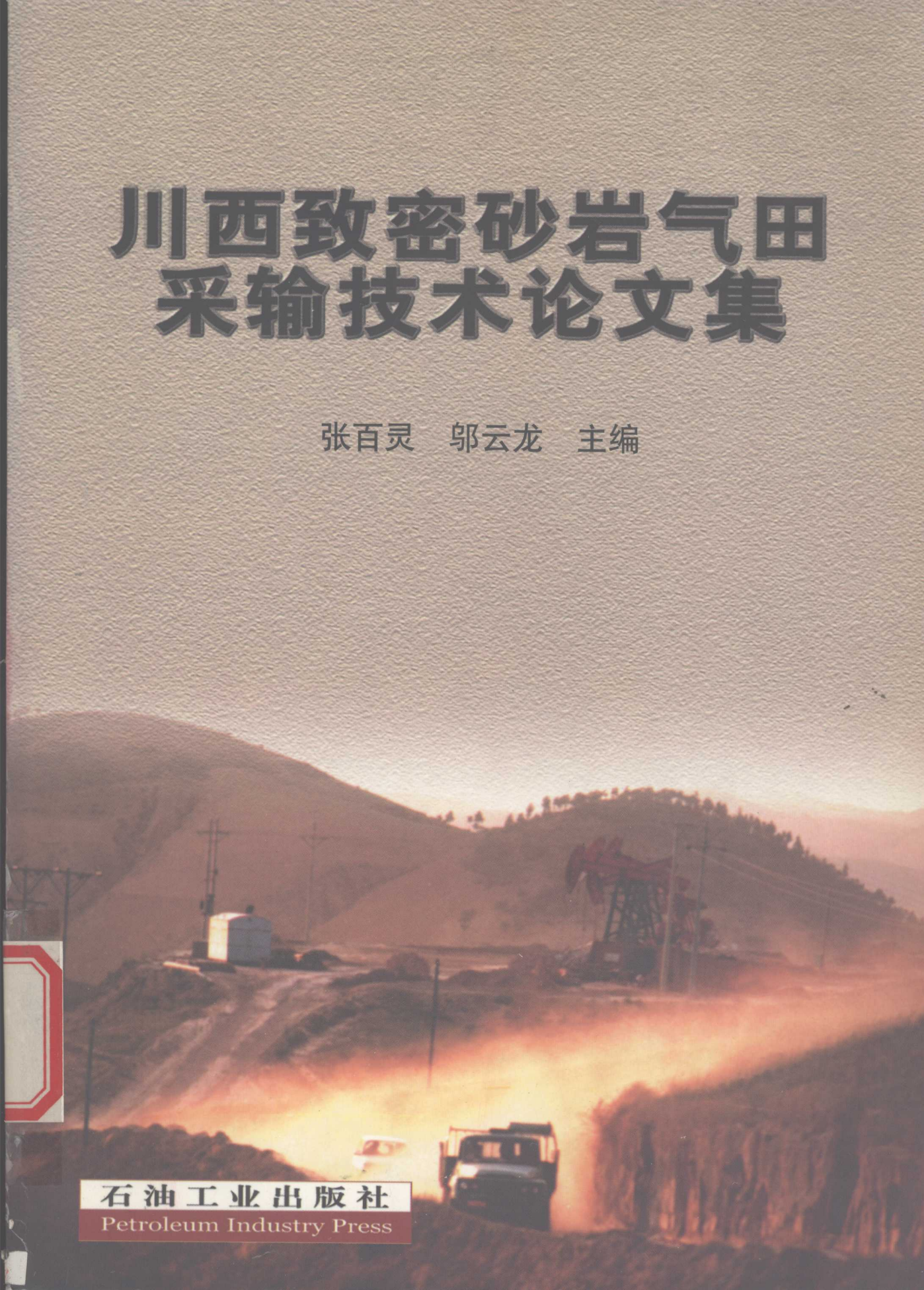


川西致密砂岩气田 采输技术论文集

张百灵 邬云龙 主编

The background of the cover is a photograph of an oil field at sunset. In the foreground, a large truck is driving on a dirt road, kicking up a large cloud of dust. To the left, there is a small white storage tank and some electrical infrastructure. In the background, a pumpjack is visible on a hillside. The sky is a mix of orange and yellow, suggesting the time is either sunrise or sunset. The overall scene depicts industrial activity in a natural, hilly environment.

石油工业出版社
Petroleum Industry Press

内 容 提 要

川西致密砂岩气藏经过多年的滚动勘探开发实践,已累计获得1000多亿立方米地质储量,形成日产400多万立方米的产量规模,成为我国陆上重要的天然气生产基地。在致密砂岩气藏领域的开发实践积累了丰富经验,形成了适用的致密砂岩气藏开采技术。

本书共收集油气采、输技术论文40余篇,内容涉及到气藏工程、采气工艺和天然气集输等天然气开采的各侧面,在致密砂岩气井的合理配产及产量预测、气井生产管柱的防堵解堵、泡沫排水采气、增压开采及天然气仿真调度和天然气计量等方面具有一定创新,一定程度上反映了川西致密砂岩气藏采输技术现状,实践也证明了川西致密砂岩气藏的系列采输技术的实用性,在开发生产实践中,取得了显著的经济效益。

本书对从事天然气开发生产、科研的技术工作者具有重要的参考价值。

图书在版编目(CIP)数据

川西致密砂岩气田采输技术论文集/张百灵、邬云龙主编.
北京:石油工业出版社,2002.12

ISBN 7-5021-4057-3

I. 川…

II. ①张…②邬…

III. ①砂岩油气田-天然气开采-技术-文集

②天然气输送-文集

IV. TE357-53

中国版本图书馆CIP数据核字(2002)第09577号

石油工业出版社出版

(100011 北京安定门外安华里二区一号楼)

河北省地勘局测绘院印刷厂排版印刷

新华书店北京发行所发行

787×1092毫米 16开本 12.5印张 318千字 印1—1000

2002年12月北京第1版 2002年12月河北第1次印刷

ISBN 7-5021-4057-3/TE·2898

定价:28.00元

序

中国石油化工集团公司新星西南分公司所属的主要天然气田位于川西地区。其致密砂岩气藏经过近 20 年的滚动勘探开发，现已累计获得 1000 多亿立方米地质储量，形成日产 400 多万立方米的产量规模，成为我国西部地区重要的天然气生产基地。

