

鄂尔多斯盆地靖边气田 开发技术与实践

张振文 李 泉 张宗林 主编



石油工业出版社

鄂尔多斯盆地靖边气田 开发技术与实践

张振文 李 泉 张宗林 主编

石油工业出版社

内 容 提 要

本书根据靖边气田 10 多年的开发实践,从理论、技术和管理等方面,系统总结了靖边气田开发过程中的高效开发技术,以及形成的一整套具有碳酸盐岩气藏开发特色的“靖边模式”,展示了其开发成果和技术进步,是下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

鄂尔多斯盆地靖边气田开发技术与实践/张振文,李泉,张宗林主编.
北京:石油工业出版社,2014.10

ISBN 978-7-5183-0386-1

I. 鄂…

II. ①张…②李…③张…

III. 鄂尔多斯盆地-气田开发

IV. TE37

中国版本图书馆 CIP 数据核字 (2014) 第 214647 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) 64523736 发行部:(010) 64523620

经 销:全国新华书店

印 刷:保定彩虹印刷有限公司

2014 年 10 月第 1 版 2014 年 10 月第 1 次印刷

787×1092 毫米 开本:1/16 印张:14.5

字数:370 千字

定价:90.00 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

《鄂尔多斯盆地靖边气田开发技术与实践》

编 委 会

主 编：张振文 李 泉 张宗林

副 主 编：王心敏 顾继宏 于东华 苟建宏 王振嘉
牛天军 尚万宁 晏宁平

编 委：王玉富 翁军利 刘建民 韩军平 贾浩民
何亚宁 张 歧 赵正军 党晓峰

编写人员：（按姓氏笔画排序）

白 艳	陈 斌	陈兴官	高 远	郝小云
黄 刚	黄文科	李柏鹏	李 杰	刘茂果
刘永建	吕利刚	吕玉海	牛 斌	裴廷刚
乔玉龙	任发俊	宋丽丽	孙利明	田婉玲
王 霄	王军杰	王 旭	文远超	仵海龙
夏 勇	闫 昭	张 迪	张延斌	张争航
郑海亮				

前 言

靖边气田作为鄂尔多斯盆地第一个规模开发的气田，从1989年发现已走过了24年的勘探开发历程；从1997年第一采气厂建厂算起，已走过了16年的建设之路；从2003年建成55亿立方米产能算起，已连续稳产10年。作为20世纪90年代中国发现的最大气田，她的勘探、开发、建设与管理凝聚了长庆油田乃至中国石油几代人的艰苦努力，凝结了他们辛勤的汗水。

目前气田的开发管理者，继承了气田勘探阶段、开发初期、建设阶段形成的“艰苦奋斗、攻坚啃硬”的精神，同时也在不断完善与丰富气田的开发、管理技术。在勘探试采阶段形成的“地层划分、古地貌恢复、储层评价、优化布井、修正等时试井、放大压差生产技术界限”等技术的基础上，形成了“产能评价、动态监测、富水区开发、地层压力评价、压力系统划分、储量动用评价、建模与数模及气藏管理”等一整套的气藏评价与开发技术；在早期“三多、三简、两小、四集中”（即多井高压集气、多井集中注醇、多井加热节流，简化井口、简化布站、简化计量，小型橇装脱水、小型发电机发电，集中净化、集中甲醇回收、集中监控、集中采出水处理）的模式之外，探索了“区域增压、数字化无人值守、排水采气、尾气处理”等新工艺技术；尤其是近几年的水平井开发技术，再一次实现了气田开发技术的突破，使得靖边气田稳产时间不断延长，气田开发表现出良好效果。为了全面总结靖边气田在勘探、开发、建设及稳产阶段形成的开发技术系列、工艺模式、管理模式，也为了对大型碳酸盐岩岩性气藏的开发技术进行有益的探索，特编辑出版本书。

本书在编写过程中引用了靖边气田开发过程中形成的大量研究成果，同时也得到了长庆油田勘探开发研究院天然气开发一室的大力支持。参加过气田开发工作的领导与同事给编写组提供了宝贵的指导意见，尤其是历任第一采气厂总工程师朱天寿、张书成及总地质师谭中国、吴正等同志亲自参与了这些技术的引进、应用与创新，对本书能顺利完成编写给予了有力的支持。在此一并表示感谢！

由于编者水平和学识所限，书中难免存在这样或那样的不足与错误，请读者批评指正。

编者
2013年

目 录

第一章 气田概况及开发历程	(1)
第一节 气田开发的意义	(1)
第二节 地理位置与自然环境	(2)
第三节 地质特征	(3)
第四节 气田的发现与探明	(6)
第五节 开发历程及成果	(8)
第二章 地层划分与对比技术	(14)
第一节 目前地层划分及对比方法	(14)
第二节 靖边气田地层划分和对比	(15)
第三章 古地貌恢复技术	(21)
第一节 前石炭纪岩溶类型及发育特征	(21)
第二节 前石炭纪岩溶古地貌恢复技术	(23)
第三节 前石炭纪岩溶特征及古地貌恢复	(26)
第四章 储层评价技术	(32)
第一节 储层岩性特征	(32)
第二节 储层沉积相分析	(35)
第三节 储层储集性能评价	(38)
第四节 储层综合评价	(45)
第五章 优化布井技术	(49)
第一节 优化布井技术研究思路	(49)
第二节 优化布井技术研究及应用	(50)
第六章 产能评价技术	(54)
第一节 产能评价基本理论	(54)
第二节 靖边气田产能评价	(55)
第三节 合理配产	(59)
第七章 动态监测技术	(63)
第一节 动态监测的目的及原则	(63)
第二节 动态监测体系	(64)
第八章 富水区开发技术	(72)

