

# 缝洞型碳酸盐岩储层气水两相微观渗流机理可视化实验研究

王璐<sup>1</sup>, 杨胜来<sup>1\*</sup>, 刘义成<sup>2</sup>, 王云鹏<sup>1</sup>, 孟展<sup>1</sup>, 韩伟<sup>1</sup>, 钱坤<sup>1</sup>

1 中国石油大学(北京)油气资源与工程国家重点实验室, 北京 102249

2 中国石油西南油气田分公司勘探开发研究院, 成都 610041

\* 通信作者, yangsl@cup.edu.cn

收稿日期: 2016-12-22

国家科技重大专项“深层碳酸盐岩气藏高效开发技术”(2016ZX05015-003)和国家重点基础研究发展计划(“973”计划)(2015CB250900)联合资助

**摘要** 四川盆地缝洞型碳酸盐岩气藏多属于有水气藏, 气水两相渗流机理复杂。目前气水两相微观渗流可视化模型多是基于理想孔隙结构或铸体薄片图像制作, 无法还原储层中真实孔、缝、洞分布, 且机理研究多集中于孔隙型和裂缝型储层, 缺少对孔洞型和缝洞型储层的认识。通过将岩心CT扫描与激光刻蚀技术结合, 以四川盆地震旦系储层中裂缝型、孔洞型和缝洞型碳酸盐岩岩心CT扫描结果为模板, 设计并研制了3类岩心的可视化模型, 据此研究了气水两相微观渗流机理及封闭气、残余水形成机理, 通过ImageJ灰度分析法实现了气水分布的定量表征。研究结果表明: 3类模型水驱气和气驱水过程中的渗流规律各不相同; 绕流、卡断、盲端和角隅处形成的封闭气普遍存在于3类模型中, 此外还在“H型”孔道处、“哑铃型”通道处和微裂缝缝网处形成特殊封闭气; 孔道、裂缝壁面上的束缚水膜, 溶洞中部的圆润水团, 狭窄喉道处的卡断水柱和狭长孔道处的滞留水柱是残余水的主要形式; 裂缝型模型水窜最严重, 无水采收期最短, 采出程度最低, 而孔洞型模型水驱前缘推进均匀, 无水采收期最长, 采出程度也最高。该研究实现了对缝洞型碳酸盐岩不同类型储层气水两相微观渗流规律的精准刻画, 为类似气藏的高效开发提供了理论依据。

**关键词** 缝洞型碳酸盐岩; 气水两相渗流; 可视化; 封闭气; 残余水; 灰度分析

## 0 引言

缝洞型碳酸盐岩气藏是经过多期构造运动与古岩溶共同作用形成的一种特殊类型气藏, 其储集介质由溶洞、溶孔和裂缝组成, 具有构造复杂、储层非均质性强、孔洞缝宏观发育及气水两相渗流规律复杂等特征, 是当前最复杂的特殊气藏之一<sup>[1-4]</sup>。2013年四川盆地震旦系-寒武系特大型气田被发现, 其中发育着

震旦系灯影组碳酸盐岩缝洞型、寒武系龙王庙组白云岩孔隙型2套主要含气储集层, 该类复杂气藏开始引起广大科研工作者的关注<sup>[5]</sup>。

长期以来, 国内外气藏的研究主要集中在开采工艺技术和数值模拟方面, 对于气水两相微观渗流机理研究较少。常规的气水两相渗流数学模型并不能真实反映岩石的孔隙结构分布, 也不能反映岩石中的气水两相真实渗流特征。2002年周克明等<sup>[6]</sup>首次提出以岩

引用格式: 王璐, 杨胜来, 刘义成, 王云鹏, 孟展, 韩伟, 钱坤. 缝洞型碳酸盐岩储层气水两相微观渗流机理可视化实验研究. 石油科学通报, 2017, 03: 364-376

WANG Lu, YANG Shenglai, LIU Yicheng, WANG Yunpeng, MENG Zhan, HAN Wei, QIAN Kun. Visual experimental investigation of gas-water two phase micro seepage mechanisms in fracture-cavity carbonate reservoirs. Petroleum Science Bulletin, 2017, 03: 364-376. doi: 10.3969/j.issn.2096-1693.2017.03.034

心样品的铸体薄片所代表的孔隙结构为背景,借助激光刻蚀技术,研制了气水两相可视化物理模型,并通过该模型研究了水驱气机理及封闭气的形成方式,实现了气水两相渗流过程的可视化。随后,可视化模型被广泛应用到气水两相渗流机理的研究上<sup>[7-14]</sup>。但这些研究仍然存在许多问题:(1)可视化模型都是基于理想孔隙结构或铸体薄片制作的,无法还原岩心样品中的真实孔、缝、洞分布,得到的实验结果与实际情况存在差异。(2)研究主要集中在孔隙型和裂缝型气藏,而对于更为复杂的孔洞型和缝洞型气藏尚未进行研究。(3)气水两相可视化图像结果取自于水驱气实验完成后,缺少气水两相渗流过程中的可视化图像与机理分析。(4)气水两相渗流实验以模拟气藏水侵过程的水驱气为主,而对于气驱水过程的研究与分析较少。

针对以上问题,笔者首次将岩心CT扫描技术与激光刻蚀技术相结合,以四川盆地震旦系储层中的裂缝型、孔洞型和缝洞型碳酸盐岩岩心CT扫描图像为模板,设计并研制了3类岩心的激光刻蚀透明仿真模型,实现了对实际储层中孔、缝、洞分布的精准刻画。通过开展气水两相微观渗流实验,研究了3类模型的水驱气、气驱水微观机理,封闭气、残余水形成机理以及采出方法,并利用ImageJ灰度分析法实现了对气水两相微观分布的定量表征,形成了一套较为完善的缝洞型碳酸盐岩储层气水两相微观渗流理论,为该类型气藏的高效开发提供了有效依据。

## 1 可视化实验设计及方法

### 1.1 基于CT扫描的可视化模型设计

油气储层的微观孔隙结构特征与分布规律决定了储层中流体的微观分布关系、渗流机理与渗流规律<sup>[15-16]</sup>。为了完全模拟实际储层中孔、缝、洞的结构特征和分布规律,利用微米CT对震旦系储层中具有代表性的裂缝型、孔洞型和缝洞型3块岩心样品进行扫描,并对6000余张CT扫描图像进行筛选和提取后,借助现代激光刻蚀技术,制作了储层结构特征明显的可视化微观模型(见图1)。在进行CT扫描图像抽提时发现,大部分图像的孔、缝、洞分布规律并不明显,在单张图像中往往只存在一种典型结构特征,并不能完全代表该类型储层,而参照这些图像制作的可视化模型结构会过于简单,既无法得到气水两相渗流的全部流动特征,也无法对微观渗流机理、封闭气和残余水的形成机理进行系统全面地分析。为此,通过对比

最终选取了结构特征明显,孔、缝、洞分布规律复杂的3类图像,并以这3类图像作为母版,在不破坏原始结构的基础上增加了一些母版缺少的结构,以期通过这些母版制作的可视化模型能够较为全面地代表储层的各种典型结构,得到更加系统全面地机理分析与流动特征。其中,孔洞型模型与缝洞型模型在结构特征与研究目的上存在本质差别。在结构特征上,孔洞型模型以孔隙和溶洞这2类空间为主,孔隙作为渗流通道,设计尺寸较小,毛管力较大且分布广泛;而缝洞型模型以裂缝和溶洞为主,裂缝作为渗流通道,设计尺寸较大,毛管力较小且分布离散。在研究目的上,孔洞型模型主要研究孔隙与溶洞之间的两相流动规律,缝洞型模型的重点则在裂缝与溶洞之间。由于裂缝的导流能力和通道尺寸远远大于孔隙,所以在流动特征与封闭气、残余水形成机理上存在较大差异。

