

中国石油煤层气 勘探开发技术文集

中国石油天然气股份有限公司勘探与生产分公司 编

石油工业出版社

中国石油煤层气勘探开发技术文集

中国石油天然气股份有限公司勘探与生产分公司 编

石油工业出版社

内 容 提 要

本书系统总结了中国石油近年来煤层气勘探开发实践中取得的经验教训,内容涵盖煤层气地质认识与成藏规律研究、勘探开发工程技术、排采技术与地面集输、开发实践与精细管理等煤层气领域的各个方面。

本书对从事煤层气业务的专业技术与管理人员具有重要参考价值。

图书在版编目(CIP)数据

中国石油煤层气勘探开发技术文集 / 中国石油天然气股份有限公司勘探与生产分公司编. 北京: 石油工业出版社, 2013.3

ISBN 978-7-5021-9464-2

I. 中…

II. 中

III. 煤层气—地质勘探—研究报告—中国

IV. P618.110.8

中国版本图书馆 CIP 数据核字 (2013) 第 015532 号

出版发行: 石油工业出版社

(北京安定门外安华里 2 区 1 号 100011)

网 址: www.petropub.com.cn

编辑部: (010) 64523533 发行部: (010) 64523620

经 销: 全国新华书店

印 刷: 北京中石油彩色印刷有限责任公司

2013 年 3 月第 1 版 2013 年 3 月第 1 次印刷

787×1092 毫米 开本: 1/16 印张: 12.25

字数: 300 千字

定价: 98.00 元

(如出现印装质量问题, 我社发行部负责调换)

版权所有, 翻印必究

《中国石油煤层气勘探开发技术文集》
编委会

主 任：赵政璋

副主任：马新华 黄 刚 接铭训

委 员：周荣学 李景明 雷怀玉 朱庆忠 欧阳永林 刘庆昌 温声明
罗光文 李仰民 李曙光 李梦溪 孙粉锦 陈艳鹏 崔光珍

前 言

煤层气是一种以吸附状态存储于煤储层内的非常规天然气。根据国务院确定“先采气、后采煤”的原则，开发利用煤层气能有效降低煤层瓦斯含量，切实保障煤矿安全生产，并在一定程度上缓解我国天然气供应紧张局面。此外，开发利用煤层气还能有效减少温室气体排放，保护生态环境。因此，煤层气资源开发利用具有十分重要的战略意义。

自 20 世纪 90 年代初开展煤层气业务以来，中国石油天然气集团公司（简称“中国石油”）煤层气地面勘探开发一直走在国内同行业前列。通过近 20 年的不懈探索和现场实践，在煤层气成藏研究、富集区优选评价、勘探开发配套工程技术、商业开发、管输利用、规范标准及专业人员队伍建设等方面都走在了国内同行业前列。为此，中国石油天然气集团公司党组在“十一五”期间就将煤层气业务确定为“公司主营业务重要组成部分和战略发展的经济增长点”，提出要解放思想，加快煤层气业务发展步伐，成为煤层气行业“技术主导者、标准规范制定者、业务发展领跑者”。

中国石油从 2008 年起开始在沁水盆地南部樊庄区块进行煤层气规模开发，经过近年努力实践与探索，不断深化煤层气富集规律和开发特征认识，不断摸索完善勘探开发配套技术、适用做法，以及管理经验，目前已基本形成了较为完善的煤层气地质选区、实验室测试、钻完井、增产改造、排水采气、地面工程及经济评价等勘探开发系列技术，真正成为我国煤层气行业技术引领者。到 2012 年底，中国石油累计投入 150 多亿元，完成各类煤层气钻井 5500 多口，探明煤层气储量 $4157 \times 10^8 \text{ m}^3$ ，建成产能 $8 \times 10^8 \text{ m}^3$ ，在建产能 $28 \times 10^8 \text{ m}^3$ ，累计实现商品气量 $18 \times 10^8 \text{ m}^3$ ，基本上确立中国石油在国内的领先地位。

