

◀ 固井与泥浆 ▶

层理性泥页岩地层井壁坍塌控制方法研究

蔚宝华 邓金根 闫伟

(中国石油大学(北京)石油天然气工程学院, 北京 昌平 102249)

摘要: 涠洲12-1北油田涠二段泥页岩地层层理发育、水敏性强,虽然采用了油基钻井液钻进,但井壁垮塌等井下复杂情况仍频繁发生。该油田涠二段地层岩石力学试验结果表明,涠二段泥页岩强度具有显著的各向异性,其受到的最大主应力方向与层理面法向之间的夹角为 $30^{\circ}\sim 70^{\circ}$,岩心易发生沿层理面的剪切滑移破坏,强度远低于最大主应力方向与层理面法向平行时的最大强度,这是造成定向井井壁失稳的主要原因。结合岩石力学试验结果,将层理性泥页岩视为横观各向同性材料,建立了合理钻井液密度的确定方法,确定了定向井坍塌压力随井眼轨迹的分布规律。利用定向井坍塌压力随井眼轨迹的分布规律,对该油田的定向井钻井液密度和井眼轨迹进行了优化,成功解决了涠二段地层的井壁失稳问题。

关键词: 泥岩; 页岩; 岩石力学; 定向井; 坍塌层; 井眼轨迹; 涠洲12-1北油田

中图分类号: TE28 **文献标识码:** A **文章编号:** 1001-0890(2010)01-0056-04

涠洲12-1北油田位于南海北部湾盆地涠西南油田群涠12-1油田北块,蕴藏着丰富的油气资源。在该油田层理发育的涠二段泥页岩地层定向钻井过程中,井壁坍塌严重,起下钻阻卡等井下复杂情况频繁发生,严重影响了该油田的钻探速度。该油田虽然采用了油基钻井液钻井,但仍未彻底解决涠二段地层的井壁失稳问题,制约了勘探开发进程。为此,笔者在分析该油田井壁失稳原因的基础上,提出了控制层理性泥页岩地层井壁坍塌的方法。

1 涠洲12-1北油田井壁失稳问题分析

涠洲12-1北油田测井、录井和钻井资料表明,在钻井过程中容易引起井下复杂情况的主要是渐新统涠二段泥页岩地层,厚度 $100\sim 150\text{ m}$,地层倾角一般小于 16° 。该地层主要由冲积、洪积形成,层理发育,且地层黏土矿物以伊利石为主,层理之间包含少量蒙脱石、绿泥石等黏土矿物。由于该油田前期定向钻井中采用了水基钻井液,层间蒙脱石吸水膨胀使岩石沿层理张开造成井壁垮塌。后期改用高性能油基钻井液钻井,井壁垮塌问题有所缓解,但仍未彻底解决。据此推断定向井出现的井壁失稳问题是由力学因素造成的。

影响井壁稳定性的力学因素主要有地应力、地层孔隙压力和地层强度等^[1-2]。对取自涠洲12-1北油田岩心进行地应力测试和地层破裂压力试验,结果表明,该油田不存在强构造应力作用,两个水平地应力之间的差较小,有利于井壁稳定。地层孔隙压力预测结果表明,涠二段地层孔隙压力接近静水压力,属正常压力水平,不足以影响现场正常钻进作业。因此,涠洲12-1北油田采用油基钻井液钻定向井出现的井壁失稳问题主要是由涠二段地层的力学特征引起的。

2 涠二段泥页岩力学试验

层理性泥页岩地层作为一种典型的沉积岩,其突出特点是具有近似平行的层理面,受层理面的影响,其强度特征与均质地层相比有很大差异^[3]。为此,笔者对取自涠洲12-1-B5井2 053~2 054 m井段的涠二段地层岩心的力学特性进行

收稿日期: 2009-03-26; **改回日期:** 2009-12-17

基金项目: 全国优秀博士学位论文作者专项资金资助项目(编号:200349)资助

作者简介: 蔚宝华(1973—),男,河北丰润人,1996年毕业于江汉石油学院钻井工程专业,2006年获中国石油大学(北京)油气井工程专业博士学位,讲师,主要从事油气井出砂和井壁稳定方面的研究。