### 1.2 微观可视化模型制作

设计模型尺寸为8.50 cm×8.50 cm,有效尺寸为6.00 cm×6.00 cm,孔隙直径为0.099 mm~0.181 mm,裂缝直径为0.325 mm~0.492 mm,溶洞直径为1.161 mm~1.657 mm,孔、缝、洞尺寸比例均按照CT扫描结果设计。通过接触角仪对模型材料与水之间的接触角进行了测量,结果表明接触角为36.4°,原始润湿性为水湿。微观可视化模型制作流程如下:①依据CT扫描微观结构图像,利用Auto CAD软件绘制出可视化模型蓝图。②根据模型蓝图通过数控铣床加工出掩膜版。③利用紫外光通过掩膜版照射到附有一层光刻胶薄膜的基片表面,使曝光区域的光刻胶发生化学反应。④通过显影技术溶解去除曝光区域或未曝光区域的光刻胶,使掩膜版上的图形复制到光刻胶薄膜上。⑤利用刻蚀技术将图形转移到基片上。⑥在基片上覆盖一层玻璃,放入高温炉中烧结,制得模型。通过测试,可视化模型耐压超过8 MPa,弥补了微观实验模型尺度小(4.00 cm×4.00 cm)和实验压力较低(小于0.2 MPa)的缺陷。

### 1.3 实验方法

实验采用99.99%的高纯氮气作为气源模拟储层中的天然气,实验用水是根据磨溪204井地层水分析资料配制的等矿化度标准盐水,并用甲基蓝染成蓝色,这样可以与图像中的无色氮气进行区分。实验设备中微量泵的流量精度为0.001 mL/min,压力精度为0.01 MPa,实验驱替压差为0.2 MPa~0.5 MPa,实验温度50℃,实验压力8 MPa。

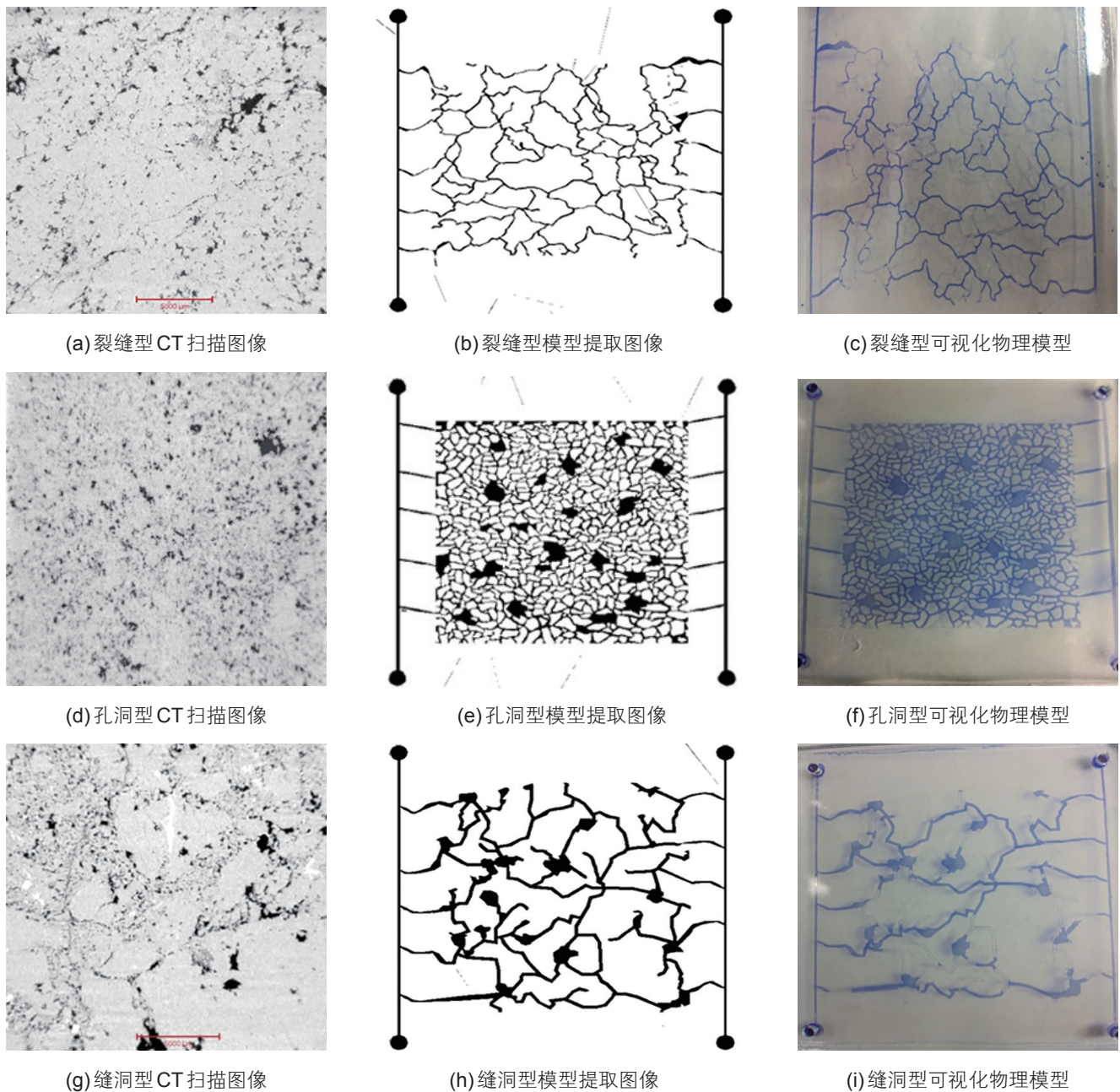


图 1 不同类型岩心 CT 扫描结果与可视化物理模型

Fig. 1 The CT scan results and visualized physical models of different types cores

#### 1.4 实验流程与步骤

缝洞型碳酸盐岩储层气水两相微观渗流机理可视化实验系统主要由可视化玻璃刻蚀模型, ISCO 微量注入泵, 回压泵, 中间容器, 压力传感器, 模型夹持器, 气体收集容器, 光源, 光学显微镜和数据、图像收集装置等组成(图 2)。实验步骤如下:

(1) 将可视化模型安放在模型夹持器上, 按实验流程连接好实验设备并检查管线是否完好。

(2) 对模型抽真空 40 min 后, 调整回压至 6 MPa, 围压至 8 MPa, 将模型加热至 50 °C。

(3) 将模型饱和和地层水, 然后用高纯氮气驱替至可视化模型不出水为止, 期间用显微照相和录像设备记录气驱水动态, 并计量出水量和出水速度。

(4) 对模型再次抽真空, 将残留的液体抽干净, 用配置的地层水驱替至可视化模型不出气为止, 期间用显微照相和录像设备记录水驱气动态, 并计量出气量和出气速度。

(5)实验完成后处理录像和图像,分析微观驱替过程。

## 2 水驱气实验结果与分析

### 2.1 水驱气微观渗流机理

#### 2.1.1 裂缝型模型水驱气微观渗流机理

在裂缝型模型中,裂缝是主要的渗流通道,与孔隙和溶洞相比具有更高的渗流能力。在水驱气初期,气水分布及流动方式主要为“水包气”。由于模型具有亲水性,进入模型中的水首先沿着裂缝壁面形成水

膜,随着水膜的逐渐增厚,裂缝中开始形成水流并以连续相的形式沿裂缝壁流动,而气体以不连续的气泡或气柱在裂缝中间流动。最终,水柱将裂缝中的大部分气体驱出,同时在裂缝褶皱和缩颈部位发生卡断现象,滞留了部分气体(图3)。在水驱气中期,水窜现象已经发生。随着水的不断注入,裂缝型模型中残余气柱或气泡的能量不断得到补充,当受到的动力大于阻力时,气柱或气泡会聚能突破前方的水柱继续流动(图4)。当水驱气进入后期时,残余的少量气泡会由于能量不足无法克服贾敏效应而被束缚在微裂缝交叉部位,当后续气泡流经该位置时会发生合并与能量传递,当能量聚集到一定程度后,大气泡的前端部分会分离

