

信息技术应用

页岩气试采期液化工艺选用及适应性分析

谷邵伟¹, 蒋洪^{1*}, 张世坚¹, 唐雯², 周茜², 王昱珩²

(1. 西南石油大学石油与天然气工程学院, 四川 成都 610500; 2. 西南油气田重庆气矿, 重庆 400021)

摘要:通过比选各种液化流程的能耗及适应性优选出适合页岩气试采期单井液化流程; 利用 HYSYS 模拟分析了单循环混合制冷液化工艺, 比较了不同压力工况下液化流程的适应性及能耗变化。模拟计算可对国内试采期天然气回收利用提供参考。

关键词:页岩气液化; 试采期天然气回收; 单循环液化工艺

中图分类号: TE866

文献标志码: A

文章编号: 0253-4320(2017)01-0176-04

DOI: 10.16606/j.cnki.issn 0253-4320.2017.01.042

Selection and adaptability analysis of liquefaction technology in shale gas pre-production phase

GU Shao-wei¹, JIANG Hong^{1*}, ZHANG Shi-jian¹, TANG Wen², ZHOU Qian², WANG Yu-heng²

(1. School of Petroleum and Natural Gas Engineering, Southwest Petroleum University, Chengdu 610500, China;

2. Chongqing Gas-mine Field, Oil & Gas Field Southwest Branch, Chongqing 400021, China)

Abstract: A single well liquefaction process for shale gas pre-production is selected by comparing the energy-consuming and adaptability of different liquefaction process. The single-cycle hybrid refrigeration and liquefaction technology is simulated by HYSYS. The adaptability and energy-consuming changes under different pressure conditions are compared. The simulation calculation results can provide reference for natural gas recovery and utilization in China.

Key words: shale gas liquefaction process; gas recovery in pre-production phase; single-cycle liquefaction process

页岩气的储量丰富, 根据 2012 年国土资源部油气中心统计数据^[1]显示, 我国页岩气资源量为 $134.42 \times 10^{12} \text{ m}^3$, 技术可采资源量为 $25.08 \times 10^{12} \text{ m}^3$, 远远超过常规天然气储量。然而页岩气发展规划(2011—2015 年)指出, 页岩气资源分布偏散, 富集区多集中在山区、丘陵地带, 管网建设难度大、成本高, 单井产气量低, 且试井时没有可以利用的管线, 目前对于试采期采出气的处理不仅造成了资源浪费, 还污染环境, 对页岩气开发产生了一定的负面影响。为了减少页岩气开发的投资, 有效利用试采期采出天然气, 选择适合页岩气特点的撬装式液化工艺具有较高的实际意义。

从国内外页岩气开发的情况来看, 页岩气气藏具有压力和产能衰减速率快、开采寿命长、气质贫、气井初期产出水量大等显著区别于常规天然气的开发与井口物性特征^[2], 根据其特点选择相应液化流程能够有效降低能耗和投资。本文中针对页岩气开发特点进行液化模拟与分析, 优选出适合页岩气开发的液化工艺。

1 页岩气试采期液化工艺选用

对于产气量不大的单井站, 分别对单循环混合

冷剂液化工艺(MRC)、带丙烷预冷的混合冷剂液化工艺($\text{C}_3 + \text{MRC}$)、甲烷氮气膨胀液化工艺以及双循环混合冷剂液化工艺(DMR)进行比选。

1.1 基础数据

以长宁气质及工况为研究对象, 该气质较贫, 酸气含量符合天然气 LNG 标准, 只需要利用分子筛进行脱水。本文中利用 HYSYS 软件进行流程模拟, 模拟中使用 P-R 方程作为状态方程。原料气组成见表 1。

表 1 原料气组成线

组分	CH_4	C_2H_6	C_3H_8	$i\text{-C}_4\text{H}_{10}$	$n\text{-C}_4\text{H}_{10}$	%
摩尔分数	98.23	0.61	0.02	0	0	
组分	CO_2	H_2O	N_2	He		
摩尔分数	0.44	0.13	0.28	0.03		

原料气压力: 该区块单井初期井口压力在 10 MPa 左右, 后期压力衰减至 5 MPa, 设置 3 个压力等级作为模拟压力来分析流程的适应性, 工况 1 为 9 MPa, 工况 2 为 7 MPa, 工况 3 为 5 MPa。

天然气处理规模: $10 \times 10^4 \text{ m}^3/\text{d}$ 。

井口温度: 30°C 。

收稿日期: 2016-05-13; 修回日期: 2016-11-02

作者简介: 谷邵伟(1987-), 男, 硕士生; 蒋洪(1965-), 男, 硕士, 副教授, 主要从事凝析气田油气处理厂能量综合利用技术研究, 通讯联系人, 028-61602452, jihos@163.com。

