



深层裂缝性致密砂岩气藏基质裂缝气体流动机理

曲鸿雁 胡佳伟 周福建 史纪龙 刘成

Mechanism of Gas Flow in Matrix-Fracture in Deep Fractured Tight Sandstone Gas Reservoirs

QU Hongyan, HU Jiawei, ZHOU Fujian, SHI Jilong, LIU Cheng

在线阅读 View online: <http://doi.org/10.11911/syztjs.2024045>

您可能感兴趣的其他文章

Articles you may be interested in

深层页岩气水平井多尺度裂缝压裂技术

Multi-Scale Hydraulic Fracturing of Horizontal Wells in Deep Shale Gas Plays

石油钻探技术. 2017, 45(6): 77–82 <http://doi.org/10.11911/syztjs.201706014>

页岩气藏压裂动用程度及气体流动模拟研究

Study of a Simulation of Degree of Fracturing Production and Resulting Gas Flow in Shale Gas Reservoirs

石油钻探技术. 2018, 46(4): 96–103 <http://doi.org/10.11911/syztjs.2018058>

基于动态弹性力学模型的煤系致密砂岩储层裂缝预测方法

Fracture Prediction Method for Coal-Bearing Tight Sandstone Reservoirs Based on a Dynamic Elastic Mechanics Model

石油钻探技术. 2018, 46(5): 115–120 <http://doi.org/10.11911/syztjs.2018082>

深层页岩气水力裂缝起裂与扩展试验及压裂优化设计

Hydraulic Fracture Initiation and Extending Tests in Deep Shale Gas Formations and Fracturing Design Optimization

石油钻探技术. 2020, 48(3): 70–76 <http://doi.org/10.11911/syztjs.2020060>

顺北碳酸盐岩裂缝性气藏安全钻井关键技术

Key Technologies for the Safe Drilling of Fractured Carbonate Gas Reservoirs in the Shunbei Oil and Gas Field

石油钻探技术. 2020, 48(3): 8–15 <http://doi.org/10.11911/syztjs.2020003>

杭锦旗区块致密气藏混合水体积压裂技术

Volumetric Fracturing with Mixed Water in Tight Gas Reservoirs in the Hangjinqi Block

石油钻探技术. 2019, 47(2): 87–92 <http://doi.org/10.11911/syztjs.2018143>



扫码关注公众号，获取更多信息！

doi:10.11911/syztjs.2024045

引用格式: 曲鸿雁, 胡佳伟, 周福建, 等. 深层裂缝性致密砂岩气藏基质-裂缝气体流动机理 [J]. 石油钻探技术, 2024, 52(2): 153-164.

QU Hongyan, HU Jiawei, ZHOU Fujian, et al. Mechanism of gas flow in matrix-fracture in deep fractured tight sandstone gas reservoirs [J]. Petroleum Drilling Techniques, 2024, 52(2): 153-164.

深层裂缝性致密砂岩气藏基质-裂缝气体流动机理

曲鸿雁^{1,2,3}, 胡佳伟^{1,3}, 周福建^{1,3}, 史纪龙^{1,3}, 刘 成⁴

(1. 油气资源与工程全国重点实验室(中国石油大学(北京)), 北京 102249; 2. 中国石油大学(北京)碳中和示范性能源学院, 北京 102249; 3. 中国石油大学(北京)非常规油气科学技术研究院, 北京 102249; 4. 中国石油浙江油田公司, 浙江杭州 310023)

摘 要: 为了探究深层裂缝性致密气藏的气体流动规律, 研发了基质-裂缝系统气体流动物理模拟装置, 建立了高温高压基质-裂缝系统气体流动物理模拟方法, 模拟了不同温度和压力条件下气体从基质到天然裂缝及人工裂缝的流动过程, 以及基质与裂缝之间的传质过程; 对比分析了不同温度和压力条件下气体流动的差异性, 明确了高温高压作用下应力和流态对气体流动规律的综合影响。模拟结果显示, 储层压力和应力显著影响气体流量和岩石渗透率, 温度变化对气体流量和渗透率的影响相对较小, 含天然裂缝岩心受应力敏感和气体滑脱效应的影响显著。研究结果为深层裂缝性致密气藏的高效开发提供了理论依据。

关键词: 致密砂岩; 裂缝性气藏; 基质-裂缝系统; 深层; 气体流动

中图分类号: TE312

文献标志码: A

文章编号: 1001-0890(2024)02-0153-12

Mechanism of Gas Flow in Matrix-Fracture in Deep Fractured Tight Sandstone Gas Reservoirs

QU Hongyan^{1,2,3}, HU Jiawei^{1,3}, ZHOU Fujian^{1,3}, SHI Jilong^{1,3}, LIU Cheng⁴

(1. State Key Laboratory of Petroleum Resources and Engineering(China University of Petroleum(Beijing)), Beijing, 102249, China; 2. College of Carbon Neutral Energy, China University of Petroleum(Beijing), Beijing, 102249, China; 3. Unconventional Petroleum Research Institute, China University of Petroleum(Beijing), Beijing, 102249, China; 4. PetroChina Zhejiang Oilfield Company, Hangzhou, Zhejiang, 310023, China)

Abstract: In order to investigate the gas flow law of deep fractured tight gas reservoirs, a gas flow physical simulation device for matrix-fracture system was developed. Moreover, a gas flow physical simulation method for high-temperature and high-pressure matrix-fracture system was established and was used to simulate the gas flow process from matrix to natural and artificial fractures, as well as the mass transfer process between matrix and fracture under different temperature and pressure conditions. The differences in gas flow behavior under different temperature and pressure conditions were compared, and the comprehensive influence of stress and flow pattern on gas flow law under high temperature and high pressure was clarified. The simulation results show that the gas flow and rock permeability are significantly affected by reservoir pressure and stress, while the temperature changes have a relatively minor impact on gas flow and permeability. In addition, cores with natural fractures are significantly affected by stress sensitivity and gas slippage effect. The findings of this study can provide a theoretical basis for the efficient development of deep fractured tight gas reservoirs.

Key words: tight sandstone; fractured gas reservoir; matrix-fracture system; deep formation; gas flow

收稿日期: 2024-02-01; 改回日期: 2024-03-13。

作者简介: 曲鸿雁(1983—), 女, 山东烟台人, 2006年毕业于中国石油大学(华东)信息与计算科学专业, 2009年获中国石油大学(华东)应用数学专业硕士学位, 2014年获西澳大学石油工程专业博士学位, 研究员, 博士生导师, 主要从事非常规油气藏增产提采理论与技术方面的研究工作。E-mail: hongyan.qu@cup.edu.cn。

基金项目: 国家自然科学基金项目“超低渗透、致密储层蓄能重复压裂增能机理研究”(编号: 52174044)、“致密储层缝内变载荷驱动裂缝疲劳扩展机理研究”(编号: 52004302)和中国石油战略合作科技专项“准噶尔盆地玛湖中下组合和吉木萨尔陆相页岩油高效勘探开发理论及关键技术研究”(编号: ZLZX 2020-01-07)联合资助。

深层裂缝性致密气藏(埋深大于4 500 m)温度和压力高、物性差,储层中存在大量构造裂缝,充填程度不一,单井效益低于经济开发标准,多尺度裂缝网络的优劣决定了油气井产能高低^[1-5]。构造裂缝被激发后,与水力裂缝相互沟通形成复杂裂缝网络,气体在基质-裂缝系统中形成耦合流动^[6-9],从基质向裂缝的流动距离缩短,渗流阻力减小,开发效果明显增强^[10]。然而,储层中各级流动通道开度差异大,气体流动形式及流态多变,多种流动机理共存。气体在渗透率较大的人工裂缝中流动状态为湍流;对于开度较小的天然裂缝,气体在裂缝面滑移,表现为滑脱效应,2种情况下气体流动均不符合达西定律^[11-13]。此外,各级流动通道间存在质量交换,增加了流动的复杂性^[14-16]。

储层条件下的气体流动物理模拟是室内研究储层特性对气体流动影响规律、建立理论模型的必要手段,分为宏观模拟和微观模拟。宏观模拟采用定容或定压驱替等方法^[17-19],建立气体流量或流速与岩心两端压力平方差之间的关系^[20-21]。该方法原理简单,主要用于模拟柱状岩心中的渗流或基质微/纳米孔隙中的扩散^[22],然而试验过程受温度和压力的影响,结果误差较大。微观模拟借助于CT扫描和微观结构仿真等手段^[23],观测介质中流体饱和度及孔隙结构的变化,然而由于无法观测到流体动态流动过程,一般需借助数值模拟,分析流体在微观孔隙结构中的流动特点^[24-25]。以上方法主要模拟气体在单一介质中的流动,未考虑各级流动通道之间的质量交换,无法模拟气体从基质到多尺度裂缝的流动。对于基质与裂缝系统的连通方式,雷鹏等人^[26]利用岩心与夹持器之间的缝隙模拟裂缝,使用定容衰竭开采试验法模拟流体从基质到裂缝的一维流动过程。杨建等人^[27]将装有不含裂缝岩心和含有天然裂缝岩心的岩心夹持器“并联”或“串联”,模拟气体从基质和天然裂缝向人工裂缝的不同流动方式。然而,气体从基质进入含有天然裂缝的岩心时,不仅在裂缝中流动,也在基质中扩散,现有研究无法完整地描述气体在基质和裂缝中的流动特征。

