

煤炭地下气化技术进展

杨甫^{1,2,3}, 段中会^{1,2}, 马东民^{1,3}, 田涛^{1,2}, 付德亮^{1,2}, 贺丹^{1,2}

1. 自然资源部煤炭资源勘查与综合利用重点实验室, 西安 710021

2. 陕西省煤田地质集团有限公司, 西安 710021

3. 西安科技大学地质与环境学院, 西安 710054

摘要 煤炭地下气化(UCG)是深部煤炭资源开发的有效手段,属于清洁高效开发和利用的技术范畴,与传统的采煤-地面气化相比在经济性、安全性、清洁性等方面具有明显的优势。综述了煤炭地下气化技术的发展历程、气化原理以及不同气化工艺发展现状,认为钻井式(无井式)煤炭地下气化技术是未来发展趋势。分析了该技术在气化区域科学选址、气化剂选择、燃空区控制与监测、超短水平井技术以及气化产物分级综合利用等方面的最新进展及发展趋势,阐明煤炭地下气化-碳捕获碳利用碳封存(UCG-CCUS)技术联合应用将会真正成为新一代的深部资源绿色高效开发技术。

关键词 煤炭地下气化;无井式;深部资源开发;UCG-CCUS

中国能源分布具有“相对富煤、贫油、少气”的特点,煤炭的资源量约占中国化石能源总量的94%,远大于石油和天然气^[1-2],2016年中国煤炭消费占能源消费总量的61.8%(美国为15.8%,世界平均为28.1%),2017年的煤炭消费量较2016年有所下降为60.4%,预计2020年煤炭消费比重将下降到约58%。由于中国能源结构的不均一性、煤炭资源获取的可靠性以及随着技术发展煤炭资源综合利用的清洁性,煤炭仍将作为基础能源的地位在相当

长时期内不会发生变化。受开采技术制约,全国煤炭资源浪费严重,预计2020年全国将有 560×10^8 t的煤炭资源被浪费,以及“去产能”形势下,废弃的老旧煤矿、安全性差的薄煤层、“三下”压煤和高灰、高硫、高瓦斯煤层资源被废弃,造成煤炭资源的极大浪费。随着中国经济的快速发展,500 m以浅的煤炭资源逐步趋于枯竭,而70%的煤炭资源分布在2000 m以深,向深部进军开采煤炭资源和有效回收废弃资源是今后发展的必然趋势。为此,谢和

收稿日期:2019-03-31;修回日期:2020-07-15

基金项目:中国博士后基金面上项目(2018M633642XB);陕西省博士后基金(2018BSHQYXMZZ08);陕西省自然科学基金项目(2020JQ-1000)

作者简介:杨甫,博士后,高级工程师,研究方向为盆地构造与非常规天然气地质,电子信箱:yangpu666@163.com

引用格式:杨甫,段中会,马东民,等.煤炭地下气化技术进展[J].科技导报,2020,38(20):71-85;doi:10.3981/j.issn.1000-7857.2020.20.013

平院士提出了“煤不出地面,井下无人、井下选矿、燃烧发电与地下气化一体化”的生态矿山开采技术构想以及深部煤炭资源流态化开采的学术构想,初步形成了煤炭深部原位流态化开采的技术框架^[2]。

1868年德国化学家威廉·西门创造性地提出了“煤炭地下气化技术”的设想,随后1888年俄国著名化学家门捷列夫提出煤炭地下气化的基本工艺设想,并指出了实现煤炭气化工业化生产的基本途径。1909年美国著名工程师和化学家安森·贝茨发明了煤炭地下气化技术,并申请了专利。1912年,英国化学家威廉·拉赛姆计划在苏联的拉姆煤田进行现场试验,但由于他本人离世以及第一次世界大战爆发而未能实施。1933—1935年,苏联在顿巴斯煤田、波德莫斯科夫尼煤田的散煤中共进行了9次试验,提出了stream gasification(通道气化法),在随后的1935—1941年进行了9次现场试验获得良好效果,其中在戈尔洛夫斯卡娅煤田试验的成功,证明煤炭地下气化技术可在固体块煤中建造煤炭地下气化工厂,从而结束了需要在煤层进行预压碎或煤层破碎的气化方法,实践验证了煤炭地下气化的可行性,为煤炭地下气化的运行奠定了核心基础。在随后的几十年时间里,苏联建设的煤田地下气化商业化基地数量远远超过世界上其他国家。从20世纪60年代开始,美国、日本、欧洲各国、澳大利亚、新西兰、中国等国家相继进行了煤炭地下气化技术试验研究,但目前除了苏联乌兹别克斯坦的安格林煤炭地下气化项目已安全运营50多年,其余项目都已停止。煤炭地下气化项目的安全、高效

运行涉及到的因素较多,如气化地址、气化工艺及污染物的监测与防治等,这些因素相互关联是决定煤炭地下气化项目成功的关键。

1 气化原理及工艺

1.1 气化原理

煤炭地下气化(underground coal gasification, UCG)也被称为原位煤炭气化,是将煤炭在原地条件下进行有控制地燃烧,通过对煤中固体有机物的热作用及化学作用产生混合气体,这种混合气经地面分级后可转化为各种燃料或原料,例如发电用的天然气、合成乙醇的一氧化碳和氢气,是煤炭清洁利用与生产化工原料的新技术^[3-5]。该技术煤炭回采率高(最高可达85%),相对于地面气化经济成本更低,对地下水几乎无污染,环境影响小,且实现无人井下采煤,安全性能更高,尤其对一些薄煤层、深部高瓦斯煤层、报废矿井的遗留煤层及边缘不可采煤层等具有独特的优势,但受煤质、水文地质等条件的制约^[6]。

根据气化过程中煤质分子的变化及不同温度条件下产生可燃气体的过程,将气化通道分为3个反应区域带,即氧化带、还原带和干馏干燥带,气化煤层深度范围内分为自然带、干燥带、干馏带、焦化带、燃空带及灰渣带,如图1所示。煤炭经过以上3个反应区域后就形成了主要包含一氧化碳、氢气和甲烷等可燃混合气体。

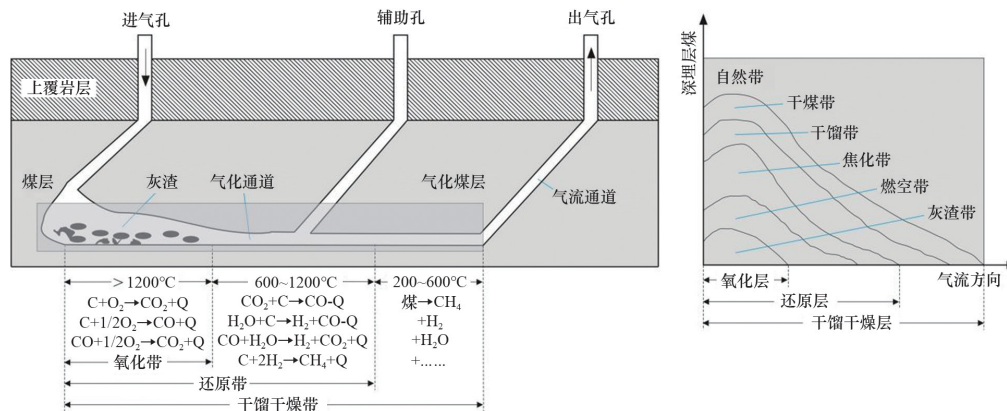


图1 煤炭地下气化原理及气化反应区示意^[7-8]

1.2 气化工艺

煤炭地下气化技术经过 100 多年的研究和持续发展,根据气化炉的施工方法,气化工艺分为矿井式和钻井式两种类型^[9]。

1.2.1 矿井式气化

矿井式气化,又称有井式气化,是指利用井下巷道施工气化通道和气流通道,并布置操作与控制设备,在施工过程中需要施工密闭墙和预留隔离煤柱,受地下水影响较小,建炉过程需人工井下作业,一般适用于遗弃矿井煤资源的二次回收和煤层埋深较浅的煤层气化。矿井式气化工艺主要有爆破松动煤层气化工艺、长通道-大断面-两阶段地下气化工艺和换管注气点后退式气化工艺。

苏联提出的爆破松动煤层气化工艺如图 2 所示。20 世纪 30 年代,苏联在莫斯科近郊等地开展了煤炭地下气化试验,通过实践验证了煤炭地下气化的可行性。但该工艺煤气生产过程稳定性较差,合成气成分中氧含量较高,煤层燃烧时间短,难以持续获得可燃气体^[10-12]。

