——井内计算点携带凝析液的极限流速，  $\text{m} / \text{s}$ ；

$p$ ——井内计算点流动压力，  $\text{MPa}$ ；

$T$ ——井内计算点流动温度，  $\text{K}$ ；

$Z$ —— $p$ 、 $T$ 条件下的气体偏差系数，量纲一的量；

$\rho_g$ —— $p$ 、 $T$ 条件下的气体密度，  $\text{g} / \text{cm}^3$ ；

$\rho_{\text{gs}}$ ——标准条件下的气体密度，  $\text{g} / \text{cm}^3$ ；

$\rho_L$ ——井内凝析液密度，  $\text{g} / \text{cm}^3$ ；

$\gamma_g$ ——计算点的气体相对密度（空气=1）；

$A$ ——采气油管截面积，  $\text{cm}^2$ ；

$\sigma$ ——井内气、液之间的界面张力，  $\text{mN} / \text{m}$ 。

在实际计算时, 对凝析油一般取  $\rho_L = 0.721\text{g}/\text{cm}^3$  和  $\sigma = 20\text{mN}/\text{m}$ ; 对水或 (凝析油+凝析水) 一般取  $\rho_L = 1.0732\text{g}/\text{cm}^3$  和  $\sigma = 60\text{mN}/\text{m}$ 。

### C3 注意事项

在实际应用式 (C1) 计算携带凝析液的极限流量时, 应同时对井口和井底两种条件计算, 进行比较, 采用较大的极限流量值。由于凝析气井初始测试取样时, 对一些计算参数难以取准, 为确保井内凝析液全部带出地面, 拟将按公式计算的极限流量乘以 1.05~1.10 系数。



一级分离器气体相对密度 (空气 = 1.0000)

一级分离器气体偏差系数 (Z)

目前地层压力和温度

MPa

℃

目前油管尺寸及深度

in

m

目前气油比

(标)  $\text{m}^3/\text{m}^3$ 

取样条件

标准压力和温度

MPa

℃

气油比

(标)  $\text{m}^3/\text{m}^3$ 

分离器压力和温度

MPa

℃

油压

MPa

套压

MPa

表 D3 样品检查

样品号	温度, ℃	打开压力, MPa	饱和压力, MPa

选做测试样号

表 D4 地层流体分析  
井流物组成

组分	分离器气 摩尔分数, %	分离器液 摩尔分数, %	油罐油 摩尔分数, %	油罐气 摩尔分数, %	井流物	
					摩尔分数, %	质量分数, %
H <sub>2</sub> S						
N <sub>2</sub>						
CO <sub>2</sub>						
C <sub>1</sub>						
C <sub>2</sub>						
C <sub>3</sub>						
iC <sub>4</sub>						
nC <sub>4</sub>						
iC <sub>5</sub>						
nC <sub>5</sub>						
C <sub>6</sub>						
C <sub>7</sub>						



续表

组分	分离器气 摩尔分数, %	分离器液 摩尔分数, %	油罐油 摩尔分数, %	油罐气 摩尔分数, %	井 流 物	
					摩尔分数, %	质量分数, %
C <sub>8</sub>						
C <sub>9</sub>						
C <sub>10</sub>						
C <sub>11</sub> <sup>+</sup>						

C<sub>11</sub><sup>+</sup> 的性质:                      密度;                      分子相对质量  
 20℃ 原油密度                      g/cm<sup>3</sup>;                      油罐气相对密度  
 油罐气/油罐油                      m<sup>3</sup>/m<sup>3</sup>;                      分离器液/油罐油                      m<sup>3</sup>/m<sup>3</sup>

表 D5 地层样品体积特征

1 饱和压力 (泡点压力) (°C)	MPa
2 饱和压力下的比容	cm <sup>3</sup> /g
3 原油溶蜡温度和析蜡温度	°C
4 饱和油的热膨胀系数	1/°C
5 饱和油的压缩系数	
从 MPa 至 MPa, 饱和油压缩系数 =	1/MPa
从 MPa 至 MPa, 饱和油压缩系数 =	1/MPa
从 MPa 至 MPa, 饱和油压缩系数 =	1/MPa

表 D6 接触脱气 (温度 °C)

