

ICS 75.060
CCS E11

团 体 标 准

T/CNPGI0017-2023

天然气中氦气资源量/储量估算 及分级分类方法

Evaluations and Hierarchical Classification Methods of Helium Resources /
Reserves in Natural Gases

2023-09-01 发布

2023-10-01 实施

中国石油和化工自动化应用协会

发 布

目 次

目次	I
前言	II
1 范围	1
2 规范性引用文件	1
3 术语和定义	1
3.1 氦气资源量	1
3.2 氦气地质储量	1
3.3 氦气技术可采储量	1
3.4 氦气经济可采储量	1
3.5 天然气采收率	1
4 氦气资源量/储量估算要求	2
4.1 氦气储量起算条件	2
4.2 氦气资源量估算要求	2
4.3 氦气储量估算要求	2
5 氦气资源量估算方法	2
5.1 体积法和容积法	2
5.2 类比法	2
5.3 放射性衰变成因法	4
6 氦气储量估算方法	5
6.1 氦气地质储量估算方法	5
6.2 氦气技术可采储量估算方法	7
6.3 氦气经济可采储量估算方法	8
7 氦气资源量/储量分级分类	8
7.1 含氦气藏(田)氦气含量分类	8
7.2 氦气储量分级分类	8
7.3 氦气资源丰度/储量丰度分级分类	9
7.4 含氦气藏(田)类型分类	9
7.5 含氦气藏(田)氦气产量分类	10
7.6 含氦气藏(田)埋藏深度分类	10
7.7 含氦气藏(田)压力系数分类	10

前 言

本文件按照GB/T 1.1—2020《标准化工作导则第1部分：标准化文件的结构和起草规则》给出的规则起草。

请注意本文件的某些内容可能涉及专利。本文件的发布机构不承担识别这些专利的责任。

本文件由中国石油和化工自动化应用协会标准化工作委员会提出并归口。

本文件起草单位：中国石油天然气股份有限公司勘探开发研究院、中国石油大学（北京）、中国石油天然气股份有限公司西南油气田分公司、中国科学院西北生态环境资源研究院、中国石油化工股份有限公司石油勘探开发研究院无锡石油地质研究所。

本文件主要起草人：王晓波、李剑、侯连华、陶士振、陈践发、国建英、吴晓智、吴义平、王建、刘成林、汪华、郑国东、陶成、崔会英、王义凤、杨春龙、罗情勇、张璐。

天然气中氦气资源量/储量估算及分级分类方法

1 范围

本文件规定了油气地质勘探领域天然气中氦气资源量/储量估算要求、估算方法及分级分类方法。

本文件适用于油气勘探领域包括碎屑岩（含致密砂岩）、碳酸盐岩、页岩、煤层、火山岩、变质岩等气藏中氦气资源量/储量估算，以及氦气资源量/储量分级分类评价。

2 规范性引用文件

下列文件中的内容通过文中的规范性引用而构成本文件必不可少的条款。其中，注日期的引用文件，仅该日期对应的版本适用于本文件；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 19492-2020 油气矿产资源储量分类

DZ/T 0217-2020 石油天然气储量估算规范

SY/T 6098-2010 天然气可采储量计算方法

3 术语和定义

下列术语和定义适用于本文件。

3.1 氦气资源量 Helium resources

待发现的未经钻井验证的，通过天然气综合地质条件、地质规律研究、地质调查和勘查工程，估算的天然气中氦气数量。

3.2 氦气地质储量 Helium reserves

在钻井发现天然气后，根据地震、钻井、录井、测井和测试等资料估算的天然气中氦气数量，包括氦气探明地质储量、氦气控制地质储量、氦气预测地质储量，三级储量勘探开发程度和认识程度由高到低。