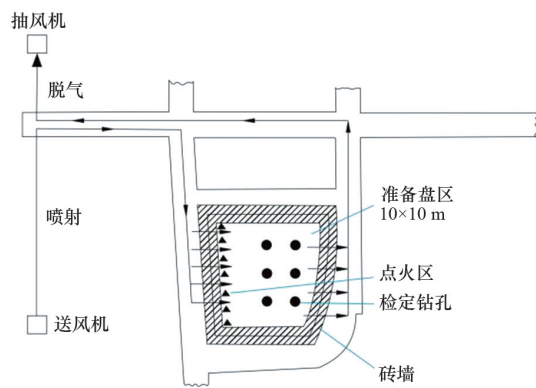


图2 苏联爆破松动煤层地下气化工艺示意^[12]

中国提出的长通道-大断面-两阶段地下气化工艺如图 3 所示。该工艺由中国矿业大学(北京)余力教授团队自主开发,先后在江苏徐州新河煤矿二号井、河北唐山刘庄煤矿、山东新汶孙村煤矿、鄂庄煤矿、山西昔阳杏丹峪煤矿、陕西澄合王村斜井等,开展了不同赋煤条件下的现场试验,并进一步发展形成了分离控制注气点煤炭地下气化炉及其工艺方法^[11,13-16]。另外,柴兆喜等^[17]提出了换管注

气点后退式气化工艺,该工艺是在分离控制注气点气化工艺基础上,改进了气流控制方法而创立。

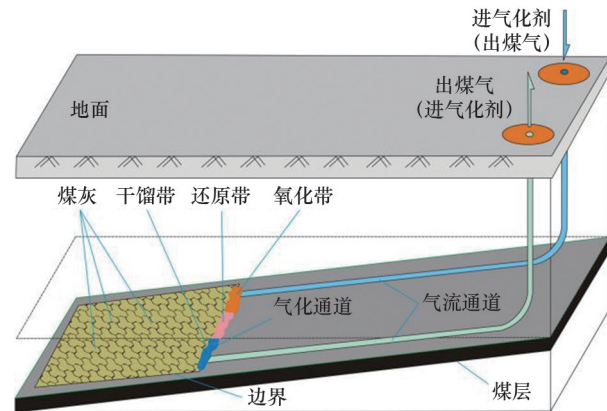


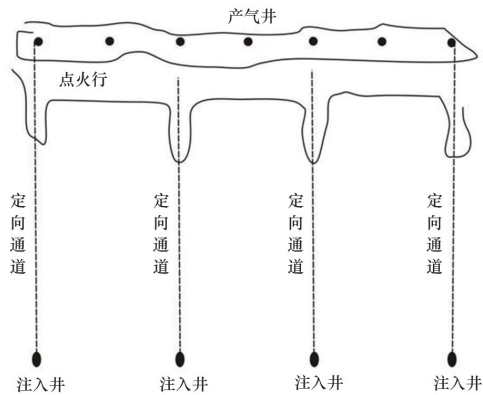
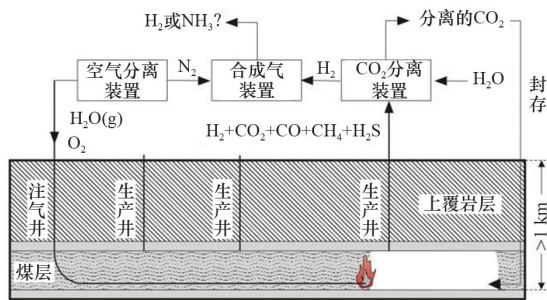
图3 矿井式煤炭地下气化示意^[13]

1.2.2 钻井式气化

钻井式气化,又称无井式气化,是指利用定向井或火力贯通、水力压裂贯通、电力贯通等特殊技术施工气化通道、气流通道,在地面布置操作与控制设备。建炉过程无需人工井下作业,一般适用于低品位、地质构造相对复杂及深部煤炭资源开采,也可用于老矿井遗弃煤炭资源的回收。钻井式气化工艺主要有:长臂气化工艺、控制注气点后退式气化工艺、eUCG™气化工艺、以及分离控制注气点后退-水雾式气化工艺。

长臂气化工艺由苏联提出,该技术具有建炉规模大、煤炭回采率高、产生的煤气组分和气流量长期稳定等优点。在苏联乌兹别克斯坦安格林实现了商业化运行,已连续运行 50 余年,建成了世界上最大的煤炭地下气化站,日产空气煤气 $100 \times 10^4 \text{ Nm}^3$,累计生产空气煤气超过 $160 \times 10^8 \text{ Nm}^3$,主要用于与重油掺混燃烧发电,形成了以安格林为代表的单元炉气化技术^[12,18],如图 4 所示。

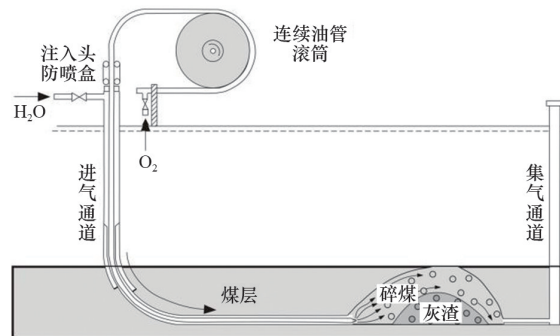
控制注气点后退式(controlled retraction Injection Point, CRIP)气化工艺如图 5 所示。该技术由美国提出,具有气化炉可控性较强、所需钻孔数量少、煤气成本低等优点。在美国怀俄明州粉河盆地、华盛顿州森特拉利亚、阿拉斯加安科雷奇等,以及在英国、比利时、澳大利亚等国家进行过试验,虽

图4 安格林煤炭地下气化技术方案设计示意^[12]图5 美国CRIP气化工艺过程示意^[20]

然取得一些进展,但截至目前仍未实现商业化和广泛应用^[19]。

εUCG™气化工艺是由成立于1994年的加拿大ErgoExergy Technologies公司沿用、改进苏联气化工艺技术,在全球范围内进行推广应用^[6]。近年来,已被多个国家或地区选用来建设试验项目和商业化项目。例如,南非马久巴(Majuba)煤田UCG项目于2007年1月点火成功,初始产气量为3000 m³/h,最终将提高到25×10⁴ m³/h,预计2020年达到2100 MW的发电规模;澳大利亚Linc Energy公司Chinchilla 1号项目于1999年12月开始产气连续运行至2002年4月,气化煤炭资源约3.5×10⁴ t,产生合成气8000×10⁴ Nm³,煤气热值5 MJ/Nm³;Cougar Energy公司金格罗伊(Kingaroy)UCG项目于2010年3月15日产气,仅有效运行5天,气化煤炭约20 t^[5,21]。该技术在Chinchilla 1号项目和世界范围内其他项目的成功运行,显示出相对于CRIP和矿井巷道等技术的优越性^[5]。

分离控制注气点后退-水雾式(discrete control technology of receding injection point and water atomization, DCRA)气化工艺如图6所示。该项目由中国矿业大学(北京)与新奥集团合作,依托在内蒙古乌兰察布褐煤区进行的现场试验,采用注气点后退式气化原理,充分吸收、借鉴苏联安格林气化技术,开发了无需再点火的移动注气点后退气化工艺^[8,18]。该项目于2007年4月启动,10月22日点火成功,先后建设了3个气化炉,日产低热值煤气21.7×10⁴ Nm³,煤气热值平均3.96 MJ/Nm³,日产合成气12.4×10⁴ Nm³,有效组分(H₂+CO+CH₄)为40%~51%,累计连续发电1500 kW,完成了空气气化、富氧气化、富氧-二氧化碳气化工艺试验,获得了相应的工艺参数,为开展钻井式煤炭地下气化技术的应用奠定了基础^[8]。

图6 DCRA气化工艺示意^[8]

2 气化技术进展

目前,煤炭地下气化已开展了大量的研究和试验工作,积累了丰富的经验和影响煤炭地下气化项目成功运行关键性指标。在实践中,为了实现煤炭地下气化项目的高效安全运行,需要做许多权衡与决策。在综合考虑气化效率、经济性和环境因素等来评价性能的同时,煤层地质条件、燃空区的监测和污染物的监测防治技术等都会影响煤炭地下气化项目的高效安全运行。

2.1 选址评价

科学选址是实现煤炭地下气化稳定控制及防治地下水污染的重要前提,不同地区煤田地质构

造、煤质条件、煤层赋存条件、煤层围岩性质及水文地质条件等存在差异,直接影响气化区的合理选址和气化炉的建立^[18,20,22-23]。前期的一些现场试验,例如美国的Hoe Creek煤炭地下气化试验,导致了地表沉降和地下水污染等环境问题,因此更加要求科学地选择地质、煤质等适宜区域,以减少环境风险。

