

倪小明 王延斌 李全中 著

煤层气直井储层改造 技术与应用



Coal Reservoir Reconstruction
Techniques and Applications for CBM Vertical Wells



化学工业出版社

倪小明 王延斌 李全中 著

煤层气直井储层改造 技术与应用



化学工业出版社

· 北 京 ·

本书实验优选了目前煤层气直井所用的活性水、胍胶、多组分酸等常规压裂液配方,系统分析了这些压裂液在施工过程中对煤储层导流能力的正、负效应,构建了相应的数理模型,优化了泵注参数,并进行了现场应用和效果评价。通过室内氮气/二氧化碳与甲烷气体的置换驱替实验,考虑解吸过程中基质收缩效应,初步揭示出氮气/二氧化碳置换甲烷过程中煤基质收缩/膨胀影响下的渗透率变化规律;通过二氧化碳与水反应形成的碳酸溶液作用煤前/后的渗透率测试,得出作用煤前/后渗透率的变化规律。通过煤层氮气伴注压裂工艺和二氧化碳压裂工艺应用实例,评价了其应用效果和适用性。最后,根据典型区的煤储层和围岩特征,阐述了多煤层合层压裂、连续多次压裂等特殊活性水压裂工艺的技术原理和适用性。本书所反映的研究成果丰富了我国煤层气直井储层改造理论,为现场不同煤储层改造工艺施工提供了重要的借鉴。

本书可供煤层气地质及勘探开发领域的高年级本科生、研究生及科研院所的科技人员、工程技术人员参考使用。

图书在版编目 (CIP) 数据

煤层气直井储层改造技术与应用/倪小明,王延斌,
李全中著. —北京:化学工业出版社,2017.8

ISBN 978-7-122-29876-8

I. ①煤… II. ①倪…②王…③李… III. ①煤层-
地下气 ②煤层气-直井 IV. ①P618.11

中国版本图书馆 CIP 数据核字 (2017) 第 128312 号

责任编辑: 窦 臻

责任校对: 王 静

文字编辑: 李 玥

装帧设计: 关 飞

出版发行: 化学工业出版社 (北京市东城区青年湖南街 13 号 邮政编码 100011)

印 装: 中煤 (北京) 印务有限公司

710mm×1000mm 1/16 印张 17 $\frac{3}{4}$ 字数 355 千字 2017 年 9 月北京第 1 版第 1 次印刷

购书咨询: 010-64518888 (传真: 010-64519686) 售后服务: 010-64518899

网 址: <http://www.cip.com.cn>

凡购买本书,如有缺损质量问题,本社销售中心负责调换。

定 价: 89.00 元

版权所有 违者必究

前 言

开发利用煤层气资源，具有降低煤矿瓦斯事故发生、改善大气环境、缓解能源供需矛盾等多重功效。俄罗斯、加拿大、中国、美国、澳大利亚等国家是煤层气资源量最丰富的几个国家。俄罗斯的常规天然气产量很高，完全能够满足国内需求且长期出口，煤层气产业在该国处于起步阶段。美国是世界上煤层气勘探开发最早、也是最成功的国家。美国煤层气工业起步于 20 世纪 70 年代，首先在黑勇士盆地和圣胡安盆地取得了成功；20 世纪 90 年代后，在粉河、犹因塔等盆地也相继取得了成功，煤层气年产气量迅猛增加。在煤层气基础理论和勘探开发实践的推动下，逐渐形成了适合于不同煤储层类型的开发技术。针对高煤阶低渗煤储层，发展了羽状水平井开发技术；中煤阶中低渗煤层主要以低成本直井压裂开发为主；低煤阶高渗煤层主要采用洞穴完井技术。2005 年美国煤层气年产气量达到 505 亿立方米，进入相对稳定产气阶段。2014 年以后，受本国页岩气革命的影响，煤层气年产气量开始下降。澳大利亚煤层气研究工作起步于 20 世纪 80 年代初，澳大利亚针对本国煤层含气量高、含水饱和度大、原地应力高等特点，发展了高压水射流增产技术；对煤矿开采区，主要钻定向水平井，实施地面、井下联作方式抽采。2010 年达到 60 亿立方米，进入相对稳定产气阶段。加拿大煤层气开发研究起步的时间与我国开展煤层气研究的时间基本相当。在政府资金和政策支持下，针对本国低变质煤为主、多煤层发育的特点，氮气泡沫加砂压裂、多分支羽状水平井、连续油管压裂等储层改造技术的成功应用使煤层气井产气量迅猛增加。2010 年煤层气年产气量达到 120 亿立方米，进入相对稳定的产气阶段。

我国在借鉴国外煤层气开发经验的基础上，经过 30 余年的煤层气勘探开发实践，逐渐形成了针对高煤阶低中渗中高硬煤层的大排量、低中砂比、多液量的活性水压裂技术；针对中煤阶低渗煤层，形成了井上下联合抽采模式。但我国煤层形成后大多经历了多期构造应力作用，小范围内煤层非均质性强，单一的活性水压裂工艺技术越来越无法适应多变的煤储层地质条件。需要针对不同的储层类型匹配相对应的改造工艺技术。

