

# 考虑低渗点启动压力梯度的中东孔隙型碳酸盐岩油藏波及系数修正方法

刘广为, 李长勇, 皮建, 刘凡, 唐莎莎

中海油研究总院, 北京 100020

**摘要** 根据中东地区孔隙型碳酸盐岩油藏渗透率分布范围大、低渗与中高渗渗流规律并存的特征, 针对低渗点存在启动压力梯度而难以动用的问题, 采用数值模拟方法分析低渗点启动压力梯度对油藏波及系数的影响规律, 通过耦合低渗点启动压力与井间驱替压力分布, 提出考虑低渗点启动压力梯度的孔隙型碳酸盐岩油藏波及系数修正方法。以中东地区 M 油藏为例进行应用分析, 计算得到的渗透率为  $5 \times 10^{-3} \sim 35 \times 10^{-3} \mu\text{m}^2$ 、变异系数为 0.6~0.8 时, 波及修正系数分布范围为 0.75~0.99, 证明了该孔隙型碳酸盐岩油藏波及系数修正方法的可靠性和实用性。

**关键词** 波及系数; 孔隙型碳酸盐岩油藏; 低渗点; 启动压力梯度

近年来, 中国石油公司在中东地区油气田并购过程中遇到了大量孔隙型碳酸盐岩油藏, 其储层受成岩作用影响大, 非均质性很强。这类储层的渗透率非均质性不仅体现在纵向小层矛盾, 在各个小层中渗透率的分布范围都很广, 并且受到成岩作用影响, 孔隙度、渗透率的分布随机性强<sup>[1]</sup>。岩心分析表明, 此类油藏中随机分布很多低渗点, 而这些低渗点存在启动压力梯度而难以被波及。在储层中, 只有当低渗点附近的驱替压力梯度大于启动压力梯度, 这部分储层才能被有效动用。由于波及系数是影响油藏最终采收率的重要参数, 也是开发初期用于采收率预测的主要方法之一, 因此在该类油藏波及系数计算中应考虑低渗点存在影响下的未动用储层比例。

目前的波及系数静态计算方法, 可以总结为 4 类。第一类为实验数据回归模型, 1986 年, Fassihi 等通过总结 Dyes 等用射线照相技术所做的二维平面物理模型实

验成果, 得到了平面波及系数与含水率关系以及计算平面波及系数的经验公式; 此后, Desouza 和 Brigham 通过对实验数据处理, 得到了  $0.3 \leq V_{ik} \leq 0.8$  和  $0 \leq M \leq 10$  情况下的厚度波及系数计算公式<sup>[2-3]</sup>。第二类为实际油田数据回归模型, 俞启泰等<sup>[4]</sup>对扶余、萨中等 29 个地区的密闭取心资料进行分析统计, 通过多元回归得到了厚度波及系数与流度比、厚度等参数的关系式。第三类为流管模型, 吕栋梁等(2012)、郭粉转等(2013)、沈飞等(2016)<sup>[5-7]</sup>结合单元分析和流线积分, 分别应用该方法进行了反九点井网、低渗透油田、稠油油田中的波及系数计算, 但该模型假设过于理想化, 仅适用于均质条件。第四类为量纲分析模型, 范江等(1993)<sup>[8]</sup>利用概率论及量纲分析方法得到了体积波及系数的理论计算公式, 杨凤波(1998)<sup>[9]</sup>研究了注采井数比对波及系数的影响, 而彭长水等(2000)<sup>[10]</sup>考虑注采井数比, 对范江量纲分析模型进行了改进, 该方法具有一定的理论依据, 但

收稿日期: 2018-05-15; 修回日期: 2018-11-10

基金项目: “十三五”国家科技重大专项(2015CB250900)

作者简介: 刘广为, 博士, 研究方向为复杂油藏开发评价方法与理论, 电子信箱: aaalgw@126.com

引用格式: 刘广为, 李长勇, 皮建, 等. 考虑低渗点启动压力梯度的中东孔隙型碳酸盐岩油藏波及系数修正方法[J]. 科技导报, 2018, 36(23): 87-92; doi: 10.3981/j.issn.1000-7857.2018.23.011

