

# 精细控压压力平衡法固井技术的应用实践

马 勇<sup>1</sup> 郑有成<sup>1</sup> 徐冰青<sup>1</sup> 陈力力<sup>1</sup> 刘世彬<sup>2</sup>

1. 中国石油西南油气田公司工程技术处 2. 中国石油川庆钻探工程公司井下作业公司

**摘 要** 精细控压钻井技术多用于解决同一裸眼油气井段存在多压力系统、窄安全密度窗口地层的安全钻进难题,其尾管固井作业若采用常规方法,在满足小间隙尾管固井顶替效率的前提下,施工过程中必然造成井漏;若采用“正注反打”工艺,固井质量又难以满足后期超深井试油工程的需要。为此,以四川盆地剑阁构造上所钻龙岗 70 井  $\text{O}114.3\text{ mm}$  尾管固井作业为例,探索精细控压压力平衡法固井技术在多储层、高低压互存、长裸眼段 (859 m) 中的固井应用。具体做法如下:①采取了确保水泥浆环空充填效率、固井施工全过程压力平衡等针对性的技术措施;②依靠精细控压钻井装置和中心管泵注加重钻井液的方式,精确控制环空压力平衡来降低钻井液密度,实现窄安全密度窗口地层的固井施工全过程井筒压力平稳。现场试验结果表明,该井  $\text{O}114.3\text{ mm}$  尾管固井质量良好,分阶段降密度期间喇叭口无窜流,试压合格。结论认为,该方法能够提高复杂超深气井尾管的固井质量,改善了后期高压气井试油安全作业的井筒条件。

**关键词** 超深井 尾管固井 窄安全密度窗口地层 精细控压 压力平衡法 井漏 四川盆地 龙岗 70 井

DOI: 10.3787/j.issn.1000-0976.2017.08.007

## Application precise MPD & pressure balance cementing technology

Ma Yong<sup>1</sup>, Zheng Youcheng<sup>1</sup>, Xu Bingqing<sup>1</sup>, Chen Lili<sup>1</sup> & Liu Shibin<sup>2</sup>

(1. Engineering Technology Department of PetroChina Southwest Oil & Gas Field Company, Chengdu, Sichuan 610051, China; 2. Downhole Operation Company of CNPC Chuanqing Drilling Engineering Co., Ltd., Chengdu, Sichuan 610051, China)

NATUR. GAS IND. VOLUME 37, ISSUE 8, pp.61-65, 8/25/2017. (ISSN 1000-0976; In Chinese)

**Abstract:** The precise managed pressure drilling (MPD) technology is mainly used to deal with the difficulties encountered when oil and gas open hole sections with multiple pressure systems and the strata with narrow safety density window are drilled through. If its liner cementing is carried out according to the conventional method, lost circulation is inevitable in the process of cementing while the displacement efficiency of small-clearance liner cementing is satisfied. If the positive and inverse injection technology is adopted, the cementing quality cannot meet the requirements of later well test engineering of ultradeep wells. In this paper, the cementing operation of  $\text{O}114.3\text{ mm}$  liner in Well Longgang 70 which was drilled in the Jiange structure of the Sichuan Basin was taken as an example to explore the application of the cementing technology based on the precise MPD and pressure balancing method to the cementing of long open-hole sections (as long as 859 m) with both high and low pressures running through multiple reservoirs. On the one hand, the technical measures were taken specifically to ensure the annulus filling efficiency of slurry and the pressure balance in the whole process of cementing. And on the other hand, the annulus pressure balance was precisely controlled by virtue of precise MPD devices and by injecting heavy weight drilling fluids through central pipes, and thus the wellbore pressure was kept steady in the whole process of cementing in the strata with narrow safety density window. It is indicated that  $\text{O}114.3\text{ mm}$  liner cementing in this well is good with qualified pressure tests and no channeling emerges at a funnel during the staged density reduction. It is concluded that this method can enhance the liner cementing quality of complex ultradeep gas wells and improve the wellbore conditions for the later safe well tests of high-pressure gas wells.

