

# 斜井水力压裂三维裂缝动态扩展数值模拟

彭成勇<sup>1</sup>, 朱海燕<sup>2</sup>, 刘书杰<sup>1</sup>, 闫传梁<sup>3</sup>

1. 中海油研究总院, 北京 100027
2. 西南石油大学油气藏地质及开发工程国家重点实验室, 成都 610500
3. 中国石油大学油气资源与探测国家重点实验室, 北京 102249

**摘要** 斜井的近井筒效应较为复杂,若存在射孔相位误差,极易在地层和水泥环交界处产生微环隙,引起较高的近井压降,甚至在微环隙内产生砂堵,造成压裂施工失败。对于斜井水力压裂裂缝三维几何形态的预测,一直是水力压裂领域的难题。本文采用黏弹性损伤 cohesive 孔压单元,考虑套管、水泥环、地层、射孔孔眼和微环隙对水力压裂的影响,建立了斜井的水力压裂三维裂缝形态的有限元模型。同时,考虑水力压裂过程中储层岩石渗透率和孔隙度的动态演变,对渤海湾地区 20° 井斜角的 C5 井开展了水力压裂裂缝动态扩展的数值模拟研究,计算得到的井底压力曲线与现场施工曲线一致。研究了斜井水力裂缝和微环隙的起裂和扩展机理。微环隙在水力压裂的初始阶段沿井眼周向和轴向同时起裂并扩展,随着水力裂缝的扩展而逐渐闭合,对于具有较复杂近井筒效应的硬地层大斜度井而言,微环隙的起裂和多条裂缝的产生,极易导致压裂失败。斜井水力裂缝近似两翼对称,易向地应力较小的盖层扩展,缝高较难控制。数值模拟结果为现场水力压裂的设计提供理论指导。

**关键词** 斜井;水力压裂;裂缝扩展;微环隙

**中图分类号** TE 21

**文献标志码** A

**doi** 10.3981/j.issn.1000-7857.2014.2.006

## Three-dimensional Numerical Simulation of Hydraulic Fracture Dynamic Propagation of Deviated Well

PENG Chengyong<sup>1</sup>, ZHU Haiyan<sup>2</sup>, LIU Shujie<sup>1</sup>, YAN Chuanliang<sup>3</sup>

1. China National Offshore Oil Corporation Research institute, Beijing 100027, China
2. State Key Laboratory of Oil & Gas Reservoir Geology and Exploitation, Southwest Petroleum University, Chengdu 610500, China
3. State Key Laboratory of Petroleum Resource and Prospecting, China University of Petroleum, Beijing 102249, China

**Abstract** The near wellbore fractures are very complex in deviated well. If the perforations are not along with the maximum principal stress direction, a micro-annulus between the cement sheath and rock formation interface is likely to generate. For a long time, it has been difficult to simulate the three-dimensional geometries of hydraulic fracture in deviated well. In this paper, using viscoelastic continuum damage pore pressure cohesive elements and considering casing, cement, formation, perforation and the micro annulus, a three-dimensional numerical simulation model of hydraulic fracture dynamic propagation of deviated well is established. Then, considering the dynamic evolution of permeability and porosity of the pay zone, the hydraulic fracture dynamic propagation of a 20° deviated well in the Bohai Basin oilfield is calculated, and the calculated well bottom-hole pressure curve is consistent with the field hydraulic fracturing treatment curve. The hydraulic fracture and micro annulus initiation and propagation mechanism are analyzed. The micro annulus initiates and propagates simultaneously along the well axial and circumferential directions at the initial stage of hydraulic fracturing, and then it closes with the propagation of the hydraulic fracture. The two hydraulic fracture wings of the deviated well are almost symmetrical, and easily

收稿日期: 2013-10-09; 修回日期: 2013-12-12

基金项目: 国家自然科学基金重点项目(51134004); 中海石油有限公司综合科研项目(2013-YXZHKY-002)

作者简介: 彭成勇, 工程师, 研究方向为油气田储层改造技术, 电子邮箱: pengchy@cnooc.com.cn

引用格式: 彭成勇, 朱海燕, 刘书杰, 等. 斜井水力压裂三维裂缝动态扩展数值模拟[J]. 科技导报, 2014, 32(2): 37-43.

propagate into the caprocks where the in-situ stress is smaller, that is, the fracture height of the deviated well is hard to control.

