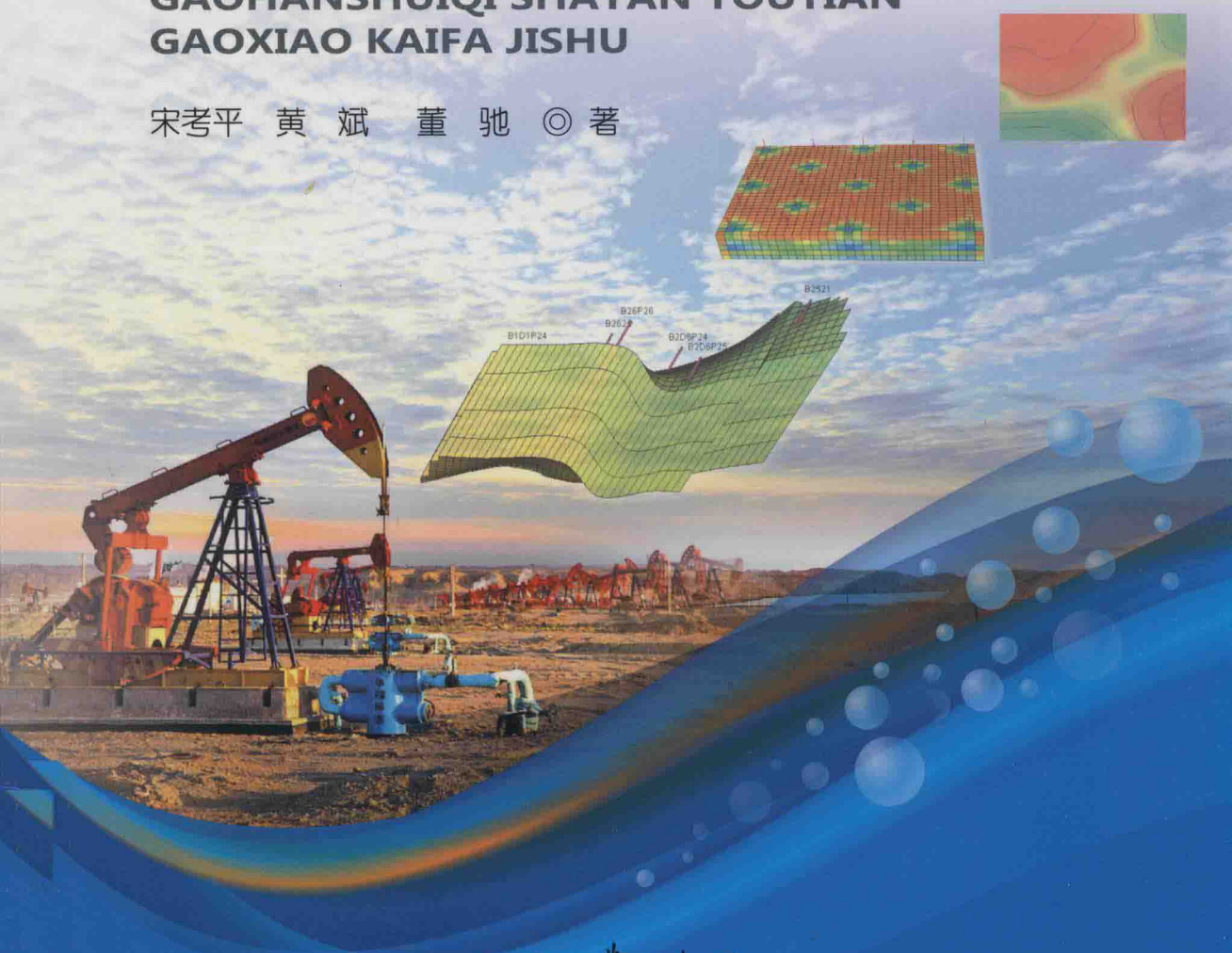


高含水期砂岩油田 高效开发技术

GAOHANSHUIQI SHAYAN YOUTIAN
GAOXIAO KAIFA JISHU

宋考平 黄 斌 董 驰 © 著



石油工业出版社

高含水期砂岩油田 高效开发技术

宋考平 黄斌 董驰 著

石油工业出版社

内 容 提 要

本书对高含水期砂岩油田剩余油分布预测方法进行研究,提出了基于 φ 函数方法的剩余油分布规律预测方法,应用该方法开展了水驱后和聚合物驱后剩余油分布规律研究。详细介绍了高含水期砂岩油田动态指标预测新方法,包括水驱分层动态指标预测方法、聚合物驱动态指标预测方法和三元复合驱动态指标预测方法。针对不同特点的油藏,提出具体的开发调整技术,为高含水期砂岩油田进一步精细开发提出了新思路与具体措施。

本书可作为从事油田开发技术人员的参考用书。

图书在版编目(CIP)数据

高含水期砂岩油田高效开发技术 / 宋考平, 黄斌,
董驰著. — 北京: 石油工业出版社, 2017. 8

ISBN 978 - 7 - 5183 - 2164 - 3

I. ①高… II. ①宋… ②黄… ③董… III. ①高含水
期 - 砂岩油气田 - 油田开发 IV. ①TE343

中国版本图书馆 CIP 数据核字(2017)第 236942 号

出版发行:石油工业出版社

(北京市朝阳区安定门外安华里 2 区 1 号楼 100011)

网 址:www. petropub. com

编辑部:(010)64523612 图书营销中心:(010)64523633

经 销:全国新华书店

排 版:北京密东科技有限公司

印 刷:北京中石油彩色印刷有限责任公司

2017 年 8 月第 1 版 2017 年 8 月第 1 次印刷

787 毫米×1092 毫米 开本:1/16 印张:15.25

字数:360 千字

定价:66.00 元

(如发现印装质量问题,我社图书营销中心负责调换)

