第 9卷 第 1期
2007年 2月

古 地 理 学 报
JOURNAL OF PALAEOGEOGRAPHY

Vol. 9 No. 1
Feb 2007

文章编号: 1671 - 1505 (2007) 01 - 0097 - 10

吉林新立油田下白垩统泉头组成岩储集相及储集空间演化*

胡海燕[1] 彭仕宓[1] 卢春慧[1] 齐耀春[2] 胡景春[2] 李 国[2]

1 中国石油大学 (北京), 北京 102249
2 中国石油吉林油田公司, 吉林松原 138009

摘 要 吉林新立油田位于吉林省松原市郭县以北新庙乡境内。综合应用 25口取心井薄片、镜质体反射率、铸体、电镜、X衍射等岩心分析资料, 研究了泉头组的成岩作用、成岩演化序列、成岩阶段划分及储集空间类型。根据成岩作用及特有的储集空间组合, 划分了 4种成岩储集相类型, 即 A相 (不稳定组分强溶解次生孔隙成岩储集相)、B相 (中等压实弱—中胶结混合孔隙成岩储集相)、C相 (强压实中等胶结残余粒间孔成岩储集相)、D相 (碳酸盐强胶结微孔隙成岩储集相); 并阐述了各类成岩储集相的特征, 其中 A相储集物性最好, B相次之, C相较差, D相最差。最后探讨了泉头组储集空间演化, 在中成岩阶段 A期形成了大量次生溶蚀孔隙, 为首次在该区泉头组特低渗储层中预测相对有利的成岩储集相带提供了研究思路和科学依据, 也为改善特低渗油田的开发效果奠定了坚实的地质基础。

关键词 吉林 新立油田 下白垩统 低渗透 成岩储集相 储集空间 演化

第一作者简介 胡海燕, 男, 1963年生, 高级工程师, 现为中国石油大学 (北京) 资源与信息学院博士研究生, 主要从事油气田开发地质的研究工作。通讯地址: 北京昌平中国石油大学 (北京), 102249; 电话: (010) 89733789; E-mail: pengsm@vip.sina.com。

中图分类号: P588.2 **文献标识码**: A

Diagenetic reservoir facies and reservoir space evolution of the Quantou Formation of Lower Cretaceous in Xinli Oilfield, Jilin Province

Hu Haiyan[1] Peng Shimi[1] Lu Chunhui[1] Qi Yaochun[2] Hu Jingchun[2] Li Guo[2]

1 *China University of Petroleum (Beijing), Beijing* 102249
2 *PetroChina Jilin Oilfield Company, Songyuan* 138009, *Jilin*

Abstract The Xinli Oilfield is located at the Xinmiao Village north to the Guo County in Songyuan City, Jilin Province. Based on the comprehensive analyses of the analytic data of thin sections, vitrinite reflectance, scanning electron microscope, x-ray diffraction of clay minerals of core samples from 25 wells, the diagenesis, diagenetic evolution succession, and the types of the reservoir pore space have been studied. Based on the diagenesis and its proper combination of reservoir pore space, the reservoir rock is divided into 4 types of diagenetic reservoir facies: Facies A, the secondary porosity diagenetic reservoir facies formed by strong dissolution of instable ingredients; Facies B, the mixed porosity diagenetic reservoir

*国家重大基础研究前期研究专项 (编号: 2002CCA00700) 资助
收稿日期: 2006 - 03 - 06 **改回日期**: 2006 - 04 - 17

© 1994-2008 China Academic Journal Electronic Publishing House. All rights reserved. http://www.cnki.net

facies formed by moderate to weak compaction and cementation; Facies C, the remaining intergranular porosity diagenetic reservoir facies formed by strong compaction and moderate cementation; Facies D, the micro-porosity diagenetic reservoir facies formed by strong carbonate cementation. The characteristics of each diagenetic reservoir facies are described in detail, and the petrophysical properties of the reservoirs change from good quality to poor quality as follows: Facies A, Facies B, Facies C and Facies D. Finally the reservoir pore space evolution of the Quantou Formation has been discussed. A great deal of secondary porosity was generated in the age A of middle diagenetic stage, which provides the scientific proofs to forecast the relatively favorable diagenetic reservoir facies belts in extremely low permeable reservoirs in the Quantou Formation of this area and a solid geology foundation for improving the exploitation effects of extremely low permeable oilfields is established.

Key words Jilin Province, Xinli Oilfield, Lower Cretaceous, low permeability, diagenetic reservoir facies, reservoir space, evolution

About the first author Hu Haiyan was born in 1963. Now, he is a senior engineer and a candidate for a doctoral degree in Faculty of Natural Resources and Information of China University of Petroleum (Beijing), and is engaged in petroleum development geology. Tel: 010 - 89733789, E-mail: Pengsm@vip.sina.com.

1 概述

新立油田位于吉林省松原市郭县以北新庙乡境内，距离长春市西北方向约 170 km (图 1)。该油田储层为下白垩统泉头组泉三段及泉四段，也即本次研究的目的层段。泉头组储层为一套砂泥互层沉积，厚度 200 m 左右 (图 2)。上部为一套灰色、黑色泥岩及棕色粉砂岩、泥质粉砂岩不等厚互层，下部以棕红色泥岩、灰绿色、棕灰色粉细砂岩为主，发育河流—浅水三角洲沉积相 (冯增昭，1993; 冯增昭等，1994; 赵澄林和朱筱敏，2001)，曲流河点坝、三角洲水下分流河道为本区储层沉积的主体 (张兴金等，1994; 陈烨菲等，2003)。

本文针对泉头组成岩储集相研究开展了多种储层实验测试项目的分析，其中常规孔隙度、渗透率 1 314块样品、常规薄片 1 484块、铸体薄片 84块、阴极发光 84块、电镜扫描 170块、压汞 58块、X 衍射 30块，并首次对本区下白垩统泉头组储层开展了成岩作用、成岩阶段划分、成岩储集相和成岩储集空间演化的研究。该研究为在本区特低渗储层中寻找相对有利的成岩储集相带提供了理论基础和研究思路。

