

【环境与能源 / Environment and Energy】

低渗致密裂缝发育气藏衰竭开采底水水侵规律

杜建芬¹, 王家树², 郭平¹, 田浩¹, 王恒¹, 陈啸博³

1) 西南石油大学石油与天然气工程学院, 四川成都 610500; 2) 中海油田股份有限公司一体化和新能源事业部, 天津 300450; 3) 中国石油天然气股份有限公司塔里木油田分公司, 新疆库尔勒 841000

摘要: DX气藏具有超高压、特低孔渗、裂缝发育及强底水驱等特征, 在开发过程中, 随着地层压力下降, 底水通过裂缝快速侵入气藏, 降低气藏产能并导致大量天然气被水封存于微裂缝和孔隙中, 严重影响气藏的开采效益。针对DX气藏开发过程中存在的底水活跃问题, 开展低渗致密裂缝发育气藏衰竭期底水水侵规律的研究。通过模拟高温超高压(136 °C和106 MPa)地层条件, 进行全直径裂缝岩心的气藏衰竭水侵物理模拟实验, 研究不同衰竭速度和水体大小对气藏采收率、水气比、无水采气期和单位压降产气量等关键指标的影响。结果表明, 水体倍数的增加和衰竭速度的加快均会导致气藏产水量升高, 水气比增大, 无水采气期变短, 采收率降低, 且水体倍数增加的影响明显强于衰竭速度加快的影响。水体从4.5倍烃孔隙体积增大至20.0倍, 累计产水量增加近10倍, 见水压力提高18 MPa, 天然气采出程度降低21.61%; 而衰竭速度提升2倍, 累计产水量增加近1倍, 见水压力提高6 MPa, 天然气采出程度降低10.97%。因此, 合理的衰竭速度控制和控水方案是提高气藏经济效益的关键策略, 本研究为裂缝发育气藏的水侵管理和防治提供了重要的理论和实验依据, 对优化气藏开发策略具有重要的实际应用价值。

关键词: 油气田开发; 超高压; 衰竭开采; 衰竭速度; 水体大小; 水侵规律; 裂缝发育气藏

中图分类号: TE371

文献标志码: A

DOI: 10.3724/SP.J.1249.2026.03273

Bottom-water invasion behavior during depletion of fractured tight gas reservoirs with low permeability

DU Jianfen¹, WANG Jiashu², GUO Ping¹, TIAN Hao¹, WANG Heng¹, and CHEN Xiaobo³

1) Petroleum Engineering School, Southwest Petroleum University, Chengdu 610500, Sichuan Province, P. R. China

2) Integration and New Energy Business Division, China Oilfield Services Limited, Tianjin 300450, P. R. China

3) Tarim Oilfield Branch, PetroChina Company Limited, Korla 841000, Xinjiang Uygur Autonomous Region, P. R. China

Abstract: The DX gas reservoir is characterized by ultra-high pressure, extremely low porosity and permeability, well-developed fractures, and a strong bottom-water drive. During depletion, the decline in formation pressure intrudes rapid bottom-water invasion through fracture networks, resulting in early water breakthrough and significant trapping of natural gas within micro-fractures and pore spaces, thereby reducing overall recovery. To investigate the bottom-water invasion behavior in fractured tight gas reservoirs, physical simulation experiments were conducted under high-temperature and ultra-high-pressure conditions (136 °C and 106 MPa) using full-diameter fractured core

Received: 2024-11-14; **Revised:** 2025-11-25; **Accepted:** 2026-01-13; **Online (CNKI):** 2026-02-03

Foundation: Natural Science Foundation of Sichuan Province (2024NSFSC2012); China National Petroleum Corporation "the 14th Five-Year Plan" Prospective Fundamental Major Science and Technology Project (2021DJJ3301)

Corresponding author: Assistant engineer WANG Jiashu (wangjsh57@cnooc.com.cn)

Citation: DU Jianfen, WANG Jiashu, GUO Ping, et al. Bottom-water invasion behavior during depletion of fractured tight gas reservoirs with low permeability [J]. Journal of Shenzhen University Science and Engineering, 2026, 43(3): 273-280. (in Chinese)

Open access: This article is licensed under the CC BY 4.0 License (<https://creativecommons.org/licenses/by/4.0/>).



samples. The effects of depletion rate and aquifer sizes on key indicators, including recovery factor, water-gas ratio, water-free production period, and gas production per unit pressure drop, were systematically analyzed. Results indicate that both increasing aquifer size and accelerating depletion rate lead to higher water production, increased water-gas ratio, shortened water-free period, and reduced gas recovery. Aquifer size exerts a significantly stronger influence than the depletion rate. Specifically, increasing the aquifer size from 4.5 to 20.0 times the hydrocarbon pore volume results in a nearly tenfold increase in cumulative water production, an rise in water breakthrough pressure by 18 MPa, and a value of 21.61% reduction in gas recovery. In contrast, doubling the depletion rate results in approximately a twofold increase in cumulative water production, a 6 MPa increase in breakthrough pressure, and a 10.97% reduction in recovery. These findings indicate that appropriate control of rational depletion rate and effective water management strategies are critical for improving economic performance of fractured tight gas reservoirs. This research provides a crucial theoretical and experimental basis for understanding and managing bottom-water invasion and offers significant practical guidance for optimizing development strategies in fractured gas reservoirs.

