

封固海相易漏层的抗高压低密水泥浆体系研究

穆海朋^{1,2,3} 马开华³ 丁士东³

(1. 中国石化石油勘探开发研究院,北京 100083;2. 中国石油大学(北京)石油工程学院,北京 昌平 102249;3. 中国石化石油工程技术研究院,北京 100101)

摘 要:针对海相地层固井过程中易漏的问题,结合海相地层井身结构分析和常用漂珠低密度水泥浆体系高压下密度稳定性分析,得到了海相地层固井漏失发生的原因。在此基础之上,引入高压能力的 HGS 空心玻璃微珠,以颗粒级配理论为指导设计了高压下密度稳定、适用于海相易漏层固井的低密度水泥浆体系。理论分析和大量的试验表明:海相地层固井易漏的主要原因是,海相地层多属深井超深井,井下压力高,而常用漂珠低密度水泥浆体系在井下高压作用下密度会升高,从而使浆体液柱压力增大压漏地层;引进 HGS 微珠得到的低密度水泥浆体系,密度在 1.20~1.45 kg/L 之间可调,兼具浆体性能稳定、直角稠化并且浆体密度在高压下稳定等特点,更适用于海相地层固井。

关键词:海相地层;易漏地层;低密度水泥浆;颗粒级配;空心玻璃微珠

中图分类号:TE256⁺.1 **文献标识码:**A **文章编号:**1001-0890(2011)01-0056-05

Research on Low Density Cement Slurry for Cementing Marine Thief Zone

Mu Haipeng^{1,2,3} Ma Kaihua³ Ding Shidong³

(1. *Petroleum Exploration and Production Research Institute, Sinopec, Beijing, 100083, China;*
2. *College of Petroleum Engineering, China University of Petroleum (Beijing), Changping, Beijing, 102249, China;*
3. *Sinopec Research Institute of Petroleum Engineering, Beijing, 100101, China*)

Abstract: In order to solve lost circulation during cementing marine sediment formation, the reason for lost circulation during cementing marine sediment formation was obtained by analyzing casing program in marine formation and by analyzing the stability of low-density cement slurry with hollow glass beads at high pressure. Based on this, HGS hollow glass beads with high-pressure capability were introduced, and the low-density cement slurry system was formulated using the theory of particle size distribution. Lot of theoretical analysis and experiments show that the main reasons of lost circulation in cementing are deep well depth, high downhole pressure and log pressure capacity of low density fluid. All these increase the density of the low density slurry under high downhole pressure, so the increased hydraulic pressure causes the lost circulation. By introducing HGS hollow glass beads, the density of the cement slurry can be adjusted from 1.20 to 1.45 kg/L. This slurry has good stability, right-angle setting and stability under high pressure which are suitable for cementing in marine formation.

Key words: marine formation; thief formation; light weight cement slurry; particle size distribution; hollow glass beads

川东北地区的油气勘探开发主要集中在普光、河坝、毛坝、清溪和元坝等区块,并相继发现了普光、毛坝、清溪等大型海相油气田。这些以白云岩、灰岩为主的海相地层,不论是钻进过程还是固井过程中往往都伴随着严重的漏失问题^[1-2]。川东北地区上部陆相地层上沙溪庙组、自流井组、须家河组地层较厚,砂岩、泥岩互层频繁,地层倾角大,裂缝发育

收稿日期:2010-07-28;**改回日期:**2010-11-30

基金项目:国家科技重大专项“海相碳酸盐岩固井完井技术研究”(编号:2008ZX05005-006-04)部分研究内容

作者简介:穆海朋(1981—),男,山东东明人,2002年毕业于石油大学(华东)石油工程专业,2009年获中国石油大学(华东)油气井工程专业博士学位,在站博士后,主要从事固井工艺技术研究工作。

联系方式:(010)84988258, muhp@sripec.cn

断层交错,极易发生井塌、井漏;特别是三叠系嘉陵江组缝洞发育,地层压力较低,发生井漏的概率更大^[3-6]。塔河地区的漏失主要发生在长裸眼段的二叠系地层^[7-12]。

