

中华人民共和国地质矿产行业标准

DZ/T XXXX—XXXX

页岩层系石油储量估算规范

Regulation of shale layers oil reserves estimation

(征求意见稿)

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 储量估算情形	1
4.1 总体要求	1
4.2 具体要求	2
5 地质储量估算条件与方法	2
5.1 储量估算条件	2
5.2 储量计算单元划分原则	3
5.3 地质储量估算方法	5
6 地质储量估算参数确定	6
6.1 含油面积	6
6.2 有效厚度	8
6.3 有效孔隙度	8
6.4 空气渗透率	9
6.5 原始含油饱和度	9
6.6 原始原油体积系数及原始溶解气油比	9
6.7 地面原油密度	9
6.8 页岩质量密度	9
6.9 游离烃含油量	9
6.10 地质储量估算参数选值	9
7 技术可采储量估算	10
7.1 探明技术可采储量估算条件	10
7.2 未开发状态-开发初期的页岩层系石油探明技术可采储量估算	10
7.3 已开发状态的页岩层系石油探明技术可采储量估算	11
7.4 控制技术可采储量估算	12
8 经济可采储量估算	12
8.1 探明经济可采储量估算条件	12
8.2 剩余探明经济可采储量估算	12
8.3 控制经济可采储量估算条件	12
8.4 剩余控制经济可采储量估算	12
8.5 经济可采储量估算方法	12
8.6 经济评价参数取值要求	13
8.7 经济可采储量估算	14
9 储量综合评价	14
10 报告编写	14
10.1 报告名称	14

10.2 报告编写要求..... 14

附录 A（规范性）油气储量估算情形 15

附录 B（规范性）页岩层系石油探明地质储量估算的基本井距要求..... 17

附录 C（规范性）储量估算公式中参数名称、符号、计量单位及取值位数..... 18

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》的规定起草。

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：自然资源部油气资源战略研究中心、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、中国石油化工股份有限公司、中国海洋石油集团有限公司、陕西延长石油（集团）有限责任公司、中联煤层气有限责任公司。

本标准主要起草人：韩征、王玉华、蔡勋育、李其正、王香增、张道勇、郭海晓、谷宇峰、姜文利、任继红、周立明、高山林、段晓文、朱光辉、李敬功、郭顺、张革、赵铭海、黄月银、张臣、张昊泽、郑媛媛、付玲、徐建华

页岩层系石油储量估算规范

1 范围

本标准规定了页岩层系定义，页岩层系石油储量估算的基本原则，地质储量、技术可采储量、经济可采储量的估算和储量综合评价的要求。

本标准适用于页岩层系石油储量估算、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
- GB/T 18602 岩石热解分析
- GB/T 29172 岩心分析方法
- DZ/T 0217 石油天然气储量估算规范
- DZ/T 0252 海上石油天然气储量估算规范
- DZ/T 0334 石油天然气探明储量报告编写规范
- 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
- SY/T 7661 泥页岩含油量热解分析方法

3 术语和定义

下列术语和定义适用于本文件。

3.1 页岩层系 Shale layers

本规范中页岩层系是指富含有机质的烃源岩层系，以页岩、泥页岩、泥岩和粉砂质泥岩为主，不含或含少量砂岩、碳酸盐岩或硅质岩等夹层。其中，夹层的单层厚度不大于2m，并在纵向单元中累计夹层厚度占页岩层系厚度比例不超过该单元的20%，且单独开发无效益。单层厚度大于2m的砂岩、碳酸盐岩或硅质岩等储集体的油气储量，按照相应的储量规范单独进行估算。

3.2 页岩层系石油 Oil of shale layers

页岩层系石油是指已生成但仍滞留于富含有机质的页岩层系中的石油，主要以游离态、吸附态等方式赋存，主体上是自生自储成藏的连续性油藏；属于非常规油藏，一般无自然产能，或自然产能低于工业油流下限，可通过体积压裂等改造措施获得工业产能。

4 储量估算情形

4.1 总体要求

4.1.1 按照 GB/T 19492 划分的储量分类进行储量估算。

4.1.2 页岩层系石油勘探开发可分为 3 个阶段：预探阶段、评价阶段、开发阶段。

a) 预探阶段：对有利区带，进行地球物理勘探和探井钻探，建立完整的目的层取芯剖面，查明储层厚度、含油性、物性等特征，对 TOC、 R_o 、矿物组成和流体性质进行评价并对探井进行压裂改造，产量达到页岩层系石油井储量起算标准，优选出有利的评价区，并初步了解评价区的油藏特征。

