

# 页岩气钻完井技术现状及难点分析

崔思华<sup>1,2</sup> 班凡生<sup>3</sup> 袁光杰<sup>3</sup>

1. 中国石油大学(北京) 2. 中国石油勘探开发研究院廊坊分院 3. 中国石油集团钻井工程技术研究院

崔思华等. 页岩气钻完井技术现状及难点分析. 天然气工业, 2011, 31(4): 72-75.

**摘 要** 页岩气勘探开发在中国刚刚起步, 缺乏相关技术经验。为此, 介绍了国外页岩气钻完井技术现状及最新进展。国外页岩气开发先后经历了直井、单支水平井、多分支水平井、丛式井、丛式水平井钻井(PAD 水平井)的发展历程; 目前水平井已成为页岩气开发的主要钻井方式, 页岩气水平井钻井要考虑其成本, 垂直井段的深度不超过 3 000 m, 水平井段的长度介于 500~ 2 500 m; PAD 水平井钻井利用一个钻井平台作为钻井点, 先后钻多口水平井, 可以降低成本、节约时间, 是比较新的页岩气钻井技术; 页岩气固井主要采用泡沫水泥固井技术, 完井方式以套管固井后射孔完井为主。在综合分析国外页岩气钻完井技术及钻完井难点的基础上, 指出国内页岩气钻井应着力解决在保持井壁稳定、预防事故、降低钻井成本、研发配套仪器和优选钻井液配方等方面存在的问题。

**关键词** 页岩气 钻井技术 现状及难点 水平井 欠平衡钻井 固井 完井 钻井液配方

DOI: 10.3787/j.issn.1000-0976.2011.04.017

页岩气是以多种相态存在、主体上富集于泥页岩(部分粉砂岩)地层中的天然气聚集, 页岩气具有储量大、生产周期长等特点, 全世界页岩气总资源量约为  $456 \times 10^{12} \text{ m}^3$ 。目前美国已经在密歇根、印第安纳等多个盆地实现了页岩气的商业开采。

页岩气藏的储层一般呈低孔隙度、低渗透率的物性特征, 气流的阻力比常规天然气大, 采收率比常规天然气低, 一般需要实施储层压裂改造才能开采出来<sup>[1-2]</sup>, 页岩气开发的成本也就相对增加了。因此, 为了获得较高的收益率, 需要加快钻井速度, 提高单井产能, 延长开采期限<sup>[3]</sup>。

## 1 页岩气钻井发展历程

美国在页岩气开发方面走在了世界的前列, 已进入页岩气开发的快速发展阶段, 其页岩气产量已占到美国天然气总产量的相当份额; 加拿大商业开采还处于起步阶段, 1998 年底开始页岩气商业开采, 2008 年的日产量超过  $2.3 \times 10^6 \text{ m}^3$ ; 而欧洲才刚刚起步。

自从美国 1821 年完钻世界上第一口页岩气井以

来<sup>[4]</sup>, 页岩气钻井先后经历了直井、单支水平井、多分支水平井、丛式井、PAD 水平井钻井(丛式水平井)的发展历程。直井主要目的用于试验, 了解页岩气藏特性, 获得钻井、压裂和投产经验, 并优化水平井钻井方案, 2002 年以前, 直井是美国页岩气开发的主要钻井方式; 水平井主要用于生产, 可以获得更大的储层泄流面积, 得到更高的天然气产量, 随着 2002 年 Devon 能源公司 7 口 Barnett 页岩气实验水平井取得巨大成功<sup>[5-7]</sup>, 水平井已成为页岩气开发的主要钻井方式; PAD 水平井钻井是利用一个钻井平台作为钻井点钻多口水平井, 可以降低成本、节约时间, 是比较新的页岩气钻井技术。

## 2 钻井工艺技术

水平井是页岩气藏成功开发的关键因素, 水平井的推广应用加速了页岩气的开发进程。在页岩气层钻水平井, 可以获得更大的储层泄流面积, 更高的天然气产量。根据美国页岩气开发的经验, 水平井的日均产气量及最终产气量是垂直井的 3~ 5 倍, 产气速率则提高

