

低渗油藏体积压裂井压力特征分析

廖新维, 陈晓明, 赵晓亮, 王欢

中国石油大学(北京)石油工程教育部重点实验室, 北京 102249

摘要 体积压裂技术的发展正处于起步阶段, 国内多个油田进行了大型水力压裂尝试, 其中最典型的是长庆油田实施的分段多簇压裂技术。体积压裂渗流理论发展相比工艺具有滞后性, 目前尚未有完善的用于现场指导的渗流理论体系。本研究以矿场体积压裂直井的微地震测试资料为依据, 建立了可以描述其渗流规律的数学模型: 首先将渗流过程分为油藏到主裂缝的流动和主裂缝内部流动; 然后利用达西渗流理论描述主裂缝稳态渗流过程, 利用源函数与叠加原理描述油藏渗流过程; 最后在主裂缝壁面处进行油藏渗流与主裂缝渗流的耦合。经过数学求解后得到了该模型井底压力的特征曲线, 并且分析了各种因素下该特征曲线的变化规律。对该数学模型和数值模型的结果进行比对, 证实了该模型的准确性。

关键词 体积压裂; 渗流; 格林函数; 叠加原理; 双重孔隙; 径向复合

美国页岩气产量的大幅度上升得益于储层体积改造技术的发展。2006年, Mayerhofer等^[1]第一次给出了储层改造体积的定义: 储层改造体积是指通过微地震技术监测到的储层毛面积与蓓蕾页岩厚度的乘积; 2008年, Mayerhofer等^[2]总结了微地震的相关知识, 提出了改造体积的计算方法以及获得最好改造效果的关键。2010年开始, 国内学者陈作^[3]、吴奇等^[4-6]开始探索页岩气体积改造技术的技术内涵与核心理论, 界定了“狭义”和“广义”体积改造技术的异同, 并从优化设计等关键技术角度提出了国内低渗油藏运用体积压裂技术的可能性。

针对体积改造区域渗流过程的研究正处于快速发展阶段, 2008年, Medeiros等^[7]建立了非均质油藏中压裂水平井在考虑不同压裂情况下的半解析模型, 并进行了压力和产能分析; 2010年, Clarkson等^[8]提出了水平井开发致密油藏时井筒、裂缝形状和油藏组合的8种类型, 其中以双重介质作为缝网描述方法的占据4种; 2011年, Brown等^[9]将近井地带改造区理想化为双重介质, 提出三线性流模型以预测页岩气藏多级压裂水平井的压力响应特征; 同一时期, Brohi等^[10]建立了多级压裂水平井线性耦合模型, 内区用双重介质模拟, 外区油藏用单孔介质油藏线性流求解, 两区接触面处压力和流量连续; 2012年, Zhou等^[11]对微地震监测到的裂缝进行离散化处理, 提出了模拟复杂缝网渗流的半解析模型; 2013年, Xu等^[12]对Ozkan模型进行了修正, 将未改造区油藏也视为双重介质。

以上研究大部分针对的是体积改造区内的渗流过程, 并未涵盖非改造区, 并且这类模型多适用于致密气藏。针对国

内低渗油藏的体积压裂井, 目前尚未见合适的渗流模型。本研究以矿场微地震资料为基础, 对Cinco-Ley和Meng的模型^[13-15]进行推广, 将裂缝井、双孔介质、复合储层相结合, 建立一种描述体积压裂直井渗流特征的模型, 并对井底压力动态特征进行分析。

1 物理模型

体积压裂旨在通过压裂使天然裂缝不断扩张、脆性岩石产生剪切滑移等破坏, 形成人工裂缝与天然裂缝相互交错的裂缝网络, 从而形成一个高导流能力的渗流条带或者区域。裂缝的形态与储层的各向异性程度、天然裂缝的发育状态、压裂液对储层的影响有关。长庆油田体积压裂直井的微地震资料显示, 储层改造的主导方向呈现以井筒为中心的对称方向; 而老井体积压裂试井资料的分析结果表明了薄层、高渗的储层均有利于网络裂缝的形成^[16]。

综合矿场上结果, 直井体积压裂措施后在近井区产生的裂缝结构既与传统两翼缝存在差别, 又不同于理想的裂缝网络, 而是在产生具有方向优势裂缝的同时, 实现了人工裂缝与天然裂缝的有效沟通。本文以此为依据, 用两翼缝方法描述方向优势裂缝, 用双重介质表征改造区内的储层, 非改造区仍为原地应力下的均质特征, 建立了体积压裂的渗流物理模型(图1)。

该模型的基本假设: 1) 单相微可压缩液体在无穷远储层中进行平面径向渗流; 2) 忽略重力、毛管力; 3) 流体流动满足线性达西渗流; 4) 改造区存在双重孔隙介质: 裂缝系统和

