钻井液密度对裂缝性泥页岩地层坍塌压力影响的力化耦合研究

曹园[1],邓金根[1],蔚宝华[1],范白涛[2],赵凯[3],许勇猛[1]

1. 中国石油大学(北京)油气资源与探测国家重点实验室,北京 102249
2. 中海石油(中国)有限公司天津分公司钻井部,天津 300450
3. 西安石油大学石油工程学院,西安 710065

摘要 缝性地层井壁失稳是钻井工程中经常遇到工程难题之一,裂缝发育地层常伴随严重的井壁坍塌,具有水化性质的裂缝性地层在钻井液侵入后更易发生坍塌。扫描电镜观察某油田泥页岩发育的层理实际为尺寸极小的微裂缝,使用XRD衍射仪测定了该泥页岩黏土矿物质量分数为30%~40%,泥页岩水化性质较强。通过剪切实验测定了泥页岩吸水后的抗剪强度,求解了不同含水量裂缝面的黏聚力及内摩擦角。建立了钻井液滤液向地层内的渗流方程及裂缝性地层坍塌压力方程,计算了不同钻井液密度和浸泡时间的坍塌压力。计算结果表明,高钻井液密度导致钻井液滤液向裂缝内加速渗流,裂缝面强度降低导致地层更加容易坍塌。裂缝性地层井壁失稳不宜提高钻井液密度稳定井壁,应采用措施提高钻井液封堵性及抑制性,降低钻井液滤液侵入量。

关键词 裂缝;渗流;水化;坍塌压力;钻井液密度

中图分类号 TE256 **文献标志码** A **doi** 10.3981/j.issn.1000-7857.2014.25.006

Impact of Drilling Fluid Density on Fractured Shale Collapse Pressure by Chemical-mechanical Method

CAO Yuan[1], DENG Jingen[1], YU Baohua[1], FAN Baitao[2], ZHAO Kai[3], XU Yongmeng[1]

1. State Key Laboratory of Petroleum Resources and Prospecting, China University of Petroleum, Beijing 102249, China
2. Drilling Department of Tianjin Branch, CNOOC, Tianjin 300450, China
3. College of Petroleum Engineering, Xi´an Shiyou University, Xi´an 710065, China

Abstract The wellbore instability of a fracture shale formation is an issue often encountered in drilling. A fracture formation of the hydration property is often associated with severe borehole collapse. The shale beddings are actually micro-fractures according to the microstructure observations by SEM. The content of the clay minerals of the shale is 30%-40% determined by XRD equipments, and shows a strong hydration property. The shearing strength of the shale is tested by shear experiments, the cohesion and the internal friction angle are determined under different water contents, and the results are regressed. Based on the Darcy linear percolation law, the seepage equation for the drilling fluid is obtained. Through the well circumferential stress analysis and combined with the above results, the collapse equation is obtained. Collapse pressures are calculated under different mud densities and soak times. The calculation results show that the high density drilling fluid accelerates the seepage with increased water amount and reduces the strength against fracture, which leads to more easy formation collapse. Improving the drilling fluid density is unfavorable for the wellbore stability of the fractured shale formation. Measures should be taken to improve the drilling fluid plugging ability and the inhibitory ability, reducing the amount of mud filtrate invasion.

Keywords fracture; seepage; hydration; collapse pressure; mud density

石油钻井工程中经常钻遇的一类特殊地层为裂缝性地层,裂缝多为地层先期形成的弱面结构[1],相比完整地层,裂缝性地层更易井壁失稳,且破坏面一般为裂缝面[2],裂缝性地层井壁失稳在世界范围内广泛存在且难以应对,给钻井工程

收稿日期:2014-04-27;修回日期:2014-06-20

基金项目:国家自然科学基金项目(51174219);国家科技重大专项(2011ZX05009-005)

作者简介:曹园,博士研究生,研究方向为岩石力学与井壁稳定,电子信箱:yuancao555@126.com

引用格式:曹园, 邓金根, 蔚宝华, 等. 钻井液密度对裂缝性泥页岩地层坍塌压力影响的力化耦合研究[J]. 科技导报, 2014, 32(25): 40-45.