Key words: oil-gas field development; ultra-high pressure; depletion development; depletion rate; aquifer size; water invasion behavior; fractured gas reservoir

中国多数气藏为有水气藏, 其中40%~50%为边底水活跃气藏, 裂缝和断层发育使水易侵入并分割气藏, 在采气过程中加速气藏产量递减, 严重降低气藏采收率, 对高效采气构成重大挑战。因此, 研究裂缝性气藏的水侵规律, 对于改善气藏开发效果有重要意义。在裂缝发育的致密气藏中, 由于裂缝渗流能力远大于孔喉, 裂缝为主要渗流通道, 随着气藏压力下降, 地层水在压差作用下迅速沿裂缝渗流^[1], 占据主要渗流通道, 进而降低气藏采收率, 严重时会引起水锁, 进一步降低气藏采收率。

目前, 对于裂缝性底水气藏水侵规律的研究, 主要通过数值模拟和物理模拟实验分析不同参数下底水气藏的水侵动态特征及其采收率。在数值模拟研究方面, TANG等^[2]基于离散裂缝模型构建考虑气水两相流动的集成数值模型, 模拟了裂缝发育对地层压力及水饱和度分布的影响。CHEN等^[3]利用嵌入式离散裂缝模型开展了水侵规律及控水措施研究。LIAO等^[4]针对底水气藏改建储气库, 模拟分析了多周期水侵对气藏压力及产量的影响规律。常宝华等^[5]针对缝洞型碳酸盐岩油气藏, 建立了从孤立缝洞单元到区块整体的关键开发指标预测模型。刘立伟等^[6]针对克拉苏超深气田, 识别出断层沟通型、裂缝非均匀型及局部残留型3种水侵模式, 并基于水侵特征提出了井网优化与注气缓解水锁的开发策略。

在物理模拟实验研究方面, PERSOFF等^[7]运用微观玻璃模型研究了天然粗糙壁岩裂缝中的气水两相流, 结果表明, 即使在恒定的边界条件下, 两相

流也表现出持续的不稳定性, 呈现压力与流量的周期性波动, 该现象归因于裂缝中气体与液体对孔隙空间的竞争性占据, 但对裂缝性气藏水侵机理认识尚不清楚, 且研究主要通过微观玻璃模型来进行, 与实际储层的地质特征存在差距。王旭^[8]发现, 水侵后气藏压力迅速降低, 气井减产主要原因是水体绕流形成封闭气以及斩断渗流通道。焦春艳等^[9]通过物理实验结合数学方法研究了气藏开发过程中水侵特征, 结果表明, 基质岩心中水呈活塞式推进, 而裂缝中水侵前缘推进速度是基质中的成百上千倍。祝浪涛等^[10]开展了元坝隔层型底水气藏水侵动态实验, 分析了隔层对底水水侵动态的影响。王海栋等^[11]通过沿程产气剖面测试实验与大型3D底水气藏水侵物理模拟实验揭示了气藏开发过程中水体的脊进主要受到储层非均质性、生产制度、水平井筒趾跟效应的影响。沈伟军等^[12]通过开展裂缝性底水气藏水侵动态的宏观物理模拟实验, 发现裂缝渗透率和气藏压力是影响水侵速度的关键因素。胡勇等^[13]通过开展碳酸盐岩裂缝型储集层全直径岩心水侵规律实验, 分析了裂缝渗透率、裂缝贯穿程度和水体倍数对气藏水侵的影响。徐轩等^[14]在建立裂缝性边水气藏水侵机理及治水对策物理模拟实验方法的基础上, 测试了气藏内部动态压降剖面, 对比分析了不同水体和不同治水措施下气藏开采动态及储量动用规律。

尽管上述关于裂缝性底水气藏水侵规律的研究取得了一定成果, 但实验基本都在温度低于120℃、压力低于70 MPa的条件下开展, 与深层超高压高

温气藏的实际地质环境存在显著差异,限制了成果对现场开发的指导价值。

DX气藏是典型的深层低渗致密裂缝性底水气藏,其开发面临严峻的水侵挑战。该气藏储层埋深超过5 km,气藏原始地层压力106 MPa,地层温度约136℃,物性差,平均孔隙度低于10%,渗透率约为 $0.05 \times 10^{-3} \mu\text{m}^2$,属于典型的低孔、特低渗储层。储层以微裂缝-孔隙型为主,裂缝发育且非均质性强,导致底水极易沿裂缝优势通道窜进。尤为关键的是随着气藏开发,地层压力下降引发底水侵入,水体快速占据裂缝通道并形成水锁,导致气井产能急剧下降,甚至水淹,气藏采收率大幅降低。

