

# 柴西南地区古—新近系砂岩储层成岩作用及其对储层物性的影响

杜红权<sup>1,2</sup> 朱如凯<sup>2</sup> 何幼斌<sup>1</sup> 周川闽<sup>2</sup> 王 君<sup>2</sup> 白 斌<sup>2</sup> 刘 伟<sup>2</sup>

(1. 长江大学地球科学学院, 湖北 荆州 434023;

2. 提高石油采收率国家重点实验室(中国石油勘探开发研究院), 北京 100083)

**摘要:** 依据普通薄片、铸体薄片、扫描电镜、X—衍射等分析, 对柴西南地区古近—新近系砂岩储层的岩石学特征、成岩作用进行了研究, 结果表明: 该区储集砂体成分主要由长石岩屑砂岩、岩屑长石砂岩和岩屑砂岩组成, 主要成岩作用类型有压实作用、胶结作用、溶蚀作用和交代作用, 成岩演化阶段已达到中成岩 B 期; 机械压实作用及胶结作用是早成岩阶段原生孔隙遭受破坏的主要成岩作用类型, 溶蚀作用是中成岩阶段形成次生孔隙的主要成岩作用类型; 受成岩作用及成岩演化阶段的控制, 深部储层出现孔隙度、渗透率高异常发育带。

**关键词:** 成岩作用; 次生孔隙; 柴达木盆地

**中图分类号:** TE122.2<sup>+</sup>21 **文献标志码:** A **文章编号:** 1000-3657(2010)01-0152-07

柴达木盆地西部南区(简称柴西南区), 油气资源十分丰富, 是柴达木盆地目前发现油田最多、储量丰度最高的地区<sup>[1]</sup>。该区古近—新近纪地层发育较全, 自下而上为路乐河组( $E_{1+2}$ )、下干柴沟组下段( $E_3^1$ )、下干柴沟组上段( $E_3^2$ )、上干柴沟组( $N_1$ )、下油砂山组( $N_2^1$ )、上油砂山组( $N_2^2$ )和狮子沟组( $N_3$ )。该区砂岩储层比较发育, 平面上多分布于七个泉、红柳泉、尕斯、乌南及东柴山等地区, 纵向上主要发育在下干柴沟下段、上干柴沟组和下油砂山组。前人<sup>[2-9]</sup>对该区古近—新近系砂岩储层做了大量研究, 但对成岩作用缺乏系统研究。本文依据薄片、扫描电镜、X—衍射等分析手段研究了柴西南地区古近—新近系砂岩储层的岩石学特征和成岩作用类型, 在此基础上, 划分了该区成岩演化阶段, 并定性分析了成岩作用对储层物性的影响, 为进一步认识柴西南地区古近—新近系砂岩储层微观特征及储集性提供依据。

## 1 储集砂体岩石学特征

柴西南地区古近—新近系储集砂体主要有两类: 一类是主要分布于下干柴沟组下段( $E_3^1$ )的辫状河三角洲前缘—滨湖砂体, 岩性以细—中粒砂岩为主; 另一类是主要分布于上干柴沟组—下油砂山组( $N_1-N_2^1$ )的辫状河三角洲平原—前缘砂体, 岩性以含砾中粗砂岩、砂砾岩为主。该区砂岩储层碎屑组分中石英含量一般 15%~42%, 平均 27%~39%; 长石含量 10%~39%, 平均 12%~30%; 岩屑含量 30%~70%, 平均 40%~57%。主要为长石岩屑砂岩, 其次为岩屑长石砂岩和岩屑砂岩(图 1), 成分成熟度较低; 粒间充填物含量 < 15%, 且泥质含量较低, 属于颗粒支撑结构, 颗粒分选中等, 磨圆以棱角—次棱角为主, 结构成熟度中等。砂岩储层中岩屑成分以火山岩(中基性、中酸性火山岩)和浅变质岩(片岩类、千枚岩、板

收稿日期: 2009-06-05; 改回日期: 2009-08-21

基金项目: 国家科技重大专项(2008ZX05001)资助。

作者简介: 杜红权, 男, 1985 年生, 硕士生, 主要从事沉积储层方面的研究; E-mail: dhq4524039@163.com。

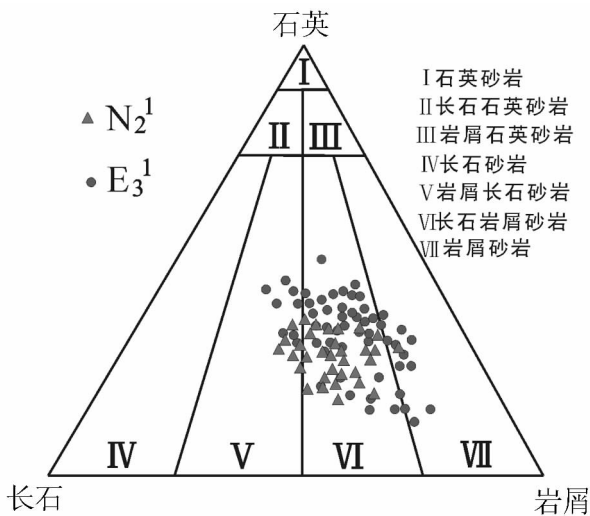


图 1 柴西南地区古近—新近系岩石类型三角图

$N_2^1$ —下油砂山组;  $E_3^1$ —下干柴沟组下段

Fig.1 Triangular diagram of Paleogene-Neogene rock types in southwestern Qaidam Basin

