

深部盐膏岩地层套管磨损后等效应力分析

葛伟凤¹, 陈勉¹, 金衍¹, 卢运虎¹, 张飞², 侯冰¹

(1. 中国石油大学 油气资源与探测国家重点实验室, 北京 102249; 2. 中国石油集团海洋工程有限公司 天津分公司, 天津 300451)

摘要:针对盐膏层蠕变和套管磨损联合作用下套管变形破坏的关键技术难题,结合室内盐岩蠕变试验,确定盐膏岩的蠕变参数,考虑盐膏层蠕变的影响,研究深部盐膏层非均匀地应力条件下蠕变、磨损程度、磨损位置对套管等效应力的影响。结果表明:蠕变在一定程度上降低了磨损套管抵抗外部载荷的能力,套管等效应力的非均匀性增强;随着蠕变时间的增加,套管等效应力逐渐增加,在1 a左右达到平衡;套管磨损越深,套管的等效应力越大且非均匀性越强;磨损位置明显改变了套管等效应力的分布规律,沿最小地应力方位磨损时,套管等效应力最大,最容易屈服;磨损位置不同时,只有当磨损程度较小时套管最大等效应力才出现在水平最小地应力方位;沿0°方向磨损时,只有当磨损程度较小时才会有“套管最大等效应力随磨损程度变化不大”的结论。

关键词:盐岩蠕变; 磨损程度; 磨损位置; 套管等效应力

中图分类号:TE 256 **文献标志码:**A

Analysis of equivalent stress on casings after casing wear in deep salt-gypsum formation

GE Wei-feng¹, CHEN Mian¹, JIN Yan¹, LU Yun-hu¹, ZHANG Fei², HOU Bing¹

(1. State Key Laboratory of Petroleum Resources and Prospecting in China University of Petroleum, Beijing 102249, China;

2. China National Petroleum Offshore Engineering Company Limited, Tianjin Branch, Tianjin 300451, China)

Abstract: Aimed to the problems of casing collapse induced by the combined effect of salt-gypsum creep and casing wear, the creep parameters of the salt-gypsum formation were determined by salt creep experiments. The effects of salt creep, wear rate and wear position on the equivalent stress on casings were analyzed by considering rock salt creep in non-uniform in-situ stress field. The results show that the ability resisting external loads of worn casing is reduced by formation creep, and the nonuniformity of equivalent stress on casings increases. The equivalent stress on casings increases gradually with creep time increasing and reaches balance in one year or so. The equivalent stress on casings and its nonuniformity increase with the wear depth increasing. The distribution of equivalent stress on casing varies with the casing wear position, and when the wear position locates along the direction of the minimum in-situ stress, equivalent stress on casing could be the largest which leads to the casing being failed more easily. The maximum equivalent stress on casings is in the direction of the minimum horizontal stress when the casing has a little wear. When the wear position locates along the direction of the maximum in-situ stress, the variation of the equivalent stress on casing with the wear rate is small only when the casing has a little wear.

Key words: rock salt creep; wear rate; wear position; equivalent stress on casings

在油气钻井中,套管起着保护井眼、隔绝油、气、水层及封固各种复杂地层的作用。深部盐膏层钻井过程中,技术套管下入之后需要继续钻进,由于钻柱转速低、摩擦阻力大且钻进时间长,致使钻柱与套管的磨损都十分严重。而且由于井深较大,致使钻柱

作用在套管上的侧向力变大,很容易造成套管磨损程度超出所允许的极限^[1-3]。磨损后的套管壁厚减薄且不均匀,各种强度以及抗腐蚀能力都有所降低,而套管又无法更换。若对磨损分析不准,极易导致套管损坏或试油事故甚至全井报废,造成巨大的经

济损失,对后续的油井设计和钻井操作也会造成巨大的影响^[4-9]。关于套管磨损的问题已有较多研究,但对盐岩蠕变影响的研究较少^[10-13]。在深部盐膏层钻井时,由于盐岩蠕变导致的缩径、卡钻、井漏等问题,增加了上提下放钻具的次数,延长了钻井时间,加剧了套管磨损以及盐膏岩蠕变对磨损后套管的影响。笔者考虑蠕变的影响,研究深部盐膏层非均匀地应力条件下蠕变、磨损程度、磨损位置对套管等效应力的影响。

