

文章编号 : 1008-2336 (2019) 02-0096-06

东海超深大位移气井完井技术实践

蔡 斌, 葛俊瑞, 李艳飞, 李三喜

(中海石油 (中国) 有限公司上海分公司, 上海 200335)

摘 要 : 东海 P-1 井利用老井侧钻开发边际油气藏, 具有井深大、水平位移大、大斜度稳斜段长等特点。为解决大位移井完井作业中因井筒条件限制, 净化清洁难度大、井筒摩阻大、射孔校深难度大, 施工风险高、常规管柱结构设计难以满足操作安全可靠的要求等问题, 通过对井筒清洁技术、高效润滑技术、射孔校深技术和管柱优化的研究, 有效清洁超深大位移井井筒, 降低井筒摩阻, 解决射孔校深难题, 实现气井管柱密封评价和封隔器安全坐封。现场应用表明, 东海超深大位移井完井技术可行, 实现了边际油气田的低成本开发。

关键词 : 超深井 ; 大位移井 ; 气井 ; 完井技术 ; 井筒清洁 ; 射孔校深

中图分类号 : TE52 文献标识码 : A DOI : 10.3969/j.issn.1008-2336.2019.02.096

Well Completion Technology Application on Ultra-deep Extended-reach Well in the East China Sea

CAI Bin, GE Junrui, LI Yanfei, LI Sanxi

(CNOOC China Limited, Shanghai Branch Shanghai 200335, China)

Abstract: Well P-1 in the East China Sea develops marginal oil and gas reservoirs with sidetrack drilling from the old well. It has the characteristics of ultra-deep, large horizontal displacement and long slope stability. In the process of well completion, the well bore has large friction and is difficult to clean up, difficulty of perforation correction and high construction risk. The conventional tubing structure design is difficult to meet the requirements of safe and reliable operation. Therefore, through the research of wellbore cleaning technology, efficient lubrication technology, perforation depth correction technology and tubing structure optimization, it can effectively clean the well bore, reduce the friction resistance, solve the problem of perforation depth correction, and realize the seal evaluation of the gas well tubing structure. The field application shows that the ultra-deep and extended-reach well completion technology is feasible, and the low-cost development of marginal oil and gas fields is realized.

Keywords: ultra-deep well; extended-reach well; gas well; completion technology; wellbore cleaning; perforation depth correction

1 概况

东海某油气田从 1998 年 11 月投产以来, 已连续生产近二十年, 目前已进入中后期开发阶段, 油气产量逐年递减, 综合含水率约 95%^[1], 亟需利用老井侧钻实现边际油气藏的低成本开发, 延长老油田的稳产寿命。P-1 井就是利用原井筒侧钻完成的超深大位移井, 完钻井深 6 866 m, 垂深 3 155.98 m, 水平位移 5 350.49 m, 水垂比达到

1.7, 是一口典型的海上超深大位移气井。该井眼轨迹为“直-增-稳-降-稳-降”(表 1)。从 500 m 开始造斜, 1 624 m 井斜达到 70°, 70° 以上井段长 4 042 m, 最大井斜 77.81°, 5 666 m 开始降斜, 6 677 m 降斜至 40°, 一直稳斜至井底 6 866 m, 属于典型的“S 型”井眼。

P-1 井身结构为: 一开 660.40 mm 井眼 × 501 m, 508 mm 套管 × 498 m; 二开 444.50 mm 井眼 × 1 856 m, 339.73 mm 套管 × 1 856 m; 三开

收稿日期 : 2018-07-16 ; 改回日期 : 2018-10-08

第一作者简介 : 蔡斌, 男, 1986 年生, 硕士, 工程师, 2011 年毕业于中国石油大学 (北京) 油气井工程专业。E-mail : caibin4@cnooc.com.cn。

311.15 mm井眼×5 470 m, 244.48 mm套管×5 470 ×5 228.42~6 865 m。
m; 四开215.90 mm井眼×6 866 m, 177.8 mm套管

