

塔里木盆地古近系—白垩系 微膨胀防窜盐水泥浆的应用研究

田常铭

(中石化江汉石油工程有限公司钻井一公司,湖北 潜江 433121)

摘要:塔里木盆地古近系、白垩系地层含膏、含盐,气显示活跃,固井难度大。在总结前期微膨胀胶乳防窜水泥浆体系固井失利原因的基础上,重点考虑地层岩性特征,以提高二界面胶结质量为目的,优选出微膨胀防窜盐水泥浆体系。该体系具有 API 失水量小、SPN 值小、水泥石强度大的特点,经现场应用,封固井段固井质量优良,表明该体系有广泛推广的前景。

关键词:含盐膏地层;盐水泥浆;二界面胶结;固井质量;塔里木盆地

中图分类号:P634.6 **文献标识码:**A **文章编号:**1672-7428(2015)03-0025-04

Application Research on Slight Expansion Anti-Channeling Saltwater Mud Used in Paleogene - Cretaceous Strata Drilling/TIAN Chang-ming (Sinopec Jiangnan Petroleum Engineering Ltd., No. 1 Drilling Company, Qianjiang Hubei 433121, China)

Abstract: In Tarim basin, Paleogene and Cretaceous strata contain cream and salt with active gas show, cementing is difficult. Based on the summarization on cementing failure causes of anti-channeling slurry with slight expansion latex in early stage, the characteristics of stratum lithology are mainly considered. With the purpose of improving the quality of second interface cementation, the anti-channeling saltwater mud system is selected out. This mud system has the characteristics of small API fluid loss, small SPN value and high cement paste strength. The field application shows the good quality of cementation in cementing process.

Key words: salt gypsum formation; saltwater cement slurry; two interface cementation; cementing quality; Tarim basin

塔里木盆地古近系苏维依组、库姆格列木群、白垩系巴西盖组、舒善河组是塔里木油气勘探的重要层段,对固井质量的要求较高。由于钻井过程中油气显示活跃,油、气层纵向分布段长,过去的水泥浆体系选择均以防气窜为目的,但固井质量多不理想。以沙雅隆起雅克拉断凸上的桥古区块为例,该区块自 2010 年开始钻探至今,已累计完成 6 口井,使用胶乳防气窜水泥浆体系固井 4 口、使用其它防气窜水泥浆体系固井 2 口,大多数油气层段固井质量为合格或不合格,优良率较低,严重制约了勘探开发进程。在该区块 SY5-3 井 $\varnothing 177.8$ mm 尾管固井时,首次选用微膨胀防窜含盐水泥浆体系对该井古近系、白垩系地层进行封固,固井质量优。

1 地层特点

塔里木盆地古近系苏维依组、库姆格列木群地层岩性为褐色、棕色泥岩、含膏泥岩与浅红色、浅棕

色砂岩、粉砂岩的互层。膏质多呈星点状广泛分布,泥质岩性软。地层中的石膏具有较强的水化分散性和吸水膨胀性,充填于泥岩、砂岩孔洞缝隙中的石膏水化分散、盐类溶解,导致井壁松软。古近系预测地层压力当量密度 $1.08 \sim 1.16 \text{ g/cm}^3$,预测地层破裂压力当量密度 $2.00 \sim 2.18 \text{ g/cm}^3$ 。

白垩系巴西盖组、舒善河组地层为干旱炎热气候蒸发环境下沉积的红层,岩性为红棕、褐棕色、绿灰色泥岩与绿灰、灰白色砂岩的略等厚互层。巴西盖组泥岩蒙脱石含量达粘土矿物总量的 60% 以上,地层水敏性强。由于压实作用和构造应力作用,形成了构造微裂缝和压溶缝。固井和候凝期间,自由水进入缝洞,可导致泥岩水化、盐类溶解,破坏二界面的胶结。

白垩系预测地层压力当量密度 $1.08 \sim 1.11 \text{ g/cm}^3$,预测地层破裂压力当量密度 $1.89 \sim 1.96 \text{ g/cm}^3$ 。

