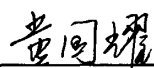


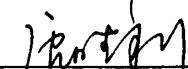
论文题目：韩城地区煤层气水平井钻井工艺技术研究

专 业：地质工程

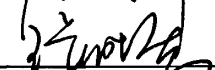
硕 士 生：黄国耀

(签名) 

指导教师：唐胜利

(签名) 

张晓宏

(签名) 

摘 要

煤层气又称作煤层瓦斯，是近 20 年来在世界上崛起的新型能源，是一种以吸附状态赋存于煤层中的非常规天然气，在我国埋深 2000m 以浅的煤层气资源量为 $31.46\times10^{12}\text{m}^3$ ，与常规天然气储量相当。近期的勘探数据显示，在韩城目标区储藏了大量煤层气，但是由于研究区存在煤储层低压、低渗、低饱和及高吸附性的特点，使广泛使用的直井难以取得良好的商业化勘探开发价值。因此需要在研究韩城地区煤储层特征的基础上，结合现有水平井施工经验，探索出适合研究区煤储层的煤层气水平井钻井工艺。

首先，本文从韩城地区煤层气储层分析出发，通过对该区煤层气性质和压力特征、储层的物性和孔隙结构的研究，为钻井过程中的储层损害机理分析提供了论据，为钻井的设计和施工提供了理论支撑。其次，在总结分析区水平井失败和其他地区水平井经验的基础上，对研究区煤层气水平井失败的关键因素，即煤储层段煤岩失稳进行了分析，并提出了解决办法。第三，在研究分析国内外水平井钻井工艺技术的基础上，特别是晋城煤层气水平井钻井工艺技术的基础上，对研究区水平井钻井从以下几个方面进行研究：井身类型选型；轨迹设计与计算；钻具选配及钻进参数的确定；轨迹控制的方法；储层保护方案的确定。

本文为研究区的水平井的设计提供了理论依据，也为水平井钻井工艺在韩城地区的有效利用提供了技术支持，对提高煤层气产量起到了积极的推动作用。

关 键 词：韩城地区；煤层气；井眼稳定；水平井；钻井技术

研究类型：应用研究

Subject : The Study on Drilling Techniques of Coalbed Methane

Horizontal Well in HanCheng Area

Specialty : Geologic Engineering

Name : Huang Guoyao

(signature) Huang Guoyao

Instructor: Tang Shengli

(signature) Tang Shengli

Zhang Xiaohong

(signature) Zhang Xiaohong

ABSTRACT

Coalbed Methane(CBM) , namely Coalbed Gas, is a new-born energy source in recent 20 years in the world. It is unconventional natural gas which exists in coalbed by adsorptive state. In our country, the resource of CBM which depth low than 2000m is about $31.46 \times 10^{12} \text{m}^3$, which is the same quantity as natural gas's reserves. The recent exploration statistics tells, in HanCheng target area, there is a great number of CBM stored in coalbed. But because of coalbed's low pressure, low penetration, low saturation and high absorption, vertical well widely used hardly reaches its expected business value on exploration.. Therefore, in addition to investigation of HanCheng coalbed characteristics, have to combined with current horizontal well project experiences, we should develop the most proper coalbed gas horizontal well drilling technology .

First, this article starts with the analysis of HanCheng area coalbed, studied on coalbed gas's characteristics and pressure , analyzed reservoir property and pore structure, given proofs to support formation damage analysis and for drilling design and construction. Then, on the basis of worldwide horizontal well techniques study, especially JinCheng's techniques, this article mainly investigates research techniques for HanCheng area, which contains: confirming research area horizontal well's well body structure; design and calculation of path, drilling tool choices and matching drilling parameters, accord to different part of well given ways to control path, stabilizing borehole, and reservoir protection, etc.

This paper supports the Horizontal Well design in research area, and supports the efficient use of horizontal well drilling technology in HanCheng, actively stimulates the output of coalbed gas.

Keywords: HanCheng Coalbed Methane(CBM) Hole-Stabilization

Horizontal Well Drilling-technique

Thesis : Application Study

西安科技大学

学位论文独创性说明

本人郑重声明：所呈交的学位论文是我个人在导师指导下进行的研究工作及取得研究成果。尽我所知，除了文中加以标注和致谢的地方外，论文中不包含其他人或集体已经公开发表或撰写过的研究成果，也不包含为获得西安科技大学或其他教育机构的学位或证书所使用过的材料。与我一同工作的同志对本研究所做的任何贡献均已在论文中做了明确的说明并表示了谢意。

学位论文作者签名：黄国耀 日期：2009.6.4

学位论文知识产权声明书

本人完全了解学校有关保护知识产权的规定，即：研究生在校攻读学位期间论文工作的知识产权单位属于西安科技大学。学校有权保留并向国家有关部门或机构送交论文的复印件和电子版。本人允许论文被查阅和借阅。学校可以将本学位论文的全部或部分内容编入有关数据库进行检索，可以采用影印、缩印或扫描等复制手段保存和汇编本学位论文。同时本人保证，毕业后结合学位论文研究课题再撰写的文章一律注明作者单位为西安科技大学。

保密论文待解密后适用本声明。

学位论文作者签名：黄国耀

指导教师签名：

2009年6月4日

1 绪论

1.1 研究背景及意义

1.1.1 研究背景

煤层气作为一种新兴的能源已经在美国成功开发利用,它也将会成为中国新的接替能源。煤层气的勘探开发对于我国国民经济的发展具有重要的战略意义,它将改善我国的能源结构、促进我国以煤炭为主的能源系统逐渐向环境无害的可持续发展模式转变,形成洁净能源新产业^[1]。同时,煤层气的开发还可以从根本上防止煤矿瓦斯事故,改善煤矿安全生产条件,减少煤层甲烷排放导致的温室效应,对全球大气环境的保护具有十分积极的作用^[2]。

煤层气是以吸附状态赋存在煤层中。煤层既是生气源岩又是储集岩,为特低孔特低渗的双孔隙储层,具有抗张强度小、杨氏模量低、体积压缩系数大的特点^[3]。它的特殊储层性和岩石物理性质使其与常规油气储层具有显著的差异。

通过在山西沁水盆地一系列的煤层气钻井施工实践,水平井技术在煤层气增产、稳产方面取得了非常好的应用效果。作为煤层气储量较大和开发前景较好的韩城地区,仅在储量预测和评价、煤层气形成条件评价和煤层气产出的主控因素等方面进行了研究,对于研究区的煤层的地质条件的研究、水平井钻井工艺技术配套的研究还不深入。特别是 2007 年某公司在韩城地区试打一口水平井,结果以失败告终,造成巨大损失,使得水平井钻井工艺在研究区的应用始终是一片空白,严重制约了该区煤层气的商业化开发,造成该区煤层气“有气”难采的尴尬局面。

由于该区煤层的特殊性和水平井钻井工艺的复杂性,以及研究区水平井施工失败的经验教训,急需通过现有煤层气地质理论和勘探开发关键技术研究的成果,找出研究区水平井施工失败的问题所在,切实解决研究区煤层气“有气”难采的问题,提出一套适合韩城地区煤储层的煤层气水平井钻井工艺技术。

1.1.2 研究意义

由于上述情况可知,极有必要在研究区对水平井工艺的理论进行配套研究及应用。对韩城地区煤层气储层的研究分析,从地质的角度解决该区煤层气“有气”难采的情况;对井眼失稳机理的研究分析,提出防治措施,为水平井的应用提供理论支持;对水平井钻井理论和配套工艺的研究应用,提出一套适合韩城地区煤储层的煤层气水平井钻井工艺技术,将填补该区煤层气水平井工艺在理论上和技术上的空白,为该区煤层气的高产、

高效开发提供理论指导。同时, 论文研究过程中所涉及的一些方法也能够在我国其他区域煤层气开发过程中起到借鉴作。

1.2 国内外现状及存在的问题

1.2.1 国外煤层气钻井技术概况

煤层气是天然气的替代能源。国外, 尤其美国是世界上率先开发煤层气资源的国家, 煤层气钻井活动也最为活跃, 近几年美国的煤层气工业发展很快。他们对煤层气资源的勘探与开发已引起了石油界的极大兴趣^[4]。1920 年和 1931 年, 美国在粉河盆地中部的怀俄德克煤层和阿巴拉契亚盆地北部比格朗气田的匹兹堡煤层先后打出 3 口煤层气自流井^[5]。50 年代以来, 菲利浦石油公司参与圣胡安盆地的煤层气开发, 在水果地组煤层打出一大批气井, 其中大多数井均获成功。在此期间采用的是常规油气井的钻井工艺^[6]。

进入 70 年代, 在全球能源危机的影响下, 美国能源部(简称 DOE)做出了开展包括煤层气在内的非常规天然气回收研究的决定。从 1978 年开始对全美 16 个含煤盆地进行了长达 8 年的煤层气研究^[7]。对煤层的储集和运移机理、生产方式和开采工艺有了进一步的认识, 先后对 14 个盆地做出了资源量估算, 其中有 5 个煤盆地资源量最大, 分别是: 皮申斯、阿巴拉契亚北部、阿巴拉契亚中部、粉河和大绿河。目前, 公认的煤层气开采活动最活跃的地区是圣胡安盆地和黑勇士盆地^[8], 它们分别代表了美国西部和东部两种类型含煤盆地的煤层气开发活动。

美国能源部 8 年的研究, 在钻井方面先后研究和解决了煤储层保护、煤层钻井、煤层取心等问题^[9]。1978-1982 年间, 进行的单井单煤层气开采的研究, 经过 5 年的开采, 使煤层气的开发实现了工业化, 但单井产量很低, 如: 黑勇士盆地浅煤层单井日产量一般低于 2000m^3 , 圣胡安盆地深煤层单井日产量在 8000m^3 左右。为了寻找一种更为经济的煤层气开采途径, 美国天然气研究所同美国钢铁公司合作, 于 1983 年开展了为期 4 年的多煤层完井项目的研究, 取得了煤层气生产的重大进展。1986 年以后, 在取得东部浅层含煤盆地煤层气开发经验的基础上, 同时对西部深层含煤盆地展开了研究, 并取得了明显的开发效果^[10]。

现今美国煤层气钻井活动最活跃的地区是黑勇士盆地和圣胡安盆地。至 1999 年底, 美国已钻各类煤层气井 11000 多口, 年产量达到 $3.5 \times 10^{10}\text{m}^3$, 并根据煤层气储层特征、产出机理等方面与常规天然气储层的差异, 研究开发出了一整套适合煤层气经济开发的钻井完井工艺技术。

美国西部圣胡安盆地, 煤层气井的完井方法主要有两种: 裸眼洞穴完井和下套管水力压裂完井。裸眼洞穴完井一般适用于渗透率高、易破碎的超压煤层, 主要在煤层气富集区应用, 在富集区以外, 主要采用下套管水力加砂压裂增产完井方法。美国西部的大

多数煤层气井是采用下套管方式完井的,这种方法有多种优点:可以选择性的对各煤层组进行完井;钻井过程中,井壁稳定性可以保证;用泥浆钻进可以更好的控制大量的水流动或高压气体。其典型钻进工艺为:以 7 7/8 井眼为例,采用标准的钻进工艺以平衡或稍微加压方式钻穿煤层,接着在煤层下方钻一段 30-61m 的井底口袋,为煤粉的积累和安装抽水泵提供空间,然后下入 4 1/2 的套管穿过煤层并固井。为了减轻地层污染,曾采用低密度水泥、泡沫水泥和低失水水泥进行固井,效果都不好,最后采用了管外封隔器等多种封隔工具,保证在固井时封固煤层上下井段,煤储层不与水泥浆接触。最后进行射孔和压裂增产措施^[11]。

在美国东部盆地,煤层一般较薄较浅,且处于欠压至常压状态,且有多煤层组存在,通常采用轻型自动推进钻机,配备液压驱动和顶驱装置,采用空气加泡沫或气雾来钻进。东部煤层气井一般有三种完井方法:单煤层组裸眼完井;多煤层组下套管完井并以射流割缝连通;多煤层组下套管完井并以射孔方式连通。对于单组煤层,将表层套管下入设计深度并固井;接着利用气雾钻井液钻穿煤层至总井深处;然后在下生产套管前,向井内泵入砂子,其顶部深度正好在煤层上方;之后固井,最后循环出砂子完井。对于多组煤层,将表层套管下入设计深度并固井;接着利用气雾钻井液钻穿煤层至总井深处;然后下入套管并采用低密度水泥固井,最后以射孔和割缝方式来连通储层和井眼。射流割缝连通一般用于储层特征以及进行生产测试的初始井的完井,射孔完井适用于大多数开发井的完井。下部煤层处理完毕以后,下入桥塞封隔上部层位,逐步对各煤层组进行处理。与割缝方式相比,这种方式通用性好,井眼周围地层稳定,可选择性进行增产处理,煤粉量少且成本低,缺点是射孔易堵,地层伤害可能性大^[12]。

目前,国外水平井技术的发展主要有以下两大特点:一、水平井技术由单口水平井向整体井组、多底井、多分支水平井转变;二、应用欠平衡钻井技术,减少钻井液对油层的浸泡和损害,加快机械钻速,简化井下矛盾,使水平井、多底井、多分支井在较简化的完井技术下就可以达到高产^[13]。经过多年的生产,水平井越来越多地应用在煤层气开采领域。

1.2.2 国内煤层气井的钻井技术概况

煤层气是煤层中自生自储的非常规天然气资源。我国煤层气有预测储量 $35 \times 10^{12} \text{m}^3$,与常规天然气的资源量相当。但煤层气领域的勘探开发研究工作起步较晚,仅有 10 多年的历史。目前,已初步掌握了中国煤层气地质选区评价、实验测试、绳索取煤心、压裂和排采等工艺技术。但是钻井完井技术基本沿用常规油气井技术,在产量方面仍没有形成大规模开发的煤层气田。究其原因,一是中国煤层气地质条件复杂;二是现有煤层气钻井完井工艺技术一直与我国煤层特性不相适应^[14-15]。

我国利用地面钻井进行煤层气开发始于 20 世纪 80 年代,当时煤炭科学研究院基于

煤矿生产安全考虑,先后在湖南里王庙、河南焦作、山西阳泉、辽宁抚顺等煤矿采用探矿钻机、ZST-6/600 水源钻机、ZJ10 和 ZJ15 型钻机钻了几十口煤层气井,井深 170-500m,采用直径为 108mm 或 127mm 套管完井(其中筛管完井 16 口)。80 年代后期至 90 年代初,联合国开发计划署(简称 UNDP)资助中国原煤炭工业部和地质矿产部在山西柳林、晋城、阳泉及安徽淮南、河南安阳、河北唐山、东北铁法等地区进行有针对性的煤层气钻探试验。其中,原地矿部华北石油地质局采用 ZJ32 钻机共钻 9 口井,煤层埋深 400-1000m,采用直径为 127mm 套管射孔完井,形成了以山西柳林煤层气试验区为代表的煤层气勘探钻井、“MS-215”绳索取煤心、“LBM”低固相钻井液和完井等工艺技术。但是煤层气单井产量较低($100\sim 2600\text{m}^3/\text{d}$),且产量递减快。与此同时,美国的 ICF、ARI、Enron、ARCO、等公司纷纷介入中国煤层气的勘探开发,其钻井完井技术基本上利用我国现有的技术。到目前为止,已在东北、江南和山西等地区钻了 80 多口试验井,均为套管射孔压裂完井。初步达到工业气流的煤层气井有 9 口,分布在柳林、潘庄、胡底、铁法和屯留地区。最高产气量 $7000\text{m}^3/\text{d}$,最低 $2600\text{m}^3/\text{d}$,其余煤层气中国石油天然气集团公司(CNPC)于 1992~1994 年投资进行了 5 口井(欧 15 井、沁参 1 井、大参 1 井、曲试 1 井和冷试 1 井)的煤层气勘探试验,除江西曲试 1 井为裸眼洞穴完井外,其余为套管射孔完井。1996 年中联煤层气有限责任公司和 CNPC 煤层气勘探项目经理部相继成立,标志着中国煤层气勘探开发第一个高潮到来。“九五”期间 CNPC 进行了较大规模的煤层气综合研究和工艺性勘探开发试验,先后在华北大城、山西晋城和陕西吴堡地区共钻了 20 口煤层气试验井(包括 2 个井组),除取煤心技术有发展之外,其余钻井完井技术基本与常规油气井类似。从产气量来看,晋试 1 井区 6 口井组联合排采后取得了 $2500\sim 4050\text{m}^3/\text{d}$ 的产量,其余井的产气量都较低。虽然取得一定的初期产气量,但产量递减迅速,以至停止试采。虽然我国煤层气开发试验已遍布全国,但取得一定工业气流的煤层气井仅占勘探井的 7%左右。从钻井完井技术和设备方面来看,基本沿用常规油气井钻井完井技术,而许多在常规低渗天然气井中应用相当有效的新技术(如水平井、欠平衡钻井、小井眼钻井等技术)未应用于煤层气开采,整体技术与美国煤层气开发技术相比存在着较大的差距。有些方面可能是制约我国煤层气突破的潜在因素,而且这些尚未引起中国煤层气开发试验决策者和技术人员的高度重视^[16-17]。

通过借鉴国外研究成果和“九五”攻关,我国已基本掌握了水平分支井钻井技术,并先后在辽河油田和胜利油田完成了 4 口分支井,取得了较好的效益。

但是我国煤层气水平井的研究却才刚刚起步。根据国内现有技术水平和工具设备情况,在煤层中钻定向羽状水平井的难度较大,主要体现在缺乏配套的井下工具、相应的工艺技术和实践经验^[18-19]。杨陆武^[20]从煤层气储层条件的角度,提出多分支水水平井的增产作用体现在其快速传递压降和提高储层无限导流能力上。鲜保安^[21]根据流体串联和并联管路设计原理,推导出多分支井身结构协调方程,并设计出 2 类型紊流型和 5 类层

流型的多分支井身结构。可以说我国钻定向羽状水平井的技术本身应该说已基本具备。

我国第一口煤层气羽状分支水平井，由中国石油天然气股份有限公司煤层气勘探项目经理部引进 CDX 国际公司的钻井专利技术在樊庄高煤阶区钻井试验成功^[22]，如图 1.1。该地区煤层渗透性相对较好，含气量高，单井和区域地应力大小和分布状况研究比较详细，为水平井开发有效的井眼轨迹设计提供了重要的依据^[23]。