第一节	富水区开发认识	(72)
第二节	相对富水区开发动态及技术对策	(74)
第三节	富水区开发效果	(83)
第九章	地层压力评价及压力系统划分技术	(86)
第一节	地层压力评价	(86)
第二节	压力系统划分	(93)
第十章	动态储量及储量动用程度评价技术	(96)
第一节	动态储量	(96)
第二节	储量动用程度评价	(101)
第十一章	地质建模与数值模拟技术	(105)
第一节	储层三维地质建模	(105)
第二节	气藏数值模拟研究	(108)
第十二章	递减分析及稳产预测技术	(111)
第一节	递减分析技术	(111)
第二节	气田稳产预测技术	(117)
第十三章	气藏管理	(121)
第一节	“三位一体”精细管理模式	(121)
第二节	“三位一体”精细管理在靖边气田的应用	(122)
第十四章	钻(完)井及试气	(126)
第一节	钻(完)井	(126)
第二节	试气	(138)
第三节	储层改造	(140)
第四节	储层保护	(143)
第十五章	水平井开发技术	(146)
第一节	水平井开发历程	(146)
第二节	水平井高效建产技术	(147)
第三节	水平井开发效果评价	(151)
第十六章	地面集输	(153)
第一节	地面集输系统	(153)
第二节	站场集输	(155)
第三节	增压开采	(157)
第四节	气田数字化建设	(160)
第十七章	排水采气	(164)
第一节	产水特征及主要开发技术对策	(164)

第二节	相关分析计算方法	(165)
第三节	排水采气技术应用	(170)
第四节	排水采气工艺对比分析	(187)
第十八章	天然气净化	(190)
第一节	天然气脱硫脱碳	(190)
第二节	天然气脱水	(196)
第三节	酸气处理	(198)
第十九章	气田腐蚀与防护	(204)
第一节	气井井筒腐蚀与防护	(204)
第二节	集输管线腐蚀与防护	(210)
第三节	站场设备腐蚀与防护	(215)
第二十章	气田采出水处理	(218)
第一节	含醇采出水处理	(218)
第二节	不含醇采出水处理	(220)
参考文献		(222)

第一章 气田概况及开发历程

第一节 气田开发的意义

靖边气田是 20 世纪 80 年代后期探明的、我国陆上最大的世界级整装气田，因发现井（陕参 1 井）位于陕西省靖边县而得名。靖边气田的开发建设对于改善我国能源结构、支持国家经济建设、加快西部开发、促进天然气工业发展、提高输气管道铺设地区居民生活质量起到了积极的作用，特别是对北京成功申办奥运会和 2008 年举办“绿色”奥运、残奥盛会做出了历史性的贡献。

一、靖边气田的发现，揭开了鄂尔多斯盆地天然气开发的序幕

靖边气田是长庆气区天然气业务的发祥地，鄂尔多斯盆地早期的天然气勘探是伴随着石油勘探进行的。从 20 世纪 60 年代到 80 年代中期，都是以寻找构造气田为目标，根据地面地质特征和少量的地质资料进行区域勘探，在此期间，跳龙门、下临河、上西缘、战东部，历尽艰辛，先后在宁夏回族自治区灵武县磁窑堡乡的刘家庄构造与内蒙古自治区横山堡冲断带发现一批小型气藏，但天然气勘探开发整体未获得大的突破。1989 年随着靖边气田的发现开启了鄂尔多斯盆地天然气开发的序幕，随后陆续开发了乌审旗气田、榆林气田和苏里格气田、子洲气田。靖边气田的发现对于鄂尔多斯盆地的天然气事业具有里程碑意义。

二、靖边气田的成功开发，有力支撑了西气东输工程的顺利实施

靖边气田于 1993 年 11 月 5 日开始向榆林化工厂供气，1997 年向西安供气，1997 年 9 月 10 日开始向首都北京供气，2003 年开始向“西气东输”管线供气。截至目前，长庆气区 12 条外输管线，会同 2 条西气东输管线，初步形成了中国陆上天然气管网枢纽中心。作为第一气源地，靖边气田的成功开发直接推动了西气东输重大工程的启动，发挥了应急、调峰和枢纽的作用。

三、靖边气田的勘探开发，探索出了一套大型碳酸盐岩气藏开发技术

截至 2013 年，靖边气田历经 24 年的勘探开发，目前已形成了一套完整的大型碳酸盐岩气藏开发技术，涵盖了地层划分、古地貌恢复、储层评价、优化布井、水平井开发、产能评价、动态监测、富水区开发、地层压力评价及压力系统划分、动态储量及储量动用程度评价、储层建模和数值模拟、递减分析及稳产预测、气藏管理等 13 项开发主体技术。同时形成了“三多”、“三简”、“两小”、“四集中”（即多井高压集气、多井集中注醇、多井加热节流，简化井口、简化布站、简化计量，小型橇装脱水、小型发电机发电，集中净化、集中甲醇回收、集中监控、集中采出水处理）的工艺模式。这些技术对于开发鄂尔多斯盆地碳酸盐岩气藏和全国同类型气藏具有很好的借鉴意义。