b) 评价阶段：对评价区进行地球物理勘探，查明构造形态、断层分布、储层分布、储层物性变化等地质特征。进行评价井（直（斜）井和水平井）钻探，并开展直井和水平井压裂改造达到页岩层系石油钻井储量起算标准，通过评价井（直（斜）井和水平井）、地质综合研究和地震资料基本圈定油藏范围，取全相关评价资料，查明页岩层系油藏类型、储集类型、驱动类型、流体性质及分布，并优选出建产区。在进行先导性试验时，应对建产区进行地球物理勘探，精确查明建产区构造特征、应力分布、岩石力学参数和 TOC 平面分布等特征。开展直（斜）井和水平井组先导性试验，产量达到页岩层系石油储量起算标准，落实产能和开发井距等关键开发参数，完成初步开发设计或正式开发方案。

c) 开发阶段：编制开发方案，按开发方案实施开发井网钻探，完成配套设施的产能建设，进行页岩层系石油开采生产活动，并在生产过程中对开发井网进行调整、改造和完善，提高采收率 and 经济效益，直至油田废弃。

4.1.3 关于页岩层系石油的地震、钻井、测井、测试、分析化验等工作量，应满足估算不同地质储量类型的要求。

4.1.4 在给定的技术经济条件下，依据对油藏的勘探程度、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。

4.2 具体要求

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，应按照 DZ/T 0217 中的要求进行储量估算，具体要求见附录 A。估算结果在录入年度探明储量数据库和统计数据库时，油田年产量、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。

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

页岩层系石油储量起算标准包括：单井平均日产量下限、勘探程度和地质认识程度要求等有关起算标准。允许结合储量估算区情况，另行估算起算标准。另行估算的起算标准应不低于本规范表 1 规定的起算标准。

储量起算标准分别如下：

a) 以水平井开发为主的，水平井试采三个月或六个月的单井平均日产量下限标准见表 1，用于圈定含油面积和录取储量参数的直（斜）井测试应见油。其中，水平井单井平均日产量下限是进行储量估算应达到的最低经济条件，各地区和海域可根据当地价格和成本等测算求得只回收开发井投资的试采三个月或六个月的单井平均日产量下限；也可用平均的操作费和油价求得平均井深的试采三个月或六个月的单井平均日产量下限，再根据实际井深求得不同井深的试采三个月或六个月的单井平均日产量下限。

b)以直(斜)井开发为主的,在经储层改造措施(如压裂、酸化等)后的单井稳定日产量达到 DZ/T 0217 或 DZ/T 0252 规定的储量起算标准。

c)勘探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、控制地质储量和预测地质储量具体要求,见表 2。

表 1 页岩层系水平井单井平均日产油量下限标准

油藏埋藏深度 (m)	陆地水平井单井平均日产量下限 (m ³ /d)		海上水平井单井平均日产量下限 (m ³ /d)	
	3 个月	6 个月	3 个月	6 个月
≤500	2.0	1.5	4.0	3.0
> 500~1000	3.0	2.5	6.0	5.0
> 1000~2000	4.0	3.0	8.0	6.0
> 2000~3000	8.0	6.0	16.0	12.0
> 3000~4000	12.0	10.0	24.0	20.0
> 4000	15.0	12.0	30.0	24.0

5.1.2 探明地质储量

估算页岩层系石油探明地质储量,应在综合地震、钻井、测井、测试、录井及各种化验分析测试资料基础上,查明油藏构造特征、岩性组成与分布、储集空间类型、物性和含油性特征以及开采技术条件;通过实施开发先导试验区或先导试验井组证实了勘探范围内的页岩层系石油可采性;查明了产能和生产递减规律;单井平均日产量达到了储量起算标准;勘探程度和地质认识程度符合表2中的要求。页岩层系石油探明地质储量可靠程度高。

5.1.3 控制地质储量

估算控制地质储量,应在综合各种资料基础上,基本查明油藏构造特征、岩性组成与分布、储集空间类型、物性和含油性特征;开采技术条件基本得到了控制,并通过单井试验和数值模拟,基本查明典型地质背景下页岩层系石油地面钻井的单井产能情况。含油面积范围内的单井试采日产量达到储量起算标准。勘探程度和地质认识程度符合表2中的要求。

因参数井和生产试验井数量有限,不足以完全了解整个估算范围内的油藏赋存条件和产油措施,页岩层系石油控制地质储量可靠程度中等。

5.1.4 预测地质储量

估算预测地质储量,应初步查明油藏构造特征、岩性组成与分布、储集空间类型、物性和含油性特征,初步认识了油藏的分布规律,初步获得了典型地质环境下的油藏参数,大部分页岩层系油层参数条件是推测得到的。预探井钻遇了页岩层系油层段并在压裂改造后测试获得了油流。勘探程度和地质认识程度符合表2中的要求。页岩层系石油预测地质储量可靠程度低。

