

# 缝洞型油气藏物理模拟试验方法研究

贾 虎<sup>1,2</sup> 蒲万芬<sup>1,2</sup> 廖 然<sup>1,3</sup> 袁成东<sup>2</sup> 汤柏松<sup>2</sup> 赵若锟<sup>2</sup>

(1. 油气藏地质与开发工程国家重点实验室(西南石油大学),四川 成都 610500;2. 西南石油大学 石油工程学院,四川 成都 610500;3. 西南石油大学 化学化工学院,四川 成都 610500)

**摘 要:**在钻完井、调剖堵水、重复压裂等各种工艺措施实施前,一般都要在室内对各种工作流体进行物理模拟试验来评价其应用性能,以完善工作液的配方和施工工艺,而裂缝性油气藏裂缝的产状、开度、方位等参数对工程实施效果有直接影响。因此,在室内对岩心造缝使之能更真实地模拟地层显得尤为重要。介绍了各种岩心造缝方法,分析了各自的优缺点,最后结合建立碳酸盐岩缝洞型油气藏物理模型的难点,提出了一种新颖的缝洞微观物理模型,并进行了微观物理模拟试验,结果表明,该模型可较好地描绘凝胶堵水后水驱残余油的动态过程,这对认识缝洞性油气藏的封堵机理和研究水驱提高采收率的机理具有一定的指导意义。

**关键词:**缝洞型油气藏;物理模拟;剖面调整;堵水;提高采收率  
**中图分类号:**TE344   **文献标识码:**A   **文章编号:**1001-0890(2010)06-0102-07

## Vuggy-Fractured Carbonate Reservoirs Physical Simulation Methods

Jia Hu<sup>1,2</sup> Pu Wanfen<sup>1,2</sup> Liao Ran<sup>1,3</sup> Yuan Chengdong<sup>2</sup> Tang Baisong<sup>2</sup> Zhao Ruokun<sup>2</sup>

(1. *State Key Laboratory of Oil and Gas Reservoir Geology and Exploration, Southwest Petroleum University, Chengdu, Sichuan, 610500, China*; 2. *School of Petroleum Engineering, Southwest Petroleum University, Chengdu, Sichuan, 610500, China*; 3. *School of Chemistry and Chemical Engineering, Southwest Petroleum University, Chengdu, Sichuan, 610500, China*)

**Abstract:** Generally the fluids were evaluated in laboratory to evaluate its application performance to improve the liquid formulation and implementation technology before well drilling and well completion, profile control and water plugging and hydraulic fracturing. For fractured reservoirs, the fracture configuration, aperture and direction would directly affect treatment results; therefore it is important to create artificial fractures which can simulate formation realistically. This paper introduced a variety of methods on how to create artificial fractures and analyzed their advantages and disadvantages. A micro-physical model of carbonate reservoir with fractures and cavities was proposed considering the difficulties of building a physical model, and the micro-physical simulated experiments were conducted. The experiment results indicated that this model can effectively display the dynamic flooding procedure after gel injection. It can provide the guidance on fractured vuggy reservoir blocking mechanism and oil recovery mechanism with water flooding.

**Key words:** fractured-vuggy reservoir; physical analog; profile control; water shutoff; enhance oil recovery

缝洞型油气藏的高效开发一直是国内外学者研究的重点, T. Babadagli<sup>[1-2]</sup> 研究了表面活性剂和聚合物溶液在裂缝性油藏中靠毛管自吸提高采收率的规律,采用均匀劈开法在岩心中造缝,用环氧树脂密封岩心不同部位模拟边界条件来评价顺流和对流自吸对采收率的影响; R. S. Seright<sup>[3]</sup> 用醋酸铬/部分水解聚丙烯酰胺凝胶体系,对不同宽度的裂缝岩心进行了堵水评价试验,结果表明凝胶的耐冲刷性随

收稿日期:2009-11-12; 改回日期:2010-10-25  
基金项目: 国家科技重大专项“大型油气田及煤层气开发”之专题“碳酸盐岩缝洞型油气藏控水及堵水技术应用”(编号:2008ZX05049-05-03)部分研究内容  
作者简介: 贾虎(1983—),男,湖北武汉人,2006年毕业于长江大学石油工程专业,2009年获西南石油大学油气井工程专业硕士学位,在读博士研究生,主要从事提高采收率理论与技术、完井工程与储层保护方面的研究。  
联系方式:15902825270, tiger-jia@163.com

着裂缝宽度的减小而显著增加;S. A. Shedi<sup>[4]</sup>研究了有裂缝和无裂缝碳酸盐岩岩心水驱和聚合物驱采收率的规律特征,结果表明:无裂缝的岩心水驱采收率最高,但水驱后进行聚合物驱时,有裂缝岩心的采收率比无裂缝岩心的高;对于有裂缝的岩心,随着裂缝倾角的增大,水驱和聚合物驱采收率都呈递减趋势,倾角为 0°的水平裂缝岩心其水驱采收率较高,倾角为 30°的裂缝其聚合物驱采收率较高,倾角为 90°的裂缝其水驱和聚合物驱采收率都较低。因此,在不同的试验目的下,应该认真研究各种岩心物理模拟方法,从而更好地为缝洞型油气藏各种工艺措施的顺利实施提供一定的理论依据。

