

## 志丹油田义正区三叠系延长组长6石油地质特征

郝世彦<sup>1,2</sup>, 李旦<sup>2</sup>

(1. 西安石油大学, 陕西 西安 710065; 2. 延长油矿管理局, 陕西 延安 717208)

**摘 要:** 延长组长6油层是鄂尔多斯盆地中生界最主要的含油层段, 探明石油地质储量和原油产量占70%以上。近几年来, 随着勘探程度的不断提高, 在油层评价方面不断有新的认识, 并不断有新油田的发现, 志丹油田义正区即是近几年新发现的延长组长6油田之一。通过对志丹油田义正区延长组长6储集层的岩石学特征、孔渗条件、孔隙结构特征、成岩作用与孔隙演化, 以及储层展布特征分析, 总结了影响储集条件的主要因素, 并进行了储层分类评价; 通过含油性分析, 总结了延长组长6低阻油层形成条件, 认为储层物性和孔隙结构是影响油层电阻的重要因素; 探讨了影响油气成藏的主控因素和油藏特征, 并对油井产能进行了分析, 指出志丹油田义正区延长组长6具有良好的勘探开发前景。

**关键词:** 长6油层组; 储集层; 低阻油层; 志丹油田

**中图分类号:** TE122.2<sup>+</sup>4

**文献标识码:** A

### 1 概况

志丹油田义正区位于志丹县西南部的义正乡境内, 区域构造位置位于伊陕斜坡中部。由于前人将这一地区三叠系延长组第三段评价为滨浅湖相沉积, 认为缺乏油气成藏的储集条件, 1995年以前一直未在该区投入勘探工作量。1995年延长油矿管理局以长2为主要勘探目的层, 在该区施钻了一批探井, 部分钻井揭示了三叠系延长组长6层段, 并钻遇油气显示。2002年以长6油层为主要勘探目的层进行详探, 发现区内长6油层组普遍含油显示较好, 油层测井曲线特征为低电阻率, 相对高的声波时差。通过对正222井等井试油获较高的产能, 对这一地区长6低阻油层有了新的认识, 2003年进行滚动勘探开发, 探明石油地质储量3 467万t, 建成原油生产能力40万t。

### 2 储集层岩石学特征

义正区三叠系延长组长6储层以灰色细粒长石

砂岩为主, 其次为粉—细粒长石砂岩及中—细粒长石砂岩。岩石学特征具有矿物成熟度低, 结构成熟度高, 成岩作用强烈, 为致密砂岩储集层。

#### 2.1 砂岩矿物成分

分析结果表明, 砂岩碎屑成分以长石为主(平均58%), 其次为石英(平均35%), 黑云母约占7%, 一般沿层理富集, 含少量岩屑。填隙物以自生矿物为主, 主要为绿泥石、高岭石、方解石和白云石, 硅质及长英质, 部分样品含杂基。绿泥石为孔隙衬边产状; 方解石和铁白云石为孔隙充填产状, 在砂岩中呈斑状分布; 高岭石呈不规则的微晶集合体充填在孔隙中, 硅质及长石质以加大边产状为主。

#### 2.2 砂岩结构

砂岩粒度以细粒为主(平均55%), 其次为极细粒(平均39%), 含少量中粒(平均3%)和粉粒(平均3%); 砂岩颗粒分选好, 粒级比较均一。圆度为次圆—次棱状。颗粒排列具定向性, 云母及碳质沿层面富集, 杂基含量低, 颗粒支撑, 线状或点线接触。胶结类型有孔隙式、接触式、薄膜—孔隙式和孔隙—薄膜式等。

收稿日期: 2005-07-01; 修回日期: 2005-09-06

作者简介: 郝世彦(1964-), 男, 陕西延川人, 工程师, 西安石油大学在读硕士生, 长期从事油气勘探与开发。

### 2.3 砂岩成岩作用

主要成岩作用有压实作用、压溶作用、自生矿物充填作用、溶解作用、粘土矿物转化重结晶作用等。成岩序列为: 机械压实→压溶→绿泥石充填→高岭石化→石英长石次生加大→方解石白云石充填→溶蚀。压溶作用及自生矿物充填作用使砂岩原生孔隙急剧减少, 而后期的溶蚀作用过程使长石及自生胶结物强烈溶蚀, 砂岩的孔渗条件得到明显改善。

