

引用格式: 杨 柳, 鲁晓兵, 葛洪魁, 等. 致密储层渗吸特征与孔径分布的关系[J]. 科学技术与工程, 2019, 19(16): 106-111
Yang Liu, Lu Xiaobing, Ge Hongkui, et al. The relationship between imbibition characteristics and pore size distribution[J]. Science Technology and Engineering, 2019, 19(16): 106-111

致密储层渗吸特征与孔径分布的关系

杨 柳^{1,2,3} 鲁晓兵² 葛洪魁³ 鲁环宇¹ 陈晨久¹ 张传庆¹

(中国矿业大学(北京)深部岩土力学与地下工程国家重点实验室¹, 北京 100083; 中国科学院力学研究所流固耦合系统力学重点实验室², 北京 100190; 中国石油大学(北京)非常规天然气研究院³, 北京 102249)

摘 要 致密油气藏资源量巨大, 作为重要的替代能源可以极大地缓解中国的原油对外依存度。致密储层微纳米孔隙发育, 毛细管力渗吸作用强, 充分发挥渗吸排驱作用对提高致密油气产出至关重要。然而, 由于致密储层孔隙结构复杂, 目前对于渗吸特征与孔径分布之间的关系尚不清楚。选取致密火山岩和页岩开展实验, 并与致密砂岩进行对比。通过高压压汞测试和自发渗吸实验分别获得致密储层孔径分布和渗吸特征参数, 并建立两者之间的相关关系。结果显示致密储层渗吸体积与时间的双对数坐标系下, 自发渗吸曲线呈现三段式特征: 初期直线段、曲线段和后期直线段。其中初期直线渗吸段为主要阶段, 吸水速度大大超过扩散段, 且吸水量占总吸水量的比例超过 90%, 可采用渗吸指数和扩散指数对渗吸特征进行表征。渗吸指数和扩散指数与孔径分布特征关系密切; 渗吸指数约为 0.5, 主要反映了宏孔孔径分布特征, 渗吸指数越大, 宏孔越发育; 扩散指数低于 0.3, 主要反映了中孔分布特征, 扩散指数越大, 中孔越发育。本文研究有助于理解致密储层渗吸特征与孔径分布的关系, 对发挥渗吸驱替作用和实现致密油气高效产出具有重要意义。

关键词 致密储层 渗吸 孔径分布 渗吸指数 扩散指数

中图分类号 TE348; 文献标志码 A

致密油气作为典型的非常规边缘油气能源, 受到国内外学者的广泛关注。致密油气资源在全球范围内分布广泛, 占油气资源总量的约 80% 以上^[1-4]。统计显示, 2016 年中国 62.5% 的原油依赖进口, 导致中国能源结构严重失衡, 大规模高效开采致密油气对改善中国的能源供需结构具有重要意义^[5]。然而, 致密储层具有低孔、低渗的特点, 孔喉细小, 孔隙结构复杂, 储层流动条件极差, 使得致密油气资源开发面临较大挑战。致密储层孔隙处于微纳米级别, 毛细管力较高, 充分发挥自发渗吸排驱作用是高效开发致密油气的有效方式之一。

自发渗吸指的是水在毛细管力作用下吸入基质孔隙中, 并自发排驱油气的过程。水在多孔岩石中自发流动, 受孔隙结构的影响较大。换句话说, 岩石的渗吸行为在一定程度上能够反映微观孔隙结构特征。国内外学者针对孔隙结构与自发渗吸的关系进行大量的研究。Lucas^[6]和 Washburn^[7]针对常规砂岩开展渗吸实验, 发现水渗吸长度 l 与渗吸时间 t 满足, 即渗吸指数为 0.5。然而, Lam 等^[8]指出 Lucas-Washburn 渗吸理论并不能反映所有岩石的渗吸特

