

# 碳酸盐岩边水气藏水侵规律研究现状与展望

曹建启, 何泽龙, 彭金梅, 王宇, 龚跃

重庆科技大学石油与天然气工程学院, 重庆

收稿日期: 2024年8月12日; 录用日期: 2024年9月15日; 发布日期: 2024年10月10日

## 摘要

随着21世纪以来我国天然气消费量的急剧增加以及对外依存度的持续提升, 国内能源安全面临着严峻挑战。在此背景下, 碳酸盐岩边水气藏的高效开发对于国家能源安全尤为重要。本文系统分析了碳酸盐岩边水气藏中的水侵问题, 涵盖了储层结构特征、气水两相渗流特征、水侵规律实验研究以及水侵动态数值模拟与计算。研究显示: (1) 目前, 储层孔隙结构表征技术多样化, 但研究多集中在微小孔喉和裂缝, 针对孔洞的描述以及它们之间的搭配关系、沟通情况及对渗透率的贡献率的研究仍显不足; (2) 现有实验模型难以开展缝洞型气藏的气水两相渗流特征研究; (3) 目前针对水侵规律实验研究较少, 认识缺乏统一; (4) 通过分析生产动态资料、试井和物质平衡原理可以进行水侵识别与预测, 但这些方法在早期阶段的识别效果受限或是要求多次试井。因此, 未来的研究需要开发能承受更高压力和更大尺寸的实验模型、进行多参数大尺度的水侵规律模拟研究和基于实验研究并结合渗流力学与气藏工程等方法针对不同类型气藏建立水侵数学模型, 以深化复杂气藏水侵动态的理解, 为碳酸盐岩边水气藏的高效开发提供坚实的科学基础和技术支持。

## 关键词

碳酸盐岩边水气藏, 水侵问题, 储层结构特征, 气水两相渗流, 水侵规律实验研究, 动态数值模拟

# Research Status and Prospects on Water Invasion Laws in Carbonate Gas Reservoirs with Edge Water

Jianqi Cao, Zelong He, Jinmei Peng, Yu Wang, Yue Gong

School of Petroleum and Natural Gas Engineering, Chongqing University of Science and Technology, Chongqing

Received: Aug. 12<sup>th</sup>, 2024; accepted: Sep. 15<sup>th</sup>, 2024; published: Oct. 10<sup>th</sup>, 2024

## Abstract

With the rapid increase in natural gas consumption and the continuous rise in external dependence

文章引用: 曹建启, 何泽龙, 彭金梅, 王宇, 龚跃. 碳酸盐岩边水气藏水侵规律研究现状与展望[J]. 矿山工程, 2024, 12(4): 695-703. DOI: 10.12677/me.2024.124082

since the 21<sup>st</sup> century, China's energy security is facing severe challenges. In this context, the efficient development of carbonate gas reservoirs with edge water is particularly important for national energy security. This paper systematically analyzes the water invasion problems in carbonate gas reservoirs with edge water, covering reservoir structure characteristics, gas-water two-phase flow characteristics, experimental research on water invasion laws, and dynamic numerical simulation and calculation of water invasion. The study shows that: (1) At present, reservoir pore structure characterization technology is diversified, but research is mainly focused on micro pores and fractures. The description of cavities, the matching relationships between them, communication situations, and their contribution rates to permeability are still insufficiently studied; (2) Existing experimental models are challenging for studying gas-water two-phase flow characteristics in fracture-cavity type gas reservoirs; (3) There is currently limited experimental research on water invasion laws, and the understanding is not unified; (4) Water invasion identification and prediction can be conducted through analysis of production dynamics data, well testing, and material balance principles, but these methods are limited in early-stage identification or require multiple well tests. Therefore, future research needs to develop experimental models that can withstand higher pressure and larger sizes, conduct multi-parameter large-scale simulations of water invasion laws, and establish mathematical models of water invasion for different types of gas reservoirs based on experimental research combined with seepage mechanics and gas reservoir engineering methods. This will deepen the understanding of water invasion dynamics in complex gas reservoirs and provide a solid scientific foundation and technical support for the efficient development of carbonate gas reservoirs with edge water.

## Keywords

Carbonate Gas Reservoir with Edge Water, Water Invasion Problem, Reservoir Structure Characteristics, Gas-Water Two-Phase Flow, Experimental Research on Water Invasion Laws, Dynamic Numerical Simulation

Copyright © 2024 by author(s) and Hans Publishers Inc.

This work is licensed under the Creative Commons Attribution International License (CC BY 4.0).

