

# 隆页 1HF 页岩气井钻井关键技术

龙志平, 王彦祺, 周玉仓

(中国石化华东油气分公司石油工程技术研究院, 江苏南京 210031)

**摘 要:**隆页 1HF 井是位于彭水区块的一口页岩气预探井, 钻遇地层具有缝洞发育、倾角大、可钻性差等特点, 钻井过程中面临易漏失、易井斜、页岩层易坍塌、机械钻速低等难点。通过综合应用近钻头地质导向钻井技术、油基钻井液、双凝双密度水泥浆等, 并对井眼轨道、钻头和钻具组合进行优化设计, 实现了安全、优快钻进。隆页 1HF 井全井未发生恶性漏失, 大斜度井段机械钻速比相邻地区页岩气井提高 32%, 储层穿遇率达 100%, 钻井周期缩短 25.68%, 固井质量优秀。该井采用的钻井关键技术能够进一步降低彭水区块页岩气开发成本。

**关键词:**页岩气井; 大斜度井; 井身结构; 井眼轨迹; 钻井液密度; 隆页 1HF 井

**中图分类号:** TE242    **文献标志码:** A    **文章编号:** 1001-0890(2016)02-0016-06

## Key Drilling Technologies for Shale Gas Well Longye 1HF

LONG Zhiping, WANG Yanqi, ZHOU Yucang

(Petroleum Engineering Technology Research Institution, Sinopec East China Company, Nanjing, Jiangsu, 210031, China)

**Abstract:** Well Longye 1HF is a shale gas wildcat well in the Pengshui block and its formations are characterized by well-developed fractures and pores, large dip angles and poor drillability, so the following technical difficulties tended to occur during its drilling, e. g. leakage, deflection, shale collapse and low ROP (rate of penetration). After the well trajectory, bits and drilling assembly were optimized, the drilling was performed safely and quickly by applying comprehensively near-bit geosteering drilling technique, oil-based drilling fluid and double coagulation-double density cement slurry. It was shown in Well Longye 1HF that no serious leakage occurred in the whole well interval and its ROP at highly deviated well interval was 32% higher than those of the shale gas wells in its adjacent area. And furthermore, its reservoir penetrating ratio was up to 100%, drilling cycle was shortened by 25.68% and cementing quality was good. Based on these key drilling technologies adopted in this well, the development cost of shale gas in Pengshui Block could be reduced further.

**Key words:** shale gas well; high angle well; casing program; hole trajectory; drilling fluid density; Well Longye 1HF

彭水区块武隆向斜处于川东南-湘鄂西“槽-挡”过渡区, 构造形态以北东向复向斜和复背斜相间分布为主, 同时在背斜构造发育一系列北东向或近北西向断裂构造, 区内向斜构造相对宽缓, 有利于页岩气成藏。自该区块的第一口页岩气参数井彭页 1 井获得良好的页岩气显示后, 按照“直井取参数, 水平井求产能”的评价部署思路, 在构造的不同位置先后部署实施了彭页 HF-1 井、彭页 2HF 井、彭页 3HF 井、彭页 4HF 井等 4 口页岩气水平井。这 4 口井在钻进过程中主要存在以下问题: 地层裂缝、溶洞发育, 导致恶性漏失多发; 地层倾角大, 造成上部井段

井斜难以控制; 浅部地层普遍含水, 有些同时含有浅层气, 造成泡沫/气体钻井技术应用受限, 影响钻井速度; 中下部地层井漏、井壁垮塌等井下复杂情况时有发生<sup>[1-5]</sup>, 造成钻井成本居高不下, 影响了开发进度。

隆页 1HF 井是在实施导眼井的基础上进行侧

收稿日期: 2015-11-15; 改回日期: 2016-01-18。

作者简介: 龙志平(1986—), 男, 江西广昌人, 2010 年毕业于中国石油大学(华东)石油工程专业, 助理研究员, 主要从事非常规油气钻井工程工艺技术研究工作。E-mail: longzphaha@126.com。

