

文章编号: 1000-0550(2008) 04-0640-07

# 西峰油田庄 40 区块长 6 储层特低渗透成因与主控因素

高静乐<sup>1,2</sup> 宋广寿<sup>1,2</sup> 高辉<sup>1</sup> 孙卫<sup>1</sup> 杨文华<sup>2</sup>

(1. 西北大学地质学系 大陆动力学国家重点实验室 西安 710069; 2. 中国石油长庆油田公司 西安 710021)

**摘要** 综合应用测井资料和铸体薄片、扫描电镜、X-衍射、粒度、压汞等分析化验资料,对西峰油田庄 40 井区块长 6 储层的特低渗透成因和主控因素进行了分析。结果表明:该区块长 6 储层特低渗透成因主要受沉积作用和成岩作用的影响,主要表现为沉积微相对储层物性的影响较大,扇中和扇根明显好于扇端,而且粒度偏细也是造成特低渗的主要因素之一,但是成分成熟度对该区长 6 储层特低渗透成因影响不明显;成岩压实作用和胶结作用使得储层孔隙、渗透性减小、变差,而溶蚀作用和成岩缝的产生又为储层中油气的赋存和渗流运移提供了有利条件。

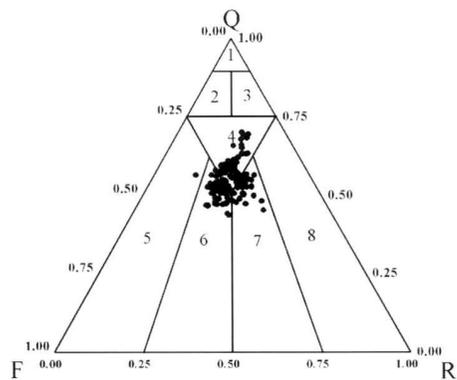
**关键词** 西峰油田 庄 40 区块 特低渗透成因 主控因素

**第一作者简介** 高静乐 男 1962 年出生 油气地质与开发 E-mail ywh\_cq@petrochina.com.cn

**中图分类号** TE122.2<sup>+</sup>3 文献标识码 A

西峰油田位于鄂尔多斯盆地伊陕斜坡的南部,是新发现的一个大型油田<sup>[1,2]</sup>。庄 40 区块位于西峰油田东部,区域构造背景为西倾平缓单斜,局部构造位于庆阳鼻褶带,地层倾角小于 0.5°。地层横向分布较稳定,自下而上从上三叠统至白垩系相对比较完整。油田范围未见构造圈闭,构造对油气没有明显的控制作用<sup>[2~4]</sup>。西峰油田主力油层为长 8 油层组,因此,对长 8 储层已经有较多的研究<sup>[4]</sup>,可是,对长 6 储层的研究较少。庄 40 区块是西峰油田重要的开发区块,其长 6 储层为一套以三角洲前缘沉积为物源的前三角洲浊流沉积<sup>[1]</sup>,这与长 8 储层以三角洲前缘沉积不同。精细研究长 6 储层的地质特征,认识其成因与主控因素,对在西峰油田进一步寻找浊流沉积优质储层和这类储层中石油开发都具有一定的指导意义。

5.2%,火山岩屑平均占 4%;还有一部分其它类占 2.7%,主要是云母。岩石的成分成熟度低,结构成熟度低到中等。



1 石英砂岩 2 长石质石英砂岩 3. 岩屑质石英砂岩  
4 长石岩屑质石英砂岩 5. 长石砂岩 6. 岩屑质长石砂岩  
7 长石质岩屑砂岩 8. 岩屑砂岩

图 1 长 6 储层砂岩成分成因分类图

Fig 1 Classification of the compositional genesis of sandstone in Chang 6 reservoir

## 1 储层岩石学特征

西峰油田庄 40 区块长 6 储层的主要岩性为灰色、灰绿色的岩屑长石质石英砂岩,其次为岩屑质长石砂岩和长石质岩屑砂岩,还有少量的长石砂岩(见图 1)。从岩石薄片镜下鉴定分析结果(表 1)看出:岩石矿物成分陆源碎屑含量平均为 83.2%,其中石英含量 19%~59.3%,平均占 44.4%;长石含量 9%~27%,平均占 18.3%;岩屑含量 5%~25%,平均占 17.8%,主要为变质岩屑(包括石英岩、板岩、片岩、千枚岩、变质砂岩等)、沉积岩屑(主要有白云岩、灰岩等)以及火山岩岩屑(包括喷发岩、隐晶岩等),其中变质岩屑含量平均占 8.8%,沉积岩屑平均占