<http://creativecommons.org/licenses/by/4.0/>



Open Access

## 1. 引言

21 世纪以来,我国天然气消费量爆发式增长,对外依存度从 2007 年的 2%快速蹿升到 2021 年的 44.1%,平均每年提高近 4 个百分点,即将突破 50%的警戒线,已经严重威胁我国的能源安全[1][2]。而碳酸盐岩边水气藏作为一种重要类型的气藏,在我国广泛分布,如安岳气田龙王庙气藏、普光气田等,因此,加快碳酸盐岩边水气藏的高效开发,对保障我国能源安全具有重要意义[3]-[5]。

然而,在边水气藏开发过程中,气藏的地层压力因流体开采而降低,边水在压差的作用下不断侵入含气区。虽然水能作为驱替能量补充气藏的压力亏损,但是会使储层出现气、水两相渗流现象,降低了气相渗流能力,导致单井产能大幅下降。同时,随着水侵程度不断增强,井筒液面剧增,废弃压力增高,导致气藏内形成大量水封气,严重影响气藏最终采收率。此外,当井筒中气相流速无法携带出井底积液时,需要采取排水等措施,其生产成本与开发难度大大提高[6][7]。裂缝-孔洞型边水气藏由于孔、洞、缝同时发育,储集空间非均质性强,大大增加了裂缝-孔洞型边水气藏水侵渗流力学机制的复杂性,导致目前该类气藏水侵机理和水侵规律不明,见水时间难以预测,总体开发效果较差。因此,如何在复杂的储层结构下正确认识气水两相渗流力学机制,建立水侵渗流数学模型,改善裂缝-孔洞型边水气藏的开发效果成为困扰气田开发工作者的难点问题。

近年来,关于边水气藏水侵渗流力学机制和水侵机理认识不清的问题,国内外很多学者针对其中某一参数对气藏开发效果的影响开展了实验及理论研究,提出了改善边水气藏开发效果及防水控水的措施,但多集中在孔隙型气藏,系统性进行多参数、大尺度的水侵渗流力学机制的实验及理论研究较少,尤其是针对更为复杂的裂缝-孔洞型气藏。据此,针对裂缝-孔洞型边水气藏孔、洞、缝同时发育,储层非均质性强,气水关系复杂的典型特征,聚焦复杂条件下气水两相渗流力学微观机制及渗流特征,重点考虑多井协同开发下不同因素对水侵规律的影响机制,以明确裂缝-孔洞型气藏开发过程中水体运移路径、不同时刻的气、水分布等特征,弄清不同因素对裂缝-孔洞型边水气藏整体开发效果的影响,形成水侵动态预测模型,进一步丰富完善水侵渗流理论,为我国裂缝-孔洞型边水气藏的高效开发提供理论基础和技术支持,该方向具有重要的科学意义和工程实用价值。

## 2. 储层结构特征研究

油气藏储层的微观孔隙结构特征及分布规律直接影响其储集性能和渗流能力,决定着油气藏产能的差异及油气藏的开发效果[8]-[10]。因此,储集岩孔隙结构表征对油气藏的开发有着重要意义。目前针对孔隙结构的表征主要通过高压压汞、恒速压汞、铸体薄片、扫描电镜、核磁共振、CT扫描、N<sub>2</sub>吸附、CO<sub>2</sub>吸附等进行研究[11]-[19]。

近几年国内外学者一般综合多种实验技术对微观孔隙结构特征进行表征,刘标等[19][20]采用核磁共振冻融法,结合压汞法、氮气吸附法以及核磁共振法,分别对页岩、煤、致密砂岩3类非常规储层样品进行了孔径分布特征测试对比研究。Fisher Q.J.等[21]采用透射电镜观察岩心薄片,利用三维重建技术重建微孔隙的结构。Bahadur J.等[22]利用小角散射法测试页岩孔隙,表征孤立及微小孔喉。彭军等[23]基于物性、铸体薄片、扫描电镜、压汞等测试分析资料,利用分形几何方法,对致密砂岩储集层微观孔隙结构进行分形表征。孔亮等[24]利用FIB-SEM三维成像功能得到高分辨率的储集层数字图像,通过形状矫正、亮度矫正、景深矫正和物相区分等数字岩石技术将数字图像转换为可供进一步分析的孔隙结构数字模型,从而实现孔隙空间的量化表征。朱汉卿等[25]使用氩气作为吸附质,通过低温氩气吸附实验研究页岩样品的微观孔隙结构特征。

目前,储层孔隙结构表征的方法多种多样,但研究多集中在微小孔喉和裂缝,针对孔洞的描述以及他们之间的搭配关系、沟通情况及对渗透率的贡献率的研究较少。

## 3. 气水两相渗流特征研究

通过对气水两相渗流特征的研究,可以认清地层水体侵入气藏之后,水体的流经路径、运动规律和气水分布等,从而为水侵数学建模建立、气藏开发模式优化等提供依据。目前针对气水两相渗流特征的研究主要通过理论计算、岩心驱替实验和玻璃溶蚀模型进行可视化研究。

