

利用环空压力测试数据评价高温高压气井 固井水泥环的密封完整性

李忠庆¹, 李传武^{*2}, 朱达江³

(1. 中石化中原石油工程有限公司钻井一公司, 河南 濮阳 457001;

2. 中石化中原石油工程有限公司, 河南 濮阳 457001; 3. 中国石油西南油气田分公司, 四川 成都 610017)

摘要: 目前, 高温高压气井在生产期间环空异常带压现象频发, 气井环空异常带压表明井内出现窜漏, 其完整性受到削弱, 将影响气井安全生产。气井环空异常带压的根本原因是井屏障部件受损。通过对异常环空压力进行现场诊断测试, 根据测试数据评估各个环空的窜漏程度, 为环空异常带压潜在风险控制措施的制定提供指导。首先, 分析了气井环空带压的5种模式, 并基于气液多相流和达西渗流理论, 建立了水泥返至井口和未返至井口2种环空介质条件下气体渗流数学模型。结合实例井不同环空压力诊断测试数据, 评估了固井水泥环的密封完整性。该方法可通过反向拟合现场实测压力数据, 预测各环空压力的变化趋势, 并评估固井水泥环的整体泄漏程度, 可用于指导固井工程设计及现场作业。

关键词: 高温高压气井; 环空异常带压; 诊断测试; 数学模型; 水泥环; 密封完整性

中图分类号: TE256 **文献标识码:** A **文章编号:** 2096-9686(2021)06-0015-07

Cement integrity evaluation of HTHP gas wells based on annulus pressure diagnosis test

LI Zhongqing¹, LI Chuanwu^{*2}, ZHU Dajiang³

(1.No.1 Drilling Company, Zhongyuan Petroleum Engineering Co., Ltd., Sinopec, Puyang Henan 457001, China;

2.Zhongyuan Petroleum Engineering Co., Ltd., Sinopec, Puyang Henan 457001, China;

3.PetroChina Southwest Oil & Gas Field Company, Chengdu Sichuan 610017, China)

Abstract: At present, sustained casing pressure (SCP) occurs frequently in the development of high temperature and high pressure gas wells, indicating that leakage happens along the well, and the well integrity is damaged. The basic cause for sustained casing pressure is failure of the well barrier, which leads to abnormal annular pressure in gas wells and hence threatens safe production of gas wells. It makes sense to analyze the annular pressure build up test data to evaluate the leakage rate of cement sheaths and control the risk of SCP. Five SCP modes were analyzed, with the mathematic model established for gas infiltration flow in the two cases where both cement returns and doesn't returns to surface. The cement integrity was evaluated using the annulus pressure diagnosis test data, which could not only predict the trend of the annulus pressure, but also obtain the equivalent leakage rate of the cement sheaths. The results of this paper can be used to conduct the cementing design and provide references for management and control of sustained casing pressure.

Key words: high temperature and high pressure gas wells; sustained casing pressure; diagnosis test; mathematic model; cement; sealing integrity

收稿日期: 2020-07-29; 修回日期: 2021-03-05 DOI: 10.12143/j.ztgc.2021.06.003

作者简介: 李忠庆, 男, 汉族, 1970年生, 高级工程师, 钻井工程专业, 从事石油钻井工程及钻井管理工作, 河南省濮阳市。

通信作者: 李传武, 男, 汉族, 1965年生, 安全总监, 安全环保部经理, 高级工程师, 钻井工程专业, 从事石油钻井工程及钻井安全管理工作, 河南省濮阳市清丰县马庄桥镇, sinopecsun@163.com。

引用格式: 李忠庆, 李传武, 朱达江. 利用环空压力测试数据评价高温高压气井固井水泥环的密封完整性[J]. 钻探工程, 2021, 48(6): 15-21.

LI Zhongqing, LI Chuanwu, ZHU Dajiang. Cement integrity evaluation of HTHP gas wells based on annulus pressure diagnosis test [J]. Drilling Engineering, 2021, 48(6): 15-21.