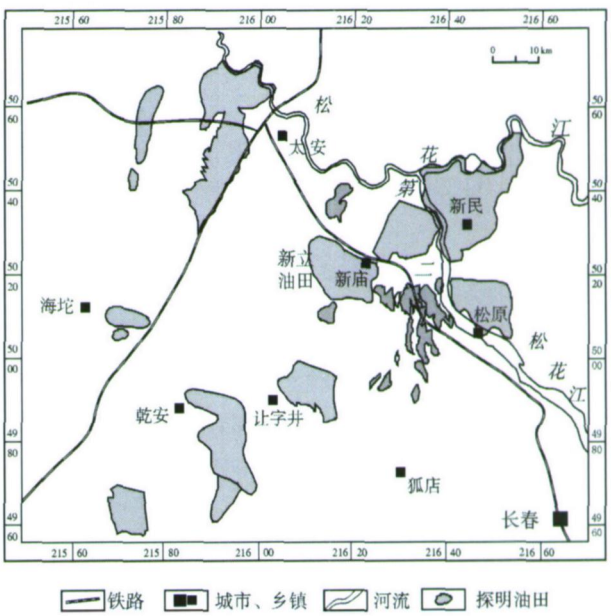


图 1 新立油田地理位置图

Fig. 1 Geographic location of Xinli Oilfield

2 岩石学特征及储层物性

砂岩成分成熟度 根据 25口井薄片鉴定资料的统计分析，本区储层以细砂岩为主，其次为粉砂岩及细—中砂岩。根据冯增昭 (1993) 的砂岩成分分类方案，本区储层岩性以长石质岩屑砂岩和岩屑质长石砂岩为主，有少量长石砂岩 (图 3)，储层砂岩的成分成熟度偏低。

砂岩结构成熟度 储层岩石粒径以细砂结构为主，有部分中砂、粉砂及不等粒结构。分选中等，碎屑组分磨圆度差，多呈棱—次棱角状。颗粒接触

© 1994-2008 China Academic Journal Electronic Publishing House. All rights reserved. http://www.cnki.net

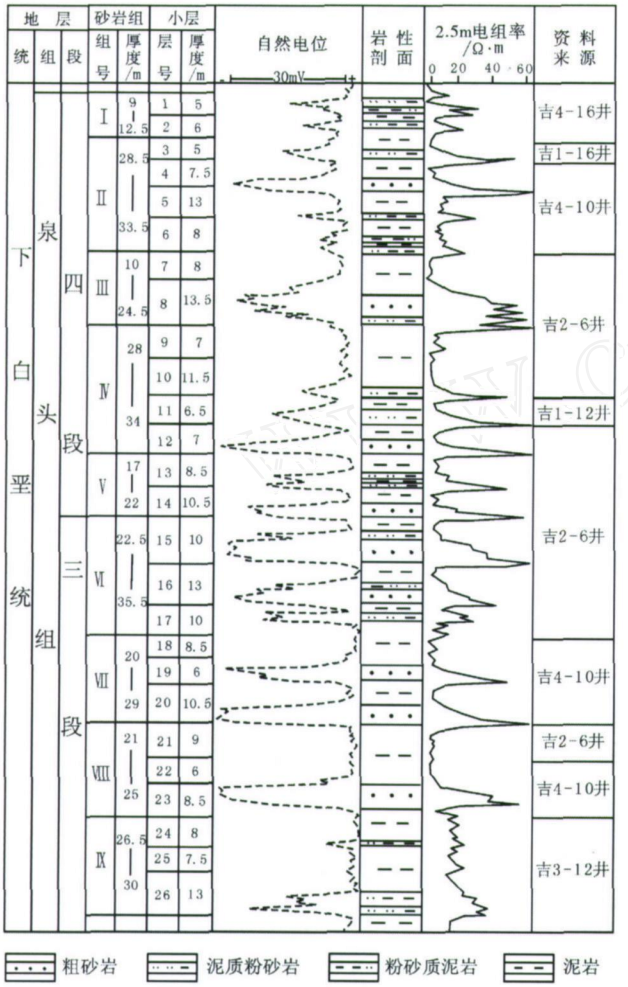


图 2 新立油田泉头组综合地层柱状图

Fig. 2 Comprehensive stratigraphic histogram of the Quantou Formation in Xinli Oilfield

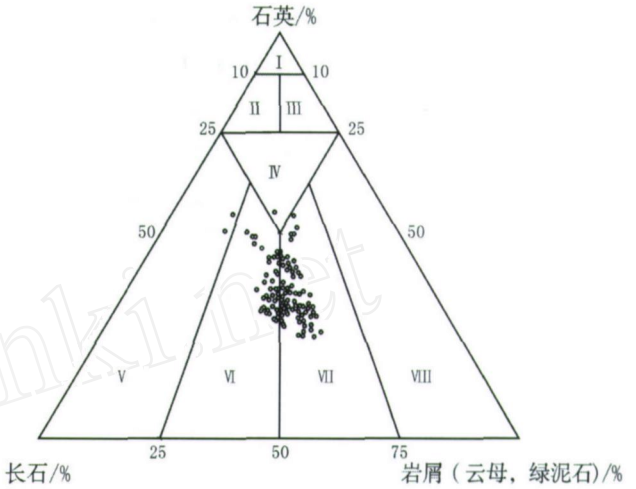


图 3 新立油田泉头组储层砂岩分类三角图

Fig. 3 Triangle diagram of the reservoir sandstones of Quantou Formation in Xinli Oilfield

Ⅰ—石英砂岩; Ⅱ—长石质石英砂岩; Ⅲ—岩屑质石英砂岩; Ⅳ—长石岩屑质石英砂岩; Ⅴ—长石砂岩; Ⅵ—岩屑质长石砂岩; Ⅶ—长石质岩屑砂岩; Ⅷ—岩屑砂岩

类型多样, 包括点—线接触、线—凹凸接触及镶嵌接触。胶结类型有接触式、孔隙—接触式、接触—孔隙式及再生胶结等。储层的结构成熟度中等—差。

储层物性 根据对本区 46口井 1 100块样品岩心物性分析资料统计, 储层平均孔隙度 12.8%, 其中孔隙度为 10%～15%的储层占 59.14%; 渗透率变化大, 平均 2.5×10^{-3} μm², 渗透率小于 5×10^{-3} μm²的储层占 87.83%。以上说明, 本区泉头组属中—低孔隙度、特低渗透率储层。

3 主要成岩作用类型

成岩作用是控制储层孔隙演化的主要因素之一(鞠俊成等, 2001)。本区储层成岩作用强烈, 类型有压实作用、胶结作用、交代作用和溶解作用。现就各类成岩作用的特征分析如下。

3.1 压实作用

压实作用是砂岩储层孔隙度和渗透率变差的主要因素 (戴启德和纪友亮, 1996; 胡明毅等, 1994)。依据薄片镜下观察, 本区储层机械压实作用的微观标志有: (1) 随压实作用强度的增加, 碎屑颗粒由点接触→线接触→凹凸接触→镶嵌接触。本区储层以点—线接触为主, 部分为凹凸接触和镶嵌接触; (2) 塑性岩屑受挤压变形, 挤入碎屑颗粒之间形成假杂基; (3) 长条状矿物如云母弯曲变形, 并发生绿泥石化; (4) 刚性矿物破碎, 如长石沿解理缝、双晶缝裂开。

