

油水相对渗透率曲线非线性优化校正新方法及其应用

杨超¹,李彦兰¹,徐兵祥²,赵庆兵³

(1. 中国石油勘探开发研究院,北京 100083; 2. 中海油研究总院,北京 100027; 3. 中国石化西北石油局,新疆 乌鲁木齐 830011)

摘要:实验室测得的相对渗透率曲线仅代表了井点取心段的流动特征,往往与实际生产特征不符,需要在数值模拟历史拟合阶段进行校正,该过程繁琐且耗时耗力。文中提出了一种利用非线性优化理论校正相对渗透率曲线的方法。该方法假定油水相对渗透率呈广泛使用的指数函数关系,通过理论计算与实际含水-采出曲线进行拟合,确定相对渗透率曲线关系式。该方法需要参数少,计算方便、速度快。通过吐哈油田温西3区块历史拟合后的相对渗透率曲线验证,校正后的相对渗透率曲线与历史拟合相对渗透率曲线更吻合,表明校正方法是可行的。校正后的相对渗透率曲线具有较好的代表性,形态良好,克服了曲线上凸。通过新的油水相对渗透率曲线计算的理论含水率-采出程度曲线与实际曲线拟合较好,符合实际生产的需要,具有一定的理论和应用价值。

关键词:约束条件;历史拟合;非线性优化;含水率;采出程度;油水相对渗透率

中图分类号:TE312 **文献标识码:**A

New nonlinear correction method of oil-water relative permeability curves and their application

Yang Chao¹, Li Yanlan¹, Xu Bingxiang², Zhao Qingbing³

(1. PetroChina Research Institute of Petroleum Exploration & Development, Beijing 100083, China;

2. CNOOC Research Institute, Beijing 100027, China; SINOPEC Northwest Oilfield Company, Urumqi, Xinjiang 830011, China)

Abstract: The relative permeability curves from laboratory measurement only represent the flow behaviours of core sample and commonly do not accord with the real flow behaviors, thus they need to be corrected through history matching. However, the process of history matching is time-consuming and labor-intensive. The current study introduces a new method to correct the relative permeability curves based on the nonlinear optimization theory and accurate experimental endpoint. Based on the assumption that the relative permeability satisfies the exponential function, the theoretical water cut-recovery curve (f_w - R) is fitted to the actual f_w - R curve to obtain relative permeability curves. The new method requires fewer parameters and is simple and faster. Application of the new method to Turpan-Hami Oilfield WENXI 3 block shows that the the corrected relative permeability curves fit better with the calculated relative permeability through history matching, indicating this correction method is feasible. The corrected relative permeability curves are representative and in good shape. The theoretical water cut-recovery curves obtained by using the new method are in good accordance with the real curves.

Key words: constraint, history matching, nonlinear optimization, water cut, oil recovery, oil-water relative permeability

油水相对渗透率曲线受岩石孔隙结构、油水性质及相互作用的影响。目前主要确定方法有:实验室测定(稳态和非稳态)、经验公式计算、矿场资料计算等,而多以实验室测定为主^[1-5]。然而,实验室测得的相对渗透率只能代表取心位置处流动特征,并不能反映油藏的整体渗流特征;经验公式和矿场资料计算没有考虑高含水后期经过长期注水冲刷后油藏和原油物性的变化,因此难以与生产动态数据进行匹配。目前已

有许多学者采用统计分析、优化等理论综合利用生产数据建立了相对渗透率曲线计算方法,但是目前求取油水相对渗透率曲线方法存在如下个方面局限性:1)统计分析方法^[6-7]只适合某一特定区块,只针对某一特殊类型油藏进行相对渗透率曲线的修正;2)非线性回归方法^[8-10]计算的相对渗透率曲线存在一定误差,相对渗透率曲线形态常出现上凸型,分形几何方法^[11]可以较好地描述相对渗透率曲线形态,但仍不可

收稿日期:2012-04-28;修订日期:2013-05-15。

第一作者简介:杨超(1986—),男,博士研究生,油气田开发和油藏数值模拟。E-mail: yangchao2010phd@163.com。

基金项目:国家科技重大专项“大型油气田及煤层气开发”(2011ZX05010-002)。

避免出现相对渗透率曲线的上凸段;3)方法计算过程复杂不利于矿场计算^[12-14]。

本文基于生产和岩心驱替数据,采用水驱特征曲线和两相对渗透率流理论,提出了一种基于非线性优化算法和新约束条件的油水相对渗透率曲线校正方法,给出了具体的求解步骤,并采用吐哈油田温西3区块单井生产数据和区块历史拟合后的平均相对渗透率曲线对本文方法进行了验证。本文提出的相对渗透率曲线校正新方法为研究高含水老油田改善水驱^[15]、提高采收率^[16]的渗流规律提供了方法和依据。

