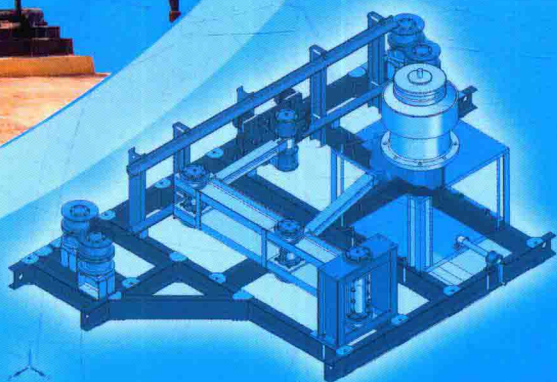


01011010101010101

丛式井柔性联动排采技术

开发与应用

屈文涛 任涛 著



石油工业出版社

丛式井柔性联动排采技术 开发与应用

屈文涛 任 涛 著

本书由

西安石油大学优秀著作出版基金

陕西省科技统筹创新工程计划项目 (2011KTCC01-06)

西安市科学技术局技术转移促进工程项目 [CXY1346 (3)]

联合资助

石油工业出版社

内 容 提 要

本书从鄂尔多斯盆地丛式井单机单井排采模式设备投资大、钢材浪费严重、运行成本高、油气井利用率低的实际出发,结合国内外最新进展和成就,全面系统地介绍了丛式井柔性联动排采技术的开发和现场应用。全书共分十二章,重点论述了联动排采机构总体方案设计、丛式井流入特性研究、运动学与动力学分析、CAD 软件包研制、柔绳传动性能分析、安装基础研制与地基处理、室内性能测试与现场试验。

本书不仅适用于低渗透油田和煤层气开发的科研、生产、设计与管理人员,也可供油气和地矿类院校有关专业师生参考阅读。

图书在版编目(CIP)数据

丛式井柔性联动排采技术开发与应用/屈文涛,任涛著.

北京:石油工业出版社,2015.8

ISBN 978-7-5183-0872-9

I. 丛…

II. ①屈… ②任…

III. 丛式井-柔性控制-联动控制-油气开采-研究

IV. TE243

中国版本图书馆 CIP 数据核字(2015)第 212741 号

出版发行:石油工业出版社

(北京市朝阳区安定门外安华里 2 区 1 号楼 100011)

网 址: <http://www.petropub.com>

编辑部:(010) 64523612 发行部:(010) 64523633

经 销:全国新华书店

排 版:北京新生代彩印制版有限公司

印 刷:北京中石油彩色印刷有限责任公司

2015 年 8 月第 1 版 2015 年 8 月第 1 次印刷

787×1092 毫米 开本:1/16 印张:19.75

字数:488 千字

定价:80.00 元

(如出现印装质量问题,我社图书营销中心负责调换)

版权所有,翻印必究

前 言

我国剩余石油地质储量中，低渗透油气资源量大于 50%，产能建设规模占其总量的 70%，而 2000m 深度以内的煤层气资源总量与陆上常规天然气资源总量相当，因此在国内油气需求量剧增的形势下，低渗透油田和煤层气的地位日益凸显。然而，常规抽油机—抽油杆—抽油泵组成的单机单井排采模式存在设备投资大、钢材浪费严重、运行成本高、油气井利用率低等局限性，与当下我国石油行业低油价、低产能的现状和降本增效战略的实施形成了鲜明对比，严重制约了低渗透油田和煤层气开发的经济效益。

本书将采油气工程、流体力学、机构学、摩擦磨损与润滑、测控技术和软件工程等领域的先进技术进行集成，利用变距、动态跟踪复合平衡、多井集成化排采、多井井载互平衡等方法，提出了“单机多采”“多态互平衡”“交变载荷多相位动平衡”“非平衡重中心对称输出”的设计思路，开发出低渗透油田和煤层气丛式井柔性联动排采技术，解决了低成本开采的技术难题，拥有联动排采机构构型、抽油机净载荷趋近均匀形态、远距离定点传递等专用技术和联动排采配套工艺，建立了低渗透油气井流入动态模型，研制出小波动单井节能抽油机、小直径钢丝绳抽油杆、传动柔绳、低渗透油气井排采泵、联动排采地面驱动装置等产品，并建成了首个丛式井联动排采技术室内性能测试井场。研究结果无论在理论上还是在实践上，都对该技术的推广应用具有积极的指导意义。

