

·油气采收率·

## 层间非均质油藏提液效果数值模拟

冯其红<sup>1</sup>,王守磊<sup>1,2</sup>,白军伟<sup>1,3</sup>,韩晓冬<sup>1</sup>

(1.中国石油大学(华东)石油工程学院,山东 青岛 266580; 2.中海油研究总院,北京 100027;

3.中国石化胜利油田分公司胜利采油厂,山东 东营 257051)

**摘要:**为了描述提液措施的作用机理,基于黑油模型,考虑启动压力的影响,建立了三维三相数学模型,并采用隐压显饱法进行求解。通过建立概念模型,对渗透率级差、提液幅度、提液时机和初始采液速度对提液效果的影响进行了研究。结果表明,随着渗透率级差的增大,提液提高采收率幅度先增加后减小,渗透率级差为3~7时提液效果最佳;在一定提液幅度下,随着渗透率级差的增大,提液效果逐渐变差,随着提液幅度的增加,提液效果逐渐变好;提液时机越早,越有利于发挥低渗透层的生产能力,提液效果越好;初始采液速度大,渗透率级差大的提液效果好。

**关键词:**提液效果 启动压力 数值模拟 渗透率级差 初始采液速度

**中图分类号:** TE319

**文献标识码:** A

**文章编号:** 1009-9603(2013)03-0049-04

提液是注水油田开发中后期常用的一项生产措施<sup>[1-2]</sup>。生产实践表明:提液措施的有效性主要体现在加大了生产压差,使得一些位于低渗透小层和区段中启动压力较高的原油参与流动,扩大了平面波及范围,提高了纵向波及系数<sup>[3-5]</sup>。由于传统的数值模拟理论是建立在达西定律基础上的,没有考虑启动压力的影响,因此不能准确反映提液措施的作用机理及生产效果<sup>[6]</sup>。笔者在考虑启动压力影响的基础上,建立了可用于描述提液措施作用机理的数学模型。通过建立概念模型,开展了渗透率级差、提液幅度、提液时机和初始采液速度对提液效果影响的研究。

### 1 数学模型及求解方法

#### 1.1 数学模型

基本假设条件包括:油水两相具有相同的启动压力梯度<sup>[7-8]</sup>,气相渗流符合达西定律,其他假设条件与黑油模型相同<sup>[9]</sup>。

对于油、水、气组分,考虑了启动压力影响后的连续性方程分别为

$$\nabla \cdot \left[ K \left( \frac{\lambda_o}{B_o} \right) M_o \nabla \Phi_o \right] + q_{ov} = \frac{\partial}{\partial t} \left( \frac{\phi S_o}{B_o} \right) \quad (1)$$

$$\nabla \cdot \left[ K \left( \frac{\lambda_w}{B_w} \right) M_w \nabla \Phi_w \right] + q_{wv} = \frac{\partial}{\partial t} \left( \frac{\phi S_w}{B_w} \right) \quad (2)$$

$$\begin{aligned} & \nabla \cdot \left[ K \left( \frac{\lambda_g}{B_g} \right) \nabla \Phi_g \right] + \nabla \cdot \left[ R_{so} K \left( \frac{\lambda_o}{B_o} \right) M_o \nabla \Phi_o \right] + \\ & \nabla \cdot \left[ R_{sw} K \left( \frac{\lambda_w}{B_w} \right) M_w \nabla \Phi_w \right] + q_{gv} = \\ & \frac{\partial}{\partial t} \left( \frac{\phi S_g}{B_g} + R_{so} \frac{\phi S_o}{B_o} + R_{sw} \frac{\phi S_w}{B_w} \right) \end{aligned} \quad (3)$$

其中

$$\begin{cases} M_n = 1 - \frac{G}{|\nabla \Phi_n|} & |\nabla \Phi_n| > G \\ M_n = 0 & |\nabla \Phi_n| \leq G \end{cases} \quad (4)$$