收稿日期: 2015-05-06; 修回日期: 2015-08-27

基金项目: 国家重点基础研究发展计划(973计划)项目(2015CB250905)

作者简介: 廖新维, 教授, 研究方向为油气藏渗流理论与应用、提高采收率技术与应用, 电子邮箱: xinwei@cup.edu.cn; 陈晓明(共同第一作者), 硕士研究生, 研究方向为油气田开发, 电子邮箱: cxm200811@163.com

引用格式: 廖新维, 陈晓明, 赵晓亮, 等. 低渗油藏体积压裂井压力特征分析[J]. 科技导报, 2016, 34(7): 117-122; doi: 10.3981/j.issn.1000-7857.2016.07.011

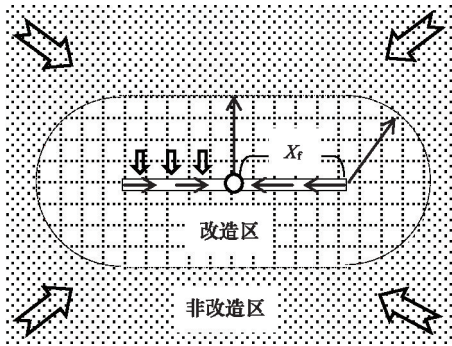


图1 体积压裂渗流物理模型

Fig. 1 Physical model of volume fractured well

基质系统, 裂缝系统是流体的流动通道(渗透率为 \$K_2\$, 孔隙度为 \$\varphi_2\$), 基质系统是流体的储集空间(渗透率为 \$K_1\$, 孔隙度为 \$\varphi_1\$); 非改造区为单一孔隙介质(渗透率为 \$K_3\$, 孔隙度为 \$\varphi_3\$); 5) 油井以定产量 \$q\$ 生产, 井筒流动考虑井筒储集 \$C\$ 和表皮系数 \$S\$ 的影响; 6) 内外区渗流界面处不存在压力降; 7) 测试前地层各处压力均为原始油藏压力 \$P_i\$; 8) 地层流体先从油藏中流入裂缝, 再从裂缝流入井筒, 沿着裂缝存在压力降。

2 数学模型及求解方法

油藏到井筒的不稳定渗流分为两部分: 油藏到主裂缝中的渗流和主裂缝内部的渗流。油藏内部的流动又分为流体在非改造区单一介质中的渗流和流体在改造区双重介质中的渗流。本文无因次量定义为

$$\text{无因次压力: } P_{\text{nd}} = \frac{2\pi K_2 h}{qB\mu_2} \Delta P.$$

$$\text{无因次流量线密度: } q_{\text{nd}(x_0, t_0)} = \frac{2X_f q_{f(x_0, t_0)}}{qB}$$

$$\text{无因次时间: } t_{\text{D}} = \frac{k_2 t}{(\varphi_1 c_1 + \varphi_2 c_2) \mu_2 x_f^2}$$

$$\text{无因次井筒储集系数: } C_{\text{D}} = \frac{C}{\varphi_1 c_1 h X_f^2}$$

$$\text{无因次导流能力: } C_{\text{FD}} = \frac{k_1 W_f}{k_1 X_f}$$

$$\text{裂缝储容比: } \omega = \frac{C_2 \varphi_2}{C_1 \varphi_1 + C_2 \varphi_2}$$

$$\text{窜流系数: } \lambda = \frac{\alpha k_1 x_f^2}{k_2}$$

$$\text{内外区流度比: } M_{23} = \frac{M_2}{M_3} = \frac{(k/\mu)_2}{(k/\mu)_3}$$

其中, 下标 \$f\$ 代表主裂缝, 下标 1 代表改造区基质系统, 下标 2 代表改造区裂缝系统, 下标 3 代表非改造区基质系统。\$C_i\$ 为压缩系数, \$\text{MPa}^{-1}\$; \$C\$ 为井筒存储系数, \$\text{m}^3/\text{MPa}\$; \$h\$ 为地层厚度, \$\text{m}\$; \$W_f\$ 为裂缝宽度, \$\text{m}\$; \$X_f\$ 为裂缝半长, \$\text{m}\$; \$k_2\$ 为渗透率, \$10^{-3} \mu\text{m}^2\$; \$\varphi_i\$ 为孔隙度; \$P_i\$ 为压力, \$\text{MPa}\$ (*表示 1, 2, 3); \$q\$ 为井的产量, \$\text{m}^3/\text{d}\$; \$q_{f(x_0)}\$ 为主裂缝流量线密度; \$t\$ 为时间, \$\text{h}\$; \$\mu\$ 为流体黏度, \$\text{mPa}\cdot\text{s}\$; \$u\$ 为拉式变量; \$C_i\$ 为压缩系数, \$\text{MPa}^{-1}\$; \$B\$ 为体积系数; \$\alpha\$ 为经验

