

◀ 钻井完井 ▶

doi:10.3969/j.issn.1001-0890.2013.05.011

庆深气田致密砂砾岩气藏小井眼水平井钻井技术

韩福彬¹, 李瑞营², 李国华², 代晓东¹, 陈绍云²

(1. 中国石油大庆油田有限责任公司勘探事业部, 黑龙江大庆 163458; 2. 中国石油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:为提高大庆油田深层致密砂砾岩气藏的勘探开发效益,缩短钻井周期,降低钻井成本,开展了小井眼水平井钻井技术研究。首先,按照套管允许的弯曲半径必须小于井眼实际弯曲半径的原则,在分析 $\phi 215.9$ mm弯曲井眼安全下入 $\phi 177.8$ mm技术套管和 $\phi 152.4$ mm钻具组合通过 $\phi 177.8$ mm技术套管能力的基础上,对井身结构进行了优化;其次,考虑到目的层可能提前或滞后的情况,利用探气顶稳斜角公式计算了不同厚度储层的稳斜角,同时考虑造斜井眼尺寸以及实际地层造斜能力,对井眼轨道进行了优化;最后,根据钻遇地层的特点,对钻头进行了选型,设计了钻具组合,优选了钻井参数,最终形成了庆深气田致密砂砾岩气藏小井眼水平井钻井技术。该技术在徐深平3X井成功实施,钻井周期与常规水平井相比缩短了32.83%。这表明,该技术可为深层砂砾岩气藏的勘探开发提供新的技术手段。

关键词: 深层 致密砂砾岩 气藏 小井眼钻井 水平井 井身结构 庆深气田

中图分类号: TE243⁺.1; TE246 **文献标识码:** A **文章编号:** 1001-0890(2013)05-0056-06

Horizontal Slim-Hole Drilling Technology for Deep Tight Glutenite Gas Reservoir in Qingshen Gas Field

Han Fubin¹, Li Ruiying², Li Guohua², Dai Xiaodong¹, Chen Shaoyun²

(1. Exploration Department of Daqing Oilfield Company, PetroChina, Daqing, Heilongjiang, 163458, China; 2. Drilling Engineering Technology Research Institute, CNPC Daqing Drilling & Exploration Engineering Corporation, Daqing, Heilongjiang, 163413, China)

Abstract: In order to improve the prospecting benefit, shorten drilling cycle and save drilling cost in deep tight glutenite gas reservoirs in Daqing Oilfield, the research on horizontal slim-hole drilling had been carried out. Firstly, according to the principle that allowable casing bent radius must be less than the actual bent radius of wellbore, and the casing program was optimized on the basis of analyzing the possibility that running $\phi 177.8$ mm intermediate casing in $\phi 215.9$ mm curved wellbore safely, and the $\phi 152.4$ mm BHA passed through $\phi 177.8$ mm intermediate casing. Secondly, as the depth of target pay zone may be shallower or deeper than that of prediction, hold angle formula was used to calculate the hold angle of reservoirs in different thickness, in addition, taking the formation deflecting ability and borehole size into account in build up section, the well trajectory was optimized. Finally, according to the features of formations, the type of drill bit, bottom-hole assembly and drilling parameters were optimized, the horizontal slim-hole drilling technology had been formed for deep tight glutenite gas reservoirs in Qingshen Gas Field. The application of this technology in Well Xushenping 3X led to a reduction of drilling cycle time of 32.83% than conventional horizontal well method, it provides new technical means for exploration and development in deep tight glutenite gas reservoirs.

Key words: deep formation; tight glutenite; gas reservoir; slim hole drilling; horizontal well; casing program; Qingshen Gas Field

庆深气田是大庆油田深层天然气勘探开发的重点区块,现已探明该气田在营城组火山岩和砂砾岩地层有超过 $2\,000 \times 10^8 \text{ m}^3$ 的天然气,而徐家围子断陷是该气田的勘测重点。徐家围子断陷营4段砂

收稿日期:2012-12-24;改回日期:2013-07-29。

作者简介:韩福彬(1970—),男,黑龙江宾县人,1992年毕业于大庆石油学院钻井工程专业,1995年获大庆石油学院钻井工程专业硕士学位,高级工程师,从事钻井工程技术与管理工作。