针对DX气藏这类高温超高压低渗致密裂缝性底水气藏,本研究采用真实储层全直径岩心,通过人工造缝,在模拟地层压力106 MPa、地层温度136℃条件下研究衰竭速度和水体能量对底水水侵规律的影响,实验条件和过程更符合气藏生产实际,对气藏高效开发具有重要的指导意义。

1 气藏衰竭水侵实验

1.1 实验装置

采用自主研发的超高温超高压全直径岩心驱替装置开展实验研究,该实验装置主要由注入系统(高压精密驱替泵、高压中间容器)、核心实验模块(全直径岩心夹持器及加热控温系统)以及计量与控制系统(回压调节器、气液分离计量仪)组成。实验工艺流程详见图1。

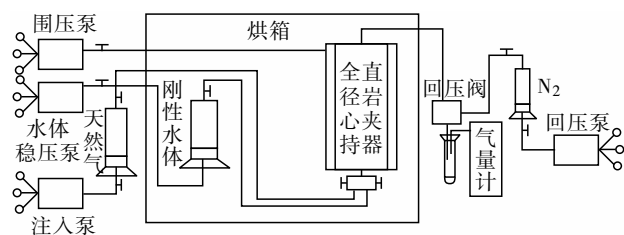


图1 全直径岩心衰竭水侵实验流程

Fig. 1 Flow chart of water invasion experiment of full-diameter core depletion.

1.2 实验岩心及流体

选用DX气藏现场取得的圆柱形全直径岩心样品进行人工造缝。岩心长11.0 cm,直径为9.9 cm,孔隙度为8.92%,造缝前渗透率为 $0.75 \times 10^{-3} \mu\text{m}^2$,造缝后有效渗透率为 $84.68 \times 10^{-3} \mu\text{m}^2$ 。岩心裂缝贯穿岩心,附近无分支。主要裂缝开度为199 ~

250 μm ,开度为199 μm 时,裂缝占比最大达到30%。开度分布整体呈单峰特征,分布范围为48 ~ 450 μm ,次高峰开度为247 μm (占比约22%),二者合计占比超过50%,开度偏离峰值后占比逐渐降低。岩心裂缝骨架3D图像如图2。实验流体采用天然气及DX气藏现场取得的地层水。

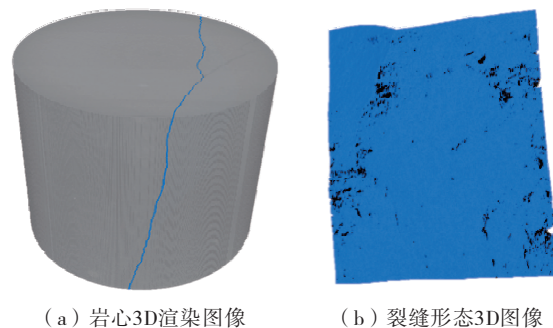


图2 全直径岩心裂缝骨架3D图像(蓝色为孔裂隙,灰色为基质)

Fig. 2 Three-dimensional image of full-diameter core fracture skeleton (blue represents pores and fractures, gray represents the matrix). (a) 3D core rendering image and (b) 3D image of fracture conformation.

共设计4组实验,主要研究衰竭速度和水体大小对水侵规律的影响,考虑3种水体体积,即4.5倍、10.0倍和20.0倍烃孔隙体积(hydrocarbon pore volume, HCPV),2个衰竭速度即2 MPa/h和6 MPa/h。

1.3 实验步骤

采用真实储层岩心,通过人工造缝,模拟裂缝型气藏水侵规律,考虑衰竭速度和水体倍数2种因素,在真实地层温度136℃、地层压力106 MPa条件下开展4组全直径岩心衰竭水侵实验。

1) 准备天然气样、地层水及实验仪器。根据现场得到的气样数据,使用安岳干气和甲烷气体配制天然气样,地层水用现场取样的地层水。准备好注入岩心所需气体的中间容器、衰竭水侵实验过程中岩心连通水体的中间容器、建立回压的氮气中间容器。水体中间容器将活塞去掉,构建刚性水体。对实验仪器进行校准检查,用氮气吹干岩心并在100℃条件下烘干24 h以上。

2) 抽真空,建立38%束缚水饱和度。将连接好的岩心夹持器连接真空泵抽真空8 h,连接装有地层水的中间容器,用驱替泵将地层水注入岩心夹持器,完全饱和岩心,记录注入水量。将夹持器与装有注入气体的中间容器连接,用驱替泵将注入气

