

# 中东H油田不同注入水对储层渗流能力的影响

张亚蒲<sup>1,2</sup>, 杨正明<sup>1,2</sup>, 侯海涛<sup>1</sup>, 朱光亚<sup>3</sup>

(1. 中国石油勘探开发研究院 廊坊分院, 河北 廊坊 065007; 2. 中国科学院大学 渗流流体力学研究所, 河北 廊坊 065007; 3. 中国石油勘探开发研究院, 北京 100083)

**摘要:** 为了分析油田不同注入水对储层渗流能力的影响, 利用中东H油田岩心样品, 分别采用模拟地层水和注入水A进行单相及油水两相渗流实验, 对比分析实验结果并对其用数学模型进行描述。结果表明: 注入水A的冲刷等作用引起岩心样品发生固体颗粒脱落及矿物成分流失, 导致岩心样品的渗流能力增强, 油、水绝对渗透率及油水绝对渗透率之和均增加; 岩心样品的亲油性减弱, 亲水性增强, 残余油饱和度降低, 共渗点偏右移, 与模拟地层水驱替相比驱油效率提高2%~5%。基于实验结果建立了数学模型, 该模型能更准确地描述油田开发初期、中期及末期3个阶段的油水渗流规律。

**关键词:** 注入水 渗流能力 储层 数学模型 润湿性 中东地区

中图分类号: TE312

文献标识码: A

文章编号: 1009-9603(2017)02-0095-06

## Effect of different types of injected water on reservoir seepage ability in H oilfield of Middle East

Zhang Yapu<sup>1,2</sup>, Yang Zhengming<sup>1,2</sup>, Hou Haitao<sup>1</sup>, Zhu Guangya<sup>3</sup>

(1. Langfang Branch, Research Institute of Petroleum Exploration & Development, Langfang City, Hebei Province, 065007, China; 2. Institute of Porous Flow and Fluid Mechanics, University of Chinese Academy of Sciences, Langfang City, Hebei Province, 065007, China; 3. PetroChina Research Institute of Petroleum Exploration & Development, Beijing City, 100083, China)

**Abstract:** In order to analyze the effect of different types of injected water on reservoir seepage ability, core samples in H oilfield of Middle East was prepared to simulate formation water and injected water seepage experiments of single phase and oil-water two phase were made. The experiment results were comparatively analyzed and described by mathematical model. The results show that: the scouring effect of injected water A results in loss of solid particles and mineral compositions from core samples, which leads to stronger seepage ability of the core samples. So oil absolute permeability, water absolute permeability and the sum of oil and water absolute permeability are increased. The lipophilicity of the core samples is weakened and the hydrophilicity is enhanced. The residual oil saturation is reduced and the equivalent permeability point shifts to the right. Compared with the result of simulated formation water displacement, the oil displacement efficiency is increased by 2% to 5%. Mathematical model based on the experimental results can give more accurate description on oil-water seepage rule in early, middle and late stages of oilfield exploitation.

**Key words:** injected water; seepage ability; reservoir; mathematical model; wettability; Middle East area

注水是中外大多数油田采用的补充能量以提高采收率的开发方式<sup>[1-3]</sup>。通常优先考虑地层水回

注, 但是油田采出水量往往无法满足注水需求。不同的注入水与储层之间会发生不同的作用, 对渗流

收稿日期: 2016-11-28。

作者简介: 张亚蒲(1981—), 女, 河北保定人, 工程师, 硕士, 从事低渗透储层评价及渗流机理方面的研究。联系电话: (010)69213407, E-mail: Zhangyapu69@petrochina.com.cn。

基金项目: 中国石油“十二五”重大科技专项子课题“中东地区碳酸盐岩油藏整体优化部署及提高采收率技术研究与应用”(11.2011E-2501.X.01)。

能力产生不同的影响,导致开发效果存在较大差异。因此,开展不同注入水对储层渗流能力的影响研究具有重要的意义。目前已有一些学者开展了相关研究<sup>[4-6]</sup>,但主要针对砂岩储层或是中、高渗透储层,关于注入水对低渗透碳酸盐岩储层渗流能力的影响研究很少。以中东H油田低渗透碳酸盐岩储层为例,结合室内物理模拟实验,计算注入水驱替前后的渗透率,并分析相对渗透率曲线的变化规律,从而得到注入水对储层渗流能力的影响。

