文章编号:1673-5005(2019)05-0108-10

doi:10.3969/j.issn.1673-5005.2019.05.012

# 复杂裂缝性致密油藏注水吞吐数值 模拟及机制分析

姚 军.刘礼军,孙 海,李爱芬

(中国石油大学(华东)石油工程学院,山东青岛 266580)

摘要:为了研究复杂裂缝性致密油藏注水吞吐机制和开发规律,基于嵌入式离散裂缝模型,建立考虑应力敏感和启 动压力梯度效应的油水两相渗流模型及数值模拟方法,并分析应力敏感、启动压力梯度及注水吞吐参数对开发的影 响。结果表明:应力敏感和启动压力梯度效应会降低致密油藏的开发效果:随吞吐轮次的增加,开发效果变差:焖井 时间的增加会使相同吞吐轮次下的产油量增加,但平均采油速度降低;注入速度的增加对提高吞吐开发的效果最为 显著:提出的模型和计算方法可用于计算复杂裂缝形态下致密油藏开发,提供更加准确的指导。

关键词:致密油藏:复杂裂缝:注水吞吐:数值模拟

中图分类号:TE 319: TE 348 文献标志码:A

引用格式:姚军,刘礼军,孙海,等.复杂裂缝性致密油藏注水吞吐数值模拟及机制分析[J].中国石油大学学报(自然 科学版),2019,43(5):108-117.

YAO Jun, LIU Lijun, SUN Hai, et al. Numerical simulation and mechanism analysis of water huff and puff process in complex fractured tight oil reservoirs [J]. Journal of China University of Petroleum (Edition of Natural Science), 2019, 43 (5); 108-117.

# Numerical simulation and mechanism analysis of water huff and puff process in complex fractured tight oil reservoirs

YAO Jun, LIU Lijun, SUN Hai, LI Aifen

(School of Petroleum Engineering in China University of Petroleum (East China), Qingdao 266580, China)

Abstract: In order to investigate the mechanisms and production patterns involved in water huff and puff process for oil production in tight oil reservoirs, a water-oil two-phase flow model with stress sensitivity and threshold pressure gradient was proposed, and its corresponding numerical simulation methods were described based on an embedded discrete fracture model. The effects of the stress sensitivity, the threshold pressure gradient and the huff-puff operation parameters on oil production were investigated. The numerical simulation results show that stress sensitivity and threshold pressure gradient can reduce oil production in tight oil reservoirs. The production rate declines with the increase of the cyclic numbers. The increase of water soaking time in the reservoir can increase oil production, while the average oil recovery rate can be decreased. The increase of water injection rate has the most significant enhancement on oil production. The proposed model and its computational method can be effectively used for the numerical simulation study of the complex fractured tight oil reservoirs. Keywords: tight oil reservoir; complex fracture; water huff and puff; numerical simulation

注水吞吐作为国内开发致密油藏的主要技术之

用机制是通过毛管力作用实现基质和裂缝系统间的 -.经现场开发证明具有较好的开发效果<sup>[1]</sup>。其作——油水渗吸置换<sup>[2-3]</sup>。目前,国内外学者对致密油藏注

收稿日期:2019-06-25

基金项目:国家自然科学基金项目(51504276,51504277,51490654)

通信作者:刘礼军(1993-),男,博士研究生,研究方向为缝洞型油藏数值模拟。E-mail:liulijunupc@163.com。

作者简介:姚军(1964-),男,教授,博士,博士生导师,泰山学者攀登计划专家,研究方向为油气渗流与开发。E-mail:RCOGFR\_UPC@ 126.  $com_{\circ}$ 

水吞吐开发机制进行了一定的实验和数值模拟研究<sup>[4-12]</sup>,但都局限于简单裂缝形态,而经体积压裂的 致密油藏通常具有复杂的裂缝形态<sup>[13-14]</sup>,并对基质 和裂缝系统间的渗吸置换具有较大影响。笔者基于 嵌入式离散裂缝模型建立考虑应力敏感和启动压力 梯度效应的致密油藏油水两相渗流模型和数值模拟 方法,并对注水吞吐开发的影响因素进行分析。

