

文章编号: 1000-4750(2011)10-0228-08

水力压裂水平裂缝影响参数的数值模拟研究

*彪仿俊¹, 刘 合^{1,2}, 张士诚³, 张 劲³, 王秀喜¹

(1. 中国科学技术大学近代力学系, 安徽, 合肥 230026; 2. 中国石油勘探开发研究院, 北京 100083;

3. 中国石油大学石油天然气工程学院, 北京 102249)

摘 要: 水平裂缝是较浅储层油井水力压裂常见的裂缝形态, 大庆油田某主力区块的开发实践证明该地区的压裂裂缝形态以水平缝为主。将该区块某垂直井周围的储层简化为层状多孔介质, 使用 ABAQUS 软件及其相关的用户子程序接口, 建立了相应的三维有限元模型, 模型中包括油井的套管、水泥环、射孔、产层和隔层, 分别采用三维流固耦合实体单元和 cohesive 粘结单元描述岩石和裂缝的行为。模拟了该油井水力压裂水平裂缝的起裂和扩展过程。计算中地层参数和物性参数采用大庆油田的实际数据, 计算得到的缝口压力曲线与现场实测结果符合良好, 验证了模型的正确性。采用该文的模型计算得到了主要地质和施工参数对水平裂缝扩展的影响规律, 这些参数包括水平就地应力差、渗透率、岩石弹性模量、排量和压裂液粘度。

关键词: 石油工程; 水平缝; 有限单元法; 水力压裂; 流固耦合; 裂缝扩展; 参数影响

中图分类号: TE357.11 **文献标志码:** A

A NUMERICAL STUDY OF PARAMETER INFLUENCES ON HORIZONTAL HYDRAULIC FRACTURE

*BIAO Fang-jun¹, LIU He^{1,2}, ZHANG Shi-cheng³, ZHANG Jin³, WANG Xiu-xi¹

(1. Department of Modern Mechanics, University of Science and Technology of China, Hefei 230026, China;

2. Research Institute of Petroleum Exploration & Development, PetroChina, Beijing 100083, China;

3. School of Petroleum and Gas Engineering, China University of Petroleum, Beijing 102249, China)

Abstract: Horizontal fracture is the most common fracture configuration during hydraulic fracturing treatments in reservoirs at shallow depth. The practical exploitations in a main producing area of Daqing oilfield demonstrate that the majority of the hydraulic fractures is horizontal. The reservoir around a well in the area is simplified as a layered porous medium. The corresponding 3D finite element model is set up with the ABAQUS software and related user subroutines. The tube, cement sheath, perforation, pay zone and barrier layer are included in the model. Fluid-solid coupling solid elements are used to describe the mechanical behavior of rock and cohesive elements are employed to simulate the process of fracture initiation and propagation. The fracturing treatment of the well is simulated with the model. The formation parameters and physical property parameters in simulation are adopted from Daqing oilfield. The time history curves of the pressure at the fracture mouth from numerical simulation are in good coincidence with those obtained from the field measurements. The correctness of the proposed model is validated. The influences of major geological parameters and treatment parameters on

收稿日期: 2010-01-22; 修改日期: 2010-04-27

基金项目: 中国石油科技创新基金项目(2010D-5006-0209)

作者简介: *彪仿俊(1980—), 男, 安徽宣城人, 博士生, 从事石油工程数值计算方面研究(E-mail: neo33@126.com);

刘 合(1961—), 男, 黑龙江哈尔滨人, 教授, 博士, 博导, 主要从事石油工程技术方面的研究(E-mail: liuhe@petrochina.com.cn);

张士诚(1963—), 男, 安徽舒城人, 教授, 博士, 博导, 从事采油工程技术理论和油气井增产措施方面研究(E-mail: zhangsc@cup.edu.cn);

张 劲(1963—), 男, 安徽六安人, 副教授, 博士, 主要从事石油工程开发研究(E-mail: zhj718@126.com);

王秀喜(1939—), 男, 山东青岛人, 教授, 博导, 主要从事数值计算方面的教学与科研工作(E-mail: xxwang@ustc.edu.cn).

horizontal fracturing are studied. The concerned parameters include in-situ horizontal stress contrast, permeability, elastic modulus, injection rate and viscosity.