庄 40 区块填隙物成分含量占到 19.53%,主要为粘土矿物及碳酸盐胶结物。其中水云母平均含量最高(9.2%),其次为铁方解石(3.45%)、铁白云石(2.57%)、绿泥石(1.88%)、硅质(1.54%),还有少量的长石质与重晶石。

根据 X-衍射、扫描电镜等资料对比分析,庄 40 区块长 6 储层颗粒间的填隙物主要为粘土矿物、碳酸盐矿物及硅质胶结,这些填隙物的充填与胶结使得该

表 1 庄 40 井区块长 6 储层岩石碎屑矿物含量对比

Table 1 Detrital mineral correlation of Chang 6 reservoir in Zhuang 40 area

碎屑 含量 %	石英类 44.4	长石类 18.3	岩屑总量 17.8	火山岩屑 4.0	变质岩屑 8.7	沉积岩屑 5.2	其它类 2.7
------------	-------------	-------------	--------------	-------------	-------------	-------------	------------

区的面孔率平均仅为 2.42%。庄 40 区块长 6 储层粘土矿物有伊利石、高岭石、伊蒙间层及绿泥石等, 其中伊利石平均含量为 37.91%、绿泥石平均含量为 31.89%、伊蒙混层平均含量为 19.23%、高岭石平均含量为 13.4%, 伊蒙混层比 < 10。碳酸盐矿物主要为铁方解石与铁白云石; 硅质主要表现为石英的次生加大。

## 2 物性特征

西峰油田庄 40 区块长 6 储层取心井岩心分析表明, 该区孔隙度为 2% ~ 12.7%, 平均为 9.19%; 渗透率为  $0.01 \times 10^{-3} \sim 0.324 \times 10^{-3} \mu\text{m}^2$ , 与邻区物性参数对比可知<sup>[3-5]</sup>, 属低孔、特低渗储层。

庄 40 区块颗粒分选中一差, 砂岩颗粒最大粒径平均为 0.35mm, 粒径主要分布在 0.07~0.25mm 范围内。该区块颗粒接触方式以线性接触方式为主, 胶结类型为薄膜孔隙型、加大孔隙型和孔型为主, 磨圆度为次棱角状。

## 3 孔隙类型与孔喉结构特征

### 3.1 孔隙类型

由薄片鉴定分析可知, 庄 40 区块孔隙类型主要以长石溶孔为主, 还有一部分粒间孔、岩屑溶孔、晶间孔和粒间溶孔(表 2), 晶间孔和粒间溶孔分布比较少(图 2), 表 3 为研究区与邻区孔隙类型比较表, 比较发现庄 40 区块长 6 储层溶蚀孔分布相对较多, 粒间孔分布相对较少。

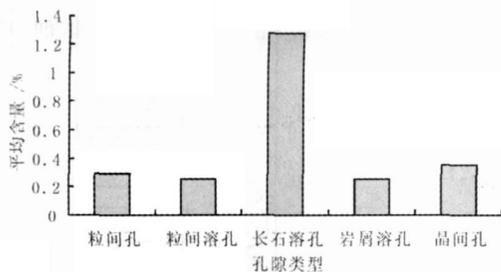


图 2 孔隙类型与平均含量关系

Fig 2 The relationship between pore type and average content

#### 3.1.1 粒间孔

根据铸体薄片资料, 庄 40 井区块长 6 储层孔隙

中的粒间孔分布(图 3a)在 0.1% ~ 2.2% 之间, 平均值为 0.29%, 占总孔隙的 11.98%, 是研究区分布较高的一种孔隙类型。

表 2 庄 40 区块长 6 储层孔隙类型统计

Table 2 Pore type statistics of Chang 6 reservoir in Zhuang 40 area

百分含量	粒间孔	粒间溶孔	长石溶孔	岩屑溶孔	晶间孔
最小值 %	0.1	0.1	0.1	0.1	0.2
最大值 %	2.2	0.4	6.5	0.8	0.6
平均值 %	0.29	0.25	1.28	0.25	0.35