联系方式:hanfubin@petrochina.com.cn。

砾岩地层普遍含气,但储层致密、物性较差,孔隙度 0.8%~10.1%,平均 4.7%(粒间孔和溶蚀孔隙),渗透率为 0.04~5.88 mD,平均为 0.57 mD。2009 年,大庆油田部署实施了首口水平探井,获得高产工业气流,水平井成为针对致密砂砾岩储层勘探的一种有效方式。但常规深层水平井存在钻速低、周期长、成本高的问题,同时由于受钻机类型与数量的限制,制约了深层天然气勘探步伐。针对庆深气田气层埋藏深、地温梯度高、岩石硬度大、岩石可钻性差等特点^[1],同时考虑国外引进的旋转地质导向系统和涡轮等钻井工具存在费用高、应用规模小等原因,笔者借鉴国内外直井小井眼钻井成果,提出了以井身结构优化和井眼轨道设计优化为核心的小井眼水平井技术,通过减少破岩面积来提高钻井速度,以实现致密深层天然气藏的经济有效开发。

1 井身结构优化

1.1 井身结构优化依据

庆深气田共实施了 9 口深层水平井,均采用相同井身结构:一开采用 $\phi 444.5$ mm 钻头,下入 $\phi 339.7$ mm 套管;二开采用 $\phi 311.1$ mm 钻头,下入 $\phi 244.5$ mm 套管;三开采用 $\phi 215.9$ mm 钻头,下入 $\phi 139.7$ mm 套管。但根据相关标准和生产实际,

该井身结构还存在一定的优化空间。图 1 为套管与井眼尺寸匹配标准,实线表示套管与井眼尺寸的常用配合,该配合有足够的间隙下入套管和注水泥,虚线表示不常用的尺寸配合(间隙较小)。如选用虚线所示的组合时,则须注意套管接箍、钻井液密度、注水泥及井眼曲率大小等参数^[2]。根据庆深气田天然气产量确定最小生产管柱尺寸,并结合企业标准,首先确定采用 $\phi 114.3$ mm 套管。

由于登娄库组地层存在不稳定的砾岩,为降低三开井段的施工风险,通常采用 $\phi 311.1$ mm 钻头造斜至窗口或井斜角 $50^{\circ}\sim 60^{\circ}$,下入 $\phi 244.5$ mm 技术套管封固上部不稳定的地层,为安全钻开气层提供井控条件。但由于岩石可钻性差, $\phi 311.1$ mm 大井眼存在造斜困难、机械钻速低等缺点。因此,从井身结构优化的角度出发,适当缩小井眼尺寸,采用 $\phi 215.9$ mm 钻头造斜至稳斜段,下入 $\phi 177.8$ mm 技术套管封固上部地层,根据图 1 中套管与井眼尺寸的匹配标准, $\phi 152.4$ mm 钻头界于 $\phi 149.2$ 和 $\phi 155.6$ mm 钻头之间,可下入 $\phi 114.3$ mm 套管作为生产套管。