**Keywords** deviated well; hydraulic fracturing; fracture propagation; micro annulus

对于水力压裂裂缝扩展模拟,世界各国学者提出了各种各样的数值计算方法,比如:有限元法<sup>[1-3]</sup>、有限差分法<sup>[4]</sup>、边界元法(BEM)<sup>[5,6]</sup>、位移不连续法(DDM)<sup>[7,8]</sup>和离散元方法(DEM)<sup>[9]</sup>。水力压裂现有的计算软件有:FLAC<sup>3D</sup><sup>[5]</sup>、FRANC<sup>3D</sup><sup>[5]</sup>、HYFRANC<sup>3D</sup><sup>[6]</sup>、RFPA<sup>[10,11]</sup>、Abaqus<sup>[11-13]</sup>、U/3DEC<sup>[4,9]</sup>等。FLAC<sup>3D</sup>是一款专业的岩土分析软件,采用有限差分法,可以模拟岩体强度尺寸/时间效应和多场耦合(水-温度-力耦合)等问题,但该软件界面可操作性不强。HYFRANC<sup>3D</sup>是康奈尔大学压裂组采用BEM法编制的,以处理水力压裂的流固耦合问题,可以处理复杂的裂缝形状、连续方程与裂缝内流体方程的非线性耦合、结构变形和水力裂缝与其他类型裂缝(比如:多条裂缝、天然裂缝等)的相互作用问题<sup>[5]</sup>。Hossain等<sup>[6]</sup>采用HYFRANC<sup>3D</sup>研究了直井和水平井的裂缝扭转问题。Rahman等<sup>[5]</sup>采用FRANC<sup>3D</sup>模拟了直井径向水平裂缝的扩展与空间转向规律。RFPA<sup>2D/3D</sup>是东北大学唐春安等以渗流、应力、损伤耦合模型(FSD-Model)为基础,编制了岩石水力压裂破裂过程的分析软件<sup>[10]</sup>,RFPA<sup>3D</sup>还可以对各向异性的水力压裂裂缝扩展问题进行模拟计算<sup>[12]</sup>。U/3DEC主要用于模拟节理地层的岩石力学问题。Nagel等<sup>[9]</sup>采用U/3DEC离散元模型,模拟页岩压裂时,裂缝网络产生的剪切破坏。Abaqus软件的水力压裂模块,采用cohesive粘结单元的损伤模型模拟水力裂缝的起裂和扩展,以及压裂液在水力裂缝内的流动情况。薛炳等<sup>[13]</sup>采用Abaqus的三维cohesive单元,忽略井眼,模拟了水力压裂的裂缝起裂和扩展问题。连志龙等<sup>[14]</sup>忽略井眼的影响,采用二维cohesive单元开展了影响水力压裂裂缝扩展的因素分析。Chen等<sup>[1]</sup>采用cohesive孔压单元模拟了二维径向裂缝的起裂及扩展问题,模拟结果并与K-vertex解析解完全吻合。Yao等<sup>[15]</sup>采用cohesive孔压单元对塑性地层的水力压裂问题进行了数值模拟,发现对于塑性地层,Abaqus得到的结果比P3D模型和PKN模型更接近于解析解。张广明等<sup>[16]</sup>、彪仿俊等<sup>[17]</sup>考虑套管、水泥环、微环隙和射孔孔眼的影响,采用三维cohesive孔压单元,研究了水平井水力压裂裂缝扩展的机理和水力裂缝的影响因素分析。朱君等<sup>[18]</sup>、王秦玲等<sup>[19]</sup>采用三维cohesive单元,针对裸眼直井开展了水力压裂的数值模拟研究,并进行了影响因素的敏感性分析。王瀚等<sup>[20]</sup>采用二维cohesive孔压单元,忽略井眼的影响,研究了层状地层缝高的控制问题。Wang等<sup>[2]</sup>采用Abaqus黏性损伤单元,将水泥环-套管、水泥环-地层交界面视为一层黏性损伤单元,分析由超孔隙压力和地层渗透率引起的交界面裂缝的起裂与扩展。针对油气田开发的水力压裂问题,采用cohesive孔压单元,虽然文献上说明考虑套管、水泥环、微环隙和射孔孔眼的影响,但并没有在文中提及微环隙的影响;对于斜井的水力压裂数值模拟研

究,采用FLAC<sup>3D</sup>和HYFRANC<sup>3D</sup>软件已进行了大量的研究,但均未能考虑微环隙的影响。根据斜井水力压裂的室内模拟实验、理论研究和现场实际观测可知,斜井特别是斜井的近井筒效应较为复杂,若存在射孔相位误差,极易在地层和水泥环交界面处产生微环隙,引起较高的近井压降,甚至在微环隙内产生砂堵,造成压裂施工失败。水力压裂过程中,即使射孔方位沿最大水平主应力方向,由于水泥环的强度相对于地层较低,也会出现微环隙问题,因此微环隙的影响不能忽略。本文针对渤海湾地区某中等强度储层,采用黏弹性损伤cohesive孔压单元,考虑套管、水泥环、微环隙和射孔孔眼的影响,建立了斜井水力压裂三维裂缝扩展的有限元模型,研究斜井的水力裂缝和微环隙的几何形态,为斜井的水力压裂设计提供理论指导。

## 1 基本方程

### 1.1 储层的流固耦合方程

流体的流动满足流体的连续性方程,岩石的力学特性通过采用有效应力定义的本构模型来模拟,流体的本构行为遵循Darcy定律。

有效应力与总应力的关系为

$$\bar{\sigma} = \sigma + p_w \mathbf{I} \quad (1)$$

式中, $\bar{\sigma}$ 为有效应力矩阵; $\sigma$ 为总应力矩阵; $\mathbf{I}$ 为二阶单位张量; $p_w$ 为压力绝对值。

取控制体为 $V$ ,其表面为 $S$ ,岩石骨架的应力平衡方程为

$$\int_V \sigma \delta \epsilon dV = \int_S t \cdot \delta v dS + \int_V f \cdot \delta v dV \quad (2)$$

式中, $\sigma$ 和 $\delta \epsilon$ 分别为应力矩阵和虚应变率矩阵, $t$ 、 $f$ 和 $\delta v$ 分别为表面力向量、体积力向量和虚速度向量。

将应力平衡方程离散化得到固相材料的有限元网格,同时使流体可以流经这些网格,流体渗流需要满足连续性方程

$$\frac{1}{J} \frac{\partial}{\partial t} (J \rho_w n_w) + \frac{\partial}{\partial X} (\rho_w n_w v_w) = 0 \quad (3)$$

式中, $J$ 为多孔介质体积变化比率; $\rho_w$ 为流体密度; $n_w$ 为孔隙比; $v_w$ 为流体渗流速度; $X$ 为空间向量。流体在多孔介质中的流动服从达西定律

$$v_w = - \frac{1}{n_w g \rho_w} k \cdot \left( \frac{\partial p_w}{\partial x} - \rho_w g \right) \quad (4)$$

式中, $k$ 为多孔介质体积变化比率; $g$ 为流体密度。

从式(1)~(4)可以看出,岩石的骨架应力和孔隙流体的压力非线性相互耦合, $n_w$ 构成岩石渗流与变形耦合的控制方程,将其化为等效积分的弱形式,即可采用有限元离散求解。

渗透系数、孔隙度与体积应变的动态演化关系为<sup>[8]</sup>

$$k = \frac{k_0 \left\{ n_0 - \left[ \varepsilon_v - \frac{\varepsilon_v^2}{1 + \varepsilon_v} (1 - n_0) \right] \right\}^3}{n_0^3 (1 - \varepsilon_v)} \quad (5)$$

