

长庆气田复合气藏的合层采气工艺技术

长庆油田分公司工程技术部 柴瑞林

中油股份公司勘探开发生产公司 李振铎

截至2000年底,长庆油田累计探明天然气地质储量达 $0.75 \times 10^{12} \text{m}^3$,其中下古生界约 $0.35 \times 10^{12} \text{m}^3$,上古生界约 $0.4 \times 10^{12} \text{m}^3$ 。上古生界的 $0.4 \times 10^{12} \text{m}^3$ 储量中,大约有 $0.1 \times 10^{12} \text{m}^3$ 分布在长庆气田中部的 $1.0 \times 10^3 \text{km}^2$ 范围内,并与下古生界的 $0.35 \times 10^{12} \text{m}^3$ 天然气构成复合气藏。这部分上古生界储量,由于单井产量低,接近临界商业储量,如何开发和利用是长庆气田开发过程中一个值得探索的课题。

复合气藏储层的特点

(1) 复合气藏由下古生界和上古生界两套储层组成,它们的沉积环境、成岩作用、岩性及埋藏深度不同,有效厚度薄,储量丰度低,均属于低孔、低渗、低产的致密气藏。

(2) 上、下古生界两套气层具有不同的成因和烃源岩,但气层压力小于静水柱压力,并且天然气组分相近。

(3) 气藏中水体不活跃,基本无边、底水。

(4) 复合气藏下古生界储层大面积连片,其中遍布着深浅不一、宽窄不同的剥蚀沟槽,上覆保存的上古生界储层砂体小,不连片,块块相嵌,片片相叠(图1)。

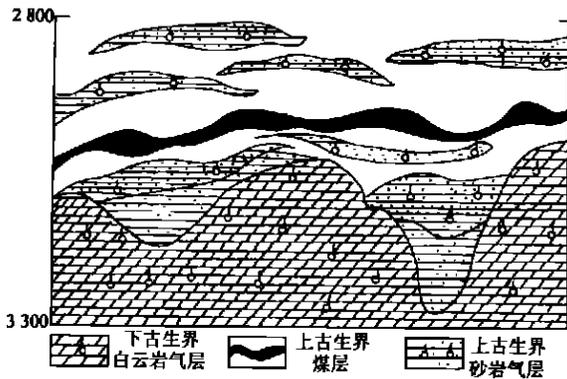


图1 长庆气田复合气藏剖面图

合层采气有利于复合气藏的开发生产

1. 目前的采气工艺,能合理地单采下古生界气层,满足

下古生界气藏开发的技术要求,对于上下古生界并存的复合气藏开发有待进一步的探索

目前的采气工艺,是在长庆气田中部约 $5.0 \times 10^3 \text{km}^2$ 面积内,动用下古生界储量约 $0.2 \times 10^{12} \text{m}^3$ 、建成年天然气生产能力 $40 \times 10^8 \text{m}^3$ 的开发方案基础上,通过陕81—84井区的先导性工业试验、陕参1和林1井与林2井的近井距干扰试井以及陕12等28口井的修正等时试井,在“稀井高产”的原则下,利用探井和大井距开发井,选择射孔完成、酸化改造、原酸化钻具单管采气、套管定期注醇解堵、注缓蚀剂防腐、井口不节流、常温高压集气的采气工艺。气井稳定生产时,地层压力降落小于 0.02MPa/d ,井口压力为 $13.0 \sim 20.0 \text{MPa}$,井口的天然气流动温度为 $15.0 \sim 18.0 \text{ } ^\circ\text{C}$,和生成天然气水合物的温度($23.0 \text{ } ^\circ\text{C}$)很接近,建成的气井平均单井生产量为 $6.0 \times 10^4 \text{m}^3/\text{d}$,井筒内无积液。

对上古生界目前所做的工作还较少,未编制开发方案,仅在下古生界勘探和建设产能的同时,对上古生界显示较好地层进行了兼探试气,完成压裂试气的井只有20几口,其中单井产量最高的陕99和28井 $Q_{\text{AOF}} = 50.0 \times 10^4 \text{m}^3/\text{d}$ 以上,试采 Q_g 以 $10.0 \times 10^4 \text{m}^3/\text{d}$ 稳定生产,陕99井累计产气 $0.3029 \times 10^8 \text{m}^3$,陕28井累计产气 $0.1950 \times 10^8 \text{m}^3$,两口井地层压力仍维持在原始地层压力的70%。其余有10口上古生界地层也进行了试采,单井产量低,压力下降快,如何合理开发和利用好上古生界气层,需要进一步做大量的工作。