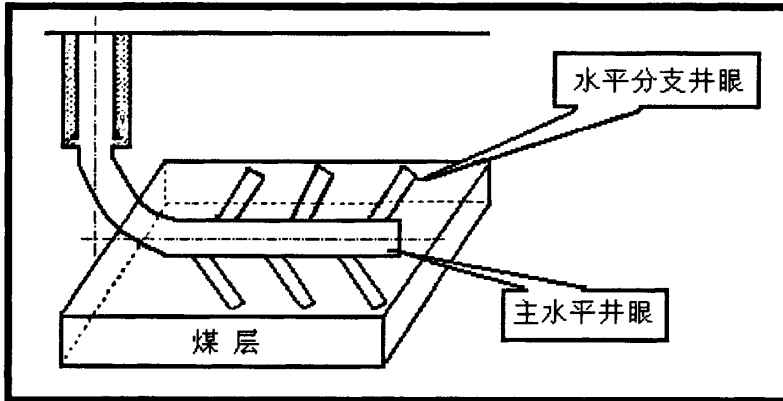


图 1.1 煤层气羽状分支水平井示意图(据江山, 2004)

通过选择煤矿井下煤储层进行近距离观察研究和大强度试验积累，奥瑞安公司成功地开发出了一套特别适用于低渗和低压环境的煤层气高效开发多分支水平井技术体系。这套技术具有如下鲜明的特点^[24]：

- 1) 高产高效，相对于常规水力压裂垂直井，产能提高约 5 到 10 倍，5 年内气体采收率可达 70%；
- 2) 定向开采，其定向和水平延伸能力使得复杂地表地质条件下单井筒大面积开采煤层气成为可能，单井眼水平定向延伸能力可达 1000-1500 米；
- 3) 欠平衡储层保护，对低压储层而言，欠平衡作业是保障产能的唯一有效途径；
- 4) 全程抽放，可以配合煤矿开采，进行立体的全方位瓦斯抽放，同一井筒可以用于预抽、采中抽及采后抽，既能提高抽放率，又能在不干扰煤矿生产的前提下节约抽放时间；
- 5) 精确勘探，定向工程揭露的地质信息可以为煤矿工作面部署提供最权威的勘探依据，完全解除煤炭生产对常规补充钻探和三维地震勘探的严重依赖；

奥瑞安针对中国煤地质条件开发的多分支水平井技术已经在中国山西获得了成功验证。2004 年 11 月 28 日，奥瑞安设计和组织施工的 DNP—02 多分支水平井正式投入生产并实现了预期工艺和产能的双重突破。该井率先在中国实现了煤层水平多分支钻进，煤层中水平井眼总进尺近 8000 米。在经过 70 多天的排水后，DNP-02 井井底压力仅降低了 0.5MPa，但甲烷流量已经逐步上升到了 15000m³/d。从开始生产至今已经将近一年半，气井日产量平均 20000m³。从 2005 年开始，他们共在山西沁水南部地区实施

了 12 口多分支水平井, 钻井全部获得成功。2006 年 10 月, 相继对 6 口多分支井实施排采作业, 开始获得不断攀升的高产气流。至 2007 年 8 月 1 日止, 6 口井总日产量突破 30 万立方米。2007 年 9 月 10 日, 其中的 PZP03-1 井产量突破 10 万立方米。预计这 6 口井 5 年内, 可采出煤层气约 3 亿立方米, 采收率超过 70%。

1.2.3 研究区煤层气资源量情况概述

最近 10 多年来的研究表明, 中国的煤储层最大的特点为“三低一高”, 既为: 低压、低渗、低饱和及高吸附性。这些特征使得中国的煤层气藏在使用当前的理论技术开发时表现了相当程度的先天不足, 为大规模开发煤层气藏带来了很大的困难, 即表现为“有气”难采, 如陕西韩城目标区。

在陕西韩城目标区, 马东民副教授根据块段划分的原则^[24], 将韩城地区煤层气资源划分为 14 个计算单元(5 个生产区、3 个普查区、6 个预测区), 在面积为 1120km^2 范围内获得煤层气总资源量为 $1.7 \times 10^{12}\text{m}^3$, 其中深度小于 1000m 的煤层气资源量为 $1.5 \times 10^{12}\text{m}^3$, 煤层气的资源密度为 $1.5 \times 10^8\text{m}^3/\text{km}^2$ 。乔子玄--童家庄煤田普查勘探区面积为 280km^2 , 煤炭资源量约为 $40 \times 10^8\text{m}^3$, 取评价区的资源密度, 其资源量为 609 亿 m^3 , 反推得平均含气量为 $21.75\text{m}^3/\text{t}$ 。可以看出: 韩城地区煤层气资源量较大; 其资源密度远高于国内其他地区(目前普遍认为国内最好地区--沁南的煤层气资源密度为 $1.21 \times 10^8\text{m}^3/\text{km}^2$)。

1995 年, 陕西省煤田地质局^[25-26]在全省主要煤矿区煤层气评价及资源量预测的基础上, 选择了渭北石炭二叠系煤田韩城矿区作为有望突破的潜力区, 重点进行煤层气的勘探开发试验。试验期间, 施工煤层气探井 3 口, 其中韩试 1 井取得重大突破。韩试 1 井排采试验自 1996 年 5 月开始至 2000 年底, 累计产气量近 50 万方。从实践的角度说明在韩城地区煤层气具有很大的储量。

就目前而言, 韩城地区煤层气开发尚处于初级阶段, 没有形成类似于沁水盆地那样商业化性煤层气地面开发。2007 年某公司在韩城地区试打一口水平井, 在进入煤储层 40 多米后, 由于煤储层垮塌而失败。究其原因, 一是研究区煤层气地质条件复杂; 二是现有煤层气钻井完井工艺技术一直与我国煤层特性不相适应。因此就需要在研究韩城地区煤储层特征的基础上, 结合现有水平井施工经验, 探索出适合研究区煤储层的煤层气水平井钻井工艺。

1.2.4 煤层气水平井钻井存在的问题和不足

尽管煤层气水平井钻井可能带来众多的好处, 但并不是说这已经是一项非常成熟的技术了。相反, 通过大量的钻井实践活动, 人们发现这项技术还存在着许多不足之处, 有利有弊。使用的结果还不稳定, 有时效果好, 有时效果不理想, 应用不当, 会适得其

反。与设计合理的常规直井钻井相比,设计与施工不当的水平井往往反而会增加作业费用,加重地层伤害,降低产量。国外在水平井技术的发展上尽管轰轰烈烈,但很多是在实践中摸索,对煤层气水平井缺乏系统的理论与实践研究,导致有时认识不当,设计不合理,未达到预期的效果。根据过去的经验教训与笔者的研究,目前水平井存在如下几个方面的不足:

(1)煤层气勘探开发和科技投入过低,重视程度远不如石油和常规天然气的勘探开发。

(2)对煤储层的地质认识不足,导致研究区煤层气“有气”难采,特别是通过已经施工的水平井情况来看,还未能有效解决井眼坍塌的问题,直接影响了水平井的产能和寿命。

(3)水平井钻井是一种结合了多项新技术的钻井工艺,由于小井眼井下钻井工具与配套严重不足,如动力动力钻具,减阻器等的国产化研发等。要使其广泛应用,必须有较大的前期投入、先进的钻机设备及钻井和定向工具钻具的设备配套。

(4)井眼设计和轨迹控制工艺的进一步优化也是水平井广泛应用的瓶颈。

(5)裸眼完井在排采阶段不利于井眼的稳定,需要尽快研究出新型完井方法。

1.3 研究内容及方法

本文研究内容和方法具体如下:

(1) 根据以往的研究和实验及实地调研,完成对研究区煤层气储层分析。

(2) 根据研究区煤储层特点,分析煤层失稳的原因,结合实际施工提出预防措施。

(3) 结合已有的水平井钻井施工的经验以及对煤层气水平井技术的研究分析,针对研究区的钻井施工情况,完成对研究区水平井工艺技术研究,包括:井身类型选型;轨迹设计与计算;钻具选配及钻进参数的确定;轨迹控制的方法;储层保护方案的确定。

通过本文的研究,为韩城地区煤层气开采开发打下坚实的基础。

2 韩城地区煤层气储层分析

2.1 地质概况

韩城地区位于陕西省东部关中平原北部，地属陕西省渭南市。韩城矿务局下辖象山矿、桑树坪矿和下峪口矿。西(安)侯(马)铁路横贯全区，西(安)禹(门口)高速公路沿区通过，交通便利，经济条件一般(图 2.1)。

矿区最高气温 41℃，最低气温 14.8℃，年平均气温 11.87℃；年相对湿度 64.2%，年平均降雨量 576mm；最大积雪深度 15cm；最大冻土深度 52cm；年最大风力为 9 级 (18.7m/s)，一般为 2~3 级，以东北风为主。属大陆性半干旱气候区，降雨量少，蒸发量大是其特征。

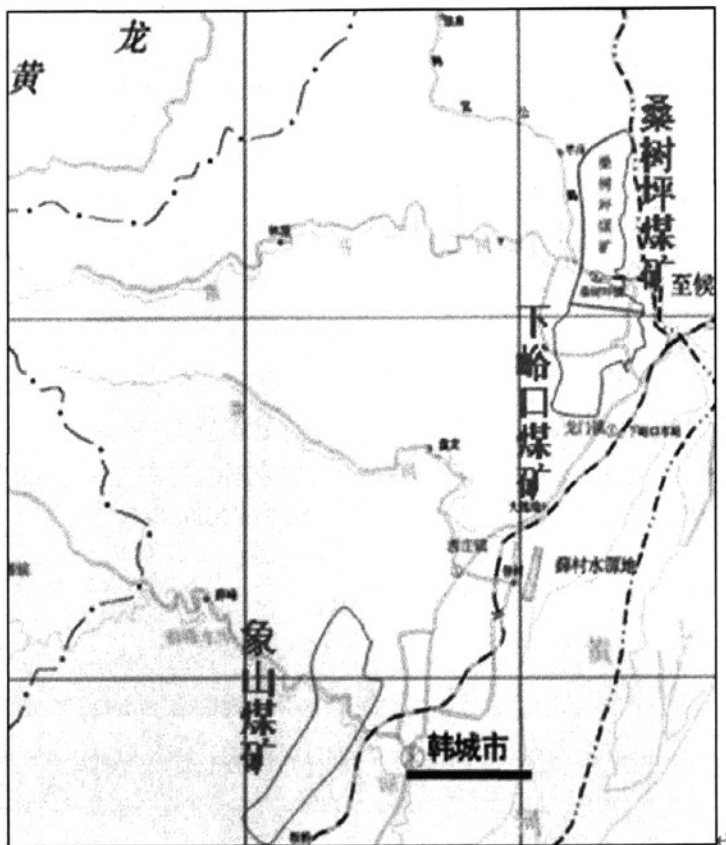


图 2.1 韩城交通位置图

2.1.1 构造特征

韩城矿区位于渭北煤田东北端，再祁吕贺山字型构造前弧东翼边缘的内弯部和新华夏第三沉降带的东部以及秦岭阴山两个构造带之间，是陕西省重要的煤炭工业基地。矿区以文间岭隆起为界，分北区与南区两部分。区内总体构造形态为走向 NE，倾向 NW 的单斜构造。各种构造形迹多集中分布于井田边浅部，各井田中深部由于所受构造应力逐渐减弱，地层倾角变得较为平缓。除有少量宽缓褶皱外，很少发现大中型断裂，地层倾角一般在 10° 以下，多数地层倾角为 2° 。区内主要含煤地层为二叠纪的山西组及石炭纪的太原组，含煤多达 13 层，但具有煤层气研究和开采价值的煤层仅为 2[#]，3[#]，5[#] 及 11[#] 煤层，井田内无岩浆侵入体。2[#] 煤层位于山西组顶部，为一较稳定的局部可采煤层，两极厚度 0~3.0m，平均 1.0m，可采指数 50%，可采区主要位于燎原及下峪口井田内；3[#] 煤层位于山西组中部，为一较稳定的中厚-厚煤层，两极厚度 0.36~18.03m，平均 5.5 m，可采性指数 96.8%。5[#] 煤层属较稳定的中厚煤层，厚度 0~12.28 米，煤层在区内由南而北呈有规律的逐渐增厚，局部达特厚煤层；11[#] 煤层位于太原组底部，两极厚度 0~17.42 m，平均 3.2 m。在燎原和桑树坪井田较厚，在下峪口井田较薄，平均可采性指数 92%。煤质牌号，2[#] 煤层以焦煤及瘦煤为主，3[#] 煤层以瘦煤及贫煤为主，5[#] 煤层以贫煤为主，11[#] 煤层以贫煤为主。图 2.2 为象山构造纲要图。

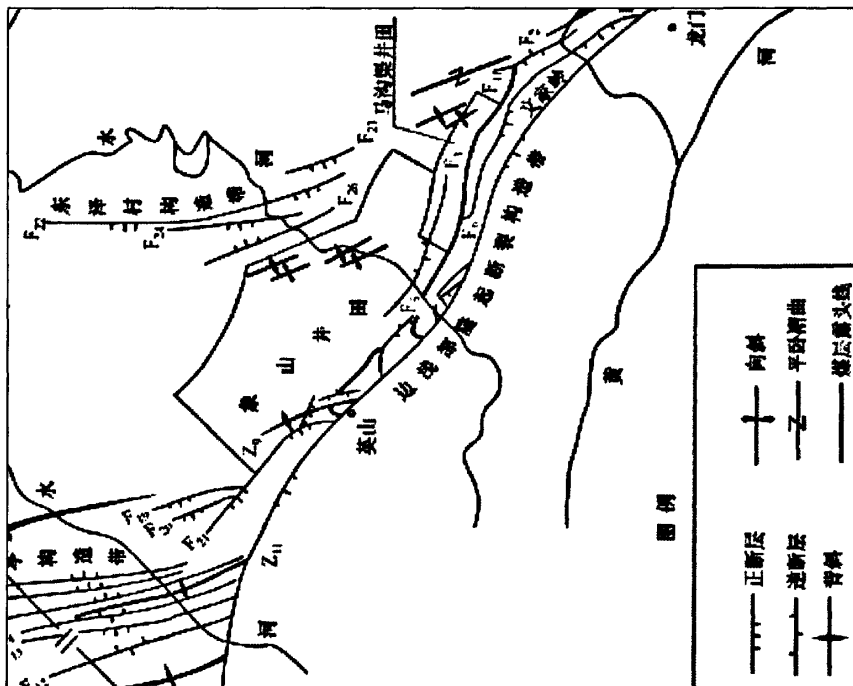


图 2.2 象山矿区构造纲要图

井田内地层与区域地层基本一致，可能钻遇地层由上至下简述如下：

第四系(Q)：底界海拔约 458.3m，岩性为冲积、洪积、坡积的亚砂土、粉砂、中砂、砂砾及风化层等松散层组成。与下伏地层呈角度不整合接触，厚 14.6m。

古生界二叠系上统上石盒子组(P₂sh)：底界海拔约 272.1m，由一套陆相杂色碎屑岩组成，其中以灰绿、黄绿、紫杂色泥岩、砂质泥岩、粉砂岩互层为主，间夹中细粒砂岩及含砾砂岩。本组底部为一层 10 多米厚的灰白色厚层状中粗粒砂，含砾石及泥岩包体，其上有一层 10 多米厚的紫杂色泥岩或砂质泥岩，含大量的铁质鲕粒，团块结构，俗称“桃花泥岩”，在全区为一明显标志层(K₅)。与下伏地层整合接触，厚 181.4m。

古生界二叠系下统下石盒子组(P₁x)：底界海拔约 243.6m，为灰、灰绿色硬砂质砂岩、粉砂岩、砂质泥岩及泥岩互层，中下部黑色泥岩，上部有灰绿色、紫杂色砂质泥岩或泥岩，含铁质鲕粒。与下伏地层整合接触，厚 28.5m。

古生界二叠系下统山西组(P₁s)：地层总厚度 90.75m，底界海拔约 152.8m，为井田另一主要含煤岩系，属陆相沉积，岩性主要为硬砂质砂岩及石英硬砂岩，其次为粘土泥岩、砂质泥岩、粉砂岩，上中部夹 3[#]煤；底部为河床相中厚~厚层中~细粒石英砂岩，含大量白云母和黄铁矿结核，与下伏地层整合接触。3[#]煤层厚 1.53m，煤层下部有 0.1m 夹矸，煤层顶部海拔 172.7m，煤层顶板为 1.6m 厚灰黑色粉砂岩，煤层底板 3.3m 深灰色泥岩。

古生界石炭系上统太原组(C₃t)：钻穿山西组 4.9m 后将进入石炭系太原组上部的 5[#]煤层，并在该煤层中水平钻进。5[#]煤层为本井田主要含煤岩系及本井目的层。煤层顶界海拔 152.82m，厚 3.43m，原生块状构造，割理发育，局部受应力破坏呈鳞片状、粉状。5[#]煤层结构 1.63(0.1)1.53(0.1)0.07，夹矸分布不稳定。煤层上部岩性以灰黑色粉砂岩、砂质泥岩、炭质页岩为主，夹薄层或透镜状石英砂岩、泥岩，煤层下部含黄铁矿结核。煤层老顶为 3.08m 灰色块状钙质胶结细粒含长石石英粉砂岩，与煤层不整合接触。煤层底板为黑色含砂泥岩，层面可见碳质薄层及植物化石。

2.1.2 研究区煤层情况

研究区井田为石炭二叠系含煤建造，含煤地层为下二叠统山西组和石炭统太原组，含煤 12 层，山西组含 1、2、3 号煤，太原组含 4、5₁、5₂、6、7、8、9、10、11 号煤，共 12 层。其中 2 号煤局部可采，3、5₁、11 号煤为较稳定的可采煤层。5₁ 号煤层属较稳定的中厚煤层，厚 0~12.28 米，平均厚度 3.0 米左右，一般含 0~1 层矸，部分含 2~4 层矸，块状结构，煤层无粘结性，煤质综合评价属中灰、特低硫、低磷、高灰熔点、高发热量煤，煤质工业牌号主要为贫煤。煤层甲烷含量 9.5m³/t，顶板为砂岩、粉沙质泥岩，煤层倾向西偏北，倾角 2 度。

2.1.3 地层发育及水文地质情况

研究区地层基本一致，可能钻遇地层由上至下简述如下。表 2.1 为象山矿区地层剖面分层预测数据表。

表 2.1 象山矿区地层剖面分层预测数据表

地层单位				预计钻遇地层		地层产状	
界	系	统	组	代号	底界海拔(m)	厚度(m)	倾向 倾角
新生界	第四系			Q	458.3	9.7	
		上统	上石河子组	P _{2sh}	250.3	208.0	
	二叠系						
		下统	下石河子组	P _{1x}	195.9	54.4	
古生界			山西组	P _{1s}	151.69	44.2	W 2°
	石炭系	上统	太原组	C _{3t}	146.8	4.9	

