

陆相页岩压裂试验与数值模拟

——以鄂尔多斯盆地三叠系延长组7段为例

李 晓^{1,2}, 郭 鹏², 胡彦智¹, 李士祥³, 杨伟伟³

(1. 中国科学院地质与地球物理研究所 页岩气与地球工程重点实验室, 北京 100029; 2. 北京大学 能源研究院, 北京 100871;
3. 中国石油长庆油田公司 勘探开发研究院, 陕西 西安 710018)

摘要:鄂尔多斯盆地三叠系延长组7段(长7段)页岩油资源潜力巨大,是增储上产的重要领域。然而由于陆相页岩黏土矿物含量高、纹层发育、结构和力学非均质性强,压裂改造难度大,亟需针对其压裂缝网演化特征进行研究。通过开展压裂试验与非连续数值模拟,获取了地应力和压裂液黏度对水力裂缝扩展的影响规律。研究认为:①当垂向应力差为15 MPa时,水力裂缝扩展主要受陆相页岩层理弱面控制,裂缝高度较小;当垂向应力差高于20 MPa时,水力裂缝扩展高度逐渐增大。②提高压裂液黏度能促进水力裂缝穿过层理弱面垂向扩展。③陆相页岩储层岩体结构是形成复杂缝网的基础,压裂裂缝最主要为被激活的天然裂缝。④压裂缝网主要由水平层理缝和与层理近似垂直的裂缝构成,当水平缝和垂直缝占比接近时,压裂改造效果较好。

关键词:压裂试验;数值模拟;水力裂缝;陆相页岩;延长组;鄂尔多斯盆地

中图分类号:TE357.1

文献标识码:A

Experiment and numerical simulation of hydraulic fracturing in lacustrine shale:

Taking the Ordos Basin as an example

LI Xiao^{1,2}, GUO Peng², HU Yanzhi¹, LI Shixiang³, YANG Weiwei³

(1. Key Laboratory of Shale Gas and Geoengineering, Institute of Geology and Geophysics, Chinese Academy of Sciences, Beijing 100029, China; 2. Institute of Energy, Peking University, Beijing, 100871, China; 3. Research Institute of Exploration and Development, Changqing Oilfield Company, PetroChina, Xi'an, Shanxi 710018, China)

Abstract: The 7th member of the Triassic Yanchang Formation in Ordos Basin is rich in shale oil and has been regarded as one of the key targets for reserve growth and production increase. However, the oil-bearing lacustrine shale with its broad lamination and bedding, high content of clay minerals, and heterogeneity in terms of structure and mechanism, responds poorly to hydraulic fracturing, calling for a better understanding to the evolution characteristics of hydraulic fracture network. In this paper, the effects of in-situ stress difference and fracturing fluid viscosity on hydraulic fracture propagation in lacustrine shale are determined through laboratory fracturing tests and numerical simulation analysis. The results show that the hydraulic fracture propagation is mainly controlled by weak bedding planes with fracture height being limited when the vertical stress difference is 15 MPa and gradually increasing when the vertical stress difference is larger than 20 MPa. Fluid with higher viscosity enhances the vertical propagation of hydraulic fractures across weak bedding planes. The rock mass of lacustrine shale reservoirs is the basis for the generation of complex hydraulic fracture networks of mostly activated natural fractures. The hydraulic fracture network is mainly composed by activated horizontal bedding-parallel fractures and nearly bedding-perpendicular fractures.

Key words: fracturing experiment, numerical simulation, hydraulic fracture, lacustrine shale, Yanchang Formation, Ordos Basin

引用格式:李晓,郭鹏,胡彦智,等. 陆相页岩压裂试验与数值模拟——以鄂尔多斯盆地三叠系延长组7段为例[J]. 石油与天然气地质, 2023, 44(4): 1009-1019. DOI:10.11743/ogg20230416.

LI Xiao, GUO Peng, HU Yanzhi, et al. Experiment and numerical simulation of hydraulic fracturing in lacustrine shale: Taking the Ordos Basin as an example[J]. Oil & Gas Geology, 2023, 44(4): 1009-1019. DOI:10.11743/ogg20230416.

收稿日期:2023-03-15;修回日期:2023-05-18。

第一作者简介:李晓(1961—),男,博士、教授、博士生导师,页岩油气储层地质力学。E-mail: lixiao@mail.iggcas.ac.cn。

基金项目:国家自然科学基金项目(42090023);国家重点研发计划项目(2020YFA0710504)。

页岩油是指赋存于陆相富有机质页岩基质孔缝、纹层和页理中的原油,具有分布范围广和资源潜力大的特征。由于储层极为致密,必须通过人工压裂才能实现商业化开发。中国原油供需缺口巨大,对外依存度逐年升高,加大页岩油勘探开发力度已成为油气资源接替的国家战略,对于缓解能源紧张的现状至关重要^[1]。近年来,鄂尔多斯盆地三叠系延长组7段(长7段)页岩油勘探开发取得重要进展,在湖盆周边砂质储层长7¹亚段和长7²亚段实现了规模效益开发,湖盆中部页岩型页岩油是增储上产的重要领域^[2-4]。然而,长7³亚段页岩黏土矿物含量较高,纹层和页理发育,陆相页岩的矿物成分、微观结构和力学特性与海相页岩存在显著差异^[5-6]。在陆相页岩油储层人工压裂改造过程中,纹层和页理结构对水力裂缝垂向扩展和压裂效果产生重要影响,照搬海相页岩压裂技术具有明显的局限性。因此,亟需开展陆相页岩压裂缝网形成演化的研究,揭示页岩结构对水力裂缝扩展的影响规律。

国内外学者针对长7段陆相页岩的结构、力学特性和可压性进行了研究。陆相页岩黏土矿物和有机质含量丰富,容易形成大量顺层微裂缝,对岩石力学特性影响显著^[7]。黏土矿物和有机质塑性较强,会降低陆相页岩的剪切强度和摩擦系数^[8],不同层理角度陆相页岩的单轴抗压强度、弹性模量和破裂压力均小于海相页岩^[9-13]。Zhao等^[13]开展了陆相页岩流体压裂试验,发现水力裂缝主要沿着层理面扩展,破裂压力较低,主裂缝垂向扩展范围较小;采用低黏度的超临界二氧化碳进行压裂时,能明显增大微裂缝的数量,但是对于裂缝扩展高度的影响不明显。王焱钊等^[14]对陆相页岩水力裂缝垂向扩展特征进行分析,结果表明页岩层理发育,水力裂缝呈阶梯式扩展,压裂液容易沿着层理滤失。孙龙德等^[5]指出,陆相页岩油开发在微观尺度上需要关注页理、矿物组构、有机质空间分布等对裂缝扩展的控制作用,在宏观尺度上应关注水力裂缝动态扩展过程和缝网形态,明确水力裂缝垂向扩展机制。刘合等^[15]认为陆相页岩纹层页理是影响压裂裂缝纵向穿层和压裂效果的重要因素,层理结构横向渗透率远高于纵向渗透率,会限制水力裂缝垂向扩展。Xu等^[16]分析了砂岩和页岩界面强度、垂向应力差、压裂液参数对水力裂缝垂向扩展高度的影响,结果表明弱面和低应力差对缝高具有抑制作用。Li等^[17]开展了陆相页岩真三轴压裂试验,对比了压裂液类型对水力裂缝形态的影响,结果表明,采用二氧化碳和清水进行压裂时,水力裂缝主要沿着层理扩展,采用高黏度胶液能有效增加裂缝扩展高度。