0 引言

天然气井生产大都面临高温、高压、含 H_2S 、 CO_2 气体的井下环境。气井油套环空、技管环空等环空异常带压现象逐渐增多,对气井安全生产提出了严峻的挑战。

环空异常带压(SCP)是指环空压力在泄放之后又再次恢复到泄压前压力水平的现象。气井环空带压主要有以下几种情况:(1)人为原因(包括气举,环空补压或其它目的)引起的环空带压;(2)密闭环空温度场变化导致环空内流体和管柱形变引起环空带压;(3)环空内气窜导致环空带压。因气井生产作业人为施加的环空压力和温度效应引起的环空压力,通过泄压可以放掉,但环空气窜导致的环空压力,泄压后可能继续存在,具有持续性。防止井筒在固井作业后出现环空带压或环空气窜是气井安全生产的重要因素。因此,需开展气井异常环空带压原因及机理研究,并根据现场诊断测试数据,综合评估环空水泥环的泄漏程度,从而制定有效的环空带压控制及缓解措施,保障气井安全生产^[1-15]。

1 气井环空异常带压典型模式分析

根据国内外大量气井环空带压数据统计分析及现场实践,并结合相关研究,气井异常环空带压主要包括以下5种典型模式,其中有3种压力恢复模式和2种泄压模式^[1,16]。

1.1 常规的异常带压压力恢复模式

通常情况下,环空异常带压压力值在泄放后,在初期环空压力会很快升高,最后在某一压力水平保持稳定。在过渡阶段,环空压力缓慢上涨;最后的压力稳定值取决于地层压力及环空液体密度,3个过程的过渡时间取决于环空液柱和水泥环中运移的气体总量。常规的异常带压压力恢复模式如图1所示。

1.2 “S”型的环空压力恢复模式

在窜入环空内的第一群气泡运移到井口之前,环空压力变化很小;随着窜入环空的气体不断增多以及气泡群的持续聚集,井口环空压力不断上涨。达到平衡后,环空压力稳定在某一压力值,如图2所示。

1.3 长时环空压力恢复模式

此类环空带压在泄压之后,环空压力在初期有一较快的上升过程,之后进入过渡期,压力缓慢上

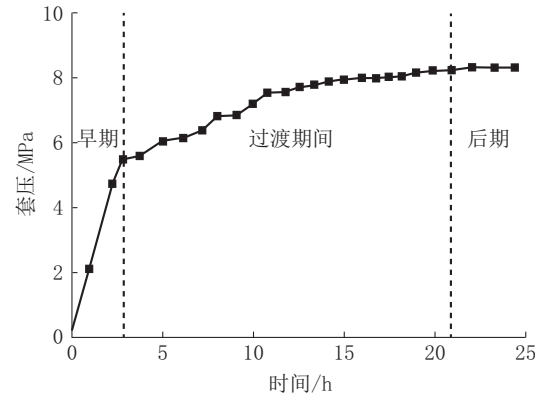


图1 常规的异常带压在泄压后的压力恢复模式

Fig.1 Pressure-rebuild mode in the case of conventional abnormal pressure after pressure relief

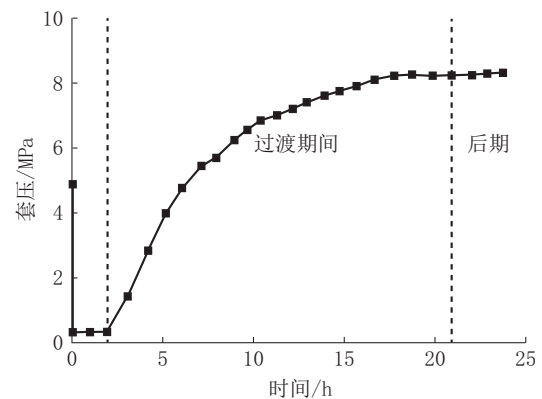


图2 “S”型的环空压力恢复模式

Fig.2 ‘S’ type annulus pressure-rebuild mode after pressure relief

涨,通常在一个测试期间内(国际上常为24 h),压力值未达到稳定。这种模式下压力恢复的过渡期一般较长,如图3所示。

1.4 快速环空泄压模式

环空压力泄放速度取决于放压针阀的开度大小及环空内流体体积。如果在环空泄压时,把针阀开到最大,环空压力将在很短的时间内降到0,此即为快速环空泄压模式,如图4所示。

1.5 长时环空泄压模式

若在环空泄压时,将针阀控制较小开度,压力泄放时间将变长。环空压力在指定的泄压时间内有可能降不到0。图5为某气井典型的长时环空泄压曲线示意图,环空泄压曲线非线性变换,环空压力从9 MPa降至5 MPa,用了17 min。

