

深层页岩油水平井密切割裂缝均衡扩展数值模拟

——以胜利油田YYP1井为例

朱海燕¹,徐鑫勤¹,钟安海²,张钦希³

(1. 成都理工大学 油气藏地质及开发工程国家重点实验室,四川 成都610059; 2. 中国石化 胜利油田分公司 石油工程技术研究院,山东 东营257000; 3. 中国石化 胜利油田分公司 纯梁采油厂,山东 东营257000)

摘要:中国页岩油储层非均质性强、粘度高和可改造性差,水平井分段多簇射孔体积压裂难以形成复杂的裂缝网络,单缝“缝控储量”低,必须寻求新的工艺突破。通过增加单个压裂段内的射孔簇簇数,使多个射孔簇裂缝在射孔段内均衡扩展,对页岩储层进行密切割,实现页岩油储层的充分改造,是中国页岩油高效开发的关键。考虑数千米长压裂管柱与射孔孔眼的摩阻以及多裂缝之间流体的竞争分配,建立页岩油水平井密切割多裂缝动态扩展的渗流-应力-损伤模型,并通过现场压裂施工数据验证其正确性。根据胜利油田页岩油储层的地质工程特征,开展射孔簇簇数、射孔孔眼数量、压裂施工参数等多裂缝流体流量分配、应力干扰及裂缝几何形态影响的数值模拟研究发现:单簇裂缝扩展时,裂缝诱导应力最优波及距离为10 m左右;簇间距为10 m时,三簇裂缝均衡扩展射孔密度为20孔/m,施工排量为12 m³/min,压裂液粘度为30 mPa·s;4个射孔簇时,压裂液均匀分配和裂缝均衡扩展的簇间距为10 m。此项研究为胜利油田页岩油勘探开发的突破奠定了理论基础。

关键词:密切割;多裂缝;均衡扩展;诱导应力;渗流-应力-损伤模型;水平井;页岩油;胜利油田

中图分类号:TE357

文献标识码:A

Numerical simulation of evenly propagating hydraulic fractures with smaller cluster spacing in the horizontal well YYP1 for deep shale oil in the Shengli Oilfield

Zhu Haiyan¹, Xu Xinqin¹, Zhong Anhai², Zhang Qinxi³

(1. State Key Laboratory of Oil and Gas Reservoir Geology and Exploitation, Chengdu University of Technology, Chengdu, Sichuan 610059, China; 2. Petroleum Engineering Technology Research Institute, Shengli Oilfield Company, SINOPEC, Dongying, Shandong 257000, China; 3. Chunliang Oil Production Plant, Shengli Oilfield Company, SINOPEC, Dongying, Shandong 257000, China)

Abstract: Shale oil in China is generally high in viscosity and stored in highly heterogeneous shale reservoirs, which often respond poorly to stimulation of staged volume fracturing (each stage) with multi-perforation clusters. Increasing the cluster number in each fracturing stage of a horizontal well to evenly facilitate fracture propagation has been considered an effective solution to the problem. This study is focused on the friction of fluids flowing through several thousand meters of fracturing strings and the perforation holes as well as the competition among fractures for the fluids, to establish a seepage - stress - damage model for the description of dynamic propagation of the fractures. The effectiveness of the model is demonstrated with actual fracturing data in the Shengli Oilfield, where numerical simulations were carried out to investigate the impact of different numbers of perforation clusters and perforation holes as well as varying fracturing parameters on fluid distribution, stress, and fracture geometry based on geological characteristics of shale oil reservoirs in the area. Findings include: The optimal propagation distance for crack-induced stress is ~10 m for fractures created by single perforation cluster. With a 10 m cluster spacing and three clusters, evenly propagated fractures can be achieved with a perforating density of 20 holes per meter with fluid displacement at 12 m³/min and fracturing fluid viscosity at 30 mPa·s. With four perforating clusters for each fracturing stage, the optimal cluster spacing is 10 m for an uniform distribution of fluid and even propagation of fractures being achieved. This study lies down a theoretical foundation for effective shale oil exploitation in the Shengli Oilfield.

收稿日期:2020-07-20;修订日期:2021-12-01。

第一作者简介:朱海燕(1984—),男,博士、教授、博士生导师,石油钻采岩石力学的教学和科研工作。E-mail:zhuhaiyan040129@163.com。

基金项目:国家自然科学基金项目(51874253);国家自然科学基金联合基金项目(U20A20265)。

Key words: smaller cluster spacing, multi fractures, even propagation, induced stress, seepage-stress-damage model, horizontal well, shale oil, Shengli oilfield

引用格式:朱海燕,徐鑫勤,钟安海,等. 深层页岩油水平井密切割裂缝均衡扩展数值模拟[J]. 石油与天然气地质, 2022, 43(1): 229-240. DOI: 10.11743/ogg20220119.

Zhu Haiyan, Xu Xinqin, Zhong Anhui, et al. Numerical simulation of evenly propagating hydraulic fractures with smaller cluster spacing in the horizontal well YYP1 for deep shale oil in the Shengli Oilfield[J]. Oil & Gas Geology, 2022, 43(1): 229-240. DOI: 10.11743/ogg20220119.

水平井分段多簇射孔体积压裂技术是页岩气开发的主体技术,该技术充分利用多簇水力裂缝之间的应力干扰,在相邻两裂缝之间激活天然裂缝,形成复杂裂缝网络^[1]。因此,射孔簇间距是充分改造储层的关键参数。Miller^[2]等分析美国多个页岩气盆地100多口分段多簇压裂水平井的生产数据发现,仅有约50%的射孔簇对井的产量有贡献,多数射孔簇裂缝并没有得到有效的扩展。国内多个页岩气田和致密油气储层同样也存在多数射孔簇未起裂的难题。近年来,为了提高压裂改造效果,国内外一直尝试缩短簇间距,向多段、多簇密切割的方向发展。分段数普遍达到了40段以上,射孔簇数由3~4簇提高至5~10簇,间距缩小(最短约4.5 m)。

密切割分段压裂工艺是通过缩短簇间距,充分利用裂缝诱导应力场对簇间的有效改造,使得簇间未充分改造区的储量得以有效利用,从而增加单井控制储量及最终可采储量^[3-4]。近年来,国内外大量学者研究了簇间距对裂缝扩展形态及应力干扰的影响。Guo^[5]等建立了多条裂缝动态竞争扩展的有限元模型,提出了在保证裂缝均衡扩展的前提下强化缝间应力干扰的射孔簇间距优化方法。Xiong^[4]等研究得出当距裂缝壁面较近时,诱导应力近似等于缝内净压力;随着距裂缝壁面距离的增加,诱导应力场快速衰减。因此通过缩小裂缝间距,利用诱导应力场干扰改变原地应力状态,从而促使裂缝延伸方向发生偏转,增大储层改造体积及裂缝复杂程度。孙元伟^[6]等总结现有缩小簇间距的分段工艺得出密切割由于具有更少的单段簇数,更符合限流压裂理论。因此在非均质性较强的页岩储集层,密切割分段压裂工艺更易降低各簇间进液差异及裂缝扩展差异,从而更有利于各簇的均匀有效改造^[7-18]。

胜利油田牛庄洼陷、渤南洼陷等区块页岩油资源丰富,目前已有40口探井获工业油气流,是资源接替的重要阵地。然而胜利油田页岩油储层埋藏深、孔喉小、层间水平应力差大、原油粘度高,存在灰条和砂条等夹层,压裂开发难度大,直井单井产能低,水平井密切割分段压裂工艺是未来攻关目标。本文针对胜利

页岩油储层的典型特征,采用有限元法建立了页岩油水平井密切割多裂缝动态扩展的渗流-应力-损伤耦合模型,开展多裂缝内流量、裂缝扩展形态及应力扰动的数值模拟研究,为胜利油田页岩油的高效开发提供理论指导。

