

引用格式:贾品,潘泉羽,于书新,等.页岩储层压后油水排采动态解释模型及矿场应用[J].油气地质与采收率,2024,31(6):127-139.

JIA Pin, PAN Quanyu, YU Shuxin, et al. Interpretation model and field application of dynamic oil-water flowback and production of shale reservoirs after fracturing[J]. Petroleum Geology and Recovery Efficiency, 2024, 31(6): 127-139.

## 页岩储层压后油水排采动态解释模型及矿场应用

贾品<sup>1,2</sup>, 潘泉羽<sup>1,2</sup>, 于书新<sup>3</sup>, 李斌会<sup>4</sup>, 程晓刚<sup>3</sup>, 程林松<sup>1,2</sup>, 牛焯昱<sup>1,2</sup>

(1. 油气资源与探测国家重点实验室 中国石油大学(北京), 北京 102249; 2. 中国石油大学(北京)石油工程学院, 北京

102249; 3. 中国石油大庆油田有限责任公司 试油试采分公司, 黑龙江 大庆 163412;

4. 中国石油大庆油田有限责任公司 勘探开发研究院, 黑龙江 大庆 163712)

**摘要:**页岩油藏大规模体积压裂后,返排与早期生产通常表现出显著的油水同产特征,定量分析油水排采动态成为解释压裂缝及储层参数的一种新手段,但目前油水排采动态解释模型及应用还较欠缺。基于页岩储层压裂后压裂液赋存假设,首先建立考虑压裂缝存在条件下的水相和油相流动方程,然后通过拟时间和拟压力变量将方程线性化,推导水相和油相动态解释模型的解析解和特征解,最终形成油相图版拟合和水相直线分析联合的排采动态解释方法。研究表明:在双对数诊断曲线中,油相流动表现为斜率为1/2的改造区线性流和斜率为1的改造区边界控制流,水相流动表现为斜率为1/2的压裂缝线性流和斜率为1的压裂缝边界控制流。所建立的油水排采动态解释模型可较好地解释压裂缝及储层参数。基于中国西部某页岩区块的油藏、压裂及动态资料,反演了矿场压裂井的压裂缝半长、导流能力与改造区渗透率、宽度,其中压裂缝半长为50~130 m,导流能力为20~80 mD·m;改造区渗透率为0.01~0.05 mD,宽度为24~27 m。依据反演的压裂缝及改造区参数,建立压裂水平井排采数值模拟模型,基于解释结果的模拟产量与实际值吻合程度高,且后期产量预测值合理。所建立的油水排采动态解释模型完善了页岩油藏动态分析方法,对页岩油藏排采特征定量分析、压裂效果评价及高效开发对策制定提供了依据。

**关键词:**页岩储层;排采动态;解释模型;参数反演;油水两相

文章编号:1009-9603(2024)06-0127-13

DOI:10.13673/j.pgre.202302011

中图分类号:TE357

文献标识码:A

## Interpretation model and field application of dynamic oil-water flowback and production of shale reservoirs after fracturing

JIA Pin<sup>1,2</sup>, PAN Quanyu<sup>1,2</sup>, YU Shuxin<sup>3</sup>, LI Binhui<sup>4</sup>, CHENG Xiaogang<sup>3</sup>, CHENG Linsong<sup>1,2</sup>, NIU Langyu<sup>1,2</sup>

(1. State Key Laboratory of Petroleum Resources and Prospecting, China University of Petroleum (Beijing), Beijing City, 102249, China; 2. College of Petroleum Engineering, China University of Petroleum (Beijing), Beijing City, 102249, China; 3. Testing Branch of PetroChina Daqing Oilfield Co., Ltd., Daqing City, Heilongjiang Province, 163412, China; 4. Exploration and Development Research Institute of PetroChina Daqing Oilfield Co., Ltd., Daqing City, Heilongjiang Province, 163712, China)

**Abstract:** Flowback and early production of shale reservoirs usually show obvious characteristics of oil-water co-production after large-scale volume fracturing. Quantitative analysis of dynamic oil-water flowback and production has become a new method to explain fracture and reservoir parameters. However, the interpretation model and application of dynamic oil-water phase flowback and production are still insufficient at present. Based on the hypothesis of fracturing fluid occurrence after fracturing in shale reservoirs, this paper first established the flow equations of the water phase and oil phase considering fractures and then deduced the analytical solution and characteristic solution of the dynamic oil phase and water phase interpretation models by introducing pseudo-time and

收稿日期:2023-02-11。

作者简介:贾品(1990—),男,陕西西安人,副教授,博士,从事非常规油气藏渗流理论、动态分析及数值模拟等方面的科研与教学工作。E-mail:jiapin1990@163.com。

基金项目:国家自然科学基金项目“致密储层‘压裂成藏’油水赋存状态变化机理及渗流数学模型研究”(52004307)。

pseudo-pressure to linearize the equations. Finally, the paper developed a dynamic flowback and production interpretation method combining oil phase chart fitting and water phase linear analysis. The results show that in the log-log diagnostic curve, the oil phase flow exhibits linear flow in the stimulated zone with a slope of 1/2 and controlled flow at the stimulated zone boundary with a slope of 1, while the water phase flow exhibits linear flow in the fracture with a slope of 1/2 and controlled flow at the fracture boundary with a slope of 1. The established interpretation model of dynamic oil-water flowback and production can well explain the fracture and reservoir parameters. The half-length of fracture of the fracturing well, fracture conductivity, width and permeability of stimulated zones are well inverted based on the reservoir, fracturing, and dynamic data of a shale block in western China. Among them, the half-length of the fracture is in the range of 50-130 m; the fracture conductivity is in the range of 20-80 mD·m; the permeability of the stimulated zones is in the range of 0.01-0.05 mD; the width of the stimulated zones is in the range of 24-27 m. According to the inversion of fracture and stimulated zone parameters, the numerical simulation model of fractured horizontal well flowback and production is established. Moreover, the simulated output based on the interpretation results is in good agreement with the actual value, and the later predicted value is reasonable. The interpretation model of dynamic flowback and production established in this paper improves the dynamic analysis method of shale reservoirs and provides a basis for quantitative analysis of flowback and production characteristics of shale reservoirs, evaluation of fracturing effect, and formulation of efficient development countermeasures.

**Key words:** shale reservoirs; dynamic flowback and production; interpretation model; parameter inversion; oil-water phase

近年来,页岩油资源成为中国油气勘探开发的热点,该类油藏通常采用水平井大规模体积压裂技术以实现经济有效开发<sup>[1-3]</sup>。由于页岩储层极低的渗透率,使得油气产出过程表现为基质供气、压裂缝网运油气的缝控渗流特征<sup>[4-5]</sup>,压裂缝网参数反演变得尤为重要,成为了压后效果评价及高效开发对策制定的基础与关键问题之一。页岩储层渗透率低,压力传播慢<sup>[6-7]</sup>,试井测试得到的有效流动段往往有限,难以解释压裂缝关键参数。而实际矿场体积压裂规模可达到“千方砂万方液”,平均单个压裂段入地液量在千方量级,压裂井返排与早期生产表现出显著的油水两相流动,个别井产水甚至长达数年。传统基于单相油的产量递减分析模型及解释方法难以适用,而目前中国页岩油井压后排采的研究还主要聚焦在排采工艺<sup>[8-10]</sup>及制度优化上<sup>[11-12]</sup>,针对压后多相排采动态解释模型及矿场应用方面的研究还较少。

目前中外针对页岩油气藏排采动态分析,根据解释模型考虑的流动相有2类方法:一是单相动态解释模型,认为排采过程虽然油水或气水同采,但假设水相(压裂液)为主要流动相,只考虑压裂液单相流动,CRAFTON等最早建立了单相压裂液不稳定渗流模型,推导了压裂液在压后赋存区发生的线性流和封闭边界控制流2个阶段的井底流压与产量渐进解,建立了解释压裂缝参数的压裂液单相流动直线分析法<sup>[13-15]</sup>。在中国研究主要停留在单相油(气)的长期生产动态分析,例如王军磊等建立了结合多种数据分析方法的页岩气生产数据联合分析方法,提高了解释结果的可信度<sup>[16]</sup>。胡小虎等建立

了提高线性流结束时间诊断精度的页岩气藏物质平衡拟时间计算模型<sup>[17]</sup>。蒋国斌等利用无限导流主压裂缝与导致渗透率扩大的分支缝描述压裂改造区域,建立了基于压裂液返排数据的大规模压裂效果评价方法<sup>[18]</sup>。刘子雄等采用压裂液返排数据进行有效破裂体积计算,建立有效破裂体积与压裂效果之间的对应关系<sup>[19]</sup>。二是考虑油水或气水两相流动,CLARKSON等首次通过耦合基质线性流与压裂缝拟稳态流,建立了页岩气水排采流动数学模型,结合历史拟合方法获取了压裂缝总长度和压裂缝渗透率<sup>[20]</sup>。WILLIAMS-KOVACS等借鉴耦合流动思想,将基质内油相对压裂缝的供给考虑为线性流,利用“动态动用区域”法改进了压裂缝拟稳态流建模方法,进行了页岩油压裂井压裂缝解释等<sup>[21-22]</sup>。JIA等建立了针对平板缝和复杂压裂缝网的页岩油井返排与早期生产动态预测模型,利用生产历史拟合方法反演压裂缝参数<sup>[23]</sup>。ZHANG等主要针对水相进行分析,考虑油水两相流动建立了反演压裂缝参数的页岩油藏压裂液返排动态分析模型<sup>[24]</sup>。徐兵祥利用修正的折算产油量进行生产动态分析,提出了适用于页岩挥发油井的产量折算线性流分析方法,大幅度提高解释精度<sup>[25]</sup>。

