

文章编号: 0253-2697(2002)04-0046-05

适合中国煤层气藏特点的开发技术

杨陆武¹ 孙茂远² 胡爱梅² 潘 军²

(1. 美国亚美大陆能源公司 北京 100016; 2. 中国联合煤层气有限责任公司 北京 100011)

摘要: 分析了常规煤层气开发技术的特点, 认为常规技术对中国煤层气藏开发有很大的局限性。因为中国煤层气藏具有低渗透、难脱附、驱动力不足和构造煤发育等 6 个方面的重要特性, 所以要求其相应的开发技术要在提高导流能力、建立有效压差、加快脱附速度、利用应力释放场、规避构造煤等 5 个方面给予配套。为此, 设计了适合中国煤层气藏特点的 3 个开发技术系列, 包括: 煤矿采动影响区特殊采气技术, 多井眼多分支水平井与洞穴技术, 常规技术。

关键词: 中国; 煤层气; 储层; 开发; 技术

中图分类号: TE335.9 **文献标识码:** A

我国从 20 世纪 90 年代开始利用地面垂直钻井技术进行煤层气的勘探和生产试验, 截止到 2001 年 2 月, 已经采用美国成熟的煤层气常规开发技术在沁水、河东、辽中等地钻井 180 余口, 发现了一批具有重要开发潜力的煤层气田。但遗憾的是, 相同的技术在美国 San Juan 盆地可以获得最高 $28 \times 10^4 \text{m}^3/\text{d}$, 平均 $2 \times 10^4 \text{m}^3/\text{d}$ 的单井产量, 在 Black Warrior 盆地也获得了平均稳产 $5000 \sim 8000 \text{m}^3/\text{d}$ 的单井产量^①; 而在我国, 即使是记录最好的沁水煤层气田也仅获得最高弹性回弹 $16000 \text{m}^3/\text{d}$ 和短期稳产 $3000 \text{m}^3/\text{d}$ 的单井产能。这个现实说明: ①中国煤层气藏有着自身特殊的地质特点和气藏条件; ②在美国获得重大成功的常规煤层气开发技术可能不是开发中国煤层气藏的最佳技术, 因而要研究适合中国煤层气藏特点的开发技术。

1 常规的煤层气开发技术

常规的煤层气开发技术是指当前得到最广泛应用、已经形成了完整的理论和施工操作程序的地面垂直井成熟技术系列, 这个技术系列实际上是构成目前煤层气工业基础的四大支柱: ①排水采气理论; ②储层数值模拟技术; ③钻井与完井技术; ④储层激励技术。

在这四大支柱中, 排水采气理论反映了煤层气产出的地质学和物理学过程, 储层数值模拟技术以其准确和实用而成为各种开发技术的虚拟实施工具, 两者对煤层气开发具有一般性和通用性, 因而有全面的指导意义。而后两项技术(特别是储层激励技术)会随着施工对象的变化而变化, 具有一定的方向性和局限性, 是常规煤层气开发技术中最大的变数, 也是影响煤层气产量最重要的技术因素。

1.1 钻井与完井技术

常规钻井中为了维持井壁稳定性、保证钻进速度及尽可能地降低储层污染, 一般都采用低密度钻井液或清水钻进。但在过煤层段时, 由于湿润性改变、有机质吸附、固相堵塞、应力损害、粘土膨胀、毛细管作用等原因, 很难避免储层污染。这是常规钻井技术中必须解决的一个问题。

常规完井技术则是根据煤层及其顶、底板稳定性和预定储层激励方法的不同而采用裸眼洞穴、套管射孔、衬管割缝等不同的形式, 各种完井方法的选用还与地质构造环境、煤层厚度、地应力条件、储层压力、煤体结构和力学性质等密切相关。到目前为止我国几乎所有的气井都采用套管射孔的方式完井。

基金项目: 国家自然科学基金项目(7842001)“中国煤层气产业政策研究”部分成果。

作者简介: 杨陆武, 男, 1968 年 12 月生, 1997 年毕业于中国矿业大学(北京), 现在美国亚美大陆能源公司任煤层气经理。

① Bill Gunter. 北美煤层气一次采收的经济分析. 中国联合煤层气公司报告, 2000.