表1 实钻井眼轨迹数据表

序号	斜深 /m)	井斜 /($^{\circ}$)	垂深 /m	方位 /($^{\circ}$)	水平位移 /m	狗腿度 /($^{\circ}$ /30 m)
1	500	1.98	499.96	260.63	4.80	1.50
2	1 624	70.07	1 395.45	240.99	567.66	2.98
3	2 257	77.01	1 552.74	241.02	1 180.38	0.65
4	4 213	77.01	1 979.92	237.34	3 088.82	1.09
5	4 320	71.96	2 007.99	240.88	3 191.81	1.80
6	5 551	71.00	2 402.53	236.81	4 356.08	1.24
7	5 666	70.00	2 440.72	236.13	4 464.38	1.05
8	6 690	39.59	3 020.39	237.37	5 254.67	1.04
9	6 866	39.64	3 155.98	236.74	5 350.49	0.09

2 主要难点分析

(1) 井筒清洁难度大。该井自1 624~5 666 m井斜均超过 70° , 井筒中杂质上返难度大, 且5 228.42 m以下为 $\phi 177.80$ mm井筒, 钻具尺寸受限, 压力损耗大, 套管内返速有限^[2], 不利于大排量洗井。钻井过程使用油基钻井液, 完井过程中套管清洗困难^[3]。

(2) 射孔管柱下入及校深风险高。该井在1 624 m处井斜已达到 70° , 射孔井段位于6 529.80~6 802.50 m。超长大斜度稳斜井段使套管内摩阻成倍增加, 对超深射孔管柱的下入和射孔校深带来巨大挑战。通过模拟分析发现常规的电缆校深无法依靠自重下放到位, 泵送电缆又无法同时满足 $\phi 149.23$ mm、 $\phi 101.60$ mm钻杆中的泵送排量和电缆抗拉强度的安全要求, 电缆易变形损伤, 需采用其他可靠精确的校深方法。

(3) 生产管柱操作风险可控性低。东海气井完井管柱采用封隔器分隔油套环空时, 需对封隔器以上油套管及井下工具进行密封性测试, 通过在管柱中增加坐落接头, 利用钢丝工具投放堵塞器进行压力测试。本井封隔器位置设计为4 600 m, 常规管柱仅在封隔器以上位置安装1个坐落接头, 而上部井段在1 380 m处井斜已超过 50° , 超过钢丝安全作业井斜 45° 以下的要求; 同时常规封隔器采用球座+备用堵塞器坐封方式, 但本井球座坐封一旦失效, 无法投放堵塞器坐封, 施工成功率对工具可靠性的依赖过高。

3 井筒清洁技术

井筒清洁是影响一口井完井质量的关键因素之一, 它与生产管柱的下入、封隔器的坐封和储层保护密切相关。海上常规井刮管洗井工艺为下入刮管器刮管后大排量循环过滤海水, 直至井筒干净。通过研究, 本井使用多种辅助工具, 包括真空吸尘系统、旋转刮管器、强磁清洁器、井筒过滤器, 实现多功能复合清洗, 加强井筒清洁度。真空吸尘器依靠工具顶部驱动头的环空喷射流携带井底碎屑, 经过单向分流管进入收集筒, 克服环空返速低的不利因素(图1)。旋转刮管器主要用于清除套管内壁上的泥饼、水泥环等固相堆积, 通过芯轴旋转、刀片相对不转的方式, 提高环空返速、避免套管磨损, 复杂情况下上提破坏剪切环, 也可以实现整体转动。强磁清洁器用于吸附金属碎屑, 加强清除杂质效果。井筒过滤器在起出管柱时将所有工作液导入内部滤网, 实现最终全井筒工作液清洁。

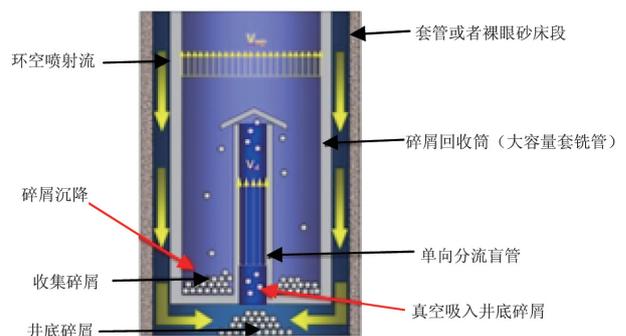


图1 真空吸尘系统工作原理

本井对 $\phi 244.48$ mm 和 $\phi 177.80$ mm 井筒分别进行复合刮管洗井，互为补充，提高清洁程度。

$\phi 244.48$ mm 套管刮管管柱组合： $\phi 152.40$ mm 牙轮钻头 + 变扣接头 + $\phi 177.80$ mm 强磁铁 + 变扣接头 + $\phi 101.60$ mm 钻杆 + 变扣接头 + $\phi 244.48$ mm 旋转刮管器 + $\phi 244.48$ mm 强磁铁 + $\phi 244.48$ mm 多功能井筒过滤器 + 变扣接头 + $\phi 149.23$ mm 钻杆。

