



陈月明 主编

油藏工程 研究进展

北京)

石油大学出版社

油藏工程研究进展

陈月明 主编

石油大学出版社

图书在版编目(CIP)数据

油藏工程研究进展/陈月明主编. —东营:石油大学出版社, 2000. 9

ISBN 7-5636-1190-8

I. 油… II. 陈… III. 油田开发-科技成果 IV. TE34

中国版本图书馆 CIP 数据核字(1999)第 53630 号

油藏工程研究进展

陈月明 主编

责任编辑:陆丽凤(电话 0546—8392565)

封面设计:王薛燕(电话 0546—8521512)

出版者:石油大学出版社(山东 东营,邮编 257062)

网 址: <http://sunctr.hdpu.edu.cn/~upcpress>

电子信箱: upcpress@sunctr.hdpu.edu.cn

印刷者:青岛胶南印刷厂

发行者:石油大学出版社(电话 0546-8392563)

开 本: 787×1092 1/16 印张:17.25 字数:442 千字

版 次: 2000 年 11 月第 1 版第 1 次印刷

印 数: 1—1050 册

定 价: 40.00 元(精装) 35.00 元(平装)

前 言

石油工业的主干学科之一就是油气田开发工程。它的任务是在勘探基本拿到工业性油气田后进行油气田开发。油气田开发就是要从油气田的客观实际情况出发,以最少的投资、最合理的方法和最合适速度去获得最高的最终采收率,也就是要获得最大的经济效益。目前我国的石油工业正在由计划经济向社会主义市场经济过渡,由粗放型的管理向集约型的管理过渡,这时的关键问题不仅要管理油藏(油田的核心),而且要对油藏进行经营,即把油藏当作资本,围绕获得最高的利润而开发。

国外自 70 年代开始,已提出了油藏管理的概念,即 Reservoir Management,到 80 年代,提出了现代油藏管理,即 Advanced Reservoir Management。70 年代,在油藏管理中强调了油藏工程的重要性,也就是一切要用油藏工程的观点来研究油藏、认识油藏和开发油藏。因此油藏工程学科得到了长足的发展,如试井技术、油藏数值模拟技术、油藏开发评价技术、提高采收率技术和油田开发理论等。到了 80~90 年代,由于先进的实验装备、计算机的高速发展,以及数学、物理和化学等基础学科的进步,使油藏工程学科又有了长足的进步。但是由于新的油气资源发现越来越少,油田品位不断降低,低渗、稠油油田占的比重增加,注水开发油田进入高含水期,因此油藏经营管理单靠油藏工程还是很不够的,必须和油藏描述、测井、地震、钻井、采油、地面建设和经济评价等学科共同合作,组成联合攻关队伍,才能有效的经营好油田。

近十几年来,我在教学、科研和培养研究生的工作中,根据我国石油工业面临的问题,参加了“六五”、“七五”、“八五”和“九五”国家攻关课题和中国石油天然气集团公司的重大攻关课题研究,形成了改善高含水期注水开发效果的油藏工程研究和稠油注蒸汽热力采油的油藏工程研究两个稳定的科研方向,发表了 70 余篇文章和近 10 个应用软件,今选择其中的 30 篇文章和三个应用软件介绍汇编成册,以进一步推动油藏工程进展。

自 60 年代以来,我国东部各油田,包括大庆油田、胜利油田、大港油田等相继投入注入开发,1978 年就达到了年产量 1 亿吨,成为世界产油大国,但经过 30 多年的开发,各油田大多进入高含水期和特高含水期,到目前为止,全国综合含水已在 80% 以上,大庆油田也已接近 80%,胜利油田已接近 90%。实践证明,还有相当一部分储量要靠高含水期来采出,但此时的油田产量已趋于下降阶段,因此如何改善和提高注水开采效果就摆在我们面前。我们选择了 12 篇文章,包括了油藏工程的研究内容、利用示踪剂技术研究油藏的非均质性和剩余油饱和度分布、利用数值模拟和最优化方法进行调剖方案设计、利用油藏工程方法进行区块整体调剖