1.2 储层激励技术

由于煤层气是吸附气,煤层气的产出是一个复杂的解吸—扩散—渗流过程,其核心是压力要素的转变和能量源汇的定向传导。煤层气储层激励技术就是为保证有效压力系统和能量传递的定向传导,而对煤层气储层物理性质和地质环境给予的人为干涉和积极导向。如果以激励目的划分,储层激励技术可以分为4种形式:①导流——以增加储层导流能力等为目的,如水力压裂、造穴等;②增压——以增加井筒周围压力传导范围、增加驱动能量为目的,如负压抽排等;③饱和——以增加气藏饱和度为目的,如注入 N_2 、 CO_2 等^[1];④脱附——以加快解吸速度为目的,如造穴、负压抽排等。

常规的煤层气储层激励技术通常仅限于以导流为目的的水力压裂和造穴,而我国到目前为止,所有的产气井都采用了水力压裂法。

1.3 常规开发技术的主要问题

常规的煤层气开发技术通常存在两个方面的问题:

(1) 垂直井筒“点”的局限性。常规煤层气开发技术主要以井筒所在“点”为考察对象,以有限的井筒影响范围为假想目标来设计钻井和完井程序以及储层激励措施。而实际上煤层气的产出更需要以“面”为单位,综合考虑整个气藏范围内流体动力场、地应力场、地热场以及流体化学场的互动影响,须有效地引导和充分利用流体动力场和地应力场的正向动态变化,特别是当以井筒点为中心的储层激励措施不足以引导“四场”互动从而改善气藏本身的地质缺陷时,常规技术在开发煤层气藏上的作用就很有限制了。

(2) 气藏假设条件的局限性。常规煤层气开发技术通常假设所开采的煤层气藏具备足够的渗透性和驱动能量,其储层激励措施包括水力压裂和造穴,都是以这个假设为前提的。一旦离开了这个前提,即便是气藏的资源丰度再高也无法开采出来。而实际上,由于成煤环境不同,煤层变质过程不同,成煤后煤层遭受的构造影响不同,煤的储层条件千差万别。因此,在缺乏相应条件的地区,不能全搬照套常规的系列技术。例如,造穴对超压、高渗和厚煤层特别有效,原因就在于其局部应力释放对井筒周围导流能力的改善。而对低渗低压储层来说,即便是井筒周围导流能力得到了局部改善,但对一个无限大的高应力作用环境而言,不仅远处的气体仍然无从流动,而且近井筒处的导流改善现象也很快会消失。

如果能以“面”为单位,以流体动力场、流体化学场、地应力场和地热场为综合激励对象,有效地导入地质环境中的边界能量,切实针对特定气藏的特定问题制定相应的开发战略,以上局限性还是可以避免的。

2 中国煤层气藏的主要特点

中国煤盆地的变形演化历史复杂,盆地原形及构造样式多变,煤的多阶段演化和多热源叠加变质作用明显,造成煤层气藏在储层物性、含气保存、开采条件等方面都有其明显的特殊性。中国煤层气藏的特殊性主要表现在以下方面^[2~5]:

(1) 低压、低渗、低饱和现象突出,有些地区表现为特低压、特低渗和特低饱和。这些特征使得中国的煤层气藏不适宜使用当前的理论技术进行开发。

(2) 成煤期后构造破坏严重,造成部分地区构造煤发育,煤储层的可改造性很差。构造煤的发育使得储层改造这一影响煤层气井产能的激励过程无法实现。

(3) 大部分中阶煤储层具有强烈的非均质性,非均质性造成井筒影响范围特别小,其屏蔽作用使井网整体降压的互动作用很难发挥,严重限制了煤层气井的产能。

(4) 高阶煤和低阶煤的煤层气在资源总量中占2/3以上,按照现有的理论,这些储层不具备产气优势,必须开发新技术激活这部分资源。

(5) 高阶煤中获得了产气突破,说明高阶煤并非全都是煤层气开发的禁区。但要获得高产,必须首先克服高阶煤本身的低渗条件和强吸附性所带来的不利影响。

(6) 在煤层气开发最具优势的300~600m埋深层段,煤矿开采活动集中。煤矿采动区一方面破坏了储层的完整性和压力系统的连续性,另一方面又为流体动力场、流体化学场、地应力场和地热场的互动作用提供了

