

GB

中华人民共和国国家标准

GBn 269—88

石油储量规范

1988-01-04 发布

1988-10-01 实施

国家标准局 发布

目 次

- 1 主题内容与适用范围
- 2 术语
- 3 储量计算工作的一般要求
- 4 工业油流标准
- 5 石油储量及远景资源量分级和分类
- 6 地质储量计算
- 7 可采储量计算
- 8 储量评价
- 9 储量报告编写要求

石油储量规范

本规范是根据实施中华人民共和国矿产资源法的要求制定的。

1 主题内容与适用范围

- 1.1 本标准规定了石油储量及远景资源量的分级和分类，储量计算和储量评价的方法。
- 1.2 本规范适用于天然石油及其溶解气储量的计算、评价与管理工作的（海上石油储量计算另有补规定）。

2 术语

2.1 地质储量：

是指在地层原始条件下，具有产油（气）能力的储层中原油的总量。地质储量按开采价值划分为表内储量和表外储量。表内储量是指在现有技术经济条件下，有开采价值并能获得社会效益的地质储量。表外储量是指在现有技术经济条件下，开采不能获得社会效益的地质储量，但当原油价格提高或工艺技术改进后，某些表外储量可以转变为表内储量。

2.2 可采储量：

是指在现代工艺技术和经济条件下，能从储油层中采出的那一部分油量。

2.3 剩余可采储量：

是指油田投入开发后，可采储量与累积采出量之差。

2.4 远景资源量：

是依据一定的地质资料对尚未发现资源的估算值。

2.5 总资源量：

是地质储量和远景资源量之总和。

2.6 评价井：

对一个已证实有工业性发现的油（气）田，为查明油，气藏类型、构造形态，油、气层厚度及物性变化，评价新油（气）田的规模、生产能力（产能）及经济价值，最终以建立探明储量为目的而钻的探井。

2.7 滚动勘探开发：

复杂油气田，具有多层系含油、多种圈闭类型叠合连片，富集程度不均匀，油气水纵向、横向关系复杂特点。由于这种复杂的油气聚集带或油气藏不可能在短期内认识清楚，为提高经济效益，对不同类型的复式油气聚集带有整体认识后，可不失时机地先开发高产层系或高产含油气圈闭。在进入开发阶段以后，还要对整个油气聚集带不断扩边、连片、加深勘探，逐步将新的含油气层系和新的含油气圈闭分期投入开发。这种勘探与开发滚动式前进的做法，称为滚动勘探开发

3 储量计算工作的一般要求

- 3.1 应采用现代先进工艺技术，认识和改造油层，取全取准基础资料，在认真研究地质规律的基础上进行储量计算。储量计算方法的选用和参数的确定，既要有理论根据，又要有本油田实际资料的验证。储量工作必须严肃认真、实事求是、科学地反映地下客观实际。
- 3.2 在勘探开发的不同阶段，应根据对油藏的认识程度计算不同级别的储量。在油田投入开发后，应定期进行储量复核，使之逐渐接近于实际，直至油田枯竭。
- 3.3 为确切反映我国石油储量状况及利用程度，应分别计算石油及其溶解气的地质储量、可采储量和剩余可采储量，并进行综合评价。
- 3.4 应根据地质条件和资料情况，尽量采用多种方法计算储量，以便相互对比验证。勘探阶段以容积法为主，生产过程中还需采用动态方法进行储量核实。
- 3.5 与石油伴生的其他有用矿产（例如，钾盐、碱矿、地下热水等），也应计算储量。

4 工业油流标准

4.1 工业油流标准（即油井的储量起算标准）

工业油井应是试油稳定日产量达到表 1 规定标准的井。对抽汲及经增产措施（压裂、酸化，爆炸、降粘）后日产量在工业油流标准附近的新油田，应选择 1~2 口井进行半年以上的试采，根据地质、产能、压力等资料分析，找出试油产量与油井稳定产量的关系，确定相应的试油稳定日产量标准。未经增产措施或措施不彻底的探井，不能否定其工业价值。

表 1 工业油流标准

产油层埋藏深度, m	工业油流下限, t/d
<500	0.3
500~1000	0.5
>1000~2000	1.0
>2000~3000	3.0
>3000~4000	5.0
>4000	10.0

4.2 工业油流标准受国家有关政策、石油价格、当前工业技术条件和油田所处地理位置等多方面因素影响，因此上述标准只适用于一般情况。各地区如有特殊情况，经全国矿产储量委员会批准后可适当调整。工业油流标准以下的油井，经批准由地方开采，具有一定经济效益者，亦可列为工业油井。

5 石油储量及远景资源量分级和分类

5.1 石油储量分级

油田从发现起，经过勘探到投入开发，大体经历预探、评价钻探和开发三个阶段。根据勘探、开发各个阶段对油藏的认识程度，应将石油储量划分为探明储量、控制储量和预测储量三级。

各级储量和资源量是一个与地质认识、技术和经济条件有关的变数。石油勘探开发的全过程实际上是对地下油藏逐步认识的过程，也是储量计算的精度逐步提高和接近于客观实际的过程。这个过程既有连续性，又有阶段性，不同勘探开发阶段所计算的储量精度不同，因而，在进行勘探和开发决策时，要和不同级别的储量相适应，以保证经济效益。