第四系(Q)：底界海拔约 458.3m，岩性为冲积、洪积、坡积的亚砂土、粉砂、中砂、砂砾及风化层等松散层组成。与下伏地层呈角度不整合接触，厚 14.6m。

古生界二叠系上统上石盒子组(P_{2sh})：底界海拔约 272.1m，由一套陆相杂色碎屑岩组成，其中以灰绿、黄绿、紫杂色泥岩、砂质泥岩、粉砂岩互层为主，间夹中细粒砂岩及含砾砂岩。本组底部为一层 10 多米厚的灰白色厚层状中粗粒砂，含砾石及泥岩包体，其上有一层 10 多米厚的紫杂色泥岩或砂质泥岩，含大量的铁质鲕粒，团块结构，俗称“桃花泥岩”，在全区为一明显标志层(K₅)。与下伏地层整合接触，厚 181.4m。

古生界二叠系下统下石盒子组(P_{1x})：底界海拔约 243.6m，为灰、灰绿色硬砂质砂岩、粉砂岩、砂质泥岩及泥岩互层，中下部黑色泥岩，上部有灰绿色、紫杂色砂质泥岩或泥岩，含铁质鲕粒。与下伏地层整合接触，厚 28.5m。

古生界二叠系下统山西组(P_{1s})：地层总厚度 90.75m，底界海拔约 152.8m，为井田另一主要含煤岩系，属陆相沉积，岩性主要为硬砂质砂岩及石英硬砂岩，其次为粘土泥岩、砂质泥岩、粉砂岩，上中部夹 3[#]煤；底部为河床相中厚~厚层中~细粒石英砂岩，含大量白云母和黄铁矿结核，与下伏地层整合接触。3[#]煤层厚 1.53m，煤层下部有 0.1m 夹矸，煤层顶部海拔 172.7m，煤层顶板为 1.6m 厚灰黑色粉砂岩，煤层底板 3.3m 深灰色泥岩。

古生界石炭系上统太原组(C_{3t})：钻穿山西组 4.9m 后将进入石炭系太原组上部的 5[#]煤层，并在该煤层中水平钻进。5[#]煤层为本井田主要含煤岩系及本井目的层。煤层顶界海拔 152.82m，厚 3.43m，原生块状构造，割理发育，局部受应力破坏呈鳞片状、粉状。5[#]煤层结构 1.63(0.1)1.53(0.1)0.07，夹矸分布不稳定。煤层上部岩性以灰黑色粉砂岩、砂质泥岩、炭质页岩为主，夹薄层或透镜状石英砂岩、泥岩，煤层下部含黄铁矿结核。煤

层老顶为 3.08m 灰色块状钙质胶结细粒含长石石英粉砂岩，与煤层不整合接触。煤层底板为黑色含砂泥岩，层面可见碳质薄层及植物化石。

矿区内发育的地表水系有淤水河，是常年性河流，源于黄龙县境内，由西北流向东南，汇入黄河，全长 45km，流量 $0.13\sim 18.48\text{m}^3/\text{s}$ ，平均流量 $2.0\text{m}^3/\text{s}$ 。流量季节性变化大，具有半干旱气候河流的特征。外围地区发育的河流自北而南有黄河、凿开河、白矾河及盘龙河。

地层主要含水层有第四系冲洪积潜水、上石盒子组底部 K_5 砂岩、下石盒子组底部砂岩、山西组底部 K_4 砂岩、太原组 K_3 砂岩及 K_2 灰岩、本溪组底部砾岩、奥陶系灰岩岩溶裂隙含水层。

2.2 研究区煤层气性质和压力特征

2.2.1 煤层气性质

无论地表钻孔解吸煤层气样，还是井下打钻采取气样，测试结果均表明，本区 3[#] 煤层的煤层气成分是由甲烷、氮气、二氧化碳和重烃组成的混合气体(表 2.2)^[29]。

表 2.2 韩城北区煤层气成分统计表^[29]

成分	煤层埋藏深度/m						最小~最大 平均(点数)/%
	100~200	200~300	300~400	400~500	500~600	600~700	
CH ₄	33.95	25.38	79.44	87.33	83.88	85.17	1.95~98.76
	(2)	(2)	(8)	(6)	(14)	(14)	77.59(36)
CO ₂	3.93	6.99	5.0	3.03	10.07	3.38	0.78~23.85
	(2)	(2)	(8)	(6)	(14)	(14)	6.51(36)
N ₂	62.12	67.63	15.56	9.64	6.05	11.45	0~92.27
	(2)	(2)	(8)	(6)	(14)	(14)	15.9(36)
C ₂₋₈	0	0	0.24	1.09	2.70		0~11.75
			(8)	(6)	(14)		0.69(36)

其中甲烷成分居首位，平均达 77.59%，最高达 98.76%，氮气成分次之，平均 15.9%，二氧化碳相对较低，小于 10%，重烃成分一般不足 1%，按照天然气分类方案^[27]，属典型的干气。在平面分布上，煤层气组分与煤层埋深之间有明显的关系。表现在浅部煤层埋藏区，由于煤层气保存条件差，长期沿层逸散，甲烷成分较低，氮气成分较高，而随着煤层埋深增大，逸散作用减弱，甲烷成分百分比逐渐增高，氮气成分百分比则在逐渐降低，二者对呈现出较明显的互为消长关系。按照煤层气分带方案^[28]，本区煤层平均埋深 300 m 以深地区，由于 CH₄ 成分超过了 80%，因此应属甲烷带，300 m 以浅地区，应

属煤层甲烷逸散带。从甲烷在煤层中的赋存形式看，主要以吸附状态为主。根据所做等温吸附实验和有关参数计算，在埋深 1500 m 以浅区，煤层吸附甲烷量占甲烷含量总量的 87.3%~93%，游离甲烷量只占甲烷含量总量的 7%~13%。

2.2.2 煤层气储层压力特征及预测

3[#]煤层作为矿区主采煤层，属高瓦斯突出煤层，为满足防突预测及瓦斯抽放试验的需要，韩城矿务局曾在井下进行过多次煤层气压力测试。在埋深 175~488 m 的范围内，最大煤层气储层压力 1.1MPa，最小 0.23MPa，气体压力有一定变化。经对部分异常值取舍后，做煤层气储层压力与煤层埋深之间一元线性回归分析，得到两因素之间的关系式为：

$$p = 0.00242H + 0.0974 \quad \text{式 2-1}$$

式中：p 为煤层气储层压力，MPa；H 为煤层埋藏深度，m。

经对上述方程检验，相关系数为 0.87，表明 3[#]煤煤层气压力与煤层埋藏深度显著正相关。按照此公式，可对区内 3[#]煤层不同埋深点的煤层气压力进行预测^[29]。

在象山矿区钻遇地层压力剖面分层预测数据见表 2.2。根据已经施工的参数井港联 1 井的情况，其压力梯度 3.4KPa/m，破裂压力 4.27MPa，表现为欠压储层，预测区域 5[#]煤层储层压力 1.02MPa，破裂压力 4.3MPa；根据象山矿区瓦斯压力预测经验公式计算煤层压力 0.82 MPa。最终确定 5[#]煤层压力 0.9 MPa，破裂压力 4.3MPa。

2.3 研究区煤储层孔隙结构及煤体结构分析

(1) 煤储层的孔隙结构

煤层是一种双重孔隙介质，属裂隙-孔隙型储层。

图 2.3 是煤储层孔隙结构的理想模型，割理将煤分割成若干基质块，基质块中包含有大量的微小孔隙，是气体储存的主要空间，其渗透性很低；割理是煤中的次要孔隙系统，但它是煤层中流体(气体和水)渗流的主要通道。

a 原生孔

原生孔是煤沉积时已有的孔隙，原生孔有结构孔和屑间孔两种。结构孔(或称植物组织孔)是成煤植物本身所具有的各种组织结构孔，结构孔的孔径为几至几十微米，形状呈椭圆状、三角状和不规则状等，空间连通性差。屑间孔指煤中各种碎屑状显微组分。这些碎屑颗粒无一定形态，有不规则棱角状、半棱角状或似圆状等，大小从 2~30μm 不等，由其构成的屑间孔的形态以不规则状为主，孔的大小一般小于碎屑。

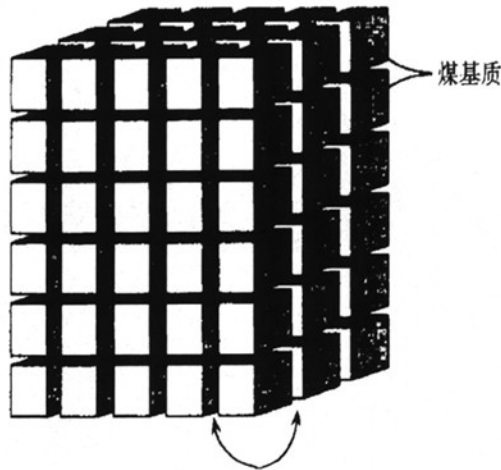


图 2.3 煤的双重孔隙系统 (据 Warren and Root, 1963)

b 气孔

煤化作用过程中由生气和聚气作用而形成的孔为气孔。常见单个气孔的大小为 $0.05 \sim 3 \mu\text{m}$, $1 \mu\text{m}$ 左右者多见。气孔大多以孤立的形式存在, 相互之间连通性不好。

c 外生孔

煤固结成岩后, 受地质构造作用而形成的孔隙为外生孔。外生孔可分为角砾孔、碎粒孔和摩擦孔。

角砾孔是煤受构造破坏而形成的角砾之间的孔。原生结构煤和碎裂煤的镜质组中角砾孔发育较好, 并常有喉道发育, 局部连通性比较好。在轻度变形的煤中, 角砾孔占优势, 对提高煤储层渗透率有利。

碎粒孔是煤受较严重的构造破坏而形成的碎粒之间的孔, 碎粒大小多为 $5 \sim 50 \mu\text{m}$, 其孔隙大小为 $0.5 \sim 5 \mu\text{m}$, 碎粒孔体积小, 易堵塞。

摩擦孔是煤中压性构造面上常有的孔隙, 属压应力或剪应力作用下, 面与面之间相互摩擦和滑动而形成的孔。由于摩擦孔仅发生于构造面上, 空间连通性差。

d 矿物质孔

由于矿物质的存在而产生的孔隙统称为矿物质孔, 孔的大小以微米级为主。

煤孔隙的成因类型多、形态复杂, 大小不等。原生孔、外生孔和矿物质孔以 $>1 \mu\text{m}$ 的孔隙为主, 有利于煤层气渗流; 气孔以 $0.05 \sim 1 \mu\text{m}$ 的孔隙为主, 有利于煤层气聚集和渗流; $<0.01 \mu\text{m}$ 的微隙主要为分子结构孔, 对煤层气渗流的意义不大, 扫描电镜也难以分辨。

通过研究区参数井所取得的数据分析, 由于研究区构造煤的发育, 孔隙度较低, 多数小于 2%; 研究区各类孔隙都在有限的区域发育, 有的为孤立孔隙, 有的局部连通, 没有一种孔隙是在整个煤层中连通的, 所以基本不具备气水渗流能力。如图 2.4 清晰展

示了各种孔隙的形态和大小。

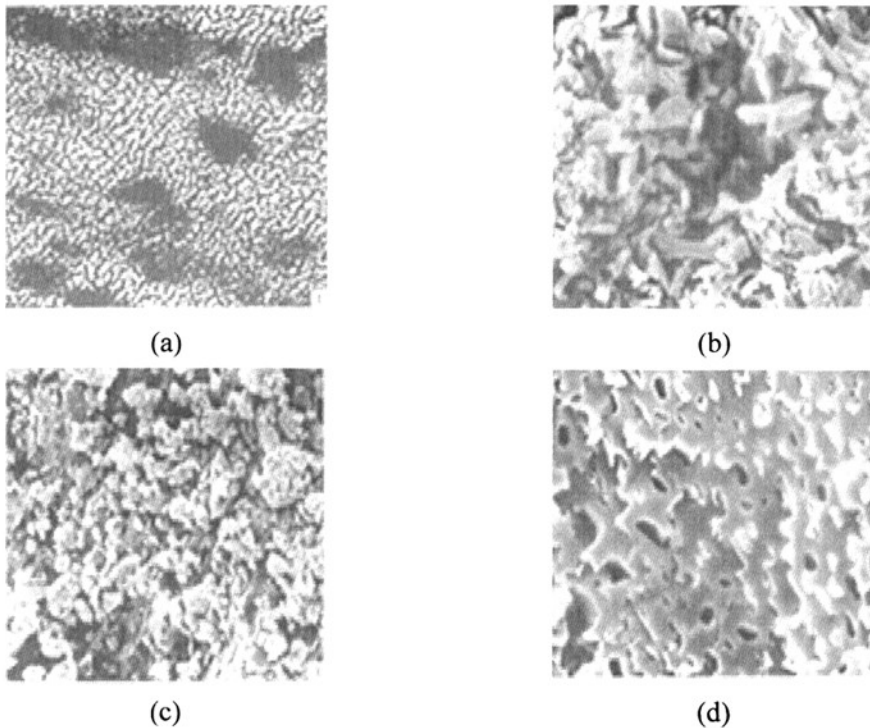


图 2.4 煤层各种孔隙电镜图

- 其中：(a) 链间孔，韩城下峪口 3 煤，C-P， $\times 10500$
 (b) 屑间孔，黑龙江七台河 90 煤，J3， $\times 910$
 (c) 碎粒孔，韩城象山矿，C-P， $\times 2240$
 (d) 胞腔孔，部分被填充，鹤岗，J3， $\times 700$

(2) 煤体结构

煤体结构是指煤层经过地质构造变动后煤的结构和构造的保留程度。煤层遭受的构造破坏愈强烈，煤就愈破碎、煤的原生结构和构造保留得也愈差，因而煤层结构、构造呈现出不同的变化。

根据煤层所受构造破坏程度不同，按从小到大顺序，煤体结构可依次划分为原生结构、碎裂结构、碎粒结构和糜棱结构 4 种类型。原生结构煤，煤层基本上未遭受后期构造运动的破坏，煤的原生层理和结构形态保留完整，清楚可见，有少量裂隙存在；糜棱结构煤，煤层原生层理和结构形态被完全破坏，煤层中构造镜面很发育，煤呈粉末状或鳞片状，手搓捻即成煤粉；碎裂结构煤和碎粒结构煤，其特征介于上述二者之间。在我国煤田地质界将碎裂结构煤、碎粒结构煤和糜棱结构煤称为构造煤。

研究区煤体结构呈构造煤发育，使之成为勘探开发的不利因素。

(3) 研究区煤体的渗透性能分析

煤是孔隙-裂隙型储层，由基岩孔隙和裂隙组成，前者是煤中的微孔隙，主要影响煤层气的赋存、解吸和扩散，后者是煤中自然出现的裂缝，决定着煤层渗透大小。

根据在井下煤巷和工作面煤壁对各煤层割理的大量观察和测量，5[#]煤层面割理密度一般为 0.8~1.5 条/cm，割理高度 0.5~3.0cm，宽度 0.2~1.2mm，开启性较好，但平面连通状况不好；端割理密度一般 0.8~1.2 条/cm，高 0.3~1.2cm，宽度很小，多数肉眼不易确定。镜下所见显微级割理中局部有末煤充填。由于煤层普遍遭受挤压或差异压实，煤体致密程度较高，加之煤体粉末化严重，煤层松散感不强，故总体上煤层割理发育不好，反映渗透性一般^[30~31]。

2.4 韩城煤层气储藏描述

表 2.3 为韩城地区煤层气储层综合描述，总体上把制约煤层气开发的因素都涵盖在内。

表 2.3 韩城地区煤层气储层描述^[20]

参数	3 [#] 煤层	5 [#] 煤层	11 [#] 煤层
煤层厚度(m)	1.6	2.4	4.5
煤层埋深(m)	356	376	411
视密度(t/m ³)	1.37	1.43	1.43
储藏温度(°C)	24	24.7	26.9
渗透率(mD)	1.93	1.9	1
储藏压力(MPa)	2.93	3.13	3.48
兰式体积(m ³ /t)	21.6	21.39	21.46
兰式压力(MPa)	1.259	1.33	1.366
解吸时间(d)	6	6	6
含气量(m ³ /t)	9.77	15.2	13.8
孔隙度(%)	4.5	4.5	4.5

根据以上分析及表 2.3 所示，确定研究区水平井施工目的层为 5[#]煤层。该煤层具有具有煤层气甲烷成分含量高(>80%)、吨煤含气量大、储藏压力适中等特点。奥瑞安能源国际有限公司的杨陆武^[23]通过对已获得的储层参数和实际产能数据进行综合分析，结合储藏数值模拟，表明采用多分支水平井式方式开发 5[#]煤层的煤层气，一口煤层中进尺 5000m 的多分支水平井在井间距 100m 的情况下 10 年内平均日产量分别可达 5920m³，采收率分别可达 73.12%，较传统直井井组方式开发 16.74%的采收率来说，达到了质的飞跃。为韩城煤层气的商业化勘探开发提供了理论依据。

2.5 煤层气井储层损害原因分析

研究区煤层气储层一般埋藏较浅(在 500m~600m 之内), 钻井难度较常规油气井要小。但该区煤层气储层具有煤岩脆裂易塌、易受污染、煤层压力变化、煤粉多、煤层裂隙纵横交错的特点。从储层伤害的角度看, 该区煤储层具有强的毛细管效应(亦称水锁效应)、高的压力敏感性和渗透滞后现象等特殊^[32], 更易受伤害, 故需采用适合煤层特点的、有利于保护煤层不受伤害的钻井完井工艺。

从研究区已经施工的生产井的情况来看, 钻井过程损害储层的严重程度不仅与钻井液类型和组分有关, 而且随钻井液固相和液相与岩石、地层流体的作用时间和侵入深度的增加而加剧。影响作用时间和侵入深度主要是工程因素, 这些因素可归纳为以下几个方面:

(1) 压差

压差是造成储层损害的主要因素之一。通常钻井液的滤失量随压差的增大而增加, 因而钻井液进入储层的深度和损害储层的严重程度均随正压差的增加而增大。此外, 当钻井液有效液柱压力超过地层破裂压力或钻井液在储层裂缝中的流动阻力时, 钻井液就有可能漏失至储层深部, 加剧对储层的损害。

(2) 浸泡时间

当储层被钻开时, 钻井液固相或滤液在压差作用下进入储层, 其进入数量和深度及对储层损害的程度均随钻井液浸泡储层时间的增长而增加, 浸泡时间对储层损害程度的影响不可忽视。