数值模拟是研究陆相页岩储层压裂缝网演化的重

要手段。Li等^[18]对长7段露头的节理裂隙特征进行了统计,并利用蒙特卡洛方法生成了长7段陆相页岩储层模型,应用位移不连续法对压裂过程进行了模拟,发现大量天然裂缝会在压裂的过程中被激活,进而形成复杂裂缝网络;Han等^[19]采用离散元方法建立了非均质长7段储层模型,模拟发现层理面对裂缝垂向延伸具有显著影响,储层的应力差有利于裂缝高度的增长;武安安^[20]采用有限元软件对长7段储层穿层扩展规律进行了模拟研究,发现裂缝倾向于向脆性较好的砂岩储层扩展,裂缝难以穿越泥岩层段。上述模拟研究均显示层理面对于长7段储层压裂裂缝的扩展具有重要作用,因此水力裂缝与层理面的相互作用规律在近些年也被国内外研究学者广泛关注^[21-24]。目前,针对于长7段陆相页岩储层压裂的模拟研究仍较少,特别是复杂岩体结构条件下的压裂缝网演化规律尚不清楚,相关模拟方法也需要进一步探索。

综上所述,陆相页岩结构非均质性显著,不同地应力和压裂液耦合作用下,水力裂缝扩展规律呈现复杂特征,水力裂缝与陆相页岩结构相互作用规律尚未明确,亟需开展页岩室内压裂试验和数值模拟研究,深入分析应力差和压裂液黏度对水力裂缝扩展形态的影响规律。本文采用试验与数值模拟相结合的方法,研究了地应力和压裂液黏度对陆相页岩人工裂缝扩展的影响规律,揭示了陆相页岩压裂裂缝扩展的控制机理,提出了改善水力裂缝扩展高度的优化方案。

1 陆相页岩物理力学特性

选取鄂尔多斯盆地白522井长7³亚段页岩样品开展XRD测试,该井位于甘肃省华池县悦乐镇肖掌大队下庄湾村,构造位置为鄂尔多斯盆地伊陕斜坡,采样深度为1 958 m。该页岩样品矿物成分如下:石英含量为20.7%,钾长石含量为0.9%,斜长石含量为27.5%,黄铁矿含量为10.0%,黏土矿物含量为40.9%。采用线切割将井下岩心加工成直径为25 mm、高度为50 mm的标准圆柱样,层理角度分别为0°和90°。试验前对陆相页岩试样进行CT扫描和铸体薄片鉴定,发现层理裂缝较为发育(图1)。

开展了不同角度陆相页岩单轴压缩、巴西劈裂试验和波速测试,获取了页岩基本力学参数,如表1所示。结果表明,陆相页岩层理为典型弱面,平行于层理方向单轴抗压强度和抗拉强度明显小于垂直于层理方向。波速差异同样较为明显,受弱面影响,垂直层理方向纵波和横波速度较小。

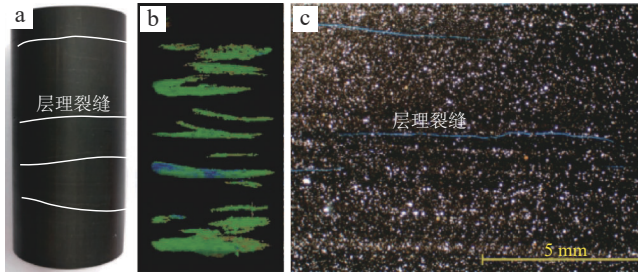


图1 鄂尔多斯盆地白522井长7段页岩样品层理裂缝示意图
(埋深1 958 m)

Fig. 1 Schematic diagram of bedding-parallel fractures in Chang 7 shale sample from the Ordos Basin
a. 层理裂缝,岩心照片;b. 层理裂缝,CT扫描重构结果;
c. 微裂缝,铸体薄片照片

2 陆相页岩压裂物模试验与结果

2.1 压裂试验方案设计

页岩压裂物模试验能直接获取水力裂缝扩展特征,为明确地应力和压裂液黏度对水力裂缝扩展的影响规律,开展了6组井下页岩样品三轴水力压裂试验,压裂试验方案设计如表2所示,轴压和围压设置根据长7段页岩储层的地应力状态所选定,即垂向应力为最大主应力,垂向与最小水平主应力差值约为15~25 MPa。水力压裂试验系统由伺服控制轴向应力、围压加载装置和压裂泵组成。通过伺服控制液压活塞加载系统对岩样施加轴向载荷和围压,最大值分别为2 000 kN和60 MPa。采用伺服水泵对试样进行压裂,注入速率为0.1~20.0 mL/s,最大注入压力为80 MPa。

压裂试验所采用样品尺寸为直径25 mm、高度50 mm,层理角度为0°。为模拟水力裂缝由射孔处起裂扩展过程,垂直于层理方向钻取深度为25 mm、内径为5 mm的小孔作为注水孔。采用高强度树脂胶将样品与注水钢垫块粘接,静置24 h,达到最大强度,避免试验过程中发生漏水。采用高压管将注水垫块、压力室底座和水泵连接,形成闭合管路。闭合压力室,对样品加载轴向压力和围压至设计值,保持恒定,按设计排量进行压裂,当注入压力达到页岩承载极限

时,水力裂缝开始起裂扩展,待注入压力降低至围压附近时,停止试验。

2.2 垂向应力差对水力裂缝扩展的影响规律

压裂前后试样表面裂缝形态如图2所示,结果表明应力差对陆相页岩水力裂缝扩展形态具有显著影响。在应力差为15 MPa条件下,水力裂缝垂向扩展至层理弱面时发生转向,然后沿着层理扩展贯穿试样。当应力差增大至20 MPa时,水力裂缝纵向扩展高度有明显增加,向上扩展至层理弱面时被捕获,向下扩展至试样边界。当应力差增大至25 MPa时,水力裂缝垂向扩展高度进一步增大,在试样中部层理裂缝处发生移位后继续向上扩展,最终被试样上部层理裂缝捕获。当应力差增大至30 MPa时,水力裂缝扩展形态更为平直,形成一条主裂缝,表明层理裂缝的影响进一步减弱。

2.3 压裂液黏度对水力裂缝扩展的影响规律

为分析压裂液黏度对水力裂缝垂向扩展的影响,采用低黏度和高黏度压裂液进行压裂,压裂前后试样表面裂缝形态如图3所示。当应力差为15 MPa时,低黏度压裂液容易沿着层理裂缝滤失,导致裂缝垂向扩展高度较小(图3a),层理对水力压裂控制作用较为显著;提高压裂液黏度后,裂缝扩展形态发生改变,垂向扩展高度明显增大(图3b),层理的影响减弱。当应力差为20 MPa时,采用低黏度压裂液压裂能够形成具有一定高度的垂向水力裂缝,层理弱面同样会抑制裂缝垂向扩展;相比之下,采用高黏度压裂液压裂,能形成一条贯穿的垂向水力裂缝,层理效应不明显。

2.4 水力裂缝扩展形态CT扫描与重构

为获取页岩内部裂缝分布特征,对压裂后样品进行CT扫描和重构,明确了应力差和压裂液黏度对水力裂缝垂向扩展的影响规律(图4)。采用低黏度压裂液进行压裂时,水力裂缝扩展高度随应力差增大呈现增大趋势。当应力差为15 MPa时,样品S1水力裂缝主要沿着射孔倾斜扩展,主裂缝高度约为25 mm;当应力差增加至20 MPa时,样品S2水力裂缝起裂后由射孔

表1 鄂尔多斯盆地长7段页岩样品力学参数

Table 1 Mechanical parameters of Chang 7 shale samples from the Ordos Basin

层理角度/(°)	单轴抗压强度/MPa	抗拉强度/MPa	弹性模量/GPa	纵波波速/(m/s)	横波波速/(m/s)
0	83.2	5.6	14.5	1 792	1 128
90	35.0	0.6	20.4	4 337	2 871

表2 鄂尔多斯盆地长7段页岩样品压裂试验设计方案
Table 2 Experimental scheme of hydraulic fracturing of Chang 7 shale samples from the Ordos Basin

样品编号	轴压/ MPa	围压/ MPa	垂向应 力差/MPa	黏度/ (mPa·s)	排量/ (mL/min)
S1	35	20	15	1	20
S2	40	20	20	1	20
S3	45	20	25	1	20
S4	50	20	30	1	20
S5	35	20	15	200	20
S6	40	20	20	200	20

末端向页岩基质扩展,主裂缝扩展高度增大至32 mm;当应力差增加至25 MPa时,样品S3主裂缝扩展高度进一步增大至45 mm;当应力差为30 MPa时,样品S4主裂缝扩展高度约为46 mm。上述分析表明层理对水力裂缝扩展具有抑制作用,增大应力差能弱化层理的

