

鄂尔多斯盆地瓦窑堡油田中山川区 长 2 油层组储层特征

李旭芬¹, 刘建朝¹, 米乃哲², 苗 箐³, 李 磊³, 张海东¹

(1. 长安大学 地球科学与资源学院, 陕西 西安 710054; 2. 陕西延长石油集团有限责任公司 研究院, 陕西 西安 710061;
3. 中国石油化工股份有限公司 中原油田分公司, 河南 濮阳 457001)

摘要: 在长 2 储层岩性特征、沉积特征研究的基础上, 以压汞实验、薄片鉴定、物性测试、扫描电镜等方法为实验手段, 对储层岩石学特征、孔隙结构、物性特征及其影响因素进行分析研究。结果表明, 长 2 储层主要以浅灰色、灰绿色块状细砂岩为主, 孔隙类型都以残余粒间孔为主, 次为粒间溶孔, 其余为粒内溶孔、填隙物内溶孔及晶间微孔, 少量的铸模孔、云母溶缝、微裂缝。其储层的孔喉分布类型主要有单峰正偏态孔喉型、多峰分散型和单峰负偏态微孔喉型 3 种。影响本区储层孔隙类型的因素为沉积相、成岩作用、裂缝改造, 其中沉积相及成岩作用是主要因素。

关键词: 瓦窑堡油田; 长 2 油层组; 孔隙结构; 储层特征

中图分类号: TE122.2⁺3 **文献标志码:** A **文章编号:** 1672-6561(2009)04-0388-06

Reservoir Feature of Oil Bearing Chang-2 Bed in the Zhongshanchuan Area of Wayaobao Oilfield in Ordos Basin

LI Xu-fen¹, LIU Jian-chao¹, MI Nai-zhe², MIAO Qing³, LI Lei³, ZHANG Hai-dong¹

(1. School of Earth Sciences and Resources, Chang'an University, Xi'an 710054, Shaanxi, China;
2. Research Institute of Shaanxi Yanchang Petroleum Group Corporation, Xi'an 710061, Shaanxi, China;
3. Zhongyuan Oilfield Company, China Petroleum and Chemical Corporation, Puyang 457001, Henan, China)

Abstract: Based on analysis of the depositional features of Chang-2 reservoir bed, the characteristics of lithology, diagenesis, pore throat texture, physical property and its affecting factors are studied by intrusive mercury experiment, thin section determination, physical property test and scanning electron microscope observation. The result is that the components of Chang-2 reservoirs is mainly grayish and celadon fine sandstone, the combination type of pore throats is mainly residual intergranular porosity, next intergranular dissolve porosity and intergranular micro-fine throats, and few mould porosity, mica fuse corrode crevice and micro-crevice. The distribution type of pore throats may be classified into normal distribution of pore throat type with single apex, separation of pore throat type with apexes and negative distribution of micro-pore throat type with single apex. Affecting factors of reservoir are sedimentary facies, diagenesis and crevice change, and the main factors are sedimentary facies and diagenesis.

Key words: Wayaobao oilfield; oil bearing Chang-2 bed; structure of pore; reservoir feature

0 引言

瓦窑堡油田中山川区位于鄂尔多斯盆地中东

部的陕北斜坡带上(图 1), 区内构造为西倾的单斜, 倾角一般小于 1°, 局部因差异压实作用发育小型鼻状构造。研究区南北长 20 km 左右, 东西宽 10 km

收稿日期: 2009-01-10

基金项目: 国家重点基础研究发展计划项目(2003CB214601); 中国博士后基金项目(20070420489)

