

# 涪陵页岩气田钻井技术难点及对策

牛新明

(中国石化石油工程技术研究院,北京 100101)

**摘 要:**涪陵页岩气田是我国第一个投入商业化开发的页岩气田,其地表和地下地质情况均十分复杂,与常规油气藏和国外页岩气田相比,其开发过程中钻井施工难度较大。根据大量翔实的资料,从井壁稳定、轨迹控制、固完井质量以及降本增效等方面论述了涪陵地区页岩气田钻井工程中存在的主要技术难点,并对其主要原因进行了分析。在此基础上,针对性地提出了解决上述钻井技术难点的技术思路和方法,并在涪陵地区页岩气钻井技术研究成果的基础上,指出下一步应深化钻井地质特征精细描述、开展三维井眼轨道优化设计及控制、强化钻井提速技术攻关、完善钻井液与完井工艺配套等研究,以持续提高涪陵页岩气田的钻井效益。

**关键词:**页岩气 水平井 钻井 井眼稳定 井眼轨迹 涪陵页岩田

**中图分类号:**TE254<sup>+</sup>.9 **文献标识码:**A **文章编号:**1001-0890(2014)04-0001-06

## Drilling Technology Challenges and Resolutions in Fuling Shale Gas Field

Niu Xinming

(Sinopec Research Institute of Petroleum Engineering, Beijing, 100101, China)

**Abstract:** Fuling shale gas field is the first commercial shale gas development region in China, where the surface and underground geological conditions are complicated. Therefore, drilling operations are more challenging than conventional reservoirs and than those shale gas fields abroad. Based on a lot of information available in Fuling Area, main challenges were analyzed in shale gas drilling. Then, some technical solutions and methods were proposed against such challenges. Moreover, considering the current achievements in shale gas development in Fuling Area, suggestions were put forward to further research to improve the drilling efficiency. These suggestions include fine geological characterization, 3D optimized design and control of trajectory, research on enhanced drilling rate, and improved matching of drilling fluid and completion techniques.

**Key words:** shale gas; horizontal well; drilling; hole stabilization; hole trajectory; Fuling Gas Field

国外页岩气钻井技术的发展已有 80 多年的历史,先后经历了直井、水平井、丛式井和丛式水平井的发展历程。国外在页岩气水平井钻井技术领域取得的重要进展主要有<sup>[1-7]</sup>:1)集地质导向、旋转导向于一体的高造斜率导向钻井技术;2)适用于页岩地层和“造斜段+水平段”一趟钻要求的个性化 PDC 钻头;3)适用于地区特点的工厂化作业模式和配套钻机方案;4)有机盐和无机盐复合防膨技术。为满足页岩气勘探开发需求,国内在学习借鉴国外钻井技术的基础上,通过“嫁接移植”国外技术、集成配套现有技术以及研发重点技术等方式,初步形成了一

套适用于我国页岩气地质特点的钻井技术,基本满足了页岩气井“打得成”的技术需求<sup>[8-18]</sup>,但与国外页岩气钻井技术相比,钻井周期长,钻井成本高,与“打得好、打得快”的要求相比,仍存在较大差距。

