

doi: 10.12029/gc20230222001

秦勇. 2023. 煤系气地质调查若干问题思考与探讨[J]. 中国地质, 50(5): 1355-1374.

Qin Yong. 2023. Thinking and discussion for some problems of geological survey of coal measures gas[J]. Geology in China, 50(5): 1355-1374 (in Chinese with English abstract).

煤系气地质调查若干问题思考与探讨

秦勇

(中国矿业大学, 江苏 徐州 221008)

摘要:【研究目的】以观念更新带动煤系气地质调查方案出新,以方案出新带动煤系气地质调查突破。【研究方法】回顾煤系气地质调查历程,辨析煤系气基本概念,概述煤系气研究勘查关键进展,进而提出煤系气地质调查建议。【研究结果】(1)中国煤系气地质调查已经历四个探索阶段,迄今尚无关于煤系气资源的全方位系统认识,开展地质调查以摸清家底势在必行。(2)辨析了五个煤系气地质基本概念,为精准定义地质调查边界条件提供参考。(3)概述了四项煤系气研究勘查关键进展,为选择地质调查依据提供参考。(4)提出了五方面地质调查原则性建议,为确定地质调查重点提供参考。【结论】煤系气地质条件特点鲜明,地质调查方案力求针对性,浅部煤系气地质调查以核查工作为主,深部煤系气资源则是调查工作的重中之重。调查深部煤层气资源潜力及其规模性释放价值,建立深部煤储层关键属性预测评价模型。破除单一储层厚度传统约束,关注以薄互层煤系气为重点的超大规模聚集高渗条件。探索改进煤系气储层含气量测试规程方法,扩大高可靠性刻度方法应用范围,促进煤系气地质调查向开发效果靠拢。关注先前某些“漏网”盆地煤系气潜力,强化对盆地深部和含煤性较差盆地的潜力调查。

关键词:煤系气;油气调查工程;基本概念;关键进展;原则建议;中国

创新点:以观念更新为主线,回顾地质调查基础和进展,提出了关于新一轮煤系气地质调查重点关注对象的建议。

中图分类号:P618.13 文献标志码:A 文章编号:1000-3657(2023)05-1355-20

Thinking and discussion for some problems of geological survey of coal measures gas

QIN Yong

(China University of Mining and Technology, Xuzhou 221008, Jiangsu, China)

Abstract: This paper is the thinking and discussion on problems of geological survey of coal measures gas.

[Objective] The concept renewal drives the new geological survey plan of coal measures gas (CMG), and the new plan drives the breakthrough of geological survey of CMG. **[Methods]** Review the geological survey process of CMG, differentiate the basic concept of CMG, summarize the key progress of CMG research and exploration, and then put forward suggestions for CMG geological survey. **[Results]** (1) The geological survey of CMG in China has gone through four stages, there is no comprehensive and systematic understanding of CMG resources so far, and it is imperative to find out the situation through geological survey. (2)

收稿日期:2023-02-22;改回日期:2023-03-15

基金项目:国家自然科学基金重点项目(42130802)资助。

作者简介:秦勇,男,1957年生,博士,教授,从事煤系矿产资源与开发地质研究工作;E-mail:yongqin@cumt.edu.cn。

Five basic concepts of CMG are identified and analyzed to provide reference for accurately defining boundary conditions of geological survey. (3) Four key advances in the research and exploration of CMG are summarized, providing reference for the selection of geological survey basis. (4) Five principled suggestions for geological survey are put forward to provide reference for determining the key points of geological survey. **[Conclusions]** The geological conditions of CMG are distinctive, and the geological survey plan strives to be targeted. The geological survey of shallow CMG mainly focuses on verification, while the deep CMG resource is the top priority of the survey. It is suggested to investigate the potential of deep coalbed methane resources and its scale release value, and establish a prediction and evaluation model for key attributes of deep coal reservoirs. The traditional constraints on the thickness of a single reservoir need to be broken, and attention should be paid to the ultra-large scale accumulation and high permeability conditions focusing on thin-interbed CMG. The gas volume test procedures and methods of coal measures reservoirs need to be improved, and the application scope of high reliability calibration method should be expanded to promote the geological survey of CMG to close to the development effect. The potential of CMG in some basins that have previously "leaked" should be paid attention to, and the potential of deep basins and basins with poor coal-bearing property should be investigated.

Key words: coal measures gas; oil-gas survey engineering; basic concepts; key progress; principle suggestions; China

Highlights: Taking concept renewal as the main line, the basis and progress of geological survey are reviewed, and the suggestions on the key objects of the new round of CMG geological survey are put forward.

About the author: QIN Yong, male, born in 1957, Ph.D., professor, mainly engaged in study on coal measures mineral resources and development geology; E-mail: yongqin@cumt.edu.cn.

Fund support: Supported by the key project of Natural Science Foundation of China (No.42130802).

1 引 言

从煤层气到煤系气,这是天然气地质认识和勘探开发的一个跨越式进步。全国常规天然气、致密砂岩气、页岩气、煤层气地质资源量分别为82.7万亿 m^3 、20.9万亿 m^3 、55.7万亿 m^3 和29.8万亿 m^3 ,其中相当一部分致密砂岩气资源赋存在上古生界煤系(吴晓智等,2022)。中国天然气对外依存度逐年攀升,2021年达43.74%(国家能源局石油天然气司,2022)。据初步匡算,中国煤系气潜在资源量136~178万亿 m^3 (李朋德,2022;秦勇等,2022a),其中2000 m以浅82万亿 m^3 (毕彩芹,2019)。由此可见,中国煤系气规模可能远大于煤层气并与常规气、致密气及页岩气资源之和相当,是保障国家能源安全的重要资源基础;然而,目前关于煤系气资源规模的认识差异极大,工作程度低,地质调查势在必行。

全国政协常委李朋德建议,将煤系气开发利用纳入“双碳”国家规划(李朋德,2022)。实施新一轮找矿突破战略行动被纳入国家“十四五”发展规划,以保障国家经济安全。中国地质调查局近期部署全国煤系气科技攻关大讨论,将全国煤系气地质调查作为“新一轮找矿突破战略行动”的重要内容。

立足上述战略背景,笔者就新一轮煤系气地质调查若干问题做了思考探讨,期望以观念更新带动方案出新,以方案出新带动调查突破。

2 历程回顾

中国煤系气地质调查探索长达60余年,始于20世纪50年代,迄今经历了4个发展阶段(图1)。在漫长时期内关注煤系气富集的可能性与勘查价值,本世纪初开始探讨煤系气成藏特点和控制因素,然后在国家层面组织开展煤系气勘探开发先导试验,目前进入重点区域开发和全国性初步地质调查。

第一阶段,1957—2000年,初步揭示煤系气远景。沁水盆地石油地质调查工作始于1957年,1976年做出否定性评价。针对这一否定,戴金星和戚厚发(1981)研究成煤作用与油气生成关系,基于补充采样分析,从煤成油气观点综合研究油气地质条件,认为沁水盆地具有含气远景,通过深入工作和综合勘探可望找到中、小型气田。基于这一新认识,原地质矿产部第二石油普查勘探指挥部在沁水盆地开展常规圈闭气藏普查,1982年在盆地东北部阳泉地区太原组灰岩试气获得日产数千立方米至1万 m^3 的工业气流,初步揭示了中国煤系游离气勘探

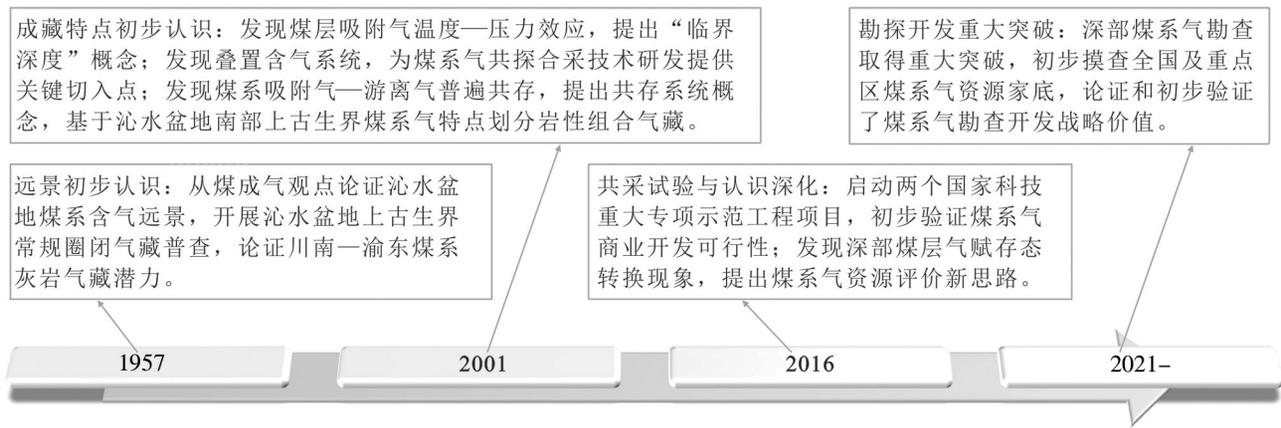


图1 中国煤系气地质调查与勘探开发试验简史

Fig.1 Brief history of geological survey and exploration and development test of CMG in China

前景(林永洲,1981)。在此前后,原四川石油管理局对川西北上三叠统和川南—渝东地区上二叠统煤系游离气开展了地质调查(黄籍中,1984;黄籍中等,1991)。

第二阶段,2001—2015年,初步认识煤系气成藏特点。发现煤层吸附气含量在深度序列上存在一个最大值,随深度继续增大而趋于降低,提出了“吸附气最大含量临界深度”概念,认为深部较高流体压力和较高受热温度“双重”控制是吸附气含量在一定深度发生转折的根本原因,存在深部煤层气与煤系游离气共采可能性(宋全友,2004;秦勇等,2005;宋全友和秦勇,2005)。随后,发现贵州西部龙潭组煤层埋深—压力系数关系呈分段式变化,三级层序地层单元与含气量梯度独立分段之间高度吻合,提出和初步论证了煤系叠置含气系统学术观点,认为层序地层格架特点奠定了叠置含气系统形成的物性基础,煤系内部缺乏垂向水力联系而构成该类系统显现的水文地质基础(秦勇等,2008)。发现沁水盆地煤系吸附气与游离气普遍共存,地层温压条件变化会引起吸附气与游离气之间不对称迁移,划分出煤岩—砂岩、煤岩—泥岩和煤岩—灰岩三类岩性组合气藏,为煤系气勘探和共采提供了思路(梁宏斌等,2011)。

第三阶段,2016—2020年,煤系气共采试验与深化认识。在“十三五”期间,国家科技重大专项组织实施“鄂东缘深层煤层气与煤系地层天然气整体开发(2016ZX05065)”、“临兴—神府地区煤系地层煤层气、致密气、页岩气合采(2016ZX05066)”两个

示范工程,评价优选了煤系气“甜点区”(赵龙梅等,2018;钟建华等,2018;朱超,2019);中国地质调查局开展煤系气地质调查,单井试采在四川、贵州、黑龙江等地取得突破(Bi et al.,2020a,2020b,2022);采用“分区分采”和“同井合采”方式开展煤系气开发试验,取得显著进展(秦勇等,2020)。配套研究揭示,煤层气赋存态从浅部的吸附气优势转变为深部的吸附气与游离气并重,形成煤层气有序聚集的深度序列(申建等,2015;秦勇和申建,2016;Qin et al.,2018;秦勇等,2021);认为有序聚集的地质控因,在于地层压力吸附效应与地层温度解吸效应之间相对强弱随深度增大而发生的转换,温度解吸效应随深度增大而逐渐增强(秦勇和申建,2016;Qin et al.,2018)。由此揭示,深部煤层气赋存态构成与浅部煤层气相比发生了根本性变化,单纯采用吸附气理论与方法难以客观评价深部煤层气资源潜力,建立与之相适应的评价理论与方法势在必行。

第四阶段,2021年至今,煤系气勘探开发不断取得重大突破。首个深部煤层气整装区块(鄂尔多斯盆地东缘延川南区块)采用“长距离有效支撑,大规模有效改造”工艺技术,16口单井日产气量提高5~6倍(陈贞龙,2021);直井日均产气量0.8~1.2万 m^3/d ,水平井达2.5~5.5万 m^3/d (周德华等,2022)。准噶尔盆地中央拗陷白家海凸起彩探1H水平井目标煤层垂深2386m,最高日产5.7万 m^3/d ,稳产2万 m^3/d (郭绪杰等,2021)。鄂尔多斯盆地东缘大宁—吉县区块吉深6—7平01水平井目标煤层埋深2200m,采用超大规模压裂工艺,获得最高日产10.1万

m³/d、稳产6万m³/d的高产气流(徐凤银等,2022,2023)。中海油首口超大规模深部煤层气水平井在临兴区块实施,目标煤层深度大于2200m,产气量高于5.7万m³/d(佚名,2022)。受此鼓舞,近期在吐哈盆地台北凹陷施工垂深3400m的柯新1H煤系气井,以拓展盆地天然气勘探新领域(于江艳和安凤霞,2022)。在此期间,考虑深部煤层游离气含量,首次提交了全国主要盆地埋深大于2000m的煤层气资源量初步估算结果(申建和秦勇,2021)。