1 水平井多裂缝动态扩展的渗流-应力-损伤数学模型

1.1 三维多裂缝均衡扩展模型

本文基于弹塑性损伤理论,采用粘弹塑性损伤孔压单元描述水力裂缝的起裂与扩展行为,考虑压裂液在裂缝内的切向流动和法向滤失,从而可以综合考虑水力裂缝在页岩-灰岩多夹层储层中的渗流-应力-损伤耦合行为。页岩油水平井分段多簇裂缝同步扩展过程中有3个重要因素^[19-21]:压裂液在各射孔簇之间的动态分配;裂缝的动态扩展;相邻裂缝间的应力干扰。这3个方面是相互耦合的,为了描述上述过程,本文建立了基于流固耦合损伤力学理论的三维裂缝扩展模型。如图1所示,模型中包含3类单元:射孔单元,用来描述射孔簇的摩阻,实现射孔簇之间流量的动态分配^[22];裂缝扩展粘弹性损伤单元,用来模拟水力裂缝的扩展和压裂液在裂缝中流动的过程;基质单元,用来表征基质岩石的变形情况和应力干扰效应。如图1a所示,将裂缝扩展单元布置在裂缝扩展路径上。射孔单元和裂缝扩展单元之间连接方式如图1b所示,每一条裂缝都有一个射孔单元与之连接从而描述射孔孔眼压降。射孔单元在套管一端连接一个孔压节点,另一端节点与各条裂缝第一个内聚力单元的孔压节点相连^[23]。总排量 Q_0 作为集中流量载荷条件施加到注入点上,以上连接方式可以用数学表达式表示为:

$$Q_0 = \sum_{k=1}^N Q_k, p_w^1 = p_w^2 = \cdots = p_w^I = p_w \quad (1)$$

$$p_m^I = p_w - \Delta p_{fric}^I \quad (2)$$

式中: Q_k 是流入第 I 条裂缝的流量, m^3/s ; p_w^I 是第 I 条裂缝在套管内的流体压力, Pa; p_m^I 是第 I 条裂缝套管外面

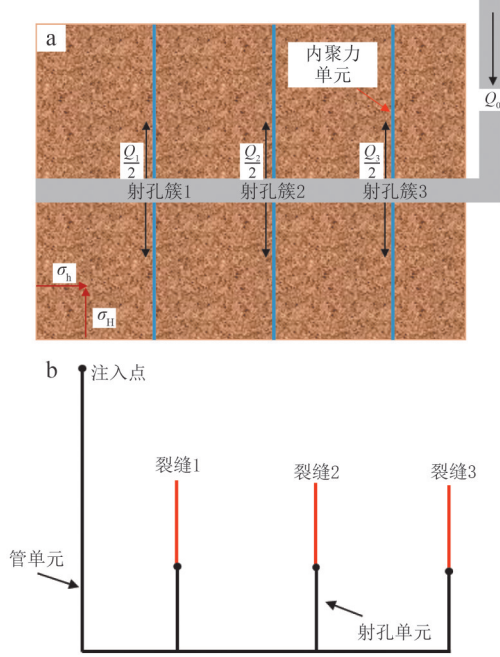


图1 三维多裂缝均衡扩展模型示意图

Fig. 1 Schematic diagrams showing the three-dimensional multi-crack expansion model

a. 含有3簇射孔压裂段俯视图; b. 射孔单元和粘弹性单元之间连接方式

紧邻套管处流体压力, Pa; Δp_{fric}^I 是第 I 条裂缝射孔簇压降, Pa。通过以上公式, 套管内流体压力 p_w 、射孔簇流量 Q_I 、射孔压降 Δp_{fric}^I 就可以计算出来。下面将对以上3类单元进行详细介绍。

1) 射孔单元

压裂液从套管内通过射孔孔眼进入裂缝会产生压降, 而这一压降和裂缝内的沿程摩阻完全不同, 射孔单元的主要作用之一就是这个压降过程进行描述。如图2所示, 射孔单元由两个节点组成, 每个节点上只有孔隙压力自由度。流体从一端流入另一端流出, 射孔压降可以通过伯努利方程^[24]计算得出:



图2 射孔单元草图

Fig. 2 Perforating unit

$$\Delta p_{\text{fric}}^I = p_w - p_m^I = \varphi_p Q_I^2 \quad (3)$$

$$\varphi_p = 0.807249 \frac{\rho}{n_p^2 D_p^4 C^2} \quad (4)$$

式中: I 是射孔簇编号; Δp_{fric}^I 是射孔簇 I 的压降, Pa; Q_I 是射孔簇 I 的压裂液流量, m^3/s ; ρ 是压裂液密度, kg/m^3 ; n_p 是射孔簇 I 的射孔孔眼数量, 通常在6~30个; D_p 是射孔孔眼直径, 通常在6~25 mm; C 是表征射孔孔眼形状

的无因次系数, 射孔孔眼磨蚀前约为0.5, 磨蚀后约为0.9。

根据有限元方法, 式(3)和式(4)可以写成如下矩阵形式:

$$\mathbf{K} \begin{bmatrix} p_w \\ p_m^I \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} q_w \\ q_m^I \end{bmatrix} \quad (5)$$

这个矩阵方程就是射孔单元的有限元方程。式中 $[p_w, p_m^I]^T$ 是射孔单元的节点孔隙压力, Pa; $[q_w, q_m^I]^T$ 是射孔单元节点流量, m^3/s 。对于非线性问题通常用牛顿-拉弗森等迭代方法进行求解, 需要给出相应的切向矩阵和“内力矩阵”。对于射孔单元, 其切向矩阵 $\mathbf{K}$ 可以表示为:

$$\mathbf{K} = \begin{bmatrix} -\frac{1}{2\sqrt{\varphi_p}|p_w - p_m^I|} & \frac{1}{2\sqrt{\varphi_p}|p_w - p_m^I|} \\ \frac{1}{2\sqrt{\varphi_p}|p_w - p_m^I|} & -\frac{1}{2\sqrt{\varphi_p}|p_w - p_m^I|} \end{bmatrix} \quad (6)$$

式(6)右端即为“内力矩阵”。

2) 裂缝扩展粘弹性损伤单元

采用双线性 T-S (traction-separation) 内聚力模型描述水力裂缝的起裂与损伤扩展行为, 该模型假设裂缝尖端存在一个过程区, 过程区的断裂采用 T-S 本构模型进行描述, 这就避免了线弹性断裂力学中裂缝尖端存在的应力奇异性。粘弹性损伤单元的起裂采用二次应力准则判断^[25-27]。二次应力起裂准则认为, 当3个方向承受的应力与它们各自对应的临界应力的比值的平方和等于1时, 粘弹性单元开始发生损伤:

$$\left(\frac{\langle t_n \rangle}{t_n^0} \right)^2 + \left(\frac{t_{s1}}{t_{s1}^0} \right)^2 + \left(\frac{t_{s2}}{t_{s2}^0} \right)^2 = 1 \quad (7)$$

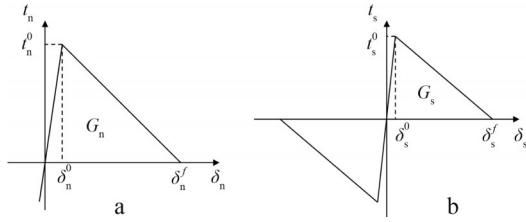
式中: t_n, t_{s1} 和 t_{s2} 为粘弹性单元法向、第一切向和第二切向的名义应力, Pa; t_n^0, t_{s1}^0 和 t_{s2}^0 分别为对应的临界名义应力, Pa; $\langle \rangle$ 括号说明当粘结单元处于受压状态或产生压缩变形时并没有出现损伤。

$$\langle t_n \rangle = \begin{cases} t_n, & t_n \geq 0 \\ 0, & t_n < 0 \end{cases} \quad (8)$$

损伤发生后, 损伤面会发生拉伸或剪切破坏, 如图3。为了考虑法向和切向扩展的结合, 采用 Benzeggagh-Kenane (BK) 混合扩展模式作为裂缝扩展准则^[28]。

$$G_n^c + (G_s^c - G_n^c) \left\{ \frac{G_s + G_t}{G_n + G_s + G_t} \right\}^\eta = G^c \quad (9)$$

式中: G_n, G_s 和 G_t 是内聚力单元法向、第一切向和第二切向能量释放率, $\text{Pa} \cdot \text{m}$; G_n^c, G_s^c 分别是内聚力单元法向

图3 粘弹性单元的双线性T-S内聚力模型^[22]Fig. 3 Viscoelastic element bilinear T-S cohesion model^[22]

a. 拉伸方向; b. 剪切方向

和切向的临界能量释放率, $\text{Pa} \cdot \text{m}$; η 是与材料本身有关的常数, 本文取 2.284, 无因次; G^c 是混合模式下内聚力单元的总临界能量释放率, $\text{Pa} \cdot \text{m}$ 。

实际总能量释放率 $G_T = G_n + G_s + G_t$, 当 $G_T = G^c$ 时, 裂缝扩展。

损伤演化准则描述了达到相应的起裂准则后材料刚度退化的速率, 损伤演化准则如下。

$$\begin{aligned} t_n &= \begin{cases} (1-D)\bar{t}_n, & \bar{t}_n \geq 0 \\ \bar{t}_n & \bar{t}_n < 0 \end{cases} \\ t_s &= (1-D)\bar{t}_s \\ t_t &= (1-D)\bar{t}_t \end{aligned} \quad (10)$$

