

渤海低渗油田定向井井身结构优化

边杰¹, 和鹏飞¹, 侯冠中², 席江军², 张鑫¹

(1. 中海油能源发展股份有限公司工程技术分公司, 天津 300452; 2. 中海石油(中国)有限公司天津分公司, 天津 300452)

摘要:渤海 25 油田沙河街组低渗储层地层压力系统复杂, 一期开发时采用渤海常规井身结构, 但是作业复杂情况频发, 工期较长, 导致成本高, 整体经济效益较差。通过对地质油藏、地层特点做深入研究分析, 优化出一套 $\varnothing 355.6$ mm 井眼 $\times \varnothing 273.1$ mm 套管 + $\varnothing 241.3$ mm 井眼 $\times \varnothing 177.8$ mm 套管 + $\varnothing 152.4$ mm 井眼 $\times \varnothing 114.3$ mm 尾管的井身结构及其配套提速技术。通过在 2 口井的应用试验, 取得了较好的效果, 2 口井平均井深 3607.5 m, 平均钻井周期 19.32 天, 钻井周期共计比基本设计节余 5.37 天, 钻井时效比基本设计提高 24%, 同时小井眼钻井所使用的器材及材料费用相应减少, 而且投产后产量较好, 经济效益显著, 具有广阔的应用前景。

关键词: 井身结构; 小井眼; 钻井提速; 配套技术; 定向井; 渤海油田

中图分类号: P634.7; TE243 文献标识码: B 文章编号: 1672-7428(2017)01-0052-05

Optimization of Casing Program for Directional Wells in Bohai Low Permeability Oilfield / BIAN Jie¹, HE Peng-fei¹, HOU Guan-zhong², XI Jiang-jun², ZHANG Xin¹ (1. CNOOC EnerTech-Drilling & Production Co., Tianjin 300452, China; 2. Tianjin Branch of CNOOC Ltd., Tianjin 300452, China)

Abstract: The formation pressure system of Bohai 25 oilfield is complex. In the first stage of development, the conventional casing program in Bohai was adopted, but the frequent complex situation and long construction period led to high cost with poor overall economic benefit. Through the study on slim hole technology in Thailand bay, combined with the actual situation in Bohai, a set of optimized casing program 355.6mm hole \times 273.1mm casing + 241.3mm hole \times 177.8mm casing + 152.4mm hole \times 114.3mm liner and the support improved ROP technology was developed. Through the application tests in 2 wells, good results have been achieved with the average well depth 3607.5m and average drilling period 19.32 days, drilling cycle saved 5.37 days and drilling efficiency increased by 24% in these 2 wells than the basic design. The costs of equipments and materials used in slim hole drilling go down accordingly and better yield and significant economic benefits are received in operation with broad application prospects.

Key words: casing program; slim hole; ROP increasing; support technology; directional well; Bohai oilfield

随着渤海油田开发和调整力度的不断加大, 低渗储层的开发成为攻关的关键和重点。降低钻完井资本投入是提高低渗油田的开发效益的主要途径。渤海 25 油田在沙河街组存在低渗油藏, 目的层埋深在 3500.0 ~ 4000.0 m, 地层压力系数在 1.4 ~ 1.5, 一期项目采用渤海常规井身结构, 工期时间较长, 费用较高。为降低成本、提高作业效率, 在二次调整井开发前, 通过调研国内外井身结构、套管尺寸及应用现状, 根据渤海油田的地质油藏以及地层岩性等特点, 优化出一套非常规的井身结构尺寸并形成配套应用技术。

1 地质特征与常规井身结构现状

1.1 地质特征

(1) 储层埋藏深, 钻井揭开层系多。自上而下依次揭开第四系平原组, 上第三系明化镇组、馆陶组, 下第三系东营组、沙河街组, 钻探主要目的层为沙二段和沙三段。

(2) 浅部地层疏松。平原组为疏松的粘土表层, 成岩性差, 易垮塌; 明化镇组地层为泥岩、砂岩、粉砂岩互层, 地层中粘土矿物以蒙脱石或伊蒙无序间层为主, 易水化, 分散性极强, 膨胀率高; 馆陶组地层以砂砾岩为主, 夹薄层泥岩。该井段属于早成岩期, 含水

