

# 原油粘度变化对水驱油开发动态影响的数学模拟方法

鞠斌山, 樊太亮, 王晓冬, 张金川

中国地质大学能源学院, 北京 100083

**摘要:** 为了研究注水开发油田原油粘度升高对开发效果的影响, 通过对实际油藏原油粘度统计, 回归出了原油粘度增长模型. 在三维三相黑油渗流模型的基础上, 建立了一个原油粘度随含水和压力变化的油藏渗流数学模型, 并采用有限差分方法建立了相应的数值模型, 采用超松弛法对该模型进行了求解, 用 Fortran 90 语言开发了一个新的数值模拟器. 应用该模拟器模拟了不同的原油粘度变化规律对水驱效果的影响, 并与常规模拟器的结果进行了对比. 结果表明: 初始水油粘度比为 1:10、含水达到 98% 时, 粘度增长指数由 0 增加到 0.02, 对应的原油采出程度由 44.80% 降低到 34.29%. 目前商业软件中忽略了原油粘度随含水升高而增加的因素, 使得预测的采收率明显偏高.

**关键词:** 粘度变化; 渗流; 数值模拟; 采收率; 含水.

中图分类号: TE34

文章编号: 1000-2383(2006)03-0378-06

收稿日期: 2005-12-13

## Mathematical Simulation of the Effect of the Change in Oil Viscosity on Water Drive Performance

JU Bin-shan, FAN Tai-liang, WANG Xiao-dong, ZHANG Jin-chuan

*School of Energy Resources, China University of Geosciences, Beijing 100083, China*

**Abstract:** The increase of crude oil viscosity can affect the production performance of oil fields when they are flooded by injection water. To study this effect, oil viscosity was analyzed statistically and its increase model was regressed. Based on the three-dimensional and three-phase black-oil model, a new mathematical model considering the change of oil viscosity caused by other factors besides formation pressure was developed. The model was discretized by the finite-difference method and solved by the LSOR (line successive over relaxation) method. A new numerical simulator written in Fortran 90 codes was developed. An oil field example of changes in oil viscosity is studied using the numerical simulator, and the changes in oil viscosity and their effects on water drive performance were studied and compared with the results given by a normal simulator. The result shows that oil recovery (water-cut arrives to 98%) decreases from 44.80% to 34.29% when the viscosity factor increases from 0 to 0.02 if the initial viscosity ratio of water to oil is 1:10. The recovery predicted by current commercial oil reservoir simulators that neglect the increase in oil viscosity with water-cut rising is higher than true recovery.

**Key words:** viscosity change; flow in porous media; numerical simulation; recovery; water-cut.

常规水驱油田开发过程中, 长期的水洗和水中氧对原油氧化等复杂作用(本文称之为非压力因素), 导致油层原油的粘度随着含水上升不断升高, 原油的流动性变差(陈永生, 1993; 大港油田科技丛书编委会, 1999; 赵跃华等, 1999, 邓玉珍和徐守余, 2003). 郭

元灵和苏国英(1998)对一个实际油田的统计结果表明, 经过 20 年的注水开发, 油藏条件下原油粘度从 10~1 000 mPa·s 上升到 100~1 500 mPa·s, 个别井层粘度达到 4 000~5 000 mPa·s. 笔者在研究太平油田原油性质时, 也发现油层压力基本未变, 而原油粘

