

# 危化品安全整治再出“重拳”

■本报记者 李玲

### 核心阅读

继中共中央办公厅、国务院办公厅发布《关于全面加强危险化学品安全生产工作的意见》和国务院安委会印发《全国安全生产专项整治三年行动计划》之后,国务院安委会又于近日印发《全国危险化学品安全风险集中治理方案》,开展为期一年的危化品集中治理。危化品安全管理除了要强化此前的常规“动作”外,还要提升安全风险数字化、智能化管控水平。

## 利用一年时间集中治理

《方案》列出了要重点治理的突出问题和重大安全风险。包括安全发展理念不牢以及安全生产责任不落实两大类突出问题,以及生产储存、交通运输、废弃处置、化工园区四个环节重大安全风险。

为进一步完善重点保障制度措施,《方案》强调要加强危险化学品安全监管统筹协调,严格落实部门监管责任。各地区研究出台具体措施,强化危险化学品重点市县、储存量大的港区,以及各类开发区,特别是内设化工园区的开发区危险化学品安全监管职责,落实落细监管执法责任,配齐配强专业执法力量,建立完善与区域发展相适应的危险化学品安全监管工作体系。

另外,《方案》指出要进一步提升本质安全水平,开展危险化学品生产企业老旧装置安全风险评估,实施分类整治,加强老旧装置安全运行监控,分步完成老旧消防设施改造,建立长周期安全运行的技术保障体系。制定

重特大事故。

在多位业内人士看来,这是继中共中央办公厅、国务院办公厅《关于全面加强危险化学品安全生产工作的意见》和国务院安委会《全国安全生产专项整治三年行动计划》两个文件之后,针对危化品安全管理的又一重磅文件,对进一步推动危化品规范化管理具有重要意义。

印发《化工园区建设标准和认定管理办法》,开展化工园区安全整治,推动各地区落实“一园一案”整治提升方案,实施重点化工产业聚集区重大安全风险防控项目,确保 2022 年底前全部达到一般或较低安全风险等级。

最后,《方案》要求各地区要对照本方案,2022 年 1 月底前完成具体方案制定和动员部署,2022 年 11 月底前完成治理任务、2023 年 1 月底前完成总结验收。

“近年来,我国危化品相关的安全事故不少,危化品的安全整治力度也不断加大。此次出台的《方案》非常细致,全面,对危化品各个环节存在的突出问题和重大安全风险进行了梳理,并做了具体部署。文件要求危化品企业、相关部门强化危化品行业管理,肯定是一个好事,相关企业也应积极支持和配合,推动我国危化品安全管理进一步向好。”一位不愿具名的业内专家指出。



## 多环节存安全隐患

据了解,危险化学品涉及行业领域广、链条长,安全风险大、治理任务重。目前包括生产、储存、运输、处置等在内的多个环节仍存在较为突出的安全隐患。

以生产环节为例,《方案》指出,一些精细化工企业没有按要求开展反映安全风险评估,部分涉及高危工艺的生产装置未实现全流程自动化控制,操作人员专业能力资质不达标。高危工艺和特别管控危险化学品企业安全设计水平低,风险隐患排查治理不彻底,常态化风险管控机制缺失。一些化工企业老旧装置数量多,压力容器管道安全风险增大,预防性维护和常态化监测监控措施跟不上,腐蚀泄漏风险增大。

“危化品生产企业目前大多都进了化

工园区,一个园区有几十家或上百家化工企业。但一些园区最初的规划、企业的人园门槛以及入园后的规范管理,有时做得并不到位。”北京歆迪安全技术服务有限公司总经理张华指出,“从安全设计规划到设备可靠性再到管理人员的素质,这些是危化品安全管理最基本的要素。很多企业一直在做安全管理建设,但只是形式上的,没有从根本上去做,导致很多要求没法执行下去。”

“目前化工园区整体的安全形势稳中向好,但一些园区在安全方面仍存在安全隐患和风险。”中国石油和化学工业联合会化工园区工作委员会秘书长杨挺对记者表示,一是硬件,化工园区的安全管理是一个

系统工程,需要从设计、公用配套、智能化等方面齐抓共管,特别是智慧化手段,对于安全风险管控作用突出。但目前并不是所有的化工园区都在开展这项工作。二是软件,也就是管理人员,化工行业是一个涉危涉爆行业,但并不是所有化工园区都配备了足够的专业管理人员。三是标准化工作,目前针对化工园区,相关部门已出台了近二十项国家标准、行业标准以及团体标准。这些标准的出台对促进化工园区的规范化发展具有重要意义,但是并不是所有的园区在建设运营时都参照这些标准执行了。

