

基于注采数据的井间渗透率估算方法

丁耀¹,刘月田¹,刘彦峰¹,赵鑫¹,陈增辉²,徐良²,陈映桥¹

(1.中国石油大学(北京)石油工程教育部重点实验室,北京 102249;

2.中海油能源发展股份有限公司工程技术分公司,天津 300452)

摘要:井间渗透率的确定可用于油藏描述及储层平面非均质性评价,对油田开发决策有着非常重要的意义。估算井间渗透率的常规方法为生产动态测试,由于操作复杂、价格昂贵,其应用受到一定限制。针对该问题,利用水电相似原理,建立井间渗透率与注水量分配系数的关系式,结合能够获取注水量分配系数的容阻模型,提出一种利用注采数据估算井间渗透率的新方法。运用数值概念模型验证了该方法的有效性,并将其应用于渤中25南油田E07井组。结果表明,油井E18方向井间渗透率估算值最大,与示踪剂监测中油井E18方向前缘推进速度最快相符,另外,该方向井间渗透率估算值为 $5.192 \times 10^{-3} \mu\text{m}^2$,与示踪剂解释结果 $5.616 \times 10^{-3} \mu\text{m}^2$ 基本一致。所提出的方法将容阻模型的应用范围从注水量分配系数的估计拓展到井间渗透率的估算,可更为简便快捷地研究油藏平面非均质性。

关键词:井间渗透率 注水量分配系数 水电相似原理 容阻模型 数值概念模型

中图分类号:TE319

文献标识码:A

文章编号:1009-9603(2017)02-0101-06

A method for estimating interwell permeability based on injection and production data

Ding Yao¹, Liu Yuetian¹, Liu Yanfeng¹, Zhao Xin¹, Chen Zenghui², Xu Liang², Chen Yingqiao¹

(1. Key Laboratory for Petroleum Engineering of the Ministry of Education, China University of Petroleum (Beijing), Beijing City, 102249, China; 2. CNOOC EnerTech Drilling & Production Co., Ltd., Tianjin City, 300452, China)

Abstract: The determination of interwell permeability can be used to reservoir description and plane heterogeneity evaluation, which is of vital importance to the oilfield development decision making. The conventional approach for calculating interwell permeability is dynamic testing method. Because of the complex operation process and excessive cost, its application has been limited. To solve this problem, the relationship between interwell permeability and injection allocation coefficients was established based on hydropower similarity principle. Combined with Capacitance-Resistance Model (CRM) that enables estimation of injection allocation coefficients, a novel method was proposed for calculating the interwell permeability using injection and production data. The method was validated by numerical conceptual models, and was further applied to E07 well group in south Bozhong 25 oilfield. The results show that the estimated interwell permeability in direction of oil well E18 reaches the maximum value, which matches the fastest frontal movement of waterflood in that direction by tracer testing. In addition, the estimated value $5.192 \times 10^{-3} \mu\text{m}^2$ in E18 direction is basically consistent with the interpretation value $5.616 \times 10^{-3} \mu\text{m}^2$ by tracer testing. The method extends the application range of CRM from injection allocation coefficients estimation to interwell permeability estimation, which provides a rapid and efficient tool for reservoir plane heterogeneity research.

Key words: interwell permeability; injection allocation coefficients; hydropower similarity principle; Capacitance-Resistance Model; numerical conceptual models

收稿日期:2016-10-20。

作者简介:丁耀(1992—),男,湖北武汉人,在读硕士研究生,从事油藏渗流机理、数值模拟及开发系统工程方面研究。联系电话:(010)89732260, E-mail:dingyao_cup@163.com。

基金项目:国家科技重大专项“基于各向异性的特低渗透油藏井网优化与注采调控技术研究”(2016ZX05013002-001),国家自然科学基金项目“页岩气藏各向异性压力敏感数值模拟研究”(51374222)。