作者简介: 李旭芬(1979-), 女, 青海民和人, 理学博士研究生, 从事岩矿研究。E-mail: mike5584@sohu.com

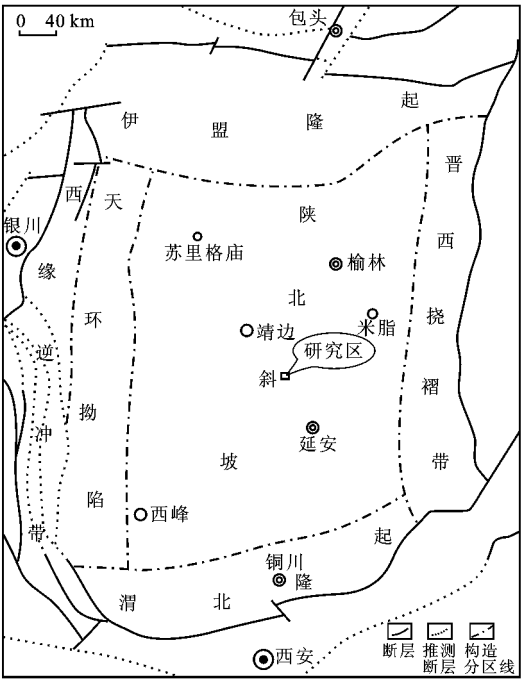


图 1 鄂尔多斯盆地构造单元划分

Fig. 1 Sketch Map of Geologic Tectonic Units Divided of Ordos Basin

左右, 总面积约 150 km², 与安塞油田、子长油田、子北油田相邻。区内主要含油层段为上三叠统延长组, 分别于长 2、长 4+5、长 6 等 3 个油层组获产工业油流。

鄂尔多斯盆地在晚三叠纪为一大型内陆淡水湖盆, 经历了完整的湖进—湖退期, 沉积了上三叠统延长组地层, 根据油田开发需要由下至上分为长 10~长 1 共 10 个油层组。其中长 10~长 7 为湖进期沉积, 长 6~长 2 为湖退期沉积, 长 1 为准平远化期沉积^[1-2]。

研究区长 2 油层组是湖盆萎缩消亡期的三角洲平原曲流河相沉积产物, 储层砂岩及储集性能主要受沉积环境和成岩作用所控制^[3-5]。在前人研究的基础上^[6], 通过本区内大量岩芯铸体薄片及物性等资料分析, 笔者对瓦窑堡油田中山川区延长组主要产油层组——长 2 储集层的岩石学特征、孔渗特征及孔隙类型等进行详细研究, 以期对油田的进一步勘探开发提供理论依据。

1 沉积特征

瓦窑堡油田中山川区长 2 油层组按沉积旋回和岩性组合由上至下可分为长 2¹、长 2²、长 2³ 三个油层小组。每个小组自下而上沉积颗粒由粗变

细——由中、细砂岩过渡为粉砂岩、泥岩等, 具有典型的三角洲平原曲流河“二元结构”特征。每个旋回下部多为河道或边滩沉积的厚层块状砂岩, 发育大型槽状层理、交错层理及板状斜层理, 河道底部见有定向排列的河道冲刷砾石和泥砾, 局部富集为河道滞留沉积; 上部旋回多为决口扇、河漫滩、河间洼地沉积的粉砂岩、泥岩、碳质泥岩互层, 发育小型斜层理、波状层理等(图 2)。