## 1 油田概况

中东H油田为低渗透孔隙型碳酸盐岩油田,共有8套含油层系,油藏埋深为1 900~4 400 m。其中M1和M2是主力储层,基本处于未开发状态,其平均孔隙度为15%,平均渗透率为 $20 \times 10^{-3} \mu\text{m}^2$ 。储层渗透率低,天然能量弱,注水将是油田保持地层压力和提高采收率的主要开发方式。根据动态预测,油田需要额外补充注水量为 $55 \times 10^4 \sim 60 \times 10^4 \text{ bbl/d}$ ,油田采出水不能完全满足用水需求,必须考虑注入水的多样性。结合油田实际情况,将注入水A作为主要的注入水源。

## 2 不同注入水对储层渗流能力影响实验

### 2.1 实验条件及方法

**实验用水** 实验用水包括模拟地层水和注入水A。根据油田现场水样水质分析结果(表1),采用水质离子分析方法,对地层水复配,可得到与其离子质量浓度基本一致的模拟地层水;采用同样的方法,将经脱盐等处理的地层水与地表水进行复配,再将处理后的地层水与地表水按照1:3的体积比进行混合,可得到注入水A,其总矿化度为15 703.63 mg/L,  $\text{Na}^+$ ,  $\text{K}^+$ ,  $\text{Ca}^{2+}$ ,  $\text{Mg}^{2+}$ ,  $\text{Fe}^{2+}$ ,  $\text{Cl}^-$ ,  $\text{HCO}_3^-$ ,  $\text{CO}_3^{2-}$ 和 $\text{SO}_4^{2-}$ 的质量浓度分别为4 570, 78.75, 880, 260.75, 5.127 5, 9 167.5, 153.75, 0.75和587 mg/L。

**实验用油** 根据现场原油粘度检测结果,将煤

油和真空泵油复配得到模拟油,其90℃下粘度为3.2 mPa·s。

**实验用岩心样品** 实验岩心样品共9块,均来自中东H油田的主力储层。按照SY/T 5356—1999<sup>[7]</sup>对岩心进行洗油、切割、烘干并测试其气测渗透率。将实验岩心样品分成2组,第1组包括岩心样品208, 180S, 168和275S,其气测渗透率分别为 $1.188 \times 10^{-3}$ ,  $50.192 \times 10^{-3}$ ,  $12.538 \times 10^{-3}$ 和 $52.922 \times 10^{-3} \mu\text{m}^2$ ;第2组包括岩心样品193, 218, 226, 377和199,其气测渗透率分别为 $2.153 \times 10^{-3}$ ,  $8.147 \times 10^{-3}$ ,  $4.923 \times 10^{-3}$ ,  $23.225 \times 10^{-3}$ 和 $8.651 \times 10^{-3} \mu\text{m}^2$ 。

**实验方法** 先将准备好的岩心样品恢复润湿性;再将岩心样品全部饱和模拟地层水,称重并计算其孔隙度。第1组岩心样品208, 180S, 168和275S的孔隙度分别为16.98%, 29.26%, 29.74%和25.45%;第2组岩心样品193, 218, 226, 377和199的孔隙度分别为16.34%, 25.88%, 18.84%, 26.03%和26.51%。2组岩心样品分别进行实验。测定第1组岩心样品润湿角。

对第1组岩心样品进行单相渗流实验,具体步骤为:将饱和模拟地层水的岩心放入夹持器,置于烘箱内调节温度至90℃,首先采用模拟地层水驱替15倍孔隙体积,记录实验过程中的压力数据,并保留通过岩心样品的水样;然后换注入水A继续驱替15倍孔隙体积,同样记录实验过程中的压力数据,并保留通过岩心样品的水样;实验结束后再次测定岩心样品的润湿角。

对第2组岩心样品进行油水两相渗流实验,具体步骤为:将饱和模拟地层水的岩心放入夹持器,置于烘箱内调节温度至90℃,参照SY/T 5345—2007<sup>[8]</sup>,进行模拟油—模拟地层水两相渗流实验,待实验结束后恢复岩心样品润湿性,再进行模拟油—注入水A两相渗流实验。保证2次水驱过程的初始润湿性、含油饱和度等参数基本一致。