## 3 储层物性

### 3.1 孔隙度

通过对区内延长组长 6 储层的 1 782 件岩心样品分析, 孔隙度主要分布在 7%~18%, 占样品总数的 81.0%, 平均 12.4% (图 1)。

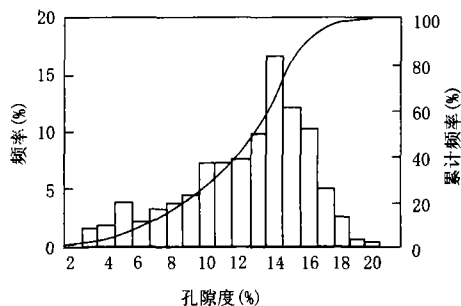


图 1 储集层孔隙度分布图

Fig. 1 Distribution map of reservoir porosity frequency

### 3.2 渗透率

与孔隙度对应的 1 782 块样品渗透率分析数据表明, 渗透率主要分布在  $(0.3 \sim 10.0) \times 10^{-3} \mu\text{m}$ , 占样品总数的 89.6%, 平均  $2.6 \times 10^{-3} \mu\text{m}$  (图 2)。

与鄂尔多斯盆地东部延长组长 6 储层比较, 志丹油田义正区储集层孔隙度、渗透率明显偏好<sup>[1]</sup>。

### 3.3 影响孔隙度、渗透率的因素

影响本区延长组储层孔隙度、渗透率的因素较多, 既有沉积因素, 如碎屑矿物组分含量、砂岩粒度等因素, 也有成岩后生作用的影响, 如, 压实作用、自生矿物充填胶结作用等, 在这些因素的综合作用下, 形成延长组长 6 储层低孔、低渗的面貌, 而成岩过程中的溶蚀作用又使储层的孔隙度和渗透率得到改善<sup>[2]</sup>。

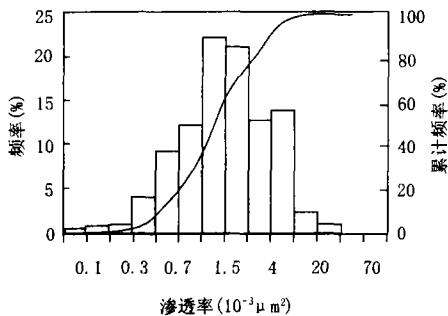


图 2 储集层渗透率分布图

Fig. 2 Distribution map of reservoir permeability frequency

具体而言, 填隙物 (自生矿物)、碳酸盐及黑云母含量与孔渗的变化关系比较明显; 砂岩粒度对孔隙度没有明显影响, 但对渗透率影响较大。

#### 3.3.1 碳酸岩含量的影响

孔隙度和渗透率随碳酸岩含量的增加而减小, 并表现在一个较宽的带内变化。当碳酸岩含量小于 5% 时, 其含量变化对渗透率的影响较小。

#### 3.3.2 自生矿物含量的影响

孔隙度和渗透率随自生矿物含量的增加有降低的趋势, 并在一个较宽的范围带内变化。值得注意的是志丹油田义正区长 6 储层中自生矿物主要为绿泥石, 并以衬边产状赋于颗粒表面, 在很大程度上抑制长石、石英等矿物的次生加大, 或其他自生矿物的充填, 使原生孔隙得以较好的保存, 这是本区物性条件相对较好的重要原因。

