



页岩油水平井压裂渗吸驱油数值模拟研究

欧阳伟平 张冕 孙虎 张云逸 池晓明

Numerical Simulation of Oil Displacement by Fracturing Imbibition in Horizontal Shale Oil Wells

OUYANG Weiping, ZHANG Mian, SUN Hu, ZHANG Yunyi, CHI Xiaoming

在线阅读 View online: <http://doi.org/10.11911/syztjs.2021083>

您可能感兴趣的其他文章

Articles you may be interested in

长庆油田陇东地区页岩油超长水平段水平井钻井技术

Shale Oil Horizontal Drilling Technology with Super-Long Horizontal Laterals in the Longdong Region of the Changqing Oilfield

石油钻探技术. 2020, 48(1): 9-14 <http://doi.org/10.11911/syztjs.2020029>

大港油田页岩油水平井钻井关键技术

Key Technologies for Drilling Horizontal Shale Oil Wells in the Dagang Oilfield

石油钻探技术. 2020, 48(2): 34-41 <http://doi.org/10.11911/syztjs.2020036>

基于声波变密度测井信息识别水平井压裂裂缝的方法

Method about Improving Accuracy of Fracture Fluid Friction Pressure

石油钻探技术. 2017, 45(5): 113-117 <http://doi.org/10.11911/syztjs.201705020>

漏失循环条件下井筒温度预测与漏层位置判断

The Prediction of Wellbore Temperature and the Determination of Thief Zone Position under Conditions of Lost Circulation

石油钻探技术. 2019, 47(6): 54-59 <http://doi.org/10.11911/syztjs.2019119>



扫码关注公众号，获取更多信息！

◀油气开发▶

doi:10.11911/syztjs.2021083

引用格式: 欧阳伟平, 张冕, 孙虎, 等. 页岩油水平井压裂渗吸驱油数值模拟研究 [J]. 石油钻探技术, 2021, 49(4): 143-149.

OUYANG Weiping, ZHANG Mian, SUN Hu, et al. Numerical simulation of oil displacement by fracturing imbibition in horizontal shale oil wells [J]. Petroleum Drilling Techniques, 2021, 49(4): 143-149.

页岩油水平井压裂渗吸驱油数值模拟研究

欧阳伟平^{1,2}, 张冕^{1,2}, 孙虎³, 张云逸^{1,2}, 池晓明^{1,2}

(1. 中国石油集团川庆钻探工程有限公司长庆井下技术作业公司, 陕西西安 710018; 2. 低渗透油气田勘探开发国家工程实验室, 陕西西安 710018; 3. 中国石油集团川庆钻探工程有限公司, 四川成都 610051)

摘 要: 为了提高压裂页岩油水平井产量预测精度、优化闷井时间及压裂液用量等参数, 建立了一种考虑压裂液注入、闷井渗吸及开井生产的压裂页岩油水平井油水两相渗流数学模型, 利用控制体积有限元法求其数值解, 模拟了渗吸作用下基质-裂缝油水置换的过程, 获得了油水压力场、速度场、产量及含水率的动态变化。分析了压裂渗吸驱油特征, 优化了闷井时间和压裂液用量, 并研究了基质渗透率和缝网复杂程度对渗吸驱油的影响。研究结果表明: 毛细管力越大, 闷井时间越长, 则含水率越低, 渗吸增产作用越明显; 压裂液用量增加能够提高渗吸驱油产量, 但同时会引起含水率升高, 可通过含水率和产量增幅确定压裂液合理的用量; 最优闷井时间受毛细管力、基质渗透率和缝网复杂程度的影响, 其中毛细管力和基质渗透率决定了渗吸速度, 而缝网复杂程度决定了渗吸面积。所建立的渗吸油水两相渗流模型可为页岩油水平井压裂优化设计提供依据。

关键词: 页岩油; 水平井; 压裂; 渗吸驱油; 数值模拟; 物理模型; 数学模型; 控制体积有限元法

中图分类号: TE312; TE319 文献标志码: A 文章编号: 1001-0890(2021)04-0143-07

Numerical Simulation of Oil Displacement by Fracturing Imbibition in Horizontal Shale Oil Wells

OUYANG Weiping^{1,2}, ZHANG Mian^{1,2}, SUN Hu³, ZHANG Yunyi^{1,2}, CHI Xiaoming^{1,2}

(1. Changqing Downhole Service Company, CNPC Chuanqing Drilling Engineering Company Limited, Xi'an, Shaanxi, 710018, China; 2. National Engineering Laboratory for Exploration and Development of Low-Permeability Oil & Gas Fields, Xi'an, Shaanxi, 710018, China; 3. CNPC Chuanqing Drilling Engineering Company Limited, Chengdu, Sichuan, 610051, China)

Abstract: To improve the production prediction accuracy of fractured horizontal shale oil wells and optimize parameters such as shut-in time and fracturing fluid volume, a mathematical model of oil-water two-phase flow considering the whole process of fracturing fluid injection, shut-in imbibition, and well-opening production was built. Its numerical solution was obtained with the control volume finite element method, and the oil-water displacement between the matrix and fractures by imbibition was simulated to obtain the dynamic changes of the oil-water pressure field, velocity field, production, and water cut. The characteristics of oil displacement by fracturing imbibition were analyzed, and the shut-in time and fracturing fluid volume were optimized. In addition, the effects of matrix permeability and fracture network complexity on oil displacement by imbibition were examined. The research results show that in the case of a larger capillary force and longer shut-in time, the water cut is lower and the imbibition stimulation effect is more noticeable. The increase in fracturing fluid volume can promote the production of oil displacement by imbibition, while it will raise the water cut at the same time. Thus, the reasonable fracturing fluid volume can be determined by the increments of water cut and production. The optimal shut-in time is affected by the capillary force, matrix permeability, and fracture network complexity. To be specific, the capillary force and matrix permeability determine the imbibition velocity, while the fracture network complexity regulates the imbibition area. The model built in this paper can provide references for the optimal design of horizontal shale oil well fracturing.

