

文章编号: 0253-2697(2022)01-0075-16 DOI:10.7623/syxb202201007

# 吉木萨尔凹陷页岩油密切割压裂多簇裂缝竞争扩展模拟

侯 冰<sup>1,2</sup> 常 智<sup>1,2</sup> 武安安<sup>3</sup> Elsworth Derek<sup>4</sup>

(1. 中国石油大学(北京)油气资源与探测国家重点实验室 北京 102249; 2. 中国石油大学(北京)石油工程教育部重点实验室 北京 102249;  
3. 中国石油长庆油田公司油气工艺研究院 陕西西安 710021; 4. 宾夕法尼亚州立大学 美国宾夕法尼亚州 16802)

**摘要:**针对吉木萨尔凹陷芦草沟组页岩油储层地质特征,建立了重点改造井的密切割体积压裂裂缝扩展三维离散元数值模型,模型依据成像测井资料设置了随机分布的天然层理和高角度裂缝,依据纵向分层数据设置了小层及层间界面。模型模拟了不同分簇数和簇间距下的复杂裂缝扩展过程,分析了密切割体积压裂改造过程中多簇裂缝竞争扩展规律和改造后裂缝系统的立体产状。通过数值模拟分析可知:①页岩油储层密切割压裂过程中,多条水力裂缝竞争扩展程度随分簇数的增加及簇间距的减小而增强;②裂缝的竞争扩展是一个地应力、裂缝形态、裂缝宽度动态平衡的过程;③在相同泵排量和压裂时长条件下多簇裂缝系统的波及范围与储层改造面积(SRA)负相关;④高角度天然裂缝更易阻滞和捕获横切缝(垂直于水平井眼的人工主裂缝);⑤多簇裂缝系统的包络面呈“礼帽”形状,采用交错布置邻井压裂段位置有利于缩减井间未动用储层中油气的渗流距离。

**关键词:**页岩油;裂缝系统;竞争扩展;离散元;储层改造面积;吉木萨尔凹陷

中图分类号:TE357.1

文献标识码:A

## Simulation of competitive propagation of multi-fractures on shale oil reservoir multi-clustered fracturing in Jimsar sag

Hou Bing<sup>1,2</sup> Chang Zhi<sup>1,2</sup> Wu An'an<sup>3</sup> Elsworth Derek<sup>4</sup>

(1. State Key Laboratory of Petroleum Resources and Prospecting, China University of Petroleum, Beijing 102249, China;  
2. MOE Key Laboratory of Petroleum Engineering, China University of Petroleum, Beijing 102249, China;  
3. Institute of Oil and Gas Technology Research, PetroChina Changqing Oilfield Company, Shaanxi Xi'an 710021, China;  
4. The Pennsylvania State University, PA 16802, USA)

**Abstract:**Based on the geological characteristics of shale oil reservoirs in Lucaogou Formation, Jimsar sag, this paper establishes a three-dimensional discrete element numerical model for the fracture propagation of dense cutting volume fracturing fractures, with a focus on well reconstruction. The model builds the randomly distributed natural beddings and high angle fractures according to the imaging logging data, as well as the sublayer and inter-layer interfaces according to the vertical layering data. It simulates the complex fracture propagation process under different cluster numbers and cluster spacing, analyzes the law of multi-fractures competitive propagation during the reconstruction by dense cutting volume fracturing, and the three-dimensional occurrence of the reconstructed fracture system. The numerical simulation analysis shows that:(1)During the dense cutting fracturing of shale oil reservoir, the degree of competitive propagation of multi hydraulic fractures increases with the increase of cluster number and the decrease of cluster spacing. (2)The competitive propagation of fractures is a dynamic balance process of in-situ stress, fracture morphology and fracture width. (3)The impact range of multi-fracture system is negatively correlated with the stimulated reservoir area (SRA) under the same pump displacement and fracturing duration. (4)High-angle natural fractures are easier to block and capture transverse fractures (main artificial fractures perpendicular to horizontal wellbore). (5)The enveloping area of the multi-fracture system is in the shape of a top hat, and the staggered arrangement of the fracturing sections of adjacent wells is helpful for reducing the seepage distance of oil and gas in the undeveloped reservoirs

**Key words:** shale oil; fracture system; competitive propagation; discrete elements; stimulated reservoir area; Jimsar sag

引用:侯冰,常智,武安安,ELSWORTH Derek. 吉木萨尔凹陷页岩油密切割压裂多簇裂缝竞争扩展模拟[J]. 石油学报,2022,43(1):75-90.

Cite: HOU Bing, CHANG Zhi, WU An'an, ELSWORTH Derek. Simulation of competitive propagation of multi-fractures on shale oil reservoir multi-clustered fracturing in Jimsar sag[J]. Acta Petrolei Sinica, 2022, 43(1): 75-90.

基金项目:国家自然科学基金项目(No. U19B6003, No. 52074311, No. 51874328)和中国石油天然气集团有限公司-中国石油大学(北京)战略合作科技专项(ZLZX2020)资助。

第一作者及通信作者:侯冰,男,1979年5月生,2009年获中国石油大学(北京)油气井工程专业博士学位,现为中国石油大学(北京)石油工程学院教授,主要从事石油工程岩石力学、水力压裂、井壁稳定、井筒完整性等方面的研究。Email:binghou@vip.163.com

页岩油气革命助推了全球油气储量和产量增长,对中国能源发展具有深远影响<sup>[1]</sup>,吉木萨尔国家级陆相页岩油示范区位于新疆准噶尔盆地东南部,富集页岩油,具有巨大的勘探潜力和资源规模<sup>[2]</sup>。其中,芦苇沟组油气显示厚度达100~200 m,芦苇沟组自下而上分为一段和二段,页岩油储层主要分布于芦苇沟组一段上部( $P_2l_1^2$ )和二段上部( $P_2l_2^2$ ),分别称为“下甜点”和“上甜点”<sup>[3-5]</sup>。芦苇沟组储层岩石类型以泥质粉砂岩、白云质粉砂岩和砂屑白云岩为主,储层中黏土矿物整体含量较低(平均值为12.5%)<sup>[6-7]</sup>。吉木萨尔页岩油进行了大量的先导实验,强化了对地质甜点的认知,认为发育的层理缝和泥岩隔层会大幅缩小甜点的动用率,而密切割和高强度体积改造是页岩油高产的工程保障<sup>[8-9]</sup>。

非常规储层的体积压裂改造技术新进展主要体现在井距与簇间距不断缩小,对多层或厚层油气藏采用立体式体积改造,以及超长水平井大幅降低成本并提高最终可采储量<sup>[10-12]</sup>。目前北美地区非常规储集层水平井分段改造的簇间距已从20~30 m<sup>[13]</sup>缩小到5~10 m<sup>[14]</sup>。在小簇间距条件下,相邻水力裂缝间流体的渗流距离仅为数米,对于低渗储层,基质中的流体流动至水力裂缝所需的驱动压差和流动阻力已大幅减小,“密切割+超长水平井”便是北美地区对页岩油、致密油储层体积改造技术的革新和应用<sup>[15]</sup>。但簇间距的缩小会使水力裂缝的扩展受到更多缝间的诱导应力的影响,从而导致裂缝扩展延伸不均匀,增加缝内流体流动阻力<sup>[16-17]</sup>,因此针对不同储层,簇间距应存在最优值,并非越小越好。

Cipolla等<sup>[18]</sup>认为,影响低渗储层产能的主控因素是压裂后储层泄流面积的大小,即储层改造面积(SRA)<sup>[19]</sup>,而非主缝导流能力。大量研究表明,天然裂缝与水力裂缝交互是复杂裂缝网络形成的重要影响因素<sup>[20]</sup>,水力裂缝遭遇层理缝和高角度天然裂缝后,由于接触角、胶结强度和地应力的不同会出现多种不同的扩展模式<sup>[21-25]</sup>。密切割压裂过程中,在缝间应力干扰和流动阻力差异的影响下,会存在多簇裂缝竞争扩展问题,竞争扩展会导致多条横切缝不均匀扩展。前人的理论计算结果认为,位于压裂段两端的横切缝更易在竞争扩展中取得优势<sup>[26-27]</sup>;多簇裂缝竞争扩展不仅会导致横切缝在缝长和缝高方向上参差不齐,也会影响裂缝形态和缝宽分布<sup>[16,28-29]</sup>。

目前数值模拟工具主要包括基于有限元方法的扩展有限元(XFEM)法<sup>[30]</sup>、黏聚力单元(CZM)法<sup>[31]</sup>,相场法<sup>[32]</sup>和基于离散元的PFC和UDEC/3DEC方法<sup>[33-34]</sup>等。Zhang等<sup>[35-37]</sup>利用3DEC研究了水力裂缝

的穿层扩展以及穿过断裂带的水力裂缝扩展规律,模拟结果与微地震检测数据吻合良好;屈平和Karatela等<sup>[38-39]</sup>利用3DEC分析了含有复杂节理的煤层和裂缝性地层的井壁稳定问题;Ma等<sup>[40]</sup>基于3DEC分析了浅部煤层采矿过程中的流体滤失问题;Huang和Liu等<sup>[41-42]</sup>基于离散元方法研究了裂缝的非平面扩展规律。

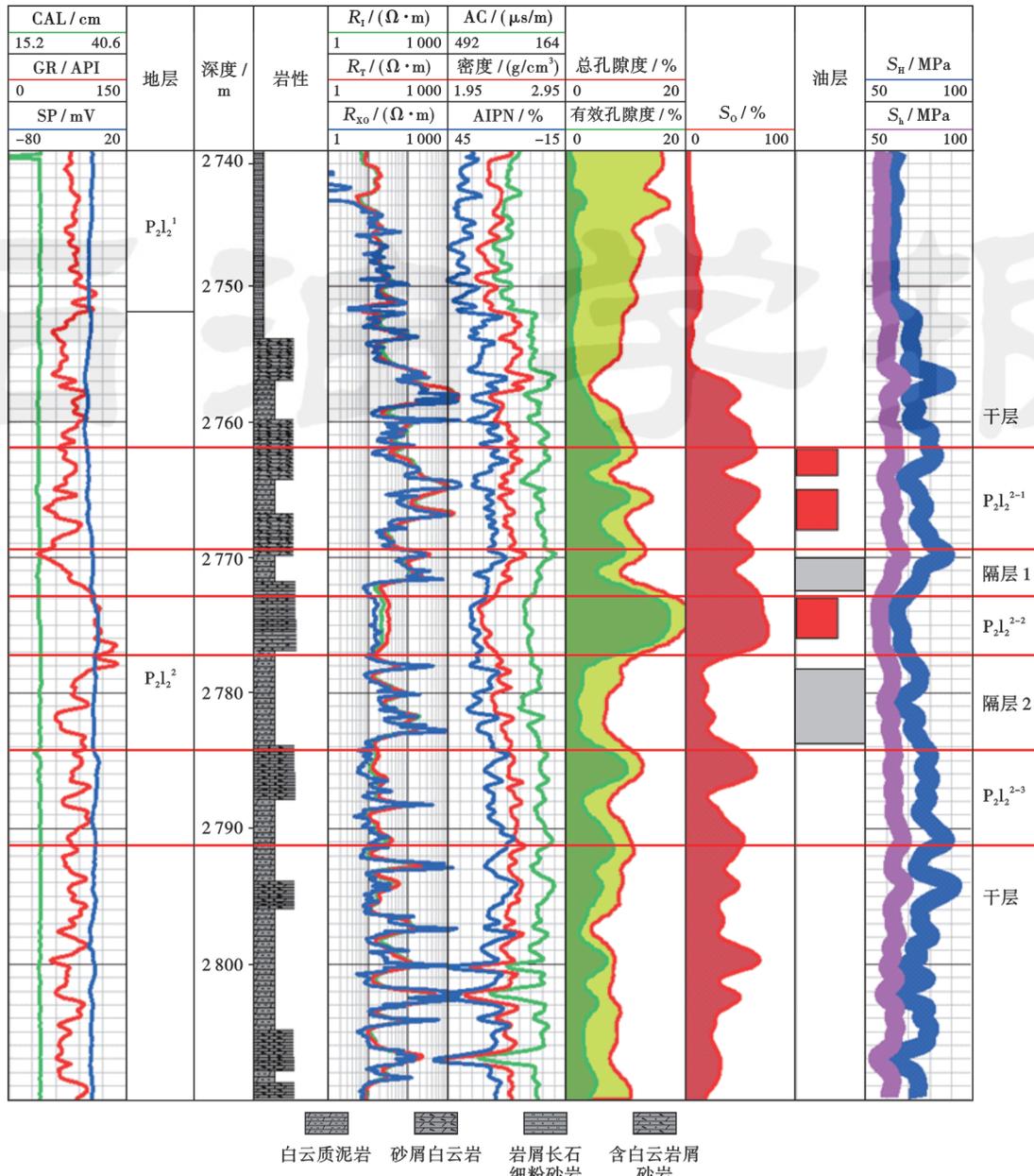
综上所述,3DEC适用于研究裂缝性地层中宏观尺寸下裂缝的起裂及扩展行为。由于计算能力及算法的限制,现阶段针对裂缝性页岩油藏中裂缝扩展规律的数值模拟仍以二维和拟三维模型为主,鲜有利用三维数值模型生成随机天然裂缝并用于多簇裂缝竞争扩展规律的研究。笔者以吉木萨尔凹陷芦苇沟组页岩油储层上甜点的2口水平井(A井和B井)为例,基于3DEC建立3维数值模型,建模过程中充分考虑了泥岩隔层、层理缝、高角度天然裂缝和层间界面的影响;以裂缝系统的SRA及立体产状为指标从三维角度评价储层改造效果,结合数值模拟结果和工程实际提出了吉木萨尔页岩油的分簇和完井方案的优化方法,以期对该地区水平井的完井及储层改造工艺优化提供指导。