基于此，笔者以目前国内常见的煤储层压裂工艺技术为研究对象，对不同的压裂液与煤层的配伍性进行了分析和研究，设计了不同压裂液下煤储层改造的泵注程序，并对其适应性进行了初步评价。本书着重反映以下研究成果：

① 单一煤层活性水改造煤层方面，阐述了单一煤层活性水压裂的技术原理。针对煤层特点，对其开发层系进行了选择；实验室进行了黏土稳定剂实验，得出了活性水压裂液配方；分析了不同煤体结构下活性水压裂时的裂缝形态，对单一煤层活性水压裂泵注参数进行了优化。并结合现场工程实践，对其适用性进行了评价。

② 多组分酸压裂改造煤层方面，进行了不同矿物与多组分酸液的溶蚀实验，得出了其溶蚀动力学方程，在此基础上优选出最佳多组分酸液配方。进行了不同变质程度煤与多组分酸液反应前、后渗透率测试，得出其变化特征。设计了酸化压裂泵注程序，评价了其适用性。

③ 胍胶压裂改造煤层方面，进行了 20°C 下不同类型组合的破胶剂破胶实验，对比评价了其破胶效果，优选出低温破胶剂。进行了活性水、破胶液与不同粒度组合下石英砂支撑剂导流能力、渗透率伤害等测试，构建了综合有效的渗透率数理模型，设计了胍胶压裂泵注程序，评价了其适用性。

④ 氮气伴注改造煤层方面，进行了氮气置换驱替甲烷实验，构建了注氮气后储层压力变化的数理模型，得出了不同注入压力下储层压力变化规律。进行了注氮气前、后孔径变化测试，得出了孔隙结构变化特征；构建了注氮气后导流能力变化的数理模型。在此基础上，设计了氮气伴注压裂泵注程序。以山西沁南某区块为例，对其应用效果进行了评价。

⑤ CO_2 压裂改造煤层方面，进行了 CO_2 吸附/解吸/置换 CH_4 实验，得出了实验条件下 CO_2 对 CH_4 的置换效果。进行了煤中不同矿物和 CO_2 与水反应后形成的碳酸溶液的溶蚀实验，得出了注 CO_2 后其与水反应形成的碳酸化学作用煤后引起的渗透率变化特征；进行了 CO_2 置换 CH_4 过程煤基质变形-渗透率变化实验，得出了 CO_2 置换 CH_4 过程煤基质变形引起的渗透率变化特征。以山西柿庄区块注 CO_2 的煤层气直井为例，分析了 CO_2 泡沫压裂的适用性。

⑥ 几种特殊的活性水改造煤层技术方面，根据合层水力压裂基本原理，分析了水力压裂过程中煤储层及“虚拟储层”破裂的影响因素，优化了射孔工艺方式及合层水力压裂泵注程序；现场工程实例验证了其可行性。以晋城矿区煤层气勘探开发资料为基础，应用损伤力学理论，分析得出了一次和二次压裂后的裂缝分布特征。现场连续多次压裂实测产气量对比结果表明：储层地质条件合适时，连续多次压裂技术对裂缝改造效果显著。系统分析了煤层气低产井的影响因素，构建了评价指标体系，应用多层次模糊综合评价法优选了重复压裂的首选井。

本书撰写工作的分工如下：第二章、第三章、第五章、第六章、第八章由倪小明编写；第一章、第七章由王延斌编写；第四章由李全中编写。全书由倪小明教授统一审核、定稿。

中国矿业大学秦勇教授、姜波教授、韦重韬教授、杨永国教授、傅雪海教授、桑树勋教授、朱炎铭教授、吴财芳教授、邵龙义教授、孟召平教授、陈玉华老师、申建老师、杨兆彪老师，中国地质大学（北京）汤达祯教授、刘大锰教授、唐书恒

教授、黄文辉教授、姚艳斌教授、许浩副教授，煤炭科学研究总院西安研究院张群教授，中国石油大学张遂安教授、康永尚教授，中国地质大学（武汉）王生维教授，中联煤层气有限责任公司吴建光教授级高工、叶建平教授级高工，北京奥瑞安能源技术有限公司杨陆武教授级高工，奥瑞安能源国际有限公司饶孟余教授级高工，北京九尊能源技术开发有限公司李玉魁教授级高工，山西蓝焰煤层气集团有限责任公司王保玉教授级高工、田永东教授级高工，晋城煤业集团煤层气产业发展局李国富教授级高工，河南省煤层气开发利用有限公司于顺德董事长、冯立杰教授级高工、郭启文教授级高工、徐耀部长、张文勇博士，在编写之初给予了悉心指导和帮助；河南理工大学的周英教授、苏现波教授、郭文兵教授、李化敏教授、郝吉生教授、曹运兴教授、魏建平教授、张玉贵教授、张小东教授、李东印教授、刘少伟教授、潘结南教授、宋党育教授、林晓英副教授、韩颖副教授、郭红玉副教授、刘晓老师等对本书的编写提出了许多宝贵意见；本书在编写过程中，硕士研究生于芸芸、吉小峰、李哲远、李志恒等给予了大力支持和帮助，可以说如果没有研究生们的协同工作，现在还难以完成这样一本学术专著，在此一并致以衷心谢意！笔者引用了大量国内外参考文献，借此机会对这些文献的作者表示感谢。

