

doi:10.11911/syztjs.2023080

引用格式: 翁定为, 江昀, 易新斌, 等. 基于页岩气井返排特征的闷井时间优化方法 [J]. 石油钻探技术, 2023, 51(5): 49-57.

WENG Dingwei, JIANG Yun, YI Xinbin, et al. Optimization of shut-in time in shale gas wells based on the characteristics of fracturing flowback [J]. Petroleum Drilling Techniques, 2023, 51(5): 49-57.

## 基于页岩气井返排特征的闷井时间优化方法

翁定为<sup>1</sup>, 江 昀<sup>1</sup>, 易新斌<sup>2</sup>, 何春明<sup>1</sup>, 车明光<sup>1</sup>, 朱怡晖<sup>3</sup>

(1. 中国石油勘探开发研究院, 北京 100083; 2. 中国石油油气和新能源分公司, 北京 100028; 3. 中国石油西南油气田分公司页岩气研究院, 四川成都 610051)

**摘 要:** 为确定页岩气井压后闷井时间, 提高最终采收率, 提出了基于页岩气井返排液特征的闷井时间优化方法。首先, 以泸州地区深层页岩和威远地区中深层页岩为研究对象, 开展自发渗吸试验确定实验室尺度闷井时间; 然后, 利用返排液矿化度和返排率数据反演得到矿场尺度裂缝宽度和特征长度; 最后, 结合自发渗吸无因次时间模型, 计算得到矿场尺度闷井时间。结果表明, 矿场尺度闷井时间与岩心尺度闷井时间并不一定呈正相关关系, 其结果受渗吸速率、返排液矿化度和返排率等因素影响。研究结果为页岩气井压后闷井时间优化提供了一种新的方法。

**关键词:** 页岩气井; 闷井时间; 返排液; 自发渗吸; 特征长度; 无因次时间

中图分类号: TE349 文献标志码: A 文章编号: 1001-0890(2023)05-0049-09

## Optimization of Shut-in Time in Shale Gas Wells Based on the Characteristics of Fracturing Flowback

WENG Dingwei<sup>1</sup>, JIANG Yun<sup>1</sup>, YI Xinbin<sup>2</sup>, HE Chunming<sup>1</sup>, CHE Mingguang<sup>1</sup>, ZHU Yihui<sup>3</sup>

(1. PetroChina Research Institute of Petroleum Exploration & Development, Beijing, 100083, China; 2. PetroChina Oil & Gas and New Energy Company, Beijing, 100028, China; 3. Shale Gas Research Institute, PetroChina Southwest Oil & Gas Field Company, Chengdu, Sichuan, 610051, China)

**Abstract:** To determine the shut-in time after fracturing and improve the ultimate gas recovery of shale gas wells, the optimization method of shut-in time in shale gas wells based on the characteristics of fracturing flowback fluid was proposed. The deep shale in Luzhou area and the medium and deep shale in Weiyuan area were studied. First, the shut-in time in the lab scale was obtained by spontaneous imbibition experiment. After that, fracture width and characteristic length in the field scale were inverted by using fracturing flowback fluid salinity and flowback efficiency data. Finally, the shut-in time in the field scale was calculated according to the dimensionless time model of spontaneous imbibition. The results indicated that the shut-in time was not always in a positive correlation with that in the lab scale. It was affected by factors including imbibition rate, fracturing flowback fluid salinity, flowback efficiency, etc. The result provides a new idea for optimizing shut-in time after fracturing of shale gas wells.

**Key words:** shale gas well; shut-in time; fracturing flowback fluid; spontaneous imbibition; characteristic length; dimensionless time

页岩气作为一种重要的非常规油气资源, 在美国已实现商业开发, 2021 年美国页岩气产量达到  $7\,924.47 \times 10^8 \text{ m}^3$ <sup>[1]</sup>。2007 年至今, 通过不断积累页岩气开发经验, 我国基本实现了页岩气资源效益开

发, 产量呈现高速增长态势, 2022 年页岩气产量达  $230 \times 10^8 \text{ m}^3$ <sup>[2-3]</sup>。页岩气资源高效开发必须依靠大规模水力压裂技术<sup>[4-6]</sup>, 多位学者研究发现<sup>[7-12]</sup>, 压裂后关井一段时间, 增大滞留液量, 有利于促进渗吸

收稿日期: 2023-05-12; 改回日期: 2023-08-31。

作者简介: 翁定为 (1981—), 男, 湖北枝江人, 2003 年毕业于中国地质大学 (武汉) 石油工程专业, 2010 年获中国石油勘探开发研究院油气田开发工程专业博士学位, 正高级工程师, 主要从事储层改造应用基础研究、压裂工艺设计和现场技术服务等工作。E-mail: wengdw69@petrochina.com.cn。

基金项目: 中国石油天然气股份有限公司科技专项“海陆过渡相页岩气勘探开发关键技术研究” (编号: 2021DJ2004) 资助。

过程,提高压后裂缝网络复杂程度,最终提高油气井产量。E. Ghanbari 等人<sup>[8, 13]</sup>研究发现,延长闷井时间有利于提高早期产量,但闷井时间过长不利于后期产量,这是由于基质渗透率太低或裂缝复杂程度不够,导致渗吸速率太慢,压裂液在近井地带滞留(即“水锁”),裂缝附近油/气相对渗透率降低,油/气排出阻力增大<sup>[14]</sup>。因此,合适的闷井时间对于充分发挥渗吸置换和降低“水锁”伤害至关重要。目前,确定闷井时间方法大致分为以下3种:第1种是经验公式法<sup>[15]</sup>。该方法是根据特定井或特定储层特征,构建计算闷井时间经验公式,但其不具有普遍适用性。第2种是解析法<sup>[16-19]</sup>。该方法是通过求解毛细管内活塞式驱替模型,得到无因次时间。第3种是数值法。该方法是通过采用数值法求解非活塞式驱替模型,得到产能与闷井时间的关系<sup>[20-23]</sup>,但未考虑闷井过程中动态相渗规律。上述3种方法中的第2种方法虽然存在一定不足,但应用最简便。

