

含硫气田水达标外排处理技术新进展

杨 杰¹ 向启贵^{1,2}

1. 中国石油西南油气田公司安全环保与技术监督研究院 2. 国家能源高含硫气藏开采研发中心

摘 要 气田水普遍具有污染物组分复杂、矿化度高等特征, 如何对其进行妥善有效的处置, 一直是油气田环境保护领域关注的焦点。为此, 针对四川盆地某气藏采出气田水矿化度较高且含有较多硫化物等污染物的水质特征, 以处理后达标外排为目的, 通过实验室试验研究, 分析了混凝—脱硫复合处理工艺、化学氧化除氨氮工艺以及低温多效蒸馏工艺处理该气田水的适应性和有效性。结果表明: ①采用聚合硫酸铁(PFS)作为混凝剂, 同时配合使用TS-1脱硫剂, 硫化物及石油类的去除率超过90%; ②采用CA-1作为氧化剂, 氨氮去除率超过96%; ③经低温三效蒸馏工艺处理, 蒸馏水中氯化物浓度低于150 mg/L, COD_{cr}浓度低于60 mg/L。结论认为: 经全流程工艺处理后, 该气田水中主要污染物指标可以达到GB 8978—1996《污水综合排放标准》一级标准的要求, 氯化物浓度满足GB 5084—2005《农田灌溉水质标准》的要求, 使用上述组合工艺能够对含硫气田水进行高效处理。

关键词 含硫气田水 混凝 脱硫 化学氧化 达标外排 氨氮 氯化物 低温多效蒸馏 四川盆地

DOI: 10.3787/j.issn.1000-0976.2017.07.019

New progress in wastewater treatment technology for standard-reaching discharge in sour gas fields

Yang Jie¹ & Xiang Qigui^{1,2}

(1. HSE and Technical Supervision Research Institute of PetroChina Southwest Oil & Gas Field Company, Chengdu, Sichuan 610041, China; 2. National Energy R&D Center of High Sulfur Gas Reservoirs Exploitation, Chengdu, Sichuan 610213, China)

NATUR. GAS IND. VOLUME 37, ISSUE 7, pp.126-131, 7/25/2017. (ISSN 1000-0976; In Chinese)

Abstract: Gas field water is generally characterized by complex contaminant components and high salinity. Its proper treatment has always been the great concern in the field of environmental protection of oil & gas fields. In this paper, the wastewater from a gas field in the Sichuan Basin with high salinity and more contaminants (e.g. sulfide) was treated as a case study for the standard-reaching discharge. Lab experiments were carried out to analyze the adaptability and effectiveness of coagulation-desulfurization composite treatment technology, chemical oxidation based ammonia nitrogen removal technology and cryogenic multi-effect distillation technology in the treatment of wastewater in this field. The results show that the removal rate of sulfide and petroleum oils is over 90% if polymeric ferric sulfate (PFS) is taken as the coagulant combined with TS-1 desulfurization agent. Besides, the removal rate of ammonia nitrogen is over 96% if CA-1 is taken as the oxidant. Finally, after the gas field water is treated by means of cryogenic three-effect distillation technology, chloride concentration of distilled water is below 150 mg/L and COD_{cr} concentration is less than 60 mg/L. It is concluded that after the whole process treatment, the main contaminant indicators of wastewater in this case study can satisfy the grade one standard specified in the *Integrated Wastewater Discharge Standard (GB 8978-1996)* and the chloride concentration can meet the requirement of the *Standards for Irrigation Water Quality (GB 5084-2005)*. To sum up, the above mentioned composite technologies are efficient to the wastewater treatment in sour gas fields.

