



鄂尔多斯盆地

榆林气田  
开发模式

EERDUOSI PENDI  
YULIN QITIAN KAIFA MOSHI

李天才 徐黎明◎主编

石油工业出版社

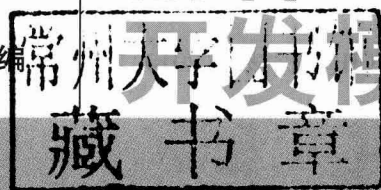
EERDUOSI PENDI  
YULIN QITIAN KAIFA MOSHI

# 鄂尔多斯盆地

## 榆林气田

## 开发模式

李天才 徐黎明◎主编



石油工业出版社

## 内 容 提 要

本书根据榆林气田十年来的开发实践,从理论、技术和管理等方面,系统地总结了榆林气田开发过程中的高效开发技术,以及形成的一整套具有上古生界砂岩气藏开发特色的“榆林模式”,展示了其开发成果和技术进步,是上古生界低渗透气藏开发经验的结晶。

本书适合从事气田开发方面的技术人员、管理人员使用,也可供相关院校师生学习参考。

### 图书在版编目(CIP)数据

鄂尔多斯盆地榆林气田开发模式/李天才,徐黎明主编.

北京:石油工业出版社,2010.8

ISBN 978-7-5021-7960-1

I. 鄂…

II. ①李…②徐…

III. 鄂尔多斯高原-含油气盆地-低渗透油层-气田开发

IV. TE348

中国版本图书馆CIP数据核字(2010)第157130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)64523738 发行部:(010)64523620

经 销:全国新华书店

印 刷:石油工业出版社印刷厂

---

2010年8月第1版 2010年8月第1次印刷

787×1092毫米 开本:1/16 印张:13

字数:285千字 印数:1—2000册

---

定价:68.00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

# 《鄂尔多斯盆地榆林气田开发模式》

## 编 委 会

主 编:李天才 徐黎明  
副 主 编:洪 鸿 李莲明 王 冰 王 虎  
编 委:李 强 郝玉鸿 宋世荣 乔亚斌 晁琼萧  
张 昀 李晓芸 王永强 樊志强 周玉荣  
焦小莉

参加编写人员:(按姓氏笔画排序)

马鹏飞 王 娜 田喜军 白亚萍 许文壮  
许晓伟 张玉华 张向京 张晓燕 李娟娟  
张 强 陈红飞 杨亚涛 杨海飞 侯亚龙  
赵轩刚 胡均志 黄雪萍 韩东兴 雷小兰  
薛刚计

# 前 言

20世纪90年代初,长庆人在鄂尔多斯盆地地下古生界取得重大收获后,进一步解放思想,甩开评价,将天然气的勘探重点向盆地中东部转移,面向上古生界,同时兼顾下古生界,在上古生界碎屑岩岩性圈闭环境中勾勒出新的含气区。1996年,榆林气田的陕141井在二叠系山西组钻探获得 $76.78 \times 10^4 \text{m}^3/\text{d}$ 的高产工业气流,从此拉开了榆林气田大规模勘探开发的序幕。

但是,榆林气田属河流相沉积体系,优质储层分散,非均质性较强,具有典型的“低压、低渗、低产、低丰度”特征,如何开发好这类砂岩气藏,国内外还没有现成的例子。而当时与长庆合作开发榆林气田的英荷壳牌公司(以下简称壳牌公司)也在不断试采、反复论证,可以想象其开发难度之大!

面对这样的气田,要大规模有效开发,就要在开发技术上有所突破。此时,正筹谋发展之际的长庆油田公司第二采气厂(以下简称采气二厂),积极发扬“攻坚啃硬、拼搏进取”的精神,坚持“求精图强”,凭着自主创新,先后攻克了制约上古生界低渗透气藏开发的多项技术难关,经过十年探索,在榆林气田南区形成了以“滚动开发技术、随钻地质分析技术、气藏评价技术、产能试井技术、动态监测和分析技术”为主的开发地质技术。采气工艺紧跟气田开发的步伐,积极攻关,稳步跟进,形成了“储层改造技术、排水采气技术、井下节流技术、气井防砂技术、隐患治理技术、喷射引流增压开采技术”等配套工艺技术。形成以“高压集气、站内注醇、多井加热、节流制冷,小站低温分离、湿气气相输送、集中脱水脱烃、含醇污水集中处理、数字化监控”为主要内容的地面工艺技术及一整套具有上古生界砂岩气藏开发特色的“榆林模式”。