Key words: shale oil; horizontal well; fracturing; oil displacement by imbibition; numerical simulation; physical model; mathematical model; control volume finite element method

收稿日期: 2020-04-12; 改回日期: 2021-06-09。

作者简介: 欧阳伟平 (1986—), 男, 江西萍乡人, 2009 年毕业于中山大学理论与应用力学专业, 2014 年获中国科学院力学研究所流体力学专业博士学位, 高级工程师, 主要从事油气藏工程及压裂设计方面的研究工作。E-mail: ouywp56@163.com。

页岩油储层致密,孔隙喉道小,毛细管力大,对水自发渗吸的作用较强^[1]。在页岩油储层注水驱油受限的情况下,通过水力压裂充分发挥压裂液渗吸驱油作用显得尤为重要^[2]。采用大规模水力压裂形成复杂裂缝网络,使页岩基质与裂缝中的压裂液充分接触,压裂液在毛细管力作用下渗吸至基质内,同时将基质中的油驱替至裂缝中,实现基质裂缝间油水置换,达到压裂液驱油效果^[3]。与常规油气藏压裂相比,页岩油储层水力压裂除具有造缝作用外,还具有渗吸驱油和蓄能作用。压后闷井时间和压裂液用量是影响渗吸驱油和蓄能作用的关键参数,优化闷井时间和压裂液用量,能够提高页岩油储层压裂效果。

随着致密油气、页岩油气开发的不断深入,渗吸已成为油气藏工程研究的热点^[4-9]。目前,主要进行了室内渗吸试验研究^[10-18],分析液体特性、岩石特性等因素对渗吸采出程度的影响。渗吸试验对于优选渗吸液具有指导作用,但是不能为压裂液用量、闷井时间等参数的设计提供指导,而压裂渗吸数值模拟是解决该问题的有效方法。国内外对渗吸油水置换的数值模拟的研究相对较少^[19-23],并且多为渗吸采油机理研究,无法直接应用研究成果和建立的模型优化页岩油压裂关键参数。

笔者以毛细管力为主要渗吸驱动力,基于体积压裂矩形裂缝网络,建立了一种考虑压裂液注入、闷井渗吸以及开井生产的压裂页岩油水平井油水两相渗流模型,利用控制体有限元方法求解了该模型的数值解,模拟了渗吸作用下基质-裂缝油水置换的过程,获得了油水压力场、速度场、产量以及含水率的动态变化,分析了毛细管力、闷井时间、压裂液用量、基质渗透率以及缝网复杂程度对渗吸驱油的影响,可为页岩油水平井压裂优化设计提供理论依据。

1 物理模型

1.1 复杂缝网描述

水平井分段体积压裂后每段形成一改造区,其包含复杂裂缝网络,假定该改造区为矩形,含有主裂缝、次裂缝和支裂缝,主裂缝和次裂缝沿最大主应力方向延伸,主要为张开缝,支裂缝沿最小主应力方向延伸,主要为剪切缝,不同类型裂缝相互正交^[24],如图1所示。每段存在1条主裂缝,次裂缝的数量根据有效开启簇确定,支裂缝的数量由天然裂缝密度决定。主裂缝、次裂缝和支裂缝的导流能力不同,通常情况下主裂缝的导流能力最大,次裂缝次之,支裂缝最小。

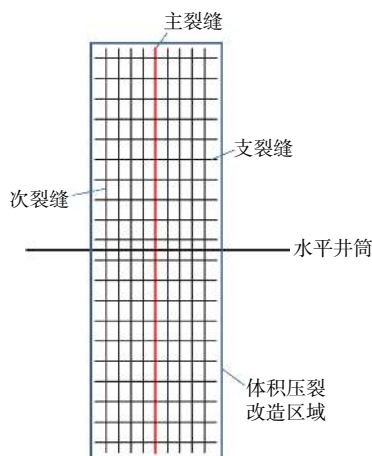


图1 复杂裂缝网络描述示意^[24]

Fig.1 Description of complex fracture networks^[24]

1.2 基质-裂缝相对渗透率曲线及毛细管力曲线

表征基质与裂缝油水相渗曲线的 Corey 方程为:

$$K_{rw} = K_{mw} \left(\frac{S_w - S_{wr}}{1 - S_{or} - S_{wr}} \right)^{N_w} \quad (1)$$

$$K_{ro} = K_{mo} \left(1 - \frac{S_w - S_{wr}}{1 - S_{or} - S_{wr}} \right)^{N_o} \quad (2)$$

基质的相渗相关系数根据实际岩心的测试结果确定,而裂缝由于渗透率很高,采用标准的裂缝相渗曲线,即束缚水饱和度 S_{wr} 和 S_{or} 残余油饱和度均为 0,幂律指数 N_o 和 N_w 均为 1。裂缝渗透率很高,毛细管力很小,因此忽略裂缝毛细管力的影响。基质毛细管力与基质含水饱和度呈幂律关系:

$$p_c = p_{mc} \left(1 - \frac{S_w - S_{wr}}{1 - S_{or} - S_{wr}} \right)^{N_c} \quad (3)$$

