

文章编号: 1008-2336 (2022) 02-0077-06

## 东海 X7 开发井长裸眼油气层井段全封固井技术

曹松, 白玉洪, 王建红, 黄佩, 曹太云

(中石化海洋石油工程有限公司上海特殊作业分公司, 上海 200120)

**摘要:** 根据行业标准规范要求, 为防止油套管生产环空带压或高产井生产时井口抬升剧烈, 开发井生产套管固井宜采用单级全封方式。东海西湖花港组下段、平湖组油气藏埋深较深, X7 井长裸眼井段固井全封固作业技术难度较大, 工具材料组织、现场施工程序繁琐, 且还受以下因素影响: 油基钻井液油膜、泥饼难以彻底清除, 对冲洗液、前置液性能要求高; 裸眼井段压力体系复杂, 对水泥浆体系和水泥浆柱压稳防窜要求高, 候凝期间水泥胶凝失重导致浆柱静液压力下降更易发生气窜; 防漏要求高, 上部龙井组或平湖组煤层等薄弱层位易发生井漏复杂情况。受井身结构、套管偏心等诸多因素影响, 固井顶替效率难以提高。因此, 该井采取水泥浆体系优选、冲洗设计、环空静态及动态压力计算、顶替流变参数模拟及套管居中模拟六项施工控制核心技术。生产运行方面精心组织筹备、制定标准化固井作业程序及应急管控措施, 最终取得优良的固井质量。

**关键词:** 生产井; 长裸眼油气层井段; 单级全封固井

中图分类号: TE256 文献标识码: A DOI:10.3969/j.issn.1008-2336.2022.02.077

## Full-sealing and Cementing Technology of Long Open-hole Oil and Gas Reservoirs in Well X7 of East China Sea

CAO Song, BAI Yuhong, WANG Jianhong, HUANG Pei, CAO Taiyun

(Shanghai Special Operation Branch, SINOPEC Offshore Oil Engineering Company, Shanghai 200120, China)

**Abstract:** According to the requirements of industry standards and specifications, in order to prevent a production-well annular pressure increasing of poor cementing quality, single-stage cementing should be used for production casing cementing in development wells. The vertical depth of reservoirs in the under member of Huagang Formation and Pinghu Formation in Xihu Sag is deep. Therefore, the technical difficulty of full-sealing and cementing of long open-hole section of Well X7 is difficult, the organization of tool materials and on-site construction procedures are cumbersome, and also affected by the following factors: oil film and mud cake of oil-based drilling fluid is difficult to be removed completely, and the performance requirements of flushing fluid and pre-fluid are high. The pressure system of open hole section is complex, and the pressure stability of cement slurry system and cement slurry column is required to prevent channeling, so the loss of weight of cement gelation leads to the decrease of static hydraulic pressure of cement, which is easy to occur gas channeling. The requirements for leakage prevention are high, and the weak layers such as the upper member of Longjing Formation or Pinghu Formation coal seam are prone to complex lost circulation. Affected by many factors such as well structure and casing eccentricity, it is difficult to improve the cementing displacement efficiency. Therefore, this well adopts six core construction control technologies: optimization of cement type, flushing design, annular static and dynamic pressure calculation, displacement rheological parameter simulation and intermediate simulation. In terms of production and operation, we have carefully organized preparations, formulated standardized cementing procedures emergency control measures, and finally achieved excellent cementing quality.

**Keywords:** production well; long open-hole oil and gas reservoirs; single-stage full-sealing and cementing

收稿日期: 2021-06-15; 改回日期: 2021-08-31

第一作者简介: 曹松, 男, 1986年生, 本科, 工程师, 毕业于成都理工大学资源勘查工程专业, 主要从事勘探井的现场地质监督工作。

E-mail: caosong.shhy@sinopec.com.