### 2.2 实验结果

#### 2.2.1 注入水对单相渗流能力的影响

单相渗流实验结果表明:在注入水A驱替后,岩心样品水测渗透率总体呈增大趋势;润湿角变小,亲水性增强(表2)。

表1 中东H油田现场水样水质分析结果  
Table 1 Analysis results of water quality of H oilfield in Middle East

水样	pH值	$\text{Na}^+$	$\text{K}^+$	$\text{Ca}^{2+}$	$\text{Mg}^{2+}$	$\text{Fe}^{2+}$	$\text{Sr}^{2+}$	$\text{Cl}^-$	$\text{HCO}_3^-$	$\text{CO}_3^{2-}$	$\text{SO}_4^{2-}$	总矿化度
地层水	6.6	67 257	2 081	9 200	2 430		1 141	129 575	427		320	212 431
处理后的地层水	4.5	17 500	303	3 067	833	20		35 500	105		767	58 095
地表水	7.5	260	4	151	70	0.17		390	170	1	527	1 573.17

表2 单相渗流驱替实验结果

Table2 Single-phase seepage experiment result

岩心样品编号	地层水测渗透率/ $10^{-3} \mu\text{m}^2$	注入水测渗透率/ $10^{-3} \mu\text{m}^2$	驱替前润湿角/ $(^\circ)$	驱替后润湿角/ $(^\circ)$
208	0.29	0.42	121.7	13.9
180S	15.43	20.04	131.8	14.9
168	3.26	5.16	135	115
275S	17.39	23.28	102.6	33.5

渗透率变化规律 由岩心样品渗透率与驱替孔隙体积倍数的关系(图1)可知,在模拟地层水驱替的过程中,渗透率大的岩心样品渗透率呈下降趋势,渗透率小的岩心样品渗透率变化不明显;而在注入水A驱替后,渗透率大的岩心样品渗透率呈上升趋势,渗透率小的岩心样品渗透率变化不明显。分析其原因为:①在模拟地层水驱替的过程中,以物理作用为主,储层内颗粒迁移,孔喉发生堵塞;渗透率大的岩心样品疏松,渗透率变化明显(图1a);渗透率小的岩心样品致密,颗粒脱落不明显,渗透率变化不大(图1b);②在注入水A驱替的过程中,岩心样品内的大孔道被冲刷,孔隙结构发生变化,渗透率增大;③注入水A与岩心样品发生化学作用,引起孔道变大,也是渗透率增大的原因。

对比第1组实验注入水A驱替岩心样品后水中

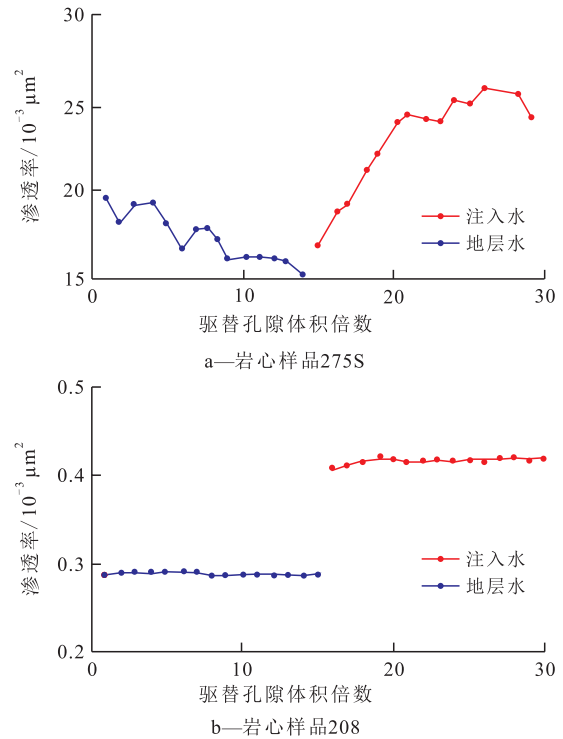


图1 单相渗流渗透率变化曲线

Fig.1 Permeability curves for single-phase seepage

各离子质量浓度的变化(表3)可知,经注入水A驱

表3 注入水A驱替岩心样品后水质变化情况

Table3 Water quality change of injected water A after the core sample displacement