$\phi 177.8$ mm 套管刮管管柱组合： $\phi 152.4$ mm 牙轮钻头 + 变扣接头 + $\phi 177.8$ mm 真空吸尘系统 + $\phi 177.8$ mm 旋转刮管器 + $\phi 177.8$ mm 强磁铁 + 变扣接头 + $\phi 101.6$ mm 钻杆 + 变扣接头 + LWD 仪器 + 滤网接头 + $\phi 177.8$ mm 分流阀 + 变扣接头 + $\phi 101.6$ mm 钻杆 + 变扣接头 + $\phi 244.48$ mm 强磁铁 + $\phi 244.48$ mm 多功能井筒过滤器 + 变扣接头 + $\phi 149.23$ mm 钻杆。

4 井筒润滑技术

经过大量室内润滑性评价，常规无固相水基工作液的摩阻系数高于油基工作液 30% 以上^[4-5]，大大增加了大位移井施工风险。井筒润滑技术主要是在完井液中加入抗磨减阻剂 CX-300-SWC^[6]，降低井筒摩阻，使射孔管柱和生产管柱顺利下放到位。

CX-300-SWC 属于有机负离子和有机金属化合物类，主要以醇、脂等抗磨材料在高温条件下通过酯化合成及缩合反应得到的产物。在中间体合成过程中产生了有机金属离子及添加了抗磨惰性离子，通过有机负离子吸附在套管及钻杆表面，在管体表面形成滚动摩擦，起到抗磨减阻的作用。

(1) 配伍性评价

本次完井液采用隐形酸完井液体系，通过室内实验，抗磨减阻剂 CX-300-SWC 与隐形酸完井液体系的配伍性良好（表 2）。

表 2 抗磨减阻剂与隐形酸完井液体系配伍性评价

减阻剂加量 (2.5%)	常温下浊度 / NTU	70 °C 水浴 1 h 浊度 / NTU	配伍性
海水	0.3	0.4	—
隐形酸体系	0.9	1.4	—
CX-300-SWC	4.87	2.53	好

(2) 减阻性能评价

通过室内实验，抗磨减阻剂 CX-300-SWC 对海水减阻率达到 67.7%，对隐形酸完井液体系减阻率达到了 33.3%（表 3）。

表 3 抗磨减阻剂减阻性能

减阻剂加量 (2.5%)	常温下浊度 / NTU	润滑系数	对海水减阻率 / %	对体系减阻率 / %
海水	0.3	0.310	—	—
隐形酸体系	0.9	0.150	51.6	—
CX-300-SWC	4.87	0.100	67.7	33.3

井筒中替入加有 CX-300-SWC 的完井液前，对全井筒摩阻进行反演（图 2），摩阻系数为 0.36。替入加有 CX-300-SWC 的完井液后，井筒摩阻系数降为 0.24（图 3）。

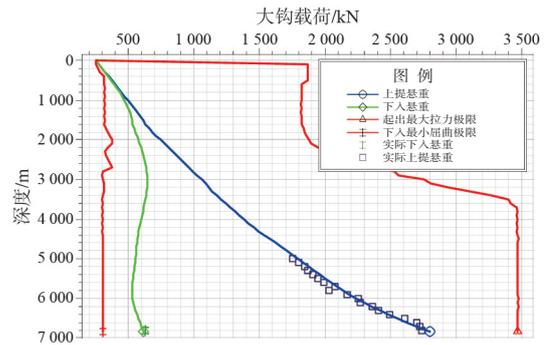


图 2 替完井液前井筒摩阻系数

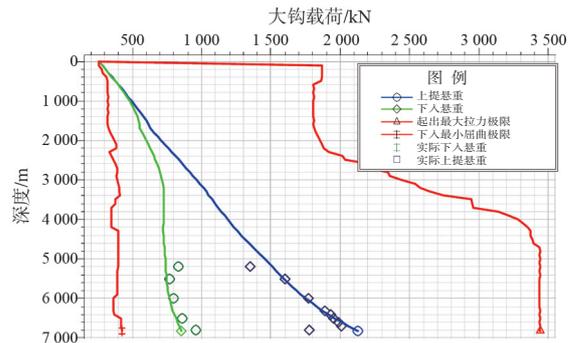


图 3 替完井液后井筒摩阻系数

5 射孔校深技术

大位移井的射孔校深技术主要有三种：电缆泵送、连续油管 and LWD 伽马校深。由于本井深度为 6 866 m，国内的连续油管长度不足，且海上平台动用连续油管对现场施工存在一定难度，因此主要对电缆泵送和 LWD 伽马校深技术进行了