Mo等[26]提出了一种用于致密储层岩渗区的模型,以计算气水两相渗流时的相对渗透率。Shanley等[27]提出的气水两相渗流“渗透率屏障理论”指出,常规储层的气水共渗区间较宽,而在致密储层中,这一区间非常狭窄或者不存在,这导致致密储层在一定的含水饱和度范围内,气相的相对渗透率极低,气水均无法流动。莫邵元等[28]发现,增大驱替压差会导致气水相对渗透率曲线向左移动,即增大压力梯度会降低气相的渗流能力,而提高水相的渗流能力。刘宇展等[29]、郭肖等[30]认为,增加围压会使气、水相对渗透率下降,其两相共渗区变窄。此外,在实际储层条件下,孔隙中气水共同流动时,储层压力的降低会进一步降低气相的相对渗透率。Li K.等[31]研究指出,在忽略气体滑脱效应的条件下会高估气体的相对渗透率。方建龙等[32]进行了储层条件下的致密砂岩气水相渗实验,并与常温常压条件下进行了对比,研究表明高温高压相渗曲线具有更大的两相共渗区,且束缚水饱和度更低。李程辉等[33]开展了高温

高压条件下碳酸盐岩储层气水相渗测试, 并对结果曲线校正和归一化处理, 建立了气水相渗标准曲线图版, 并进行应用计算储集层气水两相流入动态曲线(IPR)。

玻璃溶蚀模型主要以不同类型岩心的铸体薄片照片为物理模型基础, 在光学玻璃板上, 利用激光刻蚀技术将真实孔喉结构刻蚀出来, 制作成可供摄像用的透明微观物理模型进行水驱气实验, 通过显微镜和摄像机观察并记录整个实验过程[34]-[38]。针对孔隙型气藏, Persoff P.等[39]研究表明在 0.1 MPa 的驱替压差下, 水体优先进入较小的孔隙和喉道, 其次占据较大的孔喉, 流动方式表现为水沿管壁流动, 气体在孔道中央流动, 最终呈现水包气。朱华银等[40]研究认为水体在低流速下, 毛管力占据主导, 水驱前缘发生毛管指进现象, 随着流速的增大, 水驱前缘较为均匀。针对裂缝型气藏, 樊怀才等[41]认为裂缝是气藏的主要渗流通道, 基质岩块是主要的储气空间, 在较低的压差下, 水体就会沿着裂缝水窜, 并通过绕流、卡段、水锁的方式圈闭基质岩块中的气体。

目前常规岩心驱替实验研究气水两相渗流特征主要以气驱水为主, 难以表征储层条件下水侵过程, 玻璃溶蚀模型虽然在气水两相渗流特征研究中比较直观, 但是耐压比较低, 一般实验压力小于 0.2 MPa, 同时模型尺寸较小(2 cm × 2 cm), 难以刻画孔、洞、缝同时存在等更为复杂的气藏模型, 因此难以开展缝洞型气藏的气水两相渗流特征研究。

#### 4. 水侵规律实验研究

为了在更大尺度和更高压力下反映含边、底水气藏的水侵规律, 不同的研究者选用了不同区块不同类型的岩心进行水侵规律实验, 模拟含边、底水气藏随不同采气速度、不同水体大小、不同渗透率等因素下的开发效果。

焦春艳等[42]利用均质砂岩岩心进行水侵模拟实验, 发现边水气藏的采出程度主要受采气速度和渗透率影响, 而水体大小对此影响较小。沈伟军等[43]将基质岩心进行压裂处理在局部加沙填充后制成裂缝型岩心, 用于研究不同裂缝宽度、不同底水大小、不同采气速度等因素对气井生产的影响, 认为裂缝越宽, 渗透率越高, 气藏采收率越低; 底水对裂缝性气藏影响很大, 但水体大小超过一定限度后, 对气井生产影响较小; 采气速度越快, 底水锥进速度越快, 气藏采收率降低但变化幅度不大。刘华勋等[44]认为孔隙型储层只有在水体能量充足且渗透性好时才有可能发生大规模水侵; 对于致密储层, 水侵对生产效果几乎没有影响。胡勇[45]等研究了渗透率、水体大小对水侵速度的影响, 认为储层渗透率越高、水体越大则前沿推进速度越快。

目前针对水侵规律实验研究较少, 认识缺乏统一, 而且主要集中在裂缝型气藏和孔隙型气藏, 针对更为复杂的缝洞型气藏和多井协同开发条件下的水侵规律实验还未见报道。

#### 5. 水侵动态数值模拟与计算

建立水侵数学模型对于及时预测和识别含边水或底水的气藏水侵状况至关重要, 这不仅可以明确气藏的水侵动态特征, 还有助于及时制定和调整气藏的开发策略[46]-[51]。水侵数学模型的建立, 需要综合考虑储层的孔隙度、渗透率、裂缝特征等决定了气水两相流动的基本物理特性, 以及毛细管力、相对渗透率、流动阻力等气水两相流动在不同储层结构下表现出不同的规律。为确保模型能够真实反映水侵动态, 在模型建立时要将气藏的生产数据(如产气量、含水量、压力变化等)的分析以及试井和物质平衡分析作为重要依据。在气藏水侵动态识别和预测方面, 经过大量国内外学者的深入研究, 已经形成了不同体系的识别和预测方法。