造成了巨大的经济损失[3]。

Santarelli[4]使用离散元模拟了裂缝性地层不同钻井液密度下井周裂缝分布状态,发现提高钻井液密度使径向裂缝开启,周向裂缝闭合,导致钻井液更加容易侵入地层。McLellan等[5]及Fontana等[6]指出高密度钻井液侵入地层后导致孔隙压力增加,井周有效应力降低,Tan等[7]进一步指出侵入裂缝的钻井液通过化学作用与润滑作用使裂缝强度降低。相关研究结论均认为裂缝性地层不宜使用提高钻井液密度方法稳定井壁。Last等[8]、Labenski等[9]及Gallant等[10]提出使用高封堵能力、低滤失量钻井液、高黏度钻井液阻止钻井液侵入裂缝的方法解决裂缝性地层井壁失稳问题。

上述研究从数值模拟及现场实践角度指出了裂缝性地层井壁稳定方法,并没有明确得出井壁坍塌压力随钻井液密度的变化关系。本研究以渗流力学为基础,建立钻井液向裂缝内的渗流模型及井周应力分布方程,通过实验测定裂缝强度随渗流规律的变化,以得出力化耦合条件下裂缝性地层坍塌压力随钻井液密度变化规律。

1　实验方法

裂缝面的黏聚力及内摩擦角可通过直接剪切试验测定,图1为实验用简易剪切实验机的结构简图。通过施加不用压力 p_1 测定的剪切强度 p_2,根据摩尔库仑准则可以得到剪切面的黏聚力及内摩擦角。

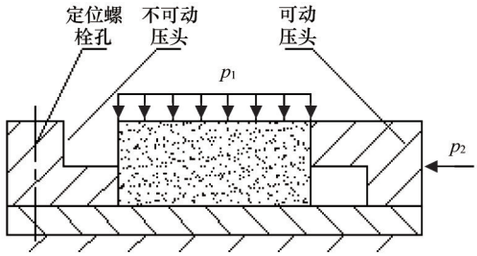


图1　简易剪切实验机示意

Fig. 1　Schematic diagram of a simple shear testing machine

选择某油田强层理性泥页岩岩心(图2),磨制成边长为5 cm的立方体,使层理面平行于立方体的某一平面,相对平面互相平行,每个平面的倾斜角度小于0.25°。

图2　某油田强层理性泥页岩

Fig. 2　Stratification shale in a certain oilfield

使用上述油田现场用的低自由水钻井液浸泡制作好的立方体块,浸泡过程连续搅拌保持钻井液流动状态,浸泡时间结束后,称量立方体块的质量,计算含水增量,由于泥页岩的本体渗透率极低,基本不会吸水,近似认为滤液只向裂缝内渗流。利用直接剪切实验测定不同吸水量的立方体的内摩擦角及黏聚力,由于裂缝面为立方体块的弱结构面,认为测得的参数为裂缝面的内摩擦角及黏聚力。

2　实验结果

对上述岩心隔段取4组样品进行XRD衍射实验,分析岩心全岩矿物组分及黏土矿物成分,全岩矿物组分测定实验结果显示,该层理性泥页岩中黏土矿物质量分数为30%~40%,黏土矿物的详细矿物组成见表1。

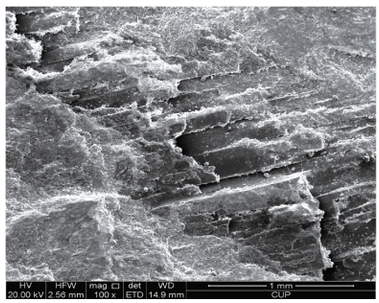
表1　某油田层理性泥页岩黏土矿物成分

Table 1　Clay mineral composition of stratification shale of a certain oilfield　　%

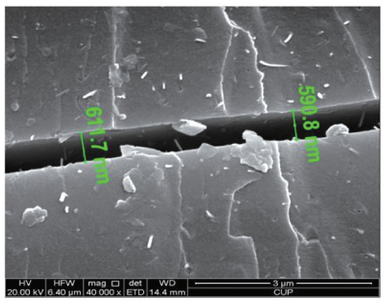
样品编号	伊利石	高岭石	绿泥石	伊蒙混层(伊利石 蒙脱石)
1	8	5	6	81(23 77)
2	1	7	7	85(24 76)
3	5	7	8	80(27 73)
4	5	8	8	79(34 66)

