

大港油田优快钻井配套技术研究

谭松成^{1,2}, 高学生¹, 刘彬¹, 黄帆³

(1. 渤海钻探工程有限公司第一钻井工程分公司, 天津 300280; 2. 西南石油大学, 四川 成都 610500; 3. 中国地质大学(武汉)工程学院, 湖北 武汉 430074)

摘要:大港油田深井、超深井提速困难主要是由于馆陶组厚层底砾岩和沙河街组致密泥岩的岩石可钻性差、深部油气藏存在异常高温、高压现象,且钻井液具有高密度和高粘度的特点。为探索适合大港油田的深井、超深井优快钻井配套技术,结合滨深 24-5-27 井的钻井实例展开了研究。通过优选钻井液体系、应用精细控压钻井技术,以及高效 PDC 钻头+螺杆马达复合钻井技术,实现该井完钻井深 4510 m,钻井周期 36 天,全井平均机械钻速为 11.56 m/h 的快速钻井效果。研究表明,该井钻井周期的缩短主要得益于全井机械钻速的提高,以及生产组织的有序衔接和保证。相对所在区块的历史指标井,该井机械钻速提高 15.27%,二开和三开的生产组织时间缩短 31.68%,钻井周期缩短 18.78%。该优快配套钻井技术可为大港油田高效开发深部油气藏提供工程技术保障。

关键词:钻头选型;精细控压钻井;深井;超深井;优快钻井工艺;大港油田

中图分类号:TE245 文献标识码:A 文章编号:1672-7428(2015)09-0030-04

Research on the Matching Technologies for Optimized and Fast Drilling in Dagang Oilfield/TAN Song-cheng^{1,2}, GAO Xue-sheng¹, LIU Bin¹, HUANG Fan³ (1. No. 1 Drilling Engineering Company, BHDC, CNPC, Tianjin 300280, China; 2. Southwest Petroleum University, Chengdu Sichuan 610500, China; 3. China University of Geosciences, Wuhan Hubei 430074, China)

Abstract: It is difficult to speed up drilling in deep and ultra-deep wells in Dagang oilfield mainly because of the poor drillability in conglomerate of Guantao formation and compact mudstone of Shahejie formation; abnormal high temperature and high pressure in deep oil and gas reservoir and the characteristics of high density and the high viscosity of the drilling fluid. To explore the matching technologies suitable for optimized and fast drilling of deep and ultra-deep wells in Dagang oilfield, the research was carried out based on the drilling case of Binshen 24-5-27. By the optimization of drilling fluid systems, application of drilling with fine pressure control and compound drilling with effective PDC bit + screw motor, this project was completed with a drilled depth of 4510m, drilling cycle of 36 days and average penetration rate of 11.56m/h. The research shows that the effective drilling cycle is mainly profited from the improvement of ROP and ordered connection of production organization. Compared to the history index well of the same block, the ROP is increased by 15.27%, organizing time is shortened 31.68% in the second and the third sections, and the drilling cycle was shortened 18.78%. This matching drilling technology could provide the engineering technology support for effective exploration of deep oil and gas reservoir in Dagang oilfield.

Key words: bit selection; fine pressure control drilling; deep and ultra deep well; optimized and fast drilling; Dagang oilfield

随着浅层油气资源的枯竭,油气钻井的完钻井深逐渐增大。中石油自“八五”开始持续攻关,仅 2012 年就完成 4000 m 以上深井 643 口,完成 6000 m 以上超深井近 100 口^[1]。然而实践表明,深部地层钻井存在地层岩石可钻性差、深部井段井底静止温度高、钻头加压困难,以及压力系统、储层流体与

工程力学复杂等诸多提速难点^[2-4],深部钻井提速问题日益凸显。

大港油田是我国主要的油气田之一,主要包括黄骅拗陷及其周缘地区。根据构造特征,黄骅拗陷被分为北、中、南区 and 8 个次一级凹陷,其中中区由板桥凹陷和歧口凹陷组成^[5],本文所研究的滨深 24

