

长庆气田地面工程技术现状介绍

王登海*
(西安长庆科技工程有限公司)

王遇冬
(西安石油学院)

王登海等. 长庆气田地面工程技术现状介绍. 天然气工业, 2002; 22(6): 89~ 92

摘 要 中国长庆气田所生产的商品天然气主要输往北京、天津、西安、石家庄、银川等城市作为民用燃气, 部分用于发电和化工原料(例如合成甲醇)等。长庆气田主要包括靖边、榆林、乌审旗及苏里格等气田, 其中靖边气田已建成产气规模 $34 \times 10^8 \text{ m}^3/\text{a}$ 。在简述了长庆气田主要基础条件诸如天然气性质、单井配产及地面自然条件等之后, 着重介绍了具有长庆气田特点的地面工程技术现状及今后发展设想, 其中包括高压集气、脱硫脱碳、酸气处理、低温分离及其他配套的小型发电、甲醇集中回收技术, 以及今后回收 CO_2 的初步想法等。

主题词 长庆气田 地面工程 技术 现状 发展

地面工程建设基础条件

长庆气田地面工程建设主要基础条件涉及气田地质特征、天然气性质、开发方案及建设原则、商品气质量要求与用气量以及地面自然条件等。限于篇幅, 在此仅着重对天然气性质、单井配产及地面自然条件等进行讨论, 以期说明长庆气田地面工程建设的难度与特点。

1. 靖边气田

1) 系低渗透、低丰度、中低产、大面积复合联片

性剂注入水的相对渗透率曲线。

由图 2 可见, 在注入水中加入优化后的表面活性体系, 可以有效地增大油水两相同流区(增加 5.1%), 而油水两相同流区越大, 水驱采收率越高, 对本实验而言, 用这种方法可以提高采收率 6.9%。这主要是因为表面活性剂体系可以改变低渗透油层中流体的渗流特性, 增加注入水的初始压力梯度, 减少原油渗流的初始压力梯度, 使油水流度更加接近, 减少油的“卡断”现象, 从而改善低渗透油藏的水驱开发效果。

的深度, 可以减弱水锁效应; 在水驱开发过程中, 保持地层压力开采, 同时提高驱动压力梯度, 可以抑制水锁造成的损害。

3) 向已产生水锁效应的井中挤注适合的表面活性剂, 用清水顶替后关井一定时间, 然后开井放差生产, 同时降低回压, 可以解除水锁效应所造成的损害。

4) 优化后的表面活性剂体系可以改变低渗透油层中流体的渗流特性, 减少水驱过程中原油的“卡断”现象, 改善低渗透油藏的水驱开发效果。

结 论

参 考 文 献

- 1) 储层致密、孔隙喉道小, 岩石颗粒表面覆盖绿泥石等易水化的薄膜, 且油藏压力低、生产压差小是造成储层产生水锁效应的内在因素。而驱动压差小、外来流体与岩石的润湿角小、表面张力大和粘度大是造成储层产生水锁效应的外在因素。
- 2) 提高外来侵入流体的反排速度, 减小其侵入

1 樊世忠等著. 钻井液完井液及保护油气层技术. 山东东营: 石油大学出版社, 1996: 524~ 530

2 贺承祖, 华明琪. 水锁效应研究. 钻井液与完井液, 1996; 13(6): 13~ 15

(收稿日期 2002- 06- 18 编辑 韩晓渝)

* 王登海, 1969 年生, 工程师; 1994 年毕业于西南石油学院天然气加工专业; 现在西安长庆科技工程有限责任公司(原长庆石油勘察设计研究院)从事天然气净化的设计工作, 并担任长庆气田第二、三天然气净化厂工程设计项目负责人。地址: (710021)陕西省西安市未央区兴隆园小区长庆科技工程有限公司。电话: (029) 6593978。

的整装气田。单井产量相差悬殊,最高达 $25 \times 10^4 \text{ m}^3/\text{d}$,最低仅 $1 \times 10^4 \text{ m}^3/\text{d}$,平均约 $4.5 \times 10^4 \text{ m}^3/\text{d}$ 。气田南北较长(约 190 km),东西较窄(约 40 km),目前处于全面开发阶段。