研究。

通过模拟 (图 4), 对于 $\phi 11.9$ mm 电缆自由下放到 1 661.1m, 仪器已停止向下运动, 需要开启泵送。

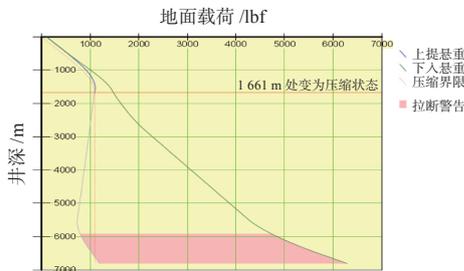


图 4 电缆泵送校深模拟

根据 $\phi 11.9$ mm 七芯电缆破断拉力及校深仪器顶部弱点拉力, 计算在 $\phi 88.9$ mm 钻杆中, 弱点破断流量为 $1.772 \text{ m}^3/\text{min}$, 在 $\phi 139.7$ mm 钻杆中, 弱点破断流量为 $4 \text{ m}^3/\text{min}$ 。在不同摩擦系数下, 对泵送的最小流量进行了计算, 结果见表 4。

表 4 不同摩擦系数下最小泵送流量

摩擦系数	$\phi 88.9$ mm 钻杆最小泵送流量 / (m^3/min)	$\phi 139.7$ mm 钻杆最小泵送流量 / (m^3/min)
0.24	0.185	0.594
0.30	0.402	1.684
0.35	0.532	2.227
0.40	0.638	2.667

从表中看出, 当摩擦系数为 0.30 时, 在 $\phi 139.7$ mm 钻杆中泵送最小流量为 $1.684 \text{ m}^3/\text{min}$, 而在 $\phi 88.9$ mm 钻杆中泵送弱点破断流量在 $1.772 \text{ m}^3/\text{min}$ 。如果泵送管柱使用了 $\phi 139.7$ mm 和 $\phi 88.9$ mm 两种规格钻杆, 校深仪器 $\phi 139.7$ mm 钻杆进入 $\phi 88.9$ mm 钻杆时, $\phi 139.7$ mm 钻杆所需的最小流量已接近 $\phi 88.9$ mm 钻杆内电缆弱点破断流量。

当摩擦系数达到 0.35 时, $\phi 139.7$ mm 钻杆中泵送最小流量为 $2.227 \text{ m}^3/\text{min}$, $\phi 88.9$ mm 钻杆中泵送弱点破断流量 $1.772 \text{ m}^3/\text{min}$ 。校深仪器从 $\phi 139.7$ mm 钻杆进入到 $\phi 88.9$ mm 钻杆时, $\phi 139.7$ mm 钻杆所需的最小流量已超过 $\phi 88.9$ mm 钻杆内电缆弱点的破断流量。因此, 本井不选用电缆泵送校深, 采用 LWD 伽马校深技术。

LWD 伽马校深技术是在射孔管柱中下入 LWD 随钻伽马仪器, 通过 LWD 伽马仪器测量地层伽马和套管同位素记号, 完成对射孔管柱的校深定位^[7]。

射孔管柱组合: 枪头 + 压力延时点火头 + 盲枪 + $\phi 114.3$ mm 射孔枪 + 三公枪头 + 压力延时点火头 + 循环变扣 + 钻杆循环接头 + $\phi 101.6$ mm 钻杆 + 变扣接头 + 扶正器 + 安全接头 + LWD 随钻伽马仪器 + 滤网接头 + 震击器 + 变扣接头 + $\phi 101.6$ mm 钻杆 + 变扣接头 + $\phi 149.23$ mm 钻杆。

