



页岩油藏裂缝网络多相渗流数值模拟研究

咸玉席 陈超峰 封猛 郝有志

Numerical Simulation of Multiphase Flow in Fracture Networks in Shale Oil Reservoir

XIAN Yuxi, CHEN Chaofeng, FENG Meng, HAO Youzhi

在线阅读 View online: <http://doi.org/10.11911/syztjs.2021090>

您可能感兴趣的其他文章

Articles you may be interested in

页岩气藏压裂动用程度及气体流动模拟研究

Study of a Simulation of Degree of Fracturing Production and Resulting Gas Flow in Shale Gas Reservoirs

石油钻探技术. 2018, 46(4): 96–103 <http://doi.org/10.11911/syztjs.2018058>

滑脱和应力敏感效应对页岩气开发动态影响的数值模拟研究

Numerical Simulation on the Effects of Slippage and Stress Sensibility on the Performance of Shale Gas Development

石油钻探技术. 2017, 45(1): 83–90 <http://doi.org/10.11911/syztjs.201701015>

鱼骨刺柔性管在碳酸盐岩缝洞型油藏应用的数值模拟研究

Numerical Simulation of Fishbone Flexible Pipes in Fractured Vuggy Carbonate Reservoirs

石油钻探技术. 2017, 45(3): 102–106 <http://doi.org/10.11911/syztjs.201703018>

页岩裂缝网络的几何特征二维表征及连通性分析

2D Characterization of Geometric Features and Connectivity of Fracture Networks in Shale Formations

石油钻探技术. 2017, 45(6): 70–76 <http://doi.org/10.11911/syztjs.201706013>

考虑复杂裂缝网络的致密油藏水平井体积压裂改造效果评价

An Evaluation of the Stimulation Effect of Horizontal Well Volumetric Fracturing in Tight Reservoirs with Complex Fracture Networks

石油钻探技术. 2019, 47(6): 73–82 <http://doi.org/10.11911/syztjs.2019126>

压裂井组非线性渗流模型求解

Solution of Nonlinear Seepage Model for Fracture Well Group in Low Permeability Reservoirs

石油钻探技术. 2019, 47(6): 96–102 <http://doi.org/10.11911/syztjs.2019078>



扫码关注公众号，获取更多信息！

◀油气开发▶

doi:10.11911/syztjs.2021090

引用格式: 咸玉席, 陈超峰, 封猛, 等. 页岩油藏裂缝网络多相渗流数值模拟研究 [J]. 石油钻探技术, 2021, 49(5): 94-100.

XIAN Yuxi, CHEN Chaofeng, FENG Meng, et al. Numerical simulation of multiphase flow in fracture networks in shale oil reservoir [J]. Petroleum Drilling Techniques, 2021, 49(5): 94-100.

页岩油藏裂缝网络多相渗流数值模拟研究

咸玉席¹, 陈超峰², 封 猛³, 郝有志¹

(1. 中国科学技术大学石油天然气研究中心, 安徽合肥 230027; 2. 中国石油新疆油田分公司勘探事业部, 新疆克拉玛依 834000; 3. 中国石油集团西部钻探工程有限公司试油公司, 新疆克拉玛依 834000)

摘 要: 为了准确表征页岩油藏复杂裂缝中多相流体的流动, 建立了嵌入裂缝多相流动模型和多裂缝交叉网络多相流动模型, 采用数值模拟方法, 研究了多相流体在多裂缝交叉网络中的流动规律。研究表明, 裂缝网络多相渗流数值模拟方法解决了表征流体单一、裂缝尺度范围大、划分网格要求精度高、流体参数在裂缝界面处不连续等问题, 能够判断水力压裂裂缝与天然裂缝沟通的规模及距离, 数值模拟计算的地层压力可以表征页岩油藏裂缝网络附近区域内压力随生产时间的变化规律。裂缝网络多相渗流数值模拟, 实现了数值模拟的高效计算, 为评价页岩油藏储层提供了新的技术方法。

关键词: 页岩油藏; 水力压裂; 裂缝网络; 多相渗流; 数值模拟

中图分类号: TE319⁺.1

文献标志码: A

文章编号: 1001-0890(2021)05-0094-07

Numerical Simulation of Multiphase Flow in Fracture Networks in Shale Oil Reservoir

XIAN Yuxi¹, CHEN Chaofeng², FENG Meng³, HAO Youzhi¹

(1. Center for Petroleum and Natural Gas Research, University of Science and Technology of China, Hefei, Anhui, 230027, China; 2. Exploration Department, PetroChina Xinjiang Oilfield Company, Karamay, Xinjiang, 834000, China; 3. Well Testing Company, CNPC Xibu Drilling Engineering Company Limited, Karamay, Xinjiang, 834000, China)

Abstract: Models for multiphase flow in embedded fractures and multi-fracture-intersecting networks were built to accurately characterize the flow of multiphase fluid in complex fractures in shale oil reservoirs. The numerical simulation method was utilized to analyze the flow law of multiphase fluids in the multi-fracture-intersecting networks. The results show that the numerical simulation method for the multiphase flow in the fracture networks solves problems such as single fluid type characterization, large fracture scales, high requirements for meshing accuracy, and discontinuity of fluid parameters at the fracture interface. This method can be used to assess the communication scale of hydraulic and natural fractures and the distance between them. The formation pressure calculated by the numerical simulation method can be used to characterize the pressure variation near the fracture networks of shale oil reservoirs with the production time. The numerical simulation method proposed in this paper shows high efficiency in computing, and provides a new technical approach for the evaluation of shale oil reservoirs.