式中,  $k_0$  为初始渗透系数;  $n_0$  为初始孔隙度;  $\varepsilon_v$  为体积应变。

## 1.2 第一、二交界面裂缝损伤演化模型

### 1.2.1 cohesive 孔压单元的损伤演化模型

cohesive 孔压单元的法向和两个切向具有相同的损伤模式, 见图 1<sup>[13]</sup>。  $d_n^0$ 、 $d_s^0$  和  $d_t^0$  分别为 cohesive 孔压单元开始发生损伤时的法向和两个切向位移,  $d_n^f$ 、 $d_s^f$  和  $d_t^f$  分别为 cohesive 孔压单元失效时的法向和两个切向位移,  $t_n^0$  为 cohesive 孔压单元的抗拉强度,  $t_s^0$  和  $t_t^0$  为两个切向方向的抗剪强度。当 cohesive 孔压单元上下表面的位移差处于  $0 \sim d_n^0$  (cohesive 孔压单元初始损伤时的位移) 时, 单元变形属于弹性阶段, 位移增加, 单元受力增大, 当应力达到储层岩石的抗拉强度  $t_n^0$  时, 单元开始进入损伤阶段; cohesive 单元损伤软化阶段的位移为  $d_n^0 \sim d_n^f$  (cohesive 孔压单元完全破坏时的位移) 时, 位移增加, 单元所能承受的应力减小, 当位移增加到  $d_n^f$  时, 单元无法承受应力, 完全破坏, 裂缝张开。

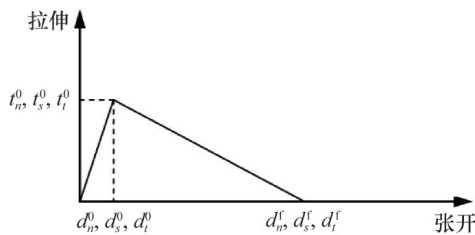


图1 Cohesive 单元的 Traction-separation 准则  
Fig. 1 Traction-separation criterion of cohesive pore element

采用二次应力起裂准则作为水力裂缝是否起裂的判断依据。二次应力起裂准则认为当 cohesive 孔压单元的 3 向应力与其对应的强度极限的比值的平方和达到 1 时, cohesive 孔压单元起裂<sup>[14]</sup>, 即

$$\left\{ \frac{t_n}{t_n^0} \right\}^2 + \left\{ \frac{t_s}{t_s^0} \right\}^2 + \left\{ \frac{t_t}{t_t^0} \right\}^2 = 1 \quad (6)$$

Cohesive 孔压单元的损伤演化模型为

$$t_n = \begin{cases} (1-D)\bar{t}_n, & \bar{t}_n \geq 0 \\ \bar{t}_n, & \text{cohesive 单元承受应力} \end{cases} \quad (7)$$

$$t_s = (1-D)\bar{t}_s$$

$$t_t = (1-D)\bar{t}_t$$

式中,  $\bar{t}_n$ 、 $\bar{t}_s$  和  $\bar{t}_t$  分别为 cohesive 孔压单元 3 个方向按照未损伤阶段线弹性变形时计算得到的应力。

采用线性位移扩展准则时, 损伤因子为

$$D = \frac{d_m^f (d_m^{\max} - d_m^0)}{d_m^{\max} (d_m^f - d_m^0)} \quad (8)$$

式中,  $d_m^{\max}$  为单元的最大位移;  $d_m^f$  为单元张开时的位移;  $d_m^0$  为单元开始损伤时的位移。

### 1.2.2 cohesive 单元内的流体流动

cohesive 单元内的流体沿法向(垂直于上、下表面)和切向流动, 见图 2。

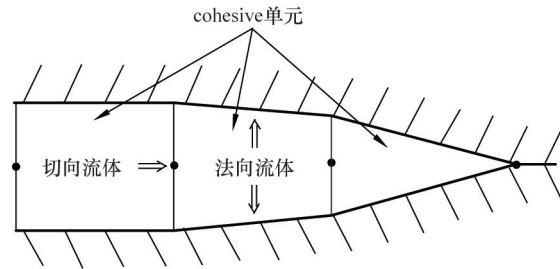


图2 Cohesive 单元内流体的流动  
Fig. 2 Fluid flow in cohesive element

切向流动通常被视为牛顿流动和幂律流动, 本文采用幂律流动表征流体的流动。幂律流动的本构关系为

$$\tau = K' \dot{\gamma} n' \quad (9)$$

式中,  $\tau$  为流体切向应力;  $\dot{\gamma}$  为流体切向应变率;  $K'$  为流体的稠度;  $n'$  为幂律系数。流体沿 cohesive 孔压单元上、下表面上的流动

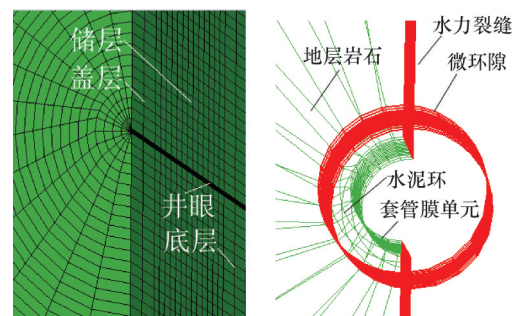
$$\begin{cases} q_u = c_u (p_i - p_u) \\ q_b = c_b (p_i - p_b) \end{cases} \quad (10)$$

式中,  $q_u$ 、 $q_b$  为单元上、下表面的体积流率,  $c_u$ 、 $c_b$  为单元上、下表面的滤失系数,  $q_u$ 、 $q_b$  为上、下表面的孔隙压力,  $p_i$  为单元内的流体压力。

## 2 斜井水力压裂三维裂缝形态的有限元模型

在建立斜井水力压裂的力学模型时, 做如下假设: 1) 地层岩石为各向同性均质材料; 2) 水力裂缝为竖直光滑的平面; 3) 地层中流体完全饱和, 且不可压缩; 4) 不考虑温度场变化对裂缝起裂和扩展的影响。