3.3 氦气技术可采储量 Helium technical recoverable reserves

在氦气地质储量中，按现行法规政策和工艺技术条件下估算的、最终可采出的氦气数量。

3.4 氦气经济可采储量 Helium commercial recoverable reserves

在技术可采储量中，按现行市场经济条件下估算的、可商业采出的氦气数量。

3.5 天然气采收率 Gas recovery efficiency

按照目前成熟可实施的技术条件，从气藏中最终采出累积气量占地质储量的百分比。

4 氦气资源量/储量估算要求

4.1 氦气储量起算条件

国内氦气储量起算标准为气藏（田）中天然气氦含量不小于0.01%，富氦气藏（田）界定标准为气藏（田）中天然气氦含量不小于0.1%。

4.2 氦气资源量估算要求

4.2.1 氦气资源量为待发现的未经钻井验证的，通过天然气综合地质条件、地质规律研究和地质调查，估算的天然气中氦气数量。

4.2.2 氦气资源量估算可采用体积法、容积法、类比法、放射性成因法等方法，按照加权法或概率法汇总。

4.3 氦气储量估算要求

4.3.1 按照GB/T 19492-2020储量分类原则，以含氦气藏（田）为基本评价区，在给定的技术经济条件下，根据对含氦气藏（田）地质认识程度和生产能力的实际证实程度或在已有天然气储量估算成果基础上，对氦气地质储量、技术可采储量、经济可采储量进行估算。

4.3.2 氦气储量估算方法主要采用静态法（包括容积法和体积法），也可采用动态法，储量估算单元应根据气藏储集类型和圈闭类型复杂程度确定，一般为具有统一气水界面的单个含氦气藏。

5 氦气资源量估算方法

5.1 体积法和容积法

当待发现区已有天然气资源量评价结果或具有含气面积、有效厚度、有效孔隙度、含气饱和度、含水饱和度、含气量、氦气含量等氦气资源评价所需基础地质条件和关键评价参数数据，可采用体积法或容积法进行待发现区氦气资源量估算，具体方法参见氦气储量估算体积法和容积法。

5.2 类比法

5.2.1 氦气含量类比法

以类比区氦气含量为主要类比参数的氦气资源估算方法。当待评价区无实测氦气含量数据，通过选择临近具有实测氦气含量数据的相似类比区，开展待评价区与类比评价区相似性研究，得到待评价区相似系数，结合待评价区地质特征、成藏条件、含气性、含氦性等关键参数或已知天然气资源量结果，估算得到待评价区氦气资源量。

a) 常规储层评价区可利用公式（1）估算待发现区氦气资源量：

$$Q_{\text{He1}} = \sum_{i=1}^n (0.01 S_i \cdot H_i \cdot \phi \cdot S_g \cdot P \cdot T_{sc} / (P_{sc} \cdot Z \cdot T) \cdot C_{\text{He}} \cdot a_i) \dots \dots \dots (1)$$

式中： Q_{He1} —待发现常规储层评价区的氦气资源量，单位为亿立方米（ 10^8m^3 ）；

S_i —待发现常规储层评价区各子区面积，单位为平方千米（ km^2 ）；

- H_i —待发现常规储层评价区平均有效厚度，单位为米（m）；
 ϕ —待发现常规储层评价区平均有效孔隙度，单位为百分比（%）；
 S_g —待发现常规储层评价区平均含气饱和度，单位为百分比（%）；
 T —待发现常规储层评价区气层温度，单位为开尔文（K）；
 T_{sc} —地面标准温度，单位为开尔文（K）；
 P_{sc} —地面标准压力，单位为兆帕斯卡（MPa）；
 P —待发现常规储层评价区地层压力，单位为兆帕斯卡（MPa）；
 Z —气体偏差系数，无因次量；
 C_{He} —类比评价区常规储层氦气平均含量，单位为百分比（%）；
 α_i —待发现常规储层评价区的相似系数，无因次量；

相似系数 α_i 依据下式估算得到：

$$\alpha_i = \text{评价区地质类比总分} / \text{已知单元地质类比总分} \dots \dots \dots (2)$$

式中： i —评价区子区的个数（ i 块或 i 层）。

或根据待发现常规储层评价区已知天然气资源量利用公式（3）估算氦气资源量：

$$Q_{He1} = \sum_{i=1}^n (Q_{cgasi} \cdot C_{He} \cdot \alpha_i) \dots \dots \dots (3)$$