## 1 致密油藏渗流数学模型及求解

由于储层的致密性及发育的裂缝网络,致密油藏 中的油水流动通常受应力敏感和启动压力梯度的影 响。为准确描述复杂裂缝性致密油藏中的油水流动 规律,笔者基于嵌入式离散裂缝模型建立考虑应力敏 感和启动压力梯度的油水两相渗流数学模型及数值 模拟方法,以满足复杂裂缝性致密油藏开发的需求。

#### 1.1 数学模型

1.1.1 连续性方程

$$-\nabla \left(\rho_{\beta} v_{\beta}\right) + q_{\beta} = \frac{\partial \left(\varphi \rho_{\beta} S_{\beta}\right)}{\partial t}.$$
 (1)

式中,下标 $\beta = o$ 、w分别代表油、水相;v为渗流速度,m/s; $\rho$ 为密度,kg/m<sup>3</sup>;q为源汇项,即单位时间内单位地层体积的产出或注入量,kg/(m<sup>3</sup> · s); $\varphi$ 为孔隙度;S为饱和度。

#### 1.1.2 运动方程

基质的运动方程采用杨清立等<sup>[15]</sup>提出的非线 性渗流模型,该模型可以反映出流体在低渗介质中 渗流时存在的最小启动压力梯度现象,并可以很好 地描述非线性渗流特征,其模型为

$$v_{\mathrm{m}\beta} = -\frac{k_{\mathrm{m}}K_{\mathrm{m}\beta}}{\mu_{\beta}} \nabla \psi_{\mathrm{m}\beta} \left(1 - \frac{1}{a+b \mid \nabla \psi_{\mathrm{m}\beta} \mid}\right).$$
(2)

其中



# 图1 嵌入式离散裂缝示意图

#### Fig. 1 Schematic of embedded discrete fracture

如图1中左侧所示,单元间的连接关系主要可 以分为4类,即基质单元间的连接、裂缝与基质单元

式中,下标 m 代表基质; $K_r$  为相对渗透率; $\mu$  为黏 度, $Pa \cdot s$ ;b 为拟启动压力梯度的倒数,m/Pa;a 为 非线性渗流凹形曲线段的影响因子, 当a=0 时, 非 线性曲线段消失,模型可退化为拟启动压力梯度模 型; $\psi$  为流动势,Pa;D 为深度,m; $k_m$  为考虑应力敏 感效应的基质渗透率<sup>[16]</sup>; $k_0$  为基质初始渗透率;c为应力敏感系数, $Pa^{-1}$ 。

裂缝的运动方程为

$$\psi_{i\beta} = -\frac{k_i K_{i\beta}}{\mu_{\beta}} \nabla \psi_{i\beta}.$$
(3)

其中

$$k_{\rm f} = k_0 \exp(-c_{\rm f}(p_{\rm f0} - p_{\rm f})).$$

式中,下标f代表裂缝; $p_{10}$ 为裂缝初始压力; $p_{f}$ 为裂缝五力;

1.1.3 辅助方程

辅助方程主要包括饱和度和毛管力关系(忽略 裂缝中的毛管力):

$$S_0 + S_w = 1, \qquad (4)$$

$$p_{\rm mw} = p_{\rm mo} - p_{\rm cow}, \qquad (5)$$

$$p_{\rm fw} = p_{\rm fo}.\tag{6}$$

式中,*p*<sub>cow</sub>为基质中油水毛管力,*P*a;*p*<sub>mw</sub>、*p*<sub>mo</sub>、*p*<sub>fw</sub>和*p*<sub>fo</sub> 分别为基质中水相、油相和裂缝中水相、油相毛管 力,*P*a。

#### 1.2 复杂裂缝处理

与常规的局部网格加密和离散裂缝模型相比, 嵌入式离散裂缝可以处理复杂的裂缝形态。其主要 原理是裂缝经基质单元边界切割形成裂缝单元,并 根据形成的单元几何结构建立相应的连接关系和传 导率<sup>[17]</sup>。以图1中的二维示意模型,具体解释嵌入 式离散裂缝模型的原理,三维计算只需将下述计算 中的面、点信息转换成体、面信息即可。 间的连接、同一条裂缝内单元间的连接和交叉裂缝 单元间的连接。4 种连接关系的传导率计算如 下<sup>[17]</sup>。