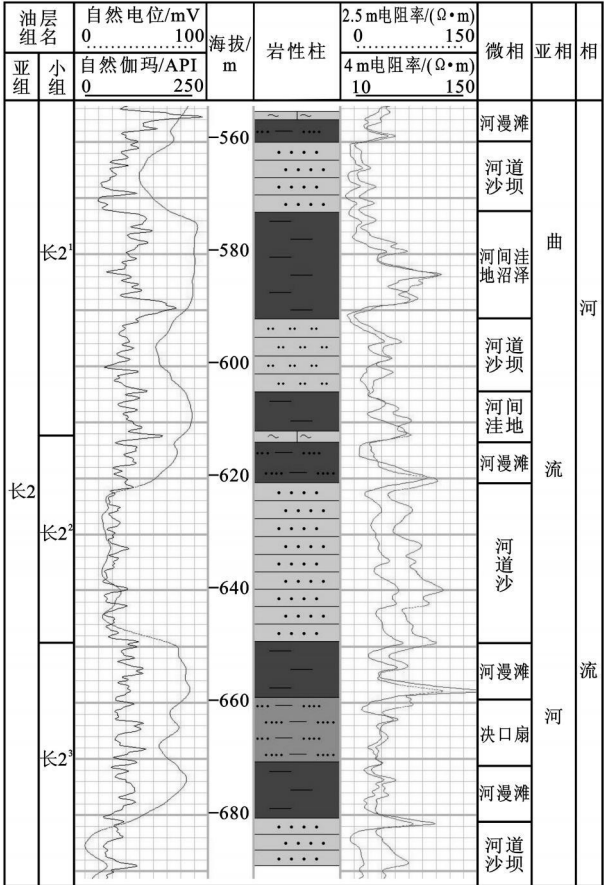


图 2 2-38 井长 2 油层组单井沉积相分析
Fig. 2 Analysis of Single Well Facies in Chang 2 Oil Bearing of Well 2-38

2 岩石学特征

瓦窑堡油田中山川油区长 2 油层组岩性主要为一套浅灰色、灰绿色块状细砂岩, 其次为少量的粉细砂岩、中细砂岩及粉砂岩。长 2 储层岩石主要为岩屑长石砂岩、长石砂岩。碎屑体积分数占岩石组分 90%~98%, 成分以长石为主, 次为石英和云母(图 3)。长石体积分数平均为 45.13%, 石英平均为 19.94%, 黑云母平均为 3.63%, 岩屑平均为 16.84%, 常见岩屑为岩浆岩岩屑、变质岩岩屑及沉

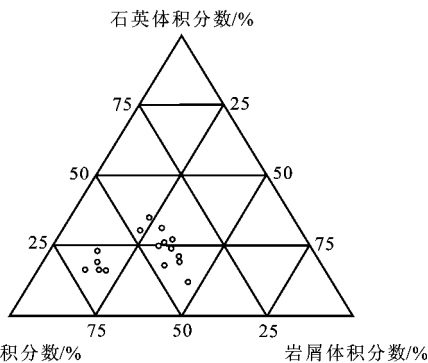


图 3 长 2 油层组砂岩组分三角投点
Fig. 3 Triangles Diagram Showing the

Standstone Types of Chang-2 Oil Bearing

积岩岩屑,以岩浆岩岩屑为主,重矿物含量微或小于 1%,成分成熟度较低。

长 2 储层填隙物中杂基含量较少,主要为胶结物,胶结物体积分数平均为 7.63%,主要为绿泥石、方解石、自生石英长石等,其中方解石含量变化较大,局部体积分数高达 30%。黏土矿物绝对体积分数为 4.39%,以绿泥石为主,相对体积分数达 67.96%,次为高岭土,相对体积分数为 20.44%,伊利石相对体积分数为 8.96%,伊/蒙混层相对体积分数为 2.64%~4.00%,混层比为 5%。

长 2 储层碎屑颗粒粒径最大为 0.50 mm,主要为细砂岩,粒径为 0.05~0.25 mm。砂岩的成分成熟度较低,结构成熟度中等,分选中等-好,磨圆以次棱角状为主,颗粒之间以线、点-线接触为主,局部可见凹凸接触,多为颗粒支撑。胶结以复合型为主,有孔隙式胶结、薄膜-孔隙式胶结,次生加大式胶结、加大-孔隙式胶结或压嵌-孔隙式胶结。

3 孔隙类型及分布特征

铸体薄片鉴定结果表明,长 2 储层总面孔率平均为 13.25%,孔径 20~200 μm,多为 20~90 μm,且很不均匀。其孔隙类型都以残余粒间孔为主,次为粒间溶孔,其余为粒内溶孔、填隙物内溶孔及晶间微孔,少量的铸模孔、云母溶缝、微裂缝。粒间孔占总面孔率 80% 以上,孔隙组合主要为粒间孔型(表 1)。

根据中山川区长 2 油层组压汞资料分析(图 4),长 2 油层排驱压力较低,一般小于 0.5 MPa,多为 0.08~0.35 MPa,平均 0.17 MPa,中值压力 0.3~1.18 MPa,平均 0.8 MPa。最大连通孔喉半径为 2.14~9.38 μm,平均 5.9 μm,半径均值 1.18~

