

高压气井环空压力管理图版设计与应用

丁亮亮¹ 杨向同² 张 红¹ 刘洪涛² 曾 努² 陈 亮³

1. 长江大学机械工程学院 2. 中国石油塔里木油田公司 3. 中国石油川庆钻探工程公司地质勘探开发研究院

摘 要 环空带压是国内外气田普遍存在的气井完整性管理技术难题, 科学的环空压力管理能够有效缓解环空带压问题的恶化, 保证油气井的长期完整性。但目前国际上应用广泛的几种环空压力管理技术均无法满足中国石油塔里木油田公司(以下简称塔里木油田)超深层高压气井的管理要求, 急需一套适合于该公司超深层高压气井的环空压力管理技术。为此, 基于国内外现有的气井环空压力管理技术, 综合考虑超深层高压气井 A 环空对应所有井屏障部件在不同生产和关井工况下的安全性, 创新了一套 A 环空最大允许压力曲线和 A 环空最小预留压力曲线的计算方法; 同时, 兼顾安全性和可操作, 通过进一步优化 B、C、D 环空最大允许压力计算的考虑因素和安全系数取值, 提出了一套 B、C、D 环空最大允许压力计算新方法; 进而设计完成了一套高压气井环空压力管理标准化图版。该项技术已在该公司所有高压气井进行了推广应用, 有效地支撑了塔里木油田超深层高压气井的安全高效开发。

关键词 高压 气井 环空压力 井完整性 管理图版 设计 中国石油塔里木油田公司 塔里木盆地

DOI: 10.3787/j.issn.1000-0976.2017.03.011

Design and application of annular pressure management charts for high pressure gas wells

Ding Liangliang¹, Yang Xiangtong², Zhang Hong¹, Liu Hongtao², Zeng Nu² & Chen Liang³

(1. School of Mechanical Engineering, Yangtze University, Jingzhou, Hubei 434023, China; 2. PetroChina Tarim Oilfield Company, Korla, Xinjiang 841000, China; 3. Geological Exploration & Development Research Institute, CNPC Chuanqing Drilling Engineering Co., Ltd., Chengdu, Sichuan 610051, China)

NATUR. GAS IND. VOLUME 37, ISSUE 3, pp.83-88, 3/25/2017. (ISSN 1000-0976; In Chinese)

Abstract: Annulus with pressure is a challenge in the well integrity management in gas fields around the world. Sound annular pressure management can effectively alleviate the deterioration of annulus with pressure to maintain long-term oil & gas well integrity. However, the annular pressure management techniques widely used at present are unable to tackle the challenges faced by the high-pressure gas wells drilled in very deep formations in the Tarim Oilfield, and an applicable annular pressure management technology is in dire need. Under such background, an innovative method for computing the maximum allowable pressure curve and the minimum maintainable pressure curve for an "A" annulus was derived in this paper. The approach is based on the existing annulus pressure management techniques in the world, and takes into consideration the safety of all the well barrier parts in various production and shut-in settings. For easy operation, the factors influencing the maximum allowable pressures in the "B", "C", and "D" annulus are optimized, together with the safety coefficient, and a new method for computing the maximum allowable pressure in the "B", "C", and "D" annulus were accordingly presented. Based on the new method, a set of standard annular pressure management charts for high-pressure gas wells were designed. This new annular pressure management technique has been successfully applied in all high-pressure gas wells in the Tarim Oilfield, providing robust support for a safe and efficient development of the ultra-deep gas reservoirs in the area.

