

克拉玛依油田八区下乌尔禾组油藏的 孔隙结构与动态特征

罗平 邓恂康 罗蛰潭*

(成都地质学院)

下乌尔禾组砾岩储层的孔隙结构复杂,具有微观和宏观的特殊非均质性。这种非均质性表现在岩样空气渗透率波动大,油井测试数据计算的渗透率值大于岩样测量值和毛管压力曲线呈现双峰和三峰型。这种非均质性使得岩样测量物性值难以用于估测油藏的开发动态,也影响到人们对油层渗流过程的认识。

本文试图通过观察岩芯孔隙宏观分布、分析毛管压力曲线结合渗流力学的基本原理和油井测试分析等手段,以期揭示砾岩的孔隙结构与油藏动态特征之间的内在联系。

一、孔隙类型

八区下乌尔禾组砾岩储层的孔隙全为次生类型。对照施密特和麦克唐纳^[1]的砂岩孔隙成因分类方案,下乌尔禾组砾岩也可划分出五种类似的次生孔隙结构——粒间孔隙结构、特大孔隙结构、印模孔隙结构、组内内孔隙结构和裂隙孔隙结构。其中以组内内孔隙结构最为发育;印模孔隙结构次之。

按照皮特曼^[2]的孔隙几何分类方案,该砾岩亦可分出四种孔隙结构——粒间孔隙结构、溶蚀孔隙结构、微孔隙结构和裂缝孔隙结构,其中以溶蚀孔隙结构和微孔隙结构为主,极少粒间孔隙结构。

皮特曼定义孔隙半径分选好的粒间孔隙系统为粒间孔隙结构;孔隙半径分选差的孔隙系统为溶蚀孔隙结构;孔隙半径小于 $0.5\mu\text{m}$ 的孔隙系统为微孔隙结构。

前者的成因分类与后者的几何分类相互重叠。前者着重于孔隙成因的地质意义,后者强调了孔隙几何形状对渗流作用的物理意义。现将两种分类列于表1,以便比较。

控制储层孔隙连通性的是喉道^[1]。砾岩储层的喉道特征部分同于砂岩,部分类似碳酸盐岩。其类型有:孔隙缩小部分的喉道、孔隙变断面收缩部分的喉道、晶间隙形成的片状、弯片状喉道,和毛管束状喉道。另外该砾岩还有一种毛管束脉状网络。

以管束状喉道和片状喉道为主的砾岩其渗透性极低,一般小于 1md ,部分小于 0.01md 。以变断面收缩部分为喉道的砾岩较前者高;但自生绿泥石往往在喉道处径向

*研究生罗平之导师

1) 罗蛰潭等, 1979, 碳酸盐岩孔隙结构, 石油工业部《油田开发理论进修班》专题讲座。

“合拢”或搭桥式生长,降低了孔隙的连通性,因此岩石空气渗透率一般不超过4 md。

表1 八区下乌尔禾组孔隙结构一览表(参考K.R.Frech, 1983^[1])

次生孔隙的一般分类

孔隙结构	沉积物溶蚀孔	胶结物溶蚀孔	自生矿物溶蚀孔	粗集溶蚀孔
粒间结构	溶蚀, 火山岩岩屑、长石和细杂基 (粒间孔和溶蚀孔)	溶蚀, 方沸石胶结物 (粒间和溶蚀孔)	溶蚀, 细杂基内的次生沸石 (粒间和溶蚀孔)	溶蚀, 胶结物和杂基内沸石 (粒间和溶蚀孔)
扩大的粒间孔	溶蚀, 凝灰岩岩屑杂基 (溶蚀孔和粒间孔)			溶蚀, 粗杂基和胶结物及自生矿物 (粒间孔)
印痕结构	新印痕 溶蚀, 碎屑长石和岩屑 (溶蚀孔)		溶蚀, 交代物沸石 (溶蚀孔)	
自生矿物印痕		溶蚀, 沸石胶结物 (粒间和溶蚀孔)	溶蚀, 粒内、粒间沸石 (粒间、溶蚀和微孔)	
组分内结构	粒内 溶蚀, 火山岩岩屑、沉积岩岩屑、长石碎屑 (溶蚀孔和微孔)			
粗集内	溶蚀, 凝灰质粉砂和火山尘、火山玻璃 (微孔)			
自生矿物内		溶蚀, 沸石的一部分 (微孔)	溶蚀, 沸石的一部分 (微孔)	

