

文章编号:1673-5005(2007)06-0051-04

前置液流变性对顶替界面稳定性影响的数值模拟

高永海¹, 孙宝江¹, 赵欣欣¹, 刘东清²

(1. 中国石油大学 石油工程学院, 山东 东营 257061; 2. 胜利石油管理局 海洋钻井公司, 山东 东营 257062)

摘要:借助计算流体力学(CFD)软件 FLUENT 6.20, 对环空井筒内水泥浆顶替过程进行了数值模拟, 模拟环空井筒外径 0.24 m、内径 0.18 m、高 8 m。在顶替速度为 0.4 m/s、偏心度为 0.4 的条件下, 计算得到了顶替界面形状以及前置液流变参数屈服应力、稠度系数和流性指数对顶替界面稳定性及顶替效率的影响规律, 并对数值模拟结果进行了实验验证。数值模拟结果表明, 降低前置液的屈服应力、稠度系数及流性指数有助于提高水泥浆和前置液之间界面的稳定性和顶替效率。固井设计时要考虑界面的稳定性, 对前置液流变参数进行调整。

关键词:环空井筒; 前置液; 流变性; 顶替界面; 稳定性; 数值模拟

中图分类号:TE 256 **文献标识码:**A

Numerical simulation on influence of rheological property of front fluid on stability of cement displacement interface

GAO Yong-hai¹, SUN Bao-jiang¹, ZHAO Xin-xin¹, LIU Dong-qing²

(1. College of Petroleum Engineering in China University of Petroleum, Dongying 257061, Shandong Province, China;

2. Offshore Drilling Company of Shengli Petroleum Administrative Bureau, Dongying 257062, Shandong Province, China)

Abstract: The displacement process of cement in annulus was simulated with computational fluid dynamics software of FLUENT 6.20. The inner and outer diameters of the simulated annulus wellbore are 0.18 m and 0.24 m respectively, and its height is 8 m. The simulation was taken under the condition of eccentricity of 0.4 and the displacement velocity of 0.4 m/s. The displacement interface figure and the influences of the rheological parameters of the front fluid on stability of displacement interface and displacement efficiency were obtained under different conditions of yield stress, power-law index and consistency index. The results of numerical simulation agree well with those of experiment. The simulated results indicate that decreasing the yield stress, power-law index and consistency index are helpful for improving the stability of cement displacement interface and displacement efficiency. Considering the stability of displacement interface, the rheological parameters of front fluid should be adjusted in cementing design.

Key words: annulus wellbore; front fluid; rheological property; displacement interface; stability; numerical simulation

固井工程是钻井完井工程中的一个重要环节, 固井质量是保证油气井寿命、提高采收率以及合理开发油气资源的关键^[1]。顶替效率及界面稳定性是固井能否成功的重要影响因素^[2,4]。前置液流变性设计对于提高水泥浆顶替效率、改善水泥胶结质量起着非常重要的作用^[5-8]。一般描述顶替过程的数学模型为三阶非线性偏微分方程, 理论求解难度较大, 而实验研究也受实验条件及资金的限制, 无法

对顶替过程进行各种不同条件下的精确模拟。因此, 运用数值模拟方法研究固井效率影响因素成为一种有效手段^[9-11]。笔者利用计算流体力学软件对非牛顿流体顶替过程进行数值模拟, 为前置液的流变参数优选提供依据。

1 空间模型及网格

采用三维空间模型, 计算区域为长 8 m、外径

收稿日期: 2007-03-05

基金项目: 国家“863”计划项目(2006AA09A106)

作者简介: 高永海(1977-), 男(汉族), 山东潍坊人, 博士研究生, 主要研究方向为油气井流体力学与工程。

0.24 m(9 1/2")、内径 0.18 m(7")的环空流道,内外筒无量纲偏心度为 0.4。计算区域内模拟的顶替流体为水泥浆,密度为 1800 kg/m^3 ,其流变参数为:稠度系数 $K=0.54 \text{ Pa} \cdot \text{s}$,流性指数 $n=0.72$,屈服应力 $\tau_0=3.68 \text{ Pa}$;前置液为屈服假塑性流体,密度为 1200 kg/m^3 ,不同算例流变参数取值不同。网格采用六面体结构化网格,网格总数为 12×10^4 个。