黏土矿物中不含纯蒙脱石矿物,主要成分为伊蒙混层,混层中蒙脱石含量较高。实验结果说明泥页岩成熟度高,水化后膨胀性质不强,但水化后具有一定的软化性质。

使用扫描电镜对上述油田层理性泥页岩进行微观结构观察(图3),放大至100倍可以看出该泥页岩具有平行的弱面



(a) 100×



(b) 40000×

图3　某油田层理性泥页岩扫描电镜照片

Fig. 3　SEM of stratification shale of a certain oilfield

结构,放大40000倍观察发现这些弱面结构为宽度为百纳米级的原生裂缝,水分子以渗流方式进入裂缝,裂缝内填充的胶结物与水分子发生化学反应失去胶结强度,从而导致泥页岩沿平行裂缝面断裂。

钻井液滤液进入裂缝后不仅降低了裂缝胶结强度,其润滑作用也使裂缝面更易发生破坏,宏观表现为裂缝面的黏聚力及内摩擦角随钻井液滤液的侵入而逐渐降低。图4及图5中红点分别为钻井液滤液侵入裂缝后两参数的实测数据,对实验数据进行拟合,从拟合曲线看出,黏聚力及内摩擦角随水含量增加变化规律基本相同。拟合曲线可分为3段:前期缓慢降低阶段、中期加速降低阶段及后期平缓降低阶段。由于裂缝性地层井壁一般会在前2个阶段发生破坏,实际钻井过程中不会发生第3阶段,因此对前两阶段曲线进行拟合,拟合结果显示前两阶段曲线符合幂律函数变化规律。

黏聚力c与吸水质量m关系曲线拟合方程为

$$c=-0.314m^{3.455}+4.499 \tag{1}$$

内摩擦角φ与吸水质量m关系曲线拟合方程为

$$\varphi=-0.729m^{3.388}+29.081 \tag{2}$$

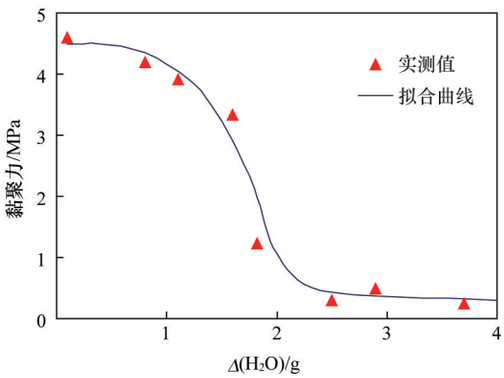


图4 实验测定的不同含水增量的裂缝面的黏聚力

Fig. 4 Fracture cohesion and water content determined in experiments

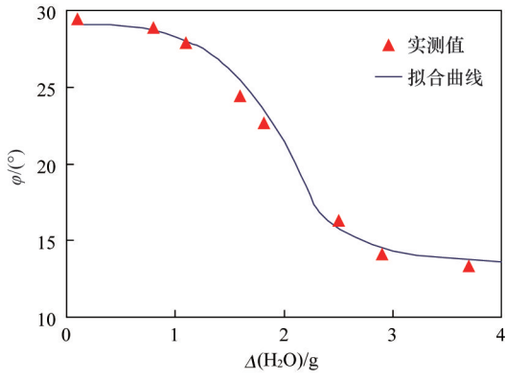


图5 实验测定的不同含水增量的裂缝面的内摩擦角

Fig. 5 Fracture internal friction angle and water content determined in experiments

3 流固耦合裂缝地层坍塌压力

地应力作用下地层裂缝缝高小,钻井液滤液以渗流方式进入裂缝,根据Darcy定律,裂缝内孔隙压力p随距离x和时间t变化规律的微分方程为

$$\frac{\partial^2 p}{\partial x^2}=\frac{1}{\eta}\frac{\partial p}{\partial t} \tag{3}$$

