

# 天然气处理工艺建模与模拟进展

邵青楠<sup>1</sup>, 顾鑫诚<sup>1</sup>, 邓春<sup>1\*</sup>, 邱敏<sup>2</sup>, 马利敏<sup>2</sup>, 姬忠礼<sup>2</sup>

1 中国石油大学(北京)化学工程与环境学院重质油国家重点实验室, 北京 102249

2 中国石油大学(北京)机械与储运工程学院过程流体过滤与分离技术北京市重点实验室, 北京 102249

\* 通信作者, chundeng@cup.edu.cn

收稿日期: 2018-12-11

国家科技重大专项 (2016ZX05017-004) 资助

**摘要** 在页岩气革命和国内煤改气的大背景下, 天然气的生产和消费都将持续增长。化工过程模拟作为工艺特性分析、设备设计、优化和控制的重要工具, 被研究者们广泛应用于天然气处理工艺的建模与模拟的研究中。本文简要介绍了过程模拟技术与常用于天然气处理的流程模拟软件; 综述了脱硫脱碳、脱水、硫磺回收、天然气凝液回收等天然气处理过程和膜分离、离子液体等天然气处理新技术, 以及国内外对上述各过程进行建模、模拟的研究进展; 着重讨论了对天然气处理工艺全流程模型的建立和将其与甲醇、乙烯生产等其他化工过程进行耦合工艺设计的研究, 并对进一步的研究进行了展望。

**关键词** 天然气; 页岩气; 流程模拟; 过程集成

## Research advances in the simulation and modeling of natural gas treatment process

SHAO Qingnan<sup>1</sup>, GU Xincheng<sup>1</sup>, DENG Chun<sup>1</sup>, QIU min<sup>2</sup>, MA Limin<sup>2</sup>, JI Zhongli<sup>2</sup>

1 State Key Laboratory of Heavy Oil Processing, College of Chemical Engineering and Environment in China University of Petroleum, Beijing 102249, China

2 Beijing Key Laboratory of Process Fluid Filtration and Separation, College of Mechanical and Transportation Engineering in China University of Petroleum, Beijing 102249, China

**Abstract** Under background of shale gas revolution and domestic coal-to-gas switch, both production and consumption of natural gas will continue to grow. Chemical process simulation technique is used extensively in industry and academia for process analysis, equipment design, optimization and control. This paper briefly introduces the process simulation technology and simulators commonly used to model natural gas processing. It is reviewed that natural gas treatment process including acid gas removal, dehydration, sulfur recovery and NGL recovery, new technologies such as membrane and ionic liquids, as well as the research on simulation and modeling of those processes. The paper focuses on the research advances in full process simulation. Several novel design of natural gas treatment integrated with other chemical processes such as methanol and ethylene production is discussed. In the end, further research in this area is presented.

**Keywords** natural gas; shale gas; process simulation; process integration

doi: 10.3969/j.issn.2096-1693.2019.02.018

引用格式: 邵青楠, 顾鑫诚, 邓春, 邱敏, 马利敏, 姬忠礼. 天然气处理工艺建模与模拟进展. 石油科学通报, 2019, 02: 192-203

SHAO Qingnan, GU Xincheng, DENG Chun, QIU min, MA Limin, JI Zhongli. Research advances in the simulation and modeling of natural gas treatment process. Petroleum Science Bulletin, 2019, 02: 192-203. doi: 10.3969/j.issn.2096-1693.2019.02.018

## 0 引言

天然气作为一种绿色环保、安全高效的化石能源，在全球能源结构中正占据着越来越重要的地位。在中国，随着天然气逐渐在工业和住宅领域代替煤炭并在交通领域代替石油，天然气的需求激增。2017年，中国天然气消费增长15.1%，占全球天然气消费净增长的32.6%<sup>[1]</sup>。在供应端，得益于页岩气革命，美国引领了全球液化天然气供给的快速扩张。中国作为世界最大的页岩气储备国，对页岩气、致密气等非常规天然气资源的开发已受到充分重视，未来产量将强劲增长。

化工过程模拟技术旨在通过流程建模，来对工艺进行开发、设计与优化。建立数学模型对化工过程进行描述，再借助计算机辅助求解，从而进行流程的物料衡算与能量衡算。通过对天然气处理过程的建模与模拟，能够对现有装置进行工艺参数优化、节能改造与能量集成；也可以开发与设计新型工艺过程，并进行设备设计以及经济效益评估。因此，对天然气处理工艺建模与模拟的研究具有十分重要的现实意义。

## 1 天然气处理工艺

来自油气井的天然气主要成分为甲烷，但其中还含有硫化氢、二氧化碳和水等杂质，需要经过天然气处理将其加工为符合气质标准和管输要求的商品气。典型的天然气处理工艺如图1所示，主要包括脱酸性气体、脱水、硫磺回收、天然气凝液(Natural Gas Liquid, NGL)回收等过程。

井口天然气首先需要经过天然气预处理过程，分

离出气体中夹带的凝析油、游离水和固体杂质。经预处理后的粗天然气进入脱酸气装置脱除其中的含硫和含碳化合物，减少酸性组分对管道和设备的腐蚀。其中醇胺法占据了主导地位，在低温高压下醇胺与酸性组分反应并在高温低压下解吸释放出酸气得以再生，常用的醇胺溶剂有单乙醇胺(MEA)、二乙醇胺(DEA)和甲基二乙醇胺(MDEA)等。为了提高对硫化氢吸收的选择性，又常在醇胺中加入环丁砜，即砜胺法。此外，离子液体对CO<sub>2</sub>具有良好的吸收能力，选择性渗透膜可利用不同气体渗透性能的差别分离酸性组分，这些新工艺也受到了研究者的关注。

来自脱酸气装置的酸气将通过克劳斯工艺回收硫磺。将硫化氢不完全燃烧，生成的二氧化硫与硫化氢进一步反应可得到硫单质。为了进一步提高硫回收率，在常规克劳斯的基础上又开发了多种延伸克劳斯工艺，如超级克劳斯、低温克劳斯、富氧克劳斯等。硫磺回收单元还需要配套尾气处理单元以保证尾气中的SO<sub>2</sub>达到排放标准，可采用还原-吸收法、氧化-吸收法和催化低温克劳斯法。

脱水过程是为了将天然气中的水分除去，使水露点达到管输要求，防止形成天然气水合物堵塞管道和设备。常用的脱水方法有固体干燥剂吸附、溶剂吸收以及低温冷凝。三甘醇(TEG)溶剂具有热稳定性好、露点降幅大、易再生等优点，使用最为广泛。低温冷凝又可分为膨胀冷却法和加压冷却法，前者利用天然气的节流膨胀制冷，后者是将其加压后冷却，在低温下水蒸气凝结为液态水析出。

当商品气对烃露点的质量指标有要求时，还需要从天然气中分离出天然气凝液(NGL)，进一步分馏NGL后可得到乙烷、丙烷、丁烷和天然汽油等燃料与化工原料。回收凝液的方法有吸附法、油吸收法和冷

