

页岩气藏水平井分段多簇压裂与流动数值模拟

王伟 姚军 曾青冬 孙海 樊冬艳

(中国石油大学(华东)石油工程学院,青岛 266580)

摘要 为探究页岩气藏水平井压裂参数对产气量的影响,开展了分段多簇压裂与流动的数值模拟研究。裂缝扩展模型考虑应力阴影作用,利用位移不连续方法求解应力与位移不连续量。耦合井筒和裂缝中流体流动,并采用牛顿迭代法求解;考虑页岩气的黏性流、Knudsen 扩散和吸附解吸,采用离散裂缝模型对压裂后页岩气的流动进行了求解。模拟结果表明:多簇裂缝同步扩展时裂缝间距越小,两侧裂缝偏离最大水平主地应力方向角度越大,中间裂缝宽度越小;随着水平井压裂段数增加,累积产气量增加,但增加幅度逐步降低;至于压裂段,三簇压裂比两簇压裂累积产气量高;裂缝间距越大时,累积产气量越高。

关键词 页岩气 水平井 分段多簇 裂缝扩展 流动模拟

中图法分类号 TE332; **文献标志码** A

水平井和水力压裂已成为页岩气藏开发的关键技术,水力压裂方案对页岩气藏的生产具有重要影响,有必要分析压裂参数对页岩气累积产量的影响^[1, 2]。

水平井多簇压裂时,裂缝之间存在应力阴影作用,裂缝扩展方向会实时改变,国内外学者对此也进行了较多的研究^[3~5]。Wong 等^[6]基于 DDM 编制了平面和非平面多裂缝同步扩展数值模拟器,分析了裂缝扩展的影响因素。Wu 和 Olson^[7]基于修正 DDM 求解了多裂缝扩展问题,考虑了井筒摩擦压降和射孔压降。分析裂缝最终形态对页岩气的产量的影响则还需要对压裂后气藏进行流动数值模拟,页岩气在致密多孔介质中的运移具有多重机制,包括黏性流、分子扩散、Knudsen 扩散和吸附解吸,目前对页岩气的流动模拟存在较多的研究^[8, 9]。本文首先求解裂缝扩展模型获得裂缝几何形态信息,并采用离散裂缝模型对压裂后页岩气藏流动进行模拟。

1 数学模型

1.1 水力裂缝扩展模型

水平井分段多簇压裂时,段内簇与簇之间裂缝相互影响较大;而段与段之间裂缝非同步压裂影响相比要小,建立图 1 所示多簇裂缝同步扩展物理模型。水平井筒与最小水平主应力方向平行,裂缝起裂方向与井筒方向垂直。其数学模型由岩体变形和

2016 年 1 月 15 日收到 国家自然科学基金重点项目(51234007)、国家自然科学基金重大项目(51490654)、国家自然科学基金青年基金项目(51504276)、国家自然科学基金青年基金项目(51504277)资助

第一作者简介:王伟(1984—),男,山东东营人,博士研究生。研究方向:油气田开发与油气渗流机理。E-mail:wangweisydx@163.com。

流动流体两部分组成。

1.1.1 岩体变形

裂缝扩展过程中,裂缝应力场不仅取决于远场地应力的作用,还有邻近裂缝施加的“应力阴影”。Crouch 和 Starfield^[10]给出了二维不连续位移基本解,Olson^[11]在此基础上提出了三维修正系数用以考虑由于有限裂缝高度引起的三维影响。对于有限单元,位移不连续解为:

$$\sigma_n^i = \sum_{j=1}^N G^{ij} C_{ns}^{ij} D_s^j + \sum_{j=1}^N G^{ij} C_{nn}^{ij} D_n^j \quad (1)$$

$$\sigma_s^i = \sum_{j=1}^N G^{ij} C_{ss}^{ij} D_s^j + \sum_{j=1}^N G^{ij} C_{sn}^{ij} D_n^j \quad (2)$$

式中: σ_n 为法向应力,Pa; σ_s 为切向应力,Pa; D_n 为法向位移不连续量,m; D_s 为切向位移不连续量,m; C 为弹性系数矩阵; G 为三维修正系数。

$$G^{ij} = 1 - \frac{d_{ij}^\beta}{[d_{ij}^2 + (h/\alpha)^2]^{\beta/2}} \quad (3)$$

