

文章编号:1001-3873(2004)02-0156-04

## 低渗致密气藏、凝析气藏开发难点与对策

李士伦, 孙 雷, 杜建芬, 汤 勇, 周守信, 郭 平, 刘建仪

(西南石油学院 国家油气藏地质及开发重点实验室, 四川 成都 610500)

**摘 要:**我国低渗、致密气藏和凝析气藏的储量占相当大的比例,而其中相当部分处于低产状态,开发好这类气藏对石油工业持续稳定发展具有十分重要的意义。围绕深层低渗致密气藏、凝析气藏开发问题,首先分析了低渗致密气藏的地质特征和开发特征,提出了低渗致密气藏开发的十项配套工艺技术,最后重点建议了五项技术措施,即深度压裂改造技术,凝析气井井筒和近井地带积液的处理技术、开发后期低于最大凝析压力条件下的注气技术,低渗致密凝析气藏多孔介质油气体系相态分析技术和某些适合于低渗致密气藏和凝析气藏的气藏工程分析技术。

**关键词:**低渗储集层;致密层;气藏;凝析气藏;开发;压裂;注气;相态

中图分类号:TE37

文献标识码:A



我国致密气藏和凝析气藏的储量占相当大的比例,而其中相当部分处于低产低效状态。认识和掌握这类气藏的特殊规律(地质、开发特征)是开发好低渗致密气藏的前提;确定合理的开发方式、层系井网和气井生产制度是开发好这类气藏的基础;采用先进实用配

套的工艺技术是开发好这类气藏的保证。

根据我国标准,有效渗透率为 $0.1 \times 10^{-3} \sim 10 \times 10^{-3} \mu\text{m}^2$ (绝对渗透率 $1 \times 10^{-3} \sim 20 \times 10^{-3} \mu\text{m}^2$ )、孔隙度为10%~15%的气藏为低渗气藏;有效渗透率 $\leq 0.1 \times 10^{-3} \mu\text{m}^2$ (绝对渗透率 $\leq 1 \times 10^{-3} \mu\text{m}^2$ )、孔隙度 $\leq 10\%$ 的气藏为致密气藏;我国深层( $>3\,500\text{ m}$ )天然气资源量在 $21.66 \times 10^{12} \text{ m}^3$ 以上,占全国天然气总资源量的57%,陆上主要集中在中西部、松辽、渤海湾、四川、塔里木、吐哈、柴达木等盆地、南方地区和近海海域等10个地区的深部地层中,随着深部油气勘探的发展,发现这类气藏的可能性愈大。对已开发的这类气藏,发展先进实用配套的开发与开采技术,有着十分重要的意义<sup>[1-4]</sup>。

### 1 低渗致密气藏地质及开发特征

#### 1.1 影响低渗致密气藏储集特征的构造因素

(1) 断层 断裂活动引起一系列构造、地层的变化,改变储集层埋藏条件,引起流体性质和压力系统的变异。

(2) 透镜体 透镜体在低渗致密砂岩中占相当大的比重。如何准确确定透镜状砂层的大小、形态、方位和分布,是能否成功开发这类气藏的关键。

(3) 裂缝 低渗致密储集层的渗透能力低,但只要能与裂缝搭配,就能形成相对高产,裂缝主要对油气渗流做贡献,裂缝孔隙度一般不会超过2%。国内外大量资料表明,在一定埋藏深度下,天然裂缝在地下一般呈闭合状态,缝宽多为 $10 \sim 50 \mu\text{m}$ ,基本上表现为孔隙渗透特征。这些层不压裂往往无产能。

#### 1.2 低渗致密气藏储集层特征

(1) 非均质性强 物性的各向异性非常明显,产层厚度和岩性都不稳定,在很短距离内就会出现岩性、岩相变化甚至尖灭,以至在井间较难进行小层对比。

(2) 低孔低渗 一般这类储集层孔隙有粒间孔隙、次生孔隙、微孔隙和裂缝四种基本类型。低渗致密砂岩受后生成岩作用影响明显,它以次生孔隙为主。不论何种成因,不论其性质有何差异,这类砂岩都具有孔隙连通但喉道细小的特征,一般喉道小于 $2 \mu\text{m}$ 。泥质含量高,并伴生大量自生粘土,这是低渗致密砂岩的又一明显特征。