式中， Q_{He1} —待发现常规储层评价区的氦气资源量，单位为亿立方米（ 10^8m^3 ）；

Q_{cgasi} —待发现常规储层评价区已知天然气资源量，单位为亿立方米（ 10^8m^3 ）；

C_{He} —类比评价区常规储层氦气平均含量，单位为百分比（%）；

α_i —待发现常规储层评价区的相似系数，无因次量。

b) 非常规储层评价区可利用公式（4）估算待发现区氦气资源量：

$$Q_{He2} = \sum_{i=1}^n (0.01 S_i \cdot H_i \cdot \rho_y \cdot C_i \cdot C_{He} \cdot \alpha_i) \dots \dots \dots (4)$$

式中： Q_{He2} —待发现非常规储层评价区的氦气资源量，单位为亿立方米（ 10^8m^3 ）；

S_i —待发现非常规储层评价区各子区面积，单位为平方千米（ km^2 ）；

H_i —待发现非常规储层评价区平均有效厚度，单位为米（m）；

ρ_y —待发现非常规储层评价区的密度，单位为吨每立方米（ t/m^3 ）；

C_i —待发现非常规评价区储层含气量，单位为立方米每吨（ m^3/t ）；

C_{He} —类比评价区非常规储层天然气中氦气平均含量，单位为百分比（%）；

α_i —待发现非常规储层评价区相似系数，无因次量；

相似系数 α_i 式估算得到：

$$\alpha_i = \text{评价区地质类比总分} / \text{已知单元地质类比总分} \dots \dots \dots (2)$$

式中： i —评价区子区的个数（ i 块或 i 层）。

或根据待发现非常规储层评价区已知天然气资源量利用公式（5）估算氦气资源量：

$$Q_{He2} = \sum_{i=1}^n (Q_{ucgasi} \cdot C_{He} \cdot \alpha_i) \dots \dots \dots (5)$$

式中， Q_{He2} —待发现非常规储层评价区的氦气资源量，单位为亿立方米（ 10^8m^3 ）；

Q_{ucgasi} —待发现非常规储层评价区已知天然气资源量，单位为亿立方米（ 10^8m^3 ）；

C_{He} —类比评价区非常规储层天然气中氦气平均含量，单位为百分比（%）；

α_i —待发现非常规储层评价区的相似系数，无因次量。

5.2.2 氦气资源丰度类比法

以类比评价区资源丰度作为主要类比参数的氦气资源估算方法。通过对待发现评价区地质特征、成藏条件、含气性、含氦性等各项参数与类比评价区的相似性研究，选择关键参数待发现评价区相似系数、类比评价区的氦气资源（储量）丰度，根据待发现评价区有效面积，最终估算待发现评价区氦气资源量。氦气资源丰度类比法氦气资源量的估算公式为：

$$Q_{He3} = \sum_{i=1}^n (S_i \cdot F_i \cdot \alpha_i) \dots\dots\dots (6)$$

式中： Q_{He3} —待发现评价区的氦气资源量，单位为亿立方米（ $10^8 m^3$ ）；

S_i —待发现评价区各子区面积，单位为平方千米（ km^2 ）；

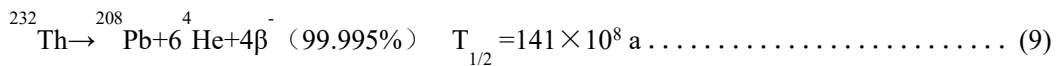
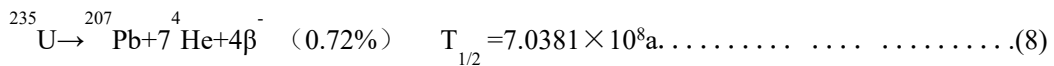
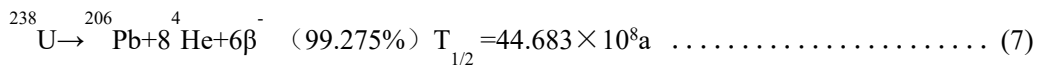
F_i —类比评价区的氦气资源（储量）丰度，单位为亿立方米每平方千米（ $10^8 m^3 / km^2$ ）；