本书共分十二章，第一章综述了低渗透油田和煤层气开发现状、丛式井钻井技术、单机单井丛式井排采技术和单机多井丛式井排采技术；第二章完成了柔性连杆、立式曲柄摇杆、卧式牛头刨、曲柄扇齿、对心式曲柄滑块等丛式井柔性联动排采机构总体传动方案设计并明确了试验井场原始设计参数；第三章建立了低渗透油井和煤层气井流入动态模型，提出了最大产能预测新方法，研制出了适用于不同井况的专用排采泵；第四章开展了四种联动排采机构设计与运动分析；第五章建立了适用于丛式井联动排采的钢制抽油杆柱和钢丝绳抽油杆柱悬点载荷计算模型，在此基础上进行了四种机构的动力学分析和标准部件选型；第六章对比评价了钢丝绳、柔性宽带、链条的适用性，开展了针对柔性连杆联动排采和对心式曲柄滑块联动排采用柔绳传动性能分析，确定了远距离定点动力和运动传递用传动柔绳遴选原则，开发出石油链、柔性宽带、链绳、带绳等传动柔绳与配套装置；第七章制订了丛式井联动排采设备型号编制原则，完成了室内样机、现场样机结构与加工工艺流程；第八章研制出可实现运

动学、动力学、动态平衡和关键零部件强度及可靠性分析、机构优化设计、关键零部件图纸浏览查询等功能的联动排采系统 CAD 软件包；第九章开发出丛式井联动排采设备的电气控制系统，并完成元器件选型和现场应用；第十章至十一章进行了抗倾覆混凝土安装基础设计和配筋计算，确定了基坑开挖施工方式和回填要点，提出了灰土垫层加强夯黄土软地基处理方法；第十二章详细阐述了对心式曲柄滑块柔性联动排采样机室内性能测试和现场试验过程，为体现联动排采技术的现场应用可行性提供了依据。

本书第一章、第六章、第九章和第十二章由屈文涛撰写，第二章和第四章由任涛撰写，第三章和第五章由孙艳萍撰写，第七章和第八章由孙文撰写，第十章和第十一章由崔莹撰写。

本书的出版得到了西安石油大学优秀著作出版基金、陕西省科技统筹创新工程计划项目（2011KTCG01-06）和西安市科学技术局技术转移促进工程项目〔CXY1346（3）〕的共同资助。要特别感谢上述有关基金委员会和部门对作者在低渗透油田和煤层气丛式井联动柔性排采方面的研究工作提供的资助。

值本书出版之际，笔者在此衷心感谢在低渗透油田和煤层气实际工况采集、丛式井柔性联动排采样机研制、性能测试等过程中给我们以帮助、支持的陕西中新石油设备制造有限公司、中石油煤层气有限责任公司、陕西延长油田股份有限公司、西安索贝软件科技有限公司等单位；更感谢我们的硕士研究生们，他们在读期间，兢兢业业，克服重重困难，为丛式井联动排采技术研究作出了贡献，他们是：陈瑛、郭怡潇、廖东升、孙旭光、李宁、刘思瀛、王亚娟、赵摇摇、邹伟等；感谢西安石油大学各级领导和老师在工作生活方面的关怀。

由于作者水平有限，书中如有不妥之处，敬请各位专家、同行和广大读者批评指正。

屈文涛 任涛
2015 年 4 月于西安

目 录

第一章 概述 1

第一节 低渗透油田和煤层气开发现状 1

第二节 丛式井钻井技术 6

第三节 单机单井丛式井排采技术 9

第四节 单机多井丛式井排采技术 18

第二章 丛式井柔性联动排采总体传动方案设计 30

第一节 总体设计思路 30

第二节 立式曲柄摇杆机构 33

第三节 柔性连杆机构 35

第四节 牛头刨六杆机构 37

第五节 曲柄扇齿四杆机构 40

第六节 曲柄滑块机构 42

第七节 试验井场原始设计参数 44

第三章 丛式井流入特性研究与排采泵的选用 49

第一节 低渗透油井流入动态研究 49

第二节 煤层气井流入动态研究 53

第三节 排采泵的选用 58

第四节 现场应用实例 62

第四章 联动排采机构设计与运动分析 69

第一节 立式曲柄摇杆机构设计与运动分析 70

第二节 柔性连杆机构设计与运动分析 74

第三节 卧式牛头刨六杆机构设计与运动分析 76

第四节 对心式曲柄滑块机构设计与运动分析 80

第五节 现场应用实例 82

第五章 悬点载荷计算与动力学分析 88

- 第一节 钢制抽油杆悬点载荷计算 88
- 第二节 井下柔性抽油系统设计 99
- 第三节 钢丝绳抽油杆悬点载荷计算 111
- 第四节 联动排采机构动力学分析 116
- 第五节 标准部件选型 125
- 第六节 现场应用实例 127

