

隆平1井钻井设计与施工

孙莉

(大庆钻探工程公司钻井工程技术研究院,黑龙江 大庆 163413)

摘要:隆平1井是大庆油田首口在沉积盆地基底层施工的水平井,设计斜深4532.72 m(垂深3111.50 m),勘探钻井目的是为了探索通过水平井大幅度提高古中央隆起带基岩风化壳储层天然气产能。针对该井在钻井过程中可能遇到的难点与风险,进行了井身结构优化设计、井眼轨道优化设计、钻井参数优化、钻头优选及配套提速试验等。实钻情况表明,该井全井平均机械钻速5.15 m/h,相比设计钻速提高45.89%,现场施工提速效果明显,为探索该区域基底构造提供了宝贵的经验。

关键词:基岩风化壳储层;水平井;非平面齿PDC钻头;复合钻头;钻井设计

中图分类号:TE22;TE24 **文献标识码:**B **文章编号:**1672-7428(2019)06-0036-05

Drilling design and practice of Well Longping - 1

SUN Li

(Daqing Drilling Engineering & Technology Research Institute, Heilongjiang Daqing 163413, China)

Abstract: Well Longping - 1 is the first horizontal well drilled in the bedrock formation of Songliao Basin in Daqing Oilfield. The designed MD is 4532.72m (TVD: 3111.50m). The exploration purpose of the well is to explore how to greatly improve the natural gas productivity of the weathered crust bedrock reservoir in the ancient central uplift zone through horizontal wells. In order to tackle the potential difficulties and risks in the process of drilling, optimization was performed of well structure design, well trajectory design, drilling parameters, and bit selection with the ROP enhancement experiments. The full well average ROP was 5.15m/h with an significant increase by 45.89% compared with the designed value, which provides valuable experience for exploring the basal structure in this area.

Key words: weathered crust bedrock reservoir; horizontal well; non-planar cutters PDC bit; hybrid bit; drilling program

1 隆平1井基本情况及难点分析

1.1 基本情况

隆平1井是松辽盆地古中央隆起带肇州凸起的一口预探水平井,设计完钻斜深4532.72 m,垂深3111.50 m,水平位移1803.30 m,水平段长1527.81 m,实际完钻井深4523.00 m。勘探钻井目的是为了探索通过水平井大幅度提高古中央隆起带基岩风化壳储层天然气产能,其目的层为基底、兼探登娄库组,完钻层位为基底(风化壳)。由于松辽盆地基底构造特征极为复杂,受多期构造运动影响,断层类型多样、组合复杂,增加了钻井设计与现场施工的难度^[1]。

1.2 地层情况

目的层基岩岩性以花岗岩为主,花岗岩风化壳储集空间主要为裂缝和溶蚀孔,以裂缝为主,岩心孔

隙度一般在0.1%~4.8%。根据邻井资料显示,该区邻井钻井显示花岗岩储层非均质性较强,储层发育情况尚不清楚、存在不确定性。考虑深层气藏复杂的特点,地层压力系数变化可能会较大,存在不可预见的风险。根据预测,该地区的地层温度120.8~132.2℃^[3]。

1.3 技术难点

(1)由于地面限制靶前距小,造斜率较高(设计5°~5.5°/30 m,实钻6.5°~7.15°/30 m),同时,二开大井眼造斜,造斜难度大,风险高,对泵排量及返砂情况要求较高。

(2)基底碎裂花岗岩地层研磨性强,可钻性差,地温高,对钻头、钻具和仪器磨损较大,易断钻具和掉牙轮;钻遇裂缝时,易漏^[2]。

收稿日期:2019-02-12; **修回日期:**2019-05-10 **DOI:**10.12143/j.tkgc.2019.06.007

作者简介:孙莉,女,汉族,1986年生,工程师,机械设计制作及其自动化专业,从事钻井工程设计相关工作,黑龙江省大庆市红岗区八百垅钻井工程技术研究院设计中心,613344156@qq.com。

引用格式:孙莉.隆平1井钻井设计与施工[J].探矿工程(岩土钻掘工程),2019,46(6):36-40.

SUN Li. Drilling design and practice of Well Longping - 1[J]. Exploration Engineering (Rock & Soil Drilling and Tunneling), 2019, 46(6):36-40.