系数; \$M\$ 为浓度比。

2.1 主裂缝渗流系统

假设裂缝中的流动为一维达西线性流动, 为清晰表述流体在裂缝中渗流的物理过程, 采用了先离散后积分的方法, 裂缝离散过程见图 2。

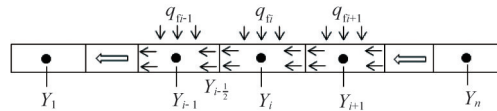


图2 裂缝离散过程

Fig. 2 Process of fracture discretion

根据达西渗流规律, 第 \$i+1\$ 个网格与第 \$i\$ 个网格之间的渗流关系为

$$\frac{p_i - p_{i+1}}{\Delta x} \cdot \frac{k_f h w_f}{u} = \int_{x_{i-1}}^{x_i} q_{f(x)} dx \quad i=1, 2, \dots, n \quad (1)$$

其中, \$n\$ 为裂缝离散的份数, \$p_i\$ 为第 \$i\$ 个网格处的压力, \$\Delta x\$ 为每个网格的长度, \$q_{f(x)}\$ 为裂缝线密度流量, 其表达式为

$$\begin{cases} q_{f(x)}^i = \frac{q_i^i (x'_i - x')}{\Delta x'} + \frac{q_i^i}{2} + \sum_{j=i+1}^n q_j^i & x'_{i-\frac{1}{2}} < x' \leq x'_i \\ q_{f(x)}^{i-1} = \frac{q_{i-1}^{i-1} (x'_{i-\frac{1}{2}} - x')}{\Delta x'} + \sum_{j=i}^n q_j^{i-1} & x'_{i-1} \leq x' \leq x'_{i-\frac{1}{2}} \end{cases} \quad (2)$$

将式(2)代入式(1)积分后, 得

$$\begin{cases} \frac{n^2 C_{\text{D}}}{\pi} (\bar{P}_{\text{wD}} - \bar{P}_{\text{D}}^1) = \frac{3}{8} q_{\text{D}}^1 + \frac{1}{2} \sum_{j=2}^n q_{\text{D}}^j & i=1 \\ \frac{n^2 C_{\text{D}}}{\pi} (\bar{P}_{\text{D}}^{i-1} - \bar{P}_{\text{D}}^i) = \frac{1}{8} q_{\text{D}}^{i-1} + \frac{7}{8} q_{\text{D}}^i + \sum_{j=i+1}^n q_{\text{D}}^j & 2 \leq i < n \\ \frac{n^2 C_{\text{D}}}{\pi} (\bar{P}_{\text{D}}^{n-1} - \bar{P}_{\text{D}}^n) = \frac{1}{8} q_{\text{D}}^{n-1} + \frac{7}{8} q_{\text{D}}^n & i=n \end{cases} \quad (3)$$

式中, \$P_{\text{wD}}\$ 为垂直裂缝井的井底压力, \$\text{MPa}\$。

结合流量归一化条件, 可以得到矩阵方程:

$$\begin{bmatrix} \mathbf{J}_{n \times n} & \mathbf{1} \\ \frac{u}{n} & \mathbf{0} \end{bmatrix} \begin{bmatrix} \bar{q}_{\text{D}1} \\ \bar{q}_{\text{D}2} \\ \vdots \\ \bar{q}_{\text{D}n} \\ \bar{P}_{\text{wD}} \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} \bar{P}_{\text{D}1} \\ \bar{P}_{\text{D}2} \\ \vdots \\ \bar{P}_{\text{D}n} \\ \mathbf{1} \end{bmatrix} \quad (4)$$

此矩阵方程描述了裂缝中的流动过程。对于均质等厚裂缝, 若裂缝内部为一维线性流动, 则系数矩阵 \$\mathbf{J}\$ 为常矩阵。

2.2 油藏渗流系统

仅考虑无限大油藏中一个点汇(为便于计算主裂缝叠加, 定义该点汇无因次产量为 \$\bar{q}_{\text{D}(\alpha, u)}/2\$) 时, 借鉴 Warren-Root 模型^[17]对双重介质的描述, 可以得到改造区渗流系统的渗流控制方程为

$$\frac{d\bar{P}_{2\text{D}}^2}{dr_{\text{D}}^2} + \frac{1}{r_{\text{D}}} \frac{\partial \bar{P}_{2\text{D}}}{\partial r_{\text{D}}} - \frac{\omega(1-\omega)u + \lambda}{(1-\omega)u + \lambda} u \bar{P}_{\text{D}} = 0 \quad (5)$$