2.1.1 煤阶

煤是一种结构非常复杂、含有害元素等杂质的可燃有机岩。煤中水分、灰分、挥发分、黏结性、灰熔点、结渣性及二氧化碳反应活性、热稳定性等都会影响煤气化结果。煤炭地下气化,褐煤到无烟煤都可以作为气化目标煤层(表1),其中,次烟煤的挥发分相对较高、水分及灰分含量相对中等,在大

部分UCG试验项目中取得成功,显示在次烟煤地区具有更强的适用性^[24-26]。Li Yulan等^[27]采用连续的O₂-H₂O(g)为气化剂,分别对褐煤、软煤(次烟煤)、硬煤(烟煤)进行了气化模拟实验,实验中控制温度场、浓度场、气化反应速率、燃烧面积、过程稳定性、测控技术等参数,结果显示,褐煤煤气甲烷含量低,热值较低,吨煤产气率也较低;次烟煤煤气甲烷含量高,热值适中,吨煤产气率较高;烟煤煤气甲烷含量中等,热值中等,吨煤产气率高(表2)。此外,不同煤阶煤在受热时破裂性质及矿物行为是影响煤炭地下气化大规模运行的关键因素^[24],低煤阶煤在受热时会发生收缩,导致侧壁及顶部煤层脱落,注入的气化剂可以很容易地流动或渗透到煤层

表1 世界主要煤炭地下气化项目煤气组分^[26,30-32]

国家	工程地点	煤类	采用技术	气化剂	煤气组分/%						煤气热值/(MJ·m ⁻³)
					CH ₄	H ₂	CO	CO ₂	N ₂	其他	
	Angren	次烟煤		空气	2.0~3.6	19.7~22.8	6.0~14.2	13.2~20.1	45.5~51.6	0.6~0.8	8.76~1.293
苏联	Lisichanskaya	烟煤	苏联(无井式)	空气	3.2	19.1	4.0	19.0	53.5	1.1	0.896
				空气-水蒸气	5	51	15	21	/	/	2.2
				空气	3.2	15.2	11.9	15.4	53.4	0.2	1.037
美国	Rocky Mountain 1	褐煤	CRIP(无井式)	空气	2.1	20.5	6.9	19.7	50.1	0.7	0.896
				空气	6.7~10.5	38~40	9.9~14.3	35.0~42.0	—	0~0.27	9.7~11.7
比利时	Thulin	半无烟煤	eUCG(无井式)	富氧-水蒸气	3.5~6.0	38~46	14~33	22~34	0.4~1.1	0.5~1.0	0.231~0.251
澳大利亚	Chinchilla	次烟煤	(无井式)	空气	18	32	17	—	—	—	5.0
				空气	2.91	23.58	7.78	—	52.25	—	5.02
				富氧-水蒸气	11.05	59.9	12.64	—	2.84	—	13.65
	徐州新河矿	气肥煤		空气	2~4	10~20	5~25	—	40~65	—	4.18~5.86
	河北唐山刘庄矿	气肥煤	长通道、大断面、两阶段(有井式)	富氧-水蒸气	7.8~14.1	40.6~53.1	11.2~28.1	—	5.1~17.9	—	13.78
	河南鹤壁一矿	贫瘦煤		空气	2	13	20	—	59	—	4.73
	山东肥城曹庄矿	气肥煤		空气	3~5	15~25	5~8	—	40~65	—	3.76~5.02
中国	山西昔阳李夫峪矿	无烟煤	(有井式)	空气	2~4	15~20	5~10	—	40~65	—	4.18~5.02
				富氧-水蒸气	7~10	45~55	10~15	—	10~15	—	11.0~13.0
				空气	3.04	24.59	3.37	—	52.81	—	4.22
	新汶孙村矿	气煤		富氧-水蒸气	9.28	52.86	9.32	—	5.6	—	11.36
	甘肃华亭原安口矿	不粘煤		空气	1.51	16.34	12.73	17.51	51.66	0.25	4.1
				富氧-水蒸气	3.52	36.19	29.61	0.49	—	—	—
	新奥乌兰察布	褐煤	DCRA(无井式)	空气	3.41~4.72	14.54~19.63	1.52~3.54	15.29~20.23	50.53~60.61	0~0.4	3.35~4.61
富氧(40%)				8.62	26.62	10.14	34.09	20.47	0.06	7.22	

表2 不同煤阶煤气化煤气组分、热值和煤气产率^[27]

煤类	煤气组分/%					煤气热值/ (MJ·m ⁻³)	煤气产率/ (m ³ ·kg ⁻¹)
	H ₂	CO	CH ₄	CO ₂	N ₂		
褐煤	36~45	20~30	1~5	25~35	1~3	8.5~9.5	1.2~1.4
软煤(次烟煤)	33~42	25~35	4~10	20~25	2~3	9.6~11	1.8~2.3
硬煤(烟煤)	35~45	25~35	2~8	25~30	1~3	9.5~10	1.9~2.5

表面,与剩余的煤层发生反应;高煤阶煤加热后容易膨胀,导致挥发分从孔隙中扩散到煤表面,造成煤的气化反应性较弱,对高煤阶煤的受热脱落机制还需更进一步研究^[28]。通过现场试验也显示出高煤阶煤在气化过程中出现的问题较多,无烟煤和烟煤具有低含水率、低挥发分和低渗透性,需要供给更多的氧气、水蒸气或水用于满足煤气化条件,同时在点火条件上比低煤阶煤要求更高^[26]。因此,有学者建议使用褐煤和次烟煤级别较低的煤或低级别高挥发性烟煤实施煤炭地下气化项目^[29]。

2.1.2 赋存条件

煤层的赋存条件主要是煤层厚度和煤层埋深。

煤层厚度主要影响煤炭地下气化开采过程的气化效率。在气化过程中,气化燃烧面积和气体不仅通过换热降温,且一部分热量还会流失到煤层及顶底板围岩中,对地下气化过程的稳定性产生不利影响。Dana and Oliver^[33]建议煤层厚度应介于2~15 m并且煤层厚度变化不大于25%,煤层厚度的变化增加钻井难度,当煤层厚度小于2 m时,围岩的冷却作用对煤气热值影响较大,可以通过增加气化剂流速和氧浓度提高热值,而且厚度减小引起气化产物的CO₂组分含量较高^[29,34-35]。Burton等^[20]认为煤炭地下气化煤层厚度大于1 m或更厚可以提高气化经济性,而小于0.5 m的煤层被认为不适宜于UCG。Beath等^[36]统计了世界上大多数UCG项目,显示煤层厚度大于5 m是UCG取得成功的下限。刘淑琴等^[37]在考虑煤层厚度及厚度变化的同时,也考虑了煤层夹矸,认为褐煤煤层厚度至少为2.0 m,夹矸层不应超过净煤层厚度的50%,单层夹矸的允许最大厚度不超过0.5 m;烟煤以上煤层厚度至少为0.8 m,当煤层厚度为0.8~1.2 m时,夹矸层的厚度不得超过0.2 m;在气化厚煤层时,夹矸层

和煤层的厚度之比应不大于0.5。Perkins^[26]认为煤层厚度小于3 m且吨煤气化供水量大于2时,煤气热值较低(<4 MJ/Nm³),煤层越厚单位体积煤的热损失越小,煤气热值越高,这一结论在苏联煤炭地下气化试验项目中得到了验证(图7)。综上所述,煤炭地下气化项目的煤层厚度一般要求大于2 m,煤层夹矸对气化效率造成的影响也应一并考虑。

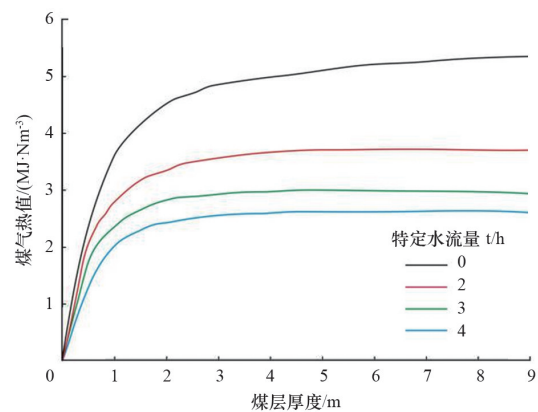


图7 不同煤层厚度条件下空气气化剂吨煤气化水量对合成煤气热值的影响^[26]