Keywords: High pressure; Gas well; Annular pressure; Well integrity; Management chart; Design; PetroChina Tarim Oilfield Company; Tarim Basin

作者简介: 丁亮亮, 1983 年生, 高级工程师, 博士; 主要从事井完整性、油气井杆管柱力学方面的教学与科研工作。地址: (434023) 湖北省荆州市南环路 1 号长江大学机械工程学院。电话: 13593828690。ORCID: 0000-0001-6383-5628。E-mail: ding1210@yangtzeu.edu.cn

通信作者: 张红, 女, 1982 年生, 讲师。电话: 15171109959。E-mail: zhanghong821223@163.com

0 引言

热效应和井屏障失效引发的井筒内渗流均易造成油气井环空带压,墨西哥湾、北海、塔里木盆地、四川盆地等油气田均存在大量环空带压井,环空带压是目前国内外气田普遍存在的气井完整性管理技术难题^[1-5]。环空带压井若管理不当,可能造成严重井完整性问题,甚至引起井喷失控事故,对于高压气井,环空带压问题管理不当造成的后果可能是灾难性的^[6-8]。目前尚未形成有效的技术措施来彻底根除环空带压问题,环空带压问题最主要的应对措施是通过科学管理将其控制在安全范围内,从而有效延长油气井安全开发周期。

国外针对北海和墨西哥湾等区域油气井的环空带压问题做了大量研究,并形成了一套以海上油气井为主的环空压力管理方法,并通过 ISO 16530-2、API RP 90、API RP 90-2、OLF117 等标准进行了推广应用^[9-12]。近年来,针对塔里木盆地、四川盆地、松辽盆地的环空带压问题,国内大量学者和工程技术人员进行了持续研究和实践,形成了各具特色的环空压力管理技术^[13-16]。塔里木盆地库车山前气井具有超深、超高压、高温、低孔隙度、低渗透率等特点,井况、工况条件均接近井下管柱和工具的极限,同时,为保证气井的经济开发,部分入井管柱和工具设计上无法直接满足最极端工况要求。国内外应用广泛的几种环空压力管理技术直接应用于塔里木油田超深层高压气井几乎不具备可操作性,无法满足环空压力管理要求,急需一套适合于中国石油塔里木油田公司(以下简称塔里木油田)超深层高压气井的环空压力管理技术。

本文以国内外现有国内外环空压力管理技术与实践为基础,针对塔里木油田超深层高压气井特点,兼顾安全性和可操作,综合考虑高压气井各环空对应所有井屏障部件的安全性,创新了一套环空压力控制范围计算方法,同时,针对传统环空压力管理技术存在的不足,为便于现场操作和管理,探索了一套高压气井环空压力管理标准化图版,并在塔里木油田所有高压气井推广应用。

1 A 环空压力控制范围计算

针对不同油压下的生产工况和关井工况,对 A 环空对应的所有井屏障部件开展强度校核, A 环空对应的井屏障部件如图 1 所示。从而得出不同油压下

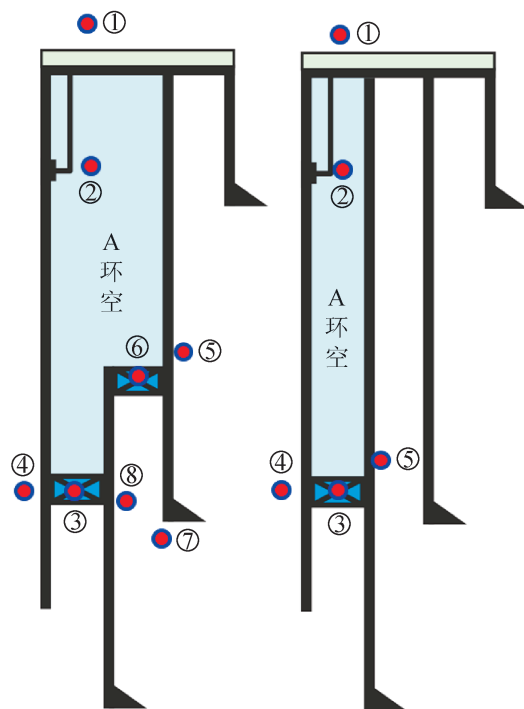


图 1 A 环空示意图

注: ①油管头; ②井下安全阀; ③封隔器; ④油管柱; ⑤生产套管; ⑥尾管悬挂器; ⑦地层; ⑧尾管

的 A 环空最大允许压力曲线和 A 环空最小预留压力值曲线^[17-19]。

1.1 A 环空最大允许压力曲线计算

1.1.1 油管头校核

根据油管头额定压力值的 80% 与试压值中的较小值, 得出油管头校核对应 A 环空最大允许压力 p_{Am-wh} 。

1.1.2 生产套管和尾管校核

根据生产套管和尾管剩余抗内压强度, 开展生产套管和尾管抗内压强度校核, 生产套管和尾管校核对应 A 环空最大允许压力计算公式^[20]为:

$$p_{Am-c} = \frac{\delta_{cl}}{S_{cl}} + (\rho_c - \rho_a)gh \times 10^{-3} \quad (1)$$