该方程通解为

$$\bar{P}_{2\text{D}(r_{\text{D}}, u)} = AK_0(r_{\text{D}} \sqrt{uf(u)}) + BI_0(r_{\text{D}} \sqrt{uf(u)}) \quad (6)$$

其中, $f(u) = \frac{\omega(1-\omega)u + \lambda}{(1-\omega)u + \lambda}$ 。

式(6)表示改造区压力的分布,与点汇直接连通,因此内边界条件为

$$r_D \frac{d\bar{P}_{2D}(r_D, u)}{dr_D} \Big|_{r_D \rightarrow 0} = -\bar{q}_{D(\alpha, u)} / 2 \quad (7)$$

非改造区渗流为基质径向流,根据达西定律可以得到非改造区渗流系统的渗流控制方程为

$$\frac{1}{r_D} \frac{d}{dr_D} \left(r_D \frac{d\bar{P}_{3D}}{dr_D} \right) = u \frac{M_{23}}{W} \bar{P}_{3D} \quad (8)$$

其中, W 为内外区导压系数比,令 $\chi_{23} = M_{23}/W$, 该方程的通解为

$$\bar{P}_{3D}(r_D, u) = CK_0(r_D \sqrt{\chi_{23}u}) + DI_0(r_D \sqrt{\chi_{23}u}) \quad (9)$$

式(9)表示非改造区压力的分布。由于非改造区是无限大储层,因此外边界条件为

$$\bar{P}_{3D}(\infty, u) = 0 \quad (10)$$

关于改造区与非改造区的耦合,本文提出以下观点:压裂在近井区产生高导流能力的裂缝的同时由于挤压作用致使缝间基质渗透率大大降低,即为 $K_1 \ll K_0 < K_2$, 如图3与图4,因此在内外区界面处采用改造区裂缝控制流与非改造区区基质控制流进行耦合。

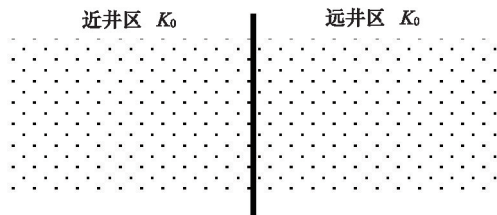


图3 施工前储层结构形态(纵剖面)

Fig. 3 Reservoir COND before fracture (longitudinal view)

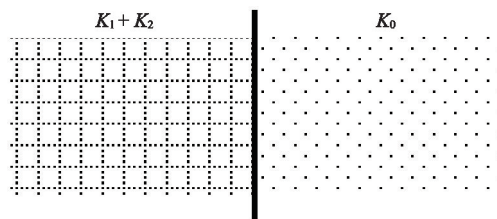


图4 施工后储层结构形态(纵剖面)

Fig. 4 Reservoir COND after fracture (longitudinal view)

根据界面处压力和流量相等,耦合条件可写为

$$\begin{cases} \bar{P}_{2D}(r_D, u) = \bar{P}_{3D}(r_D, u) \\ \frac{\partial \bar{P}_{2D}(r_D, u)}{\partial r_D} \Big|_{r_D=r_D} = \frac{1}{M_{23}} \frac{\partial \bar{P}_{3D}(r_D, u)}{\partial r_D} \Big|_{r_D=r_D} \end{cases} \quad (11)$$

联立式(6)、(7)、(9)、(10)、(11),求解可得拉式空间下该点汇在油藏任意位置处压力的表达式为

$$\bar{P}_{2D}(r_D, u) = \frac{\bar{q}_{D(\alpha, u)}}{2} [K_0(r_D \sqrt{uf(u)}) + BA \cdot I_0(r_D \sqrt{uf(u)})] \quad (12)$$

其中,

$BA =$

$$\frac{K_0(r_{D0} \sqrt{\chi_{23}u}) \cdot K_1(r_{D0} \sqrt{uf(u)}) \cdot \sqrt{f(u)} \cdot M_{23} - K_0(r_{D0} \sqrt{uf(u)}) \cdot K_1(r_{D0} \sqrt{\chi_{23}u}) \cdot \sqrt{\chi_{23}}}{I_0(r_{D0} \sqrt{uf(u)}) \cdot K_1(r_{D0} \sqrt{\chi_{23}u}) \cdot \sqrt{\chi_{23}} + I_1(r_{D0} \sqrt{uf(u)}) \cdot K_0(r_{D0} \sqrt{\chi_{23}u}) \cdot \sqrt{f(u)} \cdot M_{23}}$$

