

气藏水侵动态评价与预测方法研究进展及应用展望

赵安琪

重庆科技大学石油与天然气工程学院, 重庆

收稿日期: 2026年6月12日; 录用日期: 2026年8月21日; 发布日期: 2026年9月2日

摘要

气藏水侵是影响有水气藏开发效果和采收率的关键因素, 其动态受储层非均质性、裂缝发育、生产制度及气水界面演化等多因素控制。近年来, 随着边底水、裂缝性及超深层气藏开发深入, 在水侵机理、实验模拟、动态评价与预测优化方面取得显著进展。本文系统综述了该领域研究现状: 水侵机理由均质理论发展为考虑非均质性、裂缝导流及多场耦合的综合认识; 实验从常规岩心驱替拓展到大型物理模拟、多尺度与实时监测; 评价预测方法由经典解析模型演进至数值模拟、智能优化与数字化分析。总体而言, 气藏水侵研究正从单尺度、经验化向多尺度、多场耦合与智能化方向发展。未来应强化实验、监测、机理与人工智能的深度融合, 构建机理约束下的智能预测体系, 实现复杂气藏水侵的实时识别、动态预测与开发优化, 支撑有水气藏高效开发。

关键词

气藏, 水侵, 物理实验, 动态评价, 多尺度预测模型

Research Progress and Application Prospects of Dynamic Evaluation and Prediction Methods for Water Invasion in Gas Reservoirs

Anqi Zhao

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

Received: June 12, 2026; accepted: August 21, 2026; published: September 2, 2026

Abstract

Gas reservoir water invasion is a key factor affecting the development performance and ultimate recovery of water-bearing gas reservoirs. Its dynamics are jointly controlled by multiple factors, including reservoir heterogeneity, fracture development, production strategy, and gas-water interface evolution. In recent years, with the increasing development of edge-bottom water gas reservoirs, fractured gas reservoirs, and ultra-deep complex gas reservoirs, significant progress has been made in water invasion mechanisms, experimental simulation techniques, dynamic evaluation methods, and prediction and optimization theories. This paper systematically reviews the current research status in this field. The understanding of water invasion mechanisms has evolved from homogeneous medium theory to a comprehensive understanding incorporating reservoir heterogeneity, fracture conductivity, and multi-field coupling effects. Experimental studies have expanded from conventional core displacement to large-scale physical simulation, multi-scale experiments, and real-time monitoring. Evaluation and prediction methods have advanced from classical analytical models to numerical simulation, intelligent optimization, and digital analysis. Overall, research on gas reservoir water invasion is transitioning from single-scale, empirical analysis toward multi-scale, multi-field coupling, and intelligent prediction. Future efforts should strengthen the deep integration of experiments, dynamic monitoring, mechanistic models, and artificial intelligence to establish a mechanism-constrained intelligent prediction system, enabling real-time identification, dynamic prediction, and development optimization of water invasion processes in complex gas reservoirs, thereby providing theoretical support for the efficient development of water-bearing gas reservoirs.

Keywords

Gas Reservoir, Water Influx, Physical Experiment, Dynamic Evaluation, Multi-Scale Prediction Model

Copyright © 2026 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

水侵是边底水气藏开发过程中普遍存在的重要动态现象，其本质是气藏降压开发过程中含水层向储层持续补给能量的过程[1][2]。适度的水侵有利于维持地层压力，提高气藏稳产能力，但过强或过早的水侵则可能会导致气井见水、水淹以及剩余气分布复杂化，从而降低最终采收率[3]。随着我国天然气勘探开发不断向深层、超深层以及复杂碳酸盐岩气藏拓展，水侵问题日益成为制约高效开发的重要因素[4][5]。

气藏水侵研究起源于 20 世纪中期。Hurst 首先建立了水侵理论基础，随后 Van Everdingen-Hurst 模型实现了水侵过程的定量描述[6][7]。此后，Carter-Tracy 模型和 Fetkovich 模型等工程化方法相继提出，推动了水侵理论在矿场开发中的应用[8][9]。进入 21 世纪以后，随着大型边底水气藏和裂缝性气藏开发规模不断扩大，研究重点逐渐由水侵量计算转向水侵机理认识、水侵动态评价以及开发预测[10]-[13]。近年来，数值模拟、物理模拟以及人工智能技术的发展进一步推动了气藏水侵研究。研究对象由均质储层扩展到了复杂裂缝网络系统，研究尺度由岩心尺度扩展到了储层尺度和气藏尺度，研究方法也由经验分析逐步向多源数据融合与智能预测方向发展[14]-[16]。

然而，目前关于气藏水侵的研究主要集中于水侵机理分析、实验模拟或动态评价等单一方向，缺乏

对机理认识、实验模拟、动态评价及预测优化全过程的系统总结。尤其是近年来如图 1 所示, 多尺度实验、高压实时监测、嵌入式离散裂缝建模以及智能预测等新方法发展迅速, 但相关研究成果尚未在综述中得到充分归纳。因此, 有必要对气藏水侵动态研究进展进行系统梳理, 以明确当前研究热点与未来发展方向。

