

国际油价疯涨对我国影响几何?

■本报记者 李玲

核心阅读

供应偏紧导致国际油价从去年下半年开始持续走高。高油价给我国石油产业下游带来一定成本压力,但也将推动我国能源结构转型,有利于新能源产业发展,促进国内加大油气勘探开发。

今年以来,国际油价持续走高。WTI和布伦特原油价格均由去年12月初的不足70美元/桶上涨至2月初的90美元/桶以上。2月24日,WTI和布伦特原油盘中最高价格双双突破100

美元/桶,创7年来新高。此后,国际原油价格继续一路走高,截至3月3日收盘,WTI和布伦特原油期货价格均飙至110美元/桶左右。多位受访者指出,受国际石油供需紧张

等多重因素影响,国际油价一路高歌猛进。在当前超100美元/桶的高油价下,我国石油市场、能源转型乃至整个社会经济发展受到的影响将是多方面的。

供应紧张推升油价

“去年下半年,国际油价就开始上涨,这跟供需失衡有一定关系。去年全球经济复苏,导致石油需求增加。但在供应端,由于上游勘探开采投资不足,以及OPEC+的限产,出现了一定的供应紧张。”对外经济贸易大学国家对外开放研究院教授董秀成对记者表示。

“国际原油价格走高背后有一个最基本的逻辑,就是整个原油市场一直处于供应偏紧的状态。”海通期货股份有限公司投资咨询部能源化工负责人杨安表示,“OPEC+一直在进行供应端产量的管理,整体上是减产的,加之需求恢复,2021年整个原油库存大幅去

库,大概减少了6亿桶,导致全球原油库存处于7年以来的低位,价格自然就高了。”

中国石油大学(北京)油气政策与法律研究中心主任陈守海也表示,“在全球降碳背景下,各国纷纷提出能源转型目标,这对石油产业的发展前景预期造成一定影响。国际上对石油勘探开发的投资积极性降低,在一定程度上影响了石油产量。整体来看,能源转型背景下的石油产业发展后劲不足,导致供应不足。”

至于接下来国际油价将如何发展,受访者也给出了各异的看法。

“各种因素造成供应吃紧的状态,目前来

看暂时还是无解的。”杨安指出,“未来不排除油价会继续升到120美元/桶甚至更高价格的可能。年初展望原油价格时,我们预测今年布伦特原油平均价格会在75美元/桶左右,目前来看可能会抬升10美元/桶—20美元/桶,在85美元/桶—95美元/桶这个区间。”

陈守海表示:“一两个月或两三个月内,油价可能还会进一步上升,但可能下半年会快速下跌,毕竟从整体来看,国际社会都不希望油价过高。”

董秀成则指出:“由于目前影响油价的各种因素难以预料,不确定性较大,预计今年上半年油价会剧烈震荡,下半年则相对平稳。”

下游市场持续承压

持续走高的国际原油价格,已经在我国下游市场产生连锁反应。来自咨询机构金联创的统计数据显示,3月2日,山东地方炼厂92#汽油平均出货价格为9619元/吨,较年初上涨2050元/吨,涨幅达27%;柴油平均出货价格为8026元/吨,较年初上涨1000元/吨。主营炼厂92#汽油平均出货价格为9812元/吨,较年初上涨近2000元/吨;柴油平均出货价格为8342元/吨,较年初上涨近1000元/吨。与此同时,下游化工产品价格也出现一定程度的上涨。

“石油作为基础能源和重要的化工原料,其产业链下游的成品油和化工原料是国民经济赖以发展的基础。这些产品价格的提高,会相应提高物流运输成本以及化工产品的价格,对整个经济发展产生影响。另外,我国原油对外依存度偏高,每年要进口近6亿吨原油,相当于增加了很大的经济成本。”陈守海指出。

另外,对产业链下游企业来说,高油价也将使其持续承压。

“油价高企带来的最大影响应该是会抑制消费需求。油价到了90美元/桶以上,就能明显看到,不管是汽柴油还是化工品,这些下游产品的价格都会上涨,但涨幅明显跟不上原油的涨幅。这就说明,下游市场对高价的接受度明显偏低。”杨安指出,“原料端成本不断抬升,利润被压缩,炼化企业会处于比较被动的状态。根据我们的跟踪,尤其是柴油市场、沥青市场,他们的裂解利润一直在往下走。”

倒逼能源结构加速转型

尽管国际油价上涨会在一定程度上增加下游炼化企业的成本,抬升下游产品价格,但上述多位受访者也对记者表示,从另一方面讲,在当前能源转型的大背景下,化石能源价格高企,或许能加速推进能源替代,降低化石能源消费,促进新能源产业的发展。“我国能源转型、非化石能源发展的动力会更足。”董秀成说。

