

◀钻井完井▶

doi:10.3969/j.issn.1001-0890.2012.02.006

温度和压力对井内流体密度的影响

罗宇维,朱江林,李东,方国伟,凌伟汉

(中海油田服务股份有限公司油田化学事业部,河北三河 065201)

摘要:高温高压深井的安全压力窗口窄,井筒内不同深度之间的流体温差和压差大,且井内流体受到地层加热膨胀和液柱压力压缩造成密度变化,因而容易因入井流体初始密度选择不当造成压力失稳。利用自主研制的高温高压流体密度变化测量仪,进行了温度和压力对淡水、隔离液、水泥浆和矿物白油密度的影响试验,得到了相应的关系曲线;筛选出了适合固井水泥浆温度、压力变化的密度模型——Dodson-Standing 模型;通过 Drillbench 软件,分别计算了入井初始密度 1.2 和 2.0 kg/L 水基钻井液和油基钻井液,在井下不同地温梯度下的当量静态密度,得到了 4 幅对应图版,该图版可为高温高压深井的钻井液和固井液密度设计提供参考。试验结果表明,对于井深为 5 000 m、井底静态温度为 270 °C 的井,入井初始密度 1.2 kg/L 水基钻井液的密度可降低 5.58%,油基钻井液的密度可降低 6.41%。

关键词:温度 压力 钻井液 水泥浆 密度 当量静态密度

中图分类号:TE254⁺.1; TE256⁺.7 **文献标识码:**A **文章编号:**1001-0890(2012)02-0030-05

The Impact of Temperature & Pressure on Borehole Fluids Density

Luo Yuwei, Zhu Jianglin, Li Dong, Fang Guowei, Ling Weihan

(Oilfield Chemicals Department of China Oilfield Services Ltd., Sanhe, Hebei, 065201, China)

Abstract: The safety pressure window is narrow in deep well with HPHT conditions, the differential pressure and differential temperature at different depth of wellbore are very huge; at the same time, the density of the fluid in the well would change when expanding due to formation heat and pressure of fluid column; therefore the improper selection of initial density of in-well fluid would lead to pressure instability. With independently developed HTHP fluid density measuring apparatus, the experiment was conducted to test the influence of temperature and pressure on fresh water, spacer fluid, water mud and mineral oil density and relevant curves were obtained; the proper density model for temperature and pressure change in well cementation was selected—Dodson-Standing Model; With Drillbench software, the water-based and oil-based drilling fluid with initial in-well density of 1.2 kg/L and 2.0 kg/L was calculated, four corresponding curves, including static equivalent density variation curve were acquired under different geo-thermal gradient. These curves could serve as reference to the density design of drilling fluid and cement slurry for deep wells under HTHP conditions. The experiment results indicated that, in the wells deeper than 5000 m with BHST higher than 270 °C, the density of water-based fluid could be decreased by 5.58% and that of oil-based fluid decreased by 6.41%, compared with the in-well density of 1.2 g/L.

Key words: temperature; pressure; drilling fluid; cement slurry; density; equivalent static density

高温高压环境下,钻井液和水泥浆密度不是常数,而是随温度和压力的变化而发生变化^[1-3]。针对窄压力窗口的高温高压井面临的防喷、防漏问题,预测井下工作液的真实密度是钻井、固井设计和施工中的关键问题。

关于钻井液密度在高温高压下的变化规律,国

收稿日期:2010-11-19;改回日期:2012-02-20。

作者简介:罗宇维(1963—),广东梅州人,1984 年毕业于广东石油学校轮机管理专业,2008 年获长江大学石油与天然气工程专业工程硕士学位,油田化学事业部总工程师,高级工程师,主要从事石油固井方面的科研及管理工作。