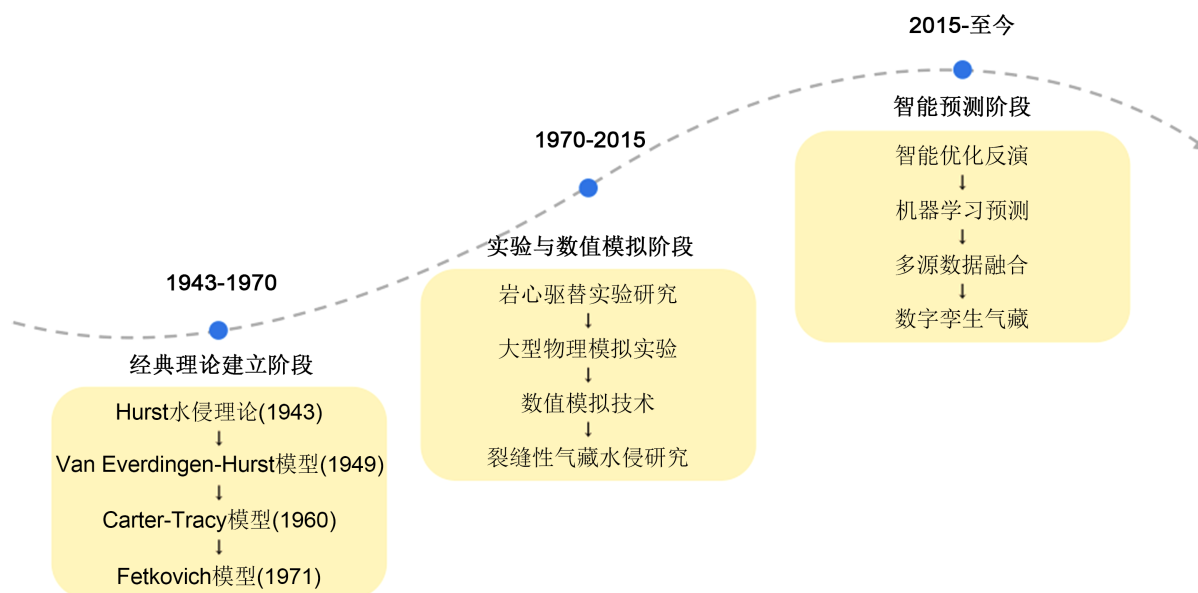


Figure 1. Evolution of water invasion research in gas reservoirs

图 1. 气藏水侵研究发展历程

本文在总结国内外相关研究成果的基础上, 围绕气藏水侵机理认识、实验模拟技术、动态评价方法及预测技术的发展历程展开综述, 重点比较不同技术路线的适用范围、关键假设及存在问题, 并探讨未来研究发展方向, 以期为复杂气藏开发和水侵风险控制提供参考。

2. 气藏水侵机理认识

2.1. 均质介质理论阶段

20 世纪 40~70 年代是气藏水侵理论的建立阶段。该阶段研究主要基于均质储层假设, 重点关注含水层压力传播规律及水侵量计算问题[6]-[9] [17]。

Hurst 提出的水侵理论认为, 气藏开发过程中形成的压力差是驱动含水层向储层补给流体的根本动力[7]。在此基础上, Van Everdingen 和 Hurst 进一步建立了无因次压力响应模型, 实现了复杂边界条件下水侵过程的解析求解[6]。这一时期形成的理论框架为后续水侵研究奠定了基础, 但其核心假设建立在均质储层、规则边界及连续介质基础之上, 难以反映天然裂缝、非均质高渗通道及局部优势流等复杂渗流现象。因此, 该类理论更适用于早期概念分析及规则边底水气藏, 对于当前复杂碳酸盐岩及超深层裂缝性气藏, 其预测能力存在明显局限, 亟需引入非均质描述及多场耦合机制进行修正。

2.2. 非均质储层认识阶段

随着大型碳酸盐岩气藏和裂缝性气藏开发实践的不断深入, 研究人员逐渐认识到储层非均质性是影响水侵动态的重要因素[13] [18] [19]。高渗透带和天然裂缝通常会成为水体优先运移通道, 使水侵过程表

现出明显的空间差异性[18]。在裂缝性气藏中，水侵前缘往往沿裂缝系统快速推进，而基质主要承担储集功能，从而形成典型的裂缝控制型水侵模式[13] [20]。

与此同时，不同学者针对边水、底水及裂缝水侵模式开展了大量研究。相关研究发现，边水侵入主要表现为气水界面的整体推进；底水侵入则容易形成底水锥进现象；裂缝水侵则表现出明显的优势通道特征[10] [21]。这些研究推动了气藏水侵认识从均质介质理论向复杂储层理论的转变。

虽然非均质理论较好地解释了优势通道形成及差异化水侵规律，但目前多数研究仍主要停留于定性认识或数值模拟分析阶段，对于高渗带形成机制、裂缝网络演化以及不同尺度非均质特征之间的定量关联尚缺乏统一理论。此外，大部分研究将裂缝参数视为静态变量，而忽略开发过程中应力变化导致裂缝导流能力动态演化，这限制了模型在长期开发预测中的可靠性。

2.3. 多场耦合研究阶段

随着深层和超深层气藏开发规模不断扩大，研究人员逐渐发现单纯依靠渗流理论已难以解释复杂气藏中的水侵现象[4] [5]。一方面是因为地层压力下降导致有效应力增加，进而引起孔隙结构和裂缝导流能力变化；另一方面则表现在高温高压条件下流体物性变化也会影响气水两相渗流特征[4]。因此，水侵过程实际上受到渗流场、应力场以及开发动态的共同控制。

Chen 等研究指出，应力敏感效应能够显著改变裂缝导流能力，从而影响水侵速度和突破时间[4]。Yang 等通过多尺度实验研究发现，储层非均质性与应力敏感性之间存在明显耦合作用，两者共同决定了水侵动态演化过程[15]。

总体如表 1 所示，当前气藏水侵研究已逐渐由单因素分析向多场耦合研究方向发展，多尺度表征与机理建模成为新的研究热点。

Table 1. Classification and characteristics of water invasion modes in gas reservoirs

表 1. 气藏水侵模式分类及特征

水侵类型	驱动方式	典型特征	主要影响	水侵类型
边水侵入	边水补给	气水界面整体推进	压力保持较好	边水侵入
底水侵入	底水上窜	易形成水锥	气井提前见水	底水侵入
裂缝水侵	裂缝导流	水侵速度快	剩余气分布复杂	裂缝水侵
非均质水侵	高渗带控制	推进不均匀	开发效果差异大	非均质水侵
复合水侵	多种方式共同作用	动态复杂	调整难度大	复合水侵