现有研究大多集中在页岩气水排采解释,对页岩油水排采解释研究较少。尽管上述部分文献对油水两相排采动态进行了解释,但研究方法均是基于构建的油水流动模型,然后辅助以生产历史拟合方法进行解释,油水排采的流动阶段特征不明确,模型应用受限,给解释带来一定难度。针对以上问题,首先建立考虑压裂缝存在条件下的水相和油相

流动方程,通过定义拟时间和拟压力线性化方程,推导水相和油相动态解释模型的解析解和特征解,形成油相图版拟合和水相直线分析联合的排采动态解释方法,最终应用于实际矿场2口井的动态解释,并进行了模拟产量验证与预测。

### 1 物理模型及假设条件

页岩油藏典型压裂水平井通常经历压裂、闷井、排采及长期生产4个主要过程<sup>[26]</sup>。随着大量压裂液泵入地层,形成具有高导流能力的压裂缝<sup>[27-28]</sup>,随后闷井过程缝内少量压裂液与基质内油相发生渗吸置换<sup>[29]</sup>,导致压裂液通常赋存在主压裂缝、部分开启天然压裂缝、部分孤立天然压裂缝及近缝基质<sup>[30]</sup>,如图1所示。排采阶段压裂液优先在大尺度压裂缝内流动,由于页岩基质的微纳米级孔喉,渗吸至基质的压裂液返排需要克服巨大的毛管力,难以有效流动,对返排的贡献可以忽略不计<sup>[31]</sup>,而开启天然裂缝体积远小于压裂缝体积,对返排贡献也较小。因此,假设少部分赋存于天然裂缝及渗吸到基质中的压裂液不可动,排采阶段水相主要来自压裂缝,油相主要来自基质,如图2所示。

页岩油藏体积压裂水平井排采解释的物理模型如图3所示,模型基本假设如下:①压裂缝为油水两相渗流,基质为油相单相渗流。②压裂缝和基质中的流体流动符合达西定律,忽略毛管力和重力的影响。③考虑排采阶段压裂缝的应力敏感作用。④压裂缝贯穿整个储层,压裂缝高度等于地层厚度。⑤

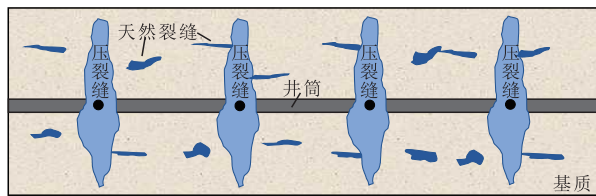


图1 压裂液赋存状态示意  
Fig.1 Fracturing fluid occurrence state

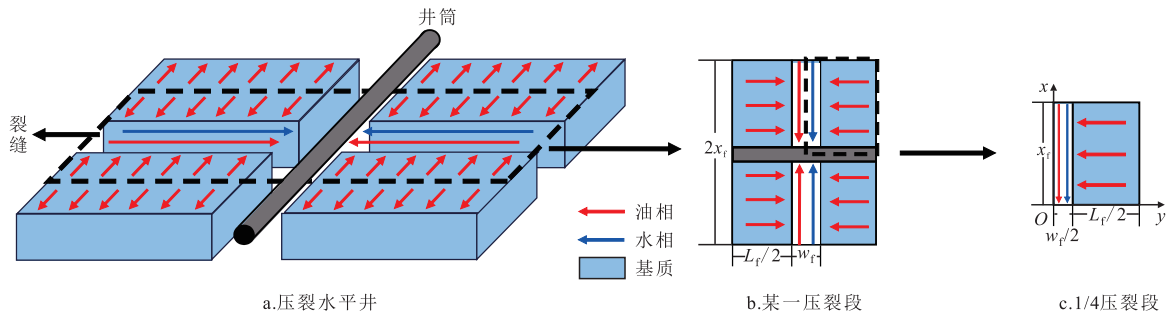


图3 物理模型示意  
Fig.3 Physical model diagrammatic illustration

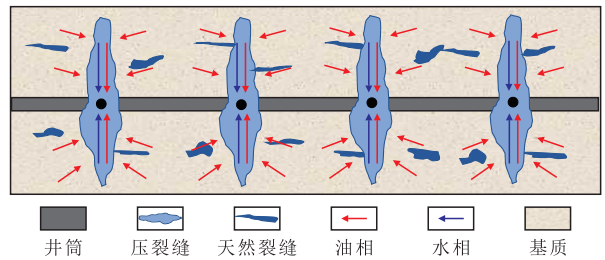


图2 油水排采流动特征示意  
Fig.2 Oil-water flowback and production flow characteristics

流体及岩石微可压缩。⑥储层温度保持不变。

### 2 排采动态解释模型建立与求解

基于1/4压裂段模型,针对压裂缝油水两相渗流以及基质油相单相渗流物理模型,构建压裂缝油水两相控制方程及基质油相控制方程,分别推导水相和油相流动方程的解析解。

#### 2.1 压裂缝流动方程

对于油水两相流动的压裂缝,水相流动均在压裂缝内,油相存在基质对压裂缝的供给。

##### 2.1.1 水相

对于压裂缝水相,考虑累积项和流动项,建立压裂缝水相控制方程为:

$$q_w|_{x+\Delta x} - q_w|_x = \frac{\partial}{\partial t} (w_f h \Delta x \phi_f S_w) \quad (1)$$

式中: $q_w$ 为压裂缝某位置处水相流量, $m^3/d$ ;  $x$ 为沿 $x$ 方向距离, $m$ ;  $\Delta x$ 为沿 $x$ 方向单位长度, $m$ ;  $t$ 为生产时间, $d$ ;  $w_f$ 为压裂缝宽度, $m$ ;  $h$ 为地层厚度, $m$ ;  $\phi_f$ 为压裂缝孔隙度,小数;  $S_w$ 为压裂缝含水饱和度,小数。

对式(1)左端流动项 $q_w$ 应用达西公式,对右端累积项应用链式法则展开,并左右同时除以 $\Delta x w_f h$ ,压裂缝水相流动方程可整理为:

$$\frac{\partial}{\partial x} \left( \rho_w \frac{K_f K_{rw}}{\mu_w B_w} \frac{\partial p_f}{\partial x} \right) = \rho_w \phi_f \left[ S_w (c_f + c_w) + \frac{\partial S_w}{\partial p_f} \right] \frac{\partial p_f}{\partial t} \quad (2)$$

其中:

$$K_f = K_{fi} e^{-b\phi_i(p_{fi} - p_i)} \quad (3)$$

式中： $\rho_{w,sc}$ 为标准状况下水相密度， $\text{kg/m}^3$ ； $K_f$ 为压裂缝渗透率， $\text{m}^2$ ； $K_{rw}$ 为水相相对渗透率； $\mu_w$ 为水相黏度， $\text{Pa}\cdot\text{s}$ ； $B_w$ 为水相体积系数， $\text{m}^3/\text{m}^3$ ； $p_f$ 为压裂缝压力， $\text{MPa}$ ； $\rho_w$ 为水相密度， $\text{kg/m}^3$ ； $c_f$ 为压裂缝压缩系数， $\text{MPa}^{-1}$ ； $c_w$ 为水相压缩系数， $\text{MPa}^{-1}$ ； $K_{fi}$ 为压裂缝初始渗透率， $\text{m}^2$ ； $b$ 为岩石的应力敏感常数， $\text{MPa}^{-1}$ ； $p_{fi}$ 为压裂缝的初始压力， $\text{MPa}$ 。

压裂缝内为油水两相渗流，综合压缩系数是含水饱和度与压力的函数，引入压裂缝水相有效压缩系数，其表达式为：

$$c_{w,eff} = S_w(c_w + c_f) + \frac{\partial S_w}{\partial p_f} \quad (4)$$

式中： $c_{w,eff}$ 为压裂缝水相有效压缩系数， $\text{MPa}^{-1}$ 。

得到压裂缝水相流动方程为：

$$\frac{\partial}{\partial x} \left( \frac{K_f K_{rw}}{\mu_w B_w} \times \frac{\partial p_f}{\partial x} \right) = \frac{\phi_f c_{w,eff}}{B_w} \times \frac{\partial p_f}{\partial t} \quad (5)$$

由于式(5)中相对渗透率和有效压缩系数均是压力和含水饱和度的函数，考虑应力敏感，导致式(5)为非线性方程，则定义拟压力和拟时间线性化方程分别为：

$$m_w(p_f) = \frac{1}{K_{fi}} \int_{p_{fi}}^p K_f(\bar{p}_f) K_{rw}(\bar{S}_w) dp \quad (6)$$

$$t_{pw} = \frac{(c_{w,eff})_i}{(K_{rw})_i K_{fi}} \int_0^t \frac{K_f(\bar{p}_f) K_{rw}(\bar{S}_w)}{c_{w,eff}} dt \quad (7)$$

式中： $m_w(p_f)$ 为压裂缝水相拟压力， $\text{MPa}$ ； $p$ 为压力， $\text{MPa}$ ； $K_f(\bar{p}_f)$ 为平均压力下的压裂缝水相渗透率， $\text{m}^2$ ； $K_{rw}(\bar{S}_w)$ 为平均含水饱和度下的水相相对渗透率； $t_{pw}$ 为压裂缝水相拟时间， $\text{d}$ ； $(c_{w,eff})_i$ 为初始水相有效压缩系数， $\text{MPa}^{-1}$ ； $(K_{rw})_i$ 为压裂缝初始水相相对渗透率。

引入压裂缝水相传导系数，其表达式为：

$$\eta_w = \frac{1}{\phi_f \mu_w} \times \frac{(K_{rw})_i K_{fi}}{(c_{w,eff})_i} \quad (8)$$