在取得巨大进展后,采气二厂始终坚持“超前、创新、实用、高效”的科技工作原则,通过不断探索、实践和优化,“榆林模式”得以不断发展和完善,为低渗透气田的科学、高效开发注入了新的活力。在只有预测储量的情况下,至2005年底,榆林气田南区生产能力由初步开发方案的 $3 \times 10^8 \text{m}^3/\text{a}$ ,滚动开发配套建成 $20 \times 10^8 \text{m}^3/\text{a}$ 的生产能力,2008年长北合作区 $30 \times 10^8 \text{m}^3/\text{a}$ 生产能力配套建成,至此,榆林气田成为鄂尔多斯盆地继靖边气田后建成的第二个年生产能力达 $50 \times 10^8 \text{m}^3$ 以上的大气田。

这些成绩的取得,得益于长庆油田领导思想的解放和技术人员的锐意创新,《鄂尔多斯盆地榆林气田开发模式》一书从理论、技术和管理等多角度认识榆林气田,论述了十年开发历程中的新思路、新模式、新经验,展示了榆林气田的开发成果和技术进步,是上古生界低渗透气藏开发经验的结晶。

编 者  
2010年5月

# 目 录

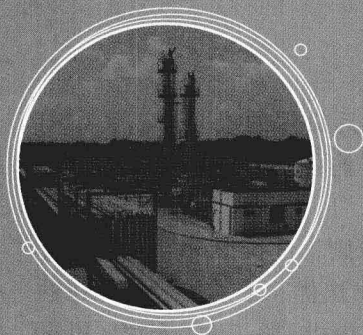
绪论 .....	1
第一章 榆林气田基本地质特征 .....	5
第一节 上古生界气藏基本地质特征 .....	5
第二节 下古生界气藏基本地质特征 .....	9
参考文献 .....	10
第二章 滚动开发技术 .....	11
第一节 滚动开发总体思路 .....	11
第二节 滚动开发对策及实施效果 .....	12
参考文献 .....	14
第三章 开发动态分析技术 .....	15
第一节 气井分类 .....	15
第二节 气井分类动态分析 .....	18
第三节 区块分类动态分析 .....	22
参考文献 .....	24
第四章 地层压力评价及压力系统划分技术 .....	25
第一节 地层压力评价技术 .....	25
第二节 气井气田地层压力评价 .....	29
第三节 压力系统划分技术 .....	30
参考文献 .....	36
第五章 产能评价技术 .....	37
第一节 产能试井技术方法 .....	37
第二节 产能核实结果对比分析 .....	44
第三节 气井及气田合理配产技术 .....	45
参考文献 .....	47

第六章 动态地质储量评价技术 .....	49
第一节 动态地质储量计算方法 .....	49
第二节 动态地质储量落实与评价 .....	56
参考文献 .....	58
第七章 地质建模及数值模拟技术 .....	59
第一节 储层地质建模技术 .....	59
第二节 气藏数值模拟研究 .....	63
第三节 开发技术指标预测及方案优选 .....	65
参考文献 .....	66
第八章 气田动态监测技术 .....	67
第一节 动态监测基本要求 .....	67
第二节 气田动态监测系统的建立与完善 .....	68
参考文献 .....	74
第九章 储层改造工艺技术 .....	75
第一节 储层改造工艺技术发展历程 .....	75
第二节 储层改造工艺技术 .....	77
第三节 应用效果 .....	83
参考文献 .....	83
第十章 泡沫排水采气工艺技术 .....	85
第一节 泡沫排水采气工艺技术发展历程 .....	85
第二节 泡沫排水采气工艺技术 .....	87
第三节 应用效果 .....	96
参考文献 .....	97
第十一章 井下节流工艺技术 .....	99
第一节 井下节流工艺技术的发展历程 .....	99
第二节 井下节流工艺技术 .....	103
第三节 应用效果 .....	107
参考文献 .....	110