式(3)中: d_{ij} 为单元中心之间的距离,m; h 为裂缝高度,m; α 和 β 为经验参数。

根据最大周向应力准则^[12],裂缝沿着最大周向应力方向扩展,该方向可由应力强度因子确定:

$$\theta = 2 \arctan \left(\frac{K_I \pm \sqrt{K_I^2 + 8K_{II}^2}}{4K_{II}} \right) \quad (4)$$

式(4)中: θ 为尖端极坐标系下的偏转角; K_I 为第一类应力强度因子,Pa·m^{1/2}; K_{II} 为第二类应力强度因子,Pa·m^{1/2}。

1.1.2 流体流动

1.1.2.1 裂缝中流动

由于裂缝宽度远远小于裂缝长度,忽略裂缝宽度方向的流动,仅考虑压裂液沿裂缝扩展方向上的

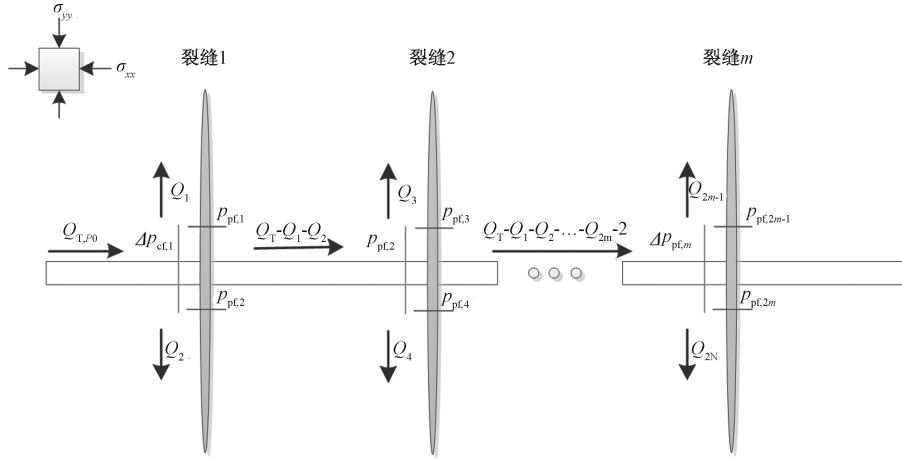


图1 水平井多缝同步扩展示意图

Fig. 1 Schematic diagram of multiple fractures propagation in horizontal well

一维流动。对于每一裂缝,根据 Reynolds 理论和质量守恒得到控制方程

$$\begin{cases} \frac{\partial p}{\partial x} = -\frac{12\mu q}{w^3} \\ \frac{\partial q}{\partial x} + \frac{\partial w}{\partial t} + q_1 = 0 \\ q_1 = \frac{2C_1}{\sqrt{t - \tau_0(x)}}, t > \tau_0(x) \end{cases} \quad (5)$$

式(5)中: q 为截面流量, m^2/s ; w 为裂缝宽度, m ; μ 为压裂液黏度, $\text{Pa}\cdot\text{s}$; t 为注入时间, s ; x 为沿裂缝扩展方向的位移, m ; q_1 为流体滤失速度, m/s ; C_1 为流体滤失系数, $\text{m}/\text{s}^{1/2}$; τ_0 为流体滤失开始时间, s 。

全局守恒方程为:

$$\int_0^t Q(t) dt = \int_{-L(t)}^{L(t)} H w ds + \int_{-L(t)}^{L(t)} \int_0^t q_1 dt ds \quad (6)$$

边界条件包括裂缝注入速率以及尖端零流量

$$\begin{cases} q_i(0) = Q_i, i = 1, 2, \dots, N \\ q_i(\pm L_i) = 0 \end{cases} \quad (7)$$

