

文章编号: 1001-6112(2009)06-0637-06

# 缝洞型碳酸盐岩油藏水驱油微观实验模拟研究

——以塔河油田为例

李江龙<sup>1,2</sup>, 陈志海<sup>2</sup>, 高树生<sup>1</sup>

(1. 中国科学院渗流流体力学研究所, 河北廊坊 065001;

2. 中国石油化工股份有限公司石油勘探开发研究院 北京 100083)

**摘要:** 塔里木盆地塔河油田属于缝洞型碳酸盐岩油藏, 古岩溶作用形成的溶蚀孔洞和大型洞穴为油气主要储集空间, 构造缝和溶蚀缝为主要流动通道。借助光蚀刻微玻璃平面模型研究其水驱油微观机理。实验表明: 中小规模溶洞内水驱油会发生“水油交互”或“活塞式”平面推进; 较大规模溶洞内因重力驱出现“活塞式”纵向推进; 裂缝内水驱油出现前缘跳跃、卡断、分段运移与优势路径等流动形式。水驱后残余油分布形式有连续型和分散型; 连续型残余油包括“盲肠状”洞内残余油和与主流道方向正交裂缝内残余油; 分散型残余油包括段塞状、膜状、油滴状和角状等分布形式。据此分析了塔河油田油井生产动态的不稳定现象, 提出了此类油藏注水开发对策。

**关键词:** 水驱油; 微观机理; 室内实验; 残余油分布; 缝洞型油藏; 塔河油田

中图分类号: TE341

文献标识码: A

## MICROCOSMIC EXPERIMENT MODELING ON WATER-DRIVEN-OIL MECHANISM IN FRACTURED—VUGGY RESERVOIRS

Li Jianglong<sup>1,2</sup>, Chen Zhihai<sup>2</sup>, Gao Shusheng<sup>1</sup>

(1. Institute of Porous Flow and Fluid Mechanics, Chinese Academy of Sciences, Langfang, Hebei 065001, China;

2. Petroleum Exploration and Production Research Institute, SINOPEC, Beijing 100083, China)

**Abstract:** Fractured—vuggy carbonate reservoir on behalf of the Tahe Oilfield in Tarim Basin is one of special reservoir types, where eroded holes and large cavities are main store space for oil and gas, and structure fracture and eroded fracture is the main flow path for fluid. By means of light-eroded microcosmic glass plane model, water-driven-oil mechanics in the type of reservoirs is studied. The experimental results show that water—oil mutual phase or “piston-driven pattern” for plane drive can exist in the process of water-driven-oil in medium or smaller-scale cavities, and only “piston-driven pattern” for vertical drive can exist in large-scale cavities, and there are many styles of movement in fractures including front-skipping, block-breaking, subsection-moving and dominant path flow. Residual oil distribution styles are divided into continuous phase type and separate phase type. Continuous phase types include “cecum style” residual oil in vugs or remaining oil in orthodoxy fractures with main flow paths. Separate phase types include segment shape, film shape, drop shape, horn shape. Based on the above, the unsteady phenomenon on the well production is analyzed by microcosmic flow mechanism, and countermeasures are provided for water-flooding in the type of reservoirs.

**Key words:** water-driven-oil; microcosmic mechanism; lab experiment; residual oil distribution; fractured—vuggy type of reservoir; Tahe Oilfield

缝洞型油藏是以古岩溶发育为起因、缝洞系统为油气的主要储集空间, 以构造裂缝、溶蚀缝作为流体流动通道的一种油气藏<sup>[1]</sup>。塔里木盆地塔河

油田下奥陶统油藏属于较为典型的缝洞型油藏, 有效储集空间类型包括经岩溶作用而发育的溶蚀孔洞、大型洞穴、溶蚀裂缝等次生空隙<sup>[2~7]</sup>, 而原生基