表 3 研究区及邻区储层孔隙类型对比

Table 3 Pore type comparison between the studied area and its neighboring area

区块	层位	面孔率 %	粒间孔 %	溶蚀孔 %
姬塬	长 4+5	2.75	2.75	1.75
庄 19	长 8 <sub>2</sub>	3.64	2.79	0.94
板桥	长 8 <sub>2</sub>	2.6	1.65	0.95
白马	长 8 <sub>1</sub>	3.99	3.18	1.04
董志	长 8 <sub>1</sub>	3.97	2.5	0.8
庄 40	长 6	2.42	0.25	1.78

#### 3.1.2 长石溶孔

长石溶孔(图 3b)是该区最主要的储集空间, 分布在 0.1% ~ 6.5% 之间, 平均值为 1.28%, 占总孔隙 52.89%。孔隙平均孔径最小值小于 5 μm, 最大值为 40 μm, 平均值为 18 μm。是研究区分布最高的一种孔隙类型, 可大大改善储层的物性条件。

#### 3.1.3 晶间孔

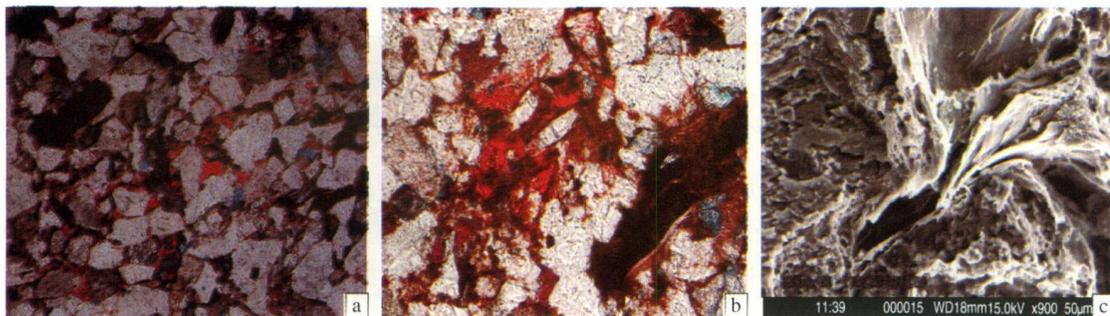
是岩石矿物晶体之间形成的孔隙。主要是由重结晶作用所形成, 因而孔隙都比较规则。研究区目的层中, 晶间孔的含量平均 0.35%, 占总孔隙 14.46%, 含量平均值虽然较岩屑溶孔高, 但其总体分布少。

#### 3.1.4 岩屑溶孔

研究区的岩屑溶孔(图 3c)含量较少, 大致在 0.1% ~ 0.8% 之间, 平均为 0.25%, 占总孔隙 10.33%, 总体分布相对较多。

#### 3.1.5 粒间溶孔

粒间溶孔含量最少, 大致在 0.1% ~ 0.4% 之间, 平均为 0.25%, 占总孔隙 10.33%, 总体分布比较少。



a 庄 26 井长 6 储层中的粒间孔隙; b 庄 18 井长 6 储层中的长石溶孔; c 庄 53 井长 6 储层中的岩屑溶蚀产生溶孔

图 3 庄 40 区块长 6 储层铸体薄片照片

Fig 3 Casting section and SEM photograph of Chang 6 reservoir in Zhuang 40 area

### 3.2 孔隙结构

#### 3.2.1 孔隙图像特征

通过对研究区共计 15 口井 66 块样品的铸体薄片孔隙特征图像分析发现, 庄 40 区块长 6 储层平均孔隙直径在 15.19~85.46 μm 范围内, 平均值较小, 仅为 36.13 μm, 面孔率平均值在 2% 左右。

#### 3.2.2 孔喉结构特征

从庄 40 区块 11 口井 40 块样品的压汞图像资料看出: 本区长 6 储层毛管压力曲线平缓段相对较为明显, 以平缓型为主。孔喉分选中等到差, 中值半径一般在 0~0.1549 μm 之间, 平均值为 0.068 μm, 排驱压力平均为 4.954 4 MPa, 中值压力平均为 10.528 9 MPa, 最大进汞饱和度平均值为 72.8%, 退汞效率平均为 27.3%。依据前人的分级标准<sup>[5,6]</sup>, 本区孔喉结构类型属小孔隙、微细喉道型。