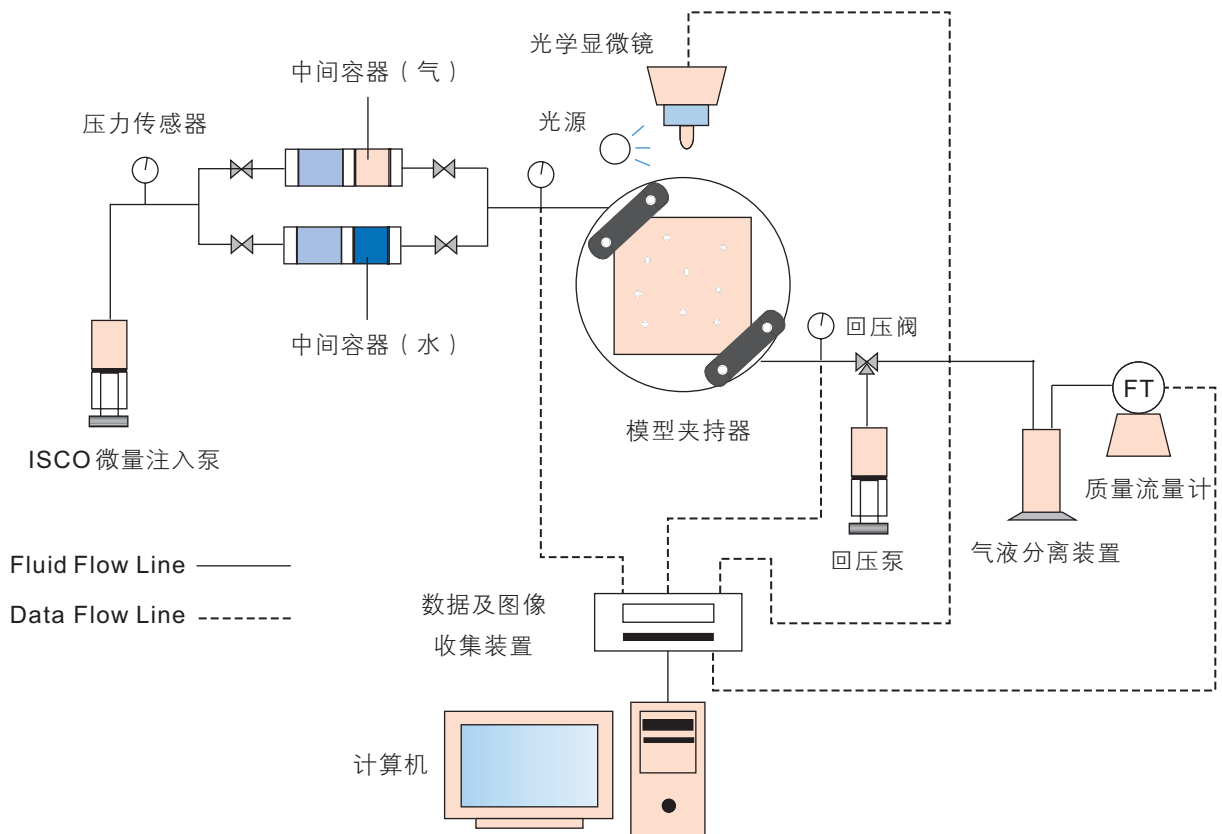


图2 气水两相微观渗流可视化实验流程

Fig. 2 The visualization experiment process for gas-water two phase micro-seepage

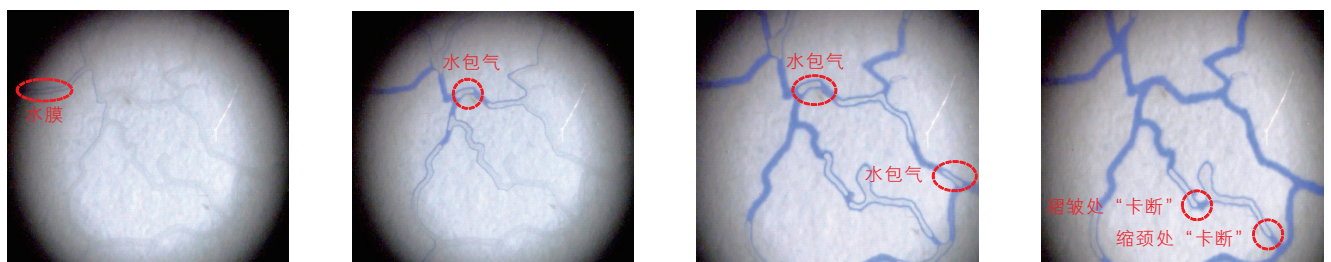


图3 裂缝型模型水驱气初期“水包气”形成过程

Fig. 3 The formation process of “gas in water” in the early stage of water displacing gas

出来形成小泡先通过, 其余的部分只能继续滞留, 等待聚集更多的能力后才能通过(图5)。

### 2.1.2 孔洞型模型水驱气微观渗流机理

对于孔洞型模型, 既存在尺寸较小的孔隙, 又存在尺寸较大的溶洞, 其渗流能力主要受喉道的大小和分布控制。与裂缝型模型相比, 毛管阻力相对较大, 驱替压差也相对较高。水驱气过程中, 由于模型亲水, 水首先在孔道壁上形成水膜, 逐渐变厚形成水柱后与气柱相互交替前进(图6(a))。同时由于部分孔隙内前沿水膜在孔道交叉处汇聚形成水流, 将中间段气柱封锁, 形成封闭气(图6(b))。当水进入溶洞时, 首先将水膜延伸至溶洞壁面四围, 随着水流的不断注入, 逐渐充填溶洞空间, 并沿气体渗流通道两侧压缩气体, 最终将渗流通道压死(图6(c))。此时溶洞与孔道连接

出口处会由于缩颈形成封闭气。最终, 溶洞大部分空间被水占据, 孔隙内形成各种类型的封闭气(图6(d))。

### 2.1.3 缝洞型模型水驱气微观渗流机理

对于缝洞型微观模型, 在水驱气初期, 水先沿裂缝壁形成水膜(图7(a)), 随后再聚集形成水柱, 同时气体在裂缝中央形成气体心子或气体段塞并随水柱流动(图7(b))。由于裂缝的导流能力和通道尺寸远远大于孔洞模型中的孔道, 所以水不仅以水膜的形式进入溶洞壁面, 还会直接以水柱形式进入溶洞中部, 并以近似活塞式的方式将溶洞内的气体快速驱出(图7(c))。当气水界面到达出口处裂缝时, 会先沿主流线上的高渗裂缝突破, 随后再进入与溶洞相连的微裂缝或低渗孔道(图7(d))。

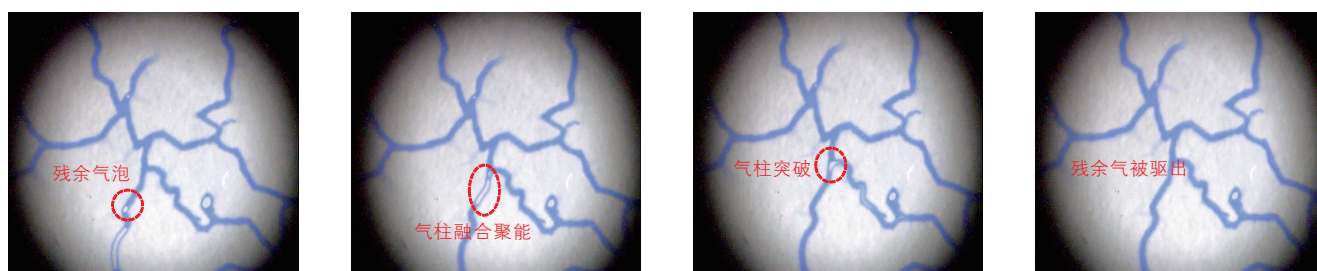


图4 裂缝型模型水驱气中期气柱聚能突破过程

Fig. 4 The breakthrough process of gas column in the medium stage of water displacing gas