水样	$\text{K}^+$	$\text{Ca}^{2+}$	$\text{Na}^+$	$\text{Mg}^{2+}$	$\text{Fe}^{2+}$	$\text{Sr}^{2+}$	$\text{Cl}^-$	$\text{SO}_4^{2-}$	$\text{HCO}_3^-$	$\text{CO}_3^{2-}$	mg/L
208 计算值	120.75	968.49	5 908.47	286.51	0	25.07	10 900.71	598.75	110.87	0	
208 检测值	120.46	1 053.33	5 875.98	305.94	5.02	23.77	11 675.99	581.44	159.44	0.73	
180S 计算值	192.50	1 217.25	8 050.37	375.22	0	48.02	14 826.68	664.25	113.67	0	
180S 检测值	189.99	1 342.22	8 052.61	381.26	4.84	63.39	15 856.81	572.17	168.93	0.71	
275S 计算值	147.25	1 100.68	6 775.24	341.50	0	41.20	12 775.38	589.21	108.06	0	
275S 检测值	147.79	1 166.90	6 731.62	335.55	4.95	39.34	13 319.48	577.79	163.17	0.72	

替后,阴阳离子总质量浓度增加,检测值比计算值高,表明储层中部分矿物离子流失到水中,同时,也验证了注入水A在驱替过程中与储层发生化学作用,从而引起储层孔隙结构改变,导致渗流能力提高。

润湿性变化 低渗透油藏润湿性的变化将直接影响储层孔隙内流体的分布和流动<sup>[9-13]</sup>。从图2可明显看出,注入水A驱替后润湿角产生明显变化,岩心样品的亲油性减弱,亲水性增强。其原因主要包括:①从微观上来看,润湿相常附着于颗粒表面,经长期驱替,岩心样品表面颗粒容易被剥离,而且方解石和白云石本身就是亲水岩性,容易发生润湿性变化;②经长期冲刷后,岩心样品的孔隙结构发生变化,孔喉变大,往往表现为水湿;③在碳酸盐岩中,粘土矿物含量很少,润湿性容易发生变化。

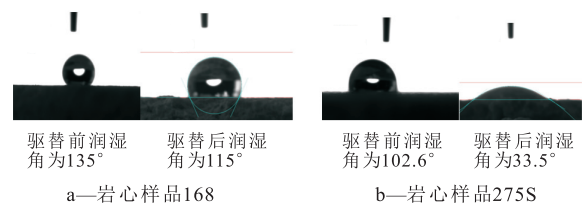


图2 岩心润湿角变化

Fig.2 Variation of wetting angle of core

2.2.2 注入水对两相渗流能力的影响

通过第2组实验,可得到模拟地层水及注入水A驱替岩心样品过程中油、水绝对渗透率、油水绝对渗透率之和的变化规律(图3),同时可以得到油水相对渗透率曲线(图4)和两相渗流特征参数(表4)。从图3可以看出:与模拟地层水相比,经注入水A驱替后,油、水绝对渗透率、油水绝对渗透率之和