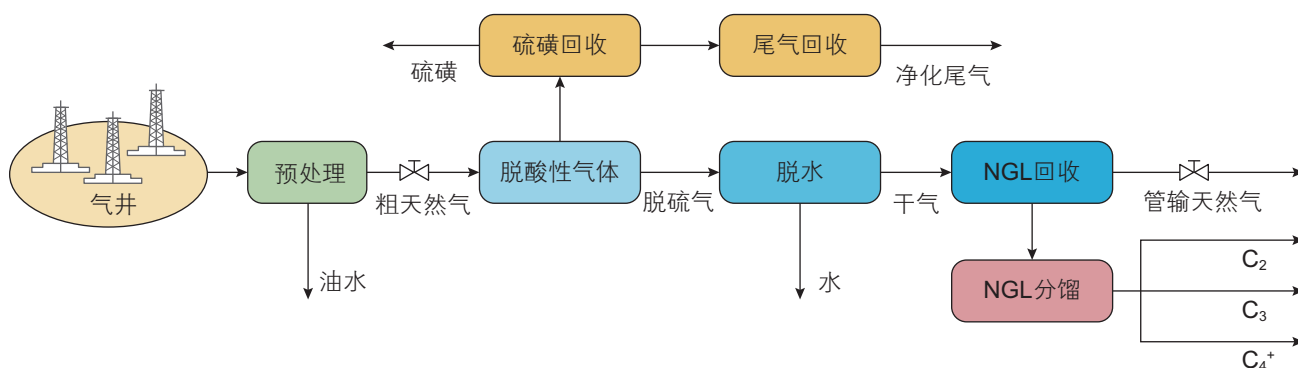


图1 典型天然气处理工艺

Fig. 1 Typical natural gas treatment process

凝分离法,其中采用膨胀机制冷的低温冷凝工艺应用最为普遍。

## 2 过程模拟在天然气处理工艺中的应用

过程模拟也被称为流程模拟,包括了稳态模拟和动态模拟。化工系统的数学模型通常是一个大型的非线性方程组,稳态模拟的实质就是求解这一方程组。动态模拟是在稳态模拟的基础上,模拟过程扰动对流程各工艺参数随时间变化的影响。

过程模拟技术常被用于既有装置的节能改造、生产调优以及新工艺过程的研究开发、概念设计。应用过程模拟软件对天然气处理工艺进行建模与模拟可以较好地分析整个工艺流程,了解重要的流程行为和过程机制,并寻找出最佳操作参数。天然气项目投资大,对设备、安全、环保的要求高,通过模拟可以预测给定操作条件下的系统行为,代替大量实验,得到重要性能信息,减少试验次数,从而缩短工业化周期。此外,在工业化前期,对工艺过程的经济评价可以指导设计方案的比选,预测工业化可行性,减少投资盲目性。天然气处理过程较为复杂,某一个参数的改变往往影响着多个参数的取值,而通过数学模型可以较好地揭示过程和设备变量之间的关系,可以实现系统操作参数的优化。动态模拟对于消除安全隐患也发挥着重要作用,它可以预测系统参数与操作工况发生改变时对整个系统造成的影响,评估控制方案的合理性,确保天然气生产与储运过程的安全。

对于天然气处理工艺,最常用的流程模拟软件为 Aspen HYSYS 和 ProMax。HYSYS 在油气地面工程、油气加工过程设计中应用较多,具有强大的动态模拟功能;ProMax 是 TSWEET 和 PROSIM 这两个过程模拟器的延续,被开发专用于天然气处理过程的建模,可模拟石油和天然气工业中的绝大多数过程。

## 3 天然气处理工艺各单元流程模拟进展

### 3.1 脱酸气单元流程模拟

在天然气脱酸气流程模拟研究方面,醇胺法是研究与应用最为广泛的流程。Abdulrahman 和 Sebastine<sup>[2]</sup>研究了胺液种类对脱除效果的影响,他们对比了 MEA、DEA、MDEA 以及它们的混合胺溶液,考察了胺液循环速率、溶液浓度等因素,认为 35% 的 DEA 溶液最适合处理 Khurmala 天然气。MDEA 由于其蒸汽

压低、腐蚀性小,稳定性好且对 H<sub>2</sub>S 具有吸收选择性而被我国天然气处理厂广泛使用。马云等人<sup>[3]</sup>对常规 MDEA 工艺适宜性进行了研究,发现制约装置达标的因素为原料气温度、贫液进吸收塔温度和循环量。韩鹏飞<sup>[4]</sup>和 Nwaoha<sup>[5]</sup>分别采用 HYSYS 和 ProMax 模拟了 MDEA-PZ 混合溶液的天然气脱碳过程并进行了灵敏度分析,验证了在 MDEA 溶液中加入一定量哌嗪(PZ)可以提高反应速率。除了胺液种类外,研究者还考虑了多种工艺结构。Bae 等人<sup>[6]</sup>采用 Aspen Plus 模拟了胺液分流工艺,半贫胺液从再生塔冷却并泵送回吸收塔,降低了再生塔的再沸器负荷。Cho 等人<sup>[7]</sup>报道了同时考虑半贫液、多股进料与中段泵回流三种工艺结构的脱酸气流程,这三种结构在流程中产生一系列不同组合,采用遗传算法优化了该模型,以寻找能耗最小的工艺配置。这种结合流程模拟软件和遗传算法的优化方法也被用于寻找天然气净化装置的最佳操作参数。李奇等人<sup>[8]</sup>基于数据对象接口技术实现了 HYSYS 与 Matlab 之间的数据传递,对作为决策变量的醇胺循环量、再生塔回流率等六个操作参数进行了优化,使装置用能下降了 12.8%。李奇等人<sup>[9]</sup>还报道了脱酸气装置的动态模拟,针对装置高负荷下产品气不达标的问题,提出了一种比例控制方案,极大地提高了装置的操作弹性。在模拟过程中常会遇到流程软件的选择问题,Gutierrez<sup>[10]</sup>对比了 Aspen HYSYS 与 Aspen Plus 模拟的 DEA 脱硫过程,Ahmedi<sup>[11]</sup>对比了 ProMax 与 Aspen Plus 模拟的 MEA 脱碳过程,结果显示这些流程软件虽然模拟醇胺体系采用的流体包不同,但是模拟结果接近。

醇胺法存在着溶剂流失量大、再生能耗高以及设备投资高等问题,相比之下,膜分离是一种极具前景的脱硫脱碳新技术。目前,膜性能虽然可由多种数学模型描述,但在流程模拟领域的研究较为有限。HYSYS 软件中不含内置的膜组件单元,因此需要进行用户定义。Peters 等人<sup>[12]</sup>采用 NTNU 开发的 ChemBrane 膜模型在该软件中模拟了天然气脱碳过程,并将其与醇胺法进行了比较,结果表明后者所能达到的二氧化碳脱除率更高,但其也需要更高的投资成本和更大的占地面积。Ahmad 等人<sup>[13]</sup>将膜组件的二维错流模型通过 Visual Basic 子程序与 Aspen HYSYS 相连接模拟了天然气脱碳过程,并对比了单级无循环、单级带渗透物循环、两级带渗透物循环、两级带渗余物循环、三级带渗透物与渗余物循环这五种膜分离工艺方案,研究表明具有渗透物再循环的两级膜系统的总成本最小。Alkatheri 等人<sup>[14]</sup>提出了一种膜技术与胺吸



收相结合的混合脱硫工艺,并将其用于中东高含硫天然气的净化,采用ProMax的Pebax膜模块模拟了单级膜系统和带循环的两级膜系统,结果表明在原有胺吸收装置前增加膜组件可以降低成本,其中甲烷损失和膜面积限制了膜对H<sub>2</sub>S的脱除率,采用两级膜虽然增加了额外费用但却能够有效减少烃损失。

离子液体(IL)是另一种有望代替传统醇胺的新型吸收剂,它具有蒸汽压低、可调控性强等优点,将其用于天然气脱酸气和烟气二氧化碳捕集过程的相关研究正日益增多,但在流程模拟方面的研究却鲜有报道。Huang等人<sup>[15]</sup>研究了醇胺与离子液体形成的复配溶液捕集烟气中CO<sub>2</sub>的新型流程,结合实验结果在Aspen软件中建立了基于IL的严格热力学模型,通过对比[bpy][BF<sub>4</sub>]-MEA、[bmim][BF<sub>4</sub>]-MEA、[bmim][D-CA]-MEA三种复配吸收溶液以及传统MEA溶液,得出[bpy][BF<sub>4</sub>]-MEA具有最小能耗和成本的结论。García-Gutierrez<sup>[16]</sup>尝试在Aspen Plus中,基于COSMO的热力学模型构建离子液体脱除沼气中CO<sub>2</sub>的流程,评估了[C<sub>2</sub>MIm][Tf<sub>2</sub>N]、[C<sub>6</sub>MIm][Tf<sub>2</sub>N]、[P<sub>66614</sub>][Tf<sub>2</sub>N]三种离子液体作为物理溶剂的生产成本,结果表明采用IL法提纯沼气的成本比MEA法高出40%~51%,未来还有待进一步开发易再生、低成本的离子液体。