公式中待定系数  $a$  难以获取, 无法用于实际油田的波及系数计算。

根据调研认识, 现有的波及系数计算方法中均未考虑低渗点存在影响下的未动用储层比例<sup>[11-15]</sup>。为此, 本文根据中东地区典型孔隙型碳酸盐岩油藏的低参与中高渗渗流规律共存特征, 针对低渗点难以动用的问题, 通过耦合低渗点启动压力与井间压力分布, 提出波及系数修正方法, 以期对孔隙型碳酸盐岩储层的有效水驱波及状况分析和采收率预测提供指导。

## 1 中东孔隙型碳酸盐岩油藏的特征

典型的中东孔隙型碳酸盐岩油藏储层发育规模大, 平面及纵向连通性好, 但受成岩作用影响大, 孔隙度和渗透率的分布随机性强, 渗透率的分布范围很广。对于孔隙型碳酸盐岩油藏, 具有 2 个影响波及系数的油藏特征, 即低参与中高渗储层共存和低渗点存在启动压力梯度。

### 1.1 低参与中高渗储层共存

以中东地区 M 油藏为例, 储层中平均岩心渗透率为  $12.2 \times 10^{-3} \mu\text{m}^2$ , 渗透率分布范围为  $0.1 \times 10^{-3} \sim 1512 \times 10^{-3} \mu\text{m}^2$ , 油田岩心渗透率统计分布如图 1 所示。渗透率低于  $1 \times 10^{-3} \mu\text{m}^2$  的特低渗岩心所占比例为 8.6%, 渗透率为  $1 \times 10^{-3} \sim 10 \times 10^{-3} \mu\text{m}^2$  的低渗岩心占比为 60.3%, 渗透率为  $10 \times 10^{-3} \mu\text{m}^2 \sim 100 \times 10^{-3} \mu\text{m}^2$  的中渗岩心占比为 26.9%, 渗透率大于  $100 \times 10^{-3} \mu\text{m}^2$  的高渗岩心占比为 4.2%。

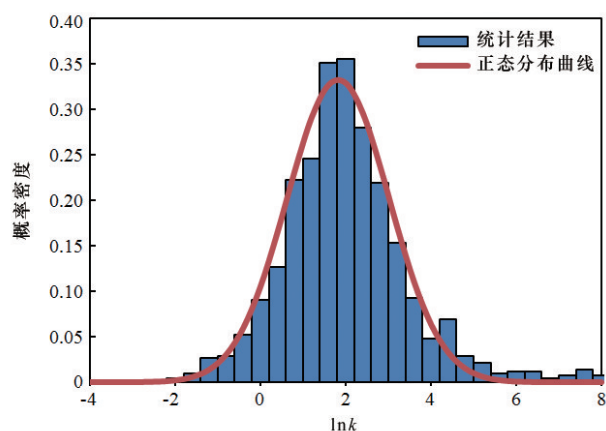


图 1 中东地区 M 油藏  $\ln k$  分布及正态分布拟合曲线

Fig. 1  $\ln k$  distribution and normal distribution fitting curve of M reservoir in the Middle East

为了反映此类油藏中低参与中高渗储层并存的多重非均质特征, 选用渗透率分布函数来表征渗透率的

分布特征。前人研究成果表明, 大多数非均质油藏的渗透率分布符合对数正态分布, 如图 1 所示,  $\ln(k)$  的统计结果呈现明显的正态分布特征, 这也意味着 M 油藏的渗透率  $k$  呈现对数正态分布, 其概率分布函数为

$$f(k) = \frac{1}{k\sigma\sqrt{2\pi}} \exp\left[-\frac{(\ln k - \mu)^2}{2\sigma^2}\right] \quad (1)$$

渗透率累积概率分布函数为

$$F(k) = \frac{1}{2} + \frac{1}{2} \operatorname{erf}\left(\frac{\ln k - \mu}{\sigma}\right) \quad (2)$$