已有的煤炭地下气化试验项目煤层埋深差异较大,欧洲的试验项目埋深绝大多数为300 m以深,其他国家的试验项目为300 m以浅,埋深小于200 m的气化项目会引起地面沉降等环境问题,如图8所示。Burton等^[20]建议地下气化煤层深度大于200 m,而Mostade^[38]建议地下气化煤层深度大于300~400 m为宜,可以避免煤层较浅时气化引起的地面沉降等环境问题。此外,煤层埋深越大气化对含水层的污染越小,Shafirovich等^[29]建议气化煤层与含水层间的距离为煤层厚度的25倍,或距离煤层顶板至少31 m。研究表明,气化煤层压力受埋深影响较大,一般煤层埋深增加100 m,压力增加

1 MPa, 并且钻井成本会随着深度的增加而增加。Green^[39]通过对比以富氧-水蒸气为气化剂条件下不同深度、不同压力下地下气化产生的煤气组分及热值分布, 结果显示, 在一定深度范围内(地层压力 < 125 MPa), 随着深度或压力的增加气化产生的煤气组分中 CO_2 和 CH_4 含量增加, CO 和 H_2 含量减少, 相应的煤气热值随着压力的增加而增大, 如图 9 所示。综上所述, 煤炭地下气化项目的煤层应具有合适的埋藏深度, 同时还应考虑钻井成本带来的投资回报率。

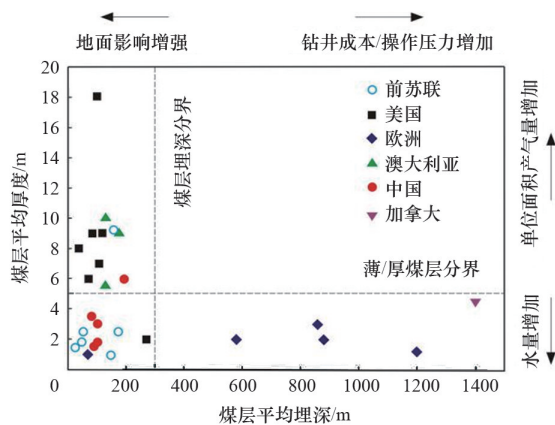


图 8 煤炭地下气化试验项目煤层平均埋深与平均厚度关系^[26]

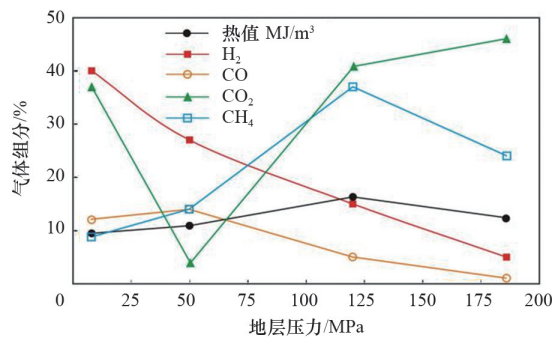


图 9 富氧-水蒸气条件下不同煤层压力煤气化煤气组分^[39]

2.1.3 其他条件

煤炭地下气化煤层的适宜倾角为 $0^\circ \sim 70^\circ$, 气化煤层的角度变化 $< 2^\circ$, 可以避免因煤层倾角过大引起的钻井事故^[33], 且煤层微角度有助于氧化区内的水分、灰分迁移, 有利于地下气化碳循环。气化煤层距离断层 > 200 m, 且两条主要断层间的距离至

少相距 1000 m, 可以避免由断层引起气化炉漏气。煤层水分 $< 15\%$, 灰分 $< 50\%$, 硫分 $< 1\%$, 直接顶板厚度 > 15 m, 煤层渗透率 $(50 \sim 150) \times 10^{-3} \mu\text{m}^2$, 煤炭资源量 > 80 Mt, 可以满足 600 MW_e 电厂运营 25 年。

2.2 气化剂选择

现有的煤炭地下气化氧化剂主要有: 空气、富氧、富氧-水蒸气或水、富氧-二氧化碳 (CO_2) 等^[9]。注入不同的氧化剂, 气化产生的煤气组分差异较大。使用空气作为氧化剂产生低热值空气煤气(热值 $3 \sim 6 \text{ MJ/m}^3$), 可作为燃料用于锅炉燃烧或发电。使用富氧气化剂产生的煤气有效组分为 $\text{H}_2 + \text{CO} + \text{CH}_4$, 煤气热值随着氧气浓度的增加而增加, 可作为燃料用于工业窑炉燃烧或发电, 也可用于分离 H_2 和 CH_4 。使用富氧-水蒸气(或水)混合物作为氧化剂时, 气体热值可达到 11 MJ/m^3 以上, H_2 含量显著增多, 可作为燃料外, 也可用于化工合成气。富氧-二氧化碳 (CO_2) 采用二氧化碳替代水蒸气或水作为气化剂, 可以减少富氧空气气化 N_2 对合成气组分的影响^[9, 26]。与传统的空气气化剂相比, 富氧-二氧化碳 (CO_2) 气化剂能够有效提高出口煤气热值 ($> 6 \text{ MJ/m}^3$), 而且可以根据不同的工艺方法产生出组分不同的煤气, CO 含量在 10% 以上, CO_2 含量降低 20%, 具有明显的经济效益(表 3)^[6]。

2.3 燃空区控制与监测

在煤炭地下气化过程中, 随着地下气化炉的推广, 煤层燃烧后形成燃空区, 其顶板岩层受高温、自身重力荷载及构造应力释放等因素的影响, 产生大量裂隙并冒落, 过量时会造成气化通道堵塞、地表沉陷, 引起环境或安全问题, 当形成的裂隙沟通上部含水层时导致大量水进入气化炉内影响燃烧区正常运行, 甚至导致煤气泄漏或溢出造成事故^[40]。国内外学者考虑岩石热软化、流变、温度、流体、应力耦合及岩石高温下热物理力学性质等因素影响, 采用有限元数值计算及温度-应力耦合条件下燃空区扩展的数值计算等模型对燃空区覆岩稳定性及扩展规律进行研究, 在地表沉陷预测及燃控区控制方面取得了一些进展^[29, 41-47], 对煤炭地下气化的气化炉设计及气化规模规划提供了理论依据。

燃控区监测方面, 目前主要采用地球物理间接

表3 富氧- CO_2 煤气主要技术经济指标及比较^[6]

目标产物	技术经济指标	指标值
煤气	吨煤产气量, m^3/t	1389
	可采煤量, 万 t	54.15
	产气量, 万 m^3	84494
	建炉投资, 万元	1550
	建炉成本, 元/ m^3	0.018
	CO_2 - O_2 成本, 元/ m^3	0.053
	动力费, 元/ m^3	0.020
	直接人工成本, 元/ m^3	0.008
	设备折旧, 元/ m^3	0.026
	煤气综合成本, 元/ m^3	0.125
甲醇	单位甲醇耗富氧煤气量, m^3/t	3830
	合成需富氧煤气直接成本, 元/t	479
	设备折旧及运行成本, 元/t	923
	甲醇综合成本, 元/t	1402
甲烷	单位甲烷耗富氧煤气量, m^3/t	4
	合成需富氧煤气直接成本, 元/t	0.50
	设备折旧及运行成本, 元/t	0.73
	甲烷综合成本, 元/t	1.23

监测的方法,如电阻层析成像(ERT)和瞬变电磁法(TEM)。电阻层析成像(electrical resistance tomography, ERT)是电学层析成像技术存在4种基本形式之一,是过程层析成像技术中的1个分支,是电阻抗层析成像(electrical impedance tomography, EIT)技术的一种简化形式。具有场源容易实现、实施简便、对现场无破坏作用、分辨率高(与通电阻率法相比)、经济实惠(与地震波层析成像相比)、穿透深度大(与电磁波层析成像相比),以及通过计算机技术可以自动生成接近实时的层析成像图像,并通过低成本传感器(通常在钻孔内运行)监测燃烧前端和空腔图像等优点,从而使得利用ERT实现对UCG的近实时监测成为可能^[48]。Mellors等^[49]采用该技术进行燃空区的监测应用,精确地反映了燃空区的尺寸和形状,但对于燃空区边界的确定还需借助现场数据进行标定。在反演精度、非唯一性、地形对反演的影响方面还需进一步完善,尤其是三维

电阻率成像问题,目前国内外还在进行理论探讨,迄今未见有应用实例,如果将其中关键技术问题突破,广泛应用于煤炭地下气化,会对地下煤气化带来革命性的变革^[6,48]。

