

基于压汞实验研究低渗储层孔隙结构 及其对渗透率的影响

——以鄂尔多斯盆地西南部三叠系延长组长7储层为例

窦文超^{1,2)}, 刘洛夫^{1,2)}, 吴康军^{1,2)}, 徐正建^{1,2)}

1) 中国石油大学(北京)油气资源与探测国家重点实验室, 北京, 102249;

2) 中国石油大学(北京)盆地与油藏研究中心, 北京, 102249

内容提要: 压汞是研究孔隙结构的有效岩石物理学方法, 毛管压力曲线能为我们提供多孔介质孔隙结构的大量信息。本文对鄂尔多斯盆地西南部三叠系延长组长7低渗储层的20个样品进行了压汞测试。主要从毛管压力曲线形态特征、孔喉分布特征、孔隙结构分形特征三个方面对储层的微观孔隙结构进行了深入研究。在此基础上, 运用逐步回归法分析了孔喉参数对储层渗透率的影响。结果表明最大渗透率贡献半径对储层渗透率的影响最为显著, 分选系数、孔喉均值和歪度也是影响储层渗透率的重要因素。并且发现, 对于同一岩样, 由双曲线顶点确定的半径值总是接近于但略小于对渗透率贡献最大的半径值。最后, 讨论了运用逐步回归法优选出的四个孔喉参数对储层渗透率的影响, 并对其它可能影响渗透率的因素作了有益探讨。

关键词: 压汞; 孔喉分布; 分形; 逐步回归; 渗透率

孔隙结构特征是储层微观物理研究的核心内容。受沉积、成岩等复杂地质因素的综合影响, 低渗透储层具有独特的微观孔隙结构特征和渗流机理(孙卫等, 2006)。储层的微观孔隙结构直接影响着储层的渗流能力, 控制着油气运移和油藏分布规律, 并最终决定了油藏产能的分布(张龙海等, 2006; 唐海发等, 2006)。因此, 深入研究低渗储层的微观孔隙结构, 分析各孔喉参数与储层宏观渗透率之间的关系, 对正确评价和开发低渗油藏具有重要意义(唐海发等, 2006; 何文祥等, 2011; 冉新权等, 2013)。

压汞是研究孔隙结构的有效岩石物理学方法, 毛管压力曲线能为我们提供多孔介质孔隙结构的大量信息(Cerepi et al., 2002; Torabi et al., 2013)。已有研究表明, 根据毛管压力曲线的形态可以大致判断孔隙的分选和歪度(Chilingar et al., 1972)。压汞实验还能提供岩样孔喉分布的信息(Purcell, 1950; Wardlaw et al., 1976, 1987), 很多研究者以此绘制了孔喉分布图来研究储层的微观孔隙结构(Nabawy et

al., 2009; 张创等, 2012)。分形概念引入石油地质学领域后, 大量研究者运用扫描电镜(Katz et al., 1985; Krohn, 1988)、压汞(Angulo et al., 1992; Li Kewen et al., 2006; Li Kewen, 2010)、镜下薄片(Hansen et al., 1988)等方法研究储层的分形特征并以此表征储层的复杂程度。

渗透率是储层研究的重要内容, 其变化受诸多因素的影响和控制。很多研究者注意到地层电阻率因素(Katz et al., 1986; 刘忠华等, 2013)、毛管压力参数(Swanson, 1981; Pittman, 1992)、镜下薄片孔喉参数(Ehrlich et al., 1991)等因素对储层渗透率有重要影响, 并试图建立上述特征参数与储层渗透率的关系。通过压汞实验求取的诸多孔喉参数能从不同的角度有效的表征储层的孔隙结构(王瑞飞等, 2012), 但这些参数对储层渗透率的影响, 前人研究尚浅。本文通过压汞实验研究了储层的孔隙结构, 运用逐步回归法优选出与储层渗透率关系密切的孔喉参数, 并就这些参数对储层渗透率的影响进行了深入探讨。

注: 本文为国家自然科学基金(编号: 41372143)及教育部高等学校博士学科点专项科研基金(编号: 20130007110002)资助项目的成果。

收稿日期: 2014-12-12; 改回日期: 2015-05-29; 责任编辑: 黄敏。Doi: 10.16509/j.georeview.2016.02.020

作者简介: 窦文超, 男, 1990年生, 在读博士研究生, 从事储层地质学方面的研究。Email: wenchao.dou@yahoo.com。通讯作者: 刘洛夫, 男, 1958年生, 博士, 教授, 博士生导师, 从事石油地质及油气地球化学方面的研究。Email: liulv@cup.edu.cn。

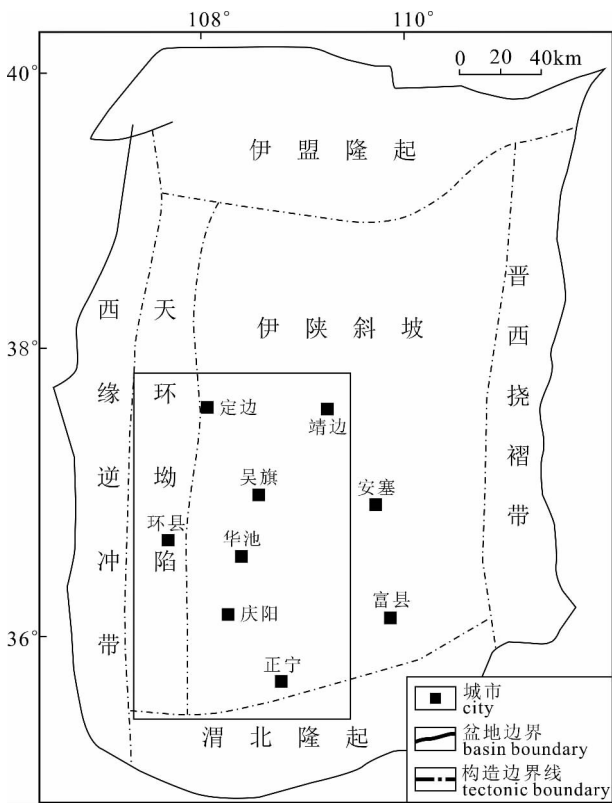


图 1 鄂尔多斯盆地西南部区域示意图
Fig. 1 Location of study area in the southwestern Ordos Basin

1 地质概况

研究区位于鄂尔多斯盆地西南部,西起环县,东至靖边,南达正宁,北抵定边,地跨伊陕斜坡和天环坳陷两个一级构造单元(图 1)。长 7 油层组沉积时期是湖盆的最大湖侵期,沉积了一套优质的厚层烃源岩,同时发育多期紧邻烃源岩的三角洲前缘及半深湖—深湖重力流成因砂体,是致密油勘探的核心区(张文正等,2010;杨华等,2010)。

前人研究资料表明,研究区长 7 储层物源主要来自于东北和西南两个方向(张才利等,2013;廖纪佳等,2013),岩石类型以长石质岩屑砂岩、岩屑质长石砂岩为主(张才利等,2013;祝海华等,2014),粒度细,主要是细砂岩和粉砂岩。岩石颗粒磨圆中等、分选中等偏好。压实作用强、低孔低渗是该区长 7 储层的主要特征。