##### 5.1. 水侵动态数值模拟

数值模拟是研究水侵动态的核心手段, 进行数值模拟一般需要完成一下必要步骤: (1) 进行储层结构

表征,利用岩心分析、测井解释和地震资料,确定储层的孔隙度、渗透率、裂缝分布等特征;(2)物理模型的选取:针对不同类型的碳酸盐岩气藏(如裂缝型、孔洞型),选择适合的物理模型,如双重介质模型、离散裂缝模型等;(3)边界条件与初始条件设定,合理设定边界条件(如注采井位置、压力边界)和初始条件(如储层初始压力、饱和度分布)是保证模拟准确性的关键。在上述步骤的进行过程中,参数的合理确定与模型矫正至关重要,主要包括:(1)通过实验测试和历史数据拟合,确定储层中的相对渗透率和毛细管压力曲线;(2)通过对比模拟结果与实际生产数据,调整模型参数进行历史拟合,并通过敏感性分析确定对模拟结果影响较大的参数。经过多年的积累,国内外在水侵动态数值模拟领域的研究已比较成熟。

Kazemi 等[52]在双重介质模型的基础上双重介质-双重渗透模型,该模型不仅考虑了基质和裂缝之间的相互作用,还模拟了裂缝之间的流动,增强了对复杂储层中水侵现象的描述能力。Wang 等[53]引入离散裂缝模型,针对缝洞型碳酸盐岩气藏,讨论了该模型在水侵模拟中的应用。Liu 等[54]结合历史拟合与敏感性分析技术,对某大型碳酸盐岩气藏进行了全面的水侵动态模拟,并提出了优化开发方案的建议。近年来,随着机器学习领域的发展,众多学者开始将机器学习技术引入到水侵动态模拟中[55][56],利用生产数据训练模型,实现水侵自动预测与调整。

## 5.2. 生产动态资料及试井分析

Zeng 等[57]针对裂缝型油气藏提出了四种水侵诊断曲线,并根据油气藏的日产量和生产压力变化曲线,将含边、底水油气藏的生产过程分为无水侵期、早期水侵期和中后期水侵期,并通过数值模拟和生产动态数据进行了验证,并据此建立了油气藏产能预测模型。Ahmadi M. A.等[58]利用最小二乘法(LSSVM)、人工神经网络(ANN)、模糊数学和遗传算法(HFKGA)等混合计算来预测油气藏见水时间,并采用波斯湾油田的生产动态数据进行拟合验证。冯曦等[59]利用靠近水侵前缘的气井动态监测数据研究气藏的局部水侵规律。唐雪清等[60]根据产水气井试井资料中压力恢复曲线对压力进行求导,发现压力导数呈现先上翘后变平的特点,并根据储层径向复合模型,将产水气井压力恢复曲线的上翘特征解释为气、水流度的变化,内区为气体流动,外区为水流动,代替了传统的边界效应解释,如果压力恢复曲线导数出现上翘但后期未变平,则认为储层未封闭的边界,不是出水的征兆。陶诗平等[61]通过不稳定试井理论模型研究,得到了识别天然水侵边界的方法,用于诊断气井的早期水侵和预报气藏水侵状况。何晓东等[62]针对一些边水气藏出水气井生产动态数据及其产层的物性参数进行了统计对比分析,将出水类型划分为线形型、二次方型和多次方型三种类型。李涛等[63]分析了产水井的地层压力和产水量特征,运用克里金插值等数学分析方法,结合储层地质特征,并利用气藏工程方法分析了气藏的水侵动态,指出气藏水侵方向的趋势图;最后利于气藏数值模拟对气藏的生产历史进行拟合,进一步分析和预测气藏的水侵方向和水侵程度。

## 5.3. 物质平衡原理

陈元千等[64]基于物质平衡原理,定义水侵体积系数用以评判气藏的水侵程度。然而,该方法不适用于强水驱气藏,而且需要得知气藏的动态储量等参数,应用场景存在一定局限性。Yildiz T.等[50]假设油气藏与地层水体均为圆柱体,据此建立了地层水体模型,结合物质平衡方程,对边底水的侵入量进行了计算,并与 Coats [65]和 Allard [66]模型进行对比,结果较为可靠,同时结合油气藏的生产资料,对 McEwen 油气藏进行了模拟计算。刘蜀知等[67]根据气藏地质储量并结合气藏物质平衡方程来识别水侵动态,该方法能够有效的识别水侵,但在用于预测未来气藏水侵量和对的气藏压力时需要气藏开发一段时间,具有一定的生产历史资料。Shen 等[47][49]、Azim A 等[68]通过数值模拟,研究了储层特征对水锥的影响;Kabir C.S.等[69]利用物质平衡方程结合生产数据,预测水侵强度与水侵速度。张新征等[70]基于物质平衡