联系方式:(010)84523314,Luoyw@cosl.com.cn。

内外学者已经提出了许多模式。K. Adamson 等人^[4]特别提到了高温高压对钻井液密度的影响,认为这种影响足以使高温高压井出现井眼稳定问题; I. M. Kutasov^[5]提出了决定井下钻井液密度的经验模型,并回归了模型中的经验系数; E. J. Peters 等人^[6]根据预测钻井液密度的成分模型,计算了钻井液密度对井下压力的影响; N. P. Kemp 等人^[7]则提出了纯盐水和混合盐水的密度模型; W. C. McMordie Jr 等人^[8]研究了温度和压力对水基和柴油基钻井液密度的影响; L. L. Hoberock 等人^[9]则根据物质平衡原理,提出了水基和柴油基钻井液密度的成分预测模型,即所谓的“复合模型”,但使用起来较为复杂,需要对钻井液的不同成分(水、油、固相等)分别进行试验,掌握其规律,然后才能应用,因此该模型的使用受到了一定的限制; D. R. Babu^[10]在钻井液密度的经验模型基础上,计算了钻井液密度变化对静态压力的影响,但所推导的公式存在明显的问题; 国内汪海阁等^[11]提出了钻井液密度的“经验模型”,但未区分油、水基的影响,也没对模型进行试验验证。总之,国内外学者针对油基和水基钻井液已经建立了多种密度模型,但未见固井水泥浆的模型。因此,笔者拟设计出可以测量特定温度和压力下井内流体密度的仪器,并通过试验找出适用于钻井液和水泥浆的密度模型。

1 试验仪器、原理及方法

1.1 试验仪器

为研究高温高压环境下井底流体的密度变化,设计了一套高温高压流体密度变化测量仪,其主体结构如图 1 所示。该仪器主要由釜体装置、温度控制系统和压力控制系统 3 大部分构成。

高温高压流体密度变化测量仪的釜体装置主要

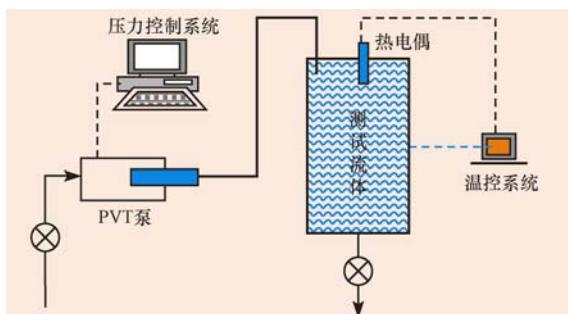


图 1 高温高压流体密度变化测量仪基本结构

Fig. 1 Sketch of measuring apparatus for HTHP fluid density

用来放置被测试的流体试样,用来提供一个密闭、抗高温高压的环境。为减少高温或高压下釜体自身产生体积膨胀和收缩的影响,釜体选用低膨胀系数的钢材制作,釜体壁厚 2.5 cm(釜体材料线性膨胀量为 8×10^{-6} m/(m·°C),即使温度升高 200 °C,体积增加量也可以忽略不计)。

温度控制系统主要由 7040 型温控器及温度传感器两部分组成,依据试验方案设定不同的升温时间和目标温度,达到模拟井下环境温度的要求。

压力控制系统主要由 PVT 泵、数据采集系统组成,PVT 泵通过活塞位移准确控制釜体压力,数据采集系统准确计量给定压力下推动活塞位移的流体体积变化量。

1.2 试验原理

釜体内的试验流体受温度和压力的变化影响,体积发生变化,推动 PVT 柱塞产生位移,计算机控制系统通过位移传感器计算出流出或流进釜体内的体积。此时,釜体内的流体质量发生变化,但容积大小未变(该釜体容积为 250 mL),从而可计算出特定温度和压力下的流体密度大小。计算公式为:

$$\rho_1 = \frac{\rho_0 V_0}{V_0 + \Delta V} \quad (1)$$

式中: ρ_0 为流体地面初始密度,kg/L; V_0 为釜体容积,mL; ρ_1 为流体井下密度,kg/L; ΔV 为流入或流出釜体的流体体积,mL。

1.3 试验方法

1) 试验流体入釜。如果测试的是水泥浆或加重钻井液,釜体顶部需加少量水。

2) 如图 2 所示,通过温控系统,像做水泥浆抗压强度的试验规程那样,设置不同测试温度点的温控方案,每到一个测试温度均恒温 30 min 以上,如

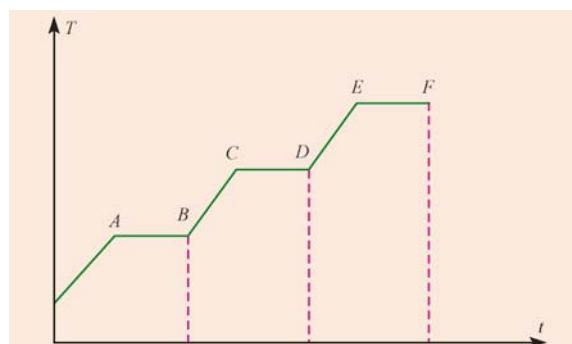


图 2 试验温度控制方案

Fig. 2 Experiment temperature control methods diagram

AB间时间大于30 min,以确保釜体内流体加热到同一温度。测试温度从低至高。

3) 通过压力控制系统,设定不同试验温度点的试验压力。

4) 在测试温度恒温段的末点,如图2中的B,D,F点记录流入或流出釜体的流体体积。

5) 按式(1)分别计算各温度和压力下的密度。

2 影响流体密度的因素

2.1 温度对流体密度的影响

压力为6.89 MPa时,测试隔离液、淡水和矿物白油在不同温度下的密度变化情况(其中隔离液初始密度为1.04 kg/L,矿物白油初始密度为0.85 kg/L),结果如图3所示。由图3可知,温度从20 °C升至120 °C,隔离液、淡水和矿物白油的密度分别减小5.58%、7.30%和7.76%,可见对于不同流体,温度对其密度的影响程度不一样。

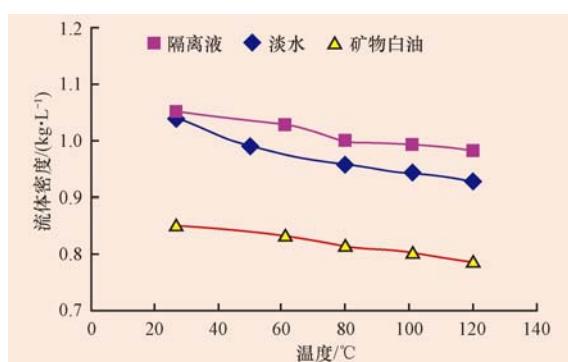


图3 温度对流体密度的影响

Fig. 3 The influence of temperature on the fluid density

2.2 压力对流体密度的影响

在30 °C温度下,测试隔离液、淡水和矿物白油在不同压力下的密度变化情况(其中隔离液初始密度1.04 kg/L,矿物白油初始密度0.85 kg/L),结果如图4所示。由图4可知,压力从常压升至63 MPa,隔离液、淡水和矿物白油的密度分别减小13.0%、17.6%和7.7%,可见压力对不同的流体密度的影响程度不一样。

2.3 温度和压力对流体密度的影响

参照国家标准《油井水泥试验方法》(GB/T 19139—2003)^[12]中温度梯度3.5 °C/100m的试验规程,在不同温度、压力条件下,对隔离液、淡水和矿物白油的密度变化进行了测试,结果见表1。