5.2 探明储量

5.2.1 探明储量是在油田评价钻探阶段完成或基本完成后计算的储量，在现代技术和经济条件下，可提供开采并能获得社会经济效益的可靠储量。探明储量是编制油田开发方案，进行油田开发建设投资决策和油田开发分析的依据。

计算探明储量时，应分别计算石油及溶解气的地质储量、可采储量和剩余可采储量。

计算探明储量时，应尽可能充分利用现代地球物理勘探技术和油藏探边测试方法，查明油藏类型、含油构造形态、储层厚度、岩性、物性及含油性变化和油、气、水边界等。

钻评价井的目的在于获取目的层的储量计算参数，并为编制开发方案提供评价依据。评价钻探的评价井井数应视圈闭类型、储层分布和油水关系等地质条件的复杂程度而定。因此，要精选评价井井位，并布置在最佳部位，同时对评价井进行精心设计，搞好取芯、录井、测井和试油等工作。如果评价井设计的取芯井段因故未能取得油层部位的岩芯，则应以 15—20 cm 的间隔进行系统井壁取芯。对于结构比较复杂的缝洞型油层，必须取得储层岩芯。每口评价井完井、试油后，必须提交专门的油、气储层综合评价报告，由储量管理部门验收。

凡属下列情况之一者，也可以计算探明储量：

- a) 发现井本身已取全储量计算参数，获得工业油流，并以准确的物探资料为依据，在发现井附近的合理面积内，可以计算探明储量。
- b) 对于面积小于 1 平方千米的小型断块或岩性圈闭，虽然只有一口评价井，如果已取得了必要的储量计算参数，可以计算探明储量。
- c) 对于简单的中小型各类油藏，已做过地震详查，搞清了构造形态。虽然只有少量评价井获工业油流，但在查明油藏的油水界面和含油边界，并获得了齐全准确的储量参数的情况下，也可以计算探明储量。
- d) 对于大型含油圈闭，虽然还没有探明含油边界，但有评价井控制了油藏最佳部位，并已取全储量计算参数，可按油井供油半径圆周的外切线圈定的面积计算探明储量。

5.2.2 探明储量按勘探开发程度和油藏复杂程度分为以下三类：

- a) 已开发探明储量（简称 I 类，相当其他矿种的 A 级）

指在现代经济技术条件下，通过开发方案的实施，已完成开发井钻井和开发设施建设，并已投入开采的储量。该储量是提供开发分析和管理的依据，也是各级储量误差对比的标准。新油田在开发井网钻完后，即应计算已开发探明储量，并在开发过程中定期进行复核。当提高采收率的设施建成后，应计算所增加的可采储量。

- b) 未开发探明储量（简称 II 类，相当其他矿种的 B 级）

指已完成评价钻探，并取得可靠的储量参数后所计算的储量。它是编制开发方案和进行开发建设投资决策的依据，其相对误差不得超过 $\pm 20\%$ 。

- c) 基本探明储量（简称 III 类，相当其他矿种的 C 级）

多含油气层系的复杂断块油田、复杂岩性油田和复杂裂缝性油田，在完成地震详查、精查或三维地震，并钻了评价井后，在储量计算参数基本取全、含油面积基本控制的情况下所计算的储量为基本探明储量。该储量是进行“滚动勘探开发”的依据。在滚动勘探开发过程中，部分开发井具有兼探的任务，应补取算准储量的各项参数。在投入滚动勘探开发后的三年内，复核后可直接升为已开发探明储量。基本探明储量的相对误差应小于 $\pm 30\%$ 。

5.3 控制储量（相当其他矿种的 C—D 级）

5.3.1 控制储量是在某一圈闭内预探井发现工业油（气）流后，以建立探明储量为目的，在评价钻探过程中钻了少数评价井后所计算的储量。该级储量通过地震和综合勘探新技术查明了圈闭形态，对所钻的评价井已作详细的单井评价；通过地质—地球物理综合研究，已初步确定油藏类型和储层的沉积类型，并大体控制了含油面积和储层厚度的变化趋势，对油藏复杂程度，产能大小和油气质量已作出初步评价。所计算的储量相对误差不超过 $\pm 50\%$ 。

控制储量可作为进一步评价钻探、编制中期和长期开发规划的依据。

5.3.2 下列情况所估算的储量亦为控制储量:

- a) 评价钻探方案尚未全部执行完毕, 在需要为中、长期发展规划提供依据的情况下, 根据当时实际已取得的资料所估算的储量。
- b) 在评价钻探方案执行过程中, 发现评价对象的储量质量较差、经济效益较低, 或其他原因暂时中断评价钻探, 在这种情况下所估算的储量。
- c) 在评价钻探方案执行过程中, 因资金、施工技术等原因, 尚未完成评价钻探任务的条件下所估算的储量。

5.3.3 控制储量在该地区进行重大开发建设投资所依据的储量(探明储量加控制储量)中所占比例应小于30%, 以减少投资风险。

5.4 预测储量(相当其他矿种的D—E级)