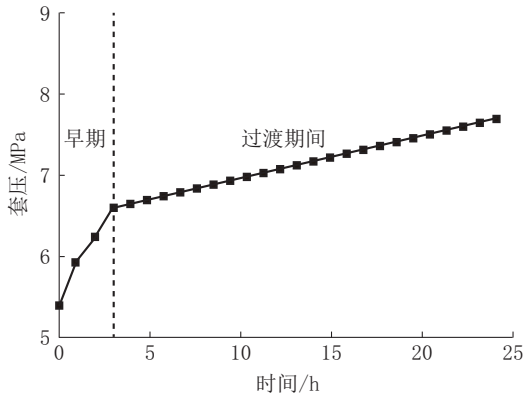


图 3 长时环空压力恢复模式

Fig.3 Long time annulus pressure-rebuild mode after pressure relief

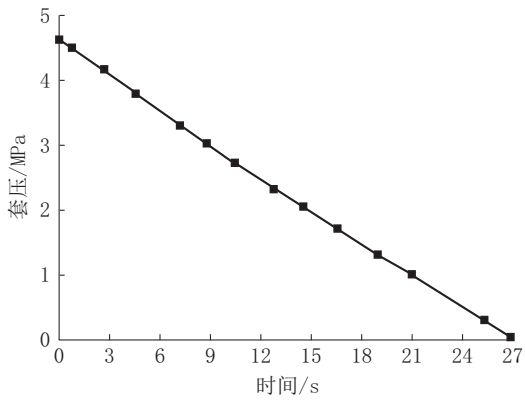


图 4 快速环空泄压模式

Fig.4 Quick annulus pressure-bleed mode

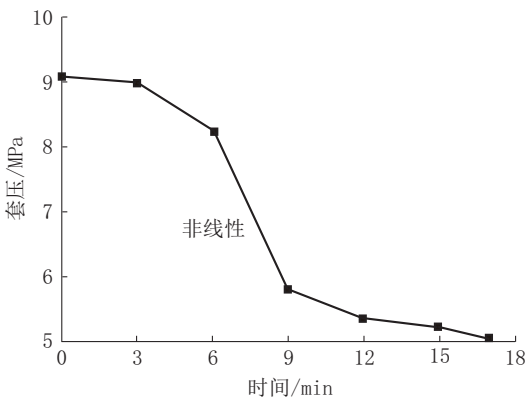


图 5 长时环空泄压模式

Fig.5 Long time annulus pressure-bleed mode

2 气井环空异常带压数学模型建立

气井各层套管在固井作业时,固井水泥通常可返至井口、或返至井筒内某一深度处。因此,根据不同环空内水泥返高情况,将环空划分为不存在自由

环空段、固井后水泥环上部存在自由段 2 种情况,不同环空介质内气体渗流机理也不相同。

(1)水泥返回至井口:若固井水泥返回至井口(如图 6 的 C 环空),则环空内充满水泥环。窜入的气体运移是穿过有一定渗透率的多孔介质的水泥环,其渗流机理可以认为是气体在低渗介质中的一维非稳态渗流。

(2)水泥未返回至井口:这种情况,气体的运移过程包括气体在水泥环内的运移、气体在环空液柱内的气液多相流动以及气体在井口的聚集,如图 6 的 B 环空。

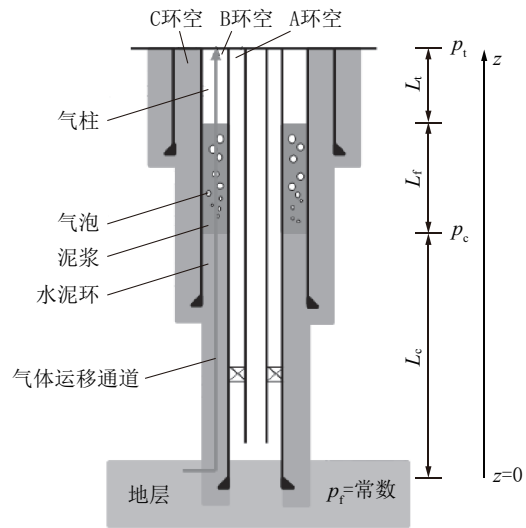


图 6 不同环空介质下气体泄漏渗流途径

Fig.6 Flow paths of gas leakage in different annulus medium

2.1 气体在固井水泥环内的渗流模型^[16-19]