# 1 长裸眼油气井段全封固井关键技术

## 1.1 固井方案及水泥浆体系选择<sup>[1-2]</sup>

### 1.1.1 固井方法

固井方法为单级单封固井，中间浆通过选择粉煤灰减轻颗粒（粉煤灰水泥配比：45.5%水泥+45.5%粉煤灰+9%微硅）和调节水灰比配置成粉煤灰水泥浆。领、尾浆（水泥配比：74.13%水泥+25.87%硅粉）之间的充填段利用粉煤灰中间浆充填，保障环空的有效封隔，利于长期开发生产，有效避免环空带压。

### 1.1.2 首、尾浆选择聚合物防气窜水泥浆体系<sup>[3]</sup>

（1）水泥浆体系静胶凝评价实验，静胶凝过渡时间 $<30$  min。

$$SPN = \frac{B(\sqrt{t_{100Bc}} - \sqrt{t_{30Bc}})}{\sqrt{30}} \quad (1)$$

式中： $t_{100Bc}$ 为水泥浆强度在达到100 Bc时间，min； $t_{30Bc}$ 为水泥浆强度在达到30 Bc时间，min。

计算SPN值 $<3$ ，则水泥浆体系防窜性能达标。

（2）开展泥浆与水泥浆、泥浆与前置液相容性实验，抗污染实验。

## 1.2 高性能驱油冲洗液

通过渗透溶胀、逆胶乳增溶和润湿反转机理，高效清洁井壁油基钻井液和油膜，形成亲水壁面，洗油效率高<sup>[4]</sup>。冲洗后，井壁和套管壁由油润湿性转变为水润湿性。固井前置液接触时间不少于9 min。

## 1.3 压稳防窜防漏设计<sup>[5]</sup>

1.3.1 ESD环空液柱压力须大于油气层地层孔隙压力，同时小于裸眼井段地层漏失压力。

1.3.2 ECD模拟需满足固井施工过程中最大、最小当量密度均介于孔隙压力当量密度和破裂压力当量密度之间平衡的压力固井设计要求。

1.3.3 固井作业结束，水泥浆失重后应按150 Pa胶凝失水系数法进行压稳校核<sup>[6]</sup>。

$$P_{PSF} = \frac{P_{cmk}}{P_f} = \frac{P_{cm} - P_{lk}}{P_f} \quad (2)$$

$$P_{lk} = \frac{150 \times l_c}{250(D_h - D_p)} \quad (3)$$

式中： $P_{PSF}$ 为水泥浆在静胶150 Pa的浆柱压力 $P_{cmk}$ 与地层压力 $P_f$ 之比； $P_{cm}$ 为原始浆柱段的压力，MPa； $P_{lk}$ 为水泥浆在临界点的失重值，MPa； $l_c$ 为水泥浆长度，m； $D_h$ 、 $D_c$ 为井眼尺寸和套管尺寸，mm； $P_{PSF} \geq 1$ ，防窜效果好； $P_{PSF} < 1$ ，防窜效果差。

## 1.4 顶替效率提高的设计

### 1.4.1 注替排量控制

固井设计规范参考“SY 5480—2016”，根据不同流体黏度、密度性质以及对应的井眼直径计算冲洗液、隔离液、领浆、尾浆等的临界雷诺数，并按流态模型分别计算冲洗液、领浆和尾浆的塞流临界排量和紊流临界排量，从而设计“冲洗液紊流+尾浆塞流”的复合顶替，充分保证顶替效率。并结合ECD模拟安全施工的排量参数，优化选取各阶段快替或慢替施工排量参数。工作液流态可根据设计规范中F值的判定，选择具体模拟模型（包括宾汉、幂律、赫巴），大斜度井以赫巴流态模型计算为例。

$$\frac{1273Q_w}{D_h^2 - D_c^2} = \left[ \frac{Re_c K}{9800\rho} \right]^{\frac{1}{2-n}} \left[ \frac{4000(2n+1)}{(D_h - D_c)n} \right]^{\frac{n}{2-n}} \quad (4)$$

式中： $D_c$ 为套管外径，mm； $D_h$ 为井眼平均井径，mm； $Q_w$ 为紊流临界排量，L/s； $\rho$ 为浆体密度，g/cm<sup>3</sup>； $n$ 为流性指数； $K$ 为稠度系数，Pa·s $\cdot$ n； $Re_c$ 为临界紊流雷诺数，取 $Re_c = 3470 - 1370n$ 。

### 1.4.2 隔离液流变选择<sup>[7]</sup>

（1）与泥浆、水泥浆相容性良好。

（2）体系悬浮隔离液性能良好，确保隔离液密度优选 $\rho_{\text{钻井液}} < \rho_{\text{隔离液}} < \rho_{\text{水泥浆}}$ 。