3. 气藏水侵实验与模拟技术

3.1. 物理模拟技术

物理模拟是研究气藏水侵机理最直接的方法，其优势在于能够直观观察气水界面运移过程并揭示水侵规律。

早期研究主要采用岩心驱替实验和二维砂箱模型研究气水两相流动规律。该类实验结构简单，能够较好反映压力差驱动下的水侵过程，但受模型尺度限制，难以真实地反映复杂储层中的非均质特征。随着大型边底水气藏开发需求增加，研究人员逐渐建立三维大型物理模型以此来开展研究。高树生等通过大型物理模拟实验研究底水气藏开发规律，发现采气速度是影响底水锥进的重要因素，过高的生产压差会显著加快底水突破速度[22]。祝浪涛等针对元坝气田隔层型底水气藏建立大型物理模型，揭示了隔层结

构对底水突破路径和突破时间的控制作用[10]。

近年来,多井物理模拟技术得到快速发展。Fang 等通过大型三维模型研究强水驱砂岩气藏开发规律,发现井网部署方式与生产制度共同决定了水侵推进速度和剩余气分布状态[23]。Xu 等进一步将动态监测技术引入物理实验,实现了水侵过程的实时观测与分析[24]。

大型物理模拟能够直观揭示水侵过程,但受实验尺寸、边界条件及材料相似准则限制,其难以完全复现实际储层复杂地质条件。特别是在裂缝随机发育、应力敏感及超深高温高压环境下,实验结果向现场推广仍存在尺度放大效应,如何实现实验参数向矿场尺度的可靠传递仍是当前研究的重要挑战。

3.2. 数值模拟技术

与物理模拟相比,数值模拟具有成本低、周期短和预测能力强等优势,已成为现代气藏水侵研究的重要技术手段。

20 世纪后期,数值模拟研究主要基于均质储层模型开展。研究重点在于验证经典水侵理论和分析开发制度对气藏动态的影响。随着计算能力的提高,研究对象逐渐扩展到复杂裂缝系统和非均质储层。张明迪等以元坝长兴组气藏为研究对象,建立精细数值模型分析不同开发方案下的水侵动态特征,发现合理控制采气速度能够有效延缓底水突破[11]。周旻昊等针对裂缝性气藏开展研究,指出裂缝连通性是控制水侵速度和突破位置的重要因素[12]。国外学者进一步关注高渗带和裂缝系统对水侵动态的影响。Guo 等研究发现,高渗带能够形成优势渗流通道,使水侵速度提高数倍,并改变气水界面的推进形态[18]。Li 等通过裂缝网络模型分析表明,裂缝长度、密度和连通程度决定了裂缝性气藏的水侵模式[20]。

数值模拟虽具有较强的机理表达能力,但其预测精度高度依赖地质模型质量和历史拟合结果。在复杂裂缝性气藏中,由于裂缝空间分布、连通关系及导流能力存在较大不确定性,不同模型可能得到完全不同的水侵预测结果。因此,目前数值模拟更多反映的是“可能情景”,而非唯一真实结果。

3.3. 多尺度模拟技术

随着复杂气藏开发不断深入,研究人员逐渐认识到单一尺度研究难以全面描述水侵过程。

在微观尺度上,数字岩心和 CT 扫描技术能够表征孔隙结构及微观渗流规律;在岩心尺度上,驱替实验能够反映气水两相流动特征;在储层和气藏尺度上,数值模拟则能够描述整体开发动态。

Yang 等提出多尺度实验与模拟结合的研究思路,通过建立孔隙尺度-岩心尺度-储层尺度参数传递体系,实现不同尺度研究结果的有效衔接[15]。研究表明,多尺度研究能够显著提高复杂气藏水侵预测精确度。与此同时,复杂碳酸盐岩气藏研究逐渐引入裂缝网络重构技术。Yang 等建立大型底水气藏物理模型,结合数值模拟研究裂缝网络控制下的底水推进规律,进一步验证了多尺度研究体系的有效性[16]。因此,多尺度模拟已成为当前复杂气藏水侵研究的重要发展方向。

3.4. 实验与模拟技术的比较分析

从技术发展历程来看,物理模拟、数值模拟和多尺度模拟各有优势。

物理模拟能够直观展示水侵过程,适合机理研究和方案验证;数值模拟具有较强预测能力,适用于开发方案优化和动态预测;多尺度模拟则兼具机理解释和预测分析能力,能够实现不同尺度研究成果的有机融合。

然而,现有研究仍面临实验尺度与现场条件不匹配、裂缝系统表征精度不足以及多尺度参数传递机制不明确等问题。未来研究应加强物理实验、数值模拟和现场动态资料之间的耦合分析,构建实验-模拟-矿场一体化研究体系,实现复杂气藏水侵动态的精准表征与预测。

4. 气藏水侵动态评价与计算方法

4.1. 经典解析模型

20 世纪 40~70 年代是气藏水侵理论的建立阶段。该阶段研究重点在于解决“如何定量计算水侵量”这一基础问题。

Hurst 首先基于物质平衡原理分析了含水层补给对储层压力变化的影响，提出了水侵量与压力变化之间的关系，为后续水侵理论的发展奠定了基础[7]。随后，Van Everdingen 和 Hurst 利用拉普拉斯变换建立了无因次压力和无因次时间函数关系，实现了复杂边界条件下水侵量的解析求解，形成了经典的 Van Everdingen-Hurst (VEH)模型[6]。由于该模型充分考虑了压力扩散过程，其计算结果精度较高，至今仍被广泛作为评价其他水侵模型的重要参考。此外，Agarwal 等进一步分析了水侵作用对气藏动态开发的影响，指出含水层补给能力是决定气藏开发效果的重要因素，强调了水侵评价在开发方案制定中的重要意义[17]。