Keywords: Sulfide-bearing gas field water; Coagulation; Desulfurization; Chemical oxidation; Standard discharge; Ammonia nitrogen; Chloride; Cryogenic multi-effect distillation; Sichuan Basin

基金项目: 国家示范工程“四川盆地大型碳酸盐岩气田开发示范工程”(编号: 2016ZX05052)。

作者简介: 杨杰, 1984年生, 工程师, 硕士; 主要从事环境监测、油气田环保技术方面的研究工作。地址: (610041) 四川省成都市高新区天府大道北段12号。ORCID: 0000-0001-5945-3854。E-mail: yangjie06@petrochina.com.cn

气田水主要包含游离水与凝析水两部分,其中游离水普遍具有矿化度高、含有硫化物等特征,而凝析水的矿化度较低。气田水的常用处置方式包括深井回注和达标外排等。目前,气田水达标外排处理的工艺技术主要有闪蒸脱硫法、混凝沉降法、热力/膜除盐法、生化处理法等^[1-5]。但闪蒸脱硫法需使用大量碱液对脱除的硫化氢进行再吸收;常规的混凝沉降工艺无法对气田水中氨氮进行有效脱除,进而容易引发后续除盐设备产出淡水中氨氮等污染物超标的问题;生化处理法应用于气田水处理时常面临微生物易受毒害抑制、耐负荷冲击能力较差、水中复杂有机物去除率低等难题。为此,笔者针对四川盆地海相碳酸盐岩气藏采出气田水矿化度高且含有较多硫化物、氨氮、复杂有机物等特征,采用混凝—除硫一体化工艺、物理化学法除氨氮工艺作为预处理工艺,以低温多效蒸馏工艺作为除盐与深度处理工艺^[6-13],开展气田水达标外排处理技术的实验室试验,并对相关工艺参数进行了优化研究。

1 试验材料与方法

1.1 试验材料

材料及试剂包括脱硫剂 TS-1、混凝剂 (PAC-1、PAC-2、PAFC-1、PAFC-2、PFS)、HPAM、氨氮去除剂 CA-1。气田水取自四川盆地某气田,主要污染物特征及分析方法如表 1 所示。仪器设备包括混凝试验仪、机械搅拌器、pH 值计、减压蒸馏实验装置、分析天平。

表 1 气田水水质特征及分析方法表

水质指标	数值	分析方法
COD _{Cr} /(mg·L ⁻¹)	400 ~ 600	重铬酸盐法
石油类/(mg·L ⁻¹)	10 ~ 20	红外分光光度法
硫化物/(mg·L ⁻¹)	100 ~ 150	碘量法
氨氮/(mg·L ⁻¹)	60 ~ 90	纳氏试剂分光光度法
SS/(mg·L ⁻¹)	50 ~ 80	重量法
氯离子/(mg·L ⁻¹)	5×10 ⁴ ~ 6×10 ⁴	硝酸盐滴定法
总矿化度/(mg·L ⁻¹)	8×10 ⁴ ~ 10×10 ⁴	重量法
pH 值	5 ~ 6	玻璃电极法

1.2 试验方法

1.2.1 混凝—脱硫工艺试验

根据气田水含硫特征,选取氧化型脱硫剂 TS-1

对其进行脱硫处理试验。前期试验表明,随着脱硫剂用量的增加,硫化物脱除率上升趋势明显;但当脱硫剂用量超过 80 mg/L 后,硫化物脱除率不再明显上升。据此设定脱硫剂 TS-1 投加量为 80 mg/L。同时,参考废水处理助凝剂投加量常用范围,将助凝剂 (HPAM) 投加量分别设定为 5 mg/L、10 mg/L、20 mg/L、30 mg/L,研究其加量对处理效果的影响。试验结果显示,在助凝剂加量为 20 mg/L 的条件下,絮体质量较好、沉降时间最短。据此设定助凝剂 (HPAM) 投加量为 20mg/L。

在上述药剂加量条件下,分别选取 PAC-1、PAC-2、PAFC-1、PAFC-2、PFS,进行混凝剂筛选试验。选定混凝剂后,调节混凝剂加量、气田水 pH 值并进行混凝—除硫试验,优化工艺参数。