## 1 各种造缝方法

对于裂缝性油气藏,有填砂管模拟裂缝和岩心造缝两种方法;从岩心造缝的特点来看,有均匀缝和非均匀缝。选择造缝方法的依据是岩心的材质和试验目的。

### 1.1 均匀劈开法

#### 1.1.1 制作方法

用切割机将岩心切成对等的两半,根据所需的裂缝开度,用中间垫片厚度或者填砂的直径模拟裂缝宽度或计算宽度,应根据岩心材质、物性(致密程度、天然岩心或人造岩心)以及试验目的有区别地造缝或充填。

R. S. Seright<sup>[3]</sup>将岩心沿纵向切成两半来模拟宽度为 0.5、1.0、2.0、4.1 mm 的裂缝(未提及任何充填)评价了凝胶的堵水性能;S. Salimi 等人<sup>[5]</sup>研究了低渗裂缝性砂岩钻井中的钻井液动态污染,采用的方法是先测定岩心基质的液体渗透率,同样再沿岩心轴线将其劈成对等两半,不用任何充填,在夹持器中选择合适的围压表征裂缝的宽度,结合前后测得的渗透率来计算实际裂缝宽度,计算出的裂缝宽度为 3.49~14.70 μm。计算公式为:

$$K_f = \frac{h_f W_f^3}{12A} \quad (1)$$

式中: $K_f$  为裂缝的有效渗透率,cm<sup>2</sup>;A 为岩心横截面面积,cm<sup>2</sup>;h<sub>f</sub> 为裂缝的长度,cm;W<sub>f</sub> 为裂缝的宽度,cm。

将  $A = \frac{\pi D^2}{4}$ 、 $h_f = D$  代入式(1),则计算公式为:

$$K_f = \frac{W_f^3}{3\pi D} \quad (2)$$

式中,D 为岩心的外径,cm。

$$K_t = K_m + K_f \quad (3)$$

式中: $K_t$  为岩心造缝后的渗透率,cm<sup>2</sup>;K<sub>m</sub> 为基质渗透率,cm<sup>2</sup>。

M. Simjoo<sup>[6]</sup>评价凝胶在裂缝岩心中的堵水性能时,采用的是长度为 11.5 cm、直径为 6.5 cm 的大尺寸岩心,也是将其对等切割成两半,所不同的是,中间放入 1.0 mm 垫片来模拟 1.0 mm 宽度的纵向裂缝,为了防止岩心夹持器内表面的边界流动,在岩心夹持器中对边界施加了一定的围压。

值得一提的是:对于微一小裂缝,应该用生胶带将岩心包裹严实,避免加围压后,岩心夹持器中胶套受力不均导致侧面不均质的岩心损伤或破裂。

#### 1.1.2 优点

1) 可以很好地模拟天然微裂缝。劈开后不用充填,为防止裂缝边界流,在夹持器上加不同围压让裂缝有不同的压实程度,显得更紧密些,通过造缝前后渗透率的情况可以计算出裂缝有效宽度 W<sub>f</sub>。该方法一般可以模拟 0.01~15.00 μm 的微裂缝。可用于钻完井中裂缝性储层的工作液漏失机理分析和各种堵剂性能评价试验。

2) 可以模拟宽度 1~2 mm 的稍大裂缝。用垫片或者一定粒径的石英砂稀疏充填在裂缝中,用垫片厚度或石英砂直径来粗略地模拟裂缝宽度。

3) 对于微裂缝岩心可以有效评价工作液对基质的伤害情况。微裂缝由于其渗流空间不大,“优势通道”不如较大裂缝明显,所以流体在注入过程中对微裂缝和基质的流入分配较为合理。

#### 1.1.3 缺点

1) 充填的垫片或者填砂不能真实地反映实际裂缝情况。由于室内要模拟一定宽度裂缝时一般都要充填相应厚度的填充物,但天然裂缝中大都没有填充物(或者很少),如果填充物(如石英砂)强度不够,在高围压下裂缝的开度会减小以致形成微裂缝,这样就不够真实。

2) 基质伤害评价不够真实。对于大裂缝(>5 mm),由于裂缝沿着侧面一直延展到岩心底端,以石英砂充填为例:假设砂分布密度不大,流体在注入或动态污染时,由于开度较大的裂缝渗流阻力小,而基质中渗流阻力大(特别是对于致密岩心),流体难