(3) 钻井液性能

钻井液性能好坏与储层损害程度高低紧密相关。因为钻井液固相和液相进入储层的深度及损害程度均随钻井液静滤失量、动滤失量的增大和泥饼质量变差而增加。钻井过程中起下钻、开泵所产生的激动压力随钻井液的塑性粘度和动切力增大而增加。此外, 井壁坍塌压力随钻井液抑制能力的减弱而增加, 维持井壁稳定所需钻井液密度随之增高, 若坍塌层与储层同在一个裸眼井段, 且坍塌压力又高于储层压力, 则钻井液液柱压力与储层压力之差随之增高, 就有可能使损害加重。

2.6 小结

(1)研究区 5[#]煤储层厚度大, 赋存稳定, 煤层气成分以甲烷为主, 达到 80%以上; 含气量达到 15.2m³/t, 资源量丰富; 确定 5[#]煤层压力 0.9MPa, 破裂压力 4.3Mpa, 具有良好的开发前景。

(2)分析了研究区煤的孔隙结构和煤体结构这两个因素, 认为是研究区“有气”难采的主要原因, 这为研究区煤层气的勘探、开发以及井眼失稳的防治提供了科学依据。

(3)对煤层气储层损害原因分析, 防止储存损害而造成的不良影响, 为钻井设计提供依据。

3 韩城地区煤层段井眼失稳机理分析及防治

据有关资料表明,在山西晋城施工的 DS02-1 多分支水平井、潘河项目 PHH-001 和 PHH-002 水平井都存在不同程度的井眼失稳垮塌情况。特别是 2007 年,某公司在韩城地区试打了一口水平井,在进入煤储层 40 多米后,由于煤储层垮塌而失败。可以看出,在钻井过程中防止井眼内煤储层失稳垮塌,成为了研究区煤层气“有气”难采的瓶颈问题。成功解决了这一问题后,水平井钻井工艺技术将对研究区煤层气的开发产生深远的影响。

3.1 研究区煤层段井眼失稳机理分析

西南石油大学梁大川副教授通过对煤岩单轴抗压强度和煤岩抗剪切实验,结果表明^[40]:煤岩具有弹性模量较低、泊松比较高、抗压及抗拉强度均较低、脆性大、易破碎、易压缩的特点。导致煤岩对外部机械力十分敏感,如受到较大的压力波动、水力冲击震动、钻柱的机械碰撞等都可能诱发煤岩的坍塌。

(1) 煤层垮塌的微观特征

韩城地区煤系地层存在垂直割理,构造特征具有非均质性和各向异性,由于受上覆压力和下支撑力的影响,处于一种近似平稳状态。在外来流体的侵入下,煤系地层微裂缝中微含的非煤成分吸水膨胀,或孔隙毛管压力的作用以及胶结物的溶解等,破坏了地层压力的原始平衡,从而使煤系地层失去原有的稳定性。

(2) 煤层的力学稳定性

在研究区水平井段,井眼上部的煤层在丧失下部煤岩支撑作用后,由于受上覆压力的作用以及重力的作用,煤岩失去了原有的力学稳定性,在外力作用下会诱发煤岩垮塌。

(3) 钻井液对煤岩稳定性的影响

理论上可以采取提高钻井液密度的方法进行护壁防止煤层垮塌。但是单纯的加大钻井液密度,不仅会使滤失量增加造成井漏,更有可能进一步压裂煤层,产生新的裂缝,导致煤岩的进一步破碎。在此情况下,煤层稍微受到较大的压力波动、水力冲击震动、钻柱的机械碰撞等都可能诱发煤岩的坍塌。

(4) 井眼尺寸对井眼稳定的影响

东北大学岩石破裂与失稳研究中心^[41]通过工程实例,对煤岩层中水平井眼的尺寸效应,进行了数值模拟分析。结果表明,井眼尺寸对维持井壁稳定的井底压力影响较大,且井眼直径越大,对维持井壁稳定的井底压力要求越高。由于目前研究区还未有相关研究,因此本文借鉴这一研究成果,在钻具组合的优化上一定要注意避免井眼尺寸过大所造成的影响。

3.2 井眼失稳的防治措施

3.2.1 优化井身结构

一般情况下水平井井身结构设计为三层套管，即表层套管、技术套管、生产套管。优化井身结构就是在保证井下安全的情况下如何减少技套的下深。统计资料表明，上世纪九十年代，所钻水平井技术套管均下至窗口，其优点是：保证上部井壁稳定，同时可以有效的降低摩阻，有利于钻压和扭矩传递。但是采用这种井身结构，施工工序多，钻井周期长，投资多。

2000 年以后施工的一些水平井出现了一些新特点：技套下在造斜点以上，去掉了生产套管，采用裸眼完井方式，避免井眼定向造斜的困难，提高机械钻速，缩短建井周期。但是由于裸眼段增加，钻具摩阻力、扭矩增大，井壁稳定性差，这就需要合理调配钻井液性能和有效的工程技术措施。

由于目前国内煤层气钻井技术基本沿用常规石油天然气钻井技术，这一配套技术对煤层气钻井并不是完全适用。就国内其它煤层气田和沁水盆地 DS02-1 多分支水平井、潘河项目 PHH-001 和 PHH-002 水平井的实钻情况来看，在煤层中钻进时保持井眼稳定难度大，普遍存在煤层井眼不稳定的情况；而且在这样的情况下，研究区内煤层气水平井还未曾成功施工过。因此，在研究区应用水平井钻井技术开发煤层气的前期阶段，应以保证钻井安全为主。

根据以上分析，须考虑洞穴井与水平井的连通性、后期的排水采气和煤层的壁稳定性等因素，在缩短建井周期、保证煤层气产量的前提下，对研究区井身结构提出以下设计原则：

- (1) 重点考虑井下安全。
- (2) 避免对煤储层造成伤害。

第一次开钻钻表土层，以进入基岩 5m 左右结束，下表层套管封固地表易漏地层；第二次开钻钻至造斜点，下入技术套管；第三次开钻着陆点(见煤点)以上结束，并下入技术套管封固煤层段以上地层，避免套管下入煤层中，以防固井时将煤层压裂，导致后续钻进过程中的井壁坍塌；第四次开钻钻水平井眼，采用裸眼完井或者采用衬管完井方法。考虑到煤层的井壁稳定性差，水平井眼须处于煤层的中、上部位，以利于安全钻进。

3.2.2 合理控制钻井液体系

钻井液密度对煤层井壁稳定性有较大的影响。所以需要找出既要满足维持井壁稳定的要求，又不能以伤害储层为代价的钻井液体系。因此选择合适的钻井液体系、控制适当的性能参数和保持合理的流变性是钻井过程中稳定煤层的重中之重。

(1)合理的钻井液密度

煤岩强度低,受钻井液及其滤液浸泡后强度进一步下降,所以钻井液的密度不要过大,否则会压裂煤层;也不能过小,否则会造成应力释放,使煤层沿节理和裂缝坍塌。合理钻井液密度要根据煤岩物理力学参数、煤层压力、煤层地应力等参数综合分析计算后确定,同时要考虑泥页岩夹层的稳定问题。同时要求钻井液密度不要大幅度改变。根据韩城地区 3[#]和 5[#]煤层的储层压力预测,选择钻井液密度要 $\leq 1.15\text{g/cm}^3$,煤层段更要 $\leq 1.05\text{g/cm}^3$ 。

(2)维持尽可能低的钻井液滤失量

煤系地层中的煤岩微裂缝中含有少量的非煤组分,上下夹层中的炭质泥岩等都对水有很强的敏感性,易吸水溶胀或溶解。因此严格控制滤液进入煤系地层是保证煤岩稳定的重要因素。

(3)良好的滤饼或胶质充填有利于煤岩稳定

煤岩节理、割理以及裂缝的存在,决定了煤岩具有很好的缝隙特性,钻井液滤液容易进入缝隙中造成井壁失稳和垮塌,所以在钻井液中加入的胶质组分,充填在缝隙中堵塞滤液继续进入煤岩内部,同时在煤岩表面形成良好的滤饼,保持煤岩稳定。

(4)维持钻井液具有良好的流变特性

钻井液流变性对稳定应力敏感地层如煤系地层等有重要作用。若钻井液流变性差,黏度和切力过高,环空循环的流动阻力大,容易激发煤岩的应力发生变化,引起井壁失稳垮塌;若钻井液粘切太低,在井眼内形成紊流,对井壁的冲刷能力增强,容易造成煤层坍塌,同时钻井液携砂能力减弱。在实际钻井过程中保持粘度在 20s 左右。

(5)良好抑制性

煤岩中粘土矿物含量虽然很低,但泥页岩夹层粘土矿物含量高,水化分散和膨胀性较强,抑制性差的钻井液滤液进入泥页岩会产生水化膨胀压,改变井周应力分布,诱发或加剧井壁失稳,泥页岩坍塌会导致煤岩坍塌,二者相互影响、相互促进。因此,要求钻井液具有良好的抑制性。

(6)良好润滑性

保证钻井液良好润滑性,减少钻具与泥饼之间的摩擦力,能减少起下钻阻卡的可能,防止井下复杂发生。

根据以上分析,在韩城煤层气水平井施工过程中,为了提高井底的净化效果、增强抑制性、携岩性和防塌性能,选择采用清水为介质加入适量的羧甲基纤维素(CMC)非泥浆体系循环介质配合近平衡技术进行煤层段水平井钻进工艺,钻井液性能见表 3.1。

(1)选用的材料主要有:水解聚丙烯酰胺、CMC、钠土粉、纯碱、广谱护壁剂等。具体施工过程中,可根据岩屑返出情况,随时加入 CMC。

这一工艺具有以下优点:

- ①有效地解决了钻井液密度对煤层井壁稳定性影响。水解聚丙烯酰胺提高了钻井液的一致性、CMC 的加入控制了钻井液的粘度、广谱护壁剂和 CMC 可以使煤岩表面形成良好的滤饼，保持煤岩稳定；
- ②对煤层伤害最小，有利于保护煤储层；
- ③该钻井液具有良好的润滑性，降低地层对钻具的摩阻、提高了钻速、缩短了钻井周期、减少了对煤层的浸泡时间；
- ④综合经济效益明显提高。

表 3.1 钻井液性能表

井段	钻井液类型	常 规 性 能					
		密度 g/cm ³	粘度 s	失水量 ml	泥 饼 mm	pH 值	含砂量
一开直井段	低固相聚合物	1.15	25	15-20	≤2	8-9	≤4%
煤层顶板上部 1 米	低固相聚合物	1.05	18-23	10-15	≤1.5	8-9	≤0.2%
煤层段	无固相清水	≤1.03	17			7-8	≤0.2%

(2)钻井液维护

- ①起下钻速度均匀，防止产生压力激动，抽吸，造成井漏等井下事故；
- ②钻井液技术人员每天至少测试三次性能，并随时观察井下情况，及时调整性能；
- ③沉淀池有较大容量，能快速沉砂有效控制固相含量；
- ④在施工过程中泥浆泵上水要好，使岩屑及时返出，保持井下安全。

3.2.3 稳定井眼的工程技术措施

通过在研究区钻井施工现场的调研，认为以下工程技术措施是稳定井眼的有效措施，它包括：

- ①造斜点以下地层和煤层段全部采用井下动力钻具，钻柱不旋转，相对而言工作较平稳，避免钻杆等部件机械转动对煤层的机械破坏，有利于保持煤层井壁稳定；
- ②尽量采用结构简单的钻具组合以减小煤层井壁碰撞和起下钻时挂拉；
- ③采用小直径(Φ152.4mm 或 Φ121mm)的 PDC 钻头快速钻进，减少井眼尺寸对井眼稳定的影响，尽量缩短煤层水平井段钻井时间，减少钻井液对煤层的浸泡时间。
- ④结合地质导向、随钻测量等技术，使井眼轨迹位于相对稳定的块状煤体中。

3.2.4 优化完井措施

传统的完井方法诸如射孔完井、裸眼完井、割缝衬管完井和砾石填充完井等，这些方法都来自于石油天然气领域，对于煤层气水平井完井来说都有一定的不适应性。煤层

气领域内主要有裸眼完井、套管完井、筛管—裸眼完井、裸眼洞穴完井和水平排泄孔衬管完井五种完井方法，其中以射孔完井和裸眼完井为主。

射孔完井，一般是在技术套管下过直井注水泥固井后，在水平段内下入完井尾管、注水泥固井，最后在水平段射孔。这个方法虽然较好的解决了煤层坍塌的问题，但注入的水泥浆影响后期煤炭资源开时综采设备的正常运行。

裸眼完井就是井眼完全裸露，井内不下任何管柱，此种方法井形为直井的煤层气生产井上常用。但是在水平井领域内，由于煤层脆、碎，而且硬度低的特点，水平段可能发生井眼坍塌导致产量降低，甚至是废孔等重大事故。结合在山西晋城施工的水平井的情况来看，在排采阶段也会因为个别分支井眼或者主井眼的煤储层垮塌而导致产量低下，达不到高产的目的，说明研究区不宜采用裸眼完井的方式。

基于以上分析，对于研究区的完井措施提出了既不影响后期煤炭资源开采，又能够起到稳定水平井眼不坍塌的要求。在结合石油钻井领域内非常规完井方法的研究基础上，本文提出了花管套管完井的新方法。

即在地面按照一定的布孔参数预先在 PVC 塑料套管上钻孔，形成花管，然后将花管下入水平段裸眼井内。一般布孔参数为：孔密 20~24 孔/米，孔眼直井 10mm，相位角 60~90°，交错布孔。此种完井方式具有以下优点：相对整个钻井完井施工成本来说，用 PVC 塑料花管套管完井成本极低；花管的使用可以有效防止在排采阶段煤层坍塌等情况的发生，极大地延长钻孔使用寿命；PVC 材料的使用，几乎不影响后期煤炭资源开采，对综采设备的安全运行不会带来任何影响。

3.3 小结

煤岩具有弹性模量较低、泊松比较高、抗压及抗拉强度均较低、脆性大、易破碎、易压缩的特点，若到较大的压力波动、水力冲击震动、钻柱的机械碰撞等都可能诱发煤岩的坍塌。

针对研究区煤层情况，从优化井身结构、钻井液体系、工程技术措施、完井方法等方面提出井眼稳定的防治措施。特别是对钻井液体系的研究分析，采用清水为介质加入适量的羧甲基纤维素(CMC)非泥浆体系循环介质配合近平衡技术进行煤层段水平井钻进工艺，能够有效防止煤岩垮塌和井下其他复杂情况发生。优化了完井工艺，采用花管套管完井技术进行完井作业，保持煤岩稳定性，避免排采阶段塌孔所造成的煤层气减产。

4 煤层气水平井钻井工艺的理论研究

4.1 水平井的基本内容

4.1.1 水平井的定义和用途

水平井在国外并没有统一的定义,通常指最大井斜角达 90° 以及生产层有水平的或近似水平段的油气井。我国石油天然气总公司规定,井斜角 86° 以上(含 86°)的井,并在生产层内延伸一定长度的井定义为水平井。

从水平井垂直井身剖面弯曲程度而言,有三种类型,即长曲率半径水平井(称常规水平井)、中曲率半径水平井、短曲率半径水平井。长曲率半径水平井造斜段的造斜率小于 $6^\circ/30\text{m}$,中曲率半径水平井为 $6\sim 20^\circ/30\text{m}$,短曲率半径为 $15\sim 300^\circ/30\text{m}$ 。水平段类型不同所用的钻井技术、测井固井完井技术也不相同。

在石油钻井领域,水平井除了具有普通定向井用途外,还有其他的特殊用途:1)开发低渗透油层;2)裂缝油藏;3)薄油层;4)减少水锥和气锥;5)热采稠油。

目前水平井已可以钻多油层,利用两种方法:一是阶梯式,用长水平井段钻穿一个以上的油层;二是在水平井中,水泥固井射孔,经压裂形成垂直于水平井段的裂缝、勾通多油层。

水平井的缺点是其成本较高,如图 4.1。1979-1980 年间,水平井的单井钻井成本超过直井的 6-8 倍。1985 年以后,由于钻井技术的发展,水平井钻井成本降到直井成本的 1.5-2 倍。在水平井和直井采收率一样的情况下,为使水平井获得更多的可采储量,水平井要比直井采用更大的井网^[35]。

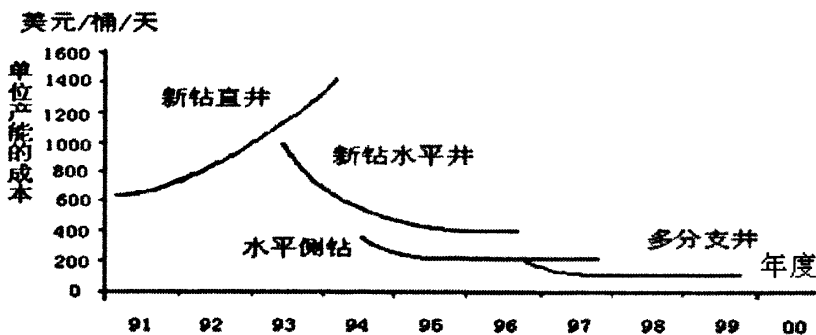


图 4.1 各种水平井与直井的成本比较

尽管水平井的钻井费用很高,但与直井相比,有四个优点:一是增加了井筒与产层间的接触范围,扩大了泄油面积;二是在同一井场可以钻几口水平井,对于海上或环境

恶劣地区，由于建造井场费用较高，使水平井较直井具有优势；三是对于薄层来说，直井可能没有经济效益，而适当的布水平井可以获得较好效益；四是应用水平井注入或采出的流体可以和直井注入和采出的流体形成正交流动，改进驱油效率^[36]。