由于我国煤层气赋存区域煤岩煤质差异大，地质条件复杂，钻井、压裂等开发配套技术还需要不断攻关、完善，现场管理水平有待持续提升，特别是需要加大力度持续开展以“提高单井产量、降低开发成本”为目的的适用技术攻关试验，不断提高智能化排采技术和现场实施精细化管理水平。鉴于此，中国石油十分注重煤层气勘探开发技术实践与探索，注重煤层气勘探开发管理方式创新与管理水平提升，定期组织召开煤层气勘探开发技术与管理经验交流会，推动煤层气勘探开发技术的进步及现场管理水平的提升。

2012 年 5 月中国石油召开了“中国石油煤层气勘探开发技术与管理交流会”，会议回顾了中国石油近年来煤层气业务发展历程，系统总结了煤层气勘探开发实践中取得的经验教训，学习交流了生产组织管理方式及降低成本之道，并就煤层气业务未来发展面临的挑战进行了广泛深入的探讨。本文集是在此次大会报告的基础上进行精炼加工而成，编著者都是中国石油煤层气业务中坚力量，内容涵盖煤层气地质认识与成藏规律研究、勘探开发工程技术、排采技术与地面集输、开发实践与精细管理等煤层气业务的各个方面，对公司从事煤层气业务的专业技术与管理人员具有十分重要的参考意义。

目 录

第一部分 地质认识与成藏规律研究

沁水盆地南部煤层气富集特征及开发效果评价	002
鄂尔多斯盆地东缘煤层气富集特征和开发规律认识	008
外围盆地煤层气目标评价	014

第二部分 勘探开发工程技术

国外煤层气开发技术进展	026
煤层气地震采集参数研究“甜点”预测方法	033
国内外煤层气钻井技术进展	042
沁水盆地南部煤层气水平井钻井技术	053
鄂尔多斯盆地东缘煤层气钻井实践与认识	060
沁水盆地南部煤层气储层改造技术探索	070
鄂尔多斯盆地东缘煤层气压裂与排采工艺技术探索	077
微地震监测技术及在煤层气储层改造中的应用	084

第三部分 排采技术与地面集输

煤层气井的排采控制	094
沁水盆地煤层气采气工艺研究与实践	101
鄂尔多斯东缘煤层气排采管理	113
煤层气地面工程技术优化研究	120
沁水盆地煤层气地面工程建设的优化与探讨	125
鄂尔多斯盆地东缘煤层气集输动力分析	135

第四部分 开发实践与精细管理

煤层气开发前期评价要点	144
沁水盆地南部煤层气勘探开发实践与认识	153
鄂尔多斯盆地东缘煤层气勘探开发实践	160
阜新煤层气开发技术与管理实践	169
华北油田煤层气控本增效管理实践	178
提高煤层气储量动用程度的地质问题思考	182

第一部分

地质认识与成藏规律研究

沁水盆地南部煤层气富集特征及开发效果评价

左银卿¹ 杨延辉¹ 陈彦君¹ 王立龙² 胡秋嘉²

(1. 中国石油华北油田分公司勘探开发研究院；

2. 中国石油华北油田山西煤层气勘探开发分公司)

摘要 沁水煤层气田历经 6 年规模开发，在不断实践、总结、完善、再实践的过程中，科研与生产紧密结合，对沁水南部高煤阶煤层气的富集特征的认识不断深化，落实了有利目标区，并按照落实程度分层次开展勘探评价工作。随着单点开发到单元面积降压认识的发展，开发单元的划分与井网部署的合理性在不断深入研究，取得了开发规律性认识的阶段成果，并指导了煤层气规模开发。同时，针对目前煤层气开发存在的关键问题提出了科技攻关方向，为煤层气高效勘探开发更好地发挥技术支撑作用。

关键词 沁水盆地南部煤层气 富集特征 开发效果

1 引言

中国石油在沁水盆地南部郑庄、马必、夏店、沁南等区块。2008 年开始规模开发，目前开发主要集中在郑庄采矿区（包括樊庄—成庄—郑村—郑庄井区），完钻各类井近 2000 口。随着开发规模的扩大，紧密结合生产情况，系统开展了富集特征及开发规律的研究，取得了一定的认识。

2 煤层气富集规律的认识

沁水盆地是在太古界结晶基底上发育形成的。自下而上，沉积太古界、元古界、古生界、中生界和新生界地层，其中石炭系上统和二叠系下统是煤层发育的主要层系，本区主力煤层为山西组 3 号煤层和太原组 15 号煤层，煤层分布稳定、厚度约 4~7m，是目前煤层气开发的目层。

