

采气速度对不同储集空间类型碳酸盐岩气藏水侵动态的影响

——以四川盆地震旦系灯影组为例

熊钰¹,牛全锋¹,孙泽威¹,江俊²,张春²

(1. 西南石油大学 石油与天然气工程学院, 四川 成都 610500; 2. 中国石油 西南油气田公司 勘探开发研究院, 四川 成都 610041)

摘要:为了深入分析不同储集空间类型碳酸盐岩气藏的采气和水侵动态,实现气藏的高效开发,采集四川盆地震旦系灯影组气藏中的孔洞型、裂缝型和缝洞型3种类型碳酸盐岩样品,以水侵物理模拟实验为主要研究手段,横向对比分析其水侵动态,提出了水侵动态预测新方法($\omega = AR^B$)。研究结果表明:新方法对不同三维储集空间结构的岩样水侵预测效果非常理想。不仅适用于非均质底水气藏的水侵动态预测,还能分析碳酸盐岩气藏的水侵动态过程和水侵机理,无论是对均质性较强的孔洞型岩心,还是对非均质性极强的缝洞型岩心,其对视相对压力和拟合水侵量的预测效果都非常好。对于不同非均质程度的碳酸盐岩气藏,在相同的实验条件下, A 值和 B 值的变化特征不同。碳酸盐岩气藏岩心孔隙发育程度和连通关系与水驱动用储量呈正相关关系,非均质性越强,气藏开采后期的地层能量削弱越明显,实际视相对压力降幅越大。水体能量对孔洞型岩心实验结果影响最小,对裂缝型和缝洞型岩心的实验结果影响较大。

关键词:储集空间类型;大尺度岩样;采气速度;水侵三维物理模拟实验;水侵预测;碳酸盐岩气藏

中图分类号:TE122.3

文献标识码:A

Impact of gas production rate on water invasion dynamics in carbonate gas reservoirs with varying storage spaceson: A case study of the Sinian Dengying Formation in the Sichuan Basin

XIONG Yu¹, NIU Quanfeng¹, SUN Zewei¹, JIANG Jun², ZHANG Chun²

(1. Petroleum Engineering School, Southwest Petroleum University, Chengdu, Sichuan 610500, China; 2. Research Institute of Exploration and Development, Southwest Oil & Gasfield Company, PetroChina, Chengdu, Sichuan 610041, China)

Abstract: This study explores the relationship between gas recovery and water invasion dynamics in carbonate gas reservoirs with varying storage spaces to achieve their efficient exploitation. Using physical simulation experiments on vuggy, fractured, and fractured-vuggy carbonate rock samples taken from gas reservoirs in the Sinian Dengying Formation, Sichuan Basin, we comparatively analyze the water invasion dynamics of these reservoirs, and propose a novel equation for predicting water invasion dynamics: $\omega = AR^B$. The results indicate that the proposed method is highly effective in predicting water invasion in rock samples with different 3D storage space structures, and applicable for both heterogeneous gas reservoirs with bottom water and carbonate gas reservoirs. Furthermore, it provides encouraging prediction results of apparent relative pressure and fitted water invasion volume for both vuggy cores with strong homogeneity and fractured-vuggy cores with extreme heterogeneity. Under identical experimental conditions, carbonate gas reservoirs with varying degrees of heterogeneity exhibit distinct variation in coefficient A (related to gas production rate) and constant B (associated with water invasion intensity) values. For the cores of carbonate gas reservoirs, the extent and connectivity of pores are positively correlated with the producing reserves through water drive. Higer reservoir heterogeneity is associated

收稿日期:2024-12-01;修回日期:2025-02-26。

第一作者简介:熊钰(1968—),男,教授、博士研究生导师,复杂油气藏开发、注气提高采收率和流体相态。E-mail: xiongyu-swpi@126.com。

通信作者简介:牛全锋(2001—),男,硕士研究生,高温高压非均质气藏开发。E-mail: 8721888215@qq.com。

基金项目:中国石油-西南石油大学创新联合体项目(2020CX010401)。

with a more significant reduction in formation energy and a steeper decline in actual apparent relative pressure during the late stage of reservoir exploitation. Notably, among the tested cores, water body energy produces the least impact on the experimental results of the vuggy cores compared to the fractured and fractured-vuggy cores.

Key words: storage space type, large-scale rock sample, gas production rate, 3D physical simulation experiment on water invasion, water invasion prediction, carbonate gas reservoir

引用格式:熊钰,牛全锋,孙泽威,等. 采气速度对不同储集空间类型碳酸盐岩气藏水侵动态的影响——以四川盆地震旦系灯影组为例[J]. 石油与天然气地质, 2025, 46(2): 654–669. DOI: 10. 11743/ogg20250221.

XIONG Yu, NIU Quanfeng, SUN Zewei, et al. Impact of gas production rate on water invasion dynamics in carbonate gas reservoirs with varying storage spaceson: A case study of the Sinian Dengying Formation in the Sichuan Basin[J]. Oil & Gas Geology, 2025, 46(2): 654–669. DOI: 10. 11743/ogg20250221.

在进行有水气藏的水侵动态研究和预测时,不同非均质性三维储集空间的水侵规律不易明确,造成部分储量难以有效动用^[1],严重影响气藏采收率。因此,研究有水气藏不同尺度储层内部的气、水分布特征,揭示水侵流动机理,对气藏开发调整和生动态预测具有重要的现实意义^[2]。

冯曦^[3]等通过物理实验研究了储层非均质性对水侵差异化的影响,认为裂缝的发育会导致气藏快速水侵,而溶洞均匀发育会使气藏缓慢水侵;冯昇勇^[4]等人通过锥进模型模拟了底水裂缝性气藏的气井水侵动态,通过对基质渗透率、裂缝大小及分布、采气速度和水体大小等多种参数进行敏感性分析,认为沿裂缝水窜是该类气藏的主要水侵特征,以气井不同水侵特征为依据,归纳出水锥型、纵窜型、横侵型和复合型4种主要水侵模式,并对其动态特征和地质基础进行了分析;高树生^[5]等通过压汞和核磁共振实验研究了碳酸盐岩储层的孔隙结构,分析了储层孔、洞、缝存在物性与开发差异的根本原因,但目前还没有针对碳酸盐岩气藏多类型储集层进行孔隙结构及储渗能力方面的研究;熊钰^[6]等人提出了底水裂缝型气藏水侵动态分析方法,基于底水气藏数学模型、边水气藏AIF模型和水体影响函数理论,建立了底水驱AIF模型和压力动态分析模型,得到了底水裂缝型气藏在水体影响下的水侵动态分析方法,且以非线性最优化法得到了气藏的水侵动态;樊怀才^[7]等对裂缝型产水气藏水侵机理进行了研究,通过室内物理模拟,建立了基于裂缝型产水气藏储集层特征的水驱气渗流物理实验模型,研究结果从微观机理上揭示了裂缝型气藏发生水侵时,天然气的存在形式以水锁封闭气、绕流封闭气和卡断封闭气为主;成友友^[8]等对碳酸盐岩气藏缝洞的供气特征及出水机理进行了研究,描述了多重介质中的复杂渗流机理;谭晓华^[9]等基于水体侵入补给地层能量与封隔储层中天然气的双重作用机制,引入储层非均质系

数(A)与水侵常数(B),分别表征了储层物性非均匀程度与外围水体活跃程度,进而建立了考虑水封气现象的物质平衡法,在此基础上,绘制了有水气藏水侵特征曲线图版,并结合实例气藏进行非均匀水侵模式划分,但灯影组气藏储层类型多样,孔、缝、洞的不同组合使储层非均质性增强,仅片面地研究单一类型的储层水侵动态难以准确全面地认识碳酸盐岩气藏水侵主控因素和刻画水侵优势通道。从研究现状来看,针对不同非均质性碳酸盐岩气藏水侵动态及机理的分析较少,而认识气藏水侵变化规律及合理利用水侵动态预测方法,对于控制气藏水侵、保持气藏稳产具有重要的意义和作用。

为此,本文基于水侵动态预测新方法,强化了对不同非均质性三维储集空间岩样水侵动态的类比分析预测^[10]。从结果上看,该方法具有很强的适用性,能够从多个方面反映出非均质底水气藏的水侵动态,深化了对水侵差异化的认识,对同类型气藏的开发具有指导意义^[11]。

1 三维大尺度岩样水侵物理模拟实验

通过大尺度岩样(30 cm × 30 cm × 20 cm)水侵物理模拟实验模拟气藏,在岩样底部模拟底水侵入,研究水侵状态下不同类型碳酸盐岩的采出状况,探究地层水的窜流情况,同时为分析水体能量和采气速度对不同类型碳酸盐岩的影响,开展采气实验模拟研究,分别设置了2倍水体和4倍水体,每组水体对应开采速度为100, 200, 300和400 mL/min^[12]。

此次实验的碳酸盐岩岩样是四川盆地震旦系灯影组储层获取的露头样,分为孔洞型、裂缝型和缝洞型3种类型(表1)。根据岩样CT扫描结果(图1),孔洞型岩样内部孔洞发育分散,小孔占比最高,大孔洞发育较少,连通孔隙占比最少,整体表现出小孔、微孔以及基

表1 四川盆地灯影组不同类型岩样储集参数统计

Table 1 Reservoir parameter statistics of different types of rock samples taken from the Dengying Formation, Sichuan Basin

岩样类型	总孔隙度/%	孔隙体积/cm ³	小孔占比/%	裂缝占比/%	溶洞占比/%	连通孔隙占比/%	岩样储量/mL
孔洞型	2.05	368	69	13	18	0.21	41 352.1
裂缝型	9.32	1 678	18	73	9	0.37	162 023.9
缝洞型	18.35	3 303	22	47	31	0.57	380 130.8

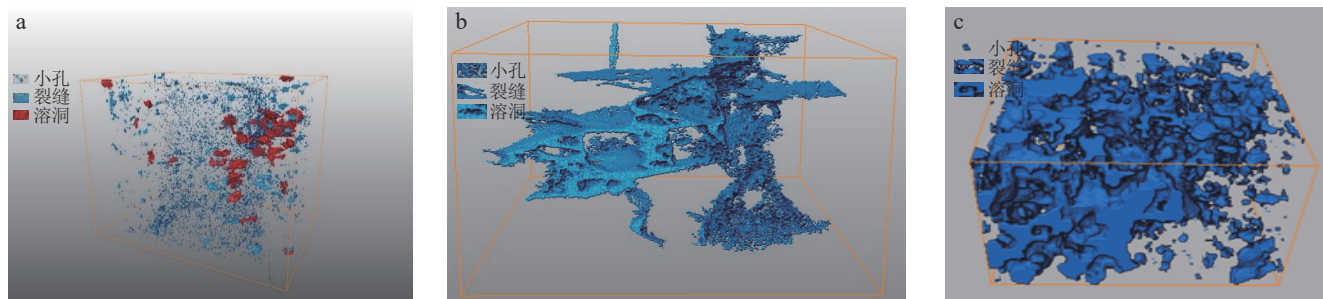


图1 三维大尺度水侵物理模拟实验不同类型岩样CT扫描图像

Fig. 1 CT scanning results of different types of large-scale rock samples involved in the 3D physical simulation experiments on water invasion

a. 孔洞型; b. 裂缝型; c. 缝洞型

质微孔占主要储集空间,岩样非均质性最弱;裂缝型岩样主要储集空间是基质中的孔和洞,主要渗流通道是裂缝,且其大小和分布不均,主要聚集在岩样中部和右侧;缝洞型岩样表现出大孔洞和裂缝在岩样内分布多样化且分散,溶洞占比最高,孔隙连通性最好,其非均质性也最强^[13]。