(1) LWD 随钻伽马仪器

射孔管柱下钻到位后, 边正循环完井液边缓慢上提管柱, 测量出地层伽马和套管上的同位素记号, 来校正射孔管柱的深度, 有效解决大位移井无法采用常规电缆校深的难题。

(2) 滤网接头

防止井内杂质堵塞 LWD 随钻伽马仪器, 导致仪器失效。

(3) 震击器

震击器是在管柱遇卡时提活管柱的重要工具。将震击器连接在 LWD 随钻伽马仪器以上, 避免因震击器行程影响射孔管柱的校深精度。

(4) 安全接头

射孔枪在射孔后若发生管柱遇卡不能解卡的情况下, 则可通过倒扣的方式, 将安全接头倒开, 起出安全接头以上管柱, 保证安全接头以上管柱的安全性。

6 管柱结构优化

(1) 封隔器的选择

为确保油套环空的可靠封隔, 并且提高作业时效, 设计采用 Premier 型油管携带式封隔器, 达到 ISO 14310V0 标准, 其结构如图 4 所示。Premier 封隔器随生产管柱下入, 通过对封隔器下方的堵塞装置加压完成坐封。为防止下入过程中偏磨, 在封隔器下部位置安装一个扶正器, 降低封隔器在下放过程中对套管壁的磨损风险。

(2) 生产管柱优化

考虑到该井生产后期携液能力的要求, 宜采用小尺寸油管进行生产^[8], 但该井井深及稳斜段

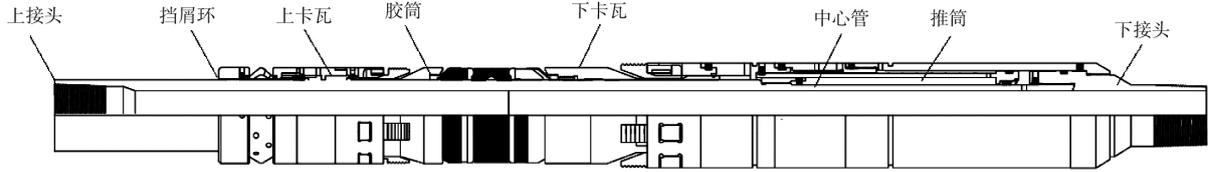


图5 Premier 封隔器示意图

长、摩阻大，加之小尺寸油管强度相对较低且下入能力受限等因素，小尺寸生产管柱下入存在很大挑战。

应用 wellflo、wellcat 软件对井口温度、压

力、井筒携液、井筒冲蚀、管柱校核进行模拟计算，完井生产管柱组合油管 $\phi 89\text{ mm}$ 油管 3 000 m 和 $\phi 73\text{ mm}$ 油管 3 600 m 能够满足强度要求 (图6)。

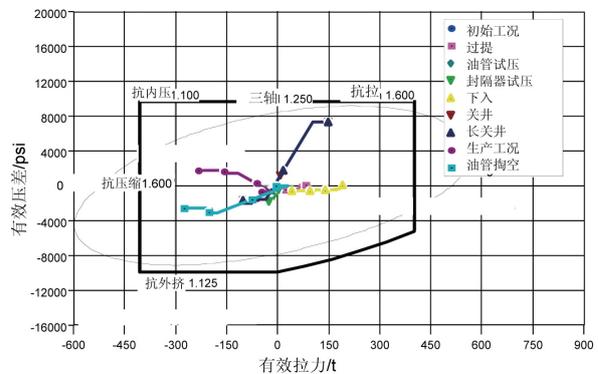
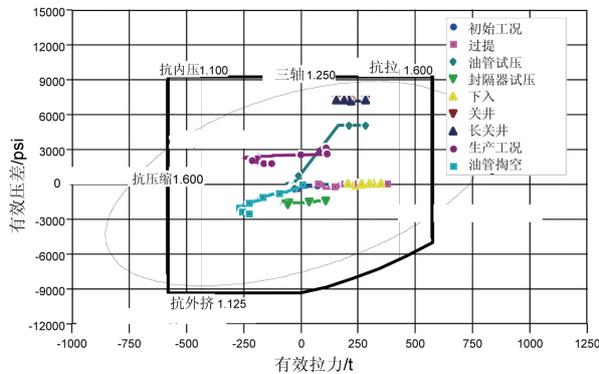


