

中华人民共和国地质矿产行业标准

DZ/T XXXX—XXXX

致密油储量估算规范

Regulation of tight oil reserves estimation

(报批稿)

XXXX - XX - XX 发布

XXXX - XX - XX 实施

目 次

前言	III
1 范围	1
2 规范性引用文件	1
3 术语和定义	1
4 地质储量	1
4.1 总则	1
4.2 储量起算标准	2
4.3 各级储量勘探开发与地质认识程度要求	3
4.4 储量计算单元	3
4.5 地质储量计算方法	5
5 地质储量计算参数确定	6
5.1 含油面积	6
5.2 有效厚度	7
5.3 有效孔隙度	7
5.4 空气渗透率	7
5.5 原始含油饱和度	8
5.6 原始原油体积系数及原始溶解气油比	8
5.7 地面原油密度	8
6 技术可采储量估算	8
6.1 计算公式	8
6.2 技术采收率确定条件	8
6.3 技术采收率确定方法	8
7 经济可采储量估算	9
7.1 计算方法	9
7.2 参数取值要求	9
8 储量综合评价	9
9 报告编写	9
9.1 报告名称	9
9.2 报告编写要求	9
附 录 A（规范性附录） 油气储量估算情形	11
附 录 B（规范性附录） 致密油储量容积法估算关键图件需求	13
附 录 C（规范性附录） 致密油储量报告目录	14

前 言

本标准按照GB/T 1.1-2009《标准化工作导则 第1部分：标准的结构和编写》给出的规则起草。

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、中国石油天然气股份有限公司长庆油田分公司勘探开发研究院、中国石油化工股份有限公司。

本标准主要起草人：韩 征、李敬功、段晓文、姚涇利、周 虎、徐建华、周立明、任继红。

致密油储量估算规范

1 范围

本标准规定了致密油定义、致密油储量估算方法以及储量综合评价的要求。
本标准适用于致密油储量估算、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
DZ / T 0217 石油天然气储量估算规范
SY / T 5367 石油可采储量计算方法
SY / T 5838 陆上油气探明经济可采储量评价细则
SY / T 6580 石油天然气勘探开发常用量和单位

3 术语和定义

下列术语和定义适用于本文件。

3.1

致密油 Tight oil

夹在或紧邻优质生油层系的致密碎屑岩或碳酸盐岩等储层中，未经过长距离运移而形成的石油聚集，一般无自然产能，或自然产能低于经济油流下限，需通过大规模措施改造才能形成工业产能。致密油储层渗透率一般为地面空气渗透率小于1mD，大致相当于储层基质覆压空气渗透率小于0.1mD。储层空气渗透率采用中值法选值。

3.2

致密油层段 Tight oil intervals

烃源岩内或紧邻烃源岩的致密油储层集中发育段，以碎屑岩或碳酸盐岩储层等连续发育，呈厚层状或与泥页岩薄互层为特征。鉴于泥页岩单层厚度达到一定值时影响压裂工程技术效果，同一油层组内可根据储集层和泥页岩发育状况划分为若干致密油层段。

4 地质储量

4.1 总则

按照GB/T 19492划分的探明地质储量、控制地质储量、预测地质储量及有关规定，进行储量估算。按照DZ/T 0217，储量估算包括新增、复算、核算、标定和结算等5种情形，具体要求见附录A。

4.2 储量起算标准

储量起算的产量标准如下：

试采6个月的单井平均日产油量下限标准见表1。其中，试采6个月的单井平均日产油量下限是进行致密油储量估算应达到的最低经济条件。

表 1 致密油储量起算产量标准

油藏埋深 m	直井产油量 m ³ /d
≤500	0.3
>500~≤1000	0.5
>1000~≤2000	1.0
>2000~≤3000	3.0
>3000~≤4000	5.0
>4000	10.0