黑云母在压实作用下易变形, 在成岩过程中蚀变、泥化或菱铁矿、钛铁矿化等, 均使储层物性变差, 因此, 随着黑云母含量的增加孔隙度和渗透率显著降低。

此外, 砂岩粒度、胶结物含量对储层物性有明显影响, 即随着砂岩粒度变粗、分选性变好, 以及胶结物含量降低, 储层物性好。

## 4 储集层展布特征

延长组长 6 储集层的分布受沉积相的控制, 在剖面上表现为三角洲进积沉积 (图 3), 平面上由于水下分流河道的侧向迁移表现具有强的非均质性。

### 4.1 储集层的纵向分布

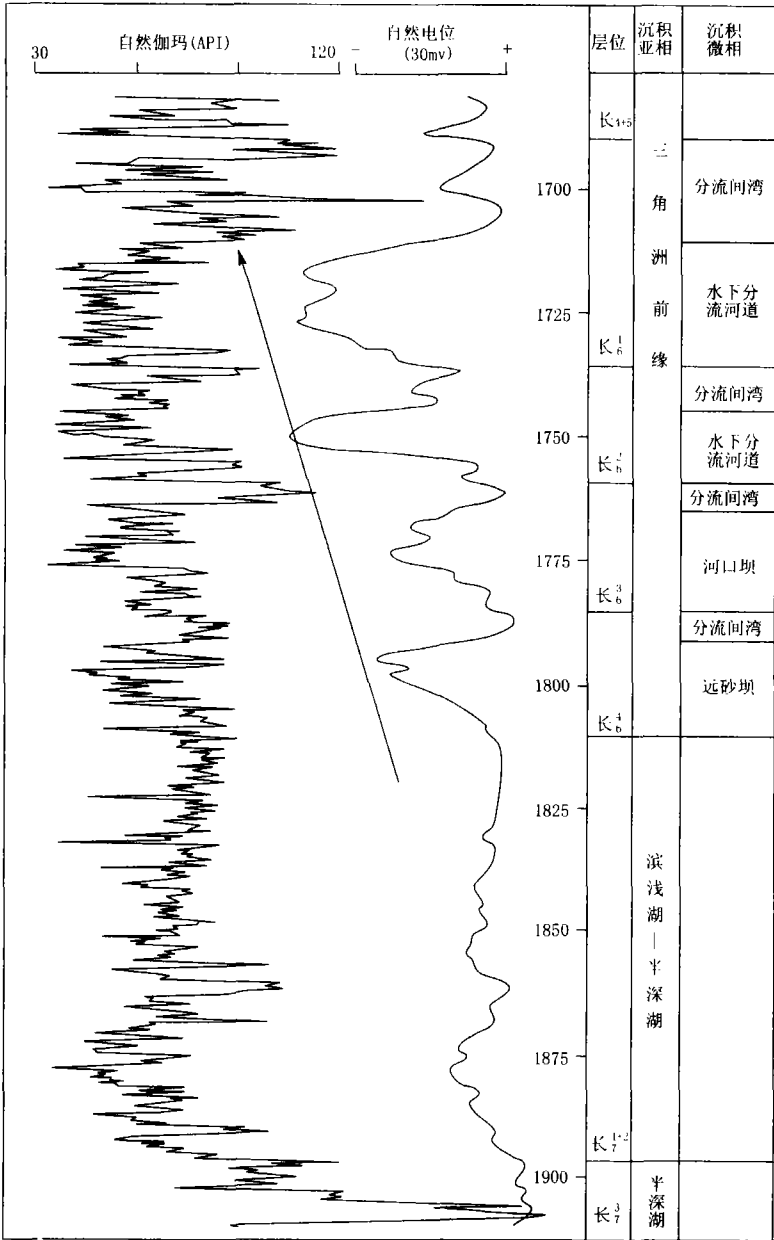


图3 延长组长6沉积演化序列

Fig. 3 Sedimentary evolution seriary of Yanchang Formation Chang-6

区内延长组长6纵向上由4个次级旋回组成(亚组),自下而上为长6<sup>1</sup>、长6<sup>2</sup>、长6<sup>3</sup>、长6<sup>4</sup>,自长6<sup>1</sup>至长6<sup>4</sup>砂体发育程度逐渐增强,单砂岩厚度逐渐增大(表4),长6<sup>4</sup>储层最发育,单砂岩平均厚度增加为9.1 m,最厚达22 m。

4.2 储集层的平面分布

长6为三角洲前缘沉积,平面上表现为水下分流河道、河口砂坝和分流间湾的交互沉积。由于分

表4 长6油层组储层发育程度的纵向分布

Tab. 4 Lengthways distribution of Chang-6 oil layer development level

项目 层位	地层平均厚度 (m)	单井平均砂岩厚度 (m)	单砂层平均厚度 (m)	砂/地 (f)
长6 <sup>1</sup>	45.5	24.8	9.1	0.54
长6 <sup>2</sup>	29.5	12.6	7.2	0.43
长6 <sup>3</sup>	28.0	10.2	6.0	0.37
长6 <sup>4</sup>	26.5	9.8	6.2	0.38

流河道的侧向迁移和三角洲向湖盆的推进，各亚组沉积微相有所差异。主要含油层段长 6<sub>1</sub> 期以水下分流河道沉积为主，区内主要有两条分流河道，宽 8~12 km，呈北东向展布，在研究区南部 2 条分流河道交汇（图 4）。

