|  |  |
| --- | --- |
| **成 绩** |  |

**中 国 矿 业 大 学**

**2022级 硕 士研究生领域论文写作指导课程论文**

学生姓名 孔睿

专 业 安全工程（资源与环境）

学 号 TS21120104P31

所在院系 安全工程学院

任课教师 王雁鸣

日 期 2023.6

**中国矿业大学研究生院培养管理处印制**

**摘 要**

随着新时期我国能源结构转型的要求，从2012年到2021年，我国一次性能源消费结构中煤炭从68.5%降至56.8%，虽仍在在我国能源结构中仍占据主导地位，但瓦斯作为清洁能源相比于煤炭更加有望成为新能源资源。瓦斯抽采技术作为煤矿开采阶段降低瓦斯含量的重要技术手段，却由于我国煤矿瓦斯赋存条件具有埋存深、地质构造复杂、构造煤发育、渗透性差等特点导致其发展仍面临若干亟待解决的技术难题如技术适应性差、储量动用率低及压裂效果差等难点。

本文将简述煤矿瓦斯抽采技术的发展历程及目前存在的煤矿瓦斯抽采方法分类，并通过对国外瓦斯抽采较为发达国家如美国、加拿大等地的研究现状与国内研究现状进行对比，分析国内瓦斯抽采技术存在的难点并列举出部分专家学者所提出的解决办法与途径，得出结论并展望煤矿瓦斯抽采未来发展趋势提供建议

**关键词：**瓦斯；瓦斯抽采技术；瓦斯抽采方法；发展趋势

1 前言

煤层气是一种重要的洁净能源，我国的煤层气资源较为丰富，煤层气的开发利用具有一举多得的作用，既可以提高煤矿瓦斯事故防范水平，又可以作为一种能源燃料和化工原材料，还可有效减排温室气体，并且具有一定经济效益[1]。由于我国瓦斯具有“三低一高”（低饱和度、低渗透性、地储存压力，高变质度）的储存条件和非质性的特点，此类条件下的瓦斯抽采属于世界性难题，传统的技术发展面临若干工程技术难题，直接移植国内外其他地区的成功经验也难以奏效，存在单井产量低等诸多工程技术难题需要解决，需要不断提高煤层气的开发水平[2]。

1.1 煤矿瓦斯抽采技术的发展

自 1938 年抚顺矿务局龙凤煤矿首次利用瓦斯抽采泵开展采空区瓦斯抽采起，开启了我国利用机械设备抽采瓦斯的历程，1952 年龙凤煤矿建立正规抽采泵站标志着我国煤矿进入工业规模连续抽采瓦斯阶段。我国煤矿瓦斯抽采的发展历程大致划分为四个阶段[3]：

（1）第一阶段（高透气性煤层瓦斯抽采阶段）：20世纪50年代初期，在抚顺的高透气性特厚煤层中，首次采用井下钻孔预抽煤层瓦斯获得成功，并投入作为民用燃料使用标志着进入高透气性煤层瓦斯抽采阶段。

（2）第二阶段（邻近层卸压瓦斯抽采阶段）：50 年代中期至 60 年代初，在阳泉矿区煤层群开采的矿井中，采用穿层钻孔抽采上邻近层瓦斯的试验首次获得成功，此后又在该矿区试验成功利用高抽巷抽采上邻近层瓦斯技术，这一阶段被称为邻近层卸压瓦斯抽采阶段。

（3）第三阶段（低透气性煤层强化抽采瓦斯阶段）：从 20 世纪 60 年代初期为解决低透气性高瓦斯或突出煤层采用常规钻孔预抽效果不理想问题，试验研究了包括深孔预裂控制爆破、水力压裂、水力割缝等在内的多种强化抽采瓦斯方法，多数方法在试验区能够提高瓦斯抽采量, 但仍处于试验阶段，没能大范围推广应用。