式中： $\eta_w$ 为压裂缝水相传导系数。

考虑压裂缝尖端封闭，内边界定产水量，得到压裂缝水相动态解释模型如下：

$$\begin{cases} \frac{\partial m_w^2(p_f)}{\partial x^2} = \frac{1}{\eta_w} \times \frac{\partial m_w(p_f)}{\partial t_{pw}} \\ m_w(p_f)|_{t=0} = m_w(p_{fi}) \\ \frac{\partial m_w(p_f)}{\partial x} \Big|_{x=0} = \frac{q_w \mu_w B_w}{2w_f h K_f} \\ \frac{\partial m_w(p_f)}{\partial x} \Big|_{x=x_f} = 0 \end{cases} \quad (9)$$

式中： $m_w(p_{fi})$ 为原始地层条件下压裂缝水相拟压力，

$\text{MPa}$ ； $x_f$ 为压裂缝半长， $\text{m}$ 。

### 2.1.2 油相

对于压裂缝油相流动，由于存在基质对压裂缝的供给，控制方程中存在供给项，建立压裂缝油相流动方程为：

$$q_{o,f}|_{x+\Delta x} - q_{o,f}|_x + q_{o,inf}|_{y=0} = \frac{\partial}{\partial t} (w_f \Delta x h \phi_f S_o) \quad (10)$$

式中： $q_{o,f}$ 为压裂缝位置 $x$ 处的油相流量， $\text{m}^3/\text{d}$ ； $q_{o,inf}$ 为基质供给压裂缝的油相流量， $\text{m}^3/\text{d}$ ； $S_o$ 为压裂缝中含油饱和度。

对式(10)右侧累积项应用链式法则展开，并左右同时除以 $\Delta x w_f h$ ，压裂缝油相流动方程可整理为：

$$\frac{\partial}{\partial x} \left( \rho_{o,sc} \frac{K_f K_{ro}}{\mu_o B_o} \times \frac{\partial p_f}{\partial x} \right) + \rho_{o,sc} \frac{K_m}{w_f \mu_o B_o} \times \frac{\partial p_m}{\partial y} \Big|_{y=0} = \rho_o \phi_f \left[ S_o(c_f + c_o) + \frac{\partial S_o}{\partial p_f} \right] \frac{\partial p_f}{\partial t} \quad (11)$$

式中： $\rho_{o,sc}$ 为标准情况下油相密度， $\text{kg/m}^3$ ； $K_{ro}$ 为压裂缝油相相对渗透率； $\mu_o$ 为油相黏度， $\text{mPa}\cdot\text{s}$ ； $B_o$ 为油相体积系数， $\text{m}^3/\text{m}^3$ ； $K_m$ 为基质渗透率， $\text{m}^2$ ； $p_m$ 为基质压力， $\text{MPa}$ ； $y$ 为沿 $y$ 方向距离， $\text{m}$ ； $\rho_o$ 为油相密度， $\text{kg/m}^3$ ； $c_o$ 为油相压缩系数， $\text{MPa}^{-1}$ 。

与水相类似，引入压裂缝油相有效压缩系数，其表达式为：

$$c_{o,eff} = S_o(c_o + c_f) + \frac{\partial S_o}{\partial p_f} \quad (12)$$

式中： $c_{o,eff}$ 为压裂缝油相有效压缩系数， $\text{MPa}^{-1}$ 。

得到压裂缝油相流动方程为：

$$\frac{\partial}{\partial x} \left( \frac{K_f K_{ro}}{\mu_o B_o} \times \frac{\partial p_f}{\partial x} \right) + \frac{K_m}{w_f \mu_o B_o} \times \frac{\partial p_m}{\partial y} \Big|_{y=0} = \frac{\phi_f c_{o,eff}}{B_o} \times \frac{\partial p_f}{\partial t} \quad (13)$$

油相流动方程的相对渗透率和有效压缩系数均是压力和含油饱和度的函数，导致式(13)为非线性方程。对于压裂缝油相流动，按照水相类似处理，式(13)中关于压裂缝含油饱和度和压力的参数可以抽提出来。引入压裂缝油相传导系数，其表达式为：

$$\eta_{o,f} = \frac{K_f K_{ro}}{\phi_f \mu_o c_{o,eff}} \quad (14)$$

式中： $\eta_{o,f}$ 为压裂缝油相传导系数。

考虑压裂缝尖端封闭，压裂缝内定产油量，得到压裂缝油相动态解释模型为：

$$\begin{cases} \frac{\partial^2 p_f}{\partial x^2} + \frac{K_m}{w_f K_f K_{ro}} \times \frac{\partial p_m}{\partial y} \Big|_{y=0} = \frac{1}{\eta_{o,f}} \times \frac{\partial p_f}{\partial t} \\ p_f|_{t=0} = p_{fi} \\ \frac{\partial p_f}{\partial x} \Big|_{x=0} = \frac{q_o \mu_o B_o}{2w_f h K_f K_{ro}} \\ \frac{\partial p_f}{\partial x} \Big|_{x=x_f} = 0 \end{cases} \quad (15)$$

### 2.2 基质流动方程

基质为油相单相渗流,其流动方程为:

$$\frac{\partial}{\partial y} \left( \frac{K_m}{\mu_o B_o} \times \frac{\partial p_m}{\partial y} \right) = \frac{\phi_m c_{o,efm}}{B_o} \times \frac{\partial p_m}{\partial t} \quad (16)$$

式中: $\phi_m$ 为基质孔隙度; $c_{o,efm}$ 为基质综合压缩系数,MPa<sup>-1</sup>。

引入基质油相传导系数:

$$\eta_{o,m} = \frac{K_m}{\phi_m \mu_o c_{o,efm}} \quad (17)$$

式中: $\eta_{o,m}$ 为基质油相传导系数。

考虑各压裂段间干扰,改造区基质外边界为封闭边界,内边界与压裂缝压力相等,则基质油相流动模型为:

$$\begin{cases} \frac{\partial p_m^2}{\partial y^2} = \frac{1}{\eta_{o,m}} \times \frac{\partial p_m}{\partial t} \\ p_m|_{t=0} = p_{mi} \\ p_m|_{y=0} = \bar{p}_f \\ \frac{\partial p_m}{\partial y} \Big|_{y=L_f/2} = 0 \end{cases} \quad (18)$$

式中: $p_{mi}$ 为基质原始压力,MPa; $L_f$ 为压裂缝间距,m。

基质内边界为定压生产时,可得:

$$p_{mi} - p_m = (p_{mi} - \bar{p}_f) \operatorname{erfc} \left( \frac{y}{2\sqrt{\eta_{o,m}t}} \right) \quad (19)$$

恒定井底压力条件下的基质模型,可以应用离散杜哈美原理扩展为可变井底压力。因此,可将定压边界推导至变压边界:

$$p_{mi} - p_m = \sum_{n=1}^N \left[ (p_{mi} - \bar{p}_{f,n}) - (p_{mi} - \bar{p}_{f,n-1}) \right] \times \operatorname{erfc} \left( \frac{y}{2\sqrt{\eta_{o,m}(t_N - t_{n-1})}} \right) \quad (20)$$

式中: $p_{f,n}$ 为第 $n$ 时间步的压裂缝压力,MPa; $n$ 为时间步, $n=1,2,3,\dots,N$ ; $t_N$ 为第 $N$ 时间步,d; $t_{n-1}$ 为第 $n-1$ 时间步,d。

将式(19)中 $p_m$ 关于 $y$ 求导,并取 $y=0$ 可得:

$$\frac{\partial p_m}{\partial y} \Big|_{y=0} = \sum_{n=1}^N \left[ (p_{mi} - \bar{p}_{f,n}) - (p_{mi} - \bar{p}_{f,n-1}) \right] \frac{1}{\sqrt{\pi \eta_{o,m}(t_N - t_{n-1})}} \quad (21)$$

假设均匀的流体从基质流入压裂缝,且流入流量为 $q_{o,inf}$ 。采用达西公式将基质流入压裂缝的流量描述为:

$$q_{o,inf,N} B_o = 4x_f h \frac{K_m \partial p_m}{\mu_o \partial y} \Big|_{y=0} \quad (22)$$

式中: $q_{o,inf}$ 为基质流入压裂缝的油相流量,m<sup>3</sup>/d; $q_{o,inf,N}$ 为第 $N$ 时间步基质流入压裂缝的油相流量,m<sup>3</sup>/d。

将式(21)代入式(22)可求解 $q_{o,inf}$ 。以此为基础,基质流入压裂缝的油相总流量 $Q_{o,inf,N}$ 可求解为:

$$Q_{o,inf,N} = \sum_{n=1}^N q_{o,inf,n}(t_n - t_{n-1}) \quad (23)$$

式中: $Q_{o,inf,N}$ 为基质流入压裂缝的油相累积量,m<sup>3</sup>; $t_n$ 为第 $n$ 时间步,d。

### 2.3 水相动态解释模型求解

式(9)为采用拟时间和拟压力线性化后的水相流动模型,该模型的解为经典的一维线性地层内边界定产、外边界封闭单相不稳定渗流模型解,本文不再赘述。在双对数坐标的流态特征诊断曲线上,水相流态出现斜率为1/2的压裂缝线性流和斜率为1的压裂缝边界控制流。根据CINCO-LEY等<sup>[32]</sup>对线性流特征解和WATTENBARGER等<sup>[33]</sup>对边界控制流特征解的研究,得到水相线性流阶段拟压力与产量的特征解,并转换为工程单位制方便现场应用:

$$\frac{m_w(p_{fi}) - m_w(p_{wf})}{q_w B_w} = \frac{1.9193}{w_f h} \sqrt{\frac{\mu_w}{K_f \phi_f (c_{w,eff})_i}} t_{pw} \quad (24)$$

式中: $q_w$ 为日产水量,m<sup>3</sup>/d; $p_{wf}$ 为井底流压,MPa。

根据规整化拟压力 $[m_w(p_i) - m_w(p_{wf})]/(q_w B_w)$ 与物质平衡拟时间平方根 $\sqrt{t_{pw}}$ 关系曲线的斜率,可以反演压裂缝渗透率。

