

水平井定向射孔裂缝起裂与穿层特征数值分析

李志超,李连崇,唐春安

(大连理工大学 岩石破裂与失稳研究中心,辽宁 大连 116024)

摘要:为了探索水力裂缝的起裂形式和受控因素影响以及水力裂缝扩展至产层隔层界面处的穿层特征,运用基于有限元的数值模拟方法建立数值模型对其进行分析和研究,重点探讨了压裂双裂缝形成的可能性和条件,模拟了裂缝延伸至产层与隔层界面处的穿层现象。结果表明,地应力差和射孔方位角对压裂裂缝的起裂形式影响显著,地应力差越大,则裂缝从射孔方向起裂的可能性越小,方位角越大,从射孔方向起裂的可能性也越小,此时若水泥环失效,裂缝可从井壁大主应力方向起裂;若满足岩层物理力学与压裂条件,裂缝同时从射孔方向和井壁大主应力方向起裂的双裂缝起裂形式是可能的;在裂缝延伸过程中,产层与隔层弱胶结界面可使裂缝钝化或滑移成“T”型裂缝,弹性模量较小的隔层有利于裂缝穿层并继续延伸。数值分析结果可对水平井射孔参数优化及水力压裂施工提供些许参考。

关键词:射孔;双裂缝;界面;数值模拟;水力压裂;水平井

中图分类号:TE371

文献标识码:A

Numerical analysis on hydraulic fracture initiation and penetration characteristics in directionally perforated horizontal wells

Li Zhichao, Li Lianchong, Tang Chun'an

(Center of Rock Instability and Seismicity Research, Dalian University of Technology, Dalian, Liaoning 116024, China)

Abstract: In order to reveal the initiation mode and controlling factors of hydraulic fracture as well as its propagation characteristics near the interface between production layer and barrier, a FEM-based code is employed and several numerical models are built to emphatically discuss the possibility and necessary conditions of the formation of double fractures. The penetration phenomenon of hydraulic fracture near the interface between production layer and barrier is also numerically simulated. Numerical results show that the differential stress and perforation azimuth play an important role in the initiation mode of hydraulic fractures. Either a higher differential stress or a higher azimuth can decrease the possibility of fracture initiation and propagation along the perforation direction. If the cement sheath is failed, a fracture near the well may initiate along the orientation of maximum principal stress. If both mechanical and hydraulic conditions are satisfied, a double fracturing mode, i. e. two fractures initiating synchronously along the orientation of perforation and maximum principal stress, could be obtained. During propagating, a weak interface between production layer and barrier may terminate the fracture or induce the formation of T-shape fracture. A barrier with lower elastic modulus may help a fracture penetrate through the interface and continue to propagate. The numerical results in this study are expected to provide some references for the perforating parameters optimization and fracturing design of horizontal wells.

Key words: perforation, double-fractures, interface, numerical simulation, hydraulic fracturing, horizontal well

当前,水力压裂作为石油工业中重要增产技术已得到广泛应用,而水平井在开发薄油藏、底水油藏和低渗透油藏中的优越性使其在我国各大油田发挥越来越重要的作用^[1]。由于绝大多数水平井压裂作业是在套管射孔完井后进行的,对射孔完井后压裂过程中裂缝的起裂与延伸规律及其影响因素的研究是至关重要

的。近年来,国内外学者对水力压裂起裂与扩展机制及其影响因素进行了一系列的理论探索^[2-3]、数值模拟^[4-8]和试验研究^[9-12]。相关研究表明^[13],当水平井射孔方向与最大主应力方向一致(即射孔方位角为0°)时,起裂压力与破裂压力最小,裂缝面向垂直于小主应力方向延伸;由于不同的射孔方式将形成不等方

收稿日期:2014-07-04;修订日期:2015-05-01。

第一作者简介:李志超(1989—),男,硕士研究生,油田水力压裂数值分析。E-mail: lizhichaoh@163.com。

基金项目:中国石油科技创新基金项目(2013D-5006-0211);国家自然科学基金项目(51479024);国家重点基础研究发展计划(973计划)项目(2014CB047100)。

位角的射孔,另考虑到主渗透率方向等因素对油藏产能有明显影响^[14],在油藏水平井开发井网设计时,井排方向和井筒方向不会完全依赖于远场地应力,因而压裂射孔方位角将呈现 $0^\circ \sim 90^\circ$ 变化,而岩石材料的非均匀性、各向异性等特征加剧了水平井裂缝起裂和扩展机理的复杂性。此外,在某些油田,低渗透薄互层及透镜体储层是主要开发对象^[15-16],水平井压裂裂缝可以沟通多个储层,随之而来的水力裂缝如何在产层与隔层界面扩展的问题成为研究的关键,是有效控制裂缝性态和施工作业的必要基础。

