



资讯

广东探路天然气价格市场化

广东试点天然气价格形成机制改革4个月来,积极探索天然气价格市场化的可能路径,取得积极进展,天然气上游市场竞争机制日益健全,下游消费者也从中受益。

据介绍,广东主要从4个方面推进天然气价格改革。一是建立天然气调价方案听证制度,要求在制定或调整天然气价格时必须经过听证程序。二是研究建立燃气购进价格与终端销售价格联动的动态调整机制。三是优化管网股权结构,按照资源供给比例,在省一级层面进行管网股权多元化改革。四是从严控制管网加价,引导减少天然气供应环节,尽量减少由于天然气价格改革对终端气价产生的影响。

经过4个多月的改革探索,目前,广东天然气上游市场已初步形成气源竞争格局。由于无论是中石油西气东输二线的进口气、中石化四川的内陆气,还是中海油的海气,进入到广东门站的价格都统一为2.74元/立方米。为保持利润,三大公司努力寻找更便宜的气源,以进一步降低生产成本。目前,中石油西气东输二线年输气量100亿立方米的广东支线已开始向广州供气,同时中海油南海天然气正加紧登陆广东市场。若再加上周边省份的LNG气源,预计到“十二五”末期,广东将最终形成中石油西二线、中石化川气、中海油海气等多气源竞争局面。

四川国家级页岩气示范区设立

记者从中国石化集团公司获悉,中石油西南油气田近年来在页岩气勘探开发领域的探索与实践在引起国内外众多学者高度关注的同时,也得到国家有关部门的认可,国家发展改革委、国家能源局近日致函中石油,同意“十二五”期间设立四川长宁—威远国家级页岩气示范区。

据了解,中石油西南油气田近年来稳步推进页岩气产业化示范区建设,已在中国页岩气勘探开发中创造了多项第一——第一个与国外公司开展页岩气联合研究;第一个开展页岩气专项研究并获得大量一手资料;第一个钻探页岩气井;第一个对页岩层开展大型压裂;第一个获得页岩气;第一个钻成页岩气水平井;第一个获得页岩气工业气量并进入大管网销售等等。中石油页岩气勘探开发工作总体处于国内领先地位。

首个民间跨国炼厂管道有望获批

民营资本进入石油产业的“坚冰”已经开始慢慢融化。近日获悉,首个民营、横跨中俄两国的炼油管道综合项目——阿穆尔—黑河油品储运与炼化综合体有望在6月获得国家发展改革委批准,该项目是由国内3家民营企业联手1家俄方企业共同投资建设的。

这是自2010年5月,国务院发布鼓励和引导民间投资健康发展的“新36条”后,在石油垄断领域首个民营资本的重大投资获批第一案,项目在酝酿了近8年的时间后即将迎来胜利的“曙光”。

项目计划总投资77.6亿元,报批投资66.4亿元,其中中方公司投资占40%,俄方公司投资占60%。由梦兰星河能源股份有限公司(中方公司)与阿穆尔能源公司(俄方公司)分别建设、经营和管理各自境内部分,是各自境内部分的投资经营主体。其中,中方公司由3家民企出资构成。

该项目的环评报告书显示,梦兰星河是由江苏梦兰集团有限公司、黑河星河实业发展有限公司、菊花信用担保有限公司3家合资成立的,其中所占股比分别为50%、40%、10%。而俄方阿穆尔能源公司是由俄罗斯国际石油公司与梦兰星河共同持股,分别占比60%和40%。

梦兰星河能源股份有限公司一位高层人士透露,发改委和国家能源局有望在6月份审核批准中方项目,目前中方项目还没有动工,6月后有望开工建设。(本报综合报道)

石油巨头被曝转移利润要补贴

■ 高素英

“两桶油”(中石油和中石化)被指向上游转移利润的可能性比较大。中石油至少超过千亿元转移到上游的生产与勘探板块,而中石化至少有500多亿元转移到生产与勘探板块。为此,炼油业务是亏损的,年年以此为由向国家要巨额补贴。

尽管中石油、中石化日赚数亿,但炼油板块却依旧巨额亏损。

中石油、中石化先后公布了2011年业绩报告,中石油加工原油1.33亿吨,亏损600亿元,每吨亏损450元;而中石化加工原油2.17亿吨,亏损348亿元,每吨亏损160元。与2011年相比国际油价、进口油价的变化并不是很大的情况下,却忽然出现巨亏。

“通过年报数据核算发现,‘两桶油’向上游转移利润的可能性比较大。中石油至少超过千亿元转移到上游的生产与勘探板块,而中石化至少有500多亿元转移到生产与勘探板块。此外,炼油板块巨亏的另一原因是中石油将自采的原油对外销售以赚取巨额利润,而自己炼油的原油大部分来自外采,这就使得成本看似很高,最终出现炼油巨亏而总利润变化不大的结果。”北京市工商大学投资者保护研究中心执行主任张宏亮在接受采访时表示。