以进入基质,这样势必使堵剂或工作液对基质的伤害评价产生较大误差。

3) 对于宽度较大的裂缝,不能用上述公式计算有效宽度,而只能用充填物直径来粗略表征。因为流体主要以管流状态从大裂缝流出,特别是对于特低渗透岩心,流体进入基质较少,液体渗透率主要反映的是裂缝渗透率,难以表征基质渗透率。

4) 难以实现理想的大裂缝充填。实验室一般用直径 2.5 cm、长度 7.0 cm 的岩心,对于裂缝宽度超过 5.0 mm,甚至 1.0 cm 以上的大裂缝(如重复压裂的裂缝或碳酸盐岩油气藏发育的缝洞),充填后岩心边界开度较大,一方面不容易放入岩心夹持器。另一方面较大的边界开度如果处理不当,围压低了会造成流体从胶套边界流出,围压高了,由于胶套受力不均易损害。

5) 工作液动态模拟评价不够真实。以深部调剖为例,均匀劈开所造裂缝的两边缘是平行的,反映的只是堵剂在一段很短裂缝中的流动;实际裂缝的延伸是有一定限度的,由于地应力的作用,人工压裂形成裂缝的开度一般从井筒延展到远处逐渐减小至消失,而地层水或注入水从注水井流入生产井过程中的顺序是:射孔孔眼及其裂缝—基质—地层裂缝尖端—裂缝和裂缝周围基质—生产井,如图 1 所示。通常,当用地层水评价封堵率时,并未考虑到裂缝的尖灭效应。

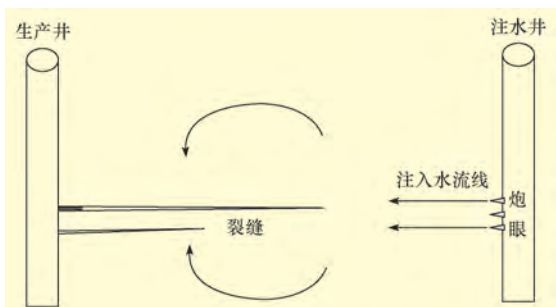


图1 注入水流经路线示意

Fig.1 Sketch of flowing path of injected water in fractured reservoirs

6) 高温下实施困难。在实验室内常用环氧树脂粘附耐砂砾充填岩心,但在高温( $>100\text{ }^{\circ}\text{C}$ )下长时间作业,环氧树脂的胶结性能难以得到保证。如果环氧树脂处于融化状态,往往会作为堵剂的一部分粘附在岩石颗粒表面,这样不利于评价堵剂的真实效果。

## 1.2 非均匀劈开法

对于致密的天然岩心,由于应力敏感性较强,可

用三轴岩石力学测试系统,采用径向拉伸和轴向压缩两种造缝方式(如图 2、图 3 所示)<sup>[7]</sup>。这两种方法造的裂缝不规则,较真实。但要模拟较宽的裂缝,依然需要充填,也存在明显的缺点。

