

深水油气井浅层固井水泥浆性能研究

屈建省¹ 席方柱² 谭文礼² 熊钰丹²

(1. 中国石油海洋工程有限公司,北京 100176;2. 天津中油渤海星工程科技有限公司,天津 300451)

摘要:针对深水油气井浅层固井存在的逆向温度场,对水泥浆在低温下的稠化时间、抗压强度和流变性能进行了分析,结果显示:在低温下水泥浆的稠化时间明显延长,抗压强度发展缓慢,流变性能变差。因此,针对深水固井试验中温度模拟方法与陆地固井的不同,介绍了深水固井循环温度和静止温度的确定方法,设计了可以用来测试深水固井水泥浆性能的稠化试验装置及静胶凝试验装置。同时设计了不同密度的深水固井水泥浆配方,并对其性能进行了测试,结果表明,所设计的不同密度深水固井水泥浆,在低温条件下早期强度发展快(4 MPa/16h),流变性好,防气窜能力强,沉降稳定性能好,能满足深水表层套管固井的需要。

关键词:深水钻井;浅层固井;水泥浆性能;实验室试验

中图分类号:TE256+.7 文献标识码:A 文章编号:1001-0890(2011)02-0022-05

Study on Shallow Formation Cement Slurry Performance in Deepwater Drilling

Qu Jiansheng¹ Xi Fangzhu² Tan Wenli² Xiong Yudan²

(1. Offshore Engineering Co. Ltd., CNPC, Beijing, 100176, China; 2. Tianjin Bo-Xing Engineering Science and Technology Co. Ltd., CNPC, Tianjin, 300451, China)

Abstract: For the problem of reverse temperature gradient in shallow formation cementing for deepwater drilling, the thickening time, compressive strength, and rheology of cement slurry at low temperature were analyzed. The results indicate that an obvious long thickening time, a slow development of compressive strength and a poor rheology were observed at low temperature. Since the temperature simulation method in deep water cementing experiment is different with that of onshore, this paper presents the method for predicting bottomhole circulating temperature (BHCT) and bottomhole static temperature (BHST). Test equipment to measure the performance of deepwater slurry thickening and static gel test equipment were designed. The deep-water slurry formula with different densities was developed, and the performance was tested. The test results indicate that the cement slurry has a rapid compressive strength development at 4 °C (4 MPa/16 h), a good rheology, anti-gas migration ability and no sedimentation. The cement slurry can meet the requirement for cementing the upper casing string in deepwater wells.

Key words: deepwater drilling; shallow zone cementing; cement slurry property; laboratory testing

深水固井与陆地固井有所不同,海水的温度随着水深的增加有一降低过程^[1],深水固井还有温度低、破裂压力低^[2]、破裂压力与孔隙压力当量密度窗口窄^[3]、浅层水流或气流等^[4-5]难点。深水固井水泥浆应当满足以下几个要求^[6]:1)密度低;2)强度发展快;3)过渡时间短;4)固井后水泥环完整;5)长期封隔。因此,需要采用一种新的试验方法测试深水固

收稿日期:2011-02-09;改回日期:2011-02-14

基金项目:国家高技术研究发展计划(“863”计划)课题“深水钻井关键技术”(编号:2006AA09A106)资助

作者简介:屈建省(1959—),男,1989年毕业于石油大学(北京)研究生部油气田开发工程专业,获硕士学位,教授级高级工程师,主要从事固井工程方面的研究工作。

联系方式:(010)67886095,qujs_cpo@cnpc.com.cn

井水泥浆性能。为此,笔者介绍了一种测试深水固井水泥浆性能的试验方法,并设计了不同密度的深水固井水泥浆,采用该方法测试了其性能,结果表明,所设计的不同密度水泥浆可满足深水表层套管固井的需要。

1 试验方法的建立

深水固井水泥浆试验包括稠化时间、抗压强度和流变性测试。与陆地不同,由于海水的温度是随着水深的增加而降低的,因此,API的标准方法不适用于计算深水表层固井的井底静止温度(BHST)和井底循环温度(BHCT)。

1.1 稠化时间测试^[7]

稠化时间表征水泥浆的可泵时间,应当满足现场注水泥的需要,使水泥浆能够顶替至预定层位。温度对稠化时间的影响很大,温度降低2~3℃稠化时间可能延长几十分钟,可能会严重影响深水固井施工的安全及后续作业。因此,进行室内试验时应尽可能模拟水泥浆在井下顶替期间所经过的时间、所承受的压力和所处环境的温度,以保证固井施工的安全。测试水泥浆稠化时间的温度程序应建立在计算或实测基础上。