第十二章	气井防砂工艺技术 .....	111
第一节	气井出砂机理分析 .....	111
第二节	气井防砂工艺技术 .....	115
第三节	应用效果 .....	118
参考文献	.....	118
第十三章	气田腐蚀防护技术 .....	119
第一节	气田腐蚀因素及腐蚀机理分析 .....	119
第二节	气田腐蚀监测体系建立 .....	125
第三节	气田腐蚀防护技术 .....	137
参考文献	.....	140
第十四章	气井隐患治理技术 .....	141
第一节	气井隐患治理技术发展历程 .....	141
第二节	气井隐患治理技术 .....	142
第三节	应用效果 .....	149
参考文献	.....	149
第十五章	喷射引流增压工艺技术 .....	151
第一节	喷射引流增压工艺技术原理 .....	151
第二节	喷射引流增压工艺技术应用 .....	154
第三节	应用效果 .....	158
参考文献	.....	158
第十六章	低温分离处理工艺 .....	159
第一节	节流膨胀制冷工艺 .....	159
第二节	小压差大温降制冷工艺 .....	163
第三节	丙烷制冷工艺 .....	166
参考文献	.....	170
第十七章	含醇污水处理工艺技术 .....	171
第一节	含醇污水预处理工艺 .....	171
第二节	甲醇精馏回收工艺 .....	174
第三节	污水集中回注工艺 .....	176
参考文献	.....	177



第十八章 气田数字化管理技术 .....	179
第一节 气田数字化发展历程 .....	179
第二节 气田数字化技术 .....	180
第三节 数字化技术应用效果 .....	191
参考文献 .....	193
后记 .....	195



# 绪 论

榆林气田位于鄂尔多斯盆地东北部，属于上古生界砂岩气藏。2001年，榆林气田南区投入开发，拉开了长庆上古生界气藏规模开发的序幕。随着气田的开发，地质储量不断攀升，含气面积不断扩大，已成为我国又一大型天然气生产基地，肩负着向北京、榆林等城市供气的重要任务，对改善我国能源结构和促进经济建设、带动老区的经济发展起到重要作用，取得了良好的经济和社会效益。

榆林气田自开发以来，通过不断实践、优化、提高，对上古生界气藏地质特征、气藏动态规律的认识逐步加深，采气工艺技术日臻完善，地面集输系统不断优化、简化，数字化气田管理水平跃上新台阶，逐步形成了适用于上古生界砂岩气藏开发生产管理的“榆林模式”，高效开发了榆林气田，并保持着良好的稳产态势。

## 一、榆林气田发展过程

20世纪90年代初，长庆气田提出“上下古生界兼探”，将天然气勘探的目标区域、层系由边部向盆地内转移，为了解靖边—神木地区北部区域圈闭条件和含气规模，落实高产区的分布范围，查明与盆地中部含气层的对比关系，长庆人挥师盆地东部，1990年在陕西省榆林市孟家湾北800m、神木—靖边古潜台西南斜坡带上钻探陕J井，对其马家沟组、太原组、山西组分别开展了酸化、压裂，在山西组山<sub>2</sub>段发现8.5m厚砂层，试气获得无阻流量 $15.04 \times 10^4 \text{ m}^3/\text{d}$ ，勾勒出以山<sub>2</sub>为代表的上古生界气藏含气区轮廓。

1995年，为了进一步认识上古生界山西组，根据地震勘探结果和对含气砂体的横向预测，集中在榆林气田北—南山西组山<sub>2</sub>段储层走向带接连部位勘探。在陕BEB井钻探中，对马家沟组、山西组试气，山<sub>2</sub>砂层厚23.5m，获得 $76.78 \times 10^4 \text{ m}^3/\text{d}$ 高产工业气流，以“画龙点睛”之笔证实了上古生界砂岩气藏富集区，揭开了长庆在上古生界气藏勘探开发的篇章。

1999年，中国石油天然气集团公司（以下简称中国石油）与壳牌公司签订协议合作开发榆林气田长北区块，翻开长庆低渗气田国际合作开发的新一页。

2000年，随着长庆气区开发加速，为了追踪榆林气田陕CBB井区山<sub>2</sub>气层向南延伸情况，了解该区山西组、石盒子组、石炭系太原组、本溪组及奥陶系马家沟组马五段的含气



