

中国低渗透油气的现状与未来

胡文瑞

(中国石油天然气集团公司,北京 100007)

[摘要] 中国低渗透油气资源丰富,具有很大的勘探开发潜力。近20年来,在低渗透砂岩、海相碳酸盐岩、火山岩勘探方面取得了很大发现,形成了国际一流的开发配套技术,实现了低渗透油气藏的规模有效开发,低渗透油气产量持续上升,其在产量构成中所占比例逐年增加。无论从近几年新增探明储量还是从剩余油气资源量看,低渗透油气都是今后勘探开发的主要对象,低渗透油气是中国未来油气工业的勘探开发主流,对保障国家能源安全具有重要的战略意义。

[关键词] 低渗透;油气;勘探开发;主流;现状未来;技术

[中图分类号] TE31 [文献标识码] A [文章编号] 1009-1742(2009)08-0029-09

1 前言

在中国特有的以陆相沉积为主的含油气盆地中,普遍具有储层物性较差的特点,相应发育了丰富的低渗透油气资源^[1]。经过长期不懈的探索,中国低渗透资源的勘探取得了很大的发现,特别是在近20年来在低渗透砂岩、海相碳酸盐岩、火山岩等的油气勘探中发现了大规模油气储量,低渗透目前已经成为油气储量增长的主体;通过持续不断的开发技术攻关和创新,中国的低渗透资源实现了规模有效开发,形成了国际一流的低渗透开发配套技术系列;在中国油气产量构成中低渗透产量的比例逐步上升,地位越来越重要。随着勘探程度的提高和对油气资源需求的不断增长,无论从剩余油气资源还是未来开发趋势分析,低渗透将是中国未来油气勘探开发的主要对象,也是中国未来油气工业发展的主流和必然趋势^[2]。

2 中国低渗透资源状况

2.1 低渗透的概念和标准

2.1.1 低渗透的概念

严格来讲,低渗透是针对储层的概念,一般是

指渗透性能低下的储层,国外一般将低渗透储层称之为致密储层。而进一步延伸和概念拓展,低渗透一词又包含了低渗透油气藏和低渗透油气资源的概念,现在讲到低渗透一词,其普遍的含义是指低渗透油气藏。

2.1.2 国内外低渗透分类标准的演变

世界上对低渗透油气藏并无统一的标准和界限,不同的国家是根据不同时期的石油资源状况和经济技术条件来制定其标准和界限,变化范围较大^[3]。而在同一国家、同一地区,随着认识程度的提高,低渗透油气藏的标准和概念也在不断的发展和完善,并且油藏和气藏的划分标准不同。

- 1) 100个mD,(中国,20世纪50年代);
- 2) 50个mD,(俄罗斯,20世纪60年代);
- 3) 20个mD,(中国,20世纪70年代);
- 4) 10个mD,(美国、中国,20世纪80年代);
- 5) 5个mD,(中国,20世纪80年代末);
- 6) 1个mD,(中国,20世纪90年代中);
- 7) 0.5个mD,(中国安塞油田、靖边气田,1995年左右);
- 8) 0.3个mD,(0.1mD,气)(中国鄂尔多斯,21世纪初);

[收稿日期] 2009-04-20;修回日期 2009-06-01

[作者简介] 胡文瑞,男,中国石油企业协会会长,教授级高级工程师,博士生导师,主要研究方向为低渗透油气田勘探开发及工程管理;E-mail:hwr@petrochina.com.cn

9) 0.01—50 个 μD (美国, 目前致密气田开发)。

2.1.3 目前中国国内低渗透分类标准

目前, 在我国石油行业中, 一般将低渗透砂岩储层分为低渗透 (渗透率 $50 \sim 10 \text{ mD}$)、特低渗透 (渗透率 $10 \sim 1 \text{ mD}$)、超低渗透 (渗透率 $1 \sim 0.1 \text{ mD}$) 储层^[4]。我国陆相储层的物性普遍较差, 相当一批低渗透油田储层渗透率在 10 mD 以下。

2.1.4 新版低渗透分类标准

中石油近几年探明石油储量的 $60\% \sim 80\%$ 都是低渗透, 低渗透已成为油气田开发的主体。随着以有效渗透率 0.49 mD 的安塞油田为代表的鄂尔多斯盆地低渗透油田得以大面积有效开发和中石油实施的重大开发试验使吉林、三塘湖等低渗透油田得以有效开发并达到较好的效果, 现在的低渗透标准已表现出一定的局限性。

针对我国油气资源状况、经济技术条件及低渗透油气藏勘探开发的实践, 低渗透的标准可重新划分, 见表 1。

表 1 新版低渗透分类标准

Table 1 New classification standard of low permeability reservoirs

石油		天然气	
渗透率 ($\times 10^{-3} \mu\text{m}^2$)	类别	渗透率 ($\times 10^{-3} \mu\text{m}^2$)	类别
1~10	一般低渗透	1~5	一般低渗透
1~0.5	特低渗透	0.1~1	特低渗透
<0.5	超低渗透	<0.1	超低渗透