收稿日期: 2008-11-07; 修订日期: 2009-10-09。

作者简介: 李江龙(1962—), 男, 教授级高级工程师, 从事油气田开发研究与管理。E-mail: jianglong@pepris.com。

基金项目: 中国石化开发项目“塔河油田奥陶系缝洞型油藏开发技术政策研究”(P03093)。

质孔隙不具储渗能力<sup>[8]</sup>。整体具有块状底水驱动是此类油藏开发的主要驱动方式之一,水驱油过程包括溶洞空腔流和裂缝平面流<sup>[9~13]</sup>。

基于渗流理论的微观水驱油机理研究,在碎屑岩油藏中已开展了大量的研究工作<sup>[14~17]</sup>,但对基于溶洞和裂缝内流动的缝洞型油藏微观流动机理的研究尚处于探索阶段<sup>[9~13]</sup>。本文通过室内实验模拟技术,以塔河油田为例探讨了此类油藏的水驱油微观流动机理。

## 1 实验模型设计与实验方法

### 1.1 储层地质概况

塔河油田奥陶系油藏基质岩块的储集贡献率很低,基本不具有流动性<sup>[18]</sup>,因此实验模型中不考虑基质岩块。裂缝包括构造缝、压溶缝和溶蚀缝;发育方向包括 EW、NE、NW、SN 4 个方向,形成交错分布的裂缝网络系统;主控裂缝是近东西向和近南北向的大断裂系统<sup>[3]</sup>。FMI 成像测井显示裂缝密度平均为 3~4 条/m,岩心观察裂缝平均宽度为 120  $\mu\text{m}$ ,裂缝孔隙度平均为 0.15%<sup>[18]</sup>。成像测井显示有效溶洞的高度或宽度分布在 0.5~15 m,平均为 0.8 m<sup>[18]</sup>。测井解释溶洞孔隙度分布在 0.8%~3.6%,平均为 2%;从溶洞钻遇率计算溶洞的孔隙度为 0.8%~1.5%,平均为 1.2%<sup>[18]</sup>。

### 1.2 模型设计原则

微观实验模型设计的原则是实验模型与塔河油田储集性在宏观上具相似性,流动特征具可比

性,输导方式及连通关系具可借鉴性,即:1)采用二维平面模型,裂缝考虑缝长和缝宽,溶洞考虑洞高和洞宽;2)溶洞为完全未充填;3)缝洞面孔率与油藏孔隙率具相似性;4)裂缝与溶洞尺寸之间比例关系与油藏具可比性;5)溶洞与裂缝之间的配位关系与油藏具相关性;6)裂缝延伸方向与油藏内的方向基本一致。

### 1.3 模型的设计与相似性分析

微观实验设计了 3 个缝洞组合模型,采用二维玻璃模型,大小为 40 mm×40 mm(图 1)。设计的裂缝包括 4 组裂缝体系,即水平缝、垂直缝和两组正交斜缝。水平缝宽 200  $\mu\text{m}$ ,垂直缝宽 90~100  $\mu\text{m}$ ,斜缝宽 50  $\mu\text{m}$ 。溶洞形状设计为椭圆形,大溶洞为 4 mm×2.5 mm,小溶洞为 2.5 mm×1.5 mm。

实验模型孔隙度的分布如表 1,对比实验模型与油藏储层的孔隙度,两者大约相差一个数量级,但缝洞孔隙体积所占比例与储层接近。油藏内典型井试井解释溶洞的渗透率为 5  $\mu\text{m}^2$ ;实验模型中渗透率垂向分布在(11.6~14.5)  $\mu\text{m}^2$ ,水平方向分布在(74.6~233.6)  $\mu\text{m}^2$ 。实验模型与油藏之间的流动能力具相似性。油藏内洞径是米级,缝宽是毫米级,洞缝比值在  $1 \times 10^4$ 。实验模型的洞缝比在(5~10)  $\times 10^3$ ,几何相对尺寸具相似性。

