

## 拓展新思路、提高气田开发水平和效益

李士伦 郭平 孙雷 刘建仪 汤勇

(西南石油大学)

李士伦等.拓展新思路、提高气田开发水平和效益.天然气工业,2006,26(2):1-5.

**摘要** 我国天然气工业处于快速发展阶段,“十一五”期间特别要大力发展和创新低渗砂岩气藏、深层异常高压气藏、多层疏松砂岩水驱气藏、高含硫气藏和深层凝析气藏开发开采技术。文章就其中一些复杂气藏的开发问题提出了10条建议,希望能拓展新思路,特别关注一些我国还未应用的工艺技术,包括水驱气藏注 $N_2$ 或聚合物粘稠液阻水治水技术、水驱气藏与凝析气藏开发后期注 $N_2$ 技术、凝析气藏提高气藏采收率和单井产量的各种技术。另外,发展我国压缩机装备和注气技术、加强与俄罗斯为首的独联体国家石油天然气科技交流也至关重要,成组气田开发和低渗气藏试井及动态分析工作等也应受到重视。

**主题词** 天然气 开发 策略 效果 技术

二十一世纪是天然气世纪,预计到本世纪中叶,在世界一次能源消费结构中天然气将超过石油而居第一位。目前我国天然气工业已经进入快速发展阶段,其前提是:①我国天然气资源比较丰富,使得快速发展有了一定的物质基础;②目前天然气资源利用率和发现率都还比较低,为发展天然气提供了较大空间;③西部大开发战略为天然气工业发展提供了良好机遇;④天然气输气管网建设为天然气产地和用户之间构建了桥梁。天然气工业快速发展的重大课题之一就是要针对不同类型气藏,发展适用的、先进的开发开采技术,“十一五”期间,特别要大力发展和创新低渗砂岩气藏、深层异常高压气藏、多层疏松砂岩水驱气藏、高含硫气藏和深层凝析气藏经济有效的开发开采技术,提高气田开发水平和效益。

### 一、处理好储量和产量的关系是快速发展天然气工业的基础

长输管道建设、城市输配气管网建设、大型燃气电厂和化工厂建设都需要巨额投资,都要有足够的天然气储量作为基础。在时间上,大致需要提前5~10年进行天然气勘探,在管线投产后还要继续在沿线进行重点勘探。在资源上,至少要有20年供气资源保证。在四川气区稳定增长的18年中,采气量上升3个台阶,即 $50 \times 10^8 m^3$ 、 $70 \times 10^8 m^3$ 、 $90 \times 10^8 m^3$ ,他们以剩余可采储量 $614.5 \times 10^8 m^3$ 、 $1485.3 \times$

$10^8 m^3$ 和 $2416.2 \times 10^8 m^3$ 作保证,剩余可采储量储采比分别为12.3、21.2、34.5。稳定供气的焦点是储采比,一般认为,动用地质储量的储采比大致在20:1较为稳妥。目前我国气层气储采比为77:1,这并不意味着储量的过盛,而是由于低产量的水平所造成的。

我国气田地质情况复杂,油气储存条件差,要充分考虑天然气储量品位情况,对勘探提供的储量要做仔细工作,要根据地质、开发的静、动态资料,确定I、II、III、IV类储层和相应的储量,在目前经济技术条件下,III、IV类储量是没有经济价值的。我国低渗气藏储量几乎占50%,这类气藏的储量分布特点具有普遍性,如果单井产量低,就能细水长流,有“用之不竭”之态,若要大规模工业性开采,那么井数就会成批增加,稳产期限就缩短,甚至没有稳定期。

从目前我国气田分布格局看,中小型气田居多,储量丰度低,物性差,非均质性强,气水关系复杂,单井产量低,稳产周期短,增产措施见效期也短。在气藏早期评价过程中,由于探井井距大,获取的资料少,对储量、产量常不易测准,这对以后的气田开发和稳产都有很大影响。

气田常没有试采,缺乏动态资料,与销售合同有关的气藏开发方案具有许多不确定性和风险性。

四川气田开发历程中有过深刻的教训,这使我们清醒地认识到在气田勘探开发过程中,必须从实

**作者简介:**李士伦,1935年生,教授,博士生导师,毕业于莫斯科石油学院,长期从事复杂气田开发新技术新方法研究。地址:(610500)四川省成都市新都区。电话:(028)83032724。E-mail:tangyong2004@126.com