这些海相地层本身固然易漏,但是利用已经设计好的低密度水泥浆体系固井为什么还会发生井漏呢?笔者从分析海相地层井身结构以及常用低密度水泥浆体系密度随压力的变化规律入手,对海相地层固井易漏的原因进行了分析,并引入高强度 HGS 空心玻璃微珠,将其作为密度减轻剂进行了抗高压低密度水泥浆体系研究。

1 海相地层固井过程易漏的原因

1.1 海相地层钻探的井身结构分析

表 1 为属于海相地层的中国石化川东北元坝地区和塔河地区的井身结构情况。从表 1 可以看出,川东北元坝地区设计井深为 6 000~7 000 m,塔河地区设计井深也在 6 000 m 以上,均属于超深井。若不考虑其他影响因素,可以计算水泥浆在井底的静液柱压力。比如水泥浆密度 1.4 kg/L,井深 6 000 m,则水泥浆在井底的静液柱压力 $p = \rho gh = 84 \text{ MPa}$;

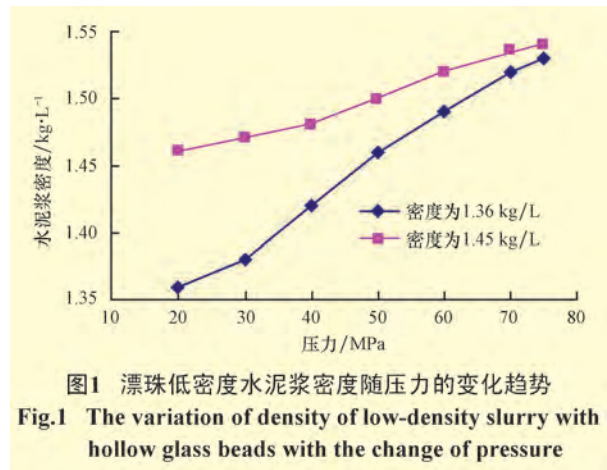
表 1 川东北和塔河地区海相地层井身结构		
Table 1 Casing program in marine formation of the Northeast Area of Sichuan and Tahe Area		
开次	川东北地区	塔河地区
一开	φ444.5 mm 钻头×φ339.7 mm 套管×2 000 m	φ444.5 mm 钻头×φ339.7 mm 套管×500 m
二开	φ311.1 mm 钻头×φ273.1 mm 套管×4 500 m	φ311.1 mm 钻头×φ244.5 mm 套管×4 000 m
三开	φ241.3 mm 钻头×φ193.7 mm 套管×6 500 m	φ215.9 mm 钻头×φ177.8 mm 套管×5 700 m
四开	φ165.1 mm 钻头×φ146.1 mm 套管×设计井深	φ149.2 mm 钻头×φ127.0 mm 套管×6 000 m

如果水泥浆密度 1.5 kg/L,井深为 6 000 m,则水泥浆在井底的静液柱压力 $p = \rho gh = 90 \text{ MPa}$ 。

通过静液柱压力计算可知:密度为 1.4~1.5 kg/L 的低密度水泥浆在 6 000 m 深的井下就可以产生 84~90 MPa 的高压。那么,目前常用的低密度水泥浆体系能否承受如此高的压力呢?

1.2 常用漂珠低密度水泥浆高压下密度稳定性分析

图 1 为实验室得到的漂珠低密度水泥浆密度随压力的变化趋势。



从图 1 可以看出:1)随着井下压力的升高,水泥浆的密度随之增大;而且密度越低的水泥浆其密度升高的幅度越大;2)当井下压力小于 30 MPa 时,水

泥浆密度随压力升高而升高的幅度较小,每 10 MPa 最大增幅只有 0.01 kg/L;3)当井下压力超过 30 MPa 后,水泥浆密度随压力升高的幅度较大,每 10 MPa 最大增幅达到 0.04 kg/L。

试验结果表明,常用的漂珠类低密度水泥浆体系不适用于低压易漏并且多属于深井、超深井的海相地层的固井施工。漂珠在井下压力作用下破碎之后,使低密水泥浆体系密度上升的同时,也增加了该体系的黏度,从而使泵压升高,这就进一步增加了井漏的风险^[13-14]。