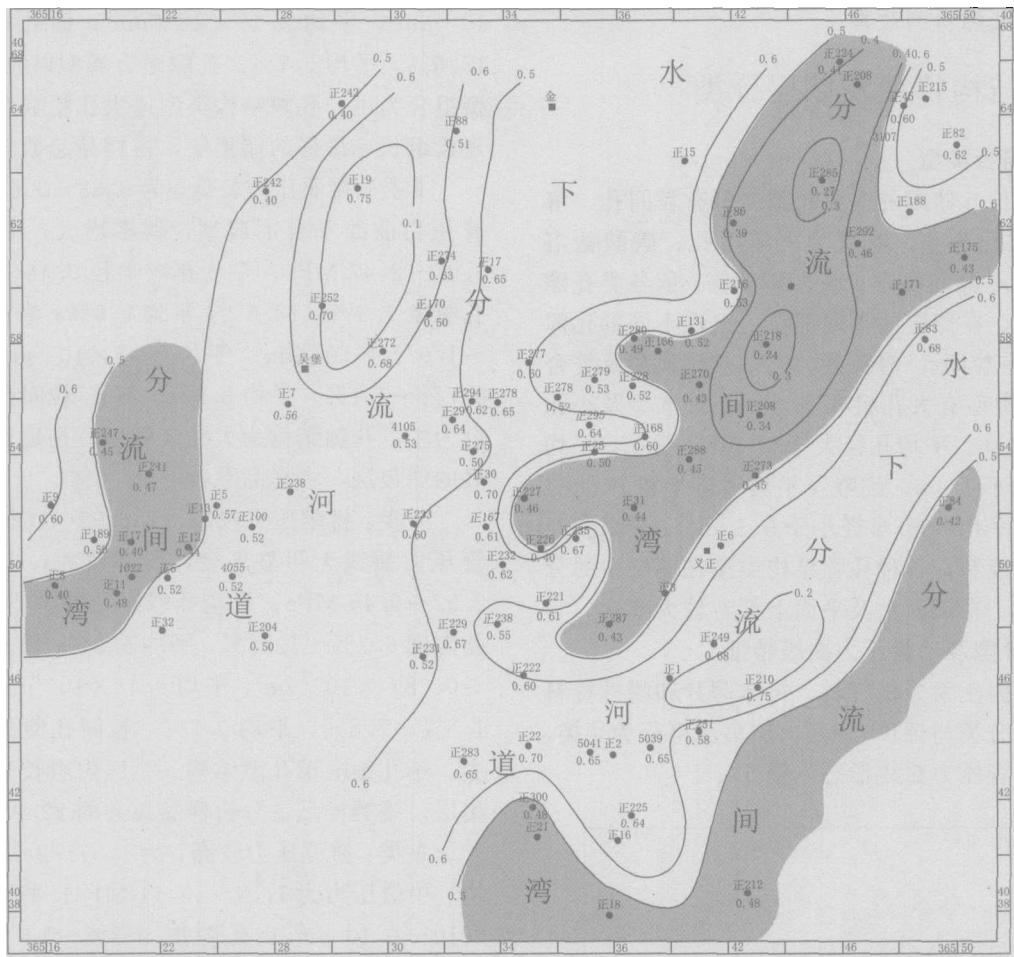


图 4 志丹油田义正区长 6<sub>1</sub> 期沉积相图

Fig. 4 Sedimentary facies map of Chang-6<sub>1</sub> in Yizheng area of Zhidan oil field

5 主要成岩作用阶段及孔隙演化

本区延长组地层主要经历了机械压实、压溶胶结、深部胶结、溶蚀作用等成岩作用阶段（图版 1）。

5.1 机械压实阶段

压实作用的结果使碎屑颗粒转动，定向排列，碎屑变形及长石的双晶滑动、机械断裂十分常见，碎屑颗粒在压力下形成线面接触，凹凸状接触，甚至形成缝合线接触，产生致密镶嵌结构。机械压实作用使孔隙度急剧减小，本阶段并有绿泥石薄膜的析出。

5.2 压溶胶结阶段

长石、石英颗粒在强烈的压实作用下产生压溶，导致砂质碎屑首先从相互接触部位开始溶解，压溶作用不断进行使颗粒间形成嵌合接触；压溶过程中随矿物溶蚀而进入孔隙水的硅、铝、钠、钾、钙等元素，引起了物质重新分配，造成砂岩中石英、长石的次生加大及绿泥石、高岭石等自生矿物的析出。

5.3 深部胶结阶段

砂岩中的长石等硅酸盐矿物和粘土在蚀变过程中释放出部分钙、镁离子及二氧化硅，进入地层水，它们与页岩中的有机质在热演化过程中产生的二氧化碳结合生成碳酸盐。深部胶结作用使砂岩孔隙度

进一步减少。

#### 5.4 溶蚀作用阶段

长石、岩屑等碎屑矿物和绿泥石、碳酸盐等自生矿物在酸性地层水的作用下,产生明显的溶蚀作用,使砂岩孔隙得到改善。

### 6 孔隙结构特征及储层分类

#### 6.1 孔隙组合类型

延长组长6储层的主要孔隙类型有粒间孔、溶孔(长石溶孔为主、其次为岩屑溶孔、碳酸盐溶孔)、铸模孔、晶间孔及少量微裂隙等。依各类孔隙数量的变化,在储层的不同部位,出现不同的孔隙组合,主要有粒间孔-溶孔型、溶孔-粒间孔型及复合型等。孔喉类型有大孔粗喉型、小孔-细喉型及小孔-微喉型(大孔:平均孔径大于 $50\mu\text{m}$ ,粗喉:平均喉道半径大于 $1\mu\text{m}$ ,细喉:平均喉道半径 $0.5\sim 1\mu\text{m}$ ,微喉:平均喉道半径小于 $0.5\mu\text{m}$ )。受沉积及成岩作用的控制,各种孔隙结构类型在储层中的分布很不均一,在剖面上及平面上都有较大变化。