苏维依组、库姆格列木群、巴西盖组、舒善河组

油气水活跃,钻井揭示气测异常、油迹、油斑显示,油气显示层段多、分布井段长,油气层间互,钻井起下钻后效显示严重,压稳困难。如桥古4井在井深4998~5768.79 m之间的井段油气显示异常活跃,共发现显示层22个,显示层段厚度不等,其中最厚15.00 m,最薄仅0.25 m。

2 主要固井难点

(1)塔里木盆地古近系、白垩系地层普遍含膏、盐,钻井液、固井液将导致地层中的石膏水化分散、盐类溶解,从而导致固井二界面松软。

(2)地层水敏性强,构造缝、压溶缝及钻井液、固井液滤液导致的溶蚀缝洞多,严重影响二界面的胶结。

(3)钻井过程中油气显示活跃,油气层分布段长,压稳难度大,防窜要求高。

(4)井深(6000 m左右)、井壁欠稳、环空间隙小($\varnothing 215.9$ mm井眼下 $\varnothing 177.8$ mm尾管)、尾管固井工艺复杂等限制了许多工艺技术措施的有效实施。

3 前期胶乳、微膨胀防窜水泥浆体系的应用情况

针对钻井过程中油气显示活跃,分别开发应用了胶乳水泥浆体系、微膨胀水泥浆体系以及微膨胀胶乳水泥浆体系。

胶乳水泥浆体系中的主要外加剂是“胶乳”,是一种固体聚合颗粒的水分散体,固体聚合颗粒包括表面活性剂和防护胶体。胶乳具有不透性、使粘附力增强,且具有形成防护膜的能力。当气体侵入时具有干燥作用,使胶乳聚合物形成一层膜,从而阻止气体的继续侵入,具有对气体的自动封闭机能。胶乳水泥浆体系具有不增稠、可良好地控制失水、填塞水泥空隙、阻止气体侵入及对体积收缩补偿的特点^[2]。但胶乳水泥浆体系仅仅只是对水泥浆、水泥石自身的气体侵入具有遏制作用。

微膨胀水泥浆体系指在水泥浆中加入“膨胀剂”,通过膨胀剂的作用,使水泥浆凝固后的体积膨胀,控制由于体积收缩而造成的压力降问题。但受膨胀剂质量及加量控制的影响,膨胀效率和补偿效果很难真正实现。

前期,4口井使用胶乳水泥浆体系、1口井使用微膨胀水泥浆体系、1口井使用微膨胀胶乳水泥浆

体系对古近系、白垩系的地层进行封固,大多数油气层段固井质量为合格或不合格,优良率较低。分析固井质量不好的原因是二界面胶结出现缺陷。

4 技术对策

4.1 水泥浆体系选择及试验

鉴于前期微膨胀胶乳防窜水泥浆体系的失利,综合考虑地层岩性特征,选择能减少二界面离子交换,降低水化能力及盐溶效率,与地层水性一致的微膨胀防窜盐水水泥浆体系进行试验。

由于盐在不同的浓度和温度条件下,对水泥浆体系及其外加剂有不同的影响,如流变性、稠化时间、失水量、水泥石强度、水泥石体积。综合考虑井底温度、地层特性,选择浓度5%的低含盐水水泥浆进行实验。

选择浓度5%盐水进行实验,水泥浆性能易调节,可以获得较高的早期抗压强度,盐溶速率低。降失水剂选择J310,它具有很好的水溶性、优异的降失水性能和抗高温能力;同时引入分散性好的磺酸盐基团,有良好的抗盐性、络合性、吸附性、表面活性、水解稳定性及热稳定性;水泥浆API失水量可控制在50 mL/30 min以下。减阻剂选择F-1,对水泥浆的流动性有明显的改善,并可适当调节水泥浆的稠化时间。缓凝剂选择H-9,在盐水条件下能够发挥缓凝效果。为防止水泥石高温下衰退,水泥浆体系中加入30%石英砂。