5.4.1 预测储量是在地震详查以及其他方法提供的圈闭内, 经过预探井钻探获得油(气)流, 油气层或油气显示后, 根据区域地质条件分析和类比, 对有利地区按容积法估算的储量。该圈闭内的油层变化、油水关系尚未查明, 储量参数是由类比法确定的, 因此可估算一个储量范围值。预测储量是制定评价钻探方案的依据。

5.4.2 下列情况所估算的储量亦为预测储量:

- a) 在预测含油(气)有利的各种构造带和地层—岩性的有利地带, 预探井已发现工业性油(气)流, 油气层或油气显示后, 对可能含油(气)的合理延伸部分及其他地质条件类似的毗邻圈闭上所预测的储量。
- b) 已开发油田的深部、浅层, 经综合研究对比, 对可能的新的含油层系所预测的储量。
- c) 在评价性钻探过程中的非主要目的层, 虽然发现很好的油气显示, 但未经测试证实所估算的储量。

5.5 远景资源量

5.5.1 远景资源量是根据地质, 地球物理、地球化学资料统计或类比估算的尚未发现的资源量。它可推测今后油(气)田被发现的可能性和规模的大小, 要求概率曲线上反映出的估算值具有一定合理范围。

5.5.2 远景资源量按普查勘探程度可分为以下两类:

- a) 潜在资源量或称为圈闭法远景资源量

潜在资源量是按圈闭法预测的远景资源量。是根据地质, 物探, 地震等资料, 对具有含油远景的各种圈闭逐个逐项类比统计所得出的远景资源量范围值, 可作为编制预探部署的依据。

- b) 推测资源量

根据区域地质资料与邻区同类型沉积盆地进行类比, 结合盆地或凹陷的初步物探普查资料或参数井的储层物性和生油岩有机地球化学资料, 可估算总资源量。也可以根据盆地模拟估算可能存在的油(气)资源量为总资源量。这两种方法估算的总资源量, 是在不同参数条件下, 利用概率统计法给出的一个范围值, 在扣除已发现的储量和潜在资源量后即可得出推测资源量。推测资源量是提供编制区域勘探部署或长远勘探规划的依据。

5.6 各级储量的地质认识程度和勘探程度按表2的规定。

6 地质储量计算

6.1 容积法

容积法是计算油田地质储量的主要方法。它适用于不同勘探开发阶段, 不同圈闭类型、储集类型和驱动方式的油藏。计算结果的可靠程度取决于资料的数量和准确性。对于大、中型构造油藏的精度较高, 而对于复杂类型油藏则精度较低。

容积法计算石油地质储量的参数有六项，即：含油面积、油层有效厚度、有效孔隙度、原始含油饱和度、地层原油体积系数和地面原油密度。计算溶解气地质储量时，还需要取得原始溶解气油比参数。

容积法计算石油地质储量可按式（1）计算：

$$N = 100A \cdot h \cdot \phi (1 - S_{wi}) \rho_o / B_{oi} \dots\dots\dots (1)$$

式中： N ——石油地质储量， $10^4 t$ ；

A ——含油面积， km^2 ；

h ——平均有效厚度， m ；

ϕ ——平均有效孔隙度 f

S_{wi} ——平均油层原始含水饱和度， f ；

ρ_o ——平均地面原油密度， t / m^3 ；

B_{oi} ——平均原始原油体积系数。

地层原油中的原始溶解气地质储量按式（2）计算：

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

式中： G_s ——溶解气的地质储量， $10^8 m^3$ ；

R_{si} ——原始溶解气油比， m^3 / t 。

当油田具有气顶时，气顶气的地质储量按天然气储量规范计算。

6.1.1 含油面积

6.1.1.1 充分利用地震、钻井、地质，测井，试油试采，测压等资料，综合研究控制油水分布的地质规律，在此基础上确定油藏类型、油水和油气界面、以及断层或岩性尖灭位置，在油层顶面构造图上圈定含油面积。

6.1.1.2 已开发探明储量面积，根据生产井静态和动态资料综合圈定。

6.1.1.3 未开发探明储量面积的圈定，需要做到以下几点：

- a) 在经钻井校正后的油层顶面地震构造图上圈定含油面积时，必须使用标准井位图，按规定进行井斜校正；
- b) 根据钻井、取芯、测井和测试资料圈定的含油边界，应有分层试油资料验证，
- c) 当含油边界不能确定时，按油井供油半径圆的外切线圈定含油面积的计算线，
- d) 根据本地区井网抽稀试验统计的结果，用井点外推办法圈定岩性边界，或利用本区沉积相研究成果谨慎圈定。在有条件的地区可利用地震资料确定岩性边界；
- e) 对于以断层线为含油面积边界的油藏，主要断层面要有一口以上的井证实。

6.1.1.4 基本探明储量面积的圈定：

- a) 根据地震、钻井、测井，试油，岩芯资料确定含油边界，
- b) 根据油、气，水井压力资料估算的油气水界面圈定含油面积（其可靠性在本地区已验证）；
- c) 根据探边测试资料圈定含油面积（其可靠性在本地区已验证）。