## 4 特低渗透成因影响因素分析

### 4.1 沉积作用的影响

#### 4.1.1 沉积相带的影响

通过对研究区关键井和评价井岩石相研究, 结合粒度曲线和测井曲线特征, 进行了单井沉积微相分析 (图 4), 结果表明西峰油田庄 40 区块长 6 储层为一套以三角洲前缘沉积为物源的前三角洲浊流沉积<sup>[1]</sup>, 进一步划分为浊积扇扇根、扇中以及扇端沉积, 其中扇根主要由粗碎屑物质组成, 如碎屑支撑的砾岩和紊砾岩、砾状泥岩和滑塌层等, 也可以完全由泥质沉积物组成。碎屑支撑的砾岩和砂砾岩多为高密度浊流沉积产物, 单一序列由下往上常由反递变段和正递变段组成, SP 曲线多为幅度不明显或中低幅的锯齿状, 也可见箱状, 电阻高。扇中位于扇根前方, 是浊积扇沉积的主体。发育典型的叠合砂 (砾)

岩, 单—层序粒级变化由下向上是砾岩—砂砾岩或粒状砂岩—砂岩, 主要为砾质至砂质高密度浊流沉积。扇中前缘区, 水道特征已不明显, 粒度变细, 以发育具有鲍马层序的浊积岩为主。SP 曲线多为箱形、齿化箱形、齿化漏斗—钟形等。扇中是比较好的油气储集体。扇端位于扇中前方, 岩性主要为深灰色泥岩夹中薄层砂岩, 砂岩显平行层理、流水沙纹交错层理, 以低密度浊流 T<sub>bcd</sub> 沉积序列为主, SP 曲线多为齿状或指状。结合沉积微相平面图 (图 5), 根据测井解释资料分析统计, 浊积扇扇根渗透率值介于  $0.01 \times 10^{-3} \sim 31.53 \times 10^{-3} \mu\text{m}^2$  之间, 平均值为  $2.07 \times 10^{-3} \mu\text{m}^2$ ; 扇中渗透率值介于  $0.01 \times 10^{-3} \sim 40.82 \times 10^{-3} \mu\text{m}^2$  之间, 平均值为  $2.08 \times 10^{-3} \mu\text{m}^2$ ; 扇端渗透率值介于  $0.01 \times 10^{-3} \sim 8.85 \times 10^{-3} \mu\text{m}^2$  之间, 平均值为  $1.40 \times 10^{-3} \mu\text{m}^2$ 。

油层组	砂层组	小层	深度 /m	GR 10 <sup>-215</sup> -40 SP 10	岩性剖面	亚相	微相
长6	长6 <sub>1</sub>	K6 <sub>1</sub> <sup>1</sup>	1470	[SP Curve]	[Lithology Profile]	前三角洲亚相	扇根
		K6 <sub>1</sub> <sup>2</sup>					扇中
	长6 <sub>2</sub>	K6 <sub>2</sub> <sup>1-1</sup>	1480				湖相泥
		K6 <sub>2</sub> <sup>2-2</sup>	1490				扇端
		K6 <sub>2</sub> <sup>3-1</sup>					扇中
		K6 <sub>2</sub> <sup>3-2</sup>	扇根				
	长6 <sub>3</sub>	K6 <sub>3</sub> <sup>1</sup>	1500				扇中
		K6 <sub>3</sub> <sup>2</sup>	1510				扇中
K6 <sub>3</sub> <sup>3</sup>	扇根						

图 4 庄 31 井长 6 单井相分析

Fig 4 Analysis of single well facies in Chang 6

of Well Zhuang 31

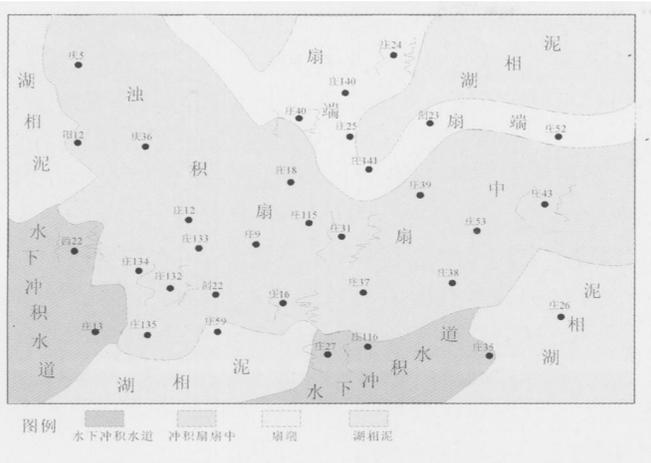


图 5 庄 40 井区  $G_1$  小层沉积相平面展布图

Fig 5 Sedimentary microfacies of Chang  $G_1$  sub layer

以上分析可以看出沉积相带对储层物性的影响较大(表 4), 表现为, 浊积扇中砂层的物性好于扇根及扇端沉积, 扇根砂层的物性好于扇端沉积。形成这一差异的主要原因可能是沉积作用。由于扇根砂体靠近物源, 杂基含量多, 扇端砂体靠近深湖, 沉积的细颗粒物多, 因此, 扇中砂层的物性好于扇根及扇端沉积。