1.2 抗压强度测试^[8-9]

模拟过程对抗压强度的影响也很大,不同试验温度下抗压强度的发展有很大的差别,温度降低,抗压强度发展缓慢,当温度由10℃降至5℃时,常规水泥浆所形成水泥石的抗压强度达到3.5 MPa的时间由20 h延长至48 h。BHST是决定抗压强度发展的主要因素,因此在测试水泥石的抗压强度时,养护过程应尽可能反映顶替后的实际温度和压力情况,可采用非破坏性声波法和破坏性试验等方法测试。

1.3 温度对流变性能的影响

表1为一水泥浆在不同温度下的流变性数据。由表1可知,当温度由20℃降至5℃时,水泥浆的流变读数上升明显,塑性黏度增大,使水泥浆顶替摩阻增大,对于表层疏松地层,更容易导致漏失发生,因此,应当根据现场温度设计水泥浆配方,改善水泥浆的流变性能。

表1 温度对水泥浆流变性的影响

Table 1 Temperature effect on cement slurry rheology

温度/℃	$\phi 300/\phi 200/\phi 100/\phi 6/\phi 3$	塑性黏度/Pa·s	动切力/Pa
40	119.0/76.0/43.0/2.5/2.0	0.114	2.555
20	134.0/95.0/51.0/4.5/3.0	0.125	4.854
10	151.0/107.0/53.0/12.0/7.0	0.147	2.044
5	162.0/113.0/55.0/17.0/10.0	0.159	0.766

1.4 井底循环温度与静止温度

测试水泥浆稠化时间、流变性和游离液时的温度要与井底循环温度相同。API在大量油田数据统计的基础上,提出了BHCT、井深和温度梯度之间的数值关系和计算方法^[10],但是这种关系是建立在油田数据统计基础上的,只能应用在特定的区域,不适用于普遍的深水领域。现在深水BHCT能够利用数值模拟器进行计算:国外的一些能源服务公司(如Halliburton, Schlumberger)和国内的中国石油大学提出采用数值模拟法^[11]计算BHCT,并建立了数学模型,编制了数值模拟器。由于建立数学模型时综合考虑了水深、隔水管尺寸、海流、泥线温度、海面温度、井底静止温度、套管直径、钻杆直径、裸眼直径和总井深,所以利用数值模拟器计算出的BHCT比API方法更准确^[7-9]。因此,笔者推荐在进行试验设计时,采用数值模拟器计算的结果,并根据钻井过程的实测数据进行复核调整。某一深水井井深1 930 m,水深1 167 m,未下隔水管,海水流速为0,泥线温度3.3℃,海水表面温度24.5℃,井底静止温度35℃,套管尺寸508.0 mm,井眼尺寸660.4 mm,钻杆尺寸127.0 mm^[10]。采用Schlumberger公司的数值模拟器计算了该井表层固井时注水泥及水泥候凝过程中的温度分布,结果见图1和图2。

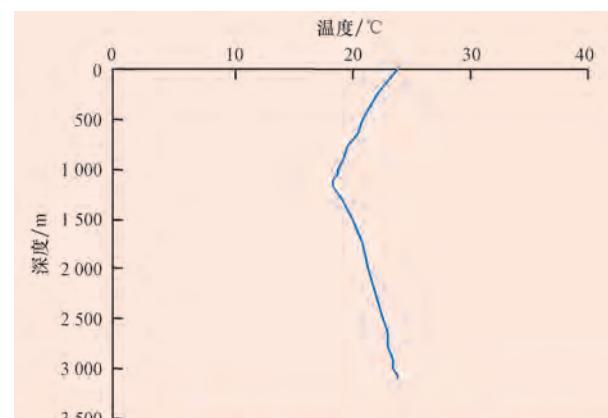


图1 注水泥时钻柱内温度分布
Fig.1 Temperature distribution of drilling string during cementing

