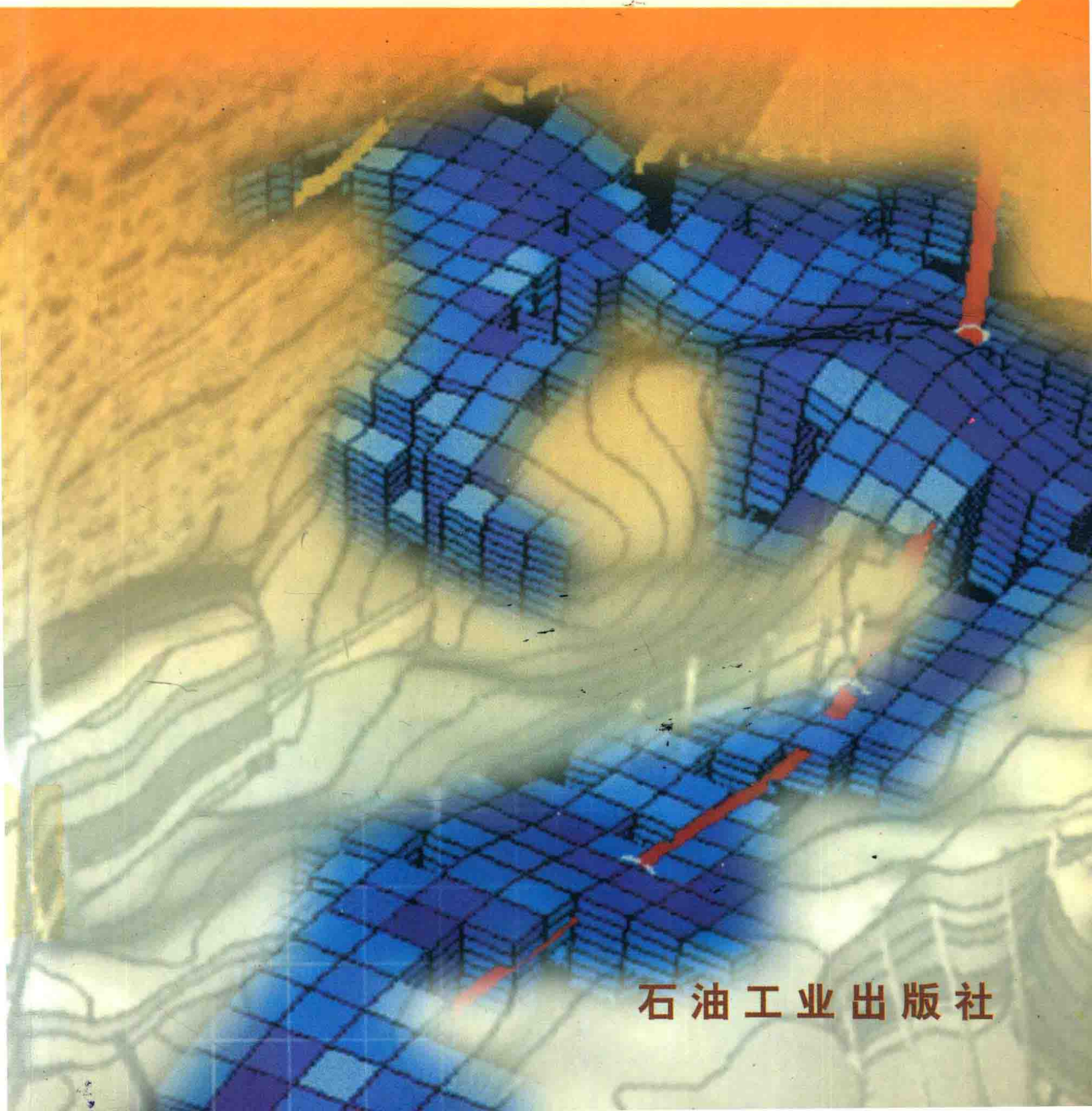


杨 华 张明禄 荣春龙 主编

低渗透油气田研究与实践

DU YOUQITIAN YANJIU YU SHIJIAN

卷 六



石油工业出版社

低渗透油气田研究与实践

卷 六

杨 华 张明禄 荣春龙 主编

石油工业出版社

图书在版编目 (CIP) 数据

低渗透油气田研究与实践/杨华等主编.

北京:石油工业出版社,2003.12

ISBN 7-5021-4491-9

I. 低…

II. 杨…

III. ①低渗透油层-油气勘探-中国-文集

②低渗透油层-油田开发-中国-文集

IV. ①P618.130.2-53②TE348-53

中国版本图书馆 CIP 数据核字 (2003) 第 109426 号

石油工业出版社出版

(100011 北京安定门外安华里二区一号楼)