三叠系沉积以来，沁水盆地主要经历了印支期、燕山期和喜马拉雅期等三期构造运动，其中燕山期强烈的构造运动对现今构造格局起重要作用，整体成一大型复式向斜残留盆地。煤层中主要发育两组外生裂隙，构成的网络为煤层气和水的运移提供了通道。内生裂隙密度可达 530~580 条/m，宽度大于 1 μ m，但长度和网络性差。总体上煤层物性较差、非均质性

强。煤岩孔隙度为 0.65%~10.5%，平均为 5.24%，一般为 3.35%~6.49%；渗透率为 0.01~2mD，多数在 0.5mD 以下。

纵向上主要发育奥陶系、石炭系和二叠系三套含水层系，两类稳定隔层使各含水层相对独立，其中煤岩顶板层含水性较弱。平面上，地下水主要由盆地边缘地层出露区向盆地内部径流，在盆地边缘部位为地下水补给区，内部形成滞留区，是煤层气聚集的有利场所，但局部断层及陷落柱沟通含水层，交替作用明显，又不利于煤层气的保存。大量实际资料证实，向斜构造中低部位含气量高，大断层附近及构造边缘部位含气量低。

通过沉积环境、构造条件、煤储层特征、热演化条件、水文地质特征等方面的研究，逐步深化以下煤层气富集高产规律的认识。

区域沉积环境决定了煤岩总的生气规模。本区石炭—二叠系为三角洲间湾浅水泥炭沼泽相沉积，沉积环境稳定，成煤母质类型好，有利于煤层气生成。在三角洲平原沼泽环境中沉积形成了厚度较大的 3 号煤层，厚度约 4~7m，煤层分布稳定连续，显微组分以镜质组为主，镜质组含量平均为 76.9%，具有较强的生气能力、储气潜力和较好的渗透性。通过引入煤岩沉积微相分析技术分析，本区几米厚的 3 号煤层的生气能力从下往上表现为由弱变强，与其沉积环境覆水程度不同的湿地草木沼泽相和低位沼泽相有关。

热演化控制了煤岩的吸附能力。热演化强度控制了煤层的煤阶，进而控制了生气能力，贫煤和无烟煤的理论吸附量最大。

构造作用对煤层富集高产起重要作用。根据区域地层接触关系、沉积建造和构造背景及演化，将本区应力场划分为印支期近 SN 向挤压、燕山期 NWW-SEE 向挤压、喜马拉雅早期 NE-SW 向挤压、喜马拉雅中晚期 NW-ES、NNW-SSE 向伸展四个期次，对煤层非均质性产生综合性影响，对煤储层的裂隙发育起重要作用。向斜构造背景下，局部背斜构造裂隙相对发育，在保存好的条件下有利于煤层气富集。

但是后期构造破坏气藏赋存状态，不利于煤层气保存，首先表现在临近断层含气量明显降低。靠近寺头断层区域，断层切割煤层会破坏顶、底板的封存条件，加速煤层气的解吸、逸散。部分断层可能沟通煤层附近的含水层，造成煤层气的溶解流失，含气量降低。另外“陷落柱”使煤岩破碎，乃至缺失，煤层气逸散，也不利于煤层气保存。

根据煤层气富集特征，在沁水盆地南部初步落实下一步的有利目标区。按照落实程度，可分三个层次开展工作，郑庄—马必富集区为重点建产开发区、沁南东—夏店为重点评价增储有利区、沁南西为有利勘探远景区。

3 煤层气开发规律认识

3.1 开发单元划分

煤层气开发认识经历了模仿套用、探索自创发展阶段，经历了最初的单点开发到目前开

发单元面积降压的认识发展。

开发单元划分目的是寻找独立的开发流动单元,分析影响产气量的根本原因,制定配套增产措施。划分原则是动静结合,依据构造划分地质单元,开展精细构造研究,根据构造部位的不同,划分不同的地质单元;依据裂缝发育情况初步划分开发井组,开展裂缝发育研究,把压裂时能形成沟通的井划为同一开发井组;依据气、水及压力的变化关系划分开发单元;开展井间气、水关系研究,把形成排采干扰的井划为同一开发单元。