4.1.2 水平井井网及与直井比较

国内外在水平井与现有直井井网联合使用、提高经济效益方面做了许多研究^[37]，主要有以下五种：

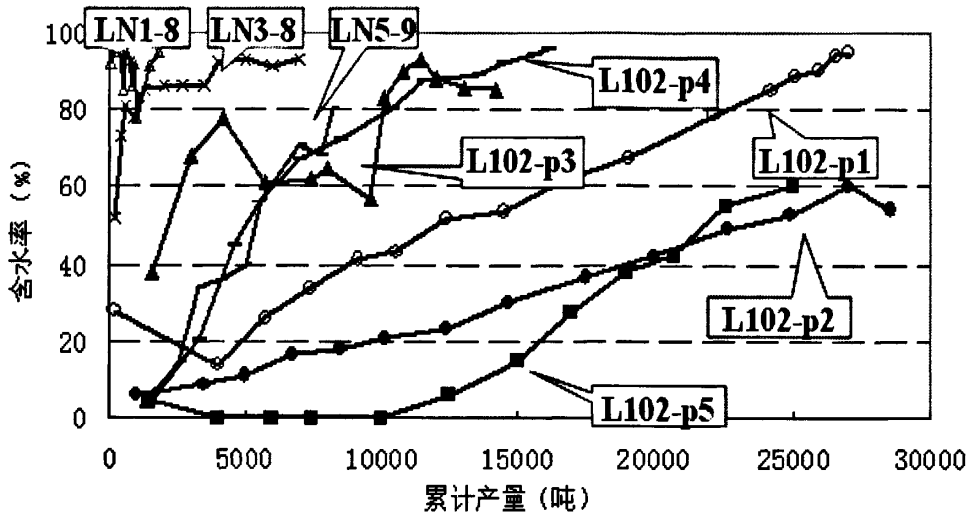
一是改进的七点法井网。6口垂直角井形成一个六角形井网，6口水平井分别布在六口角井和井网中心。二是七口井井网，由5口水平井产井和两口垂直注入井组成。三是改进的九点法井网，由1口垂直的中心井、四口垂直的角点注入井和4口水平边井组成。四是改进的反五点法井网、改进的反九点法井网、改进的反十三点法井网。即在常规的反五点法井网、反九点法井网、反十三点法井网基础上，将其角井由一对水平井取代，成对的水平井呈×形交叉分布，两者夹角在80~100度之间。五是水平行列井网。适合于开采稠油和沥青，是把几口水平井部署在地层中不同深度，纵向上，这些井基本上位于同一排，相互平行且有一定间隔。该文献对上述几种井网开采稠油的模拟结果表明，应用水平井可以提高原油采收率和采油速度，参见表3.1。

表 4.1 各种井网下的采收速度和采收率比较

井网	注入蒸汽干度%	注入速度 m ³ /d(冷水当量)	方案结束时间(年)	采收率%
反九点井网法		381	11	57
		381	15	34.7
反十三点法井网	65	381	11	63.2
七口井井网	65	455	14	72.9
改进的九点法井网	65	540	14	73.1
改进的反九点法井网	65	620	7	72.2
改进的反九点法井网在注蒸汽七年 后改为注热水	65	620	10	74.4
改进的反十三点法井网 (仅有加密生产)				65.9
该井的反十三点法井网 (加密生产井和加密注入井)			11	74.7

2004 年投产水平井 63 口，利用水平井建成产能 30 万吨以上，日产油量 1130 吨，占全油田产量的 1/3。水平井数量只占投产井数的 1/8。水平井产量是临近定向井的 2-5

倍；通过水平井应用，有效控制了底水脊进，提高了油田采收率。与直井相比，水平井含水率降低(图 4.2)。



L102-P1、L102-P2、L102-P3、L102-P4、L102-P5 是水平井。

图 4.2 2004 年冀东油田水平井与直井含水率比较

4.2 水平井开发煤层气的优点及适用条件

通过技术攻关，水平井技术已开始逐步在煤层气领域应用。常规直井的钻井、射孔完井和水力压裂增产技术相比，水平井开发技术规避了常规垂直井开发技术的地质局限性，具有如下明显的优越性：

(1)提高了导流能力。压裂的裂缝无论长度多长，流动的阻力都是相当大的，而水平井内流体的流动阻力相对于煤层割理、裂缝系统要小得多。

(2)增大解吸面积，沟通更多割理和裂隙，从而大大增加煤层气的供给范围。

(3)单井产量高，资金回收快，经济效益好。采用多分支羽状水平井开发技术，单井成本比直井高，但在一个相对较大的区块开发，就减少了钻井数量、钻前工程、钻井完井材料消耗等，综合成本低，而且产量是常规直井的 3~10 倍，采出程度平均高出 2 倍以上。

(4)占地面积小。对同一地区开发煤层气，多分支水平井的井场只需要相当于常规井的三分之一面积，而且在山地、河湖沼泽及重要建筑物下煤层气藏进行开发很方便。

实践已经证明，水平井并不是适合所有煤层。对各项异性明显的煤层、煤层厚度较大且相对稳定的煤层、高煤阶、低渗透、高强度和高含气量煤层气藏，适合应用多分支水平井技术。而对构造煤(目前仍然是煤层气开发的禁区)、各项异性不明显的煤层、薄煤层、不稳定的煤层，多分支水平井开发效果也不理想^[38-39]。

4.3 煤层气水平井的不同形式及钻井特点与难点

4.3.1 煤层气水平井的不同形式

煤层气水平井经过几年来的发展,从不同地区的施工情况来看,煤层气水平井主要采用了以下几种形式。

(1)单支水平井

单支水平井钻井技术在石油油气藏开采中是应用最广泛的一种形式,在开采煤层气方面也有着许多优点,泄气面积相对大,利于煤层气井的后期改造。是前一段时间被许多国家广泛采用的开采技术,如图 4.3。

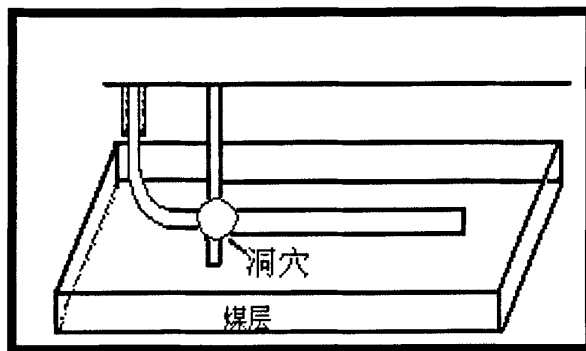


图 4.3 单支水平井示意图

(2)多分支水平井

煤层气多分支水平井开发技术是近几年国际煤层气领域应用的一种新技术、新工艺,可以大大提高煤层气(瓦斯)产率,对治理煤矿瓦斯灾害,提高煤层气资源利用率作用突出。它的优点主要表现在用一个主井眼上钻多个分支眼,使用比小的投入就可以获得较大的收获,缺点是先期完成的井眼容易被后面的施工产生的煤屑填(掩)埋,也不利于后期的井下施工,如图 1.1。

在煤层气开采方面,PHH-001 井在完成长距离水平主井的同时,实现了多分支水平井的技术突破,并成功应用随钻伽马测井预测地层、辅助调整钻井轨迹,提高了煤层穿透率,PHH-001 多分支水平井是国内煤层气商业性大规模开发的有益尝试。

(3)连通水平井

这种井形主要适合含水煤层。煤层中的水对煤层中气的运移十分不利,应该首先将煤层中的水抽排掉,才能将煤层中的气抽排出来,最好是一边抽水一边抽气,连通水平井就可以实现这个要求,其技术主要包括首先打 1 口直井然后再打 1 口水平井和其连通,在直井底部抽排水,待煤层中的水位底于水平井水平段后,水平井就可以抽排煤层气了。连通式水平井还分为首部连通和尾部连通两种。

据资料表明^[12], 连通水平井煤层气开采技术确实可以较好的解决煤层中含有一定的水的煤层气开采。

4.3.2 煤层气水平井钻井的特点与难点

由前文煤层气水平井的不同井身形式可以看出, 该工艺集成了水平井与洞穴井的连通、钻分支井眼、充气欠平衡钻井和地质导向技术等, 这是一项技术性强、施工难度高的系统工程。同时为了保持煤层的井壁稳定, 煤层段一般采用小井眼钻进($\Phi 152.4\text{mm}$ 、 $\Phi 120\text{mm}$ 井眼), 因而对钻井工具、测量仪器和设备性能等方面都提出了新的要求。通过一系列的参数井、生产井的经验, 煤层气水平井面临的主要特点和难点可概括为如下几点:

(1) 煤的机械强度低, 杨氏模量小, 一般在 $1135\sim 4602\text{MPa}$, 泊松比一般在 $0.18\sim 0.42$, 平均 0.33 ; 抗压强度 $19.5\sim 119\text{MPa}$, 大部分 $40\sim 60\text{MPa}$; 抗张强度 1.1MPa ; 孔隙压缩系数 $0.12\sim 0.96$ 。

(2) 煤比岩石易压缩, 当煤层被破碎后, 煤层难以支撑上覆地层的压力, 易于塌垮, 钻开后的煤层, 浸泡时间越长, 煤层垮塌越厉害。

(3) 煤层存在水敏性, 煤层孔隙和割理发育, 因此采用清水作为冲洗液在这种地层中钻进极易引起井下垮塌、卡钻等复杂事故, 甚至井眼报废。

(4) 煤层压力系数变化大, 规律差, 同一口井不同的煤层压力系数不一样时常出现上高下低, 在施工中容易引起跳钻等现象的发生。

(5) 煤层易受污染, 储层保护的难度大, 一般需采用充气钻井液、泡沫或清水无固相泥浆等作为煤层不受污染的钻井液体系。

(6) 煤液呈酸性, 孔隙发育, 要求钻井液的 pH 值不大于 7.5 , 否则, 酸碱中和产生金属盐, 堵塞煤层气通道, 影响煤层气田的早日发现。

(7) 由于煤层埋藏比较浅, 同时井眼的曲率较大, 钻压难以满足要求, 需要配备顶驱设备。同时钻水平井眼时钻柱易发生疲劳破坏, 导致井下复杂。

(8) 煤层气水平井常用的羽状井分支多涉及到许多新式的工具和仪器, 例如用于两井连通的电磁测量装置、小尺寸的地质导向工具和高效减阻短节(AG-imator)等, 目前这些装备和仪器在国内仍不完善, 没有得到推广。

4.4 煤层气水平井钻井工艺技术

结合前人大量理论研究, 借鉴山东煤田地质局第二勘探队 219 钻井队在山西晋城的 PHH-001、PHH-002 井的经验, 本为对煤层气水平井钻井技术进行简要的研究分析。

4.4.1 水平井的井眼轨迹设计

根据国内外施工水平井的经验,通过山东煤田地质局第二勘探队 219 钻井队在山西晋城的 PHH-001、PHH-002 井的经验,对井眼轨迹设计提出以下要求:在充分了解地质资料的情况下,设计剖面应尽量避免可能的复杂地层;缩短增斜井段的水平位移;缩短增斜井段的长度;减少增斜及水平段扭矩的摩阻。为了确保在预计深度进入靶区,增加可调节的稳斜段(图 3.4、图 3.5)。

PHH-001井水平投影

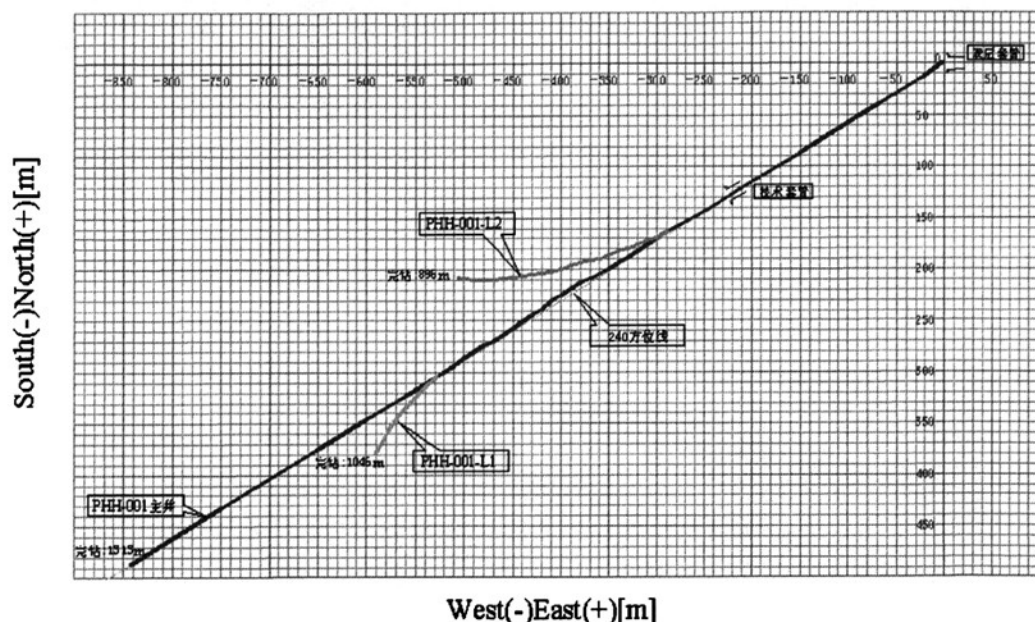


图 4.4 PHH-001 井水平投影

(1) 增斜段设计

施工的是 15 号煤层,地层倾角及走向变化大,轨道设计要求高,转迹控制中调整频繁、难度大,设计中要求做到:

1) 详细了解地质构造、地层倾角、可钻性等情况,结合邻井地质、钻井、测井资料、卡准煤层位置、准确地设计靶区。

2) 设计造斜率应适当低于动力钻具结合的造斜能力,缩短动力钻具定向钻井井段,增长导向钻进井段,确保井眼的平滑、安全。

3) 优化剖面结构,最大限度减少摩阻和扭矩,为后期水平段施工提供安全基础。

山西 PHH-001 井采用了长半径与中短半径相结合的方法,较好完成了着陆点,达到了减少摩阻和扭矩的目的。

(2) 水平段的设计

掌握煤层的厚度、倾角、走向及煤层顶底板的岩性。地层的构造情况，尽量减少调整段。对水平井的长度的设计，从理论上讲，水平段的长度越长越好，水平段长度的增加受到工程技术及煤层地质条件、煤质等多因素的限制，一般根据预测的施工长度及施工中遇到的具体情况决定水平井的最佳长度。

PHH-001 井主水平段长度为 586 米，原设计 800m，在施工中因煤层塌垮严重而终止。

PHH-001井垂直投影

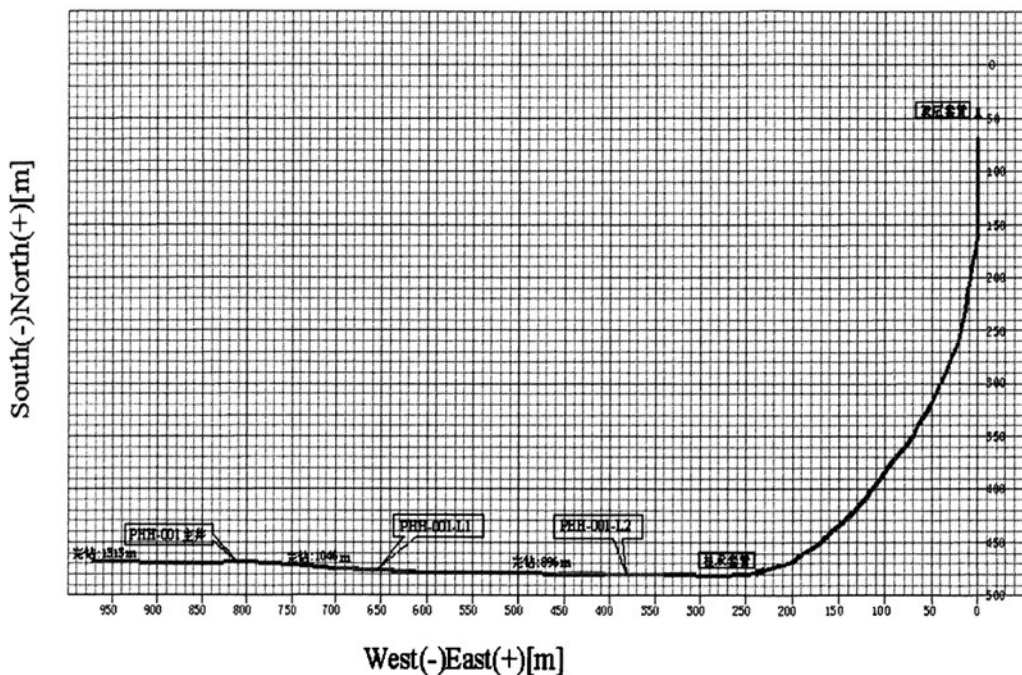


图 4.5 PHH-001 井垂直投影

4.4.2 钻具组合

通过山西两口水平井 PHH-001、PHH-002 的实践，认为钻头+井底导向马达+无磁钻铤+MWD 短节+抗压缩钻杆+钻杆的钻具组合，应用效果较好。

结合现场调研情况，针对不同井段对轨迹控制的要求，一般采取以下组合形式：

直井段：牙轮钻头+无磁钻铤+钻铤+钻杆的钻具组合。

造斜段：牙轮钻头+可调弯外壳导向马达+弯接头+无磁钻铤+无磁短节+钻铤+无磁加重钻杆+钻杆的钻具组合。可调弯外壳导向马达(1.5~2.5°)其造斜率可达 6~26°/30m，具有一定调控性，不管造斜还是稳斜，都能取得良好的定向效果，通过调整和控制动力

钻具的工具面，可以获得较稳定的井眼全角变化率。

水平段：水平井在进入水平段后，轨迹控制的主要问题是井斜的上、下起伏，方位基本稳定。在这个井段，如果希望不起、下钻还能调整井斜、方位，则选择导向钻具组合。

4.4.3 钻井液的使用

为了提高煤层气的开采率，煤层水平段，最好用空气钻井或清水钻进。但是空气钻进现在世界上还没有完善的测量控制仪器，清水钻进在软质煤中塌垮严重。必须选择有良好的化学聚凝能力，保持钻井液低固相的钻井液体系，可以减少钻井液中亚微米颗粒的含量，具有很强的抑制性和防塌性，能够有效降低钻井液的动失水，降低滤液的渗透率，减少钻井对煤层的深度损害。

4.4.4 轨迹的控制技术

水平井的井眼控制技术是水平钻井技术的关键环节，总的要求是具有一定的控制精度；具有较强的应变能力；具有较高的预测准确度，达到较稳、较快的施工水平。

采用动力钻具为主钻造斜井段能获得较好的造斜率，并采用有线随钻测斜仪或无线随钻测斜仪严格监控井眼轨迹，通过调整和控制动力钻具的工具面，可以获得较稳定的井眼全角变化率，几乎不存在出现方位漂移的问题。井眼轨迹控制的对象是控制稳定的井眼全角变化率，使之得到与设计的井眼轨道相符合的连续的轨迹点位置和矢量方向。

(1) 弯马达的选择

根据轨迹全角变化率选择相对应的弯马达，见表 4.3：

表 4.3 PHH-001 单井弯马达造斜率

项目	参数						
单弯马达	1°	1.25°	1.5°	1.75°	2°	2.25°	2.5°
造斜率 °/30m	1~6	3~10	6~14	8~18	11~20	14~23	17~26