2) 天然气为贫气, CH_4 含量占 93% 以上, C_2^+ 含量仅约 1%, 其余为 CO_2 、 H_2S 等非烃类, 需要脱硫脱碳和脱水方可满足商品气的要求。与川渝气田相比, 靖边气田天然气中酸性组分特点是: ① CO_2 含量后者一般大于 5% (体积分数, 下同), 而前者一般小于 3%; ② H_2S 含量后者一般小于 0.1%, 而前者一般大于 1%, 个别气田甚至大于 5%; ③ $\text{CO}_2/\text{H}_2\text{S}$ (摩尔比, 下同) 比值后者一般为 80~160, 而前者一般小于 10; ④ 后者有机硫化物含量甚少。

2. 榆林气田、乌审旗气田及苏里格气田地质特征与靖边气田不同

例如, 苏里格气田为面积大、气层厚、丰度高、物性好、产量高的整装气田, 目前正处于边勘探、边工业化试采阶段。这些气田的天然气中 CH_4 含量也在 90% 以上, 但其 H_2S 含量一般小于 $20 \text{ mg}/\text{m}^3$, CO_2 含量一般也小于 3%, 因而不需脱硫脱碳。此外, 气体中除含一定量(2%~8%)的 $\text{C}_2\sim\text{C}_6$ 外, 还含有少量 C_7^+ 重组分, 平均 $1 \times 10^4 \text{ m}^3$ 天然气中约含 0.1 m^3 凝析油, 属于“湿气”, 故还需脱水、脱油方可符合《天然气》中 II 类气质指标(GB17820—1999)。

3. 长庆气田地面自然条件十分恶劣, 社会依托条件差

长庆气田北区属于毛乌素沙漠地带, 多为移动和半固定沙丘, 比较平坦, 人烟稀少, 交通不便, 建设和生产管理难度大, 成本高; 南区属于黄土高原地带, 沟壑纵横, 地形支离破碎, 几乎没有可利用的依托基础设施。

地面工程技术现状与发展设想

对于像靖边气田这样的大面积低渗、低产气田, 国内外尚无比较成熟的开发与建设模式可供借鉴。经过几年的研究及实践, 目前已形成具有长庆气田特色的一套开发模式, 并总结出一套适合长庆气田基础条件特点的地面工程技术。但是, 由于建设初期对靖边气田含硫天然气中酸性组分及其他气田天然气中少量凝析油的脱除等缺少实践经验, 在目前的天然气净化技术中还有一些需要改进、提高之处, 有待今后完善与发展。

1. 天然气集输与净化技术

(1) 高压集气技术

多井高压集气技术指多口单井(4~15口)物流经井口直接通过采气管线进入集气站内进行加热、节流、分离、计量与脱水。高压集气的关键是简化井口设施、高压集中注醇和选择合理的集气半径。

1) 简化井口设施。由于靖边气田单井产量低, 如建 $30 \times 10^8 \text{ m}^3/\text{a}$ 产能规模, 约需 180 口单井。显然, 简化井口设施是降低工程投资的一项重要措施。气田井口不设加热、计量、分离等工艺设施, 因而不需供电、供水、通信、自控等配套设施, 可最大程度简化井口设施, 将井口的天然气直接经采气管线送至集气站。

2) 高压集中注醇。由于靖边气田在井口附近的天然气中有较多游离水存在, 且压力较高(一般为 18~24 MPa, 在该压力下形成水合物的温度在 21°C 左右)。因此必须采取有效措施防止水合物的形成。经过比较, 选用甲醇作为水合物抑制剂。它不仅可预防水合物形成, 而且对于已形成的水合物也具有一定的解堵作用^[1]。

3) 选择合理的集气半径。根据国内有关规范规定, 气田单井集气半径一般不宜大于 5 km^[2]。由于靖边气田在井口采用了高压集中注醇技术, 因而单井集气半径可以适当大于 5 km。单井集气半径越大, 则采气管线及集气站就会越少, 工程投资也就相应降低。运行实践证明, 集气半径一般控制在 6 km 以内(个别气井根据具体情况还可增大)是成功的^[3]。