许多学者通过理论推导与室内试验研究了基质-裂缝系统的多尺度流动。V. K. Kudapa等人^[28]考虑双重孔隙模型,提出了裂缝性页岩的双机制双孔隙度公式,并初步探究了天然裂缝对生产的作用。Zhang Jingzhe等人^[29]提出了新的双重介质动态传递函数,通过与精细网格数值模拟结果进行对比,验证了该方法的有效性。基质-裂缝模拟常采用双重

介质模型,而形状因子在描述传递函数上发挥着重要作用^[30]。多位学者给出了不同的形状因子计算公式,从常形状因子发展为随时间变化的形状因子^[31],边界条件的设置也影响形状因子的大小^[32-33]。此外,基质-裂缝之间的流动传递还取决于基质的几何性质,裂缝面的展布决定着流体流动的复杂程度,因此形状因子一直是研究基质-裂缝系统流体流动的重点^[34-36]。基于基本理论模型,Liu Kai等人^[37]考虑应力敏感效应,建立了基质/裂缝传递流动模型,推导了传递形状因子和传递函数,并设计了应力敏感试验及基质裂缝流动试验,对模型进行了验证。王大为等人^[38]建立了全直径窜流模拟试验装置,测得了不同岩心的形状因子及窜流系数。康毅力等人^[39]开展了页岩岩心的压力衰减试验,引入应力敏感指数,探究了气体扩散系数随应力及天然裂缝发育情况的演化规律。Wang Zhechao等人^[40]采用混凝土石块及自行设计的基质-裂缝连通系统,探究了不同基质-裂缝压差下规则裂缝与不规则裂缝多孔介质基质-裂缝渗流传递规律。

为了模拟储层条件,在高温高压多尺度流动方面,Gao Zheng等人^[41]开展了煤岩单岩心在不同温度条件下的变有效应力和变孔隙压力渗流试验,研究了基质-裂缝流动受温度、压力的影响规律;Su Yuliang等人^[42]开展了页岩储层低速渗流试验,采用稳态气体渗流方法研究了单相气体低速渗流规律,分析了应力对天然裂缝、无支撑剂充填人工裂缝、非穿透裂缝、垂直于流动方向裂缝及支撑剂充填裂缝等5种岩心渗流的影响规律。Zhang Yuxiang等人^[43]研究了孔隙、溶洞、缝洞等3种类型单岩心渗流能力随温度的变化情况,试验温度20~120℃、压力130 MPa。以上试验多集中于层理发育的单岩心流动,针对多岩心的高温高压多尺度流动试验相对较少。在不同介质渗流方面,Wang Jinkai等人^[44]通过串联岩心的驱替试验,探究了气体损失与孔渗的关系。Men Xinyang等人^[45]采用串联和并联的方式,开展了煤基质孔隙试样、天然裂隙试样和人工裂隙试样的渗流模拟试验,试验压力在10 MPa左右,但没有考虑温度条件。

综上所述,基质-裂缝系统流动研究关键在于形状因子的计算,高温高压复杂条件下深层裂缝性致密气藏气体在各级流动通道中流动的研究较少。为此,采用基质-裂缝系统气体流动试验装置,模拟研究了高温高压条件下深层裂缝性致密气藏气体由基质向天然裂缝及人工裂缝系统的流动过程,明确

了温度、压力、应力作用及滑脱效应对气体流动的影响,为深层裂缝性致密气藏的高效开发提供了试验和理论依据。

1 裂缝性气藏气体流动及传质理论

由于裂缝渗透率远大于基质渗透率,可以忽略岩块内的渗流,将基质看作源,向裂缝中释放流体。假定基质与裂缝间的质量交换是线性拟稳定状态,可利用如下公式进行描述^[46-47]:

$$q = \frac{10^6 \alpha K_m \rho_g}{\mu} (p_m - p_f) \quad (1)$$

式中: α 为形状因子, m^{-2} ; q 为基质向裂缝的窜流量, $\text{kg}/(\text{m}^3 \cdot \text{s})$; p_m 为基质压力, MPa ; p_f 为裂缝压力, MPa ; K_m 为基质渗透率, mD ; ρ_g 为试验流体密度, kg/m^3 ; μ 为试验流体黏度, $\text{mPa} \cdot \text{s}$ 。

由式(1)可知,形状因子与窜流量正相关,反映了基质的窜流能力,其值大小与基质的几何形状及裂缝发育程度有关。

裂缝性气藏的形状因子可定义为^[48]:

$$\alpha = \frac{A}{V_m} \frac{1}{L_m} \quad (2)$$

式中: A 为流体流经基质块的截面积, m^2 ; V_m 为基质岩块的总体积, m^3 ; L_m 为计算压降时的流体特征流动距离, m 。

基质岩块的尺寸影响基质与裂缝面的距离,从而影响形状因子;裂缝密度高、形状复杂、正交裂缝组数多,则形状因子大,利于基质向裂缝中窜流。

式(1)两端分别对时间进行积分,可得:

$$q_z = \frac{10^6 \alpha K_m}{\mu} \int_{t_1}^{t_2} (p_m - p_f) dt \quad (3)$$

式中: q_z 为 t_1-t_2 时间段单位岩块体积的总窜流量, m^3/m^3 ; t_1 为窜流开始的时刻, s ; t_2 为窜流结束的时刻, s ; $\int_{t_1}^{t_2} (p_m - p_f) dt$ 可通过基质-裂缝的压差-时间关系曲线与 x 轴围成的面积计算得到, $\text{MPa} \cdot \text{s}$ 。

根据物质平衡原理, t_1-t_2 时间内单位岩块体积的总窜流量 q_z 等于孔隙中试验流体的压降膨胀量,得到:

$$V_t = C_g V_m \phi_m (p_{t_1} - p_{t_2}) \quad (4)$$

式中: V_t 为孔隙中试验流体的压降膨胀量, m^3 ; ϕ_m 为基质孔隙度; C_g 为气体压缩系数(可通过试验流体(氮气)的密度-压力关系得到), MPa^{-1} ; p_{t_1} 为窜流开始瞬间的岩块压力, MPa ; p_{t_2} 为岩块内部平衡时压力, MPa 。

联立式(3)和式(4),得到:

$$\alpha = \frac{10^{-6} \mu C_g \phi_m (p_{t_1} - p_{t_2})}{K_m \int_{t_1}^{t_2} (p_m - p_f) dt} \quad (5)$$

2 基质-裂缝系统气体流动物理模拟

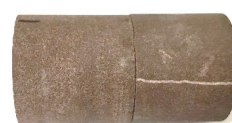
2.1 试验材料

试验岩心(5块,编号1#~5#)选自塔里木裂缝性致密气藏,基础参数见表1。基于孔渗测试结果,考虑基质岩心与含天然裂缝岩心渗透率之比,选取渗透率范围不同、基质与天然裂缝岩心渗透率之比相近的岩心,形成2组基质-天然裂缝岩心组合。第一组合为1#和3#岩心,渗透率之比为1.0:7.8;第二组合为2#和4#岩心,渗透率之比为1.0:7.3(见图1)。为了控制人工裂缝的形态及角度,利用电火花线切割技术将钢块沿轴向切开,制备人工裂缝(见图2),组合成基质-天然裂缝-人工裂缝系统。试验气体选用 N_2 , 纯度为99.9%。

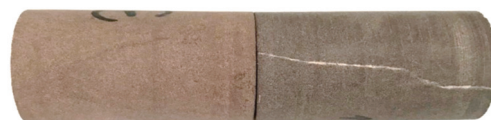
表 1 试验岩心基本参数

Table 1 Basic parameters of test cores

岩心类别	编号	长度/cm	直径/cm	渗透率/mD	孔隙度, %
基质	1#	2.28	2.46	0.000 59	2.2
	2#	4.87	2.48	0.001 52	1.7
裂缝	3#	1.95	2.46	0.004 66	2.1
	4#	5.05	2.47	0.011 02	0.8
	5#	5.21	2.46	0.006 39	2.3



(a) 1#-3#岩心组合



(b) 2#-4#岩心组合

图 1 基质-裂缝系统岩心组合

Fig.1 Core combination of matrix-fracture system



(a) 轴面

(b) 端面

图 2 人工钢块岩心轴面和端面

Fig.2 Axial and end faces of artificial steel core

采用CT扫描方法,表征了含有天然裂缝的岩心特征,如图3所示。3#和5#岩心表面均显示一条全充填的裂缝(高光亮点)沿轴向垂直贯穿两端面,且岩心透视图显示裂缝内部充填情况与岩心外观一致,岩心裂缝内部被均匀填充,充填物厚度约2 mm;5#岩心有一条非均质条带垂直裂缝面,未与裂缝面相交;4#岩心表面一条裂缝倾斜贯穿岩心两端面,裂缝内部局部充填。