Key words: shale oil reservoir; hydraulic fracturing; fracture networks; multiphase flow; numerical simulation

近年来, 页岩油开发成为热点^[1-2]。页岩油储层具有低孔低渗的特点, 烃类化合物表现为自生自储, 有机质结构与性质显著影响油气的流动^[3]。页岩致密储层经水平井和压裂技术改造, 形成尺度较大并与天然裂缝网络沟通的裂缝网络, 可提高其产

能。人工形成裂缝的尺度与微纳孔隙裂缝相差很大^[4], 导致页岩油在不同尺度裂缝内的流动机理不同, 存在表征流体单一、裂缝尺度范围大、划分网格要求精度高和流体参数在裂缝界面处不连续等困难, 难以利用简单的解析模型表征油在整个裂缝网络中的

收稿日期: 2021-04-15; 改回日期: 2021-07-10。

作者简介: 咸玉席 (1981—), 男, 山东日照人, 2006年毕业于大庆石油学院工程力学专业, 2009年获合肥工业大学工程力学专业硕士学位, 2014年获中国科学技术大学工程力学专业博士学位, 副研究员, 主要从事渗流力学和冲击力学方面的研究。E-mail: yxxian@ustc.edu.cn。

基金项目: 中国石油重点攻关项目“陆相中高成熟度页岩油勘探开发关键技术研究与应用”(编号: 2019E-26)和国家科技重大专项“致密油气藏多尺度介质复杂结构井数值试井分析方法及应用研究”(编号: 2017ZX05009005-002)联合资助。

流动, 导致无法对页岩油藏复杂裂缝中的多相流体流动进行数值模拟表征。目前, 广泛应用双重介质模型进行试井解释, 但该模型并不适合有大尺度导流裂缝的油藏^[5-6]。早期学者使用单重介质模型模拟导流裂缝, 但该模型需要极细密的网格描述裂缝和基质, 计算量大、效率低, 难以应用到实际的油藏数值模拟中^[7]。后来发展的离散裂缝模型假定裂缝内法向上的物理量保持不变, 裂缝节点与基质节点在网格内重合, 将裂缝及基质方程叠加后计算, 实现了对单相流体流动的模拟, 但不适用于多相流体流动。页岩油藏经过水力压裂后, 导流裂缝的几何形状较复杂, 需要沿裂缝划分非规则网格, 但这类离散裂缝模型计算效率低。李宪文等人^[8]利用微地震数据, 通过反演得到次生裂缝的分布特征, 建立了压裂水平井渗流数学模型, 定量表征了渗流场的变化规律。李玉梅等人^[9]利用离散元方法, 分析了水力裂缝长度、天然裂缝倾角、内摩擦角及施工净压力对缝网的影响, 但未考虑基质与裂缝间的渗流关系。同样, 采用数值模拟方法模拟页岩油气藏时, 也是利用传统试井方法进行反演, 并未考虑多相渗流在页岩网络裂缝的流动^[10-12]。

黎水泉等人^[13-15]对离散裂缝模型进行了改进, 提出了基于达西定律的交换流量耦合裂缝及基质方程, 利用该方程可以准确地模拟油藏裂缝中的多相流动, 但划分网格时要求沿着裂缝的走向划分, 计算量大, 求解大型矩阵出现奇异, 不具有适用性。S. H. Lee 等人^[16]把裂缝近似看作基质网格中的井源, 提出了嵌入裂缝模型, 利用 Peaceman 公式表征裂缝与基质网格间的流体交换, 该模型网格划分效率高, 但不能准确表征多相流体在裂缝和基质之间的交换。为此, 笔者就多相流体在页岩油藏复杂裂缝中的流动进行了理论模型和数值求解方面的研究, 建立了嵌入裂缝多相流体流动的控制模型和网格划分方法, 实现了数值模拟的高效计算, 为页岩油藏的产能评估提供了新的技术方法。

1 嵌入裂缝多相流动模型的建立

1.1 嵌入裂缝多相流动模型

1.1.1 控制方程

页岩油藏中裂缝开度很小, 其中流体的流动可以被看作一维流动。裂缝和基质中 α 相流体的质量守恒方程分别为:

$$\frac{\partial \phi_f \rho_\alpha S_{f,\alpha}}{\partial t} + \frac{\partial \rho_\alpha v_{f,\alpha}}{\partial \tau_f} - \frac{\rho_\alpha q_{fm,\alpha}}{w_f} = 0 \quad (1)$$

$$\frac{\partial \phi_m \rho_\alpha S_{m,\alpha}}{\partial t} + \nabla \cdot \rho_\alpha v_{m,\alpha} + \rho_\alpha q_{fm,\alpha} \delta(r - \tau_f) = 0 \quad (2)$$

其中

$$v_{f,\alpha} = -\frac{K_f K_{f,r\alpha}}{\mu_\alpha} \frac{\partial p_{f,\alpha}}{\partial \tau_f} \quad (3)$$

$$v_{m,\alpha} = -\frac{K_m K_{m,r\alpha}}{\mu_\alpha} \nabla p_{m,\alpha} \quad (4)$$

