

# 页岩油大斜度深井侧钻技术浅析 ——以高邮凹陷HY1HF井为例

李仕钊<sup>1</sup>, 李根奎<sup>2</sup>

(1. 中国石化华东油气分公司勘探开发研究院, 江苏 南京 210000; 2. 中石化华东石油工程公司江苏钻井公司, 江苏 扬州 225200)

**摘要:** HY1HF井是为落实高邮凹陷花庄构造阜二段页岩油储量的一口风险探井。侧钻过程中由于深度较深、井斜偏大、油基钻井液水泥塞胶结差等因素, 第一趟1.5°单弯配合PDC钻头侧钻组合侧钻失败, 更换1.75°单弯配合牙轮钻头组合并调整侧钻轨迹控制方式后侧钻成功。分析总结HY1HF井侧钻施工全过程的经验与教训, 在侧钻工具、钻头、钻具组合、侧钻方式的选择等方面, 为页岩油水平井大斜度深井侧钻提供了有益的借鉴。

**关键词:** 页岩油井; 侧钻; 深侧钻点; 大斜度; 钻具组合

**中图分类号:** TE242 **文献标志码:** A

## Analysis on deep depth and high inclination sidetracking technology in drilling a shale oil well: Taking HY1HF well in Gaoyou Sag as an example

LI Shizhao, LI Genkui

(1. Research Institute of Exploration & Development, East China Oil and Gas Company, SINOPEC, Nanjing 210000, China;  
2. Jiangsu Drilling Company, SINOPEC East China Petroleum Engineering Company, Yangzhou 225200, China)

**Abstract:** HY1HF well is a risk exploration well for shale oil reserves in the second member of Funing Formation of Huazhuang structure in Gaoyou Sag. In the drilling process, lateral drilling is carried out due to the drilling deviation problem caused by faults. In the process of sidetracking, due to the deep kick-off point, large bore inclination, poor cement plug bonding of oil-based drilling fluid and other factors, the first round of sidetracking with a 1.5 degree single bend plus a PDC bit combination failed. The sidetrack was successful after drilling with the replacement of a combination of a 1.75 degree single bend plus a roller bit and the adjustment of sidetrack control mode. By analyzing the sidetracking construction of this well, a new understanding of the technical sequence of sidetracking of shale oil horizontal well with large deviation and deep drilling (the selection of sidetracking tools, drill bits, drill assemblies and sidetracking methods) is obtained, which has a good guiding and reference significance for the deep depth and high inclination sidetracking of a shale oil well.

**Key words:** shale oil well; sidetracking; deep KOP; high inclination; assembly of drill tools

HY1HF井是在完成HY1井钻探、落实高邮凹陷阜二段页岩油<sup>[1]</sup>而部署的一口页岩油水平井<sup>[2]</sup>, Ø311.1 mm井眼侧钻造斜至井深3 780 m, 井斜54.6°, Ø244.5 mm技术套管下至3 777.93 m; 三开Ø215.9 mm井眼采用Archer675旋导工具<sup>[3]</sup>, 近钻头井斜、方位、伽马<sup>[4]</sup>以及远端电阻率、井斜、方位进行地质导向及轨迹控制<sup>[5]</sup>, 因旋导工具发生多次堵塞仅完成3 783 m至4 436 m井段控制, 后换LWD仪器钻至4 576 m, 因地层断层层位的变化实钻轨迹进入阜一段地层166 m, 偏移了目的层。经技术论证从3 950 m侧钻, 侧钻施工克服了井深、井斜大、油基钻井液

水泥塞胶结差<sup>[6]</sup>及地层自然造斜能力<sup>[7]</sup>强等困难, 采用牙轮钻头与1.75°单弯组合侧钻成功, 完钻井深5 785 m, 闭合位移2 113 m, 水平段长1 278 m, 油层钻遇率100%。