钻井液沿裂缝渗流,可近似看作一维流动,该流动的初始条件为

$$p(x,t)=p_p \quad (t=0)$$

外边界条件为

$$p(x,t)=p_i \quad (x=0)$$

内边界条件为

$$p(x,t)=p_p \quad (x\to\infty)$$

式中,p_p为地层原始孔隙压力;p_i为钻井液柱压力;η为导压系数,表示压力降传播的快慢,一般范围为1000~50000 cm²/s。

通过推导,可得裂缝内压力分布方程为

$$p_i-p(x,t)=(p_i-p_p)\left[1-\mathrm{erf}\left(\frac{x}{2\sqrt{\eta t}}\right)\right] \tag{4}$$

式中,erf为误差函数。

根据Darcy定律,对式(4)求导,可得裂缝内渗流流速v为

$$v=-\frac{k}{\mu}\frac{\partial p}{\partial x}\bigg|_{x=0}=\frac{k}{\mu}(p_i-p_p)\left(\frac{2}{\sqrt{\pi}}e^{-\frac{x^2}{4\eta t}}\frac{1}{2\sqrt{\eta t}}\right)\bigg|_{x=0}=\frac{k}{\mu}\frac{p_i-p_p}{\sqrt{\pi\eta t}} \tag{5}$$

式中,k为地层渗透率,μ为钻井液黏度。

式(5)乘以流道面积A,得渗流流量q,其计算式为

$$q=vA=\frac{kBh}{\mu}\frac{p_i-p_p}{\sqrt{\pi\eta t}} \tag{6}$$

式中,B为裂缝宽度,h为裂缝高度。

钻井液侵入导致井周应力分布发生改变,考虑钻井液渗流作用的井周应力分布方程为

$$\begin{cases}\sigma_r=\dfrac{R^2}{r^2}p_i+\dfrac{(\sigma_H+\sigma_h)}{2}\left(1-\dfrac{R^2}{r^2}\right)+\dfrac{(\sigma_H-\sigma_h)}{2}\left(1-\dfrac{4R^2}{r^2}+\dfrac{3R^4}{r^4}\right)\cos 2\theta+\left[\dfrac{\alpha(1-2v)}{2(1-v)}\left(1-\dfrac{R^2}{r^2}\right)-\phi\right](p_i-p_p)-\alpha p_p\\ \sigma_\theta=-\dfrac{R^2}{r^2}p_i+\dfrac{(\sigma_H+\sigma_h)}{2}\left(1+\dfrac{R^2}{r^2}\right)-\dfrac{(\sigma_H-\sigma_h)}{2}\left(1+\dfrac{3R^4}{r^4}\right)\cos 2\theta+\left[\dfrac{\alpha(1-2v)}{2(1-v)}\left(1+\dfrac{R^2}{r^2}\right)-\phi\right](p_i-p_p)-\alpha p_p\\ \sigma_z=\sigma_Z-2v(\sigma_H-\sigma_h)\left(\dfrac{R}{r}\right)^2\cos 2\theta+\left[\dfrac{\alpha(1-2v)}{1-v}-\phi\right](p_i-p_p)-\alpha p_p\end{cases} \tag{7}$$

式中,σ_r、σ_θ、σ_z分别为井周径向应力、周向应力和垂向应力;σ_H、σ_h分别为远场最大、最小主应力,σ_Z为上覆岩层应力,R、r分别为井眼半径与地层内某点半径,θ为最大地应力方向与地层内某点矢径间的夹角(顺时针转动),α为Biot系

数，υ为泊松比，ϕ为孔隙度。

由于掉块发生在井壁上，需要分析井壁上的井周应力分布，井壁圆周坍塌压力随θ变化而变化，井壁上最小主应力σ_r为定值，当θ=90°或270°时，最大主应力σ_θ达到最大值，通过摩尔圆分析可得此处坍塌压力最大，即最容易发生坍塌，此处的应力分布为

$$\begin{cases}\sigma_r = p_i + \phi(p_i - p_p) - \alpha p_p \\ \sigma_\theta = -p_i + 3\sigma_H - \sigma_h + \left[\dfrac{\alpha(1-2\upsilon)}{(1-\upsilon)} - \phi\right](p_i - p_p) - \alpha p_p \\ \sigma_z = \sigma_Z + 2\upsilon(\sigma_H - \sigma_h) + \left[\dfrac{\alpha(1-2\upsilon)}{1-\upsilon} - \phi\right](p_i - p_p) - \alpha p_p\end{cases} \tag{8}$$