收稿日期: 2016-05-30; 修回日期: 2016-08-15

作者简介: 边杰, 男, 汉族, 1984 年生, 工程师, 石油工程专业, 主要从事海洋石油钻井技术监督与管理工作, 天津市塘沽区海油大厦 B 座 A306, bianjie@cnooc.com.cn。

通讯作者: 和鹏飞, 男, 汉族, 1987 年生, 工程师, 石油工程专业, 主要从事海洋石油钻井技术监督工作, 天津市塘沽区海油大厦 B 座 A306, hepfc@cnooc.com.cn。

较高,特别是明上段 900.0 ~ 1300.0 m,泥岩塑性强,在地应力作用下,易发生塑性变形,造成缩径。

(3)东营组地层为厚层泥岩夹砂岩,泥岩地层随着埋深增加压实程度更好,属中软地层,平均抗压强度 3448.8 psi (23.78 MPa)。

(4)沙河街组地层为厚层泥岩夹砂岩,泥岩地层随着埋深增加压实程度更好,地层致密,较硬,属中等硬度地层,平均抗压强度 6189.6 psi (42.69 MPa)。根

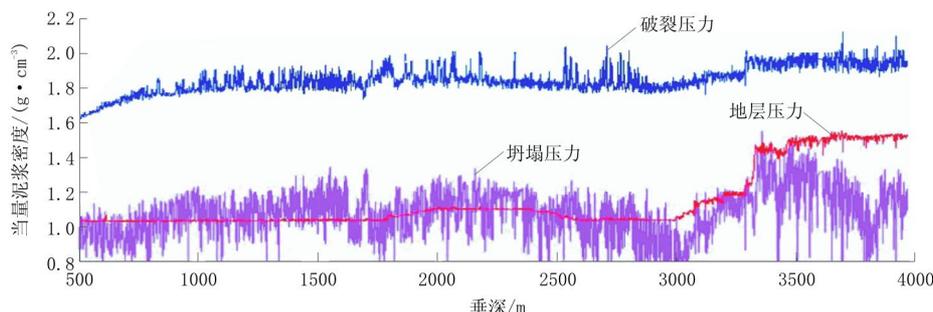


图1 渤海25油田地层三压力曲线

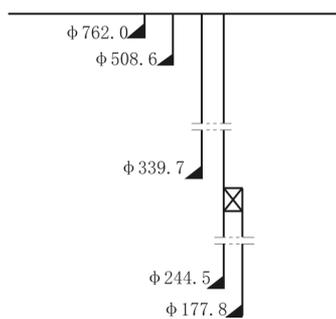


图2 渤海25油田常规井身结构

(1)第四系平原组上部为第一个必封点,深度约 80.0 ~ 100.0 m。对应下入常规 $\varnothing 762.0$ mm 导管。主要考虑该井段为疏松的粘土表层,成岩性差,易垮塌,下导管封隔。

(2)平原组下部地层为第二个必封点,深度约 300.0 ~ 400.0 m。对应下入常规 $\varnothing 508.0$ mm 套管。主要考虑,在下部较长的斜井段施工过程中,容易造成复杂情况,利用二次套管封隔该段便于深部井段的钻井施工。

(3)明化镇组下部为第三个必封点,深度约为 1500.0 ~ 1600.0 m。对应下入常规 $\varnothing 339.7$ mm 套管。主要考虑,上部裸眼井段长,井壁浸泡时间长,容易造成坍塌阻卡,应下一层套管进行封隔。

(4)东营组下部为第四个必封点,深度下到沙河街组高压地层顶部 3200.0 m 左右。对应下入常规尺寸 $\varnothing 244.5$ mm 套管。主要考虑,下部将钻遇沙

