

# 长庆气田天然气膜法脱水工艺技术探讨

王兴龙\*                      郑 欣  
(长庆石油勘探局采气厂)      (长庆石油勘探局勘察设计研究院)

王兴龙等. 长庆气田天然气膜法脱水工艺技术探讨. 天然气工业, 1998; 18(5): 77~79

**摘 要** 天然气膜法脱水工艺是近年来发展起来的高新技术, 该技术使膜分离技术和固体催化转化技术相结合, 既克服了传统工艺脱水的不足, 又使集成工艺的优势得以充分发挥。其中天然气膜法脱水工艺是天然气“净化”的重要核心内容之一。它利用气体不同组分通过薄膜时的速率分异现象将天然气中的饱和水蒸气除去, 从而降低天然气水露点, 以达到天然气管输要求。并介绍了天然气膜法脱水的工艺流程, 该工艺通过在长庆气田的工业性试验, 取得了技术上的成功, 与常规的三甘醇脱水工艺相比, 具有明显的优越性。

**主题词** 长庆气田 天然气 膜 分离 脱水 工艺 试验

## 天然气膜法脱水机理

天然气膜法脱水工艺是近年来发展起来的天然气“干法”净化技术, 是当代最具代表性的高新技术之一, 它与固体催化转化技术相结合, 既克服了传统工艺脱水的不足, 又使集成工艺的优势得到充分发挥, 具有显著的技术优势和经济竞争力。

在膜的表层中, 有大量的毛细管孔, 气体通过这些毛细管的流动主要是自由分子流、表面流、粘滞流及筛分机理联合作用的结果, 其中粘滞流不产生气体分离。自由分子流的  $\text{CH}_4$  在膜或膜表面的流动速率大于比其分子量大的  $\text{H}_2\text{O}$ 、 $\text{CO}_2$ 、 $\text{H}_2\text{S}$  (气体的流动速率与气体分子量平方根成反比), 这样  $\text{H}_2\text{O}$ 、 $\text{CO}_2$ 、 $\text{H}_2\text{S}$  的流动速度比  $\text{CH}_4$  滞后, 为其充分透过膜打下了基础。而且当为自由分子流时, 纯气体的渗透系数与操作压力无关, 维持恒定。气体流经膜, 表面流占主导地位时, 根据膜的特性得:  $\text{H}_2\text{O}$ 、 $\text{CO}_2$ 、 $\text{H}_2\text{S}$  的渗透性随压力增加而增加, 而且  $\text{H}_2\text{O}$ 、 $\text{CO}_2$ 、 $\text{H}_2\text{S}$  的渗透系数大于  $\text{CH}_4$ 。根据筛分机理,  $\text{CH}_4$  的分子直径为 0.4 nm, 大于  $\text{H}_2\text{O}$ 、 $\text{CO}_2$ 、 $\text{H}_2\text{S}$  的分子直径, 而膜孔的平均尺寸为 0.3 nm 左右, 这样  $\text{CH}_4$  在膜中难以通过, 而水和少部分的  $\text{H}_2\text{S}$ 、 $\text{CO}_2$  可以通过膜孔, 从而达到天然气脱水的目的。

天然气膜法脱水的机理如图 1 所示。图中:  $p_1$

为原料气压力,  $p_2$  为产品气压力,  $p_3$  为渗透气压力,  $P_a$ ;  $T_1$  为原料气温度,  $T_2$  为产品气温度,  $T_3$  为渗透气温度, K;  $Q_1$  为原料气标准状态下流量,  $Q_2$  为产品气标准状态下流量,  $Q_3$  为渗透气标准状态下流量,  $\text{m}^3/\text{h}$ ;  $X_1$  为原料气中饱和水含量,  $X_2$  为产品气中饱和水含量,  $X_3$  为渗透气中饱和水含量,  $\text{mg/L}$ 。