1 理论含水率-采出程度曲线计算

对于注水开发油藏来说,原油采出程度取决于注入水体积波及系数和注入水在孔道中排驱原油的程度。大量现场资料表明,原油采出程度受储层的非均质性、原油粘度、润湿性、毛管力、井网密度、注水方式和油井工作制度等多种地质和开发因素的影响^[3]。采出程度计算公式为驱油效率与体积波及系数的乘积。驱油效率从微观上表征原油被注入水清洗的程度,可以采用相对渗透率曲线计算;体积波及系数表征注入水在油层中的波及程度,一般由宏观的注采井网和横向、纵向砂体的连通性决定。

利用相对渗透率曲线可以计算驱油效率 E_d 为:

$$E_d = \frac{S_w - S_{wi}}{1 - S_{wi}} \quad (1)$$

式中: $\bar{S}_w$ 为某个生产阶段的平均含水饱和度,小数; S_{wi} 为束缚水饱和度,小数。

体积波及系数计算有多种方法,如统计关系图版法^[6,17]、经验公式方法^[18]和水驱特征曲线方法^[1,18]等。考虑到体积波及系数是随时间或含水率变化的量,丙型水驱特征曲线体现了储层和流体非均质性对生产动态的综合反映,因此本文采用丙型水驱特征曲线计算体积波及系数。

众所周知,丙型水驱特征曲线为:

$$\frac{L_p}{N_p} = \beta + \gamma L_p \quad (2)$$

式中: L_p 和 N_p 分别为累积产液量、累积产油量, m^3/d ; β 和 γ 为待定参数,需要通过生产数据拟合得到。经过简单推导得到体积波及系数 E_v 为:

$$E_v = 1 - \sqrt{\beta(1 - f_w)} \quad (3)$$

联合式(1)和式(3)可以得到采出程度 R 的理论计算公式为:

$$R = E_d E_v = \left(\frac{S_w - S_{wi}}{1 - S_{wi}} \right) (1 - \sqrt{\beta(1 - f_w)}) \quad (4)$$

利用相对渗透率曲线可以计算油藏含水率 f_w 为:

$$f_w = \frac{q_w}{q_o + q_w} = \frac{1}{1 + \frac{K_{ro} \mu_w}{K_{rw} \mu_o}} \quad (5)$$

式中: q_o 和 q_w 分别为日产油量和日产水量, m^3 ; K_{ro} 和 K_{rw} 分别为油相和水相的相对渗透率,小数; μ_o 和 μ_w 分别为油相和水相的粘度, $mPa \cdot s$ 。

由相对渗透率曲线和式(4)、式(5)可以确定理论含水率-采出程度曲线。

2 相对渗透率曲线校正方法

通过生产数据确定理论含水率-采出程度曲线之后,可通过与实际曲线拟合,校正相对渗透率曲线。相对渗透率为平均含水饱和度的函数,目前有许多作者提出了相对渗透率曲线与含水饱和度的定量表达式^[1]。通过对比分析,最终确定采用如下公式求解不同含水饱和度的相对渗透率:

$$K_{rw} = \alpha_1 S_{wD}^m \quad (6)$$

$$K_{ro} = \alpha_2 (1 - S_{wD})^n \quad (7)$$

$$S_{wD} = \frac{S_w - S_{wi}}{1 - S_{wi} - S_{or}} \quad (8)$$

式中: S_{or} 为残余油饱和度,小数; m 和 n 分别为水相和油相的相对渗透率曲线指数,与储层岩石结构和润湿性有关,依照一般经验为2~4; α_1 为残余油饱和度下水相的相对渗透率,即 $K_{rw}(S_{or})$; α_2 为束缚水饱和度下油相的相对渗透率,即 $K_{ro}(S_{wi})$ 。