一般按照图1进行稠化时间试验,按照图2进行强度发展试验。

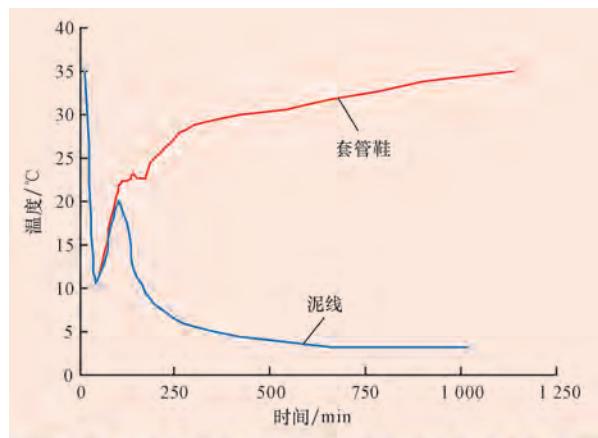


图2 注水泥及候凝过程中套管鞋和泥线的温度变化
Fig.2 Casing shoe and mud line temperature variation during cementing and waiting of cement

1.5 试验设备

根据文献调研及模拟计算结果来看,深水井表层套管固井时的循环温度及静止温度一般低于10℃,而目前的水泥浆试验装备无法满足深水固井水泥浆

低温试验的要求。为此,高温高压稠化仪外接温控装置,以控制釜体温度模拟深水固井时的温度场变化,并通过压力控制器模拟固井时的压力变化,进行深水固井水泥浆的稠化试验,从而调整水泥浆稠化时间以满足工程要求,保证施工的有效性和安全性。

对超声波强度分析仪进行了低温改造,设计了外接温控装置,其工作温度为4~35℃。采用静胶凝强度测试仪检测水泥浆候凝过程中的抗压强度和静胶凝强度发展状况。

2 深水表层固井水泥浆性能测试

利用建立的试验方法测试深水表层固井水泥浆的性能。水泥浆的材料为:低温早强水泥DWC-2,低密度减轻材料0.7 kg/L空心微珠(PZ),低密度增强材料DZW,缓凝剂DWR-1,早强剂DWZ-1,分散剂DWD-1,降失水剂DWF,消泡剂G603。用这些材料配制了密度为1.2、1.4、1.5和1.7 kg/L的水泥浆(其组成见表2),并测试了其稠化时间、强度发展情况、流变性、稳定性、静胶凝强度发展等性能。

表2 不同密度水泥浆的组成

Table 2 Composition of cement slurry with different density

密度/kg·L ⁻¹	DZW/g	PZ/g	DWD-1/g	DWF/g	DWZ-1/g	水/g	DWC-2/g	G603/g
1.2	30	70	1	4.0	3	100	100	0.1
1.4	25	35	1	4.0	3	74	100	0.1
1.5	25	25	1	4.0	3	70	100	0.1
1.7	20	5	1	3.5	3	57	100	0.1

2.1 稠化时间

测试了不同密度水泥浆在不同温度下的稠化时间,结果见表3~6。

表3 1.7 kg/L水泥浆在不同温度下的稠化时间

Table 3 Thickening time of cement slurry(1.7 kg/L) at different temperature

缓凝剂加量, %	稠化时间/min		
	30 ℃	20 ℃	10 ℃
0.4			107
0.8	122	101	158
1.2	136	173	238
1.5	166	312	336
2.0	234		

由表3~6可以看出,在不同温度下,密度为1.2~1.7 kg/L的水泥浆可以通过改变缓凝剂加量来改变其稠化时间,以满足不同现场注水泥的要求。

表4 1.5 kg/L水泥浆在不同温度下的稠化时间

Table 4 Thickening time of cement slurry(1.5 kg/L) at different temperature

缓凝剂加量, %	稠化时间/min		
	30 ℃	20 ℃	10 ℃
0.5			160
1.0	90	101	224
1.5	96	167	321
2.0	192	228	403
2.5	256	325	

表5 1.4 kg/L水泥浆在不同温度下的稠化时间

Table 5 Thickening time of cement slurry(1.4 kg/L) at different temperature

缓凝剂加量, %	稠化时间/min		
	30 ℃	20 ℃	10 ℃
0.6			170
0.8			203
1.2			287
1.6	113	183	408
2.0	167	227	
2.5	249	284	

表 6 1.2 kg/L 的水泥浆在不同温度下的稠化时间

Table 6 Thickening time of cement slurry(1.2 kg/L) at different temperature

缓凝剂加量, %	稠化时间/min		
	30 °C	20 °C	10 °C
0.5			198
1.0		152	264
1.5	134	213	302
2.0	165	308	420
3.0	258	>420	

