

# 我国高含 H<sub>2</sub>S/CO<sub>2</sub> 气藏安全高效钻采的关键问题

赵金洲

(西南石油大学)

赵金洲.我国高含 H<sub>2</sub>S/CO<sub>2</sub> 气藏安全高效钻采的关键问题.天然气工业,2007,27(2):141-144.

**摘要** 我国高含 H<sub>2</sub>S/CO<sub>2</sub> 气藏天然气探明地质储量已经超过 5000×10<sup>8</sup> m<sup>3</sup>,由于国内在高含 H<sub>2</sub>S/CO<sub>2</sub> 天然气藏钻探与开采方面缺乏系统的理论和成熟的工程技术,经常遇到系统失稳、压力失控、硫堵塞、工具失效及测试失败等棘手问题,不仅造成了巨大的直接经济损失,而且还严重制约了这类天然气藏的勘探开发与产能建设。为此,系统阐述了高含 H<sub>2</sub>S/CO<sub>2</sub> 气藏安全高效钻采的若干关键问题,包括:高含 H<sub>2</sub>S/CO<sub>2</sub> 气藏流体相态特征与渗流规律、元素硫积机理与防治、天然气水合物形成与防治、基于超临界流体相态与压力传递规律的井控及预报、高含 H<sub>2</sub>S/CO<sub>2</sub> 气藏安全开发模式等,以期为此类气藏的安全、高效生产提供帮助。

**主题词** 中国 硫化氢 二氧化碳 酸性气体 气藏 钻采 关键

高含硫天然气是非常规天然气的重要组成部分,据统计,我国 67.9% 天然气储量集中在中三叠统及较早的碳酸盐岩地层中,这些储集层中的天然气较普遍含有硫化氢,有的含量还非常高。在我国四川盆地和渤海湾盆地的含硫碳酸盐岩储层中,天然气探明地质储量已经超过 5000×10<sup>8</sup> m<sup>3</sup>。由于气藏 H<sub>2</sub>S/CO<sub>2</sub> 组分含量高,气藏勘探开发与生产管理比一般的干气气藏复杂得多,基础理论研究和实验研究的难度都很大。迄今为止,国内外对高含 H<sub>2</sub>S/CO<sub>2</sub> 气藏的钻探与开采问题仍在摸索之中,还缺少足够成熟的实践经验与系统有效的评价技术。

## 一、酸性气藏分布规律与开发难点

我国含硫天然气中硫化氢含量的高低明显受储层的岩性控制,碎屑岩储层天然气中硫化氢含量很低,而碳酸盐岩储集层天然气中则较普遍含有硫化氢,有的含量还非常高(表 1)。含 H<sub>2</sub>S/CO<sub>2</sub> 气田主要分布于四川盆地、华北油田(冀中凹陷)、新疆塔里木盆地(马扎塔克区、塔中等)、长庆油田(定边)等。其中川东北气田群是典型的酸性天然气气藏,大多数为高含 H<sub>2</sub>S/CO<sub>2</sub>、特高含 H<sub>2</sub>S/CO<sub>2</sub> 气藏,如罗家寨、渡口河、铁山坡、卧龙河、普光等气田。我国高含 H<sub>2</sub>S/CO<sub>2</sub>

表 1 我国含 H<sub>2</sub>S/CO<sub>2</sub> 气田天然气组成表

%

气田名称或位置	产层	甲烷	乙烷	丙烷	丁烷	戊烷	CO <sub>2</sub>	N <sub>2</sub>	H <sub>2</sub> S
南海崖 13-1 气田		83.87	3.83	1.47	0.78	0.27	7.65	1.02	7.07
塔里木克拉 2 气田		97.93	0.71	0.04	0.02	/	/	0.74	0.56
川中磨溪气田	雷一段	96.48	0.19	/	/	/	0.55	1.02	1.77
川西北中坝 2 气田	雷三段	84.84	2.05	0.47	0.28	0.1	4.13	1.71	6.32
重庆气矿卧龙河	嘉四 <sup>3</sup> 层	64.91	0.35	0.09	0.09	0.03	1.65	0.69	31.95
重庆气矿宣汉开江	飞仙关组	75.29	0.11	0.06	/	/	10.4	0.18	10.49
重庆气矿开县梁平	飞仙关组	84.68	0.07	0.03	/	/	5.44	0.71	8.77
建南气藏	长二段	85.89	0.15	/	/	/	9.30	/	4.05
普光气田	飞仙关组	64.16	0.12	/	/	/	9.60	1.79	24.12
普光气田	长兴组	75.07	0.24	/	/	/	8.57	0.43	15.66
赵兰庄气田		/	/	/	/	/	/	/	92