版权所有,翻印必究

前 言

中国东部老油田多以典型的陆相非均质砂岩油藏为主,经过几十年的开发,总体上都已进入高含水期甚至特高含水期,地下的油、气、水分布愈加复杂,油藏的开发调整难度也更大。在此情况下,针对高含水期砂岩油田的开发特点,加强剩余油分布的研究并采用经济有效的开发调整技术,是延缓高含水期砂岩油田产量递减的切实措施。

剩余油分布研究是开发调整的基础,本书第一章对高含水期砂岩油田的剩余油分布规律预测方法进行了研究,提出了基于 φ 函数方法的剩余油分布规律预测方法,并具体给出了水驱油藏剩余油饱和度预测和聚合物驱油藏剩余油饱和度预测的 φ 函数方法,应用该方法开展了水驱后和聚合物驱后油层的剩余油分布规律研究。第二章介绍了高含水砂岩油田动态指标预测方法,包括水驱分层动态指标预测方法、聚合物驱动态指标预测方法和三元复合驱动态指标预测方法,对于水驱预测,详细介绍了提出的快速预测水驱油井分层动态指标的新方法和合理注水强度确定方法;对于聚合物驱预测,详细介绍了聚合物驱前缘推进方法和改进前缘推进理论方法;对于三元复合驱预测,介绍了多种数学模型方法和数值模拟方法。第三章详细讨论了水驱后开发调整技术,包括水驱综合调整措施优选方法、低渗透油田的超前注水技术、分注分采技术、注剂浓度调整提高采收率技术、多段塞聚合物驱提高采收率技术,并讨论了上述技术在现场应用的效果。本书紧密联系油田生产实际,在内容的选择和编写中,既有理论的介绍和模型的推导,又兼顾实用性和可操作性,以期能给予广大的石油工作者参考和借鉴作用。

本书由宋考平、黄斌和董驰三人共同著作,由宋考平教授任主编。具体分工如下:第一章由董驰编写;第二章由宋考平编写;第三章由黄斌编写。在本书的编写过程中,除总结了课题组多年的科研成果外,重点参考了相关技术在大庆油田应用的过程和效果,得到了大庆油田油藏评价部、第一采油厂、第三采油厂和第七采油厂等单位领导和同行的大力支持,在此深表谢意!同时,参考了国内外同行的大量参考文献,在此也一并致谢!

由于笔者水平有限,书中难免存在错误和不足,恳请读者批评指正。

编 者

2017年5月

目 录

第一章 剩余油分布规律预测	1
第一节 基于 φ 函数方法的剩余油分布规律预测方法	2
一、水驱油藏剩余油饱和度预测的 φ 函数方法	2
二、聚合物驱油藏剩余油饱和度预测的 φ 函数方法	7
第二节 水驱后剩余油分布规律	8
一、宏观剩余油的成因及类型	8
二、水驱后宏观剩余油分布规律研究	11
三、水驱后微观剩余油分布规律	23
第三节 聚合物驱后剩余油分布规律	32
一、聚合物驱后宏观剩余油分布规律研究	32
二、聚合物驱后微观剩余油分布规律	49
三、大庆油田聚合物驱后剩余油分布规律研究	62
第二章 高含水砂岩油田动态指标预测	76
第一节 水驱分层动态指标预测方法	76
一、油井分层动态指标预测方法	76
二、水井合理注水强度确定方法	86
第二节 聚合物驱动态指标预测方法	95
一、聚合物驱前缘推进理论	96
二、改进前缘推进理论	104
三、聚合物驱合理产量构成	112
第三节 三元复合驱动态指标预测方法	117
一、三元复合驱开发指标变化特点	117
二、三元复合驱开发效果影响因素	118
三、三元复合驱开发指标预测的方法	122
四、数值模拟方法	131

第三章 水驱后开发调整技术	136
第一节 水驱综合调整措施优选	136
一、措施方案优选	136
二、措施调整跟踪模拟方法	143
三、整体优化数学模型	145
第二节 低渗透油田超前注水技术	146
一、室内长岩心超前注水驱油实验	146
二、室内平板模型超前注水驱油实验	159
三、超前注水驱油数值模拟地质模型的建立	167
四、超前注水技术政策界限及相关规律的确定	175
第三节 分注分采技术	179
一、分注分采提高水驱采收率的机理	179
二、分注分采剩余油饱和度研究	197
第四节 注剂浓度调整提高采收率的机理	211
一、变渗流阻力驱油提高层内采收率的机理	211
二、变渗流阻力驱油提高层间采收率的机理	213
第五节 多段塞聚合物驱提高采收率技术	216
一、黏度连续降低变渗流阻力体系驱油提高采收率实验研究	216
二、聚合物交替变渗流阻力体系驱油提高采收率实验研究	224
参考文献	238