式中 p_{Am-c} 表示生产套管和尾管校核对应 A 环空最大允许压力, MPa; δ_{cl} 表示生产套管 / 尾管抗内压强度, MPa; S_{cl} 表示抗内压强度校核安全系数, 1.25; ρ_c 表示考虑最恶劣的固井环境低密度值, 1.03 g/cm³; ρ_a 表示环空保护液密度, g/cm³; g 表示重力加速度, m/s²; h 表示危险点深度, m。

1.1.3 尾管悬挂器校核

尾管悬挂器强度校核对应 A 环空最大允许压力

计算公式^[21]为：

$$p_{Am-th} = \delta_{th} \times 80\% + (\rho_c - \rho_a)gh_{th} \times 10^{-3} \quad (2)$$

式中 p_{Am-th} 表示尾管悬挂器校核对应 A 环空最大允许压力, MPa; δ_{th} 表示尾管悬挂器额定工作压力, MPa; h_{th} 表示尾管悬挂器下深, m。

1.1.4 地层破裂压力校核

地层破裂压力校核对应 A 环空最大允许压力计算公式^[22]为：

$$p_{Am-fr} = p_{fr} \times 80\% - \rho_a gh_f \times 10^{-3} \quad (3)$$

式中 p_{Am-fr} 表示地层破裂压力校核对应 A 环空最大允许压力, MPa; p_{fr} 表示地层破裂压力, MPa; h_f 表示生产套管管鞋深度, m。

1.1.5 安全阀、封隔器和油管校核

针对不同生产工况和关井工况, 根据井下安全阀和封隔器信封曲线 (envelop curve) 开展井下安全阀和封隔器强度校核, 得出不同油压下的井下安全阀校核和封隔器校核对应 A 环空最大允许压力曲线^[23-26]。针对不同生产工况和关井工况, 开展油管抗外挤强度和三轴应力强度校核, 得出不同油压下的油管校核对应 A 环空最大允许压力曲线。

对比 p_{Am-wh} 、 p_{Am-c} 、 p_{Am-th} 和 p_{Am-fr} , 取其中最小值作为综合考虑油管头、生产套管、尾管悬挂器、尾管和地层的 A 环空最大允许压力 p_{Am-z} 。

对比不同油压下的井下安全阀校核、封隔器校核和油管校核对应 A 环空最大允许压力曲线, 取不同油压下的最小值得出综合考虑井下安全阀、封隔器和油管的 A 环空最大允许压力曲线, 并同 p_{Am-z} 比较, 得出不同油压下 A 环空最大允许压力曲线。

1.2 A 环空最小预留压力曲线计算

对于超深层高压气井, 由于井况、工况条件均接近设备极限, 为保证气井的经济开发, 井下管柱设计和工具设计通常无法直接满足最极端工况要求, 部分工况下需要对 A 环空预留一定压力来提高井下管柱和工具的安全系数^[27]。因此, 创新性地提出了一套不同油压下 A 环空最小预留压力曲线计算方法, 针对不同工况条件设置合理的最小预留压力值来保证井筒安全。

A 环空最小预留压力曲线计算需要充分考虑 A 环空对应的所有井屏障部件, 油管头和地层破裂压力对应的最小预留压力为 0。因此计算 A 环空最小预留压力曲线时不需要考虑。生产套管、尾管悬挂器和尾管校核方法同相应的 A 环空最大允许压力计算方法类似, 但套管外部流体压力梯度不再是考虑最

