

阿姆河右岸 B 区气田水处理技术对比分析

李世兵¹ 杨颖² 刘铭初³ 万群峰⁴ 路成刚³ 周明兵²

1. 中国石油西南油气田分公司国际事业合作部土库曼项目部, 重庆 400707;
2. 中国石油西南油气田分公司储气库管理处, 重庆 401121;
3. 中国石油海外勘探开发公司, 北京 100034;
4. 中国石油西南油气田分公司川港公司, 重庆 400021

摘要:为了解决阿姆河右岸 B 区天然气处理厂气田水处理能力不能满足上游气田生产的瓶颈问题,保证项目快速建产和投资回收,中国石油阿姆河天然气勘探开发公司牵头组织精干技术力量,联合科研、建设单位,开展相关工程技术领域科研攻关,初步形成了适合阿姆河右岸 B 区的橇装式“氧化除 H₂S + 油浮选”气田水处理工艺和固定式“气提除 H₂S + 气浮选”气田水处理工艺,投产后运行良好,有效地解决了阿姆河右岸 B 区气田水处理问题,并根据规划逐步在阿姆河气田推广应用,同时结合实际生产情况优化应用、改良性能,进一步完善由水处理技术和管理经验形成的地面水处理系统,为天然气生产服务,提高阿姆河气田生产效益。

关键词:阿姆河右岸;气田水;油浮选;气浮选;处理技术;对比

DOI:10.3969/j.issn.1006-5539.2018.05.006

Comparative Analysis of Water Treatment Technology of Gasfield on the Right Bank of Amu Darya River Block B

Li Shibing¹, Yang Ying², Liu Mingchu³, Wan Qunfeng⁴, Lu Chenggang³, Zhou Mingbing²

1. International Business Cooperation Department, Turkmen Project Department, PetroChina Southwest Oil & Gasfield Company, Chongqing, 400707, China
2. Storage Management Office of PetroChina Southwest Oil & Gasfield Company, Chongqing, 401121, China
3. PetroChina Overseas Exploration and Development Company, Beijing, 100034, China
4. PetroChina Southwest Oil & Gasfield Company Chuangang Company, Chongqing, 400021, China

Abstract: In order to solve the issue that the gas field water treatment capacity of natural gas treatment plant at the right bank of Amu Darya river block B can't meet the production of upstream gas field, ensure rapid construction and investment recovery, PetroChina Amu Darya Gas Exploration and Development company in China takes the lead to organize technical forces from research institutes and construction companies to carry out field research at the gasfield of Amu Darya river and initially form water

收稿日期:2018-04-29

基金项目:中国石油阿姆河天然气勘探开发公司项目“阿姆河右岸 B 区鲍坦乌气田水净化处理项目”(BBPF-JG-10)

作者简介:李世兵(1981-),男,四川开江人,工程师,学士,主要从事油气田开发工作。

treatment technology of “hydrogen sulfide removal by gas stripping + air flotation” and the skid-mounted technology of “hydrogen sulfide removal by oxidation + oil flotation”, which operates smoothly after put into use and effectively solves the issue of water treatment at gasfield. At the same time, combined with the actual production conditions, application is optimized and performance is improved as well to enhance the efficiency of gasfield production at Amu Darya river.

Keywords: Right bank of Amu darya river; Gasfield water; Oil flotation; Air flotation; Processing technology; Contrast

0 前言

阿姆河右岸天然气区块项目是中国石油阿姆河天然气勘探开发公司与土库曼斯坦合作开发项目,位于土库曼斯坦东北部列巴普州阿姆河右岸地区,东北侧与乌兹别克斯坦接壤,构造上自东向西位于别什肯特坳陷,南部为桑迪克雷隆起,东部为坚基兹库尔隆起。阿姆河右岸 B 区中部区块是其主要的含油气区块,主要包括别列克特利、皮尔古伊、扬古伊、恰什古伊等气田,气田产层主要位于中-上侏罗统卡洛夫-牛津阶地层,碳酸盐岩礁滩相储层,裂缝普遍发育,地层压力 45 MPa 以上,异常高压为主,地层水体能量大且活跃。其中部分气田属于土库曼斯坦与乌兹别克斯坦边境气田,两国共同开发,形成抢采趋势^[1]。

1 基本情况

2014 年 4 月,阿姆河右岸 B 区天然气处理厂开始投产试运行,设计天然气处理量 $90 \times 10^8 \text{ m}^3/\text{a}$ (气体标准