地层原油体积系数	
收缩率	%
气体平均溶解系数	m <sup>3</sup> /m <sup>3</sup> /MPa
接触脱气气油比	m <sup>3</sup> /m <sup>3</sup>
地层原油粘度 ( MPa)	mPa·s
地层原油密度	g/cm <sup>3</sup>
API 重度	° API
原油平均相对分子质量	

表 D7 压力体积关系 (温度 °C)

压力, MPa	相对体积	"Y" 一函数

饱和压力 MPa

相对体积 = 指示压力下的体积 / 饱和压力下体积

表 D8 差异分离各级压力下粘度数据 (温度 °C)

压力, MPa	原油粘度, mPa·s	气体计算粘度, mPa·s	油气粘度比

表 D9 地层温度下的差异脱气试验 (温度 °C)

压力 MPa	溶解气油比 <sup>1)</sup> m <sup>3</sup> /m <sup>3</sup>	原油体 积系数 <sup>2)</sup>	双相体 积系数 <sup>3)</sup>	原油密度 g/cm <sup>3</sup>	偏差系数	气体体 积系数 <sup>4)</sup>	脱出气相对 密度

- 注: 1) 生产一立方米标准条件 (20°C、0.1013MPa) 油罐油所释放的溶解气立方米数。  
 2) 生产一立方米标准条件 (20°C、0.1013MPa) 油罐油所需指示压力和温度下地层原油立方米数。  
 3) 生产一立方米标准条件 (20°C、0.1013MPa) 油罐油所需指示压力、温度下地层 (油+气) 立方米数。  
 4) 一立方米标准气体 (20°C、0.1013MPa) 在指示压力、温度下的立方米数。

## 附录 E

### 饱和油、气藏原始流体组成近似恢复方法 (补充件)

#### E1 基本原则

恢复原始储层流体研究方法至少要知道两个关键参数，即原始储层压力和原始储层流体的饱和压力。后者由于没有取样而难以得知，只有在常规带油环（或底油）的饱和凝析气藏和带气顶的饱和油藏情况下，储层油气界面处原始流体处于油气相平衡状态，饱和压力与地层压力一致。而地层压力可由其他测压资料求得。

在靠近油气界面处井中取当前储层凝析气或油样，使油、气饱和压力恢复到等于原始地层压力，这时平衡状态下的油、气组成即为近似原始条件下油气界面处的原油和凝析气组成。

#### E2 方法简述

现有三种近似恢复储层流体组成的方法。

**E2.1** 在实验室利用目前靠近油气界面处的储层油样和气样，在 PVT 装置中，在原始地层压力和温度条件下使油气混合并达到两相平衡状态。此时可以认为气相为储层油气界面处的原始状态下的饱和凝析气，油相为原始状态下的油环油。

**E2.2** 利用目前靠近油气界面处取样所做的 PVT 实验结果数据和 PVT 软件包，在拟合数据的基础上，对凝析气用饱和压力下的油相组成，取其很小的一部分（如 0.01 摩尔分数），混合到气相组成中，计算地层温度下的饱和压力升高是否达到与原始油气界面处地层压力一致。若低于原始地层压力，则再取油相很小一部分混合到气相组成中，再计算饱和压力，如此反复，直到计算的饱和压力与原始地层压力一致时为止。此时流体组成可视为原始储层油气界面处的凝析气。为检验计算的可靠性，可反算到当前储层条件下，对比前后结果是否一致。对原油恢复的计算方法与凝析气基本相同，则是油为主体，应取气相一小部分与油相混合。

**E2.3** 若有邻近的凝析气藏或油、气藏存在，并具有下列条件：

- a. 同一层位；
- b. 同一水动力连通系统；
- c. 油气性质基本一致。

可利用这个相邻的凝析气藏或油、气藏已取得的样品，采用上述 E2.1 或 E2.2 条恢复方法，近似取得本油藏原始储层条件下的流体组成。

#### E3 注意事项

**E3.1** 本方法只适用于饱和凝析气藏和饱和油藏。

**E3.2** 应在靠近油气界面处的井中取储层油、气样。

#### 附加说明：

本标准由油气田开发专业标准化委员会提出并归口。

本标准由石油勘探开发科学研究院负责起草。

本标准起草人孙志道。