$N_2^1$ —Lower Youshanshan Formation;  $E_3^1$ —Lower Member of Lower Ganchaigou Formation

岩)等塑性岩屑为主,另外,可见各种碳酸盐岩岩屑。泥质杂基含量一般小于 2.5%, 细粒级储层中可达 5%。胶结物成分以亮晶方解石为主,其次是白云石、铁方解石、沸石、铁白云石和硬石膏。

## 2 主要成岩作用类型及其特征

### 2.1 压实作用

总体来讲,柴达木盆地古近—新近系压实作用表现得并不明显,这主要是由盐湖盆地独特的沉积、成岩环境所决定的。在半咸水—咸水的盐湖盆地中,早期胶结作用比较发育,主要为同生和准同生的石膏和泥晶方解石,这些早期胶结物的存在对压实作用起到“缓冲”作用<sup>[7-8]</sup>。浅部储层( $N_1^1$ — $N_2^1$ )碎屑颗粒一般呈点—线接触(图版 I-a),深部储层( $E_3^1$ )碎屑颗粒以线—凹凸接触为主(图版 I-b)。在杂基、塑性岩屑含量高的部位压实作用比较强烈,这主要是由杂基、塑性颗粒易受压变形且缺少早期胶结物的“保护”作用所致。

### 2.2 胶结作用

柴西南地区古近—新近系砂岩经历的胶结作用类型有碳酸盐胶结、硫酸盐胶结、硅质胶结、粘土矿物胶结及少量沸石类矿物胶结作用,其中以碳酸盐胶结

和硫酸盐胶结为主,反映了柴达木盆地半咸水—盐湖沉积环境的特点。研究区胶结作用发生较早,可在一定程度上抑制强烈压实作用的进行,后期在溶蚀作用下形成大量粒间次生溶孔,大大改善储层物性。

#### 2.2.1 碳酸盐胶结作用

柴西南地区古近—新近系砂岩中碳酸盐胶结物较发育,常呈斑状或致密状充填粒间孔隙(图版 I-c),还可见碳酸盐胶结物沿陆源碳酸盐岩碎屑颗粒生长。碳酸盐胶结物的形成具有多期性,早期碳酸盐胶结物以方解石为主,晚期碳酸盐胶结物以铁方解石、白云石和铁白云石为主,含量低于早期碳酸盐胶结物,且充填岩石残余原始孔隙和次生孔隙,致使砂岩储层物性遭受破坏。同时,碳酸盐胶结物可以起支撑作用,抑制机械压实作用进一步进行,并为溶蚀作用即次生溶孔的形成奠定一定的物质基础<sup>[7]</sup>。

#### 2.2.2 硫酸盐胶结作用

柴西南地区古近—新近系砂岩中硫酸盐胶结物以硬石膏为主,且分布不均匀,粉砂岩中含量较低甚至不含,细砂岩中含量较高且多呈斑块状分布,分选好的中—粗砂岩中硬石膏多呈连晶式胶结,且常见硬石膏交代碎屑颗粒(图版 I-d、图版 I-e)。在显微镜下及扫描电镜下未见硬石膏发生明显溶蚀,故硬石膏胶结使储层孔隙度和渗透率下降。