通过本井侧钻施工, 对页岩油水平井大斜度深井侧钻在造斜工具、钻头、钻具组合、侧钻轨迹控制方式的选择有新的认识。

收稿日期: 2022-05-11; 改回日期: 2022-11-22。

第一作者简介: 李仕钊(1989—), 助理研究员, 主要从事非常规资源勘探开发工作。E-mail: lsz1989@163.com。

## 1 技术难点

页岩油大斜度深井侧钻与常规定向井侧钻相比,因侧钻点深、井斜大、油基钻井液水泥塞胶结差等因素,施工难度大、风险高,不容易侧钻成功。其技术难点:

(1)侧钻点井斜大<sup>[8]</sup>,井眼轨迹平滑无狗腿,侧钻井眼不易形成新台阶。3 783 m至4 436 m为旋导控制井段,其中3 900 m至4 000 m为旋导稳斜井段,所选侧钻点3 950 m正处旋导稳斜井段,井斜68°左右。

(2)侧钻点水泥塞胶结强度难以保证,侧钻工具没有支撑点。由于油基钻井液、井斜大的原因,注水泥塞时水泥浆沉降和油基钻井液井眼难以清洁,水泥浆容易被污染和造成很长的混浆段<sup>[9]</sup>,导致水泥塞胶结强度不够。

(3)因井深压实作用,侧钻点地层可钻性差。而且侧钻轨迹与地层夹角小,以及地层自身造斜力强。三开老井眼地层自然减方位能力强(3°/30 m左右),地层倾角15°左右,轨迹与地层夹角小,不利于侧钻新井眼形成。

(4)新井眼的判断与轨迹控制难度大。控制钻时返出的岩屑较细碎,又受油基钻井液污染<sup>[10]</sup>,泥岩岩屑与水泥区分有困难;设计初始造台阶井段有限,定向仪器测斜零长偏长,新井眼数据难以预测,对轨迹控制带来困难。

## 2 大斜度深井裸眼侧钻工艺技术

裸眼侧钻<sup>[11]</sup>的方式按侧钻工具可分为斜向器侧钻、降斜钻具侧钻、单弯螺杆钻具侧钻;按侧钻工艺可分为裸眼回填水泥侧钻和悬空侧钻。为了不影响后期压裂开采需回填已钻开的目的层<sup>[12]</sup>,同时满足新井眼轨迹增斜需要,页岩油水平井大斜度井侧钻常用注水泥填井动力(单弯螺杆)钻具侧钻。HY1HF井依据工程补充设计剖面,应采用单弯螺杆钻具降斜增方位轨迹控制方式侧钻。

### 2.1 侧钻点与侧钻控制方式

(1)侧钻点的选择<sup>[13]</sup>。侧钻点的选择首先必须满足地质设计及完钻目的要求;二是地层稳定、可钻性好、井眼规则井径扩大率小;三是尽量避免降斜、稳斜段侧钻,方位与原井眼要有一定角度。

(2)侧钻控制方式的选择<sup>[14]</sup>。单弯螺杆钻具侧钻效果取决于工具造斜率和工具面角<sup>[15]</sup>,为提高裸

眼侧钻成功率,一般初始采取降斜、降斜增方位、降斜降方位方式。

### 2.2 钻具组合与钻头选择

(1)单弯螺杆及钻具组合的选择。钻具结构的造斜率和侧向力是选择侧钻工具的主要依据,侧向力越大,侧切力越强、就越有利于侧钻<sup>[16]</sup>。常规大斜度井、水平井侧钻采用PDC+1.5°带稳定器单弯螺杆单扶组合,对侧钻难度大的井则采用牙轮钻头+1.75°带稳定器单弯螺杆单扶组合。

(2)钻头的选择。钻头的侧向切削能力是侧钻钻头选择依据,侧钻钻头主要以短保径专用定向PDC钻头和适用螺杆高转速的牙轮钻头为主,PDC钻头的保径长度对钻头的侧向切削能力影响较大,钻头保径长度越大,保径与地层的接触面积就越大,越有利于提高钻头的稳定性,但长保径设计会降低钻头的造斜能力<sup>[17]</sup>,避免用侧向能力弱的平底PDC钻头、长保径PDC钻头、单牙轮钻头或类似钻头。

