

文章编号:1001-6112(2012)04-0454-05

# 高温高压水洗物性变化实验研究

——以塔里木轮南油田 T<sub>1</sub> 油组为例

郭平<sup>1</sup>, 徐云林<sup>1</sup>, 石美<sup>2</sup>, 张娟<sup>3</sup>, 练章贵<sup>4</sup>

(1. 西南石油大学“油气藏地质及开发工程”国家重点实验室, 成都 610500; 2. 中国石油西南油气田分公司川中油气矿, 四川 遂宁 629000; 3. 中国石油西南油气田分公司勘探开发研究院, 成都 610000; 4. 中国石油塔里木油田分公司勘探开发研究院, 新疆 库尔勒 841000)

**摘要:**塔里木轮南油田 T<sub>1</sub> 油组已有 20 年注水开发历史, 近年对油藏开发过程中的水洗动用状况进行了一些研究, 但所采用的实验手段均未在地层条件下进行。该文利用取自该油田的流体和岩心, 进行高温高压下的水洗模拟实验, 以弄清储层条件下油水渗流规律, 研究储层长期水洗后微观孔隙结构、润湿性等变化特征。实验表明: 水洗过后, 岩心孔渗降低幅度随水洗倍数增加而略有增大, 分选性变差; 水湿性随水洗倍数增大而增强; 相渗曲线的  $S_{wi}$  与  $S_{or}$  均增大,  $K_{rw}(S_{or})$  降低, 驱油效率降低; 水洗后未形成大孔道, 造成水提前突破的主要原因可能是 T<sub>1</sub> 层内存在平面与纵向非均质性。

**关键词:** 高温高压; 水洗; 油气层物理; 实验研究; 油田开发; 轮南油田

中图分类号: TE311

文献标识码: A

## Experimental study on physical properties after flooding under high temperature and high pressure condition:

taking reservoir T<sub>1</sub> of Tarim Lunnan Oil Field as an example

Guo Ping<sup>1</sup>, Xu Yunlin<sup>1</sup>, Shi Mei<sup>2</sup>, Zhang Juan<sup>3</sup>, Lian Zhanggui<sup>4</sup>

(1. State Key Laboratory of Oil & Gas Reservoir Geology and Exploitation, Southwest Petroleum University, Chengdu, Sichuan 610500, China; 2. Southwest Oil & Gas Company, PetroChina, Suining, Sichuan 629000, China; 3. Exploration and Development Institute of Southwest Oil & Gas Company, PetroChina, Chengdu, Sichuan 610000, China; 4. Exploration and Development Institute of Tarim Oil & Gas Company, PetroChina, Kuerle, Xinjiang 841000, China)

**Abstract:** The T<sub>1</sub> reservoir of the Lunnan Oil Field in the Tarim Basin has over 20 years' development history. In recent years, the application situation of water flooding was researched, but was not in formation condition. In this paper, in order to figure out oil and water seepage law, and to study the reservoir alternations of micro-pore structure and wettability after long-term water flooding, we conducted a water flooding modeling experiment under high temperature and high pressure using fluid and core from this oil field. The experimental results showed that the reduction extent of porosity and permeability of cores increased as water flooding increased, and throats' sorting became weaker. Wettability also increased as water flooding increased. The irreducible water saturation and irreducible oil saturation values on core relative permeability curve rose while the water relative permeability under irreducible oil saturation dropped. Oil displacement efficiency decreased. High-capacity channels were not formed after water flooding. The main reasons for early water breakthrough might be plane and longitudinal heterogeneity.

**Key words:** high temperature and pressure; water flush; physical properties of reservoir; experimental study; oil field exploration; Lunnan Oil Field

塔里木轮南油田 T<sub>1</sub> 油组属中孔隙(平均 18.4%)、中渗透(平均  $227 \times 10^{-3} \mu\text{m}^2$ )、中原始含油饱和度(平均 69%)、非均质较强(变异系数在 0.65 ~

1.55)、饱和压力较低(14.54 MPa)的构造层状边水背斜油藏。油组主砂体主要为扇三角洲前缘相沉积, 纵向上可细分为 T<sub>1a</sub>、T<sub>1b</sub> 2 个小层, 2 小层之间泥