作者简介: 崔思华, 1971 年生, 高级工程师, 处长; 博士毕业于西南石油大学, 目前为中国石油大学(北京)在站博士后; 先后在中国石油勘探开发研究院廊坊分院天然气地质所、煤层气研究所、科技管理处工作, 主要从事天然气、煤层气及页岩气勘探开发研究工作, 负责的“中国大中型气田形成条件及分布规律”等多项课题获省部级成果奖。地址: (065007) 河北省廊坊市万庄 44 号信箱。电话: (010) 69213280, 18601229878。E-mail: cuisihua69@petrochina.com.cn

10倍,而水平井的成本则仅为垂直井的25%~50%。

国外在页岩气水平井钻井中主要采用的相关技术有<sup>[8]</sup>:①旋转导向技术,用于地层引导和地层评价,确保目标区内钻井;②随钻测井技术(LWD)和随钻测量技术(MWD),用于水平井精确定位、地层评价,引导中靶地质目标;③控压或欠平衡钻井技术,用于防漏、提高钻速和储层保护,采用空气作循环介质在页岩中钻进;④泡沫固井技术,用于解决低压易漏长封固水平段固井质量不佳的难题,套管开窗侧钻水平井技术降低了增产措施的技术难度;⑤有机和无机盐复合防膨技术,确保了井壁的稳定<sup>[9]</sup>。

另外,页岩气水平井钻井要考虑其成本,垂直井段的深度不超过3000m,水平井段的长度介于500~2500m。考虑到钻井完成后,页岩气开发要进行人工压裂,水平井延伸方位要垂直地层最大应力方向,这样才能保证沿着地层最大应力方向进行压裂。

欠平衡钻井时,人们有意识地在裸眼井段使井筒压力低于地层压力,当钻遇渗透性地层时,地层流体不断流入井筒并循环到地面以利于控制,页岩气用空气作循环介质在暗色页岩中钻进,可依据演化模式预测暗色页岩对扩散相天然气封闭的能力,以指导页岩气藏勘探,提高勘探开发水平。另外,在页岩气水平井钻井中,采用欠平衡钻井技术,实施负压钻井,能够避免损害储层。

美国肯塔基州派克县的派克31井是泥盆系页岩气井,1986年8月完钻,完钻井深1330m,在井深809m至完钻井底使用空气钻井,目的是在钻井时排出地层水以保持干净的井筒,便于识别天然裂缝和烃类进入井筒的情况。

### 3 固井技术

页岩气固井水泥浆主要有泡沫水泥、酸溶性水泥、泡沫酸溶性水泥以及火山灰+H级水泥等4种类型。其中火山灰+H级水泥成本最低,泡沫酸溶性水泥和泡沫水泥成本相当,高于其他两种水泥,是火山灰+H级水泥成本的1.45倍。

1)页岩气井通常采用泡沫水泥固井技术,由于泡沫水泥具有浆体稳定、密度低、渗透率低、失水量小、抗拉强度高特点。因此泡沫水泥有良好的防窜效果,能解决低压易漏长封固段复杂井的固井问题,而且水泥侵入距离短,可以减轻储层损害,泡沫水泥固井比常规水泥固井产气量平均高出23%。美国Oklahoma的Woodford页岩储层中就利用了这种泡沫水泥来固井,它确保了层位封隔同时又抵制了高的压裂压力。泡沫

水泥膨胀并填充了井筒上部,这种膨胀也可以有助于避免凝固过程中的井壁坍塌,泡沫水泥的延展性弥补了其低的压缩强度。

2)美国Bernatt页岩钻井过程用酸溶性水泥固井,酸溶性水泥提高了碳酸钙的含量,当遇到酸性物质水泥将会溶解,接触时间及溶解度影响其溶解过程。溶解能力是碳酸钙比例及接触时间的函数。常规水泥也是溶于酸的,但达不到酸溶性水泥的这个程度,常规水泥溶解度一般为25%,而酸溶性水泥溶解度则达到92%,较容易进行酸化压裂。