表 1 中山川区长 2 储层孔隙类型统计

Tab. 1 Pore Type Statistics of Chang-2 Reservoir in Zhongshanchuan Area

层位	粒间孔/%	粒间溶孔/%	铸模孔/%	岩屑溶孔/%	长石溶孔/%	方解石溶孔/%
长 2	8.17	1.80	0.16	0.16	1.96	0.17

层位	裂隙孔/%	微孔/%	杂基溶孔/%	其他孔/%	面孔率/%
长 2	0.25	0.25	0.14	0.20	13.25

4.53 μm, 平均 2.82 μm, 喉道中值 0.59~2.25 μm, 平均 1.23 μm, 分选较差, 分选系数平均为 2.8(表 2), 多为近对称粗歪度, 歪度平均为 3.82, 峰态较宽缓, 峰态系数平均为 0.67~0.68。喉道分布多显示一高一低的 2 个宽缓峰态, 为双峰分散型(图 5), 渗透率贡献曲线较窄陡主要由较大喉道提供。

根据研究区及邻区毛管压力曲线、铸体薄片、

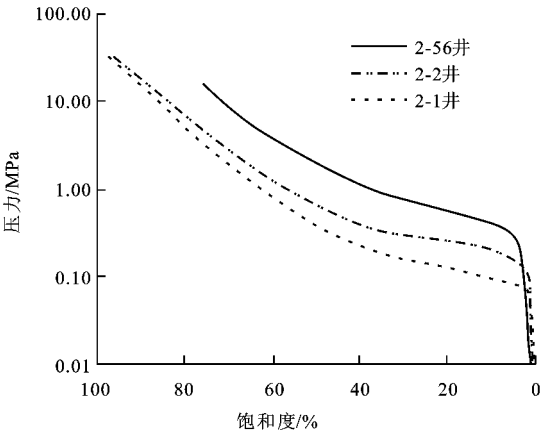


图 4 长 2 储层压汞曲线特征

Fig. 4 Curve Characteristics Diagram of Press Hydrargyrum of Chang-2 Reservoir

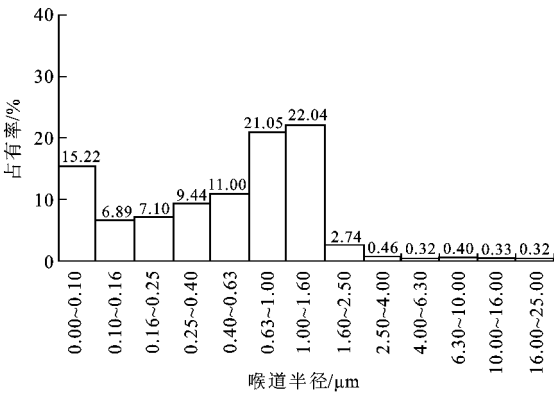


图 5 单峰正偏态细孔喉型(2555 井)

Fig. 5 Normal Distribution of Pore Throat Type with Single Apex of Well 2555

表 2 中山川区长 2 储层孔隙结构参数

Tab. 2 Pore Structure Parameter of Chang 2 Reservoir in Zhongshanchuan Area															
层位	样品数	参数	渗透率/ ($10^{-3}\mu\text{m}^2$)	孔隙 度/%	排驱压力/ M Pa	中值压力/ M Pa	最大孔喉 半径/ μm	平均孔喉 半径/ μm	孔喉半径 中值/ μm	分选 系数	歪度	半径 均值/ μm	相对分 选系数	均质 系数	退出 效率/%
长 2	8	最大值	30.00	18.60	0.35	1.28	9.38	3.31	2.25	4.70	10.05	4.53	3.06	0.48	43.42
		最小值	0.84	10.80	0.08	0.33	2.14	0.83	0.59	0.80	0.97	1.18	0.97	0.30	29.96
		平均值	13.50	15.67	0.17	0.80	5.90	2.12	1.23	2.80	3.82	2.82	1.50	0.37	37.75