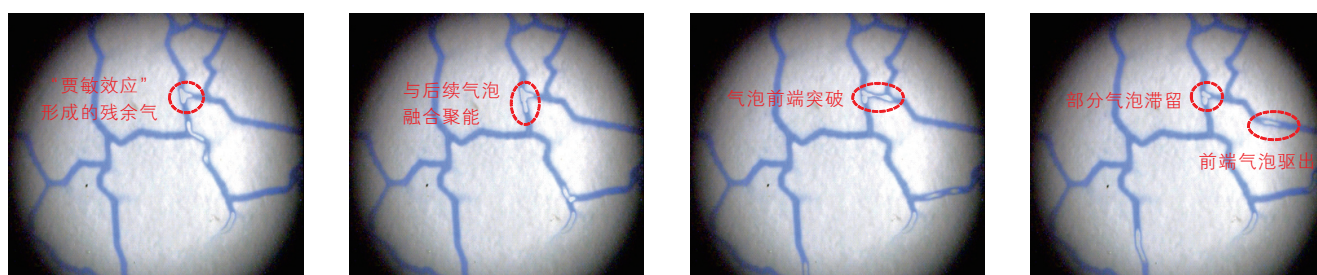


图5 裂缝型模型水驱气后期气泡克服贾敏效应突破过程

Fig. 5 The breakthrough process of overcoming Jamin effect in the later stage of water displacing gas

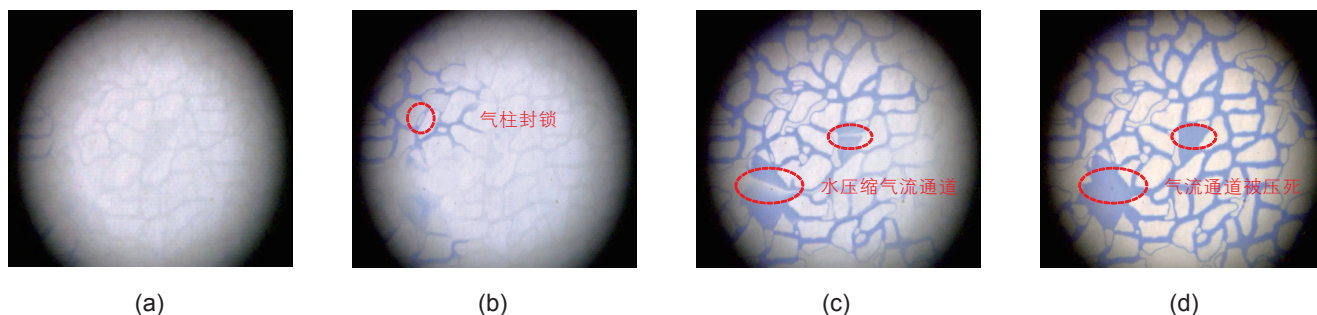


图6 孔洞型模型水驱气过程

Fig. 6 The water displacing gas process for the hole type model

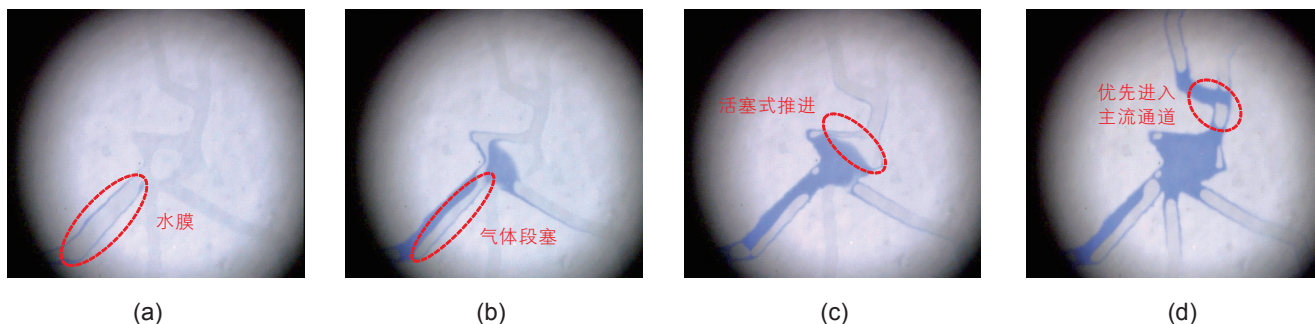


图7 缝洞型模型水驱气过程

Fig. 7 The water displacing gas process for the fracture-cave type model

## 2.2 水驱气封闭气的形成机理

### 2.2.1 盲端、角隅处形成的封闭气

无论是孔隙、溶洞还是裂缝，其盲端或角隅处总会形成一定数量的封闭气<sup>[17]</sup>(表1)。尽管模型具有亲水性，但是由于没有形成有效的渗流通道，很难将其中的气体驱出，特别是当流动通道上的压力高于孔、洞、缝内气体压力时。实验结果表明，只有降低驱替压差才能将该封闭气部分采出。这是因为当压差降低时，封闭气发生膨胀后重新占据优势渗流通道，在后续水动力的作用下被部分驱出，同时气体的能量被逐渐消耗，压力降低，当与流动通道的压力达到平衡时，气体又一次被封闭。因此，在气藏开发时只有降低气藏压力或在产能衰减时才能将这部分封闭气采出，同时应避免关井复压操作，以免这部分封闭气彻底被压死。

### 2.2.2 绕流形成的封闭气

绕流形成的封闭气受毛细力和水动力共同作用的影响，并与驱替压差密切相关。3类模型中都存在这种形式的封闭气，但是机理并不相同(表1)。对于孔隙型和孔洞型模型，当驱替压差较低时，毛细力为气水流动的主要动力，此时封闭气的形成主要来自绕流现象。当水进入多个孔径不同的孔道后，在毛细力的作用下，水以较快的速度进入较小的孔道<sup>[18]</sup>，由于小孔道中水的渗流速度较快，气体体积较小，水在模型出口处先于其他大孔道发生突破，随后将大孔道中还未来得及驱出的气体封闭起来形成封闭气。当驱替压差较大时，水动力起主要作用时，气水两相渗流机理与毛细力作主要动力时正好相反。由于大孔道渗流阻力较小，水在水动力的作用下优先进入大孔道，并且先于小孔道在模型出口处突破，随后将小孔道中的气体封闭起来，形成封闭气。对于裂缝型和缝洞型模型，由于裂缝具有很高的渗流能力，毛细阻力很小，无论

驱替压差大小，注入水都会优先进入较大的裂缝并以较快的速度发生水窜，将部分孔隙和微裂缝中的气体封闭起来，降低了主裂缝的补给能力和气相渗透率，使实际气藏的采气速度和采出程度降低。

### 2.2.3 卡断形成的封闭气

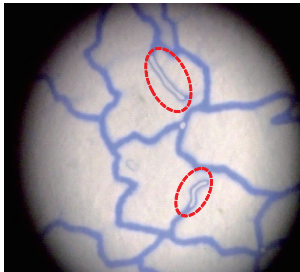
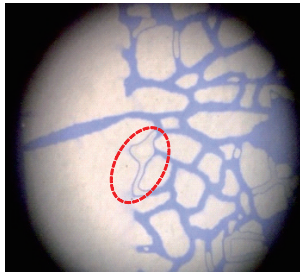

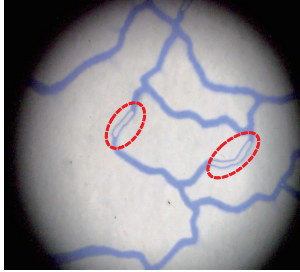
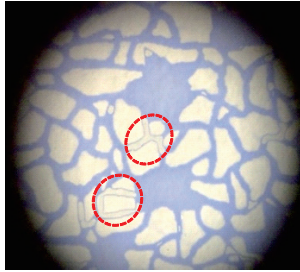

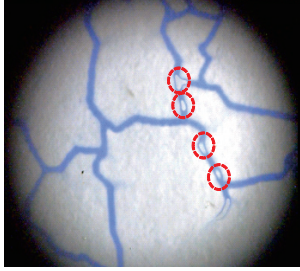
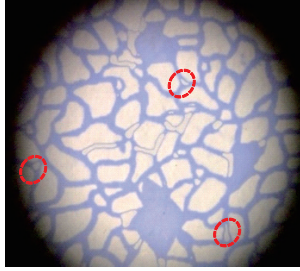