单弯马达的造斜率与地质构造及现场施工参数有关，不同的地层和施工参数造斜率不同，在实际施工中，选择马达的造斜率应略大于设计造斜率。

(2) 着陆轨道控制

1) 着陆点应在水平预计点前 20m。

2) 着陆前下入 LWD，对钻进地层进行自然伽玛跟踪，通过气测录井、钻时录井、地质录井，确保着陆准确，确保始终在煤层中钻进。

4.5 小结

本章从水平井的基本内容上入手,介绍了水平井的一些基本理论,通过实例证明水平井较传统直井的优势。提出了煤层气水平井的优点及适用条件,总结了煤层气水平井的不同类型及钻井工艺的技术及难点。以山西晋城成功施工的两口多分支水平井组为例,从设计和施工的角度简单介绍了煤层气水平井的钻井工艺技术,包括井眼轨迹设计、钻具组合、动力头和钻头的选择、钻井液工艺以及轨道控制技术。这些都为论文第5章的研究和分析奠定了基础。

5 水平井钻井技术在韩城地区的应用研究

5.1 井身类型的确定

第1章提到,2007年某公司在韩城地区试打一口水平井,在进入煤储层40多米后,由于粉状的煤储层垮塌而失败。这对本次论文的研究提供了经验及教训。

第2章中对研究区地质概况进行了介绍,在这一区域煤层含水率较高。第3章中提到,煤层中的水对煤层中气的运移十分不利,应该首先将煤层中的水抽排掉,才能将煤层中的气抽排出来,最好是一边抽水一边采气,因此研究区煤层气水平井井身结构确定为连通水平井型,如图5.1。

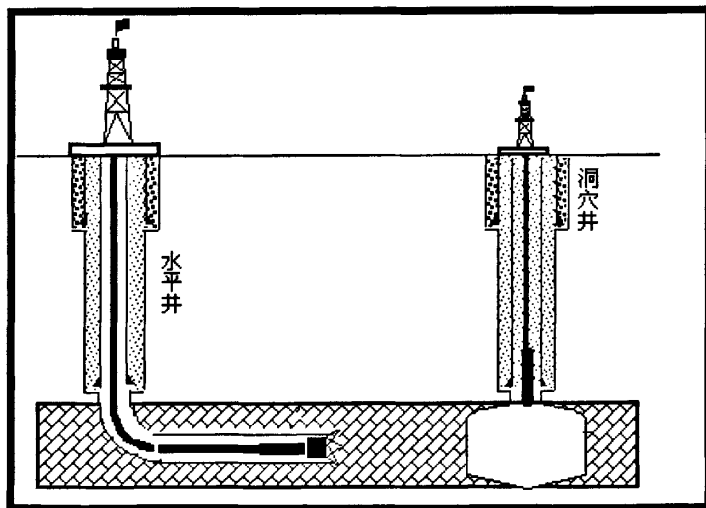
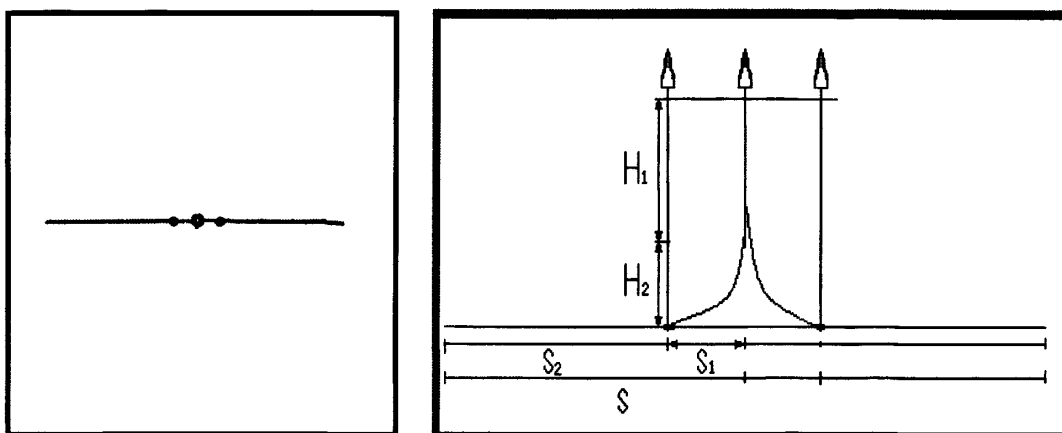


图 5.1 连通井示意图^[38]

井身结构设计原则有许多条,其中最重要的一条是满足保护储层实现近平衡压力钻井的需要,因为我国大部分油气田均属于多压力层系地层,特别是韩城地区,构造复杂,经过大范围地层沉降,上覆地层压力较大,只有将储层上部的不同孔隙压力或破裂压力地层用套管封隔,才有可能采用近平衡压力钻进储层。

通过各个地区已完成的钻井情况来看,由于研究区煤质条件相对较差,煤层段水平进尺有限,为了高效高产开发煤层气,也可在单分支连通井的基础上设计为双分支水平井的井身结构,如图5.2。既能够满足产量上的要求,也避免了单分支井水平段过长,煤层垮塌而引起的产量下降、甚至水平段井眼报废等不良后果。



(a) 俯视图

(b) 主视图

图 5.2 研究区双分支水平井井身结构图

5.2 钻轨迹设计与计算

第 4 章里提到, PHH-001 井水平段实际长度为 685m, 原设计 800m, 在施工中煤层塌垮严重而终止。可以看出, 水平井施工在煤层中进行的时候与在油层中进行有着质的区别, 因此要注意以下问题:

- (1) 施工过程中, 工具造斜率的波动误差以及确定煤层位置的误差。
- (2) 利用地层自然造斜规律, 减少施工难度。
- (3) 明确待钻井眼轨道与原设计轨道的相对位置及定量关系。
- (4) 对于着陆点处的待钻轨道设计, 要考虑靶区造斜率的波动范围。
- (5) 所设计的待钻轨道须保证施工容易, 设计轨道最短, 起、下钻次数最少, 钻柱摩阻力及转距尽量小。

因此合理的钻井轨迹的设计成为水平井施工及高产的保证。

5.2.1 二维轨迹设计与计算

二维井眼轨迹设计是指设计的井眼轴线只在某一个给定的铅垂平面内变化。也就是说, 井眼轴线只有井斜角的变化, 没有方位角的变化。三维井眼轨迹的设计和施工, 都比二维井眼轨迹难, 因此在一般的三维井眼轨迹设计中均先考虑是否可以设计为二维的井眼轨迹, 不行才设计为三维的。三维井眼轨迹设计方法一般是将三维设计转化为已有较完整设计方法的二维设计。因此本文将着重说明水平井二维轨迹设计, 并简单对三维扭方位轨迹设计方法进行探讨。

(1) 2 维轨迹设计

组成常规二维井身的所有井段形状是以下四种: 直井段、增斜井段、稳斜井段和降

斜或增斜井段。有这四种井段可以组成许多种井身剖面形状，比如：三段制剖面、五段制剖面、多增降率剖面、双增稳剖面、悬链线剖面等等。

2 维轨迹设计可以在 1 个平面内进行，如图 5.3。

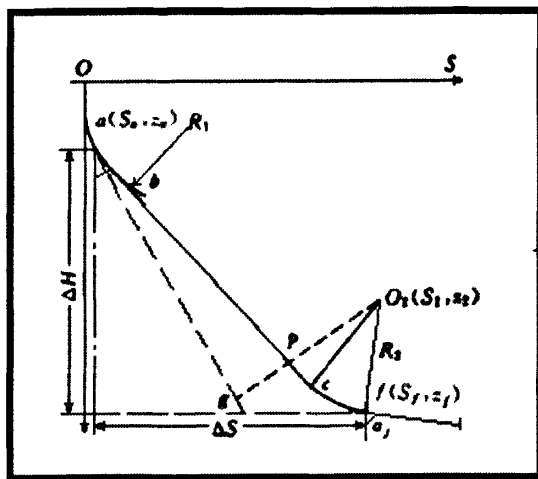


图 5.3 2 维待钻设计($d > R_2$)

令当前点到目标点的待钻位移和待钻垂深分别为 ΔS 和 ΔH ，则：

$$\Delta S = S_f - S_a \quad 5-1$$

$$\Delta H = H_f - H_a \quad 5-2$$

式中 S_f 为着陆点靶前位移； H_f 为着陆点垂深； S_a 、 H_a 分别为当前点位移和垂深；

$$s_a = \sqrt{x_a^2 + y_a^2}$$

在坐标系 OSz 中，第 2 造斜段曲率中心处的坐标分别为：

$$S_2 = S_f + R_2 \cos \alpha_f \quad 5-3$$

$$z_z = H_f - R_2 \sin \alpha_f \quad 5-4$$

曲率中心到当前点切线的垂直距离为：

$$d = |(S_2 - S_a) \cos \alpha_a - (z_2 - z_a) \sin \alpha_a| \quad 5-5$$

在钻进过程中，当前点的位置和钻进方向也不断变化， d 值也在不断变化。2 维待钻设计的任务就是根据目标点和当前点的相对位置，给出轨道设计方案。

1) 直--增--稳--增型轨迹($d > R_2$ 情况)：

若待钻井眼设计成直--增--稳--增型，这时的井斜方向线未超过目标点。设计待钻井段稳斜角为：

$$\alpha_t = \arcsin \left(\frac{D}{\sqrt{A_2 + B_2}} \right) + \arctan \left(\frac{B}{A} \right) \quad 5-6$$

$$\text{式中: } A = \Delta H + R_1 \sin \alpha_a - R_2 \sin \alpha_f;$$

$$B = \Delta S - R_1 \cos \alpha_a + R_2 \cos \alpha_f;$$

$$D = R_1 - R_2;$$

$$R_1 = \frac{1719}{K_1};$$

$$R_2 = \frac{1719}{K_2};$$

K_1, K_2 为第 1, 2 造斜段的造斜率; α_a, α_f 分别为当前点和目标点的井斜角。稳斜段长度为:

$$L_{w1} = \frac{B + D \cos \alpha_t}{\sin \alpha_t} \quad 5-7$$

2) 直--增--稳型轨迹($d=R_2$ 情况):

若井眼方向线直接与第 2 增斜段相切, 常设计成稳--增型待钻井眼。

$$\text{增斜段位移增量: } \Delta S_2 = R_2 (\cos \alpha_a - \cos \alpha_f)$$

$$\text{增斜段垂深增量: } \Delta H_2 = R_2 (\sin \alpha_f - \sin \alpha_a)$$

考虑以下 3 种情况:

a) 若 $\Delta H_z > \Delta H$, 说明当前点已超过切线与圆弧的相切点, 用原造斜率已无法钻达目标点, 应改变造斜率为:

$$K'_2 = \frac{C}{R'_2} \quad 5-8$$

$$\text{式中: } R'_2 = \frac{\Delta H}{\sin \alpha_f - \sin \alpha_a}$$

实际轨道为单增型轨道。

b) 若 $\Delta H_z = \Delta H$ ，当前点和切线与圆弧相切点重合，此时无需稳斜段，用原造斜率直接增斜到目标点。造斜率的约束条件为：

$$\frac{C}{R_{2\min}} < K_2 < \frac{C}{R_{2\max}} \quad 5-9$$

$$\text{式中: } R_{2\min} = R_2 - \frac{\Delta H_T / 2}{1 - \cos(\alpha_f - \alpha_a)};$$

$$R_{2\max} = R_2 + \frac{\Delta H_T / 2}{1 - \cos(\alpha_f - \alpha_a)};$$

ΔH_f 为窗口高度。

c) 若 $\Delta H_z < \Delta H$ ，当前点还没有达到切点，需要稳斜到切点再增斜，稳斜段长度为：

$$L_{w2} = \sqrt{(\Delta S - \Delta S_2)^2 + (\Delta H - \Delta H_2)^2} \quad 5-10$$

造斜率的限制条件仍然用式 5-9 计算。

3) $d < R$ 情况

当前的井眼方向线与圆弧相割，井斜角过大，应降斜设计，或者改变目标点参数或者调整工具造斜率，否则无法钻达井底。

(2) 2 维轨迹选择与设计举例

根据地质地层的特点，采用三段增斜方法设计的井眼轨道，即上述 $d=R$ 的情况。在实钻过程中可以充分发挥动力钻具和转盘钻具各自的优势，提高钻井速度。可以实现用一套钻具组合完成斜段钻进，并减少了起下钻次数。转盘增斜钻具组合与稳斜的刚性钻具组合比较，其刚性小，摩阻力小，不易出新井眼，有利于井下安全。采用带顶驱钻机钻进，可以具有较大的钻压，提高机械钻速，缩短钻井周期。

5.2.2 设计举例

以图 5.1 所示联通井的水平井部分为例说明以上方法所得结果。

根据韩城地区煤田地质资料来看，取象山矿某地为孔口，地表海拔 451m，目的层石炭系太原组 5[#]煤埋深约为 353~355.9m。也就是说钻至垂深 353m 时井眼轨迹参数要达到沿煤层水平钻进设计的方位和井斜。

为了使井眼轨迹圆滑、摩阻和扭矩小，减小由于井眼局部曲率过大而带来的施工困

难，井眼采用中曲率半径的水平井，曲率半径为 85m，剖面为直-增(井下导向钻具造斜)-稳(主水平段)三段制井身剖面。造斜点选在地层相对稳定的上石盒子组 195.9~250.3m 之间，岩性主要是粉-细砂岩互层，岩石强度高，稳定性好，造斜率在 8~18°/30m。入靶轨前，可对井眼轨迹作相应调整，减小水平段施工难度。表 5.1 为该水平井主要设计参数，图 5.4 为水平井井斜剖面图，对轨迹进行剖面描述见表 5.2，。

表 5.1 设计参数

设计方位(°)	设计井斜(°)	曲率半径(m)	垂深 H ₁ (m)	垂深 H ₂ (m)	位移 S ₁ (m)	位移 S ₂ (m)	总垂深 H(m)	总位移 S(m)
0	86	85	200	153	160	400	353	560

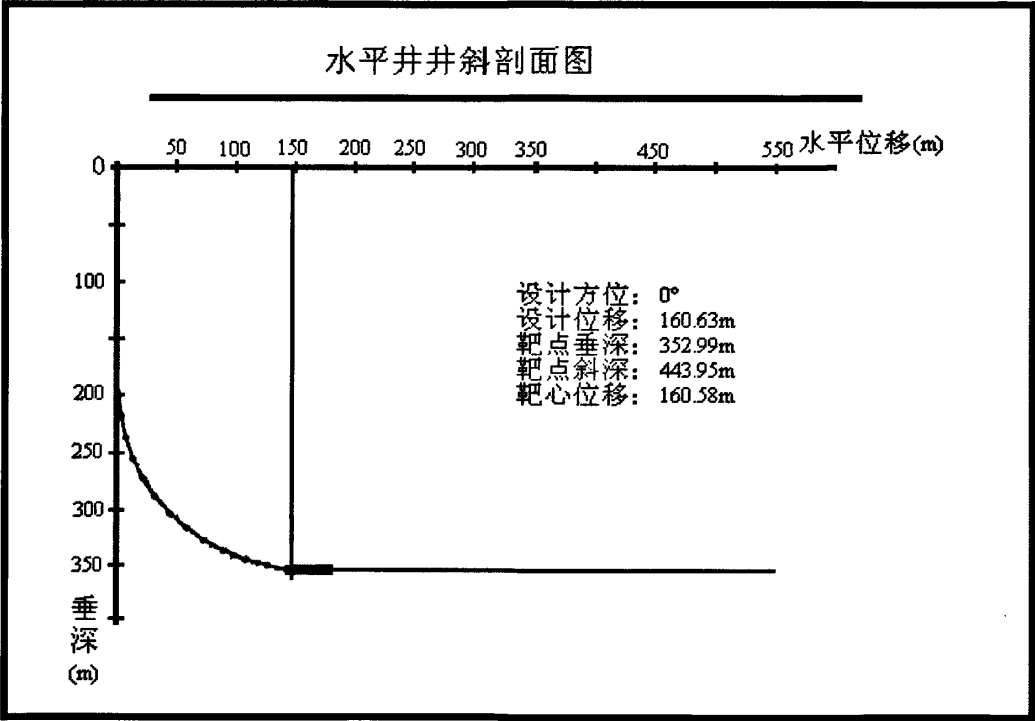


图 5.4 水平井井斜剖面图

一般而言，采用了单弯螺杆造斜，即井下马达上加弯接头，最大能达到 18°/30m 左右的造斜率。近年来，一些单位通过对造斜钻具的改造，将造斜钻具的弯角下移到马达壳体上，并且针对不同的造斜率要求，采用组合的弯角，这种中短半径水平钻进系统最大造斜率可达 24°/30m，使用这样的钻具系统，可以缩短造斜段长度。还以以上设计为例，当造斜率达到 24°/30m 时，可在水平位移和垂深均不到 100m 的范围内，完成钻井轨迹从垂直到水平的转变。

表 5.2 剖面详述

井段 类型	段长 (m)	累计垂 深(m)	H ₁	H ₂	总位移 (m)	总方位 (°)	狗腿度 (°/30m)
直井段	0	0	200.00	0.00	0.00	0.00	0.00
造斜点	200	199.99	0.00	2.62	2.62	0.00	0.08
造斜段	19	218.93	0.00	4.11	4.11	0.00	9.21
	19	237.55	0.00	7.90	7.90	0.00	9.21
	19	255.57	0.00	13.93	13.93	0.00	9.21
	19	272.72	0.00	22.11	22.11	0.00	9.21
	19	288.74	0.00	32.31	32.31	0.00	9.21
	19	316.48	0.00	58.18	58.18	0.00	9.21
	19	327.78	0.00	73.45	73.45	0.00	9.21
	19	344.41	0.00	107.55	107.55	0.00	9.21
	19	349.49	0.00	125.85	125.85	0.00	9.21
	19	352.29	0.00	144.65	144.65	0.00	9.21
	16	352.99	0.00	160.63	160.63	0.00	7.81
水平段	30	353.50		30	190.63	0.00	0
	30	353.60		30	220.63	0.00	0
	30	353.60		30	250.63	0.00	0
	30	353.70		30	280.63	0.00	0
	30	353.70		30	310.63	0.00	0
	30	353.80		30	340.63	0.00	0

	20	354.50			560.00	0.00	0

但是随着造斜率的增大，井下钻具摩阻、扭矩也随着增大，导致井壁稳定性变差。第 3 章已经说明井眼失稳、井壁坍塌是制约研究区煤层气水平井成功施工的关键因素。所以考虑到目前为研究区水平井钻井技术开发煤层气的前期阶段，为保证钻井安全，成功施工水平井，不宜采用这种较大造斜率的钻具组合。

5.3 煤层气水平井钻具研究

对一口水平井来说，在确定了最优的造斜曲率剖面设计之后，下一步要解决的问题

是选择合理的钻具。在水平井里，钻井的主要限制是扭矩和阻力，因为即使是按最小扭矩和阻力设计出了井身剖面，如钻柱设计不当，还是会出现复杂的扭矩和阻力，因此钻具的选择和优化显得尤为突出。