新版低渗透标准的提出, 解放了一大批低品质储量使之转化为可动用储量, 坚定了人们开发低渗透油田的信心, 同时对开发工作提出了更高的要求。

2.2 中国及中石油低渗透资源分布及特点

2.2.1 中国低渗透油气资源分布及特点

根据中国 2004 年开展的第三次油气资源评价结果, 全国石油远景资源量为 $1\ 086 \times 10^8 \text{ t}$ (不含台湾和南海), 其中低渗透资源量为 $537 \times 10^8 \text{ t}$, 占总资源量的 49% ; 全国天然气远景资源量为 $56 \times 10^{12} \text{ m}^3$ (不含中国台湾和南海), 其中低渗透资源为 $24 \times 10^{12} \text{ m}^3$, 占总资源量的 42.8% 。全国低渗透石油资源的 80% 以上分布在中、新生代陆相沉积中, 天然气资源的 60% 以上分布在古生界及三叠系的海相地层中。

我国低渗透油气资源分布呈现以下特点: a. 含油气层系多: 古生界、中生界和新生代都有分布; b.

油气藏类型多: 砂岩、碳酸盐岩、火山岩等; c. 分布区域广: 东部、中部和西部都有分布。东部分布有松辽、渤海湾、二连、海拉尔、苏北、江汉盆地等砂岩油气藏和松辽、渤海湾盆地火山岩油气藏; 中部分布有鄂尔多斯、四川盆地砂岩油气藏和海相碳酸盐岩油气藏; 西部分布有准噶尔、柴达木、塔里木、三塘湖盆地砂岩油气藏、火山岩油气藏和海相碳酸盐岩油气藏。d. 具有“上油下气、海相含气为主、陆相油气兼有”的特点。

2.2.2 中石油低渗透油气资源分布及特点

中石油资源量为 $569 \times 10^8 \text{ t}$, 其中低渗透资源为 $370 \times 10^8 \text{ t}$, 占总资源量的 65% 。具体分布情况见表 2。中石油剩余石油资源 $413 \times 10^8 \text{ t}$, 其中低渗透石油资源 $316 \times 10^8 \text{ t}$, 占 76.5% 。松辽、鄂尔多斯、柴达木、准噶尔等四大盆地低渗透储量比例均在 85% 以上, 见表 3。

表 2 中石油低渗透石油资源分布状况

Table 2 The distribution of low permeability oil resources in PetroChina

盆地	低渗透资源		常规资源		总资源量	
	资源量 $/ \times 10^8 \text{ t}$	比例 (%)	资源量 $/ \times 10^8 \text{ t}$	比例 (%)	资源量 $/ \times 10^8 \text{ t}$	比例 (%)
松辽	77	54	65	46	142	100
渤海湾	56	54	47	46	103	100
鄂尔多斯	68	92	6	8	74	100
柴达木	13	52	12	48	25	100
准噶尔	41	69	18	31	59	100
塔里木	37	51	36	49	73	100
其他	78	84	15	16	93	100
合计	370	65	199	35	569	100

表 3 中石油低渗透剩余石油资源分布状况

Table 3 The distribution of low permeability remaining oil resources in PetroChina

	剩余资源量 $/ \times 10^8 \text{ t}$	剩余低渗透资源量 $/ \times 10^8 \text{ t}$	占剩余资源量比例 (%)
	松辽	75	69
渤海湾	62	36	58.1
鄂尔多斯	59	55	93.2
柴达木	22	19	86.4
准噶尔	42	37	88.1
塔里木	70	28	40
其他	83	72	86.7
合计	413	316	76.5

2.3 低渗透资源的勘探开发基本情况

2.3.1 低渗透资源勘探的基本情况

中国的低渗透勘探经历了较长的历史,大致可以分为3个阶段:a. 1907—1949年,1907年中国第一口油井延长1号井在鄂尔多斯盆地的陕北地区勘探成功,发现了延长油矿,开始了低渗透勘探开发的探索;b. 1950—1980年,低渗透的勘探开发工作进展缓慢,仅在鄂尔多斯、松辽、准噶尔、四川等盆地发现了小规模油气藏,而且由于储层物性差、油气产量低,难于进行经济有效地开发。“磨刀石”、“井井有油、井井不流”,是人们对已发现低渗透油气田的基本认识;c. 1980年至今,随着对大面积岩性、碳酸盐岩、火山岩等发育低渗透储层油气藏的地质认识不断深化和二维三维地震采集处理技术、储层压裂改造技术和油气层保护技术的发展,陆续在鄂尔多斯、松辽、准噶尔、塔里木、三塘湖等盆地发现了一大批地质储量超过亿吨级、千亿立方米级和万亿立方米以上的低渗透油气田,为油气探明储量的快速增长发挥了重要作用。

全国累积探明石油地质储量 287×10^8 t,其中低渗透 141×10^8 t,占49.2%。中石油近几年探明储量中低渗透所占比例平均达到70%以上,见表4。

表4 中石油2003—2008年新增石油探明储量统计表

Table 4 New oil proven reserves of PetroChina in 2003—2008

年份	原油		高-中渗透		低-特低渗透	
	地质储量 / $\times 10^8$ t	地质储量 / $\times 10^8$ t	比例 (%)	地质储量 / $\times 10^8$ t	比例 (%)	地质储量 / $\times 10^8$ t
2003	43 903	13 582	30.9	30 321	69.1	
2004	52 107	10 807	20.7	41 300	79.3	
2005	56 152	16 590	29.5	39 562	70.5	
2006	61 511	22 090	35.9	39 421	64.1	
2007	38 440	11 028	28.7	27 413	71.3	
2008	73 710	9 689	13	64 021	87	