控制方程采用三维非定常 N-S 方程,即

$$\frac{\partial}{\partial t}(\rho \mathbf{v}) + \nabla \cdot (\rho \mathbf{v} \mathbf{v}) = -\nabla p + \nabla \cdot [\mu(\nabla \mathbf{v} + \nabla \mathbf{v}^T)] + \rho \mathbf{g}.$$

式中, $\mathbf{v}$ 为流速, m/s ; p 为流场压强, Pa ; μ 为动力粘度, $\text{Pa} \cdot \text{s}$; $\mathbf{g}$ 为重力加速度, m/s^2 ; ρ 为容积比率平均密度, kg/m^3 。

对于两相流,有

$$\rho = \alpha_2 \rho_2 + (1 - \alpha_2) \rho_1.$$

式中, ρ_1 和 ρ_2 分别为水泥浆和前置液的密度, kg/m^3 ; α_2 为前置液在网格中所占的比例。

方程中的粘度计算采用与密度计算相同的方法。界面的跟踪与重构采用流体体积法(VOF 法)。当流动为湍流时,采用 $k-\varepsilon$ 湍流模型封闭雷诺时均方程。

采用 FLUENT 6.20 软件进行计算时,在空间上采用结构化的六面体网格,数值方法采用单精度有限体积方法,离散时,时间上采用隐格式,对流项采用一阶迎风格式。压力速度场的耦合求解利用改良后的压力速度校正(SIMPLEC)方法。

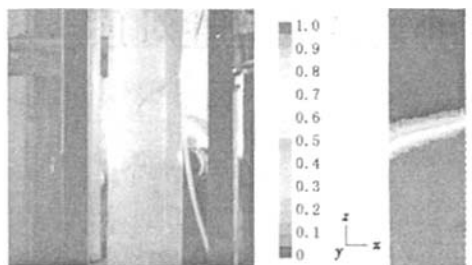
控制方程的边界条件:入口采用速度入口边界条件,取 0.4 m/s ;出口为压力边界,表压为 0;壁面速度按无滑移边界条件处理;时间步长取 0.005 s 。

2 数值模拟的实验验证

在现有实验条件下,利用高 10 m 、外径 0.112 m 、内径 0.089 m 的偏心环空流道进行了实验。实验中偏心度 $e=0.4$,顶替速度 v 取 $0.2, 0.4 \text{ m/s}$,同时进行此条件下的数值模拟,将实验与数值模拟顶替界面稳定性结果进行对比,以验证数值模拟的准确性。模拟水泥浆采用聚合物溶液添加重晶石配制而成,密度为 1120 kg/m^3 ,动力粘度为 $22 \text{ mPa} \cdot \text{s}$;钻井液采用变压器油和机油混合物,密度为 850 kg/m^3 ,粘度为 $4 \text{ mPa} \cdot \text{s}$ 。

图 1 和图 2 为部分环空顶替实验与数值模拟结果的对比(图例表示前置液体积分数)。由图 1,2 可以看出,数值模拟与实验得到的界面形状相吻合,

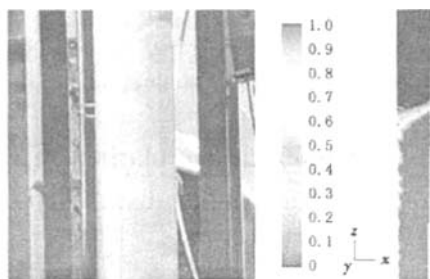
因此可以采用数值模拟代替部分实验对顶替过程进行研究。



(a) 实验结果

(b) 数值模拟结果

图 1 $e=0.4, v=0.2 \text{ m/s}$ 时的顶替界面



(a) 实验结果

(b) 数值模拟结果

图 2 $e=0.4, v=0.4 \text{ m/s}$ 时的顶替界面

3 计算结果分析

模拟计算时,上部流体为前置液,下部为水泥浆,中间为顶替界面。水泥浆为现场使用的海洋固井水泥浆,前置液为屈服假塑性流体,不同算例流变参数取值不同。本文中分析 $e=0.4, v=0.4 \text{ m/s}$ 条件下不同的前置液物理属性对顶替界面稳定性的影响。