**收稿日期:**2014-05-20;**改回日期:**2014-06-14。

**作者简介:**牛新明(1959—),男,河南项城人,1982年毕业于西南石油学院钻井专业,教授级高级工程师,中国石化集团公司高级专家,主要从事钻井工艺技术的研究与管理工作。系本刊编委。

**联系方式:**(010)84988098,niuxm.sripe@sinopec.com。

**基金项目:**中国石油化工股份有限公司科技攻关项目“页岩气‘井工厂’技术研究”(编号:P13138)部分研究内容。

为此,笔者分析了涪陵页岩气田钻井面临的技术难点,对解决该气田钻井难点的技术对策和攻关思路进行了总结与阐述,以期为该气田下一步钻井技术攻关提供指导和借鉴。

## 1 涪陵页岩气田基本情况

涪陵页岩气田地处四川盆地和盆边山地过渡带,境内以低山丘陵为主,横跨长江南北、纵贯乌江东西两岸。焦石坝区块是该气田目前勘探开发的主体区域,位于川东褶皱带东南部,万县复向斜南扬起端。焦石坝构造主体为受大耳山断裂控制的宽缓断背斜构造,北东向展布,发育北东向和近南北向 2 组断层。该区块钻遇地层自上而下依次为:三叠系的嘉陵江组、飞仙关组,二叠系的长兴组、龙潭组、茅口组、栖霞组和梁山组,石炭系的黄龙组,志留系的韩家店组、小河坝组和龙马溪组,奥陶系上统五峰组和涧草沟组;主要目的层为龙马溪组和五峰组。主要建产区的出露地层为下三叠统的嘉陵江组,属山地-丘陵地形和典型的喀斯特地貌。目的层埋深大于 2 300.00 m,深层页岩气埋深超过了 4 500.00 m。

2012 年,位于焦石坝区块的 JY1HF 井在上奥陶统五峰组一下志留统龙马溪组下部页岩地层获得  $20.3 \times 10^4 \text{ m}^3/\text{d}$  的高产工业气流,实现了涪陵地区海相页岩气勘探的重大突破<sup>[1-2]</sup>。2013 年,优选  $28.7 \text{ km}^2$  有利区域部署钻井平台 10 个,新钻井 17 口,17 口开发试验井通过压裂均获得高产工业气流,单井无阻流量  $(15.3 \sim 155.8) \times 10^4 \text{ m}^3/\text{d}$ 。2013 年 11 月,中国石化批准了涪陵页岩气田一期开发方案,共计部署面积  $262.7 \text{ km}^2$ ,储量  $1\,951.1 \times 10^8 \text{ m}^3$ ,实际动用面积  $229.4 \text{ km}^2$ ,动用储量  $1\,697.9 \times 10^8 \text{ m}^3$ ;计划到 2015 年末部署 63 个钻井平台,完钻 253 口井,平均单井进尺 4 623.80 m,计划 2015 年末累计新建产能  $50 \times 10^8 \text{ m}^3$ 。

## 2 主要钻井技术难点

### 2.1 泥页岩地层井壁稳定性差

影响井壁稳定性的因素主要有力学因素、化学因素和工程因素<sup>[8]</sup>。涪陵地区泥页岩地层的非均质性及各向异性突出,同时受地质作用及成岩的影响,具有显著的层理裂缝特征。钻井过程中,在井底压差、钻井液与地层流体活度差等作用下,页岩地层井

壁围岩的强度和应力发生变化,诱发页岩微裂缝扩展延伸,从而影响井壁的稳定性的<sup>[1,8]</sup>。

涪陵地区泥页岩层段的全岩及矿物分析显示:矿物成分中石英、长石及碳酸盐岩类脆性矿物含量超过 50%,脆性较好;黏土矿物以伊利石、伊/蒙混层为主,二者含量大于 60%;含有高岭石及绿泥石,不含有吸水膨胀性蒙脱石,属于硬脆性泥页岩,但受混层矿物水敏性的影响,具有一定的水化分散特性。受构造及成岩作用的影响,涪陵地区泥页岩地层层理裂缝发育,具有显著的力学各向异性,最为显著的特点就是页岩地层强度在不同方向上具有显著的差异,当层理裂缝面与井眼夹角为  $30^\circ \sim 60^\circ$  时,页岩地层强度相对最低(见图 1),致使坍塌压力明显升高。