井间渗透率的确定有助于油藏平面非均质性评价,对油田开发决策有着非常重要的意义。目前估算井间渗透率的方法主要有静态法和动态法,静态法是利用测井解释和岩心测试结果得到单井渗透率^[1],应用插值方法对井间渗透率进行预测,缺点在于储层的非均质性会导致插值的不确定性。动态法主要为生产动态测试,如多井试井^[2-3](干扰试井、脉冲试井)和井间示踪剂测试^[4-5],这些方法虽较为有效,但测试复杂、价格昂贵,且受测试条件约束。生产动态数据是认识油藏动态特征的重要依据,如何充分利用生产动态数据来估算油藏的地质参数一直是研究热点。近年来中外学者利用注采动态数据对井间连通性展开了研究^[6-20],其中容阻模型应用最为广泛^[16-20],其建立了油井产液量与周围水井注水量的非线性响应关系,运用实际注采数据对模型参数进行反演计算,便可获得水井周围油井方向的注水量分配系数,从而对注采井间连通性进行量化表征,然而注水量分配系数仅反映各油井方向注水分配量的相对大小,不能表征注采井间的储层参数,针对该问题,利用水电相似原理建立了井间渗透率与注水量分配系数的关系,结合容阻模型提出了一种井间渗透率估算方法。该方法拓展了容阻模型的应用范围,为储层平面非均质性的评价提供了新思路。

1 容阻模型及模型参数求解

1.1 容阻模型

Yousef等在AL模型^[8]的基础上利用物质平衡原理建立了定量表征油藏注采连通性的容阻模型^[9],其基本思想为:将每一注采井对控制区域作为基本研究单元,用连通性系数和时间常数2个特征参数对该单元进行表征,其中连通性系数为水井向油井的注水量分配系数,反映该单元的电阻性;时间常数用来体现注采响应的滞后性,反映该单元的电容性。运用上述特征参数构建了油井产液量与周围水井注水量的非线性响应关系,在此基础上利用实际注采数据对模型参数进行反演计算,便可获得水井周围油井方向的注水量分配系数,从而对注采井间连通性进行量化表征。Liang^[17]和Sayarpou等^[18]提出将油井控制区域作为基本研究单元,建立了简化的容阻模型,减少了模型参数的数量,大大降低了多注多采系统井间连通性的计算规模,该模型表明油井产液量是初始产液量递减、注水、油井井底流压波动和井间干扰的共同结果,其表达式为

$$\hat{q}_j(t) = q_{0j} \cdot e^{-\frac{(t-t_0)}{\tau_j}} + \sum_{i=1}^{N_w} \lambda_{ij} I'_{ij}(t) + \sum_{k=1}^{N_w} v_{kj} \left[p_{wf_j}(t_0) e^{-\frac{(t-t_0)}{\tau_j}} - p_{wf_k}(t) + p'_{wf_{ij}}(t) \right] \quad (1)$$

当忽略井间干扰,且油井井底流压波动不大时,式(1)可简化为

$$\hat{q}_j(t) = q_{0j} \cdot e^{-\frac{(t-t_0)}{\tau_j}} + \sum_{i=1}^{N_w} \lambda_{ij} \cdot \frac{e^{-\frac{t}{\tau_j}}}{\tau_j} \int_0^t e^{\frac{\xi}{\tau_j}} I_i(\xi) d\xi \quad (2)$$

由于油田注采动态数据是离散数据,将式(2)写成离散形式,即

$$\hat{q}_j(n) = q_{0j} \cdot e^{-\frac{n \cdot \Delta t}{\tau_j}} + \sum_{i=1}^{N_w} \lambda_{ij} \cdot I'_{ij}(n) \quad (3)$$

其中

$$I'_{ij}(n) = \sum_{m=1}^n \left(1 - e^{-\frac{\Delta t}{\tau_j}} \right) \cdot e^{-\frac{(m-n)\Delta t}{\tau_j}} \cdot I_i(m) \quad (4)$$

式(3)将油井j的产液量分为2项,第1项为初始产液量递减项,第2项为周围水井注水量的贡献。

1.2 模型参数求解

为使模型计算值和实际动态相吻合,就需要对模型参数进行估计。这是典型的反演问题,其可转化成最优化问题进行求解。构建典型的最优化问题——带约束非线性规划问题对模型参数进行估计,其具体表达式为

$$\begin{aligned} \text{Min} \sum_{j=1}^{N_o} \sum_{n=1}^N [q_j(n) - \hat{q}_j(n)]^2 = \\ \sum_{j=1}^{N_o} \sum_{n=1}^N \left\{ q_j(n) - \left[q_{0j} \cdot e^{-\frac{n \cdot \Delta t}{\tau_j}} + \sum_{i=1}^{N_w} \lambda_{ij} \cdot I'_{ij}(n) \right] \right\}^2 \end{aligned} \quad (5)$$

s.t.