3)泡沫酸溶性水泥由泡沫水泥和酸溶性水泥构成,具有泡沫和酸溶性水泥的特点,同时兼备泡沫水泥和酸溶性水泥的优点。一种典型的泡沫酸溶水泥由H级普通水泥加上碳酸钙,以提高酸的溶解性,然后用氮气产生泡沫。该类型水泥固井不仅能够避免水泥凝固过程中的井壁坍塌,而且还能够提高压裂能力。

4)火山灰+H级水泥体系通过调整泥浆密度来改变水泥强度,用来有效防止漏失,同时有利于水力压裂裂缝,流体漏失添加剂和防漏剂的使用能有效防止水泥进入页岩层。这种水泥要能抵制住比常规水泥更高的压力。

## 4 完井技术

页岩气井的完井方式主要包括套管固井后射孔完井、尾管固井后射孔完井、裸眼射孔完井、组合式桥塞完井、机械式组合完井等。

套管固井后射孔完井(图1)的工艺流程是:在套管固井后,从工具喷嘴喷射出的高速流体射穿套管和岩石,达到射孔的目的,通过拖动管柱进行多层作业。其优点是免去下封隔器或桥塞,缩短完井时间,工艺相对成熟简单,有利于后期多段压裂,缺点是有可能造成水泥浆对储层的伤害。美国大多数页岩气水平井均采用套管射孔完井。

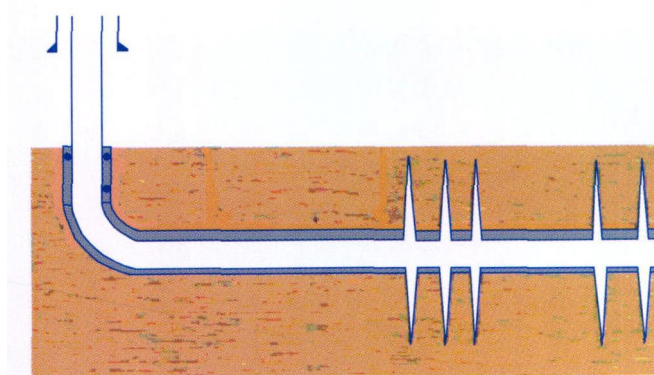


图1 套管固井后射孔完井示意图

尾管固井后射孔完井的优点是有利于多级射孔分段压裂,成本适中,但工艺相对复杂,固井难度较大,可能造成水泥浆对储层的伤害。裸眼射孔完井能够有效避免水泥浆对储层的伤害,避免注水泥时压裂地层,避免水泥侵入地层的原有孔隙当中,工艺相对简单,成本相对较低,缺点是后期多级射孔分段压裂难度较大,不易控制,后期完井措施难度加大。尾管固井后射孔完井及裸眼射孔完井在页岩气钻完井中不常用。

组合式桥塞完井<sup>[10]</sup>是在套管中用组合式桥塞分隔各段,分别进行射孔或压裂,这是页岩气水平井最常用的完井方法,其工艺流程是下套管、固井、射孔、分离井筒,但由于需要在施工中射孔、坐封桥塞、钻桥塞,因此也是最耗时的一种方法(图2)。