影响。在此基础上,针对应力差较小难以形成垂向裂缝的问题,提高了压裂液黏度,发现裂缝垂向扩展高度明显改善。当应力差为15 MPa、黏度为200 mPa·s时,样品S5水力压裂形成纵向贯穿缝;当应力差为20 MPa时,样品S6采用高黏度压裂液进行压裂能明显减小水力裂缝的曲折程度,表明高黏度压裂液能促进主裂缝垂向扩展,减小层理的遮挡效应。

2.5 压裂曲线特征分析

注入压力曲线变化特征对于认识页岩水力裂缝扩展具有重要意义,不同陆相页岩样品压裂曲线如图5所示。对于样品S1,当注入压力达到25.0 MPa时,水力裂缝起裂,流体压力发生小幅度下降,然后缓慢增长至23.4 MPa。结合裂缝形态可知,样品中部形成倾斜水力裂缝,扩展过程中被层理裂缝捕获,在轴向应

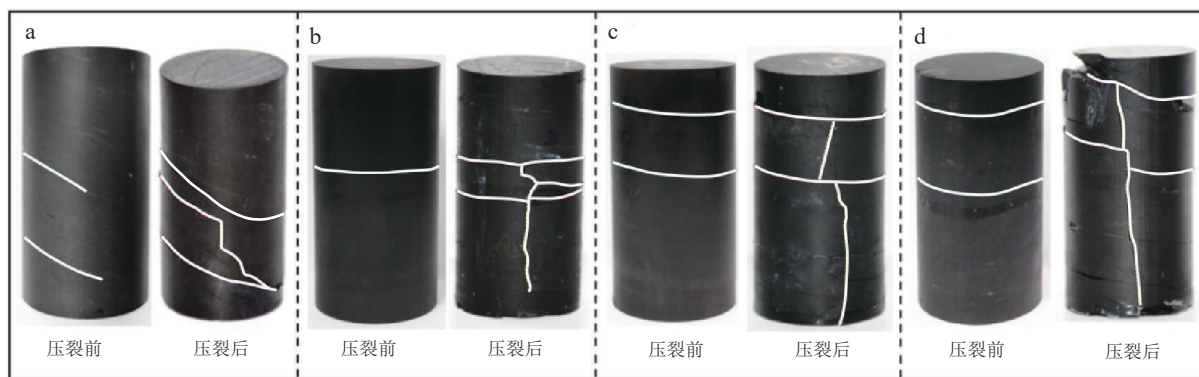


图2 不同应力差下鄂尔多斯盆地白522井长7段页岩样品水力裂缝扩展特征

Fig. 2 Characteristics of hydraulic fracture propagation in Chang 7 shale samples from the Well B522 of Ordos Basin under varied stress difference

a. 垂向应力差 15 MPa; b. 垂向应力差 20 MPa; c. 垂向应力差 30 MPa; d. 垂向应力差 25 MPa
(埋深 1 958 m, 水力裂缝形态。)

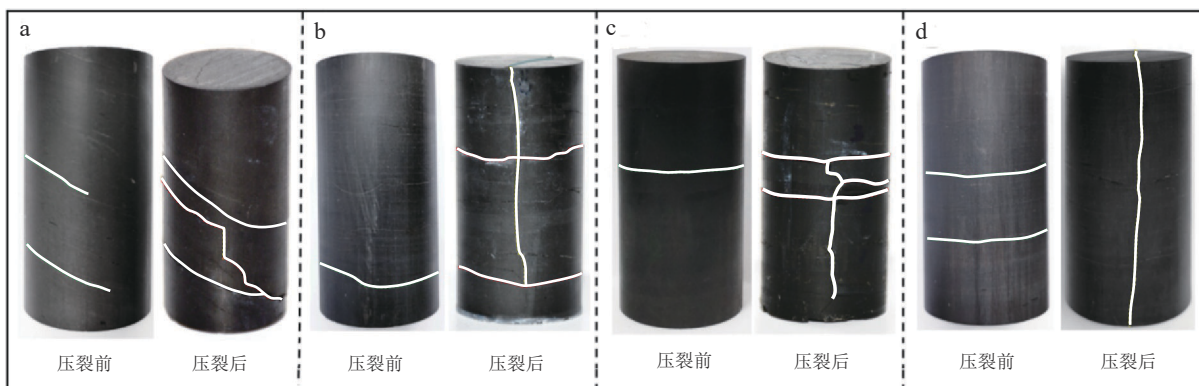


图3 不同压裂液粘度条件下鄂尔多斯盆地白522井长7段页岩样品水力裂缝扩展特征

Fig. 3 Characteristics of hydraulic fracture propagation in Chang 7 shale samples from the Well B522 of Ordos Basin under different fluid viscosity

a. 垂向应力差 15 MP, 低黏度压裂液; b. 垂向应力差 15 MPa, 高黏度压裂液; c. 垂向应力差 20 MPa, 低黏度压裂液; d. 垂向应力差 20 MPa, 高黏度压裂液
(埋深 1 958.00 m, 水力裂缝形态。)

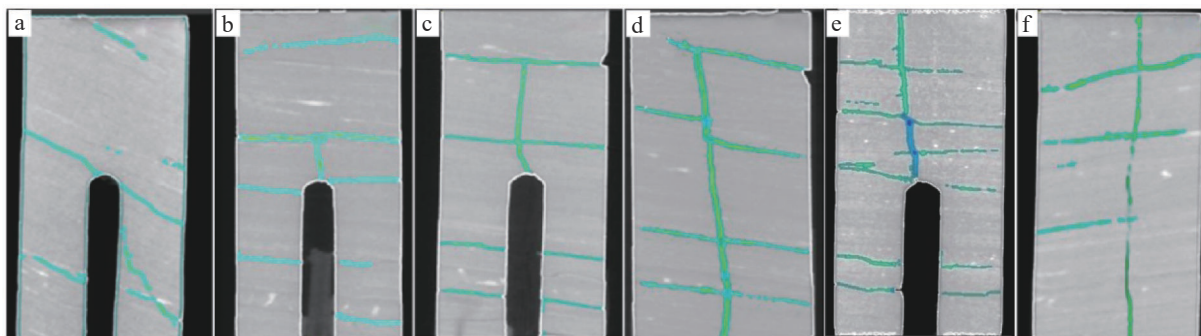


图4 鄂尔多斯盆地白522井长7段页岩样品压裂后CT扫描与水力裂缝形态重构

Fig. 4 CT scanning and reconstruction of hydraulic fracture geometry in Chang 7 shale samples from the well B522 of Ordos Basin after fracturing test

a. 样品S1; b. 样品S2; c. 样品S3; d. 样品S4; e. 样品S5; f. 样品S6
(埋深1958 m, 水力裂缝CT扫描重构结果。)

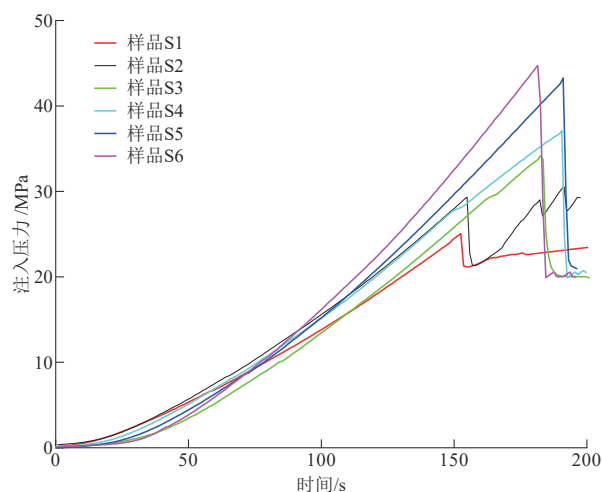


图5 鄂尔多斯盆地长7段页岩样品压裂曲线

Fig. 5 Fracturing curves of Chang 7 shale samples from the Ordos Basin

力作用下层理裂缝被压缩,因此流体压力略高于围压值。样品S2压裂曲线呈现复杂特征,伴随着水力裂缝起裂,流体压力由29.3 MPa迅速降低至21.4 MPa。然后随着流体注入,泵压曲线恢复增长,并发生小幅度波动,表明压裂形成局部主裂缝,同时激活了层理弱面。当应力差 $\Delta\sigma \geq 20$ MPa时,压裂曲线呈现相似的变化特征,当样品破裂后,流体压力迅速降低,与围压平衡,表明压裂形成贯穿主裂缝。压裂液黏度的提高明显增大了页岩破裂压力,与样品S1和S2相比,样品S5和S6破裂压力分别增加了73.2%和52.6%。上述分析表明,在垂向应力差较大条件下,压裂形成垂向主裂缝会伴随着明显的泵压曲线降低。当垂向应力差较小时,层理会限制水力裂缝垂向扩展,泵压曲线发生小幅度降低后会继续恢复增长,沿着层理裂缝发生滤失。