式中: K_{rw} 为水相相对渗透率; K_{mw} 为水相最大相对渗透率; S_w 为含水饱和度; S_{wr} 为束缚水饱和度; S_{or} 为残余油饱和度; N_w 为水相幂律指数; K_{ro} 为油相相对渗透率; K_{mo} 为油相最大相对渗透率; N_o 为油相幂律指数; p_c 为毛细管力, Pa; p_{mc} 为最大毛细管力, Pa; N_c 为毛细管力幂律指数。

1.3 假设条件

1) 原始储层均质有界,且渗透率具有各向同性,油藏存在油水两相,流动满足达西定律,油水黏度、压缩系数及体积系数随压力变化而变化,忽略储层的应力敏感效应和启动压力梯度效应。

2) 水平井筒具有无限大导流能力,裂缝具有有限导流能力,流体在裂缝中的流动为一维流动,在基质中的流动为二维流动。

3) 毛细管力为渗吸动力,忽略重力和温度变化

对流动及渗吸作用的影响。

4) 考虑压裂液注入、闷井渗吸及开井生产全过程, 为了衡量压裂液蓄能效应, 将压裂过程等效为压裂液注入至具有复杂缝网的储层中, 引起压力及含水饱和度的上升, 从而为模拟渗吸油水置换过程提供初始条件。

2 数学模型及求解

2.1 数学模型

基质压力控制方程:

$$\begin{aligned} \nabla \cdot (\lambda_{tm} \nabla p_{wm}) + \nabla \cdot (\lambda_{om} \nabla p_{cm}) + \lambda_{om} C_{om} (\nabla p_{wm} + \nabla p_{cm})^2 + \\ \lambda_{wm} C_{wm} (\nabla p_{wm})^2 = 281.46 \phi C_{tm} \frac{\partial p_{wm}}{\partial t} + \\ 281.46 \phi C_{tom} (1 - S_{wm}) \frac{\partial p_{cm}}{\partial t} \end{aligned} \quad (4)$$

基质饱和度控制方程:

$$\begin{aligned} \nabla \cdot (\lambda_{wm} \nabla p_{wm}) + \lambda_{wm} C_{wm} (\nabla p_{wm})^2 = \\ 281.46 \phi \frac{\partial S_{wm}}{\partial t} + 281.46 \phi C_{twm} S_{wm} \frac{\partial p_{wm}}{\partial t} \end{aligned} \quad (5)$$

裂缝压力控制方程:

$$\begin{aligned} \frac{\partial}{\partial l} \left(\lambda_{tf} \frac{\partial p_{wf}}{\partial l} \right) + \frac{\partial}{\partial l} \left(\lambda_{of} \frac{\partial p_{cf}}{\partial l} \right) + \lambda_{of} C_{of} \left(\frac{\partial p_{wf}}{\partial l} + \frac{\partial p_{cf}}{\partial l} \right)^2 + \\ \lambda_{wf} C_{wf} \left(\frac{\partial p_{wf}}{\partial l} \right)^2 = 281.46 \phi C_{tf} \frac{\partial p_{wf}}{\partial t} + \\ 281.46 \phi C_{tof} (1 - S_{wf}) \frac{\partial p_{cf}}{\partial t} \end{aligned} \quad (6)$$

裂缝饱和度控制方程:

$$\begin{aligned} \frac{\partial}{\partial l} \left(\lambda_{wf} \frac{\partial p_{wf}}{\partial l} \right) + \lambda_{wf} C_{wf} \left(\frac{\partial p_{wf}}{\partial l} \right)^2 = 281.46 \phi \frac{\partial S_{wf}}{\partial t} + \\ 281.46 \phi C_{twf} S_{wf} \frac{\partial p_{wf}}{\partial t} \end{aligned} \quad (7)$$

初始条件:

$$p(x, y, 0) = p_i \quad (8)$$

$$S_w(x, y, 0) = S_{wi} \quad (9)$$

内边界条件:

$$\sum_{j=1}^N \lambda_{wfj} w_{fj} \frac{\partial p_{wfj}}{\partial n} \bigg|_{\Gamma_{in}} = -\frac{11.73 q_l B_w}{h} \quad (\text{压裂液注入阶段}) \quad (10)$$

$$\sum_{j=1}^N \lambda_{tfj} w_{fj} \frac{\partial p_{wfj}}{\partial n} \bigg|_{\Gamma_{in}} = 0 \quad (\text{闷井渗吸阶段}) \quad (11)$$

$$\sum_{j=1}^N \lambda_{tfj} w_{fj} \frac{\partial p_{wfj}}{\partial n} \bigg|_{\Gamma_{in}} = \frac{11.73 q_o B_o}{h} + \frac{11.73 q_w B_w}{h} \quad (\text{开井生产阶段}) \quad (12)$$

封闭外边界条件:

$$\frac{\partial p}{\partial n} \bigg|_{\Gamma_{out}} = 0 \quad (13)$$

式中: λ 为流度, $\text{mD}/(\text{mPa} \cdot \text{s})$; p 为压力, MPa ; ϕ 为有效孔隙度; C_l 为综合压缩系数, $1/\text{MPa}$; C_{tw} 为孔隙压缩系数与水压缩系数之和, $1/\text{MPa}$; C_{to} 为孔隙压缩系数与油压缩系数之和, $1/\text{MPa}$; t 为生产时间, h ; S_w 为含水饱和度; l 为裂缝控制方程的坐标轴, m ; w_f 为裂缝宽度, m ; Γ 表示边界; q 为流量, m^3/d ; B 为体积系数; h 为储层有效厚度, m ; 下标 o 表示油相, w 表示水相, c 表示毛细管力, m 表示基质, f 表示裂缝, i 表示初始值, l 表示注入, in 表示内边界, out 表示外边界。

