

油受阻 “气” 不顺

■作者 苏佳纯

继新型冠状病毒的破坏性影响，油价下跌更加引发了全球市场的普遍悲观情绪。双重不利因素叠加，短期内欧洲LNG价格降到3美元/mmbtu左右，美国LNG价格接近底价，全球天然气价格已然触底。油价低位运行对未来天然气市场产生的影响更为复杂。

国际供应，下行是大势

中短期内，受低油价影响，全球天然气供应最大下行风险来自美国非常规油田伴生气的减产，来自世界其他地区天然气供应减少的风险较小；现有天然气生产项目的中期勘探计划以及新建项目的投资将受到更严格的审查。

来自美国非常规油田伴生气的影响并非立竿见影，因为当前天然气价格仍然高于井口可变操作成本。据伍德麦肯兹的预测，到2020年底，相比油价下跌前的预测数值90.5bcf/d（10亿立方英尺每天），美国天然气产量将下降近0.9bcf/d。随着更多钻井计划取消，这种情况可能会更加严重。预计2021年底，美国天然气产量可能比油价下跌前的预测值低3.1bcf/d。其中，2020年和2021年的美国二叠系盆地伴生气产量将分别减少0.2bcf/d和0.8bcf/d。

在低油价情形下，随着钻井逼近底价，世界其他地区的开发商可能会推迟天然气项目的勘探计划，延迟投资。可能受到影响的的项目包括与油价挂钩的澳大利亚煤层气、巴西盐下油田与伴生气，以及尼日利亚、阿尔及利亚的天然气开发项目。

由于全球大部分LNG项目主要气源为非伴生气供应，预计短期LNG供应不会受到油价下跌的影响。但2019年创纪录的LNG供应端投资，以及今年LNG现货价格暴跌，已经考验着开发商在2020年批准新建LNG项目的决心。油价的下跌，将使这些决定更加复杂。

尽管当前的油价与处于最终投资决定(FID)前LNG项目的经济可行性无关，但油价下跌将产生如下几个后果：一、无论是石油生产企业还是与油价挂钩的LNG供应商，都对石油价格存在风险敞口，将对资本投资进行限制；二、股东和融资方对与油价挂钩的LNG项目投资将更加审慎；三、美国LNG相较于与油价挂钩的LNG竞争力将下降；四、计划在FID之前将项目资产出售的投资者，可能对交易产生犹豫。

因此，2020年和2021年进行FID的LNG项目将减少，莫桑比克、毛里塔尼亚、塞内加尔以及澳大利亚的相关项目将面临压力。2024-2027年间，全球LNG供应可能因此减少。但是，已经通过FID的LNG项目改变投资计划的可能和范围有限。预计这些项目依然会继续大力推进，确保建设工期，尽快实现正现金流，所以对之后LNG的供应也不必太过悲观。

对于长期LNG供应来说，最大的不确定性来自卡塔尔。2020年卡塔尔计划批准其北部气田扩建项目新增6条大型LNG生产线。由于项目本身现金流盈亏平衡较低，加之卡塔尔有增加全球LNG市场份额的雄心，即便在低油价的情况下，卡塔尔可能不会改变计划，只会寻找降低成本的机会。不过，由于油价下跌，总承包行业面临压力，LNG项目在这种环境下降低成本的空间有限。

国际需求，变化复杂

2020年全球天然气需求已经面临极大压力。年初，因新冠肺炎疫情的暴发，大幅减少了中国的天然气消费。尽管全球在努力遏制病毒的传播，但目前病毒已在全球蔓延。受此影响，预计亚太及其他地区的天然气需求将继续下滑。低油价对区域天然气市场需求的影响较为复杂，主要取决于市场结构和替代燃料的竞争力。

本轮油价的下跌将会影响从2021年开始的天然气及LNG长约定价，导致亚

洲、欧洲的LNG合约价格下降，有利于推动区域市场煤改气的进程，但油改气进程将有所阻滞。同时，LNG在与直接和油价挂钩的管道气的竞争中处于劣势。

在天然气价格由加权平均天然气成本(WACOG)确定的亚洲主要市场，如日本、韩国，随着油价大幅下跌至35美元/桶以下，考虑到LNG合同的滞后性，WACOG的价格在未来6~9个月内将下跌约一半。低气价在经济性上支持电力行业煤改气，但煤炭与天然气的竞争仍然激烈。