- (3)三开水平段长,水基钻井液存在摩阻大、托压严重,井眼轨迹控制难,不易稳斜等问题,易发生井下事故和复杂,致使施工效率低。
- (4)二开葡萄花油层存在高压注水,对井控安全和钻井液密度要求更高。
- (5)三开存在漏、喷、塌卡同存的风险。

2 钻井工程设计

2.1 井身结构设计

本井设计采用大井眼造斜的井身结构(如图 1 所示)。三开裸眼段相比常规 $\varnothing 215.9\text{ mm}$ 井眼造斜段 450 m 左右,井塌、卡钻风险更低,固井质量更易保证;与小井眼水平井相比,提速手段更丰富,配套的相关技术更成熟,完井方式更多样^[4]。

一开:钻进至嫩江组稳定泥岩段,表层套管封固四方台组及以上松软地层,下至水源以下 10~20 m 的稳定泥岩处以保护水层,为井口安装井控装置、二开施工提供安全保障。

二开:考虑地层深度不确定性,技术套管下至 A 靶点以上 15 m(垂深),封闭上部粉砂岩和细砂岩,隔离下部基岩低压层,封固压力异常点,保证同一裸眼段内压力梯度 $<0.3\text{ MPa}/100\text{ m}$,减少三开裸眼段长,降低摩阻、扭矩和施工风险,保障勘探发现,实

现三开储层专打。

三开:设计采用 P110 3Cr 壁厚 9.17 mm 气密封套管,备用 P110 13Cr 防腐套管,是否下入 13Cr 防腐套管,可根据气测录井显示情况确定。生产套管尾管挂、浮鞋、浮箍采用国产深层防腐型。

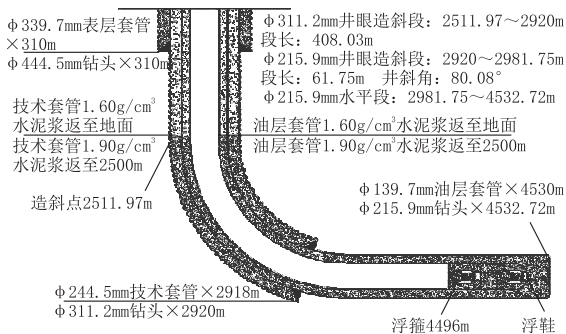


图 1 井身结构
Fig.1 Casing program

2.2 井眼轨道设计

根据地质设计提供,靶点连线回归处最大井斜角为 80.09° ;采用 5 段制双弧双增剖面,可有效提高中靶点率^[5];同时,依据《钻井井身质量控制规范》(SY/T 5088—2017),设计造斜率为 $(5^\circ\sim 5.5^\circ)/30\text{ m}$;反算出造斜点为 2511.97 m,具体轨道设计数据见表 1。

2.3 钻井液设计

表 1 井眼轨道设计
Table 1 Trajectory design

说明	井深/m	井斜角/($^\circ$)	方位角/($^\circ$)	垂深/m	视平移/m	“狗腿”度/[($^\circ$) $\cdot(30\text{ m})^{-1}$]	造斜率/[($^\circ$) $\cdot(30\text{ m})^{-1}$]
造斜点	2511.97	0.00	0.00	2511.97	0.00	0.00	0.00
增斜段	2751.97	40.00	153.20	2732.95	80.43	5.00	5.00
稳斜段	2756.31	40.00	153.20	2736.27	83.22	0.00	0.00
增斜段	2966.75	78.58	153.20	2841.72	260.75	5.50	5.50
靶点 A	2981.75	80.08	153.20	2844.50	275.49	3.00	3.00
(井底)	4532.72	80.09	153.20	3111.50	1803.30	0.00	0.00

根据邻井实际应用情况以及施工难点分析可知,该区域在营城组、基底易发生溢流、井涌、井喷、井漏、气侵等工程事故。因此,本井一开设计采用具有良好携屑能力和造壁性能好的膨润土混浆钻井液,二开、

三开设计采用大庆油田自研的深层水平井水基钻井液体系。深层水平井水基钻井液体系以有机硅聚磺钻井液为基础,并针对高温流变性及防漏堵漏问题进行了改进与完善。设计钻井液性能参数如表 2 所示,