四、靖边气田的长期稳产，有力支撑了长庆 5000×10⁴t 攀峰工程

截至 2012 年年底，靖边气田碳酸盐岩气藏探明含气面积 4093.4km²，探明地质储量 4666×10⁸m³；靖边气田已形成 55×10⁸m³ 的年生产能力，实现了“保证北京、稳定周边”的供气目标，以可靠的气田稳产能力为下游用户提供充足的供气气源。靖边气田以 55×10⁸m³ 的年生产能力已经稳产 10 年，目前气田已进入全面稳产阶段。靖边气田的长期稳定开发有力地支撑了长庆 5000×10⁴t 攀峰工程。针对气田开发现状，今后主要从“老区深度挖潜、新区持续建产、增压高效开采”三方面确保气田更长期稳产。

据中国第三次油气资源评价成果，鄂尔多斯盆地地下古生界天然气资源量为 1.62×10¹² m³，而探明率仅为 30.9%，长庆气区下古生界天然气的勘探开发方兴未艾。靖边气田形成的碳酸盐岩岩性气藏开发技术将会在下古生界天然气的勘探开发中结出累累硕果。

第二节 地理位置与自然环境

靖边气田位于陕西省北部与内蒙古自治区交界处，地跨陕西省榆阳区、靖边县、横山县、安塞县、志丹县、子长县和内蒙古自治区乌审旗、鄂托克旗等。

靖边气田南部为黄土高原，北部和西北部为毛乌素沙漠南缘（图 1-1），地面海拔 1120 ~1820m，系内陆性干旱、半干旱气候。夏季最高温度 36℃，冬季最低气温-28℃，年平均

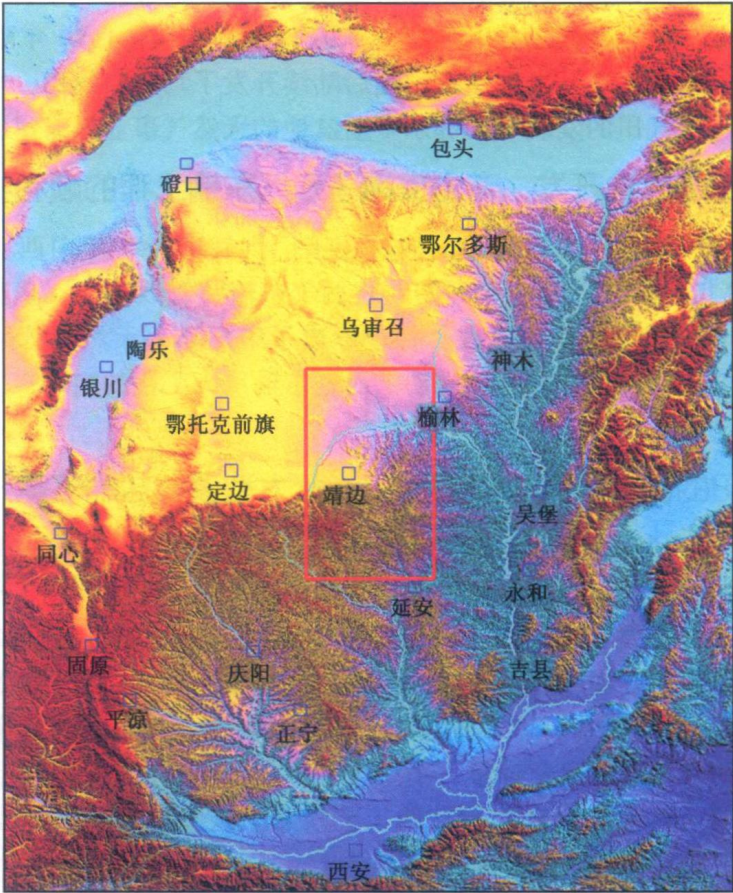
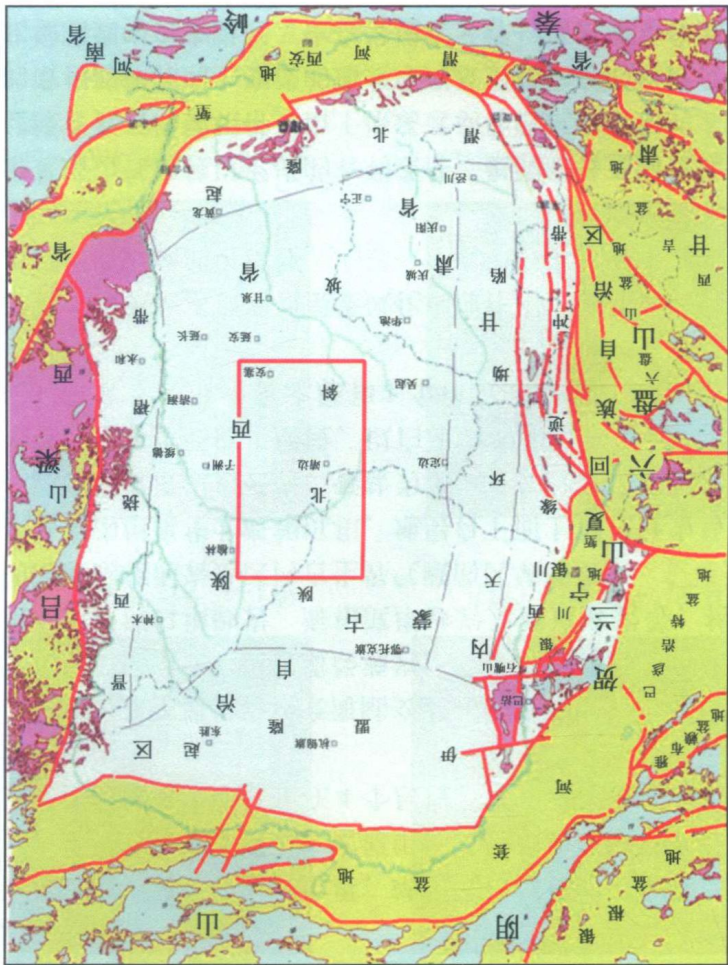