际出发,符合客观规律,不能主观臆断,急于求成,必须加强天然气资源战略和气田开发战略研究,实现储采比稳定增长和保持合理的储采比,以保证天然气工业的可持续发展。

## 二、开发节奏可加快,但程序不可逾越

气田开发要达到能编制开发方案的程度需要具备两个基本条件,即储量达到探明的程度和气藏经历了试采阶段。试采的主要任务是:通过部分评价井的试生产、试井和生产测井,了解气井产能、产出剖面、压力系统和井间连通关系,尽可能了解气藏驱动类型和核算动态储量等内容。四川新气田投入开发前均要试采,在取得丰富的动态资料基础上再编制开发方案;长庆靖边大气田在向北京输气前要选择榆林试验区取得生产动态资料,在管线建成后又在南、中、北三区试生产;在海上、沙漠的大气田,投产前往往没有条件试采,这对气田开发方案的制定有很大的风险性。

## 三、充分认识气驱气藏开发的特征

对气驱气藏开发应认识到以下三个特点。

(1)采气速度制约着气藏的稳产年限。

(2)采气速度对气藏的最终采收率影响不大,在气驱气藏中,有后备储量接替、储层不受破坏(或储层变形不大)、用经济杠杆比较了无压缩机和压缩机采气期的情况下,可适当提高气藏采气速度,对气藏最终采收率不会有太大的影响。

(3)采气速度、稳产年限和稳产期采出程度应有合理配置关系,采气速度和稳产时间呈反比,稳产期采出程度与稳产时间呈渐近关系,在前期采出程度增长快,后期变缓,不是稳产年限愈长愈好。三者之间存在最佳配置时,气藏既有较高的采气速度和稳产年限,又有较高的稳产期采出程度。根据四川中小气驱气田开发经验,最佳配置是:采气速度5%~7%,稳产年限8~10年,稳产期采出程度60%以上。

气驱气藏开发还应重视气藏能量的合理利用。“压力是气藏开发的灵魂”,气藏的主要驱气动力是气藏本身的弹性膨胀能。

## 四、发展水驱气藏开发中、后期多种阻水治水技术

### 1. 世界各国对水驱气藏十分重视早期的水文地质研究

具有底水的荷兰格罗宁根大气田在开发早期专

门钻了一些穿过气水界面而用于高速开采的试验井,以便了解水体能量,建立了底水观察井。在证实了气水界面不移动、气藏为弹性气驱之后,就增大了开发井气层打开程度,采用8~10口井的丛式井组(相当于1口特大直径井)加大开采,整个开发过程顺利进行,采收率可达90%。有边水的四川相国寺石炭系气藏,由于早期也重视边水能量和水侵检测,用数值模拟方法预测水侵量,采取合理配产,经20余年高效、高产开发,采收率也在90%以上。

### 2. 早期整体治水,避免或减弱水侵强度

法国拉克气田H<sub>2</sub>S含量高达15%,高温高压,但无边底水,提高了气井耐腐蚀的寿命;四川威远震旦系气藏,含H<sub>2</sub>S仅1.2%~1.4%,由于底水侵入,气井腐蚀严重。这给我们一个重要启示:在开发四川高含硫水驱气藏时,一定要“早期整体治水”,采取“主动型开发方式”,避免或减弱水侵强度,延长无水采气期。

堵水工艺在水驱气藏中的应用是有条件的。对于气水不同层或薄高渗透夹层水侵,选择性堵水有效,而对气水同层、气水同缝的气井,效果就不好。控制气井临界产量(压差)、控制气井钻开程度是常采取的有效措施。底水气藏气井钻开程度小于总厚度30%,边水气藏气井钻开程度50%~60%较为适宜。