5.3.1 钻具组合选择依据

根据本论文第2章对研究区储层特征分析，借鉴山西晋城施工水平井的经验，通过前一节提出的钻井轨迹的设计要求，并考虑施工成本因素，确定了研究区煤层气水平井钻具组合选择依据：

(1) 直井段：根据地层的造斜能力一般选用塔式钻具组合。

(2) 造斜段：采用了单弯螺杆造斜，即井下马达上加弯接头，通过对造斜钻具的改造，将造斜钻具的弯角下移到马达壳体上，并且针对不同的造斜率要求，采用组合的弯角，一般控制造斜率在 $8^{\circ}\sim 18^{\circ}/30\text{m}$ 之间，图 4.5，4.6 为常用的井底马达。

(3) 水平段：优化钻具组合，使用短无磁钻铤及无磁扶正器，缩短随钻测量仪器与钻头的位置距离。选配选择双弯异向马达，则同时能满足稳斜和调整井眼、方位的要求。

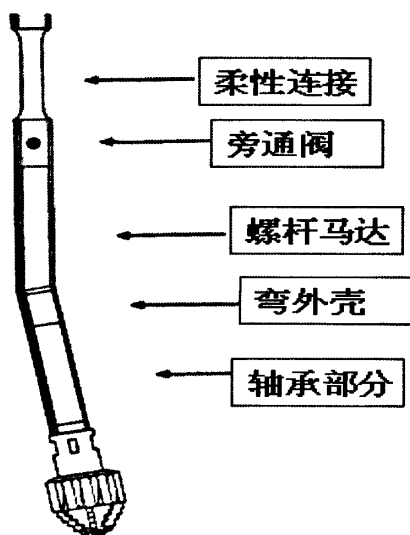


图 5.5 带柔性连接的弯外壳马达

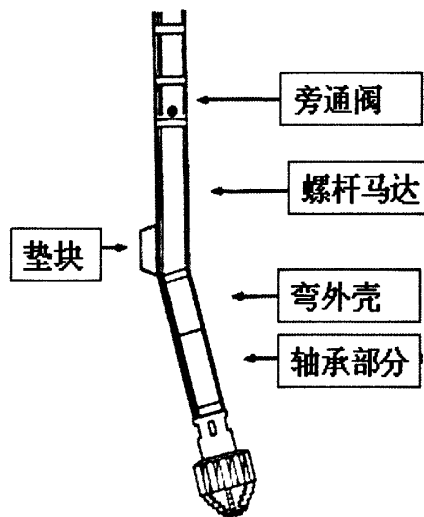


图 5.6 带垫块的弯外壳马达

5.3.2 韩城煤层气水平井钻具组合及钻井参数选择

根据以上钻具组合选择依据，本文提出两种不同的钻具组合并进行讨论及优选。

(1) 第一种钻具组合：

直井段施工中，应采用本地区认为最不易发生井斜的钻具组合，一般在 $\Phi 215.9\text{mm}$ 井眼采用塔式钻具结构，组合是： $\Phi 215.9\text{mm}$ 钻头+ $\Phi 171.4\text{mm}$ 钻铤+ $\Phi 171.4\text{mm}$ 钻杆+ $\Phi 127\text{mm}$ 钻杆；钟摆组合： $\Phi 215.9\text{mm}$ 钻头+ $\Phi 171.4\text{mm}$ 钻铤+ $\Phi 215.9\text{mm}$ 钻柱稳定器

+ $\Phi 155.6\text{mm}$ 钻铤+ $\Phi 127\text{mm}$ 钻杆,使用此种钻具组合直到直井段施工结束,下套管固井。钻井参数:钻压 30~50kN,钻速 43~150r/min,排量 20L/s。

造斜段采用造斜钻具结构为:钻头+螺杆动力钻具+定向弯接头+无磁钻铤+钻杆。组合是: $\Phi 171.4\text{mm}$ 钻头+ $\Phi 155.6\text{mm}$ 螺杆动力钻具+ $\Phi 155.6\text{mm}$ 弯接头(1~3°)+ $\Phi 155.6\text{mm}$ 无磁钻铤+ $\Phi 127\text{mm}$ 钻杆,下技术套管固井。钻井参数:转速 75r/min,泵压 2Mpa,排量 20L/s。

水平段钻具组合: $\Phi 152.4\text{mm}$ PDC 钻头+ $\Phi 121\text{mm}$ 中速可调螺杆(1.5~2.5°)+ $\Phi 121\text{mm}$ 无磁导向短节+ $\Phi 121\text{mm}$ 无磁钻铤+ $\Phi 114.3\text{mm}$ 钻杆。钻井参数:钻压可根据实际情况而定,转速为滑动钻进/复合钻进 30 r/min,排量为 16~18 L/s,泵压 6~8.5 MPa。

(2) 第二种钻具组合

直井段,一开采用塔式钻具结构,组合是: $\Phi 215.9\text{mm}$ 钻头+ $\Phi 171.4\text{mm}$ 无磁钻铤+ $\Phi 171.4\text{mm}$ 钻铤+ $\Phi 171.4\text{mm}$ 钻杆+ $\Phi 127\text{mm}$ 钻杆,钻开基岩 10m 下表套固井。

二开至造斜点用 $\Phi 171.4\text{mm}$ 钻头+ $\Phi 152.4\text{mm}$ 无磁钻铤+ $\Phi 152.4\text{mm}$ 钻铤+ $\Phi 152.4\text{mm}$ 钻杆+ $\Phi 127\text{mm}$ 钻杆钻至造斜点,下技术套管固井。

三开造斜段钻具组合: $\Phi 152.4\text{mm}$ 钻头+ $\Phi 152.4\text{mm}$ 螺杆动力钻具+ $\Phi 152.4\text{mm}$ 定向弯接头(1~3°)+ $\Phi 152.4\text{mm}$ 无磁钻铤+ $\Phi 127\text{mm}$ 钻杆。钻井参数:钻压 60~100kN,转速 75r/min,泵压 2Mpa,排量 20L/s。

水平段和分支井段钻具组合: $\Phi 121\text{mm}$ PDC 钻头+ $\Phi 114.3\text{mm}$ 中速可调螺杆(1.5~2.5°)+ $\Phi 114.3\text{mm}$ 无磁导向短节+ $\Phi 114.3\text{mm}$ 无磁钻铤+ $\Phi 114.3\text{mm}$ 空隙短节+ $\Phi 114.3\text{mm}$ 电池短节+ $\Phi 96\text{mm}$ 无磁加重钻杆+ $\Phi 89\text{mm}$ 钻杆。钻井参数:钻压可根据实际情况而定,转速为 30r/min(滑动钻进/复合钻进),排量为 20~40L/s,泵压 6~10MPa。

通过大量实际钻井作业情况和理论分析,结合本文所提出的两种钻具组合可以发现:

(1)采用第二种钻具组合,分阶段钻井的方式,符合第 4 章里提出的优化井身结构设计的要求。

(2)第 4 章井眼失稳机理分析中明确指出较小的钻孔直井有利于稳定煤岩,防止井下垮塌情况发生。因此选用第二种钻具组合进行水平段钻进,其钻孔直径只有 121mm,比在山西晋城施工的 $\Phi 215.9\text{mm}$ 和 $\Phi 152.4\text{mm}$ 钻孔直径小的多。且较小直井的钻具在定向钻进过程中,还能够减小摩阻和扭矩,避免井径过大造成煤岩稳定性降低。

(3) $\Phi 121\text{mm}$ PDC 钻头的使用不但能够起到减少煤层损害的作用,还能够在煤层中快速钻进,减少钻井液浸泡煤层时间。

(4)分阶段的固井作业,使钻具在技术套管中钻进,可以有效避免直井段不稳定地层井漏、井壁垮塌等事故的发生,降低井下事故发生率。

根据以上分析和讨论,认为第二种钻具组合配置进行研究区水平井钻井,将会取得

良好的效果。具体钻井参数，见表 5.3。

表 5.3 钻井参数

井段类型	钻头		钻进参数				
	尺寸(mm)	钻头类型	密度 (g/cm ³)	钻压 kN	转速 r/min	泵量 L/s	泵压 MPa
一开(直井段)	215.9	牙轮钻头	1~1.08	30~50	43~150	30	0.5~1
二开(直井段)	171.4	牙轮钻头	1~1.08	60~100	43~150	30	0.5~1
三开(造斜段)	152.4	牙轮钻头	1.05	60~100	75	30	2
水平段、分支井段	121	PDC 钻头	1.01		30	20~40	6~10

5.4 钻井过程中的轨迹控制

5.4.1 直井防斜要求及工程分析

(1)直井段防斜要求

直井段井斜角 $\leq 1.5^{\circ}$ ，最大水平位移 $\leq 3\text{m}$ ，最大全角变化率 $\leq 1^{\circ}/25\text{m}$ ，井径平均扩大率 $\leq 15\%$ 。煤层段井径平均扩大率 $\leq 25\%$ 。

(2)直井段防斜的工程分析：

由于研究区内总体上地质构造相对复杂，尤其在地层倾角变化部位、地层软硬界面等处均易造成井斜。因此要坚持每 30.00m 单点测斜，当钻具的钟摆力不能克服地层的造斜力，造成井斜超标时，应下入动力钻具纠斜。

5.4.2 造斜段轨迹控制及工程分析

设计造斜率应适当低于动力钻具结合的造斜能力，以免造斜钻具能力不足导致钻出煤层顶底板；缩短动力钻具定向钻井井段，确保井眼的平滑、安全；优化剖面结构，最大限度减少摩阻和扭矩，为后期水平段施工提供安全基础。用动力钻具为主钻增斜井段能获得高造斜率，并采用有线随钻测斜仪或无线随钻测斜仪严格监控井眼轨迹，通过调整和控制动力钻具的工具面，可以获得较稳定的井眼全角变化率，几乎不存在出现方位漂移的问题。井眼轨迹控制的对象是控制稳定的井眼全角变化率，使之得到与设计的井眼轨道相符合的连续的轨迹点位置和矢量方向。

造斜段施工技术要求：

- ①按照设计的钻井参数钻进，送转均匀，使井眼曲率变化平缓，轨迹圆滑；
- ②每 10m 测斜一次，随钻作图，掌握井斜和方位的变化趋势；
- ③可通过调整钻进参数改变增斜率，增大钻压可使增斜率增大，减少钻压，则增斜

率降低；可通过改变、近钻头稳定器与上部相邻稳定器之间的距离，距离越长且中间钻铤刚性越弱，增斜率越高；

④增斜钻具下入的稳定器尺寸必须经常进行测量，近钻头稳定器直径磨损不能超过3mm。

5.4.3 水平井段轨迹控制及工程分析

水平井眼造斜段采用导向钻井技术，用有线 LWD 来监测井眼轨迹方位、井斜、工具面角等参数，通过调节井下马达上的造斜装置的方向来实现定向控制；煤层段的水平井眼采用 PDC 钻头，使用 LWD 随钻监测地层自然伽马值和电阻率值来判断钻头是否在煤层中钻进。调整工具面、钻井参数及钻进方式，随时调整井眼轨迹，实现稳斜钻进及调整方位的目的，保证始终在煤层中钻进。

在实际施工过程中应该实现连续钻井连续控制，提高井眼轨迹控制的精度，使井眼轨迹圆滑，避免井眼轨迹出现较大的曲率波动。钻井中尽量避免大幅度变动下部钻具组合结构、尺寸和钻井参数，并控制机械钻速在一定范围内变化，防止井眼出现小台肩现象。从而避免井下坍塌、起钻困难、键槽卡钻等复杂施工。

施工技术要求：

①为了控制方位浮移，可选用刚性较强的稳斜钻具组合；

②因地层原因，若出现降斜趋势时，可用微增斜钻具组合稳斜，可采用调整稳定器间的距离或减少稳定器外径的办法处理。

5.4.4 两井连通

本章第一节就已经说明了采用连通井的原因。采气的直井是先于主水平井施工的，并在煤层段用特殊的工具造洞穴，便于主水平井眼穿过。但是由于直井轨迹的漂移、裸眼洞穴直径的限制以及主井眼造斜段随钻监测精度的影响，两井连通是一个比较大的难题，也是煤层气水平井组施工能否成功的一个重要指标。图 5.7 为连通处放大图。

因此，在两井连通前必须做到以下 2 点：

①对直井进行多点测量或陀螺测量，确切搞清裸眼洞穴点的坐标和井深位置；

②在裸眼洞穴以下井段打水泥塞，将裸眼洞穴下部井眼封住，再进行连通工作。这样，钻头通过裸眼洞穴时就不会因重力而进入下部井眼，可以避免发生复杂情况。

具体施工过程中，连通时可以通过旋转磁场定位系统来实现，即在直井裸眼洞穴中放入特制的旋转磁场定位系统，连接计算机；在主水平井中的钻头和马达之间接入一根强磁短节来发射磁场，由直井中旋转磁场定位系统接收，并及时把信息传送到计算机中，技术人员根据传送的信息判定钻头钻进的方向与直井连通点位置的方位，然后下达指令给钻井工程师，再由钻井工程师对随钻监测的 LWD 进行不断调整钻进中钻头方位、井

眼轨迹，直至连通。一般在 100m 之内，就可以接受到发射的信号，距离越近，反映愈明显。

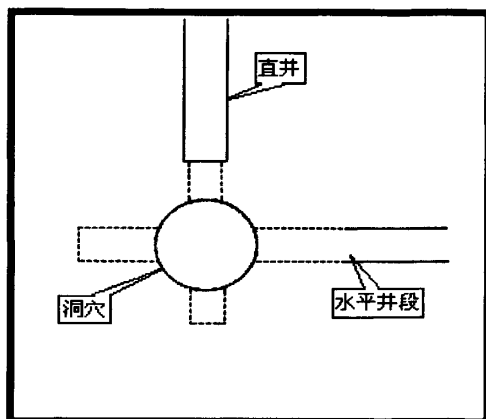


图 5.7 两井连通处示意图

5.5 钻井过程中储层保护措施

煤储层被钻开后，就会破坏原有的平衡状态，井筒内的固相、液相侵入储层与地层内的固相和液相发生各种物理、化学变化，使储层的有效渗透率受到不同程度的伤害。这种伤害会使渗透率降低，气层的产量下降，井的寿命大大降低。因此钻井施工中，特别钻进煤层时，选择优质钻井液是保护储层、防止污染最重要的技术措施。

第 3 章里已经详细介绍了适合研究区煤层气水平井的钻井液体系，在采用清水为介质加入适量的羧甲基纤维素(CMC)非泥浆体系循环介质配合近平衡技术进行煤层段水平井钻进工艺的同时，钻井过程中还应采取以下措施：

(1)建立四个压力剖面，为井身结构和钻井液密度设计提供科学依据。

地层孔隙压力、破裂压力、地应力和坍塌压力是钻井工程设计和施工的基础参数，依据上述四个压力剖面才有可能进行合理的井身结构设计，确定出合理的钻井液密度，实现近平衡压力钻井，从而减少压差对储层所产生的损害。

(2)实现近平衡压力钻井，控制储层的压差处于安全的最低值。

(3)降低浸泡时间。

采用优选设计参数，并依据地层岩石性质选用合适类型的钻头，提高机械钻速。煤层段快速钻井，减少完钻时间；完钻后缩短测试时间，减少钻井液对煤层的浸泡时间。

(4)搞好井控、防止井漏对储层的损害。

(5)优化钻井水力参数设计，防止煤层井筒周围的剪切应力过大或过小，引起煤层渗透率的降低。

(6)若发生井漏，则需要尽可能一次封住漏失层，防止多次堵漏对煤层带来伤害。堵

漏作业尽可能选择对煤层伤害小的堵漏材料。

5.6 煤层气井压裂增产技术

研究区主力煤层由于受地质演化历史和变质程度的影响,煤层的渗透率与我国其他地区相比普遍偏低。第2章通过对孔隙结构和煤体结构的分析,认为研究区孔隙连通性差,基本不具备水气渗流能力。煤层中水气流动的主要通道是微裂缝,所以,压裂增产技术主要任务是改善已有裂缝的导流能力,压开和支撑更多的裂缝,使煤层中的裂缝都达到有效连通,为压力传到和水气流动提供通道,达到煤层气从煤储层上顺利解吸和增长的目的。

目前国内煤层气储层改造基本采用以下几种方式:水基压裂液携砂压裂工艺、射孔压裂和注入 CO_2 提高煤层气采收率技术。由于 CO_2 的注入会对煤层产生的负面效应,而射孔又会破煤层稳定性,两者都影响了增产效果。因此,从保证井孔安全,且保证产量的角度来看,研究区宜采用相对成熟的水基携砂压裂工艺。

水基携砂压裂工艺应用于煤层气增产的主要机理为:通过高压驱动水流挤入煤中原有的和压裂后出现的裂缝内,扩宽并伸展这些裂缝,进而在煤中产生更多的次生裂缝与裂隙,增加了煤层的透气性。技术环节主要包括压裂液、压裂支撑剂工艺的选择等。

5.6.1 水基携砂压裂液的应用分析

(1)主要压裂液类型

①活性水

基本配方:清水+活性剂+粘土稳定剂+杀菌剂;

主要性能:粘度 $1\text{MPa}\cdot\text{s}$ 、表面张力 $24\mu\text{N/m}$ 。

②减阻水

基本配方:清水+活性剂+粘土稳定剂+杀菌剂+减阻剂;

主要性能:22℃条件下6h后粘度 $5\text{MPa}\cdot\text{s}$ 。

③冻胶

基本配方:羟丙基胍胶+杀菌剂+破胶剂+交联剂;

主要性能:在30℃条件下,10h后的粘度在 $5\sim 9\text{MPa}\cdot\text{s}$ 之间。

(2)研究区水平井压裂液优化筛选

由于煤层之间物性差异较大,且目前针对研究区单层煤层的研究和评价工作的欠缺,特别是水平井能够钻穿多个裂缝系统,仅用一个压裂液配方进行全区域的压裂作业是不科学的。

为了提高水平井压裂增产效果,应对活性水压裂液的配方进行优选。目前研究区新钻生产井已经开始尝试注入 N_2 助排压裂的新方法,也取得了良好的效果。还需要进一

步对 N_2 加入的比例和含量进行实验。

(3) 现场应用效果分析

目前韩城地区已投产的生产井(直井)已开始采用活性水配方进行增产压裂, 该压裂液具有配方简单、对储层伤害小的优点, 但是也存在粘度低、携砂能力差、易滤失等缺点。总体上能够达到增产的目的。