实验装置:由恒压恒速泵、中间容器、多功能三维流动装置、压力和饱和度场测试与采集系统,以及回压控制系统组成,实验流程图如图2所示。

实验条件:温度 80 °C,围压 20 MPa,内压 10 MPa。

实验材料:与储层物性相近的三维物理模型、氮气及地层水。

实验原理:①将岩样饱和氮气,在大岩样夹持器内

建立2个相互独立的压力系统(围压和内压)。由于硅油能够使电信号的传递更加准确,且在高温高压下具有较好的稳定性,因此围压一般采用硅油进行加压。若使用水进行围压加压,可能会导致探针的电信号传播不准确,影响实验的结果。②在饱和完气体后,通过中间容器注入相应倍数的地层水,将中间容器压力加压至饱和气体的原始压力,通过在出口端不断采气使内压不断降低,由于压差的关系,恒压驱替泵或中间容器中的地层水进入岩样。③岩样内部插有探针,当地层水抵达探针的位置时,使断路的探针能够重新连接,电阻率下降至接近于0,由此测出其含水饱和度的变化规律。④通过软件处理得出三维物理模型的水侵变化规律,在不同水体能量和不同采气速度下,根据气体采出状况、地层水的水侵量以及井筒出水状况的不同,得出不同类型碳酸盐岩的水侵影响。

2 不同条件下三维空间水侵特征规律

2.1 孔洞型岩样

2.1.1 水侵流动规律

将采集到的不同时刻电阻率数据通过测试的岩-电实验进行标定,选取不同的时间节点绘制出水侵流场图,从中挑选出孔洞型岩样的2倍水体、采气速度 100 mL/min 和 400 mL/min 及 4 倍水体、采气速度 100 mL/min 和 400 mL/min 的井筒剖面水侵流场图

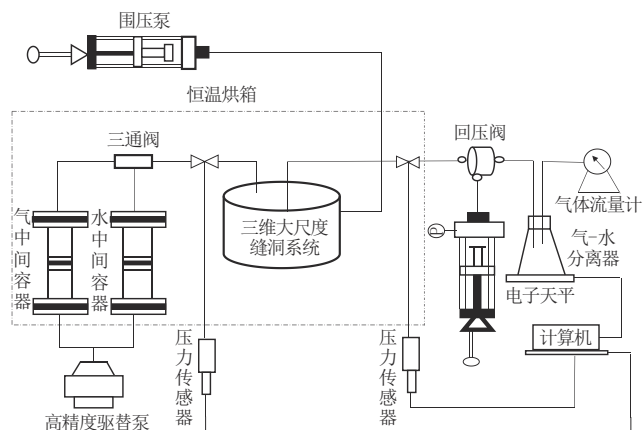


图2 三维大尺度水侵物理模拟实验流程图

Fig. 2 Flow chart of the 3D physical simulation experiment for water invasion in large-scale rock samples

(图3)。可以看出,由于该孔洞型岩样内部孔洞发育分散,连通孔隙少,孤立的溶洞主要集中在岩样右侧,且右上方居多,这些孔洞会在局部影响水侵的流动规律,所以在低水体倍数、低采气速度条件下,整体水侵流动表现为近似均匀水侵。当水体倍数不变、采气速度从100 mL/min增大到400 mL/min时,水侵影响明显加剧,对天然气渗流能力的削弱作用也在增强,在流场图上体现为岩样内部存在溶洞的部位有凸起,且越靠近岩样右侧凸起越明显;当采气速度不变、水体倍数从2倍增大到4倍时,从流场图中观察其凸起程度发现与水体能量相比,其对采气速度的变化更加敏感,主要原因是其岩样本身渗透率较低,有部分底水侵入后,在衰竭开采后期采气速度无法维持;即使是在高水体倍数和高采气速度条件下,其水体的整体推进速度也较为缓慢,流场图中表现出轻微的“水窜”特征^[14]。

2.1.2 水侵特征

由于在实际三维模型中,孔隙度(Φ)和含水饱和度(S_w)分布均为已知量,通过对空间中每个点的孔隙度和含水饱和度进行积分,可以推导出整个模型中水的总量,即水侵量(W_e , mL)。

$$W_e = \iiint \Phi(x, y, z) \times S_w(x, y, z) dV \quad (1)$$

式中: $\Phi(x, y, z)$ 为三维坐标(x, y, z)处的孔隙度,%; $S_w(x, y, z)$ 为相同坐标下的含水饱和度,%; dV 为体积微元,mL。

为使计算过程更简便,也可以通过编程的方式计算水侵量,计算步骤如图4所示。

生产过程中因压降引起的膨胀体积可以通过公式(2)计算。

$$V = C_w \Delta p V_w + C_g \Delta p V_g + C_{PF} \Delta p V_P \quad (2)$$

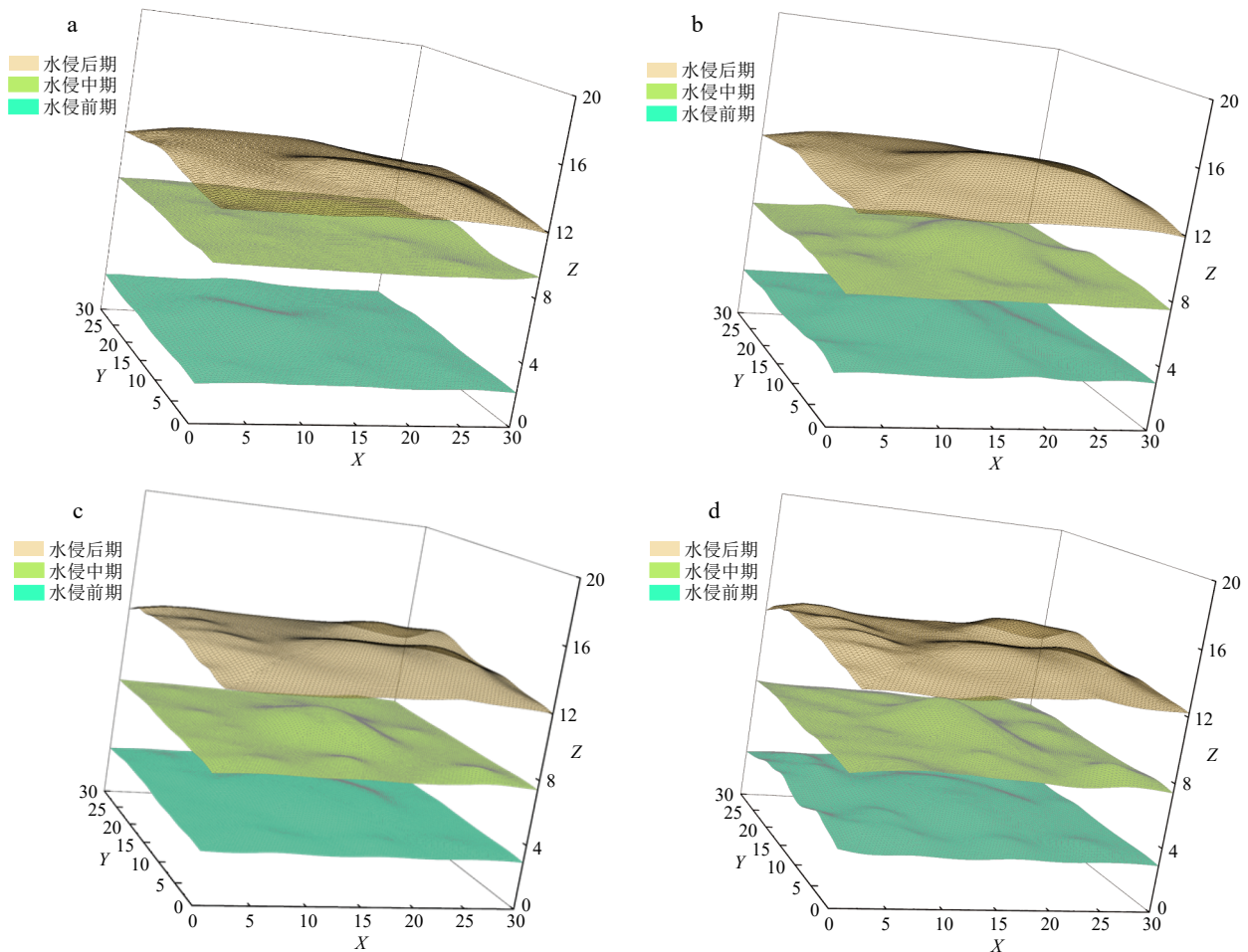


图3 四川盆地灯影组孔洞型岩样在不同水体倍数或采气速度下的井筒剖面水侵流场图

Fig. 3 Diagrams showing water-invasion flow fields along wellbore sections under different injection pore volume multiples or gas production rates for vuggy rock samples from the Dengying Formation, Sichuan Basin

a. 2倍水体,采气速度100 mL/min;b. 2倍水体,采气速度400 mL/min;c. 4倍水体,采气速度100 mL/min;d. 4倍水体,采气速度400 mL/min
(X,Y和Z为坐标轴。)

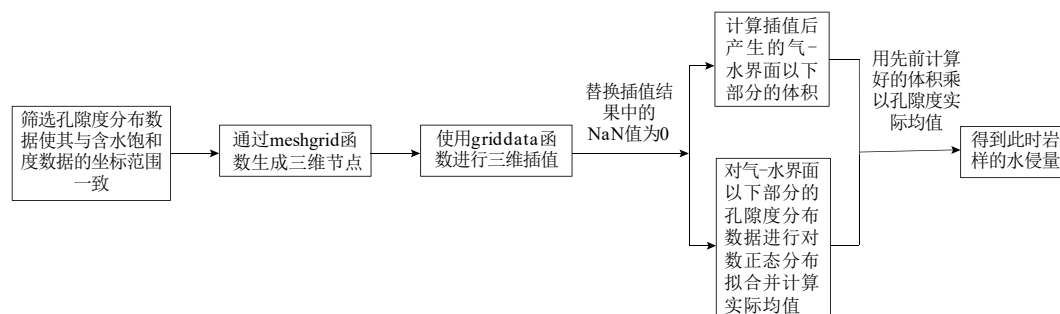


图4 三维大尺度岩心水侵量的编程计算流程图

Fig. 4 Flow chart of the computer program for calculating water invasion volume in a 3D large-scale core