都增大。图4和表4表明,注入水A驱替时岩心样品残余油饱和度降低,共渗点偏右移,驱油效率提高2%~5%。

注入水A对两相渗流规律的影响表现在2个方面:①注入水A对润湿性的影响。水驱油过程中,

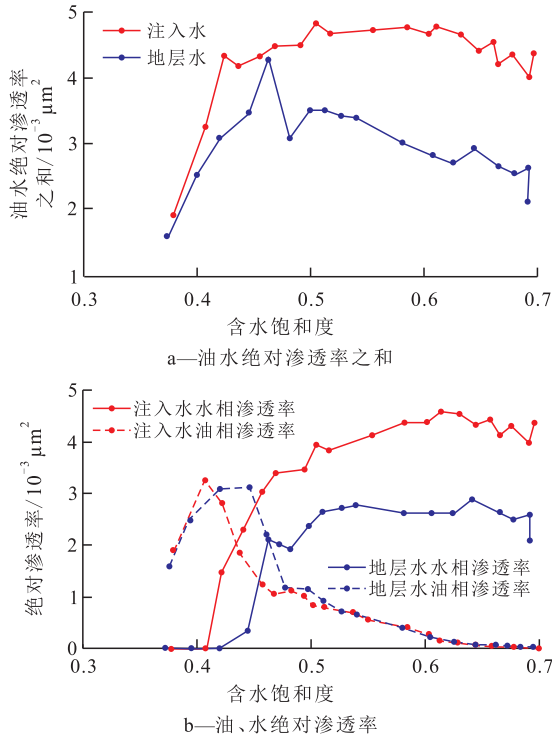


图3 不同注入水对油水渗流能力的影响(岩心样品377)

Fig.3 Effects of different types of injected water on oil and water seepage ability (core sample 377)

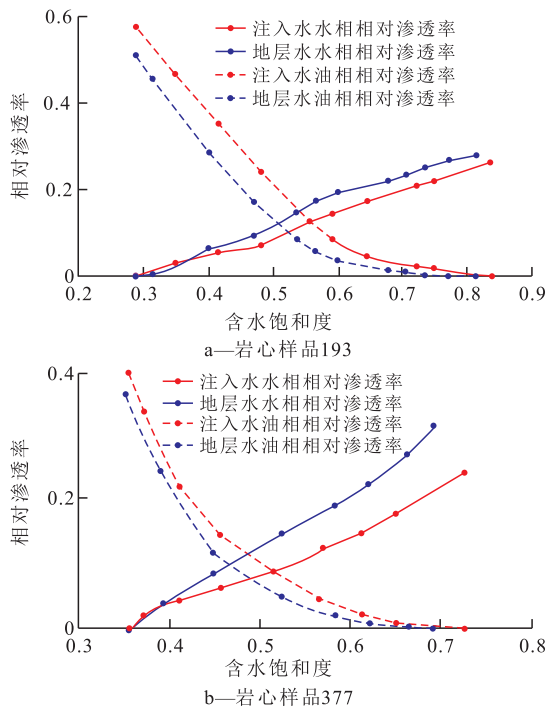


图4 相对渗透率曲线对比

Fig.4 Comparison of oil-water relative permeability curves

表4 不同注入水驱替结果  
Table4 Displacement result of different types of injected water %

岩心样品编号	初始含水饱和度		残余油饱和度		驱油效率	
	模拟	注入	模拟	注入	模拟	注入
	地层水	水A	地层水	水A	地层水	水A
193	28.86	28.98	18.38	16.51	74.16	76.75
218	27.90	27.90	25.79	24.18	64.23	66.46
226	32.21	32.21	27.57	27.06	59.33	60.08
377	35.68	35.68	30.62	27.18	52.39	57.74
199	34.71	34.71	21.9	20.68	66.46	68.33

随着注入量的不断增加及驱油效率的提高,油层含水饱和度也在不断增加。注入水对含油孔道岩石表面不断冲刷,造成含油孔道岩石表面的油膜变薄,甚至被逐渐破坏,从而使油层岩样的润湿性发生变化,从偏亲油逐渐变成亲水。储层润湿性的改变,可以使油水共渗点右移,残余油饱和度减少,驱油效率提高;②注入水A对储层微观孔隙结构的影响。随驱替孔隙体积倍数的增加,岩心样品的微观孔喉特征变好,驱替介质流动性增强,实验中表现出油、水绝对渗透率增加,残余油饱和度减小,驱替效果也变好。

### 3 表征相对渗透率曲线的数学模型

实验结果表明不同的注入水与储层发生作用会导致润湿性和微观孔隙结构等发生变化,从而引起油水两相渗流规律发生变化。如果只用单一的相对渗透率曲线来描述,与实际情况相差很大。为了更好地模拟开发过程中注入水所引起的油水渗流规律的变化,对传统的 Honarpour 提出的相对渗透率曲线<sup>[14]</sup>进行完善,划分为开发初期、中期和末期3个阶段。将3个阶段的相对渗透率曲线分别用不同的相对渗透率曲线数学模型来描述,以便在计算预测产量时更加合理准确。

