

## 考虑渗透压的致密砂岩储层渗吸半解析数学模型

刘雄<sup>1,2</sup>,周德胜<sup>1,2</sup>,师煜涵<sup>1</sup>,李鸣<sup>1</sup>,张争<sup>1</sup>

(1.西安石油大学石油工程学院,陕西西安710065;2.陕西省油气田特种增产技术重点实验室,陕西西安710065)

**摘要:**为定量表征渗透压对致密砂岩储层渗吸置换效果的影响,基于毛管压力函数及渗透压方程,建立考虑渗透压的致密砂岩储层渗吸半解析数学模型,用于计算最终渗吸置换率、渗吸稳定时间、水相饱和度及矿化度的沿程分布等参数。对渗吸液矿化度、水相和油相最大相对渗透率、水相和油相相对渗透率系数、油水粘度比等参数进行敏感性分析,并与岩心实验结果进行拟合,以校正模型参数。研究结果表明:储层内流体与渗吸液矿化度差越大,渗吸置换作用越显著,渗透压主要影响渗吸置换中段位置;对渗吸效果影响从大到小依次为水相相对渗透率系数、水相最大相对渗透率、油水粘度比、油相相对渗透率系数、油相最大相对渗透率;油水粘度比对矿化度分布影响最为显著,水相相对渗透率系数及水相最大相对渗透率主要影响推进前缘段矿化度分布,油相相对渗透率系数及油相最大相对渗透率对矿化度分布几乎没有影响;模型渗吸置换率校正系数约为0.7;渗吸稳定时间校正系数与水相最大相对渗透率呈较好的线性相关。

**关键词:**致密砂岩 渗透压 渗吸置换 半解析模型 矿化度

**中图分类号:**TE343

**文献标识码:**A

## Semi-analytical mathematical model for imbibition of tight sandstone reservoir considering osmotic pressure

LIU Xiong<sup>1,2</sup>, ZHOU Desheng<sup>1,2</sup>, SHI Yuhuan<sup>1</sup>, LI Ming<sup>1</sup>, ZHANG Zheng<sup>1</sup>

(1.College of Petroleum Engineering, Xi'an Shiyou University, Xi'an City, Shaanxi Province, 710065, China; 2.Shaanxi Key Laboratory of Advanced Stimulation Technology for Oil & Gas Reservoirs, Xi'an City, Shaanxi Province, 710065, China)

**Abstract:** In order to quantitatively characterize the effect of osmotic pressure on the imbibition displacement of the tight sandstone reservoir, a semi-analytical mathematic model for the imbibition of tight sandstone reservoir considering the osmotic pressure was established based on the capillary force function and the osmotic pressure equation. Based on the established model, the parameter sensitivity of imbibition salinity, maximum relative permeability of water phase and oil phase, relative permeability coefficient of water phase and oil phase and oil-water viscosity ratio were analyzed and compared with the core experiment results so as to correct the model parameters. The research indicates that the effect of imbibition displacement is more obvious when the salinity difference of reservoir fluid and imbibition fluid is larger, and the osmotic pressure mainly affects the middle position of the imbibition displacement. The order of parameters influencing the imbibition is as follows: the relative permeability coefficient of water phase>the maximum relative permeability of water phase>the ratio of oil-water viscosity>the relative permeability coefficient of oil phase>the maximum relative permeability of oil phase. The oil-water viscosity ratio has the most significant influence on the salinity distribution. The relative permeability coefficient of water phase and maximum relative permeability of water phase mainly affect the salinity distribution of the propulsion front. The relative permeability coefficient of oil phase and the maximum relative permeability of oil phase have almost no effect on the salinity distribution. The correction coefficient of the imbibition displacement model is about 0.7. The cor-

收稿日期:2018-05-08。

作者简介:刘雄(1988—),男,湖南汨罗人,讲师,博士,从事低渗透油气藏开发研究。联系电话:(029)88212830, E-mail:lx06106232@163.com。

通讯作者:师煜涵(1993—),男,陕西西安人,在读硕士研究生。联系电话:18706887895, E-mail:szc0413@qq.com。

基金项目:国家科技重大专项“低渗透致密砂岩气藏压裂裂缝及参数优化”(2016ZX05050-009)。

reaction coefficient of the stable imbibition time has a good linear correlation with the maximum relative permeability of water phase.

