

# 中国未开发天然气储量分析和对策

张抗<sup>1</sup>, 李铁军<sup>2</sup>

(1. 中国石油化工股份有限公司石油勘探开发研究院, 北京 100083;

2. 中国石油化工股份有限公司科技部, 北京 100728)

**摘要:** 探明而未开发天然气储量数量大且随时间日趋增加的现象长期存在, 是中国天然气勘探开发的特点之一。分析其发展过程和在不同盆地的分布是提高储量动用率和保障产量持续增长的必要前提。2013年全国未开发的天然气地质储量约为  $5.62 \times 10^{12} \text{ m}^3$ , 未开发率为 42.3%; 未开发的可采储量为  $0.5354 \times 10^{12} \text{ m}^3$ , 未开发率为 23.7%。在分别做了未开发储量的盆地分布和公司分布以及不同类型油气田未开发储量分析后, 提出了以新思维、新技术动用未开发天然气储量的 3 条认识: ①未开发储量是现实的增产领域; ②重新认识探明储量的现状和动态; ③适宜技术的应用是关键。在后者中包括: 必须强调每块未开发储量的特殊性、进行新一轮的精细地震工作、适度引入致密储层油气的钻井和储层改造技术、以先进方式开发中小气(油气)田群、重视溶解气的开发等问题。最后提出, 三大油气公司在近、中期的全方位发展中要集中力量为天然气增产做出更大贡献, 因而可适当缩小已占有勘探区块面积, 集中力量在已开发的气(油气)田上提高采收率, 大力动用未开发储量, 以取得更高的资金回报率和整体经济效益。

**关键词:** 未开发储量; 未开发率; 重点含气盆地; 气层气; 溶解气; 中小气田

**中图分类号:** TE11

**文献标志码:** A

**文章编号:** 1672-1926(2015)02-0199-09

**引用格式:** Zhang Kang, Li Tiejun. Analysis and strategy of undeveloped natural gas in China[J]. Natural Gas Geoscience, 2015, 26(2): 199-207. [张抗, 李铁军. 中国未开发天然气储量分析和对策[J]. 天然气地球科学, 2015, 26(2): 199-207.]

## 0 引言

中国油气勘探曾经历了初期学习原苏联储量规范到改革开放以来努力与世界接轨的过程, 同时考虑到我国勘探开发特点和数十年来历史数据的衔接, 形成了自己的储量系列。与国际通用的储量系列相对比, 笔者发现中国储量系列有一些值得注意的地方, 这恰是讨论本论题时必须提前说明的。

在国际上基于市场经济的需要, 强调地不是地下有多少天然气(地质储量), 而是作为经营者可以采出多少天然气(可采储量)。所以当报道其新探明若干储量时自然就指其可采量, 无须赘加“可采”的限定词, 仅在研究需要时才特别指出其地质储量(国外常称为原地储量)。但在我国受计划经济体制影

响, 历来更重视地质储量, 以其作为考核勘探成绩的首要指标。在对政府的简明报告、特别是对外宣传中往往只提储量而不加地质二字(当然也不报出可采储量), 这就有可能造成一些误导。值得庆幸的是, 各种内部报表在地质储量之后平行列出可采储量及一系列相关数据, 这样既可使业内人士理解从地质储量到可采储量的计算过程, 也可使使用者注意到提高采收率可带来的收益。特别应指出地是国际上使用储量(Reserves)一词而不加任何限定时就是指剩余可采储量, 即累计探明可采储量与累计产量之差。其用意非常明确: 已被采出的天然气既不能再列为地下资源, 也不能反映其生产潜力。须知, 一个上市公司(剩余可采)储量的多少直接反映出其财富持有量和发展动向。因而, 须经专业性的第三

方严格复审才能作为股票场所承认的公司报表中的重要数据。

在我国储量系列中常列出 2 种可采储量:技术可采储量和经济可采储量,相应有余技术可采储量和剩余经济可采储量。笔者认为,生产活动必须要求有经济效益。因而,市场化越成熟经济可采储量越重要,甚至可成为具决定意义的因素。因而在本文中仅采用经济可采储量作为讨论对象。与之相适应,以其与地质储量的百分比为经济采收率<sup>[1]</sup>。考虑到这个值往往是在上报储量时确定的,可能不同于开发后期的实际值,本文有时特称其为标定采收率。至于技术可采储量与经济可采储量的差值可归为业界内部常用的“次经济储量”的范畴。

众所周知,所谓探明储量就指经工程验证和研究证明在现有技术和经济条件下可开发的资源。当然,限于工作量多寡、认识程度不同可允许探明储量有一定误差。在进一步充实资料(特别是开发)后,应定期复算储量,增加新承认的储量、核销达不到探明可采标准的储量。换言之,如长期未能开发则必须重新评价其可靠性并应考虑将其部分核销。但遗憾的是这个工作在我国做的很不够,以致出现了令业外人士不解的现象:一方面老是说探明储量不足、“等米下锅”,另一方面在储量平衡表中探明而未开发(在生产中也常用未动用一词)储量长期存在、甚至越来越多。这成为中国储量上的另一个特别之处。但退一步说,在每年的储量通报中未开发储量被赫然列出,也提醒着业内人士注意这一特殊现象并想法去动用它。

## 1 近年全国未开发天然气储量所占比例变化

在生产中常把已开发储量占全国储量的百分比称为开发率,与之相应,未开发储量占全国储量的百分比亦可称为未开发率。在正常/理想情况下未开发率应占比例不大,且所占全部探明储量的比例应随时间推移而有所减小。因为如果真的在近期内不可开发,按储量规范在定期复算时应该核销。在此后的储量评审中,应不再批准这类储量进入探明(地质/可采)储量之列。