(1) 基质单元间的传导率 
$$T_{\rm mm}$$
为
$$T_{\rm mm} = \frac{A_{\rm m} \bar{k}_{\rm m}}{d_{\rm m1} + d_{\rm m2}}.$$
(7)

式中, $A_{\rm m}$ 为基质单元间的接触面积, ${\rm m}^2$ ; $\bar{k}_{\rm m}$ 为两个 基质单元渗透率的调和平均, ${\rm m}^2$ ; $d_{\rm m}$ 为基质单元中 心到单元间接触面的距离, ${\rm m}_{\circ}$ 

(2)裂缝与基质单元间的传导率 T<sub>fm</sub>为

$$T_{\rm fm} = \frac{2k_{\rm m}A_{\rm f}}{d_{\rm fm}} \,. \tag{8}$$

其中

$$d_{\rm fm} = \frac{\int_{S} d_n \mathrm{d}S}{S}.$$

式中, $A_f$ 为裂缝单元一侧的面积, $m^2$ ; $d_m$ 为基质单元 与裂缝单元间的平均距离;S为基质单元的面积,  $m^2$ ; $d_n$ 为基质内一点至裂缝的距离, $m_o$ 

(3) 同一条裂缝内单元间的传导率 T<sub>ff</sub>为

$$T_{\rm ff,c} = \frac{T_1 T_2}{T_1 + T_2},\tag{9}$$

$$T_{i} = \frac{h_{f} r_{1}}{d_{ci}}, \ i = 1, 2.$$
(10)

式中, $A_c$ 为裂缝单元间的接触面积, $m^2$ ; $d_c$ 为裂缝单 元中心到裂缝单元接触点的距离, $m_c$ 

(4)交叉裂缝单元间的传导率 T<sub>ff.i</sub>为

$$T_{\rm ff,i} = \frac{T_1 T_2}{T_1 + T_2} , \qquad (11)$$

$$T_{i} = \frac{k_{ii}A_{ii}}{d_{ii}}, \ i = 1, 2.$$
(12)

式中, $A_{fi}$ 为裂缝单元*i*与另一裂缝单元的接触面积, 由于两裂缝单元开度不同,通常 $A_{fi} \neq A_{f2}$ ,m<sup>2</sup>; $d_{f}$ 为 裂缝单元到交叉点的距离。

d<sub>f1</sub>和 d<sub>f2</sub>计算式分别为

$$d_{\rm fI} = \frac{\int_{l_1} l_n dl + \int_{l_2} l_n dl}{l_1 + l_2} , \qquad (13)$$

$$d_{12} = \frac{\int_{l_3} l_n dl + \int_{l_4} l_n dl}{l_3 + l_4} \,. \tag{14}$$

式中,下标1、2、3、4 可参考图1 右侧的裂缝分段标号;*l*为经交叉点分割后的裂缝段的长度,m;*l<sub>n</sub>*为裂缝段上一点到交叉点的距离,m。

#### 1.3 数值求解

采用有限体积法对式(1)进行数值离散求解,

可得数值离散格式为

$$\sum_{j \in \eta_{i}} \left[ \left( \rho_{\beta} \lambda_{\beta} \right)_{ij+\frac{1}{2}}^{t+1} T_{ij}^{t+1} \left( \psi_{\beta j}^{t+1} - \psi_{\beta i}^{t+1} \right) \left( 1 - \gamma_{ij}^{t+1} \right) \right] + \left( Vq_{\beta} \right)_{i}^{t+1} = \frac{\left( V\varphi \rho_{\beta} S_{\beta} \right)_{i}^{t+1} - \left( V\varphi \rho_{\beta} S_{\beta} \right)_{i}^{t}}{\Delta t} .$$
(15)

其中

$$\gamma_{ij} = \frac{1}{a+b |\psi_{\beta j}^{t+1} - \psi_{\beta i}^{t+1}|/d_{i-j}}.$$