然而，经典解析模型通常建立在均质储层、规则边界以及稳定流体性质等假设基础之上。当储层非均质性增强或天然裂缝发育时，模型参数获取难度增加，其评价结果的不确定性也随之增大[13][19]。因此提高评价方法的工程适用性成为后续研究的重要方向。

4.2. 工程简化模型

为满足矿场动态分析需求，研究人员开始对经典解析模型进行简化。

Carter 和 Tracy 通过对 VEH 模型中的卷积积分过程进行近似处理，建立了简化的水侵量计算方法，大幅降低了计算复杂度，提高了现场应用效率[8]。由于仅需少量动态资料即可完成计算，该方法在气藏开发中得到了广泛应用。Fetkovich 进一步将含水层视为有限能量系统，基于拟稳态流动理论建立了有限含水层水侵评价模型[9]。与 VEH 模型相比，该方法计算过程更加简洁，特别适用于有限水体条件下的水侵评价。

水侵量计算方法比较如表 2 所示，工程简化模型虽然在理论精度上略有降低，但显著提升了计算效率和现场适用性，实现了水侵评价技术由理论研究向工程应用的转变。然而，这些方法仍难以准确描述裂缝性储层和强非均质储层中的复杂水侵行为。

Table 2. Comparison of water influx calculation methods

表 2. 水侵量计算方法比较

方法	理论基础	优点	局限性	方法
Hurst 法	物质平衡理论	理论基础完善	精度有限	Hurst 法
VEH 法	压力扩散理论	精度高	计算复杂	VEH 法
Carter-Tracy 法	简化卷积积分	工程应用广	非均质适应性不足	Carter-Tracy 法
Fetkovich 法	有限含水层模型	计算快捷	参数敏感	Fetkovich 法
特征曲线法	动态统计分析	简单实用	经验性强	特征曲线法
联合评价法	动态储量耦合	精度较高	应用案例较少	联合评价法

4.3. 动态储量与水侵量联合评价方法

随着复杂气藏开发程度不断提高，仅依赖单一水侵量计算已难以满足开发决策需求，水侵量、动态储量以及含水层能量之间存在着明显耦合关系[25][26]。

薛婷等提出了一种新的水驱气藏动态储量与含水层能量确定方法，实现了动态储量与含水层能量的同步评价，提高了复杂气藏开发效果分析的准确性[25]。闫正和等建立了动态储量与水侵量联合计算方法，通过引入动态参数实现储量变化和水侵过程的协同分析，有效提高了水驱气藏开发评价精度[26]。

此外，基于生产动态资料的指示曲线分析方法也被广泛应用于水侵识别和动态评价。彭小东等对传统生产指示曲线进行了重新认识，认为生产动态特征能够反映含水层活跃程度和水侵阶段变化[27]。郑永建等则结合生产数据分析方法，实现了水侵气藏开发动态的定量评价[28]。针对普光气田等典型边底水气藏，蒋光迹利用动态特征分析提出了相应的治水对策，为现场开发调整提供了依据[29]。

总体而言，动态储量联合评价方法突破了传统单一水侵量计算模式，能够更加真实地反映含水层补给与气藏开发之间的耦合关系，但其在裂缝性气藏中的适用性仍有待进一步验证。

4.4. 智能优化反演方法

近年来，大数据和人工智能技术的发展推动了气藏水侵评价方法的新变革。传统评价方法往往需要预先假设含水层边界、几何形态及流动模式，而实际储层条件通常难以准确获得。而智能优化反演方法通过遗传算法、粒子群优化算法及机器学习等技术，利用生产动态数据自动识别水侵参数，实现历史拟合与参数优化。经研究表明，基于智能优化算法的反演方法能够有效降低模型对先验地质信息的依赖程度，提高复杂储层条件下的评价精度。Chen 等针对塔里木盆地超深层裂缝性低孔砂岩气藏开展研究，指出结合动态资料进行参数优化能够有效提高水侵规律识别能力[4]。

与此同时，多源数据融合逐渐成为智能评价的重要方向。Xu 等通过物理模拟与开发动态联合分析，实现了水侵过程的综合评价[30]；Yang 等利用实验与模拟相结合的方法开展多尺度研究，指出融合不同尺度信息能够显著提高水侵评价的可靠性[15]。随着大型物理模拟实验的发展，复杂碳酸盐岩气藏水侵过程的实时监测和参数反演能力也得到进一步提升[16]。

然而，智能优化方法仍存在可解释性不足、计算成本较高以及预测结果对数据质量敏感等问题。因此，如何实现机理模型与数据驱动模型的深度融合，仍是当前研究的重要方向。

4.5. 评价方法发展趋势

气藏水侵评价方法的发展经历了“解析模型 - 工程模型 - 联合评价模型 - 智能反演模型”四个阶段，不同水侵评价方法如表 3。

Table 3. Comparison of different water invasion evaluation methods
表 3. 不同水侵评价方法对比

方法类别	数据来源	评价指标	精度	适用阶段
生产动态法	产量、压力	动态特征	中	开发全过程
压力响应法	压力资料	压力恢复特征	较高	中后期
物质平衡法	动态数据	水侵量	较高	中后期
数值模拟法	地质+动态资料	全过程动态	高	全生命周期
多元融合评价	多类型数据	综合指标	很高	智能油气田

经典解析模型奠定了现代水侵评价的理论基础[6]-[8] [17]；工程简化模型提高了现场应用效率[8] [9]；动态储量联合评价增强了复杂气藏开发效果分析能力[25] [26]；智能优化反演则推动评价技术向自动化和智能化方向发展[4] [15] [16]。未来气藏水侵评价技术将进一步向数字孪生气藏、实时动态校正以及智能决策方向发展，实现从事后评价向事前预测和实时预警的转变。

