

低渗透油藏中不同压裂注采井网非稳态产量计算分析

蒲军^{1,2,3}, 秦学杰¹, 苟斐斐¹, 方文超¹

(1. 中国石化石油勘探开发研究院, 北京 100083; 2. 中国科学院渗流流体力学研究所, 河北廊坊 065007;

3. 中国科学院大学, 北京 100190)

摘要:在井网压裂基础上进行注水,可以有效改善流场,增大泄油面积,是开发低渗透油藏的重要手段。快速准确预测低渗透油藏注水开发产量可以为开发优化设计奠定基础,但低渗透油藏注水开发呈现非稳态、非线性渗流特征,基于达西定律形成的油藏工程方法并不适用。本次研究通过流场分析,来划分等效流动单元,并在此基础上考虑了油水两相渗流启动压力梯度,采用流线积分法建立了不同压裂注采井网的水驱非稳态产量解析计算方法。与物理模拟及数值模拟相比,计算方法更简单,计算速度更快,可以为低渗透油藏压裂注采方式优选及注水开发对策制定提供手段。采用本方法计算并剖析了启动压力梯度、压裂注采方式及裂缝长度对油井生产动态的影响,结果表明:启动压力梯度增大了渗流阻力,与不考虑启动压力梯度相比,油井产量更低;受流动单元控制,不同压裂注采方式的增产效果及见水时间完全不同,同时压裂注采方式的增产效果最好,能够增产3.1倍,但见水时间仅为24个月;随着压裂缝长增加,油井产量越高,但当缝长超过最佳长度,增油效果不明显。

关键词:启动压力梯度;流线积分法;非稳态产量;渗流阻力;压裂注采方式;低渗透油藏

中图分类号:TE327

文献标识码:A

Calculation and analysis of unsteady production of different fractured injection-production patterns in low permeability reservoirs

Pu Jun^{1,2,3}, Qin Xuejie¹, Gou Feifei¹, Fang Wenchao¹

(1. Petroleum Exploration and Production Research Institute, SINOPEC, Beijing 100083, China; 2. Institute of Porous Flow and Fluid Mechanics, Chinese Academy of Sciences, Langfang, Hebei 065007, China; 3. University of Chinese Academy of Sciences, Beijing 100190, China)

Abstract: Waterflooding in fractured reservoirs, an important way to develop low permeability reservoirs, can effectively improve the flow field effectiveness and increase oil discharge area. Rapid and accurate prediction of production of low permeability reservoirs with water injection can establish a foundation for optimal design of development. However, the flow field of water injecting into low permeability reservoirs presents unsteady and nonlinear flow characteristics, so the calculation methods based on Darcy's law are not applicable. After the analysis of flow fields, the equivalent flow units are divided. Taking the threshold pressure gradient of oil-water two-phase flow into consideration, we established the analytical calculation method for unsteady oil production with injection in different fracturing modes, based on the flow line integral method. And the method is simpler and faster compared with physical and numerical simulations, so it is applicable for optimizing fracturing injection and production well patterns and water injection development strategies in low permeability reservoirs. Besides, this method was used to calculate and analyze the effects of threshold pressure gradient, fracturing injection and production methods and fracture lengths on the productivity of oil wells. The results show that (1) the greater threshold pressure gradient leads to larger seepage resistance, so the well productivity is lower than that without considering the threshold pressure gradient; (2) the well productivity is controlled by flow units, so with different fracturing injection and production modes, the effects of production increase and the time of water breakthrough are completely different. Although the increase of production with simultaneous fracturing injection and production is the best, being 3.1 times that of other modes, the water breakthrough time is just 24 months; (3) with the increase of fracture length, the oil production increases, whereas the effect of increased oil production is not obvious any more when the fracture length

收稿日期:2018-04-23;修订日期:2018-05-21。

第一作者简介:蒲军(1982—),男,高级工程师,低渗-致密油藏开发。E-mail:pujun830@sohu.com。

基金项目:国家科技重大专项(2017ZX05049-006)。

exceeds the optimum length.

Key words: threshold pressure gradient, flow line integral method, non-steady production, seepage resistance, fracturing injection and production mode, low permeability reservoir

在井网压裂基础上进行注水开发,可以有效改善流场,增大泄油面积,提高油井产量与采收率,是改善低渗透油藏开发效果的重要手段^[1-8]。快速准确预测低渗透油藏压裂井网注水开发产量可以为低渗透油藏开发优化设计奠定基础。但低渗透油藏注水开发呈现非稳态、非线性渗流特征,存在启动压力梯度^[9-15],油水两相流动阻力大,基于达西定律形成的油藏工程方法并不适用。

针对这一问题,国内外油藏工程专家开展了大量的研究工作,但主要集中在室内实验及数值模拟方面,实验难度大、周期长,数学模型复杂、计算过程繁琐^[16-23]。而中石化勘探开发研究院的计秉玉等人提出了流线积分法,通过分析流场内流线分布特征,将流场分解成多根微小流管,推导了低渗透油藏整体压裂条件下的油井产能解析计算公式,为低渗透油藏产能预测与评价提供了手段^[24]。但该方法仍不完善,首先仅考虑了单相稳态渗流,无法计算注水开发过程中油井产量随时间的动态变化;而且只考虑了油水井同时整体压裂,不能对比分析不同压裂注采方式下油井产量的差异。

本文借鉴前人的研究经验,基于流线积分法建立了不同压裂注采方式下油水两相渗流的油井非稳态产量计算方法,计算并剖析了启动压力梯度、压裂注采方式及裂缝长度对油井生产动态的影响,可以为低渗透油藏压裂注采方式优选及注水开发对策制定提供依据。

1 不同压裂注采井网物理模型

根据增注或提产需求,油田现场一般有3种压裂注采方式:油井压裂、水井压裂和油水井同时压裂。不同压裂注采方式对流场的改造效果不同,油水井间呈现不同的流动特征,通过对压裂后的流场进行分析,油水井间的流动区域可以划分为不同的等效流动单元(图1)。

通过以上单元划分,不难看出不同压裂注采方式条件下油水井间存在4种流动单元类型:点源点汇流动单元、点源线汇流动单元、线源点汇流动单元及线源线汇流动单元。分别建立不同类型流动单元的产量计算模型,然后根据压裂注采方式将对应的流动单元产量相加即可得到不同压裂注采方式下的油井产量。