因此,海相地层固井过程中易漏的原因,除海相地层本身易漏外,另一个重要方面是常用漂珠低密度水泥浆体系在井下高压环境下的实际密度要高于设计密度,从而压漏地层。

2 抗高压低密度水泥浆体系的设计

2.1 密度减轻材料的选择

常用漂珠低密度体系承压能力差的主要原因是,使用的密度减轻材料漂珠本身为煤燃烧的副产品,粒径大小不一,形状不规则,所含成分也不一致,造成了其承压能力差。3M 公司的 HGS 系列中空玻璃微珠是工厂生产的产品^[15-16],具有更好的粒径分布和强度,表 2 为该系列产品的性能。

表 2 3M 中空玻璃微珠 HGS 系列产品性能
Table 2 Product performance of 3M HGS series

型号	抗压强度/MPa	真实密度/kg·L ⁻¹	粒径分布/μm			
			10% ^①	50%	90%	最大
HGS2000	13.8	0.32	20	40	75	80
HGS3000	20.7	0.35	18	40	75	85
HGS4000	27.6	0.38	15	40	75	85
HGS5000	37.9	0.38	16	40	75	85
HGS6000	41.3	0.46	15	40	70	80
HGS10000	68.9	0.60	15	30	55	65
HGS18000	124.0	0.60	11	30	50	60

注：①指某粒径中空玻璃微珠所占体积分数，其他同。

从表 2 可以看出：1)HGS2000~HGS6000 系列产品的粒径有 50% 小于 40 μm，有 90% 小于 75 μm，最大粒径为 80~85 μm；HGS10000、HGS18000 型产品粒径均有 50% 小于 30 μm，HGS10000 型产品粒径有 90% 小于 55 μm，HGS18000 型产品粒径有 90% 小于 50 μm，两者的最大粒径分别为 65、60 μm；由此可知，HGS 系列产品具有非常好的粒度分布；2)对比这几种产品的粒径、密度和强度等指标可以发现，粒径越小、密度越大的产品，其抗压强度越大，也就具有更高的承压能力。

并且有研究表明^[15-17]，该系列空心玻璃微珠为小粒径的完美球体，易混合，易泵送；不可压缩，可以方便准确地进行测井工作；有极高的强度密度比，在井下作业时不会破碎；有相当高的密闭率，水不能进入球体，因此可以使密度保持恒定；呈化学惰性，不会与水泥浆中的其他添加剂发生反应，从而几乎可以和所有的固井水泥浆体系兼容；微珠的各向应力一致，可以减小水泥在固化后的收缩；内部有少许气体存在，因此有很好的保温作用，这样就可以加快水泥的水化速度，从而减少候凝时间，并且使水泥在短时间内就有较高的强度。

鉴于海相地层为深井超深井，固井段长并且井底水泥浆产生的液柱压力高，因此选择粒径更小、抗压强度更大的 HGS18000 系列作为密度减轻剂。

2.2 水泥浆体系的颗粒级配设计

HGS18000 系列微珠最大粒径 60 μm，90% 的粒径在 50 μm 之内；微硅颗粒粒度小，微硅的颗粒粒径绝大部分为 0.02~0.50 μm，平均粒度为 0.1~0.2 μm，可以充填于水泥和微珠之间的空隙之中。

微硅不但可以充填在水泥和微珠之间的空隙

中，降低渗透率；其本身具有较大的比表面积，吸水性强且可以减小水泥浆的自由水含量，从而可以有效改善水泥浆的稳定性^[18-20]。表 3 为水泥、HGS 微珠、微硅的堆积基本参数。

表 3 材料的堆积基本参数
Table 3 Basic parameter of cementing material

材料	绝对密度/kg·L ⁻¹	堆积密度/kg·L ⁻¹	充填率
水泥	3.2	1.760	0.550
HGS 微珠	0.6	0.324	0.540
微硅	2.5	0.253	0.101

注：充填率为材料的堆积密度除以绝对密度。

从表 3 可以看出：尽管微硅的绝对密度为 2.5 kg/L，但由于粒径非常小，比表面积非常大，因此堆积密度非常小（只有 0.253 kg/L）；微硅的充填率非常低，从而单纯用微硅堆积得到的材料孔隙度会非常低。因此三者相互混合后，由于微硅的颗粒直径非常小，因此可以认为微硅颗粒完全充填于水泥和微珠颗粒之间。