表 2 钻井液性能参数
Table 2 Drilling fluid parameters

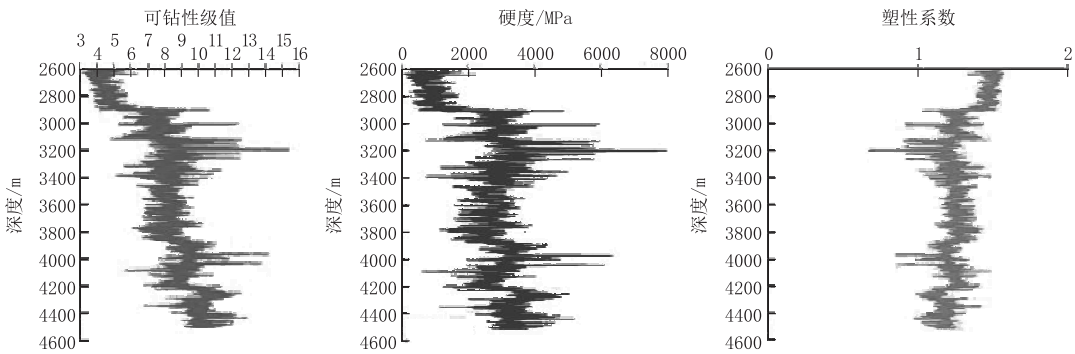
开钻 次序	钻至层位	井段/m	钻 井 液 性 能				
			密度/($\text{g}\cdot\text{cm}^{-3}$)	漏斗粘度/s	失水量/mL	PV/($\text{mPa}\cdot\text{s}$)	YP/Pa
一开	嫩五段	0.00~310.00	1.05~1.15	40~70			
二开	登娄库组	310.00~2920.00	1.10~1.35	50~70	≤ 4.0	14~26	5~17
三开	基底	2920.00~4532.72	1.10~1.25	50~70	≤ 3.0	18~30	6~18

二开钻井液密度最大为 1.35 g/cm³,三开钻井液密度最大为 1.25 g/cm³。

2.4 钻头选型

在勘探地质预测基础上,结合钻井提速要求,进行点一线一面一体的井震结合分析研究,详细描述待钻井的岩石可钻性,为钻头的优选提供依据^[6]。通过岩石可钻性和岩性预测,重新优选了钻头序列,减少了钻头数量,提高了机械钻速^[7]。

根据图 2 中分析的地层岩性及可钻性级值可知,该地层研磨性强,可钻性差。同时,针对 12¼ in(1 in=25.4 mm,下同)大井眼造斜段砂砾岩互层,优选牙轮+PDC 复合钻头有效解决牙轮钻头速度慢、PDC 钻头工具面不稳的双重矛盾,可有效提高大井眼造斜效率^[8]。在三开稳斜段,为达到提速和探索基底岩石可钻性的目的,尝试开展了非平面齿 PDC 钻头现场试验^[6],据此优选出了表 3 中的 26 只钻头序列。



注:岩石可钻性级值由邻井现场实际测井数据计算。

图 2 岩性及可钻性分析
Fig.2 Lithology and drillability analysis

表 3 钻头选型
Table 3 Drill bit selection

序号	尺寸/mm	型 号	钻进井段/m	钻进地层	进尺/m	钻时/h	钻速/(m·h ⁻¹)
1	444.5	TR1956×1	0~310	嫩五段	310.00	11.67	26.56
2	315.0	T1951DB×1	310~2480	泉一段	2170.00	120.56	18.00
3~5	311.2	复合钻头×3	2480.00~2705.10	登四段	225.10	170.53	1.32
6~7		BQ616×1、BQ613×1(备用 HJT537×1)	2705.10~2920.00	登三段	214.90	162.80	2.71
8~26	215.9	VMD - DS68X2 × 19、尝试液动 + MV613TAXU	2920.00~3660.57	基底	740.57	273.27	1.38
			3660.57~4100.65		440.08	318.90	1.91
			4100.65~4532.72		432.07	226.21	1.69
合计					4532.72	1283.95	3.53

2.5 钻具组合设计

一开采用塔式钻具组合,保证井眼开直。二开直井段采用双钟摆钻具组合,可有效防斜纠斜,造斜段采用液动旋冲工具+单钟摆钻具组合,在提速的同时,保证造斜能力。三开采用液动旋冲工具+螺杆+MWD+强稳斜钻具组合,达到有效稳斜的目的。同时,为保证井控安全,应配备齐全钻具内防喷工具;二开、三开为保证强化钻井参数需求,钻杆应由常规的 5 in 优化为 5½ in;二开采用 1.5°螺杆,三开采用 1.0°螺杆;二开造斜段使用 MWD,三开使用 LWD。

2.6 钻井参数优化设计

为了大井眼造斜的顺利施工,优选钻头的同时,进行了钻井参数的强化,二开提高排量至 60 L/s,钻

压 150 kN,5½ in 钻杆,造斜段选用 1.5°中空等壁厚螺杆,三开 5½ in 钻杆,排量 38 L/s^[9],为保证排量选用 1°中空等壁厚螺杆,配合强稳斜钻具组合。