以 20° 斜井的套管定向射孔井为例, 研究斜井水力裂缝三维扩展的问题。图 3(a) 为斜井水力压裂裂缝扩展的几何模型, 模型中包括斜井井眼、射孔孔眼、微环隙、水泥环和



(a) 斜井水力压裂的有限元模型 (b) 斜井井眼附近的水力压裂模型

图3 斜井水力压裂三维裂缝形态的有限元模型

Fig. 3 Hydraulic fracturing model of highly deviated well

套管,模型尺寸为 $\varphi 200 \text{ m} \times 40 \text{ m}$ 。图3(b)所示,射孔孔眼孔径为20 mm,射孔穿深为600 mm,最内层圆环为斜井井眼,井眼外侧为套管,套管外侧为固井水泥环,水泥环外侧为储层,水泥环与储层之间为微环隙。套管外径为177.8 mm,壁厚为9 mm,水泥环外径为215.9 mm。沿射孔孔眼向最大水平主应力方向设置一层 cohesive 孔压单元,以模拟储层内水力压裂形成的裂缝,即形成一条竖直缝;水泥环和储层之间设置一层环形的 cohesive 单元(微环隙),以模拟水泥环和储层胶结面间可能出现的胶结失效;微环隙和竖直裂缝在水泥环和储层的界面处垂直相交,射孔孔眼同时与竖直裂缝平面和微环隙相连。采用位移和孔压耦合的六面体单元 C3D8P,对地层岩石进行网格划分,采用 M3D4R 单元对套管进行网格划分,cohesive 孔压单元采用 COH3D8P 单元类型。斜井水力压裂三维裂缝形态的有限元模型共划分 19006 个 C3D8P 单元,1904 个 cohesive 孔压单元。储层的初始饱和度为 1,同时对模型施加初始孔隙比、渗透率和原始地应力。由于模型的几何结构、材料性质和载荷等均关于  $x$  方向对称,在井眼所在的  $yz$

平面施加  $x$  方向对称约束,同时约束与之相对应的模型另一侧平面  $x$  方向的位移;约束  $y$  方向两个平面的  $y$  向位移,约束  $z$  方向两个平面的  $z$  向位移。套管的弹性模量和泊松比分别为 210 GPa 和 0.21。

由于黏弹性损伤孔压单元 COH3D8P 并不能直接由软件生成,需要在黏弹性损伤单元 COH3D 的基础上,在单元的上下表面中间人为的设置一层用于流体流动的孔压节点。因此,水力裂缝和微环隙相交处的孔压节点就是设置的难点。水力裂缝和微环隙相交处的孔压节点需要满足流体可以同时沿水力裂缝和微环隙流动,因此在此处需要将水力裂缝的孔压节点和微环隙的孔压节点设置成共节点。

### 3 斜井水力压裂三维裂缝扩展的现场应用

#### 3.1 水力裂缝的起裂和扩展

以渤海湾地区 C5 井为例,将有限元数值计算得到的结果与现场实测压裂施工曲线进行对比分析。该储层的参数和 cohesive 孔压单元的参数分别见表 1 和表 2。

表 1 储层的基本参数

Table 1 Rock mechanics parameters of play

井号	层位	岩性	弹性模量/GPa	泊松比	渗透率/mD	孔隙度/%	孔隙压力/ MPa	垂直地应力/ MPa	最大水平主 应力/MPa	最小水平主 应力/MPa
C5	3770	砂岩	27.6	0.21	10	16.6	56.2	88.2	75.4	71
	3780	泥岩	17.3	0.24	1	5.1	56.2	92.2	79.4	75
水泥环	—	—	9.6	0.17	0.001	1	—	—	—	—

表 2 cohesive 单元的材料参数

Table 2 Parameters of cohesive porepressure elements

油田	层位	法向弹性 模量/GPa	第一切向弹 性模量/GPa	第二切向弹 性模量/GPa	法向抗拉 强度/MPa	第一方向抗 剪强度/MPa	第二方向抗 剪强度/MPa	最大位移 /mm	滤失系数 / ( $10^{-11} \text{ m}^3 \cdot \text{Pa}^{-1} \cdot \text{s}^{-1}$ )
Z1-C5	储层	20.4	7	7	6	6	6	5	1
	盖/底	27.6	11.4	11.4	6.5	6.5	6.5	5	1
水泥环	—	10.32	4.1	4.1	6	6	6	5	0.003

采用有限元软件的用户子程序实现压裂液支撑剂对压裂施工的影响<sup>[27]</sup>:

$$\mu = \mu_0 \left( 1 - \frac{c}{0.65} \right)^{-1.7} \quad (11)$$

式中,  $\mu$  为携砂液的黏度,  $\text{Pa} \cdot \text{s}$ ;  $\mu_0$  为不含支撑剂的压裂液黏度,  $\text{Pa} \cdot \text{s}$ ;  $c$  为支撑剂体积浓度, 无因次。

压裂 20 min 后, 裂缝的缝宽如图 4 所示, 裂缝近似两翼对称。现场实际施工曲线的压力数据都是井口压力, 而有限元数值模拟得到的压力是裂缝缝口压力, 为了便于比较, 需要将施工曲线的井口压力转换成井底压力。裂缝的缝口压力可表示为<sup>[25]</sup>

$$P_{\text{frac}} = P_{\text{surf}} + P_{\text{hyd}} - P_{\text{net}} - P_{\text{pf}} - \Delta P_{\text{G,P}} \quad (12)$$

