

中华人民共和国地质矿产行业标准

DZ/T 0252—XXXX
代替 DZ/T 0252—2013

海上石油天然气储量估算规范

Regulation of offshore 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 储量估算总体要求	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 空气渗透率	11
6.5 原始含油(气)饱和度	11
6.6 原始体积系数	11
6.7 气油比	12
6.8 原油(凝析油)密度	12
6.9 地质储量计算参数选值	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	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 探明经济可采储量的估算条件	14
8.2 剩余探明经济可采储量估算	15
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 经济评价方法及参数取值要求	15
8.6 经济可采储量的估算	15
9 储量综合评价	15

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.....	16
9.5 储层物性.....	16
9.6 含硫量.....	16
9.7 原油性质.....	16
9.8 综合评价.....	16
附录 A(规范性附录) 油气矿产资源储量类型及估算流程图.....	17
附录 B(规范性附录) 应用地球物理资料和技术确定储量参数的条件和要求.....	18
附录 C(规范性附录) 海上石油天然气储量经济评价及经济可采储量计算方法.....	20
附录 D(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.....	24
附录 E(规范性附录) 油(气)田(藏)储量规模和品位等分类.....	25

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《海上石油天然气储量估算规范》（DZ/T0252-2013）。与DZ/T 0252-2013相比，主要技术内容变化如下：

- 在“5 储量估算情形”中增加了新增、复算、核算、标定和结算等5种情形储量估算要求。
- 在附录A中增加了油气矿产地质储量类型及估算流程图。

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、中国海洋石油集团有限公司。

本标准主要起草人：韩征、谢玉洪、朱伟林、李敬功、李茂、张道勇、孙英涛、沈章洪、周钊、池树根、林春成、米立军、孙兵义、沈玉玲、姜平、赵春明、王凤荣。

本标准的历次版本发布情况为：

- DZ/T 0252-2013。

海上石油天然气储量估算规范

1 范围

本标准规定了海上石油天然气储量估算与评价的要求。

本标准适用于海水高潮线至水深500m海域的海上油(气)田(藏)石油和天然气的储量估算、评价及相关技术标准制定,水深500m以上海域可参照使用。

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。凡是注明日期的引用文件,仅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(包括所有的修订单)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 6098 天然气可采储量计算方法
- 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

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。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。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，带油环或底油的气顶中存在的天然气。

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。

3.2.5

干气 dry gas

是指凝析气采至地面后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 储量估算总体要求

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（藏）、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（藏）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（气）田（藏）主体部位开发方案全面实施后；
- b) 油（气）田（藏）地质认识发生较大变化；
- 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（藏）开发调整工作的深入和对油（气）田（藏）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（藏）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以下条件之一者，应单独编制标定报告：

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

4.6 结算

在油（气）田（藏）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（藏）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（藏）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）田（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。各海域应根据当地的油（气）价格和成本等测算，求得只回收开发井单井投资的单井下限日产量。单井日产量下限计算公式如下：

$$\text{单井日产量下限} = \text{年递减率} \times \text{单井下限累积产量} / (1 - e^{-\text{年递减率} \times \text{生产期}}) / \text{年生产时率}$$

其中，单井下限累积产量 = 开发井单井投资 / [油气价格 \times (1 - 增值税率) - 特别收益金 - 一桶油操作费]

表 1 是根据中国近海海域开发井平均成本，在油价 30 美元/桶，气价人民币 0.6 元/m³ 等条件下测算的单井日产量下限，可在水深不大于 500m 的海域内参照应用。

当水深大于 500m 时，允许结合估算区情况，另行计算起算标准。另行估算的起算标准应不低于表 1 的起算标准。

表 1 中国近海海域储量起算标准(适用于 500m 以内水深)

油（气）田（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
≤ 500	2.5	0.3
$> 500 \sim \leq 1000$	4.0	0.5
$> 1000 \sim \leq 2000$	7.5	1.0
$> 2000 \sim \leq 3000$	12.5	2.0
$> 3000 \sim \leq 4000$	17.5	2.5
> 4000	25.0	3.5

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)藏类型、储集类型、驱动类型、流体性质及分布、产能等，具有较高的地质可靠程度。含油(气)面积在合理的井控条件下，主要以评估确定的油(气)藏边界或计算边界为圈定依据，其中流体界面或油(气)层底界是由钻井、测井、测试、可靠压力资料或本区带类似油(气)藏已经钻井验证的可靠地震信息(参见附录 B)等证实的。探明地质储量可靠程度高。

含油(气)范围的单井稳定日产量达到储量起算标准。稳定产量是指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%~35%的天然气无阻流量代替。