原理, 构建了水侵动态预测模型。该模型将孔隙-裂缝型有水气藏划分为三个储罐系统, 并利用物质平衡方程把基质与裂缝系统关联起来, 应用非线性最优化方法进行数值求解, 该方法能够计算反应气藏水侵动态的各项指标并能够避免水侵量的计算。孙薇等[71]在研究非均质水驱气藏水侵模式和机理的基础上, 通过引入非均质参数和水侵强度, 建立了裂缝性水驱气藏的新型物质平衡方程, 并利用试采数据可以有效预测水侵速度和水侵强度。

总的来看, 当前对气藏水侵的识别和预测主要通过生产动态资料、试井分析和物质平衡原理来完成。其中, 生产动态资料分析主要通过井口压力、产量变化和产出水水性进行分析识别。而基于物质平衡原理的水侵识别方法, 主要包括水侵体积系数法、视地层压力法和视地质储量法。但是, 这两种方法只适用于有较长的生产时间和采出程度的气藏, 均不利于水侵的早期识别。通过分析不同时期的试井资料, 可以有效评估气藏水侵的程度和速度, 是水侵早期识别的重要方法。但是, 该法要求气井在不同时期进行多次试井。

## 6. 结论

(1) 目前常规岩心驱替实验研究气水两相渗流特征主要以气驱水为主, 现有实验模型难以表征储层条件下水侵过程, 因此有必要开发能承受更高压力和更大尺寸的实验模型。

(2) 部分学者针对孔隙型、裂缝型气藏进行水侵规律的研究, 其实验参数比较单一, 且结论不统一。而针对渗透率、地层压力、裂缝型气藏渗透率级差等因素对水侵规律的研究较少, 亟需系统性进行多参数、大尺度的水侵规律模拟研究, 分析不同因素对水侵规律的影响。

(3) 前人根据生产资料分析、物质平衡方法等对水侵数学模型进行了研究, 形成了不同的计算方法, 但缺乏实验依据。因此基于实验研究并结合渗流力学、气藏工程等方法针对不同类型气藏建立水侵数学模型并进行分析应用具有重要意义。

(4) 当前的数值模拟技术在气藏水侵动态的应用广泛, 但普遍面临复杂的储层结构(如多裂缝、缝洞结合体)模拟难度大、大尺度储层的水侵模拟效率低、成本高等问题, 在未来发展中, 应针对此类难题, 开发更加精细的模型以及更加高效的数值计算算法, 以提升模拟的精度和效率。

## 基金项目

重庆科技大学研究生创新计划项目“页岩油储层水化作用伤害机理研究”, 项目编号(YKJ CX2320116)。

## 参考文献

- [1] 雍锐, 胡勇, 彭先, 等. 四川盆地天然气藏提高采收率技术进展与发展方向[J]. 天然气工业, 2023, 43(1): 23-35.
- [2] 张抗, 张立勤, 刘冬梅. 近年中国油气勘探开发形势及发展建议[J]. 石油学报, 2022, 43(1): 15-28, 111.
- [3] 马永生, 蔡勋育, 云露, 等. 塔里木盆地顺北超深层碳酸盐岩油气田勘探开发实践与理论技术进展[J]. 石油勘探与开发, 2022, 49(1): 1-17.
- [4] 李熙喆, 郭振华, 胡勇, 等. 中国超深层大气田高质量开发的挑战、对策与建议[J]. 天然气工业, 2020, 40(2): 75-82.
- [5] 陈阳, 陈晶晶, 王克鑫, 等. 四川盆地龙王庙组储层溶蚀作用类型及特征[J]. 当代化工研究, 2016(8): 3-4.
- [6] 高树生, 杨明翰, 叶礼友, 等. 低渗透底水气藏水侵动态模拟实验及其对采收率的影响[J]. 天然气工业, 2022, 42(3): 61-70.
- [7] 胡勇, 陈颖莉, 李滔. 气田开发中“气藏整体治水”技术理念的形成、发展及理论内涵[J]. 天然气工业, 2022, 42(9): 10-20.
- [8] 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.