式中,  $k$  为渗透率,  $10^{-3} \mu\text{m}^2$ ;  $\mu$  为特征参数, 反映渗透率均值大小;  $\sigma$  为标准差, 反映渗透率非均质性的强弱; erf 为误差函数。

同时, 根据 Dykstra 的研究, 对数正态分布条件下, 渗透率变异系数计算公式为

$$V_k = \frac{k_{50} - k_{84.13}}{k_{50}} \quad (3)$$

式中,  $k_{50}$  为渗透率从大到小排列、岩样块数占 50% 时对应的渗透率值; 同理,  $k_{84.13}$  为岩样块数占 84.13% 时对应的渗透率值。

根据图 1 统计结果, M 油藏渗透率概率分布函数和累积概率分布函数中的特征参数  $\mu$  为 1.821,  $\sigma$  为 1.523, 渗透率变异系数  $V_k$  为 0.8。

### 1.2 低渗岩心启动压力梯度

M 油藏岩心渗透率统计结果表明, 地层中随机分布很多低渗点。岩心实验表明, 当岩心渗透率低于  $5 \times 10^{-3} \mu\text{m}^2$  时, 存在较为明显的启动压力梯度; 岩心渗透率大于  $5 \times 10^{-3} \mu\text{m}^2$  时, 启动压力梯度值很低, 可以忽略不计, 如图 2 所示。这也反映出, 在强非均质碳酸盐岩储层中, 这些低渗点的储量存在一定的动用条件。

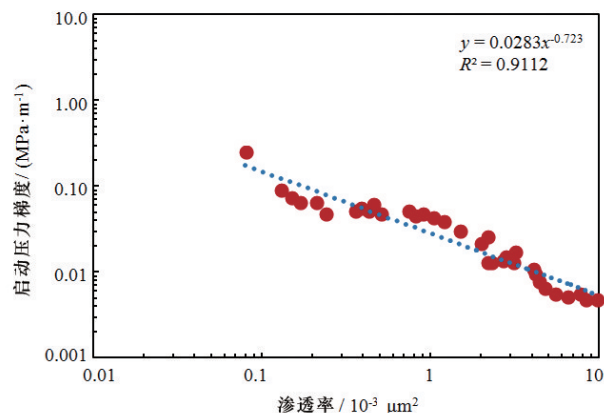
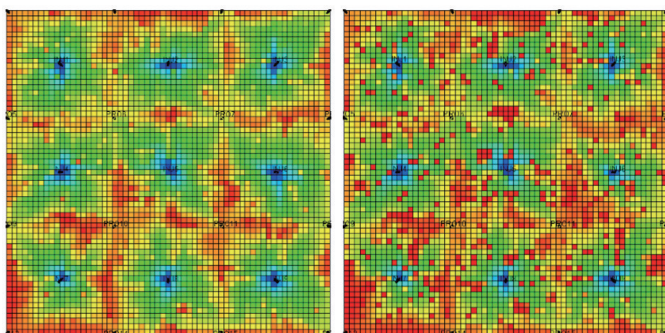


图 2 M 油藏启动压力梯度与岩心渗透率关系

Fig. 2 Relationship between starting pressure gradient and core permeability of M reservoir

## 2 低渗点启动压力对波及系数的影响

为了定量研究低渗点对储层动用规律的影响,建立单层机理模型,模型总网格数为3721,网格步长为50 m,其中渗透率呈对数正态分布,渗透率均值为 $12.2 \times 10^{-3} \mu\text{m}^2$ ,渗透率变异系数为0.8,孔隙度均为0.17。模型中设置了9口注水井,16口生产井,采用五点注采井网,注采比为1.0。含水率90%时单层机理模型含油饱和度分布如图3所示,图3(a)不考虑启动压力梯度,图3(b)对渗透率低于 $1 \times 10^{-3} \mu\text{m}^2$ 的网格设置启动压力,并且根据图2中的启动压力梯度与岩心渗透率关系,启动压力梯度取值为0.1 MPa/m,故网格启动压力设置为5 MPa。