5. 气藏水侵预测技术的发展趋势

5.1. 经验预测阶段

经验预测是最早应用于气藏水侵分析的方法,其基本思想是利用生产动态数据建立经验关系,实现对水侵动态和开发指标的预测。常见方法包括水侵特征曲线法、递减分析法以及经验统计模型等[1][27]。该类方法通常利用产量、压力及产水量变化规律建立预测关系,具有计算简单、资料需求少和工程应用方便等优点。

研究表明,对于开发历史较长、动态资料较丰富的边底水气藏,经验预测方法能够较好反映整体开发趋势[27][28]。然而,由于缺乏明确的物理机制约束,该类方法对开发制度变化和储层条件变化较为敏感,在复杂裂缝性气藏中的适用性有限。因此,经验预测方法更多适用于开发中后期的快速评价和辅助分析,而难以满足复杂气藏长期预测需求。

5.2. 数值模拟预测阶段

随着计算机技术的发展,数值模拟逐渐成为气藏水侵预测的主流方法。与经验方法相比,数值模拟能够充分考虑储层非均质性、裂缝发育特征以及开发制度变化对水侵动态的影响[11][12]。研究人员通过建立精细地质模型和历史拟合模型,实现对未来开发动态的预测。张明迪等利用元坝长兴组气藏数值模型研究发现,不同采气速度和井网部署方式会显著影响底水突破时间及最终采收率[11]。周旻昊等研究表明,裂缝连通性是控制裂缝性气藏水侵动态的重要因素[12]。

近年来,复杂裂缝网络模型和离散裂缝模型的发展进一步提高了预测精度[20]。然而,数值模拟仍面临地质模型不确定性大、参数调整工作量大以及预测结果依赖历史拟合质量等问题。总体来看,数值模拟预测已成为当前气藏开发决策的重要技术支撑,但其预测结果仍受到模型精度的制约。

5.3. 智能预测技术的发展

人工智能技术在油气开发领域快速发展,为气藏水侵预测提供了新的技术途径。智能预测方法主要利用机器学习算法挖掘生产动态数据中的非线性关系,实现水侵动态预测和开发指标预测。常用方法包括人工神经网络、支持向量机、随机森林以及深度学习模型等。

谭晓华等将智能优化算法引入复杂气藏数值模拟研究,实现了模型参数自动优化和历史拟合效率提升[14]。相关研究表明,机器学习模型能够在复杂非线性问题中取得较好的预测效果,尤其适用于动态资料丰富的开发区块[4][14]。

与传统数值模拟相比,智能预测方法具有计算效率高、实时更新能力强以及适应复杂数据特征等优势。当前机器学习模型主要依赖历史生产数据建立统计映射关系,本质属于经验驱动模型。当气藏进入新的开发阶段或发生突发性水侵突破时,其预测可靠性明显下降。同时,由于缺乏水侵机理约束,模型难以回答“为什么发生水侵”这一关键科学问题,因此未来研究需要构建兼具机理约束和数据学习能力的混合预测框架。

5.4. 数字孪生与实时预测技术

随着数字油气田建设不断推进,数字孪生技术逐渐成为气藏水侵预测的重要发展方向。数字孪生气藏是指利用实时监测数据持续更新气藏模型,实现虚拟气藏与实际气藏同步演化的技术体系[15][16]。该技术能够实时反映开发动态变化,提高预测结果的时效性和可靠性。

在数字孪生框架下,地震监测、测井资料、生产动态资料以及数值模拟结果能够实现统一管理和联合分析,从而建立动态更新的预测模型。研究表明,该技术能够有效提高复杂气藏水侵预警能力和开发

决策效率[15] [16]。与此同时，人工智能算法与数字孪生技术的融合进一步推动了实时预测技术的发展，使气藏管理逐渐由“事后分析”向“实时预测”和“主动决策”转变。

5.5. 评价方法发展趋势

纵观气藏水侵预测技术的发展历程与技术比较如表 4，可以发现其研究重点经历了由经验统计向机理模拟、再向智能预测和数字孪生预测的发展过程。

经验预测方法具有较好的工程实用性；数值模拟方法具有较强的机理解释能力；智能预测方法在处理复杂非线性问题方面具有明显优势；数字孪生技术则代表了未来实时预测的发展方向。

未来气藏水侵预测研究应重点关注以下几个方面：

- (1) 建立机理模型与人工智能模型深度融合的混合预测体系；
- (2) 加强多源异构数据融合，提高复杂气藏预测精度；
- (3) 发展数字孪生气藏技术，实现开发全过程动态更新与实时预测；
- (4) 构建智能决策平台，实现预测结果与开发调整方案的联动优化。

Table 4. Comparison of water invasion prediction technologies for gas reservoirs

表 4. 气藏水侵预测技术比较

类别	方法	优势	不足	类别
经验预测	特征曲线法	简单快速	精度有限	经验预测
统计预测	回归分析	实现方便	泛化能力强	统计预测
数值模拟	Eclipse/CMG	机理清晰	建模复杂	数值模拟
机器学习	BP、SVM	非线性能力强	黑箱问题	机器学习
深度学习	LSTM 等	精度高	数据需求大	深度学习
数字孪生	实时更新模型	实时预测	技术门槛高	数字孪生

6. 主要认识与未来展望

通过对国内外气藏水侵研究成果的系统梳理可以发现，经过近 80 年的发展，气藏水侵研究已经形成了较为完整的理论体系和技术体系如图 2，为边底水气藏高效开发提供了重要理论支撑。