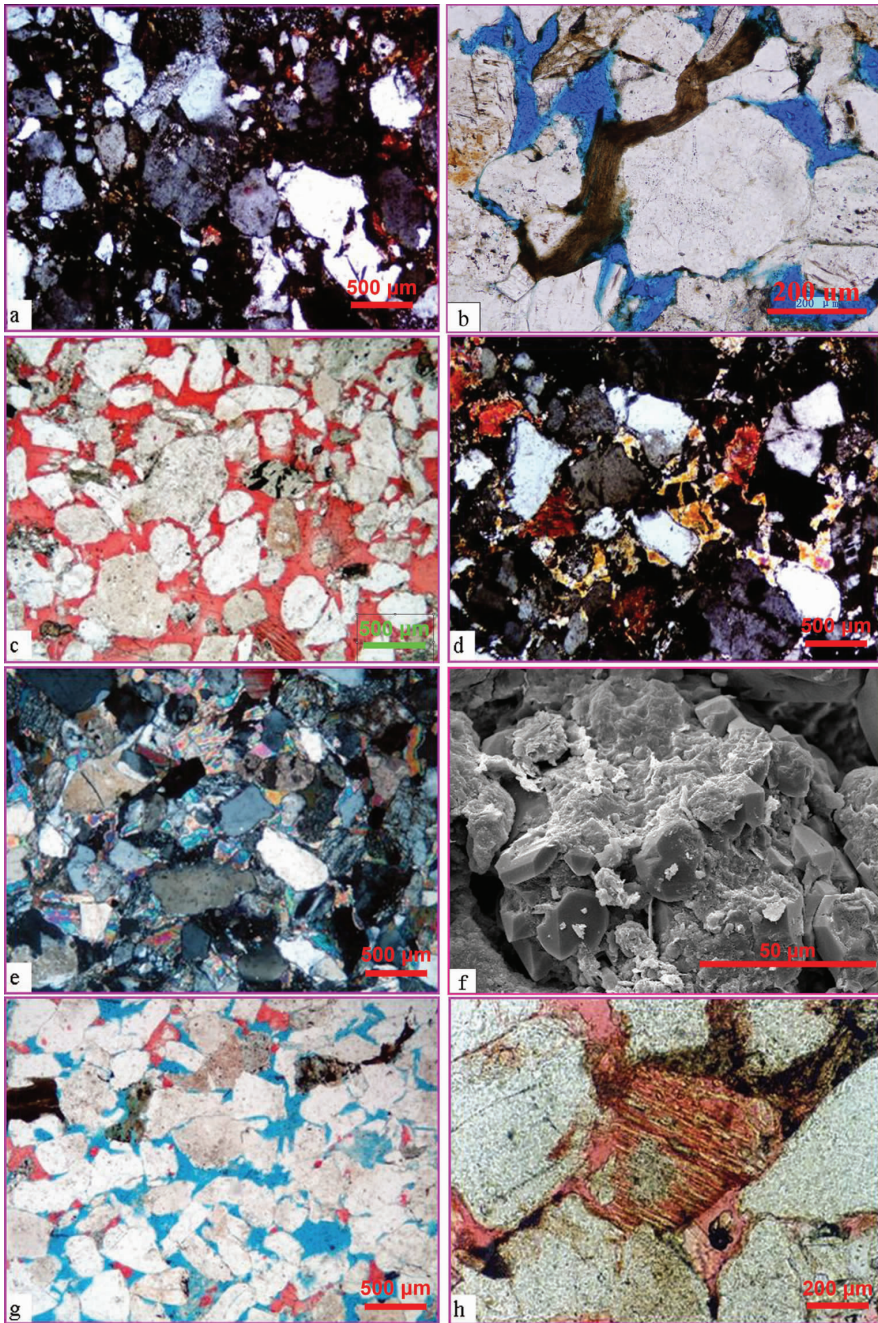
#### 2.2.3 硅质胶结作用

柴西南地区古近—新近系砂岩中硅质胶结作用不甚发育,但在酸性的成岩环境中仍可见到石英次生加大边的存在(图版 I-f),且石英的次生加大期数随着深度的增加而增加。阴极发光显微镜下可见一期石英次生加大不发光,二、三期发棕色光。区内硅质胶结物多与溶蚀作用伴生,硅质的物质来源可能是长石、岩屑等不稳定碎屑颗粒溶蚀的产物。

#### 2.2.4 自生粘土矿物

柴达木盆地为典型的盐湖盆地,地层水偏碱性,水介质中富含  $K^+$  离子,这种成岩环境下高岭石很不稳定,极易向伊利石转化,在富铁且氧化电位低的情况下易转化为绿泥石<sup>[7-10]</sup>。研究区古近—新近系砂岩储层中粘土矿物以伊利石、绿泥石和伊蒙混层粘土矿物为主,缺乏高岭石组分,且随着埋深的增加,伊利石和绿泥石含量不断增高(图 2)。蒙脱石呈蜂窝状分布于颗粒表面,伊利石一般呈片状充填于粒间或者在粒表以薄膜状分布,绿泥石多以针状、片状晶分布在颗粒之间。

图版 I Plate I



图版说明: a—切 3 井 颗粒间点—线接触, 正交偏光, 3032m; b—砂西 60 井 颗粒间线—凹凸接触, 溶蚀孔隙发育, 单偏光, 3811.93m; c—跃 64 井 碳酸盐胶结发育, 单偏光, 1141m; d—切 3 井 粒间先期充填硬石膏, 后期充填方解石, 硬石膏交代颗粒, 方解石交代硬石膏和颗粒, 正交偏光, 3960m; e—乌 5 井 硬石膏交代长石, 正交偏光, 1449m; f—跃 67 井 石英次生加大, 扫描电镜, 2205.5m; g—弯西参 1 井 碳酸盐胶结物溶蚀, 单偏光, 2812m; h—跃 45 井 长石溶蚀, 单偏光, 3706.2m