2. 合层采气不仅能提高气井的产量,还有利于低产气层的提前开发和临界商业储量的动用

由复合气藏的特点可见,上、下古生界两套气层中,下古生界地层稳定,产量高;上古生界地层不稳定,产量低;90%的气井仅对下古生界的气层进行生产,其上古生界气层未进行射孔作业,当作替补层寄希望于将来生产。目前的生产状况是:总井数25%的中高产井的产气量占总产气量的80%,而总井数75%的低产井的产气量仅占总产气量的20%,这部分井有很大的潜力可挖,如何提高低产井的产气量,是气田提高开发效果的关键,合层采气(即上、下古生界同时投产、合层采气)是一条提高单井产量行之有效的途径。

两套气层合采时:第一,当流动压力低于上古生界的地

发展目标

随着欧盟对欧洲各国开放燃气市场的强制性要求,GDF把国际化作为首要目标,努力实现20%的营业额来自法国以外。他们准备既参与其颇具实力的传统领域(输送、LNG、储存、配送、应用),也将涉及天然气的生产与开发。其近期重

点发展市场在欧洲,也积极寻求在美洲的投资机会,对中东和亚洲未来即将出现的大项目满怀期待。对于GDF来说,最为重要的转变是GDF在不放松传统领域的前提下,正逐渐通过各种方式参与天然气的上游开发,并不断增大开发与管道投入,以便直接掌握储藏资源和最新技术。

(编辑 申红涛)

层压力,就不存在层间干扰,井口产气量是两层之和,提高了单井产量;第二,关井时压力高的一层会向压力低的一层倒灌,倒灌压差小于生产压差,不会伤害气层;第三,两层的生产压差不同,白云岩和砂岩同为致密储层,过大的生产压差不会使地层的微粒发生迁移而堵塞孔喉;第四,无边、底水供给,下降的速度有可能不同,但下降的绝对值是相近的;第五,分层的供气能力不同、采气速度不同,但不会影响最终的采收率;第六,合层采气使上古生界临界商业储量得到动用,有利于提高气田开发效果。

