

乐东 22-1 气田 A14H 井表层定向及扩眼钻井技术

吴旭东¹, 刘和兴², 方满宗², 马传华¹, 郑金龙¹, 牛 雪²

(1. 中海油能源发展股份有限公司工程技术湛江分公司, 广东湛江 524057; 2. 中海石油(中国)有限公司湛江分公司, 广东湛江 524057)

摘 要:为解决南海莺歌海盆地乐东 22-1 气田表层松软地层定向造斜扩眼钻进困难、邻井相碰及易产生新井眼等钻井工程技术难题,提出了一种先钻小尺寸领眼,再用新型三级固定翼扩眼器定向扩眼,然后下入套管的海洋表层钻井技术。结合随钻测量仪和电子陀螺测斜仪钻进乐东 22-1 气田 A14H 井表层时,先用 $\phi 250.8$ mm 钻具定向造斜、钻小领眼,再用 $\phi 254.1$ mm $\times\phi 349.3$ mm $\times\phi 444.5$ mm 新型扩眼器将领眼定向扩眼至 $\phi 444.5$ mm,下入 $\phi 339.7$ mm 表层套管并固井。现场应用表明,该技术解决了丛式井表层防碰难题,保障了疏松地层的造斜钻进效果,防止了钻井中扩眼钻具对领眼井造斜效果的不利影响,对后续类似井的钻井具有一定的借鉴价值。

关键词:浅层 水平井 防碰 扩眼 井眼扩大器 A14H 井;乐东 22-1 气田

中图分类号:TE243⁺.9 **文献标识码:**A **文章编号:**1001-0890(2014)06-0115-05

Directional Drilling & Reaming Technology in the Shallow Formation of Well A14H in the LD22-1 Gas Field

Wu Xudong¹, Liu Hexing², Fang Manzhong², Ma Chuanhua¹, Zheng Jinlong¹, Niu Xue²

(1. Zhanjiang Branch of CNOOC Energy Technology & Services Ltd., Zhanjiang, Guangdong, 524057, China; 2. Zhanjiang Branch of CNOOC Ltd., Zhanjiang, Guangdong, 524057, China)

Abstract: In order to solve problems that occurred when drilling shallow soft formation in the LD22-1 Gas Field, in the Yinggehai Basin of the South China Sea, including problems in directional drilling, reaming, building angle, borehole collision of the adjacent wells, a new technology was developed. It involved drilling a small-sized pilot hole at first, and then using special three-stage reamer to directionally reaming it, followed by then running surface casing. Combined MWD with gyro inclinometer, a small pilot hole of $\phi 250.8$ mm was drilled with directional drilling tools in Well A14H in LD22-1 Gas Field, and then it was reamed to the $\phi 444.5$ mm by the special reamer with three-stage reaming sizes of $\phi 254.1$ mm $\times\phi 349.3$ mm $\times\phi 444.5$ mm, finally the $\phi 339.7$ mm casing was run in hole and cemented. Drilling practices showed that the technology successfully prevented the borehole from colliding in cluster wells in shallow formations successfully. It also ensured the effect of directional drilling and building up, and eliminated the unfavorable effect of reamer on building up in pilot hole. The study concluded that it would be an useful reference for drilling in similar shallow soft formations.

Key words: shallow layer; horizontal well; anti-collision; reaming; Well A14H; LD22-1 Gas Field

海洋浅层由于其特殊的沉积环境,压实性差,普遍具有地层松软、易被冲刷、易垮塌等特征^[1-2]。海洋导管架相邻井槽之间的距离一般只有 1.5~2.8 m,因此要求对浅层井眼进行预斜,使各井眼尽早分离,避免多口井的井眼之间相互干扰,甚至在钻井过程中各井眼之间发生碰撞^[3-10]。在油气田开发后期利用调整井开发浅层油气资源时,要求井眼在浅层地层具有较高的造斜率,但使用大尺寸造斜钻具造斜率不高,井眼轨迹很难满足设计要求,易发生

井眼报废等情况。这是国内海洋浅层定向及扩眼钻井中常遇到的一个问题,且目前尚缺乏很好的解决办法。为此,笔者分析了乐东 22-1 气田 A14H 井的具体情况,提出采用小尺寸钻具领眼造斜、新型三级