但在我国实际执行中的情况却不然,未开发储量有增高之势。以 2006 年、2010 年、2013 年的相应数据对比发现:①以天然气(包括气层气和溶解气)地质储量计,未开发储量有明显增高之势;前 4 年间

未开发储量平均年增量为  $291.5 \times 10^8 \text{ m}^3$ ,后 3 年间未开发储量平均年增  $6\ 623 \times 10^8 \text{ m}^3$ ;探明地质储量未开发率由 2006 年的 52.6% 降低到 2013 年的 42.3%。②以天然气可采储量计,未开发储量在 2006—2010 年间降低不明显,年均降低  $798 \times 10^8 \text{ m}^3$ ,而在 2010—2013 年间却呈明显降低之势,年均降低  $2\ 383 \times 10^8 \text{ m}^3$ 。显然,“十一五”前 3 年在开发技术改进和管线竣工配合下天然气开发有相当大的进展。③天然气可采储量未开发率低于天然气地质储量未开发率,且其间差值明显增大,2006 年、2010 年、2013 年依次为 3.1%、7.2%、18.6%。明显反映出近年天然气开发中充分贯彻了“先肥后瘦、先易后难”的原则,优先动用采收率较高的优质储量,这意味着现存的未开发储量的难采性会日益增强。④溶解气的未开发率明显低于气层气、且在可采储量上表现更加突出。这是因为气层气的开发多独立进行,但溶解气只能依附于石油的开发,而中国的石油开发较早、开发程度也高于天然气。⑤以气层气和溶解气两者相加的天然气地质储量计,其未开发量约为  $5.62 \times 10^{12} \text{ m}^3$ 、占全国储量比例超过 2/5。由于溶解气的未开发量相当小(2013 年仅为  $433 \times 10^8 \text{ m}^3$ ),影响到天然气可采储量的未开发量和未开发率明显低于地质储量的相应值,可采储量未开发量约为  $0.535\ 4 \times 10^{12} \text{ m}^3$ (表 1)。

可以从更长的时间来分析天然气未开发率随时间的变化情况。笔者曾计算过 20 世纪末期的情况。1979 年、1981 年天然气地质储量未开发率分别为 21.9%、22.1%,1995 年全国气层气储量未开发率为 51.5%<sup>[2]</sup>。将上述数据与表 1 相应值对比发现:20 世纪末到 21 世纪初的 20 余年间地质储量未开发率有明显升高,开发滞后于勘探。而近年来处于天然气开发和管网建设的大发展时期,开发补上了不少过去滞后的“欠帐”。

## 2 未开发天然气储量的盆地分布

要深入了解未开发储量的分布特点,还需要区分盆地进行分析,不同盆地不仅开发程度不同,开发条件也有很大差异。从各个主要盆地天然气开发状况分析,大致可分为以下 4 类。

### 2.1 陆上中、西部大型盆地

主要包括位于中国中部和西部地区的四川盆地、鄂尔多斯盆地和塔里木盆地。在中国天然气快速发展的近 20 余年,特别是近年,在这些盆地都探明了一系列大、特大型气田,储量快速增长,成为主

要的天然气基地。它们有万亿立方米级的探明气储量和未开发储量,未开发量占全国的比例依次为40.7%、19.9%、15.5%,三者共占76.1%(表2),显然是扩大开发的主要指向。这些盆地的开发程度还较低、开发难度各有不同。如四川盆地大部分气田高温高压高硫或管线不够配套;鄂尔多斯盆地大量的致密砂岩气藏经过长期攻关探索可以开发,但成本较高、采出速度并不大;塔里木盆地气田埋深大,仅部分近管线气田得以开发。

## 2.2 陆上东部大型盆地

主要包括位于中国东部地区的松辽盆地和渤海湾盆地。这2个盆地是中国主要产油盆地,天然气储产量占全国比例却不高,以2个盆地之和计,地质储量和产量分别占全国的7.5%和3.8%。虽然未开发率相当高,以地质储量计分别为42.6%和59.0%,但占未开发量全国的比例却并不很高,分别为6.5%和11.1%。进一步分析两者的含气量和开

发情况还有所差别:松辽盆地探明天然气储量中有相当部分是深部层系中的气层气、溶解气与气层气的地质储量比为0.68,但这些气层气投入开发晚,故造成了整个天然气的未开发率较高<sup>[3]</sup>;渤海湾盆地的天然气主要为溶解气<sup>[3]</sup>,2013年溶解气与气层气的地质储量比高达2.18,但随石油的高开发程度使溶解气具有较低的未开发率。

## 2.3 陆上西部中型盆地

主要包括位于中国西部地区的准噶尔盆地、吐哈盆地和柴达木盆地。这3个盆地的天然气储量规模、未开发量及其占全国的比例均较小。值得注意的是西部某些盆地溶解气丰度高<sup>[4]</sup>,在天然气总量中占比也较大。如准噶尔盆地、吐哈盆地溶解气与气层气的地质储量比分别为1.1、0.86。但柴达木盆地东部却发现了相当特殊的生物气田群,其储量动用程度很高,如涩北1号气田已全投入开发,涩北2号气田未开发率仅为4.5%。

表1 2006年、2010年、2013年全国天然气(气层气和溶解气)储量的未开发量和未开发率<sup>①</sup>

Table 1 Undeveloped reserve and rate of natural gas in China in the years of 2006, 2010 and 2013