5.2 储量计算单元划分原则

储量计算单元(简称计算单元)划分应充分考虑构造、页岩层系展布稳定性等地质条件,结合井控、压裂改造等情况综合确定。

a) 计算单元平面上一般按井区确定。

- 1) 面积较大的页岩层系油藏,视不同情况可细分单元;
- 2) 当油藏类型相似,含油连片或叠置时,可合并为一个计算单元。

- b) 计算单元纵向上一般按页岩层系，结合游离烃含油量、孔隙度、脆性矿物含量、总有机碳含量和压裂技术（纵向压裂缝高）等因素确定计算单元。原则上单个纵向单元不超过100m。
- c) 含油面积跨2个及以上的矿业权证或省份的，按矿业权证或省份细划计算单元。
- d) 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。

表 2 各级地质储量勘探开发及认识程度基本要求

储量类型		探明地质储量	控制地质储量	预测地质储量
勘探开发程度	地震	已完成三维地震或二维地震采集（测网密度不大于1千米×1千米），地震资料品质能够满足构造、断裂解释和储层预测需要。	已完成三维地震或二维地震采集，二维地震主测线距一般1千米～2千米	已完成二维地震采集，二维地震主测线距一般2千米～4千米
	钻井与取芯	1. 已完成探井和评价井钻探，含油面积内井距达到附录B的要求，查明了页岩层系油层空间分布； 2. 已有开发先导试验区或先导试验井组； 3. 取芯井平面应分布合理，岩芯剖面能反映主要油层平面变化情况。至少有一个完整的取芯剖面，收获率为85%以上，应能够满足测井资料标定需求； 4. 中型规模的油田已取得合格的代表性保压或密闭取芯资料，大型及以上规模的油田应有保压取芯资料。其中，海上油田执行DZ/T 0252。	1. 已有探井或评价井钻探，现有钻井基本查明了油层空间分布状况； 2. 有页岩层系油层段岩心剖面，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. 已取得保压或密闭取芯资料。	1. 已有探井或评价井钻探，或紧邻地质条件相似可比的探明储量、控制储量区； 2. 页岩层系油层段已取得了岩心或井壁取芯。
	测井	1. 针对页岩层系石油的探井、评价井常规系列测井项目齐全，关键井应用了适合本地区页岩层系石油的核磁共振测井和其它特殊测井系列(如阵列声波、电成像、元素俘获等)，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）和有效厚度下限确定；每口井测井资料应满足储量计算参数解释需要；其它兼探井（过路井）在页岩层系测井资料满足页岩层系评价和有效厚度确定时也可用于页岩层系石油储量估算。 2. 已取得详实且具有代表性的压裂效果监测与评价资料（如微地震监测、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开展了页岩层系石油储量参数解释； 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开展了页岩层系石油储量参数解释。
	测试	1. 陆上，采用水平井开发方式为主的，探井、评价井测试比例不低于50%，其它兼探井（过路井）在页岩层系测试见油也可用于页岩层系石油储量估算；采用直（斜）井开发方式为主的，针对页岩层系石油的探井、评价井测试比例不低于90%，测试井点分布基本均匀，测试产量达到DZ/T 0217储量起算标准。 2. 海上，小型油田的主力油层，邻近类似油藏已取得可靠的产能资料，可进行产能类比，取全取准产能、流体性质、温度和压力资料，邻近没有类似油田的可靠产能资料，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；中型及以上油田，在关键部位井已进行测试，取全取准产	1. 页岩层系石油探井、评价井进行了测试，测试产量达到储量起算标准； 2. 取得了初步的生产井压力、气油比等动态资料。	页岩层系石油探井、评价井经测试获油流。

	能、流体性质、温度和压力资料，测试井平面分布合理。 3. 开发先导试验区或先导试验井组试采超过3个月或6个月证实了储量的商业开发价值； 4. 取得了代表性生产井的压力、气油比等动态资料。		
分析化验	1. 已取得满足刻度“七性”关系分析化验资料。 2. 通过实验和测试获得分析化验资料，矿物成分、TOC、物性、含油饱和度、游离烃含油量等关键参数分析化验资料取样间隔至少1块/米。 3. 对有效孔隙度、含油饱和度等关键物性参数，应开展二维核磁共振实验或岩芯分析； 4. 已取得地层及地面流体分析资料； 5. 各项资料分布具有代表性。	1. 已取得刻度“七性”关系的分析化验资料； 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。	钻采工艺技术可处于探索阶段。
地质认识程度	1. 页岩层系构造形态清楚，查明断层发育情况，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、渗透率、含油饱和度和游离烃含油量等参数变化规律清楚；满足水平井压裂设计地质需求； 3. 地层压力、温度和流体分布清楚； 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或已编制开发方案为依据的经济评价。	1. 页岩层系石油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. 页岩层系石油储层范围已基本清楚； 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。