### 2.3 侧钻工艺技术

(1)水泥塞承压测试。用大水眼钻头钻探水泥塞到侧钻位置,大排量充分洗井,确保井眼畅通,钻井液达到滑动钻井要求,并进行超过120 kN的水泥塞承压测试。

(2)工具、仪器检查测试。侧钻钻具组合下井前,用钻进排量对入井工具、仪器进行井口检查测试,钻具组合的造斜能力要满足井眼轨道设计要求。

(3)拉槽、磨台阶、控时钻进。钻具下到实际侧钻位置调整好工具面,对侧钻点以上5 m井段上下缓慢划槽10遍后,至侧钻点位置定向磨台阶0.5~1 h。后续视返出岩屑情况逐步调整控时,一般为正常钻时的3~5倍,保证新井眼地层被切削。

(4)新井眼的判断。新井眼的正确判断是侧钻工艺技术必不可少的重要环节,是快速高效完成侧钻的关键,其主要依据是钻屑中岩屑与水泥所占比例<sup>[13]</sup>。判断手段:①元素录井技术的应用<sup>[18]</sup>,元素分析协助岩屑录井,新地层岩屑返出量占比增多,水泥量减少,最后100%为新地层岩屑;②轨迹数据对比计算。新井眼的井斜、方位测量数据与原井眼同井深测量数据不同;③对比钻时。钻井参数相同,钻时与正常情况相似。侧钻成功后,根据井眼轨道设计要求继续施工同时注意保护侧钻点,新井眼形成后,要防止重新进入老井眼,起下钻时避免

在侧钻井段开泵和划眼<sup>[19]</sup>。

### 3 侧钻施工过程分析

按地质补充设计A、B靶点对轨迹控制要求, HY1HF井侧钻点为3 950 m, 此处井斜68°, 方位127.83°, 侧钻设计造斜率3.9°/30 m, 最大井斜78°, 侧钻方位134.56°。考虑老井实钻轨道闭合方位小于设计方位, 侧钻轨迹设计方位大于老井设计方位, 从老眼右侧绕开。

#### 3.1 注水泥塞及井眼准备

(1)注水泥塞方案。HY1HF井垂深达到3 985 m, 井底温度120℃, 回填井段3 950~4 570 m, 封固井段长。水泥浆体系采用抗高温防气窜水泥浆体系<sup>[20]</sup>, 密度1.90 g/cm<sup>3</sup>、温度120℃、稠化时间300~

330 min、失水量小于50 mL。采用平衡法打水泥塞, 分4 230~4 576 m、3 950~4 230 m二次完成回填侧钻水泥塞施工, 第一段注水泥浆替浆上提钻具至4 230 m循环一周后, 接着注第二段水泥浆。

(2)水泥浆计算及前置液体系。水泥浆计算借鉴西部页岩气井施工经验。老井眼相对规则, 井径扩大率小, 水泥浆量计算第一段不增加附加量, 第二段增加10%, 注完第二段水泥塞起至3 890 m循环, 比设计侧钻点3 950 m高60 m, 以确保水泥塞面不低于侧钻点和尽量少的混浆返出, 减少污染。选用洗油前置液体系<sup>[21]</sup>, 以清洗井眼, 保证胶结效果, 共注入12 m<sup>3</sup>, 密度1.50 g/cm<sup>3</sup>, 分段注水泥浆及返出效果见表1。

表1 分段注水泥浆及返出效果

水泥塞	封固段/m	注浆量/m <sup>3</sup>	替浆量/m <sup>3</sup>	循环深度/m	返出混浆	水泥塞面/m
第一段	4 220~4 570	12.8	44	4 220	有	
第二段	3 950~4 220	11.5	40	3 890	有	3 907

(3)为防止水泥浆候凝期间环空气窜, 循环一周后关井候凝; 候凝48 h探得水泥面3 907 m, 钻至3 915 m承压180 kN, 调整好钻井液性能换侧钻组合。