(a) 不考虑启动压力梯度 (b) 考虑低渗点启动压力梯度

图3 含水率90%时单层机理模型含油饱和度分布

Fig. 3 Oil saturation distribution of the single-layer mechanism model with water cut of 90%

由图3可以看出,如果不考虑低渗油藏渗流特征,即不考虑启动压力梯度,低渗点大部分区域仍然能够动用;如果考虑低渗点存在启动压力梯度,除了近井地带,低渗区域在低压差下难以动用。两个对比模型的含水率-采收率曲线如图4所示。

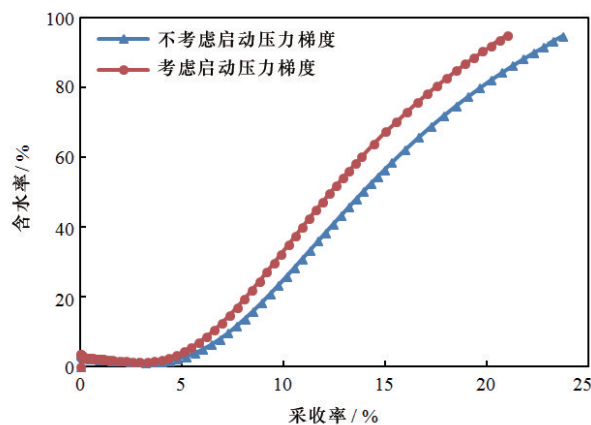


图4 考虑与不考虑启动压力梯度的采收率对比

Fig. 4 Comparison of the recovery with and without consideration of the starting pressure gradient

利用上述机理模型,研究渗透率均值及变异系数下考虑与不考虑启动压力梯度时,低渗点启动压力梯度对采收率(统计结果为含水率90%时)的影响,如图5所示。可以看出,随着模型平均渗透率的增加,低渗网格比例减少,两个对比模型的采收率差值逐渐减小;在相同渗透率均值下,随着渗透率变异系数的增大,低渗网格比例增加,对采收率的影响也逐渐增大。

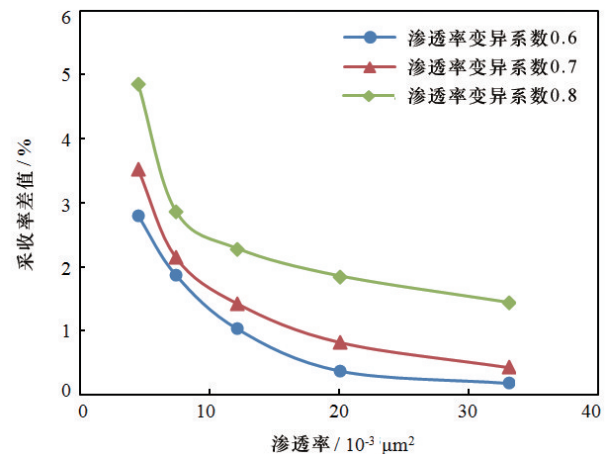


图5 不同渗透率均值及变异系数下考虑与不考虑启动压力梯度时的采收率差值

Fig. 5 Difference of the recovery with and without consideration of the starting pressure gradient for different mean permeabilities and coefficients of variation

## 3 波及系数的修正

### 3.1 传统的波及系数计算方法

行业标准中推荐的平面波及系数的计算公式为

$$E_A = \frac{1}{[a_1 \ln(M + a_2) + a_3] f_w + a_4 \ln(M + a_5) + a_6 + 1} \quad (4)$$

式中, $M$ 为流度比,小数; $f_w$ 为含水率,小数; $a_i$ ( $i=1, 2, 3, 4, 5, 6$ )为井网类型相关系数,例如五点井网时, $a_i$ 为 $-0.2026, -0.0712, -0.511, 0.3048, 0.123, 0.4394$ 。