各地区及海域可根据当地价格和成本为依据，在设定的合理生产年限内，测算回收开发井投资所需的单井累计产量。也可根据本地区实际井型（直井、水平井）和生产动态特征转换成单井初期最低相对稳定日产量作为储量起算标准（公式(1)、公式(2)）。另行计算的起算标准不能低于表1的起算标准。公式中的符号名称和计量单位符合DZ / T 0217和SY/T 6580的规定。

未开发储量起算标准主要考虑开发井投资(含钻井、压裂、井口建设投资)和操作费等，已开发储量起算标准主要考虑回收操作费等。未开发储量起算标准可参考如下计算公式：

单井最低累计产量，见公式（1）

$$N_{\min} = \frac{I_d + I_f + I_c + 12 \cdot T \cdot t_m \cdot C_f}{R_o \cdot (P - T_{ax} - C_v)} \dots\dots\dots (1)$$

式中：

- N_{\min} —单井最低累计产量，单位为吨（t）；
 - I_d — 钻井投资，单位为元每井（元/井）；
 - I_f — 措施改造投资，单位为元每井（元/井）；
 - I_c — 井口建设投资，单位为元每井（元/井）；
 - T — 投资回收期，单位为年；
 - t_m — 单井月生产天数，单位为天（d）；
 - C_f — 固定成本，单位为元每天（元/d）；
 - R_o — 原油商品率，以百分数表示（%）；
 - P — 油价，单位为元每吨（元/t）；
 - T_{ax} — 税费，单位为元每吨（元/t）；
 - C_v — 可变成本，单位为元每吨（元/t）；
- 单井初期最低相对稳定日产量，见公式（2）

$$q = \frac{(1-n)D_i}{t_m [1 - (1+nD_iT)^n]} N_{\min} \dots\dots\dots (2)$$

式中：

- q —单井初期最低稳定日产量，单位为吨每天（t/d）；
- n —递减指数；

D_i —单井初始月递减率，以百分数表示（%）；

t_m —单井月生产天数，单位为天（d）；

T —投资回收期，单位为年；

N_{min} —单井最低累计产量，单位为吨（t）。

4.3 各级储量勘探开发与地质认识程度要求

4.3.1 探明地质储量要求

探明地质储量是指经评价钻探和开发先导试验区生产，证实油藏可提供开采并能获得经济效益后，估算求得的、确定性很大的地质储量，相对误差不超过±20%。探明地质储量符合GB/T 19492的规定。

探明地质储量的估算，应查明了致密油烃源岩质量与分布、储集层空间分布状况、储层特征、流体分布规律及产能等；各项计算参数及储量的可靠程度很高；钻采工艺技术已成熟；开发先导试验区已实施，油井生产规律（递减率）基本清楚，并证实了储量的商业开发价值；已有初步开发方案。综合分析评价区地质条件不差于开发先导试验区。

4.3.2 控制地质储量要求

控制地质储量是指开发先导试验井组试采证实油藏具有商业可开发性后，估算求得的、确定性较大的地质储量，相对误差不超过±50%。控制地质储量符合GB/T 19492的规定。

控制地质储量的估算，应基本查明致密油烃源岩质量与分布、储集层空间分布状况、储层特征、流体分布规律及产能；各项计算参数及储量的可靠程度较高；钻采工艺技术基本成熟；开发先导试验井组证实了储量的商业可采性；储量升级方案已落实。综合分析评价区地质条件不差于已开发试验井组。

4.3.3 预测地质储量要求

预测地质储量是指单井长周期试采且综合评价表明有进一步评价和商业开发潜力后，估算求得的、确定性相对较低的地质储量，预测地质储量符合GB/T 19492的规定。

预测地质储量的估算，应初步查明了致密油烃源岩质量与分布、储集层空间分布状况、储层特征、流体分布规律及产能；各项计算参数及储量的可靠程度较低；初步探索了钻采工艺技术；已有储量升级部署方案。综合分析评价区地质条件不差于试验井。