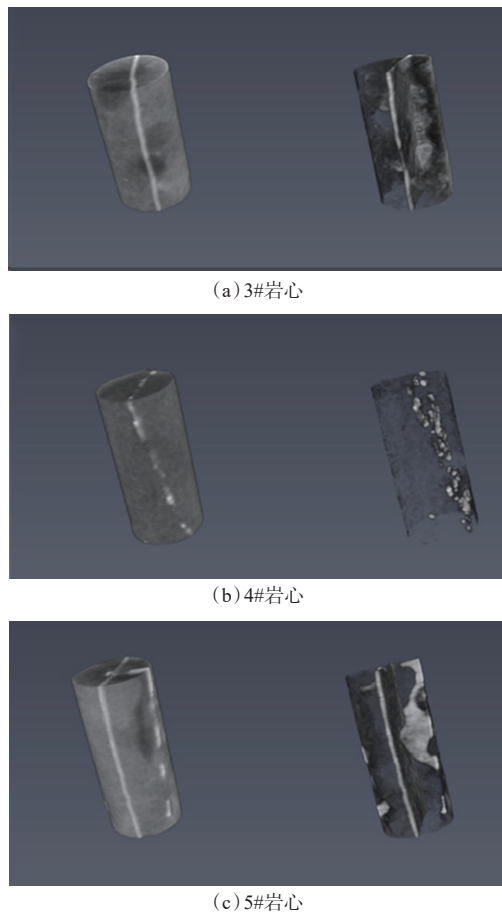


图3 岩心CT扫描结果(左为外观,右为透视)

Fig.3 CT scanning results of cores (the left represents appearance, the right represents perspective)

2.2 试验装置

自主研发了基质-裂缝系统气体流动模拟装置,主要包含气体增压注入系统、模型系统、恒温控制系统及气体计量系统(见图4)。其中,模型系统设置在恒温控制系统内部,气体增压注入系统位于恒温控制系统外部。气体增压注入系统由2个不同直径的活塞容器组成,先通过注入-增压泵对第一个活塞容器(容积2.0 L,压限40 MPa)内的气体进行增压,达到一定压力后将气体收集到第二个中间容器(容积0.5 L,压限70 MPa);然后通过注入-增

压泵再次加压,实现高压气体连续注入,模拟深井高储层压力。将鼓风干燥箱作为恒温控制系统,用以模拟地层温度,实现储层温度条件。模型系统包括三级岩心夹持器与围压泵,基质岩心、天然裂缝岩心与人工钢块岩心分别放置于改进的第一级岩心夹持器、第二级岩心夹持器及第三级岩心夹持器中,每级岩心加持器入口端分别设置为A节点、B节点、C节点,第三级夹持器出口段为D节点,围压泵同时对串联的三级岩心夹持器中的岩心施加围压。分别在串联的三级岩心夹持器入口端安装压力表,用以监测每一级岩心夹持器入口端压力。气体计量系统包括流量计、温度传感器及其数显表。

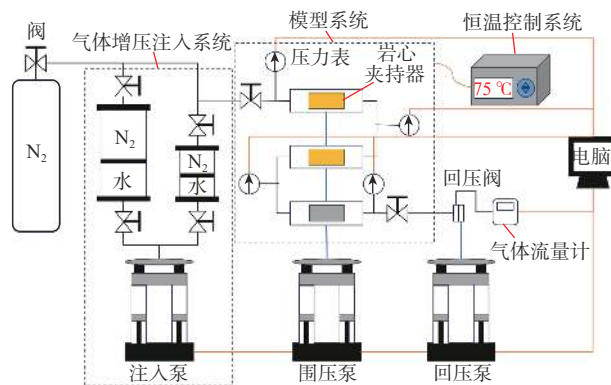


图4 基质-裂缝系统气体流动模拟装置示意

Fig.4 Simulation device for gas flow in matrix-fracture system

2.3 试验方法

1)基质-裂缝系统气体流动试验。利用自主研发的基质-裂缝系统气体流动物理模拟装置开展定压驱替试验。设定初始气压10 MPa,初始试验温度30℃,按照10℃的间隔将温度提高至60℃,再以5℃的间隔将温度提高至80℃,整个试验过程中始终保持基质-裂缝系统所受有效应力为10 MPa,记录每一试验温度和压力稳定状态下A节点、B节点、C节点的流量和压力;再以10 MPa的间隔逐步将气体压力提高至70 MPa,重复上述升温步骤,开展不同温压条件下的基质-裂缝气体流动试验。

2)基质-裂缝系统气体传质试验。对单岩心和基质-裂缝系统开展窜流试验。设定初始温度30℃,有效应力10 MPa。对岩心饱和气体后升压至10 MPa并保持稳定,记为窜流开始瞬间的岩心压力;利用回压阀降低下游压力,保证上下游压差1 MPa,进行衰减试验。利用数据采集程序实时记录上下游压力随时间的变化,待岩心内部压力再次平衡,记录此时上下游压力表示数的平均值(记为岩心内部平衡

时的压力)。以 $10\text{ }^{\circ}\text{C}$ 的间隔逐步将温度提高至 $80\text{ }^{\circ}\text{C}$, 再以 10 MPa 的间隔逐步将压力提高至 70 MPa , 在每个压力点重复上述升温步骤, 计算得到不同压力和温度下的形状因子。

由于开展的不同温压试验组数较多, 深层井下致密岩心较少, 本文采用同一岩心组合进行多组不同温度和压力条件下的气体流动及传质试验, 多次升压对裂缝的影响在后续文章中研究。

3 模拟结果与讨论

根据模拟结果, 分析了温度和压力对裂缝性致密气藏基质-裂缝系统气体流动及气体传质的影响。

3.1 温度及压力对气体流动的影响

1#-3#和 2#-4#岩心组合不同注入压力下基质-裂缝系统 B 、 C 节点流量和压力的变化如图 5 所示。

从图 5 可以看出: 在较低注入压力 ($<40\text{ MPa}$) 下, 气体流量及 B 、 C 节点压力随温度升高先缓慢降低, 之后部分出现小幅升高; 在较高注入压力 ($>40\text{ MPa}$) 下, 气体流量及 B 、 C 节点压力随温度升高显著减小。对于整个基质-裂缝系统, 2 组基质-裂缝组合注入压力升高均显著增加气体流量, 温度仅在较高注入压力下明显地影响出口流量, 节点压力受温度和注入压力的影响与流量类似。由此可知, 注入压力越高, 出口流量受温度影响越明显。