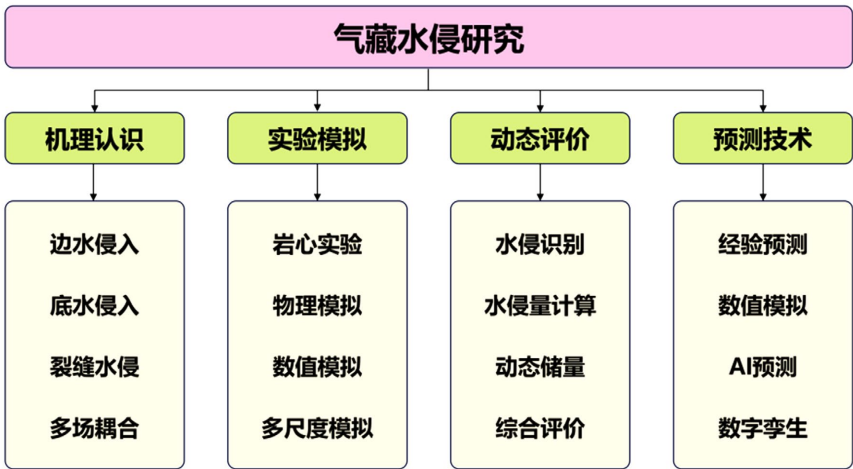


Figure 2. Technical framework for water invasion research in gas reservoirs

图 2. 气藏水侵研究技术体系

6.1. 气藏水侵机理认识不断深化

气藏水侵机理研究经历了由均质储层边界补给理论向复杂非均质耦合控制理论的发展过程。早期研究主要基于水侵量计算模型和物质平衡理论,认为水侵过程主要受含水层规模、压力差及储层几何特征控制[6]-[8][17]。随着矿场实践和实验研究的深入,研究者逐渐认识到储层非均质性是导致水侵差异化演化的重要因素。高渗透通道能够改变水侵推进路径,并导致不同区域出现明显不同的见水规律和开发效果[18][19]。

对于裂缝性气藏而言,裂缝系统及断层导流作用进一步增加了水侵过程的复杂性。Chen 等指出,裂缝网络控制着水体优势运移路径,可形成断层暴发式、裂缝均匀侵入式及断裂-裂缝复合侵入式等多种水侵模式[4]。与此同时,Yang 等通过实验研究发现,气藏水侵不仅受宏观压力梯度驱动,还与孔隙尺度连续水相形成密切相关,揭示了水侵启动条件的微观机制[15]。

综合来看,气藏水侵机理认识已由传统的“边界补给控制”逐步发展为“非均质-裂缝-多尺度耦合控制”,复杂储层条件下水侵发生与演化规律仍是未来研究的重要内容。

6.2. 水侵研究呈现明显的尺度演化特征

从研究尺度来看,气藏水侵研究已由矿场尺度分析逐渐向孔隙尺度、实验尺度和储层尺度延伸,并呈现出多尺度耦合的发展趋势。

早期研究主要依托生产动态资料,在矿场尺度开展水侵量计算及动态储量评价[13][27][28]。随着实验技术的发展,岩心驱替实验、二维可视化实验以及大型物理模拟实验逐渐成为认识水侵规律的重要手段[10][12][22][30]。Fang 等利用大型物理模拟装置开展多井协同开发实验,揭示了强水驱气藏开发条件下水侵推进规律[23]; Xu 等通过大型实验研究分析了治水措施对开发效果的影响[24]; Yang 等进一步利用大型物理模型模拟复杂底水碳酸盐岩气藏水侵动态,提高了实验研究的代表性[16]。

在储层尺度上,数值模拟和裂缝精细表征技术逐渐成熟。Li 等研究了裂缝性气藏水侵规律及其影响因素[20],Chen 等则基于超深层裂缝性气藏分析了复杂裂缝网络条件下的水侵模式[4]。Yang 等提出以水侵前缘推进速度作为跨尺度表征参数,实现了实验尺度与矿场尺度之间的有效联系,为建立多尺度预测体系提供了新的研究思路[15]。

因此,建立覆盖“孔隙-岩心-储层-矿场”全过程的跨尺度研究框架,实现不同尺度研究成果之间的协同应用,将成为提高复杂气藏水侵预测精度的重要方向。

6.3. 动态评价与预测技术持续升级

气藏水侵动态评价与预测技术的发展体现出由经验分析向智能决策演进的特征。

在动态评价方面,传统方法主要依赖水侵量计算模型及动态储量分析方法[6]-[9][17],但评价结果受经验参数影响较大。近年来,动态压力、水气比、含水率、产量等多源信息逐渐被引入动态评价体系,联合评价方法有效提高了水侵识别和开发效果分析的可靠性[13][25]-[28][31]。

在预测技术方面,数值模拟长期以来是气藏水侵预测的主要手段,但复杂裂缝气藏条件下存在裂缝刻画困难、计算效率较低等问题。近年来,裂缝精细建模和智能分析技术得到快速发展。Li 等提高了裂缝性气藏水侵规律模拟精度[20]; Zhi 等针对深水底水气藏提出了水侵风险识别方法[32]; Wang 等建立了水侵风险评价体系[33]; Chen 等将裂缝特征与水侵预测相结合,提高了复杂气藏水侵预测能力[4]。

与此同时,人工智能和数字孪生技术开始应用于油气藏开发领域。李晓平等指出,未来水侵分析方法将进一步向智能化方向发展[1];谭晓华等认为,数字化技术能够有效提升开发动态分析效率[14]。值得注意的是,目前动态评价和预测技术虽然取得了较大进展,但评价体系与预测体系仍存在一定割裂。动

态评价主要关注开发历史分析,而预测模型更加关注未来动态,两者尚未形成统一框架。此外,不同模型之间数据标准、参数体系及评价指标缺乏统一规范,也限制了研究成果在不同气藏间的推广应用。