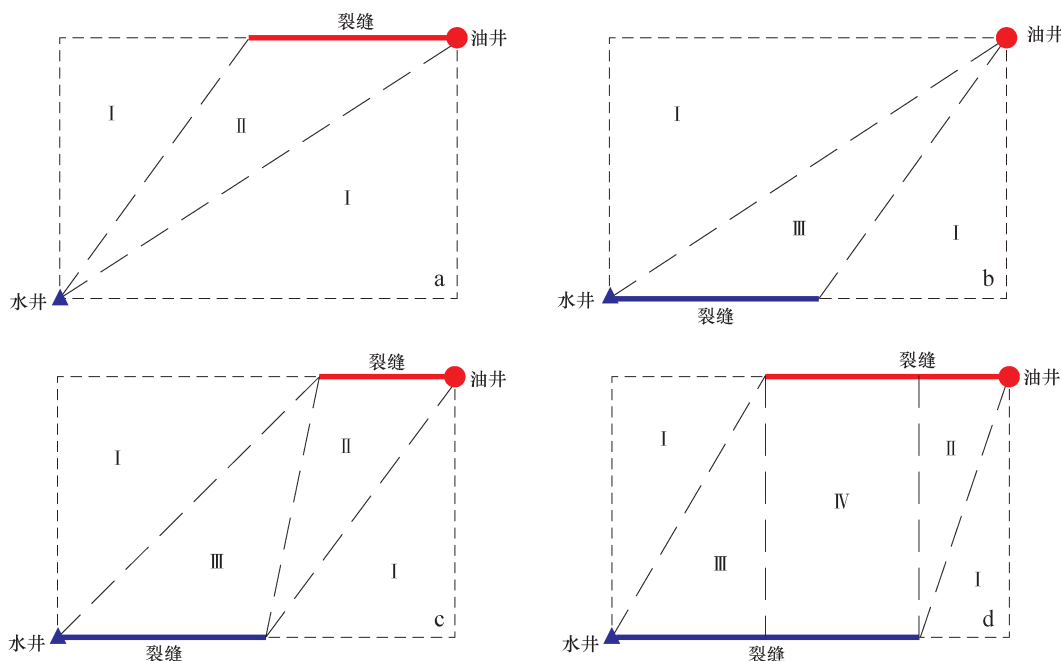


图1 不同压裂注采方式下流动单元划分

Fig. 1 Division of flow units under different fracturing injection and production modes

a. 油井压裂流动单元; b. 水井压裂流动单元; c. 油水井同时压裂(油井裂缝半长+水井裂缝半长 $\leq$ 井距之半);

d. 油水井同时压裂(油井裂缝半长+水井裂缝半长 $>$ 井距之半)

I. 点源点汇流动单元; II. 点源线汇流动单元; III. 线源点汇流动单元; IV. 线源线汇流动单元

2 不同生产方式下产量计算

2.1 流管非稳态水驱油理论

流场可以看作多根微小流管的集合,计算流动单

$$q_o = \begin{cases} \frac{(p_e - p_w) - \mu_w \int_{r_w}^{\xi} \lambda^{(1)}(x) dx - \lambda^{(2)}(L - \xi)}{\frac{1}{K} \left\{ \int_{r_w}^{\xi} \frac{\mu_w}{A(x)} \left[A + B \left(\frac{\mu_o \Phi}{\mu_w ab} \frac{\int_{r_w}^x A(x) dx}{\int_0^t q(t) dt} \right)^{\frac{1}{b-1}} + C \left(\frac{\mu_o \Phi}{\mu_w ab} \frac{\int_{r_w}^x A(x) dx}{\int_0^t q(t) dt} \right)^{\frac{2}{b-1}} \right] dx + \mu_o \int_{\xi}^L \frac{dx}{A(x)} \right\}} & (t \leq t_f) \\ \frac{(p_e - p_w - \mu_w \int_{r_w}^L \lambda^{(1)}(x) dx) \mu_o a \left(\frac{\mu_o \Phi}{\mu_w ab} \frac{\int_{r_w}^L A(x) dx}{\int_0^t q(t) dt} \right)^{\frac{b}{b-1}}}{\frac{1}{K} \int_{r_w}^L \frac{\mu_w}{A(x)} \left[A + B \left(\frac{\mu_o \Phi}{\mu_w ab} \frac{\int_{r_w}^x A(x) dx}{\int_0^t q(t) dt} \right)^{\frac{1}{b-1}} + C \left(\frac{\mu_o \Phi}{\mu_w ab} \frac{\int_{r_w}^x A(x) dx}{\int_0^t q(t) dt} \right)^{\frac{2}{b-1}} \right] dx} & (t > t_f) \end{cases} \quad (1)$$

式中: q_o 为流管油流量, m^3/d ; p_e 为注水井井底流压,MPa; p_w 为采油井井底流压,MPa; μ_o 为油粘度, $\text{mPa} \cdot \text{s}$; μ_w 为水粘度, $\text{mPa} \cdot \text{s}$; K 为地层渗透率, $10^{-3} \mu\text{m}^2$; Φ 为孔隙度,%; $\lambda^{(2)}$ 为单相渗流区启动压力梯度,MPa/m; r_w 为井半径,m; $\lambda^{(1)}(x)$ 为两相渗流区综合启动压力梯度,MPa/m; $A(x)$ 为流管截面积, m^2 ; t 为流动时间,s; L 为流管长度,m; ξ 为油水前缘位置,m; t_f 为油井见水时间,s; a, b, A, B, C 为相渗常数。

对公式(1)中所有未知参数进行整理和分析,根据参数性质将未知参数分为3类(表1)。

2.2 流动单元产量计算

1) 流管特征参数计算

不同类型流动单元的特征参数计算方法推导过程基本相同,因此本文以点源点汇流动单元为例进行详细介绍,其他类型流动单元特征参数计算公式见表2。

表1 流管非稳态产量计算公式中未知参数分类

Table 1 Categories of unknown parameters in non-steady production calculation of flow tube

参数分类	参数符号
测试参数	$p_e, p_w, \mu_o, \mu_w, \Phi, r_w, K, \lambda^{(2)}$
衍生参数	$\xi, t_f, \lambda^{(1)}(x), A, B, C, a, b$
特征参数	$L, A(x)$

注:测试参数是通过油田现场或室内实验测试获取的直接参数;衍生参数是通过计算才能获取的间接参数,笔者已经在参考文献[25]中给出了所有衍生参数的计算方法。推导出不同类型流动单元内流管的特征参数计算方法是计算不同流动单元流管流量的关键。

元的产量首先需要建立单根流管的流量计算方法。假设地层等厚均质,渗流流体为油相与水相,地层与油水相均不可压缩。在参考文献[25]中,笔者已经采用流线积分法推导了注水开发条件下任意形态流管内的非稳态流量计算公式[公式(1)]。

任意形态点源点汇流动单元及流管如图2所示。

① 流管长度 L 求解

基于图2建立三角函数关系方程,可以得到流管长度 L 如下:

$$L = \frac{\sin \alpha + \sin \left(\frac{\beta_0}{\alpha_0} \alpha \right)}{\sin \left(\frac{\alpha_0 + \beta_0}{\alpha_0} \alpha \right)} l \quad (2)$$

式中: l 为油水井距,m; α 为流管与油水井连线夹角, $(^\circ)$; α_0 和 β_0 为流动单元几何角, $(^\circ)$ 。

② 流管截面积 $A(x)$ 求解

在点源点汇流动单元中,流线会出现转折,流管截面积需要进行分段求解。通过几何分析可以得到点源点汇流动单元中流管截面积的计算公式如下:

$$A(x) = \begin{cases} 2hx \tan \frac{\Delta \alpha}{2} & r_w \leq x \leq \frac{\sin \left(\frac{\beta_0}{\alpha_0} \alpha \right)}{\sin \left(\frac{\alpha_0 + \beta_0}{\alpha_0} \alpha \right)} l \\ 2h(L-x) \tan \frac{\beta_0}{2\alpha_0} \Delta \alpha & \frac{\sin \left(\frac{\beta_0}{\alpha_0} \alpha \right)}{\sin \left(\frac{\alpha_0 + \beta_0}{\alpha_0} \alpha \right)} l < x \leq L \end{cases} \quad (3)$$