Plates: a—Well Qie3, point—line contact between grains, crossed nicols, 3032m; b—Well Shaxi60, line—relief contact between grains, rich in emposieu, plainlight, 3811.93m; c—Well Yue64, rich in carbonate cement, plainlight, 1141m; d—Well Qie3, intergranular pore filled first with anhydrite and then with calcite, grains replaced by anhydrite, and anhydrite and grains replaced by calcite, crossed nicols, 3960m; e—Well Wu5, feldspar replaced by anhydrite, crossed nicols, 1449m; f—Well Yue67, overgrowth of quartz, SEM, 2205.5m; g—Well Wanxican1, dissolution of carbonate cement, plainlight, 2812m; h—Well Yue45, dissolution of feldspar, plainlight, 3706.2m

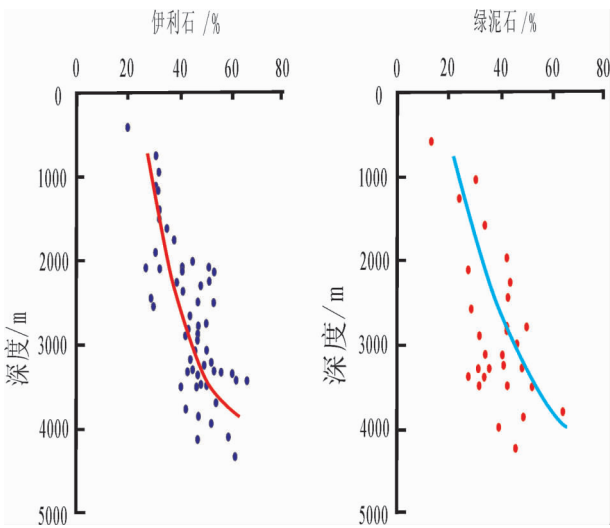


图 2 伊利石、绿泥石含量垂向分布

Fig.2 Vertical variability map of illite and chlorite

### 2.3 溶蚀作用

溶蚀作用在柴西南地区古近—新近系砂岩储层中比较发育,主要表现为碳酸盐胶结物、长石颗粒以及部分岩屑的溶蚀,另外,可见杂基溶蚀。碳酸盐胶结物的溶蚀常形成大量次生溶孔(图版 I -g),长石的溶蚀常形成粒内溶孔或铸模孔(图版 I -h),在扫描

描电镜下可见长石溶蚀成蜂窝状。薄片观察发现,长石溶蚀主要是钾长石的溶蚀,且多沿着长石的解理缝溶蚀扩大。

### 3 成岩阶段划分

依据中国石油天然气行业标准《碎屑岩成岩阶段划分规范》(SY/T5477-2003)中碱性水介质(盐湖盆地)环境下成岩阶段划分标准和依据,结合镜质体反射率  $R_o$ 、古地温、粘土矿物组合、自生矿物分布及形成顺序等多项成岩指标综合研究<sup>[4]</sup>,该区成岩演化已达到中成岩 B 期(图 3),其各阶段成岩特征如下:

早成岩 A 期——原生孔隙缓慢减少期

该时期压实作用表现不强烈,原生孔隙度随埋深降低不明显,胶结作用以泥晶方解石胶结为主,早期胶结物的存在减弱了压实作用对原生孔隙的破坏,从而保存了大量粒间孔隙。

早成岩 B 期——原生孔隙大量损失期

该时期压实作用是最主要的成岩方式,原生孔隙大大减少,碎屑颗粒以点—线接触为主。自生矿物交代作用及早期胶结物的溶蚀作用开始出现,但后期胶结物的胶结作用使储层物性进一步变差。