联系方式: (010)89733911-15, yubaohua73@126.com

了测定。

岩石力学参数的测定是在美国 MTS 公司生产的三轴强度试验装置上进行的,为了研究层理对岩石强度的影响,取心过程中岩心轴线和层理面法线之间按给定的角度钻取。

测定了 20 块岩心的抗压强度,结果表明:涪二段泥页岩地层的抗压强度具有显著的各向异性特征,地层抗压强度是最大主应力方向与层理面法线之间夹角的函数,且当轴向应力方向垂直于层理面时,地层强度最大,当轴向应力方向与层理面法线之间的夹角在 50° 左右时,岩心抗压强度最低(见图 1)。

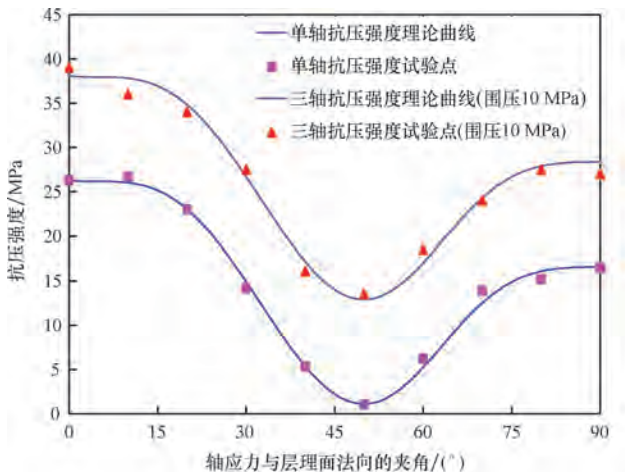


图 1 涪二段泥页岩岩心抗压强度试验结果

参考 R. T. McLamore 等人^[4-5]建立的含有单一弱面的岩石强度准则,对图 2 中的抗压强度试验结果进行了数据拟合,涪二段泥页岩地层的强度可以用下述经验公式描述:

$$(\sigma_1 - \sigma_3) = \frac{\tau_0(\beta) - 2\sigma_3 \tan \varphi}{\tan \varphi - \sqrt{\tan^2 \varphi + 1}} \quad (1)$$

式中, σ_1 、 σ_3 分别为地层所受的最大和最小主应力,MPa; φ 为地层的内摩擦角, $^\circ$; $\tau_0(\beta)$ 为地层的黏聚力,MPa,它是最大主应力 σ_1 的方向与弱面之间夹角 β 的函数,其具体形式为:

$$\begin{cases} \tau_0 = A_1 - B_1 [\cos 2(\alpha - \beta)]^m, 0^\circ \leq \beta \leq \alpha \\ \tau_0 = A_2 - B_2 [\cos 2(\alpha - \beta)]^n, \alpha < \beta \leq 90^\circ \end{cases} \quad (2)$$

其中, $A_1 = -9.91$, $B_1 = -9.25$, $A_2 = -15.64$, $B_2 = -14.98$, $\alpha = 50^\circ$, $\varphi = 28.26^\circ$, $m = 5$, $n = 3$ 。

对岩心破坏形式的分析表明,当轴向应力方向与层理面法线之间的夹角为 $30^\circ \sim 70^\circ$ 时,岩心发生沿层理面的剪切滑移破坏,且在应力-应变曲线上表现出较大的塑性变形(见图 2)。

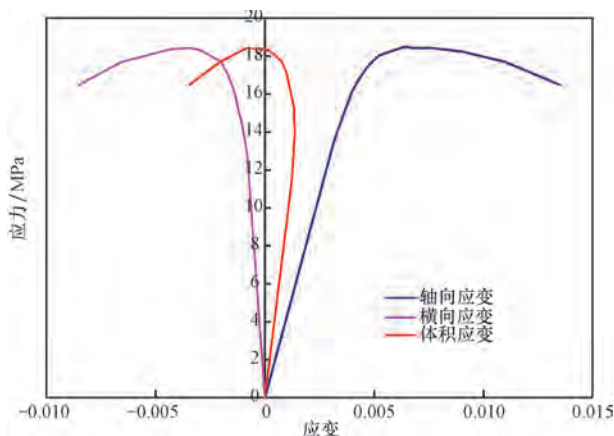


图 2 岩心应力-应变曲线($\beta=60^\circ$)