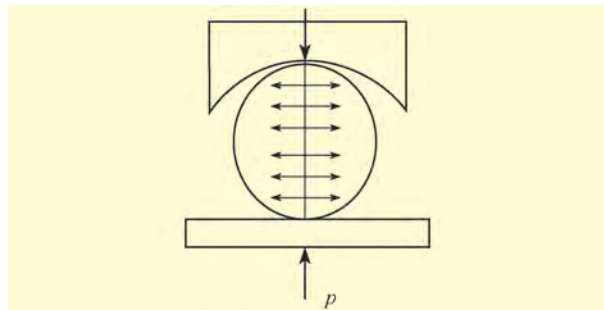


图2 径向拉伸缝示意

Fig.2 Sketch of fracture from radial tension

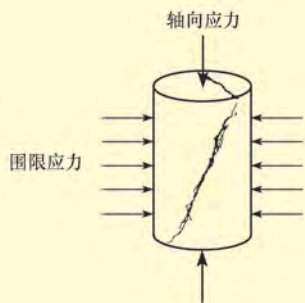


图3 轴向压缩造缝示意

Fig.3 Sketch of fracture from axial compression

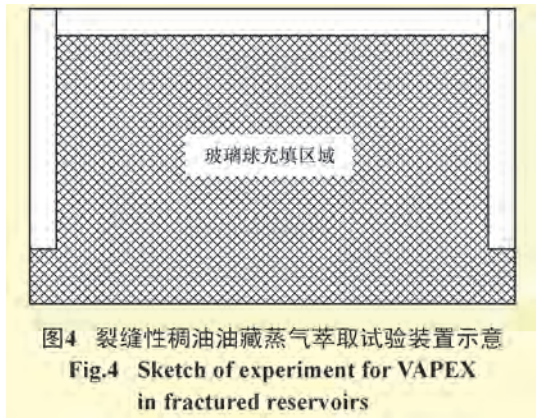
## 1.3 填砂管模拟裂缝

路群祥等人<sup>[8]</sup>针对新疆宝浪油田油藏具有高温、低渗裂缝发育的特点,通过大量的试验确定了凝胶体系的配方,但岩心封堵模拟试验只是单纯地将储层岩心粉碎,按不同比例混合装入填砂管,并未很好地体现出裂缝特征,这也进一步说明模拟裂缝存在一定的难度;谢全等人<sup>[9]</sup>将 60~80 目的筛网剪成两个长度和宽度与填砂管长度和直径相当的矩形,在两个筛网之间填入 40~60 目的石英砂,然后将两筛网边缘部分用少量的环氧树脂胶结好,再将胶结好的矩形筛网条放置在填砂管中间,填砂管两边用 100~4 120 目的石英砂充填好,中间的筛网条便形成了宽度为 0.45 mm 的裂缝。

R. Azin 等人<sup>[10]</sup>研究了裂缝性稠油油藏蒸气萃取过程(VAPEX)。他们在矩形填砂管充填直径为 1.0 mm 左右的玻璃球,用不锈钢片模拟裂缝。不锈钢片是经过射孔的,孔眼紧密地焊接在一起,钢片上面垫一层 100 目不锈钢筛网,以抑制玻璃球脱落充填进裂缝(如图 4 所示)。将上部相连的 3 条裂缝设为注入井,底部的裂缝作为生产井,VAPEX 装置



的最终渗透率为  $830\ \mu\text{m}^2$ ,孔隙度为  $39.5\%$ 。



充填填砂管可以很好地模拟一般的疏松砂岩，但由于受充填工艺限制，对于低渗-特低渗基质并不能很好地模拟；对于上述三种造缝方法，R. Azin 等人<sup>[10]</sup>的方法较为真实，用有一定强度的预开孔的钢片植入玻璃球中，再用筛网覆盖，模拟的裂缝不需要充填支撑；而谢全等人<sup>[9]</sup>的方法尽管充填了较大粒径的石英砂，但单纯的筛网强度不够，充填的砂砾便会较多，由于基质中的细砂和裂缝中粗砂的粒径不配伍，在纵向压力作用下筛网会发生严重变形，模拟的裂缝宽度并不等价于充填的粗砂粒径，因此该方法也存在着明显的缺点。

## 2 较大开度裂缝的造缝新方法

对于宽度大于  $5\ \text{mm}$  甚至超过  $10\ \text{mm}$  的极宽裂缝，用常规方法制作比较困难。以均匀劈开法为例：极端情况下，要求充填  $10\ \text{mm}$  以上的垫片或者砂砾，整个岩心端面便会形成一个椭圆状，如果取岩心直径为  $25\ \text{mm}$ ，那么椭圆长轴直径达到  $35\ \text{mm}$ ，实验室常规岩心夹持器内胶套直径约  $32\ \text{mm}$ ，这样势必会造成岩心无法放入夹持器的情况；另一方面，由于裂缝开度较大，充填的砂砾较多，岩心侧面难免有些不均质的缺陷，施加较高的围压时，胶套的受力状态是极其不均匀的，容易造成胶套破裂。

另一种思路是：用切割机沿着端面切去厚度  $10\ \text{mm}$  的岩体，然后充填相当直径的石英砂砾，用环氧树脂粘住砂砾，并保持壁面均匀，如图 5、图 6 所示。该方法的缺陷也比较明显：由于边界开度大，如果处理不当，岩心侧面在受到较大围压时，胶套更容易变形破裂。

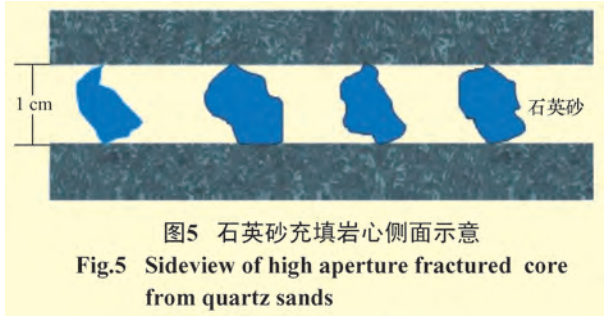


图5 石英砂充填岩心侧面示意  
Fig.5 Sideview of high aperture fractured core from quartz sands

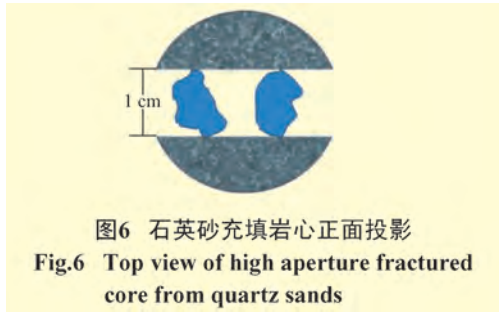


图6 石英砂充填岩心正面投影  
Fig.6 Top view of high aperture fractured core from quartz sands