年	类型	气层气			溶解气			合计		
		探明量 /( $\times 10^8 \text{m}^3$ )	未开发量 /( $\times 10^8 \text{m}^3$ )	未开发率 %	探明量 /( $\times 10^8 \text{m}^3$ )	未开发量 /( $\times 10^8 \text{m}^3$ )	未开发率 %	探明量 /( $\times 10^8 \text{m}^3$ )	未开发量 /( $\times 10^8 \text{m}^3$ )	未开发率 %
2006	地质储量	53 416	31 779	59.5	13 507	3 442	25.5	66 923	35 221	52.6
	可采储量	28 098	15 452	55.0	3 581	244	6.8	31 679	15 696	49.5
2010	地质储量	75 002	31 823	42.4	16 382	4 554	27.8	91 384	36 377	39.8
	可采储量	34 146	12 112	35.5	4 183	391	9.3	38 329	12 503	32.6
2013	地质储量	96 202	42 283	44.0	43 709	16 963	38.8	139 911	56 246	42.3
	可采储量	18 127	4 921	27.1	4 505	433	9.6	22 632	5 354	23.7

## 2.4 海域盆地

受海域条件限制,天然气开发难于石油,溶解气开发难于气层气。因此,在开发程度不高时,海域天然气储量动用对象和产量主要贡献者为气层气。截至2013年,中国海域探明气层气储量并不高,仅为 $6\,335 \times 10^8 \text{m}^3$ ,占全国的6.6%。包括笔者在内的许多人,21世纪初曾期盼中国南海北部陆架(主要指其西部3个小盆地)形成万亿立方米大气区的设想至今没能实现,东海海域也因后期隆升导致的天然气充满度较低而进展不够理想<sup>[5]</sup>。海域未开发储量占全国的比例也相当低,仅为7.3%。应特别指出的是:①受平台和管线制约海域气田开发程度变化很大。以南海西部(也是目前中国海域)最大的3

个气田为例,崖城13-1气田和东方13-2气田地质储量分别为 $979 \times 10^8 \text{m}^3$ 、 $586 \times 10^8 \text{m}^3$ ,都全部投入开发,而地质储量为 $891 \times 10^8 \text{m}^3$ 东方1-1气田的未开发率为25.4%。②以气层气为主的珠江口盆地未开发率竟高达72.0%,说明如果大力推行中小气田开发尚有较大潜力。

## 3 重点盆地典型气田未开发储量分析

从不同盆地开发情况分析中已可对其影响因素有初步了解,若深入一步再对未开发储量典型气田情况进行研究并辅以少量储量全开发气田作对比,将可得到更丰富的认识。为论述方便,以下仅列出气层气(不包括溶解气)开发的数据。

① 原始数据取自相应年度《全国油气矿产储量通报》,笔者统计编表。

### 3.1 四川盆地

从储层物性测试和标定采收率相当低看,四川盆地几个新开发气田的主体已扩展到致密砂岩储层。4个气田中新场气田开发历史较长,且从低渗的中侏罗统入手逐渐向更深的致密砂岩延伸,因而有较高的地质储量未开发率(63.9%),而浅层最易开发且采收率较高导致可采储量未开发率仅为39.3%(表3)。但地质条件类似的成都气田,其主体位于城市及近郊,开发受到更多限制,因而未开发率高达87.9%。合川气田和广安气田发现晚、开发时间短,储层为埋深较大的上三叠统致密砂岩,相应的管线等开发条件配套较晚,故未开发率亦偏高。

### 3.2 鄂尔多斯盆地

鄂尔多斯盆地的主力气田探明和开发都明显迟于四川盆地且曾以难开发著称。但经过艰苦的攻关逐渐掌握了其开发关键技术,近年产量猛升,使相应的未开发率明显降低<sup>[6-7]</sup>。特别是碳酸盐岩古岩溶的靖边气田勘探开发上的成功带动了四川盆地和塔里木盆地类似大气田的突破,其未开发率已降至9.4%。上古生界致密砂岩开发的重大进展使苏里格、榆林,继之大牛地等气田开发程度迅速提高。这些主力气田较低的未开发率(表3)使鄂尔多斯盆地整体以28.4%的未开发率而居全国天然气未开发量的第二位(表2)。

表2 2013年全国主要盆地天然气(气层气和溶解气)未开发储量及其比例<sup>①</sup>

Table 2 Undeveloped reserve and proportion of natural gas in different basins of China in 2013

盆地	地质储量				可采储量			
	探明量 /( $\times 10^4$ t)	未开发量 /( $\times 10^4$ t)	未开发率 /%	占全国比例 /%	探明量 /( $\times 10^4$ t)	未开发量 /( $\times 10^4$ t)	未开发率 /%	占全国比例 /%
松辽	7 193	3 063	42.6	6.5	2 712	1 169	43.1	6.7
渤海湾	8 846	5 221	59.0	11.1	2 176	245	11.3	1.4
苏北	97	26	26.8	0.05	24	7	29.2	0.04
鄂尔多斯	33 008	9 404	28.4	19.9	11 781	2 444	20.7	14.1
四川	32 207	19 223	59.7	40.7	14 823	8 029	54.2	46.2
准噶尔	3 491	734	21.0	1.6	1 541	213	13.8	1.2
吐哈	1 142	224	19.6	0.5	394	35	8.9	0.02
塔里木	15 889	7 305	46.0	15.5	8 231	3 340	40.6	19.2
柴达木	3 783	747	19.7	1.6	1 761	278	15.8	1.6
渤海海域	1 874	729	38.9	1.5	548	168	30.7	1.0
东海	1 145	546	47.7	1.2	666	546	82.0	3.1
珠江口	1 494	1 075	72.0	2.3	976	678	69.5	3.9
琼东南	1 013	0	0	0	668	0	0	0
莺歌海	2 010	1 093	54.4	2.3	1 190	619	52.0	3.6
全国	114 339	47 204	41.3	—	48 214	17 396	36.1	—