式中: $\bar{t}_n, \bar{t}_s$ 和 $\bar{t}_t$ 是假设 Cohesive 单元 3 个方向均未发生损伤时, 线弹性变形计算得到的应力, Pa ; t_n, t_s 和 t_t 是 3 个对应方向实际承受的压力; D 是无量纲损伤因子, 在 0~1 范围内, $D=0$ 时材料未损伤, $D=1$ 时材料完全损伤。

将井筒单元和射孔单元的流体流动视为一维流动问题, 结合管单元的含粘滞损失伯努利方程和射孔单元的粘性压力损失方程建立井筒—射孔孔眼流量与压力的平衡方程[式(11), 式(12)]。由此模拟压裂液克服井口到射孔孔眼之间的摩阻后进入裂缝的过程, 按照图 1b 的方式共用节点进行组合, 实现多个裂缝间压裂液的动态分配^[28]。

$$\Delta p - \rho g \Delta h = Z \frac{\rho Q^2}{2A^2} \quad (11)$$

$$Z = \frac{fLS}{4A} \quad (12)$$

式中: Δp 是两节点间的压差, Pa ; Δh 为两节点海拔高度差, m , 本文中各裂缝射孔单元节点与井口节点高度差相同; Q 是管单元内流体体积流量, m^3/s ; ρ 是流体密度, kg/m^3 ; g 是重力加速度, $9.8 \text{ N}/\text{kg}$; Z 是摩擦损失系数; L 是管单元长度, m ; f 是摩擦因子; A 是单元横截面积, m^2 ; S 是单元湿周, m 。

对于不可压缩牛顿流体, 裂缝内流体切向流动规律如下^[22]。

$$q = -\frac{w^3}{12\mu} \nabla p \quad (13)$$

式中: q 是裂缝内流体流速, m^2/s ; p 是裂缝内流体压力, Pa ; w 是裂缝宽度, m ; μ 是压裂液粘度, $\text{Pa} \cdot \text{s}$ 。

流体质量守恒方程可以表示为:

$$\frac{\partial w}{\partial t} + \nabla q + (q_t + q_b) = Q(t) \delta(x, y) \quad (14)$$

压裂液向地层滤失可以由式(15)描述:

$$\begin{aligned} q_t &= c_t(p_i - p_t) \\ q_b &= c_b(p_i - p_b) \end{aligned} \quad (15)$$

式中: q_t 和 q_b 为压裂液通过内聚力单元上、下表面的滤失速度, m/s ; c_t 和 c_b 分别为上、下表面的滤失系数, $\text{m}/(\text{Pa} \cdot \text{s})$; p_i 为聚力单元中间节点压力, Pa ; p_t 和 p_b 分别为内聚力单元上、下面孔隙压力, Pa 。

3) 储层基质单元

多簇裂缝同时扩展时, 岩石基质的变形起到了非常重要的作用: 裂缝间的应力干扰即通过岩石基质的变形传递。岩石是孔隙介质, 包括固体骨架和孔隙流体, 岩石的变形可以用带孔压的基质单元进行描述。假设岩石为线弹性、各向同性的均匀孔隙介质, 则其应力与应变之间的关系可以通过线性孔隙弹性方程描述^[24-25]。

$$\sigma_{ij} = \lambda \varepsilon_{\text{vol}} \delta_{ij} + 2G \varepsilon_{ij} - C \zeta \delta_{ij} \quad (16)$$

$$p = C \varepsilon_{\text{vol}} - M \zeta \quad (17)$$

式中: σ_{ij} 为应力, Pa ; λ 和 G 为 Lamé 常数; C 和 M 为描述两相介质的弹性模量, Pa ; ε_{vol} 为体积应变; ζ 为描述流体相对固体体积变形的应变参数; δ_{ij} 为 Kronecker 函数; p 为孔隙压力, Pa 。

岩石有效应力应满足应力平衡方程

$$\sigma_{ij,j} = 0 \quad (18)$$

孔隙流体流动应满足质量守恒方程

$$\frac{\partial \zeta}{\partial t} + q_{i,j} = 0 \quad (19)$$

式中: $q_{i,j}$ 是孔隙流体流速, m^3/s 。

1.2 渗流应力损伤耦合过程

水力压裂过程中, 随着排量和泵压的增加, 裂缝壁面流体压力也不断增加, 进而增加了压裂液的滤失, 这势必导致储层应力状态变化, 而储层应力状态的改变必然造成储层孔隙度、渗透率的改变。反过来, 这些变化又会影响孔隙流体的流动和压力的分布。储层应力场或渗流场达到一定值时, 基质岩石将发生损伤, 其力学性能劣化会导致应力场和渗流场的改变。即它们三者是相互作用相互影响的, 因此, 需要考虑渗流—应力—损伤之间的相互耦合。

2 页岩油水平井密切割多裂缝动态扩展模型

2.1 几何模型的建立

以胜利油田页岩油水平井YYP1井为例,该井为一口页岩油水平探井,位于济阳坳陷沾化凹陷渤南洼陷义17断阶带。该井目的层为泥灰岩、泥岩、灰岩和白云岩互层,水平两向主应力差为5.4~7.4 MPa,具备形成裂缝的条件。依据YYP1井的钻井数据和测井解释,水平井的垂深为3 547 m,分为7层,每层岩性和厚度如图4所示。建立储隔层段数值几何模型,图4为三簇裂缝扩展模型,厚度为38 m,宽50 m,长60 m,模拟井筒长3 514 m。

2.2 加载条件

在储层内部 Z 方向施加垂向应力 σ_v , X 方向施加最小水平主应力 σ_h , Y 方向施加最大水平主应力 σ_H ,模型上下底面固定 Z 方向位移,垂直于坐标轴 X 的两个平面固定 X 方向位移,垂直于坐标轴 Y 的两个平面,过井筒所在的平面设置为对称边界,另一个平面固定 Y 方向位移。

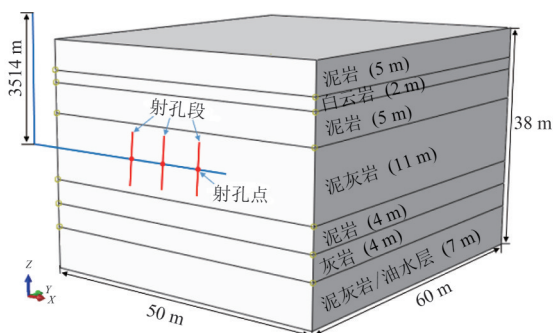


图4 胜利油田页岩油水平井YYP1井泥岩-泥灰岩
分层几何模型

Fig. 4 Geometry model showing mudstone-marl layering around lateral of Well YYP1, Shengli Oilfield.

2.3 网格划分

采用C3D8P网格单元对几何模型进行划分,模型内部设粘弹性损伤单元模拟裂缝并在此单元的前两个单元做了微小开度处理,用于模拟井筒的初始射孔段;近井部分的基质单元和粘弹性损伤单元网格尺寸一致,以保证密切割裂缝在缝长和缝高方向上扩展难易程度一致。如图5所示,模型网格总数为50 986个,节点数99 562个。

2.4 模型参数设置

YYP1井的邻井Y176井为一直井,依据室内岩石力学实验结果及测井数据设定模型地层参数,再根据Y176井压裂设计工艺设定初始压裂施工参数。通过开展Y176井水力压裂的数值模拟,验证表1和表2的模型参数,以使其能够模拟YYP1井的储层特征。由于各储层之间的力学性质和物性差异不大,为了简化计算,特将各储层和各隔层的内聚力单元参数设置相同。

1) 管单元流体分流分析

采用一维管单元来模拟井筒,实现真实压裂液在不同的注入点处的竞争分流。Y176直井同一压裂层段共进行了3处射孔,通过数值模拟计算得到每一处裂缝的压裂液流量(图6)。

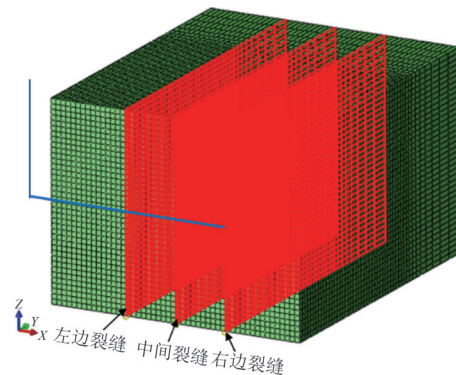


图5 网格划分示意图

Fig. 5 Schematic diagram showing fracture meshing

表1 胜利油田页岩油YYP1井模型参数

Table 1 Model parameters of Well YYP1, Shengli Oilfield

层位	岩性	E/GPa	ν	$K/(10^{-3}\mu\text{m}^2)$	$\Phi/\%$	p_a/MPa	σ_h/MPa	σ_H/MPa	σ_v/MPa
隔层4	泥岩	23	0.20	0.005	4.2	51.8	69.40	75.50	85.50
储层3	白云岩	25	0.27	1.200	6.0	51.8	66.60	73.99	87.20
隔层3	泥岩	22	0.23	0.005	2.8	51.8	65.60	71.50	88.90
储层2	泥灰岩	27	0.25	2.850	3.0	51.8	63.62	69.65	89.50
隔层2	泥岩	23	0.24	0.004	6.0	51.8	67.10	72.50	90.50
储层1	灰岩	25	0.21	3.000	3.5	51.8	67.40	74.80	90.91
隔层1	泥质灰岩	22	0.22	0.010	2.0	51.8	70.50	76.80	91.50