据邻井生产数据监测,储层段存在未射开的油层和水层,储层段存在异常高温、高压。测井解释孔隙度主要分布在 9.4% ~ 19.2% 之间,平均 15.3%,测井解释渗透率为 0.4 ~ 316.5 mD,属于低渗油藏。

1.2 常规井身结构现状

根据地层三压力曲线(如图1所示)以及本区块作业经验,在渤海25油田沙河街组开发井作业中采用如下常规井身结构(见图2),关键点如下。

河街组的异常高压地层,把套管下到高压地层顶部,以防止井下复杂事故发生。

(5)钻达目的层后,下入 $\varnothing 177.8$ mm 尾管。

1.3 作业难点

(1)常规井身结构导致钻机负荷大。在该油田一期沙河街组油藏开发过程中, $\varnothing 311.1$ mm 井眼钻进期间,由于井深大部分井在接近中完时,均遇到钻机负荷大,摩阻扭矩大的难题。因此导致 $\varnothing 244.5$ mm 套管只是进入东营组上段, $\varnothing 311.1$ mm 井眼最终扭矩已经达到顶驱扭矩极限值(36 kN·m),泵压也达到泥浆泵能承受的极限泵压,上提悬重达到 180.0 t,下放悬重达到 120.0 t,旋转悬重 150.0 t,被迫提前中完,下套管时上提悬重 200.0 ~ 250.0 t,已经接近渤海五号钻机的极限能力(最大 280.0 t)。

(2)钻具疲劳损坏严重。由于 $\varnothing 311.1$ mm 井眼最终钻进摩阻扭矩大,造成钻具疲劳破坏严重,多次出现钻具刺漏的现象,严重时出现钻具断裂的现象,刺漏统计如表1。

表1 一期开发井钻具刺漏统计

井号	井深/m	复杂情况
A2	3135.0	刺漏,靠近公扣约 60.0 cm 处
	3332.0	刺漏,靠近公扣约 60.0 cm 处
	3442.0	刺漏,靠近公扣约 60.0 cm 处
A18	2756.0	刺漏,靠近公扣约 61.0 cm 处
A22	3784.0	测井时钻具发生断裂

(3) 粘卡风险高。在一期开发钻井作业中, $\varnothing 215.9$ mm 裸眼揭开东营组下段与沙河街组 2 个不同压力体系的地层。为了有效压住下面的高压层, 必然提高钻井液密度, 因此, 裸眼中东营组钻井液液柱压力与地层孔隙压力的差值过大, 除导致降低机械钻速外, 也是造成压差卡钻的直接原因。根据前期研究最初井身结构设计东营组下部为第 4 个必封点, $\varnothing 244.5$ mm 套管下入至沙河组异常压力地层顶部。这主要考虑下部将钻遇沙河街组的异常压力地层, 把套管下到异常压力地层顶部, 能有效防止井下复杂事故的发生。

如果将套管下到东营组底部(垂深 3270.0 m 左右), 和实际下深(进东营约 50.0 m, 实际垂深 2650.0 m 左右)相比较, 设计东营组底深度为 3265.5 m, 而 $\varnothing 244.5$ mm 套管实际所下垂深为 2820.6 m, 密度 1.26 g/cm^3 , 当套管下到实际深度(2820.6 m)时泥浆液柱压力与地层孔隙压力的差值为: $2820.6 \times 9.8 \times (1.26 - 1.0) = 8.0 \text{ MPa}$ (垂深 2820.6 m 对应的泥浆密度为 1.26 g/cm^3), 而如果下到设计深度东营组底时(垂深 3265.5 m)内外压差为: $3265.5 \times 9.8 \times (1.51 - 1.0) = 16.3 \text{ MPa}$ (垂深 3265.5 m 对应的泥浆密度为 1.51 g/cm^3)。根据前期研究报告, 推荐的正常压差允值为 10.0 MPa, 异常压差允值为 16.0 MPa, 从上面的计算可以看到, 东营组底的泥浆液柱压力与地层孔隙压力的差值就已达到推荐的异常压差允许值 ($16.3 \text{ MPa} > 16.0 \text{ MPa}$), 裸眼段下部沙河街组的钻井液密度更高, 压力差值更大, 压差卡钻的风险更大。