（4）第四阶段（高产高效综合抽采瓦斯阶段）：从 20 世纪 80年代开始，为提高瓦斯抽采量和抽采率，以解决高产高效工作面瓦斯涌出源多、瓦斯涌出量大的问题，综合考虑煤层开采技术条件，把多种瓦斯抽采方法有机结合起来实施瓦斯综合抽采，由此进入综合抽采瓦斯阶段。

1.2 煤矿瓦斯抽采方法

至今，我国尚未对煤矿瓦斯抽采方法制定统一分类的标准。于不凡[5]把瓦斯抽采方法分为：未卸压煤层和围岩抽采、卸压煤层和围岩抽采、采空区抽采和综合抽采；陈远平[4]把瓦斯抽采方法分为：开采层抽采、邻近层抽采、采空区抽采和围岩抽采。这 2 种分类方法的主要依据是开采煤层和邻近煤（岩）层的空间关系，在次级分类方法上则考虑开采时间关系。为适应《煤矿瓦斯抽采基本指标》的考核要求，程远平[7]提出的分类方法为：第 1 层次按煤层的开采时间划分为采前抽采（预抽）、采中抽采和采后抽采；第 2 层次按煤层开采的空间关系划分为本煤层抽采、邻近层抽采、回采工作面抽采、掘进工作面抽采和采空区抽采；第 3 层次为具体瓦斯抽采方法，如穿层钻孔抽采、顺层钻孔抽采等。

经查阅文献，总结出目前瓦斯抽采方法大致有以下几种分类方式。

1）按抽采工程的施工位置分类：可分为地面抽采、井下抽采和井上下联合抽采 3 大类。地面抽采一般通过施工地面钻井进行抽采，次级分类多按钻井的类型来划分，如直井、U 型井、L 型井、对接井、丛式井等。井下抽采一般通过施工钻孔、巷道或埋设抽采管路进行抽采，次级分类多按照瓦斯来源分为本煤层瓦斯抽采（包括预抽、边采边抽、边掘边抽等）、邻近层（包括围岩及邻近煤层）瓦斯抽采和采空区瓦斯抽采（包括高位钻孔、顶板定向水平长钻孔、高抽巷、埋管抽采、尾巷抽采等）。

2）按煤层的开采时间分类：采前抽采（预抽、边掘边抽）、采中抽采（边采边抽）和采后抽采。

3）按原始煤体的透气性分类：高透气性煤层抽采、低透气性煤层强化抽采。

4）按所抽采煤（岩）层的应力状态分类：未卸压煤（岩）层抽采、卸压煤（岩）层抽采及强化抽采（人为卸压）等。

5）按抽采瓦斯工艺分类：钻孔（地面钻孔、穿层钻孔、顺层钻孔等）抽采、巷道（顶、底板岩巷、煤巷及尾巷等）抽采及插（埋）管抽采等。

6）按煤层的开采技术条件分类：单一煤层抽采、远距离煤层群抽采及近距离煤层群抽采等。

7）按瓦斯抽采设备的安设位置分类：地面固定式抽采、井下移动式抽采。

8）按抽采系统内瓦斯浓度分类：高浓度瓦斯抽采、低浓度瓦斯抽采；按抽采系统压力分类：高负压瓦斯抽采、低负压瓦斯抽采。

2 国内外研究现状

目前美国、澳大利亚、加拿大煤层气产量合计约占全球煤层气产量的80%。其中美国、澳大利亚、加拿大等国家以地面抽采为主，而俄罗斯与一些欧洲国家则主要以井下抽采为主。

美国在钻完井技术方面起支柱作用的主要有直井钻井技术、洞穴完井技术以及羽状水平钻井技术。在煤层渗透性好、煤层厚度大的区域，采用裸眼直井技术或洞穴井技术；在煤层渗透性差的区域采用直井压裂技术，在厚度薄的阿巴拉契亚盆地采用水平分支井技术；例如在储层厚度大、渗透性好的圣胡安盆地就采用了裸眼洞穴法完井技术；在黑勇士盆地、拉顿盆地等储层渗透性差的地区就直井+水力压裂技术；在低煤阶的粉河盆地采用了洞穴井技术[8-10]。除钻井技术外，压裂工程技术及排采工程技术方面也为煤层气的增产提供了重要技术。