上述公式为Willhite编著的经典教材《Waterflooding》中关于油水两相的相对渗透率计算广泛采用的公式^[1],表明该公式具有较强的适用性。

值得注意的有两点:①公式中规定了参数 m 和 n 的一般经验为2~4,该限定范围通过实验室数据统计得到,Willhite在应用该公式时也是用于相对渗透率实验数据的拟合回归,而本文则是在考虑宏观的油藏生产数据的情况下对相对渗透率曲线进行自动拟合,因此不排除存在参数 m 和 n 超出该限定范围的可能性;②尽管公式规定参数 α_1 和 α_2 为端点处的相对渗透率(对于给定的相对渗透率数据,为固定值),但正如数值模拟历史拟合过程中也常通过微调相对渗透率曲线端点处的相对渗透率来拟合含水率,本文考虑高含水后期油藏和原油物性的变化以及生产数据后,应当将参数 α_1 和 α_2 作为可变参数处理,而不将其设置为固定的端点相对渗透率透率值。

综上所述,相对渗透率曲线表达式(6)、式(7)中存在4个可变参数,这些参数与储层微观孔隙结构及宏观生产动态特征有关。只要确定了参数 m, n, α_1, α_2 就可通过式(6)和式(7)计算相对渗透率曲线。为此,

提出了相对渗透率曲线的校正步骤为:①根据生产动态数据及水驱特征曲线,得到实际含水-采出程度曲线;②根据式(6)、式(7),结合初始相对渗透率曲线,得到初始 m, n, α_1, α_2 ;③根据式(5)计算含水率,根据式(4)计算理论采收率,作出理论含水-采出程度曲线;④将理论含水率-采出程度曲线与实际含水率-采出程度曲线进行对比,误差大时调整参数 m, n, α_1, α_2 ,重复式(3)-(4);直至达到允许误差范围内,得到拟合后的 m, n, α_1, α_2 ;⑤根据拟合得到的 m, n, α_1, α_2 及式(6)、式(7)计算得到校正后的相对渗透率曲线。

下面通过非线性优化方法得到上述4个参数。

3 有约束的非线性优化求解方法

给定含水饱和度分布 S_{wk} , 问题可以描述为:

$$\gamma(S_{wk}) = \min \sum_{k=1}^N [f_{wcal}(S_{wk}, \alpha_1, \alpha_2, m, n) - f_w(S_{wk})]^2 \quad (9)$$

约束条件为:

$$f_1(S_w) = K_{rw} - \alpha_1 \left(\frac{S_w - S_{wi}}{1 - S_{wi} - S_{or}} \right)^m = 0 \quad (10)$$

$$f_2(S_w) = K_{ro} - \alpha_2 \left(1 - \frac{S_w - S_{wi}}{1 - S_{wi} - S_{or}} \right)^n = 0 \quad (11)$$

$$K_{rw}(S_{or}) \leq 1 \quad (12)$$

式中: f_{wcal} 和 f_w 分别表示理论计算和实际的含水率, 小数; S_{wk} 表示含水饱和度的第 k 个节点; 参数 m, n, α_1, α_2 为待确定参数。

为了准确地描述相对渗透率曲线的形态, 引入如下的新的约束条件:

$$\frac{K_{ro}}{K_{rw}} = ae^{-bS_w} \quad (13)$$

式中: a 和 b 为待定参数, 需要通过拟合实测相对渗透率曲线得到。

式(13)两边取对数得到:

$$\ln\left(\frac{K_{ro}}{K_{rw}}\right) = \ln a - bS_w \quad (14)$$

通过判断 $\ln\left(\frac{K_{ro}}{K_{rw}}\right) - S_w$ 是否为直线关系对计算的相对渗透率进行约束。

该问题的约束条件为非线性的幂函数, 因此式(9)一式(14)构成的是有约束的非线性规划问题。可通过迭代求解目标函数最小值, 即使得理论计算的含水率与实际含水率误差最小, 从而得到所求待定参数: α_1, α_2, m 和 n 。

采用著名的广义既约梯度 (GRG, Generalized Reduced Gradient Method) 算法求解, 该方法是由 Abadie 和 Carpentier 成功地把 Wolfe 既约梯度法推广于求解

带非线性等式约束的情形而得出。数值实例表明, GRG 法是目前求解约束非线性最优化问题的最有效的方法之一。详细请参见文献^[19], 这里列出其基本求解步骤。

GRG 主要是通过将约束优化问题转化为无约束优化问题求解。首先将非线性规划中目标函数用非基变量来表示基变量, 获得只包含非基变量的简约数学模型 (Economic Mathematical Model), 其迭代格式为:

$$\nabla^T Y(\hat{x}_k) = \nabla^T y_{nb}(\hat{x}_k) - \nabla^T y_b(\hat{x}_k) B_b^{-1} B_{nb} \quad (15)$$