式中: h 为地层厚度,m; $\Delta \alpha$ 为流管夹角, $(^\circ)$ 。

2) 流动区域计算

由于低渗透油藏普遍存在启动压力梯度,在一定

表 2 不同类型流动单元计算参数
Table 2 Calculation parameters of different flow units

单元类型	单元示意图	流管长度 L	流管截面积 $A(x)$	流动区域计算
点源 点汇 流动 单元		$L = \frac{\sin \alpha + \sin \left(\frac{\beta_0}{\alpha_0} \alpha \right)}{\sin \left(\frac{\alpha_0 + \beta_0}{\alpha_0} \alpha \right)} l$	$A(x) = \begin{cases} 2hx \tan \frac{\Delta \alpha}{2} r_w \leq x \leq \frac{\sin \left(\frac{\beta_0}{\alpha_0} \alpha \right)}{\sin \left(\frac{\alpha_0 + \beta_0}{\alpha_0} \alpha \right)} l \\ 2h(L-x) \tan \frac{\Delta \alpha}{2} \frac{\beta_0}{2\alpha_0} \Delta \alpha \frac{\sin \left(\frac{\beta_0}{\alpha_0} \alpha \right)}{\sin \left(\frac{\alpha_0 + \beta_0}{\alpha_0} \alpha \right)} l < x \leq L \end{cases}$	$p_e - p_w - \lambda^{(2)} \frac{\sin \alpha_1 + \sin \left(\frac{\beta_0}{\alpha_0} \alpha_1 \right)}{\sin \left(\frac{\alpha_0 + \beta_0}{\alpha_0} \alpha_1 \right)} l = 0$
点源 线汇 流动 单元		$L = l [\cos \alpha - \sin \alpha \cot(\alpha + \beta_0)]$	$A(x) = 2hx \tan \frac{\Delta \alpha}{2}$	$p_e - p_w - \lambda^{(2)} [\cos \alpha_1 - \sin \alpha_1 \cot(\alpha_1 + \beta_0)] l = 0$
线源 点汇 流动 单元		$L = l [\cos \alpha - \sin \alpha \cot(\alpha + \beta_0)]$	$A(x) = 2h(L-x) \tan \frac{\Delta \alpha}{2}$	$p_e - p_w - \lambda^{(2)} [\cos \alpha_1 - \sin \alpha_1 \cot(\alpha_1 + \beta_0)] l = 0$
线源 线汇 流动 单元		$L = l = m$	$A(x) = h \Delta L_f$	$l' = \frac{p_e - p_w}{\lambda^{(2)}}$

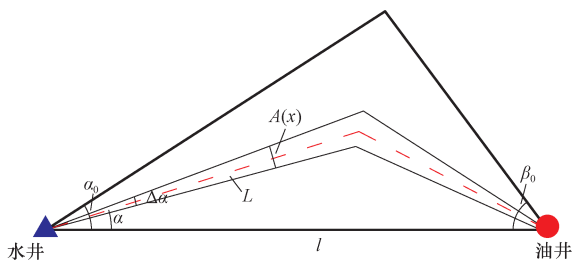


图2 任意形态点源点汇流动单元示意图

Fig. 2 Sketch map showing point source and point sink flow units

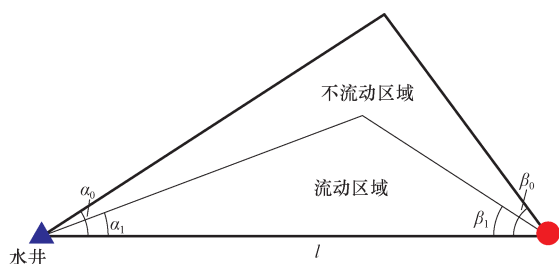


图3 点源点汇流动单元启动角示意图

Fig. 3 Sketch map showing startup angle of point source and point sink flow unit

井距和注采压差条件下,点源点汇流动单元内的流体不一定都能参与流动,计算流动单元产量时需要首先确定流动区域。如图3所示,流动区域由特征参数-启动角控制,在参考文献[25]中,笔者已经给出了点源点汇流动单元启动角的详细计算方法。

根据图3,建立三角函数关系可以得到:

$$p_e - p_w - \lambda^{(2)} \frac{\sin \alpha_1 + \sin \beta_1}{\sin(\alpha_1 + \beta_1)} l = 0 \quad (4)$$

且

$$\beta_1 = \frac{\beta_0}{\alpha_0} \alpha_1 \quad (5)$$

将公式(5)代入公式(4),可以得到关于启动角 α_1 的三角函数方程:

$$p_e - p_w - \lambda^{(2)} \frac{\sin \alpha_1 + \sin\left(\frac{\beta_0}{\alpha_0} \alpha_1\right)}{\sin\left(\frac{\alpha_0 + \beta_0}{\alpha_0} \alpha_1\right)} l = 0 \quad (6)$$

式中: α_1, β_1 为启动区域夹角, ($^\circ$)。求解公式(6),可以得到点源点汇流动单元的启动角 α_1 。得到启动角后,可以按照以下方法确定流动区域:

当 $\alpha_1 \leq 0$ 时,点源点汇流动单元全部不参与流动;

当 $0 < \alpha_1 < \alpha_0$ 时,点源点汇流动单元部分参与流动;

当 $\alpha_1 \geq \alpha_0$ 时,点源点汇流动单元全部参与流动。

按照相同的方法,很容易推导出点源线汇、线源点汇及线源线汇流动单元的流管特征参数及流动区域计算公式,形成流动单元计算参数表(表2)。

3) 流动单元产量计算

不同流动单元的产量可以通过如下步骤求解:

①计算确定流动单元的流动区域;②将流动区域划分为多根流管;③根据油田现场及室内实验测试资料确定测试参数;④根据参考文献[25]中的方法计算衍生参数;⑤根据表2中的计算公式得到特征参数 L 、 $A(x)$;⑥将测试参数、衍生参数及特征参数代入式1,得到不同流管的油流量;⑦不同流管的油流量相加得到流动单元的产油量。

2.3 油井产量计算

通过前面的分析可知,不同压裂注采方式下油水井间的流动区域可以划分为不同流动单元的组合,根据几何分析不难得到流动单元的形态参数(表3)。

令:

$$l' = \frac{P_e - P_w}{\lambda^{(2)}} \quad (7)$$

以油水井同时压裂方式($l_{f-in} + l_{f-out} > n$, 且 $l_1 > l_3$)为例介绍油井产量计算方法,其他压裂注采方式的油井产量计算基本相同,不再赘述。