式(7)中: Q_i 为裂缝 i 的注入速率, m^2/s ; N 为裂缝条数。

1.1.2.2 井筒中流动

由 Kirchoff 第一定律, 井筒注入速率必须满足

$$Q_T = \sum_{i=1}^m Q_i \quad (8)$$

式(8)中: Q_T 为总注入速率, m^2/s ; Q_i 为裂缝 i 的注入速率, m^2/s ; m 为裂缝条数。

由 Kirchoff 第二定律, 流体压力必须满足^[13]

$$p_0 = p_{w,i} + p_{pf,i} + p_{cf,i} \quad (9)$$

式(9)中: p_0 为井筒跟部流压, Pa ; $p_{w,i}$ 为裂缝 i 入口处流压, Pa ; $p_{pf,i}$ 为裂缝 i 射孔摩阻压降, Pa ; $p_{cf,i}$ 为裂缝 i 井筒摩阻压降, Pa 。

流体经过裂缝 i 射孔摩阻压降可表示为

$$p_{pf,i} = \frac{\rho_s}{0.323\rho_w n_{p,i}^2 d_{p,i}^4} Q_i^2 \quad (10)$$

式(10)中: ρ_s 为泥浆密度, kg/m^3 ; ρ_w 为水密度, kg/m^3 ; $n_{p,i}$ 为裂缝 i 射孔数; $d_{p,i}$ 为裂缝 i 射孔直径, m 。

1.2 页岩气压裂水平井流动模型

页岩气藏渗透率极低, 必须采用水平井及大规模水力压裂技术进行开发。假设页岩中天然裂缝发育, 页岩气藏由基岩系统和天然裂缝系统组成; 页岩中仅存在甲烷气体, 基岩中气体以游离气和吸附气方式共存, 天然裂缝中仅存在游离气; 气体满足 Langmuir 等温吸附方程, 气藏温度保持不变。基岩-天然裂缝采用双重介质模型进行流动模拟, 人工裂缝采用离散裂缝模型进行处理。

1.2.1 基岩系统运动方程

基岩系统中考虑气体在孔隙中黏性流、Knudsen 扩散以及孔隙表面的吸附解吸, 吸附采用 Langmuir 等温吸附方程。

黏性流的质量传输方程可由达西定律表示:

$$N_v = -\frac{\rho_m k_{mi}}{\mu_g} \nabla p_m \quad (11)$$

式(11)中: N_v 为黏性流引起的质量流量, $\text{kg}/(\text{m}^2 \cdot \text{s})$; k_{mi} 为基岩渗透率, m^2 ; p_m 为基岩系统压力, Pa ; ρ_m 为基岩系统气体密度, kg/m^3 ; μ_g 为气体黏度, $\text{Pa}\cdot\text{s}$ 。

Knudsen 扩散表示为^[14]:

$$N_k = -M_g D_{km} \nabla C_m = -\frac{\rho_m D_{km}}{p_m} \nabla p \quad (12)$$

式(12)中:

$$D_{km} = \frac{4k_{mi}c}{2.81708} \sqrt{\frac{\pi RT}{2M_g}} \quad (13)$$

式(13)中: N_k 为 Knudsen 扩散引起的质量流量, $\text{kg}/$

($\text{m}^2 \cdot \text{s}$); C_m 为气体的摩尔浓度, mol/m^3 ; M_g 为气体的摩尔质量, kg/mol ; D_{km} 为基岩的扩散系数, m^2/s ; φ_m 为基岩孔隙度; R 为理想气体分数; Z 为气体压缩因子; T 为温度, K 。

页岩吸附符合 Langmuir 等温吸附式:

$$q_{\text{ads}} = \frac{\rho_s M_g}{V_{\text{std}}} q_{\text{std}} = \frac{\rho_s M_g}{V_{\text{std}}} \frac{V_L p_m}{P_L + p_m} \quad (14)$$

式(14)中: q_{ads} 为页岩单位面积的吸附量, kg/m^3 ; V_{std} 为标准状况下摩尔体积, m^3/mol ; q_{std} 为标准状况下页岩单位质量的吸附体积, m^3/kg ; V_L 为 Langmuir 体积, m^3/kg ; P_L 为 Langmuir 压力, Pa ; ρ_s 为页岩岩心密度, kg/m^3 。