**Key words:** tight sandstone; osmotic pressure; imbibition displacement; semi-analytical model; salinity

体积压裂与渗吸驱油相结合是致密砂岩储层开发的首选方式,目前,很多致密砂岩储层的压裂液-原油渗吸置换研究表明矿化度差对渗吸置换效果有影响<sup>[1-7]</sup>。EHLIG-ECONOMIDES等研究了地层水矿化度对压裂液滞留量的影响<sup>[8]</sup>;杨柳等针对页岩储层开展室内自发渗吸实验,认为在毛管压力和粘土吸附力驱动下,压裂液发生渗吸并进入页岩基质,为盐离子的扩散创造了通道和条件<sup>[9]</sup>;彭昱强等基于露头岩心实验,研究了无机盐对岩心自发渗吸驱油规律和采收率的影响,认为高质量浓度的离子对化学渗吸具有一定促进作用<sup>[10]</sup>;LEE等研究表明储层中高矿化度地层水对渗吸有促进作用<sup>[11-12]</sup>。王飞等推导建立了压裂液与地层水的化学势差关系式,模拟了化学势差驱动下的压裂液返排动态,分析了地层含水饱和度与矿化度剖面随返排时间的变化<sup>[13]</sup>;李宪文等建立了致密砂岩储层渗吸数学模型,并且分析了影响逆向渗吸相关参数的敏感性<sup>[14]</sup>;FAKCHAROENPHOL等通过实验模拟了低矿化度水驱替 Bakken 页岩层原油的潜力,建立了包含渗透压、重力和毛细管效应的模型,认为渗透压可以促使基质油相逆向流动<sup>[15]</sup>。上述研究大多基于室内实验探究及数值模拟分析,主要研究对象为页岩气储层,鲜有文献针对致密砂岩储层建立考虑渗透压的渗吸半解析数学模型。笔者基于饱和度方程、渗透压方程以及毛管压力函数,建立考虑渗透压的致密砂岩储层渗吸半解析数学模型,并与岩心实验结果进行对比拟合,模型校正结果与实际情况更为吻合。

## 1 模型建立

### 1.1 物理模型

致密砂岩储层经压裂改造后形成纵横交错的裂缝网络(图1),增大了压裂液与储层的接触面积,在微纳米级孔喉毛管压力作用下,压裂液被渗吸进入储层将原油置换出来。致密砂岩储层压裂液-原油渗吸置换过程实际上可以看做垂直于裂缝的一维两相渗流过程,伴随着渗吸的发生,粘土矿物的存在为渗透压置换提供了条件,当储层内流体与压裂液之间存在较大矿化度差时,低矿化度流体水分子在渗透压作用下通过粘土矿物构建的半透膜进

入储层内部,驱替油相从较大孔喉析出,增强了渗吸作用置换效果。综上所述,考虑渗透压的致密砂岩储层渗吸模型假设包括:①渗吸过程是垂直于裂缝面的一维两相线性流。②微纳米级孔喉毛管压力以及流体矿化度差引起的渗透压是油水渗吸置换的主要作用力。③盐类只溶解于水相,不溶于油相。④渗吸及渗透压置换瞬间达到平衡。⑤储层、流体微可压缩,流体间不发生任何物理化学作用。⑥考虑渗透压的渗吸过程,不考虑温度影响,渗流符合层流特征。

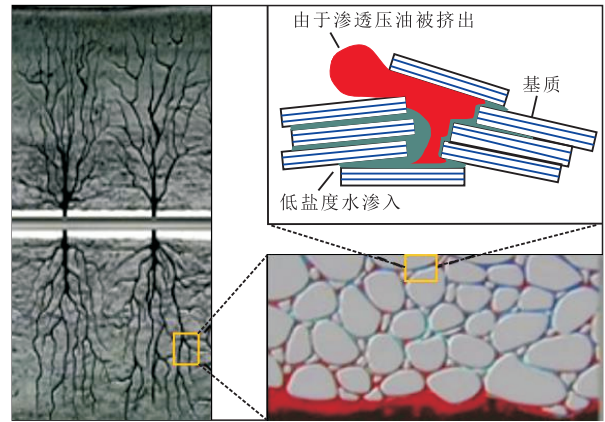


图1 考虑渗透压的渗吸示意

Fig.1 Imbibition diagram considering the osmotic pressure

### 1.2 数学模型

基于油水两相运动方程及饱和度方程,李宪文等给出的不考虑渗透压的致密砂岩储层油水渗吸控制方程<sup>[14]</sup>为

$$\phi \frac{\partial S_w}{\partial t} + \frac{\partial}{\partial x} \left[ \frac{KK_{rw}K_{ro}}{K_{ro}\mu_w + K_{rw}\mu_o} \left( \frac{\partial p_c}{\partial x} - \Delta \rho g \sin \theta \right) \right] = 0 \quad (1)$$