1 盐岩三轴蠕变试验

采用长春朝阳 TAW-1000 深水孔隙压力试验系统。该系统是一台先进的微机伺服岩石三轴试验机,主要包括轴压、围压、孔隙压力、温度控制系统和计算机采集及控制系统。其温度和压力控制系统能根据预先设定的程序自动进行温度和压力控制,并可以连续对应力应变进行测定和记录,变形测量分辨率能达到 0.000 1 mm。试验方案如表 1 所示。

试验所用岩心取自中国西部某井 4.875 5 ~

5.041 5 km 层段天然盐岩。依照国际岩石力学协会标准,将盐岩试样加工成直径 25 mm、长约为直径 2 倍的圆柱体,基面偏差小于 2.5%,试验前、后盐岩岩样如图 1 所示,岩样的蠕变应变、蠕变速率与时间的关系曲线如图 2 所示。

表 1 蠕变试验方案

Table 1 Experimental program for creep test

岩心	层位	井深 H/km	轴向载荷 P_z /MPa	围压 p /MPa
1	1 8/24	4.905 5 ~ 4.912 5	25	15
1-1	1 10/24	4.912 5 ~ 4.916 5	25	15

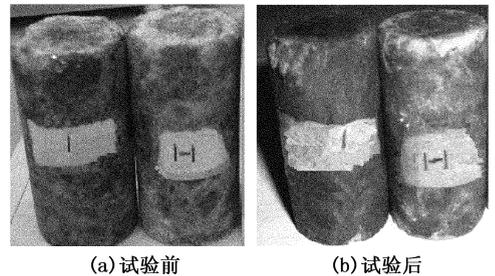
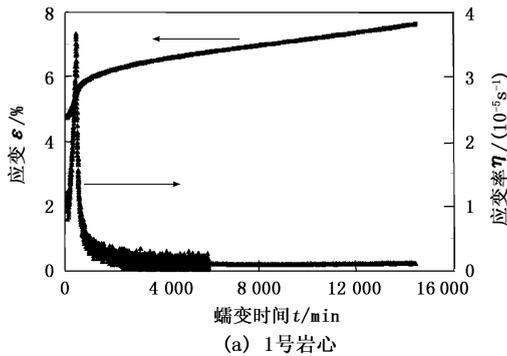
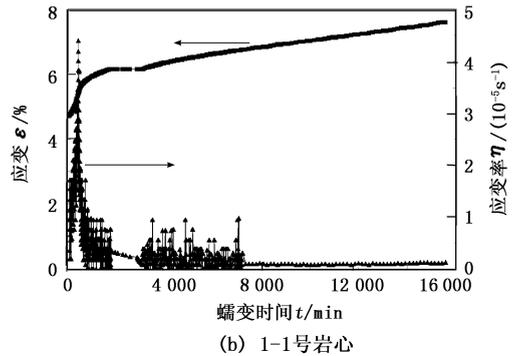


图 1 试验准岩样

Fig. 1 Testing rock sample



(a) 1号岩心



(b) 1-1号岩心

图 2 围压 15 MPa、轴向应力 25 MPa 下岩心蠕变应变、蠕变速率与时间的关系曲线

Fig. 2 Relationship between core creep strain, creep rate and time with confining pressure of 15 MPa, axial loading of 25 MPa

从图 2 可以看出:对于取自相同层位、矿物含量基本相同的岩心,在相同载荷作用下,盐岩的蠕变应变及蠕变速率相差不大,轴向应力为 25 MPa 的 1-1 号岩心,加载 6000 min 后蠕变应变为 6.61%,与 1 号岩心相差 0.15%。