边界控制流阶段拟压力与产量的特征解为:

$$\frac{m_w(p_{fi}) - m_w(p_{wf})}{q_w B_w} = \frac{t_{pw}}{2x_f w_f h \phi_f (c_{w,eff})_i} + 1.9289 \frac{\mu_w x_f}{K_f w_f h} \quad (25)$$

根据规整化拟压力 $[m_w(p_i) - m_w(p_{wf})]/(q_w B_w)$ 与物质平衡拟时间 $t_{pw}$ 关系曲线的斜率,可反演压裂缝半长。

根据式(24)和(25),可得如表1所示的排采阶段水相直线分析法。

### 2.4 油相动态解释模型求解

综合压裂缝油相流动模型和基质流动模型,油相流动模型为经典的考虑压裂缝与改造区的两区流动模型,该模型解析解可直接由BROWN等<sup>[34]</sup>建立三区模型(压裂缝、改造区、未改造区)简化而来,其在拉普拉斯空间定产条件下的井底流解为:

表1 排采阶段水相直线分析法  
Table1 Linear analysis method of water phase at flowback and production stage

流动阶段	双对数诊断曲线特征	y坐标变量	x坐标变量	反演压裂缝参数
水相线性流	斜率为1/2	$\frac{m_w(p_{fi}) - m_w(p_{wf})}{q_w B_w}$	$\sqrt{t_{pw}}$	$\sqrt{K_f} = \frac{1.9193}{M_L w_f h} \sqrt{\frac{\mu_w}{\phi_f(c_{w,eff})_i}}$
水相边界控制流	斜率为1	$\frac{m_w(p_{fi}) - m_w(p_{wf})}{q_w B_w}$	$t_{pw}$	$x_f = \frac{1}{2M_B w_f h \phi_f(c_{w,eff})_i}$

注： $M_L$ 和 $M_B$ 分别为不同流动阶段y坐标变量与x坐标变量的斜率。

$$\frac{K_m h \Delta \hat{p}_w}{1.842 q_o B_o} = \frac{K_m x_f}{w_f K_f K_{ro}} \frac{\pi}{u \sqrt{d} \tanh \sqrt{d}} \quad (26)$$

$$d = u \frac{\eta_{o,m}}{\eta_{o,f}} - 2 \sqrt{u} \frac{K_m x_f}{w_f K_f K_{ro}} \quad (27)$$

其中：

$$\Delta \hat{p}_w = p_{fi}/u - \hat{p}_w \quad (28)$$

式中： $\Delta \hat{p}_w$ 为拉普拉斯空间井底压力差，MPa； $u$ 为拉普拉斯变量； $d$ 为中间变量； $\hat{p}_w$ 为拉普拉斯空间井底压力，MPa。

需要注意的是，压裂缝内为油水两相流，式(26)中 $K_{ro}$ 和 $\eta_{o,f}$ 分别为压裂缝平均含水饱和度和平均压力的函数，在应用时进行逐步替换，采用上一时间步含水饱和度和压力计算本时间步的 $K_{ro}$ 和 $\eta_{o,r}$ 。随排采进行产水量大幅降低，压裂缝近似油相单相渗流，式(26)在排采后期预测更为准确，特别是对于反演改造区渗透率和宽度更为准确，该特征会在下文排采动态解释方法中应用。

### 3 排采动态解释方法及验证

利用油相图版拟合和水相直线分析联合求得的压力与含水饱和度变化关系，获得用于参数反演的排采动态解释方法，进一步利用数值模拟进行排采阶段油水产量验证。

#### 3.1 压裂缝平均含水饱和度和平均压力计算

由于改造区体积远大于压裂缝体积，排采阶段油相主要来自于改造区，利用油相动态解释模型(式(26))，可反演得到压裂缝及改造区参数，对于得到的改造区渗透率与宽度准确性较高，压裂缝半长与导流能力准确性较低，需利用水相动态进一步精确解释。

由表1可知，利用水相动态解释压裂缝参数需基于水相拟压力 $m_w(p_f)$ 和拟时间 $t_{pw}$ 2个变量，而根据式(6)和式(7)中定义的拟压力和拟时间，这2个变量的计算又要基于压裂缝内平均含水饱和度与平均压力的关系。对于压裂缝内的水相，包括累积

产水量、压裂缝初始含水量、压裂缝当前存水量和压裂缝压缩量，构建水相物质平衡方程为：

$$Q_w = V_{fi} \left\{ \frac{S_{wi}}{B_w} - \frac{\bar{S}_w}{B_w} [1 - c_f(p_{fi} - \bar{p}_f)] \right\} \quad (29)$$

同时，由于压裂缝的高渗透率，压裂缝内油水流动为拟稳态流动，则压裂缝内油水产量关系为：

$$q_o + q_w = \frac{K_f h (\bar{p}_f - p_{fi})}{1.842 \left( \frac{2}{\pi} \times \frac{x_f}{w_f} \right)} \left( \frac{1 - \bar{S}_w}{\mu_o B_o} + \frac{\bar{S}_w}{\mu_w B_w} \right) \quad (30)$$

$$V_{fi} = 2x_f w_f h \phi_{fi} \quad (31)$$

式中： $Q_w$ 为累积产水量， $m^3$ ； $V_{fi}$ 为压裂缝初始孔隙体积， $m^3$ ； $S_{wi}$ 为压裂缝初始含水饱和度； $\bar{S}_w$ 为压裂缝内平均含水饱和度； $q_o$ 为日产油量， $m^3/d$ ； $\phi_{fi}$ 为压裂缝原始孔隙度。

通过求解式(29)和式(30)得到不同排采时刻压裂缝内平均含水饱和度和平均压力。

#### 3.2 排采动态解释方法步骤

排采动态解释方法步骤为：①输入储层、流体及压裂缝基础参数，输入排采阶段井底流压、日产水量及日产油量动态数据。②绘制油相和水相规整化压力与物质平衡时间双对数图，定性识别油水排采流动特征。③利用油相动态解释模型(式(26))，进行油相产量图版初拟合，反演得到压裂缝半长、导流能力和改造区的渗透率、宽度。其中压裂缝半长与导流能力准确性较低，利用水相动态进一步精确解释。④以油相或上一迭代步反演的压裂缝半长与导流能力为初值，利用式(29)和式(30)计算压裂缝内平均含水饱和度和平均压力。⑤利用式(6)和式(7)分别计算水相拟压力和拟时间，得到水相规整化拟压力与物质平衡拟时间的关系曲线。⑥利用表1中水相直线分析法，解释得到压裂缝半长与导流能力，并与步骤④中初值比较，若收敛则结束结算，若不收敛则回到步骤④迭代计算直到收敛为止。⑦步骤⑥收敛后，将油相解释的改造区渗透率与宽度、水相解释的压裂缝半长与导流能力作为解释的最终参数。

排采动态解释及参数反演流程如图4所示,可用于压裂缝及储层参数反演解释以及排采动态解释分析。

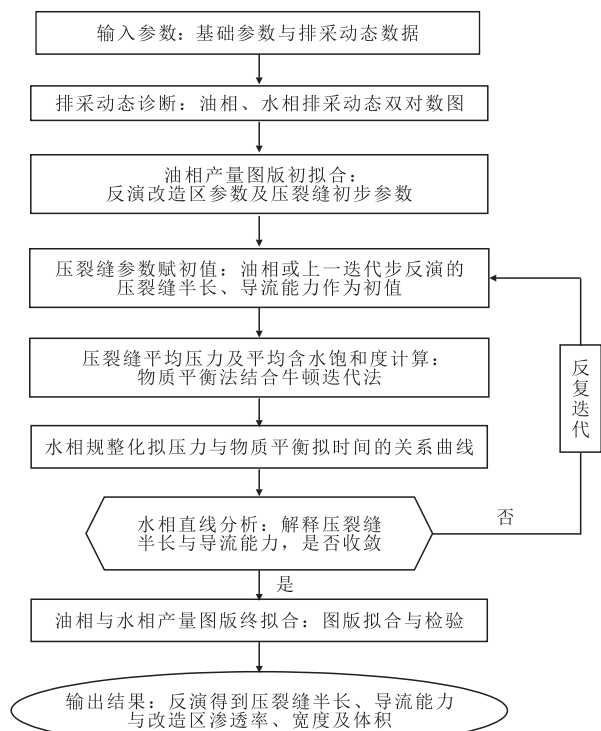


图4 排采动态解释及参数反演流程  
Fig.4 Flow chart for interpretation of dynamic flowback and production and parameter inversion

### 3.3 排采动态解释方法验证

为验证排采动态解释方法及解释结果的准确性,建立压裂水平井排采数值模型,验证压裂缝内压力与饱和度变化关系、压裂缝及储层参数的反演结果。对于压裂水平井及网格构建如图5所示,应用数值模拟软件 t-Navigator 建立压裂缝模型,模型基础参数见表2。

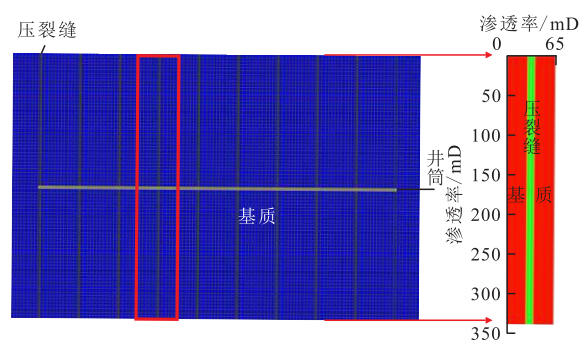


图5 压裂水平井排采数值模型  
Fig.5 Numerical model of fractured horizontal well

将数值模拟和排采动态解释模型求得的平均压力、平均含水饱和度变化关系对比,由对比结果(图6)可以看出,平均压力和平均含水饱和度变化曲线吻合较好,利用式(29)和式(30)求得的平均压力和平均含水饱和度关系较准确,可以应用于后续反演。

