

引用格式: 赵海峰, 王腾飞, 李忠百, 等. 页岩油水平井组压裂动态应力场研究[J]. 油气藏评价与开发, 2024, 14(3): 352-363.

ZHAO Haifeng, WANG Tengfei, LI Zhongbai, et al. Study on dynamic stress field for fracturing in horizontal well group of shale oil[J]. Petroleum Reservoir Evaluation and Development, 2024, 14(3): 352-363.

DOI: 10.13809/j.cnki.cn32-1825/te.2024.03.005

页岩油水平井组压裂动态应力场研究

赵海峰¹, 王腾飞¹, 李忠百^{2,3}, 梁为², 张涛¹

(1. 中国石油大学(北京)石油工程学院, 北京 102249; 2. 中联煤层气国家工程研究中心有限责任公司, 北京 100095;
3. 中石油煤层气有限责任公司, 北京 100028)

摘要: 水平井组开发页岩油是基于水平单井压裂局限性提出的新型压裂方式。在水平井组压裂过程中, 由于存在多口井和多条人工裂缝, 且裂缝周围应力变化和井间地应力分布复杂, 这种复杂的应力变化将进一步影响裂缝的扩展形态。因此, 深入研究水平井组中不同压裂方式下应力场的变化机理和规律对于控制裂缝形态和提高裂缝复杂度具有重要意义。针对页岩油储层压裂改造过程中应力分布问题, 通过构建水力压裂数值模型, 系统地研究水平井组不同压裂方式下应力场的变化机理和规律以及裂缝扩展后的应力场变化规律, 并基于裂缝的形态特点进行了压裂效果的定量评价。研究表明: ①同步压裂布缝方式可以有效影响井间地应力的变化, 相较于正对布缝方式, 交错布缝方式在井间产生的诱导应力提高了24%, 并在相同井距下更容易引起井间地应力转向; ②交错布缝方式下所形成的裂缝形态更为优越, 压裂效果更为显著, 交错布缝能有效提高裂缝的长度和宽度, 使裂缝表面积和体积增大了4.6%和21.1%; ③拉链压裂所形成的裂缝形态更为优越, 压裂效果优于同步压裂, 进一步增大了裂缝长度和宽度, 使裂缝总表面积和总体积增大了1.3%和0.1%。

关键词: 水平井组压裂; 水力压裂; 应力场; 同步压裂; 拉链压裂

中图分类号: TE33

文献标识码: A

Study on dynamic stress field for fracturing in horizontal well group of shale oil

ZHAO Haifeng¹, WANG Tengfei¹, LI Zhongbai^{2,3}, LIANG Wei², ZHANG Tao¹

(1. College of Petroleum Engineering, China University of Petroleum (Beijing), Beijing 102249, China; 2. China United Coalbed Methane National Engineering Research Center Co., Ltd., Beijing 100095, China; 3. Petrochina Coalbed Methane Co., Ltd., Beijing 100028, China)

Abstract: The deployment of horizontal well groups for shale oil development represents an innovative approach to fracturing, addressing the constraints observed in single horizontal wells. This study focuses on the fracturing dynamics within groups of horizontal wells, where the interplay of multiple wells and artificial fractures introduces complex variations in stress around the fractures and the in-situ stress distribution between wells. Such complexities significantly influence the morphology of fracture propagation. A comprehensive investigation into the stress field dynamics under various fracturing methods in horizontal well groups was conducted using a hydraulic fracturing numerical model. This research is crucial for manipulating fracture morphology and enhancing fracture complexity. The study systematically explored the stress distribution during the shale oil reservoir fracturing reconstruction, analyzed fracture morphologies, and quantitatively assessed the fracturing outcomes. Key findings include: ① Synchronous fracturing effectively alters inter-well ground stress, with the staggered pattern inducing a 24% higher stress compared to the opposite pattern, thereby influencing the direction and reversal of ground stress under identical well spacing. ② Staggered layout exhibit superior shape and fracturing effects than those under the opposite layout, significantly increasing the

收稿日期: 2023-07-06.

第一作者简介: 赵海峰(1980—), 男, 博士, 副教授, 从事岩石力学、水力压裂及酸化的研究工作。地址: 北京市昌平区城北街道府学路18号中国石油大学, 邮政编码: 102249。E-mail: zhaohf@cup.edu.cn

通信作者简介: 王腾飞(2000—), 男, 在读硕士研究生, 从事岩石力学及储层改造的研究工作。地址: 北京市昌平区城北街道府学路18号中国石油大学, 邮政编码: 102249。E-mail: wangtf1027@163.com

基金项目: 国家自然科学基金项目“一种复杂缝网的能量断裂准则及其在致密砂岩压裂模拟中的应用”(11672333)。

length, width, surface area, and volume of fractures by 4.6% and 21.1%, respectively. ③ Zipper fracturing enhances fracture dimensions more effectively than synchronous fracturing, increasing the total surface area and volume of the fractures by 1.3% and 0.1%, respectively.

Keywords: horizontal well group fracturing; hydraulic fracturing; stress field; synchronous fracturing; zipper fracturing

近年来,常规石油天然气的储量和产量都有不同程度的下降,但现代工业对此类能源的需求持续上升,因此,非常规油气资源逐渐成为人们关注的焦点^[1]。页岩油作为典型的超低渗非常规资源,是目前中国最具开发潜力和开发战略性的非常规石油资源^[2-4]。

水平井分段多簇压裂是目前开发页岩油的核心技术,对于复杂缝网的形成,压裂所引起的应力场变化是关键性的因素^[5-7]。对此,国内外学者对压裂引起的应力场分布进行了不同程度的研究。NAGEL等^[8]利用数值模型对页岩油地层多缝压裂的应力分布进行了研究,结果表明,裂缝间距、初始水平主应力差异等都对缝间应力干扰产生不同程度的影响;KRESSE等^[9]在增强常规裂缝模型的基础上,考虑缝高影响,运用位移不连续法得出了一种可以计算多裂缝复杂缝网的应力阴影效用的方法;郭建春等^[10]运用位移不连续法,建立了地层应力场分布数学模型,得到了人工裂缝周围水平应力场的分布情况;刘立峰等^[11]考虑到诱导应力对地应力的影响,在原地应力的基础上叠加了诱导应力,从而得到了压后地应力的理论模型;张广明等^[12]分析了页岩气藏储层的地质特征,并在此基础上建立了二维体积压裂数值模型;JIANG等^[13]利用有限元分析软件COMSOL对生产效应引起的地应力和诱导应力分布进行了模拟;李士斌等^[14-16]考虑了水平井井筒周围应力分布对人工裂缝诱导应力的影响,将二者进行耦合处理获得水平井压裂裂缝周围应力场的计算模型;陈薇羽等^[17]以水平井交替压裂为研究对象,采用位移不连续方法模拟交替压裂中先压裂2条裂缝产生的诱导应力场,并对其产生的影响进行深入分析;王宇等^[18]利用二维均质有限元数值模型,在考虑井筒内压、地应力变化等因素的影响下,模拟了在不同裂缝参数因素下的压裂效果;QIAO等^[19]根据Sneddon公式建立了单个裂缝周围的应力变化值,根据平面主应力计算公式计算了最大和最小水平主应力,并研究了各种因素对应力重新定向的影响;夏阳等^[20]基于多孔弹性力学建立了压裂储层开采诱导应力场演化预

测模型,初步表征了页岩纵向非均质性条件下层内、层间开采诱导地应力动态演化规律。

综合前人研究,水平井组压裂方式对应力场影响规律尚不明确,有待完善。结合现场资料,建立了三维流-固耦合水力压裂数值模型并分析了页岩水平双井同步压裂不同布缝方式及水平双井拉链压裂对于应力场分布的影响,基于裂缝形态的研究,对不同压裂方式的压裂效果进行评价。

1 水力压裂基本方程式

1.1 岩石应力平衡方程

基于有效应力原理,岩石所受应力由岩石骨架和孔隙流体共同承担。在分析多孔岩石应力渗流耦合的过程中,总应力 σ 和有效应力 σ' 之间的关系可表示为:

$$\sigma = \sigma' + ap_b \quad (1)$$

式中: σ 为总应力张量,单位MPa; σ' 为有效应力张量,单位MPa; p_b 为孔隙流体压力,单位MPa; a 为比例常数,研究过程中将岩石假设为完全饱和状态,即 $a=1$ 。