$$\begin{cases} 0 \leq \lambda_{ij} \leq 1 \\ \sum_{j=1}^{N_w} \lambda_{ij} \leq 1 \quad (i = 1, 2, 3, \dots, N_w; j = 1, 2, 3, \dots, N_w) \\ q_{0j}, \tau_j > 0 \end{cases}$$

上述带约束非线性规划问题的目标函数为产液量观测值与产液量计算值的残差平方和。利用实际注采数据通过最小化目标函数对容阻模型参数进行估计。

利用序列二次规划算法^[21]对式(5)进行迭代求解。其主要思路为:对时间常数集 $\tau = (\tau_1, \tau_2, \dots, \tau_{N_o})$ 初始化;当时间常数被确定后,产液量计算值 $\hat{q}_j(n)$ 为注水量离散卷积 $I'_{ij}(n)$ 与 $e^{-\frac{n \cdot \Delta t}{\tau_j}}$ 项的线性组合(见式(3)),对应的线性组合系数分别为注水量分配系

数和油井初始产液量,可运用带约束的多元线性回归确定,计算当前迭代步的目标函数值;对时间常数集 τ 进行迭代更新,不断减小目标函数值;当满足终止条件时,停止迭代,得到满意的最小目标函数值及对应的模型参数估计值。

2 井间渗透率估算

2.1 井间渗透率与注水量分配系数的关系

注水量分配系数为水井 i 注水量在油井 j 方向的分配比例,反映的是注采井间流量的相对大小,不能表征注采井间储层物性的好坏。针对该问题,利用水电相似原理,推导井间渗透率与注水量分配系数的关系,以便利用注水量分配系数求取井间渗透率,对井间储层渗流能力进行评价。

对于水井 i ,将各油井方向的地质体看成并联电阻,则油井 j 方向的注水量分配系数为

$$\lambda_{ij} = \frac{\frac{\Delta p_{ij}}{R_{ij}}}{\sum_{j_i} \frac{\Delta p_{ij}}{R_{ij}}} \quad (6)$$

由达西定理,单相平行流中渗流阻力的表达式为

$$R_{ij} = 11.57 \times \frac{\mu_i L_{ij}}{A_{ij} K_{ij}} = 11.57 \times \frac{\mu_i L_{ij}}{B_{ij} h_{ij} K_{ij}} \quad (7)$$

将式(7)代入式(6),假设渗流区域宽度相等,注水量分配系数可简化为

$$\lambda_{ij} = \frac{\frac{\Delta p_{ij} \overline{K}_{ij} \overline{h}_{ij}}{L_{ij}}}{\sum_{j_i} \frac{\Delta p_{ij} \overline{K}_{ij} \overline{h}_{ij}}{L_{ij}}} \quad (8)$$

由式(8)可得出 $i-j$ 与 $i-k$ 方向注采井间渗透率之比为

$$\frac{\overline{K}_{ij}}{\overline{K}_{ik}} = \frac{\frac{\lambda_{ij} L_{ij}}{\Delta p_{ij} \overline{h}_{ij}}}{\frac{\lambda_{ik} L_{ik}}{\Delta p_{ik} \overline{h}_{ik}}} \quad (9)$$

若已知注采方向的渗透率,则由式(9)可推算待求注采方向的渗透率。

记水井 i 控制区域内平均渗透率为 \overline{K}_i , 将水井 i 各注采方向井间地质体看成并联的电阻,则 \overline{K}_i 可简化为各注采方向渗透率的算数平均值

$$\overline{K}_i = \frac{\sum_{j_i} \overline{K}_{ij}}{C_i} \quad (10)$$

结合式(9)和式(10)可以得到 $i-k$ 方向注采井间渗透率为

$$\overline{K}_{ik} = \frac{C_i}{\lambda_{ij} L_{ij}} \times \overline{K}_i \sum_{j_i} \frac{\Delta p_{ij} \overline{h}_{ij}}{\lambda_{ik} L_{ik} \Delta p_{ik} \overline{h}_{ik}} \quad (11)$$