全国累积探明天然气 6.42×10^{12} m³,其中低渗透 4.1×10^{12} m³,占63.6%。中石油近几年探明储量中低渗透所占比例平均达到90%以上,见表5。可以看出,低渗透已经成为目前勘探工作的主要对象和储量增长的主体,同时可以肯定低渗透资源也是我们未来最为主要的勘探对象和储量增长的主体。

表5 中石油2003—2008年新增天然气探明储量统计表

Table 5 New natural gas proven reserves of PetroChina in 2003—2008

年份	原油		高-中渗透		低-特低渗透	
	地质储量 / $\times 10^8$ t	地质储量 / $\times 10^8$ t	比例 (%)	地质储量 / $\times 10^8$ t	比例 (%)	地质储量 / $\times 10^8$ t
2003	3 838.9	5	0.14	3 834	99.86	
2004	2 008.77	626	31.18	1 382	68.82	
2005	3 583.33	45	1.25	3 539	98.75	
2006	3 653.99	38	1.05	3 616	98.95	
2007	4 346.69	54	1.25	4 293	98.75	
2008	4 120	688	17	3 432	83	

2.3.2 低渗透资源开发的基本情况

低渗透油气资源的经济有效开发是一个世界性的难题,我国20世纪80年代以前,采用“常规压裂”等技术,使10~50 mD的一般低渗透油藏得到有效动用;20世纪80年代中期,采用“大规模压裂、井网优化、注水”等技术,使1.0~10 mD的特低渗透油藏基本可以有效动用;20世纪90年代初,安塞特低渗透油田开发采用“丛式钻井、中等规模压裂、温和注水”等技术,使0.5 mD的特低渗透油田实现了规模有效开发;2000年以来,鄂尔多斯盆地其他油田,采用“整体压裂、超前注水”等技术,使得0.5 mD以下的数十亿吨特低渗透储量得到了有效动用。

2008年,中国低渗透原油产量 0.71×10^8 t(包括低渗透稠油),占全国总产量的37.6%。低渗透产量比例逐年上升,近三年分别为34.8%、36%、37.6%;2008年,中国低渗透天然气产量 320×10^8 m³,占全国总产量的42.1%。低渗透产量的比例逐年上升,近三年分别为39.4%、40.9%、42.1%。低渗透资源在油气田开发中的地位越来越重要,正在成为开发的主体。

3 中国低渗透资源勘探取得了重大发现

中国的低渗透勘探在最近20年取得了很大发现,特别在大面积低渗透砂岩油气藏、低渗透碳酸盐岩油气藏和火山岩油气藏勘探方面取得一系列重大发现和突破,发现了一大批地质储量超过亿吨级和千亿立方米级的油气田,出现了多个地质储量 $5 \times 10^8 \sim 10 \times 10^8$ t规模的油田群和万亿立方米规模的气田群,形成了油气储量新的增长高峰期。截至2008年底,已发现184个低渗透油田,累计探明低

渗透石油地质储量 141×10^8 t, 可采储量 18.9×10^8 t, 已发现 192 个低渗透气田, 累计探明天然气地质储量 4.1×10^{12} m³, 可采储量 2.37×10^8 m³。

3.1 大面积低渗透砂岩油气藏勘探取得重大发现

中生代时期, 在鄂尔多斯、松辽、四川、准噶尔、塔里木等大型叠合盆地普遍发育了大型河流和三角洲, 砂体大面积广泛分布, 为形成大面积低渗透砂岩油气藏奠定了基础。在 20 世纪 80 年代以前, 由于受技术条件和地质认识程度的限制, 勘探效果不明显、进展不大。20 世纪 80 年代以来, 随着油气勘探理论的丰富发展和技术的巨大进步, 低渗透油气藏勘探取得了很大发现, 特别是近 10 年来, 发现的数量、规模不断加大。

3.1.1 鄂尔多斯盆地大面积砂岩油气藏勘探取得了大规模发现

从 20 世纪 80 年代以来, 随着储层预测技术、压裂改造技术和地质认识的提高, 1983 年发现了地质储量 1.04×10^8 t 的安塞油田, 1996 年发现了地质储量 1×10^8 t 的靖安油田^[5]。2001 年在盆地南部发现西峰油田, 目前西峰油田探明石油地质储量 3.7×10^8 t, 地质储量规模已超过 5×10^8 t; 2003 年在盆地西北部发现姬塬油田, 目前探明石油地质储量 4.06×10^8 t, 地质储量规模近 5×10^8 t; 2005 年在盆地中部发现华庆油田, 目前探明石油地质储量 1.57×10^8 t, 地质储量规模已达 5×10^8 t。2000 年发现苏里格气田, 2008 年底苏里格气田累积探明(含基本探明) 1.69×10^{12} m³、可采储量 0.97×10^{12} m³, 地质储量规模达到 2.2×10^{16} m³, 是中国目前最大的气田。目前, 鄂尔多斯盆地累计探明低渗透砂岩油气藏地质储量 22.5×10^8 t、可采储量 4.4×10^8 t; 累计探明低渗透砂岩天然气地质储量 1.97×10^{12} m³、可采储量 1.18×10^{12} m³。