式中: V 为弹性膨胀体积, mL; C_w 为地层水压缩系数, MPa^{-1} ; Δp 为压力降, MPa; V_w 为地层水体积, mL; C_g 为气体压缩系数, MPa^{-1} ; V_g 为气体体积, mL; C_{pp} 为岩石孔隙体积压缩系数, MPa^{-1} ; V_p 为多孔介质孔隙体积, mL。

根据 pVT 分析数据, 在碳酸盐岩模拟实验中, 地层水的压缩系数为 0.0004 MPa^{-1} , 实验室条件下氮气的压缩系数为 0.0267 MPa^{-1} , 岩石的压缩系数为 0.0025 MPa^{-1} 。

又有:

$$C_g = \frac{1}{p} - \frac{1}{Z} \frac{\partial Z}{\partial p} \quad (3)$$

式中: p 为压力, MPa; Z 为偏差因子, 无量纲。

可以建立 p 与 Z 之间的函数关系, 计算其关于 Z 的偏导数, 将求取到的 p - Z 关系式和实际数据代入公式 (3) 中, 即可求得相应的 C_g 值。将各个采气速度的数据代入公式 (2) 便可求得它们的膨胀体积之和^[15]。孔洞型岩样在不同实验条件下的水侵量对比结果如表 2 所示。可以看出, 孔洞型岩样孔隙结构分布均匀, 内部只有少量的连通孔隙, 整体水侵量很少, 在相对较高的采气速度条件下, 底水侵入岩样的时间变短, 进入的地层水变少, 形成的能量补给更少, 所以水侵量也变少; 在较高的水体倍数和采气速度下, 由于需要一定的能量维持, 在开采后期能量无法维持恒定的采气速度, 此时的水侵量相对于较低的采气速度来说反而偏低; 当水体倍数从 2 倍增大到 4 倍时, 在实验过程中, 井口与岩样底部的压差会逐渐增加, 由于其均质性强, 底水均匀推进, 水侵量也增加。研究发现, 水体能量对实验结果影响较小, 而采气速度对实验结果影响十分明显^[16]。

2.2 裂缝型岩样

2.2.1 水侵流动规律

对于四川盆地灯影组气藏的裂缝型岩样水侵流动

表2 四川盆地灯影组孔洞型岩样不同条件下计算水侵量和膨胀体积对比

Table 2 Comparison of calculated water invasion volumes and expansion volumes under different conditions for vuggy rock samples from the Dengying Formation, Sichuan Basin

水体倍数	采气速度/(mL/min)	计算水侵量/mL	膨胀体积/mL
2	100	32.83	33.28
	400	19.25	20.13
4	100	57.62	59.46
	400	33.81	35.51

规律分析, 方法与孔洞型岩样的相同, 依然选取不同的时间节点绘制出水侵流场图, 从中挑选出裂缝型岩样的 2 倍水体、采气速度 100 mL/min 和 400 mL/min 及 4 倍水体、采气速度 100 mL/min 和 400 mL/min 的井筒剖面水侵流场图 (图 5)。可以看出, 裂缝型岩样孔隙结构分布极不均匀, 主要由贯穿的裂缝组成, 且裂缝主要发育在岩样中部左侧及整个右侧, 因此水体的侵入主要会沿着岩样内部的通道窜进, 在流场图上表现为岩样内部存在大裂缝的部位, 其底水活动主要表现出“水窜”特征, 尤其是岩样右侧凸起十分明显, 而在裂缝不发育部位, 则表现出“水侵”特征。当水体倍数不变, 采气速度增大时, 水侵加剧, 在流场图上表现为岩样内部存在大裂缝的部位“水窜”特征更显著; 当采气速度不变、水体倍数增大时, 发现其底水压力下降速度更快, 水体能量对裂缝型岩样的影响较采气速度的影响更大; 在高水体倍数、高采气速度的条件下, 鉴于其内部同时存在贯穿缝及相交的连通缝洞, 地层水流通能力较强, 此时的“水窜”和“水侵”特征都极其明显^[17]。

2.2.2 水侵特征

参考 2.1.2 的计算方法, 求得裂缝型岩样的膨胀体积之和如表 3 所示。可以看出, 对于裂缝型岩样, 裂缝是其水侵的主要通道, 底水活跃性强于孔洞型, 故在相

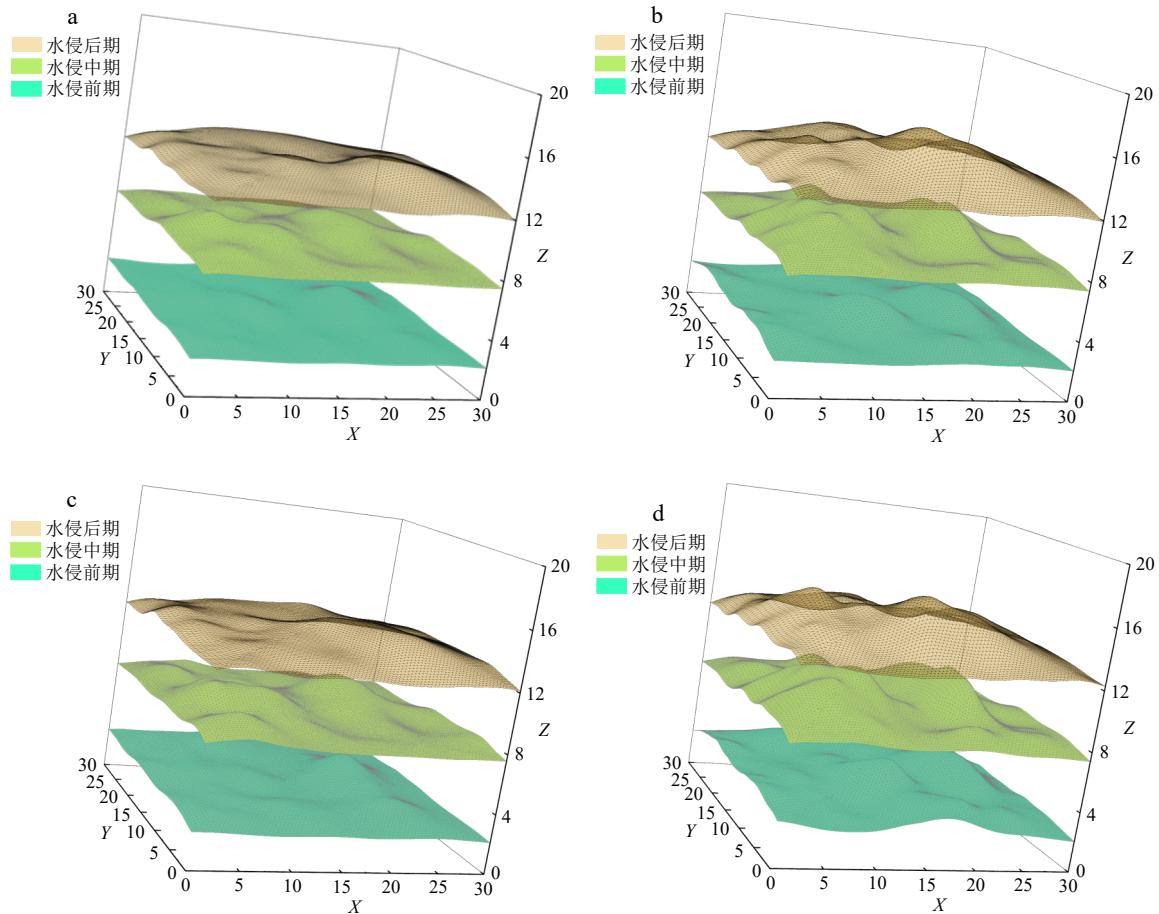


图5 四川盆地灯影组裂缝型岩样在不同水体倍数或采气速度下的井筒剖面水侵流场图

Fig. 5 Diagrams showing water-invasion flow fields along wellbore sections under different injection pore volume multiples or gas production rates for fractured rock samples from the Dengying Formation, Sichuan Basin

a. 2倍水体,采气速度 100 mL/min; b. 2倍水体,采气速度 400 mL/min; c. 4倍水体,采气速度 100 mL/min; d. 4倍水体,采气速度 400 mL/min

(X, Y和Z为坐标轴。)

表3 四川盆地灯影组裂缝型岩样不同条件下计算水侵量和膨胀体积对比

Table 3 Comparison of calculated water invasion volumes and expansion volumes under different conditions for fractured rock samples from the Dengying Formation, Sichuan Basin

水体倍数	采气速度/(mL/min)	计算水侵量/mL	膨胀体积/mL
2	100	164.27	170.68
	400	189.70	197.35
4	100	311.52	328.42
	400	376.54	385.90

同的实验条件下,水侵量也比孔洞型多,这表明裂缝发育程度及其不同的分布形式对水侵活动规律影响较大。在相同的水体倍数情况下,由于其内部存在大量裂缝,渗透率高,采气速度越快,底水窜流现象也越严重,导致较多孔隙内部气体被封隔,再加上气体也会带动地层水的流动,因此水侵量会升高。另外,鉴于裂

缝型碳酸盐岩气藏水侵时地层水会沿着贯穿裂缝急剧上升,所以岩样水侵量也会随水体能量的增加而明显增大^[18]。

2.3 缝洞型岩样

2.3.1 水侵流动规律

对于缝洞型岩样,仍然可以通过测试的岩-电实验标定采集到的不同时刻电阻率数据,选取不同的时间节点并绘制出水侵流场图,从中挑选出缝洞型岩样的2倍水体、采气速度 100 mL/min 和 400 mL/min 及 4倍水体、采气速度 100 mL/min 和 400 mL/min 的井筒剖面水侵流场图进行对比分析(图6)。可以看出,缝洞型岩样储集空间结构多样,分布不连续,除了岩样右侧下方发育的缝洞较少之外,其他大部分区域都被缝洞占据,这表明该岩样的非均质性极强,水体侵入时主要沿着岩样内部连通关系较好的大洞、大缝窜

