

◀ 钻井完井 ▶

doi:10. 3969/j. issn. 1001-0890. 2012. 04. 014

深水固井低温水泥外加剂的开发及应用

赵 琥, 邱 超, 宋茂林, 王清顺, 罗宇维

(中海油田服务股份有限公司油田化学研究院, 河北三河 065201)

摘 要:针对深水固井面临的低温、海底松软地层、浅层流等技术难题,采用单体复配技术开发了新型深水固井低温早强剂 PC-DA92S、PC-DA93L,采用悬浮聚合技术开发了低温降滤失剂 PC-DG72S。根据南海海域钻探的实际井况,研制出了适合现场应用的 2 种低温水泥浆,对该水泥浆在深水环境下的性能进行了评价。在南海 LH16-1-1 井的现场应用结果表明,2 种低温水泥浆体系低温早强效果良好,具有失水量小、防气窜能力良好、稠化时间易于调整、水泥浆性能稳定等优点,能够满足现场施工要求,可用于海洋深水表层套管固井。

关键词:深水固井 低温水泥 外加剂

中图分类号:TE254⁺.4 **文献标识码:**A **文章编号:**1001-0890(2012)04-0072-04

Development and Application of Additive in Deepwater Cementing

Zhao Hu, Qiu Chao, Song Maolin, Wang Qingshun, Luo Yuwei

(Oilfield Chemical Research Institute, China Oilfield Service Limited, Sanhe, Hebei, 065201, China)

Abstract: According to the technical challenges in deepwater well cementing, such as low temperature, soft seabed, shallow water flow, and etc., new types of deepwater cementing additive PC-DA92S, PC-DA93L and PC-DG72S with monomer complex technical have been developed. According to the actual well conditions in South China Sea, suitable cement slurry system for field application has been developed. Properties of this cement slurry system under deep water has been analyzed and evaluated. After being applied in Well LH16-1-1 in the South China Sea, it showed that the two cement slurry systems were characterized by early strength at low temperature, low fluid loss, good anti-gas channeling ability, ease in adjusting the thickening time, stable cement slurry system, and etc.. So, it can be used for deepwater cementing of surface casing.

Key words: deep water cementing; low temperature cement; cement additive

海洋油气资源主要分布在大陆架,约占全球海洋油气资源的 60%,其中深水、超深水域的油气资源约占 30%。低温、海底地层松软和存在浅层流是这类地层的普遍特点^[1-9]。目前的深水固井水泥浆主要以常规油井水泥和外加剂为基础,加入低温早强剂和胶凝强度促进剂改善水泥浆的早期强度和防窜性能。常规固井水泥浆在低温下的水化和硬化能力很弱,所以深水低温固井既要解决低温下稠化时间过长的问題,又要解决水泥浆稠化时间和水泥石早期强度的协调问題,对低温早强水泥浆的开发要求较高。为了提高国内深水油气井和低温油气井的固井质量,进行了深水固井外加剂的研究和应用。

1 深水低温水泥外加剂的开发

1.1 深水低温早强剂

常规 G 级油井水泥在 5℃ 以下,24 h 内几乎不

收稿日期:2011-06-16;改回日期:2012-06-22。

作者简介:赵琥(1977—),男,云南开远人,2000年毕业于西南石油学院石油工程专业,2011年获长江大学石油与天然气工程专业硕士学位,高级工程师,主要从事固井水泥添加剂方面的研究工作。

联系方式:(010)84522268, zhaohu@cosl.com.cn。

基金项目:国家科技重大专项“深水油气田开发钻完井液及固井工程配套技术研究”(编号:2008ZX05026-001-04)部分研究内容。

水化,而常规的早强剂在该温度下也达不到理想的早强效果,且绝大多数含有氯离子,对套管有很强的腐蚀性^[10-12]。为此,对 6 种单体进行复配,开发了深水低温早强剂 PC-DA92S 和 PC-DA93L。这 2 种早强剂均为无氯离子型无机物与有机物的混合物,对套管无腐蚀作用,在 3~30 ℃ 温度下具有明显的早强作用,适用于深水表层套管固井。PC-DA92S 为浅灰色粉末,密度约为 2.0 g/cm³,pH 值 7~8;PC-DA93L 为无色透明液体,密度 1.06~1.16 kg/L,pH 值 7~8。

