

如何破解我国煤层气开发的技术难题

——以沁水盆地南部煤层气藏为例

朱庆忠¹ 左银卿² 杨延辉²

1. 中国石油华北油田公司 2. 中国石油华北油田公司勘探开发研究院

朱庆忠等. 如何破解我国煤层气开发的技术难题——以沁水盆地南部煤层气藏为例. 天然气工业, 2015, 35(2): 106-109.

摘要 平均单井产量低已成为制约我国煤层气产业发展的主要瓶颈, 直接导致了煤层气开发经济效益低。为此, 以山西省东南部沁水盆地南部煤层气藏为例, 总结了中国石油华北油田公司在该区煤层气产业的发展及技术现状, 梳理了煤层气开发所存在的关键问题: ①煤层气开发工程技术不适应特有的地质特征变化; ②煤层气田成熟区块仍存在大量的低效区; ③单纯增大压裂规模并未能有效提高单井产量; ④多分支水平井单井产量高, 但总体产能到位率仍偏低; ⑤现场管控总体缺乏科学依据。进而对我国煤层气的后续开发提出了以下建议: ①改变产能建设模式、提高产能建设效率; ②改进地质研究方法, 科学设计井位和井型; ③用辩证思维的方式, 构建主体技术; ④优化水平井的设计, 提高技术的适用性; ⑤改变压裂改造方式, 提高单井产量; ⑥改变排采工艺, 提高投资效益。通过采取以上措施, 将有可能破解我国煤层气开发的技术难题。

关键词 中国 煤层气 单井产量 开发效益 辩证思维 疏通 水平井 压裂 解吸压力 沁水盆地

DOI:10.3787/j.issn.1000-0976.2015.02.017

How to solve the technical problems in the CBM development: A case study of a CMB gas reservoir in the southern Qinshui Basin

Zhu Qingzhong¹, Zuo Yinqing², Yang Yanhui²

(1. Huabei Oilfield Company, PetroChina, Langfang, Hebei 065001, China; 2. Exploration and Development Research Institute of Huabei Oilfield Company, PetroChina, Langfang, Hebei 065001, China)

NATUR. GAS IND. VOLUME 35, ISSUE 2, pp.106-109, 2/25/2015. (ISSN 1000-0976; In Chinese)

Abstract: The average low single-well production resulting in low economic benefit has become the main bottleneck of the CBM development in China. Therefore, in a case study of a CBM gas reservoir in the south of the Qinshui Basin, we summarized the present status of CBM technology and development here and also pointed out some major common problems in the CBM development. (1) The engineering and technology for the CBM development needs to adapt to the particular geological characteristics; (2) a large number of inefficient zones still exist in the developed blocks in the southern Qinshui Basin; (3) single-well production is not likely to be effectively enhanced only by an increase of the fracturing scale; (4) the production of a multi-branch horizontal well can reach high, but the fulfillment rate of production capacity construction is low for horizontal wells; and (5) on-site management lacks scientific evidence. On this basis, we presented the following feasible countermeasures; (1) the construction mode should be changed, and the fulfillment rate of production capacity construction should be highly improved; (2) CBM geological research should be innovated and well type and locations should be designed reasonably and scientifically; (3) main technologies should be determined in the dialectical thinking mode; (4) a horizontal well should be optimally designed to improve the applicability of the relevant technologies; (5) fracturing techniques should be altered to improve the single-well production; and (6) the drainage technology should be changed to improve economic efficiency.

Keywords: China; CBM; Single-well production; Development efficiency; Dialectical thinking mode; Horizontal well; Fracture; Desorption pressure; Qinshui Basin

基金项目: 国家科技重大专项“山西沁水盆地煤层气水平井开发示范工程”(编号: 2011ZX05061)、中国石油天然气股份有限公司重大专项“沁水煤层气田勘探开发示范工程”(编号: 2010E-2208)。

作者简介: 朱庆忠, 1966年生, 教授级高级工程师, 博士; 现任中国石油华北油田公司总经理助理、煤层气勘探开发指挥部常务副指挥, 长期从事油气田开发、地下储气库及煤层气开发研究和生产管理工作。地址: (062552) 河北省任丘市中国石油华北油田公司。E-mail: cyy_zqz@petrochina.com.cn

与美国相比,我国煤层气平均单井产量较低。截至2012年12月,美国累计完钻煤层气井约38 000口,平均单井日产气量超过3 632 m³。而截至2013年12月,我国累计完钻煤层气井14 000余口,2013年全国平均单井日产气约572 m³,传统的多分支水平井、U型井都未实现预期的产量。平均单井产量低已成为我国煤层气产业发展的主要瓶颈。我国煤层气资源是客观存在的,产量低的主要原因应该是技术问题。因此,如何增加单井产量、提高开发效益是中国煤层气产业健康发展急需突破的技术难题。