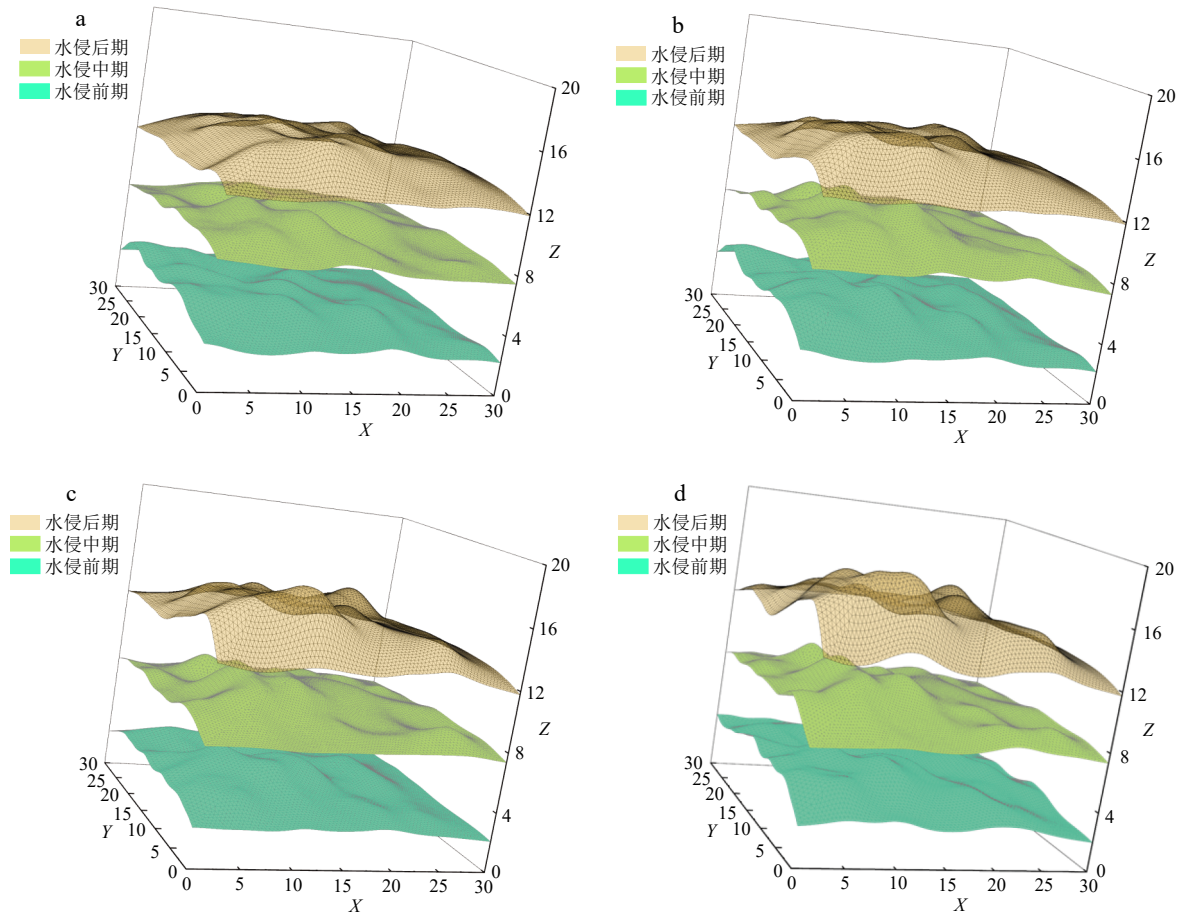


图6 四川盆地灯影组缝洞型岩样在不同水体倍数或采气速度下的井筒剖面水侵流场图

Fig. 6 Diagrams showing water-invasion flow fields along wellbore sections under different injection pore volume multiples or gas production rates for fractured-vuggy rock samples from the Dengying Formation, Sichuan Basin

a. 2倍水体,采气速度 100 mL/min;b. 2倍水体,采气速度 400 mL/min;c. 4倍水体,采气速度 100 mL/min;d. 4倍水体,采气速度 400 mL/min
(X,Y和Z为坐标轴。)

进,且由于其非均质性最强,故采气速度增加时受水侵影响最大,表现为流场图上凸起范围最广且极不均匀。另外,该类型岩样受到水体能量的影响同样明显,水体能量越大,最终形成的封闭气越多;在高水体倍数、高采气速度的条件下,水体流动极不规则,底水沿着裂缝带向井筒迅速窜进,但与主流方向不一致的部分裂缝、基质和孔洞仍未受到底水驱替,这部分的气体极易形成水封气,进而影响气藏的高效开采^[19]。

2.3.2 水侵特征

参考2.1.2的计算方法求得缝洞型岩样的膨胀体积之和如表4所示。可以看出,在这3种岩样中缝洞型岩样的裂缝发育程度最大,连通孔隙占比最多,气-水关系最复杂,开采过程中底水容易沿高渗透率缝洞区窜流,故在相同实验条件下,其水侵量也最多,气藏采收率受影响也最大。由于其储集渗流能力强,

表4 四川盆地灯影组缝洞型岩样不同条件下计算水侵量和膨胀体积对比

Table 4 Comparison of calculated water invasion volumes and expansion volumes under different conditions for fractured-vuggy rock samples from the Dengying Formation, Sichuan Basin

水体倍数	采气速度/(mL/min)	计算水侵量/mL	膨胀体积/mL
2	100	477.83	498.21
	400	548.62	564.73
4	100	509.33	528.42
	400	656.24	685.90

所以在较高的采气速度下,地层水占领优势通道的速度更快,水侵量也急剧增加,且在开采过程中底水更容易沿高渗透率缝洞区窜流,故在水体能量增加后,其水侵量的增幅也最明显。因此,缝洞型岩样内部结构的非均质性受水体能量和采气速度的影响更突出,水侵量增幅也最大^[20]。

3 基于物质平衡原理预测不同尺度三维储集空间水侵动态

3.1 水侵预测新方法及敏感性分析

3.1.1 ω 和 R 的关系

基于物质平衡原理,针对本次水侵物理模拟实验的岩样应存在一个适用性更强的水侵预测经验关系式。

首先有:

$$\frac{p}{Z} \left[1 - \frac{(C_w S_{wi} + C_f)(p_i - p)}{1 - S_{wi}} - \frac{W_e - W_p B_w}{GB_{gi}} \right] = \frac{p_i}{Z_i} \left(1 - \frac{G_p}{G} \right) \quad (4)$$

则有:

$$y(1 - E_p - \omega) = 1 - R \quad (5)$$

且张伦友^[21]此前通过对不同类型、不同水侵强度气藏的 ω 和 R 关系研究,认为 ω 和 R 存在近似关系:

$$\omega = R^B \quad (6)$$

式中: S_{wi} 为束缚水饱和度,小数; C_f 为岩石的综合压缩系数, MPa^{-1} ; p_i 为原始地层压力, MPa ; W_p 为累产水量, mL ; B_w 为水的体积系数,无量纲; G 为地质储量, mL ; B_{gi} 为原始气体体积系数,无量纲; Z_i 为原始地层条件下天然气偏差系数,无量纲; G_p 为累产气量, mL ; y 为相对压力,小数; E_p 为变容系数,小数; ω 为水侵体积系数,小数; R 为采出程度,小数; B 为与水侵强度密切相关的常数(水侵活跃强度),无量纲。

公式(6)仅反映了采出程度对视地层压力的影响,且通过试算法分析,其适用条件与气藏中水体倍数和采气速度等因素密切相关。由于该公式是采用均质模型设置不同水体而得出,因此只能用于均质气藏。另外,根据公式(6)可以看出,水侵体积系数与采出程度的关系在双对数坐标图中为一简单的直线,无法表达有限水体以及有限水侵,并且从三维大尺度岩样水侵物理模拟实验结果来看,其水侵体积系数与采出程度的关系是一个连续上翘的函数,并不符合公式(6),因此基于该实验结果可提出一个新的水侵预测经验关系式^[22]。

基于最小二乘法,尝试拟合裂缝型岩样2倍水体、4个采气速度下的 ω 和 R 关系曲线,并选取采气速度100 mL/min和400 mL/min的关系曲线详细说明(图7)。可以看出,无论采气速度大小如何,两条曲线

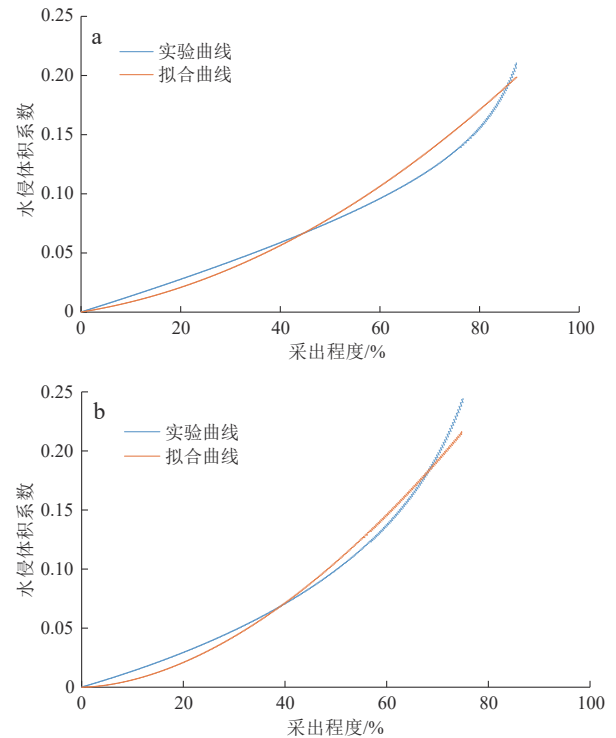


图7 四川盆地灯影组裂缝型岩样 ω 和 R 关系对比

Fig. 7 Comparison of the relationship between the water invasion volume coefficient (ω) and the gas production degree (R) for fractured rock samples from the Dengying Formation, Sichuan Basin

a. 2倍水体,采气速度100 mL/min; b. 2倍水体,采气速度400 mL/min

表5 四川盆地灯影组裂缝型岩样在2倍水体、不同采气速度下的拟合公式

Table 5 Fitted equations for fractured rock samples from the Dengying Formation, Sichuan Basin under different gas production rates in an injection pore volume multiple of two

采气速度/(mL/min)	拟合公式
100	$\omega = 0.000\ 273\ 32R^{1.947}$
200	$\omega = 0.000\ 210\ 2R^{1.725}$
300	$\omega = 0.000\ 162\ 5R^{1.583}$
400	$\omega = 0.000\ 101\ 3R^{1.416}$

均在开发中期存在一定的重合段,在相同的水体倍数下,采气速度变大,无因次相对压力降低导致底水向储层内部运移,水体沿着大尺度裂缝窜进,造成较多孔隙内部气体被封隔,从而使采出程度减小,且采气速度增大后,气体会带动地层水流动,引起水侵量升高,进而导致水侵体积系数变大^[23]。

根据拟合结果可以得到各个采气速度下的拟合公式(表5)。观察表5中的拟合公式,可以得出一个新的碳酸盐岩气藏预测经验关系式[公式(7)],且对于裂缝型碳酸盐岩气藏来说,初步认为 A 是一个与采气速度