3.1.2 松辽盆地大面积低渗透砂岩油气藏勘探取得了大规模发现

从 20 世纪 80 年代开始, 以高分辨二维和三维地震资料为基础, 针对大面积低渗透岩性油藏勘探, 加强河流—三角洲砂体分布研究和有效储层的预测, 不断探索提高单井产量的油层压裂改造技术, 采用先进的地质录井、测井和测试等新技术, 陆续发现了徐家围子、榆树林、宋芳屯、模范屯、新站、龙西、葡西、他哈拉—常家围子、卫星、太东、巴彦查干、新肇、敖南、乾安、大情字井、海坨子—花熬泡、英台—四方坨子等油田, 低渗透岩性油藏勘探实现了大面积突破, 新增石油探明地质储量 $24.5 \times$

10^8 t、可采储量 4.9×10^8 t。

3.1.3 准噶尔盆地西北缘大面积低渗透岩性油藏勘探发现了大规模储量

西北缘是准噶尔盆地油气最为富集的区域, 具有沿逆掩断裂带多层系含油、复式聚集成藏特点。2005 年以来按照突出岩性勘探、深化富油区带精细勘探的工作思路, 通过重新认识和重新评价, 在西北缘不断取得新的突破和发现, 储量规模不断增长, 2005—2008 年间在克一百、乌—夏、红—车断裂带石炭、二叠、三叠系新增石油探明地质储量 2.94×10^8 t、可采储量 0.53×10^8 t, 剩余控制石油地质储量 3.1×10^8 t, 新发现地质储量规模超过 5×10^8 t。目前西北缘整体探明石油地质储量达到 15.2×10^8 t、可采储量 3.63×10^8 t。

3.1.4 四川盆地近几年在川中须家河组发现大面积砂岩气藏

2004 年前在四川盆地发现了中坝、平落坝、邛西、八角场等气田, 其中八角场气田最大, 累计探明地质储量 341×10^8 m³、可采储量 137×10^8 m³; 2005 年广安 2 井突破后, 立 2006—2008 年相继在广安、合川、潼南等地区取得重要发现, 探明天然气地质储量 2514×10^8 m³、可采储量 1129×10^8 m³, 地质储量规模已达 5000×10^8 m³。须家河组气藏目的层埋深 1600~2600 m, 砂体厚度 20~50 m, 气层厚度 10~30 m, 平均孔隙度一般多在 3%~10%, 渗透率一般多在 0.03~2 mD, 为典型的受控于河流—三角洲砂体的大面积特低渗透岩性气藏(致密砂岩气藏)。

3.2 海相低渗透碳酸盐岩油气勘探取得重大发现

随着先进地震勘探技术、深井钻探技术、储层改造技术和先进测试技术的应用, 以及对海相地层研究工作的不断深入, 中国海相油气勘探近 20 年里在塔里木、四川和鄂尔多斯盆地取得了很大发现, 探明石油和天然气地质储量分别达 10.1×10^8 t 和 1.8×10^{12} m³。在四川盆地二叠—三叠纪开江—梁平海槽发现了以海相碳酸盐岩礁滩为储层的渡口河、铁山坡、罗家寨、普光、龙岗等大中型气田, 探明天然气地质储量 5938×10^8 m³、可采储量 4433×10^8 m³, 地质储量规模近万亿立方米; 在塔里木盆地塔中、塔北地区发现大规模海相碳酸盐岩含油气区, 在塔中奥陶系礁滩体储层和风化壳储层探明石油地质储量 1856×10^4 t、可采储量 223×10^4 t, 探明天然气地质储量 1010×10^8 m³、可采储量 $581 \times$

10^8 m^3 ,发现的地质储量当量规模超过 $3 \times 10^8 \text{ t}$,在塔北地区奥陶系风化壳储层发现轮南和塔河大型油气田,探明石油地质储量 $8.12 \times 10^8 \text{ t}$ 、可采储量 $0.84 \times 10^8 \text{ t}$,探明天然气地质储量 $397 \times 10^8 \text{ m}^3$ 、可采储量 $259 \times 10^8 \text{ m}^3$,发现的地质储量当量规模超过 $20 \times 10^8 \text{ t}$;在鄂尔多斯盆地发现了以奥陶系风化壳为储层的大型海相碳酸盐岩气田—靖边气田,探明天然气地质储量 $4700 \times 10^8 \text{ m}^3$ 、可采储量 $3052 \times 10^8 \text{ m}^3$ 。