#### 6.2 储层分型及毛管压力曲线特征

根据区内压汞分析资料、铸体薄片和物性资料等进行储层分类与评价<sup>[3]</sup>,区内储集层可分为4类,各类储层毛管压力曲线形态(图5)。

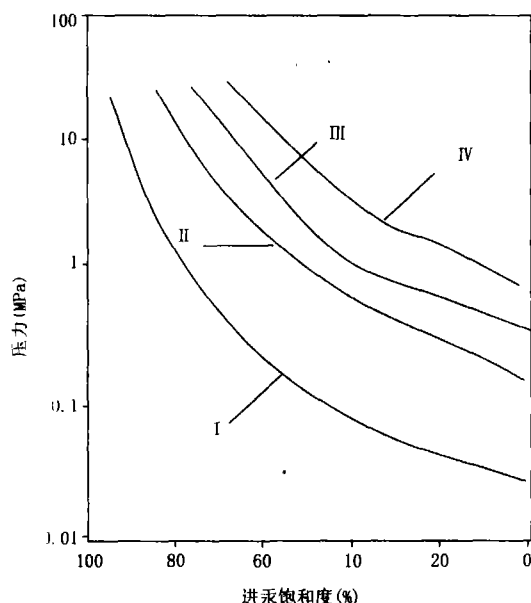


图5 毛管压力曲线分类图

Fig. 5 Classification of capillary pressure curve of reservoir horizons

I类:排驱压力低,为 $0.12\sim 0.32\text{ MPa}$ ,毛管压力曲线具有较宽的平台;中值压力为 $0.55\sim 1.15\text{ MPa}$ ;平均孔喉半径 $0.84\sim 1.42\mu\text{m}$ ;孔隙度 $9.0\%\sim 15.7\%$ ,平均 $12.7\%$ ;渗透率 $(1.80\sim 9.61)\times 10^{-3}\mu\text{m}^2$ ,平均 $5.43\times 10^{-3}\mu\text{m}^2$ ;面孔率 $5.0\%\sim 13.6\%$ ,平均 $9.7\%$ 。孔隙组合类型以粒间孔-溶孔型组合为主,孔隙结构类型以大孔粗喉型为主,是延长组长6最好的储集层,占样品总数的 $31.7\%$ 。

II类:排驱压力较低,为 $0.33\sim 0.61\text{ MPa}$ ;毛管压力曲线平台不典型,斜率增大;中值压力为 $1.00\sim 2.47\text{ MPa}$ ;平均孔喉半径 $0.46\sim 0.62\mu\text{m}$ ;孔隙度 $7.6\%\sim 13.6\%$ ,平均 $9.0\%$ ;渗透率 $(0.63\sim 1.97)\times 10^{-3}\mu\text{m}^2$ ,平均 $0.95\times 10^{-3}\mu\text{m}^2$ ;面孔率 $0.7\%\sim 7.1\%$ ,平均 $3.9\%$ 。溶孔-粒间孔型孔隙组合为主,孔隙结构为大孔细喉型。是延长组长6较好的储集层,占样品总数的 $28.6\%$ 。

III类:排驱压力较高,为 $0.58\sim 1.48\text{ MPa}$ ;毛管压力曲线无明显平台,斜率较大;中值压力为 $2.92\sim 6.40\text{ MPa}$ ;平均孔喉半径 $0.17\sim 0.35\mu\text{m}$ ;孔隙度 $6.7\%\sim 12.6\%$ ,平均 $9.3\%$ ;渗透率 $(0.21\sim 0.78)\times 10^{-3}\mu\text{m}^2$ ,平均 $0.48\times 10^{-3}\mu\text{m}^2$ ;面孔率 $1.5\%\sim 7.3\%$ ,平均 $3.7\%$ 。粒间孔型孔隙组合为主,小孔细喉型孔隙结构。是区内组长6较差的储集层,该类样品占分析样品总数的 $22.9\%$ 。