基金项目: 中国石化科技攻关项目“彭水区块页岩气水平井高效钻井技术研究”(编号: P13025)部分研究内容。

钻的一口大斜度井。导眼井为武隆向斜的一口区域探井,井型为直井,主要是为了获取武隆向斜页岩气地质评价参数、落实页岩气勘探潜力,同时探索武隆向斜具有鼻状构造背景目标页岩含气性,进行工程工艺降本方案现场试验,以实现盆外页岩气勘探突破。导眼井采用  $\phi 406.4$  mm 钻头进行一开钻进,钻至井深 1 400.00 m;二开采用  $\phi 311.1$  mm 钻头钻至井深 2 736.00 m,换  $\phi 215.9$  mm 钻头钻至井深 2 872.00 m 完钻(含取心段钻进)。钻井周期为 45 d(含取心时间),相比设计提前 7 d 完钻,平均机械钻速为 4.87 m/h。导眼井在目的层获得厚度超过 90 m 的连续气测异常井段。为了进一步探明武隆向斜页岩气勘探潜力,部署了隆页 1HF 井。笔者在对彭水区块钻井完井遇到的技术难点进行总结和分析的基础上,从井身结构、井眼轨迹控制、钻头优选、钻井液技术和长水平段固井技术等方面对隆页 1HF 井所用钻头进行优选,对钻具组合钻井参数等进行优化,确保该井顺利完钻,达到地质目的。

## 1 钻井完井技术难点

隆页 1HF 井钻遇地层自上而下依次为:第四系浅表层,下三叠统嘉陵江组、飞仙关组,上二叠统长兴组、龙潭组,下二叠统茅口组、栖霞组、梁山组,中上志留统韩家店组,下志留统小河坝组、龙马溪组,上奥陶统五峰组、临湘组和中奥陶统宝塔组。该井主要目的层为龙马溪组和五峰组,岩性以黑色碳质泥岩、页岩为主,黏土矿物、石英等脆性矿物含量适中。该井设计采用三开井身结构(如图 1 所示),设计井深 4 227.19 m。

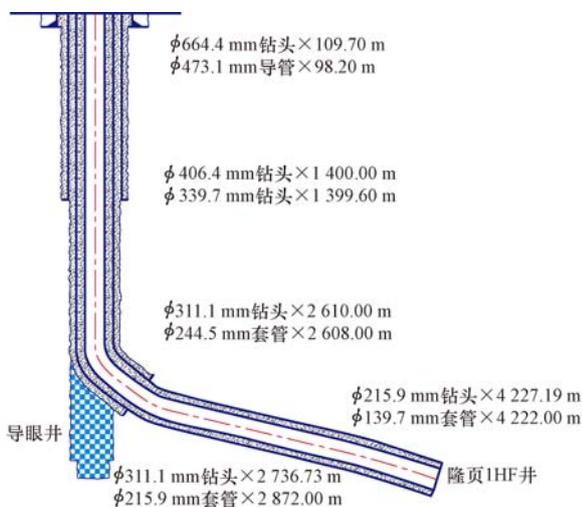


图 1 隆页 1HF 井井身结构设计结果

Fig. 1 The casing program design of Well Longye 1HF

隆页 1HF 井钻井完井技术难点主要表现在以下方面:

1) 机械钻速低。根据隆页 1HF 井导眼井的实钻情况,导眼井全井平均机械达到了 4.87 m/h,但在钻进下部志留系地层时平均机械钻速仅为 1.99 m/h(不含取心),说明武隆向斜下部志留系地层岩石可钻性较差,给水平井三开造斜段及稳斜段的提速带来了一定难度。

2) 井眼轨迹控制难。隆页 1HF 井导眼井实钻过程中,因地层倾角较大( $25^{\circ} \sim 30^{\circ}$ ),井斜不易控制,虽然采取了多种控制措施,但该井最大井斜仍然达到  $17.37^{\circ}$ ,井底位移为 168.05 m。隆页 1HF 井大斜度井段设计方位与导眼井实际轨迹方位相反,扭方位工作量大。因此,在钻井过程中要求所选择的钻具组合能够同时克服地层不易定向以及地层位置不确定所带来的风险,井眼轨迹控制难度较大。