式中: w_f 为裂缝宽度, m; τ_f 为裂缝走向; $q_{fm,\alpha}$ 为单位时间内从单位长度裂缝流入基质的 α ($\alpha = w, o$) 相流体的流量, $m^3/(m \cdot s)$; $v_{f,\alpha}$, $v_{m,\alpha}$ 分别为裂缝和基质中 α 相流体的流速, m/s; ρ_α 为 α 相流体的密度, kg/m^3 ; μ_α 为 α 相流体的黏度, mPa·s; ϕ_f , ϕ_m 分别为裂缝和基质的孔隙度; K_f , K_m 分别为裂缝和基体的绝对渗透率, mD; $K_{f,r\alpha}$, $K_{m,r\alpha}$ 分别为裂缝和基质中 α 相流体的相对渗透率; $p_{f,\alpha}$, $p_{m,\alpha}$ 分别为裂缝和基质中 α 相流体的压力, MPa; $S_{f,\alpha}$, $S_{m,\alpha}$ 分别为裂缝和基质中 α 相流体的饱和度; δ 为克罗尼克函数; ∇ 为拉布拉斯算子; t 为时间, s; r 为裂缝走向变量。

页岩油藏裂缝的开度很小, 其中基质中的压力场在跨越裂缝时保持连续, 多相流体在裂缝-基质中存在不同的流动特征, 导致界面处相饱和度发生间断和基质的相饱和度场在裂缝处存在不连续, 如图 1 所示。

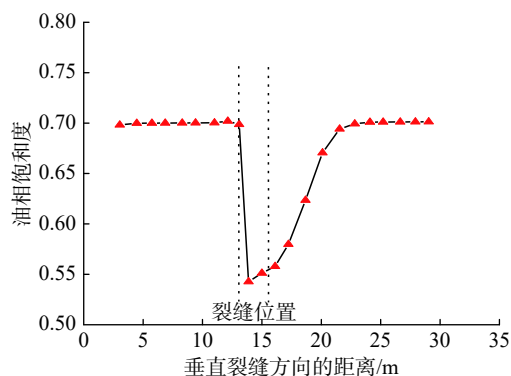


图 1 油藏中垂直于裂缝方向上的油相饱和度分布曲线

Fig.1 Saturation distribution curve of oil phase perpendicular to the fracture direction in oil reservoirs

裂缝与两侧基质的物质流动交换量并不相等, 基质与裂缝的交换量可以表示为:

$$q_{fm,\alpha} = q_{fm,\alpha}^+ + q_{fm,\alpha}^- \quad (5)$$

裂缝流入两侧基质的 α 相流体流量 $q_{fm,\alpha}^\pm$ 满足:

$$q_{fm,\alpha}^\pm = -\frac{K_m K_{m,r\alpha}^\pm}{\mu_\alpha} \frac{\partial p_{m,\alpha}}{\partial n_f^\pm} \quad (6)$$

式中: n_f^\pm 为裂缝两侧边界的外法线方向, 其中 \pm 表示裂缝两侧。

1.1.2 方程离散

嵌入基质的裂缝被规则的基质网格分割为 N_f 段一维裂缝网格。页岩油藏裂缝宽度为 w_f ，取第 k 段裂缝网格为研究对象，裂缝内流体的流动被认为是一维的，采用一维离散格式把裂缝中 α 相质量守恒方程全隐式离散为：

$$\begin{aligned} & \phi_{f,k} \left[(\rho_\alpha S_{f,\alpha})_k^{n+1} - (\rho_\alpha S_{f,\alpha})_k^n \right] + \\ & \frac{\Delta t}{\Delta L_k} \left[(\rho_\alpha v_{f,\alpha})_{k+\frac{1}{2}}^{n+1} - (\rho_\alpha v_{f,\alpha})_{k-\frac{1}{2}}^{n+1} \right] - \\ & \frac{\Delta t}{w_f} \left[(\rho_\alpha q_{fm,\alpha})^+ + (\rho_\alpha q_{fm,\alpha})^- \right]_k^{n+1} = 0 \end{aligned} \quad (7)$$

式中： Δt 为时间步长，s； n 为 $t = n\Delta t$ 时刻的变量； ΔL_k 为第 k 段裂缝网格的长度，m； $\phi_{f,k}$ 为第 k 段裂缝网格的孔隙度。

$(v_{f,\alpha})_{k+\frac{1}{2}}^{n+1}$ 和 $(v_{f,\alpha})_{k-\frac{1}{2}}^{n+1}$ 为通过裂缝网格2个界面的流速，可以表示为：

$$\begin{cases} (v_{f,\alpha})_{k+\frac{1}{2}}^{n+1} = -\frac{2K_f}{\mu_\alpha} (K_{f,ra})_{k+\frac{1}{2}}^{n+1} \frac{(p_{f,\alpha})_k^{n+1} - (p_{f,\alpha})_{k+1}^{n+1}}{\Delta L_k + \Delta L_{k+1}} \\ (v_{f,\alpha})_{k-\frac{1}{2}}^{n+1} = -\frac{2K_f}{\mu_\alpha} (K_{f,ra})_{k-\frac{1}{2}}^{n+1} \frac{(p_{f,\alpha})_k^{n+1} - (p_{f,\alpha})_{k-1}^{n+1}}{\Delta L_k + \Delta L_{k-1}} \end{cases} \quad (8)$$

式中：各组分流体的相对渗透率 $K_{f,ra}$ 使用上限值。

为实现裂缝与基质之间的流量交换，在裂缝两侧建立了位于裂缝网格垂直平分线上的参考点 M_+ 和 M_- ，其与裂缝的距离分别为 d_+ 和 d_- （见图2）。由于压力场在裂缝附近连续分布，且其导数在单侧