机械压实作用强度的控制因素有埋藏深度、沉积物碎屑组分及分选性、填隙物类型及含量等(赵澄林等, 1992; 郑浚茂和庞明, 1989)。为了定量或半定量地表征压实作用强度, 引用了"视压实率 (*Pe*)"概念 (郑浚茂和庞明, 1989)。

$$\text{视压实率}=\frac{\text{原始孔隙体积}-\text{粒间体积}}{\text{原始孔隙体积}}\times100\%$$

其中: 粒间体积 =粒间孔体积 +胶结物含量

考虑本区岩石的沉积环境、粒级大小及分选性, 取细砂岩、细—中砂岩的原始孔隙度为 35%, 粉砂岩、极细砂岩的原始孔隙度为 30%。按视压

© 1994-2008 China Academic Journal Electronic Publishing House. All rights reserved. http://www.cnki.net

实率 (*Pe*) 将压实强度分为强压实 (*Pe* > 70%)、中等压实 (30% < *Pe* < 70%) 及弱压实 (*Pe* < 30%) 3类。

应用上述公式，对本区 25口井 717块薄片计算了“视压实率”。本区储层视压实率以中等压实为主 (占 73%)，次为强压实 (占 22%)。

本区储层机械压实作用导致储层的原始储集空间不断缩小，渗透性变差，是使储集物性变差的主要成岩作用类型。

3.2 胶结作用

胶结作用也是使储层孔隙度降低的重要因素(赵澄林等，1992)，其成岩效应是堵塞孔隙，这与压实作用的成岩效应有所差别。本区储层胶结作用类型主要有：(1) 碳酸盐胶结作用 (方解石、含铁方解石、铁白云石、片钠铝石、菱铁矿)；(2) 二氧化硅胶结作用，扫描电镜下见石英次生加大形成自生石英；(3) 自生粘土矿物胶结作用(伊利石、伊蒙混层、高岭石、绿泥石、水云母)，扫描电镜下高岭石单体呈假六方片状，发育晶间微孔 (图 4-1)，绿泥石呈片状、花瓣状、绒球状，多分布于粒表；(4) 其他自生矿物胶结作用 (自生长石、重晶石等)。其中，碳酸盐矿物含量较高、胶结作用最强，其次为自生粘土矿物胶结，石英次生加大及自生石英分布普遍，但含量较低，一般小于 2%，少量长石次生加大。

为了定量或半定量表示胶结作用强度，引用“视胶结率 (*Vc*)”的概念 (郑浚茂和庞明，1989)：

$$\text{视胶结率} = \frac{\text{胶结物体积}}{\text{胶结物体积} + \text{粒间孔体积}} \times 100\%$$

按视胶结率 (*Vc*) 将胶结作用分为 3类，强胶结 (*Vc* > 70%)、中等胶结 (30% < *Vc* < 70%)、弱胶结 (*Vc* < 30%)。

应用上述公式，对本区 22口井 717块薄片计算了“视胶结率”，结果表明本区储层以中等胶结为主 (占 46.84%)。胶结作用使本区储层储集物性变差，各种自生矿物的胶结和充填作用一方面使储层砂岩的储集空间减少，另一方面堵塞喉道而使砂岩的孔隙连通性变差，渗透率降低。

3.3 交代作用

本区储层中交代作用主要有：(1) 方解石交代碎屑颗粒；(2) 方解石交代粘土矿物；(3) 粘土矿物交代碎屑组分；(4) 长石高岭石化，镜下可见长石部分、甚至完全被高岭石交代而呈交代假像结构；(5) 片钠铝石交代碎屑组分。在本区交代作用对储层物性影响不大。

3.4 溶解作用

本区储层溶解作用中等，主要为长石和方解石胶结物的溶解，其次为岩屑和粘土杂基的溶解。溶解作用形成粒间溶孔、粒内溶孔及铸模孔，是使储集性能变好的成岩作用类型。长石和岩屑溶解在偏光显微镜及扫描电镜下较易识别，而胶结物的溶解可借助于阴极发光来识别。

长石溶解 长石由于其稳定性较差，因而在

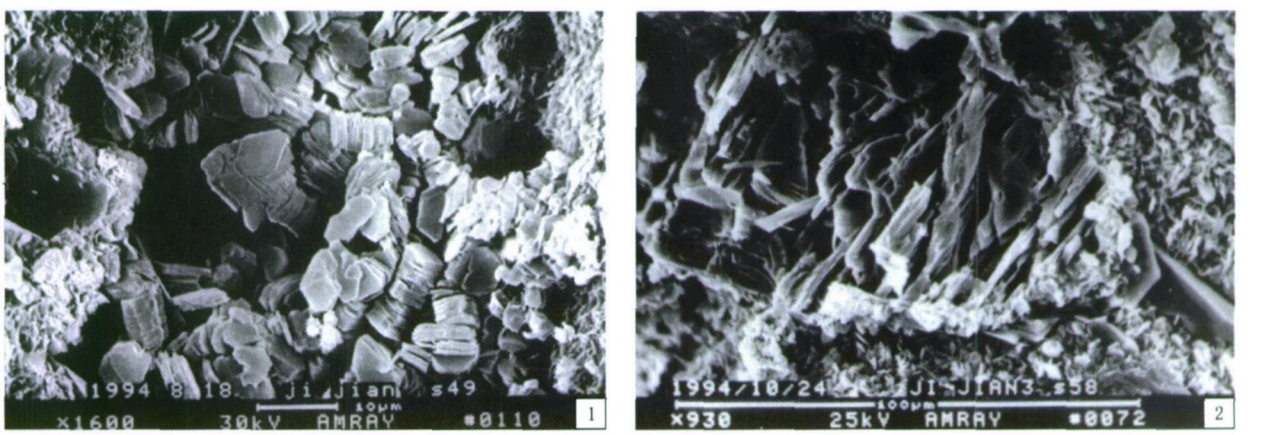


图 4 新立油田泉头组碎屑岩显微结构照片

Fig. 4 Microtextures of clastic rocks of the Quantou Formation in Xinli Oilfield

1—粒间书页状自生高岭石胶结，发育晶间微孔，吉检 2井，1 200.32 m，扫描电镜，×1 600；

2—长石淋滤溶解，形成粒内溶孔，吉检 3井，1 253.15 m，扫描电镜，×930

© 1994-2008 China Academic Journal Electronic Publishing House. All rights reserved. http://www.cnki.net

酸性水介质条件下极易发生溶解。长石的溶解首先是沿着薄弱处如解理缝、双晶缝处开始溶解，偏光镜下常见长石边缘溶解呈港湾状、进而溶解呈蜂巢状、残缕状，完全溶解后则形成铸模孔(图 4 - 2)。