结合有效应力原理,可以确定应力渗流耦合状态下任意时刻岩石基质应力平衡方程^[21],如下:

$$\int_V (\sigma' - p_w I) \delta_\varepsilon dV = \int_S t \partial V dS + \int_V f \partial V dV \quad (2)$$

式中: p_w 为孔隙压力,单位MPa; I 为单位矩阵; ε 为虚应变; t 为单位面积的牵引力,单位N/mm²; V 为岩石基质体积,单位mm³; S 为岩石基质面积,单位mm²; f 为单位体积的体积力,单位N/mm³。

1.2 流体流动方程

在水力压裂数值模拟中,人工裂缝的缝宽远小于缝长与缝高,因此,将缝内流体流动视为处于两层多孔介质之间的连续流动,其主要表现为2个方向上的流动:沿着Cohesive单元的切向流动(裂缝长度延伸方向);垂直于Cohesive单元上、下表面的法向流动(裂缝高度扩展方向)。水力裂缝扩展时流体的流动

通常以切向流动主导,法向流动则与多孔介质的表面滤失性相关,且因一般的多孔介质的表面滤失性较低,因此,通过法向流动从 Cohesive 单元表面渗透进入地层的流量很小。Cohesive 单元上、下表面的法向流^[22]可表示为:

$$q_t = c_t(p_i - p_t) \quad (3)$$

$$q_b = c_b(p_i - p_b) \quad (4)$$

式(3)一式(4)中: q_t 为 cohesive 单元上表面的体积流率,单位 m/s; q_b 为 cohesive 单元下表面的体积流率,单位 m/s; c_t 为 cohesive 单元上表面的滤失系数,单位 $\text{m}^3/(\text{Pa}\cdot\text{s})$; c_b 为 cohesive 单元下表面的滤失系数,单位 $\text{m}^3/(\text{Pa}\cdot\text{s})$; p_i 为 cohesive 单元中的流体压力,单位 MPa; p_t 为单元上表面的孔隙流体压力,单位 MPa; p_b 为单元下表面的孔隙流体压力,单位 MPa。

大多数压裂液(水基压裂液、油基压裂液等)有明显的幂率流变特性。在进行水力压裂数值模拟过程中,为了提高数值模型的计算收敛性,一般将流体假定为不可压缩的牛顿流体,且不考虑压裂液的幂率流变特性,可以得到流体在 cohesive 单元切向流动形态^[20-22]的公式为:

$$qd = \frac{d^3}{12\mu} \Delta p \quad (5)$$

式中: q 为 cohesive 单元的体积流率密度(切向流速),单位 m/s; d 为 cohesive 单元中的张开位移,单位 m; μ 为压裂液黏性系数; p 为切向流动流体压力,单位 MPa。

继而得到以下质量守恒公式:

$$\frac{\partial V}{\partial t} + \nabla q + (q_t + q_b) = Q(t)\delta(x,y) \quad (6)$$

式中: q_t 为裂缝上表面的滤失速度,单位 m/s; q_b 为裂缝下表面的滤失速度,单位 m/s; t 为时间,单位 s; $Q(t)$ 为缝内流体的注入速率,单位 m/s; x 为最小水平主应力,单位 MPa; y 为最大水平主应力,单位 MPa。

此外,压裂液滤失还与温度、缝内压力等有关。为便于研究,在模拟过程中假设滤失模型为一维流动,即滤失方向与裂缝面垂直。

1.3 孔隙渗流方程

裂缝内压裂液在进入地层后,可以将其视作储层内流体的流动,其渗流规律满足储层流体的渗流规律。在压裂液的渗流过程中,尽管液体的流动速度、流动方向、流体形状都可能发生改变,但渗滤的压裂液质量会保持不变,流体渗流时质量守恒方程如下:

$$\frac{\partial(\rho_w \varphi)}{\partial t} + \nabla(\rho_w \varphi V_w) = 0 \quad (7)$$

式中: ρ_w 为孔隙介质流体密度,单位 kg/m^3 ; φ 为孔隙率,%; V_w 为渗流速度,单位 m/s。

根据达西定律,渗流速度和孔隙压力梯度满足如下方程:

$$V_w = -\frac{1}{\varphi g \rho_w} K(p_w - \rho_w g) \quad (8)$$

式中: K 为渗透系数张量,单位 m/s; g 为重力加速度向量,单位 m/s^2 。

2 页岩油水平井组压裂数值模型

同步压裂是用于多水平井压裂的一种方法^[23],可使相邻水平井的压裂段同时施工,导致裂缝相向延伸,增强井间应力干扰效应,有助于水力裂缝改变方向或形成更多分支裂缝,从而实现更有效的油气资源开发。

同步压裂正对布缝(图 1a)压裂时将两井的裂缝相向布置,模型预制 2 条裂缝且正对分布,在裂缝的中心点分别设置注入点模拟射孔注水,通过控制时间步的长短控制裂缝不接触;交错布缝(图 1b)压裂时将两井的裂缝错开一定距离布置,使得裂缝呈锯齿状分布。

拉链压裂(图 1c)是页岩双井或多井压裂的创新方式,采用隔段压裂的方式,目的是通过两侧裂缝段对中间裂缝段产生的应力扰动,增加中间裂缝段的应力复杂性,使其在延伸过程中更好地与天然裂缝沟通,以形成复杂的裂缝网络。拉链压裂模型与交错布缝模型相似,都是使用预制平行裂缝模拟裂缝扩展,通过不同的分析步模拟双井先后压裂。这里只针对每个压裂段仅存在 1 条裂缝的情况,且应力观测点均在裂缝尾部(注入点位置),用以观察应力场的变化。

使用 ABAQUS 有限元软件模拟了水平井双井水力压裂过程:模型尺寸(100 m×100 m×40 m),压裂段间距为 40 m,分为 3 层,上、下为隔层,厚度为 10 m;中间为目标层,厚度为 20 m。在模型两端设置注入点,模拟双井同时压裂。应力方向设定 z 为垂直主应力, y 和 x 分别为最大、最小水平主应力。在应力云图 Averaging threshold 参数控制中,设置平均值参数为 75%(平均阈值),相对节点变量小于该值时,该节点的结果才被平均。相对节点变量=(节点变量的最大

值-节点变量的最小值)/(区域内所有节点最大变量值-区域内所有节点最小变量值)。Cohesive 裂缝面嵌在 yOz 面,与最小主应力垂直,即指定的裂缝起裂和扩展路径。根据 Cohesive 单元的特性,法向应力值与单元抗拉强度值作为单元破坏和裂缝扩展的评价指标。由于 Cohesive 单元只模拟受拉破坏,模拟结算时选用 Traction 模拟类型,需设置3个主应力方向的抗拉弹性模量,均质地层。模拟单元起裂采用最大正应力破坏准则,BK(准则)混合破坏模式。为直观展示裂缝形态特征,在应力场输出中设置损伤因子(SDEG)表示单元破坏情况,目标层和隔层的孔隙率为0.2,饱和度为1,注液时间为300 s,并对模型所有外表面进行法向位移约束控制,具体参数见表1。

3 模拟结果分析

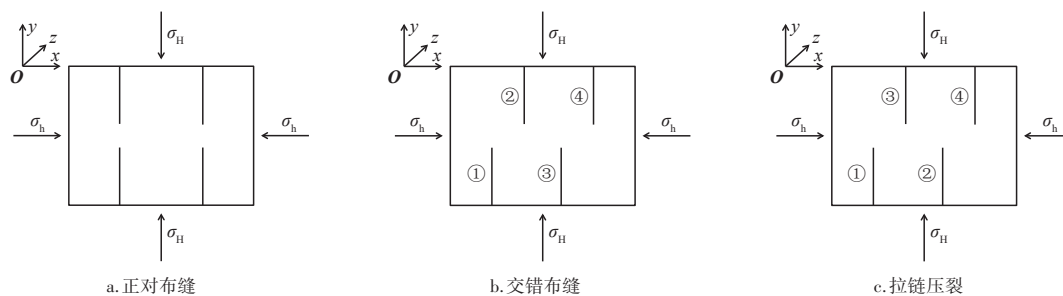
3.1 同步压裂不同布缝方式差异分析

3.1.1 正对、交错布缝应力特征分析

同步压裂正对布缝和交错布缝会对裂缝的延伸及裂缝周围地应力造成不同影响。由图2a可得,在

裂缝内侧相同位置,正对布缝对比交错布缝更显著地影响最小水平主应力。在相同条件下,正对布缝更早发生应力反转。应力增长趋势表明:随着压裂进行,交错布缝下的最小水平主应力最终会超过正对布缝,但是,裂缝周围的过高应力会抑制裂缝扩展。由图2b可得,在裂缝外侧,正对布缝对最小水平主应力的影响大于交错布缝。与裂缝内侧情况相似,随着压裂进行,交错布缝对最小水平主应力的影响最终会超过正对布缝。比较图2a和图2b,裂缝外侧应力反转发生的时间较晚,且相同位置的应力值较小,与多缝压裂时的应力分布一致。