决策,以及油田稳产措施的最佳配置等,形成了比较完整的一套技术。

我国有丰富的稠油资源,据不完全统计,探明和控制储量约 16 亿吨,分布在辽河、新疆、胜利和河南等油区。自 80 年代以来,注蒸汽热力采油已推广应用,目前年产稠油量达 1 200 万吨,成为我国原油产量构成的重要组成部分。我们选择了 12 篇文章,包括了蒸汽驱物理模拟研究、蒸汽吞吐和蒸汽驱产量预测、蒸汽吞吐参数优化及稠油开采的智能决策系统。

油藏数值模拟是油田开发的重要工具,近十余年来,随着计算机和计算数学的发展而迅速发展,我们选择了 6 篇文章,包括油藏数值仿真系统,油藏-井筒数值模拟,以及在砂砾岩稠油油藏和凝析气藏中的应用。

近十年来,我们有 19 项成果通过了省部级和局级鉴定,有 9 项成果获省部级奖励。这些成果的取得是和各级领导与科技部门的支持分不开的,也是和我一起工作的教师、研究生们辛勤工作分不开的。我愿值此书出版之际,向所有支持和关心我的领导、同事和研究生们表示衷心的感谢。

油藏工程领域非常广泛,我们涉及内容还很有限,而且尚有不足之处,望读者批评指正。

侯健同志负责了出版中的具体事务,在此表示感谢!

陈月明

2000 年 9 月于东营

目 录

· 改善高含水期注水开发效果的油藏工程研究 ·

区块堵水方案最优化设计研究	姜汉桥 陈月明 (1)
改善高含水期注水开发效果的油藏工程研究	陈月明 姜汉桥 (8)
提高控水稳油的科学性	陈月明 姜汉桥 (16)
井间示踪剂监测技术在油藏非均质性描述中的应用	陈月明 姜汉桥 李淑霞 (22)
胜二区沙二 3 封堵大孔道方案优化设计	姜汉桥 姚 军 陈月明 (30)
井间示踪剂测试的数值模拟方法	李淑霞 陈月明 (38)
特高含水期油藏工程研究	陈月明 吕爱民 范海军等 (43)
区块整体调剖效果预测	冯其红 陈月明 姜汉桥等 (55)
区块整体调剖的 RE 决策技术	陈月明 姜汉桥 冯其红 (59)
高含水期油藏经营管理	陈月明 (69)
模糊数学在区块整体调剖选井中的应用	冯其红 陈月明 姜汉桥等 (75)
油田稳产措施最佳配置	陈月明 范海军 (82)

· 注蒸汽热力采油的油藏工程研究 ·

蒸汽吞吐井生产能力的预测及其生产方式的确定	陈月明 张 琪 舒郑应等 (87)
蒸汽驱采油物理模型研究(一)	孔宪利 陈月明 任 璞等 (100)
蒸汽驱采油物理模型研究(二)	孔宪利 陈月明 任 璞等 (109)
温度对油汽水三相相对渗透率影响的计算方法研究	陈月明 (117)
蒸汽驱原油产量预测模型研究	陈月明 刘慧卿 (129)
蒸汽吞吐水平井热流体流入动态研究	刘慧卿 陈月明 杜殿发等 (141)
蒸汽注入过程中节点分析方法研究	侯 健 陈月明 (146)
一种改进的蒸汽吞吐产能预测模型	侯 健 陈月明 (153)
综合化的蒸汽吞吐注采参数优化设计	侯 健 陈月明 (161)
蒸汽吞吐井流入动态预测	刘慧卿 陈月明 黄 伟 (167)
基于模糊综合评判模型的蒸汽吞吐注采参数优化设计方法研究	侯 健 陈月明 (172)
Application of the Intelligence Decision Support System in Heavy Oil Production Schemes	Chen Yueming Sun Yanyun (179)

· 油藏数值模拟技术 ·

油藏数值模拟后处理软件的发展与现状	王志明 陈月明 (187)
三维油藏参数场图像实时动态分析系统的研究	王志明 陈月明 王 争 (192)
油藏动态数值仿真系统设计	王志明 陈月明 杜殿发等 (196)
油藏-井筒系统数值计算模型及应用	苏庆申 陈月明 (202)

砂砾岩稠油油藏蒸汽驱数值模拟研究	杜殿发 陈月明 封伯慰等	(210)
凝析气田自流注气的数值模拟方法研究	田 平 陈月明 苏庆中等	(218)