为满足不同井的需要,室内用浓度5%的盐水配制了密度1.88~1.94 g/cm³的不同水泥浆体系进行实验,配方如下。

配方一:G级水泥+30%石英砂+3.0%降失水剂J310+1.0%减阻剂F-1+1.5%缓凝剂H-9+2%膨胀剂PZ-2+50%水。

配方二:G级水泥+30%石英砂+2.5%降失水剂J310+1.5%减阻剂F-1+0.5%缓凝剂H-9+2%膨胀剂PZ-2+48%水。

配方三:G级水泥+32%石英砂+4.0%降失水剂J310+1.0%减阻剂F-1+0.5%缓凝剂H-9+2%膨胀剂G104+45%水。

配方四:G级水泥+32%石英砂+2.5%降失水剂J310+1.5%膨胀剂G104+0.35%缓凝剂H-9+42%水。

实验性能见表1。

表1 微膨胀防窜盐水泥浆体系的实验性能

序号	密度/ ($\text{g} \cdot \text{cm}^{-3}$)	温度/ ℃	剪切应力度数 600/300/200/100/6/3	API失水量/ [$\text{mL} \cdot (30 \text{ min}^{-1})$]	稠化时间/ min	过渡时间/ min	SPN 值	24 h抗压强度/ MPa
1	1.88	105	208/116/71/46/3/2	48	272	13	2.11	21.21
2	1.90	105	221/126/83/50/4/2	46	168	11	2.03	23.02
3	1.92	105	236/138/90/57/6/4	34	151	10	1.89	23.41
4	1.94	105	255/143/100/59/6/4	26	133	9	1.77	23.95

实验结果表明:4个样品微膨胀防窜盐水泥浆体系的流变性能好;API失水量均控制在50 mL/30 min以内;稠化时间控制在安全、短候凝要求内,过渡时间短;SPN值<3,防气窜效果好;水泥石强度普遍较高,有利于提高水泥环的胶结质量。

4.2 防气窜预测

防气窜是指在注水泥、顶替及候凝工程中阻止地层中的油气进入环空、水泥浆中,其实质是增加或保持封固段上部压力,使其对气层压力保有平衡值。

水泥浆在候凝期间,按传压方式可分为液体传压阶段、液塑态孔隙传压阶段、塑固态孔隙传压阶段。其中,在液塑态孔隙传压阶段,水泥浆静胶凝强度在48~240 Pa之间,随着水泥浆结构力的增加,阻止了上部液柱压力的有效传递,而此时水泥浆结构的强度却难以阻止气体的侵入,此阶段因失水造成的水泥浆体积收缩也难以得到补偿,因此,液塑态孔隙传压阶段气窜风险最大^[2]。

引入压稳系数GELFL对该体系进行防气窜预测^[3]。

计算公式为:

$$GELFL = \frac{\rho_l L_l + \rho_t L_t + \rho_m L_m}{100} + P_r - (P_{ls} + P_{ts}) - P_n \quad (1)$$

式中: ρ_l 、 ρ_t 、 ρ_m ——分别为领浆、尾浆、钻井液密度(冲洗液、隔离液密度按近似钻井液密度计算), g/cm^3 ; L_l 、 L_t 、 L_m ——分别为领浆、尾浆、钻井液液柱长度,m; P_r ——通过井口对环空液柱施加的压力,MPa; P_{ls} ——领浆最大胶凝失重,MPa; P_{ts} 为尾浆最大胶凝失重,MPa; P_n ——失水失重,MPa; P_g ——气层压力,MPa。

水泥浆设计为双凝体系,短候凝早强水泥浆封固下部主要油气层段。领浆、尾浆静胶凝强度发展进度不同,当尾浆静胶凝强度达到240 Pa时,领浆静胶凝强度<48 Pa,亦即当领浆静胶凝强度达到48

Pa时,水泥浆柱(包括领、尾浆柱)胶凝失重最大^[4]。 P_{ls} 、 P_{ts} 计算方法如下:

$$P_{ls} = (0.192L_l)/(D_h - D_p) \quad (2)$$

$$P_{ts} = (0.96L_t)/(D_h - D_p) \quad (3)$$

式中: D_h 、 D_p ——分别为井眼直径、套管外径,mm。

因失水造成的失重 P_n 的计算方法为:

$$P_n = A_j \int_{t_1}^{t_2} q_t dt / C_f \quad (4)$$

式中: A_j ——水泥浆段井眼的裸眼环空面积, cm^2 ; t_1 、 t_2 ——分别为水泥浆胶凝强度达到48 Pa、240 Pa时的时间,min; q_t ——水泥浆在过渡阶段单位面积上的失水速率, $\text{mL}/(\text{cm}^2 \cdot \text{min})$; C_f ——水泥浆体积压缩系数,取 $2.6 \times 10^{-2} \text{ m}^3/\text{MPa}$ 。

