

文章编号：1000-0747(2019)05-0000-07 DOI: 10.11698/PED.2019.05.00

复杂多孔介质主流通道定量判识标准

李熙喆¹, 卢德唐², 罗瑞兰¹, 孙玉平¹, 沈伟军³, 胡勇¹,
刘晓华¹, 齐亚东¹, 关春晓¹, 郭辉¹(1. 中国石油勘探开发研究院, 河北廊坊 065007; 2. 中国科学技术大学工程科学学院, 安徽合肥 230026;
3. 中国科学院力学研究所, 北京 100190)

摘要: 为了判识油气储集层中复杂多孔介质的主流通道类型, 利用试井解释获取的综合渗透率与岩心测试(或测井解释)得到的基质渗透率的比值定义了“主流通道指数”, 同时基于流量等效原理建立了相应的数学模型, 提出了主流通道分类方法, 实现了储集层流动通道类型的定量表征, 并通过典型气藏实例分析验证了该方法的有效性。研究表明, “主流通道指数”能够定量划分流动通道类型: 该指标小于3, 基质孔隙为主要流动通道; 该指标为3~20, 流动通道以裂缝为主、基质孔隙为辅; 大于20可视裂缝为唯一渗流通道。典型气藏的动态分析显示, “主流通道指数”可用于评价多孔介质流动通道类型, 进而指导气藏分类开发、规避气藏开发风险。图10参29

关键词: 多孔介质; 基质孔隙; 裂缝; 流动通道; 主流通道指数; 定量判识标准

中图分类号: TE33+2 文献标识码: A

Quantitative criteria for identifying main flow channels in complex porous media

LI Xizhe¹, LU Detang², LUO Ruilan¹, SUN Yuping¹, SHEN Weijun³, HU Yong¹,
LIU Xiaohua¹, QI Yadong¹, GUAN Chunxiao¹, GUO Hui¹

(1. PetroChina Research Institute of Petroleum Exploration & Development, Langfang 065007, China; 2. Department of Modern Mechanics, University of Science and Technology of China, Hefei 230026, China; 3. Institute of Mechanics, Chinese Academy of Sciences, Beijing 100190, China)

Abstract: To identify the type of main flow channels of complex porous media in oil and gas reservoirs, the “main flow channel index” is defined as the ratio of comprehensive permeability obtained from well test to matrix permeability obtained from core analysis or well logging. Meanwhile, a mathematical model is established based on equivalent flow assumption, the classification method for main flow channels is put forward, and quantitative characterization of main flow channels is realized. The method has been verified by analysis of typical gas reservoirs. The study results show that the “main flow channel index” can quantitatively classify types of flow channels. If the index is less than 3, the matrix pore is the main flow channel; if the index is between 3 to 20, the fracture is the main flow channel and the matrix pore acts as the supplement one; if the index is more than 20, the fracture is the only seepage channel. The dynamic analysis of typical gas reservoirs shows that the “main flow channel index” can be used to identify the type of flow channel in complex porous media, guiding the classified development of gas reservoirs, and avoiding development risk.

Key words: porous media; matrix pore; fracture; flow channels; main flow channel index; quantitative identification criteria

引用: 李熙喆, 卢德唐, 罗瑞兰, 等. 复杂多孔介质主流通道定量判识标准的建立与应用[J]. 石油勘探与开发, 2019, 46(5): 1-7.

LI Xizhe, LU Detang, LUO Ruilan, et al. Quantitative criteria for identifying main flow channels in complex porous media[J]. Petroleum Exploration and Development, 2019, 46(5): 1-7.

0 引言

多孔介质是由多孔固体骨架和孔隙组成的共存空间, 广泛存在于工程材料、生物体和地层介质中^[1-2]。油气储集层是一种典型的多孔介质, 一般发育孔隙、裂缝和溶洞等多种形态的储渗空间, 且不同储集层的储渗空间形态不尽相同。油气在储集层中流动时, 通

常会选择阻力较小的优势路径流动, 这些优势路径即为主流通道^[3-6]。在非均质, 尤其是强非均质储集层中, 主流通道一般以断裂、裂缝等形式存在, 与基质孔隙相比, 渗透率可高出数个数量级, 对油气成藏和开发具有重要的控制作用。如何快速、准确识别油气储集层的主流通道类型, 进而量化表征, 直接关系到油气田开发技术政策制定的合理性和高效性。

针对流体主流通道的识别、描述和预测,国内外学者通过室内实验、理论分析、数值模拟及生产动态评价等方式开展了大量研究工作:Silliman等^[7]采用室内实验描述了优势流动路径;Hestir等^[8]和Datta-Gupta等^[9]采用经典水文反演方法表征了裂缝性岩石内流体的流动问题;Ronayne等^[10]和Kerrou等^[11]通过研究通道性质估算了介质中的水文参数;结合地球物理和水文测试数据,Day-Lewis等^[12]确定了裂缝性岩石的优势流动通道。上述研究成果对深化主流通道的认识具有重要意义,但仅限于室内实验和数值计算,缺乏实际应用效果的验证。为此,有学者采用与实际生产密切相关的“渗透率”参数开展主流通道识别研究:Warren等^[13]和Guswa等^[14]采用试井渗透率分辨了高渗和低渗区;Amaefule等^[15]和Al-Dhafeeri等^[16]通过岩心实验和生产数据分析确定了储集层中的水力流动单元和高渗透区域。在复杂地层介质中,利用试井分析和室内岩心实验(或测井解释)获得的渗透率并不总是一致,采用单一参数无法判识主要渗流通道。因此,一些学者又提出了其他方法,如孔隙-渗透率模拟法、流动区域指数法和岩石质量指标法等^[17-21]。但这些方法并未实现复杂多孔介质主流通道的准确、定量评价,而且所得出的结论对指导主流通道识别也不具有普适性。