瞬变电磁法(transient electromagnetic methods, TEM)是一种时间域电磁法,以地质体的导电性、导磁性差异为物质基础,根据电磁感应原理,利用不接地回线或接地线源向地下发送一次脉冲磁场,在一次脉冲磁场的间隙期间,利用线圈或接地电极观测二次涡流场,并研究该场的空间与时间分布规律,来达到寻找地下矿产资源或解决其他工程地质问题的目的,具有施工快捷、探测深度较大、抗干扰能力强、对低阻体反映灵敏和不受高阻层屏蔽等优点^[50-51],用以探测煤炭地下气化燃空区域。杨兰和等^[52]应用瞬变电磁法(TEM)对唐山刘庄煤矿煤炭地下气化燃空区进行探测,基本上查明了9#和12#煤层地下气化炉燃空区的位置和范围,达到了预期的目的和效果。陈启辉等^[53]采用瞬变电磁法对某煤矿急倾斜煤层中煤炭地下气化燃空区扩展变化进行观测和探索研究,探测结果与地表下沉监测结果具有较好一致性,反映瞬变电磁法能较好地反应燃空区的规模形态。煤炭地下气化过程中,地下煤体导电性随着燃空区的变化逐渐发生变化,对采用瞬变电磁法探测燃空区提出了更高的要求,需要对地下气化过程进行时移性质的监测和多场源立体探测,提高探测精度^[50]。随着技术的发展,瞬变电磁法势必会成为一种非常有发展前景的地下煤气化探测技术^[6]。

2.4 水平井技术

钻井式(无井式)煤炭地下气化因建炉过程无需人工井下作业,适用于低品位、地质构造相对复杂及深部煤炭资源开采受到青睐。该工艺的关键技术之一是煤层贯通水平井技术。U型水平对接井施工中存在的主要难点包括井眼轨迹控制、水平井与直井联通精度、硬质合金与基体的烧结工艺落后于国外,需创新工艺技术,达到较高的成品质量,并降低制造成本^[54-56]。超短半径水平定向钻孔技术是在定向井、水平井和小井眼钻井技术基础上发展起来的综合钻井技术,其曲率半径只有0.3 m左

右,是钻井领域最新发展的技术之一,如图 10 所示。国外对该技术的研究较早,并在煤层气、石油等矿藏的开发中得到了普遍应用^[57]。国内对该技术的研究相对较晚,主要是应用于石油和煤层气开采方面^[58-60],钻井水平段距离可达到 100 m 以上^[61-62]。澳大利亚最新研究的超短半径钻孔径向孔长 200~300 m,孔径大于 75 mm^[63],进一步提高了地下煤气化水平定向贯通技术,该技术的应用可增加单孔气化采煤量,推动煤炭地下气化科技进步。

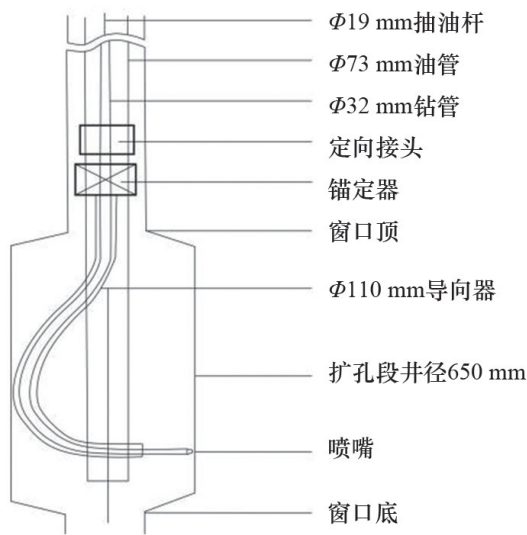


图 10 超短水平井结构示意图^[62]

2.5 UCG-CCUS 技术

煤炭地下气化-碳捕获碳利用碳封存(UCG-CCUS)技术符合国家能源战略需求。CCUS(carbon capture, utilization and storage)是 CCS(carbon capture and storage)技术新的发展趋势,主要利用方式包括二氧化碳驱油(EOR)、二氧化碳驱煤层气(ECBM)、页岩气、食品级 CO₂精制以及其他方式。目前 CCUS 的概念已经在世界范围内被广泛接受,CO₂ 的利用也引起了政府相关主管部门的重视。中国大部分盆地具有煤、油、气共生的资源特点,在采用煤炭地下气化技术(UCG)气化煤炭资源时,产生的粗煤气分离成二氧化碳(CO₂)、甲烷(CH₄)、一氧化碳和氢气(CO+H₂),甲烷(CH₄)经压缩后可以生产液化天然气(LNG)或压缩天然气(CNG),一氧化碳和氢气(CO+H₂)可用于发电,二氧化碳(CO₂)注入下部的油层、煤层气层,在提高石油、煤层气采收率的同时实现二氧化碳(CO₂)地下封存,从而实现化石能源的低碳循环开采及能源的梯级综合利用(图 11)^[64]。目前,中石油、中石化、延长石油等油田企业已开展了相关 CCUS 示范项目,积累了一定的技术经济数据和工程经验^[65],但在二氧化碳(CO₂)地下封存监测技术、安全管理体系、成本控制、资源化利用规模等方面还需要进一步研究^[66]。

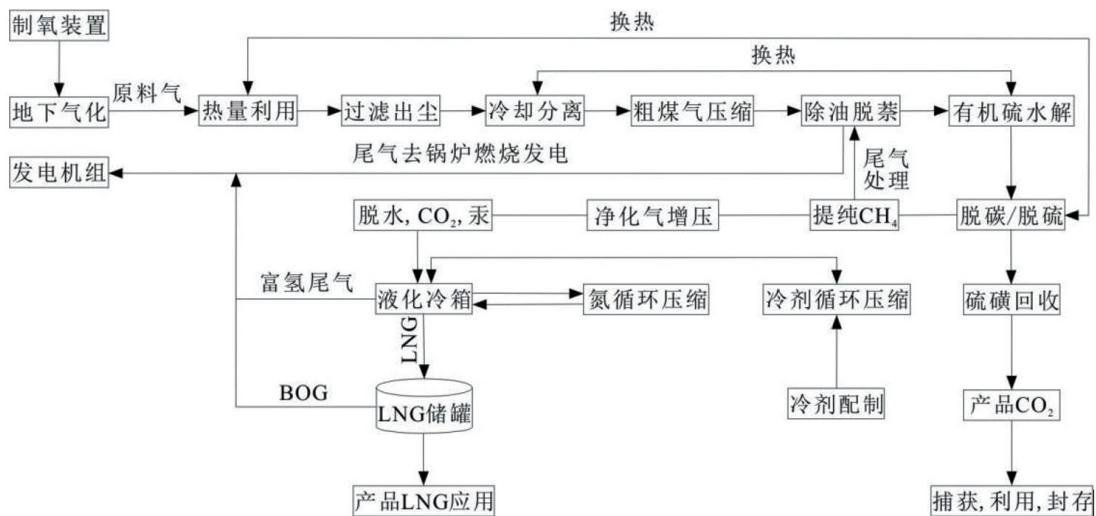


图 11 气化产物分级利用工艺流程示意^[64]

3 关键问题及发展趋势

3.1 存在的关键问题

现有煤炭地下气化绝大多数现场试验均在 1000 m 以浅的煤层进行,除苏联安格林煤炭地下气化项目自 1961 年运行至今外,其余项目受气化技术手段或国家政策导向等影响导致运行停止。主要体现在 5 方面^[5,32,67]。一是受石油、天然气资源的大规模开发利用对煤炭地下气化造成冲击,如苏联 1932—1965 年开发的气化项目。二是气化规模小、产出气体热值低,如中国前期在新汶鄂庄煤矿、甘肃华亭煤矿、徐州马庄煤矿等的试验项目,以及南非的马久巴试验项目受此影响而关停。三是地下气化炉燃烧推进过程中燃空区上覆岩层冒落造成上部含水层的破坏,水涌入气化通道造成燃烧失败,如西班牙 Tremedal 试验项目和美国 Hoe Creek 等试验项目。四是连续管技术障碍造成的项目停止,如中国的乌兰察布试验项目和加拿大的 Swan-hills 试验项目等。五是受国家环保政策的影响项目关停,如美国 1987—1988 年试验的 Rocky Mountain I 号气化项目,受地面沉陷和浅层地下水污染导致项目停止;澳大利亚 2011—2013 年试验的 Chinchilla 5 号气化项目,受国家环保政策影响停止运行。

中深层的煤炭地下气化开采可以有效避免地下水污染,避开煤炭矿井开采范围,增加气化炉的密闭性,提高气化反应速度和煤气热值^[67],但要实现产业化仍需有效解决上述问题并且面临着一些新的技术难点有待攻克。一是中深部岩体的物理力学行为与浅部存在差异,需要研究构建深部岩体在地下气化扰动下的岩体稳定性、顶板岩性的扩展演化规律以及“三场”(岩体应力场-裂隙场-渗流场)的演化特征^[2]。二是中深部煤炭地下气化的化学反应机理比浅部更加复杂,地址选区评价、反应腔的精准监测及控制工艺技术和气化产物的资源环境效应要求更加严格^[67]。三是现有的煤炭地下气化工艺较为单一,缺少对气化反应区移动状态的有效控制技术,需要在多炉联合构建与维护、定向水平井和逆向气化通道形成技术以及热作用下炉孔