### 1.4 实验方法与实验步骤

将微观模型竖起,模拟成藏过程,先饱和水,之后油驱水,达到饱和油,待实验。

水驱油实验采用 0.03 mL/min 的恒速注水,

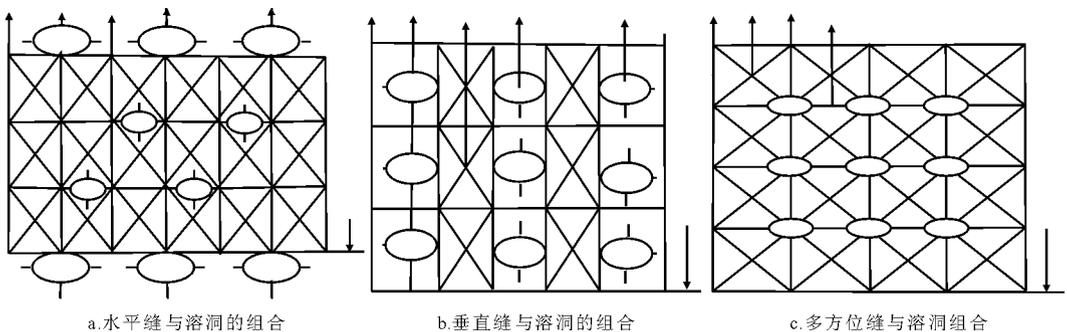


图 1 微观实验模型设计

Fig. 1 Microcosmic experiment model

表 1 实验模型的面孔率与储层孔隙度分布对比

Table 1 The distribution comparison table between hole rate in experiment model and reservoir porosity in the Tahe Oilfield

模型	裂缝面孔率, %	溶洞面孔率, %	总面孔率, %	溶洞所占比例, %
实验 a	3.5	14.7	18.2	80.8
实验 b	3.5	17.7	21.2	83.5
实验 c	4.2	17.7	21.9	80.8
油藏储层	0.15~0.53	1.2~2.1	1.35~2.63	82~93

在模型底部注水,顶部采油,模拟底水驱油过程。直到模型出口含水率达到 100% 为止。

## 2 水驱油实验结果分析

### 2.1 单缝与单溶洞内微观流动机理

#### 2.1.1 裂缝

在水驱油过程中,观察水驱油前缘的变化。以构造缝为主的较窄裂缝内,水驱前期,单裂缝内一般会出现油滴或水滴的运移、聚集、合并,再运移、再聚集、再合并现象,发生前缘跳跃运动(图 2a);之后形成较为连续的“分段运移”与“卡断”现象(图 2b)。在水驱中后期,裂缝交会处或裂缝壁面往往存在大的油滴或油膜,注入水对孤立的油滴或油膜有拖曳冲刷作用(图 2c),使其体积不断减小并形成新的小油滴悬浮在水中运移(图 2d)。主要原因是裂缝壁面粗糙度比较大或裂缝缝宽沿流动方向的变化幅度比较大,导致流动稳定性差,破坏了水驱油前缘的连续性。

在溶蚀缝为主的宽缝内,水驱前缘比较容易形

成“活塞式”驱动,即水驱前缘能比较稳定的推动原油运移,驱油效率比较高(图 3a),偶尔也会出现流动卡断与分段运移。宽缝对中小裂缝内的流动存在屏蔽效应,注入水优先占据大通道,难以进入中小通道,出现优势通道流(图 3b)。