2.2 模型求解

采用控制体有限元法 (CVFEM) 求解上文的模型。控制体有限元法是一种有限元和有限体积相结合的方法, 采用有限元的插值函数和有限体积的数值计算格式, 无需二次重建网格, 可直接利用有限元网格, 网格更灵活、精度更高, 且具有有限体积局部守恒性特征, 非常适合油藏油水两相流数值模拟。

基质压力控制方程中时间导数项的差分格式为:

$$\begin{aligned} \frac{281.46 \phi C_{tm}}{\Delta t} p_{wm}^{n+1} - \nabla \cdot (\lambda_{tm} \nabla p_{wm})^{n+1} = \frac{281.46 \phi C_{tm}}{\Delta t} p_{wm}^n + \\ \nabla \cdot (\lambda_{om} \nabla p_{cm}^n) + \lambda_{om} C_{om} (\nabla p_{wm}^n + \nabla p_{cm}^n)^2 + \lambda_{wm} \\ C_{wm} (\nabla p_{wm}^n)^2 - 281.46 \phi C_{tom} (1 - S_{wm}^n) \frac{p_{cm}^{n+1} - p_{cm}^n}{\Delta t} \end{aligned} \quad (14)$$

基质饱和度控制方程中时间导数项的差分格式为:

$$\begin{aligned} \frac{281.46 \phi}{\Delta t} [1 + C_{twm} (p_{wm}^{n+1} - p_{wm}^n)] S_{wm}^{n+1} = \frac{281.46 \phi}{\Delta t} S_{wm}^n + \\ \nabla \cdot (\lambda_{wm} \nabla p_{wm}^{n+1}) + \lambda_{wm} C_{wm} (\nabla p_{wm}^{n+1})^2 \end{aligned} \quad (15)$$

裂缝压力控制方程中时间导数项的差分格式为:

$$\begin{aligned} \frac{281.46 \phi C_{tf}}{\Delta t} p_{wf}^{n+1} - \frac{\partial}{\partial l} \left(\lambda_{tf} \frac{\partial p_{wf}}{\partial l} \right)^{n+1} = \frac{281.46 \phi C_{tf}}{\Delta t} p_{wf}^n + \\ \frac{\partial}{\partial l} \left(\lambda_{of} \frac{\partial p_{cf}}{\partial l} \right)^n + \lambda_{of} C_{of} \left(\frac{\partial p_{wf}^n}{\partial l} + \frac{\partial p_{cf}^n}{\partial l} \right)^2 + \lambda_{wf} C_{wf} \left(\frac{\partial p_{wf}^n}{\partial l} \right)^2 - \\ 281.46 \phi C_{tof} (1 - S_{wf}^n) \frac{p_{cf}^{n+1} - p_{cf}^n}{\Delta t} \end{aligned} \quad (16)$$

裂缝饱和度控制方程中时间导数项的差分格式为:

$$\frac{281.46\phi}{\Delta t} [1 + C_{wf}(p_{wf}^{n+1} - p_{wf}^n)] S_{wf}^{n+1} = \frac{281.46\phi}{\Delta t} S_{wf}^n + \frac{\partial}{\partial l} \left(\lambda_{wf} \frac{\partial p_{wf}^{n+1}}{\partial l} \right) + \lambda_{wf} C_{wf} \left(\frac{\partial}{\partial l} p_{wf}^{n+1} \right)^2 \quad (17)$$

利用非结构化网格离散技术对包含复杂网络裂缝的计算区域进行 Delaunay 三角网格剖分, 网格与裂缝网络完全匹配。连接三角形各边中点与三角形

中心点, 形成 CVFE 网格, 将裂缝与基质分开 (见图 2)。以单元节点为中心, 对式 (14) — (17) 在 CVFE 网格单元上积分, 分别形成基质单元刚度矩阵和裂缝单元刚度矩阵, 并根据单元节点信息, 组成压力方程的总刚度矩阵及饱和度方程的总刚度矩阵, 采用隐压显饱的方式迭代求解, 详细的求解方法及步骤可参考文献 [25]。