$$\nabla \Phi_l = \nabla(p_l - \rho_l gh) \quad (5)$$

$$\lambda_l = \frac{K_{rl}}{\mu_l} \quad (6)$$

式中:  $K$  为地层绝对渗透率,  $\mu\text{m}^2$ ;  $\lambda_o, \lambda_w, \lambda_g$  分别为油、水、气的流量,  $\mu\text{m}^2/(\text{mPa} \cdot \text{s})$ ;  $B_o, B_w, B_g$  分别为油、水、气相的体积系数;  $\Phi_o, \Phi_w, \Phi_g$  分别为地层中油、水、气相的流动势,  $10^{-1} \text{MPa}$ ;  $q_{ov}, q_{wv}, q_{gv}$  分别为标准状况下单位体积岩石中注入或采出油、水、气的体积流量,注入为正,采出为负,  $\text{cm}^3/\text{s}$ ;  $t$  为时间,  $\text{s}$ ;  $\phi$  为孔隙度;  $S_o, S_w, S_g$  分别为油、水、气相的饱和度;  $R_{so}, R_{sw}$  分别为溶解气油比、溶解气水比;  $n$  为  $o$  或  $w$ , 代表油或水;  $G$  为启动压力梯度,  $10^{-1} \text{MPa/cm}$ ;  $l$  为  $o, w$  或  $g$ , 代表油、水

收稿日期:2013-03-12。

作者简介:冯其红,男,教授,从事油藏工程方面的教学和科研工作。联系电话:(0532)86981165, E-mail:fengqihong@126.com。

基金项目:国家科技重大专项“海上稠油油藏高含水期剩余油分布机理研究”(2011ZX05024-002-002)。

或气;  $p_o$ ,  $p_w$ ,  $p_g$  分别为油、水、气相压力,  $10^{-1}$  MPa;  $\rho_o$ ,  $\rho_w$ ,  $\rho_g$  分别为地层油、水、气的密度,  $g/cm^3$ ;  $g$  为重力加速度,  $cm^2/s$ ;  $h$  为厚度,  $cm$ ;  $K_{ro}$ ,  $K_{rw}$ ,  $K_{rg}$  分别为油、水、气相的相对渗透率;  $\mu_o$ ,  $\mu_w$ ,  $\mu_g$  分别为地层油、水、气相的粘度,  $mPa \cdot s$ 。

结合3个辅助方程就组成了完整的三维三相渗流的数学模型,其中未知量为  $p_o$ ,  $p_w$ ,  $p_g$ ,  $S_o$ ,  $S_w$  和  $S_g$ 。

定解条件包括初始条件和边界条件,笔者主要针对定流量生产条件进行研究。

## 1.2 模型的求解

具体求解过程中采用隐压显饱法(IMPES)进行迭代求解<sup>[10]</sup>。

对于井所在的网格,依然把网格内井的生产近似看成拟稳态流动,符合平面径向流公式,只是其生产压差要考虑到启动压力梯度的影响<sup>[11]</sup>。其计算公式为

$$\begin{cases} Q_1 = PID \frac{\lambda_1}{B_1} \left[ 1 - \frac{G(r_e - r_w)}{|p_{ij} - p_{wf}|} \right] \times \\ \quad (p_{ij} - p_{wf}) & |p_{ij} - p_{wf}| > G(r_e - r_w) \\ Q_1 = 0 & |p_{ij} - p_{wf}| \leq G(r_e - r_w) \end{cases} \quad (7)$$

其中

$$PID = \frac{2\pi Kh}{\ln \frac{r_e}{r_w} + S} \quad (8)$$

$$K = \sqrt{K_x K_y} \quad (9)$$

式中:  $Q_o$ ,  $Q_w$ ,  $Q_g$  分别为油、水、气的产量,  $cm^3/s$ ;  $PID$  为生产指数;  $r_e$  为等值供给半径,  $cm$ ;  $r_w$  为油井半径,  $cm$ ;  $p_{ij}$  为井所在网格块的压力,  $10^{-1}$  MPa;  $p_{wf}$  为井底流压,  $10^{-1}$  MPa;  $S$  为表皮系数;  $K_x$  和  $K_y$  分别为  $x$  和  $y$  方向的渗透率,  $\mu m^2$ 。

当考虑启动压力梯度的影响后,一方面,当生产井在某层网格块的压力与井底流压之差小于启动压力时,该射开层由于不能建立起有效的驱动而不能参与生产,对全井产量没有贡献,因此参与生产的小层数目取决于生产压差的大小;另一方面在各层产量公式中压差项的差别比较大,不能简单地忽略压差项,所以各生产层产量的分配不能简单地按照“流动系数”进行分配。因此当采用定流量生产时,先求出井底流压,再通过产量公式求出各层的产量<sup>[12]</sup>。

