

龙凤山气田北 209 井钻井提速技术

张东清

(中国石化石油工程技术研究院,北京 100101)

摘 要:针对龙凤山气田钻井中存在的上部地层易塌、下部地层易漏、机械钻速低、钻井周期长等问题,在该油田评价井——北 209 井进行了钻井提速技术与试验,以达到提高机械钻速、缩短钻井周期的目的。在分析龙凤山气田地质资料和地层特点的基础上,通过优化井身结构、采用“PDC 钻头+0.5°单弯螺杆”复合钻井技术、选用适合于砾石层的液动射流冲击器、选择机械式无线随钻测斜仪测量井斜、应用 SMROP-1 快钻剂等关键技术措施,使北 209 井实现了安全快速钻井,机械钻速达到 8.62 m/h,较该气田此前平均机械钻速提高了 53.38%;钻井周期 40.98 d,比设计钻井周期缩短 22.40 d。研究认为,北 209 井钻井提速技术可为龙凤山气田后续井钻井提速增效提供借鉴。

关键词:机械钻速;液动射流冲击器;快钻剂;井身结构;北 209 井;龙凤山气田

中图分类号:TE242 **文献标志码:**A **文章编号:**1001-0890(2016)04-0022-05

Enhancement of ROP in Well Bei-209 of the Longfengshan Gas Field

ZHANG Dongqing

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

Abstract: Drilling operations in the Longfengshan Gas Field are susceptible to borehole collapse in the upper formations, circulation lost in the lower formations, low ROP and prolonged drilling times. To enhance the ROP and to minimize the time in drilling operations, research and experiments on high-speed drilling technologies were carried out for Well Bei-209. Based on the analysis on geological information and the formation characteristics of the Longfengshan Gas Field, well casing program, combined drilling of PDC bit + 0.5° single bend PDM, hydro-efflux hammer for gravel layers, mechanical wireless MWD, SMROP-1 fast drilling additives and other key technical measures were adopted to achieve safe and fast drilling of Well Bei-209. Under these conditions, the resulting ROP was 8.62 m/h, 53.28% higher than the average ROP previously achieved in the gas filed. At the same time, the drilling cycle was 40.98 d, 22.40 d shorter than designed. Research results showed that the proposed high-speed drilling techniques for Well Bei-209 could provide references for follow-up operations to enhance the ROP and efficiencies in the Longfengshan Gas Field.

Key words: penetration rate; hydro-efflux hammer; fast drilling additives; casing program; Well Bei-209; Longfengshan Gas Field

长岭断陷南部龙凤山气田属于典型的低孔隙度、特低渗透凝析气藏。截至 2015 年 11 月,该气田控制含气面积 39.36 km²,天然气控制储量 107.27×10⁸ m³,凝析油 363.90×10⁴ t。该气田目的层埋深 3 500.00~4 000.00 m,钻井周期均在 59 d 以上,平均机械钻速 5.62 m/h,近两年来试验应用了一些钻井提速技术,但未取得明显的提速效果。因此,提高机械钻速、缩短钻井周期成为龙凤山气田

目前亟待解决的问题。2015 年 6 月,中国石化东北油气分公司在该气田部署了评价井——北 209 井,以深入研究龙凤山气田的地层情况。该井设计井深

收稿日期:2016-03-08;改回日期:2016-06-14。

作者简介:张东清(1974—),男,河北枣强人,1998 年毕业于西南石油学院石油工程专业,2007 年获西安石油大学石油与天然气专业工程硕士学位,高级工程师,主要从事钻井工程技术研究与管理工
作。E-mail:zhangdq.sripe@sinopec.com。

3 800.00 m, 在钻井过程中, 借鉴邻井钻井经验与教训, 开展了钻井提速技术研究与实践, 很好地解决了该气田存在的各种钻井技术难点, 显著提高了机械钻速, 平均机械钻速达到 8.62 m/h, 创龙凤山气田探井平均机械钻速最高纪录, 为该气田后续井的钻井提速积累了经验。

1 地质概况

龙凤山构造位于北正镇断阶带东南端, 东侧为新安镇次凹, 是长岭断陷最大的次级断陷, 是一个新的天然气重点增储区域。北 209 井在松辽盆地长岭

断陷龙凤山次洼龙凤山圈闭构造上, 位于吉林省长岭县前七号镇龙凤山村南约 1.0 km 处, 钻探目的为评价龙凤山岩性圈闭北部的含油气范围及营城组储层向北的展布特征, 同时获取钻遇地层的地质参数及相关的油、气、水资料。钻遇地层自上而下为第四系, 第三系, 白垩系四方台组、嫩江组、姚家组、青山口组、泉头组、登娄库组和营城组。预测登娄库组、营城组地层压力系数为 1.02 左右。嫩江组、姚家组地层泥岩发育, 易坍塌; 泉头组以下地层的承压能力低, 易漏失; 登娄库组地层存在大段砂砾岩, 可钻性差; 泉头组以下地层倾角大, 易发生井斜; 在钻井实践中, 主要表现为井下故障多, 机械钻速低(见表 1)。