综合构造、裂缝发育、生产井井间干扰三级划分,将樊庄区块划分为 263 个开发单元,其中多井控制开发单元 62 个、单井开发单元 201 个。

多井控制开发单元主要分布在蒲南、玉溪北部、固县井区。分为三种类型:(1)井距相对较小,井网相对完善,排采时间长,存在井间干扰;(2)井距大,通过构造干扰;(3)井距小,可能存在干扰。两大生产特点:(1)整体产气量高;(2)低部位井产水,高部位井产气。

单井控制开发单元分为四种类型:(1)井网不完善,井距偏大;(2)断层影响,无法沟通;(3)边缘、孤立井;(4)中部新井埋深大,压裂工艺不适应。两大生产特点:(1)初期产气量高,后期降低;(2)累积产气量低。

针对不同开发单元存在的问题,制定了整体措施方案,通过解堵、二次压裂、调整井网等措施,提高了樊庄区块的单井产量,较实施前日增气量达 $6.3 \times 10^4 \text{ m}^3$,累计增气 $8.4 \times 10^6 \text{ m}^3$ 。

3.2 井网、井型的适应性论证

(1)数值模拟、生产实践及经济评价对比研究表明直井采用 250~300m 井距三角形井网适宜煤层气开发。

①数值模拟研究。

在相同地质条件下根据泄压范围及产气量、稳产时间、采出程度综合分析,认为直井三角形井网 300m 井距的开发效果最好。

②樊庄区块开发区不同井距开发效果对比。

各井距初期产气趋势相近,250m 与 300m 井距达到稳产气量相近。300m 井距产气量高于 350m 井距。即 250m 与 300m 井距的开发效果相近。

③井网完善区调整井开发效果分析。

由于地表等因素,樊庄实际开发以不规则的三角形井网 350m 井距为主。自 2010 年起,对樊庄完善井网,实施调整井。调整后,井距约为 200m (160~295m),调整井上产快,但调整未达预期效果。分析原因:部分调整井距太小,大规模压裂施工对邻井产生不利影响;调整井压裂作业沟通老井,老井喷出煤粉,卡泵停抽,产水量剧增,产气量迅速降低。虽然排采老井产气量逐渐回升,但恢复期长。

④经济合理井距分析。

在相同地质条件下,数值模拟预测 250m 比 300m 井距控制储量少,但采出程度提高 10%左右,而且已开发区目前开采现状反映两种井距达到稳产气量相近,但数值模拟结果认为 300m 井距适宜郑庄里必井区开发,因此,对 250m 与 300m 井距分别在相同地质、产能建设运行方式、经济计算参数等条件下,开展经济合理井距分析。

在相同含气范围内,按不同井距部署井位,如果投资没有限制,则财务净现值排序为:250m 井距大于 300m 井距,而 300m 井距大于 350m 井距。这说明 250m 井距在经济上较佳,其次是 300m 井距。

如果按不同井距部署井位,各新建产能的规模相同,则财务净现值排序为:300m 井距大于 250m 井距,而 250m 井距大于 350m 井距,说明 300m 井距在经济上较佳。

从上面几个方面的比较,认为 250m 与 300m 井距较适宜于郑庄里必井区煤层气开发。

(2) 建立井网部署原则,指导煤层气有效开发。

通过已开发区主要应用井型实施情况分析,并考虑到沁水盆地煤层气田受地质、地面条件的限制,直井很难满足开发效益和环境保护的需求,同时,为最大限度保护环境、降低投资,在开发方案设计上,采取以丛式井、水平井、直井相结合的模式进行井位部署,同时考虑其他水平井井型的应用。虽然前期地质认识程度低,钻井过程煤层坍塌与储层污染等因素造成了水平井产能到位率偏低,但水平井的优势和国外成功应用经验表明:水平井适宜于高煤阶煤层气开发。

经过几年的实践、总结、完善,逐步形成了适宜于山地特点的煤层气开发井网部署原则,按照“富集有利、整体部署、地形地貌、井型优化”指导思想,采取有利区集中建产、依托老系统、合理选择井型、优化部署。