表2 模型基础参数

Table2 Basic parameters of model

参数	取值	参数	取值
原始地层压力/MPa	30	压裂缝孔隙度	0.4
地层厚度/m	6	压裂缝压缩系数/MPa <sup>-1</sup>	1.0×10 <sup>-3</sup>
原油体积系数/(m <sup>3</sup> /m <sup>3</sup> )	1.3	压裂缝半长/m	169
水相体积系数/(m <sup>3</sup> /m <sup>3</sup> )	1.0	压裂缝渗透率/mD	700
原油黏度/(mPa·s)	0.8	改造区孔隙度	0.12
水相压缩系数/MPa <sup>-1</sup>	1.0×10 <sup>-4</sup>	改造区压缩系数/MPa <sup>-1</sup>	1.3×10 <sup>-3</sup>
油相压缩系数/MPa <sup>-1</sup>	4.2×10 <sup>-4</sup>	改造区渗透率/mD	1.0×10 <sup>-4</sup>
段间距/m	65		

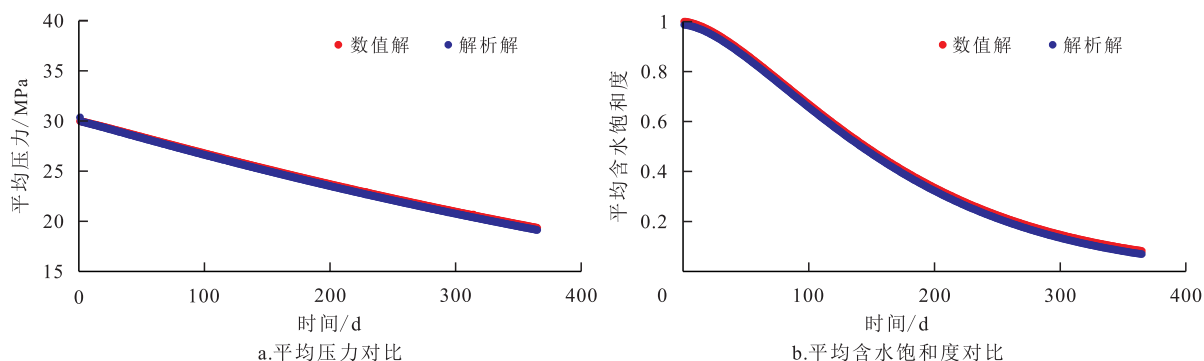


图6 压裂缝平均压力与平均含水饱和度对比验证  
Fig.6 Comparison and verification of average fracture pressure and average water saturation

应用油水排采动态解释方法,首先分别对油相和水相流态进行诊断,如图7所示,油相流动表现为斜率为1/2的改造区线性流和斜率为1的改造区边界控制流,水相流动表现为斜率为1/2的压裂缝线性流和斜率为1的压裂缝边界控制流。

利用油相动态解释模型(式(26))进行初拟合,再利用表1不同流动阶段直线分析法对水相解释,最后对油相和水相进行终拟合和检验,解释整个流程数据见图8。求得的压裂缝及储层参数与模型假设的解释结果对比见表3。通过误差计算,拟合精度在90%以上,油相和水相模型压裂缝参数反演效果较好,解释结果合理。

## 4 矿场应用

选取中国西部某区块页岩油井进行动态解释及参数反演分析,区块基础参数见表4。根据油水产量、井底流压等排采数据,利用油水排采动态解释方法,结合直线分析法和图版拟合法,反演压裂缝半长和导流能力、改造区宽度和渗透率。

### 4.1 井1

井1排采动态曲线如图9所示,排采刚开始油

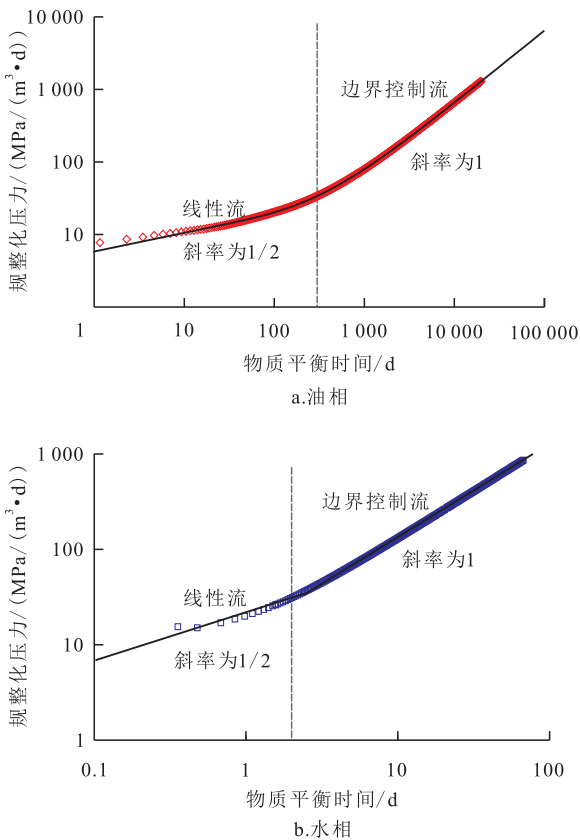
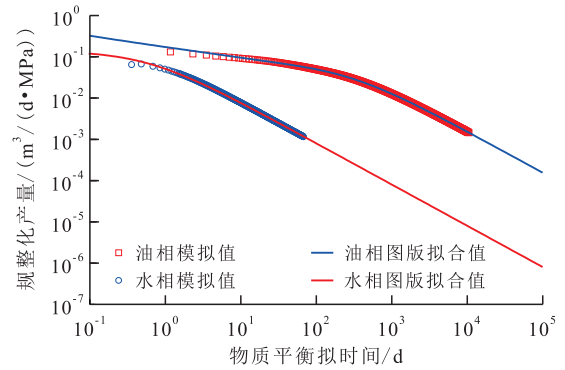
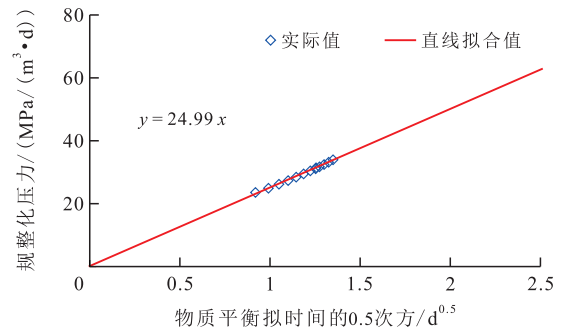


图7 油水排采动态双对数诊断结果

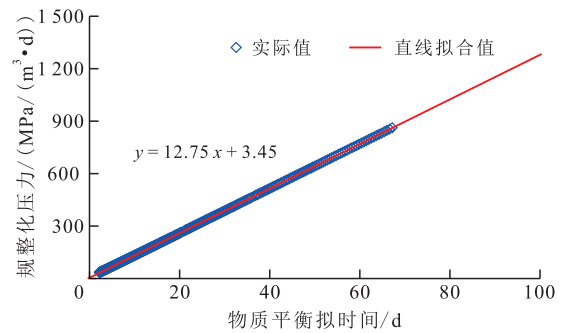
Fig.7 Log-log diagnosis results of dynamic oil-water flowback and production



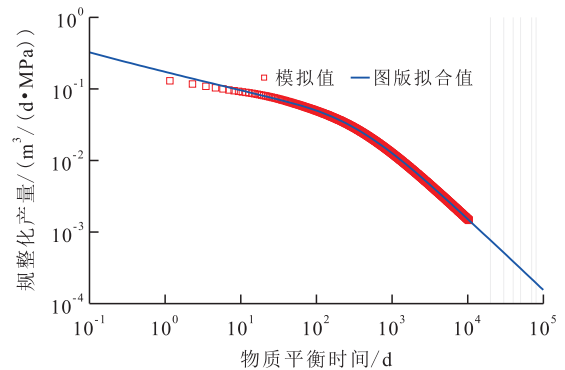
a.油相产量递减双对数图版初拟合



b.水相线性流直线分析



c.水相边界控制流直线分析



d.水相和油相产量递减双对数图版终拟合

图8 油水排采动态解释结果

Fig.8 Interpretation results of dynamic oil-water flowback and production

水同产,初期产油量在十几天内增加,达到峰值后数月内快速递减,最后缓慢递减,产水量几乎全程持续递减,早期快速递减,后期缓慢递减。



表3 假设与模型解释结果对比  
Table3 Comparison between hypothesis and model interpretation results

对比项	压裂缝半长/m	压裂缝渗透率/mD	改造区宽度/m	改造区渗透率/mD
假设	169.0	732.0	32.5	$1.0 \times 10^{-4}$
模型解释结果	167.2	735.4	30.8	$1.08 \times 10^{-4}$

表4 区块基础参数  
Table4 Basic parameters of block

参数	取值	参数	取值
原油体积系数/( $m^3/m^3$ )	1.4	原始地层压力/MPa	23.64
水相体积系数/( $m^3/m^3$ )	1.0	地层厚度/m	20
原油黏度/( $mPa \cdot s$ )	1.35	压裂缝孔隙度	0.45
水黏度/( $mPa \cdot s$ )	1.0	压裂缝压缩系数/ $MPa^{-1}$	$1.0 \times 10^{-3}$
油相压缩系数/ $MPa^{-1}$	$1.33 \times 10^{-3}$	内区孔隙度	0.11
水相压缩系数/ $MPa^{-1}$	$1.0 \times 10^{-4}$	内区压缩系数/ $MPa^{-1}$	$1.0 \times 10^{-3}$