有利的空间。

在以上特殊性中,低渗透、难脱附、驱动力不足、构造煤发育等问题尤为突出。

3 中国煤层气藏开发技术设计

3.1 中国煤层气藏开发技术要求

3.1.1 提高导流能力

煤层气的产气潜能从很大的程度上取决于储层的导流能力,可以用产气指数来定量表示储层的产气能力^[6]:

$$PI = 0.00708 Kh / [\ln(r_e/r_w) + S] \quad (1)$$

式中 PI 为储层产气指数; r_e 为产气半径, m; r_w 为井底半径, m; S 为表皮系数; K 为渗透率, $10^{-3} \mu\text{m}^2$; h 为储层厚度, m。

式(1)表明, $PI \propto K$, 在储层厚度一定的条件下, 当 K 无限小时, PI 约等于零。我国除了少数地区, 如抚顺、晋城、柳林等地, 煤层渗透率达到或稍大于 $1 \times 10^{-3} \mu\text{m}^2$ 外, 大多数地区都小于该值, 部分地区如淮南、阳泉、焦作、荊巩、平顶山等地的煤层仅 $0.01 \times 10^{-3} \mu\text{m}^2$ 或 $0.001 \times 10^{-3} \mu\text{m}^2$, 必须通过新的技术手段提高储层的综合导流能力。

我国煤田的许多低渗区基本上受两个条件的控制: ①构造挤压和巨厚上覆地层压力; ②煤—水—气三相物质的不平衡耦合。前者通过应力作用于煤层, 直接降低了煤层的渗透率; 后者也间接受应力影响加剧了不良耦合。因此, 提高中国低渗区煤层导流能力的一个重要途径在于应力释放。可以通过“搬运煤体”制造应力缓解空间, 使煤层的割理裂隙系统重新得到沟通和扩张, 煤—水—气三相物质的不平衡耦合得到自我约束和重整。低渗地区水力压裂法效果不明显的根本原因就在于, 造缝和填砂不仅无法沟通煤层中本来就很少的割理裂隙系统, 而且由于造缝和填砂本身形成的应力集中更加剧了煤层渗透率的应力敏感性。目前压裂之所以仍然被广泛采用, 实际上是由于其对井筒周围储层污染有改善作用。

3.1.2 建立有效压差

压差是气体在流动通道中快速通过的原始动力。对煤层气井来说, 制造有效压差就是保证储层中煤层气流动的驱动能量^[6]:

$$q_p = PI [k_{rp} / (B_p \mu_p)] (p_a - p_{wf}) \quad (2)$$

式中 q_p 为流动速度, m/s; P_a 为平均储层压力, MPa; P_{wf} 为井底压力, MPa; μ_p 为粘度, mPa·s; B_p 为地层体积系数。

获得有效压差 ($p_a - p_{wf}$) 可以有两个途径: ①提高储层压力 p_a , 可以通过注水或注气等手段(在煤矿压力释放区可起到重要的压力补偿作用); ②减小井底压力 p_{wf} , 排水和负压抽气都可以达到这个目的。不同的技术手段有其特定的适用前提, 对我国大部分的低压储层来说, 注气(特别是在与饱和和置换作用相配合时)和负压抽排也许是更有效的方法。

3.1.3 加快脱附速度, 增加脱附量

我国有许多高阶煤煤层气藏, 这些煤层含气量大, 资源量丰富。但是, 由于高阶煤吸附性强, 残余量大, 解吸慢, 极大地限制了煤层气藏的商业前景。加快脱附速度、提高采收率是开发这类煤层气藏的重要任务。可以利用以下几种方法加快脱附速度及增加脱附量: ①提高储层温度; ②注入 N_2 和 CO_2 以置换出 CH_4 ^[1]; ③化学驱替; ④交变电磁脱附; ⑤最大程度地降低储层压力。