行业标准中推荐的 $0.3 \leq V_k \leq 0.8$ 及 $0 \leq M \leq 10$ 条件下,厚度波及系数计算公式为

$$Y = b_1 E_z^{b_2} (1 - E_z)^{b_3} \quad (5)$$

$$Y = \frac{(F_{wo} + 0.4)(18.948 - 2.499V_k)}{(M + 1.137 - 0.8094V_k) 10^{f(V_k)}} \quad (6)$$

$$f(V_k) = -0.6891 + 0.9735V_k + 1.6453V_k^2 \quad (7)$$

式中, $b_1=3.334, b_2=0.774, b_3=-1.226; E_z$ 为厚度波及系数,小数; $V_k$ 为渗透率变异系数,小数; $M$ 为油水流度比,小数; $F_{wo}$ 为油水比,小数。

### 3.2 考虑低渗点启动压力的波及系数修正方法

行业标准推荐的波及系数计算方法基于物理实验结果,模型的基础为平面均质、纵向非均质多层模型,未考虑平面渗透率分布对储层动用规律的影响。为此,考虑碳酸盐岩油藏低渗与中高渗流规律共存的特征,针对“低渗点”难以动用现象提出波及系数修正方法,认为只有当低渗点附近的驱替压力梯度大于启动压力梯度,这部分储层才能被有效动用。下面通过耦合低渗点启动压力与井间压力分布,建立计算模型。

启动压力梯度与渗透率有关,可根据室内实验数据回归得到,即

$$G = \lambda \left( \frac{k}{\mu_o} \right)^{-n} \quad (8)$$

式中, $G$ 为启动压力梯度,MPa/m; $\lambda$ 、 $n$ 为回归系数; $k$ 为储层平均渗透率, $10^{-3} \mu\text{m}^2$ ; $\mu_o$ 为地下原油黏度,mPa·s。

假设渗透率随机分布在地层中,为了方便求解,可将油水井附近流动都简化为径向流,如图6所示。

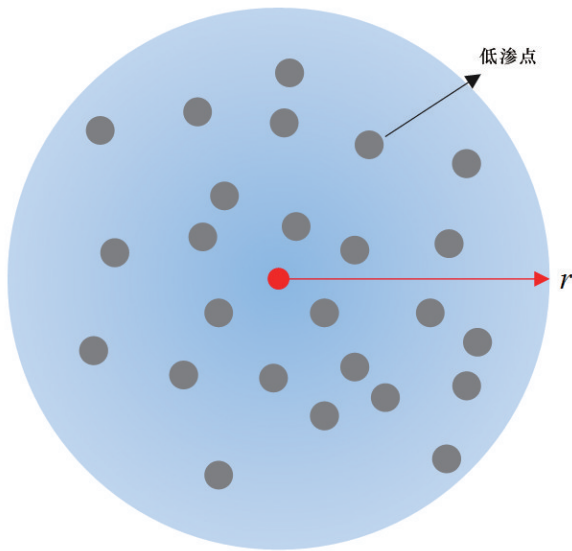


图6 油井附近驱替压力梯度分布及低渗点分布

Fig. 6 Schematic of pressure gradient distribution and distribution of low permeability points near oil wells

以油井为例,在稳定流动下,油井其任意一点驱替压力梯度分布可表示为

$$\frac{dp}{dr} = \frac{1}{r} \frac{P_e - P_{wf}}{\ln(r_e/r_w)} \quad (9)$$

式中, $dp/dr$ 为驱替压力梯度,MPa/m; $r$ 为与井眼的距离,m; $P_e$ 为有效动用半径处的油藏压力,MPa; $P_{wf}$ 为井底流压,MPa; $r_e$ 为有效动用半径,m; $r_w$ 为井筒半径,m。