1.2.2 氨氮去除工艺试验

选择药剂氧化法进行氨氮去除工艺研究。由于气田水原水中含有较多的硫化物,若在硫化物尚未去除的条件下提前进行氨氮脱除处理,水中的硫化物必然消耗大量氧化剂,导致处理成本上升。同时,原水中的悬浮物和石油类等污染物也会降低氨氮脱除效率。因此,首先进行混凝—脱硫处理,再进行氨氮去除处理。

选择 CA-1 作为处理剂,对经混凝—脱硫处理后气田水中的氨氮进行降解处理。经混凝—脱硫处理后气田水中,硫化物、悬浮物等污染物含量已经较低,对氨氮去除效果的影响较小。分别考查了 CA-1 加量、气田水 pH 值,以及反应时间对氨氮去除效果的影响。

1.2.3 气田水低温多效蒸馏深度处理工艺试验

选择三效减压蒸馏工艺作为气田水脱盐及深度处理工艺。利用减压蒸馏装置,验证了不同压强下,全流程气田水处理工艺的有效性。

2 试验结果与分析

2.1 混凝—脱硫工艺试验及条件优选

2.1.1 高效混凝药剂的筛选

调节气田水 pH 值等于 8,固定脱硫剂 TS-1 与助凝剂 HPAM 投加量。选取 PAC-1(1)、PAC-2(2)、PAFC-1(3)、PAFC-2(4)、PFS(5),进行混凝剂筛选试验。以 COD 和硫化物的去除率为筛选评价指标。试验结果如图 1 所示。

由图 1 可知,对比 5 种混凝剂,PFS 对气田水中各项污染物的去除效果最好,其对 COD 去除率为

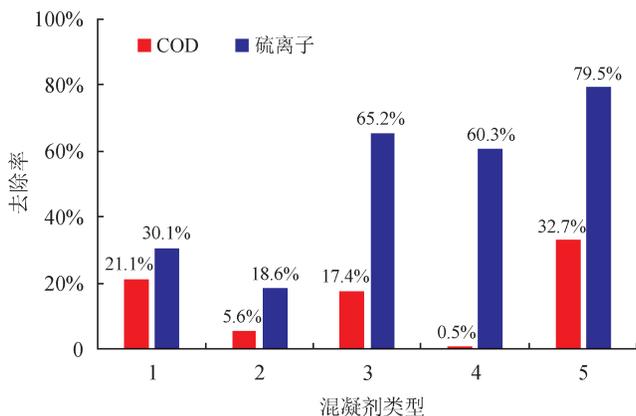


图1 不同混凝剂混凝—脱硫效果对比图

32.7%，对硫化物去除率为79.5%。分析认为，气田水中含有较高浓度的钙、镁离子，PFS混凝剂中的硫酸根能与钙、镁离子形成难溶絮体，导致PFS混凝体系形成的矾花密度更大，对污染物的吸附卷扫效果更好。其次， Fe^{3+} 氧化还原电位较高，能够氧化脱除部分硫化物。因此，PFS混凝体系脱硫效果更好。确定使用PFS作为气田水预处理过程的混凝药剂。

2.1.2 混凝剂加量对处理效果的影响

调节气田水pH值等于8，固定脱硫剂TS-1与助凝剂HPAM投加量，然后改变混凝剂PFS投加量，进行混凝—脱硫试验。取上清液分析COD、硫化物和石油类含量，试验结果如图2所示。