#### 2.1.2 溶洞

在大型溶洞内底水驱油过程中,由于油水之间密度差异造成重力驱动明显,出现上油下水的活塞式驱动(图 4)。

当溶洞较小时,重力作用可忽略,溶洞内水驱油难以出现稳定界面(图 5)。在水驱油主流方向,水呈连续分布,油呈滴状运移。洞壁或非主流方向形成不动油,呈非连续相。

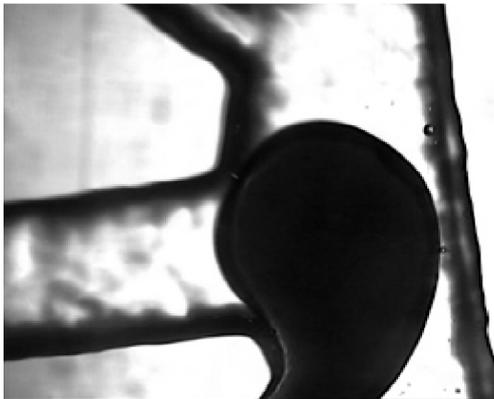
水驱油的驱替效果取决于洞与缝的相对位置,采出端越靠近溶洞顶部,水驱后油水界面越靠近上部,水驱效果越好,如图 6a,b,c 所示。缝洞间沟通模式比较单一,当只有一条窄缝与溶洞沟通,注入水难以进入溶洞,水驱无效(图 6d,e,f)。但当裂缝宽度比较大时,注入水能进入溶洞实现水驱油。



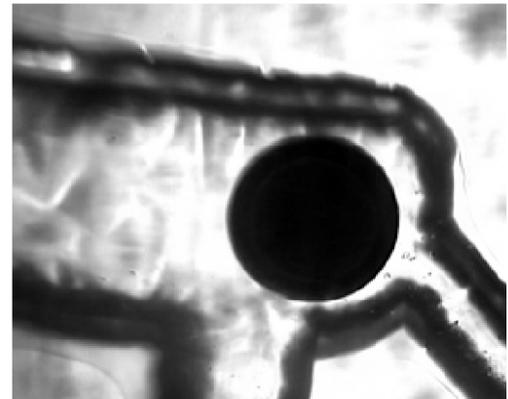
a. 油滴的聚合并



b. 卡断与分段运移



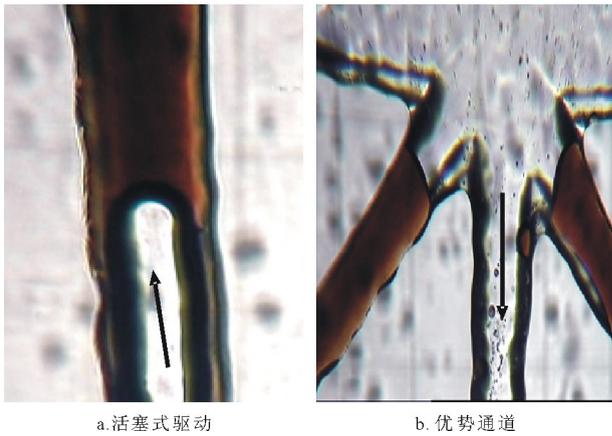
c. 对油滴的拖曳冲刷



d. 分散的油滴悬浮运移

图 2 窄缝内水驱油前缘变化分布

Fig. 2 Front distribution on water-driven-oil in narrow fractures



a. 活塞式驱动 b. 优势通道

图 3 宽缝内的微观驱动方式

Fig. 3 Microcosmic drive patterns on water-driven-oil in wide fractures

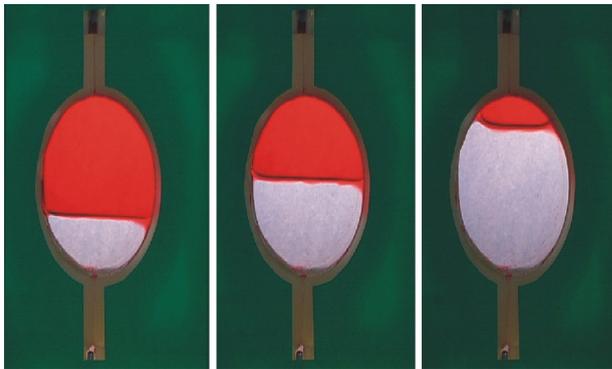


图 4 室内实验大尺寸溶洞内低速底水驱油前缘不同时刻变化

Fig. 4 Alteration of the front margin water-driven-oil at different times on low-rate in cavity in lab