恶劣的固井环境低密度取值, 而应根据理论最大压力梯度 (特别是盐膏层) 开展管柱抗外挤强度校核和尾管悬挂器校核来得出对应的 A 环空最小预留压力。A 环空最小预留压力曲线计算对应的井下安全阀、封隔器和油管校核方法同 A 环空最大允许压力曲线计算时类似, 在此不再赘述。

将油管头、生产套管、尾管悬挂器、尾管和地层校核对应 A 环空最小预留压力与不同油压下的井下安全阀校核、封隔器校核和油管校核对应 A 环空最小预留压力曲线进行对比, 选取油管头、生产套管、尾管悬挂器、尾管和地层校核对应 A 环空最小预留压力和三个曲线对应不同油压下 A 环空最小预留压力中的最大值, 得出不同油压下 A 环空最小预留压力曲线。

2 B、C、D 环空最大允许压力计算

B、C、D 环空最大允许压力计算时, 应考虑以下因素, 如图 2 所示。①环空内层套管校核: 根据环空内层套管最小剩余抗外挤强度的 80%, 得出环空内层套管校核对应环空最大允许压力 p_{m-ci} 。②环空外层套管校核: 根据环空外层套管最小剩余抗内压强度的 80%, 得出环空外层套管校核对应环空最大允许压力 p_{m-co} 。③套管头校核: 根据套管头额定压力值的 80% 与试压值中的较小值, 得出套管头校核对应环空最大允许压力 p_{m-ch} 。④地层破裂压力校核: 根据

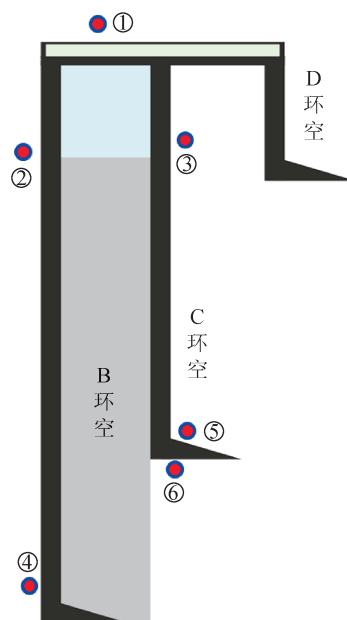


图 2 B、C、D 环空示意图

注: ①井口装置; ②内层套管上部; ③外层套管上部; ④内层套管下部; ⑤外层套管下部; ⑥地层

环空外层套管下部地层破裂压力进行地层破裂压力校核, 地层破裂压力校核对应环空最大允许压力 p_{m-fr} 计算参见式 (3)。

对比 p_{m-ci} 、 p_{m-co} 、 p_{m-ch} 和 p_{m-fr} , 取其中最小值作为综合考虑环空内层套管、外层套管、套管头和地层破裂压力的环空最大允许压力值。

3 环空压力管理图版设计

针对塔里木油田超深层高压气井特点, 形成了一套环空最大允许压力计算新方法和 A 环空最小预留压力计算新方法。为方便现场操作和管理, 探索了一套高压气井环空压力管理技术图版。

3.1 A 环空压力管理图版设计

A 环空压力管理图版 (图 3) 设计方法如下所述。

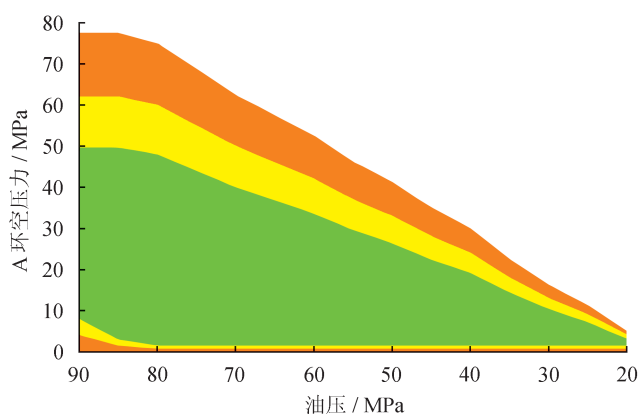


图 3 实例井 A 环空压力管理图版

A 环空最大允许压力控制区域设计: 以综合考虑相关井屏障部件安全系数后得出的 A 环空最大允许压力曲线为基准曲线 (图 3 中上部黄色区域顶界), 以 A 环空最大允许压力的 80% 作为 A 环空推荐工作压力上限曲线 (图 3 中绿色区域顶界), 以综合考虑相关井屏障部件额定值得出的 A 环空最大允许压力曲线作为 A 环空最大极限压力曲线 (上部橙色区域顶界)。