图像孔隙综合分析,参考区域资料与测试数据,将研究区延长组长 2 储层孔隙结构分为以下类型:

I 类:储层渗透率大于 $100\times 10^{-3}\mu\text{m}^2$,孔隙度一般大于 20%,排驱压力小于 0.08 MPa,平均孔径大于 $80\mu\text{m}$,属大孔型,平均喉道半径大于 $2\mu\text{m}$,属粗喉型,部分延长组长 2 储层为该类型储层(图 4, 2-1 井),其结构多为微裂缝发育的河道砂坝相中的中细砂岩和细砂岩。

II 类:储层渗透率为 $(10\sim 100)\times 10^{-3}\mu\text{m}^2$,孔隙度一般 18%~20%,排驱压力 0.08~0.43 MPa,平均孔径 $50\sim 90\mu\text{m}$,属大孔-中孔型,平均喉道半径 $1.15\sim 2.7\mu\text{m}$,属粗喉型,该类储层是延长组长 2 储层主要类型(图 4, 2-2 井)。

III 类:储层渗透率为 $(1\sim 10)\times 10^{-3}\mu\text{m}^2$,孔隙度为 13%~18%,排驱压力为 0.43~0.67 MPa,平均孔径为 $20\sim 50\mu\text{m}$,属中孔-小孔型,平均喉道半径为 $0.22\sim 1.77\mu\text{m}$,属中-细喉型(图 4, 2-56 井)。

延长组长 2 储层平均孔径一般为 $30\sim 90\mu\text{m}$,个别最大可达 $200\sim 400\mu\text{m}$,主要为中孔-小孔型,个别为大孔型,平均喉道半径为 $0.83\sim 3.31\mu\text{m}$,主要为中细喉道。

总体上,长 2 储层孔隙结构具有以下特点:喉道一般呈正偏态、粗歪度,孔隙呈负偏态细歪度,虽物性变差,喉道主峰向细喉道方向移动,而孔隙主峰基本不变,孔喉分选性变好。这说明,渗透率主要取决于大喉道的数量,当储集砂岩以微细孔喉为主时,孔喉分选相对较好,但发育微裂隙、大孔隙时,渗透率急剧提高,孔喉分选性变差。

根据压汞资料分析,本区长 2 储层的孔喉分布主要有以下 3 种类型:

(1)单峰正偏态细孔喉型(2555 井)(图5):孔喉分布呈单峰且偏向粗孔喉一边,是本区长 2 储层中较常见的孔喉分布类型,物性一般较好。

(2)多峰分散型(不均匀型)(2-34 井)(图6):孔喉分布极不均匀,没有明显的优势孔喉范围,是本区长 2 储层中最常见的孔喉分布类型,其中,最常

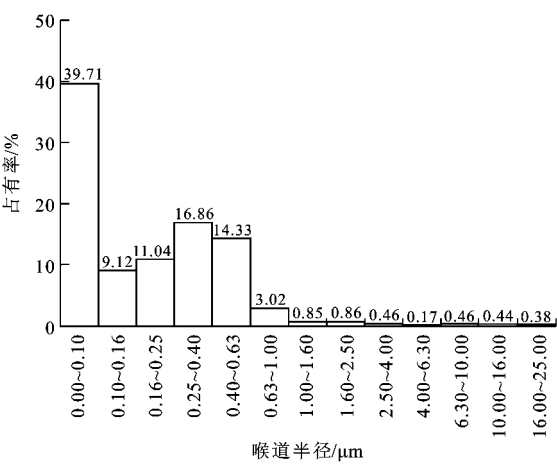


图 6 多峰分散孔喉型(2-24 井)