通过室内实验得到回注地层水及其他注入水的多条相对渗透率曲线后,将多条相对渗透率曲线进行归一化处理(图5)。油田开发初期的油水渗流规律用地层水驱替得到的相对渗透率曲线进行描述;开发末期油水渗流规律用注入水驱替相对渗透率曲线描述;利用2组渗流曲线的端点值,根据 Honarpour 提出的相对渗透率曲线公式拟合指数  $m$  和  $n$ ,即可得到1组过渡相对渗透率曲线,该曲线代表开发中期的油水渗流特征;3条曲线结合能更好得反映油田开发过程。

Honarpour 提出的相对渗透率曲线表达式<sup>[14]</sup>为



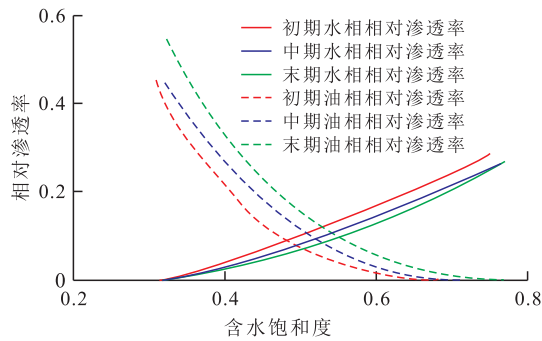


图5 不同驱替阶段相对渗透率曲线

Fig.5 Relative permeability curves at different stages of displacement

$$\begin{cases} K_{rw} = K_{rw}^0 \left( \frac{S_w - S_{wc}}{1 - S_{or} - S_{wi}} \right)^m \\ K_{ro} = K_{ro}^0 \left( \frac{1 - S_w - S_{or}}{1 - S_{or} - S_{wi}} \right)^n \end{cases} \quad (1)$$

按照式(1)对图5中的3组曲线进行拟合,得到初期、中期和末期相对渗透率曲线表达式分别为

$$\begin{cases} K_{rwi} = 0.5 \left( \frac{S_w - 0.25}{1 - 0.35 - 0.25} \right)^{1.5} \\ K_{roi} = 0.8 \left( \frac{1 - S_w - 0.35}{1 - 0.35 - 0.25} \right)^4 \end{cases} \quad (2)$$

$$\begin{cases} K_{rwm} = 0.15 \left( \frac{S_w - 0.25}{1 - 0.25 - 0.25} \right)^{1.5} \\ K_{rom} = 0.8 \left( \frac{1 - S_w - 0.25}{1 - 0.35 - 0.25} \right)^3 \end{cases} \quad (3)$$

$$\begin{cases} K_{rwc} = 0.15 \left( \frac{S_w - 0.35}{1 - 0.35 - 0.25} \right)^2 \\ K_{roc} = 0.8 \left( \frac{1 - S_w - 0.25}{1 - 0.35 - 0.25} \right)^2 \end{cases} \quad (4)$$

假设H油田生产时间为20 a,前5 a为油藏开发初期,5~15 a为开发中期,后5 a为开发末期,分别采用式(2)一式(4)对应的油水两相渗流数学模型。由数值模拟计算得到的油藏单井累积产油量预测曲线(图6)可见,模拟过程只采用初期相对渗

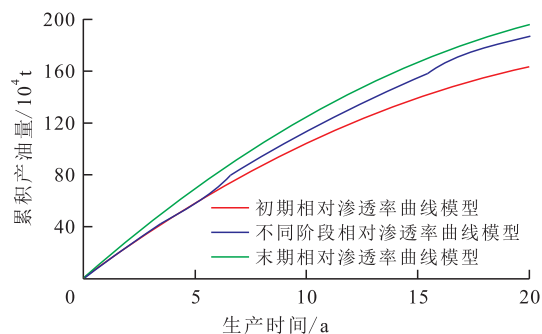


图6 单井累积产油量预测曲线

Fig.6 Single-well cumulative production forecasting curve

透率曲线模型预测产油量偏低,只采用末期相对渗透率曲线模型预测产油量偏高;在油田实际开发过程中,储层微观孔喉和润湿性改变都会引起渗流规律变化,因此,在油田产量预测时,不同开发阶段采用不同油水两相渗流数学模型,结果才更接近实际生产特征。