回顾上述地质调查历程,我国通过长期不懈努力,对煤系气地质禀赋的认识从单纯煤层气扩大到煤系其他岩性储层天然气,逐步将煤系气勘查难点转变为开发试验亮点,为全国煤系气地质调查提供了理论依据和实践基础。然而,煤系气资源调查对象仍然主要局限于煤层气,尽管逐步关注到煤系和煤层游离气的重要性,但迄今尚无关于全国性煤系致密气、煤系页岩气、煤系灰岩气等煤系气资源的全方位系统认识。正视这一问题,是新一轮煤系气地质调查的首要基础。

3 基本概念辨析

煤层气资源自20世纪90年代以来逐渐受到关注,在大量借用常规天然气基本概念基础上不断出现一些新的概念,新老概念往往相互交织,在一定程度上造成基本概念混乱,可能混淆对煤系气地质调查边界的客观认识。为此,辨析煤系气基本概念事关调查地质边界的客观厘定。

3.1 煤系气应以地质载体予以定义

煤层气术语起源最早可追溯到20世纪80年代。黄籍中(1984)研究认为,川西北地区上三叠统须家河组煤系生储盖条件自成系统,特别是上组合天然气来自外源的可能性很小,遂将其中的天然气称为煤系地层气,简称煤系气。黄籍中等(1991)发现,四川盆地南部上二叠统含煤地层长兴组天然气不具典型煤系气(Ⅲ型干酪根生气)的地球化学特征,认为这是下伏龙潭组Ⅲ型干酪根气往上运移并与长兴组自生Ⅱ1型气混合的结果,为潮坪相煤系气生储条件以及高热演化天然气所具有的特征,进而发表了有据可查的第一篇以“煤系气”为标题的学术论文。1994年,煤系气(Coal Measure Gas)首次被正式认定为石油名词,但没有对其涵义予以解

释(全国自然科学名词审定委员会,1994)。

近年来,关于煤系气定义出现了两种地层边界范围不一的看法。一种看法认为,煤系气包括滞留在煤系中的源内天然气(煤层气、煤系页岩气等)以及运移到非煤系地层中聚集成藏的源外天然气(邹才能等,2019)。实质上,这一看法简单比照了戴金星院士(1979,2018)定义的煤成气概念,理论核心在于气源岩赋存在煤系(戴金星等,2019)。另一种看法认为,煤系气泛指煤系中赋存的各类天然气,仅是一个基于储层地质载体做出的矿产资源定义(秦勇,2018,2021)。也就是说,前一种看法基于天然气成因,外延涉及大量非煤系地层;后一种看法强调天然气地质载体,将煤系气赋存地质边界限定于含煤地层,包括从煤系之外气源岩运移进入煤系的天然气。

全球煤成气在天然气储量和产量上占有重要地位(戴金星等,2019)。截至2016年底,中国共发现煤成大气田39个,占全国大气田总数59个的66%,如全国目前储量最大、年产气量最高的苏里格气田(戴金星,2018)。然而,大型—超大型煤成气田中相当一部分天然气赋存在非煤系地层,如苏里格气田致密砂岩气主要产层为上古生界石盒子组和山西组(杨华和刘新社,2014),而石盒子组并非煤系。如果按照上述成因观点来定义煤系气,势必造成资源调查地层边界的混乱乃至扩大化。鉴于此,煤系气应以地质载体予以定义,严格限定于煤系中赋存的天然气。例如,鄂尔多斯盆地上古生界煤系气赋存层位只有本溪组—山西组,石盒子组、石千峰组中源自煤系的天然气均非煤系气。

3.2 煤层气自生自储与它生它储兼而有之

中国多数专业文献均将煤层气表述为自生自储型天然气。例如,煤层气是煤层本身自生自储式的非常规天然气,煤层气是基本上未运移出生气母岩的天然气(地质矿产部《地质辞典》办公室,1984),煤层气是一种吸附于煤层中的自生自储式非常规气(刘广景等,2022)。国内外研究显示,事实并非完全如此。20世纪70年代,德国学者发现煤层甲烷碳同位素组成具有“垂向分带”现象,认为其起源于煤层埋深变浅卸压导致的煤层气解吸—扩散—运移效应(Stahl,1979)。这一现象得到我国华北上古生界煤层甲烷碳同位素组成分布规律的验

证,部分运移出去的煤层气在合适地层温度-压力条件下可被煤层重新吸附,用“自生自储”描述显然不甚合适(秦勇等,2000;秦勇,2003)。发现川渝南部地区龙潭组-长兴组煤层气同位素组成兼具煤型气和油型气的特征,认为是长兴组海相碳酸盐岩气源混入煤层的结果(黄籍中,1984;黄籍中等,1991;吴俊,1994)。

深化研究及勘探实践进一步揭示,部分地区煤层气具有它生它储成因。将贵州织纳煤田无烟煤超细粉碎以打开煤中“封闭孔”,发现大部分煤样封闭孔中残余甲烷碳氢同位素组成落入热液成因、结晶成因和幔源气范畴(陈义林,2014)。2020年下半年,准噶尔盆地白家海凸起彩探1H井2400 m深部侏罗系西山窑组煤层产出高产气流,数口井气源对比分析表明天然气主要源自下部石炭系烃源岩,该井煤层气它生它储特征十分显著;生产初期以游离气为主,后期降压解吸气占比逐渐增加(郭绪杰等,2021)。基于此,建立了该构造单元深部煤层气成藏模式,认为“常规储层和非常规储层共存,游离气和吸附气共生,自源气和它源气互补聚集有序分布,断裂穿层输导,缝孔甜点富集,大面积成藏”。

鉴于上述,煤层气自生自储与它生它储兼而有之。加之煤层游离气比例随深度增大而明显增高(后述),强化了煤层气吸附-解吸过程动态变化特征,使得煤层内外天然气交换可能性大为增加,造成现今煤层中相当一部分天然气具有它生它储成因。传统上一般认为,煤层气赋存态以煤基质颗粒表面吸附态为主,资源/储量估算只考虑吸附气(自然资源部,2020)。为此,重新理解煤层气生储成因基本概念,有助于进一步客观认识煤层气乃至煤系气的资源潜力。

3.3 煤系以非常规气为主但煤系常规气更具规模性开发潜力

多年来,业界陷入煤系气非常规属性思维定势,忽略了其常规地质属性,导致新领域新层系探索力度不足(秦勇,2021)。例如,煤层气资源评价要讲煤层厚度大,致密砂岩气勘探要找厚储层,页岩气讲究储层有效厚度。然而,澳大利亚苏拉特盆地煤系气开发的巨大成功促使业界反思,是局限于目前认识的煤系气富集高渗“有利”地质条件,针对“硬骨头”长期不懈地开展技术攻关?还是重新认

识资源禀赋,基于经济且适用的技术方法实现煤系气高效经济开采?

苏拉特盆地煤系为中侏罗统瓦隆组,主要由泥岩、粉砂岩、细粒-中粒砂岩组成,含煤100余层,平均约40层,90%煤层的单层厚度小于0.3 m,为典型的薄互层煤系(李乐忠,2016)。由于这个原因,苏拉特盆地煤系气长期未受关注,本世纪初才开始勘探,2007年实现商业性生产,2021年产气量已达322.13亿 m^3 ,带动澳大利亚成为全球煤系气生产大国(Queensland Government, 2023)。究其原因,关键在于瓦隆组煤系气开发层段原始渗透率极高,一般在50~1000 mD(唐颖等,2017),常规气特征十分典型。薄互层地层结构衍生了有利的煤系气成藏与开发地质条件:其一,源储紧邻,为天然气近源排出并转化为砂岩游离气提供了面式输导条件;其二,煤层及泥岩频繁互层提供了内幕封盖条件,有利于煤系气保存;其三,超薄-薄储层更有利于天然裂隙发育,为高渗复合储层发育奠定了关键基础;其四,薄煤层与围岩之间具有更大的接触表面积,有利于煤层脱水和煤层气解吸产出(秦勇等,2019)。

毫无疑问,与“产层厚度大产气潜力高”的传统认识相比,薄互层煤系具有更高产气潜力是一个观念更新,然而我国煤系气(含煤层气)地质调查、勘探与开发试验长期对此缺乏关注。进一步而言,业界多年来忽视了煤系气地质条件的常规气属性,导致新领域新层系探索不力;煤系气尽管多数表现为非常规天然气地质属性,但可形成超大型聚集及大规模生产的薄互层煤系气,总体上属于常规天然气范畴;对煤系非常规气地质属性了解相对较多,但对煤系常规气地质条件特殊性目前仍知之甚少(秦勇,2021)。因此,薄互层煤系气及其地质评价方法,值得我国新一轮煤系气地质调查高度关注。

3.4 具有资源调查价值的煤系气并非局限于“三气”

传统煤系“三气”的实质,在于以吸附相为主的煤层气、吸附相-游离相共存的煤系页岩气和以游离相为主的煤系致密砂岩气,外在表现是从无机储层(如砂岩、石灰岩等)、混合储层(泥页岩)到有机储层(煤层和油页岩)的一个有机质丰度逐渐增高的储层岩性序列(秦勇等,2020)。实际上,煤系中目前至少已发现6类气藏,除了煤系天然气水合物

属于个例而且勘查价值尚未确定之外,煤系碳酸盐岩气和铝土岩气成藏具普遍意义,理应成为煤系气地质调查的重要对象。

煤系灰岩气强烈显示早在40年以前已经发现,近年来实现了小规模开发。1982年,在沁水盆地东北部浅部太原组K4灰岩段试气,阳1井日产1774 m³/d,平定5-24孔发生井喷且产气量高达5000~10000 m³/d(林永洲,1984)。前已述及,川南、渝东地区长兴组灰岩普遍富气(黄籍中等,1991)。淮南煤矿井下太原组灰岩放水孔发生瓦斯喷孔,单孔喷出量6700m³(单恩,2010)。霍西煤田义棠井田太原组发育构造圈闭型气藏(傅雪海等,2018),储层为缝洞型灰岩,灰岩气储量12.9亿m³(王云龙和李龙,2017);利用矿井巷道穿层钻孔抽采,日抽采折合纯量甲烷3.6万m³,年抽采纯量1300万m³(宋益平,2017)。

近年来,鄂尔多斯盆地西南部陇东探区上古生界煤系铝土岩天然气勘查取得重大突破,兼探及老井复查试气10口井,其中7口井产气量大于1万m³/d,L47井工业气流高达67.38万m³/d(付金华等,2021)。该盆地西北部临兴区块本溪组发育铝土岩气层,L41-3D井试采高峰日产气量4800 m³/d(朱广辉等,2022)。陇东地区铝土岩储层主要赋存在太原组和本溪组,高产层位位于太原组;主要储集空间类型为溶蚀孔,古地貌低部位有利于优质铝土岩储层发育,煤系烃源岩与铝土岩储层源储配置关系良好;铝土岩储层上倾方向岩性相变形成了有效遮挡条件,气藏类型为岩性圈闭;据初步评估,仅陇东地区该类型气藏有利区面积就达7000 km²,铝土岩气资源量超过5000亿m³(付金华等,2021)。华北地区上古生界煤系底部及西南地区上二叠统煤系底部铝土岩广泛发育,具有极高的煤系气资源调查价值。

3.5 煤系游离气商业性开发潜力在“临界深度”之下

煤系游离天然气受保存条件的约束,具有勘查价值的深度一般大于1000 m(秦勇等,2016)。美国皮森斯盆地煤系气合采先导试验煤层埋深1560~2560 m,65口单井产气量平均为10890 m³/d,其中60%来自煤层,40%产自顶板砂岩储层(Olson,2002)。鄂尔多斯盆地东缘临兴区块上古生界煤系埋深700~2100 m,前期7口以致密砂岩为主要产层的单井产气量4800~52785 m³/d;大宁—吉县区块吉

探1井山西组山1段砂岩储层埋深2180~2184 m,日产气量达2.1万m³/d;石楼西区块YH18井开展深部煤系致密砂岩气开发试验,产气量达到5.2万m³/d(叶建平,2013)。

上述深度约束在很大程度上是煤系气成藏作用“深度效应”的结果,体现为煤系储层吸附气含量转折的“临界深度”,受控于埋深增大过程中地应力状态转换和地层压力/温度效应互换关系(秦勇等,2016)。这一临界深度对于华北地区上古生界煤系一般在700~1300 m(秦勇等,2012;申建等,2014;陈世达等,2016),在准噶尔盆地中生界煤系最深可达1800 m(陈刚,2014),在黔西—滇东地区上二叠统煤系约为700~800 m(Ju et al.,2019;鞠玮等,2020)。

进一步来说,临界深度是深化认识煤系气有序聚集基本规律的前提,也是煤系气地质调查需关注的特殊要求之一。不同赋存态煤系气共存于同一套煤系乃至同一储层,深度序列上以赋存态变化为约束呈有序聚集,临界深度以浅主要呈吸附态,以深则吸附气与具有开采价值的游离气共存,即“临界深度”是煤系气共生合采的深度上限,该深度以深地质载体是煤系气地质调查为主要对象(秦勇,2021)。

4 关键基础概述

实施新一轮煤系气地质大调查,目前已具备诸多基础。其中,关键基础包括四个方面:一是煤系吸附气含量存在“临界深度”,这是取得煤系气地质调查新发现的关键;二是深部煤层气赋存态发生转换,地质调查不应忽视这一特点;三是煤系发育叠置含气系统,对煤系气合采可行性及资源潜力存在约束;四是煤系气资源丰富及可采性高,资源潜力及开发地质条件优越性远超先前认识。