第六章 柔绳传动性能分析与配套装置开发 135

- 第一节 传动柔绳相关知识 135
- 第二节 柔绳遴选和配套装置开发 141
- 第三节 柔性联动排采设备柔绳传动性能分析 150
- 第四节 现场应用算例 162
- 第五节 柔绳性能评价 170

第七章 样机结构与加工工艺 172

- 第一节 室内样机结构设计 172
- 第二节 现场试验样机优化设计 176
- 第三节 样机加工工艺 178

第八章 排采设备 CAD 软件包研制 187

- 第一节 软件包框架概述 187
- 第二节 软件包详细功能介绍 194

第九章 电气控制系统开发 201

- 第一节 三相异步电动机控制技术 201
- 第二节 丛式井联动排采设备平衡度监测与柔绳断电保护装置 205
- 第三节 电气控制系统设计 210

第十章 排采设备安装基础研制 226

- 第一节 概述 226
- 第二节 基础的埋置深度 229
- 第三节 常规游梁式抽油机基础 231
- 第四节 丛式井联动主机基础 234
- 第五节 井架基础 238
- 第六节 排采设备基础现场应用实例 242

第十一章 地基处理与井场施工 260

第一节 地基计算 260

第二节 地基处理 266

第三节 基坑施工与土方回填 282

第四节 地基处理现场应用实例 285

第十二章 对心式曲柄滑块联动排采样机室内性能测试和现场试验 289

第一节 室内性能测试 289

第二节 现场试验 296

第三节 实施效果评价 302

参考文献 306

第一章 概 述

低渗透油田和煤层气是我国重要的两类资源，分布较广，储量较大，具有良好的开发前景。我国经过大量的理论研究和生产实践证明，使用丛式井进行低渗透油田和煤层气的开发，具有节约耕地资源、减小开发难度、提高开采效率、提高经济效益等优势。然而，尽管国内丛式井钻、完井技术已趋于完善，但相应的丛式井排采技术仍较为落后，对丛式井的开发依然采用多台单井抽油机并列在一起，分别对各井进行排采的单机单井开采模式。这种以常规抽油机—抽油杆—抽油泵组成的有杆抽油系统为核心排采设备的单机单井开采模式存在设备成本高、钢材需求量大、系统效率低、能耗高等局限性，与当下我国石油行业低油价、低产能的现状和降本增效战略的实施形成了鲜明对比，严重影响了低渗透油田和煤层气开发的经济效益。因此，研究如何有效利用低渗透油田、煤层气和丛式井自身的特点，研发与丛式井自身特点相对应的丛式井联动排采技术，实现通过一台电动机带动多口井同时进行开采，从而有效实现节能降耗，提高系统效率，进而提高应用丛式井进行低渗透油田和煤层气开发的经济效益，具有重要的意义。

第一节 低渗透油田和煤层气开发现状

一、低渗透油田和煤层气的相关概念

1. 低渗透油田

1) 概念及分类

低渗透油田是指油层储层渗透率低、丰度低、单井产能低的油田。低渗透是一个相对概念，其分类并无明确、统一的规定，而是随不同国家、地区在不同时期、资源状况及技术条件下而不同。

我国石油行业在不断发展的过程中，对低渗透油田的分类逐渐形成了适应我国特点的认识，并根据油层平均渗透率的不同，进一步将低渗透油田分为低渗透油田、特低渗透油田、超低渗透油田三类。

低渗透油田：储层渗透率为 $10 \sim 50\text{mD}$ ，这一类油层接近正常油层，一般能够达到工业性自然产能，但其产量过低，需要通过采取压裂措施提高产能，且在钻、完井过程中极易造成污染，需采取一定的储层保护措施。

特低渗透油田：储层渗透率为 $1 \sim 10\text{mD}$ ，这一类油层与正常油层有较为明显的差别，其典型特征是油层含水饱和度变化较大，测井电阻率较低，测井解释难度较大，且油层自然产能通常达不到工业性自然产能，必须配合压裂及其他相应措施，才能够进行正常的工业开发。

超低渗透油田：储层渗透率为 $0.1 \sim 1\text{mD}$ ，这一类油层非常致密，属致密低渗透油层，其孔隙半径很小，油气难以进入，基本没有工业性自然产能，通常几乎没有或只有很低的工业开发价值，但在特定的有利条件下，配合其他能够减少投资、降低成本的措施，也可进行开发。