5.3 地质储量估算方法

5.3.1 原则

页岩层系石油地质储量估算方法主要采用静态法和动态法。

静态法以静态资料为主，适用于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，包括容积法和体积法。估算页岩层系石油地质储量原则上以容积法为主。

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。当页岩层系油藏勘探开发阶段已取得较丰富的生产资料时，可根据产量、压力数据采用动态法估算。

储量估算公式中符号名称和计量单位见附录C，符合SY/T 6580。

5.3.2 容积法

容积法估算页岩层系石油地质储量的主要参数包括含油面积、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。页岩层系石油中溶解气地质储量大于0.1亿立方米时，应计算溶解气地质储量。

原地地质储量由下式估算：

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

式中：N—原油地质储量，单位为万立方米（ 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, 用小数表示 (f) ;

S_{oi} — 原始含油饱和度, 用小数表示 (f) ;

B_{oi} — 原始原油体积系数。

溶解气地质储量计算公式:

$$G_s = 10^{-4} N R_{si} \dots\dots\dots (2)$$

式中: G_s — 溶解气地质储量, 单位为亿立方米 (10^8 m^3) ;

N — 原油地质储量, 单位为万立方米 (10^4 m^3) ;

R_{si} — 原始溶解气油比, 单位为立方米每立方米 (m^3 / m^3) 。

若用质量表示原油地质储量时:

$$N_z = N \rho_o \dots\dots\dots (3)$$

式中: N_z — 原油地质储量, 单位为万吨 (10^4 t) ;

N — 原油地质储量, 单位为万立方米 (10^4 m^3) ;

ρ_o — 地面原油密度, 单位为吨每立方米 (t / m^3) 。

5.3.3 体积法

采用体积法估算页岩层系石油地质储量, 主要参数包括含油面积、油层有效厚度、页岩质量密度、页岩游离烃含油量和地面原油密度等。

原油地质储量由下式估算:

$$N_z = 100 A_o h \rho_y T_f \dots\dots\dots (4)$$

式中: N_z — 原油地质储量, 单位为万吨 (10^4 t) ;

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) ;

ρ_y — 页岩质量密度, 单位为吨每立方米 (t / m^3) 。

T_f — 游离烃含油量, 单位为吨每吨 (t / t) 。

若用体积表示原油地质储量时:

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

式中: N — 原油地质储量, 单位为万立方米 (10^4 m^3) ;

N_z — 原油地质储量, 单位为万吨 (10^4 t) ;

ρ_o — 地面原油密度, 单位为吨每立方米 (t / m^3) 。

5.3.4 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页岩层系石油地质储量。

具体情况及估算方法见 DZ/T 0217。

6 地质储量估算参数确定

6.1 含油面积

6.1.1 总则

充分利用地质、地震、钻井、测井、测试和生产动态等资料，综合研究页岩层系石油分布规律，确定各类地质边界以及矿业权、省份或自然保护区范围的边界，在页岩层系顶部构造等值线图上圈定含油面积。勘探程度和地质认识程度符合表2中的要求，井控程度达到附录B要求。不同级别的地质储量，含油面积圈定要求不同。

6.1.2 探明地质储量的含油面积

探明含油面积包括已开发含油面积和未开发含油面积：

- a) 已投入开发的探明地质储量，含油面积依据开发方案和生产井静动态资料确定的开发井距，采用直井开发方式的，外推 0.5 倍开发井距确定；采用水平井开发方式的，外推 0.5 倍基本井距确定。
- b) 未投入开发的探明地质储量，含油面积各种边界的确定需达到以下条件：
 - 1) 含油面积边部以已查明的各类地质边界为界，如断层、页岩层系厚度下限、页岩层系油藏参数下限、地层尖灭线等，按照页岩层系构造稳定性和储层横向均质性程度，采用直井开发方式的，外推 1 倍开发井距；采用水平井开发方式的，外推 0.5 倍～1.0 倍基本井距；
 - 2) 含油面积边部未查明地质边界的，沿页岩层系工业油井外推不大于附录 B 规定的基本井距的 0.5 倍；
 - 3) 含油面积内，根据地震和地质综合研究成果，按照页岩层系构造稳定性和储层横向均质性程度，以水平井开发方式为主的，2 口水平井之间排距、水平井段之间延伸方向的距离分别不大于附录 B 规定基本井距的 1 倍；以直井开发方式为主的，两个直井之间的距离不大于开发井距的 1.5 倍～2.0 倍；
- 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。

