

高温下高钢级套管柱设计中的强度折减系数

王建军^{1 2)} 冯耀荣²⁾ 闫相祯¹⁾✉ 林凯²⁾ 路彩虹²⁾

1) 中国石油大学(华东)机电工程学院, 东营 257061 2) 中国石油集团石油管工程技术研究院, 西安 710065

✉ 通信作者, E-mail: yanxzh@163.com

摘要 通过对高温条件下高钢级套管进行室内试验, 得到了 Q125、V140 和 V150 套管屈服和抗拉强度值, 并引入强度折减系数, 回归出高温条件下相应强度折减系数计算公式. 为了满足油田实际设计需要, 给出了高钢级套管在 150 °C 和 200 °C 下的统一强度折减系数推荐值, 并被中国石油天然气行业标准采纳, 推广应用于高温下套管柱设计. 根据试验结果及回归公式, 对中国西部某深井套管柱进行了设计校核和安全评价. 计算结果表明: 本文试验结果和回归公式具有很好的通用性, 可以满足现场工程需求; 高钢级套管屈服强度和抗拉强度随温度增加而显著降低, 且屈服强度降低幅度要大于抗拉强度, 建议在高温井套管柱设计过程中要考虑温度对管材性能降低的影响.

关键词 油井套管; 高温试验; 材料强度; 折减系数; 设计

分类号 TE22

Strength reduction factor of high-grade steel casing strings at high temperature

WANG Jian-jun^{1 2)}, FENG Yao-rong²⁾, YAN Xiang-zhen¹⁾✉, LIN Kai²⁾, LU Cai-hong²⁾

1) College of Mechanical and Electronic Engineering, China University of Petroleum (Huadong), Dongying 257061, China

2) Tubular Goods Research Institute, China National Petroleum Corporation, Xi'an 710065, China

✉ Corresponding author, E-mail: yanxzh@163.com

ABSTRACT The yield strength and tensile strength of high-grade steel casings such as Q125, V140 and V150 were obtained by indoor experiments under high temperature conditions. The strength reduction factor was introduced and its equation applicable for the high-grade steel casings at high temperature was regressed from the experimental data. The strength reduction factors at 150 °C and 200 °C were given for convenient applications in oilfields, adopted by Chinese Petroleum and Natural Gas Industry Standards and applied to the design of high temperature casing strings. Design verification and safety evaluation of deep-well casing strings in western China based on the experimental results and the regression formulas show that the experimental data have good versatility to meet the requirements of field casing design. The yield strength and tensile strength of the high-grade steel casings decreases greatly with increasing temperature, and the decrease rate of yield strength is greater than that of tensile strength. It is suggested that the influence of temperature on the material properties of the high-grade steel casings should be considered during the design of high-temperature well casing strings.

KEY WORDS oil well casings; high temperature testing; strength of materials; strength reduction factor; design

在油气田套管柱设计中, 温度不仅会在管柱上产生附加载荷作用^[1-5], 同时也会造成套管柱材料性能的降低, 增加套管柱发生失效破坏的可能性. 目前针对温度对套管材料性能影响的研究多限于稠油热采井中, 油套管柱材料多为中低级管材(P110 钢级以下)^[6-8], 而针对高钢级(Q125 钢级以上)的

研究较为少见. 随着中国西部油田深井、超深井的开发, 高钢级套管使用量逐年递增, 且井下服役温度不断升高, 极大增加套管的附加载荷, 显著降低了其材料性能. 针对上述问题, 文献[9]通过建立热内能表达式, 从理论上分析了熔点温度对套管材料性能的影响, 但是由于理论推导过程中进行了一些简化,

收稿日期: 2010-07-26

基金项目: 国家重点基础研究发展计划资助项目(No. 2010CB226706); 国家科技重大专项基金资助项目(No. 2008ZX05017; No. 2008ZX05036); 中国石油天然气集团公司资助项目(No. 2008D-2404)

使得理论值与实际值存在着一定误差. 因此, 笔者通过室内试验, 对 Q125、V140 和 V150 等高钢级套管进行高温试验, 得到高钢级套管屈服强度、抗拉强度等力学性能随温度的变化规律, 并回归出相应的计算公式, 为深井、超深井套管柱设计提供参考和依据.