本文使用基于有限元原理的岩石破裂过程分析系统 RFPA 建立模型,分析地应力差和射孔方位角对水平井射孔压裂裂缝起裂位置和扩展的影响。在此基础上探讨压裂双裂缝形成的可能性和条件,同时对压裂裂缝扩展至产层与隔层界面的穿层现象做了进一步的分析,期望对水平井射孔完井水力压裂作业提供些许参考。

1 数值模拟方法

RFPA 软件基于等效连续介质力学和损伤力学,考虑了岩石类材料的非均匀性,应力分析采用有限单元法,破坏分析依据修正后的库伦(Coulomb)准则(包括拉伸截断),用于描述多孔介质流固耦合机制的数学模型采用应力场、渗流场和损伤耦合作用的 FSD 模型。有限元求解先计算出孔隙水压力分布,将其等效为节点荷载后求得应力场,如此应力场与渗流场进行交替迭代求解,并以单相饱和控制方程对渗流场进行控制。

本文求解过程采用渗流-应力(应变)-损伤相耦合的数学模型描述如下:

1) 渗流场控制方程

$$k \nabla^2 p = (1/Q) \frac{\partial p}{\partial t} - \alpha \frac{\partial \varepsilon_v}{\partial t} \quad (1)$$

式中: k 为模型的渗透系数, m/s ; p 为孔隙水压力, MPa ; Q 为 Biot 常数; ε_v 为单元体的体应变; α 为孔隙压力系数; t 为时间, s 。

2) 变形协调方程

$$Gu_{i,jj} + \frac{G}{1-2\mu} u_{j,ji} - \alpha p_i + F_i = 0 \quad (2)$$

式中: G 为剪切模量; μ 为泊松比; $u_{i,jj}$, $u_{j,ji}$ 为位移分量; F_i 为体分量; p_i 为孔隙水压力分量, MPa ; 其余参数与式(1)相同。

3) 应力-渗流耦合方程

$$k(\sigma, p) = k_0 e^{-\beta(\sigma_{ii}/3 - \alpha p)} \quad (3)$$

式中: σ 为应力, MPa ; k_0 为初始渗透系数, m/s ; β 为耦合系数,表征应力对渗透系数的影响程度; σ_{ii} 为主应力, MPa ; 其余参数同上式。

4) 单元损伤后的渗透系数演化方程

$$k_d = \frac{b^2 \rho_l g}{12 \mu_l} = \frac{V^{2/3} \rho_l g}{108 \mu_l} \varepsilon_v^2 \quad (4)$$

式中: k_d 为单元损伤后的渗透系数, m/s ; b 为单元损伤所引起的缝隙宽度, m ; ρ_l 为压裂液密度, kg/m^3 ; g 为重力加速度 m/s^2 ; μ_l 为压裂液的粘滞系数, $\text{Pa} \cdot \text{s}$; V 为单元体体积, m^3 ; 其余参数同以上各式。联立式(1)一式(4),就得到模型在渗流-应力(应变)-损伤耦合作用下的数学模型。更为具体的软件模型介绍,可参见文^[6,17]。

2 压裂裂缝起裂

2.1 射孔裂缝模拟

裂缝从射孔开始起裂,但根据地应力分布情况,可能会出现剧烈的转向现象。本节为了初步探讨此类裂缝分叉、转向分叉行为,同时也是为了验证 RFPA^{2D} 模拟水力压裂裂缝的适用性和有效性,设置了如下二维平面应变模型,尺寸为 $200 \text{ mm} \times 200 \text{ mm}$,套管外径为 24 mm ,厚 2 mm ,边界条件:竖向围压 3 MPa 为大主应力 σ_H ,侧向围压 2 MPa 为小主应力 σ_h 。套管内施加水压力。

图 1a 为模拟得到的当射孔与大主应力方向垂直时算例的裂缝扩展图,可见裂缝从射孔眼萌生后分叉为双裂缝,之后向相反方向转向延伸,且基本趋于大主应力方向,本数值结果与文献^[18]的实验结果(图 1b)基本一致,表明本文所采用的数值模拟软件对水力压裂裂缝起裂扩展规律的研究具有较高的适用性和有效性。