表 1 龙凤山气田已钻井井下故障及机械钻速

Table 1 Incidents and ROP of drilled wells in the Longfengshan Gas Field

井号	井下故障简况				井下故障时效, %		平均机械钻速/ (m · h ⁻¹)
	井漏次数	漏失量/m ³	卡钻次数	其他故障	复杂	故障	
北 1	3	300.00	0		0.99	0	4.96
北 2	5	837.00	0	断钻具、掉牙轮钻头	15.39	2.96	2.38
北 201	15	1 022.85	0		25.40	0	4.15
北 202	0	0	1	技术套管试压不合格	0	2.60	6.20
北 203	0	0	1	完井测声幅失败	0	5.80	5.38
北 204	0	0	0		0	0	8.40
北 205	0	0	0	溜钻、套管头安装不合格	0	1.58	7.88

2 钻井关键提速技术

2.1 井身结构优化

龙凤山气田前期第一轮已钻 3 口井(北 1 井、北 2 井和北 201 井)均为二开井身结构, 表层套管下深 800.00 m 左右, 没有封固嫩江组、姚家组易塌地层, 易塌地层与下部易漏地层处于同一裸眼, 造成钻进下部地层时易发生漏失; 第二轮已钻 4 口井(北 202 井、北 203 井、北 204 井和北 205 井)均为三开井身结构, 一开套管封固上部成岩性差的第四系地层, 下深 400.00 m 左右, 二开封固嫩江组、姚家组、青山口组等地层后, 三开钻下部地层, 与第一轮井相比钻井周期明显缩短, 降低了钻井成本, 但增加了开次, 且二开大尺寸井眼段长。为进一步缩短钻井周期, 降低钻井成本, 对北 209 井的井身结构进行了优化。

依据北 201 井、北 202 井、北 203 井和北 204 井等井营城组地层岩心的单轴及三轴岩石力学试验结

果, 利用测井资料反演, 采用软件模拟预测了北 209 井的漏失压力, 建立了地层压力剖面。

前两轮已钻井的实钻情况表明, 嫩江组、姚家组地层坍塌压力较高, 泉头组以下地层漏失压力低, 根据地层压力剖面采用自下而上的井身结构设计方法优选必封点为青山口组上部, 从而确定北 209 井采用二级井身结构(见图 1), 即: 一开使用 $\phi 311.1$ mm 钻头钻至井深 1 602.00 m(进入青山口组地层约 50.00 m), $\phi 244.5$ mm 表层套管下至井深 1 600.00 m, 封固嫩江组、姚家组易塌层段, 水泥返至地面; 二开使用 $\phi 215.9$ mm 钻头钻至设计井深 3 800.00 m, 下入 $\phi 139.7$ mm 油层套管, 采用双级固井, 分级箍下入位置为泉头组漏层以上 100.00 m(即井深 2 200.00 m 处), 一级固井水泥封固段为 2 200.00~3 798.00 m, 二级固井水泥封固段为 0~2 200.00 m。该井井身结构比第二轮井相比减少了一个开次, 常规 $\phi 215.9$ mm 井段长度增加了 700.00 m 以上, 同时还有利于预防垮塌和漏失。