1.2 适合页岩气液化工艺综合比选

通过比选工况 1 下的各种液化工艺,综合比选出适合页岩气试采期液化的工艺,其计算比选见表 2。选择投资较低的甲烷氮气膨胀制冷和 MRC 液化 2 种液化流程利用软件进行比较、优选。

表 2 液化工艺综合计算比选

工艺方案	MRC	C ₃ + MRC	甲烷氮气膨胀制冷	DMR
工艺类型	多段混合冷剂制冷	带丙烷双循环制冷	甲烷氮气膨胀制冷	双级混合冷剂制冷
投资	低	较高	低	高
能耗对比	1.25	1.15	2.0	1.05

1.3 甲烷氮气膨胀制冷液化流程

甲烷氮气膨胀制冷液化模拟流程如图 1 所示,该流程由 2 部分组成: N₂-CH₄ 混合组分作为制冷剂,利用压缩后节流制冷的高压制冷剂循环和天然气作为原料气经过换热器的逐级冷却、降温的液化循环。N₂-CH₄ 作为混合制冷剂,通过预冷换热器 LNG1 分成 2 部分,一部分通过深冷换热器 LNG2 和过冷换热器 LNG3 降温后,再经节流阀节流降温,为整个流程提供冷量。天然气经过预冷换热器、主换热器、过冷换热器逐步液化。该流程启动快、易操作,但甲烷属于易燃易爆气体,要求该流程具有很高的防爆性能^[3]。

1.4 单循环混合冷剂液化

单循环混合冷剂液化模拟流程如图 2 所示,经过净化的天然气进入原料气闪蒸气换热器和来自罐区的 BOG 换热,原料气的温度降到 20℃ 左右,然后

从冷箱顶部进入冷剂换热器。换热器垂直安装,气体从顶部进入,在流向底部的过程中冷却。低温液体只有在冷剂换热器的底部才会出现,如果遇到暂时停产,液体由于重力作用流到冷箱底部,不会流入

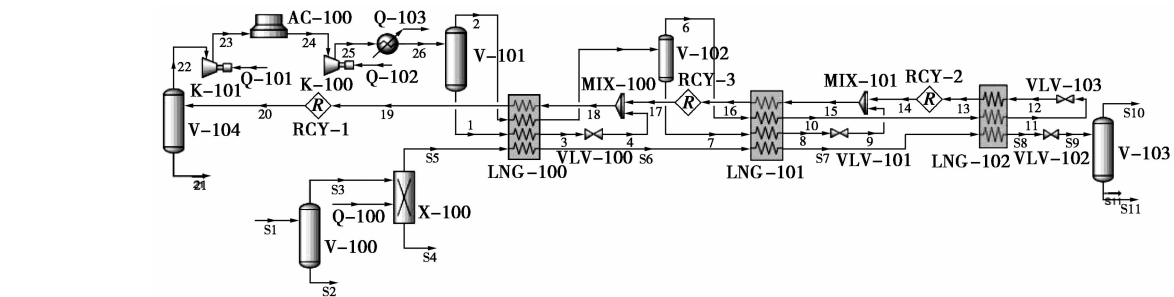


图 1 甲烷氮气膨胀制冷液化模拟流程

图 2 单循环混合冷剂液化模拟流程

制冷工艺设计的非低温区域。

流经换热器的净化气先预冷到 -65℃,依次进入冷箱继续深冷、液化到 -150℃,再经流量调节阀节流降压到 150 kPa 后得到 -160.3℃ 的 LNG 产品,同时产生部分闪蒸气同原料气进行预冷。

1.5 2 种液化流程比较

在保证液化率相同的情况下,进行 4 方面比较,包括功耗比较、压力衰减适应性比较、混合冷剂流量及初始设备投资比较。

(1) 功耗比较

在保证液化率的情况下,通过模拟所得压缩机

(2) 压力衰减适应性比较

由于压力衰减快,膨胀制冷液化流程对此适应

机组及冷却所需功耗进行比较,结果如表 3 所示。图 1 中甲烷氮气膨胀所需功耗较高,比单循环混合制冷液化流程高出 33.5%。

表 3 2 种液化流程功耗比较

液化流程	压缩功耗	水冷功耗	总功耗
甲烷氮气膨胀制冷	2506	1063	3269
单循环混合冷剂制冷	1091	1079	2170

kW

性较差,且单级混合制冷液化流程是混合制冷剂流程中结构最简单,设备最少的流程,应用在小规模天然气液化装置中能有效降低投资,同时有利于设备的撬装化。

(3)混合制冷剂流量比较

在甲烷氮气膨胀制冷液化循环中,所需混合制冷剂 1 050 mol/h,而在单循环混和制冷剂液化循环中所需制冷剂 350 mol/h,后者所需制冷剂较少,且后期压力衰减后,只需调节混和制冷剂的配比即可适应新的液化流程,不需额外增加压缩机,利于延长压缩机使用寿命。