中成岩 A 期——有机酸溶蚀、次生孔隙发育期

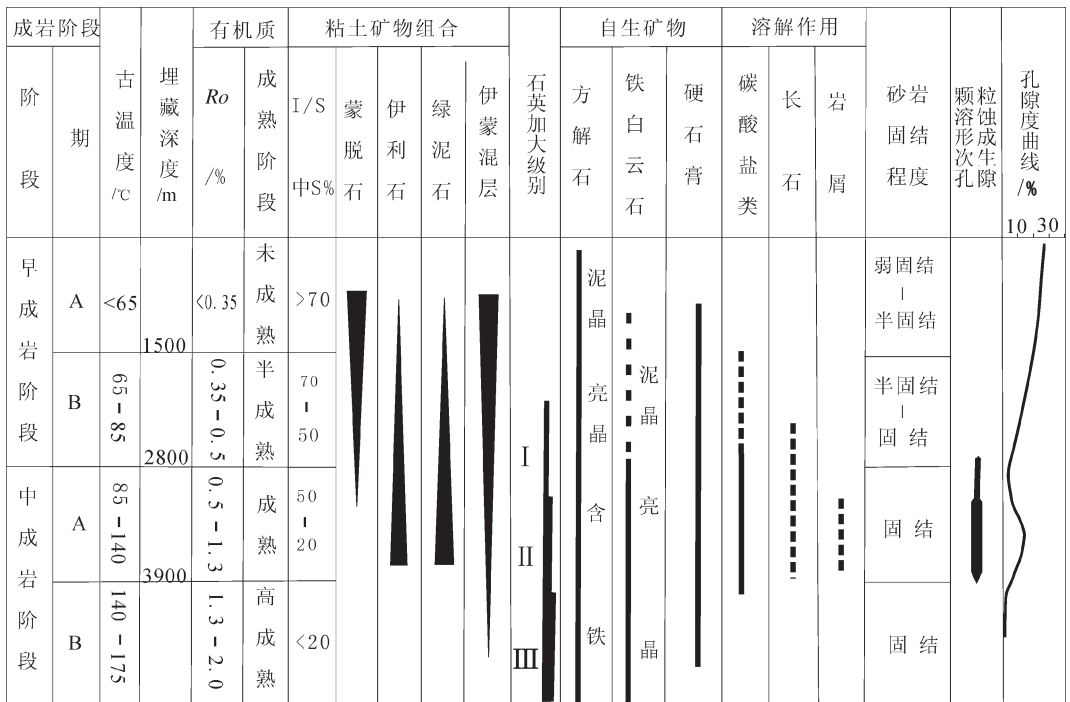


图 3 柴西南地区古近—新近系成岩演化序列及阶段划分

Fig.3 Paleogene-Neogene diagenetic evolution sequence and diagenetic stage division in southwestern Qaidam Basin

伴随埋深增加,在地温 80~120℃时,干酪根进入成熟高峰期,粒间填隙物、碳酸盐胶结物、长石、岩屑等发生溶蚀,形成大量次生孔隙<sup>[12-14]</sup>。

#### 中成岩 B 期——自生矿物交代充填期

随着温度和压力的继续升高,有机质热演化形成凝析油和湿气,与前期相比,所提供的 CO<sub>2</sub> 减少,孔隙水逐渐转变成碱性,铁白云石、铁方解石充填、交代,次生孔隙明显降低,仅存在残余的次生孔隙、微小原生孔隙和微裂缝。

## 4 成岩作用对储层的影响

柴西南地区古近—新近系砂岩储层孔隙类型包括原生孔隙和次生孔隙两大类,原生孔隙以压实收缩粒间孔和胶结剩余粒间孔为主;次生孔隙主要类型是溶蚀作用形成的粒间溶孔、粒内溶孔、铸模孔及超大溶孔和构造作用形成的裂缝。该区物性以中低孔中低渗为主,孔隙度值变化范围大:0.8%~36%,平均 13.4%。

### 4.1 破坏性成岩作用——压实作用和胶结作用

从研究区孔隙度、渗透率随深度变化关系(图 4)中可以看到,在小于 1500 m 深度,孔隙度、渗透率变化不大,但从 1500~3000 m 随深度的增加孔隙度、渗透率逐渐降低。这主要是由于在早成岩 A 期,由于早期胶结物对机械压实作用的“缓冲”作用,压

实作用表现不强烈,但在早成岩 B 期,自生矿物开始交代碎屑颗粒,早期胶结物部分溶蚀,碎屑颗粒在沉积负荷的作用下由点接触变为线接触,原生孔隙度大大降低,且残余孔隙在后期成岩过程中,大多为后期形成的胶结物及自生矿物充填,从而使储层的物性降低<sup>[15-16]</sup>。

### 4.2 建设性成岩作用——溶蚀作用

从研究区孔隙度、渗透率随深度变化关系(图 4)可以看出,当埋深处于 3000~4000 m,孔隙度、渗透率不再随着深度的增加而降低,而是出现了增加的趋势。此深度段的古地温大于 80℃,有机质已经成熟,干酪根热解形成大量有机酸,且深层干酪根裂解释放出来的 CO<sub>2</sub> 与水作用形成碳酸。富含有机酸和无机酸的孔隙流体在砂岩孔隙系统中流动并对其骨架颗粒和早期碳酸盐胶结物进行溶蚀,形成大量的粒间和粒内溶蚀孔隙<sup>[12-17]</sup>。据王鹏、赵激林等<sup>[17]</sup>研究,一般情况下,如果储层中碳酸盐胶结物含量不超过 15%,其对储层形成一定量的次生孔隙还是有较大作用的。从研究区碳酸盐含量随深度变化关系(图 5)中看出,埋深在 3200~4000 m 碳酸盐含量明显降低,且大多小于 15%,因此,推断该深度段为有利储层发育段,这与中成岩 A 期溶蚀作用发育带的深度段基本吻合。另外,据李汶国等<sup>[18]</sup>研究,1mol 钾长石