3.1.4 利用应力释放场

煤矿开采已经为储煤层制造了大规模的应力释放场, 采煤巷道的部署、采空区的塌陷使邻近煤层和本煤层都获得了应力解放, 割理裂隙得到了最大程度的沟通。同时, 由于采煤巷道与大气的沟通, 使煤储层压力已经降到了最低程度。这种动态的应力释放场为煤层气产出提供了足够的通道和驱动能量, 对储层的改造效果是任何其他激励措施都无法比拟的。特别是对低渗储层来说, 采煤应力释放场更应该得到充分利用。

3.1.5 规避构造煤

构造煤的破坏作用主要表现在:①渗透率极低,几乎没有导流能力;②构成了严重的导流和传压(压力传导)屏障,使相邻地区的气体流动受到局限;③无法维持开发工程的稳定性,也无法进行储层改造。以目前的技术水平,我们还没有能力逾越构造煤造成的煤层气开发障碍,所有开发工程都必须尽可能地远离构造煤发育区。

3.2 中国煤层气开发技术系列

3.2.1 第一系列——煤矿采动影响区特殊采气技术

煤矿的采动影响已经为煤层气的开发提供了基础条件,在采煤的同时已经为储层进行了充分的脱附饱和、增压和导流改造。建设煤矿采动影响区的煤层气回收利用工程不仅技术上可行,而且经济上合理。但由于储层的动态变化条件和工程服务性质不同,必须采用特殊的采气技术。要充分利用煤矿采动为煤层气抽放所产生的储层改造效果,也就是充分利用应力释放场以及“四场”互动效果。其中有两种技术值得引起注意:

(1) 定向长钻孔抽放技术:直接在采煤工作面或煤层顶板部署走向长钻孔抽排本煤层和邻近层甲烷,这项技术在美国、澳大利亚、德国都获得了极大的成功。

(2) 采煤采气协作技术:实施邻近层与采空区联合抽放。有两种形式:①在煤层群发育的条件下,直接在地面钻垂直井于开采煤层上覆邻近层完井抽排(铁法模式),或者在井下邻近层斜孔抽排(阳泉模式)^[7]、井下部署专门抽放巷抽放(松藻模式),抽排邻近层和采空区的煤层气;②在开采单一煤层时,直接密封采空区部署抽放工程。

以上技术在我国大部分采煤区都可以组织实施。

3.2.2 第二系列——多井眼多分枝水平井与洞穴技术

常规技术在我国大多数煤层气田的实施障碍主要是低渗和低压问题,而且由于应力敏感性造成的低渗条件无法通过水力加砂压裂法得到改善,以“点”为单位的单井筒或井网排水降压不足以有效利用储层中有限的导流和传压能力。因此,必须以“面”为单位,以区域导流和增压为目标设计煤层气开发工程。可以设计多井眼(排水和采气分离,通过负压抽排造成增压环境)、多分支水平井(最大程度地保证井筒泄流面积,保证割理裂隙系统的网状快速连通,缩短气体流动距离,使储层高效导流传压),配合洞穴技术(在多个分支井单位之间造穴,引导应力释放,使煤储层在面上形成高效导流的整体)。如果气藏饱和度低,还可以辅之以注气(N_2 和 CO_2)技术(见图1)^①。对我国大多数的煤层气藏来说,这项技术基本可以满足开发技术需要。而且由于着眼于气藏的整体导流增压,利用该开发工程可以在短期(5年以内)采出气藏内的大部分气体资源,有效地避免煤气常规技术产气周期长、资金回收慢的矛盾。

3.2.3 第三系列——常规技术

尽管有很多困难,常规的煤层气开发技术在我国的部分中阶煤和褐煤气藏中仍然可以得到有效的应用,但应用效果取决于气藏渗透性和饱和度。对类似于河东柳林地区、抚顺地区的煤层气藏,由于常规开发技术的相对低成本和高产出,使用起来更具合理性。而许多具有重要开发潜力的低阶煤煤层气藏,利用裸眼完井直接排水抽放的常规技术对可能的游离气和生物气来说,无疑是一种值得推荐的选择。