（3）基于壁面剪切理论，通过调整隔离剂加量，设计隔离液流变参数，实现动塑比：钻井液 $<$ 隔离液 $<$ 水泥浆，提高顶替效率。

## 1.5 套管偏心控制技术

软件模拟通过加增扶正器位置和数量以满足套管居中度 $>67\%$ 的标准要求。

（1）主要油气层井段加密安放半刚性扶正器，保障套管安全下入，利于油气层套管居中。

（2）上层套管鞋附近井段采用树脂旋流扶正器和半刚性扶正器交替安放，改变环空的流态，利于顶替效率。

(3) 大狗腿度及关键油气层井段采用半刚性扶正器安放, 同时确保套管鞋抬头效应, 保障套管安全下入, 改善环空流态。

## 2 X7 井现场应用

该井中完井深 4 161 m, 进行 9-5/8" 套管固井作业。固井作业依照《X7 井单级固井设计》, 注入冲洗液、前置液、高密度首尾浆、粉煤灰低密度中间浆, 顶替碰压, 顺利施工作业, 并获得油气层及上层套管鞋处优良 CBL 测固井质量评价。

### 2.1 钻井及地质资料

#### 2.1.1 钻井资料

(1) 12-1/4" 井眼钻进至 2 472 m, 进行地漏试验。试验数据: 钻井液密度 1.36 g/cm<sup>3</sup>, 地面压力 985 Psi, 未漏, 折算管鞋处当量密度 1.65 g/cm<sup>3</sup>。

(2) 12-1/4" 井眼钻进至 3 814.50 m 进行裸眼承压试验。承压试验数据: 钻井液密度 1.45 g/cm<sup>3</sup>, 地面压力 685 Psi, 未漏, 折算管鞋处当量密度 1.65 g/cm<sup>3</sup>。

(3) 12-1/4" 井眼钻进过程未发生井漏。

(4) 井斜数据: 12-1/4" 井眼 18.70°@2 467 m (13-3/8" 管鞋), 0.06°@2 902.37 m, 垂直钻进至中完井深。

(5) 12-1/4" 井眼钻进至 4 161 m 中完, 短起下测后效气 7.2%, 气窜速度 4.6 m/h。

(6) 井底温度数据: 随钻测井井底循环温度 110 °C; 电缆测井井底静止温度 135 °C。

(7) 电测井径情况见表 1。

12-1/4" 井段井径规则, 无明显扩径及井径不规则井段 (表 1)。

表 1 测井井径数据表

Table 1 Logging caliper data table

井段/m	井径/in	井径扩大率/%
3 281.50~3 625.00	12.31	0.49
3 625.00~4 141.90	12.36	0.90

#### 2.1.2 地质资料。

X7 井二开钻进期间共计钻遇 12 层油气显示, 其中 P11 (3 990~3 999 m) 井段的全烃值最高达到 65.33%, 基值 2.2%, 油顶深度为 3 825 m。

## 2.2 固井作业情况

### 2.2.1 基本数据

基础数据见表 2。

表 2 基本数据表

Table 2 Basic data sheet

固井方式		单级固井
井眼直径/in		12-1/4
实际井深/m		4 161.00
套管外径/in		9-5/8
套管实际下深/m		4 161.00
浮箍实际下深/m		4 134.86
设计水泥浆返高/m	首浆	2 167
	中间浆	2 667
	缓凝尾浆	3 625
	速凝尾浆	3 825
管内水泥塞长度/m		26.14
水泥浆返高/m		上返至上层套管鞋内
固井前泥浆性能	泥浆类型	MO-DRILL
	泥浆密度/(g/cm <sup>3</sup> )	1.45

### 2.2.2 水泥浆体系选择<sup>[8]</sup>

选择水泥浆体系类型: 首尾浆为密度 1.90 g/cm<sup>3</sup> 聚合物防气窜水泥浆体系 (SPN<3), 中间浆为密度 1.60 g/cm<sup>3</sup> 粉煤灰水泥浆。实验温度参考邻井资料和电测井温值, 确保水泥浆化验温度准确可靠, 为固井质量保障提供了可靠的化验数据, 确保固井施工安全 (表 3)。