式中,下标 ij+1/2 表示在单元 i n j 界面上的平均, 如针对密度、黏度和相渗为上游权平均,针对渗透率 为调和平均; $\eta_i$  为单元 i 的所有邻近单元;t+1 为当 前时间步;t 为上一时间步; $\lambda$  为流度,定义为  $\lambda = (k_i/\mu)$ ,(Pa·s)<sup>-1</sup>; $T_{ij}$ 为单元 i n j间的传导率,m<sup>3</sup>;  $\gamma_{ij}$ 为启动压力梯度引起的附加阻力系数,仅需在计 算基质单元间和基质与裂缝单元间的流动时考虑;  $d_{ii}$ 为基质单元间或基质/裂缝单元间的距离,m。

方程的残差格式为

$$R_{\beta,i}^{t+1} = \sum_{j \in \eta_i} \left[ \left( \rho_{\beta} \lambda_{\beta} \right)_{ij+\frac{1}{2}}^{t+1} T_{ij}^{t+1} (\psi_{\beta j}^{t+1} - \psi_{\beta i}^{t+1}) \left( 1 - \gamma_{ij}^{t+1} \right) \right] + \left( Vq_{\beta} \right)_{i}^{t+1} - \frac{\left( V\varphi \rho_{\beta} S_{\beta} \right)_{i}^{t+1} - \left( V\varphi \rho_{\beta} S_{\beta} \right)_{i}^{t}}{\Delta t}.$$
 (16)

上述残差格式构成了一系列非线性方程组,可 采用牛顿-拉夫森迭代方法进行求解,具体迭代格 式为

$$\sum_{n} \frac{\partial R_{\beta,i}^{\iota+1}(\boldsymbol{x}_{k}^{\iota+1})}{\partial \boldsymbol{x}_{n}} \delta x_{n,k+1} = -R_{\beta,i}^{\iota+1}(\boldsymbol{x}_{k}^{\iota+1}), \qquad (17)$$

$$\sum_{k+1}^{t+1} = \boldsymbol{x}_{k}^{t+1} + \delta \boldsymbol{x}_{k+1}.$$
 (18)

式中,下标 k 为迭代层次;n 为主变量向量元素的下标;x 为主变量向量,这里选取水相压力和饱和度为 主变量。

### 2 结果分析

#### 2.1 模型验证

为了验证嵌入式离散裂缝模型和算法的正确 性,不考虑应力敏感和启动压力梯度的影响,与油田 常用的 Eclipse 网格加密的模拟结果对比。采用的 油藏物理模型如图 2(a)所示,嵌入式离散裂缝网格 和 Eclipse 加密网格分别如图 2(b)和(c)所示。模 拟条件:油藏尺寸为 105 m×105 m×5 m,网格数为 21×21×1,初始压力和含水饱和度分别为 30 MPa 和 0.3,基质和裂缝孔隙度分别为 0.1 和 1,渗透率分 别为 0.1×10<sup>-3</sup>和 1 000×10<sup>-3</sup> μm<sup>2</sup>,裂缝开度为 1× 10<sup>-3</sup> m,生产并设置在裂缝中心,并以 10 MPa 定压 生产,地层原油和水黏度分别为 0.2 和 0.4 mPa・s。 模拟生产 100 d 的产量结果对比曲线如图 3 所示。 由图3可知,本文中模型计算结果与 Eclipse 基本吻

合,验证了模型和算法的正确性。





Fig. 3 Comparison of oil production results

#### 2.2 致密油藏注水吞吐规律

为了分析致密油藏注水吞吐的开发规律,尤其 是复杂裂缝网络与基质间的渗吸置换作用,建立如 图 4 所示的一个压裂段的致密油藏模型,其中天然 裂缝为随机生成,水力压裂缝通过水力压裂数值模 拟获得。现场提供的油藏基础参数:初始油藏压力 为 15.8 MPa,初始含水饱和度为 0.3,水黏度为 0.25 mPa・s,油黏度为 0.4 mPa・s, 网格数为 45× 45×3, 基质、天然裂缝和水力裂缝孔隙度分别为 0.1、1 和 1,基质、天然裂缝和水力裂缝渗透率分别 为 0.16×10<sup>-3</sup>、500×10<sup>-3</sup>和 5000×10<sup>-3</sup> μm<sup>2</sup>,基岩、天 然裂缝和水力裂缝压缩系数分别为 8.5×10<sup>-11</sup>、1× 10<sup>-10</sup>和 1×10<sup>-10</sup> Pa<sup>-1</sup>。