Key words: petroleum engineering; horizontal fracture; finite element method; hydraulic fracturing; fluid-solid coupling; fracture propagation; parameter influence

油气田水力压裂施工过程中, 裂缝起裂必须首先克服储层岩石所受地应力作用。对于垂直井, 由于地层初始三向地应力的大小关系不同可能会形成垂直裂缝或水平裂缝, 一般认为水力裂缝将沿着最大主应力, 垂直于最小主应力的方向扩展。地层中初始地应力的 3 个主应力分量可表示为^[1]:

$$\sigma_h = \frac{\nu}{1-\nu}(\sigma_v - \alpha p) + \alpha p + \frac{E}{1-\nu^2}\varepsilon_h + \frac{\nu E}{1-\nu^2}\varepsilon_H \quad (1)$$

$$\sigma_H = \frac{\nu}{1-\nu}(\sigma_v - \alpha p) + \alpha p + \frac{E}{1-\nu^2}\varepsilon_H + \frac{\nu E}{1-\nu^2}\varepsilon_h \quad (2)$$

$$\sigma_v = \int_0^H \rho(H)gdH \quad (3)$$

式中: σ_h 、 σ_H 分别是水平面内的最小、最大主应力, σ_v 是垂直方向的主应力; ε_H 、 ε_h 为水平方向的构造应变; $\rho(H)$ 为上覆岩层的密度; H 为地层深度; E 为弹性模量; ν 是泊松比; α 是孔隙弹性系数; p 是孔隙压力; 所有压力均以受压为正。

在没有构造应力或构造应力不大的地区, 由式(1)~式(3)可知, 一般垂向地应力都比两个水平主应力大, 因此对于垂直井来说, 理想情况下水力裂缝是位于垂直平面内的, 裂缝面平行于最大水平主应力而垂直最小水平主应力的方向。但是在较浅地层, 由于构造应力相对较大, 水力裂缝很有可能是水平面内(具体判断准则可参考文献[2])。

目前对垂直井压裂的研究工作主要集中在垂直裂缝, 对水平缝一般认为是个圆盘状结构, 现有研究中对它的描述仍然是 Sneddon 和 Elliot 在 1946 年提出的径向模型: 将地层视为各向同性的线弹性体, 将水平缝等效为一个在缝内恒定静压力作用下的圆形裂缝, 裂缝宽度可由下式计算^[3](裂缝半径及净压力的计算可参考文献[3]):

$$w(r) = \frac{8p_{net}R(1-\nu^2)}{\pi E} \sqrt{1-(r/R)^2} \quad (4)$$

式中: p_{net} 为净压力; R 为裂缝最大半径; r 为所求缝宽处的半径。该模型没有考虑压裂液流变性、滤失系数的影响, 也没有考虑裂缝内压力的变化以及水平应力的影响, 难以满足实际工程需要。

在大庆油田的某主力开发区, 开发实践证明该

油田的水力压裂裂缝以水平裂缝为主。由于缺乏水平缝方面的研究, 且目前实际工程中的压裂设计软件均不能模拟水平裂缝的扩展过程, 导致了该地区水力压裂中水平裂缝的起裂位置和储层中的延伸状态无法确定, 各个参数对水平缝延伸形态的影响不明确, 压裂效果和油田后期剩余油挖潜工艺的针对性和有效性也就难以保证, 剩余储量不能得到经济有效动用。因此亟需开展水平裂缝扩展的影响参数研究, 为水平缝压裂、厚油层顶部挖潜及薄互储层二次改造研究提供理论基础。

1 数学物理模型

水力压裂过程, 从力学的角度来分析, 它是由井筒和裂缝内的流场, 岩石中的应力-渗流场耦合组成的。流场和应力-渗流场之间, 通过裂缝壁面上的滤失发生流体的交换以及裂缝壁面上压力的相互作用而联系起来。研究这一过程需要在这两个物理场进行描述。本文以 ABAQUS 软件为平台, 并使用软件提供的用户子程序接口编写用户子程序(自编子程序主要用于根据实际施工参数控制压裂液粘度和滤失系数, 以及指定地应力和孔隙压力), 建立了水力压裂的三维有限元模型, 采用三维应力-渗流耦合的实体单元模拟岩石的力学和渗流行为, 采用 cohesive 单元模拟裂缝内的流体流动以及岩石的断裂特性, 可完整描述水力压裂过程的非线性流固耦合机理, 是一个比较精确的数值模型。

1.1 岩石中的应力-渗流耦合场控制方程

多孔介质中固体骨架在当前构型下的平衡方程^[4-5]:

$$\int_V (\bar{\sigma} - p_w I) \delta \varepsilon dV = \int_S t \cdot \delta v dS + \int_V f \cdot \delta v dV \quad (5)$$

式中: $\bar{\sigma}$ 为有效应力矩阵; p_w 为孔隙压力; $\delta \varepsilon$ 为虚应变率矩阵; t 为表面力矩阵; δv 为虚速度矩阵; f 为体力矩阵。

渗流流体的连续性方程为^[6]:

$$\frac{1}{J} \frac{\partial}{\partial t} (J \rho_w n_w) + \frac{\partial}{\partial x} \cdot (\rho_w n_w v_w) = 0 \quad (6)$$

式中: J 为多孔介质体积变化比率; ρ_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 Darcy 定律^[7]:

$$v_w = -\frac{1}{n_w g \rho_w} k \cdot \left(\frac{\partial p_w}{\partial x} - \rho_w g \right) \quad (7)$$