收稿日期: 2011-11-07; 修订日期: 2012-06-19。

作者简介: 郭平(1965—), 男, 教授, 博士, 从事油气藏工程、油气相态、气田开发研究。E-mail: guopingswpi@vip.sina.com。

基金项目: 国家油气重大专项(2008ZX05010)资助。

表1 塔里木轮南油田 T<sub>1</sub> 油藏基本数据Table 1 Basic data of reservoir T<sub>1</sub>, Lunnan Oil Field, Tarim Basin

项目	参数
含油面积/km <sup>2</sup>	11.2
油层有效厚度/m	12.6
探明地质储量/10 <sup>4</sup> t	1 236
原始油气比/(m <sup>3</sup> ·t <sup>-1</sup> )	65
油层中深/m	-3 820
油水界面/m	-3 826
地面孔隙度/%	18.4
渗透率/10 <sup>-3</sup> μm <sup>2</sup>	227
原油压缩系数/10 <sup>-4</sup> MPa <sup>-1</sup>	16.47
地层原油粘度/(mPa·s)	2.12
地层原油密度/(g·cm <sup>-3</sup> )	0.75
地层水粘度/(mPa·s)	0.35
地层水矿化度/(mg·L <sup>-1</sup> )	158 998
油藏温度/℃	120
油藏原始压力/MPa	51.87
原始饱和压力/MPa	14.54

质夹层发育。由于是同期沉积砂体,因此 T<sub>1</sub> 油组砂体的侧向连通程度高,砂体的连通率约为 80% 左右。油藏基础数据见表 1。

文献[1-11]表明,不同地区关于水洗对储集层微观特征变化规律的研究所获得的认识不尽相同。塔里木轮南油田 T<sub>1</sub> 油组由于已注水开发近 20 年,油藏综合含水率已达 82.4%,从含水变化看,2008 年以来呈现出老井含水上快、稳油控水难度大的格局。本文通过模拟实验对比了岩心水洗前后孔渗大小、毛管压力曲线、润湿性、孔隙微观结构以及相渗曲线,较深入地分析了长期水洗前后储集层物性特征的变化规律。

## 1 实验设计

为了更准确模拟地下储集层岩石水洗过程,利用取自该层位的水样、油样和气样,在储层温度和压力(120 ℃,50 MPa)下进行实验。实验所用岩心为砂岩,渗透率分布在(10~1 000)×10<sup>-3</sup> μm<sup>2</sup> 之间。按渗透率高低分为 4 组各 4 块,每组岩心分别进行多倍(50,100,200,400 倍)水洗。

为了研究同一块岩心水洗前后物性的变化规律,实验前后分别进行孔隙度(Φ)、渗透率(K)、毛管压力(P<sub>c</sub>)曲线、润湿性、相对渗透率曲线、孔隙结构(薄片)的测试。岩心切割方案如图 1。

## 2 实验方法及步骤

由于没有高温高压真实流体条件下油水相渗测

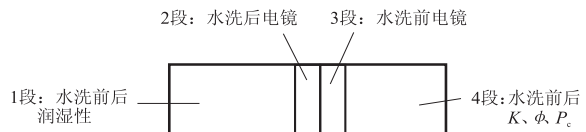


图1 岩心切割示意

Fig. 1 Schemes of core cutting

试标准,本次相渗测试参考 SY/T5345-2007“油水相对渗透率测定”<sup>[12]</sup>进行,孔隙结构研究采用电镜薄片观察。其余测试方法均参见石油天然气行业标准;自吸法 SY/T5153-2007“油藏岩石润湿性测定”<sup>[13]</sup>、离心法 SY/T5346-2005“岩石毛管压力曲线的测定”<sup>[14]</sup>。

实验步骤:1)水洗前清洗烘干,完成切割岩心共分 4 块,将 1、4 段岩心进行孔渗测试;2)水洗前将第 4 段岩心进行毛管压力测试,第 3 段岩心进行薄片测试,第 1 段岩心进行润湿性测试。对 400 倍岩心(组合 1+2+4 段)进行高温高压条件下相渗测试,清洗烘干后进行水洗(50,100,200,400 倍);3)水洗实验完成后,取出第 1 段岩心(2+4 段放于水中)测试润湿性,然后组合 1+2+4 段岩心,进行相渗测试,实验条件与水洗前完全一样,完成后清洗烘干,将 1、4 段岩心进行孔渗测试,2 段岩心进行电镜扫描实验,4 段岩心进行毛管压力测试。