注: E 为杨氏模量; ν 为泊松比,无量纲; K 为渗透率; Φ 为孔隙度; p_a 为地层孔隙压力; σ_h 为最小水平主应力; σ_H 为最大水平主压力; σ_v 为垂向主应力。

表2 胜利油田页岩油 YYP1 井内聚力单元参数

Table 2 Cohesive element parameters for Well YYP1, Shengli Oilfield

层位	t_n^0/MPa	t_s^0/MPa	t_l^0/MPa	$G_n^c/(\text{Pa}\cdot\text{m})$	$G_s^c/(\text{Pa}\cdot\text{m})$	$G_l^c/(\text{Pa}\cdot\text{m})$	E_n/GPa	E_s/GPa	E_l/GPa	η
储层	2.0	2.0	2.0	26.7	26.7	26.7	1 830	1 830	1 830	2.284
隔层	1.5	1.5	1.5	54.0	54.0	54.0	1 830	1 830	1 830	2.284

注: E_n 为内聚力单元法向断裂能; E_s 为内聚力单元第一切向断裂能; E_l 为内聚力单元第二切向断裂能。

2) 模型施工压力验证

依据计算结果,分析施工压力随时间的变化。然后结合现场施工报告,拟合出施工压力和数值模拟压力曲线图(图7)。

可以看出,表1和表2所给出的不同岩性储层的岩石力学和地应力参数,能够用于模拟该区域页岩油的水力压裂裂缝起裂与扩展行为。

3 YYP1 井密切割多裂缝扩展影响因素

3.1 YYP1 井单簇压裂裂缝应力干扰分析

由于施工排量对诱导应力的影响相比其他参数要

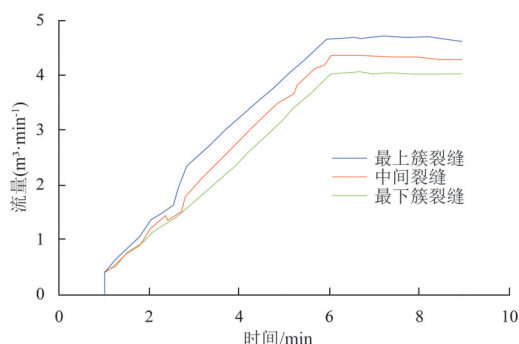


图6 胜利油田页岩油 Y176 井不同射孔处的流量

Fig. 6 Fluid flow rate at different perforation locations in Well Y176, Shengli Oilfield

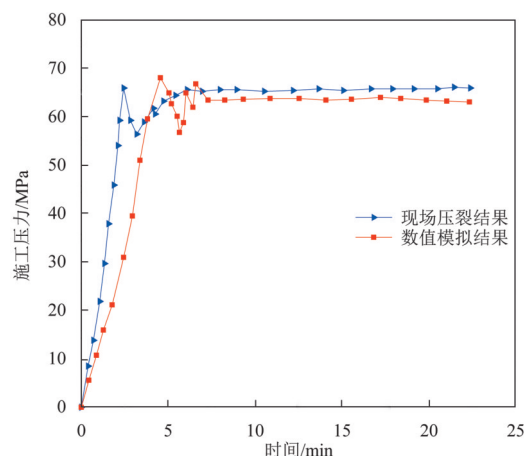


图7 模拟结果与 Y176 井现场压裂对比曲线

Fig. 7 Comparison between simulated results and actual fracturing in Well Y176, Shengli Oilfield

大,因此采用控制变量法,保持其他参数相同,只改变施工排量的大小来分析施工排量对诱导应力的影响规律。如图8所示,在模型横向上取一个路径,研究不同排量时路径上的诱导应力变化。

由图9可以看到,诱导应力在水力裂缝右侧横向上的影响距离随施工排量的增大而增大,但增长速率越来越慢;诱导应力趋于0时施工排量的影响降到了最小。排量大于 $4 \text{ m}^3/\text{min}$ 时,诱导应力影响距离的增量已经很小了,考虑排量增大后施工成本也要增大,由此优化出单缝诱导应力波及距离为 10 m 左右。

3.2 水平井三簇裂缝均衡扩展分析

在簇间距优化结果为 10 m 的基础上分析三簇裂缝扩展形态,采取控制变量法从施工排量、压裂液粘度和射孔密度这 3 方面优化出使多裂缝均衡扩展的参数。

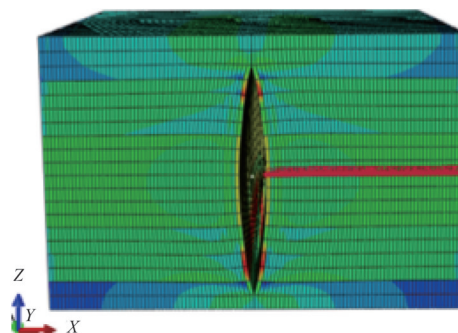


图8 裂缝扩展应力分析路径

Fig. 8 Stress analysis for fracture propagation

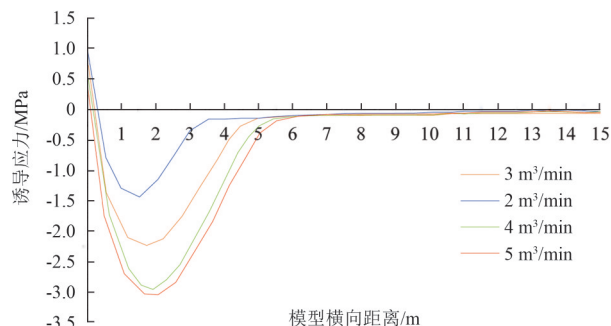


图9 不同排量下诱导应力的变化

Fig. 9 Changes in induced stress at different pumping rates

3.2.1 不同施工排量分析

1) 裂缝形态分析

由图10—图13可以发现,在不同施工排量下裂缝扩展形态分析中,排量在 $15\text{ m}^3/\text{min}$ 时,裂缝扩展到了水层,这会导致生产过程中含水率上升较快,降

低产量,因此排量必小于 $15\text{ m}^3/\text{min}$ 。排量为 $12\text{ m}^3/\text{min}$ 时裂缝长度上的扩展比排量为 $9\text{ m}^3/\text{min}$ 的时候更均衡,如图10b和图11b所示。并且在排量为 $12\text{ m}^3/\text{min}$ 时各裂缝在宽度和高度上的扩展程度最接近(图13),因此优化出三簇裂缝均衡扩展的排量为 $12\text{ m}^3/\text{min}$ 。

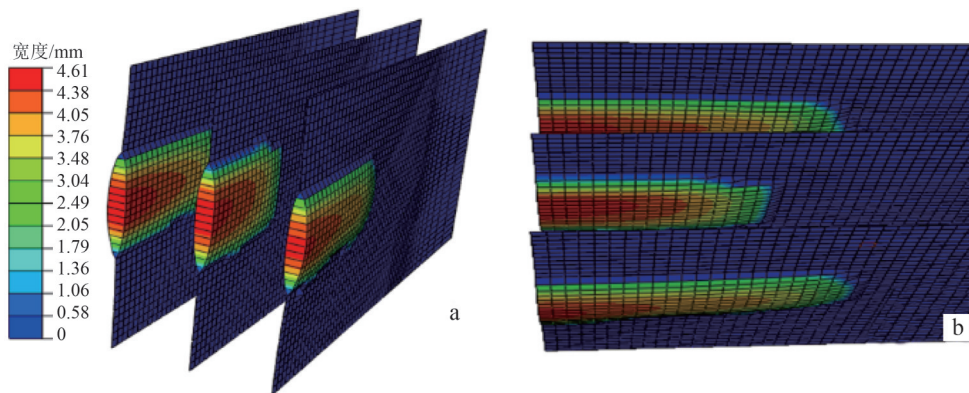


图10 排量为 $9\text{ m}^3/\text{min}$ 时裂缝扩展形态

Fig. 10 Fracture propagation pattern at a pumping rate of $9\text{ m}^3/\text{min}$