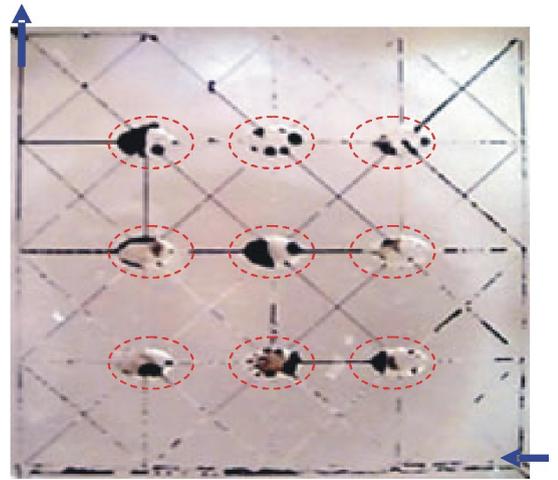


图 5 微观实验小尺寸溶洞内水驱油的微观分布箭头代表注入和采出端,椭圆线内为标识的溶洞内油水分布。

Fig. 5 Residual oil distribution in small-scale vugs in microcosmic experiment model

### 2.2 水驱后微观残余油类型及分布形式

水驱后残余油的分布形式有连续型和分散型。连续型剩余油分布在“盲肠状”溶洞内和与主流道方向垂直的裂缝内。分散型剩余油包括缝内段塞状、壁面膜状、孤立油滴状、角状等形态,呈非连续相。

#### 2.2.1 盲肠状溶洞内残余油

溶洞只有一个出口,呈“盲肠状”(图 6d,e,f),洞内原油只能靠弹性驱动驱出洞内原油。水驱时水体难以进入溶洞内,从而存在大量的剩余油(图 7)。

#### 2.2.2 与主流道正交裂缝内残余油

在底水驱油过程中,优势通道对与之垂向交叉

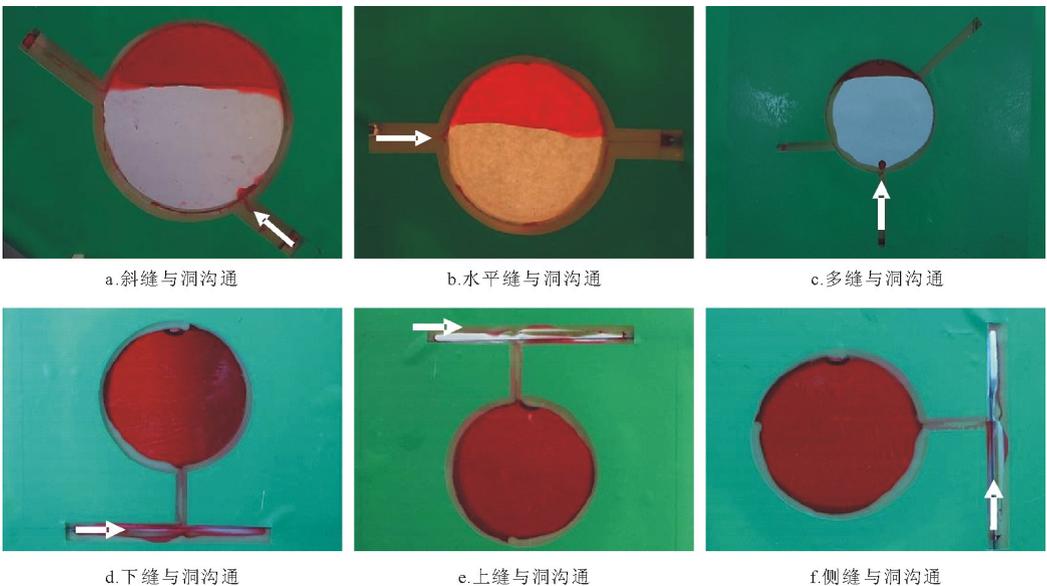


图 6 不同的注入与采出裂缝的相对位置形成的水驱油前缘分布 箭头代表注入方向,未标注的裂缝端为采出方向。

Fig. 6 Water-driven-oil distribution in the front margin in different injection—production places