通过长期的实践，该分公司川西采输处在致密砂岩气藏的开发领域积累了丰富的经验，形成了比较系统的致密砂岩气藏开采技术。为了能充分反映广大工程技术人员在这一领域所作的不懈努力和所取得的巨大成果，充分反映西南分公司天然气采输队伍的技术水平，由张百灵等同志收集整理的大量论文，编纂成《川西致密砂岩气田采输技术论文集》一书，值得庆贺。

致密砂岩气田具有低孔隙度、低渗透性的显著特征。和常规气田相比，其开发的难度明显增大。世界上致密气藏开发技术较为成熟的是美国和加拿大。他们早在 70 年代就开始了大规模的技术开发与多种试验，长期以来在不断地积累着经验。目前美国拥有致密砂岩气井 12 万余口，年产量近 9 千余立方米，有效弥补了常规气田的递减，促进了天然气产量的高幅增长。

我国致密砂岩气田的开发始于 90 年代，拥有千余亿立方米地质储量的川西致密砂岩气田是其典型代表。该气田纵向上发育浅层的近致密气藏（蓬莱镇组气藏）、中深层的致密气藏（沙溪庙组气藏）和深层的超致密气藏（须家河组气藏），共由 30 余套含气砂体上下叠置而成。它属于典型的远源次生复合型气田，具有低孔、低渗、高含水饱和度、非均质性极强等特点，所以开发难度相当大。

西南分公司从事开发领域的技术力量多为年青人，他们可以说是伴随着川西致密砂岩气田储量的增长而成长和成熟起来的。这支队伍崇尚科学，勤于思考，勇于实践，不断探索，在天然气开发领域取得了许多明显的成绩。尤其是近年来，他们通过自己的努力，在气藏工程、采气工程、天然气集输以及天然气计量等方面形成了一套适合川西致密砂岩气田开发，具有广泛有效性和实用性的技术系列，得到石油界同行的好评。该技术系列将开拓型技术与维护型技术并举，确保致密气田的产量逐年攀升。正是依靠了该技术系列，气田目前已具备了年产 $15 \times 10^8 \text{m}^3$ 的产能，为地方经济建设和国家石油工业的发展作出了显著贡献。事实证明，西南分公司不仅能找到大型的致密砂岩气田，而且能有效地开发好致密砂岩气田。

据估计，全球包括致密砂岩气、煤层气、水溶气等非常规天然气资源量约为 $(800 \sim 1000) \times 10^{12} \text{m}^3$ ，基本上处于未全面开发阶段。估算其中的致密砂岩

储层气储量可达 $100 \times 10^{12} \text{m}^3$ ，它是现代技术可进行开采的最现实的非常规天然气资源，而且其分布很广泛。因此，展现川西致密砂岩气田开发技术的本书所反映的内容，对于促进我国致密砂岩气藏的开发具有很高的参考价值。

我们有理由相信，西南分公司和川西采输处的广大开发技术人员会为我国天然气的开发作出新的更大的贡献。

A handwritten signature in black ink, consisting of three characters: '李', '培', and '康' (Li Peng).

(中国石油化工集团公司新星西南分公司副总经理)

2002 年 9 月

目 录

新场气田采气管柱优选	熊万强	陈单平 (1)
合兴场气田须二底水气藏开采对策	王承陆	王 平 (5)
新场气田高低压气井同采喷射装置应用研究	朱雪梅 谭永生	周 静 (9)
致密砂岩气井配产新方法	蒋春贵 王雨生	杨锦林 (14)
洛带气田蓬莱镇组气藏生产动态特征及开发措施	陈绍斌 胡 辉	陈艳辉 (18)
在新场气田内运用高低压分输技术提高气田采收率 廖晓蓉 孟庆华 杨 宇 陈文斌 (23)		
计算管道补偿器变形的一种方法	李 渡 杨 强	唐林华 (26)
基于遗传算法与 BP 算法的神经网络在气井产量预测中的应用 路 芳 谭永生 刘天强 (29)		
压力系统划分方法实践	陈绍斌 胡 辉	(32)
川西致密砂岩气藏气井生产管理技术探索	陈文斌 王雨生	申 洪 (36)
气井不关井压力恢复试井的精确解	李 春	陈单平 (41)
新场沙溪庙组气藏一井两层合采工艺应用及评价	王雨生 申 洪	张百灵 (44)
复杂气藏采气综合管理		吕卫阳 (48)
川西坳陷马井构造蓬莱镇组气藏储层成岩作用特征及其对储集性的影响 尹世明 吕卫阳 (53)		
洛带气田 J _{3p} 气藏储层敏感性评价	向 丽 陈绍斌	(58)
气井动态储量早期预测方法	杨锦林	吕卫阳 (62)
川西坳陷中段马井构造气井产能特征研究		路 芳 (65)
凝析气井系统试井资料异常分析与处理方法在石龙 13 井的应用.....	李运辉	路 芳 (69)
川鸭 609 井——鸭子河构造第一口获得中高工业气流发现井的试采评价研究 路 芳 (71)		
洛带气田单井合理配产分析	胡 辉 王承陆	(75)
新场致密砂岩气藏泡沫排水采气技术优化	张百灵 周 静	(78)
新场 J _{2s} 气藏气井水合物防治技术	青绍学 周 静	陈文斌 (83)
新场气田集输管网系统优化模拟研究	张百灵 王雨生	(87)
川西地区老井侧钻技术	黄 彬 任家川	蒋才军 (92)
油气层保护的钻井液技术与应用	黄 彬	吴槟蓉 (96)
超声波计量技术在新场集输站的应用	王 东 李 渡	吕寒英 (100)
天然气流量数据动态监测系统的开发应用	吕寒英 王 东	李俊峰 (104)
川西天然气集输管网地理信息可视化研究	邹云龙 邓一平	李荣娟 (107)
天然气配气站微机自动计量系统	陈家春 王 东	谭清洁 (111)
川西地区 CNG 技术的应用及发展前景	陈绍斌 韩 凌	陈 明 (115)
单管拱在郫县府河跨越中应用	廖晓蓉 柏 毅	杨 宇 (117)