3 实钻效果

隆平 1 井,完钻斜深 4523.00 m(垂深 3074.58 m),平均机械钻速 5.15 m/h,钻井周期 126.67 d,建井周期 171.54 d。通过钻头选型、钻井参数强化等提速技术集成应用,与最近的隆探 2 井(直井)机械钻速 5.05 m/h 相比,提高 2%;与同类型井隆探 X3 井相比,平均钻速提高了 58.46%(从 3.25 m/h 提高到 5.15 m/h),大井眼造斜周期缩短 32%(从 28 d 缩短至 19 d),全井钻井周期,同比缩短了 21.16 d(从

147.83 d 缩短至 126.67 d)。根据试采统计数据显示,该井稳定产量为 5.4 万 m³/d,是邻井的 1.22 倍,基岩风化壳实现了产量突破,中央隆起带已经成为深层气勘探的重要接替领域^[10]。

3.1 各开次钻速对比

隆平 1 井全井使用钻头 26 只(其中 3 只 PDC 钻头,6 只复合钻头,17 只牙轮钻头,1 只通井牙轮),累计进尺 4523 m,平均机械钻速 5.15 m/h,单只钻头进尺 173.96 m,单只钻头纯钻 33.78 h。

一开 Ø444.5 mm 井眼进尺 309 m,平均机械钻速 21.43 m/h,使用 PDC 钻头 1 只。

二开 Ø315 和 311.2 mm 井眼进尺 2606.07 m,平均机械钻速 9.10 m/h,使用 PDC 钻头 1 只,牙轮钻头 1 只,复合钻头 3 只。

三开 Ø215.9 mm 井眼进尺 1607.93 m,平均机械钻速 2.79 m/h,对比设计的 1.97 m/h,钻速提高 41.62%,三开共使用休斯顿非平面齿 PDC 钻头 1 只,牙轮钻头 16 只,复合钻头 3 只。

3.2 造斜段钻头使用情况

本井造斜段钻头尺寸为 Ø311.2 mm,由于在大井眼造斜,同时穿越泉一段、登四段、登三段等多个地层,造斜难度大,风险高,对泵排量及返砂情况要求也较高。钻进时采用了宝石 SH533 复合钻头进行试验(底部钻具组合无变化),造斜段不同层位施工数据见表 4。

表 4 造斜段不同层位施工数据

Table 4 Drilling data from build-up sections in different layers

造斜段	井段/m	段长/ m	钻时/ h	平均钻速/ (m·h ⁻¹)	设计钻速/ (m·h ⁻¹)
泉一段	2490~2594	104	77.16	1.35	18.00
登四段	2594~2702	108	38.16	2.83	1.32
登三段	2702~2900	198	81.17	2.44	2.71

由表 4 可以看出,本井大井眼造斜段在泉一段中,机械钻速较慢,此后邻井施工可以考虑在泉一段尝试其他钻头提速,在登娄库组钻进中,宝石 SH533 复合钻头提速效果较好,可应用^[11]。

3.3 水平段钻头使用情况

本井三开水平段采用螺杆+MWD,并引进贝克休斯 PDC 钻头、牙轮钻头以及复合钻头,共使用钻头 20 只,累计进尺 1607.93 m,平均钻速 2.79 m/h,单只钻头进尺 80.40 m,相比三开设计钻进周期增加 9.55%。**万方数据**

3.3.1 宝石复合钻头使用情况(2918.03~3112.03 m)

本井水平段应用的 3 只宝石复合钻头主要用在基底层顶部,该钻头平均寿命在 30 h 左右,应用时间长有钻头掏心的风险^[12]。平均钻速 2.68 m/h,单只进尺 64.67 m。

3.3.2 江汉牙轮钻头使用情况(2915.07~3175.80 m)

本井应用 2 只江汉牙轮钻头,第一只主要用于钻水泥塞,不具备参考性,第二只牙轮钻头与江汉复合钻头相比机械钻速稍有提高。

3.3.3 休斯顿非平面齿 PDC 钻头使用情况(4051.12~4083.18 m)