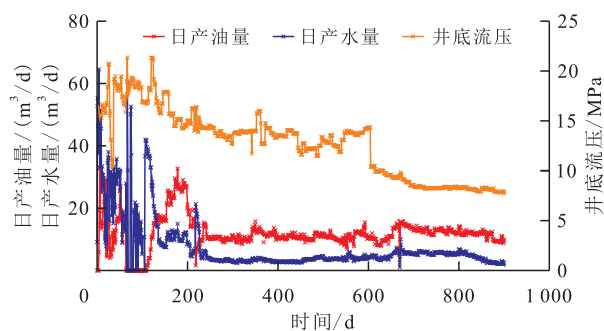


图9 井1排采动态曲线

Fig.9 Dynamic flowback and production curve of western Well 1

力早期表现出了斜率1/2的线性流,为压裂缝内水相线性流动,且持续了一定时间,表明压裂缝导流能力不高;随后出现了持续时间长的边界控制流,为压裂液排采衰竭过程(图10)。

如图11a所示,利用油相动态解释模型(式(26))进行产量递减双对数图版初拟合,改造区线性流后期和改造区边界控制流拟合较好,早期油增水减过程拟合一般,表明改造区渗透率和宽度解释较准确,压裂缝参数需进一步调整。以图11a解释结果为初值,利用表1直线分析法对水相进行解释,如图11b和11c所示水相线性流和边界控制流均表现出了良好的线性关系,油相和水相产量递减双对数图版终拟合均较好。反演得到井1压裂缝半长为59.9 m,导流能力为26.8  $mD \cdot m$ ;改造区宽度为24.5 m,渗透率为0.040 7 mD。

依据反演的压裂缝及改造区参数,建立压裂水

在双对数坐标系下对油水两相流态进行识别,诊断结果见图10。油相规整化压力在物质平衡时间前20 d出现降低趋势,代表排采早期油增水减的产量变化过程;随后出现斜率为1/2的改造区线性流,为基质向压裂缝供油阶段;最后以斜率为1的改造区边界控制流结束,表示动用区域已到达了改造区边界,为各压裂段间干扰的结果。水相规整化压

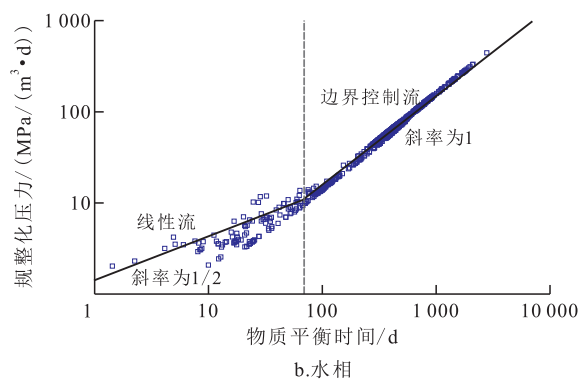
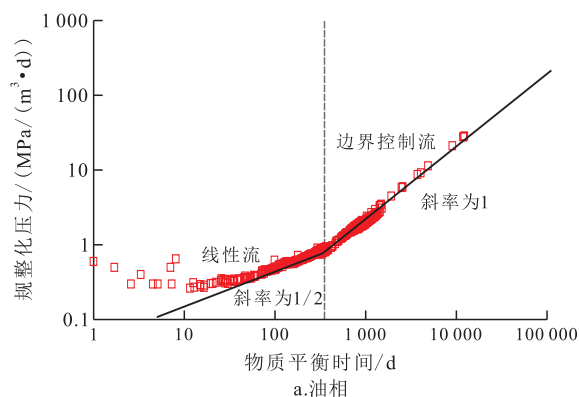


图10 井1油水排采动态双对数诊断结果

Fig.10 Log-log diagnosis results of dynamic oil-water flowback and production of Well 1

平井排采数值模拟模型,进行油水排采产量预测,并在实际排采结束后,利用最后时刻井底流压继续模拟300 d。从图12可以看出,除了产量变化点外,其余阶段产量吻合程度较高,预测油水产量趋势合理。

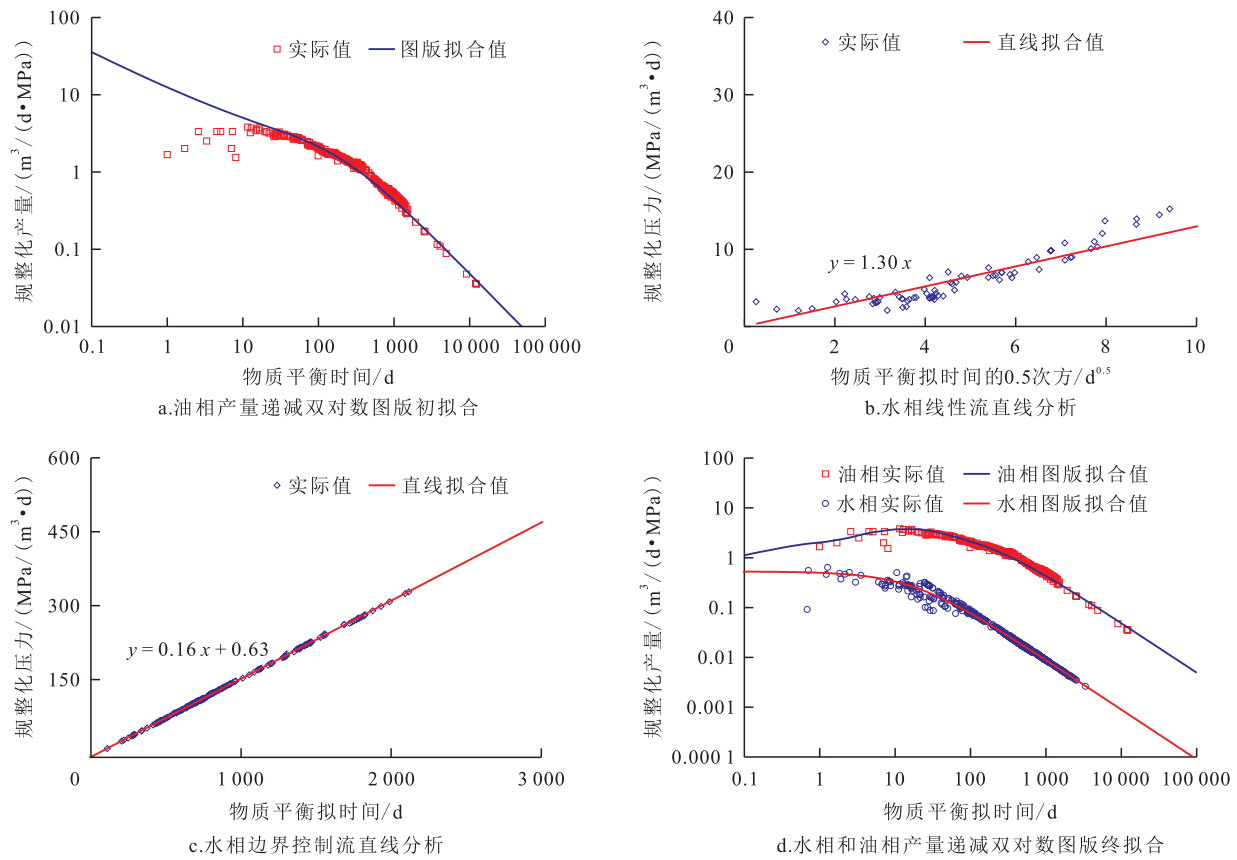


图11 井1油水排采动态解释结果

Fig.11 Interpretation results of dynamic oil-water flowback and production of Well 1

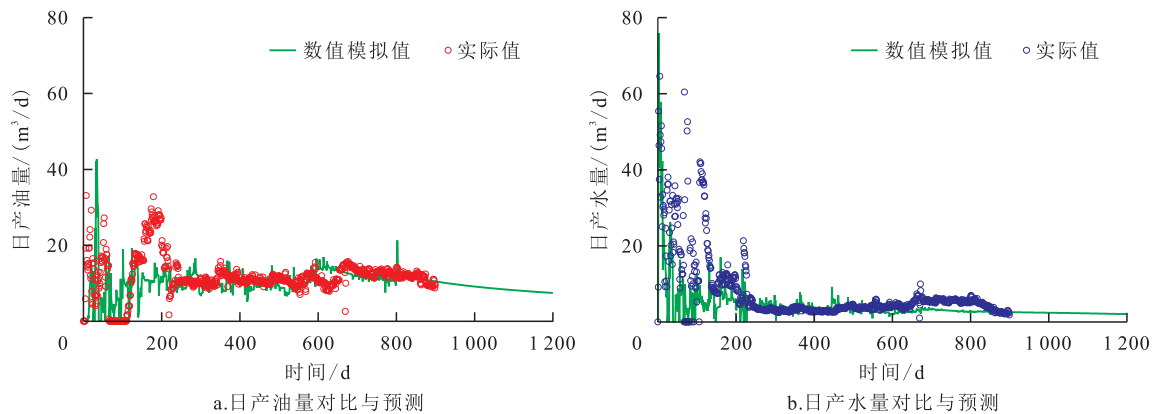


图12 井1排采数值模拟结果与实际产量对比

Fig.12 Comparison between actual production and numerical simulation of flowback and production of Well 1

### 4.2 井2

井2排采动态曲线如图13所示,排采早期只产水,而后日产水量短暂上升后持续递减,先快速递减,后期缓慢递减;日产油量先增加达到峰值后数个月内快速递减,最后缓慢递减。

如图14所示,在双对数坐标系下首先对油水排采动态特征进行识别,油相规整化压力在物质平衡时间前30 d出现降低趋势,代表排采早期油增水减的产量变化过程;随后出现斜率为1/2的改造区线性流,为基质向压裂缝供油阶段;最后以斜率为1的改造区边界控制流结束,表示动用区域已到达了改