## 3 实验结果及对比分析

### 3.1 孔渗变化

岩心水洗前后孔渗变化如图 2 所示,可见水洗后岩心的孔渗均降低,即物性变差,储集层受到伤害。伤害程度(岩心孔渗平均降低幅度)与水洗倍数关系如图 2c 所示,可见渗透率降低幅度在 2.5%~7.5% 之间,随水洗倍数增加而略有减小;孔隙度降低幅度在 0.8%~2.6% 之间,随水洗倍数增加而几乎不变。由于孔隙度变化很小且降低幅度稳定,而渗透率降低相对较明显,分析认为可能是微小颗粒运移至孔喉处堵塞使得渗透率降低。由此可知,水洗后未形成大孔道,反而可能产生了堵塞现象,实际生产中造成水提前突破的主要原因可能是 T<sub>1</sub> 层内存在平面与纵向非均质性。

### 3.2 毛管压力变化

毛管压力曲线形态特征主要受喉道分选性和喉道半径大小所控制,因此通过对比水洗前后岩心的毛管压力曲线变化,即可分析喉道分选性及喉道半径的变化。水洗不同倍数各选一具代表性的岩心,水洗前后毛管压力曲线参数如表 2 中,饱和度中值压力(P<sub>c50</sub>)变化曲线如图 3。

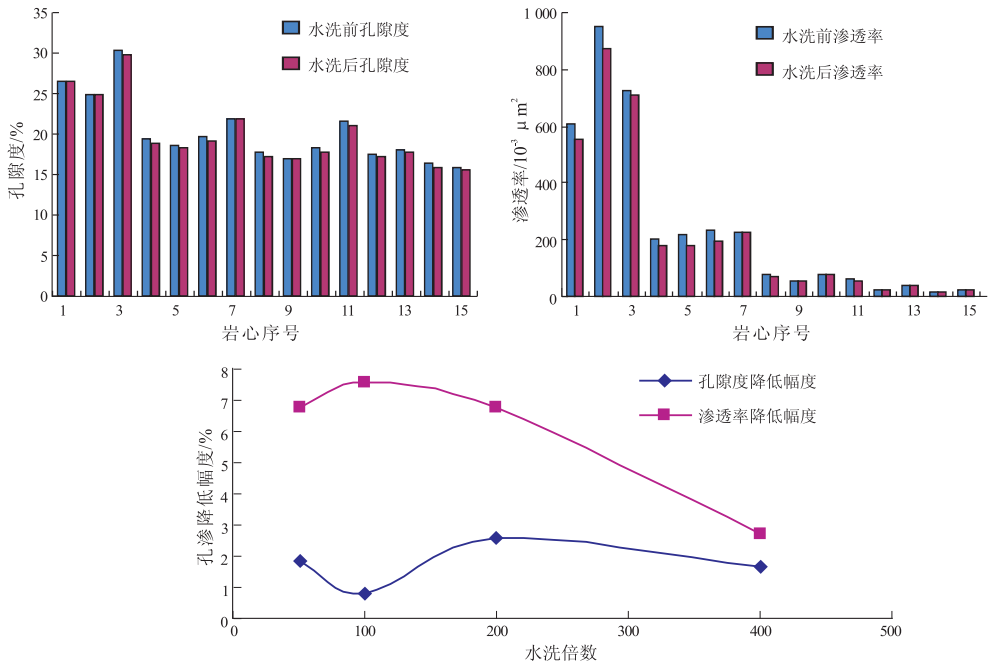


图2 水洗前后孔渗变化

Fig. 2 Changes of porosity and permeability before and after water flooding

表2 岩心水洗前后毛细压力曲线参数变化

Table 2 Changes of characteristic parameters of capillary pressure curves before and after water flooding

水洗 倍数	岩心渗透率/ $10^{-3} \mu\text{m}^2$	饱和度中值压力 $P_{C50}/\text{MPa}$		排驱压力 $P_T/\text{MPa}$		最小湿相饱和度 $S_{\text{min}}/\%$	
		水洗前	水洗后	水洗前	水洗后	水洗前	水洗后
50	190.20	0.046	0.05	0.002	0.003	22.81	26.90
100	20.21	0.108	0.11	0.007	0.008	23.62	24.42
200	206.92	1.010	2.01	0.013	0.023	39.26	47.11
400	175.12	0.510	0.60	0.003	0.004	25.23	27.67