## 1 工程背景

吉木萨尔凹陷芦苇沟组页岩油为源-储一体页岩油藏,油藏边界为断层或者尖灭,不发育边底水。芦苇沟组上甜点 $P_2l_2^2$ 自上而下划分为5个小层,其中,油层主要分布在 $P_2l_2^{2-1}$ 、 $P_2l_2^{2-2}$ 、 $P_2l_2^{2-3}$ 3个小层(图1)。 $P_2l_2^{2-1}$ 以砂屑白云岩为主,厚度为9.0~19.4 m、平均为12.1 m; $P_2l_2^{2-2}$ 以岩屑长石粉砂岩—细砂岩为主,厚度为6.3~11.8 m、平均为8.5 m; $P_2l_2^{2-3}$ 以含白云岩屑砂岩为主,厚度为10.6~22.2 m、平均为18.8 m。

A井钻遇储层的油气主要分布于 $P_2l_2^{2-1}$ 、 $P_2l_2^{2-2}$ 2个小层, $P_2l_2^{2-3}$ 为干层,油气资源稀少且分布有隔层(图2)。A井和B井部署开发层位为 $P_2l_2^{2-2}$ ,小层中部深度为2948~3048 m。A井和B井所在井区最大水平主应力方向为NW—SE向(约为158°),井眼沿垂直最大水平主应力方向钻进。A井水平段长度为1502 m,水平段垂深落差为100 m,水平段井斜角为86.0°~86.5°,接近水平。B井为A井邻井,储层油气分布与A井一致,B井水平段深度和井斜角与A井基本一致,A井每个压裂段分5簇射孔完井,B井每个压裂段分3簇射孔完井。

建模过程充分参考了真实的储层产状、地应力大小、物性参数、天然裂缝产状等地质力学参数以及完井参数和压裂施工参数等,具体参数见表1—表5。



注: CAL—井径; GR—自然伽马; SP—自然电位; AC—声波时差; AIPN—中子孔隙度。

图 1 Jx01 井综合测井解释<sup>[8]</sup>

Fig. 1 Comprehensive logging explanation of Well Jx01

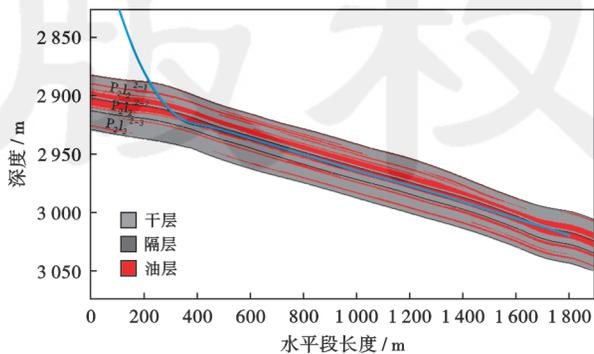


图 2 A 井实钻轨迹与油藏剖面关系

Fig. 2 Relationship between actual drilling trajectory and oil reservoir profile of Well A

## 2 3DEC 数值模拟方法

3DEC 离散元模型由不连续的块体和块体间的连接组成,连接视为每个块体变形和运动的边界条件,块体的变形通过有限差分方法计算。相比于其他数值模拟方法,3DEC 更适合用于模拟非连续介质,模型不会由于插入大量不连续体而出现不收敛、无解等现象。笔者采用连续屈服模型<sup>[43]</sup>计算裂缝的力学行为,包括水力裂缝、天然裂缝和层间界面等。连续屈服模型旨在以一种简单的方式模拟剪切作用下的渐近损伤。缝面法向应力增量通过法向位移计算:

表1 储层岩石力学参数及厚度<sup>[8]</sup>

Table 1 Mechanics parameters and thickness of reservoir rock

层位	杨氏模量/ GPa	泊松比	平均破裂 压力/MPa	厚度/m
顶部干层	28~35	0.30~0.34	62.9	7.0~8.0
P <sub>2</sub> l <sub>2</sub> <sup>2-1</sup>	25~29	0.25~0.27	54.9	9.0~19.4
泥岩隔层1	28~32	0.30~0.32	62.3	1.0~2.0
P <sub>2</sub> l <sub>2</sub> <sup>2-2</sup>	26~30	0.26~0.34	54.0	6.3~11.8
泥岩隔层2	32~35	0.32~0.34	64.0	4.0~6.0
P <sub>2</sub> l <sub>2</sub> <sup>2-3</sup>	25~28	0.24~0.28	54.0	10.6~22.2

表2 储层地应力与物性参数

Table 2 Reservoir in-situ stress and physical parameters

参数	数值	
P <sub>2</sub> l <sub>2</sub> <sup>2</sup> 中部 地质力学参数	最大水平地应力/MPa	76.45
	最小水平地应力/MPa	57.85
	上覆应力/MPa	70.63
	地层压力系数	1.31
	油藏中部压力/MPa	36.85
储层参数	油藏中部深度/m	2950
	储层渗透率/mD	0.105
	储层岩石密度/(g/cm <sup>3</sup> )	2.18~2.44
	储层孔隙度/%	12.56

表3 储层天然裂缝产状<sup>[44-45]</sup>

Table 3 Natural fracture occurrence of reservoirs

参数	数值
层理缝密度/(条/m)	1.2~3.5
层理缝倾角/(°)	0
层理缝长度/cm	10
高角度缝密度/(条/m)	0.02~1.13
高角度缝倾角/(°)	>60
高角度缝长度/cm	20
单位面积内裂缝长度/(m/m <sup>2</sup> )	2.389

表4 完井参数

Table 4 Completion parameters

参数	数值
簇间距/m	5~15
段间距/m	45
每段簇数	3~5
每簇长度/m	1
孔密/(孔/m)	16
射孔相位角/(°)	60

表5 施工流体参数

Table 5 Parameters of fluid flow during construction

参数	数值
基液黏度/(mPa·s)	3~10
破胶液黏度/(mPa·s)	<3
排量/(m <sup>3</sup> /min)	13

$$\Delta\sigma_n = k_n \Delta u_n \quad (1)$$

当法向应力达到连接的抗拉强度后,缝面间的连接断开,缝面开启。缝面剪切应力增量通过剪切位移计算:

$$\Delta\tau = k_s \Delta u_s \quad (2)$$

当剪切应力达到连接的抗拉剪度后,缝面间的连

接剪切断裂,裂缝面开启。缝面的剪切应力通过连续屈服模型计算:

$$\tau_m = c + \sigma_n \tan\varphi \quad (3)$$

对于没有滑动的缝面,内聚力和内摩擦角的值均取最大值。当剪切应力达到缝面最大抗剪强度后,缝面的抗剪强度计算式为:

$$\begin{cases} \tau_m = \tau_m^{\max} = c^{\max} + \sigma_n \tan\varphi^{\max} & u_s^p = 0 \\ \tau_m = c^{\text{res}} + \sigma_n \tan\varphi^{\text{res}} + (\tau_m^{\max} - c^{\text{res}} - \sigma_n \tan\varphi^{\text{res}}) \frac{D_c^a}{(D_c + u_s^p)^a} & u_s^p > 0 \end{cases} \quad (4)$$

其中,上标“max”和“res”分别代表最大值和残余值, $\alpha$ 是一个体现剪切强度衰减程度的指数, $\alpha > 1$ , $D_c$ 是临界剪切位移距离,是峰值抗剪强度和残余抗剪强度的分界滑移距离(图3)。

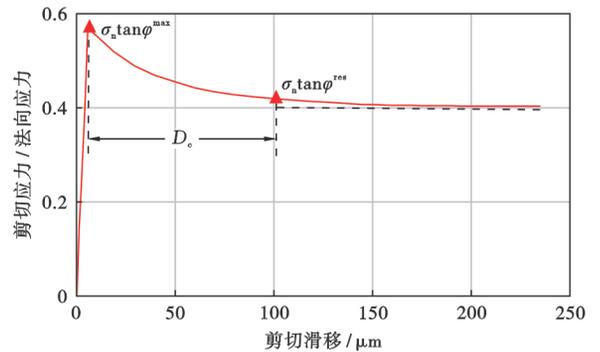


图3 连续屈服模型

Fig. 3 Continuous yield model

笔者采用可压缩瞬态流动模型,是3DEC基础的流体流动模型<sup>[43]</sup>,该模型的数值方法可以使流体的流动网格化,每个流域的初始状态充满了初始压力的流体,在模型运行过程中会与相邻的流域发生流体交换,流域间流体的流动由流域间的压差控制,岩块间裂缝的宽度和导流能力由岩块的变形量控制(图4)。

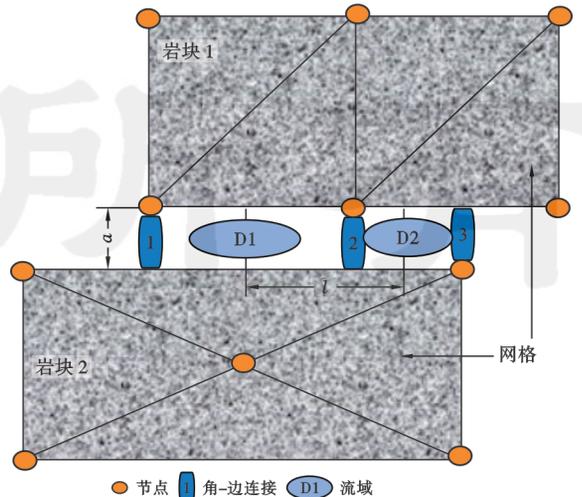


图4 3DEC流固耦合方法

Fig. 4 3DEC flow-solid coupling method

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

其中,流域的宽度计算方法为:

$$a = a_0 + \Delta u_n + \Delta u_s \tan \Psi \quad (6)$$

在模型运行过程中,每个时间步都会更新流域的压力及体积增量:

$$p = p_0 + K_w Q \frac{\Delta t}{V} - K_w Q \frac{\Delta t}{V_m} \quad (7)$$

$$\Delta V = V - V_0 \quad (8)$$

$$V_m = (V + V_0) / 2 \quad (9)$$

射孔孔眼摩阻计算式为:

$$\Delta p_{\text{perf}} = 2.33 \times 10^{-10} \frac{Q_c^2 \rho}{N^2 d^4 C_d^4} \quad (10)$$