3) 井眼清洁难度大。隆页 1HF 井设计大斜度段井斜角在  $70^{\circ}$  左右,根据岩屑床堆积原理<sup>[6-9]</sup>,在井斜角为  $45^{\circ} \sim 60^{\circ}$  井段最易形成岩屑床;且由于重力作用,钻具在井眼中始终靠向下井壁,极易形成偏心环空。特别是在钻井液停止循环或大斜度井段后期钻进时,岩屑会快速聚集在下井壁处,加速了岩屑床的形成,严重影响了大斜度井井下作业安全。

4) 大斜度井段漏失风险大。彭水区块武隆向斜泥页岩地层的非均质性及各向异性较强,具有显著的层理裂缝特征。从该区块前期几口井及邻近焦石坝区块页岩气井的施工经验来看<sup>[10-13]</sup>,目的层漏失概率达到 20% 左右。虽然隆页 1HF 井导眼井钻井过程中未发生漏失,但不能保证在大斜度井段钻井过程中也不发生漏失;同时,大斜度井段越长,页岩脆性垮塌和破裂的风险越大。因此,需要做好三开钻进时的防漏堵漏工作。

5) 固井难度大。一是导眼井钻井过程中目的层气测显示全烃含量较高,最高达 28.8%,固井时易发生气窜;二是大斜度井段漏失风险大,固井防漏堵漏难度大<sup>[14]</sup>;三是大斜度井段套管受重力影响不易居中,影响顶替效率;四是采用油基钻井液钻进时,易在井壁上形成油膜,第二界面胶结质量难以保证。

## 2 关键技术措施

针对隆页 1HF 井钻井过程中可能存在的施工难点,探索性地应用了近钻头地质导向、国产油基钻

井液、双凝双密度水泥浆等技术；同时根据井眼轨道设计特点优化钻具组合和优选钻头，合理控制钻井液密度，达到安全、快速钻进的目的。

### 2.1 近钻头地质导向钻井技术

近钻头地质导向钻井技术是利用近钻头随钻测量系统进行井眼轨迹控制。近钻头随钻测量系统经过高度集成优化设计，将自然伽马测井仪、电阻率仪和井斜仪等测量仪器集成于长 1.0~2.0 m 的短钻铤上，安装在动力钻具马达和传动轴之间，使各参数测点极大地靠近了钻头。近钻头地质导向钻井技术可提高探井发现率和开发井的储层钻遇率，尤其适用于复杂地层、薄目的层水平井钻井。与传统 LWD 导向钻井相比，近钻头地质导向钻井技术要更加精确、及时，能够大大提高井眼轨迹的控制精度，与国外旋转导向钻进相比具有较大的成本优势。

隆页 1HF 井三开井段设计采用近钻头随钻地质导向钻井技术，各参数测量零长控制在 3.0~4.0 m，其中电阻率测量零长为 3.1 m，井斜角测量零长为 3.5 m，

伽马测量零长为 3.8 m。

### 2.2 井眼轨道设计及井眼轨迹控制技术

#### 2.2.1 井眼轨道设计

为了保证  $\phi 311.1$  mm 井眼内侧钻的成功率，对比不同造斜点、不同造斜率下各井眼轨道设计的优缺点，最终确定隆页 1HF 井采用“增—稳—增—稳—增—稳”六段制井眼轨道。该井眼轨道充分利用导眼井产生的反向位移，使设计靶前位移控制在 200 m 以内，增大了大斜度井段的有效长度，在一定程度上降低了钻井成本。

该井设计造斜点井深 2 430.00 m，采用  $\phi 311.1$  mm 钻头侧钻，完成第一增斜段、进入第一稳斜段 10.00~20.00 m 后（预计进入龙马溪组地层 60.00 m，测深 2 610.00 m）下入  $\phi 244.5$  mm 技术套管，三开采用  $\phi 215.9$  mm 钻头进行后续“增—稳—增—稳”段钻进，最大限度地预留安全空间。隆页 1HF 井井眼轨道设计结果见表 1。