页岩气井返排资料显示,返排液的矿化度显著高于注入压裂液的矿化度<sup>[24-25]</sup>。基于这一特征,A. Zolfaghari 等人<sup>[26]</sup>研究了返排液盐度与累计产液量的关系,提出了基于离子扩散理论的缝宽分布反演方法。Yang Liu 等人<sup>[27]</sup>进一步提出了基于裂缝-基质三维渗吸模型的返排率模型,推导出无因次时间与返排率的函数关系。笔者选用泸州地区龙马溪组深层页岩气井和威远地区龙马溪组中深层页岩气井页岩岩心,开展自发渗吸试验,确定渗吸量达到稳定阶段的时间(即实验室尺度闷井时间);统计返排液矿化度和返排率数据,利用 A. Zolfaghari 等人<sup>[26-27]</sup>理论模型反演计算裂缝宽度和特征长度;结合实验室尺度闷井时间、无因次时间模型及矿场尺度特征长度等数据,形成了基于返排液相关数据的闷井时间优化方法。

## 1 自发渗吸试验

选取四川盆地泸州地区深层页岩泸A井(垂深

3 986.12~3 989.18 m)和威远地区中深层页岩威B井(垂深 2 705.18~2 710.13 m)岩样进行自发渗吸试验,以确定渗吸量达到稳定阶段的时间,即实验室尺度闷井时间。

### 1.1 试验准备

岩样层位为志留系五峰组—龙马溪组龙一<sub>1</sub><sup>1</sup>小层和龙一<sub>1</sub><sup>2</sup>小层,全岩矿物主要包括石英(33.7%~63.0%)、长石(2.8%~8.4%)、方解石(2.3%~9.1%)、白云石(4.3%~10.8%)、黄铁矿(4.2%~9.1%)和黏土矿物(20.9%~42.1%)。黏土矿物主要为伊利石(相对含量 63.0%~77.2%)、伊/蒙混层(相对含量 18.5%~30.5%)和绿泥石(相对含量 5.0%~11.5%)。

岩样基础物性参数测试结果表明,静态容量法(测试介质为氮气)测定的孔隙度为 5.45%~8.41%,脉冲衰减法(测试介质为氮气)测定的渗透率为 0.012~0.145 mD(见表 1)。

测试流体为蒸馏水,其室温下的密度为 1.0 g/cm<sup>3</sup>,黏度为 1.0 mPa·s。

### 1.2 试验方法

1)对岩样进行烘干(105 ℃ 密闭烘箱烘干 48 h)处理,冷却后取出,测量干燥岩样的质量;

2)采用 MiniMR-VTP 低场核磁共振分析仪(磁场强度 0.5 T,磁体温度 32 ℃,回波时间 0.3 ms,间隔时间 3 000 ms,回波数量 8 000 个),测试干燥岩样的  $T_2$  谱;

3)用蒸馏水清洗烧杯和电导率仪的电极,在清洗后的烧杯内加入蒸馏水 200 mL,测试蒸馏水的电导率,若电导率大于 2 μS/cm,则再次清洗烧杯,直至电导率测试值符合要求;

4)将干燥岩样放入装有蒸馏水的烧杯内,使用保鲜膜封闭烧杯杯口,以减少水分蒸发,降低试验误差;间隔一段时间后取出岩样,擦拭其表面液体,使用 ME204E 梅特勒分析天平(精度为 0.000 1 g,量程为 220 g)称其质量,使用核磁共振分析仪测试岩样的  $T_2$  谱,同时使用电导率仪测量烧杯内液体的电

表 1 页岩样品物性参数

Table 1 Physical parameters of shale samples

井号	编号	垂深/m	长度/mm	直径/mm	质量/g	孔隙度, %	渗透率/mD
泸A	A1	3 986.12	23.51	25.32	28.82	6.21	0.019
泸A	A2	3 989.18	21.38	25.19	27.46	5.45	0.012
威B	B1	2 705.18	22.46	25.00	27.03	8.41	0.120
威B	B2	2 710.13	23.41	25.11	29.12	7.89	0.145

导率, 记录试验数据, 将岩样放回烧杯中, 继续进行自发渗吸试验;

5) 间隔一段时间后取出岩样, 重复试验步骤 4), 直至测试数次后岩样的质量和  $T_2$  谱不再出现显著变化时, 结束试验。

### 1.3 试验结果与讨论

为对比深层与中深层页岩的渗吸-离子扩散规律, 开展自发渗吸-离子扩散同步试验, 渗吸过程中的核磁共振  $T_2$  谱如图 1 所示。由图 1 可以看出,  $T_2$  谱均为双峰形态, 分别对应弛豫时间 0.1~10 和 10~100 ms。Jiang Yun 等人<sup>[28]</sup>认为, 弛豫时间介于

0.1~100 ms 时对应岩心中纳米孔 (0.01~1  $\mu\text{m}$ ), 弛豫时间大于 100 ms 时对应微孔和大孔 (大于 1  $\mu\text{m}$ )。因此, 渗吸过程吸入的水主要赋存于纳米孔内。渗吸过程中, 岩样 A1 和 A2 的  $T_2$  谱的峰值右移, 说明基质中的孔隙直径增大, 这可能与黏土矿物吸水膨胀及盐类溶解有关。岩样 B1 和 B2 的  $T_2$  谱形状基本不变, 这说明岩心内部的孔隙结构未出现明显变化。此外, 不同时间测定的  $T_2$  谱结果显示, 干燥岩样的信号幅值最小; 随着时间增长, 信号幅值上升, 之后基本不变, 说明岩样中的含水量基本不变, 达到饱和状态。