状态 20°C , 101.325 kPa ,下同),凝析油处理量 $54.16 \times 10^4 \text{ t/a}$,水处理量 $150 \text{ m}^3/\text{d}$ 。截止 2017 年 12 月底,阿姆河右岸 B 区先后投产气田(构造)19 个,最高产天然气 $2.520 \times 10^4 \text{ m}^3/\text{d}$,最高产凝析油 $950 \text{ m}^3/\text{d}$,最高产气田水 $1.570 \text{ m}^3/\text{d}$ 。

阿姆河右岸 B 区气田天然气中高含 CO_2 、低含 H_2S ,并含凝析油和气田水,其中气田水为凝析水或者地层水。地层水主要受裂缝水侵为主,气井见水后,产水量迅速上升。根据 SY/T 5523-2000《油气田水分析方法》进行化验分析,阿姆河右岸 B 区气田水中微含 CO_2 、 H_2S ,含 Na^+ 、 Ca^{2+} 、 Mg^{2+} 、 Cl^- 、 SO_4^{2-} 等离子及其他杂质,水型主要为 CaCl_2 ,矿化度高,高矿化度易导致结垢。阿姆河右岸 B 区气井水性见表 1。

天然气经各单井采出后,输往集气站汇合,集气站进行分离计量后,混输至处理厂进行处理分离,然后进行气田水处理;或者集气站进行分离计量后,液相进行油、水相分离,油相回注气相管线输往处理厂,水相进入下游气田水处理装置。

表 1 阿姆河右岸 B 区气井水性

阳离子 / ($\text{mg} \cdot \text{L}^{-1}$)								阴离子 / ($\text{mg} \cdot \text{L}^{-1}$)							原料气 mol / (%)		总矿化度 /	水型
K^+	Na^+	Ca^{2+}	Mg^{2+}	Ba^{2+}	NH_4^+	Li^+		Cl^-	SO_4^{2-}	CO_3^{2-}	HCO_3^-	OH^-	F^-	NO_3^-	H_2S	CO_2	($\text{mg} \cdot \text{L}^{-1}$)	
494	33 558	7 461	858	0	31	9		67 355	601	0	257	0	17	26	0.36	4.08	110 667	CaCl_2

为了解决气田水处理能力不足的问题,中国石油阿姆河天然气勘探开发公司自主建设了皮尔古伊集气站固定式气田水处理装置,完成了阿姆河右岸 B 区处理厂气田水处理装置进行了改造,通过外委技术服务建成基尔桑、鲍坦乌、皮尔古伊集气站橇装式气田水处理装置 3 座,能够满足气田生产需要。

2 气田水处理工艺

阿姆河右岸 B 区现有橇装式“氧化除 H_2S + 油浮选”(以下简称橇装式处理装置)和固定式“气提除 H_2S + 气浮选”(以下简称固定式处理装置)两种气田水处理工艺。其中“氧化除 H_2S + 油浮选”处理工艺设备

单体小且少,独立成套,宜组橇,适合边远小型气田,常采用橇装方式^[2-6];“气提除 H_2S + 气浮选”处理工艺设备占地大,依托条件较高(需依托工厂燃料气系统),不宜组橇,常采用固定设置方式。

2.1 “氧化除 H_2S + 油浮选”处理工艺

2.1.1 工艺流程

上游集气站来液经过调压阀降压后进入闪蒸罐,通过自然降压气液分离,液体中分离出的少量天然气通过放空火炬燃烧处理;分离后的气田水加入氧化剂,除去气田水中 H_2S ;除去 H_2S 后的气田水进入油水分离器,除去游离态凝析油,凝析油进入凝析油收集罐;除油后的气田水进入缓冲罐;缓冲罐出水管线内通过加药系统

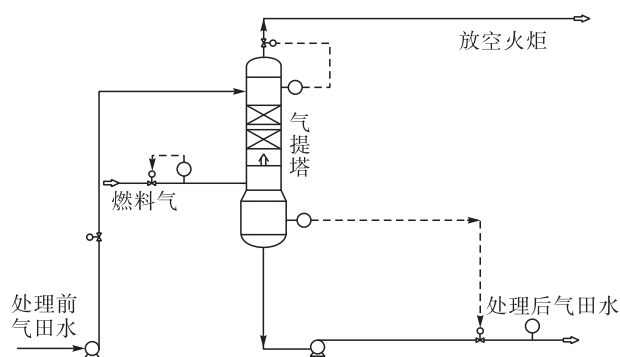


图3 气提系统工艺流程

中的曝气出口释放出来。当散气叶轮的小孔产生气泡时,高速旋转的叶轮将气泡切割成直径 $30 \sim 100 \mu\text{m}$ 的细小气泡碎片,絮凝后的污水进入气浮池后与这些微气泡混合,将固体悬浮物带到水面,上浮过程中,微气泡会附着在油污和悬浮物上,到达水面后这些物质依靠气泡支撑维持在水面,通过刮渣机将其刮到浮渣槽,定期排放至站外集污池。