表 4 长 6 储层沉积微相物性分布

Table 4 Sedimentary microfacies property distribution of Chang 6 reservoir

沉积微相	扇根	扇中	扇端
渗透率	0.01~31.5	0.01~40.8	0.01~8.85
$I(\times 10^{-3} \mu\text{m}^2)$	(2.07)	(2.08)	(1.40)
孔隙度	1.4~10.8	1.5~13.5	3.8~12.5
%	(6.57)	(7.05)	(6.35)
样品数	91	73	77

#### 4.1.2 粒度结构的影响

粒度的大小和储层的物性好坏有着直接关系, 粗粒岩石具有比较好的孔渗性。已有的研究表明粒度是影响砂岩孔渗性, 尤其是孔隙度的一个重要因素, 粗粒岩石的形成往往是在水动力条件比较强的环境, 高能环境下泥质充填物大多不易随之沉积, 而粗粒碎屑格架支撑的岩石也具有较高的原始孔隙空间<sup>[6,7]</sup>。

庄 40 区块长 6 储层岩性比较致密, 结构成熟度

低到中等。该区块也是以细砂为主, 占有 78.32%, 粘土、粉砂与中砂有少量分布。其中粒径  $\phi$  在不同的粒级区间对应着不同的粒径大小(见表 5)。通过对研究区不同粒径岩性样品孔、渗性的比较发现, 粒度越细, 其孔隙度、渗透率越低。可见其粒度与特低渗透成因关系密切。

#### 4.1.3 成分成熟度的影响

沉积作用对储层影响的另外一个因素表现在成熟度对物性的控制。一般情况下, 储集岩的物性与石英碎屑的含量呈正相关关系。庄 40 区块长 6 储层砂岩石英含量 19%~59.5%, 平均占 44.4%, 其含量比长石高。石英颗粒骨架有较强的抗压实作用, 使得原生孔隙能得以最好地保留。庄 40 井区块石英含量较高, 可见, 该井区的特低渗成因与石英含量关系不大。

#### 4.2 成岩作用对特低渗透成因的影响

##### 4.2.1 压实作用使孔隙减小

庄 40 区块长 6 储层砂岩经历了中等强度的压实作用, 常见的压实现象有: 塑性的云母碎片发生挠曲、泥岩屑挤压变形, 形成假杂基, 刚性颗粒断裂等, 反映碎屑颗粒变形显著(图 6a)。砂岩碎屑颗粒间的接触关系以线接触、点-线接触和点接触为主。随着埋深的加大, 机械压实作用使碎屑颗粒由游离状、点接触状逐步调整为线接触状, 造成粒间孔隙的大量损失。

##### 4.2.2 胶结作用使孔隙减少、渗透性变差

庄 40 区块长 6 储层常见的胶结物有粘土矿物胶结, 石英、长石自生加大, 碳酸盐胶结以及溶蚀作用发生之后的铁碳酸盐胶结。

##### (1) 粘土矿物胶结

从 X-衍射分析可知庄 40 区块长 6 储层粘土矿物种类主要有水云母及少量的绿泥石、伊/蒙间层、伊利石, 伊利石平均值为 14.5%~35.37%, 平均为 22.64%。伊/蒙间层百分数一般为 21.08%~41.99%, 平均为 34%。伊利石矿物呈现搭桥式生长。伊利石/蒙间层常呈网状式, 粒间可见丝状伊利石(图 6b)。本区粘土矿物构成的储集空间以大量的粘土矿物晶间束缚孔隙为主, 有效可渗流孔隙只占其很少的一部分, 不但孔隙细, 且连通性差, 这也是造成特低渗透成因的主要因素之一。

表 5 粒级分布对比

Table 5 The correlation of size grade distribution

粒级分布	粗砂 ( $0 < \phi \leq 1$ )	中砂 ( $1 < \phi \leq 2$ )	细砂 ( $2 < \phi \leq 4$ )	粉砂 ( $4 < \phi \leq 5$ )	粘土 ( $\phi > 5$ )
含量 %	0.00	4.78	78.32	2.64	6.92