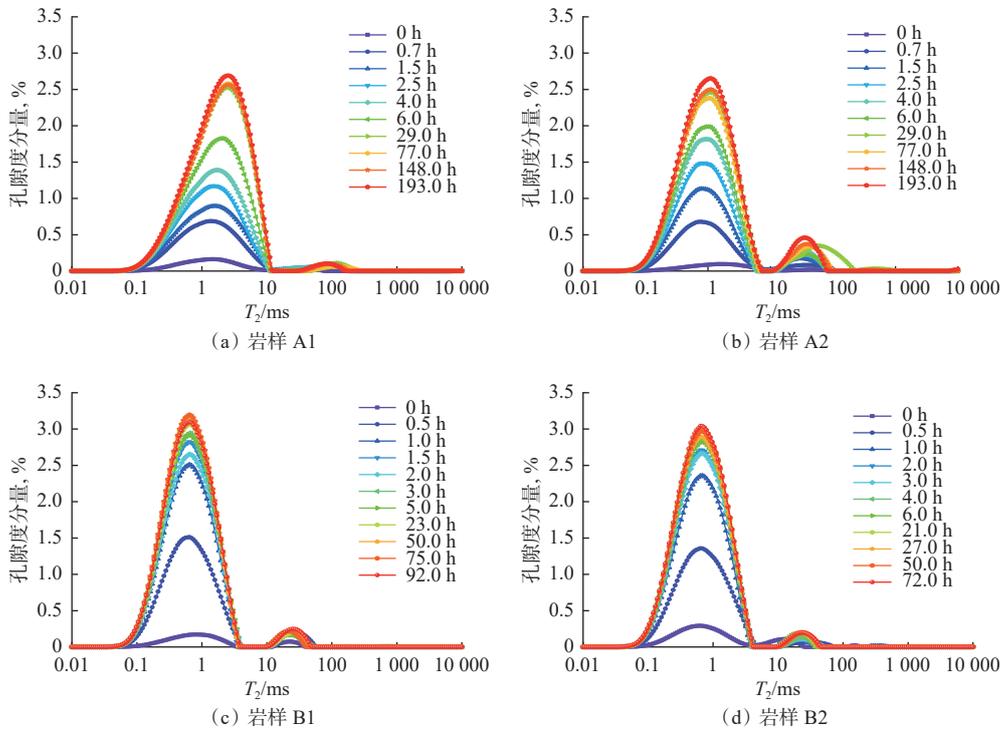


图 1 岩样自发渗吸试验  $T_2$  谱测试结果

Fig.1 Results of  $T_2$  spectrum for rock samples spontaneous imbibition

对比渗吸试验前后不同弛豫时间的信号分布频率可以看出, 干燥状态下的氢质子信号很弱, 主要来自黏土水或含结晶水的矿物 (见图 2)。渗吸之后, 4 块岩样的  $T_2$  主要分布在 0.1~100.0 ms, 占比达 98.5% 以上。其中, 威 B 井 2 块岩样的频率分布基本一致,  $T_2$  分布在 0.1~1.0 ms 的占比在 65% 左右, 明显高于泸 A 井 2 块岩样, 说明吸入的水主要分布在纳米微孔中。泸 A 井 2 块岩样渗吸试验后氢质子信号分布特征不同, 岩样 A1 吸入的水主要分布在纳米中孔 ( $T_2$  分布在 1.0~10.0 ms 的占比约 70%), 岩样 A2 吸入的水主要分布在纳米微孔和纳

米中孔 ( $T_2$  分别为 0.1~1.0 和 1.0~10.0 ms, 占比分别为 48.3% 和 43.1%)。

试验过程中的吸水体积 (根据称重法测定的质量换算得到)、核磁共振  $T_2$  谱面积 (不同时刻测定的  $T_2$  谱面积与干燥岩样  $T_2$  谱面积差值) 及电导率随时间平方根的变化结果如图 3 所示。

从图 3 可以看出, 渗吸体积与  $T_2$  谱面积的变化趋势基本一致, 说明 2 种测试方法的差异较小。渗吸初期, 岩样的吸水体积与时间平方根呈正比关系, 与 L. L. Handy 等人<sup>[19]</sup>的研究结果一致。之后, 曲线出现拐点 (岩样 A1, A2, B1 和 B2 自发渗吸试