环空内气体在固井水泥环内的渗流可认为是在低渗透固体介质中的不稳定渗流。作如下假设:(1)储层的渗透率远大于水泥环的渗透率,认为在窜漏过程中地层压力不变;(2)气体以微小的稳定流速泄压。对于一维不稳定流动,其微分方程为:

$$\frac{\partial}{\partial z} \left[\frac{k_z \rho}{\mu} \left(\frac{\partial p}{\partial z} + \rho g \right) \right] = \frac{\partial}{\partial t} (\varphi \rho) \quad (1)$$

气体实际状态方程:

$$\rho V = ZnRT \quad (2)$$

气体摩尔数:

$$n = \frac{m}{M_g} \quad (3)$$

气体热力压缩系数:

$$c_g = \frac{1}{p} - \frac{1}{Z} \frac{dZ}{dp} \quad (4)$$

综合上述方程可得:

$$\frac{\partial}{\partial z} \left(\frac{p}{\mu Z} \frac{\partial p}{\partial z} \right) = \frac{\varphi c_1 p}{kZ} \frac{\partial p}{\partial t} \quad (5)$$

对于出现异常带压的环空,由于在井口处环空是封闭的,气体在垂直方向上运移,气体从泄漏源向固井水泥环内的窜漏运移可以看作是在沿井筒垂直方向上的一维流动,则有:

$$\frac{\partial^2 p}{\partial z^2} + \frac{1}{p} \left(\frac{\partial p}{\partial z} \right)^2 = \frac{1}{\eta} \frac{\partial p}{\partial t}, \text{若 } p < 15 \text{ MPa}, z \leq L_c \quad (6)$$

$$\frac{\partial^2 p}{\partial z^2} = \frac{1}{\eta} \frac{\partial p}{\partial t}, \text{若 } p > 15 \text{ MPa}, z \leq L_c \quad (7)$$

环空带压在达到稳定后,固井水泥环内任一点的初始压力等于水泥界面的压力,且与地层连接的那一点始终等于地层压力且保持恒定,水泥环上边界的气体流量保持不变。

因此,可定义如下初始条件和边界条件:(1) $p = p_c(t=0$ 时,除了 $0 < z < L_c$);(2) $p = p_l(z=0$,任何 t 时刻);(3) $\left. \frac{\partial p}{\partial z} \right|_{z=L_c} = \frac{q_g \mu_g}{kA}, t > 0$ 。

式中: μ ——气体粘度, mPa·s; ρ ——气体密度, g/cm³; φ ——水泥环孔隙度; k_z ——水泥环在 z 方向上的渗透率, mD; p ——气体绝对压力, MPa; V ——气体体积, m³; T ——气体温度, K; n ——气体摩尔数, kmol; R ——气体常数, $R=0.008315 \text{ MPa}\cdot\text{m}^3/(\text{kmol}\cdot\text{K})$; Z ——气体偏差因子, 无因次; m ——气体质量, kg; M_g ——气体摩尔质量, kg/mol; c_g ——气体热力压缩系数, MPa⁻¹; c_1 ——综合压缩系数, MPa⁻¹。

2.2 气体在环空液柱内的渗流模型^[19-26]

基本假设:(1)各相压力相等;(2)热力学平衡;(3)气井各层环空同轴;(4)各相在垂直于流动方向上的密度相同;(5)地温梯度已知;(6)由于各相在环空压力泄放之后,分离缓慢,不考虑其相对速度。因此,可得到分散相(气体)和连续相(环空内液柱)的连续性方程:

$$\frac{\partial(\alpha \rho_g)}{\partial t} + \frac{\partial(\alpha \rho_g v_g)}{\partial z} = 0 \quad (8)$$

$$\frac{\partial[(1-\alpha)\rho_L]}{\partial t} + \frac{\partial[(1-\alpha)\rho_L v_L]}{\partial z} = 0 \quad (9)$$