二、孔隙群和孔隙区

(一) 孔隙群

实质上, 皮特曼所定义的四种孔隙类型意指岩石孔隙——喉道的组合网络系统, 已基本上脱离了单个孔隙的形态。

从渗流意义讲, 对单个孔隙的描述没有实用价值。储层孔隙——喉道网络群体及其空间分布和组合, 才是控制流体在储层中渗流的主要因素。施密特和麦克唐纳的孔隙分类偏重地质成因, 不适用于对油层动态的描述。而皮特曼的孔隙分类定义欠明确。为了能够鲜明地突出岩石的孔隙特征与油层渗流特征的内在联系, 有必要采用一个术语表征孔隙群体组合而成的决定储层渗流本质的孔隙——喉道网络系统。因此定义: 在多介质中, 由孔隙群体构成的具有同一渗流特征的孔隙-喉道网络系统称为孔隙群。

储层在成岩过程中, 其孔隙系统会发生一系列的变化, 但具同一性质的同一储层会发育相同的孔隙群。例如均质的石英砂岩可能发育一套以粒间孔隙为主的粒间孔隙群; 一种致密的碳酸盐岩有可能发育一套以裂缝孔隙为主的裂缝孔隙群; 如果储层遭受过强烈的溶蚀作用, 可能发育一套溶蚀孔隙群, 若后又受断裂活动作用, 那么会在溶蚀孔隙群的基础上增加一套裂缝孔隙群, 构成溶蚀孔隙群和裂缝孔隙群的复合孔隙系统, 渗流力学中称之为孔隙-裂缝型双重孔隙介质。

由于储层孔隙的成因多种多样, 自然条件下的孔隙系统也是多种多样的。根据皮特

受对于孔隙的基本认识,可将储层的孔隙归纳成四种基本孔隙群:粒间孔隙群、溶蚀孔隙群、微孔隙群和裂缝孔隙群。储层复杂的孔隙系统可视为这几种基本孔隙群的随机组合。

1. 粒间孔隙群 喉道半径分选好的,以粒间孔隙为主的孔隙系统称为粒间孔隙群。其喉道特征以变断面(碎屑岩)或以晶面片状(如白云岩)喉道为主。由于孔隙发育在颗粒之间(理想条件下,岩石很少杂基和胶结物),其形态只受颗粒格架的影响,所以喉道半径分选好,类型均一。

2. 溶蚀孔隙群 喉道半径分选差,孔隙形状不规则由溶蚀形成的孔隙系统称为溶蚀孔隙群。常见的非裂缝性碳酸盐岩储层多由这种溶蚀孔隙群组成。从地质成因上看,孔隙的类型多而杂(按施密特和麦克唐纳的观点);喉道类型以片状、弯片状和不规则状为主。

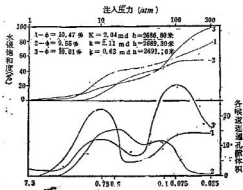


图1 多孔隙群组合的多峰毛管压力曲线
喉道半径单位: μm

多。裂缝孔隙群常与前三种孔隙群组成双重孔隙介质,甚至三重孔隙介质。

在面积有限的孔隙铸体薄片上,我们可以详尽地观察孔隙、喉道的大小和二维形态;在电子扫描显微镜下,可以看到孔隙的空间分布状况。但是这些手段只提供了具体直观的孔隙定性信息。毛管压力曲线能够定量地刻画储层的孔隙分布状况。将定性观察和定量统计结合,就能够划分出储集层的孔隙群类型及组合特征。