模型的计算流程如图 5 所示,流体在流域中的流动与岩体的变形交替计算,直到不平衡力低于其临界值,然后进行下一步计算。当模型运行时间达到停止时间时,模型停止运行,并输出结果。

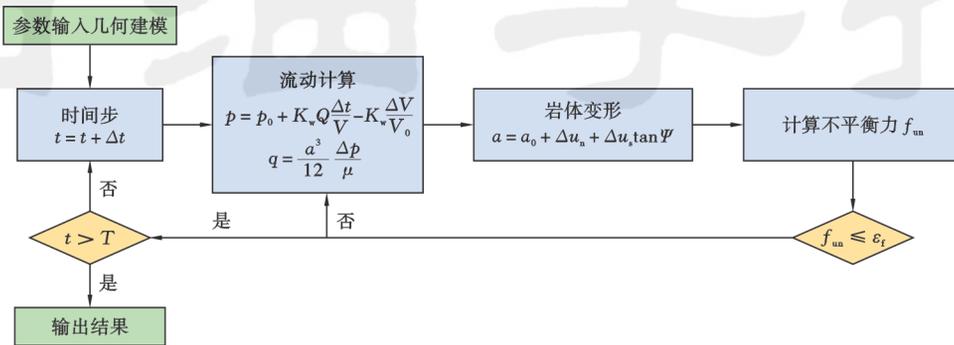


图 5 多簇压裂模型运算流程

Fig. 5 Operation flowchart of multi-clustered fracturing model

### 3 密切割体积压裂裂缝扩展模型及验证

#### 3.1 数值模型

根据吉木萨尔凹陷芦草沟组页岩油储层上甜点的两口水平井(A井、B井)的压裂完井参数建立数值模型,研究单一压裂段内分簇数量及簇间距对储层改造效果的影响,进而优化段内密切割分簇参数。

A井和B井水平段平均井斜角为 $86.0^\circ \sim 86.5^\circ$ ,接近水平,模型中简化为井斜角为 $90^\circ$ 的水平段。模型尺寸为 $80\text{ m} \times 100\text{ m} \times 300\text{ m}$ ,其中沿井眼方向长度为 $80\text{ m}$ ,模型厚度为 $100\text{ m}$ ,垂直井眼方向长度为 $300\text{ m}$ [图6(a)],满足实际压裂过程中缝宽、缝长和分段长度的要求。模型地应力设置与表2中真实地应力一致。由A井剖面可知,A井、B井所在井区主力产层为 $P_2l_2^{2-1}$ 和 $P_2l_2^{2-2}$ ,

$P_2l_2^{2-3}$ 可视为干层,将 $P_2l_2^{2-3}$ 简化为底层的一部分,划分为5小层,各小层输入的岩石力学参数值见表6。

表 6 模型各小层岩石力学参数

Table 6 Rock mechanics parameters of each sublayer of the model

地层	杨氏模量/GPa	泊松比	小层厚度/m
顶层	35	0.31	35
$P_2l_2^{2-1}$	25	0.25	16
泥岩隔层	32	0.34	2
$P_2l_2^{2-2}$	26	0.26	12
底层	35	0.33	35

由于模型纵向小层间岩石力学参数差异较大,因此分别设置预置水力裂缝不同层位的裂缝法向、切向刚度以及层理缝、高角度天然裂缝和层间界面的微观力学(表7)。

表 7 模型微观力学参数

Table 7 Micro-mechanical parameters of the model

微观参数	法向刚度/(GPa/m)	切向刚度/(GPa/m)	内摩擦角/ ( $^\circ$ )	黏聚力/MPa	膨胀角/ ( $^\circ$ )	初始宽度/mm
水力裂缝(油层)	78.0	39.0	30	5.00	7.5	0.05
水力裂缝(顶、底、夹层)	135.0	67.5	30	15.00	7.5	0.05
层理缝	78.0	39.0	20	0.50	7.5	0.05
高角度天然裂缝	78.0	39.0	20	0.05	7.5	0.10
层间界面	105.3	52.6	30	10.00	7.5	0.05

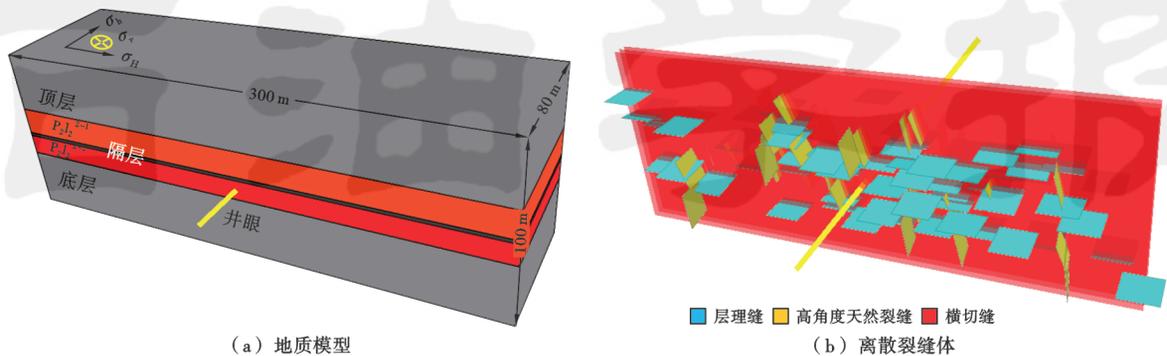
天然裂缝包括层理缝和高角度天然裂缝,模型中天然裂缝数量及产状的设置以表3中的统计资料为基础,结合模型单元大小进行调整。为简化模型,层理缝

和天然裂缝均设置边长为 $15\text{ m}$ 的正方形,层理缝倾角变化范围为 $0^\circ \pm 5^\circ$ ,高度角天然裂缝倾角变化范围为 $70^\circ \pm 5^\circ$ 。表3来源于取心资料和成像测井资料,主要

反映井壁的裂缝发育状况,因此以井壁面积和长度为基础计算裂缝密度及天然裂缝总面积。

水平段钻头尺寸为  $\Phi 215.9$  mm,模型中水平段长度为 80 m,水平段井壁面面积约为  $3\text{ m}^2$ ,可得井壁内裂缝总长度为 7.2 m。以井眼轴线为中心半径 15 m 控制体范围内天然裂缝面积为  $108\text{ m}^2$ ,模型垂直井眼

方向面积为  $3 \times 10^4\text{ m}^2$ ,计算得出模型内天然裂缝总面积为  $1.84 \times 10^4\text{ m}^2$ ,单个天然裂缝的面积为  $225\text{ m}^2$ ,计算得裂缝条数约为 82 条。根据表 3 中裂缝密度参数将高角度天然裂缝和层理缝条数比例设为 1:2,因此模型中共设置随机裂缝 82 条,其中,高角度天然裂缝 27 条、层理缝 55 条,离散裂缝模型见图 6(b)。



(a) 地质模型

(b) 离散裂缝体

图 6 模型几何形态

Fig. 6 Model geometry

基于施工流体参数(表 5),设置模型中流体黏度为  $5\text{ mPa}\cdot\text{s}$ ,排量为  $0.217\text{ m}^3/\text{s}$ ,建立多簇竞争扩展数值模型,通过 8 组压裂数值模拟探究吉木萨尔芦草沟组裂缝性地层中多簇裂缝竞争扩展规律(表 8)。

### 3.2 模型可靠性验证

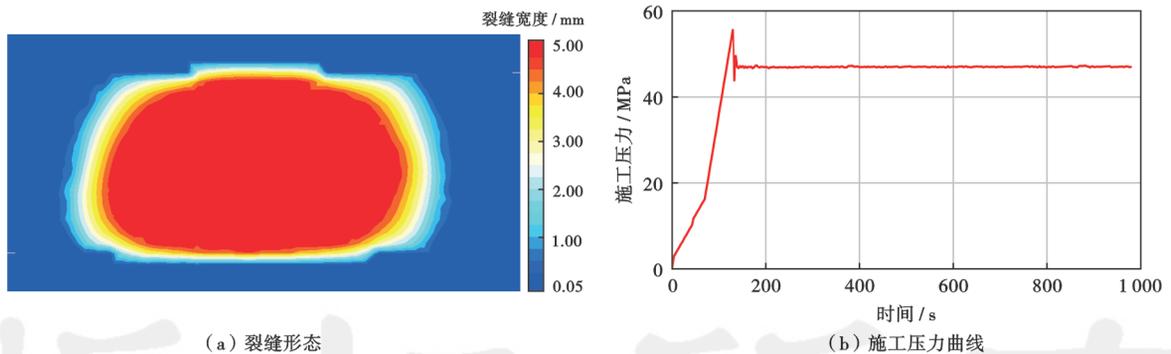
为验证模型的准确性,利用等尺寸无分层的单一水力裂缝简化模型进行验证,采用  $P_2l_2^{2-2}$  小层所对应的力学参数计算结果见图 7。

表 8 数值模拟变量设置

Table 8 Numerical simulation variable settings

簇间距/m	分簇数		
	3	5	7
4	✓	✓	✓
8	✓	✓	✓
12	✓	✓	—

注:“✓”表示文中模型采用的建模参数;“—”表示文中模型未采用的建模参数。



(a) 裂缝形态

(b) 施工压力曲线

图 7 简化模型验证

Fig. 7 Simplified model validation

根据储层地质力学和微观力学参数(表 6、表 7),按双翼缝特征简化模型中水力裂缝的扩展形态<sup>[46]</sup>,计算破裂压力为  $55.4\text{ MPa}$ ,与表 1 所示  $P_2l_2^{2-2}$  小层平均破裂压力  $54.0\text{ MPa}$  接近。在已知岩石力学参数和地应力条件下,通过破裂压力求解方法可计算得到破裂压力的理论解<sup>[47]</sup>:

$$p^f = \min\{p^{fb}, p^{fc}, p^{ft}\} \quad (11)$$

基于已知数据求得  $p^{fb}$  为  $69.81\text{ MPa}$ 、 $p^{fc}$  为  $52.15\text{ MPa}$ 、 $p^{ft}$  为  $63.68\text{ MPa}$ ,因此破裂压力理论解为  $52.15\text{ MPa}$ ,与表 1

中的  $P_2l_2^{2-2}$  小层的平均破裂压力和模拟破裂压力相近,进一步验证了模型的可靠性。

## 4 模拟结果分析

笔者开展了 8 组离散元数值模拟,从泥岩隔夹层对裂缝扩展的影响、天然裂缝和层间界面对裂缝扩展的影响、缝间相互干扰及裂缝系统 SRA 共 4 个方面进行对比分析,得出裂缝性地层中多簇裂缝竞争扩展规律。

### 4.1 多簇裂缝竞争扩展规律

大量实验和数值模拟研究表明,压裂后水力裂缝会在缝宽方向一定范围内产生诱导应力,诱导应力会影响相邻水力裂缝的起裂和扩展。在三维地层中,受诱导应力影响的水力裂缝会出现起裂后转向、扩展范围减小等现象<sup>[48-50]</sup>。

图 8 中簇间距为 4 m,3 簇射孔下第 2 簇横切缝整体缝宽较窄,缝宽主要分布于 1.5~2.5 mm,第 1 簇和第 3 簇横切缝缝宽主要分布于 4~5 mm 区间,8 m 和 12 m 簇间距下 3 簇横切缝缝宽均主要分布于区间 4~

5 mm。结果表明,在相同排量和注液时间条件下,随簇间距缩小,簇间裂缝的竞争扩展程度增强,横切缝间诱导应力的挤压作用增强,导致横切缝宽度分布不均匀。

图 9 中 3 簇射孔条件下横切缝压开面积最大,且缝宽分布均匀,5 簇和 7 簇射孔条件下横切缝压开面积小,且缝宽分布不均匀。5 簇射孔条件下有 3 簇横切缝不能充分扩展,7 簇射孔条件下有 6 簇横切缝不能充分扩展。图 9 中黑色虚线框中心是井眼位置,在 5 簇和 7 簇射孔条件下,存在大量的井眼周围缝宽窄