采用如同梯度法相同的搜索方向进行搜索:

$$\hat{x}_{nb} = \hat{x}_{k,nb} + \alpha \nabla Y(\hat{x}_k) \quad (16)$$

一旦通过求解式(16)得到非基变量 $\hat{x}_{nb}$, 可以进一步用 Newton-Raphson 算法求得基变量 $\hat{x}_b$:

$$\hat{x}_{i+1,b} = \hat{x}_{i,b} - B_b^{-1} f(\hat{x}_{i,b}, \hat{x}_{i,nb}) \quad (17)$$

式中: $Y(\hat{x}_k)$ 为消去基变量后的目标函数; $\hat{x}_k$ 为未知参数 m, n, α_1, α_2 构成的向量; $\hat{x}_{i,b}$ 和 $\hat{x}_{i,nb}$ 分别为基变量和非基变量的第 i 个分量; α 为试算步长, 随搜索方向不断变化; y_b 和 y_{nb} 分别为基变量和非基变量对应的方程右端向量; B_b 和 B_{nb} 分别为约束条件对基变量和非基变量的一阶导数。 $f(\hat{x}_{i,b}, \hat{x}_{i,nb})$ 是采用基变量和非基变量表示的约束条件, 本文为约束条件式(10)一式(14)。

迭代开始后, 通过反复求解线性代数方程组(15), 直到满足某一给定的精度要求为止。

4 应用实例

吐哈温西3区块是一个地层倾角 $7^\circ \sim 16^\circ$ 的断背斜构造, 目的层位为中侏罗统三间房组, 埋藏深度为 2 300 ~ 2 600 m, 主要为辫状河三角洲沉积, 储层平均孔隙度 15.9%, 平均渗透率 $51 \times 10^{-3} \mu m^2$, 属于中孔低渗储层, 非均质性严重。原油属弱挥发轻质原油, 原油地下粘度为 0.626 ~ 0.681 mPa · s, 油水粘度比接近 1。区块主体采用强化注采的五点法井网开采, 井网密度为 40 口/km²。通过生产数据回归, 得丙型特征曲线中的待定常数 $\beta = 0.575$ 。

该区块油水粘度比低, 导致水驱油过程近似活塞式驱替, 绝大多数产量都在低含水阶段采出, 一旦见水油井水淹严重, 产量急剧下降。因此相对渗透率曲线等渗点之前的低含水采出阶段的数据对于反映该类型油藏的渗流特征是至关重要的, 然而从该区块相对渗透率曲线特征来看, 束缚水饱和度与等渗点饱和度之间的相对渗透率数据点较少(图1), 而且利用相对渗透率曲线计算的理论采出程度与实际采出程度差异较大, 导致油藏工程计算结果可靠性低。

下面分别从单井和区块角度入手, 验证本文方法计算油水相对渗透率曲线的可靠性。

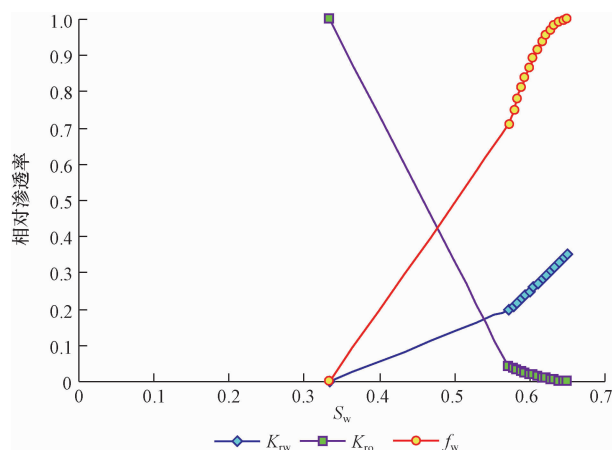


图1 岩心实验测得油水相对渗透率曲线

Fig. 1 Oil-water relative permeability curves from core experiments

K_{rw} : 水相的相对渗透率; K_{ro} : 油相的相对渗透率; f_w : 油藏含水率;
 S_w : 油藏含水饱和度

4.1 单井相对渗透率曲线验证

实验室测得某岩心的束缚水饱和度 0.334 4, 残余油饱和度为 0.349 7, 油水相对渗透率曲线如图 1 所示。从图 1 中可以看出: 原始相对渗透率曲线束缚水饱和度和等渗点饱和度 ($S_w = 0.48$) 之间的数据点缺失, 对低含水流动阶段的描述能力较差, 而轻质油油藏绝大多数的产量在无水采油期或低含水阶段采出, 采用原始的相对渗透率曲线势必会造成与生产特征不符。