α_i —待发现评价区的相似系数，无因次量。

5.3 放射性衰变成因法

以放射性元素衰变原理和物质平衡过程中关键参数评估氦气资源量的方法。该方法主要适用低勘探程度区氦气资源评估。放射性衰变成因法基于待评价区铀钍等放射性元素衰变特征评价，并考虑氦源-释放-运聚-成藏-封盖物质平衡过程，综合氦源岩时代、分布面积、厚度、铀钍含量、排氦系数、聚集系数等关键参数，最后评估得到待评价地区氦气资源量。

铀、钍放射性衰变方程和半衰期如下：



放射性衰变原理如下：

$$N^* = N \cdot (e^{-\lambda t}) \dots\dots\dots (10)$$

式中： N —衰变后残余原子数；

N^* —衰变原子数；

λ —衰变常数；

t —衰变时间。

根据铀、钍放射性衰变方程、放射性原理,可计算得每年每克放射元素铀钍中产生的 ${}^4\text{He}$ 产率为:

$$V_{He} = 1.207 \times 10^{-13} \cdot [U] + 2.868 \times 10^{-14} \cdot [Th] \dots\dots\dots (11)$$

式中： V_{He} —每年每克放射性元素铀钍产生的 ${}^4\text{He}$ 产率，单位为标准状况下立方米每年每克（STP $m^3 / (g \cdot y)^{-1}$ ）；

$[U]$ —铀元素含量，单位为百万分比（ 10^{-6} ）；

$[Th]$ —钍元素含量，单位为百万分比（ 10^{-6} ）。

待评价区域放射性衰变成因法氦气资源量的估算公式为：

$$Q_{\text{He4}} = \sum_{i=1}^n ((1.207 \times 10^{-13} \cdot [U]_i + 2.868 \times 10^{-14} \cdot [Th]_i) \cdot S_i \cdot H_i \cdot Y_i \cdot P_i \cdot J_i) \dots \dots (12)$$

式中： Q_{He4} —待评价区域放射性原理成因法估算氦气资源量，单位为亿立方米（ 10^8m^3 ）；

S_i —待评价区域各单元有效面积，单位为平方千米（ km^2 ）；

H_i —待评价区域各单元有效厚度，单位为米（m）；

$[U]_i$ —待评价区域各单元铀元素含量，单位为百万分比（ 10^{-6} ）；

$[Th]_i$ —待评价区域各单元钍元素含量，单位为百万分比（ 10^{-6} ）；

Y_i —待评价区域各单元氦源年龄时代，单位为年（a）；

P_i —待评价区域各单元排氦系数，无因次量；

J_i —待评价区域各单元聚集系数，无因次量；

i —评价区域各单元， i 从1到n。

6 氦气储量估算方法

6.1 氦气地质储量估算方法

6.1.1 静态法

6.1.1.1 容积法

氦气地质储量估算容积法是利用常规储层（碎屑岩、碳酸盐）和特殊储层（火山岩、变质岩）气藏（田）的储层孔隙度、含气饱和度、含气面积、有效厚度及氦气含量等静态资料和参数，计算常规储层和特殊储层气藏（田）氦气地质储量的基本方法。该方法对各种圈闭、储集类型和驱动类型的气田，在勘探开发不同阶段均可应用，但对裂缝性气藏适应性较差，计算结果的精度随勘探程度加深和资料增加而提高。利用该方法计算的氦气储量，在气藏（田）投入开发后可用动态计算方法进行氦气储量核实与验证。

氦气地质储量估算容积法计算常规储层（碎屑岩、碳酸盐）和特殊储层（火山岩、变质岩）天然气藏（田）氦气地质储量的公式（13）如下：

$$G_{\text{He1}} = 0.01A \cdot H \cdot \phi \cdot S_{gi} \cdot P_i \cdot T_{sc} / (P_{sc} \cdot Z_i \cdot T) \cdot C_{\text{He}} \dots \dots (13)$$