下乌尔禾组砾岩储层的孔隙网

3. 微孔隙群 小于 $0.5\mu\text{m}$

喉道半径的孔隙系统称为微孔隙群。这类孔隙群常与砂岩中的粘土矿物有关。致密碳酸盐岩也存在这类孔隙群。喉道类型常以毛细管束状为主。喉道半径小于 $0.5\mu\text{m}$ 的孔隙系统对液体的渗透没有贡献,只有当存在渗透能力更大的孔隙群,如裂缝孔隙群与之相组合时,它才能作为储层的有效储容单位。

4. 裂缝孔隙群 由裂缝连结组成的渗透网络称为裂缝孔隙群。裂缝的渗透能力一般很大,比它所赋存其中的基质的孔隙群大得

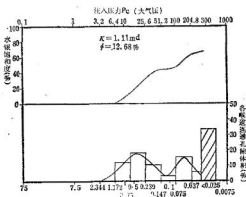


图2 粗微孔隙群与细微孔隙群组合的双峰孔分布曲线
(8045井, $h=2588.8\text{m}$), 孔喉半径单位: μm

络系统, 主要由次生的溶蚀孔隙群和微孔隙群组成。

经统计¹⁾, 在 300 余条的毛管压力曲线中, 90% 以上的曲线具多峰型 (图 1)。单峰型毛管压力曲线的砾岩, 岩性致密, 其 $>0.1\mu\text{m}$ 喉道半径的注入体积一般小于 10% 为非储层。这也意味着储层的曲线是多峰型的。砾岩毛管喉道半径峰

图 3 溶蚀孔隙群与细微孔隙群组合的双峰孔分布曲线 (8028 井, $h=2430.9\text{m}$): 孔喉半径单位, μm

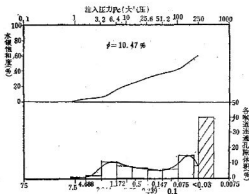
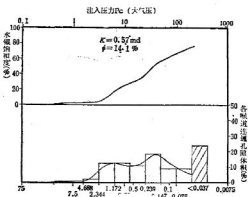
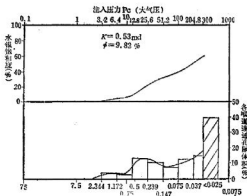


图 4 溶蚀孔隙群与粗微孔隙群组合的双峰孔分布曲线 (8850 井, $h=3111.18\text{m}$): 孔喉半径单位, μm



值分布范围在 $0.03-5\mu\text{m}$ 之间, 可分出三个明显的区间: (1) 小于 $0.04\mu\text{m}$, (2) $0.6-3\mu\text{m}$, (3) $0.25-0.4\mu\text{m}$ 。依据以上数值和曲线形态可确定砾岩储层的三个孔隙群 (图 2-5), 喉道半径峰值 $>0.5\mu\text{m}$ 的溶蚀孔隙群和喉道半径小于 $0.5\mu\text{m}$ 的微孔隙群; 其中 $0.1-0.5\mu\text{m}$ 区间定义为粗微孔隙亚群 (简称粗微孔隙), $<0.1\mu\text{m}$ 者定义为细微孔隙亚群 (简称细微孔隙)。溶蚀孔隙群主要由粒间和部分粒内的溶蚀孔隙结构组成 (施密特和麦克唐纳的分类观点), 微孔隙群以组内孔隙结构和铸模孔隙结构占优势。