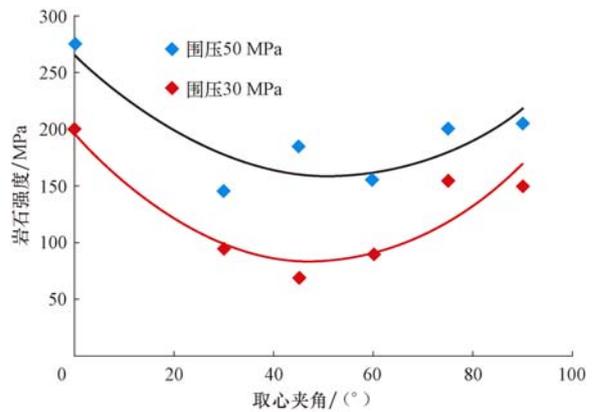


图 1 不同围压、不同层理面法线与取心方向夹角条件下的岩石强度

Fig. 1 Rock strengths under different confining pressure and variation with coring direction to the bedding

因为涪陵泥页岩地层的这种结构特征,导致涪陵地区钻井过程中多次发生由泥页岩垮塌造成的井下故障。如 JY10-2HF 井二开钻进志留系地层时发生井壁垮塌,被迫填井重钻,浪费钻井时间 20 d;JY1HF 井二开钻进志留系地层时发生垮塌造成卡钻,浪费钻井时间 28 d。

### 2.2 水平井井眼轨道复杂

为最大限度减小井场数量、单井占地面积以及地面工程造价,提高页岩气整体开发效益,页岩气开发主要采用丛式水平井。丛式水平井井眼轨道与常规油藏水平井的井眼轨道存在显著差异,主要具有以下特点:

**大偏移距** 为保证单井控制储量,各井水平段之间要有一定间距(国外井间距一般为 300~500 m,

涪陵页岩气田井间距约为 600 m)。同时为满足大型压裂要求,水平段钻进方位要垂直或近似垂直于最大水平主应力方向,这就要求各水平井的水平段处于平行或者近似平行的状态,以上 2 点决定了页岩气丛式水平井的井眼轨道必然是大偏移距的三维井眼轨道。

**大靶前位移** 为实现地下井网全覆盖,多动用储量,采用交错式井网开发。涪陵页岩气田采用 4 井式井网(见图 2),水平段长度为 1 500 m,靶前位移超过 800 m。

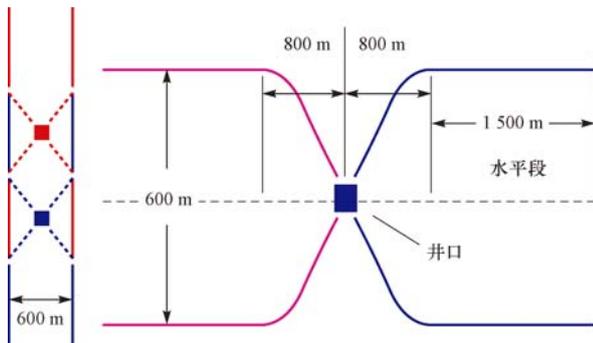


图 2 丛式水平井井眼轨道水平投影

Fig. 2 Horizontal projection of trajectory of horizontal well cluster in Fuling area

**长水平段** 一般页岩气水平井的水平段越长,单井产能越大,储量的控制和动用程度越高<sup>[1]</sup>,但是水平井段并不是越长越好,水平段越长钻井难度越大,脆性页岩垮塌和破裂等复杂问题越突出,单井钻井和完井投资越大。同时,由于存在井筒压差,水平段越长抽汲压力越大,总体页岩气产量反而降低<sup>[19]</sup>。目前,北美地区页岩气水平井的水平段长度一般为 1 000~2 000 m。如 Fayetteville 页岩气田水平井的水平段长度主要为 1 500~1 650 m;涪陵页岩气田水平井的水平段设计长度一般为 1 000~1 500 m,主要为 1 500 m 左右。

页岩气丛式水平井井眼轨道具有大偏移距、大靶前位移、长水平段的特点,因此与常规油气藏丛式水平井相比,其轨道更为复杂,钻井过程中摩阻和扭矩更大、工具面摆放与控制更为困难,钻井难度也更大。