3.1 稠度系数 K 对界面稳定性的影响

稠度系数代表着液体的内摩擦力,与液体的粘度有关。降低流体的稠度系数,一般可增大流体流动的雷诺数,降低粘度对流动的影响,增大紊动强度,提高顶替效率。

图 3 为 $\tau_0=3.0 \text{ Pa}, n=0.54$,稠度系数 K 取不同值时的顶替界面。由图 3 可以看出, $K=0.1 \text{ Pa} \cdot \text{s}$ 时,界面稳定,只是由于偏心的存在,使得界面有一定的倾斜,但是界面平缓,整个环空顶替效率较高; $K=0.2 \text{ Pa} \cdot \text{s}$ 时,顶替界面出现波动,但是波动范围不大,只是出现在界面附近,并且界面的掺混区长度较短,此时整体的顶替效率也能够得到保证;随着 K 值的继续增加($K=0.3, 0.4 \text{ Pa} \cdot \text{s}$),掺混区逐渐加大,界面倾斜程度也变得明显,在宽间隙处水泥浆流动速率较大,出现“锥进”现象,而窄隙处(左侧)存在尾迹,随着稠度系数的增加,尾迹断裂,界

面失稳,说明前置液在窄隙处没有被水泥浆很好的置换掉,顶替效率下降。

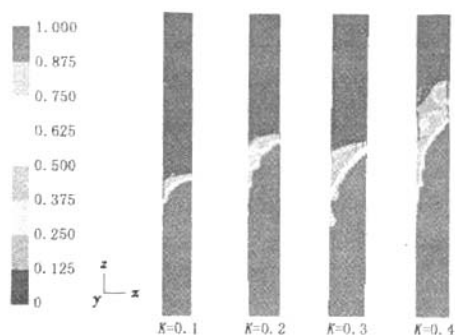


图3 稠度系数 K 对顶替界面的影响

3.2 屈服应力 τ_0 对界面稳定性的影响

屈服应力也叫静切应力,又称胶凝强度,是指液体静止时所形成的结构强度,表示液体从静止到开始流动时,破坏其结构所需要的最小剪切应力。

图4为前置液屈服应力对顶替界面稳定性的影响结果,其中 $K=0.41 \text{ Pa} \cdot \text{s}^n$, $n=0.54$ 。由图4可以看出,当 τ_0 较小时,水泥浆和前置液分界面清晰,界面倾斜程度小,水泥浆窄隙处尾迹较短;随着 τ_0 的增大,界面倾斜程度增加,并且掺混区范围变大,最后前置液与水泥浆互相掺混,水泥浆靠近壁面处出现较长的尾迹并且间断,顶替效率降低。前置液屈服应力的增加对界面稳定性影响较大,屈服应力越大,界面稳定性越差,顶替效率也越低。

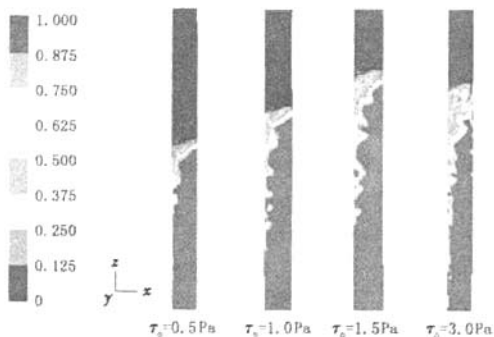


图4 屈服应力 τ_0 对顶替界面的影响

3.3 流性指数 n 对界面稳定性的影响

流性指数代表液体在一定速度梯度下的非牛顿性,反映了液体流速曲线的平缓程度和剪切稀释性能。 $n=1$ 时前置液为牛顿流体,对假塑性流体来说, n 为 $0 \sim 1$, n 越小,流体的非牛顿性越强,流速曲线分布越平缓,剪切稀释性能也越强。