应用 Fetkovich 产量递减法求取低渗气层参数	谭永生	(122)
带压粘接补漏技术研究	李 渡 谭清洁 李俊峰	(125)
密间隔电位 (CIPS) 与直流电压梯度 (DCVG) 综合检测技术应用	李 渡 杨 强 唐林华	(127)
新场气田 J ₂ s 气藏气井蜡堵防堵技术	尹世明 范小松 青 炳	(131)
冬季泡排技术开发	周 静 青绍学 陈 瑜	(137)
采气树伴热与管柱防堵	杨锦林	(142)
川西地区气田采气废水处理实验研究和应用	陈 瑜 吴槟蓉	(145)
办公大楼综合布线系统设计与实践	李荣娟 邬云龙	(149)
投标报价策略与技巧	朱雪梅	(154)
采气废水油污分离工艺研究	陈 瑜	(156)
川西地区气田管网仿真调度系统的研究及应用	廖晓蓉	(159)
增压开采工艺技术在新的气田 Q10 和 CX153 井区的应用	杨 宇 王雨生 青绍学	(164)
天然气仿真调度技术在新 851 井压井封井中的应用	邓一平 谭永生	(168)
川孝 239 井水淹原因分析及生产管理措施	王雨生 王 平	(171)
坐封吨位控制器的研制与应用	周 静 朱雪梅	(175)
新场气田 J _{p2} 气藏剩余气分布研究	李华昌	(178)
用分形方法模拟天然岩石裂缝形态	张仕强	(184)
新场气田生产井管柱解堵探讨	陈文斌	(189)

新场气田采气管柱优选

熊万强 陈单平

川西地区的新场气田是一个以低渗透气藏为主的大型气田,主要包括蓬莱镇组、沙溪庙组及千佛崖等气藏。气藏埋藏深度较浅,其中蓬莱镇组埋深为 500~1500m,沙溪庙组及千佛崖组埋深在 2000~3000m 之间,各气藏渗透率范围为 $(0.01\sim 10)\times 10^{-3}\mu\text{m}^2$ 。气田绝大多数气井是低产井,日产量一般小于 $2\times 10^4\text{m}^3/\text{d}$,很多气井甚至只有几千立方米的日产量,同时由于低渗气藏的含水饱和度高(一般大于 40%),大多数气井在生产过程中均产少量地层水,其日产水量一般为 $0.01\sim 1.0\text{m}^3/\text{d}$ 左右或者间歇出水,有时也伴有少量凝析油。通过垂直管流理论的研究表明,由于这些气井带液能力太差,当生产管柱内径过大时,会使气井井筒内流速过小而达不到连续排液的要求,导致气井井筒积液不断增多,对于低压低产气井中后期的生产和寿命影响极大,甚至导致气井水淹停产。因此运用连续排液理论优选自喷管柱是解决井筒排液、增加产气量的重要措施之一。

一、优选管柱理论

对于川西气田的低压低产气井,由于其产水量小,在油管内没有形成连续的液流,因此,油管内气体的流速是影响气井排液的重要因素。气体流速越大,其排液能力越强。根据油管流速计算公式:

$$v = 50.97 \frac{ZTQ}{P_{wf}d^2} \quad (1)$$

可见在相同气井产能条件下,油管内径越小,天然气流速越大。

依据 R.G.Turner 及 M.C.Hubbard 等人提出的垂直管流理论,只有当生产管柱内的气体达到某一临界流速时,才能实现连续排液,Turner 临界流速计算公式如下:

$$V_c = 5.5 \times \left[\frac{\sigma(\rho_l - \rho_g)}{\rho_g^2} \right]^{0.25} \quad (2)$$

根据 Turner 公式推导确保气流能连续排液的油管内径为:

$$d = 3.928(GZT)^{0.25} \left(10553 - 34158 \frac{GP_{wf}}{ZT} \right)^{-0.125} P_{wf}^{-0.25} Q_{sc}^{0.5} \quad (3)$$

二、采气管柱的优选

对于新场气田内采气管柱的优选,可分两个阶段确定:

- (1) 根据 Turner 公式计算气井在目前的生产能力下连续排液所需油管内径;
- (2) 运用油管敏感性分析方法分析步骤(1)所确定的油管内径对气井配产是否会造成影响,对气井排液能力与生产能力进行折中取舍,从而确定最佳油管内径。

通过自行编写的临界流速计算软件判断,目前新场气田在普遍使用传统的三级套管+内

径为 62mm 油管的情况下, 大部分气井远不能实现连续排液。

运用式 (3) 根据现有气井产量及压力状况, 计算部分低压气井连续排液所需油管内径 (见表 1):

表 1 气井连续排液所需油管内径表

井号	统计时间, 年·月	流动压力, MPa	产量, $10^4 \text{m}^3/\text{d}$	所需油管内径, mm
川 133-2	2001.10	2.13	0.42	27.5
川 163-2	2001.10	1.44	0.66	38.1
川孝 222	2001.10	1.37	0.52	34.5
川孝 191	2001.10	1.67	1.13	48
川孝 218	2001.10	1.41	0.20	21.1
川孝 270	2001.10	2.04	0.65	34.6
新浅 8	2001.10	1.39	1.10	50
新浅 20	2001.10	1.92	0.63	35
新浅 22	2001.10	1.79	0.98	43.9
川孝 217	2001.10	1.62	0.90	43.2
新浅 44	2001.10	1.69	0.80	40.3
川孝 250	2001.10	1.79	0.92	42.5
新蓬 5	2001.10	1.36	0.73	41
联 1	1998.02	2.10	0.75	38.6
川合 137	2001.10	3.24	1.37	44.5
川合 127	2001.10	3.96	0.78	31.8
联 6	1999.03	1.76	0.70	38.4

当满足连续排液采气的油管初步选定后, 还必须核算当气体沿着选定的自喷管柱流出时产生的压力损失, 并必须小于允许的最大压力损失, 使井口有足够的能量, 把气流输进集气管网或用户, 通常采用油管敏感性分析进行。