### 2.1 新方法示意

I. Abbasy 等人<sup>[11]</sup>在室内评价了聚丙烯酰胺类合成聚合物、氯丁橡胶/亲水树脂、丁腈橡胶在高温、高盐、存在腐蚀性气体( $\text{H}_2\text{S}$ )等恶劣环境下在开度较大的裂缝性油藏中的堵水性能。采用的造缝方法如图 7 所示。

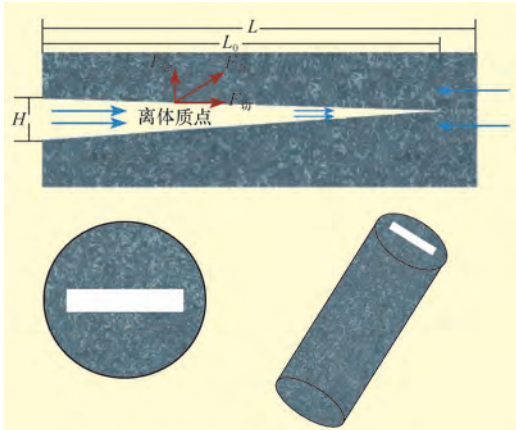


图7 裂缝开度较大的裂缝岩心示意  
Fig.7 Sketch of high aperture fractured core

图 7 所示方法犹如真实裂缝的“缩微”，具有以下优点：

**模拟天然裂缝更真实** 裂缝呈现四面体状，端面开口较大，可以较真实地反映出地层岩石在张、拉、扭、挤条件下的形成具有一定的延展性裂缝状态，另外裂缝中不需要充填任何介质来模拟缝宽，也显得更为真实。

**深部调剖剂评价更真实** 深部调剖剂沿裂缝运

移的距离一般较远,而对于天然裂缝发育的地层,总存在些尖灭较快的裂缝,因此调剖剂充填满这些过早尖灭的裂缝的可能性是存在的。当调剖剂沿着倾斜变化的裂缝壁面流动时,存在一个剪切力,流体在法向力作用下会很容易地挤入基质,因此这对室内评价深部调剖剂对基质的伤害显得更全面、更真实。

**围压下岩心试验比较安全** 由于裂缝在岩心内部,加围压时岩心壁面的受力均匀,即使对于开度较大的裂缝,也不会出现岩心在围压下破裂的现象。

## 2.2 可行性分析

对于各种工作液的评价,首先应根据要求选择不同渗透率范围的基质岩心,正常的程序是先测得基质渗透率,然后造缝,再进行后续的各种评价。但要切割成上述理想裂缝,实施起来比较困难。等离子切割机 and 激光切割大都适用于金属,如果要进行特殊切割势必会增加成本。但对人造岩心用同种配方和工艺,制造出的岩心其基质物性是基本一致的,可以通过逆向思维来实施,具体思路如下:

- 1) 选定要进行试验的岩心渗透率范围,采用同种配方,在同种工艺下,先制造出一部分人造岩心;
- 2) 选取几块岩心测定其基本物性,如孔隙度、气体渗透率、液体渗透率;
- 3) 如果物性相差不大,采用模具加工工艺制造一个规则的裂缝模具,采用同种人造岩心配方和加工工艺,制造出一个理想的裂缝岩心。

裂缝岩心的基质物性和已加工出来的实体岩心大体一致,在工作液体系各种性能(如对基质的伤害)评价中可作参照。

## 3 缝洞微观模型研究

### 3.1 渗流数学模型

对于真实的缝洞型碳酸盐岩油气藏,因其缝洞分布比较杂乱,渗流规律颇具复杂性,以一个缝洞单元( $\Omega$ )为例,国际上目前比较主流的渗流数学模型为 Stokes-Brinkman 方程<sup>[12-15]</sup>:

$$\mu \mathbf{K}^{-1} \mathbf{v}^e + \nabla p^e - \mu^* \Delta \mathbf{v}^e = \mathbf{f} \quad (4)$$

$$\nabla \cdot \mathbf{v}^e = 0 \quad (5)$$

式中: $\mathbf{K}$ 为渗透率张量,取决于在媒介(多孔介质中的为渗流、缝洞中为自由流态)中的流动特征; $\mu^*$ 为流体的有效黏度,同样取决于流体在缝洞单元中的

流动特征; $\mathbf{v}^e$ 为流体的物理速度,如在中孔介质中即为达西速度; $p^e$ 为流体压力; $\mathbf{f}$ 为黏性体积力,对于不同的媒介满足不同的方程。