1.2 可行性分析

作为小井眼水平井的关键技术之一,管柱是否能够安全下入关系到整个水平井的成败。约翰西克模型以及在此基础上发展起来的其他软绳模型认

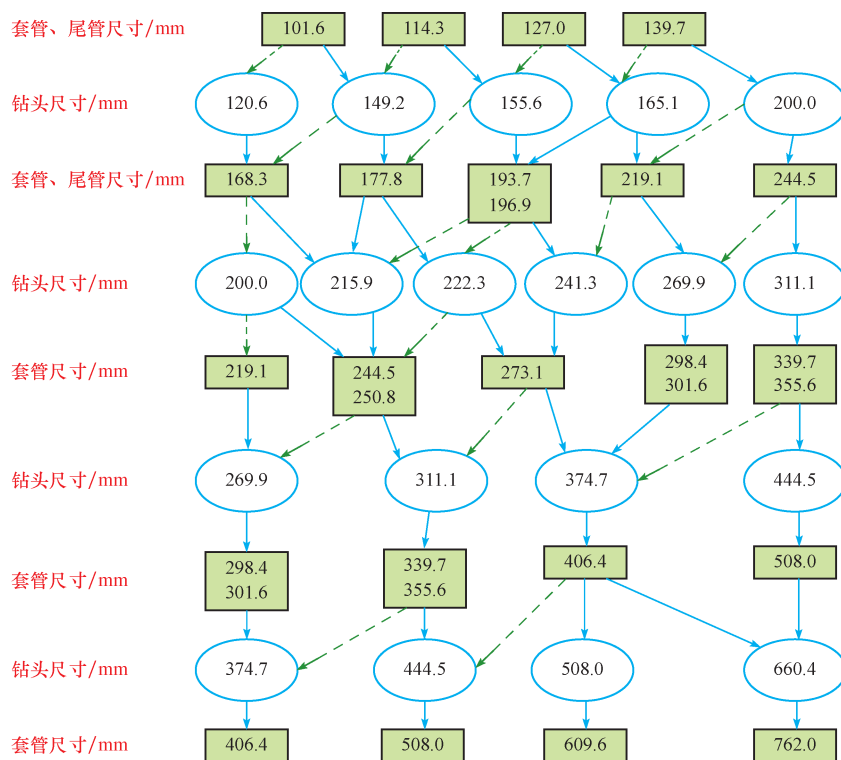


图 1 套管与钻头尺寸匹配标准

Fig. 1 Matching criteria of casing size and bit size

为,井下管柱是一条不承受弯矩的软绳,但可承受扭矩。若井眼直径与管柱直径相差较大,且管柱刚度较小,井眼不出现严重狗腿度的情况下,则管柱刚度对其受力的影响比较小,在分析中可采用软绳模型。但在小井眼水平井实际施工过程中,由于地质需要存在局部范围内井眼曲率大于优化设计曲率的情况,而此时在该局部范围内管柱则具有很强的刚性,且环空间隙小。因此,结合现场实际,主要对局部弯曲条件下,小井眼内管柱通过能力进行了分析,并重点针对裸眼段套管的下入与弯曲套管内钻柱的下入进行了计算,从而初步确定了合理的井眼曲率范围和管柱组合,以保证施工安全^[3]。

1.2.1 $\phi 215.9$ mm 弯曲井眼下入 $\phi 177.8$ mm 套管

根据定向井/水平井中套管管体允许的弯曲半径计算公式来计算 $\phi 177.8$ mm 套管允许的弯曲半径,利用定向井/水平井井眼曲率半径来计算不同曲率下的井眼曲率半径,使套管允许弯曲半径小于井眼曲率半径^[4-6]。

套管允许弯曲半径计算公式为:

$$R = \frac{ED}{200Y_p} K_1 K_2 \quad (1)$$

井眼曲率半径计算公式为:

$$R_0 = \frac{1\ 719}{K} \quad (2)$$

式中: R 为套管弯曲半径,m; R_0 为井眼曲率半径,m; K 为井眼曲率, $(^\circ)/30\text{m}$; E 为钢的弹性模量, $E=206\text{ GPa}$; D 为套管外径,cm; K_1 为抗弯安全系数; K_2 为螺纹连接处的安全系数; Y_p 为钢材的屈服极限,kPa。

当 K_1 、 K_2 取不同值时,不同钢级 $\phi 177.8$ mm 套管允许的弯曲半径和井眼最大曲率见表 1。

由表 1 可知,当 K_1 、 K_2 取值较小时, $\phi 177.8$ mm 套管允许的弯曲半径逐渐变小,而井眼曲率随之增大。由文献^[3]可查得 K_1 、 K_2 取值,同时结合大庆油田深井二开技术套管钢级为 P110, $\phi 215.9$ mm 井眼最大曲率小于 $13.19^\circ/30\text{m}$ 时, $\phi 177.8$ mm P110 套管可顺利下入。

表 1 不同钢级套管在一定安全系数下允许的井眼最大曲率

Table 1 Maximum allowable borehole curvature for different casing grades under consideration of safety coefficient

K_1	K_2	套管外径/mm	套管钢级	套管允许弯曲半径/m	允许井眼最大曲率/ ($^\circ$) $\cdot$ (30m) $^{-1}$
1.8	3.0	177.8	J55	260.69	6.59
			N80	179.22	9.59
			P110	130.34	13.19
1.5	2.5	177.8	J55	181.03	9.49
			N80	124.46	13.81
			P110	90.52	18.99
1.5	2.0	177.8	J55	144.83	11.87
			N80	99.57	17.26
			P110	72.41	23.74