距离井眼距离为 $r$ 处,任意一点储层动用条件为

$$\frac{dp}{dr} > G \quad (10)$$

令

$$C = \frac{P_e - P_{wf}}{\ln(r_e - r_w)}$$

则有效动用渗透率的下限为

$$k_0 = \mu_o \left( \frac{\lambda r}{C} \right)^{\frac{1}{n}} \quad (11)$$

距离油井 $\leq r_e$ 处,且面积为 $\pi r_e^2$ 范围内,当 $k \geq k_0$ 时储层才可以被波及动用,那么结合式(9)和式(11)进行积分,得到波及修正系数(即储层中可以有效动用的比例)为

$$E_c = \frac{\int_0^{r_e} 2\pi r [1 - F(\ln k_0)] dr}{\pi r_e^2} \quad (12)$$

式中, $F(\ln k_0)$ 为渗透率 $\geq k_0$ 的累积概率分布函数,即

$$F(\ln k_0) = \frac{1}{2} + \frac{1}{2} \operatorname{erf} \left[ \frac{\ln \left[ \mu_o \left( \frac{\lambda r}{C} \right)^{\frac{1}{n}} \right] - \mu}{2\sigma^2} \right] \quad (13)$$

联合式(12)和式(13),可得

$$E_c = \frac{1}{2} - \frac{\int_0^{r_e} r \cdot \operatorname{erf} \left[ \frac{\ln \mu_o + \frac{1}{n} \ln \frac{\lambda r}{C} - \mu}{2\sigma^2} \right] dr}{r_e^2} \quad (14)$$

式(14)即为波及修正系数的计算公式,其中 $\operatorname{erf}$ 函数可以通过计算软件求取。

因此,对于孔隙型碳酸盐岩油藏,结合式(4)、式(5)和式(14),可以得到修正后的体积波及系数(修正波及系数)计算公式,即

$$E_v = E_A E_z E_c \quad (15)$$

## 4 应用分析

利用上述计算公式,以M油藏流体及储层参数(图2实验中原油黏度为1.4 mPa·s,根据实验结果拟合得到 $\lambda$ 和 $n$ 分别为0.0283和0.723),计算不同渗透率均值和渗透率变异系数下波及修正系数。计算结果如图7所示,可以看出,随着渗透率均值增加或者渗透率变异系数降低,修正系数增大,意味着低渗点对储层动用的影响程度越小。

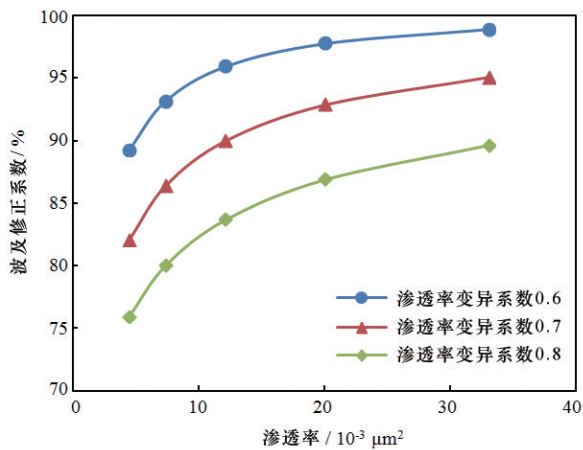


图7 不同渗透率均值与渗透率变异系数下波及修正系数计算结果

Fig. 7 Calculation result of sweep coefficient correction coefficient for different mean permeability and coefficients of variation

进而,根据行业标准中的波及系数计算方法,以及上述得到的波及修正系数,得到了M油藏条件下五点井网的波及系数和修正波及系数曲线,如图8所示。当M油藏含水率为0.98时,行业标准计算的波及系数值为0.95,而修正波及系数为0.78,更符合非均质储层中真实渗流状况。

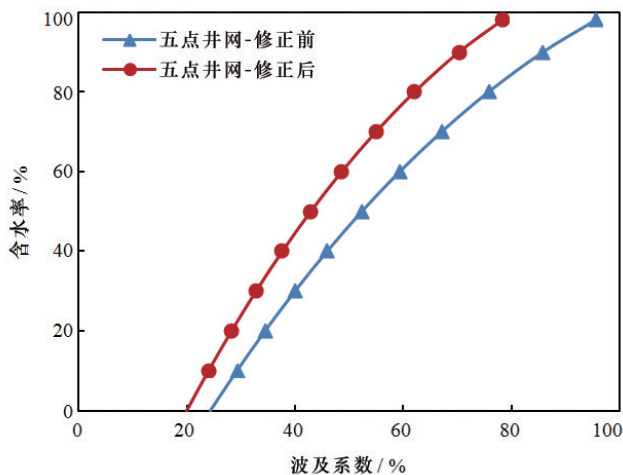


图8 五点井网下波及系数与修正波及系数随含水率变化曲线

Fig. 8 The sweep coefficient and the correction sweep coefficient of the five-spot well pattern