依据研究成果,指导郑庄区块规模建产,对郑庄区块产能建设部署部分调整,完成了郑庄北部产能优化部署井位。

3.3 煤层气开发特征

经过 6 年开发实践,煤层气开发具有以下特点:

(1) 富集程度是决定开发效果的关键因素。

按目前富集区划分原则,富集区的开发效果好于低含气区,但富集区与高产区并不完全一致,一方面说明按目前方法富集区不太准确,另一方面说明综合技术的应用效果有待提高。

樊庄开发区直井:富集区日产气量大于 1000m^3 的井占 54.5%,含气量低的区域仅占 23.8%;日产气量大于 2000m^3 的井 71%位于富集区。

樊庄开发区水平井:日产气量大于 5000m^3 的井 94%位于富集区。

富集区水平井单井平均日产气水平为 $1 \times 10^4\text{m}^3$,日产气量大于 5000m^3 的井占 55%。

(2) 局部构造对产量有重要影响。

向斜背景下局部正向构造中高部位相对高渗，保存条件好可以形成高产。樊庄区块中、高产井分散集中在南北井区高产有利部位，呈现区域性、产能差异大的特征。

断层的逸气作用将导致局部含气量降低、产气量低。实际资料反映靠近不封闭断层区域低产气，影响范围一个井距以内。

由于断层或断层破碎带的导水作用，在压裂或排采过程中与含水层沟通，产水量大，排水降压困难，对解吸产气产生不利影响。实际资料反映断层或断层破碎带导水作用导致低产气，影响范围一个井距以内。

(3) 面积降压区内新井见气时间短。

樊庄井网完善区：2010 年 10 口调整井见气时间平均 30d，远低于原排采井 178d 的见气时间。分析认为，调整井位于原开发井网内部，受益于邻井先期排采的影响，排出少量水即产气，见气早于周围前期排采井。

煤矿生产区：成庄西南区域原始地层压力 4.02MPa，由于煤矿生产，实际地层压力只有 2.75MPa，接近解吸压力（2.05MPa）。水平井及直井中，开井产气或几天见气，平均见气时间只有 14d，远低于樊庄区块平均见气时间 114d（第一批投产井 178d），而且产气水平较高。

(4) 见气时间 1~9 个月，达产时间为 6~18 个月（表 1）。

表 1 沁水煤层气井见气达产时间

井型	见气时间	达稳产时间	备注
直井	1~9 个月	6~18 个月	在前期面积降压范围内的投产井提前达产时间； 樊庄开发区内新钻的水平井大约半年时间达稳产，成庄水平井开井见气，达产时间更短；
水平井	1~3 个月（除成庄水平井开井见气）	6~12 个月	煤层气井见气时间较长、达稳产时间较晚的主要原因是产水量大、降压困难

(5) 中、高产气井稳产期长，目前未见递减迹象。

樊庄区块 2006 年开始规模建产，中、高产气量直井目前稳产时间最长约 4 年，且仍在稳产，还没见递减迹象，煤层气井稳产时间较长。

(6) 单井生产曲线符合常规的“梯形”曲线特征。

无论直井还是水平井，高产气井还是中低产气井，其排采曲线呈现初期排水降压—产气—上升—稳定的产气特征，目前未见递减，单井生产曲线趋势符合“梯形”特征。

4 存在的问题及攻关方向

(1) 低效井数比例较高，增产措施手段少。

目前,樊庄富集区内,有一定比例的直井日产气量小于 1000m^3 、水平井日产气量小于 5000m^3 ,因此要深化水文地质条件认识,加强富集规律研究,合理部署井网,提高高产井的比例。

二次压裂和解堵是目前低产井增产的主要措施,需要加大储层改造技术攻关力度,完善储层改造措施,提高单井产量,减少低效井比例。

(2) 见气、达产时间长,开发成本高。

目前,原始地层条件下煤层气井见气时间为 3~9 个月、达产时间为 6~18 个月,造成开发成本居高不下,因此,需要加强排采规律研究,深化排采方式差异化,建立科学合理的排采制度,缩短达产时间,降低开发成本。