WENZELL等描述矿化度差产生的渗透压<sup>[16]</sup>为

$$\pi = \frac{RT_w}{V} \ln \frac{c_1}{c_{II}} \quad (2)$$

油水相对渗透率及毛管压力表达式分别为

$$K_{rw} = K_{rw}^* S^a \quad (3)$$

$$K_{ro} = K_{ro}^* (1-S)^b \quad (4)$$

$$p_c = J(S) \sigma \sqrt{\frac{\phi}{K}} \quad (5)$$

其中

$$S = \frac{S_w - S_{wi}}{1 - S_{or} - S_{wi}} \quad (6)$$

无量纲转化式包括

$$X = \frac{x}{L} \quad (7)$$

$$T = \frac{\sigma}{\mu_w L^2} \sqrt{\frac{K}{\phi}} t \quad (8)$$

将式(2)代入式(1)经无量纲化处理后,可以得到考虑渗透压的一维油水渗吸模型控制方程为

$$\left[ \frac{\partial S}{\partial T} + A \frac{1}{\partial X} \times f(S) \left( \frac{\partial J(S)}{\partial S} \frac{\partial S}{\partial X} - \frac{L}{\sigma} \sqrt{\frac{K}{\phi}} \Delta \rho g \sin \theta - \frac{1}{\sigma} \sqrt{\frac{K}{\phi}} \frac{\partial \pi}{\partial X} \right) \right] = 0 \quad (9)$$

其中

$$A = \frac{\mu_w}{1 - S_{or} - S_{wi}} \quad (10)$$

$$f(S) = \frac{K_{rw}^* S^a K_{ro}^* (1-S)^b}{K_{rw}^* S^a \mu_o + K_{ro}^* (1-S)^b \mu_w} \quad (11)$$

初始饱和度分布一致,都为束缚水饱和度,初始条件为:  $S=0, T=0, 0 \leq X \leq 1$ 。接触面含油饱和度为残余油饱和度,左端边界条件为:  $S=1, T \geq 0, X=0$ 。右端封闭边界条件为:  $\frac{dS}{dX}=0, T \geq 0, X=1$ 。

因为式(9)是非齐次方程,需要借助数值求解,离散后方程可改写为

$$\begin{aligned} & -A \frac{\nabla T}{\nabla X^2} f\left(S_{i-\frac{1}{2}}^{m+1}\right) \frac{\partial J(S)}{\partial S} S_{i-1}^{m+1} \times \\ & \left\{ 1 + A \frac{\nabla T}{\nabla X^2} \left[ f\left(S_{i+\frac{1}{2}}^{m+1}\right) \frac{\partial J(S)}{\partial S} + f\left(S_{i-\frac{1}{2}}^{m+1}\right) \frac{\partial J(S)}{\partial S} \right] \right\} S_i^{m+1} - \\ & A \frac{\nabla T}{\nabla X^2} f\left(S_{i+\frac{1}{2}}^{m+1}\right) \frac{\partial J(S)}{\partial S} S_{i+1}^{m+1} = S_i^m + \\ & A \frac{\nabla T}{\nabla X} \left[ f\left(S_{i+\frac{1}{2}}^{m+1}\right) - f\left(S_{i-\frac{1}{2}}^{m+1}\right) \right] \frac{L}{\sigma} \sqrt{\frac{K}{\phi}} \Delta \rho g \sin \theta + \\ & \frac{A}{\sigma} \sqrt{\frac{K}{\phi}} \frac{\Delta T}{\Delta X} \left[ (\pi_{i+1}^m - \pi_i^m) f\left(S_{i+\frac{1}{2}}^m\right) - (\pi_i^m - \pi_{i-1}^m) f\left(S_{i-\frac{1}{2}}^m\right) \right] \end{aligned} \quad (12)$$