1.2.2 $\phi 152.4$ mm 钻头通过 $\phi 177.8$ mm P110 套管

为满足抗压强度的要求,必须采用壁厚 10.36 mm 的 $\phi 177.8$ mm P110 套管,因此要着重考虑 $\phi 152.4$ mm 钻头(钻具组合)通过弯曲 $\phi 177.8$ mm P110 套管的问题,从而为确定轨道设计最大井眼曲率提供理论依据。通过几何模型(见图 2),计算 $\phi 152.4$ mm 钻头(钻具组合)在不同井眼曲率条件和壁厚 10.36 mm $\phi 177.8$ mm P110 套管的最大间隙与最小间隙,结果见表 2。

从表 2 可看出, $\phi 152.4$ mm 钻头可以通过曲率小

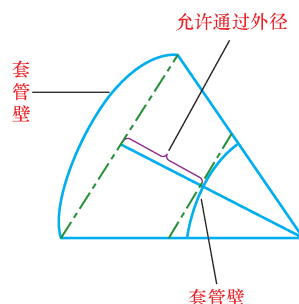


图 2 $\phi 152.4$ mm 钻头通过套管示意

Fig. 2 Sketch map of $\phi 152.4$ mm bit passing through casing

表 2 不同曲率条件下的间隙大小

Table 2 Clearance of the same casing under different curvatures

井眼曲率/ ((°) · (30m) ⁻¹)	最大间隙/ mm	最小间隙/ mm
0	4.70	1.50
5	4.30	1.10
6	4.20	1.00
7	4.10	0.90
8	3.99	0.79
9	3.87	0.67
10	3.75	0.55
11	3.62	0.43

于 11°/30m 的 $\phi 177.8$ mm P110 套管, 但根据大庆油田的实钻经验, 套管内虚泥饼最大厚度可达 0.50 mm^[7]。同时, 井眼曲率设计应考虑造斜井眼尺寸及实际地层造斜能力, 最终确定井眼曲率应小于 7°/30m。

1.3 井身结构优化结果

根据以上分析和计算, 将庆深气田深层小井眼水平井的井身结构优化为: 一开采用 $\phi 342.9$ mm 钻头, 下入 $\phi 273.1$ mm 套管; 二开采用 $\phi 215.9$ mm 钻头, 下入 $\phi 177.8$ mm 套管; 三开采用 $\phi 152.4$ mm 钻头, 下入 $\phi 114.3$ mm 套管。

2 井眼轨道优化

针对庆深气田深部地层硬度大、造斜点效率低以及目的层垂深预测精度低等难点, 在对比三增剖面、悬链线剖面、准悬链线剖面优缺点的基础上, 确定采用七段制变曲率三增剖面法进行井眼轨道优化设计, 以提高轨迹的调整控制能力、降低目的层提前与滞后的影响程度。

图 3 为水平井探气顶至着陆示意图。图中, h 为油层厚度, $h/3$ 为常规水平段距离气顶的距离, 探气顶井斜角为 θ_1 , 从 A 点到 B 点的造斜半径夹角为 θ_2 , 由三角形边长计算公式和式(2)可推出探气顶井斜角计算公式为:

$$\theta_1 = \frac{\pi}{2} - \arccos \frac{Kh}{1\ 719 \times 3} \quad (3)$$

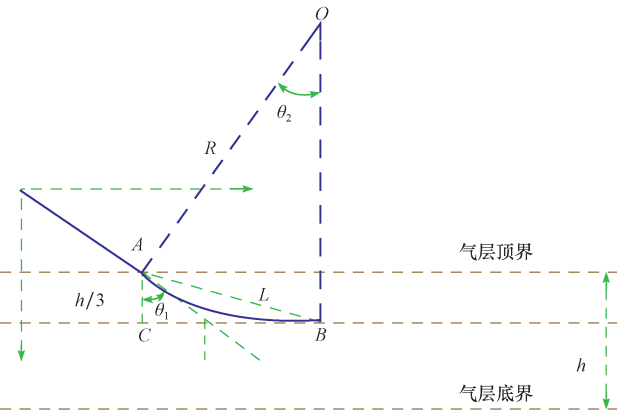


图 3 水平井探气顶至着陆示意

Fig. 3 Sketch map of measuring gas reservoir top to landing depth

根据式(3)可计算出不同气层厚度最佳的探气顶井斜角, 从而确保及时发现气层, 使水平段在储层中的延伸距离最远, 达到提高单井产量的目的^[8]。

地质预测徐深平 3X 井有效气层厚度约为 16 m, 同时考虑地层深度的不确定性, 设计徐深平 3X 井探气顶井斜角为 77°, 以利于实钻过程中控制井眼轨迹, 从而实现准确中靶。

