

# 川西气田高含硫气井油套环空带压处置、管控技术应用及推广

冯成军, 董 波, 蔡 赛

中国石化西南油气分公司彭州气田(海相)开发项目部, 四川 成都

收稿日期: 2022年6月8日; 录用日期: 2022年7月8日; 发布日期: 2022年7月15日

## 摘要

川西气田主力气藏为雷口坡组, 属于海相地层, 具有高含硫特征, 其中金马构造硫化氢含硫3.72%, 鸭子河构造硫化氢含硫5.63%, 且由于气田位于川西平原西缘, 地势平坦, 工农业发达, 人口密集, 如在油气测试及生产过程中出现油套环空带压情况, 势必产生重大安全隐患。结合PZ5-2D井油套环空异常起压现场处置实际情况, 通过分析环空压力来源, 计算最大允许井口压力, 采取环空吊灌堵漏等措施进行处置, 后续制定专项管控方案进行管控, 确保了该井安全可控, 形成一套川西气田高含硫气井油套环空带压处置及管控技术, 为后续类似情况井治理及管控提供了解决思路。

## 关键词

川西气田, 高含硫, 油套环空带压, 处置、管控技术

# Casing Annulus Pressure Treatment, Application and Popularization of Management and Control Technology in High Sulfur Gas Wells in Chuanxi Gas Field

Chengjun Feng, Bo Dong, Qian Cai

Development Project Department of PENGZHOU Gas Field (Marine Strata), Sinopec Southwest Oil and Gas Company, Chengdu Sichuan

Received: Jun. 8<sup>th</sup>, 2022; accepted: Jul. 8<sup>th</sup>, 2022; published: Jul. 15<sup>th</sup>, 2022

## Abstract

The main gas reservoir in Chuanxi gas field is Leikoupo formation, which belongs to marine strata and has high sulfur content. The sulfur content of hydrogen sulfide in Jinma structure is 3.72%, and that in Yazihe structure is 5.63%. And gas field is located in Chuanxi plain, where industry and agriculture are developed, with intense population, if the abnormal annulus pressure of tubing-casing annulus appears in the process of gas testing and production, it is bound to cause great potential safety hazard. Combining with the actual situation and field treatment for the abnormal annulus pressure rise of the tubing-casing annulus in the well PZ5-2D, by analyzing the source of annulus pressure, calculating the maximum allowable wellhead pressure, and adopting measures such as annulus lifting to stop the leak, ensured the safety and control of the gas well, a set of annulus pressure treatment and control technology for the high hydrogen sulfide gas well in Chuanxi gas field has been developed, which provides a solution for the treatment and control of similar wells in the future.

## Keywords

**Chuanxi Gas Field, High Sulfur Content, Casing Annulus Pressure, Treatment and Control Technology**

Copyright © 2022 by author(s) and Hans Publishers Inc.

This work is licensed under the Creative Commons Attribution International License (CC BY 4.0).

<http://creativecommons.org/licenses/by/4.0/>



Open Access

## 1. 前言

川西气田为中石化西南油气分公司部署在彭州区块的高含硫气田，主力气藏为雷口坡组，其中金马构造硫化氢含硫 3.72%，鸭子河构造硫化氢含硫 5.63%，气田开发方案中考虑管柱抗硫要求，完井油管采用 4c-镍基-125 级 + 4d-镍基-125 级 + 110SS 镍钼组合；完井工具组合两种，衬管完井：井下安全阀 + 永久式封隔器 + 坐落短节 + 分段滑套 + 球座引鞋；裸眼完井：井下安全阀 + 永久式封隔器 + 坐落短节 + 悬挂器 + 裸眼封隔器 + 分段滑套 + 球座引鞋；油层套管采用 110S + 4c-镍基-110 级镍基合金套管；永久封隔器坐封在镍基合金套管上。