假定渗吸储层等分为  $N$  个网格,储层外部流体矿化度不变,每个时间步需要对储层内部各网格流体矿化度进行重新计算,对应模型网格的水摩尔分数计算方程为

$$\begin{aligned} & c_i^{m+1} = \\ & \frac{c_{i-1}^m \left[ S_i^{m+1} - S_i^m + \sum_{j=1}^N (S_j^{m+1} - S_j^m) \right] + c_i^m \left[ S_i^m + S_c - \sum_{j=1}^N (S_j^{m+1} - S_j^m) \right]}{S_i^{m+1} + S_c} \end{aligned} \quad (13)$$

基于离散方程(12),对每个网格建立对应的方程,结合初始及边界条件,可以建立  $N$  个方程,隐式

矩阵求解可以得到每个网格水相饱和度及矿化度沿程分布,对渗吸稳定时水相饱和度积分可以得到模型最终渗吸置换率以及渗吸稳定时间。

## 2 参数敏感性分析

根据式(12),每段渗吸置换储层都能建立一个方程,  $N$  个方程联立矩阵求解,就能获取水相饱和度沿程分布,再结合式(13)求解矿化度沿程分布。基于控制变量法,分析了渗吸液矿化度、水相和油相最大相对渗透率、水相和油相相对渗透率系数、油水粘度比等参数对渗透压渗吸作用的影响,所用模型基础参数包括:储层内流体矿化度为 50 000 mg/L,渗吸液矿化度为 25 000 mg/L,水相最大相对渗透率为 0.3,油相最大相对渗透率为 1.0,水相相对渗透率系数为 2.65,油相相对渗透率系数为 3.54,油水粘度比为 0.5,界面张力为 10.7 mN/m,绘制不同变量下标准化水相饱和度及矿化度随无量纲坐标位置的沿程分布。

### 2.1 渗吸液矿化度

从不同矿化度渗吸液下标准化水相饱和度无量纲坐标位置的沿程分布(图2a)可以看出:储层内流体与渗吸液矿化度差越大,渗吸置换作用越显著;从矿化度沿程分布(图2b)可以看出,储层内流体矿化度先缓慢增加,然后快速增加,最后趋于平缓,因此,渗透压主要影响渗吸置换段中间位置。

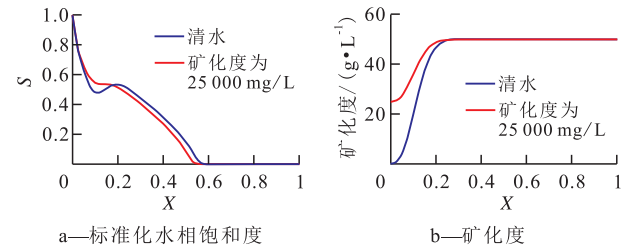


图2 不同矿化度渗吸液下标准化水相饱和度及矿化度沿程分布

Fig.2 Normalized water phase saturation and salinity distribution at various salinities of imbibition fluid

### 2.2 水相最大相对渗透率

当水相最大相对渗透率分别为 0.1, 0.2, 0.3 时,由标准化水相饱和度及矿化度随无量纲坐标位置的沿程分布(图3)可以看出,水相最大相对渗透率对渗吸作用效果影响显著,主要体现在对前缘推进端的影响,水相最大相对渗透率越大,标准化水相饱和度渗吸前缘推进越快,矿化度沿程分布曲线越平缓。

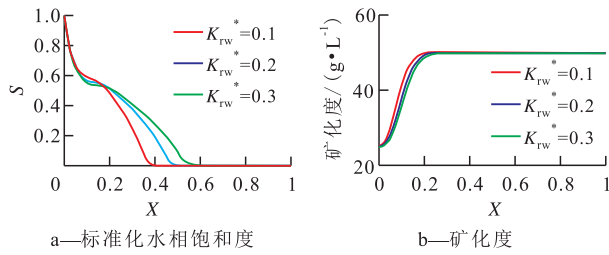


图3 不同水相最大相对渗透率下标准化水相饱和度及矿化度沿程分布

Fig.3 Normalized water phase saturation and salinity distribution at various maximum relative permeabilities of water phase

### 2.3 油相最大相对渗透率

当油相最大相对渗透率分别为0.6,0.8,1时,由标准化水相饱和度及矿化度随无量纲坐标位置的沿程分布(图4)可见:油相最大相对渗透率对渗吸作用效果影响不明显,但对整个水相饱和度沿程分布都有影响,油相最大相对渗透率越大,标准化水相饱和度渗吸前缘推进越快;油相最大相对渗透率对矿化度沿程分布的影响几乎可以忽略。