IV类:排驱压力较高,为 $1.57\sim 2.76\text{ MPa}$ ,平均;中值压力为 $7.04\sim 13.11\text{ MPa}$ ;平均孔喉半径 $0.10\sim 0.13\mu\text{m}$ ;孔隙度 $9.3\%\sim 13.7\%$ ,平均 $11.3\%$ ;渗透率 $(0.11\sim 0.35)\times 10^{-3}\mu\text{m}^2$ ,平均 $0.19\times 10^{-3}\mu\text{m}^2$ ;面孔率 $0.1\%\sim 7.2\%$ ,平均 $4.8\%$ 。溶孔-粒间孔型的孔隙组合,小孔细喉型孔隙结构。是区内延长组差的储集层,该类样品占分析样品总数的 $16.8\%$ 。

### 7 含油性特征

#### 7.1 油气显示特征

延长组长6含油显示普遍,含油级别以油斑为主,部分为油浸,少数钙质砂岩(或钙质砂岩条带)为荧光级或无含油显示,显示层厚度与储集层(砂体)厚度变化一致,显示层含油级别主要受油层物性控制。

#### 7.2 测井曲线特征

前人评价认为，鄂尔多斯盆地三叠系延长组长。油层储集层主要为致密砂岩，在测井曲线特征表现了高电阻，低时差，微电位与微梯度一般没有明显的幅度差。志丹油田义正区由于储集层物性较好，测井曲线特征与前人评价的长。油层具有明显的差别。

自然电位为箱状负异常或倒三角形负异常，异

常幅度较高；微电位与微梯度一般具有较明显的幅度差；声波时差一般为  $240\sim 255\text{ }\mu\text{s/m}$ ；自然伽玛曲线以中值为主；中、深感应八侧向电阻率曲线呈现出  $R_{\text{深}}>R_{\text{中}}>R_{\text{表}}$  特征（图 6），油层深感应电阻率一般大于  $10\sim 20\Omega\cdot\text{m}$ ，部分物性层段深感应电阻率小于  $10\Omega\cdot\text{m}$ ；梯度电极系一般  $R_1>R_{2.5}>R_4$ 。

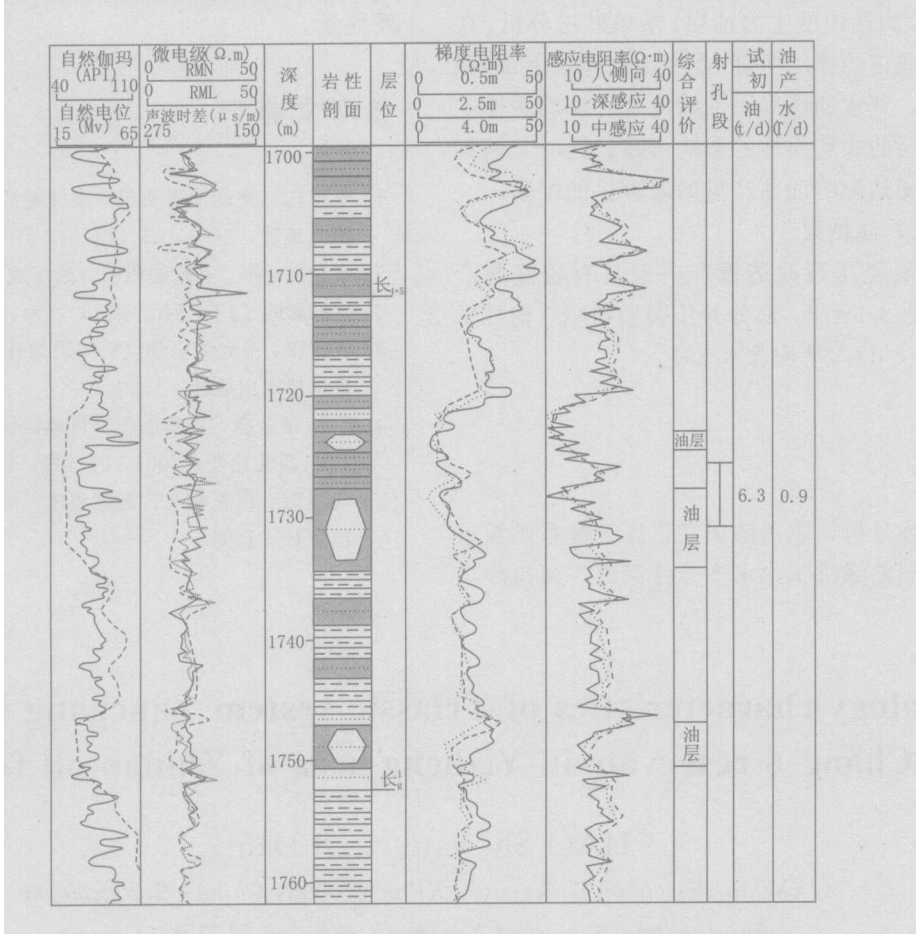


图 6 典型油层测井曲线特征  
(据正 236 井)