有关的系数(无量纲)。随着采气速度的增大, A 值会有规律地减小。

因此有:

$$\omega = AR^B \quad (7)$$

将公式(7)代入公式(5)可得:

$$y = \frac{1-R}{1-E_p-AR^B} \quad (8)$$

根据公式(8)和采出程度 R 的定义,可以得出公式(8)形式的相对压力与累计产气量和储量的关系:

$$y = \frac{1-G_p/G}{1-A(G_p/G)^B} \quad (9)$$

令 $C = 10^8/G$,于是可得:

$$y = \frac{1-G_p C}{1-A(G_p C)^B} \quad (10)$$

然后,假设系列的 A 、 B 和 C 值按公式(10)的条件进行自动拟合计算,寻求最优参数下的理论值和实测值的最佳拟合,使其偏差最小:

$$E = \sum_{i=1}^n [y_{\text{理论}}(A, B) - y_{\text{实测}}]^2 \quad (11)$$

式中: E 为目标函数,无量纲; $y_{\text{理论}}$ 为由公式(11)计算得到的相对压力理论值,小数; $y_{\text{实测}}$ 为根据生产过程中实测压力计算的视相对压力,小数。

当目标函数 E 的值达到最小值时为正确解,所得到的 A 、 B 和 C 值用于计算气藏储量和水体的性质。储量 G 用公式(12)计算:

$$G = 10^8/C \quad (12)$$

各时间点的累计水侵量用公式(13)计算:

$$W_e = A(G_p/G)^B GB_{gi} + W_p B_w \quad (13)$$

可使用上述的有水气藏水侵预测新方法对本次实验的岩样进行水侵动态预测,并研究其预测效果。

3.1.2 $\omega = AR^B$ 的敏感性分析

选取采气速度、水体倍数和储层非均质性作为敏感性参数,基于不同非均质性的碳酸盐岩气藏水侵动态因素敏感性分析,可进一步明确碳酸盐岩气藏水侵动态变化的影响因素,从而更好地预测其水侵动态。

1) 水体倍数

继续使用3.1.1的方法拟合裂缝型岩样在4倍水体、不同采气速度下的 ω 和 R 的关系曲线,并从中挑选出采气速度400 mL/min的曲线与图7b中2倍水体、采气速度400 mL/min的曲线进行对比(图8)。

对比图7和图8可以看出,对于裂缝型岩样,在相同的采气速度下,随着水体能量的增加,水侵量也随之

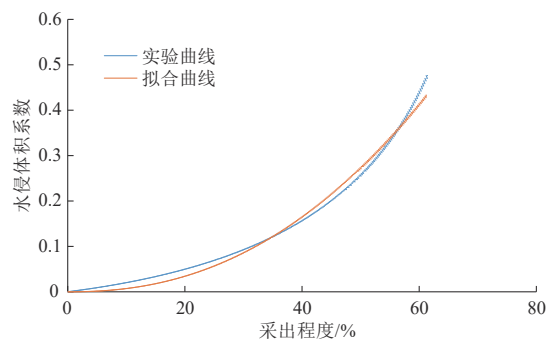


图8 四川盆地灯影组裂缝型岩样在4倍水体、采气速度400 mL/min下的 ω 和 R 关系

Fig. 8 ω vs. R in an injection pore volume multiple of four and at a gas production rate of 400 mL/min for fractured rock samples from the Dengying Formation, Sichuan Basin

增加,相应的水侵体积系数也会变大;当水体进入裂缝或高渗储层后,贾敏效应会导致更多的气体滞留在储层中无法被采出,进而导致采收率降低。这表明碳酸盐岩气藏的采出程度、被封隔气量以及水侵体积系数等因素都会受到水体倍数的影响,且对于裂缝型碳酸盐岩气藏来说,水体倍数越大,水侵作用越明显,采出程度越低,水侵量越高,水侵体积系数越大^[24]。

根据拟合结果可以得到各个采气速度下的拟合公式如表6所示。

对裂缝型岩样在不同实验条件下得到的参数进行对比,如表7所示。可以看出,对于裂缝型碳酸盐岩气藏来说,当采气速度不变、水体倍数增加时,水侵量增加, A 值和 B 值都减小,即水侵强度变大,导致底水窜流情况更为严重,对岩样内部孔隙气体的封堵性更强,即水封气区域范围增大,水侵对地层的削弱作用增强,采收率随之降低,水驱动用储量也减少。这表明 A 是一个与水体倍数有关的系数,且对于裂缝型碳酸盐岩气藏来说, A 值减小,水侵量增加,采收率和水驱动用储量都降低^[25]。

2) 储层非均质性

继续使用3.1.1的方法拟合缝洞型岩样2倍水体、

表6 四川盆地灯影组裂缝型岩样在4倍水体、不同采气速度下的拟合公式

Table 6 Fitted equations for fractured rock samples from the Dengying Formation, Sichuan Basin under different gas production rates in an injection pore volume multiple of four

采气速度/(mL/min)	拟合公式
100	$\omega = 0.00024521R^{1.821}$
200	$\omega = 0.0001985R^{1.601}$
300	$\omega = 0.0001412R^{1.373}$
400	$\omega = 0.0000813R^{1.226}$

表 7 四川盆地灯影组裂缝型岩样在不同水体倍数下的参数值对比

Table 7 Comparison of parameter values under different injection pore volume multiples for fractured rock samples from the Dengying Formation, Sichuan Basin

采气速度/(mL/min)	2 倍水体				4 倍水体			
	A	B	水侵量/mL	水驱动用储量/mL	A	B	水侵量/mL	水驱动用储量/mL
100	0.000 27	1.95	170.68	155 904	0.000 25	1.82	328.42	152 197
200	0.000 21	1.73	178.34	156 170	0.000 19	1.60	345.86	147 850
300	0.000 16	1.58	188.72	155 211	0.000 14	1.37	362.21	149 986
400	0.000 10	1.42	197.68	154 121	0.000 08	1.23	385.90	147 485

采气速度 400 mL/min 的 ω 和 R 的关系曲线,并与裂缝型岩样 2 倍水体、采气速度 400 mL/min 的曲线进行对比(图 9)。

对比图 7 和图 9 不难看出,由于缝洞型岩样储集空间结构更复杂,其非均质性强于裂缝型岩样,所以在相同的水体倍数和采气速度的条件下,随着储层非均质性增强,水侵强度也更大,水体沿着岩样内部缝洞窜进速度更快,其受到水封气的影响更大,被封隔气量更多,采出程度较裂缝型岩样更低,但水侵量更高,所以其水侵体积系数也会高于裂缝型岩样。

根据拟合结果,可以得到各个采气速度下的拟合公式(表 8)。

对相同实验条件下、不同储层非均质性下拟合的各参数进行对比(表 9)。可以看出,对于缝洞发育程度极强的缝洞型岩样来说,由于其储层非均质性更强,在相同的实验条件下,其水侵强度更大,即 B 值较裂缝型岩样会更小,但其内部的非均质性受水体能量和采气速度的影响更明显,因此被封隔气量更多,水侵量增幅也更大,采出程度更低, A 值会更小。这表明 A 也是一个与储层非均质性有关的系数,且对于缝洞型碳酸

盐岩气藏来说, A 值减小,水侵量增加,采收率和水驱动用储量都降低。

3.2 孔洞型岩样水侵动态预测

根据前文提出的底水气藏水侵预测新方法($\omega = AR^B$)对孔洞型岩样进行水侵动态预测,并从中选取 3 组具有代表性的条件:2 倍水体、采气速度 100 mL/min 和 400 mL/min 以及 4 倍水体、采气速度 100 mL/min 进行详细说明(图 10)。可以看出,孔洞型岩样的孔隙结构分布均匀,渗透率较低,没有明显裂缝存在,其拟合视相对压力与实际视相对压力基本吻合,当采气速度从 100 mL/min 增大到 400 mL/min 时,在开采末期,其实际视相对压力要略高于拟合视相对压力,这说明在生产过程中采气速度增大,导致水侵作用增强,随着水侵时间的推移,驱替压差会逐渐增加,采出程度降低,稳产时间缩短,但底水侵入速度较慢,比不上气体被开采的速度,故拟合视相对压力下降更快;当水体倍数从 2 倍增大到 4 倍时,拟合变化相对较小,这说明对于孔

表 8 四川盆地灯影组裂缝型与缝洞型岩样在 2 倍水体、采气速度 400 mL/min 下的拟合公式对比

Table 8 Comparison of fitted equations for fractured and fractured-vuggy rock samples from the Dengying Formation, Sichuan Basin in an injection pore volume multiple of two and at a gas production rate of 400 mL/min

岩样类型	拟合公式
裂缝型	$\omega = 0.000\ 101\ 3R^{1.416}$
缝洞型	$\omega = 0.000\ 092\ 8R^{1.321}$

表 9 四川盆地灯影组裂缝型岩样和缝洞型岩样在相同实验条件下的参数值对比

Table 9 Comparison of parameter values of fractured and fractured-vuggy rock samples from the Dengying Formation, Sichuan Basin under identical experimental conditions

岩样类型	A	B	水侵量/mL	水驱动用储量/mL
裂缝型	0.000 101 3	1.42	197.68	154 121
缝洞型	0.000 062 8	1.32	564.73	383 810

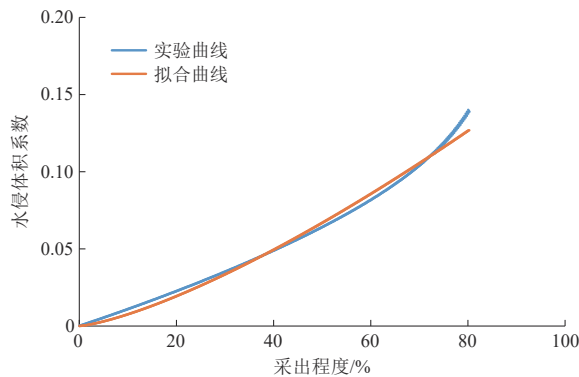


图 9 四川盆地灯影组缝洞型岩样在 2 倍水体、采气速度 400 mL/min 下的 ω 和 R 关系

Fig. 9 ω vs. R in an injection pore volume multiple of tow and at a gas production rate of 400 mL/min for fractured-vuggy rock samples from the Dengying Formation, Sichuan Basin