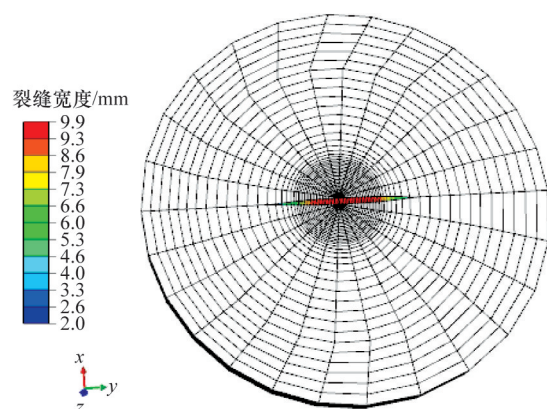


图 4 压裂 20 min 后裂缝的缝宽

Fig. 4 Hydraulic fracture width after 20 min

其中,  $P_{\text{frc}}$  为缝口压力, Pa;  $P_{\text{su}}$  为井口压力, Pa;  $P_{\text{hyd}}$  为液柱静水压力, Pa;  $P_{\text{net}}$  为缝内静压, Pa;  $P_{\text{pf}}$  为孔眼摩阻, Pa;  $\Delta P_{\text{c},p}$  为压裂液管柱沿程摩阻, Pa。

1) 孔眼摩阻计算公式为<sup>[26]</sup>

$$P_{\text{pf}} = \frac{2.2326 \times 10^{-4} Q^2 \rho}{n^2 d^4 C^2} \quad (13)$$

式中,  $Q$  为压裂液注入流量,  $\text{m}^3/\text{min}$ ;  $\rho$  为压裂液混合密度,  $\text{kg}/\text{m}^3$ ;  $n$  为有效孔眼数;  $d$  为射孔孔眼直径,  $\text{m}$ ;  $C$  为流量系数。

压裂液混合密度计算公式为<sup>[27]</sup>

$$\rho = \frac{\rho_1 + \rho_2 c}{1 + \rho_1 c / \rho_s} \quad (14)$$

式中,  $\rho_1$ 、 $\rho_2$  和  $\rho_s$  分别为压裂液基液密度、支撑剂体密度(支撑剂质量与其堆积体积的比值)和支撑剂视密度(支撑剂质量与其自身体积的比值),  $\text{kg}/\text{m}^3$ ;  $c$  为支撑剂体积浓度(砂比, 支撑剂堆积体积与压裂液基液体积的比值), 无因次。

释放系数  $C$  和流过射孔支撑剂总质量之间的关系为<sup>[22-24]</sup>

$$\begin{cases} C = 0.56 + 3.6376 \times 10^{-4} \rho_1 \int_0^t \frac{Q(t)}{n} dt \\ C \leq 0.89 \end{cases} \quad (15)$$

式中,  $t$  为携砂液泵注时间,  $\text{min}$ 。

2) 压裂液管柱沿程摩阻的计算公式为<sup>[24]</sup>

$$\Delta P_{\text{c},p} = \sigma_1 \Delta P_0^1 + \sigma_2 \Delta P_0^2 \quad (16)$$

式中,  $\sigma_1$  和  $\sigma_2$  为不同管柱尺寸的降阻比, 无因次;  $\Delta P_0^1$  和  $\Delta P_0^2$  为不同管柱尺寸时清水的管柱沿程摩阻, Pa。

$\sigma_1$ 、 $\sigma_2$  和  $\Delta P_0^1$ 、 $\Delta P_0^2$  分别可以由以下两式求得<sup>[26-27]</sup>:

$$\ln(1/\sigma) = 2.38 - 1.1525 \times 10^{-4} \frac{D^2}{Q} - 0.2835 \times 10^{-4} G \frac{D^2}{Q} - \quad (17)$$

$$0.1639 \ln \frac{G}{0.1198} - 2.3367 \times 10^{-4} P e^{0.1198/G} \quad (18)$$

$$\Delta P_0 = 1386600 D^{-4.8} Q^{1.8} L$$

式中,  $D$  为管柱内径,  $\text{mm}$ ;  $Q$  为流体排量,  $\text{m}^3/\text{min}$ ;  $L$  为管长,  $\text{m}$ ;  $G$  为压裂液基液稠化剂浓度,  $\text{kg}/\text{m}^3$ ;  $P$  为支撑剂浓度,  $\text{kg}/\text{m}^3$ 。

该井在 1890 m 以上均采用  $3\frac{1}{2}$ " (88.9 mm) 油管, 1890 m 以下均采用  $2\frac{7}{8}$ " (73 mm) 油管。压裂液流量为  $3.2 \text{ m}^3/\text{min}$ , 采用 CARBO PROP 型压裂液, 其中陶粒的视密度为  $3200 \text{ kg}/\text{m}^3$ , 陶粒的体密度为  $1900 \text{ kg}/\text{m}^3$ 。水力压裂过程中, 有限元计算得到的井底压力曲线与实际压裂施工曲线见图 5, 有限元数值模拟得到起裂压力为 87.1 MPa, 实测的缝口压力为 84.2 MPa, 有限元结果与实测结果只差 2.9 MPa, 说明本文模型基本可靠。有限元模拟的过程中, 在压裂初始阶段井底压力快速升高, 在 1~2 s 内井底压力就达到地层的起裂压力, 而实际压裂过程中则需要 2~3 min。这是由于在压裂过程中, 压裂泵的功率由零达到最大值需要一段时间, 且地层中可能存在未饱和的天然裂缝。裂缝在扩展的过程中, 有限元模拟的结果具有一定的波动性, 而实际的压裂施工曲线却较为平缓, 这是由于有限元模拟时假设地层各向同性, 裂缝尖端向四周扩展的可能性相同, 致使裂缝有个增压和降压的过程, 而实