4.1 煤系吸附气含量临界深度

前已述及,煤层吸附气最大含量存在“临界深度”,吸附气含量-深度关系表现为非单调变化函数,颠覆了利用浅部含气量梯度来预测深部煤层含气量的传统方法(梯度法),为客观评价煤系气资源规模提供了关键依据。近20年来,基于国内外案例分析研究,发现不同地区不同地质时代煤层吸附气最大含量临界深度变化于500~2100 m,一般为700~1600 m(表1)。同时发现,以煤层气为主的煤系吸附气最大含量临界深度既受控于深部宏观地质条

表1 部分地区煤层吸附气饱和含量临界深度统计
Table 1 Critical depth of saturated volume of coalbed adsorbed gas in some regions

地区	地层	煤阶	临界深度/m	资料来源
渤海湾盆地济阳凹陷	C-P	气煤—肥煤	1200	秦勇等, 2005
		焦煤—贫煤	1500	
淮南潘谢矿区	C-P	气煤—肥煤	900~1200	秦玉金, 2012; 刘兵昌, 2014
沁水盆地	C-P	瘦煤—无烟煤	1250	申建等, 2014
沁水盆地郑庄—樊庄区块	C-P	贫煤—无烟煤	800~1000	陈世达等, 2016; Shen et al., 2018
鄂尔多斯盆地延川南区块	C-P	气煤—肥煤	1200	秦勇等, 2013
鄂尔多斯盆地东缘	C-P	气煤—无烟煤	600~1800	秦勇等, 2012; Qin et al., 2018
鄂尔多斯盆地东缘	C-P	气煤—无烟煤	750~1200	赵丽娟等, 2012; 庚勳等, 2018
鄂尔多斯盆地东缘	C-P	气煤—无烟煤	900~1600	陈刚和李五忠, 2011
鄂尔多斯盆地	C-P	低阶煤储层	1700	郭旭升等, 2022
	C-P	中阶煤储层	2100	
	C-P	高阶煤储层	1700	
云南东部赋煤向斜	P ₃	气煤—瘦煤	700~800	Ju et al., 2019; 鞠玮等, 2020
贵州西部赋煤向斜	P ₃	肥煤—无烟煤	760	Ju et al., 2018
海拉尔盆地五牧场勘查区	K ₁	褐煤—焦煤	1200	王可新, 2010; 傅雪海等, 2021
准噶尔盆地	J ₁₋₂	长焰煤—肥煤	1400~1800	陈刚, 2014
全国部分煤层气井 (314口)		低阶煤储层	950	陈刚, 2014
		中阶煤储层	1000	
		高阶煤储层	700	
澳大利亚Galilee盆地	P	褐煤—肥煤	960	秦勇等, 2014a
澳大利亚Surat盆地	J	褐煤	500	Hamilton et al., 2012

件,也与煤储层微观地质因素密切相关。

在宏观层面,影响临界深度的地质因素主要为地温梯度、地应力梯度、地层流体压力和煤阶,临界深度与这四方面因素呈函数关系(秦勇等, 2012; 赵丽娟等, 2012; 秦勇和申建, 2016)。若地温场、煤储层流体压力、地应力场状态相似,则煤阶增高,临界深度变浅;若煤阶、煤储层压力及地应力场状态相似,则地温梯度降低,临界深度变深;若地温场、煤阶及地应力场状态相似,则临界深度随煤储层压力梯度的增高而变浅;如果其他地质条件相似,则临界深度随地应力场水平挤压性增强而变深。也就是说,煤层含气量与埋深之间的关系,实质上是地应力场、地层温度、地层压力对煤吸附性综合作用的结果,临界深度正是这种综合作用的集中反映。

进一步来看,除了煤层之外,煤系页岩吸附气含量垂向变化同样存在“临界深度”,原因在于煤层和页岩层均属于富有机质储层,区别仅在于有机质含量和赋存状态存在差异。在鄂尔多斯盆地东北部,上古生界煤系页岩吸附气临界深度变化在680~880 m,随TOC含量增高而增大(郭旭升等, 2022)。

在黔西北威宁地区,LC1井下石炭统祥摆组薄互层煤系页岩吸附气含量从880 m以浅的 $\leq 0.5 \text{ m}^3/\text{t}$ 急剧增大到1000 m深度的 $1.5 \text{ m}^3/\text{t}$ 左右;薄煤层或煤线吸附气含量临界深度在1100 m左右,该深度以浅吸附气含量随深度增大而增高,超过临界深度后吸附气含量随深度增大而明显降低(金军等, 2023)。

4.2 深部煤层气赋存态转换

早期物理模拟研究发现,煤层吸附性随温度增高而明显减弱(秦勇等, 2005)。由此启示,在临界深度以深,地层温度效应逐渐增强,煤层吸附性减弱,若保存条件良好则煤层游离气比例将会随之增高。进一步模拟实验发现,海拉尔盆地五牧场褐煤—烟煤层在400 m、1200 m、2000 m埋深的吸附气含量占比从91%、70%降至53%,游离气占比从2%、21%升至37%(王可新, 2010; 傅雪海等, 2021)。建模分析认为,准噶尔盆地深部低阶煤层含气量以吸附态和游离态为主;含水饱和度越低,临界深度越浅;临界深度还受煤层气赋存态构成及其比例、煤孔隙压实效应、含水饱和度等因素影响(申建等, 2015)。

上述初步理论认识,被后来深部煤层气勘查试

采实例所证实。例如,鄂尔多斯盆地东缘临兴西区块TB24井太原组8+9号煤层埋深2100 m,钻开煤层后未压裂即实施裸眼井试气,短暂高液量排采后放气,放气产量即高达8000 m³/d,然后产气量从6000 m³/d左右缓慢稳定下降,此后长达8个月期间仍维持在3000 m³/d以上,放气后几乎没有产液,产气曲线未见典型吸附气的解吸峰,无论采用解吸气还是游离气产出曲线模型均无法解释。再如,无论是前述的鄂尔多斯盆地东缘还是准噶尔白家海凸起,深度超过2000 m的高产煤层气井(郭绪杰等,2021;徐凤银等,2022,2023;朱广辉等,2022),均显示出见气时间短、初期游离气比例高、见气压力高、生产初期以自喷为主、投产即高产的典型特征。

进一步分析,煤层气赋存态随深度发生转换的直接原因是气体密度变化,解析气体状态方程中压缩系数-密度关系可揭示赋存态转换的科学实质(郭涛,2021)。对比分析显示,在目前气体压缩系数求解方法中,PK方程对物理模拟实验结果的拟合度最高,据此建立了甲烷的密度-压力-温度模型及相态分布模板,发现在埋深4500 m温压条件下煤层对甲烷的等量吸附热仍小于化学吸附热,煤层甲烷在此深度水平仍为物理吸附,具有解吸产出潜势。基于该套模型分析发现,焦煤-瘦煤储层吸附态甲烷密度随深度增大呈线性减小,游离态甲烷呈对数形式增大,两者密度随深度增大而逐渐靠近,指示深部煤层吸附甲烷以游离气-吸附气之间的过渡态形式赋存,游离相甲烷则以压缩游离气形式存在(表2)。

上述研究结果显示,深部煤层气赋存态构成特点强化了煤层储气能力,大幅度增强了煤层气产出的驱动能量,一方面揭示这些特点正是深部煤层气井“投产即高产”的重要地质原因,另一方面说明煤

层气赋存态构成是煤系气地质调查所需考虑的关键参数之一。

4.3 煤系叠置含气系统

诸多勘查和试采案例揭示,并非一口井钻遇的所有煤系气储层均能有效合采,表明关于可采系数的传统算法需要修正。例如,沁水盆地早期勘查阶段的晋试2井首先分压合排15号和3号煤层,稳产仅800 m³/d左右;3个月后封隔15号煤层而单独排采3号煤层,稳定产气量升至2800~3000 m³/d。再如,黔西织金区块织2井前期合排龙潭组下部含煤段2个近距离煤层,产气量最高达2800 m³/d,稳产1200 m³/d左右;然后封隔下部含煤段而合采中一上部7个煤层,最高产气量不足1000 m³/d,稳产仅500 m³/d左右。分析认为,造成上述“1+1<<1”合采效果的直接原因是合采干扰,起源于合采产层纵跨了不同含气系统(秦勇等,2008),实质在于叠置含气系统之间合采地质条件配置差异,进而提出了叠置含气系统共采兼容性概念,指出这是煤系气及深部煤层气开采面对的共性地质问题(秦勇等,2016)。

国家科技重大专项研究进一步揭示,最大海泛面附近沉积的菱铁质泥岩“关键层”是煤系叠置含气系统发育的根本原因,关键层作为致密非渗透性界面阻隔了界面上、下层层段之间流体联系,导致不同层段流体压力状态分异,构成叠置含气系统(Shen et al.,2016)。煤系气地质条件这一特殊性是沉积控制的必然结果,即:煤系气赋存态和储层岩石类型多样,成藏效应与常规砂岩气有所不同;煤系沉积序列旋回性极强,气、水分布关系复杂多变(秦勇等,2016;秦勇,2018)。由此,可通过层序地层格架对比确定关键层位置,基于地下水动力条件垂向变化厘定流体压力系统垂向分异,耦合分析两

表2 基于模型计算的煤层气赋存态及其深度分布(郭涛,2021)
Table 2 CBM occurrence state and depth distribution based on model calculation (Guo Tao, 2021)

分带参数	煤层气赋存态深度带		
	浅部带	深部带	超深带
地质要素			
煤层埋深 H/m	$H < 1149.32$	$1149.32 < H < 4152.59$	$H > 4152.59$
煤层有效应力 P/MPa	$P < 10.66$	$10.66 < P < 39.03$	$P > 39.03$
煤层温度 $t/^\circ C$	$t < 32.43$	$32.43 < t < 93.69$	$t > 93.69$
煤层游离气			
甲烷密度 $\rho/kg/m^3$	$\rho < 71.74$	$71.74 < \rho < 179.35$	$\rho > 179.35$
甲烷赋存态	常规游离气	压缩游离气	过渡态游离气
煤层吸附气			
甲烷密度 $\rho/kg/m^3$	$\rho > 317.97$	$272.92 < \rho < 317.97$	$\rho < 272.92$
甲烷赋存态	常规吸附气	过渡态吸附气	

方面结果划分叠置含气系统(Shen et al., 2016, 2017)。显然,叠置含气系统发育可能导致煤系气合采干扰,进而影响煤系气采收率及资源可动用程度,是煤系气资源潜力调查的一个关键技术问题(秦勇,2021)。

为了避免煤系气合采干扰,广泛开展了适应性工艺技术探索,以管柱结构设计和排采管控方式为主,考虑井型选择和压裂方式,将工艺归纳为分排、先分后合、合排三类模式(秦勇等,2020)。每类模式包括若干具体方式,分排及合排模式中的主要方式在应用中初见成效,先分后排模式目前尚处于设想阶段。其中,临汾示范区采用分区分采方式实现了煤系气开发规模快速扩大,临兴示范区探索“排气降压”合排工艺实现了煤系“三气”高效合采(秦勇等,2020)。需要强调的是,具有工业价值的煤系

多类型共生气藏均赋存在深部,而深部地层富水性往往微弱,“排水降压”传统模式难以奏效,“排气降压”工艺则可能成为一项重要增产措施,值得煤系气资源调查评价关注。

4.4 煤系气资源规模与潜力

中国尽管尚无全国性煤系气资源系统调查结果,但对某些地区或重点盆地煤系气资源做了初步匡算(表3)。不同研究者基于其中部分数据,类比分析和初步预测了全国煤系气资源规模,但目前所得认识差异极大。例如,全国2000 m以浅煤系气资源量82万亿 m^3 (毕彩芹,2019),全国陆上不同深度煤系气资源总量大于178万亿 m^3 (秦勇等,2022a),全国煤系气潜在资源量135万亿 m^3 (李朋德,2022)。不同地区不同层系煤系气/煤层气资源量比例系数变化在1.48~1242.98,多为1.5~6.0(表3)。

表3 我国部分盆地和地区煤系气与煤层气资源比例关系
Table 3 Proportion of CMG resources to CBM resources in some basins and regions of China