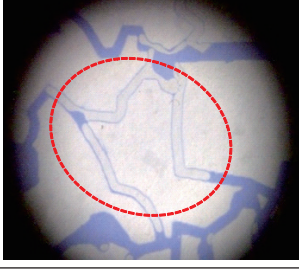
实验结果表明，卡断形成的封闭气以不连续气泡或气柱的形式分布在孔道或裂缝中央(表1)，造成这种形式封闭气的原因是贾敏效应。贾敏效应又称气阻效应，由于地层孔隙结构复杂，渗流通道尺寸存在较大差异，当气泡或者油滴通过细小孔隙喉道或裂缝褶皱变形部位时，由于通道的前后半径差使得气泡或油滴两端的弧面毛细力表现为阻力，若要通过半径较小的通道必须拉长并改变自身形状，这种变形将消耗部分能量，从而减缓和限制气泡或油滴的运动，增加额外的阻力，这种阻力实质是一种微毛细力效应。对于孔隙型和孔洞型模型，当气水两相流经狭窄喉道时，贾敏效应的存在会产生附加阻力；同时由于模型亲水，水相在喉道处使水膜增厚，易产生水锁现象，使喉道直径进一步缩小，加剧了贾敏效应，增大了气相流动阻力，连续流动的气相必须收缩变形才能通过喉道。但是气泡的收缩变形需要消耗自身能量，而原有能量只能使气泡前端分离出来，形成小泡先行通过，其余部分只能滞留在喉道处，等待与后续气泡碰撞聚能后，才能再次通过。而对于裂缝型和缝洞型模型，在比较粗糙的裂缝表面或者裂缝褶皱变形部位，同样会因为贾敏效应使连续流动的气体发生卡断形成封闭气柱或封闭气泡。实验结果表明，可以通过提高驱替压差来增大水动力的方法采出卡断封闭气，也可以通过降低模型出口压力的方法使卡断封闭气发生膨胀和聚集，利用自身的膨胀能力将其采出。

### 2.2.4 “H型”孔道形成的封闭气

在孔隙型或孔洞型模型中还会形成“H型”孔道

表 1 水驱气过程封闭气形成方式分类

Table 1 Classification of confined gas in the process of water displacing gas

封闭气形成方式	裂缝型模型	孔洞型模型	缝洞型模型
盲端、角隅形成的封闭气			
绕流形成的封闭气			
卡断形成的封闭气			
“H型”孔道形成的封闭气	无		无
“哑铃型”通道形成的封闭气	无	无	
微裂缝缝网形成的封闭气		无	

封闭气(表 1)。该种类型封闭气形成的主要机理有两方面:一方面是由于水的毛管指进优先通过孔隙的两条“边路”向前突破,从而绕过了连接两条“边路”的“桥”;另一方面是由于当水突破后,水会进一步依靠模型的亲水性进入“H型”孔道的“桥”,压缩“桥”上的气体形成封闭气。此类封闭气也可以通过两种方法将其采出:一是通过降低气藏压力使“桥”上的气体膨胀到“边路”上,在水动力的作用下被带出;二是通过增加驱替压差来打破两条“边路”的压力平衡,从而使“桥”上的气体采出。“H型”孔道形成的封闭气是绕流的一种特殊形式。

### 2.2.5 “哑铃型”通道形成的封闭气

在缝洞型模型中会形成一种独特的“哑铃型”通道封闭气(表 1)。该种类型封闭气的形成主要是由于注入水进入溶洞时,会优先充填溶洞空间,同时将气体沿出口端裂缝驱出,当仅有一条裂缝同时作为 2 个溶洞的出口通道时,两部分气体会同时向裂缝内压缩形成封闭气。由于裂缝两端溶洞内的水体能量较大,很难通过改变驱替压差的途径将这部分封闭气采出。

### 2.2.6 微裂缝缝网形成的封闭气

对于裂缝型和缝洞型模型,会在微裂缝缝网中封闭一部分气柱(表 1)。这是由于大裂缝具有更高的导流能力和极低的毛管阻力,注入水会优先进入大裂缝并以较快的速度突破,这使得被大裂缝切割的微裂缝被水包围,堵塞了气流通道,使原本统一的压力系统被分割成多个,在微裂缝处形成“气死区”<sup>[9]</sup>。该部分封闭气只能通过降低模型出口压力,利用自身的膨胀能力进入主裂缝后被采出。6 种类型封闭气的形成机理与主要影响因素如表 2 所示。

## 2.3 水驱气实验气水分布定量表征与开发建议

水驱气实验模拟的是有水气藏在开发过程中水侵入对气井生产规律的影响,对实验过程中不同模型的气水分布进行定量表征对该类气藏的有效开发具有指导意义。由于气水两相微观渗流可视化实验持续时间很短,期间很难对不同时刻的出气量和出水量进行计量,也很难利用常规方法对不同时刻下模型内的气水分布进行定量表征。为了解决这一问题,决定采用 ImageJ 灰度分析法,首先利用视频处理软件截取水驱气视频中不同时刻下的可视化图像,并利用 Photoshop 软件进行预处理,主要是对图像的亮度进行均匀调整。在此基础上利用 ImageJ 软件的图像识别功能对图像的灰度值进行区分,通过调整阈值先识别出模型初始条件下的储集空间和玻璃颗粒,再统计像素点求出储集空间所占的总面积,进而计算出孔隙度。之后利用 Photoshop 软件区分不同时刻下的气水分布,分离出注入水,最后再利用 ImageJ 软件计算含水饱和度和含气饱和度。

通过 ImageJ 灰度分析法得到的裂缝型、孔洞型和缝洞型模型在不同时刻下的含气饱和度如图 8 所示。裂缝型模型由于存在裂缝这一高渗通道,水驱气初期产气速度很快,含气饱和度快速下降,此时驱替的都是裂缝和大孔道中的气体,同时水窜现象严重,无水采收期较短,无水采出程度较低,只有 51.3%。模型见水后被裂缝和大孔道封锁的低渗区域内气体很难被采出,封闭气大部分分布在盲端、角隅处以及微裂缝缝网内,最终采出程度只有 63.5%。为了提高裂缝型储层的采出程度,在进行气井配产时需要严格控制生产压差,不仅能减缓水侵速度,延长无水采收期,还

表 2 封闭气主要影响因素及形成机理

Table 2 Influencing factors and forming mechanisms of trapped gas

封闭气类型	主要影响因素	形成机理
盲端、角隅处封闭气	通道连通性	无有效通道沟通,气体被压缩封闭
绕流形成封闭气	毛细管力 驱替压力	驱替压差较低,毛细管力为动力,驱替小孔道,封闭大孔道;驱替压差较高,驱替压力为动力,驱替大孔道,封闭小孔道
卡断形成封闭气	贾敏效应	喉道狭窄,贾敏效应产生附加毛管阻力;喉道处水膜增厚,产生水锁现象,缩小喉道直径,加剧贾敏效应,增大气流阻力
“H型”孔道处封闭气	毛细管力	毛管指进优先通过孔隙两条“边路”向前突破;水依靠模型亲水性进入“H型”孔道的“桥”,压缩“桥”上的气体形成封闭气
“哑铃型”通道处封闭气	通道连通性	一条裂缝同时作为两个溶洞的出口通道,两部分气体同时向裂缝内压缩形成封闭气
微裂缝缝网处封闭气	毛细管力	大裂缝毛管阻力极低,水优先突破后封隔微裂缝形成“死气区”

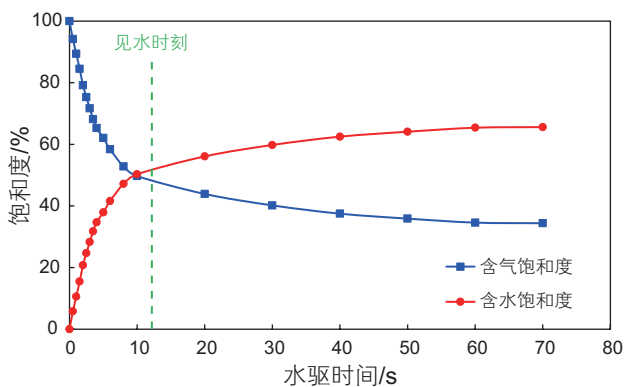


可以提高波及效率。而在气井见水后,可以采取逐级降低生产压差的方式,使盲端、角隅和微裂缝网内的封闭气发生膨胀后重新占据优势渗流通道,在后续水动力的作用下被驱出;同时也要避免关井复压操作,以免这部分封闭气彻底被压死。