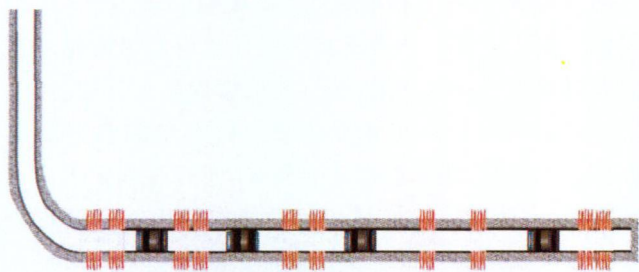


图2 组合式桥塞完井示意图

机械式组合完井是目前国外采用的一种新技术,采用特殊的滑套机构和膨胀封隔器,适用于水平裸眼井段限流压裂,一趟管柱即可完成固井和分段压裂施工。施工时将完井工具串下入水平井段,悬挂器坐封后,注入酸溶性水泥固井。井口泵入压裂液,先对水平井段末端第一段实施压裂,然后通过井口落球系统操控滑套,依次逐段进行压裂。最后放喷洗井,将球回收后即可投产。膨胀封隔器的橡胶在遇到油气时会自动发生膨胀,封隔环空、隔离生产层,膨胀时间也可控制,目前主要有Halliburton公司的Delta Stim完井技术。

## 5 钻完井难点及研究重点

### 5.1 难点分析

- 1) 由于页岩地层裂缝发育,长水平段(1 200 m左右)钻井中易发生井漏、垮塌等问题,造成钻井液大量漏失、卡钻、埋钻具等工程事故。
- 2) 页岩气水平井钻井中,水平段较长,摩阻、携岩及地层污染问题非常突出,钻井液好坏直接影响钻井效率、工程事故的发生率及储层保护效果。
- 3) 页岩气单井产能低,勘探开发成本高,需要优化钻井工艺及研发低成本钻井技术及其配套装备,提高采收率,降低钻井工程成本。

4) 固井水泥浆配方和工艺措施处理不当,会对页岩气储层造成污染,增加压裂难度,直接影响后期采气效果。

5) 完井方式的选择关系到工程复杂程度、成本及后期压裂作业的效果,适合的完井方式能有效简化工程复杂程度、降低成本,为后期压裂完井创造有条件。

### 5.2 需要重点解决的问题

1) 针对页岩具有易膨胀、易破碎的特点,开展页岩气钻井井壁稳定性研究,避免钻井过程中井壁的缩颈或坍塌。

2) 针对页岩地层特点,开展预防水平井钻井工程事故的研究,优选或研制有关事故预防和处理工具,避免卡钻、埋钻具等工程事故发生。

3) 深入开展适合页岩地层特点的控压或欠平衡钻井工艺技术研究,优化钻井液性能,降低钻具有效摩阻,提高钻井效率,预防井漏发生。

4) 根据页岩地层及浆埋深特点,有针对性的研究优化井身结构和完井方式,满足高效、安全、保质及低成本要求。

5) 根据地质和井深条件,研究合理优化的井下配套仪器(一般技术指标:工作温度低于150℃,工作压力小于140 MPa,工作时间120 h),以满足适合页岩特点的水平井钻井需要。

6) 开展页岩气水平井固井工艺和水泥浆配方研究(如泡沫水泥浆配方等),确保水平段优质固井质量要求,避免对储层的污染。

### 参 考 文 献

- [1] GALE J F W, REED R M, HOLDER J. Natural fractures in the Barnett Shale and their importance for hydraulic fracture treatment[J]. AAPG Bulletin, 2007, 91(4): 603-622.
- [2] ROSS D J K, BUSTIN R M. Characterizing the shale gas resource potential of Devonian Mississippian strata in the Western Canada sedimentary basin: application of an integrated formation evaluation[J]. AAPG Bulletin, 2008, 92(1): 87-125.
- [3] 张林晔,李政,朱日房.页岩气的形成及开发[J].天然气工业,2009,29(1):124-128.
- [4] 蒲伯伶,包书景,王毅,等.页岩气成藏条件分析——以美国页岩气盆地为例[J].石油地质与工程,2008,23(3):33-36.
- [5] ZHAO H, GIVENS N B, CURTIS B. Thermal maturity of the Barnett Shale determined from well log analysis[J]. AAPG Bulletin, 2007, 91(4): 535-549.
- [6] JARVIE D M, HILL R J, RUBLE T E, et al. Unconven-

tional shale gas systems:the Mississippian Barnett Shale of north central Texas as one model for thermogenic shale gas assessment[J]. AAPG Bulletin, 2007, 91(4): 475-499.

