

文章编号: 0253-9985(2001)01-0078-04

准噶尔盆地西北缘二叠系储层特征及分类

李 嵘

(国土资源部成都地质矿产研究所, 四川成都 610082)

摘要: 准噶尔盆地西北缘二叠系储层包括了砂砾岩、火山碎屑岩和火山岩两大类, 总体上属于低-中孔渗储层, 但孔隙度、渗透率的分布较为分散, 显示了二叠系储层物性的非均质特征。碎屑岩储层中主要的储集空间为剩余粒间孔隙以及在此基础上扩大溶蚀的孔隙; 火山岩储层中则以火山岩基质溶蚀孔为主, 构造缝、溶蚀缝次之。次生溶蚀孔隙是形成高质量储层的重要组成部分。研究发现, 次生孔隙发育带与地层沉积间断密切相关。通过对储层物性和孔隙结构等8个参数变量采用Q型因子分析后, 确定了孔隙度下限为9%, 碎屑岩储层的渗透率下限为 $0.2 \times 10^{-3} \mu\text{m}^2$, 火山岩储层的渗透率下限为 $0.2 \times 10^{-3} \mu\text{m}^2$ 。以此为标准可将二叠系碎屑岩储层和火山岩储层划分为4类。

关键词: 准噶尔盆地; 次生孔隙; 沉积间断; 储层分类

作者简介: 李嵘, 男, 34岁, 副研究员, 沉积储层

中图分类号: TE122.2 文献标识码: A

研究区位于准噶尔盆地西北缘的西南段, 北起克拉玛依断裂, 南至车3拐3井一线, 东界至五八区的201鼻隆, 西界至红车断裂, 包括小拐-新光断四、中拐凸起和五八区等构造单元。大地构造上处于西准噶尔褶皱带与准噶尔地块的结合部。目的层二叠系为准噶尔盆地演化发展过程中前陆盆地阶段早-中晚期的沉积。

1 储集岩特征

1.1 储集空间

1.1.1 砂砾岩和火山碎屑岩

砂砾岩和火山碎屑岩的储集空间是以孔隙为主, 主要包括以下几种类型: (1) 剩余粒间孔隙是指经历压实缩小以及胶结物充填后剩余的粒间孔隙, 是分布最广泛的一类储集空间; (2) 粒间溶蚀扩大孔隙是在原生粒间孔隙或剩余粒间孔隙的基础上, 由于粒间孔周围的支撑颗粒边缘以及粒间填隙物的溶蚀而形成, 此类孔隙的发育常集中在一定的部位, 形成高孔层段以及高孔渗区带; (3) 粒内溶孔、微裂缝及溶蚀缝为次要储集空间, 大部分的裂缝均已充填, 但仍保存了部分开启缝。

1.1.2 火山岩

(1) 原生气孔: 大多为部分充填及全充填或经历过多次充填、溶蚀过程后仍保留剩余的孔隙。

(2) 基质溶蚀孔: 火山岩基质中的微晶长石和玻璃质经脱玻化、水化等作用形成微晶的绿泥石及其它铝硅酸盐矿物, 这些过渡型组分很容易被溶蚀, 形成基质溶孔。此类孔隙为本区火山岩中最主要的孔隙类型。

(3) 斑晶内溶孔: 主要为长石斑晶溶孔及其它暗色矿物斑晶溶孔。

(4) 裂缝: 包括构造缝和溶蚀缝。此类裂缝在本区较为发育, 是火山岩储层储、渗性好坏的决定性因素。

1.2 物性特征

1.2.1 孔隙度、渗透率

研究区76口井19700余个样品的岩芯分析结果表明, 本区储层的孔隙度主要分布在5%~15%之间, 渗透率分布较为分散。主要为 $0.1 \times 10^{-3} \sim 0.5 \times 10^{-3} \mu\text{m}^2$, $1 \times 10^{-3} \sim 10 \times 10^{-3} \mu\text{m}^2$ 及大于 $10 \times 10^{-3} \mu\text{m}^2$ 三个区域。总体来说, 应属于低-中孔、渗储层。孔、喉的分布状况具明显的非均质性。储集层的孔、渗相关关系较差, 其中, 碎屑岩的孔、渗相关系数为0.60, 火山岩的孔、渗相关系数仅为0.455, 表现了次生孔隙及裂缝发育导致的孔喉连通情况复杂的特点。尤其对火山岩储层来说, 它的渗透性更多地受裂缝控制。