将以上流动机制综合起来获得基岩系统运动方程:

$$F_m = -\frac{\rho_m k_m}{\mu_g} \nabla p_m \quad (15)$$

式(15)中

$$k_m = k_{mi} \left(1 + \frac{b_m}{p_m} \right); b_m = \frac{D_{km} \mu_g}{k_{mi}} \quad (16)$$

式(16)中: F_m 为基岩系统的气体质量流量, $\text{kg}/(\text{m}^2 \cdot \text{s})$; k_m 为基岩系统视渗透率, m^2 。

1.2.2 天然裂缝系统运动方程

天然裂缝系统中仅考虑气体的黏性流和 Knudsen 扩散, 推导过程与基岩系统类似, 根据式(11)~式(13)以及式(16), 将基岩系统替换为裂缝系统可得天然裂缝系统运动方程:

$$F_f = -\frac{\rho_f k_f}{\mu_g} \nabla p_f \quad (17)$$

式(17)中: F_f 为天然裂缝系统的气体质量流量, $\text{kg}/(\text{m}^2 \cdot \text{s})$; k_f 为天然裂缝系统视渗透率, m^2 ; ρ_f 为天然裂缝系统气体密度, kg/m^3 ; p_f 为天然裂缝系统压力, Pa 。

1.2.3 页岩气分段压裂水平井数学模型

页岩气双重介质模型中, 基岩仅存在吸附气和游离气, 裂缝中仅存在游离气。气体在基岩系统中为黏性流、Knudsen 扩散和吸附解吸, 在天然裂缝系统中为黏性流和 Knudsen 扩散, 基岩系统与天然裂缝系统之间满足非稳态窜流方程, 则双重介质数学模型为:

$$\begin{cases} \left[\gamma \varphi_m + \frac{(1 - \varphi_m) M_g P_L V_L \rho_s}{V_{\text{std}} (P_L + p_m)^2} \right] \frac{\partial p_m}{\partial t} - \\ \nabla \cdot \left\{ \gamma \left[\frac{k_m p_m}{\mu_g} (\nabla p_m) \right] \right\} = -Q_p \\ \left[\gamma \varphi_f \right] \frac{\partial p_f}{\partial t} - \nabla \cdot \left\{ \gamma \left[\frac{k_f p_f}{\mu_g} (\nabla p_f) \right] \right\} = Q_p \end{cases} \quad (18)$$

式(18)中:

$$\gamma = \frac{M_g}{ZRT} \quad (19)$$

φ_f 为天然裂缝系统孔隙度。

人工压裂裂缝系统中气体流动服从 Darcy 定律, 则人工裂缝数学模型为:

$$\frac{\partial}{\partial t} (\rho_F \varphi_F) + \nabla \cdot \left(\frac{\rho_F k_F}{\mu_g} \nabla p_F \right) = 0 \quad (20)$$

式(20)中: φ_F 为人工裂缝系统孔隙度; k_F 为人工裂缝系统渗透率, m^2 ; ρ_F 为人工裂缝系统气体密度, kg/m^3 ; p_F 为人工裂缝系统压力, Pa 。

式(18)中 Q_p 为基岩-天然裂缝窜流量 (kg/s), 可用下式表示:

$$Q_p = \frac{\rho_m k_m \alpha^* (p_m - p_f)}{\mu_g} \quad (21)$$

式(21)中: α^* 为形状因子, $1/\text{m}^2$ 。

假设基岩系统只向天然裂缝系统供气, 人工裂缝气源只来自天然裂缝系统。采用离散裂缝模型来模拟页岩气藏裂缝中的流动, 离散裂缝将积分区域分解为天然裂缝和人工裂缝两个部分:

$$V = V_f + a V_F \quad (22)$$

式(22)中: f 表示天然裂缝系统; F 表示人工裂缝系统; a 为人工裂缝宽度。

初始条件:

$$p_m|_{t=0} = p_f|_{t=0} = p_F|_{t=0} = p_i \quad (23)$$

定义气藏外边界为 Γ_1 , 生产井内边界为 Γ_2 , 天然裂缝系统与人工裂缝边界为 Γ_3 , 天然裂缝系统与人工裂缝交界处压力相等, 则边界条件为:

$$\begin{cases} \left. \frac{\partial p_m}{\partial n} \right|_{\Gamma_1} = \left. \frac{\partial p_f}{\partial n} \right|_{\Gamma_1} = 0 \\ p_F|_{\Gamma_2} = p_w \\ p_f(x, y, z; t)|_{\Gamma_3} = p_F(x, y, z; t)|_{\Gamma_3} \end{cases} \quad (24)$$