### 3.3 塔里木盆地

表3中列举了塔里木盆地的2个实例。其中塔中1气田代表开发条件差者,此类中除该气田未开发率高达92.4%外,还有尚未投入开发者,如克拉苏气田、吐孜洛克气田,地质储量分别为 $1\ 543 \times 10^8 \text{ m}^3$ 、 $221 \times 10^8 \text{ m}^3$ 。克拉2气田代表开发程度高者,该气田位于西气东输一线的起点,为其主力气田,它带动了提尔根、牙哈、英买7、迪那2等一系列规模不等气田的开发,使这些气田的储量全部获得动用。开发程度不同的2类气田并存使塔里木盆地

天然气的地质储量未开发量居全国第三位,可采储量未开发量居全国第二位。

## 4 未开发天然气储量的公司分布

全国天然气生产主要集中于三大公司:中国石油天然气总公司(简称“中石油”)、中国石油化工总公司(简称“中石化”)和中国海洋石油总公司(简称“中海油”)。由于其开发区块的多寡、条件及投入开发早晚有所不同,故其以公司计的未开发率及未开发储量占全国比例有很大差异(表4)。

① 原始数据取自相应年度《全国油气矿产储量通报》,笔者统计编表。

表 3 2013 年中、西部几个典型气田气层气开发情况对比<sup>①</sup>

Table 3 Comparison of development of gas in some typical basins of mid-west China in 2013

盆地	气田	地质储量			可采储量			定采收率 /%
		探明量 /( $\times 10^8 \text{m}^3$ )	未开发量 /( $\times 10^8 \text{m}^3$ )	未开发率 /%	探明量 /( $\times 10^8 \text{m}^3$ )	未开发量 /( $\times 10^8 \text{m}^3$ )	未开发率 /%	
四川	合川	2 299	1 470	63.9	572	402	70.3	24.9
	广安	1 356	1 040	76.7	435	328	75.4	32.1
	新场	2 453	1 552	63.3	591	232	39.3	24.1
	成都	2 155	1 895	87.9	593	513	86.5	27.5
鄂尔多斯	苏里格	12 726	3 464	27.2	4 303	947	22.0	33.7
	榆林	1 807	288	15.9	1054	168	15.9	58.3
	靖边	6 910	652	9.4	3417	296	8.7	49.5
	大牛地	4 546	1 777	39.1	1 260	239	19.0	27.7
塔里木	塔中 1	3 535	3 265	92.4	1 777	1 627	91.2	46.0
	克拉 2	2 840	0	0	1 998	0	0	70.4

表 4 2013 年按公司统计的天然气(气层气和溶解气)的未开发量和未开发率

Table 4 Undeveloped reserve and rate of natural gas according to different oil companies in 2013

公司	地质储量				可采储量			
	探明量 /( $\times 10^4 \text{t}$ )	未开发量 /( $\times 10^4 \text{t}$ )	未开发率 /%	占全国比例 /%	探明量 /( $\times 10^4 \text{t}$ )	未开发量 /( $\times 10^4 \text{t}$ )	未开发率 /%	占全国比例 /%
中石油	82 284	30 835	37.5	65.3	36 303	12 036	33.20	69.2
中石化	24 938	13 275	53.2	28.1	8 445	3 876	45.9	22.3
中海油	7 754	3 995	51.5	8.5	4 189	1 997	47.7	17.2
全国	114 329	47 204	41.3	—	48 214	17 396	36.1	—

注:表中未列其他公司储量且中石化与中海油在东海的储量有重复,故三大公司占全国未开发储量比之和可不等于 100%,表中公司名一律用简称

#### 4.1 未开发率

以地质储量未开发率自高到低排名,依次为中石化、中海油、中石油,后者未开发率低于全国均值。

中海油所辖气田(包括油气田)投入开发较晚且在开发困难的海上。许多在陆上有良好开发效益的气田在海上成为边际性、甚至因无效益而不能(独立)开发。因经济边际值提高而使开发困难,这一点在天然气上比石油更加突出。不言而喻,溶解气的开发受制于其载体石油的开发。仅以笔者统计的气层气未开发地质储量计,天津分公司有秦皇岛 29-2(储量  $68 \times 10^8 \text{m}^3$ )等 9 个气田共  $161 \times 10^8 \text{m}^3$ ,深圳分公司有荔湾 3-1(储量  $476 \times 10^8 \text{m}^3$ )等 8 个气田共  $957 \times 10^8 \text{m}^3$ ,湛江分公司有东方 13-2(储量  $686 \times 10^8 \text{m}^3$ )等 11 个气田共  $915 \times 10^8 \text{m}^3$  未得到开发,因而中海油共有 28 个气田  $2 033 \times 10^8 \text{m}^3$  储量未开发,占其全部未开发储量的 50.9%。其中除刚探明的荔湾 3-1 气田、尚有许多开发难点未解决的东方

13-2 气田外,其余 26 个皆因规模小而暂被搁置。业内人士了解到为了开发边际性油气田,中海油以自营开发方式作了艰苦的努力,会更深刻地体会到海上高成本背景下开发的艰难<sup>[8]</sup>。