对于印度、加勒比海和中美洲等市场，天然气需求将受到石油作为替代燃料的竞争压力。LNG期货与现货将与原油、液化石油气、石脑油等燃料竞争，较低的油价将放缓工业领域油改气的进程。由于受到来自其他燃料的有力竞争，需要强有力的政策推动或是对其他燃料的禁令，才能保障天然气需求的增长。

欧洲的天然气需求不会受到太大影响。目前与油价挂钩的俄罗斯管道气合同在俄罗斯天然气工业股份公司投资组合中所占比例不到25%，而且其目前的市场份额占比不太可能改变。阿尔及利亚送往西班牙的管道气合同价格全部与油价挂钩，采用照付不议条款。若油价保持低位，西班牙买家将购买更多的阿尔及利亚管道气。由于合同的滞后性，这种情况在2020年10月之后才会实现。至2021年，由于阿尔及利亚管道气的增加，进入西班牙的LNG将减少20亿立方米，这给原本供应过剩的LNG市场带来更大的压力。

美国天然气长期需求增长主要来自于工业领域，预计需求将会下滑。天然气需求增长的很大一部分来自石化厂的支撑，而随着下游聚乙烯市场利润率的下降，新化工厂的投产可能会推迟。

从长期来看，虽然不同的市场在以不同的方式做出反应，但全球能源转型的大趋势并不会改变。来自石油市场的巨大冲击波，无疑会让决策者重新审视如何满足未来能源需求这一议题。在化石能源与可再生能源竞争过程中，油价下跌将使化石能源更具成本竞争力，但大宗商品市场的波动可能会鼓励一些监管机构从石油和天然气更快地转向能源多元化。

每个市场都在考虑如何正确地平衡能源供应清洁性、低成本和安全性之间的关系。欧洲在推进“欧洲绿色协议”，预计大宗商品价格前景的变化并不会对这一进程产生影响。美国能源转型更多的是从经济角度进行引导，油价走低将使石油和天然气产量减少。

然而，较低的油价预计将有利于提升亚洲天然气的需求。亚洲煤炭价格一般比天然气便宜，但是与油价挂钩的天然气价格降低将会促进煤改气的推进。尽管天然气价格走低不足以确保天然气需求提升，但将巩固现有天然气政策并促使更多的相关政策出台。

持续走低的天然气价格会加快推进亚洲市场天然气行业的改革，有效的改革将反过来刺激天然气基础设施投资和天然气长期需求的增长。但油价的波动以及对化石能源供应国地缘政治稳定性的担忧，可能促使亚洲重新评估能源安全，从而采取更迅速、更大力度的措施远离化石燃料。

国内供应，影响有限

国内天然气生产受到新冠肺炎疫情的短暂影响后，一线生产项目2月7日起已陆续复工复产。截至3月1日，石油石化全行业开工率已达95%以上。

预计此轮油价下跌对国内天然气供应的影响有限，在产天然气项目生产计划基本不受影响。由于国内天然气定价机制不与外部油价挂钩，在长期稳定保供的压力下，未投产天然气生产项目延迟的可能性相对较低。是否延期主要取决于各企业受油价下跌影响而缩减的资本支出计划。以“三桶油”为主体的上游天然气开发商主导国内天然气开发，国产气生产成本总体相对稳定。

2019年，我国天然气对外依存度达43%，进口气量占比已经接近一半。进口气随着原油价格波动较大，是我国气源成本变化的主要因素。

中国现存的天然气进口管网主要包括西部进口土库曼斯坦、乌兹别克斯坦、哈萨克斯坦三国天然气的中亚线（已投产输气量550亿立方米/年），西南的中缅线（输气量172亿立方米/年）和东北的中俄东线（已投产输气量50亿立方米/年）。进口管道气以中亚气为主力，2019年中亚气占管道气整体进口量的91%。随着2019年12月中俄东线开通，进口管道气来源进一步多元化。

中国进口管道气的平均价格波动较大。2019年平均价格为18元/立方米，其中缅甸气价（237元/立方米）最贵，土库曼斯坦（172元/立方米）、乌兹别克斯坦（154元/立方米）气价居其次，最便宜的是哈萨克斯坦（147元/立方米）和俄罗斯（144元/立方米）气价。

中国进口管道气价格主要由政府双方协定基期气价，辅以石油或成品油价格变化进行调节。其中，中缅气、中俄气与原油挂钩，中亚气与成品油挂钩。由于成品油为原油下游产品，成品油价格波动与原油价格变动基本一致。因此，此次油价下跌将更有利于降低我国进口管道气平均价格。随着2020年管道气供应增加6.4bcm（10亿立方米），将进一步挤压我国的进口LNG市场。

