

天然气水合物钻探低温低密度水泥浆体系优选试验

顾军, 陶雷, 干品, 庄思远
(中国地质大学(武汉)资源学院, 湖北武汉430074)

摘要:针对天然气水合物钻探对固井水泥浆的特殊要求,经过大量试验,优选出一种新型低温低密度水泥浆体系:100% G级油井水泥+15%漂珠+10%~15%微硅+8%超细矿渣+1%消泡剂+0.5%降失水剂+2.5%分散剂+2%硅烷偶联剂+5.6%~6%偏硅酸钠+8%~8.5%氯化钙+0.3%三乙醇胺+1%氯化钠(水固比0.7)。该水泥浆体系在低温条件下的密度、稠化时间、抗压强度、流变性和泌水量均可满足天然气水合物钻探固井要求。

关键词:天然气水合物;低温;低密度;水泥浆;固井

中图分类号:P634.6 **文献标识码:**A **文章编号:**1672-7428(2018)01-0024-04

Optimization Test of Low-temperature and Low-density Cementing Slurry System for Natural Gas Hydrate Drilling/GU Jun, TAO Lei, GAN Pin, ZHUANG Si-yuan (Faculty of Earth Resource, China University of Geosciences, Wuhan Hubei 430074, China)

Abstract: In view of the special requirements for cementing slurry in natural gas hydrate drilling, a new low-temperature and low-density cementing slurry formula was obtained with a number of experiments, the composition is 100% class-G oil well cement + 15% floating beads + 10%~15% micro silicon + 8% superfine slag + 1% defoaming agent + 0.5% fluid loss additive + 2.5% dispersant + 2% silane coupling agent + 5.6%~6% sodium metasilicate anhydrous + 8%~8.5% calcium chloride + 0.3% triethanolamine + 1% sodium chloride with 70% water-solid ratio. The slurry system can meet the cementing requirements of natural gas hydrate drilling in density, thickening time, compressive strength, rheology and bleeding at low temperature.

Key words: natural gas hydrate; low temperature; low density; cementing slurry; well cementation

0 引言

天然气水合物地层通常具有“两低”(地层温度低、孔隙压力低)特点,如青海木里地区DK-1井内含水合物地层的实测温度为0.3~2℃,孔隙压力为3.5~3.6 MPa^[1-2]。同时,因天然气水合物地层裂隙较为发育且胶结性能较差,且固井水泥浆凝固过程中的放热(5.5~22.2℃^[3-4])将对近井壁地层的水合物稳定性产生不利影响^[5-10]。因此,天然气水合物地层固井水泥浆有3个问题急需解决:(1)预防水泥浆放热对天然气水合物的分解;(2)提高低温条件下水泥石强度;(3)防止水泥浆向天然气水合物地层的漏失。天然气水合物钻探用低热水泥浆已有较多研究和实践^[5-7],但低温条件下高强低密水泥浆体系有待进一步研究。本文试图通过室内试验优选出一种适用于天然气水合物钻探的性能优良的低温低密度水泥浆体系,为天然气水合物资源的高效勘探开发提供技术支撑。

1 试验材料与仪器

1.1 试验材料

嘉华API G级油井水泥、漂珠、微硅、氯化钙、氯化钠、硅酸钠、三乙醇胺、硅烷偶联剂、矿渣、降失水剂、分散剂和消泡剂。

在前人研究的基础上^[5-7],经过前期试验,确定的低密度水泥浆体系基础配方为:100% API G级油井水泥+15%漂珠+10%~15%微硅+0~8%超细矿渣+1%消泡剂+0.45%~0.5%降失水剂+0~3%分散剂+1%~2%硅烷偶联剂+60%~80%自来水。

1.2 试验仪器

电子秤、精密电子天平、瓦楞恒速搅拌器、ZNN-D6型六速旋转粘度计、ZNB型密度计、ZNS型钻井液滤失量测试仪、常压稠化仪、不锈钢电热恒温水浴锅、抗压强度模具和电子万能试验机。

1.3 试验条件与方法

收稿日期:2017-06-23;修回日期:2017-11-29

基金项目:国家重大科技专项子课题“低品位油气储层水平井固井完整性评价与控制新技术”(编号:2017ZX05009003-003)

作者简介:顾军,男,汉族,1966年生,教授,博士生导师,博士,从事钻探水泥浆化学与固井完井理论研究,湖北省武汉市洪山区鲁磨路388号, gujun2199@126.com。

1.3.1 试验条件

油井水泥浆密度测试条件为常温常压;水泥浆稠化性能、泌水量和流变性试验条件为常压 $\times 25$ $^{\circ}\text{C}$;抗压强度试验条件:常压,温度分别为0、25、35和45 $^{\circ}\text{C}$,养护时间分别为24、48和72 h,养护方式为浴养。