6.1.3 控制地质储量的含油面积

在综合评价确定的含油面积范围及矿业权边界范围内，根据钻井控制程度确定：

- a) 含油面积边部，沿油流井外推 1～2 倍基本井距圈定；
- b) 含油面积内，根据储层横向均质性程度，井间距离不大于 2 倍基本井距，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。

6.1.4 预测地质储量的含油面积

在综合评价确定的含油面积范围及矿业权边界范围内，根据钻井控制程度确定：

- a) 含油面积边部，沿见油井外推 2～3 倍基本井距圈定；
- 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。

6.2 有效厚度

6.2.1 总体原则

页岩层系油层有效厚度（简称有效厚度），应为经措施后达到储量起算标准的页岩层系中具有产油能力的那部分储层厚度。不同级别的地质储量，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) 应制定页岩层系油层划分标准；
- 2) 应以岩心分析和测井资料为基础，以测试和试采资料为依据，研究页岩层系石油储层岩性、物性、含油性、电性、脆性指数、地应力各向异性和烃源岩特性的相互关系，确定划分有效厚度的下限标准；
- 3) 有效厚度应主要根据钻井取芯、测井、试油试采等资料划定，非直井应进行井斜和厚度校正。

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（如井径变化等）校正和不同测井系列的标准化处理；
- 2) 以岩心分析资料划分有效厚度时，油层段应取全岩心，收获率不低于 85%。

c) 井点有效厚度为计算单元内满足有效厚度下限标准的井段厚度的累加值。

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，可根据页岩层系油层类比分划，也可选择邻区类似页岩层系油藏的下限标准划分。

与探明区（层）相邻的控制地质储量的有效厚度，可根据本层或选择邻区（层）类似页岩层系油藏的下限标准划分。

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页岩层系油藏的下限标准划分，无井区块可用邻区块资料类比确定。

与探明或控制区（层）相邻的预测地质储量的有效厚度，可根据本层或选择邻区（层）类似页岩层系油藏的下限标准划分。

6.3 有效孔隙度

有效孔隙度的确定原则如下：

a) 有效孔隙度应为页岩层系地层条件下的有效孔隙度。

b) 有效孔隙度采用测井资料计算，计算前测井数据应采用岩芯二维核磁共振资料或岩芯分析进行刻度。测井解释孔隙度与岩芯二维核磁共振资料或岩芯分析孔隙度的相对误差原则上不超过 $\pm 12\%$ 。

c) 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。

d) 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。

e) 井点的有效孔隙度采用有效厚度权衡法确定。

6.4 空气渗透率

空气渗透率的确定原则如下：

- a) 空气渗透率为页岩层系地层条件下的空气渗透率中值。
- b) 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。
- c) 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。

6.5 原始含油饱和度

原始含油饱和度的确定原则如下：

- a) 原始含油饱和度为页岩层系地层条件下的原始含油饱和度。
- b) 应以本地区有代表性的保压或密闭取芯资料为基础，采用岩芯二维核磁实验或其它岩心分析方法进行分析，综合测井解释、毛管压力等资料确定。
- c) 用测井解释资料确定探明储量原始含油饱和度时，应与岩芯分析资料进行分析验证，验证时优先选取保压或密闭取芯资料结果，绝对误差不超过 $\pm 5\%$ 。
- d) 单井原始含油饱和度采用有效孔隙体积权衡法求取。

6.6 原始原油体积系数及原始溶解气油比

原始原油体积系数及原始溶解气油比的确定原则如下：

- a) 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。
- b) 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。
- c) 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。

6.7 地面原油密度

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。

6.8 页岩质量密度

页岩质量密度为视页岩质量密度，可由取芯实验测定方法获得。含油页岩层系可采用平均页岩质量密度。

6.9 游离烃含油量

游离烃含油量的确定原则如下：

- a) 游离烃含油量主要按照GB/T 29172、GB/T 18602和SY/T 7661的要求，采用保压或密闭取芯通过适合本地区的实验分析方法和分析参数确定，也可通过岩心标定后的测井资料计算确定。常规取芯可以通过对比同区块的保压或密闭取芯分析资料对含油量进行校正，但校正后的游离烃含油量不得大于保压或密闭取芯资料的取值。
- b) 实验分析时可利用保压或密闭取芯资料通过岩石热解分析等方法获得样本总含油量 (T_c)，再通过实验分析确定干酪根和无机矿物束缚烃含油量 (T_a)，最后用总含油量 (T_c) 与束缚烃含油量 (T_a) 的差值确定为游离烃含油量 (T_f)，也可根据本地区的适用情况选择以热解 S_i 求取含油量。
- c) 游离烃含油量测定采样间隔：页岩厚度30m以内，每1m取1个样；页岩厚度30m以上，均匀分布取30个样以上(取样间隔最高2m)。以往测定的游离烃含油量可参考应用，但应进行校正。
- d) 单井游离烃含油量采用有效厚度权衡法计算。