a. 裂缝缝宽; b. 裂缝几何形态

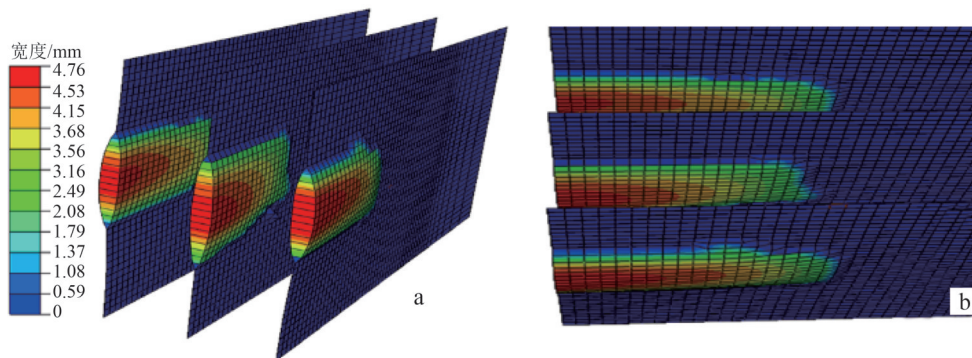


图11 排量为 $12\text{ m}^3/\text{min}$ 时裂缝扩展形态

Fig. 11 Fracture propagation pattern at a pumping rate of $12\text{ m}^3/\text{min}$

a. 裂缝缝宽; b. 裂缝几何形态

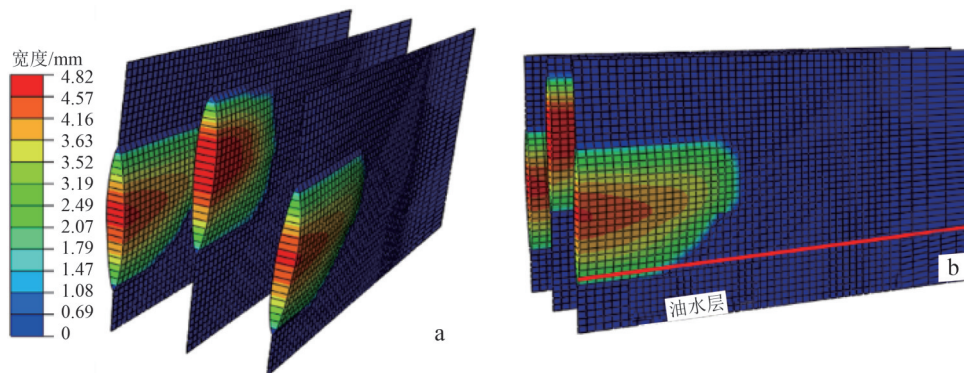


图12 排量为 $15\text{ m}^3/\text{min}$ 时裂缝扩展形态

Fig. 12 Fracture propagation pattern at a pumping rate of $15\text{ m}^3/\text{min}$

a. 裂缝缝宽; b. 裂缝几何形态

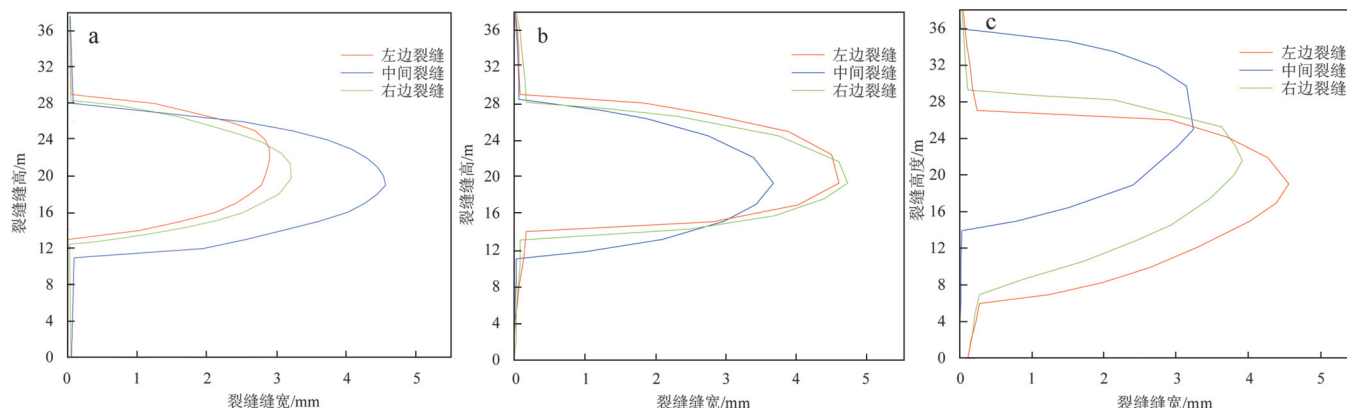


图13 不同施工排量下裂缝宽度与高度

Fig. 13 Fracture width and height under different pumping rates

a. 施工排量 9 m³/min; b. 施工排量 12 m³/min; c. 施工排量 15 m³/min

2) 不同施工排量裂缝间诱导应力分析

由图14可以发现,在排量增大的同时诱导应力也增大,当排量 ≥ 12 m³/min时裂缝间诱导应力增大的速率越来越小。结合不同施工排量下各裂缝扩展形态及诱导应力分析,优选出裂缝均衡扩展时的最佳排量为12 m³/min。

3.2.2 不同压裂液粘度分析

由图15可以发现,粘度在40 mPa·s时,裂缝在高度上扩展到了水层,因此压裂液粘度必须小于40 mPa·s。粘度为30 mPa·s时裂缝在长度上的扩展较均衡。综合不同压裂液粘度下裂缝几何参数和各裂缝竞争分流的结果,裂缝均衡扩展的压裂液粘度为30 mPa·s。

3.2.3 不同射孔参数分析

1) 裂缝形态分析

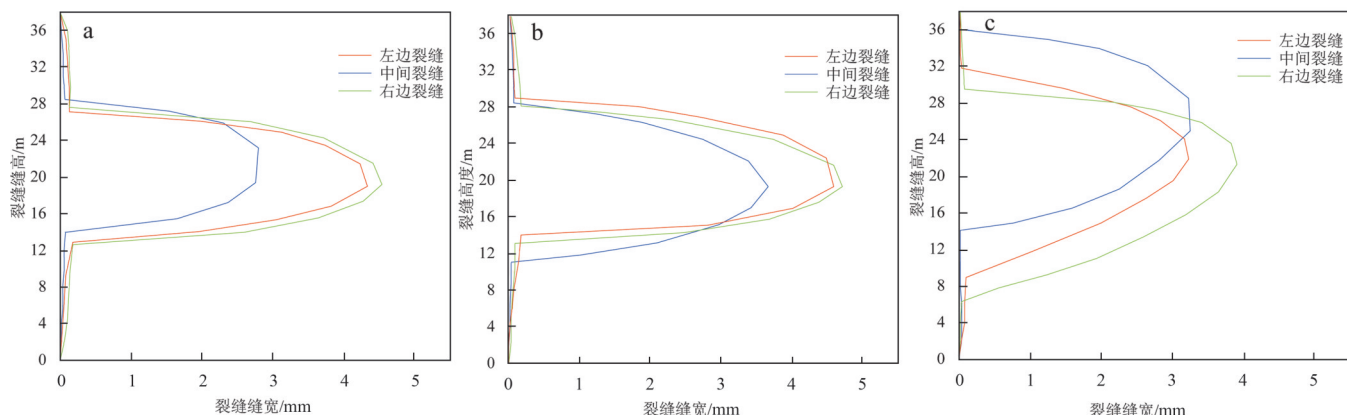


图15 不同压裂液粘度下裂缝宽度与高度

Fig. 15 Fracture width and height under different fluid viscosity

a. 压裂液粘度 20 mPa·s; b. 压裂液粘度 30 mPa·s; c. 压裂液粘度 40 mPa·s

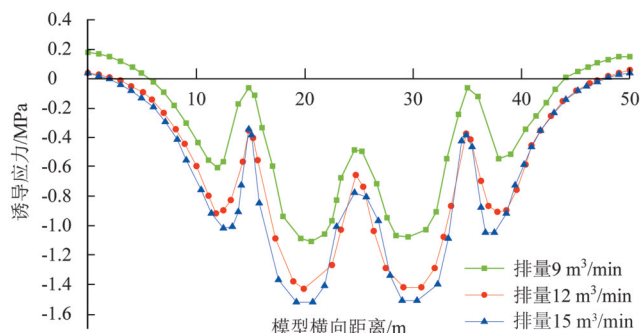


图14 不同施工排量下裂缝间诱导应力分析

Fig. 14 Analysis of induced stress among fractures under different pumping rates

由图16可以发现,随着单段射孔密度的增加,裂缝的高度和宽度越来越接近即裂缝扩展形态越来越均衡。射孔密度为10孔/m和15孔/m时中间裂缝在高度上都扩展到了油层,影响了压裂改造效果,因此优化射孔密度为20孔/m。