## 5 结论

1) 中东地区存在很多典型的强非均质性孔隙型碳酸盐岩油藏,其渗透率分布范围大,低渗储层与高渗储

层并存,并且低渗岩心存在启动压力梯度。

2) 低渗点存在启动压力梯度而难以动用,因此对储层波及系数产生重要影响。当油藏渗透率均值越低以及渗透率变异系数越大时,低渗点分布越多,对采收率的影响越大。

3) 考虑碳酸盐岩油藏低渗与中高渗渗流规律共存的特征,针对低渗点难以动用的现象,以强非均质储层低渗点动用条件为驱替压力梯度大于启动压力梯度,建立了油藏波及系数修正方法。应用本文的波及系数修正方法可对行业标准中的波及系数计算方法进行修正。

## 参考文献(References)

- [1] 孙晓伟, 郭睿, 田中元, 等. 孔隙型碳酸盐岩储集层分类及主控因素: 以伊拉克西古尔纳油田 Mishrif 组为例[J]. 地质科技情报, 2017, 36(3): 150-155.  
Sun Xiaowei, Guo Rui, Tian Zhongyuan, et al. Classification and main controlling factors of pore-type carbonate reservoirs: A case study of the Mishrif Formation in the West Gulna Oilfield, Iraq[J]. Geological Science and Technology Information, 2017, 36(3): 150-155.
- [2] 国家能源局. SY/T—2010 石油可采储量计算方法[S]. 北京: 石油工业出版社, 2010.  
National Energy Administration. SY/T—2010 Petroleum recoverable reserves calculation method[S]. Beijing: Petroleum Industry Press, 2010.
- [3] 陈元千, 刘雨芬, 毕海滨. 确定水驱砂岩油藏采收率的方法[J]. 石油勘探与开发, 1996(4): 58-60.  
Chen Yuanqian, Liu Yufen, Bi Haibin. Method for determining oil recovery of water flooding sandstone reservoir[J]. Petroleum Exploration and Development, 1996(4): 58-60.
- [4] 俞启泰, 赵明, 林志芳. 水驱砂岩油田驱油效率和波及系数研究[J]. 石油勘探与开发, 1989(2): 48-52.  
Yu Qitai, Zhao Ming, Lin Zhifang. Study on oil displacement efficiency and sweep coefficient of water drive sandstone oilfield[J]. Petroleum Exploration and Development, 1989(2): 48-52.
- [5] 吕栋梁, 唐海, 郭粉转, 等. 低渗透油田反九点井网面积波及效率影响研究[J]. 西南石油大学学报(自然科学版), 2012, 34(1): 147-153.  
Lv Dongliang, Tang Hai, Guo Fenzhuan, et al. Study on the influence of the area efficiency of the anti-nine-point well network in low permeability oilfield[J]. Journal of Southwest Petroleum University (Science & Technology Edition), 2012, 34(1): 147-153.
- [6] 郭粉转, 高海龙, 孟选刚, 等. 低渗透油田注采井网合理性评