表 1 隆页 1HF 井井眼轨道设计结果

Table 1 The well trajectory planning of Well Longye 1HF

项目	井深/m	井斜角/(°)	方位角/(°)	闭合距/m	垂深/m
侧钻造斜点	2 430.00	6.52	160.70	85.96	2 427.51
一次增斜	2 430.00~2 595.00	6.52~15.55	349.14	73.07	2 427.51~2 590.97
稳斜段	2 595.00~2 695.00	15.55	349.14	46.46	2 590.97~2 687.31
二次增斜	2 695.00~2 805.30	15.55~31.01	333.29	3.56	2 687.31~2 788.41
稳斜段	2 805.30~2 818.82	31.01	333.29	4.10	2 788.41~2 800.00
三次增斜	2 818.82~3 078.08	31.01~68.38	332.00	199.82	2 800.00~2 962.08
大斜度段	3 078.08~4 227.19	68.38	332.00	1 268.10	2 962.08~3 385.43

#### 2.2.2 井眼轨迹控制技术

隆页 1HF 井为预探井，附近没有可参考的邻井，导眼井的施工为该井大斜度井段井眼轨迹的精确控制起到了重要的借鉴作用。在侧钻造斜段，根据设计大斜度井段方位与导眼井实钻井眼方位的关系，优化最佳扭方位施工方案，充分利用导眼井的反向位移，缩减了靶前位移。应用国产大功率等壁厚单弯螺杆，配合近钻头随钻测量仪器，利用随钻测量仪监测到的储层伽马值、电阻率等参数来调整井眼轨迹，确保井眼在储层内穿行。另外，根据综合录井仪实时监测到的钻时和返出岩屑，可以进一步判断钻头的准确位置。

### 2.3 钻头优选

隆页 1HF 井侧钻井段钻遇地层主要为志留系

小河坝组和龙马溪组地层。根据导眼井钻井情况，小河坝组上部地层岩性以灰色、灰绿色泥岩为主，下部地层岩性以灰色、灰绿色粉砂岩与泥质粉砂岩互层为主，可钻性级值为 4.8~6.0，考虑该地层主要采取定向钻进，推荐采用 HJT537 型三牙轮钻头及五刀翼 T1655B 型 PDC 钻头。龙马溪组地层岩性以灰黑色页岩、粉砂质页岩夹灰色粉砂岩为主，可钻性级值为 4.5~5.5，该地层主要采取复合钻进，为大斜度井段，推荐采用五刀翼 T1655B 型 PDC 钻头，以提高机械钻速。

### 2.4 钻具组合优化

大斜度井钻井中，需根据不同施工井段的特点采用不同的钻具组合。结合前期已钻井的钻进情况，隆页 1HF 井各井段钻具组合优化结果为：侧钻钻具组合采用  $\phi 311.1$  mm 牙轮钻头+1.75°弯接头

+直螺杆;二开造斜段采用  $\phi 311.1$  mm PDC/牙轮钻头+ $1.25^\circ$ 单弯螺杆+LWD 钻具组合;三开造斜段及大斜度井段采用 PDC+近钻头地质导向钻具组合,保证井眼轨迹的精确控制。

三开造斜段及大斜度井段钻具组合为: $\phi 215.9$  mm PDC 钻头+近钻头测量系统( $1.25^\circ \times \phi 172.0$  mm 单弯螺杆)+钻具止回阀+ $\phi 172.0$  mm 接收短节+ $\phi 172.0$  mm 悬挂短节+ $\phi 127.0$  mm 无磁承压钻杆  $\times 1$  根+ $\phi 127.0$  mm 加重钻杆  $\times 29$  根+ $\phi 127.0$  mm 斜坡钻杆  $\times$  若干根。

## 2.5 油基钻井液

与水基钻井液相比,油基钻井液具有较强的抑制性,同时具有抗高温、有利于井壁稳定、润滑性好和对储层损害程度较小等优点,特别适用于水敏性页岩地层<sup>[15-18]</sup>。