基质中也保持连续，所以可以通过裂缝及基质网格中的压力单侧插值确定参考点 M_+ 和 M_- 上的压力，裂缝与两侧基质的流量交换 $q_{fm,\alpha}^+$ 和 $q_{fm,\alpha}^-$ 可以表示为：

$$(q_{fm,\alpha}^+)_k = -\frac{K_m}{\mu_\alpha} (K_{ra})_+ \frac{(p_{m,\alpha})_{M_+} - (p_{f,\alpha})_k}{d_+} \quad (9)$$

$$(q_{fm,\alpha}^-)_k = -\frac{K_m}{\mu_\alpha} (K_{ra})_- \frac{(p_{m,\alpha})_{M_-} - (p_{f,\alpha})_k}{d_-} \quad (10)$$

$$\text{其中 } (K_{ra})_{\pm} = \begin{cases} (K_{m,ra})_{M_{\pm}} & (p_{m,\alpha})_{M_{\pm}} \geq (p_{f,\alpha})_k \\ (K_{f,ra})_k & (p_{m,\alpha})_{M_{\pm}} < (p_{f,\alpha})_k \end{cases} \quad (11)$$

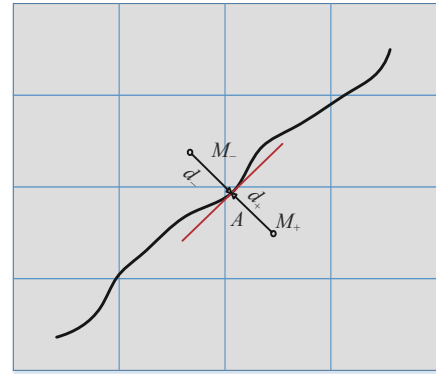


图2 裂缝网格两侧的参考点

Fig.2 Reference points on both sides of fracture meshes

假设基质网格中的空间步长为 $\Delta x = \Delta y = h$ ，以空间坐标为 (i, j) 的网格为研究对象，使用二维九点离散格式，基质中 α 相质量守恒方程可以全隐式离散为：

$$\begin{aligned} & (\phi_m)_{i,j} \left[(\rho_\alpha S_{m,\alpha})_{i,j}^{n+1} - (\rho_\alpha S_{m,\alpha})_{i,j}^n \right] + \left(\frac{TK_{m,ra}\rho_\alpha}{\mu_\alpha} \right)_{i-\frac{1}{2},j-\frac{1}{2}} \left[(p_{m,\alpha})_{i-1,j-1}^{n+1} - (p_{m,\alpha})_{i,j}^{n+1} \right] \Delta t + \\ & \left(\frac{TK_{m,ra}\rho_\alpha}{\mu_\alpha} \right)_{i-\frac{1}{2},j} \left[(p_{m,\alpha})_{i-1,j}^{n+1} - (p_{m,\alpha})_{i,j}^{n+1} \right] \Delta t + \left(\frac{TK_{m,ra}\rho_\alpha}{\mu_\alpha} \right)_{i-\frac{1}{2},j+\frac{1}{2}} \left[(p_{m,\alpha})_{i-1,j+1}^{n+1} - (p_{m,\alpha})_{i,j}^{n+1} \right] \Delta t + \\ & \left(\frac{TK_{m,ra}\rho_\alpha}{\mu_\alpha} \right)_{i,j-\frac{1}{2}} \left[(p_{m,\alpha})_{i,j-1}^{n+1} - (p_{m,\alpha})_{i,j}^{n+1} \right] \Delta t + \left(\frac{TK_{m,ra}\rho_\alpha}{\mu_\alpha} \right)_{i,j+\frac{1}{2}} \left[(p_{m,\alpha})_{i,j+1}^{n+1} - (p_{m,\alpha})_{i,j}^{n+1} \right] \Delta t + \\ & \left(\frac{TK_{m,ra}\rho_\alpha}{\mu_\alpha} \right)_{i+\frac{1}{2},j-\frac{1}{2}} \left[(p_{m,\alpha})_{i+1,j-1}^{n+1} - (p_{m,\alpha})_{i,j}^{n+1} \right] \Delta t + \left(\frac{TK_{m,ra}\rho_\alpha}{\mu_\alpha} \right)_{i+\frac{1}{2},j} \left[(p_{m,\alpha})_{i+1,j}^{n+1} - (p_{m,\alpha})_{i,j}^{n+1} \right] \Delta t + \\ & \left(\frac{TK_{m,ra}\rho_\alpha}{\mu_\alpha} \right)_{i+\frac{1}{2},j+\frac{1}{2}} \left[(p_{m,\alpha})_{i+1,j+1}^{n+1} - (p_{m,\alpha})_{i,j}^{n+1} \right] \Delta t + \frac{\Delta t \Delta L_k}{h^2} \left[(\rho_\alpha q_{fm,\alpha})^+ + (\rho_\alpha q_{fm,\alpha})^- \right]_{i,j}^{n+1} \delta(\mathbf{r} - \mathbf{r}_f) = 0 \end{aligned} \quad (12)$$

式(12)中，各组分流体的相对渗透率 $K_{m,ra}$ 使用上限值，而系数 T 满足：

$$\begin{cases} T_{i-\frac{1}{2},j} = T_{i,j-\frac{1}{2}} = T_{i,j+\frac{1}{2}} = T_{i+\frac{1}{2},j} = \frac{2K_m}{3h} \\ T_{i-\frac{1}{2},j-\frac{1}{2}} = T_{i-\frac{1}{2},j+\frac{1}{2}} = T_{i+\frac{1}{2},j-\frac{1}{2}} = \\ T_{i+\frac{1}{2},j+\frac{1}{2}} = \frac{K_m}{6h} \end{cases} \quad (13)$$