中石化的天然气地质储量未开发率仅比中海油高 1.7%,但其可采储量未开发率却比中海油低 5.4%。这是由于其相当大部分的气田(特别是大气田)发现较晚、开发程度低,如普光气田和通南坝气田未开发率依次为 37.1%和 72.0%;有的则已作好开发方案而尚未及投入开发,如元坝气田。这 3 个主力气田共有储量  $6 139 \times 10^8 \text{m}^3$ 、占中石化在四川盆地探明地质储量的 52.1%。与上述中海油海上气田类似,中石化在东海共有 12 个气田却因规模偏小、分布不集中,有 11 个气田到目前仍未被开发。

#### 4.2 未开发天然气储量占全国比例

三大公司中未开发天然气储量占全国比例最高的是中石油,其地质储量和可采储量分别占全国未开

① 原始数据取自相应年度《全国油气矿产储量通报》,笔者统计编表。

发储量的 65.3% 和 68.8%。这首先是因为它占有了全国地质储量和可采储量的最大份额(72.0% 和 80.3%), 其次是它在开发难度大的盆地占了更高的份额。如在陆上未开发率居前的四川盆地、塔里木盆地、鄂尔多斯盆地和松辽盆地中石油分别占地质储量 62.6%、95.0%、82.6% 和 84.5%。显然, 从动用天然气未开发储量来说, 中石油要承担更大的责任。

## 5 利用新思维新技术动用未开发天然气储量

### 5.1 未开发天然气储量是现实的增产领域

仅从中石化、中石油和中海油三大公司天然气产量增加本身来说有 3 个可能的增产方向。

第一为老气田已开发部分的稳产和增产。其首先要克服开发带来的自然递减的影响, 使新打井的产量和老井技术措施增产量大于自然递减量, 即技术措施的增产与自然减产的代数和为正值。这对于气田生产来说, 属于战术性接替范畴<sup>[9]</sup>。

第二为发现新气田探明新储量, 而足以使产量上个新台阶的一批新气田的发现必须通过新区、新领域的开拓, 即实现天然气生产的战略接替。但众所周知, 这种向原来认为没有/不存在经济价值气田的地区、领域的开拓, 需要一个较长的勘探周期, 其间也必然出现曲折和失败, 不能指望一蹴而就或短期内见效。当然, 这还意味着巨大的资金和人力投入<sup>[10]</sup>。

第三个增产方向就是介于以上二者间的已探明未开发储量的动用。首先, 这部分储量已经历了勘探阶段花钱最多的储量探明过程, 已对地下情况有了相当多的了解, 一般不需要再投入大量工程作业和相应投资。动用它就相当于盘活已投入的大量资金。其次, 这批储量位于油气田内或邻近, 有雄厚的基础设施和人力资源可以利用, 特别是开发的实践提供了更丰富的地下静态、动态资料, 使人们对地下资源的状况有了更深入更切合实际的认识。这使向邻近有一定相似性的未开发储量发展时有了更高的起点和主动性, 容易找到使其达到经济开发条件的技术手段。总之, 相对于近、中期的增产提效来说, 比发现新气田特别是开拓新区新领域的作用要更现实。

气田开发中采气速度是个重要参数, 因油田本身的情况和财务要求不同而有相当大的差异<sup>[11]</sup>。笔者统计了几个陆上主要盆地处于正常开发中的不同类型气田, 2013 年地质储量采气速度: 四川盆地大天池气田为 2.5%、鄂尔多斯盆地苏里格气田为

1.7%、塔里木盆地塔克拉 2 气田为 2.8%。考虑到未开发气田的开发难度可设定其地质储量采气速度为 1.5%, 如近期(2020 年前)、中期(2025 年前)分别动用现有的全国天然气未开发地质储量( $5.62 \times 10^{12} \text{ m}^3$ ) 的 50%、80%, 届时有可能再分别形成  $420 \times 10^8 \text{ m}^3$ 、 $670 \times 10^8 \text{ m}^3$  的年产量, 分别相当于 2013 年天然气产量  $1.071 \times 10^8 \text{ m}^3$  的 39.2%、62.6%。须知, 我们经常以历年实际产量为依据、在设定诸条件约束下去作未来(特别是近、中期)天然气产量预测。应当认识到这些预测中作为依据的产量是在已开发储量上获得的。那么, 对动用未开发储量所形成的产量, 应是一般产量预测值之外的“额外新增量”。再考虑到今后每年新增探明油气储量中投入开发比例将会出现持续大幅度提高。显然, 加快动用天然气未开发储量有良好的前景。

### 5.2 重新认识探明储量的动态和现状

在我国储量工作中存在重审批轻复算、对储量动态研究重视不够的问题。某油气田储量一经审批似乎成了终身制。每年除新少量因新工作量实施带来的增减量以外, 对储量的技术和经济可采性缺乏动态反映, 也未能对长期未动用储量进行及时的分类、处理。其重要原因之一是愿意看到储量尽可能多增、不愿进行严格核实后的核减或降级。在上级无统一部署要求时, 各油田负责储量计算的技术干部确实也无暇顾及这些深入研究。

动用未开发储量问题的提出启示我们重视上述问题。老油田的持续开发、提高采收率、认识剩余油气的分布和本文强调的未开发储量动用都需要我们从新的经济条件和技术水平出发重新评价探明储量(特别是可采储量)、认识地下流体分布现状及动态趋势, 这是关系到老油田能否稳产、增产, 关系到全国油气生产“基数”和可持续性的基础性研究。这是具有战略意义的任务, 应成为每隔数年覆盖一次的常态化工作。他应有自上而下的部署和产学研相结合的统一协作并由各油田负责完成, 因为他们最熟悉自己辖区的情况, 此项工作又直接关系到他们的利益。显然, 要取得上述这些认识就要有一定的资金和人力的保证。