2 数值求解

2.1 裂缝扩展模型求解

裂缝划分为有限单元, 压力和宽度定义在单元中心, 单元之间的流量定义在单元边界, 由质量守恒可得:

$$dVol_{\text{fluid}}(i, t) = dVol_{\text{frac}}(i, t) + dVol_{\text{leakoff}}(i, t) \quad (25)$$

写成压力、宽度和流量为:

$$-\sum_j q_{ij}^t dt = (h_i^t w_i^t l_i^t - h_i^{t-dt} w_i^{t-dt} l_i^{t-dt}) + 4C_l [h_i^t l_i^t / \sqrt{t - \tau_o(i)}] - h_i^{t-dt} l_i^{t-dt} / \sqrt{t - dt - \tau_o(i)} \quad (26)$$

由泊肃叶方程可得流量与压力、宽度之间的

关系:

$$q_{ij} = \frac{\mu}{48} \frac{(w_i + w_j)^3 (p_i - p_j)}{l_i + l_j} \quad (27)$$

由位移不连续方程得:

$$p_{\text{net}}^i = \sum_{j=1}^N G^{ij} C_{ns}^{ij} D_s^j + \sum_{j=1}^N G^{ij} C_{nn}^{ij} D_n^j \quad (28)$$

$$\sigma_s^i = \sum_{j=1}^N G^{ij} C_{ss}^{ij} D_s^j + \sum_{j=1}^N G^{ij} C_{sn}^{ij} D_n^j \quad (29)$$

选择流体压力 p_i ($i = 1 \sim N$)、裂缝分流量 Q_k ($k = 1 \sim 2m$)、井筒根部压力 p_0 以及时间步长 dt 为未知量,构建并使用牛顿迭代法求解相应的方程组。

2.2 流动模型求解

针对离散裂缝模型,采用标准伽辽金方法推导有限元的积分弱形式,离散方程为:

$$\left(A - \frac{1}{t^{n+1} - t^n} R \right) p^{n+1} = - \frac{1}{t^{n+1} - t^n} R p^n \quad (30)$$

$$A = \int_{V_m} \nabla N^T C_m \nabla N dV + a \int_{V_F} \nabla N^T C_F \nabla N dV \quad (31)$$

$$R = \int_{V_m} N^T D_m N dV + a \int_{V_F} N^T D_F N dV \quad (32)$$

式中:在系数 C 和 D 的计算中,压力值取上一步的值,从而求解方程得到当前时刻压力值。

3 计算结果与分析

3.1 多簇裂缝扩展结果

3.1.1 两簇裂缝

预设裂缝间距 $D = 10 \text{ m}$, $D = 20 \text{ m}$, $D = 30 \text{ m}$ 时裂缝扩展路径和宽度分布如图 2 所示,两簇裂缝往两边扩展,且裂缝间距越小,裂缝扩展方向偏离初始方向的角度越大;当裂缝间距 $D = 10 \text{ m}$ 时,裂缝偏离初始方向角度较大,扩展方向发生了较大的改变;当裂缝间距 $D = 30 \text{ m}$ 时,即等于裂缝高度时,裂缝扩展方向偏离角较小,从而说明了裂缝之间应力阴影作用距离主要集中在裂缝高度以内。

3.1.2 三簇裂缝

预设裂缝间距 $D = 20 \text{ m}$, $D = 30 \text{ m}$, $D = 40 \text{ m}$ 时裂缝扩展路径与宽度分布如图 3 所示。由图可以看出,两侧裂缝偏离初始方向扩展,逐渐背离中间裂缝,而中间裂缝扩展方向变化很小。且从三图可知,当裂缝间距较小时,裂缝偏离初始方向的角度越大,两侧裂缝越往外扩展,而当裂缝间距 $D = 40 \text{ m}$ 时,超过了裂缝高度,裂缝之间的应力阴影作用很弱,裂缝的扩展方向变化也较小。