2 样品及实验

本文选取了鄂尔多斯盆地西南部三叠系延长组长 7 低渗砂岩的 20 个岩样作为研究对象。所选岩

样主要为湖盆中部的重力流成因砂体,也含部分三角洲前缘砂体。经镜下薄片鉴定,所选岩样以长石质岩屑砂岩、岩屑质长石砂岩为主,粒度细,为粉细砂岩,平均粒径为 0.07 ~ 0.2mm,分选中等—好,磨圆次棱角—次圆。为便于研究储层孔隙结构对渗透率的影响,按照渗透率的大小将岩样分为四类:Ⅰ类岩样渗透率在 $1.0 \times 10^{-3} \mu\text{m}^2 \sim 2.29 \times 10^{-3} \mu\text{m}^2$;Ⅱ类岩样渗透率在 $0.10 \times 10^{-3} \mu\text{m}^2 \sim 0.34 \times 10^{-3} \mu\text{m}^2$;Ⅲ类岩样渗透率在 $0.02 \times 10^{-3} \mu\text{m}^2 \sim 0.10 \times 10^{-3} \mu\text{m}^2$;Ⅳ类岩样渗透率在 $0.006 \times 10^{-3} \mu\text{m}^2 \sim 0.02 \times 10^{-3} \mu\text{m}^2$ 。四类岩样的压汞曲线特征如图 2 所示。

为研究该区长 7 储层的孔隙结构特征,将上述 20 个岩样进行了压汞测试。本次实验于中国石油大学(北京)渗流物理实验室完成,设备为 Micromeritics 公司的 Pore Sizer 9320 压汞仪。实验最高压力为 136MPa(C28 岩样为后续补充岩样,其实验最高压力为 32.1MPa),因而实验测量的孔喉半径下限为 $0.0054 \mu\text{m}$ (C28 岩样的孔喉半径下限为 $0.0234 \mu\text{m}$),低于该值的孔喉限于实验条件无法测量。实验方法和数据处理方法参照 SY/T 5346-2005《岩石毛管压力曲线的测定》。

3 孔隙结构特征

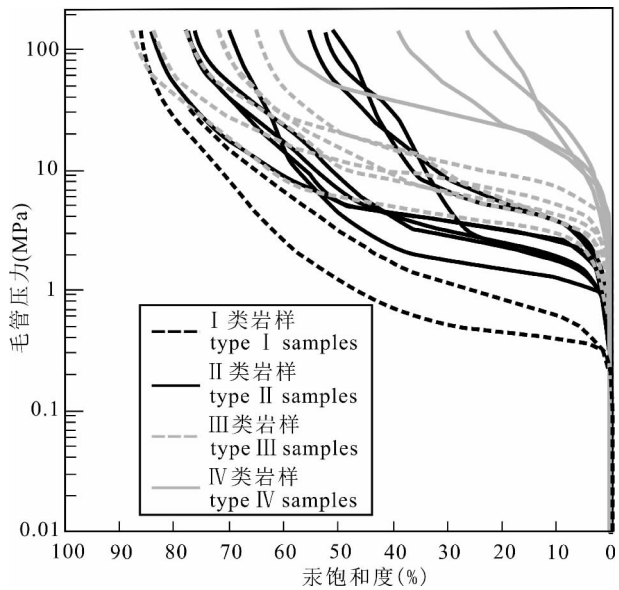


图 2 鄂尔多斯盆地西南部三叠系延长组长 7 储层毛管压力曲线形态特征
Fig. 2 Morphology characteristics of mercury injection curves of Triassic Chang-7 reservoir in the southwestern Ordos Basin

3.1 压汞曲线形态特征

分选系数和歪度最早用于沉积学的粒度分析 (Folk et al. ,1957),之后被引入到孔喉大小统计学的研究 (Chilingar et al. ,1972)。而压汞曲线的形态主要受控于孔喉的歪度和分选 (Chilingar et al. , 1972)。因此,本文结合歪度和分选等压汞参数,对鄂尔多斯盆地延长组长 7 储层 20 个岩样的毛管压力曲线形态进行了研究 (图 2)。

I 类:毛管压力曲线近于一条斜线,且位于图件的最底部。分选系数均值为 2.05,分选差,歪度均值为 0.54,粗歪度。II 类:该类岩样中毛管压力曲线越陡的,其分选系数越大,分选越差,毛管压力曲线越接近图件底部的,其歪度越大,越偏粗歪度。总体上,该类岩样分选系数在 1.47 ~ 2.04,均值为 1.67,分选较差,歪度在 0.36 ~ 0.64,均值为 0.53,偏粗歪度。III 类:该类岩样的毛管压力曲线普遍比 II 类岩样更平缓,因此分选系数更小,分选更好,毛管压力曲线比 II 类岩样更靠近图件顶部,因此歪度更小,更偏细歪度。总体上,该类岩样的分选系数在 1.06 ~ 1.39,均值为 1.27,分选较好,歪度在 -0.06 ~ 0.50,均值为 0.31,偏细歪度。IV 类:该类岩样的毛管压力曲线虽然普遍比 III 类岩样更陡,但其分选系数却更小,分选更好,毛管压力曲线在四类岩样中最靠近图件顶部,因此歪度最小,细歪度。总体上,该类岩样的分选系数在 0.81 ~ 1.55,均值为 1.14,分选很好;歪度在 -0.13 ~ 0.13,均值为 -0.01,细歪度。

前人用一系列略图表述了不同分选和歪度所形

成的毛管压力曲线形态 (Chilingar et al. ,1972)。本文根据毛管压力曲线在图件中的位置大致判断了岩样的歪度,但根据毛管压力曲线的陡缓判断岩样的分选时却遇到了困难,如 IV 类岩样的毛管压力曲线形态较陡,分选系数却很小,表明分选很好。这是由于 IV 类岩样的排替压力很大,对应的最大孔喉半径很小,该类岩样发育的孔喉均是细小孔喉,因此分选很好。

一般而言,对于高渗储层,分选越好、歪度越粗的储层渗透率越高 (Nabawy,2009),然而,对于低渗储层而言,歪度越粗、分选越差的储层,其渗流性能反而更好。

3.2 孔喉分布特征

由于压汞实验的最初进汞阶段中,进汞量的增加是由于非润湿相汞在岩样粗糙表面的坑凹处的贴合而引起的虚假侵入体积,即所谓的麻皮效应。本文在绘制孔喉分布频率图时,剔除了麻皮效应所引起的虚假进汞体积。综合所有岩样的孔喉分布频率图,本文将大于 $0.5\mu\text{m}$ 的孔喉定义为大孔喉, $0.05\sim 0.5\mu\text{m}$ 的孔喉定义为中孔喉,小于 $0.05\mu\text{m}$ 的孔喉定义为小孔喉,并将前述四类岩样的孔喉分布特征分述如下 (图 3,由于图中孔喉半径为对数坐标,峰型的宽窄是指峰所跨孔喉半径绝对距离的大小)。

I 类岩样 (大孔喉单峰型) 的孔喉分布频率图呈明显的单峰型,峰型很宽,其峰值分布在 $0.5\sim 2\mu\text{m}$,大孔喉发育。II 类岩样 (中孔喉单峰型) 的孔喉分布频率图呈较明显的单峰型,峰型较宽,孔喉半