在此基础上，进一步结合流变性、沉降稳定性等试验，得到了不同密度的抗高压低密度水泥浆体系配方。

3 低密度水泥浆体系的性能评价

水泥浆体系主要性能评价采用 API 油井水泥浆体系测试方法，但是目前 API 还没有低密度水泥浆体系抗高压性能的评价方法。为此，笔者从低密度水泥浆体系耐高压能力的本质出发，建立了低密度水泥浆体系耐高压性能评价方法，进而对低密度水泥浆体系的耐高压性能进行了评价。

3.1 耐高压性能评价

试验步骤:1)配好所需要测定的低密度水泥浆体系,利用密度秤测定浆体的密度;2)将配好的低密度水泥浆体系装入高温高压稠化仪的浆杯中,按照测定水泥浆稠化时间的方法进行试验,将压力稳定

在所要测定的压力上;3)稳压 90 min 后,拆卸试验浆杯,将水泥浆体系倒入密度秤再次进行密度测定。

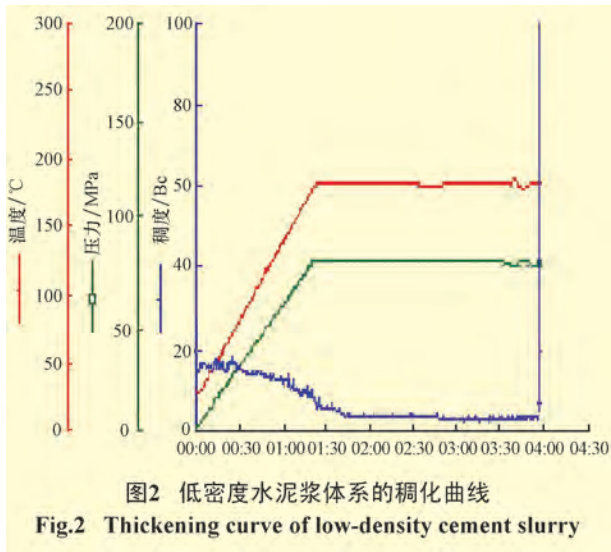
3.2 综合性能评价

表 4 为 HGS 微珠-微硅低密度水泥浆性能。图 2 为低密度水泥浆体系的稠化曲线。

表 4 HGS 微珠-微硅低密度水泥浆性能
Table 4 Performance of low-density cement slurry with HGS silicon beads

配方	密度/ kg · L ⁻¹	流变性能	析水/mL	上下密度差/ kg · L ⁻¹	温度/℃	API 失水/ mL	稠化时间/ min	24 h 强度/ MPa	承压 100 MPa 后 的密度/kg · L ⁻¹
1	1.20	145/83/57/30/3/2	0	0.020	150	36	491	14.7	1.23
2	1.25	265/155/110/57/5/4	0	0.015	160	40	302	18.9	1.27
3	1.30	243/142/104/58/4/3	0	0.010	160	41	365	21.2	1.32
4	1.35	265/139/96/49/5/2	0	0.015	180	42	346	23	1.36
5	1.45	243/142/104/58/4/3	0	0.010	180	45	236	25.2	1.46

注:配方 1 为嘉华 G 级水泥+45.0% HGS 微珠+50.0%硅粉+25.0%微硅+5.0%DC600+2.8% DH100+60.0%水;配方 2 为嘉华 G 级水泥+45.0% HGS 微珠+50.0%硅粉+20.0%微硅+5.0% DC600+1.0% DH100+58.0%水;配方 3 为嘉华 G 级水泥+35.0% HGS 微珠+50.0%硅粉+20.0%微硅+4.5% DC600+1.0% DH100+60.0%水;配方 4 为嘉华 G 级水泥+30.0% HGS 微珠+50.0%硅粉+15.0%微硅+4.0% DC600+1.0% DH100+55.0%水;配方 5 为嘉华 G 级水泥+20.0% HGS 微珠+50.0%硅粉+15.0%微硅+4.0% DC600+1.0% DH100+47.0%水。