Fig. 6 Separation of Pore Throat Type with Apexes of Well 2-34

见的为一高一低的 2 个宽缓的峰态,两个峰态分布区间因各个样品孔隙结构及物性差异而游走不定,反映了两期成岩后生作用形成次生孔隙的分布状态,物性一般中等-较好。

(3)单峰负偏态微孔喉型(2555 井)(图7):孔喉分布呈单峰且偏向细孔喉一边,砂岩储集性质极差。

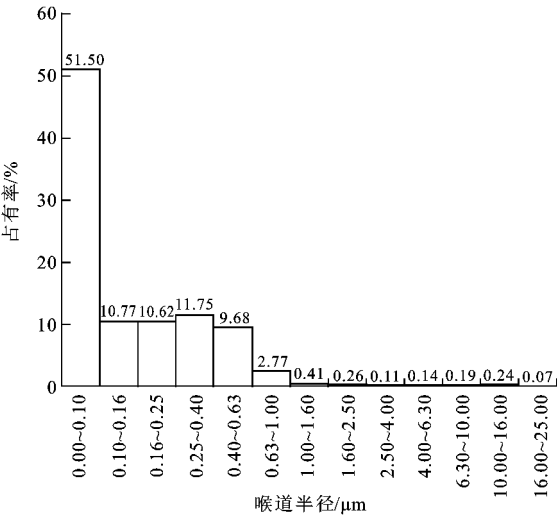


图 7 单峰负偏态微孔喉型(2555 井)

Fig. 7 Negative Distribution of Microscopic Pore Throat Type with Single Apex of Well 2555

4 物性特征及影响因素

4.1 储层物性

据研究区及邻区 24 口井 203 块样品岩芯分析统计,本区长 2 储层孔隙度最大值为 18.93%,最小值为 2.5%,平均值为 12.195%,主要分布为 8%~17%,占样品数 86.13%,峰值为 14%~16%,25%的样品孔隙度小于 10%。主力油层长 2¹孔隙度最大值为 18.93%,平均值为 12.17%(表 3)。

表 3 中山川区长 2 储层物性统计

Tab. 3 Physical Property Statistics of Chang 2 Reservoir in Zhongshanchuan Area

储层	渗透率/(10 ⁻³ μm ²)			孔隙度/%		
	平均值	最大值	最小值	平均值	最大值	最小值
长 2 ¹	19.340	166.49	0.06	12.170	18.93	2.5
长 2 ²	12.430	70.80	0.06	12.220	16.06	3.7
长 2	15.885	166.49	0.06	12.195	18.93	2.5

长 2 储层渗透率最大值为 166.49×10⁻³μm²,最小值为 0.061×10⁻³μm²,平均值为 15.885×10⁻³μm²,而且渗透率的分布范围较宽,主频不如孔隙度集中。渗透率主要分布在(0.5~40)×10⁻³μm²之间,占样品数 89.92%,有 2 个分布峰值,分别为(1~2)×10⁻³μm²和(20~30)×10⁻³μm²。主力油层长 2¹渗透率最大值为 166.49×10⁻³μm²,平均值为 19.34×10⁻³μm²。由此可见,长 2 油层为低孔、低渗储层。

4.2 储层物性影响因素

一般碎屑岩储层物性主要受沉积、成岩、构造等诸多因素的控制^[7]。延长组沉积物物源分布范围、组合特征是影响储层发育的主要因素之一。影响本区砂岩储层物性的因素为沉积作用、成岩作用、裂缝改造,其中沉积作用及成岩作用是主要因素。

沉积作用对储层的控制作用表现为不同环境中形成不同成因、不同规模的储层砂体,且不同成因的砂体在成分、粒度、分选性、杂基含量、成岩演化特征、时空展布规律上亦有所变化,甚至对后期成岩强度都有重要影响,所以它对储层有先天性的控制作用^[8]。因而,长 2 油层组储层砂体孔渗特征纵向和横向都有所不同,主力河道砂体物性明显好于河道砂体侧缘、溢岸薄层砂。

在埋藏成岩过程中,成岩作用对储层储集性能的影响主要包括压实作用、胶结作用、溶蚀作用和成岩作用^[9-10]。对本储层的影响主要表现为压实压

溶作用及胶结作用,压实压溶作用使碎屑颗粒转动、稳定排列,颗粒间紧密的线接触,长石矿物双晶滑动、机械断裂,塑性岩屑或矿物,如泥岩岩屑、云母等的弯曲变形,甚至被挤入粒间孔隙中形成假杂基^[11]。胶结物是由于成岩过程中的大量化学沉积物析出所致^[12],胶结作用使原生粒间孔损失。在研究区,碳酸盐含量越高,物性越差。到成岩后期的溶蚀作用产生了很多次生孔隙,才使砂岩的孔隙度、渗透率得到一定恢复。