6.1.2 油层有效厚度

6.1.2.1 油层有效厚度是指油层中具有产油能力部分的厚度，即工业油井内具有可动油的储集层厚，度。通过岩芯水浸观察、测井解释、毛细管压力计算和实验室水驱油试验等方法来判断可动油层，并且要经过试油（包括增产措施）验证见到油流。

6.1.2.2 划分油层有效厚度，必须制定油层的取舍标准和夹层标准。对于油水分布复杂的断块油藏和岩性油藏，以制定划分油、气、水层标准为重点，然后再确定夹层标准。对岩性复杂的砂砾岩油藏和碳酸盐岩油藏，以区分可动油层和致密层为主。在储层类型一致，流体性质和压力系统相近的条件下，可多个油田制定一个标准。有效厚度的划分标准，应以岩芯分析资料为基础，单层试油资料为依据，利用测井解释资料确定。应根据试采和开发的资料进行检验和修正。

- a) 物性标准: 以岩芯分析化验资料为基础, 从控制储层产油能力的基本因素出发, 通过岩石物性参数、孔隙结构和相对渗透率关系的分析研究, 确定具有可动油储层的孔隙度、渗透率和含油饱和度的下限。
- b) 测井标准: 在本地区岩性、物性、含油性与电性关系进行观察研究的基础上, 以正确反映上述物性标准为目的, 进行测井资料的定性、定量解释研究工作, 制定判断油、气、水层、划分油、干层和扣除夹层的测井标准。当物性标准未能准确得出时, 也可直接利用测试资料制定测井解释标准。
- c) 有效厚度的起算厚度一般为 0.2~0.4 m, 夹层起扣厚度为 0.2 m。
- d) 油水同层的试油稳定产量达到工业油井标准者, 可以划为有效厚度。

6.1.2.3 计算基本探明储量时, 可通过少量岩芯的岩性、含油性、物性与测井参数的对比分析, 选择邻区类似油藏的测井解释标准确定有效厚度。

6.1.3 有效孔隙度

有效孔隙度是指岩石中连通孔隙体积占岩石总体积的百分数。有效孔隙度应以岩芯分析数据为基础。测井图版解释的孔隙度应与岩芯分析孔隙度有良好的关系, 两者的差值不得超过 1%~1.5%。碳酸盐岩储集层和裂缝性储集层应分别确定次生(裂缝、溶孔、溶洞)孔隙度和基质孔隙度。碳酸盐岩的缝洞和砂砾岩孔隙度应使用全直径大岩芯测量。对于疏松未胶结砂岩的孔隙度, 应采用冰冻分析程序测量的数值。对基质孔隙度数值小的储层, 因分析的精度要求更高, 因此应采用最先进的分析仪器和操作技术。

储量计算中所用的油层有效孔隙度系指地下有效孔隙度。各油区可做适量限定压力下的孔隙度岩样, 研究本地区储层孔隙压实规律, 将地面孔隙度校正为地下孔隙度。有效孔隙度平均值的选取, 还应考虑分析仪器的误差。

6.1.4 原始含油饱和度

原始含油饱和度是在原始状态下储集层中石油体积占有效孔隙体积的百分数。

原始含油饱和度一般利用测井解释结果确定, 对于地质储量一亿吨以上的大油田, 必须有油基泥浆或密闭取芯井的分析资料验证。

当油基泥浆或密闭取芯井获得的原始含油饱和度与孔隙度, 渗透率有良好关系时, 可用取芯井的物性参数求原始含油饱和度, 但要注意油藏含油高度对饱和度的影响, 应作油水界面以上不同高度的含油饱和度和物性参数关系图。