(2) 脱硫脱碳技术

长庆气田目前已建成净化厂两座。其中, 第一天然气净化厂(以下简称“一厂”)总规模为 $30 \times 10^8 \text{ m}^3/\text{a}$, 内设 5 套 $200 \times 10^4 \text{ m}^3/\text{d}$ 脱硫、脱水装置和其他配套设施。第二天然气净化厂(以下简称“二厂”)总规模为 $25 \times 10^8 \text{ m}^3/\text{a}$, 内设 2 套 $400 \times 10^4 \text{ m}^3/\text{d}$ 脱硫、脱水装置(2001 年建成 1 套, 2002 年底全部建成)。目前, 正在筹建第三天然气净化厂(以下简称“三厂”), 总规模为 $10 \times 10^8 \text{ m}^3/\text{a}$ 。上述净化厂的原料气均为靖边气田的含硫天然气。

一厂设计原料气组成根据 41 口探井数据加权平均所得, 即 H_2S 含量为 0.034%, CO_2 含量为 3.02%。但是, 投产后原料气中 H_2S 实际含量为 0.06% 左右, CO_2 含量为 5.321% 左右。因此, 采用常规 MDEA 法脱硫后的湿净化气中 CO_2 含量超过《天然气》(GB17820—1999) 中 II 类气质要求。为了确保商品气质量符合要求, 目前一厂正在进行改建, 方案之一是增加一套 $400 \times 10^4 \text{ m}^3/\text{d}$ 脱硫装置, 拟采

用活化 MDEA 法脱硫脱碳,将原料气中 CO₂ 含量脱至 1% 以下,再与原有装置 CO₂ 超标的净化气混合 (CO₂ 含量小于 3%) 后外输。

二厂设计原料气中 H₂S 含量为 0.065%, CO₂ 含量为 5.321%,采用常规 MDEA 法脱硫脱碳。投产 后原料气中 H₂S、CO₂ 含量与设计值变化不大。为了脱除大量 CO₂,脱硫装置 MDEA 溶液循环量很大,因而能耗很高^[4]。而且,实际生产中由于冬季原料气温度低,脱硫装置吸收塔内溶液极易发泡,运行很不稳定。此外,二厂采用的脱硫技术在其他方面也存在需要改进、完善之处。鉴于此,筹建中的三厂拟采用 MDEA 专利配方溶液法进行脱硫脱碳。

(3) 酸气处理技术

1996 年时,根据一厂脱硫装置产生的酸气中 CO₂ 含量高(设计值)的特点,当时准备选用 PDS 法酸气处理工艺,将处理后含有较高 CO₂ 含量的尾气,供给相邻的长庆气田甲醇厂。因一厂投产后酸气中 H₂S 实际含量(平均为 86.06 g/m³)远高于 PDS 法目前能够处理的含量,故未再考虑该法。

由于一厂脱硫装置的酸气中, H₂S 浓度小于 8%, CO₂ 浓度大于 93%, 而且从酸气中回收的硫磺量又只有 8 t/d 左右,故采用常规 CLAUS 法是不经济的。经过调研,在对投资、运行费用等进行综合对比后,决定选用 CLINSULF—DO 直接氧化法。

CLISULF—DO 工艺由 Linde 公司开发,自 1993 年工业化后已在奥地利、韩国和我国(淮南化肥厂)等建设了多套装置,主要用于处理 H₂S 浓度为 1%~20% (体积分数)的气体,允许流量范围在 500~50 000 m³/d。其核心技术是内冷式反应器,特点是一台反应器可得到两种效果,即 H₂S 的直接氧化反应(主要是在绝热层发生)和最大硫转化率,同时可产生部分蒸气用于加热进料气和空气。这样,既保证了硫磺不会在反应器和管道内冷却,同时也最大限度地提高了硫磺回收率。此工程目前尚在筹建中。

此外,由于酸气中 CO₂ 含量一般在 93% 以上,如何采用经济合理的技术从酸气中或者从硫磺回收后排放的尾气中回收 CO₂,并就近用于气田内部(例如,用于气井压裂酸化、CO₂ 气体保护焊接及食品加工行业等),也是今后需多加考虑的问题。