征。在孔隙连通性较差的致密岩石中, 渗吸指数一般低于 0.5。Hu 等^[9]发现 Barnett 页岩渗吸指数为 0.26, 并验证了渗吸指数与孔隙连通性有关, 孔隙连通性差的岩石往往具有较低的渗吸指数。Rapport^[10]在自发渗吸实验中, 发现部分岩石渗吸指数也会超过 0.5。这是因为部分岩石内含有较高含量的黏土矿物, 可以提高水的渗吸速度, 因此高黏土矿物岩石的渗吸指数可能会超过 0.5^[11, 12]。前人主要研究渗吸指数与孔隙连通性之间的关系, 但针对扩散指数尚未展开深入研究。

现选取致密砂岩、致密火山岩和页岩样品开展渗吸对比实验, 通过高压压汞测量样品的孔径分布特征, 建立渗吸指数、扩散指数与孔径分布的相关关系。

1 实验样品及方法

1.1 实验样品

自发渗吸实验和压汞测试所需要的岩石样品信息, 如表 1 所示。针对致密砂岩、致密火山岩和页岩开展对比实验, 样品分别取自鄂尔多斯盆地、松辽盆地和四川盆地。采用中国石油大学(北京)油气资源与探测国家重点实验室的压力脉冲衰减测试仪, 测试实验样品的渗透率。致密砂岩 S、致密火山岩 H、致密火山岩 Y 和页岩 L 的渗透率分别为 2.1、

2018 年 11 月 9 日收到 国家自然科学基金青年基金(11702296)资助
第一作者简介: 杨 柳(1987—), 男, 汉族, 山东潍坊人, 博士。研究方向: 岩石与流体相互作用。E-mail: shidayangliu@126.com。

表 1 致密储层物性参数
Table 1 The physical parameters in tight reservoirs

编号	岩性	来源	渗吸指数	扩散指数	宏孔峰值/nm	微孔峰值/nm
S-1 S-2	致密砂岩	鄂尔多斯盆地	0.52	0.00	2 850	59
H-1 H-2	致密火山岩	松辽盆地	0.61	0.04	554	31.7
Y-1 Y-1	致密火山岩	松辽盆地	0.42	0.18	50	3.29
L-1 L-2	页岩	四川盆地	0.64/0.35	0.12	60 700	4.53

注: a 为微裂缝渗吸指数; b 为基质孔渗吸指数。

0.006 9、0.001 2 和 0.002 1 mD。相比而言,致密砂岩 S 渗透率明显高于其他三种致密岩石,而致密火山岩 Y 的渗透率最低。

主要研究渗吸特征与孔径分布的相关关系,因此不考虑渗吸流体成分的影响。实验采用去离子蒸馏水作为渗吸液体,温度保持在室温条件下。此外,采用环氧树脂和固化剂按照质量比 3:1 进行配比,封固圆柱形样品的柱面和一个端面,仅留一个端面吸水,即单面逆向渗吸实验。

1.2 实验方法

1.2.1 孔径分布测试

致密储层样品的孔径分布主要通过高压汞仪器进行测量,按照石油天然气行业标准 SY/T5 346—2005 进行测试。压汞仪型号为 Micromeritics Autopore IV 9 500 Series,汞注入压力范围为 0.013 ~ 430 MPa。致密岩石汞注入测试为非润湿相驱替润湿相过程,注入的汞为非润湿相,岩石中的气体为润湿相。汞注入过程非常缓慢,因此注入压力与毛细管力接近相等。毛细管半径与孔隙半径对应相等,而在相应孔径下注入的汞体积与孔隙体积相等。取汞表面张力约为 480 mN/m,接触角约为 140°,因此孔隙半径 r 与汞注入压力 P_{Hg} 的关系为

$$r = \frac{0.75}{P_{Hg}} \quad (1)$$

对于致密储层岩石而言,孔隙处于微纳米级别,导致汞注入压力过高。研究发现,汞只能进入半径大于 3 ~ 4 nm 的孔隙中。换句话说,高压汞注入测试的最高分辨率为 3 ~ 4 nm。根据 Jiang 等^[13] 根据孔径 D 的大小对孔隙进行分类:宏孔 ($D > 50$ nm),中孔 (2 nm $< D < 50$ nm) 和微孔 ($D < 2$ nm)。由于汞注入无法分辨孔径小于 2 nm 的孔隙,因此将致密储层的孔隙分为两类:宏孔和中孔。