由图3可得,2种布缝方式均使得井间主应力发生改变,且交错布缝对井间地应力的影响大于正对布缝。两井中间位置的应力方向未发生反转,但相同位置交错布缝的诱导应力比正对布缝增大了24%。应力变化趋势显示,交错布缝方式下最小水平主应力的增加趋势明显大于正对布缝,有利于减小原地应力场的主应力差异。在相同井距和裂缝长度条件下,人工裂缝交错布缝方式有利于产生较高的诱导应力。



注:①、②、③、④为压裂次序; σ_H 为最大水平主应力,单位MPa; σ_h 为最小水平主应力,单位MPa;

图1 同步压裂、拉链压裂模型

Fig. 1 Simultaneous fracturing and zipper fracturing models

表1 有限元数值模型参数

Table 1 Finite element numerical model parameters

参数	层厚/m	岩石弹性模量/GPa	孔隙比	渗透系数/(m/s)	岩石泊松比	最大水平主应力/MPa	最小水平主应力/MPa	垂向应力/MPa	孔隙压力/MPa	岩石抗拉强度/MPa	压裂液滤失系数/[m/(Pa·s)]	压裂液黏度/(Pa·s)	压裂液重度/(N/m ³)	排量/(m ³ /s)
储层	20	25	0.12	10 ⁻⁸	0.25	35	30	55	20					
隔层	10	75	0.08	10 ⁻¹⁰	0.30	40	50	55	20					
储层 Cohesive		25								5	10 ⁻¹³	0.001	9 800	0.159
隔层 Cohesive		75								10	10 ⁻¹⁴	0.001	9 800	0.159

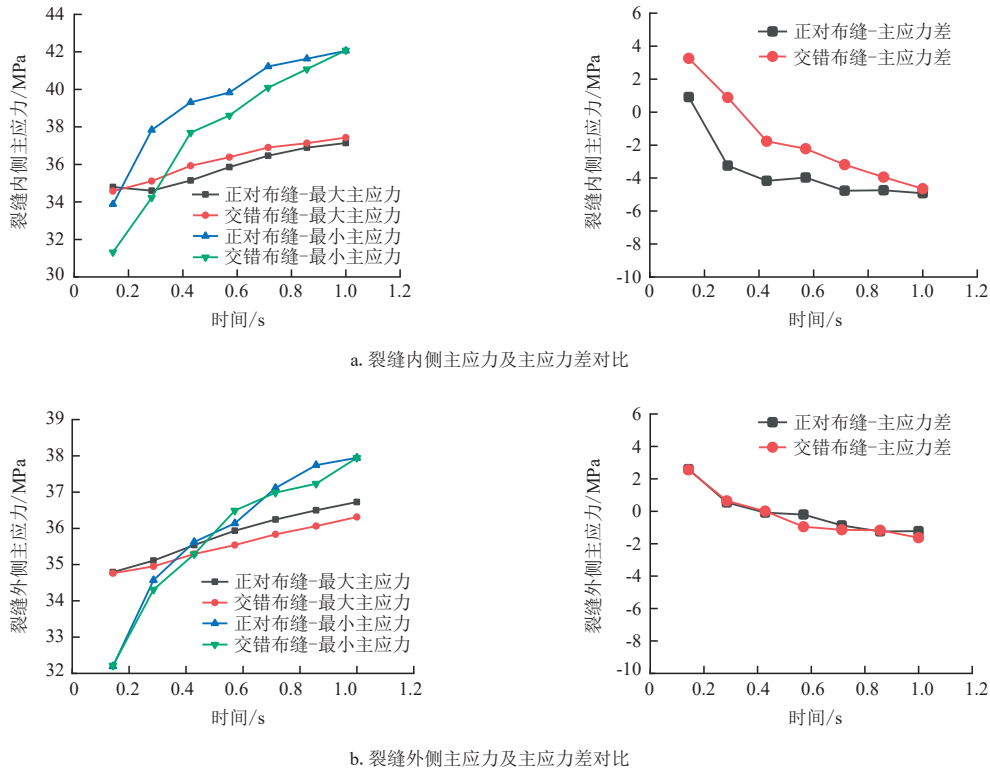


图2 裂缝内、外侧主应力及主应力差对比

Fig. 2 Comparison of principal stress inside and outside the fracture and the difference in principal stress

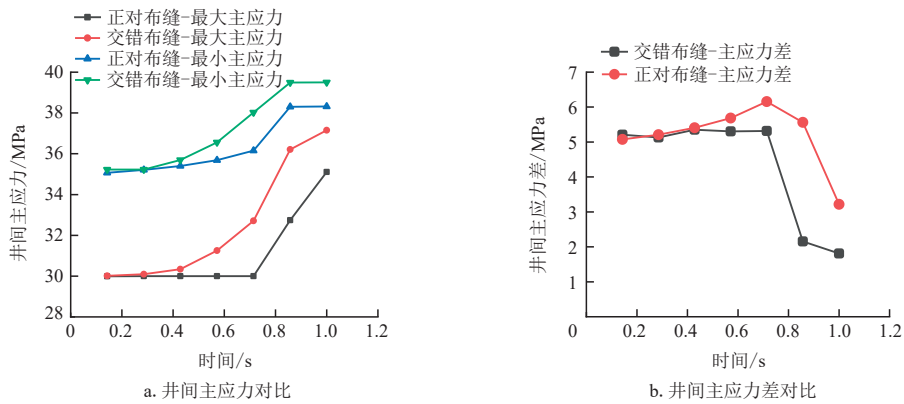


图3 井间主应力及主应力差对比

Fig. 3 Comparison of inter-well principal stress and principal stress difference

在正对布缝方式下,井间主应力差呈现先增加后减小的趋势,而交错布缝方式下井间主应力差则呈现缓慢增加后迅速减小的趋势。此外,交错布缝方式下的井间主应力差小于正对布缝,随裂缝扩展,多裂缝之间应力干扰效应增加^[24-27],主应力方向偏转范围增大,裂缝扩展至井间时更容易形成复杂裂缝。

3.1.2 正对、交错布缝裂缝扩展后应力场分析

由图4可知:同步压裂对应力场的影响表现为人工裂缝会改变裂缝周围的应力大小,压后裂缝周围应力增大。同步压裂两井中间位置处的地应力受到两井裂缝的共同影响,应力更加复杂。相向而行的

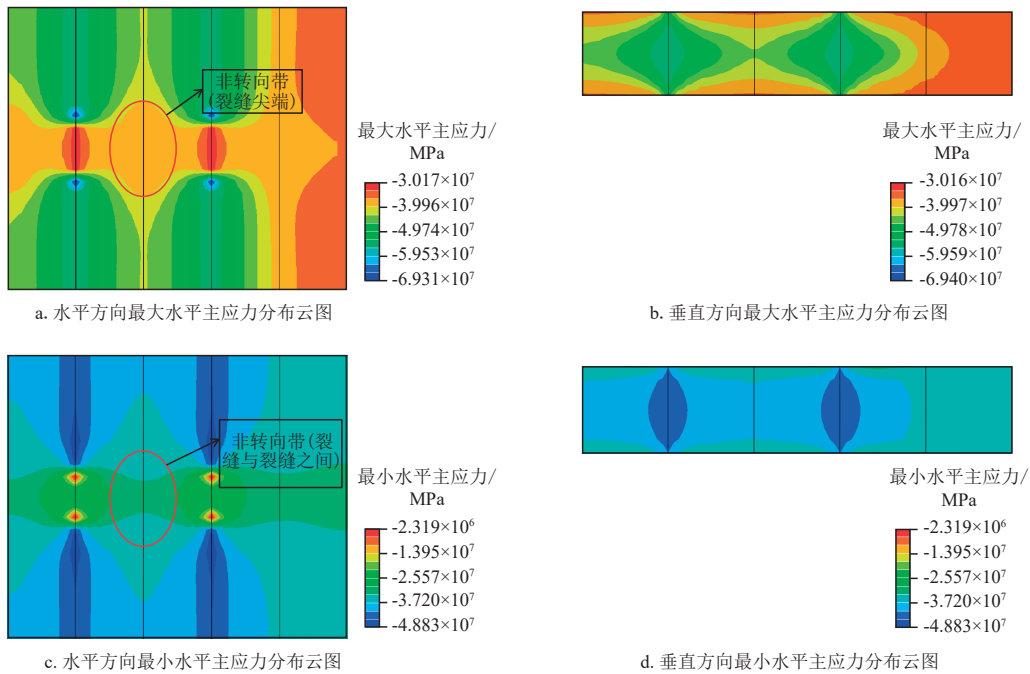


图4 正对布缝方式下裂缝扩展后最大、最小水平主应力分布云图

Fig. 4 Distribution of maximum and minimum horizontal principal stress after fracture propagation in direct fracture placement method