1.2.2 孔隙结构

335个样品的孔隙结构参数的统计分析表明, 储集岩的孔喉半径从0.04~27.30 μm , 平均0.44 μm , 最大连通孔喉半径0.08~181.29 μm , 平均2.37 μm , 以

小孔喉为主并与超大孔喉构成组合。

2 影响因素

储层质量是储集岩的沉积特征、成岩作用以及区域地质事件的综合结果。现就影响储层质量的因素进行如下讨论。

2.1 沉积岩相

由图1和图2可见本区各种岩类储层的孔隙度分布特征及其与沉积岩相的密切关系。对碎屑岩储层来说,扇三角洲相的砂砾岩、含砾砂岩的平均孔隙度一般大于10%,冲积扇、河流相的砾岩和砂岩较差。在火山岩-火山碎屑岩中,火山沉积岩

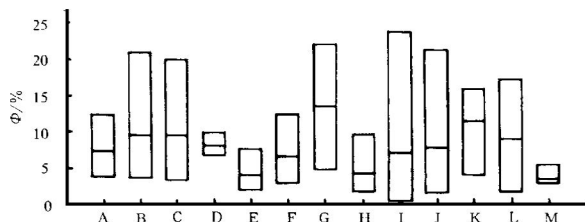


图1 各类岩性的孔隙度分布

Fig. 1 Distribution of porosities in different recks

A—砾岩; B—砂砾岩; C—含砾岩屑砂岩; D—岩屑砂岩; E—长石岩屑砂岩; F—岩屑长石砂岩; G—凝灰岩; H—沉凝灰岩; I—玄武岩; J—安山岩; K—火山角砾岩; L—英安岩; M—流纹岩

和近火山相的凝灰岩、火山角砾岩较好,玄武岩、安山岩等次之。

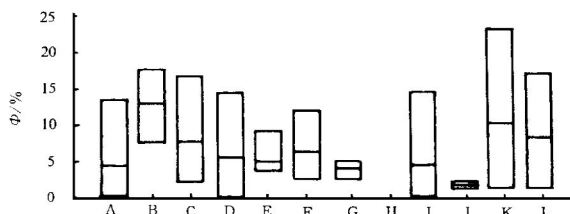


图2 各类沉积环境和火山岩相的孔隙度分布

Fig. 2 Distribution of porosities in different sedimentary environments and volcanic rock facies

A—扇三角洲前缘; B—扇三角洲平原; C—扇缘; D—扇顶; K—扇中; F—扇根; G—河流; H—滨湖; I—溢流; J—一次火山岩; K—火山沉积; L—近火山口

2.2 溶蚀作用

统计表明,研究区各井的孔隙度和渗透率分布与埋深没有明显关系,胶结物含量的多少,即充填作用的强弱,对二叠系碎屑岩储层质量影响也不大。而从孔隙度和渗透率的纵向分布特征可看出,大部分井均见有明显的次生孔隙发育带。这些次生孔隙带往往与地层沉积间断有关,一般在间断面之下100 m以内发育。从图3即可见到808井3 100~3 150 m之间,拐13、拐3和拐10井的上乌尔禾组与佳木河