图4 致密油藏模型

#### Fig. 4 Tight oil reservoir model

基质和裂缝的相渗和毛管力曲线如图 5 所示。 为了真实地模拟油藏注水吞吐开发的各个过程,将 模拟过程分为以下 5 个阶段:①第 0 ~ 3 d,压裂阶 段,即向地层中注入压裂液,注入量为583.2 m<sup>3</sup>,此 阶段忽略裂缝的扩展,仅在已形成的裂缝网络上进 行模拟;②第3~30 d,关井阶段,即压裂液与地层油 发生渗吸置换;③第30~60 d,开井(返排)阶段,定 井底流压为5 MPa;④第60~90 d,注水阶段,日注 入量为12.96 m<sup>3</sup>;⑤第90~105 d,焖井阶段,即注入 水与地层油发生渗吸置换。



#### 图 5 基质和裂缝的相渗和毛管力曲线

Fig. 5 Relative permeability and capillary curves for matrix and fracture

不同阶段末裂缝网络中的压力及含油饱和度分 布如图 6 所示。观测点处裂缝和基质单元的含水饱 和度变化如图 7 所示。由图 6 和 7 可知,在压裂阶 段,由于注入排量大,裂缝中的压力和饱和度变化最 大,观测点裂缝和基质中的含水饱和度均上升,但注 入的水仅在近井附近较为富集,这主要是由于随着 注入水的深入,在毛管力作用下会吸入基质中;在关 井阶段,裂缝中的水会在毛管力作用下渗吸入基质 中,同时将基质中的油置换出来,使裂缝中含油饱和 度升高,由观测点结果同样可以看出,裂缝中含水饱 和度很快下降到0,而基质含水饱和度有一定程度 的上升;在开井阶段,裂缝中压力下降,但饱和度基 本不变;在注水阶段和焖井阶段,变化规律与压裂和 关井阶段相似,但由于注水阶段排量较小,因此压力 和饱和度变化程度相对较小。



Fig. 6 Pressure and oil saturation distribution in fracture networks at different stage



#### 2.3 注水吞吐开发影响因素

2.3.1 应力敏感

日产油量/m<sup>3</sup>

为了分析应力敏感效应的影响,设计无应力敏 感和低、中、高应力敏感4个算例,后3种情况对应 的基质和裂缝应力敏感系数分别为 0.05、0.05 和 0.1、0.15、0.2 MPa<sup>-1[18-19]</sup>。吞吐过程中一个 吞吐轮次为 75 d,其中生产和注入时间均为 30 d,焖 井时间为 15 d,其他模拟参数与 2.2 节相同,下同。 模拟 4 个吞吐轮次得到的产油量结果如图 8 所示。 由图 8 可知,随着应力敏感系数升高,开发过程中裂 缝和基质渗透率下降程度变大,开井后日产油量递 减速度加快,相同时间下累积产油量降低。与不考 虑应力敏感相比,3 种应力敏感情况下 4 个吞吐轮 次的累积采油量分别下降 6.9%、16.7% 和 21.3%。 此外,可以看出由于压裂阶段大的注入排量,使油 藏能量补充充分,油水置换作用强,压裂后开井的 油产量明显高于注水吞吐阶段。因此致密油藏开 发过程中也应注重压裂液返排阶段的提高采收率 过程。