收稿日期:2014-06-27;改回日期:2014-10-24。

作者简介:吴旭东(1984—),男,内蒙古乌兰察布人,2007 年毕业于中国石油大学(华东)石油工程专业,工程师,主要从事海洋钻井工艺研究及海上钻井作业。

联系方式:(0759)3912548, wucnooc@sina.com。

固定翼扩眼器进行扩眼,并对领眼造斜与扩眼钻具组合进行优选,对特殊的固定翼扩眼器力学和水力学进行分析,形成一套“埋深浅,水垂比大”的浅层水平井表层定向及扩眼钻井技术,以解决海洋浅层预斜、造斜难度大的问题。

1 领眼造斜及扩眼钻井技术方案

1.1 乐东 22-1 气田 A14H 井概况

乐东 22-1 气田位于南海西部海域莺歌海盆地,一期开发共实施 13 口井,2008 年 8 月投产,2011 年其中 2 口井相继见水停产,为补充产能,2013 年对该气田进行二期开发,并首次尝试钻浅层水平井——A14H 井。该井的主要目的层段垂深仅 550.00 m,水平位移 1 500.00 m。

乐东 22-1 气田的井口平台井槽分布为 4×4 ,井槽间距 2.286 m,中间剩余 3 个空井槽,其余各井槽均已钻井。A14H 井使用 10[#] 空槽口进行钻进,其井身结构如图 1 所示。

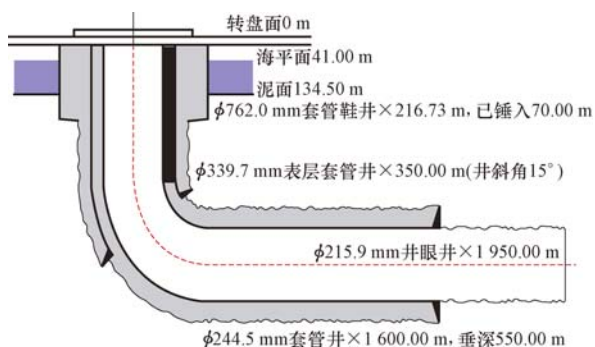


图 1 A14H 井的井身结构

Fig. 1 Casing program of Well A14H

1.2 A14H 井钻井方案设计

A14H 井所钻上部储层埋深很浅,需要钻头出套管鞋后开始预斜,同时为规避底水,预斜角度应尽量大,设计预斜造斜率 $4^\circ/30\text{m}$ 。

在极松软地层使用大尺寸钻具预斜造斜难度大,易出现井眼轨迹不满足设计要求、发生井眼报废等问题,而小尺寸钻具定向造斜难度小,后续可以使用新型固定翼扩眼器进行扩眼达到预斜造斜要求。为此,经综合考虑,A14H 井采用“小井眼绕障预斜造斜,新型扩眼器钻具进行扩眼”的钻井方案,即:先钻 $\phi 250.8\text{ mm}$ 领眼,绕障通过防碰段,并预斜造斜至井斜角为 15° ,再通过特殊固定翼扩眼器将领眼扩

大至 $\phi 444.5\text{ mm}$,下入 $\phi 339.7\text{ mm}$ 套管并固井。

使用邻井已有的单点测斜仪及随钻测量井斜数据,对 A14H 井进行防碰扫描,结果见表 1。

表 1 A14H 井防碰扫描结果

Table 1 Anti-collision scanning results of Well A14H

井号	防碰点井深/m	中心距离/m	分离系数
A1	220	4.70	232.00
A2	220	8.74	419.00
A3H	328	3.25	224.00
A4H	220	2.60	117.00
	371	4.37	56.00
A5H	289	1.29	45.00
	383	2.16	15.00
A6	412	5.02	12.00
A7	220	8.85	506.00
A8H	220	4.84	247.00
A9	351	1.36	1.27
A10	325	2.02	60.00
A11	220	6.84	9.00
A12	220	2.26	10.00

由表 1 可知,A14H 井与 A5H 井的最小中心距为 1.29 m,与 A9 井的最小分离系数为 1.27。由此判断,整体上防碰形势严峻,但具有可操作性。由于周边邻井的井眼轨迹数据有限,为进一步规避风险,使用电子多点陀螺测斜仪对 12 口邻井的表层套管井段进行复测,对重点防碰井段 210~300 m 加密测点,每 15 m 测一个点。根据复测后的邻井井眼轨迹,对 A14H 井的设计轨道进行防碰扫描,结果见表 2。