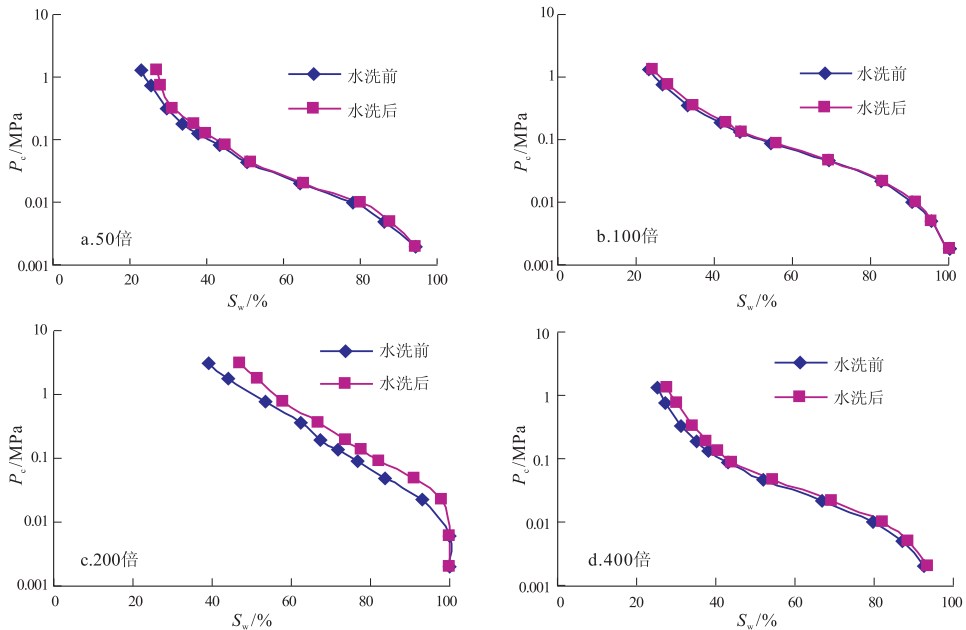


图3 水洗前后毛细压力曲线变化

Fig. 3 Changes of capillary pressure curves before and after water flooding

由图 3 分析可知,水洗后饱和度中值压力  $P_{CS0}$ 、排驱压力  $P_T$  和最小湿相饱和度  $S_{min}$  均变大,说明水洗导致岩心物性变差,小孔喉增多;毛管压力曲线整体上移,中间平缓段变短,说明水洗后喉道半径变小,喉道分选性变差。但是整体来说,水洗前后物性变化不大,也没有表现出与水洗倍数增加而一致的规律。

### 3.3 润湿性变化

岩心水洗后,润湿性会发生变化,随着水洗倍数的增加,润湿性变化的趋势可能会加强。为了研究岩心水洗前后的润湿性变化,水洗前后采用自吸法分别对所选 16 块岩心(每组 4 块,共 4 组)进行了润湿性测试,结果见表 3。

可见岩心水洗后的润湿性向亲水或强亲水方向转化,即岩心的水湿性增强,水洗倍数越大,转化的趋势越强。

### 3.4 孔隙结构变化

对比 16 块岩心薄片水洗前后的电镜扫描图,其孔隙结构显示出较一致的规律。现以其中一块岩心为例(图 4),水洗后岩心内部没有形成大孔道,有部分岩心内部颗粒运移至孔喉,减小了孔喉半径,甚至堵塞孔喉,岩石颗粒分选性变差。

### 3.5 相渗曲线变化

采用模拟油对 400 倍水驱的岩心(组合 1+2+4 段)油驱水建立束缚水后进行非稳态水驱相渗测试,

表 3 岩心水洗前后润湿性变化

Table 3 Changes of wettability before and after water flooding

水洗倍数	水洗	水洗前后岩心润湿性			
50 倍 (第 1 组)	水洗前	亲水	弱亲水	亲水	弱亲水
	水洗后	强亲水	亲水	强亲水	亲水
100 倍 (第 2 组)	水洗前	强亲水	亲水	弱亲水	中性
	水洗后	强亲水	强亲水	亲水	亲水
200 倍 (第 3 组)	水洗前	强亲水	亲水	亲水	弱亲水
	水洗后	强亲水	强亲水	强亲水	亲水
400 倍 (第 4 组)	水洗前	亲水	中性	强亲水	亲水
	水洗后	强亲水	强亲水	强亲水	强亲水