在 PZ5-2D 井关井压恢过程中发现油套环空压力异常上涨，现场采取控制套压泄压措施进行处置，累计在控制套压 3 MPa 泄套压 26 次，控制套压 5 MPa 泄压 3 次，每次泄套压后，套压涨幅基本一致，无减缓。

由于气田高含硫、油层套管非全合金套管，油套起压如得不到有效控制，势必埋下重大安全生产隐患，因此制定一套针对气田特点的环空带压处置及管控方案显得尤为重要。

## 2. 环空起压分析

### 2.1. 环空起压情况简况

PZ5-2D 井完井方式为衬管完井，该井在组下完井投产管柱后进行试挤过程中，出现油套窜通现象，经验证，判断永久式封隔器胶筒失效，导致管柱窜漏。随后起出锚定密封及以上管柱，下入全新合金油管 + 永久式封隔器 + 死球座 + 锚定密封插头(带马牙扣及扶正器)完井回插管柱，并顺利完成坐封、验

封、酸化测试工作。后续关压恢复期间,油套环空压力出现异常上涨,为验证起压原因,现场采取控制套压泄压措施进行判断,分别在控制值3 MPa、5 MPa下,采用5 mm油嘴控制,泄压至0 MPa。其中在套压控制3 MPa期间,平均100 min恢复至原压力水平;在套压控制5 MPa期间,平均200 min恢复至原压力水平,泄压后保持套压开启观察30 min,期间出口气可持续燃烧,焰高0.1~0.2 m,通过管汇检测气体H<sub>2</sub>S浓度超过1000 ppm。

## 2.2. 环空起压原因分析

环空带压可分为油套环空带压(A环空) [1]、其他环空带压(B环空) [1],带压原因可分为正常带压及异常带压,通过API.RP90《海上油气井环空带压管理》规范管理流程[2]及B-B test [2]制定的放压法进行诊断。即监测油套环空压力,在上涨压力>0.69 MPa情况下,确定环空最大允许压力,在最大允许压力范围内进行泄压/压力恢复试验,同时取气样检测。

首先依据API.RP90规范[2]对环空最大允许压力(MAWOP) [3]进行确定:

$$P_{scp} = \min \{0.5P_{beur}, 0.8P_{cout}, 0.75P_{cin}\} \quad (1)$$

(1)式中: P<sub>scp</sub>-井口允许最大带压值, MPa, P<sub>beur</sub>-待评价环空套管的抗挤强度, MPa, P<sub>cout</sub>-上一层套管的抗挤强度 MPa, P<sub>cin</sub>-下一层套管的抗挤强度, MPa。

同时结合本井情况,还需考虑井口装置,封隔器耐压差因素后,进行修正。

$$P_{scp} = \min \{0.5P_{mouth}, 0.8P_{pipeline}e, 0.5P_{beur}, 0.5P_{packer}\} \quad (2)$$

$$P_{packer} = P_{耐压差} + P_{流压} - P_{环空液柱压力} \quad (3)$$

(2)、(3)式中: P<sub>mouth</sub>-井口额定工作压力, MPa, P<sub>pipeline</sub>-生产油管抗外挤强度, MPa, P<sub>packer</sub>-考虑封隔器耐压差环空允许最大压力, MPa, P<sub>耐压差</sub>-上一层套管的抗挤强度 MPa, P<sub>环空液柱压力</sub>-封隔器位置处油管流压, MPa。具体计算参数见表1。

**Table 1.** Calculation parameter  
**表 1. 计算参数表**

名称	数值	名称	数值
井口额定工作压力/MPa	105	油管抗外挤/MPa	103
油层套管抗内压/MPa	87	封隔器耐压差/MPa	70
环空保护液密度/g/cm <sup>3</sup>	1.35	封隔器位置/米	5278.99