当水灰比为 0.44 的 G 级水泥原浆中加入 1% PC-DA92S 与 1% PC-DA93L 后,水泥浆 15 ℃/12 h 抗压强度高达 5.5 MPa,比相同条件下 G 级原浆抗压强度提高了 400%;4 ℃/24 h 抗压强度高达 4.1 MPa,比相同条件下 G 级原浆抗压强度提高了 1 540%(见表 1)。可见,深水低温早强剂 PC-DA92S 和 PC-DA93L 对 G 级油井水泥具有良好的早强作用。其中 PC-DA93L 具有较好的早期促凝作用,能明显缩短稠化时间;而 PC-DA92S 具有较好的早期强度发展性能,能明显提高水泥浆强度。

表 1 水泥浆加入 PC-DA92S、PC-DA93L 前后的抗压强度

Table 1 Compressive strength in different temperature of PC-DA92S & PC-DA93L

温度/℃	配方 1		配方 2	
	12 h	24 h	12 h	24 h
4	—	0.25	1.2	4.1
8	—	0.80	1.6	6.7
15	1.10	3.10	5.5	13.0
20	0.52	5.14	10.0	16.0

注:配方 1 为 G 级油井水泥+海水;配方 2 为 G 级油井水泥+1%PC-DA92S+1%PC-DA93L+海水。

1.2 深水低温降失水剂

大多数降失水剂是高分子聚合物,对水泥具有缓凝作用,如 CMC, HEC 和 AMPS 等^[13]。但是,在深水固井条件下(10 ℃ 以下),缓凝作用会使水泥石的强度大幅降低,甚至在 24 h 无强度发展。采用悬浮聚合方式、用自由基低温引发体系,在 10~60 ℃ 温度下经过 2~10 h 聚合得到的深水低温降失水剂 PC-DG72S 为乳白色固体粉末,密度为 1.28±0.02 g/cm³,pH 值 7~8,在低温下可以控制水泥浆 API 失水量在 40 mL 以下。该降失水剂的作用机理是提高水泥浆的液相黏度、形成薄膜,降低滤饼的渗透率,但不影响水泥浆强度的发展,适用于深水表层套管固井。

从表 2 和表 3 可以得出,在低温 30 ℃ 以内的条件下,水泥浆中加入 0.3% PC-DG72S 就能满足失

水性能要求;且随着加量的增加,失水量减小,但是浆体流变性变差,所以 PC-DG72S 的加量在 0.3% 以内,就可以满足深水表层套管固井对水泥浆失水性能的要求。

表 2 深水低温降失水剂 PC-DG72S 的降失水性能

Table 2 Fluid loss control performance in different temperature of PC-DG72S

试验条件	滤失量/mL
4 ℃/6.9 MPa	16
8 ℃/6.9 MPa	16
15 ℃/6.9 MPa	20
20 ℃/6.9 MPa	24
30 ℃/6.9 MPa	32

注:水泥浆配方为 G 级油井水泥+0.3% PC-DG72S+0.2% PC-F40L+0.2% PC-H21L+海水。

表 3 不同加量的深水低温降失水剂 PC-DG72S 的降失水性能

Table 3 Fluid loss control performance in different dosage of PC-DG72S

PC-DG72S 加量, %	15 ℃, 6.9 MPa 下的失水量/mL
0	>1 000
0.3	36
0.5	28
0.75	20

注:水泥浆配方为 G 级油井水泥+PC-DG72S+0.2% PC-F40L+0.2% PC-H21L+海水。

从表 4 可以看出,在温度 10 ℃ 条件下,PC-DG72S 加量对水泥浆强度的发展基本无影响,可以用于控制深水低温条件下水泥浆的失水量。

表 4 PC-DG72S 加量对水泥石抗压强度的影响

Table 4 Affection towards the compressive strength of set cement in different dosage of PC-DG72S

PC-DG72S 加量, %	10 ℃, 21 MPa 时的抗压强度/MPa	
	12 h	24 h
0	1.7	7.0
0.30	1.9	6.9
0.50	1.9	7.1
0.75	1.6	6.7