Fig. 6 Logging well curve characteristic of type oil layer (Zheng 236 well)

影响油层电阻率的因素除含油性与地层水矿化度外，储层物性和孔隙结构的影响也十分显著，物性越好、孔隙喉道越粗，油层电阻率越低，此外泥质含量对油层电阻率也有较大的影响。

7.3 油藏特征

区内长 6 油藏受沉积相和成岩作用的控制，与构造无关，即由于岩性、物性横向变化，含油性发生变化。纵向上由多个油层复合成藏，横向上油层具连片性，分布范围较广，同时又表现了非均质的特点。油藏无明显的油水界面，为弹性-溶解气驱动，

表现了典型岩性油藏的特征。

7.4 影响油气成藏的因素

7.4.1 沉积环境的影响

沉积环境对油藏的影响表现在对储集层展布的控制，延长组长 6 储集层是在三角洲前缘沉积背景下形成的，即三角洲前缘水下分流河道砂体、河口砂坝砂体提供了油气成藏的有利储集空间<sup>[4,5]</sup>。有利储层或储层物性好的部位往往分布于水下分流河道的主河道和河口砂坝部位。同时，由于沉积相的变化，横向岩性随之变化，容易形成岩性遮挡，有利

于油藏的形成。

#### 7.4.2 储集条件的影响

延长组长 6 储集层属于低孔、低渗储层,受沉积相和成岩后生作用的共同影响,纵向上储集层发育程度具有较大的差别。其中,长<sub>6</sub>储集层发育,而且成岩后生作用阶段形成的溶蚀孔隙发育,对油气成藏较有利,为区内的主力油层;从单砂层分析,在沉积正旋回或正韵律层下部(或者反韵律层上部)储层物性较好,其含油性好。油藏的这种非均质性主要是由于储层的非均质性的影响所致。同时,储集层物性和厚度是影响油井产量的最直接的因素。

#### 7.5 试(采)油结果

区内油层经压裂改造投产一般具有较好的产能,平均产油 3.5 t/d,部分井压裂后自喷(初月平均产油 19.5 t/d),平均含水 35%。

### 8 结论

综合上述分析,志丹油田义正区三叠系延长组长 6 为三角洲前缘沉积,水下分流河道、河口砂坝

砂体发育,储集层在成岩过程中经历了强烈的溶蚀作用,孔隙结构类型以大孔粗喉型为主,具有良好的储集条件。油藏受沉积相和储集条件的控制,为典型的岩性油藏,非均质性强。由于储集层孔喉较粗,物性较好,油层电阻率较低。试采油结果表明,油层经压裂后具有较好的产能,显示了良好勘探开发前景。

### 参考文献:

- [1] 李留仁. 特低渗透油田 N 类储量注水开发的规律 [J]. 西北地质, 2002, 33 (2): 27-31.
- [2] 张金亮, 等. 安塞油田长 2 油层成岩作用及其对储层物性的影响 [J]. 西北地质, 2004, 37 (4): 50-58.
- [3] 罗蛰谭, 王允诚. 油气储集层的孔隙结构 [M]. 北京: 科学技术出版社, 1986.
- [4] 秦敬, 张金亮. 安塞油田杏河地区长<sub>2</sub>油层沉积微相研究 [J]. 西北地质, 2004, 37 (4): 15-21.
- [5] 梅志超. 沉积相与古地理重建 [M]. 西安: 西北大学出版社, 1994.

## Oil-geology characteristics of Triassic system Yanchang Formation Chang-6 reservoir in Yizheng area of Zhidan oil field

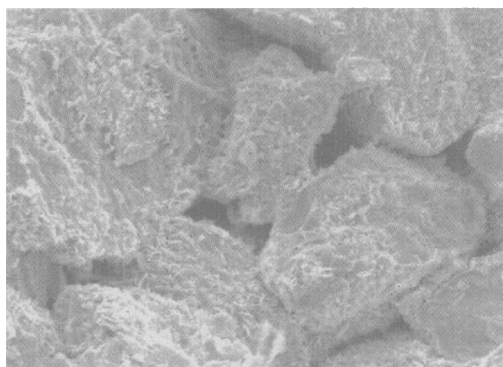
HAO Shi-yan<sup>1,2</sup>, LI Dan<sup>2</sup>

(1. Xi'an Petroleum University, Xi'an 710065, China; 2. Petroleum Administration Bureau of Yanchang, Yan'an 717208, China)