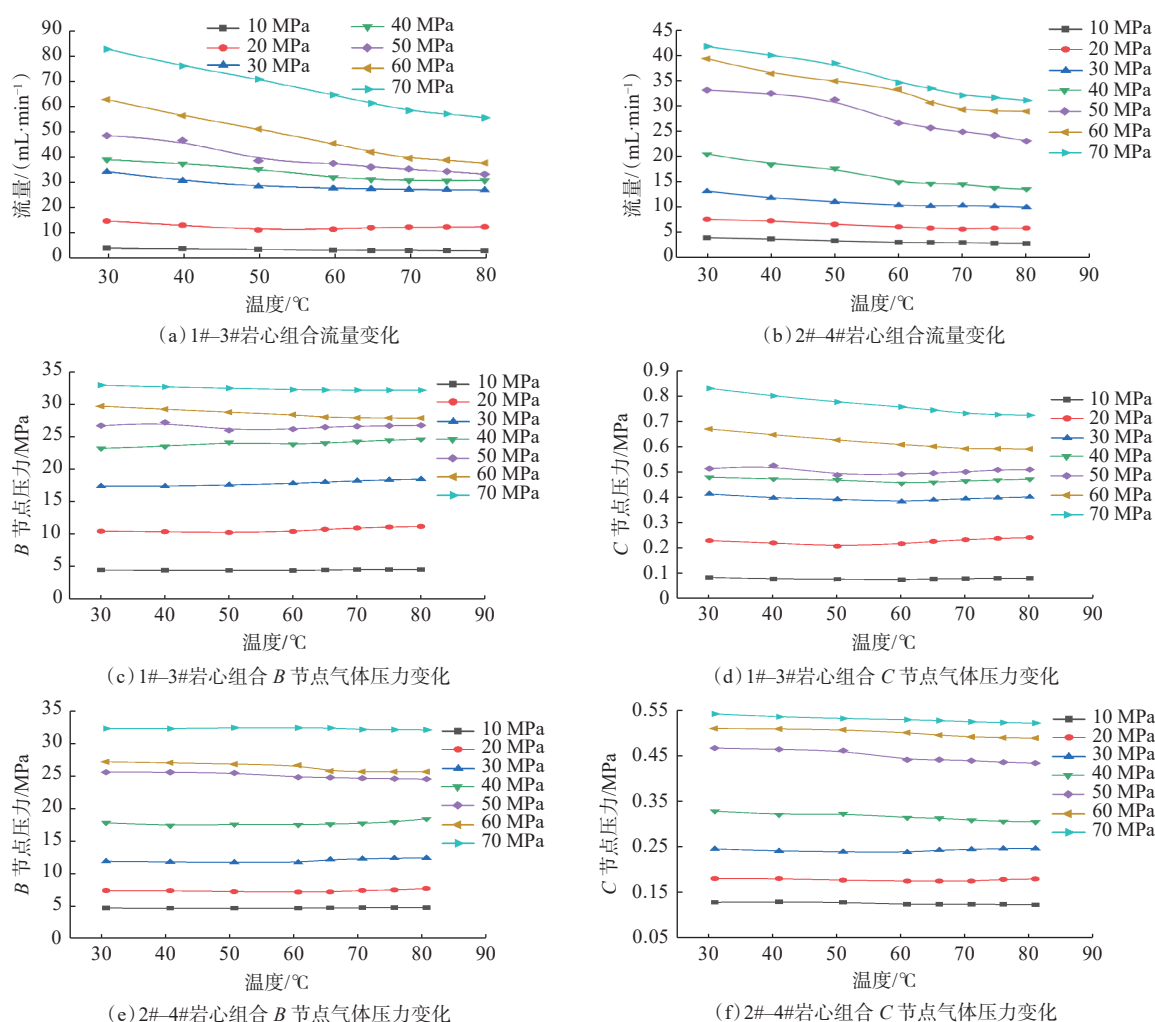


图 5 1#-3#、2#-4#岩心组合不同注入压力下基质-裂缝系统 B 、 C 节点流量和压力随温度的变化

Fig.5 Evolution of flow rate and gas pressure in nodes B and C of matrix-fracture system of 1#-3# and 2#-4# core combinations with temperatures at different gas pressures

分别建立不同温度下各段 (AB 、 BC 、 CD 和 AD 段) 压力平方差与出口端流量之间的函数关系,

利用模拟数据可得 1#-3#、2#-4#岩心组合不同温度下基质-裂缝系统流量随压力平方差的变化情况,

如图6所示。

从图6可以看出,气体流量随着温度升高而减小,随节点压力平方差增大而增大。以1#-3#岩心组合为例,气体流量先随AB节点(基质段)压力平方差增大而急剧增大,AB节点压力平方差继续增至超过750 MPa²(入口气压30 MPa)后,气体流量的增加幅度减小,曲线变平缓;气体流量与BC节点(天然裂缝段)压力平方差的关系曲线从原点出发,逐

渐增加,曲线略有波动,但基本保持一定的线性关系;CD节点(人工裂缝段)的气体流量与节点压力平方差的变化曲线也从原点出发,呈线性关系,且线性好于BC节点;AD节点(基质-裂缝系统)的气体流量与节点压力平方差的关系曲线特征与AB节点和BC节点一致,节点压力平方差增至1 000 MPa²(入口气压30 MPa)之前,流量随节点压力平方差变化明显,超过此值后气体流量增幅减缓。

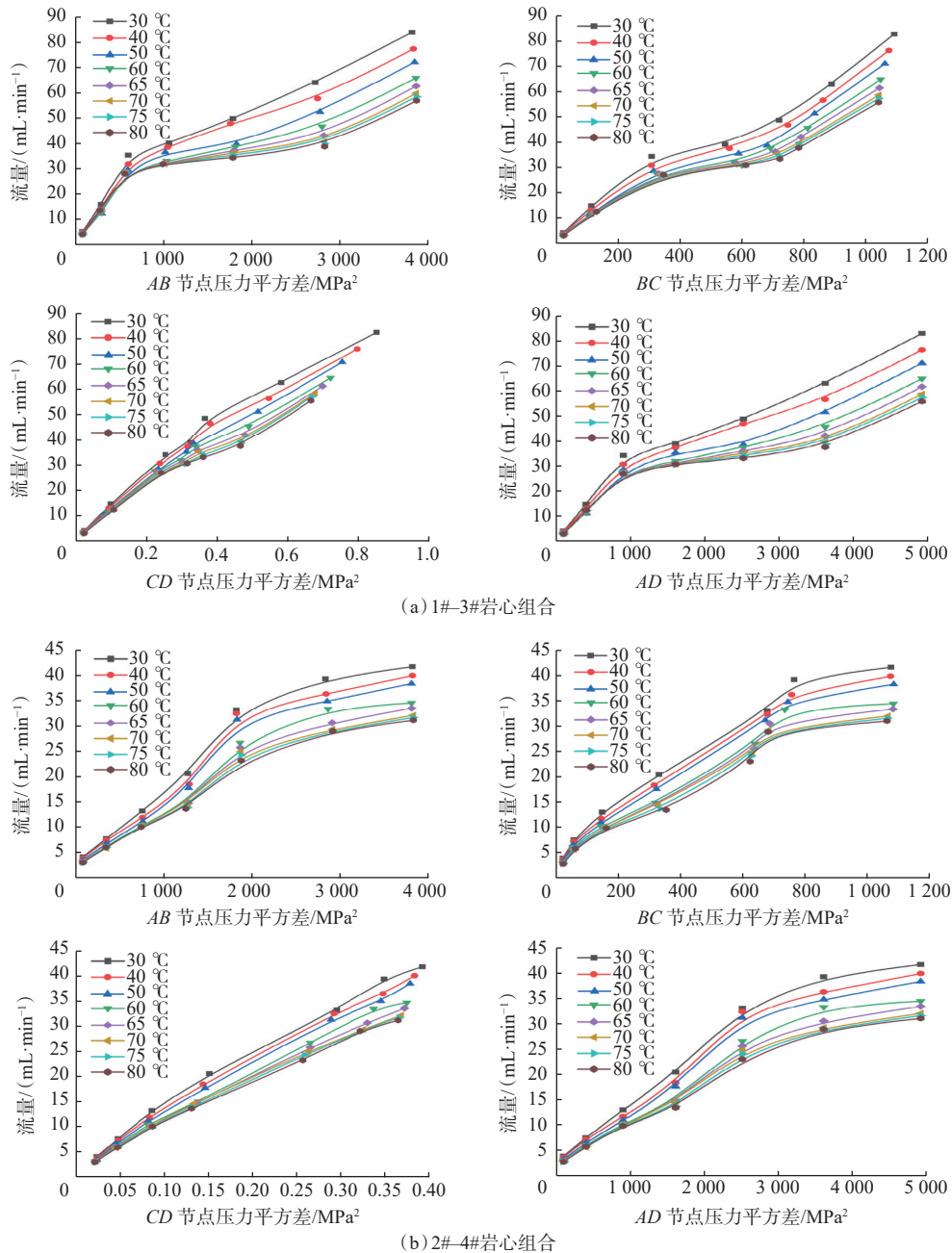


图6 1#-3#、2#-4#岩心组合不同温度下基质-裂缝系统流量随压力平方差的变化

Fig.6 Evolution of flow rate in matrix-fracture system of 1#-3# and 2#-4# core combinations with pressure square difference at different temperatures

2 组岩心组合的流动规律相似, 受岩心组合渗透率影响略有差异。基质-裂缝组合的渗透率较低 (1#-3#岩心组合), 在低入口压力条件下, 易受到启动压力梯度和滑脱效应的影响, 流量-节点压力平方差曲线从原点出发; 而渗透率较高的基质-裂缝组合 (2#-4#岩心组合), 在较低入口压力条件下, 受滑脱效应的影响, 流量-节点压力平方差曲线不经过原点, 且随渗透率增加曲线与 y 轴交点的值增大。

对于基质-裂缝渗透率较低的岩心组合, 由于在基质 (AB 节点段) 和天然裂缝段 (BC 节点段) 消耗了较多压力, 在较低入口气压条件下, 气体流量随节点压力平方差上升较快; 在较高入口气压条件下, 气体流量随节点压力平方差变化不明显。基质-裂缝组合的渗透率升高, 压力损失主要集中在基质段, 基质段的流量-节点压力平方差曲线线性差, 天然裂缝段曲线呈线性, 整个基质-裂缝系统 (AD 节点段) 的曲线特征由与 AB 节点和 BC 节点曲线特征一致转变为与 AB 节点曲线特征一致; 对于人工裂缝段 (CD 节点段), 压力损失小, 且对应力不敏感, 因此 2 组基质-裂缝组合中人工裂缝段的流量-节点压力平方差曲线的线性较好。

3.2 温度及压力对气体传质的影响

3.2.1 基质-裂缝系统气体传质理论

根据气体等温压缩系数的定义:

$$C_g = -\frac{1}{V} \left(\frac{dV}{dp} \right) = \frac{1}{\rho} \left(\frac{d\rho}{dp} \right) \quad (6)$$