1 高钢级套管高温试验过程

1.1 试验材料与温度

试验材料为西部油田深井常用的 Q125、V140 和 V150 高钢级套管. 根据油田现场作业实际以及井下套管温度变化情况, 地温梯度取为 $0.03\text{ }^{\circ}\text{C}\cdot\text{m}^{-1}$, 则可以计算得到井下 9000 m 处温度为 $270\text{ }^{\circ}\text{C}$. 同时, 考虑到地温梯度可能出现异常和井眼深度增加, 本文在试验过程中最高温度取为 $350\text{ }^{\circ}\text{C}$.

1.2 试验设备与方法

试验设备主要包括加载系统、加热和温度控制系统、数据测量和记录三个系统. 本次高温条件下套管料性能试验在 Instron 落地式电子万能材料试验机上进行, 试验机最大加载能力 300 kN; 对试件采用高温试验环境箱加热, 最高温度可达 $600\text{ }^{\circ}\text{C}$.

试验按照中华人民共和国国家标准有关规定进行^[10-11], 对高钢级套管进行不同温度下的单向拉伸-常应变速率试验, 得到 $[20\text{ }^{\circ}\text{C}, 350\text{ }^{\circ}\text{C}]$ 区间内九个不同温度点的套管屈服强度和抗拉强度. 在试验过程中, 依据数据统计原理^[12], 在每个温度点分别取五个试件进行上述试验.

2 试验结果与分析

Q125、V140 和 V150 三种钢级套管材料的高温试验结果见图 1 和图 2, 图中数据点为五个试件试验结果的均值. 表 1 为 Q125 钢级套管试验数据均值、标准差 (SD) 和变异系数 (COV), 可知抗拉强度的最大变异系数为 0.87% , 屈服强度的最大变异系数为 1.78% , 说明试验数据离散程度较小, 具有较好的一致性.

从试验结果可以看出, Q125 和 V140 钢级套管在室温至 $350\text{ }^{\circ}\text{C}$ 的温度范围内, 套管材料抗拉强度和屈服强度随温度的升高而降低 (图 1 和图 2), 只是降低的幅度不同, 且高温下材料强度均明显低于常温下的材料强度; 与常温的相应性能相比, $350\text{ }^{\circ}\text{C}$ 时抗拉强度下降了约 11.78% , 屈服强度下降了约 16.32% , 说明抗拉强度对温度敏感性要小于屈服强度的. 在温度低于 $250\text{ }^{\circ}\text{C}$ 时, V150 钢级套管抗拉强度随温度升高呈现波动变化 (图 1), 但总体呈下降

趋势; V150 钢级套管屈服强度随温度升高而降低且降低趋势较为显著 (图 2), 进一步说明屈服强度对温度敏感性要高于抗拉强度的.