**Keywords:** Ultradeep well; Liner cementing; Narrow safety density window; Precise MPD; Pressure balancing method; Lost circulation; Sichuan Basin; Well Longgang 70

四川盆地地质条件复杂，纵向上存在 20 余套含油气层系，深井超深井多采用  $\varnothing 508.0 \text{ mm} \times \varnothing 339.7 \text{ mm} \times \varnothing 244.5 \text{ mm} \times \varnothing 177.8 \text{ mm} \times \varnothing 127.0 \text{ mm}$  套管层序或  $\varnothing 508.0 \text{ mm} \times \varnothing 365.1 \text{ mm} \times \varnothing 273.1 \text{ mm} \times \varnothing 219.08 \text{ mm} \times \varnothing 168.3 \text{ mm} \times \varnothing 114.3 \text{ mm}$  套管层序的井身结构，同一裸眼井段常钻遇多压力系统、窄安全密度窗口地层、高压气层。这也给尾管固井尤其是小尾管固井带来巨大挑战，提高顶替效率难度大，井控安全风险高。目前，窄安全密度窗口地层已成为制约深井超深井安全钻进的瓶颈难题，精细控压钻井技术可有效解决窄安全密度窗口钻井问题<sup>[1-6]</sup>。龙岗 70 井  $\varnothing 139.7 \text{ mm}$  井眼钻井过程中采用精细控压钻井技术完成裸眼段钻进， $\varnothing 114.3 \text{ mm}$  尾管固井采用常规方法固井，必然造成满足小间隙顶替效率就极易发生井漏；若采用“正注反打”工艺，固井质量难以满足后期超深井试油工程需要。因此，为了既满足小间隙尾管固井顶替效率，又满足窄安全密度窗口地层固井压力平衡，探索性地采用了精细控压压力平衡法固井，实验结果表明：龙岗 70 井  $\varnothing 114.3 \text{ mm}$  尾管固井质量良好，试压合格。

### 1 龙岗 70 井基本情况

龙岗 70 井是中国石油西南油气田公司部署在四川盆地剑阁构造的一口预探井，原设计井深 7 005 m，目的层为长兴组。该井 2015 年 10 月 18 日开钻，第五次开钻  $\varnothing 190.5 \text{ mm}$  井眼中完井深 6 934 m（二叠系吴家坪组顶），下  $\varnothing 168.3 \text{ mm}$  尾管固井。为进一步了解川西地区下二叠统储层发育及含流体情况，补充设计加深钻进至下二叠统，加深设计完钻垂深 7 650 m，钻穿栖霞组进入梁山组 10 m 完钻（图 1）。

为确保下部高压地层安全钻进，该井回接  $\varnothing 193.68 \text{ mm} + 177.8 \text{ mm}$  套管至井口后，六开采用  $\varnothing 139.7 \text{ mm}$  钻头钻进。 $\varnothing 139.7 \text{ mm}$  井眼钻进存在超深、高温、含硫，同一裸眼井段存在多层区域性储层、高低压互存、小井眼井段长，极易出现上喷下漏、压差卡钻，井控安全风险高。实钻过程中，共钻遇 10 个显示层、4 个漏层，地层出水 4 次，漏、涌交替发生，其中二叠系茅口组实钻钻井液密度介于  $1.95 \sim 2.05 \text{ g/cm}^3$ ，采用密度  $1.95 \text{ g/cm}^3$  钻井液钻进，井口控压  $0.8 \sim 1.9 \text{ MPa}$ ，全烃一直维持在  $30\% \sim 33\%$ ，出口点点燃，火焰高度介于  $4 \sim 5 \text{ m}$ ，