根据岩石薄片、铸体薄片、扫描电镜等综合分析,笔者认为瓦窑堡油田中山川区长 2 储层砂岩在成岩演化过程中,基本上只达到晚成岩的早期,在埋藏过程中,经历的成岩顺序为:

(1)早期成岩阶段的机械压实和绿泥石薄膜的析出(图 8a),致使原生粒间孔在压实过程中急剧减少。

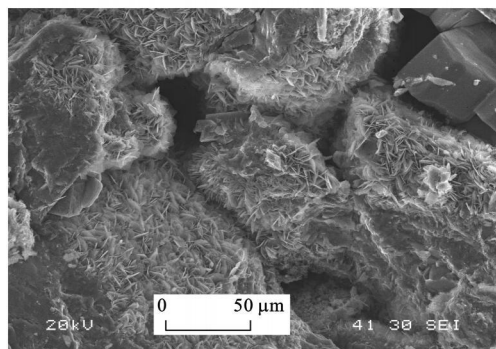
(2)中期成岩阶段砂岩中发生了较多的石英和长石的压溶作用,更多的砂岩中有石英、长石的次生加大(图 8b)以及浊沸石、方解石等自生矿物的析出作用,部分方解石和浊沸石以交代其他组分,特别是交代长石的形式产出(图 8c),经过压溶作用和自生矿物析出的充填作用,原生粒间孔隙进一步减少。

(3)晚期成岩阶段早期的成岩自生矿物析出及所引起的胶结充填和随后发生的长石、碳酸盐岩、浊沸石、岩屑等在酸性孔隙水作用下发生强烈的溶蚀作用,从而产生次生孔隙(图 8d)。研究区内裂缝较发育,裂缝对储层特征的影响也不可忽视。裂缝对储层物性的影响主要表现在对渗透率的影响上,对孔隙度一般影响不大,根据岩芯及镜下薄片观测,裂缝及微裂缝虽然仅占砂岩总孔隙的 2%~5%,但分布较广泛,对渗透率具有较大影响,岩芯测试凡具有垂向微裂缝的样品,渗透率较相邻层位高 200%~300%。由此可见,部分位置裂缝的发育对渗透率有明显影响。

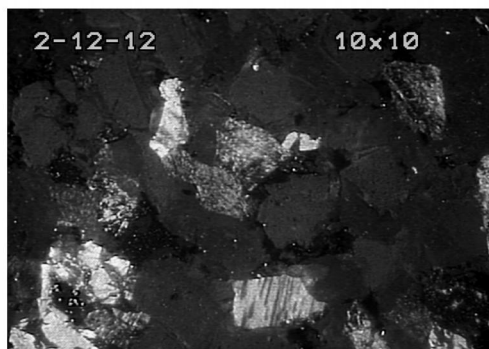
5 结语

(1)瓦窑堡油田中山川区长 2 油层组为一套于晚三叠世湖盆萎缩消亡期的三角洲平原曲流河相沉积产物,主要岩性为中砂岩、细砂岩、粉砂岩和泥岩组合,砂岩颗粒以长石为主,次为石英和云母。

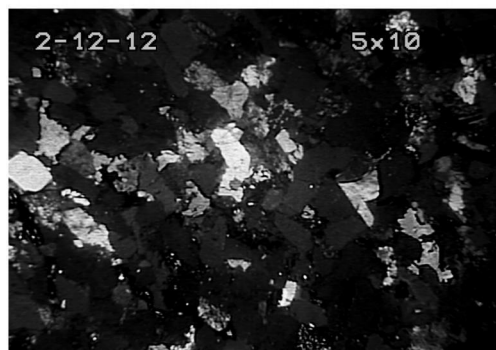
(2)长 2 储层孔隙类型都以残余粒间孔为主,次为粒间溶孔,其余为粒内溶孔、填隙物内溶孔及晶间微孔,少量的铸模孔、云母溶缝、微裂缝。但由