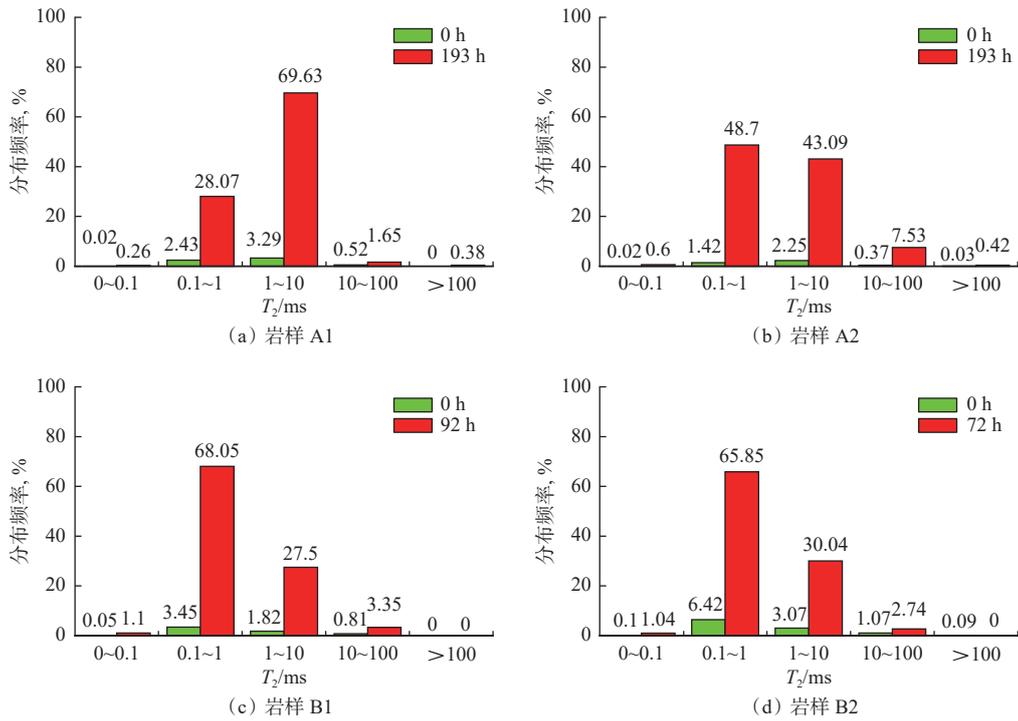


图2 不同弛豫时间对应的信号分布频率

Fig.2 Signal distribution frequency corresponding to different relaxation time

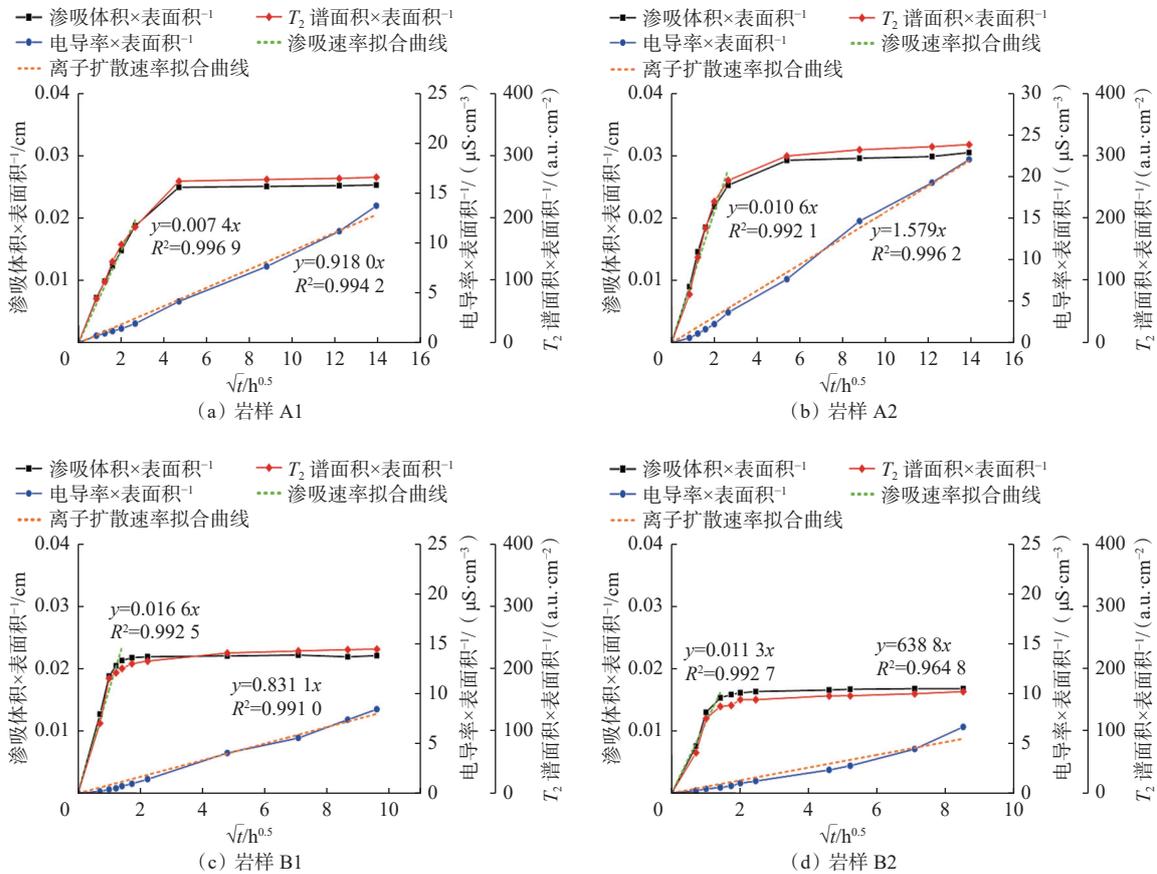


图3 不同岩样的渗吸体积、 $T_2$ 谱面积及电导率随时间变化曲线

Fig.3 Changes of imbibition volume,  $T_2$  spectrum area and conductivity with time of different rock samples

验中拐点处对应时间分别为 22, 29, 3 和 4 h), 曲线与时间轴接近平行, 岩样已经没有明显的吸水特征, 这与  $T_2$  谱测试结果一致; 电导率与时间平方根同样呈正比关系, 且整个渗吸过程中保持线性相关性。

## 2 矿场尺度特征长度求解

页岩气井特殊的“产液-产盐”返排动态曲线可为评价体积压裂缝网形态提供丰富的信息。利用返排数据进行压后裂缝参数反演, 可以为确定矿场尺度特征长度提供依据。以 Yang Liu 等人<sup>[27]</sup>的模型为基础, 根据无因次时间与返排率关系, 结合 A. Zolfaghari 等人<sup>[26]</sup>的模型, 反演得到裂缝宽度, 求解矿场尺度特征长度。

### 2.1 理论模型

根据 Yang Liu 等人<sup>[27]</sup>提出的基于裂缝-基质三维渗吸理论的返排率预测模型, 将大规模体积压裂后“打碎”的储层简化为带有裂缝的立方体(见图 4), 并在岩石裂缝中铺设支撑剂。

根据质量守恒原理, 注入地层压裂液的体积等于水力裂缝的体积(忽略流体损失), 通过压裂作业形成  $m$  个基质块:

$$m = \frac{V_{inj}}{(a+nd)^3 - a^3} \quad (1)$$

式中:  $m$  为压裂形成的基质块数量;  $V_{inj}$  为注入地层压裂液的体积,  $m^3$ ;  $a$  为基质块的长度,  $m$ ;  $d$  为支撑剂颗粒的直径,  $m$ ;  $n$  为裂缝中支撑剂铺设层数。

吸入岩石基质块压裂液与注入地层压裂液的体积之比为:

$$\begin{aligned} \frac{V_{imb}}{V_{inj}} &= \frac{m[a^3 - (a-2x)^3]\phi(S_{wf} - S_{wi})}{m[(a+nd)^3 - a^3]} \\ &= \frac{1 - (1 - L_D)^3}{(1 + nd/a)^3 - 1} \phi(S_{wf} - S_{wi}) \end{aligned} \quad (2)$$

其中  $L_D = 2x/a$  (3)

式中:  $V_{imb}$  为吸入岩石基质块压裂液的体积;  $x$  为水相渗吸距离,  $m$ ;  $L_D$  为无量纲长度标度;  $S_{wf}$  为最终含水饱和度;  $S_{wi}$  为初始含水饱和度;  $\phi$  为孔隙度。

Yang Liu 等人<sup>[27]</sup>经过推导, 得到的返排率计算公式为:

$$R_{re} = 1 - \frac{V_{imb}}{V_{inj}} = 1 - \frac{1 - \left(1 - \sqrt{4\sqrt{2}t_D}\right)^3}{(1 + nd/a)^3 - 1} \phi(S_{wf} - S_{wi}) \quad (4)$$

其中  $t_D = \left(t \sqrt{\frac{K}{\phi} \frac{\sigma}{\mu_w L_C^2}}\right)_{lab} = \left(t \sqrt{\frac{K}{\phi} \frac{\sigma}{\mu_w L_C^2}}\right)_{field}$  (5)

$$L_C = \sqrt{\frac{V_b}{\sum_{j=1}^n \frac{A_j}{L_{A_j}}}} \quad (6)$$

式中:  $R_{re}$  为压裂液返排率;  $t_D$  为无因次时间;  $L_C$  为特征长度, 与基质块尺寸和边界条件有关;  $V_b$  为岩心基质体积,  $cm^3$ ;  $A_j$  为  $j$  方向上渗吸接触面的面积,  $cm^2$ ;  $L_{A_j}$  为  $j$  方向上渗吸前缘沿开启面到封闭边界的距离,  $cm$ ;  $K$  为渗透率,  $mD$ ;  $\mu_w$  为黏度,  $mPa \cdot s$ 。