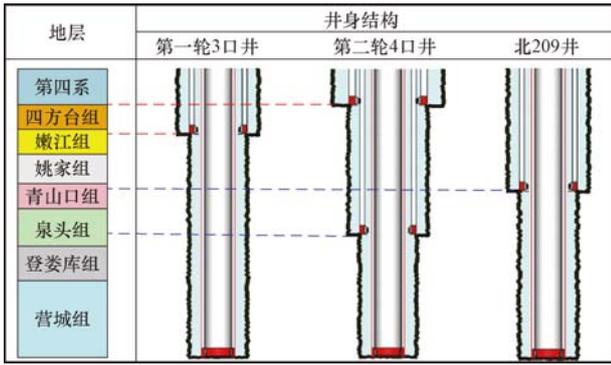


图 1 北 209 井与其他已钻井井身结构对比

Fig. 1 Casing program of Well Bei-209 and other drilled wells

2.2 应用“PDC 钻头+单弯螺杆”复合钻井技术

目前,“PDC 钻头+直螺杆”复合钻井技术已成为龙凤山气田直井钻井通用的提速手段。分析认为,PDC 钻头中心存在和井底相对运动接近为 0 的点,因 PDC 钻头的破岩方式为切削,这必然会影响到机械钻速,所以机械钻速有进一步提高的空间。为此,在北 209 井钻井过程中,应用了“PDC 钻头+单弯螺杆”复合钻井技术,以进一步提高机械钻速。该复合钻井技术的提速机理为:1)钻头横向晃动削弱钻头“死点”的不利影响,从而提高机械钻速;2)钻头在井底有一定倾角,钻压在钻头上呈不均匀分布,部分区域钻压变大,随着钻头旋转形成近似持续冲击的效果。

“PDC 钻头+单弯螺杆”复合钻井井下钻具组合如图 2 所示(λ 为螺杆钻具的弯角, $^{\circ}$); S 为钻头底平面中心偏离动力钻具中心的偏移量, m ; L 为单弯螺杆弯点到钻头的距离, m)。由于钻具本体和井下动力钻具外壳在转盘带动下旋转,将使井眼产生扩眼现象。假设螺杆钻具弯点以上的部分在井眼内居中,当钻柱旋转时,若不考虑弯点以下的弹性变形,即假设钻头的侧向切削力为 0,并忽略其他动态因素的影响,则钻头中心轨迹是一个半径为 S 的圆,即井径扩大 $2S$ 。另一种极端情况是,钻头完全被钻具的变形约束在井底进行定轴转动切削,此时无井径扩大现象,但实际上这种情况是很少出现的。龙凤山气田的地层岩石抗压强度均小于 150 MPa,根据现场经验,井径扩大预测值一般为 $S^{[1]}$ 。

弯角过大引起的主要不利因素有:1)弯角 λ 越大, S 越大,破岩所需能量越多;2) λ 越大,单弯螺杆的弯壳体受到的横向应力越大,越容易疲劳损坏。根据机械钻速的主要影响因素及常用螺杆的几何尺

寸,考虑钻头底部的无死角切削、钻具强度的限制及破岩能量的增加,该井选用 0.5° 单弯螺杆。

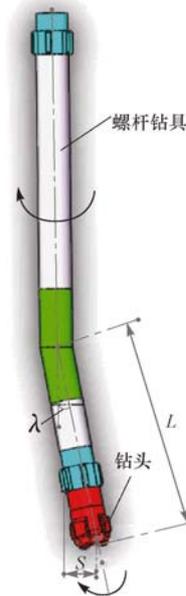


图 2 提速钻具组合示意

Fig. 2 The structure of the high-speed drilling assembly

2.3 应用液动射流式冲击器钻进登娄库组含砾层

北 209 井登娄库地层岩性主要为杂色和灰色含砾细砂岩、砂砾岩、细砂岩与棕色和灰色泥岩的不等厚互层,部分井段含砾超过了 80%,最高达到了 95%,使用牙轮钻头钻进时机械钻速较低,但使用 PDC 钻头钻进时复合片损坏较快,单只钻头进尺较少。

经过调研,液动射流式冲击器可以通过钻井液循环产生冲击^[2-4],且冲击功的大小可以根据需要进行调节。因此,选择液动射流式冲击器钻进登娄库组地层,利用液动射流冲击器产生的高频低幅振动抵消因砾石导致的对钻头有害的震动,起到保护 PDC 钻头和提高机械钻速的效果。

2.4 应用机械式无线随钻测斜仪

龙凤山气田钻井中易斜易漏,为了保证井身质量,每钻进 200 m 需要测斜一次。目前该气田普遍采用单点测斜方式,每测一次井斜后都要循环钻井液,测斜仪要入井出井一次,每次测斜时间长达 2~5 h。如果采用钻井液脉冲无线随钻测斜仪(MWD),一旦发生井漏而进行堵漏时,MWD 仪器会妨碍堵漏材料的通过,从而影响堵漏效果。