各级储量勘探开发及认识程度基本要求，详见表2。

4.4 储量计算单元

储量计算单元（简称计算单元）是计算各级储量的基本单元。

储量计算单元以致密油层段为基本单元。致密油层段划分还应与措施改造技术波及的范围相匹配，措施改造波及不到的零散油层不能计算储量。

计算单元划分原则：

- a) 平面上，在致密油有效储层发育范围内结合矿权证范围、省界、生态保护区等禁止勘查开采区等边界，根据钻井控制程度、储层分布状况和各级储量界定条件分井区确定；
- b) 含油面积跨2个及以上的矿业权证或省份（海域）的，应分开划计算单元；
- c) 含油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；
- d) 纵向上，按致密油层段划分，各单元纵向厚度应不超过实际工程压裂波及的最大厚度；一般不超过100m。

表 2 各级储量勘探开发及认识程度基本要求

储量类型	探明	控制	预测	
勘探开发程度	地震	已实施二维地震或三维地震，满足构造解释、储集层及烃源岩空间分布预测需求		
	钻井与取心	1. 已完成评价井和开发先导试验区钻探，控制了油层空间分布 2. 已有开发先导试验区 3. 致密油层段岩心剖面，能准确反映主要油层平面变化情况，岩心收获率满足测井资料标定需求 4. 已取得合格的代表性油基泥浆或密闭取心资料	1. 现有钻井基本控制了油层空间分布状况，已有代表性的开发先导试验井组 2. 致密油层段岩心剖面，能反映主要油层平面变化情况，岩心收获率满足测井资料标定基本需求 3. 已取得合格的油基泥浆或密闭取心资料。	1. 已有基本控制致密油范围的直井和通过技术措施证实了升级潜力的水平井 2. 致密油层段取得了完整的岩心剖面
	测井	1. 直井取准高精度常规测井资料；水平井取高精度常规和阵列声波测井资料；关键井应用了适合本地区致密油的测井系列(如常规、核磁共振、阵列声波、电成像等)，满足“七性”评价(“七性”是指烃源岩特性、含油性、岩性、物性、电性、脆性和地应力各向异性等七个方面)、有效厚度下限确定；每口井测井资料应满足储量计算参数解释需要 2. 已取得代表性的压裂效果监测与评价资料(如水平井产液剖面、套后阵列声波等)	1. 采用适合本地区的测井系列，满足“七性”评价、有效厚度下限确定和储量参数解释需要 2. 获得了压裂效果监测与评价资料。	采用适合本地区的测井系列，满足“七性”评价、有效厚度下限确定和储量参数解释需要
	测试	1. 探评井测试比例不低于 90%，测试井点分布基本均匀，测试产量达到储量起算标准 2. 开发先导试验区试采超过 12 个月，油井生产规律(递减率)基本清楚，并证实了储量的商业开发价值 3. 取得了代表性生产井的压力、气油比等动态资料	1. 探评井测试比例不低于 70%，测试井点分布基本均匀，测试产量达到储量起算标准 2. 开发先导试验井组已试采，部分井试采超过 12 个月，证实了储量的商业可开发性 3. 取得了生产井压力、气油比等动态资料	1. 探评井测试比例不低于 50% 2. 单井试采超过 6 个月，表明了储量的可采性
	分析化验	1. 已取得满足刻度“七性”关系的烃源岩、储层、岩石力学等“三品质”评价分析化验资料 2. 已取得致密油可动流体孔隙度、可动流体饱和度和主渗喉道大小等资料 3. 已取得地层及地面流体分析资料 4. 各项资料分布具有代表性	1. 已取得刻度“七性”关系的烃源岩、储层、岩石力学等“三品质”评价分析化验资料 2. 已取得流体分析资料 3. 各项资料分布有一定代表性	1. 已取得刻度“七性”关系的烃源岩、储层、岩石力学等“三品质”评价分析化验资料 2. 已取得流体分析资料
	工程技术	钻采工艺技术已确定	钻采工艺技术基本确定	钻采工艺技术处于探索阶段
地质认识程度	1. 构造形态、储层空间分布形态清楚，能为水平井钻探提供准确导向 2. 有效储层分布、储层物性、非均质性、脆性、地应力及烃源岩特征等清楚；现有实验条件下地层及地面条件下孔隙度与渗透率变化规律清楚 3. 流体分布清楚 4. 储量估算参数合理，可靠程度高 5. 生产动态规律清楚 6. 已有以开发概念设计为依据的经济评价	1. 甜点范围及储层空间分布基本清楚 2. 有效储层分布、储层物性、非均质性、脆性、地应力及烃源岩特征等基本清楚 3. 综合确定了储量估算参数，可靠程度中等 4. 已有储量升级部署方案	1. 甜点范围已基本清楚 2. 可采用类比法确定储量估算参数，可靠程度低 3. 已有储量升级部署方案	