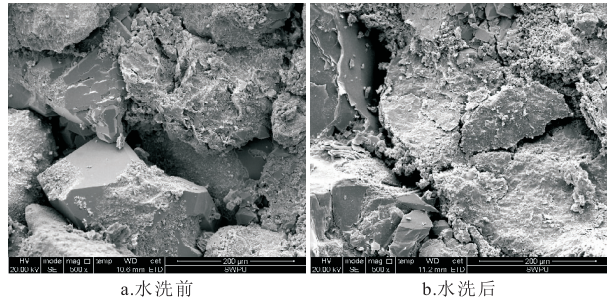


图 4 水洗前后电镜扫描图像

Fig. 4 Electron microscopy figures before and after water flooding

水洗前后实验条件完全一致。岩心水洗前后的相渗曲线及特征数据见图 5、表 4。

可见,水洗后,岩心相渗曲线的束缚水饱和度略有增加,残余油饱和度均增大,残余油饱和度下的水相相对渗透率  $K_{rw}(S_{or})$  均降低,驱油效率降低。渗透率越低,变化越大,反之越小。

## 4 结论

1) 水洗后岩心孔隙度、渗透率均降低,孔隙度变化较小且降低幅度稳定,而渗透率降低相对较明显,分析认为可能是微小颗粒运移至孔喉处堵塞使得渗透率降低;岩心的喉道半径变小,喉道分选性变差。

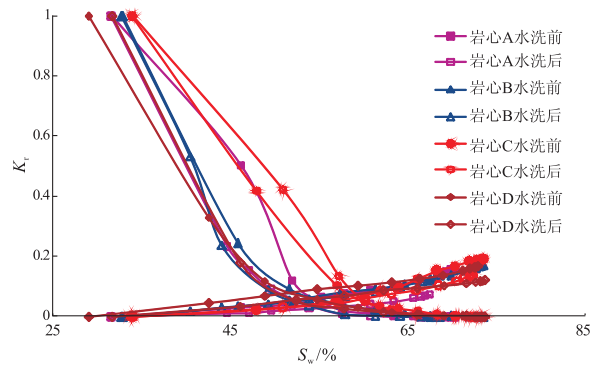


图 5 岩心水洗 400 倍前后相渗曲线对比

Fig. 5 Comparison of relative permeability curves before and after water flooding (400 times)

表 4 岩心水洗 400 倍前后相渗特征数据

Table 4 Parameters of relative permeability curves before and after water flooding (400 times)

参数	岩心 A		岩心 B		岩心 C		岩心 D	
	水洗前	水洗后	水洗前	水洗后	水洗前	水洗后	水洗前	水洗后
孔隙度/%	21.21	20.43	20.29	20.01	16.94	16.27	16.13	15.72
渗透率/ $10^{-3} \mu\text{m}^2$	759.53	742.74	186.44	177.29	84.43	82.11	36.09	33.41
束缚水 $S_{wi}/\%$	29.07	31.73	33.98	34.04	31.71	31.54	32.93	32.77
残余油 $S_{or}/\%$	27.03	26.27	26.43	27.54	29.58	32.48	26.48	31.42
驱油效率/%	61.89	61.53	59.97	58.24	56.68	52.56	60.52	53.26

2) 水洗后岩心的润湿性向亲水或强亲水方向转化,即岩心的水湿性增强;水洗倍数越大,转化的趋势越强。

3) 水洗后岩心相渗曲线的束缚水饱和度略有增加,残余油饱和度均增大,残余油饱和度下的水相相对渗透率  $K_{rw}(S_{or})$  均降低,驱油效率降低。岩心渗透率越低,变化越大,反之越小。

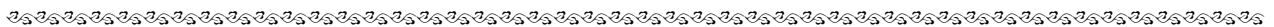
4) 水洗后未形成大孔道反而出现了堵塞现象,实际生产中造成水提前突破的主要原因可能是  $T_1$  层内存在平面与纵向非均质性。