2.2 水泥浆强度

测试了不同密度水泥浆所形成水泥石在4 °C条件下,养护16 h后的抗压强度,结果见图3。

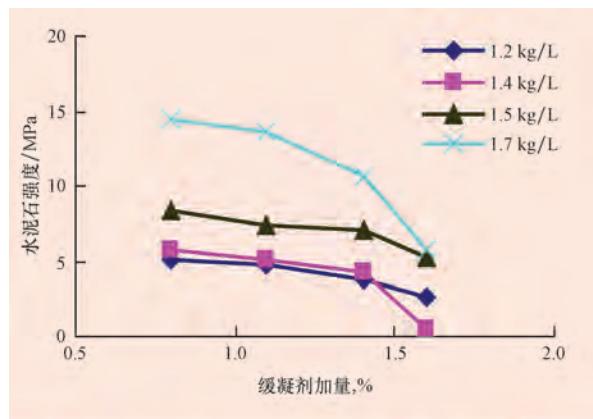


图3 不同缓凝剂加量对强度发展的影响(4 °C)

Fig.3 The effect of amount of retarder on cement compressive strength development(4 °C)

从图3可看出,当缓凝剂加量由0.8%增至1.6%时,不同密度水泥浆所形成水泥石养护16 h后的抗压强度都呈现不同程度的下降,这说明增大缓凝剂加量会影响水泥石的早期强度。

为保证水泥环在低温下长期封固,测试了不同密度水泥浆所形成水泥石在10 °C下的强度发展情况,结果见图4。从图4可以看出,在10 °C温度下,不同密度水泥浆所形成水泥石的强度能保持长期稳定,维持水泥环的封隔及支撑功能。

2.3 水泥浆流变性

测试了不同密度水泥浆在20 °C下的流变性,同时测试了密度为1.5 kg/L的水泥浆在不同温度下的流变性能,结果见表7和表8。

从表7可以看出,不同密度水泥浆在20 °C温度下的流变性能较好。

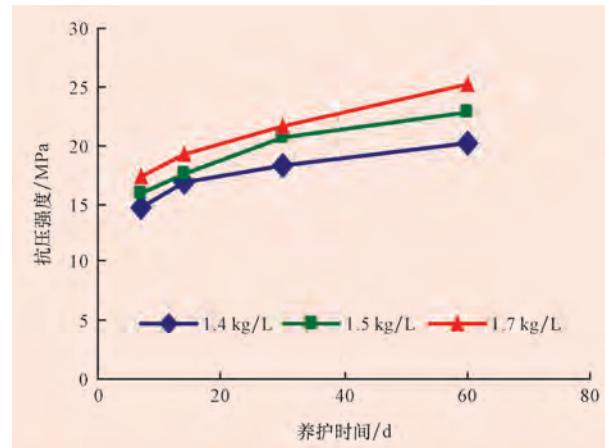


图4 不同密度水泥浆所形成水泥石的强度发展曲线(10 °C)

Fig.4 Cement compressive strength development with different density(10 °C)

表 7 不同密度水泥浆的流变性能(20 °C)

Table 7 Cement slurry rheology with different density(20 °C)

密度/ kg·L ⁻¹	φ300	φ200	φ100	φ6	φ3	塑性黏度/ Pa·s	动切力/ Pa
1.2	134	92	51	10	8	0.125	4.85
1.4	105	74	44	6	5	0.092	6.90
1.5	125	80	50	11	9	0.113	6.38

表 8 温度对水泥浆流变性能的影响(1.5 kg/L)

Table 8 Temperature effect on cement slurry rheology(1.5 kg/L)

温度/°C	φ300	φ200	φ100	φ6	φ3
20	125	80	50	11	9
10	136	86	52	12	10
5	140	91	58	13	10

从表8可以看出,随着温度降低,水泥颗粒间粘聚力增大,但在低温条件下水泥浆仍然能够保持较好的流变性。

2.4 水泥浆的沉降稳定性

采用BP国际股份有限公司Sunbury研究中心制定的测试水泥浆稳定性的试验方法,测定了不同密度水泥浆在4 °C下的沉降稳定性,结果见表9。

从表9可以看出,不同密度水泥浆所形成水泥石的上下密度差低于0.05 kg/L,表明水泥浆的沉降稳定性良好。

表 9 不同密度水泥浆稳定性试验结果
Table 9 Stability test results of different density cement slurry