气液两相的动量方程为:

$$\frac{\partial(\rho_m v_m)}{\partial t} + \frac{\partial(\rho_m v_m^2)}{\partial z} + \frac{\partial p}{\partial z} + \rho_m g + \frac{f}{2d_h} \rho_m v_m^2 = 0 \quad (10)$$

其中:

$$v_g = v_s + C_0 v_m \quad (11)$$

$$v_m = (q_g + q_L)/A = v_{sg} + v_{sl} \quad (12)$$

$$d_h = d_o - d_i \quad (13)$$

$$\rho_m = \rho_g \alpha + \rho_L (1 - \alpha) \quad (14)$$

式中: α ——气液两相的空隙率; ρ_g ——气体的密度, kg/m³; ρ_L ——泥浆的密度, kg/m³; v_g ——气体的速度, m/s; v_L ——泥浆的速度, m/s; ρ_m ——混合物密度, kg/m³; v_m ——混合物速度, m/s; v_s ——气体滑脱速度, m/s; f ——摩擦因子; C_0 ——分布系数; q_L ——液体流量, m³/s; d_h ——环空直径, m; d_i ——内层管柱直径, m; d_o ——外层管柱直径, m; v_{sg} ——气体表观速度, m/s; v_{sl} ——液体表观速度, m/s。

2.3 井口气顶处的压力聚集^[16-19]

从环空底部运移到井口的气体在气顶处不断聚集,气顶处的压力与气室的体积随时间的延长发生变化。假设气顶处只有气体从环空液柱下方运移上来,在持续 Δt 后,井口气顶的体积有:

$$V_{wh}' = V_{wh} - \Delta V_{gb} - \Delta V_L + V_R \quad (15)$$

其中:

$$V_R = \frac{\pi}{4} (d_o^2 - d_i^2) v_g \Delta t \quad (16)$$

式中: V_R —— Δt 时间内气顶处运移进的气体体积量, m³; v_g ——气体的体积流量, m³/s; d_o ——环空外径, m; d_i ——环空内径, m; Δt ——运移时间, s。

假设井口温度恒定,结合气体状态方程,气顶处在 Δt 时间后的压强为:

$$p_{wh}' = \frac{p_{wh} n' V_{wh} z'}{n V_{wh}' z} \quad (17)$$

3 实例分析

在本文建立的环空多重介质气体渗流数学模型的基础上,采用某油田X井环空压力现场诊断测试数据来综合评价环空固井水泥环的密封完整性,X井基础数据如表1所示。

3.1 水泥未返至井口的环空异常带压测试曲线分析(B环空)

在利用实际环空压力诊断测试数据进行评估分析时,一般可通过改变某些未知参数,例如水泥环的

表 1 X 井 B 环空流体性质参数和环空介质分布
Table 1 Fluid properties and medium distribution in the B annulus of Well X

井口温度/°C	20
储层温度/°C	127
井口初始压力/MPa	18
泥浆压缩系数/MPa ⁻¹	5.8×10 ⁻⁴
环空液体密度/(g·cm ⁻³)	1.0
气体压缩因子	0.81
气体粘度/mPa·s	0.03
气体密度/(kg·L ⁻¹)	0.69
B 环空气柱长度/m	20
B 环空液柱长度/m	1340
B 环空水泥环长度/m	3460
C 环空水泥环长度/m	2150

渗透率、液体压缩系数等,来拟合现场测试曲线变化趋势,可以得到符合现场测试数据的一些具体参数值。即可利用环空压力现场测试数据,反向评估环空内固井水泥环的当量渗透率等参数。X 井 B 环空压力测试情况见图 7,在环空压力泄掉后的恢复阶段,初期在 2 d 内压力涨至 16 MPa,在此次测试周期内,B 环空的压力并未上涨至稳定,在 13 d 里,压力从 0 涨至 36 MPa,属于常规的异常带压压力恢复模式。