由于裂缝穿过基质网格，导致流体的物理量在网格中发生间断，该网格不参与实际计算，而是为其他网格的计算提供边界条件。裂缝两侧基质中的物理量分别保持连续，通过单侧插值的方法利用基质网格中的压力 $p_{m,i-1,j}$ 和 $p_{m,i,j+1}$ 及裂缝压力 $p_{f,k}$ 确定网格 (i, j) 中 S_1 部分的压力场，得到网格 (i, j) 进入网格 $(i-1, j)$ 和 $(i, j+1)$ 的流量 $q_{i-\frac{1}{2},j}$ 和 $q_{i,j+\frac{1}{2}}$ （见图3，图中的

虚线界面可以看作整个油藏基质的内边界,且满足第二类边界条件),为网格 $(i-1,j)$ 和 $(i,j+1)$ 的流量计算提供边界条件。同理,该类网格与相邻常规网格的流量交换都可以使用上述方法求出。

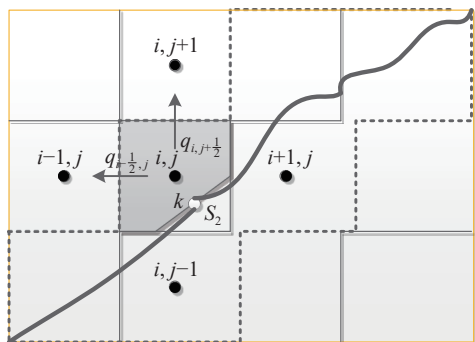


图 3 内边界替代覆盖裂缝的基质网格

Fig.3 Replacement of matrix meshes covering fractures by the inner boundary

求解裂缝控制方程时,若裂缝位于油藏内部,则在两端取绝流边界条件;若裂缝延伸至油藏边界,其两端的边界条件由油藏的外边界条件确定。

1.2 多裂缝交叉网络多相流动模型

页岩油藏中压裂裂缝网络中存在多裂缝交叉现象(见图4),在交叉点处多条裂缝相互连通,但由于交叉点体积仅为 e^2 量级,远小于网格尺度,导致无法模拟多相流体在多裂缝交叉网络中的流动。设置交叉点体积仅为 e^2 量级,可以避免在计算中出现奇异值。

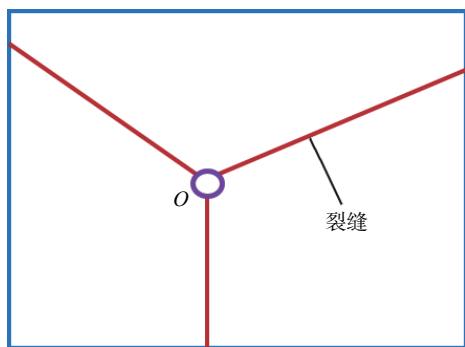


图 4 交叉于一点的 3 条裂缝

Fig.4 Three fractures intersecting at one point

为避免小体积交叉点而导致求解矩阵出现奇异值,利用裂缝网格间的界面传导率计算得到交叉处的交换流量表征裂缝网格交叉点的物理量。单相流动中,交叉点 O 处流体满足质量守恒方程:

$$\sum_{i=1}^l v_{iO} = 0 \quad (14)$$

式中: v_{iO} 为流体通过 i 条裂缝的流速, m/s; l 为汇集到交叉点的裂缝网格数。

由于交叉点 O 的长度极小,即 $L_O \ll L_i$,通过裂缝 i 流入交叉点 O 的流速可以表示为:

$$v_{iO} = -\frac{K_f}{\mu} \frac{p_{f,O} - p_{f,i}}{\frac{L_i}{2}} \quad (15)$$

将式(14)代入式(15),得到交叉点 O 处的压力为:

$$p_{f,O} = \frac{\sum_{i=1}^l \frac{p_{f,i}}{L_i}}{\sum_{i=1}^l \frac{1}{L_i}} \quad (16)$$

根据式(14)和式(15),可得单相流动中裂缝网格之间的流速为:

$$v_{ij} = -T_{ij} \frac{p_{f,j} - p_{f,i}}{\mu} \quad (17)$$

其中

$$T_{ij} = \frac{2K_f}{L_i L_j \sum_{i=1}^l \frac{1}{L_k}} \quad (18)$$

式中: T_{ij} 为裂缝网格 i 与 j 之间的界面传导率。

多相流动时,裂缝网格间的流速为:

$$(v_\alpha)_{ij} = -T_{ij} K_{f,\alpha} \frac{(p_{f,\alpha})_j - (p_{f,\alpha})_i}{\mu_\alpha} \quad (19)$$

2 计算实例

参考页岩油藏开发中的一口实例井,采用停泵降压分析软件反演某页岩油藏一口多级压裂水平井的裂缝参数。某页岩油藏区域为 $2\,000\text{ m} \times 2\,000\text{ m} \times 100\text{ m}$,水平井的水平段长 $1\,000\text{ m}$,水力压裂生成了20条裂缝;井储系数为 $0.2\text{ m}^3/\text{MPa}$ 。地层裂缝区域初始压力为 40 MPa ,渗透率为 4.93 mD ,孔隙度为 8.0% ,地层温度为 $80\text{ }^\circ\text{C}$;油藏日产液量 40 m^3 ,生产时间为 365 d 。页岩油藏相对渗透率曲线如图5所示。

地层中存在天然裂缝,但难以确定具体位置和尺寸。为此,假设水平井附近有单条裂缝、相互交叉2条裂缝和相交于一点的3条裂缝。水平井多级水力压裂产生的裂缝与天然裂缝如图6所示,其中水力压裂产生的裂缝半长最长为 110 m ,最短为 50 m ,平均有效裂缝半长为 91.75 m 。图6设置了与人工