为了判识油气储集层中复杂多孔介质的主流通道类型,本文提出了“主流通道指数”指标,建立了大通道流量与主流通道指数之间的定量关系,确定了主流通道判识标准,并通过典型气藏实例分析验证了该方法的有效性。

1 “主流通道指数”概念与矿场规律

多孔介质的储渗空间一般可分为基质孔隙(洞)和裂缝,考虑到地下多孔介质赋存状态的复杂性,真实描述各类储渗空间较为困难。

为认识不同通道对总渗流能力的贡献和判别主要渗流通道,对多孔介质模型作如下假设:不同的流动通道具有不同的渗流能力,裂缝与基质孔隙渗流能力的相对大小将流动通道分为两个级别,即以基质孔隙为代表的“基准通道”和以裂缝为代表的“大通道”,对应渗透率分别为基质渗透率(K_m)和大通道渗透率(K_f),二者共同作用下的储集层综合渗透率则以 K_c 表示。

在矿场实际生产中, K_m 可以通过室内岩心实验或测井解释获取, K_c 主要通过试井资料解释获取,而以

裂缝为代表的大通道渗透率很难直接定量获取。为此,本文定义“主流通道指数”为储集层综合渗透率与基质渗透率比值,并采用该指标进行主流通道类型的定量判识。

$$\lambda = \frac{K_c}{K_m} \quad (1)$$

气田(藏)“主流通道指数”取值流程为:①以气藏为一个评价单元,优选确定典型井,这些气井控制范围一般能够覆盖整个气藏;②针对典型气井开展试井、岩心测试或测井作业;③解释得到每口典型气井的试井渗透率和基质渗透率,其中基质渗透率为储集层段所有测点的平均值;④求取所有典型气井的“主流通道指数”,气井“主流通道指数”反映了该井井控范围内流动通道类型;⑤求取所有典型气井的“主流通道指数”平均值,作为气藏的“主流通道指数”,能够综合体现气藏这一级别评价尺度的主流通道特征。

基于以上步骤,统计分析了中国25个大气田的“主流通道指数”(见图1)。结合这些气田的储集层特征和生产规律发现:当“主流通道指数”小于3时,孔喉为主要流动通道,储集层表现为单孔单渗特征;“主流通道指数”为3~20时,流动通道以裂缝为主、孔喉为辅,储集层表现为双孔双渗特征;“主流通道指数”大于20时,裂缝可视为唯一渗流通道,此时储集层表现为双孔单渗特征。

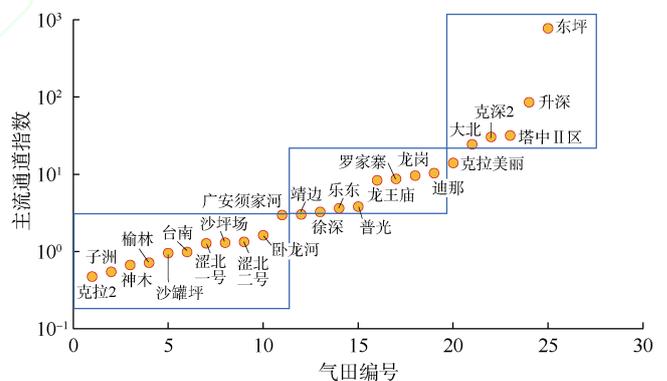


图1 中国25个大气田“主流通道指数”分布

2 “主流通道指数”界限的理论分析

针对矿场大数据分析所显示的规律,建立理论模型并划定分类界限。

2.1 “主流通道指数”与大通道流量占比

当一个多孔介质系统中包含裂缝及基质孔隙时(见图2),可用下列参数表征系统中孔隙、裂缝等与整个系统的关系。

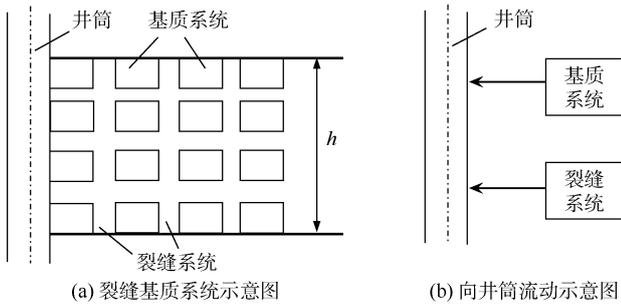


图2 多孔介质流动系统示意图

①裂缝系统体积比 v_f ：表示裂缝系统体积占系统总体积的比例。

②基质系统体积比 v_m ：表示基质系统体积占系统总体积的比例。其中系统总体积等于裂缝系统体积与基质系统体积之和，即：

$$v_f + v_m = 1 \quad (2)$$

③裂缝系统中裂缝孔隙度 ϕ'_f ：表示裂缝系统孔隙体积与裂缝系统体积之比。

④基质系统中基质孔隙度 ϕ'_m ：表示基质系统孔隙体积与基质系统体积之比。

⑤裂缝及基质系统中的裂缝孔隙度 ϕ_f ：表示裂缝系统孔隙体积与系统总体积之比。

⑥裂缝及基质系统中的基质孔隙度 ϕ_m ：表示基质系统孔隙体积与系统总体积之比。

根据上述定义，有如下关系式：

$$\begin{cases} \phi_f = v_f \phi'_f \\ \phi_m = v_m \phi'_m \\ \phi = \phi_f + \phi_m = v_f \phi'_f + v_m \phi'_m \end{cases} \quad (3)$$