图 1-1 鄂尔多斯盆地地貌图

图 1-2 鄂尔多斯盆地构造区划图



靖边气田位于鄂尔多斯盆地陕北斜坡中部靖边—横山一带，走向为北东向，长约 206km，宽约 95km，开发管理面积逾 $1.4 \times 10^4 \text{km}^2$ ，是与奥陶系海相碳酸盐岩有关的风化壳型低渗透、低丰度、低产的大型复杂气田（图 1-2）。
鄂尔多斯盆地，北起阴山，南抵秦岭，西自六盘山，东达吕梁山，总面积 $37 \times 10^4 \text{km}^2$ ，是我国第二大沉积盆地。鄂尔多斯盆地矿产资源丰富，其天然气、煤层气、煤炭 3 种资源探明储量均居全国首位，石油资源居全国第四位。此外，还含有水资源、地热、岩盐、水泥灰岩、天然碱、铝土矿、油页岩、褐铁矿等其他矿产资源。

一、区域地质概况

第三节 地质特征

气温 7.8°C ，昼夜温差大，雨量较少，年平均降水量 418mm。冬春两季多风沙。
靖边气田交通相对便利，气田内主干高速公路已建成。向外西至银川，东至绥德、子洲，南至延安、西安，北至准格尔旗、呼和浩特等地，都有直达国道和高速公路。银川、延安、绥德、靖边、榆林有铁路和机场与外地相连。

鄂尔多斯盆地是一个整体升降、拗陷迁移、构造简单的大型多旋回克拉通盆地, 基底为太古宇及古元古界变质岩系, 沉积盖层有长城系、蓟县系、震旦系、寒武系、奥陶系、石炭系、二叠系、三叠系、侏罗系、白垩系、古近系、新近系、第四系等, 总厚 5000 ~ 10000m。沉积盖层大体经历了中新元古代拗拉谷、早古生代陆表海、晚古生代海陆过渡、中生代内陆湖盆及新生代周边断陷等五大阶段, 形成下古生界碳酸盐岩和膏盐岩、上古生界海陆过渡相煤系地层及中—新生界内陆碎屑岩沉积的 3 层结构, 盆地主体缺失中奥陶统一石炭统地层, 目前在盆地内发现了下古生界、上古生界及中生界三大含油气层系。

鄂尔多斯盆地构造经历了中新元古代—寒武纪南西倾隆拗相间、奥陶纪—早侏罗世西隆东拗和中侏罗世—现今东隆西拗等 3 个构造格局, 鄂尔多斯盆地现今构造格局奠基于中燕山构造运动, 发展完善于喜马拉雅构造运动。其现今构造可划分为 6 个一级构造单元, 即伊盟隆起、晋西挠褶带、渭北隆起、西缘逆冲带、天环拗陷和陕北斜坡 (图 1-2)。

二、气田基本地质特征

(一) 构造特征

靖边气田区域构造为一宽缓的西倾斜坡, 坡降一般 3 ~ 10m/km。在单斜背景上发育着 35 排近北东向的低缓鼻隆, 鼻隆幅度一般在 10 ~ 20m 左右, 宽度为 3 ~ 6km。勘探开发实践证明: 这些低缓的鼻隆构造对天然气的聚集不起控制作用。

(二) 地层特征

鄂尔多斯盆地天然气藏主要分布在古生界, 靖边气田沉积的古生界自下而上有下古生界奥陶系马家沟组, 上古生界石炭系本溪组、太原组, 二叠系山西组、下石盒子组、上石盒子组和石千峰组。天然气探明储量主要分布在 4 个层段, 即: 马家沟组马五₁₊₂、马五₄ 和下石盒子组盒 8 段、山西组山 1 段。

上古生界石炭系—二叠系主要发育一套海陆交互的暗色泥岩、煤层及河流—三角洲相的砂泥岩沉积。下部煤岩与暗色泥岩属优质烃源岩, 发育于气源岩之间及其上的三角洲平原分流河道砂岩、三角洲前缘河口坝砂岩、海相滨岸砂岩及潮道砂岩等, 构成主要储集岩体, 晚二叠世早期沉积的河漫湖相泥岩是区内古生界气藏的区域盖层。