收稿日期:2015-02-02

基金项目:中国石油天然气集团公司重大专题(编号:2013E-38-04)和中国博士后科学基金项目(编号:2014M562508XB)的部分研究内容

作者简介:谭松成,男,汉族,1986 年生,地质工程专业,博士,从事钻头破岩和钻井工艺相关研究工作,天津市大港油田红旗路 128 号,

wstansongcheng@163.com。

-5-27井即位于大港油田歧口次凹马棚口构造。该井北邻马东油田,西邻马西油田,东邻歧口凹陷生烃中心,其构造为一单斜背景上的局部洼,沉积体系为远岸水下扇重力流水道沉积。为探索适合大港油田的深井超深井优快钻井配套技术,本文结合滨深24-5-27井的钻井实例展开研究,通过优选钻井液体系、应用精细控压钻井技术,以及高效PDC钻头+螺杆马达复合钻井技术,实现该井完钻井深4510 m,钻井周期36天,建井周期57天,全井平均机械钻速为11.56 m/h,钻机月速2697.01 m/台,刷

新了该井所在的渤海钻探风险合作区块历史最高指标。

1 钻井难点与技术预案

滨深24-5-27井为开发井,井型为三开四段制定向井,设计井深4514.1 m(垂深4407 m),完钻井深4510 m(垂深4395.18 m),钻探目的是开发井位所属区块的沙一下段油层。全井钻遇对象为新生代地层,主要地层和岩石类型,以及可能发生的井下工程事故如表1所示。

表1 滨深24-5-27井钻遇地层描述和工程事故提示

地层	底界/m	层厚/m	主要岩石类型	工程事故提示
平原组	320.00	320.00	粘土及散砂	防塌
明化镇组	1942.00	1622.00	泥岩、砂岩、泥质砂岩	防钻头泥包,防塌防卡,防喷防漏
馆陶组	2412.00	470.00	泥岩、砂岩、泥质粉砂岩、砂砾岩	防卡,防喷防漏
东营组	3455.00	1043.00	泥岩、泥质粉砂岩、粉砂质泥岩、细砂岩、含砾不等粒砂岩	防钻头泥包、防气侵、防喷防漏
沙河街组	4395.18	940.18	泥岩、粉砂质泥岩、泥质粉砂岩、粉砂岩、细砂岩	防卡、防油气侵、防喷防漏

注:位于馆陶组底部的砂砾岩厚约50 m,砾石直径约为5~10 mm,主要以次圆状一次棱角状的石英砾为主;位于东营组顶部的含砾不等粒砂岩夹层垂直埋深跨度约100 m,砾石含量占5%~10%,粒径约1~3 mm,呈次圆状一次棱角状;沙河街组泥岩具有压实程度高、密度大(2.4~2.9 g/cm³)和硬塑性的特点,其抗压强度最高可达150 MPa以上。

根据邻井资料,预测本井目的层段2地层静压为57.81 MPa(4092 m)左右,压力系数为1.44左右,目的层段滨1地层静压为61.09 MPa(4325 m)左右,压力系数为1.44左右,地温梯度3.17~3.90 °C/100 m,属于异常高温、高压构造岩性油藏。在保障井眼稳定的前提下,为降低钻井液密度,发现和保护环境资源,并提高机械钻速和固井质量,设计要求在3950~4510 m采用精细控压钻井工艺。根据地层岩性剖面和井眼轨迹质量的要求,本井施工主要存在下述6方面的技术难点,并提出了对应的技术预案。

层可钻性差对于深定向极为困难,容易造成定向拖压、粘卡等井下复杂,井眼轨迹难以控制,应保证泥浆润滑性能。

(5)三开裸眼段1591 m,对泥浆的携砂能力、固相含量、HTHP等要求较高,应控制好钻井液性能,预防东二段、东三段泥岩垮塌。

(6)三开进入3840 m后实施精细控压钻井技术,地质提示沙一上段有异常高压层,钻进中要防喷漏,并加强H₂、CO₂等气体含量的监测工作,防泥浆污染。

2 优快钻完井技术分析

2.1 钻井液体系优选

良好的钻井液性能是保持井眼稳定、防止井下复杂事故和钻井提速的前提条件,滨深24-5-27井只在钻进至3637 m时出现过一次气侵(全烃值最高90%),并迅速完成泥浆性能调整。实践当中,三开钻进至3840 m后开始实施精细控压钻井技术直至完钻,控压钻井过程中,随着钻井工况的变化,需要及时调整好钻井液密度,平衡地层压力。