① 当 $l' \leq l_2$ 时, I, II₁, II₂, II₃ 和 III 单元均不参与流动,油井产量 $q = 0$;

② 当 $l_2 < l' \leq l_3$ 时, II₁, II₂ 和 II₃ 单元参与流动, I 和 III 单元不流动,油井产量 $q = 4(q_{II1} + q_{II2} + q_{II3})$;

③ 当 $l_3 < l' \leq l_1$ 时, II₁, II₂, II₃, III 单元参与流动, I 单元不流动,油井产量 $q = 4(q_{II1} + q_{II2} + q_{II3} + q_{III})$;

④ 当 $l' > l_1$ 时, I, II₁, II₂, II₃ 和 III 单元均参与流动,油井产量 $q = 4(q_I + q_{II1} + q_{II2} + q_{II3} + q_{III})$ 。

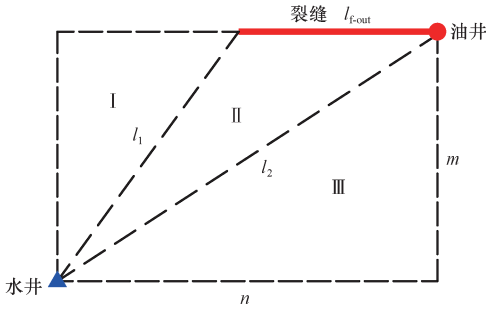
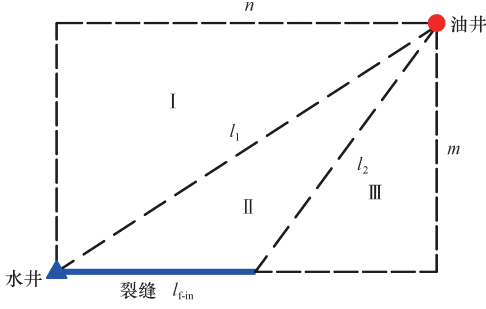
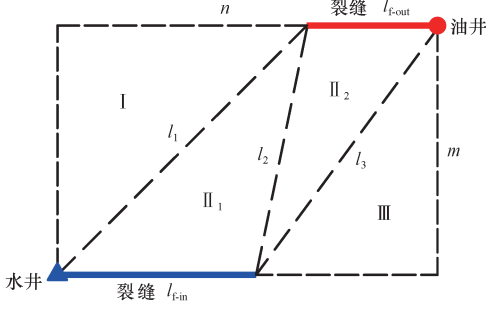
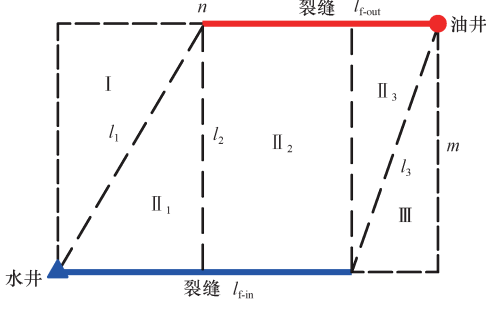
3 验证与计算

3.1 模型验证

以东部某低渗透区块为研究对象,该区块的基本参数见表4。在该区块采集了典型井的柱塞岩心,基于室内实验测试了该区块的油水相渗曲线和启动压力梯度曲线(图4),并开展了平板模型实验(定注采压差, $\Delta p = 2$ MPa),实验模型及实验结果见图5。

表 3 不同压裂注采方式下流动单元组合及形态参数

Table 3 Flow unit combination and shape parameters under different fracturing injection and production modes

压裂注采方式	流动单元组合	形态参数
油井压裂		$l_1 = \sqrt{(n - l_{f-out})^2 + m^2}$ $l_2 = \sqrt{m^2 + n^2}$
水井压裂		$l_1 = \sqrt{m^2 + n^2}$ $l_2 = \sqrt{(n - l_{f-in})^2 + m^2}$
油水井同时压裂 ($l_{f-in} + l_{f-out} \leq n$)		$l_1 = \sqrt{(n - l_{f-out})^2 + m^2}$ $l_2 = \sqrt{(n - l_{f-in} - l_{f-out})^2 + m^2}$ $l_3 = \sqrt{(n - l_{f-in})^2 + m^2}$
油水井同时压裂 ($l_{f-in} + l_{f-out} > n$)		$l_1 = \sqrt{(n - l_{f-out})^2 + m^2}$ $l_2 = m$ $l_3 = \sqrt{(n - l_{f-in})^2 + m^2}$

注：I，II，II₁，II₂，II₃ 和 III 为流动单元编号，具体流动单元类型可以参考前面的分析结果。 l_1 ， l_2 和 l_3 为流动单元形态参数， m ； m 为排距， m ； n 为井距之半， m ； l_{f-out} 为采油井裂缝半长， m ； l_{f-in} 为注水井裂缝半长， m 。

表 4 东部某低渗透区块基本参数

Table 4 Parameters of a certain low-permeability block in the East China

渗透率/($10^{-3} \mu\text{m}^2$)	地层厚度/m	孔隙度/%	原油粘度/($\text{mPa} \cdot \text{s}$)	水粘度/($\text{mPa} \cdot \text{s}$)	井半径/m
8.2	10	10.2	3.4	0.43	0.1

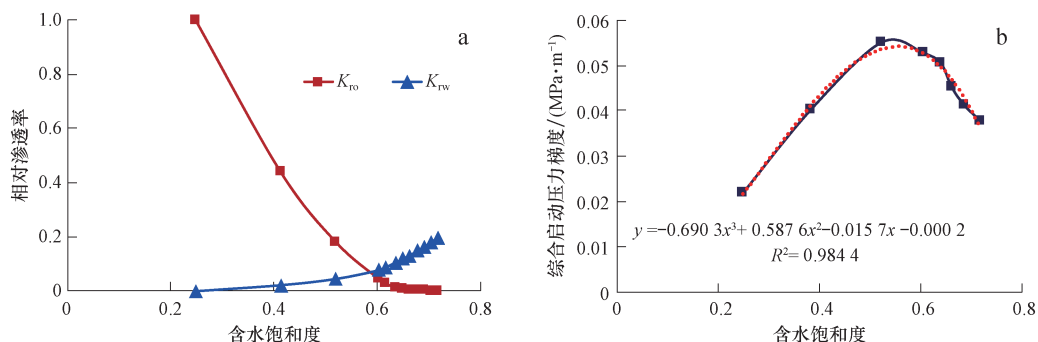


图4 东部某区块油水相渗曲线与综合启动压力梯度曲线

Fig. 4 Relative permeability curves and composite threshold pressure gradient curve of a certain low-permeability block in the East China