式中： G_{He1} —含氦气藏（田）的氦气地质储量，单位为亿立方米（ 10^8m^3 ）；

A —含气面积，单位为平方千米（ km^2 ）；

H —平均有效厚度，单位为米（m）；

ϕ —平均有效孔隙度，单位为百分比（%）；

S_{gi} —平均含气饱和度，单位为百分比（%）；

T —气层温度，单位为开尔文（K）；

T_{sc} —地面标准温度，单位为开尔文（K）；

P_{sc} —地面标准压力，单位为兆帕斯卡（MPa）；

P_i —含氦气藏（田）地层压力，单位为兆帕斯卡（MPa）；

Z_i —气体偏差系数，无因次量；

C_{He} —含氦气藏（田）天然气中氦气平均含量，%。

或根据常规储层（碎屑岩、碳酸盐）和特殊储层（火山岩、变质岩）含氦气藏（田）已有天然气地质储量和天然气中氦气平均含量，利用公式（14）直接计算常规储层和特殊储层的氦气地质储量：

$$G_{\text{He1}} = C_{\text{He}} \cdot G_{\text{cgas}} \dots \dots \dots (14)$$

式中， G_{He1} —含氦气藏（田）的氦气地质储量，单位为亿立方米（ 10^8m^3 ）；

G_{cgas} —含氦气藏（田）的天然气地质储量，单位为亿立方米（ 10^8m^3 ）；

C_{He} —含氦气藏（田）天然气中氦气平均含量，单位为百分比（%）。

6.1.1.2 体积法

氦气地质储量估算体积法是利用非常规储层（页岩和煤层）的页岩或煤层含气量、储层密度、氦气含量、含气面积、有效厚度等静态资料和参数，估算非常规页岩气藏（田）或煤层气藏中氦气地质储量的基本方法。该方法计算结果的精度随勘探程度加深和资料增加而提高。利用该方法计算的氦气地质储量，在气藏（田）投入开发后可用动态计算方法进行氦气地质储量核实与验证。

氦气地质储量估算体积法计算非常规储层（页岩和煤层）的页岩气藏（田）或煤层气藏（田）氦气地质储量的公式（15）如下：

$$G_{\text{He2}} = 0.01A \cdot H \cdot \rho \cdot Cz \cdot C_{\text{He}} \dots \dots \dots (15)$$

式中： G_{He2} —含氦气藏（田）的氦气地质储量，单位为亿立方米（ 10^8m^3 ）；

A —含气面积，单位为平方千米（ km^2 ）；

H —平均有效厚度，单位为米（ m ）；

ρ —储层的密度，单位为吨每立方米（ t/m^3 ）；

Cz —页岩或煤层的含气量，单位为吨每立方米（ t/m^3 ）；

C_{He} —含氦气藏（田）天然气中氦气平均含量，单位为百分比（%）。

或根据非常规储层（页岩和煤层）含氦气藏（田）已有的页岩气或煤层气地质储量和天然气中氦气平均含量，利用公式（16）直接计算非常规储层氦气地质储量：

$$G_{\text{He2}} = C_{\text{He}} \cdot G_{\text{uncgas}} \dots \dots \dots (16)$$

式中， G_{He2} —含氦气藏（田）的氦气地质储量，单位为亿立方米（ 10^8m^3 ）；

G_{uncgas} —含氦气藏（田）的天然气地质储量，单位为亿立方米（ 10^8m^3 ）；

C_{He} —含氦气藏（田）天然气中氦气平均含量，单位为百分比（%）。

6.1.2 动态法

6.1.2.1 直接法

采用含氦气藏（田）已有动态法天然气地质储量评价结果，结合含氦气藏（田）天然气中氦气平均含量，可直接估算得到动态法氦气地质储量。

6.1.2.2 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得累积产量即为天然气的地质储量，物质平衡法方法流程按 SY/T 6098-2010 中第 6.1 条中的规定执行，结合含氦气藏（田）天然气中氦气平均含量数据，可估算得到动态法氦气地质储量；