2.2 裂缝起裂数值模型

为研究水平井地应力差与射孔方位角对压裂裂缝起裂规律与延伸形态的影响,运用 RFPA^{2D} 建立平面应变计算模型如图 2,取储层高宽尺寸为 $3 \text{ m} \times 3 \text{ m}$,划分 300×300 个单元,压裂井筒布置在模型中心,直径为 140 mm ,内部施加水压。完井方式以 180° 相位角定向射孔为例,预制孔深为 400 mm ,其轴线与最大主应力

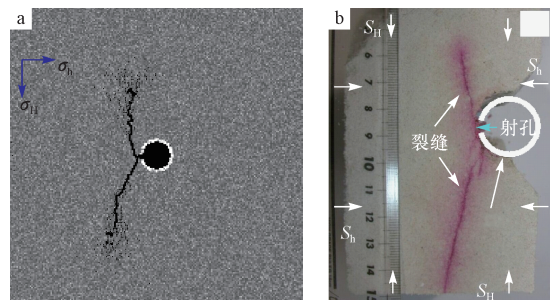


图1 数值模拟与实验结果对比

Fig.1 Comparison between numerical simulation and laboratory tests

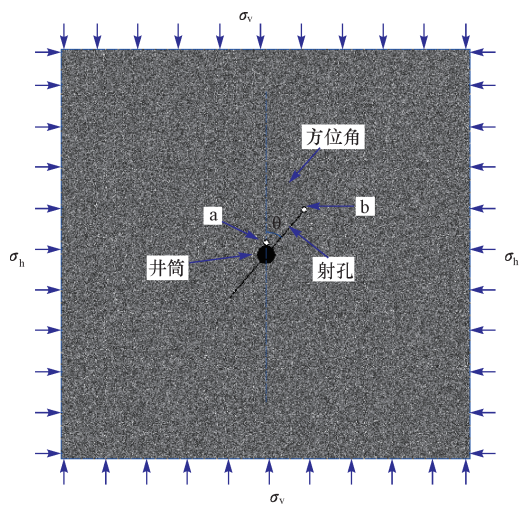


图2 数值模型

Fig. 2 Numerical model

方向夹角为方位角 θ 。记录紧邻井壁上边缘的单元a与射孔端单元b的应力变化。因模型尺度不大,自重不考虑。上下边界施加竖向最大主应力 σ_v 为25 MPa;左右边界施加 σ_h 模拟远场水平最小主应力,分别取值8,11,17,22 MPa。射孔方位角 θ 从 $0^\circ \sim 90^\circ$ 每 10° 取一算例。在井筒内部施加水压直到模型被压裂。产层物理力学参数见表1。

表1 模型参数

Table 1 Model parameters

均质度系数(m)	弹性模量(E)/GPa	抗压强度(σ_c)/MPa	摩擦角(φ)/ $(^\circ)$
3.0	20	72	30
泊松比(μ)	抗拉强度(σ_t)/MPa	渗透系数 $k/(m \cdot d^{-1})$	孔压系数
0.23	4.0	1×10^{-5}	1×10^{-4}

2.3 地应力差对裂缝起裂的影响

图3是 σ_h 为11 MPa和 θ 为 30° 时模型的小主应力场与孔隙水压力场结果。模拟清晰演示了压裂裂缝萌生和延伸的过程,即在井筒压裂作业下,井壁与射孔壁所受水压最大(图3d),产层单元最小主应力出现在射孔端(图3a),井筒水压增大到15.4 MPa时裂缝从射孔端起裂,转向后沿竖向稳定延伸,形成基本对称的双翼转向裂缝(图3c)。裂缝起裂前后井壁单元a与射孔端b的小主应力值记录如图4a,可见随井筒水压增大,射孔尖端小主应力减小,局部拉应力集中直至单元破坏($\sigma_3 \leq -\sigma_1$),裂缝从射孔方向起裂致使井壁周围单元小主应力增大,单元趋于稳定。