a. 油水两相渗透率曲线; b. 油水两相综合启动压力梯度曲线

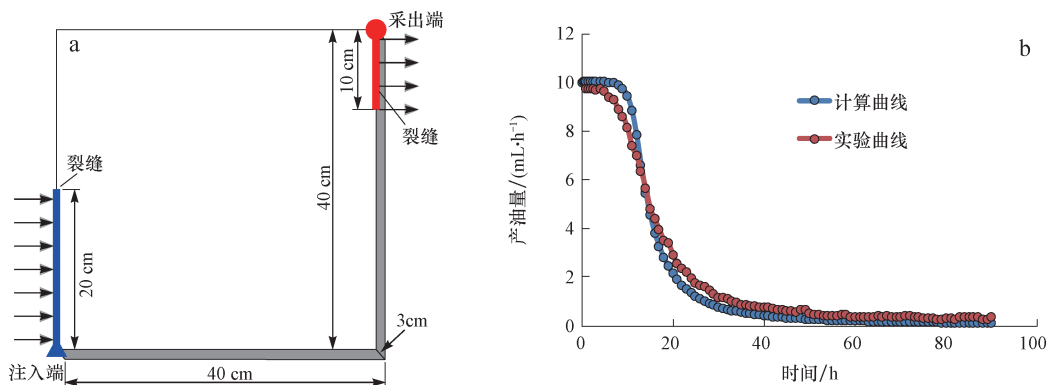


图5 平板模型及产油量对比曲线

Fig. 5 Correlation curve of plate model and oil production

a. 平板模型示意图; b. 产油量曲线对比 ($\Delta p = 2$ MPa)

为降低实验误差的影响,开展了5块物性相近的平板模型水驱油实验,对产油量曲线进行归一化平均处理;然后采用本模型计算了采出端的产油量曲线,与实验数据进行了对比(图5b)。通过对比可以看到,新模型的计算结果与实验结果基本一致,总体误差仅为4.35%,证明了模型的可靠性,可以满足工程应用。

3.2 计算与讨论

1) 启动压力梯度的影响

假设井距为600 m,排距为200 m,裂缝半长为100 m,注采压差为15 MPa。计算了不同压裂注采方式下的油井累产油曲线,并取 $\lambda^{(1)} = 0$ 及 $\lambda^{(2)} = 0$ 为计算特例,对比分析了不同压裂注采方式下启动压力梯度对油井生产的影响(图6)。由图6可以看出,在低渗透油藏中,启动压力梯度增大了流体流动阻力,与不考虑启动压力梯度相比,流体流速慢,油井累产大幅降低,因此低渗透油藏中启动压力梯度不可忽略。

2) 压裂注采方式的影响

仍然假设井距为600 m,排距为200 m,油水井裂缝

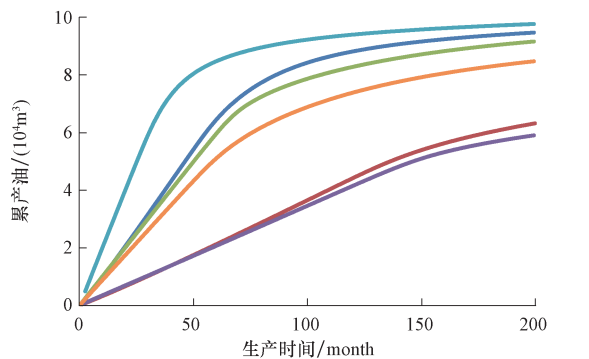


图6 不同压裂注采方式下启动压力梯度对油井累产的影响

Fig. 6 Effect of threshold pressure gradient on accumulative production under different fracturing injection and production modes

半长均为200 m,注采压差为15 MPa。根据前面介绍的方法,将不同压裂注采方式的油水井间流动区域划分为不同的流动单元,三种压裂注采方式一共有9个独立的流动单元(图7)。

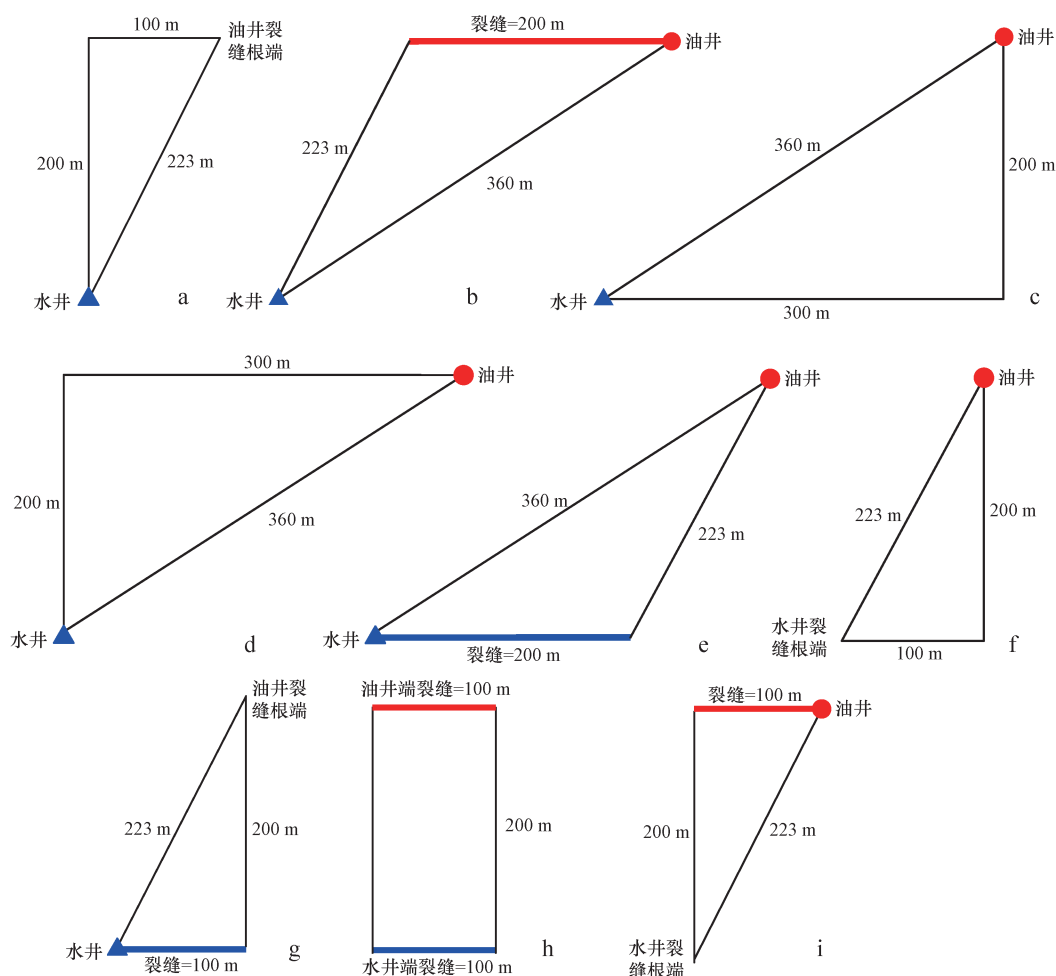


图7 不同压裂注采方式下流动单元汇总

Fig. 7 Summary of flow units under different fracturing injection and production modes

a. 点源点汇流动单元; b. 点源线汇流动单元; c. 点源点汇流动单元; d. 点源点汇流动单元; e. 线源点汇流动单元; f. 点源点汇流动单元; g. 线源点汇流动单元; h. 线源线汇流动单元; i. 点源线汇流动单元