井身结构与成井技术等方面投入更多研究^[6]。

3.2 发展趋势

煤炭地下气化过程煤层燃烧放出大量热能,一部分顺着气化推进方向满足煤层还原、干馏所需温度,剩余热能和气化气体顺着出气管道排出地面,如图 12 所示。乌兰察布地下气化现场试验监测的气化出气口混合煤气的温度一般为 100~180℃,这一温度与气化深度和产量相关;另一部分热能在垂向上延伸扩散,最大扩散高度约 5~20 m,造成热能浪费,如若将该部分热能有效利用,减少热能浪费,则可提高综合利用率。

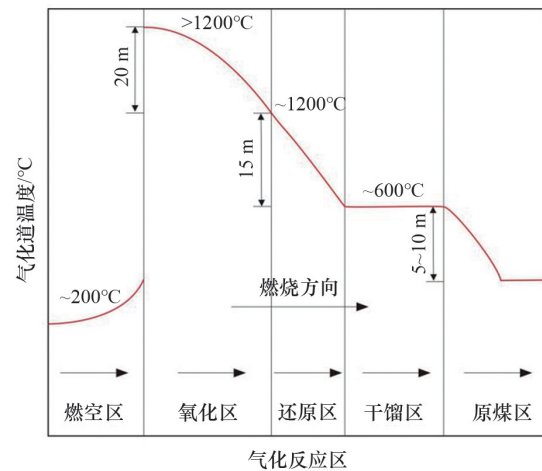


图 12 实验室模拟的煤炭地下气化反应区温度分布特征^[68-69]

3.2.1 实现煤与煤层气共采

研究表明,煤层气以吸附气为主,煤对甲烷的解吸作用是非自发的吸热过程,增加温度有利于解吸作用的进行^[70],且煤层温度每升高 1℃,煤吸附瓦斯的能力降低约为 8%。赵昱^[71]尝试通过地面直井将煤层气燃烧后的高温气体注入煤层对煤层进行加热以提高煤层气产气效率,该方法克服了低渗、低压、低饱和度等煤层的不利因素,但二氧化碳气体和甲烷气体的快速分离难度较大。冯增朝等^[72]发明了一种加热煤层抽采煤层气的方法,从地面向煤层中钻井并建立井网,其中一口井为热源注入井其余井为采气井,通过对煤层的加热,提高煤对甲烷的解吸效率,加快解吸速度,同时煤体被加热后

易破裂形成裂缝,增加了煤层渗透率,提高了采收率,如图13所示。

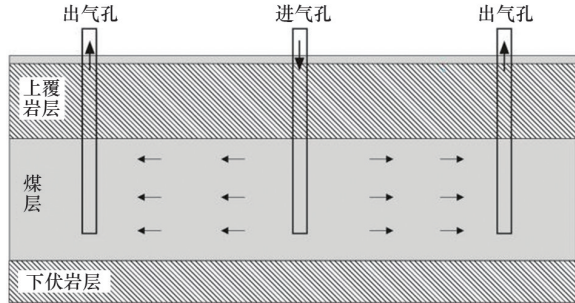


图13 加热煤层抽采煤层气示意^[72]

梁杰等^[73]发明了一种煤层气热采新工艺,首次将煤炭地下气化与煤层气的抽采相结合,利用煤炭地下气化过程产生的热量加热未被气化煤层从而达到提高煤对甲烷的解吸效率。陈峰等^[74]在此基础上发明了一种煤层气与煤共采方法,细化了煤炭地下气化与煤层气抽采相结合技术,原理是利用地下气化高温加热煤层,提高煤对甲烷的解吸能力,增加煤层的渗透率和渗透压力,提高煤层气产率(图14)。美国、英国和苏联的煤炭地下气化现场试验结果显示,气化反应区围岩的热损失较大,需要气化煤层的厚度不小于2 m,以免造成热量损失降低气化效果^[75-76]。煤炭地下气化与煤层气抽采相结合的方法,适用于煤层厚度>2 m的厚煤层或

多层相邻叠置薄煤层,具有一定的应用局限性。

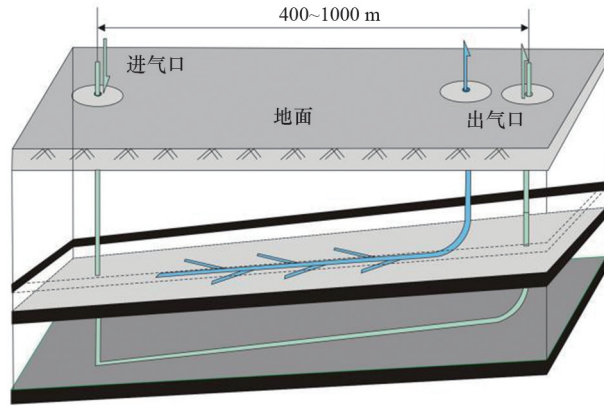


图14 煤与煤层气共采方法示意^[74]

3.2.2 相邻煤层地下气化开采稠油

理想情况下,煤炭地下气化产生的热量,可以加热相邻含油地层,由于高温作用原油黏度降低,在相同的压力梯度下更容易流向开采井,从而提高原油采收率。Jiang等^[77]创新性的提出煤炭地下气化与稠油开采相结合的方法,在实验室分别模拟了水平井和直井在受热条件下稠油的产出速率。图15显示了有UCG条件下和无UCG条件下的原油产出速率,在无UCG条件的模型中,由于原始地层压力无法使更多稠油流动,从第2天起产油速率开始下降,而有UCG条件的模型中,原油受热后黏度降低产油速率逐渐增加。

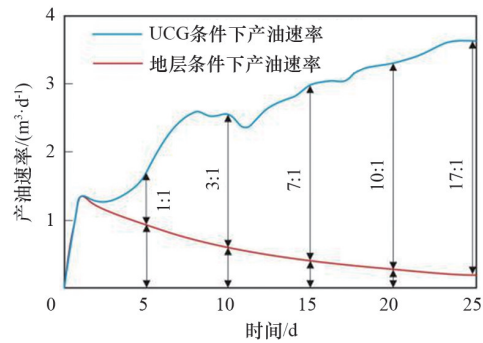
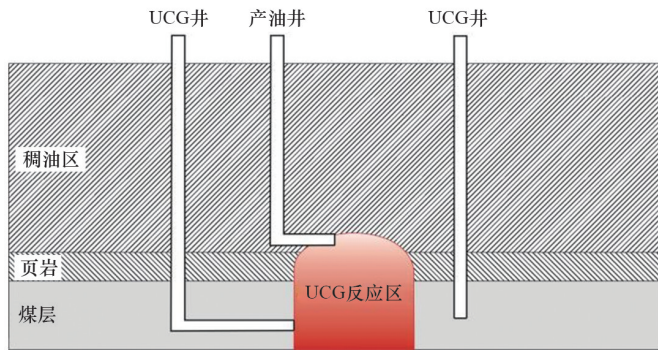


图15 相邻煤层地下气化开采稠油示意与有无UCG条件下产油速率比较^[77]

在UCG反应腔周围热量可以在较短的时间(2天内)达到上覆油层,并随着时间的推移逐渐渗透到油藏中,在几天的时间内,原油黏度可以大幅度

降低,显示出UCG在调动稠油方面的巨大前景。在试验模拟的25天里油藏的温度可提高到300℃以上,远在3 m之外的稠油资源被UCG产生的热量

所驱动。该模型在薄煤层中应用效果较好,原因是由于煤层越厚,气化合成气产量越高,而对热传递的阻力越大,初始热前缘传播越慢,产油也就越慢。但从长远来看,由于煤的燃烧可以产生更多的热量,从而能够调动周围更多的稠油。因此,在厚煤层附近开采稠油时,建议采用UCG技术,以延长开采周期^[77]。

4 结论

中国的能源结构是以煤为主,随着浅部煤炭资源日益减少,深部煤炭资源绿色高效生产成为今后发展的必然趋势。中国煤炭资源分布主要集中在中西部地区,生态环境脆弱,尤其是黄河流域高质量发展国家战略的提出,对沿线煤炭资源开发提出了更高的环保要求,而煤炭地下气化技术作为开发深部煤炭资源的有效手段,经历了100多年的长足发展,在科学选址、气化剂选择、燃空区监测与污染物防治、水平井钻进及气化产物分级综合利用等方面取得了进展,积累了经验,为保障能源安全、减少煤炭开发引起的地表环境问题等方面奠定了基础,但也存在一些亟待解决的问题。煤炭地下气化研究是一项综合性课题,需要多学科方向的学者共同努力,也需要各地质勘查、能源开发、燃气发电等企业的共同参与,尤其是国家在制定能源发展战略、立项国家科技攻关项目等方面给予政策和经费支持,全面调动企业及科研人员研发积极性,为煤炭清洁高效利用提供有力支撑。