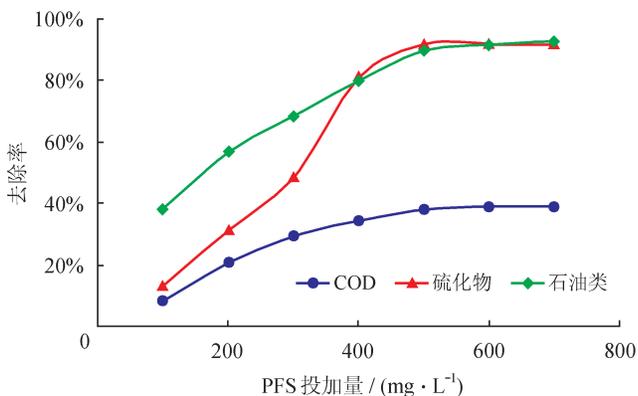


图2 PFS投加量对混凝效果的影响图

由图2可知，COD及石油类的去除率随PFS投加量的增加而呈现逐渐上升并趋于平稳的趋势。混凝剂投加量超过500 mg/L后，COD去除率不再明显上升，硫化物的去除率随PFS投加量上升也表现出类似趋势。

从混凝机理分析，在混凝剂低剂量的投加范围内，由于气田水中存在大量的胶体物质和被脱硫剂氧

化形成的微粒单质硫，随着混凝剂量的逐步增加，其水解凝聚产物也逐渐增多，胶体表面的 ζ 电位降低，胶体脱稳，污染物去除效果明显，去除率增长较快；当气田水中的胶体及微粒物质去除基本完全后，再增加混凝剂的量，会造成大量的多羟基金属络合离子电荷剩余，它们之间的排斥力可能使体系重新稳定，污染物的去除效果不会再明显增大^[14-16]。

综上所述，混凝剂投加量适当即可，本试验确定混凝剂投加量为500 mg/L。

2.1.3 pH值对处理效果的影响

固定脱硫剂TS-1、混凝剂PFS与助凝剂HPAM投加量，采用氢氧化钠溶液分别调节气田水原水pH值，进行混凝—脱硫试验。取上清液分析COD、硫化物和石油类含量，试验结果如图3所示。

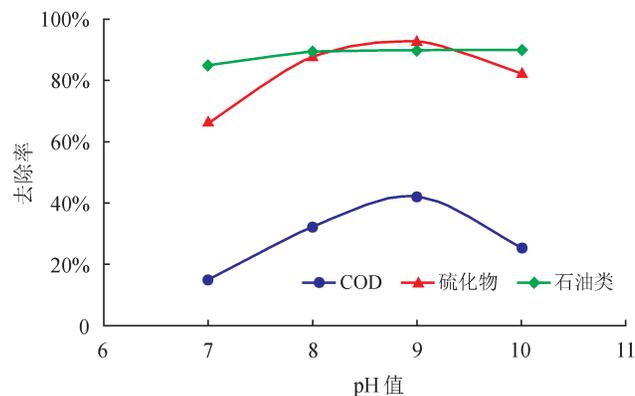


图3 原水pH值对混凝效果的影响图

从图3可知，石油类去除率受pH值变化的影响不大。但是，COD和硫化物去除率在pH值介于4~8时显著上升，在pH值等于8时达到最大，之后出现下降。分析认为，随着pH值上升，铁离子水解产生的络合阳离子逐渐增多，更有利于水体中表面带负电的污染物胶体粒子脱稳，从而迅速聚集形成矾花沉淀而被脱除。但当pH值过高时，铁离子大部分以较低电荷的氢氧化物凝胶状态存在，导致混凝效果下降。

根据以上试验结果，同时考虑三项指标的去除率，确定混凝—脱硫工艺pH值介于8~9。

2.2 氨氮去除工艺试验及条件优化

氨氮是一种易挥发物质，废水中的铵根离子在碱性条件下，易转变成氨气从水中逸出，导致后续处理工艺中氨氮超标。工业上常用的脱氨方法主要有物理化学法和生物法。结合气田水理化特征及氨氮含量，考虑采用物理化学氧化法进行气田水除氨氮处理。