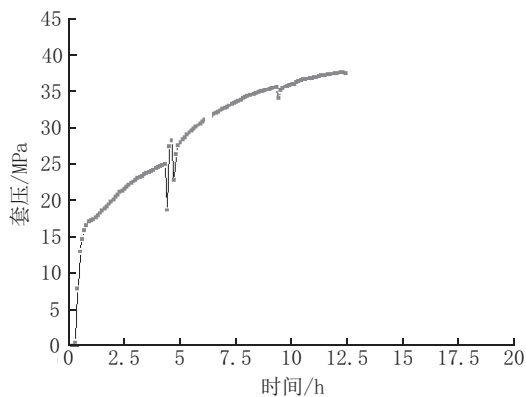


图 7 X 井 B 环空压力现场测试曲线
Fig.7 Field pressure testing curve for the B annulus of Well X

室内实验表明,固井水泥环在胶结良好情况下,其渗透率一般在 0.001 mD 以内,孔隙尺寸 < 2 μm。本次分析时,将固井水泥环的渗透率、地层压力作为拟合参数,拟合结果如图 8 所示。评估结果表明:水

泥环的拟合渗透率远高于胶结良好情况下的实验值,为 0.35 mD 左右,意味着环空水泥环可能存在泄漏,水泥环完整性受损。

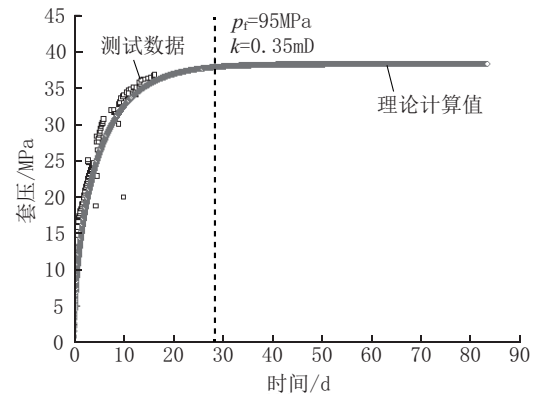


图 8 X 井 B 环空压力测试曲线与理论拟合曲线对比
Fig.8 Comparison of the pressure test curve and the theoretical fitting curve for the B annulus of Well X

通过理论模型拟合得到的环空固井水泥环渗透率是整个环空水泥环柱的当量渗透率,主要包含因本身固井质量差导致的水泥环内微裂缝和水泥环第一、第二界面微环隙。环空压力恢复至稳定值的大小取决于泄漏源处的压力值。本例中,当泄漏源处的压力为 95 MPa 时,B 环空压力从 0 涨至 36 MPa,在 28 d 后涨至 38 MPa 并保持稳定。

3.2 水泥返至井口的环空异常带压测试曲线分析 (C 环空)

以 X 井 C 环空压力现场测试曲线为例,模拟分析水泥环返至井口的情况。X 井 C 环空压力在泄压后,其恢复曲线总体上包含 2 个阶段,如图 9 所示。

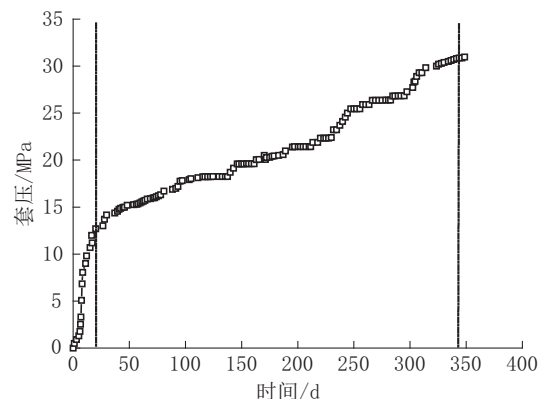


图 9 X 井 C 环空压力现场测试曲线
Fig.9 Field pressure testing curve for the C annulus of Well X