表 2 根据复测后邻井轨迹对 A14H 井的防碰扫描结果

Table 2 Anti-collision scan results of Well A14H according to the remeasured data from adjacent wells

井号	防碰点井深/m	中心距离/m	分离系数
A1	395	13.73	134.0
A2	135	7.53	
A3H	356	2.65	72.0
A4H	230	1.59	323.0
	365	2.90	52.0
A5H	344	0.71	11.0
A6	135	3.71	
A7	145	5.11	
A8H	135	5.11	
A9	250	2.40	153.0
A10	330	0.53	6.7
A11	145	5.11	
A12	135	2.49	10.0

由表 2 可知,A14H 井在井深 330 m 处与 A10

井的中心距离仅为 0.53 m。考虑到实际钻进过程中定向造斜钻具的工具面可能出现测量误差和读数误差,防碰井段中心距离需大于 1 m,故对 A14H 井的井眼轨道进行优化,以减小防碰风险。

综合考虑井眼轨迹的控制难度及可操作性因素,结合 A10 井与 A14H 井相关井段的空间位置关系,因 300 m 以浅 A10H 井朝正南方向偏斜,为错开防碰段需选择合适的预斜方位,故 A14H 井的最佳选择是朝西北方向预斜,基于以上分析完成 A14H 井的井眼轨道优化设计。

对 A14H 井优化后的井眼轨道设计进行防碰扫描,结果见表 3。

表 3 优化后 A14H 井的防碰扫描结果

Table 3 Anti-collision scanning results of Well A14H after optimization

井号	防碰点井深/m	中心距离/m	分离系数
A1	300	3.99	89
A2	300	15.46	267
A3H	237	3.77	225
A4H	271	1.28	26
	279	1.38	21
A5H	271	1.45	29
	279	1.54	26
A6	378	17.29	67
A7	300	9.82	156
A8H	417	19.79	37
A9	236	2.49	47
A10	260	1.43	42
	276	1.68	29
A11	291	6.75	5
A12	279	4.42	110

由表 3 可知,防碰井段为 260~280 m, A14H 井在井深 271 m 处与 A4H 井的最小中心距离为 1.28 m,防碰形势依然严峻,但防碰井段的中心距离均大于 1 m,具备可操作性。

1.3 扩眼器的设计

目前,常规的牙轮扩眼器及常规固定翼扩眼器在软地层井斜角及造斜率较大的时候扩眼均存在井眼轨迹不满足设计要求的风险,鉴于此,针对 A14H 井设计了一种新型固定翼扩眼器(以下简称新型扩眼器)。该扩眼器主要由球形引导头、短钻铤及固定翼扩眼器本体组成,球形引导头可以增加钻具的导向性,摩阻小,不易出现新井眼,更容易进入领眼。

固定翼扩眼器本体的主要结构有钻头体、三级

扩眼刀翼、喷嘴以及切削齿。刀翼固定在钻头体前端冠部,切削齿安装并固定在刀翼上,扩眼器采用 5 刀翼,刀翼环绕钻头体冠部中心平均分布。第一级扩眼刀翼直径为 254.1 mm,略大于领眼直径;第三级扩眼刀翼直径为 444.5 mm;第二级扩眼刀翼直径为 349.3 mm,取第一级与第三级直径的中间值。新型扩眼器的基本形貌如图 2 所示。

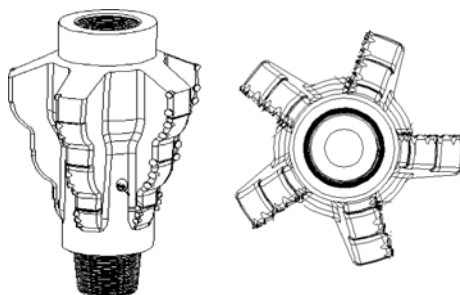


图 2 新型扩眼器本体形貌

Fig. 2 Schematic diagram of new reamer

利用相关软件对扩眼器进行力学模拟(结果见图 3),分析在不同钻压及井斜角情况下扩眼器及引导头的受力情况,对扩眼器是否易出现新井眼进行论证,并对扩眼钻具的振动强度进行安全评估。以井下钻具组合安全、简单为原则,引导头与扩眼器之间选用 $\phi 203.2$ mm 短钻铤,长度为 3 m。