下古生界奥陶系马家沟组属华北海相沉积, 地层自下而上可划分为马一至马六等 6 个岩性段, 马一段、马三段、马五段以白云岩、膏盐为主, 马二段、马四段、马六段以石灰岩为主。其中: 马五段是下古生界主要储集层段, 以白云岩为主, 夹石灰岩、泥质岩及蒸发岩, 厚 300 ~ 360m。根据 K₁、K₂、K₃ 3 个标志层和 1 个稳定的黑色石灰岩段, 把马五段划分为马五₁—马五₁₀ 等 10 个亚段。

从地层对比结果看, 除奥陶系顶部地层受风化剥蚀作用, 局部缺失或减薄外, 区内古生界厚度和岩性分布稳定, 有较强的可比性。

(三) 沉积相特征

有利的沉积相带是靖边气田赖以形成的有利条件。奥陶纪马五期盆地中部的乌审旗、靖边、志丹地区发育盆缘含膏云坪微相带。由于振荡运动导致沉积微相的多旋回发育, 纵向上具备一套频繁交替的微相韵律和向上变浅的递变序列及层状发育的特征; 平面上白云岩坪微相带的展布, 由陕北拗陷到中央古隆起, 依次呈现膏云坪—藻云坪—含膏云坪的微相演化序列, 盆地中部南北长约 200km、东西宽 30 ~ 40km 的含膏云坪微相带是岩溶储层大面积展布的主要区域。

(四) 储层特征

靖边气田马五₁₊₂气藏, 储层岩石类型以泥粉晶含硬石膏白云岩为主, 约占储层厚度的85%, 其次为细晶白云岩和粒屑白云岩等。在岩溶古地貌单元中, 因处于岩溶阶地发育带, 先后经历层间岩溶、风化壳岩溶和压释水岩溶的叠加改造, 塑造分布广泛的孔、洞、缝储集空间。其中: 层间岩溶的发育, 依附于沉积旋回的顶部, 导致溶蚀孔洞的分布, 具有层状延伸展布的特征; 风化壳岩溶的发育, 进一步加大孔、洞、缝及岩溶管道和沟槽网络的发育; 埋藏期压释水岩溶的形成, 改变了风化壳水化学环境, 伴随烃类的成熟, 有机质脱酸基作用产生的压释水进入风化壳, 通过对前期岩溶孔隙的调整改造, 使岩溶储层的发育总体表现为在低孔、低渗背景上, 存在相对较好的孔、渗区块, 并且层间差异明显。马五₁主力气层尤为突出, 平均孔隙度为4%~8%, 平均渗透率为3~5mD; 储层的孔隙类型以溶孔、晶间孔和晶间溶孔为主(图1-3至图1-6), 其次为铸模孔、晶间微孔和微裂隙。根据孔、洞、缝组合形式, 可将岩溶储层的孔隙结构划分为裂缝—溶孔型、孔隙型、裂缝—孔洞型、微孔—裂缝型、裂缝型等5种基本类型。其中: 孔隙型物性最好, 孔隙度一般在5.60%~10%, 最大为19.80%, 渗透率在1~11.50mD, 最大为316mD; 其次为裂缝—溶孔型, 孔隙度一般为4%~8%, 渗透率大于1mD, 此类储层约占主力气层的80%以上, 是气田储层的主要储集类型。



图1-3 A11井马五₁³孔隙类型(溶孔)



图1-4 A12井马五₁³孔隙类型(微裂缝)



图1-5 A13井马五₁⁴孔隙类型(晶间孔)

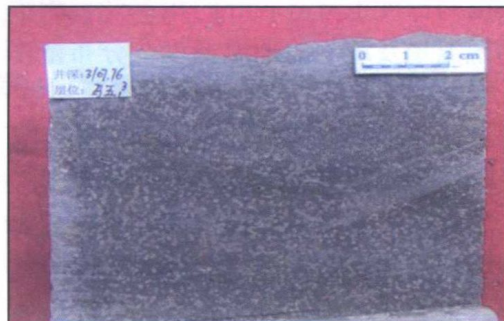


图1-6 A14井马五₁³孔隙类型(针状溶孔)

(五) 气源条件

盆地下古生界奥陶系碳酸盐岩与上古生界石炭系、二叠系煤系泥质岩, 是两套性质不同的烃源岩。这两套烃源岩在古风化壳上下广泛分布, 为大气田的形成提供了丰富气源。其中: 奥陶系碳酸盐岩烃源岩, 主要以泥晶灰岩、含藻白云岩、泥质白云岩和含泥灰岩为主,