河北省徐水县印刷厂排版印刷

新华书店北京发行所发行

*

787×1092 毫米 16 开本 20.25 印张 518 千字 印 1—500

2003 年 12 月北京第 1 版 2003 年 12 月河北第 1 次印刷

ISBN 7-5021-4491-9/TE·3147

定价: 42.00 元

目 录

鄂尔多斯盆地中生界石油滚动勘探开发技术	王道富 张明禄等 (1)
长庆气田下古生界低渗低丰度气藏开发配套技术	金忠臣 吕运能等 (9)
长庆天然气勘探取得的突破	杨 华 席胜利 (23)
快速高效发现苏里格大气田的成功经验	杨 华 傅锁堂等 (27)
西峰油田成藏地质条件与勘探方向	付金华 罗安湘等 (34)
克拉玛依油田 530 井区下乌尔禾组油藏滚动勘探开发	朱水桥 石 勇等 (40)
长庆气田白云岩储层的成岩作用与成岩圈闭	南君祥 杨奕华 (45)
苏里格气田二叠系盒 ₈ 段储集层的成岩作用及孔隙演化	张明禄 达世攀等 (52)
鄂尔多斯盆地古生界海相碳酸盐岩勘探新领域	傅锁堂 黄建松等 (57)
鄂尔多斯盆地东部上古生界碎屑岩储层特征	于忠平 贾亚妮等 (62)
鄂尔多斯盆地上古生界砂岩储层的显微特征及储集性的影响因素	杨奕华 南君祥等 (67)
鄂尔多斯盆地庆西古河两岸延 ₁₀ 储层沉积特征与含油性	王 力 崔攀峰 (76)
靖边气田上古生界储层孔隙结构研究	杨 勇 达世攀等 (81)
吴旗—油房庄地区延长组储层特征及评价	宋 凯 吕剑文 (87)
岩性气藏评价勘探与储量计算方法研究	段晓文 赵会涛等 (93)
鄂尔多斯盆地陇东地区三叠系延长组长 ₆ —长 ₈ 沉积相与油藏分布	郭正权 邓秀芹等 (100)
泌阳凹陷安棚油田深层系特低渗透储层研究	王国鹏 康义远等 (106)
鄂尔多斯盆地油气源研究	张文正 李剑峰 (111)
鄂尔多斯盆地苏里格区块上古生界地层压力特征及成因分析	刘宝宪 张 军等 (121)
西峰地区中生界砂岩优质储层预测技术及应用	王大兴 夏正元等 (125)
苏里格气田 AVO 技术的研究与应用	史松群 赵玉华 (132)
利用核磁测井精细评价低渗透砂岩气层	付金华 石玉江 (138)
苏里格地区低阻气层测井解释方法	杨双定 (143)
用测井资料评价上古生界砂岩储层敏感性	赵大华 李保民等 (147)
上古生界储层裂缝的测井综合分析技术	林伟川 刘显明等 (151)
吴旗地区长 ₆ 储层微观特征研究	罗安湘 潘令红等 (157)
西峰油田储层应力敏感性分析	侯雨庭 石玉江 (163)
鄂尔多斯盆地致密砂岩气层重试压力结果对比分析	魏新善 李雪梅等 (169)
长庆气田下古生界气藏开发阶段储集层描述方法	张明禄 王 勇等 (173)
鄂尔多斯盆地榆林气田二叠系山 ₂ 砂岩储层开发地质研究	何光怀 (176)
安塞浅油层改造工艺技术	赵振峰 刘建安等 (184)
长庆低渗透层状气藏渗透率模型的建立方法	王东旭 王彩丽等 (188)
开发地震技术在榆林南区开发布井中的应用	秦志保 王大兴等 (193)

靖边气田优化布井技术及其在产能建设中的应用	王 勇 王 宏等	(198)
气田采收率影响因素及提高途径研究	张明禄 卢 涛等	(204)
对气井二项式系数 B 的新认识	郝玉鸿 陈调胜	(209)
西峰油田长 ₈ 油层孔隙结构特征及微观水驱油机理	王 力 崔攀峰	(214)
段六拨油田低渗透油藏高效开发	高印军 王大兴等	(220)
文东油田深层低渗多油层油藏细分层系开发先导试验	黄新文 张兴焰等	(227)
W2 块低渗透—裂缝性油藏注水工艺浅析	李汉周 叶挺柱等	(232)
陕北气田高压气井水合物堵塞预测模拟	樊友宏 卢 涛等	(236)
吉林油田 CO ₂ 驱先导试验油藏工程研究	吕广忠 伍增贵等	(243)
低渗透油藏二氧化碳吞吐矿场试验	钱卫明 谈士海等	(249)
靖安油田特低渗透油藏矿场注气试验研究	袁 林 赵继勇等	(254)
长庆低渗透油田注水水质稳定技术	王小琳 武平仓等	(259)
底水油藏堵水技术研究	曹建坤 杨生柱等	(263)
长庆油田华 152 区油井堵塞后含水变化特征浅析	黎晓茸 王淑娟	(267)
采油井地层深部结垢防治技术	马广彦	(270)
注水井落差曲线在注水效果分析评价中的应用	魏钰楠	(275)
特低渗透油藏开发压裂技术	赵惊蛰 李书恒等	(279)
古生界气藏酸化压裂矿场试验新成果	雷 群 赵振峰等	(284)
支撑裂缝增产机理及效果分析	姜俊昌 王兰芳	(291)
修正等时试井技术在长庆气田的应用与发展	李跃刚 范继武等	(296)
长庆天然气欠平衡钻井低密度高强水泥浆固井技术研究应用	袁孟嘉 雷 桐等	(303)
水平井钻井技术在苏里格气田的研究和应用	陈志勇 巨满成	(306)
应用水平井技术治理西山窑油藏	袁 昭 郭克诚等	(310)
油气井盈亏平衡产量及经济极限产量初探	毛美丽	(315)

鄂尔多斯盆地中生界石油 滚动勘探开发技术

王道富 张明禄 史成恩 李 亮

(长庆油田分公司)

摘 要 鄂尔多斯盆地中生界石油滚动勘探开发经历了 20 多年的发展逐步形成了独具长庆特色的侏罗系、三叠系、老油田滚动勘探开发三大技术系列。侏罗系滚动开发技术主要是通过恢复古地貌和古水系确定局部构造,并在有利的储集相带早期预测评价;三叠系滚动勘探开发技术是对以三角洲沉积体系控制的长₃以上的三角洲平原分流河道砂体形成的构造—岩性油藏采取细分沉积微相,确定有利储集相带,在与区域性鼻状构造匹配的部位进行滚动部署;老油田勘探开发技术是开展油藏精细描述,进行油田地质再认识,重新建立油层判识标准,结合油藏数值模拟技术,对已探明油田寻找滚动扩边潜力区或重新认识非主力油层。这些技术特别适用于小型隐蔽式岩性油气藏,并已在长庆油区取得了显著成果。

鄂尔多斯盆地自 1907 年打第一口石油探井至今已经历了近百年的调查、勘探与开发。进入 20 世纪 70 年代,长庆油田主要以寻找大型侏罗系古地貌式油藏为主,发现了诸如马岭、华池和吴旗等侏罗系构造—岩性油藏;20 世纪 80 年代以来,又成功地发现了安塞、靖安和华池等三叠系延长组三角洲前缘大型岩性油藏。随着勘探、开发的不断深入,目前,在勘探控制程度较高的盆地南部寻找类似的大型油藏可能性较小,除了这些大型油藏外,还有相当一部分石油资源量(约占盆地总资源量的 40% 左右)分布在小型隐蔽式油藏中。

由于盆地南部侏罗系和三叠系延长组长₃以上各层均以河流相沉积为主,单期河流砂体宽度小(500~1500m)、厚度薄(小于 20m)、摆动幅度较大,且相互切割,加之广泛发育的鼻状构造的起伏幅度和规模都很小,使形成的油藏面积很小,且油水分异差、关系复杂,隐蔽性强;另外,盆地南部地表为巨厚黄土层覆盖,沟谷纵横,地表条件十分复杂,地震勘探只能沿河川及大沟谷基岩出露的地方进行,受地形限制,地震测线难以加密,且穿黄土层的地震资料采集及处理、解释方法仍在攻关。因而,对于这些侏罗系及三叠系长₃以上的小型隐蔽式油藏,再用大中型油藏的勘探方法已不适应,滚动勘探开发应运而生。滚动勘探开发就是以精细的开发地质研究为基础,充分利用各种相关信息,采用独特的技术和方法以及灵活多变的布井方式寻找这些小型隐蔽式油藏。滚动勘探开发技术的应用大大地提高了小型隐蔽式油藏的钻探成功率,取得了丰硕的成果,缩短了勘探、开发周期,加速了储量转化,实现了探明储量与原油产量及经济效益同步增长。