## (2) 铁碳酸盐胶结

庄 40 区块长 6 储层铁碳酸盐胶结作用非常普遍, 主要是铁方解石、铁白云石。通过薄片观察, 铁方解石一般呈孔隙状充填 (图 6c), 铁方解石胶结发生在次生孔隙形成以后。铁方解石的胶结一般都在分流河道的顶部形成胶结交代致密层。

## (3) 硅质胶结

硅质胶结物 (图 6d) 在研究区砂岩中分布普遍, 但含量较少 (1% ~ 2%), 主要以石英次生加大和自形石英晶体产出在碎屑石英颗粒表面、粒间孔壁和粒内溶孔中。

### 4.2.3 交代作用

交代作用是在两颗粒之间的溶液膜中进行的, 溶解物质通过薄膜带出, 而交代物通过它带入替代被溶物质而沉淀, 其结果可以使原有孔隙被充填, 也可以造成次生孔隙<sup>[7-9]</sup>。庄 40 区块长 6 储层砂岩的交代作用主要表现为碳酸盐矿物对不稳定组分的交代, 粘土矿物交代石英颗粒, 长石的伊利石、高岭石化等现象。方解石、白云石和铁方解石等对碎屑颗粒石英、长石等部分碎屑的交代, 多见对长石的交代 (图 6e)。交代作用往往从边部开始, 使长石在镜下呈港

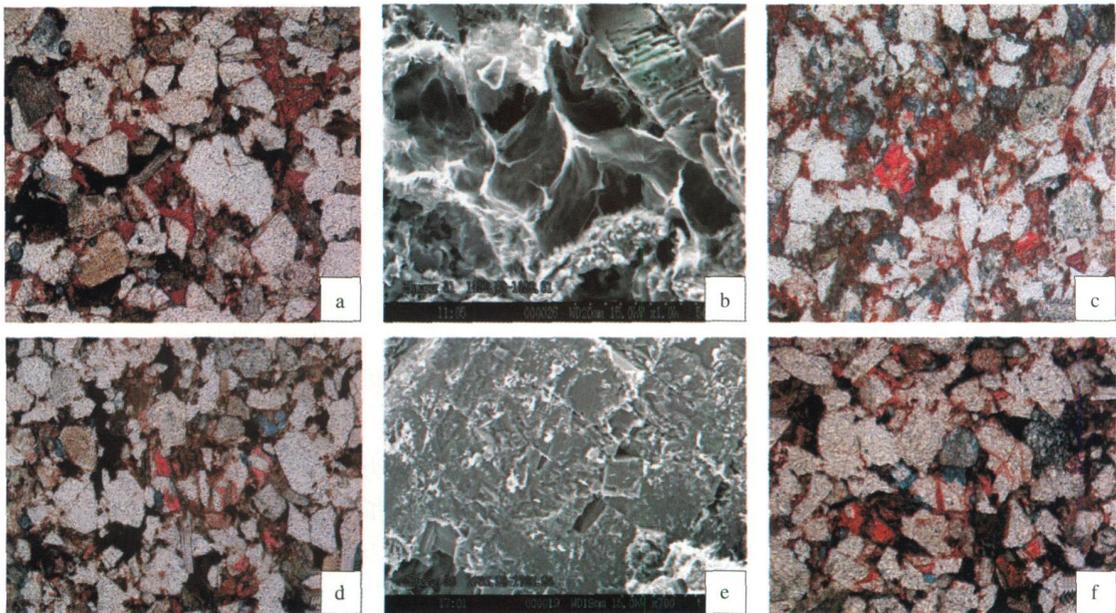
湾状, 也见到石英被碳酸盐矿物交代的现象。

### 4.2.4 溶蚀作用使次生孔隙发育

庄 40 区块长 6 储层砂岩中, 溶解作用非常发育, 其中最主要的是长石和岩屑溶蚀作用, 形成长石溶孔 (图 6f)、长石溶缝及岩屑溶孔。它是储层次生孔隙形成的最主要因素<sup>[7, 10-12]</sup>。粘土矿物、碳酸盐矿物和石英颗粒等溶蚀现象虽也能见到, 但它们所产生的次生孔隙非常有限。研究区目的层段镜下薄片鉴定表明, 砂岩孔隙中至少有 1/3 ~ 2/3 是次生孔隙, 部分样品的次生孔隙含量接近或低于原生孔隙, 次生孔隙的发育状况对该区低孔、特低渗砂岩物性条件的改善起到了举足轻重的作用。