图6 油管强度校核

应用 wellplan 软件对组合油管生产管柱起下钻进行模拟分析，模拟套管内摩阻系数 0.36，生

产管柱能够顺利下放到位，且不会发生正弦屈曲 (图7)。

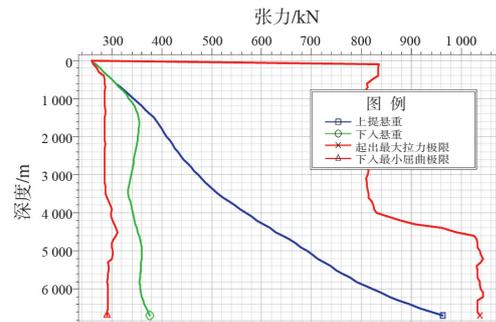
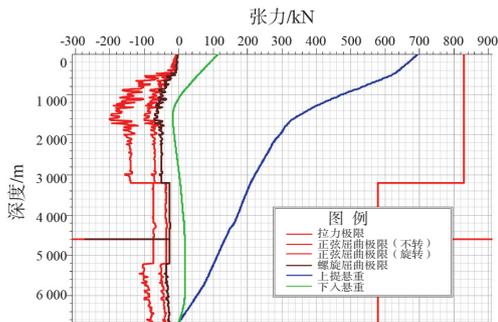


图7 生产管柱起下钻分析

由于井斜较大，钢丝作业风险增加，满足不了每 500 m 对油管试压的要求。因此完井方案设计采用 4 个坐落接头对油管进行分段试压，且工作筒尺寸“上大下小”，确保油管每个螺纹连接处都能测试；每个工作筒最大设计试压深度约为 1 145 m@35.17°，为 保证较高的成功率，在地面对工具通径试压，确定好堵塞器外径尺寸，每下放 1 145 m 油管试压一次并进行一次投捞堵塞器。既

降低钢丝作业难度，又提高钢丝作业效率。

7 现场实施效果

P-1 井完并于 2016 年 5 月 24 日开始，本井 $\phi 244.48\text{ mm}$ 、 $\phi 177.80\text{ mm}$ 套管采用两趟刮管洗井井筒清洁工艺，使用多功能井筒清洁工具，实现井筒返出工作液浊度小于 18；通过井筒润滑技

术,降低井筒摩阻超过30%以上;采用随钻伽马仪器进行射孔校深,准确定位射孔深度;采用 $\phi 89$ mm油管2 950 m和 $\phi 73$ mm油管3 609 m油管复配,配合油管携带永久封隔器、坐落接头,顺利实现管柱分段密封评价和封隔器坐封。最终,P-1井完井作业历时10天,相比设计提前3天完成。

8 结论与建议

通过严密科学的论证和精细的现场操作,顺利实施P-1井完井作业,验证了东海超深气井大位移完井技术的可行性。

(1) 大斜度、低返速井段应用井筒清洁工具,采用分井段刮管洗井井筒清洁工艺,有力保障井筒清洁。

(2) 高效润滑技术降低井筒摩阻达30%以上,改善井筒润滑性,保证射孔管柱及完井管柱的下入。

(3) 在井筒条件限制、无法通过电缆校深的情况下,利用射孔管柱携带随钻校深仪器可实现

精确定位。

(4) 通过完井管柱优化和封隔器优选,实现分段试压,保证油管内外封隔,确保管柱安全可靠。

参考文献:

- [1] 张虎,黎涛,章松桥,等.多级脉冲射孔技术在海上油田裸眼水平井B-XX井中的应用[J].测井技术,2014,38(4):494-494.[2] 苏鏖,龙刚,许小强,等.超深高温高压高含硫气井的安全完井投产技术-以四川盆地元坝气田为例[J].天然气工业,2014,34(7):60-64.
- [2] 童杰,李明,魏周胜,等.油基钻井液钻井的固井技术难点与对策分析[J].钻采工艺,2014,37(6):17-20.
- [3] 韦红术,张伟国,张俊斌.一种适合于大位移水平井的油基钻井液体系研究[J].长江大学学报(自然科学版),2010,7(3):235-236,292.
- [4] 余可芝,李自立,耿铁,等.油基钻井液在番禺30-1气田大位移井中的应用[J].钻井液与完井液,2011,28(2):5-9.
- [5] 沈伟.大位移井钻井液润滑性研究的现状与思考[J].石油钻探技术,2001,29(1):25-28.
- [6] 李艳飞,葛俊瑞,李三喜,等.海上超深大位移大斜度井射孔技术研究与应用[J].海洋石油,2018,38(2):72-76.
- [7] 杨涛,鲁斌昌,杨桦,等.关于深井不同壁厚组合生产管柱优化设计的研究与应用[J].钻采工艺,2012,35(6):81-84.