注入岩心, 精确计算达到目标饱和度时需要驱出水量, 待驱出水的体积达到计算值时, 关闭出口阀门。

3) 注入气样饱和岩心建立储层温度压力。将岩心夹持器和水体中间容器放入烘箱, 为模拟真实底水气藏衰竭开采情况, 将岩心夹持器垂直放置, 入口端低, 出口端高。用高压驱替泵给岩心夹持器一定的轴压, 确保将全直径岩心固定。再加 3~6 MPa 的围压, 保证岩心与胶套紧密贴合。然后建立 4~8 MPa 回压, 用高温高压驱替泵注入配制的天然气, 给夹持器入口端一定压力, 但要注意压力始终比围压低 3~6 MPa, 比回压低 4~8 MPa。待出口与入口压力基本一致时, 同步提高围压、回压和入口压力, 直至将岩心内压力升高至 106 MPa。打开温控系统, 将实验系统温度升高至地层温度 136 °C (期间保持岩心压力稳定在 106 MPa)。同时将刚性水体中间容器一并放入烘箱内加温至 136 °C。

4) 全直径岩心衰竭水侵物理模拟实验。用高压驱替泵将装有一定体积地层水的中间容器加压至地层压力 106 MPa, 然后与夹持器入口端连通。退泵降低回压, 逐级降低地层压力, 将地层压力衰竭至气藏废弃压力 10 MPa, 实验过程中记录产出气体体积、产出水量、初始见水压力、出口压力、回压和围压等数据, 分析不同衰竭速度和不同水体倍数对裂缝型致密砂岩底水气藏衰竭开采的影响程度。

2 底水水侵动态规律

2.1 衰竭速度的影响

衰竭速度对产水量的影响结果如图 3 所示, 在衰竭前期 (地层压力 82~88 MPa), 两个衰竭速度下气井均不产水。随着地层压力下降, 衰竭速度为 6 MPa/h 时, 地层压力降至 88 MPa 时气井见水; 衰竭速度为 2 MPa/h 时, 则在压力 82 MPa 时气井才开始产水, 且气井见水后产水量均迅速上升, 而衰竭速度为 6 MPa/h 时气井产水量上升幅度远高于衰竭速度 2 MPa/h。在废弃压力 10 MPa 下, 6 MPa/h 气井累产水量 6.62 mL, 接近 2 MPa/h 下的 2 倍 (3.32 mL)。这是由于在高速衰竭速度下, 基质向裂缝补给难以弥补裂缝系统能量亏空, 裂缝系统压力衰竭较快, 在生产压差作用下, 水体沿裂缝渗流快速窜进, 产水量大, 在气井见水时, 基质系统气体采出

程度低, 水封气现象严重^[15]。而低速衰竭开采状态下, 基质向裂缝补给能够有效弥补裂缝系统能力亏空, 在生产压差作用下, 水体沿裂缝侵入缓慢, 在气井见水时, 基质系统气体采出程度更高^[16]。

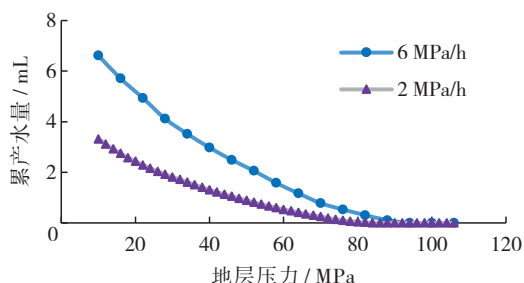


图 3 4.5 倍水体在不同衰竭速度下累产水量曲线

Fig. 3 Cumulative water production curves under different depletion rates for a 4.5-fold water volume.

衰竭速度会在一定程度上影响天然气的采出程度。衰竭速度对累计采出程度的影响如图 4 所示, 在地层压力高于 92 MPa 时, 两种衰竭速度的天然气累计采出程度几乎相同。随着地层压力的不断减小, 衰竭速度为 2 MPa/h 时的累计采出程度逐步上升, 最终结束实验时累计采出程度为 65.45%; 衰竭速度为 6 MPa/h 时累计采出程度仅为 54.48%, 低于 2 MPa/h 衰竭速度下的累计采出程度。这是因为衰竭开采速度较慢时, 气井的无水采气期更长, 气井见水时间较晚, 水体可在裂缝中缓慢渗流至离裂缝更远的孔、洞, 将其中气体挤出, 并且在较低的衰竭速度下, 水体沿裂缝缓慢渗流, 从而优先沿着小孔径快速向纵深流动, 对与裂缝相连通的孔、洞以及离裂缝远的孔、洞波及更广, 故较慢的衰竭速度下累计采出程度更高^[16-17]。

衰竭速度对水气比的影响如图 5, 随着地层压力的下降, 两种衰竭速度的水气比均逐步上升, 且 6 MPa/h 衰竭速度下的水气比曲线波动更显著, 数

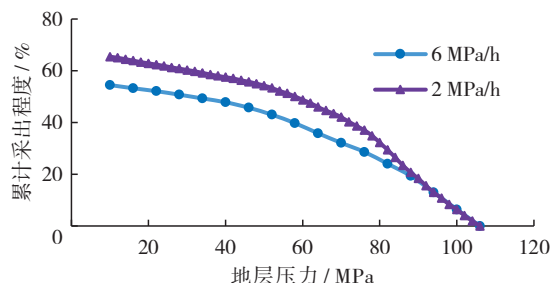


图 4 4.5 倍水体在不同衰竭速度下累计采出程度曲线

Fig. 4 Cumulative recovery degree curves under different depletion rates for a 4.5-fold water volume.