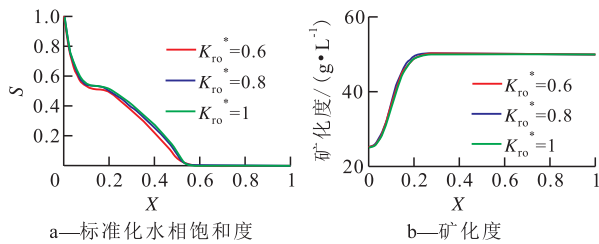


图4 不同油相最大相对渗透率下标准化水相饱和度及矿化度沿程分布

Fig.4 Normalized water phase saturation and salinity distribution at various maximum relative permeabilities of oil phase

### 2.4 水相相对渗透率系数

当水相相对渗透率系数分别为2,2.65,3时,由标准化水相饱和度及矿化度随无量纲坐标位置的沿程分布(图5)可见:水相相对渗透率系数对渗吸作用效果影响较为显著,特别是对推进端的水相饱和度分布影响显著,水相相对渗透率系数越小,标准化水相饱和度渗吸前缘推进越快;水相相对渗透率

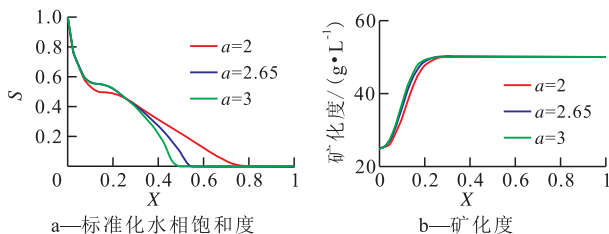


图5 不同水相相对渗透率系数下标准化水相饱和度及矿化度沿程分布

Fig.5 Normalized water phase saturation and salinity distribution at various relative permeability coefficients of water phase

系数越小,对矿化度沿程分布影响越明显。

### 2.5 油相相对渗透率系数

当油相相对渗透率系数分别为2.5,3,3.54时,由标准化水相饱和度及矿化度随无量纲坐标位置的沿程分布(图6)可见:油相相对渗透率系数对渗吸作用效果有一定影响,且对整个沿程水相饱和度分布都有影响,油相相对渗透率系数越小,标准化水相饱和度渗吸前缘推进越快;油相相对渗透率系数对矿化度沿程分布的影响几乎可以忽略。

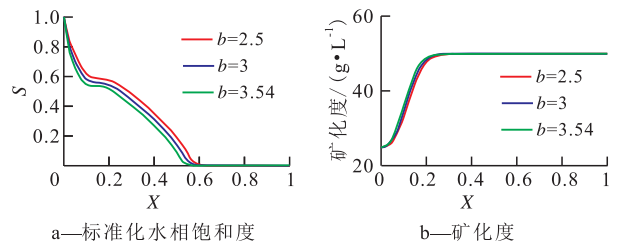


图6 不同油相相对渗透率系数下标准化水相饱和度及矿化度沿程分布

Fig.6 Normalized water phase saturation and salinity distribution at various relative permeability coefficients of oil phase

### 2.6 油水粘度比

当油水粘度比分别为0.5,1.0,1.5时,由标准化水相饱和度及矿化度随无量纲坐标位置的沿程分布(图7)可见:油水粘度比对渗吸作用效果有一定影响,且对整个沿程水相饱和度分布都有影响,油水粘度比越小,标准化水相饱和度渗吸前缘推进越快;油水粘度比对矿化度分布影响明显,油水粘度比越大,矿化度曲线沿程分布曲线越陡。

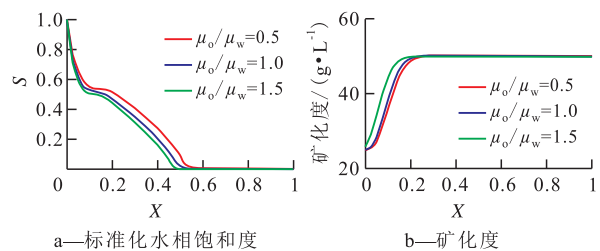


图7 不同油水粘度比下标准化水相饱和度及矿化度沿程分布

Fig.7 Normalized water phase saturation and salinity distribution at various oil-water viscosity ratio