式中: ρ 为试验气体密度, kg/m^3 ; V 为试验气体的体积, m^3 ; p 为试验气体的压力, MPa 。

对于某一温度和压力条件下的 C_g 值, 可将试验流体 (氮气) 的密度 (见图 7) 对压力进行求导, 该导数乘以该温度压力下密度的倒数即可求得。

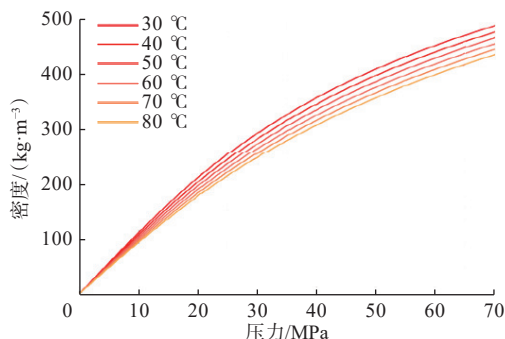


图 7 不同温度条件下氮气密度随压力的变化

Fig.7 Variation of nitrogen density with pressure at different temperatures

计算得到了不同温度、压力下的氮气压缩系数曲线, 如图 8 所示。由于不同温度下氮气压缩系数

随压力变化关系曲线间的差异不明显, 故着重考虑试验压力点附近的压缩系数。

根据 NIST 数据库中氮气的黏度-压力数据 (见图 9), 对不同温度下的黏度-压力数据进行多项式拟合, 通过代入所需压力, 即可得到较为准确的氮气黏度。

根据式 (5), 计算形状因子的关键在于准确测量窜流开始瞬间的岩心压力 p_{t1} 、岩心内部平衡时的压力 p_{t2} , 计算基质渗透率 K_m 及基质-裂缝间压差-时间关系曲线与 x 轴所围成的面积 $\int_{t_1}^{t_2} (p_m - p_f) dt$ 。根据 Pan Zhejun 等人^[49] 的研究成果, 岩心上、下游压力衰减与时间的关系可以描述为:

$$\frac{p_u - p_d}{p_{u,0} - p_{d,0}} = e^{-kt} \quad (7)$$

式中: p_u 、 p_d 分别为上、下游容器的压力, MPa ; $p_{u,0}$ 、 $p_{d,0}$ 分别为上、下游容器的初始压力, MPa ; k 为压差-时间半对数衰减曲线的斜率, s^{-1} ; t 为时间, s 。

上、下游压力随时间的变化情况如图 10 所示。压力衰减初期, 上下游压差较大, 上游压力快速降低, 下游压力快速升高; 随着压力逐渐平衡, 上下游压差减小, 上游压力下降速率和下游压力上升速率减缓。压力衰减后期需较长时间平衡上下游压力。

渗透率与衰减曲线的斜率有如下关系:

$$k = \frac{10^2 K_m V_c}{\mu C_g L^2} \left(\frac{1}{V_u} + \frac{1}{V_d} \right) \quad (8)$$

式中: L 为岩心样品长度, cm ; μ 为气体黏度, $\text{mPa} \cdot \text{s}$; V_c 为岩心样品体积, cm^3 ; V_u 和 V_d 分别为上、下游容器体积, cm^3 。

不同气体压力下衰减曲线斜率随温度的变化如图 11 所示。从图 11 可以看出, 随着温度升高, 压差-时间半对数衰减曲线的斜率逐渐减小; 高压条件下, 压差-时间半对数衰减曲线斜率的下降幅度更为明显。整体上, 气体压力升高导致衰减曲线斜率增加, 压力衰减更快。 k 随着温度升高而减小, 随着气体压力增大而增大。

不同压力下气体黏度和压缩系数之积随温度的变化关系如图 12 所示。从图 12 可以看出, μ 和 C_g 之乘积随着温度升高而增大, 随着压力升高而逐渐下降, 下降趋势减缓。

由式 (8) 可知, 渗透率与衰减曲线斜率及 μ 和 C_g 之乘积均相关, $K \propto k \mu C_g$ 。由于衰减曲线的斜率与气体黏度及压缩系数的乘积呈相反的变化趋势, 不同温度下岩心渗透率出现了随气体压力升高而波动的情况, 如图 13 所示。随着温度升高, 5#岩心渗透

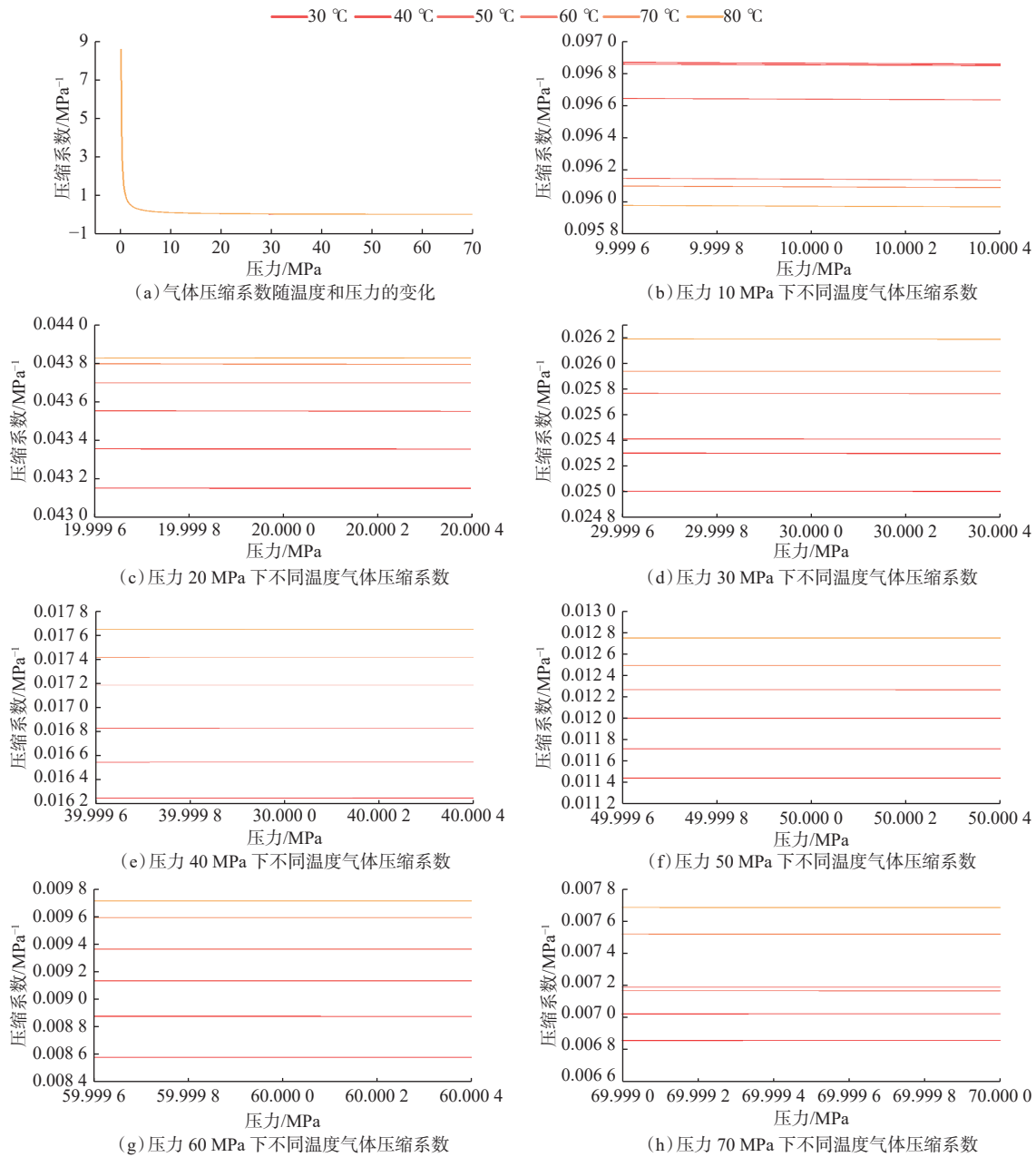


图 8 不同温度和压力条件下的气体压缩系数

Fig.8 Gas compression coefficient at different temperatures and pressures

率逐渐降低, 40 MPa 和 60 MPa 时曲线略有异常。

通过监测上游下游压力的变化, 获得上下游压差-时间数据点, 利用指数形式拟合压差-时间数据得到压差-时间半对数衰减曲线, 可获得衰减曲线斜率 k 。将式(7)对时间进行积分, 式(8)变形, 代入式(5)中得到式(9), 利用该式能够较为准确地求得岩心形状因子。

$$\alpha = \frac{p_{t1} - p_{t2}}{p_{m,0} - p_{f,0}} \frac{10^{-4} \phi_m V_c}{L^2 (e^{-kt_1} - e^{-kt_2})} \left(\frac{1}{V_u} + \frac{1}{V_d} \right) \quad (9)$$