通过叠加原理可以得到主裂缝控制下油藏任意位置处的压力为

$$\begin{aligned} \bar{P}_{2D}(x_D, y_D, u) = & \int_{-1}^{+1} \frac{\bar{q}_{D(\alpha, u)}}{2} [K_0(\sqrt{(x_D - \alpha)^2 + y_D^2} \sqrt{uf(u)}) + \\ & BA \cdot I_0(\sqrt{(x_D - \alpha)^2 + y_D^2} \sqrt{uf(u)})] d\alpha \end{aligned} \quad (13)$$

则裂缝壁面处的压力可表示为

$$\begin{aligned} \bar{P}_{2D}(x_D, y_D = 0, u) = & \int_{-1}^{+1} \frac{\bar{q}_{D(\alpha, u)}}{2} [K_0(|x_D - \alpha| \sqrt{uf(u)}) + \\ & BA \cdot I_0(|x_D - \alpha| \sqrt{uf(u)})] d\alpha \end{aligned} \quad (14)$$

根据式(14),可得每个裂缝微元处的压力表达式,写成如下矩阵方程:

$$\begin{bmatrix} M_{n \times n} & 0 \\ 0 & 0 \end{bmatrix} \begin{bmatrix} \bar{q}_{D01} \\ \bar{q}_{D02} \\ \vdots \\ \bar{q}_{D0n} \\ \bar{p}_{wD} \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} \bar{P}_{D01} \\ \bar{P}_{D02} \\ \vdots \\ \bar{P}_{D0n} \\ 0 \end{bmatrix} \quad (15)$$

此矩阵描述了油藏中的渗流过程,系数矩阵 M 与油藏类型有关。

2.3 不稳定井底压力求解

将裂缝流动矩阵方程和油藏流动矩阵方程联立,可以得到拉式空间下井底压力的值,若考虑井筒储集效应和表皮效应,应用叠加原理^[18],在拉式空间上可用式(16)求得,然后利用 Stehfest368 算法对其进行拉式反演,得到实空间下任意时刻考虑井筒储集效应和表皮效应的井底压力的值^[19,20]:

$$\bar{P}_{wD} = \frac{u\bar{p}_w + S}{u\{1 + C_D u[u\bar{p}_w + S]\}} \quad (16)$$

3 压力特征分析

3.1 压力与压力导数双对数曲线特征

通过编程计算,可以得到井底压力随时间的变化规律,图5是压力双对数特征曲线(忽略井储和表皮)。

曲线可以划分为5个渗流阶段:

1) 第I段是早期双线性流阶段,压力与压力导数曲线呈现斜率为1/4的直线段趋势,表现出了有限导流垂直裂缝的双线性流特征。

2) 第II段是早期线性流阶段,压力与压力导数曲线呈现斜率为1/2的直线段趋势,表现出了地层线性流特征,随后曲线呈现向内区径向流过渡的趋势。

3) 第III段是内区系统径向流阶段,压力导数水平线段对应0.5水平线,该阶段的下凹段表现出了基质系统向裂缝系统的窜流过程。

4) 第IV段是内外区过渡阶段,压力与压力导数曲线的弯曲程度取决于内外区导压系数比。

5) 第V段是油藏系统整体径向流动阶段,压力导数曲线经过过渡段后趋于0.5倍流度比水平线。

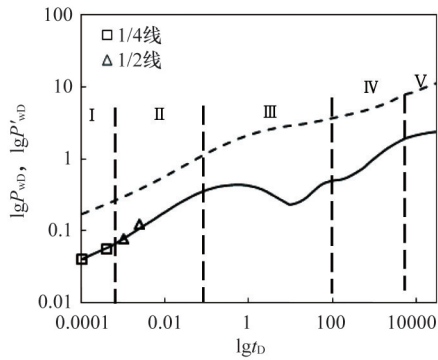


图5 体积压裂直井模型压力及压力导数特征曲线

Fig. 5 Type curve of volume fractured well

3.2 压力与压力导数双对数曲线影响因素分析

图6为该模型在不同裂缝导流能力下的压力及压力导数的双对数特征曲线(忽略井储和表皮)。从图中曲线的变化趋势可以看出,裂缝导流能力主要影响裂缝控制流阶段:随着裂缝导流能力的增加,早期段的双线性流持续时间逐渐缩短直至消失,而线性流开始的时间逐渐提前,并且持续时间逐渐增加。