“从我国能源转型的角度讲,高油价也是一个机会。”杨安指出,“过高的化石能源价格,可能会加快能源体系向新能源转型的速度。以前化石能源便宜,推动新能源替代可能会存在一定障碍,但现在油价这么高,新能源的成本优势得到凸显,转型会相对顺利一些。另外,目前我国炼油产能过剩,高昂的原料成本也会加速淘汰落后产能。”

“我们曾经经历过超140美元/桶的高油价,现在大家对高油价已经不会感到特别恐慌。再加上我们现在面临能源转型,油价升高对新能源的发展会产生一定的促进作用。比如,降碳目标下我们要大力发展新能源,高油价无疑会提高新能源的竞争力,加快新能源汽车的普及。同时,我们提出要‘能源的饭碗必须端在自己手里’,加大国内油气的勘探开发力度,高油价也有利于上游的油气勘探开发。”陈守海表示。

油企成CCUS项目建设“主力军”

本报讯 记者张金梦报道:2月25日,中国石油CCUS(二氧化碳捕集、利用与封存)工作推进会在京召开。会议指出,中国石油将组织推动300万吨CCUS规模化应用示范工程建设,加强CCUS产业布局,加快CCUS规模化应用,推动油气业务绿色低碳发展。

此前,由中国石油主导的新疆CCUS中心已成为油气行业气候倡议组织(OGCI)在全球部署的首批5个CCUS产业促进中心之一。中国石油相关负责人表示,2021年,中国石油CCUS注入埋存二氧化碳近60万吨,目前正在加快完善松辽盆地300万吨CCUS方案论证和建设实施。

除中国石油之外,中国石化、中海油也在积极布局CCUS项目。1月29日,我国首个百万吨级CCUS项目——齐鲁石化-胜利油田CCUS项目建成中交;2021年12月27日,中国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示范项目正式建成;去年5月,中国海油携手中国华能集团,就CCUS前沿技术等达成合作。

近两年,为提高能源利用率和实现化石能源大规模低碳化利用,CCUS已成石油行业绿色低碳转型的重要突破口,中国石油、中国石化等油企纷纷加强CCUS布局,石油企业已成为CCUS技术探索项目的“主力军”。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,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(CO₂-EOR)项目。

中国石油勘探与生产公司新能源处处长苏春梅表示,石油企业开展CCUS示范项目,将二氧化碳捕集纯

化后注入地下用于油田驱油可提高原油采收率。有业内人士指出:“目前国内新发现的油田多为低渗透油藏,这种油藏较难开发,油田在细密注水的岩石里‘注不进水、采不出油’。而二氧化碳的特殊性质恰好适合低渗透油藏的开发,可以将难动用的储量变为优质储量,提高油田采收率10%至20%。”

同时,开展CCUS项目也可助力石油企业直接减少二氧化碳排放。根据国家重大基础研究等项目评估,当前,我国约有130亿吨原油地质储量适合二氧化碳驱油,可封存约47亿吨—55亿吨二氧化碳。以齐鲁石化-胜利油田百万吨级CCUS项目为例,有专家预计,未来15年,该项目可累计注入二氧化碳1068万吨。

但当前,CCUS仍属新兴产业,尚处在研发与示范阶段。中国石油和化学工业联合会产业发展部副主任李永亮表示,当前,CCUS在二氧化碳减排量认定和归属、商业模式创新方面仍有提升空间。

记者在采访中了解到,在现有技术条件下,CCUS将额外增加140元/吨—600元/吨的二氧化碳减排运行成本,投资偏高,且目前不同行业之间的成本分摊规则并不明确。有业内人士建议,CCUS产业链条中各产业环节,需进一步梳理与明确减排责任、权利与义务,CCUS成本分担、减排效益的分享机制需政府引导、市场调节。

对此,苏春梅建议,未来,国家应加大对CCUS工作的支持力度,建议出台财税支持政策,进一步促进CCUS业务的可持续发展,并出台合理存二氧化碳的考核激励政策,进一步调动各埋存企业积极性。

伴随CCUS项目大规模应用,成本问题将在未来得到进一步改善。厦门大学中国能源政策研究院院长林伯强预计,未来CCUS技术会出现巨大进步,到2045年—2050年左右,CCUS的单位减排成本可以大幅度下降。

风险控制、能力提升、排放管理等问题待解——

危化品产业转移考验重重

■本报记者 朱妍 实习记者 杨梓

应急管理部近日公布的一组数据显示,在我国中西部和东北地区承接转移项目的主要省份中,2019年以来新增转移项目632个。这些转移项目中,高危工艺占比大、部分项目本质安全水平低。按照危险化学品项目2年—3年的建设周期,今年预计有470多个项目集中投产。