1 沁水盆地南部煤层气开发概况

2006年以来,中国石油华北油田公司(以下简称华北油田)在沁水盆地南部的煤层气勘探开发工作不断深入,目前樊庄井区平均单井日产气量1 430 m³,产量总体保持上升趋势,而沁水盆地水平井平均单井日产气量约5 000 m³,实现了商业开发,夯实了煤层气产业发展的基础。

1.1 工程技术不适应地质特征的变化

经过几年的实践,华北油田形成了支撑煤层气开发的系列工程技术,丛式(直)井采用以“控液量、变排量、活性水”为主的压裂技术。在排采管控方面,坚持“连续、渐变、稳定、长期”八字方针,以地层出水点、解吸点、放气点和稳产点为4个控制节点,制定了不同的排采制度,形成了“五段三压四点”排采方法和以井底流压为核心的智能控制排采技术。

在后期郑庄、郑北区块的扩建工程中,采用了同一技术系列,但由于区块之间地质参数的差异,平均单井产气量同樊庄相比,在同一阶段远落后于设计指标,由此可见煤层地质特征的变化对产量的影响较大,工程技术要适应主体改造对象的基本特征。

1.2 成熟区块仍存在大量低效区

已经成熟开发的樊庄井区,直井单井多数在排采12~18个月后才进入稳产期,而历年投产的其他直井区域多数井在第3年才进入稳产期,仅2006年投产直井区域在第5年进入稳产期,且还有上升趋势。目前,樊庄井区整体处于稳定产气阶段,但仍存在近1/3的低效区,单井产量与预期相差较大,表现出区内单井产量差异性大的产气特征,降低了气田的开发效益。

1.3 增大压裂规模未能有效提高单井产量

沁水盆地南部高煤阶煤层渗透率低,煤层气直井开发采用压裂投产的开发方式。经过模仿、优化、创新形成了以活性水压裂为主体的储层改造工艺技术,经历小规模、大规模、超大规模压裂三次技术变化,从

2006年到2012年,压裂液从300 m³逐步增加到近3倍的上千立方米(2013年试验),但生产日增气量与储层改造的变化规模不成比例,储层改造增产效果未达到预期目标,没有实现单井产量的有效提高(图1)。经分析,主要存在以下两个方面的原因。

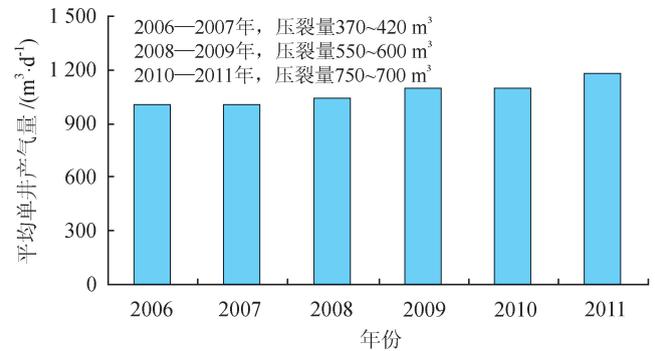


图1 历年平均单井产气量的变化图

1)目前的煤层压裂施工工艺设计是建立在对煤储层力学性质、裂隙系统及非均质性、地应力对压裂裂缝的影响控制因素认识不清的基础上,还不适应煤层地质的要求,没有形成有效的类似“网状裂缝”系统。由煤层的基本物性参数可知(表1),其基本特征同常规砂岩存在明显的不同,此特征通过压裂只可造宽缝,不能造长缝,裂缝沟通的范围也和常规砂岩不同^[1]。目前的压裂工艺应用于煤层气开发只是对近井周围的处理,改善了井筒周围煤层的物性。

表1 不同岩性杨氏模量及泊松比表

岩性	杨氏模量/ GPa	泊松比	岩性	杨氏模量/ GPa	泊松比
泥岩	2.84	0.28	致密砂岩	7.02	0.23
煤	0.90	0.33	石灰岩	6.74	0.24
细砂岩	5.82	0.25			

2)储层压裂改造改善井筒周围煤层物性的同时带来了3种弊病:①提高了地层压力,与煤层气降压解吸产气机理相悖,可能产生大幅降低排采效率的问题;②因为大量压裂液挤进煤层,造成煤层外来水越来越多,排水的时间也相应增长,降低了排采效率;③降低了部分地区的解吸压力,实验证明^[2],在含水饱和度低的区域,外来水进入支撑剂之外的煤层微观孔隙后,因静电力作用,紧贴甲烷被吸附,这样甲烷分子会同时受到静电力和吸附力的双重作用,更难解吸,最后会在支撑剂之外形成低解吸压力区带。