值也更高。这是因为6 MPa/h的衰竭速度下,底水沿裂缝快速突进,导致更多的气还未被采出便被封在孔、洞中,同时随着地层压力的下降,不断有气体突破地层水的封锁进入裂缝渗流至采出端被采出,造成水气比波动^[18]。

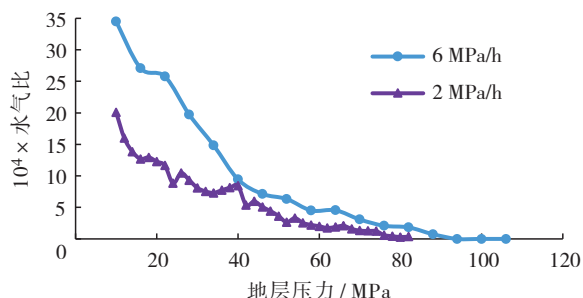


图5 4.5倍水体在不同衰竭速度下水气比曲线

Fig. 5 Water-gas ratio curves under different depletion rates for a 4.5-fold water volume.

衰竭速度对单位压降产气量的影响如图6,在2 MPa/h的衰竭速度下,无水产气阶段(106~84 MPa),岩心单位压降产气量呈上升趋势。在无水采气阶段,随着地层压力下降,一方面,饱和在岩心中的气体发生膨胀;另一方面,底水在压差作用下从裂缝侵入,起到补充能量的作用,为气体采出提供动力。在这两方面因素综合影响下,单位压降产气量逐渐升高。在气水同产阶段(82~10 MPa),水气比相比无水采气阶段快速升高,但岩心压力72 MPa时单位压降产气量都有一定程度的回升,这是由于随着地层压力的下降,一部分被封在孔、洞中的气体在压差作用下突破水体的封锁,进入裂缝渗流至采出端被采出^[19]。在6 MPa/h的衰竭速度条件下,无水采气阶段(106~88 MPa),单位压降产气量均呈上升趋势,相对2 MPa/h上升缓慢,见水后,单位压降产气量迅速降低,在后续的气水同产期达到一定阶段后,单位压降产气量会有一定程度的回升,而后继续降低。

2.2 水体大小的影响

水体规模对天然气产量存在显著影响。不同水体规模下天然气累计采出程度的变化如图7所示,在衰竭开发前期,10.0倍水体和20.0倍水体的累计采出程度均高于4.5倍水体,随着地层压力的不断降低,天然气的累计采出程度随着水体大小的增大而逐步下降。出现这一现象的原因是,在见水前,活跃的水体能为气藏提供能量供给,通过水侵补充地层能量,地层压力得以维持,所以水体越大

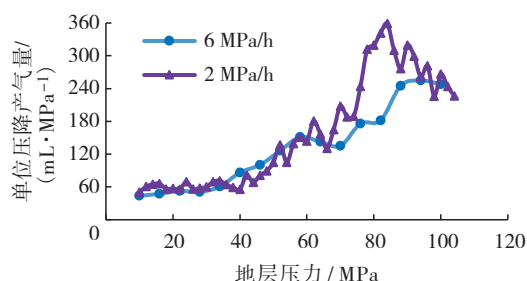


图6 4.5倍水体在不同衰竭速度下单位压降产气量曲线

Fig. 6 Gas production curves per unit pressure drop under different depletion rates for a 4.5-fold water volume.

见水前采出程度越高。而见水后水体侵入会占据气藏的流动空间,增加气体流动的阻力,导致采出程度快速下降,尽管水体倍数增加1倍,累计采出程度的降幅并不与其成比例,而是小于1倍,且随着水体的进一步增加,地层中的流动条件已显著恶化,此时即使继续增大水体,对采出程度的影响也会减弱^[20]。

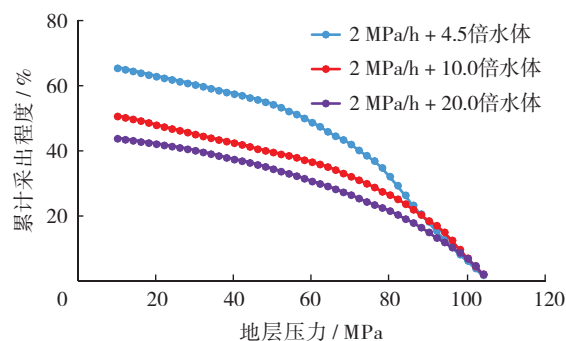


图7 不同水体规模下2 MPa/h 累计采出程度

Fig. 7 Cumulative recovery factor at 2 MPa/h under different aquifer scales.