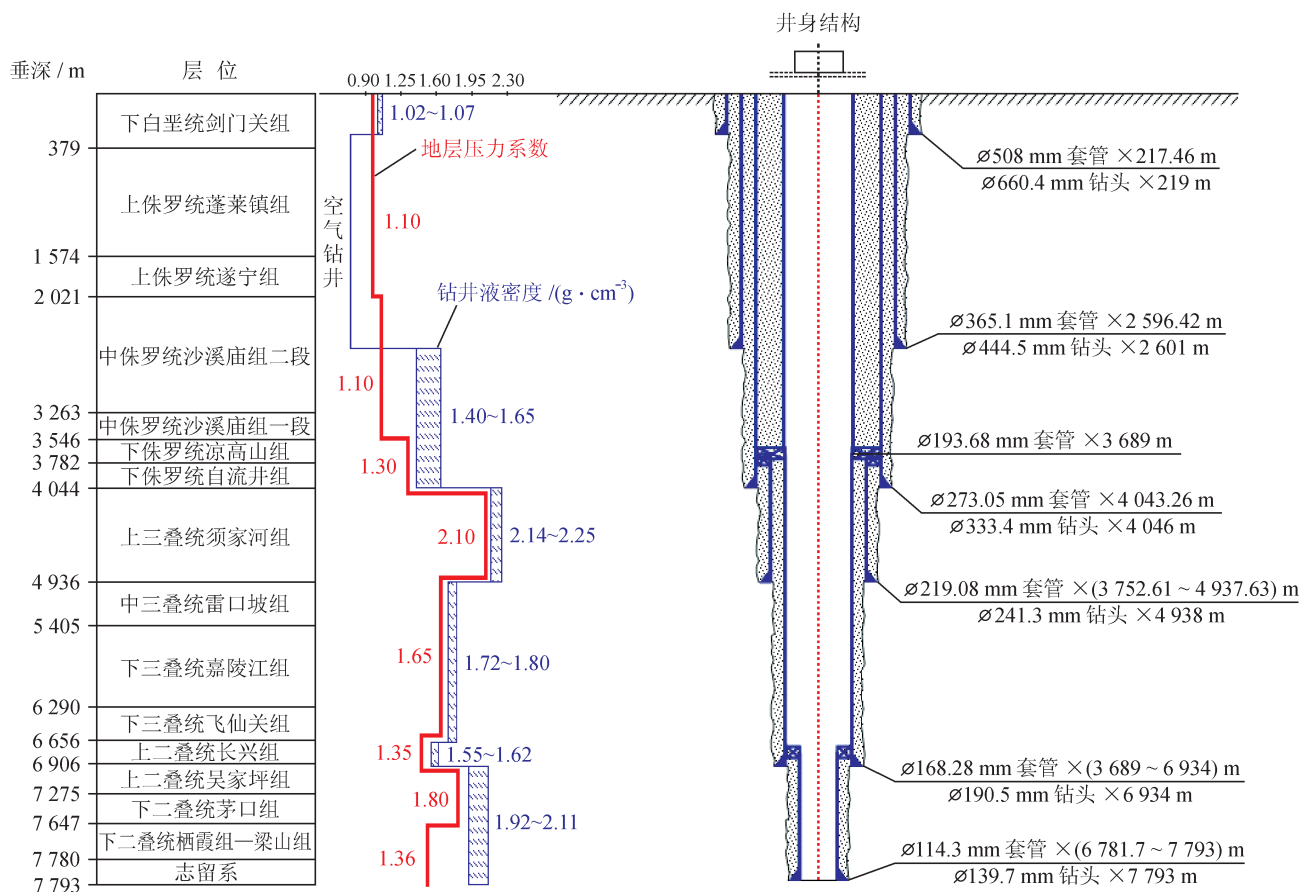


图 1 龙岗 70 井实钻井身结构示意图

加重至  $1.98 \text{ g/cm}^3$  后全烃降至 16.19%，火灭，但井下处于微漏状态，承压堵漏非常困难，钻井液性能维护处理难度大。二叠系栖霞组设计压力系数 1.36，被迫采用  $1.97 \sim 2.00 \text{ g/cm}^3$  的高密度钻井液钻进，井底压差高达 48 MPa，压差卡钻、井漏风险高。通过强化钻井液润滑性、优化高密度钻井液流变性，采用“模拟接单根法”缩短钻具静止时间来预防钻具黏卡，应用精细控压钻井技术确保压力平稳，顺利钻至井深 7 793 m 完钻。

## 2 $\text{O}114.3 \text{ mm}$ 尾管固井难点

第六次钻进井眼尺寸为  $\text{O}139.7 \text{ mm}$ ， $\text{O}114.3 \text{ mm}$  尾管固井集超深井、小尾管、长裸眼段（859 m）、窄安全密度窗口、高低压互存于一身，主要固井难点如下：

1) 井漏风险大，环空水泥浆充填效果难以保证。二叠系吴家坪组、栖霞组共钻遇 4 个漏层，分别在 7 213.50 ~ 7 214.00 m、7 248.93 ~ 7 249.32 m（吴家坪组）以及 7 678.50 ~ 7 683.00 m、7 691.26 ~ 7 691.33 m（栖霞组）井段漏失密度  $2.03 \sim 2.05 \text{ g/cm}^3$  的钻井液  $260 \text{ m}^3$ 、密度  $2.0 \text{ g/cm}^3$  的钻井液  $88.3 \text{ m}^3$ 。加之环空间隙小，施工过程中极易发生井漏。