本书由油气重大专项基金（编号：2016ZX05066001-002 和 2011ZX05042-003）、河南省高校创新人才项目（编号：15HASTIT050）、河南省高校科技创新团队支持计划：构造煤团队（编号：14IRTSTHN002）、河南省高等学校青年骨干教师计划项目（编号：2013GGJS-049）和中原经济区煤层（页岩）气河南省协同创新中心等共同资助。

由于作者水平有限，书中不妥之处在所难免，敬请广大读者不吝批评指正！

倪小明
2017 年 7 月

目 录

第一章 绪 论 / 001

第一节 煤层气直井储层改造技术研究意义	002
第二节 国内外煤层气井压裂工艺技术进展	004
一、煤层气储层改造技术研究进展	004
二、压裂液配方研究进展	010
三、压裂液对煤储层伤害研究进展	015
四、压裂工艺参数优化研究进展	016
第三节 煤层气直井储层改造技术研究方案	018
一、主要研究内容	018
二、研究方法与技术路线	019
三、预期目标	019

第二章 煤层气直井储层改造技术一般工艺流程与类型 / 021

第一节 煤储层改造的目的与特殊性	022
一、煤储层改造的目的	022
二、煤储层改造的特殊性	022
第二节 煤层压裂与砂岩层压裂的异同	024
一、煤层压裂与砂岩层压裂的相同点	024
二、煤层压裂与砂岩层压裂的不同点	025
第三节 煤层气直井储层改造的一般工艺流程	029
第四节 煤储层改造类型划分及工艺选型	033
一、煤储层改造类型划分关键指标的确定	033
二、煤储层改造类型划分关键指标临界值的确定及划分	034
三、煤储层改造工艺选型建议	036

第三章 活性水常规改造单一煤层关键技术与应用 / 038

第一节 活性水常规改造单一煤层关键技术	039
---------------------------	-----

一、开发层系的选择	039
二、射孔方式及密度选择	040
三、压裂液配方实验优选	042
四、支撑剂的选择	045
五、不同煤体结构活性水压裂裂缝形态	051
六、不同煤体结构活性水压裂泵注参数优化	064
第二节 活性水改造单一煤层应用与效果评价	068
一、低中渗Ⅱ类煤为主储层活性水改造技术应用	068
二、低渗Ⅲ类煤为主煤储层活性水改造技术应用	071

第四章 酸化压裂改造煤层关键技术与应用 / 077

第一节 酸化压裂改造煤层关键技术	078
一、开发层系的选择	078
二、酸化压裂液配方优选	078
三、不同煤阶煤酸化前后表面结构及渗透率变化特征	093
四、酸液与其他不同压裂液混合压裂泵注程序设计	118
第二节 酸化压裂煤层适用性评价及应用	119
一、现场应用	120
二、适用性评价	120

第五章 胍胶压裂改造煤层关键技术与应用 / 122

第一节 胍胶压裂液低温破胶剂实验优选	123
一、实验方案	123
二、实验测试结果	124
三、破胶剂实验优选结果	129
第二节 HPG 压裂煤储层的主要伤害负效应研究	129
一、HPG 压裂液引起支撑剂导流能力变化研究	130
二、破胶液对煤心渗透率伤害实验研究	133
第三节 胍胶压裂液改造煤储层综合导流能力研究	136
一、HPG 压裂工艺流程	137
二、压裂造缝时裂缝长度和宽度计算	137
三、HPG 携砂形成的有效支撑裂缝形态	138
四、不同条件下支撑剂铺置有效支撑缝长	149
五、HPG 和活性水压裂导流能力对比	155
第四节 胍胶压裂泵注程序设计	158
第五节 胍胶压裂工艺的工程应用与适用性评价	159

一、研究区地质概况	160
二、HPG 压裂主要参数的确定	160
三、煤层气直井压裂效果评价	161
四、胍胶压裂液适用性评价	162

第六章 氮气伴注压裂改造煤层关键技术与应用 / 165

第一节 注氮气对煤储层的增能作用	166
一、二元气体等温吸附/置换实验研究	166
二、注氮气引起的储层压力变化规律	168
第二节 注氮气对煤储层的增透作用	172
一、氮气驱替甲烷过程煤基质变形规律	172
二、注氮气引起的煤孔裂隙结构变化特征	179
三、注氮气对煤储层孔裂隙导流能力的影响	180
第三节 氮气伴注压裂工程应用及适用性评价	184
一、水力压裂伴注氮气提高煤层气直井采收率的影响因素	184
二、氮气伴注压裂工程应用	185
三、氮气伴注压裂适用性评价	187