彭水区块前期页岩气水平井钻井过程中多采用国外技术服务公司的油基钻井液,成本相对较高。为进一步降低钻井成本,隆页 1HF 井三开井段设计采用国内公司自主研发的油基钻井液,其配方为:80.00%柴油+3.50%膨润土+3.50%乳化剂+3.50%润湿剂+4.30%油基降滤失剂+4.30%乳化封堵剂+2.14%氧化沥青+CaCl<sub>2</sub> 溶液;主要性能:漏斗黏度为 50~80 s,塑性黏度小于 40 mPa·s,固相含量小于 25%,破乳电压大于 400 V,油水比为 80/20~85/15。其主要特点是成本低、性能稳定和配制简单。

彭水区块前期所钻 4 口井三开井段龙马溪组地层实测压力系数为 0.95~1.10,但实钻钻井液密度控制在 1.25~1.35 kg/L,要高于气井钻井液密度上限,这也是造成水平段漏失频繁和机械钻速较低的主要原因之一<sup>[19]</sup>。隆页 1HF 井大斜度井段方位是沿最小水平主应力方向,防止井壁坍塌所需要的钻井液密度要小于直井,但发生井漏的可能性要大于直井。因此,为降低三开井段钻井过程中的漏失风险,参考导眼井实钻情况,控制钻井液密度小于导眼井钻进时的钻井液密度。隆页 1HF 井实钻过程中未发生井漏和井壁掉块情况。

## 2.6 固井技术

为了满足后期压裂作业的要求<sup>[20-21]</sup>,同时防止固井施工中漏失和气窜现象的发生,隆页 1HF 井设计应用双凝双密度水泥浆,领浆采用低密度水泥浆,尾浆采用弹性防气窜水泥浆,双凝分界点在井深

2 400.00 m 左右。领浆配方为嘉华 G 级水泥+5.0% DZJ-Y+0.6%G33S+1.0%DZX+62.0%水,密度 1.50 kg/L,API 滤失量 38 mL,稠化时间 236 min,72 h 顶部抗压强度 9.0 MPa。尾浆配方为嘉华 G 级水泥+4.0%SFP-1+2.0%DZP+4.0%DZJ-Y+1.0%H+1.0%消泡剂+40.0%水,密度 1.90 kg/L,API 滤失量 47 mL,稠化时间 155 min,72 h 顶部抗压强度 15.2 MPa。

为提高大斜度井段套管串居中度,整体式稳定器和树脂旋流稳定器配合使用,并优化稳定器安放位置,以提高顶替效率和封固质量。为了有效清除油基钻井液在套管和井壁上形成的油膜,采用柴油、加重冲洗液和冲洗水泥浆的三级冲洗工艺。

## 3 现场应用

隆页 1HF 井侧钻点位于井深 2 430.50 m 处,为保证侧钻的成功率,应用  $2.25^\circ$  弯接头配合直螺杆进行侧钻。采用控时侧钻,侧钻开始时钻时控制在 1.5~2.0 h/m,之后根据岩屑返出情况逐渐缩短控时时间,提高机械钻速。钻至井深 2 443.97 m 侧钻成功,起钻更换常规定向钻具组合,钻至井深 2 679.00 m 二开中完(进入龙马溪组地层 60.00 m),井斜角为  $17.36^\circ$ ,方位角由侧钻点的  $162.18^\circ$  扭转为  $341.23^\circ$ ,整个过程以扭方位增斜为主,隆页 1HF 井实钻井眼轨迹垂直投影及水平投影如图 2 所示。