(4) 一期开发实践表明, 作业效率较低, 开发工期长, 一期 10 口井均出现超工期现象, 平均在 10.0% 以上, 明显降低油田开发效益。如何提高该区域沙河街组高压、低渗油藏的开发效益是二期调整井的主要难点。

2 提效技术思路

钻井小井眼工艺技术开始于 20 世纪 40 年代, 60 年代以后受油价形势和小井眼自身技术不够完善而应用逐渐减小。80 年代以来, 国际油价下行, 为降低作业成本, 小井眼技术再度发展, 80 到 90 年代取得技术性飞跃。小井眼技术的主要目的是降低钻井成本, 据统计与常规井相比小井眼可节省钻井费用 25% ~ 50%, 在个别边远地区甚至使钻井费用降低 75%。数年来

国内外对小井眼钻井技术进行了大量的研究, 也取得了许多成果, 展现了良好的应用与发展前景^[1-5]。

2.1 泰国湾小井眼技术的发展

在泰国湾, 每年大约钻井 300 口。在泰国湾先期实施了 11 口小井眼钻完井, 获得了巨大技术突破, 此后在开发井和探井中全面推广和实践。小井眼与常规井对比统计: 成本节约 41%; 时间节约 33%。在泰国湾的小井眼作业中, 普遍采取的井身结构设计为 3 层套管结构: $\varnothing 311.1$ mm 井眼 \times $\varnothing 244.5$ mm 套管 + $\varnothing 215.9$ mm 井眼 \times $\varnothing 177.8$ mm 套管 + $\varnothing 155.6$ mm 井眼 \times $\varnothing 73.0$ mm 或者 88.9 mm 套管。图 3 为泰国湾小井眼技术的发展历程^[6]。

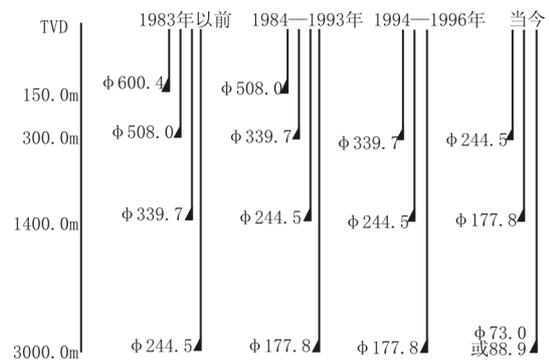


图 3 泰国湾小井眼技术发展历程

2.2 渤海非常规尺寸的应用

在 KL 区块和 QHD 区块分别选取了探井和评价井进行了井眼尺寸的钻井效率对比(见表 2)。从两种井眼尺寸的对比中发现, 不管哪个区块, 只要在环境条件基本相同的情况下, $\varnothing 250.8$ mm 井眼的钻井效率明显高于 $\varnothing 311.1$ mm 井眼, 从试验的几口井的效果来看, 钻井成本可以降低 20% 左右。

表 2 井眼尺寸优化效果对比

井眼尺寸/ mm	井深/ m	钻井周期/ d	机械钻速/ ($\text{m} \cdot \text{h}^{-1}$)	折合 2910.0 m 效率/($\text{m} \cdot \text{d}^{-1}$)
311.1	3305.0	27.1	24.0	137.3
250.8	2910.0	15.5	40.0	185.3