1 鄂尔多斯盆地中生界石油滚动勘探开发技术

鄂尔多斯盆地中生界石油滚动勘探开发始于 1984 年,经历了三个主要阶段:起步阶段(1984~1988 年),主要围绕侏罗系古地貌高产出油井点进行滚动勘探开发;发展阶段

(1989~1995 年), 继续围绕侏罗系出油井点进行滚动勘探开发, 取得了较大的突破, 并逐步形成了适应于侏罗系古地貌油藏的滚动勘探开发技术; 全面发展阶段 (1996~2001 年), 对滚动勘探开发部署的指导思想作出了调整, 突出以经济效益为中心, 主攻三叠系延长组长₂、长₃ 浅油层和侏罗系油气高产富集区, 同时, 开展老区老井复查, 进行非主力油层滚动勘探开发, 逐步发展、完善并形成了独具长庆特色的侏罗系、三叠系、老油田滚动勘探开发三大技术系列。

1.1 侏罗系古地貌油藏滚动勘探开发技术

1.1.1 以古地貌刻画为主的油藏精细描述技术

(1) 古地貌、古水系的恢复及精细刻画技术。以陆相层序地层学理论为指导, 以广泛发育于延安组地层中的煤层为标志层, 精细地层对比与划分, 建立等时地层格架, 采用上、下标志层间等厚图法、侵蚀面等画线法、残余厚度法、砂岩等厚法以及地震预测技术, 刻画古河流、恢复古环境, 编制和刻画侏罗系延安组古地貌、古水系图, 划分出侏罗纪次一级古地貌单元 (分为古河谷、河间残丘及台地、丘嘴或坡嘴、斜坡、高地)。鄂尔多斯盆地南部侏罗系古地貌可划分出姬塬斜坡丘嘴系列、城华斜坡坡嘴系列、马岭和华池水汇三角系列、木钵—五蛟—乔河—白豹—金鼎—吴旗等河间残丘及台地系列、油房庄指状残丘系列以及古高地等七大系列 (图 1)。根据不同区域的油藏序列进行油藏预测, 从而有效地指导了侏罗系古地貌油藏的滚动勘探开发。



图 1 鄂尔多斯盆地侏罗系古地貌图

(2) 小幅度局部压实构造研究。用地震与钻井相结合方法进行研究, 即利用地震资料勾画区域构造形态, 以钻井资料落实、预测小幅压实构造。研究认为, 侏罗纪古地貌背景上形成的压实构造主要受以下因素影响: 一是在侏罗系沉积前的古地形对上覆构造形成的影响, 古地貌中的丘嘴、河间丘、高地均是地形较高的部位, 是后期构造形成的基础; 二是侏罗系沉积时的厚度差异形成的影响, 由于侏罗系沉积前古地形高低不平, 使侏罗系早期的沉积厚度在不同部位有很大差异, 在成岩过程中, 差异压实作用会产生非应力作用成因的局部构造, 其构造形态与延长组顶形态基本一致; 三是南北应力的挤压作用形成一系列向西南或西偏南倾没的鼻状构造。

但在上述因素中古地貌起着非常重要的作用。随着近年来地震硬件和软件技术设备的更新及采集、处理和解释技术精度的不断提高, 使局部构造预测日趋准确。

(3) 油藏成藏机理分析。三叠系延长组巨厚生油凹陷提供了丰富的油源; 早期的富县和延₁₀ 期辫状河流相砂砾岩充填式沉积, 并下切到延长组长₂、长₃ 层, 为盆地南部侏罗系主要储层和油气向上运移的通道; 前侏罗纪正向古地貌单元与储层配置是侏罗系古地貌油藏分布的主要控制因素; 披盖压实构造、成岩致密带、砂体侧变带是古地貌油藏形成的重要遮挡条件。这些条件的有机配置是形成侏罗系古地貌岩性—构造油藏的基础。

(4) 砂体预测评价技术。根据测井曲线的电性组合特征及 VSP 测井资料, 建立区域骨干剖面, 确定砂体走向和边界。总结近几年开发地震经验, 在地震资料采集中, 改变以往单深井组合激发的过程, 而采取多深井组合激发, 边线中点激发, 宽线 (三线) 接收 (相当于小三维), 强化激发因素, 并且采取适宜道距, 增加覆盖次数接收, 选择合适的观测系统; 在资料处理中, 随着一些新的解释系统的开发, 加强静校正、去噪、保幅及拓频等关键技术的应用, 从而使地震砂体预测与地质综合分析相接近。根据砂体的沉积相带, 找准油层展布方向, 指导井位部署。

(5) 油藏规模预测评价。立足出油井点或见显示井点, 分析砂体与构造匹配关系、油水界面位置、岩性边界等确定油藏大小及类型, 进行预测评价。

1.1.2 优化布井技术

(1) 依据油藏分布规律, 优选滚动勘探目标区。区域地质研究和勘探开发实践表明, 延₁₀油藏主要分布在古河谷两侧丘嘴、坡嘴以及古河谷中的河间残丘、台地等古地貌的高点及围斜部位, 一般呈“似等间距”分布; 延₉及其以上各期油藏主要分布在古地貌高点或区域鼻褶带与各期砂体良好配置的部位, 这些古地貌单元即为滚动勘探的主要目标。

(2) 确定“两找一打”的滚动勘探井位部署原则, 即在侏罗系有了砂层找显示, 找到显示找高点, 找到高点后顺河道主砂体带在预测的构造高部位实施滚动勘探井, 以成功的滚动勘探井为中心, 采用规则及不规则的三角形井网, 钻丛式井组快速展开滚动开发。

1.1.3 随钻分析技术

紧跟勘探部署及时掌握新完钻探井的信息, 利用滚动勘探开发井井距较小的特点, 一井两用, 既能使勘探成果及时转化为产能, 有利于资源保护; 同时强化随钻跟踪分析, 严把各项工作质量关, 做到井位踏勘到现场、岩心观察到现场、试油压裂到现场, 及时观察分析地质录井和电测资料, 不断深化对油层的再认识, 及时总结研究每一次方案的实施效果, 又为下次滚动方案的编制创造条件, 通过跟踪分析与调整, 实践、认识、再实践、再认识, 不断提高钻井成功率和滚动勘探开发整体效益。