运用本文的非线性优化方法对该井段的生产数据拟合, 得到待定参数:

$$\alpha_1 = 0.512, \quad \alpha_2 = 1, \quad m = 1.56, \quad n = 2.93$$

通过公式(6)—公式(8)得到油水相对渗透率曲线表达式为:

$$K_{rw} = 0.512 S_{wD}^{1.56} \quad (18)$$

$$K_{ro} = (1 - S_{wD})^{2.93} \quad (19)$$

图 2 为通过本文非线性优化方法对生产数据拟合后得到的油水相对渗透率曲线。从图中可以看出, 校

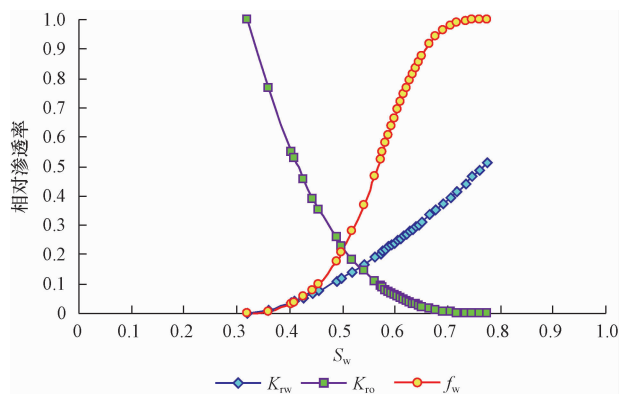


图2 校正后油水相对渗透率曲线

Fig. 2 Oil-water relative permeability curves after correction

K_{rw} : 水相的相对渗透率; K_{ro} : 油相的相对渗透率; f_w : 油藏含水率;
 S_w : 油藏含水饱和度

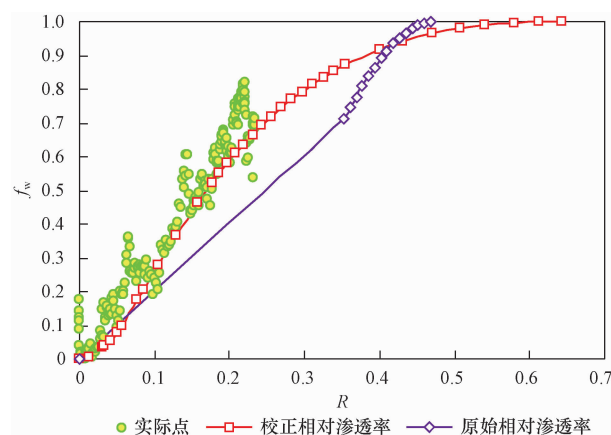
图3 原始相对渗透率和校正后相对渗透率
生产数据拟合效果对比

Fig. 3 Comparison of production history fitting effects between the original and corrected oil-water relative permeability

f_w : 油藏含水率; R : 采动程度

正后的相对渗透率曲线可以反映整个流动阶段的特征, 有效降低了线性插值的误差, 提高了数值模拟计算的收敛速度。

为了验证求得相对渗透率曲线的可靠性, 分别采用原始相对渗透率曲线和校正后相对渗透率曲线计算含水率—采出程度关系与生产数据对比(图 3)。图 3 中原始相对渗透率曲线与生产数据拟合较差, 由于早期的数据点缺失, 理论计算 $f_w - R$ 曲线在采出程度 36% 之前没有数据点, 开发后期含水率也与实际情况存在较大差距; 校正后的相对渗透率曲线反映了整个流动阶段的特征, 尤其在采出程度 22% 之前的低含水采出阶段与生产数据符合程度较高, 虽然个别数据点的预测误差较大, 但都在允许的误差范围内, 偏离的数据点可能是由于人为措施造成的含水率波动。

4.2 区块平均相对渗透率曲线验证

为了进一步验证本文方法的可靠性, 选取温西 3 区块统计关系式确定原始平均油水相对渗透率曲线和数值模拟历史拟合调整后的油水相对渗透率曲线作为参考, 与本文确定出的油水相对渗透率曲线进行对比。

温西 3 区块采用非稳态法测定储油层的油水相对渗透率曲线, 综合岩样的孔隙结构、油藏岩石的表面润湿性及油水性质等, 对获得的油水相对渗透率曲线进行筛选, 选择 7 块代表性较好的岩样, 获得了相应油藏的平均油水相对渗透率曲线。