表1总结了脱酸气单元流程模拟的相关期刊文献。目前对醇胺法脱酸气的模拟研究已取得一定进展。一方面,通过改变醇胺种类、配比以及活化剂研究了脱酸气溶剂的性能,以适配高含硫、高碳硫比等各种气质特点的天然气;另一方面,结合优化算法对多个操作参数或多种工艺结构进行同时优化,相比只对单参数进行灵敏度分析具有更高的节能降耗效果。由于醇胺法存在溶剂损失等一系列问题,膜分离和离子液体两种新技术进入了研究者的视线,流程模拟技术为新技术的流程开发和经济性评价提供了支撑。

### 3.2 硫磺回收单元流程模拟

硫磺回收装置(SRU)的建模一般采用两种模型,即平衡模型和动力学模型。Nabikandi和Fatemi<sup>[17]</sup>分别采用这两种模型模拟了直流法硫磺回收工艺,认为动力学模型的模拟结果比平衡模型更加准确。但是动力学模型存在动力学数据获取困难、计算过程耗时等问题,因此更多文献采用的是平衡模型中的最小吉布斯自由能法。Pahlavan和Fanaei<sup>[18]</sup>考虑了14个主要反应并建立了动力学模型,模拟了克劳斯反应炉,其结果与ProMax模拟数据相吻合,所提出模型还可被用于瞬态分析和控制方案设计。Zarei等人<sup>[19]</sup>建立了一个组合模型来模拟硫磺回收过程,包括用校正平衡模型模拟反应炉,校正动力学模型模拟余热锅炉,所得结果与实际数据吻合较好。

目前最常用的硫回收工艺流程模拟软件为BR&E公司的ProMax/TSWEET和Sulphur Experts公司的Sulsim,这些软件一般采用最小吉布斯自由能法,同时加入实际工业数据约束,即通过平衡模型和经验模型的结合使结果更加准确。汪林燕<sup>[20]</sup>采用Sulsim软件对低浓度酸性气硫回收单元进行了建模,并模拟了不同氧气浓度下酸性气的燃烧反应,结果显示氧气浓度的增加可使炉膛温度提高,装置处理能力增加。高阳<sup>[21]</sup>采用ProMax软件对三级克劳斯工艺、CPS工艺、MCRC亚露点工艺、超级克劳斯工艺以及CBA工艺这5种工艺方案进行了模拟,在比较了各工艺的蒸汽能、SO<sub>2</sub>排放量、硫回收率和投资成本后认为CPS工艺是最适合某净化厂的工艺,另外还对酸气H<sub>2</sub>S浓度、烃浓度、含水量和配风比等参数进行了适应性分析以确定装置的最佳操作条件。

硫回收模拟专用软件由于其较为专业,应用的广泛性受到限制,故一些通用流程模拟软件也被用于研

表1 脱酸气单元流程模拟文献总结

Table 1 Literature review on process simulation of acid gas removal unit

脱酸气技术	研究问题	期刊文献(括号中为使用的模拟软件)
醇胺法	胺液种类与配比	Abdulrahman和Sebastine <sup>[2]</sup> (HYSYS)
	胺液活化剂	韩鹏飞等 <sup>[4]</sup> (HYSYS)、Nwaoha等 <sup>[5]</sup> (ProMax)
	醇胺法工艺参数优化	马云等 <sup>[3]</sup> (HYSYS)、李奇等 <sup>[8]</sup> (HYSYS & Matlab)
膜分离	醇胺法工艺结构优化	Bae等 <sup>[6]</sup> (Aspen Plus)、Cho等 <sup>[7]</sup> (HYSYS & Matlab)
	流程模拟软件比选	Gutierrez等 <sup>[10]</sup> (HYSYS & Aspen Plus)、Ahmadi <sup>[11]</sup> (ProMax & Aspen Plus)
	膜模型开发与膜配置优化	Peters等 <sup>[12]</sup> (HYSYS)、Ahmad等 <sup>[13]</sup> (HYSYS & Visual Basic)
离子液体	膜分离与胺吸收组合工艺	Alkatheri等 <sup>[14]</sup> (ProMax)
	离子液体流程模型开发	Huang等 <sup>[15]</sup> (Aspen Plus)、García-Gutierrez等 <sup>[16]</sup> (Aspen Plus)

究硫回收过程。白昊<sup>[22]</sup>在 Aspen Plus 中利用 Fortran 用户模型建立了燃烧炉和硫冷凝器的单元模型并对克劳斯工艺进行了模拟,解决了该软件对此过程模拟中燃烧炉出口组成偏离实际值的问题。Signor 等人<sup>[23]</sup>采用 PRO/II 提出了一种硫磺回收工艺的自适应模拟方法,由 Visual C++ 将燃烧炉和催化反应器的工厂实际经验模型与模拟软件相集成,建立了意大利某 SRU 装置模型,从而验证了此法的有效性。曹虎等<sup>[24]</sup>通过完善 HYSYS 自带数据库中缺失的单质硫相关物性数据,模拟了高桥石化和克拉玛依石化的硫磺回收装置,并与 Sulsim 的模拟结果进行了对比,偏差在允许范围内。陈信等人<sup>[25]</sup>也采用 HYSYS 软件,使用 SR-POLAR 方程结合 Properties 物性数据库,用吉布斯反应器模拟燃烧炉和催化反应器,活塞流反应器模拟废热锅炉,转化率反应器模拟硫磺冷凝器和在线加热炉,建立了一套完整的克劳斯模拟流程。实际上,AspenTech 公司已于 2014 年收购了 Sulsim 软件并将其整合进 HYSYS V9.0 以上版本,若采用其硫回收子流程模块模拟,则无需再自行定义各硫单质的理化信息和各单元内的化学反应。

除了硫磺外,如何回收 H<sub>2</sub>S 中的氢元素也受到了广泛研究。Bassani 等人<sup>[26]</sup>利用 HYSYS 集成 DSMOKE 软件模拟了一种改进流程,将酸气中的 H<sub>2</sub>S 和 CO<sub>2</sub> 经过胺洗、再生炉转化和酸气循环过程生产更具经济效益的合成气,再生炉中将发生更多的 H<sub>2</sub>S 热解产氢反应而非克劳斯反应,原有克劳斯流程改为新工艺无需更换设备,只需改变装置布局和运行条件即可。同样的思路被 Adewale<sup>[27]</sup>用于改进克劳斯制氢流程,将大部分 H<sub>2</sub>S 酸性气送入改造后的反应炉前端裂化盘管中发生热解反应,产物在分离出氢气后再循环回反应炉进行常规硫回收过程,模型由 ProMax 建立,计算的投资回收期不足四年。

表 2 总结了硫磺回收单元流程模拟的相关期刊文

献。研究者们通过平衡模型、动力学模型以及它们的组合模型来建立更加准确的硫磺回收流程。同时,逐渐采用应用更广泛的通用流程模拟软件进行模拟研究。除了对过程的操作参数和工艺方案进行优化外,如何改进克劳斯流程从而同时回收硫元素和氢元素也受到了学者们的关注。