裂缝尖端在靠近时应力阴影会相互覆盖,同时尖端产生的拉应力叠加使得裂缝尖端前方的应力减小。最小水平主应力与最大水平主应力分布情况类似,人工裂缝会改变裂缝周围的应力大小,并在裂缝前端产生椭圆形的应力减小区。

压裂完成后,裂缝周围区域发生了应力反转现象,在裂缝尖端、裂缝与裂缝之间会出现椭圆形的非转向带。两井中间位置处的应力方向会随着裂缝尖端的靠近出现一定偏转,偏转程度受裂缝尖端距离影响,并且应力方向偏转也仅发生在裂缝尖端周围。此外,裂缝尖端附近的最小水平主应力的偏转程度和范围要大于最大水平主应力。

由图5可知,由于裂缝的交错布置,两井中间位置处的地应力也受到多条裂缝的共同影响,同时由于裂缝扩展较正对布缝更快,因此裂缝尖端的拉应力区较正对布缝会减小。最小水平主应力与最大水平主应力变化类似,相向而行的交错裂缝尖端在靠近时,也会在尖端产生拉应力的叠加,使得裂缝尖端前方的应力减小,并在裂缝前端产生椭圆形的应力下降区,但是相较于正对布缝,应力下降区范围较小。

压裂完成后,裂缝周围区域发生了应力反转现象,但裂缝尖端附近的非转向带只出现在裂缝外侧,裂缝之间的非转向带会消失。两井中间位置处的应力方向会随着裂缝尖端的靠近出现一定偏转,由于裂缝扩展较快,所以裂缝尖端更为接近,尖端附近的应力转向范围较正对布缝会更大。与正对布缝相比,交错布缝因为裂缝交错布置,导致相向靠近的裂缝尖端对已发生应力反转区域造成影响(红色圆圈)。

3.1.3 正对、交错布缝裂缝形态分析

图6a展示了正对布缝最终的裂缝形态(放大200倍),裂缝长度、高度、宽度分别为42.8 m、10 m、8.60 mm。图6b则展示了交错布缝最终的裂缝形态(放大200倍)。由于模型对称性,裂缝1、4的长度、高度、宽度分别为45.8 m、10 m、9.56 mm;裂缝2、3的长度、高度、宽度分别为43.8 m、10 m、9.03 mm。

因模型对称性,正对布缝裂缝形态基本相同,交错布缝外侧裂缝形态也基本相似。为便于对比,此处将交错布缝裂缝1、4统称为外侧裂缝,裂缝2、3统称为中间裂缝。

由图7a可得,交错布缝的裂缝长度最终时刻大

于正对布缝。以正对布缝裂缝长度为评价指标,交错布缝外侧裂缝长度增加 7.0%,中间裂缝增加 2.3%,总长度增加 4.7%。在裂缝长度变化方面,压裂过程中正对布缝和交错布缝的裂缝长度增长速度基本相同,在压裂后期,正对布缝的裂缝扩展会受到抑制,导致裂缝长度增长减缓。

由于缝间应力干扰,交错布缝中间裂缝宽度小于外侧裂缝但仍大于正对布缝。以正对布缝最大裂缝宽度为评价指标,交错布缝外侧裂缝宽度增加 11.3%,中间裂缝增加 4.6%,总宽度增加 7.5%。在裂缝宽度变化方面,压裂后期交错布缝的裂缝宽度增

长速度明显高于正对布缝。分析认为:随着裂缝尖端靠近,相互交错裂缝的尖端拉应力叠加,使得尖端岩石受到的拉应力急剧增大,推动了交错布缝裂缝的迅速扩展。

裂缝长度和裂缝宽度并非全面反映压裂效果的指标,因此,采用裂缝体积、表面积(裂缝与地层接触面积)来评价压裂效果。将裂缝形态视为椭圆台,裂缝与地层的接触面积可视作梯形。在计算接触面积时,将裂缝高度看作梯形的底,裂缝长度视为梯形的高。以注入点为中心建立坐标轴,仅计算裂缝位于第一象限的面积。

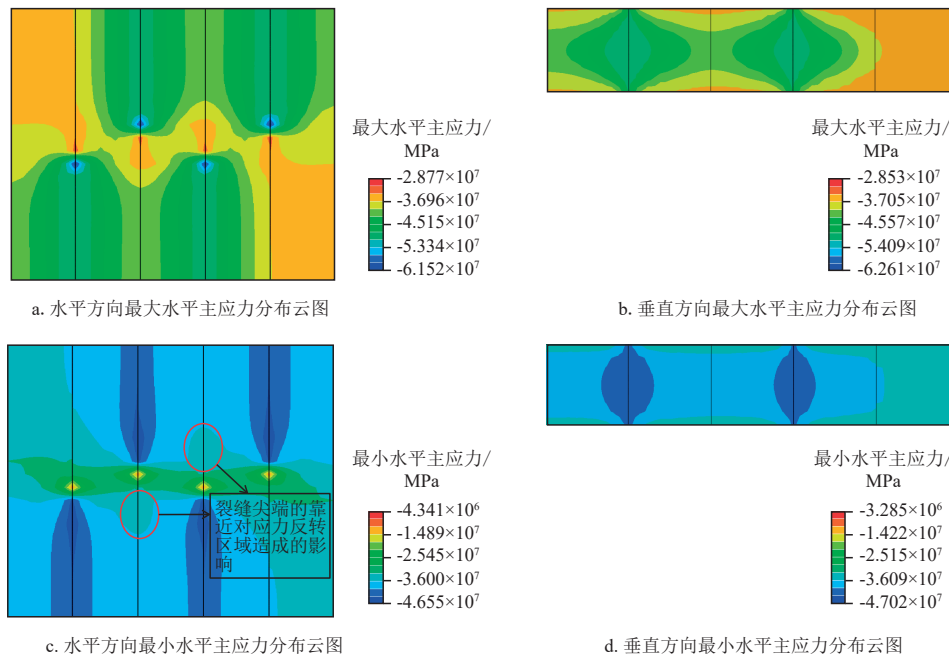


图5 交错布缝方式下裂缝扩展后最大、最小水平主应力分布云图

Fig. 5 Distribution of maximum and minimum horizontal principal stress after fracture propagation in staggered fracture placement method