在缝洞区域,上述方程可归纳为 Stokes 方程:

$$\nabla p^e - \mu^* \Delta \mathbf{v}^e = \mathbf{f} \quad (6)$$

$$\nabla \cdot \mathbf{v}^e = 0 \quad (7)$$

多孔介质中的渗流满足达西定律,且不存在黏性体积力  $\mathbf{f}$ ;此时流体有效黏度  $\mu^*$  与其物理黏度  $\mu$  相等,因此达西定律可写成如下形式:

$$\nabla p^e = \mu \mathbf{K}^{-1} \mathbf{v}^e + \mu^* \Delta \mathbf{v}^e \quad (8)$$

$$\nabla \cdot \mathbf{v}^e = 0 \quad (9)$$

对于上述方程可用有限元方法来求解,在整个  $\Omega$  域中 Stokes-Brinkman 方程的弱解形式为:

$$\int_{\Omega} (\mu \mathbf{K}^{-1} \mathbf{u}) \cdot \boldsymbol{\psi} d\Omega + \int_{\Omega} p \nabla \cdot \boldsymbol{\psi} d\Omega - \int_{\Omega} \mu^* \nabla \mathbf{u} \cdot \nabla \boldsymbol{\psi} d\Omega = 0 \quad (10)$$

选择合适的边界条件,可通过 COMSOL Multiphysics 商业软件来求解,但对于缝洞型碳酸盐岩油气藏渗流特征的各种数学模型的研究也是一个不断完善的过程,而各种物理模型在一定程度上可较为直观地显示流体在缝洞岩心中的渗流规律特征,从而可修正完善各种数学模型;另外,也可较直观地反映出各种工作液体系的应用性能(如堵水剂),因此缝洞物理模型的建立也显得同等重要。

### 3.2 微观物理模型

许多学者在建立碳酸盐岩岩心缝洞物理模型时都采用“宏观”岩心,制备出各种具备缝洞特征的岩心实物(长岩心、短岩心或方岩心),从堵水剂注入性、封堵率、封堵强度等方面评价堵水剂的性能。朱怀江等人<sup>[16-18]</sup>在建立塔河油田缝洞型、碳酸盐岩物理模型方面做了大量的研究工作,以与塔河油田奥陶系碳酸盐岩油藏天然岩心矿物成分非常相近的碳酸盐岩露头岩石为胚料,将胚料切割成规则片状岩石,钻出溶洞,或者切割出沟槽,加工成缝洞型方岩心或者带宽缝的裂缝型方岩心,每个方岩心,具有两条裂缝,利用该物理模型较好地评价了改性栲胶堵剂和柔性堵剂对缝洞的封堵性能。

但对于缝洞微观模型及该条件下驱油机理方面的研究及认识鲜有报道,油水微观渗流机理对水驱油效果影响明显,因此有必要开展缝洞组合模型的微观水驱油机理及堵剂封堵机理研究。在充分认识碳酸