### 3.3 脱水单元流程模拟

对脱水流程的研究主要集中在 (Triethylenegly, TEG) 脱水工艺的模拟。陈宏福<sup>[28]</sup>利用 HYSYS 模拟软件对延 128 净化厂的 TEG 脱水装置进行了模拟研究,结果表明在一定范围内,降低湿天然气进塔温度,增加操作压力和塔板数,以及引入汽提气都可以降低脱水后干气的水含量。李奇等<sup>[29]</sup>运用夹点分析技术对 TEG 脱水流程的换热网络进行了分析,发现原有装置传热温差太大,阻碍了热量的进一步回收,通过提高富 TEG 换热后的温度可解除该“瓶颈”,经优化后可降低再生加热负荷 39.40%。谢书圣<sup>[30]</sup>和 Neagu 等人<sup>[31]</sup>分别使用 Aspen Plus 和 Unisim Design 建立了天然气 TEG 脱水模型,通过灵敏度分析研究了影响装置能耗和脱水效果的主要工艺参数,Neagu 在经过技术经济分析后得出结论,将汽提气引入再生塔塔底或再沸器是一种固定投资小,且能有效提高脱水性能的方法。

乙二醇 (MEG) 和二甘醇 (DEG) 作为三甘醇的替代溶剂也被用于天然气的脱水。Alnili 等<sup>[32]</sup>采用 HYSYS 建立了天然气 MEG 净化模型,MEG 可以在脱除酸气的同时降低天然气的水含量。Rouzbahani 等<sup>[33]</sup>建立了 DEG 的吸收和再生模型,将露点降、VOC 排放和装置能耗作为流程优化的关键参数,结果显示在现有运行条件下,将 DEG 的流量增加 10% 可使水露点降低 6%,同时装置能耗和 VOC 排放也没有显著增加。

常规 TEG 脱水流程存在着以下问题:再生过程伴随着苯系物 (BTEX) 的排放,运行中 TEG 溶剂容易

表 2 硫磺回收单元流程模拟文献总结

Table 2 Literature review on process simulation of sulfur recovery unit

研究内容	研究问题	期刊文献 (括号中为使用的模拟软件)
数学模型建立	动力学模型	Nabikandi 和 Fatemi <sup>[17]</sup> (Matlab)、Pahlavan 和 Fanaei <sup>[18]</sup> (Matlab)
	平衡与动力学组合模型	Zarei 等 <sup>[19]</sup> (Matlab)
流程优化	工艺参数优化	汪林燕 (Sulsim) <sup>[20]</sup>
	工艺方案优化	高阳 (ProMax) <sup>[21]</sup>
	改进克劳斯回收氢流程	Bassani 等 <sup>[26]</sup> (HYSYS & DSMOKE)、Adewale 等 <sup>[27]</sup> (ProMax)
通用流程软件建模	Aspen 系列软件模拟	白昊 <sup>[22]</sup> (Aspen Plus)、曹虎等 <sup>[24]</sup> (HYSYS)、陈信等 <sup>[25]</sup> (HYSYS)
	自适应过程控制	Signor 等 <sup>[23]</sup> (PRO/II & Visual C++)

产生损失。Drizo脱水流程是在传统TEG脱水流程中引入共沸再生工艺,贺三等<sup>[34]</sup>通过HYSYS模拟发现Drizo工艺的TEG损失量更少,BTEX的排放量也更小。刘佳等人<sup>[35]</sup>通过对改进流程StripBurn系统、R-BTEX工艺和Drizo工艺进行模拟分析,最后推荐采用StripBurn系统来减少脱水装置的BTEX排放。

除甘醇类溶剂脱水外,天然气脱水还有分子筛吸附、低温冷凝和超音速分离等方法。Santos等人<sup>[36]</sup>研究了利用4A分子筛变温吸附工艺进行高CO<sub>2</sub>含量天然气的脱水过程,在低温下吸附使分子筛接近饱和并在高温下解吸进行再生,固定床在这两种状态间循环进而实现水分的脱除。采用Aspen Adsim软件模拟分子筛床层吸附再生的动态过程,结果显示CO<sub>2</sub>和水为竞争吸附,高压下饱和天然气水含量随着CO<sub>2</sub>含量的增加而增加,所需的固定床容积也随之增加。

低温冷凝法常采用节流膨胀制冷或外部冷剂制冷,在脱水的同时也可除去天然气中的重烃。苏里格气田采用的是丙烷作制冷剂的外部制冷工艺,陈晓刚<sup>[37]</sup>应用HYSYS软件对该脱水脱烃工艺进行了模拟,认为通过更换高效换热器将制冷温降下降至5℃,在满足净化要求的同时大幅降低能耗。超音速分离是一种基于冷凝分离的天然气脱水脱烃新技术,利用Laval喷管和旋流叶片,将气流压力能转化为动能从而产生低温,分离出水蒸气和重烃。Machado等人<sup>[38]</sup>应用HYSYS软件建立了TEG吸收+J-T节流膨胀脱水模型以及Twister超音速分离器脱水流程,通过对两者的对比分析,认为超音速法显著减少了脱水过程的设备数量,同时增加的NGL产量也使其更具技术经济优势。

表3总结了脱水单元流程模拟的相关期刊文献。其中TEG脱水流程模型受到了最广泛的研究。为了解决该方法能耗高、溶剂损失大以及苯系物排放等问题,研究者们通过模拟优化了工艺参数,研究了替代溶剂,并通过引入汽提气、再沸器等途径改进了流程结构。

对低温冷凝法的研究主要集中在以减少冷量消耗为目的开发更高效的换热以及组合工艺流程。对于新型的超音速脱水和膜分离脱水的经济性尚待通过模拟与传统方法做进一步比较,其占地面积小的特性使其有望在海洋平台上开发推广。

### 3.4 凝液回收单元流程模拟

目前回收天然气中的轻烃主要采用低温冷凝法,或者低温冷凝与其他方法的组合回收工艺。张诗悦和王治红<sup>[39]</sup>使用Pro/II模拟了一种从伴生气中回收NGL的浅冷与膜分离集成工艺,该工艺对温度的适应性较强,能在提高收率的同时降低装置能耗。蒋红等人<sup>[40]</sup>开发了一种冷剂制冷-油吸收复合工艺,即在现有冷剂制冷工艺上嫁接油吸收工艺,可使丙烷回收率提高23%~27%。冷凝分离中的冷量可由膨胀机制冷、冷剂制冷以及两者复合制冷提供。崔丽萍<sup>[41]</sup>对南天化工轻烃回收扩建改造项目的丙烷制冷-膨胀机制冷-同轴增压工艺方案进行了研究,模拟结果表明该制冷方式可以有效增加C<sub>3</sub>收率同时降低能耗。Li等人<sup>[42]</sup>提出了一种基于序列二次规划(SQP)及约束条件的膨胀机制冷工艺优化模型,由Aspen Plus和Excel VBA软件模拟计算,优化后整体利润提高了13.5%。

为了降低NGL回收的投资与能耗,国内外对已有冷凝分离技术进行了一系列改进,形成了多种新工艺。比如由单级膨胀制冷(ISS)和多级膨胀制冷(MTP)改进得到的过冷工艺(GSP、LSP)、以干气回流为特征的冷干气循环工艺(CRR)和部分干气再循环工艺(RSV)等。Yoon等人<sup>[43]</sup>开发了一种新型HY-NGL工艺并与GSP、CRR和RSV进行了对比,新工艺的进料在经过冷箱后分流出一股回流回冷箱,并进一步在过冷器中降温后注入塔顶,该工艺能够显著降低能耗。直接换热工艺(DHX)采用了重接触塔,可大幅提高C<sub>2</sub><sup>+</sup>组分的收率,乔在朋等人<sup>[44]</sup>在常规DHX工艺的基础上做了改

表3 脱水单元流程模拟文献总结

Table 3 Literature review on process simulation of dehydration unit

脱水技术	研究问题	期刊文献(括号中为使用的模拟软件)
甘醇脱水法	工艺参数和工艺结构优化	陈宏福 <sup>[28]</sup> (HYSYS)、李奇等 <sup>[29]</sup> (HYSYS)、谢书圣等 <sup>[30]</sup> (Aspen Plus)、Neagu和Cursaru <sup>[31]</sup> (Unisim)
	甘醇溶剂选择	Alnili等 <sup>[32]</sup> (HYSYS)、Rouzbahani等 <sup>[33]</sup> (Aspen Plus)
	减少溶剂损失与苯系物排放	贺三等 <sup>[34]</sup> (HYSYS)、刘佳等 <sup>[35]</sup> (HYSYS)
分子筛脱水法	吸附再生动态过程	Santos等 <sup>[36]</sup> (Aspen Adsim)
低温冷凝法	外部制冷脱水脱烃流程	陈晓刚 <sup>[37]</sup> (HYSYS)
	超音速脱水与节流膨胀制冷流程	Machado等 <sup>[38]</sup> (HYSYS)