岩屑溶解　岩屑溶解作用不太普遍，岩屑溶解形成岩屑内溶孔。岩屑内溶蚀多形成微孔，且相互孤立，孔隙连通性差。

胶结物溶解　主要是碳酸盐胶结物的溶解。阴极发光镜下可见到粒间方解石的溶蚀残晶呈星点状分布，形成粒间胶结物溶孔。

杂基溶解　在泥质含量较高的砂岩中可见到泥质杂基溶解，形成杂基内溶蚀微孔。

4　储集空间类型

储层孔隙的形成是在漫长的地质历史中由多种成岩作用相互影响后的最终产物。储集空间是油气储集的场所，也是储层研究的主要对象。根据铸体薄片观察及图像分析结果，考虑储集空间的几何形态及成因，将本区储层储集空间分为下列几种类型。

4.1　孔隙类型

粒间孔　可分为原生粒间孔和残余粒间孔两种。储层中原生粒间孔大部分被破坏，主要发育残余粒间孔。最常见的是石英次生加大后的残余粒间孔(图 5 - a)。

粒间溶孔　为本区主要的储集空间类型。由粒

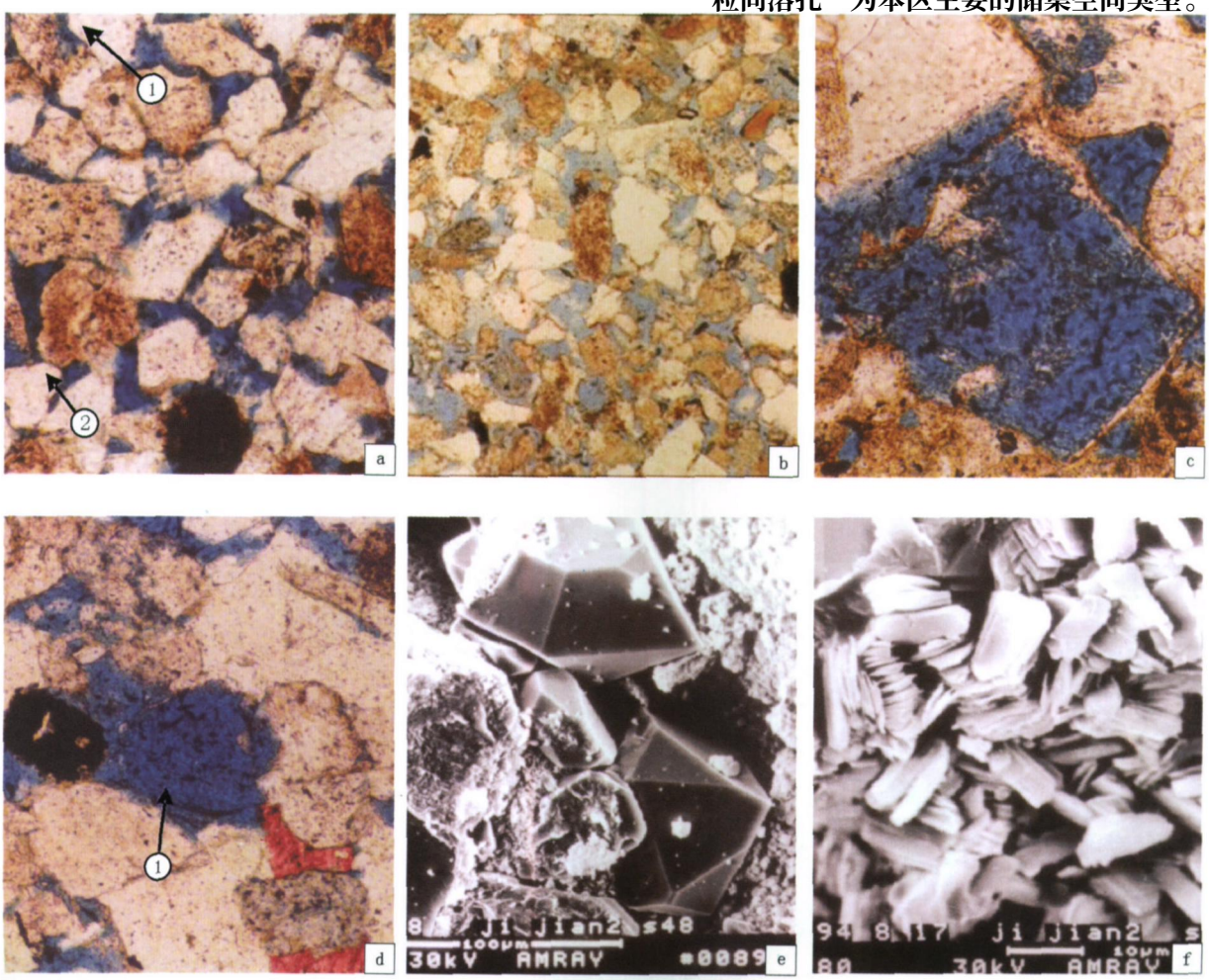


图 5　新立油田泉头组储集空间类型的显微照片

Fig. 5　Microphotographs showing types of reservior space of the Quantou Formation in Xinli Oilfield

a—粒间孔，图中①②为石英自生加大边，新 253井，1 651. 33～1 651. 43 m，铸体薄片，单偏光，×130；b—粒间溶孔，吉 1 - 12，1 149. 60 m，铸体薄片，单偏光，×52；c—粒内溶孔，吉检 1井，1 190. 82～1 190. 92 m，铸体薄片，单偏光，×260；d—铸模孔，图中①为铸模孔，还有长石溶解的残余物，新 253井，1 651. 33～1 651. 43 m，铸体薄片，单偏光，×130；e—晶间孔，吉检 2井，1 179. 80～1 179. 89 m，扫描电镜，×1 540；f—微孔，吉检 2井，1 170. 70～1 170. 80 m，扫描电镜，×1 280

© 1994-2008 China Academic Journal Electronic Publishing House. All rights reserved.　http://www.cnki.net

间胶结物或杂基溶解，或颗粒边缘溶蚀后形成(陈丽华等，1999; Schmidt and McDonald, 1979)，本区储层溶解作用中等，镜下常见颗粒边缘溶蚀呈不规则状、锯齿状和港湾状(图 5 - b)。