3 水力裂缝扩展过程的数值模拟分析

3.1 基于非连续介质力学的压裂模拟方法

陆相页岩储层发育大量的不连续结构面(层理、节理等),在压裂的过程中会发生非连续变形(张开、滑移等),对压裂裂缝的扩展具有重要影响。目前的压裂模拟方法多基于连续介质力学假设,难以计算大量结构面的非连续变形。非连续变形分析(DDA)方法是一种用于模拟复杂加载条件下离散块体系统的非连续变形力学行为的数值方法^[25]。DDA求解的是由不连续面分割的块体系统的变形(图6),其中,①—③为块体编号,线段 ij, ik, jk, kl, km 为水力裂缝,灰色线段为未破裂的块体接触面,各个块体单元均可以进行独立的运动和变形。

在DDA中,每个块体单元具有6个自由度,可表示为:

$$[D_i] = (u_0 v_0 r_0 \varepsilon_x \varepsilon_y \varepsilon_{xy})^T \quad (1)$$

式中:其中 $[D_i]$ 为位移不变量向量; u_0 和 v_0 为块体内部特殊点 (x_0, y_0) 的刚体位移, m ;角 r_0 是块体绕转动中心 (x_0, y_0) 的转动角, $(^\circ)$; $\varepsilon_x, \varepsilon_y$ 和 ε_{xy} 是该块体的3个应变分量,无量纲。

已知上述6个位移不变量,块体内任意一点 (x, y) 的位移 (u, v) 可根据如下形式求出:

$$\begin{pmatrix} u \\ v \end{pmatrix} = [T_i][D_i] \quad (2)$$

$$[T_i] = \begin{pmatrix} 1 & 0 & -(y - y_0) & (x - x_0) & 0 & (y - y_0)/2 \\ 0 & 1 & (x - x_0) & 0 & (y - y_0) & (x - x_0)/2 \end{pmatrix} \quad (3)$$

式中: $[T_i]$ 被称为位移转换矩阵。

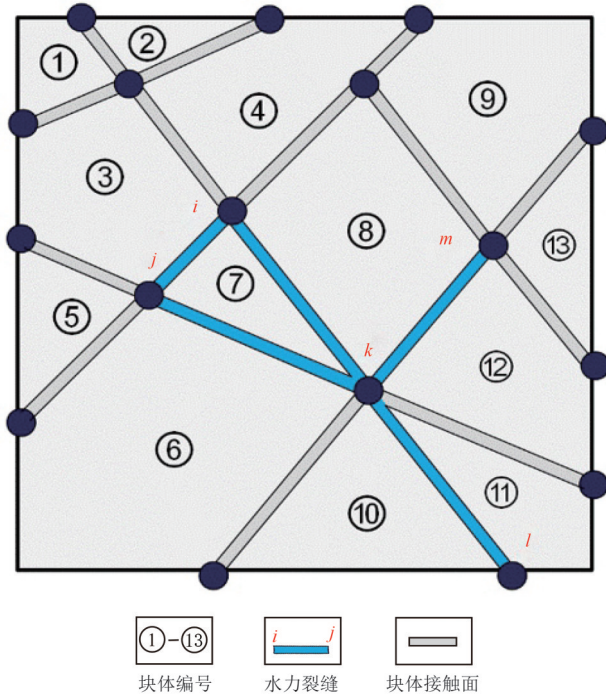


图6 二维DDA块体系统示意图

Fig. 6 Schematic diagram of two-dimensional DDA block system

假设块体系统共有 n 个块体单元,搜索各个块体间的接触关系并利用罚函数法建立连接,通过对总势能进行极小化,可建立方程组:

$$[K][D] = [F] \quad (4)$$

式中: $[D]$ 为位移不变量向量; $[F]$ 为总体荷载矩阵; $[K]$ 为总体刚度矩阵,由块体的力学特性和块体间的接触关系决定。

根据以上内容可知DDA联立方程式的方法与传统有限元是极为类似的,因此DDA方法对于变形和位移的求解是同样严谨且准确的,但DDA方法可以模拟连续介质力学方法所不能模拟的非连续、大变形和大位移问题。

基于非连续介质力学的DDA方法虽可以模拟大量结构面的非连续变形,但并不能直接用于水力压裂裂缝的模拟。本文基于DDA的基本原理和框架,开发了流固耦合计算模型,实现了压裂裂缝扩展的模拟^[26]。如图6所示,裂缝允许在块体之间任意扩展,流体可在裂缝网络内流动。假设流体为黏性牛顿流体,流动为层流,则裂缝内流体运动速度满足如下方程:

$$q = -\frac{\omega^3}{12\mu} \frac{\partial p}{\partial l} \quad (5)$$

式中: q 是沿裂缝方向的流体流速, m/s ; μ 是流体的黏度, $mPa \cdot s$; ω 是裂缝的开度, m ; p 是缝内流体的压力, MPa ; l 是沿裂缝方向裂缝的长度, m 。

假设流体不可压缩,裂缝内流体的质量守恒方程可写成如下形式:

$$\frac{\partial \omega}{\partial t} + \frac{\partial q}{\partial l} + c_0 = 0 \quad (6)$$

式中: ω 是裂缝的开度, m ; t 是时间, s ; q 是沿裂缝方向的流体流速, m/s ; l 是沿裂缝方向的裂缝长度, m ; c_0 是裂缝中流体滤失的速度, m/s 。将公式(5)代入公式(6),得到裂缝内流体运动的基本控制方程,基于中心型有限体积法实现对缝内流体压力分布的求解。流体压力被当作线性分布面荷载作用在块体边界上,并基于最小势能原理将流压荷载引入DDA的整体荷载矩阵[公式(4)]。

在流体压力作用下,裂缝可在块体边界处扩展,最大拉应力准则和摩尔-库伦准则分别用于判别块体间的拉张和剪切破裂:

$$\sigma_n = T_0 \quad (7)$$

$$\sigma_\tau = c + \sigma_n \tan \varphi \quad (8)$$

式中: σ_n 为块体间的法向接触力, MPa ; T_0 为接触面的抗拉强度, MPa ; σ_τ 为块体间的切向接触力, MPa ; c 为接触面的黏聚力, MPa ; φ 为内摩擦角, $(^\circ)$ 。由于DDA的各个块体单元间均可以发生分离和滑移,因此裂缝可沿任意的块体边界扩展。

