

文章编号: 1001-6112(2010)01-0093-05

# 特低渗透砂岩微观模型 水驱油实验影响驱油效率因素

王瑞飞<sup>1</sup>, 孙 卫<sup>2</sup>

(1. 西安石油大学 石油工程学院, 西安 710065; 2. 西北大学 大陆动力学国家重点实验室, 西安 710069)

**摘要:**通过鄂尔多斯盆地延长组特低渗透砂岩微观模型水驱油实验,探讨了驱油效率的控制因素。研究发现,特低渗透砂岩储层水驱油过程中,润湿性不同,驱替机理不同。水湿储层表现为驱替机理和剥蚀机理;油湿储层表现为驱替机理和油沿孔道壁流动机理。特低渗透砂岩储层水驱开发中影响开发效果的因素较多,其中包括物性、孔隙结构、注入量、注水速度、润湿性等。特低渗透砂岩储层水驱开发效果对注水速度较为敏感。针对不同的储层,采取合适的注水速度,才能取得较好的开发效果。

**关键词:**微观模型;水驱油;驱替机理;驱油效率;特低渗透砂岩储层;鄂尔多斯盆地

中图分类号: TE341

文献标识码: A

## MAIN CONTROLS FOR OIL DISPLACEMENT EFFICIENCY BY THE MICRO-MODEL WATER FLOODING EXPERIMENT IN ULTRA-LOW PERMEABILITY SANDSTONE RESERVOIR

Wang Ruifei<sup>1</sup>, Sun Wei<sup>2</sup>

(1. College of Petroleum Engineering, Xi'an Shiyou University, Xi'an, Shaanxi 710065, China;

2. State Key Laboratory of Continental Dynamics, Northwest University, Xi'an, Shaanxi 710069, China)

**Abstract:** By the sandstone micro-model water flooding experiment of ultra-low permeability sandstone reservoir in the Ordos Basin, the controlling factors for oil displacement efficiency are studied in this paper. It's discovered that the wettability is different, so is the displacement mechanism. There are displacement and denudation mechanism in water wet reservoir, while there are displacement and flow mechanism in oil wet reservoir. There are many factors that affect the oil displacement efficiency such as the property, the pore structure, the injection volume, the injection rate, the wettability, and so on. The water drive development is sensitive to the injection speed in ultra-low permeability sandstone reservoir. For different reservoir, appropriate injection speed should be adopted in order to improve the effect of development.

**Key words:** micro-model; water flooding; oil displacement mechanism; oil displacement efficiency; ultra-low permeability sandstone reservoir; Ordos Basin

特低渗透砂岩储层具有孔喉细小、次生孔隙及微孔隙比重高、微裂缝发育、可动流体饱和度低、孔隙结构复杂等特征。这一系列特征对水驱油的影响值得研究,对提高特低渗透砂岩油田的注水开发效果有一定的指导意义。本文通过鄂尔多斯盆地特低渗透砂岩储层真实砂岩微观模型水驱油实验,探讨该类油藏影响驱油效率的主要因素。

### 1 实验模型及设备

砂岩微观模型是将砂岩岩心经洗油、烘干、切片、磨片等工序处理后粘结在 2 块玻璃板之间<sup>[1-3]</sup>,通过显微镜和图像采集系统观察流体在岩石孔隙中的驱替、渗流特征(图 1)。

本次实验分别采用单一模型和组合模型进行,单一模型模拟油藏条件下的孔喉微观非均质性;

收稿日期: 2009-04-29; 修订日期: 2009-12-14。

作者简介: 王瑞飞(1977—),男,副教授,博士后,从事油气田开发地质及油气储层地质方面的教学与科研工作。E-mail: sirwrf2003@163.com。

基金项目: 国家重点基础研究发展计划(973 计划)项目(2006CB705800)资助。

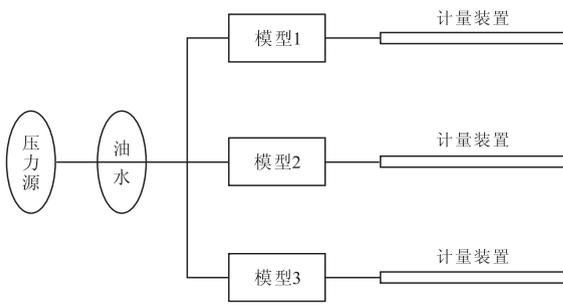


图 1 微观模型水驱油实验示意

Fig. 1 Schematic diagram of the micro-model water flooding experiment

组合模型模拟油藏的宏观非均质性、平面非均质性。组合模型将不同沉积微相带,不同层位,同一沉积微相带不同位置,同一小层不同韵律部位的砂岩组合起来,模拟油田注水开发过程。研究储层注水开发的油水运动规律及影响驱油效率的主要因素。