粒内溶孔　常见长石粒内溶孔，少量岩屑内溶孔。镜下常见长石沿解理缝和双晶缝溶解成蜂窝状(图 5 - c)。

铸模孔　见长石晶体完全溶解形成的铸模孔(图 5 - d)。

晶间孔　在电镜下可见石英次生加大后自形晶体之间常形成晶间孔。方解石晶体之间或自生长石亦可形成晶间孔(图 5 - e)。

微孔　填隙物内发育的孔隙。如电镜下见自生高岭石晶间微孔(图 5 - f)。

4.2 喉道类型

通过铸体薄片和扫描电镜观察，喉道类型以片状和弯片状喉道为主，次为缩颈型喉道和管束状喉道。这一喉道组合决定了本区储层具有低—特低的渗透率。

片状、弯片状喉道　由于压实作用强，碎屑颗粒之间多呈线接触，因而在颗粒之间形成片状和弯片状喉道。

缩颈型喉道　由于储层压实作用强，颗粒排列紧密，在颗粒接触处常形成缩颈型喉道。

管束状喉道　此类喉道分布于杂基、自生胶结物及岩屑内溶蚀微孔隙中。喉道呈管束状交叉分布，多发育于杂基含量较高的砂岩中(图 5 - a, 5 - b)。

5 成岩作用阶段划分及成岩演化序列

根据本区有机质成熟度、镜质体反射率(R_o)、干酪根最大热解峰温(T_{max})，自生矿物类型、分布、交代关系、共生组合及形成顺序，粘土矿物类型、组合及混层粘土矿物的演化，根据2002年地质实验标准修订会议所定的碎屑岩成岩阶段划分规范，将本区储层成岩作用阶段确定为中成岩早期(A期)(图 6)，其特征如下：

埋深约为 1 000～2 000 m，有机质为低成熟—成熟。泥岩中蒙脱石快速向 I/S混层转化，I/S中的蒙脱石含量为 15%～20%，I/S混层为有序混层，层间水快速脱出，析出大量自生矿物，形成石英和长石次生加大。压实作用中等—强，胶结作用强，碎屑颗粒多呈线—点接触，储集空间为以次生溶孔为主的次生溶孔、残余粒间孔混合类型。

6 成岩储集相及储集空间演化

6.1 成岩储集相类型及特征

成岩储集相是影响储层性质的某种或几种成岩作用及其特有的储集空间组合，它反映了储层在成岩过程中所经历的一系列成岩变化的结果(彭仕宓和黄述旺，1998)。通过对各项资料的分析，综合考虑岩石类型、填隙物组合、储层物性、微观孔隙结构参数及储集空间类型、压实作用、胶结作用和溶解作用的强弱等因素，将本区储层分为 4种成岩储集相类型(表 1)。

A相—不稳定组分强溶解次生孔隙成岩储集相　碎屑组分、填隙物强烈溶解，次生溶孔发育，连通性好，粒间少量高岭石、铁白云石及石英次生加大胶结(图 7 - 1)。

B相—中等压实弱—中胶结混合孔隙成岩储集相　岩性为细砂岩、中砂岩，分选性中等—好，颗粒之间点—线、线—凹凸接触，胶结物含量较低，一般小于 6%。填隙物组合类型多样，包括石英次生加大，方解石、高岭石等的组合。主要成岩作用有：方解石胶结作用、高岭石胶结作用、石英次生加大作用。溶解作用中等，压实作用中等，胶结作用弱—中等，储集空间组合为：残余粒间孔+溶孔的混合组合，为中—低孔低渗储层(图 7 - 2)。

C相—强压实中等胶结残余粒间孔成岩储集相　岩性为细砂岩、粉砂岩，分选性中等—好，颗粒之间线—凹凸或镶嵌状接触，石英次生加大作用强烈，达Ⅱ级，胶结物含量较高，为 6%～15%，自生矿物类型多，包括石英次生加大、方解石及高岭石，并出现中成岩期的铁方解石、铁白云石、片钠铝石等。共生组合复杂，压实作用强烈，胶结作用中等，溶解作用弱，储集空间组合为：残余粒间孔+少量溶孔(图 7 - 3)。

D相—碳酸盐强胶结微孔隙成岩储集相　岩性为钙质或含钙质细砂岩、粉砂岩，分选性中等—好，颗粒之间点接触，胶结物含量高，为 20%～35%，粒间孔被方解石或白云石充填，连晶式胶结(图 7 - 4)。

© 1994-2008 China Academic Journal Electronic Publishing House. All rights reserved. http://www.cnki.net