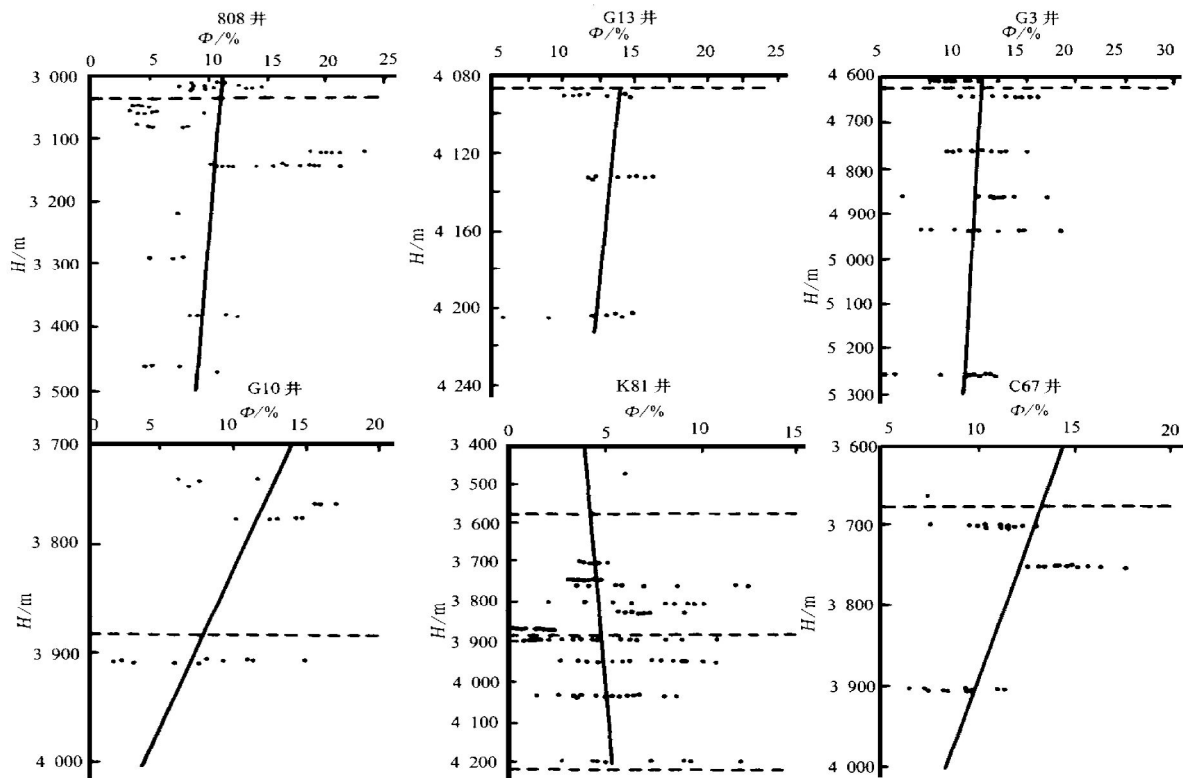


图3 五一八区至小拐地区孔隙度与埋深关系图

Fig. 3 Relationship between porosity and buried depth in 5-8 block and Xiaoguai area

组界面附近存在次生孔隙带, 以及克 81 井夏子街组(P_{2x})和风城组(P_{2f})、车 67 井井深 3 750 m 附近的高孔带均与沉积间断有关(图 3)。

3 评价

储层评价实际上是要解决两方面的问题, 一是确定储层下限, 划分储集岩与非储集岩; 二是对储层进行分类评价。

3.1 储层下限和分类界限

根据上述分析, 我们选择了渗透率、孔隙度、孔喉均值、孔喉分选系数、孔喉分布的偏态、变异系数、最小非饱和孔隙体积百分比以及最大连通孔喉半径等 8 个反映储层特征的参数, 对 92 个样品进行了 Q 型因子分析^[2], 得到两个主因子载荷值(F_1 , F_2)。这两个主因子的载荷平面图见图 4。可将 92 个样品分成 4 个集团, 即 4 类。结合本区已有钻井的产油情况, 可将储层孔隙度下限定为 9% (图 4, 表 1)。

3.2 储层分类

根据本区两大类储集岩的岩类和储集空间类

型差异, 孔渗相关关系特征以及上述油层物理参数 Q 型因子分析的综合结果, 我们将本区二叠系碎屑岩、火山岩储层分别划分为 4 类(表 2, 3)(图 5)。

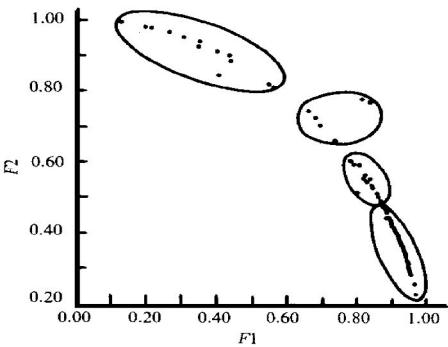


图 4 样品的 Q 型主因子载荷平面图

Fig. 4 Load diagram of Q-mode principal factor in samples

3.2.1 碎屑岩储层

I 类 高孔中渗型: 为本区最好储层, 渗透率 $K > 2 \times 10^{-3} \mu m^2$, 孔隙度 $\Phi > 18\%$, $K/\Phi > 0.11$, 最大连通孔喉半径 $> 1.3 \mu m$, 且孔喉分选较好。此类储层在本区二叠系储层中较少见, 仅在 537 井, 克 010 井和拐 114 井的上乌尔禾组及 571 井的佳木河组中段见有少量发育。