最终的MAWOP [3]为: P<sub>scp</sub> = min{52.5, 82.4, 43.5, 25} = 25 MPa, 考虑需预留安全值,最高环空压力控制在20 MPa内,现场选取控压值3 MPa、5 MPa进行泄压观察,同时吊灌补环空保护液面。通过泄压后上涨趋势判断,属于持续环空压力,可以排除温度效应、滑脱气可能性,本次起压环空为A环空[1],即油管与油层套管之间,存在的窜漏可能为:1)采气井口窜漏;2)油管丝扣窜漏;3)完井封隔器窜漏。

采气井口窜漏验证:通过验证采气树主副密封,即从采气树盖板法兰试压孔处,用试压工装顶开,返出少量液压油,未检测到可燃气体及硫化氢等气体,排除井口密封问题。

油管丝扣窜漏[4]验证:本井油管丝扣均为气密封扣,且组下完井油管期间,封隔器以上油管丝扣均进行了气密封检测,同时在前期坐封封隔器期间,油管打压35 MPa后,保持稳定时间30 min,未发现压力下降情况,足以证明油管密封性可靠,排除油管丝扣问题。

完井封隔器窜漏验证: 通过吊灌补环空保护液、泄压过程数据发现, 环空压力控制在 20 MPa 以内, 封隔器压差 29 MPa 以内时, 漏点得到一定控制, 当控制压力提至 24.58 MPa 时, 封隔器压差 33.5 MPa 窜漏点加剧, 因油管为刚性, 不会因压差变大, 漏点增大, 由此证明, 是封隔器胶筒受压差变化导致漏点变化。判断为封隔器窜漏引起的油套环空异常带压。

### 3. 环空起压处置

#### 3.1. 技术思路

结合同为西南分公司的元坝气田环空异常起压处理经验, 其主要处置方式为选用高粘携砂环空保护液 + 固体堵漏剂(超细碳酸钙), 采用低排量多次泵入, 逐渐封堵封隔器窜漏点, 达到控制环空起压效果。

考虑本井在吊灌补环空保护液期间, 开泵后出口立即返液, 判断环空内未亏空, 直接采用上述多次泵入暂堵剂方式, 不具备实施条件。因此选择吊灌重晶石悬浊液方案, 利用重晶石粉末在环空保护液中自然下沉, 形成堆积堵塞封隔器漏点。考虑吊灌过程较长, 需配套地面泄压流程, 以满足环空泄压[5]要求。

#### 3.2. 堵漏材料准备及沉降实验

1) 重浆配方: 采用清水 + 重晶石 + 烧碱配置, 性能参数: pH 值 13~14, 密度 2.30~2.48 g/cm<sup>3</sup>, 按封隔器以上 200 m 计算, 需要 3.2 方重晶石, 清水 3.8 方。

2) 重浆性能, 具体性能见表 2。

Table 2. Mud property

表 2. 重浆性能表

密度 $\rho$ g/cm <sup>3</sup>	$\Phi 600$	$\Phi 300$	$\Phi 200$	$\Phi 100$	$\Phi 6$	$\Phi 3$	$G10''/G10'$	$AV$ /mPa·s	$PV$ /mPa·s	$YP$ /Pa
2.48	177	129	119	87	29	22	13/13	88.5	48	40.5

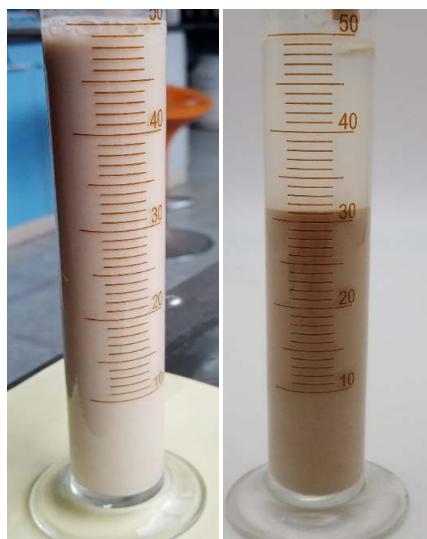
环空保护液中沉降实验:

取环空保护液 30 mL ( $\rho$ : 1.36 g/cm<sup>3</sup>), 重浆 20 mL (计算其中重晶石含量约 39 g, 体积约 9.17 mL), 将重浆倒入环空保护液中, 观察沉降性情况。具体沉降时间见表 3, 沉降后表现见图 1。

Table 3. Settling time

表 3. 重浆沉降时间表

沉降时间/min	重浆 + 环空保护液	重浆
5	5	0.5
10	8	1
20	12.5	1.5
40	19	2.5
60	24.5	—
80	29	—
100	31.5	5
190	34	—



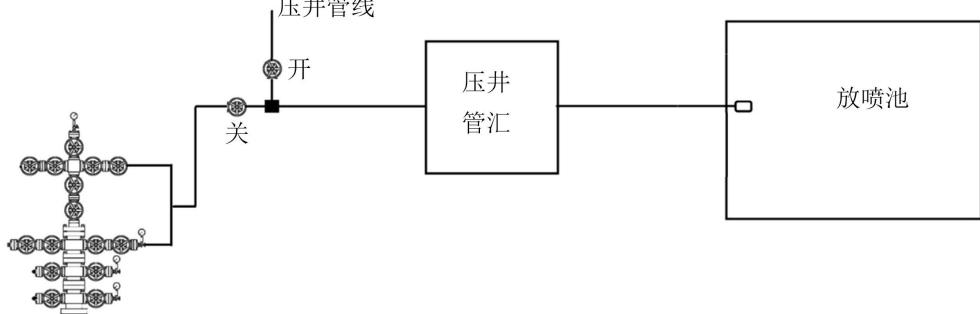
**Figure 1.** Settlement performance of heavy mud mixed with annular protection fluid (left: mixture 30 s; right: mixture 40 min)

**图 1.** 重浆与环空保护液混合后沉降性能(左: 混合 30 s; 右: 混合 40 min)

### 3.3. 地面泄压流程及配套

- 1) 保留 70 MPa、EE 级一级管汇台及表套、技套泄压管线；井口一侧油、套压分别连接一条管线至管汇台，另一侧油压采用丝扣法兰及丝堵进行盲堵。
- 2) 管汇台连接一条泄压放喷管线至放喷口，管汇台泄压通道安装 5 mm 油嘴，作为泄压管线。
- 3) 电动泵进口连接重晶石悬浊液吊罐设备，出口连接至管汇台。
- 4) 方井操作台保留齐全。

具体地面流程组成见图 2。



**Figure 2.** Schematic diagram of pressure relief process

**图 2.** 泄压流程示意图

### 4. 环空起压管控

- 1) 压力监测  
要求现场按每 1 h 监测并记录一次油压及各级套压。
- 2) 井下安全阀、1 号阀及 4 号阀关闭后，泄掉 4 号阀上部压力。若监测到油压，通过流程泄压，并活动 1、4 号阀，视情况定期对 1、4 号阀注脂、保养。

## 3) 环空泄压

- a) 最高环空压力控制在 20 MPa 内, 采用 5 mm 油嘴通道缓慢、平稳控制泄压至 0 MPa 后进行环空重晶石悬浊液吊灌, 至放喷口返液后关套压。
- b) 泄压前放喷口点长明火。泄压点火前对放喷口周边 100 m 无关人员劝离, 点火期间对周边开展监测和管控。关井后对放喷口周边开展有毒有害气体检测, 确认放喷口附近各项指标正常和周边警示带完好。
- c) 管汇台操作和泄压期间, 管汇台操作人员及放喷口观察人员均至少 2 人, 并佩戴 H<sub>2</sub>S 监测仪、正压式空呼、建立呼吸。
- d) 根据本方案, 试气队需与同平台作业队伍签订交叉作业协议, 明确泄压期间各方职责界面[6]及安全防护[6]措施。