1.3.2 试验方法

油井水泥浆制备方法、密度测试方法、稠化时间试验方法、泌水量试验方法、流变性试验方法和抗压强度试验方法按美国API规范10A进行^[11]。

1.4 水泥浆性能要求

密度为1.45~1.55 g/cm^3 ,70 Bc稠化时间为120~150 min,流变性为 $n=0.4\sim 0.6$ 和 $K\leq 3\text{ Pa}\cdot\text{s}^n$,API泌水量 $\leq 100\text{ mL}$,24 h抗压强度 $\geq 3.0\text{ MPa}$ 。

2 试验结果与讨论

2.1 水固比和添加剂优选

2.1.1 水固比的优选

通过对水固比0.6、0.7和0.8进行了稠化试验和抗压强度试验,结果表明:当水固比为0.6时,水泥浆初始稠度过高,配制过程非常困难,即流动性太差;当水固比为0.8时,水泥浆稠化时间和流动性虽满足要求,且氯化钙加量也增大到8%,但其24 h抗压强度仅为1 MPa;当水固比为0.7时,水泥浆稠化时间和流动性满足要求,且氯化钙加量虽仅为7%,但其24 h抗压强度达到3.2 MPa,满足试验要求。因此,水固比确定为0.7。

2.1.2 微硅加量的优选

研究表明,添加15%~25%微硅的低密度水泥具有良好的抗气窜性能^[12-13]。优选试验采用控制变量法,保持其它添加剂加量不变,仅改变微硅的加量,通过抗压强度试验来得到合适的微硅加量。试验结果表明,微硅加量在10%~15%范围内,水泥石抗压强度变化不大,仅差0.3 MPa。因此,微硅加量确定为10%~15%。

2.1.3 矿渣加量的优选

试验保持其它添加剂加量基本不变,仅改变矿渣的加量,通过抗压强度试验来得到合适的矿渣加量。试验结果表明,当矿渣加量分别为0和8%时,水泥石抗压强度均为1.8 MPa,即矿渣加量对水泥石抗压强度的影响不大,但矿渣趋于降低水泥浆的密度。因此,矿渣的加量确定为8%。经测定,矿渣

的加量为8%,水泥浆密度为1.47 g/cm^3 ,满足试验要求。

2.1.4 促凝剂优选

2.1.4.1 氯化钙+偏硅酸钠复合加量优选

试验中,水固比为0.7,漂珠加量为10%,微硅加量为10%,分散剂加量为3%,消泡剂加量为1%,降失水剂加量为0.45%~0.5%。试验结果见表1。

表1 氯化钙+偏硅酸钠复合加量试验结果

配方编号	矿渣/%	硅烷偶联剂/%	偏硅酸钠/%	氯化钙/%	缓凝剂/%	25 $^{\circ}\text{C}\times 24\text{ h}$ 抗压强度/MPa
1	17	1.0	0.8	0.50	0.0	24 h未凝固
2	17	1.0	2.0	2.00	0.0	72 h,强度低,未测
3	8	1.0	2.0	5.50	0.0	24 h,强度低,未测
4	8	1.0	2.0	8.50	0.0	1
5	8	1.0	2.0	10.00	0.0	4.56,先期凝固
6	8	1.0	2.0	10.00	0.2	6.4,先期凝固
7	8	1.0	2.0	10.00	0.4	先期凝固,未测
8	8	1.0	8.5	9.20	0.0	先期凝固,未测
9	8	1.0	6.0	9.30	0.3	先期凝固,未测
10	8	1.0	6.0	8.95	0.0	先期凝固,未测
11	8	6.0	1.0	8.50	0.0	2.6
12	8	8.5	1.0	8.50	0.0	未凝固

从表1可以看出,配方1和12未凝固(24 h),配方2和3虽凝固(24 h)但强度极低,配方11稠化时间和抗压强度分别为657 min(图1)和2.6 MPa,其它配方均发生先期凝固。因此,氯化钙和偏硅酸钠的加量选择宜合理,少了水泥浆无法正常凝固,多了会导致水泥浆发生先期凝固,即氯化钙的加量选为8.5%左右,偏硅酸钠的加量选为5.6%~6%。

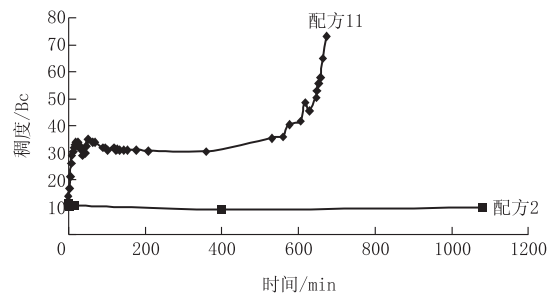


图1 配方2与配方11的稠化时间曲线

2.1.4.2 氯化钙+偏硅酸钠+三乙醇胺复合加量优选

试验中,水固比为0.7,漂珠加量为15%,微硅加量为10%,矿渣加量为8%,降失水剂加量为0.45%~0.5%,分散剂加量为3%,硅烷偶联剂加量为1%,消泡剂加量为1%。试验结果见表2,三