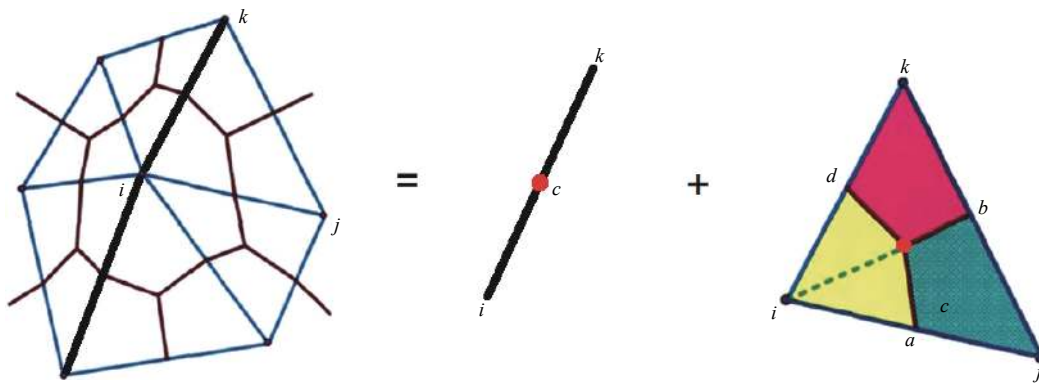


图 2 裂缝基质的 CVFE 网格示意

Fig.2 CVFE meshes of the matrix and fractures

3 计算结果及分析

3.1 压裂渗吸驱油特征

假定储层初始压力为 17 MPa, 渗透率为 0.1 mD, 温度为 65 °C, 有效厚度为 10 m, 孔隙度为 10%, 初始含水饱和度为 0.45; 水平井各压裂段的间距为 60 m, 井间距为 400 m, 因此单段控制面积为 24 000 m²; 单段多簇压裂液用量为 857 m³, 假定 70% 进入了目的层, 即注入目的层液量为 600 m³, 有效开启 3 簇, 其中主裂缝 1 条, 次裂缝 2 条, 主次裂缝半长均为 170 m, 支裂缝 10 条, 缝长均为 48 m, 主裂缝导流能力为 500 mD·m, 次裂缝导流能力为 200 mD·m, 支裂缝导流能力为 100 mD·m; 压后闷井 100 d 后按照先定产 (单段产量 4 m³/d) 降压再定压 (7 MPa) 降产的方式生产。利用上文建立的油水两相渗流模型模拟不同毛细管力下单压裂段第 1 年的生产动态, 结果如图 3 和图 4 所示。

由图 3 可以看出, 毛细管力越大, 产油量越大, 表明毛细管力渗吸作用具有明显的增产作用。此外, 随着毛细管力增大, 开井生产时的含水率及整个生产过程中的平均含水率都呈下降趋势。压后闷井过程中, 在压裂液渗吸驱油作用下, 裂缝中的水进入基质, 置换出基质中的油, 导致基质内含水饱

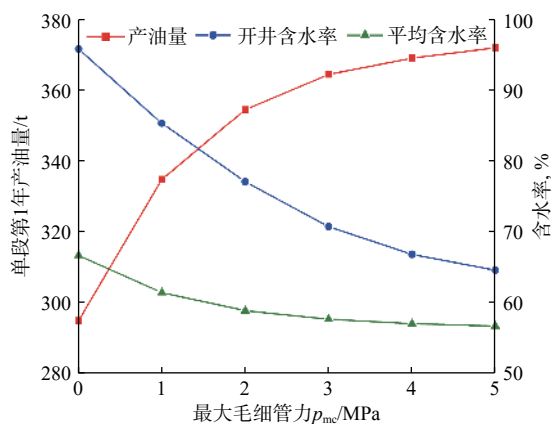


图 3 单段在不同毛细管力作用下的产油量及含水率

Fig.3 Oil production and water cut of single stage under different capillary forces

和度升高, 裂缝内含水饱和度降低, 从而使开井生产时的含水率降低, 在毛细管力足够大、闷井时间足够长的情况下, 放喷排液阶段即可“见油”。

图 4 为最大毛细管力 3 MPa 下闷井 75 d 时裂缝周围水相和油相的压力场及速度场 (速度场箭头代表流动方向, 箭头长度代表速度大小)。由图 4 可以看出: 裂缝内水相的压力大于基质水相的压力, 水从裂缝流入基质 (见图 4(a)); 基质油相的压力大于裂缝内油相的压力, 油从基质流入裂缝 (见图 4(b))。由于基质与裂缝中的含水饱和度不同, 引起毛细管

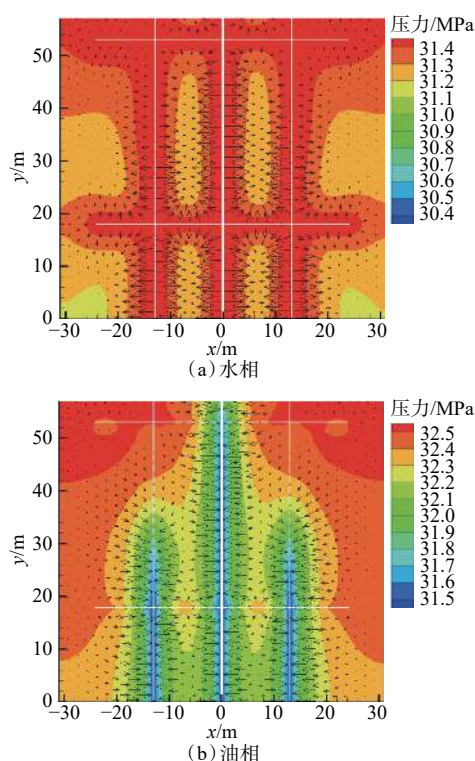


图 4 闷井 75 d 时裂缝周围油水相的压力场及速度场

Fig. 4 Pressure field and velocity field of the oil phase and water phase around the fractures on the 75th day of shut in

力差异,形成渗吸驱动力,使基质与裂缝发生油水置换。从图 4 还可以看出,主裂缝周围油水两相的流速较大,次裂缝及支裂缝附近油水两相的流速较小,远离裂缝区域油水两相的流速最小。此外,从油水相的压力场可看出,压裂液的注入能够大幅度提高储层压力,蓄能作用明显,该算例储层压力从初始的 17 MPa 提高至开井生产时的 31 MPa。

3.2 闷井时间优化

采用与 3.1 节相同的储层参数,计算不同毛细管力条件下不同闷井时间单段第 1 年的产油量,结果见图 5。由图 5 可以看出:对于无毛细管力的储层,储层内不存在渗吸作用,压后闷井产油量不能增加,因此对于常规中高渗透储层(毛细管力很小),是否闷井对产油量的影响非常小;对于具有毛细管力的储层,随着闷井时间增长,产油量升高,但升高幅度逐渐减小,且毛细管力越大,升高幅度减小的速度越快。这主要是因为毛细管力越大,渗吸作用越强,在基质渗透率不变的条件下,油水置换速度越快,最优闷井时间越短。假定以闷井 1 d 单段产油量升高幅度大于 0.15 t 为设计标准,优化设计闷井时间,该算例下最大毛细管力为 1, 2, 3, 4 和 5 MPa 时,最佳闷井时间分别为 126, 92, 75, 61 和 56 d。