除以平均渗透率为标准进行分类之外，也有通过其他参数对低渗透油田进行分类的方法，且针对特定区块，可以结合具体情况应用不同的分类方法进行研究及应用。

2) 开发意义

随着我国经济的高速增长、工业生产的发展和人类生活水平的不断提高，石油需求量迅速增加；经过多年的持续开发应用，常规中高渗透油藏资源不断减少；低渗透油藏资源的探明储量已成为我国探明储量资源增长的主体部分；因此，从剩余油藏资源、石油资源需求量、未来发展趋势等角度出发，针对低渗透油田的勘探、开发展开的研究及应用都具有十分重要的意义。

2. 煤层气

1) 概念

煤层气是一种赋存于煤层及其围岩之中、与煤炭伴生的天然气，国际上一般称为煤层甲烷（Coal Bed Methane，简称 CBM）。煤层气的主要成分是甲烷，同时也包含二氧化碳、氮气等其他成分。煤层气是一种新型能源，在世界范围内，美国、加拿大、澳大利亚等国的煤层气工业已经开始成规模商业性开发，我国的煤层气工业也处于高速发展时期。

2) 开发意义

我国作为世界上最大的发展中国家，迫切需要保持经济的高速、稳定发展，而要实现这一点，必须突破能源瓶颈的制约。煤层气作为一种拥有巨大潜力且优质洁净的新型能源，可以成为我国能源组成的重要补充部分，有效弥补我国能源缺口。

甲烷是一种强温室效应气体。若不进行煤层气的合理开发，将甲烷无节制地排入大气层，将会对环境造成巨大的破坏。

煤层气在采煤作业中被称为瓦斯，是采煤作业安全的巨大威胁，我国煤矿的重大恶性事故中，大部分都与瓦斯爆炸有关。如能在采煤作业前先进行煤层气的开采，可有效降低煤矿生产过程中瓦斯爆炸事故的发生概率，在保障煤矿安全的同时，降低煤炭井的开发成本，提高煤矿经济效益。

二、低渗透油田开发现状

1. 国外低渗透油田开发现状

国外的低渗透油田开发时间较长。1871 年, 美国发现了著名的勃莱德福油田, 至今已有近 150 年的低渗透油田开发历史。

国外的低渗透油田数量比较多, 储藏着丰富的油气资源。如美国文图拉油田、加拿大帕宾那油田等均为国外较为典型的低渗透油田, 俄罗斯的全部石油产量中, 从低渗透油田中开采出的部分占到了 25%。国外发现的这些低渗透油田, 普遍具有地质情况复杂、开采难度大、产能低、经济效益差等特点。

国外低渗透油田在开发初期, 通常优先采用天然能量进行开采, 以有效延长无水、低含水开采期, 进入低产期后, 再进行注水或注气开发。国外在对低渗透油田多年的理论研究和生产实践中, 应用了储层地质研究技术及油层保护技术等低渗透油田开发过程中的关键技术及许多得以有效提高单井产量、经济效益的开发技术, 如注水、注气保持地层能量技术, 压裂改造油层增产技术, 丛式井、水平井、小井眼井、多分支井技术, 井网加密技术等。这些技术的开发及应用使得低渗透油田的单井产量得以有效提高, 能够获得较为良好的经济效益。

2. 国内低渗透油田开发现状

根据我国 2004 年开展的第三次油气资源评价结果, 低渗透石油资源广泛分布在各大盆地, 远景资源量为 $537 \times 10^8 \text{ t}$, 占全国石油远景资源总量的 49%。中石油低渗透资源占到了其资源总量的 65% 以上; 剩余石油资源中, 低渗透石油资源量超过了 75%。近几年在中石化的新增探明储量中, 低渗透储量所占比例的增长幅度也非常明显。

在分布上, 我国低渗透资源具有分布区域较广的特点, 在我国的东部、中部和西部地区都有分布。东部的松辽、渤海湾、二连、海拉尔、苏北、江汉盆地等地区, 中部的鄂尔多斯、四川盆地等地区, 西部的准噶尔、柴达木、塔里木、三塘湖盆地等地区, 均储藏有丰富的低渗透资源。

我国低渗透资源的勘探、开发工作有较长的历史。20 世纪 50 年代至 80 年代, 在鄂尔多斯、松辽、准噶尔、四川等盆地发现了一部分储层物性较差、产能较低的低渗透资源, 80 年代以后, 随着对各种类型的低渗透资源的理论研究不断深化、勘探技术的不断发展, 我国在低渗透资源, 特别是低渗透砂岩油气藏、低渗透碳酸盐油气藏和火山岩油气藏的勘探方面获得突破性进展, 在鄂尔多斯盆地、准噶尔盆地、四川盆地等地发现了大量较大规模的低渗透油田。