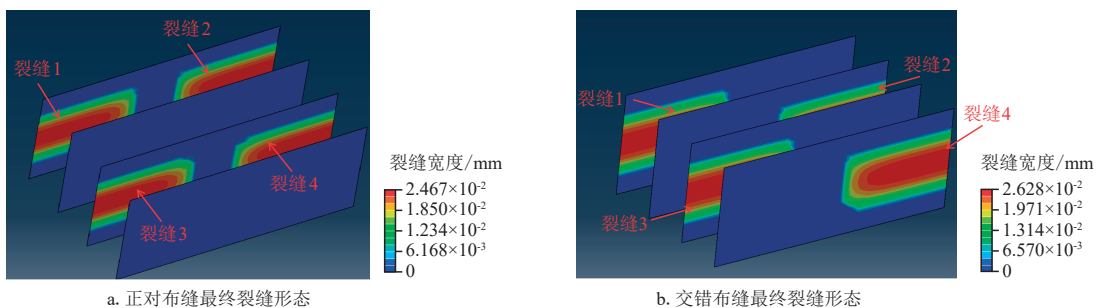


图6 不同压裂方式最终裂缝形态

Fig. 6 Final fracture morphology of different fracturing methods

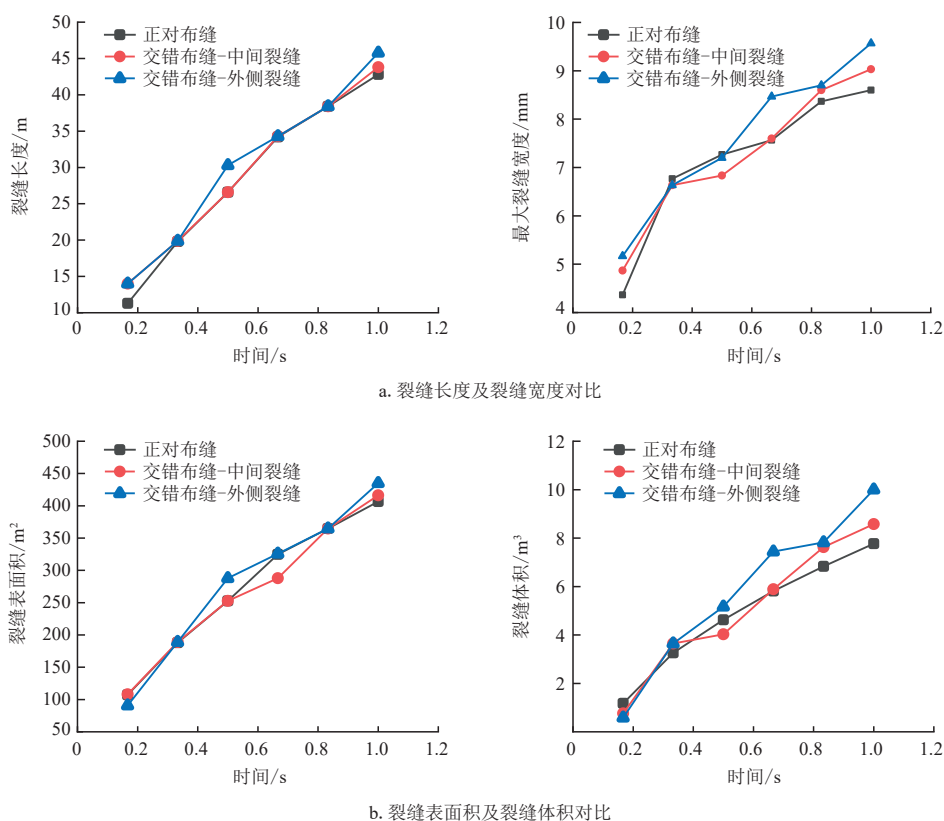


图7 正对、交错布缝方式下裂缝形态对比

Fig. 7 Comparison of fracture morphologies under direct and staggered fracture placement methods

由图7b可得,压裂最终时刻,交错布缝的内外侧裂缝表面积均大于正对布缝。以正对布缝裂缝表面积为评价指标,交错布缝的外侧裂缝表面积增大7.0%,中间裂缝增大2.3%,总表面积增大4.6%。表明在相同段间距下,交错布缝能有效增大与地层的接触面积,优于正对布缝。

压裂最终时刻,交错布缝的裂缝体积整体上大于正对布缝。外侧裂缝体积远大于正对布缝,中间裂缝体积略大于正对布缝。以正对布缝裂缝体积为评价指标,交错布缝的外侧裂缝体积增大31.8%,中间裂缝增大10.3%,总体积增大21.1%。说明在相同段间距下,交错布缝方式能有效增大裂缝体积,优于正对布缝。

贺沛^[28]指出在两口井同步压裂时,裂缝交错分布会使裂缝在延伸过程中发生偏转,2条裂缝相互吸引、靠近,裂缝转向有利于沟通其他位置的裂缝;相反,当裂缝正对分布时,裂缝延伸同样会产生应力集中区,影响各自周围的应力场,但是当2条裂缝延伸到一定长度后,裂缝尖端相遇、贯穿对方裂缝变成1

条裂缝,失去了水力压裂诱导形成更多裂缝的目的,因此,同步压裂时采用交错布缝的方式更好。

3.2 拉链、同步压裂差异分析

3.2.1 拉链、同步压裂应力特征分析

拉链压裂与同步压裂交错布缝相似,将同步压裂交错布缝结果进行对比。图8a表明:在裂缝内侧相同位置,拉链压裂对最小水平主应力的影响大于同步压裂,相同时刻最小水平主应力的增幅更为显著,拉链压裂在相同位置产生的诱导应力(最小水平主应力方向)较大,有利于减小原地应力场主应力差异,促使裂缝转向,相反,对于最大水平主应力,同步压裂的影响大于拉链压裂。对比2种压裂方式下的主应力差,发现拉链压裂能更早引起应力反转,但这可能导致相同时刻裂缝周围的应力较高,从而抑制裂缝扩展,解释了后期裂缝形态不佳的原因。

图8b表明:在裂缝外侧相同位置,同步压裂对应力场的影响大于拉链压裂,导致压后主应力的增加

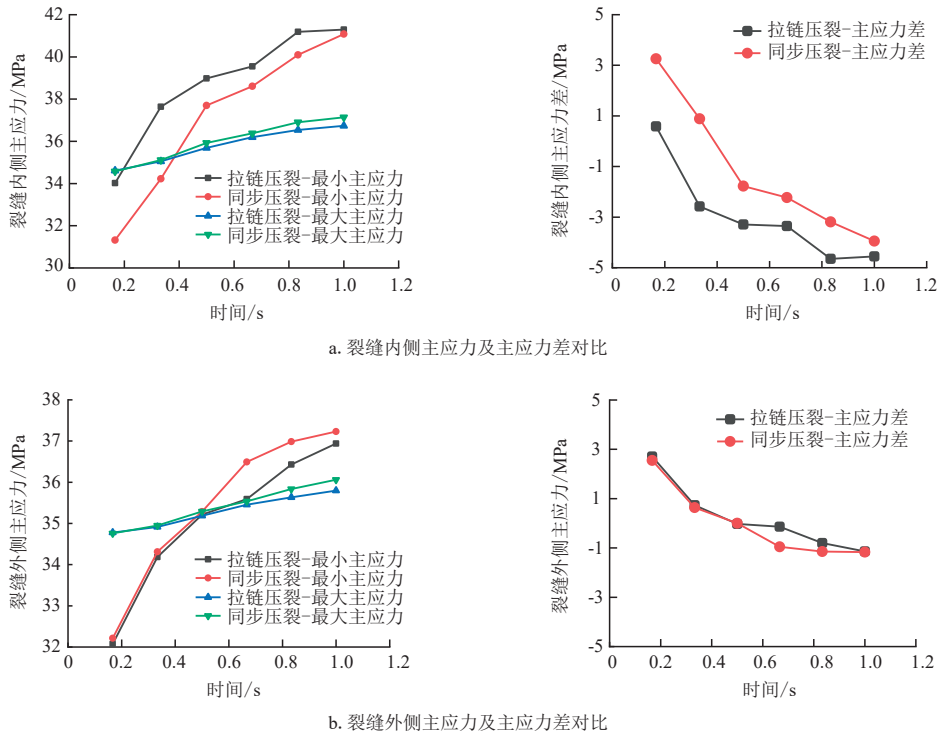


图8 裂缝内、外侧主应力及主应力差对比

Fig. 8 Comparison of principal stress inside and outside the fracture and the difference in principal stress

量更大。对比主应力的变化过程发现,相同时刻同步压裂在相同位置产生的诱导应力大于拉链压裂;对比主应力差值的变化,发现同步压裂主应力差减小更快,有利于减小原地应力场主应力差异。

3.2.2 拉链压裂裂缝扩展后应力场分析

图9说明:拉链压裂裂缝周围对应力场的影响规律与同步压裂相似,裂缝尖端前方也会存在应力减小区域。最小水平主应力与最大水平主应力变化类似,相向而行的交错裂缝尖端在靠近时,会在尖端产生拉应力的叠加使得裂缝尖端前方的应力减小,并在裂缝前端产生椭圆形的应力下降区,但是相较于同步压裂,应力下降区范围会增大。

压裂完成后,裂缝周围区域也发生了应力反转现象。在裂缝尖端地带也会存在非转向带,但相较于同步压裂非转向带存在于裂缝的外侧。在两井中间位置,应力方向也会随着裂缝尖端的靠近出现一定偏转。最小水平主应力与最大水平主应力变化类似,压裂完成后,裂缝周围区域发生了应力反转现象,但与同步压裂相比裂缝之间仍会有一定的非转向带的存在。