四川中坝须二段气藏和威远震旦系气藏都采用了“整体治水”的方法。中坝须二段气藏是一个在水淹区排水提高气藏可采储量的成功范例,自从1978年中4井开始产地层水后,气藏北部生产井相继见水,并有从北向南、从东往西的发展趋势,从多年排水采气实践中认识到该气藏的水体是封闭的,属封闭性深盆地层水,能量较小,故决定在气藏北部利用水淹井开展人工排水,降低水层压力,阻止边水推进。1993年5月开展阻水排水工艺措施后,初期最高排水量500 m<sup>3</sup>/d,平均78.8~210.8 m<sup>3</sup>/d,随后中4井、中36井、中31井相继见效,气产量上升,水产量下降。2口水淹井(中35、中19井)经强排水后气水同产,不强排水气藏生产规模为60×10<sup>4</sup> m<sup>3</sup>/d,只能稳产到1999年12月,继续排水,至少稳产到2006年4月,最长达2008年9月,预期可提高采收率8.05%~11.07%。

边底水驱动是气藏的一种能量形式,如何兴利除弊,还有两种治水措施值得我们借鉴。

俄罗斯奥伦堡气藏属裂缝—孔隙型碳酸盐岩储层,与威远气田极为相似,在开采过程中,地层水通

过裂缝系统纵穿横侵。该气藏则立足于整体阻水治水,在地层水活跃的断裂带、裂缝发育带用高分子聚合物粘稠液建立阻水屏障,变水驱为气驱开发方式。以3口井为一组,井组与水侵方向垂直,两边的井为排水井,中间井注入粘稠液,它由聚丙烯酰胺与排出的地层水按比例配成,用过硫酸胺作聚合反应的引发剂,用醋酸盐类作抑制剂。在注入井与排水井间建立一定压差后,就能使注入的粘稠液只进入有地层水侵入的高渗透层中,从而建立阻水屏障。用数值模拟方法预测,若不建立阻水屏障,稳产期仅6年,采收率也仅为40%,建立了阻水屏障后,稳产期为22年,采收率高达93%。

欧洲北海油田开展了注 $N_2$ 开发水驱气藏与凝析气藏的研究。在水层或气水界面处注价格低廉的 $N_2$ ,形成 $N_2$ 段塞,可提高采收率30%~50%。经研究,该气藏的最佳 $N_2$ 段塞为0.4倍孔隙体积,气藏倾斜,可增加烃类气体的采收率。注入井位置可在气水界面上或下略移动,对采收率影响不大。

### 3. 发展水驱气藏后期“二次采气”技术

在水淹气藏中,可采用人工举升助排工艺,结合自喷井带水采气排出侵入储气空间的水和井筒积液,使部分“水封气”解堵,变为可动气而被采出,称“二次采气技术”,可提高采收率10%~20%。大量排水涉及生态环境保护,水处理和利用问题大,影响气田开发经济效益。但是气藏水淹区内封存着大量天然气,像俄罗斯乌连戈伊、梅德维日、雅姆布尔等巨型气田地层剩余气储量中有75%集中于水淹区。于是戴尔—萨尔基萨夫教授及其同事们提出水驱气藏注 $N_2$ 开发水淹气藏的设想,作了大量实验研究,并针对梅德维日巨型气田作了数值模拟研究,表明注气能多提高采收率3.9% OGIP(原始天然气储量)。当然,最后还要作经济可行性研究。

## 五、发展提高凝析气井产量的技术

我国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,且地露压差小,多为饱和凝析气藏,最大地层反凝析液析出量在地层孔隙中饱和度常小于临界流动饱和度。反凝析液易积聚在近井地带,严重影响气相渗透率和气井产量,这是衰竭式开发凝析气藏中需要特别重视和解决的问题。目前有以下五种方法。

### 1. 注干气( $C_1$ 为主)单井吞吐

(1)塔里木柯克亚凝析气田已作了试验,有效果并取得了经验。

(2)俄罗斯西萨帕列克凝析气田于二十世纪90年代初就实施了9口井,6口有效,得到的认识是:①地层压力低于最大凝析压力(处于正常蒸发区)时,气井处理效果比高于时好;②未发现有大量析出凝析油再蒸发现象,主要增产机理是净化近井地带,把凝析油挤向地层深处,原则上处理半径应在15~20 m(视现行地层压力,即地层能量定);③应“对症下药”,产量降低原因主要是由于反凝析液污染引起的;④如单井油井吞吐一样,所有操作变量注入干气量、注入速度、注入压力、焖井时间和开井生产制度等都要优化,施工前要搞实验研究和注气设计。