状况,榆林气田勘探部署向榆林南部区域陕 CBF 井区推进。先后钻探的陕 CBF、陕 CBH 井,压裂试气均获得  $15.00 \times 10^4 \text{ m}^3/\text{d}$  以上的工业气流。至此,榆林气田整体上开始划分为长北合作区和榆林南区两个区域,实施规模开发。

2001 年,榆林气田南区开始按照“勘探开发一体化”的原则,进行滚动开发,在合作区块开发评价的基础上,沿气田东南和西南有利布井方向优中选优、滚动扩边,并在榆林南区东侧发现另一支山<sub>2</sub> 砂体,该区块完钻的榆 CA 井在山西组山<sub>2</sub> 段、太原组太<sub>1</sub> 段见到好的含气显示,新含气砂带的发现,为榆林南区扩大建产规模提供了资源保证。

2003 年,配合国家“西气东输”重点战略工程建设,寻找高效商业储量,加大对已探明区块周边地区的勘探力度,发现了以榆 DH 井、统 D 井、台 D 井等为代表的相对高渗含气区块,其中榆 DH 井山<sub>2</sub> 试气获得  $102.60 \times 10^4 \text{ m}^3/\text{d}$  的无阻流量,统 D 井山<sub>2</sub> 钻遇较好的石英砂岩储层,试气获得无阻流量  $26.25 \times 10^4 \text{ m}^3/\text{d}$ 。

2005 年底,榆林气田共投入开发陕 BEB 井区、陕 CBB 井区、榆 CA 井区、陕 CBF 井区、榆 DH 井区、统 D 井区、台 D 井区等七个区块,发现了本溪组、太原组、石盒子组、下古生界马家沟组等多套含气层位,逐步形成了多层合采的有利趋势。榆林南区开发方案由初期的  $3 \times 10^8 \text{ m}^3/\text{a}$  逐年调整进行“滚动开发”,最终建成  $20 \times 10^8 \text{ m}^3/\text{a}$  产能规模。

## 二、榆林气田高效开发技术形成

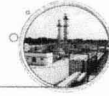
榆林气田的成功开发,是长庆气田首次开发上古生界砂岩气藏的有力实践,为后续气田的开发积累了丰富经验。同时,历经十年的勘探开发,逐渐形成了独具长庆上古生界气田特色的“榆林气田开发模式”。

### (一) 以气田快速建产为目标的滚动开发技术,实现了气田的规模开发

榆林气田在建产初期,部分区块在未探明地质储量的条件下便开始了产能建设,若按照传统的整体开发方式进行布井、钻井、开发,势必风险大、钻井成功率低,开发成本高。因此,在勘探开发过程中坚持“效益优先、优中选优、滚动开发”的原则,贯彻“勘探开发一体化”的基本思路。以开发评价井与探井作为“骨架井”,以骨架井为基点,结合随钻地质分析、气藏综合评价、产能试井、生产动态分析等多项特色技术,应用“五位一体”的低渗大面积岩性气藏优化布井技术,优选相对高渗、高产富集区,逐步扩大开发规模,完善井网系统。经过五年的滚动开发,榆林气田南区产能由 2001 年的  $1 \times 10^8 \text{ m}^3/\text{a}$  逐步增加到 2005 年的  $20 \times 10^8 \text{ m}^3/\text{a}$ 。

### (二) 以实现气田均衡开采为导向的动态分析技术,确保了气田长期稳产

在气田生产过程中,及时分析气井静态、动态特征,总结不同类型气井产量、压力、流体动态变化特征及生产规律,不断优化气井工作制度,评价气井稳产能力;定期应用修正等时试井、系统试井、一点法试井等试井技术手段落实气井产能;以气井静、动态资料相结合,采用地质剖面分析、静压力梯度对比分析、井控半径评价、生产动态分析对比、流体性质分析等方法逐步划分气田压力系统,落实气田流动单元,同时为了较全面了解气田当前地层压力水平,对于具备条件的气井,以实测结合理论计算结果,对气田不同区