(4) 低温分离技术

现以榆林气田为例。由于其天然气中含有一定量的凝析油,经计算与生产实践表明,即使采用高压常温分离也不能将凝析油分离出来。这样的话,不

仅使三甘醇脱水装置的甘醇溶液受到污染,还会在输气管道中析出,影响脱水装置和输气管道的平稳运行。从天然气中回收凝析油的方法很多,但对于榆林气田来讲,因其井口压力较高,稳产期较长,而且天然气中凝析油含量又不是很多,因此决定采用节流膨胀的低温分离工艺,既可利用开发前期的压力能,又可达到商品气外输时烃露点的要求。采用低温分离技术不仅在低温下回收了凝析油,同时也脱除了天然气中析出的液态水,使外输气烃露点、水露点同时达到要求,省去了高压常温集气技术中的三甘醇脱水装置,因而投资少、能耗低、流程简单。榆林气田低温分离技术已于 2001 年试验成功,目前正在苏里格气田、乌审旗气田推广应用。此外,今后还拟在靖边气田新建集气站中进行试验,以期了解有无代替站内加热、节流及三甘醇脱水的可能性。

2. 其他配套技术

长庆气田地面工程在很多配套技术中都具有自己的特点,现仅列举小型发电和甲醇集中回收技术以供参考。

(1) 小型发电技术

由于长庆气田恶劣的自然环境和比较大的气田面积,外部依托条件极差,若采用工业电网为集气站供电,投资巨大,运行维护困难。为了降低投资和方便管理,在集气站采用小型天然气发电机供电方式。每座集气站配置 18~30 kW 的小型天然气发电机 2 台,互为备用,并设置了安全保护系统。多年来的实践表明,小型发电技术运行可靠,维护方便。

(2) 甲醇集中回收技术

由于气田采用高压集中注醇技术,每年需注醇上万吨。如不循环使用,就会污染环境,故必须对含水甲醇进行回收。但是,大规模工业化的甲醇回收技术当时在国内还没有成功范例。

在各集气站通过分离器收集到的含甲醇污水,通过罐车拉运到净化厂的甲醇回收装置集中回收。经分析,甲醇污水水质非常复杂,其水质分析结果见表 1。

表 1 靖边气田含醇污水水质分析结果 mg/L

组 分	数 量	组 分	数 量
总硬度	20 000~ 50 000	SO ₄ ²⁻	200
总矿化度	50 000~ 80 000	Fe ²⁺	100~ 300
K ⁺ 、Na ⁺	8 000~ 10 000	pH 值	5~ 7
Ca ²⁺	20 000	甲醇含量	20 左右
Mg ²⁺	1 000	HCO ₃ ⁻	400
Cl ⁻	30 000~ 50 000	油分	> 200
机械杂质	936.5		

胺法脱硫技术在长庆气田的应用与研究

王遇冬*
(西安石油学院)

王登海
(长庆科技工程有限公司)

王遇冬等. 胺法脱硫技术在长庆气田的应用与研究. 天然气工业, 2002; 22(6): 92~ 96

摘 要 中国长庆气田已建成投产 5 套 $200\times 10^4\text{m}^3/\text{d}$ 和 1 套 $400\times 10^4\text{m}^3/\text{d}$ MDEA 脱硫装置, 由于原料气中的 $\text{H}_2\text{S}/\text{CO}_2$ 比高达 90~ 160, 使净化气中的 CO_2 含量达不到管输标准。鉴于此, 对长庆气田目前应用的 MDEA 法选择性脱硫技术进行了分析研究, 并从脱硫脱碳溶液的选择、原料气进吸收塔温度和贫液循环流程的确定、吸收塔结构的选型、汽提塔筒体材质的选择以及吸收塔塔内温度分布和检测等方面, 对已建脱硫装置的工艺技术提出了改进意见, 并对拟建的脱硫装置工艺技术提出了建议。