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	已完成三维地震，特殊条件除外(如海上养殖区、军事区等情况)。
	钻井	1. 已完成探井、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)藏的主力油(气)层，应有岩心资料或井壁取心资料[当该油(气)层与邻近油气田可类比时]；中型及以上油(气)藏的主力油(气)层应有完整的取心剖面，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，宜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，能满足解释储量计算参数的需要； 2. 对裂缝、孔洞型储层进行了特殊项目测井，能有效地划分渗透层、裂缝段或其他特殊岩层。
	测试	1. 小型油(气)田(藏)的主力油(气)层，邻近类似油(气)藏已取得可靠的产能资料，可进行产能类比，应取全取准流体性质、温度和压力资料；邻近没有类似油(气)田(藏)的可靠产能资料，在关键部位井已进行测试，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)田(藏)，主力油(气)层在关键部位井已进行了测试，取全取准产能、流体性质、温度和压力资料。非主力油(气)层，应有证实其流体性质的资料，且其储层与邻近储层有可比性。 3. 对特殊层，如低阻油(气)层、火成岩油(气)层等应进行测试，取全取准产能、流体性质、温度和压力资料。
	分析化验	1. 中型及以上油(气)藏已取得孔隙度、渗透率、毛管压力、相渗透率等岩心分析资料； 2. 取得了流体分析及合格的高压物性分析资料； 3. 中型及以上油田(藏)进行了确定采收率的岩心分析试验，中型以上气田(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油(气)层或储集体顶(底)面构造图； 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)田(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计算参数，可靠程度高； 5. 已有以开发概念设计或开发方案等为依据的经济评价，可采储量应具有经济性。
--------	--

5.1.4 控制地质储量

控制地质储量的估算，分以下两种情况：

- a) 初步查明了构造形态、储层变化、油(气)层分布、油(气)藏类型、流体性质及产能等，含油(气)范围的单井试油(气)产量达到储量起算标准，具有中等的地质可靠程度。含油(气)范围的勘探程度和地质认识程度符合表 3 中的要求。控制地质储量可靠程度中等。
- b) 同一油气田内探明区(层)以外具有中等的地质可靠程度的可能含油(气)范围。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

预测地质储量的估算，分以下两种情况：

- a) 初步查明了构造形态、储层情况，预探井产量达到储量起算标准或已获得油气流，或钻遇了油(气)层，经综合分析有进一步勘探评价的价值。
- b) 同一油气田内探明或控制区(层)以外预测可能有油(气)层存在，经综合分析有进一步评价价值的可能含油(气)范围。勘探程度和地质认识程度符合表 3 中的要求。预测地质储量可靠程度低。

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 1km~2km。	已完成地震普查，主测线距一般 2km~4km。
	钻井	1. 有探井、评价井，或紧邻探明储量区； 2. 主要含油(气)层段宜有代表性岩心，有井壁取心。	1. 有预探井，或紧邻探明储量或控制储量区内； 2. 主要目的层可有取心或井壁取心。
	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	油(气)层宜有完井测试，取得了产能、流体性质、温度和压力资料。	油(气)显示层段及解释的油(气)层可有中途测试或完井测试。
	分析化验	1. 已有常规的岩心分析及必要的特殊岩心分析； 2. 已有油、气、水性质及高压物性等分析资料。	可有常规的岩心分析。

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. 综合确定了储量计算参数, 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, 提交了构造图; 2. 已初步了解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计算参数, 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) 面积很大的油(气)藏, 视不同情况可细分井块(井区);
 - 2) 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;
 - 3) 含油(气)面积跨 2 个及以上的矿业权证或海域/省份的, 按矿业权证或省份细划计算单元;
 - 4) 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。
- 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D(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) 油田(藏)地质储量计算公式

原油地质储量由式(1)、式(2)计算:

$$N = 100A_o h \phi S_{oi} / B_{oi} \quad (1)$$

$$\text{或 } N = A_o h S_{of} \quad (2)$$

溶解气地质储量大于 0.1 亿立方米并可利用时, 由式(3)计算:

$$G_s = 10^4 NR_{si} \quad (3)$$

若用质量单位表示原油地质储量时：

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

当油田（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计算公式计算。

- b) 气田（藏）地质储量计算见式（5）、式（6）

$$G = 0.01A_g h\phi S_{gi}/B_{gi} \quad (5)$$

或

$$G = A_g h S_{gf} \quad (6)$$

其中 B_{gi} 用式（7）求得：

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

- c) 凝析气田（藏）地质储量计算公式

凝析气田（藏）凝析气总地质储量 (G_c) 由式(5)计算，式(7)中 Z_i 为凝析气的偏差系数。

当凝析气田（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，应分别计算干气和凝析油的地质储量。计算如式（8）~ 式（13）所示：

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

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

$$\text{其中： } f_d = GOR / (GE_c + GOR) \quad (10)$$

$$\sigma = 10^6 / (GE_c + GOR) \quad (11)$$

$$GE_c = 543.15(1.03 - \gamma_c) \quad (12)$$

若用质量单位表示凝析油地质储量时：

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

当气田（藏）或凝析气田（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计算：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计算公式计算。