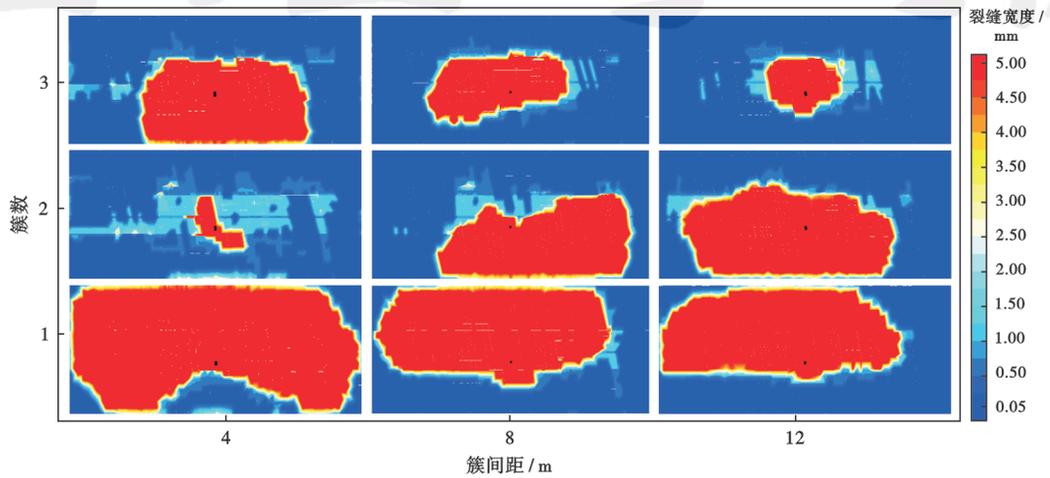


图 8 3 簇射孔不同簇间距下横切缝形态对比

Fig. 8 Comparison of transverse fracture shapes of 3 clusters of perforation under different cluster spacing

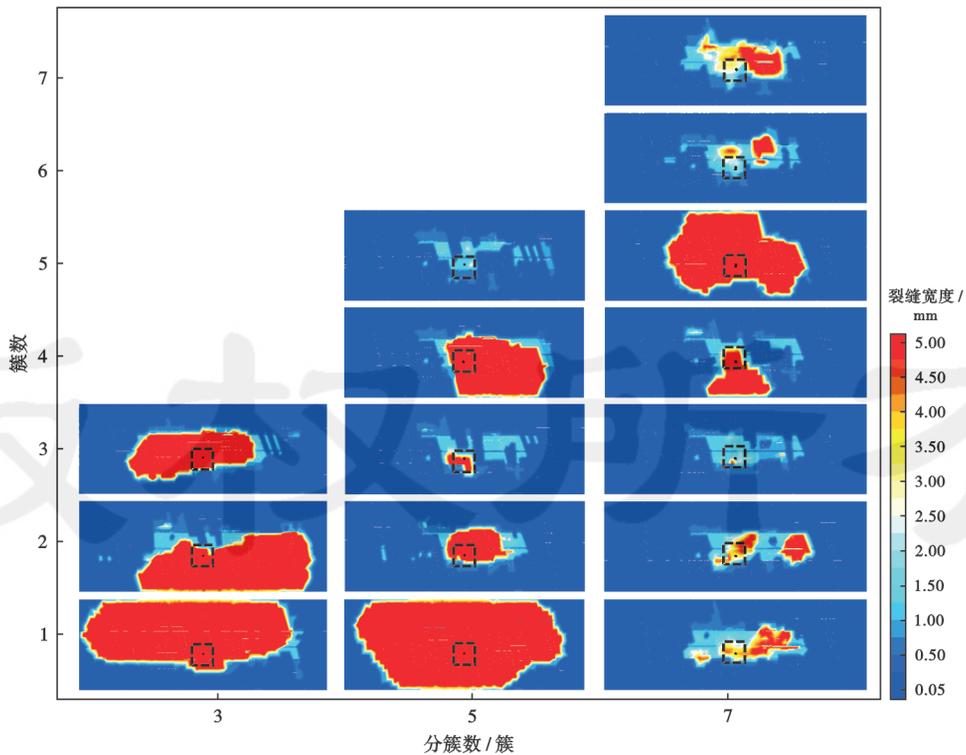


图 9 8 m 簇间距不同分簇数下裂缝形态对比

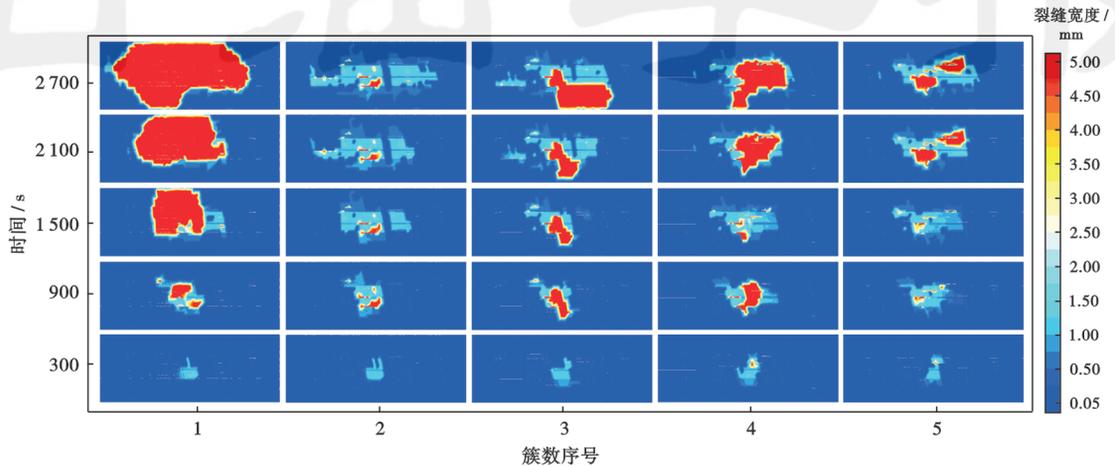
Fig. 9 Comparison of transverse fractures shapes of 8 m cluster spacing under different perforation cluster number

且分布不均匀的情况,可知随着分簇数的增多,带压流体流动更加分散,簇间裂缝的竞争扩展程度增强,单条横切缝的SRA减小,由于单条横切缝缝内净压力不足导致近井区域裂缝宽度变窄,不利于支撑剂的泵入和运移<sup>[51]</sup>。

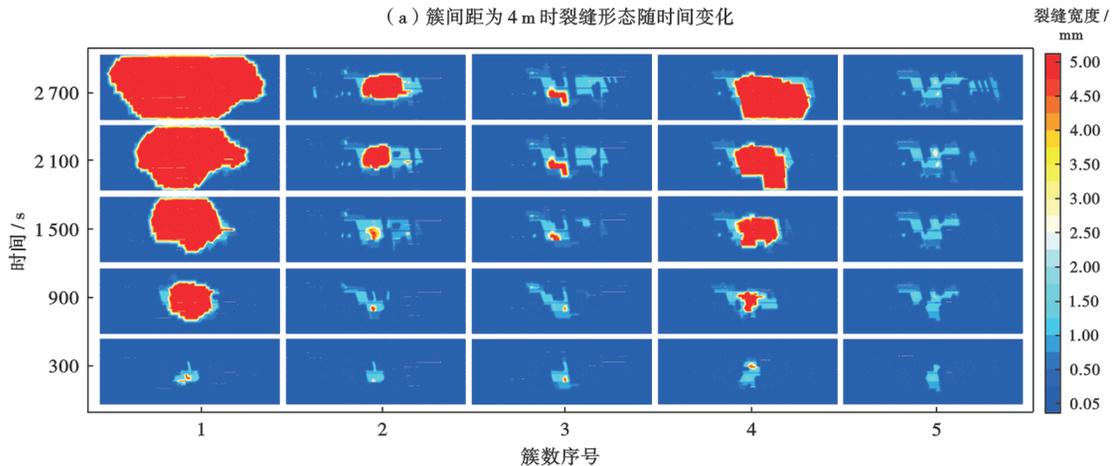
图10为5簇射孔不同簇间距下不同时间节点簇横切缝的形态,从横切缝形态随时间的演变可知,在压裂前期获得优势的横切缝会保持优势形成充分张开的横切缝;簇间距越大,裂缝的前期扩展优势越明显。

图11为5簇射孔各簇间距下不同深度截面的水

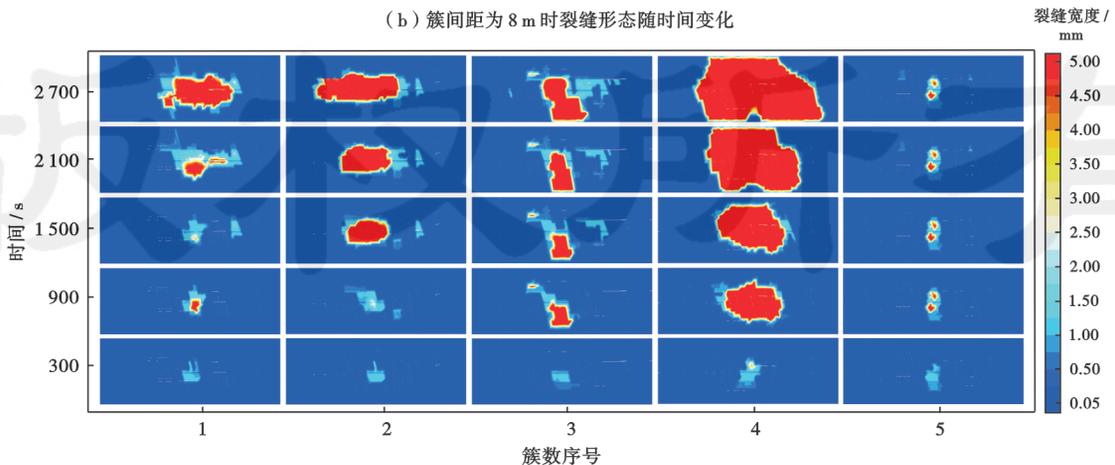
平地应力分布,笔者选取的3个截面深度分别是水平井眼处和水平井眼上下20 m处。4 m簇间距下,水平井眼20 m范围内最小地应力增量为2~7 MPa,最大水平地应力增量为1~3 MPa;8 m簇间距下最小水平地应力增量为2~6 MPa,最大水平地应力增量为1~2 MPa;12 m簇间距下最小水平地应力增量为1~4 MPa,最大水平地应力增量为1~2 MPa。簇间距越小,近井区域水平地应力增量越大,相邻横切缝的挤压越严重。



(a) 簇间距为4 m时裂缝形态随时间变化



(b) 簇间距为8 m时裂缝形态随时间变化



(c) 簇间距为12 m时裂缝形态随时间变化

图10 5簇射孔不同簇间距下横切缝形态对比

Fig. 10 Comparison of transverse fracture shapes of 5 perforation clusters under different cluster spacing