6.1.2.3 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，弹性二相法方法流程按 SY/T 6098-2010 中第 6.2 条中的规定执行，结合含氦气藏（田）天然气中氦气平均含量数据，可估算得到动态法单井控制氦气地质储量。

6.2 氦气技术可采储量估算方法

6.2.1 未开发状态的氦气技术可采储量估算方法

6.2.1.1 氦气技术可采储量估算公式

根据含氦气田（藏）的天然气探明地质储量和确定的天然气采收率，按照下列公式（5）可以估算氦气技术可采储量：

$$G_{\text{HeR}} = G_g \cdot E_R \cdot C_{\text{He}} \dots \dots \dots (17)$$

式中， G_{HeR} —含氦气藏（田）的氦气技术可采储量，单位为亿立方米（ 10^8m^3 ）；

G_g —含氦气藏（田）天然气探明地质储量，单位为亿立方米（ 10^8m^3 ）；

E_R —含氦气田（藏）的天然气采收率，无因次量；

C_{He} —含氦气藏（田）天然气中氦气平均含量，单位为百分比（%）。

6.2.1.2 天然气采收率确定方法

含氦气藏（田）天然气采收率可采用研究区已有研究成果确定的天然气采收率，或按 DZ/T 0217-2020 中第 7.2.2 条中的规定，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等求取。

6.2.2 已开发状态的技术可采储量估算方法

6.2.2.1 产量递减法

产量递减法是在含氦气藏（田）开发后期产量明显递减时，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，求得天然气技术可采储量，产量递减法方法流程按 DZ/T 0217-2020 中第 7.3.2 条中的规定执行，根据后期含氦气藏（田）天然气中氦气平均含量，可估算得到产量递减法氦气技术可采储量。

6.2.2.2 物质平衡法

物质平衡法是在含氦气藏（田）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，物质平衡法方法流程按 DZ/T 0217-2020 中第 7.3.3 条中的规定执行，根据后期含氦气藏（田）天然气中氦气平均含量，可估算得到物质平衡法氦气技术可采储量。

6.2.2.3 数值模拟法

数值模拟法是根据含氦气藏特征及开发概念设计等条件，建立气藏模型，并历史拟合证实模型有效后，进行模拟估算，数值模拟法方法流程按 DZ/T 0217-2020 中第 7.3.4 条中的规定执行，根据后期含氦气藏（田）天然气中氦气平均含量，可估算得到物质平衡法氦气技术可采储量。

6.2.2.4 水驱特征曲线法

水驱特征曲线法是在含氦气藏（田）开发中后期，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，水驱特征曲线法方法流程按 DZ/T 0217-2020 中第 7.3.5 条中的规定执行，根据后期含氦气藏（田）天然气中氦气平均含量，可估算得到水驱特征曲线法氦气技术可采储量。

6.2.2.5 产量不稳定分析法

产量不稳定分析方法基于经典渗流理论，通过长期跟踪气井的生产情况，分析井底流压和产量等常规生产数据，采用图版拟合方法定量获取气井渗流特征，确定储量渗透率、有效裂缝半长及泄流半径等关键参数，准确预测气井动态储量，并根据后期含氦气藏（田）天然气中氦气平均含量，估算得到产量不稳定分析法产量不稳定分析法氦气技术可采储量。

6.3 氦气经济可采储量估算方法

6.3.1 现金流量法

依据含氦气藏（田）勘探开发过程汇总发生的现金流，对经济可采储量进行估算的方法。该方法根据开发方案或概念设计预计的氦气产量及其他开发指标，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，现金流量法方法流程按 DZ/T 0217-2020 中第 8.5.2 条中的规定执行。

6.3.2 经济极限法

依据含氦气藏（田）开发过程中预测的生产经济极限，对经济可采储量进行估算的方法。该方法通过研究生产历史数据中产量与时间、含水率等变化趋势，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氦气产量即为经济可采储量，经济极限法方法流程按 DZ/T 0217-2020 中第 8.5.3 条中的规定执行。