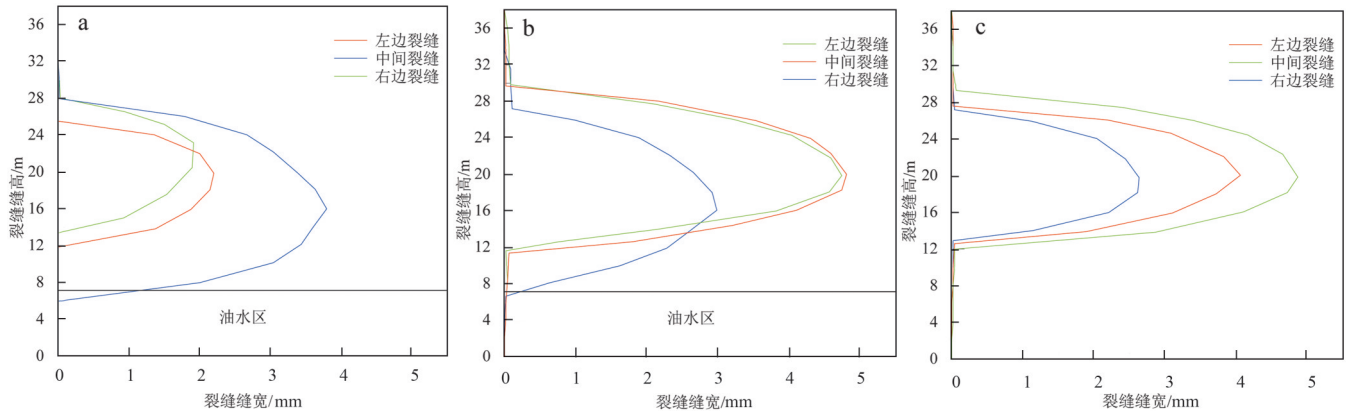


图16 各射孔密度下裂缝宽度与高度

Fig. 16 Fracture width and height at different perforation density

a. 射孔密度10孔/m; b. 射孔密度15孔/m; c. 射孔密度20孔/m

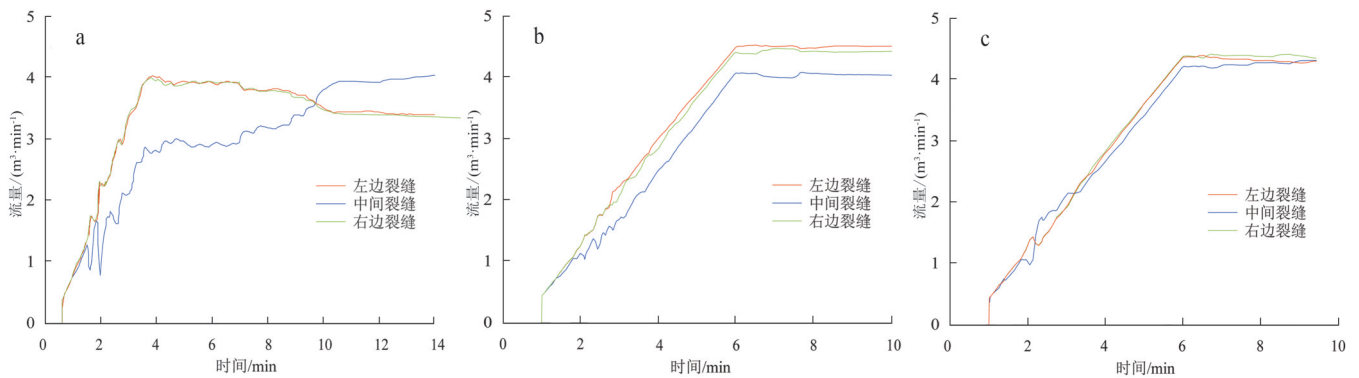


图17 各射孔密度下裂缝分流情况

Fig. 17 Fluid partition between fractures at various perforation densities

a. 射孔密度10孔/m; b. 射孔密度15孔/m; c. 射孔密度20孔/m

2) 各裂缝竞争分流分析

由图17可以发现,随着单段射孔密度的增加,各裂缝分流也越均匀,说明裂缝扩展越均衡。综合不同射孔参数下裂缝扩展形态、几何参数分析及竞争分流情况,裂缝均衡扩展的射孔参数为20孔/m。

3.3 水平井四簇裂缝均衡扩展及应力干扰分析

1) 不同簇间距裂缝几何参数分析

由图18可以发现,由于缝宽的数量级较小,此差异可以不重点考虑。而簇间距为10 m和14 m时裂缝的高度最大且大小相近,说明簇间距为10 m和14 m时压裂改造的效果最好,结合密切割和实际施工要求优选出四簇裂缝扩展时最优簇间距为10 m。

2) 不同间距下各裂缝竞争分流分析

由图19可以发现,在簇间距为6 m(图19a)时,由于左右两侧裂缝的干扰,中间两裂缝竞争分得的流量相对较少,四簇裂缝流量分配不均。当簇间距增大到10 m和14 m时,各裂缝的流量分配更均匀。