#### 3.2 侧钻施工

##### 3.2.1 侧钻第一趟钻

钻具组合: Ø215.9 mmPDC+Ø172 mm单弯螺杆(1.5°Ø208 mm稳定器)+LWD短节+Ø127 mm无磁承压钻杆1根+MWD短节+Ø127 mm无磁承压钻杆1根+Ø127 mm斜台阶加重钻杆2根+Ø159 mm随钻震击器+Ø127 mm斜台阶加重钻杆1根+Ø127 mm斜台阶钻杆(40~190根)+Ø127 mm斜台阶加重钻杆24根+Ø139.7 mm斜台阶钻杆+133 mm方钻杆。

从井深3 915 m控时, 工具面高边右150°降斜增方位, 拉槽后按80~110 min/m控时钻进至井深3 943 m, 3 916 m至3 921 m元素分析Ca由13%降至11%, 新井眼台阶有形成趋势, 从井深3 922 m至3 943 mCa元素稳定在17%至20%之间, 从砂样与元素分析, 未形成新井眼, 3 939 m、3 942 m录井岩屑见图1。控制参数: 排量32 L/s, 钻压0~30 kN; 在

井深3 940.8 m下探承压至3 941.8 m承压130 kN。

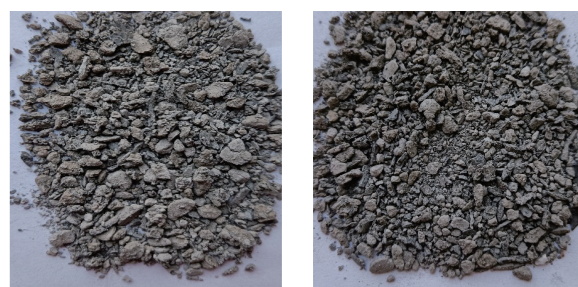


图1 第一趟录井岩屑

##### 3.2.2 侧钻第二趟钻

初步分析第一趟钻未形成新井眼原因, 为旋导钻进井段井眼规则 and 水泥塞胶结不好。换牙轮钻头与1.75°单弯螺杆组合。钻具组合为: Ø215.9 mmMDI517X+Ø172 mm单弯螺杆(1.75°带Ø212稳定器)+Ø152 mm无磁钻铤1根+MWD短节+Ø127 mm无磁承压钻杆1根+Ø127 mm斜台阶加重钻杆2根+Ø159 mm随钻震击器+Ø127 mm斜台阶加重钻杆1根+Ø127 mm斜台阶钻杆(190根)+Ø127 mm斜台阶加重钻杆24根+Ø139.7 mm斜台阶钻杆+133 mm方钻杆。

(1)降斜增方位侧钻, 井段3 943~3 952 m, 按照



悬空侧钻控时方案施工。参数:排量 32 L/s、钻压 0~30 kN;承压测试,从 3 943 m 下探井深 3 946.18 m 承压 120 kN,根据承压情况选择 3 945.3 m 作为侧钻点,摆好工具面高边右 150°,在井深 3 941~3 945.3 m 上下缓慢划槽 10 遍后,放至侧钻点位置定向磨台阶 1 h。从两次实际承压情况分析,水泥塞胶结强度弱,按照悬空侧钻方案施工,200~240 min/m 控时钻进至 3 952 m,元素分析 Ca 稳定在 17% 左右,从元素分析仍未形成新井眼。

(2)降斜降方位侧钻,从 3 953 m 开始调整工具面降斜降方位方式(−120°至−150°)侧钻,按 150 min/m 控时侧钻,至 3 955 m Ca 元素由 18% 下降至 13.87%,3 957~3 959 m Ca 元素为 10%,钻至 3 969 m,Ca 元素稳定为 9%~10%,从录井岩屑、元素分析,新井眼完全形成,牙轮钻头使用时间已到,起钻换钻具组合。录井岩屑见图 2,钻时、元素与老井眼对比见表 2。