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计算方法（见 SY/T5367 和 SY/T6098），计算油（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计算天然气地质储量。
 - 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/T6098）。
 - 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计算单井控制的天然气地质储量（见 SY/T6098）。

5.3.4 概率法

采用概率法估算储量时，根据含油（气）面积、有效厚度等计算参数的概率值，估算探明地质储量和控制地质储量：

- a) 根据构造、储层、油（气）水界面、断层、地层与岩性边界、油（气）藏类型等，确定含油（气）面积的变化范围。
- b) 根据地质条件、下限标准、测井解释等，分别确定有效厚度和单储系数的变化范围。

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

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。不同类别的地质储量,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海域/省份的,应以矿业权证或海域/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,以测试证实或测井解释确定的最低的出油气层(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;在本区邻近类似油气田或油(气)藏证实利用地震资料确定含油(气)范围有高置信度时,也可用地震信息圈定含油(气)面积(应用条件参见附录B)。
- c) 油(气)藏断层(或地层)遮挡边界,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)藏储层岩性(或物性)遮挡边界,用有效厚度零线或渗透储层一定厚度线,圈定含油(气)面积;当本区邻近类似油(气)田或油(气)藏证实利用地震资料确定含油(气)范围有高的可靠性,可类比合理取值;未查明边界时,以油气流外推1.5~2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

油(气)田(藏)的认识程度应达到表3中控制地质储量要求。控制地质储量的含油(气)面积边界圈定原则如下:

- 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) 探明区(层)外的含油(气)面积可按以下几种情况圈定:
 - 1) 探明油(气)藏外延, 可根据其流体性质、压力推测的流体界面、地震信息、油柱高度等合理外推圈定含油(气)面积;
 - 2) 探明油(气)藏相邻层, 测井资料解释是油(气)层, 可按井钻遇的流体界面、油(气)底界深度、压力推测的流体界面、地震信息或合理井控范围等圈定含油(气)面积;
 - 3) 探明区块相邻高部位可能连通的未钻井断块或高点根据断层边界、溢出点深度等合理圈定含油(气)面积。

6.1.4 预测地质储量的含油(气)面积

油(气)田(藏)的认识程度应达到表3中预测地质储量要求。预测地质储量的含气面积边界圈定原则如下:

- a) 依据推测的油(气)水界面或圈闭溢出点, 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) 探明或控制区(层)外的含油(气)面积可按以下几种情况圈定:
 - 1) 探明或控制油(气)藏外延, 可根据其流体性质、压力推测的流体界面、地震信息、油柱高度等合理外推圈定含油(气)面积;
 - 2) 探明或控制油(气)藏相邻层, 测井资料解释是油(气)层, 按井钻遇流体界面、油(气)底界深度、压力推测的流体界面、地震信息或合理井控范围等圈定含油(气)面积;
 - 3) 探明或控制区块相邻可能连通的未钻井断块或高点根据断层边界、圈闭溢出点深度等合理圈定含油(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(气)性关系后, 确定其有效厚度划分的岩性、物性、电性及含油性下限标准;
 - 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)田(藏)下限标准论证类比依据和标明参考文献;
 - 5) 应使用多种方法(如电缆地层测试方法、毛管压力方法等)确定有效厚度下限, 并进行相互验证;
 - 6) 有效厚度下限标准图版符合率大于 80%;
 - 7) 应对所确定的有效厚度下限标准进行敏感性分析。
- 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 0.2m~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。

对于探明区(层)外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 预测地质储量的有效厚度

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。

对于探明或控制区(层)外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

储量计算中所用的有效孔隙度应为有效厚度段的地层有效孔隙度。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 空气渗透率

空气渗透率应为有效厚度段的地层空气渗透率。

空气渗透率可直接用岩心分析资料, 也可用标定后的测井解释确定。

缝洞孔隙型储层应分别确定基质空气渗透率和裂缝、溶洞(孔)空气渗透率。

6.5 原始含油(气)饱和度

原始含油(气)饱和度确定原则如下:

- 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, 应采用多种方法进行检查验证(如油基泥浆取心或密闭取心分析资料或核磁共振等新技术), 绝对误差不超过±5个百分点;
- 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) 低渗透油层或重质稠油油层水基泥浆取心分析的含水饱和度, 能作为计算含油饱和度的依据;
- f) 如有其它经实践证实有效的测井技术可应用于含油(气)饱和度的确定, 所解释的含油(气)饱和度宜用多种方法进行相互验证。

6.6 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) 中型及以上油田(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) 小型及以下油田(藏)可以采用建立合理关系式求得或采用类比法取值。
- b) 原始天然气体积系数：
- 1) 式(7)中原始地层压力(P_1)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_1)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。