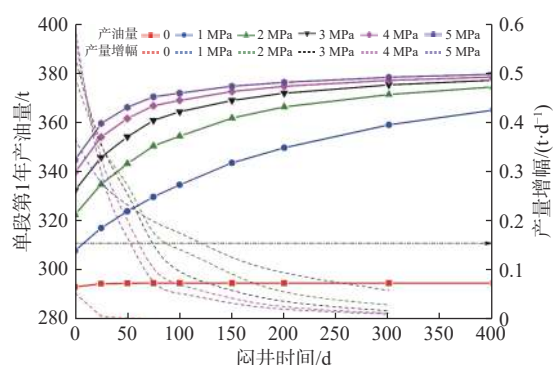


图 5 闷井时间对单段产油量的影响

Fig. 5 Effect of shut-in time on the oil production of single stage

3.3 压裂液用量优化

注入压裂液达到一定量后缝网不再明显增加,因此假定缝网等其他参数不变,考虑压裂液用量对渗吸驱油和蓄能的影响,模拟计算最大毛细管力为 3 MPa、注入不同量压裂液、闷井 100 d 下单段第 1 年的产油量和含水率,结果见图 6。由图 6 可以看出,随着压裂液用量增大,产油量和含水率均升高,但产油量的升高幅度逐渐减小,而含水率升高幅度逐渐增大。其原因在于,压裂液用量增大,导致基质与裂缝的含水饱和度差异增大,造成渗吸驱油压差增大,因此产油量升高,但是当注入压裂液的量超过了储层基质的渗吸能力,有些压裂液滞留在裂缝内无法进入基质,只能通过生产产出,造成含水率升高。算例中压裂液用量达到 1 300 m³ 之后,含水率急剧升高,产油量升幅明显减小,因此该算例压裂液的最佳用量为 1 300 m³。

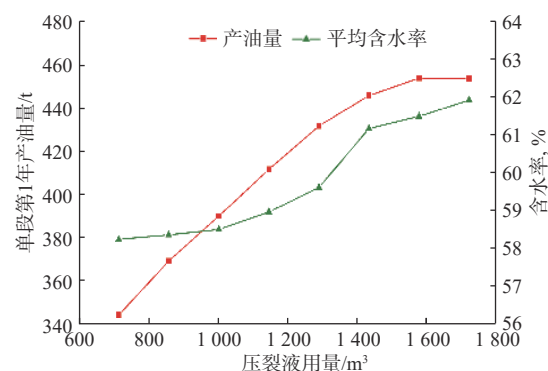


图 6 压裂液用量对产油量及含水率的影响

Fig. 6 Effect of fracturing fluid volume on oil production and water cut

3.4 基质渗透率的影响

模拟计算最大毛细管力为 3 MPa、压裂液用量为 1 300 m³ 时,不同基质渗透率单段第 1 年产油量,结果见图 7。由图 7 可以看出,基质渗透率越高,产油

量越高,最佳闷井时间越短,若按照同3.2节相同的设计标准,基质渗透率为0.05, 0.10和0.30 mD时,最优闷井时间分别为151, 94和45 d。其主要原因是毛细管力相同时,基质渗透率越高,油水流动的速度越快,基质与裂缝之间的油水置换速度也越快,最佳闷井时间也越短。

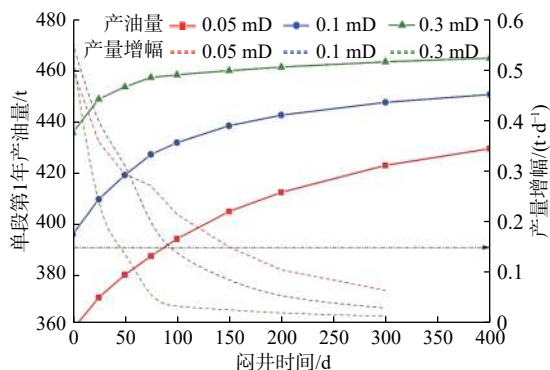


图7 基质渗透率对单段产油量的影响

Fig.7 Effect of matrix permeability on the oil production of single stage

3.5 缝网复杂程度的影响

模拟计算有效压裂簇分别为1簇、3簇和5簇时单段第1年的产油量,结果见图8。1簇无支裂缝,3簇有10条支裂缝,5簇有14条支裂缝,代表缝网复杂程度从低到高。由图8可以看出,缝网复杂程度越高,产油量越高。其原因是:1)缝网越复杂,流动阻力越小,产油量越高;2)缝网越复杂,裂缝与基质间的渗吸面积越大,渗吸增油量越大。由于单簇裂缝与基质的接触面积太小,渗吸作用很弱,造成渗吸驱油量很低,如图8中的红色虚线所示。对比3簇和5簇的产油量增幅可知,5簇产油量增幅下降速度更快,其渗吸作用更强,最佳闷井时间更短,说明缝网复杂程度越高,渗吸面积越大,渗吸速度越快。

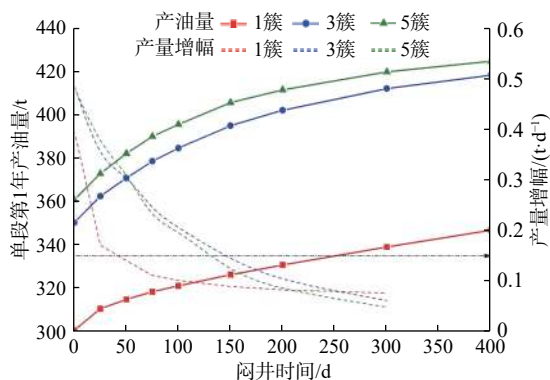


图8 缝网复杂程度对单段产油量的影响

Fig.8 Effect of fracture network complexity on the oil production of single stage

