

# 一种高压盐水层固井工艺在哈法亚油田 $\Phi 244.5\text{mm}$ 套管固井的应用

## A Cementing Technology for High Pressure Brine Layer Applied in $\Phi 244.5\text{mm}$ Casing Cementing in Halfaya Oilfield

陈俊<sup>1</sup> 张顺平<sup>2</sup> 鲁显兵<sup>1</sup> 段国太<sup>1</sup> 李洪源<sup>1</sup> 卢成辉<sup>1</sup>  
Chen Jun<sup>1</sup> Shunping Zhang<sup>2</sup> Xianbing Lu<sup>1</sup> Hongyuan Li<sup>1</sup> Chenghui Lu<sup>1</sup>

1 安东石油技术(集团)有限公司 中国·四川 成都 6100571;

2 中国石油集团工程技术研究院有限公司 中国·北京 102200

1 Anton Oilfield Services (Group) Ltd, Chengdu, Sichuan, 610057, China;

2 CNPC Engineering Technology R&D Company Limited, Beijing, 102200, China

**摘要:** 伊拉克哈法亚油田 Lower Fars 地层存在高压盐水层, 循环当量密度窗口窄,  $\Phi 244.5\text{mm}$  套管固井质量问题困扰该油田多年, 一直缺乏有效的解决办法。安东石油提出了一种固井工艺, 包括: 1套自主研发的中低温高密度抗盐水泥浆体系和1套配套的工艺技术, 其中水泥浆体系具有突出的低温早强性能, 优异的稳定性和流变性, 稠化时间可调, 与高密度饱和盐水钻井液相容性好。

**Abstract:** High pressure brine layer and a narrow safe ECD window have been always existing in the Lower Fars formation of Iraqi Halfaya Oilfield, and the cementing quality of  $\Phi 244.5\text{mm}$  casing has been very bad for many years, but lack of good solutions. Anton Oilfield Services (Group) Ltd. has developed a cementing technology which include one medium-low temperature and high density salt-resistant cement slurry system which has outstanding low temperature and early strength performance, excellent stability and rheology, and the thickening time arbitrarily is easy to deploy, and good compatibility with drilling fluid, and forming an effective measure and technology. Since Anton participated in the cementing operation in Halfaya Oilfield in December

**Key words:** High Density; Salt-Resistance; Cement Slurry; Halfaya Oilfield

**关键词:** 高密度; 抗盐; 水泥浆; 哈法亚油田

**DOI:** 10.36012/etr.v2i9.2687

## 0 引言

伊拉克哈法亚油田 Lower Fars 地层 1300 ~ 2000m 存在石膏、泥岩、石灰岩和盐岩互层, 水敏性强, 地层压力系数高, 安全密度窗口窄, 一般采用下入  $\Phi 244.5\text{mm}$  套管对地层进行封隔, 然而固井质量问题却一直无法解决, 困扰着该油田多年。长期以来,  $\Phi 244.5\text{mm}$  套管环空始终存在地层盐水渗出引起的带压问题, 说明高压盐水层没有得到有效封隔, 这在一定程度上制约着该油田的长期、稳定、安全的生产<sup>[1]</sup>。

## 1 固井难点分析

伊拉克哈法亚油田 Lower Fars 地层  $\Phi 244.5\text{mm}$  套管固井存在以下技术难点:

(1) Lower Fars 地层存在高压盐水层, 可能出现盐水浸、

井口环空带压或套管被挤毁变形的风险。

(2) 高密度抗盐水泥浆体系密度为  $2.28 \sim 2.38\text{g/cm}^3$ , 存在浆态和沉降稳定性的矛盾, 可能导致浆体沉降稳定性差或现场难以配浆<sup>[2]</sup>。

(3) 钻井液密度与水泥浆密度差太小, 顶替效率难以保证, 井壁泥饼较厚, 影响固井第二界面胶结质量, 易形成油气水窜流的通道。

(4) 裸眼地层漏失当量密度可达  $2.40\text{g/cm}^3$ , 安全密度窗口很窄。

(5) 该井段是在 215.9mm 井眼钻完后测声幅, 下次使用的低密度钻井液置换套管内的高密度钻井液, 存在径向应力应变的变化, 对水泥界面胶结质量有一定影响。

**【作者简介】** 陈俊(1986~), 男, 四川成都人, 工程师, 从事固井工艺技术研发、应用和推广研究。

## 2 应对措施及固井工艺

针对以上固井技术难点，安东石油采用了中低温高密度抗盐水泥浆技术及配套固井工艺措施：

采用一种常规的钛铁矿粉和一种超细加重剂搭配，按照颗粒级配原理，优化加量和级配比例，确保浆体稳定性、流变性好、析水少、早期强度发展快、无体积收缩。

对于尾浆，合理控制稠化时间，提高其强度发展时间，以抑制盐水侵，对 Lower Fars 地层进行有效封隔。

(3) 采用双塞固井工艺，防止大尺寸套管内部水泥浆被混浆。

(4) 高效冲洗隔离技术。施工前泵入 20m<sup>3</sup> 漏斗粘度低于 60s 的前导泥浆，同时采用 4m<sup>3</sup> 冲洗液 + 8m<sup>3</sup> 加重隔离液作为前置液，保证对泥饼的有效冲洗，提高顶替效率，确保施工安全和固井质量。