度普遍升高,地层水的粘度基本不变.所以,油水粘度比在开发过程中变得越来越不利,必然对油田的开发动态产生影响.鞠斌山等(2001)在非活塞式驱替理论的基础上,考虑驱替过程中原油粘度的变化,建立了一个一维油水两相理想渗流模型,研究了原油粘度的驱替特征和对开发指标的影响.文献调研和作者的近期研究结果表明:常规油田开发过程中(热力采油等三次采油除外),压力不是影响原油粘度变化的唯一因素,非压力因素可使原油粘度增加数倍,足以对水驱油的效果产生不可忽视的影响.然而目前的黑油模拟器中没有考虑这一问题,尽管组分模拟器可以通过组分变化考虑油粘度变化(Klara and Hemanth-Kumar, 1987),但不能考虑水洗、氧化等复杂作用对原油粘度的影响,此外由于组分的划分及描述各组分性质的数据难以获取和确定,所以使用组分模拟器并不能提高模拟精度.为提高模拟精度,姜汉桥等(1999)和盖英杰等(2000)对原油粘度变化的油田进行数值模拟时采取的策略是分段模拟.其中姜汉桥等(1999)根据模拟区综合含水分中低含水、高含水和特高含水 3 个阶段,对应的每个阶段粘度取值分别为 19、30、40 mPa·s.事实上,粘度随含水升高是渐变的,如此处理的结果是从一个含水阶段到另一个含水阶段粘度突然变化,即每个节点处粘度值突然升高;此外,综合含水是生产井所在的网格处含水率的反映,通过综合含水的变化来改变模拟区原油粘度,对于生产井所在网格以外的其他网格是不够准确的.可见分段模拟仍然不是理想的方法.为了研究开发过程中非压力因素引起的原油粘度变化对水驱油田开发效果的影响,本文建立了一个原油粘度随含水和压力变化的新三维三相黑油渗流数学模型,并开发了一个油田规模的油藏数值模拟器.通过实例在本模拟器上运行,研究了油层原油粘度变化对水驱前缘、含水率和采收程度等指标和剩余油分布的影响.

## 1 变原油粘度三维三相渗流模型建立

### 1.1 数学建模假设条件

有以下 4 个条件:(1)三维三相等温渗流;(2)非均质可压缩孔隙介质;(3)重力和毛管力;(4)流体性质变化.

### 1.2 三维三相基本渗流方程

对于三维三相油层渗流,由以下 3 个基本偏微

分方程来描述:

$$\operatorname{div}\left(\frac{kk_{rw}}{B_w\mu_w}\operatorname{grad}\Phi_w\right)+q_w=\omega\frac{\partial}{\partial t}(\varphi S_w/B_w), \quad (1)$$

$$\operatorname{div}\left(\frac{kk_{ro}}{B_o\mu_o}\operatorname{grad}\Phi_o\right)+q_o=\omega\frac{\partial}{\partial t}(\varphi S_o/B_o), \quad (2)$$

$$\operatorname{div}\left(\frac{kk_{rg}}{B_g\mu_g}\operatorname{grad}\Phi_g+\frac{kk_{ro}R_s}{B_o\mu_o}\operatorname{grad}\Phi_o\right)+q_g=\omega\frac{\partial}{\partial t}(\varphi S_g/B_g+\varphi S_oR_s/B_o). \quad (3)$$

另外,还有以下 4 个辅助方程:

$$\Phi_o=p_o+\gamma_o z, \quad (4)$$

$$\Phi_w=p_w+\gamma_w z=p_o+p_{cwo}+\gamma_w z, \quad (5)$$

$$\Phi_g=p_g+\gamma_g z=p_o+p_{cgo}+\gamma_g z, \quad (6)$$

$$S_o+S_w+S_g=1. \quad (7)$$

$\Phi$  为流体的势,MPa;  $S$  为饱和度,  $f$ ;  $k$  为地层渗透率,  $\mu\text{m}^2$ ;  $k_r$  为相对渗透率,  $f$ ;  $\mu$  为粘度,  $\text{mPa}\cdot\text{s}$ ;  $R_s$  为天然气在油中的溶解度,  $\text{m}^3/\text{m}^3$ ;  $z$  为高度标高,  $\text{m}$ ;  $\varphi$  为地层孔隙度,  $f$ ;  $p$  为毛管压力, MPa;  $\gamma$  为流体比重,  $f$ ;  $q$  为源汇项,即从单位体积岩石中采出(为负)或向单位体积岩石中注入(为正)的地面条件下的流量,  $\text{m}^3/\text{d}$ ;  $\omega$  为单位换算系数;  $\operatorname{div}$  为散度;  $\operatorname{grad}$  为梯度; 下标的意义:  $w$  为水,  $o$  为油,  $g$  为气.