不考虑裂缝角度的影响，掉块沿弱胶结裂缝面破坏，使用摩尔-库仑准则判断裂缝面的破坏情况：

$$\tau = c + \sigma\tan\varphi \tag{9}$$

式中，τ为裂缝面剪切强度；σ为裂缝面正应力。

表示成主应力方式为

$$\sigma_{max} = 2c\frac{\cos\varphi}{1-\sin\varphi} + \sigma_{min}\frac{1+\sin\varphi}{1-\sin\varphi} \tag{10}$$

式中，σ_{max}为最大主应力，$\sigma_{max}=\sigma_\theta$；$\sigma_{min}$为最小主应力，$\sigma_{min}=\sigma_r$。

将式(8)带入式(10)，得出考虑渗流作用的裂缝弱胶结面坍塌压力p_f为

$$p_f = \frac{\left[3\sigma_H - \sigma_h - (\xi-\phi)p_p\right] - 2cA + \phi p_p A^2}{(1-\alpha+\phi)A^2 - (\xi-1-\phi-\alpha)} \tag{11}$$

式中，$\xi = \dfrac{\alpha(1-2\upsilon)}{1-\upsilon} - \phi$，$A = \cot\left(45 - \dfrac{\varphi}{2}\right)$。

4　裂缝地层坍塌压力分析

在保持原始力学稳定前提下，裂缝地层井壁坍塌的直接原因为钻井液滤液侵入裂缝使裂缝内孔隙压力升高，正应力降低，滤液与胶结物的水化作用及滤液的润滑作用使裂缝面的抗剪强度急剧降低。滤液侵入裂缝总量受钻井液物理性质(封堵性与流变性)、钻井液密度、浸泡时间等因素影响。对于某种钻井液，裂缝性地层钻井时操作者十分关注钻井液密度与浸泡时间，因为这2个参数与安全钻井周期密切相关，直接影响现场钻井工程的操作。图6、图7分别计算了不同钻井液密度及浸泡时间下裂缝含水增量的变化规律。

从图6中看出，不同浸泡时间下裂缝含水增量与钻井液密度呈线性函数关系，浸泡时间越长，该线性函数的斜率越大，裂缝含水量增长越迅速。从图7中看出，地层浸泡时间与含水增量呈对数函数关系，钻井液密度越大，曲线斜率越大，含水增量增长越迅速。

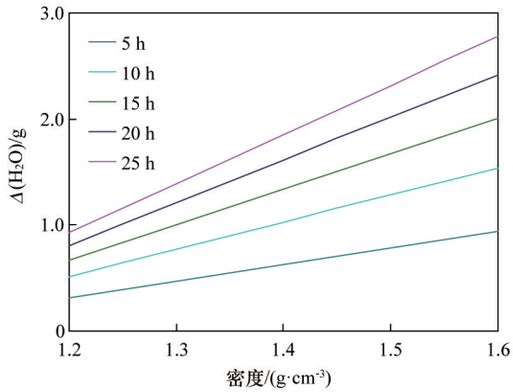


图6　不同浸泡时间下裂缝含水增量与钻井液密度关系

Fig. 6　Water content and mud density at different soak times

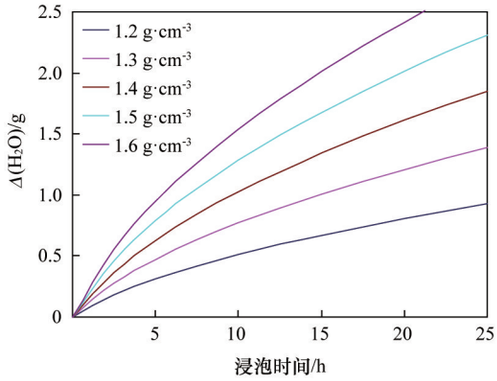


图7　不同钻井液密度下裂缝含水增量与裂缝浸泡时间关系

Fig. 7　Water content and soak time at different mud densities

通过计算得出钻井液向裂缝内渗流总量受时间及密度影响较大，渗流总量随密度及浸泡时间增加而增大。根据坍塌压力计算式(11)，计算了裂缝地层坍塌压力随钻井液密度变化关系(图8)。计算参数：σ_H=42 MPa，σ_h=34 MPa，α=0.57，p_p=1.0 g·cm^{-3}。