6.10 地质储量估算参数选值

地质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）求得的储量估算参数，选用一种相对合理的参数值；
- b) 计算单元的各项储量估算参数选值：
 - 1) 有效厚度、有效孔隙度、原始含油饱和度和游离烃含油量一般采用等值线面积权衡法求取；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；当井密度大且分布均匀时，也可采用井点算术平均法；
 - 2) 在作图时，应考虑油藏情况和储量参数变化规律；
 - 3) 探明地质储量的计算单元参数取值原则上不大于该单元面积内井点参数最大值。
- c) 页岩层系石油储量的地面要求条件指：温度20℃，绝对压力0.101MPa。各项储量估算参数的有效位数要求见附录C（规范性附录）的规定。计算单元的储量估算参数选值，储量的估算和汇总，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

探明技术可采储量的估算条件如下：

- a) 已实施的操作技术和近期将采用的操作技术（包括采油技术和提高采收率技术，下同）。
- b) 已有初步开发设计或正式开发方案。
- c) 满足页岩层系石油开发需要的地质条件和工程条件。
- d) 按经济条件（如价格、配产、成本等）估算可商业采出，可行性评价是经济的。
- e) 在不同的开发状态，采用不同的估算方法。

7.2 未开发状态-开发初期的页岩层系石油探明技术可采储量估算

7.2.1 探明技术可采储量估算公式

一般是根据估算的地质储量和确定的采收率，按下列公式估算页岩层系石油探明技术可采储量。

$$N_R = NE_R \quad \dots\dots\dots (6)$$

$$\text{或 } N_R = N_Z E_R \quad \dots\dots\dots (7)$$

式中：

N_R —原油技术可采储量，单位为万吨（ 10^4t ）或万立方米（ 10^4m^3 ）；

N_Z —原油地质储量，单位为万吨（ 10^4t ）；

N —原油地质储量，单位为万立方米（ 10^4m^3 ）；

E_R —采收率，用小数表示（f）；

溶解气技术可采储量按公式（8）计算：

$$G_R = G_S E_R \quad \dots\dots\dots (8)$$

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，用小数表示（f）。

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) 一般是指在目前可实施的成熟的技术条件下（如直井、水平井、多次压裂等）的最终采收率；
- 2) 采收率随着开采技术改变、开发方式调整以及页岩层系石油动态情况的变化而变化；
- 3) 对于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页岩层系油藏先导试验证实有效并计划实施；或与本页岩层系相似的同类油藏中已使用成功的提高采收率技术，并可类比和计划实施，可划为增加的探明技术可采储量。

b) 确定方法

- 1) 页岩层系石油采收率，根据页岩层系油藏成藏类型、地质特征、开发方式和废弃压力等情况，应用生产井（组）动态生产资料和储层资料与开发成熟地区相似条件页岩层系油藏类比，选择经验公式法、经验取值法、类比法和数值模拟法求取采收率（SY / T 5367）。
- 2) 溶解气采收率，根据页岩层系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、页岩层系石油采收率统计规律求取。
- 3) 未生产或处于生产初期的页岩层系石油，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页岩层系石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：
 - ① 目标区块与类比区块相邻或相似；
 - ② 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；
 - ③ 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；
 - ④ 目标区块储层及流体特征要不差于类比区块。

7.3 已开发状态的页岩层系石油探明技术可采储量估算

7.3.1 原则

页岩层系油藏投入开发生产一段时间后，已开发技术可采储量一般直接用开发井的生产数据估算，主要估算是产量递减法和数值模拟法等，这些方法一般用于单井技术可采储量的估算。

7.3.2 产量递减法

产量递减法是通过研究页岩层系油井的产油规律、分析油井的生产特性和历史资料来预测储量，一般是在页岩层系油井经历了产量高峰并开始稳产或出现递减后，利用产量递减曲线的斜率对未来产量进行估算。

产量递减法实际上是页岩层系油井生产特性外推法，运用产量递减法必须满足以下几个条件：

- a) 所选用的生产曲线有典型的代表意义及充分依据。
- b) 可以明确界定页岩层系油井的产油面积。
- c) 在产量与时间关系曲线上产油高峰后至少有3个月以上稳定的油产量递减曲线斜率值。
- d) 必须有效排除由于修井或地表水处理等非地质原因造成的产量变化对递减曲线斜率值判定的影响。

在页岩层系油井投入生产开发阶段，产量递减法可以配合体积法和数值模拟法一起提高储量估算精度。（见SY / T 5367）。

7.3.3 数值模拟法

数值模拟法是根据页岩层系油藏特征及开发概念设计等条件，建立油藏模型，并经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。