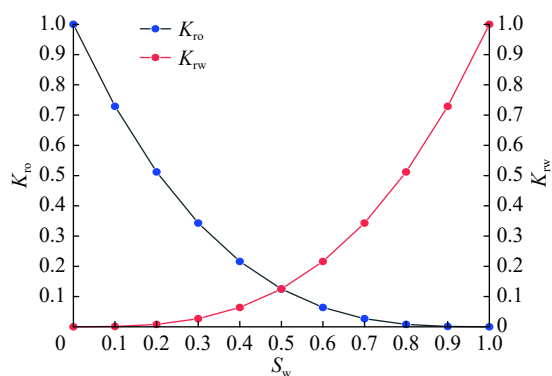


图5 页岩油藏相对渗透率曲线

Fig. 5 Relative permeability curve of the shale oil reservoir

裂缝相交及不相交的单条裂缝、与人工裂缝相交的交叉裂缝、与人工裂缝不相交的交于一点的3条裂缝等3种情况,用于表征天然裂缝可能与人工裂缝构成的裂缝网络形式。

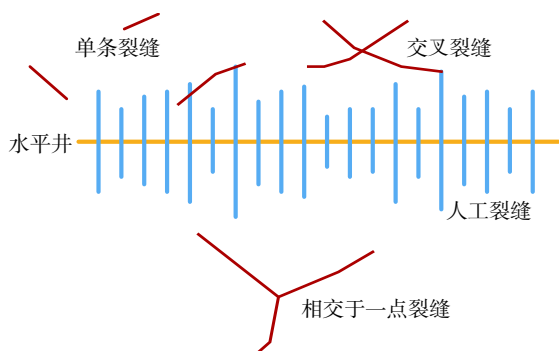


图6 多级压裂水平井裂缝示意

Fig. 6 Fractures of a multistage fractured horizontal well

为验证建立的模型,计算多相流体在多裂缝交叉网络中流动时,需要从宏观物理量上反映有天然裂缝和无天然裂缝的区别,设以定产液量 $40 \text{ m}^3/\text{d}$ 生产,计算其井底压力数据变化,验证人为设置裂缝对井底压力的影响。含有单条裂缝、相互交叉2条裂缝和相交于一点的3条裂缝的多级压裂页岩油水平井的网格划分如图7所示。人工裂缝和天然裂缝附近网格较密,不含有裂缝的区域网格稀疏。可以看出,水力压裂裂缝区域网格加密,可以实现水力压裂裂缝与天然裂缝的相交;多条裂缝相交于一点的裂缝也可以进行网格划分,并实现与人工裂缝的交叉。

本算例中给出了定产量和初始压力,但页岩油藏地层压力随着生产时间增长而发生变化,存在生产时间较短、压力难以波及到天然裂缝和无法有效反映存在多条裂缝流体的流动引起的压力变化的问题。因此,假设图6中的水平段仅有人工裂缝,给定

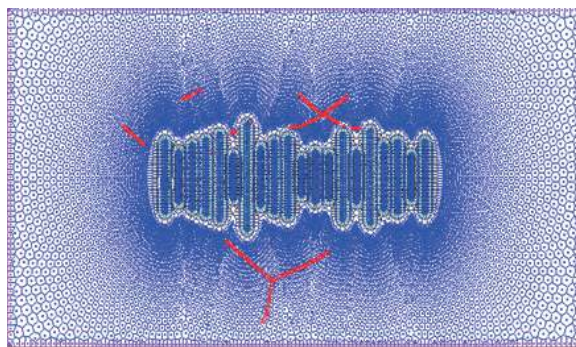


图7 含有不同类型裂缝的多级压裂水平井离散网格

Fig. 7 Discrete meshes of a multistage fractured horizontal well with different types of fractures

产液 $40 \text{ m}^3/\text{d}$ 和初始压力 40 MPa ,计算出初始时刻的地层压力(见图8),可以看出,多级压裂水平井裂缝的压力为基本上相同;压力波及范围区域如图9所示,可以看出,无论多级压裂水平井中的裂缝长短,缝内压力在 40 MPa 下的作用下压力影响区域边界大致相同。闷井10 d以后,缝内附近的地层压力下降,其压力波及范围快临近天然裂缝(见图10)。选此时压力 35 MPa 为计算压力,对不含有天然裂缝和含有天然裂缝的页岩油藏裂缝网络进行数值模拟,比较其压力变化。

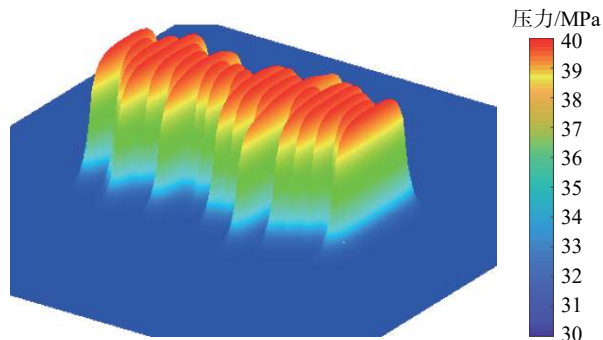
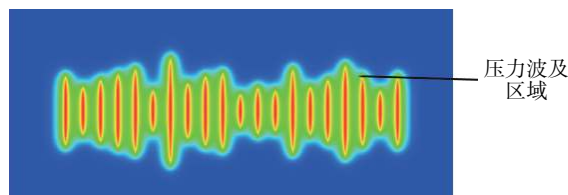