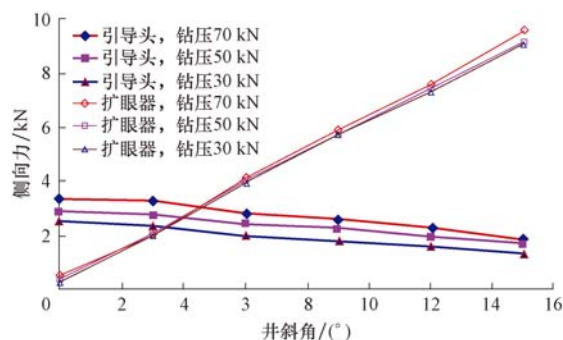


图 3 扩眼钻具组合力学模拟结果

Fig. 3 Mechanical Simulation of reaming BHA

结合图 3 所示的模拟结果,通过合理的水力设计改善井眼携砂状况,减小对井壁冲刷及扩眼器泥包的概率。考虑到喷嘴的喷速和比水功率对钻速及造斜率的影响,选用 8 个内径为 12.7 mm 的喷嘴,在扩眼钻进钻井液排量为 4 000 L/min 时,喷速为 62.5 m/s,比水功率为 1.23。

1.4 钻具组合设计

考虑到常规大尺寸井眼不利于防碰及预斜,结合前期不同尺寸井眼的造斜能力,确定先使用螺杆

钻具钻预斜领眼通过防碰段。领眼钻具组合为: $\phi 250.8$ mm牙轮钻头+ $\phi 171.5$ mm 1.5° 弯角螺杆钻具(自带单流阀心)+ $\phi 171.5$ mm定向接头+ $\phi 165.1$ mm振击器+ $\phi 127.0$ mm加重钻杆 $\times 11$ 根。

使用设计的新型扩眼器进行扩眼,扩眼钻具组合为: $\phi 244.5$ mm引导头+ $\phi 203.2$ mm短钻铤(3 m)+新型扩眼器+ $\phi 203.2$ mm浮阀接头+ $\phi 203.2$ mm非磁短钻铤+ $\phi 203.2$ mm非磁配合接头+ $\phi 203.2$ mm随钻测量仪+ $\phi 203.2$ mm非磁钻铤+ $\phi 203.2$ mm定向接头+ $\phi 203.2$ mm振击器+变扣接头(631×410)+ $\phi 127.0$ mm加重钻杆 $\times 11$ 根。钻具组合中的随钻测量仪可实时获取邻井套管的磁干扰信息,持续跟踪扩眼钻具在扩眼过程中对井斜的影响,有效预防产生新井眼。

2 现场施工

2.1 $\phi 250.8$ mm领眼钻进

按照A14H井的设计方案组合领眼钻具,测量并确认工具面,下钻至泥面以下215.00 m,旋转钻进至预斜井深228.00 m,泵入 8 m^3 膨润土浆清扫井眼。钻进参数:钻压 $0\sim 20.0$ kN,转速30 r/min,排量2 600 L/min,泵压4.5 MPa,扭矩 $0\sim 113\text{ N}\cdot\text{m}$ 。

钻头提离井底1.50 m,使用陀螺测斜仪测斜,测点井深212.20 m,井斜角 0.25° ,方位角 271.11° ,调整工具面,定向方位角 330° 。开始定向滑动钻进,钻进参数:钻压 $5.0\sim 50.0$ kN,排量1 000 L/min,泵压 $1.8\sim 2.0$ MPa。为保证预斜效果,第一柱钻杆(长28 m)整柱滑动,不提拉,通过泵入膨润土浆的方式保证井眼清洁;第一柱钻杆钻完后,泵入膨润土浆至井底,然后将钻头提离井底1.50 m左右,用陀螺测斜仪测量,跟踪井眼走向及工具实际造斜能力,接完立柱后直接进行第二柱预斜;用第二柱钻杆钻进至井深275.00 m后,上下提放钻具9.00 m,泵入膨润土浆,将钻头下放至距离井底1.50 m的位置,用陀螺测斜仪测量,测点井深259.67 m,井斜角 4.59° ,方位角 307.41° 。实测数据与设计数据较接近,实时防碰扫描与设计相近,说明风险可控。继续防碰绕障钻进,通过防碰段。钻进期间,井口监听邻井套管,在A4H井、A5H井和A10井的井口头处安装防碰监测仪器,实时监测振动数据是否有异常,加密捞砂,观察振动筛上水泥及铁屑的返出情况,密切关注进尺、扭矩和钻压的变化,确保疏松地层防碰预斜成功。