[ 7 ] HILL R J, ZHANG ETU AN, KATZ B J, et al. Modeling of gas generation from the Barnett Shale, Fort Worth Basin, Texas[ J]. AAPG Bulletin, 2007, 91(4): 501-521.

[ 8 ] JANWADKAR S, MORRIS S, THOMAS M, et al. Barnett Shale drilling and geological complexities – advanced technologies provide the solution[ C] // paper 112765-MS presented at the IADC/SPE Drilling Conference, 4-6 March 2008, Orlando, Florida, USA. New York: IADCL SPE Drilling Conference, 2008.

[ 9 ] PENG Chunyao, FENG Weiqiang, YAN Xiaolin, et al. Offshore benign water-based drilling fluid can prevent hard

Brittle Shale hydration and maintain borehole stability[ C] // paper 114649-MS presented at the IADC/SPE Asia Pacific Drilling Technology Conference and Exhibition, 25-27 August 2008, Jakarta, Indonesia. New York: IADCL SPE Drilling Conference, 2008.

[ 10 ] LOH OEFER D, ATHANS J, SEALE R. New Barnett Shale horizontal completion lowers cost and improves efficiency[ C] // paper 103046-MS presented at the SPE Annual Technical Conference and Exhibition, 24-27 September 2006, San Antonio, Texas, USA. New York: SPE, 2006.

(收稿日期 2011-02-22 编辑 居维清)

## 2010 年中国十大产气区

2010 年,随着中国宏观经济企稳回升,天然气消费量大幅上升,首度突破千亿立方米,达到 1060 亿立方米。需求量的增长直接拉动了国内各大气田的增储上产,2010 年,国产天然气量达到 950 亿立方米,比 2009 年的 830 亿立方米增加 14.5%,创历史新高。

1. 中国石油长庆油田
- 2010 年长庆油田生产天然气 211 亿立方米,与 2009 年的 189.5 亿立方米相比增加 11.3%,居全国天然气产区之首。
2. 中国石油塔里木油田
- 2010 年,塔里木油田生产天然气约 184 亿立方米,较 2009 年增长 2 亿多立方米。
3. 中国石油西南油气田
- 2010 年西南油气田产气约 154 亿立方米,比 2009 年增加 3.3 亿立方米,连续增产 11 年。
4. 中国海油南海西部油气田
- 2010 年南海西部气田产气约 65 亿立方米,较 2009 年大幅增长。
5. 中国石油青海油田
- 2010 年青海油田生产天然气 56 亿立方米,同比净增 11 亿立方米。其中涩北气田当年生产天然气约 55 亿立方米,与上年同比增加 32 个百分点。
6. 中国石化普光气田
- 2010 年是川气东送工程的主力气源地——普光气田投运的第一年,共生产天然气 41 亿立方米,在投产之初就显示了其强大的资源潜力。
7. 中国石油新疆油田
- 2010 年新疆油田生产天然气 38 亿立方米,较 2009 年增加 1.8 亿立方米。
8. 中国石油大庆油田
- 2010 年大庆油田生产天然气约 30 亿立方米,与 2009 年相当。
9. 中国石化西南油气田
- 2010 年西南油气田生产天然气 27 亿立方米。
10. 中国石化华北油田
- 2010 年华北油气田生产天然气约 22 亿立方米,比 2009 年增加 3.1 亿立方米。

(天工 摘编自《中国能源报》)