表2 橇装式处理装置和固定式处理装置关键技术优缺点对比

处理装置	关键处理技术	优点	缺点
橇装式	氧化除 H_2S +油浮选	除 H_2S 、凝析油效果好;污泥、污物处理干净,形成闭环;橇装设备费用低、建设快,便于搬迁	药剂消耗大,次氯酸钠生产过程释放可燃气体 H_2 ,存在风险;单套设备处理量有限
固定式	气提除 H_2S +气浮选	单套设备处理量大;固定设施满足资源国长期使用要求	燃料气消耗大;管线、设备腐蚀结垢问题严重;污泥、污物处理不彻底,未形成闭环;建设周期长、成本高

3.2 处理效果

从装置处理效果方面,对橇装式处理装置和固定式处理装置进行对比可发现:橇装式处理装置和固定式处理装置因采用不同的处理工艺技术,设计处理参数要求不一样,两种处理装置都可以达到设计要求及资源国环保要求,但橇装式处理装置处理效果高于固定式处理装置,具体见表3。

表3 橇装式处理装置和固定式处理装置处理效果对比

处理装置	设计处理参数 / ($\text{mg}\cdot\text{L}^{-1}$)	实际处理效果 / ($\text{mg}\cdot\text{L}^{-1}$)
橇装式	H_2S 含量 ≤ 0.007 油含量 ≤ 10 悬浮物 ≤ 10	H_2S 含量 0.002 油含量 5 悬浮物 6
固定式	H_2S 含量 ≤ 0.014 油含量 ≤ 50 悬浮物 ≤ 70	H_2S 含量 0.014 油含量 32 悬浮物 50

注:目前资源国无气田水处理标准,固定式处理装置设计时参考中国标准,项目通过资源国批准;橇装式处理装置设计提出了更高的处理后水质标准,通过技术服务方式进行服务,通过资源国批准。

涡凹气浮处理后的气田水自流进入溶气气浮段,再次投加适量絮凝剂和混凝剂,溶气气浮设备的空压机将空气压入溶气罐,在一定压力下被强制溶解在水中,形成溶气水,送到气浮槽中。在突然释放的情况下,溶解在水中的空气析出,形成大量的微气泡群,与加药后正在絮凝的气田水中的悬浮物和油分充分接触,并在缓慢上升过程中吸附在絮凝后的悬浮物中,使其密度下降并浮至水面,油分和悬浮物被分离后由刮渣机刮至浮渣槽,定期排放至站外集污池^[18-19]。

3 对比分析

3.1 关键技术

从装置关键技术方面,对橇装式处理装置和固定式处理装置进行对比可发现:橇装式处理装置在处理效果、建设周期方面优于固定式处理装置,但处理能力、资源国需求方面比固定式处理装置差,具体见表2。

3.3 处理副产物

从处理副产物方面,对橇装式处理装置和固定式处理装置进行对比可发现:橇装式处理装置凝析油、污泥分离效果好于固定式处理装置,但两种处理装置副产物处置设施都需要进一步完善^[20],具体见表4。

3.4 建设周期及运行成本

橇装式处理装置由技术服务单位提供设备及建设,业主公司按照日气田水处理量进行结算。技术服务单位提供成套橇装设备,项目程序简单、快捷,建设周期4个月,技术服务费用122万美元/a(按照处理气田水 $500 \text{ m}^3/\text{d}$ 计算),业主公司无建设、运行费用。

固定式处理装置由业主公司自建,按照业主公司管理规定,需要进行立项申请、审批,设计委托,商务招标,设备采购,施工建设等程序,建设周期20个月左右,项目费用950万美元(按照处理气田水 $500 \text{ m}^3/\text{d}$ 计算)。日常运行成本主要包括技术、操作人员人工费用,燃料气、

药剂、日常耗材消耗、设备检维修(两年一次)费用,运行成本100万美元/a。

按照10、20、30 a建设和运行成本计算,橇装式处理

装置设备运行费用1 220、2 440、3 660万美元,固定式处理装置设备建设、运行费用1 950、2 950、3 950万美元,橇装式处理装置相对节约730、510、290万美元。