块、层位气井的压力变化情况进行分析,综合评价各流动单元当前地层压力水平;随着气田开发的深入,对生产历史较长的气井,采用压降法、RTA 模型预测等落实动态地质储量,评价气藏(井)储量动用程度,对典型区块开展整体关井测压试验,分析气藏生产动态特征;评价、预测区块整体开发效果,并将该区块作为一个窗口来指导整个气田的科学、合理开发,同时不断完善气藏地质模型,开展数值模拟研究,评价气田整体开发效果,优化区块整体开发技术指标,结合多项开发技术指标,综合评价气田开发效果,并制定相应的开发技术对策,以努力实现气田的长期稳产。

### (三) 以上古生界气藏加砂压裂为主的压裂改造技术,提高了气井单井产量

针对前期压裂改造试验中,改造效果不明显、易砂堵、压裂液易伤害储层、纵向储层动用低等问题,研究分析应以改进压裂液体系、压裂参数、压裂方式等为重点,开展技术攻关,达到提高单井产量的目的。在攻关过程中,开展低伤害压裂液体系室内研究,不断改进压裂液体系和压裂参数,形成低伤害有机硼瓜尔胶压裂液体系、不同类型加砂规模、排量、压裂各阶段液量配比等系统的压裂设计,较之前压裂设计大幅度提高了施工成功率,降低了储层伤害。同时,通过室内研究和现场试验 CO<sub>2</sub> 泡沫压裂、投球分压、单封封隔器+桥塞分压、Y-241 封隔器不动管柱分压合求等压裂方式,经过不断实践,成功应用了不动管柱分压合采技术,充分发挥纵向储层动用,能够大幅度节约作业时间,减少对储层再次伤害。

### (四) 以确保气井平稳生产的采气工艺技术,大幅度提高了气井“三率”

榆林气田生产工艺为高压集气,部分区块气井易产水,气井在生产过程中井筒易积液、易形成水合物;压力波动较大,易引起压裂支撑剂回流,影响安全平稳生产,并产生大量的日常维护工作。为此,针对榆林气田气质、水质及生产工艺特点,通过不断实践、优化、改进,确立了适合榆林气田特点的排水采气技术、井下节流技术、井下防砂技术及喷射引流增压技术。一是及时解决气井井筒积液及水合物堵塞问题,保证了气井平稳生产;二是减少频繁开关井对储层的伤害和人工维护工作量;三是减少支撑剂回流冲蚀地面管线、设备引起的安全隐患;四是通过开展喷射引流试验,实现了低压气井“定产”平稳连续生产,提高了间开气井、小气量低压气井开井时率。通过榆林气田采气工艺技术的优化与应用,提高了气井的采气时率、综合利用率及采收率,并为气井长期稳产提供了有力的技术保证。

### (五) 以天然气低温分离和污水集中处理为主的地面工艺技术达到了外输气质标准和安全环保要求

榆林气田在建产初期,借鉴了靖边气田的成功经验,采用小站脱油脱水天然气处理工艺和含醇污水集中处理工艺,由于榆林气田上古生界气藏天然气中含有少量凝析油,为气田生产和管输带来一系列问题。为解决气田凝析油问题,在进行国内处理凝析油脱除工艺调研的基础上,形成了节流膨胀制冷、小压差大温降制冷等独具特色的低温分离工艺,满足管输天然气气质要求。低温分离新技术首次在榆林气田南区应用获得成功,标志着微含硫低含凝析油天然气净化处理技术在国内行业领域的突破。



随气田开发建产规模的扩大，为提高天然气低温处理工艺可靠性，通过不断探索实践，逐步形成了丙烷循环压缩制冷低温分离的天然气集中脱水脱烃处理技术，高效处理天然气；同时，结合气田污水中甲醇含量高、含一定量的凝析油、缓蚀剂等特点，逐渐形成了含油含醇污水集中处理工艺技术，高效处理气田污水。

#### （六）以自动化控制技术为主的数字化管理，提升了气田开发管理水平

随着气田产能规模的不断扩大，气田生产气井、集气站日益增多，气井巡护、集气站设备维护等工作量急剧增加，传统机械化生产模式逐渐显露出弊端，为了有效实现生产监控，减少人力资源消耗，提升生产经营、技术服务和管理决策的效率和水平。榆林气田不断实践、改进，探索形成了独具特色的“九自动、一门户”信息自动化技术，实现了集气站远程自动控制、生产数据自动采集、报表自动生成、天然气组分自动计算、紧急联锁自动控制、外贸计量冗余自动切换、发电机与外电自动切换、水源井远程自动控制、防盗自动报警、井口数据远程传输、管线运行实时监测及融安全生产、开发技术、经营管理和队伍建设为一体的信息化管理平台。气田数字化建设，使组织机构得以精简，减小了劳动强度，降低了成本，提高企业经济效益和生产安全性。