**作者简介:**赵金洲,教授,博士生导师,现任西南石油大学副校长。地址:(610500)四川省成都市新都区西南石油大学。电话:(028)83032979。E-mail:zhaojz@swpu.edu.cn

气藏具有分布范围广、分布规律复杂的特点。

由于天然气中  $\text{H}_2\text{S}/\text{CO}_2$  含量高,使得气藏钻探与开采过程中经常遇到系统失稳、硫堵塞、工具失效及测试失败等安全问题,采用常规的技术很难奏效,开发难度极大。最突出的问题表现如下。

(1) 流体相态特征发生复杂变化,流动规律复杂,经典的渗流规律已不适应高含硫气藏。

(2) 开采过程中容易发生硫沉积,降低气井产能,甚至导致气藏无法投入生产。

(3)  $\text{H}_2\text{S}$  具有强烈的腐蚀性和毒性, $\text{CO}_2/\text{H}_2\text{S}$  酸性气体对生产设备腐蚀严重,事故频繁发生。

(4) 储层改造中存在严重的硫沉积和铁沉积二次伤害问题。

(5) 测试及开采过程中极易生成水合物形成冰堵,导致阀门阻塞、气井停产、管道停输等严重事故。

(6) 井漏频繁、严重,治漏十分困难,井漏引起的经济损失和社会影响严重。

## 二、目前高温、高压、高含 $\text{H}_2\text{S}/\text{CO}_2$ 气藏安全钻采形势严峻

高温、高压、高含  $\text{H}_2\text{S}/\text{CO}_2$  气藏酸性组分硫化氢、二氧化碳极有可能处于超临界态(指处于临界温度和临界压力以上的流体,二氧化碳的临界温度为  $31.05^\circ\text{C}$ ,临界压力为  $7.38\text{ MPa}$ ;硫化氢的临界温度为  $100.45^\circ\text{C}$ ,临界压力为  $9.00\text{ MPa}$ ) (图 1)。地层天然气受地层孔隙压力而呈密集压缩状态,进行钻井、采气、试油作业时,由于超临界态二氧化碳、硫化氢入侵井筒,极易引发恶性井喷事故。

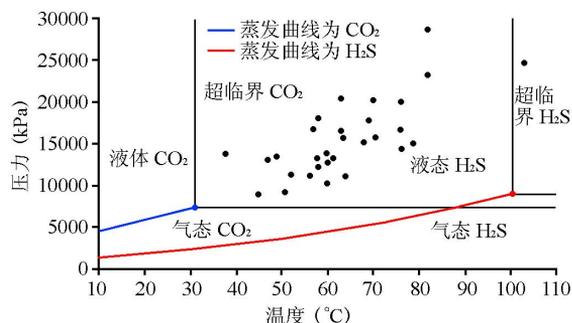


图 1 二氧化碳、硫化氢超临界态状态图

超临界态二氧化碳、硫化氢的性质介于液体和气体之间,具有气体的特性,同时也具有液体的特性:自扩散系数、黏度接近于气体,具有近似于气体的流动行为,这将提高超临界态二氧化碳、硫化氢的运动速度和分离过程的传质速率(表 2)。

表 2 气体、液体和超临界态流体的性质比较表

性质 (1 atm, $15\sim 30^\circ\text{C}$ )	气体	液体	超临界流体
密度 ( $\text{g}/\text{cm}^3$ )	$(0.6\sim 2.0)\times 10^{-3}$	0.6~1.6	0.2~0.5
黏度 ( $\text{mPa}\cdot\text{s}$ )	0.01~0.03	0.2~3.0	0.01~0.03
扩散系数 ( $\text{cm}^2/\text{s}$ )	0.1~0.4	$(0.2\sim 2.0)\times 10^{-5}$	$0.7\times 10^{-3}$

钻井过程中高含  $\text{H}_2\text{S}/\text{CO}_2$  流体上升,随着温度、压力的下降,超临界态硫化氢、二氧化碳由液态转变为气态,发生爆炸式膨胀,有可能诱发瞬间井喷。