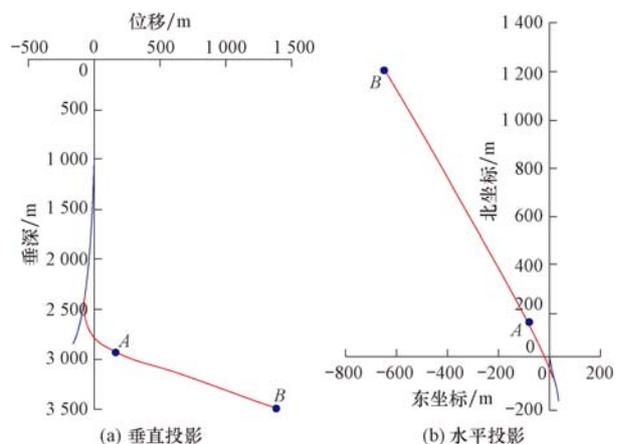


图 2 隆页 1HF 井实钻井眼轨迹投影示意

Fig. 2 The drilled trajectory of Well Longye 1HF

三开钻进选用 T1655B 型 PDC 钻头配合近钻头测量系统,提速效果较为明显,期间因仪器故障原因起钻 3 趟,同时对钻具组合进行了优化,以达到快速、精确控制井眼轨迹的目的。固井时先后泵入柴

油、加重冲液和冲洗水泥浆进行三级冲洗,然后泵入低密度领浆和高密度尾浆,用清水顶替,水泥浆返出地面,碰压 23 MPa。

### 3.1 钻井时效分析

隆页 1HF 井设计钻井周期 37.00 d,实际钻井周期 36.77 d。因二开加深以及三开加深钻进额外耗时 1.50 d,折算后钻井周期 35.27 d。二开钻遇小

河坝组地层,受滑动扭方位钻进及钻头选型的影响,钻时较长,总进尺为 248.50 m,平均机械钻速仅为 1.01 m/h。三开钻时较短,钻井进尺为 1 699.00 m,平均机械钻速达 7.23 m/h。该井与彭水区块前期 4 口井水平段钻进时效的对比结果见表 2,可以看出隆页 1HF 井大斜度井段机械钻速最高,比前期 4 口井平均机械钻速提高了 32%,钻井周期缩短了 25.68%,说明该井钻头选型及钻井提速技术措施较为合理。

表 2 各井三开大斜度(水平)井段钻井时效对比

Table 2 The drilling efficiency comparison of the third spud highly-deviated (horizontal) section among all wells

井号	井深/m	大斜度(水平)井段长度/m	地层	纯钻时间/h	机械钻速/(m·h <sup>-1</sup> )	钻头型号
彭页 HF-1	3 446.00	1 020.00	龙马溪组	196.2	5.20	WHMGE461-5、G536X
彭页 2HF	3 990.00	1 650.00	龙马溪组	331.3	4.98	G536X、WHMGE461-5
彭页 3HF	4 190.00	1 150.00	龙马溪组	238.6	4.82	KMD1652GAR
彭页 4HF	3 652.00	1 247.00	龙马溪组	260.0	4.80	DM665D
隆页 1HF 井	4 378.00	1 317.00	龙马溪组	182.2	7.23	T1655B

### 3.2 井眼质量分析

从井眼轨迹控制、固井质量和储层穿遇率等方面分析隆页 1HF 井的实钻井眼质量:造斜段(2 680.00~3 061.00 m)最大狗腿度小于 6.0°/30m,井径扩大率 1.85%;大斜度井段(3 061.00~4 378.00 m)最大狗腿度小于 3.0°/30m,井径扩大率 2.22%。固井质量评价表明,二开井段(1 399.60~2 679.00 m)和三开井段(2 679.00~4 378.00 m)的第一、二胶结面质量均为优。3 061.00~4 378.00 m 井段的优质页岩钻遇率为 100%。可以看出,该井完井井眼质量较好,不仅能够满足工程质量要求,也满足地质质量要求。

## 4 认识与建议

1) 隆页 1HF 井钻井过程中通过对井身结构、钻头、钻具组合进行优化或优选,并应用了近钻头地质导向钻井技术、油基钻井液体系等,有效提高了机械钻速、缩短了钻井周期,可以在相邻区块页岩气水平井钻井中推广应用。