序号	水泥石密度/kg·L ⁻¹			
	1.2 kg/L ^①	1.4 kg/L ^①	1.5 kg/L ^①	1.7 kg/L ^①
1	1.185	1.376	1.496	1.692
2	1.182	1.38	1.485	1.690
3	1.183	1.375	1.500	1.691
4	1.186	1.370	1.503	1.692
5	1.193	1.391	1.506	1.697
6	1.192	1.382	1.510	1.690
7	1.201	1.403	1.511	1.703
8	1.196	1.395	1.516	1.702

注:①为水泥浆的密度。

2.5 水泥浆的静胶凝强度

深水低温水泥浆的静胶凝强度发展趋势如图 5 所示。从图 5 可以看出,深水低温水泥浆具有很好的静胶凝强度发展速度,过渡时间仅为 15 min,表明水泥浆一旦从液态向固态转变,其静胶凝强度发展迅速,这种发展速度减少了气体进入水泥基体的时间,表明该水泥浆具有较好的防窜性。

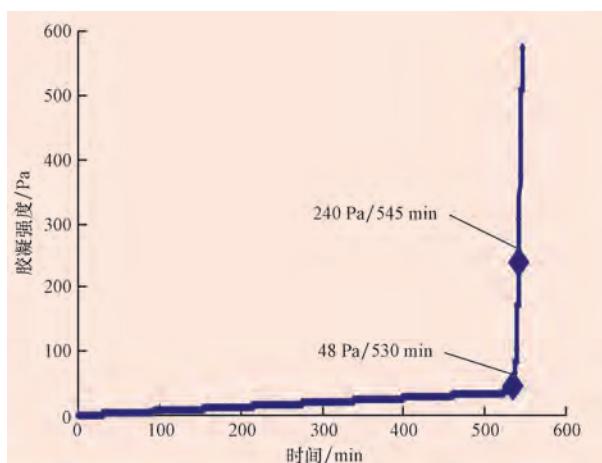


图 5 15℃下低温水泥浆胶凝强度发展曲线(1.5 kg/L)
Fig.5 Gel strength development of cement slurry(1.5 kg/L) at 15℃

3 结 论

1) 温度降低会延缓水泥浆的强度发展、延长稠化时间,使水泥浆流变读数变大,影响水泥浆设计,因此在进行深水水泥浆试验时,应尽可能地模拟现场的注水泥过程条件,以获取合理的水泥浆设计。

2) 井底循环温度(BHCT)应当采用基于实际操作参数和流体物性的数值模拟器进行计算或进行现场实测数据。根据深水固井温度低的特点,设计并制造了适用于深水固井水泥浆性能的稠化试验装置和静胶凝测试装置,用来测试深水固井水泥浆的性能。

3) 利用设计制造的测试装置,测试了深水表层固井水泥浆的性能,结果表明,所设计的不同密度深水表层固井水泥浆在低温条件下早期强度高,防窜能力强,沉降稳定性好,稠化时间可调,可满足深水表层套管固井的需求。

参 考 文 献

- 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.
- Simmons E L, Rau W E. Predicting deepwater fracture pressure:a proposal[R]. SPE 18025, 1988.
- Griffith J, Faul R. Cementing the conductor casing annulus in an over pressured water formation[R]. OTC 8304, 1997.
- Alberty M W, Hafle M E, Mingle J C, et al. Mechanisms of shallow waterflows and drilling practices for intervention[R]. SPE 56868, 1999.
- Pelletier J H, Ostermeier R M, Winker C D. Shallow water flow sands in the deepwater Gulf of Mexico:some recent shell experience:proceedings International Forum on Shallow Water Flows, League City, Texas, October 6-9, 1999[C].
- Biezen E, Ravi K. Designing effective zonal isolation for high-pressure/high-temperature and low temperature wells [R]. SPE/IADC 57583, 1999.
- Romero J, Touboul E. Temperature prediction for deepwater wells:a field validated methodology[R]. SPE 49056, 1998.
- Romero J, Loizzo M. The importance of hydration heat on cement strength development for deep water wells[R]. SPE 62894, 2000.
- API RP 10B-2 Recommended practice for testing well cement [S].
- Calvert D G, Griffin T J. Determination of temperatures for cementing in wells drilled in deep water[R]. SPE 39315, 1998.
- 高永海,孙宝江,王志远,等.深水钻探井筒温度场的计算与分析[J].中国石油大学学报:自然科学版,2008,32(2):58-62.
Gao Yonghai, Sun Baojiang, Wang Zhiyuan et al. Calculation and analysis of wellbore temperature field in deepwater drilling[J]. Journal of China University of Petroleum, Edition of Natural Science, 2008, 32(2): 58-62.