第一章 剩余油分布规律预测

目前国内外有关剩余油分布研究的重点主要集中在以下三个方面:(1)对剩余油分布的描述;(2)对剩余油饱和度的测量与监测技术的研究;(3)对剩余油挖潜技术的研究。

目前剩余油的研究方法主要有宏观分布、微观分布以及剩余油饱和度的研究(图 1-1)。

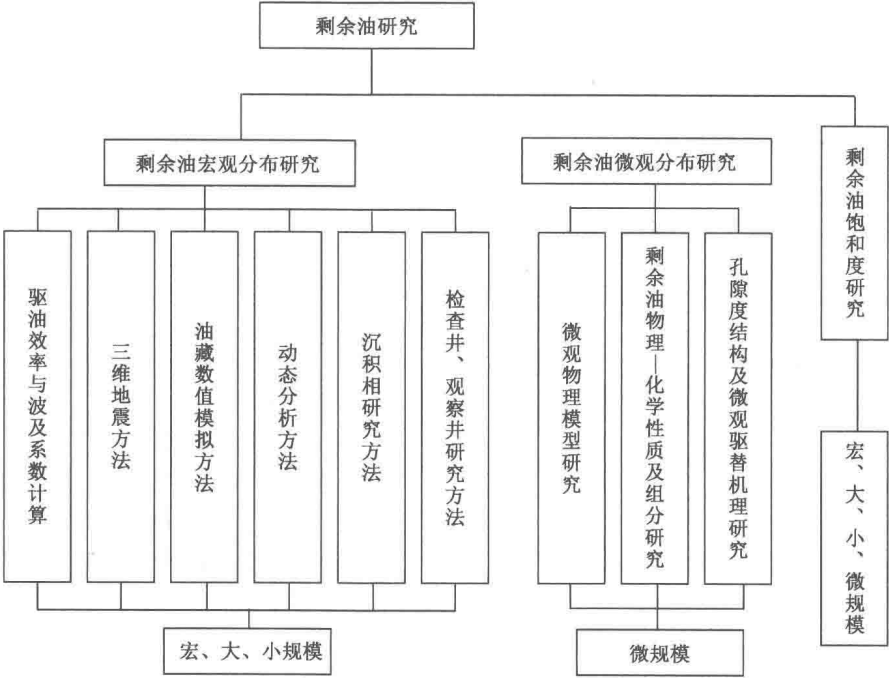


图 1-1 剩余油研究方法及其内容结构图

从大庆、辽河、胜利等主要油田的研究来看,我国的剩余油研究已经达到了一定的高度^[1-6]。

(1)我国研究剩余油分布的手段已经基本具备,同美国、苏联等主要产油国的水平相差不是很远。

(2)大庆油田的精细地质描述和辽河油田的小层沉积分析技术比较成熟。

(3)油田开发地质研究已经由小层分析细分到单砂体分析,提高了油层沉积相分析的精度。

(4)地质研究已由单学科研究发展到包括生产动态资料在内的多学科综合研究。

(5)对密闭取心比较重视,密闭取心分析为剩余油研究提供了第一手资料。

(6)大庆油田的动态监测系统比较完善。80%的注水井每年测吸水剖面一次,自喷采油井90%的井点每年测产液剖面一次,机械采油井也有50%的井点每年分层测试一次。

在油藏动态开发工程中,及时掌握剩余油分布规律,对合理开发油藏以及提高采收率都有战略意义。剩余油分布规律监测方法,包括裸眼井测井法、套管井测井法、生产测井监测法、示

踪剂监测法、神经网络法、岩心分析法、核磁共振成像法和取心分析监测法等。本书主要介绍 5 种剩余油描述方法,包括 φ 函数方法、物理模拟实验方法、岩心分析法、核磁共振成像法和取心分析监测法。

第一节 基于 φ 函数方法的剩余油分布规律预测方法

油田开发工程中,剩余油分布规律研究是油田开发方案调整和提高采收率的物质基础。本章介绍 φ 函数剩余油分布描述方法^[7]。

一、水驱油藏剩余油饱和度预测的 φ 函数方法

(一)饱和度与注入孔隙体积倍数的关系

1. 一维单向流饱和度与注入孔隙体积倍数的关系

根据 Buckley-Leverett 方程,对于图 1-2 所示的一维单向流,在开始注入后的 t 时刻,若累积注入量为 $W_i(t)$,则含水饱和度为 S_w 的平面所在的位置 x 可表示为

$$x - x_0 = \frac{W_i(t)}{\phi A} \varphi(S_w) \quad (1-1)$$

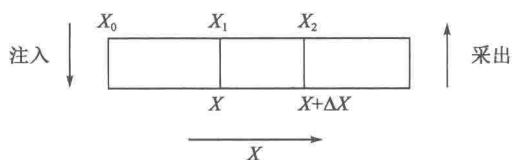


图 1-2 一维单向渗流模型

式中 x_0 ——注入井点起始坐标;
 ϕ ——孔隙度;
 A ——油层横截面积;
 $\varphi(S_w)$ ——水的分流量 f_w 关于含水饱和度 S_w 的导数。

在稳定流条件下, f_w 可表示为

$$f_w = \frac{\frac{K_{rw}}{\mu_w}}{\frac{K_{rw}}{\mu_w} + \frac{K_{ro}}{\mu_o}} \quad (1-2)$$

式中 μ_w, μ_o ——水相、油相的黏度;
 K_{rw}, K_{ro} ——水相、油相的相对渗透率。

$$\varphi(S_w) = \frac{df_w}{dS_w} \quad (1-3)$$

到 t 时刻,图 1-2 中 x_1, x_2 位置处 S_{w1} 和 S_{w2} 与累积注入量的关系分别由(1-1)式得

$$x_1 - x_0 = \frac{W_i(t)}{\phi A} \varphi(S_{w1}) \quad (1-4)$$

$$x_2 - x_0 = \frac{W_i(t)}{\phi A} \varphi(S_{w2}) \quad (1-5)$$

$$x_2 - x_1 = \frac{W_i(t)}{\phi A} [\varphi(S_{w2}) - \varphi(S_{w1})] \quad (1-6)$$

令 $I_{PV} = \frac{W_i(t)}{\phi A (x_2 - x_1)}$,由于模型中流体假设为不可压缩的稳定流,所以,累积注入量与累积

产液量以及流过任何一个断面的累积液量均相等,则 I_{PV} 恰好是流入 $(x_2 - x_1)$ 单元的累积孔隙体积倍数,而从式(1-6)可得

$$\varphi(S_{w2}) = \varphi(S_{w1}) + \frac{1}{I_{PV}} \quad (1-7)$$

此式表明:油层中某个单元的 φ 函数,是其上游单元 φ 函数再加上流过本单元累积液量孔隙体积倍数的倒数。

另外,从式(1-1)可得

$$\varphi(S_w) = \frac{\phi A(x - x_0)}{W_i(t)} \quad (1-8)$$

由此可见, $\varphi(S_w)$ 是从注入端到 x 处孔隙内累积注水的体积倍数。而在产出端, φ 函数则是注入这一地层中累积水量孔隙体积倍数的倒数,也就是累积产液孔隙体积倍数的倒数。