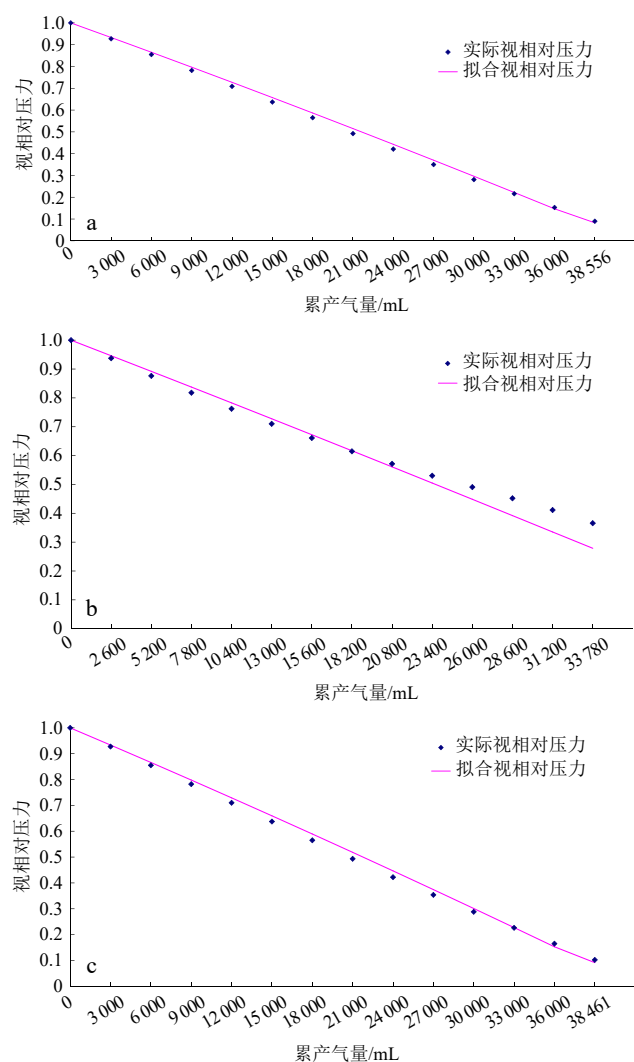


图10 四川盆地灯影组孔洞型岩样在不同实验条件下的实际视相对压力和拟合视相对压力对比

Fig. 10 Comparison of actual and fitted apparent relative pressures under varying experimental conditions for vuggy rock samples from the Dengying Formation, Sichuan Basin
a. 2倍水体,采气速度100 mL/min; b. 2倍水体,采气速度400 mL/min;
c. 4倍水体,采气速度100 mL/min

洞型岩样,采气速度对实验结果的影响要大于水体能量^[26]。

不同水体倍数、采气速度下的 A 值和 B 值对比结果如表10所示。可以看出,对于孔洞型碳酸盐岩

样,水侵量和封隔气量都较少,当水体倍数和采气速度较小时,开采时间更长,水侵量更高,封隔气量更多。当水体能量一定,采气速度增大时,岩样内部水侵作用加剧, B 值变小, A 值变大。由于高采气速度需要一定的能量维持,而在开采后期能量无法维持恒定的采气速度,此时水侵加剧会导致开采时间变短,封隔气量减少,水侵量也减少,但水驱动用储量会增加;当采气速度一定,水体能量增加时,侵入的地层水变多,水侵速度变快, B 值变小, A 值变小,但水侵量和封隔气量都会增加。

3.3 裂缝型岩样水侵动态预测

对于裂缝型岩样的水侵动态预测,使用的方法与3.2中针对孔洞型岩样的预测方法($\omega = AR^B$)一致,为方便对照分析,选取的实验条件也与预测孔洞型岩样时的实验条件相同,即2倍水体、采气速度100 mL/min和400 mL/min以及4倍水体、采气速度100 mL/min,具体情况如图11所示。可以看出,裂缝型岩样裂缝均匀,孔隙结构较好,连通性好,其拟合视相对压力与实际视相对压力基本吻合,能较真实客观地反映出其压力动态变化^[27];当采气速度或水体能量增加时,在开采末期,其实际视相对压力都要略低于拟合视相对压力,说明此时水侵加剧,且在受到气藏内部贯穿裂缝的影响后,其对地层能量的削弱作用增大,与孔洞型岩样拟合效果相比,由于其地层水在裂缝型岩样内流通能力更强,水的能量损失更快,故实际视相对压力下降趋势更明显^[28]。

不同水体倍数、采气速度下的 A 值和 B 值对比结果如表11所示。可以看出,裂缝型岩样孔隙结构分布不均匀,裂缝贯穿程度较大,岩样渗透率较高,底水侵入较为容易。在实验过程中,采气速度或水体能量的增加都会导致侵入水沿裂缝发生窜流的程度加剧,引起大量气体被封隔, A 值和 B 值减小,封隔气量增多,水驱动用储量相应减少,且水体能量对实验结果的影响相比采气速度更显著^[29]。

表10 四川盆地灯影组孔洞型岩样在不同水体倍数、不同采气速度下的各参数对比

Table 10 Comparison of parameter values under different injection pore volume multiples and gas production rates for vuggy rock samples from the Dengying Formation, Sichuan Basin

水体倍数	采气速度/(mL/min)	A	B	封隔气量/mL	实际水侵量/mL	拟合水侵量/mL	水驱动用储量/mL
2	100	0.032 0	4.80	2 352.72	32.83	30.28	41 811
	400	0.037 0	2.10	1 689.79	19.15	17.59	46 320
4	100	0.028 0	4.01	2 428.41	57.62	54.47	42 098
	400	0.036 0	1.87	1 613.44	33.81	31.63	46 176

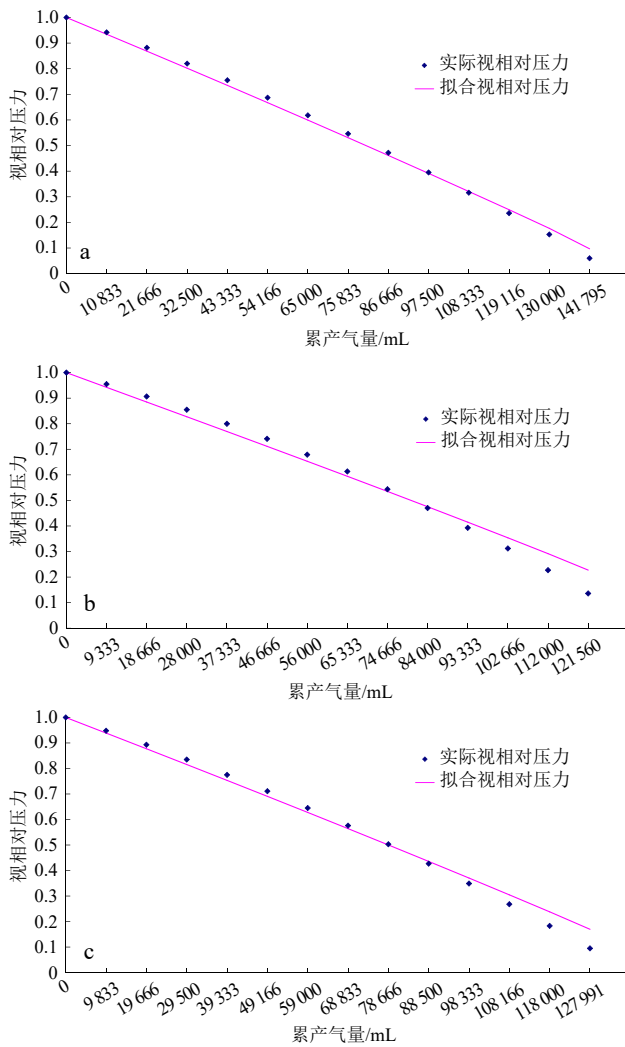


图 11 四川盆地灯影组裂缝型岩样在不同实验条件下的实际视相对压力和拟合视相对压力对比

Fig. 11 Comparison of actual and fitted apparent relative pressures under varying experimental conditions for fractured rock samples from the Dengying Formation, Sichuan Basin

a. 2倍水体, 采气速度 100 mL/min; b. 2倍水体, 采气速度 400 mL/min; c. 4倍水体, 采气速度 100 mL/min

3.4 缝洞型岩样水侵动态预测

同理,对于缝洞型岩样也采用底水气藏水侵预测新方法 $\omega = AR^B$ 对 2 倍水体、采气速度 100 mL/min 和

400 mL/min 以及 4 倍水体、采气速度 100 mL/min 下的水侵动态进行预测,如图 12 所示。可以看出,缝洞型岩样储层的孔隙、溶洞和裂缝均较发育,且裂缝和溶洞

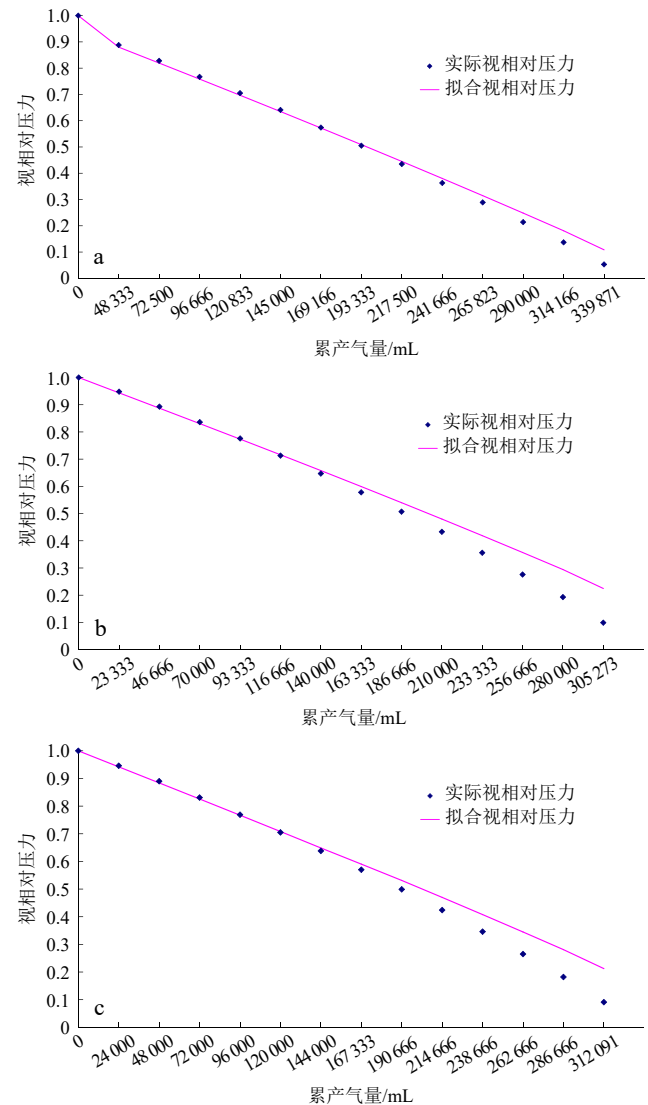


图 12 四川盆地灯影组缝洞型岩样在不同实验条件下的实际视相对压力和拟合视相对压力对比

Fig. 12 Comparison of actual and fitted apparent relative pressures under varying experimental conditions for fractured-vuggy rock samples from the Dengying Formation, Sichuan Basin

a. 2倍水体, 采气速度 100 mL/min; b. 2倍水体, 采气速度 400 mL/min; c. 4倍水体, 采气速度 100 mL/min

表 11 四川盆地灯影组裂缝型岩样在不同水体倍数、不同采气速度下的各参数对比

Table 11 Comparison of parameter values under different injection pore volume multiples and gas production rates for fractured rock samples from the Dengying Formation, Sichuan Basin

水体倍数	采气速度/(mL/min)	A	B	封隔气量/mL	实际水侵量/mL	拟合水侵量/mL	水驱动用储量/mL
2	100	0.007 5	2. 75	12 066. 27	164. 27	171. 42	155 904
	400	0.006 9	1. 84	22 459. 85	189. 7	196. 52	141 121
4	100	0.005 5	2. 44	15 575. 01	311. 52	325. 11	152 197
	400	0.004 1	1. 40	38 068. 33	376. 54	383. 92	147 485