进,改进工艺采用两级分离并在脱乙烷塔塔顶增设回流罐,提高了丙烷收率。邱鹏等人<sup>[45]</sup>对采用原料气作冷剂的等压开式制冷(IPOR)工艺进行了模拟研究,认为该工艺可以获得DHX工艺类似的C<sub>3</sub><sup>+</sup>收率,但所需设备数量更少。Ghorbani等人<sup>[46]</sup>设计并模拟了一种凝液回收、天然气液化和脱氮过程的NGL-LNG-NRU集成工艺,系统中脱除的低温氮气可以给系统中其他部分提供冷量,所研究案例脱氮率为76%~93%,乙烷回收率为92%。Long等人<sup>[47]</sup>研究了利用分隔壁塔(DWC)和改进后的顶部分隔壁塔(TDWC),来提高NGL回收中脱乙烷和脱丙烷过程的性能,显著降低了该过程的成本和能耗。此外,分隔壁塔具有节能紧凑的优点,在另一篇文献<sup>[48]</sup>中被用于和天然气液化过程集成,构成海上浮式天然气液化装置(FLNG),实现了以较低的投资与生产成本在有限空间中进行天然气处理。

进料组成的不确定性对NGL回收的经济性和工艺选择具有重大影响,能否处理一系列随时变化的原料气也是考察工艺方案性能的重要指标。Getu等人<sup>[49]</sup>研究了不同进料组成下ISS、GSP、CRR、RSV、IPS-1和IPS-2六种NGL回收工艺的经济性能,其中IPS-1工艺在处理贫富进料中都表现出了最小的总成本。Mehrprooya<sup>[50]</sup>设计了一种具有开-闭循环自制冷系统的NGL回收流程,通过模拟验证了该工艺可以有效处理较宽范围内的不同组成进料。

表4总结了凝液回收单元流程模拟的相关期刊文献。为了以最低的能源成本尽可能多地回收轻烃,研究者们模拟了各种复合回收工艺,在膨胀机制冷工艺的基础上改进工艺路线,形成了一系列新工艺。此外,还有研究者探索了NGL回收与脱氮、液化过程的集成工艺以及分隔壁塔回收流程。最后,由于进料组成不确定性对凝液回收影响较大,今后在新工艺的开发过程中,应对该性能指标引起足够的重视。

## 4 天然气处理工艺全流程模拟进展

对天然气处理工艺全流程进行建模是工艺参数优化和过程节能分析的基础。若只是针对过程中的某个工艺单元进行建模,则无法将整个天然气处理装置集合起来进行工艺特性分析与优化,而进行全流程优化比只对单个工艺单元进行优化具有更高的节能潜力。

张晓刚<sup>[51]</sup>采用ProMax软件建立了普光高含硫天然气净化装置的全流程模型,应用该模型对各个单元的工艺特性参数进行了适应性分析,引入均匀设计和支持向量机技术,创建了易于求解的全流程元模型,结合遗传算法,对全流程操作参数进行了优化。Asil等人<sup>[52]</sup>通过使用Aspen HYSYS和ProMax来模拟Khangiran天然气净化厂的气体处理、酸性气提浓度和硫磺回收装置并对该全流程进行优化,以整个装置的总硫回收率为目标函数,研究循环酸性气体分流比,循环胺液分流比等工艺参数的最佳值,并提出空气预热方案可更有效减少SO<sub>2</sub>排放。Sayed等<sup>[53]</sup>采用HYSYS对埃及某天然气工厂全流程进行了模拟,该厂以含汞和VOC的酸性湿天然气为原料,全流程包括脱汞、MDEA脱酸气、TEG+分子筛脱水、NGL回收与NGL分馏、BTEX脱除以及硫磺回收过程,其中分子筛脱水采用电子表格计算,Claus工艺采用HYSYS V9.0中的Sulsim子流程模块模拟,最后用APEA估算了天然气工厂的预期资本支出。

不确定性下的优化一直是过程系统工程研究的一个重要领域,天然气处理系统在设计和运营中也常涉及诸多不确定性,比如气体和凝析液产品的价格波动与供需变化,天然气流量与入口组成的改变引起流程性能的变化。因此,在天然气过程系统的设计与合成中考虑不确定性是十分必要的。Gong等人<sup>[54]</sup>开发了一种基于模拟的过程强化方法,用于处理页岩气净化

表4 凝液回收单元流程模拟文献总结

Table 4 Literature review on process simulation of NGL recovery unit

研究内容	研究问题	期刊文献(括号中为使用的模拟软件)
组合回收工艺	浅冷与膜分离集成工艺	张诗悦和王治红 <sup>[39]</sup> (Pro/II)
	冷剂制冷-油吸收复合工艺	蒋红等 <sup>[40]</sup> (HYSYS)
	冷剂与膨胀机混合制冷工艺	崔丽萍 <sup>[41]</sup> (HYSYS)
流程优化	改进膨胀机制冷工艺	Yoon等 <sup>[43]</sup> (Unisim)、乔在朋等 <sup>[44]</sup> (HYSYS)、邱鹏等 <sup>[45]</sup> (Unisim)
	多单元集成工艺	Ghorbani等 <sup>[46]</sup> (HYSYS & Matlab)
	分隔壁塔回收流程	Long等 <sup>[47]</sup> (HYSYS)
进料组成不确定性	各种进料下工艺方案性能	Getu等 <sup>[49]</sup> (HYSYS)、Mehrprooya等 <sup>[50]</sup> (HYSYS)

和NGL回收全流程中的原料组成不确定性，该方法通过迭代计算依次进行过程模拟、面向设备容量的过程强化和设计验证。此外，还开发了一种基于冷凝的脱水与NGL回收集成新工艺，采用常规工艺与新工艺对该方法进行了说明。

全流程模拟的另一个重要应用是天然气处理集成衍生化学品生产过程的耦合工艺开发。图2所示为天然气中的主要烃组分和通过转化可以生产的主要中间体和产品。经过天然气净化的气体产品主要成分是甲烷，除了被用作燃料外，还可以通过合成气转化为下游的诸多化学品。为了充分利用页岩气中的甲烷，Ehlinger等人<sup>[55]</sup>对页岩气生产甲醇工艺进行了设计，通过流程的能量集成提出了热电联产方案。Martin和Grossmann<sup>[56]</sup>提出了一种以页岩气和柳枝稷作为原料生产液体燃料和氢气的概念设计。Salkuyeh和Adams<sup>[57]</sup>首次采用Aspen Plus开发了一种通过甲烷氧化偶联过程生产乙烯、乙烷和电力的零碳排多联产工艺，通过敏感性分析评估了页岩气、乙烯、电力价格以及碳排放税对工厂盈利能力的影响。天然气凝析液中含有比甲烷更具市场价值的乙烷、丙烷等烃类，可通过裂解生产烯烃产品用作基本有机化工原料。He与You<sup>[58]</sup>采用Aspen HYSYS设计了一种页岩气处理

集成乙烷裂解生产乙烯的新型工艺，在此基础上，作者进一步提出了将页岩气处理、甲烷氧化偶联、生质乙醇脱水、乙烷丙烷共裂解、PSA等工艺过程耦合集成的工艺设计，极大提高了页岩气能源系统的盈利能力和可持续性。郑洪昊等人<sup>[59]</sup>在页岩气处理集成乙烯生产的工艺流程基础上，又增加了乙烯环氧化单元，提出了高凝析液页岩气处理集成环氧乙烷生产的新型工艺。