参考文献:

[1] 李继红,曲志浩,陈清华. 注水开发对孤岛油田储集层微观结构的影响[J]. 石油实验地质,2001,23(4):424-428.  
 [2] 郭莉,窦松江,王维伦. 港东开发区注水后储集层结构变化规律研究[J]. 江汉石油学院学报,2001,23(增刊):10-12.  
 [3] 赵跃华,赵新军,翁大丽,等. 注水开发后期下二门油田储集层特征[J]. 石油学报,1999,20(1):432-491.  
 [4] 赵向宏. 改善马岭油田开发效果新途径[J]. 石油勘探与开发,1995,22(2):512-541.  
 [5] 林光荣,陈付星,邵创国,等. 马岭油田长期注水对油层孔隙结构的影响[J]. 西安石油学院学报(自然科学版),2001,

16(6):33-35.  
 [6] 邓玉珍,吴素英,张广振,等. 注水开发过程中储层物理特征变化规律研究[J]. 油气采收率技术,1996,3(4):44-52.  
 [7] 严科,杨少春,任怀强. 基于油藏开发动态的储层四维模型的建立[J]. 中国石油大学学报,2010,34(1):12-16.  
 [8] 何文祥,许雅. 港东开发区水淹前后储层参数变化规律及机理研究[J]. 断块油气田,2010,17(2):191-193,249.  
 [9] Lafargue E, Le Thiez P. Effect of water washing on light ends compositional heterogeneity [J]. Org Geochem, 1996, 24 (12) : 1141-1150.  
 [10] Palmer S E. Effect of water washing on  $C_{15}$  hydrocarbon fraction of crude oils from Northwest Palawan, Philippines [J]. AAPG Bull,1984,68(2):137-149.  
 [11] Lafargue E, Barker C. Effect of water washing on crude oil composition [J]. AAPG Bull,1988,72(3):263-276.  
 [12] 中国石油勘探开发研究院石油采收率研究所. SY/T 5345-2007 岩石中两相相对渗透率测定方法[S]//北京:石油工业出版社,2007.  
 [13] 中国石化胜利油田分公司地质科学研究院. SY/T 5153-2007 油藏岩石润湿性测定方法[S]//北京:石油工业出版社,2007.  
 [14] 中国石油勘探开发研究院石油采收率研究所. SY/T 5346-2005 岩石毛管压力曲线的测定[S]//北京:石油工业出版社,2005.

(编辑 徐文明)



(上接第 453 页)

[8] 罗开平,黄泽光,蒋小琼,等. 川东北地区优质碳酸盐岩储层改造机制探讨[J]. 石油实验地质,2011,33(6):559-563.  
 [9] 王恕一,蒋小琼,管宏林. 川东北地区普光气田飞仙关组储层孔隙演化[J]. 石油实验地质,2009,31(1):26-30.  
 [10] 蔺军,周芳芳,袁国芬. 塔河地区寒武系储层深埋藏白云石化特征[J]. 石油与天然气地质,2010,31(1):13-21,27.  
 [11] 杨玉芳,钟建华,陈志鹏,等. 塔中地区寒武-奥陶系白云岩成因类型及空间分布[J]. 石油与天然气地质,2010,31(4):455-462.  
 [12] 李得立,谭先锋,夏敏全,等. 东营凹陷沙四段湖相白云岩沉积特征及成因[J]. 断块油气田,2010,17(4):418-422.

[13] 朱光有,张水昌,梁英波,等. 硫酸盐热化学还原反应对烃类的蚀变作用[J]. 石油学报,2005,26(5):48-52.  
 [14] 曾德铭,王兴志,王思仪,等. 溶蚀在川东北储层演化中的意义[J]. 西南石油大学学报,2007,29(1):15-18.  
 [15] 朱光有,张水昌,梁英波,等. TSR 对深部碳酸盐岩储层的溶蚀改造:四川盆地深部碳酸盐岩优质储层形成的重要方式[J]. 岩石学报,2006,22(8):2182-2194.  
 [16] 张建勇,刘文汇,范明,等. TSR 产物对碳酸盐岩储层是否具有改良作用:实验地质学的依据[J]. 海相油气地质,2008,13(2):57-61.

(编辑 叶德燎)