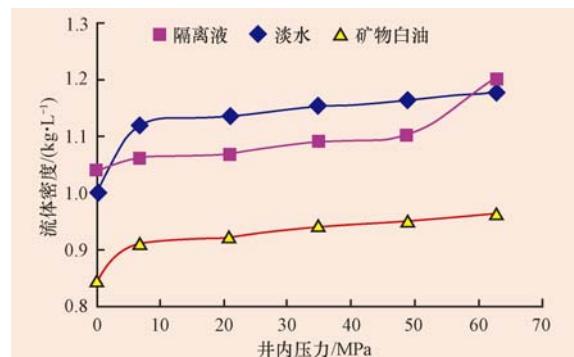


图4 压力对流体密度的影响

Fig. 4 The influence of pressure on the fluid density

表1 温度、压力对井下流体密度的影响

Table 1 The influence of temperature and pressure on the downhole fluid density

井深/m	温度/°C	压力/MPa	密度/(kg·L⁻¹)		
			淡水	隔离液	矿物白油
0	20	0.1	1.000	1.040	0.850
445	27	7.2	1.019	1.051	0.912
1 237	50	20.0	1.011		
1 620	62	26.2		1.042	0.843
2 300	81	37.2	0.998	1.038	0.842
2 944	101	47.6	0.997	1.037	0.838
3 327	112	53.8			0.834
3 580	120	57.9	0.998	1.034	

由表1可知,在温度和压力的双重作用下,从井深0~2 944 m,隔离液、淡水和矿物白油密度分别减小0.288%、0.300%和1.400%。

2.4 水泥浆密度模型的选择

根据钻井液密度受温度和压力的变化规律,采用Drillbench软件建立了PVT模型、传热模型及流动模型。目前,水相密度模型主要有Dondson-Standing、Kemp-Thomas及Sorelle模型等3种^[5],不同模型的计算结果差异较大。

固井水泥浆用哪种模型更符合井下情况?按表2的试验方案进行了验证。

从表2可以看出,用Dodson-Standing模型计算出的固井水泥浆密度与实测结果的符合程度较高。说明Dodson-Standing模型适合计算高温高压下的水泥浆密度。

2.5 地温梯度和入井密度对当量静态密度的影响

Drillbench软件包含的油相密度模型有Standing、Glass C、Sorelle(oil)及Table模型等4种,推荐采用Sorelle(oil)模型^[8]。

利用Sorelle(oil)模型计算得到了入井密度1.2

和2.0 kg/L油基钻井液的当量静态密度图版,如图5、图6所示;利用Dodson-Standing模型计算得到

了入井密度1.2和2.0 kg/L水基钻井液的当量静态密度图版,如图7、图8所示。

表2 水泥浆实测密度与不同模型计算结果对比

Table 2 Comparison of measured cement slurry density with that of calculated by different calculating models

井深/m	井底温度/℃	井底压力/MPa	流出体积/mL	密度/(kg·L ⁻¹)		
				实测	Dodson-Standing模型	Sorelle模型
0	20	0.1	0	1.895	1.900	1.900
1 000	50	18.6	-3.03	1.914	1.902	1.887
2 000	80	37.3	0.65	1.889	1.894	1.868
3 000	110	55.8	2.71	1.870	1.878	1.850