A 环空最小预留压力控制区域设计: 以综合考虑相关井屏障部件安全系数后得出的 A 环空最小预留压力曲线为基准曲线 (图 3 中下部黄色区域底界), 以 A 环空最小预留压力的 1.25 倍作为 A 环空推荐工作压力下限曲线 (图 3 中绿色区域底界), 以综合考虑相关井屏障部件额定值得出的 A 环空最小预留压力曲线作为 A 环空最小极限压力曲线 (图 3 中下部橙色区域顶界)。A 环空最小预留压力低于 0.7 MPa 时取 0.7 MPa (图 3 中下部黄色区域底界), A 环空

推荐工作压力下限小于 1.4 MPa 时取 1.4 MPa (图 3 中绿色区域底界)。

3.2 B、C、D 环空压力管理图版设计

B、C、D 环空压力管理图版参见图 4、5、6。B、C、D 环空压力管理图版中环空最大允许压力控制区域设计方法同 A 环空设计方法类似, B、C、D 环空最小预留压力为 0.7 MPa (图 4 中下部黄色区域底界), B、

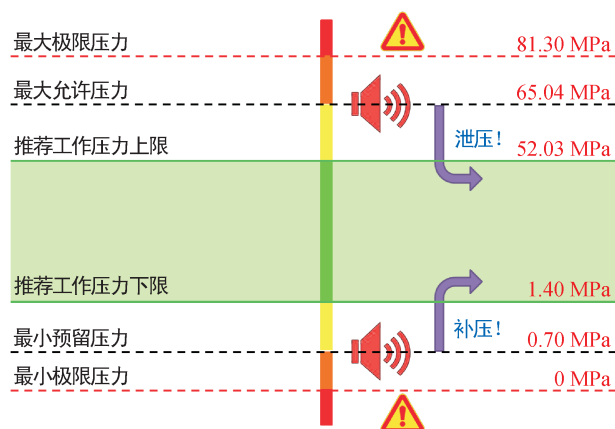


图 4 实例井 B 环空压力管理图版

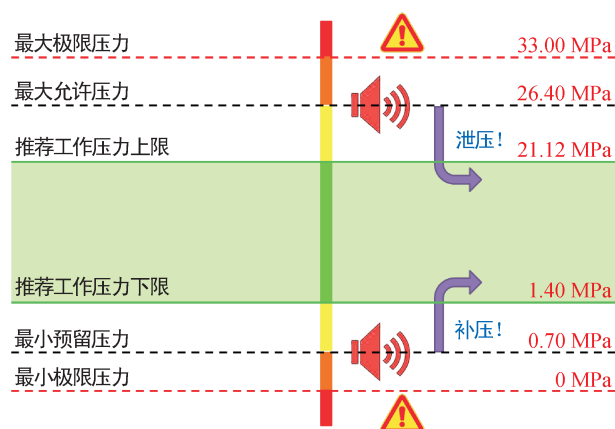


图 5 实例井 C 环空压力管理图版

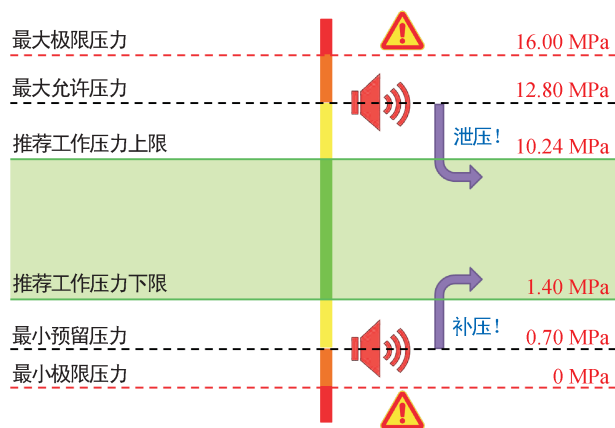


图 6 实例井 D 环空压力管理图版

C、D 环空推荐工作压力下限为 1.4 MPa（图 4 中绿色区域底界），B、C、D 环空最小极限压力为 0 MPa（图 4 中下部橙色区域顶界）。

4 实例分析

塔里木油田某高压气井，井深 7 135 m，储层压力 128 MPa，储层温度 162 ℃，采气井口压力等级 140 MPa，环空保护液密度 1.35 g/cm³，封隔器下深 6 943 m，封隔器压力等级 105 MPa，油管头压力等级 140 MPa，三个套管头压力等级分别为 105 MPa、70 MPa 和 35 MPa，气体相对密度 0.612，直径 9 mm 油嘴下油压 96.36 MPa、日产气 94×10⁴ m³，关井油压 99.4 MPa，该井套管基础数据如表 1 所示，该井油管基础设计如表 2 所示。

表 1 实例井套管基本数据表

套管 层次	套管尺寸 /mm	壁厚 /mm	下深 /m	抗外挤 强度 /MPa	抗内压 强度 /MPa
1	508.00	12.70	0 ~ 299.8	5.30	16.0
2	365.12	13.88	0 ~ 4 402	24.00	33.0
3	273.05	13.84	0 ~ 6 733.76	60.60	81.3
	282.57	18.64	6 733.76 ~ 6 863.00	103.00	100.0
4	201.67	15.12	6 578.97 ~ 6 970.81	132.00	116.0
	232.50	16.75	0 ~ 219.53	125.00	110.0