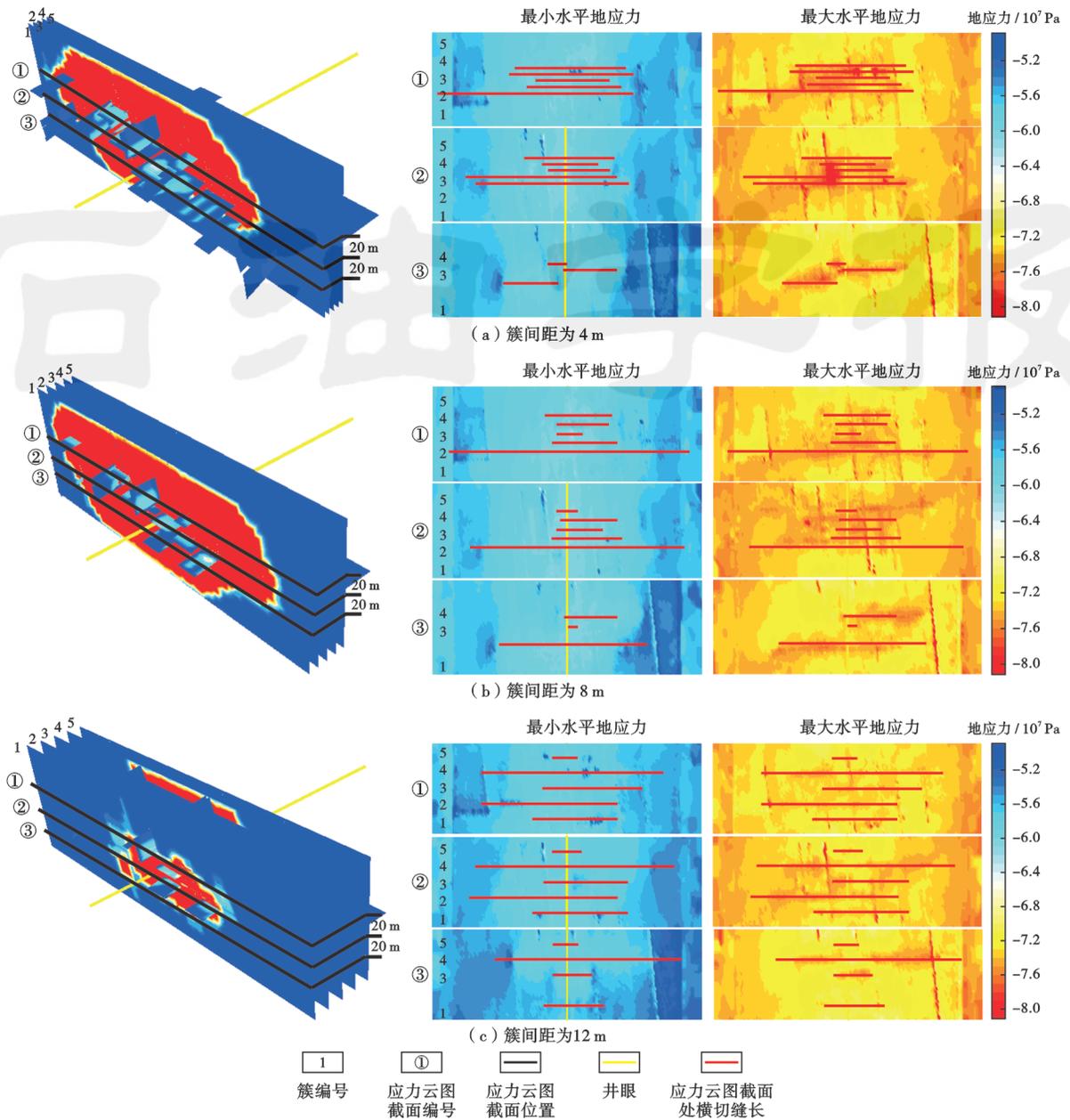


图 11 5 簇射孔不同簇间距下水平地应力分布特征

Fig. 11 Distribution characteristics of horizontal in-situ stress of 5 perforation clusters under different cluster spacing

在三维空间中,相邻横切缝的挤压不仅体现为缝间地应力的增加,还包括横切缝在形态和缝宽上的变化,主要体现为:①充分张开横切缝的邻缝缝宽较窄;②相邻裂缝缝宽为 4~5 mm 区域重合度低。

图 11 中 4 m 和 8 m 簇间距下最小水平地应力增量相近,而 8 m 和 12 m 簇间距下最小水平地应力增量相差较大,这一现象可以从横切缝形态进行解释。图 9(a)中,在 4 m 簇间距下,第 3 簇横切缝主要分布于  $P_2l_2^{2-2}$  小层和底层,第 4 簇横切缝主要分布于  $P_2l_2^{2-1}$  小层和顶层,且几乎不重合,而簇间距为 8 m 和 12 m 的模型相邻横切缝重合度较高。因此,在真实地层密切割压裂过程中,裂缝扩展是一个地应力、裂缝形态、裂缝宽度动态平衡的过程。

#### 4.2 页岩油储层泥岩隔层及天然裂缝对横切缝扩展的影响

为最大程度动用储层油气资源,对于具有隔夹层的储层,在压裂过程中必须考虑横切缝的纵向穿层扩展<sup>[21,42]</sup>。如图 12 所示,泥岩隔层位于储层中部,厚度为 2 m。由图 10 可知,薄泥岩隔层对横切缝的阻挡作用有限,横切缝均穿透了泥岩隔层,但由于岩石力学性质的差异,泥岩隔层及顶、底层处裂缝宽度较窄。对于裂缝竞争扩展过程中处于优势的横切缝,压裂过程中缝内净压力充足,缝宽分布不受隔层影响。

图 13 中黄色圈和黑色圈分别展示高角度天然裂缝和层理缝对横切缝扩展的阻滞和捕获作用,以簇间

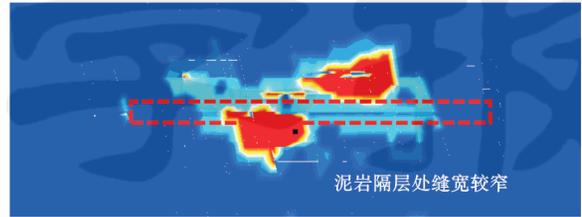
距 8 m、5 簇射孔条件下第 2 簇横切缝为例,可知横切缝的扩展受到高角度天然裂缝的影响较大,层理缝的数量是高角度天然裂缝的 2 倍,但其对横切缝的扩展影响反而较小。

在裂缝起裂扩展初期,高角度天然裂缝有利于横切缝穿层扩展,图 10 中时间为 300 s 和 900 s 的裂缝形

态均体现出高角度天然裂缝在横切缝穿层扩展中的辅助作用[如图 10(b)中第 2、3 簇横切缝和图 10(c)中第 3 簇横切缝]。高角度天然裂缝对于处于竞争扩展劣势的横切缝影响较大[如图 10(a)中第 2 簇和图 10(b)中第 5 簇横切缝],不利于支撑剂深入运移到水力裂缝远端。



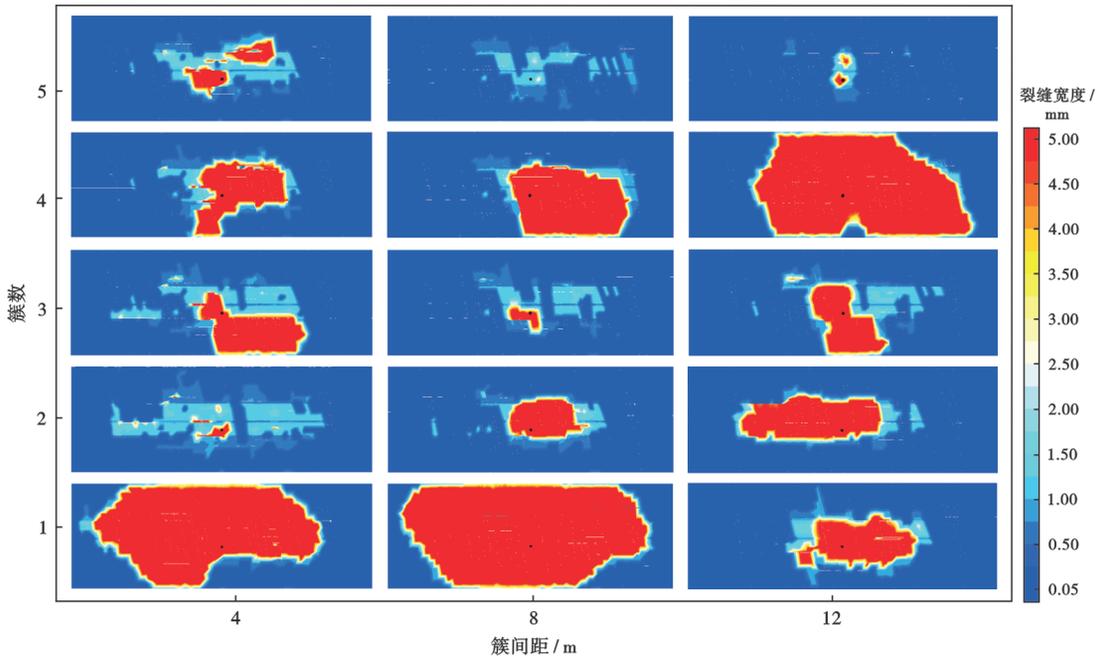
(a) 泥岩隔层位于  $P_2l_2^{2-1}$  和  $P_2l_2^{2-2}$  两个主力层之间



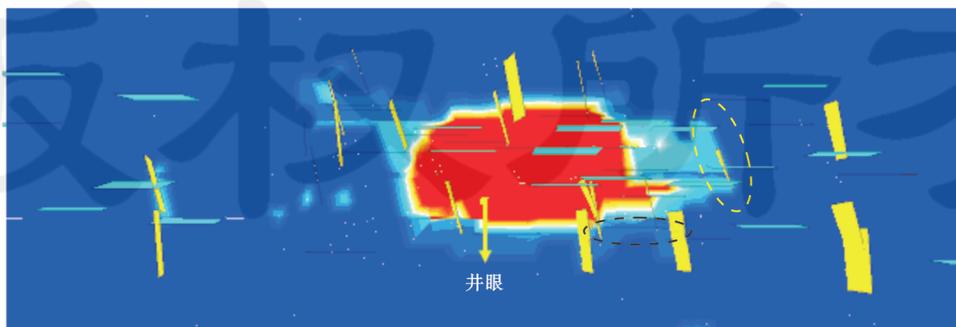
(b) 泥岩隔层处缝宽小于主力层

图 12 泥岩隔层位置及隔层处裂缝宽度特征

Fig. 12 Location of the mudstone interlayer and the characteristics of the fracture width at the interlayer



(a) 由横切缝缝宽分布观察高角度天然裂缝和层理缝对横切缝的阻滞和捕获作用



(b) 以 5 簇射孔 8 m 簇间距条件下第 2 簇横切缝为例

图 13 高角度天然裂缝和层理缝对横切缝的阻滞和捕获作用

Fig. 13 Blocking and capture effects of high-angle natural fractures and bedding fractures on transverse fractures

### 4.3 页岩油储层密切割体积压裂裂缝系统 SRA

通过密切割体积压裂对页岩油储层进行深度改造,可以提高泄流能力以减小油气资源通过储层岩体渗出的流动阻力<sup>[15]</sup>,SRA 很大程度决定了改造区域储层油气资源的动用量,是储层改造效果的重要指标。为分析裂缝性页岩油储层中 SRA 与簇间距和分簇数

之间的关系,数值模拟过程中实时记录了裂缝系统的 SRA,并进行了统计(图 14)。

模型网格间存在节点,根据节点周围的网格大小可计算单个节点控制区域的面积,当节点处裂缝被压开,便记录节点状态并累加压开节点控制区域的面积,进而得到裂缝系统的 SRA。