注:水泥浆配方为 G 级油井水泥+1% PC-DA92S+1% PC-DA93L+PC-DG72S+海水。

2 深水低温水泥浆性能评价

2.1 水泥浆设计

深水固井中常以 A 级、G 级和 H 级水泥为基础,加入早强剂提高水泥石抗压强度^[13-14]。但是 API 水泥和超细油井水泥都属于硅酸盐水泥,在低温条件下

水化反应速度非常缓慢,温度低至 5℃时,硅酸三钙、硅酸二钙在 12 h 内基本无水化反应发生,且水化反应速度基本保持不变,需要添加良好的低温早强剂来调节水泥浆的整体性能。根据 LH16-1-1 井的实际井况要求,结合开发的新型深水低温外加剂,开发出了 PC-LoCEM 和 PC-LoLET 深水低温水泥浆。水泥浆主要配方为:山东 G 级水泥+漂珠 PC-P60+增强剂 PC-BT1+早强剂 PC-DA92S+早强剂 PC-DA93L+降失水剂 PC-DG72S+消泡剂 PC-X61L+分散剂 PC-DF41L+防窜增强剂 PC-GS12L+南海海水 SW。

2.2 PC-LoCEM 水泥浆及性能评价

导管一般入泥比较浅,水泥浆用量少,不需要用外掺料降低其密度,对失水量也没有严格要求,只要控制好稠化时间和流变性,且水泥石低温强度发展良好即可。经室内试验,确定基本配方为:100.00% G 级水泥+2.00% PC-DA92S+1.00% PC-DA93L+0.10% PC-X61L+45.25% SW。水泥浆密度为 1.90 kg/L,稠化时间约为 3.97 h(见图 1),12 h 和 24 h 抗压强度分别为 3.7 MPa 和 13.8 MPa, $\phi 300/\phi 200/\phi 100/\phi 6/\phi 3$ 流变性为 138/114/90/29/22。

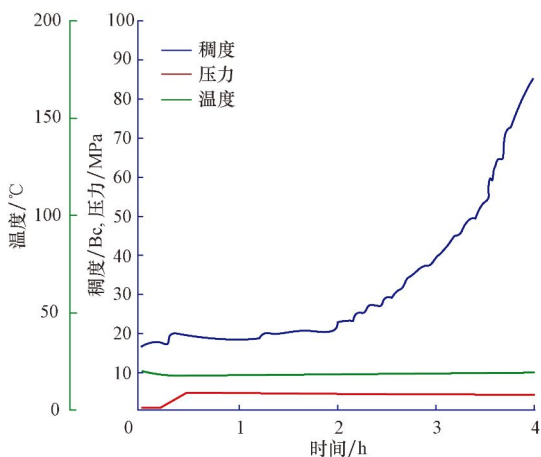


图 1 PC-LoCEM 体系稠化曲线

Fig. 1 Thickening time curve of PC-LoCEM system

水泥浆按照泥线温度养护,12 h 水泥石抗压强度达到 3.7 MPa,满足支撑套管的要求,且稠化时间满足施工要求,曲线稳定。

2.3 PC-LoLET® 水泥浆及性能评价

根据 LH16-1-1 井实际井况对水泥浆性能的要求,使用所研发的新型深水低温外加剂进行配方优化试验,得出了 $\phi 337.8$ mm 套管固井的水泥浆配方,并对水泥浆性能进行了评价。

领浆配方为 100.00% G 级水泥+71.29% SW+19.00% PC-P60+9.00% PC-BT1+0.80% PC-DA92S+0.80% PC-DA93L+0.30% PC-DG72S+3.50% PC-DF41L+0.40% PC-X66L,密度 1.50 kg/L,稠化时间约为 5.93 h(见图 2),API 失水量 18 mL,12 h 和 24 h 抗压强度分别为 3.5 和 9.6 MPa, $\phi 300/\phi 200/\phi 100/\phi 6/\phi 3$ 流变性为 138/113/86/34/30。