	196.85	12.70	219.53 ~ 6 578.97	90.00	105.0
5	139.70	12.09	6 597.58 ~ 7 088.25	152.66	139.0
	139.70	12.09	7 088.25 ~ 7 132.00	152.66	139.0

表 2 实例井油管基本数据表

油管 组合	下深 /m	外径 /mm	壁厚 /mm	抗拉 强度 /kN	抗内压 强度 /MPa	抗外挤 强度 /MPa
1	1 801.19	114.3	12.7	3 074	147.50	149.80
2	2 912.37	114.3	9.65	2 407	112.10	117.30
3	6 573.02	114.3	8.56	2 157	99.40	98.90
4	6 941.53	88.9	6.45	1 267	96.32	93.39
5	6 993.67	88.9	6.45	1 267	96.32	93.29

针对 A 环空对应的各井屏障部件，采用前面介绍的方法进行理论计算，得出不同油压下 A 环空最大允许压力和最小预留压力值，从而可以得出 A 环空压力控制范围图版，如图 3 所示。

针对 B、C、D 环空对应的各井屏障部件，采用前面介绍的方法进行理论计算，得出 B、C、D 环空最大允许压力，从而可以得出 B、C、D 环空压力控制范围图版，如图 4、5、6 所示。

生产过程中应确保环空压力在管理图版的绿色区域；一旦环空压力进入黄色区域，应进行诊断测试，若无法恢复到绿色区域应开展风险评估并加强监控；一旦环空压力进入橙色区域，应立即进行诊断测试，查找原因，若无法恢复到绿色或黄色区域，应制定相应措施并严密监控；一旦环空压力超出橙色区域且保持在橙色区域以外，应及时治理。

5 结论

1) 针对高压气井特点，综合考虑高压气井 A 环空对应所以井屏障部件的安全性，充分考虑不同生产和关井工况条件，创新了一套 A 环空最大允许压力曲线和 A 环空最小预留压力曲线计算方法。

2) 以国内外相关标准和高压气田多年实践为基础，兼顾安全性和可操作，进一步优化了 B、C、D 环空最大允许压力计算过程中的考虑因素和安全系数取值。

3) 针对传统环空压力管理技术存在的不足，为便于现场操作和管理，将压力控制范围设计成红、橙、绿三个区域，探索了一套高压气井环空压力管理标准化图版，并在塔里木油田所有高压气井推广应用。

参 考 文 献

[1] Wojtanowicz AK, Nishikawa S & Xu R. Diagnosis and remediation of sustained casing pressure in wells[R]. Louisiana State University, Submitted to the U.S. Department of the Interior, MMS. Virginia: LSU, 2000: 5-10.