图5为顶替界面随流性指数 n 值增加的变化情

况,其中, $\tau_0=3.0 \text{ Pa}$, $K=0.41 \text{ Pa} \cdot \text{s}^n$ 。由图5可以看出,随着 n 值的增加,锥进现象明显,顶替界面逐渐变得不稳定,水泥浆顶替效率降低。

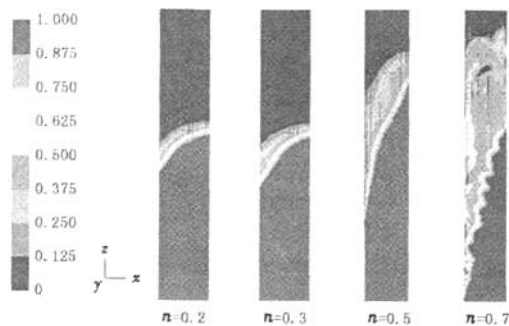


图5 流性指数 n 对顶替界面的影响

分析以上计算结果可以看出,顶替界面在偏心条件下发生倾斜,从而产生一尾迹,当尾迹变长发生断裂时,两相流体互相掺混,界面失稳,顶替效率降低。减小前置液的流性指数、稠度系数、屈服应力都可以使界面稳定性增加,因为这些参数的减小可以降低粘滞应力,使流速剖面变得平缓,从而使界面稳定性和顶替效率得到提高。

4 结束语

运用数值模拟方法对前置液流变参数对顶替界面稳定性及固井效率的影响进行了研究。降低前置液的稠度系数、流性指数及屈服应力都可以使界面稳定性增加。在工程中选择前置液时应尽量选择以上参数较小的使用,同时要考虑前置液与钻井液之间界面的稳定性,对前置液进行流变参数优选。

参考文献:

- [1] 石强,邵焕彬. 提高水泥环第二界面胶结质量的固井技术[J]. 海洋石油,2005,25(4):84-87.
SHI Qiang, SHAO Huan-bin. Improving the second interface cementation quality of cement sheath of cementing technology[J]. Offshore Petroleum,2005,25(4):84-87.
- [2] MCLEAN R H, MANRY C W, WHITAKER W W. Displacement mechanics in primary cementing[J]. Journal of Petroleum Technology, 1967,19(2):251-260.
- [3] LOCKYEAR Christopher F, RYAN Daniel F, GUNNINGHAM M M. Cement channeling: how to predict and prevent[J]. SPE Drilling Engineering, 1990,5(3):201-208.
- [4] 刘崇建,黄柏宗,徐同台. 油气井注水泥理论与应用[M]. 北京:石油工业出版社,2000:295-307.
- [5] 李友臣,吴旭辉,张轩. 固井前置液技术研究[J]. 西部探矿工程,2005,17(增刊):128-129.