在储集层内取一立方体元，长度为 L ，截面积为 A ，体元内同时发育基质孔隙和天然裂缝。基质系统渗透率为 K_m ，过流面积为 A_m ；裂缝系统渗透率为 K_f ，过流面积为 A_f ；基质与裂缝系统过流面积 $A = A_m + A_f$ 。假设体元两端面压力分别为 p_1 、 p_2 ，黏度为 μ 的流体流经体元时遵循达西定律。则体元截面上，通过基质系统和裂缝系统的流量表达式分别为：

$$Q_m = \frac{K_m}{1.157 \times 10^{-2} \mu} A_m \frac{p_1 - p_2}{L} \quad (4)$$

$$Q_f = \frac{K_f}{1.157 \times 10^{-2} \mu} A_f \frac{p_1 - p_2}{L} \quad (5)$$

由(4)(5)式可得，大通道流量占总流量的比例为：

$$\eta = \frac{Q_f}{Q_f + Q_m} = \frac{K_f A_f}{K_f A_f + K_m A_m} \quad (6)$$

由(6)式可以看出，大通道流量比例实际上受控

于裂缝和基质各自渗透率及过流截面积的乘积。

根据“主流通道指数”的定义及达西定律，并考虑到一般情况下 $K_m \ll K_f$ 、 $A_m \gg A_f$ ，则有：

$$\begin{aligned} \lambda &= \frac{K_e}{K_m} = \frac{K_f A_f + K_m A_m}{K_m (A_f + A_m)} \approx \frac{K_f A_f + K_m A_m}{K_m A_m} = \\ &1 + \frac{K_f A_f}{K_m A_m} \approx 1 + \frac{K_f}{K_m} v_f \end{aligned} \quad (7)$$

联立(6)式、(7)式可以得到大通道流量比例 η 和主流通道指数 λ 之间的关系式：

$$\begin{aligned} \eta &= \frac{K_f A_f}{K_m A_m + K_f A_f} = \frac{K_f v_f A}{K_m A_m + K_f v_f A} \approx \\ &\frac{K_f v_f}{K_m + K_f v_f} = 1 - \frac{1}{\lambda} \end{aligned} \quad (8)$$

由(8)式可知，在主流通道指数值较小时，大通道流量贡献随主流通道指数增大而快速增大，之后增幅趋于平缓(见图3)。

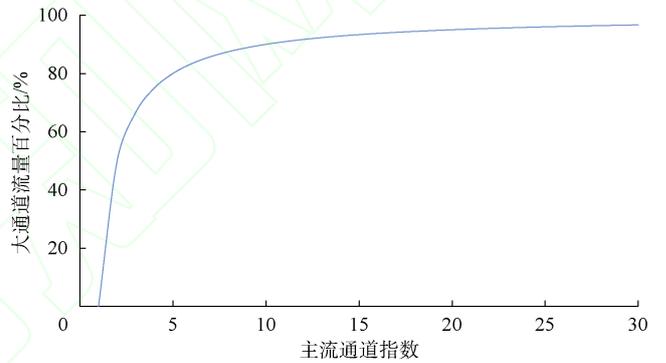


图3 大通道流量比例与“主流通道指数”之间的关系

2.2 流量等效原理下的“主流通道指数”

参照(6)式和(8)式并考虑 $K_m \ll K_f$ 、 $A_m \gg A_f$ ，可得：

$$\eta = \frac{Q_f}{Q_f + Q_m} \approx \frac{K_f v_f A}{K_f v_f A + K_m A} \quad (9)$$

(9)式应存在如(10)式所示的等效形式，其渗透率相同，而截面积不同，通过调整 A_f 和 A_m ，可获得与(9)式相同的 η 。

$$\eta = \frac{Q_f}{Q_f + Q_m} = \frac{K v_f A_f}{K v_f A_f + K A_m} \quad (10)$$

简言之，“面积相同”条件下给定 K_f 和 K_m 可计算 η ，同样在“渗透率相同”条件下可以通过改变 A_f 和 A_m 获得相同的 η ，本文称这种关系为“流量等效”原理。“流量等效”原理是在保证流量相等的情况下，对方程进行简化，从而实现对方程的求解。

根据“流量等效”原理，参照试井分析模型，并

结合实际天然气生产中普遍的开发模式,这里采用圆形区域(见图4)进行研究。假设图4中1区代表天然裂缝系统,提供的流量为 Q_f ;2区代表基质孔隙系统,提供的流量为 Q_m 。通过改变1区和2区的面积可以得到与实际意义相等效的大通道流量比例 η 。