注:表中所用实测数据是大量实验后的平均值。

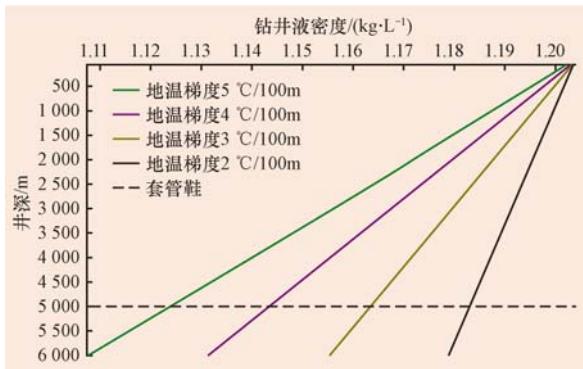


图5 1.2 kg/L油基钻井液的静态当量密度

Fig. 5 ESD of Oil-based mud with 1.2 kg/L density

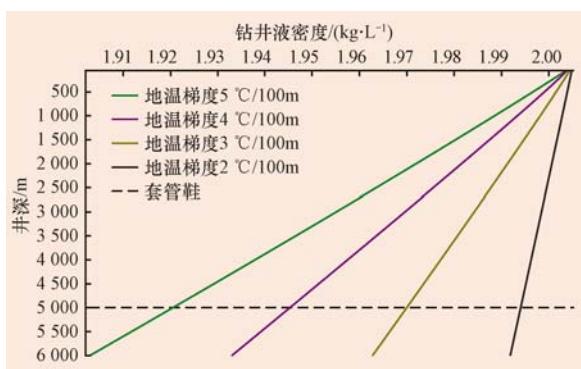


图6 2.0 kg/L油基钻井液的静态当量密度

Fig. 6 ESD of Oil-based mud with 2.0 kg/L density

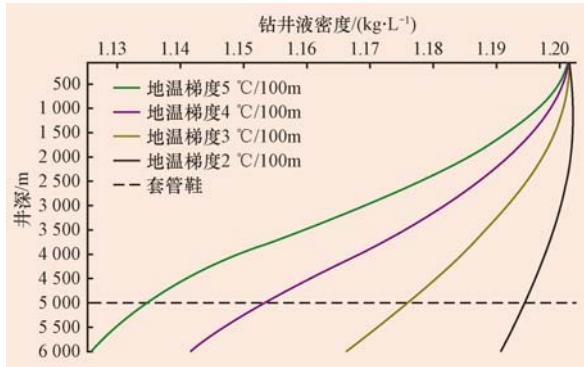


图7 1.2 kg/L水基钻井液的静态当量密度

Fig. 7 ESD of Water-based mud with 1.2 kg/L density

由图5—8可知,钻井液的密度越小、地温梯度越大,密度受温度和压力的影响越大。

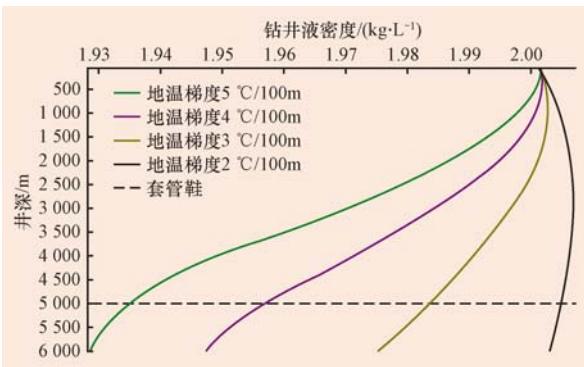


图8 2.0 kg/L水基钻井液的静态当量密度

Fig. 8 ESD of Water-based mud with 2.0 kg/L density

油基和水基钻井液密度受温度、压力变化的影响程度不同,对比结果见表3。

表3 油基和水基钻井液密度受温度、压力影响程度对比

Table 3 Comparing the effect of temperature and pressure on the density of oil-based and water-based drilling fluids

井深/m	井底静态温度/℃	钻井液密度变化, %			
		1.2 kg/L水基	1.2 kg/L油基	2.0 kg/L水基	2.0 kg/L油基
0	20	0	0	0	0
3 000	170	2.66	3.66	1.55	2.39
4 000	220	4.25	5.08	2.55	3.30
5 000	270	5.58	6.41	3.30	4.14
6 000	320	6.16	8.40	3.55	4.94

注:地温梯度为5 °C/100m。

从表 3 可以看出,在井深变化(即压力变化)、井底静态温度变化条件下,油基钻井液的密度变化比水基钻井液大。

3 试验结果应用

1) 入井流体密度选择:设计时,根据地层当量密度、钻井液和完井液类型,查图 5—8,得出入井流体密度。

2) 固井压稳计算:在高温高压固井的压稳计算中,根据井深条件下的适时温度和压力对密度的影响程度,用井内变化后的实际密度计算有效残压。

4 结 论

1) 建立了高温高压环境下评价流体密度变化的方法。

2) 对于井深为 5 000 m、井底静态温度为 270 ℃ 的井,入井密度 1.2 kg/L 水基钻井液的密度可降低 5.58%,油基钻井液的密度可降低 6.41%。