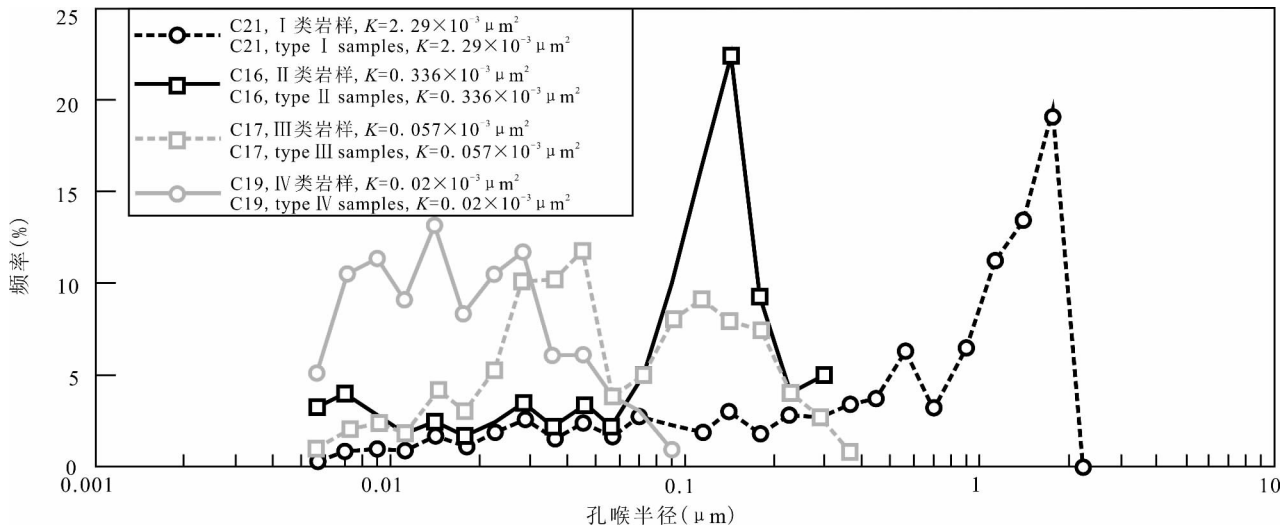


图 3 鄂尔多斯盆地西南部三叠系延长组长 7 储层孔喉分布特征图

Fig. 3 Characteristics of pore-throat distribution of Triassic Chang-7 reservoir in the southwestern Ordos Basin

径分布峰值多位于 $0.1 \sim 0.3 \mu\text{m}$, 个别岩样峰值孔喉半径较大, 分布在 $0.3 \sim 0.6 \mu\text{m}$, 总体上中孔喉较发育。Ⅲ类岩样(中孔喉单一多峰过渡型)的孔喉分布特征较之前两类而言, 较为复杂。个别岩样仍呈现出较明显的单峰型, 大部分样品峰型已经开始向多峰型转变, 甚至呈现出明显的双峰型, 总体上孔喉半径分布峰值多位于 $0.04 \sim 0.2 \mu\text{m}$, 总体上发育中孔喉, 同时小孔喉也较为发育。Ⅳ类岩样(小孔喉多峰型)的孔喉分布频率图呈明显的多峰型, 峰型很窄, 其峰值多位于 $0.006 \sim 0.05 \mu\text{m}$, 发育小孔喉。

由岩样的孔喉分布特征可知, 对于低渗储层而言, 孔喉分布呈单峰型的岩样, 因其孔喉分布范围较大, 因而分选较差; 而孔喉分布呈多峰型的岩样, 因其所发育的孔喉均是小孔喉, 反而分选很好。

由图 4(最大渗透率贡献半径以实心三角形标注)可知, 较大的孔喉贡献了大部分的渗透率值。因而分选较差, 发育大孔喉的岩样拥有较好的渗流能力, 而分选很好, 均发育小孔喉的岩样渗透率却很低。图 4 还表明渗透率贡献曲线的递增及峰值往往滞后于孔喉分布曲线的递增和峰值, 这种现象在渗透率较低的岩样中尤为显著。这是因为在总体低渗的背景下, 相对高渗岩样的较大孔喉发育, 而较大孔喉决定了储层渗透率, 故渗透率贡献曲线的递增及

峰值与孔喉分布曲线的递增和峰值几乎重合或滞后不明显(图 4a、4b)。但对于相对低渗的岩样, 其细小孔喉虽占据了储层绝大部分的孔隙空间, 却只有很小甚至没有渗流能力, 而其较大孔喉虽占据较少的孔隙空间却贡献了大部分的渗透率, 因而滞后现象更加显著(图 4c、4d)。

3.3 孔隙结构的分形特征

近年来, 很多研究者指出储层孔隙结构具有分形特征。更有不少研究者运用分形几何理论推导出储层毛管压力曲线分形维数的计算公式(贺承祖等, 1998; 蒲秀刚等, 2005; 张宸恺等, 2007)。这些公式都阐述了 $\lg S$ 和 $\lg Pc$ (或 $\lg R$, 其中 $Pc = 2\sigma\cos\theta/R$) 之间的关系, 即若储层孔隙结构具有分形性质, 则 $\lg S$ 和 $\lg Pc$ (或 $\lg R$) 呈显著的线性相关, 对两者作线性回归, 便可由回归方程的系数求解出分形维数。

前人研究表明, 扣除麻皮效应的影响后, 在对毛管压力曲线作回归拟合时, 有的岩样几乎整体具有分形特征, 有的岩样只在某个标度区间具有分形特征(唐玮等, 2008), 而有的岩样则具有多段分形的特征(马新仿等, 2004)。

本文将采用如下公式计算毛管压力曲线的分形维数(张宸恺等, 2007):

$$\lg S = (3 - D)\lg R - (3 - D)\lg R_{\max} \tag{1}$$

式中: R 为储层中毛管压力 Pc 相应的孔径,

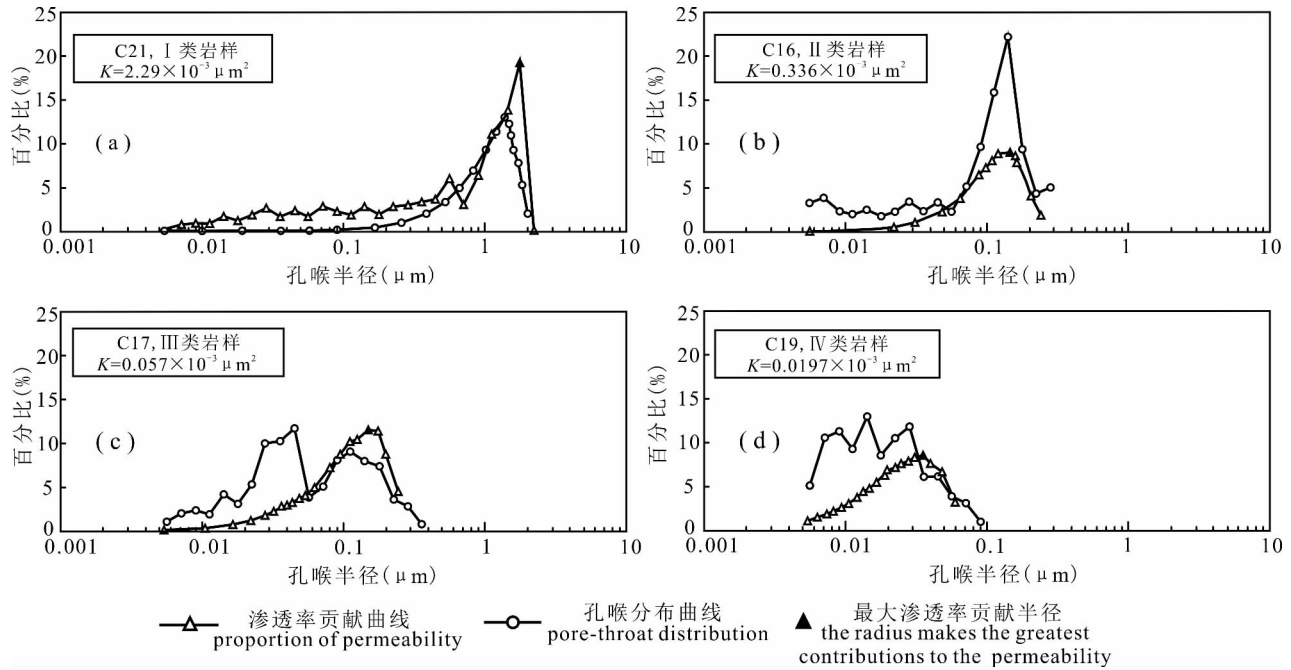


图 4 鄂尔多斯盆地西南部三叠系延长组长 7 储层渗透率贡献值与孔喉半径的关系
Fig. 4 The relationship between the proportion of permeability and pore-throat radius of Triassic Chang-7 reservoir in the southwestern Ordos Basin