表 2 各级储量的地质认识程度和勘探程度

级别	探 明 储 量			控 制 储 量	预 测 储 量	
类别	已开发探明储量 (I类)	未开发探明储量 (II类)	基本探明储量 (III类)			
地质认识程度	油田的构造形态、断层分布、油气水分布特征、油藏类型、储集类型、油层物性、流体性质、驱动类型以及油层生产能力和压力系统等均已认识清楚,储量计算参数可靠	构造形态和主要断层分布清楚 对储集类型、油层物性、流体性质已认识清楚,储层厚度变化规律已基本查明 查明了油藏类型和油气、水分布特征,对产油能力和驱动类型已初步认识 已探明油藏边界,或者在计算线内比较可靠的确定了含油面积 已取得较准确的储量计算参数	圈闭条件基本清楚,其中构造高点、主要断层已探明 已查明油藏类型、油水分布特征,基本控制含油面积 对油层的储集类型、裂缝系统大体分布、岩相变化已基本认识 储量计算参数基本可靠 已获得油井产油能力、流体性质等资料。	通过地震或其他工作已查明圈闭形态 已获工业油流,已了解主要油层产油能力和流体性质 已初步确定油藏类型、储层沉积类型和油水分布特征 已初步了解储层岩性、物性和厚度变化趋势 已取得了部分储量计算参数。	通过地震或其它方法证实圈闭存在 预探井已获油流 已明确目的层的层位及岩性 储量参数根据邻区资料类比确定	
勘探程度	地震	根据开发阶段需要解决的问题,已补做必要的地震工作	已进行精查或三维地震工作,以及必要的特殊处理 测线距应视油藏复杂程度而定,一般为 0.6~1.2 km 提交 1:10 000 的目的层顶(底)面构造图	已做地震精查或三维地震,并进行了精细处理解释 主测线距 0.6~1.2 km 提交 1:25 000 目的层顶(底)面构造图。	进行了地震详查,并做了必要的精细处理 主测线距 1~2 km (局部 0.6~1.2 km), 简单圈闭测网 2×4 km。 提交 1:50000 油层顶面地震反射构造图	
	钻井	已钻完开发井网,提交了用钻井资料编绘的 1:10 000 产层顶面构造图,如有必要已补取适当岩芯	已完成评价井钻探 断块油田的主要断块至少有一口评价井 评价井中至少有 1/3 的井取芯,油层取芯进尺不少于油层累积厚度的 30%,整个油藏至少保证有一个完整的取芯剖面,油层岩心收获率大于 90%。一个油区或地质储量大于一亿吨的油田,已钻有油基泥浆或密闭取芯井,密闭取芯井密闭率应大于 90%。已提交用钻井资料校正的 1:10000 产层顶面构造图。	已钻评价井 主要断块至少有一口评价井 主要油层段保证有一个完整取芯剖面,油层取芯进尺不少于油层累积厚度的 30%,岩心收获率大于 90%	已完成预探井和少数评价井钻探 已在油层部位及油气显示层段取芯,主要含油层段有代表性岩芯。	已完成预探井,并间断进行了取芯,取芯进尺不少于总进尺的 2%~3% (井深小于 3 000 m 的为 3%; 大于 3 000 米的为 2%) 已进行岩屑、荧光、气测等项录井工作
	测井	每口井已按规定的系列测井,并解释出储量计算参数(包括有效厚度、孔隙度、含油饱和度) 在开发过程中,对部分井已进行生产测井	已建立适合本区的图版,定量解释了孔隙度、渗透率、含油(气)饱和度及有效厚度 已有效的划分渗透层、裂缝段、隔层及其他特殊岩层 碳酸盐岩油藏已有适合解释裂缝的测井系列及解释成果	已确定适合本油田地质特点的测井系列,初步解释了孔隙度、饱和度、有效厚度等参数。已能较可靠的判断油、气、水层,符合率达到 80%	已有适合本探区地质特点的测井系列,初步解释了孔隙度、饱和度、有效厚度等参数。 解释了油、气、水层及其他特殊岩性段,符合率已达到 60%以上。	已有适当的测井系列,解释了油、气、水层。已进行了地震测井
	动态(试油试采)	在油藏边、底水部位,已选择一定数量井试水、测压、求产,了解了边、底水能量,并进行了其他开发所需的测试。 已取得动态法计算储量所需的全部动态数据,包括油、气、水产量、地层压力等。	已有足够的试油资料求准油井产能。在油气和油水界面处有足够的分层试油资料。应有有效厚度下限单层试油资料。试采已取得油藏天然能量的资料。 断块、裂缝、岩性等复杂油藏已取得用以研究油藏边界条件的油、水井压力和试井资料。 有条件地区已进行重复地层测试。	已取得油层产能和压力资料,对层段过厚、层位过多的评价井进行了分段测试,并有一定数量的单层试油资料。 低产油层已求得措施后的产能。已取得单井不稳定试井测试资料。在有条件的地区已进行重复的地层测试。	遇到良好油气显示、或碳酸盐岩储层遇到明显的井喷、井漏、放空等现象时,已进行中途测试。对解释的油(气)层及可疑油(气)层已进行分层试油,取得了油(气)层的产能及压力资料。对低产井已采取改造措施。	对解释的油气层显示层,已进行中途测试或分层测试
	分析化验	补做了确定采收率所需的分析实验数据,包括驱油效率试验、润湿性、界面张力和相渗透率等,以及开发方面所需的分析化验资料	已取得孔隙度、渗透率、含油饱和度等常规岩心分析资料(砂岩油层物性分析取样密度每米 10 块)以及毛管压力、相渗透率和岩石压缩系数等分析资料。砾岩层和碳酸盐岩已取得大直径岩芯测定的物性参数。碳酸盐岩储层已做薄片、揭片、铸摸、电镜扫描等鉴定。密闭取芯或油基泥浆取芯已取得了准确的原始饱和度及润湿性数据。 已进行高压物性取样,取得了地层条件下原油性质的全部分析数据。	已取得孔隙度、渗透率、饱和度、粒度、胶结物、毛管压力、相渗透率等分析资料。砂岩油层物性分析取样密度每米 10 块。砾岩层和碳酸盐岩已取得大直径岩芯测定的物性参数。碳酸盐岩储层已做薄片、揭片、铸摸、电镜扫描等鉴定。已取得油、气、水性质分析资料及高压物性资料。	已取得储集层物性以及粘土、重矿物等分析资料。取得了油、气、水性质及高压物性的分析资料	已进行生、储油条件分析 对岩芯已进行各项物探解释参数的分析