### 三、榆林气田开发成效及技术应用前景

依靠科技创新和不断实践、勇于开拓的精神，榆林气田得以高效开发，并成为长庆气区上古生界气藏最具潜力的开发区域之一。目前，该气田以  $20 \times 10^8 \text{ m}^3/\text{a}$  规模整体开发了4年多，按现行井网条件，采用地质建模及数值模拟技术，预测榆林气田南区以  $20 \times 10^8 \text{ m}^3/\text{a}$  可自然稳产至2014年1月，自然稳产期为9.4年，较方案自然稳产期延长4.4年（方案自然稳产期为5年），期末累计采气  $189.84 \times 10^8 \text{ m}^3$ 、采出程度30.41%，较方案采出程度高出11.7%（方案采出程度为18.71%），榆林气田实际开发技术指标明显优于方案指标，气田长期稳产得以实现。

榆林气田南区的高效开发，成功突破了上古生界河流相“三低”砂岩气藏的多项瓶颈技术，气田开发管理水平得以大幅提高。《鄂尔多斯盆地榆林气田开发模式》这本书系统总结了榆林气田上古生界气藏高效开发技术，为子洲、米脂、苏里格气田、神木—双山气区及类似低渗透气藏的规模、科学、高效开发积累了丰富的开发经验，大大提高了气田开发的科学性和预见性。





山西组是在石炭系填平补齐的基础上沉积形成的，分布较稳定，一般厚 90 ~ 120m。依沉积体系自下而上分为山<sub>2</sub>、山<sub>1</sub> 两段，山<sub>2</sub> 段是主力气层段。

### 三、沉积相类型及砂体展布特征

根据对榆林气田南区沉积环境的认识，确定山西组山<sub>2</sub> 段的沉积相主要是浅水河控三角洲，亚相类型主要是三角洲平原及三角洲前缘亚相，主要沉积微相为分流河道、心滩、天然堤、洪泛平原、河漫沼泽、河口沙坝、分流间湾等，有利沉积微相为心滩及河口沙坝（表 1-1）。

表 1-1 山<sub>2</sub> 段浅水河控三角洲沉积微相划分表

相	亚相	微相
辫状河三角洲	辫状河三角洲平原	河床滞留沉积
		分流河道
		心滩
		洪泛盆地
		河漫沼泽
	辫状河三角洲前缘	水下分流河道
		河口沙坝
		分流间湾

山<sub>2</sub> 段砂体南北向呈条带状展布（图 1-2），东西向呈透镜状叠加，北部砂岩主体砂带，宽 10 ~ 20km，砂岩累积厚度一般在 10 ~ 20m。向南湖岸线附近砂体形态成鸟足状向水体方向展开。各小层砂体规模自下而上，延伸距离减小，厚度减薄，连续性变差。

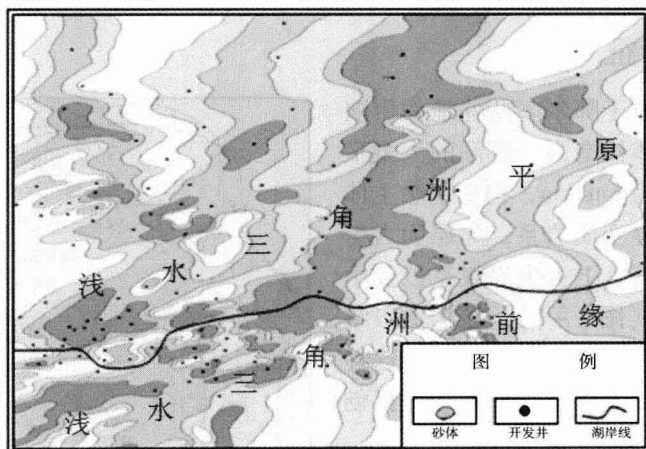


图 1-2 榆林气田山<sub>2</sub> 段砂体展布图

### 四、储层特征

#### （一）岩石学特征

从山<sub>2</sub> 段砂岩成分三角图可知（图 1-3），砂岩类型包括石英砂岩、岩屑石英砂岩和岩屑砂岩三种类型。其中，山<sub>2</sub><sup>3</sup> 砂岩以石英砂岩为主含少量岩屑石英砂岩，向上到山<sub>2</sub><sup>2</sup> 及