(3) 水平井成功率低。

由于钻井过程煤层坍塌与储层污染等原因降低了水平井成功率,亟须水平井钻井储层保护与井壁稳定性技术研究应用。解决钻井过程中煤层垮塌及重入难题,亟须裸眼完井排采过程中煤层垮塌监测和治理技术,完善水平井综合配套技术,提高水平井开发效果。

经过几年的开发实践,地质认识不断深化,对沁水盆地南部煤层气富集特征和开发规律的认识逐步深入,为下一步扩大产能建设规模,实现“十二五”规划目标奠定了基础。今后将进一步加强富集及开发规律的研究,为煤层气高效勘探开发提供更好的技术支撑。

鄂尔多斯盆地东缘煤层气富集特征和开发规律认识

聂志宏 李星涛 周科

(中石油煤层气有限责任公司)

摘要 鄂尔多斯盆地东缘煤层气资源丰富,其中的渭北、临汾、保德等区块先后展开规模开发,取得了一定成效。本文从地质构造、储层物性、含气性条件等几方面总结了煤层气的富集特征,研究表明鄂东煤层气田属于盆地边缘斜坡水力封闭煤层气藏。同时探索了煤层气开发单元的划分依据,开发单元的划分主要受控于构造背景、地层压力场、水动力场和地应力场。在此基础上建立了开发单元,提出了针对各开发单元的排采核心控制因素。在此基础上,提出了适宜该区的开发井网井距优化部署。

关键词 鄂东煤层气田 富集特征 开发单元 井网井距

1 引言

鄂东缘煤层埋深在 1500m 以内的煤层气地质资源量约为 $9 \times 10^{12} \text{m}^3$,是中国煤层气资源最丰富的盆地之一,也是我国在短期内实现中低煤阶突破的最现实区域,具有较大的开发前景。鄂尔多斯盆地东缘煤层气赋存特征为:煤阶从南到北逐渐变低,由中高变为中低煤阶。当前的勘探开发热点地区主要集中在盆地东缘的渭北、临汾、吕梁、保德—河曲和准格尔等区块,主要采用一套井网部署,多套煤层合采的方式开发。

2 地质概况

鄂尔多斯盆地东缘区域构造位于盆地东部的晋西挠褶带和盆地南部渭北隆起的东段,以及盆地北部伊盟隆起的东段。总体构造为一向西、西北缓倾的大型单斜构造,单斜背景上发育轻微的北东向或北北东向褶皱,断层发育相对少且规模小,向南在澄城—合阳一带地层整体向北倾,地层倾角一般为 $3^\circ \sim 10^\circ$ 。同时,由于处于盆地边缘,其构造变形强于盆地腹部,使得盆地东缘局部地区如石楼南、薛峰、铜川等地区大中型断层和断层伴生的局部构造较发育,对其煤层气保存条件的研究极为重要。

鄂尔多斯盆地东缘地层为典型的华北地区地层,从老到新有太古界、元古界、下古生界中上寒武统、中下奥陶统,上古生界中石炭统和二叠系,中生界中下三叠统和新生界古近

系、新近系及第四系。含煤系地层主要集中在石炭—二叠系，并且含煤系地层大面积保存完整，为煤层气生成和富集奠定了良好的物质基础。

3 煤层气富集特征

决定煤层气富集高产的基本地质因素主要有煤储层基本地质条件、煤储层的含气性和可采性参数。鄂东缘煤层气藏类型属于盆地边缘水力封闭斜坡构造煤层气藏，水文地质条件一般为弱径流—滞流的简单水动力环境，煤层气的保存条件相对有利。

(1) 总体为一西倾斜坡，斜坡背景上发育断层和褶皱构造。

总体构造特征为一个向西倾斜的大型单斜，区内发育的断层主要以北东、北北东向为主，近东西向断层相对较少，断层断距一般 5~50m，规模相对较小。区内发育的较大断层主要有 5 条，延伸 20~60km，断距 50~300m，从南向北依次为前高断层、薛峰北断层、午城窑渠断层、三交北断层和离石断层。与断层伴生发育有背斜、断背斜、断鼻等局部构造，相对简单的构造特征，为寻找煤层气勘探开发的有利区奠定了基础。