3.2 页岩气流动结果

将裂缝扩展结果作为流动模拟的输入条件,包括裂缝轨迹以及裂缝宽度,裂缝宽度由每簇裂缝的

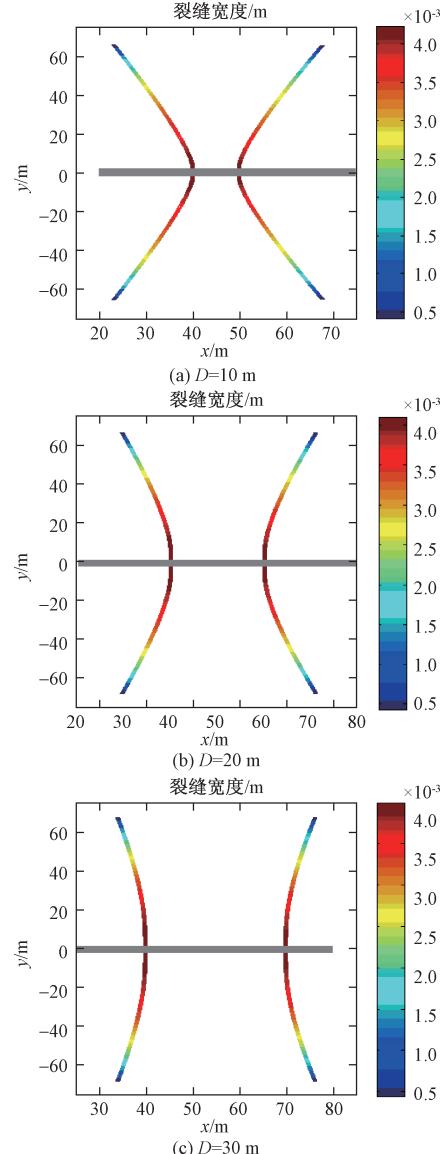


图 2 两簇裂缝不同裂缝间距时裂缝扩展路径与宽度分布

Fig. 2 Fracture propagation path and width distribution for different fractures spacing with 2 clusters

平均宽度计算得到,簇与簇之间裂缝宽度不同。采用 Comsol 软件对流动进行了模拟,分析压裂段数、簇数以及裂缝间距对页岩气井产量的影响,从而确定较优的压裂参数。

采用每段三簇压裂时,段数与累积产气量关系如图 4 所示。由图可知,压裂段数从 2 段增加到 10 段时,累积产气量逐渐增加,1 446 d 时增长幅度分别为 7.62%, 7.11%, 5.27% 和 3.15%, 从施工成本和风险考虑,压裂段数取 8 段适宜。

为分析段内压裂簇数与裂缝间距对累积产气量的影响,选取一个压裂段进行了流动计算,结果如图 5 和图 6 所示。三簇压裂比两簇压裂累积产气量高,且初期表现明显;当采用三簇压裂时,裂缝间距对累积产气量的影响如图 6 所示,裂缝间距较大时,