我国进口LNG以中长协为主，辅以短协及现货贸易。进口LNG中长协由“三桶油”主导，近五年来买方逐渐多元化。新晋参与LNG进口的主要为国电集团、区域性能源企业和城市燃气企业。进口来源相对集中，其中澳大利亚、卡塔尔占比近70%，此外主要来源地为马来西亚、印度尼西亚。

我国进口LNG中长协合同价格主要挂钩日本原油清关价格(JCC)，其中仅有3个中长协合同采用S曲线定价，其余合同均采用直线定价，且大部分不含重谈条款。澳大利亚LNG直线型中长协挂钩系数为14%，常数为1.2美元/mmbtu；卡塔尔LNG直线型中长协挂

系数为17%，常数为0.3美元/mmbtu。油价为LNG中长协核心变量。由于澳大利亚、卡塔尔的中长协合同占比近70%，这两国LNG中长协价格基本决定了我国LNG中长协价格中枢。此次油价下降非常有利于降低我国进口LNG的平均成本，但总体来说，进口LNG在成本上仍然难以与进口管道气进行竞争。

油价的变化也将影响买家对短期和长期LNG采购的意向。油价探底后，买家倾向于将LNG价格从与Henry Hub挂钩变回与油价挂钩，但是合同期限较短。长期的低油价将使与油价挂钩的合同价格与现货价格趋于一致。尽管油价在35美元/桶时，传统的与油价挂钩的亚洲天然气合约价格仍为56美元/mmbtu（挂钩系数14.5%+常数为0.5美元/mmbtu），仍明显高于目前的亚洲LNG现货价格（31美元/mmbtu）。现货价格和合同价格的趋同，将减少对现有合同重新定价的压力。这可能会鼓励一些买家重新关注与油价挂钩的LNG交易。但是考虑到目前市场的不确定性和新冠肺炎疫情的影响，LNG新合同的谈判将会延长。

国内需求，量利双降

国内天然气需求主要是受到了新冠肺炎疫情的影响。2020年2月，国内工业生产总值同比下降13.5%，销售额同比下降20.5%，工业燃气消费量同比下降37%。

根据IHS在2月时的预测，受疫情影响，2020年国内天然气需求将从疫情前的预测值327bcm下降至321bcm，天然气需求增量将从24bcm下降至18bcm，其中下降较多的是工业燃气及与工业相关的发电和供热领域。

进入3月，我国疫情已得到控制，全国各地普遍复工复产。然而新冠肺炎疫情在全球广泛暴发，形势日益严峻，欧美等主要发达国家陆续封国停摆，将会对我国出口产业造成重大影响，使得天然气需求量进一步下降。

对中国来说，此轮油价下跌，显著降低了进口天然气的采购成本。以35

美元/桶的油价计算，LNG的到岸成本低于国内批发价格基准。在消费终端，为了帮助受新冠肺炎疫情影响的企业复工复产，各地政府陆续推出了一系列降低天然气价格的政策。因此，进口天然气由于油价下跌而降低的成本将会大部分传递到下游，使终端用户获利，进口商留存的利润较少。

喜忧参半，择机出手

此轮油价下跌与新冠肺炎疫情全球蔓延同期叠加，而且持续时间难以预测。从近期来看，疫情重挫了全球天然气需求，但对已投产天然气生产项目的影响相对较小；油价大幅下跌降低了天然气使用成本，在一定程度上有利于巩固和提高天然气使用需求，但同时严重削减了上游天然气生产的利润，将把美国、澳大利亚等国的非常规天然气逐步挤出供应市场，同时会造成新建项目的延迟投资。短期内，国际、国内天然气市场供大于求的形势不会变化，天然气生产利润及使用成本均大幅下降。

国内油气企业在油价大幅下跌的情况下，面临着严峻的生产经营形势，营业收入和利润均大幅下滑，现金流减少，资本支出需谨慎。然而在国内天然气保供的压力下，上游勘探开发的进程仍需继续推进，延迟的可能性不大。

天然气下游市场需求受疫情影响有所萎缩，会出现供应宽松的情况。在与低价管道气的竞争中，成本较高的海气、非常规天然气和进口LNG不占优势，销售会面临困难。

从国家能源安全和企业长期利益的角度考虑，建议要利用好国际LNG市场现货低价窗口期以及现有的支持政策，扩大LNG采购，积极进行LNG资源池的调配及优化，降低我国LNG平均进口成本。同时，在国际油气资产普遍被低估的情况下，择机果断出手进行收购，进一步优化公司资产组合，降低桶油成本，为增储上产做好准备。