- [9] 黄兴, 倪军, 李响, 等. 致密油藏不同微观孔隙结构储层 CO<sub>2</sub> 驱动用特征及影响因素[J]. 石油学报, 2020, 41(7): 853-864.
- [10] 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.
- [11] Javadpour, F., Moravvej Farshi, M. and Amrein, M. (2012) Atomic-Force Microscopy: A New Tool for Gas-Shale Characterization. *Journal of Canadian Petroleum Technology*, **51**, 236-243. <https://doi.org/10.2118/161015-pa>
- [12] Zhu, X., Cai, J., Xu, X. and Xie, Z. (2013) Discussion on the Method for Determining BET Specific Surface Area in Argillaceous Source Rocks. *Marine and Petroleum Geology*, **48**, 124-129. <https://doi.org/10.1016/j.marpetgeo.2013.08.003>
- [13] 刘敬寿, 丁文龙, 肖子亢, 等. 储层裂缝综合表征与预测研究进展[J]. 地球物理学进展, 2019, 34(6): 2283-2300.
- [14] Melnichenko, Y.B., Radlinski, A.P., Mastalerz, M., Cheng, G. and Rupp, J. (2009) Characterization of the CO<sub>2</sub> Fluid Adsorption in Coal as a Function of Pressure Using Neutron Scattering Techniques (SANS and USANS). *International Journal of Coal Geology*, **77**, 69-79. <https://doi.org/10.1016/j.coal.2008.09.017>
- [15] Mares, T.E., Radliński, A.P., Moore, T.A., Cookson, D., Thiyagarajan, P., Ilavsky, J., et al. (2009) Assessing the Potential for CO<sub>2</sub> Adsorption in a Subbituminous Coal, Huntly Coalfield, New Zealand, Using Small Angle Scattering Techniques. *International Journal of Coal Geology*, **77**, 54-68. <https://doi.org/10.1016/j.coal.2008.07.007>
- [16] 谭晓华, 彭港珍, 李晓平, 等. 考虑水封气影响的有水气藏物质平衡法及非均匀水侵模式划分[J]. 天然气工业, 2021, 41(3): 97-103.
- [17] Loucks, R.G., Reed, R.M., Ruppel, S.C. and Hammes, U. (2012) Spectrum of Pore Types and Networks in Mudrocks and a Descriptive Classification for Matrix-Related Mudrock Pores. *AAPG Bulletin*, **96**, 1071-1098. <https://doi.org/10.1306/08171111061>
- [18] Slatt, R.M. and O'Brien, N.R. (2011) Pore Types in the Barnett and Woodford Gas Shales: Contribution to Understanding Gas Storage and Migration Pathways in Fine-Grained Rocks. *AAPG Bulletin*, **95**, 2017-2030. <https://doi.org/10.1306/03301110145>
- [19] 张文凯, 施泽进, 田亚铭, 等. 联合高压压汞和恒速压汞实验表征致密砂岩孔喉特征[J]. 断块油气田, 2021, 28(1): 14-20, 32.
- [20] 刘标, 姚素平, 胡文瑄, 等. 核磁共振冻融法表征非常规油气储层孔隙的适用性[J]. 石油学报, 2017, 38(12): 1401-1410.
- [21] Fisher, Q.J., Cliff, R.A. and Dodson, M.H. (2003) U-Pb Systematics of an Upper Carboniferous Black Shale from South Yorkshire, UK. *Chemical Geology*, **194**, 331-347. [https://doi.org/10.1016/s0009-2541\(02\)00383-2](https://doi.org/10.1016/s0009-2541(02)00383-2)
- [22] Bahadur, J., Melnichenko, Y.B., Mastalerz, M., Furmann, A. and Clarkson, C.R. (2014) Hierarchical Pore Morphology of Cretaceous Shale: A Small-Angle Neutron Scattering and Ultrasmall-Angle Neutron Scattering Study. *Energy & Fuels*, **28**, 6336-6344. <https://doi.org/10.1021/ef501832k>
- [23] 彭军, 韩浩东, 夏青松, 等. 深埋藏致密砂岩储层微观孔隙结构的分形表征及成因机理——以塔里木盆地顺托果勒地区柯坪塔格组为例[J]. 石油学报, 2018, 39(7): 775-791.
- [24] 孙亮, 王晓琦, 金旭, 等. 微纳米孔隙空间三维表征与连通性定量分析[J]. 石油勘探与开发, 2016, 43(3): 490-498.
- [25] 朱汉卿, 贾爱林, 位云生, 等. 低温氩气吸附实验在页岩储层微观孔隙结构表征中的应用[J]. 石油实验地质, 2018, 40(4): 559-565.
- [26] Mo, F., Peng, X., Devegowda, D., Du, Z., Qi, Z., Tang, Y., et al. (2020) Permeability Jail for Two-Phase Flow in Tight Sandstones: Formulation, Application and Sensitivity Studies. *Journal of Petroleum Science and Engineering*, **184**, Article ID: 106583. <https://doi.org/10.1016/j.petrol.2019.106583>
- [27] Shanley, K.W., Cluff, R.M. and Robinson, J.W. (2004) Factors Controlling Prolific Gas Production from Low-Permeability Sandstone Reservoirs: Implications for Resource Assessment, Prospect Development, and Risk Analysis. *AAPG Bulletin*, **88**, 1083-1121. <https://doi.org/10.1306/03250403051>
- [28] 莫邵元, 何顺利, 雷刚, 等. 致密气藏气水相对渗透率理论及实验分析[J]. 天然气地球科学, 2015, 26(11): 2149-2154.
- [29] 刘宇展, 潘毅, 郑小敏, 等. 致密气藏岩石应力敏感对气水两相渗流特征的影响[J]. 复杂油气藏, 2013, 6(3): 36-39.
- [30] 郭肖, 杜志敏, 姜贻伟, 等. 温度和压力对气水相对渗透率的影响[J]. 天然气工业, 2014, 34(6): 60-64.
- [31] Li, K. and Horne, R.N. (2004) Experimental Study of Gas Slippage in Two-Phase Flow. *SPE Reservoir Evaluation & Engineering*, **7**, 409-415. <https://doi.org/10.2118/89038-pa>
- [32] 方建龙, 郭平, 肖香姣, 等. 高温高压致密砂岩储集层气水相渗曲线测试方法[J]. 石油勘探与开发, 2015, 42(1):