(4)初始设备投资比较

从流程图上可以看出,甲烷氮气膨胀制冷液化循环比单循环液化流程所需设备多,初始投资方面看,甲烷氮气膨胀制冷液化循环略高,而且随着后期压力的衰减,需要相应增加压缩机。

从能耗、投资以及适应性角度分析(功耗方面比膨胀循环降低 30% 以上^[4-5]),最适用于开采期的液化工艺为单循环混合制冷剂液化工艺。

2 单循环混合制冷剂液化流程适应性分析

2.1 单循环混合制冷剂液化流程

单循环混合制冷剂液化工艺目前又分为一段混合

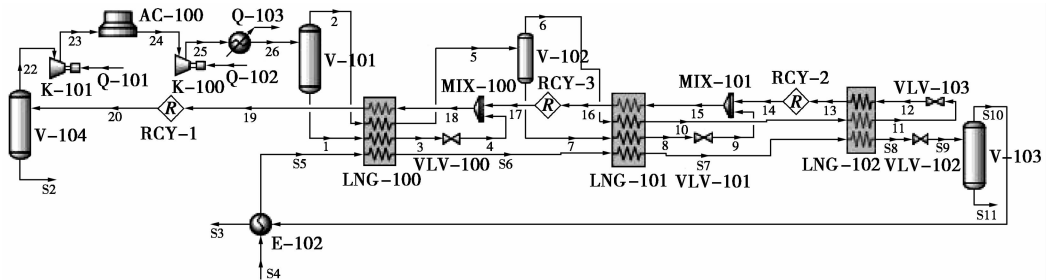


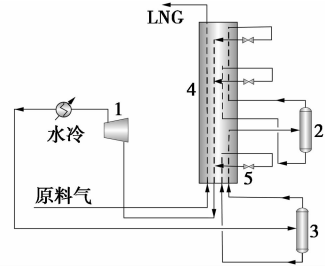
图 4 单循环多段混合制冷液化模拟流程

2.3 模拟结果及关键模拟参数比较

(1)不同工况下 HYSYS 关键模拟参数汇总于表 4。

通过表 4 中不同工况下的模拟数据比较,可以看出压力越高,换热效果越好,物流 S8 的温度从工况 1 的 -153.2℃变为工况 3 的 -151.5℃;节流后温度均为 -160.3℃,液化率在 92% 以上,这是由于此气质的 T-P 图在 -160℃ 以下绝大部分为液相;由于气质较贫,在一级换热后未进行重烃分离。3 种工况下,在控制液化率不变的情况下,闪蒸气组成变化不大,闪蒸气主要由 97.02% 的甲烷、2.54% 的氮气和 0.43% 的氦气组成,BOG 气量约为 280 m³/h,可

制冷剂制冷工艺与多段制冷剂混合制冷工艺。多段混合制冷剂液化工艺更接近阶式制冷工艺,相对于一段混合制冷剂液化工艺能耗更低,天然气的组分、压力、流量等变化对液化影响较小,有较强的适应性,因此本文中推荐使用单循环多段混合制冷剂液化工艺,其中较为典型的为 Air Products and Chemicals(空气化工产品公司)研发的 AP-SMR 液化流程,其液化流程如图 3 所示。



1—制冷剂压缩机;2,3—分离器;4—冷箱;5—节流阀

图 3 AP-SMR 液化原理流程

2.2 HYSYS 软件计算模型

3 个不同压力工况下的液化流程一样,制冷剂流量相同,这样可以减少后期对设备改动的投资。压力变化较大时,可以根据不同工况进行混合制冷剂的调配,在不改变其他条件下完成天然气液化。单循环多段混合制冷液化模拟流程如图 4 所示。

表 4 关键模拟参数

物流编号	气体分率	温度/℃	压力/kPa	摩尔流量/(kmol·h ⁻¹)	质量流量/(kg·h ⁻¹)	实际体积流量/(m ³ ·h ⁻¹)
工况 1						
S5	1.00	20.0	9000	174.8	2847	39.20
S7	0.00	-142.6	8980	174.8	2847	6.91
S8	0.00	-153.2	8970	174.8	2847	6.67
S9	0.07	-160.3	115	174.8	2847	105.00
3	0.00	-62.0	4980	144.9	5649	9.74
5	0.11	-74.1	4980	205.7	5715	15.83