1.2.2 渗吸特征测试

图 1 为致密岩石自发渗吸装置示意图。致密岩石样品浸没于蒸馏水中,水在毛细管力作用下自发吸入致密岩石中,岩石内的气体逐渐排出。根据质

量守恒定律,自发吸入岩石中的水体积与驱替出的气体的体积接近相等。由于水占据了气体原有的空间,且水的密度高于气体密度,因此岩石的质量随着渗吸时间逐渐增加。采用高精度的分析天平悬挂致密样品,可实时测量样品质量变化,并将结果传递至电脑中。具体的实验流程如下。

(1) 采用岩心钻机在致密砂岩、致密火山岩和页岩岩石上钻取圆柱状样品(直径为 2.5 cm),应用切割机将柱状样品两端面切平;测量柱状样品的长度和直径。

(2) 将柱状样品置于烘干箱内,调整温度至 105 °C 下对样品进行烘干处理。每隔一段时间测量一次样品质量,如果前后两次质量差低于 1%,说明样品已完全烘干。将样品取出,自然冷却后,测量样品的质量(即为干重)。采用渗透率测试仪测量柱状样品渗透率。

(3) 环氧树脂和固化剂凝固后具有很强的不透水性,可用于控制岩石渗吸的边界条件。按照质量比 3:1 混合环氧树脂和固化剂,搅拌均匀后,采用棉签将环氧树脂和固化剂的混合液涂在柱状样品的柱面和一个端面上,保证样品的渗吸形式为一维单面渗吸。

(4) 环氧树脂和固化剂凝固后,采用直径为 0.128 mm 的鱼线(0.6 号)将样品悬挂于天平底部挂钩上,并将样品浸没于蒸馏水中;记录样品浸没于水中的初始时间。

(5) 采用串口线将天平与电脑连接;调整分析天平的连续计量按钮,设置每 1 min 记录一次样品质量,并将实验结果(质量 m 随着渗吸时间 t 的变化)传递至电脑中。在双对数坐标系下,绘制单位面积的渗吸体积随着渗吸时间的变化。

根据 Zolfaghari 等^[14] 可知,致密储层中水的重力相比毛细管力较小,可忽略不计。则单位面积上的渗吸体积与时间的关系为

$$\frac{V_{imb}}{A_c} = At^n \quad (2)$$

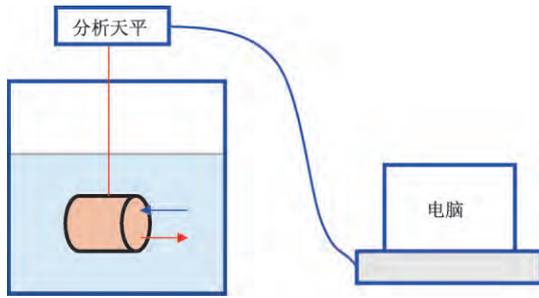


图1 自发渗吸装置示意图

Fig. 1 The imbibition instrument diagram for tight reservoirs

对式(2) 两侧进行对数变换, 可得:

$$\lg \frac{V_{imb}}{A_c} = \lg A + n \lg t \quad (3)$$

式中: V_{imb} 为渗吸水体积, cm^3 ; A_c 为样品吸水端面积, cm^2 ; A 为渗吸速率, cm/h^n ; n 为渗吸或扩散指数; t 为渗吸时间, h 。

2 实验结果

2.1 孔径分布

图2 为高压压汞测试的致密岩石孔径分布图。图2(a) 为致密砂岩S的孔径分布图, 发现孔径分布呈现出单峰特征。主要发育宏孔, 几乎不发育中孔, 说明孔隙分布较为集中, 这是致密砂岩S 具有较高渗透率(2.1 mD) 原因。致密砂岩S 的宏孔峰值孔径约为2 850 nm, 中孔峰值孔径可取为59 nm。