图 5 多峰型中的三峰孔分布函数曲线 (8645 井, $h=2679.83\text{m}$): 孔喉半径单位, μm



1) 吴斌, 1980, 克拉玛依油田八区下乌尔禾组储集层孔隙结构特征, 新疆石油管理局勘探开发研究院。

(二) 孔隙区

为了能够刻画砾岩宏观范围的孔隙分布状况,定义三个相应的术语:(1)溶蚀孔隙区,(2)粗微孔隙区,(3)细微孔隙区。溶蚀孔隙区指岩石某一空间范围,它的孔隙系统由溶蚀孔隙群组成。余者类推。

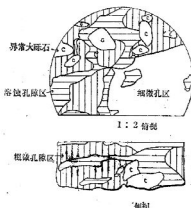


图6 8645井岩样素描

上面讨论了岩芯小范围的砾岩非均质性;在溶孔发育层段,还可以观察更大尺度的宏观非均质性。图7是8645井2682—2684米井段的孔隙群分布比例剖面,有10个孔隙小层,其中,溶孔区为主与粗微孔区组合的有5层,厚2.3米,占该段的58%;粗微孔区与细微孔区组合的占20%,三种孔隙区相混的占22%。较致密的薄层只0.2米厚夹于其他小层之间。从以上数据可看出剖面上砾岩的储集性质变化大,为跳跃式,在横向上,砾岩的储集性质变化也十分剧烈,夹于多孔层中的致密薄层在横向上延伸不过几十厘米,甚至几厘米可能过渡成以粗微孔群或溶蚀孔隙群为主的储集体。

四、单元宏观体与测量参数

在连续介质力学概念中,所谓单元宏观体^[4],是指它的体积与整个流动区域相比相当小,但与单个孔隙比较又足够大。单元宏观体具有在它的区域上所观测的各种参数平均值变化不大的性质。较严格的定义是:介质在 P 点的参数 $x(p)$,当体积逐步缩小, $\Delta u_i \rightarrow \Delta u_a$ 时(图8),参数

$$X_i(p) = \lim_{\Delta u_i \rightarrow \Delta u_a} X_i(\Delta u_i(p))$$

如图6所示,该砾岩孔隙系统复杂,可见到三个孔隙区。溶蚀孔隙区的孔隙个体大,具多孔外观,然而孔隙间的喉道狭窄;粗微孔区的孔隙明显变小,以针孔为主;细微孔区,坚硬致密,无孔可见。在三维空间上,三孔隙区相互交错,不具一定形态,常共生于一岩段。它们的随机搭配产生了下乌尔禾组砾岩的非均质性,可以预料这种随机组合势必对砾岩的常规物性测量值(ϕ , k 值波动大)、毛管压力曲线形态(表现为多峰型)和油井测试数据(表现为双重介质或多重介质型曲线)产生影响。

三、砾岩宏观非均质性

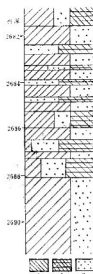


图7 孔隙区(群)的剖面分布

1.溶蚀孔隙群, 2.粗微孔隙群, 3.细微孔隙群

不会出现大的波动(即 $\geq \Delta u_0$ 的 Δu_i 具有几乎相同的参数平均值),那么 Δu_0 就是多孔介质在数学点 P 处的单元宏观体(或物理点)。如果 $\Delta u_i < \Delta u_0$ ($\Delta u_0 \neq 0$),则测量的各种参数产生很大的波动。

在实际工作中,当所取岩样体积大于单元宏观体 Δu_0 时(均质岩样一般都可达到),孔隙度和渗透率的测量值能代表均质地层的真实值。对于非均质性储层,当所取岩样体积大于 Δu_i 时,测量的参数开始变化。图8中,实线表示渗透率向高的方向变化,虚线表示向低的方向变化。

八区下乌尔禾组砾岩的非均质性,与J.贝尔^[4]所定义的有差别。单元宏观体的概念要扩展, Δu_0 应该延伸至 $\Delta u'_0$ (图9)。如图9所示,参数的波动区由两部分构成,一部分是微观作用区,另一部分是与该介质随机分布有关的“形状”因子作用区(相当于沃伦和鲁特^[5]所定义的形状因子 α)。