不同水体大小对水气比的影响如图8,随着地层压力的不断降低,3种水体大小的水气比均逐步上升,其中,20.0倍水体的水气比上升程度最为明显,而且随着水体倍数的增加,水气比增加。水体越大,水体能量增强,更易侵入气藏,所以见水压力点越高,见水越早,且见水后水气比越大。同时3种水体大小的水气比均出现了不同程度的波动,这是因为随地层压力降低,不断有水封气突破水体的封锁渗流至裂缝进而被采出。水体倍数增加1倍,但水气比增长大于1倍,并非单纯的倍数增长关系。相对于衰竭速度的增大,水体倍数的增加对水气比的影响程度明显更大。

不同水体规模对单位压降产气量的影响如图9。在无水采气期,此时产气主要依赖地层原始能

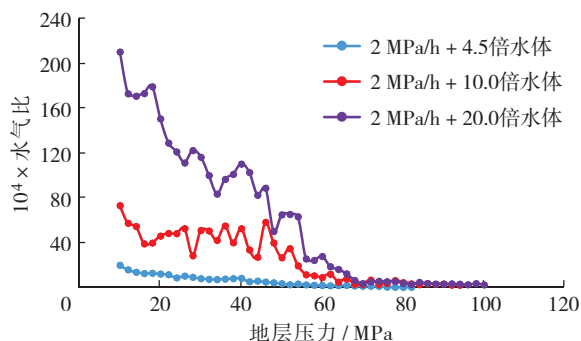


图8 不同水体规模下2 MPa/h水气比变化

Fig. 8 Water-gas ratio at 2 MPa/h under different aquifer scales.

量驱动. 较大的水体能提供额外的能量, 有助于更好地维持地层压力, 从而提升单位压降下的产气量. 所以较大的水体可能意味着更好的地层压力支持, 这有助于保持气井产量^[21], 然而, 随着生产进行, 较大的水体也意味着更严重的水侵风险. 一旦水体侵入气藏, 将占据储层孔隙空间, 增大气体流动阻力, 反而会显著降低单位压降产气量^[22].

不同衰竭速度与水体倍数下的衰竭水侵物理模拟主要结果见表1. 水体倍数对开发效果的影响更显著, 当水体从4.5倍增大至20.0倍时, 累计采出程度由65.45%急剧下降至43.84%, 降幅达21.61%; 而在相同水体(4.5倍)条件下, 将衰竭速度从2 MPa/h提升至6 MPa/h(增幅为3倍), 累计采出程度的降幅为10.97%. 前者的影响幅度约为后

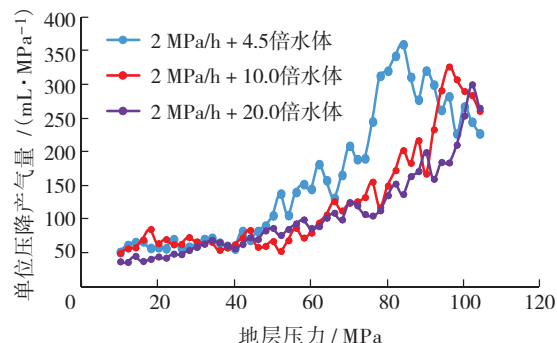


图9 不同水体规模下2 MPa/h单位压降产气量变化

Fig. 9 Gas production per unit pressure drop at 2 MPa/h under different aquifer scales.

者的2倍, 这表明采收率对水体规模的敏感性更高. 这一差异主要源于水体倍数直接决定了无水采气期的长短. 大水體(20.0倍)导致见水压力点升高至100 MPa, 无水期压降仅为4 MPa, 无水采气期采出程度低至4.87%, 造成气藏过早水淹, 相比之下, 小水体(4.5倍)无水期压降达22 MPa, 无水期采出程度为26.50%, 为高采出程度奠定了基础. 尽管在任何水体条件下减缓衰竭速度均能改善开发效果, 但其调控作用相对较小. 因此, 在控水策略中必须明确优先级: 首要任务是精确评估并规避大水體地质风险, 此为提高采收率的根本前提; 其次才是在此基础上通过优化衰竭速度等工程手段进行辅助调控.

表1 不同衰竭速度与水体倍数的水侵物理模拟实验结果

Table 1 Lists the parameters and results of the physical simulation experiments for water invasion

条 件	累计采出 程度 / %	累产水 量 / mL	初始见水 压力 / MPa	无水采气期		单位压降产气量/ (mL·MPa ⁻¹)
				地层压力 / MPa	采出程度 / %	
4.5倍水体 + 2 MPa/h	65.45	3.32	82	106 ~ 84	26.50	226.36 ~ 358.69
10.0倍水体 + 2 MPa/h	50.67	15.42	94	106 ~ 96	12.65	259.80 ~ 325.75
20.0倍水体 + 2 MPa/h	43.84	32.48	100	106 ~ 102	4.87	264.45 ~ 299.30
4.5倍水体 + 6 MPa/h	54.48	6.62	88	106 ~ 94	13.02	247.83 ~ 254.76