大区	盆地或地区	地质时代	煤系气资源/万亿 m^3			总量/煤层气比例(小数)	资料来源
			致密气	页岩气	煤层气		
东北	鹤岗	K ₁	0.0777		0.0165	5.71	胡慧婷,2012
	鸡西	K ₁	0.0922		0.1431	1.64	胡慧婷,2012
	勃利	K ₁	0.1568		0.1301	2.21	胡慧婷,2012
华北	鄂尔多斯	C-P	6~8	3.4~5.3	9.86	2.15	贾承造等,2012
	沁水	C-P	1.04	2.33	3.95	1.85	秦勇等,2014b
	豫西	C-P	1.06	0.5	0.67	3.33	傅雪海等,2016
	徐淮	C-P	1.25	1.6	0.58	5.91	傅雪海等,2016
	太行山东麓	C-P	1.15	1.8	0.43	7.86	秦勇等,2014c
	宁武	C-P	0.63	0.7	0.36	4.69	朱炎铭等,2014
	冀中	C-P	0.79	0.8	0.17	10.35	秦勇等,2014c
西北	新疆(<3000 m)	J _{1,2}	13.09		12.16	2.07	王德利等,2022
	准噶尔	J _{1,2} , P ₁	0.8~1.2	2.6~5.3	3.83	2.29	贾承造等,2012
	吐哈	J _{1,2}	0.6~0.9	0.7~1.1	2.12	1.78	贾承造等,2012
	塔里木	J _{1,2}	0.61	0.3	1.93	1.47	傅雪海等,2016
	天山	J _{1,2}	0.32	1.1	1.63	1.87	傅雪海等,2016
	三塘湖	J _{1,2}	0.21	0.4	0.59	2.03	傅雪海等,2016
	柴达木	J _{1,2}	1.15	5.07	0.14	45.43	傅雪海等,2016
	河西走廊	J _{1,2}	0.25	0.87	0.12	10.33	傅雪海等,2016
西南	黔西	P ₃	3.0322		3.0878	1.98	秦勇等,2021
	滇东黔西	P ₃	1.33	4.8	3.47	2.77	傅雪海等,2016
	川南黔北	P ₃	0.62	2.1	0.97	3.80	傅雪海等,2016
	四川	T ₃ , P ₃	0.43		0.6	1.72	傅雪海等,2016
	杨梅树向斜	P ₃	0.03157		0.00503	7.28	毕彩芹等,2021
	盘参1井	P ₃	130.86	39.7	224.52	1.76	秦勇等,2021
	龙参1井	C ₁	73.1	298.67	65.08	6.71	秦勇等,2021
	四川盆地	T ₃		46.45	0.0374	1242.98	尹中山等,2010;陈果等,2019

中国具体地区煤系气资源评价结果或开发实例不断涌现。2019年,全国地面井煤层气产量54.63亿 m^3 ,产自煤层气区块但未纳入统计的煤系致密砂岩气产量达35亿 m^3 (秦勇等,2022a)。准噶尔盆地侏罗纪煤系致密砂岩气地质资源量1.174~1.363万亿 m^3 ,可采资源量0.528~0.614万亿 m^3 (吴晓智等,2016)。四川盆地晚三叠世煤系页岩气地质资源量46.45万亿 m^3 ,其中三个含煤段(须一段、须三段、须五段)各占15%、27%和58%(陈果等,2019)。黔西杨梅树向斜煤系气地质资源丰度4.79亿 m^3/km^2 ,比单纯的煤层气资源丰度提高了约7倍(毕彩芹等,2021)。贵州省煤田地质局近期在黔西土城向斜施工盘参1井,尽管钻孔深度仅有1100 m,但煤系气/煤层气资源密度比例系数仍高达2.07(秦勇等,2021)。

全国煤层气资源量在2000 m以浅为28.05万亿 m^3 (李朋德,2022),2000 m以深为40.71万亿 m^3 (申建和秦勇,2021),合计68.76万亿 m^3 。以煤层气资源总量为基础,取煤系气/煤层气资源量最低比例系数1.5类比匡算,全国陆上煤系页岩气和致密砂岩气潜在资源量约103万亿 m^3 ,加上陆上煤层气资源总量约69万亿 m^3 ,则全国陆上煤系气潜在资源总量至少超过172万亿 m^3 ,相当可观。然而,这一潜在资源量没有考虑国内一些深含煤盆地(后述),对潜力巨大的煤系铝土岩气、煤系灰岩气和深部煤层游离气也没有纳入估计,故172万亿 m^3 煤系气潜在资源总量的初步类比认识应该只是一个保守估计。

5 调查原则建议

中国煤系气资源潜力可观,但业界对资源家底的认识差异极大。开展地质调查,摸清家底,提升国家天然气资源储备安保能力,乃是全国新一轮找矿突破战略行动的关键任务之一。笔者建议:全面收集利用近年来研究进展和勘查试采资料,采用保压取心、基准换算、拾遗补缺等措施核查浅部煤系气资源,关注煤系气赋存态、含气量、采收率和新盆地以力争深部煤系气地质调查取得突破,改进产量递减法、合采效率系数等以促进煤系气地质调查向开发效果靠拢,同时解除单层厚度约束以高度关注薄互层煤系气资源潜力。相关原则性建议,重点在于如下五个方面。

5.1 力求针对煤系气地质条件特点开展地质调查

煤系气地质条件的所有特殊性,均起源于沉积旋回性强且以煤层为核心的各类岩性频繁互层。由此衍生出煤系气三个基本地质特点(图2):一是储层岩石类型多样,如煤储层、砂岩储层、页岩储层、灰岩储层、铝土岩储层等;二是生储盖组合多变,致使内幕封盖条件好,这是导致煤系气共生成藏生烃强度门限低于常规天然气成藏(秦勇,2018)的关键地质原因之一;三是煤系气赋存态多样且会发生动态转换,如以吸附气为特点的煤层气、吸附气-游离气共储的页岩气以及以游离气为主的砂岩气、灰岩气和铝土岩气,特殊地质条件下还可形成天然气水合物(祝有海等,2009),有机储层(煤层和富有机质页岩储层)中煤系气赋存态随深度而发生动态变化。

含气系统叠置性客观存在,关系到对煤系气资源潜力的深化认识。由此,进一步结合煤系气赋存态多样且随深度而发生动态转换的基本地质特点,凸显了煤系气可采潜力约束地质条件的特殊性,建议在煤系气资源潜力评价参数体系设计中重点考虑。

评价含气系统叠置性的核心地质条件在于两个方面:一是不同含气系统之间流体能量或流压状态差异,影响到系统之间煤系气合采地质条件兼容性;二是同一含气系统内部不同储层力学性质和孔渗性差异,影响系统内部煤系气合采地质条件兼容性。为此,从叠置含气系统评价煤系气可采潜力涉及三方面地质要素研究,一是煤系层序地层格架与关键层(最大海泛面沉积),二是地层流体三维空间分布及垂向流体压力系统,三是煤系不同岩性储层物理性质及其差异性。

煤系气赋存态转换是地层温度压力条件变化的结果,服从压力-温度-体积(P-V-T)函数关系,

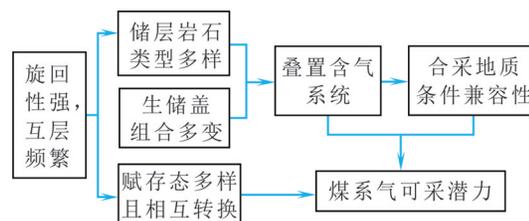


图2 煤系气基本地质特点及其控制关系
Fig.2 Basic geological characteristics and control relationship of coal measures gas

可采用状态方程描述,但对于煤系吸附气而言进一步叠加了吸附-解吸动力学因素的影响(郭涛, 2021)。建议在煤系气地质调查中考虑煤储层或富有机质储层对温度、压力更为敏感的基本特点,将天然气赋存态作为地质调查评价的一个关键参数予以考虑,借鉴现有认识和成果,解析煤系气赋存态影响因素与转换规律,建立煤系气赋存态预测理论与方法体系。

进一步分析,赋存态转换主要发生在深部煤层并波及延伸到煤层顶底板储层,深部煤层及富有机质页岩中游离态天然气比例显著增加,无论是成藏富集规律、含气量预测还是可采潜力评价均不能完全按照吸附气传统理论方法进行处理。以往历次地质调查没有认识到这一特点对煤系气资源客观评价的重要性,也缺乏对深部煤系气成藏富集特点逐渐向常规天然气逐渐靠拢总体趋势的认识,深部煤系气资源规模及可采潜力客观评价应是新一轮煤系气地质调查的重中之重。

5.2 注重煤系气资源及其开采潜力控制程度和可靠性

中国先前以煤层气为主的煤系气资源调查评价工作,为全国煤系气勘探开发部署乃至产业发展布局提供了重要决策依据,但与资源评价可靠性密切相关的若干问题仍需高度重视(秦勇等, 2022b)。

就煤层气来看,由于历史阶段所限,全国煤层气资源量控制程度和资源潜力尚有提升空间:考虑煤炭资源控制程度差异以及煤层气资源可靠程度在地区和深度上的不同,需要提升1000 m以深煤层赋存情况及煤炭资源量的确定性;全国煤层气可采资源量评价结果差异极大,可采性评价理论和方法尚待发展,认识尚待进一步确认;资源类别评价中深度参数采取“递减”赋值处理,与近年来生产实践及地质认识不尽相符,可能造成深部资源潜力评价结果出现较大偏差。

进一步扩展到煤系气:一是采用传统及现行规范获得的煤系储层含气量均有所偏低,影响到资源规模认识的客观性;二是不同方法确定的煤系气可采系数不确定性较大,煤系气开发经济性预测可靠性有待提高;三是深部煤层含气性特点不同于浅部煤层,以往认识严重低估了深部煤层气资源规模及可采潜力;四是尽管对部分盆地、部分层系煤系气

资源规模和可采潜力做过预估,但多数工作尚未上升到严格的地质调查层面,缺乏在统一标准和方法约束下的可比性认识。

为此,建议以保压取心为基本约束手段,创新煤系气资源可靠性评价理论与方法(秦勇等, 2022b)。第一,探索建立勘查阶段不同基准之间煤系储层含气量校正方法,以有效利用以往海量的勘查信息。第二,探索建立不同规范基准之间煤系气可采性参数换算方法,缩小资源评估结果与开发结果之间的差异。第三,探索改进煤系储层含气量测试规程方法,扩大高可靠性刻度方法应用范围,揭示煤系储层损失气及残余气赋存客观规律,评估煤系气真实可采潜力。第四,探索建立深部煤层含气性及可采性评价理论与方法,重点落实深部煤层气资源规模与潜力。

5.3 关注深部煤层气资源潜力及其规模性释放价值

近年来,中国埋深大于2000 m的煤系气勘查开发连续取得重大突破,昭示深部煤层可能成为中国近期实现煤系气快速“增储上产”区域突破的核心领域(朱广辉等, 2022)。如前所述,深部煤层气赋存态构成特点强化了煤层储气能力,奠定了深部煤层气井“见气时间短,初期游离气比例高,见气流压高,生产初期以自喷为主,投产即高产”等产出特点的驱动能量基础。然而,深部显著增强的地层压力使煤储层改造难度增大,有效开采需要压裂改造与排水采气工艺技术相结合(朱广辉等, 2022);大宁—吉县区块及白家海凸起深度大于2000 m煤层打出高产气流的重要原因,在于采用了大规模极限压裂改造措施(郭绪杰等, 2021;徐凤银等, 2022, 2023)。

除了赋存态及产出驱动能量之外,深部煤层气成藏条件在微构造控气和储层孔隙压缩性两个方面与浅部煤层气显著不同。例如,大宁—吉县区块开展了10口直井的深部煤层气开发试验,其中位于微构造“高点”的2口井稳产气量4000~5000 m³/d,微构造“低点”3口井稳产气量1400~1500 m³/d,平缓构造部位2口井稳产气量1500~3000 m³/d,水平挤压区2口井稳产气量1200~1400 m³/d,构造陡变区1口井不产气(闫霞等, 2021)。再如,深部低阶煤层的孔隙压缩系数随深度或压力而变化,利用变孔隙压缩系数模型计算得到的煤储层渗透率高于传统的定孔隙压缩系数模型,深度越大,偏高现象就越

为显著,指示深部煤层渗透率可能并非像传统认识那样低(汪岗等,2014)。

微构造控气是深部地层温度效应作用下煤层游离气比例显著增高的必然结果,煤层孔渗变化则起源于深部地层应力效应基础的温度效应叠加,两者均与深部煤系气可采潜力评估和资源分级密切相关。为此,新一轮煤系气地质调查有必要借鉴常规天然气聚集成藏作用的某些认识,尤其是关注与构造“高点”相关的类圈闭效应;建立煤储层变压缩系数模型,客观评价预测深部煤储层孔渗发育特征。

5.4 关注以薄互层煤系气为重点的超大规模聚集高渗条件

如前所述,澳大利亚煤系气勘探开发取得巨大成功的关键,在于对煤系气超大规模聚集及有利开发地质条件的再认识,包括薄岩层更有利于天然裂隙发育进而形成高渗优势(秦勇等,2019)。换言之,破除单层厚度(尤其是煤层厚度)的思维约束,这是天然气勘查开发理念上的一个重大更新,值得我国新一轮煤系气资源潜力评价工作关注与借鉴。我国类似苏拉特盆地瓦隆组地层结构的煤系并不鲜见,主要分布在东北、西北和西南地区,沉积厚度较大,以碎屑岩为主,煤层薄而多,岩性交互频繁(表4)。建议针对相关地区和煤系开展初步评价,筛选合适区块开展专项研究,同时实施专项地质调查。

地质调查的重点在于薄互层煤系气成藏特点与优质开发层段地质控制。考虑多薄煤层且其与砂岩、泥岩频繁互层的基本地质特点,揭示薄互层煤系气聚集特点与分布规律,阐释薄互层地质条件与储层天然裂隙发育程度之间关系,探讨煤系内幕保存条件特点及其聚气效应,深化认识薄互层煤系气开发有利区主控地质因素和机理,建立薄互层煤系气配分与聚集理论体系,发展薄互层煤系气甜点

区段预测方法,查明全国薄互层煤系气资源及其开发潜力(秦勇,2021)。

5.5 关注先前某些“漏网”盆地煤系气潜力

先前历次煤系气(以煤层气为主)地质调查的重点,多是含煤性较好且埋深浅于2000 m的区域,忽略了对深部盆地、盆地深部和含煤性较差盆地的关注。美国21世纪初及我国近期试采进展先后昭示,煤系气开发已突破了深度限制(Nelson,2003;徐凤银等,2023),地质调查同样如此。同时,深部煤层吸附性减弱及游离气比例增大导致总含气量增高,资源规模和开发潜力必然显著增大(秦勇,2021;何发岐等,2021),可能成为调查大发现的新领域。鉴于此,建议将先前“漏网”盆地纳入新一轮煤系气地质调查视野,如渤海湾、南华北、关中、临汾、河西走廊、楚雄等盆地(群),乃至近海海域诸盆地。