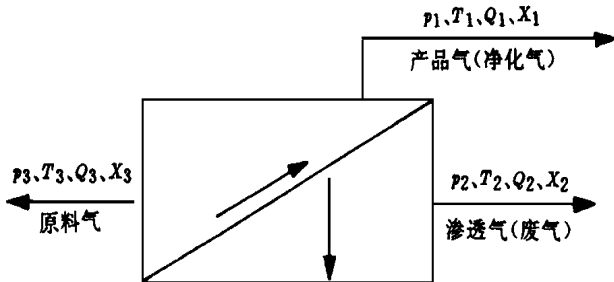


图 1 天然气膜法脱水机理示意图

当富含水蒸气的天然气(即原料气)在  $p_1$  推动下通过薄膜时, 由于薄膜的表皮层中有很多毛细管孔, 不同的气体组分通过薄膜时的速率有极大的差异, 即速率分异现象。“高速气体”快速通过薄膜而与“低速气体”分离, 两种气体经过不同的导压管在处理系统的不同出口排出。“高速气体”又称渗透性气体, 富含水蒸气。“低速气体”是经过脱水后的净化气(即产品气), 保持较高的压力进入外输管线。

\* 王兴龙, 工程师; 1991 年毕业于西南石油学院采油工程专业, 现任长庆石油勘探局采气厂生产部副主任。地址: (718500) 陕西省靖边县。电话: (029) 3505036。

天然气膜法脱水就是利用薄膜的这种特殊性质, 选用一种特殊的膜, 脱除天然气中的饱和水蒸气, 从而降低天然气水露点, 满足管输要求。

天然气膜法脱水工艺流程

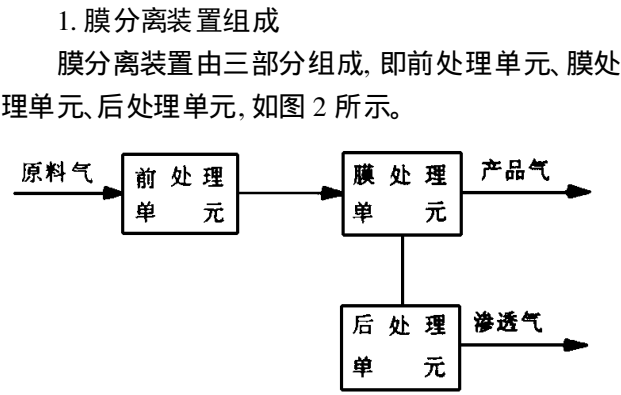


图 2 膜分离装置示意图

前处理单元是根据膜对天然气的要求, 采用高效过滤器+ 前置过滤+ 精细过滤+ 活性炭吸附器+ 天然气预热器组成。前置过滤器+ 精密过滤+ 活性炭吸附器采用两套关联, 以便在设备运行过程中切换检修, 一般每三个月需清洗一次, 且都是快开结构, 拆装比较方便, 经过三级过滤后, 使天然气中固体杂质粒径小于 0. 01  $\mu\text{m}$ , 含油量为 0. 003  $\text{mg}/\text{m}^3$ , 确保膜不被固体杂质堵塞以及不被凝析油污染, 烃类液体附着在膜上, 它对膜表面的复合材料有溶解性, 这样复合材料会发生滑动, 导致膜性能很快减退, 难以实现膜的原有本质特性和分离效果, 并缩短膜的使用寿命。

后处理单元对“三废”进行后处理, 废气送排放系统焚烧, 燃烧后  $\text{SO}_2$  低于国家大气环境质量二级标准和“废气”国家排放标准《GBJ4—73》要求, 废液送至储罐集中处理。

膜处理单元为该工艺技术的核心单元。用于进行天然气膜法脱水的薄膜是一种聚砜—硅橡胶中空纤维复合膜, 表面涂一层特殊的材料。单根中空纤维膜束外径为 450  $\mu\text{m}$ 、内径 150  $\mu\text{m}$ 、长 3 m, 6 000 根中空纤维膜束用环氧树脂粘胶在一起, 即装入金属管线中成为膜处理单元。

2. 膜脱水工艺流程

膜脱水工艺的流程是从前处理单元过滤来的天然气, 分配到 5 个尺寸为  $\varnothing 50 \times 3\,000\text{ mm}$  的膜处理单元中(5 个单元可串联也可并联), 经过膜分离后, 产品气由膜分离器进入汇管, 集中后计量进入输气