当模型水平小主应力 σ_h 增为18 MPa时,裂缝沿射孔端起裂,见图5a,起裂压力增为29.5 MPa;而 σ_h 降为8 MPa时的模型结果如图5b所示,裂缝从井壁起裂,起裂位置发生了变化,这与采用定向射孔形成的水力裂缝总是沿着定向射孔的方位起裂的一般性认识有所差异。曾有文献^[19]于实验中发现(图6),定向射孔试件裂缝自井筒外壁开始就沿大主应力方向起裂和扩展,与裸眼井裂缝起裂类似,射孔孔眼未对裂缝形态产生任何影响,这与本模型得到的裂缝起裂模式一致;分析图4b中单元a与b的应力变化可知,随水压增大,井壁上边缘单元小主应力比射孔端降幅快,直到单元被拉坏,裂缝起裂。可见随着大小主应力差增大,压裂裂缝可能不在射孔端起裂,且在井壁沿大主应力方向起裂的可能性会变大。而实际上在现场施工时,无论是水泥石在水力作用下破裂还是与岩层胶结面开裂致使微环隙出现后在岩石表面进一步扩展,水泥环的失效客观上可为裂缝从井壁起裂提供现实条件。

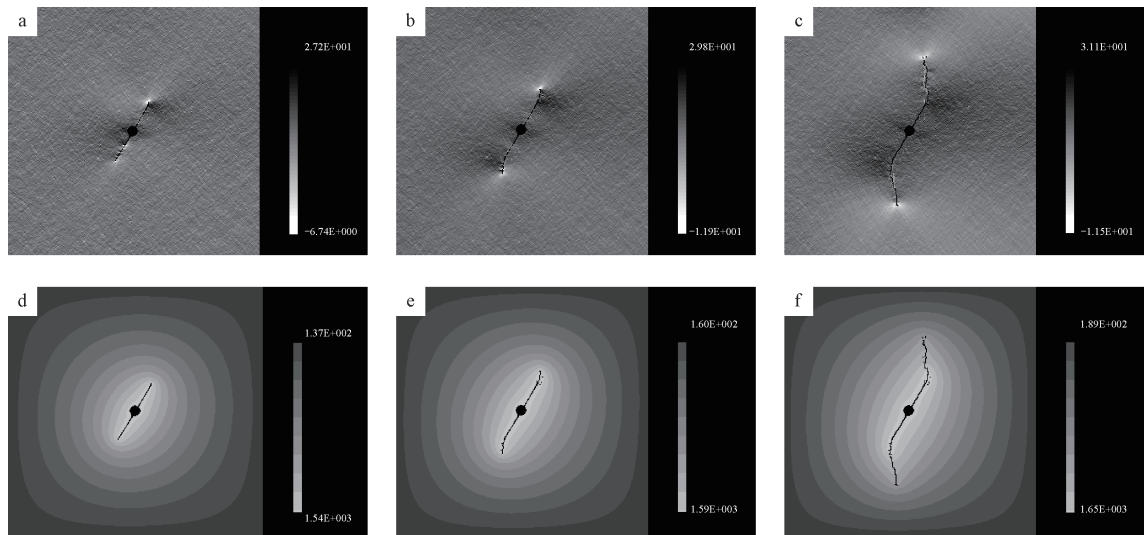


图3 模型计算结果

Fig. 3 Numerical results

a—c. 小主应力场;d—f. 相应的孔隙水压力等值线图

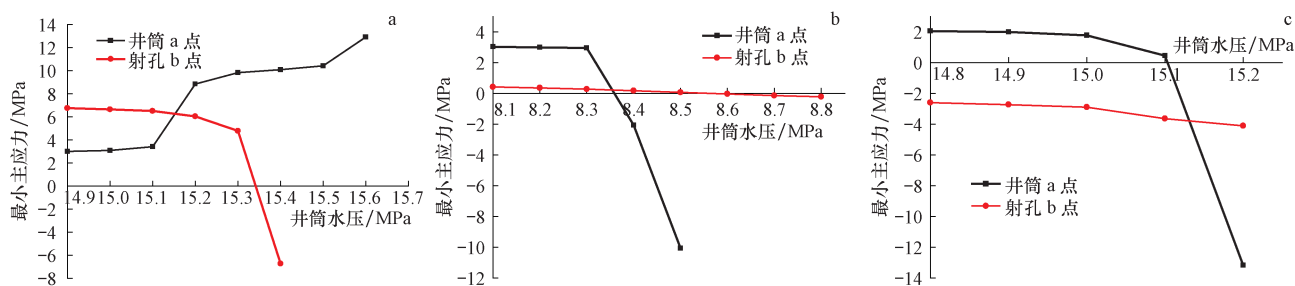


图4 压裂过程中单元a与b小主应力变化

Fig. 4 Variation of minimum principal stress in unit a and b during hydraulic fracturing process