2.2.1 CA-1 加量对处理效果的影响

取经混凝—脱硫处理后气田水 8 份, 调节 pH 值介于 5 ~ 6, 量取不同量的 CA-1 溶液分别投加于每份水样中。置于摇床中在室温下反应, 反应完成后测定氨氮。试验结果如图 4 所示。

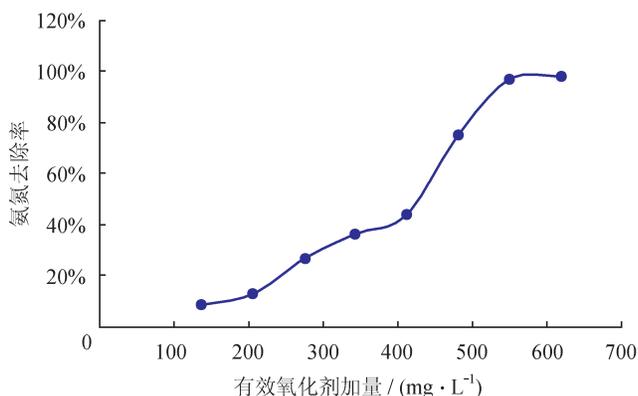


图 4 有效氧化剂加量对氨氮去除效率的影响图

由图 4 可知, 随着药剂的增加, 氨氮的去除率也在不断上升。当有效氧化剂加量达到 550 mg/L 时, 氨氮的去除率达到 97.2%, 可以认为此点即为折点。因此, 将有效氧化剂加量 550 mg/L 定为最佳加量。

2.2.2 pH 值对处理效果的影响

取经混凝—脱硫处理后气田水 5 份, 调节 pH 值, 有效氧化剂投加量为 550 mg/L, 置于摇床中在室温下反应 1 h, 试验结果如图 5 所示。

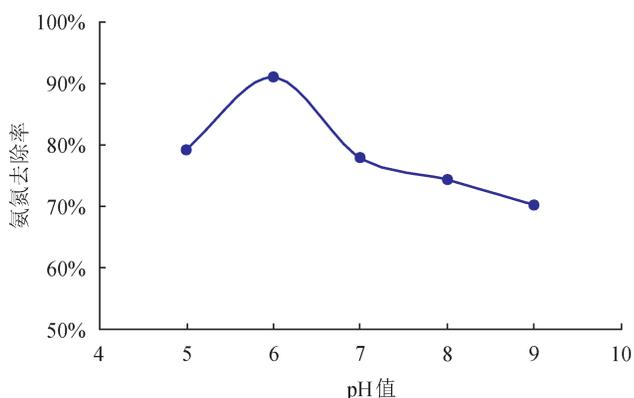


图 5 气田水 pH 值对氨氮去除效率的影响图

由图 5 可知, 在溶液体系为酸性时氨氮的去除率较高, 在 pH 值等于 6 时达到最大值, 去除率达到 91.2%。随着 pH 值的升高, 氨氮的去除率呈下降趋势。分析认为, 随着 pH 值上升, CA-1 的氧化性能逐渐降低, 氨氮去除效率逐渐下降; 另一方面, 随着 pH 值上升, 水样中的氨氮逐渐向分子态 NH_3 转化, 而分子态 NH_3 较 NH_4^+ 更易被氧化。因此, 由于两方面