#### 图 8 不同应力敏感系数下产油量结果对比

#### Fig. 8 Comparison of oil production results under different stress sensitivity conditions

#### 2.3.2 启动压力梯度

由基质运动方程(2)可知,参数 *a* 和 *b* 均会对 启动压力梯度效应产生影响。为了降低敏感性分析 的复杂度,令 *a*=0,分析不同拟启动压力梯度(*b*<sup>-1</sup>) 的影响(图 9),设计无启动压力梯度和低(0.05 MPa/m)、中(0.1 MPa/m)、高(0.2 MPa/m) 拟启动 压力梯度4个算例<sup>[20]</sup>。模拟得到的产油量结果如 图10所示。由图10可知,随着拟启动压力梯度的 升高,最终累积产油量下降。





#### Fig. 9 Pressure distribution under different threshold pressure gradient at 30 d

图 11 为不同拟启动压力梯度下 4 个吞吐轮次 的累积产油量对比结果。相比于无启动压力梯度的 情况,3 种拟启动压力梯度下 4 个吞吐轮次的累积 产油量分别下降 11.0%、25.6% 和 28.2%。可见当 拟启动压力梯度升高到一定程度时,拟启动压力梯 度对产油量的影响会减弱,累积产油量下降速度减 缓。这主要是不同拟启动压力梯度下的油藏压力分 布导致的。以图9为例,其给出了不同拟启动压力 梯度下第1个轮次开井前(30 d)的油藏压力分布, 显然由于启动压力梯度产生的额外流动阻力,焖井 过程中油藏压力扩散范围随拟启动压力梯度升高而 降低,导致在高拟启动压力梯度情况下近井周围压 力更高,从而减弱了在开采过程中由于启动压力梯 度产生的附加阻力效应,减缓了累积产油量的下降 速度。





#### Fig. 10 Comparison of oil production results under different threshold pressure gradients





2.3.3 吞吐轮次

考虑应力敏感和启动压力梯度(基质和裂缝应 力敏感系数为0.05 MPa<sup>-1</sup>,拟启动压力梯度0.05 MPa/m,下同),分析不同吞吐轮次的影响。模拟12 个吞吐轮次得到的产油量结果如图12所示。由图 12可知,随着吞吐轮次的增加,日产油量下降很快, 开发效果明显变差。将12个轮次划分为3个阶段 (4个轮次为一阶段),前两个阶段采油量分别占3 个阶段总采油量的59.1%和82.9%,第1个阶段开 发效果最为显著。





Fig. 12 Comparison of oil production results under different cyclic number

#### 2.3.4 焖井时间

不同焖井时间下,模拟12个吞吐轮次得到的产油量结果如图13所示。由图13可知,随着焖井时间的增加,注入水可渗吸置换出更多的油,使开井后油产量显著增加。开发相同吞吐轮次条件下,相比于5d的焖井时间,后两种焖井时间的累积采油量

分别提高 7.4% 和 11.9%。但对比开采速度,这 3 种焖井时间平均每天采油量分别为 5.8、5.48 和 4.84 m<sup>3</sup>,即短的焖井时间开采速度更快。因此需要 综合产油量和操作成本等因素确定合理的焖井时间 以达到最优的开发效果。





2.3.5 注入速度

不同注水速度下,模拟 12 个吞吐轮次得到的产油量结果如图 14 所示。由图 14 可知,随着注入速度的增加,累积产油量增加幅度显著升高,相比于 2.59 m<sup>3</sup>/d 的注入速度,后两种注入速度下累积采

油量分别提高 61.8% 和 134.9%。此外,注入速度 的增加对开井初日产油量影响不大,但减缓了产量 的递减速度。这说明相比于近井周围含水饱和度升 高对开发的负面影响,对油藏的能量补充对于欠压 致密油藏的开发效果影响更大。





#### Fig. 14 Comparison of oil production results under different injection rates

## 3 结 论

(1)基于嵌入式离散裂缝模型,建立考虑启动 压力梯度和应力敏感效应裂缝性致密油藏数值模拟 模型,该模型可以实现复杂裂缝性致密油藏的动态 开发模拟。

(2)致密油藏注水吞吐开发的主要机制是焖井 过程中裂缝与基岩系统间通过毛管力进行的渗吸置 换以及注入水对油藏的能量补充。

(3)为实现高效注水吞吐开发,应着重利用效 果明显的前期吞吐阶段,尤其是压裂液返排阶段,并 设计合理的焖井时间。对于欠压致密油藏,可通过 提高注水速度大幅提高开发效果。

#### 参考文献:

[1] 李忠兴,屈雪峰,刘万涛,等.鄂尔多斯盆地长7段致 密油合理开发方式探讨[J].石油勘探与开发,2015,

42(2):217-221.