领眼定向滑动钻进至井深354.00 m,泵入 8 m^3 膨润土浆清扫井眼,钻头提离井底1.50 m,用陀螺仪测斜,测点井深335.22 m,井斜角 15.9° ,方位角 269.79° 。平均预斜造斜率 $4.49^\circ/30\text{ m}$,预斜效果良好,达到设计要求。由于整个领眼钻进过程中采取连续滑动方式,而且狗腿严重度相对较大,为保证后续扩眼作业正常进行,倒划眼短起至桩管鞋。倒划眼参数:转速30 r/min,排量1 800 L/min,泵压3.5 MPa,扭矩 $20\sim 100\text{ N}\cdot\text{m}$,循环干净,下钻到底,无沉砂,起钻。

2.2 扩眼钻进、下套管并固井

组合扩眼钻具,用随钻测量仪测量并定向接头高边,下钻至井深215.00 m,扩眼钻进至井深220.00 m。钻进参数:钻压 $5.0\sim 20.0$ kN,转速15 r/min,排量 $3\ 000\sim 3\ 600$ L/min,泵压 $3.5\sim 4.0$ MPa,扭矩 $50\sim 145\text{ N}\cdot\text{m}$ 。泵入 10 m^3 膨润土浆清扫井眼,继续扩眼钻进,调整钻进参数:钻压 $5.0\sim 40.0$ kN,转速30 r/min,排量3 600 L/min,泵压4 MPa,扭矩 $110\sim 400\text{ N}\cdot\text{m}$ 。扩眼钻进期间实时对比领眼井的测斜数据和随钻测量的井斜数据,监控井眼轨迹走向,派专人监测邻井情况,加密捞砂,注意水泥或铁屑的返出情况。扩眼钻进至井深352.00 m,泵入 18 m^3 膨润土浆清扫井眼,循环至返出干净,井底垫入 27 m^3 膨润土浆,短起下钻顺利,起钻。下入 $\phi 339.7$ mm套管至井深350.00 m,留口袋2 m,固井作业顺利。

3 施工效果分析

实钻预斜领眼、扩眼段的井眼轨迹数据见表4、表5。其中,表4为用陀螺测斜仪测得的结果,表5为用随钻测量仪测得的结果。

表4 用陀螺测斜仪测得的A14H井预斜井眼轨迹数据
Table 4 Borehole trajectory data of Well A14H measured by gyro inclinometer

井深/m	井斜角/ $(^\circ)$	方位角/ $(^\circ)$	造斜率/ $((^\circ)\cdot(30\text{ m})^{-1})$
0	0	0	0
146.50	0	0	0
212.20	0.25	271.11	0.04
240.80	2.21	315.29	2.14
259.67	4.59	307.41	3.85
297.51	9.44	281.91	4.07
335.22	15.90	269.79	5.53

表 5 用随钻测量仪测得的 A14H 井扩眼后井眼轨迹数据
Table 5 Borehole trajectory data measured by MWD in Well A14H after reaming

井深/m	井斜角/(°)	方位角/(°)	造斜率/ ((°)·(30m) ⁻¹)
0	0	0	0
146.53	0	0	0
240.80	2.57	314.53	2.11
259.70	4.80	314.53	3.45
297.50	9.88	285.89	4.46
335.20	16.63	269.08	5.47

对比表 4、表 5 可知,在使用陀螺测斜仪和随钻测量仪测斜 2 种情况下,领眼、扩眼两井眼的造斜率及井底井斜角相近,且均超出 A14H 井的设计值。这表明,应用该技术可以降低后续井段的造斜难度,也说明 A14H 井领眼造斜及扩眼钻井技术方案实施成功,取得了良好的应用效果。

4 结 论

1) 在海洋浅层水平井 A14H 井的表层定向和扩眼钻进中,选择 1.5°弯角的 $\phi 171.5$ mm 螺杆钻具,通过合理控制领眼及扩眼钻进参数,结合必要的技术措施,造斜率可达到(4°~5°)/30m。

2) 设计的 $\phi 254.1$ mm $\times\phi 349.3$ mm $\times\phi 444.5$ mm 新型三级固定翼扩眼器在扩眼过程中操作平稳,没有出现新井眼,使用风险小,安全可靠,并且在疏松表层预斜钻进过程中获得较高的造斜率,很好地克服了软地层造斜及防碰技术难题。