运用节点分析软件对新场气田近 50 口气井进行了油管敏感性分析, 结果表明: 对于新场气田的低产气井 (日产量 $< 2 \times 10^4 \text{m}^3/\text{d}$), 产层埋深小于 3000m 的情况, 气井正常生产的最佳油管内径范围为 25~50mm, 而采用这一尺寸范围内油管的气井能够实现连续排液或具有较强的排液能力 (见图 1、图 2)。

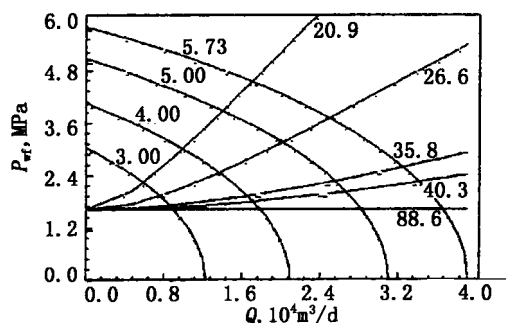


图 1 联 1 油管敏感性分析图 (一)

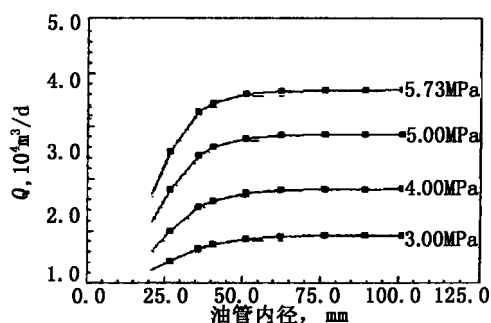


图 2 联 1 油管敏感性分析图 (二)

由于气井正常生产所需的油管内径很小, 所以气田开发井可实施小井眼钻井技术, 以大大降低钻井技术成本, 缩短建设周期。

与小井眼匹配, 油层套管和采油气管柱直径相应缩小, 提高了油井和产水气井携液能

力,对后期采输工艺是非常有利的。近年来新场气田投产的沙溪庙组气井产水量明显增多,排水采气技术应用迫在眉睫,采用小管柱生产不失为较好的选择。

与泡沫排水、气举等排水采气工艺相比,该方法具有设计简单、投资小、一次性施工、管理简便等优点,特别适合于产水量较大、腐蚀性小的井况。

三、现场试验效果

1997年5月和1998年3月,联6井和联1井分别进行了更换小油管作业,由于气井压力低,施工过程中没有进行压井,整个作业仅花数小时。该项作业施工简单,费用低,气井增产效果显著。

联1井油管内径由62mm更换为38mm,天然气产量由更换前的 $0.7 \times 10^4 \text{ m}^3/\text{d}$ 增大到 $2.2 \times 10^4 \text{ m}^3/\text{d}$,同时油套压及产水量均有明显上升(见图3)。

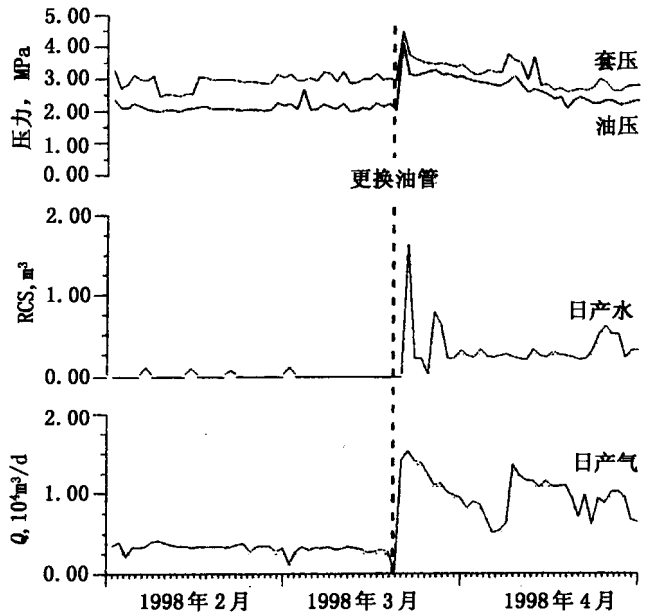


图3 联1综合采气曲线

表2 气井更换油管效果对比表

项目	油压, MPa	套压, MPa	日产水, m³	日产气, $10^4 \text{ m}^3/\text{d}$
联1				
更换前	2.0	2.9	0.08	0.7
更换后	3.1	3.8	0.3	2.2
联6				
更换前	3.5	0.3	0.5	2.2
更换后	4.6	1.5	0.9	4.2

符号说明

v ——在井底状况下油管鞋断面处的天然气流速, m/s;

T ——井底状况下油管鞋处的天然气绝对温度, K;

Z ——井底状况下油管鞋处的天然气偏差系数;

P_{wf} ——油管鞋处井底绝对压力, MPa;

d ——油管内径, mm;

V_c ——气体临界流速, m/s;

ρ_g ——天然气密度, kg/m^3 ;

ρ_l ——液体密度, kg/m^3 ;

σ ——液体表面张力, N/m;

Q ——日产量, $10^4\text{m}^3/\text{d}$;

G ——天然气相对密度。

参 考 文 献

杨继盛. 采气工艺基础. 北京: 石油工业出版社, 1992

杨川东等编著. 采气工程. 北京: 石油工业出版社, 1997

R.G.Turner, M.C.Hubbars, A.R.Dulkler. Analysis and Prediction of Minmum Flow Rate for the Continuous Removal of Liquids grom Gas Wells. (Gas Technology) SPE. Rrprint Series No.13, 1977 Vol.11 93~100

合兴场气田须二底水气藏开采对策

王承陆 王 平

合兴场须二气藏于 1988 年投入试采,到 2000 年已累计采气 $3.6 \times 10^8 \text{m}^3$,采出程度仅 5% 左右。在开采过程中 100 井、127 井因水淹、油管断落等问题相继停产。137 井内油管也已腐蚀穿孔而不能正常生产。川合 127 井修井后恢复了部分产能,目前与川合 137 井均出现排水困难,生产情况逐渐趋向恶化。为此,对气藏的开采工艺进行分析研究,提出对策以达到延长无水采气期和正常带水采气的目的。