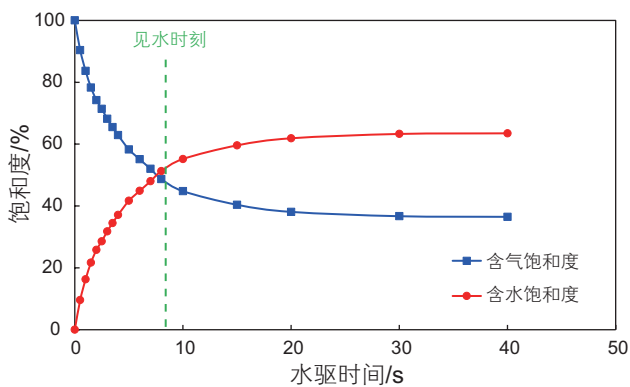
孔洞型模型由于渗流通道较小,渗流阻力较大,孤立的溶洞主要在局部影响水侵的流动规律,而整体水侵前缘推进和孔隙型储层类似,近似均匀推进,因

此溶洞的存在主要为气藏提供了储集空间,对整体水侵前缘的推进影响不大,这使得初期产气速度相对较慢,无水采收期较长,无水采收程度较高,达到65%,模型见水后主要形成绕流、卡段形式的封闭气,采出程度最终为68.4%。为了提高孔洞型储层的采出程度,建议采用逐级加压的方式进行开发,既可以在低压差时利用毛管力采出小孔道中的气体,又可以在高压差时利用水动力采出因绕流封闭在大孔道中的气体,还可以使卡断形成的封闭气泡聚能克服贾敏效应,使得采出程度进一步提高。

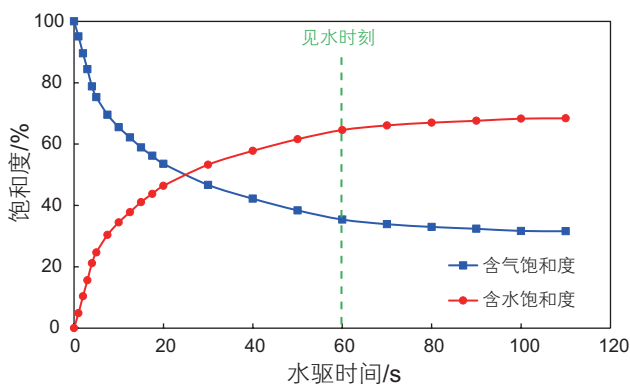
对于缝洞型模型,气水饱和度变化规律与裂缝型模型相似,因此封闭气类型与开发方式也与裂缝型模型相同。水体会沿着裂缝快速向前推进,通过溶洞时由于其较大的储气空间减缓了水侵的进度,这使得无水采出程度和最终采出程度较裂缝型高一些,无水采收期也稍长一些。



(a)裂缝型模型气水饱和度分布曲线



(b)孔洞型模型气水饱和度分布曲线



(c)缝洞型模型气水饱和度分布曲线

图8 水驱气实验气水饱和度分布曲线

Fig. 8 The saturation distribution curves of water and gas in water displacing gas experiment

### 3 气驱水实验结果与分析

#### 3.1 气驱水微观渗流机理

气驱水实验主要用来模拟气藏的形成过程和地层水的流动过程,对于本文研究的3类微观模型,由于表面张力和毛细管力的共同作用,在饱和水过程中水会优先占据大通道壁面和细小孔喉,最终完全充满裂缝、溶洞、孔隙与喉道,但在盲端和角隅处只能部分饱和(图9(a)、图10(a)与图11(a))。

##### 3.1.1 裂缝型模型气驱水微观渗流机理

在气驱水实验中,气体的性质决定了其能够进入极小空间进行驱替。对于裂缝型模型,气体很快便将裂缝中间部位的水驱出(图9(b)),随后将裂缝褶皱、角隅、盲道等位置的水驱出(图9(c))。在气驱水的后期,随着气体不断注入,带走裂缝壁面上的残余水,使水膜逐渐变薄,并在裂缝交叉处汇聚成水珠被驱出,最后仅在裂缝壁上留下一层薄薄的水膜(图9(d)),可以通过增大驱替压差的方式使该部分残余水膜进一步变薄。

##### 3.1.2 孔洞型模型气驱水微观渗流机理

对于孔洞型模型,气体进入后首先沿优势通道快速推进,随着注气量的增多,气体逐渐占据大部分孔道空间,并将其中大部分水驱出(图10(b))。当气体流经溶洞时,会先在溶洞水体外围形成一圈细小的气流通道,并随着气体的进入逐渐扩大通道,将边部水驱出,最终在溶洞中央形成一个相对圆润的水体团,当水体团被驱替到一定程度后,形状不再发生变化,此

时气体无法再将水体团驱出(图 10(c))。气驱水后期,注入的气体将孔隙壁上的水膜聚集,当达到一定厚度时被驱替而出,最终在细长孔道处、狭窄喉道处和溶洞中部形成残余水(图 10(d))。

3.1.3 缝洞型模型气驱水微观渗流机理

在缝洞型模型气驱水开始后,气体迅速将裂缝中部的的水驱出,形成气流通道(图 11(b))。当气体流经溶洞时,会优先驱替溶洞外围的水,形成气体的渗流通道,并把中部的水体包围起来(图 11(c))。随着气体的不断注入,不断剥蚀中部水体,并在出口裂缝处汇聚成水珠后被驱出,使溶洞内水体逐渐缩小至一定程度后不再发生变化,形成残余水团,也有一部分溶洞由于被多条裂缝沟通,水被全部驱出,仅在孔洞壁上形成束缚水膜(图 11(d))。

3.2 气驱水残余水形成机理

3.2.1 孔道、裂缝壁面上的残余水膜

对于裂缝型和缝洞型模型,裂缝是主要的渗流通道。气驱水过程中,裂缝中的水首先被驱出,由于毛管阻力很小,残余水主要以“薄水膜”形式赋存在连通性较差的裂缝壁面(图 12(a)),对气相渗流影响较小。而对于孔洞型模型,孔道中的残余水在高毛管力

的作用下,以“厚水膜”形式赋存,残余水饱和度较高,这会使得气相渗流通道变窄并增大流动阻力,要将此种类型残余水驱替出需要较大的驱替压差和较长的驱替时间。

3.2.2 溶洞中部的残余水团

溶洞中部的残余水是孔洞型和缝洞型模型中残余水的主要形式之一。这是因为当气体流经溶洞时,会优先沿溶洞水体外围突破,形成并逐渐拓宽渗流通道,剥蚀中部水体并在出口通道处汇聚成水珠后被驱出。当水体团被驱替到一定程度后,优势渗流通道已经完全形成,此时形状不再发生变化,滞留在溶洞中部形成残余水(图 12(b)),该部分残余水可以通过增大驱替压差的方式将其驱出。

3.2.3 狭窄喉道处、狭长孔道处的残余水柱

由于残余水在喉道处受到的毛管阻力非常大,在气驱水过程中容易发生卡断,以“水柱”的形式滞留在整个喉道处(图 12(c)),堵塞渗流通道,这也是储层发生水侵后气相渗透率大幅下降的主要原因。在多条孔道同时存在的情况下,狭长孔道的毛管阻力比较宽、较短的孔道要大得多,需要耗费较多的能量才能将水驱出,所以在狭长孔道处也容易形成残余水。3 种类型残余水的形成机理与影响因素如表 3 所示。