若图 1-2 中, x_1 和 x_2 之间网格中 S_w 的平均值为 $\bar{S}_w$, 则

$$\varphi(\bar{S}_w) = \varphi(S_{w1}) + \frac{1}{2I_{PV}} \quad (1-9)$$

在实际应用中, $\varphi(S_{w1})$ 可作为上游网格的值。

但值得注意的是, φ 函数与 S_w 的关系一般如图 1-3 所示。其随 S_w 的变化规律是先升后降的过程,而用以上诸式表示的 φ 函数则始终是随着 I_{PV} 的增加而降低,也就对应着 S_w 不断升高。而在油层实际渗流过程中,只有油水前缘推进到的位置,含水饱和度才会不断上升,否则无论流过去的流体量有多少,对应的含水饱和度总是束缚水饱和度,而此时计算出的 φ 函数的值也将大于前缘含水饱和度对应的值,据此可以得到利用 φ 函数求 S_w 时更严格的表达式:

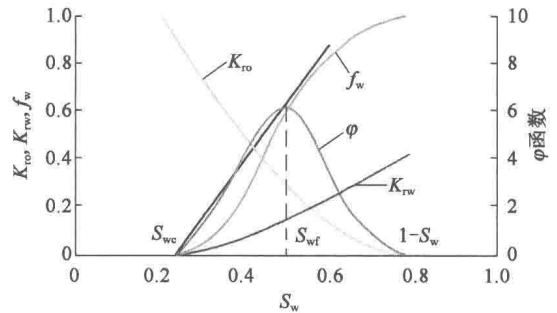


图 1-3 φ 函数变化曲线

$$S_w = \begin{cases} \varphi^{-1}(S_w) & \text{当 } \varphi(S_w) \leq \varphi(S_{wf}) \\ S_{wc} & \text{当 } \varphi(S_w) > \varphi(S_{wf}) \end{cases} \quad (1-10)$$

式中, $\varphi^{-1}(S_w)$ 表示 $\varphi(S_w)$ 的反函数。

2. 径向流饱和度与注入孔隙体积倍数的关系

根据 Buckley-Leverett 方程,径向流条件下含水饱和度为 S_w 的平面距注入井的位置为

$$r^2 - r_w^2 = \frac{W_i(t)}{\pi \phi h} \varphi(S_w) \quad (1-11)$$

得到

$$\varphi(S_w) = \left[\frac{W_i(t)}{\pi \phi h (r^2 - r_w^2)} \right]^{-1} \quad (1-12)$$

式中 r ——距注入井的距离, m;

r_w ——井筒半径, m;

h ——油层厚度, m。

$\varphi(S_w)$ 仍然是注入孔隙体积倍数的倒数。容易证明,从 r_1 到 r_2 , $\varphi(S_{w1})$ 和 $\varphi(S_{w2})$ 的关系与式(1-11)表达的完全相同。同样,式(1-12)也适用于径向流的情况。

3. 油层三维渗流条件下饱和度与注入孔隙体积倍数的关系

从前面的一维单向流和径向流 φ 函数的推导过程可以看出,某一处的 φ 函数只与其上游的 φ 函数值和本处的累积注入孔隙体积倍数有关,而与下游的值无关。根据这一特点,可以把一维渗流的 φ 函数计算方法推广到三维的情况。

在三维稳定渗流条件下,若采用直角坐标系,油层某一点 (x, y, z) 处三个方向上的 φ 函数可分别表示为

$$\varphi_x(S_w) = \varphi_{x1}(S_w) + \frac{1}{I_{PVx}} \quad (1-13)$$

$$\varphi_y(S_w) = \varphi_{y1}(S_w) + \frac{1}{I_{PVy}} \quad (1-14)$$

$$\varphi_z(S_w) = \varphi_{z1}(S_w) + \frac{1}{I_{PVz}} \quad (1-15)$$

式中 $\varphi_{x1}, \varphi_{y1}, \varphi_{z1}$ —— x, y, z 方向上上游的 φ 函数;

$I_{PVx}, I_{PVy}, I_{PVz}$ —— x, y, z 方向上流入 (x, y, z) 处的液体孔隙体积倍数。

(x, y, z) 处的 φ 函数可用三个方向的平均值表示,若用算术平均,则

$$\varphi(S_w) = \frac{1}{3}(\varphi_x + \varphi_y + \varphi_z) \quad (1-16)$$

或根据式(1-13)~式(1-15)和 $\varphi-S_w$ 关系曲线计算出对应的 S_w 后,用三个 S_w 的平均值作为 (x, y, z) 处的 S_w 。

4. 特殊条件下 φ 函数变化分析

1) 注水初期 φ 函数变化规律

油层开采之前,尚未对油层注水,这时油层任一处的注入或渗流孔隙体积倍数均为 0,而其倒数为 ∞ ,自然会大于 $\varphi(S_{wf})$,可得 $S_w = S_{wc}$,即含水饱和度为原始的束缚水饱和度,这与实际情况相符。

注水初期,在很短的时间内,用 φ 函数计算不同处含水饱和度可知:除近水井区域外,在水井一定范围以外, $S_w = S_{wc}$ 。根据式(1-12),在远离注水井点时, φ 函数不断增加,对应着 S_w 则不断降低,一直到油水前缘时,再向远离注水井点方向计算,则 $\varphi(S_w) > \varphi(S_{wf})$,从而使 $S_w = S_{wc}$ 。

2) 井点处 φ 函数的变化规律

在注水井点处,如果在其周围取一个极小的空间单元,则当这个单元体积趋近于 0 时,只要水井注入极少量的水,注入该单元的孔隙体积倍数就会很大,则其倒数就接近于 0,对应的 S_w 则为最大含水饱和度 S_{wm} 。如果注水井点周围取的范围较大,则在这个范围内的 S_w 用下式计算:

$$\varphi(S_w) = \frac{1}{I_{PV}} \quad (1-17)$$

在油井点处,尽管投产后油井见水前就有一定的累积采液量(即油量),但根据式(1-13),无论此处 I_{PV} 多大,只要其上游的 φ 函数值大于 $\varphi(S_{wf})$,则根据式(1-12),此处的 $\varphi(S_w)$