2) 导眼井的施工为隆页 1HF 井侧钻施工的安全、快速实施发挥了重要借鉴作用。建议先期进行一体化设计,充分利用导眼井地层造斜趋势有意识地控制井斜角和方位角,为侧钻水平井(大斜度井)做好充分准备。

3) 采用双凝双密度水泥浆、树脂旋流稳定器等特色固井技术保证了顶替效率和套管的居中度,固井过程中未发生漏失,水泥浆正常返至地面,固井质量较好。

4) 确定页岩气井目的层段的钻井液密度是大斜度井段或水平段安全钻进的关键。合理的钻井液密度不仅能够有效降低漏失发生的概率,同时还能够在一定程度上提高机械钻速。建议在未钻导眼井的情况下进一步加强页岩层水平井钻井液密度窗口的理论研究,给钻井设计和现场施工提供理论指导。

### 参 考 文 献

#### References

- [1] 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.
- [2] 闫联国, 周玉仓. 彭页 HF-1 页岩气井水平段固井技术[J]. 石油钻探技术, 2012, 40(4): 47-51.  
YAN Lianguo, ZHOU Yucang. Horizontal well cementing technology of shale gas Well Pengye HF-1[J]. Petroleum Drilling Techniques, 2012, 40(4): 47-51.
- [3] 杨力. 彭水区块页岩气水平井防漏堵漏技术探讨[J]. 石油钻探技术, 2013, 41(5): 16-20.  
YANG Li. Leak prevention and plugging techniques for shale gas horizontal wells in Pengshui Block[J]. Petroleum Drilling Techniques, 2013, 41(5): 16-20.
- [4] 姜政华, 童胜宝, 丁锦鹤. 彭页 HF-1 页岩气水平井钻井关键技术