该井C环空的压力在初期的快速上涨阶段,20 d内由0涨至14 MPa;在过渡阶段的335 d里,上涨至32 MPa,且并未稳定,也属于长时环压压力恢复模式。

气体在C环空内运移的介质只有固井水泥环,如果水泥环存在泄漏,则环空压力将会一直持续上升直到压力达到平衡。模拟评估时,仍然取固井水泥环的渗透率和泄漏源处的压力为未知参数,通过模拟计算,当地层压力为85 MPa、C环空的固井水泥环当量渗透率为0.3 mD时,C环空压力套压约在435 d内从0上升到37 MPa,并趋于稳定,如图10所示。

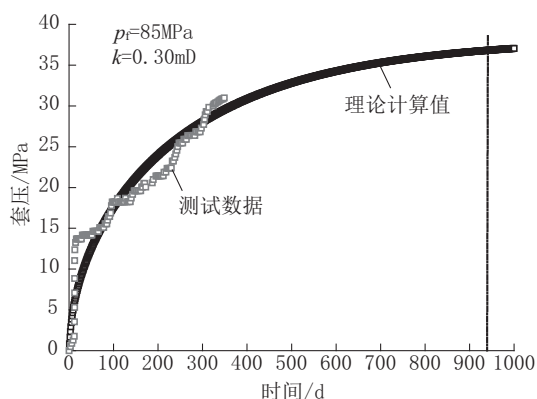


图10 X井C环空压力测试曲线与理论拟合曲线对比

Fig.10 Comparison of the pressure test curve and the theoretical fitting curve for the C annulus of Well X

4 结论

(1)气井环空异常带压表明气井井屏障部件受损或失效。通过分析现场环空压力诊断测试数据,建立了5种典型的环空异常带压模式,可用于指导环空异常带压原因判断。

(2)建立了水泥返至井口和未返至井口2种环空介质条件下气体渗流的数学模型,通过对现场测试数据进行拟合,能反向评估固井水泥环当量泄漏程度,并可预测环空压力发展趋势,有利于进一步的环空带压风险评估及控制措施制定。

参考文献(References):

[1] Wojtanowicz A.K., Somei N, Xu R. Diagnosis and remediation of sustained casing pressure in wells[R]. LSU Report Submitted to MMS, 2000:5-10.
[2] Bourgoyne, et al. A review of sustained casing pressure (SCP)

occurring on the OCS[R]. Paper Presented at the LSU/MMS Well Control Workshop, 1998.
[3] Xu R., Wojtanowicz A.K. Diagnosis of sustained casing pressure from bleed-off/buildup testing patterns [R]. SPE67194-MS, 2001:1-15.
[4] U.B.Sathuvalli, et al. Best practices for prevention and management of sustained casing pressure [R]. Houston: Stress Engineering Services Inc, 2001:6-15.
[5] Rong Xu. Analysis of diagnostic testing of sustained casing pressure in wells[D]. Louisiana: Louisiana State University, 2002.
[6] Sepos D.J., Cart B.W. New quick-setting cement solves shallow gas migration problems and reduces WOC time[J]. SPE14500, 1985.
[7] Rae P., D. Free. A new approach to the prediction of gas flow after cementing[J]. SPE/IADC18622, 1989.
[8] Attard. The occurrence of annulus pressures in the northwest Hutton field: problems and solutions[J]. SPE23136, 1991.
[9] P.B. Jackson, C.E. Murphey. Effect of casing pressure on gas flow through a sheath of set cement[R]. Paper Presented at the 1993 SPE/IADC Drilling Conference, Amsterdam, 1993; 23-25.
[10] A.J.Adams, MacEachran. Impact on casing design of thermal expansion of fluids in confined annuli [J]. SPE/IADC21911, 1994,9(3):210-216.
[11] P.Oudeman, L J Bacarreza. Field trial results of annular pressure behaviour in a HP/HT well[J]. SPE26873, 1993.
[12] O.Brien. A case against cementing casing-casing annuli [J]. SPE35106, 1996.
[13] Andrew K, et al. Top cement pulsation for prevention of flow after cementing [R]. Louisiana State University Submitted to US Department of Interior Minerals Management Service, 2000.
[14] J.A-IThuwaini, M.Emad, J.Ekpe, et al. Cementing in HPHT gas environment using a novel flexible and expandable cement technology to withstand pressure and temperature cycles [J]. SPE131568, 2010.
[15] 古小红,母建民,石俊生,等.普光高含硫气井环空带压风险诊断与治理[J].断块油气田,2013,20(5):663-666.
GU Xiaohong, MU Jianmin, SHI Junsheng, et al. Diagnosing and managing on risk of annular casing pressure in high-sulfur gas well of Puguang Gas Field [J]. Fault-Block Oil and Gas Field, 2013,20(5): 663-666.
[16] 朱达江.气井环空带压机理研究[D].成都:西南石油大学,2014.
ZHU Dajiang. Study on annulus pressure mechanism of gas well [D]. Chengdu: Southwest Petroleum University, 2014.
[17] 涂君君.高压高产气井环空带压机理研究[D].成都:西南石油大学,2009.
TU Junjun. Study on annulus pressure mechanism of high pres-