乙醇胺加量与水泥石抗压强度的关系见图2。

表2 氯化钙+偏硅酸钠+三乙醇胺加量试验结果

配方编号	偏硅酸钠/%	氯化钙/%	三乙醇胺/%	25℃×24h 抗压强度/MPa
1	6	8.5	0.800	无强度
2	6	8.5	0.600	2.00
3	6	8.5	0.500	2.00
4	6	8.5	0.400	2.25
5	8	8.0	0.425	2.10
6	6	8.5	0.300	3.00
7	6	8.5	0.200	2.25
8	6	8.5	0.100	2.52

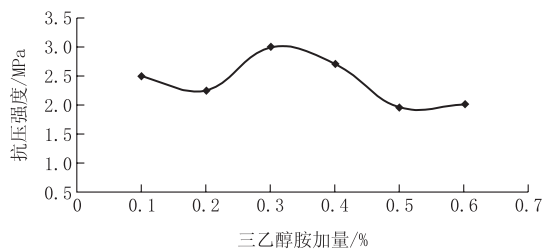


图2 抗压强度与三乙醇胺加量的关系

从表2可以看出,氯化钙、偏硅酸钠、三乙醇胺三者配合使用,效果较好,水泥石抗压强度均达到了较高水平。由图2还可看出,三乙醇胺的加量为3%时,25℃下养护24h的水泥石抗压强度达到了3MPa,基本达到了要求。

2.1.4.3 氯化钙+偏硅酸钠+三乙醇胺+氯化钠复合加量优选

试验中,水固比为0.7,漂珠加量为15%,微硅加量为15%,矿渣加量为8%,降失水剂加量为0.45%~0.5%,分散剂加量为2.5%,硅烷偶联剂加量为2%,消泡剂加量为1%。试验结果见表3。可以看出,氯化钙8%、偏硅酸钠5.6%、三乙醇胺0.3%、氯化钠1%的组合配方,水泥石抗压强度试验效果较好。

表3 氯化钙+偏硅酸钠+三乙醇胺+氯化钠加量试验结果

配方编号	偏硅酸钠/%	氯化钙/%	氯化钠/%	三乙醇胺/%	25℃×24h 抗压强度/MPa
1	5.6	8.5	2	0.3	4.00
2	5.6	8.0	2	0.3	3.85
3	5.6	7.5	2	0.3	强度极低,无法测试
4	5.6	7.0	2	0.3	强度极低,无法测试
5	5.6	8.0	1	0.3	4.00

2.1.5 分散剂加量的优选

试验水泥浆配方为:100% API G 级油井水泥+15%漂珠+15%微硅+8%超细矿渣+1%消泡剂+

0.45%~0.5%降失水剂+2.5%硅烷偶联剂+8%氯化钙+5.6%偏硅酸钠+0.3%三乙醇胺+1%氯化钠+70%自来水。在此基础上分别加入2.5%、2.6%和2.8%的分散剂,在25℃下养护24h的抗压强度分别为4.3、5.1和3MPa。可以看出,分散剂加量为2.5%较合适。

2.2 水泥浆性能评价

综上所述研究结果,选择水泥浆配方为100% API G 级油井水泥+15%漂珠+15%微硅+8%超细矿渣+1%消泡剂+0.45%~0.5%降失水剂+2.5%分散剂+2.5%硅烷偶联剂+8%氯化钙+5.6%偏硅酸钠+0.3%三乙醇胺+1%氯化钠+70%自来水,以进行该水泥浆体系的各项性能评价。

2.2.1 水泥浆密度

测得该水泥浆的密度为1.53 g/cm³,符合要求。

2.2.2 稠化时间

稠化时间试验结果见图3。可以看出,水泥浆稠度达到70 Bc的时间是122 min,满足要求。

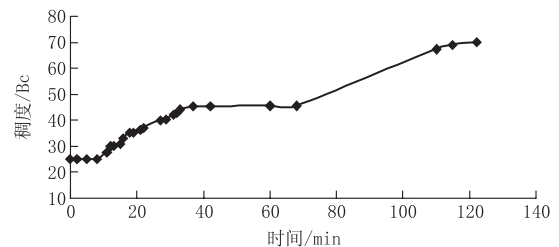


图3 常压稠化时间

2.2.3 流变性

试验结果:600 r/min 为121,300 r/min 为88,200 r/min 为57,100 r/min 为42,6 r/min 为34,3 r/min 为34。经过计算可得, $n = 0.45$, $K = 2.56 \text{ Pa} \cdot \text{s}^n$,符合要求。