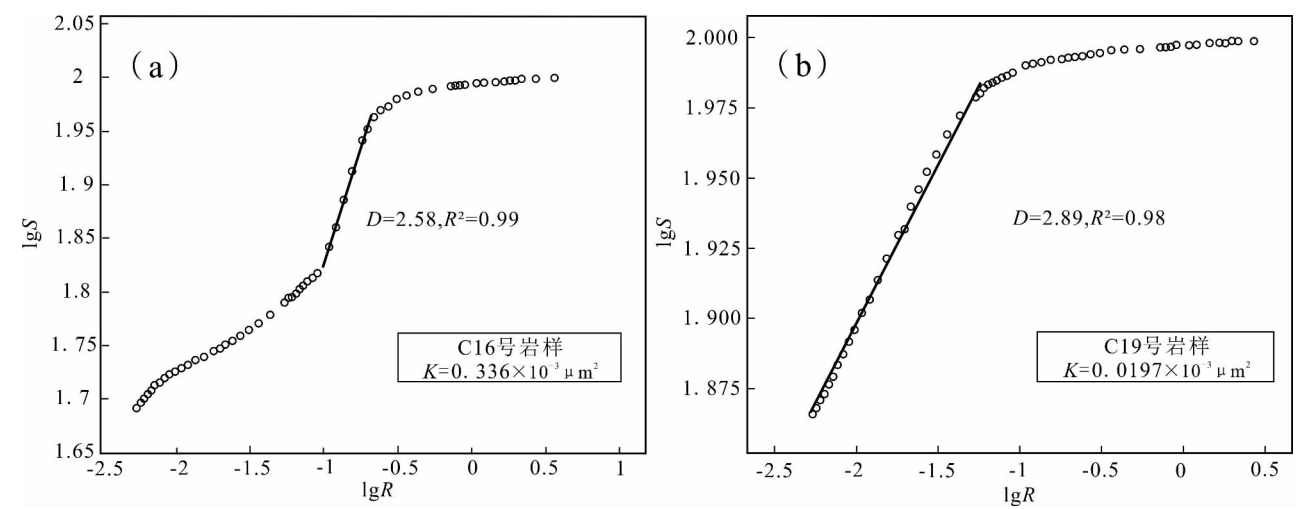


图 5 鄂尔多斯盆地西南部三叠系延长组长 7 储层分形维数的求取
Fig. 5 Determination of fractal dimensions of Triassic Chang-7 reservoir in the southwestern Ordos Basin

μm ; S 为毛管压力为 P_c 时储层中润湿相饱和度, %; D 为分形维数, 无量纲。

本文在扣除麻皮效应的影响后, 利用压汞资料计算了各岩样的分形维数。考虑到孔隙的分形特征是分区域的, 在不同的孔喉范围内可能表现出不同的分形结构(李中锋等, 2006), 兼之较大的孔喉决定了储层的渗透率, 因此, 本文在求取分形维数时, 对于具有分段分形特征或只在某个标度区间具有分形特征的岩样, 其分形维数取大孔喉的分形维数(图 5a), 其中大孔喉占据的孔隙体积在总孔隙体积的 50% 以上。而对于整体具有分形特征的岩样, 则取其整体孔隙的分形维数(图 5b)。表 1 列出了鄂尔多斯盆地长 7 储层 20 块岩样的分形维数计算结果, 各岩样用 $\lg S$ 对 $\lg R$ 作回归分析时, 对应的相关系数 R 的平方均大于 0.95, 说明 $\lg S$ 和 $\lg R$ 具有显著的线性相关, 由此计算的分形维数可靠。

由表 1 知, 从 I 类岩样到 IV 类岩样, 随着渗透率的递减, 分形维数有逐渐升高的趋势, 可见分形维数与渗透率呈负相关。

4 孔隙结构对储层渗透率的影响

压汞实验获取的各压汞参数, 从不同的角度对储层的微观孔隙结构进行了表征, 前人一般将每个压汞参数分别与渗透率和孔隙度作相关性分析, 从而优选出能够较好表征储层储渗能力的压汞参数(庄锡进等, 2002; 冉新权等, 2013)。也有不少学者研究了压汞参数与渗透率的相关性, 从而揭示了各压汞参数对储层渗流能力的影响(王瑞飞等, 2008;

李海燕等, 2012; 高辉等, 2013)。将各压汞参数与渗透率作单相关分析, 能直观的反映各参数与渗透率的相关程度, 却容易忽略各参数彼此之间的影响。因此, 本文采用逐步回归法分析各孔喉参数对储层渗透率的影响。

表 1 鄂尔多斯盆地西南部三叠系延长组长 7 储层
孔隙结构分形维数

Table 1 Fractal dimensions of pore structure of of Triassic Chang-7 reservoir in the southwestern Ordos Basin				
岩样编号	分形维数	相关系数 R^2	渗透率 ($\times 10^{-3} \mu m^2$)	岩样毛管压力曲线类型
C21	2.42	0.96	2.290	I
C28	2.61	0.99	1.368	I
C16	2.58	0.99	0.336	II
C14	2.51	0.98	0.283	II
C15	2.37	0.96	0.236	II
C10	2.44	0.99	0.186	II
C22	2.69	0.99	0.155	II
C8	2.67	0.99	0.151	II
C13	2.27	0.97	0.126	II
C9	2.29	0.96	0.101	II
C18	2.67	0.99	0.088	III
C20	2.36	0.96	0.083	III
C17	2.74	0.99	0.057	III
C11	2.40	0.96	0.051	III
C25	2.49	0.95	0.046	III
C23	2.48	0.98	0.025	III
C19	2.89	0.98	0.020	IV
C27	2.83	0.97	0.007	IV
C24	2.95	0.95	0.006	IV
C12	2.73	0.95	0.006	IV

由于分形维数也定量的描述了储层孔隙结构的复杂程度,因此,本文除了选取分选系数、歪度、中值半径、最大孔喉半径、最大渗透率贡献半径、平均孔喉比、孔喉均值共 7 个压汞参数之外,还选取了分形维数作为自变量,以储层的渗透率作为因变量,采用逐步回归法,作回归分析。以期优选出能够更好反映储层渗流能力的参数,明确各参数对储层渗透率的影响。

由于中值半径、最大孔喉半径、最大渗透率贡献半径的线性相关显著(两两作相关分析,相关系数 R 均大于 0.87),若将上述 8 个变量作为自变量进行逐步回归,回归效果并不理想。故中值半径、最大孔喉半径、最大渗透率贡献半径三个变量只选其一进行回归分析,并将回归结果进行对比(表 2)。表 2 中的 3 个模型在不同的变量步入和剔除标准下,均引入了四个变量,其中模型 3 的 R^2 最大,且最大渗透率贡献半径与渗透率的相关性($R = 0.966$)比中值半径($R = 0.914$)和最大孔喉半径($R = 0.942$)更显著,故采用模型 3 来评价各孔喉参数对储层渗透率的影响。

$$Y = 2.141X_3 - 0.471X_4 + 0.619X_8 + 0.498X_5 - 1.304$$

(2)

由此回归方程可知, X_4 (分选系数)对于渗透率 Y 的贡献为负效应,而 X_8 (分形维数)对于渗透率 Y 的贡献为正效应。这有悖于本文前述结论,也不符合地质学的专业理论,其原因主要有以下 2 个:①用于回归分析的样本容量偏小。②回归自变量之间存在多重共线性。由于客观条件限制,难以对实验样品进行大量补充,而多重共线性的问题则可以尝试