参考文献(Reference)

- [1] 彭苏萍, 张博, 王佟. 我国煤炭资源“井”字形分布特征与可持续发展战略[J]. 中国工程科学, 2015, 17(9): 29-35.
- [2] 谢和平, 鞠杨, 高明忠, 等. 煤炭深部原位流态化开采的理论与技术体系[J]. 煤炭学报, 2018, 43(5): 1210-1219.
- [3] 余力, 鲍德佑. 煤炭地下气化与氢能的开发[J]. 科技导报, 1997(6): 39-41, 57.
- [4] 余力, 梁杰, 余学东. 煤炭资源开发与利用新方法—煤炭地下气化技术[J]. 科技导报, 1999(4): 33-35.
- [5] Blinderman M S. Application of the exergy UCG technology in international UCG projects[C/OL]//2017 Institute of Physics(IOP) Conference Series: Proceedings of Workshop on Challenges and Opportunities of Underground Coal Gasification. London, UK: Institute of Physics Publishing, 2017, 76(1): 012009. <https://iopscience.iop.org/issue/1755-1315/76/1>.
- [6] 岑可法. 先进清洁煤燃烧与气化技术[M]. 北京: 科学出版社, 2014: 322-346.
- [7] Lee S, Speight J, Loyalka S K. Handbook of alternative fuel technologies[M]. Boca Raton, USA: Chemical Rubber Company Press, 2015.
- [8] 梁杰, 王张卿. 煤炭地下气化基础: 基于三区分布的煤炭地下气化物料与能量平衡模型[M]. 北京: 科学出版社, 2017.
- [9] 梁杰. 煤炭地下气化技术进展[J]. 煤炭工程, 2017, 49(8): 1-4.
- [10] Lazarenko S N, Kreinin E V. Underground coal gasification in Kuzbass: New opportunities[R/OL]. Kemerovo, Russia: Institute of Coal and Geochemistry, Siberian Branch of the Russian Academy of Sciences, 2006. <http://www.iccms.sbras.ru>.
- [11] 梁杰, 崔勇, 王张卿, 等. 煤炭地下气化炉型及工艺[J]. 煤炭科学技术, 2013, 41(5): 10-15.
- [12] Saptikov I M. History of UCG development in the USSR [M/OL]//Blinderman M S, Alexander Y K. Underground Coal Gasification and Combustion. London, UK: Woodhead Publishing, 2017: 25-58. <https://doi.org/10.1016/B978-0-08-100313-8.00003-7>.
- [13] 梁杰, 余力. “长通道、大断面”煤炭地下气化新工艺[J]. 中国煤炭, 2002, 28(12): 10-12.
- [14] 梁杰, 朗庆田, 余力, 等. 缓倾斜薄煤层地下气化试验研究[J]. 煤炭学报, 2003, 28(2): 126-130.
- [15] 梁杰, 刘淑琴, 赵丽梅, 等. 太原东山煤地下气化模型试验研究[J]. 燃料化学学报, 2004, 32(1): 12-17.
- [16] 梁杰, 张彦春, 魏传玉, 等. 昔阳无烟煤地下气化模型试验研究[J]. 中国矿业大学学报, 2006, 35(1): 25-28.
- [17] 柴兆喜, 董双干, 聂世瑄, 等. 我国矿井气化采煤技术的试验及其产业化研究[J]. 中国煤炭, 2002, 28(12): 11-13.
- [18] 刘淑琴, 陈峰, 庞旭林, 等. 煤炭地下气化反应过程分析及稳定控制工艺[J]. 煤炭科学技术, 2015, 43(1): 125-128.
- [19] Camp D W. Underground coal gasification research and development in the United States[M/OL]//Blinderman M S, Alexander Y K. Underground Coal Gasification and

- Combustion. London, UK: Woodhead Publishing, 2017: 60–125. <https://doi.org/10.1016/B978-0-08-100313-8.00003-7>.
- [20] Burton E, Friedmann J, Upadhye R. Best practices in underground coal gasification[R/OL]. Livermore, USA: Lawrence Livermore National Laboratory, 2017. <https://www.osti.gov/biblio/1580018>.
- [21] Walker L. The development of UCG in Australia[M/OL]// Blinderman M S, Alexander Y K. Underground Coal Gasification and Combustion. London, UK: Woodhead Publishing, 2017: 175–212. <https://doi.org/10.1016/B978-0-08-100313-8.00003-7>.
- [22] 杨兰和, 宋全友, 李耀娟. 煤炭地下气化工程[M]. 徐州: 中国矿业大学出版社, 2001.
- [23] Sury M, White M, Kirton J, et al. Review of environmental issues of underground coal gasification[R/OL]. London, United Kingdom, Department of Trade and Industry, 2004. <https://www.osti.gov/etdweb/biblio/20567958>.
- [24] Perkins G, Sahajwalla V. A numerical study of the effects of operating conditions and coal properties on cavity growth in underground coal gasification[J]. Energy & Fuels, 2006, 20(2): 596–608.
- [25] Perkins G, Du Toit E, Cochrane G, et al. Overview of underground coal gasification operations at Chinchilla, Australia[J]. Energy Sources, Part A: Recovery, Utilization, and Environmental Effects, 2016, 38(24): 3639–3646.
- [26] Perkins G. Underground coal gasification—Part I: Field demonstrations and process performance[J]. Progress in Energy and Combustion Science, 2018, 67: 158–187.
- [27] Li Y, Liang X, Liang J. An overview of the Chinese UCG Program[J]. Data Science Journal, 2007, 6: 460–466.
- [28] Britten J A, Thorsness C B. Modeling thermal and material interactions between a reacting char bed and a gasifying/spalling coal proof[R/OL]. Livermore USA: Lawrence Livermore National Laboratory, 1985. <https://www.osti.gov/biblio/5435763>.
- [29] Shafirovich E, Varma A. Underground coal gasification: A brief review of current status[J]. Industrial & Engineering Chemistry Research, 2009, 48(17): 7865–7875.
- [30] Bhutto A W, Bazmi A A, Zahedi G. Underground coal gasification: From fundamentals to applications[J]. Progress in Energy and Combustion Science, 2013, 39(1): 189–214.
- [31] Mao F. Underground coal gasification (UCG): A new trend of supply-side economics of fossil fuels[J]. Natural Gas Industry B, 2016, 3(4): 312–322.
- [32] Blinderman M S, Klimenko A Y. Underground coal gasification and combustion[M/OL]. London, UK: Woodhead Publishing, 2017. <https://doi.org/10.1016/B978-0-08-100313-8.00003-7>.
- [33] Oliver R L, Mason G M, Spackman LK. Field and laboratory results from the TONO i (CRIP) UCG cavity excavation project, Wideo mine site, centralia, Washington [J]. Fuel Science and Technology International, 1989, 7(8): 1059–1120.
- [34] Elliott M A. Coal utilization chemistry: Volume 2[M/OL]. New York: John Wiley & Sons Inc, 1991. <https://www.osti.gov/biblio/6001785>.
- [35] Mastalerz M E, Droniak A, Parke M, et al. Site evaluation for subsidence risk, hydrology, and characterization of Indiana coals for underground coal gasification(UCG) [R/OL]. West Lafayette: Center for Coal Technology Research, 2011. http://www.purdue.edu/discoverypark/energy/CCTR/SiteEval-IGS_March2011.php.
- [36] Beath A, Craig S, Littleboy A, et al. Underground coal gasification: evaluating environmental barriers[R/OL]. Brisbane, Australia: CSIRO Division of Exploration and Mining, 2004. <https://publications.csiro.au/rpr/pub?pid=legacy:2099>.
- [37] 刘淑琴, 周蓉, 潘佳, 等. 煤炭地下气化选址决策及地下水污染防控[J]. 煤炭科学技术, 2013, 41(5): 23–27.
- [38] Mostade M. Underground coal gasification(UCG) —the path to commercialization[J]. Coal Preparation Society of India Journal, 2014, 6(15): 18–37.
- [39] Green M. Recent developments and current position of underground coal gasification[J]. Journal of Power and Energy. 2018, 232(1): 39–46.
- [40] 刘建明. 煤炭地下气化燃空区扩展及顶板稳定性研究[D]. 徐州: 中国矿业大学, 2014.
- [41] 陆银龙, 王连国, 唐芙蓉, 等. 煤炭地下气化过程中温度-应力耦合作用下燃空区覆岩裂隙演化规律[J]. 煤炭学报, 2012, 37(8): 1292–1298.
- [42] 辛林. 马蹄沟煤矿地下气化开采覆岩移动规律研究[D]. 徐州: 中国矿业大学, 2014.
- [43] Laouafa F, Farret R, Vidal-Gilbert S, et al. Overview and modeling of mechanical and thermo mechanical impact of underground coal gasification exploitation[J]. Mitigation and Adaptation Strategies for Global Change, 2016, 21(4): 547–576.
- [44] Yang D, Sarhosis V, Sheng Y. Thermal-mechanical modeling around the cavities of underground coal gasification