本次研究系统地完成了鄂尔多斯盆地延长组近 30 个砂岩样品的微观模型水驱油实验。

## 2 水驱油特征

### 2.1 水驱油方式

水驱油实验中油水运动为活塞式和非活塞式 2 种。其中,以非活塞式为主。注入水沿大孔隙和微裂缝前进,小孔隙中形成残余油。亲水油层,注入水沿孔隙壁的水膜前进驱替原油。因孔喉形状复杂、颗粒表面润湿性非均质性等原因,使得油水运动不均匀,呈跳跃式。

### 2.2 残余油形式

残余油的分布几乎完全受孔隙结构控制。残余油分为卡断、绕流和油膜 3 类。连续油流通过喉道,因通道半径突变,驱动力和毛管力不平衡,油流在喉道处被卡断。卡断与喉道水膜厚度有关,水膜越厚,卡断越容易发生。驱动力大于毛管力时,注入水在大孔喉中前进快,被大孔道包围的小孔隙群

形成绕流残余油;驱动力小于毛管力时,注入水在小孔隙中前进快,大孔隙中形成绕流残余油。微裂缝发育的模型,绕流残余油比重大。模型孔隙结构越复杂,残余油饱和度越高<sup>[4]</sup>。油湿岩石,原油与颗粒表面作用使得孔喉表面形成油膜残余油。

### 2.3 裂缝模型水驱用程度低

垂向组合模型中,f 模型存在微裂缝,其驱油效率为 28.81%,远低于 b,e 两模型(表 1)。平面组合模型中,d 模型渗透率( $0.483 \times 10^{-3} \mu\text{m}^2$ )明显高于 a 模型( $0.248 \times 10^{-3} \mu\text{m}^2$ ),但由于微裂缝存在,注入水推进不均匀,水驱前缘突进较快,见水早,其驱油效率(39.56%)远低于 a 模型(45.34%)(表 1)。

特低渗透砂岩储层,天然微裂缝发育,原始地层压力下微裂缝一般呈闭合状态。较高注入压力下,微裂缝开启,导致注入水突进,局部形成裂缝水窜。裂缝线上油井见水快,水线推进速度大,水驱用程度低,驱油效果差<sup>[5,6]</sup>。

### 2.4 结垢伤害

实验中模型有结垢现象,渗透率越低,结垢伤害程度越大<sup>[7,8]</sup>,驱替效果越差。特低渗透砂岩储层普遍存在启动压力梯度高的特点,模型启动压力梯度平均值为 1.08 MPa/m。油田开发中油井见效不均衡,见水后采液、采油指数下降,这与其相对渗透率曲线(随  $S_o$  下降, $K_{ro}$  急剧下降, $K_{rw}$  上升缓慢)相一致(图 2)。特低渗透储层各种敏感性均较强,渗透率下降具有不可逆性,开发中要高度重视无水采收率。沃特洛和卡林<sup>[9]236-237</sup>指出,砂岩储层注水开发最终采收率对岩性的敏感远远不如注入水突破时的原油采收率。