姬塬南斜坡“金项链”式的油田成功的发现和开发正是侏罗系古地貌油藏滚动勘探开发技术应用的成功典范。

从 1988 年到目前, 在姬塬南斜坡 2250km² 的范围内, 通过对该区古地貌的精细刻画, 发现该区带自西向东发育了 17 条呈“似等距式”次级支流水系, 间距约 4~6km, 将斜坡带前缘带切割成 16 个丘嘴, 经过对 11 个次级古地貌单元的评价预测和钻探均获发现, 探井和滚动勘探开发准备井钻探成功率达 75% 以上。从该区 16 个次级古地貌 (丘嘴 1) 单元分析, 总资源量为 7800×10⁴~8000×10⁴t, 资源潜力为 4000×10⁴~5000×10⁴t。

目前, 已探明 11 个油藏, 累积探明含油面积 56.7km², 地质储量 3316×10⁴t, 动用含油面积 46.4km², 石油地质储量 3110×10⁴t, 动用程度 93.8%, 累积建产能 61.4×10⁴t。目前还有 5 个丘嘴需要进一步钻探工作, 预计还可探明石油地质储量 700×10⁴~1000×10⁴t, 最终姬塬南坡将获得 4000×10⁴~5000×10⁴t 的探明储量, 建产能 80×10⁴~100×10⁴t 的目标是可以实现的。

马岭油田木钵区是“九五”期间侏罗系河间残丘式小型油藏滚动勘探开发的高效区块之一。20 世纪 70 年代, 勘探先后二上该区, 由于井距过大, 均未有较大发现。1998 年在前人工作的基础上, 通过对该区古地貌重新刻画, 认为, 其前侏罗系古地貌甘陕古河中、濒临滨武古高地的河间残丘, 延₁₀¹⁺²期为三级或四级古河形成的一套浅灰色细一中粗粒长石石英砂

岩的心滩相沉积,近南北向展布的砂体与近东西向的鼻状隆起良好配置,认为,木1井区是侏罗系延安组延₁₀油藏的有利区,从而确定了依据有利的含油显示井点、确定“古高求发现”的技术思路。于是1998年滚动勘探重上该区,围绕木1井以600~800m井距部署并完钻滚动勘探井3口(木101井、木102井、木103井),发现了延₉、延₁₀油藏。木102井延₁₀试油日产纯油70.64t;木103井延₁₀试油日产纯油63.6t,显示出良好的滚动开发前景。

随后投入滚动开发,滚动开发井木15井-木10井和木15井-木11井延₁₀试油日产油分别为20.1t和23.9t。探明含油面积6.5km²,石油地质储量 259×10^4 t,动用程度100%,截止到2001年,累积建产能 11.0×10^4 t,井均单井日产油在7.0t以上,实现了高速、高效开发。

1.2 三叠系油藏滚动勘探开发技术

1.2.1 油藏早期预测、评价描述技术

(1) 以层序地层学理论为指导,通过“旋回对比,分级控制”进行地层对比与划分,建立等时地层格架。

(2) 利用露头 and 岩心,根据相特征与相标志划分沉积相,用取心井建立沉积相的岩-电响应关系,根据活尔索相律绘制沉积相图,构建三角洲的基本轮廓。

(3) 以沉积相图为基础,结合以地震为主的储层横向预测技术(包括Sesilog、Parm、Strata等反演剖面的处理解释技术)研究储层的发育特征与平面分布规律,细分沉积相,寻找有利相带及砂岩主体带。

(4) 进行成岩后生作用及孔隙发育的研究,评价储层,优选相对高渗区。

1.2.2 油气富集规律研究

三叠系延长组油藏的形成还取决于储层与生油区油源的沟通条件、储层物性的好坏、构造及岩性变化形成圈闭的条件以及盖层的条件。分流河道与河口坝砂体发育,一、二类成岩相分布广、鼻褶构造发育、油源丰富、河道砂体的切割叠合与垂直微裂缝的存在为石油的运移、聚集成藏提供了良好的条件,孔隙发育、物性好、构造有利的储层为油气富集区。

长₆、长₄₊₅、长₃油藏主要存在于三角洲前缘河口坝及水下分流河道沉积砂体中,含油受岩性控制,原生粒间孔及次生溶孔的发育程度决定着油气的富集程度;长₂和长₁油藏主要分布在三角洲平原分流河道沉积砂体中,受岩性和构造双重控制,构造是油气相对富集的主要因素之一。

1.2.3 针对不同类型油藏采取不同的布井方式

对于长₆等岩性油藏,按有利相带砂体展布方向采取“跳跃式”、“骨干式”评价,即沿着预测有利砂体带展布方向甩开井距(1000~2000m)建立骨架井,进行滚动勘探评价;对于长₂、长₁构造-岩性油藏,在早期评价描述和油气富集规律研究的基础上,结合地震成果,沿着河道展布方向寻找构造高点(实施滚动勘探井),随后采用小井距(200~250m)、不规则三角形点状注水井网,钻丛式井组进行滚动开发。

1.2.4 适应储层特征的改造技术

针对长₂、长₃储层物性差、非均质性强、油水分异差、富含酸敏矿物、具弱底水的特点,应采用低射孔程度(射开程度控制在35%以下、射开油层顶部)、高砂比(砂比大于25%)、低排量(排量控制在0.8~1.2m³/min)进储层改造,从而达到控制含水,提高单井产能的目的。

“九五”期间,特别是从1998年以来,滚动勘探开发及时调整部署思路,立足有利的构

造地质背景,分析安塞地区油藏富集规律,进行重点井区精细解剖,主攻三叠系延长组长₂、长₃以上浅油层,应用上述三叠系油藏滚动勘探开发技术确定滚动勘探开发目标,大胆甩开部署,在安塞浅层滚动勘探开发获得成功。例如,安塞招安地区靠近王窑开发区仅2km,输油便利,主要含油层为三叠系长₃²、长₂²。1997年10月完钻的开发准备井塞408井在长₂²获12.5m油水层,试油2.98t,日产水145.0m³,预示着该区存在长₂的油气富集区。为进一步扩大该区滚动勘探成果,部署滚动勘探井3口。招安塞401井实施后,长₂获油水层14.1m,有效厚度解释油水层13.8m,压裂后自喷,日产纯油15.22t。随后围绕塞401井以250m井距部署滚动开发。同时,根据区域综合研究成果,结合地震资料,在其北部预测的构造高点、砂体主体带部署塞413井并获得成功。

到目前,安塞油田长₃以上浅油层已探明区块10个,累计探明含油积32.7km²,石油地质储量 1573×10^4 t,动用含油面积22.4km²,石油地质储量 1238×10^4 t,动用程度78.7%,累计建产能 17.3×10^4 t,取得了较好的经济效益。