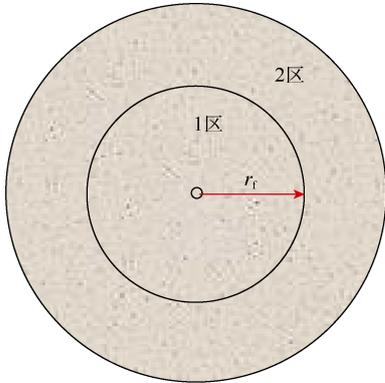


图4 “渗透率相同”假设条件下的面积变化示意图

当实际气井以流量 Q 生产时,总产量为1区和2区的产量之和,对于给定的生产时间,应存在一个泄气范围,其提供的产量是主导产量。根据流量等效原理中“渗透率相同”的假设,该泄气范围内提供的产量等效于主流通道内的产量。

2.2.1 主流通道识别特征值求取

基于上述研究思路,假设无限大地层中有一口生产井,虽然地层中所有点均对产量有贡献,但应存在一个对井产量贡献最大的区域,该区域提供的流量占总产量的比例可等效表征大通道流量的占比。

假设在 $t=\tau$ 的瞬时由多孔介质 $M_0(x_0, y_0)$ 点注入或采出质量为 δ_m 的流体,则无限大平面地层中渗流的流体,其密度 ρ 所满足的方程及其定解条件为^[22]:

$$\begin{cases} \frac{\partial^2 \rho}{\partial x^2} + \frac{\partial^2 \rho}{\partial y^2} = \frac{1}{3.6\chi} \frac{\partial \rho}{\partial t} \\ \rho(x \rightarrow \pm\infty, y \rightarrow \pm\infty, t) = \rho_1 \\ \rho(x, y, t = \tau) = \begin{cases} \rho_1 & (x, y) \notin M_0 \\ \infty & (x, y) \in M_0 \end{cases} \end{cases} \quad (11)$$

通过 Fourier 变换及反变换技术,瞬时源渗流的流体密度在实空间的分布函数为:

$$\rho = \rho_1 + \frac{\Gamma}{14.4\pi\chi(t-\tau)} \exp\left[-\frac{r^2}{14.4\chi(t-\tau)}\right] \quad (12)$$

式中 $r^2 = (x-x_0)^2 + (y-y_0)^2$; Γ 为待定常数,与注入或采出量 δ_m 有关,通过对(12)式积分可得 $\Gamma = \frac{\delta_m}{h\phi}$ 。

根据真实气体状态方程,密度与压力之间的关系

可表示为:

$$\rho = \frac{10^3 M_p}{RZT} \quad (13)$$

对于特定的气井,产层温度恒定,气体组分不变,其混合气体的平均相对分子质量不变,且在温度不变的情况下,气体偏差因子一般为0.9~1.1,即密度与压力近似为线性关系。同时考虑体积流量 δ_v 和质量流量 δ_m 之间的关系 $\delta_m = \rho_i \delta_v$,并定义 $C_i = \frac{Z_i}{Z p_i}$,且假设

$\tau=0$,则地层中压力分布的表达式为:

$$p(r, t) = p_1 + \frac{\delta_v}{345.6\pi h \phi \chi C_i t} \exp\left(-\frac{r^2}{14.4\chi t}\right) \quad (14)$$

压差最大处即为寻找的关键点,因而对(14)式求导并取值为0,可以求得压差最大值处的时间 t^* 与距离 r^* 有如下关系:

$$r^{*2} = 14.4\chi t^* \quad (15)$$

根据达西定律,地层中任一 r 处流量可以表示为:

$$q(r, t) = \frac{Kh}{1.842 \times 10^{-3} \mu} r \frac{\partial p}{\partial r} \quad (16)$$

假设均质地层中一口线源井以产量 \bar{q} 生产,则地层中压降 $\Delta p(r, t)$ 分布为^[22]:

$$\Delta p(r, t) = \frac{1.842 \times 10^{-3} \bar{q} B \mu}{2Kh} \left[-E_i\left(\frac{r^2}{14.4\chi t}\right) \right] \quad (17)$$

由(17)式计算地层中任一点 r 处的压力梯度 $\frac{\partial p}{\partial r}$,并代入(16)式可得地层中任一 r 处流量:

$$q(r, t) = \bar{q} \exp\left(-\frac{r^2}{14.4\chi t}\right) \quad (18)$$

(18)式可视为 r 以外区域的流量贡献,那么 r 以内区域流量的贡献比例为:

$$1 - \frac{q(r, t)}{\bar{q}} = 1 - \exp\left(-\frac{r^2}{14.4\chi t}\right) \quad (19)$$

将(15)式代入(19)式,可以得到:

$$1 - \frac{q(r^*, t)}{\bar{q}} = 1 - e^{-1} = 0.632 \quad (20)$$

由(20)式可知,半径 r^* 以内区域提供的流量占总流量的比例达63.2%,即压力突变点处所对应的大通道流量比例 $\eta=0.632$,将该值代入(8)式,可以求得相应的主流通道指数 $\lambda=2.7$ 。

2.2.2 主流通道识别标准

针对非均质多孔介质,结合图3讨论不同渗流通道成为主流通道时的界限。

①由前述分析可知,“主流通道指数”2.7是由孔

隙渗流为主转向裂缝渗流为主的分界线。为便于矿场应用,对该值取整数3,即将“主流通道指数”大于3作为裂缝等大通道为主要渗流通道的划分界限。

②当“主流通道指数”大于20时,由(8)式可知,大通道流量比例超过95%、基准通道比例不足5%,基于统计学中 Ronald Aylmer Fisher 原理,基准通道渗流为小概率事件,此时大通道占据绝对主导地位,因此“主流通道指数”大于20时可视裂缝为唯一渗流通道。