- LI You-chen, WU Xu-hui, ZHANFG Xuan. The study on front fluid technology[J]. West-China Exploration Engineering, 2005,17(sup):128-129.
- [6] 李早元,杨绪华,郭小阳,等. 固井前钻井液地面调整及前置液紊流低返速顶替固井技术[J]. 天然气工业, 2004,21(4):31-33.
- LI Zao-yuan, YANG Xu-hua, GUO Xiao-yang, et al. Cementing techniques of ground adjusting drilling fluid properties before cementing and displacing mud by turbulent pre-flush at low return velocity[J]. Natural Gas Industry, 2004,21(4):31-33.
- [7] 刘东清,周仕明. SMS 抗盐高效前置液的研制与应用[J]. 石油钻探技术,1999,27(5):44-46.
- LIU Dong-qing, ZHOU Shi-ming. Study and application of SMS high efficiency salt-resisting pad fluid[J]. Petroleum Drilling Techniques, 1999,27(5):44-46.
- [8] 何育荣,王瑞和,邱正松,等. 高渗透水泥浆高温高压流变性研究[J]. 石油大学学报:自然科学版, 2005, 29(3):57-60.
- HE Yu-rong, WANG Rui-he, QIU Zheng-song, et al. Study on rheological property of high permeable cement slurry under high temperature and high pressure[J]. Journal of the University of Petroleum, China (Edition of Natural Science), 2005,29(3):57-60.
- [9] 高永海,孙宝江,刘东清,等. 环空水泥浆顶替界面稳定性数值模拟研究[J]. 石油学报,2005,26(5):119-122.
- GAO Yong-hai, SUN Bao-jiang, LIU Dong-qing, et al. Numerical simulation on stability of cement displacement interface in annulus[J]. Acta Petrolei Sinica, 2005,26(5):119-122.
- [10] TEHRANLI A, FERGUSON J, BITTLESTON S H. Laminar displacement in annuli: a combined experimental and theoretical study[R]. SPE 24569, 1992.
- [11] OZBAYOGLU E M, OMURLU C. Analysis of the effect of eccentricity on the flow characteristics of annular flow of non-Newtonian fluids using finite-element method [R]. SPE 100147, 2006.
- (编辑 李志芬)
-
- (上接第50页)
- [5] 冷雪峰,唐春安,李连崇,等. 非均匀孔隙压力下水压致裂的数值试验[J]. 东北大学学报,2003,24(3):288-291.
- LENG Xue-feng, TANG Chun-an, LI Lian-chong, et al. Numerical simulation of hydrofracturing in anisotropic pore pressure fields[J]. Journal of Northeastern University, 2003,24(3):288-291.
- [6] YAMAMOTO K, SHIMAMOTO T. Verification of a 3D hydraulic fracturing model against a field case[R]. SPE 59373, 2000.
- [7] ROMERO Jean, MACK M G, EIBEL J L. Theoretical model and numerical investigation of near-wellbore effects in hydraulic fracturing [J]. SPE Prod & Facilities, 2000,15(2):76-82.
- [8] HALLAM S D, LAST N C. Geometry of hydraulic fractures from modestly deviated wellbores[R]. SPE 20656, 1991.
- [9] van de KETTERIJ R G, de PATER C J. Experimental study on the impact of perforation on hydraulic fracture tortuosity[R]. SPE 38149, 1997.
- [10] ABASS H H, HEDAYATI Saeed, MEADOWS D L. Nonplanar fracture propagation from a horizontal wellbore: experimental study[R]. SPE 24823, 1992.
- [11] BEHRMANN L A, EIBEL J L. Effect of perforation on fracture initiation[R]. SPE 20661, 1991.
- [12] CROSBY D G, RAHMAN M M, RAHMAN M K, et al. Single and multiple transverse fracture initiation from horizontal wells[J]. Journal of Petroleum Science and Engineering, 2002,35:191-204.
- [13] EI Rabaa W. Experimental study of hydraulic fracture geometry initiated from horizontal well [R]. SPE 19720, 1989.
- [14] 耿宇迪. 层状介质水力裂缝垂向扩展规律的物理模拟研究[D]. 北京:石油大学石油天然气工程学院, 2004.
- [15] 赵益忠,曲连忠,王幸尊,等. 不同岩性地层水力压裂裂缝扩展规律的模拟实验[J]. 中国石油大学学报:自然科学版,2007,31(3):63-66.
- ZHAO Yi-zhong, QU Lian-zhong, WANG Xing-zun, et al. Simulation experiment on prolongation law of hydraulic fracture for different lithologic formations[J]. Journal of China University of Petroleum (Edition of Natural Science), 2007,31(3):63-66.
- [16] 李根生,熊伟,宋剑,等. 高压水射流深穿透射孔产能影响因素[J]. 石油钻采工艺,2006,28(4):60-63.
- LI Gen-sheng, XIONG Wei, SONG Jian, et al. Influencing factors to productivity for high pressure water jet perforation[J]. Oil Drilling & Production Technology, 2006,28(4):60-63.
- (编辑 李志芬)