际压裂施工时, 地层并非为均质和各向同性的, 裂缝尖端向四周同时扩展的可能性较小, 故其压力曲线更加平稳。

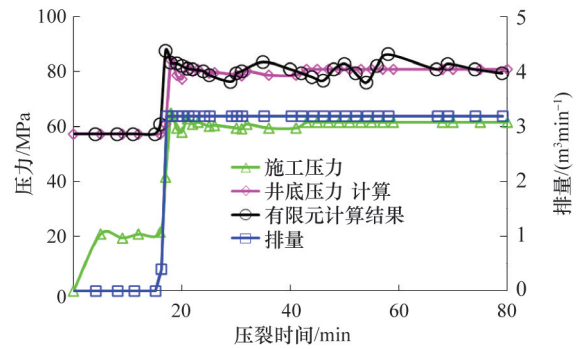


图 5 C5 井水力压裂施工曲线  
Fig. 5 Hydraulic fracturing curve of Well C5

### 3.2 微环隙的起裂和扩展

射孔孔眼连接微环隙和垂直裂缝, 在裂缝扩展的初始阶段, 压裂液注入排量迅速升高到  $3.2 \text{ m}^3/\text{min}$ , 并保持不变, 由于水力压力的瞬态效应, 井底压力急剧上升, 均超过垂直裂缝和微环隙的起裂压力, 导致垂直裂缝和微环隙同时起裂并扩展(图 6)。根据断裂力学原理, 张开型裂缝总是沿着地层最大主应力方向, 由于微环隙的裂缝扩展压力高于垂直裂缝, 且裂缝起裂后, 井底压力迅速减小, 在相同的井底压力下, 垂直裂缝继续扩展, 微环隙闭合, 最后形成一条近似两翼对称的垂直平面裂缝。从图 6 中可以看出, 微环隙和垂直裂缝在相交处的 cohesive 孔压单元的损伤因子均为 1, 说明该处裂缝首先起裂并扩展。微环隙的 cohesive 孔压单元沿圆周扩展的同时也沿井眼轴线扩展, 说明微环隙的形成并不是仅沿射孔处井眼的井周方向, 在井眼的轴线方向同样会扩展一定的距离, 这对固井水泥环将会产生很大的损伤, 地层流体易沿该处环隙向上扩展, 进入套管环空, 腐蚀井下工具, 使井口带压。特别是在硬或极硬地层中进行水力压裂施工作业时,

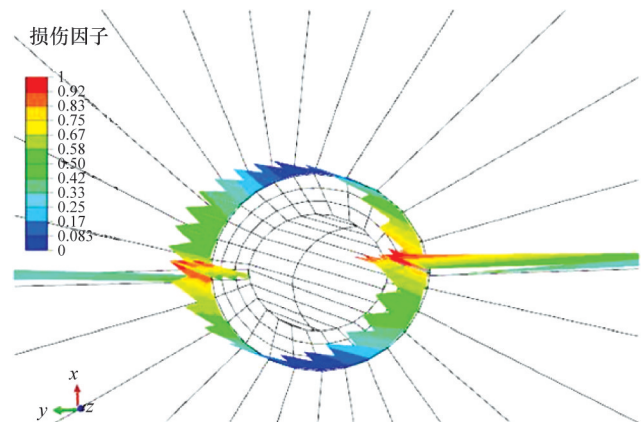


图 6 压裂 0.5 min 时垂直裂缝和微环隙同时起裂并扩展  
Fig. 6 Propagation of hydraulic fracture and micro-annulus after 0.5 min fracturing

由于地层的抗拉强度较大,裂缝极易在井周形成微环隙,不但增大了压裂施工的难度,严重时导致压裂失败,而且对水泥环也会产生极大的破坏,因此在施工过程中微环隙的产生应予以重视,尽量避免。

### 3.3 水力裂缝的动态扩展

压裂液由压裂泵泵入井筒,经井内油管注入井底,通过射孔孔眼与储层岩石接触。一小部分压裂液通过滤失进入储层,另一部分压裂液用于压开裂缝。压裂液滤失进入储层,使储层的孔隙压力增大,根据有效应力原理,此时储层岩石的骨架应力增大(压应力为负);当储层岩石的骨架应力增大到储层水平最小主应力与孔隙压力之差后,地层岩石承受拉应力,当该拉应力继续增大且超过储层岩石的抗拉强度时,水力裂缝扩展。裂缝扩展一段距离之后,在裂缝尖端处,储层岩石的骨架应力下降,并小于储层岩石的抗拉强度时,裂缝停止扩展。随着压裂液的持续注入,裂缝内压裂液体积增大,压力增加,促使裂缝宽度增加,储层孔隙压力增大,裂缝尖端处岩石的骨架应力增大到岩石的抗拉强度时,裂缝再次向前扩展,如此循环,在空间上形成一定缝长、缝高和缝宽的水力裂缝。裂缝的扩展方向受到储层水平最大主应力的影响,在垂直于储层水平最小主应力方向,即储层水平最大主应力方向上,裂缝扩展仅需要克服水平最小主应力和岩石

的抗拉强度,从而裂缝总是沿着地层的水平最大主应力方向扩展<sup>[21]</sup>。

采用 cohesive 孔压单元模拟水力裂缝的扩展,每一个迭代步都要判断岩石内部 cohesive 孔压单元的法向应力是否达到岩石的抗拉强度。当 cohesive 孔压单元的法向应力达到了储层岩石的抗拉强度时,裂缝张开并扩展。为了更加清楚的观察裂缝的几何形态,将结果放大 200 倍。图 7(a)为压裂 20 min 后裂缝最大主应力分布图,可以看出盖层和储层前端的 cohesive 单元法向应力为 5.9 MPa,接近盖层和储层的 cohesive 孔压单元的抗拉强度,当压裂液继续注入时,该部分 cohesive 单元首先发生损伤,抗拉能力降低。随着 cohesive 孔压单元法向位移的增大,其抗拉能力逐渐减小到 0, cohesive 单元失效,形成新的水力裂缝。如图 7(b)所示,压裂 20 min 后,裂缝近似呈两翼对称,半缝高为 8 m,半缝长为 15.8 m,缝宽为 7.69 mm,半缝高与半缝长的比例基本上为 1/2。由于沿井眼越向上,地应力越小,岩石骨架应力增大,裂缝越易扩展,水力裂缝沿射孔孔眼起裂后沿井眼向上扩展,并穿透整个盖层,底层岩石并未起裂。对于不再具有抗拉能力的 cohesive 单元,其损伤因子的值为 1,已处于完全失效状态。在裂缝的尖端, cohesive 孔压单元的损伤因子值从 1 到 0 逐渐减小,仍具有一定的抗拉能力。