根据式(6), 计算得到基质块长度与特征长度的关系为:

$$a = 2L_C \quad (7)$$

由式(3)~(7)可知, 可根据自发渗吸试验结果求取无因次时间, 可根据现场返排液数据求得返排率, 因此, 只需确定裂缝宽度, 即可确定特征长度。

根据 A. Zolfaghari 等<sup>[26]</sup>提出的多级树状网络裂缝模型确定裂缝宽度。假定气藏为均质无限大, 且具有各向同性; 流体为牛顿流体, 流动满足达西定律; 流体中盐的运移是由基质到裂缝, 储层中流体的矿化度远大于压裂液的矿化度。利用 Fick 扩散定律来表示盐离子由基质到裂缝的流动方程:

$$J_i = 2DA_{f,i} \frac{C_m - C_{f,i}}{L_m} \quad (8)$$

式中:  $J_i$  为第  $i$  条裂缝的离子扩散通量,  $mol/s$ ;  $A_{f,i}$  为

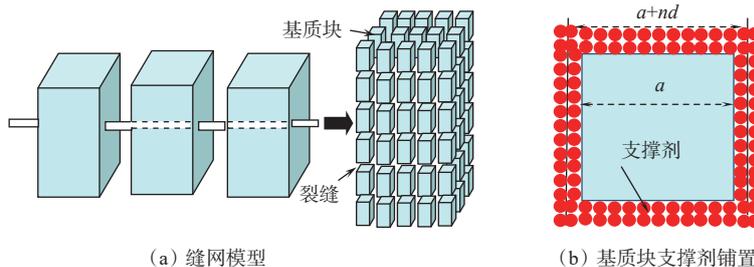


图 4 裂缝-基质示意图  
Fig.4 Illustration for fracture-matrix

基质和第  $i$  条裂缝之间的界面面积,  $m^2$ ;  $C_m$  为基质内盐的质量浓度,  $mg/L$ ;  $C_{f,i}$  为第  $i$  条裂缝内盐的质量浓度,  $mg/L$ ;  $L_m$  为人工裂缝与基质中某一点的距离, 反映盐质量浓度梯度变化特征,  $m$ ;  $D$  为扩散系数,  $m^2/s$ 。

第  $i$  条裂缝内的平均盐质量浓度为:

$$C_{f,i}(W_{f,i}) = \frac{2DC_m\Delta t}{W_{f,i}L_m} \quad (9)$$

式中:  $\Delta t$  为裂缝面与压裂液接触的时间,  $s$ ;  $W_{f,i}$  为第  $i$  条裂缝宽度,  $m$ 。

基于物质平衡方程, A. Zolfaghari 等人<sup>[26]</sup> 推导出裂缝宽度与返排液中盐质量浓度的函数关系式:

$$f(W_f) = \frac{C_f^2 L_m}{2DC_m\Delta t} \frac{dN_{p,w}}{dC_f} \quad (10)$$

其中 
$$N_{p,w} = \frac{Q_w}{V_{f,i}} \quad (11)$$

式中:  $f(W_f)$  为裂缝宽度分布,  $mm$ ;  $N_{p,w}$  为归一化的返排率;  $V_{f,i}$  为第  $i$  条裂缝体积,  $m^3$ ;  $Q_w$  为返排液累计返排量,  $m^3$ 。

现场应用中, 基质内的盐质量浓度根据现场返排液总矿化度数据得到, 扩散系数根据返排液离子类型确定,  $L_m$  取 10 倍  $W_f$ <sup>[26]</sup>, 归一化返排率根据压裂液注入体积和返排后收集的压裂液体积确定。

### 2.2 理论模型计算实例

统计分析泸 A 井和威 B 井的产气量、产水量和套压等基础资料, 结果如图 5 所示。其中, 泸 A 井完成压裂 22 段, 压裂水平段长 1 436 m, 累计注入地层压裂液 42 323  $m^3$ , 见气前返排率 9.95%; 威 B 完成压裂 18 段, 压裂水平段长 1 655 m, 累计注入地层压裂液 45 440  $m^3$ , 见气前返排率 1.49%。

统计分析压裂后的返排液矿化度和返排液离子类型, 结果如图 6 所示。从图 6 可以看出, 随着时间的推移, 返排液盐质量浓度逐渐升高, 其中, 钠离子与氯离子是主要的矿化度来源, 其他离子含量较少。基质内盐质量浓度 ( $C_m$ ) 应取总矿化度达到稳定阶段对应的值, 威 B 井返排时间 (图 6 (b)) 达到 100 d 左右, 总矿化度接近不变,  $C_m$  取 35 000  $mg/L$ ; 泸 A 井实测返排液矿化度时间为 60 d, 因此, 为了与威 B 井进行对比, 拟合总矿化度曲线, 并求解得到返排时间为 100 d 对应的总矿化度, 得到  $C_m$  为 20 000  $mg/L$ 。