带有偏估计的 Lasso 回归和岭回归进行处理,或运用主成分回归和偏最小二乘法进行处理。然而,本文运用逐步回归法的目的仅仅是为了逐步优选出对渗透率影响显著的变量,而不是给出准确预测储层渗透率的回归方程,故在此未对如何消除多重共线性作进一步分析。

由逐步回归的原理可知,最先纳入回归方程的变量最大渗透率贡献半径是对储层渗透率影响最为显著的变量,其次是分选系数和分形维数,而歪度对渗透率的贡献较小。

5 讨论

5.1 与渗透率关系最密切的孔喉半径

某一特定孔喉半径值对岩样渗透率有着决定性的影响,前人也试图利用各种方法确定这一特定孔喉半径值。Katz 等(1986,1987)将汞在整个岩样中形成连通通道时的压力定义为门限压力,并认为该点对应于压汞曲线图上的拐点。Swanson(1977)利用伍德合金充注岩样,使其充填控制流体流动的、内部有效连通的整个主孔隙系统的孔隙,并指出这点对应于压汞曲线双对数坐标上双曲线的顶点(Thomeer, 1960; Swanson, 1981)。而后, Pittman(1992)提出了更精确的改进方法,利用汞饱和度/毛管压力与汞饱和度曲线图确定双曲线的顶点(图 6)。Winland 指出累计汞饱和度曲线 35% 所对应的孔隙开口半径与渗透率的相关性最好(Kolodzie, 1980)。Pittman(1992)在 Winland 的基础上,对 202 块渗透率跨度很大($0.05 \times 10^{-3} \mu\text{m}^2 \sim 998 \times 10^{-3} \mu\text{m}^2$)的样品作回归分析后指出,累计汞饱和度曲线

表 2 逐步回归结果对比表
Table 2 Comparison of results derived from stepwise regression

回归模型	参与回归分析的变量	进入回归方程的变量	回归方程	R^2
1	$X_1、X_4、X_5、X_6、X_7、X_8$	$X_1、X_8、X_5、X_6$	$Y = 4.514X_1 + 1.731X_8 + 0.643X_5 - 0.049X_6 - 4.612$	0.977
2	$X_2、X_4、X_5、X_6、X_7、X_8$	$X_2、X_4、X_7、X_5$	$Y = 1.448X_2 - 0.379X_4 + 0.212X_7 + 0.46X_5 - 0.84$	0.963
3	$X_3、X_4、X_5、X_6、X_7、X_8$	$X_3、X_4、X_8、X_5$	$Y = 2.141X_3 - 0.471X_4 + 0.619X_8 + 0.498X_5 - 1.304$	0.979

注:中值半径— X_1 、最大孔喉半径— X_2 、最大渗透率贡献半径— X_3 、分选系数— X_4 、歪度— X_5 、平均孔喉比— X_6 、孔喉均值— X_7 、分形维数— X_8

表 3 各特定半径值与渗透率的相关性
Table 3 Correlations between permeability and different specific radius

孔喉参数	最大渗透率贡献半径	双曲线顶点半径	R_{10}	R_{15}	R_{20}	R_{25}	R_{30}	R_{35}	R_{40}	R_{45}	R_{50}	R_{55}
R_2	0.93	0.92	0.94	0.94	0.94	0.93	0.93	0.91	0.88	0.87	0.84	0.86

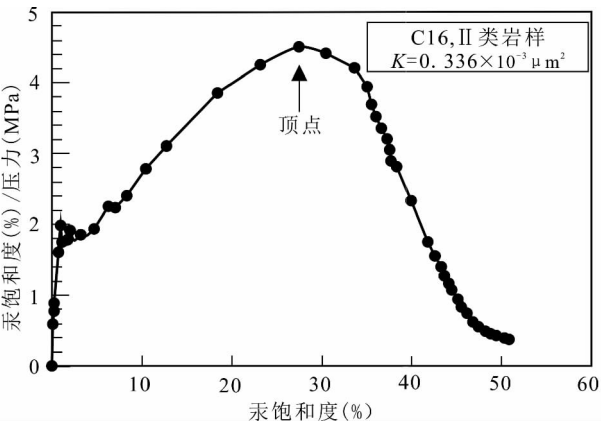


图 6 鄂尔多斯盆地西南部三叠系延长组长 7 储层
双曲线顶点半径求取 (Pittman, 1992)

Fig. 6 Determination of radius corresponding the apex of hyperbola of Triassic Chang-7 reservoir in the southwestern Ordos Basin (Pittman, 1992)

10% ~ 55% 所对应的孔隙开口半径与渗透率有很好的相关性,其中 25% 所对应的孔隙开口半径与渗透率的相关性最好。

表 3 给出了最大渗透率贡献半径、双曲线顶点半径、累计汞饱和度曲线 10% ~ 55% 所对应的孔隙开口半径共 12 个参数与渗透率的相关性分析结果,由此可知,最大渗透率贡献半径与双曲线顶点半径均与渗透率有很好的线性相关关系,而累计汞饱和度曲线 10% ~ 35% 所对应的孔隙开口半径也与渗透率有很好的相关性 ($R^2 > 0.9$)。对于本次岩样而言,累计汞饱和度曲线 15% 所对应的孔隙开口半径与渗透率的相关性最好。另外,将渗透率最大贡献半径与双曲线顶点半径以及他们各自对应的累计汞饱和度对比后发现 (表 4),对于同一岩样,由双曲线顶点确定的半径值 (Pittman, 1992) 总是接近于但略小于对渗透率贡献最大的半径值。同时注意到渗透率最大贡献半径所对应的累计汞饱和度几乎都分布在 10% ~ 35%,双曲线顶点半径所对应的累计汞饱和度稍大一些,几乎分布在 10% ~ 50%,这些半径值均与渗透率有良好的相关性 (Kolodzie, 1980; Pittman, 1992)。

5.2 分选系数、分形维数和歪度对储层渗透率的影响

除特定孔喉半径外,分选系数、分形维数和歪度也是对储层渗透率有着显著影响的重要孔喉参数。对于致密储层而言,分选越差,其渗流能力反而越好,因为储层分选差表明其发育更多的较大孔喉,而

较大孔喉决定储层的渗流能力,因此,对于低渗储层而言,分选差的储层渗透率高 (郝明强等, 2007; 王瑞飞等, 2008)。分形维数可以定量描述孔隙结构的复杂程度,分形维数越大,表明储层孔隙结构越复杂,非均质性越强,储层的渗透性也就越差 (李中锋等, 2006; 张宸恺等, 2007)。歪度是指孔隙喉道半径分布不对称的程度,反映众数的相对位置,显然,歪度越大,表明粗孔喉越发育,岩样的渗透率也就越高。

5.3 其它影响储层渗透率的因素

从储层成因上看,沉积作用、成岩作用和构造作用是影响储层渗透率的主要因素 (曾大乾等, 1994)。沉积作用包括储层的沉积微相、岩石组分、粒度、分选等;成岩作用主要包括压实、溶解和胶结作用等;构造作用主要控制了裂缝发育,而裂缝发育的储层是致密油勘探的"甜点"。储层渗透率是多因素耦合的结果,且不同地区储层渗透率的主控因

表 4 鄂尔多斯盆地西南部三叠系延长组长 7 储层
渗透率最大贡献半径与双曲线顶点半径对比表

Table 4 Comparison between the radius which makes the greatest contributions to the permeability and radius corresponding the apex of hyperbola of Triassic Chang-7 reservoir in the southwestern Ordos Basin