图2(b) 为致密火山岩H 的孔径分布图, 孔径分布呈现两峰特征, 左峰为中孔, 右峰为宏孔, 其中

中孔的孔隙体积占比超过 80%。宏孔峰值孔径为554 nm, 中孔峰值孔径可取为31.7 nm。

图2(c) 为致密火山岩Y 的孔径分布图, 呈现出单峰特征, 主要发育中孔, 几乎不发育宏孔。说明致密火山岩Y 的孔隙主要处于纳米级别, 这是具有低渗透率(0.001 2 mD) 特征的主要原因。

图2(d) 为页岩L 的孔径分布图, 呈现出三峰特征, 其中两个是宏孔峰, 一个是中孔峰, 宏孔与中孔的孔隙体积接近相等。三峰特征与页岩双孔-双渗孔隙结构有关, 页岩同时发育微裂缝、宏孔和中孔, 分别对应图2(d) 中的右峰、中峰和左峰, 孔径分布较为分散。可以取右侧峰作为宏孔峰, 左侧峰作为中孔峰, 暂不考虑中峰。因此, 宏孔峰值孔径约为60 700 nm, 中孔峰值孔径约为4.53 nm。

2.2 渗吸特征

根据式(3), 可对自发渗吸实验数据进行处理。在双对数坐标系下, 绘制四种致密岩石单位面积吸水量与时间的关系曲线(图3)。根据自发渗吸曲线斜率, 即可得到时间指数 n 。在双对数坐标系下, 所有致密岩石渗吸曲线呈现出阶段线性特征, 共分为三段: 渗吸直线段、过渡曲线段和扩散直线段。在初期渗吸段, 随着渗吸时间增加, 单位面积吸水量逐渐增加, 然而当岩石内吸水程度达到约80% 时, 直线特征开始渐渐消失, 逐渐转入过渡曲线段; 在过渡段, 曲线的斜率迅速下降, 说明岩石的渗吸前缘逐渐接触不透水端面, 渗吸速率急剧下降, 当渗吸前缘完全到达样品不透水边界后, 逐渐转入扩散段; 在扩散