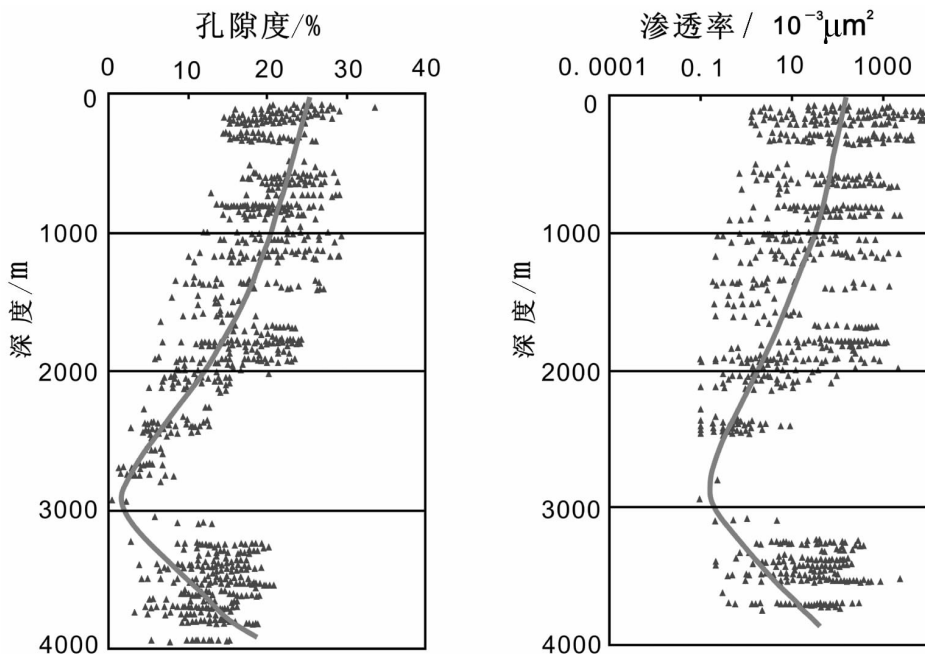


图 4 柴西南地区孔隙度、渗透率随深度变化图

Fig.4 Variation of porosity and permeability with depth in southwestern Qaidam Basin

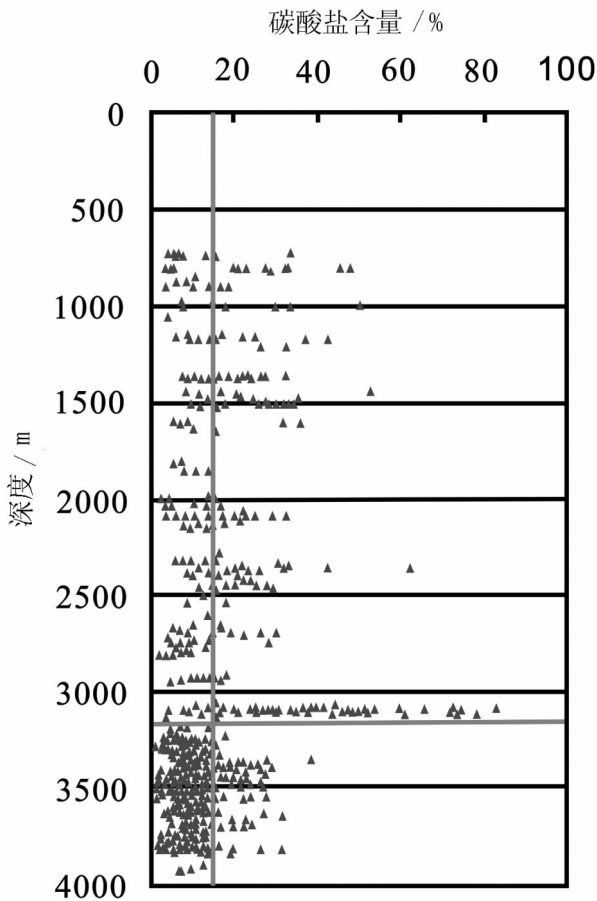


图 5 碳酸盐含量随深度变化图

Fig.5 Variation of carbonate with depth

溶蚀可形成高达 11.91% 的次生孔隙度,该深度段已具备溶蚀作用发生的成岩环境,在碳酸盐胶结物、长石及碎屑颗粒溶蚀及构造裂缝作用下,不难理解该深度段孔隙性、渗透性突然变好的原因。在长石溶蚀作用过程中,还有次生石英和高岭石等沉淀物生成,过去人们往往把它看作破坏性成岩作用。笔者认为,不应该把它简单地定性为破坏性成岩变化,而应该把它看作是长石溶蚀作用的组成部分。如果这样看待这些问题,就比较容易理解为什么在孔渗性较好的长石砂岩储层中反而更容易见到次生粘土矿物和石英次生加大现象。