### 2.3 对生产套管强度和固井质量要求高

页岩气开发需要对储层进行大型压裂改造<sup>[1,9]</sup>,由于页岩气水平井的水平段较长、压裂规模大、施工压力高(见表 1)、工艺复杂,因此对生产套管强度和固井质量的要求高。涪陵焦石坝区块已经有多口井

因完井质量问题无法进行压裂施工。如 JY5-2HF 井,φ139.7 mm 套管下深 4 250.49 m,固井水泥返至地面,声幅测井显示固井质量合格,完井后对套管柱试压也合格,但在压裂前对井口及套管试压却不合格,无法进行压裂。该井采用下堵塞器的方法对全井从上往下找漏,也未发现明显的泄漏点,后期修复难度很大。

表 1 涪陵页岩气井压裂施工压力统计

Table 1 Fracturing pressure of shale gas wells in Fuling Area

井号	水平段长度/ m	压裂 段数	施工排量/ (m <sup>3</sup> ·min <sup>-1</sup> )	施工压力/ MPa
JY1HF	1 000.00	15	10~13	42.0~70.0
JY1-3HF	1 003.00	15	12~15	43.0~60.0
JY7-2HF	879.50	13	10~15	44.0~85.0
JY6-2HF	1 477.00	15	12~15	41.0~83.0
JY8-2HF	1 499.00	21	12~14	44.0~89.0
JY1-2HF	1 504.00	22	12~15	42.0~76.8
JY12-3HF	1 584.00	18	12~14	45.0~60.0
JY11-2HF	1 419.00	14	6~14	46.0~93.5
JY10-2HF	1 442.00	15	11~14	45.0~67.0

### 2.4 建井周期长

北美地区经过多年的摸索和积累,页岩气钻井技术逐步趋于成熟,“工厂化”作业模式推广应用后,页岩气水平井的建井周期大幅度缩短、钻井成本大幅降低。例如,美国西南能源公司 Fayetteville 页岩气田水平井的水平段长度从 2006 年的 701.00 m 增至 2012 年的 1 473.00 m,而“造斜段+水平段”平均钻井时间从 2006 年的 18.0 d 缩短至 2012 年的 6.7 d;美国 REX 能源公司从 2008 年开始在 Marcellus 页岩气开发中应用工厂化钻井模式,1 年内钻井成本降低 50%。

国内页岩气开发尚处于起步阶段,配套的钻完井技术不完善。涪陵地区除具有一般页岩气田的钻井技术难点外,还普遍存在着上部地层溶洞发育、地层承压能力低、易漏失,海相沉积地层流体分布复杂,部分地层岩性变化大,可钻性差等问题。近期正在施工的位于断层附近的 JY26-1HF 井,在钻进水平段过程中出现了“同层涌漏并存”的复杂情况。截至 2013 年底,涪陵页岩气田焦石坝区块共计完钻 19 口井,完钻井平均井深 4 204.00 m,平均垂深 2 381.00 m,水平段平均长 1 473.00 m,平均机械钻速 4.2 m/h,平均钻井周期 80 d,平均钻完井周期 93 d,与国外先进水平和页岩气高效开发要求相比,钻井周期和建井周期依然较长。

### 3 主要技术对策与建议

#### 3.1 深化钻井地质特征精细描述技术研究

通过涪陵页岩气田前期钻探实践,已初步掌握了该地区的基本地质特征:1)浅表地层溶洞、暗河发育,且分布无规律,钻探过程漏失严重;2)上部三叠系地层存在水层,二叠系的长兴组、茅口组、栖霞组地层局部存在浅层气,水层和浅气层均属于低压地层,水层和浅气层(或含硫气层)使部分钻井提速技术受限;3)中下部志留系地层坍塌压力与漏失压力的差值较小,易发生井漏、井塌等井下故障;4)下部龙马溪组地层底部页岩气显示活跃,地层压力异常;5)茅口组、五峰组等地层岩石硬度大、可钻性差,跳钻严重,机械钻速低。复杂的地质条件和较强的各向异性使该地区钻井设计和高效钻井面临较大挑战,且目前对地质情况和规律的认识尚不能完全满足工程要求。因此,建议重点从以下几个方面开展页岩地层的钻井地质特征精细描述技术研究:

1) 加强上部地层出水、出气规律的描述研究。综合利用测井、钻井、录井等资料,对工区水层分布规律进行精细描述,获得地层出水量的横向和纵向分布规律。根据地层出水、出气预测结果优化井位,合理选择钻井方式,提高涪陵气田的开发速度。

2) 强化页岩地层水化特征研究。通过分析页岩理化特性及钻井液与地层的相互作用,评价页岩地层的水化能力,定量描述钻井液对坍塌压力及地层强度的影响,为钻井液体系选择和钻井技术方案优化及实施提供依据。

3) 加强页岩地层压力体系描述研究。通过建立页岩层理裂缝地层的井壁稳定性分析模型,较准确地描述层理裂缝特征和水化对页岩地层稳定性的影响,有效提高地层压力体系的预测精度,科学指导井身结构优化及钻井液密度设计。

#### 3.2 开展三维长水平段水平井井眼轨道优化设计及轨迹控制技术研究

针对页岩气丛式水平井井眼轨道偏移距大、靶前位移大、水平段长、施工摩阻和扭矩大等技术难点,目前已初步形成了“直—增—稳—扭—变增—平”六段制井眼轨道设计方法,提出了最佳扭方位井斜角区间,优选了造斜和扭方位井段,应用了国产大功率弯体螺杆和耐油定向测量工具,不断完善了中

深长水平段水平井轨迹控制等配套技术。建议今后还应从以下 3 个方面开展井眼轨道设计优化与轨迹控制技术攻关:

1) 基于地层自然造斜规律的三维井眼轨道优化设计方法研究。在研究地质特征分布规律基础上,建立钻头与地层相互作用的力学模型和底部钻具组合受力模型,得到不同地层条件下常用钻具组合的自然造斜规律,并以降低摩阻和扭矩为目标,优化页岩气丛式水平井井眼轨道设计。

2) 三维井眼轨迹精确控制技术研究。深化研究三维井筒环境下的钻具组合力学性能,认识复合钻进条件下钻具组合与地层的作用机理,掌握复合钻井钻具组合的增斜规律,综合考虑特殊完井管柱和工具的可下入性技术要求,进一步优化增斜和稳斜井段,合理匹配滑动/复合钻进程序和进尺,尽可能提高复合钻进比例和定向钻井效率。

3) 基于滑动导向的长水平段井眼轨迹控制技术。研制新型可变径稳定器、井下自动调节弯度定向短节等工具,优选高温螺杆、EMWD 等工具仪器,探索应用大弯角螺杆、降摩减阻装置、轴向振荡器等高效定向工具及配套技术,优化钻具组合,进一步提高钻具组合控制井眼轨迹的能力,形成低成本、高效率的长水平段水平井井眼轨迹控制技术。

#### 3.3 持续开展钻井提速技术研究

针对涪陵地区页岩气水平井钻井周期长和机械钻速低的问题,目前已研究形成了常规三级井身结构、直井段清水钻进、PDC+螺杆复合钻井、海相复杂硬地层高效钻头优选等关键提速技术,优化了全井段的测井技术和作业程序,成功探索了定向井段泡沫定向钻井、水平段“一趟钻”完成、山地“井工厂”作业模式等高效提速技术,整体钻井速度得到了大幅度提高。建议下一步还应开展以下 4 个方面的研究,进一步提高钻井速度和降低钻井成本:

1) 研发长寿命耐油井下动力钻具。由于涪陵地区页岩气水平井三开采用油基钻井液,常规螺杆钻具的橡胶件不耐油,寿命普遍较低(平均不到 60 h),严重影响了钻井效率。一方面可通过改进橡胶的配方,提高橡胶的耐油性能,研发长寿命的耐油螺杆;另一方面研发无橡胶元件的定向涡轮钻具,替代螺杆钻具。

2) 研发高效 PDC 钻头。针对茅口组和龙马溪组地层的“油积砂”以及五峰组地层可钻性差、PDC 钻头不适用、牙轮钻头机械钻速低的问题,通过优化

PDC 钻头的结构,研制适用于上述地层的个性化 PDC 钻头,以提高机械钻速。

3) 定向井段泡沫钻井技术。在 JY13-1HF 井泡沫定向钻井技术成功试验的基础上,进一步进行该技术的实用性研究,不断完善井壁稳定技术、EM-MWD 测量技术、定向钻井技术以及泡沫配制技术等泡沫定向钻井的 4 大关键技术,进一步完善施工方案,提高大井眼定向钻井速度。

4) “井工厂”钻井技术。开展页岩气“井工厂”井眼轨道优化设计、地面设备配套、地面井场布局优化以及施工工艺流程优化等研究,形成适用于涪陵地区复杂地表情况的“井工厂”高效钻井作业模式,实现该地区钻井的提速提效。

### 3.4 优选钻井液体系及其回收和钻屑处理技术

目前涪陵地区二开定向段主要采用强抑制强封堵性水基钻井液体系,三开水平段采用油基钻井液体系,油基钻井液的油水比大致为 80:20。通过研发了高效乳化剂、流型调节剂和随钻堵漏剂等关键处理剂,成功解决了页岩地层井壁失稳问题。但钻井液成本和后期钻屑处理仍面临较大压力,急需开展以下技术研究:

1) 低成本油基钻井液技术。通过优选、综合评价页岩气水平井油基钻井液体系,进一步降低油水比,开展现场性能维护及应用工艺研究,形成适合涪陵地区的页岩气水平井钻井液技术,降低钻井液成本。

2) 油基钻井液回收利用技术。优选高性能封堵材料,提高油基钻井液的封堵性能和防漏堵漏效果,完善地面回收处理设施建设,提高油基钻井液的回收利用率。

3) 油基钻井液钻屑随钻处理技术。建议开展油基钻井液钻屑的微生物-氧化耦合处理技术、热解析处理技术和化学清洗处理技术研究,形成可以满足不同现场需求的油基钻井液钻屑处理技术。

### 3.5 完善套管强度设计方法和固井质量评价方法

涪陵地区水平开发井全部为套管射孔完井。通过开展水平井固井技术攻关和配套,已研究形成了高弹性水泥浆体系、油基钻井液高效冲洗液和长水平段水平井固井工艺技术,固井质量不断提高。但是,鉴于大规模高强度压裂对固井质量的高要求以及压裂过程中对井筒完整性的扰动,为了不影响储层改造最佳施工方案的实施和确保气井的长期安

全生产,建议还应加强以下 2 方面的攻关研究:

1) 完善套管强度设计方法。页岩气水平井套管强度设计采用行业标准《油气田套管柱结构与强度设计》(SY/T 5724—2008),但该标准没有涉及大型压裂对套管强度的要求。因此,应综合考虑页岩气水平井采用套管进行大型压裂、多段桥塞安全下入和连续油管作业等完井工艺对生产套管的特殊要求,尽快制定适用于页岩气大型压裂作业的套管强度设计和试压规范。以完井压裂施工中的最高施工压力作为套管强度设计实际有效载荷,建议页岩气水平井套管抗内压强度应大于或等于完井压裂施工过程中最高压力的 1.25 倍。