## 2 提液效果影响因素

基于胜利油区某区块地质特征建立一系列概念模型,模型平面网格数为  $37 \times 37$ ,其中  $x$  和  $y$  方向的网格尺寸均为  $30 m$ ;地层埋深为  $2150 m$ 。纵向上分2层,每层厚度均为  $2 m$ 。地层原油粘度为  $15.8 mPa \cdot s$ ,注入水粘度为  $0.45 mPa \cdot s$ 。定流量生产,采用五点法井网进行生产,共有16口注水井,9口生产井,注采井距为  $254 m$ 。根据各层平均渗透率的不同,设计一系列2层合采的模型,其渗透率级差为  $1.4 \sim 16$ 。

### 2.1 渗透率级差

建立9种渗透率级差的概念模型,油井都按定流量生产,年采液速度为10%,当含水率达到90%后将年采液速度提高至20%。截止条件为全井含水率达到99%。从不同渗透率级差下的提液提高采收率幅度(图1)可见:提液提高采收率幅度随渗透率级差的增加先增大后减小。渗透率级差小于5时,提液提高采收率幅度随渗透率级差的增大而增加,提液效果变好;渗透率级差为3~7时提液效果最佳;当渗透率级差大于7之后,提液效果随着渗透率级差增加而变差。

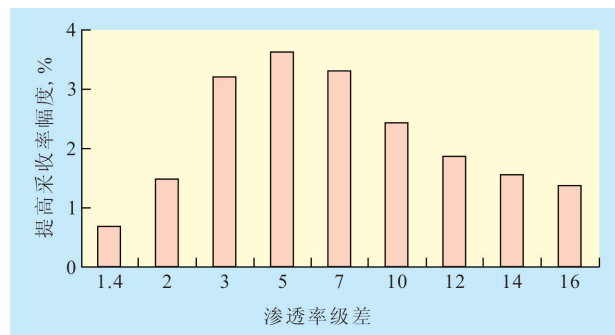


图1 不同渗透率级差下的提液提高采收率幅度

究其原因,提液前低渗透层段含水率相对较低,产液比例较小。提液放大生产压差后,低渗透层段产液比例增加,动用程度得到提高,降低了全井的综合含水率。分析不同渗透率级差下高、低渗透层对增产油量的贡献(图2)可以看出:当渗透率级差小于10时,高渗透层和低渗透层的增产油量均有所增加,但低渗透层是主要贡献层。

从不同渗透率级差下含水率(图3)及有效生产压差增加值的变化(图4)可见:当渗透率级差较小时,高、低渗透层有效生产压差增加值的差别不大,但低渗透层含水率差别较大。提液后低渗透层产液比例的增加使其产油量增加,提液前低渗透

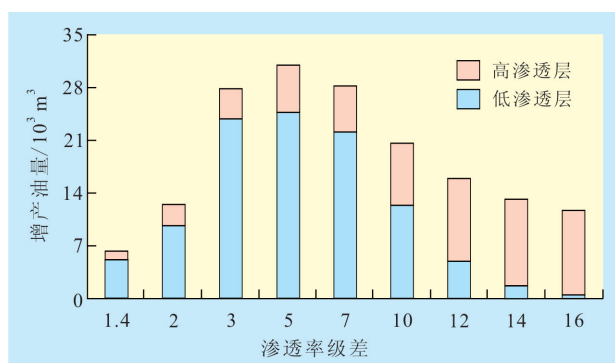


图2 不同渗透率级差下高、低渗透层的增产油量

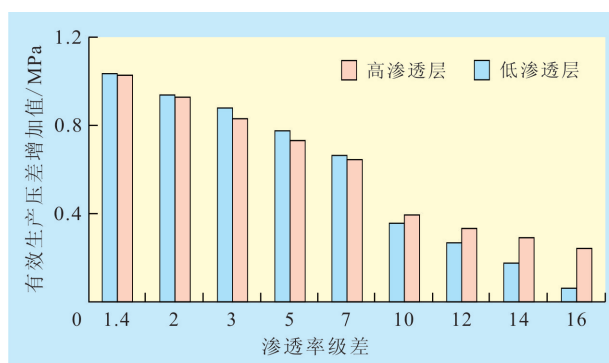


图4 不同渗透率级差下各层有效生产压差增加值的变化 (全井含水率为90%时)

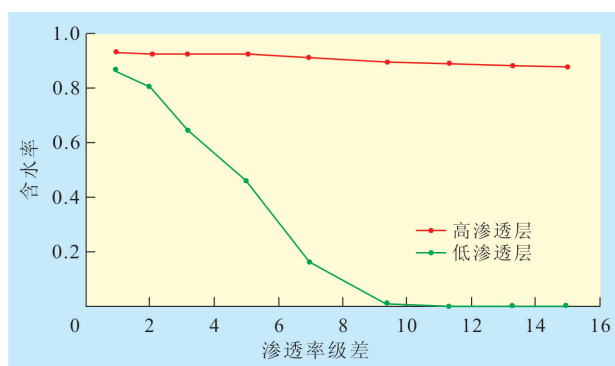


图3 不同渗透率级差下各层含水率的变化 (全井含水率为90%时)