续表

物流 编号	气体 分率	温度/ ℃	压力/ kPa	摩尔 流量/ (kmol· h ⁻¹)	质量 流量/ (kg· h ⁻¹)	实际 体积 流量/ (m ³ ·h ⁻¹)
8	0.00	-140.0	4970	184.0	5215	8.78
11	0.00	-150.0	4960	21.69	499.9	0.89
15	0.22	-149.1	240	205.7	5715	195.8
18	0.51	-79.0	230	350.6	11360	1222
26	0.59	30	4990	350.6	11360	1222
工况 2						
S5	1.00	20.0	7000	174.8	2847	39.20
S7	0.00	-144.2	6980	174.8	2847	6.91
S8	0.00	-152.3	6970	174.8	2847	6.72
S9	0.07	-160.3	115	174.8	2847	105.1
3	0.00	-65	4980	147.7	5762	9.88
5	0.08	-72.44	4980	202.9	5579	14.72
8	0.00	-140	4970	186.4	5205	8.83
11	0.00	-150	4960	16.53	374.8	0.68
15	0.20	-149.2	240	202.9	5579	173.9
18	0.52	-77.4	230	350.6	11341	1276
26	0.59	30	4990	350.6	11341	88.8
工况 3						
S5	1.00	20.0	5000	174.8	2847	39.20
S7	0.00	-142.0	6980	174.8	2847	7.01
S8	0.00	-151.5	6970	174.8	2847	6.77
S9	0.08	-160.3	115	174.8	2847	105.6
3	0.00	-65	4980	141.9	5610	9.56
5	0.09	-70	4980	208.7	5681	15.66
8	0.00	-140	4970	189.6	5253	8.96
11	0.00	-150	4960	19.10	427.8	0.78
15	0.20	-148.6	240	208.7	5681	181.4
18	0.58	-74.0	230	350.6	11290	1438
26	0.59	30	4990	350.6	11290	89.97

根据实际需要进入一级换热器进行冷量回收;液化率随着初始压力的降低而降低。

(2) 不同工况下混合冷剂组成

随着页岩气压力的降低,混合冷剂中甲烷、乙烷、正丁烷和异丁烷组分均有所增加,丙烷和氮气组分减小,变化较小,但是均能提供足够的冷量,具体

冷剂组成见表5。本文中控制夹点温度为3℃。

表5 混合冷剂组成(摩尔分数)

	CH ₄	C ₂ H ₆	C ₃ H ₈	<i>i</i> -C ₄ H ₁₀	<i>n</i> -C ₄ H ₁₀	N ₂	%
工况 1	24.98	38.72	11.04	6.08	9.92	9.323	
工况 2	26.07	39.66	9.00	6.22	11.03	8.03	
工况 3	27.13	40.93	4.51	6.52	12.98	7.92	

(3) 压缩机负荷比较

随着压力的衰减,所需冷量增大,在制冷剂流量、压缩机出口压力不变的情况下,压缩机负荷随着混合制冷剂的变化而变化,变化规律如表6所示,压缩机功率随着压力的降低而升高。

表6 压缩机负荷比较

压力等级/kPa	一级压缩负荷/kW	二级压缩负荷/kW
9000	523	568.3
7000	531	583.3
5000	544.8	595.1

3 结论

(1)我国页岩气气田大多集中在远离经济发达区,管网铺设难度大。在试采期,将页岩气液化后进行长距离运输不失为一种经济而环保的方法;此外,此类工艺流程是对试采期的资源合理利用,减少环境污染,变废为宝的一种合理建议;对于试采期工艺流程的研究将是我国天然气液化工艺的一个发展方向。

(2)本流程对于页岩气单井站适应性较强,压缩机功率低,设备简单,可对国内试采期天然气回收利用及小型撬装化的LNG设计提供参考。

参考文献

- [1] 滕吉文,刘有山. 中国页岩气成藏和潜在产能与对环境的污染分析[J]. 中国地质,2013,40(1):1-30.
- [2] Mancini F, Zennara R, Buongiorno N, et al. Surface facilities for shale gas: A matter of modularity, phasing and minimal operation [C]//SPE Offshore Mediterranean Conference and exhibition, 2011.
- [3] 顾安忠,鲁雪生,汪荣顺,等. 液化天然气技术[M]. 北京:机械工业出版社,2003.
- [4] 曹文胜,鲁雪生,顾安忠. 小型撬装式LNG装置的流程模拟[J]. 化工学报,2006,57(6):1290-1295.
- [5] 尹全森,李红艳,范庆虎,等. 混合工质循环与氮膨胀循环的经济性分析[J]. 天然气工业,2008,28(2):148-150. ■