3.2.3 拉链、同步压裂裂缝形态分析

图10展示了拉链压裂最终时刻裂缝形态(放大200倍)。裂缝1、2、3、4长度分别为47.5、42.8、47.5、43.8 m,裂缝宽度分别为9.13、8.83、9.27、9.27 mm;裂缝高度均为10 m。

图11a表明:压裂结束时同步压裂的裂缝长度大于拉链压裂后压裂缝,但小于拉链压裂先压裂缝;拉链压裂后压裂缝的长度最小,而拉链压裂先压裂缝的长度最大。以同步压裂裂缝2的长度为评价指标,同步压裂裂缝1的长度增加4.6%,拉链压裂裂缝1的长度增加8.4%,裂缝2减小2.3%,裂缝3增加8.4%,裂缝4与同步压裂裂缝2相当。拉链压裂后期裂缝的扩展速度大于同步压裂,但后压裂裂缝的扩展速度小于同步压裂。结合应力变化分析,拉链压裂后压裂缝在扩展时受到周围高应力的抑制。

压裂结束时,同步压裂外侧裂缝宽度大于拉链压裂,中间裂缝宽度小于拉链压裂。以同步压裂裂缝2的最大缝宽为评价指标,同步压裂裂缝1的缝宽增加6.0%,拉链压裂裂缝1的缝宽增加1.1%,裂缝2减小2.2%,裂缝3增加0.4%,裂缝4增加2.6%。分析

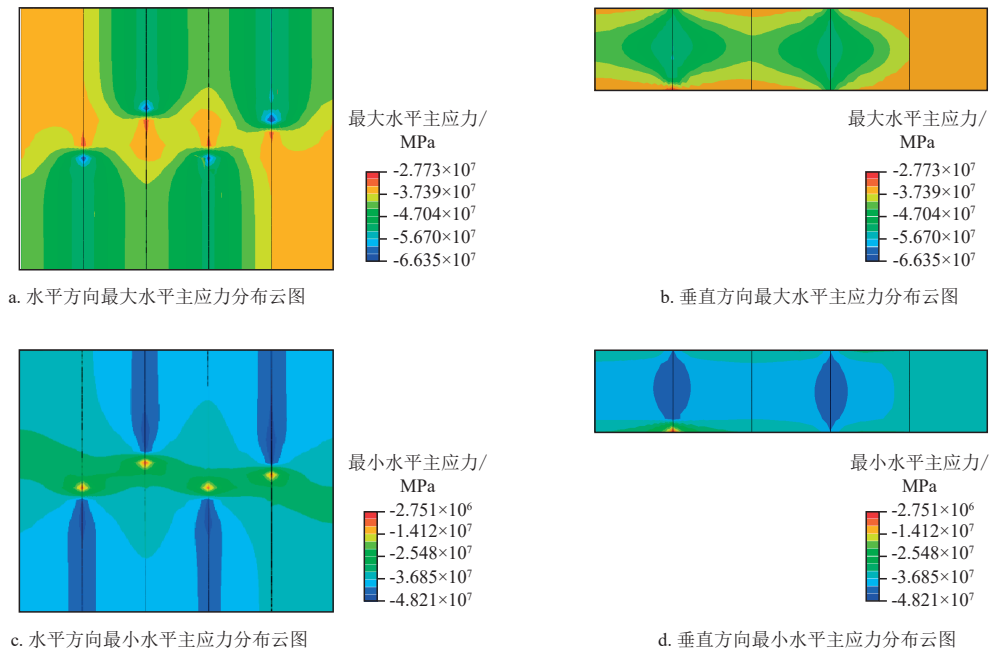


图9 拉链压裂裂缝扩展后最大、最小水平主应力分布云图

Fig. 9 Distribution of maximum and minimum horizontal principal stresses after fracture propagation in zipper fracturing

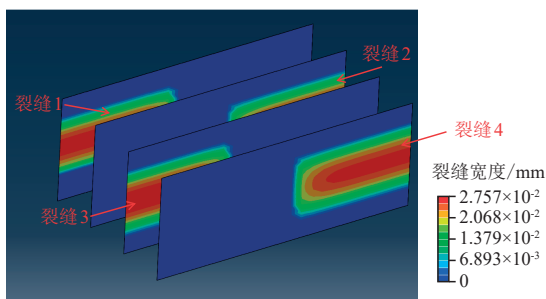


图10 拉链压裂最终时刻裂缝形态

Fig. 10 Final fracture morphology at the end of zipper fracturing

认为由于在数值模拟过程中没有进行压裂后支撑剂充填的模拟,且在先压裂缝分析完成后未模拟液体注入,因此,当后压裂缝靠近先压裂缝时,会对先压裂缝施加抑制作用,从而减小其裂缝宽度。

图11b表明:拉链压裂先压裂缝的表面积较同步压裂大,而后压裂缝的表面积略小于同步压裂。以同步压裂裂缝2的表面积为评价指标,其裂缝1的表面积增大4.6%,拉链压裂裂缝1的表面积增大8.4%,裂缝2缩小2.3%,裂缝3增大4.6%,裂缝4与同步压裂裂缝2相当。比较4条裂缝的总表面积,拉链压裂

裂缝总表面积相较于同步压裂增大1.3%。因此,在相同段间距条件下,拉链压裂在裂缝表面积上的效果优于同步压裂。

拉链压裂先压裂缝体积较同步压裂更大,而后压裂缝的体积与同步压裂相当。以同步压裂裂缝2的体积为评价指标,其裂缝1的体积增大16.6%,拉链压裂裂缝1的体积增加17.6%、裂缝2缩小3.3%、裂缝3增大15.6%、裂缝4增加3.4%。综合比较4条裂缝的总体积,拉链压裂裂缝总体积相较于同步压裂略微增加了0.1%。

综上所述:拉链压裂相较于同步压裂,在后压裂缝内侧能产生更大的诱导应力,促使最小水平主应力快速增长并超越最大水平主应力,引发应力反转,有助于形成复杂缝网结构。综合应力变化结果分析,增大压裂段间距时,拉链压裂可达到较小间距下同步压裂的效果;而减小间距时,过大的诱导应力反而会限制裂缝扩展。基于裂缝形态分析,拉链压裂裂缝形态优于同步压裂。但结合压裂后应力场的分析,认为拉链压裂后压裂裂缝产生的较高诱导应力会使得裂缝扩展更为困难。因此,想要减弱对裂缝形态的影响,则可以通过增大段间距等方式来减弱应力过高对裂缝扩展的抑制作用。

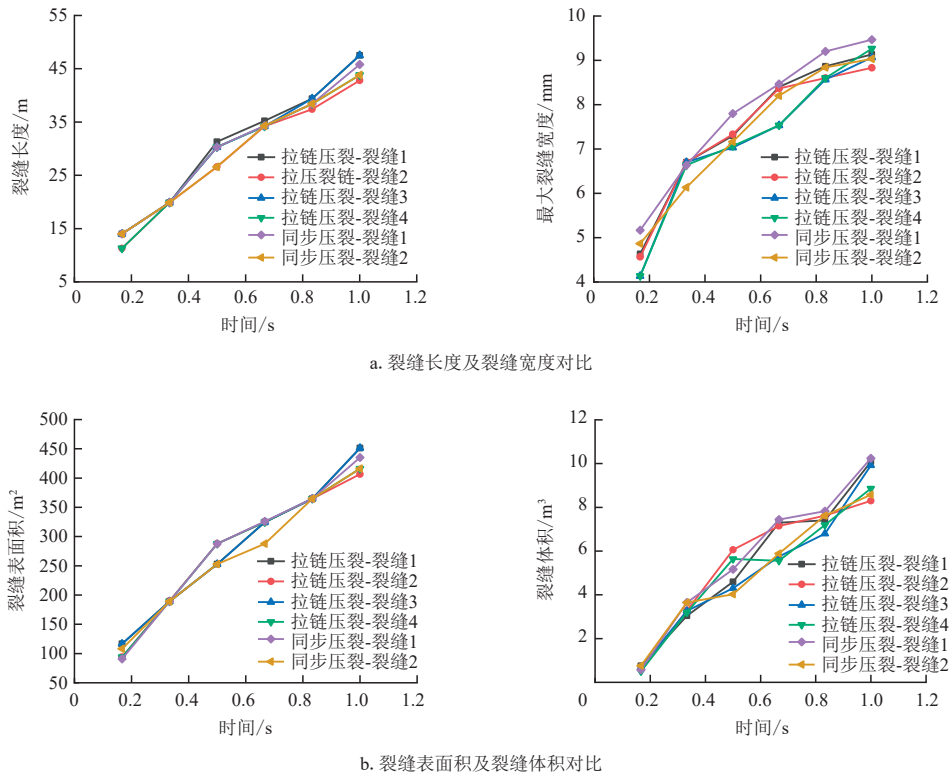


图11 不同压裂方式裂缝形态对比

Fig. 11 Comparison of fracture morphology of different fracturing methods

刘洪等^[29]分析了涪陵页岩气田不同压裂模式下的诱导应力场,对比了不同水平路径下诱导应力的变化情况,综合研究成果认为拉链压裂优于同步压裂。肖佳林等^[30]指出在拉链压裂模式下,配对井水力裂缝和注入诱导应力引起的应力重定向和井间应力干扰将会导致复杂裂缝系统的产生。这一结论也验证了现场实施同平台多井拉链压裂的合理性和有效性。