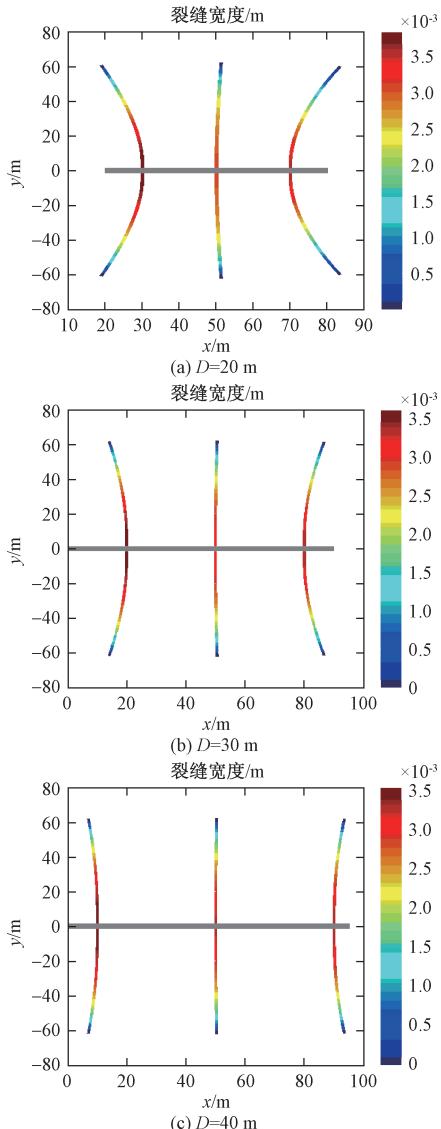


图3 三簇裂缝不同裂缝间距时裂缝扩展路径与宽度分布

Fig. 3 Fracture propagation path and width distribution for different fractures spacing with 3 clusters

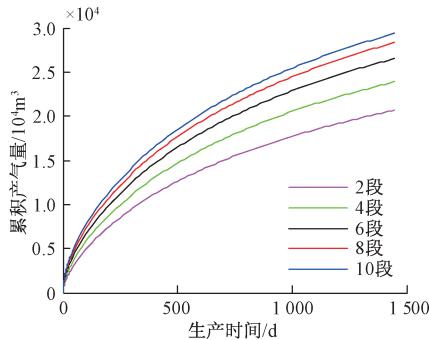


图4 压裂段数与累积产气量关系

Fig. 4 Relationship between fracture stage number and cumulative gas production (CGP)

裂缝扩展之间的影响越小,裂缝宽度较大,且泄气面积越大,从而累积产气量越大。

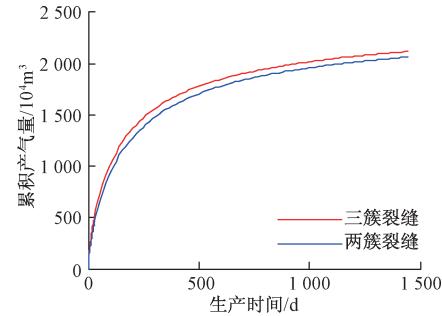


图5 压裂簇数与累积产气量关系

Fig. 5 Relationship between cluster number and CGP

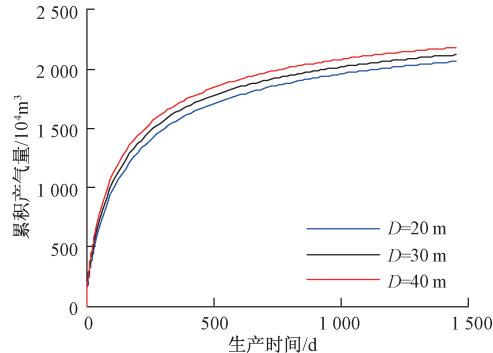


图6 压裂裂缝间距与累积产气量关系

Fig. 6 Relationship between fractures spacing and CGP

4 结论

(1) 裂缝间距是影响多簇裂缝同步扩展形态的重要因素,裂缝间距越小时,应力阴影作用越强,两边裂缝偏离最大水平主地应力方向角度越大,中间裂缝宽度也越小。

(2) 随着水平井压裂段数增加,累积产气量增加,但增加幅度逐步降低;三簇压裂比两簇压裂累积产气量高;压裂段数相同时,裂缝间距越大,产气量越高。

参 考 文 献

- 郭建春,苟波,任山,等.川西页岩-砂岩交互水平井压裂参数优化设计.石油学报,2014;35(3):511—518
Guo J C, Gou B, Ren S, et al. Fracturing parameters optimization design for horizontal well with shale and sandstone interbeds in western Sichuan. Acta Petrolei Sinica, 2014; 35(3): 511—518
- 姚军,孙海,黄朝琴,等.页岩气藏开发中的关键力学问题.中国科学:物理学,力学,天文学,2013;43:1527—1547
Yao J, Sun H, Huang Z Q, et al. Key mechanical problems in the development of shale gas reservoirs. Sci Sin-Phys Mech Astron, 2013; 43:1527—1547
- Cheng Y. Mechanical interaction of multiple fractures—exploring impacts of the selection of the spacing/number of perforation clusters on horizontal shale-gas wells. SPE Journal, 2012; 17(4): 992—1001
- Olson J E, Dahi-Taleghani A. Modeling simultaneous growth of multi-