· 附 件 ·

轻松油藏数值模拟器(Easysim V1.0)	侯 健 陈月明	(224)
示踪剂技术解释软件	李淑霞 陈月明	(240)
区块整体调剖 RE 优化决策系统(V2.0)	冯其红 陈月明 姜汉桥	(254)
科研成果		(268)
获奖项目		(270)

区块堵水方案最优化设计研究

姜汉桥 陈月明

摘要

用油藏模拟器对堵水后的生产情况进行了预测,在此基础上建立了区块堵水方案优化设计的数学模型,该模型适用于中小型油田堵水方案的优化设计,可以方便地确定出在整个区块上需要进行堵水的注水井和层位,使堵水后的经济效益达到最好。优化设计数学模型在埕东油田获得了成功的应用。

主题词

油藏模型;堵水;预测;数学模型;优化设计;埕东油田

0 引言

目前油田堵水技术已由单井封堵水层发展成油水流度比控制技术,由油井堵水发展到注水井调整吸水剖面技术。纵观堵水技术的发展和研究,其研究工作更多地探索了适用不同条件下的堵剂类型^[1],用油藏模拟器研究的调剖技术也仅局限于假设的理想单井模型上,只能得到油层性质对调剖效果影响的定性结论,显然这些研究对科学地指导调剖工艺的设计和方案的实施是很不够的。对于面积注水开发的油田或区块,油井出水是多口注水井共同作用的结果。因此油田要控制出水,应该从区块的整体上来考虑,在整个区块内控制注入水的突进和水窜,使油田产水得到控制。区块堵水是一项复杂的大型工程技术,因此应有一个合理的增产效果和经济效益高的堵水方案来指导这项技术的实施。本文建立了以经济效益为目标函数的区块堵水方案最优化设计的数学模型,从而确定出在整个区块上需要堵水的注水井、层位及其堵剂用量的最优方案。

1 区块堵水方案最优化设计概述

1.1 方案设计总体描述

区块整体堵水(亦称区块调剖)方案最优化设计主要研究在整个区块上确定哪些注水井、哪些层位需要进行堵水,使得整个区块的堵水有效期达到最长,增产油量最大,堵剂用量最少,

经济效益达到最好。这是一个在一定条件下的最优决策问题。

区块堵水方案的最优化设计的主要过程是优化安排堵水模拟试验计划,由油藏模拟器预测堵水后的生产动态,在此基础上建立增产模型,从而建立起该问题的数学规划进行优化计算。其总体过程见图1。

1.2 堵水预测原理

目前使用的调剂剂一般都为聚丙烯酰胺系列堵剂。当向油层注入堵剂时,由于液体流动总是遵循最小流动阻力这一原则,大部分堵剂将进入阻力小的层位,即高渗透层位。在它所波及的范围内,将形成一定强度的粘弹体,使该范围内岩石的绝对渗透率大幅度降低,也能使表皮系数值增加,从而大大降低高渗透层的吸水能力,单层吸水指数计算式为:

$$PID = \frac{0.05428 kh}{\ln \left[\frac{0.121 \sqrt{\Delta x \cdot \Delta y}}{r_w} \right] + S} \quad (1)$$

式中 k ——该层的绝对渗透率, $10^{-3} \mu\text{m}^2$;

h ——该层的厚度, m ;

$\Delta x, \Delta y$ ——井点所在网格 x, y 方向长度, m ;

r_w ——井半径, m ;

S ——表皮系数。

从式(1)可以看出, PID 随 k 和 S 而变化。因此,在油藏模型中控制 k 和 S 这两个参数,就能模拟堵水后的生产动态^[2]。

另外,调剂后的油藏系统仍然是油水两相等温达西渗流,因此黑油模型可以用来预测区块调剂后的生产动态。

2 堵水增产模型的建立

油藏模型中的控制变量和响应变量之间的关系是很复杂的。如果把油藏模型直接引入到优化计算模型中,将使问题复杂化,而且容易产生优化计算不收敛^[3]。在不完全了解生产过程的控制变量(生产决策变量)和响应变量(开发指标)之间的解析关系时,用回归分析来解决生产过程的最优化问题是一个比较有效的方法。