先进适用的合层采气工艺技术,能使复合气藏地面一套开发井网、单管集气,地下单根管柱生产,同时开发两套气层

根据上、下古生界分层的产气量将井分为 4 种类型:即下古生界高产上古生界低产井、上古生界高产下古生界低产井、两层产量相近井和其中一层气水同产井(见表 1)。其中

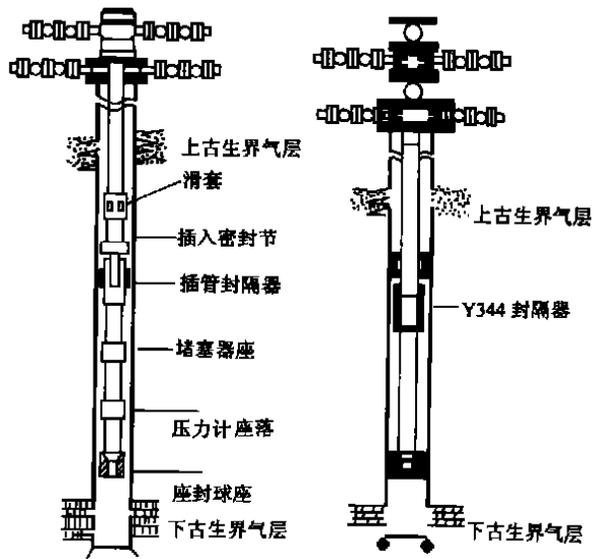
表 1 上、下古生界试气产量分类表

分类	井号	试气产量(10 ⁴ m ³ /d)	完井管柱
	G39-8	下古生界 65.8	
上古生界高产 下古生界 低产井	G19-4	上古生界 4.28	插管式封隔器 完井管柱
		下古生界 26.35	
		上古生界 5.98	
下古生界高产 上古生界低气井	陕 28	下古生界 56.22	上古生界 压裂钻具
		上古生界 3.60	
上、下古生界 两层产量 相近井	陕 18	下古生界 2.09	上古生界 压裂钻具
		上古生界 3.12	
	G7-11	下古生界 9.69	插管式封隔器 完井管柱
		上古生界 38.53	
G38-9	下古生界 7.87	插管式封隔器 完井管柱	
	上古生界 19.79		
其中一层 气水同产井	G7-8	下古生界 6.42	下古生界 酸化钻具
		上古生界气水同产	
	G23-4	下古生界 5.79	上古生界 压裂钻具
		上古生界气水同产	

下高上低的井约 50%,上高下低的约占 15%,两层相近的井约占 30%,有一层气水同出的井约占 5%。以上 4 种产量类型的井,在中部气田可供合层采气的有 20 多口(包括探井和开发井),占总生产井数的 10%,这些井基本上采用插管式封隔器完井管柱(见图 2a),其余 90%的井都采用常规封隔器完井管柱(见图 2b)。

通过 4 种产量不同类型井的合采试验,两层产量相近的井采用常规完井管柱较好,其余井采用插管式封隔器完井管柱完井,可取得较好的效果。

插管式封隔器完井工具已在长庆气田下井试验 33 口,分别是考姆斯、贝克休斯、魏德福和 CQ-7 等 4 种类型,完井工具基本上都是由井底开关滑套+插入密封节+插管封隔器+堵塞器座+压力计悬挂或井下节流嘴座+坐封球座等组成,封隔器坐于上、下古生界气层的中间,在不压井状态



a.插管式封隔器完井 b.常规封隔器完井

图 2 不同封隔器完井示意图

下,通过试井钢丝的操作可以完成井下节流嘴的投放和打捞、储存式压力计的悬挂和起出、堵塞器对下古生界气层的堵塞和打开、采气油管的脱开起出更换和再次下井的回接、井底滑套的打开和关闭等作业。

气井采用插管式封隔器完井管柱投产后,计量分层产气量有两种方法:一种是关闭井底滑套,下古生界气层从油管生产,上古生界气层从油、套环形空间生产,在地面计算产气量,达到分层计量目的;另一种方法是打井底滑套,上、下古生界气都从油管生产,下入 DDL 系列井下流量分层测试器对上、下古生界产气剖面进行测试,求得两套气层的分层产气量(见表 2)。

表 2 合层试采 DDL-3 分层测试数据表

井号	层位	地面计量 (10 ⁴ m ³ /d)	DDL 分层 (10 ⁴ m ³ /d)	DDL 合层 (10 ⁴ m ³ /d)
G19-4	上古生界	10.074 4	1.458 9	9.898 8
	下古生界		8.439 9	
G39-8	上古生界	15.198 6	-1.480 7	15.901 5
	下古生界		17.382 2	
	上古生界		-0.682	
	下古生界		20.047 4	
G7-8	上古生界	5.900	0.979 4	5.717 5
	下古生界		4.738 1	
陕 36	上古生界	4.036 5	0.647 6	4.171 9
	下古生界		3.524 3	
	上古生界		0.365 5	
	下古生界		3.354 5	
陕 36	上古生界	4.101 0	0.623 7	3.935 0
	下古生界		3.311 3	

洛带气田蓬莱镇组地层现今地应力场特征*

成都理工大学石油系 阎长辉** 陈青 周文 童孝华

西南石油局油气测试中心 林辉 西南油气田分公司重庆气矿 吴先杰

洛带气田蓬莱镇组(J_{3p})气藏因气井储层物性差,自然产能低,需经压裂后投产。压裂后气井增加的产能大小与压裂的效果密切相关。压裂效果主要取决于压裂缝的产状及长、宽、高等参数,这些参数又受地应力的严重制约。笔者运用酸化压裂法、岩石声发射实验法以及测井资料估算法三种方法,在气藏50多个压裂井层、10组声发射实验结果、21口井测井资料基础上,获得了蓬莱镇组气藏的现今地应力场分布特征。