的分布具有极强的随机性,储集渗流能力强,储层非均质性也极强,气藏地质条件的差异性导致缝洞型碳酸盐岩底水气藏的水侵规律不同于孔洞型和裂缝型碳酸盐岩气藏。在2倍水体、采气速度100 mL/min下,其拟合视相对压力与实际视相对压力基本吻合,只在开发初期线性变化大,这是因为其非均质性强,连通孔隙度高,地层水体入侵的孔隙空间范围越大,储层中被封隔的小孔越多,水体对视相对压力的影响就越强,曲线下掉趋势也越明显;当采气速度或水体能量增加时,在开采末期,其实际视相对压力与拟合视相对压力之间的差距更大,说明非均质性强,水侵强度越大,水体越活跃,因此在气藏开采后期地层能量削弱越明显,水侵影响越明显,采出程度降幅更大,底水窜流情况更严重,对岩样内部孔隙气体的封堵性更强,实际视相对压力降幅也更大^[30]。

另外,此时在不同水体倍数、采气速度下的 A 值和 B 值对比结果如表12所示。可以看出,缝洞型岩样储层物性非均质性强,连通孔隙度大,水沿着裂缝快速窜进,水侵后极易形成水封气,且在同等实验条件下较孔洞型和裂缝型岩样受到非均匀水侵及水封气的影响更严重,水侵量大,封隔气量也较多;采气速度增加,会加

剧水侵, B 值减小, A 值增大,水侵速度越快,被水封隔的气越多,水驱动用储量就越少;且水侵指数越小,水体越活跃,表现在气藏开采过程中为前期补充能量、后期削弱气藏能量,且气藏的非均质性越强后期的能量削弱越明显^[31]。

进一步分析不同非均匀程度的碳酸盐岩气藏在不同开采条件下的 A 值和 B 值的变化情况可以看出(表13),非均质性最弱的孔洞型岩样其 A 值和 B 值普遍偏大,而非均质性极强的缝洞型岩样其 A 值和 B 值则普遍偏小。对于孔洞型岩样,当水体倍数不变,采气速度增加时,水侵加剧, B 值减小, A 值增加,此时水侵量和封隔气量减少,但当采气速度不变、水体倍数增加时,水侵强度同样会变大,此时 A 值和 B 值都会减小,水侵量、封隔气量增加。再观察裂缝型、缝洞型碳酸盐岩岩样的 A 值和 B 值,发现当水体倍数不变、采气速度变大,或采气速度不变、水体倍数变大时, A 值和 B 值都会变小,水侵量和封隔气量都会增加。这表明 A 值和 B 值的变化可直接反映碳酸盐岩气藏的水侵量和封隔气量的大小,且对于不同非均质性的碳酸盐岩气藏,其影响情况也不全一致^[32]。

就 B 值而言,张伦友此前提出,对于一般水驱气藏

表12 四川盆地灯影组缝洞型岩样在不同水体倍数、不同采气速度下的各参数对比

Table 12 Comparison of parameter values under different injection pore volume multiples and gas production rates for fractured-vuggy rock samples from the Dengying Formation, Sichuan Basin

水体倍数	采气速度/(mL/min)	A	B	封隔气量/mL	实际水侵量/mL	拟合水侵量/mL	水驱动用储量/mL
2	100	0.006 5	1.79	21 584.37	477.83	496.52	377 603
	400	0.002 0	1.48	32 548.75	548.62	567.88	360 810
4	100	0.003 0	1.62	29 154.32	509.33	525.36	365 981
	400	0.001 2	1.25	51 247.68	656.24	674.29	350 481

表13 不同非均匀程度碳酸盐岩气藏在不同开采条件下的 A 值和 B 值对比

Table 13 Comparison of A and B values of carbonate gas reservoirs with varying degrees of heterogeneity under different exploitation conditions

岩样类型	水体倍数	采气速度/(mL/min)	A	B	封隔气量/mL	拟合水侵量/mL
孔洞型	2	100	0.032 0	4.80	2 352.72	30.28
		400	0.037 0	2.10	1 689.79	17.59
	4	100	0.028 0	4.01	2 428.41	54.47
		400	0.036 0	1.87	1 613.44	31.63
裂缝型	2	100	0.007 5	2.75	12 066.27	171.42
		400	0.006 9	1.84	22 459.85	196.52
	4	100	0.005 5	2.44	15 575.01	325.11
		400	0.004 1	1.40	38 068.33	383.92
缝洞型	2	100	0.006 5	1.79	21 584.37	496.52
		400	0.002 0	1.48	32 548.75	567.88
	4	100	0.003 0	1.62	29 154.32	525.36
		400	0.001 2	1.25	51 247.68	674.29

表 14 水侵物理模拟实验与现场水侵活跃程度(B)评价指标界限Table 14 Assessment index (B) value ranges for both experimental and on-site water invasion activities

测试条件	活跃型	中等活跃型	不活跃型
模拟实验	1.1 ~ 1.5	1.5 ~ 2.5	> 2.5
现场	1.0 ~ 1.7	1.7 ~ 2.4	> 2.4

($1 < B < \infty$), 可根据 B 值的大小, 定量分析气藏水驱的强弱程度^[21]。当 $B > 4.0$ 时, 水侵强度相对较弱, 但由于碳酸盐岩气藏具有孔隙结构复杂、非均质性强、储集介质多样以及渗流机理特殊等典型特征, 且该气藏在实际开发过程中也会表现出复杂的气相渗流特征, 实验模型与实际气藏也不完全相似, 故 B 值的范围与现场应用的范围也会存在差异(表 14)。

A 值也是一个与采气速度、水体倍数和储层非均质性有关的系数。根据上述分析, 可以认为 A 值的变化范围在 0.000 8 ~ 0.040 0, 但由于 A 值的大小及变化会直接影响气藏水侵量, 而孔洞型岩样与裂缝型、缝洞型岩样的水侵变化规律有所不同, 故分别界定它们的 A 值界限。对于孔洞型岩样, 其 B 值均大于 1.70, 即在本次测试的实验条件下, 水侵均为中等活跃或不活跃, 此时 A 值均大于 0.028 0; 对于裂缝型和缝洞型岩样, 当 B 值处于水侵中等活跃范围内(1.70 ~ 2.44)时, 对应的 A 值处于 0.005 5 ~ 0.007 0; 当 B 值大于 2.44 时, 水侵不活跃, A 值大于 0.007 0; 当 B 值处于 1.00 ~ 1.70 范围内时, 水侵非常活跃, 对应的 A 值在 0.001 0 ~ 0.005 0。

综上所述, 对于不同非均质性的碳酸盐岩气藏, 即使在相同的实验条件下, 其 A 值和 B 值的变化范围也不同, 揭示了碳酸盐岩气藏不同非均质性的三维储集空间的水侵机理, 为其开发动态预测提供了理论依据^[33]。

4 结论

1) 岩样孔隙发育程度及连通关系与水驱动用储量呈正相关趋势。孔洞型岩样均匀水侵, 水侵量、封隔气量很少; 裂缝型岩样孔隙结构分布不均匀, 窜流现象明显, 被封隔气量较多, 且封隔气量越多, 水驱动用储量越少; 缝洞型岩样有较强的储集渗流能力, 非均质性极强, 易形成封闭气, 且水体能量越大, 最终形成的封闭气越多。

2) 基于 $\omega = AR^B$ 对不同三维储集空间结构的岩样的水侵预测效果非常理想。对于孔洞型岩样, 当水体倍数不变、采气速度增大时, B 值会减小, A 值会变大,

被封隔气量变多, 水侵量减少, 水驱动用储量增多, 当采气速度不变、水体倍数增大时, A 值和 B 值都会减小, 水侵量、水驱动用储量会增多, 且水体能量对实验结果影响较小, 采气速度对实验结果影响却十分明显; 对于裂缝型和缝洞型岩样, 当只有采气速度或水体倍数增加时, A 值和 B 值都会减小, 封隔气量增多, 水侵量也增多, 但水驱动用储量会相应减少, 且水体能量对实验结果影响相比采气速度对实验结果影响更显著。对于碳酸盐岩气藏来说, 储层非均质性越强, 水侵影响越深, 开采后期地层能量削弱越明显, 实际视相对压力降幅越大, A 值和 B 值越小, 水侵强度越大, 封隔气量和水侵量也越多。

3) 本文使用的水侵预测新方法($\omega = AR^B$)不仅适用于非均质底水气藏的水侵动态预测, 还能从多个方面分析碳酸盐岩气藏的水侵动态过程和水侵机理, 无论是对均质性较强的孔洞型岩样, 还是对非均质性极强的缝洞型岩样, 其在视相对压力、拟合水侵量以及 A 值和 B 值的变化情况等方面的预测效果都非常理想, 为有水气藏的高效开发提供了理论依据。

参 考 文 献

- [1] 李明强, 马梓珂, 唐松, 等. 四川盆地磨溪地区龙王庙组碳酸盐岩气藏水侵规律[J]. 天然气地球科学, 2024, 35(2): 366-378.
LI Mingqiang, MA Zike, TANG Song, et al. Water invasion law of carbonate gas reservoir of Longwangmiao Formation in Moxi area, Sichuan Basin[J]. Natural Gas Geoscience, 2024, 35(2): 366-378.
- [2] ZHANG Tao, ZHOU Houjie, ZHANG Liehui, et al. Pore-scale investigation of bottom water invasion dynamics in carbonate gas reservoirs with different interlayer distributions[J]. Natural Gas Industry B, 2024, 11(2): 140-153.
- [3] 冯曦, 彭先, 李隆新, 等. 碳酸盐岩气藏储层非均质性对水侵差异化的影响[J]. 天然气工业, 2018, 38(6): 67-75.
FENG Xi, PENG Xian, LI Longxin, et al. Influence of reservoir heterogeneity on water invasion differentiation in carbonate gas reservoirs[J]. Natural Gas Industry, 2018, 38(6): 67-75.
- [4] 冯异勇, 贺胜宁. 裂缝性底水气藏气井水侵动态研究[J]. 天然气工业, 1998, 18(3): 53-57, 8.
FENG Yiyong, HE Shengning. A research on water invasion performance of the gas wells in fractured bottom water reservoir[J]. Natural Gas Industry, 1998, 18(3): 53-57, 8.
- [5] 高树生, 胡志明, 安为国, 等. 四川盆地龙王庙组气藏白云岩储层孔洞缝分布特征[J]. 天然气工业, 2014, 34(3): 103-109.
GAO Shusheng, HU Zhiming, AN Weiguo, et al. Distribution characteristics of dolomite reservoir pores and caves of