盐岩缝洞微观发育特征的基础上(见图 8),建立了一种缝洞微观模型,具体操作方法是:将碳酸盐岩岩心粉碎后,粘附在玻璃片上来模拟不同的缝洞发育特征

(见图 9),并观察了凝胶封堵后的整个动态驱油过程(见图 10),从某种程度上可揭示出不同缝洞发育特征下凝胶封堵缝洞后的降水增油机理。

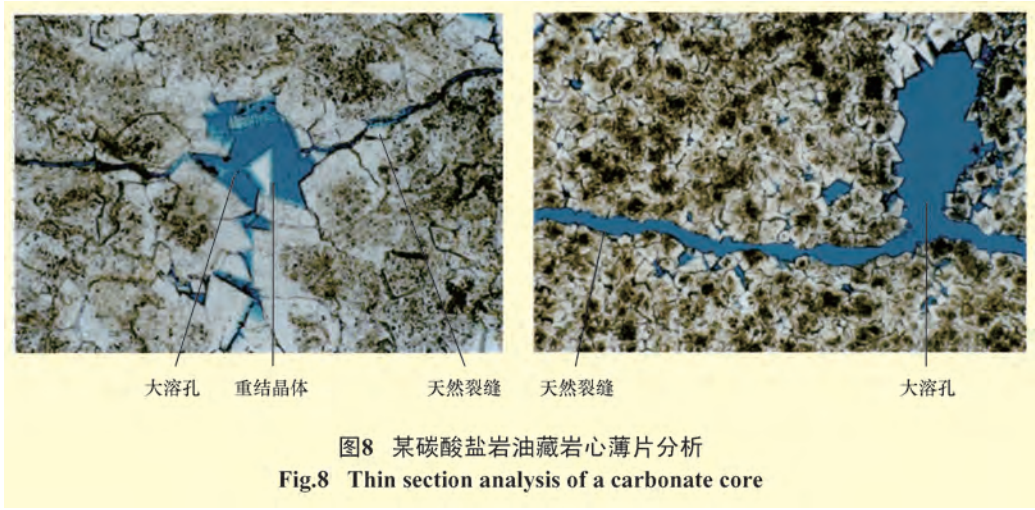


图8 某碳酸盐岩油藏岩心薄片分析  
Fig.8 Thin section analysis of a carbonate core

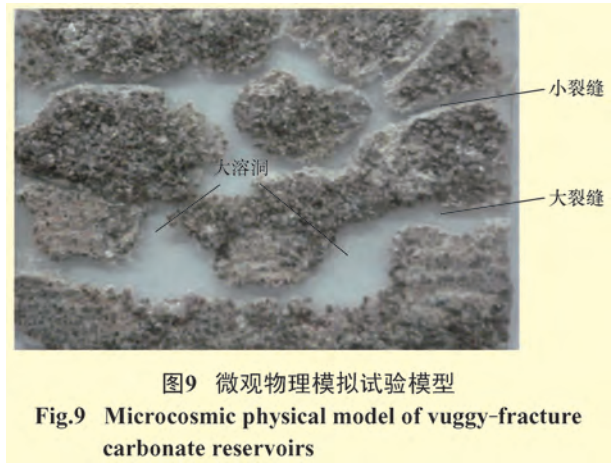


图9 微观物理模拟试验模型  
Fig.9 Microcosmic physical model of vuggy-fracture carbonate reservoirs

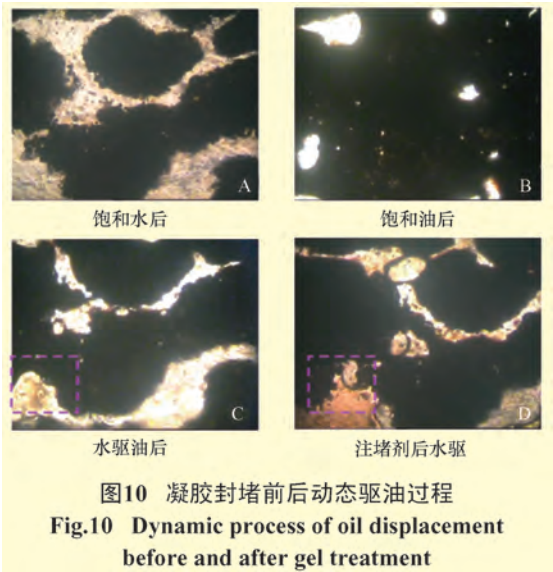


图10 凝胶封堵前后动态驱油过程  
Fig.10 Dynamic process of oil displacement before and after gel treatment

3.3 微观物理模拟试验

试验用油为模拟油(20 ℃下黏度为 25 mPa·s),

试验温度 20 ℃。试验过程中用显微照相和录像设备对驱替过程和残余油分布情况进行实时采集。试验步骤如下:

- 1) 将微观模型样品装入可视化高压岩心夹持器中,对岩心夹持器施加围压并抽真空,然后放于显微镜观察窗口下合适位置以便观察和记录试验现象;
- 2) 先将微观模型饱和水,再用模拟油驱替水,建立束缚水饱和度;
- 3) 注水驱油,直至模型出口端含水达到 98%;
- 4) 注入堵剂对水窜通道进行封堵;
- 5) 待堵剂成胶后再次注水驱油,直至模型出口端含水达到 98%。

不同阶段显微镜下模型中的油水分布如图 10 所示。分析微观物理模拟试验各阶段模型中的油水渗流情况及堵剂进入后的驱油过程,得到以下认识:

- 1) 水驱油主要动用大裂缝和洞中原油,模型下部裂缝和洞中剩余油少,而中上部较小裂缝和洞中剩余油较多;
- 2) 注入堵剂时,堵剂首先进入下部大裂缝,并主要进入下部大裂缝和洞中;
- 3) 堵剂成胶后的水驱波及系数明显增大,上部小裂缝和洞中剩余油饱和度进一步减小,同时注入水在缝洞中产生贾敏效应的现象较多,水驱期间在缝-洞连接处或缝洞角隅迂回处不断有珠泡形成,可封堵相对较大的缝(洞),流体转向现象明显(见图 10 (D))。