### 5 结论与展望

过程模拟技术在天然气处理工艺的开发与设计发挥了极为重要的作用，它可为新工艺提供工厂运行与调试相关的操作参数，估算不同工艺的投资与运行成本，充分验证工程设计的合理性，优化完善天然气处理系统，并有助于寻找最佳的集成设计方案。但是随着新型气田的开发，天然气组成日趋复杂以及新设备、新工艺的应用，对传统过程模拟技术提出了全新的挑战。未来将有以下几个方面亟待学者们的进一步研究。

(1)离子液体、膜分离、超音速分离等天然气处理新技术的研究进展很快，但对其进行流程建模的研究

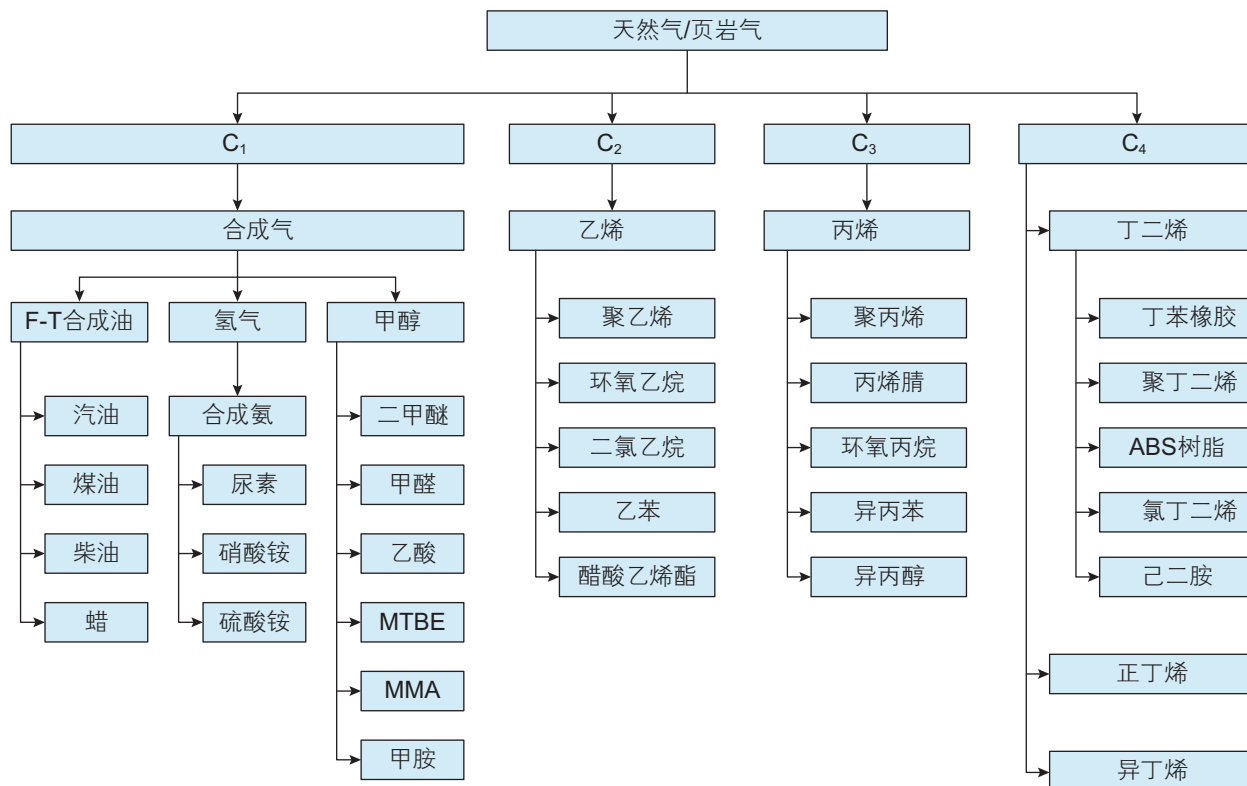


图2 天然气/页岩气下游价值链  
Fig. 2 Natural/shale gas downstream value chain



却相对滞后。目前对这些新技术进行建模的难点在于现有流程模拟软件内没有完善的热力学物性参数或单元操作模块,往往需要通过用户自定义输入组分性质参数和设备约束方程。因此一方面,结合实验生产数据开发严格的热力学模型或单元设备模型是进行模拟研究的基础。另一方面,这些新技术尚未大规模商业化,通过模拟研究降低其生产成本,缩短其工业化周期是另一个重要的研究方向。包括优化离子液体吸收条件和超音速喷嘴入口条件等工艺参数,改进膜组件配置等工艺结构,以及离子液体-醇胺复配溶剂等与现有工艺的集成研究。

(2)化工流程模拟软件近年来也取得了较大进步。例如HYSYS中新增的Acid Gas Cleaning醇胺体系物性包可进行严格的热力学与动力学计算,并可同时对塔器进行水力学核算。安全分析功能可通过模拟对流程的泄压情况和火炬管网进行分析,确保设计方案安全可靠。供应链管理模块可为天然气处理系统提供计划与调度工具,在价格、库存和运行等限制因素下优化生产计划,实现业务利润的最大化。自适应过程控制技术与流程模拟软件的结合,使得具有较大不确定性的复杂化工过程具备更强的鲁棒性。此外,资产性能管理套件还可基于机器学习为化工设备提供故障诊断

与运营维护,有效降低设备的维护成本。目前的流程模拟软件已逐步实现了从设计、运营到资产管理的全生命周期一体化优化。这些新功能有待在天然气处理过程的研究中被应用,而不仅仅停留在之前的设计应用层面。

(3)受到流程模拟技术的限制,先前的研究主要针对某一个工艺单元进行建模。近年来,流程模拟软件的更新与迭代为多体系耦合建模提供了条件。下一步的研究应重点考虑在全流程尺度上对天然气处理工艺进行集成与优化,特别是处理多类型不确定性模型的建立以及新型集成工艺的开发。当今,天然气处理系统面临着原料气组成变化等操作不确定性和燃料与产品价格波动等市场不确定性<sup>[60]</sup>,在全流程基础上建立鲁棒优化模型可为多气源处理系统的设计和系统的生产调度决策提供依据。另一方面,页岩气等高凝析液天然气的开采对天然气处理系统的建模提出了新的要求,国外已广泛开展了对天然气处理与烯烃等化学品生产集成工艺的研究,而国内对此却鲜有报道。通过全流程模拟探索天然气净化加工一体化发展模式,这对促进合成氨、甲醇、乙烯等相关产业发展,构建天然气上下游产业链,调整我国能源结构,促进经济发展具有重要的战略意义。