4 结 论

1)数值模拟结果表明:压后闷井阶段裂缝水相压力大于基质水相压力,水从裂缝流入基质,而裂缝油相压力小于基质油相压力,油从基质流入裂缝。基质与裂缝的含水饱和度不同,引起毛细管力,形成渗吸驱动力,使基质与裂缝发生油水置换。主裂缝周围油水相的流速均较大,次裂缝及支裂缝附近油水相的流速较小,远离裂缝区域油水相的流速均最小,说明油水置换主要发生在裂缝与基质的接触面。

2)毛细管力越大,最佳闷井时间越短,开井含水率和生产平均含水率越低,渗吸增产作用越明显;压裂液用量增大,不仅能提高储层压力,起到蓄能效果,还可使基质与裂缝的含水饱和度差异程度增大,渗吸驱油产量升高,但同时也会引起含水率升高,可通过含水率和产油量增幅优化压裂液用量。

3)最佳闷井时间主要受毛细管力、基质渗透率及缝网复杂程度的影响,其中毛细管力和基质渗透率决定油水置换的速度,而缝网复杂程度决定了油水置换的接触面积。毛细管力越大、基质渗透率越高、缝网越复杂,最佳闷井时间越短。

4)文中建立的渗吸油水两相渗流模型有助于提高压裂页岩油水平井产量的预测精度,同时可为优化页岩油水平井压裂液用量、闷井时间等关键参数提供依据。

参 考 文 献

References

- [1] 李相方,冯东,张涛,等.毛细管力在非规油气藏开发中的作用及应用[J].石油学报,2020,41(12):1719-1733.
LI Xiangfang, FENG Dong, ZHANG Tao, et al. The role and its application of capillary force in the development of unconventional oil and gas reservoirs and its application[J]. Acta Petrolei Sinica, 2020, 41(12): 1719-1733.
- [2] 刘煜,杨建民,王丹,等.清洁压裂液返排液渗吸驱油效果影响因素评价[J].断块油气田,2020,27(5):666-670.
LIU Yu, YANG Jianmin, WANG Dan, et al. Evaluation of influencing factors on imbibition displacement effect of clean fracturing flowback fluids[J]. Fault-Block Oil & Gas Field, 2020, 27(5): 666-670.
- [3] 王桂娟.低渗透砂岩油藏渗吸规律及特征研究[D].青岛:中国石油大学(华东),2016.
WANG Guijuan. Study on the law and characteristics of imbibition in low permeability sandstone reservoir[D]. Qingdao: China University of Petroleum (East China), 2016.
- [4] 苏煜彬,林冠宇,韩悦.表面活性剂对致密砂岩储层自发渗吸驱油的影响[J].断块油气田,2017,24(5):691-694.