7.4 控制技术可采储量估算

7.4.1 估算条件

估算控制技术可采储量应满足以下条件：

- a) 推测可能实施的操作技术。
- b) 按经济条件（如价格、配产、成本等）估算可取的合理经济回报，可行性评价是经济的。

7.4.2 估算公式和方法

控制技术可采储量的估算公式和估算方法同7.2。

采收率一般是确定在推测可能实施的操作技术条件下的最终采收率。

8 经济可采储量估算

8.1 探明经济可采储量估算条件

探明经济可采储量的估算必须满足下列条件：

- a) 经济条件基于不同要求可采用评价基准日的或合同的价格和成本以及其它有关的条件；
- b) 操作技术（主要包括提高采收率技术）是已实施的技术，或先导试验证实的并肯定付诸实施的技术，或本页岩层系油藏同类油藏实际成功并可类比和肯定付诸实施的技术；
- c) 已有初步开发设计或正式开发方案，并已列入五年开发计划；
- d) 与经济可采储量相应的含油边界是钻井或测井、或测试、或可靠的压力测试资料证实的流体界面，或者是钻遇井的油层底界，并且含油边界内有合理的井控程度；
- e) 实际生产或测试证实了商业性生产能力，或目标储层与邻井同层位或本井邻层位已证实商业性生产能力的储层相似；
- f) 可行性评价是经济的；
- g) 将来实际采出量大于或等于估算的经济可采储量的概率至少为80%。

8.2 剩余探明经济可采储量估算

探明经济可采储量减去页岩层系石油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

控制经济可采储量估算应满足下列条件：

- a) 按合理预测的经济条件（如价格、配产、成本等）估算求得的、可商业采出的、经过经济评价是经济的；
- b) 将来实际采出量大于或等于估算的经济可采储量的概率至少为50%。

8.4 剩余控制经济可采储量估算

控制经济可采储量减去页岩层系石油累计产量为剩余控制经济可采储量。

8.5 经济可采储量估算方法

8.5.1 原则

经济可采储量评价方法主要包括现金流量法、经济极限法。一般情况下在未开发和开发初期的页岩层系油藏或区块的储量，宜采用现金流法进行经济评价并估算经济可采储量。投入开发生产一段时间后的页岩层系油藏或区块的储量，或用动态法估算技术可采储量的，可采用经济极限法进行经济评价并估算经济可采储量。经济评价过程中应说明砂岩、碳酸盐岩或硅质岩等夹层单独开发是否具有经济效益。

8.5.2 现金流量法

现金流量法是依据页岩层系油藏勘探开发过程中发生的现金流，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测的页岩层系石油产量及其它开发指标，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。

现金流量法的基本方法和步骤是：

- a) 确定经济评价单元；
- b) 预测未来各年产量；
- c) 预测未来各年的开发投资、经营成本(操作费)；
- d) 选取经济评价参数，包括评价基准年、页岩层系石油产品价格、税率/费率、汇率等；
- e) 测算经济生产年限，并估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；
- f) 测算经济评价指标(主要指标是内部收益率和净现值)；
- g) 估算经济可采储量。

8.5.3 经济极限法

经济极限法是依据页岩层系油藏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页岩层系石油产量即为经济可采储量。

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页岩层系石油产量；
- b) 预测未来年度或月度经营成本(操作费)；
- c) 选取页岩层系石油产品价格、税率/费率、汇率等经济评价参数；
- d) 测算经济极限产量；
- e) 估算经济可采储量。

8.6 经济评价参数取值要求

经济评价参数取值要求如下：

- a) 采用现金流量法或经济极限法对页岩层系油藏开发可行性进行经济评价，其目的是确定经济可采储量；
- b) 勘探投资根据含油面积内可利用的探井、评价井和部分设施、设备投资估算，10年以前的勘探投资可按沉没估算；开发建设投资根据初步开发设计或正式开发方案提供的依据测算；
- c) 成本、价格和税率等经济指标，一般情况下，应根据本页岩层系油藏实际情况，考虑同类已开发油田的统计资料，确定一定时期或年度的平均值；有合同规定的，按合同规定的价格和成本。价格和成本在评价期保持不变，即不考虑通货膨胀和紧缩因素；
- d) 高峰期的产量和递减期的递减率，应在系统试采和开发概念设计或正式开发方案的基础上论证确定；
- e) 经济评价结果净现值大于或等于零，内部收益率达到企业规定收益率，页岩层系油藏开发为经济的，可进行经济可采储量估算。