- ple hydraulic fractures and their interaction with natural fractures. SPE Hydraulic Fracturing Technology Conference, Society of Petroleum Engineers, 2009
- 5 Zeng Q D, Yao J. Numerical simulation of fluid-solid coupling in fractured porous media with discrete fracture model and extended finite element method. *Computation*, 2015; 3(4): 541—557
 - 6 Wong S W, Geilikman M, Xu G. Interaction of multiple hydraulic fractures in horizontal wells. SPE Middle East Unconventional Gas Conference and Exhibition, 2013
 - 7 Wu K, Olson J E. Simultaneous multifracture treatments: fully coupled fluid flow and fracture mechanics for horizontal wells. *SPE Journal*, 2015; 20(2): 337—346
 - 8 Yao J, Sun H, Fan D Y, et al. Numerical simulation of gas transport mechanisms in tight shale gas reservoirs. *Petroleum Science*, 2013; 10(4): 528—537
 - 9 Javadpour F, Fisher D, Unsworth M. Nanoscale gas flow in shale gas sediments. *Journal of Canadian Petroleum Technology*, 2007; 46(10): 55—61
 - 10 Crouch S L. Solution of plane elasticity problems by the displacement discontinuity method. I. Infinite body solution. *International Journal for Numerical Methods in Engineering*, 1976; 10(2): 301—343
 - 11 Olson J E. Predicting fracture swarms—The influence of subcritical crack growth and the crack-tip process zone on joint spacing in rock. Geological Society, London, Special Publications, 2004; 231(1): 73—88
 - 12 Erdogan F, Sih G. On the crack extension in plates under plane loading and transverse shear. *Journal of Fluids Engineering*, 1963; 85(4): 519—525
 - 13 Elbel J, Piggott A, Mack M. Numerical modeling of multilayer fracture treatments. Permian Basin Oil and Gas Recovery Conference, Society of Petroleum Engineers, 1992
 - 14 姚军, 孙海, 樊冬艳, 等. 页岩气藏运移机制及数值模拟. *中国石油大学学报:自然科学版*, 2013; 37(1): 91—98
Yao J, Sun H, Fan D Y, et al. Transport mechanisms and numerical simulation of shale gas reservoirs. *Journal of China University of Petroleum (Edition of Natural Sciences)*; 2013; 37(1): 91—98

Numerical Modeling of Staged Cluster Fracturing and Gas Flow in Horizontal Wells of Shale Gas Reservoirs

WANG Wei, YAO Jun, ZENG Qing-dong, SUN Hai, FAN Dong-yan

(School of Petroleum Engineering, China University of Petroleum (East China), Qingdao 266580, P. R. China)

[Abstract] To discover the effect of fracturing parameters on gas production in horizontal wells of shale gas reservoirs, numerical simulation of staged cluster fracturing and gas flow have been carried out. The model of fracture propagation has taken the effect of stress shadowing into account. The model solved stress and displacement discontinuity with displacement discontinuity method, coupled fluid flow in the wellbore and fractures have been solved by Newton iteration method. Taking viscous flow, Knudsen diffusion and adsorption-desorption, shale gas flow after fracturing has been solved by using discrete fracture model. Simulation results show: As to simultaneous propagation of multiple cluster fractures, when fractures spacing become smaller, the deviation angles of side fractures from maximum horizontal principle stress direction become larger, and the width of middle fracture becomes smaller. When fracturing stage number of horizontal well increases, cumulative gas production increases with a decreasing rate. As to a fracturing stage, cumulative gas production of three clusters is larger than that of two clusters. The larger fractures spacing is, the larger cumulative gas production is.

[Key words] shale gas horizontal wells staged cluster fracturing fracture propagation flow simulation