现场应用时,按照不同的井眼、浆柱结构进行计算。若GELFL值>1,则表明可以压稳防窜;若GELFL值<1,则表明存在气窜风险。

4.3 配套工艺技术措施

4.3.1 井眼准备

(1)钻进时,严格执行短起下划眼措施,形成致密泥饼,保持井壁稳定。

(2)下套管前,用牙轮钻头原钻具通井,对缩径、遇阻、狗腿度变化大的井段反复划眼,直至通畅。

(3)在裸眼井段加入一定量的润滑剂,降低下套管摩擦阻;渗漏井段加入单向屏蔽剂,提高地层承压能力;严禁在裸眼段注入高粘钻井液作为封闭浆。

(4)严格控制后效显示和油气上窜,采用渐次提高钻井液密度 $0.02 \text{ g}/\text{cm}^3$ 的方法压井,直至满足下套管和固井需要。

4.3.2 下尾管及座挂

(1)按浮鞋+2根套管+浮箍+2根套管+浮箍+1根套管+球座+套管串+悬挂器的管串结构接下套管串。

(2)井底以上200 m按每2根套管下入1只弹性扶正器,其上每5根套管下入1只扶正器,套管重叠段每2根下入1只刚性扶正器。

(3)严格控制套管下放速度,防止压力波动过

大造成井漏。

(4) 套管到位先小排量顶通直至全井钻井液切力破坏,然后缓慢平稳提高循环排量。

(5) 先循环通畅、干净再座挂,座挂后井底钻井液返至回接筒以上方能进行固井作业。

4.3.3 注替工艺及候凝方式

(1) 采用足量高效冲洗液,确保低返速下能达到紊流,提高井壁冲洗效果。

(2) 采用低粘高切加重隔离液(密度介于钻井液和水泥浆之间),控制水泥浆窜槽。

(3) 采用双凝水泥浆体系。领浆采用常规缓凝水泥浆体系,控制失水量 $< 50 \text{ mL}/30 \text{ min}$ 、控制析水量为 0,稠化时间控制在施工时间 + 1 h;尾浆采用抗高温短候凝水泥浆体系,控制失水量 $< 50 \text{ mL}/30 \text{ min}$ 、控制析水量为 0,稠化时间控制在施工时间 + 0.5 h,呈直角稠化。

(4) 采用加重浆 + 常规浆顶替,控制管内外压差在 5 MPa 以内。

(5) 采用紊流 + 塞流注入、顶替工艺。注浆全过程、顶替前期采用大排量注替,尾浆进入环空开始,采用塞流顶替,直至碰压。

(6) 碰压结束,及时拔出中心管,起管柱出水泥面,加压 0.2 MPa,候凝 24 h。

5 应用实例

SY5-3 井是位于塔里木盆地沙雅隆起雅克拉断凸上的一口评价井。该井 $\varnothing 215.9 \text{ mm}$ 井眼钻深 5692.00 m, $\varnothing 177.8 \text{ mm}$ 尾管下入井段 4679.34 ~ 5691.63 m。尾管封固段地层古近系苏维依组钻厚 167 m、库姆格列木群钻厚 159 m,白垩系巴什基奇克组钻厚 363 m、巴西盖组钻厚 53 m、舒善河组钻厚 163 m。该井在库姆格列木群、巴西盖组、舒善河组钻遇油气显示层段 14 个,钻井过程中气显示活跃。

该井 $\varnothing 177.8 \text{ mm}$ 尾管固井采用微膨胀防窜盐水泥浆体系、双凝浆柱结构,配合高效抗盐冲洗液、抗盐隔离液以及防窜工艺技术措施进行施工。

水泥浆体系配方如下。

领浆:密度 $1.88 \text{ g}/\text{cm}^3$;G 级水泥 + 32% 石英砂 + 3.0% 降失水剂 J310 + 1.0% 减阻剂 F-1 + 1.2% 缓凝剂 H-9 + 2% 膨胀剂 PZ-2 + 48% 水。