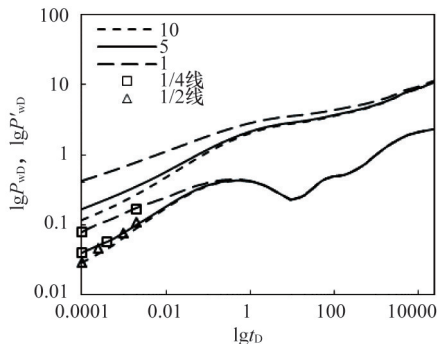


图6 不同导流能力下压力及压力导数双对数曲线

Fig. 6 Pressure and pressure-derivative curves for CFD

图7为该模型在不同窜流系数 λ 下的压力及压力导数双对数特征曲线(忽略井储和表皮)。从图中曲线的变化趋势可以看出,窜流系数主要影响窜流阶段:随着窜流系数的增加,窜流段整体呈现向左平移的趋势,即窜流段开始的时间变早,与Warren等^[17]的研究结果保持一致。

图8为该模型在不同储容比条件下的压力及压力导数双对数特征曲线(忽略井储和表皮)。从图中曲线的变化趋势可以看出,储容比主要影响窜流阶段:随着储容比的增加,窜

流段宽度减小,即窜流时间变短。这是因为随着弹性储容比的增加,基质储容能力降低,因而窜流时间缩短。同时由于裂缝系统会产生井储效应,因此前期曲线随储容比的改变上下平行移动。

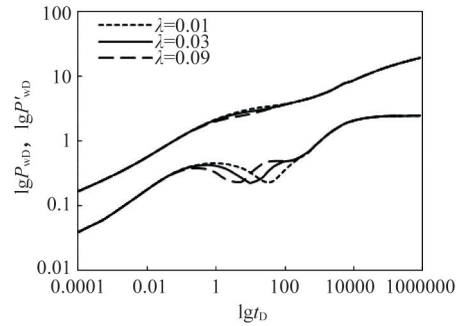


图7 不同窜流系数下压力及压力导数双对数曲线

Fig. 7 Pressure and pressure-derivative curves for λ

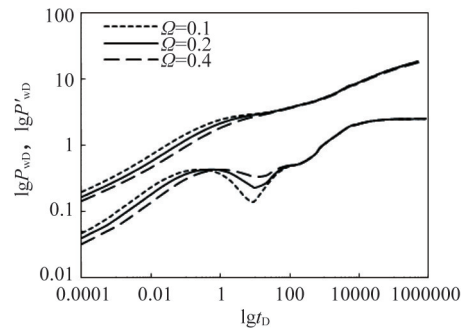


图8 不同储容比下压力及压力导数双对数曲线

Fig. 8 Pressure and pressure-derivative curves for Ω

图9为该模型在储层不同流度比条件下的压力及压力导数双对数特征曲线(忽略井储和表皮)。从曲线的变化趋势可以看出,流度比主要影响系统径向流段:随着流度比的增加,晚期阶段的压力和压力导数曲线均出现上翘趋势,并最终趋于0.5M直线(M代表流度比)。

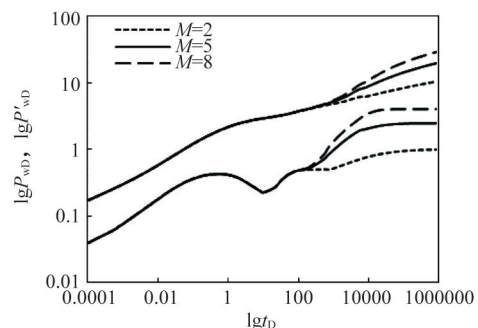


图9 不同流度比下压力及压力导数双对数曲线

Fig. 9 Pressure and pressure-derivative curves for M

4 模型对比

针对本文提出的渗流物理模型,利用PEBI网格方法建立与其相对应的单井数值模型。图10为单井数值模型的示意图,其中测试井为体积压裂措施井,呈现“两翼缝”特征,近井地带是改造区,储层为双重介质;远井地带是非改造区,储层为单一介质。为确保数值模拟的结果贴近实际,模型设计的参数取长庆油田某低渗透储层的平均值,各参数的具体设计如表1。

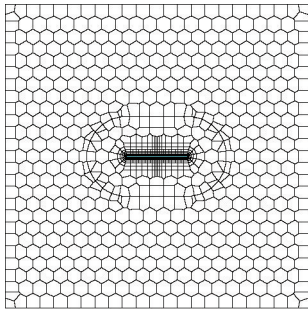


图10 单井数值模型示意

Fig. 10 Numerical model of volume fractured well

表1 数值模型设计参数

Table 1 Basic design parameters of the numerical model

参数	项目	数值
储层参数	油层厚度/m	20
	孔隙度	0.2
	内区渗透率/ $10^{-3}\mu\text{m}^2$	10
	储容比	0.1
	窜流系数	1.00×10^{-6}
	内外区流度比	5
	改造区半径/m	300
流体参数	综合压缩系数/ MPa^{-1}	4.00×10^{-4}
	流体黏度/ $(\text{mPa}\cdot\text{s})$	0.5
	体积系数	1.2
井筒参数	井筒半径/m	0.1
	表皮系数	0
生产动态	井储系数/ $(\text{m}^3\cdot\text{MPa}^{-1})$	0.1
	油井产量/ $(\text{m}^3\cdot\text{d}^{-1})$	50
	生产时间/h	600