盐离子主要为氯离子和钠离子, 扩散系数均为

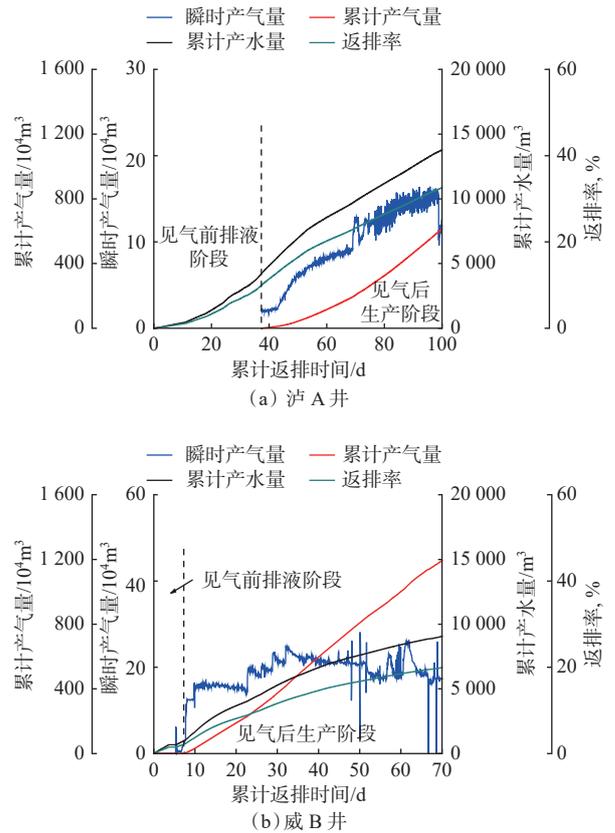


图 5 返排与生产曲线

Fig.5 Flowback and production curve

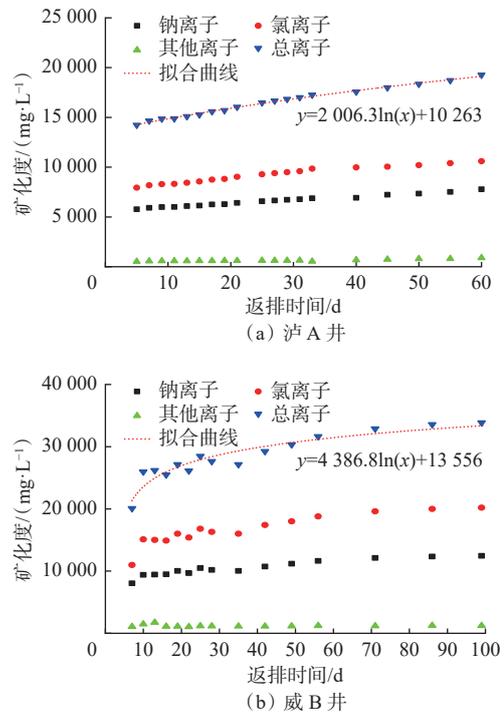


图 6 返排液矿化度数据

Fig.6 Fracturing flowback fluid salinity

$1.484 \times 10^{-9} \text{ m}^2/\text{s}$ , 推导出泸 A 井和威 B 井第  $i$  条裂缝内的平均盐质量浓度 ( $C_{f,i}$ ) 与裂缝宽度 ( $W_{f,i}$ ) 的关系式:

$$C_{f,i}(\text{泸A井}) = \frac{2 \times 1.484 \times 10^{-9} \times 20\,000 \times 32\,400}{W_{f,i} \times 0.10} = \frac{19.23}{W_{f,i}} \quad (12)$$

$$C_{f,i}(\text{威B井}) = \frac{2 \times 1.484 \times 10^{-9} \times 35\,000 \times 32\,400}{W_{f,i} \times 0.10} = \frac{33.66}{W_{f,i}} \quad (13)$$

根据返排数据和盐质量浓度变化, 计算得到  $W_f$  对应的  $f(W_f)$ ; 再分别对各个盐质量浓度对应缝宽范围内的  $f(W_f)$  求和, 得到该缝宽范围内的裂缝体积分数的分布情况。据此, 可以得到泸 A 和威 B 井不同缝宽的裂缝体积分数分布结果 (见图 7)。

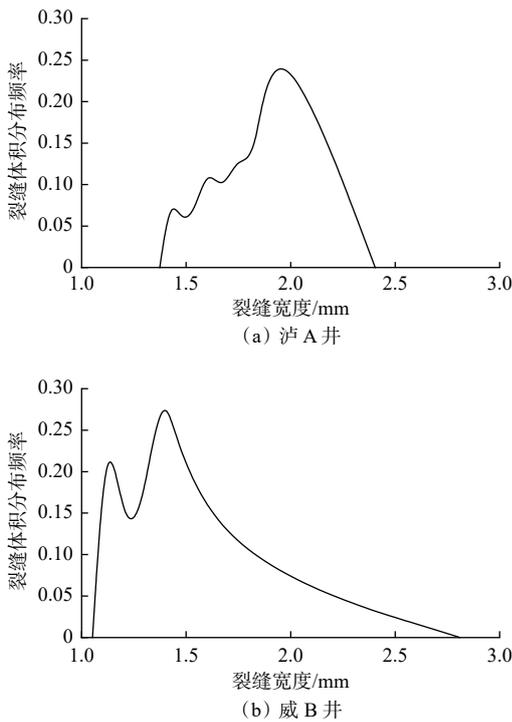


图 7 不同宽度的裂缝体积分布

Fig.7 Distribution of fracture volume with different widths

根据不同裂缝宽度的裂缝体积分数计算结果 (见图 7), 可知威 B 井的产盐量更高, 计算得出的裂缝宽度主要分布在 1.0~2.0 mm, 而泸 A 井裂缝宽度主要分布在 2.0~2.5 mm。并且, 泸 A 井和威 B 井加权平均缝宽分别为 1.73 mm 和 1.30 mm。将泸 A 井和威 B 井的岩样测定的实验室尺度闷井时间、现场返排率测试结果及缝宽分布计算结果等参数代入式

(3), 计算得到基质块长度  $a$  (即等效裂缝间距) 的概率分布 (见图 8)。结果表明, 泸 A 井的基质块加权平均长度为 0.20 m, 根据式 (6), 得到对应的特征长度  $L_C$  为 0.10 m; 威 B 井的基质块加权平均长度为 0.32 m, 特征长度  $L_C$  为 0.16 m。

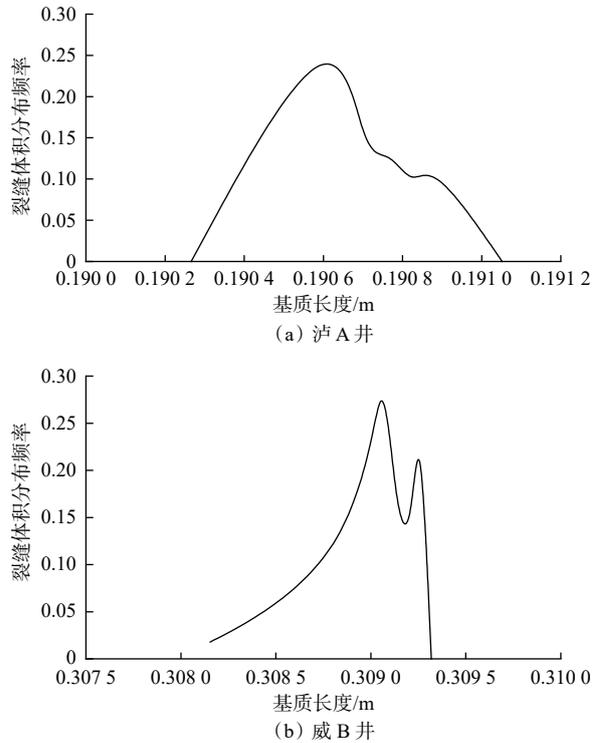


图 8 基质块长度分布

Fig.8 Distribution of matrix length

### 3 实例计算

以返排率预测模型 (式 (3)) 为基础, 结合自发渗吸试验结果、返排液矿化度测试结果以及裂缝宽度反演结果, 建立了矿场尺度闷井时间计算流程。详细步骤如下:

- 1) 开展自发渗吸室内试验, 确定岩心尺度闷井时间;
- 2) 将孔隙度、渗透率、表面张力和岩心尺度闷井时间等参数代入式 (3), 计算无因次时间;
- 3) 每隔一段时间收集并测定返排液总矿化度、离子类型、返排液总量和返排率;
- 4) 根据式 (10), 计算裂缝宽度分布;
- 5) 将步骤 2) — 4) 计算得到的无因次时间、返排率、裂缝宽度等参数代入式 (3), 计算矿场尺度基质块长度;

6)根据式(6)计算矿场尺度特征长度,并代入式(5)计算矿场尺度闷井时间。

根据上述步骤,确定了泸A井岩样A1的实验室尺度闷井临界时间为22 h,特征长度为0.10 m,计算得到泸A井矿场尺度闷井时间为12.5 d;威B井岩样B1的实验室尺度闷井时间为3.0 h,特征长度为0.16 m,计算得到威B井矿场尺度闷井时间为16.7 d。

由式(4)可知,矿场尺度闷井时间与岩心尺度闷井时间和特征长度的平方均呈正比。从矿化度测试结果看,这样的矿场尺度闷井时间计算结果似乎是矛盾的,因为威B井的水力裂缝更窄,裂缝网络更复杂。为了验证威B井水力裂缝网络的复杂程度,采用A. Zolfaghari等人<sup>[29]</sup>提出的压后裂缝表面积计算方法,并结合渗吸-离子扩散试验结果(见图3),计算得到泸A井和威B井的裂缝表面积分别为59 744.6 m<sup>2</sup>和125 960.1 m<sup>2</sup>。结合图7裂缝宽度计算结果(即泸A井和威B井加权平均缝宽分别为1.73 mm和1.30 mm),可知,威B井产盐量更高,水力裂缝更窄,裂缝表面积和裂缝体积更大。因此,认为此时对应的裂缝网络更密集,基质单元间的间距更小,缝网形态更复杂。这样会造成威B井特征长度短,并且岩心尺度闷井时间短,最终导致矿场尺度闷井时间也短。因此,矿场尺度闷井时间不是简单的线性关系,需要综合考虑返排液矿化度、返排率和渗吸速度等因素影响,进一步研究其内在机理。上述矿场尺度闷井时间计算方法适用于储层离子扩散特征明显及返排液矿化度较高的页岩气储层,并且需要区块内部分井已取得返排资料;而对于新区块而言,该方法并不适用,建立综合考虑“产液-产盐”剖面、闷井压降曲线及支撑剂回流等因素的闷井时间优化方法,是未来研究方向之一。

## 4 结论与建议

1)页岩气井压后闷井是提高采收率的主要技术手段,自发渗吸是微观渗流的主要方式之一,开展自发渗吸试验,有助于深入理解矿场尺度闷井过程中的压裂液侵入过程。泸州深层页岩气井和威远中深层页岩气井岩心自发渗吸试验结果表明,渗吸初期,岩心吸水量与时间平方根正相关,吸水量达到稳定阶段对应的时间即为岩心尺度闷井时间。

2)页岩气井特殊的“产液-产盐”返排动态曲线为评价体积压裂缝网形态提供了丰富的信息。根据现场返排液中矿化度和返排率变化对比了泸州深

层页岩气井和威远中深层页岩气井压后裂缝宽度分布特征,结果表明,中深层页岩气井返排液的矿化度更高,水力裂缝更窄,裂缝表面积和裂缝体积更大,水力裂缝网络更密集,缝网形态更复杂。

3)基于无因次时间模型确定矿场尺度闷井时间是一个常规研究方向,但矿场尺度特征长度的选取仍是难点。矿场尺度闷井时间与岩心尺度闷井时间并不一定呈正相关关系,其结果受渗吸速率、返排液矿化度和返排率等因素影响,需持续跟踪闷井过程中的压裂液滤失规律和支撑剂回流规律,进一步完善矿场尺度闷井时间优化方法。

## 参 考 文 献

### References

- [1] US Energy Information Administration (EIA). Unconventional dry natural gas production [EB/OL]. [2022-12-30]. <https://www.eia.gov/naturalgas/data.php#production>.
- [2] 刘鸿渊, 蒲萧亦, 张烈辉, 等. 中国页岩气效益开发: 理论逻辑、实践逻辑与展望[J]. 天然气工业, 2023, 43(4): 177-183.  
LIU Hongyuan, PU Xiaoyi, ZHANG Liehui, et al. Beneficial development of shale gas in China: Theoretical logic, practical logic and prospect[J]. Natural Gas Industry, 2023, 43(4): 177-183.
- [3] 高芸, 王怡平, 胡逸丹, 等. 2022年中国天然气发展述评及2023年展望[J]. 天然气技术与经济, 2023, 17(1): 1-10.  
GAO Yun, WANG Yiping, HU Yidan, et al. China's natural gas development: 2022 review and 2023 outlook[J]. Natural Gas Technology and Economy, 2023, 17(1): 1-10.
- [4] 陈志明, 赵鹏飞, 曹耐, 等. 页岩油藏压裂水平井压-闷-采参数优化研究[J]. 石油钻探技术, 2022, 50(2): 30-37.  
CHEN Zhiming, ZHAO Pengfei, CAO Nai, et al. Fracturing parameters optimization of horizontal wells in shale reservoirs during “well fracturing-soaking-producing” [J]. Petroleum Drilling Techniques, 2022, 50(2): 30-37.
- [5] 蒋廷学, 周珺, 廖璐璐. 国内外智能压裂技术现状及发展趋势[J]. 石油钻探技术, 2022, 50(3): 1-9.  
JIANG Tingxue, ZHOU Jun, LIAO Lulu. Development status and future trends of intelligent fracturing technologies[J]. Petroleum Drilling Techniques, 2022, 50(3): 1-9.
- [6] 曾波, 王星皓, 黄浩勇, 等. 川南深层页岩气水平井体积压裂关键技术[J]. 石油钻探技术, 2020, 48(5): 77-84.  
ZENG Bo, WANG Xinghao, HUANG Haoyong, et al. Key technology of volumetric fracturing in deep shale gas horizontal wells in southern Sichuan[J]. Petroleum Drilling Techniques, 2020, 48(5): 77-84.
- [7] 韩慧芬, 王良, 贺秋云, 等. 页岩气井返排规律及控制参数优化[J]. 石油钻采工艺, 2018, 40(2): 253-260.  
HAN Huifen, WANG Liang, HE Qiuyun, et al. Flowback laws and control parameter optimization of shale gas wells[J]. Oil Drilling & Production Technology, 2018, 40(2): 253-260.
- [8] GHANBARI E, ABBASI M A, DEGHANPOUR H, et al. Flowback volumetric and chemical analysis for evaluating load recovery and its impact on early-time production[R]. SPE 167165, 2013.