## 3 高密度抗盐水泥浆性能指标

安东石油研发的中低温高密度抗盐水泥浆强度发展快，稳定性、流变性好，稠化时间可调，与高密度饱和盐水钻井液相容性好。以下配方为现场常用配方，具体组成：

G 级水泥 + 加重剂 + 超细加重剂 + 分散剂 + 降失水剂 + 缓凝剂 + 消泡剂 + 工业盐 + 现场水，密度：2.38g/cm<sup>3</sup> 以下性能均采用该配方进行实验评价。

### 3.1 机械力学性能

Φ244.5mm 套管环空中水泥浆从井口到井底处在不同的温度区间，因此分别考察了在 30℃、40℃、50℃、60℃ 温度条件下，高密度抗盐水泥石的抗压强度 (11.5-15.2-18.6-23.5)MPa/24h 和对应第一界面胶结强度(0.75-0.92-1.17-1.39)MPa/48h。实验结果表明：该中低温高密度抗盐水泥石具有优异的低温早强性能，有利于防止高压盐水窜流，可以缩短一定的钻井周期，满足现场降本增效需求。

### 3.2 稳定性

结合哈法亚油田 Φ244.5mm 套管井下温度情况，对高密度抗盐水泥浆分别在 40℃、50℃、60℃、70℃ 温度条件下的稳定性进行评价，实验结果表明：该中低温高密度抗盐水泥浆体系在井下温度条件下稳定性 ≤ 0.01g/cm<sup>3</sup>，上下密度差小于油田客户 0.03g/cm<sup>3</sup> 的要求。

### 3.3 流变性

分别对常温 (30℃) 和 60℃ 井下温度条件下水泥浆的流变性能进行了考察，对降失水剂改性前后的流变性能做了对比，研究结果如表 3-3、3-4 所示。

表 3-3 降失水剂改性前水泥浆流变性

流变参数	Φ600	Φ300	Φ200	Φ100	Φ6	Φ3	n	K Pa·s <sup>n</sup>
常温 (30℃)	262	148	104	56	8	6	0.885	0.304
60℃	222	130	93	51	6	4	0.852	0.328

表 3-4 降失水剂改性后水泥浆流变性

流变参数	Φ600	Φ300	Φ200	Φ100	Φ6	Φ3	n	K Pa·s <sup>n</sup>
常温 (30℃)	282	162	120	63	8	6	0.858	0.392
60℃	268	158	116	60	7	5	0.879	0.334

实验结果表明：在降失水剂改性后，水泥浆的常温流变性和高温流变性变化较小，同时该中低温高密度抗盐水泥浆体系具有优异的流变性能，流性指数 n 最大接近 0.89，稠度系数 K 最低接近 0.30，这对保证水泥浆顶替效率非常有益。

## 3.4 相容性

该水泥浆体系与配套的隔离液、现场钻井液具有良好的相容性，其中：钻井液为现场取高密度饱和盐水钻井液；隔离液密度：2.25g/cm<sup>3</sup>；实验结果要求该水泥浆体系与配套的隔离液、现场钻井液按照不同比例混合仍然可以保持良好的流动性能、水泥浆与配套的隔离液和现场钻井液相容性好、隔离液抗污染效果好，有效保证固井施工安全。

## 4 现场应用

应用案例：HF005-JK005D1 井 Φ244.5mm 技术套管实际完钻井深 1949m，套管下深 1948.5m，钻井液为饱和盐水钻井液，密度为 2.30g/cm<sup>3</sup>。于 2018 年 12 月 19 日进行 Φ244.5mm 套管固井施工，施工过程：先以 0.6 ~ 0.9m<sup>3</sup>/min 排量泵注冲洗液 4m<sup>3</sup> 和隔离液 8m<sup>3</sup>；再以 0.7 ~ 0.9m<sup>3</sup>/min 排量泵注中低温高密度抗盐领浆 56m<sup>3</sup>，以 0.6 ~ 0.8m<sup>3</sup>/min 排量泵注中低温高密度抗盐尾浆 19.2m<sup>3</sup>；释放上胶塞，再以 0.4 ~ 0.6m<sup>3</sup>/min 小排量泵注压塞液 2m<sup>3</sup>；泥浆泵以 1.5 ~ 1.8m<sup>3</sup>/min 大排量替钻井液 70m<sup>3</sup>；水泥车以 0.3 ~ 0.4m<sup>3</sup>/min 小排量替清水碰压，压力值为 14.5MPa，稳压 10min 无压降，候凝 36h 测井，固井质量合格率 95.8%，优质率 87.6%。

截止 2020 年底，该中低温高密度抗盐水泥浆及配套固井工艺已在伊拉克哈法亚油田 Φ244.5mm 套管固井实际应用约 50 井次，包括定向井 (M 井型) 和水平井 (JK) 两种井型，固井质量合格率达到 100%，优质率达到 85% 以上。目前安东石油在伊拉克哈法亚油田的二期项目正在稳步推进，该技术将继续在哈法亚油田固井中大量应用，持续为客户创造价值。

## 参考文献

- [1] 林志辉. 伊拉克哈法亚地区 9 5/8" 套管固井技术研究 [D]. 武汉: 长江大学, 2013.
- [2] 张顺平, 张森, 覃毅, 丁志伟, 等. 威远页岩气水平井高密度防窜水泥浆固井技术 [J]. 钻井液与完井液, 2016, 33 (1): 64-66.