## 参考文献

- [1] BP. Statistical review of world energy[EB/OL]. [2018-08-08]. <https://www.bp.com/statisticalreview>.
- [2] ABDULRAHMAN R K, SEBASTINE I M. Natural gas sweetening process simulation and optimization: A case study of Khurmala field in Iraqi Kurdistan region[J]. *Journal of Natural Gas Science & Engineering*, 2013, 14(9): 116-120.
- [3] 马云,张吉磊,王新星,等. 天然气甲基二乙醇胺法脱硫脱碳工艺过程模拟分析[J]. *化学工程*, 2015, 43(4): 69-74. [MA Y, ZHANG J L, WANG X X, et al. Simulation of natural gas methyldiethanolamine decarbonization and desulphurization process[J]. *Chemical Engineering(China)*, 2015, 43(4): 69-74.]
- [4] 韩鹏飞,蒋洪,韩勇. 活化MDEA半贫液工艺脱碳模拟与研究[J]. *石油化工应用*, 2017, 36(1): 139-144. [HAN P F, JIANG H, HAN Y. Simulation and research of the activated MDEA method Semi-lean process based on HYSYS[J]. *Petrochemical Industry Application*, 2017, 36(1): 139-144.]
- [5] NWAHOHA C, ODOH K, IKPATT E, et al. Process simulation, parametric sensitivity analysis and ANFIS modeling of CO<sub>2</sub> capture from natural gas using aqueous MDEA-PZ blend solution[J]. *Journal of Environmental Chemical Engineering*, 2017, 5(6): 5588-5598.
- [6] BAE H K, KIM S Y, LEE B. Simulation of CO<sub>2</sub> removal in a split-flow gas sweetening process[J]. *Korean Journal of Chemical Engineering*, 2011, 28(3): 643-648.
- [7] CHO H, BINNS M, MIN K-J, et al. Automated process design of acid gas removal units in natural gas processing[J]. *Computers & Chemical Engineering*, 2015, 83: 97-109.
- [8] 李奇,姬忠礼,段西欢,等. 基于HYSYS和GA的天然气净化装置用能优化[J]. *天然气工业*, 2011, 31(9): 102-106. [LI Q, JI Z L, DUAN X H, et al. An optimization method for energy consumption of natural gas sweetening facilities based on the HYSYS simulator and genetic algorithms[J]. *Natural Gas Industry*, 2011, 31(9): 102-106.]
- [9] 李奇,姬忠礼,马利敏. 天然气脱酸气装置动态建模及分析[J]. *计算机与应用化学*, 2012, 29(1): 27-30. [LI Q, JI Z L, MA L M. Dynamic modeling and analysis for natural gas sweetening plant[J]. *Computers and Applied Chemistry*, 2012, 29(1): 27-30.]
- [10] GUTIERREZ J P, BENITEZ L A, ALE RUIZ E L, et al. A sensitivity analysis and a comparison of two simulators performance for the process of natural gas sweetening[J]. *Journal of Natural Gas Science and Engineering*, 2016, 31: 800-807.

- [11] AHMADI F. Assessing the performance of aspen plus and promax for the simulation of CO<sub>2</sub> capture plants[J]. Faculty of Graduate Studies & Research University of Regina, 2012, 23: 391–399.
- [12] PETERS L, HUSSAIN A, FOLLMANN M, et al. CO<sub>2</sub> removal from natural gas by employing amine absorption and membrane technology—A technical and economical analysis[J]. Chemical Engineering Journal, 2011, 172(2): 952–960.
- [13] AHMAD F, LAU K K, SHARIFF A M, et al. Process simulation and optimal design of membrane separation system for CO<sub>2</sub> capture from natural gas[J]. Computers & Chemical Engineering, 2012, 36: 119–128.
- [14] ALKATHERI M, GRANDAS R, BETANCOURTTORCAT A, et al. Tapping singular Middle Eastern ultrasour gas resources combining membrane and absorption systems: Potential for energy intensity reduction[J]. Industrial & Engineering Chemistry Research, 2018, 57(17), 5748–5763.
- [15] HUANG Y, ZHANG X, ZHANG X, et al. Thermodynamic modeling and assessment of ionic liquid-based CO<sub>2</sub> capture processes[J]. Industrial & Engineering Chemistry Research, 2014, 53(29): 11805–11817.
- [16] GARCÍAGUTIÉRREZ P, JACQUEMIN J, MCCRELLIS C, et al. Techno-economic feasibility of selective CO<sub>2</sub> capture processes from biogas streams using ionic liquids as physical absorbents[J]. Energy & Fuels, 2016, 30(6): 5052–5064.
- [17] NABIKANDI N J, FATEMI S. Kinetic modelling of a commercial sulfur recovery unit based on Claus straight through process: Comparison with equilibrium model[J]. Journal of Industrial and Engineering Chemistry, 2015, 30: 50–63.
- [18] PAHLAVAN M, FANAIE SHYKHOLESLAMI M A. Modeling and simulation of claus unit reaction furnace[J]. Iranian Journal of Oil and Gas Science and Technology, 2016, 5(1): 42–52.
- [19] ZAREI S, GANJI H, SADI M, et al. Thermo-kinetic modeling and optimization of the sulfur recovery unit thermal stage[J]. Applied Thermal Engineering, 2016, 103: 1095–1104.
- [20] 汪林燕. 煤化工装置中硫回收单元的模拟设计[J]. 煤化工, 2013, 41(6): 60–63. [WANG L Y. Simulation design of the sulfur recovery unit in coal chemical engineering[J]. Coal Chemical Industry, 2013, 41(6): 60–63.]
- [21] 高阳. 克劳斯装置工艺方案对比及应用[D]. 成都: 西南石油大学, 2016. [GAO Y. Comparison and application of process schemes of a Claus plant[D]. Chengdu: Southwest Petroleum University, 2016.]
- [22] 白昊. 硫磺回收工艺的模拟与优化[D]. 大连: 大连理工大学, 2013. [BAI H. The simulation and optimization of sulfur recovery process[D]. Dalian: Dalian University of Technology, 2013.]
- [23] SIGNOR S, MANENTI F, GROTTOLI M G, et al. Sulfur recovery units: Adaptive simulation and model validation on an industrial plant[J]. Industrial & Engineering Chemistry Research, 2010, 49(12): 5714–5724.
- [24] 曹虎, 黄世勇, 王富丽, 等. HYSYS软件模拟克劳斯法硫磺回收工艺[J]. 化工技术与开发, 2014, (6): 71–74. [CAO H, HUANG S Y, WANG F L, et al. Simulation of claus sulfur recovery process using HYSYS software[J]. Technology & Development of Chemical Industry, 2014, (6): 71–74.]
- [25] 陈信, 曹东, 陈龙, 等. 基于HYSYS的Claus硫磺回收过程模拟[J]. 石油与天然气化工, 2015, 44(4): 14–18. [CHEN X, CAO D, CHEN L, et al. Simulation of Claus sulfur recovery process based on HYSYS[J]. Chemical Engineering of Oil & Gas, 2015, 44(4): 14–18.]
- [26] BASSANI A, MANENTI F, RANZI E, et al. Novel coal gasification process: Improvement of syngas yield and reduction of emissions[J]. 2015, 43: 1483–1488.
- [27] ADEWALE R, SALEM D J, BERROUK A S, et al. Simulation of hydrogen production from thermal decomposition of hydrogen sulfide in sulfur recovery units[J]. Journal of Cleaner Production, 2016, 112: 4815–4825.
- [28] 陈宏福. 天然气三甘醇脱水系统模拟分析[J]. 新疆石油天然气, 2014, 10(2): 96–99. [CHEN H F. Simulated calculation on the TEG dehydration system of natural gas[J]. Xinjiang Oil & Gas, 2014, 10(2): 96–99.]
- [29] 李奇, 姬忠礼, 张德元, 等. 三甘醇脱水装置换热网络夹点技术分析[J]. 天然气工业, 2009, 29(10): 104–106. [LI Q, JI Z L, ZHANG D Y, et al. Pinch analysis on the heat exchanger network of the triethylene glycol(TEG)dehydration unit in gas purification plants[J]. Natural Gas Industry, 2009, 29(10): 104–106.]
- [30] 谢书圣, 徐心茹, 杨敬一, 等. 天然气三甘醇脱水系统吸收塔模拟计算研究[J]. 计算机与应用化学, 2011, 28(3): 343–346. [XIE S S, XU X R, YANG J Y, et al. Simulated calculation on the absorber in natural gas TEG dehydration system[J]. Computers and Applied Chemistry, 2011, 28(3): 343–346.]
- [31] NEAGU M, CURSARU D L. Technical and economic evaluations of the triethylene glycol regeneration processes in natural gas dehydration plants[J]. Journal of Natural Gas Science and Engineering, 2017, 37: 327–340.
- [32] ALNILI F, BARIFCANI A. Simulation study of sweetening and dehydration of natural gas stream using MEG solution[J]. Canadian Journal of Chemical Engineering, 2018, 96(9): 2000–2006.
- [33] ROUZBAHANI A N, BAHMANI M, SHARIATI J, et al. Simulation, optimization, and sensitivity analysis of a natural gas dehydration unit[J]. Journal of Natural Gas Science & Engineering, 2014, 21: 159–169.
- [34] 贺三, 刘阳, 樊林华, 等. DRIZO脱水工艺模拟分析[J]. 天然气与石油, 2016, 34(1): 44–48+78+10. [HE S, LIU Y, FAN L H, et al.