### 2. $CO_2$ 处理凝析气井近井带

乌克兰季莫菲也夫凝析气田用液态 $CO_2$ 泵注 $CO_2$ 于井底,处理后产量提高了0.3~0.5倍。

### 3. 液态溶剂处理凝析气井近井带

“液态溶剂”这个名词略带假定的含义,指在地层条件下处于液相状态的烃类物质,一般指富含 $C_2$ ~ $C_5$ 组分的烃类混合物,在俄罗斯乌克蒂尔大凝析气田试验过,近井带含有分散的原油时更为有效。

### 4. 采用富气处理凝析气井近井地带

富气指脱了凝析油后富含 $C_3$ ~ $C_4$ 组分的 $C_1$ 混合物,它可大大降低气体—凝析油界面张力。俄罗斯实验证明,用富气处理近井带可采出35%析出在近井地带的凝析油,而注干气只有12%~15%。又有实验证明,在14.1 MPa下,凝析气中加入40%的 $C_3$ 时,可使反凝析液所占的烃孔隙空间体积从50%下降到20%。

### 5. 甲醇前置段塞+干气处理凝析气井近井地带

甲醇作为驱替近井带凝析油/水的双效溶剂,能使地层水加速蒸发,气液和液相间界面张力减小,降低克服水锁效应所需的启动压力,提高气相渗透率,改善气井产能。美国哈特斯邦凝析气田气井注甲醇后,表皮系数由0.68降低到-1.9,气产量由 $7.08 \times 10^3 \text{ m}^3/\text{d}$ 提高到 $14.2 \times 10^3 \text{ m}^3/\text{d}$ ,凝析油由 $13.8 \text{ m}^3/\text{d}$ 上升到 $24.96 \text{ m}^3/\text{d}$ 。

## 六、发展凝析气藏开发中后期多种保持压力开发技术

### 1. 注气开发技术

(1)凝析气藏开发中后期低于最大凝析压力下的注气开发技术

深层凝析气藏压力高,开发初期保持在上露点压力涉及问题多,注气设备、注气井完井、注气地面流程生产安全等要求高,设备价格昂贵,生产操作费

用大,这直接影响到凝析气田注气开发经济效益。若采取中后期低压注气,尽管采收率不如开发初期就注气的效果,但能弥补衰竭开发的某些不足,权衡经济、技术因素,有时还是可行的。

从1993年起全俄天然气研究院以戴尔—萨尔基萨夫教授为首的集体提出了这种设想,由俄北方天然气公司在乌克兰蒂尔大型凝析气田实行大规模工业性回注干气试验,此时地层压力已降到最大凝析压力以下(地层压力7~10 MPa)。现在试验还在扩大,否则该凝析气田将有 $10^8$  t凝析油要损失在储层中。试验的目的有:①用干气置换(驱替)地层凝析气;②再蒸发反凝析阶段已析出的凝析油;③减缓地层压力下降速度;④阻挡边水进入凝析气区;⑤让生产井不断处于良好工作状态;⑥提高凝析油最终采收率。

#### (2)以储气库方式后期开发凝析气藏

中国石油天然气集团公司已相继在大港注气开发的大张坨凝析气田建立了储气库,还准备再在该区接近枯竭的凝析气藏中再建几个储气库。从气田开发角度出发,能否在作为储气库的同时,通过周期性注入干气,再蒸发一部分残留在储层中的凝析油,这样就能“一箭双雕”地解决储气和提高凝析油采收率问题。俄罗斯乌克兰蒂尔凝析气田开发后期有这方面的报道,在编制储气库方案的同时综合研究了4个开发设计方案。这个问题,我们也早想到了,现又得到国外的印证。结合我国情况,现要解决以下几个问题:①在储气库设计时,开发与储运专业人员要互相结合进行;②现行管理体制要适当调整,让储气库管理的公司与油公司互相结合,共同管理;③要同时录取储气库和后期气田开发的相关资料。