一、气藏的水侵类型

从须二气藏有产能的川合 100 井、川合 127 井、川合 137 井三口井的产水情况统计来看,结合岩心裂缝的发育情况,对单井出水类型可得到以下认识。

(1) 横侵型出水。川合 100 井、川合 127 井的出水特征表明,由于气井井底低角度裂缝发育,故产水相对较慢,井底的低角度裂缝与其下的气水界面存在高角度裂缝相通的特点,表现为底水沿高角度裂缝上窜后,再沿高渗透层横侵造成气井出水。

(2) 纵窜型出水。川合 137 井由于高角度裂缝发育,底水沿裂缝迅速推进,表现为产水迅猛、产水量大的特征。

在判断三口井的出水类型时,也不排除气井伴有水锥型产水,因测井解释呈双重介质特征,在微观上底水沿裂缝上窜,宏观上则表现呈水锥推进,但以底水沿裂缝窜流类型为主。

二、井内油管腐蚀的因素与对策

根据现场实测数据,我们选择腐蚀速度为气井油管腐蚀系统的行为特征,即母因素;其他因素作为影响系统行为特征的有效因素,即子因素。采用灰关联度(r)描述各个因素对结果的影响程度。关联度计算结果如表 1。

表 1 关联度计算统计表

序号	关联度, r	因素指标	序号	关联度, r	因素指标
1	0.8569	Ca^{2+}	8	0.7503	总矿化度
2	0.8513	气相 CO_2	9	0.6813	Cl^-
3	0.8432	日产水量	10	0.6551	油压
4	0.8095	pH 值	11	0.6543	Mg^{2+}
5	0.7947	ΣFe	12	0.5305	HCO_3^-
6	0.7904	$\text{Na}^+、\text{K}^+$	13	0.5298	日产气量
7	0.7863	液相 CO_2	备注:按关联度大小排序。		

根据灰关联分析理论,关联度越大则表明该因素的相关影响程度愈大。由分析结果可以看出,除 ΣFe (腐蚀溶解下的 Fe^{2+} 和 Fe^{3+} ,一般不将它视为腐蚀因素)外,与腐蚀速度的

变化趋势最为相近的因素分别为 Ca^{2+} 、气相 CO_2 、日产水量、pH 值、 Na^+ 、 K^+ 、液相 CO_2 和总矿化度。说明这 7 种因素是影响腐蚀速度的主要因素，其中日产水量可归为腐蚀体系的流体动力学因素，其他 6 项可视为电化学腐蚀因素。

由于井下 CO_2 分压大， CO_2 溶解度也大，则腐蚀性相应增强，因此实际 r 值应大于 0.7863。类似的情况也发生于 r 值排序表中 pH 和 HCO_3^- 。

综合腐蚀因素灰关联分析的研究成果，须二气藏气井油管腐蚀的最主要因素是 CO_2 和 pH 值。造成油管腐蚀的直接原因是 CO_2 和 H_2O 与 Fe 发生了电化学腐蚀。同时，产水量等流体因素对油管腐蚀也产生了重要的影响，因此冲蚀也是造成油管破坏的主要原因之一。

对此所采取的应对措施是采用平衡罐进行周期性加注缓蚀剂，以利于油套管的有效保护。川合 137 井于 1995 年采取了周期性加注缓蚀剂的措施，目前井内油管仍能维持生产，仅发现穿孔现象。

三、延长气井无水采气期的措施

裂缝—孔隙型底水气藏的开采效果，主要受水的影响。根据对底水气藏气井出水特征的研究，水驱气藏气井在无水采气期存在一个临界产量（压差），只有把尚未出水的气井控制在临界产量（或压差）下，气井才能稳定生产，延长无水采气期。关于临界产量（压差）的确定，采用 Dupuit 临界产量计算公式计算：

$$(Q_{sc})_{cr} = \frac{\pi \Delta \rho g K K_{rg}}{\mu_g B_g \ln(r_e/r_w)} (h_{ge}^2 - h_{gw}^2)$$

式中 $(Q_{sc})_{cr}$ ——标准条件下的临界产量， m^3/d ；

μ_g ——气体粘度， $\text{mPa}\cdot\text{s}$ ；

B_g ——气体体积系数， m^3/m^3 ；

K ——气层渗透率， μm^2 ；

K_{rg} ——在气层中气体相对渗透率；

$\Delta \rho$ ——水、气密度差 ($\Delta \rho = \rho_w - \rho_g$)， kg/m^3 ；

g ——重力加速度， m/s^2 ；

h_{ge} ——在外边界处气层厚度， m ；

h_{gw} ——在井筒处气层厚度， m ；

r_e ——外边界半径， m ；

r_w ——井半径， m 。

合兴场须二气藏三口井的岩心样品分析表明，渗透率一般在 $(0.02 \sim 0.1) \times 10^{-3} \mu\text{m}^2$ ，若扣除非有效样品，则均值会高一些。部分样品因裂缝的存在使渗透率呈数量级增加，而裂缝是气藏水气的主要渗流通道，现取其较大值对单井的临界产气量进行计算（见表 2）。

表 2 单井临界流量计算表

单位： m^3/d

井号	川合 100	川合 127	川合 137
$(Q_{sc})_{cr}$	57763	45102	25764
$Q_{实际}$	106000	102000	100000

实际气井的产量为临界产量的 2~3 倍，由此可见须二气藏气井投产初期的产量过高，

是缩短无水生产期的主要影响因素。解决这一问题的对策就是以气井的产量为临界产量作为配产的重要依据。

四、优选排水采气工艺

须二气藏目前进入小产量的后期开采阶段，因采气速度过低，不利于释放被水封闭的天然气，会在一定程度上降低采收率。国内利用高温、高压水驱气模拟试验表明，当孔隙压力降到 40~50MPa 时，实施人工排水工艺措施，其产气量和产水量均增加。由此看来，采用排水措施，是提高气井及气藏采收率的根本性措施。