造区边界,为各压裂段间干扰的结果。与井1不同,井2水相规整化压力早期并无线性流,而是全阶段均为斜率1的边界控制流,表明压裂缝导流能力较高且半长较大,压裂排采快速进入衰竭期,且持续时间较长。

如图15a所示,利用油相动态解释模型(式(26))进行产量递减双对数图版初拟合,改造区线性流和边界控制流拟合较好,早期油增气减过程拟合一般,表明改造区渗透率和宽度解释较准确,压裂缝参数需进一步调整。以图15a解释结果为初值,利用表1直线分析法对水相进行解释,如图15b所

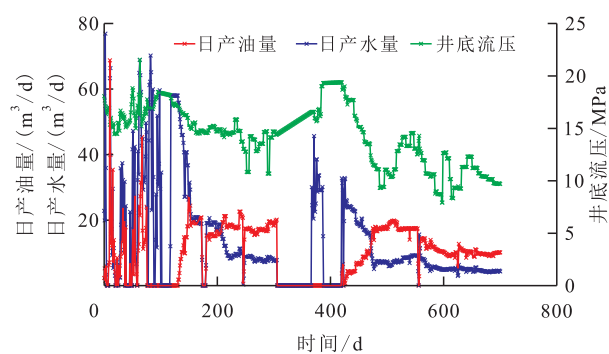
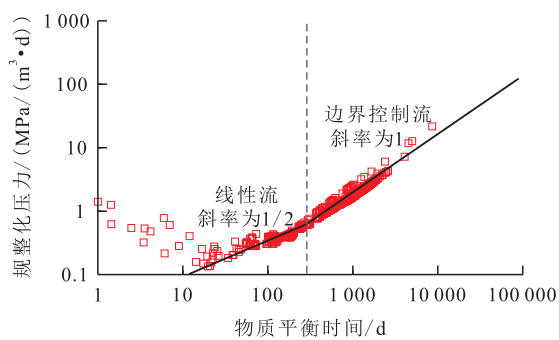
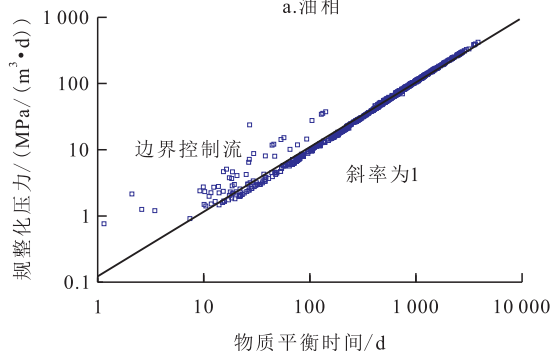


图13 井2排采动态曲线

Fig.13 Dynamic flowback and production curve of Well 2



a.油相



b.水相

图14 井2油水排采动态双对数诊断结果

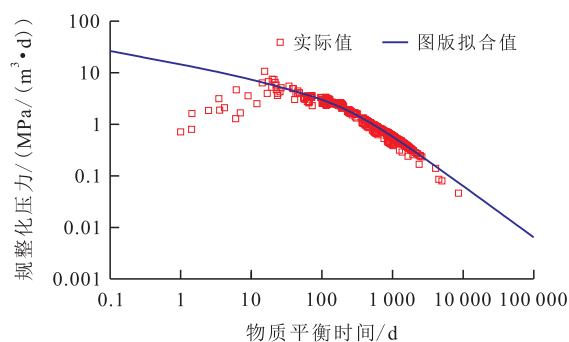
Fig.14 Log-log diagnosis results of dynamic oil-water flowback and production of Well 2

示水相边界控制流表现出良好的线性关系,油相和水相产量递减双对数图版终拟合均较好。反演得到井2压裂缝半长为126.8 m,导流能力为76.4 mD·m;改造区宽度为26.5 m,渗透率为0.011 7 mD(图15)。

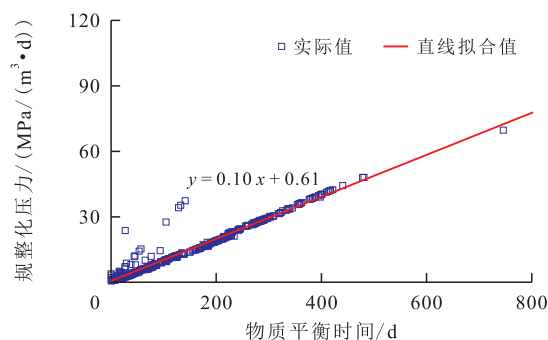
依据反演的压裂缝及改造区参数,建立压裂水平井排采数值模拟模型,进行油水排采产量对比与预测。由对比结果(图16)可以看出,油水产量吻合程度较高,油水产量预测趋势合理。

## 5 结论

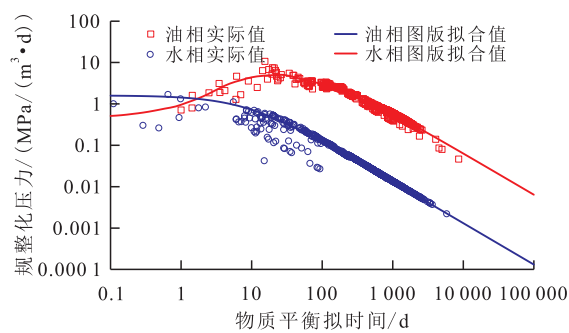
(1)建立了压裂缝油水两相与基质油相单相的排采动态解释模型,推导了油相和水相流动的解析



a.油相产量递减双对数图版初拟合



b.水相边界控制流直线分析



c.水相和油相产量递减双对数图版终拟合

图15 井2油水排采动态解释结果

Fig.15 Interpretation results of dynamic oil-water flowback and production of Well 2

解和特征解。

(2)形成了油水排采动态解释模型及方法,能够诊断识别油水典型流动特征,利用油相图版拟合反演压裂缝参数作为初值,进行水相直线分析,以油相和水相产量递减双对数图版终拟合效果为检验,解释了压裂缝及储层参数,完善了页岩油藏动态分析方法。

(3)实际矿场2口典型压裂井排采动态分析表明基于排采动态解释模型反演的压裂缝半长、导流能力与改造区宽度、渗透率,进行排采数值模拟得到的产量值与实际值吻合度高,且预测合理,可为页岩油藏压裂效果评价及高效开发对策制定提供重要依据。

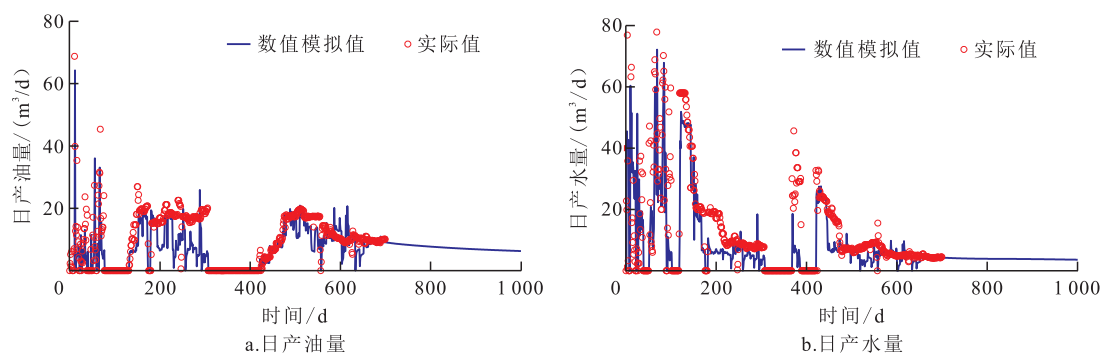


图16 井2排采数值模拟结果与实际产量对比

Fig.16 Comparison between actual production and numerical simulation of flowback and production of Well 2

