

关于煤炭地下气化新工艺 LLTS - UCG 实现商业化应用的思考

Thoughts on Commercialization of New Technique LLTS - UCG

余 力 刘淑琴
(中国矿业大学 北京校区 100083)

我国的能源消费总量占世界的 8%~9%，但 SO₂ 排放量占世界总排放量的 15.1%，居世界第一位；NO_x 占 10.1%；CO₂ 占 9.6%，居世界第二位。其中由于燃煤所释放的 SO₂ 占全国总排放量的 87%、CO₂ 占 71%、NO_x 占 67%、粉尘占 60%。大量燃煤排放的 SO₂ 和 NO_x 已经在我国造成了极大的危害。长江以南出现了大面积酸雨，且已在向北蔓延。据统计，目前我国人均能耗为 1.0 吨标煤，随着人民生活水平的不断提高，到 2020 年时人均能耗将提高到 2.5~3 吨标煤，能源的年需求量将达到 30 亿吨标煤以上。因此，我国煤炭工业必须在开发利用与环境保护协调发展的原则下，解决 3 个无法回避的问题：提高煤炭的回采率；最经济、最大限度地多方位科学地提高煤炭的利用水平；最大限度地减少燃煤的污染，最终达到可持续发展的目的。而煤炭地下气化技术作为一种煤炭清洁生产工艺，正是解决上述问题的最好途径，必将成为煤炭产业结构调整 and 改革的起点。

以煤炭地下气化技术为基础构筑煤炭地下气化生态工业园区是地下气化技术发展的长远规划。从地下气化站供给气态产品建立工业园区，以生态循环经济理论指导建设，可以节约土地、互通物料、提高效率，达到各单元间的产品、副产品、废物的交换与集中处理，以及能量与水的逐级利用、基础设施的共享，从而最大限度地谋求经济、社会、环保 3 方面效益的优化统一。

一、我国煤炭地下气化技术的发展现状

近 100 多年来，煤炭地下气化技术以其诱人的前景吸引世界各国先后投入了大量的人力、物力和财力进行试验研究，并起到了一定的成果。美国能源部宣称，煤炭地下气化技术已经成熟，一旦再出现能源危机就将启用该项技术。前苏联到现在为止，已气化了 1 500 万吨煤、产气 500 亿 m³，其气化工艺被公认为居世界领先水平。

外国煤炭地下气化多以无井式工艺为主，该工艺始终未能解决地下气化炉炉型小、热值低、热稳定性差、成本高等问题，至今尚未走上商业化生产的道路。在研究总结各国煤炭地下气化工艺的基础上，结合我国报废煤炭资源逐年增多的国情，我们提出了“长通道、大断面、两阶段”地下气化新工艺 (LLTS - UCG)，采用有井式与无井式相结合的技术路线，基本可以实现地下气化过程连续稳定进行。该工艺已通过了专家鉴定。它构思新颖，属国内外首创。我们先后在唐山刘庄煤矿、山西昔阳等地建成了 5 座地下气化站（其建设及生产煤气如表 1 所示）。唐山刘庄矿煤炭地下气化工业性试验已实现连续稳定产气 5 年多，煤气主要用于工业锅炉燃烧。新汶矿务局煤炭地下气化产业化应用自 2000 年开始，目前已建成 7 座气化炉，实现了连续稳定生产中热值煤气，供民用及内燃机发电，并正在筹建地下气化燃气—蒸汽联合循环发电工程。山西昔阳煤炭地下暨合成氨联产示范工程正在调试阶段，它将为实现煤炭地下气化与化工合成相结合开辟新道路。

表 1 地下气化站试验状况

矿区		新河	刘庄	新汶	肥城	昔阳
煤种		肥煤	气肥	气煤	肥煤	无烟煤
煤层	埋深 (m)	80	100	100	80~100	190
	厚度 (m)	3.5	2.5~3.5	1.8	1.3~1.8	6
	倾角，°	68~75	45~55	25	5~13	22~27
煤气热值 MJ/m ³		11.83	12.24	5.21	5.09	11.91
	H ₂ (%)	58.29	47.14	54.79	17.4	54.30
	CO (%)	8.59	13.36	9.72	3.83	4.10
	CH ₄ (%)	9.28	12.38	8.75	6.22	12.20
	CO ₂ (%)	19.63	20.48	20.75	22.9	20.20
	N ₂ (%)	4.21	6.64	5.21	49.5	9.10
点火日期		1994.3	1996.5	2000.3	2001.9	2001.10