2) 建立适用于页岩气水平井的固井质量评价方法。目前,固井质量评价主要是参考行业标准《固井质量评价方法》(SY/T 6592—2004)。该标准主要考虑了气层与邻层之间的水泥环最小封隔长度要求,未考虑后期大型压裂改造对固井质量的要求。若“甜点”井段固井质量差,将直接造成该井段无法进行射孔压裂改造,从而影响页岩气井的产量。建议开展大型分段压裂对固井质量要求的分析研究,明确一个压裂段内固井质量优良率的最低限度,并以此为依据,对页岩气水平井水平段固井质量进行分段评价。

## 4 结 论

1) 泥页岩地层井壁稳定性差、三维水平井井眼轨道复杂,施工难度大、压裂施工对生产套管强度和固井质量要求高,部分井完井质量不高、建井周期长、成本高是目前涪陵地区页岩气开发面临的主要技术难点。

2) 与常规油气藏丛式水平井相比,页岩气丛式水平井的井眼轨道具有横向偏移距大、靶前位移大、水平段长的特点。因此,其井眼轨道设计与井眼轨迹控制难度大。

3) 通过借鉴国外页岩气高效开发钻井技术成果,开展了涪陵地区“井工厂”优快钻井技术研究,通过在涪陵焦石坝区块进行试验性应用,初步形成了中深层页岩气开发建产的钻井技术,但离技术的成熟配套和更大范围的应用,还有一定的差距。

4) 加强钻井地质特征精细描述、完善三维长水平段水平井井眼轨道优化设计与井眼轨迹控制技术、研究与应用钻井提速新技术、优选钻井液体系、配套页岩气水平井套管强度设计以及固井质量评价