尾浆:密度 $1.90 \text{ g}/\text{cm}^3$;G 级水泥 + 35% 石英砂 + 4.0% 降失水剂 J310 + 1.5% 减阻剂 F-1 + 2% 膨

胀剂 G104 + 44% 水。

试验性能见表 2,稠化曲线见图 1、图 2。

表 2 SY5-3 井尾管固井水泥浆试验性能

浆体类型	使用井段/m	密度/ $(\text{g}\cdot\text{cm}^{-3})$	稠化时间/min	API 失水量/ $[\text{mL}\cdot(30 \text{ min}^{-1})]$	自由水/mL	流变性能 n 值	流变性能 k 值	24 h 抗压强度/MPa
领浆	4679 ~ 5300	1.88	265	41	0.5	0.7608	0.9857	20.38
尾浆	5300 ~ 5692	1.90	155	30	0.0	0.5531	1.1260	24.47

注:稠化试验条件为 $100 \text{ }^\circ\text{C}$ 、84 MPa;API 失水量试验条件为 $100 \text{ }^\circ\text{C}$ 、6.9 MPa、30 min;领/尾浆抗压强度养护条件为 $95/100 \text{ }^\circ\text{C}$ 、21 MPa。

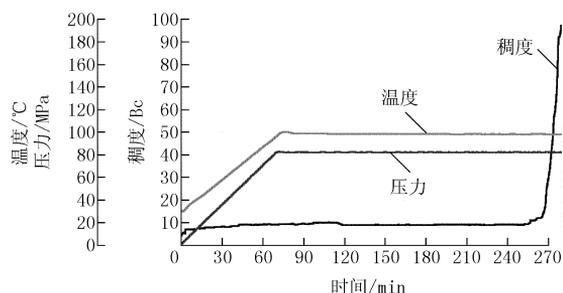


图 1 领浆稠化曲线

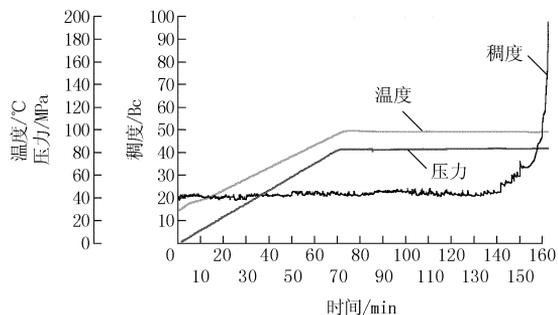


图 2 尾浆稠化曲线

该井 $\varnothing 177.8 \text{ mm}$ 尾管固井注入盐水冲洗液 6 m^3 、盐水隔离液 8 m^3 、领浆 31 m^3 、尾浆 18 m^3 ,顶替阶段前期采用 $2.2 \text{ m}^3/\text{min}$ 的大排量,尾浆进入环空后改用 $0.5 \text{ m}^3/\text{min}$ 的小排量顶替直至碰压。候凝阶段前 16 h 采用关井憋压 0.2 MPa 方式,之后开井候凝至 24 h。经变密度测井检测,固井质量优质井段占 69.2%,良好井段占 27.1%,综合评定为优质。

6 结论

(1) 塔里木盆地古近系、白垩系地层含膏、含盐,钻井过程中油气显示活跃,必须以改善二界面胶结为目的,有针对性地选择既抗盐又防窜的水泥浆体系固井。

(下转第 32 页)

钻至 3106 m 后遇到长时间钻取岩盐夹层的泥岩后起钻遇阻,发生粘钻事故,解卡剂浸泡后解卡。

分析可能是钻井液密度不足以平衡地层压力所致。采取措施:钻井液密度由 1.48 g/cm^3 提高至 1.75 g/cm^3 ,在原井浆的基础上直接使用重晶石粉加重,钻井液流变性能依然保持良好,漏斗粘度 85 s,失水量 $4 \text{ mL}/30 \text{ min}$,动切力 16 Pa。现场小型实验时加热至 $95 \text{ }^\circ\text{C}$ 没有增稠现象,高温稳定性较好。利用此钻井液流动性良好,确保了该井施工的顺利进行。