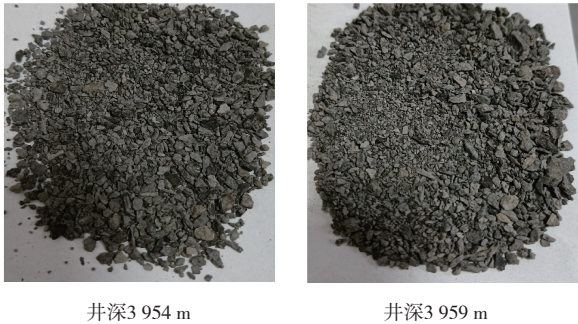


图2 第二趟录井岩屑

3.2.3 侧钻第三趟钻

侧钻第三趟钻换 1.5°无扶单弯及 FL1653JH 进行下步轨迹控制,按照地质导向指令进行新井眼轨迹调整。钻具组合:Ø215.9 mmFL1653JH+Ø172 mm 无扶单弯螺杆(1.5°)+LWD 短节+Ø127 mm 无磁承压钻杆 1 根+MWD 短节+Ø127 mm 无磁承压钻杆 1 根+Ø127 mm 斜台阶加重钻杆 2 根+Ø159 mm 随钻震击器+Ø127 mm 斜台阶加重钻杆 1 根+Ø127 mm 斜台阶钻杆(190 根)+Ø127 mm 斜台阶加重钻杆 24 根+Ø139.7 mm 斜台阶钻杆+133 mm 方钻杆。

钻进参数:排量 30~32 L/s,顶驱转速 50 r/min,钻压 80~120 kN;钻进井段 3 969~4 874.04 m,进尺 905.04 m,机械钻速 7.13 m/h;本趟钻具组合造斜率最高为 5.1°/30 m,见表 3。

表2 Ca元素、钻时与老井眼对比

井深/ m	老井眼钻时/ (min·m <sup>-1</sup> )	侧钻钻时/ (min·m <sup>-1</sup> )	新井眼 Ca 元素/%	老井眼 Ca 元素/%
3 946	6		13	8
3 947	5	334	16	9
3 948	3	189	12	9
3 949	3	204	16	9
3 950	2	175	18	9
3 951	3	235	17	9
3 952	4	200	17	9
3 953	5	200	17	9
3 954	4	189	15	9
3 955	4	154	14	9
3 956	5	150	11	9
3 957	4	155	10	9
3 958	16	150	9	9
3 959	4	144	10	9
3 960	5	153	10	10
3 961	6	120	10	9
3 962	4	120	10	8
3 963	5	90	10	9
3 964	4	34	10	9
3 965	5	128	10	10
3 966	6	78	9	9
3 967	5	60	9	10
3 968	5	63	9	10
3 969	6	77	9	9

实钻扫描结果基本达到井深 3 980 m、4 040 m、4 100 m、4 160 m 处夹壁墙厚度分别 1 m、4 m、15 m、25 m 的要求,由于改变了初始侧钻轨迹,降斜降方位从井眼左侧形成新井眼再造斜按设计轨迹进 A 靶,导致 4 100 m 后的夹壁墙厚度增长不明显,但不影响整体轨迹控制,见表 4、图 3。

表3 滑动效果分析

井段/m	滑动/m	造斜率/ [(°)·(30 m) <sup>-1</sup> ]	工具面/ (°)
3 985~3 989	4	4.4	17
3 988.65~3 998.17	5.5	5.1	36
3 998.17~4 007.66	5.7	4.7	30
4 007.66~4 017.17	4	4	27(30)
4 017.17~4 026.67	4.2	3.5	27(50)
4 026.67~4 036.16	4.2	5.1	35(60)
4 036.16~4 045.68	4.3	3.6	50(70)
4 045.68~4 054.08	5	4.8	52(70)