根据上述分析, 并结合螺杆钻具的实际造斜能力, 对徐深平 3X 井的井眼轨道进行了优化设计, 设计结果见表 3。

表 3 徐深平 3X 井设计井眼轨道

Table 3 Designed trajectory of Well Xushenping 3X

井深/ m	井斜角/ (°)	方位角/ (°)	垂深/ m	南北坐标/ m	东西坐标/ m	视平移/ m	造斜率/ ((°) · (30 m) ⁻¹)	备注
0	0	0	0	0	0	0	0	地表井口
3 260.95	0	0	3 260.95	0	0	0	0	造斜点
3 510.95	50.00	0	3 480.41	102.33	0	102.33	6.0	调整段
3 530.95	50.00	0	3 493.26	117.65	0	117.65	0	第二增斜段
3 655.57	77.00	0	3 548.35	228.15	0	228.15	6.5	探顶段
3 690.22	77.00	0	3 556.15	261.91	0	261.91	0	着陆段
3 739.27	87.63	0	3 562.70	310.45	0	310.45	6.5	靶点 A
4 551.21	87.63	0	3 596.30	1 121.70	0	1 121.70	0	靶点 B
4 555.00	87.63	0	3 596.47	1 125.49	0	1 125.49	0	井底

3 配套技术

3.1 钻头选型

造斜段地层为登娄库组,其岩石可钻性级值高达 5.5~6.7 级,地层硬度高达 2 166~2 555 MPa。由于地层钻研磨性强,在转速为 150~190 r/min 条件下,定向钻进或旋转钻进过程中钻头偏磨较严重。因此,选择适应高转速、掌背加强保径牙轮钻头,以满足实际施工过程中耐磨、高转速破岩等要求。根据大庆深层地层与钻头的匹配关系,针对水平井施工特性,造斜段和水平段钻头优选结果见表 4。

表 4 造斜段与水平段钻头优选结果

Table 4 Optimization of bit for build-up section and horizontal section

地层	钻进井段/m	井眼尺寸/mm	钻头型号
登二段—营城组	3 260.95~3 660.00	215.9	SMD637HDY
营城组	3 660.00~4 555.00	152.4	MD637HX

3.2 钻具组合设计^[9]

二开造斜段钻具组合(井斜角 $0^{\circ} \sim 77^{\circ}$): $\phi 215.9$ mm 钻头 + $\phi 172.0$ mm 螺杆(弯角 $1.25^{\circ} \sim 1.50^{\circ}$ + $\phi 212.0$ mm 本体稳定器) $\times 9$ m + $\phi 172.0$ mm 浮阀 + $\phi 172.0$ mm MWD $\times 9$ m + $\phi 165.1$ mm 无磁钻铤 $\times 9$ m + $\phi 158.8$ mm 钻铤 $\times 54.00$ m + $\phi 158.8$ mm 投入式止回阀 + $\phi 127.0$ mm 加重钻杆 $\times 270$ m + $\phi 127.0$ mm 斜坡钻杆。

三开造斜段与水平段钻具组合(井斜角 $77.00^{\circ} \sim 87.63^{\circ}$): $\phi 152.4$ mm 钻头 + $\phi 120.6$ mm 螺杆(弯角 $0.75^{\circ} \sim 1.25^{\circ}$ + $\phi 148.0$ mm 本体稳定器) $\times 5$ m + $\phi 120.6$ mm 浮阀 + $\phi 120.6$ mm MWD $\times 13$ m + $\phi 120.6$ mm 无磁钻铤 $\times 9$ m + $\phi 88.9$ mm 加重钻杆 $\times 54$ m + $\phi 88.9$ mm 斜坡钻杆 $\times 1 260$ m + $\phi 120.6$ mm 投入式止回阀 + $\phi 88.9$ mm 加重钻