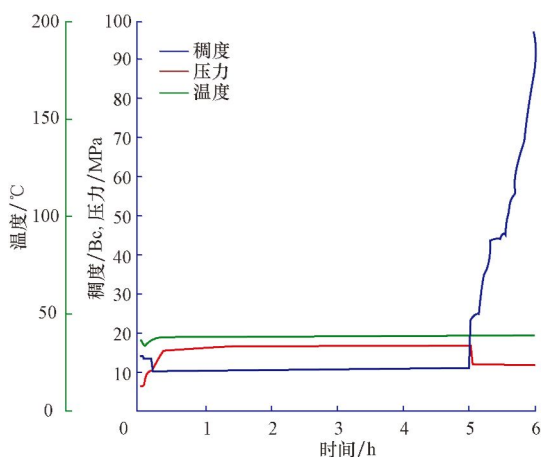


图 2 PC-LoLET 体系领浆的稠化曲线

Fig. 2 Thickening time curve of lead slurry of PC-LoLET system

尾浆配方为 100.00% G 级水泥+70.54% SW+19.00% PC-P60+9.00% PC-BT1+4.00% PC-GS12L+0.80% PC-DA92S+0.30% PC-DG72S+0.80% PC-DA93L+2.50% PC-DF41L+0.40% PC-X66L,密度 1.90 kg/L,稠化时间约为 4.53 h(见图 3),API 失水量 18 mL,12 h 和 24 h 抗压强度分别为 3.0 和 8.1 MPa, $\phi 300/\phi 200/\phi 100/\phi 6/\phi 3$ 流变性为 151/127/103/35/30。

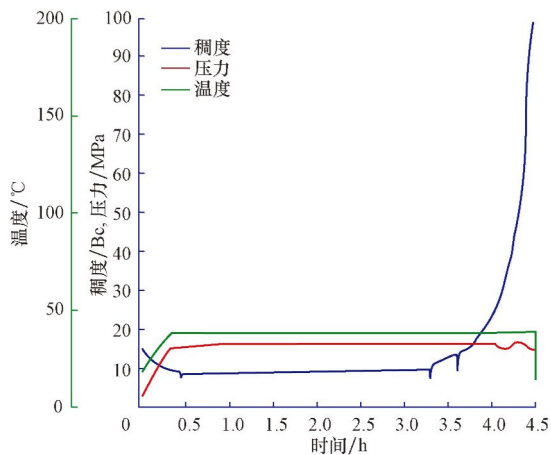


图 3 PC-LoLET 体系尾浆的稠化曲线

Fig. 3 Thickening time curve of tail slurry of PC-LoLET

由室内评价试验可以看出,领浆、尾浆综合性能较好,环境条件稍微变化时,稠化时间变化不大,对现场注水泥施工无安全隐患。领浆、尾浆 12 h 抗压强度均达到设计强度要求,且失水量小,流变性能良好。

3 现场应用

LH16-1-1 井位于珠江口盆地珠二坳陷番禺低隆起东端流花 16-1 构造,水深 372 m,邻近白云东凹陷和东沙隆起。该井采用三开井身结构:一开 $\phi 914.4$ mm 井眼, $\phi 762.0$ mm 套管下深 450.6 m,井底静止温度 12 $^{\circ}\text{C}$,循环温度 12 $^{\circ}\text{C}$;二开 $\phi 444.5$ mm 井眼, $\phi 339.7$ mm 套管下深 795 m,井底静止温度 31 $^{\circ}\text{C}$,循环温度 27 $^{\circ}\text{C}$;三开没有进行固井作业。

在 $\phi 762.0$ mm 套管固井现场施工中,根据水泥浆稠化时间和地面水泥石强度发展趋势,在固井结束 4 h 后倒开送入工具。探水泥塞面在井深 443 m 处,与设计水泥塞面相符合。钻水泥塞参数:钻压 2~18 kN,转速 80 r/min,钻井液排量 4 320 L/min,立管压力 18.0~18.5 MPa,扭矩 4 064~5 486 N·m。钻进工程中未发现水泥掉块。

完成 $\phi 339.7$ mm 套管固井作业后,候凝时间 30 h(现场连续作业,甩钻杆,下防喷器),探得水泥塞面在井深 777 m(设计在井深 785 m)处。钻水泥塞参数:钻压 1.4~29.0 kN,转速 50~60 r/min,排量 3 300~3 400 L/min,立管压力 12.0~12.5 MPa,扭矩 1 626~6 773 N·m。根据钻水泥塞情况分析胶塞在井深 785 m 处,符合设计要求。三开钻进中未发现水泥石掉块。