本文将DDA计算与上述的流体运动和裂缝扩展计算进行耦合,建立了水力压裂计算方法^[26]。如图7

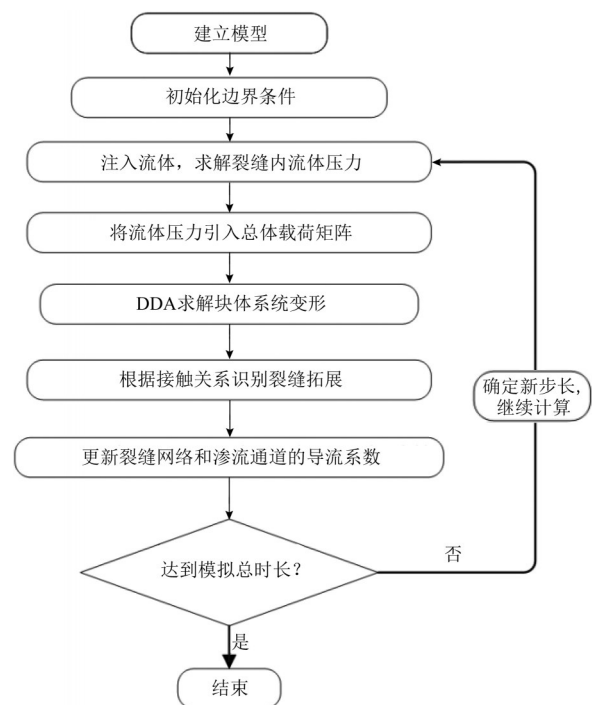


图7 水力压裂流-固耦合求解方案

Fig. 7 Solution scheme of fluid-solid coupling hydraulic fracturing

所示,首先,建立用于计算的岩体模型。其次,对模型的地应力、流体压力等边界条件进行初始平衡计算。然后,注入压裂液,求解缝内流体压力分布,将流体压力引入DDA总体荷载矩阵,求解流压荷载下的块体系统变形。在得到块体的变形和块体间的接触关系后,识别新产生的裂缝单元,更新整体裂缝网络几何形态和导流系数。当累计模拟时间小于模拟总时长时,确定新的动态时间步长,继续计算;大于模拟总时长时,结束计算。基于上述耦合求解方法,开发了DDFRAC程序,实现了水力压裂问题的求解。

3.2 试验对比与验证

为检验本文提出的非连续介质力学压裂模拟方法在模拟陆相页岩压裂方面的可靠性,根据前文所述的压裂试验过程建立模型并进行对比验证。根据图2和图3所示的试样天然裂缝素描建立模型,使用表1和表2的力学和压裂参数,对不同应力差和不同黏度下的压裂裂缝扩展进行模拟。图8所示为数值模拟的压裂裂缝形态和压裂试验获得的裂缝形态的对比。可以看到,数值模拟结果与试验结果呈现了较好的一致性,考虑了层理对压裂裂缝扩展的影响,并可以正确反映应力差和黏度对压裂裂缝形态的影响规律。

3.3 储层压裂裂缝扩展模拟

利用前文提出的基于非连续介质力学的压裂模拟方法,对长7³亚段陆相页岩储层的压裂缝网演化过程进行模拟。前文的压裂试验结果已证明陆相页岩层理面等岩体结构会对压裂裂缝的扩展产生重要影响,因

此压裂数值模拟必须考虑陆相页岩的结构特征。图9a所示为位于陕西铜川的长7³亚段陆相页岩露头剖面。图中红色虚线为一组近似水平的层理面,大概呈等间距分布且连续贯穿。黄色虚线为一组与层理面呈高角度分布的构造节理,其分布较为离散。基于上述的岩体结构特征,建立了储层数值模型,如图9b所示。模型长为100 m,高度为30 m,代表储层的一个垂直剖面。模型考虑了一组等间距(1.5 m)的层理面,一组与层理呈80°夹角构造节理。可以看到,数值模型重建的岩体结构特征与露头较为一致,能反映长7³亚段陆相页岩的岩体特征。地应力与前文压裂试验条件一致,模型中的最小水平应力设为20 MPa,垂向应力分别为25,35,40和45 MPa,垂向应力差 $\Delta\sigma$ 分别为5,15,20和25 MPa。为模拟水平井多段压裂过程,模型中部设置一口水平井和3个压裂点,间距为25 m,采用滑溜水压裂(黏度 $\mu=10$ mPa·s),等效排量为12 m³/min。基于上述内容和表1所示的页岩物理力学参数,对压裂过程进行模拟计算。

为分析应力差对压裂缝网演化的影响,模拟了不同应力差($\Delta\sigma=5, 15, 20, 25$ MPa)条件下的压裂缝网形态(图10)。图中彩色线段代表压裂裂缝,线段颜色代表缝内流体压力,线段宽度代表经放大后的裂缝宽度,灰色线段为未被激活的天然裂缝。可以看到,当 $\Delta\sigma=5$ MPa时,压裂裂缝主要沿层理面扩展,垂向上的延伸较为有限,缝网形态较为单一;当 $\Delta\sigma=15$ MPa时,压裂裂缝同时沿层理面和高角度节理扩展,形成了较为复杂的裂缝网络;当应力差继续增大时($\Delta\sigma=20$ MPa),此时压裂裂缝主要在垂向上扩展,但仍有少

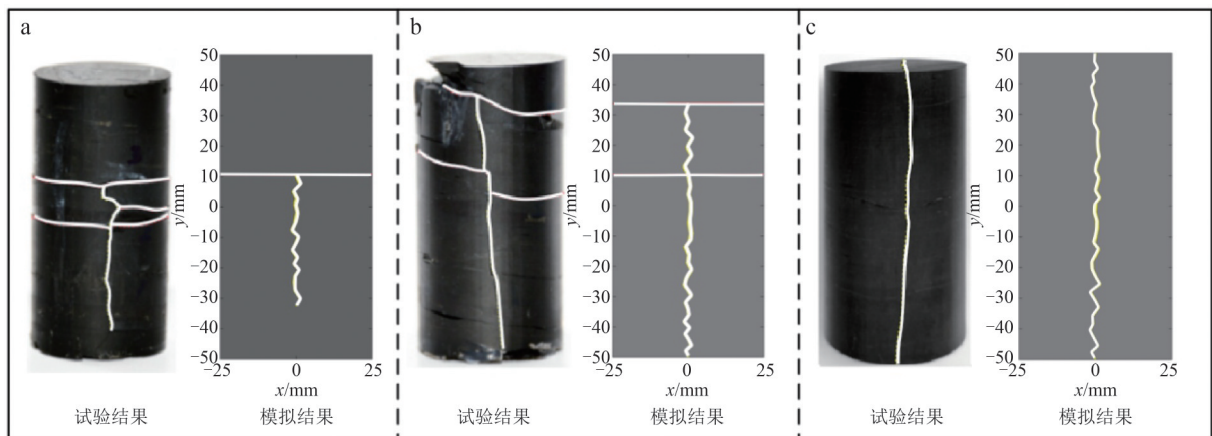


图8 鄂尔多斯盆地白522井长7段数值模拟与陆相页岩压裂实验的对比验证

Fig. 8 Validation of the results of numerical simulation with experimental results of lacustrine shale hydraulic fracturing in the Chang 7 shale samples from Well B522 of Ordos Basin

a. 垂向应力差20 MPa,低黏度压裂液;b. 垂向应力差30 MPa,低黏度压裂液;c. 垂向应力差20 MPa,高黏度压裂液
(埋深1 958.00 m,水力裂缝形态对比。)