隆平 1 井水平段使用了休斯顿非平面齿 PDC 钻头 1 只进行了提速试验,使用井段 4051~4083 m(垂深 3075 m),层位基底,岩性花岗岩,进尺 32 m,纯钻时间 13.13 h,机械钻速 2.44 m/h,因钻时慢起钻。起出后钻头心部磨出 80 mm 圆环。上趟钻使用贝克牙轮钻头,进尺 99 m,纯钻时间 39 h,机械钻速 2.54 m/h。根据牙轮钻头形状分析井底残留小部分锥形突出部位,PDC 钻头下入井底后钻头心部切削齿也会先接触锥形突出部位,由于单齿载荷过大,心部切削齿先期破坏,导致钻头本体直接与地层接触,造成掏心现象。因此,该钻头钻速与江汉牙轮相比略有提高,但是钻头寿命较短,不适用于基底层花岗岩。

3.3.4 贝克休斯牙轮钻头使用情况

本井贝克休斯牙轮应用情况较好,累计进尺 1315.14 m,牙轮寿命稳定,一般在 30 h 以上,最高纯钻 42.5 h,进尺 134.97 m,平均单只钻头进尺 93.94 m,平均纯钻 32.75 h,比单只江汉牙轮钻头进尺多 29.27 m。对基底层花岗岩的研磨性更好。

3.4 防漏堵漏效果

在地质设计基础上,通过裂缝/破碎带详细预测,给出了 4 个易漏层段(裂缝宽度 50 μm~5 mm、有效孔隙度 0.6%~3.0%),与隆探 2 井相比,天然裂缝角度更高(72°),裂缝密度更大(是隆探 2 井的 3.2 倍)。根据裂缝形态和发育特征,提前 50 m 采用针对性的随钻堵漏措施^[13],全井施工中未发生井漏复杂。

3.5 强化钻进参数效果

通过配套 35 MPa 高压泥浆泵、5½ in S 级钻杆等设备,以临界钻速所需排量、钻压等参数为底线^[14],隆平 1 井二开直井段排量由常规的 45 L/s

提高至 65 L/s, 泵压由 17 MPa 提高至 28 MPa, 机械钻速 18.41 m/h, 同比邻井提高 191.73%。

4 结论

(1) 隆平 1 井的成功钻探, 验证了水平井穿多套气层+套管射孔+大规模压裂方式这项技术的可行性, 从而为基岩的勘探开发提供了一种新的有效手段和途径^[15]。

(2) 在地质设计基础上, 通过裂缝/破碎带详细预测, 并根据裂缝形态和发育特征, 提前 50 m 采用针对性的随钻堵漏措施, 可有效降低井漏发生的几率。

(3) 采用 PDC+牙轮复合钻头, 是提高砂砾岩互层大井眼造斜效率的有效技术措施, 对后续该类井实施具有指导意义。

(4) 通过配套 35 MPa 高压泥浆泵、5½ in S 级钻杆等设备, 以临界钻速所需排量、钻压等参数为底线, 隆平 1 井二开直井段排量由常规的 45 L/s 提高至 65 L/s, 泵压由 17 MPa 提高至 28 MPa, 机械钻速 18.41 m/h, 同比邻井提高 191.73%。

(5) 基岩地层存在天然裂缝、孔隙发育, 建议以后同类井施工采用控压钻井技术, 从而更好地保护油气层和提高井控保障手段。

参考文献(References):