式中: k 为渗透率矩阵; g 为重力加速度向量。

1.2 裂缝内流体的流动方程

对于压裂液在裂缝中的流动, cohesive 单元将其分解为沿着单元所在平面内的切向流动和垂直于 cohesive 单元所在平面的法向流动。对于切向流, 假设流体是不可压缩的牛顿流体, 则有^[8]:

$$q = \frac{t^3}{12\mu} \nabla p \quad (8)$$

式中: q 为 cohesive 单元中切向上单位长度的体积流量向量; t 为 cohesive 单元张开的厚度; μ 为 cohesive 单元中压裂液粘性系数; p 为 cohesive 单元中的流体压力。

1.3 cohesive 单元的损伤模型

采用 cohesive 单元模拟裂缝的起裂和扩展, 其损伤的临界应力的判断准则为^[9]:

$$\left\{ \frac{\langle \sigma_n \rangle}{\sigma_n^0} \right\}^2 + \left\{ \frac{\sigma_s}{\sigma_s^0} \right\}^2 + \left\{ \frac{\sigma_t}{\sigma_t^0} \right\}^2 = 1 \quad (9)$$

式中: σ_n 为法向应力; σ_s 、 σ_t 为切向应力(σ_t 在二维的情况下不存在); σ_n^0 为岩石的抗拉强度; σ_s^0 、 σ_t^0 为切向损伤的阈值应力。符号 $\langle \rangle$ 表示 cohesive 单元只抗拉不抗压。

单元弹性模量的线性退化准则为:

$$E = (1-d) \times E^0 \quad (10)$$

式中: E^0 和 E 分别为 cohesive 单元的初始弹性模量(无损伤)和损伤后的弹性模量; d 为损伤因子。

损伤因子的计算公式为^[10]:

$$d = \int_{\delta_m^a}^{\delta_m^f} \frac{\sigma_{\text{eff}} d\delta}{G^C - G_0} \quad (11)$$

式中: σ_{eff} 和 δ 分别为当前的有效拉应力和对应的位移; G_0 和 G^C 分别为单元损伤开始时的弹性应变能和单元完全破坏时的能量, 它们都是表征材料特性的参数^[10]。 δ_m^a 、 δ_m^f 分别为单元开始损伤和完全破坏时的位移, 根据所研究储层岩石的岩石力学试验结果, $G_0=89.25\text{Pa} \cdot \text{m}$, $G^C=133.88\text{Pa} \cdot \text{m}$, $\delta_m^a=7.14 \times 10^{-5}$, $\delta_m^f=1.07 \times 10^{-4}$ 。

1.4 流场与渗流-应力场的流体交换方程

压裂液在裂缝中的法向流动表示流体进出 cohesive 单元上表面、下表面的速率^[6,11], 即工程中

的压裂液滤失速率, 由下式计算:

$$\begin{cases} q_t = c_t(p_i - p_t) \\ q_b = c_b(p_i - p_b) \end{cases} \quad (12)$$

式中: q_t 和 q_b 分别为流体流出 cohesive 单元上表面、下表面的体积流量; c_t 和 c_b 分别为上表面、下表面的滤失系数; p_t 和 p_b 为上表面、下表面的孔隙压力; p_i 为 cohesive 单元中面的流体压力。

2 计算模型

在本文所研究的开发区块, 水力压裂作业深度一般在 900m~1200m 左右, 水平缝为水力裂缝的主要形态。从该区块中选取了一口典型的水平缝压裂油井, 对其整个压裂过程进行了数值模拟, 对计算模型进行验证。该井人工井底为 1230.2m, 射孔段范围为 1078.6m~1096.1m, 射孔位于 x 方向, 采用油管压裂, 套管外径 139.7mm, 套管壁厚 7.72mm, 射孔直径和长度分别为 11mm 和 786mm。储层厚度为 5.9m, 储层上下为隔层。

目标储层 x 方向、 y 方向和 z 方向的地应力分别为 23MPa、26MPa 和 20MPa。储层弹性模量为 35GPa, 密度为 2200kg/m³, 初始孔隙度为 0.20。储层的渗透率为 68.6mD, 初始地层孔隙压力为 10.86MPa, 储层流体比重为 8624N/m³, 岩石法向和切向初始损伤时对应的应力为 2.5MPa。支撑剂采用石英砂, 平均砂浓度为 420kg/m³。地层材料参数见表 1。

表 1 地层材料参数

Table 1 Formation material parameters

	弹性模量/GPa	泊松比	渗透率/mD	流体比重/(N/m ³)
储层	35.0	0.2	68.6	8624
隔层	41.4	0.25	6.86×10^{-3}	8624

计算模型在 x 方向、 y 方向和 z 方向的尺寸为 300m×300m×100m, 井筒位于整个模型的中间位置, 如图 1 所示。经试算已确保边界不会对计算结果产生影响。水泥环和储层之间存在微裂隙。井筒附近的几何模型如图 2 所示。整个模型的有限元网