一开井段(0~500 m)地层为平原组和明化镇组,技术难点是保持井眼净化和防止井口垮塌,采用膨润土钻井液体系,泥浆粘度控制为30~35 s,密度

(1)直井段防斜是二开井段施工的重点,要求0~2970 m井斜 $\geq 2.5^\circ$ 。

(2)馆陶底砾岩和东一段上部含砾不等粒砂岩注意防漏,提前加入随钻堵漏剂,卡准层位,确保二开封固东一段。

(3)技术套管 $\varnothing 244.5 \text{ mm} \times \text{N}80 \times 11.05 \text{ mm} \times 2920 \text{ m}$,累计自重189 t。按浮力系数0.84计算,套管在泥浆中重158.8 t,下套管后期钻具上提拉力大,应采取部分掏空的技术工艺。按泥浆密度1.25 g/cm³计算,可掏空1361 m,技术套管口袋控制在1.5 m以内。

(4)三开井段要求依次造斜、稳斜、降斜,而地

维持在 $1.03 \sim 1.10 \text{ g/cm}^3$ 之间。二开上部井段(500~2420 m)地层为明化镇组和馆陶组,技术难点是保持井眼净化、防止明化镇组泥岩缩径和垮塌、防止馆陶组底砾岩地层漏失,采用聚合物钻井液体系,维持钻井液粘度 $40 \sim 45 \text{ s}$,密度 $1.10 \sim 1.18 \text{ g/cm}^3$ 。二开下部井段(2420~2923 m)地层为东营组,技术难点是保持井眼净化和防止垮塌,采用硅基防塌钻井液体系,维持钻井液粘度 $45 \sim 50 \text{ s}$,密度 $1.20 \sim 1.25 \text{ g/cm}^3$ 。三开井段(2923~4510 m)地层为东营组和沙河街组,技术难点是保持井眼净化和井壁稳定,同时加强泥浆润滑性能,防止定向过程中出现托压现象,采用 BH-KSM 钻井液体系,东营组钻井液粘度维持在 $45 \sim 55 \text{ s}$,进入沙河街组后钻井液粘度维持在 $55 \sim 65 \text{ s}$ 。

2.2 精细控压钻井技术的应用

精细控压钻井技术是指在钻井过程中,能精确控制井筒环空压力剖面,有效实现安全钻井的技术^[6],其核心即对井底压力实现精确控制,保持井底压力在安全密度窗口之内^[7],可有效预防和控制溢流、井漏、避免井下出现复杂情况、大幅度降低非生产时间和缩短钻井周期、有效保护油气层、提高水平段延伸能力^[8]。

滨深 24-5-27 井目的层为沙一段板 2、板 3 油组,三开地层孔隙压力系数为 $1.27 \sim 1.39$,坍塌压力系数为 $1.34 \sim 1.53$,井壁稳定性问题较大,且地质预测沙一上地层可能存在异常高压层,为大港油田一级井控风险井。邻井采用常规钻井工艺时,需要将钻井液密度提高至井壁稳定后才能实现安全钻井(完钻时钻井液密度为 1.52 g/cm^3),但过高的钻井液密度会污染油气资源,降低勘探开发效果。滨深 24-5-27 井在采用 PCDS-1 精细控压钻井系统控压钻井之前,为维持井壁稳定,钻井液密度已提高到 1.50 g/cm^3 。为实施控压钻井,需要在钻井液循环系统流经控压设备之后,以每个循环周期降低 0.02 g/cm^3 的速度逐渐降低钻井液密度。以该井地质设计提示的坍塌压力系数 1.53 作为井底当量循环密度,根据开始控压钻井时的井深设定环空压耗为 3.5 MPa,取下限钻井液密度为 1.40 g/cm^3 ,在钻井过程中逐渐降低泥浆密度,计算的井口回压控制数据提示如表 2 所示。

控压钻进过程中,优选泥浆密度 1.40 g/cm^3 ,运用 PCDS-1 精细控压钻井系统控制井口回压 $1 \sim 2$

表 2 井口回压控制数据提示

钻井液密度/($\text{g} \cdot \text{cm}^{-3}$)	井口回压/MPa	环空压耗/MPa	ECD
1.50	-2.349	3.5	1.53
1.48	-1.584	3.5	1.53
1.46	-0.819	3.5	1.53
1.44	-0.054	3.5	1.53
1.42	0.712	3.5	1.53
1.40	1.477	3.5	1.53

MPa,保持井底 ECD 为 1.53。接立柱时运用回压补偿系统,补偿井口回压和环空压耗 $4.5 \sim 5.5 \text{ MPa}$,保持井底 ECD 不变。若钻进过程中发现掉块,增大井口回压至 4 MPa (井底 ECD 为 1.60)抑制掉块。同时,循环提高密度,降低井口回压至 $1 \sim 2 \text{ MPa}$,无掉块恢复控压钻进。