层含水率越低,提液后产油量增加越多,提液效果越明显,故总体提液效果随渗透率级差的增加而变好。当渗透率级差较大时,低渗透层含水率差别不大,而生产压差增加值差别较大。渗透率级差越大,高渗透层的生产指数越大,故生产压差增加值减小。当渗透率级差大于7之后,提液后生产压差的增加值减小,高渗透层的生产压差增加值高于低渗透层,即对低渗透层增加动用的效果变小甚至仍不能得到动用。因此,提液效果随之变差。从不同渗透率级差下提液前后剩余油饱和度的变化(表1)

表1 不同渗透率级差下提液前后剩余油饱和度的变化

渗透率级差	提液前		提液后		变化值		层间差异	
	低渗透层	高渗透层	低渗透层	高渗透层	低渗透层	高渗透层	提液前	提液后
1.4	0.309 3	0.266 2	0.302 8	0.262 2	0.006 5	0.004	0.043 1	0.040 6
2	0.362 3	0.262	0.345 8	0.256 2	0.016 5	0.005 8	0.100 3	0.089 6
3	0.492 2	0.268 5	0.450 3	0.260 1	0.041 9	0.008 4	0.223 7	0.190 2
5	0.579 2	0.277 3	0.534 2	0.265 2	0.045	0.012 1	0.301 9	0.269
7	0.621 2	0.283 5	0.583 1	0.271 2	0.038 1	0.012 3	0.337 7	0.311 9
10	0.670 2	0.295 3	0.646	0.278 6	0.024 2	0.016 7	0.374 9	0.367 4
12	0.680 4	0.296 1	0.664 6	0.279 1	0.015 8	0.017	0.384 3	0.385 5
14	0.683 4	0.297 6	0.672 1	0.280 5	0.011 3	0.017 1	0.385 8	0.391 6
16	0.684 5	0.298 8	0.678 2	0.281 8	0.006 3	0.017	0.385 7	0.396 4

可以看出,渗透率级差较大时,高渗透层动用效果好于低渗透层。

### 2.2 提液幅度

从不同提液幅度时渗透率级差与提高采收率幅度的关系(图5)可见,对于同一渗透率级差,当提液幅度增大时,生产压差增加值变大,低渗透层的贡献增加,提液效果变好,提高采收率幅度变大。

### 2.3 提液时机

考虑到提液时机对提液效果的影响,确定模型的渗透率级差为5,提液幅度为200%,即年采液速度由10%提高到30%,分别模拟在全井含水率达到

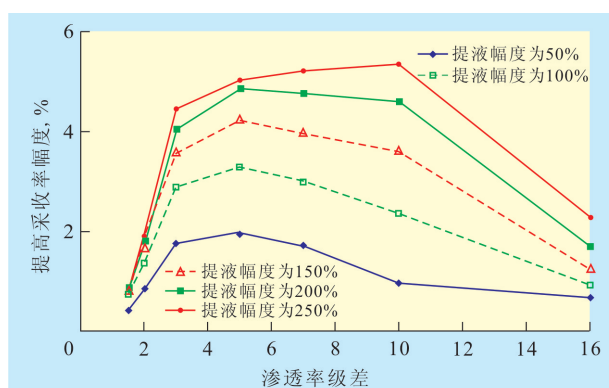


图5 不同提液幅度下渗透率级差与提高采收率幅度的关系

90%, 92%, 94%, 96%, 97%和98%条件下的提液生产。结果(图6)表明,提高采收率幅度随着含水率(提液时机)的增大而减小,提液措施提高采收率的效果变差。随着生产的进行,高渗透层与低渗透层的生产差异变大。渗流阻力的减小使生产压差逐渐减小。提液时机越早,越有利于调整各层的产液比例,越有利于发挥低渗透层的生产能力,且相同的提液幅度下生产压差增加值越大,提高采收率的效果越好。