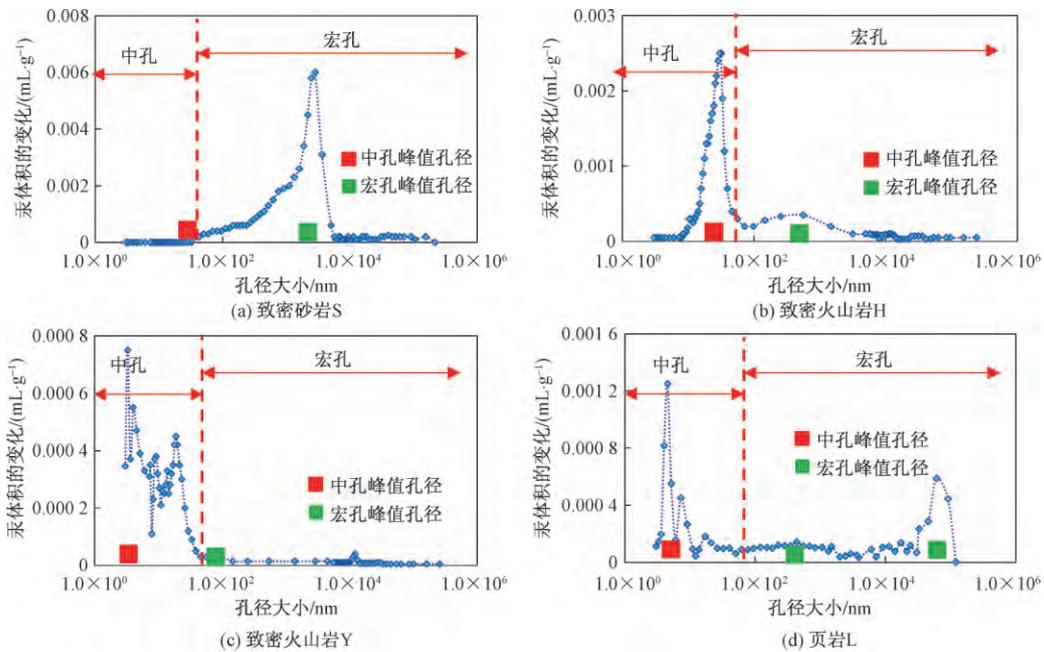


图2 致密岩石样品的孔径分布

Fig. 2 The pore size distribution in tight reservoirs

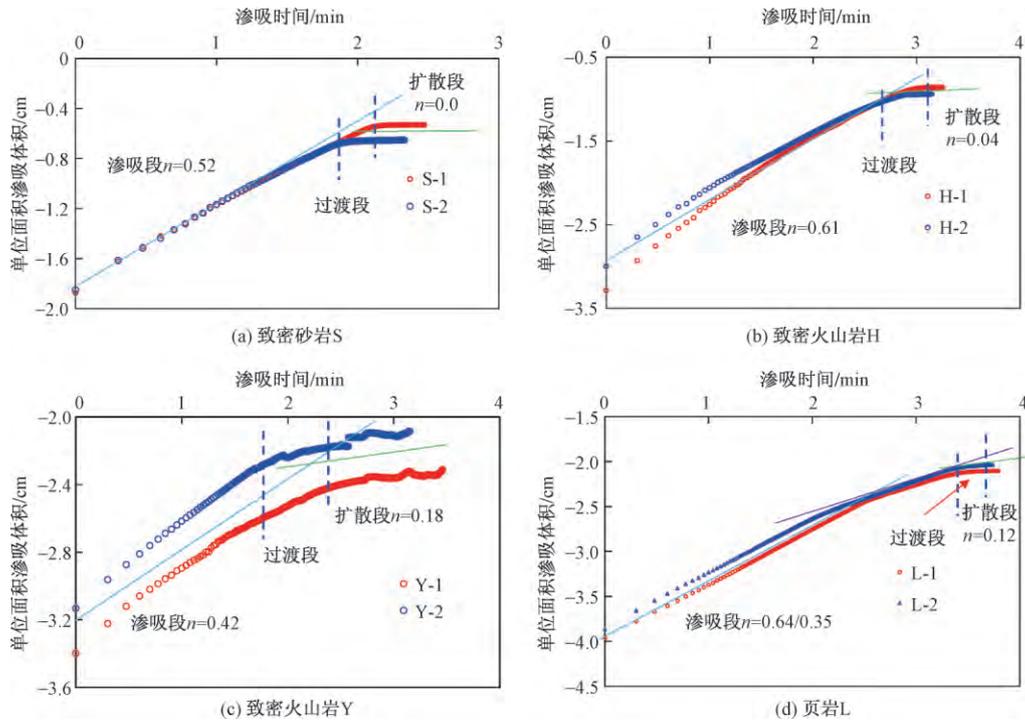


图 3 单位面积的吸水量与时间的双对数曲线

Fig. 3 The log-log curves of imbibed volume vs. time

段,水开始慢慢充满前期没有完全饱和的孔隙,同时在含水饱和度差的作用下逐渐进入连通性更差的孔隙中。由图 3 可以发现扩散段曲线斜率与渗吸段斜率之比为 0~0.4,可见扩散段吸水速率明显放缓,吸水量增长缓慢。

虽然不同致密岩石的渗吸曲线总体呈现出三段式特征,但是曲线的形态仍然存在较大差异,可采用渗吸段和扩散段的曲线斜率来定量表征曲线形态。渗吸段斜率为渗吸指数,扩散段斜率为扩散指数。致密砂岩的渗吸指数约为 0.52,扩散指数为 0,这与其简单的孔径分布关系密切,整个渗吸过程都表现为宏孔吸水。致密火山岩的渗吸指数约为 0.61,扩散指数为 0.04;致密火山岩的渗吸指数约为 0.42,扩散指数为 0.18;页岩的渗吸段与其他致密岩石存在较大不同,存在两个渗吸指数分别为 0.64 和 0.35,扩散指数为 0.12。这与其复杂的孔径分布关系密切。由于不同孔径的孔隙或裂缝吸水速率的不同,页岩同时发育微裂缝、宏孔和中孔,因此页岩能够呈现更加复杂的渗吸特征。综合来看,致密岩石的渗吸特征与孔径分布关系密切,有必要进一步讨论渗吸指数、扩散指数与孔径分布特征的关系。