3 结果和讨论

以3个典型气藏为例,从矿场角度进一步讨论“主流通道指数”界限划分结果的有效性。

3.1 孔隙型储集层(涩北气田)

涩北气田^[23]位于柴达木盆地三湖地区,储集层平面分布稳定,横向连通性好,以原生孔隙为主,仅有少量次生孔隙(见图5)。储集层整体高孔、高渗,孔隙度平均30.95%,渗透率平均 $24.32 \times 10^{-3} \mu\text{m}^2$ 。气井压力恢复试井双对数曲线呈均质无限大特征^[24]。如涩2-23井所示(见图6),经过短暂的井储及过渡段后,进入径向流阶段。

基于气田构造不同部位16口气井的测井和试井数

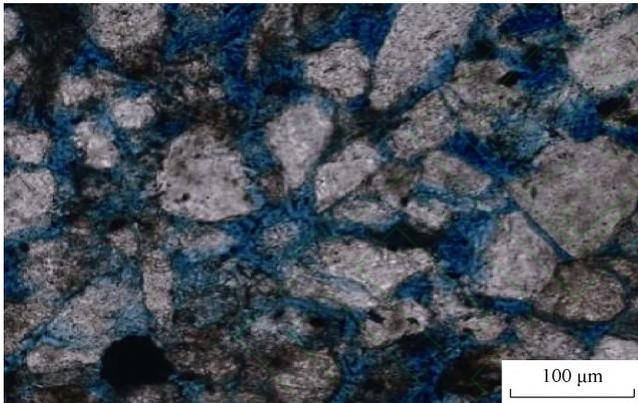


图5 涩北气田储集层岩心微观孔隙结构图

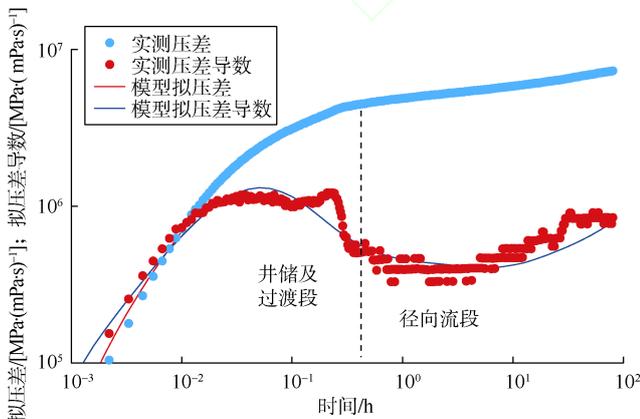


图6 涩2-23井双对数拟合曲线

据,求得该气田平均“主流通道指数”为1.32,渗流通道以孔隙为主。

该类气藏储集层物性好,气井产能较高,尽管普遍存在边、底水,但水沿产层能够均匀推进,整个气藏水侵风险低,气井部署在构造高部位可延长无水采气期,进而提高采出程度。

3.2 裂缝-孔隙型储集层(迪那2气田)

迪那2气田^[25]区域构造隶属于塔里木盆地库车坳陷东秋里塔格构造带,为近东西向背斜控制的块状边、底水气藏。储集空间类型为原生粒间孔和次生粒间、粒内溶孔。岩心分析孔隙度4.90%~8.97%、渗透率 $(0.09 \sim 1.11) \times 10^{-3} \mu\text{m}^2$ 。岩心观察和成像测井显示发育构造成因的垂直缝和高角度缝(见图7),裂缝开度0.05~0.15 mm,裂缝密度0.03~0.936条/m,是天然气的主要渗流通道。

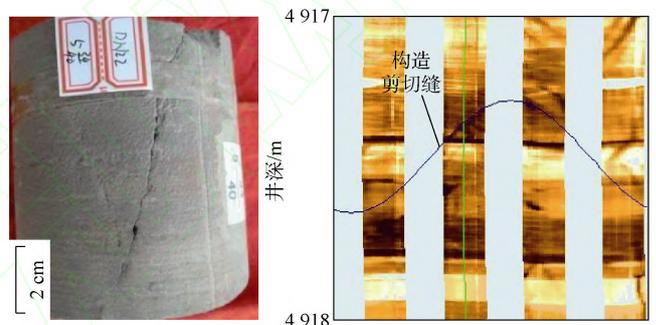


图7 迪那22井岩心及成像测井裂缝分布

气井压力恢复试井双对数曲线表现出明显的双重介质特征。如迪那22井所示(见图8),短暂的井储及过渡段后,导数曲线呈现下凹特征,弹性储容比越小,下凹越深,下凹部分的下降段为裂缝衰竭过程,上升段为基质补给过程,曲线水平段为裂缝和基质系统的径向流阶段。