虽然油价下跌导致天然气相对于煤炭的价格竞争力有所提升，但新一轮煤改气的实施依然需要进一步的政策支持。■

煤层气开发或迎良机

■作者 岳来群

新冠肺炎疫情、国际油价暴跌导致我国经济疲软，进而导致煤层气开发困难。当然，煤层气开发或将有乐观的愿景出现，诸如政府激励加码、绿色发展、加强科技创新等。这对于2020年疫情之后的煤层气跃进式开发尤为重要。

影响煤层气产业快速发展的因素复杂。体制机制改革不到位是影响因素之一。对于民企而言，政府的作用强大，是煤层气开发的最正面的因素。

2018年6月16日，中共中央、国务院发布《关于全面加强生态环境保护坚决打好污染防治攻坚战的意见》，明确指出“加强煤层气（煤矿瓦斯）综合利用，实施生物天然气工程”。

2018年2月11日，贵州省（黔财工[2018]13号）发布《煤层气（煤矿瓦斯）开发利用财政补贴资金管理暂行办法》；2020年3月18日，山西省第273号令发布《煤层气勘查开采管理办法》。政府是解决体制机制问题的希望，是市场化改革的希望。

与国外相比，中国在煤层气产业政策、法规配套、投融资体系建设、技术创新与发展等方面尚有诸多欠缺，有碍于煤层气上游的发展。在利益问题上，目前中央与地方企业、国内与外资企业、煤层气企业与煤炭企业利润分配等需要调整、完善。当煤炭效益好转时，煤炭

生产积极性高涨，煤层气开发则易受挤压；在管理机制上，煤炭与煤层气矿权问题仍待理顺。以市场配置生产要素，完善煤层气、煤炭协调开发机制仍是急切课题之一。

目前，煤层气开发权多为煤矿企业或煤矿相关联的其他企业所持有，矿权的获取仍不是真正意义上的市场行为。对于非公企业参与煤层气开发鼓励不够，非公资本参与的市场行为不活跃。大力激发民企煤层气开发投资积极性，于2020年疫情之后的经济低迷期尤为重要。

煤层气产业在当前疫情及经济疲软背景下有可能快速发展的另一关键是绿色发展。首先，煤层气开发有利于抑制CH4向大气排放，以抑制全球变暖，履行2015年巴黎协议的承诺。高层的“金山银山”理念推动了煤层气开发。再之，煤层气开发中的各种压裂工艺要努力保持地下含水层系（含水层、隔水层等）的原始产状，在地质时间维度上，不过分扰动地表水流域系统，不导致溪水、江河等断流。此外，煤层气开发不造成巷道采煤施工困难，不影响区域生态安全以及煤矿、邻近民居的安全。绿色发展理念对煤层气开发亦有时代特色的约束。

随着我国由高碳向低碳、化石能源为主向可再生能源的转型不断加快，随着疫情持续好转，随着刺激经济的宏

观手段不断发力以及甲烷化工年的发展等，煤层气需求强劲，但企业务须降本。在开发工艺上，针对构造煤、粉煤等要以科技创新提高开发效益，要优化羽状水平井、环境友好型水压裂等工艺，要针对煤层埋深大、地层压力骤变等所导致的裸眼段垮塌进行产学研攻关，要提高煤层顶、底板水平并钻完井工艺及定向压裂开采技术水平，优化提高渗透性的振动法等，研发、优选压裂液等配材。在终端环节，只有基础建设较完备、农村天然气价格调至有竞争力时，全民的持续消费方可不断拓展。如在远离两大直辖市、远离县城的河北省部分农村，2019年新建成通气的管道气灶台价格为每立方米5-5.9元，普通农户似难承受。相信今后售价将会合理。

最后需要提及的是，在政府努力下，国内煤层气开发与常规气一样仍是值得非公投资者密切关注的实体性长期优秀资产。投资的关键则取决于环境友好下的利润预期、适宜的区块及可增值的矿业权。不过，在当前疫情防控、生态保护、国际贸易、可再生能源开发加速以及经济疲软等交互约束下，非公投资者不宜有过高的煤层气开发获利预期。■

（作者原就职于自然资源部油气资源战略研究中心）

本版文章转自《中国石油石化》杂志