- Simulation analysis on DRIZO dehydration process[J]. *Natural Gas & Oil*, 2016, 34(1): 44–48+78+10.]
- [35] 刘佳, 邓道明, 万宇飞. 天然气脱水装置BTEX和VOC减排措施研究[J]. *天然气与石油*, 2016, 34(3): 47–53. [LIU J, DENG D M, WANG Y F, Study on measures to control BTEX and VOC emissions from natural gas dehydration units[J]. *Natural Gas & Oil*, 2016, 34(3): 47–53.]
- [36] SANTOS M G R S, CORREIA L M S, DE MEDEIROS J L, et al. Natural gas dehydration by molecular sieve in offshore plants: Impact of increasing carbon dioxide content[J]. *Energy Conversion and Management*, 2017, 149: 760–773.
- [37] 陈晓刚. 苏里格气田低温脱水脱烃装置换热工艺优化[J]. *油气田地面工程*, 2016, 35(8): 46–48. [CHEN X G. Heat exchange parameters optimization of low temperature natural gas processing device in sulige gas field[J]. *Oil-Gas Field Surface Engineering*, 2016, 35(8): 46–48.]
- [38] MACHADO P B, MONTEIRO J G M, MEDEIROS J L, et al. Supersonic separation in onshore natural gas dew point plant[J]. *Journal of Natural Gas Science & Engineering*, 2012, 6: 43–49.
- [39] 张诗悦, 王治红. 从伴生气中回收凝液的浅冷与膜法耦合工艺研究[J]. *现代化工*, 2016, 36(9): 193–196. [ZHANG S Y, WANG Z H. Recovery of light-hydrocarbons from the associated gases by shallow condensation coupled with membrane technology[J]. *Modern Chemical Industry*, 2016, 36(9): 193–196.]
- [40] 蒋洪, 刘晓强, 朱聪. 冷剂制冷-油吸收复合凝液回收工艺的应用[J]. *石油与天然气化工*, 2007, 36(2): 97–100. [JIANG H, LIU X Q, ZHU C. Application of the cryogen refrigeration-oil absorption combination process for NGL recovery[J]. *Chemical Engineering of Oil & Gas*, 2007, 36(2): 97–100.]
- [41] 崔丽萍. 高效复合制冷工艺回收天然气轻烃的模拟研究[D]. 长春: 吉林大学, 2016. [CUI L P. Simulation of compound refrigeration technology in efficient recovery of natural gas light hydrocarbon[D]. Changchun: Jilin University, 2016.]
- [42] LI Y, XU F, GONG C. System optimization of turbo-expander process for natural gas liquid recovery[J]. *Chemical Engineering Research and Design*, 2017, 124: 159–169.
- [43] YOON S, BINNS M, PARK S, et al. Development of energy-efficient processes for natural gas liquids recovery[J]. *Energy*, 2017, 128: 768–775.
- [44] 乔在朋, 蒋洪, 牛瑞, 等. 油田伴生气凝液回收工艺改进研究[J]. *石油与天然气化工*, 2015, 44(4): 44–49. [QIAO Z P, JIANG H, NIU R, et al. Study on condensate recovery scheme improvement of oilfield associated gas[J]. *Chemical Engineering of Oil & Gas*, 2015, 44(4): 44–49.]
- [45] 邱鹏, 王登海, 刘子兵, 等. 等压开式制冷天然气凝液回收工艺优化研究[J]. *石油与天然气化工*, 2017, 46(3): 46–50. [QIU P, WANG D H, LIU Z B, et al. Optimization of isobaric open refrigeration process for natural gas liquid recovery[J]. *Chemical Engineering of Oil & Gas*, 2017, 46(3): 46–50.]
- [46] GHORBANI B, HAMED M-H, AMIDPOUR M, et al. Cascade refrigeration systems in integrated cryogenic natural gas process (natural gas liquids (NGL), liquefied natural gas (LNG) and nitrogen rejection unit (NRU))[J]. *Energy*, 2016, 115: 88–106.
- [47] LONG N V D, LEE M. Reduce costs and energy consumption of deethanizing and depropanizing fractionation steps in NGL recovery process[J]. *Computer Aided Chemical Engineering*, 2011, 29: 1658–1662.
- [48] LEE S, LONG N V D, LEE M. Design and optimization of natural gas liquefaction and recovery processes for offshore floating liquefied natural gas plants[J]. *Industrial & Engineering Chemistry Research*, 2012, 51(30): 10021–10030.
- [49] GETU M, MAHADZIR S, LONG N V D, et al. Techno-economic analysis of potential natural gas liquid (NGL) recovery processes under variations of feed compositions[J]. *Chemical Engineering Research and Design*, 2013, 91(7): 1272–1283.
- [50] MEHRPOOYA M, VATANI A, MOUSAVIAN S M A. Introducing a novel integrated NGL recovery process configuration (with a self-refrigeration system (open-closed cycle)) with minimum energy requirement[J]. *Chemical Engineering and Processing: Process Intensification*, 2010, 49(4): 376–388.
- [51] 张晓刚. 普光气田高含硫天然气净化装置能耗分析与优化[D]. 北京: 北京化工大学, 2015. [ZHANG X G. The comprehensive analysis and optimization of energy consumption in high sour gas purification of Puguang gas field[D]. Beijing: Beijing University of Chemical Technology, 2015.]
- [52] ASIL A G, SHAHSAVAND A. Reliable estimation of optimal sulfinol concentration in gas treatment unit via novel stabilized MLP and regularization network[J]. *Journal of Natural Gas Science & Engineering*, 2014, 21(6): 791–804.
- [53] SAYED A E R, ASHOUR I, GADALLA M. Integrated process development for an optimum gas processing plant[J]. *Chemical Engineering Research & Design*, 2017, 124: 114–123.
- [54] GONG J, YANG M, YOU F. A systematic simulation-based process intensification method for shale gas processing and NGLs recovery process systems under uncertain feedstock compositions[J]. *Computers & Chemical Engineering*, 2017, 105: 259–275.
- [55] EHLINGER V M, GABRIEL K J, Noureldin M M B, et al. Process design and integration of shale gas to methanol[J]. *Acs Sustainable Chemistry*, 2014, 2(1): 30–37.
- [56] MARTÍN M, GROSSMANN I E. Optimal use of hybrid feedstock, switchgrass and shale gas for the simultaneous production of



- hydrogen and liquid fuels[J]. *Energy*, 2013, 55(1): 378–391.
- [57] SALKUYEH Y K, ADAMS T A. A novel polygeneration process to co-produce ethylene and electricity from shale gas with zero CO<sub>2</sub> emissions via methane oxidative coupling[J]. *Energy Conversion & Management*, 2015, 92: 406–420.
- [58] CHANG H, YOU F. Shale gas processing integrated with ethylene production: Novel process designs, exergy analysis, and techno-economic analysis[J]. *Industrial & Engineering Chemistry Research*, 2015, 53(28): 11442–11459.
- [59] 郑洪昊, 邓春, 冯霄. 高凝析液页岩气处理集成环氧乙烷生产过程建模与模拟[J]. *计算机与应用化学*, 2015, 32(11). [ZHENG H H, DENG C, FENG X. Modeling and simulation of NGLs-rich shale gas processing integrated with oxirane production[J]. *Computers and Applied Chemistry*, 2015, 32(11).]
- [60] GAO J, YOU F. Design and optimization of shale gas energy systems: Overview, research challenges, and future directions[J]. *Computers & Chemical Engineering*, 2017, 106: 699–718.

(编辑 马桂霞)