在高压下密度较稳定。

4 结论及建议

1) 通过对海相地层井身结构分析以及常用低密度水泥浆高压下密度稳定性评价可知,海相地层固井过程中发生井漏的主要原因是,海相地层多属深井超深井,井下压力高,而常用漂珠低密度水泥浆体系在井下高压下密度升高从而压漏地层。

2) 相对于工业副产品漂珠来说,国外 3M 公司生产的 HGS 玻璃微珠具有更好的粒径分布和强度,并且最新的产品 HGS18000 承压强度更是高达 124 MPa。

3) 利用 HGS 高性能微珠得到了密度为 1.20~1.45 kg/L 的低密度水泥浆体系,该水泥浆体系具有性能稳定、直角稠化并且密度在高压下稳定等特点,更加适用于深井易漏的海相地层的固井施工。

4) 目前使用的 HGS 微珠来自国外进口,成本非常高,国内还没有同类产品,因此建议国内相关研究单位加大对高强度空心玻璃微珠的研发力度。

从表 4 和图 2 可以看出:1)HGS 微珠-微硅低密度水泥浆体系在高温下具有良好的流变性能;2)该水泥浆体系的 API 失水均小于 50 mL,并且无析水;3)该体系具有较优的早期强度,养护 24 h 的抗压强度不低于 14.7 MPa;4)利用颗粒级配原理对各种外参料的加量及粒径进行了优化,浆体无微珠悬浮和沉淀出现,上下密度差不大于 0.03 kg/L,沉降稳定性好;5)该水泥浆体系的稠化曲线具有较优的直角稠化特性,说明该水泥浆具有较优的防气窜性能;6)通过水泥浆压力测试可以得出,该水泥浆在承受 100 MPa 压力后,密度会略有上升,说明该水泥浆

参 考 文 献

[1] 徐同台,刘玉杰,申威,等. 钻井工程防漏堵漏技术[M]. 北京:石油工业出版社,1998:76-88.