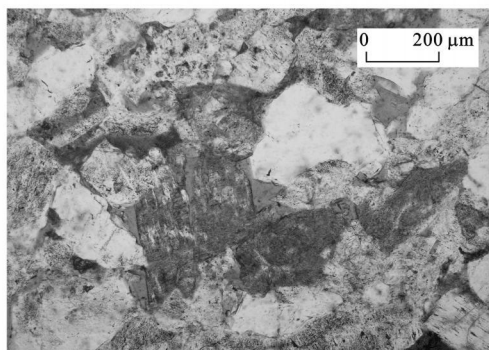
a 粒表绿泥石(2341-1井)



b 石英次生加大(2-12井)



c 方解石交代长石(2-12井)



d 长石溶孔(2-55井)

图8 长2储层胶结作用特征

Fig.8 Cementation Characteristics Diagram of Chang-2 Reservoir

于其沉积环境为三角洲平原曲流河相,致使其非均质性较强。

(3)本区长2储层孔隙结构按毛管压力曲线形态、参数特征分析,将长2油层组砂岩的孔隙结构划分为以下类型:Ⅰ类,大孔型;Ⅱ类,大孔-中孔型;Ⅲ类,中孔-小孔型。

(4)瓦窑堡油田中山川区长2油层组储层物性影响因素多样,除普遍的沉积相、成岩作用外,裂缝改造是该区影响物性的一个特殊因素,在裂缝发育区其影响效果非常明显。

参考文献:

- [1] 付金华, 罗安湘, 喻建, 等. 西峰油田成藏地质特征及勘探方向[J]. 石油学报, 2004, 25(2): 25-29.
- [2] 喻建, 韩永林, 凌升阶. 鄂尔多斯盆地三叠系延长组油田成藏地质特征及油藏类型[J]. 中国石油勘探, 2001, 6(4): 13-19.
- [3] 窦伟坦. 鄂尔多斯盆地城华地区长3油组油气富集的控制因素[J]. 西安石油学院学报: 自然科学版, 1999, 14(5): 1-4.
- [4] 王志坤, 王多云, 郑希民, 等. 陕甘宁盆地陇东地区三叠系延长组长6~长8储层沉积特征及物性分析[J]. 天然气地球科

学, 2003, 14(5): 380-385.

- [5] 席胜利, 刘新社, 王涛. 鄂尔多斯盆地中生界石油运移特征分析[J]. 石油实验地质, 2004, 26(3): 229-235.
- [6] 赵虹, 党永潮, 等. 安塞油田延长组集层特征及物性影响因素分析[J]. 地球科学与环境学报, 2005, 27(4): 45-48.
- [7] 李凤杰, 王多云, 徐旭辉. 鄂尔多斯盆地陇东地区三叠系延长组储层特征及影响因素分析[J]. 石油实验地质, 2005, 27(4): 365-370.
- [8] 李春玉, 谢渊, 刘绍光, 等. 陕北富县延长组特低孔渗砂岩储层控制因素分析[J]. 成都理工学院学报, 2002, 29(3): 285-289.
- [9] 雷开强, 孔繁征, 张峭楠, 等. 塔巴庙地区上古生界砂岩成岩作用特征及其储集性分析[J]. 矿物岩石, 2003, 23(3): 92-96.
- [10] 张金亮, 司学强, 梁杰, 等. 陕甘宁盆地庆阳地区长8油层砂岩成岩作用及其对储层性质的影响[J]. 沉积学报, 2004, 22(2): 225-233.
- [11] 庞雯, 郭德运, 赵靖舟, 等. 鄂尔多斯盆地甘谷驿油田东区长6油层储层特征及储层评价[J]. 兰州大学学报: 自然科学版, 2004, 40(5): 96-99.
- [12] 孙冬胜, 李文山, 罗纪红, 等. 陕北新庄地区延长组长2油层组储层特征[J]. 西北地质, 2003, 36(1): 59-61.