通过以上分析可知,目前煤层直井水力压裂改造不是煤层气开发最有效的增产技术。

1.4 多分支水平井单井产量高,总体产能到位率低

目前实施的多分支水平井多数未能实现预期产量,虽然部分多分支水平井最高单井日产气量曾达到

$6 \times 10^4 \text{ m}^3$ 以上,开采 6 年后日产气量仍可达到 $4 \times 10^8 \text{ m}^3$,累积产气近亿立方米,远高于直井产量,但高产井比例总体较少,低效井比例大(表 2)。

表 2 各区块多分支水平井产量统计表

日产气量/ m^3	F1-2 区块		F-C1 区块		Z2-2 区块		Z3 区块	
	井数/口	单井日产量/ m^3	井数/口	单井日产量/ m^3	井数/口	单井日产量/ m^3	井数/口	单井日产量/ m^3
不产气	13				14		2	
1~1 000	17	438			14	449	1	862
1 000~2 000	3	1 232			7	1 325		
2 000~5 000	11	3 328	1	4 348	7	3 220		
5 000~10 000	5	7 205			3	6 212		
大于 10 000	7	16 903	3	27 114	1	15 804		
平均值		3 609		21 423		1 577		287

目前实施的多分支水平井由于采用裸眼完井方式,完井工程不能保证井眼畅通无阻,没有可监测、维护、增产、作业的有效治理措施,管控难度较大,裸眼完井工艺带来诸多困难,造成成功率低下。但从开发区水平井的应用优势来看,完井工艺一旦突破,水平井开发对煤层气产业的发展将起到决定性作用。

1.5 现场管控总体缺乏科学依据

目前煤层气排采管控的原则是“稳定、连续、渐变、

缓慢”。煤层气排水降压的核心是排水,对于如何在达到解吸压力之前短时间内排出更多的水,扩大压降控制半径,保障稳定供气等问题,目前缺乏科学的控制依据。

从提高储层物性的层面来看,需要进一步验证过慢的排采速度能否提高储层的渗透率。根据 17-6 井快慢抽排测试试验结果(表 3),适当的快速抽排后增加了储层渗透率。无论快排还是慢排,其对于储层物性的改善目前都缺乏理论的支持。

表 3 17-6 井快慢抽排测试试验结果表

测试	开井/ d	关井/ d	采出水/ m^3	日产水/ m^3	流压下降/ MPa	压后渗透率/ mD	流动压差/ MPa	裂缝半长/ m	压力边界/ m
1	7.5	40	34	4.48	1.84	1.98	4.27	125	305
2	17.0	41	144	8.46	4.9	2.57	5.58	125	356

2 对煤层气后续开发的思考与建议

2.1 改变产能建设模式,提高产建效率

过去煤层气产能建设模式基本上是整体推进,由于煤储层的含气及物性特征并非均匀分布,而是随着构造和沉积的变化而变化的,因此造成低产低效区较多。在现有技术条件下应该先开发富集高产区,随着技术的进步,再开发低效区,逐步形成由点到片再到面的产能建设模式,提高开发效益。

2.2 改进地质研究,科学设计井位和井型

国内外开发实践证明,无论煤阶高低,煤层都具有一定含气量的基础,其储层物性越好就越容易获得高产。同一富集类型的煤层气田产量高低受物性控制,华北油田的成庄、郑村、樊庄区块就证明了这点,国内其

他煤层气开发区块和澳大利亚的 Surat、Bowen 盆地低阶煤的开发情况,也印证了物性是高产的主导因素。

不同地质条件的区块,获得高产的难度不同,需要相应的开发技术做支撑,不能简单地复制。在同一区块提高储层物性的方法主要是压裂和水平井钻井。目前的压裂方式存在的弊端还没有有效的解决方法,水平井钻井要尽量垂直裂缝方向,沟通较多的裂缝才能提高渗透率。需要重点研究三个方面的地质内容:①区域应力的变化状况,搞清裂隙的发育状况;②区域构造的分布状况,搞清断裂体系;③区域含气性的规律,搞清富集区域,在此基础上科学设计井型,提高地质设计水平。

2.3 用辩证思维的方式,构建主体技术

因煤层渗透率低、产量低,应该加大压裂改造的力度,这是一种突破不了常规油气开发方式的思维,目前

以压裂为主体工艺的开发区块提高产量难度大,正是该问题的具体体现。

思考煤层气单井产量提高的问题,首先要考虑目前压裂工艺的利弊,利的方面是改善了近井周围的渗透率;弊的方面首先是压裂提高了地层压力,与煤层气开发需要降压相矛盾,其次是大量的压裂液进入地层,降低解吸压力,缩短泄压半径,降低了开发效率。煤层气开采应用辩证思维的方式来研究主体技术,充分考虑煤层有机成分占主体的地质特性,工程技术由过去的改造向水平井有效疏通地层的方式转变。