国内 20 世纪 80 年代, 主要采用常规压裂技术进行低渗透油田的开发, 之后大规模压裂技术、井网优化技术、注水开发技术的应用使得一部分特低渗透资源得以开发应用, 特别是以安塞油田为代表的丛式井钻井技术的应用, 有效地实现了特低渗透油

田的开发。

目前我国针对低渗透油田的开发及理论研究主要从储层特征、储层渗流机理、低渗透油田合理开发手段及井网分布、钻采工艺技术四个方面出发，研究低渗透油田储层特征、非达西渗流机理对低渗透油田的产能及开发过程的影响，对丛式井、水平井、多分支井等钻采工艺技术及注水开采、注气开采等开发技术进行研究及合理应用，有效实现了我国低渗透资源的合理、规模开发。

三、煤层气开发现状

1. 国外煤层气开发现状

根据国际能源署（International Energy Agency，简称 IEA）的统计，全球的煤层气资源总量超过了 $260 \times 10^{12} \text{ m}^3$ ，绝大部分分布在 12 个主要产煤国家，俄罗斯、加拿大、中国的煤层气资源总量均超过了 $10 \times 10^{12} \text{ m}^3$ （表 1-1）。

表 1-1 世界主要煤层气分布国家

国 家	煤层气资源量, 10^{12} m^3	国 家	煤层气资源量, 10^{12} m^3
俄罗斯	17 ~ 113	德 国	约 3
加拿大	18 ~ 76	波 兰	约 3
中 国	约 36.8	英 国	约 2
美 国	约 21	乌克兰	约 2
澳大利亚	8 ~ 14	哈萨克斯坦	约 1

美国煤层气资源丰富，位列世界第四位，是最早和最成功进行地面煤层气开采的国家。1976 年，成功打出第一口商业性生产煤层气井；1981 年，初步实现煤层气的商业性生产，开始进入了大规模发展时期，煤层气井数和煤层气产量快速增加，现在煤层气已经成为美国能源市场的重要组成部分。落基山脉是煤层气资源的主要分布地区，约占美国煤层气资源总量的 85%，剩余部分则主要分布于中部和东部地区。

澳大利亚在充分吸收美国煤层气资源评价和勘探方面成功经验的同时，有针对性地开发了适用于本土的改造技术，在煤层气勘探上取得重大突破，正处于大规模、高度商业化的发展时期，是继美国之后煤层气开发最活跃的国家。澳大利亚的煤层气资源主要分布在东部悉尼盆地、鲍恩盆地和苏拉特盆地。

加拿大的研究机构结合本国的煤层特点开展研究工作，近年来一直受到政府的大力支持，开发起步时间与我国相当，在低成本开采方面取得了较大进展。加拿大的煤层气资源主要分布于西部的艾伯塔省和不列颠哥伦比亚省。

德国、英国、波兰等国拥有较为丰富的煤层气资源量，煤层气和废弃矿井煤层气的开发方面有较大成功，生产的煤层气主要用作锅炉燃气及供给煤层气电站，另有少量民用。当地政府也对从事煤层气勘探、开发的企业给予了相应的优惠政策，鼓励进

行与煤层气勘探、开发相关的研究及商业活动。俄罗斯的煤层气资源总量排名世界第一位,但因存在技术、资金等方面的问题,勘探、开发活动进展缓慢,目前也仅仅停留在对煤矿瓦斯的处理和煤层气资源评价上。法国、西班牙、南非等国也开展了煤层气资源的评价、勘探工作,但受制于资金、技术及煤层气资源自身特点等原因,尚未进行大规模开发。

2. 国内煤层气开发现状

根据最新一轮的煤层气资源评价结果,我国2000m以内的煤层气资源总量约为 $37 \times 10^{12} \text{ m}^3$,与陆上常规天然气的资源总量相当;主要分布在华北沁水、二连盆地,西北鄂尔多斯、准噶尔、吐哈盆地,以及南方滇东黔西盆地等地区,其中沁水盆地南部、北部和鄂尔多斯盆地东缘是我国近期进行煤层气资源勘探、开发工作的主要作业区块。

我国的煤层气资源勘探、开发及利用主要经历了以下3个发展阶段:

(1) 矿井瓦斯抽放发展阶段(1952—1989年):1952年,我国于抚顺矿务局龙凤矿建立瓦斯抽放站,自此至1989年期间,我国煤层气勘探、开发的工作主要是进行矿场瓦斯抽放,进行井下瓦斯抽放及利用、煤的吸附性能和煤层气含量测定等工作,先后在湖南里王庙、河南焦作、山西阳泉、辽宁抚顺等煤矿钻出几十口煤层气井。在此期间的工作成果为我国之后进行的全国煤层气资源预测和开发区块选择等工作积累了大量重要的资料,但瓦斯抽放的抽放率低,使用条件受到局限,因此并未取得生产性的实际效果和经济效益。

(2) 现代煤层气技术引进阶段(1989—1995年):1989年9月能源部邀请美国煤层气方面的有关专家来华,对煤层气资源的勘探、开发等技术进行介绍,随后于1989年11月在沈阳市召开我国第一次煤层气会议——能源部开发煤层气研讨会。随后,在国家“八五”攻关和地方企业、全球环境资金(Global Environment Fund,简称GEF)的资助下,设立了多个煤层气研究项目,并于河北大城、山西柳林进行了煤层气的勘探试验。我国第一部煤层气学术专著——《中国的煤层甲烷》于1991年出版。1994年煤层气勘探项目经理部成立,1995年中国煤田地质总局在韩城施工韩试1井、韩试2井和韩试3井三口煤层气探井。在此期间,大量外国公司出资在中国开展煤层气风险勘探工作,同时我国引进了一系列煤层气专用设备及软件,在煤层气资源评价、储层测试技术、开采技术等方面均取得了较大的进展。

(3) 煤层气产业逐渐形成发展阶段(1996年至今):1996年初国务院批准成立中联煤层气有限责任公司(简称中联公司),标志着我国煤层气产业的形成并步入科学化发展的新阶段。此后“九五”和“十五”期间国家科技攻关均设立了与煤层气研究及试验相关的项目,国家计划经济委员会设立了“中国煤层气资源评价”国家一类研究项目。1997年,山西沁水盆地晋试1井率先取得突破性成果,中联公司此后又打下若干煤层气井。

数据显示,2014年,全国天然气产量 $1329 \times 10^8 \text{ m}^3$,其中,煤层气产量 $36 \times 10^8 \text{ m}^3$,

同比增长 23.3%。中国石油在沁水、鄂尔多斯盆地东缘新建生产能力 $2 \times 10^8 \text{ m}^3$ ，在建产能 $27 \times 10^8 \text{ m}^3$ ，煤层气产量 $15.2 \times 10^8 \text{ m}^3$ ，净增长 $5 \times 10^8 \text{ m}^3$ ，同比增幅 49%。截至 2014 年底我国煤层气井累计打井数目已经超过了 16000 口，我国煤层气实现了规模化开发，且在技术、政策、效益等方面均有了突破性进展，奠定了进一步快速发展的基础。

地质条件异常复杂的特点，使得我国亟需进行煤层气地质理论方面的研究。经过多年的理论研究和大量的生产实践，已在沁水盆地、鄂尔多斯盆地等地取得了生产试验的突破，煤层气成因类型及其判识、煤储层特征及储层评价、煤层气成藏过程分析和多种煤层气资源勘探技术已经相对成熟或正在向精细化和高成功率方向发展，开发出适用于我国地质条件并拥有独立知识产权的煤层气地面井增产、煤层气地面排采、煤层气矿井抽采及煤气共采等煤层气资源开发技术，在煤层气勘探与有利区块优选、中高煤阶地区煤层气增产、煤炭与煤层气协同开采等方面继续深入研究并获得了大量突破性进展和重大成果，为实现全国范围内的煤层气大规模勘探、开发提供了关键性的技术支持。

第二节 丛式井钻井技术

一、丛式井在低渗透油田和煤层气开发过程中的应用

1. 丛式井的概念

丛式井是指一组不限制数目的多口定向井或水平井，这一井组的所有井口集中于一个固定的范围内，即同一个油气开发井场或平台，以进行较大区域的油气开发生产并便于实现对井组的操控。丛式井开发技术早期主要应用于滩海、海洋、沼泽、湿地等地面条件受限制的地区，典型的丛式井有海上钻井平台、沙漠中的钻井平台、人工岛等。丛式井现已成为油田开发的常规手段，应用丛式井钻井技术进行油田开发能够有效降低综合成本，优化井网分布，缩短建设周期，提高产量和采收率。

2. 应用丛式井进行低渗透油田及煤层气资源开发的优点

与传统的单井开采相比，应用丛式井进行油田及煤层气资源开发具有几项突出的优点：

(1) 可以有效节约土地（包括井场占地、集输占地、道路占地、供电占地等），更好地保护耕地和节约能源，同时可减少对环境的污染。这一优点在低渗透油田和煤层气的开采过程中体现得尤其突出，因为其自身特点导致钻井数量较大、井道路等占地面积较大。