例如,渤海湾盆地面积近20万km²,发育辽河、渤中、黄骅、冀中、济阳、临清—东濮六大拗陷。在盆地范围内,印支期地壳抬升导致上古生界煤系埋深变浅,海西期形成的煤系气普遍逸散;中生代—新生代发育断陷,残留上古生界煤系埋深大幅度加大,部分构造单元分别在燕山期和喜马拉雅期发生二次生烃(表5)。该盆地尽管是叠加在华北古生代克拉通巨型拗陷(地台盖层)之上的中、新生代裂谷盆地,但上古生界煤系在拗陷地带仍有大面积保存,上覆厚度不等的上二叠统和三叠系,加之新生代广泛发育的陆相沉积构成区域性盖层,为燕山期和喜马拉雅期二次生烃形成的煤系气提供了保存条件(秦勇等,2002)。为此,渤海湾盆地中—新生代拗陷深部上古生界具有煤系气资源调查价值。

再如,南华北盆地面积约15万km²,自北而南发育济源—开封拗陷、太康—淮北隆起、周口拗陷、长山隆起和信阳—合肥拗陷,呈“两隆三拗”构造格局,主体位于河南省境内。上古生界煤系在拗陷和

表4 中国薄互层煤系地层简况(据秦勇等,2019简化)

Table 4 Brief introduction of thin interbed coal measures in China (simplified from Qin et al., 2019)

	内蒙东部地区		西北地区		西南地区		近海海域	
海拉尔盆地	拉布达林盆地	二连盆地	鄂尔多斯西缘—河西走廊	四川盆地西部拗陷	楚雄盆地	上扬子地台西北部	东海盆地	琼东南盆地
下白垩统大磨拐河组,含煤37层以上	下白垩统大磨拐河组,含煤0~50层	下白垩统腾格尔组,煤层多,厚度变化大	上石炭统羊虎沟组,煤层多,多为薄煤层和煤线	上三叠统须家河组,含煤0~50层	上三叠统一平浪组/大莽地组,含煤120余层	下石炭统祥摆组,含煤2~15层,单层均厚0.46 m	始新统平湖组,含煤0~37层	渐新统崖城组,含煤0~31层
40~1034 m	>530 m	100~1600 m	80~1000 m	300~1000 m	>2000 m	100~700 m	204~1300 m	150~400 m

表5 渤海湾盆地上石炭统太原组二次生烃史类型(秦勇等,2002)

生烃史		生烃阶段组合		各坳陷构造单元单井实例
类型	燕山期	喜山早期	喜山晚期	
黄骅型	二次	—	二次	黄骅: 歧古1, 孔古3, 塘19, 官古1, 刘古1 冀中: 京24, 泽77, 文3, 苏1 济阳: 义155
冀中型	—	—	二次	黄骅: 孔古1, 港深71-1, 庄古2 冀中: 杨1, 候7, 前参1, 苏4, 葛5, 济阳: 白古1, 滨古17, 高参1, 罗古1, 桩古10-1, 垦古51, 沙4
济阳型	二次	二次	—	东濮: 兰古1, 濮深1, 庆古2, 卫古1, 开14, 马古6 临清: 丘4
东濮型	—	二次	—	东濮: 毛4, 明古1, 龙古3 沧县: 泊古1 临清: 馆深1, 康古1
沧县型	二次	—	—	东濮: 长1, 堂古1, 东1 济阳: 通11, 瞿古1, 义135, 渤南31, 义古30, 孤古14, 垦古13, 虎10, 孤古2, 孤南31, 虎3 冀中: 桐11, 葛8, 泽2, 大参1, 大5, 胜1, 河1, 黄骅: 徐13, 太10, 东古1, 大7, 港古1-1

隆起局部地带大面积连片保存(邵龙义等,2016),埋深在隆起区一般不超过2000 m,在坳陷区最大可达6000 m(徐汉林等,2003),形成了配套的源内生储盖组合(王付斌等,2016)。上百口井见到天然气显示,其中部分井试气获得工业气流,确认上古生界煤系是天然气勘查开发的主要目标层系(秦勇等,2018)。先前研究提出了煤系气勘查“2+4+2”战略布局建议,优先考虑太康—淮北隆起带通许、永夏两区深部煤层气,兼顾周口坳陷鹿邑、沈丘—潭庄两个凹陷以及洛阳盆地、北部外围东濮凹陷深部煤层气,探索研究济源—开封坳陷济源、中牟两个深凹陷超深煤系气富集条件(河南省煤田地质局和中国矿业大学,2018)。

6 结 论

回顾了中国煤系气地质调查经历的四个探索阶段,为新一轮煤系气地质调查提供首要基础。通过多年不懈努力,对煤系气地质禀赋的认识从单纯煤层气扩大到煤系其他岩性储层天然气,煤系气勘查难点逐步转变为开发试验亮点,为开展全国煤系气地质调查提供了理论依据和实践基础。也应看到,中国煤系气资源调查对象迄今仍然主要局限于煤层气,尚无关于全国性煤系致密气、煤系页岩气、煤系灰岩气等煤系气资源的全方位系统认识,建议

地质调查正视这一问题。

辨析了五个煤系气地质基本概念,为精准定义地质调查边界条件提供参考。煤系气应以地质载体予以定义,否则将可能引起调查边界的模糊和调查领域的混乱。煤系气自生自储与它生它储兼而有之,明确这一概念有助于客观评价煤系气资源潜力。煤系以非常规气为主,但煤系常规气更具规模性开发潜力,理解煤系常规气地质条件特殊性对地质调查至关重要。煤系气至少应包括“五气”,煤系碳酸盐岩气和铝土岩气具有重要的地质调查价值。煤系游离气商业性开发潜力具有深度上限,该深度以下地质载体应是新一轮地质调查的主要对象。

概述了四项煤系气研究勘查关键进展,为选择地质调查依据提供参考。煤系吸附气最大含量“临界深度”客观存在,这是刻画深部煤系气资源禀赋的关键切入点。深部煤层气赋存态发生转换,导致深部煤系气开发地质条件在某些方面显著优于浅部,可采性需要重新认识。煤系沉积旋回性显著及互层频繁特点导致发育叠置含气系统,其对合采潜力的约束可通过合采地质条件兼容性予以认识。某些地区或重点盆地煤系气资源已有初步匡算结果,这是新一轮地质调查的重要参考依据。

提出了五方面地质调查原则性建议,为确定地质调查重点提供参考。煤系气地质条件特点鲜明,

调查方案力求针对性,浅部煤系气地质调查以核查工作为主,深部煤系气资源则是调查工作的重中之重。关注深部煤层气资源潜力及其规模性释放价值探索,建立深部煤储层关键属性预测评价模型。改进煤系储层含气量测试规程方法,扩大高可靠性刻度方法应用范围,促进煤系气地质调查向开发效果靠拢。破除单一储层厚度的传统约束,关注以薄互层煤系气为重点的超大规模聚集高渗条件。关注先前某些“漏网”盆地煤系气潜力,特别是强化对盆地深部和含煤性较差盆地的调查。总体上,以观念更新带动地质调查方案出新,以方案出新带动地质调查突破。

References

- Anonymous. 2022. The fracturing of CNOOC's first ultra-large-scale deep CBM horizontal well was successfully completed [EB/OL]. https://business.sohu.com/a/581686915_121123791(in Chinese).
- Bi Caiqin, Hu Zhifang, Tang Dazhen, Tao Shu, Zhang Jiaqiang, Tang Shuling, Huang Huazhou, Tang Yue, Yuan Yuan, Xu Yinbo, Shan Yansheng, Chi Huanpeng, Liu Wei, Zhu Hanyou, Wang Fuguo, Zhou Yang. 2021. Research progress of coal measure gas and some important scientific problems [J]. *Geology in China*, 48(2): 402–423(in Chinese with English abstract).
- Bi Caiqin, Zhang Jiaqiang, Hu Zhifang, Xie Shi, Zhou Yang, Pang Bo, Shan Yansheng, Chi Huanpeng, Tang Yue, Yuan Yuan. 2022. Industrial production of unconventional gas in coal-measure of Well HJD1 in Jixi Basin, Eastern Heilongjiang Province, China [J]. *China Geology*, 5: 546–548.
- Bi Caiqin, Zhang Jiaqiang, Shan Yansheng, Hu Zhifang, Wang Fuguo, Chi Huanpeng, Tang Yue, Yuan Yuan, Liu Yaran. 2020a. Geological characteristics and co-exploration and co-production methods of Upper Permian Longtan coal measure gas in Yangmeishu Syncline, Western Guizhou Province, China [J]. *China Geology*, 3: 38–51.
- Bi Caiqin, Zhu Hanyou, Zhang Jiaqiang, Shan Yansheng, Chen Yang, Chi Huanpeng, Luo Yong, Zhang Zhijun. 2020b. A major breakthrough in geological survey of coal measure gas in Southern Sichuan, China [J]. *China Geology*, 3: 646–648.
- Bi Caiqin. 2019. Coal measures gas – the "Big Mac" of unconventional natural gas [N]. *China Mining News*, 2019–07–30 (03).
- Chen Gang, Li Wuzhong. 2011. Influencing factors and laws of deep coalbed methane adsorption capacity in Ordos Basin [J]. *Natural Gas Industry*, 31(10): 47–49(in Chinese with English abstract).
- Chen Gang. 2014. Deep Low-rank Coalbed Methane System and Reservoiring Mechanism in the Case of the Cainan Block in Junggar Basin [D]. Xuzhou: China University of Mining and Technology (in Chinese with English abstract).
- Chen Guo, Liu Gehang, Li Hongxi, Jiang Ke, Tian Heng. 2019. Resource potential of continental shale gas in Upper Triassic Xujiahe Formation, Sichuan Basin [J]. *Natural Gas Technology and Economy*, 13(5): 21–29(in Chinese with English abstract).
- Chen Shida, Tang Dazhen, Tao Shu, Zhao Junlong, Li Yong, Liu Wenqing. 2016. Discussion about "critical depth" of deep coalbed methane in Zhengzhuang area, Qinshui Basin [J]. *Journal of China Coal Society*, 41(12): 3069–3075(in Chinese with English abstract).
- Chen Yilin. 2014. Abnormality and Genesis of Heavy Hydrocarbon Concentration of Anthracite Based on Fine Desorption Process [D]. Xuzhou: China University of Mining and Technology (in Chinese with English abstract).
- Chen Zhenlong. 2021. Geological unit division and development countermeasures of deep coalbed methane in Southern Yanchuan Block [J]. *Coal Geology & Exploration*, 49(2):13–20(in Chinese with English abstract).
- Coalfield Geology Bureau of Henan, China University of Mining and Technology. 2018. Henan Unconventional Natural Gas Exploration and Development Action Plan (Recommended Plan) [R]. Zhengzhou: Henan Coalfield Geology Bureau (in Chinese).
- Dai Jinxiang. 2018. Coal-derived gas theory and its discrimination[J]. *China Science Bulletin*, 63: 1291–1305 (in Chinese).
- Dai Jinxing, Ni Yunyan, Liao Fengrong, Hong Feng, Yao Limiao. 2019. The significance of coal-derived gas in major gas producing countries[J]. *Petroleum Exploration and Development*, 46(3): 417–432(in Chinese with English abstract).
- Dai Jinxing, Qi Houfa. 1981. Evaluation of the gas-bearing prospect of Qinshui Basin from the perspective of coal-formed gas [J]. *Petroleum Exploration and Development*, (6): 19–33(in Chinese).
- Dai Jinxing. 1979. Natural gas and oil formed during coal formation [J]. *Petroleum Exploration and Development*, 6: 10–17 (in Chinese).
- Fu Jinhua, Li Mingrui, Zhang Lei, Cao Qian, Wei Jinshan. 2021. Exploration breakthrough and exploration of bauxite gas reservoir in Longdong area of Ordos basin and its petroleum geological implications [J]. *Natural Gas Industry*, 41(11): 1–10(in Chinese with English abstract).
- Fu Xuehai, Chen Zhensheng, Song Ru, Zhang Qinghui. 2018. Discovery of coal measures limestone gas and its significance [J]. *Coal Geology of China*, 30(6): 59–63(in Chinese with English abstract).
- Fu Xuehai, Deleqiati Jianatayi, Zhu Yanming, Shen Jain, Li Gang. 2016. Resources characteristics and separated reservoirs' drainage of unconventional gas in coal measures [J]. *Earth Science Frontiers*, 23(3): 36–40(in Chinese with English abstract).
- Fu Xuehai, Zhang Xiaodong, Wei Chongtao. 2021. Review of research on testing, simulation and prediction of coalbed methane content[J]. *Journal of China University of Mining & Technology*, 50