另外,《方案》还提出,在危化品的运输和废弃处置环节中,违规操作等突出问题也易埋下安全隐患。

## 加强智能化管理建设

记者注意到,《方案》还针对危化品领域的智能化管理做了部署,提出要提升危化品安全风险数字化、智能化管控水平,建立重大危险源企业安全风险分级管控和动态监测预警常态化机制,深入开展“工业互联网+危化安全生产”试点等。

在多位受访者看来,《方案》出台后,全国各危化品相关企业将迎来一轮更加严格的安全整顿,其中,智能化管理是重要抓手。

“要用数字化、智能化的方法,提高危化品安全管理的效率。现在一些大型危化

品生产企业,从最初的设计就开始引入数字化,或进行一些数字化改造,以便提前预警、处置安全风险,这对提升企业整体的安全管理水平非常重要。但一些小的危化品企业,智能化还停留在表面,在这方面需要进一步加强。”张华指出。

杨挺也表示:“接下来,全国已认定的化工园区将参照六部委最新出台的《化工园区建设标注和认定管理办法》进行复核,同时根据应急管理部的要求,对各地化工园区的安全风险进行评估分级,倒逼化工园区达到一般风险或较低风险水

# 二氧化碳驱油潜力待挖

■本报记者 仲蕊

2021 年 12 月 27 日,中石化华东石油局液碳公司在南化公司的煤制氢尾气捕集项目正式投产运行,标志着长三角地区首个 20 万吨 CCUS(二氧化碳捕集、利用与封存)示范项目正式建成。在此之前,为提高能源利用率和实现化石能源大规模低碳化利用,中国石油、中国石化等企业已开展多项 CCUS 技术探索项目。

近年来,随着油气勘探的不断深入,我国低渗透油藏比例逐渐增大,约占全国已探明储量的 2/3,为解决低渗透油藏开发难度大、开采效率低等问题,注气驱油技术受到重视。据中国石油勘探开发研究院的数据,全国约有 130 亿吨原油地质储量适合二氧化碳驱油,可提高采收率 15%,增加可采储量 19.2 亿吨,并封存二氧化碳约 47 亿—55 亿吨;若考虑全部油藏潜力,二氧化碳封存量将达 150 亿吨以上。但业内人士指出,由于技术不足、市场体系建设力度不强,CCUS 技术大规模应用及降碳潜力远未得到充分发挥。

### 可提高油田采收率 5%—15%

据业内人士介绍,二氧化碳是一种优良的驱油剂,可以和地下原油互相融合混相,具有混相压力低和降低界面张力的特点,可在水驱基础上提高油田采收率 5%—15%。在此背景下,我国 CCUS 示范项目中捕集的二氧化碳,在各种形式的再利用中,以提高石油采收率为主。

根据生态环境部环境规划院发布的《中国二氧化碳捕集利用与封存(CCUS)年度报告(2021)》,截至 2020 年底,我国已投运或建设中的 CCUS 示范项目约 40 个,碳捕集能力达 300 万吨/年。项目主要以石油、煤化工、电力行业小规模捕集驱油示范为主,重点开发二氧化碳提高石油采收率(CO<sub>2</sub>-EOR)项目。

2021 年 7 月,我国首个百万吨级 CCUS 项目,即齐鲁石化-胜利油田 CCUS 项目启动建设,该项目由齐鲁石化捕集二氧化碳运送至胜利油田进行驱油封存,预计未来 15 年,该油田将累计注入 1068 万吨二氧化碳,实现增油 227 万吨。此外,长庆油田、延长油田、新疆油田等均已利用 CCUS 技术进行二氧化碳驱油。

西北大学地质学教授马劲风表示,虽然我国目前尚处于二氧化碳驱油技术发展的初期阶段,但吉林油田、胜利油田、中原



全国约有 **130 亿吨**原油地质储量适合二氧化碳驱油,可提高采收率 **15%**,增加可采储量 **19.2 亿吨**,并封存二氧化碳约 **47 亿—55 亿吨**;若考虑全部油藏潜力,二氧化碳封存量将达 **150 亿吨**以上。

油田等混相驱油项目都已取得一定进展,在实现二氧化碳捕集与封存的同时,有效解决了低渗透油藏“注不进、采不出”的难题,有助于进一步提高原油产量。

### 技术水平偏低制约规模化发展

“与国外百万吨以上的驱油项目相比,我国 CCUS 项目仍面临规模小、驱油效果不稳定、驱油收益偏低等问题。”马劲风坦言,在从煤电厂、钢铁厂、水泥厂等低浓度气源捕集并提纯二氧化碳,再运输到油田进行驱油和二氧化碳地质封存这一过程中,仍存在着多个技术难题。