1.3 老油田扩边及非主力油层滚动勘探开发技术

1.3.1 老油田扩边滚动勘探开发技术

(1) 开展老油田周边老井资料复查,精细油藏描述,对油藏边部油井进行生产动态分析,寻找和筛选扩边潜力区。

(2) 应用数值模拟技术,定量预测边界供给能力和边外储层状况。

(3) 进行油水分布和储层组合研究,分析扩边的可能性。

(4) 进行油水运动关系及砂体走向研究,确定扩边规模。

(5) 针对不同油藏类型,采取相应的滚动勘探开发技术政策。

根据“安塞油田王窑区长₆¹油层沉积相研究”及“安塞油田长₆¹油藏综合研究”成果,1996年首先在王窑西南部署并实施滚动扩边井64口(油井38口、注水井14口),均获得成功,探明含油面积5km²,地质储量 295×10^4 t,建产能 6×10^4 t。为加快安塞油田勘探开发的速度,同时为进一步追踪油砂体展布方向、扩大含油面积,1998年以来,在王窑西南、杏河西南配合产建勘探实施油探井3~4口,滚动勘探开发实施井98口,上报探明含油面积79.7km²,地质储量 4331×10^4 t,其中,滚动扩边26.1km²,地质储量 1278×10^4 t,已建产能 12.2×10^4 t,为安塞油田近年增储上产做出了很大的贡献。此外,在安塞侯市、坪桥、杏河、五里湾一区、华池华152区的长₃等滚动扩边均获得成功。

1.3.2 老油田非主力层滚动勘探开发技术

(1) 类比已知油藏形成和分布规律,确定非主力油层成藏有利区。

①依单井资料确定详查区。油层复查初期或对某一区域某一油藏的成藏规律认识不足时,通过复查老井录井及试油等资料,按照“录井有显示、测井有特征、邻井有发现”的直观评价方法,将有良好录井显示或经试油证实的井区作为详查区。

②依构造形态确定有利区。在对成藏规律有所认识的基础上,可根据油藏分布特征寻找成藏有利区。根据区域地质研究结果,侏罗系油藏聚集的主导因素为古地貌背景上由差异压实作用形成的鼻状隆起。这些鼻隆具有早期形成和继承性发展的特点,其为油气运移的指向,并往往在纵向形成以构造控制为主的为数众多的油藏。

(2) 精细测井解释,校正并重新建立分区、分油组划分油层的电性标准。

齐全的电测曲线是开展油层复查的主要资料,其油层判识标准的再建立是油层复查的基础工作。由于不同地区的不同层组的储层特征、流体性质以及钻井泥浆、测井方法均有差

异，靠一个图版、一个标准已不适应油井复查的需要，需重新研究确定不同地区、不同层组油层判识指标，主要有以下几种方法。

①取基础判识指标。测井系列先后经历了 JD581、XSKC—92 两代，根据不同系列之间的比较，选取直观、有代表性及时间上其可比性的电阻率（或解释含水饱和度）、声波时差（或解释孔隙度）作为基本电性指标，参考录井显示及取心资料综合评价。

②建立油层判识基本电性标准。首先选取经试油证实的井层，若无则选取录井显示含油级别较高或经原测井解释为含油水层以上级别的井层的电性参数作为参考，统计其电性指标，或选取地质条件相似区域的试油资料，通过电阻率与孔隙度等交会图选取油层、油水层划分指标作为油层判识的基本依据。

③寻找标准水层作为参照。标准水层参数的确立及标准曲线特征的选取对于直观判断具有快速准确的优势，尤其对于随泥质含量增高而造成的电阻率降低和随钻井液含盐量不同而造成的低阻油层的识别。

根据上述方法确定的马岭地区非主力油层的判识标准见表 1。

表 1 马岭地区非主力油层判识的电性标准

层位	油层电性标准					水层电性特征			
	R_t ($\Omega \cdot m$)	Δt ($\mu s/m$)	ϕ (%)	S_w (%)	录井 显示	R_t ($\Omega \cdot m$)	Δt ($\mu s/m$)	ϕ (%)	S_w (%)
直罗	>50	>250		<50	油斑—油浸	10	245		65
延 ₄₊₅	>13~15	>230	14	<55	斑状	13		(17.7)	65
延 ₆	>13~14	>230	14	<60~70	斑状	<11		14~15	>55
	>10	>235	14	<50	油斑—不均	5		12	63
延 ₇	>7~8	>225	14	<50				14	

(3) 精细油藏研究，查层与补孔相结合，以补验查，快速而准确地确定含油范围及储量。

根据确立的基本电性标准，可初步划分出详查区内可疑油层，分析可疑井层所处的地质条件（研究其砂体展布、构造特征、储层物性及相带特征），明确成藏控制因素，即可初步判识其油水界面，圈定含油范围。与油田稳产措施相结合，优选非主力层具有较好含油显示且主力层处于中高含水期的油井补孔，验证油层复查结果，修正判识标准，并根据不同油藏类型落实含油面积及储量。

(4) 全面评价复查潜力区域开发状况，确定非主力油层动用方式。

对优选出的潜力较大的井区评价其主力油层储量动用程度，分析非主力油层与主力油层性质的异同，根据不同动用状况采取不同开发方式。对于主力油层高含水井（含水大于 80%，产量小于 1t/d），补孔改层生产；对于仍有较好生产能力而不宜合采区，采取两套井网分层系开发；对受井身状况影响而停产的油井更新生产。其余可作为稳产接替的后备储量。

(5) 总结区块复查经验，由点及面，作为开展区域复查的优选依据。

随着油层复查的深入，不同层位成藏规律逐步显现，一个地区一个层位的发现往往预示着相似地质条件下其他地区该层成藏的可能性，因此，由点及面即可获得全面的认识。

例如：陇东马岭油田南一区是马岭油田主力区块之一，1970年12月首次在岭5井延₉油层获得日产油 3.2m^3 ，1978年经过详探探明含油面积 8.5km^2 （叠合），地质储量 $268 \times 10^4\text{t}$ （延₆、延₉、延₁₀），1979年全面投入开发。截至到1996年底，该区已进入中—高含水期，为了持续稳产，需要寻找稳产接替区或接替层。1997年开始对陇东地区展开老井资料复查，复查出马岭南一区直罗油层。