2.3 高效 PDC 钻头 + 螺杆复合钻井

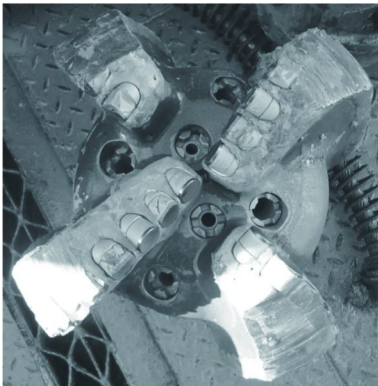
为实现深井优快钻进,滨深 24-5-27 井从二开钻井开始,除采用三牙轮钻头穿馆陶底砾岩之外,全部采用“高效 PDC 钻头 + 螺杆”复合钻井技术提高机械钻速。根据所钻地层岩性进行钻头选型,钻头使用效果如表 3 所示。

表 3 滨深 24-5-27 井钻头使用效果

钻头序号	钻头类型	直径/mm	转速/($\text{r} \cdot \text{min}^{-1}$)	井段/m	进尺/m	钻速/($\text{m} \cdot \text{h}^{-1}$)	所钻地层
1	PDC	444.5	120	0~500	500	100.00	Qp, Nm
2	PDC	311.1	100+螺杆	500~2415	1915	24.24	Nm, Ng
3	三牙轮	311.1	60+螺杆	2415~2529	114	6.00	Ng, Ed
4	PDC	311.1	80+螺杆	2529~2923	394	12.31	Ed
5	PDC	215.9	螺杆	2923~3373	450	5.17	Ed
6	PDC	215.9	螺杆	3373~3950	577	8.61	$Ed, Es1$
7	PDC	215.9	60+螺杆	3950~4311	361	5.55	$Es1$
8	PDC	215.9	50+螺杆	4311~4510	199	5.38	$Es1, Es2$

(1) 二开井段 $\varnothing 311.1 \text{ mm}$ 井眼(500~2923 m),平均机械钻速达 18.64 m/h ,比指标井提速 7.25%。该井段裸眼段较长,包括明化镇组、馆陶组和东营组 3 个地质年代的地层,岩性以大段泥岩夹浅色细砂岩和泥沙质粉砂岩为主,其中在馆陶组底部和东营组上部有厚层含砾不等粒砂岩和杂色砂砾岩。在优选 PDC 钻头时,计划使用 3 只钻头,其中第一只为 PDC 钻头,钻至馆陶组含砾砂岩层;第二只为三牙轮钻头,钻穿馆陶组底砾岩;第三只为 PDC 钻头,钻至中完。第一只钻头所钻地层为明化镇组和馆陶组地层,该段泥岩具有吸水性强,易造浆,可塑性强的特点,所夹砂岩层多为泥质胶结,胶结疏松,地层岩石强度低,可钻性好。优选了 $\varnothing 22$

mm 复合片直径的四刀翼短螺旋 PDC 钻头钻进,配合轻压高转速和大泵量,进尺 1915 m,纯钻时 79 h,平均机械钻速达 24.24 m/h,钻头起出后肩部主切削齿磨损严重,如图 1(a)所示。



(a) 2号钻头出井后照片(Φ311.1mm)



(b) 6号钻头出井后照片(Φ215.9mm)

图1 钻头使用后的实物照片

(2) 三开井段 $\varnothing 215.9$ mm 井眼(2923 ~ 4510 m),平均机械钻速为 6.20 m/h,比指标井提速 17.13%。该井段为东营组和沙一段地层,以灰色/深灰色泥岩为主,夹浅色粉细砂岩,设计要求 2970 ~ 3370 m 为定向增斜段,3370 ~ 3870 m 为稳斜段,3870 ~ 4514 m 为定向降斜段,且从 3840 m 以深开始实施精细控压钻进以保护储层。根据井眼轨迹特征,计划采用三趟钻完成三开钻进,后因定向井仪器无信号的原因,共采用 4 个钻头经 4 趟钻完钻,其中第二只钻头主要用于东营组和沙一段的稳斜及增斜钻进。该井段东营组泥岩具有质纯、性中硬、易造浆的特点,沙一段泥岩具有质纯、性中硬—脆硬、不造浆的特点,而井段内的粉细砂岩则具有泥质胶结,且胶结强度较差等特点。为同时提高钻头的定向钻进速度和定向钻进速度,选用了 $\varnothing 16$ mm 复合片的五刀翼 PDC 钻头。该钻头刀翼为短螺旋形,肩部切削