加拿大煤层气开发的主要位置在西加拿大沉积盆地，由西向东分为阿德莱组、马蹄谷组和曼恩维尔组，煤变质程度逐级递减。目前已有35家公司在西加拿大沉积盆地进行煤层气的勘探开发，其中MGV、EnCana、Apache、Trident这四家公司拥有煤层气生产井最多，EnCana公司煤层气日产量最高[11]。其大部分煤层属于干煤，采用水力压裂、氮气泡沫压裂、液态二氧化碳压裂等常规压裂方法具有不错的压裂效果[12]。

澳大利亚煤层气2004年开始商业开发，煤层气工业发展初期在钻井技术和抽采技术方面很大程度上模仿美国，随后在借鉴美国经验的基础上，结合自身煤层气资源特点，逐渐形成一套适合澳大利亚煤层地质特点的煤层气勘探开发方案。澳大利亚的煤层气勘探开发以定向井、水平井开发为主，借助发达的天然气管网系统，实现煤层气产业大规模商业化[13]。

俄罗斯的通古斯盆地、勒拿盆地、库兹涅茨克盆地和伯朝拉盆地为其主要煤层气分布区。俄罗斯煤层气资源的开发位置主要集中在库兹涅茨克和伯朝拉煤田，俄气公司已掌握了煤层气勘探开发各项技术，在煤层气的基础地质研究与开发工艺技术试验方面取得的显著的成绩。在工程技术方面，俄气公司试验了直井、定向井、水平井、双层U型井、洞穴井、空气钻井等钻完井工艺技术、不同类型压裂工艺试验及真空泵自动化抽采技术[14]。

目前我国基本形成了以直井/丛式井、小曲率半径定向井为主的800米以浅煤层气勘探开发配套技术系列，同时持续探索水平井等其它适用钻完井工艺技术，基本形成了低成本的L型水平井技术，以活性水压裂液为主的增产改造技术以及以控制井底流压为核心的排采技术[15-16]。

3 存在问题及分析

综观世界煤层气钻采技术，美国等煤层气商业开发成功的国家已形成了较成熟的煤层气钻采系列技术，而我国煤层气钻采技术仍处于发展阶段，尤其在我国特殊煤层气地质与工程一体化配套方面差距更大。面对我国煤层气大规模商业性开发和产业化发展的历史性机会，煤层气钻采业务还须克服诸多挑战，针对煤层气钻采工程领域重大技术难题进行科技攻关，争取形成具有自主知识产权的技术及配套装备，提高我国在煤层气勘探开发领域的科技创新水平和能力，增强科技对煤层气产业发展的支撑力，加快煤层气产业化进程。通过梳理，目前国内煤层气技术发展面临的主要难点有以下四个方面[17-20]：

（1）技术适应性不够。储量动用率、产能到位率低。我国已探明煤层气储量的平均动用率仅30%，已建产能45亿方，年产量19.8亿方，产能到位率仅为44%。除保德和樊庄区块外，其他区块的平均单井日产气量都偏低，日产气低于500方的低产井占比高达56%。亟需进一步研究低产井制约关键因素，提高储量动用率，提高单井产量。

（2）煤层气钻井技术急需升级换代。煤层气直井/丛式井数量占总开发井数96%，该技术对地面环境影响大，且地面工程成本高，同时成本已无下降空间，不能满足深部低渗透煤层气的高效动用需求。 煤层气水平井是未来煤层气钻采技术的发展趋势，但水平井面临地层漏失严重、煤层钻井卡钻复杂率高、高效完井增产手段缺乏等卡脖子技术难题，最终导致水平井钻井成本高、单井产量低，技术推广难度大。