2.1 控制变量及评价指标的确定

区块堵水就是在所有的注水井中选择最有利部位进行吸水剖面的调整。因此区块堵水的控制变量(即因子)可取各井内小层的吸水指数(PID),其表达式为

$$\text{因子数}(n) = \text{注水井数}(M) \times \text{小层数}(m)$$

在将各单层吸水指数作为控制变量而其它生产条件(如:注入量、井数、油井流压或产液量

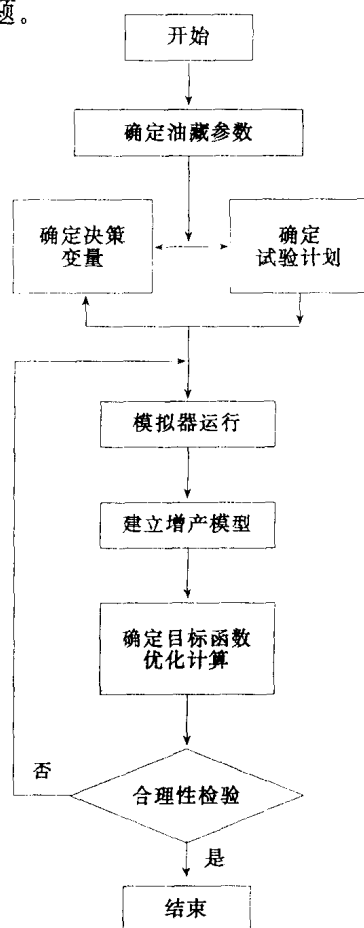


图1 区块堵水设计总体框图

等)保持不变的情况下,对堵水后生产动态进行预测,从而进行各堵水方案的对比和评价。堵水方案所取得的效果可作为指标来进行评价。

一个好的区块堵水方案应使堵水后增产油量最大,含水上升慢,堵水有效期长,堵剂用量少。

考虑前三个方面,可用一个综合指标(堵水有效期内净增油量)来描述。

要研究 n 个因子(x)与有效期内净增油量(Q_0)的关系,首先要确定每个因子的最优可行域。把未堵水情况下的 PID 作为上水平 PID_2 ,堵水情况下的 PID 作为下水平 PID_1 ,在 $[PID_1, PID_2]$ 定义域内应包含最优点。

2.2 正交回归设计^[4]

对各因子作线性变换:

$$Z_i = (PID_i - PID_{0i}) \left[\frac{1}{2} (PID_{2i} - PID_{1i}) \right]^{-1} \quad (2)$$

式中

$$PID_{0i} = \frac{1}{2} (PID_{1i} + PID_{2i}) \quad (i = 1, 2, 3, \dots, n)$$

这样将问题转化为 Q_0 对 Z 的回归问题。

确定了因子、水平和指标以后,就可以优化安排正交试验计划 $L_{N+1}(2^N)$ 。根据 $N+1$ 次模拟试验,其试验结果为 $Q_{01}, Q_{02}, \dots, Q_{0N+1}$,设回归的数学模型为:

$$Q_{0p} = \beta_0 + \beta_1 z_{p1} + \beta_2 z_{p2} + \dots + \beta_N z_{pN} + \epsilon_p \quad (p = 1, 2, \dots, N+1) \quad (3)$$

设 b 为 β 最小二乘估计,则所求回归方程为:

$$Q_0 = b_0 + \sum_{i=1}^n b_i z_i \quad (4)$$

将因子的线性变换式(2)代入式(4),使得堵水后的增产模型。

$$Q_0 = b_0' + \sum_{i=1}^n b_i' (PID)_i \quad (5)$$

3 区块堵水方案最优化设计的数学模型

3.1 设计变量的确定

区块堵水方案的优化设计就是要在区块上确定要堵水的注水井、层位以及每一层的堵剂用量。因此选择各注水井所对应的各小层吸水指数(PID) _{i} 为设计变量(x_i)。在进行堵水效果预测时,将 PID 作为可控变量,其它生产条件保持不变。

3.2 约束条件的确定

在堵水方案设计中,各设计变量的选择常受到技术条件、经济条件等客观因素的限制,根据这些限制,可以确定不同的约束条件。

(1) 技术条件。各层的 PID 变化大小反映了堵水规模的大小(即堵剂用量的多少),由于堵水规模常受某些技术条件限制,所以 PID 的变化不是无限的。设计变量的取值范围形成技术条件约束:

$$PID_{1i} \leq x_i \leq PID_{2i} \quad (i = 1, 2, \dots, n) \quad (6)$$

(2) 生产条件约束。堵水后,井底注入压力随之增加,但不能超过许可注入压力(地层破裂压力)。

设最大许可压力为:

$$[P_{wfj}]_k = \alpha H_{jk} \quad (7)$$

式中 α ——油层破裂压力梯度;

