

石油技术

层理性泥页岩大斜度井井壁稳定性研究

赵凯 邓金根 蔚宝华 谭强 袁俊亮

(中国石油大学(北京)石油工程教育部重点实验室,北京 102249)

摘要 层理性泥页岩的井壁失稳是制约深部油气钻井成功的关键问题之一。由于强度的各向异性,钻进大斜度井时更容易发生严重的井壁失稳问题。根据多孔介质弹性力学理论,建立了大斜度井井周应力状态,采用双重坐标转换,得到了井周集中应力在层理面上的分布。层理弱面和岩石基体均采用莫尔-库伦破坏准则,建立了层理性泥页岩大斜度井井壁稳定分析方法,综合考虑了层理面产状、井斜方位和地应力等因素的影响。研究表明,对特定产状的层理面而言,井斜角和方位角对井壁稳定性有重要影响。当井斜角超过一定角度后,坍塌压力急剧升高,井壁失稳风险增大,维持井壁稳定需要的钻井液密度较高,向水平最大主应力方向钻进大斜度井时坍塌压力最高,井壁失稳风险最大,应尽量避免井眼方位与水平最大主应力方向一致。

关键词 层理 泥页岩 各向异性 大斜度井 井壁稳定

中图分类号 TE22; **文献标志码** A

泥页岩地层是石油天然气钻井的主要地质对象,据统计,90%的井壁失稳问题出现在泥页岩地层,该类地层的井壁失稳是制约油气钻井成功的关键因素之一^[1]。为解决这一问题,国内外学者进行了大量有益的研究,研究中一般将泥页岩地层视作各向同性体^[2]。但是,层理性泥页岩具有显著的各向异性,层理面形态与井眼方位之间的复杂关系给传统的井壁稳定分析方法提出了巨大挑战。通过双重坐标转换,求出钻进大斜度井时层理面上的应力状态,结合合适的破坏准则,最终建立层理性泥页岩大斜度井井壁稳定分析方法,为该类地层的钻井作业提供重要参考。

1 层理性泥页岩大斜度井井周应力状态确定

井壁稳定研究首先要求解井眼周围的应力分布,然后选择合适的破坏准则判断井壁岩石是否发生破坏,最终确定稳定井壁的钻井液密度。由于井

眼发生倾斜,大斜度井井周应力状态与直井存在较大差异^[3]。通过地应力坐标系和井眼坐标系之间的坐标转换,得到地应力在大斜度井眼坐标系下的分布:

$$\begin{bmatrix} \sigma_{xx} & \sigma_{xy} & \sigma_{xz} \\ \sigma_{yx} & \sigma_{yy} & \sigma_{yz} \\ \sigma_{zx} & \sigma_{zy} & \sigma_{zz} \end{bmatrix} = [L] \begin{bmatrix} \sigma_H & & \\ & \sigma_h & \\ & & \sigma_z \end{bmatrix} [L]^T \quad (1)$$

式(1)中: σ_v , σ_H , σ_h 分别为上覆岩层压力、水平最大和最小地应力。 L 为地应力坐标系和井眼坐标系之间的转换矩阵, α 为井斜角, β 为井斜方位与最大地应力方位的夹角。

$$L = \begin{bmatrix} \cos\alpha\cos\beta & \cos\alpha\sin\beta & -\sin\alpha \\ -\sin\beta & \cos\beta & 0 \\ \sin\alpha\cos\beta & \sin\alpha\sin\beta & \cos\alpha \end{bmatrix} \quad (2)$$

井眼钻开后,产生应力集中效应,假设地层为线弹性体,井周总应力分量可通过泥浆液柱压力和各地应力分量在井周上产生的应力叠加得到^[4]:

2012年9月18日收到,10月11日修改

第一作者简介:赵凯(1986—),男,中国石油大学(北京)博士研究生。研究方向:岩石力学与井壁稳定。E-mail:zkaiup@126.com。

$$\begin{cases}
\sigma_r = \frac{R^2}{r^2}P + \frac{(\sigma_{xx} + \sigma_{yy})}{2}\left(1 - \frac{R^2}{r^2}\right) + \frac{(\sigma_{xx} - \sigma_{yy})}{2} \times \\
\quad \left(1 + \frac{3R^4}{r^4} - \frac{4R^2}{r^2}\right)\cos 2\theta + \sigma_{xy}\left(1 + \frac{3R^4}{r^4} - \frac{4R^2}{r^2}\right)\sin 2\theta \\
\sigma_\theta = -\frac{R^2}{r^2}P + \frac{(\sigma_{xx} + \sigma_{yy})}{2}\left(1 + \frac{R^2}{r^2}\right) - \frac{(\sigma_{xx} - \sigma_{yy})}{2} \times \\
\quad \left(1 + \frac{3R^4}{r^4}\right)\cos 2\theta - \sigma_{xy}\left(1 + \frac{3R^4}{r^4} - \frac{4R^2}{r^2}\right)\sin 2\theta \\
\sigma_z = \sigma_{zz} - \nu\left[2(\sigma_{xx} - \sigma_{yy})\left(\frac{R}{r}\right)^2\cos 2\theta + 4\sigma_{xy}\left(\frac{R}{r}\right)^2 \times \right. \\
\quad \left.\sin 2\theta\right] \\
\sigma_{r\theta} = \sigma_{xy}\left(1 - \frac{3R^4}{r^4} + \frac{2R^2}{r^2}\right)\cos 2\theta \\
\sigma_{\theta z} = \sigma_{yz}\left(1 + \frac{R^2}{r^2}\right)\cos \theta - \sigma_{xz}\left(1 + \frac{R^2}{r^2}\right)\sin \theta \\
\sigma_{zr} = \sigma_{xz}\left(1 - \frac{R^2}{r^2}\right)\cos \theta + \sigma_{yz}\left(1 - \frac{R^2}{r^2}\right)\sin \theta
\end{cases} \quad (3)$$

式(3)中: θ 为相对于 X 轴的夹角; ν 为泊松比。

层理面是泥页岩地层中的薄弱面,通常先于本体发生破坏,造成井壁失稳。不同形态的层理面作用不同的应力状态,通过井眼坐标系和层理面坐标系之间的坐标转换,可得到井周集中应力在层理面上的分布:

$$\begin{bmatrix} \sigma_{sr} & \tau_{r\theta} & \tau_{nr} \\ \tau_{r\theta} & \sigma_{s\theta} & \tau_{n\theta} \\ \tau_{nr} & \tau_{n\theta} & \sigma_n \end{bmatrix} = [S] \begin{bmatrix} \sigma_r & \tau_{r\theta} & \tau_{rz} \\ \tau_{r\theta} & \sigma_\theta & \tau_{\theta z} \\ \tau_{rz} & \tau_{\theta z} & \sigma_z \end{bmatrix} [S]^T \quad (4)$$

式(4)中: S 为井眼坐标系和层理面坐标系之间的转换矩阵, α_1 为层理面倾角, β_1 为层理面法向与最大地应力方位的夹角。

$[S] =$

$$\begin{bmatrix} \sin(\alpha_1 + a)\cos(\beta_1 - \beta) & \sin(\alpha_1 + a)\sin(\beta_1 - \beta) & -\cos(\alpha_1 + a) \\ -\sin(\beta_1 - \beta) & \cos(\beta_1 - \beta) & 0 \\ \cos(\alpha_1 + a)\cos(\beta_1 - \beta) & \cos(\alpha_1 + a)\sin(\beta_1 - \beta) & \sin(\alpha_1 + a) \end{bmatrix} \quad (5)$$

2 层理性泥页岩井壁稳定分析方法

根据求解的井眼周围应力分布,结合合适的破坏准则,可确定稳定井壁的安全泥浆密度。对于层

理性泥页岩而言,层理弱面的存在通常导致岩体强度下降,岩石基体和层理面均需采用莫尔-库仑破坏准则分别判断是否发生破坏。

$$\tau = c + \sigma \tan \varphi \quad (6)$$

式(6)中: τ 为破坏面上的正应力(MPa); σ 为破坏面上的剪应力(MPa); c 为岩石黏聚力(MPa); φ 为岩石内摩擦角($^\circ$)。

由式(4)可知,层理面的剪切破坏主要受两组应力控制(σ_n, τ_{nr})和($\sigma_\theta, \tau_{n\theta}$),将求得的两组应力代入公式(6)可判断层理面是否发生剪切破坏^[5]。

将莫尔-库仑准则写成主应力的表达形式,可判断岩石基体是否发生剪切破坏:

$$\sigma_1 = \sigma_3 \operatorname{ctg}^2\left(45^\circ - \frac{\varphi}{2}\right) + 2C \operatorname{ctg}\left(45^\circ - \frac{\varphi}{2}\right) \quad (7)$$

式(7)中: σ_1 为最大主应力(MPa); σ_3 为最小主应力(MPa)。

由公式(3)可知, σ_r 是一个主应力, σ_θ 与 σ_z 非主应力。欲求另外两个主应力,设 γ 为与 σ_r 垂直的平面和该过该平面的任意截面之间的交线与井眼轴线之间的夹角,则该平面内的正应力及剪应力分别为:

$$\begin{cases} \sigma_n = \sigma_\theta \cos^2 \gamma + 2\sigma_{\theta z} \cos \gamma \sin \gamma + \sigma_z \sin^2 \gamma \\ \tau = \frac{1}{2}(\sigma_z - \sigma_\theta) \sin 2\gamma + \sigma_{\theta z} \cos 2\gamma \end{cases} \quad (8)$$