下面是主要系数的处理方法(韩大匡等,1993):孔隙度是压力的函数,即

$$\varphi=\varphi(p)=\varphi_0 e^{C_r(p-p_0)}. \quad (8)$$

水相相对渗透率为

$$k_{rw}=k_{rw}(S_w). \quad (9)$$

气相相对渗透率为

$$k_{rg}=k_{rg}(S_g). \quad (10)$$

三相时油相相对渗透率为

$$k_{ro}=k_{ro}(S_w, S_g). \quad (11)$$

如果只有油水两相,油相渗透率简化为

$$k_{ro}=k_{ro}(S_w). \quad (12)$$

水和气粘度看成是压力的函数

$$\mu_w=\mu_w(p_w), \quad (13)$$

$$\mu_g=\mu_g(p_g). \quad (14)$$

在不考虑温度变化的条件下,通常将原油粘度看成是压力的函数  $\mu_o=\mu_o(p)$ ,这对于室内高压物性实验是合理的,因为实验测定条件是只有油相,而且实验时间与油田开发过程相比而言是相对短暂的.然而在油田开发水驱过程中,原油粘度受长期氧化和水洗等作用而明显上升.显然,将室内实验得到的原油粘度变化规律用于实际油田开发预测会引起较大的误差.

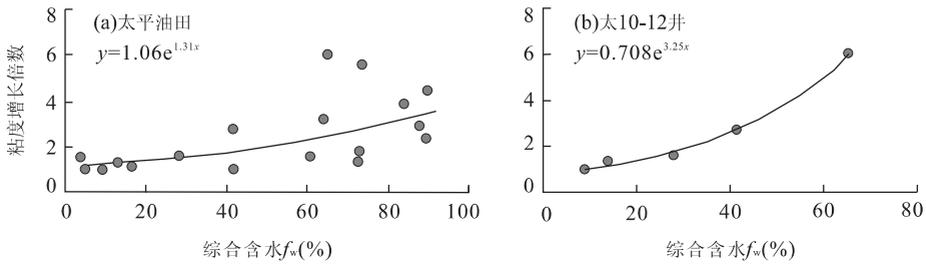


图 1 太平油田原油粘度升高与含水关系

Fig. 1 Relation of the increase in viscosity of oil from Taiping oilfield and water-cut

在压力变化不大和油层温度不变的情况下,高含水期的原油粘度是低含水期粘度的数倍(大港油田科技丛书编委会,1999;郭元灵和苏国英,1998;鞠斌山等,2001). 如果将原油粘度看成是压力的一元函数,压力基本不变,对应的原油粘度变化幅度也很小,显然与实际不符. 还可以看出,开发过程中油田油层原油粘度增长倍数  $R$  (某一时刻原油的粘度与初始粘度之比) 与含水率有着较好的相关性,单井的相关性更好(图 1),即

$$R = \mu_o / \mu_{oi} = F(f_w). \tag{15}$$

$\mu_o$  为某一含水  $f_w$  对应的原油粘度,  $\mu_{oi}$  为初始含水  $f_{wi}$  对应的原油粘度. 可以统一写成如下表达式

$$R = \mu_o / \mu_{oi} = F(f_w) = ae^{bf_w}. \tag{16}$$

如果含水  $f_w = f_{wi} = 0, \mu_o = \mu_{oi}, R = 1$ , 所以  $a = 1$ . 为方便起见,称  $b$  为粘度增长指数,可以通过实际油田原油性质统计获得. 显然  $\mu_o = \mu_o(p_o)$  不能很好地描述开发过程中原油的变化规律. 如果综合考虑压力对原油粘度的影响,则

$$\mu_o = F^*(\mu_{oi}F(f_w), p), \tag{17}$$

$$f_w = \frac{k_{rw} / \mu_w}{k_{rw} / \mu_w + k_{ro} / \mu_o}. \tag{18}$$

可以看出,与常规黑油体系相比,粘度的处理方法存在较大差异. 数值求解时将粘度项作显式处理,即可获得对应的压力和含水条件下的原油粘度. 方程(1)~(18)构成了完整的数学模型.