H_{jk} ——油层中部深度。

对于给定一口注水井,有 m 个小层,小层注入量为 q ,则单井总注入量:

$$Q_j = \sum_{k=1}^m q_{jk} = \sum_{k=1}^m \left[PID_j \frac{\lambda_w}{B_w} (P_{wfj} - P_{ej}) \right]_k \quad (8)$$

令最大注入压差为:

$$[\Delta P_{wfj}] = [P_{wfj}] - P_{ej} \quad (9)$$

由此得出生产条件约束的表达式为:

$$\sum_{k=1}^m \left(PID_j \frac{\lambda_w}{B_w} [\Delta P_{wfj}] \right)_k - Q_j > 0 \quad (10)$$

(3) 施工费用。堵水施工一般都比较,每次施工费用预算只与堵水井次有关,不考虑堵水规模大小。

$$\delta_j = \begin{cases} 1 & (\text{对第 } j \text{ 井决定堵水}) \\ 0 & (\text{对第 } j \text{ 井决定不堵水}) \end{cases} \quad (11)$$

设单井施工费用为 c_3 ,则总费用 $C_3(x)$:

$$C_3(x) = c_3 \sum_{j=1}^m \delta_j$$

如果计算的堵剂用量 Q_p 小于最低堵剂用量 Q_{pmin} ,则该井不堵,反之则堵。

3.3 目标函数及优化问题的数学模型

要综合考虑堵水目标四个方面的内容,可以建立取得最大经济效益的目标函数,即:

$$\max f(x) = C_1(x) - C_2(x) - C_3(x) \quad (12)$$

式中 $C_1(x)$ ——有效期内增产油量的价值,元;

$C_2(x)$ ——堵剂成本,元;

$C_3(x)$ ——施工费用,元。

设 c_1 和 c_2 分别为原油价格和堵剂价格, q_{pi} 为小层堵剂用量,则

$$C_1(x) = c_1 Q_0$$

$$C_2(x) = c_2 \sum_{i=1}^n q_{pi}$$

假设将堵剂在波及范围内渗透率的变化转化为整个单井控制范围内的渗透率的变化,这种等效转化,其渗流阻力保持不变,则可得:

$$q_{pi} = \xi_i \left\{ \exp \left[2 \left(a \frac{PID_i}{x_i} + b \right) \right] - r_w^2 \right\}$$

其中

$$\xi = \lambda_h \lambda_p \pi h \phi$$

式中 λ_h ——考虑多层吸入影响系数(一般大于1);

λ_p ——考虑堵剂的有效孔隙度影响系数;

h ——小层厚度;

ϕ ——孔隙度;

r_w ——井半径;

a ——待定常数,与堵剂波及区内渗透率变化有关;

b ——待定常数,与单井控制范围内渗透率变化有关。

综合式(6,10~13)便得出以经济效益为目标函数的堵水方案优化设计问题的数学规划,即目标函数:

$$\max f(x) = c_1 Q_0 - c_2 \sum_{i=1}^n q_{pi} - c_3 \sum_{j=1}^m \delta_j$$

约束条件:

$$\begin{aligned} PID_{1i} &\leq x_i \leq PID_{2i} \\ \sum_{k=1}^m \left(PID_j \frac{\lambda_w}{B_w} [\Delta P_{wfj}] \right)_k - Q_j &> 0 \\ \delta_i &= \begin{cases} 1 & Q_{pj} \geq Q_{pmin} \\ 0 & Q_{pj} < Q_{pmin} \end{cases} \end{aligned}$$

其中, $i=1,2,\dots,n; j=1,2,\dots,M; k=1,2,\dots,m; n, M$ 和 m 分别为设计变量数目、注水井数和
小层数; Q_p 为单井堵剂用量。