综上所述,对比6个因素对标准化水相饱和度及矿化度分布的影响,得到对渗吸作用效果影响从大到小依次为:水相相对渗透率系数、水相最大相对渗透率、油水粘度比、油相相对渗透率系数、油相最大相对渗透率;对矿化度分布影响从大到小依次为:油水粘度比、水相相对渗透率系数、水相最大相对渗透率、油相相对渗透率系数、油相最大相对渗

透率;油水粘度比对矿化度分布影响最为显著,水相相对渗透率系数及水相最大相对渗透率主要影响推进前缘段矿化度分布,油相相对渗透率系数及油相最大相对渗透率对矿化度分布几乎没有影响。

### 3 应用实例

#### 3.1 岩心基础参数

取自长庆油田某区块的致密砂岩储层岩心长度为4.208~4.478 cm,直径约为2.5 cm,孔隙度为4.21%~8.53%,平均为5.92%,渗透率为0.039~0.189 mD,平均为0.083 mD(表1),润湿性测试显示为亲水性。渗吸实验基于质量法进行计量,岩心初始饱和矿化度为25 000 mg/L的地层水,然后使用模拟油驱替饱和,静置老化,使用蒸馏水作为渗吸液。

表1 渗吸实验岩心参数  
Table1 Core parameters of imbibition experiment

编号	长度/cm	直径/cm	孔隙度/%	渗透率/mD
1	4.380	2.532	7.39	0.084
2	4.478	2.522	4.40	0.039
3	4.394	2.518	4.21	0.053
4	4.386	2.500	5.71	0.075
5	4.208	2.510	8.53	0.189
6	4.424	2.522	5.30	0.059

#### 3.2 模型拟合

基于实际岩心相对渗透率曲线及压汞测试数据,应用式(3)和式(4),得拟合毛管压力曲线公式为

$$J(S) = e \exp(dS) \quad (14)$$

岩心渗吸数据与模型计算参数校正公式为

$$\eta_{\text{实验}} = \alpha \eta_{\text{计算}} \quad (15)$$

$$t_{\text{实验}} = \beta t_{\text{计算}} \quad (16)$$

结合岩心渗吸参数及模型计算,获取实验及计算拟合参数(表2)。从表2可以看出:模型渗吸置换率校正系数约为0.7;渗吸稳定时间校正系数与水相最大相对渗透率呈较好的线性相关(图8)。

表2 渗吸实验及拟合参数  
Table2 Parameters of imbibition experiment and matching

编号	$K_{w0}^*$	$K_{o0}^*$	$a$	$b$	$e$	$d$	$\eta_{\text{实验}}$	$\eta_{\text{计算}}$	$\alpha$	$\beta$
1	0.154 3	1	3.5	2.4	0.006 2	4.808 8	0.224	0.27	0.83	5
2	0.399 3	1	1.8	8	0.009	5.427 2	0.098	0.131	0.75	150
3	0.201 5	1	3.2	1.8	0.007	4.753 5	0.096	0.314	0.71	20
4	0.158	1	4.3	2	0.002	5.229 7	0.176	0.281	0.70	20
5	0.228 7	1	5	0.8	0.002 4	5.219 2	0.154	0.301	0.61	10
6	0.188 6	1	5	0.9	0.008 7	4.967 8	0.152	0.197	0.77	60

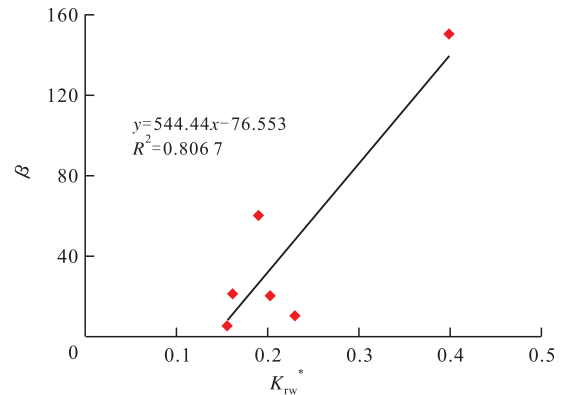


图8 渗吸稳定时间校正系数与水相最大相对渗透率关系  
Fig.8 Relationship between correction coefficient of stable imbibition time and maximum relative permeability of water phase