图8 不含有天然裂缝的多级水力压裂地层压力分布

Fig. 8 Formation pressure distribution of a multistage hydraulically fractured horizontal well without natural fractures

图9 不含有天然裂缝的多级水力压裂水平井在初始压力 40 MPa 下压裂改造后的压力波及区域Fig. 9 Pressure swept zone of a multistage hydraulically fractured horizontal well without natural fractures with an initial pressure of 40 MPa

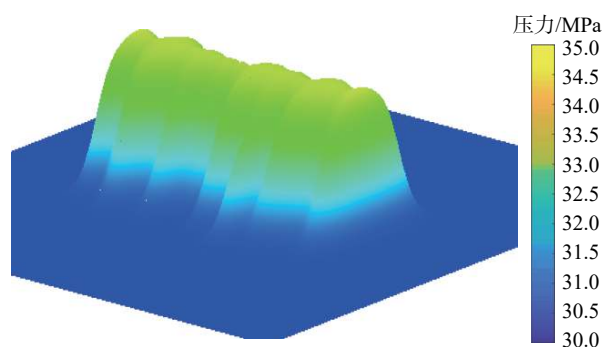


图 10 不含有天然裂缝的多级水力压裂水平井在闷井 10 d 后的地层压力分布

Fig.10 Formation pressure distribution of a multistage hydraulically fractured horizontal well without natural fractures after 10 d of shut-in

不含有天然裂缝和含有天然裂缝的多级水力压裂水平井的井底压力相对对数曲线如图 11 何图 12 所示 (I 为井储段, II 为表皮段, III 为线性流段, IV 为过渡段或线性流段, V 为线性流段, VI 为边界流段)。

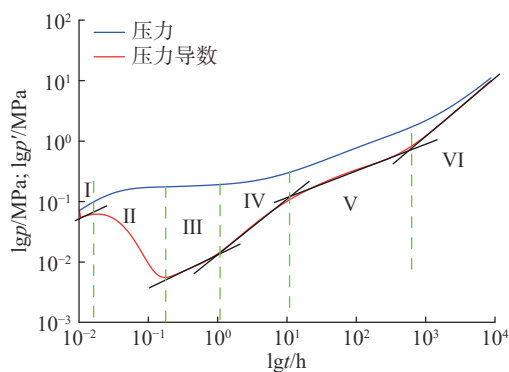


图 11 不含有天然裂缝的多级水力压裂水平井井底压力相对对数曲线

Fig.11 Relative logarithmic curves of the bottomhole pressure of a multistage hydraulically fractured horizontal well without natural fractures

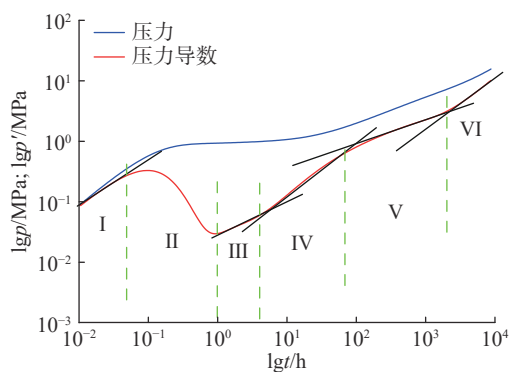


图 12 含有天然裂缝的多级水力压裂水平井井底压力相对对数曲线

Fig.12 Relative logarithmic curves of the bottomhole pressure of a multistage hydraulically fractured horizontal well with natural fractures

从图 11 和图 12 可以看出, 不含有天然裂缝和含有天然裂缝的多级水力压裂水平井井底压力在井储段存在明显差异, 不含有天然裂缝的井底压力变化较快, 而含有天然裂缝的井底压力变化持续时间较长, 说明致密页岩油藏中存在裂缝沟通的情况, 这与图 6 中存在天然裂缝与水力压裂裂缝沟通相一致。表皮段 (II)、线性流段 (III)、过渡段或线性流段 (IV) 和线性流段 (V) 的压力变化趋势基本一致, 其中过渡段或线性流段 (IV) 既呈现出过渡段的特征, 又具有线性流的特征, 在含有天然裂缝地层中的时间较短, 这与天然裂缝与水力压裂裂缝的沟通有关。边界流段 (VI) 的压力变化趋势差异较大, 不含有天然裂缝的多级水力压裂水平井井底压力相对对数曲线中的压力导数斜率较高, 而含有天然裂缝的井底压力导数斜率较低, 这主要是由缝内压力变化波及到天然裂缝区域, 天然裂缝内的多相流体流向水力压裂裂缝。

3 结 论

1) 嵌入裂缝多相流动模型和多裂缝交叉网络多相流动模型, 可以对页岩油藏复杂裂缝中的多相流体流动进行数值模拟表征, 并根据地层压力变化规律得到页岩油藏随生产时间的变化情况。

2) 利用裂缝与两侧基质的流量交换, 实现复杂裂缝嵌入的网格划分, 计算多相流体的流动。但油水在致密页岩油藏中的渗流速度较低, 导致天然裂缝附近的压力变化与人工裂缝附近的压力变化相比较小。

3) 利用井底压力变化特征可以表征天然裂缝与水力压裂裂缝的沟通, 根据井储段、过渡段和边界流段的差异判断沟通水力压裂裂缝的天然裂缝规模及天然裂缝与水力压裂裂缝的距离, 为评价页岩油藏储层提供科学依据。