- 84-87.
- [33] 李程辉, 李熙喆, 高树生, 等. 碳酸盐岩储集层气水两相渗流实验与气井流入动态曲线-以高石梯-磨溪区块龙王庙组和灯影组为例[J]. 石油勘探与开发, 2017, 44(6): 930-938.
- [34] 华锐湘, 贾英兰, 李清, 等. 涩北气田气水分布及气水运动规律分析[J]. 天然气工业, 2009, 29(7): 68-71, 139-140.
- [35] 陈朝晖, 谢一婷, 邓勇. 涩北气田疏松砂岩气藏微观气水驱替实验[J]. 西南石油大学学报(自然科学版), 2013(4): 139-144.
- [36] 鄢友军, 陈俊宇, 郭静姝, 等. 龙岗地区储层微观鲕粒模型气水两相渗流可视化实验及分析[J]. 天然气工业, 2012, 32(1): 64-66.
- [37] 李登伟, 张烈辉, 周克明, 等. 可视化微观孔隙模型中气水两相渗流机理[J]. 中国石油大学学报(自然科学版), 2008, 32(3): 80-83.
- [38] 周克明, 李宁, 张清秀, 等. 气水两相渗流及封闭气的形成机理实验研究[J]. 天然气工业, 2002, 22(z1): 122-125.
- [39] Persoff, P. and Pruess, K. (1995) Two-phase Flow Visualization and Relative Permeability Measurement in Natural Rough-walled Rock Fractures. *Water Resources Research*, **31**, 1175-1186. <https://doi.org/10.1029/95wr00171>
- [40] 朱华银, 周娟, 万玉金, 等. 多孔介质中气水渗流的微观机理研究[J]. 石油实验地质, 2004, 26(6): 571-573.
- [41] 樊怀才, 钟兵, 李晓平, 等. 裂缝型产水气藏水侵机理研究[J]. 天然气地球科学, 2012, 23(6): 1179-1184.
- [42] 焦春艳, 朱华银, 胡勇, 等. 底水气藏水侵物理模拟实验与数学模型[J]. 科学技术与工程, 2014, 14(10): 191-194.
- [43] 沈伟军, 李熙喆, 刘晓华, 等. 裂缝性气藏水侵机理物理模拟[J]. 中南大学学报(自然科学版), 2014, 45(9): 3283-3287.
- [44] 刘华勋, 任东, 高树生, 等. 边、底水气藏水侵机理与开发对策[J]. 天然气工业, 2015, 35(2): 47-53.
- [45] 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.
- [46] Su, G.W., Geller, J.T., Pruess, K. and Wen, F. (1999) Experimental Studies of Water Seepage and Intermittent Flow in Unsaturated, Rough-Walled Fractures. *Water Resources Research*, **35**, 1019-1037. <https://doi.org/10.1029/1998wr900127>
- [47] Shen, W., Liu, X., Li, X. and Lu, J. (2015) Water Coning Mechanism in Tarim Fractured Sandstone Gas Reservoirs. *Journal of Central South University*, **22**, 344-349. <https://doi.org/10.1007/s11771-015-2528-4>
- [48] Qi, Z., Li, J., Hu, S., Liang, B., Yuan, Y. and Jiang, N. (2019) Mathematical Model for Prediction of Dynamic Reserves Loss Due to Water Invasion in Water-Drive Gas Reservoir. *Journal of Porous Media*, **22**, 1507-1518. <https://doi.org/10.1615/jpormedia.2019026226>
- [49] Shen, W.J., Li, X.Z., Liu, X.H. and Lu, J.L. (2014) Analytical Comparisons of Water Coning in Oil and Gas Reservoirs before and after Water Breakthrough. *Electronic Journal of Geotechnical Engineering*, **19**, 6747-6756.
- [50] Yildiz, T. and Khosravi, A. (2007) An Analytical Bottomwaterdrive Aquifer Model for Material-Balance Analysis. *SPE Reservoir Evaluation & Engineering*, **10**, 618-628. <https://doi.org/10.2118/103283-pa>
- [51] 王海栋, 刘义坤, 王凤娇, 等. 深海底水气藏水侵规律与水侵风险识别方法[J]. 天然气工业, 2020, 40(12): 71-79.
- [52] Dikken, B.J. (1990) Pressure Drop in Horizontal Wells and Its Effect on Production Performance. *Journal of Petroleum Technology*, **42**, 1426-1433. <https://doi.org/10.2118/19824-pa>
- [53] Hatiboglu, C.U. and Babadagli, T. (2010) Experimental and Visual Analysis of Diffusive Mass Transfer between Matrix and Fracture under Static Conditions. *Journal of Petroleum Science and Engineering*, **74**, 31-40. <https://doi.org/10.1016/j.petrol.2010.08.004>
- [54] Liang, Y., Li, Q., Gu, Y. and Zou, Q. (2017) Mechanical and Acoustic Emission Characteristics of Rock: Effect of Loading and Unloading Confining Pressure at the Postpeak Stage. *Journal of Natural Gas Science and Engineering*, **44**, 54-64. <https://doi.org/10.1016/j.jngse.2017.04.012>
- [55] 赵林. 基于机器学习算法的气藏水侵数值试井方法研究[D]: [硕士学位论文]. 北京: 中国石油大学, 2021.
- [56] 李虹. 裂缝性致密砂岩气藏数值模拟研究及应用[D]: [博士学位论文]. 北京: 中国石油大学, 2022.
- [57] Zeng, D., Peng, X., Fu, D., Hu, J., Wu, X. and Zhang, J. (2019) Development Dynamic Monitoring Technologies Used in the Puguang High-Sulfur Gas Field. *Natural Gas Industry B*, **6**, 191-197. <https://doi.org/10.1016/j.ngib.2018.10.001>
- [58] Ahmadi, M.A., Ebadi, M. and Hosseini, S.M. (2014) Prediction Breakthrough Time of Water Coning in the Fractured Reservoirs by Implementing Low Parameter Support Vector Machine Approach. *Fuel*, **117**, 579-589. <https://doi.org/10.1016/j.fuel.2013.09.071>
- [59] 冯曦, 杨学锋, 邓惠, 等. 根据水区压力变化特征辨识高含硫边水气藏水侵规律[J]. 天然气工业, 2013, 33(1): 75-78.