(1) 赵兰庄赵 48 井,试油起电缆,诱发井喷失控,纯硫化氢气体大量喷出,造成多人伤亡、20 余万人撤离。

(2) 威远 23 井(含硫化氢),下入  $\varnothing 177.8\text{ mm}$  (N-80) 的技术套管,对丝扣连接处电焊加固。因硫化氢致使焊口强度下降,焊口很快憋破,井口被抬起,引起爆炸着火,火焰高达  $100\text{ m}$ 。

(3) 垫 25 井井喷失控,硫化氢气体迫使数公里内的居民撤离。

(4) 2003 年 12 月 23 日 22 时左右,罗家 16 H 井发生天然气井喷,由于喷出气体中含有大量的硫化氢和二氧化碳,造成了重大人员伤亡。

(5) 在 2006 年 3 月 25 日,罗家 2 井在二次完井中由于套管破损而发生井漏和地下井喷事故,导致高含硫化氢天然气体泄漏到地面,被迫紧急疏散群众。

## 三、高含 $\text{H}_2\text{S}/\text{CO}_2$ 气藏安全高效钻采急需解决的关键问题

高含  $\text{H}_2\text{S}/\text{CO}_2$  气藏钻采过程中的若干关键问题的解决和关键技术的形成,是高效、安全开发高含硫气藏的前提和基础。这些基础理论与后续配套技术的形成对提高高含硫气藏开发的预见性、建立高含  $\text{H}_2\text{S}/\text{CO}_2$  气藏安全开发模式意义重大。

### 1. 高含 $\text{H}_2\text{S}/\text{CO}_2$ 天然气相态问题

目前应用传统经典理论描述高含  $\text{H}_2\text{S}/\text{CO}_2$  天然气混合物性质会有很大的偏差,必须考虑  $\text{H}_2\text{S}/\text{CO}_2$  组分与烃类组物理化性质上存在的差异。高含  $\text{H}_2\text{S}/\text{CO}_2$  天然气相态特征描述必须依靠大量高温高压 PVT 实验数据作支撑,这也是硫沉积机理研究的基础。高含  $\text{H}_2\text{S}/\text{CO}_2$  天然气相态特征研究必须解决以下几个核心技术问题。

(1) 建立硫溶解度实验装置和模型。研究硫在

不同流动介质中(地层多孔介质、天然裂缝和人工裂缝、井筒和地面大尺寸空间)溶解度变化规律,弄清硫沉积生成热力学和动力学条件。

(2)开展超临界组分相态行为实验研究与预测模型研究,建立高含  $\text{H}_2\text{S}/\text{CO}_2$  天然气流体相态测试技术。

(3)建立高含  $\text{H}_2\text{S}/\text{CO}_2$  天然气流体相态分析技术。

(4)分析天然气—地层水—液态硫化物—元素硫多相流体热动力学相态问题,研究四相共存相态特征测试评价方法和相平衡热力学模型,开展在气藏开发与开采动态分析中的应用研究。

## 2. 硫沉积问题

硫沉积是高含硫气藏开发过程中普遍存在的难点问题,是制约高含硫气藏开采的瓶颈之一。在高含硫气藏开采过程中,随着气体的产出,地层压力不断下降,硫将以单体形式从载硫气体中析出,并在储层岩石的孔隙喉道中沉积,堵塞天然气的渗流通道,影响气井的产能和开采。同样,由于在采出和输送过程中井筒和地面管线内均存在温度和压力等物理条件的变化,硫在生产系统中的沉积也极为普遍。这不仅对气井的正常工作制度造成严重危害,也给生产设备的维护带来诸多的困难。在储层改造中,高温、高压、高硫化氢分压的地层条件下  $\text{Fe}^{2+}$ 、 $\text{Fe}^{3+}$  的沉淀行为会发生很大的改变,导致严重的单质硫沉积和硫化亚铁沉淀,造成储层二次伤害。

攻克硫沉积问题需做到物模实验与数模技术相结合,以解决不同条件下元素硫的沉积规律。

(1)影响硫沉积敏感因素。基于实验和相态模拟的方法研究元素硫在不同压力、温度、气体组成、流速等条件下的沉积条件和沉积量。

(2)多硫化氢分解的热力学条件和重质组分对元素硫的吸收和解析作用,搞清多硫化氢分解和解析的临界条件和作用过程。

(3)气—固两相或气—液—固三相流动的动态沉积规律。气井生产过程中引起的元素硫的沉积与静态条件(无气体流动)下元素硫的沉积有很大差别。前者在多相流动的情况下,过程更为复杂,需做动态条件下的气体携硫能力的测试。