本研究所揭示的水侵动态, 明确了裂缝作为绝对优势渗流通道的核心作用. 对比造缝前渗透率 $0.75 \times 10^{-3} \mu\text{m}^2$, 人工造缝后有效渗透率大幅提升至 $84.68 \times 10^{-3} \mu\text{m}^2$. 这种数量级上的差异导致水侵模式并非均质孔隙储层中的活塞式推进, 而是水体沿裂缝的快速窜流, 具体体现为: ① 见水极快, 即使在水体最小、开采最慢的条件下, 气藏也快速见水, 无水采气期短; ② 产水突增, 累产水量曲线(图3)见水后逐渐上升, 印证了产水主要来源于裂缝水窜; ③ 水体能量影响显著, 大水體通过高

导流能力的裂缝通道, 能实现对气藏的快速、彻底水淹. 因此, 本研究揭示的水侵规律, 实质是裂缝水侵优势通道模型下的规律. 裂缝的存在是水侵危害被急剧放大的根本原因, 而水体大小与衰竭速度则分别决定了经裂缝侵入水的总量与速度.

3 结 论

通过研究不同衰竭速度和水体大小对气藏水侵动态的影响, 系统分析了累计采出程度、水气比及

单位压降采气量的变化规律,得出以下结论:

1) 裂缝是控制水侵动态与采收率的决定性因素. 裂缝是控水的绝对优势通道,导致底水快速窜进,表现为无水采气期极短,见水后产水量的急剧上升,最终造成采收率低下.

2) 水体倍数是影响采收率的主导地质因素. 水体从4.5倍HCPV增大至20.0倍,累计采出程度下降21.61%;而衰竭速度提升2倍,下降10.97%. 前者影响幅度约为后者的2倍,原因是大水通过裂缝通道侵入气藏,导致水侵时间提前,极大地缩短了高效采气阶段.

3) 衰竭速度是调控开发效果的关键工程因素. 较低的衰竭速度有助于延长无水采气期,提高最终采收率. 但其正面效应建立在对水体能量的有效规避基础之上,其调控作用相对有限. 衰竭速度的增加导致地层压力快速下降,增大了产水量,缩短了无水采气期,但累计采出程度和无水期采出程度的增加相对水体倍数增加的影响并不显著,单位压降产气量先升高后降低. 相对较低的衰竭速度有助于延长无水采气期,提高气藏的采收率. 因此,合理控制衰竭速度是提高气藏开发经济效益的重要策略.

4) 基于上述结论,对于裂缝发育的底水气藏,开发的首要任务是精确评估水体规模以规避地质风险,此为提高采收率的根本前提;其次才是通过优化衰竭速度等生产制度进行辅助调控.

基金项目: 四川省自然科学基金资助项目(2024NSFSC2012); 中国石油集团公司“十四五”前瞻性基础性重大科技资助项目(2021DJJ3301)

作者简介: 杜建芬(dujianfenswpi@126.com), 西南石油大学教授. 研究方向: 油气藏流体相态、渗流机理、气田及凝析气田开发、注气提高油气采收率和储气库建设运行物理模拟及相态研究.

引文: 杜建芬,王家树,郭平,等. 低渗致密裂缝发育气藏衰竭开采底水水侵规律[J]. 深圳大学学报理工版, 2026, 43(3): 273-280.

参考文献 / References:

[1] 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. (in Chinese)

[2] TANG Huiying, LUO Shangui, LIANG Haipeng, et al.

Integrated numerical simulation of hydraulic fracturing and production in shale gas well considering gas-water two-phase flow [J]. Petroleum Exploration and Development, 2024, 51(3): 684-696.

[3] CHEN Dong, ZHANG Chengze, YANG Min, et al. 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 [J]. Processes, 2024, 12(2): 310.

[4] LIAO Wei, ZHANG Shian, LÜ Mingyang, et al. The impact of multi-cycle water invasion on underground gas storages and its controlling factors [J]. Frontiers in Earth Science, 2025, 13: 1650076.

[5] 常宝华,李世银,曹雯,等. 缝洞型碳酸盐岩油气藏关键开发指标预测方法及应用[J]. 特种油气藏, 2021, 28(2): 72-77.

CHANG Baohua, LI Shiyin, CAO Wen, et al. Prediction method of key development indicators of fracture-cavity carbonate reservoirs and its application [J]. Special Oil & Gas Reservoirs, 2021, 28(2): 72-77. (in Chinese)

[6] 刘立伟,周辉,燕冰旭,等. 库卡洼地 Kelasu 超深气田的水入侵特征与稳定生产策略[J]. 新疆石油地质学, 2025, 46(1): 71-77.

LIU Liwei, ZHOU Hui, YAN Bingxu, et al. Water invasion characteristics and stable production strategies in Kelasu ultra-deep gas field, Kuqa Depression [J]. Xinjiang Petroleum Geology, 2025, 46(1): 71-77. (in Chinese)

[7] PERSOFF P, PRUESS K. Two-phase flow visualization and relative permeability measurement in natural rough-walled rock fractures [J]. Water Resources Research, 1995, 31(5): 1175-1186.

[8] 王旭. 川西须二气藏产水气井动态特征及开采对策[J]. 中外能源, 2018, 23(5): 49-56.