4.5 地质储量估算方法

4.5.1 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。

4.5.2 容积法

容积法地质储量计算参数主要包括含油面积、油层有效厚度、有效孔隙度、原始含油饱和度、原始原油体积系数和地面原油密度等，溶解气油比较高或储量规模大于 $0.1 \times 10^8 \text{m}^3$ 时，应计算溶解气地质储量。

原油地质储量计算公式：

$$N = 100A_o h \phi S_{oi} / B_{oi} \dots\dots\dots (3)$$

式中：

N — 原油地质储量，单位为万方（ 10^4m^3 ）；

A_o — 含油面积，单位为平方千米（ km^2 ）；

h — 有效厚度，单位为米（ m ）；

ϕ — 有效孔隙度，以百分数表示（%）；

S_{oi} — 原始含油饱和度，以百分数表示（%）；

B_{oi} — 原始原油体积系数。

溶解气地质储量计算公式：

$$G_s = 10^{-4} N R_{si} \dots\dots\dots (4)$$

式中：

G_s — 溶解气地质储量，单位为亿立方米（ 10^8m^3 ）；

N — 原油地质储量，单位为万方（ 10^4m^3 ）；

R_{si} — 原始溶解气油比，单位为立方米每吨（ m^3/t ）。

若用质量表示原油地质储量时：

$$N_z = N \rho_o \dots\dots\dots (5)$$

式中：

N_z — 原油地质储量，单位为万吨（ 10^4t ）；

N — 原油地质储量，单位为万方（ 10^4m^3 ）；

ρ_o — 地面原油密度，单位为吨每立方米（ t/m^3 ）。

4.5.3 类比法

在与相邻已开发成熟区块的地质条件进行充分类比基础上，可利用已开发区的储量参数直接计算目标区的地质储量；也可利用本区已进行较长时间试采井估算的地质储量，结合压裂工程效果和未来开发井网部署估算地质储量。

4.5.4 动态法

在生产动态资料满足的情况下，可根据驱动类型和开发方式等选择合理的动态方法计算地质储量。

4.5.5 概率法

4.5.5.1 根据构造、储层、断层、地层与岩性边界、流体分布等，确定含油面积的变化范围；

4.5.5.2 根据地质条件、有效储层下限标准、测井解释结果等，分别确定有效厚度等储量计算参数的变化范围；

4.5.5.3 根据储量计算参数变化范围，求得储量累积概率曲线，按规定概率值估算各类地质储量。

5 地质储量计算参数确定

5.1 含油面积

5.1.1 总则

充分利用地质、地震、钻井、测井、测试和生产动态等资料，综合研究致密油分布规律，确定各类地质边界及致密油有效储层边界（“甜点”范围），并在构造背景下，编制有效厚度等值线图，作为圈定含油面积基础。