2) 气显示层多，安全密度窗口窄，压稳防窜难度大。实钻过程中，分别在吴家坪组、茅口组、栖霞组钻遇 4 个、5 个和 1 个显示层，水泥浆防气窜性能要求高。茅口组实钻钻井液密度介于  $1.95 \sim 2.05 \text{ g/cm}^3$ ，钻进、起下钻期间井筒溢、漏同存，井下无法达到平稳状态，起下一趟钻耗时最长达 382 h，常规钻井工艺难以满足安全起钻条件。钻井液密度  $1.99 \text{ g/cm}^3$  的条件下，静止 8.8 h，后效峰值最高 77.39%，出口钻井液密度  $1.99 \text{ g/cm}^3$  下降至  $1.88 \text{ g/cm}^3$ 。

3) 超深井小间隙尾管固井，提高顶替效率难度大。钻井液密度高（ $2.10 \text{ g/cm}^3$ ），限制了钻井液、隔离液和水泥浆的密度极差，三者密度、流变性难以形成梯级匹配，泵替排量受限，顶替效率难以保证。裸眼段平均井径为 156.05 mm，单位环容为 8.87 L/m，其中 7 010 ~ 7 150 m 井段存在“大肚子”井段，平均井径为 171.99 mm，单位环容 12.97 L/m，施工过程中大肚子井段钻井液易与水泥浆掺混，可能引发高泵压，进一步加大超深井尾管固井安全施工风险。

4) 水泥浆高温条件下性能要求高。

## 3 主要固井技术措施

紧密围绕既要满足  $\text{O}114.3 \text{ mm}$  尾管的小间隙固井顶替效率，又要满足窄安全密度窗口地层固井压力平衡的技术要求，制订相应的针对性技术措施<sup>[7-14]</sup>。

### 3.1 降低井漏风险，确保环空水泥浆充填效果的措施

1) 下送尾管控制好下放速度，平稳操作，严禁猛提、猛放、猛刹，缓慢匀速下放，预防压力激动诱发井漏。

2) 优化钻井液流变性（ $FV < 50 \text{ s}$ 、 $YP < 9 \text{ Pa}$ ， $PV$  介于  $50 \sim 55 \text{ mPa} \cdot \text{s}$ ），在压稳吴家坪组、茅口组高压气层的前提下，大幅降低循环压耗。

3) 下送尾管期间采用分段开泵顶通的方式，逐步破坏高密度钻井液的胶凝结构，预防套管下到位后再开泵的高泵压诱发井漏。

4) 下套管至设计井深后，以  $6 \sim 9 \text{ L/s}$  的排量开泵循环，验证不同排量下的地层承压能力，为泵注参数调整提供依据。钻井液密度为  $2.0 \text{ g/cm}^3$ ，采用  $9 \text{ L/s}$  排量循环时，栖霞组不漏。

5) 为预防固井作业期间井漏，在水泥浆体系中混入纤维材料和球形超细活性矿粉（粒径小于  $3 \mu\text{m}$ ），实现水泥的紧密堆积，增强水泥浆防漏性能。

### 3.2 降低井控风险，确保三压稳和防气窜的措施

1) 设计采用两凝水泥浆体系，水泥浆密度  $2.10 \text{ g/cm}^3$ ，两凝界面在井深 7 300.00 m。快干水泥浆采用加砂防漏水泥浆体系，封固 7 300.00 ~ 7 793.00 m 井段；缓凝水泥浆密度  $2.10 \text{ g/cm}^3$ ，封固 7 300.00 ~ 6 634.00 m 井段，考虑 150 m 长度的上水泥塞。

2)  $\text{O}114.3 \text{ mm}$  尾管重合段长度 150 m，采用一次性正注固井工艺。

3) 喇叭口水泥浆须在 18 h 内起强度，快干水泥浆须在 12 h 内起强度，实现以快治气。

4) 泵注隔离液、冲洗液、水泥浆、替浆、拆水泥头、拔中心管、起钻全过程中实现压力平衡，起钻需在 10 ~ 15 柱后循环、憋压候凝，确保施工前、施工过程中和候凝期间压稳吴家坪组、茅口组高压气层。

## 4 施工简况及效果

通过采取上述强化技术措施， $\text{O}114.3 \text{ mm}$  尾管顺利下至设计井深，全井钻井液密度由  $2.10 \text{ g/cm}^3$  降