参 考 文 献

References

- [1] 杨智, 侯连华, 陶士振, 等. 致密油与页岩油形成条件与“甜点区”评价 [J]. 石油勘探与开发, 2015, 42(5): 555-565.
YANG Zhi, HOU Lianhua, TAO Shizhen, et al. Formation conditions and “sweet spot” evaluation of tight oil and shale oil [J]. Petroleum Exploration and Development, 2015, 42(5): 555-565.
- [2] 王小军, 杨智峰, 郭旭光, 等. 准噶尔盆地吉木萨尔凹陷页岩油勘探实践与展望 [J]. 新疆石油地质, 2019, 40(4): 402-413.
WANG Xiaojun, YANG Zhifeng, GUO Xuguang, et al. Practices

- and prospects of shale oil exploration in Jimsar Sag of Junggar Basin[J]. *Xinjiang Petroleum Geology*, 2019, 40(4): 402–413.
- [3] 邹才能, 杨智, 崔景伟, 等. 页岩油形成机制、地质特征及发展对策[J]. *石油勘探与开发*, 2013, 40(1): 14–26.
- ZOU Caineng, YANG Zhi, CUI Jingwei, et al. Formation mechanism, geological characteristics and development strategy of nonmarine shale oil in China[J]. *Petroleum Exploration and Development*, 2013, 40(1): 14–26.
- [4] 卢双舫, 薛海涛, 王民, 等. 页岩油评价中的若干关键问题及研究趋势[J]. *石油学报*, 2016, 37(10): 1309–1322.
- LU Shuangfang, XUE Haitao, WANG Min, et al. Several key issues and research trends in evaluation of shale oil[J]. *Acta Petroleologica Sinica*, 2016, 37(10): 1309–1322.
- [5] ZHANG K, WANG M, LIU Q, et al. Effects of adsorption and confinement on shale gas production behavior[R]. SPE 176296, 2015.
- [6] 董明哲, 李亚军, 桑茜, 等. 页岩油流动的储层条件和机理[J]. *石油与天然气地质*, 2019, 40(3): 636–644.
- DONG Mingzhe, LI Yajun, SANG Qian, et al. Reservoir conditions and mechanism of shale oil flow[J]. *Oil & Gas Geology*, 2019, 40(3): 636–644.
- [7] ZERZAR A, BETTAM Y. Interpretation of multiple hydraulically fractured horizontal wells in closed systems[C]//Canadian International Petroleum Conference, Calgary: PETSOC, 2004: PETSOC-2004-027.
- [8] 李宪文, 刘顺, 陈强, 等. 考虑复杂裂缝网络的致密油藏水平井体积压裂改造效果评价[J]. *石油钻探技术*, 2019, 47(6): 73–82.
- LI Xianwen, LIU Shun, CHEN Qiang, et al. An evaluation of the stimulation effect of horizontal well volumetric fracturing in tight reservoirs with complex fracture networks[J]. *Petroleum Drilling Techniques*, 2019, 47(6): 73–82.
- [9] 李玉梅, 吕伟, 宋杰, 等. 层理性页岩气储层复杂网络裂缝数值模拟研究[J]. *石油钻探技术*, 2016, 44(4): 108–113.
- LI Yumei, LYU Wei, SONG Jie, et al. Numerical simulation study on the complex network fractures of stratified shale gas reservoirs[J]. *Petroleum Drilling Techniques*, 2016, 44(4): 108–113.
- [10] 任允鹏. 致密油藏长缝压裂直井基质-裂缝耦合流动模型[J]. *石油钻采工艺*, 2020, 42(3): 334–339.
- REN Yunpeng. Matrix-fracture coupling flow model of long-crack fracturing vertical well in tight oil reservoirs[J]. *Oil Drilling & Production Technology*, 2020, 42(3): 334–339.
- [11] 雷浩, 何建华, 胡振国. 潜江凹陷页岩油藏渗流特征物理模拟及影响因素分析[J]. *特种油气藏*, 2019, 26(3): 94–98.
- LEI Hao, HE Jianhua, HU Zhenguo. Physical simulation and influencing factor analysis of the flow characteristics in the shale oil reservoir of Qianjiang Depression[J]. *Special Oil & Gas Reservoirs*, 2019, 26(3): 94–98.
- [12] 张福蕾, 姜瑞忠, 崔永正, 等. 考虑物性时变的裂缝性油藏数值模拟方法[J]. *特种油气藏*, 2019, 26(4): 103–108.
- ZHANG Fulei, JIANG Ruizhong, CUI Yongzheng, et al. Numerical simulation method of fractured oil reservoir with time-varying physical properties[J]. *Special Oil & Gas Reservoirs*, 2019, 26(4): 103–108.
- [13] 黎水泉, 徐秉业. 双重介质裂缝型油气藏油水两相流动与固体变形耦合数学模型[J]. *天然气工业*, 1999, 19(4): 43–45.
- LI Shuiquan, XU Bingye. Mathematical model of oil-water two-phase flow and solid-deformation coupling for fractured[J]. *Natural Gas Industry*, 1999, 19(4): 43–45.
- [14] MOINFAR A, VARAVEI A, SEPEHRNOORI K, et al. Development of an efficient embedded discrete fracture model for 3D compositional reservoir simulation in fractured reservoirs[J]. *SPE Journal*, 2014, 19(2): 289–303.
- [15] DE ARAUJO CAVALCANTE FILHO J S, SHAKIBA M, MOINFAR A, et al. Implementation of a preprocessor for embedded discrete fracture modeling in an IMPEC compositional reservoir simulator[R]. SPE 173289, 2015.
- [16] LEE S H, LOUGH M F, JENSEN C L. Hierarchical modeling of flow in naturally fractured formations with multiple length scales[J]. *Water Resources Research*, 2001, 37(3): 443–455.

[编辑 滕春鸣]