为求主应力只需令:

$$\frac{d\sigma}{d\gamma} = 0 \quad (9)$$

于是可得到相互间差 90° 的两个角:

$$\gamma_1 = \frac{1}{2} \arctan \frac{2\sigma_{\theta z}}{\sigma_\theta - \sigma_z} \quad (10)$$

$$\gamma_2 = \frac{\pi}{2} + \frac{1}{2} \arctan \frac{2\sigma_{\theta z}}{\sigma_\theta - \sigma_z} \quad (11)$$

将其带入得另外 2 个主应力值^[6]:

$$\sigma_{a,b} = \frac{\sigma_z + \sigma_\theta}{2} \pm \sqrt{\left[\frac{\sigma_z - \sigma_\theta}{2}\right]^2 + \sigma_{\theta z}^2} \quad (12)$$

于是:

$$\begin{cases} \sigma_1 = \max(\sigma_a, \sigma_b, \sigma_r) \\ \sigma_3 = \min(\sigma_a, \sigma_b, \sigma_r) \end{cases} \quad (13)$$

将式(13)代入式(7)可判断岩石基体是否发生

破坏。对于层理性泥页岩大斜度井,保持井壁稳定的安全钻井液密度应该足够支撑岩石基体和层理面均不发生剪切破坏,将此安全泥浆密度的下限定义为坍塌压力。

3 实例计算

某油田层理性泥页岩垂深3 200 m,上覆岩层压力69 MPa,水平最大主应力64 MPa,水平最小主应力49 MPa,地层孔隙压力32 MPa,水平最大主应力方位N70°E,层理面倾角10°,层理面倾向75°,对不同井斜方位下层理性泥页岩地层的坍塌压力进行了计算,计算结果如图1所示。

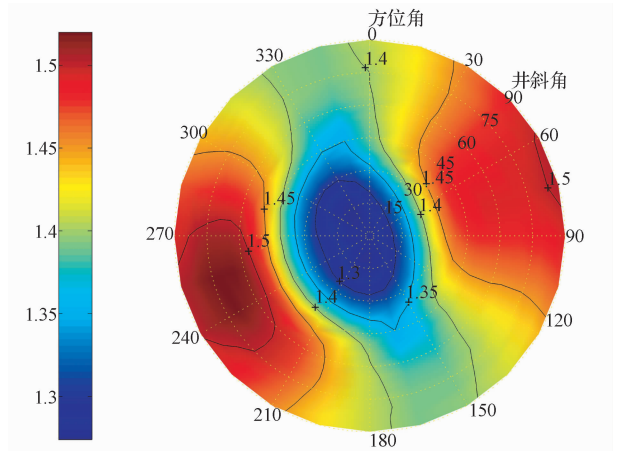


图1 不同井斜角和方位角下层理性泥页岩坍塌压力分布规律

根据现场3口井的实际钻井情况对坍塌压力计算结果进行了验证(表1),可以看出,坍塌压力计算结果与现场实际情况一致性较好,2井实用钻井液密度高于坍塌压力,岩石基体和层理面均未发生破坏,实际钻井中未出现井壁坍塌情况,1井和3井实用钻井液密度低于坍塌压力,液注压力未能有效支撑井壁岩石,钻井过程中产生严重的坍塌现象。

根据计算结果可知,当井斜角小于30°左右时,钻井坍塌压力最低,维持井壁稳定的钻井液密度约为1.30—1.35 g/cm³,当井斜角超过30°时,坍塌压力较高,维持井壁稳定维持井壁稳定的钻井液密度在1.40 g/cm³以上,向水平最大主应力方向钻大斜度井时坍塌压力最高,约为1.50 g/cm³左右。因此,在层理性泥页岩中钻进大斜度井时,应该适当提高

泥浆密度维持井眼稳定,尽量避免井眼方位与水平最大主应力方向一致。

表1 现场应用

编号	井斜角/°	方位角/°	坍塌压力/(g·cm ⁻³)	实用钻井液密度/(g·cm ⁻³)	井壁坍塌情况
1井	20	N10°E	1.31	1.26	坍塌
2井	30	N195°E	1.32	1.38	无
3井	41	N138°E	1.38	1.33	坍塌

4 结论

1)层理性泥页岩地层的井壁稳定与常规完整性地层不同,需要对岩石基体和层理面分别进行分析,通过双重坐标转换可获得大斜度井井周层理面上的应力状态,用于井壁稳定性计算。