- [60] 唐雪清, 宋雪莲. 产水气井压力恢复特征的新认识[J]. 油气井测试, 1999, 8(3): 57-59.
- [61] 陶诗平, 冯曦, 肖世洪. 应用不稳定试井分析方法识别气藏早期水侵[J]. 天然气工业, 2003, 23(4): 68-70.
- [62] 何晓东, 邹绍林, 卢晓敏. 边水气藏水侵特征识别及机理初探[J]. 天然气工业, 2006, 26(3): 87-89.
- [63] 李涛. 普光气田开发过程水侵特征分析[J]. 天然气工业, 2014, 34(6): 65-71.
- [64] 陈元千. 气田天然水侵的判断方法[J]. 石油勘探与开发, 1978(3): 54-60.
- [65] Coats, K.H. (1962) A Mathematical Model Water Movement about Bottom-Water-Drive Reservoirs. *Society of Petroleum Engineers Journal*, **2**, 44-52. <https://doi.org/10.2118/160-pa>
- [66] Allard, D.R. and Chen, S.M. (1988) Calculation of Water Influx for Bottomwater Drive Reservoirs. *SPE Reservoir Engineering*, **3**, 369-379. <https://doi.org/10.2118/13170-pa>
- [67] 刘蜀知, 孙艾茵, 黄炳光, 等. 水侵气藏水侵量与地层压力预测方法研究[J]. 石油勘探与开发, 1999, 26(2): 99-101.
- [68] Abdel Azim, R. (2015) Evaluation of Water Coning Phenomenon in Naturally Fractured Oil Reservoirs. *Journal of Petroleum Exploration and Production Technology*, **6**, 279-291. <https://doi.org/10.1007/s13202-015-0185-7>
- [69] Kabir, C.S., Parekh, B. and Mustafa, M.A. (2016) Material-Balance Analysis of Gas and Gas-Condensate Reservoirs with Diverse Drive Mechanisms. *Journal of Natural Gas Science and Engineering*, **32**, 158-173. <https://doi.org/10.1016/j.jngse.2016.04.004>
- [70] 张新征, 张烈辉, 李玉林, 等. 预测裂缝型有水气藏早期水侵动态的新方法[J]. 西南石油大学学报, 2007, 29(5): 82-85.
- [71] 孙薇, 王淑玉, 杨会朋, 等. 考虑水侵强度的裂缝性水驱气藏物质平衡方法[J]. 油气地质与采收率, 2009, 16(3): 85-87.