- 术[J]. 石油钻探技术, 2012, 40(3): 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(3): 28-31.
- [5] 夏海帮, 袁航, 岑涛. 彭水区块页岩气生产井排采方式研究与应用[J]. 石油钻探技术, 2014, 42(4): 21-26.
- XIA Haibang, YUAN Hang, CEN Tao. Study and application of drainage methods for shale gas wells in Pengshui Block[J]. Petroleum Drilling Techniques, 2014, 42(4): 21-26.
- [6] 陈作, 曹红军. 水平井造斜段待钻井眼轨迹设计及应用[J]. 天然气工业, 1998, 18(4): 52-54.
- CHEN Zuo, CAO Hongjun. The design and application of horizontal deflection section of horizontal well[J]. Natural Gas Industry, 1998, 18(4): 52-54.
- [7] 祁宏军, 闫振来, 唐志军, 等. 金平1井长水平段水平井的设计与施工[J]. 中外能源, 2010, 15(2): 56-57.
- QI Hongjun, YAN Zhenlai, TANG Zhijun, et al. The operation of Jinping 1 Well's long horizontal section[J]. Sino-Global Energy, 2010, 15(2): 56-57.
- [8] 何龙, 胡大梁, 朱弘. 丁页2HF页岩气水平井钻井技术[J]. 石油钻探技术, 2014, 42(4): 125-130.
- HE Long, HU Daliang, ZHU Hong. Drilling technologies for shale gas horizontal Well Dingye 2HF[J]. Petroleum Drilling Techniques, 2014, 42(4): 125-130.
- [9] 唐嘉贵. 川南探区页岩气水平井钻井技术[J]. 石油钻探技术, 2014, 42(5): 47-51.
- TANG Jiagui. Discussion on shale gas horizontal drilling technology in Southern Sichuan[J]. Petroleum Drilling Techniques, 2014, 42(5): 47-51.
- [10] 马庆涛, 葛鹏飞, 王晓宇, 等. 涪页HF-1页岩气水平井钻井关键技术[J]. 石油机械, 2013, 41(8): 107-110.
- MA Qingtao, GE Pengfei, WANG Xiaoyu, et al. Key technology of shale gas horizontal drilling in Well HF-1 of Fuye[J]. China Petroleum Machinery, 2013, 41(8): 107-110.
- [11] 牛新明. 涪陵页岩气田钻井技术难点及对策[J]. 石油钻探技术, 2014, 42(4): 1-6.
- NIU Xinming. Drilling technology challenges and resolutions in Fuling Shale Gas Field[J]. Petroleum Drilling Techniques, 2014, 42(4): 1-6.
- [12] 艾军, 张金成, 臧艳彬, 等. 涪陵页岩气田钻井关键技术[J]. 石油钻探技术, 2014, 42(5): 9-15.
- AI Jun, ZHANG Jincheng, ZANG Yanbin, et al. The key drilling technologies in Fuling Shale Gas Field[J]. Petroleum Drilling Techniques, 2014, 42(5): 9-15.
- [13] 梁玉平, 王建波. 涪陵区块12-4X页岩气水平井钻井关键技术[J]. 石油机械, 2014, 42(8): 57-61.
- LIANG Yuping, WANG Jianbo. Key drilling technologies for horizontal shale gas Well 12-4X in Fuling Block[J]. China Petroleum Machinery, 2014, 42(8): 57-61.
- [14] 冯大鹏, 崔璟, 童胜宝. 彭水页岩气水平井固井工艺技术[J]. 钻采工艺, 2014, 37(6): 21-23.
- FENG Dapeng, CUI Jing, TONG Shengbao. Cementing technologies for horizontal wells in Pengshui Shale Gas Field[J]. Drilling & Production Technology, 2014, 37(6): 21-23.
- [15] 李雄, 王显光, 林永学, 等. 彭页2HF井油基钻井液技术[J]. 钻采工艺, 2015, 38(1): 40-43.
- LI Xiong, WANG Xianguang, LIN Yongxue, et al. Oil base drilling fluid technologies for Pengye 2HF Well[J]. Drilling & Production Technology, 2015, 38(1): 40-43.
- [16] 何振奎. 泌页HF1井油基钻井液技术[J]. 石油钻探技术, 2012, 40(4): 32-37.
- HE Zhenkui. Oil base drilling fluid technology applied in Well Biye HF 1[J]. Petroleum Drilling Techniques, 2012, 40(4): 32-37.
- [17] 李培超, 李培伦, 曹丽杰. 斜井坍塌压力计算公式的理论研究[J]. 上海工程技术大学学报, 2010, 24(1): 1-4.
- LI Peichao, LI Peilun, CAO Lijie. Theoretical study on collapse pressure calculating equation of deviated wellbore[J]. Journal of Shanghai University of Engineering Science, 2010, 24(1): 1-4.
- [18] 齐从丽, 周成华. 油基钻井液在百色油田的应用[J]. 断块油气田, 2014, 21(6): 806-808.
- QI Congli, ZHOU Chenghua. Application of oil-based drilling fluid in Baise Oilfield[J]. Fault-Block Oil and Gas Field, 2014, 21(6): 806-808.
- [19] 袁明进, 王彦祺. 彭水区块页岩气水平井钻井技术方案优化探讨[J]. 钻采工艺, 2015, 38(5): 28-31.
- YUAN Mingjin, WANG Yanqi. Optimization of drilling technologies used for shale gas horizontal well in Pengshui Block[J]. Drilling & Production Technology, 2015, 38(5): 28-31.
- [20] 孙坤忠, 陶谦, 周仕明, 等. 丁山区块深层页岩气水平井固井技术[J]. 石油钻探技术, 2015, 43(3): 55-60.
- SUN Kunzhong, TAO Qian, ZHOU Shiming, et al. Cementing technology for deep shale gas horizontal well in the Dingshan Block[J]. Petroleum Drilling Techniques, 2015, 43(3): 55-60.
- [21] 赵常青, 谭宾, 曾凡坤, 等. 长宁-威远页岩气示范区水平井固井技术[J]. 断块油气田, 2014, 21(2): 256-258.
- ZHAO Changqing, TAN Bin, ZENG Fankun, et al. Cementing technology of horizontal well in Changning-Weiyuan shale gas reservoir[J]. Fault-Block Oil & Gas Field, 2014, 21(2): 256-258.

[编辑 滕春鸣]