- (1): 13–31(in Chinese with English abstract).
- Geng Meng, Chen Hao, Chen Yanpeng, Zeng Liangjun, Chen Shanshan, Jiang Xinchun. 2018. Methods and results of the fourth round national CBM resources evaluation [J]. *Coal Science and Technology*, 46(6): 64–68(in Chinese with English abstract).
- Geological Dictionary Office of the Ministry of Geology and Mineral Resources. 1986. *Geological Dictionary (IV): Applied Geology of Deposit Geology* [M]. Beijing: Geological Publishing House (in Chinese).
- Guo Tao. 2021. Occurrence and Gas Volume Prediction Model of Deep Coalbed Methane [D]. Xuzhou: China University of Mining and Technology (in Chinese with English abstract).
- Guo Xujie, Zhi Dongming, Mao Xinjun, Wang Xiaojun, Yi Shiwei, Zhu Ming, Gan Renzhong, Wu Xueqiong. 2021. Exploration discovery and significance of coal rock gas in Junggar Basin [J]. *China Petroleum Exploration*, 26(6): 1–11 (in Chinese with English abstract).
- Guo Xusheng, Zhou Dehua, Zhao Peirong, Liu Zengqin, Zhang Dianwei, Feng Dongjun, Xing Fengcun, Du Wei, Chen Gang, Yang Fan, Sun Chuanxiang. 2022. Progresses and directions of unconventional natural gas exploration and development in the Carboniferous–Permian coal measure strata, Ordos Basin [J]. *Oil & Gas Geology*, 43(5): 1014–1023 (in Chinese with English abstract).
- Hamilton S K, Esterle J S, Golding S D. 2012. Geological interpretation of gas content trends, Walloon subgroup, eastern Surat Basin, Queensland, Australia [J]. *International Journal of Coal Geology*, 101: 21–35.
- He Faqi, Dong Zhaoxiong, Zhao Lan, Ma Chao, Fan Ming, Wang Xiaocai. 2021. Formation mechanism and resource significance of free gas in deep coalbed [J]. *Fault–Block Oil & Gas Field*, 28(5): 604–608 (in Chinese with English abstract).
- Hu Huiting. 2012. Analogy Evaluation of Reservoir–Forming Conditions and Prediction of Resource Potential of Coalbed Methane and Tight Sandstone Gas Reservoirs in Daqing Periphery Typical Basins [D]. Daqing: Northeast Petroleum University (in Chinese with English abstract).
- Huang Jizhong, Song Jiarong, Liu Guoyu, Wang Kunyi. 1991. A coal gas without coal gas indicators [J]. *Xinjiang Petroleum Geology*, 12(2): 107–117 (in Chinese with English abstract).
- Huang Jizhong. 1984. Geochemical characteristics of natural gas in the Sichuan Basin [J]. *Geochemica*, (4): 307–321 (in Chinese with English abstract).
- Jia Chengzao, Zheng Min, Zhang Yongfeng. 2012. Unconventional hydrocarbon resources in China and the prospect of exploration and development [J]. *Petroleum Exploration & Development*, 39(2): 129–136 (in Chinese with English abstract).
- Jin Jun, Qin Yong, Yi Tongsheng. 2023. Lower Carboniferous Xiangpai Formation in Weining area: A potential new series of thin–interbed coal measures gas [J]. *Geological Review*, 69: 1879–1891 (in Chinese with English abstract).
- Ju Wei, Jiang Bo, Qin Yong, Wu Caifang, Wang Geoff, Qu Zhenghui, Li Ming. 2019. The present–day in–situ stress field within coalbed methane reservoirs, Yuwang Block, Laochang Basin, South China [J]. *Marine and Petroleum Geology*, 102: 61–73.
- Ju Wei, Jiang Bo, Qin Yong, Wu Caifang, Lan Fengjuan, Li Ming, Xu Haoran, Wang Shengyu. 2020. Distribution of in–situ stress and prediction of critical depth for deep coalbed methane in Enhong Block of eastern Yunnan region[J]. *Coal Science and Technology*, 48(2): 194–200 (in Chinese with English abstract).
- Ju Wei, Yang Zhaobiao, Qin Yong, Yi Tongsheng, Zhang Zhengguang. 2018. Characteristics of in–situ stress state and prediction of the permeability in the Upper Permian coalbed methane reservoir, western Guizhou region, SW China [J]. *Journal of Petroleum Science and Engineering*, 165: 199–211.
- Li Lezhong. 2016. Reservoir formation characteristics and development technology for low rank CBM with thin interbed: Taking Surat Basin in Australia as an example [J]. *China Coalbed Methane*, 13(6): 15–19 (in Chinese with English abstract).
- Li Pengde. 2022. Strengthen the comprehensive exploration and exploitation of coal measures gas to help achieve the goal of carbon emission reduction [EB/OL]. <https://www.china5e.com/news/news-1131169-0.html> (in Chinese).
- Liang Hongbin, Lin Yuxiang, Qian Zheng, Liu Jianjun, Yu Tengfei. 2012. Study on coexistence of absorbed gas and free gas in coal strata south of Qinshui Basin [J]. *China Coalbed Methane*, (2): 72–78 (in Chinese with English abstract).
- Lin Yongzhou. 1984. Geological significance of coal–formed gas reservoir of Niejiashuang, Shanxi [J]. *Natural Gas Industry*, (6): 16–19 (in Chinese with English abstract).
- Liu Bingchang. 2014. Study on Gas Desorption Characteristics and Influencing Factors of Content in Panji Deep Mining Area [D]. Huainan: Anhui University of Technology (in Chinese with English abstract).
- Liu Guangjing, Chen Yanli, Hu Hao, Kong Peng, Han Yuan, Zhang Jie, Chang Fengchen. 2022. Relation of adsorption capacity in high–rank coal to maceral content: An example from No. 3 coal seam, F block, Qinshui Basin [J]. *Natural Gas Exploration & Development*, 45(4): 128–133 (in Chinese with English abstract).
- Ministry of Natural Resources of China. 2020. Regulation of coalbed methane reserves estimation (DZ/T 0216–2020) [S]. Beijing: Geological Publishing House (in Chinese).
- National Commission for the Examination and Approval of Natural Science Terms. 1994. *Petroleum Terminology* [M]. Beijing: Science Press (in Chinese).
- Nelson C R. 2003. Deep coalbed gas plays in the U.S. Rocky Mountain Region [C]// *Proceedings of the AAPG Annual Meeting*. Salt Lake City, Utah, USA: 5–8.

- Oil and Gas Department of the National Energy Administration. 2022. China Natural Gas Development Report (2022) [M]. Beijing: Petroleum Industry Press (in Chinese).
- Olson T. 2002. Paying off for Tom Brown in White River Dom field's tight sandstone deep coals [J]. The American Oil and Gas Reports, 10: 67–75.
- Qin Yong, Shen Jian, Li Xiaogang. 2022b. Control degree and reliability of CBM resources in China[J]. Natural Gas Industry, 42(6): 19–32 (in Chinese with English abstract).
- Qin Yong, Shen Jian, Shen Yulin, Li Geng, Fan Bingheng, Yao Haipeng. 2019. Geological causes and inspirations for high production of coal measure gas in Surat Basin [J]. Acta Petrolei Sinica, 40(10): 1147–1157 (in Chinese with English abstract).
- Qin Yong, Shen Jian, Shen Yulin. 2014a. Study on the Accumulation Mechanism and Enrichment Law of Shale Oil and Gas and Coalbed Methane in the Galilee Basin [R]. Xuzhou: China University of Mining and Technology (in Chinese with English abstract).
- Qin Yong, Shen Jian, Shen Yulin. 2016b. Joint mining compatibility of superposed gas-bearing systems: A general geological problem for extraction of three natural gases and deep CBM in coal series [J]. Journal of China Coal Society, 41(1): 14–23 (in Chinese with English abstract).
- Qin Yong, Shen Jian, Shi Rui. 2022a. Strategic value and choice on construction of large CMG industry in China [J]. Journal of China Coal Society, 47(1): 371–387 (in Chinese with English abstract).
- Qin Yong, Shen Jian, Wang Baowen, Yang Song, Zhao Lijuan. 2012. Accumulation effects and coupling relationship of deep coalbed methane [J]. Acta Petrolei Sinica, 33(1): 48–54 (in Chinese with English abstract).
- Qin Yong, Shen Jian. 2016a. On the basic geological problems of deep coalbed methane [J]. Journal of Petroleum, 37(1): 125–136 (in Chinese with English abstract).
- Qin Yong, Shi Biao, Song Peide, Wang Tianshun. 2018. Foundation and countermeasures of unconventional natural gas industry development in Henan Province, China [J]. China Energy and Environmental Protection, 24(1): 27–33 (in Chinese with English abstract).
- Qin Yong, Song Quanyou, Fu Xuehai. 2005. Discussion on feasibility of co-mining the coalbed methane and normal petroleum and natural gas: Adsorption effect of deep coal reservoir under condition of balanced water [J]. Natural Gas Geoscience, 16(4): 492–498 (in Chinese with English abstract).
- Qin Yong, Tang Xiuyi, Ye Jianping, Jiao Sihong. 2000. Characteristics and origin of stable carbon isotope in coalbed methane of China [J]. Journal of China University of Mining & Technology, 92(2): 113–119 (in Chinese with English abstract).
- Qin Y, Moore T A, Shen J, Yang Z B, Shen Y L, Wang G. 2018. Resources and geology of coalbed methane in China: A review [J]. International Geology Review, 60(5/6): 777–812.
- Qin Yong, Wu Caifang, Shen Jian. 2013. Study on Fine Description of Block Coal Reservoir in Southern Yanchuan Block [R]. Xuzhou: China University of Mining & Technology (in Chinese).
- Qin Yong, Wu Caifang, Shen Jian. 2014b. Study on Reservoir-forming Characteristics of Key Blocks in the South Qinshui Basin [R]. Xuzhou: China University of Mining & Technology (in Chinese).
- Qin Yong, Wu Caifang, Yang Zhaobiao. 2021. Coal measures gas survey in western Guizhou Province [R]. Guiyang: Coalfield Geology Bureau of Guizhou (in Chinese).
- Qin Yong, Wu Jianguang, Li Guozhang, Wang Yingbin, Shen Jian, Zhang Bin, Shen Yulin. 2020. Patterns and pilot project demonstration of coal measures gas production [J]. Journal of China Coal Society, 45(7): 2513–2522 (in Chinese with English abstract).
- Qin Yong, Xiong Menghui, Yi Tongsheng, Yang Zhaobiao, Wu Caifang. 2008. On unattached the multiple superposed coalbed methane system: In a case of Shuigonghe syncline, Zhijin–Nayong coalfield, Guizhou [J]. Geological Review, 54(1): 65–70 (in Chinese with English abstract).
- Qin Yong, Zhu Yanming, Chen Shangbin. 2014c. Comprehensive geological evaluation of shale gas in Hebei Province [R]. Shijiazhuang: Coalfield Geology Bureau of Hebei (in Chinese).
- Qin Yong, Zhu Yanming, Fan Bingheng, Jiang Bo, Zhang Yousheng. 2002. Theory and Application of Secondary Hydrocarbon Generation from Sedimentary Organic Matter [M]. Beijing: Geological Publishing Press (in Chinese).
- Qin Yong. 2003. Advances and reviews of coalbed gas geology in China [J]. Geological Journal of China Universities, 3(9): 339–358 (in Chinese with English abstract).
- Qin Yong. 2018. Research progress of symbiotic accumulation of coal measure gas in China [J]. Natural Gas Industry, 38(4): 26–36 (in Chinese with English abstract).
- Qin Yong. 2021. Strategic thinking on research of coal measure gas accumulation system and development geology [J]. Journal of China Coal Society, 46(8): 2387–2399 (in Chinese with English abstract).
- Qin Yujin. 2012. Research on Gas Occurrence Characteristics and Desorption Law and Application in Deep Coal Seams [D]. Fuxin: Liaoning University of Engineering and Technology (in Chinese with English abstract).
- Queensland Government. 2003. Petroleum and gas production statistics [EL/OL]. https://www.data.qld.gov.au/dataset/petroleum-gas-production-and-reserve-statistics/resource/9746212a-e0c6-484d-95ad-b2be1c46027d?view_id=9a699c5c-ac5a-4e73-b580-370d5c177d75.
- San En. 2010. Analysis on the Causes of Abnormal Gas Emission in the Limestone under the Coal Stratum One in Paner Coal Mine [D].