经调研,机械式无线随钻测斜仪利用精密机械技术测量井斜^[5],通过钻井液脉冲从井下向地面传

测井斜数据。井下测斜仪测得的井斜数据虽然也是以钻井液脉冲的方式传递至地面,但因测量原理简单且只传递井斜数据,传输数据极少,从而采用结构简单的往复节流型脉冲发生器,可以通过粒径不大于 7.0 mm 的堵漏材料,从而满足堵漏需要。机械式无线随钻测斜仪的井斜角测量精度为 0.5° ,测量范围 $0^\circ \sim 10.5^\circ$,工作温度可达 210°C ,适应最大井深 7 000.00 m,可放在近钻头的钻铤短节中,可以随钻测量近钻头井斜,而且操作简单,测量时只需停泵和开泵一次,井斜数据便可传递至地面,测量一次井斜仅需要 3~5 min,可以选择在接单根时进行,以节省测斜时间,提高钻井时效。因此,北 209 井选择机械式无线随钻测斜仪随钻测量井斜。

2.5 钻井液技术措施

1) 一开井段。针对泉头组及以上地层泥岩发育、成岩性差、易坍塌和造浆严重的问题,一开井段采用低黏低切钻井液钻进,主要技术措施为:维持大排量钻进,同时加入包被抑制剂提高钻井液的抑制性,减少岩屑分散,防止压差卡钻和泥包钻头;钻进姚家组及以上地层时,钻井液以抑制造浆、满足携岩要求为主,对滤失性能可降低要求,采用大排量钻进,增强钻井液对钻头的冲洗作用,防止泥包钻头,并利用短起下钻修复井壁,防止井眼缩径;进入青山口组地层后将钻井液黏度提高至 50 s 左右,以增强悬浮岩屑的能力。

2) 二开井段。针对泉头组底部地层漏失压力低、登娄库组地层因伴有胶黏性较强的泥岩易泥包 PDC 钻头的难点^[6],二开井段钻进过程中,严格控制钻井液密度不超过 1.15 kg/L,适量加入润滑剂,以降低滤饼摩擦系数,改善钻具表面的极性,以防止压差卡钻和泥包钻头。

3) 应用 SMROP-1 快钻剂。SMROP-1 快钻剂是一种含非极性烃链与多极性基团、具有表面活性的油类产品,可改变钻井液的润湿性(钢表面接触角 28.9°)、降低表面张力(0.5% 水溶液表面张力降低率大于 60%)、清洁钻具(粘结降低率大于 60%)。同时具有良好的润滑性,可以降低摩阻(润滑系数降低率大于 85%),因此能够显著提高破岩效率^[7]。该快钻剂与多种水基钻井液配伍性好,加量 0.3%~1.5%,不影响钻井液的流变性、降滤失性等。因此,北 209 井全井钻井液体系中应用了 SMROP-1 快钻剂。

3 现场应用及效果分析

在北 209 井钻井过程中,通过优化井身结构,应用“PDC 钻头+单弯螺杆”复合钻井技术、液动射流式冲击器、机械式无线随钻测斜仪和 SMROP-1 快钻剂等提速技术,克服了上部地层易塌、下部地层易漏、部分地层含砾高等技术难点,于 2015 年 10 月 23 日顺利完井,实钻技术指标见表 2。

表 2 北 209 井与龙凤山气田已钻井的技术指标对比

Table 2 Comparison of technical indicators between Well Bei-209 and drilled wells in the Longfengshan Gas Field

井号	完钻井深/m	钻井周期/d	完井周期/d	纯钻时效,%	取心筒数	取心进尺/m
北 1	3 240.00	47.83	60.54	56.94	5	20.00
北 2	4 381.00	179.44	198.96	41.70	4	23.00
北 201	3 764.00	107.17	136.50	32.88	4	20.40
北 202	3 500.00	61.52	78.67	38.25	8	124.89
北 203	3 992.00	77.21	104.22	40.04	5	36.78
北 204	3 500.00	65.38	81.75	26.54	8	60.24
北 205	3 700.00	59.71	74.02	32.75	3	26.28
北 209	3 910.00	40.98	64.54	46.14	5	45.45

北 209 井设计井深 3 800.00 m,取心 26.00 m,钻井周期 63.38 d;实际完钻井深 3 910.00 m,取心 45.45 m,钻井周期 40.98 d,比设计提前 22.40 d,完井周期 64.67 d,比设计提前 12.21 d。该井创造了龙凤山气田多项施工纪录: $\phi 215.9$ mm 井眼单趟钻进尺 992.00 m 的最长纪录;探井平均机械钻速最高纪录,达到 8.62 m/h;钻井周期创 3 500.00 m