3.2.2 基质-裂缝系统气体传质试验结果

对传质试验形状因子进行曲面拟合, 分析其受

温度和压力的影响规律, 结果如图 14 所示。

形状因子受温度、压力的影响较为复杂, 并不随温度或压力升高单调递增或递减。温度恒定时, 形状因子随气体压力升高呈现减小—增大—减小的趋势, 2 个拐点分别在 30 MPa 和 50 MPa 附近。压力恒定时, 形状因子随温度升高呈现减小—增大—减小—增大的趋势。式(8)中包含压力项、岩心体积项和岩心长度项, 压力项可由压力表准确测得, 岩心长度受温度和压力的影响较为微弱, 岩心孔隙体积小, 对岩心体积项计算影响不明显, 但体积项中的上下游体积受温度和压力的影响较为明显。上

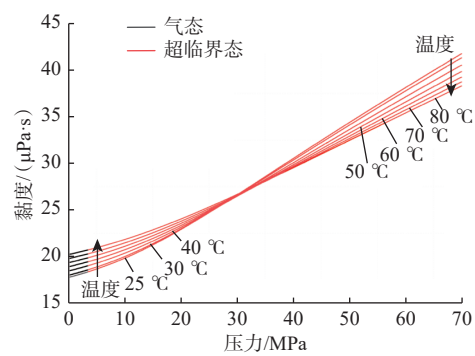


图 9 不同温度条件下氮气黏度随压力的变化关系
Fig.9 Variation of nitrogen viscosity with pressure at different temperatures

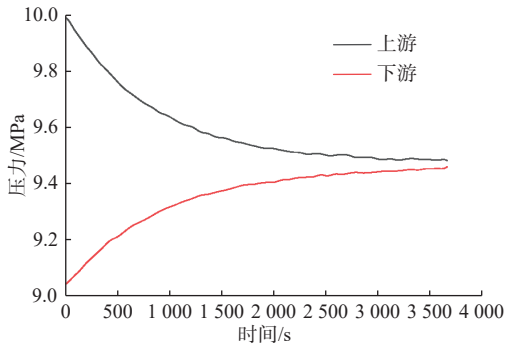


图 10 上、下游压力随时间的变化关系
Fig.10 Variation of upstream and downstream pressures with time

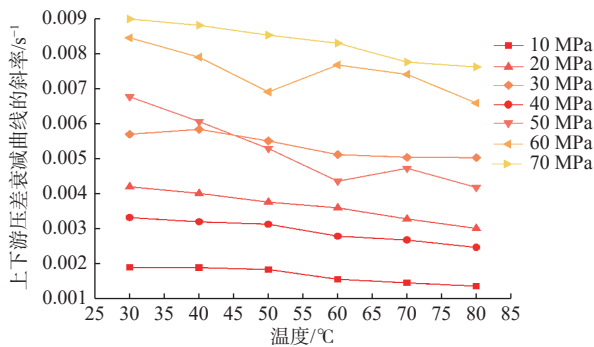


图 11 不同气体压力下半对数图中衰减曲线斜率随温度的变化关系
Fig.11 Variation of decay curve slope in semi-logarithmic graph with temperature at different gas pressures

下游体积是指上下游管线和容器的体积, 管线和容器受热及内压的改变都会导致体积变化, 由于计算不同温度压力下的形状因子时使用了常温下测定的上下游体积值, 会导致计算结果出现偏差; 另一方面, 根据真实气体状态方程, $p_{t1} - p_{t2}$ 的大小受气体压缩因子的影响, 而气体压缩因子受温度和压力的影响并非单调函数, 因此形状因子也不随温度或压

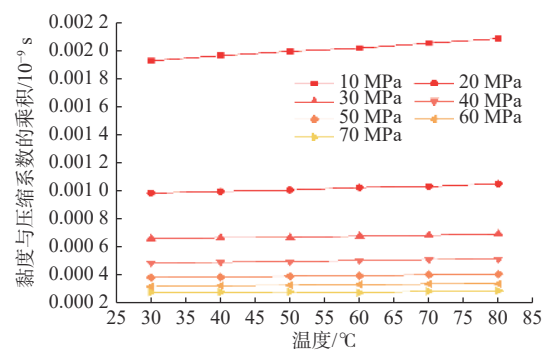


图 12 不同气体压力下气体黏度和压缩系数之积随温度的变化关系

Fig.12 Variation of product of gas viscosity and compression coefficient with temperature at different gas pressures

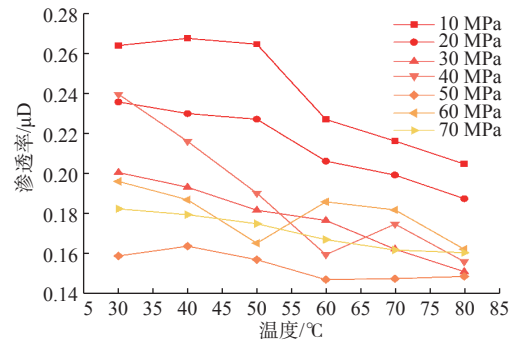


图 13 5#岩心不同气体压力下渗透率随温度的变化关系
Fig.13 Variation of permeability of core 5# with temperature at different gas pressures

力的升高单调递增或递减, 对此还需进一步研究。
将试验计算的形状因子与理论计算结果进行对比, 不同方法得到的形状因子如表 2 所示。

表 2 不同方法得到形状因子的对比
Table 2 Comparison of shape factor results obtained by different methods

方法	一维 流动	不同岩心的形状因子/m ⁻²		
		2#岩心	4#岩心	5#岩心
Warren & Root公式 ^[50]	12/L ²	4 705.42	4 735.37	4 415.76
Kazemi公式 ^[51-52]	4/L ²	1 568.47	1 578.45	1 471.92
Coats公式 ^[53-54]	8/L ²	3 136.95	3 156.91	2 943.84
李晓良公式 ^[55-56]	π ² /L ²	3 870.07	3 894.71	3 631.83
试验测试	最大值	6 903.82	6 604.15	3 412.88
	最小值	2 709.05	2 318.07	2 153.92
	平均值	4 249.67	3 403.42	2 904.41

由表 2 可知, 2#岩心形状因子的平均值与李晓良公式的计算结果接近, 相对误差小于 10%; 4#和

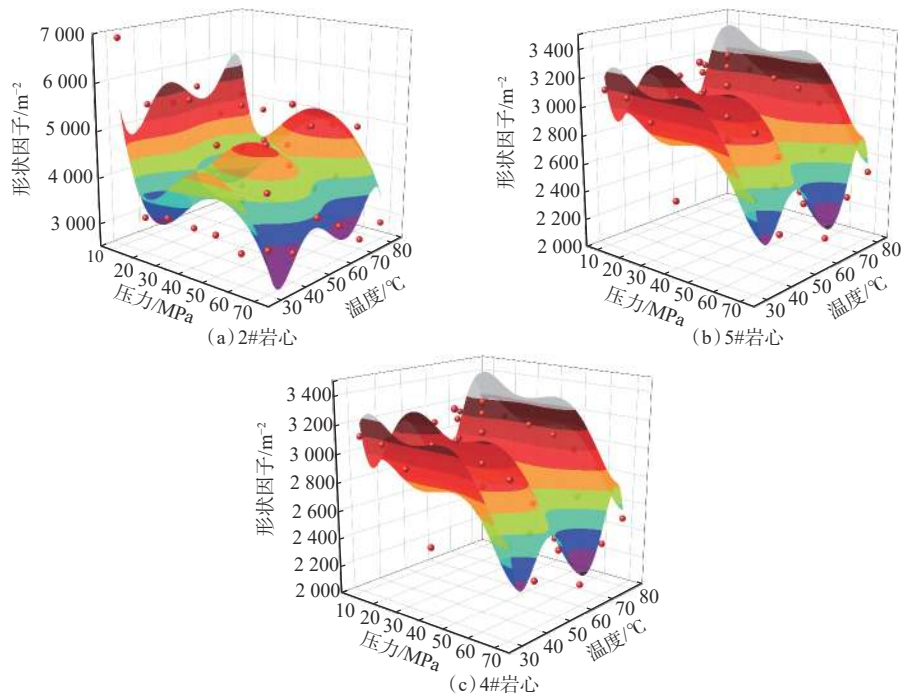


图 14 形状因子计算结果

Fig.14 Calculation results of shape factor

5#岩心的形状因子平均值与 Coats 公式的计算结果更接近, 相对误差分别为 1.4% 和 7.2%。Warren & Root 公式计算出的形状因子偏大, Kazemi 公式计算出的形状因子偏小, 因此 Coats 公式有较好的普适性。对比试验结果和理论结果, 传质试验求取的形状因子具有一定的参考意义。