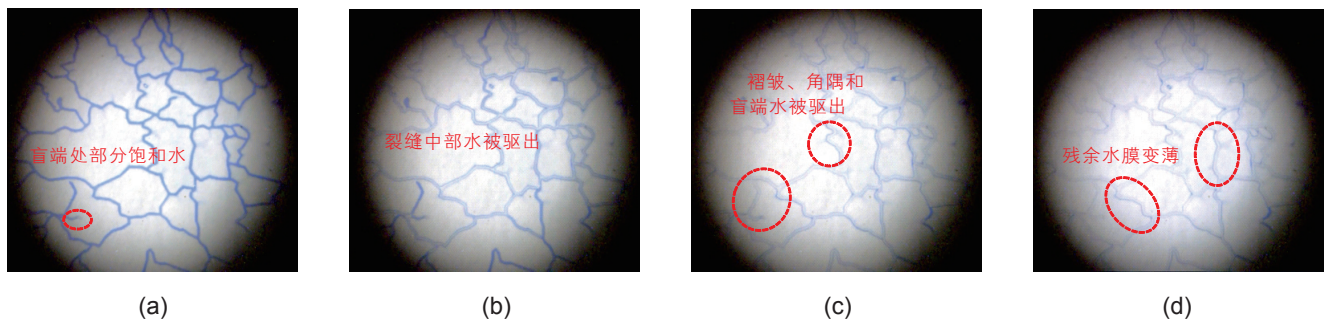


图 9 裂缝型模型气驱水过程

Fig. 9 The gas displacing water process for the fracture type model

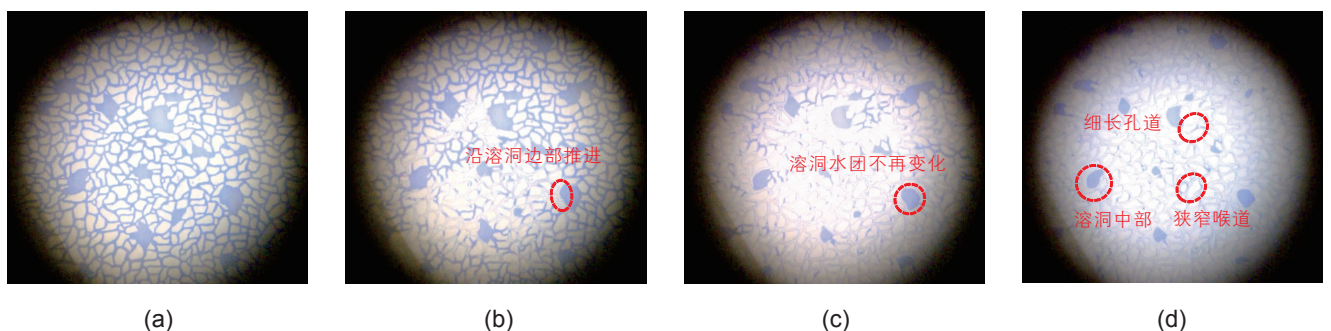


图 10 孔洞型模型气驱水过程

Fig. 10 The gas displacing water process for the hole type model

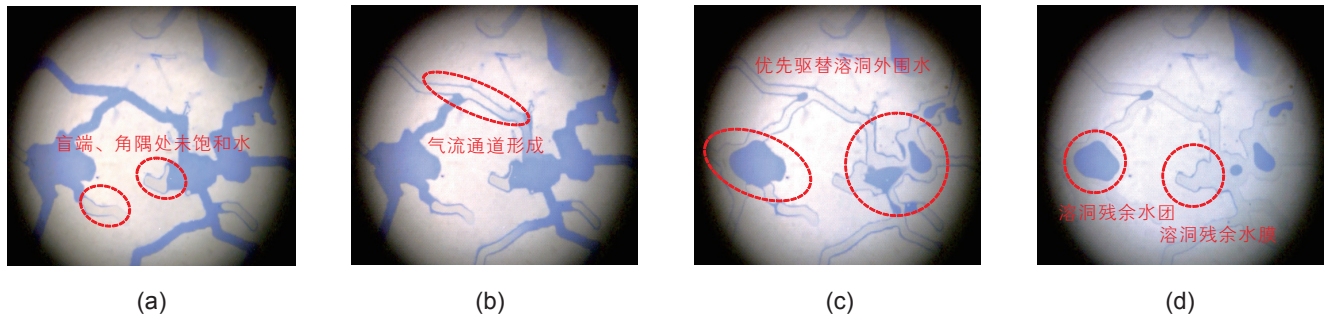


图 11 缝洞型模型气驱水过程

Fig. 11 The gas displacing water process for the fracture-cave type model

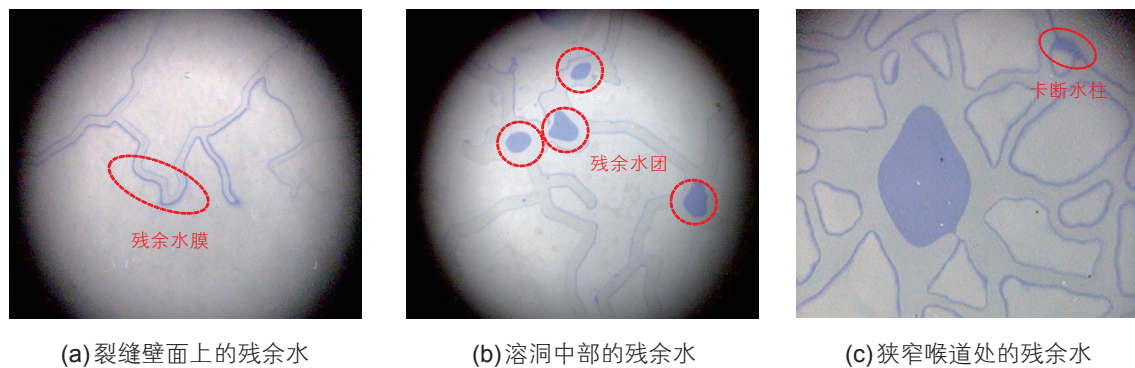


图 12 气驱水实验残余水形成模式

Fig. 12 The formation mode of residual water in gas displacing water experiment

表 3 残余水主要影响因素及形成机理

Table 3 Influencing factors and forming mechanisms of irreducible water

残余水类型	影响因素	形成机理
孔道壁上残余水膜	毛细管力	流动通道窄, 毛管阻力大, 束缚水膜较厚
裂缝壁上残余水膜	毛细管力	流动通道宽, 毛管阻力小, 束缚水膜较薄
溶洞中部残余水团	驱替压力	溶洞尺寸大, 毛管力可忽略; 驱替压差越大, 残余水团越小
狭窄喉道处残余水柱	贾敏效应	喉道尺寸小, 毛管阻力极大, 贾敏现象严重, 卡断形成水柱
狭长孔道处残余水柱	毛细管力	孔道狭长细小, 毛管阻力大, 驱替压力不足, 滞留形成水柱

## 4 结论

(1) 通过将岩心 CT 扫描技术与激光刻蚀技术相结合, 以四川盆地震旦系储层中的裂缝型、孔洞型和缝洞型 3 类碳酸盐岩岩心 CT 扫描图像为模板, 设计并研制了 3 类岩心的激光刻蚀透明仿真模型, 实现了对实际储层中孔、缝、洞分布的精准刻画。通过开展气水两相微观渗流实验, 得到了 3 类模型水驱气、气驱水过程中的微观可视化图像, 并通过进一步分析得到了缝洞型碳酸盐岩储层气水两相渗流过程中的机理与特征规律。

(2) 通过水驱气可视化实验发现, 绕流、卡断、盲端和角隅处形成的封闭气普遍存在于裂缝型、孔洞型和缝洞型 3 类模型中。“H 型”孔道形成的封闭气只存在于孔洞型模型中, “哑铃型”通道形成的封闭气只存在于缝洞型模型中, 而微裂缝网形成的封闭气存在于裂缝型和缝洞型 2 类模型中。上述形式的封闭气通过改变驱替压差或降低出口压力的方法只能部分采出。

(3) 通过气驱水可视化实验发现, 孔道、裂缝壁面上的束缚水膜, 溶洞中部的圆润水团, 狭窄喉道处的卡断水柱和狭长孔道处的滞留水柱是 3 类模型残余水的主要形式, 这些形式的残余水均可通过增大驱替压差的方法部分采出。

(4)通过ImageJ灰度分析法对气驱水实验不同时刻下的气水分布进行了定量表征。研究表明,裂缝型模型水窜最严重,无水采收期最短,无水采出程度和最终采出程度最低。缝洞型模型由于存在溶洞减缓了水侵的进度,使得采出程度稍高于裂缝型模型。孔洞型模型由于渗流阻力最大,水驱前缘推进均匀,无水采收期最长,无水采出程度和最终采出程度也最高。