- 价[J]. 特种油气藏, 2013, 20(5): 118-121.
- Guo Fenzhuan, Gao Hailong, Meng Xuangang, et al. Rationality evaluation of injection-production well pattern in low permeability oilfield[J]. Special Oil & Gas Reservoirs, 2013, 20(5): 118-121.
- [7] 沈非, 程林松, 黄世军, 等. 基于流管法的普通稠油水驱波及系数计算方法[J]. 石油钻采工艺, 2016, 38(5): 645-649.
- Shen Fei, Cheng Linsong Huang Shijun, et al. Calculation method of sweeping coefficient of common heavy oil water drive based on flow tube method[J]. Oil Drilling & Production technology, 2016, 38(5): 645-649.
- [8] 范江, 张子香. 非均质油层波及系数计算模型[J]. 石油学报, 1993(1): 92-98.
- Fan Jiang, Zhang Zixiang. Heterogeneous oil layer sweep coefficient calculation model[J]. Acta Petrolei Sinica, 1993(1): 92-98.
- [9] 杨凤波. 注采井数比水驱采收率的影响[J]. 新疆石油地质, 1998(5): 61-64.
- Yang Fengbo. Influence of injection-production ratio on waterflood recovery[J]. Xinjiang Petroleum Geology, 1998(5): 61-64.
- [10] 杨正明, 蒋帅, 张亚蒲, 等. 低渗碳酸盐岩油藏储层综合评价方法[J]. 西南石油大学学报(自然科学版), 2016, 38(1): 68-73.
- Yang Zhengming, Jiang Shuai, Zhang Yapu, et al. Comprehensive evaluation method for reservoirs of low permeability carbonate reservoirs[J]. Journal of Southwest Petroleum University (Science & Technology Edition), 2016, 38(1): 68-73.
- [11] 牛彦良, 李莉, 韩德金, 等. 低渗透油藏水驱采收率计算新方法[J]. 石油学报, 2006(2): 77-79.
- Niu Yanliang, Li Li, Han Dejin, et al. A new method for calculating waterflood recovery in low permeability reservoirs[J]. Acta Petrolei Sinica, 2006(2): 77-79.
- [12] 沈瑞, 高树生, 胡志明, 等. 低渗透油藏水驱波及系数计算方法及应用[J]. 大庆石油地质与开发, 2013(2): 60-65.
- Shen Rui, Gao Shusheng, Hu Zhiming, et al. Calculation method and application of water drive sweep coefficient in low permeability reservoirs[J]. Petroleum Geology & Oilfield Development in Daqing, 2013(2): 60-65.
- [13] Welge H J. A simplified method for computing oil recovery by gas or water drive[J]. Journal of Petroleum Technology, 1952, 4(4): 91-98.
- [14] Shiralkar G. Reservoir simulation of generally anisotropic systems[J]. SPE Reservoir Engineering, 1990, 5(3): 409-414.
- [15] Sajjadi S A, Nasriani H R, Dailami K. Optimizing volumetric sweep efficiency in water flooding by streamline simulation[J]. Energy Sources Part A-Recovery Utilization and Environmental Effects, 2017(3): 1-8.

## Correction of sweep coefficient for the porous carbonate reservoirs in the Middle East with consideration of start-up pressure gradient in low permeability points

LIU Guangwei, LI Changyong, PI Jian, LIU Fan, TANG Shasha

CNOOC Research Institute, Beijing 100020, China

**Abstract** Based on the characteristics of the large scope permeability distribution, and the joint action of the seepage law for both low permeability and medium to high permeability, aiming at the problem of the recovery restriction for low permeability points caused by the start-up pressure, the influence of the start-up pressure gradient of low permeability points on the sweep coefficient is studied by the numerical simulations. Also, by coupling the start-up pressure gradient and the displacement pressure distribution for the low permeability point, the correction method for the sweep efficiency is established. Result shows that the lower the reservoir permeability and the higher the permeability variation, the greater the influence of the start-up pressure of the low permeability points on the sweep coefficient. Taking the M oil reservoir in the Middle East as an example, the application analysis is carried out. When the reservoir permeability is between  $5\sim 35\times 10^{-3} \mu\text{m}^2$  and the permeability variation is between 0.6~0.8, the range of the correction coefficient is about 0.75~0.99, which in turn can correct the calculation of the sweep efficiency in the industry standards.

**Keywords** sweep efficiency; porous carbonate reservoir; low permeability points; start-up pressure gradient ●



(责任编辑 韩星明)