验证模型结果:首先将该模型的设计参数及数值解无因次化处理,然后将无因次化的设计参数输入解析模型的求解程序,得出此模型的半解析解。对比数值解与半解析解如图11所示,两种算法下得到的压力及压力导数曲线基本重合,说明了本文建立的体积压裂直井渗流模型是可靠的。

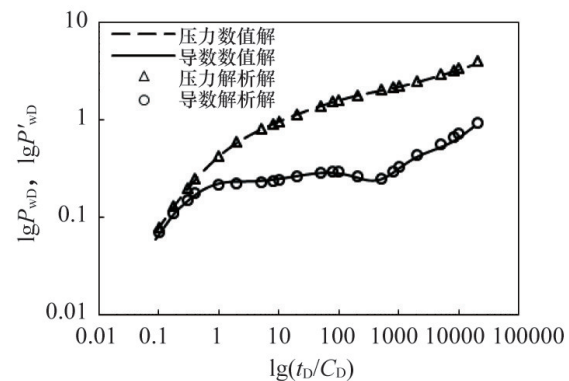


图11 压力及压力导数曲线验证

Fig. 11 Validation of volume fractured well model

5 结论

1) 典型体积压裂井微地震资料与老井体积压裂测试资料的试井分析结果表明,改造区同时存在人工裂缝与天然裂缝网络,以此为依据建立了体积压裂井的渗流物理模型。

2) 以体积压裂井渗流物理模型为基础建立了体积压裂井的数学模型,并对数学模型进行了半解析求解,获得了井底压力特征曲线。

3) 采用了裂缝渗流矩阵和油藏渗流矩阵联立求解的方法实现裂缝渗流与油藏渗流的耦合过程,替代了传统边界元求解方法;实现了对改造区与非改造区渗流过渡的描述。

4) 体积压裂井压力特征曲线反应出存在5个主要渗流阶段。其中主裂缝导流能力影响裂缝控制流;窜流系数、弹性储容比与缝网密度有关,主要影响窜流阶段,窜流系数越大,窜流开始的时间越早,储容比越大,窜流持续的时间越短;改造区与非改造区流度比影响系统径向流阶段,压力导数曲线最终趋于 $0.5M$ 直线。

参考文献(References)

- [1] Mayerhofer M J, Lolon E P, Youngblood J E, et al. Integration of microseismic fracture mapping results with numerical fracture network production modeling in the Barnett Shale[R]. Texas: Society of Petroleum Engineers, 2006.
- [2] Mayerhofer M J, Lolon E P, Warpinski N R, et al. What is stimulated rock volume?[J]. SPE Journal Paper, 2010, 25(1): 89-98.
- [3] 陈作, 薛承瑾, 蒋廷学. 页岩气井体积压裂技术在我国的应用建议[J]. 天然气工业, 2010, 30(10): 30-32.
Chen Zuo, Xue Chengjin, Jiang Tingxue. Proposals for the application of fracturing by stimulated reservoir volume (SRV) in shale gas wells in China[J]. Natural Gas Industry, 2010, 30(10): 30-32.
- [4] 吴奇, 胥云, 刘玉章. 美国页岩气体积改造技术现状及对我国的启示[J]. 石油钻采工艺, 2011, 33(2): 1-7.
Wu Qi, Xu Yun, Liu Yuzhang. The current situation of stimulated reservoir volume for shale in U.S. and its inspiration to China[J]. Oil Drilling & Production Technology, 2011, 33(2): 1-7.
- [5] 吴奇, 胥云, 王晓泉. 非常规油气藏体积改造技术—内涵, 优化设计与