就大于 $\varphi(S_{w1})$, 此时计算出来的 S_w 仍然是 S_{wc} 。油井见水后, 可以按式(1-12)正常计算。从式(1-12)可以看出, $\varphi(S_{w1})$ 是不断减小的, 而 I_{pv} 则不断增加, 从而导致 $1/I_{pv}$ 不断减小, 这就保证了在油井点处, 式(1-12)计算的 φ 值不断减小, S_w 则不断增加, 确保解的稳定性和收敛性。

3) 油层内压力场变化时 φ 函数的计算

在油井转注、关井、加密新井等情况下, 油层内压力场将有实质性的变化, 对于油层某一区域(或网格)来说, 压力变化前的上游区域可能变成了下游区域, 或下游区域变成了上游区域, 在此情况下, φ 函数仍然用式(1-12)计算, 但 $\varphi(S_{w1})$ 是压力变化后当前时刻上游的值, I_{pv} 则用压力场变化后开始累积计算的累积液量。这样计算出来的 S_w 与压力调整到此处的 S_w 比较, 取其中的较大值作为该处的 S_w 值。

4) 油层内压力场分布的计算

众所周知, 三维三相渗流模型的基本方程为

$$\nabla \cdot \left[\frac{\alpha \varphi_l K K_n}{\mu_l} (\nabla P_l - \rho_l g \nabla D) \right] + \alpha q_l = \alpha \frac{\partial(\varphi \rho_l S_l)}{\partial t} \quad (1-18)$$

式中, l 表示油、气、水相。

在不考虑气相的情况下, 利用上述模型进行数值模拟研究表明, 压力场的变化受井点压力、边界压力和油层非均质性的影响较大, 而受油、水两相流饱和度变化的影响相对较小, 特别是油藏进入中、高含水期后, 含水饱和度对压力分布变化的影响就会更小。考虑到这一特点, 在计算油层压力分布时, 每间隔若干时间步计算一次压力分布, 这样可以大大节省运算时间。

(二) φ 函数方法的计算过程

1. 时间的离散化

为使问题简化, 在对时间离散化时, 采用均匀步长 Δt , 用 n 表示离散化后的时间份数, n 对应的离散时间为 t_n , 则 $t_n = n\Delta t$ 。

2. 油层空间及其离散化

采用等距网格将单层进行网格划分, 起始点定在左上角, x 方向上的步长为 Δx , 网格序号为 i , 共划分为 I 个网格块, 油层总网格数为 $I \times J$ 个。若采用三维空间, 则在垂向上网格序号用 k 表示。

3. 进入网格内流体的计算

在三维空间中, 进入到 (i, j, k) 网格的累积液量, 用单位时间液量累加而得, 单位面积、单位时间液量则用下式求得:

$$\begin{aligned} Q_{Lx} &= \frac{K_{ijk}}{\Delta x} \left(\frac{K_{ro}}{\mu_o} + \frac{K_{rw}}{\mu_w} \right)_{i+1,j,k} (P_{i+1,j,k} - P_{ijk}) \\ Q_{Ly} &= \frac{K_{ijk}}{\Delta y} \left(\frac{K_{ro}}{\mu_o} + \frac{K_{rw}}{\mu_w} \right)_{i,j+1,k} (P_{i,j+1,k} - P_{ijk}) \\ Q_{Lz} &= \frac{K_{ijk}}{\Delta z} \left(\frac{K_{ro}}{\mu_o} + \frac{K_{rw}}{\mu_w} \right)_{i,j,k+1} (P_{i,j,k+1} - P_{ijk}) \end{aligned} \quad (1-19)$$

这里假设 $(i+1, j, k)$, $(i, j+1, k)$, $(i, j, k+1)$ 分别是点 (i, j, k) 在 x, y, z 方向的上游。实际

计算时,这可用网格压力来判断。

4. 非稳定流条件下饱和度分布的计算

根据前述模型,在计算压力场和饱和度场时,不需要压力方程和饱和度计算方法的联立求解,所以可以把非稳定渗流的过程,看作是若干稳定流过程的叠加,从 t 时刻到 $t + \Delta t$ 时刻,压力场的变化可看作是瞬间完成的。则在 Δt 时间内,流体渗流假设为稳定流, S_w 用前述模型和方法计算。到了下一个时间段,压力分布发生了变化,则按新的压力场计算 S_w 。

5. 与室内岩心驱油实验结果的对比

选取大庆油田某口密闭取心井萨Ⅲ单元42-1号岩心相对渗透率曲线测定结果,其中,岩样长度为9.72cm、岩样直径为2.45cm、空气渗透率为 $2493.0 \times 10^{-3} \mu\text{m}^2$ 、油相有效渗透率为 $952.0 \times 10^{-3} \mu\text{m}^2$ 、孔隙度为0.3366,油、水物性参数为:原油密度 $0.8475\text{g}/\text{cm}^3$ 、黏度为 $8.097\text{mPa} \cdot \text{s}$,水的密度为 $0.9920\text{g}/\text{cm}^3$ 、黏度 $0.596\text{mPa} \cdot \text{s}$,实验室温度 45°C 。驱油实验测得的相对渗透率曲线和计算对应的函数如图1-4所示。