表4 橇装式处理装置和固定式处理装置处理副产物对比

处理装置	主要处理副产物	处置方式	优点	缺点
橇装式	凝析油 污泥	通过压泥机进行凝析油、污泥分离,凝析油回收利用,污泥焚烧。	凝析油、污泥分离彻底,凝析油再次利用	没有污泥焚烧装置,借助气井放空时处理
固定式	悬浮物	气浮选排除悬浮物目前借助橇装式处理装置再次处置	-	凝析油、污泥分离不彻底,未形成闭环

3.5 装置适应性

橇装式处理装置为橇装设备,灵活、便携,适合储量小,开发周期短,气井、集气站相对分散的边境(边远)强采气田。

固定式处理装置为固定建设,属固定资产,利于长期使用,适合储量大,开发周期长,气井、集气站相对集中的整装大型气田。

4 结论与建议

1) 橇装式处理装置与固定式处理装置都能满足阿姆河右岸B区气田水处理需要。固定式处理装置适合储量大,开发周期长,气井、集气站相对集中的整装大型气田;橇装式处理装置适合储量小,开发周期短,气井、集气站相对分散的边境(边远)强采气田。两种处理方式相互结合、互为补充、机动灵活,满足阿姆河B区边境气田、出水气井多、生产情况多变的生产需要。

2) 进一步完善固定式处理装置污泥、污物收集处理,形成闭环、全程无害化处理;对气浮选橇体进行封闭改造,采用N₂作为气浮选气源,降低管线、设备腐蚀和结垢程度。

3) 深层次研究橇装式处理装置效果,降低处理后气田水矿化度,使之能够满足沙漠施工或者灌溉等“二次使用”,变“水害”为“水宝”。

参考文献:

[1] 柴辉,李宏鑫,刘铭初,等.气田水处理技术优化升级及在阿姆河右岸合同区气田的成功应用[R].北京:中国石油海外勘探开发公司,2016:5-32.
Chai Hui, Li Hongxin, Liu Mingchu, et al. Optimization and Upgrading of Gas Field Water Treatment Technology and Successful Application of Gas Field in the Right Bank of the Amu River [R]. Beijing: China Petroleum Exploration and Development Co., LTD., 2016: 5-32.

[2] 王亮,廖健,张元夫.高含硫气田水处理工艺优化[J].内蒙古石油化工,2015,41(9):37-38.
Wang Liang, Liao Jian, Zhang Yuanfu. Optimization of Water-Processing Technology in High-Sulfur Gas-field [J]. Inner Mongolia Petrochemical Industry, 2015, 41 (9): 37-38.

[3] 朱权云.高含硫气田水脱硫处理研究[J].石油与天然气化工,1993,22(1):102-104.
Zhu Quanyun. Research on Desulfurization Treatment of High Sulfur Gas Field Water [J]. Chemical Engineering of Oil & Gas, 1993, 22 (1): 102-104.

[4] 肖芳,周波,刘静,等.高含H₂S气田水及闪蒸气处理新技术探讨[J].天然气与石油,2013,31(5):94-96.
Xiao Fang, Zhou Bo, Liu Jing, et al. New Technology for Treating High H₂S Produced Water and Flash Gas [J]. Natural Gas and Oil, 2013, 31 (5): 94-96.

[5] 李国安,赵立新.油田污水中污泥处理试验研究[J].环境科学与管理,2010,35(5):44-47.
Li Guoan, Zhao Lixin. Experimental Study on Sludge Treatment of Oilfield Wastewater [J]. Environmental Science and Management, 2010, 35 (5): 44-47.

[6] 杜杰,郭和,李勇,等.油浮选工艺在气田含醇污水处理中的应用[J].油气田环境保护,2014,24(1):39-40.
Du Jie, Guo He, Li Yong, et al. An Application of Oil Flotation Technology in the Treatment of Gasfield Methanol Sewage [J]. Environmental Protection of Oil & Gas Fields, 2014, 24 (1): 39-40.

[7] 滕业龙.水中硫化氢的溶解规律[J].干旱环境监测,1994,8(1):110-114.
Teng Yelong. The Solvency Hydrogen Sulfide in Water [J]. Arid Environmental Monitoring, 1994, 8 (1): 110-114.