## 2 求解方法

该数学模型的求解思路为:采用有限差分方法建立相应的数值模型,采用超松弛迭代技术对该模型进行求解. 整个求解过程采用 IMPES 法(刘慧卿,2001),关键步骤如下:

方程(1)~(7)中,有 7 个未知量:  $\Phi_o, \Phi_w, \Phi_g, S_o, S_w, S_g$  和  $p_o$ , 因此方程组是封闭的. 由于有 4 个

表 1 主要参数

Table 1 Main parameters

参数名称	取值	参数名称	取值
储层深度(m)	1 200.0	水的粘度(mPa·s)	0.50
节点数, $11 \times 11 \times 2$	242	油的初始粘度(mPa·s)	5.00
网格尺寸 $dx=dy$ (m)	20.0	束缚水饱和度 $S_{wc}$	0.30
网格尺寸 $d_z$ (m)	6.0	原始含油饱和度	0.70
孔隙度	0.22	原始油层压力(MPa)	12.00
平面渗透率( $\mu m^2$ )	0.20	泡点压力(MPa)	9.25
垂向渗透率( $\mu m^2$ )	0.000 01		

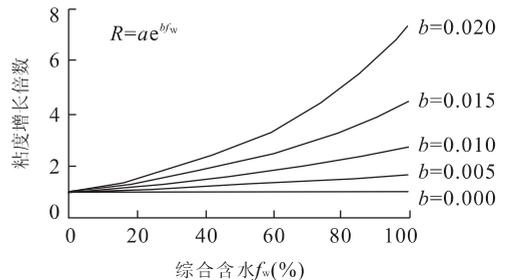


图 2 含水率和粘度增长指数对原油粘度变化的影响

Fig. 2 Effects of water-cut and viscosity increase exponent on the viscosity increase factors

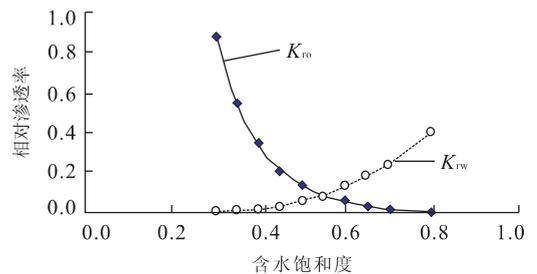


图 3 油水相对渗透率曲线

Fig. 3 Relative permeability curves of oil and water

简单的代数方程,因此可以消去 4 个未知量,余下 3 个未知量(模型中采用):  $p_o, S_o, S_w$ . 在系数中,毛管压力和相对渗透率是 3 个饱和度的函数,其中 2 个为独立变量,一般选  $S_g$  和  $S_w$ . 认为  $p_{cwo}$  和  $k_{rw}$  是  $S_w$

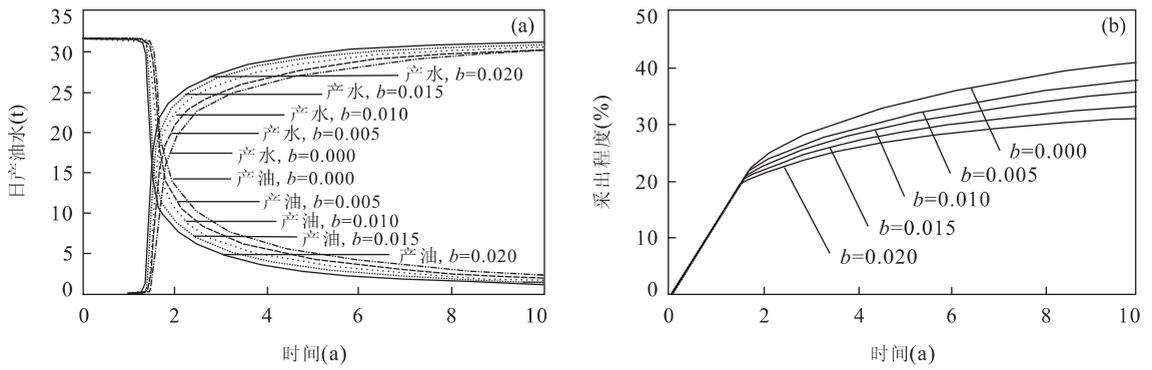


图 4 粘度增长指数对日产油水速度(a)和采出程度(b)的影响

Fig. 4 Effects of viscosity increase exponent on production rates of oil and water (a) and oil recovery (b)