LI Zhongxing, QU Xuefeng, LIU Wantao, et al. Development modes of Triassic Yanchang Formation Chang 7 Member tight oil in Ordos Basin, NW China[J]. Petroleum Exploration and Development, 2015, 42 (2): 217-221.

- [2] 李晓辉. 致密油注水吞吐采油技术在吐哈油田的探索
  [J]. 特种油气藏,2015,22(4):144-146,158.
  LI Xiaohui. Application of cyclic water injection for tight oil production in the Tuha Oilfield[J]. Special Oil and Gas Reservoirs, 2015,22(4):144-146,158.
- [3] 王敉邦,杨胜来,吴润桐,等.致密油藏渗吸采油影响
   因素及作用机理[J].大庆石油地质与开发,2018,37
   (6):158-163.

WANG Mibang, YANG Shenglai, WU Runtong, et al. Influencing fractors and mechanism of the imbibition production in tight oil reservoirs[J]. Petroleum Geology and Oilfield Development in Daqing, 2018,37(6):158-163. [4] 杨正明,刘学伟,李海波,等.致密储集层渗吸影响因 素分析与渗吸作用效果评价[J].石油勘探与开发, 2019,46(4):1-7.

> YANG Zhengming, LIU Xuewei, LI Haibo, et al. Analysis on the influencing factors of imbibition and the effect evaluation of imbibition action in tight reservoirs[J]. Petroleum Exploration and Development, 2019,46(4):1-7.

[5] 李爱芬,何冰清,雷启鸿,等.界面张力对低渗亲水储 层自发渗吸的影响[J].中国石油大学学报(自然科学 版),2018,42(4):67-74.

LI Aifen, HE Bingqing, LEI Qihong, et al. Influence of interfacial tension on spontaneous imbibition in low-permeability water-wet reservoirs [J]. Journal of China University of Petroleum (Edition of Natural Science), 2018, 42(4):67-74.

[6] 李爱芬,凡田友,赵琳. 裂缝性油藏低渗透岩心自发渗 吸实验研究[J]. 油气地质与采收率,2011,18(5):67-77.

LI Aifen, FAN Tianyou, ZHAO Lin. Experimental study of spontaneous imbibition in low permeability core, fractured reservoir[J]. Petroleum Geology and Recovery Efficiency, 2011,18(5):67-77.

 [7] 王向阳,杨正明,刘学伟,等.致密大模型注水吞吐物 理模拟[J].实验室研究与探索,2018,37(4):32-34, 48.

WANG Xiangyang, YANG Zhengming, LIU Xuewei, et al. Physical simulation of large-model using cyclic water injection [J]. Research and Exploration in Laboratory, 2018,37(4):32-34,48.

[8] 王文东,苏玉亮,慕立俊,等.致密油藏直井体积压裂 储层改造体积的影响因素[J].中国石油大学学报(自 然科学版),2013,37(3):93-97.

> WANG Wendong, SU Yuliang, MU Lijun, et al. Influencing factors of stimulated reservoir volume of vertical wells in tight oil reservoirs [J]. Journal of China University of Petroleum (Edition of Natural Science), 2013, 37 (3):93-97.

 [9] 严侠,黄朝琴,姚军,等.裂缝性油藏改进多重子区域 模型[J].中国石油大学学报(自然科学版),2016,40
 (3):121-129.

YAN Xia, HUANG Zhaoqin, YAO Jun, et al. An improved multiple sub-region method for flow simulation of fractured reservoirs [J]. Journal of China University of Petroleum(Edition of Natural Science), 2016,40(3): 121-129.