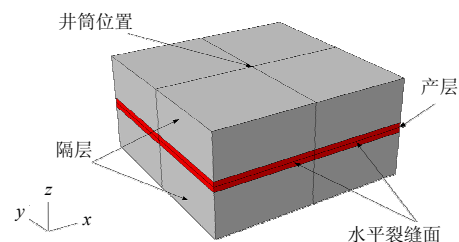


图 1 计算模型示意图

Fig.1 Schematic of the computational model

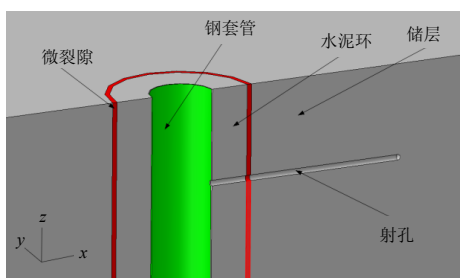


图2 井筒附近计算模型示意图

Fig.2 Schematic of the model near the well

格生成 72800 个单元, 116688 个节点。上下边界和侧向边界都约束法向位移, 在所有外边界上保持初始孔隙压力 10.86MPa, 初始情况下地层为完全饱和。

此垂直井设计的压裂液注入排量为 $2.4\text{m}^3/\text{min}$, 加砂比依次为 14%、21%、28%、35% 和 42%, 实际施工中略有变动, 数值模拟计算中排量和支撑剂浓度完全按照实际施工曲线选取, 见图 3。模拟中将携砂液固体颗粒和流体的混合物等效为一种流体, 其粘度和支撑剂体积浓度关系为^[12]:

$$\mu = \mu_0 \times (1 - c / 0.65)^{-1.7} \quad (13)$$

式中: μ 为携砂液的粘度; c 为支撑剂体积浓度。

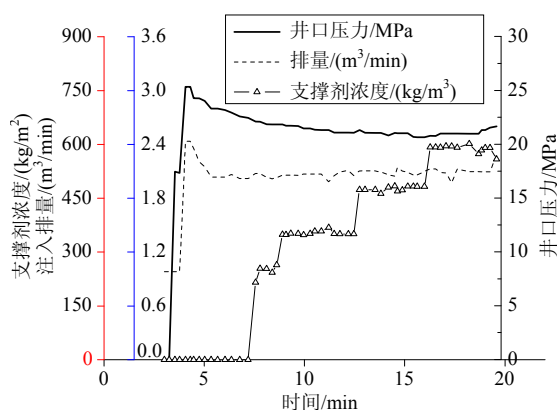


图3 某油井实际施工曲线图

Fig.3 Field treatment curves for an oil well

3 计算模型的验证

3.1 摩阻的计算与实测井底压力

3.1.1 压裂裂缝缝口压力

记地面井口压力大小为 P_i , 井筒内液柱静水压力大小为 P_h , 射孔摩阻和沿程摩阻的大小分别为 P_{pf} 和 P_f , 则裂缝的缝口压力 P_{fk} 的大小为:

$$P_{fk} = P_i + P_h - P_{pf} - P_f \quad (14)$$

摩阻及缝口压力计算结果见图4(射孔及沿程摩阻的

计算参见文献[13—15])。

3.1.2 计算与实测井底压力的比较

模拟与实测得到的缝口压力曲线的比较见图4。实际的压裂施工中得到的破裂时的缝口压力为 27.7MPa, 计算得到的相应值为 28.2MPa, 两者仅相差 0.5MPa。模拟结果在压裂初始阶段升压较快, 在 2s~3s 内压力就从初始的地层压力 10.86MPa 升至地层发生破裂时的压力值, 而实际施工则需要 200s 左右。这是因为实际施工中, 设备功率达到最大需要一定的时间, 地层局部可能不是完全饱和并存在天然微裂缝所致, 但得到的破裂压力是相近的。在裂缝延伸的过程中, 模拟得到的缝口压力曲线围绕实测值上下小幅波动。实测的压力曲线较为平缓, 模拟得到的压力曲线表现出了比较明显的波动特点, 有几次明显的憋起压力再压力降落过程。因为模拟中, 假设地层是完全均质且各向同性的, 在裂缝扩展过程中, 整个裂缝的前缘很可能在某时刻同时向四周发生扩展, 因此升压、扩展、压力突然降低再升压的现象在一些时刻上较为明显, 而实际上地层并不是完全均质的, 裂缝在各个方向上同时发生扩展的可能性很小, 压力突然降落的现象也就不明显, 压力波动小。

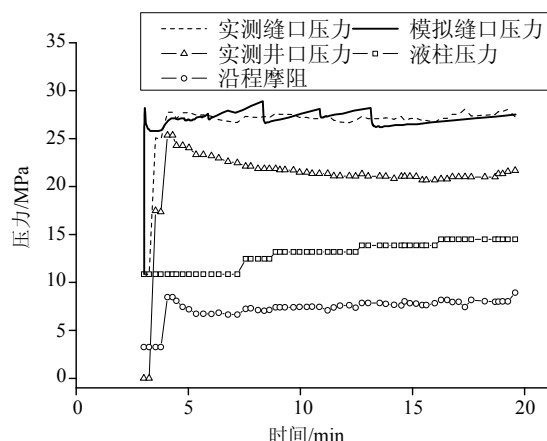


图4 某油井实测及数值模拟压裂压力曲线

Fig.4 Comparison of pressure between numerical simulation and field measurement data