4 应用实例

采用本文的数学模型设计了埕东油田西区南块堵水优化方案。

该区块 1976 年投入开发,目前生产井 18 口,注水井 11 口(区块井位见图 2)。综合开发指标为日产油量 232 t;日注水量 1 500 m³;综合含水 84%;采出程度 20%,各层的产水量列于表 1。从表中可以看出各层的产水量差异很大,其中 2、3 层产水量占总产水量 73%,因此第 2、3 层是水窜的主要层位,是导致含水上升快、注水利用率低的主要因素。经优化设计,最优化堵水方案列于表 2。

表 1 产水量分布

层位	全层	1层	2层	3层	4层
累计产水量/10 ⁴ m ³	129.12	17.36	48.85	45.41	17.50
所占比率/%	100.00	13.45	37.83	35.17	13.55

表 2 最优堵水方案

序号	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11
井号	23-12	24-131	26-13	55-2	25-12	25-10	25-8	27-12	27-10	24-91	28-10
堵剂用量/m ³	1 023.3	937.1	670.9	880.7	1 870.4	1 650.2	785.9	203.8	不堵	不堵	不堵

目标函数值为 112.19 万元。其中,增产油量为 18 029.2 t,增油价值为 198.32 万元,堵剂

用量为 $8\,237.5\text{m}^3$, 堵剂成本为 82.37 万元, 施工费用为 3.76 万元。

在设计中, 原油价格取 110 元/t, 堵剂价格取 100 元/ m^3 , 施工费用 1 700 元/井次。该方案经济效益 112.19 万元。

该区块在 1988 年度按照优化方案进行了堵水施工, 实际堵剂用量 $6\,797\text{m}^3$, 净增原油 18 762.8 t, 与方案设计指标接近。

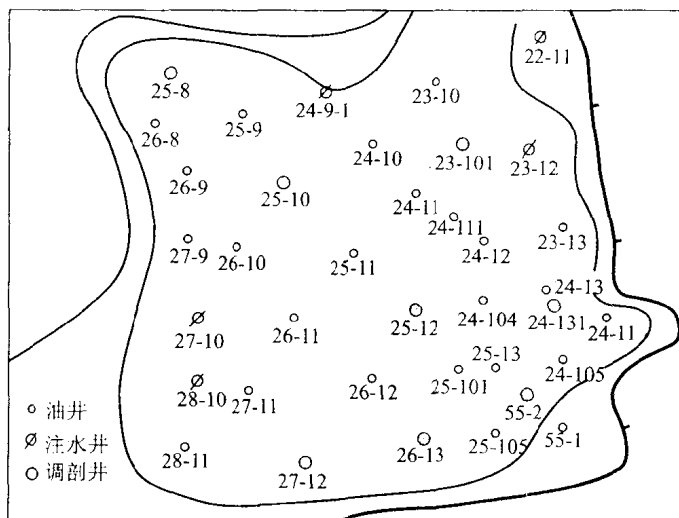


图 2 堵水区块井位图

5 结 论

本文提出的区块堵水方案最优设计方法, 能适用于中、小型油田的堵水方案的优化设计, 并成功地应用于埕东油田的堵水。所编制的设计计算程序, 还可以应用于生产规划优化设计及其研究。

参 考 文 献

- 1 Downs S L, Gohel M K. Injection profile corrections——a review of workover techniques. JPT, 1974:26
- 2 Tsau J S. Modeling of permeability reducing vertical conformance treatments. SPE 13569, 1985
- 3 Lang Z X, Horne R N. Optimum production scheduling using reservoir simulators, SPE 12159, 1983
- 4 马希文. 正交设计的数学理论. 人民教育出版社, 1981

OPTIMUM DESIGN OF CONFORMANCE CONTROL IN RESERVOIR

Jiang Hanqiao Chen Yueming

Abstract A model for optimum design of conformance control in reservoir is established on the basis of performance prediction with a reservoir simulator. This model is suitable for small and middle oilfields. Injection wells and layers needed to be treated in the reservoir can be determined with the model to achieve maximum economic efficiency. The re-

search result has been successfully used in Chendong oilfield.