## 3 影响驱油效率因素

### 3.1 物性

由驱油效率( $E_D$ )与渗透率( $K$ )、孔隙度( $\Phi$ )的相关关系(图 3),总的趋势是随着渗透率、孔隙度

表 1 垂向和平面组合模型水驱油实验数据

Table 1 The data of the vertical and planar model water flooding experiment

模型	模型号	渗透率/ ( $10^{-3} \mu\text{m}^2$ )	$P_{启动}/$ MPa	1PV			2PV			3PV			4PV		
				$P/\text{MPa}$	$E_D/\%$		$P/\text{MPa}$	$E_D/\%$	$\Delta E_{D1}/\%$	$P/\text{MPa}$	$E_D/\%$	$\Delta E_{D2}/\%$	$P/\text{MPa}$	$E_D/\%$	$\Delta E_{D3}/\%$
垂向组合	b	0.381	0.011	0.012	27.35	0.013	36.60	9.25	0.013	39.92	3.32	0.05	42.75	2.83	
	e	0.225	0.013	0.025	23.41	0.025	36.05	12.64	0.050	43.79	7.74	0.05	51.93	8.14	
	f (有微裂缝)	0.16	0.012	0.012	6.90	0.013	14.57	7.67	0.012	17.54	2.97	0.013	28.81	11.27	
平面组合	a	0.248	0.035	0.040	19.63	0.100	32.17	12.54	0.100	39.26	7.09	0.100	45.34	6.08	
	d (有微裂缝)	0.483	0.030	0.040	28.17	0.100	32.63	4.46	0.100	35.60	2.97	0.100	39.56	3.96	

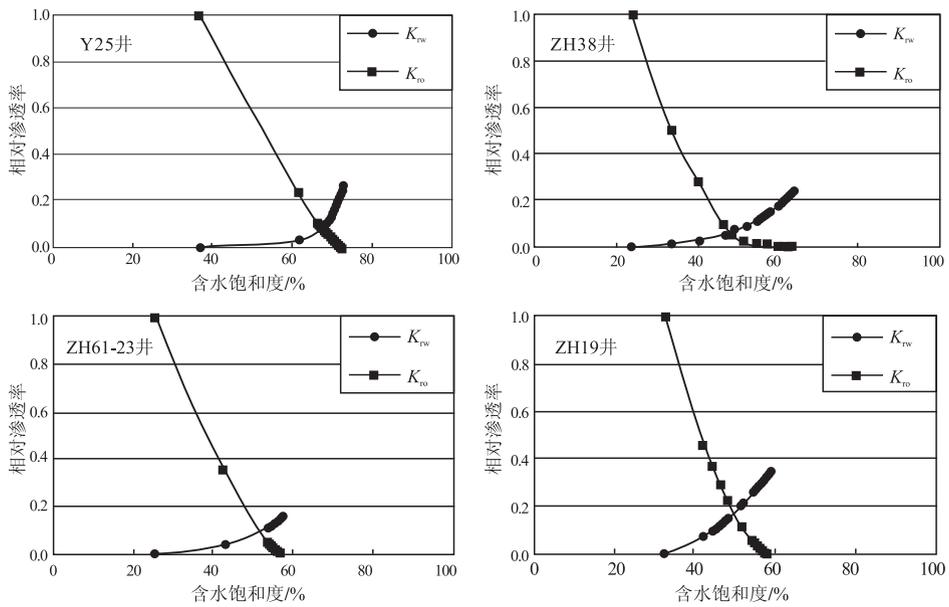


图 2 特低渗透砂岩储层油水相对渗透率曲线

Fig. 2 Oil-water relative permeability curves in ultra-low permeability sandstone reservoir

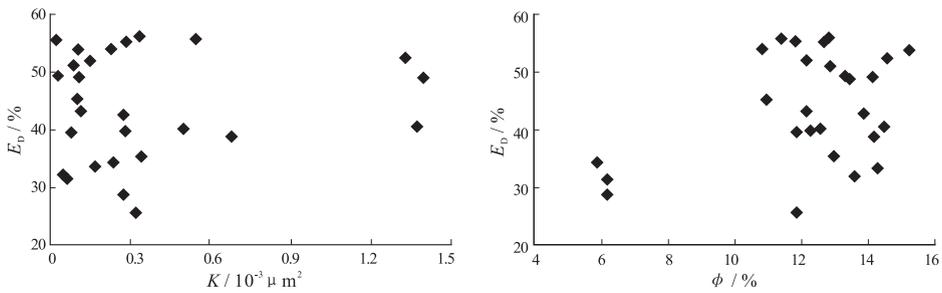


图 3 驱油效率与物性的关系

Fig. 3 The relation of oil displacement efficiency and the physical parameter

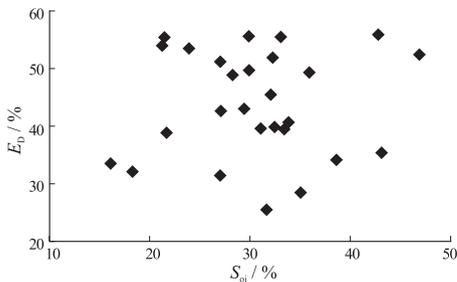


图 4 驱油效率与原始含油饱和度的关系

Fig. 4 The relation of oil displacement efficiency and primary oil saturation

的增大,驱油效率增大,但相关性不强。物性好的储层未必有好的驱替效果,物性差的储层也可能驱替效果较好。孔隙介质中的两相驱替效果除受物性影响外,诸如孔隙结构特征、孔隙结构非均质性等也起着重要作用<sup>[10-12]</sup>。