### 4.2.5 成岩缝改善了储层的渗流特征

另外, 通过铸体薄片镜下观察, 庄 40 区块的成岩微裂缝 (图 6f) 比较发育, 这是由于压实作用, 矿物结晶作用发生收缩变形以及矿物间的重新组合与排列等产生了微裂缝。研究区成岩微裂缝发育程度与储层的砂体厚度有一定关系, 即成岩微裂缝多分布发育在单砂体的边部, 且大部分成岩缝连通孔隙, 这大大增强了孔隙的渗流能力。



a 庄 38 井云母泥铁矿化深, 硅质加大发育, 软组分变形强; b 庄 31 井  $\times 1000$  丝片状伊利石粘土充填孔隙; c 庄 12 井孤立分布的长石溶孔, 粉晶方解石充填孔隙; d 庄 38 井长石溶孔, 溶孔中见到自生硅质, 云母泥铁矿化; e 庄 38 井  $\times 700$  少量铁白云石交代长石; f 庄 40 井长石溶孔, 成岩缝及云岩岩屑

图 6 庄 40 区块长 6 储层铸体薄片和电镜扫描照片

Fig 6 Casting section and SEM photograph of Chang 6 reservoir in Zhuang 40 area

## 5 结论

(1) 西峰油田庄 40 区块长 6 储层的主要岩性为灰色、灰绿色的岩屑长石质石英砂岩, 其次为岩屑质长石砂岩和长石质岩屑砂岩, 还有少量的长石砂岩。粒度主要为细砂与泥质, 颗粒分选中到差。这是造成研究区储层低孔、特低渗的内在原因

(2) 孔隙类型主要以长石溶孔及粒间孔为主, 还有一部分岩屑溶孔、晶间孔和粒间溶孔, 但晶间孔和粒间溶孔分布比较少。孔喉结构类型属小孔隙、微细喉道型。这是进一步促成研究区长 6 储层特低渗特征的又一直接原因。

(3) 储层特征受到沉积作用和成岩作用的共同影响。浊积扇中砂层的物性好于扇根及扇端沉积, 扇根砂层的物性好于扇端沉积; 因此, 造成粒度越细, 孔隙度、渗透率越低的现状; 而压实作用使粒间孔隙大量损失, 胶结作用使孔隙、渗透性进一步减少、变差, 但后期的成岩溶蚀作用产生的次生孔隙尤其是成岩微裂缝的产生对该区低孔、特低渗物性特征的改善起到了举足轻重的作用。