## 4 结论

不同的注入水会对储层的润湿性和孔隙结构造成不同的影响,从而引起油水两相渗流规律的变化。结合油田开发特征,将油水两相渗流规律数学模型按照开发初期、中期和末期3个阶段进行描述,用于预测产量时更合理准确。

不同的注入水以及润湿性反转剂、压裂液等储层改造措施都有可能引起储层物性的变化,从而引起油水渗流规律的变化,这一变化往往被忽略。所提出的实验方法及所建立的数学模型,可为解决该类问题提供参考。

注入水不同的离子组成和pH值等是储层物性变化的根本原因,对于这些因素的研究并未涉及,建议进行更深入的研究。

### 符号解释:

$K_{rw}$ ——水相相对渗透率;  $K_{rw}^0$ ——初始水相相对渗透率;  $S_w$ ——含水饱和度;  $S_{wc}$ ——束缚水饱和度;  $S_{or}$ ——残余油饱和度;  $S_{wi}$ ——初始含水饱和度;  $m$ ——水相拟合指数;  $K_{ro}$ ——油相相对渗透率;  $K_{ro}^0$ ——初始油相相对渗透率;  $n$ ——油相拟合指数;  $K_{rwi}$ ——初期水相相对渗透率;  $K_{roi}$ ——初期油相相对渗透率;  $K_{rwm}$ ——中期水相相对渗透率;  $K_{rom}$ ——中期油相相对渗透率;  $K_{rwc}$ ——末期水相相对渗透率;  $K_{roc}$ ——末期油相相对渗透率。

### 参考文献:

- [1] Salam Al Rbeawi. A view for prospective EOR projects in Iraqi Oil Fields [J]. Universal Journal of Petroleum Sciences, 2013, 1(3): 39-67.
- [2] Dennis Denney. EOR potential in the Middle East: Current and future trends [R]. Vienna: The 2011 SPE Europe/EAGE Annual Conference and Exhibition, 2011.
- [3] 苏海洋, 廖长霖, 李波, 等. 孔隙型碳酸盐岩油藏提高采收率驱油方式实验 [J]. 油气地质与采收率, 2016, 23(1): 90-95. Su Haiyang, Liao Changlin, Li Bo, et al. Experiments on oil displacement method of enhanced oil recovery in porous carbonate reservoir [J]. Petroleum Geology and Recovery Efficiency, 2016, 23(1): 90-95.