6.7 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。

6.8 原油(凝析油)密度

原油(凝析油)密度宜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，对于小型油(气)田(藏)或凝析气田(藏)可采用类比值。

6.9 地质储量计算参数选值

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)求得的储量计算参数，应选用一种有代表性的参数值。
- b) 计算单元的各类储量计算参数选值：
 - 1) 有效厚度采用等值线面积权衡法，也可依据井点控制面积或均匀网格面积权衡法；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) 在一个油(气)藏中，有可靠资料证实其构造认识清楚、油(气)藏类型清楚、储层分布稳定，当有井钻在过渡带，预测其上倾方向油层有效厚度时，可考虑处于过渡带井点的渗透层厚度合理取值；
 - 3) 有效孔隙度采用有效厚度段体积权衡法求取；
 - 4) 含油(气)饱和度采用有效厚度段孔隙体积权衡法求取；
 - 5) 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；
 - 6) 在作图时，应考虑油(气)藏情况和储量参数变化规律。
- c) 当地震资料满足储层参数描述的条件时(参见附录B)，可用地震储层描述的结果确定储量计算参数。有效厚度取值不大于邻近可类比层钻井揭示的储层有效厚度平均值。
- d) 通过综合研究，建立地质模型，可直接采用计算机图形，求取储量计算参数并计算地质储量。
- e) 我国石油天然气储量地面标准条件指：温度 20°C ，绝对压力 0.101MPa 。各项储量参数的有效位数要求见附录D的规定。计算单元的储量计算参数选值，储量的计算和汇总，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 探明技术可采储量计算公式

一般是根据计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。

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

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

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) 估算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,或本油(气)田同类油(气)藏使用成功并可类比和计划实施,可划为增加的探明计算可采储量。
- 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

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8.2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 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。

7.3.3 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）。

7.3.4 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）。

7.3.5 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）。

7.3.6 含油率法

油田（藏）产量由于换泵提液等措施，波动大，递减规律不明显，而在半对数坐标中含油率随累积产量呈较规则的直线变化时，可采用含油率与累积产油量的关系求取技术可采储量。

7.4 控制技术可采储量估算

7.4.1 估算条件

控制技术可采储量的估算应满足下列条件：

- 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计算公式和计算方法同8.2；

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。

探明区（层）外的控制技术可采储量的估算条件和计算与探明区（层）内的相同。

8 经济可采储量估算

8.1 探明经济可采储量的估算条件

探明经济可采储量的估算应满足下列条件：

- a) 已完成探明技术可采储量的计算，并根据开发方案或开发概念设计完成了油（气）田（藏）群未来各年度或月度油气产量的预测；

- b) 油气产品价格及成本、费用可以合理估计；
- c) 对天然气储量，还应已铺设天然气管道或已有管道建设协议，并有天然气销售合同或协议；
- d) 可行性评价是经济的。

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

控制经济可采储量的估算应满足下列条件：

- a) 已完成控制技术可采储量的计算，并根据油（气）田（藏）开发方案或开发概念设计完成了油（气）田（藏）未来各年度或月度油气产量的预测。
- b) 油气产品价格及成本、费用可以合理估计。
- c) 对天然气储量，还应已铺设天然气管道或已有管道建设协议，并有天然气销售合同或协议。

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 经济评价方法及参数取值要求

经济评价参数取值要求如下：

- a) 未开发油（气）田（藏）群申报新增探明、控制储量，宜采用现金流量法进行经济评价并计算经济可采储量；
- b) 已开发油（气）田（藏）申报新发现的区块新增探明、控制储量（该区块新增储量经评价开发是经济可行性的），或申报储量复算、核算或结算，可采用经济极限产量法计算经济可采储量；
- c) 具体的经济评价方法及参数取值要求，参见附录 C。

8.6 经济可采储量的估算

估算工作包括以下内容：

- a) 经现金流量法评价，内部收益率大于或等于企业基准收益率时，油（气）田（藏）在经济生产年限内累积产出的各种油气产品量，即为经济可采储量；
- b) 对已开发油（气）田（藏）采用经济极限产量法计算时，在油（气）田（藏）持续生产期间，所有年度（或月度）原油/天然气产量高于或等于油气田经济极限产量的年度（或月度）累积产出的各种油（气）产品量，即为经济可采储量；
- c) 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；
- d) 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；
- e) 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E的E.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E的E.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E的E.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E的E.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E的E.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E的E.6。