图 4 为本文计算相对渗透率曲线(优化 K_{rw} 和优化 K_{ro})与原始平均相对渗透率曲线(初始 K_{rw} 和初始 K_{ro})和历史拟合相对渗透率曲线(simu-w 和 simu-o)的对比图。

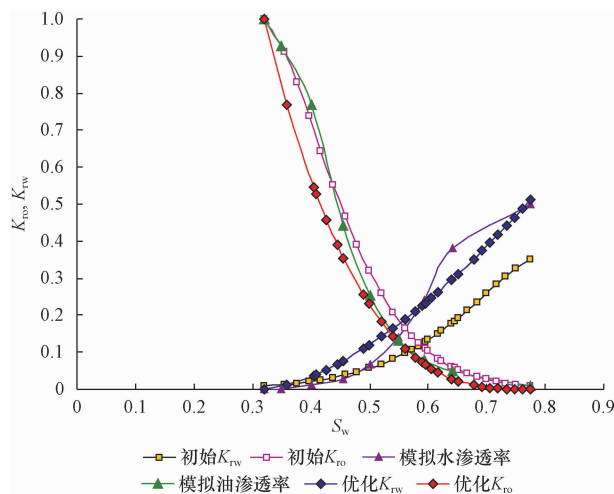


图4 不同方法获得的油水相对渗透率曲线对比

Fig. 4 Oil-water relative permeability curves from different methods

K_{rw} 水相相对渗透率; K_{ro} 油相相对渗透率; S_w 油藏含水饱和度

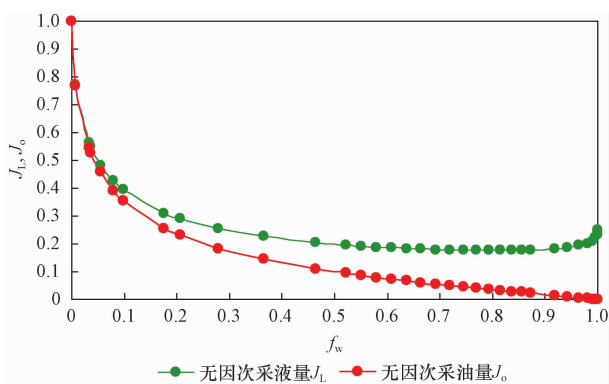


图5 采用校正后油水相对渗透率曲线计算无因次采液和采油指数曲线

Fig. 5 Dimensionless oil and liquid production index curves calculated by using new corrected oil-water relative permeability curves

J_L 无因次采液指数; J_o 无因次采油指数; f_w 油藏含水率

从图中可以看出,原始平均相对渗透率曲线中水相对渗透率偏低,与生产过程中出现的低采出程度下即达到高含水的事实不符;通过对该区块20年生产历史的拟合校正后,水相对渗透率曲线整体提高,残余油饱和度对应的水相对渗透率从初始的0.3498提高到0.5;本文计算的相对渗透率曲线水相对渗透率曲线与历史拟合较符合,验证了本文方法的可靠性。

图5为采用校正后的相对渗透率曲线计算了该区块的无因次采油和采液指数^[20-24]随含水率变化。从图中可以看出,含水率小于20%低含水阶段无因次采液、采油指数快速下降,含水率达到20%中含水阶段,无因次采液指数下降幅度不大,而无因次采油指数仍

以较快速度下降;开采后期高含水后期含水率达到90%时,无因次采液指数有所回升,但上升幅度不大,此时无因次采油指数非常低,反映了轻质油藏开发后期产液量低、产油量低的特点。

5 结论

1) 提出了一种利用生产动态数据校正油藏相对渗透率曲线的新方法,通过吐哈温西3区块单井和区块验证表明该方法是可靠的,可以用于缺乏实验数据时对相对渗透率曲线进行估算,也可用作在历史拟合前对相对渗透率曲线进行预处理。

2) 该方法具有4个方面的优势:弥补实验室数据缺失的不足,降低数值模拟对相对渗透率曲线进行线性插值的误差;需要数据量少,仅使用生产产量数据;可以反映高含水后期物性参数的变化对开发动态的影响;计算的油水相对渗透率曲线形态良好,克服了曲线上凸。

3) 相对渗透率曲线涉及因素较多,实际生产过程含水率中可能包含了其他因素造成的产水量,例如邻近的注采井网、加密井和井网驱替面积变化等,这些影响尚未体现在本文校正方法中,需要进一步对这些因素进行研究。