(2) 主力煤层分布稳定，成煤环境相对较好。

上古生界石炭系—二叠系煤系地层十分发育，煤层层数多，分布相对稳定，煤层主要发育在太原组和山西组。太原组属于海陆交互相沉积环境，为潮坪及三角洲沉积体系，一般发育煤层 4~8 层，主要可采煤层 2~4 层，可采煤层总厚度一般为 3~40m；山西组的煤以陆相、海陆过渡相沉积为主，主要是浅水三角洲、潟湖—海湾沉积体系，一般发育煤层 3~9 层，主要可采煤层有 1~3 层，可采煤层总厚度为 4~15m。

鄂尔多斯盆地东缘可供煤层气勘探开发的主力煤层一般 2~4 层，主力煤层厚度较大，分布较稳定，总体呈现“北厚南薄”的趋势，北部的准格尔地区主力煤层累计厚度一般为 10~40m，保德地区一般为 10~25m，向南到石楼地区煤层厚度减薄为 4~8m，再向南到大宁吉县地区煤层又有增厚的趋势，主力煤层累计厚度为 5~16m，南部韩城区块主力煤层累计厚度为 3~20m。并且煤层埋藏深度从东到西由浅变深，主力煤层埋深大多浅于 1500m，有利于煤层气的勘探开发。

(3) 属于中低煤阶煤层气田，多套煤层合采。

①煤阶分布范围较广，属于中低煤阶煤层气田。

煤层的煤岩变质程度具有自北向南、自东向西逐渐增高的特点，煤阶从长焰煤、气煤、肥煤、焦煤、瘦煤到贫煤都有分布。北部的准格尔区块煤层的煤镜质组反射率为 0.5%~0.6%，主要为长焰煤；保德区块主力煤层的煤镜质组反射率一般为 0.8%左右，为气煤；三交区块主力煤层的煤镜质组反射率一般为 1.2%左右，为肥—焦煤；中南部临汾区块煤阶分布较广，主力煤层的镜质组反射率从 1.2%到 2.2%都有分布，平面上，由东向西煤岩变质程度增高，煤阶依次由肥煤—焦煤—瘦煤—贫煤过渡，镜质组反射率在 1.2%~2.2%之间；

南部韩城地区主力煤层镜质组反射率介于 1.7%~2.2%，为瘦煤和贫煤。

因此，从主力煤层的镜质组反射率分布特点来看，鄂尔多斯盆地东缘主要是中低煤阶分布范围，是实施我国中低煤阶煤层气规模化商业开发的理想地区。

②煤层渗透性较好，有利于煤层气的高效开发。

通过分析区内已有的探井试井成果，该区煤层的渗透性相对较好，有利于气体的渗流。北部的保德井区煤储层渗透率高，主力煤层的储层渗透率介于 0.3~12mD，一般为 2.5~8mD 之间；临汾区块两套主煤层的渗透率值在 0.04~42.86mD；韩城井区主力煤层的渗透率为 0.22~3.50mD^[1]。

③煤层含气量相对较高，保存条件较好。

对各探区煤层气井主力煤层的含气量资料统计分析结果表明，内主力煤层含气性较好，大部分地区主力煤层具有中、高含气量的特点。主力煤层含气量为 4~20.87m³/t，无论是山西组还是太原组，煤层含气量总体上都呈现由东向西逐渐增大的趋势，纵向上含气量随埋深的增加而递增。由北向南呈现出“低—高一中等”的变化趋势。在北部的准格尔区块主力煤层含气量不超过 3m³/t；保德区块主力煤层含气量为 4~13m³/t；太原组和山西组煤层含气量超过 12m³/t 的煤层富气区主要分布在鄂尔多斯盆地东缘中部临汾区块午城—窑渠一带以及渭北区块韩城南井区的港联 1 井—韩试 2 井一带及以西地区；在合阳井区煤层含气量一般分布在 4~12m³/t。

总之，大部分地区较高的煤层含气量证明：鄂尔多斯盆地东缘煤层的含气性较好，成藏和富集条件较为优越。

(4) 山西组 4+5 号煤顶板多为泥岩，太原组 8+9 号煤顶板灰岩含水层相对发育。

区内 4+5 号煤组直接盖层整体以泥质岩为主，封盖条件较好，有利于煤层气的保存，含水性相对较差。保德、韩城为三角洲沉积环境，局部三角洲分流河道较为发育，分流河道部位煤层变薄或煤层直接与砂岩接触。