2)井斜角对层理性泥页岩大斜度井井壁稳定性有重要影响。井斜角较小时,坍塌压力较低,井壁失稳风险较小,当井斜角超过一定角度后,坍塌压力急剧升高,井壁失稳风险增大,这主要是由于层理性泥页岩强度的各向异性引起的。在层理性泥页岩地层中钻进大斜度井时,应适当提高钻井液密度,维持井壁稳定。

3)钻井方位的选择是在层理性泥页岩地层中成功钻进大斜度井的一个关键因素。在层理性泥页岩中,向水平最大主应力方向钻进大斜度井时坍塌压力最高,井壁失稳风险最大,应尽量避免井眼方位与水平最大主应力方向一致。

参 考 文 献

1 Steiger R, Leung P K. Quantitative determination of the mechanical properties of shales. SPE drilling engineering, 1992; 7 (3): 181—185

2 Roegiers J C. Well modelling: an overview. Oil & Gas Science and Technology, 2002; 57(5): 569—577

3 邓金根, 蔚宝华, 邹灵战, 等. 南海西江大位移井井壁稳定性评估研究. 石油钻采工艺, 2003; 25(6): 1—4

4 邓金根. 钻井工程中井壁失稳的力学机理. 北京: 石油工业出版社, 1998

5 Yamamoto K, Shioya Y, Uryu N. Discrete element approach for the wellbore instability of laminated and fissured rocks. SPE/IS-RM78181. 2002

6 楼一珊, 刘刚. 大斜度井泥页岩井壁稳定的力学分析. 江汉石油学院学报, 1997; 19(1): 61—64

学出版社,2006:150—155

才汝成,李 阳,孙焕泉. 油气藏工程方法与应用. 东营:中国
石油大学出版社,2002:146—152

20 曾流芳,陈柏平,王学忠. 疏松砂岩油藏大孔道定量描述初步研
究. 油气地质与采收率,2002,9(4):44—45

22 秦积舜,李爱芬. 油层物理学. 东营:中国石油大学出版社,
2006:131

A Method of Describing Preferential Flowing Path by Reservoir Engineering Principles

WANG Lu-shan, GUAN Yue *, LIU Cheng-jie, JIN Yan-xin, SHI Shu-bin
(Shengli Oil Production Research Institute, SINOPEC, Dongying 257000, P. R. China)

[Abstract] Preferential flowing path is very common problem in water flooding sandstone reservoir for high water-cut stage, a method is proposed to identify and calculate preferential flowing path by reservoir engineering method. The method can identify preferential flowing path by water flooding characteristic curve, and cluster analysis is used to classify preferential flowing path degree. Then the preferential flowing path volume is calculated by the remaining recoverable reserves, the permeability and pore throat radius are obtained too. The software is developed by virtue of VB language, and it is used to recognize and calculate the preferential flowing path in the T143 block of Shengtuo oilfield, and this method is accurate by tracer explanation of three well among the block, the results provide a theory support for implementation of profile control of high water-cut reservoir.

[Key words] preferential flowing path water drive characteristic curve preferential flowing path volume
permeability throat radius

(上接第 1149 页)

Borehole Stability of Highly-deviated Well in Bedding Shale

ZHAO Kai, DENG Jin-Gen, YU Bao-Hua, TAN Qiang, YUAN Jun-liang
(Key Laboratory of Petroleum Engineering, Ministry of Education, China University of Petroleum, Beijing 102249, P. R. China)

[Abstract] Borehole instability in bedding shale is one of the main factors restricting the success of the deep oil and gas drilling. Due to the anisotropy of the strength, the serious instability problems occurred easily especially in highly-deviated well drilling. According to the Porous medium elastic mechanics theory, the stress state surrounding the highly-deviated well was established, using double coordinate conversion. The concentrate stress distribution on the bedding plane was obtained. The Mohr-coulomb failure criterion was selected both for the bedding plane and rock matrix. The analyze method of borehole stability for highly-deviated well was established, comprehensive considering the attitudes of the bedding plane, well inclination and azimuth, in-situ stress and so on. The results showed that, for the bedding plane with specific attitude, the deviation and azimuth angle has important influence on the borehole stability. When the deviation angle is higher than the specific angle, the collapse pressure rises rapidly, the instability risk increases, the drilling fluid density to keep borehole stability was higher, the collapse pressure of the highly-deviated well towards the direction of maximum horizontal in-situ stress is highest, the instability risk is biggest, the drilling should avoid towards the direction.

[Key words] bedding plane shale anisotropy highly-deviated well borehole stability