国内排水采气工艺，主要有优选管柱、泡沫排水、气举、机抽、水力射流泵及电潜泵等工艺技术。从川合 127 井、川合 137 井的生产特点来看，所产地层水为高矿化度盐水。考虑到气井产层较深，超过了机抽、水力射流泵的技术要求，且须二气藏含有微量硫化氢，对电缆存在一定的腐蚀作用，因而机抽、水力射流泵及电潜泵排水工艺均不宜考虑。

1. 优选管柱排水采气工艺

首先对优选油管管柱排水采气进行论证。以川合 127 井为例（见图 1、图 2），设定其井口油压，结合目前实际计算两种情况下的最佳油管尺寸。

从图中可以看出，随着油管尺寸的减小，生产系统对产能的要求逐步降低，但能够满足目前气井的日产气需要。从气井的携液能力计算看，小油管能够提高其携液能力，并且节约生产成本。而油管摩阻压力损失，内径 38.1mm、50.8mm、62mm 油管的相同条件下，压损较为接近，

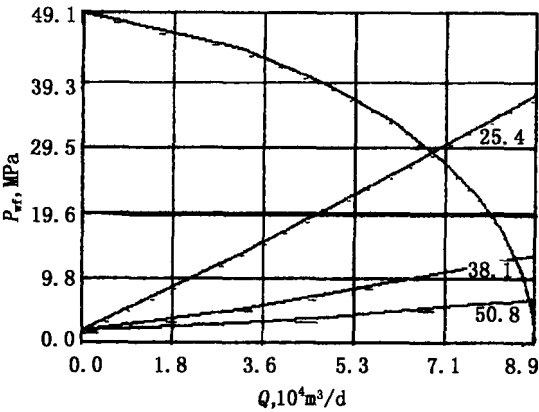


图 1 井内油管敏感性分析图（一）($P_{wf}=1.5\text{MPa}$)

显然内径 38.1mm 的油管符合优选条件。考虑到目前后期产能较低的生产实际，同时兼顾带液能力及抗腐蚀性能等，经油管强度校核符合井深要求，川合 127 井选用 $1\frac{1}{2}$ "N-80 钢级加厚油管，可达到提高产水量，提高气井产气量的目的。

2. 泡沫排水采气工艺

由于泡沫排水药剂种类较多，经筛选于 2000 年 5 至 7 月份，分别对川合 127、川合 137 井进行了 CT5-2 及 UT-5 型药剂泡排对比试验。从试验统计结果看，使用 CT5-2 较 UT-5 更利于排水，且采气成本较低。在加药方式方面，当气井油套压差较大时，采用车载式泵注入泡

排药剂可增大排水量，在大剂量加注泡排药剂后的一段时间，由于油压较高，油套压差减

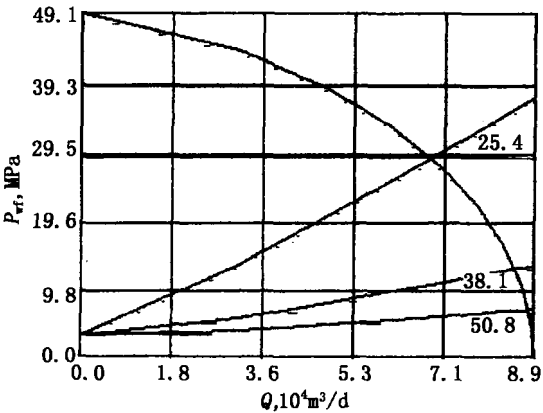


图 2 井内油管敏感性分析图（二）($P_{wf}=2.5\text{MPa}$)

小, 此时实施小药量泡排措施, 其效果较为优良 (见图 3)。

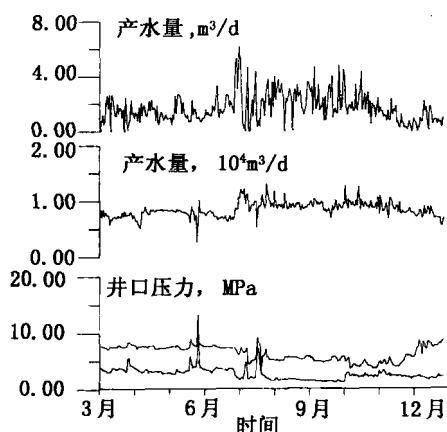


图 3 川合 127 井 2000 年采气曲线图

3. 气举及复合排水采气工艺

从气举排水采气工艺的技术参数来看 (见表 3), 半闭式气举较适宜于须二气藏的井深实际, 可较有效地解决气井产水量较大的实际。

随着气井能量的进一步衰竭, 可考虑利用小油管, 结合气举—泡排排水采气技术, 进行复合试验性排水采气作业, 可作为充分挖掘气井生产潜力的主攻方向。

五、认识与建议

(1) 须二气藏的气井在投产早期, 气井的配产超过临界产量, 造成底水沿裂缝过早侵入, 是缩短无水采气期的重要因素。因而气藏的早期配产对策应以临界产量作为重要依据。

表 3 气举施工技术参数表

气举方式	技术 参 数	
	适用井深, m	排液量, m³/d
常规气举	≤3000	100~400
半闭式气举	1500~4000	60~200
柱塞气举	≤2000	10~50

(2) CO₂ 在地层水的参与下, 与铁发生了电化学腐蚀是油管腐蚀的主要因素。冲蚀也是造成油管破坏性穿孔和断落的动力因素。建议采用平衡罐进行周期性加注缓蚀剂, 以利于油套管的有效保护。

(3) 在气井进入低压小产量阶段后, 利用排水采气工艺技术, 实施排水采气是提高须二底水气藏采收率的根本性措施。

(4) 川合 127 井的油管优化设计表明, 采用 1½" N-80 钢级的加厚油管, 可提高气井排水采气的带液能力, 并能够满足目前低压低产正常采气需要。

(5) 气井油套压差较大时, 采用车载式大剂量加注 CT5-2 泡排药剂; 油套压差较小时, 实施平衡罐小药量泡排措施, 其效果较良好。随着气井能量的进一步衰竭, 建议利用小油管, 结合气举—泡排排水采气技术, 实现复合排水采气作业。