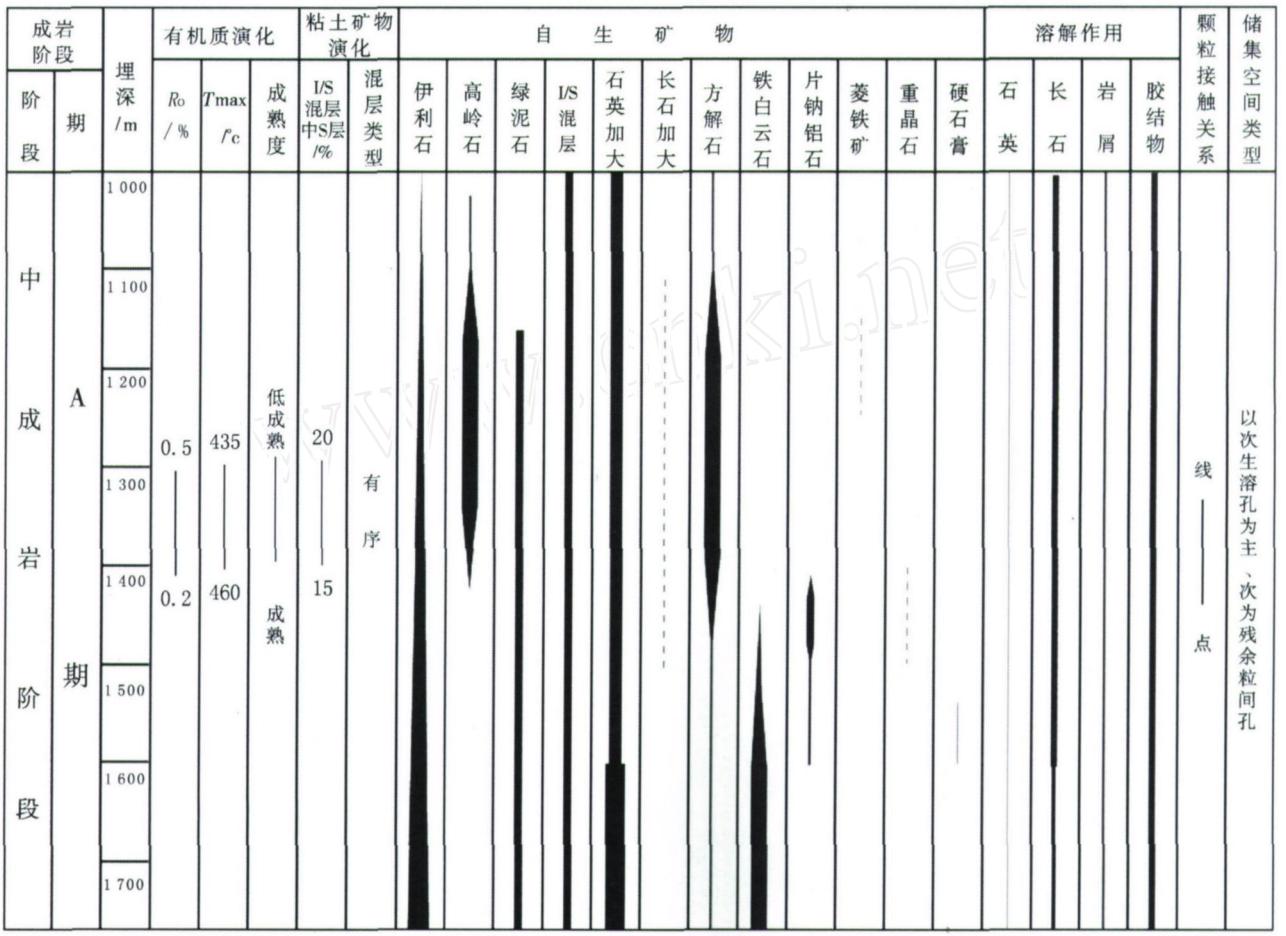


图 6　新立油田泉头组成岩作用阶段划分

Fig. 6　Diagenetic stages of the Quantou Formation in Xinli Oilfield

表 1　新立油田泉头组储层各类成岩储集相特征

Table 1　Characteristics of each diagenetic reservoir facies of the Quantou Formation in Xinli Oilfield

特　征	A 相	B 相	C 相	D 相
	不稳定组分强溶解次生孔隙成岩储集相	中等压实弱—中胶结混合孔隙成岩储集相	强压实中等胶结残余粒间孔成岩储集相	碳酸盐强胶结微孔隙成岩储集相
岩性	细砂岩、粗粉砂岩	细砂岩、中砂岩	粉砂岩	钙质砂岩
填隙物组合	石英加大、高岭石	石英加大、方解石、高岭石、菱铁矿、硬石膏、重晶石	石英加大、铁方解石、片钠铝石、铁白云石、高岭石	亮晶方解石
压实作用	中等	中等	强烈	弱
胶结作用	弱	弱—中等	中等	强
溶解作用	强	中等	弱	弱
储集空间类型	粒间及粒内溶孔	残余粒间孔、粒间及粒内溶孔	残余粒间孔	残余粒间孔、晶间孔、微孔
孔隙度/%	25.0 ~ 31.5	17.5 ~ 24.5	12.2 ~ 18.0	1.8 ~ 8.2
渗透率/$10^{-3}\mu m^2$	53.22 ~ 340.4	11.03 ~ 30.10	0.39 ~ 8.6	0.01 ~ 0.24
排驱压力/MPa	0.070	0.070 ~ 0.139	0.206 ~ 1.392	7.086 ~ 16.612
最大孔喉半径/μm	10.5	7.5	3.5	0.5
储层类型	Ⅰ类中孔中渗	Ⅱ类中—低孔低渗	Ⅲ类中—低孔特低渗	Ⅳ类特低孔特低渗

© 1994-2008 China Academic Journal Electronic Publishing House. All rights reserved.　http://www.cnki.net

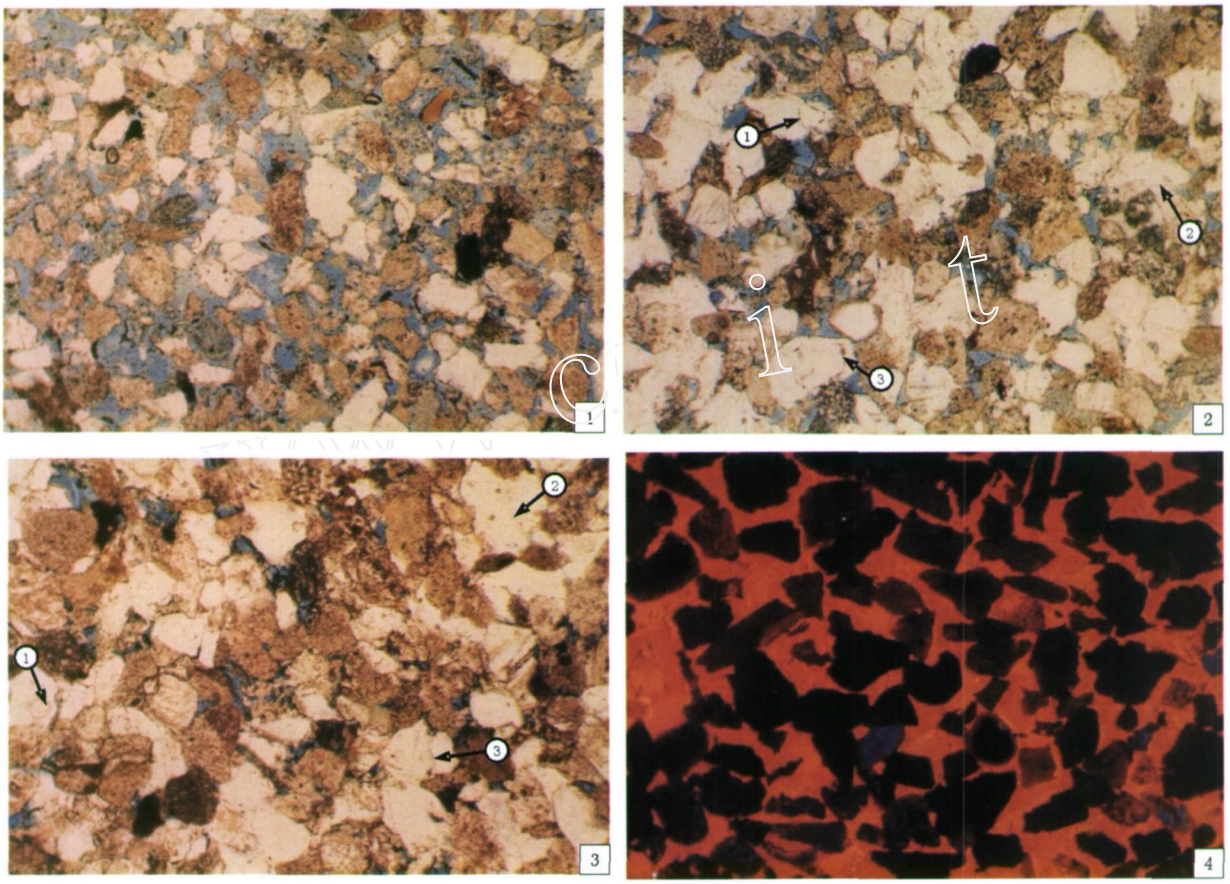


图 7 新立油田泉头组成岩储集相显微照片

Fig. 7 Microphotographs of diagenetic reservoir facies of the Quantou Formation in Xinli Oilfield