此外，山西东山、山东里彦、贵州六枝、内蒙大雁等许多矿区也开展了煤炭地下气化技术及下游煤气合成、发电、提氢利用的可行性研究。可见，煤炭地下气化在我国有很大的市场，未来将形成以煤炭地下气化为龙头的煤、电、化工联合企业。

在“211工程”及国家“S—863”项目的支持下,中国矿业大学北京校区煤炭工业地下气化研究中心建成了我国唯一的煤炭地下气化多功能模型试验室,可用于开展不同煤种、不同煤层倾角、不同煤层顶板结构的地下气化模型试验及不同地下气化工艺的研究,为地下气化的现场试验、工程设计提供基础数据。与此同时,开展了地下气化过程及煤气中CO₂减排处理的研究工作,对CO₂的产生及排放加以控制,从而减少温室气体的排放量,使煤炭地下气化成为真正的环境友好绿色工程技术。

“长通道、大断面、两阶段”地下气化新工艺是在前苏联老工艺理论基础之上形成的,老工艺已经经历了70多年工业化生产的考验;而在不断实践的基础上,已证明新工艺确有所进步与提高,更利于走向商业化生产。

二、实现商业化前必须解决的几个问题

1. 气化炉型与结构问题 炉型结构是直接影响气化炉内煤体在转化反应过程中及大规模生产时,是否能满足其化学反应过程中及气体在运动时对空间与时间上的要求,即要求单位时间内燃煤量为2吨以上,服务年限达10年以上,且成本较低。国外非常强调无井式气化方案,即炉型不能很大,气化通道的长度一般在30~40m之间,而通道断面的当量直径不超过0.5m。如此小型的气化炉绝对不能满足煤气规模化生产时,其化学反应中对空间与时间上的要求。

为了解决此问题,结合我国目前老煤矿多的特点,我们采用了有井式与无井式相结合的技术路线,和长通道大断面U型气化炉的结构方案。气化炉由气流与气化通道组成,气流通道(包括钻孔)是专门输送气化剂与煤气的设施,其长度可按煤层倾斜长度去设计,几百米都是可以的。气化通道是气化剂遇到了高温固体煤时将煤转化为燃气的场所,这是地下气化炉的关键部位。例如,徐州新河矿、唐山刘庄矿、肥城曹庄矿、新汶孙村矿等地下气化炉的气化通道长度都在100m以上、断面在4m²左右,每个地下气化炉可燃烧煤的贮量都在几万至几十万吨左右。

按长通道大断面思路所建的地下气化炉完全满足了以下要求:生产还原煤气的同时又生产干馏煤气;煤层与岩石中含有的金属氧化物在煤气生产过程中起到催化作用;甲烷化反应;若将钻孔直径加大为0.8m以上、通道断面4m²左右,这样的炉型每小时可生产15 000m³以上的煤气。我国新河矿、唐山刘庄矿、新汶孙村矿、肥城曹庄矿生产的空气煤气的热值都比国外高20%,这充分证明了该炉型的先进性。若采用富氧作气化剂、工作日以300天计

算,单炉日产气量可达到30万m³,这为规模化生产创造了条件。

我国兖州、新汶、肥城、平顶山等矿区有些两层煤的顶底板靠得很近,约200m左右,可以设计为复合型地下气化炉,即每个钻孔应为两层煤服务,可在钻孔与煤层相交之处,设计各自与不同煤层厚度相当的风口,其面积之比应等于不同煤层厚度之比,以期达到使两层煤的燃烧速度同步。是否理想尚须作进一步研究。

2. 单炉产量、服务年限与成本问题 单炉产量、服务年限及成本三者之间的关系是不可分割的,但最主要的确定因素是煤炭地下气化的回收方案。在相同的煤炭燃烧量条件下,不同的回采煤方法,其单炉的产量、服务年限、成本也就不同。

前苏联等都是采用垂直或水平多排钻孔燃烧回收煤炭资源,此方案工程量大、施工时间长、投资大,占煤气成本的35%左右;而垂直孔必须下套管,它们都在煤层的上部,极易遭到地层移动时的破坏,这是不可避免的隐患。