## 参考文献 (References)

- 1 卢龙飞, 史基安, 蔡进功. 鄂尔多斯盆地西峰油田三叠系延长组油流沉积及成因模式 [J]. 地球学报, 2006, 27(4): 303-309 [Lu Longfei Shi Jí'an, Cai Jìngōng. Triassic turbidity current deposit and genetic model of Yanchang Formation of Xifeng Oilfield, Ordos Basin [J]. Acta Geoscientia Sinica, 2006, 27(4): 303-309]
- 2 付金华, 罗安湘, 喻建. 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 [Fu Jinhua, Luo Anxiang, Yu Jian. Geological features of reservoir formation and exploration strategy of Xifeng Oilfield [J]. Acta Petroli Sinica, 2004, 25(2): 25-29]
- 3 李凤杰, 王多云, 陈明应. 西峰油田延长组长 8 油组砂体高分辨率层序等时对比分析 [J]. 成都理工大学学报 (自然科学版), 2007, 34(2): 121-126 [Lǐ Fēngjié, Wáng Duōyún, Chén Míngyìng. Isochronic correlation of sandbodies with Chang 8 oil formation by High resolution sequence analysis in Yanchang Formation, Xifeng Oilfield, Ordos Basin, China [J]. Journal of Chengdu University of Technology (Science & Technology Edition), 2007, 34(2): 121-126]
- 4 段毅, 吴保祥, 郑朝阳, 等. 鄂尔多斯盆地西峰油田油气成藏动力学特征 [J]. 石油学报, 2005, 26(5): 29-33 [Duan Yi, Wu Baoxiang, Zheng Chaoyang, et al. Pool-forming dynamic properties of Xifeng Oilfield in Ordos Basin [J]. Acta Petroli Sinica, 2005, 26(5): 29-33]
- 5 张晓莉, 谢正温. 鄂尔多斯盆地陇东地区三叠系延长组长 8 储层特征 [J]. 矿物岩石, 2006, 26(4): 83-88 [Zhāng Xiǎolì, Xié Zhèngwēn. Reservoir characteristics of Chang 8 of Yanchang Formation (Triassic) in Longdong Area, Ordos Basin [J]. Journal of Mineralogy and Petrology, 2006, 26(4): 83-88]
- 6 李道品. 低渗透砂岩油田开发 [M]. 北京: 石油工业出版社, 1997: 329-332 [Lǐ Dàopǐn. The Development of the Low Permeability Sandstone Oilfield [M]. Beijing: Petroleum Industry Press, 1997: 329-332]
- 7 赵澄林, 朱筱敏. 沉积岩石学 [M]. 北京: 石油工业出版社, 2005: 125-137 [Zhào Chénglín, Zhū Xiǎomǐn. Sedimentary Petrography [M]. Beijing: Petroleum Industry Press, 2005: 125-137]
- 8 窦伟坦, 田景春, 徐小蓉, 等. 陇东地区延长组长 6-8 储层成岩相研究 [J]. 成都理工大学学报 (自然科学版), 2005, 32(2): 129-132 [Dòu Wěitǎn, Tián Jǐngchūn, Xú Xiǎoróng, et al. Diagenetic facies study on Chang 6-8 oil formations of Triassic Yanchang Formation in Ordos Basin, China [J]. Journal of Chengdu University of Technology (Science & Technology Edition), 2005, 32(2): 129-132]
- 9 Houseknecht D W. Assessing the relative importance of compaction process sand cementation to reduction of porosity in sandstones [J]. AAPG Bulletin, 1987, 71(6): 633-642
- 10 史基安, 王金鹏, 毛明陆, 等. 鄂尔多斯盆地西峰油田三叠系延长组长 6、8 段储层砂岩成岩作用研究 [J]. 沉积学报, 2003, 21(3): 373-379 [Shǐ Jī'ān, Wáng Jīnpēng, Máo Mínglù, et al. Reservoir sandstone diagenesis of member 6-8 in Yanchang Formation (Triassic), Xifeng Oilfield, Ordos Basin [J]. Acta Sedimentologica Sinica, 2003, 21(3): 373-379]
- 11 Beard D C, Weyl P K. Influence of texture on porosity and permeability of unconsolidated sand [J]. AAPG Bulletin, 1973, 5(2): 349-369
- 12 王琪, 崔喜准, 陈国俊, 等. 鄂尔多斯西部长 6 砂岩成岩演化与优质储层 [J]. 石油学报, 2005, 26(5): 17-23 [Wáng Qí, Zhuó Xǐzhūn, Chén Guójùn, et al. Diagenetic evolution and high-quality reservoir in Chang 6 sandstone in the western Ordos Basin [J]. Acta Petroli Sinica, 2005, 26(5): 17-23]

# Origin of Extra Low-Permeability and Controlling Factors of Chang 6 Reservoir in Zhuang 40 Area of Xifeng Oil Field

GAO Jing-le<sup>1</sup> SONG Guang-shou<sup>1,2</sup> GAO Hui<sup>1</sup> SUN Wei<sup>1</sup> YANG Wen-hua<sup>2</sup>

(1. Geology Department of Northwest University, The State Key Laboratory of Continental Dynamics, Xi'an 710069;

2. Changqing Oilfield Company, PetroChina, Xi'an 710021)

**Abstract** The origin of extra low-permeability and controlling factors of Chang 6 reservoir in Zhuang 40 area of Xifeng oil field are studied synthetically through using the log information, testing and analytical information such as casting section, scanning electron microscope, X-diffraction, grain size analysis and mercury penetration, et al. The results show that sedimentation and diagenesis have impacted on the origins of extra low-permeability together; it is displayed that microfacies influenced properties greater; the properties in the medium of alluvial fan are better than that in the fringe. Meanwhile, grade is another factor caused the origin of extra low permeability, however, the component maturity have not showed obvious influence on the origin of extra low permeability. compaction and cementation decreased the porosity and permeability. denudation and diagenetic microfracture provided favorable conditions for the existence and movement of oil and gas.

**Keywords** Xifeng oilfield, Zhuang 40 area, origin of extra low permeability, controlling factors