[8] 安建川,梁光川.天然气凝析油处理工艺研究[J].内蒙古石油化工,2007,(2):93-94.
An Jianchuan, Liang Guangchuan. Research on Processing Technology of Natural Gas Condensate Oil [J]. Inner

- Mongolia Petrochemical Industry, 2007, (2): 93 - 94.
- [9] 吴应湘, 许晶禹. 油水分离技术[J]. 力学进展, 2015, 45: 179 - 216.
Wu Yingxiang, Xu Jingyu. Oil and Water Separation Technology [J]. Advances in Mechanics, 2015, 45: 179 - 216.
- [10] 张义勇, 覃丽, 史胜波, 等. 快速油浮选技术优化城市污水回用景观的技术研究[J]. 智能城市, 2016, 2(12): 285.
Zhang Yiyong, Tan Li, Shi Shengbo, et al. Technical Research on Optimization of Urban Sewage Reuse Landscape by Rapid Oil Flotation Technology [J]. Intelligent City, 2016, 2 (12): 285.
- [11] 付君君. 油田污水处理技术现状及发展趋势[J]. 化工管理, 2014, (5): 22 - 24.
Fu Junjun. Current Situation and Development Trend of Wastewater Treatment Technology in Oilfield [J]. Chemical Enterprise Management, 2014, (5): 22 - 24.
- [12] 杨三青, 卢容德, 张庆岚. 油田污水处理控制方法研究[J]. 鄂州大学学报, 2007, 7(2): 43 - 36.
Yang Sanqing, Lu Rongde, Zhang Qinglan. Study on the Control Methods of the Sewage Treatment Control System in Oilfield [J]. Journal of Ezhou University, 2000, 7 (2): 43 - 36.
- [13] 刘峰, 杨恒远, 刘波, 等. 靖边气田含醇污水处理工艺优化[J]. 天然气工业, 2007, 27(5): 124 - 125.
Liu Feng, Yang Hengyuan, Liu Bo, et al. Technology Optimization of Methane-Contained Sewage Water Treatment in the Jingbian Gasfield [J]. Natural Gas Industry, 2007, 27 (5): 124 - 125.
- [14] 王兵, 冯英, 张太亮. 电解絮凝法处理气田废水实验研究[J]. 西南石油学院学报, 2005, 27(5): 65 - 67.
Wang Bing, Feng Ying, Zhang Tailiang. The Disposition of Oilfield Wastewater by Electrocoagulation [J]. Journal of Southwest Petroleum Institute, 2005, 27 (5): 65 - 67.
- [15] 雷彬, 蒋华全, 蒋煜, 等. 重庆气矿污染物排放现状及减排措施分析[J]. 油气田环境保护, 2008, 18(1): 17 - 21.
Lei Bin, Jiang Huaquan, Jiang Yu, et al. The Current Situation of Environmental Pollutants Blow Down of Chongqing Gas District of PetroChina Southwest Oil & Gas Company and Analysis of Control Measure on Reducing Emission of Pollutants [J]. Environmental Protection of Oil & Gas Fields, 2008, 18 (1): 17 - 21.
- [16] 胡志勇, 刘俊. 川西地区气田废水处理技术及应用[J]. 油气田环境保护, 2009, 19(2): 38 - 41.
Hu Zhiyong, Liu Jun. Review of Gas Field Wastewater Treatment in Western Sichuan [J]. Environmental Protection of Oil & Gas Fields, 2009, 19 (2): 38 - 41.
- [17] 杨旭, 吴晓玲. 含硫污水处理方法综述[J]. 油气田环境保护, 1994, (3): 35 - 36.
Yang Xu, Wu Xiaoling. A Summary of the Literature on Sour Water Treatment [J]. Environmental Protection of Oil & Gas Fields, 1994, (3): 35 - 36.
- [18] 林耀庭. 四川气田水综合开发前景展望[J]. 中国地质, 1999, (5): 23 - 24.
Lin Yaoting. Prospect of Comprehensive Development of Sichuan Gas Field Water [J]. Chinese Geology, 1999, (5): 23 - 24.
- [19] 陈繁忠, 李穗中. 废水净化的电化学技术进展[J]. 重庆环境科学, 1997, (6): 35 - 42.
Chen Fanzhong, Li Suizhong. Advances in Electrochemical Technology of Wastewater Purification [J]. Chongqing Environmental Science, 1997, (6): 35 - 42.
- [20] 李茂洁, 欧阳峰, 陈漫. 四川气田废水无害化处理方式及前景探讨[J]. 科技致富向导, 2012, (3): 63 - 65.
Li Maojie, Quyang Feng, Chen Man. Discussion on the Method and Prospect of Harmless Treatment of Waste Water in Sichuan Gas Field [J]. Keji Zhifu Xiangdao, 2012, (3): 63 - 65.