表 1 样品分类表

Table1 Classification of specimens

特征参数	样品类型			
	I	II	III	IV
孔隙度/ %	16.4~ 21.22 (19.19)	10.9~ 19.06 (15.04)	4.70~ 18.75 (12.32)	2.09~ 15.32 (9.88)
渗透率/ $10^{-3} \mu m^2$	0.138~ 8.52 (1.954 58)	0.0583~ 3.14 (0.765 66)	0.0576~ 0.88 (0.291 05)	0.001 7~ 1.4 (0.277 92)
孔喉均值	9.04~ 11.38 (10.50)	9.84~ 12.31 (11.31)	11.39~ 12.88 (12.17)	11.13~ 13.43 (12.69)
分选系数	1.07~ 3.07 (1.79)	0.64~ 1.99 (1.46)	0.85~ 2.11 (1.60)	0.72~ 2.53 (1.46)
偏态	- 2.43~ 0.11 (- 0.63)	- 1.99~ 0.48 (- 0.77)	- 2.72~ 0.21 (- 1.46)	- 4.13~ - 0.51 (- 2.06)
变异系数	0.10~ 0.31 (0.17)	0.05~ 0.18 (0.13)	0.07~ 0.17 (0.13)	0.05~ 0.23 (0.12)
最大孔喉半径/ μm	0.08~ 11.20 (1.85)	0.10~ 2.47 (0.84)	0.09~ 1.34 (0.56)	0.08~ 1.58 (0.46)
最小非饱和度/ %	5.20~ 17.03 (11.56)	19.01~ 25.55 (21.19)	17.83~ 40.48 (31.60)	29.12~ 69.56 (54.82)

表 2 碎屑岩储层分类评价表

Table 2 Classified assessment of clastic rock reservoirs

类 别	I 类储层	II 类储层	III 类储层	IV 类储层
渗透率/ $10^{-3} \mu m^2$	> 2	0.6~ 2	0.2~ < 0.6	< 0.2
孔隙度/ %	> 18	12~ 20	7~ 15	< 9
孔喉均值	< 11	11~ 12	> 12 ~ 13	> 13
分选系数	> 2	1.7~ 2	1.5~ < 1.7	< 1.5
偏态	$> - 0.8$	- 1.3~ - 0.8	- 1.7~ $< - 1.3$	$< - 1.7$
变异系数	> 0.2	0.15~ 0.2	0.12~ < 0.15	< 0.12
最大连通孔喉半径/ μm	> 1.3	0.9~ 1.3	0.5~ < 0.9	< 0.5
最小非饱和孔隙体积百分数/ %	< 17	17~ 37	> 37 ~ 49	> 49

表 3 火山岩储层分类评价表

Table 3 Classified assessment of volcanic rock reservoirs

类 别	I 类储层	II类储层	III类储层	IV类储层
渗透率/ $10^{-3}\mu\text{m}^2$	> 0.4	$0.2\sim 0.4$	$0.1\sim < 0.2$	< 0.1
孔隙度/ $\%$	> 18	$12\sim 20$	$7\sim 15$	< 9
孔喉均值	< 11.46	$11.46\sim 11.54$	$> 11.54\sim 11.58$	> 11.58
分选系数	> 2	$1.95\sim 2$	$1.92\sim < 1.95$	< 1.92
偏态	> -1.43	$-1.71\sim -1.43$	$-1.98\sim < -1.43$	< -1.98
变异系数	> 0.18	$0.17\sim 0.18$	$0.16\sim < 0.17$	< 0.16
最大连通孔喉半径/ μm	> 1.2	$1.13\sim 1.2$	$1.1\sim < 1.13$	< 1.1
最小非饱和孔隙体积百分数/ $\%$	< 17	$17\sim 37$	$> 37\sim 49$	> 49