对渗透率小的储层，水基泥浆取芯分析的含水饱和度，经油基泥浆或密闭取芯井资料验证或校正后，可直接用于计算原始含油饱和度。

对裂缝性储集层，应分别确定裂缝含油饱和度和基质含油饱和度。

有油基泥浆取芯和密闭取芯资料的油田，仍应编制测井解释图版计算原始含油饱和度。

计算基本探明储量采用的原始含油饱和度，可通过毛细管压力计算、测井解释、油驱水试验以及类似油田对比等多种间接方法综合确定。

6.1.5 地层原油体积系数

地层原油体积系数是将地下原油体积换算到地面标准条件下的脱气原油体积的重要参数。凡产油的预探井和部分评价井，应在试油阶段经井下取样或地面配样获得准确的地层流体高压物性分析数据。其中包括原始地层压力下的地层原油体积系数。

计算基本探明储量时，至少应有一口井的高压物性分析资料。

6.1.6 地面原油密度

地面原油密度应根据一定数量有代表性的地面样品分析结果确定。

6.1.7 储量计算单元

利用容积法计算储量时，应当重视计算单元的选择。原则上以油藏（即一个油水系统）为计算单元。纵向上一一般适宜以 30~50m 厚的油层组或砂岩组为计算单元。在平面上一般应以圈闭为储量计算单元。大型构造油田应分开发区计算；断块油田按断块计算；复杂的小断块油田，当含油连片时，可合并计算。

对于裂缝性油藏应以连通的裂缝系统为储量计算单元。

6.1.8 储量参数的计算和选用

6.1.8.1 储量参数平均值的计算要求：

- a) 计算有效孔隙度和原始含油饱和度的平均值时，应当用油层有效厚度范围内的样品分析数据或测井解释数值
- b) 计算油藏或分区的参数平均值时，原则上：有效厚度采用面积权衡法；有效孔隙度采用体积权衡法，含油饱和度采用孔隙体积权衡法。在井点分布均匀、取样密度均匀或孔隙度分布均匀时，可根据具体情况简化计算方法。
- c) 计算已开发探明储量的有效厚度平均值时，一般采用算术平均法。计算未开发或基本探明储量的有效厚度平均值时，采用面积权衡法，但等厚图的绘制要符合对油藏的认识，避免油层在油藏边部人为的系统偏薄。

6.1.8.2 参数的选用：

- a) 在参数计算过程中，出现的已知系统误差，应加以校正。校正的依据应在储量报告中给予说明。
- b) 应用多种资料、多种方法得到的参数，在详细比较它们的精度和代表性后，进行综合选值，并在储量报告中论述确定参数的依据。

6.1.8.3 参数取值的有效位数：

- a) 我国原油储量以地面条件下的重量单位表示。石油中的溶解气储量以标准状况（温度 20℃，绝对压力 0.101 MPa）下的干燥体积单位表示。
- b) 各项参数的取值，一律使用四舍五入进位法。
- c) 参数名称，单位及取值位数按表 3 的规定。

6.2 物质平衡法

6.2.1 物质平衡法是利用生产资料计算动态地质储量的一种方法，在油田开采一段时间、地层压力明显降低（大于 1 MPa）和可采储量采出 10 % 以后，方能取得有效的结果。

对于封闭型的未饱和油藏、高渗透性小油藏和连通较好的裂缝性油藏，应用物质平衡法计算的储量精度较高。对于低渗透的饱和油藏精度较差。因此，应用物质平衡法方程式计

算储量时，必须查明油藏的基本地质特征和驱动类型，取全取准各项有关参数，并应定期进行核算，不断提高可靠程度。

6.2.2 利用物质平衡法计算储量需要以下参数：

- a) 有代表性的准确的原始储层压力和储层温度以及高压物性分析的各项数据，包括饱和压力和压力、储层原油压缩系数，以及溶解气油比、地层油和气的体积系数、地层原油粘度等随压力的变化数据；
- b) 投入开发后的地层压力（每半年或一季度测一次）；
- c) 准确的油、气、水的产量，以及注水开发油田的注水量等数据；
- d) 地层水和岩石有效压缩系数，以及供水区的有关物性参数等。