- Huainan: Anhui University of Technology (in Chinese with English abstract).
- Shao Longyi, Zhang Liang, Zhang Jingkai, Wang Dewei, Shi Biao, Fu Yafei, Xu Lianli, Song Jianjun. 2016. Accumulation conditions of shale gas in transitional marine–continental coal measures of the Carboniferous–Permian in Henan Province [J]. *Journal of Mining Science and Technology*, 1(3): 209–221 (in Chinese with English abstract).
- Shen Jian, Du Lei, Qin Yong, Yu Peng, Fu Xuehai, Chen Gang. 2015. Three–phase gas content model of deep low–rank coals and its implication for CBM exploration: A case study from the Jurassic coal in the Junggar Basin [J]. *Natural Gas Industry*, 35(3): 30–35 (in Chinese with English abstract).
- Shen Jian, Qin Yong, Fu Xuehai, Chen Gang, Chen Run. 2014. Properties of deep coalbed methane reservoir–forming conditions and critical depth discussion [J]. *Natural Gas Geoscience*, 25(9): 1470–1476 (in Chinese with English abstract).
- Shen Jian, Qin Yong, Li Yepeng, Yang Yanhui, Ju Wei, Yang Chunli, Wang Geoff. 2018. In situ stress field in the FZ Block of Qinshui Basin, China: Implications for the permeability and CBM production [J]. *Journal of Petroleum Science and Engineering*, 170: 744–754.
- Shen Jian, Qin Yong. 2021. Prediction of deep CBM resources in major basins in China [R]. Xuzhou: China University of Mining and Technology (in Chinese).
- Shen Yulin, Qin Yong, Guo Yinghai, Yi Tongsheng, Yuan Xuexu, Shao Yubao. 2016. Characteristics and sedimentary control of a coalbed methane–bearing system in Lopingian (Late Permian) coal–bearing strata of western Guizhou Province [J]. *Journal of Natural Gas Science and Engineering*, 33: 8–17.
- Shen Yulin, Qin Yong, Wang Geoff, Guo Yinghai, Shen Jian, Gu Jiaoyang, Xiao Qian, Zhang Tao, Zhang Chunliang, Tong Gencheng. 2017. Sedimentary control on the formation of a multi–superimposed gas system in the development of key layers in the sequence framework [J]. *Marine and Petroleum Geology*, 88: 268–281.
- Song Quanyou, Qin Yong. 2005. Prediction of coalbed methane content in Huimin depression [J]. *Natural Gas Geoscience*, 16(6): 764–767 (in Chinese with English abstract).
- Song Quanyou. 2004. Research on Deep Coalbed Methane Reservoir–forming Conditions and Development Potential [D]. Xuzhou: China University of Mining and Technology (in Chinese with English abstract).
- Song Yiping. 2017. Gas control method inner of limestone in coal seam roof [J]. *Coal Mining Technology*, 22(4): 94–96 (in Chinese).
- Stahl W J. 1979. Geochemische Daten Nordwest–Dutseher Oberkarbon, Zeehstein und Buntsandsteingase [J]. *Erdol und Kohle–Erdgas–Petrochemie*, 32(Heftz): 65–70.
- Tang Ying, Gu Feng, Wu Xiaodan, Ye Hao, Yu Yixin, Zhong Mihong. 2017. Coalbed methane accumulation conditions and enrichment models of Walloon coal measure in the Surat Basin, Australia [J]. *Natural Gas Industry*, 37(11): 18–28 (in Chinese with English abstract).
- Wang Deli, Wang Gang, Ren Hui. 2022. Exploration and development prospects of coal measure gas resources in Xinjiang [J]. *China Coalbed Methane*, 19(3): 37–40 (in Chinese with English abstract).
- Wang Fubin, Ma Chao, An Chuan. 2016. Gas exploration prospects of the Upper Paleozoic in Tongxu area, southern North China Basin [J]. *Lithologic Reservoirs*, 40(9): 1–8 (in Chinese with English abstract).
- Wang Gang, Qin Yong, Shen Jian, Zhao Lijuan, Zhao Jincheng, Li Yepeng. 2014. Experimental studies of deep coal reservoir's permeability based on variable pore compressibility [J]. *Acta Petrolei Sinica*, 35(3): 462–468 (in Chinese with English abstract).
- Wang Kexin. 2010. Physical Simulation and Numerical Simulation of Adsorbed State, Soluble State and Free State Gas Volume in Low Rank Coal Reservoir [D]. Xuzhou: China University of Mining and Technology (in Chinese with English abstract).
- Wang Yunlong, Li Long. 2017. Reserves estimation method of coal–series limestone gas based on gas equilibrium equation [J]. *Shanxi Coal*, 37(1): 69–72 (in Chinese with English abstract).
- Wu Jun. 1994. Basic Theory and Practice of Coal Hydrocarbon Generation in China [M]. Beijing: Coal Industry Press (in Chinese).
- Wu Xiaozhi, Liu Zhuang Xiaoxue, Wang Jian, Zheng Min, Chen Xiaoming, Qi Xuefeng. 2022. Petroleum resource potential, distribution and key exploration fields in China [J]. *Earth Science Frontiers*, 29(6): 146–155 (in Chinese with English abstract).
- Wu Xiaozhi, Zhao Yumei, Wang Shejiao, Zheng Min, Liu Deguang. 2016. Analysis on the resource potential of tight sandstone gas of Jurassic coal measure in Junggar Basin, China [J]. *Natural Gas Geoscience*, 27(9): 1679–1687 (in Chinese with English abstract).
- Xu Fengyin, Wang Chengwang, Xiong Xianyue, Li Shuguang, Wang Yubin, Guo Guangshan, Yan Xia, Chen Gaojie, Yang Yan, Wang Hongya, Feng Kun, Wu Peng, Liu Yinhua. 2022. Deep(layer) coalbed methane reservoir forming modes and key technical countermeasures—Taking the eastern margin of Ordos Basin as an example [J]. *China Offshore Oil and Gas*, 34(4): 30–42 (in Chinese with English abstract).
- Xu Fengyin, Yan Xia, Li Shuguang, Xiong Xianyue, Wang Yuxin, Zhang Lei, Liu Chuanqing, Han Jinliang, Feng Yanqing, Zhen Huaibin, Yang Yong, Wang Chengwang, Li Yuxin. 2023. Difficulties and countermeasures in theory and technology of deep CBM exploration and development in the eastern edge of Ordos Basin [J]. *Coal Geology & Exploration*, 51(1): 1–16 (in Chinese with English abstract).
- Xu Hanlin, Zhao Zongju, Yang Yining, Tang Zuwei. 2003. Structural pattern and structural style of the Southern North China Basin [J]. *Acta Geoscientia Sinica*, 24(1): 27–33 (in Chinese with English abstract).

- abstract).
- Yan Xia, Xu Fengyin, Nie Zhihong, Kang Yongshang. 2021. Microstructure characteristics of Daji area in east Ordos Basin and its control over the high yield dessert of CBM [J]. Journal of China Coal Society, 46(8): 2426–2439(in Chinese with English abstract).
- Yang Hua, Liu Xinshe. 2014. Progress of Paleozoic coal-derived gas exploration in Ordos Basin, West China [J]. Petroleum Exploration & Development, 41(2): 129–137 (in Chinese with English abstract).
- Ye Jianping. 2013. Development status of coalbed methane industry in China [C]// Qingdao: 2013 National Coalbed Methane Symposium (in Chinese).
- Yin Zhongshan, Wei Wenjin, Li Maozhu, Xu Xihui. 2010. Thinking, practice and recommendations of exploration and exploitation of coalbed gas in Sichuan [J]. Journal of Sichuan Geology, 30(Sup.): 28–34 (in Chinese with English abstract).
- Yu Jiangyan, An Fengxia. 2022. Tuha Oilfield explores new fields of coal and gas exploration [EB/OL]. <https://www.xjtv.com.cn/hy/sy/xw/dsp/29594254.shtml>(in Chinese).
- Zhao Lijuan, Qin Yong, Shen Jian. 2012. Adsorption behavior and abundance predication model of deep coalbed methane [J]. Geological Journal of China Universities, 18(3): 553–557 (in Chinese with English abstract).
- Zhao Longmei, Wen Guihua, Li Xingtao, Li Xiang, Li Yongzhou, Shi Xiaosong, Yang Mingming. 2018. Evaluation of "sweet spot" of tight sandstone gas reservoir in the 2–3 sub-members of Shanxi Formation in Daning–Jixian Block, Ordos Basin [J]. Natural Gas Industry, 38 (suppl): 5–10 (in Chinese with English abstract).
- Zhong Jianhua, Liu Chuang, Wu Jianguang, Zhang Shouren, Yang Guanqun. 2018. Symbiotic accumulation characteristics of coal measure gas in Linxing Block, eastern Ordos Basin [J]. Journal of China Coal Society, 43(6): 1517–1525 (in Chinese with English abstract).
- Zhou Dehua, Chen Gang, Chen Zhenlong, Liu Zengqin. 2022. Exploration and development progress, key evaluation parameters and prospect of deep CBM in China [J]. Natural Gas Industry, 42 (6): 43–51 (in Chinese with English abstract).
- Zhu Chao. 2019. Geological Units of Coal-measure Gas Development in Linxing Area, Shanxi, China [D]. Xuzhou: China University of Mining and Technology (in Chinese with English abstract).
- Zhu Guanghui, Li Benliang, Li Zhongcheng, Du Jia, Liu Yancheng, Wu Luofei. 2022. Practices and development trend of unconventional natural gas exploration in eastern margin of Ordos Basin: Taking Linxing–Shenfu gas field as an example[J]. China Offshore Oil and Gas, 34(4): 16–29(in Chinese with English abstract).
- Zhu Yanming, Chen Shangbin, Wang Meng. 2014. Geological Survey and Evaluation of Shale Gas in Shanxi Province [R]. Xuzhou: China University of Mining and Technology (in Chinese).
- Zhu Youhai, Zhang Yongqin, Wen Huaijun, Lu Zhenquan, Jia Zhiyao, Li Yonghong, Li Qinghai, Liu Changling, Wang Pingkang, Guo Xingwang. 2009. Gas hydrates in the Qilian Mountain Permafrost, Qinghai, Northwest China [J]. Acta Geologica Sinica, 83(11): 1762–1771(in Chinese with English abstract).
- Zou Caicai, Yang Zhi, Huang Shipeng, Ma Feng, Sun Qiping, Li Fuheng, Pan Songqi, Tian Wenguang. 2019. Resource types, formation, distribution and prospects of coal-measure gas [J]. Petroleum Exploration and Development, 46(3): 433–442 (in Chinese with English abstract).

附中文参考文献

- 毕彩芹, 胡志方, 汤达祯, 陶树, 张家强, 唐淑玲, 黄华州, 唐跃, 袁远, 徐银波, 单衍胜, 迟焕鹏, 刘伟, 朱韩友, 王福国, 周阳. 2021. 煤系气研究进展与待决的重要科学问题[J]. 中国地质, 48(2): 402–423.
- 毕彩芹. 2019. 煤系气——非常规天然气的“巨无霸”[N]. 中国矿业报, 2019–07–30(03).
- 陈刚, 李五忠. 2011. 鄂尔多斯盆地深部煤层气吸附能力的影响因素及规律[J]. 天然气工业, 31(10): 47–49.
- 陈刚. 2014. 深部低阶含煤层气系统及其成藏机制——以准噶尔盆地彩南地区为例[D]. 徐州: 中国矿业大学.
- 陈果, 刘芻行, 李洪玺, 蒋可, 田衡. 2019. 四川盆地上三叠统须家河组陆相页岩气资源潜力分析[J]. 天然气技术与经济, 13(5): 21–29.
- 陈世达, 汤达祯, 陶树, 赵俊龙, 李勇, 刘文卿. 2016. 沁南–郑庄区块深部煤层气“临界深度”探讨[J]. 煤炭学报, 41(12): 3069–3075.
- 陈义林. 2014. 基于精细解吸过程的无烟煤重烃浓度异常及其成因探讨[D]. 徐州: 中国矿业大学.
- 陈贞龙. 2021. 延川南深部煤层气田地质单元划分及开发对策[J]. 煤田地质与勘探, 49(2): 13–20.
- 戴金星, 倪云燕, 廖凤蓉, 洪峰, 姚立邈. 2019. 煤成气在产气大国中的重大作用[J]. 石油勘探与开发, 46(3): 417–432.
- 戴金星, 戚厚发. 1981. 从煤成气观点评价沁水盆地含气远景[J]. 石油勘探与开发, (6): 19–33.
- 戴金星. 1979. 成煤作用中形成的天然气和石油[J]. 石油勘探与开发, 6: 10–17.
- 戴金星. 2018. 煤成气及鉴别理论研究进展[J]. 科学通报, 63(14): 1291–1305.
- 单恩. 2010. 潘二煤矿煤层底板灰岩瓦斯异常涌出原因分析[D]. 淮南: 安徽理工大学.
- 地质矿产部《地质辞典》办公室. 1986. 地质辞典(四): 矿床地质应用地质分册[M]. 北京: 地质出版社.
- 付金华, 李明瑞, 张雷, 曹茜, 魏金善. 2021. 鄂尔多斯盆地陇东地区铝土岩天然气勘探突破与油气地质意义探索[J]. 天然气工业, 41(11): 1–10.
- 傅雪海, 陈振胜, 宋儒, 张庆辉. 2018. 煤系灰岩气的发现及意义[J]. 中国煤炭地质, 30(6): 59–63.
- 傅雪海, 德勒恰提·加娜塔依, 朱炎铭, 申建, 李刚. 2016. 煤系非常规