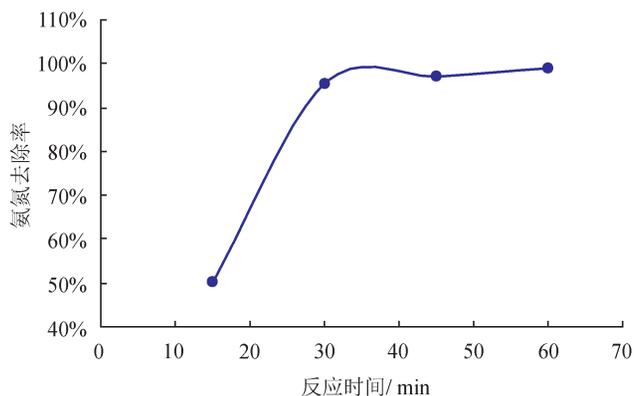


图 6 反应时间对氨氮去除率的影响图

效应的叠加, 在试验 pH 值范围内, 氨氮去除效率呈现先上升再下降的趋势。由此确定 pH 值为 6。

2.2.3 反应时间对处理效果的影响

取经混凝—脱硫处理后气田水, 调节 pH 值等于 6, 有效氧化剂投加量为 550 mg/L, 每隔一定时间取样测定氨氮含量, 试验结果如图 6 所示。

由图 6 可知, 随着反应时间的增加, 氨氮去除率也在不断增加, 但是在 30 ~ 60 min 这个反应时间内, 去除率仅升高了 3.7%。因此, 氨氮去除最佳反应时间定为 30 min。

2.3 低温多效蒸馏工艺脱盐及深度处理试验

利用减压蒸馏装置, 对经混凝—脱硫、氧化除氨氮等工艺处理后的气田水进行脱盐及深度处理。分别进行了常压 101 kPa、70 kPa、30 kPa 等 3 种条件下的气田水蒸馏试验。试验结果如表 2 所示。在全流程工艺条件下, 各压强环境下的低温蒸馏冷凝水水质均能够满足 GB 8978—1996《污水综合排放标准》一级标准和 GB 5084—2005《农田灌溉水质标准》中水作作物灌溉用水水质标准的相关要求。以上试验结果说明, 该气田水处理方案在技术上是可行的。

3 结论

1) 采用混凝—脱硫与氧化除氨氮相结合的预处理工艺, 能够有效地去除含硫气田水中的硫化物、氨氮等污染物, 保证了后续处理工艺对进水水质的要求。

2) 经低温多效蒸馏工艺处理后, 冷凝水中 COD_{Cr} 浓度低于 65 mg/L, 硫化物未检出, $\text{NH}_3\text{-N}$ 浓度低于 10 mg/L, 主要污染物指标达到 GB 8978—1996《污水综合排放标准》一级标准; 氯化物浓度

表 2 气田水全流程处理各工艺单元处理效果表

mg/L

各处理工艺出水水质及排放标准	COD _{Cr} 含量	S ²⁻ 含量	氨氮含量	石油类含量	SS 含量	Cl ⁻ 含量
原水	565	101.6	80.8	28.2	66.8	56 500
混凝—脱硫	300 ~ 380	8 ~ 10	50 ~ 60	< 1	/	56 300
氧化除氨氮	220 ~ 290	1 ~ 3	3 ~ 5	< 1	/	56 900
蒸馏, 101 kPa	50 ~ 65	/	3 ~ 5	/	/	140 ~ 150
蒸馏, 70 kPa	55 ~ 60	/	3 ~ 5	/	/	130 ~ 140
蒸馏, 30 kPa	50 ~ 60	/	3 ~ 5	/	/	130 ~ 140
GB 8978—1996 (一级标准)	100	1	15	10	70	/
GB 5084—2005 (水作作物用水标准)	150	1	/	5	80	350

低于 150 mg/L, 满足 GB 5084—2005《农田灌溉水质标准》的相关要求。

3) 试验仅对气田水处理外排工艺的有效性 & 参数优化开展了室内试验研究, 但考虑到气田水处理工艺的复杂性, 以及处理成本高昂等问题, 在气田水处理工艺的节能降耗等领域仍需要继续深入研究。