直罗组因录井多显重质不均及斑状含油，测井解释为油水层及水层，并有30%以上的井未进行综合测井。以出油井为依据，经反复研究将声波时差在 $250\mu\text{s}/\text{m}$ 左右、感应视电阻率大于 $50\Omega\cdot\text{m}$ （JD—581系列）的砂层作为划分油层的最低电性标准，再结合测井曲线特征及录井显示进行综合判识。对于综合测井未测目的层段的井，以标准测井图为依据进行小层对比，并参照构造位置综合解释。围绕出油井点，由点及面对南一区直罗组油层重新认识，最终发现直₃²、直₅¹油层。完钻滚动开发井32口，成功率达100%，井均油层厚度14.6m，试油28口，井均日产油30.8t，投产日产油14.8t，含水30.3%，建产能 12.0×10^4 。实际年产油量达到 14.932×10^4 ，探明含油面积 4.9km^2 ，地质储量 $323 \times 10^4\text{t}$ 。

南一区直罗组油层成功认识和开发后，根据直罗油藏的特点，推测在其相邻的中一区东部的三个隆起也应为成藏有利区。通过详查，在中一区岭52井区等三个井区的继承性鼻隆上均发现直罗组具有较好含油显示，其中，部署并实施产建井中303—21井，试油获日产 240t^3 纯油。

1998年，通过对马岭油田南三区外围南75—20井（未下套管）延₄₊₅层录井见8.8m斑状含油显示，电阻率 $41.7\Omega\cdot\text{m}$ ，与相同层位探明已动用的南二区类比，认为，该井延₄₊₅为油层。由于该井未下套管，且可依据井少，随后在预测有利部位部署滚动勘探井岭510井，通过实施延₄₊₅层见油层7.2m，油水层4.2m，试油获得 $50.69\text{t}/\text{d}$ 的高产。2000年增加部署滚动勘探井岭512井，确定了油藏基本形态，油藏主要受构造控制，底水能量充足。随后依据滚动勘探成果，以不规则三角形井网、井距250~300m快速展开滚动开发，完钻开发井15口，均获得成功，其中，3口井试油超过 100t^3 ，投产12口，初期单井平均日产油达18.8t，含水18.1%。预测含油面积 2.1km^2 ，地质储量 $230 \times 10^4\text{t}$ ，可建产能 $4.0 \times 10^4\text{t}$ ，使该区成为小型高产、高效开发区块之一。

此外，在马岭油田南三区延₄₊₅、南试区直罗、中区延₇、城壕油田城54—城55井区直罗、延₆、靖安油田五里湾一区延₉等也获得了很好的经济效益。

2 滚动勘探开发成果及效益分析

滚动勘探开发在新的技术理论指导下，在攻克侏罗系和三叠系长₂、长₃等小型隐蔽性油藏中取得了突出成绩，同时，在马岭老区非主力油层滚动勘探开发和老油田滚动扩边中成果显著。其投资少、效益高，缩短了勘探—开发周期，及时地将地质储量转化为商业储量。

2.1 “九五”期间滚动勘探开发探明储量呈增长趋势

5年间，滚动勘探开发累积探明含油面积 210.1km^2 ，石油地质储量 $12157 \times 10^4\text{t}$ ，已开发动用地质储量 $9822 \times 10^4\text{t}$ ，动用程度达到80.8%；建产能 $164.9 \times 10^4\text{t}$ （表2）。其可分为侏罗系、三叠系、老油田滚动扩边及非主力层勘探。

2.2 储量动用程度高

已开发动用地质储量 $988 \times 10^4\text{t}$ ，动用程度达到80.8%，其中，侏罗系储量动用程度平

均为 83.8%，三叠系为 62.3%。

表 2 “九五”期间滚动勘探开发成果表

分类	探明		动用		动用程度 (%)	建产能 ($\times 10^4\text{t}$)	滚动建产占总 建产能的比例 (%)
	面积 (km^2)	储量 ($\times 10^4\text{t}$)	面积 (km^2)	储量 ($\times 10^4\text{t}$)			
侏罗系	46.6	3192	37.4	2675	83.8	47.3	10.4
三叠系	63.4	2631	30.4	1639	62.3	22.8	5.0
老油田扩边	73.4	4453	63.4	3804	85.4	56.4	12.4
非主力层	26.7	1881	26.3	1704	90.6	38.4	8.5
“九五”合计	210.1	12157	157.5	9822	80.8	164.9	36.4

2.3 滚动勘探开发在近年油田产建中发挥了极其重要的作用

全油田在“九五”期间累积建产能 $453.5 \times 10^4\text{t}$ ，其中，滚动勘探开发累积建产能 $164.9 \times 10^4\text{t}$ ，约占全油田产能建设的 36.4%，新增年产油 $121.262 \times 10^4\text{t}$ ，累积产油 $346.614 \times 10^4\text{t}$ 。

2.4 节约了勘探投资，提高了油田开发整体效益

5 年来共完钻开发准备井（滚动勘探井）112 口，总进尺 $18.3438 \times 10^4\text{m}$ ，完成地震剖面 1611.225km。滚动勘探共投资为 3.1962×10^8 元（其中 2000 年为 0.6209×10^8 元），滚动勘探开发新增探明地质储量 $12157 \times 10^4\text{t}$ ，可采储量 $1635.8 \times 10^4\text{t}$ 。平均每口滚动勘探井获得探明储量 $108.5 \times 10^4\text{t}$ ，少钻井（探井按 $60 \times 10^4\text{t}/\text{井}$ 计算）90 口，按每口井平均井深 1500m，每米 1200 元计算，可节约勘探投 1.62×10^8 元。

3 结论及建议

鄂尔多斯盆地中生界石油滚动勘探开发技术是几代长庆人辛勤劳动和实践的产物，它经历了形成、发展和完善阶段，在攻克小型岩性油藏中，发挥了“投入少、效益高”的优越性。在今后油田发展中仍然起着举足轻重的作用。

该技术特别适用于小型隐蔽式岩性油藏，虽然尚有不足之处，但对其他盆地有类似油藏的滚动勘探开发必然有一定的指导作用。

随着勘探开发的不断深入，地质因素日趋复杂，难度越来越大，为了油田进一步增储、上产，滚动勘探开发必将与多学科、多种工艺技术相结合，使该技术更趋完善。“十五”期间，长庆油田滚动勘探开发技术还需在：小型隐蔽式砂岩构造油藏预测技术；测井相（沉积微相）有利相带预测技术；油田化学水特性找油技术；地震相（亮点）预测油藏技术等方面进一步的发展和完善。

参 考 文 献

1 沈玉昌，龚国元. 地貌学概论. 北京：科学出版社，1986

长庆气田下古生界低渗低丰度气藏开发配套技术

金忠臣 吕运能 张明禄 王 华 卢 涛 李跃刚 张书平

(长庆油田分公司)

