

文章编号:1673-5005(2007)01-0063-04

泥页岩井壁坍塌周期分析

程远方, 张 锋, 王京印, 沈海超, 赵益忠

(中国石油大学 石油工程学院, 山东 东营 257061)

摘要:应用力学/化学耦合理论对泥页岩井壁延迟坍塌机理进行了分析。以多孔介质渗流力学为基础,建立了近井壁地层孔隙压力的计算模型,计算了不同时期的临界坍塌压力,分析了钻井液物性参数对井壁稳定性的影响,得到了近井壁地层孔隙压力及强度参数在时空域内的分布,以及一定钻井液密度下泥页岩井壁坍塌破坏的时间。算例分析表明,在同一膜效率下,随着钻井液水活度增加,坍塌周期缩短;在同一钻井液水活度下,提高膜效率可以延长坍塌周期;钻井液水活度越小,膜效率的影响越显著。现场选择钻井液时,同时考虑水活度和膜效率并根据井壁坍塌压力改变钻井液密度,效果才会更好。

关键词:泥页岩地层; 孔隙压力; 力学/化学耦合; 井壁稳定; 坍塌周期

中图分类号:TE 254

文献标识码:A

Analysis of borehole collapse cycling time for shale

CHENG Yuan-fang, ZHANG Feng, WANG Jing-yin, SHEN Hai-chao, ZHAO Yi-zhong

(College of Petroleum Engineering in China University of Petroleum, Dongying 257061, Shandong Province, China)

Abstract: The time-delayed collapse mechanism of shale borehole was analyzed by theory of hydraulic-chemical effects. A calculation model of pore pressure nearby borehole was developed based on the hydrodynamics, and the critical collapse pressures were calculated at different period and the effects of drilling fluid parameters on the borehole stability were analyzed. The distribution of pore pressure and strength parameters of formation nearby borehole in time-space domain were investigated by the model, and collapse time was calculated when drilling with a given drilling fluid density. The analysis results show that the collapse cycling time shortens with the water activity of drilling fluid increasing at the same membrane efficiency, and the collapse cycling time prolongs with the membrane efficiency increasing at the same water activity of drilling fluid. The effects of membrane efficiency become obviously at low water activity of drilling fluid. Both the membrane efficiency and the water activity of drilling fluid should be considered, and the drilling fluid density should be changed according to borehole collapse pressure.

Key words: shale formation; pore pressure; coupled with hydraulic-chemical effects; borehole stability; collapse cycling time

现场钻井施工时,总是希望找到最合理的钻井液密度窗口,在保持井壁稳定的前提下,尽量减小钻井液密度,这需要尽可能精确计算某一条件下的井壁坍塌压力,寻找并分析各种因素对坍塌压力的影响规律。理论与实验均已证明,钻井液的化学性质对泥页岩井壁稳定性起着一定作用^[1-3]。为将力学因素与化学因素耦合起来进行井壁稳定性研究,国内外不少研究者提出了不同的力学/化学耦合模型^[4-6],其基本思路均是利用唯象规律,通过不可逆传递过程的“流”与“力”的耦合,将水力/化学及热力学耦合起来,得到井壁一定区域内的孔隙压力剖

面,进而对井壁稳定性进行分析。R. T. Ewy 等^[4]对渗透压进行了实验室测量。但是,这些模型中存在过多难以确定的参数,而且没有充分考虑地层岩石强度的影响^[7-10]。笔者以多孔介质渗流力学为基础,建立近井壁地层孔隙压力及强度计算模型,并通过有限差分法对该数学模型进行求解,从岩性和钻井液性能两方面来评价泥页岩井壁坍塌周期。