- [1] 杜金虎. 松辽盆地中央古隆起带(北部)天然气成藏条件分析及勘探前景[J]. 中国石油勘探, 2017, 22(5): 1-14.
DU Jinhu. Analysis of natural gas accumulation conditions and exploration perspective in the central paleo-uplift belt (north), Songliao Basin[J]. China Petroleum Exploration, 2017, 22(5): 1-14.
- [2] 陆加敏, 刘超. 断陷盆地致密砂砾岩气成藏条件和资源潜力——以松辽盆地徐家围子断陷下白垩统沙河子组为例[J]. 中国石油勘探, 2016, 21(2): 53-60.
LU Jiamin, LIU Chao. Accumulation conditions and resource potential of tight glutenite gas in fault depression basins: a case study on Lower Cretaceous Shahezi Formation in Xujiaweizi fault depression, Songliao Basin[J]. China Petroleum Exploration, 2016, 21(2): 53-60.
- [3] 王民, 孙业峰, 王文广, 等. 松辽盆地北部徐家围子断陷深层烃源岩生气特征及天然气资源潜力[J]. 天然气地球科学, 2014, 25(7): 1011-1018.
WANG Min, SUN Yefeng, WANG Wenguang, et al. Gas generation characteristics and resource potential of the deep source rock in Xujiaweizi Fault Depression, Northern Songliao Basin[J]. Natural Gas Geoscience, 2014, 25(7): 1011-1018.
- [4] 于士泉, 姜晓伟, 李伟, 等. 徐深气田火山岩气藏水平井开发应用效果[J]. 大庆石油地质与开发, 2015, 34(3): 61-64.
YU Shiquan, JIANG Xiaowei, LI Wei, et al. Development and application effects of the horizontal wells in the volcanic gas reservoirs of Xushen Gasfield[J]. Petroleum Geology & Oil-field Development in Daqing, 2015, 34(3): 61-64.
- [5] 张凯. 大庆垣平 1 大位移井的钻井技术[J]. 石油钻采工艺, 2014, 36(1): 26-28.
ZHANG Kai. Drilling technology of Yuanping 1 extended reach well in Daqing[J]. Oil Drilling & Production Technology, 2014, 36(1): 26-28.
- [6] 闫吉曾. 红河油田地层可钻性研究与钻头优选[J]. 探矿工程(岩土钻掘工程), 2018, 45(6): 63-66.
YAN Jizeng. Research on the formation drillability and bit selection in Honghe Oilfield[J]. Exploration Engineering (Rock & Soil Drilling and Tunneling), 2018, 45(6): 63-66.
- [7] 纪明师, 张富成, 张庆华, 等. 砂砾岩地层钻头合理选型研究及应用[J]. 石油钻采工艺, 2005, 27(3): 13-14.
JI Mingshi, ZHANG Fucheng, ZHANG Qinghua, et al. Study and application of bit type for glutenite formation[J]. Oil Drilling & Production Technology, 2005, 27(3): 13-14.
- [8] 朱宽亮, 周岩, 胡中志. PDC-牙轮复合钻头在南堡油田大斜度井的应用[J]. 石油钻探技术, 2017, 45(6): 60-64.
ZHU Kuanliang, ZHOU Yan, HU Zhongzhi. Application of a PDC-Roller hybrid bit in highly-deviated wells of the Nanpu Oil-field[J]. Petroleum Drilling Techniques, 2017, 45(6): 60-64.
- [9] 徐建飞. 影响 PDC 钻头在定向井中性能的原因分析[J]. 价值工程, 2012, 31(35): 28-29.
XU Jianfei. The analysis of PDC bit's performance in directional well[J]. Value Engineering, 2012, 31(35): 28-29.
- [10] 邹德永, 梁国. 硬地层 PDC 钻头设计的探讨[J]. 石油机械, 2004, 32(9): 28-31.
ZOU Deyong, LIANG Erguo. Design of PDC bit for hard formation[J]. China Petroleum Machinery, 2004, 32(9): 28-31.
- [11] 宋学重. PDC 钻头复合钻进技术的引进与推广[J]. 化工设计通讯, 2016, 42(11): 28-29.
SONG Xuezhong. Introduction and extension of PDC bit compound drilling technology[J]. Chemical Engineering Design Communications, 2016, 42(11): 28-29.
- [12] 吕晓平, 李喜成, 安朝明, 等. 牙轮钻头复合钻进在青西推覆体地层的应用[J]. 吐哈油气, 2009, 14(2): 171-173.
LÜ Xiaoping, LI Xicheng, AN Chaoming, et al. Application of roller bit combination drilling technology in nappe strata of Qingxi Oilfield[J]. Tuha Oil & Gas, 2009, 14(2): 171-173.
- [13] 梁文利. 深层页岩气油基钻井液承压堵漏技术[J]. 钻井液与完井液, 2018, 35(3): 37-41.
LIANG Wenli. Enhancing pressure bearing capacity of formation to control mud losses in deep shale gas drilling with oil base drilling fluids[J]. Drilling Fluid & Completion Fluid, 2018, 35(3): 37-41.
- [14] 杨丽, 陈康民. PDC 钻头水力参数优化设计研究[J]. 矿山机械, 2004, 32(11): 6-7.
YANG Li, CHEN Kangmin. Study to optimization design for hydraulic parameters of PDC drill bit[J]. Mining & Processing Equipment, 2004, 32(11): 6-7.
- [15] 沈忠厚, 黄洪春, 高德利. 世界钻井技术新进展及发展趋势分析[J]. 中国石油大学学报(自然科学版), 2009, 33(4): 64-70.
SHEN Zhonghou, HUANG Hongchun, GAO Deli. Analysis on new development and development trend of worldwide drilling technology[J]. Journal of China University of Petroleum (Edition of Natural Science), 2009, 33(4): 64-70.