由于各孔隙区在岩石中是随机组合的,如果随机地在岩石中取一块样品,其体积为 Δu_i ($\Delta u_0 \leq \Delta u_i < \Delta u'_0$),那么将出现三种情况:(1) Δu_i 仅有一种孔隙群;(2) Δu_i 含有两个孔隙群;(3) Δu_i 含有三种孔隙群。因此用 Δu_i 样品测量油层参数会产生大的波动,难以代表岩石的真实平均值。

不管裂缝-孔隙组合的孔隙系统,还是双孔隙群孔隙系统,只有当 $\Delta u_i \geq \Delta u'_0$ 时,测量值才能代表地层平均值,在 $\geq \Delta u'_0$ 的区间内才能建立起双重孔隙介质的概念。

从表2可看出相隔仅0.25米的两个样品,它们的渗透率值相差两个数量级,这归

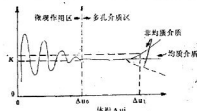


图8 渗透率和单元宏观体(参考J.贝尔图)

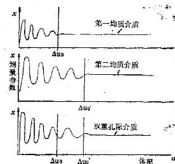


图9 双重孔隙介质单元宏观体的定义

表2

井号	井深(米)	孔隙度%	渗透率md
1W3	2710.25	9.78	14.4
	2710.50	8.5	0.116
1W22	2928.175	9.83	6.72
	2928.335	12.75	0.0728

因于取样的随机性,表明孔隙区的分布和比例控制了岩样渗透率,此外,岩样空气渗透率波动大和双峰毛管曲线多,三峰毛管曲线少的特征都反映该砾岩样品体积 Δu_i 为 $\Delta u_0 < \Delta u_i < \Delta u'_0$ 。

五、试井地质模型

如图10所示,储层由渗透性差别大的溶蚀孔隙群和粗微孔隙群组成,溶蚀孔隙群既有较高的导流能力又具有较大比例的储集空间;粗微孔隙群则略高或等于溶孔群,也有溶孔群比例大于粗微孔隙群的情形。毛管压力曲线资料和表2数据表明同一样品的两个峰值相距远,孔隙群之间的渗透率比值大,达两个数量级以上。因此可将具这种孔隙系统的岩石介质抽象成双重孔隙介质——孔隙群型双重孔隙介质,相应地三孔隙群构成的孔隙系统称为孔隙群型三重孔隙介质(图11)。

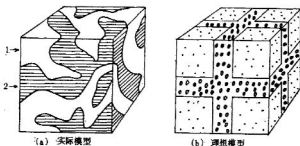


图10 双孔隙群模型 1.粗微孔隙群区, 2.溶蚀孔隙群区

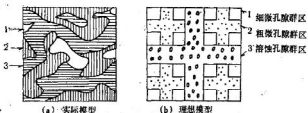


图11 三孔隙群模型

八区下乌尔禾组砾岩, 由于特殊的沉积环境和成岩作用¹⁾, 在砾岩中产生了两种或三种储集性质明显差异的孔隙群。它们在空间上交错相混并连续分布; 在水动力学概念中, 可视为处处稠密、均匀、连续分布的多孔介质。

六、试井曲线特征及参数

(一) 双重孔隙介质试井曲线

图12曲线按其形态可分为四小段: (1)井眼贮集效应段, 该段将第一直线段(半对数直线)掩盖; (2)窜流段(为区别起见, 将双重孔隙介质的过渡段称为窜流段);

1) 罗平, 1983, 克拉玛依油田八区下乌尔禾组储层评价, 成都地质学院研究生毕业论文。

(3) 第二直线段(半对数坐标), 延续不长; (4) 供油边界影响段(曲线变平)。格林伽登(A.C. Gringarten)图版^[6]法和半对数法的分段相吻合, 如果仅使用半对数法, 难以判断早期的井眼储集效应的影响有多大; 格林伽登图版可解决这个问题, 并可判断油井的好坏状况和压裂、酸化的人工增产措施效果如何。