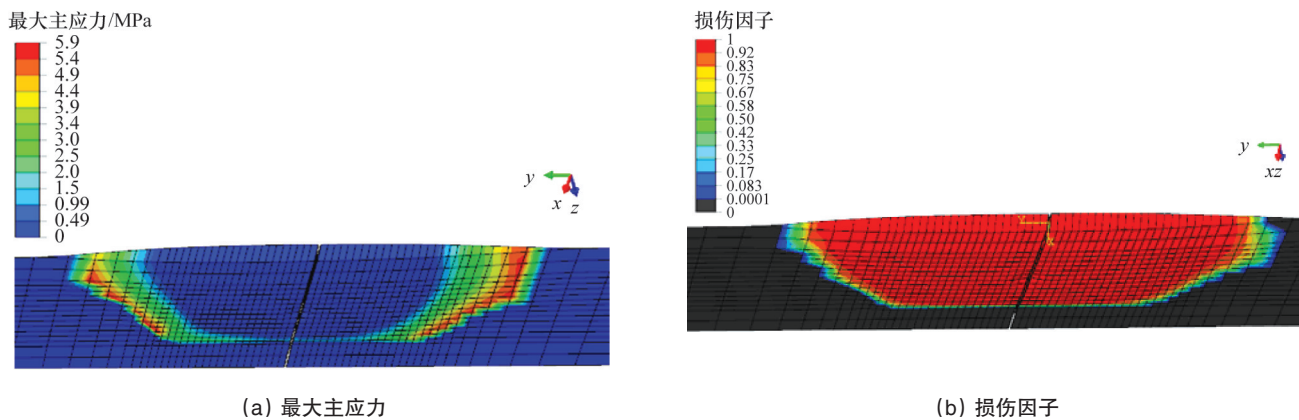


图7 压裂 20 min 后裂缝面最大主应力及损伤因子

Fig. 7 Max principal stress and damage factor of hydraulic fracture

## 4 结论

水力压裂过程中,裂缝的扩展是个高度非线性问题,它涉及到流体的渗流、岩石固体颗粒的变形和岩石的损伤断裂。特别是对于斜井水力压裂的裂缝扩展问题,由于井眼存在微环隙,裂缝产生交叉现象,致使计算难以收敛。因此,应细化裂缝相交处的网格,并将远离裂缝处的网格加粗。为了节约计算时间,还应尽可能的减小总体网格的数量。通过本文的研究,得出以下主要结论:

1) 采用黏弹性损伤 cohesive 孔隙压力单元,建立了斜井水力压裂时流体-应力-损伤耦合的水力压裂模型,以渤海湾

地区 C5 井为例,模拟计算的起裂压力、裂缝扩展压力与现场压裂施工曲线一致。

2) 斜井微环隙在水力裂缝的起裂阶段产生,沿井眼轴线和圆周方向同时扩展;在水力裂缝扩展的过程中逐渐闭合,对于具有较复杂近井筒效应的硬地层大斜度井而言,微环隙的起裂和多条裂缝的产生,极易导致压裂失败。

3) 斜井的水力裂缝近似两翼对称,裂缝容易向地应力较小的盖层扩展,缝高难以控制。因此,对于极硬地层大斜度井的水力压裂,需要从注入排量、压裂液的黏度、支撑剂和人为的增加盖、底层的地应力(人工隔层技术)等方面入