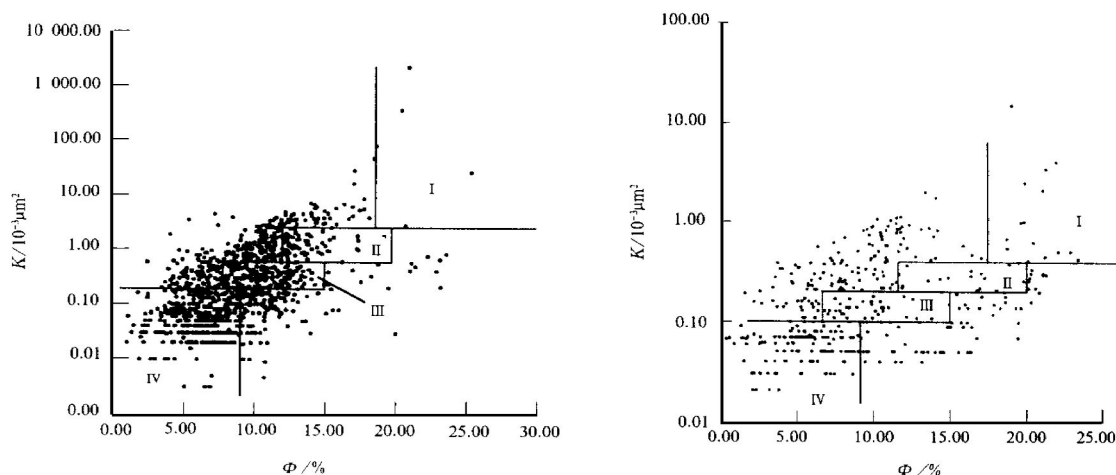


图 5 碎屑岩、火山岩储层分类图

Fig. 5 Classification of elastic and volcanic rock reservoirs

II类 中孔低渗型: 为本区中等储层, 渗透率 $0.6 \times 10^{-3} \sim 2 \times 10^{-3} \mu\text{m}^2$, $K/\Phi = 0.05$, 孔隙度 $12\% \sim 20\%$, 最大连通孔喉半径 $0.9 \sim 1.3 \mu\text{m}$, 孔喉分选中等, 细歪度。此类储层全区几乎所有层位均见有, 但主要分布在上乌尔禾组中, 分布的井区有: 克 003, 克 010, 克 011, 克 76, 克 79, 克 101, 克 102, 克 103, 拐 10, 555, 537, 533, 检乌 25 井; 另外, 此类储层也发育在佳木河组中、上段。

III类 低孔低渗型: 在本区普遍存在, 渗透率 $0.2 \times 10^{-3} \sim 0.6 \times 10^{-3} \mu\text{m}^2$, 孔隙度 $7\% \sim 15\%$, $K/\Phi = 0.03$, 最大连通孔喉半径 $0.5 \sim 0.9 \mu\text{m}$, 孔喉分选中等, 细歪度。此类储层分布较广, 主要见于佳木河组上、中段和上乌尔禾组、风城组, 其它各组仅在个别井中有见。

IV类 非储层: 渗透率 $< 0.2 \times 10^{-3} \mu\text{m}^2$, 孔隙度 $< 9\%$, $K/\Phi < 0.02$, 极细歪度, 最大连通孔喉半径 $< 0.5 \mu\text{m}$ 。

3.2.2 火山岩储层

总体上应属于致密储层, 根据本区情况可分 4 类。

I 类 高孔低渗型: 为本区火山岩中较好的储层。孔隙度 $> 18\%$, 渗透率 $> 0.4 \times 10^{-3} \mu\text{m}^2$, 最大连通孔喉半径 $> 1.2 \mu\text{m}$, 且孔喉分选较好, 此类储层较为少见。主要分布在 480 井, 806 井, 808 井的佳木河组上段, 岩性主要为凝灰质火山角砾岩及少量的流纹岩; 拐 3 井的佳木河组中段有少量玄武岩和岩屑凝灰岩储层属此类。

II类 中孔低渗型: 孔隙度中等, 渗透率为 $0.2 \times 10^{-3} \sim 0.4 \times 10^{-3} \mu\text{m}^2$, 最大连通孔喉半径 $1.13 \sim 1.20 \mu\text{m}$ 。这类储层本区也不多见, 主要分布在 480 井, 482 井, 806 井, 808 井, 809 井和检乌 27 井的佳木河组上段, 以及 558 井和 590 井的佳木河组中段。主要为火山角砾岩和流纹岩。