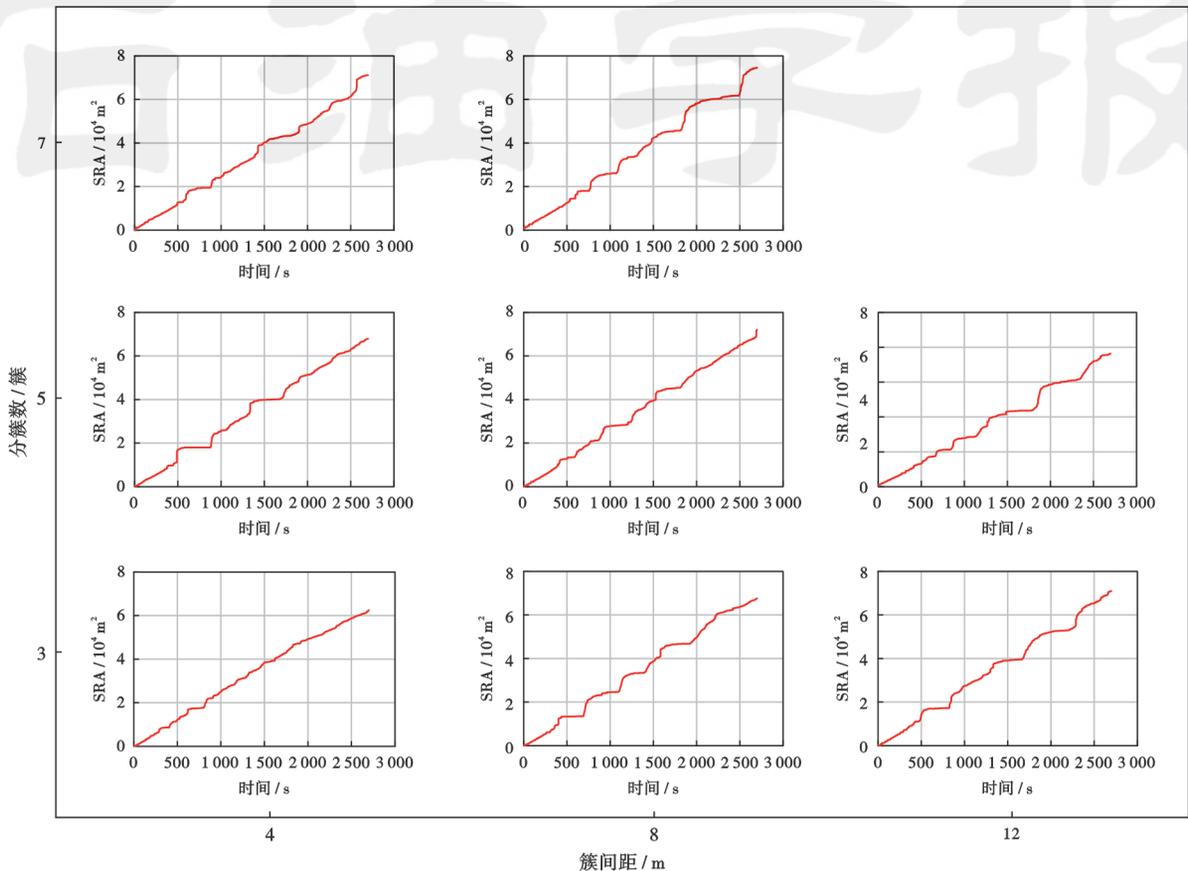


图 14 不同分簇数和簇间距下裂缝系统 SRA 曲线

Fig. 14 SRA curve of fracture systems under different cluster number and cluster spacing

裂缝系统 SRA 增长曲线多呈阶梯状,表明在裂缝性页岩油储层中裂缝系统的扩展是一个非连续的过程,这一特征随分簇数的增加愈加显著(图 14)。在相同排量和注液时间的条件下,分簇数增加会加剧簇间压裂液流量分配不均匀现象,使得各条横切缝以不同的速度扩展,缝内压裂液量充足时横切缝 SRA 会呈阶梯式陡增,宏观上形成多簇横切缝在竞争扩展的同时交替突进的现象。

同一簇间距下,裂缝系统 SRA 随着分簇数增加而增加,增量主要体现为横切缝 SRA 的增加,但随着分簇数增加,横切缝 SRA 增量减小[图 15(a)]。同一分簇数下,裂缝系统 SRA 随着簇间距增加而增加,增量主要体现为天然裂缝 SRA 的增加,而横切缝和层间界

面的增量较小。层间界面位于储层与隔层和顶、底层之间,层间界面的激活会制约水力裂缝的扩展,且对产量贡献小,在压裂改造过程中,应尽量避免大量激活层间界面<sup>[52-54]</sup>。

天然裂缝的 SRA 约占裂缝系统总 SRA 的 10%,但天然裂缝是裂缝系统复杂化的重要因素,仍是页岩油储层压裂改造方案设计的重要考虑因素。

### 4.4 裂缝系统形态分析

结合图 9 和图 10 可知,5 簇射孔和 7 簇射孔模型中靠近压裂段两端的射孔簇更容易在裂缝的竞争扩张中取得优势,进而形成具有较大改造规模且缝宽分布均匀的横切缝。结合图 15 和图 16 可知,分簇数是横切缝扩展面积的主控因素,簇间距是天然裂缝 SRA 的主控因素。

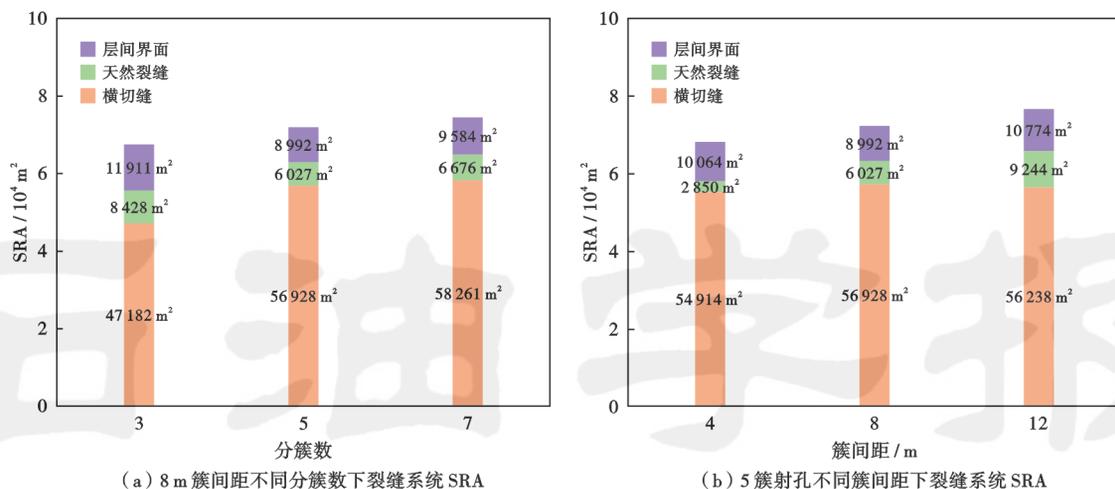


图 15 不同分簇数和簇间距下裂缝系统 SRA

Fig. 15 SRA of fracture systems under different cluster number and cluster spacing

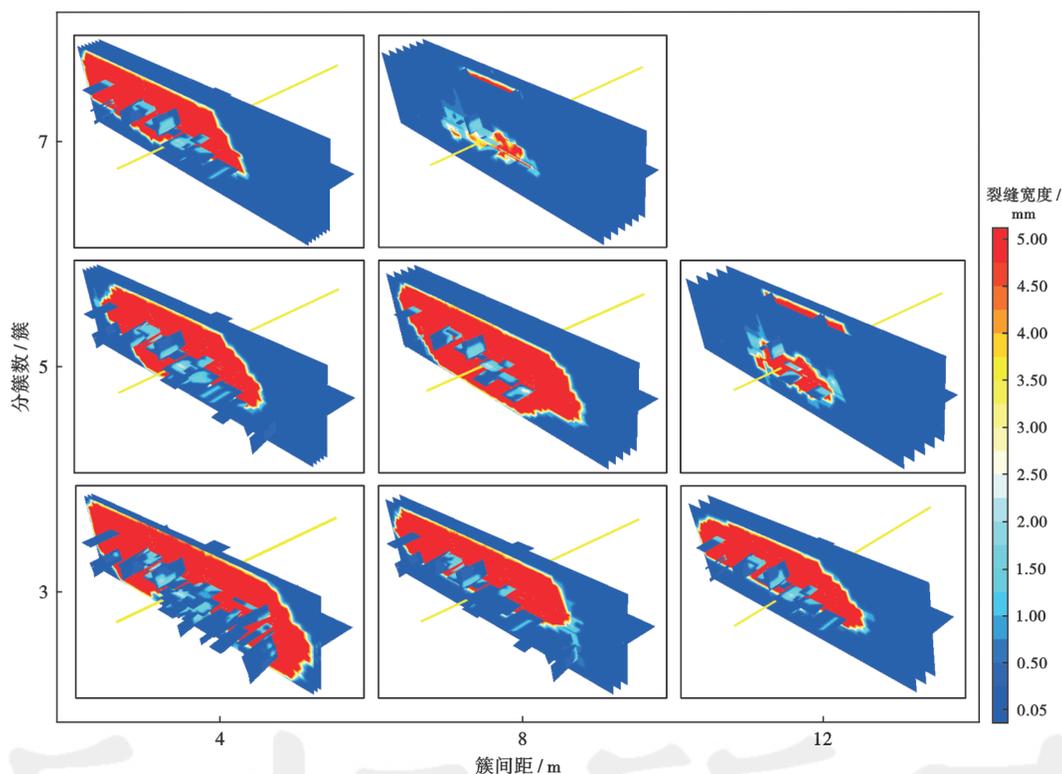


图 16 不同分簇数和簇间距下裂缝系统形态

Fig. 16 Morphology of fracture systems under different cluster number and cluster spacing

## 5 讨论

数值模拟仅针对水平井段中单一压裂段的多簇裂缝起裂及扩展进行研究,几何模型采用真实地层尺度,考虑了射孔孔眼的流动摩阻,由于仅研究单一压裂段内的裂缝扩展,因此简化了套管内的流动摩阻。但从模拟结果可知,单一压裂段内其靠近两端的射孔簇进液量多,符合实际情况。

在相同排量和注液时间条件下,裂缝系统 SRA 与分簇数正相关,裂缝系统波及范围与分簇数负相关。分簇数越多,带压流体流动越分散,导致横切缝不能充分扩展,但裂缝穿透到干层中扩展的面积也减少,可以减少无效改造面积。在相同排量和注液时间条件下,簇间距越大,激活的天然裂缝越多,诱导应力对相邻横切缝的挤压作用越弱,横切缝的裂缝形态趋于规则。

对于厚度较小的页岩油储层,在最大水平地应力

大于上覆应力但应力差较小的应力条件下,应该采用多分簇、大簇间距的完井设计方案(5~7 簇,8~12 m 簇间距)。少分簇、小簇间距完井方案,会导致裂缝系统大量存在于储层顶部和底部的干层中,增加无效改造面积的占比。

笔者所参考的水平井压裂段主要采用 5 簇射孔压裂完井,因此选择平均簇间距为 8 m 的压裂段现场压力曲线与文中簇间距 8 m,5 簇射孔的数值模拟压力曲线进行对比验证。

图 17 中,上  $x$  轴为现场压力曲线时间,下  $x$  轴为数值模拟压力曲线时间。数值模拟中的起裂压力约为 61 MPa,比现场数据低 6~7 MPa。起裂后现场压力曲线和数值模拟压力曲线波动幅度均较大。对比 SRA 曲线可知,数值模拟过程中每次明显的压力降都对应一次 SRA 的阶梯型增长,压力曲线大幅波动体现了多簇裂缝的竞争扩展过程。在压裂后半段两条曲线均趋于平缓,SRA 曲线呈稳定增长状态,体现了多簇裂缝在经过激烈的竞争后,可以达到一种稳定扩展的状态,数值模型中多簇裂缝稳定扩展的延伸压力与现场压裂曲线基本一致。

对于吉木萨尔页岩油密切割体积压裂,压裂施工

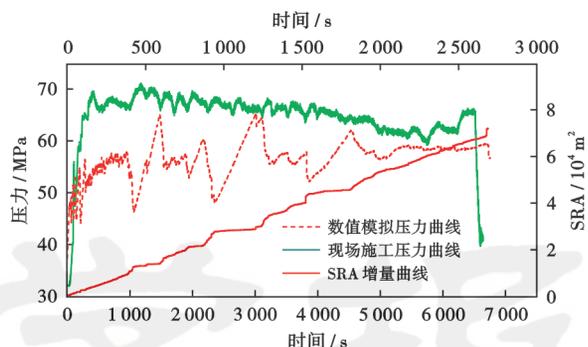


图 17 模拟压力曲线与现场压裂曲线对比分析

Fig. 17 Comparative analysis of simulated pressure curve and field fracturing curve