手,增加裂缝的宽度,控制裂缝的高度。

### 参考文献(References)

- [1] Chen Z, Bungler A P, Zhang X, et al. Cohesive zone finite element-based modeling of hydraulic fractures[J]. *Acta Mechanica Solida Sinica*, 2009, 22(5): 443-452.
- [2] Wang W, Dahi Taleghani A. Emergence and propagation of delamination cracks along the casing-cement interface[C]. ARMA 12-449, 46th US Rock Mechanics/Geomechanics Symposium. Chicago, IL, USA, June 24-27, 2012.
- [3] Zhang G M, Liu H, Zhang J, et al. Three-dimensional finite element simulation and parametric study for horizontal well hydraulic fracture[J]. *Journal of Petroleum Science and Engineering*, 2010, 72(3): 310-317.
- [4] Nagel N, Damjanac B, Garcia X, et al. Discrete element hydraulic fracturing modeling - evaluating changes in fracture transmissivity[C]. Canadian Unconventional Resources Conference. Alberta, Canada, November 15-17, 2011.
- [5] Rahman M M, Hossain M M, Crosby D G, et al. Analytical, numerical and experimental investigations of transverse fracture propagation from horizontal wells[J]. *Journal of Petroleum Science and Engineering*, 2002, 35(3-4): 127-150.
- [6] Hossain M M, Rahman M K. Numerical simulation of complex fracture growth during tight reservoir stimulation by hydraulic fracturing[J]. *Journal of Petroleum Science and Engineering*, 2008, 60(2): 86-104.
- [7] Zhang X, Jeffrey R G, Bungler A P, et al. Initiation and growth of a hydraulic fracture from a borehole under toughness-or viscosity-dominated conditions[C]. ARMA 10-148, 44th US-Canada Rock Mechanics Symposium. Salt Lake City, UT, USA, June 27-30, 2010.
- [8] Zhang X, Jeffrey R G, Thiercelin M. Mechanics of fluid-driven fracture growth in naturally fractured reservoirs with simple network geometries [J]. *Journal of Geophysical Research*, 2009, 114(B12): 402-406.
- [9] Nagel N B, Sanchez-Nagel M, Lee B. Gas shale hydraulic fracturing: a numerical evaluation of the effect of geomechanical parameters[C]. SPE 152192, SPE Hydraulic Fracturing Technology Conference, The Woodlands, Texas, USA, February 6-8, 2012.
- [10] Tang C A, Tham L G, Lee P K K. Coupling analysis of flow, stress and damage (FSD) in rock failure[J]. *International Journal of Rock Mechanics and Mining Sciences*, 2002, 39(4): 477-489.
- [11] Yang T H, Tham L G, Tang C A, et al. Influence of heterogeneity of mechanical properties on hydraulic fracturing in permeable rocks[J]. *Rock Mechanics and Rock Engineering*, 2004, 37(4): 251-275.
- [12] Wang S Y, Sun L, Au A S K, et al. 2D-numerical analysis of hydraulic fracturing in heterogeneous geo-materials[J]. *Construction and Building Materials*, 2009, 23(6): 2196-2206.
- [13] 薛炳, 张广明, 吴恒安, 等. 油井水力压裂的三维数值模拟[J]. *中国科学技术大学学报*, 2008, 38(11): 1322-1325.  
Xue Bing, Zhang Guangming, Wu Heng'ang, et al. Hydraulic fracturing three - dimensional numerical simulation in oil well[J]. *Journal of China Science and Technology University*, 2008, 38(11): 1322-1325.
- [14] 连志龙, 张劲, 王秀喜, 等. 水力压裂扩展特性的数值模拟研究[J]. *岩土力学*, 2009,30(1): 169-174.  
Lian Zhilong, Zhang Jin, Wang Xiuxi, et al. Simulation study of characteristics of hydraulic fracturing propagation[J]. *Rock and Soil mechanics*, 2009, 30(1): 169-174.
- [15] Yao Y, Gosavi S V, Searles K H, et al. Cohesive fracture mechanics based analysis to model ductile rock fracture[C]. ARMA 10-140, 44th US Rock Mechanics Symposium and 5th US-Canada Rock Mechanics Symposium. Salt Lake City, UT, USA, June 27-30, 2010.
- [16] 张广明, 刘合, 张劲, 等. 油井水力压裂流-固耦合非线性有限元数值模拟[J]. *石油学报*, 2009, 30(1): 113-116.  
Zhang Guangming, Liu He, Zhang Jin, et al. Simulation of hydraulic fracturing of oil well based on fluid-solid coupling equation and non-linear finite element[J]. *Acta Petrolei Sinica*, 2009, 30(1): 113-116.
- [17] 彪仿俊, 刘合, 张士诚, 等. 水力压裂水平裂缝影响参数的数值模拟研究[J]. *工程力学*, 2011(10): 228-235.  
Biao Fangjun, Liu He, Zhang Shicheng, et al. Numerical simulation on hydraulic fracturing horizontal fracture affecting parameters[J]. *Engineering Mechanics*, 2011(10): 228-235.
- [18] 朱君, 叶鹏, 王素玲, 等. 低渗透储层水力压裂三维裂缝动态扩展数值模拟[J]. *石油学报*, 2010, 31(1): 119-123.  
Zhu Jun, Ye Peng, Wang Suling, et al. 3D numerical simulation of fracture dynamic propagation in hydraulic fracturing of low-permeability reservoir[J]. *Acta Petrolei Sinica*, 2010, 31(1): 119-123.
- [19] 王素玲, 姜民政, 刘合. 基于损伤力学分析的水力压裂三维裂缝形态研究[J]. *岩土力学*, 2011(7): 2205-2210.  
Wang Suling, Jiang Mingzheng, Liu He. Study on hydraulic fracturing three-dimensional fracture morphology based on damage mechanics analysis[J]. *Rock and Soil Mechanics*, 2011(7): 2205-2210.
- [20] 王瀚, 刘合, 张劲, 等. 水力裂缝的缝高控制参数影响数值模拟研究 [J]. *中国科学技术大学学报*, 2011(9): 820-825.  
Wang Han, Liu He, Zhang Jin, et al. Numerical simulation on affecting parameters of fracture height control in hydraulic fracture[J]. *Journal of China Science and Technology University*, 2011(9): 820-825.
- [21] Barree R D, Conway M W. Experimental and Numerical Modeling of Convective Proppant Transport (includes associated papers 31036 and 31068)[J]. *Journal of Petroleum Technology*, 1995, 47(3): 216-222.
- [22] 刘合, 张广明, 张劲, 等. 油井水力压裂摩擦阻力和井口压力预测[J]. *岩石力学与工程学报*, 2010, 29(增1): 2833-2839.  
Liu He, Zhang Guangming, Zhang Jin, et al. Friction loss calculation and surface pressure prediction in oil well hydraulic fracturing[J]. *Chinese Journal of Rock Mechanics and Engineering*, 2010, 29(S1): 2833-2839.
- [23] Willingham J D, Tan H C, Norman L R. Perforation friction pressure of fracturing fluid slurries[C]. SPE 25891, Low Permeability Reservoirs Symposium, Denver, CO, USA, April 26-28, 1993.
- [24] 郭建春, 杨立君, 赵金洲, 等. 压裂过程中孔眼摩擦阻力的改进模型及应用[J]. *天然气工业*, 2005, 25(5): 69-71.  
GUO Jianchun, Yang Lijun, Zhao Jinzhou, et al. Modified model and application of calculation perforation pressure loss during hydraulic fracturing[J]. *Natural Gas Industry*, 2005, 25(5): 69-71.
- [25] Romero J, Mack M G, Elbel J L. Theoretical model and numerical investigation of near-wellbore effects in hydraulic fracturing[J]. *SPE Production & Facilities*, 2000, 15(2): 76-82.
- [26] Lord D L, Shah S N, Rein J R G, et al. Study of perforation friction pressure employing a large - scale fracturing flow simulator[C]. SPE 28508, SPE Annual Technical Conference and Exhibition, New Orleans, LA, USA, September 25-28, 1994.
- [27] 张广明, 刘合, 张劲, 等. 水平井水力压裂的三维有限元数值模拟研究[J]. *工程力学*, 2011(2): 101-106.  
Zhang Guangming, Liu He, Zhang Jin, et al. Three-dimensional finite element simulation and parametric study for horizontal well hydraulic fracture[J]. *Engineering Mechanics*, 2011(2): 101-106.

(责任编辑 侯澄芝)