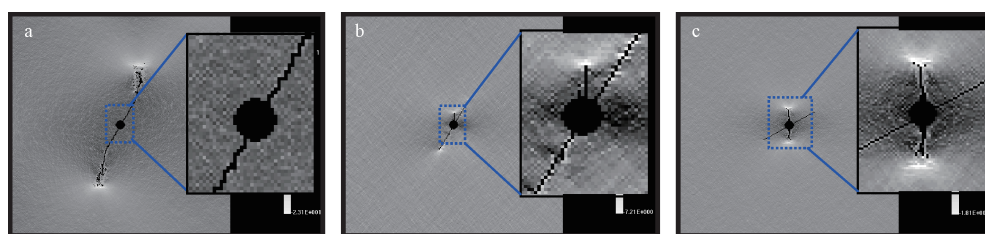
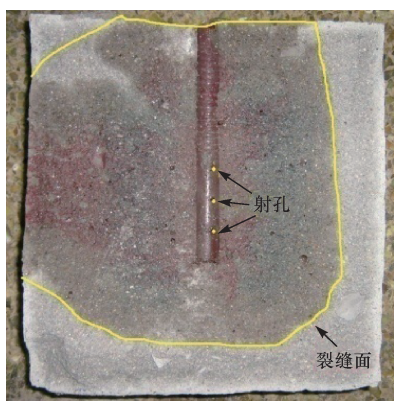
a. $\sigma_h = 11$ MPa, $\theta = 30^\circ$ 模型; b. $\sigma_h = 8$ MPa, $\theta = 30^\circ$ 模型; c. $\sigma_h = 13$ MPa, $\theta = 60^\circ$ 模型

图5 不同围压与方位角模型裂缝起裂图

Fig. 5 Fracture initiating modes in models with different confining stress and azimuth

a. $\sigma_h = 18$ MPa, $\theta = 30^\circ$ 模型; b. $\sigma_h = 8$ MPa, $\theta = 30^\circ$ 模型; c. $\sigma_h = 11$ MPa, $\theta = 60^\circ$ 模型;图6 压裂实验裂缝形态正视图^[18]Fig. 6 Front view of hydraulic fracturing mode in laboratory experiment^[18]

2.4 射孔方位角对裂缝起裂的影响

当射孔方向与预期裂缝面有一定夹角(即角 θ)时,该夹角越大,井底破裂压力越大^[20];不仅如此,计算结果也表明随着方位角 θ 增大,裂缝从井壁起裂的可能性增大,如相对于 σ_h 为11 MPa, θ 为 30° 模型而言, θ 为 60° 时模型裂缝将从井壁处起裂,见图5c,之后沿大主应力方向延伸,单元a与b的小主应力变化趋势与图4b类似。可见方位角 θ 的增大加大了裂缝从井壁起裂的可能性。

2.5 压裂双裂缝的形成

对于同一产层,当压裂施工因素一致时,远场地应力差与射孔方位角的变化将影响到井壁与射孔壁岩石

的应力状态,决定了压裂裂缝从射孔方向还是在井壁起裂的起裂方式。本文数值模拟显现了在某些主应力差与射孔方位角 θ 的组合下压裂双裂缝形成的可能性,即井壁与射孔尖端单元破坏前所受应力相当,裂缝在两处同时起裂,如图7分别是射孔方位角 θ 为 30° , 40° 和 60° 时形成的双裂缝,由于材料力学特征的非均匀性,双裂缝起裂形式具有较大的随机性,会形成图中所示单翼双翼等不同的形态。图4c是单元a与b小主应力值,当井筒水压增为15.2 MPa时两单元应力同时满足拉破坏准则,裂缝同时从井壁和射孔方向起裂。

对于一定范围内任意一个射孔方位角 θ (或地应力差),理论上将存在某个临界地应力差(或临界角度 θ)可使压裂裂缝以双裂缝形式起裂。通过建立模型计算得到不同射孔方位角 θ 与对应的临界小主应力 σ_h (大主应力 σ_v 始终不变)之间的关系曲线见图8,可见随着射孔方位角的增大,临界小主应力 σ_h 值逐渐增大,即临界主应力差逐渐减小;此外,方位角在 20° 以内的射孔或小主应力 σ_h 大于15 MPa的模型压裂基本上不存在以双裂缝形式起裂的可能性,也不会从井壁起裂。