山<sub>2</sub> 岩屑含量增加,以岩屑石英砂岩和岩屑砂岩为主(表 1-2)。山<sub>2</sub> 段砂岩结构总体具有粒度较粗、分选较好、颗粒磨圆度较高等特点。颗粒以粗砂为主,粒径主要分布在 0.5~1.0mm 之间,分选主要为好和中等;颗粒间接触关系以线接触为主,部分点—线接触,部分砂岩为凹凸接触,基底式接触少见;岩屑成分主要为喷发岩、隐晶岩、片岩、千枚岩、板岩、变质砂岩、云母及钙化碎屑等;填隙物成分有水云母、高岭石、铁方解石、铁白云石、凝灰质、菱铁矿及硅质等,胶结类型以孔隙式、次生—孔隙式和次生加大式胶结为主。

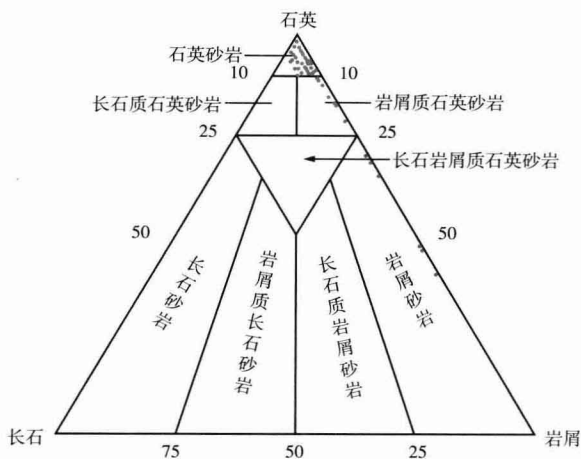


图 1-3 山<sub>2</sub> 段砂岩类型三角图

表 1-2 榆林气田山<sub>2</sub> 段储集岩成分组表

项目 类别	石英类 (%)		岩屑 (%)		填隙物 (%)	
	范围值	平均值	范围值	平均值	范围值	平均值
石英砂岩、岩屑质石英砂岩	75~90	84	0~15	2	7~23.3	14
岩屑砂岩	30~65	56	12~40	25	5~30	19

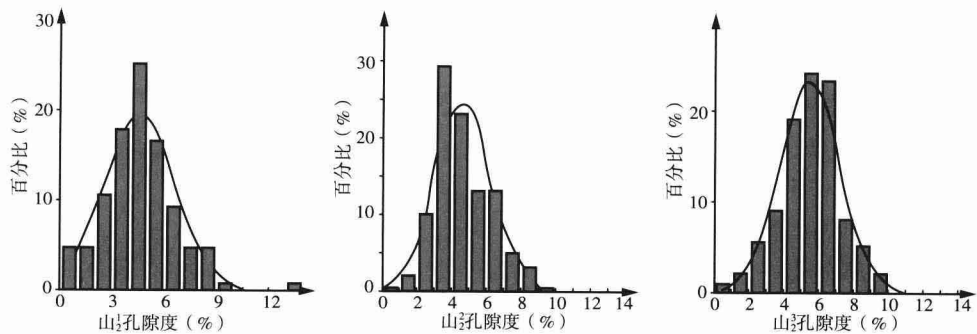
## (二) 成岩作用

成岩作用是影响气田储层物性的一个极其重要的因素,而不同类型的成岩作用对储层的发育作用不同。榆林气田南区成岩作用强度大,类型多。主要的成岩作用类型有压实作用、胶结作用、溶蚀作用等。其中压实作用损失了大部分原生粒间孔隙,是本区原生孔隙减少的最主要原因之一。同时,硅质胶结作用发育,它使孔隙进一步降低。早期碳酸盐胶结一方面充填了部分原生孔隙,另一方面也为后期溶蚀作用提供了物质基础,而晚期碳酸盐胶结主要表现为破坏性成岩作用。溶蚀作用是控制有效储层形成的主要成岩作用,研究区有效储层与次生孔隙发育段相对应,次生溶蚀孔隙的形成是形成有效储层的必要条件,由于溶解作用形成各种类型的溶孔,它们是储层次生孔隙形成的主要因素,大大改善了储层性能。因此,岩屑的溶蚀、碳酸盐胶结物、交代物的溶解、粒间杂基的溶解为改善储层物性起到至关重要的作用。