3) 新型扩眼一体化钻井技术在 A14H 井表层钻井作业的成功应用,可为类似井的钻井施工提供借鉴。

参 考 文 献

References

- [1] 赵学战,管申,郭希玺,等. 崖城 13-1-A16 井表层“一开双眼”定向钻井技术[J]. 石油钻采工艺,2012,34(增刊 1):9-11.
Zhao Xuezhan, Guan Shen, Guo Xixi, et al. “Twinhole drilled at first spudding” directional drilling technology of 13-1-A16 Well surface in Yacheng[J]. Oil Drilling & Production Technology, 2012, 34(supplement 1):9-11.
- [2] 李凡,赵少伟,张海,等. 单筒双井表层预斜技术及其在绥中 36-1 油田的应用[J]. 石油钻采工艺,2012,34(增刊 1):12-15.
Li Fan, Zhao Shaowei, Zhang Hai, et al. Preventive oblique technology of single hole double wells surface and its application in Suizhong 36-1 Oilfield[J]. Oil Drilling & Production Technology, 2012, 34(supplement 1):12-15.
- [3] 魏刚,张春琳,邵明仁. 小井距密集丛式定向井防碰技术[J]. 内蒙古石油化工,2010,36(2):99-101.
Wei Gang, Zhang Chunlin, Shao Mingren. The spacing of dense cluster directional wells anti-collision technology [J]. Inner Mongolia Petrochemical Industry, 2010, 36(2):99-101.
- [4] 祝效华,朱虎军,司念亭,等. 扩眼器在定向造斜段的应用可行性研究[J]. 海洋石油,2008,28(4):96-98.
Zhu Xiaohua, Zhu Hujun, Si Nianting, et al. Research on reamer's applicability in directional kick off intervals[J]. Offshore Oil, 2008, 28(4):96-98.
- [5] 张晓诚,刘亚军,王昆剑,等. 海上丛式井网整体加密井眼轨迹防碰绕障技术应用[J]. 石油科技论坛,2010(5):13-17.
Zhang Xiaocheng, Liu Yajun, Wang Kunjian, et al. Offshore cluster well network integrated encryption well trajectory anti-collision detouring technology[J]. Oil Forum, 2010(5):13-17.
- [6] 王万庆,田逢军. 长庆马岭油田水平井钻井防碰绕障技术[J]. 石油钻采工艺,2009,31(2):35-38.
Wang Wanqing, Tian Fengjun. The anti-collision and barrier-bypassing technology of horizontal well drilling in Changqing Maling Oilfield [J]. Oil Drilling & Production Technology, 2009, 31(2):35-38.
- [7] 刘刚,孙金,何宝生,等. 定向井防碰地面监测系统设计与现场试验[J]. 石油钻探技术,2012,40(1):7-11.
Liu Gang, Sun Jin, He Baosheng, et al. Design and field test of surface monitoring system for directional wells anti-collision [J]. Petroleum Drilling Techniques, 2012, 40(1):7-11.
- [8] 饶志华,杨超,段泽辉,等. 浅层多井防碰相对井间距预测模型的建立与现场验证[J]. 中国海上油气,2014,26(4):80-83.
Rao Zhihua, Yang Chao, Duan Zehui, et al. Establishment and field verification of relative inter-well distance prediction model for anti-collision of shallow multi-wells[J]. China Offshore Oil and Gas, 2014, 26(4):80-83.
- [9] 何保生,刘华亮,刘刚,等. 基于球面波传播理论的钻头趋近邻井防碰预测模型[J]. 石油钻探技术,2013,41(3):62-66.
He Baosheng, Liu Hualiang, Liu Gang, et al. Anti-collision prediction model for drill bit approaching adjacent well based on spherical wave propagation theory[J]. Petroleum Drilling Techniques, 2013, 41(3):62-66.
- [10] 刘刚,孔得臣,孙金,等. 套管头振动信号特征应用于油井防碰监测的可行性分析[J]. 中国海上油气,2012,24(3):54-57.
Liu Gang, Kong Dechen, Sun Jin, et al. Feasibility analysis on application of casing head vibration signal in wellbore anti-collision monitoring [J]. China Offshore Oil and Gas, 2012, 24(3):54-57.

[编辑 令文学]