[10] 姜瑞忠,徐建春,傅建斌.致密油藏多级压裂水平井 数值模拟及应用[J].西南石油大学学报(自然科学 版),2015,37(3):45-52. JIANG Ruizhong, XU Jianchun, FU Jianbin. Multistage fractured horizontal well numerical simulation and application for tight oil reservoir [J]. Journal of Southwest Petroleum University (Science & Technology Edition), 2015,37(3):45-52.

[11] 刘礼军,姚军,孙海,等.考虑启动压力梯度和应力敏感的页岩油井产能分析[J].石油钻探技术,2017,45
 (5):84-91.

LIU Lijun, YAO Jun, SUN Hai, et al. The effect of threshold pressure gradient and stress sensitivity on shale oil reservoir productivity [J]. Petroleum Drilling Techniques, 2017,45(5):84-91.

- [12] 屈雪峰,雷启鸿,高武彬,等.鄂尔多斯盆地长7致密 油储层岩心渗吸试验[J].中国石油大学学报(自然 科学版),2018,42(2):102-109.
  QU Xuefeng, LEI Qihong, GAO Wubin, et al. Experimental study on imbibition of Chang 7 tight oil cores in Erdos Basin[J]. Journal of China University of Petroleum(Edition of Natural Science),2018,42(2):102-109.
- [13] 牛小兵,冯胜斌,尤源,等. 致密储层体积压裂作用范 围及裂缝分布模式:基于压裂后实际取心资料[J]. 石油与天然气地质, 2019,40(3):669-677.
  NIU Xiaobing, FENG Shengbin, YOU Yuan, et al. Fracture extension and distribution pattern of volume fracturing in tight reservoir: an analysis based on actual coring data after fracturing [J]. Oil & Gas Geology, 2019,40(3):669-677.
- [14] 王文东,赵广渊,苏玉亮,等. 致密油藏体积压裂技术 应用[J]. 新疆石油地质,2013,34(3):345-348.
  WANG Wendong, ZHAO Guangyuan, SU Yuliang, et al. Application of network fracturing technology to tight oil reservoirs[J]. Xinjiang Petroleum Geology,2013,34 (3):345-348.
- [15] 杨清立,杨正明,王一飞,等.特低渗透油藏渗流理论研究[J].钻采工艺,2007,30(6):52-54.
  YANG Qingli, YANG Zhengming, WANG Yifei, et al. Study on flow theory in ultra-low permeability oil reservoir[J]. Drilling & Poduction Technology, 2007, 30 (6):52-54.
- [16] LIU L, YAO J, SUN H, et al. Compositional modeling of shale condensate gas flow with multiple transport mechanisms[J]. Journal of Petroleum Science and Engineering, 2019,172:1186-1201.
- [17] XU Y, CAVALCANTE F J, YU W, et al. Discretefracture modeling of complex hydraulic-fracture geometries in reservoir simulators[J]. SPE Reservoir Evaluation & Engineering, 2017,20(2):403-422.
- [18] 祝浪涛,廖新维,赵晓亮,等.致密油藏直井体积压裂

压力分析模型[J]. 大庆石油地质与开发,2017,36 (6):146-153.

ZHU Langtao, LIAO Xinwei, ZHAO Xiaoliang, et al. Pressure analyzing model for the SRV vertical well in tight oil reservoirs [J]. Petroleum Geology and Oilfield Development in Daqing, 2017,36(6):146-153.

[19] 陈文滨,姜汉桥,李俊键,等.张裂缝和剪裂缝应力敏
 感差异对致密砂岩储层产能影响[J].特种油气藏,
 2018,25(5):146-150.

CHEN Wenbin, JIANG Hanqiao, LI Junjian, et al. Influence of stress sensitivity difference between tensile and shearing cracks on tight gas reservoir productivity [J]. Special Oil and Gas Reservoirs, 2018,25(5): 146-150.

[20] 樊建明,李卫兵,韩会平,等.鄂尔多斯盆地长7致密 油启动压力梯度变化规律研究[J].科学技术与工 程,2014,28(14):27-31.

> FAN Jianming, LI Weibing, HAN Huiping, et al. Study on variation of the starting pressure gradient of Chang 7 tighet oil in Erdos Basin [J]. Science Technology and Engineering, 2014,28(14):27-31.

> > (编辑 李志芬)