3.2 裂缝平面形态

图5给出了模拟得到的水平裂缝平面图。最终裂缝的平面形态并非理论径向模型描述的圆形而是一个椭圆, 椭圆 y 方向稍长, x 方向稍短。最大裂缝宽度为 1.088cm, 缝宽在井筒附近为最大, 至裂缝边缘不断减小。

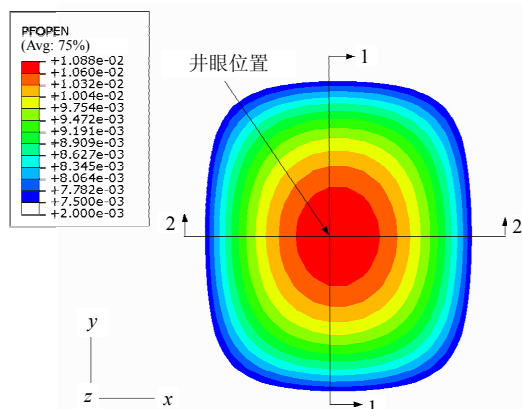


图5 数值模拟水平裂缝俯视图

Fig.5 Plan view of the fracture from numerical simulation

3.3 裂缝剖面

图6上下图分别给出了图5中1-1和2-2所截得的剖面图(图5中箭头方向为视线方向,为清晰描述裂缝形态,本图 z 方向变形做了放大处理)。裂缝在垂直射孔方向(y 方向)是基本对称的,裂缝半长分别为35.3m和35.1m,裂缝总长度约为70.4m,在射孔方向上(x 方向),裂缝的半长差别较为明显,在射孔侧裂缝较长,为32.5m,在另外一侧由于井筒、套管和水泥环的存在使得裂缝在此方向扩展需要绕过井筒,因此扩展受到一定的阻碍,裂缝半长稍短,为29.2m, x 向裂缝总长61.7m,比 y 向裂缝总长度小12.36%。以上裂缝形态的预测与现场实测情况是一致的,因此模型可以准确的预测水平裂缝的形态和压裂过程中压力的变化。

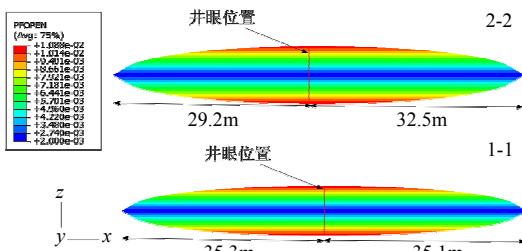


图6 裂缝剖面图

Fig.6 Fracture profiles from numerical simulation

4 水平裂缝扩展的影响参数分析

水平地应力差、储层的渗透率、岩石弹性模量,施工排量及压裂液粘度是实际压裂施工中最为核心的主要参数。前面3个物理量是属于地层参数,一般不能人为改变,后面两个参数在施工中可根据需要进行控制。这里以上节所述的垂直井水平缝压裂模型为基本模型,改变参数来研究它们对水平裂

缝扩展过程的影响。各参数变化范围均根据该区块的地质资料和约30口水平缝压裂油井的施工参数选取。

4.1 水平就地应力差

为研究水平就地应力差对水平裂缝扩展的影响,保持上节基本模型中最小水平主应力和垂向主应力,改变最大水平主应力来调整最大、最小水平主应力的比值,得到的 σ_H 和 σ_h 之比对压裂效果的影响如图7所示。可见不考虑水平地应力变化引起其它地层参数改变时,水平就地应力差对裂缝几何形态、破裂压力和延伸压力等都没有明显的影响。从模拟结果的裂缝平面形态来看,水平就地应力差不断增大但裂缝的平面形态仍近似为圆形。因此对于水平缝的扩展,水平应力的影响很小。

4.2 渗透率

渗透率是储层的重要参数之一,根据现场实测资料统计,研究区块的渗透率变化范围很大,从1mD~1000mD不等。渗透率对压裂结果的影响如图8所示。随着渗透率的增大,破裂压力略有减小,延伸压力虽有减小但不明显。渗透率对裂缝的几何

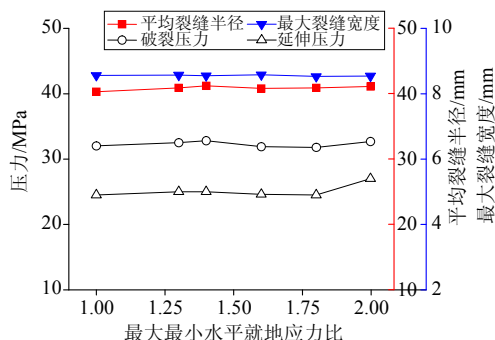


图7 水平就地应力差对裂缝形态及压力的影响

Fig.7 Influence of the horizontal in-situ stress contrast on fracture configuration and treatment pressure