### 4 结论

建立了考虑渗透压的致密砂岩储层渗吸半解析数学模型,分析了渗吸液矿化度、水相和油相最大相对渗透率、水相和油相相对渗透率系数、油水粘度比等参数对附加渗透压渗吸作用的影响。储层内流体与渗吸液矿化度差越大,渗吸置换作用越显著;从矿化度沿程分布情况可以看出,流体矿化度先缓慢增加,然后快速增加,最后趋于平缓,因此,渗透压主要影响渗吸置换中段位置。对渗吸作用效果影响从大到小依次为:水相相对渗透率系数、水相最大相对渗透率、油水粘度比、油相相对渗透率系数、油相最大相对渗透率;对矿化度分布影响从大到小依次为:油水粘度比、水相相对渗透率系数、水相最大相对渗透率、油相相对渗透率系数、油相最大相对渗透率;油水粘度比对矿化度分布影响最为显著,水相相对渗透率系数及水相最大相对渗透率主要影响推进前缘矿化度分布,油相相对渗透率系数及油相最大相对渗透率对矿化度分布几乎没有影响。

与致密砂岩储层岩心实验结果进行对比分析,实验模型渗吸置换率校正系数约为0.7;渗吸稳定时间校正系数与水相最大相对渗透率呈较好的线性相关。

#### 符号解释:

$\phi$ ——储层孔隙度; $S_w$ ——水相饱和度; $t$ ——时间,d;  
 $x$ ——坐标位置,m; $K$ ——绝对渗透率,mD; $K_w$ ——水相相对渗透率; $K_o$ ——油相相对渗透率; $\mu_w$ ——水相粘度,mPa·s;  
 $\mu_o$ ——油相粘度,mPa·s; $p_c$ ——毛管压力,MPa; $\Delta\rho$ ——油水密度差,kg/m<sup>3</sup>; $g$ ——重力加速度,m/s<sup>2</sup>; $\theta$ ——岩心与水平面

夹角, ( $^{\circ}$ );  $\pi$  —— 渗透压, MPa;  $R$  —— 常数项,  $\text{MPa} \cdot \text{L}/(\text{K} \cdot \text{mol})$ , 取值为 0.008 31;  $T_w$  —— 温度, K;  $V$  —— 水摩尔体积,  $\text{L}/\text{mol}$ , 取值为 0.018;  $c_1$  —— 低矿化度溶液水摩尔分数, %;  $c_{II}$  —— 高矿化度溶液水摩尔分数, %;  $K_w^*$  —— 水相最大相对渗透率;  $S$  —— 标准化水相饱和度;  $a$  —— 水相相对渗透率系数;  $K_m^*$  —— 油相最大相对渗透率;  $b$  —— 油相相对渗透率系数;  $J(S)$  ——  $J$  函数;  $\sigma$  —— 界面张力,  $\text{mN}/\text{m}$ ;  $S_{wi}$  —— 束缚水饱和度;  $S_{or}$  —— 残余油饱和度;  $X$  —— 无量纲坐标位置;  $L$  —— 渗吸模型长度,  $\text{m}$ ;  $T$  —— 无量纲时间;  $i, j$  —— 对应第  $i, j$  个网格序号;  $m$  —— 第  $m$  个时间步;  $c$  —— 矿化度溶液水摩尔分数;  $S_c$  —— 标准化束缚水饱和度;  $e, d$  —— 拟合系数;  $\eta_{\text{实验}}$  —— 实验测量渗吸置换率;  $\eta_{\text{计算}}$  —— 模型计算渗吸置换率;  $\alpha, \beta$  —— 渗吸最终置换率及渗吸稳定时间校正系数;  $t_{\text{实验}}$  —— 实验测量渗吸稳定时间,  $\text{h}$ ;  $t_{\text{计算}}$  —— 模型计算渗吸稳定时间,  $\text{h}$ 。