当然,对于缝洞型油气藏凝胶堵水机理的认识还有待于进一步完善,但建立各种微观模型对分析

驱油机理、提高水驱波及效率有重要的指导意义,与岩心物理模拟试验结合起来,将会更好地改进调堵剂的性能、认清其对目标油藏的适应性,来优化段塞设计,指导现场施工。

## 4 结论及建议

1) 应加强天然岩心切割工艺方面的研究,根据裂缝(洞)的发育特征,将天然岩心切割成理想的产状以更好地模拟实际油气藏的状况。

2) 建议建立室内大裂缝或断层物理模型,采用大尺寸长岩心进行岩心流动试验,以弄清流体在缝(洞)储层中的渗流规律和采收率情况。

3) 将物理模拟试验得出的各种结论与数值模拟结果进行对比,从而不断地修正和完善各种数学模型。

4) 应加强碳酸盐岩缝洞型油气藏各种微观物理模型的研究,从本质上认清各种调堵剂提高采收率的机理。

## 参 考 文 献

- [1] Babadagli T, Al-Bemani A, Boukadi F. Analysis of capillary imbibition recovery considering the simultaneous effects of gravity, low IFT, and boundary conditions[R]. SPE 57321, 1999.
- [2] Babadagli T. Scaling of co-current and counter-current capillary imbibition for surfactant and polymer injection in naturally fractured reservoirs[R]. SPE 62848, 2000.
- [3] Seright R S. Washout of Cr(Ⅲ)-acetate-HPAM gels from fractures[R]. SPE 80200, 2003.
- [4] Shedi S A. Influences of fracture orientation on oil recovery by water and polymer flooding processes: an experimental approach[J]. Journal of Petroleum Science and Engineering, 2006, 50(3/4): 285-292.
- [5] Salimi S, Alikarami R. Mechanism of fluid invasion in naturally fractured reservoirs: experimental study[R]. SPE 98292, 2006.
- [6] Simjoo M, Koohi D A, Vafaie-Sefti M, et al. Water shut-off in a fractured system using a robust polymer gel[R]. SPE 122280, 2009.
- [7] 徐刚,李世杰,尚明,等.一种裂缝性油藏岩石物理模拟方法的建立[J].山东科技大学学报:自然科学版,2001,20(2):84-86, 93.  
Xu Gang, Li Shijie, Shang Ming, et al. Development of a physical simulation method of fractured reservoir-type rock[J]. Journal of Shandong University of Science and Technology: Natural Science, 2001, 20(2): 84-86, 93.
- [8] 路群祥,姚奕明,赵文民,等.高温低渗裂缝油藏用调剖剂及其应用[J].油田化学,2006,23(1):46-49.  
Lu Qunxiang, Yao Yiming, Zhao Wenmin, et al. A profile modification agent for high temperature, low permeability and naturally fractured sandstone oil reservoirs and its use[J]. Oilfield Chemistry, 2006, 23(1): 46-49.
- [9] 谢全,蒲万芬,丁遵义,等. IPN 凝胶颗粒对裂缝岩芯的封堵行为实验研究[J].西南石油大学学报,2007,29(3):97-99.  
Xie Quan, Pu Wanfen, Ding Zunyi, et al. The experiment study on IPN gel particles blanking-off to fractured core[J]. Journal of Southwest Petroleum University, 2007, 29(3): 97-99.
- [10] Azin R, Kharrat R, Vossoughi S, et al. Study of the VAPEX process in fractured physical systems using different solvent mixtures[J]. Oil & Gas Science and Technology, 2008, 63(2): 219-227.
- [11] Abbasy I, Vasquez J, Eoff L, et al. Laboratory evaluation of water-swallowable materials for fracture shutoff [R]. SPE 113193, 2008.
- [12] Gulbransen F A, Hauge L V, Lie K-A. A multiscale mixed finite-element method for vuggy and naturally fractured reservoirs[R]. SPE 119104, 2009.
- [13] Popov P, Efendiev Y, Qin Guan. Multiscale modeling and simulations of flows in naturally fractured karst reservoirs[J]. Communications in Computational Physics, 2009, 6(1): 162-184.
- [14] Pal M. A new approach to simulation and upscaling of single phase flow through vuggy carbonates: proceedings of the COMSOL Conference, Milan, Italy, October 14-16, 2009[C].
- [15] Huang Zhaoqin, Yao Jun, Li Yajun, et al. Permeability analysis of fractured vuggy porous media based on homogenization theory[J]. Science China: Technological Sciences, 2010, 53(3): 839-847.
- [16] 朱怀江,王平美,刘强,等.一种适用于高温高盐油藏的柔性堵剂[J].石油勘探与开发,2007,34(2):230-233.  
Zhu Huaijiang, Wang Pingmei, Liu Qiang, et al. A kind of flexible water shutoff agent applicable to reservoirs with high temperature and salinity[J]. Petroleum Exploration and Development, 2007, 34(2): 230-233.
- [17] 龙秋莲,朱怀江,谢红星,等.缝洞型碳酸盐岩油藏堵水技术室内研究[J].石油勘探与开发,2009,36(1):108-112.  
Long Qiulian, Zhu Huaijiang, Xie Hongxing, et al. Laboratory study of water shutoff in the fracture-cavity carbonate reservoir[J]. Petroleum Exploration and Development, 2009, 36(1): 108-112.
- [18] 朱怀江,龙秋莲,罗健辉,等.改性栲胶在缝洞型碳酸盐岩油藏中的堵水实验研究[J].石油学报,2009,30(4):564-569.  
Zhu Huaijiang, Long Qiulian, Luo Jianhui, et al. Experimental study on water shutoff of sulfonated larch tannin extract to aqueous layer in the fracture-cavity karst reservoir[J]. Acta Petrolei Sinica, 2009, 30(4): 564-569.