3 定向井坍塌压力的理论计算

从涪洲 12-1 北油田井壁失稳问题的分析可以看出,建立反映涪二段层理性泥页岩力学性质的定向井坍塌压力理论计算方法,是解决该油田井壁失稳问题的关键。

将井周地层视为横观各向同性弹性体,并假设地层变形在井眼轴线方向符合广义平面应变原理,以垂直于井眼轴线平面内的一层岩体为研究对象,若不考虑钻井液渗流及孔隙压力变化的影响,井眼钻开后,井周地层的受力平衡方程为:

$$\sigma_{ij,j} + f_i = 0 \quad (3)$$

式中, σ_{ij} 为井周岩石所受的应力分量,依据 Biot 有效应力理论, $\sigma_{ij} = \sigma'_{ij} + a p \delta_{ij}$,其中 σ'_{ij} 为地层岩石骨架有效应力, a 为有效应力系数, p 为孔隙压力, δ_{ij} 为克罗内克尔符号; f_i 为井周岩石所受的体力。

在小变形条件下,岩石应变与位移之间的关系由几何方程确定:

$$\epsilon_{ij} = \frac{1}{2}(u_{i,j} + u_{j,i}) \quad (4)$$

式中, ϵ_{ij} 为井周岩石的应变分量; u_i 为井周岩石位移分量。

横观各向同性模型的应力-应变关系矩阵是在层理面局部坐标系下定义的,需要转换到井眼坐标下,其转换关系为:

$$\mathbf{D} = \mathbf{q} \mathbf{D}_T \mathbf{q} \quad (5)$$

式中, \mathbf{D} 为井眼坐标系下的应力-应变关系矩阵; \mathbf{D}_T 为层理面局部坐标系下的弹性矩阵,有 5 个独立的弹性参数^[6]; \mathbf{q} 为变换矩阵,其具体表达式为:

$$q = \begin{bmatrix} \cos^2 \gamma & 0 & \sin^2 \gamma & 0 & -2\sin \gamma \cos \gamma & 0 \\ 0 & 1 & 0 & 0 & 0 & 0 \\ \sin^2 \gamma & 0 & \cos^2 \gamma & 0 & 2\sin \gamma \cos \gamma & 0 \\ 0 & 0 & 0 & \cos \gamma & 0 & \sin \gamma \\ \sin \gamma \cos \gamma & 0 & -\sin \gamma \cos \gamma & 0 & \cos^2 \gamma - \sin^2 \gamma & 0 \\ 0 & 0 & 0 & -\sin \gamma & 0 & \cos \gamma \end{bmatrix} \quad (6)$$

其中, γ 为层理面法向和井眼轴线之间的夹角, ($^\circ$)。

井眼未钻开之前, 地层在原地应力状态下保持平衡, 与此相对应的井周地层初始应力状态为:

$$\sigma = L \begin{bmatrix} \sigma_H & 0 & 0 \\ 0 & \sigma_h & 0 \\ 0 & 0 & \sigma_v \end{bmatrix} L^T \quad (7)$$

式中, σ_H 、 σ_h 、 σ_v 分别为水平最大、水平最小和上覆地应力, MPa; L 为地应力坐标系和井眼坐标系之间的转换矩阵, 是井斜角、方位角和水平最大地应力方位的函数^[7]。

井眼钻开后, 井眼内的地层为钻井液所代替, 井壁上的应力边界条件为:

$$\sigma_r = p_w \quad (8)$$

式中, σ_r 为井壁上的径向应力, MPa; p_w 为钻井液液柱压力, MPa。

式(2)~(7)即构成了给定钻井液密度下的定向井井周应力状态的计算模型。结合式(1)给出的涪二段地层强度准则, 并利用有限元方法进行数值求解, 即可求得定向井坍塌压力, 求解的具体步骤为:

- 1) 设定一个较低的钻井液密度(该钻井液密度下井壁失稳), 计算井周应力分布状态;
- 2) 求解井壁上任一单元体的主应力, 确定最大主应力方向与层理面法线之间的夹角 β ;
- 3) 将单元体主应力和夹角 β 带入式(1), 判断单元体是否失稳;
- 4) 若该钻井液密度下井壁上存在失稳的单元, 则在该钻井液密度的基础上增加一个微小的密度增量, 重复上述计算, 直到井壁上没有失稳的单元, 此时的钻井液密度即为地层坍塌压力当量密度。

4 现场应用

4.1 定向井坍塌压力分布

依据前述定向井坍塌压力的计算方法, 结合涪12-1北油田地应力、地层孔隙压力和地层强度等参数, 对涪二段泥页岩地层定向井坍塌压力随井斜角、方位角变化的分布规律进行了计算, 计算时用到的参数: 井深 $H=2\,053\text{ m}$; 井眼直径 $r_w=311.1\text{ mm}$;

孔隙压力当量密度 $\rho_o=1.03\text{ kg/L}$; 有效应力系数 $a=0.8$; 地应力当量密度 $\rho_H=1.85\text{ kg/L}$; $\rho_h=1.65\text{ kg/L}$; $\rho_v=2.23\text{ kg/L}$; 最大水平地应力方位 $\omega=50^\circ$; 地层倾向 $\alpha_r=0^\circ$; 倾角 $\beta_r=10^\circ$; 地层弹性力学参数依据试验结果。计算结果见图3, 其中圆周方向为井眼方位角, 径向为井斜角。从图3可看出, 由不同方位向涪二段层理性泥页岩地层钻定向井, 有相似情况, 即当井斜角小于某一临界值时, 井斜角对坍塌压力的影响不大, 但当井斜角超过这一临界值时, 坍塌压力将大幅度增大。

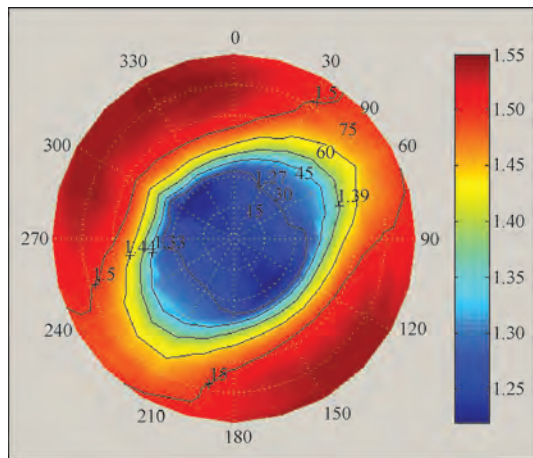


图3 坍塌压力随井眼轨迹的变化规律

4.2 定向井井眼轨道优化

由于涪二段地层定向井井斜角超过临界值后, 坍塌压力大幅升高(见图3), 为稳定井壁需要使用高密度钻井液, 但钻井液液柱压力和地层孔隙压力之间的压差增大, 钻井液向地层的渗流量会增大, 这不仅改变井眼周围有效应力状态, 而且地层与侵入流体之间的物理化学反应还将改变地层的力学性质, 引起井壁失稳。因此, 提出了稳定井壁的井眼轨道优化方案, 即: 通过降低涪二段地层的钻入角来实现稳定井壁的目的。

依据油藏靶点要求、井眼轨道工程设计标准和坍塌压力随井眼轨道变化的计算结果, 对涪洲12-1北油田井眼轨道进行了优化。图4给出了其中一口井的3种优化方案和原方案的对比。与原方案相比, 3种优化方案都采用降低涪二段钻入角的方法, 对保