上述技术系列都涉及到了一个共性问题,那就是钻井、完井过程中产生的污染所造成的储层伤害。储层伤害对煤层气井来说是致命的,必须得到足够的重视。笔

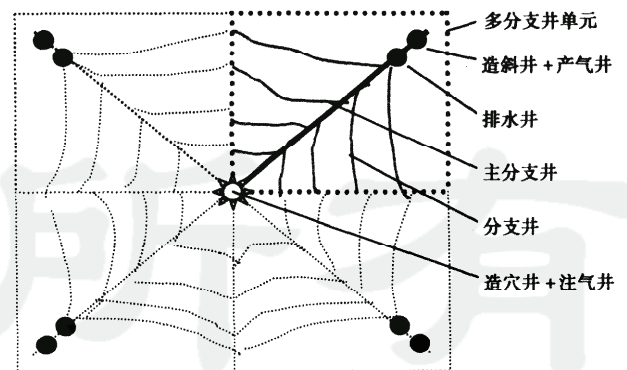


图1 多井眼、多分支水平井与洞穴技术概念设计平面图

Fig.1 Schematic layout of multilateral horizontal pattern with double vertical access wells

① 参考美国 CDX Gas 钻井设计。

者认为,解决这一问题的根本途径在于煤层气钻完井欠平衡技术的推广和应用。

4 结 论

(1) 排水采气理论、储层数值模拟技术、钻完井技术和储层激励技术是煤层气开发技术体系中的四大支柱。其中,钻完井技术和储层激励技术最具方向性和局限性,因而成为常规煤层气开发技术中最大的变数,也是影响煤层气产量最重要的技术因素。

(2) 中国煤层气藏具有低渗低压等 6 个方面的重要特殊性,其中,低渗透、难脱附、驱动力不足、构造煤发育等问题尤为突出。

(3) 中国特殊的煤层气藏条件对其开发技术提出了 5 个方面的要求,包括提高导流能力、建立有效压差、加快脱附速度、利用应力释放场、规避构造煤等。

(4) 鉴于中国煤层气藏的特殊地质特点及其对相应开发技术要求的特殊性,根据中国煤层气资源的分布特点和气藏发育规律,可以建立三个开发技术系列:煤矿采动影响区特殊采气技术,多井眼多分支水平井与洞穴技术,常规技术。

参 考 文 献

- [1] Ken Sinclair. Canadian coalbed methane "CBM" development opportunities [A]. In: Conference Documentation of International Investment Opportunities in Coalbed & Coalmine Methane[C]. London, 2001: 150 ~ 165.
- [2] 叶建平,秦勇,林大洋. 中国煤层气资源[M]. 徐州:中国矿业大学出版社,1999:37 ~ 39,95 ~ 122.
- [3] 张新民,等. 中国的煤层甲烷[M]. 西安:陕西科学技术出版社,1991:29 ~ 77.
- [4] 张子敏,等. 中国煤层瓦斯分布特征[M]. 北京:煤炭工业出版社,1988:57 ~ 69.
- [5] 赵舒,等. 煤层气评价选区的地质学原理及方法[M]. 成都:四川科学技术出版社,1998:54 ~ 56.
- [6] Jerry L Saulaberry, Paul S Schafer, Richard A Schraufnagel. A guide to coalbed methane reservoir engineering [M]. Chicago, GRI-94/0397, 1996:18 ~ 19.
- [7] 包剑影,等. 阳泉煤矿瓦斯治理技术[M]. 北京:煤炭工业出版社,1998:156 ~ 181.