参 考 文 献

- 王鸣华. 气藏工程. 北京: 石油工业出版社, 1997
 杨川东等. 采气工程. 北京: 石油工业出版社, 1997
 余树良, 张育林. 采气. 北京: 石油工业出版社, 1990

新场气田高低压气井同采喷射装置应用研究

朱雪梅 谭永生 周 静

一、喷射器工作原理

喷射器应用是气井能量利用的有效途径,它可将高压气井一般用节流阀降压消耗的无功用于低压气井的增压、增产,变成有用功,达到使低压气井强化生产,提高可采储量的目的。更重要的是,能降低低压气藏的废弃压力、延长气井的生产时间、提高低压气藏的采收率。喷射器工作原理是利用高压气体的压能提高低压气体的压力,使低压气体压力升高而达到输送的目的。其表达式为:

$$u = \sqrt{\frac{1 - (\frac{P_i}{P_h})^{0.2366}}{1 - (\frac{P_i}{P_m})^{0.2366}}} \quad (1)$$

其中

$$u = \frac{Q_i}{Q_h} \quad \lambda = \frac{P_m}{P_i}$$

通常以喷射系数 u , 增压比 λ 两特性参数来衡量喷射器工作效率。 $\lambda = f(u)$ 为喷射系数曲线即包络线,如图 1 所示。从包络线可以看出,欲增加喷射系数 u , 则增压比 λ 将随之下降。当 $1.2 \leq \lambda \leq 2.5$ 时,既具有适当的升压能力又具有一定的携带量能力,是气田开采中喷射器常用的增压比。

对一台具体的喷射器,其试验特性曲线只有一点(如图中 a 点所示)与包络线接近,如图 1 所示。据此点可确定该几何尺寸为喷射器最佳状态的参数。故在气井开采中,根据高压、低压、混压(即集输管线压力)绘制一组包络线,可初步判断该气井有无使用喷射器的条件,经过估算确定拟用的气井能否满足喷射器的工艺要求。

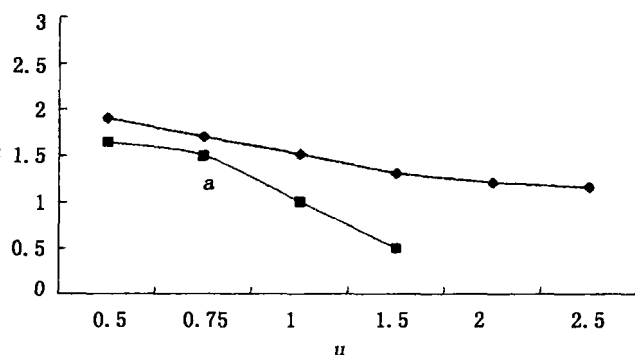


图 1 $P_m/P_i = f(u)$ 喷射系数计算关系曲线

二、应用实例

1. 气井同采喷射工艺流程

只需对原集气站工艺流程稍加改造,把设计制作好的喷射器接入原集气站工艺流程上,即可在现场使用。当喷射器启用时,

原常规流程停止使用，天然气通过喷射器增压输送；若喷射器停止启用时，原常规流程可继续使用。根据高压动力源和低压气源的不同，其工艺流程可分为以下几类：(1) 单井携带的喷射器工艺流程；(2) 一口高压气井携带两口低压气井的喷射器工艺流程；(3) 两口高压气井携带两口低压气井的喷射器工艺流程；(4) 多口高压气井携带多口低压气井的喷射器工艺流程。这几种类型的喷射器应用模式，按设计要求达到的生产幅度、动力源高压气井能量大小、被携带低压气井的负荷大小、工艺流程建设规模四大相关因素匹配考虑后，加以选用。根据上述要求，经充分论证，选择的高压气井是新场气田上沙溪庙组气藏 CX132 井，低压气井是蓬莱镇组气藏 XQ2 井，在实验过程中为了获取合抽数据而进一步选择蓬莱镇组气藏 CX236 井作为应用研究对象。其应用工艺流程如图 2 所示。

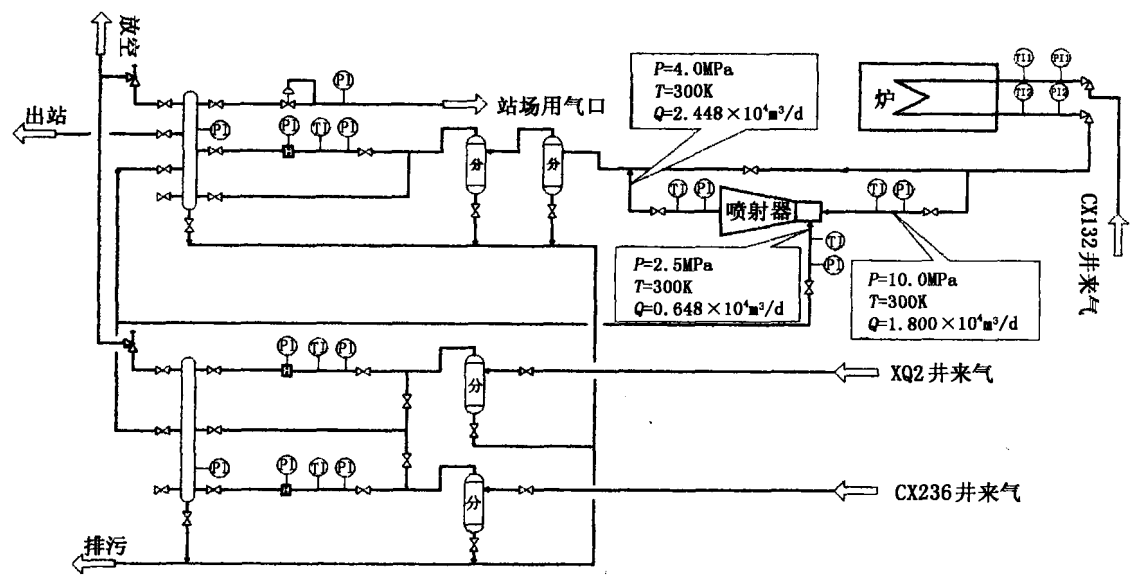


图 2 132 集气站喷射装置应用工艺流程图

2. 增压、增产效果分析

结合生产井实际运行状况，对在 132 集气站实施的高低压同采喷射装置，主要作了变化抽带井数，变更喷嘴口径、检验气流对喷射器腐蚀程度的试验。所获取的试验数据，经处理后列于表 1。由表 1 可知，在第 VI 阶段，即采取在 $d = 3.80\text{mm}$ ，喷射器高压端压力保持在 $10 \pm 0.3\text{MPa}$ 下，二井合抽的工况，保持了原高压井合理的开采速度，又进一步提高了低压井增产气量，是目前获取的较优工况（下面的成果分析以此阶段数据为基础）。