3.3 深层低渗透火山岩油气藏勘探取得了重大发现

火山岩油气藏勘探在20世纪80年代就零星有所发现,在20世纪80~90年代陆续在松辽盆地深层白垩系、渤海湾盆地的第三系、准噶尔盆地石炭—二叠系等发现了一些小型火山岩油气藏,但规模很小。2002年以来,相继发现了松辽盆地深层的徐家围子和长岭、准噶尔盆地深层的克拉美丽、三塘湖盆地深层的牛东等火山岩气田,使得中国在火山岩勘探方面取得了世界范围内都极为少见的重大成果,探明天然气地质储量规模近 $5000 \times 10^8 \text{ m}^3$,探明石油地质储量近 $5000 \times 10^4 \text{ t}$,同时探索出了一套针对火山岩岩性与岩相识别、储层预测、欠平衡钻井、油气层识别与评价、储层压裂改造、油气藏评价技术方法系列。

4 中国低渗透资源实现了规模有效开发

近20年来,通过长期持续不断的低渗透开发技术探索和攻关,形成了一系列世界水平的原创性和集成性开发技术,实现了中国低渗透砂岩、碳酸盐岩、火山岩油气藏的规模有效开发,如鄂尔多斯、松辽、准噶尔盆地低渗透砂岩油藏的开发,鄂尔多斯盆地苏里格低渗透砂岩气藏的开发,塔里木盆地塔河、轮南低渗透碳酸盐岩油气藏的开发,三塘湖盆地牛东低渗透火山岩油藏的开发等。

长庆安塞特低渗透油田历经8年开发技术攻关,先后进行了井组、先导性和工业化三大矿场试验,形成了8项开发配套技术^[6],创建了著名的“安塞模式”,1997年年产量达到 $100 \times 10^4 \text{ t}$,2008年突破 $300 \times 10^4 \text{ t}$,是中国第一个规模有效开发的特低渗透油田。苏里格低渗透砂岩气田是中国最大的天然气田,截至2008年底,探明储量达到 $1.67 \times 10^{12} \text{ m}^3$,也是我国第一个储量超万亿立方米的大气田。从2001年经过了7年的开发试验和管理技术创新,形成了12项配套技术,探索出了“5+1”合作

开发模式,实现了规模有效开发,2008年建成 $80 \times 10^8 \text{ m}^3$,规划到2013年建成 $249 \times 10^8 \text{ m}^3$ 产能。

最近20年,低渗透油气产量持续增长,其在产量中的地位越来越重要。2008年低渗透油藏原油产量 $0.71 \times 10^4 \text{ t}$,占年总产量的37.6%;低渗透气藏天然气产量 $320 \times 10^8 \text{ m}^3$,占年总产量的42.1%。

4.1 低渗透油气田开发所面临的世界级难题

1) 流体流动在渗流力学上表现为“非达西流”,从本质上影响采收率的提高。

2) 低压储层导致投产初期过后,采液、采油指数下降,一般常规注水很难恢复(超前注水可以解决这一问题)。

3) “低渗、低压、低丰度”,造就了“多井低产”,给资本投资和运行成本造成了巨大的压力。

4) 低渗透水平井水平段规模压裂改造提产始终是一大难题,现在仍在探索规模化实施。

4.2 低渗透油气田开发的基本理念

从事低渗透工作没有捷径可走,不是望而生畏,便是望而却步,必须是知难而进。开发低渗透,要有“如痴、如醉、如迷、如狂”的精神,更要有“求真、求实、求知、求证”的态度;开发低渗透,必须遵循“从简、从省、从快、适用新技术”的开发路线。必须执行“管理创新、低成本”的开发战略,必须坚持“一切注重实际效果”、“斤两不拒”的基本理念。

4.3 低渗透砂岩油藏实现了规模有效开发

低渗透砂岩油藏是我国低渗透油藏的主要类型,以岩性油气藏和构造岩性油藏为主,主要分布于中国的鄂尔多斯、松辽、四川、准噶尔、塔里木、吐哈、三塘湖盆地以及渤海湾盆地、海拉尔、二连、苏北和江汉盆地的中深层,其地质特征主要表现为“低渗、低压、低丰度”,渗透率1 mD左右,压力系数低于1,储量丰度 $40 \times 10^4 \sim 60 \times 10^4 \text{ t}$ (鄂尔多斯盆地)。通过近20多年的不懈探索,低渗透砂岩油藏在鄂尔多斯、松辽等盆地实现了大规模有效开发,为近几年中国原油产量的稳定增长发挥了重要作用。2008年,低渗透砂岩油藏产量已达 $0.65 \times 10^4 \text{ t}$,占总产量的35.4%。

低渗透砂岩因其致密,号称“磨刀石”。低渗透砂岩油藏,其油井无自然产能,呈现出“井井有油,井井不流”的特征。百年来,人们为了实现有效开发,不屈不挠地开展了“磨刀石”革命,如同史诗般进行了低渗透“长征”。前80年,人们在不断地认识它、攻克它,但“几经辄试,如云若雾;迷茫漫长,

未成大势”。近 20 年来,终于逐渐找到了攻克和解决低渗透的办法,堪称“磨刀石”革命。1995 年中国第一个特低渗透安塞油田的成功开发,“有拨云见日之功,指点山河之力,开低渗油田之先河”,积累了中国低渗透油田开发的宝贵经验。百年来的实践,人们积累了开发低渗透油田的经验、技术、管理、思想认识和基本理念,大大丰富了规模有效开发低渗透的实践。