(收稿日期 2001-05-23 改回日期 2001-10-15 编辑 孟伟铭)

石油勘探热点国排座次

英国的咨询机构 Robertson Research 在一项涉及到除北美以外的 146 个国家的调查中表明,尽管合同谈判进展缓慢以及美国继续对利比亚实行制裁,但是利比亚仍是吸引石油公司的世界首要的石油勘探热点地区,连续三年成为世界上石油勘探最活跃的国家。

利比亚目前拥有 295 亿桶石油储量,产量 130 万桶/日,其中外国石油公司生产的石油占该国总产量的 30% 左右。因此,其石油生产严重依赖外国石油公司。

英国又重新回到世界十大石油勘探热点第二位的位置,澳大利亚位居第三,阿尔及利亚和伊朗并列第四,埃及第五,印度尼西亚第六,巴西第七,而此项调查开展 15 年来,墨西哥、卡塔尔和特立尼达首次挤入前十名,分别居第八、九、十位。

虽然石油公司面对沙特阿拉伯的某些投资限制以及对伊拉克和伊朗的制裁,但是中东应该是今年的石油勘探最热点的地区。

一半以上被调查的石油公司说,今年将增加在全球的石油勘探和生产支出。石油公司采用年平均 19.6 美元/桶的石油价格制定今年的预算。

摘自《石油综合信息》

AMPLITUDE VERSUS OFFSET CHARACTERISTICS OF AZIMUTH OF SEISMIC WAVE IN FRACTURED RESERVOIR

FAN Guo-zhang, et al. (*University of Petroleum, China, Beijing 102200, China*) ACTA 2002, 23(4): 42 ~ 45

Abstract: It is important to predict favorable fractured reservoir and its main azimuth of fracture during the exploration and exploitation of petroleum. The distribution of fractures will change the property of reservoir. The azimuthal change of seismic reflection amplitude is an important character. The amplitude versus offset (AVO) features of azimuth of seismic wave in anisotropic geological models with different distribution of fractures were analyzed. The relation between the AVO characteristics of seismic wave and the fracture strike and dip was built, especially for the tilt fracture, which provided the foundation to predict favorable fractured reservoir. The theory was also applied to analyze the favorable fractured zone of paleo buried hill in Qianmiqiao. The application result is of benefit to improve this method being used in petroleum exploration.

Key words: fracture; anisotropy; seismic wave; azimuth; amplitude versus offset

OIL FIELD DEVELOPMENT

NEW TECHNOLOGY SERIES FAVORABLE TO DEVELOP COAL BED METHANE RESERVOIRS YANG Lu-wu, et al. (*Asian-American Energy Inc., Beijing 100016, China*) ACTA 2002, 23(4): 46 ~ 50

Abstract: The commonly used technology for exploitation of coal bed methane (CBM) is not so working for CBM reservoir in China. Six particularities, including poor permeability, low reservoir pressure, poor desorptionability, regionally appeared pulverized coal lenses, etc., are summarized to characterize China CBM reservoirs. It is pointed out that five items are very important in developing China CBM resources. They are: ① enhancing reservoir permeability; ② cultivating adequate pressure difference from the production wellbore to far away; ③ speeding up gas desorption; ④ making use of the relief zone; ⑤ avoiding pulverized coal lenses. To develop various particular CBM reservoirs in China, three technology series are proposed. They are as follows: ① relief zone related gas production technology; ② multilateral horizontal well pattern plus cavitation technology; ③ commonly used surface drilling technology.

Key words: China; coalbed methane; reservoir; development technology

GEOMETRY OF ARTIFICIAL FRACTURES FORMED BY HYDRAULIC FRACTURING IN LASAXING OILFIELD OF DAQING AREA

WANG Xiu-juan, et al. (*Dept. of Earth Sciences, Nanjing University, Nanjing 210093, China*) ACTA 2002, 23(4): 51 ~ 55

Abstract: Geometry of artificial fractures produced by hydraulic fracturing is very important to assess stimulation effect and to study relationship between fracturing and casing damage. Study-history about artificial (hydrofracturing) fracture geometry in Daqing Oilfield was reviewed. The evidence of every conclusion about artificial fracture geometry was analyzed. Integrating research on geometry with stress-in-situ shows that Lasaxing oilfield in Daqing area is situated in a transitional zone of two stress-in-situ types, because the vertical principal stress is very near to the minimum horizontal one. In this zone, the vertical principal stress may be a minimum principal stress or an intermediate one. However, the latter are slightly dominant, especially in fractured well depth of more than 950m. It is concluded that vertical artificial fracture has a slightly higher priority over horizontal one in Daqing Oilfield.