[2] Vignes B & Aadnøy BS. Well-integrity issues offshore Norway[J]. SPE Production and Operations, 2010, 25(2): 145-150.

[3] Williamson R, Sanders W, Jakabosky T & Griffith JE. Control of contained-annulus fluid pressure buildup[C]//SPE/IADC Drilling Conference, 19-21 February 2003, Amsterdam, The Netherlands. DOI:http://dx.doi.org/10.2118/79875-MS.

[4] 彭建云,周理志,阮洋,向文刚,马亚琴,赵小军.克拉 2 气田高压气井风险评估[J].天然气工业,2008,28(10): 110-112. Peng Jianyun, Zhou Lizhi, Ruan Yang, Xiang Wengang, Ma Yaqin & Zhao Xiaojun. Risk evaluation of high-pressure gas wells in the Kela-2 Gas Field[J]. Natural Gas Industry, 2008, 28(10): 110-112.

[5] 马发明,余朝毅,郭建华.四川盆地高含硫气井完整性管理技术与应用——以龙岗气田为例[J].天然气工业,2013,33(1): 122-127.

- Ma Faming, She Chaoyi & Guo Jianhua. The integrity management technology and application of high-sulfur gas wells in the Longgang Gas Field, Sichuan Basin[J]. Natural Gas Industry, 2013, 33(1): 122-127.
- [6] Milanovic D & Smith L. A case history of sustainable annulus pressure in sour wells—prevention, evaluation and remediation[C]//SPE High Pressure/High Temperature Sour Well Design Applied Technology Workshop, 17–19 May 2005, The Woodlands, Texas, USA. DOI: <http://dx.doi.org/10.2118/97597-MS>.
- [7] Wallace G. A compliance based approach to well integrity management[C]//SPE Annual Technical Conference and Exhibition, 21–24 September 2008, Denver, Colorado, USA. DOI: <http://dx.doi.org/10.2118/115585-MS>.
- [8] 张培军, 高仪君, 万翠蓉, 刘荣和, 张李, 李洪玺. 阿姆河右岸奥贾尔雷气田气井生产异常压力产生原因及对策[J]. 天然气工业, 2016, 36(10): 77-84.
Zhang Peijun, Gao Yijun, Wan Cuirong, Liu Ronghe, Zhang Li & Li Hongxi. Origins of and countermeasures for the abnormal pressures in well production of the Ojarly gas field in the Right Bank of the Amu-Darya River, Turkmenistan[J]. Natural Gas Industry, 2016, 36(10): 77-84.
- [9] International Organization for Standardization. ISO/TS 16530-2-2014 Well integrity—Part 2: Well integrity for the operational phase[S]. Geneva: ISO, 2014.
- [10] American Petroleum Institute. API RP 90 Annular casing pressure management for offshore wells[S]. Washington DC: API, 2006.
- [11] American Petroleum Institute. API RP 90-2-2016 Annular casing pressure management for onshore wells[S]. Washington DC: API, 2012.
- [12] Norwegian Oil and Gas Association (prior OLF). OLF 117-2011 Recommended guidelines for well integrity[S]. Stavanger: OLF, 2011.
- [13] 黎丽丽, 彭建云, 张宝, 曾努, 刘勇. 高压气井环空压力许可值确定方法及其应用[J]. 天然气工业, 2013, 33(1): 101-104.
Li Lili, Peng Jianyun, Zhang Bao, Zeng Nu & Liu Yong. A method determining the safety range of the annulus pressure for a high-pressure gas well and its application[J]. Natural Gas Industry, 2013, 33(1): 101-104.
- [14] 周浪, 郭建华, 余朝毅, 唐庚, 王峰, 张德平, 等. 吉林油田CO₂驱注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, Tang Geng, Wang Feng, Zhang Deping, 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.