当油水井注采压差相差不大时,式(11)可以简化为

$$\overline{K}_{ik} = \frac{C_i}{\lambda_{ij} L_{ij}} \times \overline{K}_i \sum_{j_i} \frac{\overline{h}_{ij}}{\lambda_{ik} L_{ik} \overline{h}_{ik}} \quad (12)$$

由式(11)或式(12)可以根据注水量分配系数及水井 i 控制区域内平均渗透率求取注采井间渗透率。

2.2 井间渗透率的估算步骤

注采井间渗透率的估算步骤为:①获取注采动态数据序列 $(q_i(1), q_i(2), \dots, q_i(n))$, $(I_i(1), I_i(2), \dots, I_i(n))$ (每月1个点)以及水井 i 控制区域内平均渗透率;②利用注采动态数据序列根据式(5)对模型参数进行反演计算,获取注水量分配系数;③根据实际矿场数据,计算 $i-j$ 方向注采井距、注采压差以及平均有效厚度;④根据井间渗透率与注水量分配系数的关系式,即式(11)或式(12),对 $i-k$ 方向井间渗透率进行估算。

3 概念模型验证

利用数值模拟软件建立非均质概念模型,对所给出的井间渗透率估算方法进行验证。非均质模型采用含对角分布高渗透条带的概念模型,高渗透条带和其余区域的体积相同,且渗透率各自均匀分布。模型中心1口水井(I1井),4个角分别为4口油井(P1, P2, P3和P4井),其中水井I1和油井P1, P2位于高渗透条带上,油井P3和P4井位于高渗透条带两侧(图1)。高渗透条带渗透率(K_1)为 $500 \times 10^{-3} \mu\text{m}^2$,其余区域渗透率为 K_2 ,令渗透率级差为 K_1/K_2 ,分别取值为2, 5和10,得到3个模型,各模型纵向渗透率均为平面渗透率的0.1倍,模型的主要参数包括:网格数目为 $41 \times 41 \times 1$,网格尺寸为 $20 \text{ m} \times 20 \text{ m} \times 5 \text{ m}$,孔隙度为0.3,原油压缩系数和地层水压缩系数分别为 9.6×10^{-4} 和 $4.5 \times 10^{-4} \text{ MPa}^{-1}$,地层原油粘度为 $2.65 \text{ mPa} \cdot \text{s}$ 。

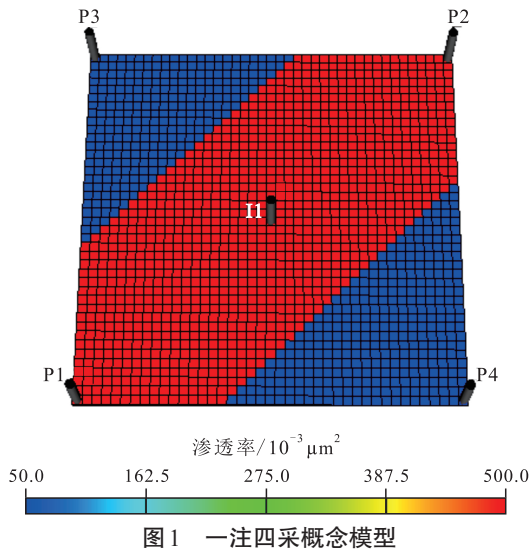


图1 一注四采概念模型
Fig.1 Conceptual model of one injector and four producers

根据模型的注水能力,随机生成注水量序列,各油井定压生产,且井底流压相同。通过数值模拟获取各模型的注采动态数据,并利用式(5)对注水量分配系数进行计算。由计算结果(表1)可以发现:对于同一渗透率级差,注水量分配系数呈对称性,I1—P1与I1—P2方向注水量分配系数相同,I1—P3与I1—P4方向注水量分配系数相同,且I1—P1和I1—P2方向的注水量分配系数大于I1—P3和I1—P4方向,这与油水井所处位置相吻合;随着渗透率级差的增大,I1—P1和I1—P2方向的注水量分配系数逐渐增大,I1—P3和I1—P4方向的注水量分配系数逐渐减小,与I1—P3和I1—P4方向相比,I1—P1和I1—P2方向的渗流能力越来越强,注水量分配系数计算结果与概念模型特征相符。