研究发现,随着原始含油饱和度( $S_{oi}$ )的升高,驱油效率有增加的趋势(图 4)。

### 3.2 孔隙结构

实验表明,孔隙结构是影响驱油效率的主要因素。圆形孔道为活塞式驱油,非活塞式驱油主要发生在不规则孔隙中。但不规则细小孔道也有活塞式驱油现象。小孔道虽不规则,其边缘夹缝尺寸与孔道中央接近,自吸驱油速度相差不大。因此可以认为在发生自吸水驱油条件下(亲水),实际储层喉道及基质微孔隙的水驱油是活塞式,非活塞式水驱油主要发生在孔隙中。这是残余油通常形成于大孔隙的原因之一。

模型孔隙结构不同,则束缚水和残余油饱和度不同。孔隙结构差异是造成驱油效率差异的根本原因。有裂缝的模型,裂缝增加了储层的平面非均质性,注入水沿裂缝突进较快,驱油效率较低。孔隙结构非均质性较差的模型,提高注入量不能有效增加注入水的波及体积,无法显著提高采收率<sup>[13-14]</sup>。

### 3.3 注入量

实验发现,注入量对模型驱油效率有较大影响。实验中模型驱油效率统计结果表明(表 2),注入量为 1~2 PV 驱油效率增加幅度最大(平均值为 11.73)。3~4 PV 驱油效率增加幅度大于 2~3 PV。可能 3~4 PV 过程中加大了驱替压力,一定程度上消除或减弱了贾敏效应等附加阻力的影响,使一些分散的油滴、油珠聚并,驱油效率增加较快。

表 2 砂岩微观模型实验中不同注入量模型的驱油效率

Table 2 The oil displacement efficiency in different injection volume

注入量/PV	$E_D/\%$	$\Delta E_D/\%^{1)}$
1	6.91~38.66 20.15	
2	14.60~49.93 31.88	3.10~23.86 11.73
3	17.56~53.97 37.42	1.58~9.46 5.54
4	25.66~55.87 43.86	1.82~15.73 6.44

注:表中分式意义  $\frac{\text{最小值} \sim \text{最大值}}{\text{平均值}}$ 。

1)增幅为相对于前一注入量。

### 3.4 注水速度

水湿模型水驱油实验中观察到 2 个运动速度(图 5)。一个是孔道中部水驱油的推进速度,另一个是束缚水剥蚀油膜的推进速度(自吸速度)。与

这 2 个速度相对应的分别是驱替机理和剥蚀机理<sup>[15-17]</sup>。若这 2 个速度相等,一旦原油被束缚水从岩石表面剥蚀下来,则立即被孔道中部的水驱走。此时,驱替机理和剥蚀机理都得到充分发挥,水驱油呈活塞式,驱油效率最高(图 5b)。若这 2 个速度不等,则总有一部分油被滞留下来,水驱油呈非活塞式,驱油效率较低。若孔道中部水的推进速度小于束缚水剥蚀原油的速度,水沿颗粒表面束缚水通道向前突进,在喉道处与相邻颗粒的束缚水汇合,将孔道中还没有被驱走的油分割切断,使之滞留下来(图 5a)。若孔道中部水的推进速度大于束缚水剥蚀原油的速度,注入水把孔道中部的油驱走,靠近孔道壁的油还没有来得及被剥蚀就滞留下来(图 5c)。

亲水储层,过低或过高的注入速度都会发生非活塞式水驱油及水窜(图 5)。当注入速度与自吸水驱油速度相近时,粘滞力增加,毛管力所起的作用减弱。水欲在毛管力较大的孔道两侧边缘快速前进时,适当的注入速度使孔道中央的油水界面也快速赶上孔道两侧的油水界面,水驱前缘近似为活塞式水驱油,水驱效果好<sup>[18]</sup>。