3 裂缝穿层特征

一般来说层间界面存在着以下两种情况:一种是非胶结界面,界面上下两层只是接触关系;另一种是上下界面之间存在胶结物^[2]。本节对压裂裂缝在第二种

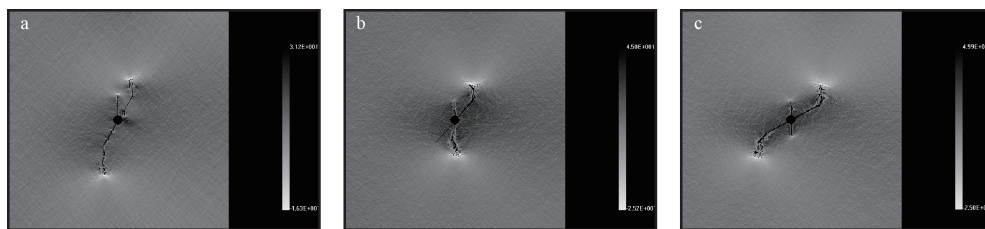


图7 不同模型双裂缝起裂图

Fig. 7 Double-fracture initiating modes in different models

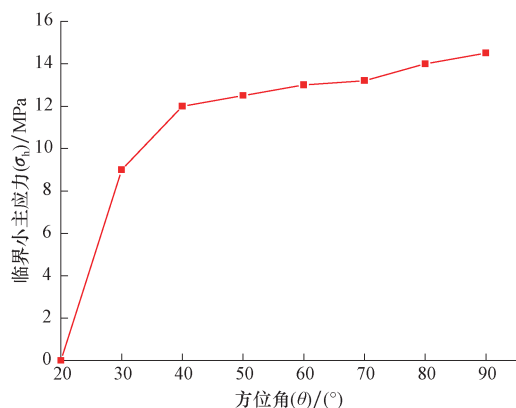
a. $\theta = 30^\circ$ 模型; b. $\theta = 45^\circ$ 模型; c. $\theta = 60^\circ$ 模型

图8 不同方位角双裂缝模型临界小主应力

Fig. 8 Critical minimum principal stress of the models with double-fractures and different azimuth

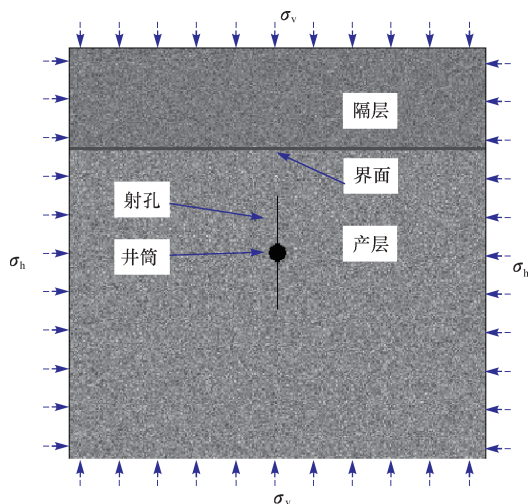


图9 裂缝穿层分析模型

Fig. 9 Numerical model with fracture penetrating through interface

界面处的穿层规律进行探讨。建立数值模型如图9, σ_v 与 σ_h 分别取25 MPa和18 MPa, 方位角 θ 取0, 当产层埋深较浅, 界面胶结强度较小, 反之亦然。依据界面强度大小和隔层与产层岩石弹性模量的相对大小分为以下4个算例: ①弱界面参数: 粘聚力 $c = 1.5$ MPa、抗拉强度 $\sigma_t = 0.26$ MPa, 隔层弹模 $E' = 16$ GPa; ②弱界面参数: $c = 1.5$ MPa, $\sigma_t = 0.26$ MPa, $E' = 25$ GPa; ③强界面参数: $c = 15.0$ MPa, $\sigma_t = 2.6$ MPa, $E' = 16$ GPa; ④强界面参数: $c = 15.0$ MPa, $\sigma_t = 2.6$ MPa, 隔层弹模 $E' = 25$ GPa。产层岩性与图2模型一致。

图10是计算结果, 算例①裂缝扩展至界面后沿界面转向滑移, 形成类“T”型裂缝, 整个压裂过程中未能穿越界面; 算例②裂缝扩展至界面处即停止延伸, 出现钝化现象; 算例③裂缝直接穿越界面, 进入隔层后继续延伸; 算例④裂缝亦于界面处发生钝化, 未能延伸至隔层。可见, 界面胶结强度和产层岩石弹性模量大小对压裂裂缝的穿层规律有重要的影响, 界面胶结强度小时裂缝易于中止或滑移, 这在地层中存在粘结强度微弱的天然裂缝或近地表岩层中出现的可能性较大; 此外, 当界面胶结强度不小时, 裂缝易于延伸进入弹性模量较小的隔层。由于多数产层埋深较大, 层间胶结物多已压密闭合, 强度较高, 通常情况下水力裂缝可以穿越层间界面延伸。