表1 概念模型注水量分配系数计算结果
Table1 Calculation results of injection allocation coefficients for conceptual models

水井	油井	注水量分配系数		
		渗透率级差为2	渗透率级差为5	渗透率级差为10
I1	P1	0.36	0.44	0.47
I1	P2	0.36	0.44	0.47
I1	P3	0.14	0.06	0.03
I1	P4	0.14	0.06	0.03

水井I1控制区域平均渗透率不妨取为各井点处渗透率的算数平均值,3个模型分别取值为 375×10^{-3} , 300×10^{-3} 和 $275 \times 10^{-3} \mu\text{m}^2$,根据表1的计算结果,利用式(12)对不同渗透率级差情况下注采井间渗透率进行估算。由估算结果(表2)可以看出:当渗透率级差为2,5和10时,I1—P1和I1—P2方向井间渗透率估算值分别为 468×10^{-3} , 528×10^{-3} 和 $517 \times$

$10^{-3} \mu\text{m}^2$,与高渗透条带渗透率的设置值 $500 \times 10^{-3} \mu\text{m}^2$ 基本一致;随着渗透率级差的增大,I1—P3和I1—P4方向井间渗透率估算值逐渐变小,与非高渗透条带区域设定值变化趋势一致。该结果验证了所提出的井间渗透率估算方法的正确性。

表2 概念模型注采井间渗透率估算结果
Table2 Estimation result of average interwell permeability for conceptual models

水井	油井	注采井间渗透率/ $10^{-3} \mu\text{m}^2$		
		渗透率级差为2	渗透率级差为5	渗透率级差为10
I1	P1	468	528	517
I1	P2	468	528	517
I1	P3	182	72	33
I1	P4	182	72	33

4 矿场应用

渤中25南油田E07井组位于渤中25-1构造南界发育的大断层下降盘,为明下段断裂背斜构造,属于浅水三角洲相沉积,E07井组的平均孔隙度为31%,平均渗透率为 $2715.5 \times 10^{-3} \mu\text{m}^2$,属特高孔高渗透油藏。该井组于2004年9月投产,初期以天然能量开发,2006年8月开始注水,注水开发后部分井表现出见效快、见水快、见水后含水上升快、产量递减快的特征,从2015年12月开始该井组进入高含水期,亟需改善水驱开发效果。明确储层非均质性是进行开发调整的基础工作,应用所提出方法对E07井组注采井间渗透率进行估算。

首先计算E07井组各油井方向注水量分配系数。E07井组共1口水井(E07),8口油井(E04, E06, E08, E13, E18, E12, E15h, E17),由于井组内油井还受效于邻近5口水井(E05, E11, E37, E35, E23),为了准确计算E07井注水量分配系数,把这8口油井和6口水井看成1个注采系统,根据近50个月的注采数据(2011年10月至2015年12月),利用式(5)求取各水井的注水量分配系数,计算结果见表3。研究区注采井间连通图(图2)可以更为直观地反映注采对应关系,对于水井E07,受效的油井有E04, E06, E08, E18, E15h和E12井。根据式(12),利用各受效方向的注水量分配系数和E07井组平均渗透率可计算注采井间渗透率。由计算结果(表4)可以看出,水井E07到油井E18方向井间渗透率最大,达 $5192 \times 10^{-3} \mu\text{m}^2$;到油井E06方向井间渗透率最小,仅为 $550 \times 10^{-3} \mu\text{m}^2$ 。2014年12月对E07井组进行了

示踪剂监测,发现E18油井方向前缘推进速度最快,达40.1 m/d,该方向渗透率解释结果为 $5.616 \times 10^{-3} \mu\text{m}^2$,与文中的计算结果较为接近;E06油井生产动态表现为:产液量约为 $10 \text{ m}^3/\text{d}$,远低于同井组其他油井(产液量约为 $150 \text{ m}^3/\text{d}$),含水率仅为5%,由此可见,该油井方向受效不明显,与水井E07的连通性差,这与计算结果中油井E06方向注水量分配系数最小、井间渗透率估算值最小吻合,从而验证了所提出的注采井间渗透率估算方法的合理性。