从 20 世纪 90 年代成功开发安塞油田后,鄂尔多斯盆地又高效开发了靖安油田,相应盆地原油产量开始以每年增产 30×10^4 t 持续增长,2001 年盆地原油产量突破 500×10^4 t;随着靖绥油田、西峰油田、姬塬油田的高效开发,盆地原油产量以每年增产 100×10^4 t 的速度快速增长,2007 年原油产量突破 $1\,200 \times 10^4$ t。

松辽盆地低渗透砂岩油藏开发工作在 20 世纪 90 年代就已陆续开展,但总体规模不大,2000 年时盆地低渗透产量不到 500×10^4 t。2000 年以来,随着低渗透砂岩油藏的不断发现,低渗新建产能比例逐年增加,由 2001 年度的 24% 到 2008 年的 61%,低渗产量亦逐年上升,2004 年低渗透原油产量超过 $1\,000 \times 10^4$ t,2008 年产量达到 $1\,263 \times 10^4$ t,低渗产量已经占到盆地总产量的 27%。

长庆油田在 30 多年的低渗透勘探开发实践中,形成了一整套低渗透油气田勘探和规模有效开发建设的理论^[7]。主要有:a. 三个重新认识;b. 宏观找油理论;c. 原点找油理论;d. 双重介质渗流理论(创新发展);e. 相对均质理论;f. 攻关二元理论;g. 区别对待理论;h. 意外收获理论;i. 经济界限理论。

与此同时,形成了一整套特低渗油田有效开发的主体技术、特色技术和适用的配套技术体系。主要有:a. 特殊地貌地震技术(集成创新);b. 岩性油藏综合评价技术(集成创新);c. 菱形反九点和矩形开发井网部署技术(集成创新);d. 规模丛式钻井技术(集成创新);e. 适度规模压裂改造技术(国内首创);f. 温和适度注水技术(国内首创);g. 超前注水技术(原始创新);h. 低成本提高采收率技术;i. “单、短、筒、小、串”地面工艺技术(国内首创)。

4.4 低渗透砂岩气藏实现了规模有效开发

中国已发现低渗砂岩气藏主要分布于鄂尔多斯、四川和塔里木等盆地,气藏类型多属于大面积岩性气藏,具有连通性差、非均质性强、井控储量少、单井产量低、压力下降快、稳产时间短、经济效

益差的特点,开发难度较大。从 2000 年开始,随着苏里格气田的发现,针对低渗透砂岩气藏的开发开展了一系列开发技术的攻关试验,探索适用于苏里格地质特点的 12 项开发配套技术,形成了“5+1”合作开发模式,实现苏里格气田的规模有效开发,同时带动了鄂尔多斯盆地榆林和四川盆地须家河组等类似气藏的开发。2008 年低渗透砂岩气藏天然气年产量已经达到 159.5×10^8 m³,占到了 2008 年中国天然气年产量的 21%,未来几年随着苏里格、须家河地区低渗透大面积砂岩气藏的大规模开发,低渗透砂岩气藏天然气产量将大幅度迅速增长。

低渗透砂岩气田开发形成了一整套有效开发主体技术、特色技术和适用的配套技术体系。主要有:a. 高精度二维地震技术(集成创新);b. 富集区筛选、井位优选技术(集成创新);c. 快速钻井及小井眼钻井技术(集成创新);d. 适度规模压裂技术(国内首创);e. 井下节流技术(国内首创);f. 排水采气技术(吸收引进再创新);g. 分压合采技术(集成创新);h. 地面不加热、低压集气、混相计量技术(国内首创)。

长庆油田经过多年实践,根据不同油气藏、不同地貌形态、不同评价标准和不同技术条件,形成了一系列具有长庆油田特色的低渗透油气田高效开发管理模式。主要有:a. 马岭模式(20 世纪 70 年代,侏罗系油田,石油部典型);b. 安塞模式(20 世纪 90 年代初,石油部授予,低渗透原点油田);c. 靖安模式(20 世纪 90 年代中,股份公司高效开发油田);d. 靖边模式(20 世纪 90 年代末,股份公司高效开发气田);e. 西峰模式(21 世纪,股份公司高效开发油田);f. 姬塬模式(21 世纪);g. 苏里格模式(21 世纪,气田开发典型);h. 小区块模式(20 世纪 80 年代末);i. 长北合作模式(21 世纪,气田)。

4.5 低渗透海相碳酸盐岩油气藏实现了规模有效开发

已发现的低渗透海相碳酸盐岩油藏主要分布在塔里木、鄂尔多斯和四川盆地,目前塔河、轮南、英卖力等油田和靖边、威远、中坝、卧龙河、磨溪、沙坪场、龙门、五百梯、渡口河、罗家寨、铁山坡等气田已经实现了规模有效开发。2008 年,低渗透海相碳酸盐岩油藏产量近 500×10^4 t,占总产量的 2.6%,低渗透海相碳酸盐岩天然气产量已达 153.8×10^8 m³,占总产量的 20.2%。