#### 参考文献:

- [1] 郭钢, 薛小佳, 李楷, 等. 压裂液存留液对致密油储层渗吸替油效果的影响[J]. 钻井液与完井液, 2016, 33(6): 121-126.  
GUO Gang, XUE Xiaojia, LI Kai, et al. Effect of retained fracturing fluid on the imbibition oil displacement efficiency of tight oil reservoir [J]. Drilling Fluid & Completion Fluid, 2016, 33(6): 121-126.
- [2] HANDY L L. Determination of effective capillary pressures for porous media from imbibition data [J]. Original Manuscript, 1960, 219(5): 75-80.
- [3] WENDELL M I, FRITZ S J. Osmotic model to explain anomalous hydraulic heads [J]. Water Resources Research, 1981, 17(1): 73-82.
- [4] LI X, ABASS H, TEKLU T W, et al. A shale matrix imbibition model—interplay between capillary pressure and osmotic pressure [C]. Dubai World Trade Centre: SPE Technical Conference and Exhibition, 2016.
- [5] CHENG Y. Impact of water dynamics in fractures on the performance of hydraulically fractured wells in gas-shale reservoirs [J]. Journal of Canadian Petroleum Technology, 2012, 51(2): 143-151.
- [6] 马世忠, 张宇鹏. 应用压汞实验方法研究致密储层孔隙结构——以准噶尔盆地吉木萨尔凹陷芦草沟组为例[J]. 油气地质与采收率, 2017, 24(1): 26-33.  
MA Shizhong, ZHANG Yupeng. Study on the pore structure of tight reservoir by using method of mercury injection—A case study of the Lucaogou Formation in Jimsar sag, Junggar Basin [J]. Petroleum Geology and Recovery Efficiency, 2017, 24(1): 26-33.
- [7] 梁承春, 郭景祥. 鄂尔多斯盆地红河油田延长组长 8' 小层致密砂岩成岩作用与储层特征[J]. 油气地质与采收率, 2017, 24(1): 57-63.  
LIANG Chengchun, GUO Jingxiang. Diagenesis and reservoir characteristics of tight sandstones of Chang8' member of Yan-chang Formation in Honghe oilfield, Ordos Basin [J]. Petroleum Geology and Recovery Efficiency, 2017, 24(1): 57-63.
- [8] EHLIG-ECONOMIDES C A, AHMED I A, APIWATHANASOM S, et al. Stimulated shale volume characterization: Multiwell case study from the Horn River shale: II. Flow perspective [R]. SPE 159546, 2012.
- [9] 杨柳, 葛洪魁, 程远方, 等. 页岩储层压裂液渗吸-离子扩散及其影响因素[J]. 中国海上油气, 2016, 28(4): 94-99.  
YANG Liu, GE Hongkui, CHENG Yuanfang, et al. Investigation on fracturing fluid imbibition-ion diffusion and its influencing factors in shale reservoirs [J]. China Offshore Oil and Gas, 2016, 28(4): 94-99.
- [10] 彭昱强, 韩冬, 郭尚平, 等. 无机盐对亲水砂岩化学渗吸的影响[J]. 特种油气藏, 2009, 16(5): 71-75.  
PENG Yuqiang, HAN Dong, GUO Shangping, et al. Effect of inorganic salt on chemical imbibition behavior of water-wet sandstone [J]. Special Oil & Gas Reservoirs, 2009, 16(5): 71-75.
- [11] LEE C H, KARPYN Z T. Numerical analysis of imbibition front evolution in fractured sandstone under capillary-dominated conditions [J]. Transport in Porous Media, 2012, 94(1): 359-383.
- [12] EZULIKE D O, DEGHANPOUR H, HAWKES R V. Understanding flowback as a transient 2-phase displacement process: An extension of the linear dual-porosity model [R]. SPE 167164, 2013.
- [13] 王飞, 潘子晴. 化学势差驱动下的页岩储集层压裂液返排数值模拟[J]. 石油勘探与开发, 2016, 43(6): 971-977.  
WANG Fei, PAN Ziqing. Numerical simulation of chemical potential dominated fracturing fluid flowback in hydraulically fractured shale gas reservoirs [J]. Petroleum Exploration and Development, 2016, 43(6): 971-977.
- [14] 李宪文, 刘锦, 郭钢, 等. 致密砂岩储层渗吸数学模型及应用研究[J]. 特种油气藏, 2017, 24(6): 79-83.  
LI Xianwen, LIU Jin, GUO Gang, et al. Mathematical model of imbibition and application in tight sandstone reservoir [J]. Special Oil & Gas Reservoirs, 2017, 24(6): 79-83.
- [15] FAKCHAROENPHOL P, KURTOGLU B, CHAROENWONGSA S, et al. The effect of osmotic pressure on improve oil recovery from fractured shale formations [R]. SPE 168998, 2014.
- [16] XIONG Y, FAKCHAROENPHOL P, WINTERFELD P H, et al. Coupled geomechanical and reactive geochemical model for fluid and heat flow: Application for enhanced geothermal reservoir [C]. Abu Dhabi: SPE Reservoir Characterization and Simulation Conference and Exhibition, 16-18 September, 2013.

编辑 刘北羿