我们经过长期深入研究,终于找到了合理的办法,即对长通道、大断面气化炉进排气通道间所赋存的煤炭,利用循环正反向燃烧措施,由下而上都由2条气流通道回收(见图1)。这2条气流通道必须要达到如下2条技术上的要求。(1)气流通道在长期煤气生产的过程中,应保证结构的稳定性与密闭性。为了实现此目的,该通道的支护方法必须采用钢丝网、锚喷支护全巷。(2)在气化的全过程中,燃烧工作面除了在煤层的走向上左右移动外,还须由下而上与气化通道由下而上移动的位置相匹配,要求在气流通道底部留下20cm以上的煤层。当此处煤层温度高于300度以上后,在有氧气供给的条件下,煤层便燃烧起来,很快该处巷道因基础松动与矿压变化的共同作用而失稳,垮倒后与原巷道断开。这样就可实现燃烧工作面由下向上移动的目的。这种方法实现了移动式供排气的目的,已在唐山刘庄矿连续运行6年多、山东孙村矿用了1年多,效果非常理想。因此地下气化单炉服务年限至少应在10年以上,这是降低煤气成本最有效的措施之一;而新工艺所产生的空气煤气的成本仅为0.07元/m³、水煤气为0.2元/m³、氢气为0.5元/m³。

3. 如何提高煤气的质量与数量的问题 在前苏联,煤炭地下气化工业化生产已有70余年的历史,可是单炉产煤气的质量与数量都不理想,使该技术难以推广。为了解决这个难题,我们进行了如下的工作与研究。

(1)引进了地面两阶段气化的理论。第一阶段向地下炉中鼓入空气或富氧空气,完成在地下气化炉中产热与贮热的功能。第二阶段鼓入水蒸汽,使水蒸汽在高温下分解而产生水煤气。两阶段气化的

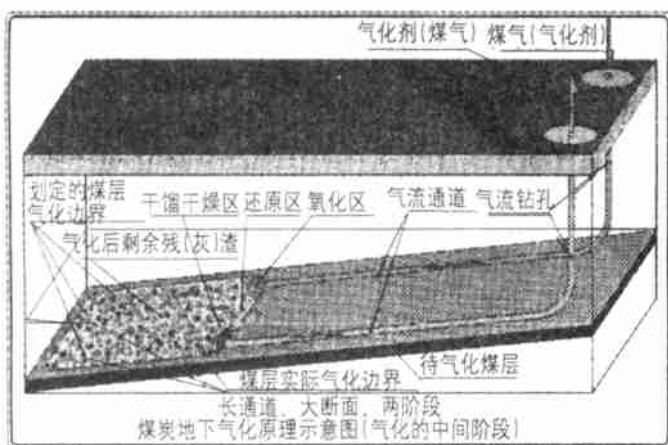


图1 气化通道中供风点上移示意图

注: 2条气流通道利用燃空区上方的矿山压力(不均等作用), 使燃空区中气流通道坍塌, 因而实现了可沿倾斜方向移动供风的目的。

切换时间, 在地面是以分钟为单位来计控, 而地下两阶段气化是以小时为单位来计控, 又以 CO 的百分数为切换的指标, 即 CO 的含量在 18 % 以上时, 就可以开始鼓水蒸汽; 当 CO 在 5 % 左右时即可切换鼓空气或富氧气。因为 CO 的百分数变化与炉温的变化是同步的。室内与现场试验表明, 地下水煤气中 H_2 占 50 % 以上、CO 与 CH_4 共占 30 % 左右, 若在地面用高温水蒸汽再将 CO 与 CH_4 转化为 H_2 与 CO_2 , 这时 H_2 的含量可高达 75 % 左右。这为 H_2 能的开发创造了条件。尤其是采用两阶段新工艺, 气化炉运行后期的煤气质量、产量均进一步提高, 两阶段气化切换时间间隔也将相应缩短, 而切换的指标不变。因此, 地下水煤气成本低, 将会有很好的发展前途, 为推动我国煤化工事业创造了条件。如果再采用富氧两阶段地下气化工艺, 必然能进一步提高水煤气的产量与质量。