中国的低渗透海相碳酸盐岩油气藏具有埋藏

深、储集空间复杂(孔-缝-洞并存)、多种流体性质并存(天然气、轻-重质油)、有底水但没有统一的油气水界面、多压力系统、多油水关系、多采油动态的特征。

针对以上特点,形成了一整套海相碳酸盐岩低渗透油气藏有效开发主体技术体系。主要有:a. 缝洞识别与刻画技术(集成创新);b. 超深井钻完井技术(集成创新);c. 水平井、侧钻水平井技术(吸收引进再创新);d. 碳酸盐岩注水替油技术(集成创新);e. 找、堵水工艺技术(集成创新);f. 超深井酸化压裂技术(集成创新);g. 超深井稠油举升技术(吸收引进再创新)。

4.6 低渗透火山岩油藏实现了规模有效开发

低渗透火山岩油气藏近几年在中国发现了大规模油气储量,除三塘湖盆地牛东地区火山岩油藏得到规模有效开发外,松辽盆地深层、准噶尔盆地火山岩气藏的开发尚处于开发试验阶段,2008年火山岩气藏天然气产量 $6.66 \times 10^8 \text{ m}^3$ 。

5 低渗透将是中国未来油气发展的主流

中国的地质演化特点决定了中国的低渗透油气资源丰富,分布广、类型多、资源量大。无论从新增探明油气储量、低渗透油气产量、产能建设规模,还是从剩余油气资源、低渗透资源开发趋势看,低渗透资源是将来主要的勘探开发对象,是中国未来油气发展的主流。中国科学院贾承造院士说,目前全球油气勘探开发的主流趋势是:a. 低渗透油气;b. 老油田提高采收率;c. 天然气;d. 深海油气勘探;e. 新能源(包括非常规油气资源)。从全球油气勘探开发的主流趋势看,低渗透油气勘探开发的地位日益提升。近年来,低渗透油气田勘探开发、老油田提高采收率、天然气勘探开发等,已成为国际石油公司选择的主要目标。

5.1 剩余油气资源主要为低渗透

根据第三次资源评价结果,截至2008年底,中国剩余石油远景资源量为 $799 \times 10^8 \text{ t}$ 、天然气资源量为 $49.6 \times 10^{12} \text{ m}^3$,从中国主要含油气盆地剩余资源分析来看,这些剩余资源主要是低渗透资源(见图1和图2)。在剩余石油资源中,低渗透石油资源 $431 \times 10^8 \text{ t}$,占剩余石油资源总量的60%。在剩余天然气资源中,低渗透天然气 $24.8 \times 10^{12} \text{ m}^3$,占剩余天然气资源总量的51%。可见低渗透油气资源已经占到剩余油气资源量的一半以上。如果下移

储量的物性参数,其低渗透储量规模将更大。总体看,中国的油气勘探已进入低渗透勘探的时代。

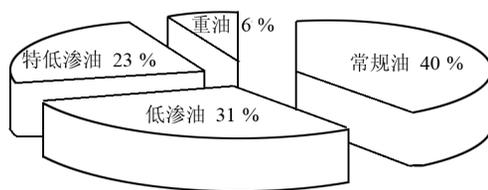


图1 剩余石油资源的品位分布

Fig. 1 Quality distribution of remaining oil resources

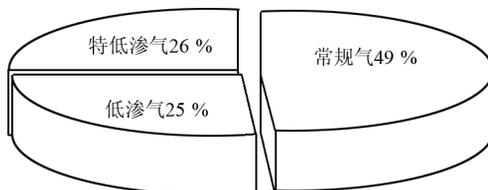


图2 剩余天然气资源的品位分布

Fig. 2 Quality distribution of remaining natural gas resources

5.2 低渗透资源需要进一步评估

由于技术和资料的局限性,目前来看第三次资源评价对低渗透资源的评估在评价的标准、范围和数量上不够全面,全国低渗透油气资源量要远大于目前的评估值。

根据最新的技术和认识,全国低渗透石油远景资源量保守的估计应该在 $700 \times 10^8 \text{ t}$ 以上、天然气远景资源量应该在 $35 \times 10^{12} \text{ m}^3$ 以上。主要依据有:

1) 大面积低渗透砂岩油气勘探领域:对于低于0.5 mD以下的特低渗透资源还认识不足,另外如塔里木盆地志留系大面积分布的低渗透砂岩、渤海湾等很多盆地中深层低渗透砂岩的资源前景还缺乏深入认识和系统评估,相应资源评价中打了很大折扣,这部分资源量很大,总体上3次资源评价计算的数量要低很多。

2) 海相碳酸盐岩油气勘探领域:对塔里木盆地、四川盆地和鄂尔多斯盆地的碳酸盐岩礁滩和风化壳两种类型油气藏的认识程度还较低,从资源的角度尚未进行系统评价和认识,潜力很大。

3) 火山岩油气勘探领域:松辽盆地的侏罗-白垩系火山岩广泛发育,存在多个断陷,近期勘探成果不断扩大,勘探前景良好。新疆北疆地区石炭系发育大面积火山岩,已经发现了地质储量超过千亿方的克拉美丽气田和三塘湖牛东油藏,目前认识程