2.2.4 泌水量

水泥浆 API 泌水量测试结果为72 mL,符合要求。

2.2.5 水泥石抗压强度

水泥石抗压强度测试结果见图4和图5。可以看出,温度越高,抗压强度越大,养护时间越长,抗压强度越大。

3 结论

(1)微硅的加入使水泥浆的稳定性大幅提高,也有利于提高水泥石的抗压强度,但加入过多也会

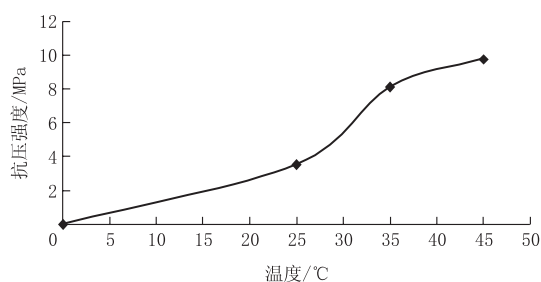


图4 抗压强度与养护温度的关系

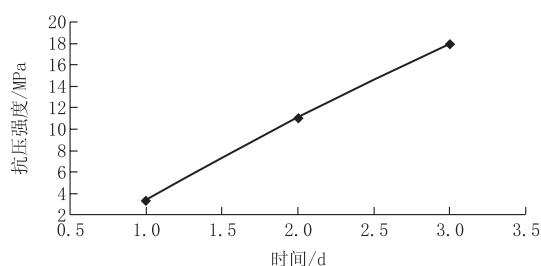


图5 抗压强度与养护时间的关系

增大水泥浆的稠度,因此微硅加量 20% ~ 15% 较为合适。

(2) 矿渣对水泥石的抗压强度影响不大,但矿渣会降低水泥浆密度,因此矿渣加量宜定为 8%。

(3) 氯化钙加量 8% ~ 8.5%, 偏硅酸钠加量 5.6% ~ 6%, 氯化钠加量 1%, 三乙醇胺加量 0.3%, 效果最佳。

(4) 随着分散剂加量的增大,水泥浆稠化时间延长,水泥石抗压强度降低,因此分散剂加量为 2.5% 较为合适。

(5) 优选出的低温低密度水泥体系为 100% G 级油井水泥 + 15% 漂珠 + 10% ~ 15% 微硅 + 8% 超细矿渣 + 1% 消泡剂 + 0.5% 降失水剂 + 2.5% 分散

剂 + 2% 硅烷偶联剂 + 5.6% ~ 6% 偏硅酸钠 + 8% ~ 8.5% 氯化钙 + 0.3% 三乙醇胺 + 1% 氯化钠(水固比为 0.7),其各项性能均可满足天然气水合物钻探固井要求。

参考文献:

- [1] 祝有海,张永勤,文怀军,等. 祁连山冻土区天然气水合物科学钻探工程概况[J]. 地质通报,2011,30(12):1816-1822.
- [2] 王平康,祝有海,卢振权,等. 祁连山冻土区天然气水合物成藏体系中自生黄铁矿地球化学特征与成因探讨[J]. 中国科学:地球科学,2014,44(6):1283-1297.
- [3] 徐惠峰. 钻井技术手册(固井)[M]. 北京:石油工业出版社,1990.
- [4] 刘崇建,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] 齐志刚. 低温低水化热固井水泥浆体系研究[D]. 山东东营:中国石油大学(华东),2009.
- [6] 许明标,黄守国,王晓亮,等. 深水固井水泥浆的水化放热研究[J]. 石油天然气学报(江汉石油学院学报),2010,32(6):112-115,126.
- [7] 许明标,王晓亮,周建良,等. 天然气水合物层固井低热水泥浆研究[J]. 石油天然气学报(江汉石油学院学报),2014,36(11):134-139.
- [8] 宋广喜,雷怀玉,王柏苍,等. 国内外天然气水合物发展现状与思考[J]. 国际石油经济,2013,19(11):69-76.
- [9] 白玉湖,李清平,周建良,等. 天然气水合物对深水钻采的潜在风险及对应性措施[J]. 石油钻探技术,2009,37(3):17-21.
- [10] 田群山,张永海,吴天师,等. 南祁连冻土层固井技术研究与应用[J]. 探矿工程(岩土钻掘工程),2012,24(9):1-3.
- [11] API Specification 10A—2002, Specifications for Cementing and Materials for Well Cementing[S].
- [12] 顾军,王学良. 微硅水泥特性研究[J]. 油田化学,1997,14(2):115-118,126.
- [13] 顾军. 矿场固井技术[M]. 北京:石油工业出版社,1997.