III类 较差储层: 孔隙度 $7\% \sim 15\%$, 渗透率 $0.1 \times 10^{-3} \sim 0.2 \times 10^{-3} \mu\text{m}^2$, 最大连通孔喉半径 $1.10 \sim 1.13 \mu\text{m}$ 。此类储层在本区较普遍, 但主要见于佳木河组中、上段, 岩性包括各类火山岩。594 井和 574 井的佳木河组下段玄武岩以及克 81 井的风城组中见有少量发育。

(下转第 87 页)

DIAGENESIS OF RESERVIORS IN FUYU AND YANGDACHENGZI OF SANZHAO REGION

Wang Baoqing¹ Xu Wenfa² Liu Zhanli² Kong Fanzhong²

Chang Zhongyuan² Wang Chunrui²

(1. Research Branch of Petroleum Geology, Xi'an Petroleum Institute, Xi'an, Shaanxi;

2. Exploration and Development Institute, Daqing Oilfield Company, Daqing, Heilongjiang)

Abstract: The reservoir rocks of Lower Cretaceous Fuyu and Yangdachenzi unites were deposited in channels on the deltaic flood plain in Sanzhao area. The reservoir rocks mainly consist of fine lithic arkose and feldspathic litharenite with abundant matrix. Porosity ranges from 1% to 21.3%, with a mean of 10.9%. Permeability ranges from 0.01×10^{-3} to $289 \times 10^{-3} \mu\text{m}^2$ with a mean of $1.53 \times 10^{-3} \mu\text{m}^2$. Main diagenesis includes compaction, cementation, dissolution, replacement and recrystallization. According to the texture; cathodoluminescence characteristics, carbon and oxygen isotopic composition, the contents of the main and trace elements, calcite cement formed in reducing condition during early diagenesis. Precipitation of calcite cement caused the decrease of porosity in sediments. Porosity formed by feldspar and intermediate/basic volcanic rock fragment dissolution makes up about one third of the whole porosity. Most smectite and kaolinite already changed into illite and chlorite, or mixed layered illite/smectite(I/S) and chlorite/smectite(C/S). Most changes of reservoir rocks occurred during early diagenesis.

Key words: reservoir rock; compaction; cementation; dissolution; diagenetic stage

(上接第 81 页)

IV类 非储层: 孔隙度 $< 9\%$, 渗透率 $< 0.1 \times 10^{-3} \mu\text{m}^2$ 。

应该说明的是, 以上是针对孔隙型储层的分类, 对裂缝型, 裂缝-孔隙型储层有待进一步的研究。

参 考 文 献

- 1 黄凯, 赖世新, 陈景亮, 等. 准噶尔盆地二叠系含油气系统类型及展布[J]. 新疆石油地质, 1999, 20(4): 287~292
- 2 赵旭东. 石油数学地质概论[M]. 北京: 石油工业出版社, 1992

CHARACTERISTICS AND CLASSIFICATION OF PERMIAN RESERVOIRS IN NORTHWESTERN MARGIN OF JUNGGAR BASIN

Li Rong

(Chengdu Institute of Geology and Mineral Resources, Chengdu, Sichuan)

Abstract: Permian reservoirs in northwestern margin of Junggar Basin include sandstone, conglomerate, volcanic clastic rock and volcanic rock with low-medium porosity and permeability. The disperse distribution of porosity and permeability reveals the heterogeneity of the reservoir physical property. The pore spaces are mainly residual intergranular porosity, dissolution porosity in clastic rock reservoir, dissolution matrix porosity and fractures in volcanic reservoirs. Secondary dissolution porosity plays the key role of reservoir quality. The development of secondary porosity is closely related to depositional hiatus. Based on Q-mode factor analysis of eight variables of rock physical property and pore configuration, it is suggested that the lower limit of porosity is 9%; the lower limit of permeability of clastic rocks is $0.2 \times 10^{-3} \mu\text{m}^2$; the lower limit of the permeability of volcanic rocks is $0.2 \times 10^{-3} \mu\text{m}^2$. The Permian reservoirs could be divided into four types accordingly.

Key Words: Junggar Basin; secondary porosity; depositional hiatus; classification