5.1.2 探明含油面积

探明含油面积包括探明已开发含油面积和探明未开发含油面积：

a) 探明已开发含油面积

依据生产井静、动态资料确定的开发井距，沿井外推半个开发井距确定，开发井距大小应与实际压裂工程波及范围相匹配；

b) 探明未开发含油面积：

在综合评价确定的“甜点”范围及矿权边界范围内，根据钻井控制程度确定：

1) 含油面积边部，结合已批准的开发方案，沿井外推不超过 1.5 倍开发井距圈定；

2) 含油面积内，根据储层横向均质性程度，井间距离不大于 3~4 倍开发井距，在水平井段延伸方向可适度放宽，但不超过 1~2 口水平井部署需要；

3) 含油面积圈定时要充分考虑未来开发可行性，严格扣除因地面条件、水源地保护、环境保护等因素不能开采的范围。

c) 含油范围跨 2 个及以上的矿业权证或省份（海域）的，应以矿业权证或省份（海域）为界，分开圈定含油面积；

d) 含油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，分开圈定含油面积。

5.1.3 控制含油面积

在综合评价确定的“甜点”范围及矿权边界范围内，根据钻井控制程度确定：

a) 含油面积边部，沿井外推 2.5 倍开发井距圈定；

b) 含油面积内，根据储层横向均质性程度，井间距离不大于 5~6 倍开发井距，在水平井延伸方向可适度放宽，但不超过 2~4 口水平井部署需要；

- c) 含油面积圈定时要充分考虑未来开发可行性，严格扣除因地面条件、水源地保护、环境保护等因素不能开采的范围。
- d) 含油范围跨 2 个及以上的矿业权证或省份（海域）的，应以矿业权证或省份（海域）为界，分开圈定含油面积；
- e) 含油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，分开圈定含油面积。

5.1.4 预测含油面积

在综合评价确定的“甜点”范围及矿权边界范围内，根据钻井控制程度确定：

- a) 含油面积边部，沿井外推 3.5 倍开发井距圈定；
- b) 含油面积内井的资料能基本控制储层的空间分布状况。
- c) 含油范围跨 2 个及以上的矿业权证或省份（海域）的，应以矿业权证或省份（海域）为界，分开圈定含油面积；
- d) 含油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，分开圈定含油面积。

5.2 有效厚度

油层有效厚度（简称有效厚度），是指经措施后达到储量起算标准的致密油层段中具有产油能力的那部分储层厚度。包括以下三个方面：

- a) 单井有效厚度下限标准。以岩心分析和测井资料为基础，以测试和试采资料为依据，研究致密油储层岩性、物性、含油性和电性的相互关系，并考虑储层的脆性指数、致密油类型及其源储配置特点，确定划分有效厚度的下限标准。
- b) 单井有效厚度划分。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（如井径变化等）校正和不同测井系列的标准化处理；以岩心资料为主划分有效厚度时，致密油层段关键井应取全岩心，收获率不低于 80%。
- c) 单元平均有效厚度确定。采用等值线面积权衡法确定单元平均有效厚度；结合储层分布状况和钻井控制程度，也可采用井点面积权衡法或算术平均法确定；应采用多种方法相互验证后合理选值。