证涸二段井壁稳定有利,但从油藏靶点要求上看,方案 1、2 满足不了油藏双靶点的要求,因此选择方案 3。

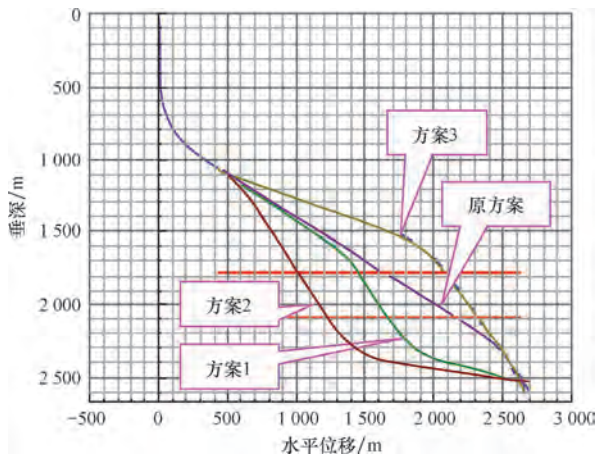


图 4 涸洲12-1B-12井井眼轨道优化方案

4.3 应用效果

涸12-1北油田第二批井依据上述方法对钻井液密度和井眼轨道进行了调整。现场定向井钻井施工表明:从井下复杂情况比例和事故率上看,除了水基钻井液井段因形成岩屑床起钻困难外,再没有出现任何复杂情况及事故;从钻井液性能上看,钻井液密度和滤失量比第一批作业井降低;从时效上看,实现了最高时效作业方式,直接起钻(不短起不通井)下套管,所有套管一次下到位。

5 结论及认识

1) 当采用油基钻井液钻定向井出现井壁失稳

问题时,首先应该考虑是否是由于地层的强度特征引起的。

2) 室内岩心力学试验结果表明,涸二段泥页岩地层的强度具有显著的各向异性,并利用实测结果建立了涸二段的岩石强度破坏准则。

3) 结合涸二段的强度破坏准则建立了定向井坍塌压力的有限元计算方法,得出了涸二段坍塌压力随井眼轨迹的分布规律,提出了通过降低涸二段地层的钻入角来实现稳定井壁的目的,成功解决了涸二段地层井壁失稳的问题。

4) 研究思路对于解决其它类似地区的井壁稳定性问题、进一步提高钻速具有参考价值。

参 考 文 献

[1] Bradley W B. Failure of inclined boreholes[J]. Transaction of ASME, 1979,101(10):232-239.
[2] Roegiers J C. Well modelling; an overview[J]. Oil & Gas Science and Technology-Revue de l'IFP, 2002,57 (5):569-577.
[3] Chenevert M E. Mechanical anisotropies of laminated sedimentary[R]. SPE 890,1965.
[4] Jaeger J C, Cook N G W. 岩石力学基础[M]. 中国科学院工程力学研究所,译. 北京:科学出版社,1981:80-84.
[5] McLamore R T. A strength criterion for anisotropic rocks based upon experimental observations[R]. SPE 1721,1967.
[6] 周维垣. 高等岩石力学基础[M]. 北京:水利电力出版社,1990.
[7] 金衍,陈勉,柳贡慧,等. 大位移井的井壁稳定力学分析[J]. 地质力学学报,1999,5(1):4-11.

[审稿 邴捷年]

Borehole Sloughing Control in Shale Formations

Yu Baohua Deng Jingen Yan Wei

(College of Oil & Gas Engineering, China University of Petroleum(Beijing),Changping, Beijing, 102249, China)

Abstract: Shale formations behave remarkable stratification and high water sensitivity in Weier section, Weizhou 12-1 Block. Even with oil based drilling fluids, wellbore still sloughs frequently during drilling in shale formations. Rock mechanics tests and analysis show that the main reason for borehole collapse is the anisotropic of shale formation. The angle between the direction of maximum main stress and the direction normal to stratification face ranges $30^{\circ}\sim70^{\circ}$, and rock core is prone to shear failure. The strength is far below the maximum strength when the direction of maximum main stress is parallel to the direction normal to stratification face. This is the main reason for wellbore collapse. Based on the experimental results, the methods to determine drilling fluid density and collapse pressure along well were developed assuming stratificatified shale as isotropic medium. Using the information of collapse pressure along well, drilling fluid density and well trajectory were optimized and the wellbore collapse problem was solved successfully.

Key words: mudstone; shale; rock mechanics; directional well; slough formation; hole trajectory; Weizhou 12-1 North Oilfield