6.4. 核心科学问题与未来展望

(1) 目前关于气藏水侵启动主要依据压力差驱动理论,而复杂裂缝网络、高渗通道及多尺度孔隙结构共同作用下的水侵启动阈值尚未形成统一认识。未来亟需建立考虑非均质性、裂缝演化及应力敏感性的水侵启动理论,为复杂气藏早期水侵识别提供理论基础。

(2) 孔隙尺度实验、岩心实验、物理模拟及储层数值模拟之间仍存在明显尺度鸿沟,实验参数难以直接应用于现场预测。建立孔隙尺度、实验尺度、储层尺度与矿场尺度之间的联系,实现跨尺度参数传递与动态预测,提高复杂气藏水侵评价精度。

(3) 目前多数研究将裂缝参数视为静态变量,而开发过程中应力变化会导致裂缝导流能力持续演化,进而影响水侵路径、水侵突破时间及剩余气分布。如何揭示裂缝网络动态演化与水侵过程之间的耦合关系,建立能够反映裂缝动态变化的预测模型,是复杂裂缝性气藏水侵研究亟待突破的重要科学问题。

(4) 传统数值模拟具有物理基础,但计算效率低;人工智能预测速度快,但缺乏可解释性。在充分考虑物理机制基础上,引入人工智能、大数据分析等技术,构建兼具物理约束、实时更新和泛化能力的机理-数据融合模型,是未来智能水侵预测发展的核心方向。

(5) 当前水侵预测多属于事后分析或离线模拟,尚不能实现开发过程中实时预测和动态优化。未来需要结合数字孪生、实时监测及智能优化技术,建立水侵风险实时识别-预测-调控一体化体系,实现由“被动治水”向“主动控水”转变。

7. 结论

通过对国内外气藏水侵机理、实验模拟技术、动态评价方法以及预测技术研究成果的系统梳理,可得到以下主要结论:

(1) 气藏水侵是含水层与储层之间能量交换和流体运移共同作用的结果,其形成与压力差驱动、储层非均质性、裂缝发育程度以及开发制度等因素密切相关。随着研究不断深入,气藏水侵机理认识已由早期均质介质理论逐步发展到非均质控制和多场耦合研究阶段。

(2) 实验模拟与数值模拟技术的发展显著推动了气藏水侵规律研究。物理模拟能够直观揭示气水界面运移过程,数值模拟能够实现复杂储层条件下的动态预测,多尺度模拟则实现了孔隙尺度、岩心尺度和气藏尺度之间的有效衔接。实验与模拟相结合已成为复杂气藏水侵研究的重要技术路线。

(3) 气藏水侵动态评价方法经历了由经典解析模型、工程简化模型到动态储量-水侵量联合评价模型的发展过程。传统方法在常规边底水气藏中具有较强的适用性,但对于裂缝性气藏和强非均质储层仍存在一定局限性,多源数据融合评价逐渐成为重要发展方向。

(4) 气藏水侵预测技术已由经验统计分析逐步发展到数值模拟预测、智能预测以及数字孪生预测阶段。人工智能技术显著提高了复杂气藏动态预测能力,但机理约束不足和模型可解释性较弱仍是当前研究面临的重要问题。

(5) 未来研究的关键已不再是单一预测精度的提升,而是建立兼具机理解释能力、实时更新能力和工程适用性的智能水侵预测体系,实现复杂气藏开发由经验决策向智能决策转变。