齿后倾角相对较大,钻进 577 m 后同样因为定向井仪器问题起钻,纯钻时 67 h,平均机械钻速 8.61 m/h(导向钻速约为 10 ~ 40 m/h,定向钻速约 1.7 ~ 4 m/h)。起出后的钻头切削齿无明显破损,但钻头肩部本体有明显磨蚀槽,如图 1(b)所示。

3 讨论

按照钻完井施工作业顺序,将滨深 24-5-27 井同所在渤海钻探风险合作区块已钻指标井(滨深 24-5-25 井)进行逐项比较,如表 4 所示。由表 4 可知,滨深 24-5-27 井钻井周期 36 天,比指标井提前 8 天完钻,提速空间来源于机械钻速的提高(全井平均机械钻速提高 15.27%)和生产组织的有序保障(二开、三开准备时间节省 31.68%)。

表4 滨深 24-5-27 井与指标井(滨深 24-5-25 井)的钻完井施工作业周期对比

施工项目	滨深 24-5-27 井			指标井			节约时间	
	井深/	单项/	累计/	井深/	单项/	累计/	单项/	累计/
	m	天	天	m	天	天	天	天
一开	500	0.25	0.25	804	2.17	2.17	1.92	1.92
二开准备	500	1.88	2.13	804	4.75	6.92	2.87	4.79
二开	2923	9.00	11.13	2903	9.67	16.59	0.67	5.46
三开准备	2923	5.58	16.71	2903	6.17	22.76	0.59	6.05
三开	4510	19.29	35.98	4470	21.54	44.30	2.25	8.32
完井作业	4510	14.17	50.17	4470	8.71	53.01	-5.46	2.84

完井周期与指标井相比超出 5.46 天的时间,其原因是完井作业过程中出现 2 次电测遇阻和 1 次测声幅遇阻。裸眼电测遇阻的常见原因包括井眼不规则、井壁摩擦阻力大、井壁垮塌、砂桥、钻井液粘度过高,以及吸附粘卡等^[9-10]。滨深 24-5-27 井电测遇阻点位于 3320 m(井斜 23.4°)和 3490 m(井斜 24.5°),电测遇阻的原因是仪器偏心程度高,且井眼地层渗透性好,容易形成压差粘卡遇阻。常见的测声幅遇阻原因有 2 个方面^[11-12]:(1)顶替液的粘度和切力过低,造成岩屑等固相沉积形成砂桥,造成测声幅遇阻;(2)顶替液受到残留水泥浆污染,造成污染处顶替液粘切值过高可能导致仪器下行困难;同时,污染处还有可能托住套管内顶替液中沉淀的固相,造成测声幅遇阻。滨深 24-5-27 井三开测声幅遇阻(3277 m),分析原因为固井胶塞在高温条件下变形损坏,且由于高温条件下水泥浆附着力强,导致井壁刮削不干净,残留水泥浆造成顶替液污染。

(下转第 37 页)

强压硬拉,通过遇阻位置之后反复提拉数次。若活动超过3次而遇阻位置未发生变化,接方钻杆划眼,钻压 $<10\text{ kN}$,划眼采用点划方式,不允许大段连续划眼。

(4)划眼时注意泵压、泵冲变化,以及柴油机负荷变化,发现异常立即停转盘,释放扭矩。划眼超过遇阻井段之后,上下活动通畅方可接单根。

6 安全风险提示

(1)泡酸前,一定要先做小型试验,包括泥饼破坏试验、钻具腐蚀试验,确定酸的浓度,切不可盲目注酸。

(2)需要循环出井内的酸时,先要计算返出时间,并注意观察井口,快出井口时适当降低排量,人员要远离井口或泥浆槽出口,以防止气体聚集涌出灼伤员工。

(3)井内返出的酸与泥浆混合液,对地面的泥浆破坏很大,应提前做好排放。

(4)出井钻具,特别是长时间浸泡酸的部位,要

详细检查,遇有腐蚀严重的钻具不可再入井。

参考文献:

- [1] 郭梁栋. 冀东油田大斜度大位移井岩屑床的解决方法[J]. 探矿工程(岩土钻掘工程), 2004, 31(5): 58-59.
- [2] 韩志勇. 卡点深度计算中消除摩阻力影响的方法[J]. 石油钻探技术, 2010, (1): 1-3.
- [3] 于永刚, 聂占业. 浴酸解除卡钻事故[J]. 钻采工艺, 2002, 25(6): 99-101.
- [4] 毛建华, 曾明昌, 钟策, 等. 压差粘附卡钻的快速解卡工艺技术[J]. 天然气工业, 2008, 28(12): 68-70.
- [5] 冯发勇. 长水平段水平井砂桥卡钻反循环加压处理方法[J]. 石油钻探技术, 2011, (6): 60-62.
- [6] 耿书肖, 张永青, 奚国银, 等. 水平井卡钻事故处理实践及预防措施探讨[J]. 探矿工程(岩土钻掘工程), 2010, 37(2): 9-13.
- [7] 赵金洲, 张桂林. 钻井工程技术手册[M]. 北京: 中国石化出版社, 2007.
- [8] 王吉现. 大牛地气田 DP31H 井钻井难点与对策[J]. 探矿工程(岩土钻掘工程), 2013, 40(1): 14-18.
- [9] 董志辉, 徐云龙, 张玲. 中江 19H 井卡钻原因分析及预防技术措施[J]. 探矿工程(岩土钻掘工程), 2014, 41(2): 37-40, 44.

(上接第33页)

4 结论与建议

(1)滨深 24-5-27 井钻井周期 36 天,比该区块已钻指标井提前 8 天完钻,提速空间来源于机械钻速的提高(全井平均机械钻速提高 15.27%)和生产组织的有序保障(二开、三开准备时间节省 31.68%)。

(2)启用精细控压钻井技术之前,应落实常规钻井技术向控压钻井转换的具体方案,以及控压钻井过程中可能钻遇的工况类型和应对措施。

(3)高效 PDC 钻头+螺杆复合钻井技术对实现深井超深井优快钻井提速具有重要意义,钻井过程中应在确保良好泥浆性能前提下,根据井身结构和所钻地层岩性,选择高效钻头钻进,在定向井中应特别注意钻头定向钻进时的工作特性。

(4)滨深 24-5-27 井在完井作业过程中发生了 2 次电测遇阻和 1 次测声幅遇阻,后续在该区块钻井时应注意避免发生类似井下复杂。

参考文献:

- [1] 石林,汪海阁,纪国栋. 中石油钻井工程技术现状、挑战及发展趋势[J]. 天然气工业, 2013, 33(10): 1-10.
- [2] 张金成,牛新明,张进双. 超深井钻井技术研究及工业化应用[J]. 探矿工程(岩土钻掘工程), 2015, 42(1): 3-11.
- [3] 闫光庆,张金成. 中国石化超深井钻井技术现状与发展建议[J]. 石油钻探技术, 2013, 41(2): 1-6.
- [4] 高德利. 油气钻井技术展望[J]. 石油大学学报(自然科学版), 2003, 27(1): 29-32.
- [5] 徐学纯,邹海峰,高福红,等. 大港探区油气形成过程的古地温特征及其演化[J]. 吉林大学学报(地球科学版), 2003, 33(4): 457-463.
- [6] 周英操,崔猛,查永进. 控压钻井技术探讨与展望[J]. 石油钻探技术, 2008, 36(4): 1-4.
- [7] 周英操,杨雄文,方世良,等. 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.
- [8] 王凯,范应璞,周英操,等. 精细控压钻井工艺设计及其在牛东 102 井的应用[J]. 石油机械, 2013, 41(2): 1-5.
- [9] 汪源,孙建军,彭秀兰. 复杂井眼环境下测井遇阻、遇卡情况分析对策[J]. 测井技术, 2010, 34(5): 501-504.
- [10] 罗荣. 超深井测井遇阻遇卡原因分析及解决对策[J]. 测井技术, 2012, 36(5): 543-546.
- [11] 张东海,赵润琦,秦现民,等. 中原油田完井电测和声幅测井预防阻卡研究[J]. 钻采工艺, 2002, 25(5): 20-22.
- [12] 代奎,王经天,王瑛琪. 大庆调整井测声变遇阻原因分析及对策研究[J]. 科学技术与工程, 2009, 9(18): 5320-5324.