9.7 原油性质

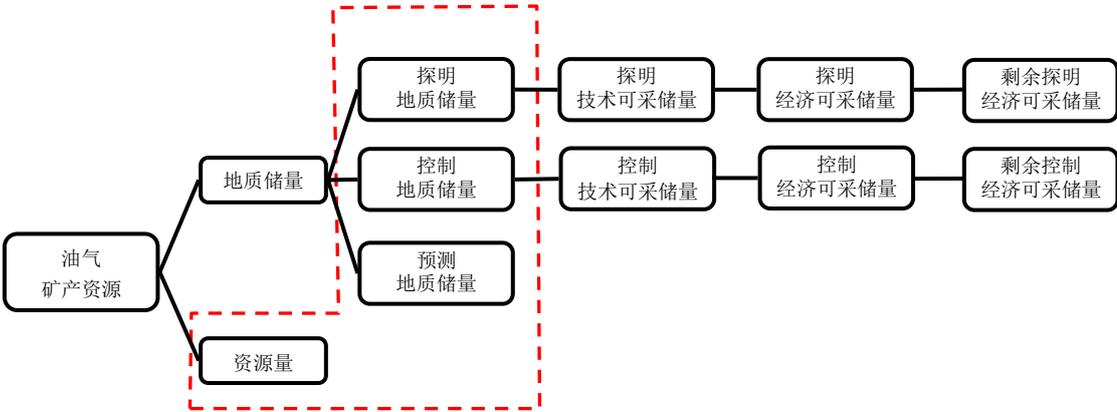
按原油密度由小到大，将原油分为四类：轻质、中质、重质、超重。地层原油粘度大于等于 $50\text{mPa}\cdot\text{s}$ ，称为稠油；原油凝固点大于等于 40°C ，称为高凝油；其余称为常规油。具体指标见附录E的E.7。

9.8 综合评价

依据附录E（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）应进行地质综合评价。

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)

应用地球物理资料和技术确定储量参数的条件和要求

B.1 引言

本附录给出了在计算海上石油、天然气储量时，采用地球物理储层预测和油气预测资料和技术确定储量计算参数[含油(气)面积、油(气)层厚度和储层物性等]的条件和要求。

B.2 地层的地球物理条件

目标储层与其围岩存在明显的地球物理特征差异，并且在目的层段内保持良好的一致性。该差异应经过非地震资料（如测井资料等）证实。

B.3 资料条件

拥有覆盖油（气）田（藏）全区的三维地震资料，其采集处理各环节质量合格，并且用于储层预测和油气预测的三维地震资料应按照保幅要求处理，处理后资料成像品质好、信噪比较高、频带和主频横向比较稳定。

油（气）田（藏）范围内应有测井和测试等资料及其处理解释成果，资料内容至少要满足 B.2、B.4 条款所涉及的分析研究的需要。

B.4 井震匹配条件

测井和地震的时深关系应参考 VSP 资料并通过精细时深标定建立。精细时深标定包括：通过合成记录确定地震剖面波峰波谷与地层正负反射界面的对应关系、地震子波、时深关系；宜采用循环逼近的办法获得；同时要考虑合成记录与井旁道的能量匹配。

如果多口井的时深关系之间存在显著差别，应证明其合理性（如构造高低、地层新老、岩性异同、地层倾角大小等）。

B.5 采用地球物理资料和技术确定含油(气)面积的要求

B.5.1 采用地震储层预测描述资料和技术确定含油(气)面积的要求

满足 B.2、B.3、B.4 的条件；

在目标储集岩上下围岩的厚度均大于 $1/4$ 视波长时，宜采用技术手段（如波阻抗反演等）把常规界面型地震资料转换为地层型地震资料，并据此进行储层形态描述；

满足上述条件的储层形态描述成果（结合对流体界面的认识）可用于圈定含油（气）面积：

——单一储集岩体位于认定的流体界面之上并与证实井连片的范围可作为探明油（气）储量的面积；

——单一储集岩体虽位于认定的流体界面之上但与证实井不连片的范围可作为控制油（气）储量的面积。

B.5.2 采用地球物理流体预测资料和技术确定含油(气)面积的要求

满足 B.2、B.3、B.4 的条件；

油(气)层与非油(气)层存在经钻井证实的、规律性明显的地震响应差异（即岩石物理特征与地震属性具有明显的物理性或统计性相关）；或本区具有被证实的、高置信度的流体界

面的特有地震响应；

在满足上述条件和要求时，流体预测的成果可用于确定含油（气）面积。

B.6 采用地球物理资料和技术确定含油（气）层厚度的要求

满足 B.2、B.3、B.4 的条件；

储层上下围岩的厚度均大于地震资料视波长的 1/4；

储集岩体被钻井证实并进行了地震储层形态描述，获得了经过井点校正的储集岩厚度成果（图）；结合流体界面认识获得了对应的含油（气）层的厚度成果（图）；

对于符合上述条件的单个储集岩体：

——对应储集岩厚度大于等于地震资料视波长四分之一部分的含油（气）层厚度成果可用于确定油（气）储量计算的厚度参数；

——对应储集岩厚度小于地震资料视波长四分之一部分的含油（气）层厚度成果，如果邻近有已开发油田的类似储层、盖层被证实具有较高可靠性时，也可用于确定油（气）储量计算的厚度参数。