2 三维有限差分模型的建立

2.1 蠕变力学模型

蠕变模型参数根据室内蠕变试验确定。结合中国西部某油田的实际地质情况及各种蠕变模式的适用条件,岩盐的蠕变机制里位错滑移应占主要地位,采用 Heard 蠕变模式对试验数据进行拟合处理:

$$\dot{\epsilon} = A \exp(-Q/RT) \text{sh}(B\sigma). \quad (1)$$

式中, $\dot{\epsilon}$ 为稳态蠕变速率,由蠕变试验曲线得到, s^{-1} ; A 和 B 为流变常数; Q 为盐岩的激活能, J/mol ; R 为摩尔气体常数, $\text{J/(mol} \cdot \text{K)}$; T 为地层温度, $T = 391.76 \text{ K}$ 。 A 、 B 、 Q 可通过室内试验数据拟合得到。

选用 1 号和 1-1 号岩心蠕变数据,采用 Heard 模式进行拟合处理,得到的拟合参数见表 2。

表 2 拟合蠕变参数

Table 2 Fitted creep parameters

岩心	流变常数 A	盐岩的激活能 $Q/(\text{kJ} \cdot \text{mol}^{-1})$	流变常数 B	R^2
1 号	43.02	79.176 6	0.977 2	0.999 00
1-1 号	57.95	75.634 5	0.927 8	0.999 16

2.2 三维有限差分模型

进行套管磨损分析时,一般考虑套管不均匀磨损(月牙形磨损)。采用三维有限差分软件,建立不同磨损位置、不同磨损深度下套管-水泥环-地层三维有限差分模型,如图3(沿 0° 方向磨损)所示。为消除边界效应的影响,模型边界取距离井眼中心10倍的井眼半径的距离,在分析近井筒区域时采用较细的网格划分。模拟时规定 0° 方向为水平最大地应力方向, 90° 方向为水平最小地应力方向。

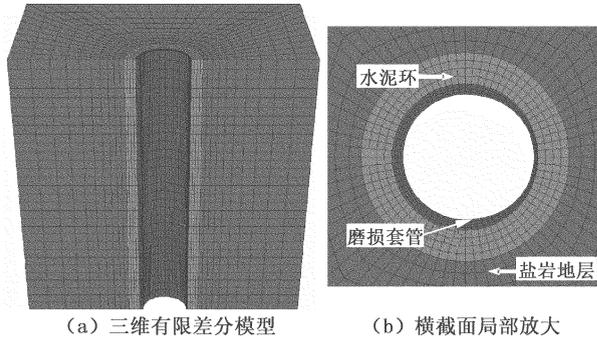


图3 沿水平最大地应力方位磨损的三维有限差分模型

Fig. 3 3D finite-difference model of casing wear along direction of the maximum horizontal stress

假设:套管和水泥环为各向同性线弹性体;整个井眼轴线位于同一个垂直平面内;忽略套管椭圆度和壁厚不均匀的影响;磨损区域贯通所研究的整个套管段;磨损前套管与井眼同心。

模型的边界条件:模型的4个垂直面在垂直于边界的方向上受水平地应力作用,但在垂向和平行于边界的方向是自由的;底面受垂向约束;顶面上施加等效于上覆岩层压力的垂向应力。

模拟时采用 $177.8\text{ mm} \times 12.65\text{ mm}$ 、钢级SM110TT的套管,套管屈服强度为758 MPa。水平最大地应力110 MPa,水平最小地应力94 MPa,垂向地应力105 MPa,钻井液密度 2.18 g/cm^3 。模拟参数:套管弹性模量210 GPa,泊松比0.23;水泥环弹性模量35 GPa,泊松比0.23;盐岩地层弹性模量8 GPa,泊松比0.28。

根据Mises强度准则,三轴应力状态下套管上某点的等效应力满足:

$$\sigma_e = \sqrt{\frac{1}{2}[(\sigma_1 - \sigma_2)^2 + (\sigma_2 - \sigma_3)^2 + (\sigma_3 - \sigma_1)^2]} \quad (2)$$