管线, 渗透气从膜分离器进入渗透气缸, 集中后通过真空系统在膜分离器的废液渗出口加一负压真空, 提高膜的分离性能和能力。膜能承受的最大压差为 11 Pa, 最高温度为 70  $^{\circ}\text{C}$ 。膜法脱水实验工艺流程如图 3 所示。

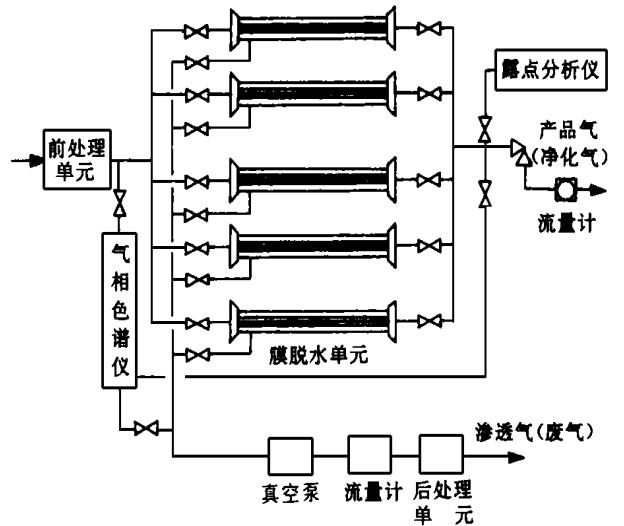


图 3 天然气膜法脱水工艺试验流程图

工业性现场试验效果

为了探索天然气膜法脱水工艺, 从 1994 年 10 月开始, 在长庆气田先导性开发试验区进行了工业性现场试验。原料气为现场天然气, 其供气压力  $p_1$  为 5.4 Pa, 原料气温度  $T_1$  为 20  $^{\circ}\text{C}$ , 原料气组成为:  $\text{CH}_4$  93. 8%、 $\text{C}_2\text{H}_6$  0. 26%、 $\text{C}_3\text{H}_8$  0. 08%、 $\text{iC}_4\text{H}_{10}$  0. 01%、 $\text{nC}_4\text{H}_{10}$  0. 01%、 $\text{CO}_2$  2. 57%、 $\text{N}_2$  3. 19%、 $\text{H}_2\text{S}$  0. 05%、水蒸气在压力下饱和。

经过膜法脱水后, 天然气的回收率及水露点数据见表 1, 含水量见表 2, 产品气和渗透气的主要组成见表 3。

表 1 天然气膜法脱水回收率及水露点数据表

试验日期	甲烷回收率 (%)	天然气回收率 (%)	脱水后天然气露点 ( $^{\circ}\text{C}$ )
1994. 10. 16	99. 50	99. 10	- 18
1994. 10. 20	98. 60	97. 60	- 19
1994. 10. 21	98. 90	98. 20	- 19
1994. 10. 23	98. 10	97. 00	- 13
1994. 10. 24	98. 40	97. 10	- 11
1994. 10. 25	98. 60	97. 60	- 12
1994. 10. 28	98. 30	97. 40	- 14
平均	98. 60	97. 70	- 15

表 2 天然气膜法脱水现场数据表

实验日期	压 力			温 度(℃)			流 量			含 水 量		
	$p_1$	$p_2$	$p_3$	$T_1$	$T_2$	$T_3$	$Q_1$	$Q_2$	$Q_3$	$X_1$	$X_2$	$X_3$
1994. 10. 16	3. 6	3. 5	1. 21	19. 0	16. 0	6. 0	43. 40	43. 00	0. 400	310	57	27 508
1994. 10. 20	3. 6	3. 6	1. 21	16. 0	14. 0	- 0. 8	45. 10	43. 93	1. 074	305	53	10 614
1994. 10. 21	3. 6	3. 6	1. 64	27. 0	21. 0	- 3. 5	60. 11	59. 00	1. 113	300	55	13 303
1994. 10. 23	3. 5	3. 5	1. 71	16. 5	14. 5	5. 0	42. 42	41. 40	1. 022	470	90	12 978
1994. 10. 24	3. 6	3. 6	1. 81	20. 0	18. 5	7. 0	35. 27	34. 24	1. 030	680	100	19 961
1994. 10. 25	3. 6	3. 6	1. 89	21. 0	19. 5	7. 0	42. 42	41. 40	1. 022	355	92	11 008
1994. 10. 28	3. 6	3. 6	6. 00	17. 0	13. 0	- 4. 0	112. 98	111. 00	2. 981	500	82	15 924