计算了各流动单元的产油量,对比了不同流动单元的油相渗流阻力、产油能力和见水时间(图8),进一步分析了不同压裂注采方式下流动单元对油井开发效果的影响。

其中,根据参考文献[26],定义油相渗流阻力如下:

$$R_{oil} = \frac{\Delta p}{q_{oil}(t)} \quad (8)$$

式中: R_{oil} 为渗流阻力, $\text{MPa} \cdot \text{m}^{-3} \cdot \text{d}$; Δp 为注采压差, Pa; $q_{oil}(t)$ 为产油量, m^3/d 。

为对比各个流动单元的产油能力,定义流动单元的产油能力指数如下:

$$J_i = \frac{Q_i}{A_i} \quad (9)$$

式中: J_i 为流动单元*i*的产油能力指数, m^3/m^2 ; Q_i 为流动单元*i*的累产, m^3 ; A_i 为流动单元*i*的泄油面积, m^2 。

产油能力指数本质上指的是单位面积流动单元的累产。

通过图8可以看出:①不同流动单元的油相渗流阻力及其变化不相同,开发早期,流动单元8的油相渗流阻力最小,而流动单元4的油相渗流阻力最大,但是到了开发中后期,不同流动单元的采出油量不同,渗流阻力变化幅度不相同,此时流动单元3的油相渗流阻力最小,而流动单元9的渗流阻力最大;②不同流动单元的产油能力不同,流动单元8为线源线汇单元,原油流动距离短,油井端渗流面积大,产油能力最强,而流动单元4为点源点汇单元,原油流动距离远,油井端渗流面积小,产油能力最弱;③不同流动单元的见水时间不同,流动单元3和流动单元4面积大,流体流速慢,在计算期(180个月)都没有见水,而流动单元9见水最早,仅为24个月;④不同压裂注采方式产生不同的流动单元组合,而不同流动单元的产油能力完全不同,

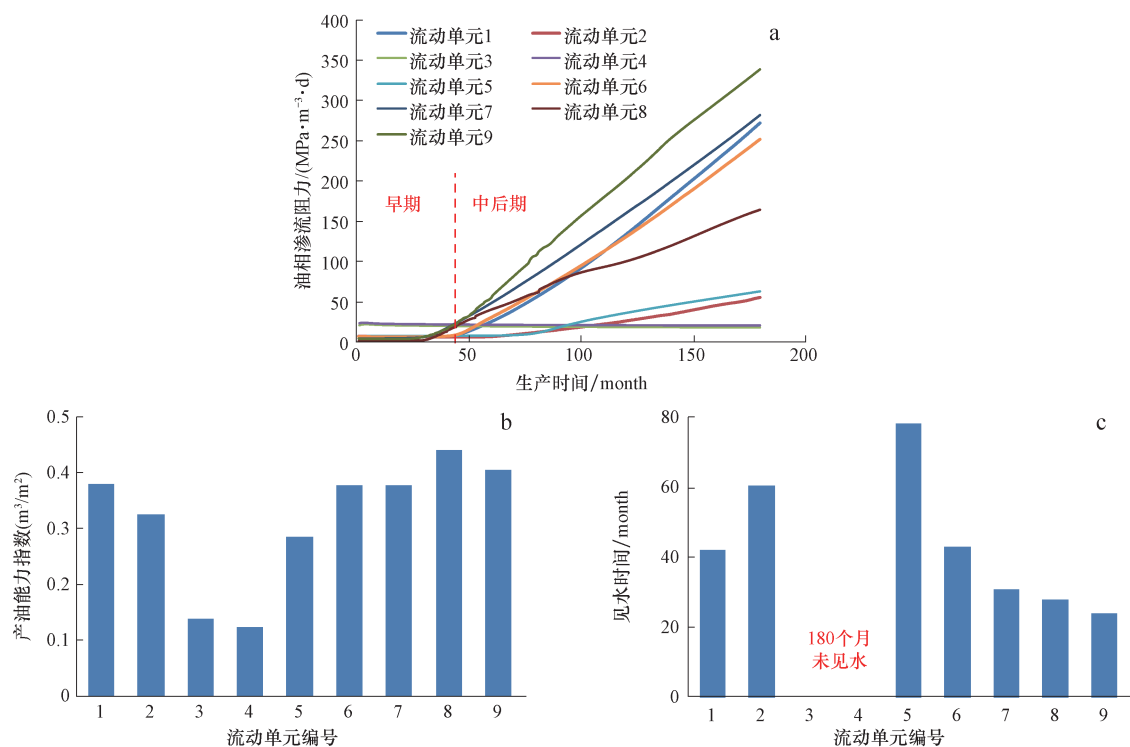


图8 不同流动单元油相渗流阻力、产油能力指数及见水时间对比

Fig. 8 Comparison of flow resistance of oil phase, oil productivity index and breakthrough time of different flow units

a. 不同流动单元油相渗流阻力对比; b. 不同流动单元产油能力指数对比(180个月); c. 不同流动单元见水时间对比

受此影响,不同压裂注采方式的增产效果也不一样,增产效果最好的是同时压裂注采方式,与完全不压裂相比,能够增产3.1倍;⑤不同压裂注采方式下,油井见水时间由最早见水的流动单元控制,因此油井压裂、水井压裂及同时压裂的见水时间与流动单元1、流动单元6及流动单元9相同,分别为42,43,24个月。

3) 裂缝长度的影响

仍然假设井距为600 m,排距为200 m,注采压差为15 MPa,计算了不同油水井裂缝长度条件下油井的产油量曲线(图9),分析了裂缝长度对油井产量的影响。

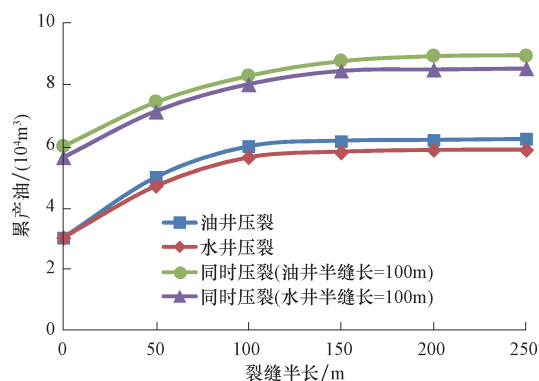


图9 不同裂缝长度下油井产量对比(不同压裂注采方式)

Fig. 9 Comparison of well productivity with different fracture lengths (different fracturing injection and production modes)

由图9可以看出:①随着裂缝长度的增加,流场改善程度越高,点源点汇流动单元越小,流动阻力越低,油井产油量越高;②油井累产并未随裂缝长度的增加而线性增长,存在最佳裂缝半长,当压裂缝长超过最佳裂缝长度,增油效果并不显著,经济效益反而变差。

4 结论

1) 根据不同压裂注采方式对流场的改造效果划分等效流动单元,建立了不同类型流动单元特征参数及流动区域计算方法,形成了不同压裂注采方式的油井产量计算模型;通过与室内平板模型实验进行对比,验证了模型的可靠性,能够满足工程应用。