基于气田构造不同部位22口气井的测井和试井数

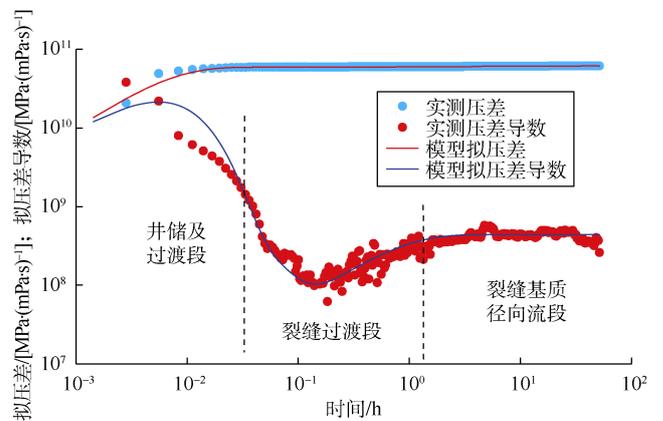


图8 迪那22井双对数拟合曲线

据,求得该气田平均“主流通道指数”为 10.32,表明渗流通道以裂缝为主、孔隙为辅,结论与矿场实践一致。

该类气藏基质能够有效向裂缝供气,当气藏均衡开发时,可实现边底水较均匀推进,获得较长的无水产气期。

3.3 裂缝型储集层(克深 2 气田)

克深 2 气田位于库车坳陷克拉苏构造带克深区带,为异常高压边底水气藏。储集空间类型多样,主要发育粒间孔、粒内溶孔和微裂缝(见图 9)。储集层受强压实作用控制,孔喉细小、配位数低,基质孔隙度主要为 2%~6%,基质渗透率主要为 $(0.01\sim 0.10)\times 10^{-3}\mu\text{m}^2$ 。

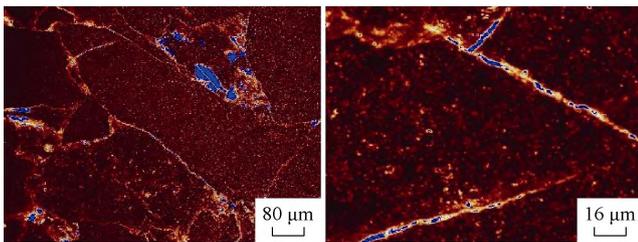


图 9 克深 2 气田储集层岩心激光共聚焦显微镜下特征

自喜马拉雅期以来,库车坳陷受多期构造运动的叠加改造,发育大量构造裂缝,以高角度缝为主,由于基质致密,裂缝在天然气渗流中占据主导地位。气井压力恢复试井双对数曲线表现出双孔单渗特征,有长期裂缝线性流段,晚期无法观测到拟径向流(见图 10)。

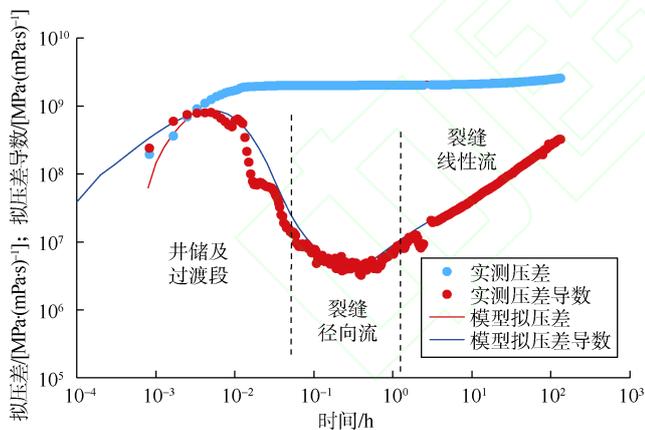


图 10 KeS2-1-6 双对数拟合曲线

基于气田构造不同部位 21 口气井的测井和试井数据,求得该气田平均“主流通道指数”为 30.35,表明裂缝可视唯一渗流通道。气藏在短期试采 3~4 个月后即有 3 口井产水,产水量在 $10\sim 140\text{ m}^3/\text{d}$,投产 4 年后有超过半数气井产水,严重影响气井产能规模^[26]。

该类气藏基质致密,裂缝发育,边底水易沿裂缝高速窜进形成非均匀水侵,使气井过快出水甚至水淹,开发不确定性强。因而应着力保持气藏均衡开发,气

井配产应充分考虑基质供气能力与水侵风险,应在构造高点集中布井并远离气水边界^[27-29]。

4 结论

“主流通道指数”新指标可定量评价多孔介质主要流动通道,“主流通道指数”与大通道对总流量的贡献相关曲线呈凸型且存在明显的拐点,随着“主流通道指数”的增加,曲线初期快速上升,后期缓慢增加。

“主流通道指数”小于 3,基质孔隙为主要流动通道;“主流通道指数”为 3~20,流动通道以裂缝为主、基质孔隙为辅;“主流通道指数”大于 20 可视裂缝为唯一渗流通道。

矿场实例分析表明,基于“主流通道指数”的多孔介质定量评价方法能够有效评价地下大尺度多孔介质的主要流动通道特征,可为开发技术政策的制定提供技术支持。

符号注释:

A ——体元截面积, m^2 ; A_f ——裂缝系统过流截面面积, m^2 ; A_m ——基质系统过流截面面积, m^2 ; B ——体积系数, 无因次; C_f ——储集层综合压缩系数, MPa^{-1} ; E_i ——指数积分函数; h ——储集层厚度, m ; K_e ——储集层综合渗透率(试井解释获得), μm^2 ; K_m ——基质渗透率(测井解释或岩心实验获得), μm^2 ; K_f ——裂缝渗透率, μm^2 ; K ——流量等效地层渗透率, μm^2 ; L ——体元长度, m ; M ——混合气体平均相对分子质量, g/mol ; p_1, p_2 ——体元两端压力, MPa ; p ——储集层压力, MPa ; p_i ——储集层原始压力, MPa ; Δp ——压差, MPa ; q ——流体流量, m^3/d ; \bar{q} ——线源井产量, m^3/d ; Q_m ——基质系统的流量, m^3/d ; Q_f ——裂缝系统的流量, m^3/d ; r ——泄流半径, m ; r^* ——压差最大处的半径, m ; r_f ——裂缝系统等效泄流半径, m ; R ——普适气体常数, $8.314\text{ J}/(\text{mol}\cdot\text{K})$; t ——时间, h ; t^* ——压差最大处对应时间, h ; T ——产层气体温度, K ; v_f ——裂缝系统体积占系统总体积的比例, %; v_m ——基质系统体积占系统总体积的比例, %; x, y ——坐标系中任意一点的横坐标和纵坐标, m ; x_0, y_0 ——流体注入或采出点的横坐标和纵坐标, m ; Z ——气体偏差因子, 无因次; Z_i ——原始压力下气体偏差因子, 无因次; Γ ——待定常数, kg/m ; η ——大通道流量比例, 无因次; λ ——主流通道指数, 无因次; μ ——流体黏度, $\text{mPa}\cdot\text{s}$; ρ ——瞬时源渗流的流体密度, kg/m^3 ; ρ_i ——初始时刻流体密度, kg/m^3 ; τ ——瞬时源注入或采出的起始时刻, h ; ϕ ——裂缝及基质系统总孔隙度, %; ϕ_f ——裂缝系统中裂缝孔隙度, %; ϕ_m ——基质系统中基质孔隙度, %; ϕ_f' ——裂缝及基质系统中的裂缝孔隙度, %; ϕ_m' ——裂缝及基质系统中的基质孔隙度, %; χ ——地层导压系数, $10^{-3}\text{ m}^2/\text{s}$; δ_m ——流体质量, kg ; δ_v ——流体体积, m^3 。