1 孔隙压力计算模型

Mody 和 Hale 将半透膜等效孔隙压力理论应用到泥页岩与水基钻井液的作用上,假设泥页岩与水

收稿日期:2006-03-09

作者简介:程远方(1964-),男(汉族),黑龙江集贤人,教授,博士,博士生导师,主要从事油气井工程力学方面的研究。

基钻井液表面有半透膜,但不是理想半透膜,从而引入非理想半透膜的反射系数 I_m (理想半透膜的反射系数为1):

$$I_m = \Delta p_g / \Delta p_i.$$

式中, Δp_g 和 Δp_i 分别为半透膜等效孔隙压差的观测值和理论值。从而化学势差作用下等效孔隙压力计算式修改为

$$I_m \frac{RT}{V} \ln\left(\frac{a_s}{a_d}\right) = p - p_0. \quad (1)$$

式中, a_s 和 a_d 分别为泥页岩地层水活度和钻井液水活度; R 为气体常量; T 为绝对温度, K; V 为纯水的偏摩尔体积, L/mol; p_0 为原始地层孔隙压力, MPa。

水力压差作用和化学势差作用是引起孔隙压力变化的两个主要因素,因而流经单元体的体积流量表示为

$$J = \frac{k}{\mu} \frac{1}{\Delta x} \left(\Delta p - I_m \left(\frac{RT}{V} \ln\left(\frac{a_s}{a_d}\right) \right) \right). \quad (2)$$

式中, J 为体积流量, mL/cm³; k 为岩石渗透率, μm²; μ 为流体粘度, mPa · s。

由平衡方程得到(柱坐标下)

$$\frac{1}{r} \frac{\partial}{\partial r} (r \rho J) + \frac{\partial}{\partial t} (\varphi \rho) = 0. \quad (3)$$

由式(2)和式(3)得到

$$\frac{1}{r} \frac{\partial p}{\partial r} + C \left(\frac{\partial p}{\partial r} \right)^2 + \frac{\partial^2 p}{\partial r^2} + \frac{1}{r} I_m \frac{RT}{V} \frac{\partial a}{\partial r} + I_m \frac{RT}{V} C \frac{\partial a}{\partial r} + I_m \frac{RT}{V} \frac{\partial^2 a}{\partial r^2} = \frac{\varphi \mu C}{k} \frac{\partial p}{\partial t}. \quad (4)$$

式中, C 为流体压缩系数; φ 为岩石孔隙度。

活度 a 应满足扩散方程

$$\frac{\partial a}{\partial t} - D \nabla^2 a = 0. \quad (5)$$

式中, D 为活度扩散系数。

上述方程的边界条件和初始条件为

$$t = 0, r_w \leq r \leq \infty \text{ 时, } a = a_s, p = p_0;$$

$$t > 0, r = r_w \text{ 时, } a = a_d, p = p_w;$$

$$t > 0, r = \infty \text{ 时, } a = a_s, p = p_0.$$

式中, r 为距井眼轴线距离, m; r_w 为井眼半径, m; p_w 为井底压力, MPa。

结合边界条件解方程(4), (5) 便可得到力学/化学耦合作用下孔隙压力的分布。

2 强度参数变化规律

利用压缩率的定义,并假设压缩率为常数,则孔隙压力与密度的关系为

$$\frac{\partial p}{\partial r} = \frac{1}{\rho C} \frac{\partial \rho}{\partial r}.$$

建立孔隙压力与质量流量 u 之间的关系,即

$$\frac{1}{r} \frac{\partial (ru)}{\partial r} + \varphi \rho C \frac{\partial p}{\partial t} = 0.$$

由质量平衡方程得到质量流量与含水量之间的关系为

$$\frac{1}{r} \frac{\partial (ru)}{\partial r} = \frac{\partial w}{\partial t}, \frac{\partial w}{\partial t} + \varphi \rho C \frac{\partial p}{\partial t} = 0.$$

其中, w 为某地点、某时刻吸附水量的百分比(含水量)。国内外曾有学者研究过岩石粘聚力与含水量的关系^[5,6],提出了不同的模型。本文中经过室内实验研究得到泥页岩粘聚力和内摩擦角与含水量的关系为

$$\begin{cases} \tau = \tau_0 \exp(k_1 w + b_1), \\ \theta = \theta_0 \exp(k_2 w + b_2). \end{cases}$$