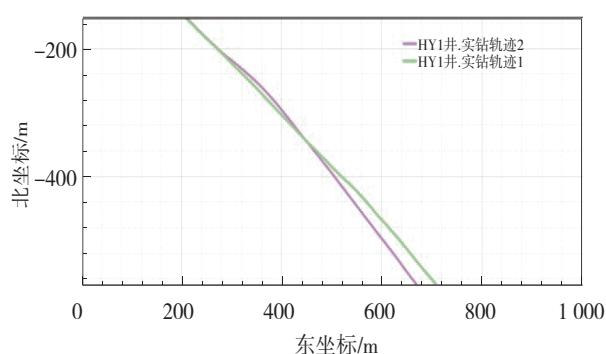


图3 侧钻后新老井眼轨迹

表4 侧钻新轨迹与老井眼距离

参考井测深/ m	参考井垂深/ m	中心距/ m	邻井测深/ m	邻井垂深/ m
3 980.00	3 798.54	3.10	3 979.94	3 797.73
4 040.00	3 819.51	7.37	4 039.66	3 821.01
4 100.00	3 835.34	12.63	4 099.09	3 845.03
4 160.00	3 848.55	18.16	4 159.15	3 865.60

### 3.3 侧钻施工失利因素分析

HY1HF三开可选择侧钻位置有限,设计方位虽然与原井眼错开,但由于老井眼光滑、水泥塞不实等诸多原因造成3 915~3 952m新井眼台阶未形成。其原因:

(1)水泥塞质量的影响。水泥塞质量的好坏是深井侧钻成功的关键。第一趟侧钻采用江苏区块

水平井常用的钻具组合,正常定向造斜率可达8°/30m左右,侧钻磨台阶初始元素Ca基本稳定在11%左右(水泥块Ca元素23%左右),录井新岩屑占比70%左右,有形成新井眼趋势,而从井深3 922 m至3 943 mCa元素稳定在17%,录井新岩屑占比小于50%,以水泥为主。从3 930.5 m下探承压至3 931.9 m,承压100 kN;从3 940.8 m下探承压至3 941.8 m,承压130 kN。从承压分析,水泥塞不实是未形成新井眼的主要原因之一。

(2)井眼轨迹的影响。第二趟钻换成强造斜率侧钻组合并按照悬空侧钻控时方案施工,井段3 943~3 952 m,仍未形成新井眼,除去水泥塞不实有混浆原因外,井眼自身因素不能忽略,3 900 m至4 000 m为旋导稳斜段,井眼平滑规则,侧钻控时不容易形成新台阶。

(3)地层自然造斜力的影响。牙轮钻头与1.75°带Ø212 mm稳定器单弯组合造斜率13°/30 m左右,按悬空侧钻控时仍不起作用,此井段旋导稳斜钻进地层自然减方位,从表5旋导指令参数可以看出,旋导一直在以30%右扭方位力量减缓地层自然减方位;地层自然造斜能力较强,按旋导近钻头测量数据分析3°/30m左右。由于水泥塞不实及井眼规则平滑,靠侧钻组合自身重量的侧向力不能克服地层造斜力影响形成新井眼。

表5 旋转导向控制指令

井段/m	操作模式	工具面角度/(°)	力设定/%	测量井深/m	井斜/(°)	方位/(°)
3 916.00~3918.47	稳斜	90	10			
3 918.47~3925.23	稳斜	90	20	3 924.72	68.60	125.83
3 947.05~3951.80	定向	72	50			
3 951.80~3957.79	定向	60	50	3 953.91	68.18	128.02
3 957.79~3970.36	稳斜	90	10			
3 975.64~3990.23	稳斜	90	20	3 961.45	68.23	128.60
4 004.43~4015.00	稳斜	90	30			
4 015.00~4026.00	稳斜	90	30	4 008.88	67.22	127.62
4 060.00~4064.57	稳斜	90	30	4 065.99	65.6	130.30

## 4 结论认识

(1)侧钻方案设计是页岩油水平井大斜度深井裸眼侧钻成功的关键。侧钻点的确定以满足地质设计目的、有利侧钻成功为前提,充分考虑地层稳定性、可钻性、井径等因素外,老井眼轨迹和地层自