4 结论

通过三维水力压裂数值模拟,分析了页岩油水平井组同步压裂和拉链压裂方式下动态应力场的变化规律,并在裂缝形态上进行了定量评价。主要结论如下:

1) 对于页岩油水平井组,同步压裂布缝方式有效地影响了井间地应力的变化。相比正对布缝,交错布缝在井间相同位置产生的诱导应力增大了24%。评价裂缝形态显示,交错布缝显著增加了缝长和缝宽,裂缝总表面积和总体积分别增大了4.7%和

21.1%,因此,交错布缝在双井压裂中更好地利用了井间应力干扰,特别在应力差异较大的页岩油储层中,可有效提高裂缝复杂程度。

2) 对于水平井组拉链压裂,其有效提高了后压裂缝周围的诱导应力,减小了原地应力场的差异,有利于增加后压裂缝的复杂程度。在裂缝形态评价方面,拉链压裂相较于同步压裂进一步增大了缝长和缝宽,裂缝总表面积和总体积分别增大了1.3%和0.1%。

3) 结合对裂缝间距的讨论,拉链压裂在有效减小地应力差异的情况下,能够在较大段间距下实现类似于同步压裂较小段间距的压裂效果,从而在降低压裂成本的同时促进更复杂的裂缝形成。

参考文献

- [1] 李旺. 水力压裂过程中诱导应力扰动机制的数值模拟研究[D]. 大连: 大连理工大学, 2016.
LI Wang. Numerical simulation research on mechanism of induced stress perturbation in the process of hydraulic fracturing[D]. Dalian: Dalian University of Technology, 2016.
- [2] 雷群, 翁定为, 熊生春, 等. 中国石油页岩油储集层改造技术进步及发展方向[J]. 石油勘探与开发, 2021, 48(5): 1035-1042.
LEI Qun, WENG Dingwei, XIONG Shengchun, et al. Progress and development direction of shale oil reservoir stimulation

- technology of China National Petroleum Corporation[J]. Petroleum Exploration and Development, 2021, 48(5): 1035-1042.
- [3] 郭秋麟,米石云,张倩,等.中国页岩油资源评价方法与资源潜力探讨[J].石油实验地质,2023,45(3):402-412.
GUO Qiulin, MI Shiyun, ZHANG Qian, et al. Assessment methods and potential of shale oil resources in China[J]. Petroleum Geology & Experiment, 2023, 45(3): 402-412.
- [4] 冯动军.四川盆地侏罗系大安寨段陆相页岩油气地质特征及勘探方向[J].石油实验地质,2022,44(2):219-230.
FENG Dongjun. Geological characteristics and exploration direction of continental shale gas in Jurassic Da'anzhai Member, Sichuan Basin[J]. Petroleum Geology & Experiment, 2022, 44(2): 219-230.
- [5] 谢紫霄,黄中伟,熊建华,等.天然裂缝对干热岩水力压裂裂缝扩展的影响规律[J].天然气工业,2022,42(4):63-72.
XIE Zixiao, HUANG Zhongwei, XIONG Jianhua, et al. Influence of natural fractures on the propagation of hydraulic fractures in hot dry rock[J]. Natural Gas Industry, 2022, 42(4): 63-72.
- [6] 翁定为,严星星,卢拥军,等.考虑应力干扰的致密油气压裂设计及实现方法[J].中国矿业大学学报,2014,43(4):639-645.
WENG Dingwei, YAN Xingming, LU Yongjun, et al. Optimization and realization of stress interference in tight oil and gas reservoir[J]. Journal of China University of Mining & Technology, 2014, 43(4): 639-645.
- [7] 郭建春,尹建,赵志红.裂缝干扰下页岩储层压裂形成复杂裂缝可行性[J].岩石力学与工程学报,2014,33(8):1589-1596.
GUO Jianchun, YIN Jian, ZHAO Zhihong. Feasibility of formation of complex fractures under cracks interference in shale reservoir fracturing[J]. Chinese Journal of Rock Mechanics and Engineering, 2014, 33(8): 1589-1596.
- [8] NAGEL N B, SANCHE-NAGEL M. Stress shadowing and microseismic events: A numerical evaluation[C]// Paper SPE-147363-MS presented at the SPE Annual Technical Conference and Exhibition, Denver, Colorado, USA, October 2011.
- [9] KRESSE O, WENG X W, GU H R, et al. Numerical modeling of hydraulic fractures interaction in complex naturally fractured formations[J]. Rock Mechanics and Rock Engineering, 2013, 46: 555-568.
- [10] 郭建春,周鑫浩,邓燕.页岩气水平井组拉链压裂过程中地应力的分布规律[J].天然气工业,2015,35(7):44-48.
GUO Jianchun, ZHOU Xinhao, DENG Yan. Distribution rules of earth stress during zipper fracturing of shale gas horizontal cluster wells[J]. Natural Gas Industry, 2015, 35(7): 44-48.
- [11] 刘立峰,冉启全,王欣,等.致密储层水平井体积压裂段间距优化方法[J].石油钻采工艺,2015,37(3):84-87.
LIU Lifeng, RAN Qiquan, WANG Xin, et al. Method of optimizing the spacing between volumetric fracturing stages in horizontal wells in tight reservoir[J]. Oil Drilling & Production Technology, 2015, 37(3): 84-87.
- [12] 张广明,刘勇,刘建东,等.页岩储层体积压裂的地应力变化研究[J].力学学报,2015,47(6):965-972.
ZHANG Guangming, LIU Yong, LIU Jiandong, et al. Research on the geostress change of shale reservoir volume fracturing[J]. Chinese Journal of Theoretical and Applied Mechanics, 2015, 47(6): 965-972.
- [13] JIANG W, CAI B, YANG L, et al. Optimum time and critical re-orientation pressure of re-fracturing[C]// Paper SPE-181837-MS presented at the SPE Asia Pacific Hydraulic Fracturing Conference, Beijing, China, August 2016.
- [14] 李士斌,官兵,张立刚,等.水平井压裂裂缝局部应力场扰动规律[J].油气地质与采收率,2016,23(6):112-119.
LI Shibin, GUAN Bing, ZHANG Ligang, et al. Local stress field disturbance law of horizontal well fracturing[J]. Petroleum Geology and Recovery Efficiency, 2016, 23(6): 112-119.
- [15] 李士斌,官兵,张立刚,等.水平井裂缝诱导应力场影响因素分析[J].中国煤炭地质,2016,28(5):24-28.
LI Shibin, GUAN Bing, ZHANG Ligang, et al. Impacting factor analysis of horizontal well fracture induced stress field[J]. Coal Geology of China, 2016, 28(5): 24-28.
- [16] 李士斌,官兵,张立刚,等.裂缝诱导应力场影响因素敏感性评价[J].油气藏评价与开发,2017,7(2):23-30.
LI Shibin, GUAN Bing, ZHANG Ligang, et al. The sensitivity evaluation on influence factors of fractures induced stress field [J]. Reservoir Evaluation and Development, 2017, 7(2): 23-30.
- [17] 陈薇羽,刘平礼,张轶茗.水平井交替压裂诱导应力影响研究[J].油气藏评价与开发,2017,7(6):57-60.
CHEN Weiyu, LIU Pingli, ZHANG Yiming. The impacts of induced stress on horizontal well alternate fracturing[J]. Reservoir Evaluation and Development, 2017, 7(6): 57-60.
- [18] 王宇,张景富,刘赛,等.水平井多裂缝尖端应力干扰现象分析[J].数学的实践与认识,2020,50(17):133-139.
WANG Yu, ZHANG Jingfu, LIU Sai, et al. Analysis of stress interference phenomenon in multi-fracture tips of horizontal well[J]. Mathematics in Practice and Theory, 2020, 50(17): 133-139.
- [19] QIAO Y, ZHANG Y, JIANG T H, et al. A fast calculation method for natural fractures activation considering stress shadow and study on the law of natural fractures activation state changes[C]// Paper SPE-207888-MS presented at the Abu Dhabi International Petroleum Exhibition & Conference, Abu Dhabi, UAE, November 2021.
- [20] 夏阳,韦世明,王迪,等.砂页岩交互页岩油储层开采诱导应力场演化规律[J].地下空间与工程学报,2023,19(1):107-116.
XIA Yang, WEI Shiming, WANG Di, et al. Dynamic evolution of stress field during the exploitation of sand-shale interacted shale-oil reservoirs[J]. Chinese Journal of Underground Space and Engineering, 2023, 19(1): 107-116.
- [21] 白凯华.基于ABAQUS的低渗透储层水力压裂数值模拟研究[D].西安:西安石油大学,2019.
BAI Kaihua. Numerical simulation of hydraulic fracturing in low permeability reservoir based on ABAQUS[D]. Xi'an: Xi'an Shiyou University, 2019.
- [22] 许建国.致密砂岩油气藏体积压裂段间应力干扰分析研究[D].青岛:中国石油大学(华东),2019.