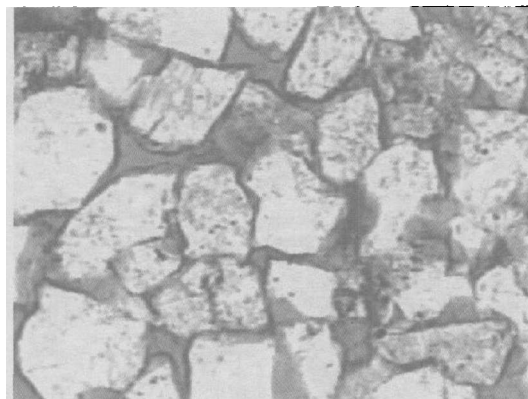
**Abstract:** Yanchang Formation Chang-6 reservoir is uppermost oil layer of Mesozoic Erathem in Ordos basin, proving up oil-geology reserves and base oil yield occupy more 70 percent. Recently, along with prospect degree unceasing improving, have new cognition to oil layer appraising and unceasing find new oil area. Yizheng area of Zhidan oil field is among Yanchang Formation Chang-6 oil field which have been found in near years. In this paper, the author analyzed petrodistribution, porosity and permeability condition, porous structure characteristic, diagenesis, porous evolution and reservoir distribution character, analyzed influence factors of reservoir conditions, classified reservoir horizons, summarized forming condition of Yanchang Formation Chang-6 low resistor oil layer by analyzing oil-bearing characteristicistics, consider that reservoir physical quality and porous structure is main influence factors; the author question the main factors of oil pool forming and characteristic, and analyzed oil well's output ability, consider that Yanchang formation Chang-6 have favorable prospect exploitation foreground.

**Key words:** Chang-6 oil layer Formation; reservoir; low resistor oil layer; Zhidan oil field

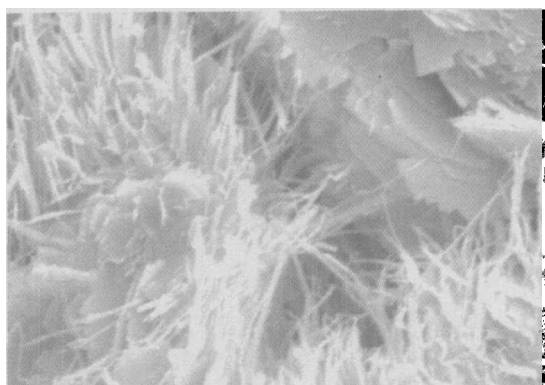
图版 I



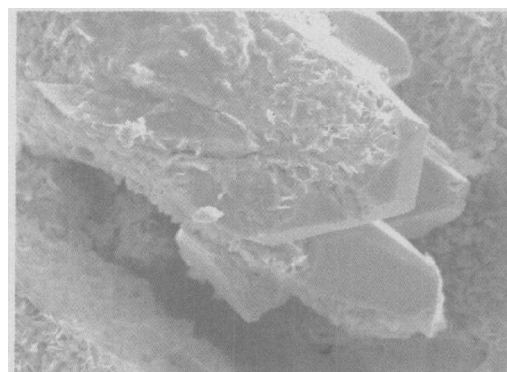
×500 残余粒间孔，颗粒表面为绿泥石薄膜



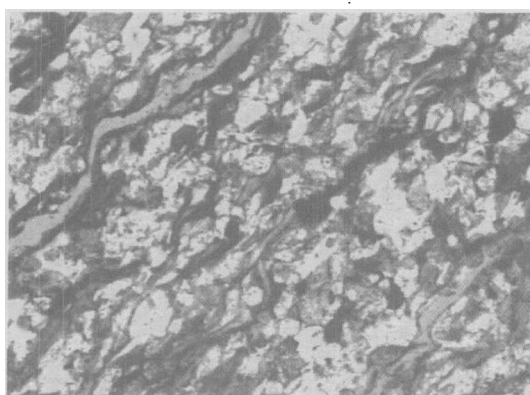
孤立粒间孔，长石次生加大边



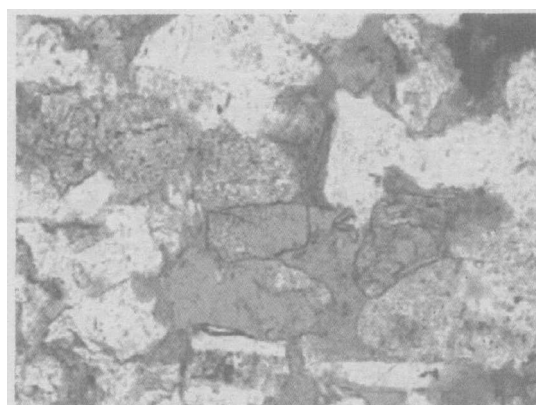
×2000，高岭石水云母化及粘土矿物



×800，自生方解石表面的绿泥石薄膜



顺层理发育压溶缝



长石完全被溶蚀形成铸膜孔