8+9 号煤组直接盖层大部分以泥岩为主，封盖性好。中部石楼北—柳林及中南部的乡宁—大宁为碳酸盐陆棚沉积环境，碳酸盐岩大量发育，产水量较大。

4 开发地质评价及开发方式优化

4.1 开发单元的划分原则

煤层气藏开发单元指那些空间上连续分布，内部具有相似煤岩特征和流体渗流特征的煤岩体，它是煤储层岩石学特征和物性特征的综合反映。在对开发区划分出不同构造单元的基础上，根据煤层的煤岩特征和渗流特征对工区进行开发单元划分，不同的开发单元内的煤层气井的井网井距、射孔井段、压裂方式及排采强度均应有所不同。

构造背景控制一级开发单元的划分，一级开发单元的边界条件主要受到区域性断层和煤层纵向以及平面上的展布特征控制。二级开发单元主要受到储层压力场、水动力场和地应力场的影响，是研究煤层气井生产特点区域性差异的重要参数，也是划分开发单元的重要依据。煤储层压力场反应煤层压实情况，可以用来评价煤层含气量；流体势能主要研究煤层水补给和排泄区域，它在一定程度上影响了煤层气井的实际产液能力；地应力场影响了煤层外生裂隙的发育，影响了优势渗流区域分布规律。

一般二级构造单元可以分为以下几类：高渗高势能区、高渗低势能区、低渗高势能区和低渗低势能区。高渗高势能区的主要特征：渗透性好，地层供液能力弱，见气时间早，在排采初期，应适当控制排采强度，延长单相流阶段，扩大降压面，以获得稳定高产；高渗低势能区渗透性好，地层供液能力强，产水量大，排采易受控制，也是最容易获得高产的区域；低渗高势能区和低渗低势能区的特征主要表现为渗透性较差，地层供液能力弱，在排采过程中应延长单相流阶段的排水期，有效疏通渗流通道，为后期稳产奠定基础。

4.2 井网井距优化部署

井网井距的优化需要综合考虑地质因素、经济效益和参考数值模拟结果。优化的要素主要包括井网样式、井网方位、井距（井网密度）。

4.2.1 井网样式

煤层气开发井全部为排水采气井，井网样式布置主要实现资源的有效动用：空间上井点的分布能够充分、有效、均衡动用总体资源，要求沿主渗透方向和垂直于主渗透两个方向垂直布井，相邻的四口井呈正方形、菱形（图1）；

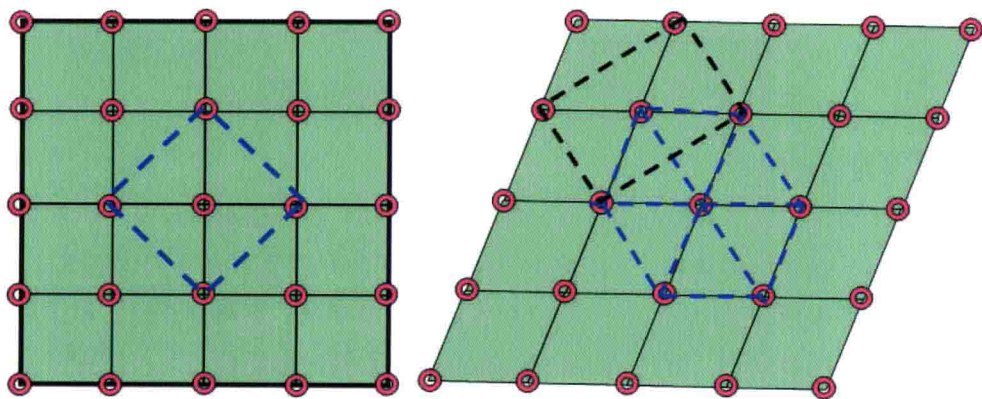


图1 正方形和菱形井网井网样式

按照最佳配置裂缝系统、井网系统、采气压力系统的原则，煤层气井网布置样式分两类：

正方形井网：适用于煤层渗透性在不同方向差别不大的地区；

菱形井网：适用于煤层渗透性在不同方向差别较大的地区；该类井型总体分布规整，方