表 3 产品气、渗透气的主要组分

成 分	产品气含量	渗透气含量 <sup>1)</sup>
CH <sub>4</sub> (%)	95. 45	55. 56
CO <sub>2</sub> (%)	3. 23	42. 95
N <sub>2</sub> (%)	1. 19	0. 9
H <sub>2</sub> S (mg/ L)	242	1 564
H <sub>2</sub> O (mg/ L)	75	15 899

注: 1) 存在一定量的游离水。

由表 1、2 可以看出,膜法脱水后甲烷的平均回收率为 98. 6%,天然气的平均回收率为 97. 7%,脱水后在 3. 6 Pa 下天然气平均水露点为- 15℃, 4. 5 Pa 的水露点为- 13℃,满足气田管输要求(- 8~- 13℃)。从表 3 可以看出,净化气中的含水量明显减小,而在渗透气中水得到了富集,且存在一定量游离水,在技术上取得了成功,该方法能够满足现场脱水要求。

结 论

- (1)天然气膜法脱水工艺利用天然气自身的压力作脱水的推动力,天然气流经膜表面过程中即已得到净化,从原料气到产品气几乎无压力损失。
- (2)天然气膜法脱水工艺与传统的三甘醇脱水工艺相比,无额外试剂加入;在脱水过程中无材料消耗,无须再生;无二次污染,不存在溶液储存、发泡、设备腐蚀等问题。
- (3)该工艺相容性较强,易于相关工艺配套,能因地制宜地满足各净化工艺组合要求,并在脱水的

- 同时,还可部分地脱除 H<sub>2</sub>S、CO<sub>2</sub>。
- (4)该工艺的膜设备简单,结构紧凑,重量轻,占据空间小,组装方便,投资及操作费用低,适合于在单井及多井集气站脱水。
- (5)该工艺经现场工业性试验证明,能有效地脱除天然气中的水蒸气,降低天然气水露点,满足现场要求,使脱水后的天然气达到外输气质指标。
- (6)脱水后的天然气还可再进行二次膜分离,达到某气体组分的富集,获得工业利用。
- (7)膜设备不允许有“液态”物质进入,为防止降低膜的分离性能,在膜处理单元前加装了前处理单元,以免游离态液体进入膜分离系统;为了防止环境污染,应在膜处理单元后加装后处理单元,以免造成环境污染。

(收稿日期 1998- 03- 30 编辑 王瑞兰)



试修作业地质图件程序编制成功

完成试修作业地质图件目前大多数采用人工绘图的方式,工作量大,效率低,容易出错。由四川石油管理局川东开发公司作业大队利用高级程序设计语言 QBASIC 成功编制了绘图程序——HUATU。该程序采用了结构化程序设计方法,配有详细的注释,可读性强,运行时采用菜单提示方式,操作简明。其应用环境硬件要求在 386 及其以上微机,软件要求在 UCDS、SDOS 5. 0 以上的版本系统。目前,HU-ATU 已经在川东开发公司作业大队进行推广应用,取得了良好的效果。

(李义明 熊兰琼 供稿)

safety risk, economic loss and environmental damage etc. The risk engineering evaluation is of an important significance for the engineering problems containing indefinite technico-economic variables. The superiority of risk technique also lies in that the operation can be conducted according to some procedures and that the information exchange among many non-regular factors is strengthened, which contributes to pipeline system to be in a suitable safety level.