参 考 文 献

- [1] 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.
- [2] Wilson JM, VanBriesen JM. Oil and gas produced water management and surface drinking water sources in Pennsylvania[J]. Environmental Practice, 2012, 14(4): 288-300.
- [3] 屈撑囤, 沈哲, 杨帆, 高启宝. 油气田含硫污水处理技术研究进展[J]. 油田化学, 2009, 26(4): 453-457.
Qu Chengtun, Shen Zhe, Yang Fan & Gao Qibao. Progress of advanced treatments and technologies for sulfide-containing oil/gas field produced waters[J]. Oilfield Chemistry, 2009, 26(4): 453-457.
- [4] 韩峰. 四川 XC 气田地层水治理对策及应用[J]. 石油与天然气化工, 2013, 42(1): 91-94.
Han Feng. Formation water treatment method and application in XC gas field of Sichuan[J]. Chemical Engineering of Oil & Gas, 2013, 42(1): 91-94.
- [5] 任晓晶. 澳大利亚煤层气产出水脱盐处理方法[J]. 天然气工业, 2012, 32(6): 78-81.
Ren Xiaojing. Desalination options for coalbed methane produced water in Australia[J]. Natural Gas Industry, 2012, 32(6): 78-81.
- [6] 蒋珍菊, 赵立志, 曾志农, 陈洪. 混凝沉降—微电解—氧化—吸附法处理高 COD_{Cr} 气田水[J]. 天然气工业, 2002, 22(2): 86-89.
Jiang Zhenju, Zhao Lizhi, Zeng Zhinong & Chen Hong. Disposing of high COD_{Cr} gas field water with the process of coagulating sedimentation—microelectrolysis—oxidation—adsorption[J]. Natural Gas Industry, 2002, 22(2): 86-89.
- [7] 张喜刚, 刘宏菊, 祖世强, 殷焕召. 高盐度气田废水处理试验研究[J]. 油气田环境保护, 2009, 19(1): 6-8.
Zhang Xigang, Liu Hongju, Zu Shiqiang & Yin Huan Zhao. Research on waste water treatment of natural gas field with high salinity content[J]. Environmental Protection of Oil & Gas Fields, 2009, 19(1): 6-8.
- [8] 杨志刚, 魏彦林, 吕雷, 张淑侠, 王梓民. 页岩气压裂返排液回用处理技术研究与应用[J]. 天然气工业, 2015, 35(5): 131-137.
Yang Zhigang, Wei Yanlin, Lü Lei, Zhang Shuxia & Wang Zimin. Research and application of recycling treatment technology for shale gas fracturing flowback fluid: A case study[J]. Natural Gas Industry, 2015, 35(5): 131-137.
- [9] 赵华. 低温蒸馏工艺在川西气田的运用和优缺点[J]. 西部探矿工程, 2014, 26(10): 47-48.
Zhao Hua. Application and merits & disadvantages of low temperature distillation in gas field, in western Sichuan[J]. West-China Exploration Engineering, 2014, 26(10): 47-48.
- [10] Shaffer DL, Arias Chavez LH, Ben-Sasson M, Romero-Vargas Castrillón S, Yip NY & Elimelech M. Desalination and reuse of high-salinity shale gas produced water: Drivers, technologies, and future directions[J]. Environmental Science & Technology, 2013, 47(17): 9569-9583.
- [11] 肖作义, 陈燕, 康文庆. 石灰软化—沉淀过滤—反渗透处理含稀土尾矿坝渗漏水试验研究[J]. 水处理技术, 2012, 38(9): 96-99.
Xiao Zuoyi, Chen Yan & Kang Wenqing. Experimental study to treat leakage water with rare earth tailing dam by lime softening/