从图8中看出，坍塌压力与钻井液密度呈指数函数关系，等值线$x=y$表示坍塌压力等于钻井液密度，井壁处于临界稳定状态，等值线下方区域钻井液密度大于坍塌压力，井壁保持稳定，等值线上方区域钻井液密度小于坍塌压力，井壁发生坍塌。随浸泡时间延长，坍塌压力迅速增加，浸泡25 h时间等值线与$x=y$等值线相交于1.20 g·cm^{-3}，此时若发生井壁坍塌，增加钻井液密度只会使坍塌更加严重。

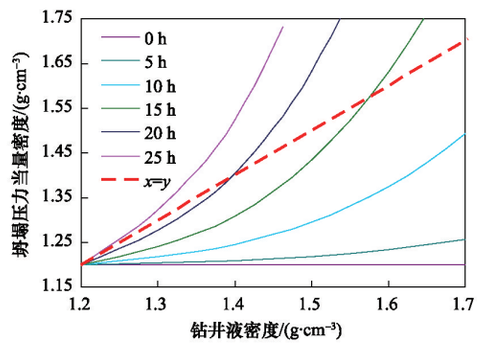


图8　不同浸泡时间下坍塌压力随钻井液密度变化规律

Fig. 8　Collapse pressure and mud density at different soak times

由图9可知裸眼浸泡时间与坍塌压力呈指数函数关系，钻井液密度越小，坍塌压力增长越缓慢。密度为1.7 g·cm^{-3}的钻井液维持井壁稳定时间约12.7 h，密度为1.3 g·cm^{-3}的钻井液维持井壁稳定时间提高至约22.5 h，井壁稳定时间随钻井液密度减小而延长。

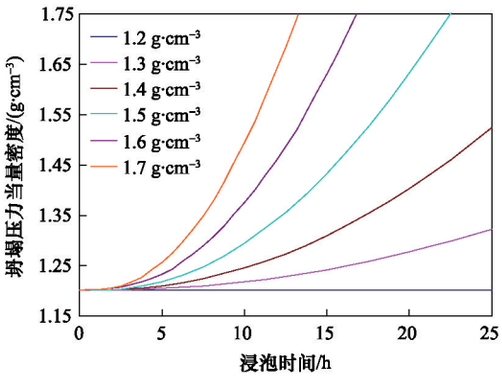


图9 不同钻井液密度下坍塌压力随浸泡时间变化规律

Fig. 9 Collapse pressure and soak time at different mud densities

裂缝性地层坍塌压力与钻井液密度及浸泡时间密切相关，对于完整地层，提高钻井液密度可降低井周应力，保持井壁稳定；对于裂缝性地层，提高钻井液密度虽然也可降低井周应力，但高钻井液密度使井壁径向裂缝张开，钻井液侵入裂缝导致裂缝孔隙压力升高，裂缝强度降低，使井壁更加容易坍塌。通过提高钻井液密度的方法可短暂保持裂缝性地层井壁稳定，随浸泡时间延长，坍塌压力会迅速提高，且钻井液密度越高，井壁维持稳定的时间越短。上述分析说明了裂缝性地层提高钻井液密度后，井壁稳定情况并不会得到改善，仍然会发生周期性坍塌，且钻井液密度越高，坍塌会越严重，因此通过增加钻井液密度维持裂缝性地层井壁稳定不是有效措施。

研究表明，钻井液侵入是裂缝性泥页岩地层发生井壁失稳机制的主要原因，因此通过提高钻井液封堵能力、钻井液黏度及钻井液抑制性，同时降低钻井液滤失量是维持裂缝性地层井壁稳定的有效措施。

5 现场分析

某油田DY组地层含有巨厚泥页岩地层，该泥页岩地层具有很强的层理性，内部裂缝发育。该井钻井过程中发生了严重井壁坍塌，井口返出大量剪切破坏的片状井壁掉块(图10)，大量掉块严重拖延了钻井周期，从设计的3 d提高至6.5 d。图11为坍塌段的测井井径与实用钻井液密度，对比看出，为保持该段井壁稳定，现场采用了提高钻井液密度稳定井壁的常规措施，钻井液密度从1.21 g·cm^{-3}逐渐提高至1.42 g·cm^{-3}，但在逐渐提高钻井液密度的过程中井径扩大率并未减小，反而逐渐增大。裂缝性地层钻井，提高钻井液密度并不能有效提高井壁稳定程度，甚至可能加速井壁坍塌。