式中, τ 和 τ_0 分别为一定含水量和地层原始含水量下的泥页岩粘聚力, MPa; θ 和 θ_0 分别为一定含水量和地层原始含水量下的泥页岩内摩擦角, (°); k_1 , k_2 , b_1 , b_2 为系数,实验岩心来自新疆克拉玛依油田,其中 $k_1 = -0.27919$, $k_2 = -0.019$; $b_1 = 0.58$; $b_2 = -0.034$ 。

3 孔隙压力变化引起的附加应力场

孔隙压力分布定义为

$$p_i(r, t) = p(r, t) - p_0.$$

孔隙压力变化引起的附加应力场^[7]为

$$\sigma_r = \frac{\alpha(1-2\nu)}{(1-\nu)} \frac{1}{r^2} \int_{r_w}^r p_i(r, t) r dr + \frac{r_w^2}{r^2} p_w,$$

$$\sigma_{\theta} = -\frac{\alpha(1-2\nu)}{(1-\nu)} \left[\frac{1}{r^2} \int_{r_w}^r p_i(r, t) r dr - p_i(r, t) \right] - \frac{r_w^2}{r^2} p_w,$$

$$\sigma_z = \frac{\nu \alpha (1-2\nu)}{(1-\nu)} p_i(r, t).$$

式中, α 为 Biot 系数; ν 为泊松比; $p(r, t)$ 为地层孔隙压力, MPa。

上述附加应力结合弹性应力得到井筒周围总的应力分布,根据一定的强度准则,计算近井壁岩石达到破坏的临界坍塌压力。本文中采用应用最广泛的库伦摩尔准则计算。破坏指数定义为

$$I_t = \tau(t) - \sigma_1(\sqrt{1+f^2} - f) + 2\sigma_3(\sqrt{1+f^2} + f).$$

其中

$$f = \tan \theta.$$

式中, σ_1 , σ_3 分别为最大和最小有效主应力。

4 坍塌周期及其影响因素分析

钻井液与地层接触的过程中,钻井液与地层中的水分和离子不断地进行交换,使近井壁地层的孔隙压力升高或降低,致使坍塌压力随之改变。水分和离子的运移过程是与时间和位置相关的,因此某一位置坍塌压力也是与时间相关的。本文中计算了1.1倍井径处各参数对井壁稳定性的影响。计算中最大、最小水平主应力梯度分别为0.021,0.017 MPa/m,垂向主应力梯度为0.026 MPa/m,泊松比为0.13,Biot系数为0.8,原始地层孔隙压力梯度为0.0106 MPa/m,井深为2500 m,孔隙度为0.05,渗透率为 $6 \times 10^{-3} \mu\text{m}^2$,粘度为0.25 mPa·s,流体压缩系数为0.8 GPa $^{-1}$,井眼半径为15 cm,扩散系数为0.05 $\mu\text{m}^4/\text{s}$,地层温度为300 K。孔隙压力随时间的变化关系如图1所示。从图1中可以看出,较低的钻井液水活度能够在一定程度上减缓孔隙压力的升高趋势,有利于井壁的稳定。

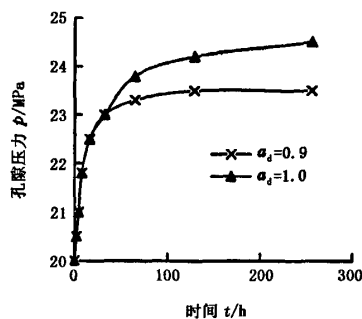


图1 孔隙压力随时间的变化

利用强度参数与孔隙压力的关系模型计算得到粘聚力和内摩擦角与时间的变化关系,如图2和图3所示。粘聚力和内摩擦角均随时间延长而降低,同时使用低活度钻井液可以在一定程度上减缓粘聚力随时间的降低趋势,有利于井壁稳定。