通过生产井的实践, 可以对研究区水平井压裂液进行优选, 选择氮气泡沫(活性水)、氮气助排(活性水)的工艺技术。

5.6.2 压裂支撑剂的应用

(1) 研究区煤层压裂对支撑剂的要求

第2章已经分析了研究区煤体结构, 通过现场生产井水力携砂压裂数据表明, 5[#]煤破裂压力一般在 20MPa 以下, 且煤层压裂存在大量的微裂缝, 需要严格控制支撑剂的粒径大小和用量。从支撑剂强度考虑, 可以采用天然石英砂来支撑煤层裂缝。

(2) 加砂规模控制

加砂规模取决于煤层厚度、顶底板条件、支撑裂缝长度和支撑裂缝面积。研究区 5[#]煤层加砂规模应控制在 20m³/层。

(3) 加砂强度控制

支撑剂在煤层裂缝中的分布形态决定了裂缝的导流能力, 合理的铺砂浓度将会获得好的压裂效果。研究区生产井的实践表明, 水力加砂压裂的加砂强度应控制在 1~8m³/m。

(4) 支撑剂粒径优化组合

研究区煤层裂缝扩张不是有规律的, 而是呈现了大量不规则性裂缝、微裂缝和孔隙。因此, 应该采用不同粒径的石英砂来填充不同宽度的裂缝。既要考虑到对裂缝的支撑, 还要考虑到增强导流能力。

研究区生产井实践表明, 采用石英砂支撑剂组合为 45~80 目的石英砂占 20%, 25~40 目的石英砂占 70%, 10~20 目的石英砂占 10%。这种组合不但起到降滤的作用, 还可以支撑微裂缝, 增强导流能力。

5.7 应用效果分析

在论文研究和撰写期间, 有关单位在开发韩城煤层气过程中, 施工完成的某水平井组, 其设计主要目的是探索象山井田在煤层顶部、煤层中、煤层下部水平定向钻井; 煤层内部、顶板砂岩煤层气开发; 水平井抽油机排水采气可行性试验研究和通过地质录井、随钻测试等手段, 为该区其它煤层气开发井的施工设计提供借鉴。

(1) 水平井组井身类型

设计上, 该水平井组的井眼轨迹确定为只有主水平井眼无分支的简单结构。其轨迹

剖面图如图 5.8。

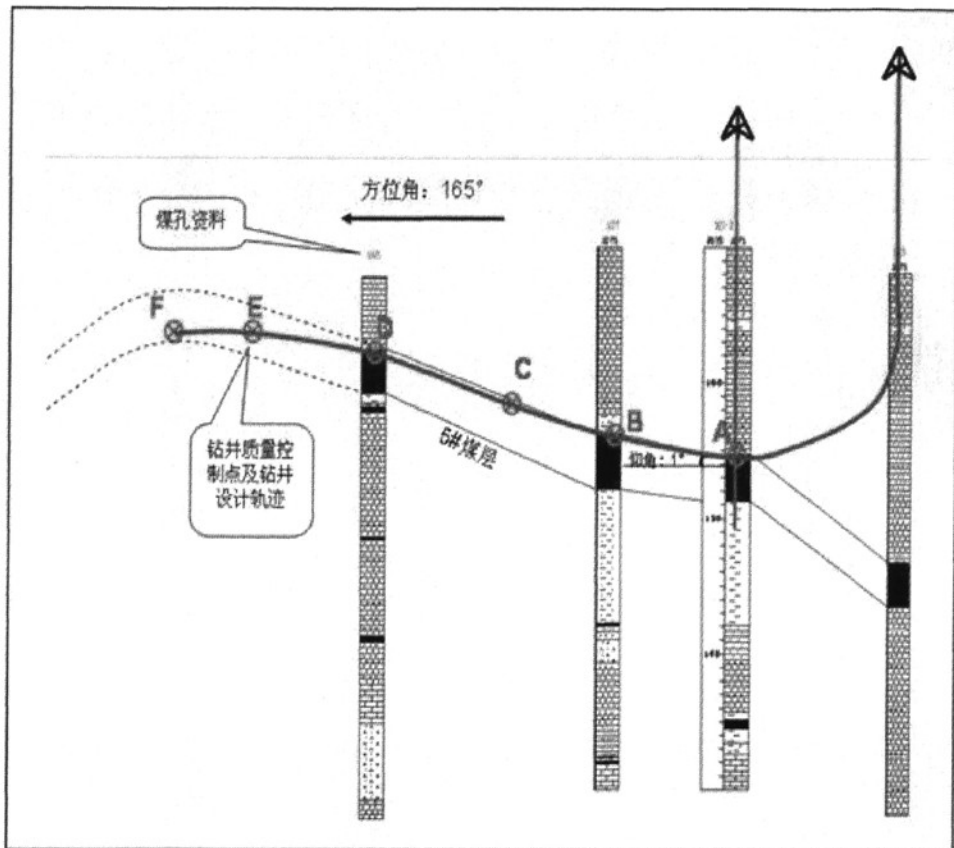


图 5.8 水平井井组轨迹剖面图

(2) 轨迹控制

施工的是 5 号煤层，可以明显看到所钻地层倾角及走向变化大，轨道设计要求高，因为采用了合理的钻具组合，并对钻井过程进行严密监控，取得了良好的钻进效果，确保了井眼的平滑、安全。在水平段根据利用钻时录井、岩屑录井、气测录井等手段提供的导向数据，及时调整定向钻进参数，使水平井钻井轨迹控制在 5#煤层中，并沿着水平井设计的钻井轨迹钻进。

(3) 水平井组钻完井原则

①直井钻完井原则

一开约 20m 深，用 $\Phi 215.9\text{mm}$ 的牙轮钻头钻穿第四季土层进入基岩 15~20m，下套管固井。技术套管注水泥固井。

二开钻约 337m 深，用 152.4mm 钻头，下 $\Phi 140\text{mm}$ 技术套管固井，对接目的层采用玻璃钢套管并造穴，直径 0.5m，造穴顶深 315m。

②水平井井钻完井原则

一开约 30m 深, 用 $\Phi 215.9\text{mm}$ 的牙轮钻头钻穿第四季土层进入基岩 15~20m, 下表套固井。

二开约 310m 深, 用 $\Phi 152.4\text{mm}$ 钻头小曲率半径造斜, 距 5[#]煤层顶板 1m 左右无漏完钻, 下 $\Phi 140\text{mm}$ 技术套管固井。

三开约 500m, 用 $\Phi 121\text{mm}$ 钻头钻进, 钻井过程中实施两井连通, 采用 $\Phi 121\text{mm}$ 钻头钻遇 F 点完钻, 洗眼后裸眼完井。

(4) 工程成果

实际完成直井一个, 水平井一个, 完成总进尺 700 多米。水平井在 5[#]煤层段进尺 400 多米, 煤层钻遇率 94.8%, 井眼轨迹控制达到设计要求。

据有关资料表明, 在本论文即将完成之际, 山东^{某单位}在韩城柏林村完成一口单分支水平井, 该井垂深 500m, 水平段进尺约 350m。由于没有做好井眼失稳的预防, 水平段煤层有垮塌和堵塞现象, 产气量约 $1000\text{m}^3/\text{d}$ 。

5.8 结论

煤层段一般采用小井眼钻进($\Phi 152.4\text{mm}$ 或 $\Phi 121\text{mm}$ 井眼), 相对石油钻井, 煤层气水平井对钻井的设计和施工有较高的要求。在三段式的井眼钻井过程中, 根据不同井段的情况采用不同的钻具组合, 取得良好的效果。按照三段式井眼轨迹设计方法, 对研究区煤层气水平井的设计进行举例计算, 得出剖面详述结果表, 画出水平井井斜剖面图。

通过对比分析, 对研究区煤层气水平井钻具组合进行优化选择, 提出一套适合研究区煤层气钻井的钻具组合, 并按照不同井段的情况提出了钻井参数。

在井壁稳定控制方面, 从技术和施工的角度分别提出了适合研究区水平井井壁稳定的相关理论和措施。在完井方面, 首次提出 PVC 花管完井的措施。

指明了储层保护应注意的问题, 提出了保护储层的相关措施。

对水力携砂压裂的压裂液和支撑剂优化选择, 作为研究区煤层气高产的有力保证。

6 结论

通过比较系统的研究,并结合项目的实施,进行了韩城地区煤层气水平井钻井工艺技术研究,为韩城地区煤层气大规模水平井施工提供了理论支持和技术指导,形成了一套适合韩城地区的煤层气水平井钻井技术。

6.1 主要认识和结论

研究区煤层气储量丰富,在面积为 1120km^2 范围内获得煤层气总资源量为 $1.7\times 10^{12}\text{m}^3$,其中深度小于 1000m 的煤层气资源量为 $1.5\times 10^{12}\text{m}^3$,勘探开发潜力巨大。

研究区 5#煤储层厚度大,赋存稳定,煤层气成分以甲烷为主,达到 80%以上;含气量达到 $15.2\text{m}^3/\text{t}$,资源量丰富;确定 5#煤层压力 0.9MPa ,破裂压力 4.3MPa ,具有良好的开发前景。

水平井钻井技术是开发低压、低渗煤层气藏的有效手段,尤其对低饱和及高吸附性煤层相对于直井排采具有很大的优势。

研究区煤岩具有弹性模量较低、泊松比较高、抗压及抗拉强度均较低、脆性大、易破碎、易压缩的特点,在钻井和排采过程中易发生煤岩坍塌。针对研究区煤层情况,提出采用清水为介质加入适量的羧甲基纤维素(CMC)非泥浆体系循环介质配合近平衡技术进行煤层段水平井钻进工艺,能够有效防止煤岩垮塌和井下其他复杂情况发生。提出花管套管完井方式,有效提高井眼寿命和降低孔壁煤层坍塌事故的发生。

煤层段一般采用小井眼钻进($\Phi 152.4\text{mm}$ 或 $\Phi 121\text{mm}$ 井眼),对水平井的设计和施工有较高的要求。以三段式轨迹的钻井过程,能够计算得出轨迹剖面结果表,作出水平井井斜剖面图。

通过对比分析及现场实践应用,得出一套适合研究区煤层气开发的钻具组合及钻进参数。

通过对钻井过程中影响储层损害程度的工程因素分析,指明了储层保护应注意的问题,提出了保护储层的相关措施。

通过对压裂增产措施的分析,选择水力携砂压裂技术,并优化分析了适合研究区使用的压裂液和支撑剂体系。

6.2 对今后工作的展望

煤层气水平井钻井是一项比较先进的钻井工艺。为了确保施工的顺利进行,在将来的工作中有必要对以下几大方面进行进一步的研究:

(1)对水平段钻进进行相应的数学、力学建模及相关数值模拟,以得出合理的钻进参数。

(2)开发相关的软件，配合随钻测井等技术，形成一套成熟的轨迹控制技术。

(3)完善欠平衡钻井技术，以替代水基钻井液钻井，起到进尺快，保护储层的目的。

(4)完善钻具各个组成部分的研究和设计，以及关键设备的国产化，为短半径、超短半径水平井的施工提供设备支持。

(5)对多分支水平井进行数值模拟，预测主井眼与分支井眼连接段的应力分布、失效破坏等行为，为将来多分支水平井的应用打下基础。

致 谢

衷心的感谢导师唐胜利教授三年来对我的教育和培养，在生活、学业上无微不至的关怀，同时感谢第二导师陕西省煤田地质局张晓宏正高职高工在我学习期间，为我提供的实习机会和对论文的指导。本文是在两位导师的悉心指导下完成的，借此机会，我以最诚挚的谢意感谢恩师对我的关怀与指导。在论文写作即将止笔之际，谨向两位导师致以衷心感谢和诚挚的敬意。

感谢在 7 年求学阶段给予我关心和帮助的地环学院的各位老师。

感谢师兄王力，同门陈粤强以及师弟师妹们给我的支持与帮助。

感谢在生活和学习中给与过我帮助的同学。

感谢我的父母，是他们含辛茹苦抚养我长大成人，又是他们将我送我大学，而他们却从不要求回报，唯一想要看到的是我生活过的幸福，唯有用努力的工作和学习来回报他们，感谢我的父母！

感谢各位专家和教授在百忙之中参加论文评审并提出宝贵意见！

参考文献

- [1]张建博等. 中国煤层气地质[M]. 北京: 地质出版社, 2000.
- [2]叶建平、秦勇等. 中国煤层气资源[M]. 徐州: 中国矿业大学出版社, 1998.
- [3]冯三利、胡爱梅、叶建平等. 中国煤层气勘探开发技术研究[M]. 北京: 石油工业出版社, 2007.
- [4]F.M.Giger,L.II.Reiss,and A.P.Jourdar.The Reservoir Engineering Aspect of Horizontal Drilling SPE 13024,1994.
- [5]J.Kloster.Experimental Research on Flow Resistance in Perforated Pipe[D]. Norwegian Institute of Technology,1990.
- [6]Ouyang,Arabi&Aziz.General Wellbore Flow Model for Horizontal,Vertical and Slanted Well Completions[J].SPE3660 1998.
- [7]H.Yuan,C.Sarica,J.P.Brill, Effect of perforation density on single Phase liquid flow behavior in horizontal wells[J].SPE37109, 1996.
- [8]Carden R S.1993.Technology Assessment of Vertical and Horizontal Air Drilling Potential in the United States.U.S.Department of Energy Report[J]. No.DOE/MC/28252-3514.
- [9]孙守河. 水平井钻井技术开发煤层气探讨[J]. 2006 年国际煤层气研讨会论文集, 2006.
- [10]R.M.Butler.The Potential for Horizontal Wells for Petroleum Production[J]. JCPT, 28, N0.3, 1989.
- [11]S.D.Joshi.Horizontal well Technology:Successes and Failures[J].JCPT,33,N0.3,1994.
- [12]S.D.Joshi.Horizontal well Technology,pennwell[M]. Publishing Corpration,U.S.A,1991.
- [13]张宏伟等. 水平井产量计算公式, 国外水平井技术专题调研系列, 东营胜利石油管理局地质科学研究所, 1992.
- [14]曲德斌等. 水平井与直井联合面积布井的开发理论研究[J]. 石油勘探与开发, 1995, 22(1): 35~38.
- [15]王德民等. 求解水平井和直井联合面积布井产量的等值渗流阻力法[J]. 石油勘探与开发, 1995, 22(3): 69~71.
- [16]苏现波, 陈江峰, 孙俊民, 等. 煤层气地质学与勘探开发[M]. 北京: 科学出版社, 2001.
- [17]赵庆波等著. 世界煤层气工业发展现状[M]. 北京: 地质出版社, 1998.
- [18]曲德斌等. 水平井与直井联合面积布井的开发理论研究[J].石油勘探与开发, 1995, 22(1): 35~38.

- [19]王德民等. 求解水平井和直井联合面积布井产量的等值渗流阻力法[J]. 石油勘探与开发, 1995, 22(3): 69~71.
- [20]杨陆武. 中国煤层气水平井开发的理论与实践[J]. 2006 年煤层气学术研讨会论文集.
- [21]鲜保安, 王宪花, 高颖. 流体力学在煤层气多分支井身结构设计中的应用研究[J]. 2006 年煤层气学术研讨会论文集.
- [22]张冬丽. 煤层气定向羽状水平井开采数值模拟方法研究[D]. 中国科学院研究生院博士学位论文, 2004.6.
- [23]江山等. 定向羽状分支水平井开发煤层气现状及发展趋势[J]. 钻采工艺, 2004, 7(2): 4~6.
- [24]马东民. 影响韩城地区煤层气产出的主要因素[J]. 西安科技大学报, 2002, 2(2): 62~165.
- [25]张玉平. 韩城矿区煤层气资源评价与开发分析[J]. 煤炭技术, 2007, 26(4): 100~103.
- [26]李智学. 韩城矿区煤层气勘探开发前景评述[J]. 中国煤田地质, 1998, 10(增): 41~44.
- [27]陈荣书. 石油及天然气地质学[M]. 武汉: 中国地质大学出版社, 1994.22.
- [28]王大曾. 瓦斯地质学[M]. 北京: 煤炭工业出版社, 1992.10.
- [29]王生全, 王晓刚等. 韩城北部矿区 3#煤煤层气赋存规律研究[J]. 西安矿业学院学报, 1999, 19(2): 148~152.
- [30]张新民等. 中国的煤层甲烷[M]. 西安: 陕西科学技术出版社, 1991.
- [31]李明潮, 张伍济. 中国主要煤田的浅层煤成气[M]. 北京: 科学出版社, 1990.
- [32]崔迎春. 煤层气储层钻井过程中的地层损害及保护[J]. 探矿工程, 1998, 4.
- [33]李克付, 李琪, 王益山, 等. 鱼骨型分支水平井钻井技术开发煤层气技术难点分析及技术对策[J]. 钻采工艺, 2006, 29(2): 1~4.
- [34]苏现波, 吴贤涛. 煤的裂隙与煤层气储层评价[J]. 中国煤层气, 1996. 10(2).
- [35]万仁溥等编译. 水平井开采技术[M]. 北京: 石油工业出版社, 1995.3.
- [36]王国清编译. 在稠油油藏中合理的布水平井井网可以提高原油采收率[J]. 北京: 石油工业出版社, 水平井开采技术译文集, 1992.2.
- [37]杜霞译. 水平井和直井的动态参数比较[J]. 北京: 石油工业出版社, 水平井开采技术译文集, 1992.2.
- [38]鲜保安, 高德利, 李安启等. 煤层气定向羽状水平井开采机理与应用分析[J]. 天然气工业, 2005, 25(1): 114-116.
- [39]鲍清英, 鲜保安. 我国煤层气多分支井钻井技术可行性研究[J]. 天然气工业, 2004, 24(5): 54-56.
- [40]梁大川, 蒲晓林, 徐兴华. 煤岩坍塌的特殊性及钻井液对策[J]. 西南石油学院学报, 2002, 24(6): 28~31.

- [41]张哲,唐春安,李连崇等.煤层气开采过程井壁稳定性的数值试验研究[J].中国矿业,2006,15(9): 55~58.

附 录

发表论文:

1.黄国耀、张晓宏、唐胜利等.煤层气钻井新技术探讨[J].陕西省探矿工程委员会学术交流会议论文集,2008:90~93.

2.黄国耀、张晓宏、唐胜利等.煤层气钻井遇到的新问题探讨[J].陕西省探矿工程委员会学术交流会议论文集,2009: 102~104.

参加项目:

参加陕西省煤田地质局在山西沁水的煤层气生产井施工项目(参加资料收集与分析);

参加陕西省煤田地质局在陕西吴堡的煤层气勘探开发项目(调研煤层气参数井钻井工艺);

参加陕西省煤田地质局在陕北的石油生产井定向钻井项目(调研石油定向井钻井工艺)。