(3)后期注 $N_2$ 开发部分水淹凝析气藏  
方式同后期注 $N_2$ 开发部分水淹气藏。

#### (4)气水交替注入开发凝析气藏

美国学者针对东安休斯牧场凝析气田气(注 $N_2$ )水交替开发方式作了试验和数值模拟研究,以克服连续注气中不利的流度比和防止气窜的通病,水常可封堵高渗透层,这样可迫使随后注入的气体渗透到以前未波及到的储层基质中去,从而提高凝析气采收率。曾用3层层状数值模型作研究,气水交替比连续注气提高的采收率幅度要大,在28%~42%之间。实验研究也表明,在连续注1.2倍烃孔隙体积的注入量条件和高渗层( $10 \times 10^{-3} \mu m^2$ )在底部、低渗透层( $0.3 \times 10^{-3} \mu m^2$ )在顶部的情况下,气水交替比连续注气法采收率要高出40%。此方法早已

成功地用于注气提高原油采收率。在注水系统较完善油区内的凝析气田(如大港)中,只要经济技术条件允许便可开展这方面试验。

## 2. 注水开发技术

(1)注水开发带油环凝析气藏和凝析气顶油藏早已在独联体和美国成功地应用,一般采用在油气边界和含油一侧进行“屏障注水”。

(2)与连续注气相比,水气交替注入法用气少,凝析油采收率高,油区内注水系统齐全的油区内的凝析气田采用此法的经济可行性会更好,可以试一试。

(3)国外凝析气藏直接注水已提出近半个世纪,工业应用还没有,最近十几年有些文章还只是停留在实验和数值模拟研究上,主要问题是水驱后剩余气饱和度高,气井见水后气产量会降低,要采取排水采气工艺,所以决策前一定要做好地质、实验、数值模拟、经济评价、注采工艺等前期研究工作,采取慎重、积极、因地制宜的态度对待此项技术。我国大港油田在已接近废弃的凝析气田上作了注水现场试验。

## 七、搞好气藏特别是低渗气藏开发的监测工作

### 1. 发展适合于低渗透气藏的快速、简便、有效的试井和动态分析方法

(1)对于储层渗透率为几十毫达西、几个或零点几个毫达西的气藏,则要采用各种形式的、修正的稳定试井方法,它们能缩短测试时间和加快试井进程,并能符合工程上要求的精度。这些方法如下所述。

1)等时试井。气井在每个生产制度后,关井压力一定要恢复到开井前的地层压力( $p_i$ )是其必要条件。

2)快速等时试井。气井在每个生产制度后,关井压力不完全恢复到开井前的地层压力,为95%~98%,而且遵守条件: $p_{f1}^{\text{假定}} = p_{f2}^{\text{假定}} = \dots = p_{fn}^{\text{假定}} = \text{const}$ ;每个生产制度工作时间 $t_{p1} = t_{p2} = \dots = t_{pn} = \text{const}$ 。

3)修正等时试井方法。每个生产制度工作时间( $t_{pi}$ )和每个制度后压力恢复时间( $t_{bi}$ )都相等,而且遵守条件是: $t_{p1} = t_{p2} = \dots = t_{pn} = t_{b1} = t_{b2} = \dots = t_{bn} = \text{const}$ ,生产油嘴直径 $d_1 < d_2 < \dots < d_n$ ;  $Q_1(t_{p1})$ ,  $Q_2(t_{p2}) \dots Q_n(t_{pn})$ ;  $p_{f1}(t_{b1})$ ,  $p_{f2}(t_{b2})$ ,  $\dots$ ,  $p_{fn}(t_{bn})$ 。

4)阶梯式产量单调变化的试井方法。它是靠缩短每个生产制度间压力恢复时间来加快试井进程

的。以稳定产量( $Q_0$ )生产,时间为 $t_0$ ,约4~10 h,关井压力恢复到 $p_{w0}$ 。然后用以下方式试井:以 $Q_1(t_p)$ 生产, $p_{w1}$ 、 $Q_1$ ,关井,时间为20~30 min;转第二个工作制度, $Q_2(t_p)$ 、 $p_{w2}$ 、 $Q_2$ ,...;关井,生产时间同前一个工作制度, $Q_0 < Q_1 < Q_2 < \dots < Q_n$ ;  $t_{p1} = t_{p2} = t_{p3} \dots = t_{pn} = \text{const}$ ;一般 $t_p = 0.32 \sim 2.0$  h。