2) 启动压力梯度增大了渗流阻力,流体流速慢,与不考虑启动压力梯度相比,油井累产降低,因此,在低渗透油藏产量计算时应该考虑启动压力梯度的影响。

3) 不同压裂注采方式下油井的生产动态主要受流动单元所控制,不同流动单元内油相流动阻力、产油能力及见水时间差异大,导致不同压裂注采方式的开发效果完全不同。

4) 无论采用哪种压裂注采方式,随着裂缝长度的增加,油井产油量越大;但压裂存在最佳裂缝长度,当

压裂缝长超过最佳裂缝长度,增油效果不明显,经济效益反而变差。

参 考 文 献

- [1] 赵向原,曾联波,靳宝光,等. 裂缝性低渗透砂岩油藏合理注水压力—以鄂尔多斯盆地安塞油田王窑区为例[J]. 石油与天然气地质, 2015, 36(5): 855–861.
Zhao Xiangyuan, Zeng Lianbo, Jin Baoguang, et al. Discussion on optimal injection pressure of fractured low-permeability sandstone reservoirs: A case study from Wangyao block in Ansai oilfield[J]. Oil & Gas Geology, 2015, 36(5): 855–861.
- [2] 李南,程林松,陈泓全,等. 超低渗透油藏注水方式研究[J]. 油气地质与采收率, 2012, 19(4): 78–80.
Li Nan, Chen Linsong, Chen Hongquan, et al. Study on water injection in ultra low permeability reservoir[J]. Petroleum Geology and Recovery Efficiency, 2012, 19(4): 78–80.
- [3] 王文环,彭缓缓,李光泉,等. 大庆低渗透油藏注水动态裂缝开启机理及有效调整对策[J]. 石油与天然气地质, 2015, 36(5): 842–847.
Wang Wenhuan, Peng Huanhuan, Li Guangquan, et al. Opening mechanism of dynamic fractures caused by water injection and effective adjustments in low permeability reservoirs Daqing oilfield in Songliao Basin[J]. Oil & Gas Geology, 2015, 36(5): 842–847.
- [4] 苏玉亮,吴春新,高丽,等. 特低渗透油藏水驱油注水界限的确定[J]. 石油钻探技术, 2012, 40(2): 82–86.
Su Yuliang, Wu Chunxin, Gao Li, et al. Determination of waterflood-ing limits for driving an ultra-Low permeability reservoir[J]. Petroleum Drilling Techniques, 2012, 40(2): 82–86.
- [5] 万文胜,杜军社,秦旭升,等. 低渗透注水开发砂岩油藏合理井网井距的确定方法[J]. 新疆石油天然气, 2007, 3(1): 56–59.
Wan Wensheng, Du Junshe, Qin Xusheng, et al. Determination method of reasonable well pattern and spacing for injection sandstone reservoirs of low permeability[J]. Xinjiang Oil & Gas, 2007, 3(1): 56–59.
- [6] 李亮,胡建国,阎纪辉,等. 超前注水是低渗透油田开发的重要途径—以长庆油田三叠系延长组油藏为例[J]. 新疆石油地质, 2001, 22(3): 232–234.
Li Liang, Hu Jianguo, Yan Jihui, et al. Advance water injection—an important approach for development of low permeability pools—an example from Yanchang formation reservoir in Changqing oilfield[J]. Xinjiang Petroleum Geology, 2001, 22(3): 232–234.
- [7] 刘立虎. 超前注水在特低渗透油田中的应用—以吴起油田为例[J]. 非常规油气, 2018, 5(1): 86–93.
Liu Lihu. Advanced water injection implemented in extremely low permeability oilfield-taking Wuqi oilfield as an example[J]. Unconventional Oil & Gas, 2018, 5(1): 86–93.
- [8] 熊维亮,潘增耀,王斌,等. 特低渗透油田裂缝发育区剩余油分布及调整技术[J]. 石油勘探与开发, 1999, 26(5): 46–49.
Xiong Weiliang, Pan Zengyao, Wang Bin, et al. Distribution of remaining oil and its adjustment in fracture-developed areas of ultra-low-permeability oil fields[J]. Petroleum Exploration and Development, 1999, 26(5): 46–49.
- [9] 刘冬旭,李啸天,刘健,等. 低渗透介质启动压力梯度的介观机理研究[J]. 工程热物理学报, 2017, 38(4): 787–791.
Liu Dongxu, Li Xiaotian, Liu Jian, et al. Mesoscopic mechanism of threshold pressure gradient in low permeability porous media[J]. Journal of Engineering Thermophysics, 2017, 38(4): 787–791.
- [10] 熊伟,雷群,刘先贵,等. 低渗透油藏拟启动压力梯度[J]. 石油勘探与开发, 2009, 36(2): 232–236.
Xiong Wei, Lei Qun, Liu Xiangui, et al. Pseudo threshold pressure gradient to flow for low permeability reservoirs[J]. Petroleum Exploration and Development, 2009, 36(2): 232–236.
- [11] 刘丽,孙志刚,顾辉亮. 低渗透非均质砂岩油藏启动压力梯度研究[J]. 科学技术与工程, 2015, 15(3): 66–70.
Liu Li, Sun Zhigang, Gu Huiliang. Study on starting pressure gradient for low permeability heterogeneous sandstone reservoir[J]. Science Technology and Engineering, 2015, 15(3): 66–70.
- [12] 李玉丹,董平川,张荷,等. 低渗透油藏渗透率及启动压力梯度应力敏感性分析[J]. 油气地质与采收率, 2016, 23(6): 57–63.
Li Yudan, Dong Pingchuan, Zhang He, et al. Stress sensitivity analysis of permeability and threshold pressure gradient in low-permeability reservoir[J]. Petroleum Geology and Recovery Efficiency, 2016, 23(6): 57–63.
- [13] 黄延章. 低渗透油层非线性渗流特征[J]. 特种油气藏, 1997, 4(1): 9–14.
Huang Yanzhang. Nonlinear percolation feature in low permeability reservoir[J]. Special Oil and Gas Reservoirs, 1997, 4(1): 9–14.
- [14] 冯文光. 非达西低速渗流的研究现状与展望[J]. 石油勘探与开发, 1986, 13(4): 76–80.
Feng Wenguang. Progress of studies on the mechanism of non-Darcy low-velocity fluid flow[J]. Petroleum Exploration and Development, 1986, 13(4): 76–80.
- [15] 李爱芬,刘敏,张少辉,等. 特低渗透油藏渗流特征实验研究[J]. 西安石油大学学报(自然科学版), 2008, 23(2): 35–40.
Li Aifen, Liu Min, Zhang Shaohui, et al. Experimental study on the percolation characteristic of extra low-permeability reservoir[J]. Journal of Xi'an Shiyou University (Natural Science Edition), 2008, 23(2): 35–40.
- [16] 陈汶滨,赵明,蔡明俊,等. 基于指标特征模型的油藏注水开发效果定量评价[J]. 石油学报, 2016, 37(2): 80–86.
Chen Wenbin, Zhao Ming, Cai Mingjun, et al. Quantitative evaluation of reservoir water-flooding development effect based on index characteristic model[J]. Acta Petrolei Sinica, 2016, 37(2): 80–86.
- [17] 时宇,杨正明,黄延章,等. 低渗透储层非线性流模型研究[J]. 石油学报, 2009, 30(5): 731–734.
Shi Yu, Yang Zhengming, Huang Yanzhang, et al. Study on non-linear seepage flow model for low-permeability reservoir[J]. Acta petrolei sinica, 2009, 30(5): 731–734.
- [18] 朱明,吴晓东,韩国庆,等. 多分支井电模拟试验研究[J]. 石油天然气学报, 2012, 35(6): 90–93.
Zhu Ming, Wu Xiaodong, Han Guoqing, et al. Experimental research of electric analogy for multi-lateral wells[J]. Journal of Oil and Gas Technology, 2012, 35(6): 90–93.