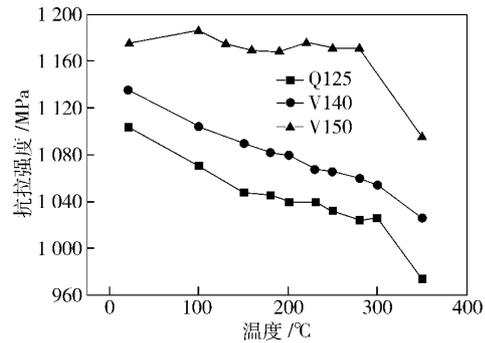


图 1 套管材料抗拉强度试验结果

Fig. 1 Test results of casing tensile strength

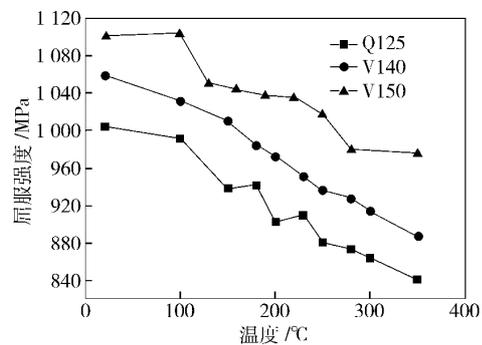


图 2 套管材料屈服强度试验结果

Fig. 2 Test results of casing yield strength

表 1 Q125 套管材料高温试验数据离散分析

Table 1 Discrete analysis of casing Q125 test data at high temperature

| 温度/ °C | 抗拉强度 | | | 屈服强度 | | |
|-----------|-------------|------------|-----------|-------------|------------|-----------|
| | 平均值/ MPa | SD/ MPa | COV/ % | 平均值/ MPa | SD/ MPa | COV/ % |
| 20 | 1 104 | 5.48 | 0.50 | 1 005 | 10.00 | 0.99 |
| 150 | 1 048 | 4.47 | 0.43 | 938 | 9.08 | 0.97 |
| 200 | 1 040 | 2.34 | 0.22 | 902 | 16.05 | 1.78 |
| 300 | 1 026 | 8.94 | 0.87 | 864 | 11.40 | 1.32 |

3 高温下高钢级套管材料强度计算公式

根据上述试验结果可知随着温度增加, 套管抗拉和屈服强度不断降低. 为了得到高温条件下高钢级套管强度随温度变化的关系式, 定义高温下套管强度折减系数 η_t 为:

$$\eta_t = \frac{f_{t,T}}{f_{t,20}} \quad (1)$$

式中: $f_{t,T}$ 为与温度有关的套管强度, MPa; T 为温度, $^{\circ}\text{C}$, 且 $20\text{ }^{\circ}\text{C} \leq T \leq 350\text{ }^{\circ}\text{C}$; $f_{t,20}$ 为室温时的试验数据, MPa.

根据上述试验结果,计算出不同温度下高钢级套管的屈服强度和抗拉强度折减系数,并进行数据拟合回归,分别得到 Q125、V140 和 V150 套管的屈服、抗拉强度折减系数随温度变化关系式,其拟合曲线见图 3 和图 4, η_{y125} 、 η_{y140} 和 η_{y150} 分别表示 Q125、V140 和 V150 套管屈服强度折减系数, η_{u125} 、 η_{u140} 和 η_{u150} 分别表示 Q125、V140 和 V150 套管抗拉强度折减系数。

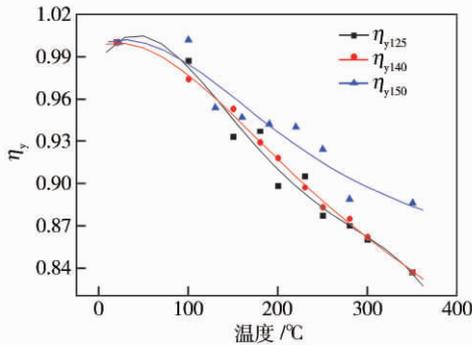


图 3 套管屈服强度折减系数拟合曲线

Fig. 3 Fitting curves of yield strength reduction factor of casings

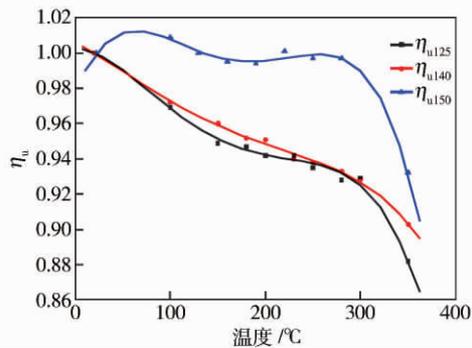


图 4 套管抗拉强度折减系数拟合曲线

Fig. 4 Fitting curves of tensile strength reduction factor of casings

通过对拟合公式与试验值进行统计分析,可知回归得到的表达式相关系数均在 0.960 以上,表明拟合公式与试验数据之间的拟合程度较好,具有较高的可靠性。

4 高钢级套管强度折减系数

目前,套管类型主要可以分为 API 规格和非 API 规格^[13],而且其生产厂家众多,即使是同一钢级套管的性能也因生产厂家的不同而差别较大,尤其组织、成分等差异对其高温性能影响更为显著。由于对每种类型套管进行高温材料试验是比较困难的,不仅费用巨大且每次高温试验周期也较长,不能满足油田持续作业要求;因此需要根据套管柱各种性能随着温度变化规律给出满足高温井套管柱设计