Subject words Reservoir simulator; Conformance Control; Prediction; Mathematical model; Optimum design; Chengdong oilfield

(本文完成于 1991 年)

改善高含水期注水开发效果的油藏工程研究

陈月明 姜汉桥

摘 要

改善高含水期注水开发效果是我国“八五”期间油田开发的一个重大课题,本文总结了“七五”期间在这方面的主要研究工作,包括利用数值模拟方法研究剩余油饱和度分布;用井间示踪剂方法研究油藏非均质;用最优化方法设计注水井调剖方案;用水驱曲线等方法评价开发效果;开展调剖、堵水、压裂、强注强采、打调整井等综合治理措施。研究结果表明,改善高含水期注水开发效果应以油藏描述为基础,井间示踪剂测试法是研究油藏平面和纵向非均质性的较好方法。综合治理应以区块为对象,编制整体方案。

主题词

油藏;水驱;剩余油饱和度;示踪剂;水驱油藏;油田开发

0 引 言

自 60 年代以来,我国东部各个油田相继投入开发。但经过三十多年的开采,各油田大多进入高含水期和特高含水期,产量进入递减阶段。为保持油气生产的持续稳定增长,各油田作了大量工作。首先,搞清剩余油饱和度在平面上和纵向上的分布;其次,研究在注入水长期冲刷条件下,油藏物性的变化,特别是高渗透水淹层的形成对注水驱油效果的影响;第三,从区块整体出发,以油藏描述为基础,从注水井着手,制定优化调剖方案以改变注入水方向,提高注水波及系数;第四,从系统工程出发,实现稳产的最优化规划,包括调剖、堵水、压裂、强注强采、打调整井等;第五,设计一套经济技术评价方法。本文提出一套系统的研究方法。

1 油藏数值模拟方法

高含水期甚至在特高含水期,由于地质及工艺上的原因,采出程度并不高,在油藏中还有不少剩余油。如由于同一开发层系中各小层的渗透性差异,特别是由于高渗透层(或大孔道)存在,使不少低渗透层还存在较多的剩余油。另外,在岩性复杂和断层附近的地区以及注采系统不完善地区,剩余油仍相对比较富集。剩余油饱和度分布的研究是油田稳产的基础。“七五”期间,针对改善水驱油效果的需要,用精细的油藏数值模拟方法研究了剩余油饱和度分布问题。具体做法是:(1)利用原有测井资料加上新井测井资料进行数字化解释,求得各小层的物理参数,绘制等厚、等孔、等渗、等饱和度图。(2)收集动态数据,包括断块开发数据和各单井综合数据。(3)历史拟合,以确定地层参数和油藏中油气水饱和度分布。在拟合中不仅要拟合断块开发数据,而且 70% 以上的单井生产数据尤其是含水数据基本上也要以较高的精度拟合起来。(4)研究剩余油饱和度分布。如埕东油田西区南块第三系馆陶组 3^3 层,是一个厚油层,经数字化解释后,划分为四个小层,自 1976 年 6 月投入开发到 1987 年 4 月的拟合结果,在纵向、平面

上剩余油饱和度分布见表 1、表 2。

从表 1、表 2 可以看出,2、3 层和东部地区剩余油饱和度较低,采出程度较高。稳产工作重点是 2、3 层和油藏东部区域。

表 1 纵向上各层剩余油饱和度数据模拟结果

层 位	1	2	3	4
原始含油饱和度/%	66.00	66.00	66.00	66.00
剩余油饱和度/%	57.00	50.43	50.64	53.33
采出程度/%	13.52	22.38	22.06	17.92

表 2 平面上东西部剩余油饱和度统计对比

层 位	西半部分/%		东半部分/%	
	剩余油饱和度	采出程度	剩余油饱和度	采出程度
1	60.1	7.6	54.2	17.9
2	57.6	14.1	47.1	28.6
3	54.6	17.3	45.5	31.1
4	55.5	15.9	52.6	20.3

为了形象地了解剩余油饱和度分布,在绘制等值图的基础上,研制了油藏三维彩色图像实时动态分析系统,了解油藏开发各阶段的剩余油饱和度分布及其变化,具有切割、放大、旋转等功能,可知道各个剖面、局部地区的动态,便于在采油厂推广使用。

2 井间示踪剂测试技术

油藏井间平面纵向上的非均质性,对于注水开发来说,必然造成平面上和纵向上的舌进和沿高渗透层的单层突进,从而使水驱油效果大大降低。井间示踪剂监测技术为研究油藏非均质性提供了直接手段。