## (三) 储层物性特征

根据榆林气田山<sub>2</sub> 段岩心的孔、渗数据统计、分析表明,储层孔隙度一般为 2%~12%,平均孔隙度 6.2%,分布频率主要集中在 4%~10%,可占 82.8%;渗透率一般为 0.01~10mD,平均为 8.865mD。渗透率分布表现出双峰态特征,这表明在低孔、低渗的背景上存在相对高孔高渗的储层,孔隙度大于 8% 样品分布频率可占 16.6%,渗透率大于 1mD 样品分布频率占 45.6% (图 1-4)。



图 1-4 山<sub>2</sub>段储层孔隙度分布频率直方图

## 五、储层流体特征

榆林气田属于气气藏，甲烷体积含量在 94% 左右，非烃类气体（N<sub>2</sub>、CO<sub>2</sub>、H<sub>2</sub>S）含量低，平均为 2.085%，H<sub>2</sub>S 平均含量为 0.03mg/m<sup>3</sup>，属于微含硫级别，CO<sub>2</sub> 含量在 1.2% 左右，天然气品质优良，天然气组分分析统计（表 1-3）。榆林气田山<sub>2</sub>气藏在开发过程中所产液体 Cl<sup>-</sup> 含量在 10~10<sup>5</sup>mg/L，平均为 504mg/L，总矿化度平均为 4761mg/L，且液气比稳定在 0.093m<sup>3</sup>/10<sup>4</sup>m<sup>3</sup> 左右（表 1-4）。

表 1-3 榆林气田天然气组分表

区块	取值	CH <sub>4</sub>	C <sub>2</sub> H <sub>6</sub>	C <sub>3</sub> H <sub>8</sub>	C <sub>4</sub> H <sub>10</sub>	CO <sub>2</sub>	N <sub>2</sub>	H <sub>2</sub> S	相对密度
榆林南	范围值 (%)	89.93 ~ 98.58	0.99 ~ 6.45	0.17 ~ 1.67	0.058 ~ 0.97	0 ~ 4.06	0 ~ 0.716	0 ~ 0.514	0.5625 ~ 0.6260
	平均值 (%)	94.78	2.98	0.65	0.285	1.20	0.059	0.0348	0.5907

表 1-4 榆林气田水质分析统计表

项目	范围	均值	项目	范围	均值	项目	范围	均值
pH 值	5.89 ~ 7.53	6.365	Cl <sup>-</sup> 含量 (mg/L)	8.84 ~ 22884.44	504.24	Fe <sup>2+</sup> 含量 (mg/L)	0 ~ 98.2	48.93
密度 (10 <sup>3</sup> kg/m <sup>3</sup> )	0.81 ~ 1.02	0.92	SO <sub>4</sub> <sup>2-</sup> 含量 (mg/L)	0 ~ 18.78	2.88	Fe <sup>3+</sup> 含量 (mg/L)	0 ~ 10.9	1.52
K <sup>+</sup> + Na <sup>+</sup> 含量 (mg/L)	14.34 ~ 1242.62	149.361	OH <sup>-</sup> 含量 (mg/L)	0 ~ 0	0	总矿化度 (mg/L)	216 ~ 25137	4761.78
Ca <sup>2+</sup> 含量 (mg/L)	14.35 ~ 685.13	129.44	CO <sub>3</sub> <sup>2-</sup> 含量 (mg/L)	0 ~ 0	0	水型	CaCl <sub>2</sub>	CaCl <sub>2</sub>
Mg <sup>2+</sup> 含量 (mg/L)	0.46 ~ 415.56	37.28	HCO <sub>3</sub> <sup>-</sup> 含量 (mg/L)	0 ~ 398.14	62.51	—	—	—