的各种强度折减系数的最低值,以确保高温井中套管柱的安全。同时,根据各种强度折减系数的最低值对不同生产厂家生产的套管柱高温性能进行界定,确保各个厂家生产的套管高温性能指标均能达到最低值要求,以确保现场使用安全。

在进行高温管柱设计时,150 °C 和 200 °C 时套管屈服、抗拉强度折减系数使用较为广泛。根据试验结果得到 Q125、V140 和 V150 钢级套管在这两个温度下的强度折减系数见表 2。为满足油田设计需求和套管生产厂家的生产工艺改进和质量控制的要求,本文给出了高温下套管强度性能变化的推荐值,即:在 150 °C 时,套管屈服强度折减系数最小取为 0.91,抗拉强度折减系数最小取为 0.95;在 200 °C 时,套管屈服强度折减系数最小取为 0.90,抗拉强度折减系数最小取为 0.94。该推荐值已提交石油管材专业标准化委员会并被采用^[14]。

表 2 套管强度折减系数

Table 2 Strength reduction factor of casings

| 温度/°C | 钢级 | 屈服强度折减系数 | 抗拉强度折减系数 |
|-------|------|----------|----------|
| 150 | Q125 | 0.933 | 0.949 |
| | V140 | 0.953 | 0.960 |
| | V150 | 0.957 | 0.997 |
| 200 | Q125 | 0.898 | 0.942 |
| | V140 | 0.918 | 0.951 |
| | V150 | 0.936 | 0.995 |

5 案例分析

为了对本文试验结果进行应用和验证,笔者利用上述试验获得的高温下 Q125 套管强度降低规律,具体分析了中国西部油田 MS1 井技术套管柱抗挤、抗内压和抗拉强度安全系数变化规律。MS1 井三开套管柱结构为: $\phi 250.8 \text{ mm} \times 15.88 \text{ mm} \times (0 \sim 1000 \text{ m}) + \phi 244.5 \text{ mm} \times 11.99 \text{ mm} \times (1000 \sim 4300 \text{ m}) + \phi 250.8 \text{ mm} \times 15.88 \text{ mm} \times (4300 \sim 6500 \text{ m})$,在 5 530 m 时测得井筒温度为 157 °C,地温梯度取为 $0.0238 \text{ }^\circ\text{C} \cdot \text{m}^{-1}$,可以得到 6 500 m 处温度为 190 °C。温度对该套管柱的影响主要集中在下部套管段,即 $\phi 250.8 \text{ mm} \times 15.88 \text{ mm} \times (4300 \sim 6500 \text{ m})$ 段,因此本文将该段套管柱作为主要研究对象。已知三开钻井液密度为 $2.15 \text{ g} \cdot \text{cm}^{-3}$,二开钻井液密度 $2.25 \text{ g} \cdot \text{cm}^{-3}$,井口最大内压为 62 MPa。根据第 4 节推荐的最小强度折减系数,按照套管柱设计标准^[15]对 MS1 井套管柱分别进行室温、150 和 200 °C 的强度比对分析,得到套管柱抗挤、抗内压和

抗拉安全系数(图5~图7)。

从图5~图7可知在埋深较浅时,地层温度较低,套管柱的抗挤、抗内压和抗拉安全系数与室温值差别不大,随着埋深增加套管柱的各种安全系数均显著降低。当井深大于4300m时,套管柱抗挤安全系数在室温、150℃和200℃时基本没有变化(图5),而套管柱抗内压和抗拉安全系数已经较室温时降低很多(图6和图7),说明套管柱抗挤安全系数对温度的敏感性要小于抗内压和抗拉安全系数的。因此,在深井套管柱设计和校核时要对套管抗内压和抗拉强度的降低进行重点分析。

同时可以看出:温度的升高使套管管材性能降低,直接导致套管的使用性能降低,例如在150℃时管材屈服强度降低9.00%,套管抗挤强度降低了5.62%,而200℃时管材屈服强度降低10.00%,套管抗挤强度降低了6.35%。这说明温度升高使得套管柱的使用性能降低,且温度越高降低越显著。