第七章 二氧化碳压裂改造煤层关键技术与应用 / 190

第一节 CO ₂ 注入后吸附-解吸及置换特征	191
一、注 CO ₂ 后气体吸附-解吸特征	191
二、注 CO ₂ 后置换 CH ₄ 特征	196
三、超临界条件下注 CO ₂ 后气体吸附、解吸、置换特征	199
第二节 CO ₂ 注入后的化学作用引起煤储层渗透率影响机理	205
一、CO ₂ 注入后化学作用引起的煤储层渗透率变化特征	206
二、CO ₂ 注入后化学作用引起的渗透率变化机理	217
第三节 CO ₂ 注入后物理作用引起煤储层渗透率变化特征	222
一、CO ₂ 注入后物理作用引起的煤储层渗透率变化实验研究	222
二、CO ₂ 置换 CH ₄ 过程渗透率变化特征	227
第四节 CO ₂ 压裂技术工程应用及适用性评价	236
一、二氧化碳泡沫压裂工程应用	237
二、二氧化碳泡沫压裂的适用性	240

第八章 几种特殊活性水改造煤层关键技术与应用 / 241

第一节 多煤层合层压裂改造关键技术与应用	242
----------------------------	-----

一、多煤层合层投球压裂技术原理	242
二、合层水力压裂关键参数优化	243
三、应用效果评价	247
第二节 连续多次水力压裂煤层关键技术与应用	249
一、连续多次水力压裂技术原理	249
二、晋城矿区连续多次水力压裂裂缝展布特征	250
三、应用效果评价	258
第三节 单一煤层重复水力压裂综合选井技术	259
一、单一煤层重复水力压裂选井评价指标的构建	259
二、基于多层次模糊综合评价的重复水力压裂选井方法	261
三、应用与评价	262

第一章

绪 论

煤层气的勘探开发一般经历“资源评价+有利区块优选→钻井固井→储层改造→排采生产→集输”等环节,任何一个环节的重大失误都可能导致最终产气的失败。煤层气井的产气量是储层地质条件和开发工艺技术综合匹配后的最终表现。储层改造作为开发工程中重要的一环,既需要考虑煤储层、地质条件的特殊性,同时又需要照顾到钻井、固井等前期工程的附加影响,然后通过合理的工艺技术优化配置和实施过程实现增产的目的。

我国煤层形成时大多经历了多次海进海退,从区块尺度来讲,纵向上,煤岩组分可能发生一定变化;横向上,煤层厚度、物质组成等也可能发生较大变化。煤层形成后,沉积环境的变化,导致煤层上覆岩层厚度、岩性等可能发生变化;煤层埋藏深度、煤层本身属性、所受应力大小等的差异,导致区块尺度煤中内生裂隙的发育长度、密度、宽度等的产生差异。在此过程中,煤层可能经历多期构造运动,构造运动作用的方向、大小、作用形式等差异,叠加在煤中内生裂隙、煤层厚度、物质组成等差异之上,导致煤层外生裂隙发育长度、密度、宽度等的差异。煤储层内、外生裂隙组成的裂隙系统的畅通与否很大程度上决定了煤层气产出的难易。

煤储层渗透率的大小是反映煤中孔裂隙畅通程度的重要参数。据统计,全国低渗透-超低渗透煤储层 [$<0.1 \times 10^{-3} \mu\text{m}^2$ 和 $(0.1 \sim 1.0) \times 10^{-3} \mu\text{m}^2$ 两项] 占 72%, 其中 $<0.1 \times 10^{-3} \mu\text{m}^2$ 的超低渗透占 35%, $(0.1 \sim 1.0) \times 10^{-3} \mu\text{m}^2$ 的低渗透占 37%^[1]。为了开发这类煤储层中的煤层气,我国煤层气工作者在煤储层改造尤其在压裂液选择上进行了卓有成效的实验研究和工程试验。目前,我国煤储层改造试验完成的主要压裂液包括活性水压裂液、清洁压裂液、活性水+交联胶、活性水+线性胶、活性水+氮气助排、二氧化碳泡沫、氮气泡沫、缓速酸等压裂液或组合类型。这些压裂液及相应的压裂工艺技术在我国一些地区应用取得了较好的效果,但在另外一些地区采用相似的压裂工艺技术进行改造效果却并不理想。除煤储层本身渗透率低等客观因素外,对特定的压裂液与煤层作用后的正/负效应研究不到位是造成改造效果不甚理想的主要原因之一。为了使人们对不同的压裂工艺技术有较深入的了解,提高现场不同储层类型改造的针对性,本书在对煤储层改造类型划分的基础上,对目前国内主要的煤层气直井储层改造工艺进行剖析,提出了不同压裂技术的适应性,以为现场煤储层改造的高效施工提供借鉴。