- sure and high yield gas wells[D]. Chengdu: Southwest Petroleum University, 2009.
- [18] 曾静,高德利,王宴滨,等.环空体积膨胀条件下的高压气井环空压力预测方法[J].断块油气田,2019,26(1):101-106.
ZENG Jing, GAO Deli, WANG Yanbin, et al. Prediction of sustained casing pressure in high-pressure gas wells under annular volume expansion[J]. Fault-Block Oil and Gas Field, 2019, 26(1):101-106.
- [19] 车争安.气井持续环空压力机理及安全评价研究[D].成都:西南石油大学,2010.
CHE Zheng'an. Study on mechanism and safety evaluation of continuous annular pressure in gas wells[D]. Chengdu: Southwest Petroleum University, 2010.
- [20] 周晓军,宫敬.气液两相瞬变流的流固耦合研究[J].石油大学学报(自然科学版),2002,26(5):123-126.
ZHOU Xiaojun, GONG Jing. Research on gas-liquid two-phase transient flow and fluid-structure interaction[J]. Journal of the University of Petroleum, China (Edition of Natural Science), 2002, 26(5):123-126.
- [21] 黄鑫.气泡雾化细水雾灭火有效性模拟研究[D].合肥:中国科学技术大学,2007.
HUANG Xin. Experimental study on fire extinguishing effectiveness of water mist produced by effervescent atomizer[D]. Hefei: University of Science and Technology of China, 2007.
- [22] 李小燕,匡波,徐济黎.气液两相流的网络模型探讨[J].核科学与工程,2001,21(3):260-263.
LI Xiaoyan, KUANG Bo, XU Jiyun. Discussion on network model of gas liquid two phase flow[J]. Chinese Journal of Nuclear Science and Engineering, 2001, 21(3):260-263.
- [23] 周晓军,宫敬.气液两相瞬变流的流固耦合模型研究[J].力学与实践,2003,25(5):17-20.
ZHOU Xiaojun, GONG Jing. Research on gas-liquid two-phase transient flow and fluid-structure interaction[J]. Mechanics and Practice, 2003, 25(5):17-20.
- [24] 石榆帆,张智,肖太平,等.气井环空带压安全状况评价方法研究[J].重庆科技学院学报,2012,14(1):97-98.
SHI Yufan, ZHANG Zhi, XIAO Taiping. Research of evaluation method of safety condition of SCP in gas well[J]. Journal of Chongqing University of Science and Technology, 2012, 14(1):97-98.
- [25] 张智,顾南,杨辉,等.高含硫高产气井环空带压安全评价研究[J].钻采工艺,2011,34(1):42-44.
ZHANG Zhi, GU Nan, YANG Hui, et al. Safety evaluation of sustained casing pressure (SCP) in high-sulfur high-production wells[J]. Drilling & Production Technology, 2011, 34(1):42-44.
- [26] 周浪,郭建华,余朝毅,等.吉林油田CO₂驱气井环空压力测试曲线的数值分析方法[J].钻采工艺,2011,34(3):55-57.
ZHOU Lang, GUO Jianhua, SHE Chaoyi, et al. Numerical analysis method of diagnostic testing of casing annulus pressure in CO₂ injection well of Jilin Oilfield[J]. Drilling & Production Technology, 2011, 34(3):55-57.

(编辑 周红军)