1—A相，蓝色铸体代表孔隙，溶解作用强烈，溶孔发育，连通性好，粒间少量含铁白云石和高岭石，高孔中渗，孔隙度 31.50%，渗透率 340.4 ×10⁻³ μm²，排驱压力 0.070 MPa，吉 1-12井，细砂岩，1 149.60 m，泉头组四段，单偏光，×52；2—B相，蓝色铸体代表残余粒间孔及粒间溶孔，石英加大，粒间高岭石及少量方解石，图中①②③为石英次生加大边，中孔低渗，孔隙度 19.0%，渗透率 30.1 ×10⁻³ μm²，排驱压力 0.070 MPa，吉 7-18井，细砂岩，1 173.56 m，泉头组四段，单偏光，×52；3—C相，蓝色铸体代表残余粒间孔，石英加大及铁白云石胶结，图中①②③为石英次生加大边，低孔特低渗，孔隙度 12.0%，渗透率 0.86 ×10⁻³ μm²，让 34井，中砂岩，1 448.86 m，泉头组四段，单偏光，×52；4—D相，红色为亮晶方解石胶结，孔隙不发育，为特低孔特低渗，孔隙度 1.8%，渗透率 0.01 ×10⁻³ μm²，排驱压力 16.612 MPa，吉 10-17井，钙质细砂岩，1 168.55 m，泉头组四段，阴极发光，×72

6.2 储集空间演化模式

沉积环境、成岩环境、成岩作用等因素严重影响着储层孔隙的形成，沉积物不同其孔隙演化也有差别（胡明毅等，1994）。本区泉头组储层砂岩在埋藏成岩过程中，由于受各种成岩作用的改造，其储集空间经历了复杂的演化（图 8）。

1）随着储层埋深增大，机械压实作用进一步增强，因而原生粒间孔隙不断遭受破坏，形成缩小的粒间孔；同时由于中—强的压实作用，刚性的碎屑如长石和石英破碎，形成粒内微裂缝。长石沿解理缝和双晶缝裂开，为酸性孔隙流体进入发生溶蚀创造了条件。

2）由于胶结作用和各种自生矿物的充填作用，使原生粒间孔隙空间不断减少，形成胶结后的残余粒间孔。

3）溶解作用形成了部分次生溶孔。长石和岩屑的部分溶解形成粒内溶孔，完全溶解则形成铸模孔。方解石胶结物则形成粒间胶结物溶孔。碎屑颗粒（主要是长石和岩屑）和粒间胶结物发生大规模溶解则形成超大溶孔。

4）各种自生矿物（如石英次生加大、自生石英、铁方解石、铁白云石、片钠铝石、高岭石等）的析出作用。这些自生矿物不仅充填粒间孔隙，也

© 1994-2008 China Academic Journal Electronic Publishing House. All rights reserved. http://www.cnki.net