(2)现在已有用日常生产数据来确定生产动态参数,在应用过程中有待进一步完善和发展。

(3)将瞬态压力物质平衡方程用于气藏动态储量计算和动态分析。在方程中,若能用关井复压时刻的某一瞬态压力(如关井中期的压力)代替静态平衡压力的话,那么对低渗气藏尤为有益,可大大缩短停产关井时间,又能保证评价的原始天然气储量(OGIP)在工程允许误差范围之内。

## 2. 搞好气田开发监测和稳产阶段的动态分析

其分析目的是:①跟踪开发方案执行情况;②用动态法进一步验证与完善对气藏静、动态地质特征和储量的认识;③进一步分析研究开发方案的合理性和存在问题,提出开发调整意见,并对稳产年限及需要上增压措施时间进行预测,其主要分析项目是:①开发方案实际执行情况分析;②开发方案实用性分析;③储量动用、产层供气情况及稳产能力;④压力系统与气井、气藏配产的合理性;⑤地层水活动规律分析;⑥井下技术状况分析。

## 八、发展我国注气压缩机装备和注气工艺技术

注气提高原油和凝析油采收率,气井、凝析气井举升排液,水驱气藏开发后期注气,各类气藏后期压缩机开采,天然气矿场采输和长距离输气等技术发展都依赖于压缩机装备,完全从国外引进无疑会增加气田开发投资,影响气田开发效益和水平。我们应引进国外技术和投资,发展国产压缩机,特别是高压压缩机,此事势在必行,要引起政府部门和各大石油集团的重视。此外,还要与世界大气体产品公司结合,发展制 $N_2$ ( $CO_2$ )、注 $N_2$ ( $CO_2$ )、脱 $N_2$ ( $CO_2$ )及 $CO_2$ 防腐工艺技术和装备。

## 九、学习俄罗斯等国外的气田开发开采技术

以俄罗斯为首的独联体国家油气资源相当丰

富,开发开采经验也丰富,与我国联系交往也越来越密切。俄罗斯至2000年底探明的天然气地质储量就达到 $46.985 \times 10^{12} m^3$ ,占世界总储量31.4%,探明石油地质储量 $66.64 \times 10^8 t$ ,年气产量 $5840 \times 10^8 m^3$ ,年油产量 $3.13 \times 10^8 t$ 。在气田与凝析气田开发方面有独特的经验,因此提出以下建议。

(1)在高校中,特别在石油高校中要重视俄语师资培养和俄语课程学习。石油主干专业研究生第二外国语应鼓励首选俄语。

(2)多派研究生、访问学者和公司实习生等到俄罗斯,使后继有人。

(3)有条件的石油高等院校要重视阿拉伯语和西班牙语的师资培养和课程开设。

## 十、提倡大气区间和大气区内成组气田优化开发的研究

我国必将建成全国大型供气系统,以保证多气源、多通路可靠、经济地运行。在统一管网下,给我们提供了大石油集团公司范围成组大气区间开发、输气的调配及优化、保证安全可靠提供气源和降低管输成本、压力的可能性。以后还要逐步形成国内、境外共同向我国发达地区供气的格局。当前首先要在每个大气区内实现成组气田的优化开发,该思想已经提出了多年,关键是需要有研究人员来研制方法和相应软件,也要有资金来资助该研究。

感谢留俄研究生潘伟提供莫斯科石油大学公开出版的专业教材和专著。

### 参 考 文 献

- [1] 李士伦,王鸣华,何江川等.气田与凝析气田开发[M].北京:石油工业出版社,2004.
- [2] 集体编写组.中国油气田开发若干问题的回顾与思考(上卷)[M].北京:石油工业出版社,2003.
- [3] ТЕР-САРКИЦОВ Р.М. Разработка месторождений прир. газов. МОСКВА: Недра, 1999.
- [4] 李欣,李士伦,刘建仪等.应用瞬态物质平衡法计算气藏储量[J].天然气工业,2002,22(4).
- [5] 黄全华等.油藏影响函数在气藏中应用[J].天然气工业,2003,23(6).

(收稿日期 2005-11-29 编辑 韩晓渝)