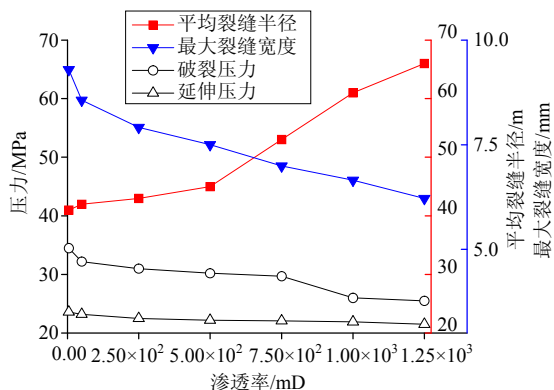


图8 渗透率对裂缝形态及压力的影响

Fig.8 Influence of permeability on fracture configuration and treatment pressure

形态的影响则较为显著,低渗透储层容易产生水平范围较小而宽度较大的裂缝,高渗透储层则相反。这一特点与通常对不同渗透率地层造缝的目标是不同的,在施工和设计中必须引起重视。

4.3 渗透率各向异性

储层渗透率受到地应力、地质条件等多种因素的影响,实际不是各向同性的标量,而是一个空间的二阶张量。在此不考虑形成储层渗透率各向异性的原因,仅讨论渗透率各向异性对水平缝形态及压力的影响。假设渗透率为正交各向异性,垂向渗透率和 x 向渗透率保持不变,改变 y 向的渗透率以调整两水平方向的渗透率比。结果如图9所示。

显然,水平方向储层渗透率的各向异性对破裂压力和延伸压力以及裂缝的最大宽度影响都不大,但是随着 y 向渗透率的增大,裂缝的平均半径有所增加,这与前面对各向同性的渗透率对裂缝形态影响的结论是一致的。

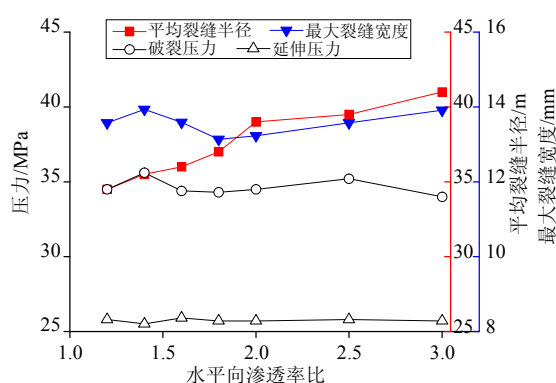


图9 水平向渗透率各向异性对裂缝形态及压力的影响

Fig.9 Influence of permeability anisotropy on fracture configuration and treatment pressure

渗透率各向异性对于裂缝的平面形态的影响如图10所示。计算结果表明,水平方向渗透率差对水平缝平面形态的影响非常显著。随着水平方向

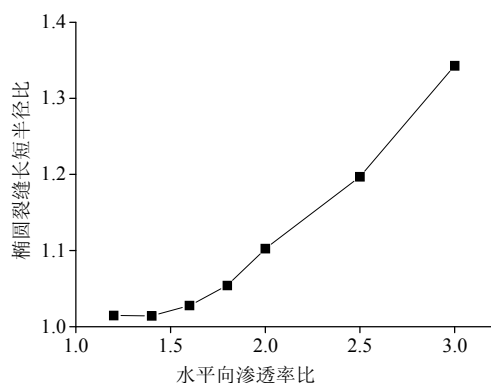


图10 水平向渗透率各向异性对椭圆裂缝长短半径比的影响

Fig.10 Influence of permeability anisotropy on the ratio of long radius to short radius of fracture

上渗透率比值增加,水平裂缝平面形态越偏离圆形而接近椭圆,且椭圆长短轴的长度比不断增大。

4.4 岩石弹性模量

目标区块岩石的弹性模量变化一般在10GPa~80GPa之间,在这一范围内改变岩石弹性模量进行压裂模拟计算,结果如图11所示。显然,岩石弹性模量对裂缝的平面形态及压力都有明显影响。随着弹性模量的增加,延伸压力降低,破裂压力则降低的更为明显。对于裂缝形态,平均裂缝半径将显著增加,而最大裂缝宽度基本呈线性减小。同样条件下弹性模量小的储层,裂缝平面范围小而缝宽较大,弹性模量大的储层情况则相反。