参考文献：

- [1] LONG J C S, REMER J S, WILSON C R, et al. Porous media equivalents for networks of discontinuous fractures[J]. *Water Resources Research*, 1982, 18(3): 645-658.
- [2] BERKOWITZ, B. Characterizing flow and transport in fractured geological media: A review[J]. *Advances in Water Resources*, 2002, 25(8/9/10/11/12): 861-884.
- [3] TSANG Y W, TSANG C F. Flow channeling in a single fracture as a two-dimensional strongly heterogeneous permeable medium[J]. *Water Resources Research*, 1989, 25(9): 2076-2080.
- [4] TSANG C F, NERETNIEKS I. Flow channeling in heterogeneous fractured rocks[J]. *Reviews of Geophysics*, 1998, 36(2): 275-298.
- [5] GOC R L, DREUZY J R D, DAVY P. An inverse problem methodology to identify flow channels in fractured media using synthetic steady-state head and geometrical data[J]. *Advances in Water Resources*, 2010, 33(7): 782-800.
- [6] NERETNIEKS I. Channeling effects in flow and transport in fractured rocks: Some recent observations and models[R]. Stockholm: GEOVAL-87 International Symposium, 1987.
- [7] SILLIMAN S E. An interpretation of the difference between aperture estimates derived from hydraulic and tracer tests in a single fracture[J]. *Water Resources Research*, 1989, 25(10): 2275-2283.
- [8] HESTIR K, MARTEL S J, VAIL S, et al. Inverse hydrologic modeling using stochastic growth algorithms[J]. *Water Resources Research*, 1998, 34(12): 3335-3347.
- [9] DATTA-GUPTA A, VASCO D W, LONG J C S, et al. Detailed characterization of a fractured limestone formation by use of stochastic inverse approaches[J]. *SPE Formation Evaluation*, 1995, 10(3): 133-140.
- [10] RONAYNE M J, GORELICK S M, CAERS J. Identifying discrete geologic structures that produce anomalous hydraulic response: An inverse modeling approach[J]. *Water Resources Research*, 2008, 44(8): 1-16.
- [11] KERROU J, RENARD P, FRANSSSEN H J H, et al. Issues in characterizing heterogeneity and connectivity in non-multi Gaussian media[J]. *Advances in Water Resources*, 2008, 31(1): 147-159.
- [12] DAY-LEWIS F D, LANE J W, HARRIS J M, et al. Time-lapse imaging of saline-tracer transport in fractured rock using difference-attenuation radar tomography[J]. *Water Resources Research*, 2003, 39(10): 1290.
- [13] WARREN J E, PRICE H S. Flow in heterogeneous porous media[J]. *SPE Journal*, 1961, 1(3): 153-169.
- [14] GUSWA A J, FREYBERG D L. On using the equivalent conductivity to characterize solute spreading in environments with low-permeability lenses[J]. *Water Resources Research*, 2002, 38(8): 7-14.
- [15] AMAEFULE J O, ALTUNBAY M, TIAB D, et al. Enhanced reservoir description: Using core and log data to identify hydraulic (flow) units and predict permeability in uncored intervals/wells[R]. SPE 26436, 1993.
- [16] AL-DHAFERI A M, NASR-EL-DIN H A. Characteristics of high-permeability zones using core analysis and production logging data[J]. *Journal of Petroleum Science & Engineering*, 2007, 55(1/2): 18-36.
- [17] GUO G, DIAZ M A, PAZ F J, et al. Rock typing as an effective tool for permeability and water-saturation modeling: A case study in a clastic reservoir in the Oriente basin[J]. *SPE Reservoir Evaluation & Engineering*, 2007, 10(6): 730-739.
- [18] RUSHING J A, NEWSHAM K E, BLASINGAME T A. Rock typing: Keys to understanding productivity in tight gas sands[R]. SPE 114164, 2008.
- [19] ABEDINI A. Statistical evaluation of reservoir rock type in a carbonate reservoir[R]. SPE 152359, 2011.
- [20] TARIQ M, BIZARRO P, SOUSA A, et al. Reservoir characterization and modeling of a carbonate reservoir: Case study[R]. SPE 161039, 2012.
- [21] GHADAMI N, REZA RASAEI M, HEJRI S, et al. Consistent porosity-permeability modeling, reservoir rock typing and hydraulic flow unitization in a giant carbonate reservoir[J]. *Journal of Petroleum Science & Engineering*, 2015, 131: 58-69.
- [22] 孔祥言. 高等渗流力学[M]. 合肥: 中国科学技术大学出版社, 2010: 151-153.
- KONG Xiangyan. *Advanced fluid mechanics in porous medium*[M]. Hefei: China University of Science and Technology Press, 2010: 151-153.
- [23] 朱华银, 马力宁, 陈建军, 等. 涩北一号气田第四系储层特征研究[J]. *天然气工业*, 2006, 26(4): 29-31.
- ZHU Huayin, MA Lining, CHEN Jianjun, et al. Research on characteristics of reservoir bed in Quaternary of Sebei-1 gas field[J]. *Natural Gas Industry*, 2006, 26(4): 29-31.
- [24] 李熙喆, 郭振华, 胡勇, 等. 中国超深层构造型大气田高效开发策略[J]. *石油勘探与开发*, 2018, 45(1): 111-118.
- LI Xizhe, GUO Zhenhua, HU Yong, et al. Efficient development strategies for large ultra-deep structural gas fields in China[J]. *Petroleum Exploration and Development*, 2018, 45(1): 111-118.
- [25] 吴永平, 朱忠谦, 肖香姣, 等. 迪那2气田古近系储层裂缝特征及分布评价[J]. *天然气地球科学*, 2011, 22(6): 989-955.
- WU Yongping, ZHU Zhongqian, XIAO Xiangjiao, et al. Fracture feature of Tertiary reservoir and distribution evaluation in Dina 2 gas field[J]. *Natural Gas Geoscience*, 2011, 22(6): 989-955.
- [26] 罗瑞兰, 张永忠, 刘敏, 等. 超深层裂缝性致密砂岩气藏水侵动态特征分析[J]. *浙江科技学院学报*, 2017, 29(5): 321-327.
- LUO Ruilan, ZHANG Yongzhong, LIU Min, et al. Analysis of water invasion performance of ultra-deep and naturally fractured tight sand gas reservoirs[J]. *Journal of Zhejiang University of Science and Technology*, 2017, 29(5): 321-327.
- [27] 胡勇, 李熙喆, 万玉金, 等. 裂缝气藏水侵机理及对开发影响实验研究[J]. *天然气地球科学*, 2016, 27(5): 910-917.
- HU Yong, LI Xizhe, WAN Yujin, et al. The experimental study of water invasion mechanism in fracture and the influence on the development of gas reservoir[J]. *Natural Gas Geoscience*, 2016, 27(5): 910-917.
- [28] 李熙喆, 郭振华, 万玉金, 等. 安岳气田龙王庙组气藏地质特征与开发技术政策[J]. *石油勘探与开发*, 2017, 44(3): 398-406.
- LI Xizhe, GUO Zhenhua, WAN Yujin, et al. Geological characteristics and development strategies for Cambrian Longwangmiao Formation gas reservoir in Anyue gas field, Sichuan Basin, SW China [J]. *Petroleum Exploration and Development*, 2017, 44(3): 398-406.
- [29] 李熙喆, 刘晓华, 苏云河, 等. 中国大型气田井均动态储量与初始无阻流量定量关系的建立与应用[J]. *石油勘探与开发*, 2018, 45(6): 1020-1025.
- LI Xizhe, LIU Xiaohua, SU Yunhe, et al. Correlation between per-well average dynamic reserves and initial absolute open flow potential (AOFPP) for large gas fields in China and its application[J]. *Petroleum Exploration and Development*, 2018, 45(6): 1020-1025.

第一作者简介：李熙喆（1966-），男，河北唐山人，博士，中国石油勘探开发研究院教授级高级工程师，现从事天然气开发综合研究工作。地址：河北省廊坊市44号信箱，中国石油勘探开发研究院，邮政编码：065007。E-mail: lxz69@petrochina.com.cn

联系作者简介：孙玉平（1983-），男，山东枣庄人，博士，中国石油勘探开发研究院工程师，主要从事天然气开发战略规划和油气藏工程方面的研究。地址：河北省廊坊市44号信箱，中国石油勘探开发研究院，邮政编码：065007。E-mail: sunyuping01@petrochina.com.cn

收稿日期：2019-04-06 修回日期：2019-07-30

（编辑 唐俊伟）