### 2.2.3 冲洗液及前置液冲洗设计

前置液使用情况见表 4。

#### (1) 界面冲洗实验

第一界面冲洗试验, 浸油钢条润湿表面反转, 滴清水完全铺开。

第二界面冲洗试验, 油基泥浆滤饼润湿角达到 33°~38°。

(2) 采用加重冲洗隔离液, 在加重隔离液中加入洗油型冲洗液, 既发挥了加重隔离液的物理冲刷效果, 也提高了洗油效率, 实现了高效冲洗和顶替。隔离液密度设计遵循:  $\rho_{\text{钻井液}} \leq \rho_{\text{隔离液}} \leq \rho_{\text{水泥浆}}$  的原则, 形成密度级差, 避免发生重力置换形成混浆。隔离液流变参数设计 (表 5) 遵循动塑

表3 水泥浆配方和性能

Table 3 Formulation and properties of cement slurry

实验项目	首浆	中间浆	缓凝尾浆	速凝尾浆
水泥类型	SD"G"+35%Si	粉煤灰水泥	SD"G"+35%Si	SD"G"+35%Si
混合水型	F/W	F/W	F/W	F/W
静止/循环温度/°C	138/110~85	138/110	138/110	138/110
稠化时间/min (100 BC/min)	376.00	306.00	261.00	231.00
水泥浆密度/(g/cm <sup>3</sup> )	1.90	1.60	1.90	1.90
24 hr抗压强度/psi	2 800.00	1 750.00	—	3 250.00

表4 前置液使用情况

Table 4 Usage of preliminary fluid

前置液	组成及性能	密度/(g/cm <sup>3</sup> )	用量/m <sup>3</sup>
加重冲洗隔离液	F/W+HBG-2+HBCX-1+重晶石粉	1.52	25.44
冲洗液	F/W+HBCX-1	1.00	9.54

表5 隔离液流变性能参数

Table 5 Rheological performance parameters of spacer fluid

流变剂加量	六速	PV/(mPa·s)	YP/Pa	动塑比
1.5%	57/36/28/18/7/5	21	7.67	0.37

比 $\left(\frac{\tau_0}{\eta}\right)_{\text{钻井液}} \leq \left(\frac{\tau_0}{\eta}\right)_{\text{隔离液}} \leq \left(\frac{\tau_0}{\eta}\right)_{\text{水泥浆}}$ 的原则, 实现“稠顶稀”, 从而通过逐级提高壁面切力有效驱替(冲蚀和携带)泥饼, 保障冲刷质量。

#### 2.2.4 压稳防窜设计<sup>[9]</sup>

(1) 静态液柱压力当量密度(ESD)计算

静态液柱压力计算见表6。

(2) 泥浆的当量循环密度(ECD)模拟

井底ECD模拟见图1, 上层套管鞋处ECD模拟见图2。

表6 静态液柱压力计算

Table 6 Calculation of static liquid column pressure

斜深/m	对应垂深/m	流体描述	液体密度/(g/cm <sup>3</sup> )	静液柱压力/MPa	EMW/(g/cm <sup>3</sup> )
0.00	0.00	井口	1.45	0	1.450
984.48	1 067.85	加冲洗隔离液顶	1.52	15.19	1.450
1 772.83	1 838.85	冲洗液顶	1.00	26.69	1.479
2 068.46	2 121.70	隔离混合水顶	1.00	29.46	1.415
2 167.00	2 126.27	首浆顶	1.90	29.51	1.415
2 667.00	2 607.38	中间浆顶	1.60	38.47	1.504
3 625.00	3 563.68	缓凝尾浆顶	1.90	53.48	1.530
3 825.00	3 763.68	油气显示顶/速凝尾浆顶	1.90	57.21	1.550
3 902.00	3 840.67	P11顶	1.90	58.65	1.557
4 004.00	3 942.67	P12顶	1.90	60.55	1.565
4 161.00	4 099.67	T.D.	1.90	63.47	1.578