方法等是解决涪陵页岩气开发钻井技术难点和大幅度提高开发效益的有效途径。

## 参 考 文 献

## References

- [1] 曾义金. 页岩气开发的地质与工程一体化技术[J]. 石油钻探技术, 2014, 42(1): 1-6.  
Zeng Yijin. Integration technology of geology & engineering for shale gas development[J]. Petroleum Drilling Techniques, 2014, 42(1): 1-6.
- [2] 周贤海. 涪陵焦石坝区块页岩气水平井钻井完井技术[J]. 石油钻探技术, 2013, 41(5): 26-30.  
Zhou Xianhai. Drilling & completion techniques used in shale gas horizontal wells in Jiaoshiha Block of Fuling Area[J]. Petroleum Drilling Techniques, 2013, 41(5): 26-30.
- [3] Sakmar S L. Shale gas developments in North America; an overview of the regulatory and environmental challenges facing the industry[R]. SPE 144279, 2011.
- [4] Aaron P. Social responsibility & management systems: electing performance for shale gas development[R]. SPE 156728, 2012.
- [5] Faraj B, Williams H, Addison G, et al. Gas potential of selected shale formations in the western Canadian Sedimentary Basin [J]. Gas TIPS, 2004, 10(1): 21-25.
- [6] Dong Z, Holditch S A. Global unconventional gas resource assessment[R]. SPE 148365, 2011.
- [7] 陈平, 刘阳, 马天寿. 页岩气“井工厂”钻井技术现状及展望[J]. 石油钻探技术, 2014, 42(3): 1-7.  
Chen Ping, Liu Yang, Ma Tianshou. Status and prospect of multi-well pad drilling technology in shale gas[J]. Petroleum Drilling Techniques, 2014, 42(3): 1-7.
- [8] 王显光, 李雄, 林永学. 页岩水平井用高性能油基钻井液研究与应用[J]. 石油钻探技术, 2013, 41(2): 17-22.  
Wang Xianguang, Li Xiong, Lin Yongxue. Research and application of high performance oil base drilling fluid for shale horizontal wells[J]. Petroleum Drilling Techniques, 2013, 41(2): 17-22.
- [9] 张金川, 徐波, 聂海宽, 等. 中国页岩气资源勘探潜力[J]. 天然气工业, 2008, 28(6): 136-140.  
Zhang Jinchuan, Xu Bo, Nie Haikuan, et al. Exploration potential of shale gas resources in China[J]. Natural Gas Industry, 2008, 28(6): 136-140.
- [10] Gupart, Jugal Zielonka Matias, Albert Richard Alan, et al. Integrated methodology for optimizing development of unconventional gas resources[R]. SPE 152224, 2012.
- [11] 黄玉珍, 黄金亮, 葛春梅, 等. 技术进步是推动美国页岩气快速发展的关键[J]. 天然气工业, 2009, 29(5): 7-10, 44.  
Huang Yuzhen, Huang Jinliang, Ge Chunmei, et al. A key factor promoting rapid development of shale gas in America: technical progress[J]. Natural Gas Industry, 2009, 29(5): 7-10, 44.
- [12] 张卫东, 郭敏, 杨延辉. 页岩气钻采技术综述[J]. 中外能源, 2010, 15(6): 35-40.  
Zhang Weidong, Guo Min, Yang Yanhui. Shale gas drilling technologies at a glance[J]. Sino-Global Energy, 2010, 15(6): 35-40.
- [13] 路保平. 中国石化页岩气工程技术进步及展望[J]. 石油钻探技术, 2013, 41(5): 1-8.  
Lu Baoping. Sinopec engineering technical advance and its developing tendency in shale gas[J]. Petroleum Drilling Techniques, 2013, 41(5): 1-8.
- [14] 张锦宏. 彭水区块页岩气水平井钻井关键技术[J]. 石油钻探技术, 2013, 41(5): 9-15.  
Zhang Jinhong. Key drilling & completion techniques for shale gas horizontal wells in Pengshui Block[J]. Petroleum Drilling Techniques, 2013, 41(5): 9-15.
- [15] 刘忠飞, 何世明, 全家正, 等. 川西首口页岩气水平井钻井技术[J]. 石油钻采工艺, 2014, 36(1): 18-21.  
Liu Zhongfei, He Shiming, Quan Jiazheng, et al. Drilling technology for the first shale gas horizontal well in West Sichuan[J]. Oil Drilling & Production Technology, 2014, 36(1): 18-21.
- [16] 姜政华, 童胜宝, 丁锦鹤. 页岩 HF-1 页岩气水平井钻井关键技术[J]. 石油钻探技术, 2012, 40(4): 28-31.  
Jiang Zhenghua, Tong Shengbao, Ding Jinhe. Key technologies adopted for shale gas horizontal Well Pengye HF-1[J]. Petroleum Drilling Techniques, 2012, 40(4): 28-31.
- [17] 张金成, 孙连忠, 王甲昌, 等. “井工厂”技术在我国非常规油气开发中的应用[J]. 石油钻探技术, 2014, 42(1): 20-25.  
Zhang Jincheng, Sun Lianzhong, Wang Jiachang, et al. Application of multi-well pad in unconventional oil and gas development in China[J]. Petroleum Drilling Techniques, 2014, 42(1): 20-25.
- [18] 刘伟, 陶谦, 丁士东. 页岩气水平井固井技术难点分析与对策[J]. 石油钻采工艺, 2012, 34(3): 40-43.  
Liu Wei, Tao Qian, Ding Shidong. Difficulties and countermeasures for cementing technology of shale gas horizontal well[J]. Oil Drilling & Production Technology, 2012, 34(3): 40-43.
- [19] 李庆辉, 陈勉, Wang F P, 等. 工程因素对页岩气产量的影响: 以北美 Haynesville 页岩气藏为例[J]. 天然气工业, 2012, 32(4): 54-59.  
Li Qinghui, Chen Mian, Wang F P, et al. Influences of engineering factors on shale gas productivity: a case study from the Haynesville shale gas reservoir in North America[J]. Natural Gas Industry, 2012, 32(4): 54-59.

[编辑 刘文臣]