4 结 论

1) 通过自主研发的基质-裂缝气体流动模拟装置, 开展了不同温度压力条件下的基质-裂缝系统气体流动及传质试验, 明确了温度和压力对裂缝性致密气藏气体流动的影响。当气体压力 > 40 MPa 时, 气体流量及 B、C 节点压力随温度升高显著下降; 相较于温度, 气体压力对气体流量、节点压力的影响更明显。

2) 受有效应力、滑脱效应和启动压力梯度影响, 不同渗透率基质-裂缝组合的流量-压力平方差曲线形态不同。组合岩心渗透率越高, 天然裂缝及人工裂缝的流量-压力平方差曲线线性越好, 但曲线逐渐偏离原点。基质性质在储层气体的流动传质中起决定性作用。由于基质段消耗了较多能量, 基质-裂缝系统的气体流量与压力平方差的关系更接近于基质的曲线特性。

3) 通过试验手段计算了不同温度和气体压力下的形状因子, 形状因子随气体压力的增大呈现减小—增大—减小的趋势, 两个拐点分别在 30 MPa 和 50 MPa 附近。结果受多种因素影响, 对于一维流动, 传质试验计算结果与 Coats 公式的计算结果更接近。

参 考 文 献

References

- [1] 陈双艳, 谢俊, 刘一丹, 等. 裂缝性低渗透油藏储层物性的主控因素及其对产能的影响: 以大情字井油田黑 43 区块为例 [J]. 山东科技大学学报(自然科学版), 2014, 33(1): 33–39.
CHEN Shuangyan, XIE Jun, LIU Yidan, et al. Main controlling factors of reservoir physical property of fractured low permeability reservoir and their influence on productivity: a case study of Hei-43 Block, Daqingzijing Oilfield[J]. Journal of Shandong University of Science and Technology(Natural Science), 2014, 33(1): 33–39.
- [2] 林应之, 林启才, 邓世杨, 等. 深层砂岩裂缝性气藏缝网压裂裂缝导流能力分析 [J]. 油气井测试, 2021, 30(5): 9–17.
LIN Yingzhi, LIN Qicai, DENG Shiyang, et al. Analysis on fracture conductivity of fracture network fracturing in deep sandstone fractured gas reservoir[J]. Well Testing, 2021, 30(5): 9–17.
- [3] 禹定福, 刘春雷. 库车坳陷大北地区白垩系裂缝及产能特征 [J]. 重庆科技学院学报(自然科学版), 2011, 13(5): 16–18.
YU Dingru, LIU Chunlei. On the characters of productivity and crack at Dabei Area in Kuqa depression of the Cretaceous stage[J]. Journal of Chongqing University of Science and Technology(Natural Sciences Edition), 2011, 13(5): 16–18.

- [4] 肖阳, 刘守昱, 何永志, 等. 致密砂岩裂缝性气藏缝网压裂裂缝复杂程度评价方法[J]. 特种油气藏, 2022, 29(2): 157-163.
XIAO Yang, LIU Shouyu, HE Yongzhi, et al. Evaluation method of fracture complexity of fracture network fracturing for tight sandstone fractured gas reservoir[J]. Special Oil & Gas Reservoirs, 2022, 29(2): 157-163.
- [5] 陈勉, 周健, 金衍, 等. 随机裂缝性储层压裂特征实验研究[J]. 石油学报, 2008, 29(3): 431-434.
CHEN Mian, ZHOU Jian, JIN Yan, et al. Experimental study on fracturing features in naturally fractured reservoir[J]. Acta Petrolei Sinica, 2008, 29(3): 431-434.
- [6] 孙鑫, 刘礼军, 侯树刚, 等. 基于页岩油水两相渗流特性的油井产能模拟研究[J]. 石油钻探技术, 2023, 51(5): 167-172.
SUN Xin, LIU Lijun, HOU Shugang, et al. Numerical simulation of shale oil well productivity based on shale oil-water two-phase flow characteristics[J]. Petroleum Drilling Techniques, 2023, 51(5): 167-172.
- [7] MORIDIS G J, BLASINGAME T A, FREEMAN C M. Analysis of mechanisms of flow in fractured tight-gas and shale-gas reservoirs[R]. SPE 139250, 2010.
- [8] FREEMAN C M, MORIDIS G, ILK D, et al. A numerical study of performance for tight gas and shale gas reservoir systems[J]. Journal of Petroleum Science and Engineering, 2013, 108: 22-39.
- [9] 陈志明, 张绍琦, 周彪, 等. 考虑离散裂缝的非均质裂缝性气藏数值试井新模型[J]. 天然气工业, 2023, 43(2): 77-86.
CHEN Zhiming, ZHANG Shaoqi, ZHOU Biao, et al. A new numerical well testing model considering discrete fractures for heterogeneous fractured gas reservoirs[J]. Natural Gas Industry, 2023, 43(2): 77-86.
- [10] GUO Tonglou, KOU Zuhao, ZHAO Yulong, et al. Role of gas multiple transport mechanisms and fracture network heterogeneity on the performance of hydraulic fractured multiwell-pad in unconventional reservoirs[J]. Fuel, 2023, 342: 127808.
- [11] KARNIADAKIS G, BESKOK A, ALURU N. Microflows and nanoflows: fundamentals and simulation[M]. New York: Springer, 2005.
- [12] ECONOMIDES M J, MARTIN T. Modern fracturing: Enhancing natural gas production[M]. Houston: Energy Tribune Publishing Inc., 2007.
- [13] HORNYAK G L, DUTTA J, TIBBALS H F, et al. Introduction to nanoscience[M]. Boca Raton: CRC Press, 2008.
- [14] YUCEL AKKUTLU I, FATHI E. Multiscale gas transport in shales with local kerogen heterogeneities[J]. SPE Journal, 2012, 17(4): 1002-1011.
- [15] 张德良, 张烈辉, 赵玉龙, 等. 低渗透气藏多级压裂水平井稳态产能模型[J]. 油气地质与采收率, 2013, 20(3): 107-110.
ZHANG Deliang, ZHANG Liehui, ZHAO Yulong, et al. Study on steady productivity of fractured horizontal well in low permeability gas reservoir[J]. Petroleum Geology and Recovery Efficiency, 2013, 20(3): 107-110.
- [16] XU Jianchun, GUO Chaohua, WEI Mingzhen, et al. Production performance analysis for composite shale gas reservoir considering multiple transport mechanisms[J]. Journal of Natural Gas Science and Engineering, 2015, 26: 382-395.
- [17] 郭平, 徐永高, 陈召佑, 等. 对低渗气藏渗流机理实验研究的新认识[J]. 天然气工业, 2007, 27(7): 86-88.
GUO Ping, XU Yonggao, CHEN Zhaoyou, et al. New ideas obtained from laboratory study of flowing mechanisms in low-permeability reservoirs[J]. Natural Gas Industry, 2007, 27(7): 86-88.
- [18] 温晓红, 周拓, 胡勇, 等. 致密岩心中气体渗流特征及影响因素实验研究[J]. 石油实验地质, 2010, 32(6): 592-595.
WEN Xiaohong, ZHOU Tuo, HU Yong, et al. Experimental study of properties and influencing factors of gas flow in tight core[J]. Petroleum Geology and Experiment, 2010, 32(6): 592-595.
- [19] 胡勇, 李熙喆, 卢祥国, 等. 砂岩气藏衰竭开采过程中含水饱和度变化规律[J]. 石油勘探与开发, 2014, 41(6): 723-726.
HU Yong, LI Xizhe, LU Xiangguo, et al. Varying law of water saturation in the depletion-drive development of sandstone gas reservoirs[J]. Petroleum Exploration and Development, 2014, 41(6): 723-726.
- [20] 姚约东, 李相方, 葛家理, 等. 低渗气层中气体渗流克林贝尔效应的实验研究[J]. 天然气工业, 2004, 24(11): 100-102.
YAO Yuedong, LI Xiangfang, GE Jiali, et al. Experimental research for Klinkenberg effect of gas percolation in low permeable gas reservoirs[J]. Natural Gas Industry, 2004, 24(11): 100-102.
- [21] 杨朝蓬, 沙雁红, 刘尚奇, 等. 苏里格致密砂岩气藏单相气体渗流特征[J]. 科技导报, 2014, 32(28/29): 54-58.
YANG Zhaopeng, SHA Yanhong, LIU Shangqi, et al. Flow behavior of single-phase gas in Sulige tight sandstone gas reservoir[J]. Science & Technology Review, 2014, 32(28/29): 54-58.
- [22] CUI X, BUSTIN A M M, BUSTIN R M. Measurements of gas permeability and diffusivity of tight reservoir rocks: different approaches and their applications[J]. Geofluids, 2009, 9(3): 208-223.
- [23] 李清宇, 王乾, 徐献芝. 微观渗流的研究与进展[J]. 渗流力学进展, 2014, 4(2): 29-41.
LI Qingyu, WANG Qian, XU Xianzhi, Research and development on micro seepage[J]. Advances in Porous Flow, 2014, 4(2): 29-41.
- [24] RAEINI A Q, BLUNT M J, BIJELJIC B. Direct simulations of two-phase flow on micro-CT images of porous media and upscaling of pore-scale forces[J]. Advances in Water Resources, 2014, 74: 116-126.
- [25] 刘向君, 朱洪林, 梁利喜. 基于微 CT 技术的砂岩数字岩石物理实验[J]. 地球物理学报, 2014, 57(4): 1133-1140.
LIU Xiangjun, ZHU Honglin, LIANG Lixi. Digital rock physics of sandstone based on micro-CT technology[J]. Chinese Journal of Geophysics, 2014, 57(4): 1133-1140.
- [26] 雷鹏, 魏铭江, 吕栋梁. 形状因子及窜流系数测试实验研究[J]. 内江科技, 2014, 35(5): 104-105.
LEI Peng, WEI Mingjiang, LYU Dongliang. Experimental study on shape factor and channeling coefficient[J]. Nei Jiang Science & Technology, 2014, 35(5): 104-105.
- [27] 杨建, 康毅力, 王业众, 等. 裂缝性致密砂岩储层气体传质实验[J]. 天然气工业, 2010, 30(10): 39-41.
YANG Jian, KANG Yili, WANG Yezhong, et al. An experimental study of gas mass-transfer for fractured tight sand gas reservoirs[J]. Natural Gas Industry, 2010, 30(10): 39-41.
- [28] KUDAPA V K, KUMAR S, GUPTA D K, et al. Modelling of gas production from shale matrix to fracture network[R]. SPE 187473, 2017.
- [29] ZHANG Jingzhe, RASLAN M, WU Cheng, et al. A generalized dynamic transfer function for ultra-tight dual-porosity systems[R]. SPE