常规实验室测定的气体渗透率与实际储集层条件下的渗透率差别很大,这对低渗致密气藏尤为突出,因此要尽量模拟地层条件测定其渗透率。渗透率随埋深的加大、压力的增高而急剧地减小,并且在压力卸载后,渗透率恢复不到原值。

(3) 含水饱和度高 相渗曲线特征是:低渗储集层的束缚水饱和度一般高达40%~50%,残余气饱和度也高,两相共渗区较窄。同时随着含水饱和度的增

收稿日期:2003-09-22

作者简介:李士伦(1935-),男,浙江绍兴人,教授,博士生导师,油气田开发。联系电话:0817-2642937

加,气体相对渗透率大幅度下降,而水的相对渗透率也上不去。岩石一般为弱亲水到亲水。

### 1.3 低渗致密气藏的开发特征

(1) 单井控制储量和可采储量小,供气范围小,产量低,递减快,气井稳产条件差。

(2) 气井的自然产能低,大多数气井需经加砂压裂和酸化才能获得较高的产量或接近工业气井的标准。投产后的递减率高。

(3) 气藏内主力气层采气速度较大,采出程度较高,储量动用充分,而非主力气层采气速度低,储量基本未动用,若为长井段多层合采,层间矛盾更加突出。

(4) 一般不出现分离的气水接触面,储集层的含水饱和度一般为30%~70%,因此井筒积液严重,常给生产带来影响。

(5) 气井生产压差大,采气指数小。生产压降大,井口压力低,可供利用的压力资源有限。

(6) 由于孔隙结构特征差异大,毛管压力曲线都为细歪度型,细喉峰非常突出,喉道半径均值很小,使排驱压力很高,也存在着“启动压力”现象。

## 2 适于低渗致密气藏开发的十项配套工艺技术

(1) 钻井、完井和气层保护技术 采用“特低固相”钻井液,达到低固相、低密度、低粘度和防塌、携砂能力强的要求,防止在压裂改造过程中对气层的污染。

(2) 优化射孔技术 如采用负压射孔、深穿透射孔。

(3) 气藏描述技术 用岩矿分析、扫描电镜和X衍射等方法 and 手段确定岩土矿物的成分、含量和产状;开展沉积相研究,寻找有利相带;开展成岩作用与成岩史研究,确定次生孔隙在横纵上发育带;开展气藏类型研究,对储集层不稳定的岩性气藏进行井间砂体的预测;开展地应力测定及裂缝系统的早期识别研究;气藏构造、物性、含油气性和油气水分布的三维显示;开展测井系统的适应性试验,提高测井解释水平及解释模型的建立;通过露头观察、定向岩心、应力大小及方向分析,来预测水力压裂裂缝方位;用三维地震、垂直地震剖面 and 井间地震等方法进行砂体的预测;综合评价这类气藏开发的可行性。

(4) 气藏工程分析技术 对渗流机理(非达西流、气体滑脱、“启动压力”和临界流动压力梯度等)进行深入研究和系统实验,试井方法也仍待完善和发展。

(5) 低渗致密气层的压裂改造技术 美国前安然公司在四川八角场香四气藏的加砂压裂和长庆气田压裂改造的经验值得引起我们的重视。

(6) 低压低产气藏气井井筒举升技术 四川、中原、大港等都有很好的经验。

(7) 气井动态监测技术。

(8) 采用科学、合理的地面流程,降低建设成本。

(9) 富含凝析油型凝析气藏全部或部分回注天然气保持压力技术。

(10) 水平井技术 由于构造应力而产生的各种裂缝,若水平井能很好地与垂向裂缝相交,则渗流状况会有很大的改善。

## 3 几项建议技术

### 3.1 深度压裂改造技术

美国前安然公司在四川八角场气田低渗致密香四气藏的深度压裂改造仍给我们很多的启示。该气田位于四川省中部,1974年2月开始勘探,1981年4月投入开发,其主力气藏香四气藏为低渗致密气藏,1993年在中部30 km<sup>2</sup>范围计算的天然气控制储量为234×10<sup>8</sup> m<sup>3</sup>,气藏自然产能低,生产压差为24~34.3 MPa,平均单井产量仅1×10<sup>4</sup> m<sup>3</sup>/d,采气指数300~400 m<sup>3</sup>/dMPa。1998年四川引进了14台压裂装备,并进行国内配套工作,储、运、配、供、注及施工控制能力有了大幅度提高。其主要技术要点:

(1) 气层保护及井的工程条件准备 安然公司在这方面做得很出色,从钻井液、完井液的优选、作业用水水质的控制到钻井、完井全过程的监控,无不贯穿着气层保护这一宗旨。在压裂时确定高价购买生活用水作为施工用水。在三口施工井都选了大口径管汇注液,采用井口保护器对井口装置实施保护,为大型加砂压裂创造了良好的井筒和井口工程条件。

(2) 压裂液及支撑剂的优选 由于储集层敏感,所以对液体配方、药品采购、配液用水及配液过程严格把关。选定万庄分院的瓜尔胶压裂液配方,用适当降低粉剂含量来进一步降低液体对储集层的伤害。并选定美国Carbo公司的高强度陶粒作为支撑剂。

(3) 施工参数优选 进行单井模拟和用压裂模拟器确定有效裂缝长度与施工规模的关系。还优化注液排量、注液程序,用最少注入量和最小投入获得有效裂缝长度。

(4) 测试压裂及其对施工方案的校正 破裂压力、闭合压力、液体在地层中的滤失系数是施工优化的关键参数。为降低施工风险,尽可能减少前置液用量,在每口井加砂压裂前都进行测试压裂,根据这些资料的处理结果来修正加砂压裂施工方案。

(5) 建立施工保证体系 优质的施工装备配置,施工用水水质控制,压裂液罐及其清洁处理,压裂液添加剂质量控制及压裂液配置全过程质量控制,供液、供砂、泵注和施工监控等。

(6) 压后排液技术 由于香四储集层,容易受到伤害,所以尽量减少液体在地层中停留时间,并采取

强制裂缝闭合、快速排液的技术措施,改善施工效率,为此安装了 EXPRO 公司的放喷测试装置,并辅助安装了快速排液管线,可做到停泵后立即排液。

三口井施工后的效果见表 1 所示。角 59E 井因施工后很长一段未生产,仅累计产气  $54 \times 10^4 \text{ m}^3$ ,油  $3 \text{ m}^3$ ,水  $140 \text{ m}^3$ 。角 41-0 和角 58E 井生产情况见表 2。

表 1 三口作业井的增产效果

井号	层位 (三叠系香 溪群四层)	储集层 厚度 (m)	施工前产量 ( $10^4 \text{ m}^3/\text{d}$ )	施工后 测试产量 ( $10^4 \text{ m}^3/\text{d}$ )
角 58E	$T_3x^4$	36.3	0.8	28
角 59E	$T_3x^4$	4.8	微量	8
角 41-0	$T_3x^4$	55.4	2.0	39.9

表 2 施工后的增产情况

井号	生产 日期	油嘴 (mm)	套压 (MPa)	油压 (MPa)	日产量			累积产量		
					气 ( $10^4 \text{ m}^3$ )	油 ( $\text{m}^3$ )	水 ( $\text{m}^3$ )	气 ( $10^4 \text{ m}^3$ )	油 ( $\text{m}^3$ )	水 ( $\text{m}^3$ )
角 58E	1999.10	2.67	36.37	35.26	6.72	4.59	3.5			
	2000.5	25.4	6.46	5.13	11.47	5.03	2.01	2828	1000	756
角 41-0	1999.9	6.8	-	22.1	10.1	6.29	3.54			
	2000.5	8.3	11.36	10.78	9.6	3.89	3.07	1608.9	777.4	489.4

### 3.2 凝析气井注干气吞吐技术及其他

我国相当部分的凝析气藏凝析油含量中偏低,处于保持压力开发的经济极限边缘。此外,地层压力与初始凝析压力差值小,多属饱和凝析气藏,最大反凝析液量又小于临界流动凝析油饱和度很多,若不保持压力开发,不但凝析油的采收率低,而且凝析油积聚在近井地带和井筒内,影响气相对渗透率和气井的产能,成为衰竭式开发凝析气藏时气井开采中特别需要重视解决的问题,下面介绍一些解决的办法。

(1) 注干气单井吞吐 在俄罗斯某些凝析气田已有现场试验的实例,我国塔西南柯克亚凝析气田已有数口井实施,取得了好的效果,成功地恢复了已停产的凝析气井生产。

(2) 采用富气处理近井地带 这类气体包括脱了凝析油后富含  $C_3-C_4$  及宽馏分轻烃的  $C_1$  混合物,俄罗斯的实验证明,用富气处理井底,可采出 35% 析出在近井地带的凝析油,俄罗斯乌克蒂尔凝析气田 26、89 和 98 号井都作了试验,均获得好的结果。