5.3 有效孔隙度

有效孔隙度应为有效储集层段地层条件下的平均有效孔隙度。

有效孔隙度取值可直接采用岩心分析资料计算，也可用岩心资料刻度后的测井资料解释结果确定。测井解释孔隙度与岩心分析孔隙度的相对误差不超过±8%。

对于不同时期、不同方法分析的孔隙度资料，要通过平行取样分析对地面孔隙度进行系统差异校正。应取得岩心覆压孔隙度分析资料，并对地面孔隙度进行覆压校正。

井点的有效孔隙度采用有效厚度权衡法确定；单元平均有效孔隙度采用面积权衡法或算术平均法确定，并相互验证后选值。

5.4 空气渗透率

空气渗透率应为有效储集层段地层条件下的平均空气渗透率。

对于不同时期、不同方法分析的空气渗透率资料，要通过平行取样分析对地面空气渗透率进行系统差异校正。

应取得岩心覆压空气渗透率分析资料，并对地面空气渗透率进行覆压校正。

空气渗透率取值方法应与有效孔隙度取值保持一致。

5.5 原始含油饱和度

原始含油饱和度应为有效储集层段地层条件下的平均原始含油饱和度。

应以本地区有代表性的油基泥浆或密闭取心资料为基础,采用测井解释、毛管压力等资料综合确定。

5.6 原始原油体积系数及原始溶解气油比

原始原油体积系数应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。

应进行井下取样或地面配样获得有代表性的高压物性分析资料,样品平面分布应相对均匀。

原始溶解气油比可以利用有代表性的井下取样高压物性分析资料获得,也可采用合理工作制度下的生产气油比确定。

5.7 地面原油密度

应在油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 技术可采储量估算

6.1 计算公式

根据计算的地质储量和确定的采收率,按公式(6)计算原油可采储量。

$$N_R = N_Z E_R \dots\dots\dots (6)$$

式中:

N_R —原油技术可采储量,单位为万吨(10^4t);

N_Z —原油地质储量,单位为万吨(10^4t);

E_R —采收率;

溶解气技术可采储量按公式(7)计算:

$$G_R = G_S E_R \dots\dots\dots (7)$$

式中:

G_R —溶解气技术可采储量,单位为亿立方米(10^8m^3);

G_S —溶解气地质储量,单位为亿立方米(10^8m^3);

E_R —采收率。

6.2 技术采收率确定条件

已实施的操作技术或近期将要采用的成熟技术,包括采油技术和提高采收率技术等;开发方案进展应符合相应级别储量需求;按近期平均价格和实际成本评价是经济的和次经济的。

预计提高采收率技术增加的可采储量,要求该技术在致密油生产先导试验区或类似致密油储层已取得成功。

6.3 技术采收率确定方法

6.3.1 动态法

根据区块或单井生产动态资料及其变化规律,采用递减曲线法计算预测产量为零时的累积产量作为技术可采储量,符合SY/T 5367的规定;预测产量不能为零时,预测废弃压力下技术极限产油量对应的

累积产量作为技术可采储量。再利用微地震监测或其他有效方法确定的压裂工程波及范围，计算单井控制的地质储量后，反求采收率。

对已实施提高采收率措施的致密油区块，如加密调整、二次压裂、补充能量开发等，可根据措施后效果，结合生产动态变化趋势，采用相适应方法，计算技术可采储量，求得采收率。

6.3.2 类比法

未生产或处于生产初期的致密油，根据地质特征及流体性质的相似性，类比相邻的成熟已开发区块后确定采收率；

也可根据地质条件相似的相邻区块致密油单井最终可采储量，利用本区块开发方案所部署的井数，直接计算可采储量。

类比条件应符合下列条件：

- a) 目标区块与类比区块相邻；
- b) 烃源岩和储层沉积环境，储层特征、有效储层分布状况、流体特征与分布、温压条件及驱动方式等相似或相同；
- c) 已采用或预期采用的开发技术、开发方式、井网或井距相似或相同；
- d) 目标区块储层及流体特征要不差于类比区块。

7 经济可采储量估算

7.1 计算方法

已开发经济可采储量采用经济极限法计算；未开发经济可采储量采用现金流量法计算。在储量寿命期内，当采用现金流法评价的财务内部收益率大于或等于基准收益率时所求得的累计产量确定为经济可采储量，应符合DZ / T 0217和SY/T 5838的规定。

7.2 参数取值要求

主要包括四类：

- a) 已开发储量采用实际油气销售价格，未开发储量执行公司的规定价格；
- b) 产量及开发井数等工程参数采用开发方案确定值；
- c) 投资、成本和税费等经济参数依据实际发生值求取；
- d) 基准收益率取值根据有关规定执行。

8 储量综合评价

依据DZ/T 0217中附录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，对油田（藏）储量进行综合评价。