利用本文提出的方法计算得到岩心出口端不同含水饱和度对应的累积注入孔隙体积倍数与实测值比较,如表1-1和图1-5所示。

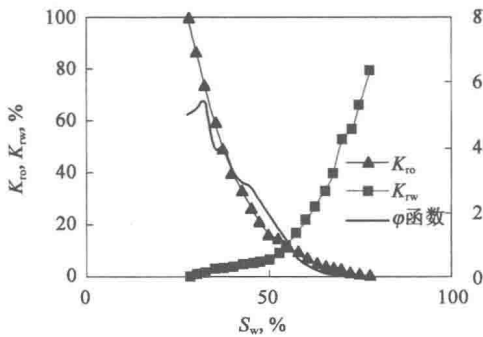


图1-4 相对渗透率及 φ 函数变化曲线

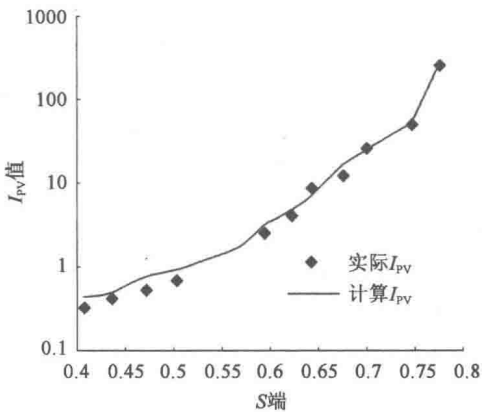


图1-5 42-1号岩心实测 I_{pv} 与计算 I_{pv} 对比曲线

表1-1 42-1号岩心实测 I_{pv} 与计算 I_{pv} 对比表

出口端 S_o	0.406	0.435	0.471	0.505	0.540	0.562	0.593	0.621	0.642	0.675	0.70	0.747	0.776
实际 I_{pv}	0.333	0.438	0.532	0.694	0.926	1.667	2.50	4.167	8.33	12.5	25.0	50.78	259.9
计算 I_{pv}	0.440	0.498	0.769	0.932	1.295	1.457	3.08	4.72	6.94	16.67	24.99	52.47	287.7

6. VIP黑油模型计算结果的对比

基本模型:有效渗透率为 $952.0 \times 10^{-3} \mu\text{m}^2$ 的一维长方体,长、宽、高分别为510m、10m和10m,网格划分 $NX=51$ 、 $NY=1$ 、 $NZ=1$,网格步长 $DX=DY=DZ=10\text{m}$;相对渗透率、物性参数等资料用5.1岩心测试时的值,为了与非压缩性相对应,取岩石、水和油的压缩系数是 10^{-17} 量级,为了表示单相液流,取饱和压力3.5MPa;无气顶、无边水、无底水,孔隙度为0.3366;水井压力限定21MPa;油井压力限定5MPa。分别用VIP黑油模型和本节提出的方法计算了相同累积注入量下,不同油井含水时含水饱和度分布的变化。图1-6所示是含水率70.3%时VIP黑油模型与本节提出的方法计算的从注入井到生产井含水饱和度结果对比曲线。

图1-7所示则是生产井不同含水率时两种方法计算的产出端含水饱和度对比曲线。

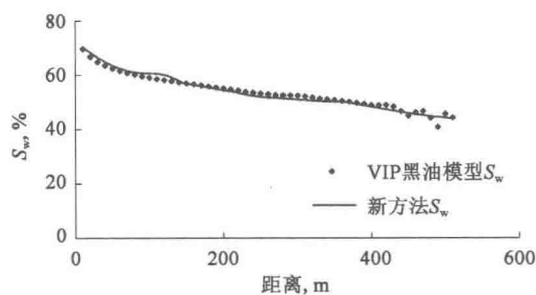


图 1-6 VIP 黑油模型与新方法计算结果对比曲线

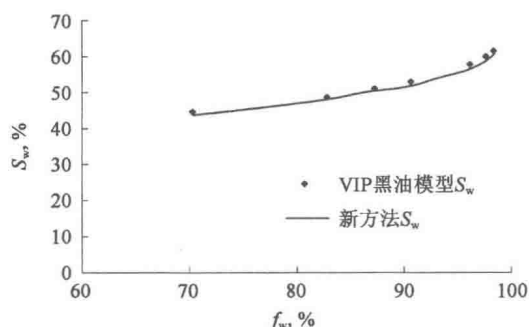


图 1-7 产出端含水饱和度对比曲线

二、聚合物驱油藏剩余油饱和度预测的 φ 函数方法

水驱 φ 函数方法通过以下改进同样适用于聚合物驱剩余油的识别。

根据含水率公式,在聚合物驱油过程中,水相分流量 f_w 与原油黏度、水相黏度、渗透率下降系数和油水两相相对渗透率有关。其中,水相黏度和渗透率下降系数都是聚合物溶液浓度的函数。所以首要问题就变成了研究聚合物溶液在地层中的浓度变化及分布。

在注聚合物初期,在距注入井较近的单元内,聚合物溶液的浓度取聚合物溶液的初始浓度,根据该浓度可以确定所使用的相渗曲线。

但是,聚合物溶液在地层中驱替时,由于受吸附等因素的影响,浓度会发生改变,从而改变了聚合物溶液的黏度和相对渗透率。根据 Langmmur 等温吸附规律我们可以计算出一定浓度的聚合物溶液在地层中的吸附量,聚合物吸附是瞬时完成的和不可逆的。

$$\hat{C}_p = \frac{aC_p}{1 + bC_p} \quad (1-20)$$

式中 $\hat{C}_p$ ——聚合物吸附浓度(发生吸附的单位固体体积对聚合物吸附质量), g/cm^3 ;

C_p ——聚合物溶液中聚合物平衡浓度;

a ——常数,吸附能力与常数 b 的比值;

b ——常数,聚合物吸附速度与脱附速度的比值, a, b 须由实验确定。

所以在计算过程中,要不断地计算聚合物溶液在岩石中的吸附量,从而确定聚合物溶液的浓度分布,进而确定相渗曲线。

对于一维单向流,如图 1-1 所示在靠近注入井的单元内,聚合物的浓度始终为初始浓度。

根据物质守恒原理, j 时间步、网格 i 内聚合物的浓度为 C_{pi}^j , 则

$$C_{pi}^j = \frac{W_i^{j-1} + W_i^+ - \hat{W}_i^j - W_i^-}{V\varphi S_w^{j-1}} \quad (1-21)$$

$$W_i^+ = Q_i^+(t) C_{p,i-1}^j \quad (1-22)$$

$$W_i^- = Q_i^-(t) C_{p,i}^{j-1} \quad (1-23)$$

$$\hat{W}_i^j = V(1 - \varphi) \hat{C}_p^{j-1} \quad (1-24)$$

$$W_i^{j-1} = V\varphi S_w^{j-1} C_{p,i}^{j-1} \quad (1-25)$$

式中 Q_i^+, Q_i^- ——单位时间内流入、流出网格 i 的液量;