第一节 煤层气直井储层改造技术研究意义

煤层气与煤炭的密切关系以及对煤炭生产的重要影响,多年来一直受到各煤炭生产国的广泛关注。但直到美国形成了新兴煤层气产业后,人们才逐渐完成了其从“灾害气体”到“优质能源”的认识的转变并积极投入到煤层气勘探开发的重要实践中。目前世界上进行煤层气勘探开发的国家主要有美国、加拿大、澳大利亚、中国、印度、俄罗斯等,其中,美国是世界上煤层气开发最早也是最成功的国家。

美国煤层气工业起步于20世纪70年代,首先在黑勇士盆地和圣胡安盆地进行了试验并取得了成功。20世纪80年代,投入4.3亿美元用于基础理论研究,逐渐形成了“排水降压→气体解吸→基质扩散→裂隙渗流”的煤层气开采理论。在理论指导下,20世纪90年代,在粉河、尤因塔等盆地相继取得成功。根据不同的煤储层特点,形成了适宜的配套改造技术。针对厚度大、硬度大、渗透率高、含气量高、超压或常压的煤层,主要采用裸眼洞穴储层改造技术;针对中低渗煤层,主要采用了低成本直井射孔压裂的井群大面积长期排采技术,通过优化压裂体系与规模、增加有效支撑缝长、提高裂缝导流能力的途径提高气井产量;针对中低渗煤层的采煤区,采用了多分支水平井技术;针对受采动区影响的不可采煤层和围岩中的气体,主要采用了采动区抽采技术^[2,3]。这些煤储层改造技术的成功应用,使美国煤层气年产气量自2005年以来,一直维持在500亿立方米左右。2014年,受本国页岩气革命的影响,煤层气年产气量有所下降。

加拿大的煤层气开发始于20世纪70年代末期。研究起步稍晚于美国,但是政府比较重视,投入资金力度比较大。借鉴美国煤层气储层改造技术,在渗透率低于 $5 \times 10^{-3} \mu\text{m}^2$ 的煤层中进行造洞穴、水砂压裂等储层改造试验,产气效果不甚理想。通过深入研究本国煤层特点,总结出一套适合于本国煤层条件的储层增产措施。即:针对欠压、流体敏感性强的煤储层,主要采用了氮气泡沫加砂压裂技术,减少了压裂液对储层的伤害,改造效果较好。针对多煤层发育区,主要采用连续油管压裂技术,产气效果较好^[4,5]。针对厚煤层、中渗煤层,主要采用单支、多支水平井技术,取得了较好的产气效果。这些改造技术的成功应用,使加拿大煤层气年产气量逐年递增。2010年煤层气年产气量达到120亿立方米。

澳大利亚煤层气开发始于20世纪70年代末。当时由于对钻井技术要求与美国不同,导致煤层气开发项目搁浅。直到20世纪90年代,在借鉴美国成功经验的基础上,针对本国煤层含气量高、含水饱和度变化大、原地应力高的特点,发展并成功实施了高压水射流技术^[6],使澳大利亚的煤层气产气量突飞猛进。2010年煤层

气年产气量达到 60 亿立方米。

1989 年,我国召开了第一次全国煤层气会议,正式拉开了煤层气开发的序幕。在借鉴美国成功经验的基础上,经过 20 多年的煤层气基础理论与现场试验,建成了沁南潘河、柿庄、大宁-吉县、樊庄、辽宁阜新、陕西韩城、山西柳林、贵州六盘水、新疆阜康等多个煤层气示范基地或先导性试验区,我国地面煤层气年产气量由 2006 年的 1.3 亿立方米增加到 2015 年的 44.25 亿立方米。地面煤层气年产气量以超过 20% 的平均速度递增,产业发展速度迅猛。但随着煤层气开发的快速推进,煤储层地质条件变得更加复杂,煤层气直井产气量并未如人们所愿取得高产、稳产。究其原因,除煤储层本身客观条件外,煤储层改造工艺技术与煤储层类型的不匹配也是造成其低产的主要原因之一。煤储层改造技术差异导致的煤层气直井产气量不同主要有以下表现。

(1) 大致相似的储层改造工艺在相邻区块施工,煤层气直井产气效果却大相径庭

例如:我国在晋城矿区中高硬、中低渗、常压煤储层中采用活性水压裂技术,单井产气量一般超过 $1500\text{m}^3/\text{d}$;在紧邻的潞安矿区,采用相似的活性水压裂技术,单井平均产气量一般不超过 $600\text{m}^3/\text{d}$,但采用氮气伴注或氮气泡沫压裂后,一些井产气量超过了 $1000\text{m}^3/\text{d}$ 。在淮北芦岭矿,采用 CO_2 泡沫压裂技术,单井产气量可达到 $1000\text{m}^3/\text{d}$;采用该压裂技术在焦作恩村区块施工,单井产气量不超过 $500\text{m}^3/\text{d}$ 。一定程度上说明储层改造技术需要与煤储层类型相匹配,才能较好地发挥其作用。