4 结论

1) 对水平井定向射孔完井进行水力压裂, 存在裂缝不从射孔方向起裂的可能, 地应力差与射孔方位角越大, 压裂裂缝从井壁位置起裂的可能性越大。水泥

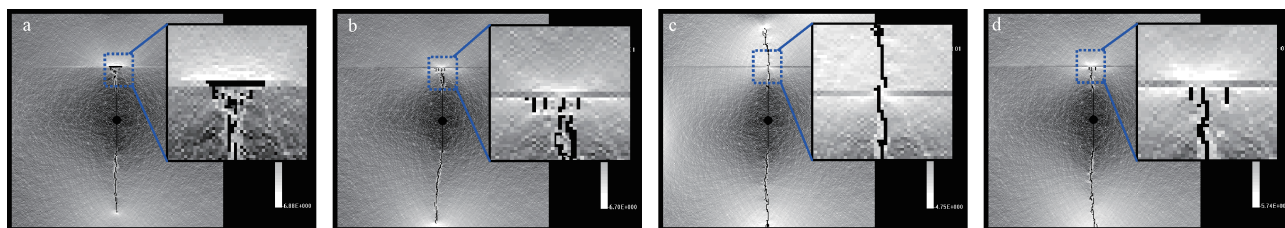


图10 压裂穿层模拟结果

Fig. 10 Numerical results of hydraulic fracture penetrating through interface

a. 算例①; b. 算例②; c. 算例③; d. 算例④

环与围岩微环隙的存在成为裂缝可能不从射孔方向起裂的现实基础,建议合理确定水泥石强度参数以避免水泥环的破裂及与套管界面和地层界面的胶结失效,利于控制裂缝从射孔方向起裂和延伸。

2) 若岩层力学因素与压裂条件适合,双裂缝起裂形式的压裂作业是可能存在的,本文得到一系列模型形成双裂缝的临界小主应力(或方位角),依此推理方位角在 20° 的定向射孔压裂基本沿射孔方向起裂,故完井设计时尽可能减小射孔方位角。

3) 分析了水平井压裂裂缝在产层隔层胶结界面的穿层特征,发现弱胶结界面能中止裂缝的延伸或使其滑移形成类“T”型裂缝,而弹性模量较小的隔层易于被裂缝穿入。因此,在压裂设计时应特别关注岩层界面的强度特性,结合产层与隔层岩石力学性质,合理预测裂缝的穿层现象,有效优化水平井压裂方案。