7 可采储量计算

7.1 可采储量

可采储量不仅与油藏类型、储层物性、流体性质、驱动类型等自然条件有关，而且与布井方式、注入方式、采油工艺、油田管理水平以及经济条件等人为因素有关。

从计算油田探明储量开始就要求计算可采储量。随着油田开发工作的进展、经济技术条件的改善，特别是采用新的开采工艺技术，采收率会随之提高，所以应定期计算可采储量。

计算可采储量的方法很多，每种方法又带有各自的局限性，对各种方法的计算结果，必须综合分析、合理取值。

7.2 用采收率计算可采储量

7.2.1 采收率是指在某一经济极限内，在现代工程技术条件下，从油藏原始地质储量中可以采出石油量的百分数，按式（3）计算：

$$N_R = N \cdot E_R \dots \dots \dots (3)$$

式中： N_R ——可采储量， $10^4 t$ ；
 N ——原始地质储量， $10^4 t$ ；
 E_R ——采收率， f 。

7.2.2 油田投入开发以前，主要利用油藏静态地质资料、试验资料以及已枯竭油田推导的相关经验公式等方法确定采收率。

a) 经验类比法

根据地层原油粘度，油层渗透率、油层非均质性和油藏的驱动类型等几项主要指标，与已开发油藏类比确定采收率值。

国内外不同驱动类型油藏采收率的经验值一般为：

水压驱动	30%~50%
气顶驱动	20%~40%
溶解气驱动	10%~20%

b) 岩芯分析法

用岩芯在实验室内模拟油藏条件进行实验，能够获得注水开发油藏的驱油效率，再乘以油藏的体积波及系数，就可以求得油藏的水驱采收率。

对于原油比重小、含蜡量低、凝固点低的油藏，在泥浆滤液冲刷很好的条件下，利用水基泥聚取芯的残余油饱和度求得的驱油效率，也可作为确定采收率的参考数据。

c) 相渗透率曲线法

根据有代表性的油、水相渗透率曲线，利用分流量方程式进行理论计算，得到含水率和含水饱和度的关系曲线，取含水率为98%时的平均含水饱和度，由公式计算出驱油效率。该数值需经过流度比和地层渗透率变异系数的校正，方可得到合理的采收率值。

d) 相关经验公式法

根据油藏的地质和开发参数，利用水驱和溶解气驱油藏采收率相关经验公式计算采收率。

表 3 参数名称、单位及取值位数表

参 数		单 位		取值位数	
名 称	符 号	名 称	符 号		
含油面积	A	平方千米	km ²	小数后一位	
有效厚度	h	米	m	小数后一位	
有效孔隙度	ϕ O	百分数，小数	%, f ¹⁾	有效位数两位	
原始含油饱和度	S _{oi}	百分数，小数	%, f ¹⁾	有效位数两位	
地层原油体积系数	B _{oi}	无因次量		小数后三位	
原始溶解气油比	R _{si}	立方米每吨	m ³ /t	取整数	
地面脱气原油密度	ρ_o	吨每立方米	t/m ³ ²⁾	小数后三位	
地质储量	油	N	万吨	10 ⁴ t	取整数
	气	G	亿立方米	10 ⁸ m ³	小数后二位
可采储量	油	N _R	万吨	10 ⁴ t	小数后一位
	气	G _R	亿立方米	10 ⁸ m ³	小数后二位
原油采收率	E _R	百分数	%, f ¹⁾	有效位数两位	
单储系数	SNF	万吨每平方千米 米	10 ⁴ t/(km ² ·m)	小数后一位	
地质储量丰度	Ω_o	万吨每平方千米	10 ⁴ t/km ²	取整数	
累积产油量	N _p	万吨	10 ⁴ t	小数后一位	
累积产气量	G _p	亿立方米	10 ⁸ m ³	小数后二位	
累积产水量	W _p	万立方米	10 ⁴ m ³	取整数	
含水率	f _w	百分数	%, f ¹⁾	有效位数两位	
地层温度	T	摄氏度，开尔文	°C ,K	取整数	
原始地层压力	P _i	兆帕	MPa	小数后二位	
饱和压力	P _b	兆帕	MPa	小数后二位	
岩石有效压缩系数	C _f	每兆帕	1/MPa	有效位数三位	
储层原油压缩系数	C _o	每兆帕	1/MPa	有效位数三位	
储层水压缩系数	C _w	每兆帕	1/MPa	有效位数三位	

注：1) f 表示小数的意思。

2) 1 t/m³ = 1 g/cm³。

7.3 水驱曲线法

水驱油藏的实际开发资料表明,当含水率达到 50%以后,油藏的累积产水量和累积产油量在半对数坐标上存在着明显的直线关系。利用水驱曲线的外推法,可以测算含水率为 98%时油藏的可采储量。由于该储量只反映油田当前水驱控制的可采储量,使用时应充分考虑开发调整、采油工艺技术对它的影响。

7.4 产量递减曲线法

无论是水驱开发油藏,或是溶解气驱开发油藏,当油藏达到一定的采出程度,并经过开发调整之后的某一时间,都会进入产量递减阶段。递减阶段的产量与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)。利用这些递减规律,可以预测达到经济界限的递减阶段的累积产油量,将此数据加上递减之前的总产油量,即可得到油藏的可采储量数值。

8 储量评价

8.1 储量可靠性评价

在油田储量计算完成之后,应根据以下内容进行综合分析:

- a) 分析各种参数的齐全、准确程度,看其是否达到本级储量的要求;
- b) 分析确定储量参数的方法及各种图版的精度;
- c) 分析储量参数的计算与选用是否合理,并进行几种计算方法的对比校验;
- d) 分析油田的地质研究工作,是否达到了本级储量要求的认识程度。

8.2 储量的综合评价

储量综合评价是衡量勘探经济效果,指导储量合理利用的一项重要工作。申报的储量必须按以下四个方面进行综合评价。

8.2.1 按产能大小划分

- a) 千米井深的稳定日产量 [单位: $t / (km \cdot d)$]