应急管理部认为,部分承接地统筹发展和安全不够,在安全基础、监管能力、人员专业素质等方面不匹配的情况下,盲目承接转移项目。“如果风险管控不到位,很可能进入事故多发易发期。”应急管理部危化监管一司司长孙广宇直言,危化品项目正由江苏、浙江等东部沿海地区,加速向中西部和东北地区转移。承接产业转移是区域经济发展的重要动力,但同时相关地区也面临着不小考验。

转移不只是地理位置的变动

产业转移符合经济发展规律,中西部及东北地区也有承接危化品项目的优势。“高危项目往往属于高耗能产业,需要更大的安全距离,对供应充足、价格低廉的能源资源需求比较大。”中国石油大学油气政策与法律研究中心主任陈守海告诉记者,中西部及东北地区的土地、能源等供应相对宽裕,具备一定的吸引力。

记者了解到,目前已有21个省区选择产业承接。例如,湖北仙桃、天门、荆州等地均有重点承接县,涉足新材料、新化工等领域;宁夏作为化工产业转移的重要承接地,初步形成了以煤化工、石油化工、精细化工等为主导的产业结构。面向所有承接地区,应急管理部将开展为期一年的专项整治,着力把好安全关。

“相比东部沿海,承接地区在资金、基础设施等方面不存在太大劣势,主要短板是安全意识、管理水平等。比如,企业是项目运营的日常管理者,本应该最清楚安全

风险,但部分企业却抱有侥幸心理,希望以最小成本追求利润最大化,从而压缩安全生产等成本,有的甚至在已经认识到隐患的情况下还‘冒险赌一把’。再如,政府监管相当重要,但中西部的一些相对欠发达地区,面对来之不易的项目,担心过于严格会‘吓跑’投资者,所以铤而走险,还有些地方规章制度不健全,存在管理漏洞,或是对承接项目的工艺、技术不了解,难以辨认安全风险。”陈守海介绍。

“这些项目生产过程复杂,管理要求相对较高。转移项目应借机通过技术进步提高本质安全水平,而不只是地理位置上的变动,要避免将风险从东部地区转移到其他地区。”危化品行业专家陈丹江进一步称。

管住增量与治理存量并行

对于承接地区而言,需要提升的不只是安全管理能力。中国化学品安全协会副总工程师王达坦言,危化品行业的高危性质决定了其生产、储存、运输、废弃处置等环节易存在漏洞,系统性风险仍存。在缺乏经验的中西部等地,问题更为严峻。

孙广宇建议,应从三方面加强能力把关:一是管住增量,推动承接化工园区制定总体规划、产业发展规划和项目准入条件,加快建立完善项目准入管理制度,严把增量准入门槛,确保项目“优生”;二是治理存量,从省级层面统筹,实施承接地现有项目安全设计诊断,逐一评估,优胜劣汰,全面提升本质安全水平;三是提升园区质量,加快推进承接地化工园区安全风险评估复核和“一园一策”整治提升。

“危化品项目转移后,如果治理不当,污染极易随之而来,对承接地的用能情况、环境容量产生影响。短期内扎堆投产,当地能否做好废气、废水及废渣处理?承接项目的能效水平怎么样?能否达到高耗能行业所对应的基准值?”陈丹江关注到,中西

部不少地区生态系统相对脆弱,一些大型项目为避开城市或居民集聚区,往往选择郊区、沙漠等偏远地带,对排放管理、环境监督的能力要求更高。“此外,节能降碳要求越来越严,这些项目又是碳排放大户。既要谋发展也要控排放,对项目本身和所在地区均是考验。”

从源头提升本质安全水平

记者了解到,山西、四川、湖南等地已纷纷开展危化品产业转移项目和化工园区安全风险防控专项整治。此外,应急管理部还筛选了50个重点县(园区)进行攻坚,以示范带动其他地区。

“更重要是从源头提升本质安全水平,健全重大风险防范化解机制。”王达提出,在新形势下,应注重安全风险数字化智能化管控水平。考虑到承接地区可能专业性欠缺,人员培训不可忽视。“比如,以精细化工和重大危险源企业为重点,督促企业通过学历提升、内部调整、人才招录等方式,实现岗位操作人员安全资质达标。”

陈守海表示,要真正树立“安全高于一切”的理念。“特别是要提高承接地区主管部门、企业的管理能力,让真正懂技术、能执法的人留得住、用得好。”

“即便项目顺利投运也不等于一劳永逸,承接地区不断提升节能减排标准,对项目的要求也将提高。而且东部沿海部分发达城市已经走在减排前列,随着高耗能项目陆续转出,无形中将继续拉大与承接地区的排放差距,给后者带来更大压力。”陈丹江表示,中西部多地可再生资源资源丰富,有的地区正在试点绿氢化工产业融合减碳项目,并鼓励项目更多使用绿色电力,积极开发优质耐用可循环的绿色产品,提高低碳原料比例,减少产品全生命周期碳足迹,这是一条可借鉴的绿色与可持续发展路子。