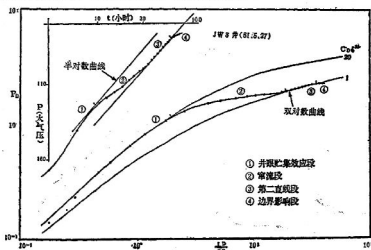


图12 双重介质型测试曲线

(二) 三重孔隙介质型试井曲线

图13表示三重孔隙介质的压力恢复曲线, 可分为明显的五小段: (1) 井眼储集效应段, 该段完全遮掩了第一直线(半对数)段; (2) 第一窜流段, 较长; (3) 第二直线段, 半对数直线特征明显, 格林伽登图版上也显示半对数直线已开始; (4) 第二窜流段, 很短; (5) 可靠的第三直线段。该曲线位于压裂、酸化曲线族中。

(三) 参数计算

双重孔隙介质的弹性容积系数

$$\omega = \frac{\phi_1 C_{11}}{\phi_1 C_{11} + \phi_2 C_{12}}$$

(C_{11} —裂缝弹性系数, C_{12} —基质弹性系数) 对于孔隙群双重孔隙介质, 当 $C_{11} = C_{12}$ 时, 得:

$$\omega = \frac{\phi}{\phi_1 + \phi_2}$$

上式意味着 ω 是第一孔隙介质容积与总有效孔隙容积的比值。

对于三种孔隙群组成的三种孔隙介质, 有三个 ω 值。第一直线与第三直线组合求出的 ω 值为

$$\omega_{1,3} = \frac{\phi}{\phi_1} \quad (\phi = \phi_1 + \phi_2 + \phi_3)$$

$\omega_{1,3}$ 代表第一介质的孔隙与总有效孔隙度的比值。第二直线与第三直线的 ω 值为

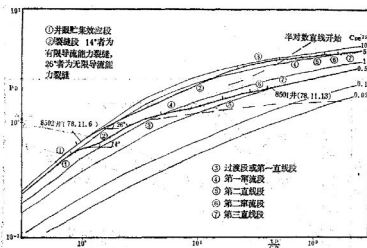
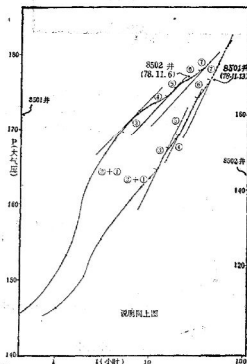


图13A 压裂裂缝型压力恢复曲线 (双对数曲线)



$$\omega_{2,3} = \frac{\phi_1 + \phi_2}{\phi}$$

$\omega_{2,3}$ 代表第一、第二介质孔隙度之和与总有效孔隙度的比值。第一直线与第二直线的 ω 值为

$$\omega_{1,2} = \frac{\phi}{\phi_1 + \phi_2} = \frac{\omega_{1,3}}{\omega_{2,3}}$$

$\omega_{1,2}$ 代表第一介质与第一、第二介质的孔隙度比值。

八区下乌尔禾组的 ω 值在 0.05—0.8 之间, 大部分在 0.2—0.6 之间, 平均 0.35。这表明第一孔隙介质的比例是相当高的, 裂缝-孔隙型双重孔隙介质不可能有这么高的 ω 值, 一般小于 0.1。

表皮因子 S 的值在 -2.5—-6.5 之间, 表明油井压裂效果显著。

反映井筒积液对关井早期数据影响的井眼贮集效应常数 C 在 0.019—0.662 之间。

图13B 半对数曲线

窜流系数 λ 在 $9 \times 10^{-5} - 10^{-7}$ 之间, 说明窜流段能够在压力恢复曲线上清楚地显现。前述毛管压力曲线反映两孔隙群之间是非突变的, 存在过渡带, 表现为喉道半径分选差, 相应地在半对数压力恢复曲线上, 第一介质直线向第二介质直线过渡时, 表现出不稳定的窜流段特征, 延续时间增大。