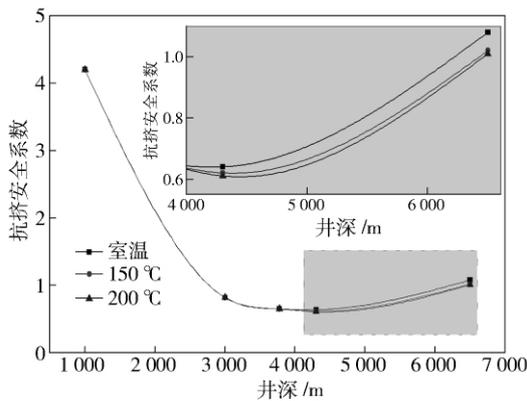


图5 MS1井套管柱抗挤安全系数与井深关系曲线

Fig.5 Relation between casing string anti-collapse safety factor and depth of MS1 well

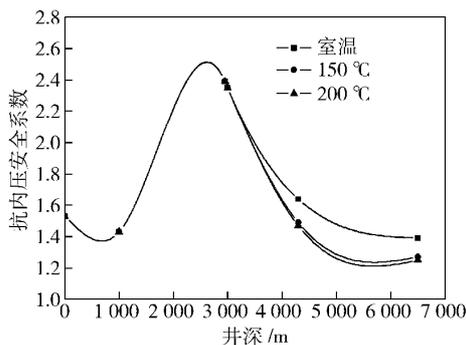


图6 MS1井套管柱抗内压安全系数与井深关系曲线

Fig.6 Relation between casing string anti-inner pressure safety factor and depth of MS1 well

6 结论

(1) 通过室内试验获得了高钢级套管在高温下

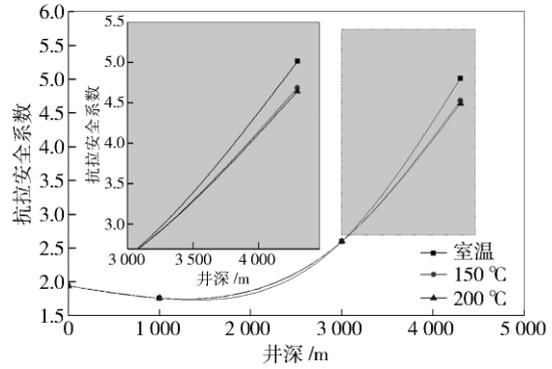


图7 MS1井套管柱抗拉安全系数与井深关系曲线

Fig.7 Relation between casing string anti-tensile safety factor and depth of MS1 well

的各种力学性能参数,并对比了相应试验值,可知在相同温度点下五个试件试验数据离散程度小,具有较好的一致性,说明采用五次试验结果的均值作为高温条件下高钢级套管材料的强度值具有较高可信度,可以保障建立模型的正确性和工程分析的可靠性。

(2) 定义高温条件下高钢级套管强度折减系数,回归出Q125、V140和V150等高钢级套管强度折减系数计算公式,给出了温度为150℃和200℃时套管强度折减系数最小推荐值。

(3) 套管材料抗拉强度和屈服强度随温度的升高而降低,且降幅比较显著;屈服强度对温度敏感性要大于抗拉强度的。

(4) 通过案例分析可知:温度的升高使套管管材性能降低,直接导致套管的使用性能下降,且温度越高降低越显著。建议在深井、超深井套管柱强度计算中须考虑温度对套管柱材料性能降低的影响。

(5) 为便于油田设计和套管生产厂家生产工艺改进与质量控制,给出了150℃和200℃时套管强度折减系数最小值,并被石油管材专业标准化委员会采纳,推广应用于高温下套管柱设计。

参考文献

[1] Yan X Z, Zhang D F, Wang T T, et al. Design of the pre-stressed insulation tube in thermal recovery wells by the optimum expansion rate method. *Acta Pet Sin*, 2010, 31(5): 849
(闫相祯, 张殿峰, 王同涛, 等. 热采井预应力隔热管柱最佳胀率设计. *石油学报* 2010, 31(5): 849)