杆 $\times 243$ m + $\phi 88.9$ mm 斜坡钻杆。

3.3 钻井参数设计

小井眼钻井要考虑排量和泵压的匹配关系,既要加大排量以满足井眼净化所需的环空返速要求,又要控制泵压在设备的额定工作压力范围内。按照现有钻具组合的结构参数,运用 Landmark 软件对徐深平 3X 井二开和三开的钻井参数进行了优化设计,结果见表 5。

4 现场试验

徐深平 3X 井是大庆油田第一口深层小井眼水平井,设计井深 4 555.00 m,实际完钻井深 4 586.00 m,三开采用尾管裸眼封隔器完井液填充完井。该井使用钻头 35 只,全井平均机械钻速 2.79 m/h,一开 $\phi 342.9$ mm 井眼平均机械钻速 17.48 m/h,二开 $\phi 229.0/\phi 215.9$ mm 井眼平均机械钻速 3.18 m/h,三开 $\phi 152.4$ mm 井眼平均机械钻速 1.33 m/h。该井钻井周期 179.80 d,与常规深层水平井相比,缩短了 32.83%。

4.1 一开

一开使用 $\phi 342.9$ mm 钻头钻进,钻至井深 450.00 m 完钻,平均机械钻速 17.48 m/h,与邻井相比提高了 22.49%,最大井斜角仅为 0.5° ,为后续施工奠定了良好基础。

4.2 二开

为防止上部泥岩地层吸水膨胀,二开首先采用 $\phi 228.6$ mm 钻头钻至井深 2 416.60 m,平均机械钻速 17.64 m/h,与邻井 $\phi 314.1$ mm 井段相比,提高了 87.26%,同时还降低了下部 $\phi 215.9$ mm 直井段与造斜段的施工泵压,达到提高排量、保证井眼净化的目的。

该井设计造斜点井深 3 260.95 m,实际造斜点

表 5 二开、三开井段钻进参数

Table 5 Drilling parameters for build-up section in second and third spud-in

钻进井段/m	钻进工况	钻压/ kN	转速/ ($r \cdot \min^{-1}$)	排量/ ($L \cdot s^{-1}$)	泵压/ MPa	钻头压降/ MPa	环空返速/ ($m \cdot s^{-1}$)
3 260.95~3 660.00	滑动	80~120	30~60	28~32	16.63	2.35	1.12
	旋转	50~80			18.63	2.80	1.33
3 660.00~4 555.00	滑动	60~90	40~80	14~16	16.72	0.51	0.97
	旋转	40~80			19.62	0.67	1.11

井深 3 257.11 m, 二开造斜段 3 257.11~3 657.00 m, 采用 SMD637HDY 高速牙轮钻头造斜至 69.21° 完钻, 平均机械钻速 1.15 m/h, 与完钻的 9 口常规深层水平井 $\phi 311.1$ mm 造斜段相比提高了 45.57%, $\phi 177.8$ mm 技术套管一次顺利下入至设计位置, 没有出现阻卡现象, 固井质量合格。

4.3 三开

三开由于采用螺杆钻具进行复合钻进, 泵压高, 排量小, 返砂不好, 通过提高钻井液切力, 每钻进 1 根钻杆划眼 2 次, 从而保证了岩屑及时返出。三开造斜井段为 3 657.00~3 750.00 m, 水平段为 3 750.00~4 586.00 m。三开使用 20 只牙轮钻头、4 只 PDC 钻头, 平均机械钻速 1.33 m/h, 与完钻的 9 口常规深层水平井 $\phi 215.9$ mm 水平段 (1.16 m/h) 相比, 提高了 14.66%。水平段井眼轨迹比较平滑, 最大井眼曲率仅为 1.92°/30m, $\phi 114.3$ mm 裸眼压裂工具一次性安全下入, 没有出现复杂情况。

5 结论与建议

1) 通过缩小井眼尺寸、减少破岩面积, 能够提高机械钻速、缩短钻井周期, 使深层致密砂砾岩气藏得到经济有效的勘探开发。

2) 采用小井眼水平井进行深层天然气藏的勘探开发, 可降低钻井成本, 同时使 ZJ50D 型钻机钻进井深大于 5 000 m 深层水平井成为可能, 应全面推广应用。