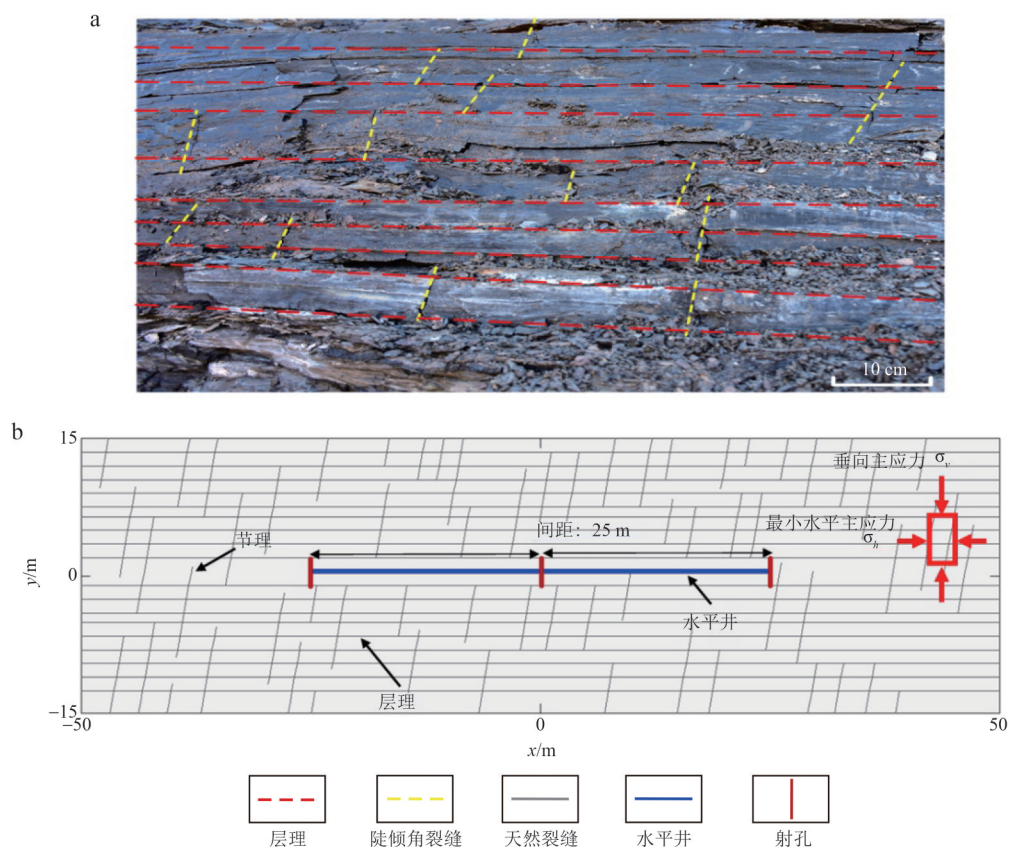


图9 鄂尔多斯盆地长7段页岩露头天然裂缝分布(a)和数值模型建立(b)

Fig. 9 Distribution of natural fractures in Chang 7 shale outcrop in the Ordos Basin (a), and establishment of the numerical model (b) of the fractures

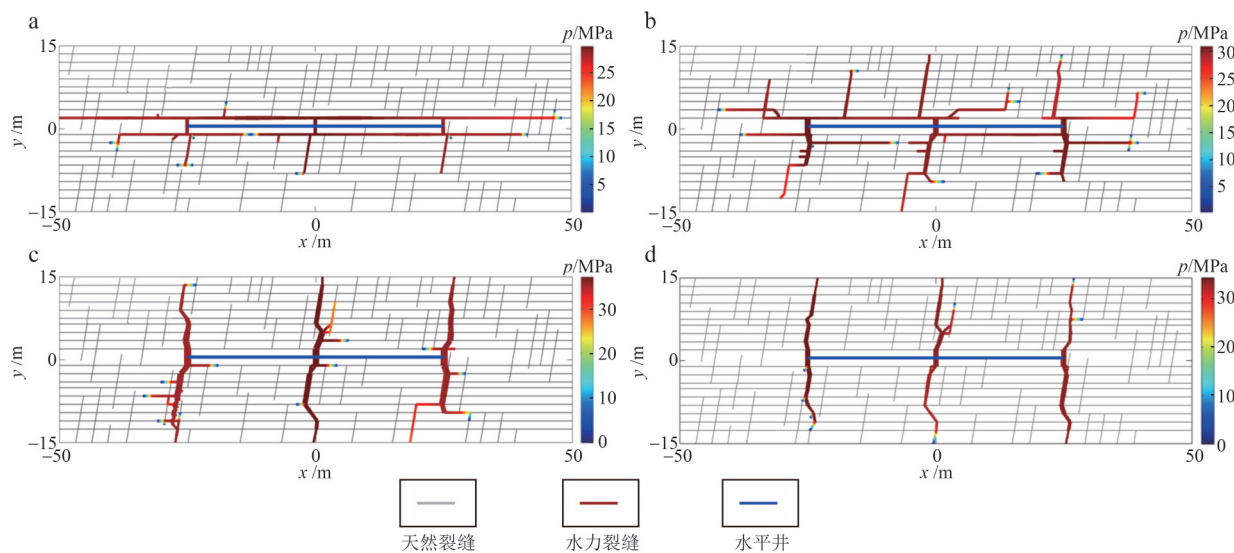


图10 不同应力差条件下鄂尔多斯盆地长7段页岩储层压裂缝网形态

Fig. 10 Hydraulic fracture networks in Chang 7 shale reservoir of the Ordos Basin under varied stress difference
a. 5 MPa; b. 15 MPa; c. 20 MPa; d. 25 MPa;

量的层理面被激活,但规模较小,缝网形态趋于简单;当 $\Delta\sigma = 25$ MPa时,形成了单一的垂向裂缝,几乎没有层理面被激活。此外,当应力差增大时,缝内压力整体呈现增大的趋势,主裂缝和分支裂缝的开度差异增大,

即应力差越大主裂缝越明显。

为分析压裂液黏度对压裂缝网演化的影响,模拟了不同压裂液黏度($\mu=1, 10, 100, 500$ mPa·s)条件下的压裂缝网形态(图11)。可以看到,当 $\mu=1$ mPa·s时(清

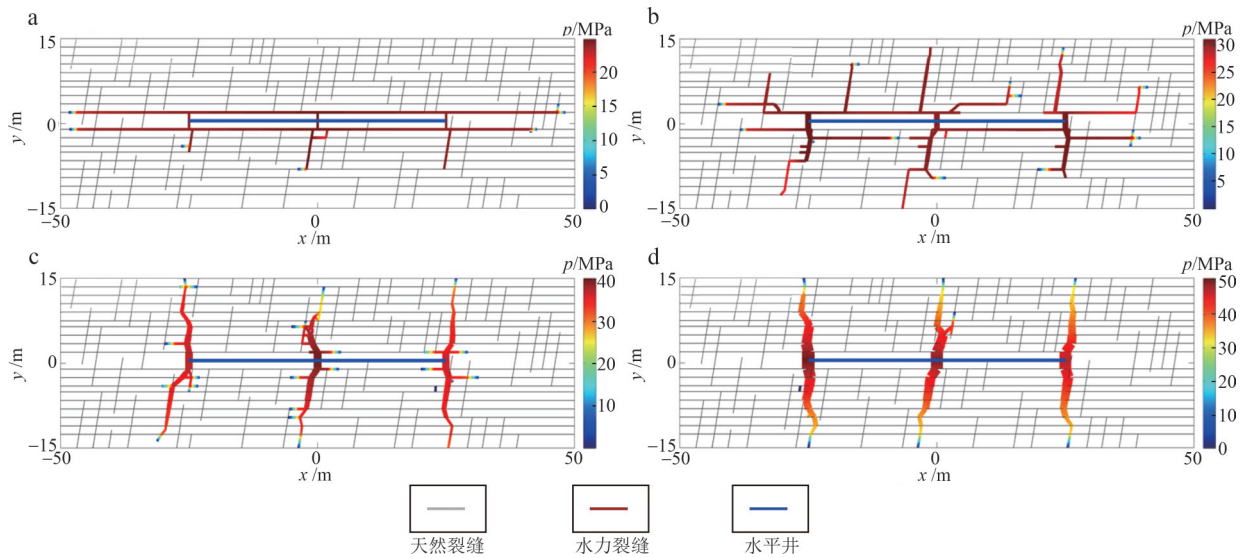


图 11 不同压裂液黏度条件下鄂尔多斯盆地长7段页岩储层压裂缝网形态

Fig. 11 Hydraulic fracture networks in Chang 7 shale reservoir of the Ordos Basin under varied fluid viscosity

a. 1 mPa·s; b. 10 mPa·s; c. 100 mPa·s; d. 500 mPa·s

水),因黏性引起的流动阻力较小,压裂裂缝主要沿连通性较好的层理面扩展;当 $\mu=10$ mPa·s时(滑溜水),压裂裂缝同时沿层理面和高角度节理扩展,形成了较为复杂的裂缝网络;当 $\mu=100$ mPa·s时,压裂裂缝主要在垂向上扩展,缝内压力较高,形成了宽大的主裂缝,只有少量的分支水平裂缝在主裂缝周围形成;当 $\mu=500$ mPa·s时,只形成了明显的主裂缝,未见分支裂缝。整体上,压裂液黏度越大,缝内流体压力越大,主裂缝越明显,裂缝宽度越大。