参考文献

- [1] 秦同洛. 实用油藏工程方法[M]. 北京:石油工业出版社,1989.
Qin Tongluo. Practical methods of reservoir engineering[M]. Beijing: Petroleum Industry Press, 1989.
- [2] 俞启泰. 油水相对渗透率曲线与水驱油藏含水率随采出程度变化的两种类型[J]. 石油学报, 1982, (4): 29-37.
Yu Qitai. Two types of changes of the rate of water cut with recovery factor and the corresponding relative oil-water permeability curves for water-drive reservoirs[J]. Acta Petrolei Sinica, 1982, (4): 29-37.
- [3] 何更生. 油层物理[M]. 北京:石油工业出版社,1994.
He Gengsheng. Petrophysics[M]. Beijing: Petroleum Industry Press, 1994.
- [4] 黄文芬,王建勇,凡哲远. 孤东油田七区西相对渗透率曲线研究[J]. 石油勘探与开发, 2001, 28(3): 90-94.
Huang Wenfen, Wang Jianyong, Fan Zheyuan. A study on the relative permeability curves of the west area of Block 7 in Gudong oil field[J]. Petroleum Exploration and Development, 2001, 28(3): 90-94.
- [5] 戴胜群,付波,洪秀娥,等. 油藏综合相对渗透率曲线拟合方法[J]. 油气藏评价与开发, 2011, 1(3): 1-4.
Dai Shengqun, Fu Bo, Hong Xiu'e, et al. The methods to fit the curve of integrated relative permeability in reservoir[J]. Reservoir Evaluation and Development, 2011, 1(3): 1-4.
- [6] 王曙光,赵国忠,余碧君,等. 大庆油田油水相对渗透率统计规律及其应用[J]. 石油学报, 2005, 26(3): 78-81.
Wang Shuguang, Zhao Guozhong, Yu Bijun, et al. Statistical regularity of oil-water relative permeability in Daqing Oilfield[J]. Acta Petrolei