B.7 采用地震资料和技术确定储层物性参数的要求

在满足如下基本条件时，采用地震资料和技术进行储层物性描述的成果可供数量计算时参考：

——满足 B.2、B.3、B.4 的条件；

——储层物性与地震资料间存在合理的相关性（物理或统计）；

——经过抽井、交叉检验，基本与井点资料吻合；

——物性分布规律与地质认识规律相吻合。

附录 C
(规范性附录)

海上石油天然气储量经济评价及经济可采储量计算方法

C.1 原则要求

C.1.1 本附录适用于所有自营/合作的海上油(气)田(藏)石油天然气储量的经济评价。合作油(气)田(藏)应按照合同模式进行经济评价。

C.1.2 海上石油天然气储量经济评价一般以单个油(气)田(藏)为评价单元。当多个油(气)田(藏)计划或已经实施联合开发时,也可以联合开发的油(气)田(藏)群整体作为评价单元;对于已开发油(气)田(藏)新发现的区块,也可以区块为评价单元。

C.1.3 未开发油(气)田(藏)群申报新增探明、控制储量,宜采用现金流量法进行经济评价并计算经济可采储量。已开发油(气)田(藏)申报新发现的区块新增探明、控制储量(该区块新增储量经评价开发是经济可行性的),或申报储量复算、核算或结算,可采用经济极限产量法计算经济可采储量。

C.2 现金流量法

C.2.1 现金流量法的基本方法和步骤

现金流量法的基本方法和步骤是:

- 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,并计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) 计算经济可采储量。

C.2.2 产量预测

油(气)田(藏)群未来各年的油气产量,应基于探明地质储量和部分控制地质储量、根据其开发方案或开发概念设计进行预测,同时,对原油和天然气产品,应分别注明地面原油平均密度和天然气组分。

C.2.3 开发工程方案

应根据油(气)田(藏)群开发方案或开发概念设计,提出油(气)田(藏)的开发工程方案,并简要描述主要工程量(包括平台、井数、陆上终端、浮式生产储油轮、海底管线、海底电缆等)。必要时,可加附工程示意图。

C.2.4 勘探投资估算

自营油(气)田(藏)在评价基准年(参见 C.2.7.1 条的规定)及之前发生的勘探投资不计入未来现金流;评价基准年及之后将要发生的勘探投资,可根据预计的勘探工作量,参照本油(气)田(藏)或本海域/地区已实施的勘探工作量及相应投资进行类比估算,并按预计发生的年度计入未来现金流。

合作油(气)田(藏)的勘探投资可根据石油合同或开发协议的相关条款进行回收。

C.2.5 开发投资估算

开发投资一般包括开发前期费、海上工程设施(含平台、储油轮、海底管线和海底电缆等)费、陆地终端费用、钻井和完井工程费、生产准备费、油(气)藏研究费及弃置费。

开发投资的估算,可根据初步开发工程方案所设计的工程量,参照本海域/地区已开发油(气)田(藏)实际发生的各类工程量的费用水平,或正在实施开发的油(气)田(藏)的投资估算结果,结合当前钢材、油料和工程施工服务价格等市场信息,采用类比法进行。

C.2.6 经营成本(操作费)估算

经营成本(操作费)的估算可根据本油(气)田(藏)的生产规模和主要生产设施的状况,参照本海域/地区已开发油(气)田(藏)目前的实际操作费水平,采用类比法进行估算。

C.2.7 经济评价参数的选取

海上石油天然气储量经济评价的各项参数,应按以下各条(C.2.7.1至C.2.7.5)规定的原则和方法进行选取。

C.2.7.1 评价基准年

一般情况下,应取本油(气)田(藏)的初步开发工程方案所设计的建设期的第一年为储量经济评价的评价基准年。

C.2.7.2 油气产品价格

一般情况下,应根据本油(气)田(藏)实际情况,考虑同类已开发油(气)田(藏)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。具体可参照以下方法进行测算:

a) 原油和凝析油价格,有如下四种情形:

- 1) 已开发油(气)田(藏)(包括其新发现的区/块或扩边,下同)的原油和凝析油价格按计算储量时的前12个月平均销售价格取值。
- 2) 计划或正在依托进行开发的油(气)田(藏)群,其原油和凝析油价格按所依托的已开发区在之前12个月的原油和凝析油平均销售价格分别取值。
- 3) 计划或正在实施独立开发的油(气)田(藏)群,其原油价格可参照本海域/地区地面原油密度与之差异最小的已开发油(气)田(藏)在之前的12个月的原油平均销售价格取值;或根据本规范附录E所规定的原油密度分类原则,参照本海域/地区同类原油在之前12个月的平均价格取值。
- 4) 计划或正在实施独立开发的油(气)田(藏)群,其凝析油价格可参照本海域/地区在同一销售市场或相似市场上已开发油(气)田(藏)在之前12个月的凝析油平均销售价格取值。

b) 天然气价格,有如下两种情形:

- 1) 已开发油(气)田(藏)群的天然气价格按计算储量时的前12个月的平均销售价格取值。
- 2) 计划或正在开发建设的油(气)田(藏)群,其天然气价格采用合同/协议价格;有多个用户且合同/协议价格不同时,按其加权平均价格取值。

c) 探明未开发储量和控制储量的油气产品价格可以采用油公司规定的价格。

C.2.7.3 税率/费率

遵照计算储量时在实施的相关财税政策执行。

C.2.7.4 汇率

采用计算储量时的上一个月最后一天中国人民银行公布的中间牌价。

C.2.7.5 通货膨胀率

通货膨胀率取值零，即，对价格和成本/费用均不考虑通货膨胀和紧缩因素。

C.2.8 经济生产年度及经济生产年限

C.2.8.1 经济生产年度，指在油（气）田（藏）群持续生产期间，所有油气产品的销售收入之和扣除税费后的数额，不小于其当年操作费数额的所有年度。判断公式为：

$$\text{所有油气产品的年度销售收入之和} - \text{税费} - \text{一年度操作费} \geq 0$$

式中：

税费一般包括增值税、矿区使用费和石油特别收益金等（下同）。

C.2.8.2 经济生产年限，一般指在油（气）田（藏）群持续生产期间的最后一个经济生产年度；如果最后一个经济生产年度超出了相应的工程设施的寿命期，则经济生产年限应按工程设施的寿命期末计算。

C.2.9 净现金流量

从评价基准年至经济生产年限内未来各年的净现金流量按以下方法计算：

- a) “净现金流量”等于“现金流入”减去“现金流出”；
- b) “现金流入”等于各种产品年度销售收入之和；
- c) “现金流出”等于年度勘探投资、开发投资(含弃置费)、经营成本(操作费)、税费及所得税之和。

C.2.10 经济评价指标

经济评价主要指标如下：

- a) 内部收益率(IRR)：一般指所得税后内部收益率，即未来各年所得税后净现金流量的现值累计等于零时的折现率。
- b) 净现值(NPV)：一般指所得税后净现值，即按行业的基准收益率或设定的折现率，将所得税后未来各年净现金流量折现到评价基准年年初的现值之和。

C.2.11 经济可采储量的估算

经评价，内部收益率大于或等于基准收益率时，在经济生产年限内累积产出的油气产品量，即为探明/控制经济可采储量。

C.3 经济极限产量法

油(气)田(藏)的生产极限指标主要有极限含水率、极限产量、废弃压力等。

在海上石油天然气储量经济评价中，可通过经济极限产量指标来计算已开发油气田的储量，这种方法通常称为“经济极限产量法”。

采用经济极限产量法计算储量时，一般要求按年测算经济极限产量并据此计算储量。必要时，可补充按月测算的经济极限产量及据此计算的储量结果。

C.3.1 经济极限产量法的基本方法和步骤

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) 计算经济可采储量及次经济可采储量。

C.3.2 产量预测

已开发油(气)田(藏)未来年度或月度的油气产量可采用数值模拟法、产量递减法等求得,其他动态法也最好转换为累积产量与生产时间关系曲线求得。不具备条件的可通过研究确定高峰期产量和递减期递减率预测求得。

C.3.3 经营成本(操作费)估算

年度或月度操作费可参照本油(气)田(藏)目前的操作费水平进行预测。

C.3.4 经济评价参数的选取

油气产品价格、税率/费率、汇率和通货膨胀率等经济评价参数可参照本附录 C.2.7 条规定的原则和方法取值。

C.3.5 经济极限产量的测算

油气经济极限产量,一般可按一个主要产品(原油或天然气)进行测算。油气田同时生产原油和天然气且不易确定一个主要产品时,天然气折算成油当量来测算。

具体方法如下:

a) 原油经济极限产量

$$\text{经济极限产量 (m}^3/\text{a)} = \text{年度操作费 (人民币 元/a)} / \text{汇率} / (\text{原油价格 (1-资源税税率)} - \text{桶油特别收益金 (美元/桶)}) / 6.289$$

b) 天然气经济极限产量

$$\text{经济极限产量 (万 m}^3/\text{a)} = \text{年度操作费 (人民币 万元/a)} / (1 - \text{资源税税率}) / \text{天然气价格 (人民币 元/m}^3)$$

c) 原油及天然气经济极限产量

1) 参照本附录 C.2.8 条的方法,测算油气田的经济生产年限(或月限)。

2) 将经济生产年限(或月限)的原油及天然气产量视为本油田的原油及天然气经济极限产量。

C.3.6 经济可采储量的估算

在油(气)田(藏)持续生产期间,所有年度(或月度)原油/天然气产量高于或等于油气田经济极限产量的年度(或月度)累积产出的各种油气产品量,即为探明经济可采储量。

附 录 D
(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 D.1:

表 D.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	A_g	平方千米	km^2	小数点后二位
含油面积	A_o	平方千米	km^2	小数点后二位
原始天然气体积系数	B_{gi}	无因次		小数点后五位
原始原油体积系数	B_{oi}	无因次		小数点后三位
采收率	E_R	小数	f	小数点后三位
凝析气藏干气摩尔分量	f_d	小数	f	小数点后三位
天然气地质储量	G	亿立方米	10^8m^3	小数点后二位
凝析气总地质储量	G_c	亿立方米	10^8m^3	小数点后二位
干气地质储量	G_d	亿立方米	10^8m^3	小数点后二位
凝析油的气体当量体积	GE_c	立方米每立方米	m^3/m^3	整数
凝析气油比	GOR	立方米每立方米	m^3/m^3	整数
天然气可采储量	G_R	亿立方米	10^8m^3	小数点后二位
溶解气地质储量	G_s	亿立方米	10^8m^3	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	$N; N_e$	万立方米, 万吨	$10^4 \text{m}^3; 10^4 \text{t}$	小数点后二位
凝析油地质储量	$N_c; N_{cz}$	万立方米, 万吨	$10^4 \text{m}^3; 10^4 \text{t}$	小数点后二位
原油技术可采储量	N_R	万立方米, 万吨	$10^4 \text{m}^3; 10^4 \text{t}$	小数点后二位
原始地层压力	P_i	兆帕	MPa	小数点后三位
地面标准压力	P_{sc}	兆帕	MPa	小数点后三位
原始溶解气油比	R_{si}	立方米每立方米	m^3/m^3	整数
天然气单储系数	S_{gf}	亿立方米每平方千米米	$10^8 \text{m}^3/(\text{km}^2 \cdot \text{m})$	小数点后二位
原油单储系数	S_{of}	万立方米每平方千米米	$10^4 \text{m}^3/(\text{km}^2 \cdot \text{m})$	小数点后二位
原始含气饱和度	S_{gi}	小数	f	小数点后三位
原始含油饱和度	S_{oi}	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	T_{sc}	开尔文	K	小数点后二位
原始气体偏差系数	Z_i	无因次		小数点后三位
凝析油相对密度	γ_c	无因次		小数点后三位
凝析油密度	ρ_c	吨每立方米	t/m^3	小数点后三位
原油密度	ρ_o	吨每立方米	t/m^3	小数点后三位
凝析油含量	σ	立方厘米每立方米	cm^3/m^3	整数
有效孔隙度	ϕ	小数	f	小数点后三位

附 录 E
(规范性附录)

油(气)田(藏)储量规模和品位等分类

E.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 E.1)。

表 E.1 储量规模分类

分 类	原油技术可采储量 10^4m^3	天然气技术可采储量 10^8m^3
特大型	≥ 25000	≥ 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

E.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 D.2)。

表 E.2 储量丰度分类

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	≥ 150	≥ 15
中	$\geq 60 \sim < 150$	$\geq 6 \sim < 15$
低	$\geq 25 \sim < 60$	$\geq 2.5 \sim < 6$
特低	< 25	< 2.5

E.3 产能

按千米井深稳定产量大小，将油(气)田(藏)分为四类(见表 E.3)。

表 E.3 产能分类

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	≥ 50	≥ 15
中产	$\geq 20 \sim < 50$	$\geq 5 \sim < 15$
低产	$\geq 7.5 \sim < 20$	$\geq 1 \sim < 5$
特低产	< 7.5	< 1

E.4 埋藏深度

按油(气)藏埋藏深度大小，将油(气)藏分为五类(见表 E.4)。

表 E.4 埋藏深度分类

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

E.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 E.5)。

表 E.5 储层孔隙度分类

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 E.6)。

表 E.6 储层渗透率分类

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~<5	≥0.1~<1.0
致密	<1	<0.1

E.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 E.7)。

表 E.7 含硫量分类

分 类	原油含硫量 %	天然气硫化氢含量 g/m ³
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

E.7 原油性质

原油性质可按原油密度和地层原油粘度进行如下分类：

a) 按原油密度大小，将原油分为四类(见表 E. 8)。

表 E. 8 原油密度分类

分 类	原油密度 t/m^3
轻质	<0.87
中质	$\geq 0.87 \sim <0.92$
重质	$\geq 0.92 \sim <1.0$
超重	≥ 1.0

b) 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°C ，称为高凝油；其余称为常规油。