1. 蓬四段现今地应力场特征

(1) J_{3p}^4 的地应力场展布

J_{3p}^4 的三轴应力的状态在层内变化很大。 x 方向应力始终是最大主应力 σ_1 ,但 y 方向与 z 方向应力哪一个是 σ_3 ,就因井区不同而不同了。 y 方向应力是 σ_3 的井区有龙5、龙6、龙7等15口井。 z 方向是 σ_3 的井区有龙12、龙15等6口井,最大主应力 $\sigma_1(x$ 方向应力)的最大值出现在龙17井,为49.054 1 MPa; y 方向应力最大值是龙20井的18.521 5 MPa; z 方向应力最大值在龙20井出现,应力为19.517 3 MPa。破裂压力最小值在龙20井的28.521 5 MPa,最小值为龙5井的15.801 7 MPa,平均破裂压力为22.574 MPa。

x 方向应力的高值区分布在龙17井—龙12井以及龙

20—龙21—龙23井区上(图1),分布在图左上角和右下角两个区块上,而低值区分布在龙5井—龙6井—龙7井。 y 方向应力的分布特征(如图2),与 x 方向很相似,仍以图幅左上角、右下角为应力高值区,中部偏左为低值区。 z 方向应力分

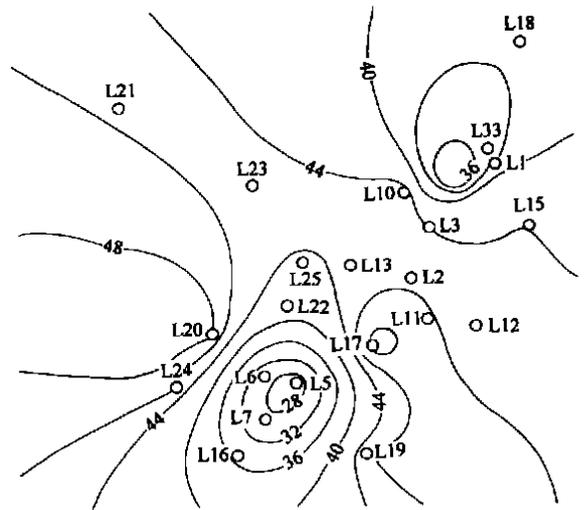


图1 洛带 J_{3p}^4 x 方向现今地应力平面分布图

插管式封隔器完井管柱能保护套管和油管,有利于两套气层产气量相差悬殊的井或者其中一层气水同产井的合层开采

1) 在不压井状态下,对下古生界气层堵塞后,更换生产油管,做到不伤害气层。

2) 能做到上、下古生界气层合层生产,分层计量,准确地录取气田开发生产中的动态资料。

3) 能有效地保护套管,通过延长套管使用寿命来延长气井的寿命。

4) 对其中一层气水同出的井,能做到分层间歇开井,合理控水、排水采气,提高气层最终采收率。

复合气藏合层采气,有效的提高气田开发效果

1) 气井射开一层进行压裂或酸化改造的费用约占建井总费用的15%,同时射开两层进行压裂和酸化改造的费用约占建井总费用的20%,要是先射主力层生产一段时间后,再

射替层,则费用要占建井费用的30%以上,因此合层采气,在总投资上,比先采主力气层,后采替层的做法节约10%的投资。

2) 气层生产到采出程度接近可采储量的60%时,井口压力基本到了乏气压力,在这样的条件下对其中的替层进行投产时,压井液会浸入到原生产主力层深部,对气层造成严重的伤害,甚至于使剩余的近15%~20%的可采储量永远采不出来,同时射开两层进行压裂和酸化改造,合层采气,能提高最终采收率。

3) 合层采气正在生产的井中,替层产量一般都占主力层的15%以上,单井产量每提高10%,产能建设一次性投资将减少10%,天然气生产成本将降低9%。因此合层采气缩短了投资回收期,提高了气田开发效果。

(编辑 居维清)

* 本文系成都理工大学“油气藏地质及开发工程”国家重点实验室资助,项目编号PLC9910。

** 阎长辉,1968年生,博士;研究方向为储层描述与油气田开发。地址:(610059)四川省成都市十里店。