**SUBJECT HEADINGS:** Petroleum, Natural gas, Long distance pipeline, Risk analysis, Technique, Method, Application.

**Zhang Peng**( *lecturer* ) was born in 1964, graduated from Southwest Petroleum Institute and received his Master's degree of engineering in 1987 and then received his Doctor's degree of engineering from Haerbin Construction College. He has been engaged in the teaching and researching work of the modern analysis and design of mechanical equipment and oil-gas storage and transportation. Now he is a postdoctoral student in Haerbin Industrial College. Add: Nanchong, Sichuan ( 637001 ) , China  
Tel: (0817) 2603433-3671

**A DISCUSSION ON THE MEMBRANE PROCESS DEHYDRATION TECHNOLOGY OF NATURAL GAS IN CHANGQING GAS FIELD**

Wang Xinglong ( Gas Production Plant of Changqing Petroleum Exploration Bureau) and Zheng Xin( Changqing Petroleum Survey and Design Institute). *NATUR. GAS IND.* v. 18, no. 5, pp. 77~ 79, 9/ 25/ 98. ( ISSN 1000-0976; **In Chinese**)

**ABSTRACT:** The membrane process dehydration technology for natural gas is a high and new technology developed in recent years, which combines membrane separation technology with solid catalytic conversion technology, overcoming the insufficiency of dehydration by traditional technology as well as giving full play to the superiority of the integrated technology. The membrane process dehydration of natural gas is one of the important contents of gas purification, in which, the saturated steam in gas is removed by taking advantage of the speed differentiation of different gas components passing through the membrane, thus the dew point of the water in gas is cut down to meet the requirements of pipeline transportation. The technological process of membrane process dehydration of natural gas is presented, which is successful technically through the industrial-scale test in Changqing gas field and is of an obvious superiority as compared with traditional triethylene glycol dehydration technology.

**SUBJECT HEADINGS:** Changqing oil field, Natural gas, membrane, Separation, Dehydration, Technology, Testing.

**Wang Xinglong**( *engineer* ) graduated in oil production engineering from Southwest Petroleum Institute. Now he works as a deputy director of the Production Department of Changqing Gas Production Plant. Add: Jingbian, Shaanxi( 718500 ) , China Tel: ( 029) 3505036

**A STUDY OF THE TECHNOLOGICAL PROCESS REFORM PLAN FOR THE NGL RECOVERY DEVICE IN NANCHONG**

Jiang Hong and Liang Zheng ( Southwest Petroleum Institute) and Wu Xiaopu and Long Ping ( Nanchong Natural Gas Company). *NATUR. GAS IND.* v. 18, no. 5, pp. 80~ 83, 9/ 25/ 98. ( ISSN 1000-0976; **In Chinese**)

**ABSTRACT:** For the NGL recovery device in Nanchong, Sichuan, the refrigerating process with heat separator is used. The device produces daily 1. 5 tons of liquid gas and 1 ton of light oil, and the isentropic efficiency of the heat separator is only 35~ 40% and the propane recovery ratio less than 15%, the economic benefit of the device being worse. Therefore, for enhancing the products' recovery ratio and economic benefit of the recovery device, it is very necessary to make a technical reform to the device. A great quantity of the liquid hydrocarbon at heat separator's outlet is not recovered due to the low isentropic efficiency and the worse refrigerating result of heat separator, and the temperature at deethanizer's top is on the high side than that designed, which makes propane's recovery rate reduced. By using SHBWR state equation as the process calculation model, through the contrast and analysis of the process calculation with the plan and under the conditions of fully utilizing existing device and saving the expenses for reforming device, a process reform plan by using turbine expander to refrigerate and second separating has been put forward. The reformed NGL recovery device was put in operation in December 1997 and by comparison with original device, the refrigerating temperature was lowered and the liquid hydrocarbon recovery rate was raised, reaching the reforming result defined in process design.

**SUBJECT HEADINGS:** Light hydrocarbon recovery device, Technique, Technology, Calculation, Research, Operation.

**Jiang Hong**( *lecturer, Master* ), born in 1966, graduated in oil and gas storage and transport from Southwest Petroleum Institute in 1986. Now he is engaged in teaching and research work at the Storage and Transport Teaching and Research Section of SPI. Add: Nanchong, Sichuan( 637001 ), China Tel: ( 0817) 2603433-3349

（ 翻译 刘方槐 文楚雄  
编辑 刘 愿 in ）