至  $2.0 \text{ g/cm}^3$  后, 以  $8 \text{ L/s}$  的排量循环未漏, 栖霞组漏层当量钻井液密度达  $2.14 \text{ g/cm}^3$ , 具备了一次性正注上返的条件。固井作业时, 快干、缓凝水泥浆均采用批混, 保证水泥浆密度均匀, 确保入井水泥浆性能与设计水泥浆性能一致。注替全过程采用精细控压压力平衡法固井工艺, 排量  $7 \sim 8 \text{ L/s}$ , 确保固井全过程井筒平稳, 停泵时茅口组当量钻井液密度高于  $2.10 \text{ g/cm}^3$ , 实现了对高压气层的压稳。固井施工完后, 井口憋压  $8 \text{ MPa}$  候凝。

$\varnothing 114.3 \text{ mm}$  尾管 CBL/VDL 电测解释合格率为  $90.90\%$ 、优质率达  $86.57\%$  (图 2)。为确保井下安全, 采用分段降密度的方式进行验窜, 分别采用密度  $1.80 \text{ g/cm}^3$  钻井液替出密度  $2.10 \text{ g/cm}^3$  钻井液、密度  $1.51 \text{ g/cm}^3$  钻井液替出密度  $1.80 \text{ g/cm}^3$  钻井液、清水替出密度  $1.51 \text{ g/cm}^3$  钻井液对喇叭口进行引流测试, 静止观察期间出口均无异常。全井清水试压  $75.5 \text{ MPa}$ ,  $30 \text{ min}$  压降为  $0.4 \text{ MPa}$ , 试压合格。

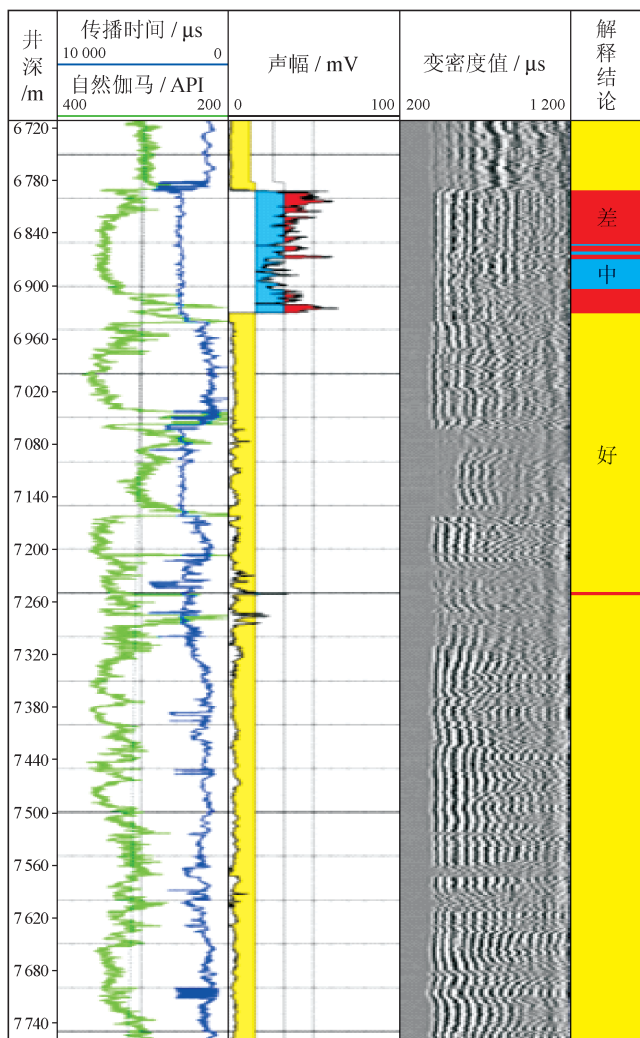


图 2 龙岗 70 井  $\varnothing 114.3 \text{ mm}$  尾管固井质量测井解释图

## 5 认识及建议

1) 该井  $\varnothing 114.3 \text{ mm}$  尾管固井开创了四川地区复杂超深井小井眼精细控压压力平衡法固井先河, 现场试验取得初步成功, 为提高深井超深井尾管固井质量提供了很好的技术思路。

2) 精细控压压力平衡法固井前, 必须与实钻情况进行有机结合, 详细分析井下情况, 制订针对性技术措施, 优化精细控压技术措施, 确保尾管固井施工全过程井筒压力平稳。