3 渤海 25 油田井身结构优化及配套技术

3.1 非常规小井眼井身结构方案的确定

基于以上的分析和调研, 对渤海 25 油田调整井的井身结构进行优化。

(1) “自下而上”、套管尺寸整体降一级。充分考虑“关键封固点”, 以“两头考虑、自下而上”进行套管尺寸设计, 套管层数仍使用 4 层结构(不包括

隔水导管,隔水导管尺寸762.0 mm是既定的,属于生产平台建造初期投入,不可改变)。结合射孔完井方式和可操作性、参考泰国湾小井眼技术,生产尾管采用 $\varnothing 114.3$ mm,此外该尺寸套管配合 $\varnothing 152.4$ mm井眼可提高固井质量。其余3层根据渤海常规套管规格、考虑方便供货和井口工具配备等因素,依次选择 $\varnothing 177.8$ 、 $\varnothing 273.1$ 、 $\varnothing 508.0$ mm技术套管。

(2)井眼尺寸的确定。套管结构尺寸确定后,井眼尺寸考虑与套管尺寸配套间隙、强度要求、钻机能力等方面,在此基础上尽量选择小尺寸,提高钻进效率和下套管效率。表层采用 $\varnothing 355.6$ mm井眼下非常规尺寸 $\varnothing 273.1$ mm套管,中间钻 $\varnothing 244.5$ mm井眼下 $\varnothing 177.8$ mm技术套管,最后储层采取 $\varnothing 152.4$ mm井眼完钻,下 $\varnothing 114.3$ mm尾管固井。与传统所用井身结构相比, $\varnothing 241.3$ mm井眼下 $\varnothing 177.8$ mm技术套管二者环空间隙31.8 mm,相比 $\varnothing 311.1$ mm井眼下 $\varnothing 244.5$ mm套管环空间隙稍有减小,详见表3。

表3 不同井身结构名义环空间隙对比

井身结构	井眼尺寸/mm	套管尺寸/mm	名义环空间隙/mm
常规	444.5	339.7	52.4
	311.1	244.5	33.3
	215.9	177.8	19.1
非常规小井眼	355.6	273.1	41.3
	241.3	177.8	31.8
	152.4	114.3	19.1

(3)下入深度的优化。一期开发阶段,作业的难点主要集中在下东营组及以下地层井段,本次井身结构的优化,以提高效率为主,但是 $\varnothing 241.3$ mm井眼下177.8 mm技术套管配合的名义环空间隙的减小,对于东营组井段的裸眼段井壁稳定以及套管的下入带来潜在的风险,为此通过对 $\varnothing 273.1$ mm套管能力校核,进一步加深该段套管下深,尽量将第二个封固点封固,为下部井段留足空间余量。

(4)套管强度软件校核。如表4所示,结果显示均满足标准要求。

表4 套管强度校核

套管尺寸/mm	公称重量/(lb·ft ⁻¹)	钢级	扣型	套管下深/m	抗内压安全系数	抗外挤安全系数	抗拉安全系数
273.1	45.5	N-80	ER	1500	1.41	2.12	2.84
177.8	29	N-80	BTC	3433	1.31	1.67	1.90
114.3	11.6	N-80	BTC	3283~3637	2.68	1.48	3.14
校核标准取自《海洋钻井手册》					1.1	1.125	1.6

3.2 配套钻具的选择

常规 $\varnothing 152.4$ mm小井眼使用API标准的 $\varnothing 88.9$ mm普通钻杆,为应对渤海25油田沙河街组井眼深、钻具负荷大、地质情况复杂的难点,创新选择 $\varnothing 101.6$ mm钻杆(SS105、15.7 lb/ft),这也是渤海湾首次在 $\varnothing 152.4$ mm井眼中使用。此种钻具强度较 $\varnothing 88.9$ mm钻杆的抗拉、抗扭等性能均大大提高,适合深井小井眼钻井工况,并极大地增强了应对复杂情况的能力。

3.3 定向井轨迹优化

渤海25油田新钻调整井设计为常规定向井(见表5),在实际施工时对2口井整体轨迹提前进行规划,将造斜段安排在 $\varnothing 241.3$ mm井段施工,避免目的层段不可控因素多、小尺寸造斜钻具可选范围小的不足,在 $\varnothing 152.4$ mm井段解放钻井参数,在安全的前提下为全井的时效提速。