结束后,每段裂缝系统波及范围的包络面见图 18。靠近多簇射孔两端的射孔簇更容易取得扩展优势,且获得优势的横切缝缝长可达其他射孔簇的 2 倍以上,因此多簇射孔裂缝系统的包络面呈现“礼帽”形状。相邻水平井压裂段宜交错布置[图 18(b)],相比于平行布置[图 18(a)]可以有效缩短邻井间岩体中油气渗流到裂缝系统的距离,更加有效地动用储层资源;此外图 18(b)中的布置方案可以防止邻井具有扩展优势的横切缝相互沟通。

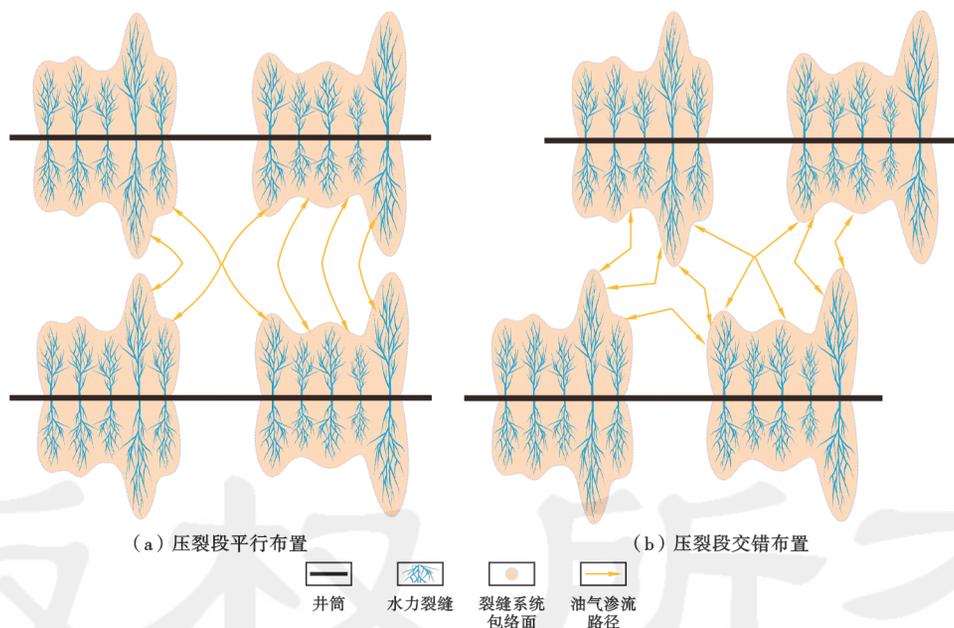


图 18 裂缝系统包络面示意

Fig. 18 Diagram of the envelope surface of fracture system

## 6 结 论

(1) 在相同排量 and 注液时间条件下,簇间距越大,激活的天然裂缝越多,簇间裂缝的竞争扩展程度越弱,诱导应力对相邻横切缝的挤压作用越弱。井眼附近,4 m 簇间距下最小地应力增量为 2~7 MPa,8 m 簇间距下最

小水平地应力增量为 2~6 MPa,12 m 簇间距下最小水平地应力增量为 1~4 MPa,未发生应力反转。簇间距越小,近井区域水平地应力增量越大,相邻横切缝的挤压越严重,横切缝的裂缝形态趋于规则,缝宽分布趋于均匀。

(2) 在相同排量 and 注液时间条件下,裂缝系统

SRA 与分簇数正相关, 裂缝系统波及范围与分簇数负相关。分簇数增加会加剧簇间压裂液流量的不均匀分配, 使得簇间裂缝的竞争扩展程度增强, 导致多数横切缝不能充分扩展。对于平均厚度为 30 的储层, 5~7 簇射孔会有效减少横切缝穿透到干层中的面积, 减少无效改造面积。

(3) 天然裂缝对竞争扩展过程中处于劣势的横切缝影响较大; 厚度为 2 m 的薄泥岩隔层难以阻挡横切缝的扩展, 由于岩石力学性质的差异, 泥岩隔层及顶、底层处裂缝宽度较窄。综合考虑诱导应力影响、缝宽分布和改造面积的分布, 对于储层平均厚度为 30 m 的吉木萨尔芦草沟组储层, 宜采用簇间距 8 m、5 簇射孔的压裂优化设计方案。

符号注释:  $R_l$ —浅侧向电阻率,  $\Omega \cdot m$ ;  $R_T$ —深侧向电阻率,  $\Omega \cdot m$ ;  $R_{XO}$ —冲洗带电阻率,  $\Omega \cdot m$ ;  $S_o$ —含油饱和度;  $S_H$ —最大水平地应力, MPa;  $S_h$ —最小水平地应力, MPa;  $a$ —流域宽度, m;  $a_0$ —流域初始宽度, m;  $c$ —内聚力, Pa;  $C_d$ —修正流量系数,  $C_d = 0.56$ ;  $d$ —射孔孔眼直径, m;  $D_c$ —临界滑移距离, m;  $f_{un}$ —不平衡力, N;  $k_n$ —连接法向刚度, Pa/m;  $k_s$ —连接切向刚度, Pa/m;  $K_w$ —体积模量, Pa;  $l$ —流域长度, m;  $N$ —射孔簇的射孔数量;  $p^l$ —理论破裂压力, MPa;  $p^b$ —岩石本体起裂的破裂压力, MPa;  $p^{fr}$ —沿天然裂缝剪切破裂的破裂压力, MPa;  $p^{ft}$ —沿天然裂缝张性破裂的破裂压力, MPa;  $p$ —流域压力, Pa;  $p_0$ —流域初始压力, Pa;  $\Delta p$ —流域间压差, Pa;  $\Delta p_{perf}$ —裂缝入口处压力损失, Pa;  $q$ —流量,  $m^3/s$ ;  $Q$ —总流量,  $m^3/s$ ;  $Q_c$ —射孔簇流量,  $m^3/min$ ;  $\Delta t$ —时间步, s;  $\Delta u_n$ —法相位移, m;  $\Delta u_s$ —切向位移, m;  $u_n^p$ —塑性剪切位移, m;  $V$ —流域体积,  $m^3$ ;  $V_0$ —流域初始体积,  $m^3$ ;  $V_m$ —流域体积中值,  $m^3$ ;  $\Delta V$ —流域变化量,  $m^3$ ;  $\alpha$ —剪切强度指数,  $>1$ ;  $\epsilon_t$ —不平衡力临界值, N;  $\mu$ —流体黏度, Pa·s;  $\rho$ —压裂液密度,  $kg/m^3$ ;  $\Delta \sigma_n$ —法向应力增量, Pa;  $\Delta \tau$ —切向应力增量, Pa;  $\tau_m$ —剪切气强度, Pa;  $\varphi$ —摩擦角, ( $^\circ$ );  $\Psi$ —膨胀角, ( $^\circ$ );  $\mu$ —位移, m;  $\sigma_h$ 、 $\sigma_H$ 、 $\sigma_v$ —最小水平地应力、最大水平地应力、上覆应力, MPa。

### 参 考 文 献

[1] 邹才能, 潘松圻, 荆振华, 等. 页岩油气革命及影响[J]. 石油学报, 2020, 41(1): 1-12.  
ZOU Caineng, PAN Songqi, JING Zhenhua, et al. Shale oil and gas revolution and its impact[J]. Acta Petrolei Sinica, 2020, 41(1): 1-12.

[2] 贾承造, 邹才能, 李建忠, 等. 中国致密油评价标准、主要类型、基本特征及资源前景[J]. 石油学报, 2012, 33(3): 343-350.  
JIA Chengzao, ZOU Caineng, LI Jianzhong, et al. Assessment cri-

teria, main types, basic features and resource prospects of the tight oil in China[J]. Acta Petrolei Sinica, 2012, 33(3): 343-350.

- [3] 意克来, 操应长, 朱如凯, 等. 吉木萨尔凹陷二叠系芦草沟组致密油储层岩石类型及特征[J]. 石油学报, 2015, 36(12): 1495-1507.  
XI Kelai, CAO Yingchang, ZHU Rukai, et al. Rock types and characteristics of tight oil reservoir in Permian Lucaogou Formation, Jimsar sag[J]. Acta Petrolei Sinica, 2015, 36(12): 1495-1507.
- [4] 王越, 陈世悦, 张关龙, 等. 咸化湖盆混积岩分类与混积相带沉积相特征——以准噶尔盆地南缘芦草沟组与吐哈盆地西北缘塔尔朗组为例[J]. 石油学报, 2017, 38(9): 1021-1035.  
WANG Yue, CHEN Shiyue, ZHANG Guanlong, et al. Classifications of mixed sedimentite and sedimentary facies characteristics of mixed sedimentary facies belt in saline lacustrine basin: taking examples as the Lucaogou Formation in the south of Junggar Basin and the Taerlang Formation in the northwest of Tuha Basin[J]. Acta Petrolei Sinica, 2017, 38(9): 1021-1035.
- [5] 梁世君, 黄志龙, 柳波, 等. 马朗凹陷芦草沟组页岩油形成机理与富集条件[J]. 石油学报, 2012, 33(4): 588-594.  
LIANG Shijun, HUANG Zhilong, LIU Bo, et al. Formation mechanism and enrichment conditions of Lucaogou Formation shale oil from Malang sag, Santanghu Basin[J]. Acta Petrolei Sinica, 2012, 33(4): 588-594.
- [6] 马克, 侯加根, 刘钰铭, 等. 吉木萨尔凹陷二叠系芦草沟组咸化湖混合沉积模式[J]. 石油学报, 2017, 38(6): 636-648.  
MA Ke, HOU Jiagen, LIU Yuming, et al. The sedimentary model of saline lacustrine mixed sedimentation in Permian Lucaogou Formation, Jimsar sag[J]. Acta Petrolei Sinica, 2017, 38(6): 636-648.
- [7] 王剑, 周路, 刘金, 等. 准噶尔盆地吉木萨尔凹陷二叠系芦草沟组酸碱交替成岩作用特征及对页岩储集层的影响[J]. 石油勘探与开发, 2020, 47(5): 898-912.  
WANG Jian, ZHOU Lu, LIU Jin, et al. Acid-base alternation diagenesis and its influence on shale reservoirs in the Permian Lucaogou Formation, Jimsar sag, Junggar Basin, NW China[J]. Petroleum Exploration and Development, 2020, 47(5): 898-912.
- [8] 吴宝成, 李建民, 邹元月, 等. 准噶尔盆地吉木萨尔凹陷芦草沟组页岩油上甜点地质工程一体化开发实践[J]. 中国石油勘探, 2019, 24(5): 679-690.  
WU Baocheng, LI Jianmin, WU Yuanyue, et al. Development practices of geology-engineering integration on upper sweet spots of Lucaogou Formation shale oil in Jimsar sag, Junggar Basin[J]. China Petroleum Exploration, 2019, 24(5): 679-690.
- [9] 康毅力, 田键, 罗平亚, 等. 致密油藏提高采收率技术瓶颈与发展策略[J]. 石油学报, 2020, 41(4): 467-477.  
KANG Yili, TIAN Jian, LUO Pingya, et al. Technical bottlenecks and development strategies of enhancing recovery for tight oil reservoirs[J]. Acta Petrolei Sinica, 2020, 41(4): 467-477.
- [10] 胥云, 雷群, 陈铭, 等. 体积改造技术理论研究进展与发展方向[J]. 石油勘探与开发, 2018, 45(5): 874-887.  
XU Yun, LEI Qun, CHEN Ming, et al. Progress and development of volume stimulation techniques[J]. Petroleum Exploration and Development, 2018, 45(5): 874-887.
- [11] 石林, 史璨, 田中兰, 等. 中石油页岩气开发中的几个岩石学问题[J]. 石油科学通报, 2019, 4(3): 223-232.