马劲风举例称,在二氧化碳捕集环节,国内较大的煤电捕集项目分别是 2009 年投产的上海石洞口第二电厂 10 万吨/年捕集设施和 2021 年 6 月投产的陕西国华锦界电厂 15 万吨/年捕集设施,但应用过程中发现,这些项目的实际年捕集能力较低,甚至无法测试捕集系统满负荷运行时的效率。

而二氧化碳输送能力偏低则进一步阻碍了我国 CCUS 项目的规模化发展。据悉,目前国内二氧化碳大多依靠罐车运输,相关 CCUS 项目运输规模只能勉强达到 10

万吨/年左右。而部分发达国家已经有超过 5000 公里的专门二氧化碳输送管道,还有的输送能力已经达到 1460 万吨/年。

“除了封存规模偏小之外,驱油效果不稳定的技术问题,也影响了二氧化碳混相驱油产量,反过来也降低了油田对二氧化碳的需求。很多驱油项目并没有开展井口回收回注,注入的二氧化碳很大一部分又从生产井返回到了大气中。”马劲风认为,应进一步开展完整的观测、监测与证实技术,以确定二氧化碳封存地点、规模,进而形成稳定的市场化需求。

### 补贴力度待提升

由于技术水平限制,CCUS 的大规模应用成本偏高,我国 CCUS 技术距离商业化应用还有很大距离。厦门大学中国能源政策研究院院长林伯强对记者表示,由于 CCUS 项目成本高昂、未能建立相关的产业链集群,因而难以产生经济效益,导致产业投入严重不足。

2021 年 10 月,国务院印发的《关于完整准确全面贯彻新发展理念做好碳达峰碳中和工作的意见》和《2030 年前碳达峰行动方案》中,曾多次提及 CCUS 技术,并

指明了 CCUS 技术的发展方向。“政策对于我国加速发展 CCUS 技术尤为关键。对标国际,挪威、加拿大的碳税及发达国家更细致的一些激励政策等,都可以为我国的 CCUS 产业发展带来启示。”马劲风表示。

“现阶段,很多企业已经看到了国内 CCUS 项目与国外的差距,大规模 CCUS 项目投资与建设正逐步开展。但需要注意的是,CCUS 的相关技术问题还没有得到根本改进,需要时间逐步推动技术进步及大量投资。”马劲风表示,一方面要持续加大技术研发投入,瞄准关键技术和装备升级;另一方面,地质封存是 CCUS 实现大规模减碳的落脚点,提升二氧化碳大规模地质封存的需求才能带动捕集、运输、驱油等产业链和供应链的聚集、发展和壮大,因此要建立起以地质封存为核心的 CCUS 集群或市场体系。

林伯强进一步指出,在认可了 CCUS 具有原油产量效益及环境效益的基础上,除了在政策中点明 CCUS 发展的必要性,更应加大对这一产业的补贴力度,并重视产业标准化和市场体系建设,在大型国有企业中合理部署 CCUS 产业链各环节试点示范,为产业发展注入“强心剂”。

## 增储上产

### 渤海油田建成我国第一大原油生产基地

本报讯 1 月 9 日,中国海油宣布,我国最大海上油田——中国海油渤海油田 2021 年原油产量达到 3013.2 万吨,成为我国第一大原油生产基地,原油增量约占全国增量的近 50%。

3000 万吨相当于我国原油年产量的 1/7,开采这 3000 万吨原油,每年平均需要 488 口钻井同时作业,钻井总进尺 112 万米,相当于 126.6 个珠穆朗玛峰的高度。

渤海油田始建于 1965 年,是我国海洋石油工业的发源地,也是中国海油产量最高、规模最大、效益最好的主力油田。投产 50 余年来,已发现探明石油地质储量超 44 亿吨、天然气地质储量近 5000 亿方,累计为国家贡献油气超 4.93 亿吨。

自 2019 年全面实施油气增储上产“七年行动计划”以来,渤海油田连续勘探发现四个亿吨级油气田,三年共生产原油 8535.3 万吨、天然气 91.5 亿方。目前,该油田拥有 50 余个在生产油气田,180 余个生产设施,已建成遍布环渤海三省一市,集勘探开发、工程建设、生产运行于一体的综合性油气生产基地。

中海油天津分公司开发总师赵春明表示,渤海油田不仅油藏分散,且原油粘度高,以稠油油藏为主,要经济有效开发这些“低边稠”油田,难度极大。

为此,自上世纪九十年代以来,中国海油已连续开展三次“优快钻井”提升行动,使平均钻井周期从 57 天下降至 10 天以内,钻井效率提升 6—7 倍,为渤海油田的快速发展打通了关键瓶颈,此外,还相继攻克多项勘探开发系列技术难题。这些成果标志着我国近海勘探开发技术已达到世界一流水平。 (仲能)