- SU Yubin, LIN Guanyu, HAN Yue. Influence of surfactant on spontaneous imbibition in tight sandstone reservoir and its application[J]. *Fault-Block Oil & Gas Field*, 2017, 24(5): 691–694.
- [5] 刘侯含, 赵志成, 石善志, 等. 基于正交试验的致密油渗吸影响因素分析[J]. *石油钻采工艺*, 2020, 42(2): 189–194.
- LIU Yuhang, ZHAO Zhicheng, SHI Shanzhi, et al. Analyzing the factors influencing the imbibition of tight oil based on orthogonal experiment[J]. *Oil Drilling & Production Technology*, 2020, 42(2): 189–194.
- [6] YASSIN M R, DEHGHANPOUR H, BEGUM M, et al. Evaluation of imbibition oil recovery in the Duvernay Formation[J]. *SPE Reservoir Evaluation & Engineering*, 2018, 21(2): 257–272.
- [7] 李耀华, 宋岩, 徐兴友, 等. 鄂尔多斯盆地延长组7段凝灰质页岩油层的润湿性及自发渗吸特征[J]. *石油学报*, 2020, 41(10): 1229–1237.
- LI Yaohua, SONG Yan, XU Xingyou, et al. Wettability and spontaneous imbibition characteristics of the tuffaceous shale reservoirs in the member 7 of Yanchang Formation, Ordos Basin[J]. *Acta Petrolei Sinica*, 2020, 41(10): 1229–1237.
- [8] 许锋, 姚约东, 吴承美, 等. 温度对吉木萨尔致密油藏渗吸效率的影响研究[J]. *石油钻探技术*, 2020, 48(5): 100–104.
- XU Feng, YAO Yaodong, WU Chengmei, et al. Effect of temperature on the imbibition efficiency of the Jimusar tight oil reservoir[J]. *Petroleum Drilling Techniques*, 2020, 48(5): 100–104.
- [9] 李兆敏, 赵艳玲, 王海涛, 等. 注入水矿化度对盐间页岩油储层物性影响研究[J]. *特种油气藏*, 2020, 27(2): 131–137.
- LI Zhaomin, ZHAO Yanling, WANG Haitao, et al. Effects of injection water salinity on physical properties of inter-salt shale oil reservoir[J]. *Special Oil & Gas Reservoirs*, 2020, 27(2): 131–137.
- [10] 朱维耀, 鞠岩, 赵明, 等. 低渗透裂缝性砂岩油藏多孔介质渗吸机理研究[J]. *石油学报*, 2002, 23(6): 56–59.
- ZHU Weiyao, JU Yan, ZHAO Ming, et al. Spontaneous imbibition mechanism of flow through porous media and waterflooding in low-permeability fractured sandstone reservoir[J]. *Acta Petrolei Sinica*, 2002, 23(6): 56–59.
- [11] 王家禄, 刘玉章, 陈茂谦, 等. 低渗透油藏裂缝动态渗吸机理实验研究[J]. *石油勘探与开发*, 2009, 36(1): 86–90.
- WANG Jialu, LIU Yuzhang, CHEN Maoqian, et al. Experimental study on dynamic imbibition mechanism of low permeability reservoirs[J]. *Petroleum Exploration and Development*, 2009, 36(1): 86–90.
- [12] 韦青, 李治平, 白瑞婷, 等. 微观孔隙结构对致密砂岩渗吸影响的试验研究[J]. *石油钻探技术*, 2016, 44(5): 109–116.
- WEI Qing, LI Zhiping, BAI Ruiting, et al. An experimental study on the effect of microscopic pore structure on spontaneous imbibition in tight sandstones[J]. *Petroleum Drilling Techniques*, 2016, 44(5): 109–116.
- [13] 谷潇雨, 蒲春生, 黄海, 等. 渗透率对致密砂岩储集层渗吸采油的微观影响机制[J]. *石油勘探与开发*, 2017, 44(6): 948–954.
- GU Xiaoyu, PU Chunsheng, HUANG Hai, et al. Micro-influencing mechanism of permeability on spontaneous imbibition recovery for tight sandstone reservoirs[J]. *Petroleum Exploration and Development*, 2017, 44(6): 948–954.
- [14] 党海龙, 王小锋, 段伟, 等. 鄂尔多斯盆地裂缝性低渗透油藏渗吸驱油研究[J]. *断块油气田*, 2017, 24(5): 687–690.
- DANG Hailong, WANG Xiaofeng, DUAN Wei, et al. Study on imbibition flooding in fractured low-permeability reservoir of Ordos Basin[J]. *Fault-Block Oil & Gas Field*, 2017, 24(5): 687–690.
- [15] 吴润桐, 杨胜来, 王敦邦, 等. 致密砂岩静态渗吸实验研究[J]. *辽宁石油化工大学学报*, 2017, 37(3): 24–29.
- WU Runtong, YANG Shenglai, WANG Mibang, et al. Experimental study on static imbibition of tight sandstone[J]. *Journal of Liaoning University of Petroleum & Chemical Technology*, 2017, 37(3): 24–29.
- [16] 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.
- [17] ZHAO Zhihong, TAO Liang, ZHAO Yuhang, et al. Mechanism of water imbibition in organic shale: an experimental study[R]. *SPE* 202699, 2020.
- [18] WANG Mingyuan, ARGÜELLES-VIVAS F J, ABEYKOON G A, et al. The effect of phase distribution on imbibition mechanisms for enhanced oil recovery in tight reservoirs[R]. *SPE* 200431, 2020.
- [19] 雷征东, 覃斌, 刘双双, 等. 页岩气藏水力压裂渗吸机理数值模拟研究[J]. *西南石油大学学报(自然科学版)*, 2017, 39(2): 118–124.
- LEI Zhengdong, QIN Bin, LIU Shuangshuang, et al. Imbibition mechanism of hydraulic fracturing in shale gas reservoir[J]. *Journal of Southwest Petroleum University (Science & Technology Edition)*, 2017, 39(2): 118–124.
- [20] 李宪文, 刘锦, 郭钢, 等. 致密砂岩储层渗吸数学模型及应用研究[J]. *特种油气藏*, 2017, 24(6): 79–83.
- LI Xianwen, LIU Jin, GUO Gang, et al. Mathematical model of imbibition and its application in tight sandstone reservoir[J]. *Special Oil & Gas Reservoirs*, 2017, 24(6): 79–83.
- [21] 王敬, 刘慧卿, 夏静, 等. 裂缝性油藏渗吸采油机理数值模拟[J]. *石油勘探与开发*, 2017, 44(5): 761–770.
- WANG Jing, LIU Huiqing, XIA Jing, et al. Mechanism simulation of oil displacement by imbibition in fractured reservoirs[J]. *Petroleum Exploration and Development*, 2017, 44(5): 761–770.
- [22] 王睿. 致密油藏压后闷井蓄能机理与规律的数值模拟研究[D]. 北京: 中国石油大学(北京), 2019.
- WANG Rui. Numerical simulation study on mechanism and law of energy storage in shut-in schedule after fracturing of tight oil[D]. Beijing: China University of Petroleum (Beijing), 2019.
- [23] 王付勇, 曾繁超, 赵久玉. 低渗透/致密油藏驱替-渗吸数学模型及其应用[J]. *石油学报*, 2020, 41(11): 1396–1405.
- WANG Fuyong, ZENG Fanchao, ZHAO Jiuyu. A mathematical model of displacement and imbibition of low-permeability tight reservoirs and its application[J]. *Acta Petrolei Sinica*, 2020, 41(11): 1396–1405.
- [24] 欧阳伟平, 孙贺东, 韩红旭. 致密气藏水平井多段体积压裂复杂裂缝网络试井解释新模型[J]. *天然气工业*, 2020, 40(3): 74–81.
- OUYANG Weiping, SUN Hedong, HAN Hongxu. A new well test interpretation model for complex fracture networks in horizontal wells with multi-stage volume fracturing in tight gas reservoirs[J]. *Natural Gas Industry*, 2020, 40(3): 74–81.
- [25] CHEN Zhangxin, HUAN Guanren, MA Yuanle. Computational methods for multiphase flows in porous media[M]. Dallas: Society for Industrial and Applied Mathematics, 2006.