- SHI Lin, SHI Can, TIAN Zhonglan, et al. Several rock mechanics problems in the development of shale gas in PetroChina[J]. *Petroleum Science Bulletin*, 2019, 4(3): 223-232.
- [12] 曾义金. 深层页岩气开发工程技术进展[J]. *石油科学通报*, 2019, 4(3): 233-241.
- ZENG Yijin. Progress in engineering technologies for the development of deep shale gas[J]. *Petroleum Science Bulletin*, 2019, 4(3): 233-241.
- [13] BAZAN L W, LARKIN S D, LATTIBEAUDIÈRE M G, et al. Improving production in the eagle ford shale with fracture modeling, increased conductivity and optimized stage and cluster spacing along the horizontal wellbore[R]. SPE 138425, 2010.
- [14] ZHU J, FORREST J, XIONG Hongjie, et al. Cluster spacing and well spacing optimization using multi-well simulation for the lower Spraberry shale in Midland Basin[R]. SPE 187485, 2017.
- [15] ALIMAHOMED F, MALPANI R, JOSE R, et al. Stacked pay pad development in the Midland Basin[R]. SPE 187496, 2017.
- [16] 赵金洲, 陈曦宇, 李勇明, 等. 水平井分段多簇压裂模拟分析及射孔优化[J]. *石油勘探与开发*, 2017, 44(1): 117-124.
- ZHAO Jinzhou, CHEN Xiyu, LI Yongming, et al. Numerical simulation of multi-stage fracturing and optimization of perforation in a horizontal well[J]. *Petroleum Exploration and Development*, 2017, 44(1): 117-124.
- [17] ZHANG Fengshou, HUANG Liuke, YANG Lin, et al. Numerical investigation on the effect of depletion-induced stress reorientation on infill well hydraulic fracture propagation[J]. *Petroleum Science*, 2021.
- [18] CIPOLLA C L L, WARPINSKI N R R, MAYERHOFER M J J, et al. The relationship between fracture complexity, reservoir properties, and fracture-treatment design[J]. *SPE Production & Operations*, 2010, 25(4): 438-452.
- [19] 侯冰, 陈勉, 李志猛, 等. 页岩储集层水力裂缝网络扩展规模评价方法[J]. *石油勘探与开发*, 2014, 41(6): 763-768.
- HOU Bing, CHEN Mian, LI Zhimeng, et al. Propagation area evaluation of hydraulic fracture networks in shale gas reservoirs[J]. *Petroleum Exploration and Development*, 2014, 41(6): 763-768.
- [20] 蒲春生, 郑恒, 杨兆平, 等. 水平井分段体积压裂复杂裂缝形成机制研究现状与发展趋势[J]. *石油学报*, 2020, 41(12): 1734-1743.
- PU Chunsheng, ZHENG Heng, YANG Zhaoping, et al. Research status and development trend of the formation mechanism of complex fractures by staged volume fracturing in horizontal wells[J]. *Acta Petrolei Sinica*, 2020, 41(12): 1734-1743.
- [21] HOU Bing, CHANG Zhi, FU Weineng, et al. Fracture initiation and propagation in a deep shale gas reservoir subject to an alternating-fluid-injection hydraulic-fracturing treatment [J]. *SPE Journal*, 2019, 24(4): 1839-1855.
- [22] 刘顺, 何衡, 赵倩云, 等. 水力裂缝与天然裂缝交错延伸规律[J]. *石油学报*, 2018, 39(3): 320-326.
- LIU Shun, HE Heng, ZHAO Qianyun, et al. Staggered extension laws of hydraulic fracture and natural fracture[J]. *Acta Petrolei Sinica*, 2018, 39(3): 320-326.
- [23] HOU Bing, ZHANG Ruxin, ZENG Yijin, et al. Analysis of hydraulic fracture initiation and propagation in deep shale formation with high horizontal stress difference[J]. *Journal of Petroleum Science and Engineering*, 2018, 170: 231-243.
- [24] 王赓钊, 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.
- [25] WAN Liming, HOU Bing, MENG Han, et al. Experimental investigation of fracture initiation position and fluid viscosity effect in multi-layered coal strata[J]. *Journal of Petroleum Science and Engineering*, 2019, 182: 106310.
- [26] 周彤, 张士诚, 陈铭, 等. 水平井多簇压裂裂缝的竞争扩展与控制[J]. *中国科学: 技术科学*, 2019, 49(4): 469-478.
- ZHOU Tong, ZHANG Shicheng, CHEN Ming, et al. Competitive propagation of multi-fractures and their control on multi-clustered fracturing of horizontal wells[J]. *Scientia Sinica Technologica*, 2019, 49(4): 469-478.
- [27] 程万, 蒋国盛, 周治东, 等. 水平井中多条裂缝同步扩展时裂缝竞争机制[J]. *岩土力学*, 2018, 39(12): 4448-4456.
- CHENG Wan, JIANG Guosheng, ZHOU Zhidong, et al. Fracture competition of simultaneous propagation of multiple hydraulic fractures in a horizontal well[J]. *Rock and Soil Mechanics*, 2018, 39(12): 4448-4456.
- [28] DONTSOV E V, SUAREZ-RIVERA R. Propagation of multiple hydraulic fractures in different regimes[J]. *International Journal of Rock Mechanics and Mining Sciences*, 2020, 128: 104270.
- [29] WU Kan, OLSON J E. Mechanisms of simultaneous hydraulic fracture propagation from multiple perforation clusters in horizontal wells[J]. *SPE Journal*, 2016, 21(3): 1000-1008.
- [30] GUPTA P, DUARTE C A. Simulation of non-planar three-dimensional hydraulic fracture propagation[J]. *International Journal for Numerical and Analytical Methods in Geomechanics*, 2014, 38(13): 1397-1430.
- [31] CHEN Zuorong, JEFFREY R G, ZHANG Xi. Numerical modeling of three-dimensional T-shaped hydraulic fractures in coal seams using a cohesive zone finite element model[J]. *Hydraulic Fracturing Journal*, 2015, 2(2): 20-37.
- [32] WHEELER M F, SRINIVASAN S, LEE S, et al. Unconventional reservoir management modeling coupling diffusive zone/phase field fracture modeling and fracture probability maps[R]. SPE 193830, 2019.
- [33] CUNDALL P A. Formulation of a three-dimensional distinct element model—Part I. A scheme to detect and represent contacts in a system composed of many polyhedral blocks[J]. *International Journal of Rock Mechanics and Mining Sciences & Geomechanics Abstracts*, 1988, 25(3): 107-116.
- [34] HART R, CUNDALL P A, LEMOS J. Formulation of a three-dimensional distinct element model—Part II. Mechanical calculations for motion and interaction of a system composed of many polyhedral blocks[J]. *International Journal of Rock Mechanics and Mining Sciences & Geomechanics Abstracts*, 1988, 25(3): 117-125.
- [35] ZHANG Fengshou, YIN Zirui, CHEN Zhaowei, et al. Fault reactivation and induced seismicity during multistage hydraulic frac-

- turing: microseismic analysis and geomechanical modeling[J]. SPE Journal, 2020, 25(2): 692-711.
- [36] ZHANG Fengshou, DONTSOV E. Modeling hydraulic fracture propagation and Proppant transport in a two-layer formation with stress drop [J]. Engineering Fracture Mechanics, 2018, 199: 705-720.
- [37] YIN Zirui, HUANG Hongwei, ZHANG Fengshou, et al. Three-dimensional distinct element modeling of fault reactivation and induced seismicity due to hydraulic fracturing injection and backflow[J]. Journal of Rock Mechanics and Geotechnical Engineering, 2020, 12(4): 752-767.
- [38] 屈平, 申瑞臣, 付利, 等. 三维离散元在煤层水平井井壁稳定中的应用[J]. 石油学报, 2011, 32(1): 153-157.  
QU Ping, SHEN Ruichen, FU Li, et al. Application of the 3D discrete element method in the wellbore stability of coal-bed horizontal wells[J]. Acta Petrolei Sinica, 2011, 32(1): 153-157.
- [39] KARATELA E, TAHERI A. Three-dimensional hydro-mechanical model of borehole in fractured rock mass using discrete element method[J]. Journal of Natural Gas Science and Engineering, 2018, 53: 263-275.
- [40] MA Liqiang, ZHANG Dongsheng, JING Shengguo, et al. Numerical simulation analysis by solid-liquid coupling with 3DEC of dynamic water crannies in overlying strata [J]. Journal of China University of Mining and Technology, 2008, 18(3): 347-352.
- [41] HUANG Liuke, LIU Jianjun, ZHANG Fengshou, et al. 3D lattice modeling of hydraulic fracture initiation and near-wellbore propagation for different perforation models[J]. Journal of Petroleum Science and Engineering, 2020, 191: 107169.
- [42] LIU Xiaoqiang, QU Zhanqing, GUO Tiankui, et al. Numerical simulation of non-planar fracture propagation in multi-cluster fracturing with natural fractures based on Lattice methods[J]. Engineering Fracture Mechanics, 2019, 220: 106625.
- [43] Itasca Consulting Group. 3 Dimensional distinct element code user's manual[M]. Minneapolis, Minnesota, USA: Itsaca Consulting Group, Inc, 2015.
- [44] 刘冬冬, 张晨, 罗群, 等. 准噶尔盆地吉木萨尔凹陷芦草沟组致密储层裂缝发育特征及控制因素[J]. 中国石油勘探, 2017, 22(4): 36-47.  
LIU Dongdong, ZHANG Chen, LUO Qun, et al. Development characteristics and controlling factors of natural fractures in Permian Lucaogou Formation tight reservoir in Jimsar sag, Junggar Basin[J]. China Petroleum Exploration, 2017, 22(4): 36-47.
- [45] 袁青. 准噶尔盆地吉木萨尔凹陷致密油储层裂缝精细表征及甜点评价[D]. 北京: 中国石油大学(北京), 2016.  
YUAN Qing. Fine description and desert assessment for fractures of tight oil reservoirs in Jimusaer sag of Junngar Basin[D]. Beijing: China University of Petroleum, 2016.
- [46] PALMER I D, LUISKUTTY C T. A model of the hydraulic fracturing process for elongated vertical fractures and comparisons of results with other models[R]. SPE 13864, 1985.
- [47] 金衍, 陈勉, 张旭东. 天然裂缝地层斜井水力裂缝起裂压力模型研究[J]. 石油学报, 2006, 27(5): 124-126.  
JIN Yan, CHEN Mian, ZHANG Xudong. Hydraulic fracturing initiation pressure models for directional wells in naturally fractured formation[J]. Acta Petrolei Sinica, 2006, 27(5): 124-126.
- [48] ABASS H H, HEDAYATI S, MEADOWS D L. Nonplanar fracture propagation from a horizontal wellbore: experimental study [J]. SPE Production & Facilities, 1996, 11(3): 133-137.
- [49] HWANG J, BRYANT E C, SHARMA M M. Stress reorientation in waterflooded reservoirs[R]. SPE 173220, 2015.
- [50] HIDAYATI D T, CHEN H Y, TEUFEL L W. Flow-induced stress reorientation in a multiple-well reservoir[R]. SPE 71091, 2001.
- [51] ZENG Hao, JIN Yan, QU Hai, et al. Experimental investigation and correlations for proppant distribution in narrow fractures of deep shale gas reservoirs[J]. Petroleum Science, 2021.
- [52] GUO Xuyang, WU Kan, KILLOUGH J. Investigation of production-induced stress changes for infill-well stimulation in eagle ford shale[J]. SPE Journal, 2018, 23(4): 1372-1388.
- [53] GUO Xuyang, WU Kan, AN Cheng, et al. Numerical investigation of effects of subsequent parent-well injection on interwell fracturing interference using reservoir-Geomechanics-fracturing modeling[J]. SPE Journal, 2019, 24(4): 1884-1902.
- [54] HOU Bing, DAI Yifan, ZHOU Changlin, et al. Mechanism study on steering acid fracture initiation and propagation under different engineering geological conditions[J]. Geomechanics and Geophysics for Geo-Energy and Geo-Resources, 2021, 7(3): 1-14.

(收稿日期 2020-11-15 改回日期 2021-08-23 编辑 王培玺)

版权所有