表5 定向井轨迹设计

井号	造斜段/m	造斜率/[(°)(30 m) ⁻¹]	最大井斜/(°)	完钻深度斜深/m	垂深/m	水平位移/m
A6	400.0~646.0	3.0	18.5	3638.0	3478.0	988.0
A10	450.0~613.0	3.0	10.4	3520.0	3470.0	539.0

3.4 钻具组合的优化

本次实施2口井目的层段在沙河街,有漏、粘、涌并存的风险,在 $\varnothing 241.3$ mm井段实施阶段就将轨迹调整到位, $\varnothing 152.4$ mm井段采用光钻铤钻具组合钻进,既避免了小尺寸造斜钻具不足,又避免了因为钻具组合复杂而造成次生复杂情况的风险。

(1) $\varnothing 355.6$ mm井眼主要钻具组合: $\varnothing 355.6$ mm PDC钻头+ $\varnothing 244.5$ mm螺杆马达(1.25°单弯角)+ $\varnothing 203.2$ mm浮阀接头+ $\varnothing 292.1$ mm稳定器+ $\varnothing 203.2$ mm无磁钻铤+ $\varnothing 203.2$ mm MWD+ $\varnothing 203.2$ mm无磁钻铤+ $\varnothing 203.2$ mm定向接头+ $\varnothing 203.2$ mm机械震击器+变扣接头+ $\varnothing 139.7$ mm加重钻杆。

(2) $\varnothing 241.3$ mm井眼主要钻具组合: $\varnothing 241.3$ mm PDC钻头+ $\varnothing 200.0$ mm螺杆马达(1.15°单弯角)+ $\varnothing 171.5$ mm浮阀接头+ $\varnothing 222.3$ mm稳定器+ $\varnothing 171.5$ mm无磁钻铤+ $\varnothing 171.5$ mm MWD+ $\varnothing 171.5$ mm无磁钻铤+ $\varnothing 165.1$ mm机械震击器+ $\varnothing 127.0$ mm加重钻杆。

(3) $\varnothing 241.3$ mm井眼备用旋转导向组合^[7-8]: $\varnothing 241.3$ mm PDC钻头+ $\varnothing 244.5$ mm旋转导向+ $\varnothing 171.5$ mm浮阀接头+ $\varnothing 171.5$ mm无磁钻铤+

Ø171.5 mm MWD + Ø171.5 mm 无磁钻铤 + Ø165.1 mm 机械震击器 + Ø127.0 mm 加重钻杆。

(4) Ø152.4 mm 井眼主要钻具组合^[9-10]: Ø152.4 mm PDC 钻头 + 浮阀变扣 + Ø120.7 mm 螺旋钻铤 9 根 + 变扣接头 + Ø101.6 mm 加重钻杆 12 根 + X/O + Ø120.7 mm 机械震击器 + 变扣接头 + Ø101.6 mm 钻杆。

3.5 膨胀式尾管悬挂器的应用

率先在渤海地区引进膨胀式尾管挂,该工具利用悬挂器本体的径向扩张变形,紧贴于上层套管内壁上形成坚固的锚定,承受轴向的载荷。同时在环空形成高压密封封隔,能够起到双向固定套管的作用,解决了当前常规卡瓦式尾管挂只能单向固定,脱手不易判断的缺点,为解决常规尾管悬挂器自身存在的潜在井下风险提供了一条新的途径,也是本次 2 口小井眼作业施工顺利结束的技术保障。

3.6 小井眼完井射孔技术

套管尺寸变小后,为配合 Ø114.3 mm 套管完井射孔,选择 86 型射孔枪。86 型射孔枪参数如下:外径为 86.0 mm,孔密为 20 孔/m,射孔弹选择 692D-89H-1,平均孔径为 9.4 mm,平均穿深为 819.6 mm。现场施工过程中,射孔枪下入顺利,点火时井口反应明显,成功地穿透套管及地层污染带,投产后取得了良好的油气产量。