然造斜力也不可忽视。

(2)水泥塞质量是页岩油大斜度深井裸眼侧钻成功的基础。油基钻井液注水泥塞,前置液的冲洗效率及隔离效果至关重要,直接影响水泥塞质量,设计和施工应足够重视。

(3)牙轮钻头与大角度单弯螺杆组合是大斜度

深井裸眼侧钻成功的保证。牙轮钻头与大角度单弯螺杆组合侧向力大,有利于新井眼形成,施工时要注意轨迹预测,控制造斜力防止狗腿度过大影响后续轨迹控制。

(4)元素分析技术有利于判断新井眼是否形成。采用油基钻井液的页岩油水平井,录井岩屑受到油基钻井液污染,新井眼岩屑不容易分辨,利用现场元素分析技术,可以准确分析水泥与岩屑组分比例,以此判断新井眼是否形成。

#### 参考文献:

- [1] 王红伟. 高邮凹陷阜二段页岩油形成条件研究[J]. 内蒙古石油化工, 2016(3):132-135.
- [2] 马鸿彦,王大宁,张杰,等. 旋转导向系统在深层页岩油水平井的应用[J]. 钻采工艺, 2019, 42(4):16-19.
- [3] 刘鹏飞,和鹏飞,李凡,等. Power Drive Archer型旋转导向系统在绥中油田应用[J]. 石油矿场机械, 2014, 43(6):65-68.
- [4] 杨志坚,张彬,谷玉堂,等. 近钻头测量技术及其在我国油田开发中的应用前景[J]. 石油仪器, 2010, 24(5):70-71, 74.
- [5] 国风. 水平井地质导向轨迹控制技术难点与对策分析[J]. 中国化工贸易, 2017, 9(23):109.
- [6] 何大鹏. 油基钻井液水平段水泥塞技术[J]. 数码设计(下), 2018(9):157.
- [7] 赵金州,冯光通,赵金海,等. 地层自然造斜规律在毛坝2井设计和施工中的应用[J]. 天然气工业, 2005, 25(3):81-84.
- [8] 程荣升. 大斜度井定向侧钻技术[J]. 科技致富向导, 2011(18):197-197, 267.
- [9] 郑超,张建敏. 大斜度及水平井注回填料侧钻水泥塞技术研究[J]. 科技创新导报, 2013(11):16.
- [10] 孙博腾. 浅谈油基钻井液环境下的录井方法及应用[J]. 中国石油和化工标准与质量, 2018, 38(2):111-112.
- [11] 罗翰,牟星浩,李衡. 川西气田超深大斜度定向井侧钻钻井技术[J]. 西部探矿工程, 2021, 33(10):115-119.
- [12] 陈作,王振铎,曾华国. 水平井分段压裂工艺技术现状及展望[J]. 天然气工业, 2007, 27(9):78-80.
- [13] 王恒. 裸眼侧钻关键技术研究与应用[J]. 探矿工程(岩土钻掘工程), 2011, 38(10):26-29.
- [14] 刘兴泽,刘营坤,李斌. 浅析侧钻施工工艺过程及其侧钻方式的选择[J]. 中国科技博览, 2012(6):310.
- [15] 刘修善. 井眼轨道几何学[M]. 北京:石油工业出版社, 2006.
- [16] 练钦,赵金海,史洪军. PDC钻头结构特征因素对造斜率影响的机理浅析[J]. 西部探矿工程, 2002, 14(5):58-59.
- [17] 罗恒荣,邹德永,曹继飞,等. 异向PDC钻头设计及其在临盘地区的应用[J]. 石油钻探技术, 2011, 39(5):101-105.
- [18] 李春山,陈英毅,孙卫. 利用元素录井资料的随钻岩性判别方法[J]. 中国石油大学学报(自然科学版), 2011, 35(6):66-70.
- [19] 史洪军,张琳,许新强. 裸眼侧钻钻井技术浅析[J]. 岩土力学, 2004, 25(z1):151-153.
- [20] 于永金,靳建州,刘硕琼,等. 抗高温水泥浆体系研究与应用[J]. 石油钻探技术, 2012, 45(5):35-39.
- [21] 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.

(编辑 韩 枫)