在现阶段绝大部分未开发储量被搁置的原因不在地表条件差(如交通电力等基础设施缺乏), 而在于其本身的地质和规模等原因使其难采。对于新发现的气田来说, 还受开发的基础设施建设和管线的制约。在上述研究中进行的未开发储量工作, 首先要从难采原因出发对其分类, 特别是弄清其特点及

相适用的技术工艺路线,从而对近、中期可动用的储量单元进行排队。

### 5.3 适宜技术的应用是关键

上述讨论阐明了动用未开发储量的意义和基础研究,但落实其措施归根到底是个技术问题。近年来开发技术的巨大进步,特别是以页岩油气开发为代表的技术系列成功应用,给我们以重大启示。

#### 5.3.1 必须强调每块未开发储量的特殊性

油气开发者总是强调世界上没有相同的油气藏。这是因为在复杂的地质环境背景上又叠加着作为流体的油气水之间动态变化的相互关系<sup>[12]</sup>。油气藏(田)间这种普遍存在的差异性在部分被开发后会更加突出。如果说对高丰度高产的气田来说技术措施间不大的差别对生产也许影响不大,反正都可做到有效开发;但对已处于经济边际者说,不大的差距就可能将其分别置入亏损或盈利2个范畴,就可决定是否开发可行性。换言之,对因开发困难而未动用者来说,要特别强调精细研究以掌握其特殊性,允许通过实验(失败)以找到适用于其有经济效益的技术工艺。这里说的适用性可以有2个方面的理解:一是要有一定的先进性、创新性,因为其之所以未被开发多因常用的已用的方法难以奏效;二是其不一定多么昂贵、尖端而却要求较低成本下的实效。

#### 5.3.2 进行新一轮的精细地震工作

达到上述认识先行的技术手段是进行新一轮的精细地震工作,其水平要比为早期开发做的三维地震有明显的提高。为此,这可以是新技术下进行的“二次三维”,而当他在不同时间重新进行时实际上就进入四维地震范畴。在精细解释上不仅要达到储层建模、流体预测的要求,而且要为多种水平井、多方式的压裂部署提供施工依据。需要指出的这类工作不止于碎屑岩、火山岩,也应包括碳酸盐岩,特别是其多种类型的岩溶<sup>[13]</sup>。对于鄂尔多斯盆地、塔里木盆地、四川盆地等深层未开发储量的动用,这是极重要的基础工作。

#### 5.3.3 适度引入致密储层油气的钻井和储层改造技术

研究表明,相当部分未开发储量的难采性源于其储层条件较差、特别是致密化,而其已经接近、或就已属于非常规油气了。这不仅由于常规与非常规本身就是过渡的,更由于我国并无致密砂岩划分的统一规定,以致在目前探明储量和产量各种报表中就已经包含着在国外属于致密(砂岩)油气的非常规油气的贡献了<sup>[14]</sup>。对于这类储层,经过多类型的水

平井再加以分段压裂对其体积性的改造,经济开发的可行性会有相当大的提高<sup>[6-7]</sup>。一般说来,对已列入探明储量的这类带有某种常规、非常规过渡性的气藏,储层改造的难度和施工成本也要比典型非常规气低一个台阶。在总结此类技术系列经验(包括大幅度降低其施工成本)的基础上,将其中适宜的技术应用于占陆上未开发储量重要部分的这类气藏,可使其开发率有较快的上升。生产实践总是在为我们提供新的认识。如中石油对渤海湾盆地东鹿凹陷老油田泥灰岩致密储层“甜点”新认识的基础上精心施实了直井多段压裂,取得日产油243m<sup>3</sup>、日产气7.2×10<sup>4</sup>m<sup>3</sup>的突破<sup>[15]</sup>,其不需水平井也可动用新层的成功使我们更直观地看到“适宜技术”的价值,解放了思想。

#### 5.3.4 以先进方式开发中小气(油气)田群

我国大陆架以陆相生储油气为主的基本特点使许多陆上可采的小油气田成为海上边际性油气田。它们被外国公司认为无效益而不投入开发,其能否投入自营经济开发成为影响海上油气生产的重要因素<sup>[16]</sup>。我国开发者以“油气田群”的新思路去评价它们、充分发挥较大油气田已有的开发设施的依托作用,以无人值守的卫星平台、水下井口和海底管线、大位移水平井和浮式生产储油轮(FPSO)、浮式液化气生产储存船(FLNGPSO)等一系列先进设施带动油、气田群体开发<sup>[17]</sup>。特别是随着我国海洋设备的大发展和浅海油气勘探开发设备已实现配套化,上述设备的国产化程度和制造运行成本逐渐降低。特别值得期待的是,浮式液化气生产储存船的国产化和批量投产,将可使海上一大批中、小气田储量动用上一个大台阶<sup>[16]</sup>。在陆上对中、小气田待开发储量的动用要比海上容易许多。群体开发的概念,实施大位移水平井的技术措施也是动用邻近小气田、边远区块储量的重要手段。

#### 5.3.5 重视溶解气的开发利用

表1显示,全国溶解气未开发率的变化趋势与气层气相反,呈逐渐升高之势,其地质储量未开发率从2006年的25.5%上升到2013年的38.8%;可采储量未开发率从2006年的6.8%上升到2013年的9.6%。熟悉中国油气开发史的人很容易理解其原因。20世纪末石油探明储量的增长中心由东部向西北转移,而西部石油中溶解气的丰度大致为全国均值的2~3倍<sup>[3]</sup>,这导致溶解气与气层气的全国累计地质储量比值不断上升,从2006年的25.3%上升到2013年的45.4%,上述因素与西北石油开发