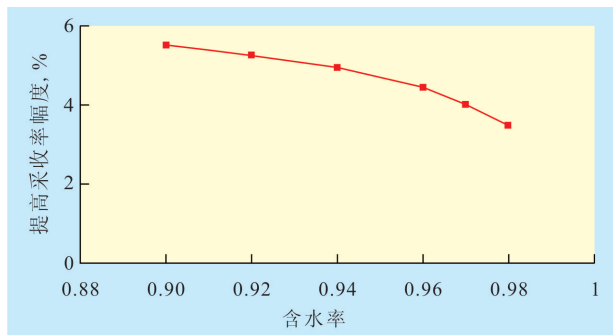


图6 不同提液时机(含水率)下提高采收率幅度

#### 2.4 初始采液速度

保持相同的提液幅度,模拟了以年采液速度为15%生产至含水率达90%时提液至年采液速度为30%的效果,将其与年采液速度由10%提高到20%的结果进行对比(图7),可以看出,在不同的年采液速度下,提高采收率幅度随渗透率级差的增加都表现为先上升后下降的趋势。在曲线的上升段(渗透率级差较小)中,年采液速度高的提高采收率幅度较低。这是因为以较高的年采液速度生产使得高渗透层与低渗透层的生产差异相对较小,提液前的生产效果较好,故提液后提高采收率幅度不如年采液速度低的。在曲线的下降段(渗透率级差较大)中,年采液速度高的提高采收率幅度较高。因为对

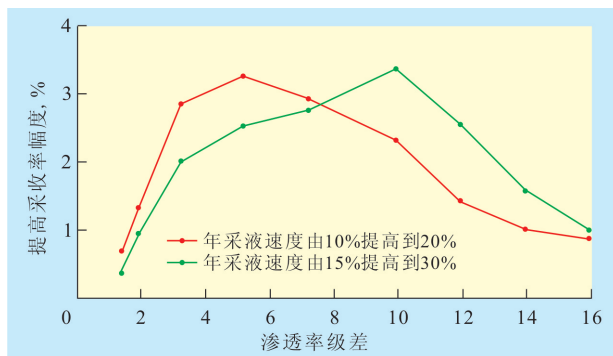


图7 不同年采液速度下的渗透率级差与提高采收率幅度的关系

于渗透率级差较大的模型,达到好的效果需要较大的提液幅度来动用低渗透层。相比较而言,相同提液幅度时年采液速度大的生产压差增加得多,所以提液效果也更好。

### 3 结论

在考虑启动压力影响的基础上,建立了可用于描述提液生产的数学模型。对模型中各方程进行差分离散,采用隐压显饱法进行求解。

通过建立概念模型,对不同渗透率级差模型的提液效果进行了分析。结果表明,随渗透率级差的增大,提液提高采收率幅度先增加后减小,级差为3~7时效果最好。随着提液幅度增加,提液效果逐渐变好,提高采收率幅度最高点对应的渗透率级差变大。提液时机越早,提液效果越好。初始采液速度大,渗透率级差大的提液效果好。

#### 参考文献:

- [1] 程仲平,李洪海,张修文.注水开发油田提高采液量和稳油控水研究[J].断块油气田,1998,5(6):34-37.
- [2] 冯其红,石飞,王守磊,等.提液井合理井底流动压力的确定[J].油气地质与采收率,2011,18(3):74-76,89.
- [3] 张海燕.特高含水期强化采液提高采收率可行性分析[J].油气地质与采收率,2010,17(2):77-79.
- [4] 任允鹏,李秀生,吴晓东.埕岛油田馆陶组提液时机及技术界限研究——以埕北11井区为例[J].油气地质与采收率,2009,16(2):91-93.
- [5] 綦红芳.胜坨油田一区沙二段1~3单元聚合物驱扩大试验区合理提液研究[J].油气地质与采收率,2006,13(5):83-85.
- [6] 孔祥宇.升平油田葡萄花油层高含水期提液机理研究[D].大庆:大庆石油学院,2009.
- [7] 智天翼,陈家军,王恩志.低渗非达西多相渗流的数值模拟分析[J].安全与环境学报,2004,4(5):81-83.
- [8] 赵国忠.变启动压力梯度三维三相渗流数值模拟方法[J].石油学报,2006,27(1):119-123.
- [9] 陈月明.油藏数值模拟基础[M].东营:中国石油大学出版社,2006:97-98.
- [10] 陆金浦,关治.偏微分方程数值解法[M].北京:清华大学出版社,1987:100-130.
- [11] 饶盛文,贺成才,赵丰.有限差分法在低渗油藏数值模拟中的应用[J].石油工业计算机应用,2008,16(2):26-30.
- [12] 尹芝林,孙文静,姚军.动态渗透率三维油水两相低渗透油藏数值模拟[J].石油学报,2011,32(1):117-121.