平均厚度 475m, 有机碳含量 0.24% ~ 0.45%, 干酪根属于腐泥 I 型, R_o 为 2.31% ~ 2.86%, 经盆地模拟计算, 原始产烃率平均为 306.90 ~ 514mg/g (HC/TOC), 累计生烃强度已达 $(25 \sim 35) \times 10^8 \text{ m}^3/\text{km}^2$; 石炭系—二叠系煤系烃源岩, 平均厚度 124m, 主要以暗色泥质岩与煤层为主, 泥质岩有机碳含量为 1.99% ~ 2.67%, 煤层为 78.72%, 干酪根属于腐泥—腐殖型, R_o 为 1.80% ~ 2.10%, 经盆地模拟计算, 原始产烃率平均 284mg/g (HC/TOC), 累计生烃强度已达 $(24 \sim 28) \times 10^8 \text{ m}^3/\text{km}^2$ 。

(六) 封盖条件

靖边气田地处构造作用相对微弱的区带, 气藏形成的构造环境稳定, 并具有多种封盖类型。封盖层按规模可分为区域封盖层、区带封盖层和局部封盖层等 3 类。其中: 区域封盖层主要为二叠系上石盒子组湖相泥质岩, 厚度 240 ~ 350m, 盆地中部分布广泛, 气体绝对渗透率为 $10^{-5} \sim 10^{-3} \text{ mD}$, 突破压力为 6MPa, 具有较好的封盖性; 区带封盖层, 主要为本溪组底部的铝土质泥岩、灰质泥岩及含砂泥岩, 是古地貌气藏的直接封盖层, 气田区分布稳定, 气体绝对渗透率为 $(1.10 \sim 6.50) \times 10^{-9} \text{ mD}$, 封盖性能好, 其上太原组与山西组暗色泥质岩及煤层, 在生排烃峰值期形成的烃浓度封闭作用, 也具有较好的封闭能力; 局部封盖层, 是指气层之间的膏泥质间隔层, 主要为泥质白云岩、含膏泥白云岩及成岩过程产生的致密岩等, 其气体绝对渗透率一般为 $(1.44 \sim 2.027) \times 10^{-8} \text{ mD}$, 饱含水时突破压力为 5 ~ 9MPa, 具有一定的封盖性能。上述不同封盖层的相互配置, 构成气藏的良好保存条件。

(七) 圈闭条件

勘探实践表明, 鄂尔多斯盆地中部奥陶系风化壳属于非构造圈闭的隐蔽性大型岩溶古地貌, 天然气的聚集和成藏主要受古地貌形态和古沟槽的切割封堵控制。所形成的圈闭主要有古地貌圈闭、古地貌—成岩圈闭、差异溶蚀透镜体圈闭和构造—成岩圈闭等 4 种基本类型。每个单一圈闭内, 由于气层间隔层一般较薄, 裂缝又较发育, 往往形成统一的含气单元。

(八) 气藏特征及类型

靖边气田马五₁ 气藏压力系数测算结果表明, 单井压力系数普遍小于 1, 平均值为 0.945, 并由北向南平均值依次变小。61 口重点井的压力系数与深度具有较好的相关性, 相关系数为 0.885。压力分布的总趋势, 在气田区表现为西高东低、南高北低, 各区原始地层压力为 30.99 ~ 31.92MPa, 平均为 31.425MPa。通过对 51 口重点井资料与深度的分析, 气藏温度与深度也具有较好的相关性, 相关系数为 0.843, 表现出靖边气田马五₁ 气藏具有相同的地温场及统一的地温梯度, 分布范围为 99.60 ~ 113.50℃, 平均为 105.1℃, 地温梯度为 2.927℃/100m。

靖边气田天然气组分和物理性质稳定, 马五₁ 气藏相对密度为 0.589 ~ 0.631, 全区平均为 0.61, 各个区块平均值十分接近, 也表现出同一气藏的共同特点。

马五₁₊₂ 气藏及马五₄ 气藏均无明显的边、底水, 出水层主要分布在气田西部, 呈块状或透镜状形式分布, 并且多数以气水层共存为特点。

产水井与产水层分布零散, 无统一气水界面, 受岩性—成岩圈闭控制明显, 并且与构造平缓、区域水动力阻滞密切相关。

综上所述, 靖边下古生界气藏为岩性地层气藏。

第四节 气田的发现与探明

鄂尔多斯盆地早期的天然气勘探是伴随着石油勘探进行的。从 20 世纪 60 年代到 80 年

代中期，都是以寻找构造气田为目标，根据地面地质特征和少量的地质资料进行区域勘探，在此期间，跳龙门、下临河、上西缘、战东部，历尽艰辛，先后在宁夏回族自治区灵武县磁窑堡乡的刘家庄构造与内蒙古自治区横山堡冲断带发现一批小型气藏。

1983 年长庆石油勘探局王祖文等地质专家研究引进煤层气理论，调整了天然气勘探的部署。1985 年在 A15 井奥陶系风化壳获得气流后，根据煤层气理论与古岩溶理论，通过深入分析研究，发现盆地中部奥陶系风化壳紧邻上古生界石炭系煤系烃源岩，又具有影响古岩溶储层发育的条件。地质认识上的飞跃，带动了勘探思路的改变。1987 年，长庆石油勘探局在马家滩召开天然气勘探誓师动员大会，成立天然气勘探前线指挥部。针对奥陶系古岩溶发育特征，将侦察盆地中部奥陶系古风化壳岩溶储层列入勘探议程，使靖边气田的发现成为必然。靖边气田的勘探大体上经历了“重大发现、重大突破、重大发展、重大转移”4 个阶段。