高产	>15
中产	>5~15
低产	1~5
特低产	<1

- b) 每米采油指数或流度

每米采油指数 [单位: $t / (mPa \cdot d \cdot m)$]

高	> 1.5
中	> 1~1.5
低	0.5~1
特低	< 0.5

流度 [单位: $10^{-3} \mu m^2 / (mPa \cdot s)$]

高	>80
中	>30~80
低	10~30
特低	<10

8.2.2 按地质储量丰度划分 (单位: $10^4 t / km^2$)

高丰度	>300
中丰度	>100~300
低丰度	50~100

特低丰度 < 50

8.2.3 按油田地质储量大小划分 (单位: 10^8 t)

特大油田 > 10

大型油田 > 1~10

中型油田 0.1~1

小型油田 < 0.1

8.2.4 按油藏埋藏深度划分 (单位: m)

浅层 < 2 000

中深层 2 000~3 200

深层 > 3 200~4 000

超深层 > 4 000

8.3 特殊储量

通过对油藏的分析,特别是对储集层性质、流体性质及产能的分析,在呈报表中应将下面几类储量单独列出,并加以说明。

8.3.1 稠油储量

稠油是指地下粘度大于 $50\text{mPa}\cdot\text{s}$ 的原油,并可分为三类:第一类,应用目前常规方法可以开采;第二类,利用现代热力驱动技术可以开采,并具有经济效益;第三类,利用现代采油工艺技术尚不能开采,或无开采经济价值。第三类稠油属表外储量。

8.3.2 高凝油储量

原油凝固点在 40°C 以上者为高凝油。对于这类原油需要特殊的开采和集输的工艺技术,在储量统计中要单独列出。

8.3.3 低经济储量

指达到工业油流标准,但开发难度大,经济效益低的储量。如低产、特低产、高含水油层(试油含水率大于 60%)等。

8.3.4 超深层储量

指井深大于 4000m,开采工艺要求高,开发难度较大的储量。

9 储量报告编写要求

9.1 储量年报应包括下列内容:

- 主要勘探成果:包括完成的勘探开发工作量、获得的各级油气储量、简要的勘探效果分析;
- 新增储量要编写简要说明,并附上储量报告。当年新增的零星储量可不附储量报告,但要写清楚区块的地质特征和储量参数的选值依据(包括确定可采储量的依据);
- 凡储量有变动,均要写清楚变动的原因、依据和结果。并附面积变动对比图;
- 老油田可采储量变化情况;
- 新增储量评价;
- 对未动用地质储量和剩余可采储量的分析;
- 附图附表:包括石油(气)储量年报报表、分油田(区块)新增储量综合图、储量面积图及其他有关附图附表。

9.2 基本探明储量报告应包括下列内容:

- 基本情况:包括油田地理位置、发现时间、发现井简况,区域地质背景、地层划分、油田构造特征、油藏类型、储集层类型及特征,油气显示、试油及产能、. 油气水性性质及油气水分布概况;

- b) 储量计算：包括含油面积的圈定、储量参数的确定、储量计算方法、储量计算结果；
- c) 附图附表：包括区域地质构造图（附油田位置），含油面积图、油藏剖面图、确定储量参数依据的有关图件，分单元储量计算表、汇总表及储量参数表，探井试油成果表。

9.3 未开发探明储量报告（属正式储量报告）：

- a) 油田概况：包括油田地理概况、区域地质背景、取资料情况（包括地震、钻井、取芯、测井、试油试采、分析化验等）；
- b) 油田地质：包括圈闭情况，地层划分及对比，油层埋藏深度，油藏类型及油水分布，储集类型和储层特征（包括沉积特征、油层物性，毛细管压力和相渗透率特征等），油、气、水性质，产能分析，油藏驱动能量及压力系统；
- c) 储量计算：包括储量分级、储量参数确定的依据、储量计算单元的选择、储量计算方法、储量计算结果及对比、储量评价及存在问题；
- d) 附图附表：包括区域地质构造图（附油田位置）、综合勘探成果图（附综合柱状图、油藏剖面图）、含油面积图（要以本层组或顶、底面构造图为底图，分储量计算单元绘制并标明井别、试油成果等）、油藏剖面图、典型井四性关系图（标明有效厚度及试油成果）、有效厚度等值线图及其他必要的研究性图件、分单元储量计算表、储量分级分层汇总表、储量参数基础数据表、试油成果表；
- e) 附件：包括储集层及油田地质研究报告，油层有效厚度研究报告、油基泥浆井或密闭取芯井总结报告等。

9.4 已开发探明储量报告及储量核算报告的主要内容应包括：

- a) 油田基本情况（简要叙述未开发探明储量报告中所列的 1、2 项内容）；
- b) 油田地质的新认识
- c) 储量参数变化的原因和依据；
- d) 储量计算方法；
- e) 储量计（核）算结果及对比分析。

报告必须附有与前次储量报告对比的图表，如面积对比图、储量参数对比表等。

附加说明：

本标准由全国矿产储量委员会审定提出。

本标准由全国储委石油及天然气专业委员会办公室负责起草。