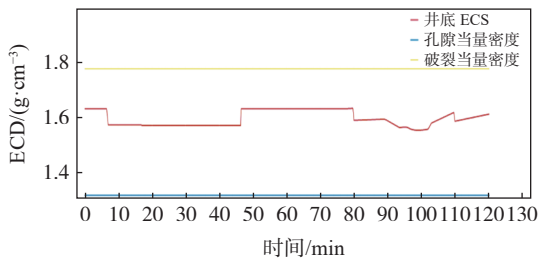


图 1 井底 ECD 模拟

Fig. 1 ECD simulation of bottom hole

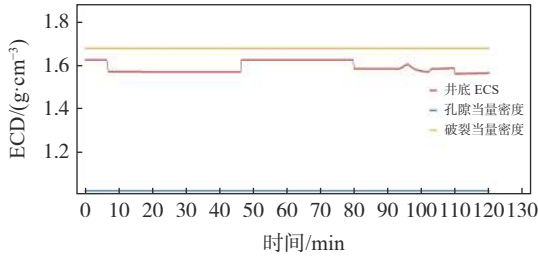


图 2 上层套管鞋处 ECD 模拟

Fig. 2 ECD simulation at upper casing shoe

(3) 采用静胶凝强度计算防窜设计

尾浆稠化后最大失重值  $P_{失重值}=4.50$  MPa, 尾浆稠化后环空液柱压力值  $P_{终了}=63.04-4.50=58.54$  MPa, 孔隙压力当量密度  $1.34$  g/cm<sup>3</sup>, 气层压力值  $P_{产层}=52.47$  MPa, 压稳系数  $F=P_{终了}/P_{产层}=1.116>1$ 。

虽然压稳系数略大于 1, 为保险起见, 在确保固井安全施工作业基础上, 本井采用双凝尾浆设计, 确保主力油气层水泥环快速胶凝, 防止上部水泥浆失重后不能压稳地层发生气窜风险。

2.2.5 顶替效率提高的设计

(1) 通过赫巴模型计算流体临界雷诺数

结合 ECD 模拟计算及临界流态计算 (表 7), 选取快替排量为  $2.5$  m<sup>3</sup>/min, 慢替排量为  $0.3$  m<sup>3</sup>/min。

(2) 扶正器安装

扶正器的安放设计: 目的层井段选用半钢扶正器, 重叠段及上层套管鞋封固井段选用树脂旋

表 7 工作液临界流态计算

Table 7 Calculation of critical flow state of working fluid

施工液类别	临界雷诺数	临界排量 (m <sup>3</sup> /min)	流态
冲洗液	2 678.69	1.09	紊流
隔离液	2 425.36	2.75	紊流
领浆	2 293.16	0.38	塞流
尾浆	2 323.20	0.29	塞流

流扶正器, 保障了封固井段套管居中度 (图 3)。

① 本井段扶正器采用具有扰流作用的半刚性旋流扶正器和树脂旋流扶正器两种;

② 9-5/8"套管鞋至油气层顶部共计 300 m 井段, 每 2 根套管加放 1 支半刚性扶正器, 共计入井 14 支半刚性旋流扶正器;

③ 中间浆封固井段不安装扶正器;

④ 13-3/8"套管鞋上下 150 m 每 2 根套管加放 1 个树脂螺旋刚性扶正器, 共计入井 13 支树脂旋流扶正器。

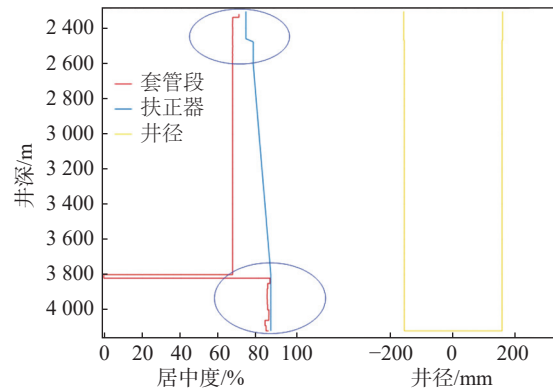


图 3 套管居中度模拟

Fig. 3 Simulation of casing centering

2.2.6 现场实际施工作业

现场施工数据见表 8。

2.2.7 固井质量评价<sup>[10]</sup>

固井质量评价见表 9。

表 8 9-5/8"技术套管固井施工数据表

Table 8 Construction data sheet of 9-5/8" technical casing cementing

项目	首浆	中间浆	缓凝尾浆	速凝尾浆
水泥浆体积/m <sup>3</sup>	17.21	33.27	7.53	13.51
干水泥用量/t	24.20	34.30	10.60	19.03
混合水用量/m <sup>3</sup>	10.77	20.58	4.77	8.41
水泥浆平均密度/(g/cm <sup>3</sup> )	1.90	1.60	1.90	1.90
固井前循环排量/(m <sup>3</sup> /min)、 时间/min及压力/MPa	2.3/150/12~13			