2.4 改变水平井的设计,提高技术的适用性

多分支水平井投资太高,每口井超过了1 000万元,成功率太低。今后的水平井设计从解决以下问题为出发点:首先要解决投资高的问题,把复杂的井型向简单型转变;其次解决裸眼完井存在的弊病问题,水平井下支撑管柱,实现可作业、可维护。

按照垂直裂缝的地质设计,现场试验的L型水平井——平1井取得了阶段性的成功(图2),获得煤层气长度555 m,在没有压裂的前提下4个月产量上升到2 500 m³。与多分支水平井相比,其在投资、维护、作业及管控方面具有优势,采用水平井疏通裂缝可能更符合于煤层这种特殊的岩体。

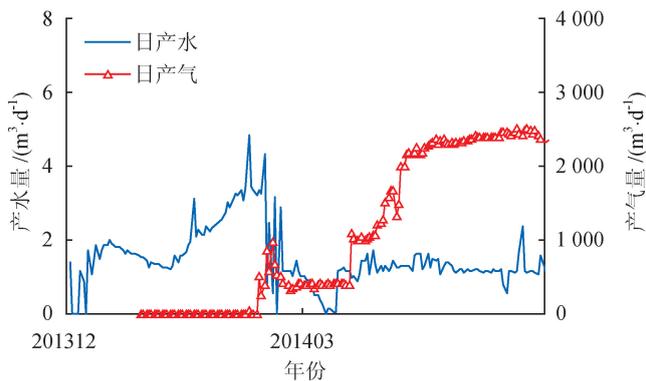


图2 平1井产量曲线图

2.5 改变压裂改造方式,提高单井产量

在攻克目前压裂方式对煤层气开采存在的弊端上下功夫,逐步完善低伤害第二代活性水压裂技术。

煤层气的开采同常规油气田开采有本质的区别,煤层气的开采有两个特征:①降压才能解吸产气;②大量外来水进入后会降低解吸压力。压裂设计和施工上要最大限度地解决这两个问题。

目前采取超低前置液中等液量压后一小时快速反排的做法取得了较好的效果。“变压能为动能”,加快液体返排减少水滞留时间,同时快速释放煤层附加的

压力,促使裂隙或割理张开,实现最低限度水滞留煤层的效果。1-44井使用压裂液400 m³,压后返排率达60%,目前日产气稳定在3 000 m³以上(图3)。

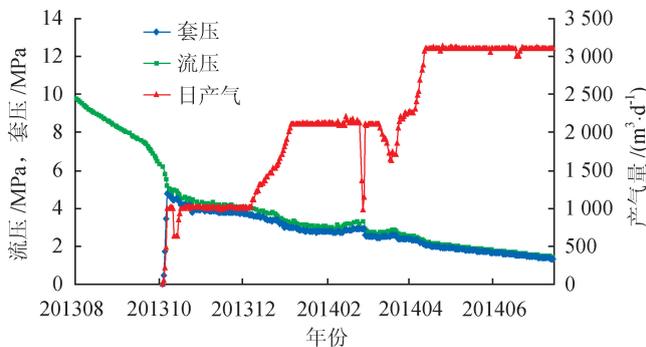


图3 1-44井排采曲线图

2.6 改变排采工艺,提高投资效益

研究煤层气产气机理及开采过程中煤储层的应力应变及动态渗透率的变化规律,现场试验与室内实验紧密结合,科学化排采管控技术,提高排采效率。

改变排采工艺,提高投资效益。采用同心管射流泵无杆排采工艺,彻底解决抽油杆与油管的偏磨问题,解决因偏磨产生的卡泵、无液等生产现象,同时满足大斜度单井台多井数的丛式井及水平井的排采,水平井不钻洞穴井,节约了投资。使钻井设计既可以上倾又可以下倾,井型及井位设计多样性的空间更加宽广。

3 结束语

随着煤层气开发空间的不断扩大,煤层气开发比常规油田更加复杂,需要高新技术的支撑,单井产量的提高和技术进步的需求越来越迫切,采用辩证思维的方式可以合理研究煤层气的技术。

参 考 文 献

- [1] 罗平亚.关于大幅度提高我国煤层气井单井产量的探讨[J].天然气工业,2013,33(6):1-6.
Luo Pingya. A discussion on how to significantly improve the single-well productivity of CBM gas wells in China[J]. Natural Gas Industry, 2013, 33(6): 1-6.
- [2] 李祥春, 聂百胜.煤吸附水特性的研究[J].太原理工大学学报, 2006, 37(4): 417-419.
Li Xiangchun, Nie Baisheng. Study of characteristics of coal adsorbing water[J]. Journal of Taiyuan University of Technology, 2006, 37(4): 417-419.