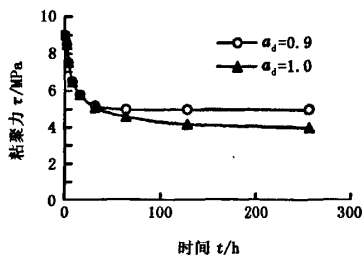


图2 粘聚力随时间的变化

分析钻井液的物性参数对井壁稳定性的影响,对合理优化配置钻井液非常重要。不同粘度钻井液

其破坏指数随时间的变化规律见图4。破坏指数为0的时间表示井壁某处达到临界坍塌破坏点的时间(即坍塌周期),该时间越长,说明钻井液性能越好。由图4可以看出,钻井液粘度越高,井壁达到临界坍塌破坏点的时间越长,井壁越稳定。适当提高钻井液粘度,有利于提高井壁的稳定性(图5)。

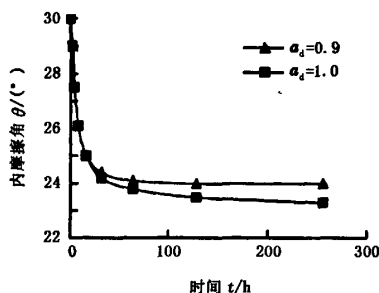


图3 内摩擦角随时间的变化

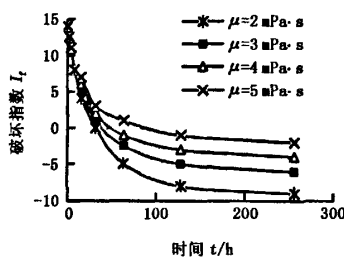


图4 不同粘度下破坏指数随时间的变化

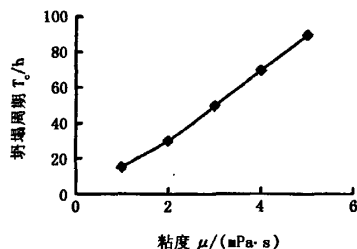


图5 坍塌周期随粘度的变化

化学作用下破坏指数随时间的变化见图6。由图6可以明显地看出化学作用(指钻井液的水活度小于地层水活度时化学势的作用)对井壁稳定性的积极影响。泥页岩的水化作用对近井壁地层的强度影响是非常显著的,考虑强度变化的井壁破坏指数明显较小(图7)。

图8中给出了膜效率对坍塌周期的影响。在同一膜效率下,随着钻井液水活度增加,井壁坍塌周期缩短;而在同一钻井液水活度下,提高膜效率,可以延长井壁坍塌周期。钻井液水活度越小,膜效率的影响越显著。当水活度在0.9左右,与地层水活度

相差不大时,膜效率对坍塌周期影响很小。因此,在现场选择钻井液时,既要考虑降低钻井液水活度,也要考虑提高膜效率,两者同时兼顾效果才会好。这是现场试图应用化学方法提高井壁稳定性时应注意的问题。