(2) 长通道、大断面气化炉结构若采用富氧加水蒸汽作为气化剂, 只要将钻孔直径加大, 单炉每小时产煤气量达 $10\ 000\text{m}^3$ 以上就是完全可能的。因为井下气化炉的通道断面已经完全符合大规模化生产的要求。

(3) 煤气的质量问题也是组分稳定生产的问题。煤气生产最主要的要素是煤层中是否具备 $1\ 000$ 度以上的高温条件; 其次是煤质, 但影响较小。若在煤层中创造条件, 使其能长期保持 $1\ 000$ 度的稳定高温条件, 这样产出的煤气组分也必然会相对稳定。因此, 如何保持煤气的稳定性, 将直接关系到地下气化炉高温的稳定性问题。解决此问题的方法是采用增大气化剂中的鼓氧量与适当的水蒸汽量; 考虑到煤层结构与煤质的差异性, 还可采用外加煤粉或金属氧化物等。

4. 地下气化炉密闭与安全问题 采用长通道、大断面新炉型能使通道断面保持在 4m^2 以上, 因此通风阻力很小。为保证炉内气流按照控制的路径运动, 必须采取以下几方面措施。

(1) 建成压抽相结合的气体流动体系, 即必须在进气孔安装压风机、在出气孔安装抽风机。只有形成可控制的体系, 降低气化炉中的气压, 才能改善地下气化炉的密闭安全性。

(2) 气化炉与气化炉外部相通的巷道都必须修筑密闭墙, 其位置最好设在岩石巷道中。

(3) 点火气化前一定要进行冷态试验, 即向炉内注气压力暂定为 3 倍正常炉内压力, 在 4 小时左右压力不下降为合格。

(4) 若地下水涌出量超过每小时 3m^3 以上时, 炉底必须设有自动密封的排泄水设施, 确保只能排水而不能漏气。

(5) 地面一切管路都不能与钻孔套管相连接, 以防排气孔温度升高时引起热胀冷缩而破坏管路。

5. 地下气化炉气化工工艺测控问题 工艺测控的目的是为了获得稳定的合格煤气, 为此必须做好如下工作。

(1) 首先要准确测得地下全过程的工艺参数及有关动态信息。所有的技术参数使用仪表 (如煤气组分、流量、压力、温度) 都必须先作标定后使用。

(2) 必须根据已测的数据指挥生产。尤其是必须应用物探技术 (瞬变电磁法、地震法、测氦法等) 探测燃空区的发展规律, 指导注浆充填工艺。

(3) 采用两阶段工艺来控制氧化带向出气孔有序移动, 以保证边气化边充填时气化通道保持着合理、稳定的有效断面。

三、新工艺商业化应用的特点

地下气化技术生产出的煤气可以作为燃料、化工原料、城市煤气或用于提取 H_2 与发电等, 这与地面煤气是相同的。现将新工艺在商业应用上的特点分述如下。

1. 成本方面 按理论分析地下煤气成本低于地面煤气成本很多, 因为省去了采煤工艺与煤气生产原料费用, 节省了气化炉设备及设施, 节约了煤气生产工艺的运行电费与工资等。一旦地下气化炉单炉产量提高了, 成本还要进一步降低。若在地下气化工业园区内建化工厂, 这时造气车间的基建投资就可以省去。这约占全厂基建投资的 40 % 左右, 生产运行时还可省去造气车间的工序与管理工作及环保工作费用, 成本将进一步得到降低。因此以循环经济理论为指导建成以煤炭地下气化工艺为龙头的生态工业园区是非常必要的。

西北气候由暖干向暖湿转型的信号、影响和前景初探

Signal, Impact and Outlook of Climatic Shift from Warm - Dry to Warm - Humid in Northwest China

施雅风¹ 沈永平²

(中科院寒区旱区环境与工程研究所,中科院院士¹;研究员² 兰州 730000)