- Longwangmiao Fm gas reservoirs in the Sichuan Basin[J]. Natural Gas Industry, 2014, 34(3): 103-109.
- [6] 熊钰, 杨水清, 乐宏, 等. 裂缝型底水气藏水侵动态分析方法[J]. 天然气工业, 2010, 30(1): 61-64.
- XIONG Yu, YANG Shuiqing, YUE Hong, et al. A new method of water influx performance analysis on fracture gas reservoirs with bottom water[J]. Natural Gas Industry, 2010, 30(1): 61-64.
- [7] 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.
- FAN Huaicai, ZHONG Bing, LI Xiaoping, et al. Studies on water invasion mechanism of fractured-watered gas reservoir[J]. Natural Gas Geoscience, 2012, 23(6): 1179-1184.
- [8] 成友友, 穆龙新, 朱恩永, 等. 碳酸盐岩气藏气井出水机理分析——以土库曼斯坦阿姆河右岸气田为例[J]. 石油勘探与开发, 2017, 44(1): 89-96.
- CHENG Youyou, MU Longxin, ZHU Enyong, et al. Water producing mechanisms of carbonate reservoirs gas wells: A case study of the Right Bank Field of Amu Darya, Turkmenistan[J]. Petroleum Exploration and Development, 2017, 44(1): 89-96.
- [9] 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.
- TAN Xiaohua, PENG Gangzhen, LI Xiaoping, et al. Material balance method and classification of non-uniform water invasion mode for gas reservoirs with water considering the effect of water sealed gas[J]. Natural Gas Industry, 2021, 41(3): 97-103.
- [10] 熊钰, 雷婷婷, 孙泽威, 等. 灯影组气藏不同尺度储集空间定量相渗及水驱特征研究[J]. 水动力学研究与进展A辑, 2024, 39(4): 626-637.
- XIONG Yu, LEI Tingting, SUN Zewei, et al. Quantitative phase infiltration and water drive characteristics of different scale reservoir space in Dengying formation gas reservoir[J]. Chinese Journal of Hydrodynamics, 2024, 39(4): 626-637.
- [11] 徐少立, 马奎, 杨强, 等. 四川盆地蓬莱气区震旦系灯影组二段储层特征及其控制因素[J]. 特种油气藏, 2024, 31(2): 47-56.
- XU Shaoli, MA Kui, YANG Qiang, et al. Reservoir characteristics of the second member of Sinian Dengying formation in Penglai gas area of Sichuan Basin and their controlling factors[J]. Special Oil & Gas Reservoirs, 2024, 31(2): 47-56.
- [12] MIAO Miaoqing, SUN Zhichao, XUE Zongan, et al. The Lower Cambrian Xiaerbulake Formation in the Tarim Basin as a potential carbonate source rock[J]. Energy Geoscience, 2024, 5(2): 100238.
- [13] 常媛, 贾鹏飞. 塔里木盆地塔中地区连续型碳酸盐岩油气藏地质特征及形成原因[J]. 大庆石油地质与开发, 2022, 41(2): 11-15.
- CHANG Yuan, JIA Pengfei. Geological characteristics and forming cause of the continuous[J]. Petroleum Geology & Oilfield Development in Daqing, 2022, 41(2): 11-15.
- [14] 张亚蒲, 杨正明, 黄延章, 等. 低渗孔隙型碳酸盐岩油藏储层特征及剩余油分布规律[J]. 吉林大学学报(地球科学版), 2021, 51(3): 659-668.
- ZHANG Yapu, YANG Zhengming, HUANG Yanzhang, et al. Study on reservoir characteristics and remaining oil distribution of low permeability pore type carbonate rock[J]. Journal of Jilin University (Earth Science Edition), 2021, 51(3): 659-668.
- [15] 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.
- YAN Zhenghe, SHI Juntao, QIN Feng, et al. A new method for calculating dynamic reserves and water influx of water drive gas reservoirs[J]. China Offshore Oil and Gas, 2021, 33(1): 93-103.
- [16] 屈海洲, 郭新宇, 徐伟, 等. 碳酸盐岩微孔隙的分类、成因及对岩石物理性质的影响[J]. 石油与天然气地质, 2023, 44(5): 1102-1117.
- QU Haizhou, GUO Xinyu, XU Wei, et al. Classification and origin of micropores in carbonates and their effects on physical properties of rocks[J]. Oil & Gas Geology, 2023, 44(5): 1102-1117.
- [17] 李文涛, 涂利辉, 鲁明宇, 等. 基于数字岩心的碳酸盐岩复杂孔隙特征研究——以普光气田飞仙关组储层为例[J]. 断块油气田, 2024, 31(1): 114-122.
- LI Wentao, TU Lihui, LU Mingyu, et al. Study on complex pore characteristics of carbonate reservoirs based on digital core: A case study of Feixianguan Formation in Puguang Gas Field[J]. Fault-Block Oil and Gas Field, 2024, 31(1): 114-122.
- [18] 李映涛, 汝智星, 邓尚, 等. 塔里木盆地顺北特深碳酸盐岩储层天然裂缝实验评价及油气意义[J]. 石油实验地质, 2023, 45(3): 422-433.
- LI Yingtao, RU Zhixing, DENG Shang, et al. Experimental evaluation and hydrocarbon significance of natural fractures in Shunbei ultra-deep carbonate reservoir, Tarim Basin[J]. Petroleum Geology and Experiment, 2023, 45(3): 422-433.
- [19] 史今雄, 赵向原, 潘仁芳, 等. 川中地区震旦系灯影组碳酸盐岩天然裂缝特征及其对气井产能影响[J]. 石油与天然气地质, 2023, 44(2): 393-405.
- SHI Jinxiong, ZHAO Xiangyuan, PAN Renfang, et al. Characteristics of natural fractures in carbonate reservoirs and their impacts on well productivity in the Sinian Dengying Formation, central Sichuan Basin[J]. Oil & Gas Geology, 2023, 44(2): 393-405.
- [20] AMIRSARDARI M, AFSARI K. Pore-to-field scale modeling of residual gas trapping in tight carbonate underground gas reservoirs[J]. Energy, 2024, 298: 131305.
- [21] 张伦友, 孙家征. 变容物质平衡方法及其在气田开发中的应用[J]. 天然气工业, 1991, 11(5): 58-63, 9.
- ZHANG Lunyou, SUN Jiazheng. Variable volume material balance method and its application to gas field development[J]. Natural Gas Industry, 1991, 11(5): 58-63, 9.

- [22] 邓惠, 杨胜来, 刘义成, 等. 缝洞型碳酸盐岩底水气藏水侵规律预测新方法[J]. 天然气勘探与开发, 2023, 46(2): 37-43.
DENG Hui, YANG Shenglai, LIU Yicheng, et al. A new method for predicting water-invasion laws in fractured-vuggy carbonate gas reservoirs with bottom water [J]. Natural Gas Exploration and Development, 2023, 46(2): 37-43.
- [23] 唐洪, 谢琳, 苏波, 等. 塔中奥陶系碳酸盐岩储层缝洞特征[J]. 中国石油大学学报(自然科学版), 2013, 37(2): 7-13.
TANG Hong, XIE Lin, SU Bo, et al. Fracture and vug character of Ordovician carbonate reservoir in Tazhong Oilfield [J]. Journal of China University of Petroleum (Edition of Natural Science), 2013, 37(2): 7-13.
- [24] 吴婷婷, 朱华, 李隆新, 等. 超深层多断裂碳酸盐岩气藏水侵模式及治水对策[J]. 天然气勘探与开发, 2023, 46(3): 49-58.
WU Tingting, ZHU Hua, LI Longxin, et al. Water-invasion patterns and ways to deal with water in ultra-deep carbonate gas reservoirs with multiple fractures [J]. Natural Gas Exploration and Development, 2023, 46(3): 49-58.
- [25] 邹才能, 谢增业, 李剑, 等. 典型碳酸盐岩大气田规模聚集差异性及其主控因素——以四川盆地安岳气田和鄂尔多斯盆地靖边气田为例[J]. 石油与天然气地质, 2023, 44(1): 1-15.
ZOU Caineng, XIE Zengye, LI Jian, et al. Differences and main controlling factors of large-scale gas accumulations in typical giant carbonate gas fields: A case study on Anyue gas field in the Sichuan Basin and Jingbian gas field in the Ordos Basin [J]. Oil & Gas Geology, 2023, 44(1): 1-15.
- [26] 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.
- [27] 谢鹏, 陈鹏羽, 赵海龙, 等. 碳酸盐岩裂缝-孔隙型储集层水侵特征及残余气分布规律[J]. 新疆石油地质, 2023, 44(5): 583-591.
XIE Peng, CHEN Pengyu, ZHAO Hailong, et al. Water invasion characteristics and residual gas distribution in fractured-porous carbonate reservoirs [J]. Xinjiang Petroleum Geology, 2023, 44(5): 583-591.
- [28] 邹瑞, 王璐, 罗瑞兰, 等. 深层碳酸盐岩气藏不同类型储层全尺寸孔径分布及其分形特征——以四川盆地高磨地区震旦系灯四段为例[J]. 中国矿业大学学报, 2024, 53(6): 1218-1236.
ZOU Rui, WANG Lu, WANG Ruilan, et al. Full-range pore throat radius distribution and fractal characteristics of different types of reservoirs in deep carbonate gas reservoirs: A case study of Deng-4 Member in Gaoshiti-Moxi Area, Sichuan Basin [J]. Journal of China University of Mining & Technology, 2024, 53(6): 1218-1236.
- [29] 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.
- [30] 张冰岩, 陈小凡, 乐平. 水侵缝洞型碳酸盐岩底水油藏弹性驱动单元开采研究[J]. 油气藏评价与开发, 2020, 10(2): 71-75.
ZHANG Bingyan, CHEN Xiaofan, YUE Ping. Research on unit mining by elastic drive of fractured-vuggy carbonate reservoir with bottom water by water intrusion [J]. Petroleum Reservoir Evaluation and Development, 2020, 10(2): 71-75.
- [31] 郑玲丽, 朱冰倩, 张宇豪, 等. 缝洞型碳酸盐岩油藏水驱特征曲线类型及适应性——以塔河油田为例[J]. 油气藏评价与开发, 2024, 14(6): 899-907.
ZHENG Lingli, ZHU Bingqian, ZHANG Yuhao, et al. Types and applicability of waterflooding characteristic curves in fractured-cavity carbonate reservoirs: A case study of Tahe Oilfield [J]. Petroleum Reservoir Evaluation and Development, 2024, 14(6): 899-907.
- [32] 李江龙, 张宏方. 物质平衡方法在缝洞型碳酸盐岩油藏能量评价中的应用[J]. 石油与天然气地质, 2009, 30(6): 773-778, 785.
LI Jianglong, ZHANG Hongfang. Application of the material balance method to the energy evaluation of fractured-vuggy carbonate reservoirs [J]. Oil & Gas Geology, 2009, 30(6): 773-778, 785.
- [33] GUO Jianlin, NING Bo, YAN Haijun, et al. Production performance analysis for deviated wells in carbonate gas reservoirs with multiple heterogeneous layers [J]. Frontiers in Energy Research, 2022, 10: 861780.

(编辑 张玉银)