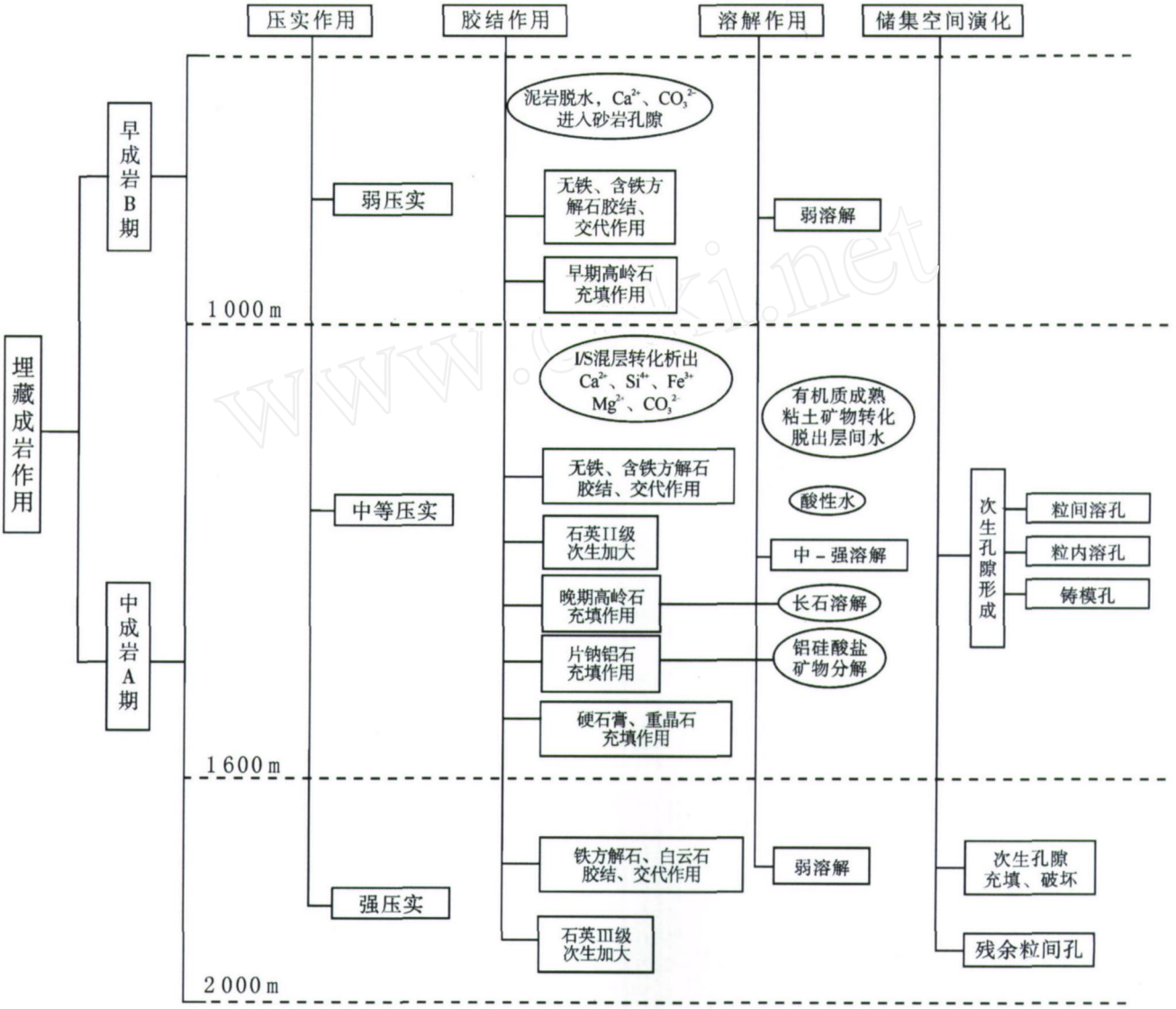


图 8　新立油田泉头组储集空间演化模式

Fig. 8　Reservoir space evolution of the Quantou Formation in Xinli Oilfield

往往充填溶解作用形成的次生孔隙，而使部分次生孔隙遭受破坏。

7　结论和认识

通过对泉头组成岩作用、储集空间、成岩储集相及储集空间演化的研究，得出以下结论和认识。

1）本区泉头组储层成岩作用强烈，使储集性变差的成岩作用有压实作用、胶结作用及交代作用，而溶解作用是使储集性能变好的成岩作用类型。

2）成岩阶段划分研究表明：本区泉头组储层处于中成岩 A期，储集空间类型以次生溶孔为主，并有少量残余粒间孔。

3）根据成岩作用及其特有的储集空间组合，将泉头组储层划分为 A、B、C、D 4种成岩储集相。其中，A相储集物性相对较好，属中孔—中渗储层；B相次之，为中—低孔低渗储层；C相较差，为中—低孔特低渗储层；D相最差，为特低孔特低渗储层。

4）综合成岩作用类型、成岩阶段划分、成岩演化序列及储集空间类型，归纳了研究区储集空间演化模式，为在低孔低渗储层中预测有利成岩储集相带及次生孔隙发育段提供了研究思路和地质依据。

© 1994-2008 China Academic Journal Electronic Publishing House. All rights reserved.　http://www.cnki.net

参 考 文 献

陈丽华,赵澄林,纪友亮,等. 1999. 碎屑岩天然气储集层次生孔隙的三种成因机理[J]. 石油勘探与开发,26(5):77 - 79.

陈烨菲,彭仕宓,钟显彪,等. 2003. 松辽盆地四五家子油田下白垩统泉头组沉积相[J]. 古地理学报,5(3):316 - 327.

戴启德,纪友亮. 1996. 油气储层地质学[M]. 山东东营:中国石油大学出版社,1 - 184.

冯增昭,王英华,刘焕杰,等. 1994. 中国沉积学[M]. 北京:石油工业出版社,1 - 895.

冯增昭. 1993. 沉积岩石学(第二版)[M]. 北京:石油工业出版社,84 - 178.

胡明毅,朱叫德,郭成贤. 1994. 湖南石门地区中上寒武统成岩作用及储层特征[J]. 石油学报,15(3):35 - 41.

鞠俊成,张凤莲,喻国凡,等. 2001. 辽河盆地西部凹陷南部沙三段储层沉积特征及含油气性分析[J]. 古地理学报,3(1):63 - 70.

彭仕宓,黄述旺. 1998. 油藏开发地质学[M]. 北京:石油工业出版社,50 - 56.

张兴金,杨清彦,马世忠. 1994. 朝阳沟油田扶余油层曲流河沉积微相及测井相研究[J]. 大庆石油学院学报,18(1):17 - 22.

赵澄林,刘孟慧,纪友亮. 1992. 东濮凹陷下第三系碎屑岩沉积体系与成岩作用[M]. 北京:石油工业出版社,56 - 60.

赵澄林,朱筱敏. 2001. 沉积岩石学(第三版)[M]. 北京:石油工业出版社,1 - 403.

郑浚茂,庞明. 1989. 碎屑储集岩的成岩作用研究[M]. 武汉:中国地质大学出版社,1 - 133.

References

Chen Lihua, Zhao Chenglin, Ji Youliang, *et al* 1999. Three formation mechanisms of secondary porosity in clastic gas reservoir rocks[J]. Petroleum Exploration and Development, 26(5):77 - 79 (in Chinese with English abstract).

Chen Yefei, Peng Shimi, Zhong Xianbiao, *et al* 2003. Sedimentary facies of the Quantou Formation of Lower Cretaceous at Siwujiazi Oilfield of Songliao Basin[J]. Journal of Palaeogeography, 5(3):316 - 327 (in Chinese with English abstract).

Dai Qide, Ji Youliang 1996. Oil-gas Reservoirs Geology[M]. Shandong Dongying: China University of Petroleum Press, 1 - 184 (in Chinese).

Feng Zengzhao, Wang Yinghua, Liu Huanjie, *et al* 1994. Sedimentology in China[M]. Beijing: Petroleum Industry Press, 1 - 895 (in Chinese).

Feng Zengzhao. 1993. Sedimentary Petrology (Second Edition)[M]. Beijing: Petroleum Industry Press, 84 - 178 (in Chinese).

Hu Mingyi, Zhu Jiaode, Guo Chengxian. 1994. Diagenesis and reservoir characteristic of Middle-Upper Cambrian in Shimen region, Hunan Province[J]. Acta Petrolei Sinica, 15(3): 35 - 41 (in Chinese with English abstract).

Ju Juncheng, Zhang Fenglian, Yu Guofan, *et al* 2001. Depositional characteristics and hydrocarbon accumulation of the third member of Shahejie Formation reservoir in the southern West Depression, Liaohe Basin[J]. Journal of Palaeogeography, 3(1): 63 - 70 (in Chinese with English abstract).

Peng Shimi, Huang Shuwang 1998. Reservoir Development Geology[M]. Beijing: Petroleum Industry Press, 50 - 56 (in Chinese).

Schmidt V, McDonald D A. 1979. Secondary reservoir porosity in the course of sandstone diagenesis[J]. AAPG Continuing Education Course Note Series, NO. 12.

Zhang Xingjin, Yang Qingyan, Ma Shizhong 1994. Study on the depositional microfacies and electrofacies in Fuyu reservoir of Chaoyanggou Oilfield[J]. Journal of Daqing Petroleum Institute, 18(1):17 - 22 (in Chinese with English abstract).

Zhao Chenglin, Liu Menghui, Ji Youliang 1992. Clastic Sedimentary System and Diagenesis of Paleogene in Dongpu Depression[M]. Beijing: Petroleum Industry Press, 56 - 60 (in Chinese).

Zhao Chenglin, Zhu Xiaomin. 2001. Sedimentary Petrology (Third Edition)[M]. Beijing: Petroleum Industry Press, 1 - 403 (in Chinese with English abstract).

Zheng Junmao, Pang Ming 1989. Diagenesis of Clastic Reservoir[M]. Wuhan: Press of China University of Geosciences, 1 - 133 (in Chinese).

(责任编辑 王海华)

© 1994-2008 China Academic Journal Electronic Publishing House. All rights reserved. http://www.cnki.net