7 氦气资源量/储量分级分类

7.1 含氦气藏（田）氦气含量分类

按表1含氦气藏（田）氦气含量高低，将含氦气藏（田）分为两大类、六小类。

表 1 含氦气藏（田）氦气含量分类

含氦气藏（田）分类		氦气含量百分比（%）	氦气含量百万分比（ 10^{-6} ）
富氦	超高含氦	≥ 10	≥ 100000
	特高含氦	1~10	10000~100000
	高含氦	0.1~1	1000~10000
贫氦	中含氦	0.05~0.1	500~1000
	低含氦	0.01~0.05	100~500
	特低含氦	< 0.01	< 100

7.2 氦气储量分级分类

按表2氦气探明地质储量、氦气技术可采储量规模大小，将含氦气藏（田）规模分为两级、五类。

表 2 氦气储量分级分类

分类	氦气探明地质储量 (10^8m^3)	氦气技术可采储量 (10^8m^3)
特大型	≥ 3	≥ 1.8
大型	0.3~3	0.18~1.8
中型	0.03~0.3	0.018~0.18
小型	0.003~0.03	0.0018~0.018
微小型	< 0.003	< 0.0018

7.3 氦气资源丰度/储量丰度分级分类

按表3氦气探明地质储量丰度、技术可采储量丰度大小，将含氦气藏（田）储量丰度分为两级、五类，按氦气资源丰度大小，将待发现评价区氦气资源丰度分为三大类、五小类。

表 3 氦气资源丰度/储量丰度分级分类

分类	氦气探明地质储量丰度 ($10^4\text{m}^3/\text{km}^2$)	氦气技术可采储量丰度 ($10^4\text{m}^3/\text{km}^2$)	氦气资源丰度 ($10^4\text{m}^3/\text{km}^2$)	
特高	≥ 1000	≥ 600	≥ 3000	I类
高	100~1000	60~600	300~3000	
中	10~100	6~60	30~300	II类
低	1~10	0.6~6	3~30	III类
特低	< 1	< 0.6	< 3	

7.4 含氦气藏（田）类型分类

按表4储层岩性划分，含氦气藏（田）可分为常规储层、非常规储层、特殊储层三大类，碎屑岩、碳酸盐岩、页岩、煤层、火山岩、变质岩六小类，按圈闭类型可分为构造、岩性、地层、裂缝四类。

表 4 含氦气藏（田）类型分类

分类		含氦气藏（田）类型
储层岩性	常规储层	碎屑岩
		碳酸盐岩
	非常规储层	页岩
		煤层
	特殊储层	火山岩
		变质岩
圈闭类型		构造
		岩性
		地层
		裂缝

7.5 含氦气藏（田）氦气产量分类

按表5含氦气藏（田）氦气平均日产量大小，将含氦气藏（田）氦气产量分为四类。

表 5 含氦气藏（田）氦气产量分类

氦气产量分类	含氦气藏（田）氦气平均日产量 (m ³ /d)
高产	≥3000
中产	300~3000
低产	30~300
特低产	<30

7.6 含氦气藏（田）埋藏深度分类

按表6含氦气藏（田）中部埋藏深度大小，将含氦气藏（田）分为五类。

表 6 含氦气藏（田）埋藏深度分类

埋藏深度分类	含氦气藏（田）中部埋藏深度(m)	
	东部地区	中西部地区
浅层	<500	
中浅层	500~2000	
中深层	2000~3500	2000~4500
深层	3500~4500	4500~6000
超深层	≥4500	≥6000

7.7 含氦气藏（田）压力系数分类

按表7含氦气藏（田）压力系数大小，将含氦气藏（田）分为四类。

表 7 含氦气藏（田）压力系数分类

分类	含氦气藏（田）压力系数
低压	<0.9
常压	0.9~1.2
高压	1.2~1.8
超高压	≥1.8