岩样 编号	渗透率 最大贡 献半径 (μm)	对应累 计汞 饱和度 (%)	双曲线 顶点 半径 (μm)	对应累 计汞 饱和度 (%)	岩样 类型
C21	1.39	31	1.20	36	I
C28	0.67	28	0.54	36	
C16	0.15	20	0.12	27	II
C14	0.26	27	0.20	36	
C15	0.37	35	0.36	36	
C10	0.29	24	0.22	37	
C22	0.13	20	0.11	25	
C8	0.33	16	0.24	26	
C13	0.18	35	0.15	43	
C9	0.18	33	0.14	50	III
C18	0.15	20	0.09	38	
C20	0.14	40	0.12	50	
C17	0.15	15	0.11	24	
C11	0.08	31	0.07	35	
C25	0.11	29	0.08	46	
C23	0.06	31	0.05	36	
C19	0.04	8	0.04	8	IV
C27	0.05	11	0.03	19	
C24	0.08	5	0.08	5	
C12	0.03	17	0.02	43	

素不同。机械压实、石英加大和长期处于封闭条件是四川盆地上三叠统须家河组致密化的重要原因(朱如凯等,2009)。东营凹陷古近系碎屑岩储层的物性主要受沉积条件、压实作用、碳酸盐溶蚀与胶结作用四大因素控制(钱峥等,1996;张琴等,2004)。鄂尔多斯盆地西南部长 7 低渗储层的形成与石英含量低、粘土含量高、粒度细、早期压实和晚期胶结等因素密切相关(姚泾利等,2013;祝海华等,2014)。本文仅基于压汞实验数据,从孔隙结构的角度探讨孔喉参数对储层渗透率的影响,故未对上述因素进行详细讨论。值得一提的是,沉积、成岩和构造作用对储层渗透率的影响是通过改造储层的孔隙结构实现的,因此研究孔隙结构对渗透率的影响具有更现实、更直接的意义。

6 结论

- (1)对于低渗储层而言,歪度越粗、分选越差的储层,其渗流性能更好。
- (2)较大的孔喉贡献了大部分的渗透率值。对于低渗储层而言,分选较差,发育大孔喉的岩样拥有较好的渗流能力,而分选很好,均发育细小孔喉的岩样渗透率却很低。渗透率贡献曲线的递增及峰值往往滞后于孔喉分布曲线的递增和峰值,这种现象在渗透率很低的岩样中尤为显著。
- (3)最大渗透率贡献半径对储层渗透率的影响最为显著,分选系数、分形维数和歪度也是影响储层渗透率的重要因素。对于同一岩样,由双曲线顶点确定的半径值总是接近于但略小于对渗透率贡献最大的半径值。

参 考 文 献 / References

(The literature whose publishing year followed by a “&” is in Chinese with English abstract; the literature whose publishing year followed by a “#” is in Chinese without English abstract)

高辉,王美强,尚水龙. 2013. 应用恒速压汞定量评价特低渗透砂岩的微观孔喉非均质性——以鄂尔多斯盆地西峰油田长 8 储层为例. 地球物理学进展, 28(4): 1900 ~ 1907.

郝明强,刘先贵,胡永乐,杨正明,侯建峰. 2007. 微裂缝性特低渗透油藏储层特征研究. 石油学报, 28(5): 93 ~ 98.

何文祥,杨乐,马超亚,郭玮. 2011. 特低渗透储层微观孔隙结构参数对渗流行为的影响——以鄂尔多斯盆地长 6 储层为例. 天然气地球科学, 22(3): 477 ~ 481.

贺承祖,华明琪. 1998. 储层孔隙结构的分形几何描述. 石油与天然气地质, 19(1): 15 ~ 23.

李海燕,岳大力,张秀娟. 2012. 苏里格气田低渗透储层微观孔隙结构特征及其分类评价方法. 地学前缘, 19(2): 133 ~ 140.

李中锋,何顺利,杨文新. 2006. 砂岩储层孔隙结构分形特征描述. 成都理工大学学报(自然科学版), 33(2): 203 ~ 208.

廖纪佳,朱筱敏,邓秀芹,孙勃,惠潇. 2013. 鄂尔多斯盆地陇东地区延长组重力流沉积特征及其模式. 地学前缘, 20(2): 29 ~ 39.

刘忠华,吴淑琴,杜宝会,李潮流,胡松,曾富强. 2013. 储层渗透性与地层因素关系的实验研究与分析. 地球物理学报, 56(6): 2088 ~ 2097.

马新仿,张士诚,郎兆新. 2004. 用分段回归方法计算孔隙结构的分形维数. 石油大学学报(自然科学版), 28(6): 54 ~ 56.

蒲秀刚,吴永平,周建生,廖前进,肖敦清,柳飒. 2005. 低渗油气储层孔喉的分形结构与物性评价新参数. 天然气工业, 25(12): 37 ~ 39.

钱峥,李淳,李跃,吕成远. 1996. 济阳拗陷深层砂岩储层成岩作用及其阶段划分. 石油大学学报:自然科学版, 20(2): 6 ~ 11.

冉新权,吴胜和,付晶,魏新善,楚美娟. 2013. 鄂尔多斯盆地陇东地区延长组低渗透储层孔隙结构分类研究. 地学前缘, 20(2): 77 ~ 85.

孙卫,史成恩,赵惊蛰,赵蕾. 2006. X-CT 扫描成像技术在特低渗透储层微观孔隙结构及渗流机理研究中的应用——以西峰油田庄 19 井区长 82 储层为例. 地质学报, 80(5): 775 ~ 779.

唐海发,彭仕宓,赵彦超. 2006. 大牛地气田盒 2+3 段致密砂岩储层微观孔隙结构特征及其分类评价. 矿物岩石, 26(3): 107 ~ 113.

唐玮,唐仁骥,白喜俊. 2008. 分形理论在油层物理学中的应用. 石油学报, 29(1): 93 ~ 96.

王瑞飞,陈明强,孙卫. 2008. 鄂尔多斯盆地延长组超低渗透砂岩储层微观孔隙结构特征研究. 地质论评, 54(2): 270 ~ 277.

王瑞飞,吕新华,国殿斌,苏道敏. 2012. 深层高压低渗砂岩油藏储层微观孔喉特征:以东濮凹陷文东油田沙三段油藏为例. 现代地质, 26(4): 762 ~ 768.

杨华,窦伟坦,刘显阳,张才利. 2010. 鄂尔多斯盆地三叠系延长组长 7 沉积相分析. 沉积学报, 28(2): 254 ~ 263.

姚泾利,陈世加,路俊刚,张焕旭,刘超威,唐海评,王刚,张博为. 2013. 鄂尔多斯盆地胡尖山地区长 7 储层特征及影响因素. 石油实验地质, 35(2): 162 ~ 166.

曾大乾,李淑贞. 1994. 中国低渗透砂岩储层类型及地质特征. 石油学报, 15(1): 38 ~ 46.

张才利,张雷,陈调胜,张艳,杨亚娟,黄静,贺静,李慧. 2013. 鄂尔多斯盆地延长组长 7 沉积期物源分析及母岩类型研究. 沉积学报, 31(3): 430 ~ 439.

张宸恺,沈金松,樊震. 2007. 应用分形理论研究鄂尔多斯 MMH 油田低孔低渗储层孔隙结构. 石油与天然气地质, 28(1): 110 ~ 115.

张创,孙卫,杨建鹏,高辉,侯海林,齐瑞,罗江云,魏希望. 2012. 低渗砂岩储层孔喉的分布特征及其差异性成因. 地质学报, 86(2): 335 ~ 348.

张龙海,周灿灿,刘国强,修立军,李长喜,刘中华. 2006. 孔隙结构对低孔低渗储集层电性及测井解释评价的影响. 石油勘探与开发, 33(6): 671 ~ 676.

张琴,朱筱敏,钟大康,宋刚. 2004. 山东东营凹陷古近系碎屑岩储层特征及控制因素. 古地理学报, 6(4): 493 ~ 502.