- [J]. Petroleum Geology and Recovery Efficiency, 2016, 23(5): 58 – 64.
- [10] 高文君, 徐冰涛, 黄瑜, 等. 水驱油田含水率预测方法研究及拓展[J]. 石油与天然气地质, 2017, 38(5): 993 – 999.
- Gao Wenjun, Xu Bingtao, Huang Yu, et al. Research on and development of prediction method of water cut in water flooding oilfield[J]. Oil & Gas Geology, 2017, 38(5): 993 – 999.
- [11] 鄢捷年. 油藏岩石润湿性对注水过程中驱油效率的影响[J]. 石油大学学报(自然科学版), 1998, 22(3): 39 – 42.
- Yan Jienian. Effect of rock wettability on oil recovery by waterflooding[J]. Journal of the University of Petroleum China, 1998, 22(3): 39 – 42.
- [12] 李荣强, 吕爱民, 王建忠, 等. 低渗透油藏仿水平井注采井网产能[J]. 石油与天然气地质, 2016, 37(2): 439 – 443.
- Li Rongqiang, Lv Aimin, Wang Jianzhong, et al. Productivity of the imitation horizontal well pattern in low permeability reservoirs[J]. Oil & Gas Geology, 2016, 37(2): 439 – 443.
- [13] 张绍东, 王绍兰, 李琴, 等. 孤岛油田储层微观孔隙结构特征及其对驱油效率的影响[J]. 石油大学学报, 2002, 26(3): 47 – 54.
- Zhang Shaodong, Wang Shaolan, Li Qin, et al. Microstructural characteristics of reservoir and their effects on oil displacement efficiency in gudao oilfield[J]. Journal of the University of Petroleum China, 2002, 26(3): 47 – 54.
- [14] 蔡进功, 谢忠怀, 刘宝军, 等. 胜利油区深部砂岩储集层类型及特征[J]. 石油学报, 2001, 22(5): 34 – 37.
- Cai Jingong, Xie Zhonghui, Liu Baojun, et al. Types and characteristics of deep sandstone reservoirs in Shengli petroleum province[J]. Acta Petrolei Sinica, 2001, 22(5): 34 – 37.
- [15] 王建忠, 姚军. 变渗透率模量与双重孔隙介质压力敏感性[J]. 中国石油大学学报, 2010, 34(3): 80 – 83.
- Wang Jianzhong, Yao Jun, Zhang Kai, et al. Variable permeability modulus and pressure sensitivity of dual-porosity mediums[J]. Journal of the University of Petroleum China, 2010, 34(3): 80 – 83.
- [16] Kikani J. Pedrosa O. Perturbation analysis of stress-sensitive reservoirs[J]. SPE Formation Evaluation, 1991, 6(3): 379 – 386.

(编辑 张亚雄)

(上接第 832 页)

- [19] 郝明强, 王晓冬, 胡永乐. 压敏性特低渗透油藏压裂水平井产能计算[J]. 中国石油大学学报自然科学版, 2011, 35(6): 99 – 104.
- Hao Mingqiang, Wang Xiaodong, Hu Yongle. Productivity calculation of multi-fractured horizontal well in ultra-low permeability pressure-sensitive reservoirs[J]. Journal of China University of Petroleum Edition of Natural Sciences, 2011, 35(6): 99 – 104.
- [20] 徐庆岩, 杨正明, 何英, 等. 超低渗透油藏非线性渗流数值模拟[J]. 深圳大学学报理工版, 2012, 29(6): 504 – 508.
- Xu Qingyan, Yang Zhengming, He Ying, et al. Numerical simulation of nonlinear seepage in super-low permeability reservoirs[J]. Journal of Shenzhen University Science and Engineering, 2012, 29(6): 504 – 508.
- [21] 曲占庆, 张琪, 吴志民, 等. 水平井压裂产能电模拟实验研究[J]. 油气地质与采收率, 2006, 13(3): 53 – 55.
- Qu Zhanqing, Zhang Qi, Wu Zhimin, et al. Experimental research on electric analogy of the productivity of fractured horizontal well[J]. Petroleum Geology and Recovery Efficiency, 2006, 13(3): 53 – 55.
- [22] 林飞, 欧阳传湘, 李春颖, 等. 低渗透油藏注水开发调整方案数数值模拟研究[J]. 当代化工, 2016, 45(3): 549 – 551.
- Lin Fei, OuYang Chuanxiang, Li Chunying, et al. Numerical simulation on adjustment scheme of water injection development of low permeability reservoir[J]. Contemporary Chemical Industry, 2016, 45(3): 549 – 551.
- [23] 杨正明, 刘先贵, 孙长艳, 等. 低渗透油藏产量递减规律及水驱特征曲线[J]. 石油勘探与开发, 2000, 27(3): 55 – 63.
- Yang Zhengming, Liu Xiangui, Sun Changyan, et al. Production decline law and water drive characteristic curves in low permeability reservoirs[J]. Petroleum Exploration and Development, 2000, 27(3): 55 – 63.
- [24] 计秉玉, 王春艳, 李莉, 等. 低渗透储层井网与压裂整体设计中的产量计算[J]. 石油学报, 2009, 30(4): 578 – 582.
- Ji Bingyu, Wang Chuanyan, LiLi, et al. Calculation method for production rate of rectangular well pattern and fracturing integration production mode in low-permeability reservoir[J]. ACTA PETROLEI SINICA, 2009, 30(4): 578 – 582.
- [25] 蒲军, 刘传喜, 尚根华. 基于流线积分法的面积井网注水开发非稳态产量计算模型[J]. 西南石油大学学报(自然科学版), 2016, 38(5): 97 – 106.
- Pu Jun, Liu Chuanxi, Shang Genhua. Non-steady water-flooding production model of areal well pattern based on flow line integral method[J]. Journal of Southwest Petroleum University (Science & Technology Edition), 2016, 38(5): 97 – 106.
- [26] 李晓平. 地下油气渗流力学[M]. 北京: 石油工业出版社, 2008: 89 – 92.
- Li Xiaoping. Seepage mechanics of underground oil & gas[M]. Beijing: Petroleum Industry Press, 2008: 89 – 92.

(编辑 张玉银)