3) 建议继续开展精细控压压力平衡法固井试验, 并完善相关固井工艺。

### 参 考 文 献

- [1] 周英操, 杨雄文, 方世良, 刘伟, 纪荣艺. PCDS-I 精细控压钻井系统研制与现场试验 [J]. 石油钻探技术, 2011, 39(4): 7-12.  
Zhou Yingcao, Yang Xiongwen, Fang Shiliang, Liu Wei & Ji Rongyi. Development and field test of PCDS-I precise managed pressure drilling system [J]. Petroleum Drilling Techniques, 2011, 39(4): 7-12.
- [2] 左星, 周井红, 刘庆. 精细控压钻井技术在高石 001-X4 井的实践与认识 [J]. 天然气勘探与开发, 2016, 39(3): 70-72.  
Zuo Xing, Zhou Jinghong & Liu Qing. Application of fine managed pressure drilling to GS001-X4 well [J]. Natural Gas Exploration and Development, 2016, 39(3): 70-72.
- [3] 赖敏斌, 樊洪海, 彭齐, 纪荣艺, 马光曦, 黄梅, 等. 井底恒压控压钻井井口回压分析研究 [J]. 石油机械, 2015, 43(11): 13-17.  
Lai Minbin, Fan Honghai, Peng Qi, Ji Rongyi, Ma Guangxi, Huang Mei, et al. Analysis on the back pressure of constant bottomhole pressure MPD [J]. China Petroleum Machinery, 2015, 43(11): 13-17.
- [4] 左星, 杨玻, 海显贵. 精细控压钻井技术在磨溪—高石梯海相地层应用可行性分析 [J]. 钻采工艺, 2015, 40(4): 15-17.  
Zuo Xing, Yang Bo & Hai Xiangui. Feasibility analysis of precise managed pressure drilling technology in Moxi-Gaoshiti formation [J]. Drilling & Production Technology, 2015, 40(4): 15-17.
- [5] 晏凌, 吴会胜, 晏琰. 精细控压钻井技术在喷漏同存复杂井中的应用 [J]. 天然气工业, 2015, 35(2): 59-63.  
Yan Ling, Wu Huisheng & Yan Yan. Application of precise MPD in kick & loss wells [J]. Natural Gas Industry, 2015, 35(2): 59-63.
- [6] 李军, 何淼, 柳贡慧, 段永贤, 陈军. 控压钻井起下钻钻井液帽优化设计 [J]. 石油机械, 2016, 44(12): 21-24.  
Li Jun, He Miao, Liu Gonghui, Duan Yongxian & Chen Jun. Optimization design of mud cap for MPD tripping [J]. China Petroleum Machinery, 2016, 44(12): 21-24.
- [7] 马勇, 姚坤全, 付华才, 陈敏, 刘德平. 非常规条件下超深漏失井尾管固井作业——以云安 002-7 井为例 [J]. 天然气工业, 2012, 32(9): 71-73.