3 讨论

图 4(a) 所示,为宏孔峰值孔径对渗吸指数的影响。随着宏孔峰值孔径的增加,渗吸指数逐渐增加,

初期增速较快,后期逐渐放缓。当渗吸指数超过 0.5 后,宏孔峰值孔径对渗吸指数的影响较小。可以看出,宏孔发育程度与渗吸指数正相关。图 4(b) 为扩散指数与中孔峰值孔径的关系。与渗吸指数与宏孔峰值孔径的关系不同,随着中孔峰值孔径的减小,扩散指数呈线性增长。说明中孔发育程度与扩散指数正相关。

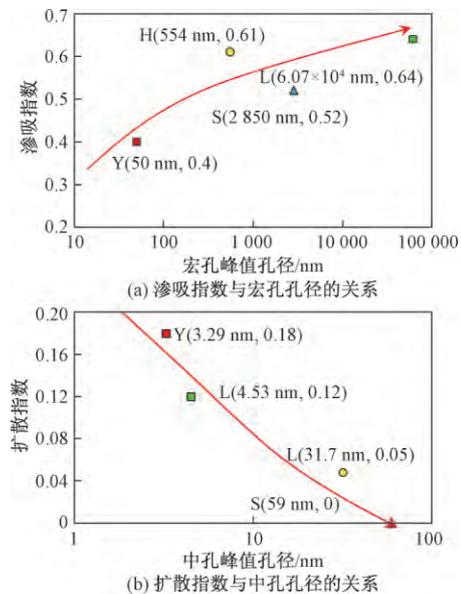


图 4 时间指数与孔径大小的关系

Fig. 4 The relationship between time exponent and pore size distribution

在毛细管中,流体运动主要受到毛细管力和黏滞阻力作用。随着黏滞阻力增大,对毛细管力的抵消作用越来越明显。Lucas^[6]和 Washburn^[7]提出低速流动下毛细管力与黏滞阻力接近相等,因此毛细管中的渗吸距离 l 为

$$l = \sqrt{\frac{r\sigma\cos\theta}{2\mu}} \quad (4)$$

式(4)中: r 为毛细管半径; σ 为界面张力; θ 为润湿角; μ 为水的黏度。根据 Lucas-Washburn 方程可知,毛细管中渗吸长度与毛管半径的平方根成线性关系。随着毛管半径增加,渗吸速度逐渐增加。宏孔的孔径高于中孔,因此岩石中宏孔的渗吸速度大于中孔。初期渗吸段,岩石中的宏孔和中孔同时吸水,由于宏孔吸水速度快,因此样品质量变化主要由于宏孔吸水引起的;随着宏孔被充满,中孔的吸水作用逐渐显现出来,后期扩散段的质量变化主要由于中孔吸水导致的。

综合来看,宏孔主要反映了渗吸段特征,中孔主要反映了扩散段特征。图5所示为常规储层与致密储层的孔隙结构对比。对于高渗砂岩储层而言,主要发育宏孔,且宏孔分布集中,渗吸曲线只存在渗吸段,扩散段可忽略不计;对于致密储层而言,中孔发育程度较好,且部分致密储层同时发育宏孔和中孔,渗吸曲线具有明显的渗吸段和扩散段。吸水曲线中扩散段特征是常规储层和致密储层的主要不同点之一。页岩比致密储层渗吸特征更加复杂,由于页岩同时发育微裂缝、宏孔和中孔,孔径分布范围广,呈现三峰特征。因此,页岩的渗吸曲线呈现三部分:微裂缝渗吸段、宏孔渗吸段和中孔扩散段。