**Abstract:** Gas reservoirs in the Xujiahe Formation, western Sichuan Basin, are characterized by high temperature, high pressure, water bearing and a content of acid gases like CO<sub>2</sub>. During the process of gas production, serious corrosion occurs on the tubing strings of some gas wells there, posing a threat to normal production and thus restricting the highly efficient development of gas reservoirs in this district. In view of this, through an analysis of corrosion morphology features and corrosion product elements, the CO<sub>2</sub> corrosion is regarded as the main corrosion type for the gas wells in the Xujiahe gas reservoirs. In addition, the corrosion mechanism is analyzed based on a number of experiments including corrosion coupons at wellhead and laboratory corrosion simulation by the aid of corrosion analysis software. In combination with the actual corrosion environment of gas wells in the Xujiahe Formation, the main influencing factors of corrosion are deeply investigated. According to the data from orthogonal experiment treated with range analysis, the effects of all corrosion factors on the corrosion rate of tubing strings are found in the descending order of the corrosion degree as follows: gas well pressure, temperature, pH value, water/gas ratio, CO<sub>2</sub> content, and flow rate. Finally, for the protection of downhole tubing strings, corrosion prevention and control measures are put forward from two aspects: the corrosion resistance of those tubing strings can be significantly improved; coating, surface pretreatment, and corrosion inhibitors can be adopted to protect the downhole tubing and strings from CO<sub>2</sub> corrosion. This will provide foundation accordingly for the corrosion prevention and control in fields.

**Key words:** west, Sichuan Basin, Late Triassic, CO<sub>2</sub> corrosion, Xujiahe Formation, gas reservoir, tubing string, gas well, corrosion product, corrosion morphology, influencing factor

DOI: 10.3787/j.issn.1000-0976.2011.04.016

**Tang Linhua**, engineer, born in 1975, is mainly engaged in anti corrosion research and ground surface engineering construction in oil and gas fields.

**Add:** Deyang, Sichuan 618000, P. R. China

**Tel:** + 838-2424 223    **Mobile:** + 86-18981006801    **E mail:** lhacandy911@163.com

## Status quo and challenges of global shale gas drilling and completion

Cui Sihua<sup>1,2</sup>, Ban Fansheng<sup>3</sup>, Yuan Guangjie<sup>3</sup>

(1. China University of Petroleum, Beijing 102249, China; 2. Langfang Branch of Petroleum Exploration and Development Research Institute, PetroChina, Langfang, Hebei 065000, China; 3. CNPC Drilling Research Institute, Beijing 100195, China)

**NATUR. GAS IND. VOLUME 31, ISSUE 4, pp. 72-75, 4/25/2011. (ISSN 1000-0976; In Chinese)**

**Abstract:** Because shale gas exploration and development just starts its first step, neither technologies nor experiences can be available at present in China. Therefore, we first introduce the status quo of and the newest advances in the global shale gas drilling and completion. Shale gas development abroad has ever experienced the stage of vertical wells, single horizontal wells, multi lateral horizontal wells, cluster wells, and cluster horizontal wells (PAD horizontal wells). Currently the horizontal well drilling is the main mode for shale gas exploitation abroad with great regard to the cost effectiveness; normally as for such a horizontal well, its total depth of the vertical wellbore will not exceed 3000 m, and the horizontal section will go between 500-2500 m. As for the relatively new PAD horizontal drilling, it adopts one drilling platform to drill several horizontal wells to reduce cost and save time. Foam cementing is commonly used for cementing in a shale gas well, while perforation after casing set is often for well completion. Through a comprehensive analysis of the status quo and challenges of shale gas drilling and completion abroad, we suggest that domestic shale gas drilling should focus on such issues as how to maintain wellbore stability, avoid accidents, reduce drilling cost, develop proper equipment, and choose optimal drilling fluid formulation.

**Key words:** shale gas, drilling technology, horizontal well, UBD, cementing, completion, drilling fluid formulation

DOI: 10.3787/j.issn.1000-0976.2011.04.017

**Cui Sihua**, senior engineer, born in 1974, obtained a Ph. D degree from Southwest Petroleum University. He is now doing his post-doctoral research at China University of Petroleum in Beijing focusing on natural gas, coalbed methane and shale gas exploration and development.

**Add:** Mail Box 44, Wanzhuang, Langfang, Hebei 065007, P. R. China

**Tel:** + 86 10 6921 3280    **Mobile:** + 86-18601229878    **E mail:** cuisihua69@petrochina.com.cn