## 5 结论

(1) 柴西南地区古近—新近系砂岩储层岩石类型以长石岩屑砂岩、岩屑长石砂岩和岩屑砂岩为主,成分成熟度较低,结构成熟度中等。

(2) 柴西南地区古近—新近系砂岩储层经历的

主要成岩作用类型有压实作用、胶结作用和溶蚀作用,成岩演化已达到中成岩 B 期。压实作用和胶结作用是原生孔隙降低的主要因素,碳酸盐胶结物及长石的溶蚀是形成次生孔隙的关键因素。

(3) 柴西南地区古近—新近系砂岩储层以中低孔中低渗为主,压实和胶结作用使物性变差,溶蚀作用使深部储层出现孔隙度、渗透率高异常发育带。

## 参考文献(References):

- [1] 青藏油气区石油地质志编写组. 中国石油地质志(卷十四)[M]. 北京:石油工业出版社, 1990.  
Petroleum Geology Compiling Panel of Qingzang Oilfield. Petroleum Geology of China (Volume Fourteen) [M]. Beijing: Petroleum Industry Press, 1990(in Chinese).
- [2] 马达德, 寿建峰, 胡勇, 等. 柴达木盆地柴西南区碎屑岩储层形成的主控因素分析[J]. 沉积学报, 2005, 23(4):589-595.  
Ma Dade, Shou Jianfeng, Hu Yong, et al. Analysis of the main controlling factors on the formation of clastic reservoirs in southwestern area of the Qaidam Basin [J]. Acta Sedimentologica Sinica, 2005, 23(4): 589-595(in Chinese with English abstract).
- [3] 马达德, 王少依, 寿建峰, 等. 柴达木盆地西南区古近系及新近系砂岩储层[J]. 古地学报, 2005, 7(4):519-528.  
Ma Dade, Wang Shaoyi, Shou Jianfeng, et al. Sandstone reservoirs of the Paleogene and Neogene in southwestern area of the Qaidam Basin [J]. Journal of Palaeogeography, 2005, 7 (4):519-528 (in Chinese with English abstract).
- [4] 刘云田, 杨少勇. 柴达木盆地西南区沉积物源及储集层物性研究[J]. 新疆石油地质, 2005, 26(4):360-362.  
Liu Yuntian, Yang Shaoyong. Sedimentary provenances and reservoir qualities in southwestern area of the Qaidam Basin [J]. Xinjiang Petroleum Geology, 2005, 26 (4): 360-362 (in Chinese with English abstract).
- [5] 刘伟, 朱筱敏. 柴西南地区第三系碎屑岩储集层次生孔隙分布及成因[J]. 石油勘探开发, 2006, 33(3):315-318.  
Liu Wei, Zhu Xiaomin. Distribution and genesis of secondary pores in Tertiary clastic reservoir in southwestern area of the Qaidam Basin [J]. Petroleum Exploration and Development, 2006, 33 (3): 315-318(in Chinese with English abstract).
- [6] 雷卞军, 刘怀波, 张昌民, 等. 柴达木盆地油砂山油田下油砂山组砂岩成岩作用和孔隙结构[J]. 江汉石油学院学报, 1995, 17(1): 10-11.  
Lei Bianjun, Liu Huaibo, Zhang Changmin, et al. Diagenesis and pore structure of lower Youshashan sandstone in the Youshashan oilfield of the Qaidam Basin [J]. Journal of Jianghan Petroleum Institute, 1995, 17(1): 10-11(in Chinese with English abstract).
- [7] Moncure G K, Lahann R W, Siebert R M. Origin of secondary porosity and cement distribution in a sandstone/shale sequence from the Frio Formation(Oligocene)[C]//Clastic diagenesis. Tulsa:AAPG,