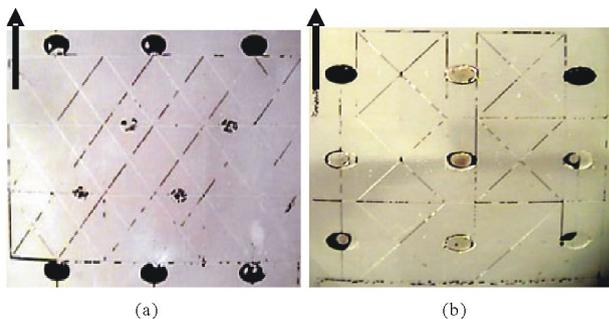


图 7 盲肠状溶洞内残余油分布形式  
箭头代表注入与采出端位置。

Fig. 7 Cecum style residual oil distribution in vugs

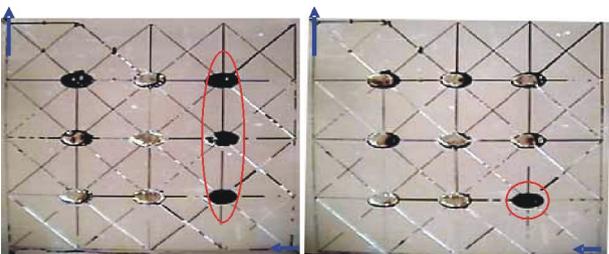


图 8 孤岛状残余油的分布形式  
图中红圈标注的区域为水未波及的区域。

Fig. 8 Isolated island shape residual oil distribution

的裂缝内原油的流动有屏蔽效应,从而形成连续的残余油(图 7)。

### 2.2.3 因绕流而形成的“孤岛状”残余油

在水驱过程中,被优势通道流包围的区域水驱难以波及,在该区域内裂缝或溶洞内原油广泛存在,形成类似被水包围的“孤岛”,孤岛内油呈连续相分布(图 8)。

### 2.2.4 分散型残余油

分散型残余油是指原油呈非连续相,孤立地分布在水中。此类残余油的形成是由于水驱后,残留而未被完全驱替的原油。在裂缝内形成段塞状或油滴状残余油,如图 2(a,b,d)。在裂缝或溶洞的壁面处形成“膜状”残余油(图 7b),而在裂缝的交会处或溶洞与裂缝的交会处形成“团状”或“角状”残余油(图 5)。

## 3 对塔河油田缝洞型油藏开发的启示

综合研究<sup>[8]</sup>揭示塔河油田下奥陶统缝洞储集体的平面分布(图 9),有 5 个大的溶洞群,分别呈北东向和北西向,与海西期断裂一致,北部溶洞发育规模、未充填程度、连通性均好于南部。

### 3.1 缝洞型油藏油井生产不稳定的原因

缝洞型油藏油井生产的一个显著特点是在同

一工作制度下,油井的产量和含水率跌宕起伏幅度比较大,似无规律可寻<sup>[19]</sup>。通过水驱油的微观机理研究表明,此类油藏在水驱油过程中,无论在裂缝内还是溶洞内,其流动过程是极其不稳定的,流体在不断地发生聚集合并,再聚集再合并,使流动场一直处于不平衡状态。所以,该类油藏油井生产的不稳定源于微观流动的不稳定。