(2) 同一地区采用不同的储层改造工艺技术,煤层气直井产气量可能差别较大

例如:沁水盆地中部的柿庄区块,采用了活性水压裂、 CO_2 泡沫压裂、清洁压裂等压裂技术,有的井日产气量超过 $1000\text{m}^3/\text{d}$,有的井仅 $300\text{m}^3/\text{d}$ 左右,不同压裂工艺产气量差别大;同一压裂工艺煤层气井的日产气量差别也较大。沁水盆地东南部的樊庄区块,对前期产气效果低于 $600\text{m}^3/\text{d}$ 的煤层气直井进行储层二次改造,有的井日产气量突破 $1000\text{m}^3/\text{d}$,有的井产气量几乎没有增加,改造效果差异也较大。

由于不能较清晰地知道什么类型的煤储层适合哪种压裂工艺技术,导致煤储层改造存在一定的盲目性。查明煤储层改造技术的适应性,减少压裂工程施工的盲目性,亟待解决以下几个方面的重要问题。

(1) 划分小范围内煤储层改造类型是有的放矢选择储层改造方式的基础

我国含煤盆地形成后普遍经历了多期构造运动。煤层形成后埋藏史、热史、生烃史和构造动力条件的变化,引起煤层生成煤层气量和散失气量的变化,最终导致区块尺度上煤层气含量总格局的形成。构造运动作用导致局部范围内压力系统、地下水系统、围岩封盖性、构造形态等出现差异,小范围内气体、水等流体发生运移,并在局部地区富集保存,小范围内煤层含气量、储层压力、地下水动力条件等发生变化。这些变化可能导致小范围内含气量、渗透性、岩石力学性质等存在差

异。小范围内煤储层开发关键参数的明显差异,可能导致采用相似的储层改造工艺进行改造时,煤层气井产气效果的明显不同。因此,查明小范围内影响煤层气改造效果的主控因素的细微差异,并进行储层改造类型划分,是有的放矢选择储层改造方式的基础。

(2) 查明不同储层改造类型与压裂液的配伍性能为压裂液的选择提供理论支撑

压裂液是开采流体矿产(如煤层气、石油、天然气、淡水等)时,为了获得高产而借助其进行力的传导的物质。压裂液有水基和油基两种基本类型。压裂液的配方不同,导致压裂液进入煤层时,煤层裂缝的起裂、延伸特征不同,营造出的裂缝宽度、长度、裂缝形成的网络形态也有差异,进而导致煤层导流能力产生差异。另一方面,压裂液进入后,煤中的黏土矿物等可能吸附压裂液中的某些物质,造成吸附伤害;压裂液中的某些残渣可能残留在煤的裂隙中,堵塞部分裂隙通道,降低煤中裂隙的导流能力。因此,煤层的最终导流能力是其营造并有效支撑裂缝的正效应和不同伤害的负效应耦合作用的结果。对于不同的煤储层改造类型,压裂液与其配伍性存在差异。查明不同储层改造类型与压裂液的配伍性,能有效减少压裂液选择的盲目性,最大限度地提高其效用。

(3) 优化压裂工艺是发挥其最大效用的根本保障

煤层气直井压裂时一般经历“营造裂缝→支撑裂缝→顶替携砂液”三个过程。同一种压裂液,施工时排量、前置液量、携砂液量、顶替液量、总液量、支撑剂类型、支撑剂量等的差异,可能导致改造煤层时形成的裂缝长度、宽度、形态等产生差异,导致不同的改造效果。不同的压裂液,其性能差异加之不同的泵注参数,可能导致改造效果的明显不同。优化不同压裂液下的压裂泵注参数,是发挥其最大效用的根本保障。

第二节 国内外煤层气井压裂工艺技术进展

一、煤层气储层改造技术研究进展

1. 国外煤储层改造技术现状及趋势

(1) 国外煤储层改造技术现状

1947年,世界上第一口压裂井在美国堪萨斯州 Hugoton 气田 Kelpper 1 井实施,该井采用水力压裂增产工艺技术,并获得了成功,拉开了地面进行煤层气增产工艺技术研究序幕。国外压裂技术的发展大致经历了以下几个阶段。

① 20 世纪 60~70 年代,裸眼洞穴与垂直井射孔水力压裂技术为主流 20 世

纪 50 年代, 美国开始对圣胡安盆地常规油气储层之上的高压煤层进行有计划的煤层气开采尝试。1952 年在圣胡安盆地投产了第一口煤层气井, 煤层气产业初显。

20 世纪 60 年代, 炸药炸洞技术、多次压力激励造穴是煤层气压裂技术的主流^[7,8]。主要思想是通过压力激动, 在井筒附近形成洞穴, 使应力得到部分释放, 在洞穴附近形成多条裂缝。美国圣胡安、粉河盆地厚度大、硬度大、渗透率和含气量高的煤层主要采用了洞穴技术, 产气效果较好。该技术储层改造范围有限, 对地质条件要求较高, 大范围应用受到限制。