摘 要 长庆气田下古生界低渗透气藏,在气田开发前期评价技术的基础上,已形成了储层综合评价技术、储层横向预测技术、优化布井技术、气井产能评价技术、采气工艺技术和地面集输技术等一整套低渗透气藏开发配套技术。文中对各项配套技术进行了简要论述及其总体应用效果作了分析评价,认为,该项配套技术具有针对性、有效性和实用性,较好地解决了气田开发的关键问题,为实现长庆气田的高效开发奠定了基础。

鄂尔多斯盆地长庆气田截至到2000年底在下古生界共获得了 $2909.88 \times 10^8 \text{m}^3$ 的天然气基本探明地质储量,探明含气面积 4129.9km^2 。经过8年的勘探、开发前期评价,于1997年实现了给西安、北京的供气,标志着长庆气田进入了规模开发阶段。2000年底,长庆气田下古生界已累计建成年产 $32 \times 10^8 \text{m}^3$ 的生产能力,生产天然气 $36 \times 10^8 \text{m}^3$ 。

长庆气田下古生界气藏储层为奥陶系马家沟马五段的海相碳酸盐岩。马五段自上而下划分为10个亚段,上部马五₁₋₄是本区的含气层段,其中,马五₁是主力气层。马五₁气层埋藏深度为3300~3700m,气层单层有效厚度0.4~4.6m。马五₁气层平均孔隙度5.5%,平均渗透率 $3.0 \times 10^{-3} \mu\text{m}^2$ (试井解释),平均储量丰度 $0.57 \times 10^8 \text{m}^3/\text{km}^2$ 。试井曲线呈现出各种不同类型的边界反映,测试无阻流量差别大。

针对马五₁气藏埋藏深、气层薄、非均质性强;含气面积大,储量丰度低,开发部署难度大。为实现长庆气田高效开发之目的,长庆气田经过十余年的努力,在加强地质、地震、钻井、测井、试井、试采等多学科的综合研究的基础上,初步形成了一套较为完善的开发优化配套技术,即储层综合评价技术、储层横向预测技术、气井优化布井技术、气井产能评价技术、采气工艺技术和地面集输技术,并运用于气田开发产能建设,取得了丰硕的成果和可观的经济效益。

1 储层综合评价技术

储层综合评价技术以储层的非均质性研究为出发点,分析地质条件与沉积—成岩微相、古岩溶特征、裂缝发育程度的关系,研究控制储层发育程度、影响气井产能的构造、古地貌因素,找出相对高产富集规律,指出高产有利区,指导开发布井。

1.1 储层沉积—成岩微相研究

在沉积微相与成岩作用研究的基础之上,将沉积—成岩微相融为一体,以马五₁内各小层储层段为主要研究对象,对沉积—成岩微相进行深入分析研究,共划分出了22个微相(表1)。从储层沉积—成岩演化的角度出发,引入古岩溶对成岩及孔隙最终形成的影响。揭示了各小层储层沉积—成岩微相的演化及其横向分布特征。指出马五₁储层能成为良好储集

岩的主要有潮上沉积的溶斑泥—粉晶白云岩微相（G16-9井马五₁³、马五₁²层，G6-9井等的马五₁³层）、潮间沉积的晶模泥—粉晶白云岩微相（马五₁¹、马五₁²层）和潮下带晶粒白云岩微相（G24-17、榆3井的马五₁⁴层）三个微相。白云—方解石斑泥—粉晶白云岩微相，充填程度高，充填物不仅有早期的粉晶白云岩，而且有晚期方解石充填，储层物性属不利微相区，如G24-7、G25-14井等的马五₁²层。

表 1 长庆气田马五₁ 储层沉积—成岩微相类型表

沉积相带	代号	沉积—成岩微相	代号	沉积—成岩微相
潮下带沉积	1-1	纹层泥—粉晶白云岩	1-4	晶粒白云岩
	1-2	泥晶白云岩	1-5	云质泥岩
	1-3-A	鲕粒白云岩	1-6	砾屑白云岩
	1-3-B	砂屑白云岩		
潮间带沉积	2-1	藻纹泥—粉晶白云岩	3-2	云晶泥—粉晶白云岩
	2-2	鸟眼泥—粉晶白云岩	3-3	晶模泥—粉晶白云岩
	2-3	块状泥—粉晶白云岩	3-4	方晶模泥—粉晶白云岩
	3-1	渗晶泥—粉晶白云岩	3-5	硅晶模泥—粉晶白云岩
潮上带沉积	4-1	渗斑泥—粉晶白云岩	4-4	方斑泥—粉晶白云岩
	4-2	云斑泥—粉晶白云岩	4-5	硅斑泥—粉晶白云岩
	4-3	溶斑泥—粉晶白云岩	4-6	粘斑泥—粉晶白云岩
其他类型	5-1	岩溶角砾岩	5-2	晶粒灰岩

1.2 古岩溶储层描述的定量化与平面分布

为了对岩溶型储层由定性转入定量化描述，引入残余岩溶强度的概念，即易溶岩类经埋藏、压实、改造、再溶蚀、胶结后所残留的岩溶强度（R）。它是岩溶型储层中表征碳酸盐岩储集性能的一个重要指标。

根据 R 值的范围将其划分为五级（表 2）。长庆气田马五₁ 储层的平均 R 值为 2.58%，最大为 6.8%，最小为 0.415%。在平面上表现出强残溶区呈斑点状分布于局限井区，较强残溶区呈局部连片、孤立斑点状分布，而中等残溶区将 I、II 类连为一体。其中，中、高产井主要分布于 I、II 类较强—强残余岩溶强度区。

表 2 长庆气田马五₁ 储层残余岩溶强度分级表

分级	I	II	III	IV	V
R, %	>5	3~5	1~3	0.5~1	<0.5
评价	强	较强	中等	较弱	微弱

1.3 裂缝分布规律研究

对于长庆气田低孔、低渗岩溶型气藏，储层空间为溶蚀孔、洞、缝，其中，裂缝是储层流体渗流的主要通道，对气井产能贡献起很大的作用，是气井高产的必不可少条件之一。

(1) 裂缝类型识别研究。

通过大量岩心观察、测井、试井资料研究，长庆气田马五₁ 储层主要发育有网状缝和一

些垂直缝、水平缝。其中，网状缝在马五₁ 储层中占有很重要的位置，网状缝无组系、不规则，其主要是由机械、物理风化岩溶坍塌以及成岩收缩形成的。网状缝与垂直缝、水平缝一起构成了有效裂缝体系。有效缝的储集意义不大，但对沟通孔隙、提高储层渗流能力有着十分重要的意义（表 3）。研究统计结果表明，主力气层马五₁³ 裂缝最为发育，其次为马五₁²，马五₁¹、马五₄¹ 发育较差。