(3) 预热 若注入的干气或富气经过加温预热,效果会更好,可采用井口或井底加热器及注入能产生放热反应的物质等办法。现已有用地层气作燃料的井底气体加热器、微波加热器和电磁加热器等。

(4) 脉冲排液法 关井使压力上升到地层压力的 30% 左右,然后,在环空闸门关闭的情况下,多次(8~15 次)打开油管闸门放喷,使井重新投入生产。

(5) 改变管柱直径,使气井产量大于最小携液量 1969 年图尔奈尔(Turner)在建立液滴模型基础上导出了气井排液最小携液速度和产量公式<sup>[1]</sup>,但与实际相差较远,西南石油学院李闽认为气液在井筒中向上运动过程液滴呈扁平形的可能性大,采用此观点导出了新的公式,与实际接近,也受到国外的重视。中原油田在生产实践中研究总结了利用动能因子判别带液状态和调整气井生产制度的方法。

(6) 凝析气井的泡沫排液处理 根据大港油田衰竭式开发凝析气藏的经验,在相同的埋藏深度下,定容气驱凝析气藏的气井(近 3 000 m 井深)因井筒积凝析液,停喷的流压一般比纯气井高 5 MPa。水驱气藏,当边水窜入井底后,井筒不仅积油,还积水,这使停喷流压要比定容气驱凝析气藏的井高 8~18 MPa(大港马世煜 1996),他们开发了发泡剂。中原油田研制开发了 ZYP 起泡剂和 QJ 系列泡排剂。俄罗斯曾用乙烯、丙酮氧化物的共聚物作起泡剂。

(7) 注表面活性剂水,调节岩石的润湿性,使多孔介质亲水化以采出吸附在岩石表面的凝析油。

(8) 增压喉 以高压气带低压气,从而降低低压气井的井底回压。将增压喉原理运用于井下可形成加速泵(在油田上称喷射泵),集气举和喷射于一身,现场试验表明,与气举工艺相比,加速泵排水采气工艺不但能提高排水量,而且还能降低注气量。

中原油田也研制开发了增压喉,并利用它将文 104 井高压气带动文 24 井低压气,实践表明,对地层渗透性好、正常生产压差小的井有效。在低渗气藏开发后期,生产压差大,增压喉对井底回压的降低量显得很微小时,相对来说,增产的效果就差。此外,在井的自然产量降到最小携液量的初期时采用此装置比较有效。俄罗斯用此法也获得一定成效,核心问题是提高增压喉的效率。

(9) 各油田在排液采气方面的创造 尤其在四川,形成了系列配套的排水采气工艺技术。中原油田在排液(水或凝析油,水和凝析油)采气方面也有不少创造,如:小油管排液;“激动式”排液(大油嘴放喷);多级(4~5 个)气举管柱排液;泡排;复合排液采气(液氮+连续气举复合诱喷排液工艺、液氮+化排复合排液工艺、高压气举+化排复合排液工艺等);抽油机排液工艺;电潜泵排液工艺,等等。

### 3.3 凝析气藏开发后期低于最大凝析压力下的低压注干气技术

从 1993 年起历时 10 年俄罗斯在乌克蒂尔大型凝析气田实施了大规模工业性回注干气试验,但是在开发后期回注干气,此时气藏的地层压力已经降到最大凝析压力以下(地层压力为 7~10 MPa),分析通过



再蒸发地层中已析出的凝析油的效果。该方式由全俄天然气研究院以 P.M. 捷尔萨尔基索夫教授为首的集体提出,并由俄北方天然气公司实施。该实验的目的在于:用干气置换(驱替)地层凝析气,再蒸发已经在反凝析阶段析出于地层中的凝析油,减缓地层压力下降速度,阻挡边水进入凝析气区,让生产井不断处于工作状态以提高凝析油的最终采收率。

试验先后在 УКПГ—5、УКПГ—8 和 УКПГ—1 三个集气站范围内进行,取得了明显的效果:①三个集气站内凝析油的产量更加稳定,减少了凝析油的再蒸发;②注气压力足够大时,储集层多孔介质不影响  $C_{2+}$  的再蒸发,用不平衡气置换地层平衡气,并让其朝着蒸发的方向转换;③改善了产层中凝析油气混合物的渗流条件,生产井的产量可以增加 10%~12%,注入井的吸收能力增加则更为显著。