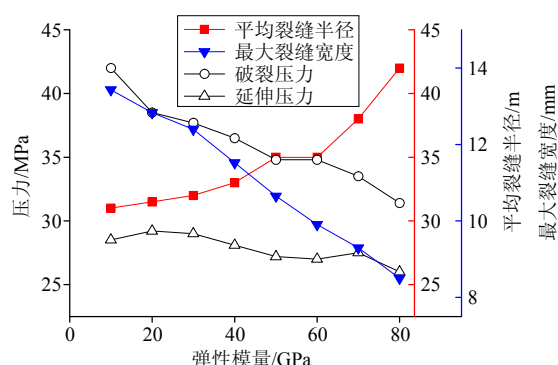


图11 弹性模量对裂缝形态及压力的影响

Fig.11 Influence of elastic modulus on fracture configuration and treatment pressure

4.5 排量

压裂施工中排量是可控的参数,该区块一次实际压裂施工总的液量通常约为35m³,排量一般在1m³/min~6m³/min范围内选取。保持总液量为35m³,改变排量,并相应调整泵注时间,计算结果如图12所示。可见裂缝的平均半径对于排量的变化并不敏感,但排量的增加会较为明显的增大裂缝宽度。同时排量的增加也会引起破裂压力及延伸压力的升高,当排量超过3.5m³/min时,破裂及延伸压力有一个加速增大的过程,因此在施工中需要结合所需最大缝宽和施工压力的控制两方面来合理的选择排量。此外,排量的增加还可以显著提高压裂液的效率(最终造缝体积与泵入液体总体积的比),即增加最终所造水平裂缝的体积(见图13),这对提高压裂效果是有利的,但排量超过3.0m³/min后这种提高效果将减小。

4.6 压裂液粘度

水力压裂作业中的压裂液的粘度是另一个可控的施工参数,常用压裂液粘度范围为100MPa·s~600MPa·s,不同压裂液粘度的计算结果如图14所

示。与排量的影响类似,压裂液粘度增大会引起破裂压力和延伸压力的增加,最终的最大裂缝宽度也会增大,但对裂缝的平均半径基本没有影响。总体来看压裂液粘度对水平裂缝的压力和形态的影响程度较小,在实际的压裂施工中选择压裂液粘度时满足所需的携带支撑剂能力即可,通过改变压裂液粘度控制水平裂缝扩展的效果不明显。

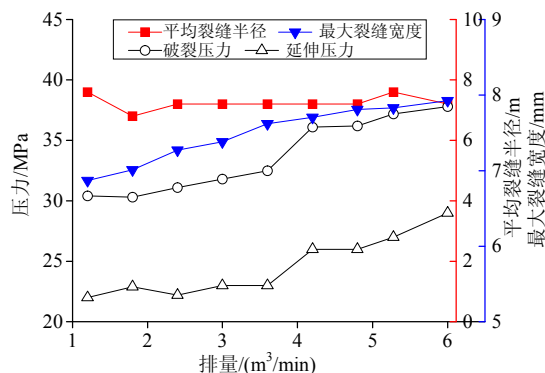


图 12 排量对裂缝形态及压力的影响

Fig.12 Influence of injection rate on fracture configuration and treatment pressure

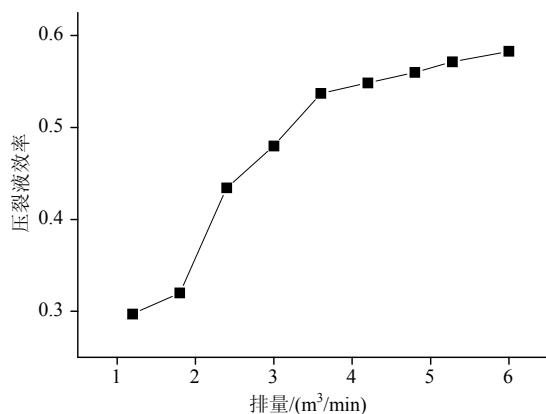


图 13 排量对压裂液效率的影响

Fig.13 Influence of injection rate on fluid efficiency

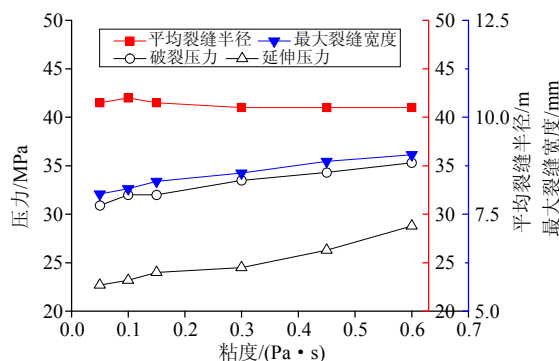


图 14 粘度对裂缝形态及压力的影响

Fig.14 Influence of fracturing fluid viscosity on fracture configuration and treatment pressure

5 结论

采用三维流固耦合有限元方法,建立了地层、井筒、套管和射孔的三维计算模型,对某垂直井水平缝压裂过程进行了模拟,得到了裂缝的几何形态和井口压力曲线,与现场实测结果吻合良好。在此基础上,研究了各种参数对水平缝扩展的影响,得到了以下一些结论:

(1) 水力压裂是流体的渗流、多孔介质骨架变形和裂缝的起裂扩展三者相互耦合的复杂过程,水平缝扩展延伸也是受到很多参数共同影响的,采用流固耦合非线性有限元方法可以有效研究这一问题。

(2) 水平地应力及水平地应力差对水平裂缝的形态、破裂压力和延伸压力的影响很小。

(3) 对于水平缝,高渗透地层较低渗透地层容易产生长而窄的裂缝,这与通常不同渗透率地层的造缝目标是不一致的,需要采取措施加以控制。

(4) 渗透率各向异性将会显著影响到水平裂缝的形态,使水平裂缝的平面形态由圆形向椭圆形变化,渗透率差异越大,椭圆的长短轴的长度比值也越大。

(5) 岩石弹性模量大的储层容易产生长而窄的裂缝,变化规律接近线性,同时对应着较低的破裂压力和延伸压力。

(6) 粘度变化和总液量一定时排量的变化都无法显著影响水平裂缝的平面尺寸,但是排量和粘度的增大都可以增大最终裂缝的宽度,同时引起破裂压力和延伸压力的增大。排量对水平裂缝扩展的影响较压裂液粘度明显,提高排量在一定范围内可以显著的提高压裂液的效率。

水平缝压裂是一个非常复杂的多场耦合问题,实际裂缝形态是受到以上各种参数综合影响的。这些结论可作为目前研究水平缝压裂设计和施工,薄差油层的开发,厚油层顶部挖潜以及打隔板等技术措施的理论参考。

参考文献:

- [1] Ecomomides M J, Nolte K G. Reservoir stimulation [M]. 3rd ed. New York City: John Wiley & Sons, Ltd., 2000.
- [2] Hossain M M, Rahman M K, Rahman S S. Hydraulic fracture initiation and propagation: Roles of wellbore trajectory, perforation and stress regimes [J]. Journal of Petroleum Science and Engineering, 2000, 27(3/4): 129-149.

- [3] Sneddon I N. The distribution of stress in the neighborhood of a crack in an elastic solid [J]. *Proceedings of the Royal Society of London, Series A*, 1946, 187(1009): 229—260.
- [4] 薛炳, 张广明, 吴恒安. 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, 1347.
Xue Bing, Zhang Guangming, Wu Heng'an. Three-dimensional numerical simulation of hydraulic fracture in oil wells [J]. *Journal of University of Science and Technology of China*, 2008, 38(11): 1322—1325, 1347. (in Chinese)
- [5] 连志龙, 张劲, 王秀喜. 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. Simulation study of characteristics of hydraulic fracturing propagation [J]. *Rock and Soil Mechanics*, 2009, 30(1): 169—174. (in Chinese)
- [6] 张广明, 刘合, 张劲. 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. 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. (in Chinese)
- [7] 董平川, 徐小荷. 储层流固耦合的数学模型及其有限元方程[J]. *石油学报*, 1998, 19(1): 64—70.
Dong Pingchuan, Xu Xiaohe. The fully coupled mathematical model of the fluid reservoir and its finite element equations [J]. *Acta Petrolei Sinica*, 1998, 19(1): 64—70. (in Chinese)
- [8] 李宗利, 王亚红, 任青文. 自然营造力作用下岩石单裂纹水力劈裂数值仿真模型[J]. *岩石力学与工程学报*, 2007, 26(4): 727—733.
Li Zongli, Wang Yahong, Ren Qingwen. Numerical simulation model of hydraulic fracturing of rock with a single fracture under natural hydraulic power [J]. *Chinese Journal of Rock Mechanics and Engineering*, 2007, 26(4): 727—733. (in Chinese)
- [9] Pedro P Camanho, Carlos G Davila. Mixed-mode decohesion finite elements for the simulation of delamination in composite materials [R]. NASA/TM-2002-211737, Hampton, Virginia: Langley Research Center, 2002: 1—37.
- [10] Turon A, Camanho P P, Costa J. A damage model for the simulation of delamination in advanced composites under variable-model loading [J]. *Mechanics of Materials*, 2006, 38(11): 1072—1089.
- [11] Dassault Inc. ABAQUS analysis manual, Version 6.9 [R]. Providence, RI, USA: Dassault Inc., 2009.
- [12] Adachi J, Siebrits E, Peirce A. Computer simulation of hydraulic fractures [J]. *International Journal of Rock Mechanics and Mining Sciences*, 2007, 44: 739—757.
- [13] Willingham J D, Tan H C, Norman L R. Perforation friction pressure of fracturing fluid slurries [R]. Denver, CO, USA: Society of Petroleum Engineers 25891, 1993.
- [14] Lord D L, McGowen J M. Real-time treating pressure analysis aided by new correlation [R]. New Orleans, Louisiana: Society of Petroleum Engineers 15367, 1986.
- [15] Deeg W F J. High propagation pressures in transverse hydraulic fractures: Cause, effect and remediation [C]. SPE Annual Technical Conference and Exhibition. Richardson, TX: Society of Petroleum Engineers 56598, 1999.