一、重大发现阶段（1987—1989 年）

1986 年 5 月 5 日长庆石油勘探局在分析盆地中部奥陶系古风化壳沉积岩相与古岩溶发育特征的基础上，综合地质、地震集中讨论中央古隆起的林家湾构造并确定 A16 等井位。A16 井在下古生界奥陶系马家沟组钻遇白云岩储层，马五₁₊₂亚段分别解释气层 10.00m、3.20m，酸化求产获得无阻流量 $28.30 \times 10^4 \text{ m}^3/\text{d}$ 的高产工业气流（图 1-7）。1989 年 9 月，A17 井在与 A16 井同一层系发现白云岩晶间孔隙性储层，酸化后获得无阻流量 $13.80 \times 10^4 \text{ m}^3/\text{d}$ 的工业气流。这两口井的重大发现揭开了靖边气田勘探的序幕。

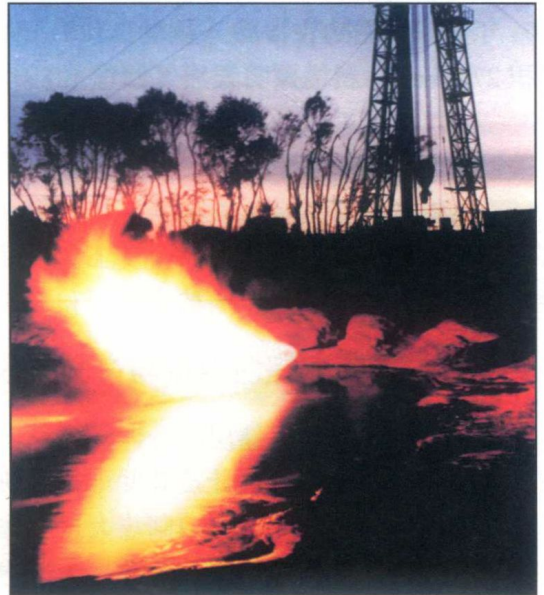


图 1-7 A16 井试气现场放喷图

二、重大突破阶段（1989 年 11 月—1990 年 10 月）

该阶段确定了区域勘探以摸清沉积相带、古潜台位置与规模及评选有利区块为思路，勘探部署以 A16 井为基点，沿含膏云坪相带向南、北展开。在地震普查的基础上，以 40 ~ 60km 井距部署“十”字钻井大剖面两条，重点解剖中区 1200 km^2 ，发现了靖边、麒麟沟古潜台。所钻的 A18 井、A19 井、A110 井、A111 井等 8 口井，均在奥陶系风化壳获得工业气流，平均无阻流量超过 $20 \times 10^4 \text{ m}^3/\text{d}$ ，其中，A110 井、A111 井试气获得无阻流量突破百万立方米的高产工业气流。

三、重大发展阶段（1990 年 11 月—1996 年 12 月）

这一阶段，在重点解剖了中区 1200 km^2 的基础上向南、北甩开。1996 年以前，重点目标为下古生界马五₁₊₂、马五₄ 气藏。在中区、北一、北二、南一、南二、A112 井区、A113 井区、A114 井区、A115 井区累计探明储量 $2300 \times 10^8 \text{ m}^3$ ，含气面积 4212 km^2 。

四、重大转移阶段（1996—2005 年）

在勘探靖边气田下古生界气藏的过程中，发现上古生界也有好的油气显示，提出了“上下古生界兼探”的勘探部署。

1996 年以后，天然气勘探的重点逐渐由下古生界向上古生界转移。截至 2002 年年底，在靖边气田中北部的 A116、A117、A118 及 A119 4 个井区的盒 8 及山 1 气藏新增上古生界天然气基本探明储量 $507 \times 10^8 \text{ m}^3$ 。

2001 年至 2005 年，为解决首都北京及华北地区、气田周边区域对天然气的需求，落实国家西气东输重点工程的部署，把靖边气田的勘探目标又转移到靖边古潜台东侧。截至 2005 年年底，靖边古潜台东侧的 A120、A121、A122、A123、A124 等井区，新增探明含气面积 2700 km^2 ，新增探明天然气储量 $1289 \times 10^8 \text{ m}^3$ 。

第五节 开发历程及成果

靖边气田下古生界气藏的开发工作在勘探初期就已介入，至今可划分为如下几个阶段，并在每个阶段形成了相应的技术序列和成果。

一、开发前期综合评价与试验阶段（1991—1996 年）

该阶段主要完成了储层综合评价研究、静态结合优选高产富集区、气井产能评价、气藏工程研究、概念方案设计及开发可行性研究、A125 井组开发先导性试验、干扰试井、初步开发方案和探井试采方案编制等大量工作。由于前期评价工作扎实、有效，多学科、静态联合攻关对气藏特征的深入认识，为靖边气田的高效开发奠定了坚实的基础。

（一）实施修正等时试井，落实气井产能

为进一步落实靖边气田气井产能，在勘探阶段对气井实施了修正等时试井。1991 年在引进、消化、完善的基础上，在靖边气田开展了较大规模的气井修正等时试井。在前后 6 年的时间内，对靖边气田下古生界气藏范围内不同产能、不同地区、不同层位的 26 口气井实施了修正等时试井，达到了进一步落实气井产能的目的，同时通过不断的实践，进一步完善、发展了修正等时试井技术，主要表现在以下两方面。