主题词 长庆气田 气体净化 选择性脱硫 脱二氧化碳 脱硫装置 脱硫厂

长庆气田目前已建成第一天然气净化厂和第二天然气净化厂一期工程(以下简称“一厂”和“二厂”)。一厂设计规模为 $30\times 10^8\text{m}^3/\text{a}$, 设有脱硫、脱水装置各 5 套, 每套处理能力为 $200\times 10^4\text{m}^3/\text{d}$ 。二厂设计规模为 $25\times 10^8\text{m}^3/\text{a}$, 设有脱硫、脱水装置各 2 套, 每套处理能力为 $400\times 10^4\text{m}^3/\text{d}$, 一期工程建成脱硫、脱水装置各一套。此外, 拟建的第三天然气净化厂(以下简称“三厂”)设计规模为 $10\times 10^8\text{m}^3/\text{a}$, 将设脱硫、脱水装置各 2 套, 每套处理能力为 $150\times$

$10^4\text{m}^3/\text{d}$ 。

长庆气田含硫天然气特点

长庆气田上述各净化厂以及川渝气田净化厂的 CO_2 、 H_2S 含量见表 1。由表 1 可知, 长庆气田与川渝气田相比, 其原料气酸性组分具有的特点前文已述。此外, 前者的进气温度较低($3\sim 18\text{ }^\circ\text{C}$)。

因此, 在确定长庆气田含硫天然气脱硫技术时, 应针对上述特点及净化气质量要求选择脱硫脱碳溶

由表 1 可知, 该水质特点是矿化度非常高, 油分和机械杂质含量较高, pH 值较低, 属于易结垢、腐蚀性强的污水体系。此外, 由于天然气中含有 H_2S 、 CO_2 以及污水采用汽车拉运, 因而在含醇污水中又不可避免地会溶解有少量 H_2S 、 CO_2 以及氧气, 更增强了污水的腐蚀性。

目前, 长庆气田内已建甲醇回收装置三套, 采用了单塔精馏工艺。为适应含醇污水的特点, 采取了许多防腐措施: ①进行预处理, 减少结垢, 减小腐蚀; ②管线选用玻璃钢材质, 部分设备采用内防腐涂层; ③精馏塔选用不易堵塞的板式塔。生产实践表明, 甲醇回收率一般大于 99%, 回收的甲醇纯度大于 95%, 可以满足集中注醇的要求^[5]。

参 考 文 献

1 王遇冬主编. 天然气处理与加工工艺. 北京: 石油工业出版社, 1999

2 四川石油管理局勘察设计研究院主编. 气田集气工程设计规范(SY/T0010- 96). 北京: 石油工业出版社, 1997

3 刘祎等. 长庆气田天然气集输现状. 天然气工业, 1999; 19(5)

4 王遇冬等. 对长庆气田含硫天然气脱硫工艺技术的几点建议. 石油与天然气化工, 2001; 30(1)

5 王登海等. 长庆气田含醇污水甲醇回收工艺技术探讨. 石油与天然气化工, 2001; 30(3)

(收稿日期 2002- 07- 09 编辑 居维清)

* 王遇冬, 1936 年生, 教授; 1958 年毕业于原北京石油学院石油加工专业, 现为长庆科技工程有限公司高级顾问, 参加了长庆气田第二、三天然气净化厂的设计工作。地址: (710021) 陕西省西安市未央区兴隆园小区长庆科技工程有限公司。电话: (029) 6593978。

HIBITING AND REMOVING METHODS

Liao Ruiquan (Jiangnan Petroleum Institute), Xu Yonggao (Changqing Oil Field Branch, PCL) and Hu Xuebin (Jiangnan Oil Field Branch, Sinopec). *NATUR. GAS IND.* v. 22, no. 6, pp. 87~ 89, 11/ 25/ 2002. (ISSN1000-0976; In Chinese)