[2] Yang X J, Yang H L, Yan X Z, et al. Analysis of the prestress design of casing. *Oil Field Equip* 2004, 33(1): 1
(杨秀娟, 杨恒林, 闫相祯, 等. 热采井套管三轴预应力设计分析. *石油矿场机械* 2004, 33(1): 1)

[3] Gao B K, Gao D L. A new method for testing tubing axial load in high temperature and high pressure wells. *J China Univ Pet Nat*

- Sci*, 2002, 26(6): 39
(高宝奎, 高德利. 高温高压井测试油管轴向力的计算方法及其应用. 中国石油大学学报: 自然科学版, 2002, 26(6): 39)
- [4] Wang S P, Li Z P, Chen P, et al. A model for prevention of casing additional load from high temperature oil and gas. *Nat Gas Ind*, 2007, 27(9): 84
(王树平, 李治平, 陈平, 等. 高温油气引发套管附加荷载预防模型. 天然气工业, 2007, 27(9): 84)
- [5] Adams A J, MacEachran A. Impact on casing design of thermal expansion of fluids in confined annuli. *SPE Drill Completion*, 1994, 9(3): 210
- [6] Maharaj G. Thermal well casing failure analysis // *SPE Latin America/Caribbean Petroleum Engineering Conference*. Trinidad, 1996: 23
- [7] Lu L J, Feng S B, Zhang B. Method for designing casing stem strength in heavy-oil steam injection wells. *J Oil Gas Technol*, 2009, 31(2): 364
(路利军, 冯少波, 张波. 稠油热采井套管柱强度设计方法研究. 石油天然气学报, 2009, 31(2): 364)
- [8] Wang Z H, Ma Z Z. Effect by thermal well temperature on casing properties and calculation method for pretension. *Steel Pipe* 2007, 36(4): 24
(王兆会, 马兆忠. 热采井温度对套管性能的影响及预应力值计算方法. 钢管, 2007, 36(4): 24)
- [9] Li W K, Xue Y P, Li H L, et al. Effect of high-temperature and high-pressure on downhole casing strength. *Oil Drill Prod Technol*, 2005, 27(3): 15
(李文魁, 薛延平, 李鹤林, 等. 高温高压对井下套管强度影响研究. 石油钻采工艺, 2005, 27(3): 15)
- [10] China National Steel Standardization Technical Committee. GB/T 4338—2006 *Metallic Materials-Tensile Testing at Elevated Temperature*. Beijing: China Standards Press, 2007: 3
(全国钢标准化技术委员会. GB/T 4338—2006 金属材料高温拉伸试验方法. 北京: 中国标准出版社, 2007: 3)
- [11] China National Steel Standardization Technical Committee. GB/T 228—2002 *Metallic Materials-Tensile Testing at Ambient Temperature*. Beijing: China Standards Press, 2002: 3
(全国钢标准化技术委员会. GB/T 228—2002 金属材料室温拉伸试验方法. 北京: 中国标准出版社, 2002: 3)
- [12] Ling S S. Statistical processing and error analysis of test data: Part VIII. Determination of minimum specimen number for mechanical test. *Phys Test Chem Anal A*, 2001, 37(12): 544
(凌树森. 试验数据的统计处理和误差分析: 第八讲 力学性能试验中最少试样个数的确定. 理化检验, 2001, 37(12): 544)
- [13] API Standards Subcommittee on Tubular Goods. *API Spec 5CT, Specification for Casing and Tubing*. 8th Ed. Washington D C: API, 2005: 81
- [14] China Petroleum Tubular Goods Standardization Committee. SY/T 6268—2008 *Recommended Practice for Selection and Use of Casing and Tubing*. Beijing: Petroleum Industry Press, 2008: 4
(石油管材专业标准化委员会. SY/T 6268—2008 套管和油管选用推荐作法. 北京: 石油工业出版社, 2008: 4)
- [15] China Drilling Engineering Standardization Committee. SY/T 5724—2008 *Design for Casing String Structure and Strength*. Beijing: Petroleum Industry Press, 2008: 12
(石油钻井工程专业标准化委员会. SY/T 5724—2008 套管柱结构与强度设计. 北京: 石油工业出版社, 2008: 12)