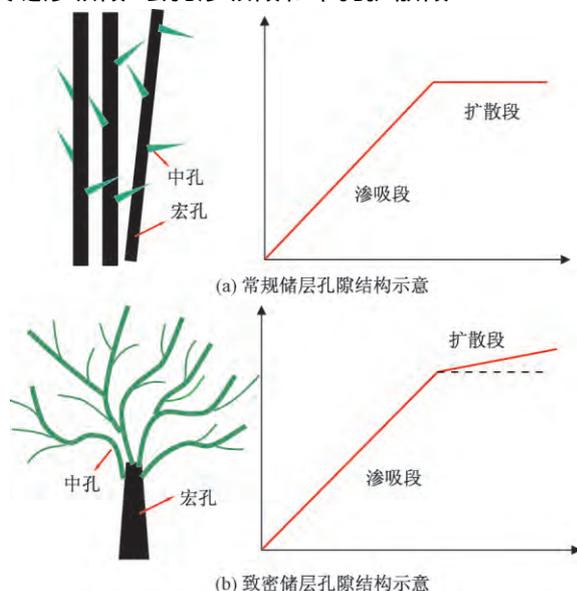


图5 常规储层与致密储层的孔隙结构对比

Fig. 5 Schematic diagram of pore structure in tight reservoir and conventional reservoir

4 结论

针对致密储层岩石开展高压汞注入测试,获得岩石的孔径分布特征;开展了致密储层岩石自发渗吸对比实验,研究了渗吸曲线三阶段性特征,阐明了孔径分布与渗吸特征指数的相关关系。研究主要得出如下结论。

(1) 高压压汞测试结果表明:致密储层孔隙处于微纳米级别,孔隙孔径低于 $100 \mu\text{m}$ 。致密砂岩孔径分布为“单峰”特征,主要发育宏孔,几乎不发育中孔;致密火山岩孔径分布为“单峰”或“双峰”特征,发育宏孔和中孔;页岩孔径分布呈现出特殊的“三峰”特征,孔径分布范围广,同时发育微裂缝、宏孔和微孔。

(2) 致密储层渗吸曲线呈现出阶段线性特征,主要分为三段:渗吸直线段、过渡曲线段和扩散直线段,其中渗吸直线段为主要吸水阶段,吸水速度大大超过扩散段,且吸水量占总吸水量的比例超过 80%。

(3) 渗吸段主要反映了宏孔的吸水特征,渗吸指数越高,宏孔越发育;扩散段主要反映了中孔的吸水特征,扩散指数越高,中孔越发育。

参考文献

- Dehghanpour H, Lan Q, Saeed Y, et al. Spontaneous imbibition of brine and oil in gas shales: effect of water adsorption and resulting micro fractures [J]. *Energy Fuels*, 2013, 27 (6): 3039-3049
- 杨柳,葛洪魁,申颖浩. 一种评价页岩储层压裂液吸收的新方法[J]. *科学技术与工程*, 2016, 16(24): 48-53
Yang Liu, Ge Hongkui, Shen Yinghao, et al. A new method for evaluating intake of fracturing fluid in shale formations [J]. *Science Technology and Engineering*, 2016, 16(24): 48-53
- 刘坤,孙建孟,王艳. 致密油储层水平井压后产能预测研究[J]. *科学技术与工程*, 2017, 17(29): 88-95
Liu Kun, Sun Jianmeng, Wang Yan. Tight oil reservoir productivity prediction after fracturing in horizontal wells [J]. *Science Technology and Engineering*, 2017, 17(29): 88-95
- 崔传智,陈鸿林,高立群. 大厚层致密砂砾岩油藏直井多段压裂开发[J]. *科学技术与工程*, 2017, 17(34): 55-62
Cui Chuanzhi, Chen Honglin, Gao Liqun. Development of multiple-fracturing vertical wells in the thick layer of dense glutenite reservoir [J]. *Science Technology and Engineering*, 2017, 17(34): 55-62
- Wang J J, Rahman S S. An investigation of fluid leak-off due to osmotic and capillary effects and its impact on micro-fracture generation during hydraulic fracturing stimulation of gas shale [C]//The EUR-OPEC 2015 Conference. Madrid: Society of Petroleum Engineers, 2015: 356-359
- Lucas R. Rate of capillary ascension of liquids [J]. *Kolloid Zeitschrift*, 1918, 23: 15-22
- Washburn E W. Dynamics of capillary flow [J]. *Physical Reviews*,