计算的地层平均渗透率值 K , 在 0.5—11 md 之间; 以小于 5md 者居多, 但比常规物性的 K 值大。

七、结 论

通过以上讨论, 认识到:

1. 下乌尔禾组砾岩的孔隙结构, 既具有砂岩的特点, 又具有碳酸盐岩的特点。
2. 砾岩具有三种孔隙群。它们之间的组合搭配和随机分布形成了该砾岩特征的非均质性。
3. 双重孔隙介质的单元宏观体不同于常义下的单元宏观体, 必须考虑构成两种孔隙介质组合性质的形状因子。当测量样品体积小于单元宏观体时, 测量值会产生很大的波动。
4. 在孔隙群的新概念基础上, 可以建立起新的孔隙群型的双重孔隙介质和三重孔隙介质的动力学模型。
5. 孔隙群型双重和三重孔隙介质的储容比 ϕ 值大, 表明起导流作用的第一孔隙群(介质)的比例大, 这个特点明显有别于裂缝-孔隙型双重孔隙介质。
6. 岩芯孔隙分布非均质性、常规物性值的大波动性、毛管压力曲线的多峰特征和试井曲线的双重或三重孔隙介质特征, 完全统一于建立孔隙群新概念的基础之上, 统一在新型的渗流力学模型的单元宏观体上。

(收稿日期 1984年6月28日)

参 考 文 献

- [1] 沃克马·施密特和戴维·A·麦克唐纳, 砂岩成岩过程中的次生孔隙, 美国石油地质学家协会进修丛书(十二), 陈荷立和汤锡元译, 1980, 石油工业出版社。
- [2] Pittman, E.D., 1979, Porosity, diagenesis and productive capability of sandstone reservoirs, SEPM Special Pub. No. 25, 159-173.
- [3] Frech, K.R., 1983, "Aspects of diagenesis in the 'Clinton' Formation", A thesis presented to the graduate faculty of the University of Akron.
- [4] J. 贝尔, 多孔介质流体动力学, 李竞生和陈崇善译, 1982, 中国建筑工业出版社。
- [5] Warren, J. E., and Root, P.J., 1963, Behavior of naturally fractured reservoirs, Soc. Pet. Eng. J., P. 245-255.
- [6] A. C. 毕林德, 1982, 具有双重孔隙特性的裂缝油藏和多层油藏的试井解释——理论和实践, 国际石油工程会议文集4, 中国北京, 103-133页。
- [7] Kazemi, H., 1969, Pressure transient analysis of naturally fractured reservoirs with uniform fracture distribution, SPE J., 451-462.

**PORE GEOMETRY AND ITS DYNAMIC FEATURE OF
CONGLOMERATE RESERVOIR OF THE LOWER
WUERHE FORMATION IN 8TH DISTRICT,
KARAMAY OILFIELD**

Luo Ping Deng Xunkang Luo Zhetan

(Chengdu College of Geology)

Abstract

A view of dual and triple pore-medium of pore-group is proposed in this paper. According to macroscopic observation and data analysis of capillary pressure test in core samples, it has been proved that a few non-fractured pore-networks coexist with each other in the conglomerate reservoir of the Lower Wuerhe Formation, the 8th district of Karamay oilfield. In well testing, the reservoir of this kind shows the feature of dual or triple pore-medium curves.

In order to feature precisely the property of such reservoir with multiple sets of pore-network, a new conception of pore-group is termed by the authors, thus the geometric property of pores is closely connected with its geological origin. What's more, this new conception reveals profoundly the nature of seepage flow in the reservoirs—the basic framework of seepage flow in reservoir is formed by the combination and interaction of pore-groups.