3) 建议优选适应坚硬砂砾岩地层的高效 PDC 钻头与螺杆钻具配合, 以进一步缩短钻井周期, 提高勘探开发效益。

参 考 文 献

References

- [1] 韩福彬, 张洪大, 姜玉芳, 等. 庆深气田深层 $\phi 311.1$ mm 井眼气体钻井技术[J]. 石油钻探技术, 2011, 39(4): 61-65.
Han Fubin, Zhang Hongda, Jiang Yufang, et al. Qingshen $\phi 311.1$ mm deep hole gas drilling technique[J]. Petroleum Drilling Techniques, 2011, 39(4): 61-65.
- [2] 唐志军. 川东北河坝区块井身结构的优化与实践[J]. 石油钻探技术, 2011, 39(1): 73-77.
Tang Zhijun. Casing optimization and practice at Heba Block of northeastern Sichuan Basin[J]. Petroleum Drilling Techniques, 2011, 39(1): 73-77.
- [3] 钻井手册(甲方)编写组. 钻井手册: 甲方[M]. 北京: 石油工业出版社, 1990: 103-115.
Drilling manual(company) writing group. Drilling manual: company[M]. Beijing: Petroleum Industry Press, 1990: 103-115.
- [4] 文志明, 李宁, 张波. 哈拉哈塘超深水平井井眼轨道优化设计[J]. 石油钻探技术, 2012, 40(3): 43-47.
Wen Zhiming, Li Ning, Zhang Bo. Optimal trajectory design of ultra-deep horizontal wells in Halahatang Block[J]. Petroleum Drilling Techniques, 2012, 40(3): 43-47.
- [5] 韩志勇, 王德新. 套管可通过的最大井眼曲率的确定方法[J]. 石油钻探技术, 1999, 27(2): 15-17.
Han Zhiyong, Wang Dexin. Method of determining the maximum hole curvature that casing can be run through[J]. Petroleum Drilling Techniques, 1999, 27(2): 15-17.
- [6] 刘修善. 井眼轨道几何学[M]. 北京: 石油工业出版社, 2006: 188-196.
Liu Xiushan. The geometry of wellbore trajectory[M]. Beijing: Petroleum Industry Press, 2006: 188-196.
- [7] Q/SH 0014—2007 川东北地区天然气井固井技术规范[S].
Q/SH 0014—2007 Cementation technical manual of gas well in northeast of Sichuan[S].
- [8] 韩志勇. 定向井设计与计算[M]. 北京: 石油工业出版社, 1989: 141-174.
Han Zhiyong. Directional well design and calculation[M]. Beijing: Petroleum Industry Press, 1989: 141-174.
- [9] 崔海林, 陈建隆, 牛洪波, 等. 胜利油田首口小井眼长水平段水平井钻井技术[J]. 石油钻探技术, 2011, 39(5): 14-18.
Cui Hailin, Chen Jianlong, Niu Hongbo, et al. The first slim hole long horizontal-section horizontal well drilling technique in Shengli Oilfield[J]. Petroleum Drilling Techniques, 2011, 39(5): 14-18.

[编辑 刘文臣]

欢迎订阅 2014 年《油气地质与采收率》

《油气地质与采收率》是由中国石油化工集团公司主管, 胜利油田分公司主办, 面向国内外公开发行的国家级石油类技术期刊。国内统一连续出版物号: CN 37-1359/TE, 国际标准连续出版物号: ISSN 1009-9603。该刊为山东省优秀期刊、华东地区优秀期刊、中国石油和化工行业优秀期刊、中国石化集团公司核心科技期刊、中文核心期刊和中国科技论文统计源期刊(中国科技核心期刊)。

《油气地质与采收率》以讨论“油气勘探开发新理论、新方法”和“提高油气采收率技术”为主题, 报道内容涵盖了油田勘探开发主业的各个专业。设有 油气地质、勘探技术、油气藏工程、油气采收率、“油气钻采工程、油气藏经营管理、专家论坛”等栏目。

《油气地质与采收率》为双月刊, 大 16 开本, 110 页, 逢单月 25 日出版, 每期定价 25 元, 全年 150 元。欢迎广大读者直接从本期刊社订阅。在校学生半价优惠。地址: (257015) 山东省东营市聊城路 2 号期刊社; 联系人: 左萍; 电话: (0546) 8715240; 传真: (0546) 8715261; E-mail: pgre@vip.163.com。