- 1921 ,17(3) :273-283
- 8 Lam C H ,Horvath V K. Pipe network model for scaling of dynamic interfaces in porous media [J]. *Physical Reviews Letters* ,2000 ,85 (6) : 1238-1241
- 9 Hu Q H ,Ewing P R ,Dultz S. Low pore connectivity in natural rock [J]. *Journal of Contaminant Hydrology* ,2012 ,133: 76-83
- 10 Rappoport L A. Scaling laws for use in design and operation of water-oil flow models [J]. *Transport in Porous Media* ,1955 ,204: 143-150
- 11 Meng M ,Ge H ,Ji W ,et al. Investigation on the variation of shale permeability with spontaneous imbibition time: sandstones and volcanic rocks as comparative study [J]. *Journal of Natural Gas Science and Engineering* ,2015 ,27: 1546-1554
- 12 Roychaudhuri B ,Tsotisis T ,Jessen K. An experimental investigation of spontaneous imbibition in gas shales [J]. *Journal of Petroleum Science and Engineering* ,2013 ,111 ,87-97
- 13 Jiang S ,Tang X ,Cai D ,et al. Comparison of marine ,transitional , and lacustrine shales: A case study from the Sichuan Basin in China [J]. *Journal of Petroleum Science and Engineering* ,2016 ,123: 77-82
- 14 Zolfaghari A ,Dehghanpour H ,Ghanbari E. Fracture characterization using flowback salt-concentration transient [J]. *SPE Journal* ,2015 ,45: 1-12

The Relationship between Imbibition Characteristics and Pore Size Distribution

YANG Liu^{1 2 3} ,LU Xiao-bing² ,GE Hong-kui³ ,LU Huan-yu¹ ,CHEN Chen-jiu¹ ,ZHANG Chuan-qing¹

(State Key Laboratory for Geomechanics and Deep Underground Engineering ,China University of Mining and Technology (Beijing)¹ , Beijing 100083 ,China; Key Laboratory for Mechanics in Fluid Solid Coupling Systems ,Institute of Mechanics ,Chinese Academy of Sciences² , Beijing 100190 ,China; Unconventional Gas Research Institute ,China University of Petroleum (Beijing)³ ,Beijing 102249 ,China)

[Abstract] The pores of tight reservoirs are in the micro-nano level and the capillary imbibition plays an important role in improving the tight oil and gas production. However , due to the complex pore structure of tight reservoirs , the relationship between the imbibition characteristics and the pore size distribution is still unclear. Tight volcanic rocks and shale were selected to conduct experiments and compares them with conventional sandstones. The pore size distribution and permeability parameters of tight reservoirs were obtained by high pressure mercury intrusion test and spontaneous imbibition experiments. The relationship between pore size distribution and imbibition characteristics was established. The results show that the spontaneous imbibition curve exhibits three-stage characteristics in the double-logarithmic coordinate: Imbibition stage , transition stage and diffusion stage. The imbibition stage is the main stage and the water flow speed in imbibition stage greatly exceeds the diffusion stage. The ratio of water volume to total water volume exceeds 90% . The imbibition exponent and diffusion exponent can be used to characterize the imbibition characteristics. The imbibition exponent and diffusion exponent are closely related to the pore size distribution characteristics. The imbibition exponent is about 0.5 , which mainly reflects the pore size distribution characteristics of macropores. The larger imbibition exponent , the more macropores. The diffusion exponent is lower than 0.3 , which mainly reflects the pore size distribution of mesopores. The larger the diffusion exponent , the more mesopores. This study is helpful to understand the relationship of the imbibition characteristics and pore size distribution. It is of great significance for exerting the effect of displacement and improving the efficient production of tight oil and gas.

[Key words] tight reservoirs spontaneous imbibition pore size distribution imbibition exponent
diffusion exponent