的函数,  $p_{cgo}$  和  $k_{rg}$  是  $S_g$  的函数,  $k_{ro}$  是  $S_w$  和  $S_g$  的二元函数. 另外,  $B, R_s, \mu, \gamma$  和  $\Phi$  是压力和饱和度的函数, 这种关系由高压物性(PVT)分析得到, 其中  $B_w, B_g, \mu_w, \mu_g$  和  $\gamma_g$  是压力的函数. 系数  $B_o, R_s, \gamma_o$  由于受天然气溶解和逸出的影响, 就比较复杂, 当原油处于饱和状态时,  $S_g > 0, B_o, R_s, \gamma_o$  是压力的函数; 当原油处于未饱和状态时, 油层压力高于饱和压力,  $S_g = 0; B_o, R_s, \gamma_o$  取决于压力和饱和压力 2 个变量.  $\mu_o$  是压力和含水的函数, 每个节点处的原油瞬时粘度受该节点处的瞬时压力和含水率控制. 对于上述的 1 个压力和 2 个饱和度微分方程采用隐式求压力、显式求饱和度法, 先求压力后求饱和度.

### 3 计算实例与分析

为了研究开发过程中非压力因素引起的原油粘度变化及其对开发动态的影响, 建立了一个标准五点井网两层均质地地质模型, 生产制度假定为定液量生产, 4 口注水井定注入量注入, 注采比为 1. 主要参数见表 1.

#### 3.1 粘度上升规律和相对渗透率曲线

在温度和压力不变的情况下, 油层原油的粘度变化受到注入水的氧化和冲洗等作用而升高, 实际上影响原油粘度变化的原因十分复杂, 研究多因素对原油粘度的影响十分困难, 室内实验的条件和油田开发条件存在较大的差异, 研究需要的多种油田数据难以获取. 然而通过油田数据的统计分析发现原油粘度增长倍数与含水率呈较好的幂指数规律相关, 因此可以近似地用该规律描述非压力因素对原油粘度的影响. 为了研究原油粘度增长与含水率的关系对开发动态的影响, 假定 5 种变化规律(图 2),

表 2 粘度增长指数对含水率和采出程度的影响

Table 2 Effects of viscosity increase exponent on water-cut and oil recovery

含水率 (%)	指数 $b$				
	0.000	0.005	0.010	0.015	0.020
10	21.00	20.30	19.65	19.08	18.60
30	21.90	21.05	20.35	19.70	19.15
40	22.42	21.41	20.53	19.82	19.25
50	23.20	21.94	20.97	20.13	19.44
60	24.49	22.91	21.67	20.72	19.92
70	26.81	24.73	23.15	21.88	20.86
80	31.20	28.41	26.20	24.41	22.96
90	38.04	34.43	31.29	28.67	26.59

其中  $b=0.000$  为原油粘度与含水无关, 相当于常规黑油模拟器的处理方法. 所用的油水相对渗透率曲线见图 3.

#### 3.2 粘度变化对生产指标的影响

应用图 3 的相对渗透率曲线和图 2 所示的 5 种粘度变化规律, 在基于粘度变化理论上开发的软件上分别运行 10 年. 图 4a 为粘度增长指数对日产油、水的影响曲线, 在无水产油期, 日产油水速度相同, 粘度增长指数越大, 无水采油期越短; 油井见水后, 粘度增长指数越大含水上升速度越快, 日产油速度越低.

图 4b 为粘度增长指数对采出程度影响曲线, 其影响主要体现在油井见水以后, 而且随着开发期延长, 采出程度出现明显差异, 同一时刻粘度增长指数越大, 对应的采出程度越低. 10 年后采出程度由低到高依次为: 31.36%、33.33%、35.56%、38.08%、40.89%. 粘度变化最大的情况( $b=0.020$ , 比粘度不随含水变化的情况( $b=0.000$ , 相当于常规模拟器的粘度处理方法)对应的采出程度低 9.53%.