(2) 能够有效应对开发过程中地面地形条件复杂、排采管理困难、钻前工作量大

等问题,特别是在我国煤层气资源地质条件特别复杂的情况下。

(3) 减少钻前修井场、道路及搬迁等准备工作所需的时间,加快钻井速度,缩短整个钻、完井周期,提高效率。

(4) 有效减少井场、管线等地面油气集输工程建设,提高井网密度。在低渗透油田的开发过程中,随着井网密度的增加,原油采收率将获得提高,进而获得产量上的提高。

(5) 油井、水井集中分布,有利于整个开采过程中的管理及维修。

(6) 可以有效降低成本,提高经济效益,这一点在地面条件复杂的地区以及人口建设密集的地区体现得尤为突出。

二、丛式井钻井关键技术

1. 平台优化技术

丛式井平台优化技术是丛式井钻井的关键技术之一,主要包括对平台的数量、位置,单个平台的井数、井口排布方式,各井的井眼轨迹形状设计等内容进行优化设计,合理地进行丛式井平台优化设计,能够有效降低钻井成本和钻井作业难度,也便于开发过程中的井组管理和增产作业。

进行丛式井的平台优化过程中,应使综合成本(包括钻井成本、平台建设成本、集输成本、设备成本等)尽可能达到最低,各井的井口位置布置应满足井眼轨迹控制和防碰的需要,同时保证平台的便利施工。

丛式井平台优化设计的过程中,井口位置的优化设计在井口个数及隶属关系未知的情况下是一个复杂的求解问题。工程人员多凭借经验来进行平台数量、隶属关系及平台位置的确定及优化,但这种设计过程往往缺乏科学依据和合理的分析计算过程,不利于有效降低成本和钻井难度。国内外学者早期以“水平位移之和最小”“总井深之和最小”“总井深与总水平位移之和最小”等几项参数作为评价平台设计优化合理性的指标,随后将遗传算法、蚁群算法、退火算法等多种优化算法引入到丛式井的平台优化设计过程中,提高了平台优化设计过程的准确性和结果的合理性,有效降低了丛式井的钻井成本。

2. 井眼轨迹控制技术

井眼轨迹控制技术是丛式井钻井中最为关键的钻井技术。丛式井钻井过程中的井眼轨迹控制主要受到地层特性、钻具性能组合、钻井参数等的影响。丛式井各口井之间的间距一般较小,井数量较多。在丛式井钻井过程中,合理的井身设计和井口排布、直井段的防斜打直、斜井段的井眼轨迹控制、钻具组合的合理设计等问题,都是丛式井井眼轨迹控制技术中的关键部分。

合理的井身结构设计是完成整套丛式井钻井过程中井眼轨迹控制的前提。在井身结构设计的过程中,优选造斜点,合理设计、调整各井段造斜率,综合考虑定向造斜、井斜方位控制等因素,能够有效降低丛式井钻井成本、缩短钻井周期。

对井口排布进行合理的设计及优化,可以在地形条件受限制、尽可能减少土地占用面积、满足后续的开发井场等开发制约因素的前提下,最大限度地减少丛式井各井之间的井间干扰,有效降低防碰预测及实施防碰措施的难度,减小轨迹相碰的可能性。

直井段的防斜打直,能够有效避免因直井段产生的较大位移导致的井眼轨迹碰撞、造斜控制困难、影响其他井施工等问题。在防斜打直过程中,综合考虑钻井参数的影响,合理设计、选择防斜钻具组合,提高直井段的钻井效率。同时进行防碰扫描分析,保证防碰措施的有效实施,避免井眼轨迹相碰带来的损失。

在斜井段的井眼轨迹控制过程中,综合考虑地层特性、钻井参数、钻具组合性能等因素对斜井段轨迹的影响,通过调整钻井参数控制井斜、方位的变化,尽可能提高实际井眼轨迹与设计井眼轨迹的吻合度,保证中靶。

钻具组合的性能对丛式井的井眼轨迹控制具有非常大的影响,钻具组合的合理设计及使用与否,是丛式井钻井中井眼轨迹控制的关键。在丛式井钻井中,钻具组合的造斜能力尤为重要,因此在钻具组合的设计与选择过程中,应综合考虑稳定器位置、钻铤刚度、上部井眼曲率等因素对钻具组合性能的影响。结合所设计的钻具组合的具体特性,适当调节钻井参数,可以有效提高钻具组合的性能,进一步提高实际井眼轨迹与设计井眼轨迹的吻合度。