以深探井最短纪录。

北 209 井测试获天然气产量 $4.0 \times 10^4 \text{ m}^3/\text{d}$,且使龙凤山圈闭的评价面积扩大了 10 km^2 。

4 结 论

1) “PDC 钻头+单弯螺杆”的井下钻具组合使

钻头横向晃动,可削弱钻头“死点”的不利影响,能够产生近似持续冲击的效果,能显著提高机械钻速。

2) 液动射流式冲击器能够起到保护钻头、提高机械钻速的作用,适合与 PDC 钻头配合钻进高含砾地层。

3) 机械式无线随钻测斜仪既能满足堵漏需要,又能满足直井测量井斜的要求,且能缩短测斜时间,提高纯钻时效。

4) 北 209 井通过优化井身结构,应用“PDC 钻头+单弯螺杆”复合钻井技术、液动射流式冲击器、机械式无线随钻测斜仪等钻井提速技术,实现了安全快速钻井,创造了该气田 $\phi 215.9$ mm 井眼单趟钻进尺最长、探井机械钻速最高、3 500.00 m 以深探井钻井周期最短等多项纪录,为该气田后续井钻井施工积累了经验。

致谢:在北 209 井施工及本文写作过程中,中国石化东北油气分公司工程技术管理及研究人员提供了大量基础资料并给予了支持与帮助,在此表示衷心的感谢。

参 考 文 献

References

[1] 王清江,毛建华,韩贵金,等.定向钻井技术[M].北京:石油工业出版社,2009:146-149.
WANG Qingjiang, MAO Jianhua, HAN Guijin, et al. Directional drilling technology[M]. Beijing: Petroleum Industry Press, 2009:146-149.

- [2] 张海平,索忠伟,陶兴华.液动射流式冲击器结构设计及试验研究[J].石油机械,2011,39(7):1-3.
ZHANG Haiping, SUO Zhongwei, TAO Xinghua. The structural design and experimental study of the jet-type hydrohammer[J]. China Petroleum Machinery, 2011, 39(7):1-3.
- [3] 吴鹏,韦忠良,吕苗荣,等.射流式液动冲击器优化设计研究[J].石油机械,2014,42(7):24-27,31.
WU Peng, WEI Zhongliang, LYU Miaorong, et al. Hydraulic jet hammer design optimization[J]. China Petroleum Machinery, 2014, 42(7):24-27,31.
- [4] 罗恒荣,索忠伟,谭勇,等.防托压冲击器在盘 40 斜 501 井的应用[J].石油钻探技术,2015,43(5):112-115.
LUO Hengrong, SUO Zhongwei, TAN Yong, et al. Application of reducing WOB stack impactor in Well Pan 40-Xie 501[J]. Petroleum Drilling Techniques, 2015, 43(5):112-115.
- [5] 王若.随钻测井技术发展史[J].石油仪器,2001,15(2):5-7,15.
WANG Ruo. Development history of logging while drilling technology[J]. Petroleum Instruments, 2001, 15(2):5-7,15.
- [6] 李大奇,康毅力,刘修善,等.裂缝性地层钻井液漏失动力学模型研究进展[J].石油钻探技术,2013,41(4):42-47.
LI Daqi, KANG Yili, LIU Xiushan, et al. Progress in drilling fluid loss dynamics model for fractured formations[J]. Petroleum Drilling Techniques, 2013, 41(4):42-47.
- [7] 郭磊,徐博韬,苗海龙,等.新型快钻剂的室内评价及其在渤海油田的应用[J].钻井液与完井液,2013,30(6):21-23.
GUO Lei, XU Botao, MIAO Hailong, et al. Laboratory evaluation and field application of fast drilling agent in Bohai Oilfield [J]. Drilling Fluid & Completion Fluid, 2013, 30(6):21-23.

[编辑 令文学]

动态欠平衡钻井技术

欠平衡钻井技术能降低对储层的伤害,提高机械钻速,但在许多情况下不能使用。动态欠平衡钻井技术基于质量、能量守恒定律,通过对钻头喷嘴进行特殊设计,在钻头底部及其周围产生欠平衡,而井眼其他部分处于过平衡状态。因此,动态欠平衡钻井技术能够用于常规欠平衡钻井技术无法应用的异常高压泥岩地层和盐膏层。

钻井过程中,钻井流体出喷嘴后沿钻头轴向喷射,为了避免钻头下部的速度损失,降低井底压力,增大欠平衡压差,将钻井流体喷射方向设计成与钻头轴向垂直,利用钻井液在喷嘴处的速度变化产生压差。钻井液进入环空后速度降低,压力上升,上部恢复过平衡状态,因此,在钻头底部及其周围产生欠平衡区域有利于提高机械钻速,而钻头上部区域处于过平衡状态有利于维持井壁稳定。

目前,动态欠平衡钻井技术还处于理论和概念研究阶段,还没有进行相关室内试验。

[供稿 赵向阳]