1. 科学合理的修正等时试井设计

在理论研究和实际资料统计分析的基础上，揭示了气井产能方程系数 B 的变化规律，提出了等时间间隔的设计方法；在误差分析的基础上，指出修正等时试井产量序列首先必须采用递增方式，其次要有较大的公比；结合稳定的概念明确了延续生产时间的确定方法。上述研究成果保证了修正等时试井设计的科学合理性。

2. 严格的现场实施

在实施气井修正等时试井时，增加了井筒静压力梯度测试，严格控制各工作制度下的产量，保证在开井 30 分钟后产量趋于稳定，且在整个测试过程中，保证产量波动不超过设计产量的 3%。使取得的测试资料更符合不稳定试井理论的要求，确保了试井解释结果的可靠性。

修正等时试井的实施，为确定地层压力、评价气井绝对无阻流量和气井稳产能力、建立稳定产能方程、进一步认识储层变化规律等起到了重要作用，为探明储量申报、编制开发方

案提供了依据。

(二) 开展先导试验, 探索实用开发技术 (A125 井组 1994 年)

1993 年借助向榆林化工厂供气的有利时机, 在 A125 井组开展了先导性开发试验。该井组位于靖边气田东北部边缘, 由 A126 井、A110 井、A125 井、A127 井、A128 井 5 口探井组成。通过开发先导性试验, 取得如下认识和成果:

(1) 气井在超大压差生产条件下, 井口压力下降快、稳产效果较差, 以合理生产压差生产, 流压基本稳定, 稳产效果好;

(2) 中、高产井以 $1/4q_{\text{AOF}}$ (q_{AOF} 表示无阻流量) 生产, 可以保持良好的稳产效果。

先导性开发试验, 落实了气井长期生产过程中的稳定产量及稳产状况, 评价了探井“稀井高产”的合理压差界限, 进一步检验了气井配产的可靠性; 同时开展采气工艺、地面集输工艺及防腐、排液等试验, 为靖边气田的整体开发提供了依据和实用技术。

(三) 开展井间干扰试验, 评价储层连通性

1993—1996 年, 为了从动态角度认识储层的连通状况及非均质性, 在 A129 井组和 A126 井组分别开展了井间干扰试井。A129 井作为激动井, A18 井、A16 井为观察井, 1993 年 9 月 29 日—1994 年 5 月 21 日, A129 井以 $4 \times 10^4 \text{ m}^3/\text{d}$ 产量连续生产 234 天, 在 A18 井和 A16 井分别观测到 0.4254MPa 和 0.198MPa 的压降 (压降速率分别为 0.002 MPa/d 和 0.0009MPa/d)。距 A126 井 4km 的 A138 井在 A126 井生产 296.5 天后观测到 0.31MPa 的压降 (压降速率为 0.0011MPa/d)。干扰试井结果表明, 该地区的储层在平面上是相互连通的。

(四) 实施开发评价井, 深化储层地质认识

靖边气田开发评价井的钻探始于 1993 年。1993—1995 年为评价认识含气面积内储层性能及产能的变化规律, 以靖边气田中区为重点解剖区, 兼顾南北区进行了开发评价井钻探。在 7 个井区部署完钻开发评价井 10 口, 实钻结果有 5 口井未达到工业气流, 钻井成功率仅 50%。其中: 有 1 口井马五₁ 缺失 (A130 井), 奥陶系出露层位仅为马五₂², 2 口井位于局部构造低部位而主力气层马五₁³ 物性变差 (A131 井、A132 井), 3 口井出水 (A133 井、A130 井、A131 井), 这与钻前的预测出现了较大的差异 (这些井基本都是从优选的富集区选择的井位), 充分反映了靖边气田储层的复杂性。

靖边气田开发前期 10 口评价井的钻探取得的认识: (1) 古地貌及古潜沟的分布极为复杂。在靖边古潜台上发育着极其复杂的次一级侵蚀沟槽, 而且沟槽数量多, 识别难度较大。(2) 局部构造对储集性能及气井产能有明显影响, 尤其是对主力气层马五₁³ 影响极为显著。(3) 风化壳储层的横向变化具有强烈的非均质性。在纵向上体现出溶蚀孔洞分布的分段性和裂缝发育的不均一性, 横向上体现出孔洞充填程度的差异性和充填物成分的复杂性, 以及裂缝分布明显的方向性, 预示气田开发难度大。(4) 评价结果为靖边气田优化布井技术的形成奠定了基础, 也为指导靖边气田后期规模开发起到了重要作用。

(五) 开展储层综合评价, 研究高产富集规律

储层综合评价是指在勘探阶段认识的基础上, 抓住岩溶型储层的特点, 采用多种技术手段, 通过沉积相、前石炭纪岩溶古地貌恢复、小幅度构造等多学科联合研究, 揭示储层发育与气井相对高产富集的控制因素。

(1) 岩溶古地貌和现今小幅度构造是高产富集规律的主控因素, 前者控制了溶蚀孔洞的发育程度、风化缝的分布和地层的保存状况, 后者控制了构造缝的发育程度以及气水的分