### 3.4 多孔介质油气体系的相态分析技术

西南石油学院“油气藏地质与开发工程”国家重点实验室在李士伦、孙良田教授领导下长期从事多孔介质凝析油气相态和渗流特征研究,他们认为,在许多问题上不同于常规 PVT 容器中所研究的油气体系相态规律。相态变化和渗流规律的研究应更接近于凝析气藏实际的储集层条件,不仅要考虑物性参数影响,还要考虑流体和岩石界面性质(吸附、毛管力、润湿性等)的影响。

### 3.5 某些气藏工程分析技术

(1) 修正等时试井为低渗致密气藏气井产能测试提供了有效手段。

(2) 低渗致密气藏气井关井压力恢复所需的时间特别长,有必要研究根据生产史确定气藏参数的方法。参照费特科维奇 (Fetkovich, M.J.) 和弗拉姆 (Fraim, M.J.) 的文章,建议采用回归分析确定低渗气藏参数的方法。

(3) 物质平衡方程广泛用于气藏的储量计算和动态分析中,在方程中若能用关井复压时刻的某一瞬

态压力(如关井中期段的压力)代替静态平衡压力的话,可大大缩短停产关井时间。若允许用关井不到 100~150 小时测得的压力代替常需用 1500~3000 小时测得的静态压力,来评价原始天然储量,且能保证在允许的误差范围内,那么对低渗致密气藏尤为有益。

(4) 对于异常高压气藏、低渗致密气藏、裂缝性碳酸盐岩气藏和疏松砂岩气藏,要特别注意压力对储集层岩石性质(压缩系数、孔隙度和渗透率等)的影响。美国德克萨斯盆地英比尔—大卫气田安德森“L”凝析气藏,可作为典型的实例<sup>[2,6]</sup>。

## 4 结论及认识

低渗致密气藏、凝析气藏开发有其特殊性和相当难度,要特别重视以下的研究,即:储集层(砂体)的横向预测;凝析气藏开发方式和注入介质的技术经济论证;整装气田的层系井网、气井合理产量、经济储量和采收率等论证;深层压裂改造、气层保护和水平井技术研究;衰竭开发凝析气藏井筒和近井地带积液对气井产能的影响及其对策;低渗气藏气井试井和动态分析方法研究,等等。

## 参考文献:

- [1] 李士伦. 天然气工程[M]. 北京:石油工业出版社,2000.
- [2] 阎秦麟. 国外六类气藏开发模式及工艺技术[M]. 北京:石油工业出版社,1995.
- [3] 中国石油勘探与生产分公司. 天然气勘探开发技术论文集[C]. 北京:石油工业出版社,2000. 7-127.
- [4] 中国石油天然气总公司开发生产局. 低渗透油田开发技术[C]. 北京:石油工业出版社,1994. 5-24;80-90.
- [5] Захаров А. А. Динамика компонентоотдачи при низконапорном воздействии на ГКМ[J]. НТС3-42000; НТС 2000,10-11.
- [6] R Engineer. Cal Canal Field, California; Case History of a Tight and Abnormally Pressured Gas Condensate Reservoir[J]. SPE 13650,1985.

## Difficulties and Measures for Development of Low Permeability Tight Gas Reservoirs and Condensate Gas Reservoirs

LI Shi-lun, SUN lei, DU Jian-fen, TANG yong, ZHOU Shou-xin, GUO ping, LIU Jian-yi

(Key Laboratory of State Oil-Gas Reservoir Geology and Development, Southwest Petroleum Institute, Chengdu, Sichuan 610500, China)

**Abstract:** Low permeability tight gas reservoirs and condensate gas reservoirs account for a rather high proportion of domestic gas reserves, but many of them have low productivity. So it is significant to develop these reservoirs efficiently for continuous and stable development of China's petroleum industry. Around the problems of the development of deep low permeability tight gas reservoirs and condensate gas reservoirs, this paper makes an analysis on the geologic and development characteristics of these reservoirs and presents ten proper technologies. Finally, five technical measures for the development of such gas reservoirs are proposed in detail. These are deep fracturing technology, treatment technology of accumulated liquids in condensate gas well and near well bore, gas injection technology when the formation pressure is lower than the maximum condensate pressure, phase behavior analysis technology in porous media of low permeability tight condensate gas reservoir and other gas reservoir engineering technologies.

**Key words:** low permeability gas reservoir; tight formation; gas reservoir; condensate gas reservoir; development; fracturing; gas injection; phase behavior