- 1984:151-161.
- [8] Shou Jianfeng, Si Chunsong, Wang Xin. Genesis types and diagenesis compaction mechanisms of sandstone reservoirs in dynamic environments in Oil/Gas Basins in China [J]. *Petroleum Science*, 2006, 3(3): 23-31.
- [9] Matthias Bernet, David Kapoutos, Kari Bassett. Diagenesis and provenance of Silurian quartz arenites in Southeastern New York State[J]. *Sedimentary Geology*, 2007, 201:43-55.
- [10] 刘孟慧, 赵激林, 纪友亮, 等. 碎屑岩储层成岩演化模式 [M]. 东营:石油大学出版社, 1993:8-29.
- Liu Menghui, Zhao Chenglin, Ji Youliang, et al. Diagenetic Evolution Pattern of Clastic Reservoir [M]. Dongying: Petroleum University Press, 1993: 8-79(in Chinese).
- [11] 应凤祥, 罗平, 何东博. 中国含油气盆地碎屑岩储集层成岩作用与成岩数值模拟[M]. 北京:石油工业出版社, 2004:26-100.
- Ying Fengxiang, Luo Ping, He Dongbo. Diagenesis and Diagenetic Numerical Simulation on Clastic Reservoirs in Oil/Gas Basins in China [M]. Beijing:Petroleum Industry Press, 2004:26-100 (in Chinese).
- [12] Meshi I D. 论碳酸和有机酸的反应能力和次生孔隙的形成[C] //储层地球化学. 西安:西北大学出版社, 1991:134-143.
- Meshi I D. The reactivity of carbonic acid and organic acid and the forming of secondary pore [C]//Reservoir Geochemistry. Xi'an: Northwest University Press, 1991:134-143 (in Chinese ).
- [13] Surdam R C, Boces S W, Crossey L J. The chemistry of secondary porosity[C]//Clastic diagenesis. Tulsa: AAPG, 1984:127-149.
- [14] 郭春清, 沈忠民, 张林晔, 等. 砂岩储层中有机酸对主要矿物的溶蚀作用及机理研究综述[J]. *地质地球化学*, 2003, 31(3):53-57.
- Guo Chunqing, Shen Zhongmin, Zhang Linye, et al. The corrosion and its mechanism of organic acids on main minerals in sandstone reservoir[J]. *Geology Geochemistry*, 2003, 31(3):53-57 (in Chinese with English abstract).
- [15] Zhang Jinliang, Jia Ying, Du Guilin. Diagenesis and its effect on reservoir quality of Silurian Sandstones, Tabei area, Tarim Basin, China[J]. *Petroleum Science*, 2007, 4(3): 1-13.
- [16] Susanne Gier, Richard H Worden, William D Johns, et al. Diagenesis and reservoir quality of Miocene sandstones in the Vienna Basin, Austria [J]. *Marine and Petroleum Geology*, 2008, 25: 681-695.
- [17] 王鹏, 赵激林. 柴达木盆地北缘地区第三系成岩作用研究 [J]. *西安石油学院学报(自然科学版)*, 2002, 17(4):1-4.
- Wang Peng, Zhao Chenglin. Study on diagenesis of Tertiary reservoirs in the North Border of Qaidam Basin[J]. *Journal of Xi'an Petroleum Institute(Natural Science Edition)*, 2002, 17(4): 1-4(in Chinese with English abstract).
- [18] 李汶国, 张晓鹏, 钟玉梅. 长石砂岩次生溶孔的形成机理 [J]. *石油与天然气地质*, 2005, 26(2):220-229.
- Li Wenguo, Zhang Xiaopeng, Zhong Yumei. Formation mechanism of secondary dissolved pores in arcose [J]. *Oil and Gas Geology*, 2005, 26(2): 220-229(in Chinese with English abstract).

## The diagenesis of Paleogene-Neogene sandstone reservoirs and its effects on the physical character of reservoirs in southwestern Qaidam Basin

DU Hong-quan<sup>1,2</sup>, ZHU Ru-kai<sup>2</sup>, HE You-bin<sup>1</sup>,  
ZHOU Chuan-min<sup>2</sup>, WANG Jun<sup>2</sup>, BAI Bin<sup>2</sup>, LIU Wei<sup>2</sup>

(1. Geoscience College of Yangtze University, Jingzhou 434023, Hubei, China; 2. State Key Laboratory of Enhanced Oil Recovery, Research Institute of Petroleum Exploration and Development, Beijing 100083, China)

**Abstract:** Based on researches by means of ordinary thin sections, cast thin sections, scanning electron microscope and X-ray diffraction, the authors studied the petrologic and diagenetic characteristics of the Paleogene-Neogene sandstone reservoirs in southwestern Qaidam Basin, and the result shows that sandstone reservoirs in this area are mainly composed of feldspar lithic sandstone, lithic sandstone and lithic arkose and have mainly experienced such actions as compaction, cementation, corrosion and metasomatism, with the evolution reaching the middle diagenetic stage B. Compaction and cementation at the early diagenetic stage seem to have been the main diagenetic types which caused the destruction of primary pores, whereas corrosion at the middle diagenetic stage was probably the main diagenetic type resulting in the induced pores. Controlled by the diagenesis and the diagenetic phase, the induced pore development belt usually appears in relatively deep reservoirs, and the high abnormal belts of porosity and permeability are developed in deep reservoirs.

**key words:** diagenesis; induced pore; Qaidam Basin

**About the first author:** DU Hong-quan, male, born in 1985, master candidate, mainly engages in the study of sedimentary reservoirs; E-mail: dhq4524039@163.com.