- Xu Tongtai, Liu Yujie, Shen Wei, et al. Techniques for preventing and plugging lost circulation in drilling engineering[M]. Beijing: Petroleum Industry Press, 1998: 76-88.
- [2] 沈忠厚. 现代钻井技术发展趋势[J]. 石油勘探与开发, 2005, 32(1): 89-91.
- Shen Zhonghou. Development trend of the modern drilling technology[J]. Petroleum Exploration and Development, 2005, 32(1): 89-91.
- [3] 刘四海, 崔庆东, 李卫国. 川东北地区井漏特点及承压堵漏技术难点与对策[J]. 石油钻探技术, 2008, 36(3): 20-23.
- Liu Sihai, Cui Qingdong, Li Weiguo. Circulation loss characteristics and challenges and measures to plug under pressure in Northeast Sichuan Area[J]. Petroleum Drilling Techniques, 2008, 36(3): 20-23.
- [4] 郑有成, 李向碧, 邓传光, 等. 川东北地区恶性井漏处理技术探索[J]. 天然气工业, 2003, 23(6): 84-85.
- Zheng Youcheng, Li Xiangbi, Deng Chuanguang, et al. Techniques of treating seriously lost circulations in Northeast Sichuan[J]. Natural Gas Industry, 2003, 23(6): 84-85.
- [5] 王维斌, 马廷虎, 邓团. 川东宣汉-开江地区恶性井漏特征及地质因素[J]. 天然气工业, 2005, 25(2): 90-92.
- Wang Weibin, Ma Tinghu, Deng Tuan. Characteristics and geological factors of vicious lost circulation in Xuanhan-Kaijiang Area of East Sichuan[J]. Natural Gas Industry, 2005, 25(2): 90-92.
- [6] 何龙. 川东北地区优快钻井配套技术[J]. 钻采工艺, 2008, 31(4): 23-26.
- He Long. Application of the optimum drilling technique in the Northeast Area of Sichuan[J]. Drilling & Production Technology, 2008, 31(4): 23-26.
- [7] 杨子超, 郭春华, 王琳. 塔河油田 TK4-3-1 井特大漏失堵漏技术[J]. 石油钻探技术, 2004, 32(1): 63-65.
- Yang Zichao, Guo Chunhua, Wang Lin. Plugging techniques for total loss in Well TK4-3-1 in Tahe Oilfield[J]. Petroleum Drilling Techniques, 2004, 32(1): 63-65.
- [8] 王向东. 短回接尾管固井技术在补救固井中的应用[J]. 石油钻探技术, 2003, 31(2): 62-63.
- Wang Xiangdong. Application of short liner cementing technique in remedial cementing jobs[J]. Petroleum Drilling Techniques, 2003, 31(2): 62-63.
- [9] 邓洪军. 塔河油田碳酸盐岩储层放空漏失现象的研究与应用[J]. 中外能源, 2007, 12(5): 47-52.
- Deng Hongjun. Study and application of blowing off the drop-out phenomenon in carbonate rock reservoir of Tahe Oilfield[J]. Sino-global Energy, 2007, 12(5): 47-52.
- [10] 马学军, 李宗杰. 塔河油田碳酸盐岩缝洞型储层精细成像技术[J]. 石油与天然气地质, 2008, 29(6): 764-768.
- Ma Xuejun, Li Zongjie. Fine seismic imaging technology for fractured-vuggy carbonate reservoirs in the Tahe Oilfield[J]. Oil & Gas Geology, 2008, 29(6): 764-768.
- [11] 李梦刚, 楚广川, 张涛, 等. 塔河油田优快钻井技术实践与认识[J]. 石油钻探技术, 2008, 36(4): 18-21.
- Li Menggang, Chu Guangchuan, Zhang Tao, et al. Application of optimum drilling techniques in Tahe Oilfield[J]. Petroleum Drilling Techniques, 2008, 36(4): 18-21.
- [12] 黄贤杰, 董耘. 高效失水堵漏剂在塔河油田二叠系的应用[J]. 西南石油大学学报: 自然科学版, 2008, 30(4): 159-162.
- Huang Xianjie, Dong Yun. The application of the highly effective lost circulation additive in the Permian in Tahe Oilfield[J]. Journal of Southwest Petroleum University: Science & Technology Edition, 2008, 30(4): 159-162.
- [13] 韩卫华. 漂珠对低密度水泥浆密度的影响[J]. 钻井液与完井液, 2004, 21(5): 56-57.
- Han Weihua. Influence of microsphere on the density of light-weight cement slurry[J]. Drilling Fluid & Completion Fluid, 2004, 21(5): 56-57.
- [14] 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: 65-68.
- Liu Chongjian, Huang Bozong, Xu Tongtai, et al. Theory and application of cementing in oil and gas well[M]. Beijing: Petroleum Industry Press, 2001: 65-68.
- [15] Fred Sabins. 降低固井水泥浆密度的新技术[J]. 钻井液与完井液, 2006, 23(4): 47-49.
- Fred Sabins. A novel technology for lightening slurry weight[J]. Drilling Fluid & Completion Fluid, 2006, 23(4): 47-49.
- [16] Al-Yami A S, Nasr-El-Din H A, Al-Arfaj M K, et al. Long-term evaluation of low-density cement, based on hollow glass microspheres, aids in providing effective zonal isolation in HP/HT wells; laboratory studies and field applications[R]. SPE 113138, 2008.
- [17] 罗杨, 陈大钧, 许桂莉, 等. 高强度超低密度水泥浆体系实验研究[J]. 石油钻探技术, 2009, 37(5): 66-71.
- Luo Yang, Chen Dajun, Xu Guili, et al. Lab experiment on high-intensity ultra-low-density cement slurry[J]. Petroleum Drilling Techniques, 2009, 37(5): 66-71.
- [18] Kulakofsky D, Parades J L, Morales J M. Ultralightweight cementing technology sets world's record for liner cementing with a 5.4 lb/gal slurry density[R]. SPE 98124, 2006.
- [19] 黄柏宗. 紧密堆积理论的微观机理及模型设计[J]. 石油钻探技术, 2007, 35(1): 5-12.
- Huang Bozong. Microscopic mechanisms and model design of close packing theory[J]. Petroleum Drilling Techniques, 2007, 35(1): 5-12.
- [20] 周仕明. 优质高强低密度水泥浆体系的设计与应用[J]. 钻井液与完井液, 2004, 21(6): 33-36.
- Zhou Shiming. Design and application of premium cement slurry system with high strength and low density[J]. Drilling Fluid & Completion Fluid, 2004, 21(6): 33-36.