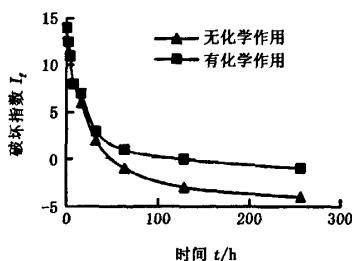


图6 化学作用对破坏指数的影响

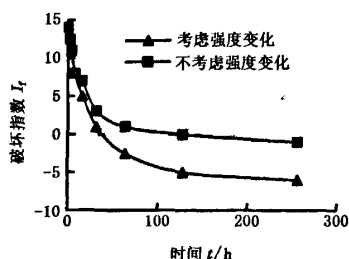


图7 强度变化对井壁稳定性的影响

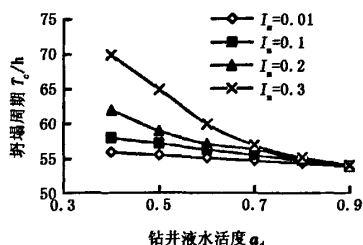


图8 钻井液膜效率对坍塌周期的影响

何时改变钻井液密度是技术人员仔细研究后才能确定的。以往,此类问题都是技术人员凭经验、参考临井情况处理的。目前已有相关的计算软件,但考虑的因素不够全面,准确程度不够。应用本文中力学/化学耦合方法,考虑近井壁地层强度的变化,以及地层膜效率、钻井液活度和钻井液滤液粘度的影响,可以计算出一定条件下最适合提高钻井液密度的时间。在前文所述的应力条件下,取膜效率为0.2,钻井液水活度为0.7,计算了钻井液密度与时间的变化关系,结果见图9。当钻井液密度为1.45 g/cm³时,只能维持井壁稳定64 h,此时需提高钻井液密度至1.5 g/cm³,但100 h后,若仍然使用1.5

g/cm³的钻井液,就会逐渐出现剥落掉块等坍塌现象,这就是现场经常出现的延迟坍塌现象,此时需要再次提高钻井液密度。因此,现场施工需要根据井壁坍塌压力改变钻井液密度。

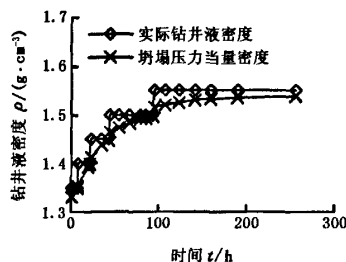


图9 钻井液密度随时间的变化

参考文献:

- [1] 刘波, 鄯捷年. 高效防塌钻井液的研制及在新疆塔河油田的应用[J]. 石油大学学报: 自然科学版, 2003, 27(5): 56-59.
LIU Bo, YAN Jie-nian. Development of collapse preventing drilling fluid and its application in Tahe Oilfield of Xinjiang area[J]. Journal of the University of Petroleum, China(Edition of Natural Science), 2003, 27(5): 56-59.
- [2] 邓虎, 孟英峰. 泥页岩稳定性的化学与力学耦合研究综述[J]. 石油勘探与开发, 2003, 30(1): 109-111.
DENG Hu, MENG Ying-feng. A discussion on shale stability coupling with mechanics and chemistry[J]. Petroleum Exploration and Development, 2003, 30(1): 109-111.
- [3] OORT Van, HALE Mody. Critical parameters in modeling the chemical aspects of borehole stability in shales and in designing improved water based shale drilling fluids[R]. SPE 28309, 1996.
- [4] EWY R T, STANKOVICH R J. Pore pressure change due to shale-fluid interactions: measurements under simulated wellbore conditions: Pacific Rock 2000, Fourth North American Rock Mechanics Symposium, Seattle, July 31-August, 2000[C]. Netherlands: A A Balkema, 2000: 147-154.
- [5] CHENVERT Pernot. Control of shale swelling pressures using inhibitive water-base mud [R]. SPE 49263, 1998.
- [6] CHENG Y F & HUANG R Z. Tests of the influence of mud on borehole stability in shale formation[J]. AC-MIRME, 1993, 26(4): 35-40.

(下转第71页)

管法向应力差 $T_i - T_0$ 的绝对值均随环空偏心率 e_p 的增大而增大,随环空压力梯度 G_{dp} 的增大而略有减小。

从图2~5可以看出,内管法向应力呈反对称分布。由此可知,内管上的法向应力是导致内管与外管之间偏磨的主要因素。

5 结束语

给出了运动双极坐标系中幂律流体在内管做行星运动的环空中流动时的控制方程和内管法向应力分布的计算公式。内管自转和公转角速度、环空偏心率是影响内管法向应力分布的主要因素,而压力梯度对其影响很小。分析结果对分析和防治螺杆泵采油井中抽油杆的偏磨具有指导意义。

参考文献:

- [1] KAZAKIA J Y, RIVLIN R S. Flow of a viscoelastic fluid between eccentric rotating cylinders and related problems [J]. Rheol Acta, 1977, 16:229-239.
- [2] 季海军. 幂律流体在内管做行星运动的环空中的流动 [D]. 大庆:大庆石油学院,2005:106-110.
- [3] 崔海清,季海军,蔡萌,等. 流体在内管做行星运动的环空中流动的二次流[J]. 大庆石油学院学报,2005,29(1):16-18.
CUI Hai-qing, JI Hai-jun, CAI Meng, et al. The secondary flow in Newtonian fluid flow in annulus with the inner cylinder executing a planetary motion [J]. Journal of Daqing Petroleum Institute, 2005,29(1):16-18.
- [4] 崔海清,刘希圣. 非牛顿流体偏心环形空间螺旋流的速度分布[J]. 石油学报,1996,17(2):76-83.

CUI Hai-qing, LIU Xi-sheng. Velocity distribution of helical flow of non-Newtonian fluid in eccentric annuli [J]. Acta Petrolei Sinica, 1996,17(2):76-83.

- [5] 刘希圣,崔海清. 幂律流体在倾斜旋转内管的偏心环空中层流流动近似解法[J]. 石油大学学报:自然科学版,1992,16(6):29-34.
LIU Xi-sheng, CUI Hai-qing. Approximate solution for laminar flow of power law fluid in inclined eccentric annulus with rotating inner pipe[J]. Journal of the University of Petroleum, China (Edition of Natural Science), 1992, 16(6):29-34.
- [6] CUI Hai-qing, LIU Xi-sheng. The helical flow of the Herschel Buckley fluid in an annular space: Proceedings of the 2nd International Conference on Nonlinear Mechanics [C]. Beijing: Peking University Press, 1993: 348-351.
- [7] 崔海清,季海军. 流体在内管做行星运动的环形空间流动的解析解[C]//第二届全国海事技术研讨会文集(下册). 北京:海洋出版社,1996:1110-1115.
- [8] BALLAL, B Y, RIVLIN R S. Flow of a viscoelastic fluid between eccentric rotating cylinders [J]. Transactions of the Society of Rheology, 1976,20(1):65-101.
- [9] 崔海清. 石油工程非 Newton 流体管流[M]. 北京:石油工业出版社,1994:26-30.
- [10] NORIYASU Mori, TAKA AKI Eguchi, KIYOJI Nakamura, et al. Pressure flow of non-Newtonian fluids between eccentric double cylinders with the inner cylinder rotating [J]. Journal of the Textile Machinery Society of Japan, 1987,33(2):46-53.

(编辑 李志芬)

(上接第66页)

- [7] 林永学. 预测井眼稳定性的力学化学耦合方法[J]. 石油钻探技术,1998,26(3):19-21.
LIN Yong-xue. Coupling method of mechanics and chemistry for hole stability prediction [J]. Petroleum Drilling Techniques,1998,26(3):19-21.
- [8] YU M, CHEN G, SPE M E. Chemical and thermal effects on wellbore stability of shale formations [R]. SPE 71366, 2001.
- [9] 王桂花,张建国,程远方. 含水饱和度对岩石力学参数影响的实验研究[J]. 石油钻探技术,2001,29(4):59-61.

WANG Gui-hua, ZHANG Jian-guo, CHENG Yuan-fang. Experimental study on the effect of the water content on the rock mechanical parameters [J]. Petroleum Drilling Techniques,2001,29(4):59-61.

- [10] 丰全会,程远方,张建国. 井壁稳定的弹塑性模型及其应用[J]. 石油钻探技术,2000,28(4):9-11.
FENG Quan-hui, CHENG Yuan-fang, ZHANG Jian-guo. Elastic & plastic model for borehole stability and its application [J]. Petroleum Drilling Techniques, 2000,28(4):9-11.

(编辑 李志芬)