8 实践效果

该孔从 2950 m 开始取心钻进,3286 m 取心结束,取心总进尺 336 m,取出岩心 320.2 m,岩心采取率 95.3%。盐矿心采取率方面,盐矿体总厚度 205.3 m,盐矿心总长度 201.4 m,采取率达到 98.1%。

该勘探孔采取高密度饱和盐水钻井液,结合合理的钻孔结构和钻具组合,并配以适宜取心钻探工艺,成功地实施了连续岩盐取心,收到了良好的效果。

9 结语

(1)上部地层软泥岩发育,长裸眼段钻进必须加大高聚物的用量,使用好固控设备,抑制固相含量增长。

(2)深井高密度钻井液体系转化环节至关重要,提前做好配方实验,必须控制合适的固相含量,保证钻井液具有较好的热稳定性,为后期钻井施工打好基础。

(3)深井取心环节,如何提高钻井液的悬浮携带能力和润滑防卡性能是保证井眼清洁、井下安全的关键。

(4)高温高密度钻井液在后期施工中必须保证具有优良的高温稳定性,严格控制固相含量,做好防漏堵漏技术工作。

参考文献:

- [1] 靳红兵. 深部岩盐取心钻探技术[J]. 探矿工程(岩土钻掘工程),2011,38(10):10-12.
- [2] 靳红兵. 叶舞凹陷盐矿勘探 ZK0904 井埋钻事故分析及处理[J]. 探矿工程(岩土钻掘工程),2012,39(S2):242-245.
- [3] 张伟,王达,刘跃进,等. 深孔取心钻探装备的优化配置[J]. 探矿工程(岩土钻掘工程),2009,36(10):34-38,41.
- [4] 张秋冬,邢向渠,魏庆,等. 东濮凹陷盐矿普查区 ZK0403 钻孔钻探工艺[J]. 探矿工程(岩土钻掘工程),2012,39(S2):238-241.
- [5] 王建华. 油田盐膏层钻井技术[J]. 探矿工程(岩土钻掘工程),2005,32(4):47-49.
- [6] 王德承 余希才. 用于盐岩取心的钻井液及其应用[J]. 钻采工艺,1990,13(2):85-89,79.
- [7] 蔺文洁,黄志宇,张远德. 高密度饱和盐水钻井液在盐膏层钻进中的维护技术[J]. 天然气勘探与开发,2011,34(1).
- [8] 王扶志,张志强,宋小军. 地质工程钻挖工艺和技术[M]. 湖南长沙:中南大学出版社,2008.

(上接第 28 页)

(2)含盐水泥浆体系可以有效地降低固井水泥浆滤液对地层中盐的溶蚀和膏的水化,减少壁面的缝、洞,增加壁面稳定性,增加二界面胶结强度。

(3)微膨胀防窜盐水水泥浆体系以盐水为配浆基液,优选配伍性好的各种添加剂,同常规水泥浆相比可以实现稠化时间可调、API 失水量小、水泥石抗压强度高、防油气水窜效果好,提高固井质量。同时比胶乳水泥浆体系更经济有效。

参考文献:

- [1] 王改云,王英民,张雷,等. 沙雅隆起白垩系卡普沙良群层序地层与沉积模式[J]. 山东科技大学学报:自然科学版,2011,30

(5):59-65.

- [2] 牛新明,张克坚,丁士东,等. 川东北地区高压防气窜固井技术[J]. 石油钻探技术,2008,36(3):10-15.
- [3] 赵英泽,罗宇维. 双作用防气窜固井水泥浆体系的研究与应用[J]. 石油钻采工艺,2007,29(6):95-98.
- [4] 刘崇健,黄柏宗,徐同台,等. 油气井注水泥理论与应用[M]. 北京:石油工业出版社,2001.
- [5] 高元,杨广国,常连玉,等. 塔河油田桥古地区防气窜固井技术[J]. 石油钻采工艺,2013,35(6):40-43.
- [6] 孙健. 川东北海相高压气井固井技术研究与应用[D]. 山东青岛:中国石油大学,2007.
- [7] 赵德喜,李长荣,等. 超细防气窜水泥浆在华北油田潜山井的应用[J]. 钻井液与完井液,2001,18(3):24-26.
- [8] 刘群英,王野,范莉,等. 膏盐层固井水泥浆技术[J]. 钻井液与完井液,2005,22(2):59-61.