- [15] 张智, 李炎军, 张超, 黄熠, 郭永宾, 罗黎敏, 等. 高温含CO₂气井的井筒完整性设计[J]. 天然气工业, 2013, 33(9): 79-86.
Zhang Zhi, Li Yanjun, Zhang Chao, Huang Yi, Guo Yongbin, Luo Limin, et al. Wellbore integrity design of high-temperature gas wells containing CO₂[J]. Natural Gas Industry, 2013, 33(9): 79-86.
- [16] 石榆帆, 张智, 肖太平, 周晓昱, 汪鹏. 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(自然科学版), 2012, 14(1): 97-99.
Shi Yufan, Zhang Zhi, Xiao Taiping, Zhou Xiaoyu & Wang Peng. Research of evaluation method of safety condition of SCP in gas wells[J]. Journal of Chongqing University of Science and Technology (Natural Science Edition), 2012, 14(1): 97-99.
- [17] Ding Liangliang, Zhang Fuxiang, Yang Xiangtong, Liu Hongtao, Wu Jun & Rosland HA. Evaluation of a tubing stress analysis method to design an acid fracturing string in a complex horizontal well, Tarim Oilfield, China[C]// IADC/SPE Asia Pacific Drilling Technology Conference, 25–27 August 2014, Bangkok, Thailand. DOI: <http://dx.doi.org/10.2118/170564-MS>.
- [18] 丁亮亮, 练章华, 陈世春, 杨帮贵, 魏臣兴. 高压深井压井过程中井筒温度数值模拟[J]. 石油钻采工艺, 2011, 33(4): 15-18.
Ding Liangliang, Lian Zhanghua, Chen Shichun, Yang Banggui & Wei Chenxing. Numerical simulation of wellbore temperature during high-pressure deep well kills[J]. Oil Drilling & Production Technology, 2011, 33(4): 15-18.
- [19] Dake LP. Fundamentals of reservoir engineering, Volume 8[M]. Amsterdam: Elsevier Science, 1983.
- [20] International Organization for Standardization. ISO 10423 Petroleum and natural gas industries drilling and production equipment—wellhead and christmas tree equipment[S]. Geneva: ISO, 2009.
- [21] Oil & Gas UK. Well integrity guidelines, Issue 1[S]. London: Oil & Gas UK, 2012.
- [22] Norwegian Oil Industry Association and Federation of Norwegian Manufacturing Industries. NORSOK D-010 Well integrity in drilling and well operations[S]. Stavanger: NORSOK, 2013.
- [23] American Petroleum Institute. API RP 14B Ed. 5 Design, installation, repair and operation of subsurface safety valve systems[S]. Washington DC: API, 2005.
- [24] International Organization for Standardization. NS EN ISO 14310 Ed. 2 Petroleum and natural gas industries—downhole equipment—packers and bridge plugs[S]. Geneva: ISO, 2008.
- [25] 赵均海, 李艳, 张常光, 徐坚锋, 吴鹏. 基于统一强度理论的石油套管柱抗挤强度[J]. 石油学报, 2013, 34(5): 969-976.
Zhao Junhai, Li Yan, Zhang Changguang, Xu Jianfeng & Wu Peng. Collapsing strength for petroleum casing string based on unified strength theory[J]. Acta Petrolei Sinica, 2014, 34(5): 969-976.
- [26] 丁亮亮. 高压高产深层气井测试管柱力学行为研究及其应用[D]. 成都: 西南石油大学, 2011.
Ding Liangliang. Mechanical study of testing string and its application in deep gas well with high pressure and high production[D]. Chengdu: Southwest Petroleum University, 2011.
- [27] American Petroleum Institute. API 17TR8 High-pressure high-temperature(HPHT) design guidelines[S]. Washington DC: API, 2013.