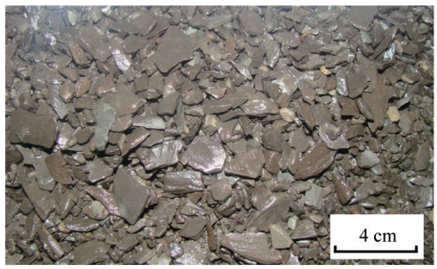


图10 某井裂缝性地层剪切破坏的井壁掉块

Fig. 10 Shear failure cavings of fracture formation of a certain oil well

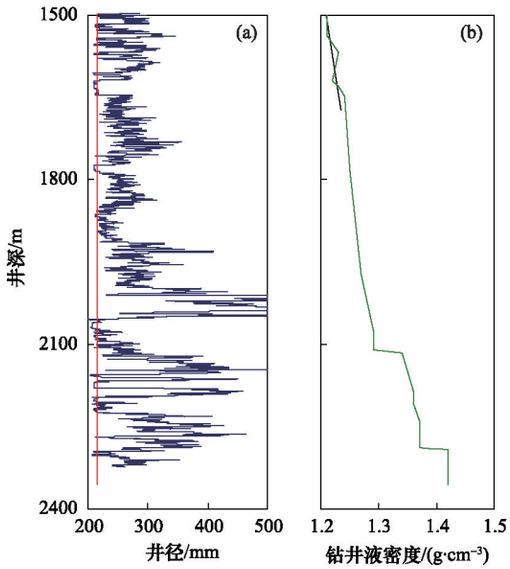


图11 某井裂缝性地层实测井径(a)与钻井液密度(b)

Fig. 11 Measured mud density and caliper log data of fracture formation of a certain oil well

6 结论

1）分析了裂缝性泥页岩的微观结构及黏土矿物含量，裂缝内胶结物具有水化性质，钻井液滤液以渗流方式进入裂缝内部。滤液与裂缝胶结物的水化作用及润滑作用导致裂缝强度降低。室内剪切实验测定了不同吸水量的裂缝的黏聚力及内摩擦角，根据实验结果拟合了裂缝吸水量及裂缝强度参数之间的关系，随吸水量增加，黏聚力及内摩擦角以幂律函数规律下降。

2）建立了钻井液向裂缝性地层渗流方程及裂缝性地层坍塌压力方程，计算了钻井液密度、浸泡时间与坍塌压力的关系，坍塌压力随钻井液密度及浸泡时间增加而增加，钻井液密度越大，坍塌压力增长越迅速，井壁稳定周期越短。

3）裂缝性地层不宜使用提高钻井液密度的措施稳定井

壁。在钻井液密度可维持裂缝性地层原始力学稳定后,应采用提高钻井液封堵性及抑制性,降低井眼浸泡时间等措施维持井壁稳定。

4)以裂缝性泥页岩地层为研究介质,水化性质是裂缝性泥页岩严重失稳的主要原因,对于具有水化性质的裂缝发育的其他岩石同样适用。对于不具有水化性质的裂缝性地层,该文研究结论不可推演。

参考文献(References)

[1] Edwards S, Matsutsuyu B, Willson S. Imaging unstable wellbores while drilling[J]. SPE Drilling & Completion, 2004, 19(4): 236-243.

[2] Okland D, Cook J M. Bedding-related borehole instability in high-angle wells[C]//Proceedings of SPE/ISRM Rock Mechanics in Petroleum Engineering. Texas: Society of Petroleum Engineers, 1998: 413-422.

[3] Ottesen S. Wellbore stability in fractured Rock[C]//Proceedings of IADC/SPE Drilling Conference and Exhibition. Texas: Society of Petroleum Engineers, 2010: 1-8.

[4] Santarelli F J, Dardeau C, Zurdo C. Drilling through highly fractured formations: A problem a model and a cure[C]//Proceedings of SPE Annual Technical Conference and Exhibition. Texas: Society of Petroleum Engineers, 1992: 481-490.