的相对滞后相叠加导致溶解气未开发率升高。

溶解气的探明地质储量增长正在加快,2006至2010年的4年间年均增718.7×10<sup>8</sup>m<sup>3</sup>,而2010至2013年的3年间年均增竟达9109×10<sup>8</sup>m<sup>3</sup>。溶解气在天然气生产中的作用日益增大,这在西北诸盆地和渤海湾盆地尤为明显。2013年全国未开发地质储量中溶解气与气层气的比值为0.12,而在准噶尔盆地、吐哈盆地、柴达木盆地该值依次为0.61、0.37、0.36,渤海湾盆地气层气开发程度很高,致使该值高达2.05。从全国来看溶解气未开发量近1.7×10<sup>12</sup>m<sup>3</sup>,这也是值得关注的数量。

溶解气的开发受石油开发的制约,许多新开发油井、油田往来不及配套天然气的分离、管输和利用措施,而许多边远油井、油田往往建设这套利用措施难以有预期的经济效益,这都使其被迫放空、利用率降低。反过来又成为抑制其开发的因素。值得注意的是,近年来专为小气田、分散气井使用的橇装式发电、橇装天然气液化站已研制成功,在国产化上亦有重大进展,可以较低价格供给国内大量使用。橇装式发电可首先供给钻井和勘探开发基地的自用、实现“以气养气”,橇装天然气液化站可使气以LNG形式实现车、船运输,无需管线而可形成相当大的供应范围。其的共同优点是“橇装”,可以灵活移动并与管线等大型设施实现空间互补和时间上的前后接替。前面提到的大位移水平井和这里的橇装式发电、橇装天然气液化站等利用设施相结合将为大幅度提高小、散气田的储量开发率创造良好条件。

## 6 全方位发展中集中力量为天然气增产做出更大贡献

从我国近中期能源发展战略态势出发,无论怎样强调整能、替代和高效利用都不能满足对天然气供应的刚性增长需求<sup>[5]</sup>。对此,我们应尽可能扩大视野全方位关注天然气增产的各种途径。在发展中常规和非常规并举,首先保证作为现实生产主力的常规天然气的战略地位,大力开拓非常规天然气、力争其贡献快速提升。在常规天然气中老气田稳产增产与新区新领域开拓并重,首先保证已发现气(油气)田的开发上产。从全国油气体制改革出发,要形成混合所有制为主体大中小公司共存的市场机制,但三大公司是主力的地位近、中期内难以改变。此外,在目前已形成由政府牵头的产学研相结合的新区新领域开拓机制、有一定的资金、人力投入,从而

分担了三大公司所承的战略接替的重任<sup>[18]</sup>。三大公司占有目前已发现气(油气)田和全部开发区块,保证已有开发气田稳产上产,尽快进行基础设施建设和相应的管线铺设以使一批新发现气田投产。本文所讨论的动用未开发储量的重任也只能由三大公司承担,责无旁贷。

从目前压在三大公司肩上的重担看,保障已发现气(油气)田的稳产增产除了技术问题外还有资金不足的问题。为此,除寄希望于混合所有制等改革方案的实施外,还要求三大公司集中力量,安排上有轻有重、有先有后。具体建议:适当缩小已占有的区块,特别是勘探区块面积,一方面以实际行动配合油气体制改革和区块执法的大局,另一方面集中力量(特别是四川盆地、鄂尔多斯盆地、塔里木盆地、渤海湾盆地、松辽盆地)在已开发的气(油气)田上提高采收率,大力动用未开发储量,以取得更高的资金回报率和整体经济效益,并为全国天然气增产做出更大贡献。

**致谢:** 本文的研究受到查全衡先生的启发帮助,特致谢意。

### 参考文献(References):

- [1] Liu Baohe. China Petroleum Exploration and Development Encyclopedia: Comprehensive Volume [M]. Beijing: Petroleum Industry Press, 2008: 67-85. [刘宝和. 中国石油勘探开发百科全书·综合卷[M]. 北京:石油工业出版社, 2008: 67-85.]
- [2] Zhang Kang, Zhou Zongying, Zhou Qingfan. Petroleum Development Strategy in China [M]. Beijing: Geological Publishing House, Petroleum Industry Press, Publishing House of Sinopec, 2002: 223-291. [张抗, 周总瑛, 周庆凡. 中国石油天然气发展战略[M]. 北京:地质出版社,石油工业出版社,中国石化出版社, 2002: 223-291.]
- [3] Wang Min, Sun Yefeng, Wang Wenguang, *et al.* Gas generation characteristics and resource potential of the deep source rock in Xujiawazi Fault Depression, northern Songliao Basin [J]. Natural Gas Geoscience, 2014, 25(7): 1011-1018. [王民, 孙业峰, 王文广, 等. 松辽盆地北部徐家围子断陷深层烃源岩生气特征及天然气资源潜力[J]. 天然气地球科学, 2014, 25(7): 1011-1018.]
- [4] Zhang Kang. Distribution characteristics and enrichment controlling factors of China's dissolved gas [J]. Natural Gas Geoscience, 2009, 20(5): 641-650. [张抗. 中国石油溶解气的分布特点和富集控制因素[J]. 天然气地球科学, 2009, 20(5): 641-650.]
- [5] Zhang Kang. Natural gas supply-demand situation and prospect in China [J]. Natural Gas Industry, 2014, 34(1): 10-17. [张抗. 中国天然气供需形势与展望[J]. 天然气工业, 2014, 34(1): 10-17.]
- [6] Yu Shuming, Liu Yanxia, Wu Lichao, *et al.* Technical difficulties