20 世纪 70 年代, 能源危机的出现刺激了煤层气的勘探开发。1971 年, 美国矿业局布置了五点式井网, 进行了直井钻井和压裂改造试验; 1976 年, 在圣胡安盆地获得煤层气工业性气流; 1977~1978 年在黑勇士盆地和奥格罗夫气田钻 27 口煤层气井, 标志着亚拉巴马州煤层气工业的开端^[9,10]。由于裸眼洞穴技术对地质条件要求苛刻, 逐渐发展了高压水力压裂技术。在较高排量下泵注大量的、较廉价的水基液, 证明是一种有效的、经济的作业方法。同时, 水力压裂也由简单的、少液量、低排量的压裂增产方式, 发展为变密度、多液量、大排量的高压水力压裂作业。与裸眼洞穴压裂相比, 水力射孔压裂裂缝延伸距离远, 储层改造范围大, 对地质条件的要求相对较低, 压裂后长期、连续抽排, 大面积降压后能使甲烷气体大量解吸产出。但随着生产的进行, 水力压裂技术携砂能力较差、低压储层返排能力弱等缺点日益暴露。

② 20 世纪 80~90 年代, 传统水力压裂与新型液氮/ CO_2 泡沫压裂技术共同发展 裸眼洞穴煤储层改造技术存在对煤储层和地质条件要求苛刻、改造范围有限等缺点, 随着煤层开发深度的增加, 煤储层原始渗透率变差, 其缺点更加暴露。传统水力压裂技术通过增加排量、减小砂比等方法一定程度上能弥补其携砂能力差的不足, 但其固有存在的缺陷使人们逐渐转变思路, 寻找新的压裂液来弥补活性水的缺陷。相同温度、压力条件下煤对 CO_2 的吸附能力大于 CH_4 气体, 同时泡沫携砂能力强于活性水, N_2 泡沫压裂技术、 CO_2 泡沫压裂技术等新型压裂技术开始出现并得以发展。 N_2 泡沫压裂液通过较强的携砂能力及氮气的分压作用使吸附的甲烷气体解吸产出, 在干煤层及储层渗透性较高的地区应用效果较好, 氮气能否进入吸附甲烷的孔隙是制约其应用的最大障碍。 CO_2 泡沫压裂液通过进入吸附甲烷的孔隙与甲烷气体发生竞争吸附来提高采收率。这两种新型压裂液所需压裂设备相对庞杂, 组织施工相对困难, 同时能否与孔隙中甲烷发生竞争吸附是制约其应用的最大障碍。

③ 21 世纪以来, 多分支水平井、分支井压裂与垂直井压裂技术并举 随着钻井设备的日益改进与提高, 为了增加井筒的卸压面积、提高煤层气解吸产出速度, 多分支水平井应运而生。多分支水平井就是沿煤层先钻一条主支, 然后再侧钻出多个分支, 形状类似羽毛, 又称为羽状水平井。多分支水平井通过在煤层中钻进, 增加了煤储层的卸压面积, 有效减少了地面钻井数量, 提高了煤储层的导流能力, 减

少了压裂过程的施工，在煤层气资源丰度较高、煤层较厚、渗透率较好的地区应用效果较好。但多分支水平井施工难度大、成本较高、风险较大，对地质储层条件要求比较苛刻。为了拓展其应用范围，减少工程投资风险，在多分支水平井技术的基础上，衍生出水平井分段压裂工艺技术。水平井分段压裂技术的实施，一定程度上弥补了多分支水平井对煤储层原始裂隙发育依赖性造成的应用范围局限性，与直井压裂相比，改造范围更大，加快了煤层气的解吸速度，减少了钻井、压裂施工时间。