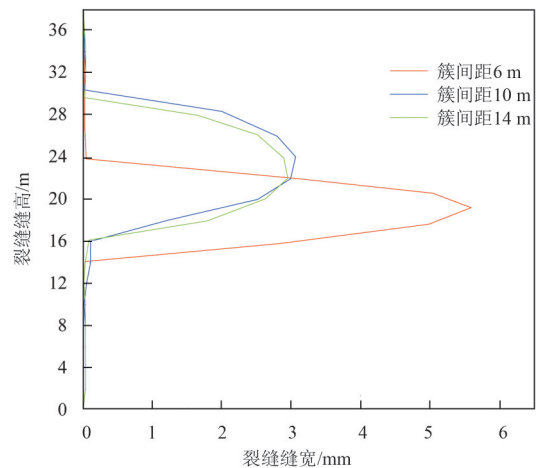


图18 不同间距下裂缝宽度与高度

Fig. 18 Fracture width and height at different spacings

3) 各簇间距下裂缝间应力干扰分析

由于建四簇裂缝扩展模型时各裂缝间距不同,为了减少网格数量,减轻计算机计算量,因此不同簇间距模型的横向宽度不同,簇间距小的模型宽度相对较小。

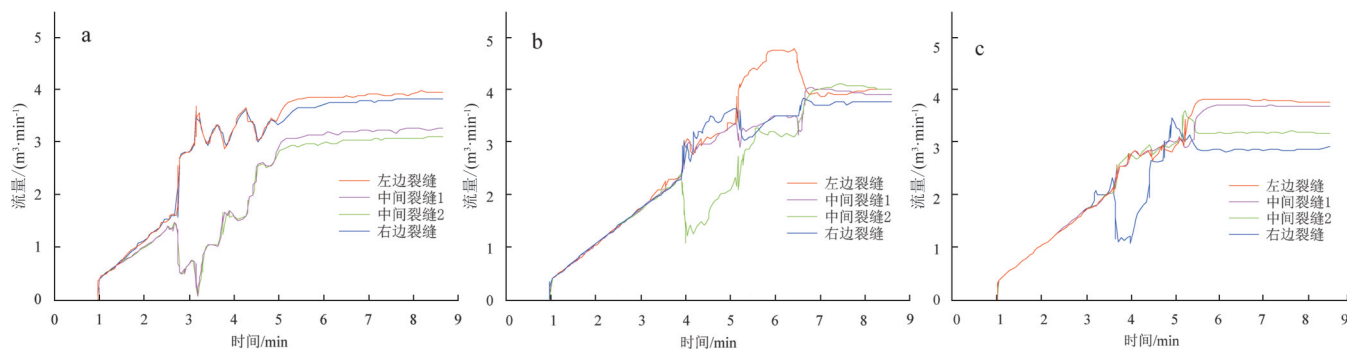


图19 各簇间距下裂缝分流情况

Fig. 19 Fluid partition between fractures under different cluster spacing

a. 簇间距6 m时各裂缝流量分配; b. 簇间距10 m时各裂缝流量分配; c. 簇间距14 m时各裂缝流量分配

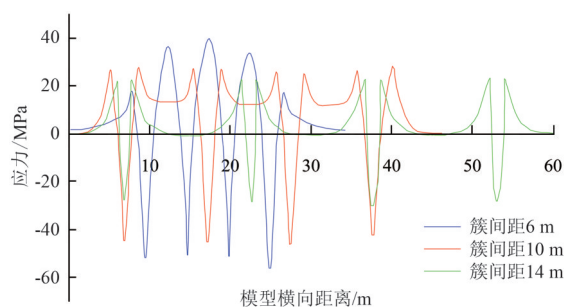


图20 各簇间距下裂缝间应力的变化

Fig. 20 Variation of inter-fracture stress under different cluster spacing

由图20可以发现,簇间距越小裂缝间应力干扰越大,簇间距6 m时应力干扰是最大的,而簇间距在10 m到14 m之间时应力干扰相对较小且减小得越来越慢。

综合各裂缝扩展形态、竞争分流、应力干扰和不同间距下施工压力分析结果,YYP1井水平井段内四簇裂缝均衡扩展时的簇间距为10 m。

4 现场应用

通过以上研究,优化出胜利油田YYP1井的压裂参数:射孔簇间距约10 m,射孔密度为20孔/m,施工排量为大于12 m³/min,压裂液粘度为30 mPa·s。该井1 000 m水平段共设计20段,平均裂缝带宽50 m,每段4个射孔簇,加砂强度平均约为3.0 m³/m,排量14~18 m³/min。2019年12月初,分段多簇体积压裂施工后,微地震监测裂缝半长100~200 m,裂缝高度10~40 m,裂缝有效体积 $(10\sim60)\times10^4\text{ m}^3$,裂缝带宽15~70 m,总改造体积 $900\times10^4\text{ m}^3$ (图21)。目前针阀控制放喷,油压30 MPa,日产油60 t,日产液100 t,累产油1 800 t,累产液8 000 t,取得了良好的压裂效果。水平井分段多簇密切割技术,实现了胜利油田页岩油的勘

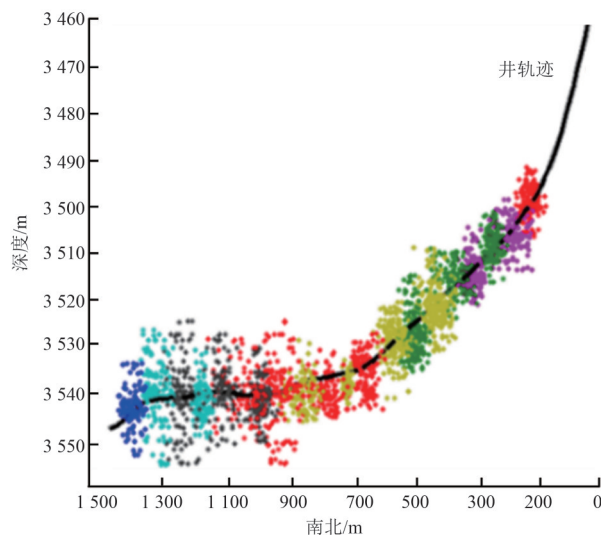


图21 胜利油田YYP1井压后微地震监测裂缝分布

Fig. 21 Post-fracturing microseismic monitoring of fracture distribution in Well YYP1, Shengli Oilfield

探开发突破,具有广阔的应用前景。

5 结论

1)YYP1井单簇裂缝扩展时,单簇裂缝扩展诱导应力波及距离为10 m左右。

2)在单簇裂缝扩展诱导应力波及距离为10 m的条件下,射孔簇分三簇射孔时,簇间距为10 m。

3)通过对水平井多簇裂缝均衡扩展形态及应力干扰分析,优化出段内三簇裂缝均衡扩展的射孔参数为20孔/m、施工排量为12 m³/min、压裂液粘度为30 mPa·s。

4)页岩油水平井密切割压裂,四簇裂缝均衡扩展的最优簇间距为10 m,取得了良好的压裂效果,为胜利页岩油的高效开发提供了理论支撑。

参 考 文 献

- [1] 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.
- [2] Miller C, Waters G, Rylander E. Evaluation of production log data from horizontal wells drilled in organic shales [C]// SPE. North American Unconventional Gas Conference and Exhibition. The Woodlands, Texas, USA, 2011; SPE-144326-MS.
- [3] 郑有成,范宇,雍锐,等. 页岩气密切割分段+高强度加砂压裂新工艺[J]. 天然气工业,2019,39(10):76-81.
Zheng Youcheng, Fan Yu, Yong Rui, et al. A new fracturing technology of intensive stage + high-intensity proppant injection for shale gas reservoirs [J]. Natural Gas Industry, 2019, 39(10): 76-81.
- [4] Lolon E, Hamidieh K, Weijers L, et al. Evaluating the relationship between well parameters and production using multivariate statistical models: a middle bakken and three forks case history [C]// SPE. SPE hydraulic fracturing technology conference. The Woodlands, Texas, USA, 2016; SPE-179171-MS.
- [5] Guo Jianchun, Lu Qianli, Zhu Haiyan, et al. Perforating cluster space optimization method of horizontal well multi-stage fracturing in extremely thick unconventional gas reservoir [J]. Journal of Natural Gas Science and Engineering, 2015, 26(9): 1648-1662.
- [6] 孙元伟,程远方,时凤霞,等. 致密气藏压裂水平井产能分析及压裂优化设计[J]. 新疆石油地质,2018,39(6): 727-731.
Sun Yuanwei, Cheng Yuanfang, Shi Fengxia, et al. Productivity analysis and fracturing design optimization of fractured horizontal well in tight gas reservoirs [J]. Xinjiang Petroleum Geology, 2018, 39(6): 727-731.
- [7] 赵金洲,许文俊,李勇明,等. 低渗透油气藏水平井分段多簇压裂簇间距优化新方法[J]. 天然气工业,2016,36(10):63-69.
Zhao Jinzhou, Xu Wenjun, Li Yongming, et al. A new method for cluster spacing optimization of multi-cluster staged fracturing in horizontal wells of low-permeability oil and gas reservoirs [J]. Natural Gas Industry, 2016, 36(10): 63-69.
- [8] Daneshy, Ali A J, Thompson T, et al. Fracture shadowing: a direct method for determination of the reach and propagation pattern of hydraulic fractures in horizontal wells [C]//SPE. The SPE hydraulic fracturing technology conference, The Woodlands, Texas, USA, 2012; SPE-151980-MS.
- [9] 尹建,郭建春,曾凡辉. 水平井分段压裂射孔间距优化方法[J]. 石油钻探技术,2012,40(5):67-71.
Yin Jian, Guo Jianchun, Zeng Fanhui. Perforation spacing optimization for staged fracturing of horizontal well [J]. Petroleum Drilling Techniques, 2012, 40(5): 67-71.
- [10] 尚立涛,张燕明,王业晗,等. 致密油气储层综合可压裂性解释方法在鄂尔多斯盆地的应用[J]. 石油地质与工程,2021,35(4):38-42.
Shang Litao, Zhang Yanming, Wang Yehan, et al. Application of comprehensive fracturing interpretation method of tight oil and gas reservoir in Ordos basin [J]. Petroleum Geology & Engineering, 2021, 35(4): 38-42.
- [11] 王欢,计秉玉,廖新维,等. 致密油藏体积压裂水平井压力特征[J]. 断块油气田,2020,27(2):217-223.
Wang Huan, Ji Bingyu, Liao Xinwei, et al. Pressure characteristics for volume-fractured horizontal well in tight oil reservoirs [J]. Fault-Block Oil and Gas Field, 2020, 27(2): 217-223.
- [12] 刘学伟. 页岩储层水力压裂支撑裂缝导流能力影响因素[J]. 断块油气田,2020,27(3):394-398.
Liu Xuewei. Influencing factors of hydraulic propped fracture conductivity in shale reservoir [J]. Fault-Block Oil and Gas Field, 2020, 27(3): 394-398.
- [13] 刘威. 固井滑套多簇体积压裂在大牛地气田致密砂岩气藏的应用[J]. 石油地质与工程,2021,35(3):101-104.
Liu Wei. Application of cementing sliding sleeve multi cluster volume fracturing in tight sandstone gas reservoir of Daniudi gas field [J]. Petroleum Geology & Engineering, 2021, 35(3): 101-104.
- [14] 傅建斌. 考虑多因素影响的致密气藏压裂井产能预测方法[J]. 断块油气田,2021,28(2):156-161.
Fu Jianbin. Productivity prediction method of fractured wells in tight gas reservoir considering multi factors [J]. Fault-Block Oil and Gas Field, 2021, 28(2): 156-161.
- [15] 黎明,韩丰华,王肃,等. 安棚深层系致密砂岩油藏水平井压裂参数优化设计研究[J]. 石油地质与工程,2020,34(2):104-108.
Li Ming, Han Fenghua, Wang Su, et al. Optimal design of horizontal well fracturing parameters in Anpeng deep tight sandstone reservoir [J]. Petroleum Geology & Engineering, 2020, 34(2): 104-108.
- [16] 赵志恒,郑有成,范宇,等. 页岩储集层水平井段内多簇压裂技术应用现状及认识[J]. 新疆石油地质,2020,41(4):499-504.
Zhao Zhiheng, Zheng Youcheng, Fan Yu, et al. Application and cognition of multi-cluster fracturing technology in horizontal wells in shale reservoirs [J]. Xinjiang Petroleum Geology, 2020, 41(4): 499-504.
- [17] 陈志明,陈昊枢,廖新维,等. 致密油藏压裂水平井缝网系统评价方法——以准噶尔盆地吉木萨尔地区为例[J]. 石油与天然气地质,2020,41(6):1288-1298.
Chen Zhiming, Chen Haoshu, Liao Xinwei, et al. Evaluation of fracture networks along fractured horizontal wells in tight oil reservoirs: A case study of Jimusar oilfield in the Junggar Basin [J]. Oil & Gas Geology, 2020, 41(6): 1288-1298.
- [18] 承宁,郭旭洋,魏璞,等. 水平井分段簇压裂缝间干扰和段间干扰建模:以昌吉油田吉7井区八道湾组油藏为例[J]. 新疆石油地质,2021,42(4):437-443.
Cheng Ning, Guo Xuyang, Wei Pu, et al. Inter-fracture and inter-section interference modeling for staged and clustered fracturing stimulation in horizontal wells: a case study on reservoirs of Badawon formation in wellblock Ji 7 in Changji oilfield [J]. Xinjiang Petroleum Geology, 2021, 42(4): 437-443.
- [19] Cheng Y. Mechanical interaction of multiple fractures—exploring impacts of the selection of the spacing/number of perforation clusters on horizontal shale-gas wells [J]. SPE Journal, 2012, 17(4): 992-1001.
- [20] Zhu Haiyan, Jin Xiaochun, Guo Jianchun, et al. Coupled flow, stress and damage modelling of interactions between hydraulic frac-