张文正,杨华,解丽琴,杨奕华. 2010. 湖底热水活动及其对优质烃源岩发育的影响——以鄂尔多斯盆地长 7 烃源岩为例. 石油勘探与开发, 37(4): 424 ~ 429.

朱如凯,邹才能,张鼎,王雪松,程荣,刘柳红,周川闽,宋丽红. 2009. 致密砂岩气藏储层成岩流体演化与致密成因机理——以四川盆地上三叠统须家河组为例. 中国科学: D 辑, 39(3): 327 ~ 339.

祝海华,钟大康,姚泾利,牛小兵,梁晓伟,赵岳. 2014. 鄂尔多斯盆

- 地西南地区长7段致密油储层微观特征及成因机理. 中国矿业大学学报, 43(5):907~917.
- 庄锡进, 胡宗全, 朱筱敏. 2002. 准噶尔盆地西北缘侏罗系储层. 古地理学报, 4(1):90~96.
- Angulo R F, Alvarado V, Gonzalez H. 1992. Fractal dimensions from mercury intrusion capillary tests. SPE Latin America Petroleum Engineering Conference. Society of Petroleum Engineers.
- Cerepi A, Durand C, Brosse E. 2002. Pore microgeometry analysis in low-resistivity sandstone reservoirs. Journal of Petroleum Science and Engineering, 35(3): 205~232.
- Chilingar G V, Mannon R W, Rieke III H H. 1972. Oil and gas production from carbonate rocks. New York: American Elsevier Publishing Company.
- Ehrlich R, Crabtree S J, Horkowitz K O, Horkowitz J P. 1991. Petrography and reservoir physics I: Objective classification of reservoir porosity (1). AAPG Bulletin, 75(10): 1547~1562.
- Folk R L, Ward W C. 1957. Brazos River bar: a study in the significance of grain size parameters. Journal of Sedimentary Research, 27(1):3~26.
- Gao Hui, Wang Meiqiang, Shang Shuilong. 2013&. Quantitative evaluation of micro-pore throat heterogeneity in extra-low permeability sandstone using constant rate mercury penetration——taking the Chang8 reservoir of Xifeng oilfield in Ordos basin. Progress in Geophys, 28(4): 1900~1907.
- Hansen J P, Skjeltorp A T. 1988. Fractal pore space and rock permeability implications. Physical Review B, 38(4): 2635~2638.
- Hao Mingqiang, Liu Xiangui, Hu Yongle, Yang Zhengming, Hou Jianfeng. 2007&. Reservoir characteristics of micro-fractured ultra-low permeability reservoirs. Acta Petrolei Sinica, 28(5): 93~98.
- He Chengzu, Hua Mingqi. 1998&. Fractal geometry description of reservoir pore structur. Oil & Gas Geology, 19(1): 15~23.
- He Wenxiang, Yang Le, Ma Chaoya, Guo Wei. 2011&. Effect of Micro-Pore Structure Parameter on Seepage Characteristics in Ultra-Low Permeability Reservoir: A Case from Chang6 Reservoir of Ordos Basin. Natural Gas Geoscience, 22(3): 477~481.
- Katz A J, Thompson A H. 1985. Fractal sandstone pores: implications for conductivity and pore formation. Physical Review Letters, 54(12): 1325~1328. Katz A J, Thompson A H. 1986. Quantitative prediction of permeability in porous rock. Physical Review B, 34(11): 8179~8181.
- Katz A J, Thompson A H. 1987. Prediction of rock electrical conductivity from mercury injection measurements. Journal of Geophysical Research: Solid Earth (1978~2012), 92(B1): 599~607.
- Kolodzie Jr S. 1980. Analysis of pore throat size and use of the Waxman—Smits equation to determine ooip in spindle field Colorado. SPE Annual Technical Conference and Exhibition. Society of Petroleum Engineers.
- Krohn C E. 1988. Sandstone fractal and Euclidean pore volume distributions. Journal of Geophysical Research: Solid Earth (1978~2012), 93(B4): 3286~3296.
- Li Haiyan, Yue Dali, Zhang Xiujuan. 2012&. Characteristics of pore structure and reservoir evaluation of low permeability reservoir in Sulige gas field. Earth science Frontiers, 19(2): 133~140.
- Li Kewen. 2010. Analytical derivation of Brooks-Corey type capillary pressure models using fractal geometry and evaluation of rock heterogeneity. Journal of Petroleum Science and Engineering, 73(1): 20~26.
- Li Kewen, Horne R N. 2006. Fractal modeling of capillary pressure curves for The Geysers rocks. Geothermics, 35(2): 198~207.
- Li Zhongfeng, He Shunli, Yang Wenxin. 2006&. Study on fractal features of the porous structure in sandstone reservoirs. Journal of Chengdu University of Technology (Science & Technology Edition), 33(2): 203~208.
- Liao Jijia, Zhu Xiaomin, Deng Xiuqing, Sun Bo, Hui Xiao. 2013&. Sedimentary characteristics and model of gravity flow in Triassic Yanchang Formation of Longdong Area in Ordos Basin. Earth science Frontiers, 20(2): 29~39.
- Liu Zhonghua, Wu Shuqin, Du Baohui, Li Chaoliu, Hu Song, Zeng Fuqiang. 2013&. Experimental study on the relationship between reservoir permeability and its formation resistivity factor. Chinese J. Geophys., 56(6):2088~2097.
- Ma Xinfang, Zhang Shicheng, Lang Zhaoxin. 2004&. Calculation of fractal dimension of pore structure by using subsection regression method. Journal of the University of Petroleum, China, 28(6): 54~56.
- Nabawy B S, Géraud Y, Rochette P, Nicolas Bur. 2009. Pore-throat characterization in highly porous and permeable sandstones. AAPG bulletin, 93(6): 719~739.
- Pittman E D. 1992. Relationship of porosity and permeability to various parameters derived from mercury injection——capillary pressure curves for sandstone (1). AAPG Bulletin, 76(2): 191~198.
- Pu Xiugang, Wu Yongping, Zhou Jiansheng, Liao Qianjin, Xiao Dunqing, Liu Sa. 2005&. The fractal structures of pore and throat and new physical evaluation parameter of the oil—gas reservoir with low permeability. Natur. Gas Ind., 25(12): 37~39.
- Purcell W R. 1950. Interpretation of capillary pressure data. Journal of Petroleum Technology, 2(08): 11~12.
- Qian Zheng, Li Chun, Li Yue, Lv Chengyuan. 1996&. Diagenesis of deep sandstone reservoir and the stage dividing in jiyang gdepression. Journal of the University of Petroleum, China, 20(2): 6~11.
- Ran Xinquan, Wu Shenghe, Fu Jing, Wei Xinshan, Chu Meijuan. 2013&. Research on the pore structure classification of low permeability reservoir of the Yanchang Formation in Longdong Area, Ordos Basin. Earth science Frontiers, 20(2): 77~85.
- Sun Wei, Shi Chengen, Zhao Jingzhe, Zhao Lei. 2006&. Application of X-CT scanned image technique in the research of micro-pore texture and percolation mechanism in ultra-permeable oil field——taking an example from Chang-82 Formation in the Xifeng oil field. Acta Geologica Sinica, 80(5):775~779.
- Swanson B F. 1977. Visualizing pores and non-wetting phase in porous rocks. SPE Annual Fall Technical Conference. Society of Petroleum Engineers.
- Swanson B F. 1981. A simple correlation between permeabilities and mercury capillary pressures. Journal of Petroleum Technology, 33(12): 2498~2504.
- Tang Haifa, Peng Shimi, Zhao Yanchao. 2006&. Characteristics of pore structure and reservoir evaluation in h2 + 3 tight gas reservoir, Daniudi gas field. J. Mineral. Pet. Rol., 26(3):107~113.
- Tang Wei, Tang Renqi, Bai Xijun. 2008&. Application of fractal dimension theory to reservoir physics. Acta Petrolei Sinica, 29(1): 93~96.
- Thomeer J H M. 1960. Introduction of a pore geometrical factor defined by the capillary pressure curve. Journal of Petroleum Technology, 12(3): 73~77.