外采原油导致成本增加

中石油炼油与化工板块毛利率为10.94%,而勘探与生产板块,其毛利率达到52.41%。

张宏亮指出,若把勘探生产与炼化板块结合在一起,其毛利率将回归到30.60%的正常水平,2010年国内前200家大型上市公司加权计算的平均毛利率为35%,显而易见的是按照报表,中石油炼油化工板块与勘探生产板块的毛利率低于大型上市公司的平均水平。张宏亮表示,35%是所有行业典型企业的平均数,根据大数原理,当样本量足够大时(超过30个),就基本能够代表总体。

而导致这一问题的核心,在于内部转移

价格的制定上,2011年中石油自采原油1.2亿吨,按其1.3亿吨的炼油加工量来看,其原油需求缺口并不大,仅为0.13亿吨。

然而它却将一半自采原油对外直接销售,销售量为0.62亿吨,内部销售量为0.58亿吨,外部采购为0.76亿吨。

自采油并没有自己消化,而是对外高价销售,同时高价由外部采购原油。

中石油的解释是海外原油,直接在当地出售。根据其年报,海外采油约占中石油总产量的10%,也就是说海外采油必须外销的量并不是很大。

这样做的结果是,对外销售的价格比较高,给企业带来较高的利润;外采的原油价格也比较高,给外界造成一种炼油成本很高的表象,可以通过这样的手法要求国家对炼油板块进行补贴。

而中石化则与中石油不同,中石化原油产量国内为303.37百万桶,海外为18.3百万桶。通过折算,中石化2011年勘探及开采生产原油产量为4525.3万吨,加工原油为2.17亿吨,其自产的原油远远不能满足加工的需要。

中石化年报显示,2011年炼油板块的原油主要来源,境内自产为3484万吨,来自中石油的572万吨,中海油的为673万吨,进口为1.71亿吨。而对外销售量为558.1万吨。

即使原油采购成本居高不下,业内人士称,中石油和中石化仍然把自产的部分原油对外销售,并去采购价格比较高的国际原油,这造成了炼油板块的利润出现巨亏。中石油亏损额远大于中石化,主要原因可能是其费用率较高引起,一个很好的例子是,民营炼油厂大部分都是盈利的,主要是因为他们费用率较低。

根据1998年原国家计委《原油成品油价格改革方案》及2009年国家发改委《石油价格管理办法(试行)》规定,两个集团内部油田与炼厂之间购销的原油价格由集团公司自主制定。而自其他石油集团或进口原油按照国际原油市场价格定。

业内人士认为,中石油直接对外销售原油,无疑会大幅增加生产与勘探板块的利润,而如果直接出售于内部,究竟以何定价外界很难知晓,这就为其从炼油板块向勘探生产板块转移利润创造了机会。

向上游转移利润

“两桶油”的炼油生产成本等相关数据没有直接公布,炼油是否真的出现巨亏难以用数据衡量其中的真伪,那么只有通过已有的数据进行推算。

某业内人士称,2011年中石油总营业成本为3602亿元,总生产油当量为12.86亿桶,合280元/桶,按当年平均汇率6.46计算,中石油2011年单桶油当量的开采成本约为43美元。根据中石化年报数据,总油气当量为4.08亿桶,总成本为964亿元,计算结果为单桶开采成本约为37美元。

而根据中海油公布的2011年年报,其单桶油开采成本为43.2美元,其中包括作业成本9.01美元、税金4.97美元、折旧与折耗13.45美元、特别收益金15.77美元,合计约43美元。

那么由此可见,三大石油公司开采成本大体相当,在40美元/桶左右。

因此按原油成本最高43美元/桶的成本计算,中石油2011年原油平均销售价格达到58.73%,远高于一般行业的平均毛利率,需要指出的是这个数字是缴纳了石油特别收益金后的数据。

而按国内2010年前200家大型上市公司加权计算的平均毛利率为35%,可以计算出包括毛利的价格应为66美元/桶。再考虑中石油2011年总体20%的费用率,其中包括营业税金及附加、销售费用、财务费用与资产减值损失,正常的内部原油供价为83美元/桶左右。

如果中石油集团按平均销售价格104美元/桶进行转移,会有每桶21美元的利润由炼化板块转移到生产勘探板块中。2011年集团开采原油886百万桶,计算结果是转

移利润约为1200亿元。经过上述方式进行调整后,中石油真实的板块利润为勘探与生产板块的利润由2219亿元下降到1019亿元,而炼油与化工板块由亏损531亿元上升到盈利669亿元。

从中石化来看,由于其自产原油较少,2011年仅为3.22亿桶,转移利润较少。原油开采成本仍按43美元/桶,产品毛利按35%,计算出包括毛利的价格应为66美元/桶。