- 天然气资源特征及分隔合采技术[J]. 地学前缘, 23(3): 36-40.
- 傅雪海, 张小东, 韦重韬. 2021. 煤层含气量的测试模拟与预测研究进展[J]. 中国矿业大学学报, 50(1): 13-31.
- 庚勳, 陈浩, 陈艳鹏, 曾良君, 陈姗姗, 姜馨淳. 2018. 第四轮全国煤层气资源评价方法及结果[J]. 煤炭科学技术, 46(6): 64-68.
- 郭涛. 2021. 深部煤层气赋存态及其含量预测模型[D]. 徐州: 中国矿业大学.
- 郭旭升, 周德华, 赵培荣, 刘曾勤, 张殿伟, 冯动军, 邢凤存, 杜伟, 陈刚, 杨帆, 孙川翔. 2022. 鄂尔多斯盆地石炭系—二叠系煤系非常规天然气勘探开发进展与攻关方向[J]. 石油与天然气地质, 43(5): 1014-1023.
- 郭绪杰, 支东明, 毛新军, 王小军, 易士威, 朱明, 甘仁忠, 武雪琼. 2021. 准噶尔盆地煤岩气的勘探发现及意义[J]. 中国石油勘探, 26(6): 1-11.
- 国家能源局石油天然气司. 2022. 中国天然气发展报告(2022)[M]. 北京: 石油工业出版社.
- 何发岐, 董昭雄, 赵兰, 马超, 范明, 王小彩. 2021. 深部煤层游离气形成机理及资源意义[J]. 断块油气田, 28(5): 604-608.
- 河南省煤田地质局, 中国矿业大学. 2018. 河南省非常规天然气勘查开发行动计划(建议方案)[R]. 郑州: 河南省煤田地质局.
- 胡慧婷. 2012. 大庆外围典型盆地煤层气和致密砂岩气成藏条件对比评价及资源潜力预测[D]. 大庆: 东北石油大学.
- 黄籍中, 宋家荣, 刘国瑜, 王昆益. 1991. 一种不具煤系气标志的煤系气——四川盆地南部上二叠统天然气生成分析[J]. 新疆石油地质, 12(2): 107-117.
- 黄籍中. 1984. 四川盆地天然气地球化学特征[J]. 地球化学, (4): 307-321.
- 贾承造, 郑民, 张永峰. 2012. 中国非常规油气资源与勘探开发前景[J]. 石油勘探与开发, 39(2): 129-136.
- 金军, 秦勇, 易同生. 2023. 威宁地区下石炭统祥摆组: 一个潜在的薄互层煤系气新层系[J]. 地质论评, 69(5): 1879-1891.
- 鞠玮, 姜波, 秦勇, 吴财芳, 兰凤娟, 李明, 徐浩然, 王胜宇. 2020. 滇东恩洪区块地应力分布及深部煤层气临界深度预测[J]. 煤炭科学技术, 48(2): 194-200.
- 李乐忠. 2016. 低煤阶薄互层煤层气的成藏特征及开发技术—以澳大利亚苏拉特盆地为例[J]. 中国煤层气, 13(6): 15-19.
- 李朋德. 2022. 加强煤系气综合勘查开采助力碳减排目标实现[EB/OL]. <https://www.china5e.com/news/news-1131169-0.html>.
- 梁宏斌, 林玉祥, 钱铮, 刘建军, 于腾飞. 2011. 沁水盆地南部煤系地层吸附气与游离气共生藏研究[J]. 中国石油勘探, (2): 72-78.
- 林永洲. 1984. 山西聂家庄煤成气藏的地质意义及形成的基本地质条件[J]. 天然气工业, (6): 16-19.
- 刘兵昌. 2014. 潘集深部煤层瓦斯解吸特征及影响因素分析[D]. 淮南: 安徽理工大学.
- 刘广景, 陈彦丽, 胡皓, 孔鹏, 韩媛, 张杰, 常丰琛. 2022. 高阶煤吸附能力与其微观组分含量关系探究——以沁水盆地F区块3#煤层为例[J]. 天然气勘探与开发, 45(4): 128-133.
- 秦勇, 申建, 李小刚. 2022b. 中国煤层气资源控制程度及可靠性分析. 天然气工业, 42(6): 19-32.
- 秦勇, 申建, 沈玉林, 李耿, 范炳恒, 姚海鹏. 2019. 苏拉特盆地煤系气高产地质原因及启示[J]. 石油学报, 40(10): 1147-1157.
- 秦勇, 申建, 沈玉林. 2014a. 加里里盆地页岩油气与煤层气成藏机理及富集规律研究[R]. 徐州: 中国矿业大学.
- 秦勇, 申建, 沈玉林. 2016. 叠置含气系统共采兼容性—煤系“三气”及深部煤层气开采中的共性地质问题[J]. 煤炭学报, 41(1): 14-23.
- 秦勇, 申建, 史锐. 2022a. 中国煤系气大产业建设战略价值与战略选择[J]. 煤炭学报, 47(1): 371-387.
- 秦勇, 申建, 王宝文, 杨松, 赵丽娟. 2012. 深部煤层气成藏效应及其耦合关系[J]. 石油学报, 33(1): 48-54.
- 秦勇, 申建. 2016. 论深部煤层气基本地质问题[J]. 石油学报, 37(1): 125-136.
- 秦勇, 石彪, 宋佩德, 王天顺. 2018. 河南省非常规天然气产业发展的基础与对策建议[J]. 能源与环保, 24(1): 27-33.
- 秦勇, 宋全友, 傅雪海. 2005. 煤层气与常规油气共采可行性的探讨—深部煤储层平衡水条件下的吸附效应[J]. 天然气地球科学, 16(4): 492-498.
- 秦勇, 唐修义, 叶建平, 焦思红. 2000. 中国煤层甲烷稳定碳同位素分布与成因探讨[J]. 中国矿业大学学报, 92(2): 113-119.
- 秦勇, 吴财芳, 申建. 2013. 延川南区块煤储层精细描述研究[R]. 徐州: 中国矿业大学.
- 秦勇, 吴财芳, 申建. 2014b. 沁水盆地南部重点区块成藏特征研究[R]. 徐州: 中国矿业大学.
- 秦勇, 吴财芳, 杨兆彪. 2021. 贵州省西部煤系气调查[R]. 贵阳: 贵州省煤田地质局.
- 秦勇, 吴建光, 李国璋, 王应斌, 申建, 张兵, 沈玉林. 2020. 煤系气开采模式探索及先导工程示范[J]. 煤炭学报, 45(7): 2513-2522.
- 秦勇, 熊孟辉, 易同生, 杨兆彪, 吴财芳. 2008. 论多层叠置独立含煤层气系统——以贵州织金—纳雍煤田水公河向斜为例[J]. 地质论评, 54(1): 65-70.
- 秦勇, 朱炎铭, 陈尚斌. 2014c. 河北省页岩气综合地质评价[R]. 石家庄: 河北省煤田地质局.
- 秦勇, 朱炎铭, 范秉恒, 姜波, 张有生. 2002. 沉积有机质二次生烃理论与应用[M]. 北京: 地质出版社.
- 秦勇. 2003. 中国煤层气地质研究进展与述评[J]. 高校地质学报, 3(9): 339-358.
- 秦勇. 2018. 中国煤系气共生藏作用研究进展[J]. 天然气工业, 38(4): 26-36.
- 秦勇. 2021. 煤系气聚集系统与开发地质研究进展及战略思考[J]. 煤炭学报, 46(8): 2387-2399.
- 秦玉金. 2012. 深部煤层瓦斯赋存特征与解吸规律研究及应用[D]. 阜新: 辽宁工程技术大学.
- 全国自然科学名词审定委员会. 1994. 石油名词[M]. 北京: 科学出版社.
- 邵龙义, 张亮, 张敬凯, 王德伟, 石彪, 付亚飞, 徐连利, 宋建军. 2016. 河南省石炭—二叠系海陆过渡相页岩气成藏地质条件[J]. 矿业科学学报, 1(3): 209-221.
- 申建, 杜磊, 秦勇, 喻鹏, 傅雪海, 陈刚. 2015. 深部低阶煤三相态含气

- 量建模及勘探启示—以准噶尔盆地侏罗纪煤层为例[J]. 天然气工业, 35(3): 30-35.
- 申建, 秦勇, 傅雪海, 陈刚, 陈润. 2014. 深部煤层气成藏条件特殊性及其临界深度探讨[J]. 天然气地球科学, 25(9): 1470-1476.
- 申建, 秦勇. 2021. 我国主要盆地深部煤层气资源量预测[R]. 徐州: 中国矿业大学.
- 宋全友, 秦勇. 2005. 惠民凹陷深部煤层含气性预测[J]. 天然气地球科学, 16(6): 764-767.
- 宋全友. 2004. 深部煤层气成藏条件及开发潜能研究[D]. 徐州: 中国矿业大学.
- 宋益平. 2017. 浅谈煤层顶板灰岩内瓦斯治理方法[J]. 煤矿开采, 22(4): 94-96.
- 唐颖, 谷峰, 吴晓丹, 叶浩, 俞益新, 仲米虹. 2017. 澳大利亚苏拉特盆地 Walloon 煤组成藏条件及富集模式[J]. 天然气工业, 37(11): 18-28.
- 汪岗, 秦勇, 申建, 赵丽娟, 赵锦程, 李叶朋. 2014. 基于变孔隙压缩系数的低阶煤层渗透率实验[J]. 煤炭学报, 35(3): 462-468.
- 王德利, 王刚, 任辉. 2022. 新疆煤系气资源及勘探开发前景[J]. 中国煤层气, 19(3): 37-40.
- 王付斌, 马超, 安川. 2016. 南华北盆地通许地区上古生界天然气勘探前景[J]. 岩性油气藏, 40(9): 1-8.
- 王可新. 2010. 低煤级储层三相含气量物理模拟与数值模拟研究[D]. 徐州: 中国矿业大学.
- 王云龙, 李龙. 2017. 基于气态平衡方程的煤系灰岩瓦斯气源储量估算方法[J]. 山西煤炭, 37(1): 69-72.
- 吴俊. 1994. 中国煤成烃基本理论与实践[M]. 北京: 煤炭工业出版社.
- 吴晓智, 柳庄小雪, 王建, 郑民, 陈晓明, 齐雪峰. 2022. 我国油气资源潜力、分布及重点勘探领域[J]. 地学前缘, 29(6): 146-155.
- 吴晓智, 赵玉梅, 王社教, 郑民, 刘德光. 2016. 准噶尔盆地侏罗系煤系地层致密砂岩气资源潜力分析[J]. 天然气地球科学, 27(9): 1679-1687.
- 徐凤银, 王成旺, 熊先钺, 李曙光, 王玉斌, 郭广山, 闫霞, 陈高杰, 杨贇, 王虹雅, 冯堃, 吴鹏, 刘印华. 2022. 深部(层)煤层气成藏模式与关键技术对策——以鄂尔多斯盆地东缘为例[J]. 中国海上油气, 34(4): 30-42.
- 徐凤银, 闫霞, 李曙光, 熊先钺, 王子新, 张雷, 刘川庆, 韩金良, 冯延青, 甄怀宾, 杨贇, 王成旺, 李宇新. 2023. 鄂尔多斯盆地东缘深部(层)煤层气勘探开发理论技术难点与对策[J]. 煤田地质与勘探, 51(1): 1-16.
- 徐汉林, 赵宗举, 杨以宁, 汤祖伟. 2003. 南华北盆地构造格局及构造样式[J]. 地球学报, 24(1): 27-33.
- 闫霞, 徐凤银, 聂志宏, 康永尚. 2021. 深部微构造特征及其对煤层气高产“甜点区”的控制——以鄂尔多斯盆地东缘大吉地区为例[J]. 煤炭学报, 46(8): 2426-2439.
- 杨华, 刘新社. 2014. 鄂尔多斯盆地古生界煤成气勘探进展[J]. 石油勘探与开发, 41(2): 129-137.
- 叶建平. 2013. 我国煤层气产业发展现状[C]. 青岛: 2013全国煤层气学术研讨会.
- 佚名. 2022. 中海油首口超大规模深层煤层气水平井压裂圆满完成[EB/OL]. https://business.sohu.com/a/581686915_121123791.
- 尹中山, 魏文金, 李茂竹, 徐锡惠. 2010. 四川省煤层气勘探开发思路、实践与建议[J]. 四川地质学报, 30(Supl): 28-34.
- 于江艳, 安凤霞. 2022. 吐哈油田探索煤岩气勘探新领域[EB/OL]. <https://www.xjtv.com.cn/hy/sy/xw/dsp/29594254.shtml>.
- 赵丽娟, 秦勇, 申建. 2012. 深部煤层吸附行为及含气量预测模型[J]. 高校地质学报, 18(3): 553-557.
- 赵龙梅, 文桂华, 李星涛, 李翔, 李永洲, 时小松, 杨明明. 2018. 鄂尔多斯盆地大宁—吉县区块山西组2-3亚段致密砂岩气储层“甜点区”评价[J]. 天然气工业, 38(增刊): 5-10.
- 钟建华, 刘闯, 吴建光, 张守仁, 杨冠群. 2018. 鄂尔多斯盆地东缘临兴地区煤系气共生成藏特征[J]. 煤炭学报, 43(6): 1517-1525.
- 周德华, 陈刚, 陈贞龙, 刘曾勤. 2022. 中国深层煤层气勘探开发进展、关键评价参数与前景展望[J]. 天然气工业, 42(6): 43-51.
- 朱超. 2019. 临兴地区煤系气开发地质单元[D]. 徐州: 中国矿业大学.
- 朱光辉, 李本亮, 李忠城, 杜佳, 刘彦成, 吴洛菲. 2022. 鄂尔多斯盆地东缘非常规天然气勘探实践及发展方向——以临兴—神府气田为例[J]. 中国海上油气, 34(4): 16-29.
- 朱炎铭, 陈尚斌, 王猛. 2014. 山西省页岩气地质调查与评价[R]. 徐州: 中国矿业大学.
- 祝有海, 张永勤, 文怀军, 卢振权, 贾志耀, 李永红, 李清海, 刘昌岭, 王平康, 郭星旺. 2009. 青海祁连山冻土区发现天然气水合物[J]. 地质学报, 83(11): 1762-1771.
- 自然资源部. 煤层气储量估算规范(DZ/T 0216-2020)[S]. 北京: 地质出版社, 2020.
- 邹才能, 杨智, 黄土鹏, 马锋, 孙钦平, 李富恒, 潘松圻, 田文广. 2019. 煤系天然气的资源类型、形成分布与发展前景[J]. 石油勘探与开发, 46(3): 433-442.