- YANG Henglin, LYU Jiabin, TAN Peng, et al. Physical simulation experiment on shale temporary plugging and fracturing based on 3D scanning technology[J]. *Fault-Block Oil & Gas Field*, 2022, 29(1): 118-123.
- [23] 耿夏童, 邢凤存, 闫海军. 四川盆地磨溪地区震旦系灯影组四段储层特征及勘探启示[J]. *岩性油气藏*, 2022, 34(6): 126-140.
- GENG Xiatong, XING Fengcun, YAN Haijun, et al. Reservoir characteristics of the fourth member of Sinian Dengying Formation and its implications for oil and gas exploration in Moxi area, Sichuan Basin[J]. *Lithologic Reservoirs*, 2022, 34(6): 126-140
- [24] 何顺, 秦启荣, 范存辉, 等. 川东南丁山地区页岩气保存条件分析[J]. *油气地质与采收率*, 2019, 26(2): 24-31.
- HE Shun, QIN Qirong, FAN Cunhui, et al. Shale gas preservation conditions in Dingshan area, Southeastern Sichuan [J]. *Petroleum Geology and Recovery Efficiency*, 2019, 26(2): 24-31.
- [25] 张梦琳, 李郭琴, 何嘉, 等. 川西南缘天官堂构造奥陶系五峰组—志留系龙马溪组页岩气富集主控因素[J]. *岩性油气藏*, 2022, 34(2): 141-151.
- ZHANG Menglin, LI Guoqin, HE Jia, et al. Main controlling factors of Ordovician Wufeng-Silurian Longmaxi shale gas enrichment in Tiangongtang structure, southwestern margin of Sichuan Basin[J]. *Lithologic Reservoirs*, 2022, 34(2): 141-151.
- [26] 葛忠伟, 欧阳嘉穗, 蔡文轩, 等. 高陡复杂构造带页岩气水平井方位优选——以永川页岩气区块五峰—龙马溪组为例[J]. *非常规油气*, 2021, 8(3): 111-117.
- GE Zhongwei, OUYANG Jiasui, CAI Wenxuan, et al. Orientation optimization of shale gas horizontal wells in high steep complex structural belt—Taking Wufeng—Longmaxi Formation in Yongchuan shale gas block as an example[J]. *Unconventional Oil & Gas*, 2021, 8(3): 111-117.
- [27] 谢格云, 胡欣, 王旭丽, 等. 龙门山北段推覆构造带—山前带构造解析及油气勘探前景[J]. *天然气勘探与开发*, 2023, 46(1): 11-18.
- XIE Geyun, HU Xin, WANG Xuli, et al. Structural analysis and exploration prospects of nappe-piedmont structural belt in northern Longmenshan area, Sichuan Basin[J]. *Natural Gas Exploration and Development*, 2023, 46(1): 11-18.
- [28] 梁顺军, 段杰, 彭业君, 等. 逆冲断褶带大断层下盘层间褶皱特征及油气成藏——以库车克拉苏构造带和龙门山构造带北段油气勘探为例[J]. *复杂油气藏*, 2021, 14(4): 1-8.
- LIANG Shunjun, DUAN Jie, PENG Yejun, et al. Characteristics of interlayer folds and hydrocarbon accumulation under footwall of thrust fault-fold zones: A case study of hydrocarbon exploration in the Kuqakesu thrust-and-fold belts and northern sections of Longmen Mountain[J]. *Complex Hydrocarbon Reservoirs*, 2021, 14(4): 1-8.

(编辑 余聪)

(上接第363页)

- XU Jianguo. Fractures' stress interference research of tight sandstone reservoirs' volume fracturing[D]. Qingdao: China University of Petroleum (East China), 2019.
- [23] 闫磊, 唐建平, 刘文. 同步水力压裂增渗技术在低透气性煤层中的应用[J]. *煤*, 2023, 32(8): 61-64.
- YAN Lei, TANG Jianping, LIU Wen. Application of synchronous hydraulic fracturing and increased permeability technology in low permeability coal seam in Dongzhouyao Coal Mine[J]. *Coal*, 2023, 32(8): 61-64.
- [24] 孙峰, 逢铭玉, 张启汉, 等. 水平井压裂多裂缝同步扩展数值模拟[J]. *中南大学学报(自然科学版)*, 2017, 48(7): 1803-1808.
- SUN Feng, PANG Mingyu, ZHANG Qihan, et al. Numerical simultaneous propagation of multiple fractures in horizontal well [J]. *Journal of Central South University (Science and Technology)*, 2017, 48(7): 1803-1808.
- [25] 易良平, 杨长鑫, 杨兆中, 等. 天然裂缝带对深层页岩压裂裂缝扩展的影响规律[J]. *天然气工业*, 2022, 42(10): 84-97.
- YI Liangping, YANG Changxin, YANG Zhaozhong, et al. Influence of natural fracture zones on the propagation of hydraulic fractures in deep shale[J]. *Natural Gas Industry*, 2022, 42(10): 84-97.
- [26] 崔壮, 侯冰, 付世豪, 等. 页岩气致密储层一体化压裂裂缝穿层扩展特征[J]. *断块油气田*, 2022, 29(1): 111-117.
- CUI Zhuang, HOU Bing, FU Shihao, et al. Fractures cross-layer propagation characteristics of integrated fracturing in shale oil tight reservoir[J]. *Fault-Block Oil & Gas Field*, 2022, 29(1): 111-117.
- [27] 黄卓. “工厂化”压裂多裂缝应力干扰与延伸规律研究[J]. *断块油气田*, 2022, 29(4): 572-576.
- HUANG Zhuo. Research on stress interference and propagation law of multi-fracture for “factory” fracturing[J]. *Fault-Block Oil & Gas Field*, 2022, 29(4): 572-576.
- [28] 贺沛. 同步压裂井间裂缝模拟研究[D]. 西安: 西安石油大学, 2017.
- HE Pei. Simulation study on interwell fracture of simultaneous fracturing[D]. Xi'an: Xi'an Shiyou University, 2017.
- [29] 刘洪, 廖如刚, 李小斌, 等. 页岩气“井工厂”不同压裂模式下裂缝复杂程度研究[J]. *天然气工业*, 2018, 38(12): 70-76.
- LIU Hong, LIAO Rugang, LI Xiaobin, et al. A comparative analysis on the fracture complexity in different fracking patterns of shale gas “well factory” [J]. *Natural Gas Industry*, 2018, 38(12): 70-76.
- [30] 肖佳林, 李奎东, 高东伟, 等. 涪陵焦石坝区块水平井组拉链压裂实践与认识[J]. *中国石油勘探*, 2018, 23(2): 51-58.
- XIAO Jialin, LI Kuidong, GAO Dongwei, et al. Practice and cognition on zipper fracturing of horizontal well group in Jiaoshiha block, Fuling[J]. *China Petroleum Exploration*, 2018, 23(2): 51-58.

(编辑 郭群)