ABSTRACT: The water-locking damage is commonly found in specially low-to-low permeability oil reservoirs and the lower the permeability, the more serious the damage by water locking. There are two aspects of factors, i. e. internal factors and external factors, in forming water locking effect. The internal factors include compact reservoir, small pore throats, low reservoir pressure and existent thin-film chlorite pore lining structure; and the external factors are composed of poor driving pressure difference, a small wetting angle of rock with extraneous fluid, high viscosity, and large oil-water interface tension. The lower the permeability and the smaller the pore-throat radius as well as the lower the reservoir pressure, the easier the formation of water locking damage, and it is difficult to be removed. Through experimental study in laboratory, it was considered that the reservation rate of permeability may be raised by speeding up fluid discharge, thus inhibitting the water locking effect; through injecting a certain of surfactant system treatment fluids into oil reservoir, the reservation rate of oil-phase permeability can be effectively raised, thus weakening and partially removing the water locking effect; by means of adding optimized surfactant system into the injected water, the percolation characteristics of the fluids in low permeability oil reservoir can be changed and the oil-water concurrent flowing area may be effectively enlarged, thus improving the development effectiveness of water drive oil reservoir.

SUBJECT HEADINGS: Reservoir, Water lock, Formation damage, Surfactant, Oil displacement efficiency, Development effectiveness

Liao Ruiquan (*associate professor*), born in 1962, graduated from an university in 1984, Now he is studying for his doctorate and mainly engaged in the teaching and research on oil production engineering. He published 3 books and 28 articles in domestic and foreign periodicals. Add: Jingzhou, Hubei (434023), China Tel: (0716) 8430457

PRESENT SITUATION AND ENVISAGEMENT OF THE SURFACE ENGINEERING IN CHANGQING-GAS FIELD

Wang Denghai (Changqing Scientific and Tech-

nological Engineering Co. Ltd.) and Wang Yudong (Xi'an Petroleum Institute). *NATUR. GAS IND.* v. 22, no. 6, pp. 89~ 92, 11/ 25/ 2002. (ISSN1000-0976; In Chinese)

ABSTRACT: Being taken as domestic gas and partially as industrial gas (e. g. power generation, synthetic methanol), etc., the marketable natural gas produced from Changqing Gas Field is mainly transported to the following cities as Beijing, Tianjin, Shijiazhuang and Yinchuan, etc. Changqing Gas Field is mainly composed of Jingbian, Yulin, Wushen Banner and Sulige gas fields, in which a scale of $3400 \times 10^6 \text{m}^3/\text{d}$ has been built up in Jingbian gas field. After the principal basic circumstances, such as gas property, individual well proration and natural condition, in Changqing Gas Field are simply stated, the present situation and envisagement of the surface engineering, including high pressure gas gathering, desulfurization, decarbonization, sour gas treatment, cryogenic separation and the other necessary small-size power-generating and methanol centralized recovery techniques, as well as a primary idea of recovering CO₂ in the future, etc., in Changqing Gas Field are emphatically introduced in the paper.

SUBJECT HEADINGS: Changqing Gas Field, Surface engineering, Technique, Status quo, Developing trend

Wang Denghai (*engineer*), born in 1969, graduated in natural gas processing from the Southwest Petroleum Institute in 1994. Now he is engaged in the design of natural gas purification and is the person in charge of the engineering design projects of No. 2 and No. 3 Natural Gas Purification Plants. Add: Xinglongyuan Quarter, Xi'an, Shaanxi (710021), China Tel: (029) 6593978

RESEARCH AND APPLICATION OF AMINE-GAS DESULPHRIZATION TECHNIQUES IN CHANGQING GAS FIELD

Wang Yudong (Xi'an Petroleum Institute) and Wang Denghai (Changqing Scientific and Technological Engineering Co. Ltd.). *NATUR. GAS IND.* v. 22, no. 6, pp. 92~ 96, 11/ 25/ 2002. (ISSN1000-0976; In Chinese)

ABSTRACT: Five sets of $2 \times 10^6 \text{m}^3/\text{d}$ and one set of $4 \times 10^6 \text{m}^3/\text{d}$ MDEA desulphrization devices were built up in Changqing Gas Field, however, the CO₂ content in the purified gas didn't satisfy the pipeline transportation standard because of high H₂S-CO₂ ratios (90~ 160). For this reason, on the basis of analyzing the methyl diethanolamine (MDEA) selective desulphurization techniques applied in Changqing Gas Field at present, Some improved opinions about the techniques of the desul-