(4)不同流动介质中硫沉积规律。元素硫在地层和生产系统中的沉积除了与地层压力、温度和硫化氢含量相关外,还受流动介质特性的影响,不同类型的介质中其沉积规律各异。井筒、地面管线与孔隙介质、天然裂缝介质的几何尺寸有着明显的差异,

流体对析出的硫微粒的携带和冲刷作用及其运动规律也大相径庭。硫沉积必须综合考虑地层压力、温度、多相流、运移通道大小与几何形态,产气速度和气流水动力等因素的作用,判断元素硫在地层—井筒—地面的沉积位置和范围、分布状况、沉积量。而井酸压改造后的地层向井底流动可分为地层线性流动和酸压裂缝向井底流动这两个过程。因此,需要建立符合压后地层实际的复合模型来预测元素硫在气井生产过程中的沉积,分析裂缝半长、缝宽和刻蚀形态对元素硫沉积造成的影响。

## 3. 安全钻井与井控问题

超临界态二氧化碳、硫化氢的相态行为对钻井、完井和开采及修井过程的安全、油套管的选材等各个环节都具有较大的影响。超临界态硫化氢、二氧化碳的相变过程体积急剧膨胀,温度骤然降低,井眼和液流快速冷却,导致井筒及井口发生冰堵。入侵井眼的超临界流体大大增加了钻采过程中压力控制的难度,一旦发生井喷失控事故,将对环境和人身财产安全造成严重的影响,甚至导致灾难性的后果。

(1)深入研究超临界态的相态与气井环空流动特征。在考虑超临界  $\text{H}_2\text{S}$ 、 $\text{CO}_2$  条件下的环空多相流理论上,获得井眼纵向参数场(沿井深变化的温度、压力、相态、流动速度、各相密度等),为井下安全控制、油套管的选材提供理论支持。

(2)超临界态  $\text{H}_2\text{S}$  和  $\text{CO}_2$  在钻井液中的溶解度。钻井液的工作环境为油、气、钻屑、水、钻井液的多相流体系,超临界态  $\text{H}_2\text{S}$  和  $\text{CO}_2$  的溶解度大小决定流体沿井底向井口运动特征的变化。

(3)井眼、地层和地面系统的压力平衡规律。综合考虑气液耦合、液固耦合、油与钻井液(或水)的耦合和相态特征的基础上,建立井眼、地层和地面系统的压力平衡关系。

(4)井控技术。利用裂缝应力敏感性区的有效范围,制定防漏失压井技术和合理的压力控制措施,使环空压力的变化能避开裂缝应力敏感区。对节流管汇及控制系统的有效规划,可提高压井装备可靠性。

(5)井喷失控后  $\text{H}_2\text{S}$  气体扩散规律。需要建立高含硫气藏发生井喷失控未着火、着火时  $\text{H}_2\text{S}$  气体喷流、扩散及响应域速度场、温度场、压力场数学模型,建立物理模型和形态模型,建立喷流出口速度模型。

## 4. 腐蚀与气井安全测试问题

(1) $\text{H}_2\text{S}/\text{CO}_2$  共存气井套管柱的腐蚀特性和应力腐蚀特性。开展普通抗硫套管在高含硫环境下的

腐蚀特性和应力腐蚀特性研究及特殊结构套管的电偶腐蚀特性研究。建立完善的高含  $H_2S/CO_2$  腐蚀介质的实验评价方法。

(2)套管强度及密封性。研究  $H_2S/CO_2$  环境下,套管材料的断裂性能、管密封性,套管柱应力水平、提高套管密封性的井身结构设计。

(3)高温、高压高含  $H_2S/CO_2$  气藏测试设计。根据高温、高压及高含  $H_2S/CO_2$  气藏的特点,形成一套适合高温、高压气藏的安全方法,主要包括:基于井筒与气藏耦合测试设计、设计风险评价、井下工具和地面流程工艺技术、作业安全措施和应急方案的完整性、有效性和可操作性。