- Sinica, 2005, 26(3): 78–81.
- [7] Liu Renjing, Liu Huiqing. Calculation of oil and water relative permeability for extra low permeability reservoir[J]. SPE131388, 2010.
- [8] 吕新东, 冯文光, 杨宇, 等. 利用动态数据计算相对渗透率曲线的新方法[J]. 特种油气藏, 2009, 16(5): 65–66.
- Lv Xindong, Feng Wenguang, Yang Yu, et al. A new method of calculating relative permeability curve with performance data[J]. Special Oil & Gas Reservoirs, 2009, 16(5): 65–66.
- [9] 蒋明, 宋富霞, 郭发军, 等. 利用水驱特征曲线计算相对渗透率曲线[J]. 新疆石油地质, 1999, 20(5): 418–421.
- Jiang Ming, Song Fuxia, Guo Fajun, et al. Computation of relative permeability curve by using water-drive curve[J]. Xinjiang Petroleum Geology, 1999, 20(5): 418–421.
- [10] 李海涛, 唐庆, 吴杰生, 等. 油气藏相对渗透率特征参数的非线性参数识别[J]. 西南石油大学学报(自然科学版), 2009, 31(5): 83–88.
- Li Haitao, Tang Qing, Wu Jiesheng, et al. Nonlinear parametric identification of relative permeability characteristic parameter in oil and gas reservoir[J]. Journal of Southwest Petroleum University (Science & Technology Edition), 2009, 31(5): 83–88.
- [11] 陈田勇, 毛鑫, 刘仕银, 等. 利用分形理论计算相对渗透率曲线——以南襄盆地双河油田核桃园组六油组为例[J]. 石油与天然气地质, 2012, 33(4): 578–590.
- Chen Tianyong, Mao Xin, Liu Shiyin, et al. Fractal theory-based calculation method of relative permeability curves—a case study from the Hetaoyuan Formation in Shuanghe oilfield, Nanxiang Basin[J]. Oil & Gas Geology, 2012, 33(4): 578–581.
- [12] 詹蓓, 刘尉宁, 陈钦雷. 用试井资料确定油气两相相对或有效渗透率曲线的非线性回归方法[J]. 石油勘探与开发, 2003, 20(6): 77–83.
- Zhan Lang, Liu Weining, Chen Qinlei. An improvement of the nonlinear regression algorithm to determine the oil and gas effective or relative permeability curves from well test data[J]. Petroleum Exploration and Development, 2003, 20(6): 77–83.
- [13] 王金勋, 刘庆杰, 杨普华, 等. 应用逾渗理论计算非稳态油水相对渗透率曲线[J]. 石油勘探与开发, 2001, 28(2): 79–82.
- Wang Jinxun, Liu Qingjie, Yang Puhua, et al. Calculating the relative Permeability from displacement experiments based on percolation theory[J]. Petroleum Exploration and Development, 2001, 28(2): 79–82.
- [14] Espinel A L, Barrufet M A. A generalized semi-analytical and statistical model to estimate oil and water production, pore volume injected, and ultimate recovery in mature waterflooding projects [J]. SPE122749, 2009.
- [15] 计秉玉. 国内外油田提高采收率技术进展与展望[J]. 石油与天然气地质, 2012, 33(1): 111–117.
- Ji Bingyu. Progress and prospects of enhanced oil recovery technologies at home and abroad [J]. Oil & Gas Geology, 2012, 33(1): 111–117.
- [16] 艾敬旭, 周生友, 马艳, 等. 高含水油藏井网重组与二元驱复合增效——以南襄盆地双河油田IV5—11层系为例[J]. 石油与天然气地质, 2012, 33(1): 129–134.
- Ai Jingxu, Zhou Shengyou, Ma Yan, et al. Study on effectiveness of integrating well pattern rearrangement with binary combination flooding in oil reservoirs with high water-cut: an example from the IV5-11 layers in Shuanghe oilfield, the Nanxiang Basin[J]. Oil & Gas Geology, 2012, 33(1): 129–134.
- [17] 凡哲元, 袁向春, 廖荣凤, 等. 制作含水率与采出程度关系理论曲线常犯错误及解决办法[J]. 石油与天然气地质, 2005, 26(3): 384–387.
- Fan Zheyuan, Yuan Xiangchun, Liao Rongfeng, et al. Common problems and solutions in plotting theoretical curves of water-cut vs. recovery percent of reserves [J]. Oil & Gas Geology, 2005, 26(3): 384–387.
- [18] 崔传智. 实用水驱油藏开发评价方法[M]. 北京: 地质出版社, 2011.
- Cui Chuanzhi. Evaluation method of water drive reservoir development [M]. Beijing: Geological Publishing House, 2011.
- [19] 赵瑞安, 吴方. 非线性最优化理论和方法[M]. 浙江: 浙江科学技术出版社, 1992.
- Zhao Rui'an, Wu Fang. Nonlinear optimization theory and methods [M]. Zhejiang: Zhejiang Science and Technology Press, 1992.
- [20] 于雪琳, 彭彩珍, 田鸿照, 等. X油田相对渗透率曲线特征异常分析及合理开采建议[J]. 重庆科技学院学报(自然科学版), 2010, 12(6): 86–88.
- Yu Xuelin, Peng Caizhen, Tian Hongzhao, et al. Abnormal features analysis of relative permeability curve in X oilfield and its rational exploitation suggestion[J]. Journal of Chongqing University of Science and Technology (Natural Sciences Edition), 2010, 12(6): 86–88.
- [21] 黄祥峰, 张光明, 郭俊磊, 等. 计算油藏相渗曲线的新方法及应用[J]. 石油地质与工程, 2013, (1): 53–55.
- Huang Xiangfeng Zhang Guangming, Guo Junlei, et al. New measurement methods for relative permeability curve and its application[J]. Petroleum Geology and Engineering, 2013, (1): 53–55.
- [22] 欧阳传湘, 张军, 邓志颖, 等. 塔里木油田某井区相渗曲线异常影响因素和防治措施研究[J]. 石油地质与工程, 2012, (4): 104–106.
- Ouyang Chuanxiang et al. Relative permeability curve abnormality affecting factors and prevention and control measures in X well area in Tarim oilfield[J]. Petroleum Geology and Engineering, 2012, (4): 104–106.
- [23] 孙晓旭, 杨胜来, 李武广, 等. 疏松砂岩油藏冷冻岩心与常规岩心相渗曲线研究[J]. 断块油气田, 2012(4): 477–480.
- Sun Xiaoxu, Yang Shenglai, Li Wuguang, et al. Study on relative permeability curves of frozen core and conventional core in unconsolidated sandstone reservoir [J]. Fault-Block Oil & Gas Field, 2012(4): 477–480.
- [24] 阳晓燕, 杨胜来, 李秀峦. 稠油相对渗透率曲线影响因素分析[J]. 断块油气田, 2011(6): 758–760.
- Yang Xiaoyan, Yang Shenglai, Li Xiuluan. Affecting factors of relative permeability curve in heavy oil reservoir [J]. Fault-Block Oil & Gas Field, 2011(6): 758–760.