对于图 6 所示的并联孔道(又称“毛细管对子”或“偶极子”)也需要合适的注水速度才能有较好的驱替效果(图 6a)。亲水条件下,毛管力是动力,若

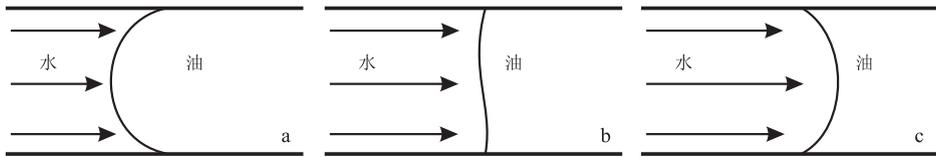


图 5 不同注入速度下的油水界面

Fig. 5 The water contact in different injection speed

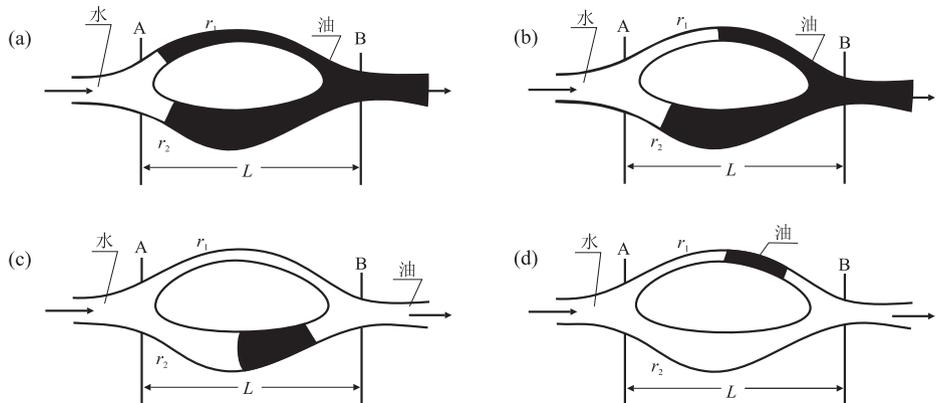


图 6 并联孔道中不同注入压力下的油水界面

据 Dawe,1978<sup>[9]</sup>228-230,有改动。

Fig. 6 The Water contact in different pressure in parallel pore-throat

注水速度较小,则毛管力占优势,毛管力控制了油、水界面运动的速度与方向。油、水界面处的毛管力向前“牵引”水,使水在2种孔道中流动。小孔道( $r_1$ )中油的体积较小、毛管力较大,小孔道中的油、水界面移动较快(图6b)。当小孔道中的油、水界面已到达共同的出口端B,大孔道( $r_2$ )中的油、水界面尚未达到出口端(图6c),若粘滞力过小,毛管力过大,大孔道中的油还可能会出现回流现象,驱替效果不好。若注水速度较大,粘滞力占优势,此时大孔道中油、水界面运动较快,大孔道的油、水界面先到达B端,在小孔道中形成残余油(图6d),驱替效果也不好。并联孔道的毛管压力差是控制两侧孔道相对渗流速度的决定性因素,因此选择合适的注水速度尤为重要。对于特低渗透砂岩储层,基于较强的自吸水排油特征,笔者认为以自吸速度为注水速度可能会取得较好的驱替效果。

亲油模型水驱油也同样存在2个运动速度<sup>[16]</sup>。一个是注入水沿孔道中轴部位的驱油速度;另一个是孔道壁油膜沿壁面的流动速度。相对应的机理分别是驱替机理、油沿孔道壁流动机理(水侵入孔道将中轴部位的油驱走后,留在孔道壁上的油主要以此种方式运移,又称表面渗流)。随注入过程的延续,油膜越来越薄,小孔道中的油也越来越少,最后形成水驱残余油。驱替机理的动力是注入水的驱动力,表面渗流的动力是油水界面的收缩力。若注水速度过快,则轴部油流速度与表面渗流速度相差较多,界面收缩力“拖曳”壁面油流跟不上轴部油流速度,在孔道边缘形成残余油膜、油滴。亲油模型合理利用这2个机理的目标是减少中轴部位水驱油指进和增加壁流能力,以较低的驱油速度保持2个油流的连续性。