续表 8

项目	首浆	中间浆	缓凝尾浆	速凝尾浆
替浆量/m <sup>3</sup>	156.87			
替浆速度/(m <sup>3</sup> /min)	高速: 2.3~2.5		低速: 0.4~0.5	
碰压压力/MPa	8↑12			
施工总耗时(混泵水泥浆开始至顶替结束)/min	270			

表 9 电测 CBL 固井质量评价表

Table 9 Quality evaluation sheet of CBL cementing

井名	X7井	测量井段/m		2 140.50~4 129.30		
井段/m	厚度/m	CBL/%	水泥强度/Psi	VDL	水泥胶结综合评价	备注
2 140~2 500	360	5~30	500~1 500	地层波较强~弱	良~中	双层套管波
2 500~2 597	97	3~10	1 500~2 000	地层波强	优	—
2 597~2 830	233	5~20	900~1 700	地层波较强	良	—
2 830~3 390	560	4~7	0~1 400	地层波弱~无	中~差	—
3 390~3 850	460	3~9	1 400~2 000	地层波强	优	—
3 850~4 000	150	4~12	1 300~2 000	地层波较强~弱	优~良	—
4 000~4 055	55	4~11	1 200~2 000	地层波较强	优~良	—
4 055~4 130	75	3~15	800~2 000	地层波较强~弱	优~中	—

### 3 结论

(1) 通过对东海固井作业实践进行总结, 用水泥浆防气窜系数优选水泥浆防气窜性能, 同时通过对水泥浆静胶凝强度分析, 选取静胶凝强度 150 Pa 作为临界失重点, 来满足水泥浆压稳防窜要求。

(2) 长井段固井作业, 水泥中间浆附加量可根据电测井径选择合理附加 20%~30%, 避免首浆上返高度过高, 影响上层套管鞋处的封固质量。

(3) 本井因油层较多, 并且钻井液并没有压稳地层(中低孔渗储层), 中完短起下钻到底后循环气测值峰值为 7.2%, 油气上窜速度为 4.5 m/h; 为确保固井施工过程中压稳气层, 将尾浆封固段设计为下部速凝尾浆和上部缓凝尾浆, 并在各油顶水泥浆失重液柱压力的基础上通过提高全井液柱压力当量, 以适当提高油气层压稳系数。

(4) 采用环空流变学优选顶替水力参数, 是提高本井固井顶替效率的科学依据。

(5) 长井段全封单级固井施工过程中, 工作量较大, 流程较复杂, 三凝水泥浆体系, 需各专业协同确保水泥上灰、泥浆池回收、管线倒换、

井口操作等顺利进行。因此需要充分的沟通和准备工作, 任何一环节出现问题都可能造成严重后果。

#### 参考文献:

- [1] 于涛. 低渗透油田防窜防漏固井技术探讨[J]. 西部探矿工程, 2019, 31(6): 69-70, 75.
- [2] 刘洋, 陈敏, 史芳芳, 等. 水泥浆失重压力评价技术研究与应用[J]. 钻井液与完井液, 2019, 36(6): 749-753.
- [3] 杨海席. 国内外防气窜固井技术研究[J]. 石化技术, 2017, 24(12): 99.
- [4] 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.
- [5] 于小东. 海洋石油防气窜固井技术应用[J]. 化工管理, 2020(11): 118-119.
- [6] 秦国宏, 覃毅, 尤凤堂, 等. 水泥浆失重对高压油气井固井质量的影响分析及工艺对策[J]. 探矿工程(岩土钻掘工程), 2015, 42(3): 33-36.
- [7] 刘钰龙. 吴起油田防水窜固井技术研究与应用[J]. 石油化工应用, 2017, 36(4): 59-62.
- [8] 时培忠. 防气窜固井水泥浆体系研究[J]. 能源与环境, 2018, 40(10): 23-25.
- [9] 屈季辉. 防气窜固井技术应用[J]. 石化技术, 2018, 25(1): 12.
- [10] 曹太云, 白玉洪, 陆次平, 等. 东海残雪油田水平井尾管固井工艺技术研究[J]. 海洋石油, 2019, 39(3): 80-85.