- [ 9 ] 申颖浩, 葛洪魁, 宿帅, 等. 页岩气储层的渗吸动力学特性与水锁解除潜力 [J]. 中国科学: 物理学 力学 天文学, 2017, 47(11): 114609.  
SHEN Yinghao, GE Hongkui, SU Shuai, et al. Imbibition characteristic of shale gas formation and water-block removal capability[J]. SCIENTIA SINICA: Physica, Mechanica & Astronomica, 2017, 47(11): 114609.
- [ 10 ] GHANBARI E, DEHGHANPOUR H. The fate of fracturing water: a field and simulation study[J]. *Fuel*, 2016, 163: 282–294.
- [ 11 ] WIJAYA N, SHENG J J. Effect of desiccation on shut-in benefits in removing water blockage in tight water-wet cores[J]. *Fuel*, 2019, 244: 314–323.
- [ 12 ] 才博, 毕国强, 何春明, 等. 人工裂缝复杂程度的压裂液返排表征方法及应用 [J]. 石油钻采工艺, 2017, 39(1): 20–24.  
CAI Bo, BI Guoqiang, HE Chunming, et al. A characterization method on complexity degree of artificial fractures based on fracturing fluid flowback and its application[J]. *Oil Drilling & Production Technology*, 2017, 39(1): 20–24.
- [ 13 ] CARPENTER C. Impact of liquid loading in hydraulic fractures on well productivity[J]. *Journal of Petroleum Technology*, 2013, 65(11): 162–165.
- [ 14 ] BERTONCELLO A, WALLACE J, BLYTON C, et al. Imbibition and water blockage in unconventional reservoirs: Well-management implications during flowback and early production[J]. *SPE Reservoir Evaluation and Engineering*, 2014, 17(4): 497–506.
- [ 15 ] YAICH E, WILLIAMS S, BOWSER A, et al. A case study: The impact of soaking on well performance in the Marcellus[R]. URTEC-2154766-MS, 2015.
- [ 16 ] LAN Qing, GHANBARI E, DEHGHANPOUR H, et al. Water loss versus soaking time: Spontaneous imbibition in tight rocks[J]. *Energy Technology*, 2014, 2(12): 1033–1039.
- [ 17 ] MA Shouxiang, MORROW N R, ZHANG Xiaoyun. Generalized scaling of spontaneous imbibition data for strongly water-wet systems[J]. *Journal of Petroleum Science and Engineering*, 1997, 18(3/4): 165–178.
- [ 18 ] MAKHANOV K, HABIBI A, DEHGHANPOUR H, et al. Liquid uptake of gas shales: a workflow to estimate water loss during shut-in periods after fracturing operations[J]. *Journal of Unconventional Oil and Gas Resources*, 2014, 7: 22–32.
- [ 19 ] HANDY L L. Determination of effective capillary pressures for porous media from imbibition data[J]. *Transactions of the AIME*, 1960, 219(1): 75–80.
- [ 20 ] ROYCHAUDHURI B, TSOTSIS T T, JESSEN K. An experimental investigation of spontaneous imbibition in gas shales[J]. *Journal of Petroleum Science and Engineering*, 2013, 111: 87–97.
- [ 21 ] 郭建成, 林伯韬, 向建华, 等. 四川盆地龙马溪组页岩压后返排率及产能影响因素分析 [J]. 石油科学通报, 2019, 4(3): 273–287.  
GUO Jiancheng, LIN Botao, XIANG Jianhua, et al. Study of factors affecting the flowback ratio and productive capacity of Longmaxi Formation shale in the Sichuan Basin after fracturing[J]. *Petroleum Science Bulletin*, 2019, 4(3): 273–287.
- [ 22 ] WIJAYA N, SHENG J J. Comparative study of well soaking timing (pre vs. post flowback) for water blockage removal from matrix-fracture interface[J]. *Petroleum*, 2020, 6(3): 286–292.
- [ 23 ] HU Jinghong, ZHAO Haopeng, DU Xianfei, et al. An analytical model for shut-in time optimization after hydraulic fracturing in shale oil reservoirs with imbibition experiments[J]. *Journal of Petroleum Science and Engineering*, 2022, 210: 110055.
- [ 24 ] 卜淘, 严小勇, 伍梓健, 等. 基于返排期动态数据的页岩气井 EUR 快速评价方法 [J]. 非常规油气, 2023, 10(3): 74–79.  
BU Tao, YAN Xiaoyong, WU Zijian, et al. Quick evaluation method of EUR for shale gas wells based on dynamic data of flowback period[J]. *Unconventional Oil & Gas*, 2023, 10(3): 74–79.
- [ 25 ] 杨海, 李军龙, 石孝志, 等. 页岩气储层压后返排特征及意义 [J]. 中国石油大学学报(自然科学版), 2019, 43(4): 98–105.  
YANG Hai, LI Junlong, SHI Xiaozhi, et al. Characteristics and significance of flow-back processes after fracturing in shale-gas reservoirs[J]. *Journal of China University of Petroleum (Edition of Natural Science)*, 2019, 43(4): 98–105.
- [ 26 ] ZOLFAGHARI A, DEHGHANPOUR H, GHANBARI E, et al. Fracture characterization using flowback salt-concentration transient[J]. *SPE Journal*, 2016, 21(1): 233–244.
- [ 27 ] YANG Liu, WANG Shuo, CAI Jianchao, et al. Main controlling factors of fracturing fluid imbibition in shale fracture network[J]. *Capillarity*, 2018, 1(1): 1–10.
- [ 28 ] JIANG Yun, SHI Yang, XU Guoqing, et al. Experimental study on spontaneous imbibition under confining pressure in tight sandstone cores based on low-field nuclear magnetic resonance measurements[J]. *Energy & Fuels*, 2018, 32(3): 3152–3162.
- [ 29 ] ZOLFAGHARI A, TANG Yingzhe, HE Jia, et al. Fracture network characterization by analyzing flowback salts: Scale-up of experimental data[R]. SPE 185078, 2017.

[ 编辑 滕春鸣 ]