3. 防碰技术

在丛式井的钻井过程中,由于井数较多,井与井之间的距离较小,井分布较为密集,因此各井的设计轨道之间、设计轨道与实钻轨迹之间、各实钻轨迹之间的距离一般较小,很容易因设计过程中的防碰设计不当、实钻过程中的防碰控制措施不足等原因,导致轨迹相碰事故的发生。一旦发生轨迹相碰,会带来较大的经济损失,导致已完成进尺的报废,作业时间的增加,甚至导致作业失败,因此必须进行防碰预测,并在钻井作业过程中严格保证防碰措施的实施。

在丛式井钻井过程中,为有效实现轨迹防碰,必须要提高测量精度,应用水平面扫描法、法面法、最小距离法等防碰扫描方法在待钻井的施工过程中进行其与已钻井之间的空间位置的扫描计算,做好待钻井与已钻井之间的空间位置对比,控制井眼轨迹,加强各井的井身质量控制,避免待钻井与已钻井之间发生轨迹相碰。

4. 钻井顺序优化技术

钻井顺序优化是顺利完成丛式井钻井作业的重要保障之一,合理的丛式井钻井顺序优化能够有效降低钻井成本,缩短钻井周期,提高丛式井的整体开发效益。

钻井顺序优化综合分析井口排布、地形条件限制、平台建设分布和走向及其他影响钻井顺序优化与防碰的因素,确定整体钻井优化顺序方案。钻井顺序优化主要从平台与各井位置的相对关系、钻机整拖方向与各井位置的相对关系、目标储层对开发顺序的要求、开发后期井位调整的可能性要求、各井身设计的合理性与可行性等角度出发。

5. 快速钻井技术

丛式井快速钻井技术是一项需要综合应用多种钻井技术,从多个角度出发以有效

实现缩短钻井周期、提高钻井速度的综合技术,主要包括井眼轨迹控制技术、井身结构优化及剖面设计、防碰技术、PDC 钻头优选、快速钻井液体系、钻具组合优化设计、钻井及水力参数优化、钻井配套技术,通过合理有效的方案设计及技术应用来提高钻井效率。

第三节 单机单井丛式井排采技术

一、有杆泵抽油系统发展现状

有杆泵抽油是一种通过使用抽油杆传递地面动力,带动井下抽油泵完成抽油的人工举升技术。我国陆上的油井绝大多数采用有杆泵抽油的方式,在世界范围内,除少数地区的自喷井外,大多数也采用有杆泵抽油。有杆泵抽油系统主要分为以抽油机带动抽油杆上下往复运动和以螺杆泵带动抽油杆旋转运动的两大类。其中抽油杆上下往复运动的有杆泵抽油系统主要由抽油机、抽油杆、抽油泵三部分组成。

1. 抽油机

1) 抽油机的发展历程

世界范围内对抽油机的研究、开发及应用已经有 100 多年的历史,在大量的理论研究和生产实践中,抽油机技术得到了巨大的发展。

以抽油机技术划分,抽油机发展大致经过了三个阶段。

第一个阶段以游梁式抽油机为主。游梁式抽油机一直以来因其结构简单、适用范围广、可靠耐用、制造维修成本低、技术成熟等特点而成为应用最广泛、数量最多的抽油机,基本上能够适应各种不同类型、特性的油井、气井进行开采,其基本工作原理为通过电动机将电能转化为旋转动能,经过减速箱减速后经由四连杆机构将旋转运动转化为直线往复运动,依次经由驴头、悬绳器、光杆、抽油杆至井下抽油泵进行开采。

第二个阶段以各种类型的无游梁抽油机为主。游梁式抽油机的工作原理和结构导致其具有传动环节较多、系统效率较低、能耗较高等缺点。为有效改善游梁式抽油机的性能,20 世纪 70 年代以来先后开发出了链条抽油机、皮带抽油机、液压抽油机等无游梁抽油机。它们的共同特点是没有游梁,取消了游梁式抽油机的四连杆机构,易于实现长冲程,且具有惯性载荷较小的优点,但往往存在结构复杂、设备成本较高,使用寿命较短等问题。

第三个阶段主要包括各种类型的多功能抽油机及新型抽油机。这些抽油机的特点是功能越来越多样化,抽油机的性能、适应性、可靠性、效率都获得了提高,能耗得以降低。

我国从 20 世纪 50 年代开始进口苏联 CKH 常规型游梁式抽油机,这一时期内我国主要以进口国外的抽油机为主。60 年代到 70 年代中期我国在仿制苏联抽油机的基础