- Torabi A, Fossen H, Braathen A. 2013. Insight into petrophysical properties of deformed sandstone reservoirs. *AAPG bulletin*, 97 (4): 619 ~ 637.
- Wang Ruifei, Chen Mingqiang, Sun Wei. 2008&. The Research of Micro-Pore Structure in Super-Low Permeability Sandstone Reservoir of the Yanchang Formation in Ordos Basin. *Geological Review*, 54 (2): 270 ~ 277.
- Wang Ruifei, Lv Xinhua, Guo Dianbin, Su Daomin. 2012&. Characteristics of Micro-pore Throat in High Pressure and Low-Permeability Sandstone Reservoir of Deep Section: Taking the Middle of the Third Member of Shahejie Formation in Wendong Oilfield, Dongpu Sag as an Example. *Geoscience*, 26 (4): 762 ~ 768.
- Wardlaw N C, Li Y, Forbes D. 1987. Pore-throat size correlation from capillary pressure curves. *Transport in Porous Media*, 2 (6): 597 ~ 614.
- Wardlaw N C, Taylor R P. 1976. Mercury capillary pressure curves and the interpretation of pore structure and capillary behaviour in reservoir rocks. *Bulletin of Canadian Petroleum Geology*, 24 (2): 225 ~ 262.
- Yang Hua, Dou Weitan, Liu Xianyang, Zhang Caili. 2010&. Analysis on Sedimentary Facies of Member 7 in Yanchang Formation of Triassic in Ordos Basin. *Acta Sedimentologica Sinica*, 28 (2): 254 ~ 263.
- Yao Jingli, Chen Shijia, Lu Jungang, Zhang Huanxu, Liu Chaowei, Tang Haiping, Wang Gang, Zhang Bowei. 2013&. Features and influencing factors of Chang 7 reservoir of Yanchang Formation in Hujianshan area, Ordos Basin. *Petroleum Geology & Experiment*, 26 (4): 762 ~ 768.
- Zeng Daqian, Li Shuzhen. 1994&. Types and characteristics of low permeability sandstone reservoirs in China. *Acta Petrolei Sinica*, 15 (1): 38 ~ 46.
- Zhang Caili, Zhang Lei, Chen Tiaosheng, Zhang Yan, Yang Yajuan, Huang Jing, He Jing, Li Hui. 2013&. Provenance and Parent-rock Types of Member 7 of Yanchang Formation (Triassic), Ordos Basin. *Acta Sedimentologica Sinica*, 31 (3): 430 ~ 439.
- Zhang Chenkai, Shen Jinsong, Fan Zhen. 2007&. Pore structure study of low porosity and permeability reservoirs in MHM oilfield of Ordos Basin with fractal theory. *Oil & Gas Geology*, 28 (1): 110 ~ 115.
- Zhang Chuang, Sun Wei, Yang Jianpeng, Gao Hui, Hou Hailin, Qi Rui, Luo Jiangyun, Wei Xiwang. 2012&. Pore and pore-throat size distributions of low permeability sandstone reservoir and their differential origin. *Acta Geologica Sinica*, 86 (2): 335 ~ 348.
- Zhang Longhai, Zhou Cancan, Liu Guoqiang, Xiu Lijun, Li Changxi, Liu Zhonghua. 2006&. Influence of pore structures on electric properties and well logging evaluation in low porosity and permeability reservoirs. *Petroleum Exploration and Development*, 33 (6): 671 ~ 676.
- Zhang Qin, Zhu Xiaomin, Zhong Dakang, Song Gang. 2004&. Clastic reservoir properties and their controlling factors of the Paleogene in Dongying Sag, Shandong Province. *Journal of Palaeogeography*, 6 (4): 493 ~ 502.
- Zhang Wenzheng, Yang Hua, Xie Liqin, Yang Yihua. 2010&. Lake-bottom hydrothermal activities and their influences on the high-quality source rock development: A case from Chang 7 source rocks in Ordos Basin. *Petroleum Exploration and Development*, 37 (4): 424 ~ 429.
- Zhu Haihua, Zhong Dakang, Yao Jingli, Niu Xiaobing, Liang Xiaowei, Zhao Yue. 2014&. Microscopic characteristics and formation mechanism of Upper Triassic Chang 7 tight oil reservoir in the southwest Ordos basin. *Journal of China University of Mining & Technology*, 43 (5): 907 ~ 917.
- Zhu Rukai, Zou Caineng, Zhang Nai, Wang Xuesong, Cheng Rong, Liu Lihong, Zhou Chuanmin, Song Lihong. 2014&. Diagenetic fluids evolution and genetic mechanism of tight sandstone gas reservoirs in Upper Triassic Xujiahe Formation in Sichuan Basin, China. *Science in China Series D: Earth Sciences*, 39 (3): 327 ~ 339.
- Zhuang Xijin, Hu Zongquan, Zhu Xiaomin. 2002&. Jurassic reservoir of the northwest edge in Junggar basin. *Journal of Palaeogeography*, 4 (1): 90 ~ 96.

Pore Structure Characteristics and Its Effect on Permeability by Mercury Injection Measurement: An Example from Triassic Chang-7 Reservoir, Southwest Ordos Basin

DOU Wenchao^{1,2)}, LIU Luofu^{1,2)}, WU Kangjun^{1,2)}, XU Zhengjian^{1,2)}

1) State Key Laboratory of Petroleum Resources and Prospecting, China University of Petroleum (Beijing), Beijing, 102249;

2) Basin and Reservoir Research Center, China University of Petroleum (Beijing), Beijing, 102249

Abstract: mercury injection measurement is an effective petrophysical method to study pore structure of reservoir. Information about pore structure of porous materials can be obtained from capillary pressure curves. Based on the capillary—pressure data, this article studied the Pore structure characteristics and its effect of on permeability of Triassic Chang-7 reservoir in the southwestern Ordos basin. In order to understand the characteristics of pore structure, the mercury injection curves, pore-throat distribution and the fractal of pore structure were studied. Moreover, we studied the influence of pore-throat parameters on permeability by stepwise regression. The results reveal that the radius which makes the greatest contributions to the permeability is the most important factor affecting permeability. Sorting, sorting coefficient, mean size and skewness also have significantly

effect on reservoir permeability. Besides, the radius which makes the greatest contributions to the permeability is close to but a little coarser than the radius corresponding the apex of hyperbola. At last, we discussed the influence of pore-throat parameters sorted by stepwise regression on permeability. Meanwhile, other factors that might have impact on permeability were also constructively discussed.

Keywords:mercury injection;distribution of pore-throat;fractal;stepwise regression;permeability
Acknowledgements: This paper is financially supported by *the National Natural Science Fund Project of China* (No.41372143) and *the Specialized Research Fund for the Doctoral Program of Higher Education of Chinese Education Ministry* (No.20130007110002).

First author: DOU Wenchao, born in 1990, Ph. D candidate, major in reservoir geology. Email:wenchao.dou@yahoo.com.

Corresponding author: Liu Luofu, born in 1958, professor, major in petroleum geology and petroleum geochemistry. Email: liulf@cup.edu.cn.

Manuscript received on: 2014-12-12; Accepted on:2015-05-29; Edited by: HUANG Min.

Doi: 10.16509/j.georeview.2016.02.020