（3）压裂整体效果差。深部煤层气未形成有效增产的主体压裂技术，需进一步实现技术突破。深部煤层气储层压裂以垂直缝为主，裂缝纵向过度扩展容易压穿顶板和底板，缝高失控，导致裂缝控制区域小，效果差。尤其是多薄互层，压裂裂缝容易发生滑移，压裂有效控制裂缝在煤层范围内扩展难度大。部分煤层塑性强，支撑剂易嵌入煤层，有效裂缝导流能力差，导致长期稳产能力差。力差。 活性水压裂液体系经济适用，但滤失大携砂能力差，无法实现高砂比加砂，有效支撑缝长有限，随着支撑剂嵌入煤层，导流能力与有效改造体积大大降低。

（4）煤层气常规杆泵举升工艺的排采连续性较差。有杆泵排采过程中的卡泵、泵漏失、油管漏、抽油杆断脱等情况频发，既影响了排采的连续性，又大幅增加了生产成本。

4 解决办法及途径

（1）重视煤层气资源与常规油气或其它非常规油气资源的区别，增加规模开发前的投资比重，从基础地质研究做起，根据不同的地质条件探索不同的 理论和工艺 技术体系，设置合理可行的规划目标，积极攻关但又不能急于求成，时刻保持清醒认识，坚持脚踏实地，最终形成具有中国特色的煤层气科技体系。进一步加大对煤层气（煤矿瓦斯）基础理论研究和关键技术及装备研发的支持力度。到目前为止，还没有煤层气地面开发系列标准，煤层气开发利用标准体系急待建立健全，勘探、钻井、固井、压裂、开采等标准内容需要完善。

（2）引进世界先进的定向钻机及对现有国内大功率钻机进行升级改造。

（3）加强地质工程一体化压裂设计及施工，有效提高单井产量。

加强地质工程一体化压裂设计及施工是煤层气改造的必然趋势。压裂设计选层从地质认识到工程优化转变为地质工程相结合，地质明确认识割理、裂缝发育特征，建立多属性地质力学模型，工程解释力学参数与压裂模拟体积裂缝扩展规律，确定最优改造参数，优化施工工艺，提高单井产量；直井井组压裂转变为水平井井组整体压裂，优化水平井密集多簇压裂改造的关键参数，解决低渗低压低产煤层气开发技术瓶颈并实现产量突破，完善形成适合不同区块煤储层地质特点的地质工程一体化改造技术[20]。

（4）影响煤层气排采连续性的主要因素包括井下举升设备故障和地面设备故障两方面,改进常规杆泵举升工艺或研究并采用新型工艺如无杆泵水油分离装置[17]或按照周期对设备进行检修，开展持续的监管活动。

5 结论及建议

在国际能源局势趋紧的情况下，煤层气的大规模开发利用前景十分广阔。目前各大石油公司、煤炭企业不断加入到煤层气开发大军中，煤层气勘探开发投入也持续增加，在世界范围内已掀起了一股开发煤层气的热潮。伴随着煤层气勘探开发的不断深入，煤层气工程技术已取得了长足进展。国内外相关企业已针对煤层气开发的特殊性，在石油天然气工程技术基础上开发出了基本适合煤层气特点的钻采技术，除此之外应当正确对待采煤采气协调开采问题，贯彻执行国家提出的“先抽后建、先抽后采、应抽尽抽”要求，坚持采煤采气一体化、地面与井下抽采相结合，才能通过瓦斯抽采与利用，解放生产力，保护生命，保护资源，保护环境[21]。随着开采深度的不断深入以及如今大数据、人工智能技术的迅速发展，我国煤矿瓦斯抽采产业未来的方向大致可以着重两方面进行研究[21]：

（1）深部煤层气、页岩气、致密砂岩气为主的“三气共采以及深部煤层气的勘探与开采。

（2）以高效率、更安全为特点依托于智慧矿山平台建立煤矿瓦斯的智能化开采，向信息化、自动化钻采方向发展。

参考文献

[1]赵路正.煤矿区煤层气产业发展科技趋势与攻关方向[J].煤炭经济研究,2022,42(01):47-52.DOI:10.13202/j.cnki.cer.2022.01.001.