4 讨论

陆相页岩油储层非均质性强,脆性低,层理缝发育,压裂过程中,水力裂缝容易沿着层理弱面扩展,难以实现大规模体积改造,裂缝扩展高度受限,压裂效果主控因素尚未明确^[15, 27]。本文通过开展长7段页岩储层样品水力压裂试验和储层尺度压裂模拟,揭示了应力差和压裂液黏度对水力裂缝扩展的影响规律。对压裂后页岩样品进行CT扫描,获取了水力裂缝与层理缝分布特征(图4)。结果表明:应力差较小时,页岩样品S1水力裂缝主要沿着射孔起裂,垂向扩展高度较小;随着应力差增大,水力裂缝沿射孔起裂后能够穿过层理弱面,垂向扩展高度逐渐增大,如样品S2和S3所示;当应力差较高时,样品S4垂向裂缝扩展高度进一步增大,裂缝形态较为平直,表明层理弱面的影响较小。本文通过数值模拟和压裂实验的对比,验证了上述结果。在此基础上,开展了不同应力差条件下储层尺度压裂

缝网演化模拟(图10),分析发现压裂裂缝主要为被激活的天然裂缝,表明岩体结构对于复杂缝网形成至关重要。为进一步分析压裂缝网构型,对沿层理面扩展的水平裂缝长度和近似垂直于层理面的压裂裂缝长度进行统计(图12a)。可以看到,随着应力差的增大,水平裂缝占比逐渐减小,垂直裂缝占比逐渐增大。总裂缝长度在应力差为15 MPa时达到峰值,即适当的应力差有助于提升储层改造效果,此时水平裂缝和垂直裂缝占比接近,缝网形态复杂。Zhao等^[13]采用长7段页岩样品开展水力压裂和超临界二氧化碳压裂试验,发现当垂向应力差小于15 MPa时,水力裂缝主要沿着层理扩展,与本文结果较为一致。Tan等^[28]和Guo等^[12]采用海相页岩研究了垂向应力差与水力压裂效果之间的关系,发现应力差约为10 MPa时能促进水力裂缝穿过页岩层理扩展形成复杂缝网,而应力差过大时,压裂通常会形成单一垂向裂缝。与海相页岩压裂不同,我们发现陆相页岩形成垂向水力裂缝所需要的应力差超过20 MPa,可能与层理力学强度有关。Heng等^[29]采用数值模拟方法研究了层理强度对水力裂缝穿层扩展的影响机制,认为层理强度的降低会造成水力裂缝尖端最大拉应力衰减,造成裂缝偏转。陆相页岩层理强度不足1 MPa,对水力裂缝具有抑制作用,压裂设计时应选取垂向应力差较大的层段作为目标靶体,有助于实现裂缝穿层扩展。

调整压裂液黏度是改善压裂效果的重要途径^[28],本文通过开展不同黏度页岩压裂试验,发现高黏度压裂液能显著促进水力裂缝垂向扩展。为分析黏度对压

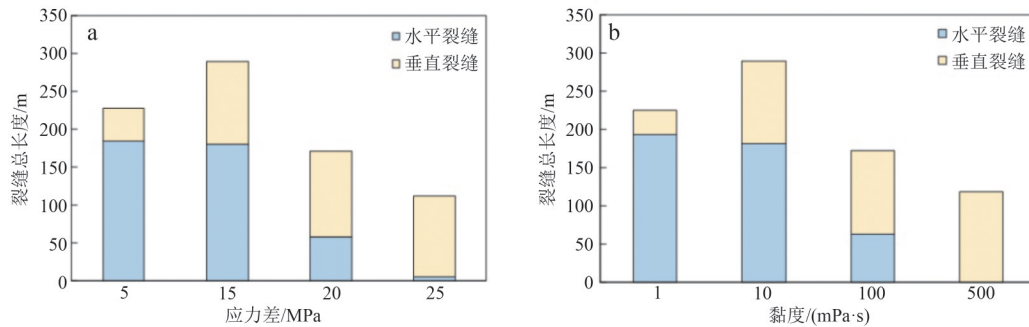


图12 鄂尔多斯盆地长7段页岩储层压裂裂缝长度数值模拟结果

Fig. 12 Numerical simulated hydraulic fracture length for Chang 7 shale reservoir of the Ordos Basin

a. 不同应力差条件下; b. 不同压裂液黏度条件下

裂缝扩展的影响,采用数值模拟方法研究了不同黏度下水平裂缝长度和陡倾角裂缝长度变化规律(图12b)。结果表明,随着黏度的增大,水平裂缝占比逐渐减小,垂直裂缝占比逐渐增大,即更有利于实现穿层。其原因是当压裂液黏度较高时,缝内流动阻力增大,因此难以进入宽度较小的层理裂缝,主裂缝内压力升高,导致裂缝宽度增大,并使得层面与主裂缝的渗流能力差异增大,进一步抑制压裂液进入层理面。因此,提升压裂液黏度可以提升缝内压力,促进主裂缝纵向穿层扩展,并抑止层理缝的开启。然而,压裂液黏度过大会导致缝网形态单一。

综上所述,陆相页岩储层岩体结构对压裂裂缝扩展具有显著影响。由于层理高度发育,压裂裂缝垂向扩展难度较大。增大垂向应力差可促进裂缝穿层,提升压裂液黏度也可以达到这一效果。根据不同地质条件,合理选择应力差较大层段,提高压裂液黏度,可以提升压裂缝网的高度和复杂度。

5 结论

1) 陆相页岩层理弱面对压裂裂缝扩展影响显著:当垂向应力差为15 MPa时,水力裂缝扩展主要受层理弱面控制,垂向高度较小;当垂向应力差大于20 MPa时,水力裂缝扩展高度逐渐增大,改造效果较好。

2) 提高压裂液黏度能抑制压裂裂缝沿层理面扩展,促进水力裂缝穿层扩展,使得裂缝形态更为平直,但黏度过大会阻碍复杂压裂缝网的形成。

3) 基于非连续介质力学,提出了一种可考虑储层岩体结构特征的压裂模拟方法。模拟发现陆相页岩储层岩体结构是形成压裂缝网的基础,压裂裂缝主要为被激活的天然裂缝。当水平裂缝和垂直裂缝占比接近时,可形成复杂缝网。

参 考 文 献

- [1] 金之钧,王冠平,刘光祥,等. 中国陆相页岩油研究进展与关键科学问题[J]. 石油学报, 2021, 42(7): 821-835.
JIN Zhijun, WANG Guanping, LIU Guangxiang, et al. Research progress and key scientific issues of continental shale oil in China [J]. Acta Petrolei Sinica, 2021, 42(7): 821-835.
- [2] 付金华,郭雯,李士祥,等. 鄂尔多斯盆地长7段多类型页岩油特征及勘探潜力[J]. 天然气地球科学, 2021, 32(12): 1749-1761.
FU Jinhua, GUO Wen, LI Shixiang, et al. Characteristics and exploration potential of multi-type shale oil in the 7th Member of Yanchang Formation, Ordos Basin [J]. Natural Gas Geoscience, 2021, 32(12): 1749-1761.
- [3] 张亚雄. 鄂尔多斯盆地中部地区三叠系延长组7段暗色泥岩烃源岩特征[J]. 石油与天然气地质, 2021, 42(5): 1089-1097.
ZHANG Yaxiong. Source rock characterization: The dark mudstone in Chang 7 Member of Triassic, central Ordos Basin [J]. Oil & Gas Geology, 2021, 42(5): 1089-1097.
- [4] 范柏江,晋月,师良,等. 鄂尔多斯盆地中部三叠系延长组7段湖相页岩油勘探潜力[J]. 石油与天然气地质, 2021, 42(5): 1078-1088.
FAN Bojiang, JIN Yue, SHI Liang, et al. Shale oil exploration potential in central Ordos Basin: A case study of Chang 7 lacustrine shale [J]. Oil & Gas Geology, 2021, 42(5): 1078-1088.
- [5] 黎茂稳,马晓潇,金之钧,等. 中国海、陆相页岩层系岩相组合多样性与非常规油气勘探意义[J]. 石油与天然气地质, 2022, 43(1): 1-25.
LI Maowen, MA Xiaoxiao, JIN Zhijun, et al. Diversity in the lithofacies assemblages of marine and lacustrine shale strata and significance for unconventional petroleum exploration in China [J]. Oil & Gas Geology, 2022, 43(1): 1-25.
- [6] 赵文智,朱如凯,胡素云,等. 陆相富有机质页岩与泥岩的成藏差异及其在页岩油评价中的意义[J]. 石油勘探与开发, 2020, 47(6): 1079-1089.
ZHAO Wenzhi, ZHU Rukai, HU Suyun, et al. Accumulation contribution differences between lacustrine organic-rich shales and mudstones and their significance in shale oil evaluation [J]. Petroleum Exploration and Development, 2020, 47(6): 1079-