### 5. 高含 $H_2S/CO_2$ 气藏储层改造问题

高含硫气藏储层大多具有低孔、低渗特征,储层裂缝发育且易受深部污染,有相当数量的井层会实施酸化压裂改造才能满足增储上产的需要。

(1)酸化改造中的控硫控铁方法。酸化过程中  $Fe^{2+}$ 、 $Fe^{3+}$  导致严重的硫沉积和硫化亚铁沉淀,造成改造过程中的二次污染,使改造效果差,甚至无效。目前常规方法都没有解决好该问题,必须进行控硫、控铁新方法的研究。

(2)适应含硫储层的低伤害的酸液体系和酸压工艺。针对含硫气藏的特性,在工作液体设计上充分考虑铁沉积和硫沉积问题,减少二次沉淀伤害。同时酸液体系具有良好的性能和高的缓速特性,实现延缓酸岩反应速度和增大酸液作用距离的目标。通过酸岩反应动力学实验、酸蚀裂缝导流能力、不同酸压工艺的实验,提出一整套针对性强的增产工艺方式。

### 6. 高含 $H_2S/CO_2$ 天然气水合物问题

在天然气的所有组成中, $H_2S$  是最好的水合物生成剂,并且能形成非常稳定的水合物结构。

(1)高含  $H_2S/CO_2$  天然气水合物相平衡。高含  $H_2S/CO_2$  天然气水合物生成条件与常规天然气差异较大,目前关于高含  $H_2S/CO_2$  天然气水合物相平衡国内外研究较少,因此有必要进行高含  $H_2S/CO_2$  天然气在纯水体、电解质、醇类以及组合体系下水合物相平衡实验研究,建立高含  $H_2S/CO_2$  天然气水合物相平衡数据库,指导测试与开发。

(2)水合物动力学研究。系统研究水合物溶解、水合物骨架形成、扩散和吸附四个阶段的动力学因素,建立水合物生成的动力学方程。

(3)动态水合物实验。目前水合物的实验大都为静态实验,这与生产实际还是有差距的,通过建立

水合物晶核的流动实验,模拟流速、杂质等对堵塞的影响,指导防堵、解堵工作。

(4)水合物模型建立。预测天然气水合物形成条件的模型有两种,一是经验或半经验模型;二是热力学相平衡模型,它们针对高含  $H_2S/CO_2$  天然气计算的结果有较大的偏差。综合分子吸附与分子势能模型,有助于建立适合高含  $H_2S/CO_2$  天然气的水合物模型。

(5)监测技术。基于水合物晶核引起的水微相的变化,建立水合物监测技术。

(6)解堵工艺。由于  $H_2S/CO_2$  天然气的剧毒性,不能采取常规的降压解堵工艺,为此需要建立水合物解堵工艺实验,确定各种抑制剂及组合的解堵效果。

### 参 考 文 献

- [1] 戴金星. 中国含硫化氢的天然气分布特征、分类及其成因探讨[J]. 沉积学报, 1985, 3(4): 109-120.
- [2] 钟太贤, 等. 含硫天然气相态及渗流[J]. 石油勘探与开发, 2004(5).
- [3] 谷明星, 等. 固体硫在超临界/近临界酸性流体中的溶解度(II)热力学模型[J]. 化工学报, 1993(6).
- [4] 李士伦, 等. 天然气工程[M]. 北京: 石油工业出版社, 2000.
- [5] 胡英. 近代化工热力学应用研究的新进展[M]. 上海: 上海科学技术文献出版社, 1994.
- [6] SHEDID S A, ZEKRI A Y. Formation damage due to sulfur seposition in porous media[J]. SPE 73721, 2002.
- [7] New, lower-cost acid gas removal and sulfur recovery technology for Permian Basin natural gas production operations[J]. SPE 59712.
- [8] KENNEDY HT, WIELAND D R. Equilibrium in the methane-carbon dioxide-hydrogen sulfide-sulfur system, trans[J]. AIME, 1960, 219.
- [9] SWIFT S C, MANNING F S, THOMPSON R E. Sulfur-bearing capacity of hydrogen sulfide gas [J]. Society of Petroleum Engineers Journal, April, 1976, 57-63.
- [10] BRUCE E ROBERT. The effect of sulfur deposition on gas well inflow performance[J]. SPE 36707.
- [11] ABOU-KASSEM J H. Experimental and numerical modeling of sulfur plugging in carbonate reservoirs [J]. JPSE, 2000, 26, 91-103.
- [12] SKINNER L.  $CO_2$  blowouts: An emerging problem [J]. World Oil, 2003(1).

(收稿日期 2006-11-06 编辑 居维清)