- tures and natural fractures in shale gas reservoirs[J]. *Oil Gas and Coal Technology*, 2016, 13(4):359-390.
- [21] Camanho P P, Davila C G, De Moura M F. Numerical simulation of mixed-mode progressive delamination in composite materials[J]. *Journal of Composite Materials*, 2003, 37(16):1415-1438.
- [22] Li Yang, Deng Jingen, Liu Wei, et al. Numerical simulation of limited-entry multi-cluster fracturing in horizontal well[J]. *Journal of Petroleum Science & Engineering*, 2017, 152:443-455.
- [23] Kumar D, Ghassemi A. A three-dimensional analysis of simultaneous and sequential fracturing of horizontal wells[J]. *Journal of Petroleum Science and Engineering*, 2016, 146:1006-1025.
- [24] 李杨, 邓金根, 刘伟, 等. 水平井分段多簇限流压裂数值模拟[J]. *断块油气田*, 2017, 24(1):69-73.
- Li Yang, Deng Jingen, Liu Wei, et al. Numerical simulation of limited entry technique in multi-stage and multi-cluster horizontal well fracturing[J]. *Fault-Block Oil & Gas Field*, 2017, 24(1):69-73.
- [25] Zhu Haiyan, Zhao Xing, Guo Jianchun, et al. Coupled flow-stress-damage simulation of deviated-wellbore fracturing in hard-rock[J]. *Journal of Natural Gas Science and Engineering*, 2015, 26(9):711-724.
- [26] 连志龙, 张劲, 吴恒安, 等. 水力压裂扩展的流固耦合数值模拟研究[J]. *岩土力学*, 2008(11):3021-3026.
- Lian Zhilong, Zhang Jing, Wu Hengan, et al. A simulation study of hydraulic fracturing propagation with a solid-fluid coupling model[J]. *Rock and Soil Mechanics*, 2008(11):3021-3026.
- [27] Zhu Haiyan, Zhang Xudong, Guo Jianchun, et al. Stress field interference of hydraulic fractures in layered formation[J]. *Geomechanics and Engineering*, 2015, 9(5):645-667.
- [28] Zhu Haiyan, Wang Heng, Tang Xuanhe, et al. Hydraulic fracture propagation in sand-mudstone interbedded reservoir integrated with different fluid flow of multi-perforated fractures[C]// ARMA-CUPB Geothermal International Conference. Beijing: 2019.

(编辑 张亚雄)

(上接第195页)

- [28] Baldermann A, Warr L N, Grathoff G H, et al. The rate and mechanism of deep-sea glauconite formation at the Ivory Coast-Ghana marginal ridge[J]. *Clay and Clay Minerals*, 2013, 61:258-276.
- [29] 周锡强, 李楠, 梁光胜, 等. 天津蓟县中元古界铁岭组叠层石灰岩中原地海绿石的沉积学意义[J]. *地质通报*, 2009, 28(7):985-990.
- Zhou Xiqiang, Li Nan, Liang Guangsheng, et al. Sedimentary significance of the autochthonous glauconite in stromatolitic limestone of the Mesoproterozoic Tieling Formation in Jixian, Tianjin, North China[J]. *Geological Bulletin of China*, 2009, 28(7):985-990.
- [30] Baioumy H, Boulis S. Non-pelletal glauconite from the Campanian Qusseir Formation, Egypt: Implication for glauconitization[J]. *Sedimentary Geology*, 2012, 249:1-9.
- [31] 陈淑慧, 李云, 胡作维, 等. 海绿石的成因、指相作用及其年龄意义[J]. *岩石矿物学杂志*, 2014, 33(5):971-979.
- Chen Shuhui, Li Yun, Hu Zuwei, et al. Genesis, diagnostic role and age significance of glauconites[J]. *Acta Petrologica et Mineralogica*, 2014, 33(5):971-979.
- [32] Tang D J, Shi X Y, Ma J B, et al. Formation of shallow-water glaucony in weakly oxygenated Precambrian ocean: An example from the Mesoproterozoic Tieling Formation in North China[J]. *Precambrian Research*, 2017, 294:214-229.
- [33] Banerjee S, Chatteraj S L, Saraswati P K, et al. The origin and maturation of lagoon alglauconites: A case study from the Oligocene Maniyara Fort Formation, western Kutch, India[J]. *Geological Journal*, 2012, 47(4):357-371.
- [34] Burst J F. Mineral heterogeneity in "glauconite" pellets[J]. *The American mineralogist*, 1958, 43:481-497.
- [35] 莫耀支. 不同化学类型海绿石的形成模式[J]. *西北地质*, 1984, 4:64-65.
- Mo Yaozhi. Formation models of glauconite of different chemical types[J]. *Northwestern Geology*, 1984, 4:64-65.
- [36] 陈丽蓉, 段伟民. 生物状海绿石的成因[J]. *沉积学报*. 1987, 5(3):171-179.
- Chen Lirong, Duan Weimin. Formation of glauconite as infillings of organism[J]. *Acta Sedimentologica Sinica*, 1987, 5(3):171-179.
- [37] Tang D J, Shi X Y, Ma J B, et al. Stratiform siderites from the Mesoproterozoic Xiamaling Formation in North China: Genesis and environmental implications[J]. *Gondwana Research: International Geoscience Journal*, 2018, 58:1-15.
- [38] 张琴, 王柏寒, 周琛, 等. 北京十三陵地区青白口系长龙山组含铁建造的发育特征及成因[J]. *古地学报*, 2020, 22(3):570-586.
- Zhang Qin, Wang Bohan, Zhou Chen, et al. Characteristics and genesis of iron formation in the Changlongshan Formation of Qingbaikou System in the Ming Tombs area, Beijing[J]. *Journal of Palaeogeography*, 2020, 22(3):570-586.
- [39] 梅朝佳. 叠层石中的海绿石化和黄铁矿化: 以天津蓟县中元古界铁岭组为例[J]. *古地学报*, 2018, 20(3):453-464.
- Mei Chaojia. Glauconitization and pyritization of stromatolites: A case of the Mesoproterozoic Tieling Formation at Jixian section, Tianjin, North China[J]. *Journal of Palaeogeography*, 2018, 20(3):453-464.
- [40] Benjamin M T, Timothy K, Andrew J L, et al. Experimental evaluation of the role of redox during glauconite-CO₂-brine interactions[J]. *Applied Geochemistry*, 2020, 115(1):1-9.
- [41] 张晓科. 地质过程中的“海绿石化”机制的实验模拟研究[D]. 南京, 南京大学, 2017.
- Zhang Xiaoke. The experimental simulation study of "glauconitization" mechanism of geological process[D]. Nanjing, Nanjing University, 2017.

(编辑 张 晟)