3) 温度和压力对水泥浆密度的影响,可用 Dodson-Standing 模型计算。

4) 利用 Drillbench 软件计算出的井下当量静态密度图版,可用来辅助选择可压稳地层的入井流体密度;并参考该图版用井内变化后的实际密度计算有效残压,预防因入井流体密度选择不当造成的力量失稳。

参 考 文 献

References

- [1] 王贵,蒲晓林. 高温深井当量静态密度的计算[J]. 钻井液与完井液,2008,25(1):1-2,5.
Wang Gui,Pu Xiaolin. Equivalent static density calculation for high temperature deep wells[J]. Drilling Fluid & Completion Fluid,2008,25(1):1-2,5.
- [2] 苏勤,侯绪田. 窄安全密度窗口条件下钻井设计技术探讨[J]. 石油钻探技术,2011,39(3):62-65.
Su Qin,Hou Xutian. Research on drilling design techniques for narrow mud weight window [J]. Petroleum Drilling Techniques,2011,39(3):62-65.
- [3] 赵胜英,鄢捷年,王利国,等. 高温高压条件下钻井液当量静态密度预测模型[J]. 石油钻探技术,2009,37(3):48-52.
Zhao Shengying,Yan Jienian,Wang Liguo,et al. Prediction model of equivalent drilling fluid density at high temperature and high pressure[J]. Petroleum Drilling Techniques,2009,37(3):48-52.
- [4] Adamson K,Birch G,Gao E,et al. High-pressure,high-temperature well construction[J]. Oilfield Review,1998(6):36-49.
- [5] Kutusov I M. Empirical correlation determines downhole mud density[J]. Oil & Gas Journal,1988,86(52):61-63.
- [6] Peters E J,Chevenver M E,Alhamadah A M. Oilmud:a micro-computer program for predicting oil-based mud densities and static pressures[J]. SPE Drilling Engineering,1991,6(1):57-59.
- [7] Kemp N P,Thomas D C. Density modeling for pure and mixed-salt brines as a function of composition,temperature and pressure[R]. SPE 16079,1987.
- [8] McMordie Jr W C,Bland R G,Hauser J M. Effect of temperature and pressure on the density of drilling fluids[R]. SPE 11114,1982.
- [9] Hoberock L L,Thomas D C,Nickens H V. Bottom hole mud pressure variations due to compressibility and thermal effects: IADC Drilling Technology Conference, Houston, March 9-11, 1982[C].
- [10] Babu D R. Effect of P - ρ - T behocviour of muds on static pressures during deep well drilling[J]. SPE Drilling & Completion,1996,11(2):91-97.
- [11] 汪海阁,郝明惠,杨丽平. 高温高压钻井液 P - ρ - T 特性及其对井眼压力系统的影响[J]. 石油钻采工艺,2000,22(1):17-21.
Wang Haige,Hao Minghui,Yang Liping. The P - ρ - T (pressure-density-temperature) behavior of HPHT drilling fluid and its effect on wellbore pressure calculation[J]. Oil Drilling & Production Technology,2002,22(1):17-21.
- [12] GB/T 19139—2003 油井水泥试验方法[S].
GB/T 19139—2003 Procedure for testing well cements[S].

樊 154 - 平 3 井大型压裂施工获得成功

樊 154 - 平 3 构造位置位于济阳坳陷东营凹陷金家 - 樊家鼻状构造带东翼樊 154 断块,是胜利油田针对致密砂岩油藏开发而部署的一口重点水平预探井。该井为裸眼完井水平井,压裂水平段长 800 m。根据樊 154 - 平 3 井的油藏地质设计和钻井设计,在借鉴樊 154 - 平 1 井成功经验的基础上,首次采用了胜利油田自主研发的裸眼封隔器投球滑套分段压裂完井管柱,成功完成了 9 段压裂,共注入 ViKing - D 压裂液 3 498.2 m³,30~50 目陶粒 270 m³,压裂获得成功。整个压裂施工共用时 15 h,创造了胜利油田压裂施工液量、砂量规模最大和施工时间最长等纪录。