[5] McLellan P J, Cormier K. Borehole instability in fissile, dipping shales, Northeastern British Columbia[C]//Proceedings of GTS: Gas Technology Symposium. Texas: SPE, ETATS-UNIS, 1996: 535-547.

[6] Fontana H, Paris J M, Ong S. Borehole stability (geomechanics) modeling and drilling optimization practices improve drilling curves in naturally fractured shale—a south Argentina experience[C]//Proceedings of SPE/IADC Middle East Drilling and Technology Conference. Texas: Society of Petroleum Engineers, 2007: 1-9.

[7] Tan C P, Chen X. Factors governing mud infiltration and impact on wellbore stability in fractured rock mass[C]//Proceedings of Alaska Rocks 2005 The 40th US Symposium on Rock Mechanics (USRMS). Alaska: American Rock Mechanics Association, 2005: 1-13.

[8] Last N, Plumb R, Harkness R, et al. An integrated approach to evaluating and managing wellbore instability in the Cusiana Field Colombia South America[C]//Proceedings of SPE Annual Technical Conference and Exhibition. Texas: Society of Petroleum Engineers, 1995: 147-160.

[9] Labenski F, Reid P, Santos H. Drilling fluids approaches for control of wellbore instability in fractured formations[C]//Proceedings of SPE/IADC Middle East Drilling Technology Conference and Exhibition. Texas: Society of Petroleum Engineers, 2003: 1-8.

[10] Gallant C, Zhang J, Wolfe C A, et al. Wellbore stability considerations for drilling high-angle wells through finely laminated shale: A case study from terra nova[C]//Proceedings of SPE Annual Technical Conference and Exhibition. Texas: Society of Petroleum Engineers, 2007: 1-11.

(责任编辑　赵业玲)

·学术动态·

中国科学技术协会

2014年密码算法前沿论坛在北京举办

2014年6月21—22日,由中国密码学会密码算法专业委员会主办、中国科学院软件研究所可信计算与信息保障实验室承办的2014年密码算法前沿论坛在北京举行。来自全国各地约150位密码学领域的科研工作者、工程技术人员围绕认证加密、格密码、密码分析、密码函数等主题进行交流。

在此次论坛上,11位专家作特邀报告。西安电子科技大学教授胡予濮在题为"Non-spherical Gaussian: Revisiting MP12 Trapdoors"的特邀报告中,介绍了MP12陷门、非球的基本高斯采样、改进的高斯采样、非球高斯变量等;中国科学院系统科学研究所潘彦斌在题为"A Three-Level Sieve Algorithm for the Shortest Vector Problem"的报告中,围绕最短向量问题介绍了格、格密码与三层筛法;新加坡南洋理工大学教授伍宏军在题为"Designing Authenticated Ciphers in Four Different Approaches"的特邀报告中,针对认证加密算法的设计方式,介绍了AEGIS、MORUS、JAMBU、ACORN等算法与模式;新加坡南洋理工大学王磊在题为"SHELL Authenticated Encryption"的特邀报告中,介绍了CAESAR候选算法SHELL的特点、设计准则、优缺点等;中国科学院软件研究所研究员张斌在题为"Sabiler Stream Cipher with Authentication"的特邀报告中,围绕算法特点、安全性目标、安全性分析、设计准则等,介绍了CAESAR候选算法Sablier;中国科学院信息工程研究所副教授王鹏在题为"认证加密的设计模式"的特邀报告中,以PAES与PANDA为例,分析了认证加密的设计模式与设计方法;中国科学院软件研究所张立廷副研究员在题为"iFeed Authenticated Encryption"的特邀报告中,从设计背景、结构、特点、安全性证明、压缩函数等方面介绍了CAESAR候选算法iFeed;山东大学教授王美琴在题为"On the (In) Equivalence of Impossible Differential and Zero Correlation Distinguishers for Feistel-and Skipjack-type Ciphers"的特邀报告中,围绕不可能差分与零和区分器的等价性,介绍了Feistel类密码算法与Skipjack类密码算法 。

详见中国科协网http://www.cast.org.cn/n35081/n35548/n38620/15817252.html。