## 4) 环空重晶石悬浊液吊灌

- a) 采用带搅拌功能的碱液罐配置重晶石悬浊液。重晶石悬浊液性能: 密度 2.30~2.35 g/cm<sup>3</sup>, PH 值 13~14。
- b) 采用电动泵进行环空重晶石悬浊液吊灌, 至放喷口返液后停止吊灌, 并准确记录单次吊灌量及有效注入量。
- c) 单次重晶石悬浊液吊灌完成后, 采用清水对灌注流程进行吹扫, 保证管线清洁、畅通。
- d) 吊灌重晶石悬浊液 7 m<sup>3</sup> 后(期间取环空气样两次并送检), 后续每次泄压后吊灌密度 1.2 g/cm<sup>3</sup>、PH 值 13~14 环空保护液。
- e) 重晶石悬浊液全部吊灌完成前, 保持全程搅拌。
- f) 试气队做好环空吊灌期间产生废弃物的收集、暂存及最终处置工作。

## 5) 环空液面监测

每次吊灌前, 钻井队采用液面监测仪对环空液面进行监测, 并准确记录。期间, 液面监测人员至少 2 人, 并佩戴 H<sub>2</sub>S 监测仪、正压式空呼、建立呼吸。

## 5. 现场应用

PZ5-2D 井依据处置思路制定方案为: 采用清水 + 重晶石进行环空堵漏, 堵漏后平推压井, 关井观察油压及油套环空压力变化。方案于 2021 年 2 月 4 日至 3 月 30 日进行实施, 过程中控制套压在 20 MPa 以内泄压, 泄压后进行环空吊灌, 累积吊灌 14.1 m<sup>3</sup> 重晶石粉悬浊液(密度 2.35 g/cm<sup>3</sup>, PH 值 14), 套压上涨趋势得到减缓, 说明环空暂堵取得一定效果。6 月 12 日转入环空起压管控阶段, 采用泵车从油管内泵入清水 60.8 m<sup>3</sup>、稠塞 53.2 m<sup>3</sup> (清水 + 5% 土粉 + 1.5% XC)、稠塞 36.3 m<sup>3</sup> (1.12 g/cm<sup>3</sup> 环空保护液 + 2% XC) 压井, 环空泄压至 0 MPa 后, 限压 20 MPa 关井观察。压井后油套压以极缓速度上涨直至平稳, 油压 12.1 MPa, 套压 11.8~12 MPa。目前采用液面监测仪对环空液面进行监测。

## 6. 结论

- 1) 通过现场实际验证, 在油套环空异常起压后, 可以依据放压诊断流程逐步确定漏点来源, 针对因封隔器轻微窜漏的情况, 技术实施关键点在于明确环空最大允许压力, 结合现场流程, 通过少量多次进行环空堵漏, 确保堵漏有效处置。
- 2) 相较传统的利用超细碳酸钙环空堵漏, 选用重晶石悬浊液为堵漏材料, 具备材料更易组织且成本较低的优势, 通过实际堵漏效果判断, 具备推广价值。
- 3) 油套环空异常起压管控过程较长, 现场关键建立环空液面监测手段, 实现对液面的动态监控, 同

时建立泄压、加注流程，确保紧急情况的井控可靠性。

## 参考文献

- [1] 伍强, 唐蜜, 罗伟, 等. 元坝高含硫气井环空起压诊断评价方法及应用[J]. 钻采工艺, 2016, 39(6): 38-41.
- [2] API RP90 (2006) Annulus Casing Pressure Management for Offshore Wells. American Petroleum Institute, Washington DC.
- [3] 卢俊安, 刘磊, 王延民, 等. 高压气井油套环空带压管理技术[J]. 辽宁化工, 2015, 44(3): 329-330+340.
- [4] 舒刚, 陈浩, 马辉运, 等. 油套环空带压气井漏点位置放压诊断研究[J]. 钻采工艺, 2021, 44(4): 43-46.
- [5] 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.
- [6] 陈正茂. 高含硫气田环空带压井的管理风险与安全评价[J]. 山东工业技术, 2016(20): 35-36.