- settling and filtration/hyperfiltration[J]. Technology of Water Treatment, 2012, 38(9): 96-99.
- [12] 李贝贝, 孙琪, 高雯雯. 混凝沉淀—微滤—纳滤组合工艺处理小吨位分散型气田废水 [J]. 科学技术与工程, 2011, 11(34): 8645-8648.
Li Beibei, Sun Qi & Gao Wenwen. Treatment of small tonnage and dispersed gas field wastewater by coagulating sedimentation—microfiltration—nanofiltration process[J]. Science Technology and Engineering, 2011, 11(34): 8645-8648.
- [13] 李永涛, 肖建英, 王兵, 刘光全, 张颖, 林奇, 等. 高含硫气田水控制氧化脱硫模拟实验及去除动力学 [J]. 油田化学, 2015, 32(3): 431-434.
Li Yongtao, Xiao Jianying, Wang Bing, Liu Guangquan, Zhang Ying, Lin Qi, et al. Simultaneous removal of controlled oxidation desulfurization for high sulfur gasfield water and desulfurization kinetics[J]. Oilfield Chemistry, 2015, 32(3): 431-434.
- [14] 信欣, 何歆, 崔轲, 夏丽容, 裴瑞林, 姚力. 新型复合絮凝剂预处理气田废水 [J]. 水处理技术, 2010, 36(10): 100-104.
Xin Xin, He Xin, Cui Ke, Xia Lirong, Pei Ruilin & Yao Li. Novel compound flocculants used for gas field wastewater pretreatment[J]. Technology of Water Treatment, 2010, 36(10): 100-104.
- [15] 万里平, 赵立志. 气田水无机混凝剂的筛选实验研究 [J]. 石油与天然气化工, 2002, 31(6): 331-332.
Wan Liping & Zhao Lizhi. Research and development of chemical experiment on selection of inorganic coagulants for gasfield wastewater treatment[J]. Chemical Engineering of Oil & Gas, 2002, 31(6): 331-332.
- [16] 段文猛, 张太亮, 刘莹, 全红平, 王兵. 油气田含硫废水化学混凝—臭氧氧化复合处理工艺 [J]. 中外能源, 2009, 14(11): 100-104.
Duan Wenmeng, Zhang Tailiang, Liu Ying, Quan Hongping & Wang Bing. Chemical coagulation—ozonation composite technology for treating sulfur-containing wastewater from oil and gas field[J]. Sino-Global Energy, 2009, 14(11): 100-104.
- (修改回稿日期 2017-07-03 编辑 陈 嵩)

国土资源部首次拍卖页岩气探矿权

2017年7月6日, 国土资源部网站发布了《贵州省正安页岩气勘查区块探矿权拍卖公告》(以下简称《公告》), 委托贵州省人民政府组织实施, 由贵州春秋拍卖有限责任公司对贵州省正安页岩气勘查区块探矿权进行拍卖。专家表示, 这是自今年《关于深化石油天然气体制改革的若干意见》公布后, 国家首次发布关于页岩气区块探矿权的拍卖文件, 意义重大。

《公告》中明确规定了“三年落实储量、实现规模开发”的目标, 以及一系列退出机制。本次拍卖探矿权首次设立期限为3年, 从勘查许可证有效期开始之日起算。买受人在3年内完成勘查实施设计的工作量, 达到“三年落实储量、实现规模开发”目标, 可以申请延续。3年到期后, 完成勘查实施设计的全部工作量, 可按原面积延续; 完成勘查实施设计的工作量30%~100%的, 按未完成比例退出相应面积后延续; 完成勘查实施设计的工作量不足30%的, 买受人应退出全部区块面积, 依法注销勘查许可证。探矿权每次延续时间为2年, 延续时需提交新的勘查实施方案; 延续期间, 最低勘查投入每年不低于5万元/km²。

此外, 国土资源部规定了参与企业的资格要求, 竞买主体必须参与过页岩气勘查开发工作或从事页岩气勘查开发单位合作。

竞买主体人需是在中华人民共和国境内(不含港澳台)注册、最终绝对控股股东或最终实际控制人为境内主体、净资产人民币3亿元以上的内资公司。

《公告》显示, 拍卖探矿权名称为贵州省正安页岩气勘查区块探矿权, 面积695.11 km², 页岩厚度介于20~25 m, 埋藏深度介于1500~3500 m。

(天工 摘编自中国石化新闻网)