- 实现[J]. 石油勘探与开发, 2012, 39(3): 352-358.
- Wu Qi, Xu Yun, Wang Xiaoquan. Volume fracturing technology of unconventional reservoirs: Connotation, optimization design and implementation[J]. Petroleum Exploration & Development, 2012, 39(3): 352-358.
- [6] 吴奇, 胥云, 张守良. 非常规油气藏体积改造技术核心理论与优化设计关键[J]. 石油学报, 2014, 35(4): 706-714.
- Wu Qi, Xu Yun, Zhang Shouliang. The core theories and key optimization designs of volume stimulation technology for unconventional reservoirs[J]. Acta petrolei Sinica, 2014, 35(4): 706-714.
- [7] Medeiros F, Ozkan E, Kazemi H. Productivity and drainage area of fractured horizontal wells in tight gas reservoirs[R]. Denver, Colorado, Society of Petroleum Engineers, 2007.
- [8] Clarkson C, Pedersen P. Tight oil production analysis: Adaptation of existing rate-transient analysis techniques[R]. Calgary, Alberta, Society of Petroleum Engineers, 2010.
- [9] Brown M, Ozkan E, Raghavan R, et al. Practical solutions for pressure transient responses of fractured horizontal wells in unconventional reservoirs[R]. New Orleans, Louisiana: Society of Petroleum Engineers, 2009.
- [10] Brohi I, Pooladi-Darvish M, Aguilera R. Modeling fractured horizontal wells as dual porosity composite reservoirs - application to tight gas, shale gas and tight oil cases[R]. Anchorage, Alaska: Society of Petroleum Engineers, 2011.
- [11] Zhou W T, Banerjee R, Poe B. Semi-analytical production simulation of complex hydraulic fracture networks[R]. Doha, Qatar: Society of Petroleum Engineers, 2012.
- [12] Xu B X, Li X F, Haghighi. Development of new type curves for production analysis in naturally fractured shale gas/tight gas reservoirs [C]. Beijing: International Petroleum Technology Conference, 2013.
- [13] Cinco L, Samaniego V, Dominguez A. Transient pressure behavior for a well with a finite-conductivity vertical fracture[J]. Society of Petroleum Engineers Journal, 1978, 18(4): 253-264.
- [14] Cinco-Ley H, Samaniego F V. Transient pressure analysis for fractured wells[J]. Journal of Petroleum Technology, 1981, 33(9): 1749-1766.
- [15] Cinco-Ley H, Meng H-Z. Pressure transient analysis of wells with finite conductivity vertical fractures in double porosity reservoirs[R]. Houston, TX: Society of Petroleum Engineers, 1988.
- [16] 陈晓明, 廖新维, 李东晖, 等. 直井体积压裂不稳定试井研究——双孔双区模型[J]. 油气井测试, 2014, 23(4): 4-8.
- Chen Xiaoming, Liao Xinwei, Li Donghui, et al. Pressure transient analysis of volume fracturing vertical well: Double-porosity double-zone model[J]. Well Testing, 2014, 23(4): 4-8.
- [17] Warren J E, Root P J. The behavior of naturally fractured reservoirs [J]. SPE Journal Paper, 1963, 3(3): 245-255.
- [18] 廖新维, 沈平平. 现代试井分析[M]. 北京: 石油工业出版社, 2002.
- Liao Xinwei, Shen Pingping. Modern well test[M]. Beijing: Petroleum Industry Press, 2002.
- [19] Fu Z J, Chen W, Yang H T. Boundary particle method for Laplace transformed time fractional diffusion equations[J]. Journal of Computational Physics, 2013, 235: 52-66.
- [20] 同登科, 陈钦雷. 关于 Laplace 数值反演 Stehfest 方法的一点注记[J]. 石油学报, 2001, 22(6): 91-92.
- Tong Dengke, Chen Qinlei. Note on stehfest method of Laplace numerical inversion[J]. Acta Petrolei Sinica, 2001, 22(6): 91-92.

Pressure transient analysis of volume fracturing well in low permeability oil reservoir

LIAO Xinwei, CHEN Xiaoming, ZHAO Xiaoliang, WANG Huan

MOE Key Laboratory of Petroleum Engineering, China University of Petroleum, Beijing 102249, China

Abstract The development of volume fracturing technique is still in its infancy. A large number of domestic oilfields have attempted ways of hydraulic fracturing, among which Changqing oilfield has made great progress by developing a new technique named segmented multi-cluster fracturing. As the seepage flow mechanism of volume fractured reservoir is still far from perfection, this article tries to propose a basic model for volume fractured vertical wells, which is based on the concept of SRV. Firstly, the seepage flow underground is divided into two processes: seepage flow in reservoir and seepage flow in fracture. Then the seepage in reservoir is studied with Green function and line source function, while the seepage in fracture is assumed as the Darcy flow. Finally, the two processes are coupled at the fracture surface with equivalent pressure and flow rates. The pressure and pressure derivative type curves are obtained by solving flow matrix equations, and the factors related to the type curve are studied. In the end this model is proven to be an efficient model coupling vertical fractured wells, two porosity system and radial composite reservoir, which is a foundation for pressure transient analysis of volume fractured wells.

Keywords volume fracturing; fluid flow; source function; superposition principle; dual-porosity; radial composite

(责任编辑 王媛媛)