国外煤层气井压裂技术的历史及进展见图 1-1。

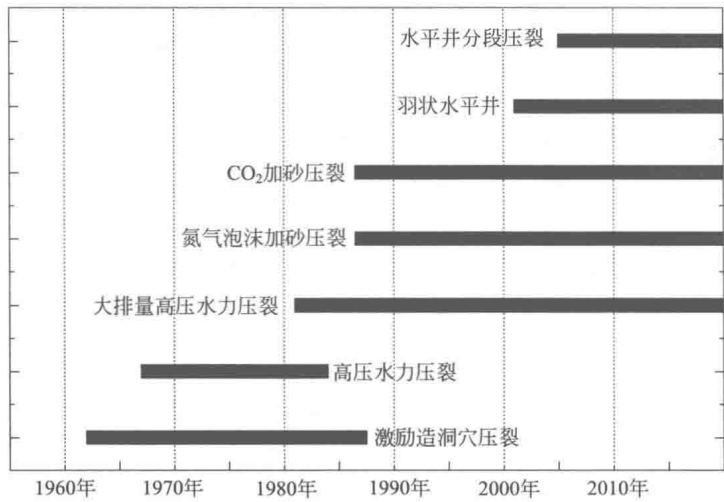


图 1-1 国外煤层气井压裂技术历史及进展

(2) 发展趋势

国外煤储层改造技术虽取得了显著的进步，但仍存在一些问题，未来将朝着以下几个方面发展。

① 与传统直井压裂配套的综合压裂技术将进一步发展 煤层气开发是在三维空间进行的。煤储层本身属性，围岩岩石力学性质、厚度，围岩含水层离煤层距离等差异导致开发的三维地质体的多样性，进而导致采用传统的直井压裂技术无法适应多变的储层地质条件。例如对于高含水层、高资源丰度煤层气区，为了开发丰富的煤层气资源，需要蜡球封堵、化学堵水等技术与传统压裂技术配合使用^[11,12]。

② 低伤害/新型压裂材料及新工艺压裂技术将进一步完善 任何一种改造工艺技术都是“双刃剑”，在增加煤储层导流能力的同时，对煤储层也会造成一定的伤害。深入研究造成支撑裂缝导流能力下降的原因，研制适应不同煤储层条件（温度、力学性质、渗透率等）的新型低伤害压裂材料（压裂液、支撑剂、添加剂等）的同时，也需要深入研究低伤害压裂工艺技术。如：低渗透深穿透压裂技术、低渗多级压裂技术、防煤粉压裂技术等^[13]。

③ 缝网改造及高导流能力压裂技术将进一步提高 对煤层气等非常规天然气进行储层改造,使天然裂缝与人工裂缝相互交错形成缝网是压裂的理想状态。针对不同的煤储层地质条件,形成人工裂缝与天然裂缝的有效沟通的压裂技术需进一步深入研究。常见的提高煤储层导流能力的方法有:提高支撑剂的圆度和强度、降低支撑剂的密度、降低支撑剂的破碎率和镶嵌等方法,这些传统方法在煤储层改造方面发挥了重要作用,但还需进一步深入研究,扩大其应用范围。目前,美国的斯伦贝谢公司正在研发一种高导流通道的压裂技术^[14]。这些新的提高导流能力技术的研发和推广应用,将为提高煤层气井产气量提供重要保障。

2. 国内煤储层改造技术现状及趋势

(1) 国内煤储层改造技术现状

国内煤层气储层改造技术是在借鉴国外煤储层改造技术的基础上发展起来的,国内煤储层改造技术发展经历了以下几个阶段。

① 20 世纪 50 年代~1989 年,直井射孔水力压裂技术为主试验阶段 1952 年我国在抚顺矿务局龙凤矿建立起瓦斯抽放站。此后至 1989 年,我国煤层气勘探开发主要进行了井下瓦斯抽放及利用、煤的吸附性能和煤层气含气量等研究工作。这一期间的工作成果,为后来全国煤层气资源预测和有利区块优选等积累了重要的测试资料。为了提高煤层的透气性和瓦斯抽放效果,这一时期,我国在辽宁抚顺、山西阳泉、河南焦作、鹤壁等矿区进行了水力压裂试验,受当时试验设备、认识水平、工艺技术、试验组织性和完整性等限制,产气效果不太理想。

② 1989~2002 年,直井多种压裂技术试验阶段 1989 年,原能源部召开“第一次全国煤层气研讨会”,使煤层气勘探开发从相对无序向有序方向发展。借鉴吸收美国煤层气勘探开发的经验,在我国河北大城、山西柳林、淮北、淮南、辽宁等地进行了资源选区评价+参数试验井工作,此期间出版了我国第一本煤层气学术专著——《中国的煤层甲烷》。同时还翻译出版了几本煤层气方面的学术专著。许多国外公司纷纷出资在我国进行煤层气勘探开发。在此期间,我国引进了煤层气专用测试设备和应用软件,设备的引进和人员交流使我国在煤层气资源评价、储层测试技术、开采技术等方面取得了较大的发展。

1996 年,国务院批准成立了“中联煤层气有限责任公司”,煤层气对外合作实行专营,开始了有序的煤层气勘探。为了优选出适合于中国不同煤储层地质条件的改造工艺,借鉴美国低煤阶裸眼洞穴成功开发经验,我国在东北低阶煤区进行了裸眼洞穴完井技术试验。与美国低煤阶煤储层相比,我国低煤阶煤储层原始渗透率低,所造洞穴影响范围有限,离井筒相对较远处,无法形成有效的压力传递,产气效果不理想,几乎以失败告终。受美国“中煤阶优势产气理论”“高煤阶产气缺陷”理论的影响,这一时期,我国先后在鹤壁、阳泉、淮南、淮北等中煤阶相对发育区进行了以水基为传输介质的压裂试验,这些矿区的煤层形成后大多经历了多期构造