[2]龙万利,王欣,田江.煤层气井排采管理的把握与效果[J].化工管理,2016(25):216-217.

[3]林柏泉，张建国.矿井瓦斯抽采理论与技术[M]. 徐州:中国矿业大学出版社,1996.

[4]程远平.矿井瓦斯防治［M］.徐州：中国矿业大学出版社，2018.

[5]于不凡.煤矿瓦斯灾害防治及利用手册［M］.北京：煤炭工业出版社，2005：219-224．

[6]樊劭.煤层气(煤矿瓦斯)抽采技术发展现状及趋势[J].中国煤层气,2017,14(03):37-39.

[7]程远平，付建华，俞启香.中国煤矿瓦斯抽采技术的发展［J］.采矿与安全工程学报，2009，26（2）：127-139.

[8] Moss J . Coalbed Natural Gas Production in the Powder River Basin: Encroachment and Research at the University of Wyoming Sheridan Research and Extension Center.

[9] Keles C , Vasilikou F , Ripepi N , et al. Sensitivity Analysis of Reservoir Conditions and Gas Production Mechanism in Deep Coal Seams in Buchanan County, Virginia[J]. Simulation Modelling Practice and Theory, 2019, 94:31-42.

[10] Pashin J C , Clark P E , Mcintyre-Redden M R , et al. SECARB CO2 injection test in mature coalbed methane reservoirs of the Black Warrior Basin, Blue Creek Field, Alabama[J]. International Journal of Coal Geology, 2015, 144-145.

[11]王益山，王合林，刘大伟，等. 中国煤层气钻井技术现状及发展趋势[J].天然气工业, 2014, 34(8): 87-91.

[12] Chalmers G , Boyd R , Diessel C . Accommodation-based coal cycles and significant surface correlation of low-accommodation Lower Cretaceous coal seams, Lloydminster heavy oil field, Alberta, Canada: Implications for coal quality distribution[J]. Aapg Bulletin, 2013, 97(8):1347-1369.

[13] Ccampbell B , Gong S , Greenfield P , et al. Aromatic compound-degrading taxa in an anoxic coal seam microbiome from the Surat Basin, Australia[J]. FEMS Microbiology Ecology, 2021.

[14] Slastunov S , Kolikov K , Batugin A , et al. Improvement of Intensive In-Seam Gas Drainage Technology at Kirova Mine in Kuznetsk Coal Basin[J]. Energies, 2022, 15.

[15]郝世俊, 张晶. 我国煤层气钻井技术及装备现状与展望[J]. 煤炭科学技术, 2018(4): 16-21.

[16]管保山，刘玉婷，刘萍，等. 煤层气压裂液研究现状与发展［J］． 煤炭科学技术， 2016，44(5) : 11-17， 22.

[17]原红超,安玉敏,张慧,贾慧敏,王汉雄,邱志红.煤层气L型水平井无杆泵油水分离装置研发与应用[J].中国煤层气,2020,17(05):28-30.

[18]杨樱花,程贺,郑微微.中国煤层气钻井技术现状及发展趋势研究[J].内蒙古煤炭经济,2020(08):14-15.DOI:10.13487/j.cnki.imce.016983.

[19]武松.煤层气开发现状与开发技术难点分析[J].冶金与材料,2020,40(02):116-117.

[20] 胡凯. 中国煤层气开采工程技术发展趋势及关键技术需求分析[D].中国石油大学(北京),2020.DOI:10.27643/d.cnki.gsybu.2020.001517.

[21]郝海金,陈召英,鲁博.我国煤层气(煤矿瓦斯)抽采利用现状及对其发展的思考[J].山西煤炭,2019,39(04):1-9+23.