- [J]. *Journal of the Energy Institute*, 2014, 87(4): 321-329.
- [45] Derbin Y, Walker J, Wanatowski D, et al. Soviet experience of underground coal gasification focusing on surface subsidence[J]. *Journal of Zhejiang University-Science A*, 2015, 16(10): 839-850.
- [46] Najafi M, Jalali S M E, KhaloKakaie R, et al. Prediction of cavity growth rate during underground coal gasification using multiple regression analysis[J]. *International Journal of Coal Science & Technology*, 2015, 2(4): 318-324.
- [47] 李怀展. 无井式煤炭地下气化岩层移动机理与控制研究[D]. 徐州: 中国矿业大学, 2017.
- [48] 曹立斌, 孟永良, 周建兰. 电阻率层析成像技术的回顾与展望[J]. *勘探地球物理进展*, 2004, 27(3): 170-173.
- [49] Mellors R, Yang X, White J A, et al. Advanced geophysical underground coal gasification monitoring[J]. *Mitigation and Adaptation Strategies for Global Change*, 2016, 21(4): 487-500.
- [50] 薛国强, 于景邨. 瞬变电磁法在煤炭领域的研究与应用新进展[J]. *地球物理学进展*, 2017, 32(1): 319-326.
- [51] 薛国强, 李貅, 底青云. 瞬变电磁法理论与应用研究进展[J]. *地球物理学进展*, 2007, 22(4): 1195-1200.
- [52] 杨兰和, 梁杰. 煤炭地下气化燃空区范围 TEM 探测方法[J]. *南京理工大学学报(自然科学版)*, 2001, 25(2): 200-204.
- [53] 陈启辉, 梁杰, 余力, 等. 瞬变电磁法探测煤炭地下气化燃空区扩展的试验研究[J]. *山东建筑大学学报*, 2007, 22(4): 288-292.
- [54] 郑月. 俄罗斯水平井地质导向钻井技术现状及发展趋势[D]. 青岛: 中国石油大学, 2013.
- [55] 胡安. 煤层气水平井与定向井连通技术研究与应用[D]. 青岛: 中国石油大学, 2013.
- [56] 熊亮, 张小连. 煤层气 U 型对接井施工关键技术[J]. *探矿工程(岩土钻掘工程)*, 2018, 45(2): 33-35, 51.
- [57] Abdel-Ghany M A, Siso S, Hassan A M, et al. New technology application, radial drilling Petrobel, first well in Egypt[C/OL]. // *Proceedings of 2011 Offshore Mediterranean Conference and Exhibition*. Washington, USA: Society of Petroleum Engineers, 2011. <https://www.onepetro.org>.
- [58] 杨永印, 杨海滨, 王瑞和, 等. 超短半径辐射分支水平钻井技术在韦 5 井的应用[J]. *石油钻采工艺*, 2006, 28(2): 11-14.
- [59] 张恒, 王大力, 王广新. 径向水平井在大庆油田应用的可行性探讨[J]. *西部探矿工程*, 2009, 21(9): 73-76.
- [60] 李欢欢. 超短半径水平井的优化设计[J]. *探矿工程-岩土钻掘工程*, 2012, 39(4): 27-30.
- [61] Bruni M A, Biasotti J H, Salomone G D. Radial drilling in Argentina[C/OL]. 2007 Latin American & Caribbean Petroleum Engineering Conference. Washington, USA: Society of Petroleum Engineers, 2007. <https://www.onepetro.org>.
- [62] 迟焕鹏, 李根生, 黄中伟, 等. 水力喷射径向水平井技术研究现状及分析[J]. *钻采工艺*, 2013, 36(4): 119-124.
- [63] Ahmed H K. A technical review of radial jet drilling[J]. *Journal of Petroleum and Gas Engineering*, 2017, 8(8): 79-89.
- [64] 梁杰, 梁鲲, 徐斌, 等. 化石能源低碳循环开采技术及新疆示范工程[J]. *工程研究: 跨学科视野中的工程*, 2016, 8(4): 358-364.
- [65] 杨震, 孔令峰, 孙万军, 等. 油气开采企业开展深层煤炭地下气化业务的前景分析[J]. *天然气工业*, 2015, 35(8): 99-105.
- [66] 吴昌华, 尹乐, 张翔, 等. CCUS 在中国: 18 个热点问题[R/OL]. 北京: 气候组织北京办公室, 2011. http://mfiles.sohu.com/green/CCUS_in_China.pdf.
- [67] 邹才能, 陈艳鹏, 孔令峰, 等. 煤炭地下气化及对中国天然气发展的战略意义[J]. *石油勘探与开发*, 2019, 46(2): 1-10.
- [68] 赵明东, 董东林, 田康. 煤炭地下气化覆岩温度场和裂隙场变化机制模拟研究[J]. *矿业科学学报*, 2017, 2(1): 1-6.
- [69] 葛世荣. 深部煤炭化学开采技术[J]. *中国矿业大学学报*, 2017, 46(4): 679-691.
- [70] 马东民, 蔺亚兵, 张遂安. 煤层气升温解吸特征分析与应用[J]. *中国煤层气*, 2011, 8(3): 11-15.
- [71] 赵昱. 一种煤层气开采新技术: CN101113666[P]. 2008-01-30.
- [72] 冯增朝, 赵阳升, 吕兆兴, 等. 加热煤层抽采煤层气的方法: CN101418679[P]. 2009-04-29.
- [73] 梁杰, 刘丽梅, 李延生, 等. 煤层气热采新工艺: CN101382061[P]. 2009-03-11.
- [74] 陈峰, 张树川, 甘中学. 一种煤层气与煤共采方法: CN103670338A[P]. 2014-03-26.
- [75] Mastalerz M E, Droniak A, Parke M, et al. Site evaluation for subsidence risk, hydrology, and characterization of Indiana coals for underground coal gasification(UCG)[R/OL]. West Lafayette USA: Center for Coal Technology Research, 2011. http://www.purdue.edu/discoverypark/energy/CCTR/event/cctr_meetings_aug2011

- [76] Creedy D P, Ganner K, Oakey J E. Clean energy from underground coal gasification in China: United Kingdom, Report No.COAL R250, 2004[R/OL]. London, UK: United Kingdom Department of Trade and Industry, 2004. <https://www.osti.gov/etdeweb/biblio/20490011>.
- [77] Jiang L, Chen Z, Ali S M F. Heavy oil mobilization from underground coal gasification in a contiguous coal seam [J]. Fuel, 2019, 249: 219–232.

New development of coal gasification technology

YANG Fu^{1,2,3}, DUAN Zhonghui^{1,2}, MA Dongmin^{1,3}, TIAN Tao^{1,2}, FU Deliang^{1,2}, HE Dan^{1,2}

1. Key Laboratory of Coal Resources Exploration and Comprehensive Utilization, Ministry of Natural Resources, Xi'an 710021, China
2. Shaanxi Coal Geology Group Co., Ltd., Xi'an 710021, China
3. College of Geology and Environment, Xi'an University of Science and Technology, Xi'an 710054, China

Abstract Underground coal gasification(UCG) is an effective means to exploit deep coal resources, and is a technology of clean and efficient development and utilization of energies. As compared with the traditional coal mining and surface gasification, it enjoys obvious advantages of economy, safety and cleanness, among other advantages. This paper reviews the development history, the gasification principle and the current situation of different gasification processes in the coal underground gasification, and it is pointed out that no-shaft underground coal gasification technology is the development trend in the future. A brief assessment of the latest advances and the development tendency is made, including the site selection, the selective gasifier, the goaf control and detection, the ultra-short horizontal well technology, the classification and the comprehensive utilization of gasification products. It is shown that combined application of the UCG-CCUS technology will make the underground coal gasification truly a new generation of green coal mining technology.

Keywords underground coal gasification; no-shaft; deep resources exploitation; UCG-CCUS ●



(责任编辑 韩星明)