式中, σ_1 、 σ_2 、 σ_3 为主应力; σ_e 为三轴应力状态下套管的等效应力。

等效应力满足式(2)则认为套管发生屈服^[14],

$$\sigma_e \geq \sigma_y \quad (3)$$

式中, σ_y 为套管的屈服强度。

在非均匀载荷作用下,套管首先达到屈服强度的位置是水平最小地应力 σ_h 方向的套管内壁。

3 模拟结果分析

3.1 蠕变对磨损套管等效应力的影响

模拟考虑蠕变和不考虑蠕变两种情况,沿水平最小地应力方向(90° 方向)磨损时套管所能承受的极限磨损量如图4所示。

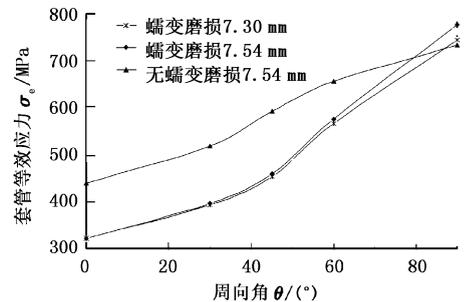


图4 蠕变1 a沿 90° 方向磨损时不同磨损深度下的套管等效应力

Fig. 4 Equivalent stress on casing with different wear depth along direction of 90° , rock salt creep for one year

从图4可以看出,不考虑蠕变时,SM110TT套管可以承受的磨损程度为7.54 mm,此时套管最大等效应力为733.8 MPa;考虑蠕变时,磨损7.3 mm时套管濒临屈服(套管最大等效应力为744.54 MPa),磨损7.54 mm时套管已经发生屈服(套管最大等效应力为776.29 MPa)。盐膏层蠕变在一定程度上降低了磨损套管抵抗外部载荷的能力。由于盐岩蠕变的影响,套管等效应力的非均匀性增强, 0° 和 90° 方向上套管等效应力差别很大。

3.2 磨损位置、磨损程度对套管等效应力的影响

蠕变1 a时不同磨损深度、磨损位置下的套管等效应力分布如图5所示。从图5可以看出:非均匀地应力条件下,没有磨损时套管等效应力呈正弦曲线形式沿井周分布,磨损位置明显改变了套管等效应力的分布规律;当磨损位置从 0° 变化到 90° 时,套管最大等效应力增加;当磨损位置小于 45° 时,由于非均匀地应力场和盐岩蠕变的影响,套管最大等效应力不是在套管的最薄弱区(磨损最深处和水平最小地应力方向),而是出现在磨损位置附近;当磨损位置大于等于 45° 时,套管最大等效应力出现在套管的最薄弱区,且当磨损位置处于 90° 方向时,套管等效应力最大,套管最危险;套管最大等效应力并

不总出现在水平最小地应力方位,只有当磨损程度较小(磨损1 mm)时才会出现这种情况(图5),这与以往文献的结论不同^[10,12-13]。

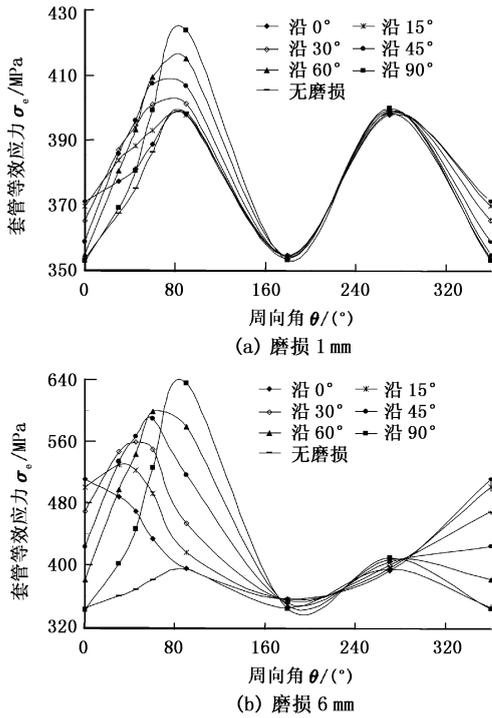


图5 蠕变1 a时不同磨损深度、磨损位置下的套管等效应力分布

Fig. 5 Equivalent stress on casing with different wear dept and position, rock salt creep for one year

图6为蠕变1 a时不同磨损位置、不同磨损深度下套管的等效应力分布。从图6可以看出:

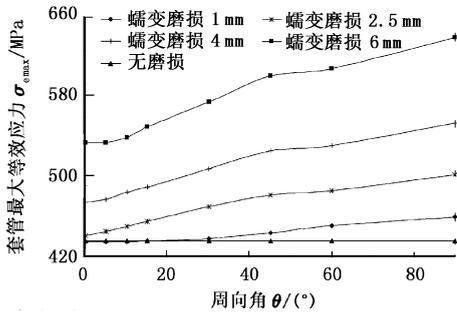


图6 蠕变1 a时不同磨损位置、不同磨损深度下套管的等效应力

Fig. 6 The maximum equivalent stress on casing with different wear depth and position, rock salt creep for one year

随磨损深度的增加,套管等效应力增加,且磨损越深,增加的幅度越大;沿0°方向磨损时,当磨损程度较小(磨损1 mm)时,套管最大等效应力随磨损程度变化不大;当磨损程度较大(磨损6 mm)时,套管

最大等效应力随磨损程度变化较大,这也与以往文献的结论不同^[10,13]。

图7为套管沿90°方磨损时向套管等效应力随蠕变时间的变化曲线。从图7中可以看出,随着蠕变时间的增加,套管等效应力逐渐增加,从套管下入开始到下入后1 a的时间内,套管等效应力增加最快,在1 a左右达到平衡。

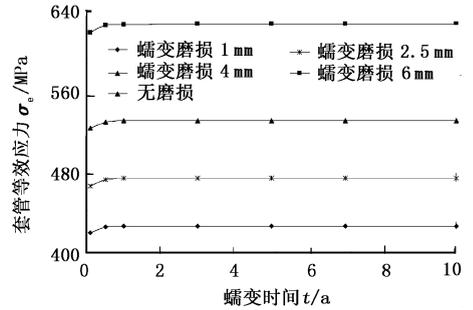


图7 套管等效应力和蠕变时间的关系

Fig. 7 Relationship between equivalent stress on casing and creep time

4 现场应用

KS 5 并于2008年4月15日使用膨润土聚合物体系钻井液、直径660.4 mm三牙轮钻头第一次开钻。该井3.684 18~6.446 km层段采用规格为177.8 mm×12.65 mm TP140V的套管,套管屈服强度为965.3 MPa。地应力条件复杂,井深4.556 km处水平最大地应力125.29 MPa,水平最小地应力104.33 MPa,垂向地应力117.09 MPa,使用的钻井液密度为2.25 g/cm³。由于177.8 mm套管回接至井口,且下部钻井时间较长,受后续钻进磨损较严重,该井套管弱点为3.684 18~6.446 km,井深4.556 km处套管磨损3.56 mm。

蠕变1 a沿90°方向磨损时套管等效应力分布见图8。

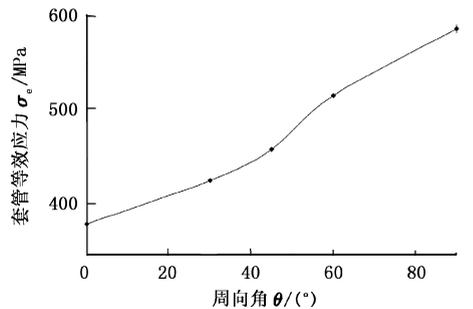


图8 蠕变1 a沿90°方向磨损时套管等效应力

Fig. 8 Equivalent stress on casing with wear along direction of 90°, rock salt creep for one year

按最危险工况(沿水平最小地应力方向磨损)模拟了蠕变平衡时177.8 mm×12.65 mm TP140V 套管磨损3.56 mm时的服役情况。从图8可以看出,磨损3.56 mm时,套管的等效应力为587.29 MPa,小于套管本身的屈服强度,套管安全,模拟结果与现场实际相符。

5 结 论

(1)非均匀地应力条件下,没有磨损时套管等效应力呈正弦曲线形式沿井周分布。

(2)蠕变在一定程度上降低了磨损套管抵抗外部载荷的能力;盐岩蠕变使套管等效应力的非均匀性增强;随着蠕变时间的增加,套管等效应力逐渐增加,在1 a左右达到平衡。

(3)套管磨损越深,套管的等效应力越大且非均匀性越强;磨损位置明显改变了套管等效应力的分布规律,沿最小地应力方位磨损时,套管等效应力最大,套管最容易屈服。

(4)套管最大等效应力并不总出现在水平最小地应力方位,只有当磨损程度较小时才会出现这种情况;沿0°方向磨损时,只有当磨损程度较小时才会有“套管最大等效应力随磨损程度变化不大”的结论。