由此可见,新开发的深水外加剂可用于现场固井施工,水泥浆各项综合性能指标达到试验要求,很好地解决了深水表层套管的低温固井难题。

4 结 论

1) 自主研发的深水低温早强剂 PC-DA92S、PC-DA93L 在低温条件下具有良好的早强作用,且对水泥浆本身和套管不存在不利影响。

2) 自主研发的深水降失水剂 PC-DG72S,加量 0.3% 就可以满足低温条件下水泥浆的失水要求,并且对水泥浆强度的发展无不良影响。

3) 深水低温外加剂形成的深水低温固井水泥浆综合性能良好,且体系稳定,在南海 LH16-1-1 井现场应用效果良好。

参 考 文 献

References

- [1] 叶志,樊洪海,张国斌,等.深水钻井地质灾害浅层水流问题研究[J].石油钻探技术,2010,38(6):48-52.
Ye Zhi, Fan Honghai, Zhang Guobin, et al. Investigation of shallow water flow in deepwater drilling[J]. Petroleum Drilling Techniques, 2010, 38(6): 48-52.
- [2] 王清顺,张群,徐绍诚,等.海洋深水固井温度模拟技术[J].石油钻探技术,2006,34(4):67-69.
Wang Qingshun, Zhang Qun, Xu Shaocheng, et al. Temperature prediction technique for deepwater cementing operations[J]. Petroleum Drilling Techniques, 2006, 34(4): 67-69.
- [3] Ravi K, Biezen E N, Lightford S C, et al. Deepwater cementing challenges[R]. SPE 56534, 1999.
- [4] Armstrong L J, Jean P, Puz G. Deepwater development environmental issues and challenges[R]. SPE 73873, 2002.
- [5] Rae P, Gino Di Lullo. Lightweight cement formulations for deep water cementing: fact and fiction[R]. SPE 91002, 2004.
- [6] Boncan G. Methods and compositions for use in cementing in cold environments: US, 6626243[P]. 2003-09-30.
- [7] Watson P, Kolstad E, Borstmayer R, et al. An innovative approach to development drilling in deepwater gulf of Mexico [R]. SPE/IADC 79809, 2003.
- [8] Jenkins R W, Schmidt D A, Stokes D, et al. Drilling the first ultra deepwater wells offshore Malaysia[R]. SPE/IADC 79807, 2003.
- [9] Luiz A S R, Junqueira P, Roque J L. Overcoming deep and ultra deepwater drilling challenges[R]. OTC 15233, 2003.
- [10] Bannerman M, Calvert J, Griffin T. New API practices for isolating potential flow zones during drilling and cementing operations[R]. SPE 97168, 2005.
- [11] Baireddy R R, Ronald J C, Bryan K W. Early-enhanced strength cement compositions and methods: US, 6478868[P]. 2002-11-12.
- [12] 许明标,曾晶,唐海雄,等.适于海洋深水固井的零稠化转化时间低温水泥浆体系研究[J].石油天然气学报,2007,29(3):104-107.
Xu Mingbiao, Zeng Jing, Tang Haixiong, et al. Research on cement slurry for deep water cementing operation in zero thickening transit ion period at low temper ature[J]. Journal of Oil and Gas Technology, 2007, 29(3): 104-107.
- [13] 王晓亮,许明标,王清顺,等.深水表层固井硅酸盐水泥浆体系研究[J].石油钻探技术,2010,38(6):11-14.
Wang Xiaoliang, Xu Mingbiao, Wang Qingshun, et al. Research on G-class portland cementing slurry in surface casing in deep water[J]. Petroleum Drilling Techniques, 2010, 38(6): 11-14.
- [14] 刘崇建,黄柏宗.油气井注水泥浆理论与应用[M].北京:石油工业出版社,2001:62-64.
Liu Chongjian, Huang Baizong. Oil and gas wells pumping slurry theory and application[M]. Beijing: Petroleum Industry Press, 2001: 62-64.