- 209324, 2022.
- [30] ROSTAMI P, SHARIFI M, DEJAM M. Shape factor for regular and irregular matrix blocks in fractured porous media[J]. *Petroleum Science*, 2020, 17(1): 136–152.
- [31] WANG Zhechao, GUO Jiafan, PAN Zhejun, et al. A generalized matrix-fracture flow transfer model for fractured porous media[J]. *Journal of Porous Media*, 2021, 24(3): 51–75.
- [32] HASSANZADEH H, POOLADI-DARVISH M. Effects of fracture boundary conditions on matrix-fracture transfer shape factor[J]. *Transport in Porous Media*, 2006, 64(1): 51–71.
- [33] RANJBAR E, HASSANZADEH H. Matrix-fracture transfer shape factor for modeling flow of a compressible fluid in dual-porosity media[J]. *Advances in Water Resources*, 2011, 34(5): 627–639.
- [34] ZHOU Quanlin, OLDENBURG C M, SPANGLER L H, et al. Approximate solutions for diffusive fracture-matrix transfer: application to storage of dissolved CO₂ in fractured rocks[J]. *Water Resources Research*, 2017, 53(2): 1746–1762.
- [35] WANG Lu, YANG Shenglai, MENG Zhan, et al. Time-dependent shape factors for fractured reservoir simulation: effect of stress sensitivity in matrix system[J]. *Journal of Petroleum Science and Engineering*, 2018, 163: 556–569.
- [36] BERRE I, DOSTER F, KEILEGAVLEN E. Flow in fractured porous media: a review of conceptual models and discretization approaches[J]. *Transport in Porous Media*, 2019, 130(1): 215–236.
- [37] LIU Kai, YIN Daiyin, SUN Yeheng, et al. Analytical and experimental study of stress sensitivity effect on matrix/fracture transfer in fractured tight reservoir[J]. *Journal of Petroleum Science and Engineering*, 2020, 195: 107958.
- [38] 王大为, 高振南, 李俊飞, 等. 裂缝性低渗透油藏窜流规律实验研究[J]. *非常规油气*, 2021, 8(4): 43–47.
WANG Dawei, GAO Zhennan, LI Junfei, et al. Experimental study on crossflow law of fractured low permeability reservoir[J]. *Unconventional Oil & Gas*, 2021, 8(4): 43–47.
- [39] 康毅力, 赖哲涵, 陈明君, 等. 基于压力衰减法的页岩气体扩散系数应力敏感性实验[J]. *天然气工业*, 2022, 42(2): 59–70.
KANG Yili, LAI Zhehan, CHEN Mingjun, et al. Stress sensitivity experiments of shale gas diffusion coefficients based on the pressure decay method[J]. *Natural Gas Industry*, 2022, 42(2): 59–70.
- [40] WANG Zhechao, GUO Jiafan, QIAO Liping, et al. Matrix-fracture flow transfer in fractured porous media: experiments and simulations[J]. *Rock Mechanics and Rock Engineering*, 2022, 55(4): 2407–2423.
- [41] GAO Zheng, LI Bobo, LI Jianhua, et al. Coal permeability related to matrix-fracture interaction at different temperatures and stresses[J]. *Journal of Petroleum Science and Engineering*, 2021, 200: 108428.
- [42] SU Yuliang, WANG Chengwei, LI Lei, et al. Experimental on physical properties of shale gas under low-velocity seepage and stress sensitivity environment[J]. *Journal of Petroleum Science and Engineering*, 2022, 218: 110974.
- [43] ZHANG Yuxiang, YAN Haijun, YANG Shenglai, et al. Effects of temperature on seepage capacity for a multi-type ultra-deep carbonate gas reservoir[J]. *Journal of Natural Gas Geoscience*, 2023, 8(2): 153–167.
- [44] WANG Jinkai, FU Jialin, XIE Jun, et al. Quantitative characterisation of gas loss and numerical simulations of underground gas storage based on gas displacement experiments performed with systems of small-core devices connected in series[J]. *Journal of Natural Gas Science and Engineering*, 2020, 81: 103495.
- [45] MEN Xinyang, TAO Shu, LIU Zhenxing, et al. Experimental study on gas mass transfer process in a heterogeneous coal reservoir[J]. *Fuel Processing Technology*, 2021, 216: 106779.
- [46] 葛家理. 油气层渗流力学[M]. 北京: 石油工业出版社, 1982: 187–189.
GE Jiali. Permeation mechanics of oil and gas reservoirs[M]. Beijing: Petroleum Industry Press, 1982: 187–189.
- [47] 夏阳, 邓英豪, 韦世明, 等. 压裂页岩气藏多尺度耦合流动数值模拟研究[J]. *力学学报*, 2023, 55(3): 616–629.
XIA Yang, DENG Yinghao, WEI Shiming, et al. Numerical simulation of multi-scale coupled flow in after-fracturing shale gas reservoirs[J]. *Chinese Journal of Theoretical and Applied Mechanics*, 2023, 55(3): 616–629.
- [48] 朱超凡, 李亚军, 桑茜, 等. 裂缝性致密砂岩气藏时变形状因子研究[J]. *天然气地球科学*, 2017, 28(5): 792–800.
ZHU Chaofan, LI Yajun, SANG Qian, et al. The time-dependent shape factor study for tight sandstone with fracture[J]. *Natural Gas Geoscience*, 2017, 28(5): 792–800.
- [49] PAN Zhejun, CONNELL L D, CAMILLERI M. Laboratory characterisation of coal reservoir permeability for primary and enhanced coalbed methane recovery[J]. *International Journal of Coal Geology*, 2010, 82(3/4): 252–261.
- [50] WARREN J E, ROOT P J. The behavior of naturally fractured reservoirs[J]. *SPE Journal*, 1963, 3(3): 245–255.
- [51] KAZEMI H, MERRILL L S, Jr, PORTERFIELD K L, et al. Numerical simulation of water-oil flow in naturally fractured reservoirs[J]. *SPE Journal*, 1976, 16(6): 317–326.
- [52] LIM K T, AZIZ K. Matrix-fracture transfer shape factors for dual-porosity simulators[J]. *Journal of Petroleum Science and Engineering*, 1995, 13(3/4): 169–178.
- [53] COATS K H. Implicit compositional simulation of single-porosity and dual-porosity reservoirs[R]. SPE 18427, 1989.
- [54] UEDA Y, MURATA S, WATANABE Y, et al. Investigation of the shape factor used in the dual-porosity reservoir simulator[R]. SPE 19469, 1989.
- [55] 李晓良, 何勇明, 金潮苏, 等. 裂缝性油藏窜流函数及形状因子研究(一)[J]. *石油钻探技术*, 2008, 36(1): 73–75.
LI Xiaoliang, HE Yongming, JIN Chaosu, et al. Research on transfer function and shaping factors for fractured reservoir (I)[J]. *Petroleum Drilling Techniques*, 2008, 36(1): 73–75.
- [56] 何勇明. 裂缝性油藏形状因子研究及应用[D]. 成都: 成都理工大学, 2007.
HE Yongming. The shape factor study and application for fractured reservoir[D]. Chengdu: Chengdu University of Technology, 2007.