表 1 132 集气站高低压同采喷射装置应用生产数据表

编号	阶段概要	低压气井总增量 $10^4\text{m}^3/\text{d}$	喷射器运行状况				
			P_h, MPa	P_i, MPa	P_m, MPa	u	λ
I	常规输气	—	—	—	—	—	—
II	初调	—	—	—	—	—	—
III	单井抽带 $d = 3.00\text{mm}$	0.153	10.14	1.99	3.31	0.27	1.66
IV	两井抽带 $d = 3.00\text{mm}$	0.162	10.20	2.27	3.29	0.40	1.46
V	单井抽带 $d = 3.80\text{mm}$	0.141	9.82	1.97	3.17	0.24	1.61
VI	两井合抽 $d = 3.80\text{mm}$	0.199	9.61	2.17	2.60	0.36	1.20

经对 XQ2 井、CX236 井两井合抽试验, 用 $10 \pm 0.3 \text{ MPa}$ 的高压气井 (平均流量 $1.7700 \times 10^4 \text{ m}^3/\text{d}$) 可以将 XQ2 井、CX236 井井口压力分别由 4.352 MPa 、 2.409 MPa 抽低至 $2 \pm 0.2 \text{ MPa}$ 。而据有关资料预测, XQ2 井、CX236 井在地层压力降低到管输压力 3.30 MPa 后不能产出, 使用喷射器后则可使低压气井井口压力在 $2 \pm 0.2 \text{ MPa}$ 左右继续生产。

XQ2 井、CX236 井产量分别由 $0.2240 \times 10^4 \text{ m}^3/\text{d}$ 、 $0.2150 \times 10^4 \text{ m}^3/\text{d}$, 增至 $0.3460 \times 10^4 \text{ m}^3/\text{d}$ 、 $0.2923 \times 10^4 \text{ m}^3/\text{d}$, 在 XQ2 井、CX236 井稳产期内, 净增产率达 54.5% 、 36.0% , 平均增产 45.3% 。喷射器低压气井井口处压力为 2.169 MPa , 可提高至 2.600 MPa (混压值) 输出, 增压比为 1.198 , 增压效率为 19.900% , 如图 3 所示。

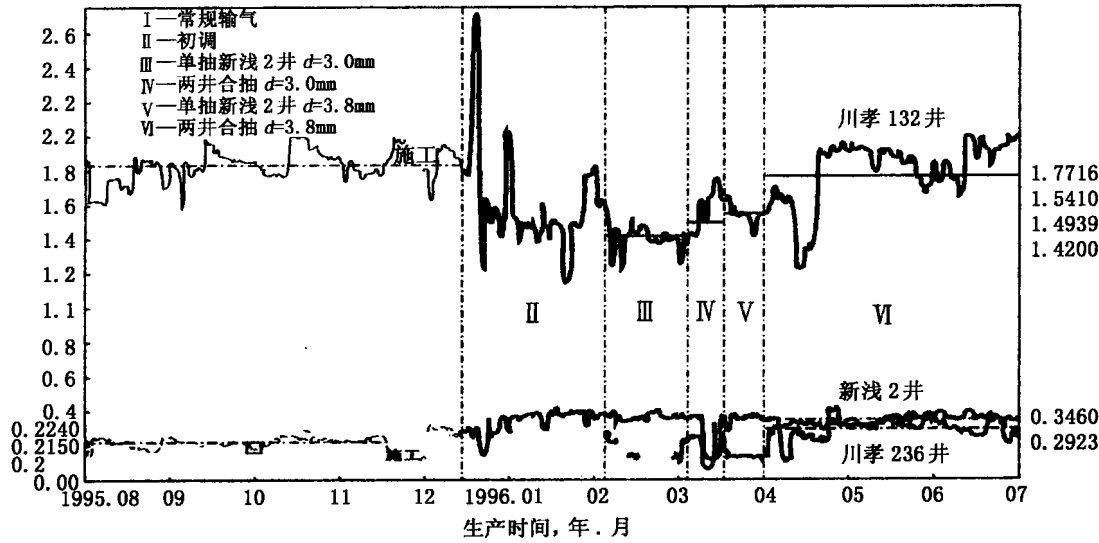


图 3 使用喷射器前、后生产井流出动态曲线 ($Q-t$)

若取 XQ2 井、CX236 井在井口压力为 3.30 MPa (能满足目前长输管线输出的值) 时停产, 则此时至少尚有 3.30 MPa 压力的剩余储量无法采出。使用喷射器后, XQ2 井、CX236 井井口压力降至 $2 \pm 0.2 \text{ MPa}$ (随地层压力降低, 此值还将降低)。表 2 列出了 XQ2 井 P_R-G 数据, 由表 2 可知, XQ2 井至少可多采出剩余储量为 $0.0657 \times 10^8 \text{ m}^3$, 价值 328.00×10^4 元, 采收率提高了 13.90 个百分点, 按天然气销售价格 $0.50 \text{ 元}/\text{m}^3$ 计算, 年新增价值 $36.37 \times 10^4 \text{ 元}/\text{两井}$ 。

表 2 XQ2 井 P_R-G 数据

井口流动压力 P_d , MPa	地层压力 P_R , MPa	$\frac{P_i}{Z_i}$	最终可采储量 G , 10^8 m^3
8.00 (关井)	8.20 (原始)	9.39	0.00
7.40 (关井)	7.75	8.81	0.029
3.30	3.46	3.67	0.287
2.17	2.27	2.36	0.353

3. 预测喷射器寿命

高压气井是喷射器的动力源, 要保持喷射器工况稳定, 首先要求高压气井工况稳定, 即