特低渗透砂岩油田开发效果对注水速度较为敏感,过高的注水速度形成“大孔隙包围小孔隙”;过低的注水速度,驱替压力不足,易造成“小孔隙包围大孔隙”的不利局面。因此,注水速度的选择尤为重要。

实验中也发现,逐渐加压比骤然加压将有更好的开采效果<sup>[19]</sup>。逐渐加压,模型中的油、水有充足的时间进行驱替和交换。骤然加压容易使隐裂缝开启,造成水窜。

## 4 结论

1)特低渗透砂岩储层水驱中,润湿性不同,驱替机理不同。水湿储层表现为驱替机理和剥蚀机理;油湿储层表现为驱替机理和油沿孔道壁流动机理。

2)特低渗透砂岩储层水驱开发中影响开发效

果的因素较多,其中包括物性、孔隙结构、注入量、注水速度、润湿性等。

3)特低渗透砂岩储层水驱开发效果对注水速度较为敏感。针对不同的储层,采取合适的注水速度,才能取得较好的开发效果。

## 参考文献:

- [1] 孔令荣,曲志浩,万发宝,等. 砂岩微观孔隙模型两相驱替实验[J]. 石油勘探与开发,1991(4):79-84.
- [2] 张立宽,王震亮,曲志浩,等. 砂岩孔隙介质内天然气运移的微观物理模拟实验研究[J]. 地质学报,2007,81(4):539-544.
- [3] 刘林玉,张龙,王震亮,等. 鄂尔多斯盆地镇北地区长3储层微观非均质性的实验分析[J]. 沉积学报,2007,25(2):224-229.
- [4] 孙卫,蒲仁海,程顺有,等. 桩52断块沙1油藏沉积微相与油水关系[J]. 石油与天然气地质,1998,19(4):285-290,295.
- [5] 李恕军,柳仁良,熊维亮. 安塞油田特低渗透油藏有效驱替压力系统研究及注水开发调整技术[J]. 石油勘探与开发,2002,29(5):62-65.
- [6] 李红南,徐怀民,许宁,等. 低渗透储层非均质模式与剩余油分布:以辽河西部凹陷齐9-欢50区块杜家台油层为例[J]. 石油实验地质,2006,28(4):404-408.
- [7] 杨正明,邱勇松,张训华,等. 注入水中的悬浮颗粒对特低渗透油藏开发效果的影响[J]. 石油勘探与开发,2002,29(4):106-108.
- [8] 贾红育,曲志浩. 注水开发油田油层结垢机理及油层伤害[J]. 石油学报,2001,22(1):58-62.
- [9] 罗叠潭,王允诚. 油气储集层的孔隙结构[M]. 北京:科学出版社,1986.
- [10] 俞启泰. 水驱砂岩油田驱油效率和波及系数(一)[J]. 石油勘探与开发,1989,16(2):48-52.
- [11] 刘柏林. 苏北盆地陈堡油田微观水驱油机理及水驱油效率影响因素研究[J]. 石油实验地质,2003,25(2):178-182.
- [12] 李振泉,侯健,曹绪龙,等. 储层微观参数对剩余油分布影响的微观模拟研究[J]. 石油学报,2005,26(6):69-73.
- [13] SUN W, QU Z H, TANG G Q. Characterization of water injection in low permeability rock using sandstone micromobles[J]. Journal of Petroleum Technology, 2004, 56(5):71-72.
- [14] SUN W, TANG G Q. Visual Study of Water Injection in low Permeable Sandstone[J]. Journal of Canadian Petroleum Technology, 2006, 11(45): 21-26.
- [15] 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.
- [16] 王凤琴,曲志浩,孔令荣. 利用微观模型研究乳液状驱油机理[J]. 石油勘探与开发,2006,33(2):221-224.
- [17] 侯健,李振泉,关继腾,等. 基于三维网络模型的水驱油微观渗流机理研究[J]. 力学学报,2005,37(6):783-787.
- [18] 朱玉双,曲志浩,蔺方晓,等. 油层受水敏伤害时水驱油渗流特征[J]. 石油学报,2004,25(2):59-64.
- [19] 朱玉双,曲志浩,孔令荣,等. 安塞油田坪桥区、王窑区长6油层储层特征及驱油效率分析[J]. 沉积学报,2000,18(2):279-283.