全球大幅度变暖,势将导致海洋与陆地水体蒸发和大部分海洋和陆地降水增加、冰川消融增强、河川径流量扩大、洪水灾害加剧、干旱区可能缩小。现行气候模式模拟的降水变化是北半球高纬度、中纬度和多数赤道地区降水增加,但副热带地区降水减少,降水变化最大地区是高纬度和若干赤道区域、东南亚^[1]。据 Tucker 与 Nicholson 称,他们应用卫星数据和地面降雨资料认定,1984 年是撒哈拉萨赫勒地区本世纪中最干旱的一年,这一年其植被指数最低,沙漠扩展到 9 980 000km²;1985~1997 年情况有所改善,1997 年年降雨量低于 200mm 的沙漠面积减少为 8 930 000km²,即减少了 12%。这与媒体报道撒哈拉沙漠年复一年向南扩展正恰相反^[2]。近年我国西部特别是西北部降水量增长趋势明显^[3],但在与蒸发增长平衡后,西北气候是否已确实出现由暖干向暖湿转变迹象,仍需要具体深入探讨。

一、西北气候由暖干向暖湿假说的提出

1. 20 世纪的暖干气候

我国西北地区从 19 世纪末冷湿的小冰期结束以来 100a 左右时间处于波动性变暖变干气候环境下,至 80 年代中段天山和祁连山东段分别升温 1.3℃和 1.0℃,而年降水量则减少 50~65mm 和 70~85mm^[4]。新疆树木年轮研究指示,1920~1978 年间降水负距平达 -11.8%^[5]。近 50a 实测记录,我国西部以 0.2℃/10a 趋势升温,特别是 20 世纪 80~90 年代升温迅速,近 50a 新疆北部升温更高达

1.4℃^[6],远高于近百年全球平均升温 0.4~0.8℃。1951~1989 年间新疆和华北明显呈现降水减少趋势,而西北东部(陕、甘、宁、青)却不明显^[7],西北地区 53 条河流出山径流在 20 世纪 50~80 年代呈现波动下降^[8]。青海湖水位从 1908 年的海拔 3 205m 变至 1986 年的海拔 3 193.78m,下降了 11.22m,更明确地揭示了暖干趋势^[9]。加上灌溉用水的增加,西北所有内陆湖泊呈现大幅萎缩趋势,尽管其间有年代的干湿波动,但 20 年代的大旱和 60 年代的变干具有北半球全球性质^[10]。严中伟等指出 20 世纪 60 年代从北非经印度西北部,到中国、日本宽阔的变干带的南北,各有一降水增加带存在^[11]。

2. 20 世纪末出现由暖干向暖湿转型的信号

80 年代后期新疆气候开始出现变干中止而趋向变湿的记录,主要是从位于盆地边缘绿洲中的气象观测站测到的。1987~1996 年间北疆平均年降水达 229mm,比前两个 10a(1967~1976 年,1977~1986 年)分别增加 16.2%和 18.0%;南疆平均年降水达 95mm,比前两个 10a 增加 23.2%与 30.1%^[12],估计缺乏观测记录的山区降水增加更多。结合冰川融化加剧,塔里木河主源阿克苏河平均年径流量在 60~80 年代为 $71.7 \times 10^8 \text{ m}^3 \sim 73.3 \times 10^8 \text{ m}^3$,90 年代增加至 $84.42 \times 10^8 \text{ m}^3$,其中 1998 年达到 $101.54 \times 10^8 \text{ m}^3$ ^[13];天山北坡玛纳斯河径流量 90 年代也有突出增加^[14]。在山区径流大幅度增加条件下,若干湖泊从多年水位下降情况下,超越灌溉用水及蒸发的耗水增加,均转为湖面上升扩大,其中最显著的是中天山博斯腾湖。该湖在每年向孔雀河输水数亿方情况

2. 质量方面 由于采用了地下气化新工艺,地下水煤气与空气煤气中 H₂ 含量显著提高。若在地面再将地下水煤气中 CO 与 CH₄ 转换为 H₂,则 H₂ 含量可达 75%以上。

3. 规模化生产是新工艺能否走上产业化道路最重要的先决条件 目前尚无成熟的 H₂ 的大规模生产方法,而两阶段地下气化的特优产品是高含氢的地

下煤气,可用于提取不同纯度的 H₂。它使得大规模廉价制氢成为可能,这必将加速我国氢能的开发利用。这条技术路线将有助于彻底解决我国人口、资源环境协调发展的问题;而煤变油的技术路线,是不能彻底解决矿物燃料对大气污染的问题的。因此,我们必须尽快利用地下气化技术实现煤炭资源商业化的清洁生产与利用。(责任编辑 肖庆山)