### 3.2 提高水驱波及系数的方法

缝洞型油藏内水驱油优势通道流特征显著,造成水驱前缘突进现象严重,水驱波及体积系数大大降低;而压力场的分布瞬间平衡不断破坏与重新建立,一方面促进了水驱突进的加剧,另一方面则改善了水驱波及系数。实验表明适当增加水驱速度有利于波及系数的提高,改变水驱的方向将会重新建立压力场的平衡,提高对未动油的波及系数,从而提高水驱采收率。因此,在此类油藏开发过程中,通过不断调整注采井网、调整注采井别、改变注采量大小等措施,可增加对油藏内压力场的激动,不断重新建立新的平衡,从而提高水驱波及系数。

### 3.3 实施气驱开发或气水交替驱的必要性

缝洞型油藏水驱后,特别是底水驱动后,油藏中上部溶洞内仍有大量剩余油存在,在水驱波及系数难以提高时有必要转入气驱。气驱的机理是注入气体膨胀,气泡部分封堵水驱的优势通道、形成次生气顶,气溶解于原油内可降低原油粘度,改善

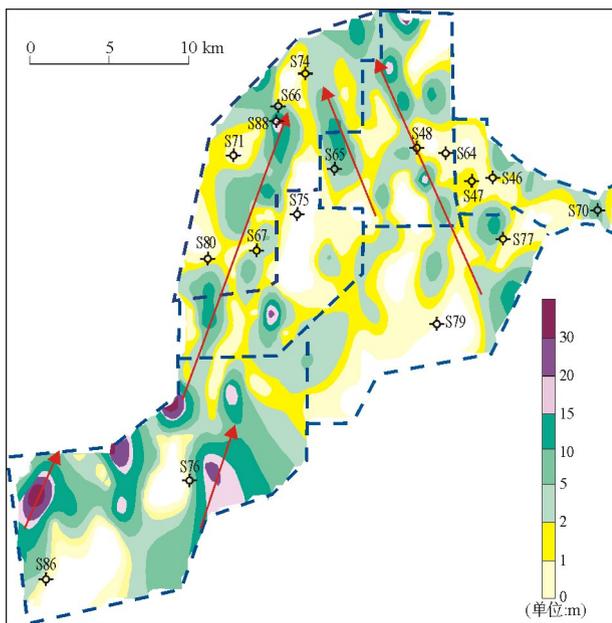


图 9 塔河油田下奥陶统储层内溶洞平面分布  
图中箭头代表溶洞的整体发育分布方向,不同颜色代表溶洞高度差异。

Fig. 9 Vuggy distribution on Lower Ordovician in the Tahe Oilfield

水油流动系数。因此,利用气驱优势可进一步改善水驱的波及系数和开发效果。

### 4 结语

光蚀刻平面微观玻璃实验模型能近似模拟缝洞型油藏内水驱油过程,水驱后的微观残余油分布类型包括连续型残余油和分散型剩余油。缝洞型油藏水驱形成的压力场不平衡导致了油井(藏)生产的不稳定,周期性改变水驱方向或速度,以及水驱后气驱对提高此类油藏的采收率是有利的。

### 参考文献:

- 1 陈志海,常铁龙,刘常红. 缝洞型碳酸盐岩油藏动用储量计算新方法[J]. 石油与天然气地质,2007,27(4):145~152
- 2 饶丹,马绪杰. 塔河油田主体区奥陶系缝洞系统与油气分布[J]. 石油实验地质,2007,29(6):589~592
- 3 林忠民. 塔河油田奥陶系碳酸盐岩储层特征及成藏条件[J]. 石油学报,2002,23(3):23~26
- 4 康玉柱. 塔里木盆地古生代海相碳酸盐岩储集岩特征[J]. 石油实验地质,2007,29(3):217~223
- 5 宋美虹. 塔河油田 4 区奥陶系碳酸盐岩潜山油藏储层预测[J]. 油气地质与采收率,2005,12(4):23~25
- 6 杨宁,吕修祥. 塔里木盆地轮南、塔河油田碳酸盐岩储层特征研究——以沙 107 井和轮古 40 井为例[J]. 石油实验地质,2008,30(3):247~251
- 7 谭承军,吕景英,李国蓉. 塔河油田碳酸盐岩油藏产能特征与储