度很低。同时在渤海湾、塔里木、四川等盆地也存在火山岩油气藏形成的地质条件,对这一领域尚未进行系统评价和计算。

4)深潜山及其内幕油气勘探领域:随着辽河兴隆台潜山的突破,对深潜山及其内幕的认识大大深化,对这部分资源以前未进行系统评估。

5)南海海域、羌塘盆地以及一些中生代中小盆地三次资源评价未进行系统评估,这些地区尚存在大量低渗透资源。

6 越来越多的低渗透资源将不断被发现和有效开发

随着油气勘探理论认识的不断深化和勘探技术的不断进步,油气勘探的领域和范围不断扩展,近年来,在大面积砂岩、碳酸盐岩、火山岩、深潜山及其内幕、老区精细勘探等方面取得很大发现,其中低渗透扮演了越来越重要的角色。根据目前的地质认识、资源状况、勘探领域的准备和勘探技术发展趋势,越来越多的低渗透资源将被不断发现。

从中国已发现油气田的开发情况和未来发展趋势来看,已有难动用储量和新增低渗透储量的有效开发是当前工作面临的主要挑战。从已发现储量开发情况看,石油探明储量动用率为 72%,存在 80×10^8 t 的未动用储量,主体为特低渗透储量;天然气探明储量动用率为 38%,未动用储量 3.7×10^{12} m³,主要为渗透率小于 0.1 mD 的储量。从近几年的新增探明油气储量看,低渗透储量的比例逐年上升,探明石油储量中的比例由 2001 年的 60.7% 增至 2008 年的 74.8%,探明天然气储量中的比例由 2001 年的 47.6% 增至 2008 年的 78.7%,岩性油气藏、碳酸盐岩、火成岩等非常规储层储量比例不断增加。

针对已探明难动用储量和新增低渗透储量的有效开发,中国进行了长期不懈的探索,开展了一系列针对性的开发技术攻关和试验,通过开发技术的创新以及成熟工艺技术的集成,在大面积低渗透砂岩油气藏、海相碳酸盐岩油藏、火山岩油藏的有效开发方面形成了开发配套技术,取得很好的成效,特别是鄂尔多斯盆地 0.5 mD 油藏实现了规模有效开发,目前正在进行 0.3 mD 油藏开发攻关试验,苏里格大面积低渗透气藏、松辽盆地部分低渗透油藏、塔河海相碳酸盐岩油气藏、三塘湖火山岩

油藏等实现了有效开发,为其他地区类似油气藏的有效开发提供了经验和技術储备。总之,随着开发技术水平的不断提高,越来越多的低渗透资源将不断被有效开发。

随着勘探程度的提高和对油气资源需求的不断增长,低渗透将是中国未来油气勘探开发的主要对象,低渗透油气资源将不断被发现和有效开发,在新增油气储量和油气产量构成中的比例将不断上升,并逐步占据主导地位,这是中国未来油气工业发展的主流和必然趋势。

7 结语

1)从资源、储量、产量到投资,都以无可争辩的事实证明了低渗透时代的到来。

2)低渗透最大的现实是“多井低产”,必须要有相应的对策和战略战术、方针、政策、路线,包括组织的、管理的、技术的、社会的等。

3)要树立低渗透油气勘探开发的最高境界观,挑战极限、规模有效开发,一切储量都可动用,不断进行低渗透技术革命,要有前瞻性的战略谋划,制定成长性的发展目标。

4)当前,要承认现实,认清主体趋势、主战场,要制定低渗透勘探开发战略,资源是基础、技术是手段、低成本是动力。

5)要有实际的低渗透行动,包括利用新媒体策划、宣传,推广低渗透油气开发的成功案例,使国人认识和接受低渗透。

参考文献

- [1] 翟光明,高维亮.中国石油地质学[M].北京:石油工业出版社,2005
- [2] 胡文瑞.低渗透油气田开发概论(上册)[M].北京:石油工业出版社,2009
- [3] 李道品.低渗透砂岩油田开发[M].北京:石油工业出版社,1997
- [4] SY/T 6285-1997.油气储层评价方法[S].中华人民共和国石油天然气行业标准.1997
- [5] 胡文瑞,何自新.鄂尔多斯盆地油气勘探大发展启示[J].中国石油勘探,2001,6(4):1-4
- [6] 胡文瑞,张世富,杨承宗,等.安塞特低渗透油田开发实践[J].西安石油学院学报(自然科学版),1994,9(1):16-21
- [7] 胡文瑞.鄂尔多斯盆地油气勘探开发理论与技术[M].北京:石油工业出版社,2000

The present and future of low permeability oil and gas in China

Hu Wenrui

(*China National Petroleum Corporation, Beijing 100007, China*)

[**Abstract**] Low permeability oil and gas resource of China is abundant and has a great potential of exploration and development. Great exploration discoveries in low permeability sandstone, marine carbonate and volcanic rock fields were acquired and top international matching development technology in low permeability was created. Scale effective development in low permeability oil and gas reservoir was achieved. Oil and gas production in low permeability reservoir increased continuously and the proportion in production components is increasing yearly. New proved reserves and remaining oil and gas reserves considered, low permeability oil and gas resource is the main objects of exploration and development in future. Low permeability resources are the mainstream of exploration and development in China oil and gas industry and have an immense strategic importance for nation energy security.

[**Key words**] low permeability; oil and gas; exploration and development; mainstream; present and future; technology