4 现场应用与经济效益评价

4.1 现场应用

2 口井平均井深 3607.5 m,平均钻井周期 19.3 天。非常规尺寸小井眼最大的特点是较常规尺寸井眼钻井效率优势明显。小井眼试验井 A10 井钻井周期仅 16.6 天,与同等井深作业最为顺利的常规尺寸井 A11 井单井钻井周期相比,减少约 8.0 天多,钻井效率提高 30.0% 以上。

4.2 经济效益评价

小井眼钻井所使用的器材及材料费用相应减少,两种类型的钻井成本相比,A10 井较 A7 井钻井成本节省近 1300 万元。根据 2 口井的试验效果,小井眼尺寸钻井在效率及成本上具有明显优势。

2 口井放喷投产的产量较好,虽然沙河街组储层已衰竭开发多年,但 A6 井产量投产后初期产能达到 96.5 m³/d,A10 井达到 77.9 m³/d,与常规尺寸井眼相比,2 口井的产能没有因为井眼尺寸变小

而降低。通过实际投产情况对比,小井眼对此种类型储层的产能没有影响。

5 结论

(1)在渤海油田大开发的背景下,今后钻井趋势将朝着深、难的方向发展,此类油田若使用常规尺寸井眼,成本高、工期长,特别是高压低渗的油田,埋藏深、产量低,更难收回成本,小井眼有着很大的优势。

(2)目前渤海湾多个油田已经进入开发的中后期,多数平台都面临有井位无槽口的问题,侧钻井将成为渤海油田后期调整增产的主要措施之一,而侧钻井的井眼尺寸将变小,因此此种小井眼钻完井提效技术将有效解决侧钻井产能问题。

(3)渤海油田大多数平台的剩余槽口很少,可采取在 Ø762.0 mm 或者尺寸更小的隔水导管内尝试以小井眼方式钻单筒双井,提高槽口利用率,解决老油田槽口少的问题,增加老油田的井网密度,充分挖掘剩余油的潜力,提高产量及采收率。

综上所述,小井眼钻完井提效技术在老井侧钻、小尺寸单筒双井等方面具有很好的推广价值。在渤中地区沙河街组深井开发、锦州 20-2 高压气井以及老油田的调整增产措施等方面,潜力巨大,应用前景十分广阔。

参考文献:

- [1] 肖春学,王向延,姚永永,等.靖南 G68-16 井小井眼钻井技术[J].石油钻采工艺,2014,(5):28-32.
- [2] 韩福彬,李瑞营,李国华,等.庆深气田致密砂砾岩气藏小井眼水平井钻井技术[J].石油钻探技术,2013,(5):56-61.
- [3] 卢海超.小井眼钻井技术在苏里格气田的应用[J].石化技术,2015,(7):99-99.
- [4] 胡高群,付锐,秦光辉,等.胜坨油田小井眼钻井技术应用分析[J].长江大学学报自然科学版:理工旬刊,2014,11(5):75-77.
- [5] 牟炯,和鹏飞,侯冠中,等.浅部大位移超长水平段 I38H 井轨迹控制技术[J].探矿工程(岩土钻掘工程),2016,43(2):57-59.
- [6] 王家祥.泰国湾先进钻井技术介绍[J].中国海上油气:工程,1997,(1):5-12.
- [7] 和鹏飞,孔志刚.Power Drive Xceed 指向式旋转导向系统在渤海某油田的应用[J].探矿工程(岩土钻掘工程),2013,40(11):45-48.
- [8] 王允海,和鹏飞,等.渤海 152.4mm 小井眼长裸眼段筛管完井技术[J].石油化工应用,2016,(5):27-29.
- [9] 郭建平.长庆油田小井眼定向井底部钻具组合分析研究[D].北京:中国石油大学(北京),2000.
- [10] 何泳.吉林长岭气田小井眼水平井钻井提速技术研究[D].黑龙江大庆:东北石油大学,2013.