参 考 文 献

- [1] 范江,张子香. 利用水平井改善薄油层开发效果[J]. 石油学报, 1995,16(2):56-62.
Fan Jiang, Zhang Zixiang. Utilizing horizontal wells to improve the development effects in thin reservoirs[J]. Acta Petrolei Sinica, 1995, 16(2):56-62.
- [2] 陈勉,金衍,张广清. 石油工程岩石力学[M]. 北京:科学出版社, 2008.
Chen Mian, Jin Yan, Zhang Guangqing. Petroleum engineering rock mechanics[M]. Beijing: Science Press, 2008.
- [3] 朱海燕,邓金根,刘书杰,等. 定向射孔水力压裂起裂压力的预测模型[J]. 石油学报, 2013,34(3):556-562.
Zhu Haiyan, Deng Jingen, Liu Shujie, et al. A prediction model for the hydraulic fracture initiation pressure in oriented perforation[J]. Acta Petrolei Sinica, 2013, 34(3):556-562.
- [4] Li L C, Meng Q M, Wang S Y, Li G. A numerical investigation of the hydraulic fracturing behaviour of conglomerate in Glutenite formation[J]. Acta Geotechnica, 2013, 8(6):597-618.
- [5] Mofazzal H 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.
- [6] 李连崇,梁正召,李根,等. 水力压裂裂缝穿层及扭转扩展的三维模拟分析[J]. 岩石力学与工程学报, 2010, 29(1):3208-3215.
Li Lianchong, Liang Zhengzhao, Li Gen, et al. Three dimensional numerical analysis of traversing and twisted fractures in hydraulic fracturing[J]. Chinese Journal of Rock Mechanics and Engineering, 2010, 29(1):3208-3215.
- [7] 赵立强,刘飞,王佩珊,等. 复杂水力裂缝网络延伸规律研究进展[J]. 石油与天然气地质, 2014, 35(4):562-569.
Zhao Liqiang, Liu Fei, Wang Peishan, et al. A review of creation and propagation of complex hydraulic fracture network[J]. Oil & Gas Geology, 2014, 35(4):562-569.
- [8] 杨宇,孙致学,郭春华. 用灰色模型预测水力压裂缝导流能力[J]. 石油与天然气地质, 2004, 25(1):111-114.
Yang Yu, Sun Zhixue, Guo Chunhua. Prediction of conductivity of hydraulic fracturing induced fractures with gray models[J]. Oil & Gas Geology, 2004, 25(1):111-114.
- [9] Daneshy A A. Experimental investigation of hydraulic fracturing through perforations[J]. Journal of Petroleum Technology, 1973, 25(10):1201-1206.
- [10] 张广清,陈勉. 定向射孔水力压裂复杂裂缝形态[J]. 石油勘探与开发, 2009, 36(1):103-107.
Zhang Guangqing, Chen Mian. Complex fracture shapes in hydraulic fracturing with orientated perforations[J]. Petroleum Exploration and Development, 2009, 36(1):103-107.
- [11] 周健,陈勉,金衍,等. 裂缝性储层水力裂缝扩展机理试验研究[J]. 石油学报, 2007, 28(5):109-113.
Zhou Jian, Chen Mian, Jin Yan, et al. Experimental study on propagation mechanism of hydraulic fracture in naturally fractured reservoir[J]. Acta Petrolei Sinica, 2007, 28(5):109-113.
- [12] 赵益忠,曲连忠,王幸尊,等. 不同岩性底层水力压裂裂缝扩展规律的模拟实验[J]. 中国石油大学学报(自然科学版), 2007, 31(3):63-66.
Zhao Yizhong, Qu Lianzhong, Wang Xingzun, et al. Simulation experiment on prolongation law of hydraulic fracture for different lithologic formations[J]. Journal of China University of Petroleum, 2007, 31(3):63-66.
- [13] 赖枫鹏,李治平,郭艳东,等. 川东北碳酸盐气藏岩石渗透率变化实验[J]. 石油与天然气地质, 2012, 33(6):932-937.
Lai Fengpeng, Li Zhiping, Guo Yandong, et al. Experiments on permeability change of carbonate gas reservoirs in the northeastern Sichuan Basin[J]. Oil & Gas Geology, 2012, 33(6):932-937.
- [14] 刘月田. 各向异性油藏水平井开发井网设计方法[J]. 石油勘探与开发, 2008, 35(5):619-624.
Liu Yuetian. Methodology for horizontal well pattern design in anisotropic oil reservoirs[J]. Petroleum Exploration and Development, 2008, 35(5):619-624.
- [15] 汪玉梅. 低渗透薄互储层水平缝缝间干扰规律[J]. 大庆石油学院院报, 2008, 32(4):56-60.
Wang Yumei. Interference rules of horizontal fractures in thin reservoirs with low permeability[J]. Journal of Daqing Petroleum Institute, 2008, 32(4):56-60.
- [16] 傅尤校. 水力压裂裂缝的延伸与储层的连续性[J]. 石油学报, 1984, 5(2):55-62.
Fu Youxiao. Extension of hydraulic fractures and continuity of reservoir[J]. Acta Petrolei Sinica, 1984, 5(2):55-62.
- [17] Li L C, Tang C A, Li G, et al. Numerical simulation of 3D hydraulic fracturing based on an improved flow-stress-damage model and a parallel FEM technique[J]. Rock Mechanics and rock engineering, 2012, 45(5):801-818.
- [18] Ito T, Yamamoto K, Nagakubo S. Effect of anisotropic confining stresses on hydraulically-induced fracture propagation from perforated cased-hole in unconsolidated sands[C]//The 45th US Rock Mechanics/Geomechanics Symposium. San Francisco, 2011:26-29.
- [19] 姜浒,陈勉,张广清,等. 定向射孔对水力裂缝起裂与延伸的影响[J]. 岩石力学与工程学报, 2009, 28(7):1321-1326.
Jiang Hu, Chen Mian, Zhang Guangqing, et al. Impact of oriented perforation on hydraulic fracture initiation and propagation[J]. Chinese Journal of Rock Mechanics and Engineering, 2009, 28(7):1321-1326.