基金项目

重庆科技大学研究生科技创新项目“YC 强水驱气藏水侵动态分析方法研究”(YKJCX2520148)。

参考文献

- [1] 李晓平, 彭港珍, 谭晓华, 等. 有水气藏水侵特征分析方法现状及未来发展方向[J]. 天然气工业, 2026, 49(1): 40-50.
- [2] 杨玉斌, 彭先, 江俊, 等. 不同气水组合模式下底水气藏水侵机理[J]. 天然气工业, 2025, 48(5): 70-80.
- [3] 杨东升, 谢坤, 殷庆国, 等. 边底水气藏水侵规律研究现状与展望[J]. 天然气地球科学, 2024, 35(7): 1304-1322.
- [4] Chen, D., Zhang, C., Yang, M., Li, H., Wang, C., Diwu, P., *et al.* (2024) Research on Water Invasion Law and Control Measures for Ultradeep, Fractured, and Low-Porosity Sandstone Gas Reservoirs: A Case Study of Kelasu Gas Reservoirs in Tarim Basin. *Processes*, **12**, Article 310. <https://doi.org/10.3390/pr12020310>
- [5] Huang, X., Guo, X., Zhou, X., Shen, C., Lu, X., Qi, Z., *et al.* (2019) Effects of Water Invasion Law on Gas Wells in High Temperature and High Pressure Gas Reservoir with a Large Accumulation of Water-Soluble Gas. *Journal of Natural Gas Science and Engineering*, **62**, 68-78. <https://doi.org/10.1016/j.jngse.2018.11.029>
- [6] Van Everdingen, A.F. and Hurst, W. (1949) The Application of the Laplace Transformation to Flow Problems in Reservoirs. *Journal of Petroleum Technology*, **1**, 305-324. <https://doi.org/10.2118/949305-g>
- [7] Hurst, W. (1943) Water Influx into a Reservoir and Its Application to the Equation of Volumetric Balance. *Transactions of the AIME*, **151**, 57-72.
- [8] Carter, R.D. and Tracy, G.W. (1960) An Improved Method for Calculating Water Influx. *Transactions of the AIME*, **219**, 415-417. <https://doi.org/10.2118/1626-g>
- [9] Fetkovich, M.J. (1971) A Simplified Approach to Water Influx Calculations-Finite Aquifer Systems. *Journal of Petroleum Technology*, **23**, 814-828. <https://doi.org/10.2118/2603-pa>
- [10] 祝浪涛, 黄仕林, 吴亚军, 等. 元坝隔层型底水气藏水侵动态实验模拟研究[J]. 陕西科技大学学报, 2024, 42(4): 101-110.
- [11] 张明迪, 符东宇, 胡景涛, 等. 复杂底水气藏水侵动态模拟及应用——以元坝长兴组气藏为例[J]. 非常规油气, 2024, 11(5): 10-19.
- [12] 周旻昊, 乐平, 郭春秋, 等. 裂缝型气藏水侵动态模拟研究[J]. 实验室研究与探索, 2020, 39(12): 104-109.
- [13] 刘华勋, 高树生, 叶礼友, 等. 裂缝-孔隙型有水气藏水侵动态变化规律及关键参数计算方法[J]. 天然气工业, 2020, 40(6): 90-99.
- [14] 谭晓华, 韩晓冰, 任利明, 等. 基于智能优化算法的复杂气藏水侵单元数值模拟新模型[J]. 天然气工业, 2023, 43(4): 127-136.
- [15] Yang, D., Xie, K., Lu, X., Zhang, L., Hu, Y., Jiao, C., *et al.* (2026) Multiscale Studies of Water Invasion Dynamics in Gas Reservoirs: Experiments and Modeling. *Geosystem Engineering*, 1-20. <https://doi.org/10.1080/12269328.2026.2621734>
- [16] Yang, D., Xie, K., Lu, X., Zhang, L., Hu, Y., Jiao, C., *et al.* (2025) Large-Scale Physical Models to Investigate the Water Invasion of Complex Carbonate Gas Reservoirs with Bottom Water. *Geosystem Engineering*, **29**, 726-741. <https://doi.org/10.1080/12269328.2025.2581641>
- [17] Agarwal, R.G., Al-Hussainy, R. and Ramey, H.J. (1965) The Importance of Water Influx in Gas Reservoirs. *Journal of Petroleum Technology*, **17**, 1336-1342. <https://doi.org/10.2118/1244-pa>
- [18] Guo, P., Zheng, J., Dong, C., Wang, Z., Liao, H. and Fan, H. (2024) Invasion Characteristics of Marginal Water under the Control of High-Permeability Zones and Its Influence on the Development of Vertical Heterogeneous Gas Reservoirs. *Energies*, **17**, Article 4724. <https://doi.org/10.3390/en17184724>
- [19] Feng, X., Peng, X., Li, L., Yang, X., Wang, J., Li, Q., *et al.* (2019) Influence of Reservoir Heterogeneity on Water Invasion Differentiation in Carbonate Gas Reservoirs. *Natural Gas Industry B*, **6**, 7-15. <https://doi.org/10.1016/j.ngib.2019.01.002>
- [20] Li, Y., Zhang, E., Yue, P., Zhao, H., Xie, Z. and Liu, W. (2024) Simulating Water Invasion Dynamics in Fractured Gas Reservoirs. *Energies*, **17**, Article 6055. <https://doi.org/10.3390/en17236055>
- [21] Huang, S., Liu, J., Sun, J. and Geng, M. (2022) Water Invasion Mode of Carbonate Gas Reservoirs Controlled by Edge Water: Three Invasion Modes. *Frontiers in Energy Research*, **10**, Article ID: 860527. <https://doi.org/10.3389/fenrg.2022.860527>
- [22] 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.
- [23] Fang, F., He, S., Zhuang, J., Zhang, J. and Bian, Y. (2024) Large-Scale Physical Simulation Experiment of Water Invasion Law for Multi-Well Development in Sandstone Gas Reservoirs with Strong Water Drive. *Applied Sciences*, **14**,

Article 8067. <https://doi.org/10.3390/app14178067>

- [24] Xu, X., Li, X., Hu, Y., Mei, Q., Shi, Y. and Jiao, C. (2021) Physical Simulation for Water Invasion and Water Control Optimization in Water Drive Gas Reservoirs. *Scientific Reports*, **11**, Article No. 6301. <https://doi.org/10.1038/s41598-021-85548-0>
- [25] 薛婷, 吉雨, 成良丙, 等. 一种确定水驱气藏动态储量及水体能量的新方法[J]. 大庆石油地质与开发, 2022, 41(1): 63-68.
- [26] 闫正和, 石军太, 秦峰, 等. 水驱气藏动态储量和水侵量计算新方法[J]. 中国海上油气, 2021, 33(1): 93-103.
- [27] 彭小东, 杨朝强, 汪来潮, 等. 对水驱气藏生产指示曲线的新认识[J]. 天然气与石油, 2020, 38(3): 72-78.
- [28] 郑永建, 段永刚, 魏明强. 水驱气藏生产数据分析方法研究及应用[J]. 西南石油大学学报(自然科学版), 2019, 41(4): 99-106.
- [29] 蒋光迹. 普光气田边底水气井动态特征及治水对策研究[J]. 石油化工应用, 2019, 38(5): 68-73.
- [30] 徐轩, 梅青燕, 陈颖莉, 等. 气藏水侵与开发动态实验综合分析方法[J]. 天然气地球科学, 2020, 31(10): 1355-1366.
- [31] 岳世俊, 刘应如, 项隰伟, 等. 一种水侵气藏动态储量和水侵量计算新方法[J]. 岩性油气藏, 2023, 35(5): 153-160.
- [32] Zhi, J., Bo, L., Qu, G., Jiang, N. and Zhang, R. (2022) Water Invasion Law and Water Invasion Risk Identification Method for Deep Sea Bottom-Water Gas Reservoir. *Energies*, **15**, Article 1937. <https://doi.org/10.3390/en15051937>
- [33] Wang, H., Liu, Y., Wang, F., *et al.* (2020) Water Invasion Law in Deepsea Bottom-Water Gas Reservoirs and a Water Invasion Risk Identification Method. *Natural Gas Industry*, **40**, 71-79.