参考文献:

- [1] 陈浩,刘承杰,刘清友,等.套管柱与钻柱间侧向力的分析[J].天然气工业,2001,21(4):63-65.
CHEN Hao, LIU Cheng-jie, LIU Qing-you, et al. An analysis of the lateral force between casing string and drill stem [J]. Natural Gas Industry, 2001, 21(4):63-65.
- [2] CALHOUN B, LANGDON S, WU J, et al. Casing wear prediction and management in deepwater wells [R]. SPE 137223, 2010.
- [3] BEST B. Casing wear caused by tooljoint hardfacing [R]. SPE 11992-PA, 1986.
- [4] SCHOENMAKERS J M. Casing wear during drilling: simulation, prediction, and control [R]. SPE 14761-PA, 1987.
- [5] BRADLEY W B, FONTENOT J E. The prediction and control of casing wear [R]. SPE 6398, 1975.
- [6] WHITE J P, DAWSON R. Casing wear: laboratory measurements and field predictions [R]. SPE 14325, 1987.
- [7] KURIYAMA Y, TSUKANO Y, MIMAKI T, et al. Effect of wear and bending on casing [R]. SPE 24597, 1992.
- [8] 李斌,杨智春,高智海.非均匀外压下含磨损缺陷套管的挤毁极限载荷分析[J].西北工业大学学报,2002,20(4):659-662.

的挤毁极限载荷分析[J].西北工业大学学报,2002,20(4):659-662.

LI Bin, YANG Zhi-chun, GAO Zhi-hai. On calculating critical collapse load of petroleum casing with both wear and non-uniformity in pressure considered [J]. Journal of Northwestern Polytechnical University, 2002, 20(4):659-662.

- [9] WU J, ZHANG M G. Casing burst strength after casing wear [R]. SPE 94304, 2005.
- [10] 李军,柳贡慧.非均匀地应力条件下磨损位置对套管应力的影响研究[J].天然气工业,2006,26(7):77-78.
LI Jun, LIU Gong-hui. Effects of wear location on casing stress under nonuniform in-situ stress condition [J]. Natural Gas Industry, 2006, 26(7):77-78.
- [11] 姜学海,王耀峰,窦益华.高温高压深井磨损套管应力热-结构耦合场分析[J].石油机械,2009,37(6):19-23.
JIANG Xue-hai, WANG Yao-feng, DOU Yi-hua. Analysis of wear casing stress coupled with thermal and structural field for deep well in high temperature and high pressure [J]. China Petroleum Machinery, 2009, 37(6):19-23.
- [12] 庞秉谦,杨松,窦益华,等.套管磨损与水泥环缺陷位置对套管应力的影响[J].石油机械,2009,37(10):1-3.
PANG Bing-qian, YANG Song, DOU Yi-hua, et al. The effect of casing abrasion and cement sheath's defect position on casing stress [J]. China Petroleum Machinery, 2009, 37(10):1-3.
- [13] 高德利,郑传奎,覃成锦.蠕变地层中含缺陷套管外挤压力分布的数值模拟[J].中国石油大学学报:自然科学版,2007,31(1):56-62.
GAO De-li, ZHENG Chuan-kui, QIN Cheng-jin. Numerical simulation of external pressure distribution of casing string with wear in creep formation [J]. Journal of China University of Petroleum (Edition of Natural Science), 2007, 31(1):56-62.
- [14] 杨恒林,陈勉,金衍,等.蠕变地层套管等效破坏载荷分析[J].中国石油大学学报:自然科学版,2006,30(4):94-97.
YANG Heng-lin, CHEN Mian, JIN Yan, et al. Analysis of casing equivalent collapse resistance in creep formations [J]. Journal of China University of Petroleum (Edition of Natural Science), 2006, 30(4):94-97.

(编辑 李志芬)