- 1089.
- [7] 王林生, 叶义平, 覃建华, 等. 陆相页岩油储层微观孔喉结构表征与含油性分级评价——以准噶尔盆地吉木萨尔凹陷二叠系芦草沟组为例[J]. 石油与天然气地质, 2022, 43(1): 149–160. WANG Linsheng, YE Yiping, QIN Jianhua, et al. Microscopic pore structure characterization and oil-bearing property evaluation of lacustrine shale reservoir: A case study of the Permian Lucaogou Formation in Jimsar Sag, Junggar Basin[J]. Oil & Gas Geology, 2022, 43(1): 149–160.
- [8] WANG Jianbo, GE Hongkui, WANG Xiaoqiong, et al. Effect of clay and organic matter content on the shear slip properties of shale[J]. Journal of Geophysical Research: Solid Earth, 2019, 124(9): 9505–9525.
- [9] HUANG Beixiu, LI Lihui, TAN Yufang, et al. Investigating the meso-mechanical anisotropy and fracture surface roughness of continental shale[J]. Journal of Geophysical Research: Solid Earth, 2020, 125(8): e2019JB017828.
- [10] WANG Lei, GUO Yintong, YANG Chunhe, et al. Mechanical characterization of continental shale in Sichuan Basin of China and its potential impact on reservoir stimulation[J]. Journal of Natural Gas Science and Engineering, 2020, 79: 103346.
- [11] 李晓, 赫建明, 尹超, 等. 页岩结构面特征及其对水力压裂的控制作用[J]. 石油与天然气地质, 2019, 40(3): 653–660. LI Xiao, HE Jianming, YIN Chao, et al. Characteristics of the shale bedding planes and their control on hydraulic fracturing[J]. Oil & Gas Geology, 2019, 40(3): 653–660.
- [12] GUO Peng, LI Xiao, LI Shouding, et al. Quantitative analysis of anisotropy effect on hydrofracturing efficiency and process in shale using X-ray computed tomography and acoustic emission[J]. Rock Mechanics and Rock Engineering, 2021, 54(11): 5715–5730.
- [13] ZHAO Zhiheng, LI Xiao, HE Jianming, et al. A laboratory investigation of fracture propagation induced by supercritical carbon dioxide fracturing in continental shale with interbeds[J]. Journal of Petroleum Science and Engineering, 2018, 166: 739–746.
- [14] 王钊钊, 侯冰, 王栋, 等. 页岩油多储集层穿层压裂缝高扩展特征[J]. 石油勘探与开发, 2021, 48(2): 402–410. WANG Yizhao, HOU Bing, WANG Dong, et al. Features of fracture height propagation in cross-layer fracturing of shale oil reservoirs[J]. Petroleum Exploration and Development, 2021, 48(2): 402–410.
- [15] 刘合, 匡立春, 李国欣, 等. 中国陆相页岩油完井方式优选的思考与建议[J]. 石油学报, 2020, 41(4): 489–496. LIU He, KUANG Lichun, LI Guoxin, et al. Considerations and suggestions on optimizing completion methods of continental shale oil in China[J]. Acta Petrolei Sinica, 2020, 41(4): 489–496.
- [16] LI Sihai, ZHANG Shicheng, ZOU Yushi, et al. Experimental study on the feasibility of supercritical CO₂-gel fracturing for stimulating shale oil reservoirs[J]. Engineering Fracture Mechanics, 2020, 238: 107276.
- [17] XU Wenjun, ZHAO Yanxin, WANG Lei, et al. Experimental investigation of hydraulic fracture propagation behavior in layered continental shale[J]. Energy Reports, 2022, 8: 14362–14373.
- [18] LI Yanyan, HU Wei, ZHANG Zhihong, et al. Numerical simulation of hydraulic fracturing process in a naturally fractured reservoir based on a discrete fracture network model[J]. Journal of Structural Geology, 2021, 147: 104331.
- [19] HAN Lili, LI Yanyan, HU Wei, et al. Numerical study on hydraulic fracture propagation in a layered continental shale reservoir[J]. Energies, 2022, 15(23): 8840.
- [20] 武安安. 鄂尔多斯长7页岩油储层压裂裂缝扩展机理研究[D]. 北京: 中国石油大学(北京), 2021. WU Anan. Research on fracture propagation mechanism of Chang 7 shale oil reservoir in Ordos[D]. Beijing: China University of Petroleum(Beijing), 2021.
- [21] ZHANG Xi, JEFFREY R G. Fluid-driven multiple fracture growth from a permeable bedding plane intersected by an ascending hydraulic fracture[J]. Journal of Geophysical Research: Solid Earth, 2012, 117(B12): B12402.
- [22] XIE Jun, TANG Jizhou, YONG Rui, et al. A 3-D hydraulic fracture propagation model applied for shale gas reservoirs with multiple bedding planes[J]. Engineering Fracture Mechanics, 2020, 228: 106872.
- [23] SUN Chao, ZHENG Heng, LIU W D, et al. Numerical simulation analysis of vertical propagation of hydraulic fracture in bedding plane[J]. Engineering Fracture Mechanics, 2020, 232: 107056.
- [24] 付海峰, 才博, 庚勤, 等. 基于储层纵向非均质性的水力压裂裂缝三维扩展模拟[J]. 天然气工业, 2022, 42(5): 56–68. FU Haifeng, CAI Bo, GENG Meng, et al. Three dimensional simulation of hydraulic fracture propagation based on vertical reservoir heterogeneity[J]. Natural Gas Industry, 2022, 42(5): 56–68.
- [25] SHI Genhua. Discontinuous deformation analysis: A new numerical model for the statics and dynamics of deformable block structures[J]. Engineering Computations, 1992, 9(2): 157–168.
- [26] HU Yanzhi, LI Xiao, ZHANG Zhaobin, et al. Numerical investigation on the hydraulic stimulation of naturally fractured Longmaxi shale reservoirs using an extended discontinuous deformation analysis (DDA) method[J]. Geomechanics and Geophysics for Geo-Energy and Geo-Resources, 2020, 6(4): 73.
- [27] 刘卫彬, 徐兴友, 刘畅, 等. 超临界CO₂+水力携砂复合体积压裂工艺对陆相页岩储层的改造机理及效果[J]. 石油学报, 2022, 43(3): 399–409. LIU Weibin, XU Xingyou, LIU Chang, et al. The stimulation mechanism and performance analysis of supercritical CO₂ and hydraulic sand-carrying composite volume fracturing technology on continental shale reservoirs[J]. Acta Petrolei Sinica, 2022, 43(3): 399–409.
- [28] TAN Peng, JIN Yan, HAN Ke, et al. Analysis of hydraulic fracture initiation and vertical propagation behavior in laminated shale formation[J]. Fuel, 2017, 206: 482–493.
- [29] HENG Shuai, LI Xianzhong, ZHANG Xiaodong, et al. Mechanisms for the control of the complex propagation behaviour of hydraulic fractures in shale[J]. Journal of Petroleum Science and Engineering, 2021, 200: 108417.