## 参考文献

- [1] 邹才能, 潘松圻, 荆振华, 等. 页岩油气革命及影响[J]. 石油学报, 2020, 41(1): 1-12.  
ZOU Caineng, PAN Songqi, JING Zhenhua, et al. Shale oil and gas revolution and its impact [J]. Acta Petrolei Sinica, 2020, 41(1): 1-12.
- [2] 张仁贵, 刘迪仁, 彭成, 等. 中国陆相页岩油勘探发现现状及展望[J]. 现代化工, 2022, 42(3): 6-10.  
ZHANG Rengui, LIU Diren, PENG Cheng, et al. Current status and prospects of China's continental shale oil exploration and development [J]. Modern Chemical Industry, 2022, 42(3): 6-10.
- [3] 许建红, 崔啸龙, 姜恩元. 致密砂岩储层水平井水力压裂压裂缝参数影响因素数值模拟[J]. 大庆石油地质与开发, 2023, 42(5): 154-159.  
XU Jianhong, CUI Xiaolong, JIANG Enyuan, et al. Numerical simulation of influencing factors of hydraulic fracture parameters of horizontal wells in tight sandstone reservoirs [J]. Petroleum Geology & Oilfield Development in Daqing, 2023, 42(5): 154-159.
- [4] 张矿生, 薛小佳, 陶亮, 等. 页岩油水平井体积压裂缝网波及体积评价新方法及应用[J]. 特种油气藏, 2023, 30(5): 127-134.  
ZHANG Kuangsheng, XUE Xiaojia, TAO Liang, et al. New Method for evaluating the volume fracturing fracture network sweep volume in shale oil horizontal wells and its application [J]. Special Oil & Gas Reservoirs, 2023, 30(5): 127-134.
- [5] 胡静, 罗腾跃, 胡晓辉, 等. 致密气井动态储量计算方法讨论[J]. 非常规油气, 2022, 9(2): 94-99.  
HU Jing, LUO Tengyue, HU Xiaohui, et al. Discussion on calculation method of dynamic reserves in tight gas wells [J]. Unconventional Oil & Gas, 2022, 9(2): 94-99.
- [6] 张方, 高阳, 李映艳, 等. 页岩油不同类型甜点水平井压裂产能影响规律[J]. 中国海上油气, 2022, 34(5): 123-131.  
ZHANG Fang, GAO Yang, LI Yingyan, et al. Effects of different types of sweet spots on fracturing and productivity of horizontal wells in shale oil reservoirs [J]. China Offshore Oil and Gas, 2022, 34(5): 123-131.
- [7] 王小兵, 胡炎射, 李森, 等. 沉积岩致密油藏压裂裂缝导流能力及产能模型[J]. 新疆石油地质, 2023, 44(4): 442-449.  
WANG Xiaobing, HU Yanshe, LI Sen, et al. Models for conductivity and productivity of hydraulic fractures in tight oil reservoirs in sedimentary rocks [J]. Xinjiang Petroleum Geology, 2023, 44(4): 442-449.
- [8] 孙纯国, 陈丽. 国内页岩油开采工艺模拟研究进展[J]. 化工设计通讯, 2018, 44(1): 56.  
SUN Chunguo, CHEN Li. Research progress on simulation of domestic shale oil mining technology [J]. Chemical Engineering Design Communications, 2018, 44(1): 56.
- [9] 厉家宗, 朱超凡, 徐绍涛, 等. 注采井数比对抚顺油页岩注高温氮气原位转化开采的影响[J]. 断块油气田, 2023, 30(5): 743-750.  
LI Jiazong, ZHU Chaofan, XU Shaotao, et al. Influences of injection-production wells ratio on in-situ conversion production of high-temperature nitrogen injection in Fushun oil shale [J]. Fault-Block Oil & Gas Field, 2023, 30(5): 743-750.
- [10] 张鹏, 李鹏辉, 蒲春生. 致密油水平井分段注采一体化管柱研究[J]. 石油机械, 2022, 50(3): 86-92.  
ZHANG Peng, LI Penghui, PU Chunsheng. Research on integrated sectional injection-production string in horizontal well of tight oil reservoir [J]. China Petroleum Machinery, 2022, 50(3): 86-92.
- [11] 张丽. 致密油水平井大规模压裂后合理工作制度研究[J]. 中外能源, 2017, 22(4): 32-36.  
ZHANG Li. Research on the reasonable working system of the horizontal well for tight oil after large-scale fracturing [J]. Sino-Global Energy, 2017, 22(4): 32-36.
- [12] 苗国晶. 致密油水平井自喷阶段合理工作制度研究[J]. 石油石化节能, 2020, 10(5): 5-7, 19.  
MIAO Guojing. Study on the rational working system of horizontal well flowing in tight oil [J]. Energy Conservation in Petroleum & Petrochemical Industry, 2020, 10(5): 5-7, 19.
- [13] CRAFTON J. Modeling flowback behavior or flowback equals "slowback" [C]. Fort Worth, Texas, U. S. A: SPE Shale Gas Production Conference, 2008.
- [14] CRAFTON J. Flowback performance in intensely naturally fractured shale gas reservoirs [C]. Pittsburgh, PA, USA: SPE Unconventional Gas Conference, 2010.
- [15] ABBASI M A, DEGHANPOUR H, HAWKES R V. Flowback analysis for fracture characterization [C]. Calgary, Alberta, Canada: SPE Canadian Unconventional Resources Conference, 2012.

- [16] 王军磊, 位云生, 陈鹏, 等. 页岩气生产数据联合分析方法研究与应用[J]. 特种油气藏, 2014, 21(3): 7-13.  
WANG Junlei, WEI Yunsheng, CHEN Peng, et al. Research and application of combined analytical method for shale gas production data [J]. Special Oil & Gas Reservoirs, 2014, 21(3): 7-13.
- [17] 胡小虎, 王妍妍, 刘华, 等. 考虑拟时间的页岩气压裂水平井生产数据分析方法[J]. 油气井测试, 2021, 30(1): 66-72.  
HU Xiaohu, WANG Yanyan, LIU Hua, et al. Production data analysis method of shale gas horizontal well fracturing considering pseudo time [J]. Well Testing, 2021, 30(1): 66-72.
- [18] 蒋国斌, 才庆, 杨景海, 等. 基于大规模多段压裂水平井返排数据的压裂效果评价方法[J]. 油气井测试, 2019, 28(2): 14-19.  
JIANG Guobin, CAI Qing, YANG Jinghai, et al. Fracturing effect evaluation method based on flowback data of horizontal well with large-scale multi-stage fracturing [J]. Well Testing, 2019, 28(2): 14-19.
- [19] 刘子雄, 王艳红, 高杰, 等. 基于压裂返排数据的有效破裂体积计算方法[J]. 石油地质与工程, 2019, 33(2): 112-115.  
LIU ZiXiong, WANG Yanhong, GAO Jie, et al. Calculation method of effective fracture volume based on fracture flowback data [J]. Petroleum Geology and Engineering, 2019, 33(2): 112-115.
- [20] CLARKSON C R R, WILLIAMS-KOVACS J D D. Modeling two-phase flowback of multifractured horizontal wells completed in shale [J]. SPE Journal, 2013, 18(4): 795-812.
- [21] WILLIAMS-KOVACS J D, CLARKSON C R. A modified approach for modeling two-phase flowback from multi-fractured horizontal shale gas wells [J]. Journal of Natural Gas Science and Engineering, 2016, 30: 127-147.
- [22] CLARKSON C R, QANBARI F, WILLIAMS-KOVACS J D. Semi-analytical model for matching flowback and early-time production of multi-fractured horizontal tight oil wells [C]. San Antonio, Texas, USA: SPE/AAPG/SEG Unconventional Resources Technology Conference, 2016.
- [23] JIA P, CHENG L, HUANG S, et al. Dynamic coupling of analytical linear flow solution and numerical fracture model for simulating early-time flowback of fractured tight oil wells planar fracture and complex fracture network [J]. Journal of Petroleum Science and Engineering, 2019, 177(5): 1-23.
- [24] ZHANG F, EMAMI-MEYBODI H. A semianalytical method for two-phase flowback rate-transient analysis in shale gas reservoirs [J]. SPE Journal, 2020, 25(4): 1 599-1 622.
- [25] 徐兵祥. 页岩挥发油井生产分析方法[J]. 油气地质与采收率, 2016, 23(5): 71-75.  
XU Bingxiang. Production data analysis of shale volatile oil wells [J]. Petroleum Geology and Recovery Efficiency, 2016, 23(5): 71-75.
- [26] 邹才能, 朱如凯, 白斌, 等. 致密油与页岩油内涵、特征、潜力及挑战[J]. 矿物岩石地球化学通报, 2015, 34(1): 3-17.  
ZOU Caineng, ZHU Rukai, BAI Bin, et al. Significance, geologic characteristics, resource potential and future challenges of tight oil and shale oil [J]. Bulletin of Mineralogy, Petrology and Geochemistry, 2015, 34(1): 3-17.
- [27] 赵兰. 致密砂岩储层微压裂缝发育特征及对物性的影响——以杭锦旗地区十里加汗区带为例[J]. 油气藏评价与开发, 2022, 12(2): 285-291, 312.  
ZHAO Lan. Development characteristics of microfractures in tight sandstone reservoir and its influence on physical properties: a case study of Shiligiahan zone in Hangjinqi [J]. Petroleum Reservoir Evaluation and Development, 2022, 12(2): 285-291, 312.
- [28] 黄彦庆, 肖开华, 金武军, 等. 川东北元坝西部须家河组致密砂岩压裂缝发育特征及控制因素[J]. 地质科技通报, 2023, 42(2): 105-114.  
HUANG Yangqing, XIAO Kaihua, JIN Wujun, et al. Characteristics and controlling factors of tight sandstone reservoir fractures in the Xuahe Formation of the western Yuanba area, northeastern Sichuan Basin [J]. Bulletin of Geological Science and Technology, 2023, 42(2): 105-114.
- [29] 王益民, 李继庆, 万云强, 等. 基于返排数据计算页岩气井压裂有效体积的方法及应用[J]. 石油实验地质, 2023, 45(6): 1 215-1 220.  
WANG Yimin, LI Jiqing, WAN Yunqiang, et al. Method of estimating the effective fracture volume of shale gas wells using flowback data and its application [J]. Petroleum Geology & Experiment, 2023, 45(6): 1 215-1 220.
- [30] ZHAO J, WANG Q, HU Y, et al. Numerical investigation of shut-in time on stress evolution and tight oil production [J]. Journal of Petroleum Science and Engineering, 2019, 179: 716-733.
- [31] 蒋廷学, 卞晓冰, 王海涛, 等. 页岩气水平井分段压裂排采规律研究[J]. 石油钻探技术, 2013, 41(5): 21-25.  
JIANG Tingxue, BIAN Xiaobing, WANG Haitao, et al. Flow back mechanism study of multi-stage fracturing of shale gas horizontal wells [J]. Petroleum Drilling Techniques, 2013, 41(5): 21-25.
- [32] CINCO-LEY H, SAMANIEGO-V F. Transient pressure analysis for fractured wells [J]. Journal of Petroleum Technology, 1981, 33(9): 1 749-1 766.
- [33] WATTENBARGER R A, EL-BANBI A H, VILLEGAS M E, et al. Production analysis of linear flow into fractured tight gas wells [C]. Denver, Colorado: SPE Rocky Mountain Regional/Low-Permeability Reservoirs Symposium, 1998.
- [34] BROWN M, OZKAN E, RAGHAVAN R, et al. Practical solutions for pressure-transient responses of fractured horizontal wells in unconventional shale reservoirs [R]. Paper SPE 125043 presented at the SPE Annual Technical Conference and Exhibition, New Orleans, USA, 4-7 October, 2009.