- and proposed countermeasures in drilling horizontal wells in low permeability reservoirs; A case study from the Ordos Basin[J]. Natural Gas Industry, 2013, 33(1):54-60. [余淑明, 刘艳侠, 武力超, 等. 低渗透气藏水平井开发技术难点及攻关建议——以鄂尔多斯盆地为例[J]. 天然气工业, 2013, 33(1):54-60.]
- [7] Li Jinbu, Bai Jianwen, Zhu Li'an, *et al.* Volume fracturing and its practices in Sulige tight sandstone gas reservoirs, Ordos Basin[J]. Natural Gas Industry, 2013, 33(9):65-69. [李进步, 白建文, 朱李安, 等. 苏里格气田致密砂岩气藏体积压裂技术与实践[J]. 天然气工业, 2013, 33(9):65-69.]
- [8] Dai Huandong, Gong Zaisheng, The Development of Offshore Oil-gas Fields in China [M]. Beijing: Petroleum Industry Press, 2003:1-279. [戴焕栋, 龚再升. 中国近海油气田开发[M]. 北京:石油工业出版社, 2003:1-279.]
- [9] Zhang Kang. Life Period of Oil-gas Field and Strategic Replacement[M]. Beijing: Geological Publishing House, 2000:1-289. [张抗. 油气田生命周期和战术战略接替[M]. 北京:地质出版社, 2000:1-289.]
- [10] Zhang Kang. Strategic replacement situation and outlook of China oil-gas production area [J]. Petroleum Exploration and Development, 2012, 39(5):513-523. [张抗. 中国油气产区战略接替形势与展望[J]. 石油勘探与开发, 2012, 39(5):513-523.]
- [11] Wei Guoqi, Yang Wei, Li Jian, *et al.* Geological characteristics and exploration fields of subaerial natural gas in China[J]. Natural Gas Geoscience, 2014, 25(7):957-970. [魏国齐, 杨威, 李剑, 等. 中国陆上天然气地质特征与勘探领域[J]. 天然气地球科学, 2014, 25(7):957-970.]
- [12] Liu Baohe. China Petroleum Exploration and Development Encyclopedia: Development Volume [M]. Beijing: Petroleum Industry Press, 2008:411-496. [刘宝和. 中国石油勘探开发百科全书·开发卷[M]. 北京:石油工业出版社, 2008:411-496.]
- [13] Li Yang. The theory and method for development of carbonate fractured-cavity reservoirs in Tahe Oilfield[J]. Acta Petrolei Sinica, 2013, 34(1):115-121. [李阳. 塔河油田碳酸盐岩缝洞型油藏开发理论和方法[J]. 石油学报, 2013, 34(1):115-121.]
- [14] Zhang Kang. Discussion on certain terms of unconventional oil and gas[J]. Natural Gas Technology and Economy, 2013, 7(4):3-8. [张抗. 对非常规油气某些术语的讨论[J]. 天然气技术经济, 2013, 7(4):3-8.]
- [15] Li Changkai. Vertical drilling breakthrough on shale oil in north China[N]. China Petroleum Daily, 2014-06-27. [李长开. 华北致密油直井钻探获重突破[N]. 中国石油报, 2014-06-27.]
- [16] Zhang Kang. Recent petroleum exploration progress in the sea beach and medium-sized oil and gas fields[J]. Acta Petrolei Sinica, 2002, 23(5):1-5. [张抗. 渤海海域和滩海勘探工作的新进展及发展方向[J]. 石油学报, 2002, 23(5):1-5.]
- [17] Jiang Yunpeng, Wu Qiong. Efficient development strategy for marginal oil and gas fields in East China Sea[J]. Offshore Oil, 2014, 34(2):60-63. [蒋云鹏, 吴琼. 东海边际油气田高效开发策略[J]. 海洋石油, 2014, 34(2):60-63.]
- [18] Zhang Dawei, Qiao Dewu. Strategic Prospecting Precincts and Evaluation of Oil and Gas Resources in China[M]. Beijing: Geological Publishing House, 2013:1-307. [张大伟, 乔德武. 全国油气资源战略选区和评价[M]. 北京:地质出版社, 2013:1-307.]

## Analysis and Strategy of Undeveloped Natural Gas in China

ZHANG Kang<sup>1</sup>, LI Tie-jun<sup>2</sup>

(1. Petroleum Exploration and Production Institute, SINOPEC, Beijing 100083, China;

2. Science and Technology Ministry, SINOPEC, Beijing 100728, China)

**Abstract:** Long-standing and increasing undeveloped natural gas reserve is one of the characteristics in exploration and production of natural gas in China. Analysis on its development process and its distribution in different basins is a necessary precondition for increasing reserve producing rate and keeping enhancement of production. Undeveloped geological reserve of natural gas in China in 2013 was about 5.62 trillion cubic meters with its undeveloped rate of 42.3%, while undeveloped recoverable reserve is 0.535 4 trillion cubic meters with its undeveloped rate of 23.7%. According to the analysis of the distribution of basins and companies of undeveloped reserves and different oilfields, some issues are raised under the condition of new ideas and technologies: (1) undeveloped reserves are the realistic regions for enhancement; (2) insight into present situation and dynamic state of proved reserves; (3) the key is the application of proper technologies. Issues, including specialty of each undeveloped reserve, new round deliberate seismic work, moderate lead-in of drilling and reservoir reconstruction, advanced methods in developing middle-small gas fields and more attention on development of dissolved gas, should be emphasized. Three national oil companies should concentrate on making contribution to natural gas production enhancement, narrowing block area, enhancing recovery so as to achieve return on capital and economic benefits.

**Key words:** Undeveloped reserves; Undeveloped rate; Major gas-bearing basin; Gas-bed gas; Dissolved gas; Middle-small gas fields