表 2 为原油粘度增长指数对含水率和对应的采

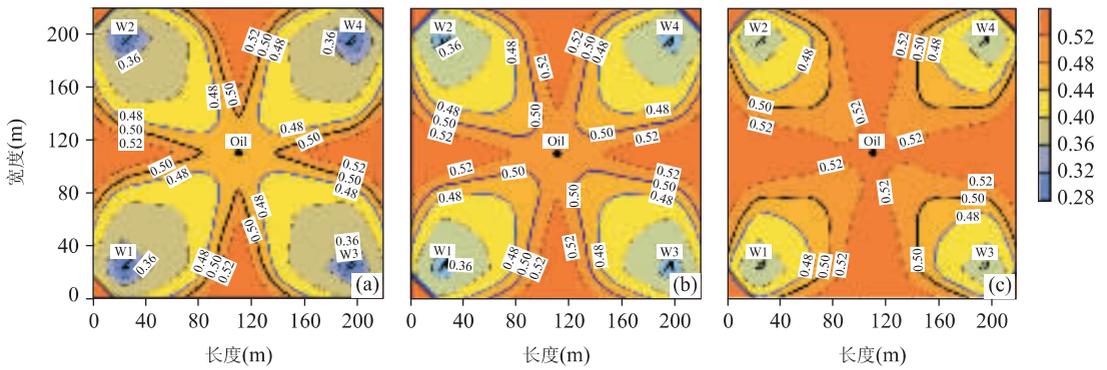


图 5 5年后剩余油饱和度分布

Fig. 5 Residual oil distribution after 5 years

a.  $b=0.000$ ; b.  $b=0.010$ ; c.  $b=0.020$ 

出程度影响对比。油井见水后,同一含水率,粘度增长指数越高,对应的采出程度越低,而且随着含水率的升高差异越大。含水率为 90% 时,粘度指数为 0.02,对应的采出程度比不考虑粘度变化的采出程度低 11.45%。

### 3.3 粘度变化对剩余油和驱替前缘的影响

图 5 为模拟 5 年后粘度增长指数对剩余油分布及水驱油效果的影响,横纵坐标为模型的长宽,单位是 m。随着粘度增长指数的增加,剩余油饱和度增大。 $b=0.000$  时,剩余油饱和度高于 0.50 的区域分布在主流线外的难以波及区,油井附近的含油饱和度已经低于 0.50; $b=0.010$  时,剩余油饱和度高于 0.50 的区域分布面积明显加大,油井附近的含油饱和度介于 0.50~0.52 之间; $b=0.020$  时,剩余油饱和度高于 0.50 的区域大面积分布,低于 0.50 的区域主要集中在注水井附近。从含油饱和度为 0.48 (对应的含水饱和度为 0.52) 的等值线也可以看出,随着油粘度增长指数增加,该值对应的水线推进距离越小,驱油效果越差。由此可见原油粘度的增长增加了油水粘度比,降低了水驱油的效率。

## 4 结论

(1) 原油粘度统计分析结果表明:对常规水驱油藏,在非压力影响条件下原油粘度增加倍数与含水率呈指数规律相关。(2) 在黑油渗流模型的基础上建立了一个能够考虑非压力因素对原油粘度影响的渗流模型,并开发了一个新的油藏数值模拟器。(3) 通过粘度指数的变化研究表明:定液生产条件下,在无水产油期日产油水速度相同。粘度增长指数越大,无

水产油期越短;油井见水后,粘度增长指数越大含水上 升速度越快,日产油速度越低。(4) 模拟 10 年后,粘度增长指数为 0.020 的情况下比粘度不随含水变化的情况对应的采出程度低 9.53%。含水率为 90% 时,粘度指数为 0.02 时对应的采出程度比不考虑粘度变化的采出程度低 11.45%。(5) 剩余油和水驱前缘研究表明:随着油粘度增长指数增加,相同含水饱和度对应的水驱前缘推进距离减小,驱油效果变差,剩余油高值区面积变大。(6) 模拟结果表明非压力因素引起的原油粘度变化对开发指标的影响显著,不容忽视。本文开发的数值模拟器为模拟原油粘度变化的油田开发动态提供了可靠途径。