WANG Xu. Dynamic characteristics and development strategies of water-producing gas wells in T_3x_2 gas reservoirs of western Sichuan basin [J]. Sino-Global Energy, 2018, 23(5): 49-56. (in Chinese)

[9] 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.

JIAO Chunyan, ZHU Huayin, HU Yong, et al. The physical experiment and numerical model of water invasion to the gas reservoir [J]. Science Technology and Engineering, 2014, 14(10): 191-194. (in Chinese)

[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.
- ZHU Langtao, HUANG Shilin, WU Yajun, et al. Experimental simulation study on water invasion dynamics of Yuanba interlayer type bottom water gas reservoir [J]. Journal of Shaanxi University of Science & Technology, 2024, 42(4): 101-110. (in Chinese)
- [11] 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.
- WANG Haidong, LIU Yikun, WANG Fengjiao, et al. Water invasion law in deepsea bottom-water gas reservoirs and a water invasion risk identification method [J]. Natural Gas Industry, 2020, 40(12): 71-79. (in Chinese)
- [12] 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.
- SHEN Weijun, LI Xizhe, LIU Xiaohua, et al. Physical simulation of water influx mechanism in fractured gas reservoirs [J]. Journal of Central South University Science and Technology, 2014, 45(9): 3283-3287. (in Chinese)
- [13] 胡勇, 乐平, 郭春秋, 等. 碳酸盐岩裂缝型储集层全直径岩心水侵规律实验[J]. 新疆石油地质, 2023, 44(4): 479-484.
- HU Yong, YUE Ping, GUO Chunqiu, et al. Experimental study on water invasion in full-diameter cores from fractured carbonate reservoirs [J]. Xinjiang Petroleum Geology, 2023, 44(4): 479-484. (in Chinese)
- [14] 徐轩, 万玉金, 陈颖莉, 等. 裂缝性边水气藏水侵机理及治水对策实验[J]. 天然气地球科学, 2019, 30(10): 1508-1518.
- XU Xuan, WAN Yujin, CHEN Yingli, et al. Physical simulation of water invasion and water control for the fractured water-bearing gas reservoirs [J]. Natural Gas Geoscience, 2019, 30(10): 1508-1518. (in Chinese)
- [15] 吕爱民, 姚军. 裂缝性底水油藏含水率及产量变化规律研究[J]. 特种油气藏, 2006, 13(5): 56-58, 61.
- LÜ Aimin, YAO Jun. Change of water cut and oil production in fractured reservoir with bottom water [J]. Special Oil & Gas Reservoirs, 2006, 13(5): 56-58, 61. (in Chinese)
- [16] 白美丽, 马云杰, 朱彦杰, 等. 采气速度对南海东部水驱气藏采收率的影响研究[J]. 中外能源, 2023, 28(9): 62-67.
- BAI Meili, MA Yunjie, ZHU Yanjie, et al. Study on influence of gas recovery rate on recovery efficiency of water drive gas reservoirs in eastern South China sea [J]. Sino-Global Energy, 2023, 28(9): 62-67. (in Chinese)
- [17] FANG Feifei, SHEN Weijun, GAO Shusheng, et al. Experimental study on the physical simulation of water invasion in carbonate gas reservoirs [J]. Applied Sciences, 2017, 7(7): 697.
- [18] 疏壮志, 杜志敏, 刘建仪, 等. 碳酸盐岩裂缝性水驱气藏水锁实验研究[J]. 天然气工业, 2004, 24(6): 89-92.
- SHU Zhuangzhi, DU Zhimin, LIU Jianyi, et al. Water-lock experiments of carbonate fractured gas reservoirs with water drive [J]. Natural Gas Industry, 2004, 24(6): 89-92. (in Chinese)
- [19] 姜风光, 王皆明, 胡永乐, 等. 有水气藏改建地下储气库运行下限压力的确定[J]. 天然气工业, 2013, 33(4): 100-103.
- JIANG Fengguang, WANG Jieming, HU Yongle, et al. Determination of the operating lower limit pressure for underground gas storage converted from water-bearing gas reservoirs [J]. Natural Gas Industry, 2013, 33(4): 100-103. (in Chinese)
- [20] FANG Feifei, SHEN Weijun, LI Xizhe, et al. Experimental study on water invasion mechanism of fractured carbonate gas reservoirs in Longwangmiao Formation, Moxi block, Sichuan Basin [J]. Environmental Earth Sciences, 2019, 78(10): 316.
- [21] LI Zhijun, LI Jiqiang, YAN Wende. Numerical simulation study on the key influencing factors of water-invasion performance for the gas wells with bottom-water [J]. Advanced Materials Research, 2014, 884-885: 104-107.
- [22] ZHOU Mengfei, LI Xizhe, HU Yong, et al. Physical simulation experimental technology and mechanism of water invasion in fractured-porous gas reservoir: a review [J]. Energies, 2021, 14(13): 3918.
- 【中文责编: 晨兮; 英文责编: 天澜】