示踪剂是指那些易溶、在极低浓度下仍可被检测、用以指示溶解它的液体在多孔介质中的存在、流动方向和渗流速度的物质。目前应用的示踪剂有放射性同位素,如氚水,易检测的离子 CNS^- 、 NO_3^- 、 Br^- 等以及荧光染料。

美国斯坦福大学 Brigham 教授从 1965 年开始研究示踪剂在油藏中应用的理论^[2,3,4]并给出实际例子。该理论应用于埕东油田、中原油田、新疆火烧山油田、大港周清庄和板桥等油田,检测得出示踪剂产出曲线并进行了数值分析,取得了一定效果。归纳起来,有以下几方面用途:

(1) 判断平面上的非均质性。如埕 24-131 井组(图 1),1986 年 11 月在注水井 24-131 投入示踪剂,从周围五口生产井 24-12、24-104、24-105、25-13 和 24-14 进行检测,各井均见到了示踪剂,基本数据见表 3。

从表 3 可看出,沿着 24-104 和 25-13 井方向的渗透率较高,水推进速度较快。

(2) 分析平面上是否存在高渗透条带(即所谓大孔道)。由于注入水的不断冲刷,在高渗透部位有可能形成高渗透条带,如埕 25-12 井组(图 2)。1988 年 6 月 10 日用单液法铬冻胶在 25-12 井调剖,7 h 后在 25-13 井收到聚丙烯酰胺,两口井距 360 m,平均水推进高达 51.44 m/h,说明两井之间有高渗透条带存在。为证实起见,1988 年 7 月 25 日又向 25-12 井投放了 280 m³

卤水(示踪剂),6 h 后在 25-13 井中 Cl^- 含量陡增。由于高渗透条带存在,大大影响注水驱油效率。目前已形成了一整套封堵大孔道技术,包括粘土调剖剂的选择、用量的确定、工艺流程的完善以及效果分析等。

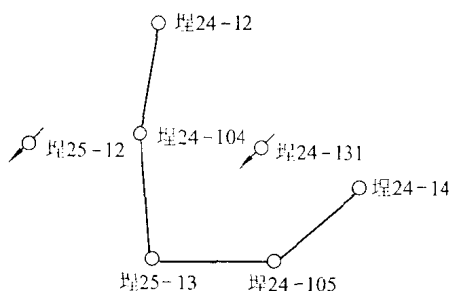


图 1 井 24-131 井组图

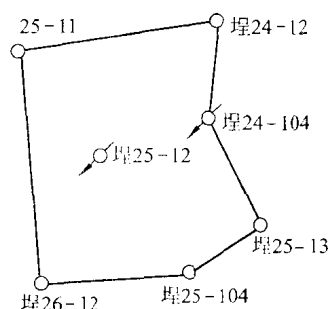


图 2 井 25-12 井组图

表 3 24-131 井组见示踪剂基本数据

井 号	与 24-131 井距离/m	见示踪剂时间/d	水推进速度/ $\text{m} \cdot \text{d}^{-1}$
24-104	270	52	5.19
24-105	226	158	1.43
24-12	345	159	2.17
25-13	335	109	3.07
24-14	230	310	0.74

(3) 分析纵向上水淹层的非均质情况。根据示踪剂产出曲线的数值分析,可得到各水淹层的水洗厚度 h 和渗透率 k ,表 4 为井 24-131 各井的 h 和 k 及非均质情况。

表 4 各井水淹层的厚度和渗透率及非均质情况

井 号	层	h/m	$k/\times 10^{-3} \mu\text{m}^2$	非均质系数	渗透率变异系数
24-104	1	0.262 248	4 915	0.60	0.41
	2	0.322 803	4 553		
	3	0.367 878	8 840		
	4	0.754 577	3 069		
	累 计	1.706 786			
24-105	1	0.312 445	3 710	0.48	0.36
	2	0.347 547	3 481		
	3	0.091 241	2 476		
	4	0.246 432	3 063		
	累 计	0.997 665			
24-12	1	1.291 388	2 078	0.38	0.24
	2	1.087 623	1 869		
	3	0.378 874	1 368		
	4	1.114 793	1 296		
	累 计	3.872 678			
25-1	1	1.535 136	5 103	0.67	0.54
	2	0.348 638	4 252		
	3	0.476 637	2 639		
	累 计	2.350 41			