## References

- Chen, Y. S., 1993. The countermeasures against the oil reservoir heterogeneity. *Petroleum Industry Press*, Beijing, 133—134 (in Chinese).
- Deng, Y. Z., Xu, S. Y., 2003. Dynamic model of filtrate parameters in delta reservoir. *Acta Petrolei Sinica*, 24(2): 61—64 (in Chinese with English abstract).
- Gai, Y. J., Lü, D. L., Gu, Y. L., et al., 2000. Numerical simulation by stages about the reservoir at high water cut period. *Oil & Gas Recovery Technology*, 7(1): 54—56 (in Chinese with English abstract).
- Guo, Y. L., Su, G. Y., 1998. An analysis of factors affecting the precision of log interpretation of water cut in a watered out reservoir. *Petroleum Exploration and Development*, 25(4): 59—60 (in Chinese with English abstract).
- Han, D. K., Chen, Q. L., Yan, C. Z., 1993. Oil reservoir simulation. *Petroleum Industry Press*, Beijing, 35—36 (in Chinese).

- Jiang, H. Q., Gu, J. W., Chen, Y. M., et al., 1999. The fine numerical simulation of the distribution of residual oil. *Journal of the University of Petroleum, China*, 23(5): 31-34 (in Chinese with English abstract).
- Ju, B. S., Wang, C. T., Li, S. T., et al., 2003. Dynamic displacement characteristics of water driving oil under the variation of crude oil viscosity. *Journal of Xi'an Petroleum Institute*, 18(1): 17-20 (in Chinese with English abstract).
- Klara, S. M., Hemanth-Kumar, K., 1987. Comparisons of computational efficiencies of different equations of state and transport property correlations in a compositional simulator. SPE paper 16942, Proceedings of the 62nd Annual Technical Conference and Exhibition of the Society of Petroleum Engineers held in Dallas, TX September 27-30: 9-13.
- Liu, H. Q., 2001. The special topics for methods of oil reservoir simulation. University of Petroleum Press, Dongying, 79-84 (in Chinese).
- The Compilation Committee of the Scientific Series for Dagang oilfield, 1999. The practice of the development of Dagang Oilfield. Petroleum Industry Press, Beijing, 288-289 (in Chinese).
- Zhao, Y. H., Zhao, X. J., Weng, D. L., et al., 1999. The changes of oil reservoir formation rock properties in high water cut production stage on Xia'ermen oilfield. *Acta Petrolei Sinica*, 20(1): 44-45 (in Chinese with English abstract).

### 附中文参考文献

- 陈永生, 1993. 油田非均质对策论. 北京: 石油工业出版社, 133-134.
- 大港油田科技丛书编委会, 1999. 大港油田开发实践. 北京: 石油工业出版社, 288-289.
- 邓玉珍, 徐守余, 2003. 三角洲储层渗流参数动态模型研究. *石油学报*, 24(2): 61-64.
- 盖英杰, 吕德灵, 郭元灵, 等, 2000. 高含水期油藏分段数值模拟. *油气采收率技术*, 7(1): 54-56.
- 郭元岭, 苏国英, 1998. 水淹油层含水率解释精度影响因素分析. *石油勘探与开发*, 25(4): 59-60.
- 韩大匡, 陈钦雷, 闫存章, 1993. 油藏数值模拟. 北京: 石油工业出版社, 35-36.
- 姜汉桥, 谷建伟, 陈月明, 等, 1999. 剩余油分布规律的精细数值模拟. *石油大学学报*, 23(5): 31-34.
- 鞠斌山, 王春田, 李师涛, 等, 2003. 变原油粘度油水两相流驱替特征研究. *西安石油学院学报*, 18(1): 17-20.
- 刘慧卿, 2001. 油藏数值模拟方法专题. 东营: 石油大学出版社, 79-84.
- 赵跃华, 赵新军, 翁大丽, 等, 1999. 注水开发后期下二门油田储层特征. *石油学报*, 20(1): 44-45.