中石化集团2011年总体15%的费用率,正常的内部原油供价应为78美元/桶左右。同样,中石化集团按104美元/桶的价格进行转移,会有26美元/桶的利润由炼化板块转移到勘探与生产板块中。

那么,2011年中石化集团开采原油3.22亿桶,转移利润约为541亿元。经过调整后,中石化真实的板块利润是:勘探与生产利润由716亿元下降到175亿元,炼油与化工由亏损358亿元变为盈利183亿元。

那么如何理解这种利润转移问题?张宏亮认为,由于国际原油的成本,一大部分为矿区权益的摊销,也就是购买油田及其附属土地所花费的巨额支出要摊到石油成本之中,而中国虽然也摊销矿区权益,但这种矿区权益的取得大部分并非基于市场价格,而是一种较低的转移价格。

他表示,实际上许多矿区都是国家无偿划拨给石油集团的,有的虽是购买,也仅是极低的一个名义价格,相当于国家把石油资源无偿交由石油集团使用,石油集团所确认的矿区权益仅是其寻找石油(勘探)的支出,这极大降低了其国内采油企业的采油成本。

此外,国际原油价格体现更多的不是成本高低,而是反映供求、预期与市场波动,而且往往会受到国际大基金与大投资机构的控制。以国际原油价格代替内部结算价格,一般会虚增勘探板块的利润。

油气要闻

世界先进深水半潜式钻井平台在江苏启东出坞

中远船务为挪威Maracc公司建造的世界先进深水半潜式钻井平台GM4000在江苏启东顺利出坞。GM4000自重超过2.3万吨,选用大马力推进器及DP3动力定位系统,最大作业水深3000米,钻井深度可达11000米,甲板最大可变荷载达4000吨。GM4000半潜式钻井平台建成后将用于深水油田的勘探钻井、生产钻井、完井和修井作业。

许丛军 摄



页岩气开发四道门坎待跨越

■ 缪传俊

我国与美国油气资源量基本相当,常规油气资源勘探开发程度还没有美国高,非常规油气资源潜力也很大,可以通过政策、技术与管理创新,走出一条保障我国能源安全供应的新路。

页岩气、煤层气、致密砂岩气之所以成为非常规气,是因为它们与常规油气资源相比较,成因不同,开采方法有较大差异,开采技术难度大,成本高。页岩气还有另外一个名字——“不经济气”,意思就是难以从页岩中采出便宜的天然气。

我国页岩气开采刚刚起步,还有很多工作要做,既要重视,又要务实,当前尚有四道门坎待跨越。

首先是地质调查与理论研究问题。我国页岩气基础理论研究薄弱。尽管近日国土资源部发布了我国页岩气资源潜力调查评价及有利区优选报告,但必须清楚的是,我国现阶段调查的非常规资源量基本上是预测资源量,要变成可动用资源量还要做大量工作,向美国等先进国家学习。美国的地质条件比我国优越,页岩气理论与储量预测建立在10000多口页岩气井之上,预测数据比我们可靠得多。如果资源储量不落实,分布范围、聚集规律、成藏机理、储层特性等基本要素不清晰,大规模开发的风险不言而喻。

其次是页岩气开发技术问题。作为一种特殊矿种,页岩气勘探开发技术与常规油气勘探开发技术有很大区别。比如勘探常

规油气一般要找构造,而页岩气要找“甜点”。两者开发井网、井型、井数部署的原则和技术要求也不一样。页岩气井一般采用“井工厂”模式建井,集中钻探一批水平井,建成永久性的天然气生产工厂,而不是常规天然气“田”的概念。目前勘探开发页岩气的尖端技术大多掌握在国际大油气公司手中,为尽快掌握关键技术,我国企业可以以合资、参股等方式与国外油气公司合作经营。针对我国页岩气的特点,我国企业可引进、吸收、提高、创新页岩气储层评价技术、射孔优化技术、水平井技术和压裂技术,逐步形成一批适合我国页岩气地质特点的自主创新关键技术。

再其次是要落实开发重点地区、层位问题。我国诸多沉积盆地发育有多套煤系及

暗色泥、页岩层,川黔渝等地古生界海相页岩可能是页岩气的主要富集区与层系。对重点地区页岩气技术可采性要有准确判断。我国页岩气开发尚处于探索起步阶段,各地页岩气开发目标层位不易对比,重点区内的有利勘探层位有待进一步落实。对重点层位要详细了解储量分布、体积参数和多旋回构造作用的叠加等地质情况。

最后是要准确评估页岩气开发的负面效应问题。页岩气开发是个新事物,开发过程中中气井压裂用水量很大,地面、地下都有可能造成污染,环境保护问题不容忽视。

深度观察