- [4] 王博, 陈小凡, 刘峰, 等. 长期注水冲刷对储层渗透率的影响[J]. 重庆科技学院学报: 自然科学版, 2011, 13(2): 37-38.  
Wang Bo, Chen Xiaofan, Liu Feng, et al. Influence of long-term water flooding on reservoir permeability [J]. Journal of Chongqing University of Science and Technology: Natural Sciences Edition, 2011, 13(2): 37-38.
- [5] 高文喜. 低渗透油藏超前注水应力敏感性模拟实验[J]. 大庆石油地质与开发, 2016, 35(2): 52-55.  
Gao Wenxi. Simulating test on the stress sensitivity of advanced water injection for the low-permeability oil reservoir [J]. Petroleum Geology & Oilfield Development in Daqing, 2016, 35(2): 52-55.
- [6] 张乐. 注入水矿化度对油藏润湿性的影响[J]. 西部探矿工程, 2013, (3): 43-44, 48.  
Zhang Le. The influence of injection water salinity on rock wettability of the reservoir [J]. West-China Exploration Engineering, 2013, (3): 43-44, 48.
- [7] 杨明金, 李开荣, 邓粉兰, 等. SY/T 5356—1999 常规取心作业方法[S]. 北京: 国家石油和化学工业局, 1999.  
Yang Mingjin, Li Kairong, Deng Fenlan, et al. SY/T 5356—1999 Conventional coring operational methods [S]. Beijing: State Bureau of Petroleum and Chemical Industries, 1999.
- [8] 张祖波, 罗蔓莉, 洪颖, 等. SY/T 5345—2007 岩石中两相相对渗透率测定方法[S]. 北京: 国家发展和改革委员会, 2007.  
Zhang Zubo, Luo Manli, Hong Ying, et al. SY/T 5345—2007 Test method for two phase relative permeability in rock [S]. Beijing: National Development and Reform Commission, 2007.
- [9] 姚振杰. NP 油田不同注水开发阶段孔渗变化规律研究[D]. 大庆: 东北石油大学, 2013.  
Yao Zhenjie. Research of porosity and permeability change rule at the different flooding development stage for NP oilfield [D]. Daqing: Northeast University of Petroleum, 2013.
- [10] 宋新旺, 张立娟, 曹绪龙, 等. 润湿性对油水渗流特性的影响[J]. 油田化学, 2008, 25(4): 305-308.  
Song Xinwang, Zhang Lijuan, Cao Xulong, et al. Effects of wettability on oil and water flow through porous media [J]. Oilfield Chemistry, 2008, 25(4): 305-308.
- [11] 崔志松. 低渗透油层润湿性对采收率的影响研究[D]. 大庆: 大庆石油学院, 2009.  
Cui Zhisong. The effect of wettability on oil recovery for low permeability oil layers [D]. Daqing: Daqing Petroleum Institute, 2009.
- [12] 刘中云, 曾庆辉, 唐周怀, 等. 润湿性对采收率及相对渗透率的影响[J]. 石油与天然气地质, 2000, 21(2): 148-150.  
Liu Zhongyun, Zeng Qinghui, Tang Zhouhui, et al. Effect of wettability on recovery and relative permeability [J]. Oil & Gas Geology, 2000, 21(2): 148-150.
- [13] 张立娟, 岳湘安, 孙盈盈. 多孔介质中油膜驱替特性的实验模拟[J]. 油气地质与采收率, 2015, 22(6): 80-84.  
Zhang Lijuan, Yue Xiang'an, Sun Yingying. Experimental simulation on displacement of oil film in porous media [J]. Petroleum Geology and Recovery Efficiency, 2015, 22(6): 80-84.
- [14] Honarpour M, Koederitz L F, Herbert H A. Empirical equation for estimating two-phase relative permeability in consolidated rock [J]. Journal of Petroleum Technology, 1982, 34(12): 2905-2911.

编辑 刘北羿

(上接第94页)

- [7] 秦伟军, 付兆辉. 油气预测储量区块升级评价方法[J]. 石油实验地质, 2015, 37(1): 117-123.  
Qin Weijun, Fu Zhaohui. Improving evaluation of predicted hydrocarbon reserve zones [J]. Petroleum Geology & Experiment, 2015, 37(1): 117-123.
- [8] 陈元千, 周翠, 张霞林, 等. 重质油藏注蒸汽开采预测经济可采储量和经济极限汽油比的方法——兼评国家行业标准的预测方法[J]. 油气地质与采收率, 2015, 22(5): 1-6.  
Chen Yuanqian, Zhou Cui, Zhang Xialin, et al. Methods for predicting economically recoverable reserves and economic limit of steam-oil ratio of heavy oil reservoir by steam flooding recovery: Comment on the prediction methods of the national industry standard [J]. Petroleum Geology and Recovery Efficiency, 2015, 22(5): 1-6.
- [9] 韩晓东. 试探经济因素在 SEC 储量评估中的作用[J]. 海洋石油, 2004, 24(3): 45-50.  
Han Xiaodong. A discussion on functions of economic factors in evaluation of SEC reserves [J]. Offshore Oil, 2004, 24(3): 45-50.
- [10] 程晓珍, 王亮, 魏浩源, 等. 浅析经济因素对 SEC 原油储量评估的影响[J]. 新疆石油地质, 2008, 29(6): 785-787.  
Cheng Xiaozhen, Wang Liang, Wei Haoyuan, et al. The effect of economic factors on SEC reserve evaluation [J]. Xinjiang Petroleum Geology, 2008, 29(6): 785-787.
- [11] 张玲, 魏萍, 肖席珍. SEC 储量评估特点及影响因素[J]. 石油与天然气地质, 2011, 32(2): 293-301.  
Zhang Ling, Wei Ping, Xiao Xizhen. Characteristics and their influential factors of SEC reserve evaluation [J]. Oil & Gas Geology, 2011, 32(2): 293-301.

编辑 王星