8.7 经济可采储量估算

估算工作包括以下内容：

- a) 预测分年、月度产量。已开发油田可直接采用产量递减法求得，其它动态法也应转换为累积产量与生产时间关系曲线求得。不具备条件的通过研究确定高峰期产量和递减期递减率预测求得，应在系统试采和初步开发设计或正式开发方案的基础上论证确定；
- b) 投资、成本、价格和税率等经济指标，按 8.6 要求取值；
- c) 测算页岩层系油藏经济极限。为某个页岩层系油藏在指定时间（年、月或日）所产生的净收入等于操作该页岩层系油藏的净支出（维护运营的操作成本和税费）时的产量；对海上页岩层系油藏，储量的经济寿命不应该超过开发该页岩层系油藏的平台寿命；
- d) 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；
- e) 储量区与自然保护区等禁止勘查开采区域有重叠、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；
- f) 折现率按本企业规定的基准收益率取值。

9 储量综合评价

依据DZ/T 0217中的储量规模、储量丰度、产能、埋藏深度、原油性质等参数指标，对页岩层系石油进行综合评价。若储量报告中同时有常规油、致密油储量，应分开进行储量综合评价。

10 报告编写

10.1 报告名称

报告应按DZ/T 0334规范要求，命名为“××油田××区块××层位页岩层系石油探明储量新增（复算、核算、结算）报告”。

10.2 报告编写要求

执行DZ/T 0334，根据选择的估算方法，突出页岩层系石油储量估算参数，增加“游离烃含油量”等内容，对技术可行性及经济可行性论述，增加烃源岩评价、页岩层系“七性”关系评价和钻采工艺技术评价等方面的相关图表。

附 录 A
(规范性)
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。

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) 大型及以上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) 小型及以下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；

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)

页岩层系石油探明地质储量估算的基本井距要求

页岩层系石油估算探明地质储量时含油面积内基本井距的要求见表B.1。基本井距基于水平井排距500米，水平段2000米的情形下设定。当开发方案设计的排距和水平段低于该情形，基本井距相应减小。

表 B.1 页岩层系石油探明含油面积内地质储量估算的基本井距要求

构造复杂程度		页岩层系稳定程度		基本井距（千米）	
类	特点	型	特点	水平段延伸方向（千米）	水平井井间排距（千米）
第 I 类型 构造简单	1.页岩层系产状平缓 2.简单的单斜构造 3.宽缓的褶皱构造	第一型	页岩层系稳定，页岩厚度层系变化很小，或沿一定方向逐渐发生变化	3~4	1.5~2
		第二型	页岩层系厚度有一定变化，但仅局部地段出现少量的减薄，没有尖灭	2~3	1~1.5
		第三型	页岩层系不稳定，页岩层系厚度变化很大，且具有明显的变薄、尖灭或分叉现象	1~2	0.5~1
第 II 类型 构造较复杂	1.页岩层系产状平缓，但具有波状起伏 2.页岩层系呈简单的褶皱构造，两翼倾角较陡，并有稀疏断层 3.页岩层系呈简单的褶皱构造，但具有较多断层，对页岩层系有一定的破坏作用	第一型	页岩层系稳定，页岩厚度层系变化很小，或沿一定方向逐渐发生变化	2~3	1~1.5
		第二型	页岩层系厚度有一定变化，但仅局部地段出现少量的减薄，没有尖灭	1~2	0.5~1
		第三型	页岩层系不稳定，页岩层系厚度变化很大，且具有明显的变薄、尖灭或分叉现象	0.5~1	0.5
第 III 类型 构造复杂	1.页岩层系呈紧密复杂的褶皱，产状变化剧烈 2.褶皱虽不剧烈，但具有密集的断层，页岩层系遭受较大破坏 3.页岩层系受到其他岩性侵入，使页岩层系受到严重破坏	第一型	页岩层系稳定，页岩厚度层系变化很小，或沿一定方向逐渐发生变化	1~2	0.5
		第二型	页岩层系厚度有一定变化，但仅局部地段出现少量的减薄，没有尖灭	0.5~1	0.5
		第三型	页岩层系不稳定，页岩层系厚度变化很大，且具有明显的变薄、尖灭或分叉现象	0.5	0.5

附 录 C
(规范性)

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 C. 1

表 C.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	
含油面积	A_o	平方千米	km^2	小数点后二位
原始原油体积系数	B_{oi}			小数点后三位
采收率	E_R			小数点后三位
溶解气地质储量	G_s	亿立方米	10^8m^3	小数点后二位
溶解气技术可采储量	G_R	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_z	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
原始溶解气油比	R_{si}	立方米每立方米	m^3/m^3	整数
原始含油饱和度	S_{oi}			小数点后三位
游离烃含油量	T_f	吨每吨	t/t	小数点后五位
有效孔隙度	ϕ			小数点后三位
地面原油密度	ρ_o	吨每立方米	t/m^3	小数点后三位
页岩质量密度	ρ_y	吨每立方米	t/m^3	小数点后三位