## 参考文献

- [1] 彭松,郭平.缝洞型碳酸盐岩凝析气藏注水开发物理模拟研究[J].石油实验地质,2014,36(5):645-649.[PENG S, GUO P. Physical simulation of exploiting fractured-vuggy carbonate gas condensate reservoirs by water injection[J]. Petroleum Geology & Experiment, 2014, 36(5): 645-649.]
- [2] 李阳.塔河油田碳酸盐岩缝洞型油藏开发理论及方法[J].石油学报,2013,34(1):115-121.[LI Y. The theory and method for development of carbonate fractured-cavity reservoirs in Tahe oilfield[J]. Acta Petrolei Sinica, 2013, 34(1): 115-121.]
- [3] 高树生,刘华勋,任东,等.缝洞型碳酸盐岩储层产能方程及其影响因素分析[J].天然气工业,2015,35(9):48-54.[GAO S S, LIU H X, REN D, et al. Deliverability equation of fracture-cave carbonate reservoirs and its influential factors[J]. Natural Gas Industry, 2015, 35(9): 48-54.]
- [4] 贾爱林,闫海军.不同类型典型碳酸盐岩气藏开发面临的问题与对策[J].石油学报,2014,35(3):519-527.[JIA A L, YAN H J. Problems and countermeasures for various types of typical carbonate gas reservoirs development[J]. Acta Petrolei Sinica, 2014, 35(3): 519-527.]
- [5] 邹才能,杜金虎,徐春春,等.四川盆地震旦系一寒武系特大型气田形成分布、资源潜力及勘探发现[J].石油勘探与开发,2014,41(3):278-293.[ZHOU C N, DU J H, XU C C, et al. Formation, distribution, resource potential and discovery of the Sini-an-Cambrian giant gas field, Sichuan Basin, SW China[J]. Petroleum Exploration & Development, 2014, 41(3): 278-293.]
- [6] 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(增刊1):122-125.[ZHOU K M, LI N, ZHANG Q X, et al. Experimental research on gas-water two phase flow and confined gas formation mechanism[J]. Natural Gas Industry, 2002, 22(Supplement 1): 122-125.]
- [7] 吴建发,郭建春,赵金洲.裂缝性地层气水两相渗流机理研究[J].天然气工业,2004,24(11):85-87.[WU J F, GUO J C, ZHAO J Z. Study on gas-water two phase percolation mechanism for fractured formation[J]. Natural Gas Industry, 2004, 24(11): 85-87.]
- [8] 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.[ZHU H Y, ZHOU J, WAN Y J, et al. Microscopic mechanism study of gas-water flow in porous media[J]. Petroleum Geology & Experiment, 2004, 26(6): 571-573.]
- [9] 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.[LI D W, ZHANG L H, ZHOU K M, et al. Gas-water two-phase flow mechanism in visual microscopic poremode[J]. Journal of China University of Petroleum, 2008, 32(3): 80-83.]
- [10] 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 H C, ZHONG B, LI X P, et al. Studies on water invasion mechanism of fractured-watered gas reservoir[J]. Natural Gas Geoscience, 2012, 23(6): 1179-1184.]
- [11] 胡勇,邵阳,陆永亮,等.低渗气藏储层孔隙中水的赋存模式及对气藏开发的影响[J].天然气地球科学,2011,22(1):176-181.[HU Y, SHAO Y, LU Y L, et al. Experimental study on occurrence models of water in pores and the influencing to the development of tight gas reservoir[J]. Natural Gas Geoscience, 2011, 22(1): 176-181.]
- [12] 鄢友军,陈俊宇,郭静姝,等.龙岗地区储层微观颗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.[Yan Y J, CHEN J Y, GUO J S, et al. A visualized experiment on gas-water two-phase seepage through oolitic reservoirs in the Longgang Gas Field, Sichuan Basin[J]. Natural Gas Industry, 2012, 32(1): 64-66.]
- [13] 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),2013,35(4):139-144.[CHEN Z H, XIE Y T, DENG Y. Experiment of microscopic displacement of gas and water in loose sandstone gas reservoir of Sebei[J]. Journal of Southwest Petroleum University (Science & Technology Edition), 2013, 35(4): 139-144.]
- [14] 方飞飞,李熙喆,高树生,等.边、底水气藏水侵规律可视化实验研究[J].天然气地球科学,2016,27(12):1-7.[Fang F F, LI X Z, GAO S S, et al. Visual simulation experimental study on water invasion rules of gas reservoir with edge and bottom water[J]. Natural Gas Geoscience, 2016, 27(12): 2246-2252.]
- [15] 高树生,胡志明,刘华勋,等.不同岩性储层的微观孔隙特征[J].石油学报,2016,37(2):248-256.[GAO S S, HU Z M, LIU H X, et al. Microscopic pore characteristics of different lithological reservoirs[J]. Acta Petrolei Sinica, 2016, 37(2): 248-256.]
- [16] 王家禄,高建,刘莉.应用CT技术研究岩石孔隙变化特征[J].石油学报,2009,30(6):887-893.[WANG J L, GAO J, LIU L. Porosity characteristics of sandstone by X-ray CT scanning system[J]. Acta Petrolei Sinica, 2009, 30(6): 887-893.]
- [17] RENG D M, ZHANG L H, ZU S Q. Study on transportation numerical simulation of coalbed methane reservoir[J]. Journal of Hydro-

dynamics (Series B), 2003, 15(6): 63–67.

- [18] ZHANG L H, FENG G Q, LI X P, et al. Water breakthrough simulation in naturally fractured gas reservoirs with water drive[J]. Journal of Hydrodynamics (Series B), 2005, 17(4): 466–472.
- [19] CIESLINSKI J T, MOSDORF R. Gas bubble dynamics-experiment and fractal analysis [J]. International Journal of Heat & Mass Transfer, 2005, 48(9): 1 808–1 818.

## Visual experimental investigation of gas-water two phase micro seepage mechanisms in fracture-cavity carbonate reservoirs

WANG Lu<sup>1</sup>, YANG Shenglai<sup>1</sup>, LIU Yicheng<sup>2</sup>, WANG Yunpeng<sup>1</sup>, MENG Zhan<sup>1</sup>, HAN Wei<sup>1</sup>, QIAN Kun<sup>1</sup>

*1 State Key Laboratory of Petroleum Resource and Engineering, China University of Petroleum-Beijing, Beijing 102249, China*

*2 Exploration and Development Research Institute of Southwest Oil & Gas Field Company, PetroChina, Chengdu 610041, China*

**Abstract** Most fracture-cavity carbonate reservoirs in the Sichuan Basin are water-bearing gas reservoirs and the gas-water two phase seepage mechanism is complex. However, the existing visual micromodels of gas-water two phase micro seepage are based on an ideal porous structure or casting sheet image, which cannot describe the distribution of pores, fractures and cavities in actual reservoirs. In addition, the research into mechanism is focused on the pore type and fracture type reservoirs, and there is a lack of the understanding of the cavity type and fracture-cavity type reservoirs. By combining the CT scanning technology and laser etching techniques, the CT scan images of fracture type, cavity type and fracture-cavity type carbonate cores in the Sinian system of the Sichuan Basin are used as the template to design and develop the three types of visual micromodels. Then the mechanism of gas-water two phase micro seepage and the formation mechanisms of trapped gas and irreducible water were studied. The quantitative characterization of gas-water distribution was also obtained by the gray scale analysis. The results show that the seepage mechanisms of three models are different in process of gas flooding and water flooding. The trapped gas caused by circumfluence, cut off phenomenon and blind corners is prevalent in three types of models. In addition, the special trapped gas is also remains in “H” channels, “dumbbell-shaped” channels and micro-fracture channels. The irreducible water films on the channel walls, the round water group in the middle of the cavities, the water columns into the narrow throats are the main forms of residual water. The fracture type model has the most serious water channeling phenomenon, the shortest water-free production period and the lowest recovery efficiency, while the cavity type model has a uniform water drive front, the longest water-free production period and the highest recovery efficiency. This study provides an accurate description of gas-water two phase micro-seepage mechanisms of different formations in fracture-cavity carbonate reservoirs. This provides a theoretical basis for the efficient development of similar gas reservoirs.

**Keywords** fracture-cavity carbonate reservoirs; gas-water two-phase flow; visual micromodels; trapped gas; irreducible water; gray intensity analysis

doi: 10.3969/j.issn.2096-1693.2017.03.034

(编辑 马桂霞)