表 3 马五₁ 储层裂缝孔、渗参数统计评价表

项目	测井识别	岩心裂缝	试井解释	综合评价
孔隙度（%）	$\frac{0.002 \sim 0.048}{0.0132}$	$\frac{0.0124 \sim 0.387}{0.1831}$	$\frac{0.00080 \sim 1078}{0.411}$	0.034125
渗透率 ($\times 10^{-3} \mu\text{m}^2$)	$\frac{0.0062 \sim 2997.0}{\text{一般 } 4.815}$	$\frac{9.01 \sim 11797.37}{2816.44}$	$\frac{0.0363 \sim 29.953}{4.074}$	一般在 1~30
方法评价	较可靠	不可靠	较可靠	较可靠

(2) 裂缝成因研究。

马五₁ 储层裂缝成因类型多，根据裂缝充填物碳氧同位素测定、包裹体光谱成分及探针成分分析认为，马五₁ 储层中有三期破裂：风化破裂缝、早期（燕山期）构造缝和晚期（燕山—喜山期）构造缝。其中，风化破裂缝和晚期构造缝是主要的有效裂缝类型。

(3) 裂缝发育有利区预测及其发育程度与气井产能的关系。

长庆气田马五₁ 储层裂缝的形成与具体的地质环境和岩石性质关系密切，风化破裂缝主要分布于岩溶残丘、坍塌角砾岩的上部和侵蚀沟槽、坑的边缘，构造破裂缝沿局部鼻隆带相对发育。

据 54 口气井裂缝对气井产能贡献值的统计结果，对于碳酸盐岩储层，裂缝对产能的贡献较基质大得多，其中，80% 的气井裂缝对产能的贡献率超过 70%，有 56% 的气井裂缝贡献程度达到 90% 以上。储层裂缝发育程度表现在裂缝渗透率上，通过对裂缝渗透率和气井产能关系研究表明，气井产能随着裂缝渗透率的增大而增加（图 1），即表明储层裂缝发育程度对气井产能有着显著的影响，储层裂缝对气井产能起主导作用，是气井高产的保证。

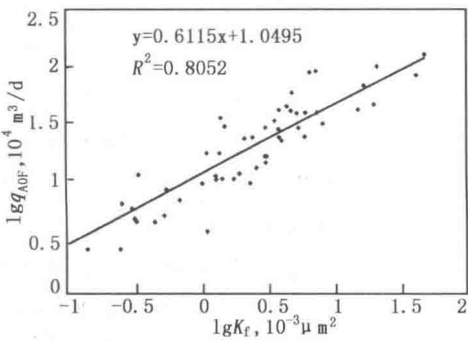


图 1 气井裂缝与产能关系曲线图

1.4 孔隙结构研究

长庆气田马五₁ 储层孔隙结构的研究采用图像分析技术及铸体薄片分析技术，低压、高压、多环压汞试验，离心法毛管压力曲线测试，半渗透隔板法毛管压力试验等方法，研究了储层孔隙结构特点，进行，孔隙结构分类，为定量评估采收率打下了基础。

(1) 孔隙组合类型。

马五₁ 主要储集空间为溶蚀孔，孔径 1~2mm，其次为晶间溶孔，孔径 50μm 左右，晶间孔、晶微孔孔径小于 10μm。各种成因的裂缝与孔隙在不同地区、不同层位形成不同的组合类型，据溶蚀孔（洞）、裂缝发育程度划分为六类，即裂缝—溶蚀孔型，裂缝—溶孔、晶间溶孔型，裂缝—晶间孔、溶孔型，晶间溶孔、晶间孔型，晶间孔型和晶间微孔型。

(2) 孔隙结构分类。

根据储层毛管压力曲线形态特征、孔缝组合类型、结构难度指数以及孔渗参数，将气田马五₁段储层孔隙结构划分为两大类六个亚类。

A 大类——孔—缝组合型。岩性为缝孔型细粉晶白云岩，裂缝发育，且沟通溶孔、晶间孔，孔吼分布范围较大，可细分为 AⅠ、AⅡ、AⅢ三个亚类。

B 大类——孔隙型。以晶间孔和晶间溶孔为主要储集空间，裂缝不发育，细—微吼作为连通喉道，可细分为 BⅠ、BⅡ、BⅢ三大亚类。

在孔隙结构分类评价的基础上，对各类型出现的频率进行了统计（表 4）。其中，Ⅰ + Ⅱ（AⅠ、AⅡ、BⅠ、BⅡ）类孔隙结构占样品总数的 70.5%，这一结果为易动用储层及储量的评价奠定了基础。

表 4 马五₁气层孔隙结构类型频率统计表

亚类区	AⅠ	AⅡ	AⅢ	BⅠ	BⅡ	BⅢ	样品数
北区	35.9%	12.8%	25.6%	12.8%	2.6%	10.3%	39
中区	16.7%	36.7%	10%	13.3%	13.3%	10%	60
南区	27%	27%	13.5%	5.4%	8.2%	18.9	37
平均	26.5%	25.5%	16.4%	10.3%	8.0%	13.1%	

1.5 气、水判识及其分布规律研究

随着气田大面积试采的开展，在气田中西部、北部部分气井出水，针对这一问题，开展了马五₁储层气水层判识、成因、控制因素等方面的研究。

1.5.1 气水层判识方法

利用常规测井电阻率交会法、逐步判识法、可变 m 法、储层与泥岩电阻率比值交会法、可动水指示法和多项式自组织网络方法进行气水层判识。

1.5.2 地层水成因研究

长庆气田是以溶蚀孔洞为主要储集空间的地层—岩性复合圈闭型气田，不存在边水或底水。通过对气田出水井的分布规律及形成机制分析认为，出水井点主要分布在气田中部偏西和北区部分井区，这些井区呈局部孤立状，横向上未形成大的连片分布。这些水体呈如下特点：水体一般集中在构造的低凹部位，局部受构造鼻隆、鼻凹位置的限制，其多分布在鼻隆端部或隆与隆之间的凹中。水体范围小，水量不大。经测井、钻井、动态资料综合分类，将马五₁储层地层水模式大致归纳为以下三种类型。

(1) 分布于孔隙中的束缚水。

(2) 岩性变化或储层变化形成的独立含水透镜体。

(3) 构造下倾方向储层变化形成的“相对富水区”。

从气、水同产井生产情况看，马五₁的地层水对气井生产影响不大，而且产水量随产气量波动，且总体呈稳中有降的趋势（表 5）。