表3 渤中25南油田E07井组相关水井注水量分配系数计算结果

Table3 Calculation results of allocation coefficients for injectors related to E07 well group in south Bozhong 25 oilfield

井号	E04	E06	E08	E13	E18	E12	E15h	E17
E07	0.15	0.03	0.12	0	0.21	0.25	0.25	0
E05	0.41	0	0.20	0.39	0	0	0	0
E11	0	0	0	0	0.12	0.45	0.27	0.16
E37	0	0	0.22	0.16	0.03	0	0	0
E35	0	0	0	0	0	0	0	0.94
E23	0	0	0	0	0.28	0	0	0

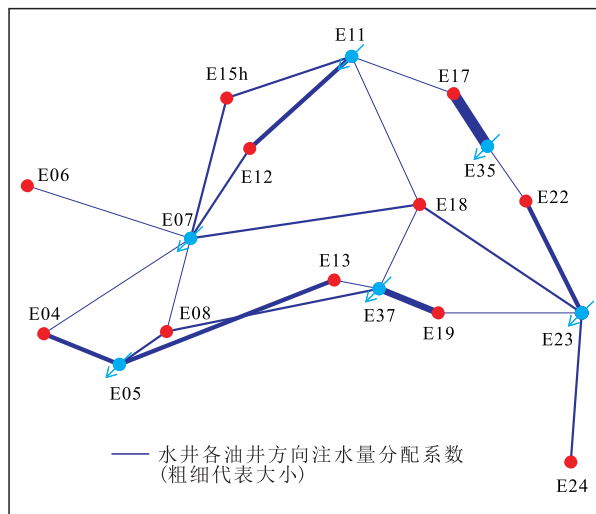


图2 注采井间连通关系

Fig.2 Interwell connectivity map of research area

表4 E07井组注采井间渗透率计算结果

Table4 Calculation results of average interwell permeability for well group E07

水井	油井	井距/m	注水量分配系数	井间渗透率计算值/ $10^{-3} \mu\text{m}^2$
E07	E04	501	0.15	2 894
E07	E06	476	0.03	550
E07	E08	317	0.12	1 465
E07	E18	642	0.21	5 192
E07	E15h	322	0.25	3 100
E07	E12	321	0.25	3 090

5 结论

井间连通性模型获取的是注水量分配系数,反映的是各注采方向流量的相对大小,却不能反映注采井间储层物性的好坏。基于水电相似原理,推导了注采井间渗透率与注水量分配系数的关系,在容阻模型的基础上,提出了利用生产动态数据估算注采井间渗透率的新方法,通过非均质概念模型的验证和在渤中25南油田E07井组的应用情况,可以看出该方法利用注采动态数据就可以有效地估算注采井间渗透率,为油藏平面非均质性研究提供了一种简便快捷的工具。

建立的注采井间渗透率估算公式中包含水井控制区域平均渗透率,该值的准确与否直接决定了注采井间渗透率计算结果的可靠性,矿场应用中水井控制区域平均渗透率取值为测井解释结果,不能准确表示水井控制区域内的渗流能力,该值应由水井压降试井或其他动态方法来确定,以提高井间渗透率计算结果的准确性。

符号解释:

$\hat{q}_j(t)$ ——油井 j 在 t 时刻产液量模型计算值, m^3/d ; t ——时刻, d ; q_{0j} ——油井 j 初始产液量, m^3/d ; t_0 ——起始时间, d ; τ_j ——油井 j 控制区域的时间常数, d ,表征油井 j 初始产量递减速度; N_w ——水井总数,口; i ——水井编号,其值为1, 2, 3, ..., N_w ; λ_{ij} ——水井 i 在油井 j 方向的注水量分配系数; $I'_{ij}(t)$ —— t 时刻水井 i 相对于油井 j 的注水量卷积, m^3/d ; N_o ——油井总数,口; j, k ——油井编号,其值为1, 2, 3, ..., N_o ; v_{kj} ——油井 k 井底流压波动对油井 j 产液量的干扰系数, $\text{m}^3/(\text{d} \cdot \text{MPa})$; p_{wfj} , p_{wfk} ——油井 j 和油井 k 的井底流压,MPa; $p'_{wfk}(t)$ ——油井 k 相对于油井 j 的井底流压卷积,MPa; ξ ——时刻积分变量, d ; $I_i(\xi)$ ——水井 i 在 ξ 时刻的注水量, m^3/d ; $I_i(t)$ ——水井 i 在 t 时刻的注水量, m^3/d ; m, n ——离散时间点, $n=1, 2, 3, \dots, N, m \leq n$; N ——时间总步数; $I_i(m)$ ——水井 i 在时间点 m 的注水量, m^3/d ; $\hat{q}_j(n)$ ——油井 j 在时间点 n 的产液量计算值, m^3/d ; Δt ——时间步长, d ; $I'_i(n)$ ——水井 i 在时间点 n 相对于油井 j 的注水量离散卷积,即注水量的加权移动平均值, m^3/d ; $q_j(n)$ ——油井 j 在 n 时刻的产液量观测值, m^3/d ; Δp_{ij} —— $i-j$ 方向注采压差,MPa; R_{ij} —— $i-j$ 方向注采井间渗流阻力,MPa/($\text{m}^3 \cdot \text{d}^{-1}$); J_i ——水井 i 周围受效油井编号的集合; μ_1 ——流体粘度 $\text{mPa} \cdot \text{s}$; L_{ij} ——水井 i 到油井 j 的距离, m ; \bar{A}_{ij} —— $i-j$ 方向渗流横截面积, m^2 ; \bar{K}_{ik} —— $i-k$ 方向注采井间渗透率, $10^{-3} \mu\text{m}^2$; \bar{B}_{ij} —— $i-j$ 方向渗流区域宽度, m ; \bar{h}_{ij} —— $i-j$ 方向平均有效厚度, m ; \bar{K}_{ij} —— $i-j$ 方

向注采井间渗透率, $10^{-3} \mu\text{m}^2$; λ_{ik} ——水井 i 在油井 k 方向的注水量分配系数; L_{ik} ——水井 i 到油井 k 的距离, m; Δp_{ik} —— $i-k$ 方向注采压差, MPa; \bar{h}_{ik} —— $i-k$ 方向平均有效厚度, m; \bar{K}_i ——水井 i 控制区域内平均渗透率, μm^2 ; C_i ——水井 i 周围受效油井的数量, 口。

参考文献:

- [1] 王志强. 龙虎泡油田各类砂体渗透率估算[J]. 大庆石油地质与开发, 2015, 34(2): 74-76.
Wang Zhiqiang. Estimation of the permeability for each kind of sandbodies in Longhupao Oilfield [J]. Petroleum Geology & Oilfield Development in Daqing, 2015, 34(2): 74-76.
- [2] Kamal M M. Interference and pulse testing—A review [J]. Journal of Petroleum Technology, 1983, 35(13): 2 257-2 270.
- [3] 刘淑芬, 张同义. 多井试井技术在油田开发中的应用[J]. 石油仪器, 2002, 16(6): 43-46.
Liu Shufen, Zhang Tongyi. Application of multi-well testing technology to oilfield development [J]. Petroleum Instruments, 2002, 16(6): 43-46.
- [4] 陈月明, 姜汉桥, 李淑霞. 井间示踪剂监测技术在油藏非均质性描述中的应用[J]. 石油大学学报: 自然科学版, 1994, 18(增刊): 1-7.
Chen Yueming, Jiang Hanqiao, Li Shuxia. Application of well-to-well tracer test on reservoir heterogeneity description [J]. Journal of the University of Petroleum, China: Edition of Natural Science, 1994, 18(Supplement): 1-7.
- [5] 赵国瑜. 井间示踪剂技术在油田生产中的应用[J]. 石油勘探与开发, 1999, 26(4): 92-95.
Zhao Guoyu. The application of interwell tracer method in oilfield production [J]. Petroleum Exploration and Development, 1999, 26(4): 92-95.
- [6] Heffer K J, Fox R J, McGill C A, et al. Novel techniques show links between reservoir flow directionality, earth stress, fault structure and geomechanical changes in mature waterfloods [J]. SPE Journal, 1997, 2(2): 91-98.
- [7] Panda M N, Chopra A K. An integrated approach to estimate well interactions [R]. SPE 39563, 1998.
- [8] Albertoni A, Lake L W. Inferring interwell connectivity only from well-rate fluctuations in waterfloods [J]. SPE Reservoir Evaluation & Engineering, 2003, 6(1): 6-16.
- [9] Yousef A A, Gentil P H, Jensen J L, et al. A capacitance model to infer interwell connectivity from production and injection rate fluctuations [J]. SPE Reservoir Evaluation & Engineering, 2006, 9(6): 630-646.
- [10] Kaviani D, Valkó P P. Inferring interwell connectivity using multi-well productivity index (MPI) [J]. Journal of Petroleum Science & Engineering, 2010, 73(1): 48-58.
- [11] 赵辉, 姚军, 吕爱民, 等. 利用注采开发数据反演油藏井间动态连通性[J]. 中国石油大学学报: 自然科学版, 2010, 34(6): 91-94.
Zhao Hui, Yao Jun, Lü Aimin, et al. Reservoir interwell dynamic connectivity inversion based on injection and production data [J]. Journal of China University of Petroleum: Edition of Natural Science, 2010, 34(6): 91-94.
- [12] 蒋平, 赵昌奎, 李顺明, 等. 准噶尔盆地六中东区克下组油藏井间连通性动态反演及地质控制因素[J]. 油气地质与采收率, 2015, 22(1): 57-62.
Jiang Ping, Zhao Changlei, Li Shunming, et al. Dynamic inversion and the geological controlling factors of interwell connectivity in reservoirs of lower Karamay Formation in Liuzhongdong block, Junggar basin [J]. Petroleum Geology and Recovery Efficiency, 2015, 22(1): 57-62.
- [13] 王秀坤, 崔传智, 王鹏, 等. 砂砾岩油藏井间动态连通性判定方法[J]. 特种油气藏, 2015, 22(3): 118-120.
Wang Xiukun, Cui Chuanzhi, Wang Peng, et al. Interwell dynamic connectivity identification in glutenite reservoir [J]. Special Oil & Gas Reservoirs, 2015, 22(3): 118-120.
- [14] 惠钢, 王友净, 李佳鸿, 等. 中—高含水期低渗透储层优势渗流通道研究——以温米油田温西一区块三间房组储层为例[J]. 油气地质与采收率, 2015, 22(6): 74-79.
Hui Gang, Wang Youjing, Li Jiahong, et al. Research on dominant flow path of low permeability reservoir in medium-high water cut period: A case study of the Sanjianfang Formation of Wenxi1 block in Wenmi oilfield [J]. Petroleum Geology and Recovery Efficiency, 2015, 22(6): 74-79.
- [15] 韩杰, 吴箫, 江杰, 等. 塔中 I 号气田西部鹰山组碳酸盐岩储层类型划分及储层连续性分析[J]. 油气地质与采收率, 2016, 23(1): 14-21.
Han Jie, Wu Xiao, Jiang Jie, et al. Classification and continuity analysis on carbonate reservoir of the Yingshan Formation in the western Tazhong I gasfield [J]. Petroleum Geology and Recovery Efficiency, 2016, 23(1): 14-21.
- [16] Sayarpour M, Kabir C S, Lake L, et al. The use of capacitance-resistance models for rapid estimation of waterflood performance [R]. SPE 110081, 2007.
- [17] Liang Ximing. A simple model to infer interwell connectivity only from well-rate fluctuations in waterfloods [J]. Journal of Petroleum Science & Engineering, 2010, 70(1): 35-43.
- [18] Sayarpour M, Kabir C S, Lake L. Field applications of capacitance-resistance models in waterfloods [J]. SPE Reservoir Engineering, 2009, 12(6): 853-864.
- [19] Parekh B, Kabir C S, Parekh B. Improved understanding of reservoir connectivity in an evolving waterflood with surveillance data [J]. Journal of Petroleum Science & Engineering, 2011, 102(2): 1-9.
- [20] Salazar Bustamante M, Gonzalez Gomez H, Matringe S, et al. Combining decline-curve analysis and capacitance/resistance models to understand and predict the behavior of a mature naturally fractured carbonate reservoir under gas injection [R]. SPE 153252, 2012.
- [21] Nocedal J, Wright S. Numerical optimization [M]. Berlin: Springer, 2006: 449-492.