9 报告编写

9.1 报告名称

××油田××区块××层位致密油新增石油探明储量（复算、核算、结算）报告。

9.2 报告编写要求

DZ/T XXXX—XXXX

在各级储量报告编制相关规定基础上，突出致密油相关特征、技术可行性及经济可行性论述，重点增加以下内容及相关图表（见附录B）：

- a) 烃源岩评价及相关图表；
- b) 储层“七性”关系评价及相关图表；
- c) 钻采工艺技术评价；
- d) 储量起算标准计算；
- e) 储量已动用程度计算；
- f) 不同条件（油价、折现等）下经济敏感性分析及相关图表；
- g) 提供储量升级部署方案、开发方案等。

报告编写目录见附录C。

附录 A

(规范性附录)

油气储量估算情形

油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。

A.1 新增

在油田、区块或层系中首次估算上报的储量为新增。其中首次上报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。

A.2 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,证实油藏地质认识发生变化。

A.3 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。随着油田开发调整工作的深入和对油田认识程度的提高,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。

A.4 标定

A.4.1 在开发生产过程中,依据开发生态资料和经济条件,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。

A.4.2 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。

A.4.3 油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,必须对可采储量进行标定。

A.4.4 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。

A. 4. 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藏，可采用经生产实践证实为有效的新方法。

A. 4. 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) 大型油田的探明技术可采储量变化量 $> \pm 1\%$ ；
- b) 中型油田的探明技术可采储量变化量 $> \pm 2\%$ ；
- c) 小型油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。

A. 5 结算

油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。

附 录 B
(规范性附录)

致密油储量容积法估算关键图件需求

表B. 1对致密油储量容积法估算所必需的图件做出了要求，其它图件依据DZ / T 0217执行。

表B. 1 致密油储量容积法估算关键图件需求

序号	关键图件	不同储量级别编图要求			备注
	名称	探明	控制	预测	
1	典型井储层反射类型地震标定剖面图	√	√	×	
2	储层地震反射特征分类图	√	√	×	对不同储层地震反射类型进行平面属性提取成图
3	典型井储层反演标定剖面图	√	√	×	
4	烃源岩评价相关图件	√	√	√	
5	生烃潜力图	√	√	√	
6	储层“七性”关系评价相关图件	√	√	√	
7	储层分类及有利储层分布预测图	√	√	√	
8	压裂效果监测与评价图	√	√	×	
9	区块或单井生产动态曲线	√	√	×	探明储量提交试验区试采超过 12 个月的生产动态曲线

附 录 C
(规范性附录)
致密油储量报告目录

- 1 油田概况
 - 1.1 申报区的位置与矿权
 - 1.2 勘探开发与储量申报简况
- 2 油田地质特征
 - 2.1 区域地质简况
 - 2.2 构造特征
 - 2.3 储层特征
 - 2.4 致密油藏特征
- 3 地质储量计算方法、计算单元与储量状态
 - 3.1 计算方法
 - 3.2 计算单元
 - 3.3 储量状态
- 4 有效厚度的下限标准与确定方法
 - 4.1 测井曲线的选择及岩心分析资料的评价
 - 4.2 有效孔隙度解释方法
 - 4.3 空气渗透率解释方法
 - 4.4 含油饱和度解释方法
 - 4.5 有效厚度下限标准
- 5 地质储量计算参数
 - 5.1 含油面积
 - 5.2 有效厚度
 - 5.3 有效孔隙度
 - 5.4 原始含油饱和度
 - 5.5 原始原油体积系数
 - 5.6 原始气油比
 - 5.7 地面原油密度
- 6 地质储量与技术可采储量
 - 6.1 地质储量
 - 6.2 技术可采储量
- 7 经济可采储量与剩余经济可采储量
 - 7.1 产能评价
 - 7.2 经济可采储量与次经济可采储量
 - 7.3 剩余经济可采储量
- 8 储量可靠性评价与综合评价
- 9 储量劈分
- 10 问题与建议

附 件——指专门的地质研究报告或经济评价报告