W_i^+, W_i^- ——单位时间内流入、流出网格 i 的聚合物的质量;

V ——网格 i 的体积。

根据上述公式可以计算出地层内部任意时间的聚合物浓度分布,从而可以表示出聚合物溶液的黏度:

$$\mu_a = \mu_\infty (1 + aC_p + bC_p^2 + cC_p^3) \quad (1-26)$$

或者近似用指数函数代替:

$$\mu_a = \mu^* e^{BC_p} \quad (1-27)$$

式中 a 、 b 、 c ——由实验确定;

μ_∞ ——剪切速率充分大时的聚合物黏度,在 Polymer 模型中以水的黏度代替。

同样,由前面的公式可以计算出渗透率下降系数 R_k 。

至此,由聚合物驱油中的含水率公式

$$f_w = \frac{\frac{K_{rw}}{\mu_w R_k}}{\frac{K_{rw}}{\mu_w R_k} + \frac{K_{ro}}{\mu_o}} \quad (1-28)$$

我们可以得到不同聚合物浓度下的修正了的 $f_w - S_w$ 曲线,同样可以得到 φ 函数与 S_w 的关系。

同水驱油藏剩余油饱和度分布预测一样,聚合物驱油藏也涉及驱替前缘的问题。聚合物驱的前缘判别方法同水驱类似,这里不再重复,需要提到的是,在前缘没有驱替到的地方,聚合物浓度为 0,而 S_w 取水驱后的值。

第二节 水驱后剩余油分布规律

一、宏观剩余油的成因及类型

影响剩余油分布规律的因素很多,大致可分为地质因素和开发因素两个方面,分析其影响和成因,可为今后油田实施开发措施和制定开发方案提供科学依据。

(一)影响剩余油分布的地质因素

1. 沉积相

沉积相影响剩余油分布具体表现在以下几个方面:

(1)沉积相带控制了注入水的运动规律。

在河流沉积体系中,无论注水井布置在何种沉积相,注入水总是就近进入河道。在河道内,注入水沿河道下游方向快速推进,然后才向河道上游和两侧运移。

(2)沉积相决定了油层的水洗类型。

河道砂体具有向上变细的正韵律层序,底部岩石的孔隙度和渗透率级差都高于上部。注入水先沿底部突进,同一层内,上下渗透率级差越大,非均质性越严重,底部水洗越明显,河道砂体属底部水洗型。

(3)沉积相控制了水淹规律。

河道相油层的油井见效、见水期短,易出现暴淹。而滩坝型地层,油井的见效、见水期长,注水效果好。

2. 沉积单元

沉积单元是控制油水垂向流动的基本单元。从观测井的岩心分析数据表明,厚层的水侵情况与正韵律油藏规律相符,即沉积单元底部高渗透层水侵严重,水侵程度由底部向顶部逐渐减弱,从复合沉积单元、复合油层叠加而成的油藏剖面可以观察到水侵。

3. 沉积韵律

正韵律油层顶部形成剩余油富集,反韵律油层顶部形成剩余油富集,复合韵律油层纵向上出现多个渗透率段,在相对低渗透部位水洗较弱,形成剩余油富集。

4. 渗透率差异

沉积单元中渗透率的差异控制着油藏中剩余油的垂向分布。由于地层中渗透率的差异,注入水沿高渗透层驱进。注入水很难波及低渗区域,从而导致厚地层顶部剩余油富集。

5. 非均质性

平面上,中部扇中的斜坡槽及迁移槽为物性有利分布区,采出程度高,易水淹,目前剩余油饱和度低;远端砂及漫溢等微相物性普遍较差,不易水淹,目前剩余油饱和度相对较高。

纵向上,由于层间和层内存在非均质性。造成高渗透带动用程度高,水洗严重,剩余油相对较少,中、低渗透带动用程度低,甚至未动用,水洗较轻,剩余油相对较富集。

层内非均质性主要表现为层内渗透率的非均质性,它控制水驱油的波及厚度,影响着油藏的吸水剖面和产液剖面,同时也是油藏开发中层内矛盾的主要控制因素。

6. 储层孔隙结构

在非均质性比较严重的储层中,如高低渗透层结合的部分,阻力较小的粗、中型孔道是水流的主要通道,注入水首先沿着这些通道向前推进,并造成注入水过早地在生产井突破,剩余油主要分布在低渗透层中的细喉道中,水驱油采收率比较低。而在均质性较好的储层中,注入水均匀向前推进,剩余油分布数量较少,主要分布在孔壁表面,因此水驱油采收率较高。

7. 夹层

注采井组内分布稳定的夹层,将厚油层细分成若干个流动单元,易形成多段水淹。若夹层分布不稳定,则表现为注入水下窜(重力作用),不稳定夹层越多,其间油水运动和分布也就越复杂。夹层的存在减弱了重力和毛细管力的作用,对于正韵律、块状厚油层来说,夹层有利于提高注入水纵向波及系数,而对反韵律油层来说,则不利于下部油层的动用。不稳定夹层的位置不同,水线推进形态各异,造成水淹状况的复杂性。当只是注入水井有夹层,夹层越长越有利于上部水驱,在一定注采井距内,夹层长度达到井距之半,上、下层水线推进距离就很接近;当只是油井有夹层,水线前缘遇到夹层以后,就沿着夹层分段推进,夹层越长,水淹厚度越大。在夹层分布不稳定的注采井组内,底部水淹严重。

8. 裂缝

油藏裂缝参数分布与剩余油参数分布之间的关系和规律如下:

(1)凡孔隙度、裂缝密度和裂缝开度皆大者,剩余油厚度最小,属于大洞、大裂缝发育区域。

(2)对于孔隙度、裂缝密度皆大,而裂缝开度小的区域,其剩余油厚度最大或较大。微、小裂缝在起作用,属于微、小裂缝发育区域。孔隙度大的层段,开度不一定大。

(3)对于孔隙度、裂缝密度和裂缝开度皆小者,剩余油厚度也很小,属于裂缝极不发育的

单纯岩块区域。

(4)对于裂缝开度较大而孔隙度和裂缝密度中等的区域,剩余油厚度中等。

(5)对于孔隙度最大、裂缝密度中等、裂缝开度中下等的区域,剩余油厚度大,属于岩块和微裂缝发育区域。

9. 微结构和封闭断层

微结构和封闭断层对剩余油形成天然屏障。微结构是指由于古地形和对油藏顶部的压实作用所引起的部分或微小波动而造成的结构。在重力作用下,这种微结构将会在一定程度上控制地层中注入水的流动。如果在微结构的顶部没有钻井,那么剩余油将会残留在这里。

此外,断层的阻隔可能引起注采体系的不完整,从而导致断层和注入井的另一侧存在大量的剩余油。

在曲流河道油藏中,除了上述因素外。河道砂体边缘上倾岩性尖灭、废弃的河道充填、低渗透岩相带、微观不均一性都控制着剩余油的形成和分布。在漫滩环境的结构单元、决口扇的生油油藏、决口水道、细粒岩床和天然堤中孔隙度和渗透率都比较低,规模也比在曲流河道油藏中的要小,它们形成的剩余油分布情况很不理想,难以开采。

(二)影响剩余油分布的开发因素

1. 井网影响

井网密度越大,水驱控制程度越高,则注入水波及系数越高,剩余油富集部位越少。不同井网形式的面积注水波及系数大小也不一样。当井网不完善或不规则,或一套井网开采多个油层段时,加上油层平面、纵向非均质的影响,则可以形成多种形式的剩余油富集部位。

2. 其他影响因素

(1)岩石润湿性。

驱替效率受润湿性的影响,从水湿、油湿到中等润湿,微观驱替效率依次增加。

(2)指进发育程度。

指进越发育驱替相所圈闭的被驱替相越多,剩余油饱和度越高。

(3)油水黏度比及毛细管数。

在介质一定的情况下,油水黏度比及毛细管数是影响采出程度、含水率变化的决定因素。当驱替速度与毛细管渗析速度相等时采收率才最大,驱替效率才最高。

(4)注入速度和注入方式。

随着注入速度及水驱油采收率的增加,剩余油饱和度降低;而且采用抽汲驱油的驱替方式,剩余油饱和度最低。

此外,还有一些因素也会影响到剩余油的分布,如流体密度的差异等^[9]。

(三)剩余油分布类型

通过对大庆油田剩余油的平面和垂向分布的综合分析,以地质和开发为基础,大庆油田勘探开发研究院把剩余油分布类型概括为以下两类。

1. 平面剩余油成因类型

(1)相带边界处注采不完善存在高剩余油带(井网不完善);

(2)物性较差射孔不完善造成剩余油未动用(滞留区型);

- (3) 单向受效注采关系不完善存在高剩余油带;
- (4) 成片分布差油层 (表外砂、河间砂) 存在较多剩余油;
- (5) 无效驱替形成剩余油;
- (6) 断层附近存在剩余油;
- (7) 分流线处存在剩余油;
- (8) 二线受效型剩余油;
- (9) 靠近原聚合物驱井网采出井端存在剩余油。

2. 垂向剩余油成因类型

- (1) 厚油层内部非均质性形成剩余油;
- (2) 层间干扰形成剩余油;
- (3) 厚油层内隔层引起剩余油;
- (4) 隔层引起剩余油。

二、水驱后宏观剩余油分布规律研究

下面给出室内岩心水驱后和油田其区块水驱后剩余油分布状况。

(一) 室内岩心水驱后剩余油分布

实验中采用石英砂与环氧树脂胶结模型,实验模拟五点法面积注水井网的 1/4 单元。注入系统包括 1 台注水泵和 1 台自动收集器。测压数据采集系统由压力传感器、传感显示器和标准数字压力计组成,用于监测实验过程中的注入端压力变化。利用模型上分布的微电极测定各点对应的电阻率。由电阻率与含油饱和度关系曲线插值求得该点对应的含油饱和度,进而确定模型中油水分布及驱替过程中的驱油效率与波及系数变化情况。

运用已制备合格的四层非均质加厚模型 (图 1-8) 模拟了主流线纵向剖面,实验过程中监测不同时刻电阻值变化,利用电阻值与饱和度对应关系,最终得到驱替过程中含油饱和度分布,并绘制饱和度分布图;观察含油饱和度变化规律,分析其流场内部特性,系统地研究了砂岩油田大厚层波及规律。

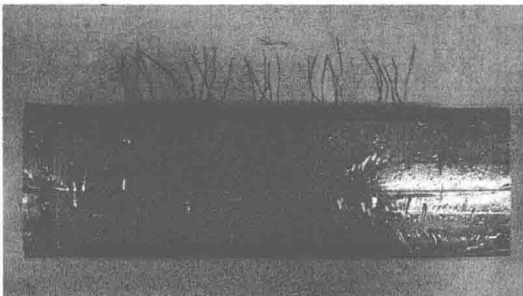


图 1-8 四层非均质加厚模型 (带电极)

1. 纵向波及规律模型

1) 实验方案设计

二元复合体系纵向波及规律对比实验方案见表 1-2。

表 1-2 二元复合体系纵向波及规律对比实验方案

方案	水驱	聚合物驱 (0.3PV)	二元复合体系 (0.3 PV)	后续水驱
四层非均质加厚模型	含水率为 95%	—	—	—
	含水率为 70%	2000mg/L	—	含水率为 95%
		2000mg/L	1750mg/L HNT-300 + 0.2% BHF-4	