- 集层类型的相关性[J]. 油气地质与采收率,2001,8(3):43~45
- 8 陈志海,黄广涛,刘常红等. 烃类流体分布与缝洞储层流动单元划分[J]. 石油学报,2007,28(1):92~97
- 9 康永尚,郭黔杰,朱九成等. 裂缝介质中石油运移模拟实验研究[J]. 石油学报,2003,24(4):44~47
- 10 康永尚,朱九成,陈连明. 裂缝介质中石油运移物理模拟结果及地质意义[J]. 地球科学——中国地质大学学报,2002,27(6):736~740
- 11 郭平,莫正科,王茹芳等. 采用脉冲注烃方式提高低渗透灰岩油藏采收率实验研究[J]. 油气地质与采收率,2004,11(1):48~49
- 12 周波,罗晓容,Didier Loggia 等. 单个裂隙中油运移实验及特征分析[J]. 地质学报,2006,80(4):454~458
- 13 王自明,宋文杰,刘建仪等. 轮南古潜山碳酸盐岩油藏长岩心驱替实验成果[J]. 新疆石油地质,2006,27(1):68~70
- 14 赵阳,曲志浩,刘震. 裂缝水驱油机理的真实砂岩微观模型实验研究[J]. 石油勘探与开发,2002,29(1):116~119
- 15 侯平,周波,罗晓容. 石油二次运移路径的模式分析[J]. 中国科学 D 辑,2004,34(增刊 I):162~168
- 16 张发强,罗晓容,苗盛. 石油二次运移优势路径形成过程实验及机理分析[J]. 地质科学,2004,39(2):159~167
- 17 贾忠伟,杨清彦,兰玉波. 水驱油微观物理模拟实验研究[J]. 大庆石油地质与开发,2002,21(1):46~49
- 18 陈志海. 缝洞型油藏底水驱油规律研究与应用[D]:[学位论文]. 北京:中国石油大学,2006
- 19 陈志海,马旭杰. 缝洞型碳酸盐岩油藏缝洞单元划分方法研究——以塔河油田奥陶系油藏主力开发区为例[J]. 石油与天然气地质,2007,27(5):245~252

(编辑 黄娟)

## 欢迎订阅 2010 年《石油实验地质》

《石油实验地质》是一份报道我国油气普查、勘探及开发成果,反映我国石油地质研究水平的学术性、技术性刊物。本刊紧密结合我国石油工业的发展战略,以石油工业上游所涉及的油气勘探的热点、难点问题为重点进行报道和分析,同时重点报道国内外油气实验测试的最新技术和方法。本刊为中文核心期刊,已被美国“化学文摘(CA)”、俄罗斯“文摘杂志(AJ)”和“中国石油文摘”、“中国地质文摘”、“中国学术期刊文摘”所收录,是“中国科学引文数据库”、“中国学术期刊综合评价数据库”、“中国科技论文统计源”来源期刊,并全文收录于“中国期刊网”、“中国学术期刊(光盘版)”、“万方数据——数字化期刊群”及“维普中文科技期刊数据库”中。

《石油实验地质》为双月刊,逢双月 28 日出版。每本定价 10 元,全年 60 元。在校学生半价优惠。

订刊汇款方式:

1. 银行汇款:中国石油化工股份有限公司无锡实验地质研究所

帐号:32001618636052504173

开户银行:无锡市建设银行营业部

2. 邮局汇款:(214151)江苏省无锡市 916 信箱《石油实验地质》编辑部

订刊电话:(0510)83209032 传真:(0510)83202742

电子邮箱:sysydz@mail.wuxisuo.com