- Ma Yong, Yao Kunquan, Fu Huacai, Chen Min & Liu Deping. Liner cementing of ultra-deep absorption well under unconventional conditions: A case study of Yun'an Well 002-7 in the Yun'anchang structure, East Sichuan Basin[J]. Natural Gas Industry, 2012, 32(9): 71-73.
- [8] 李晓春, 李坤, 刘锐, 黄盛, 辜涛, 张兴国, 等. 塔里木盆地超深天然气井全过程塞流防漏注水泥技术[J]. 天然气工业, 2016, 36(10): 102-109.
- Li Xiaochun, Li Kun, Liu Rui, Huang Sheng, Gu Tao, Zhang Xingguo, et al. Plug flow based full-process leakage-proof cementing technology for ultra-deep gas wells in the Tarim Basin[J]. Natural Gas Industry, 2016, 36(10): 102-109.
- [9] 黄洪春, 刘爱萍, 陈刚, 卢红. 川渝气区“三高”气井固井技术研究[J]. 天然气工业, 2010, 30(4): 70-73.
- Huang Hongchun, Liu Aiping, Chen Gang & Lu Hong. Cementing technologies for gas wells with high pressure and high sulfur content and high risk in Sichuan and Chongqing gas fields[J]. Natural Gas Industry, 2010, 30(4): 70-73.
- [10] 赵常青, 张军, 孙海芳, 孙永兴, 曾凡坤, 张成金. M-G 区块高压气井尾管固井技术[J]. 钻采工艺, 2014, 37(2): 12-15.
- Zhao Changqing, Zhang Jun, Sun Haifang, Sun Yongxing, Zeng Fankun & Zhang Chengjin. Drilling liner cementing technology in high pressure gas wells of M-G block[J]. Drilling & Production Technology, 2014, 37(2): 12-15.
- [11] 马勇, 刘伟, 唐庚, 张洪印, 谢明华, 周剑, 等. 川渝地区“三高”气田超深井固井隔离液应用实践[J]. 天然气工业, 2010, 30(6): 77-79.
- Ma Yong, Liu Wei, Tang Geng, Zhang Hongyin, Xie Minghua, Zhou Jian, et al. Application of spacer fluid for cementing ultra-deep wells in Sichuan and Chongqing "three highs" gas fields[J]. Natural Gas Industry, 2010, 30(6): 77-79.
- [12] 林强, 陈敏, 周利, 徐峰, 程常修. 非常规短尾管固井技术在大斜度井的应用[J]. 天然气工业, 2005, 25(10): 49-51.
- Lin Qiang, Chen Min, Zhou Li, Xu Feng & Cheng Changxiu. Application of cementing technique with abnormal short liner to high-inclination wells[J]. Natural Gas Industry, 2005, 25(10): 49-51.
- [13] 刘世彬, 宋艳, 李兵, 徐峰. LG 地区超深井固井工艺技术[J]. 天然气工业, 2009, 29(10): 65-68.
- Liu Shibin, Song Yan, Li Bing & Xu Feng. Cementing technology used in the ultra-deep wells at the LG area[J]. Natural Gas Industry, 2009, 29(10): 65-68.
- [14] 李福德, 曾毅. 川东地区固井技术[J]. 天然气工业, 2003, 23(1): 47-49.
- Li Fude & Zeng Yi. Well cementing techniques in East Sichuan[J]. Natural Gas Industry, 2003, 23(1): 47-49.

(修改回稿日期 2017-06-05 编辑 凌 忠)

## 中国煤系气综合调查获重大突破

2017年7月14日,中国地质调查局组织专家对在贵州六盘水地区实施的杨煤参1井成果进行鉴定。杨煤参1井连续50天稳产煤层气3600 m<sup>3</sup>以上,最高日产气量达4656 m<sup>3</sup>,创下西南地区煤层气直井单井日产量新高和稳产日产气量新高,实现了我国煤系气(煤层气、页岩气、致密砂岩气)综合调查的重大突破。截至目前,该井已累计产气26.92×10<sup>4</sup> m<sup>3</sup>,后期排采产量有望再上新台阶。据初步估算,杨煤参1井所在的杨梅树向斜煤系气地质资源丰度为4.79×10<sup>8</sup> m<sup>3</sup>/km<sup>2</sup>,煤系气资源量达366×10<sup>8</sup> m<sup>3</sup>,比单纯的煤层气提高了6倍。

除杨煤参1井外,在鸡西盆地实施的鸡煤参1井,最高日产气量1928 m<sup>3</sup>,已累计产气量16.15×10<sup>4</sup> m<sup>3</sup>;在新疆准南地区实施的新乌参1井,最高日产气量1724 m<sup>3</sup>,已累计产气量10.10×10<sup>4</sup> m<sup>3</sup>;在四川盆地南部实施的川高参1井,最高日产气量2026 m<sup>3</sup>,已累计产气量3.68×10<sup>4</sup> m<sup>3</sup>。上述探井均获得工业气流(超过煤层气直井单井工业气流800 m<sup>3</sup>/d标准),实现了新区煤系气调查的重大突破,随着排采的进行,日产气量还有望获得新高。

煤层气是优质清洁能源和化工原料,我国资源丰富。目前,制约我国煤层气产业化发展的瓶颈是基础研究薄弱、平均单井产量低、生产周期短、投资效益低。中国地质调查局坚持以科技创新为引领,创新思路,从单一以“煤层”为目标层拓展为煤系中的“煤层、炭质泥岩、致密砂岩”多个目标层,对整个煤系中的煤层气、页岩气、致密砂岩气进行综合调查评价,大幅拓展了传统的“煤层气”的烃源岩和储集层厚度,揭示了煤系气的巨大资源潜力。通过完善钻井和压裂改造工艺,建立动液面、井底流压、套压等一体化的精细压差控制排采技术,确保单井持续稳定的生产能力。

(天工 摘编自中国地质调查局网站)