



东营凹陷页岩油储层层间干扰及裂缝扩展规律研究

孟勇 贾庆升 张潦源 郑彬涛 邓旭

Research on Interlayer Interference and the Fracture Propagation Law of Shale Oil Reservoirs in the Dongying Sag

MENG Yong, JIA Qingsheng, ZHANG Liaoyuan, ZHENG Bintao, DENG Xu

在线阅读 View online: <http://doi.org/10.11911/syztjs.2021094>

您可能感兴趣的其他文章

Articles you may be interested in

深层页岩气水力裂缝起裂与扩展试验及压裂优化设计

Hydraulic Fracture Initiation and Extending Tests in Deep Shale Gas Formations and Fracturing Design Optimization

石油钻探技术. 2020, 48(3): 70–76 <http://doi.org/10.11911/syztjs.2020060>

考虑启动压力梯度和应力敏感的页岩油井产能分析

The Effect of Threshold Pressure Gradient and Stress Sensitivity on Shale Oil Reservoir Productivity

石油钻探技术. 2017, 45(5): 84–91 <http://doi.org/10.11911/syztjs.201705015>



扫码关注公众号，获取更多信息！

◀油气开发▶

doi:10.11911/syztjs.2021094

引用格式: 孟勇, 贾庆升, 张潦源, 等. 东营凹陷页岩油储层层间干扰及裂缝扩展规律研究 [J]. 石油钻探技术, 2021, 49(4): 130-138.

MENG Yong, JIA Qingsheng, ZHANG Liaoyuan, et al. Research on interlayer interference and the fracture propagation law of shale oil reservoirs in the Dongying Sag [J]. Petroleum Drilling Techniques, 2021, 49(4): 130-138.

东营凹陷页岩油储层层间干扰及裂缝扩展规律研究

孟 勇¹, 贾庆升¹, 张潦源¹, 郑彬涛¹, 邓 旭²

(1. 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; 2. 油气藏地质及开发工程国家重点实验室(成都理工大学), 四川成都 610059)

摘 要: 东营凹陷页岩油储量丰富, 但储层物性差, 纵向含油层系多而薄, 多为灰泥岩互层。为了准确描述东营凹陷页岩油储层层间应力干扰机理及水力压裂裂缝的扩展规律, 利用非线性有限元法建立了基于渗流-应力-损伤耦合的多薄互层分层压裂模型, 模拟分析了不同排量、压裂液黏度及不同上、下隔层厚度下的裂缝扩展形态、规律和诱导应力场, 研究了裂缝扩展形态与诱导应力场的关系, 并对压裂施工参数进行了优化。模拟结果表明: 随着水力裂缝扩展, 应力干扰区域越来越大; 当排量为 9~12 m³/min、黏度为 20 mPa·s 时, 裂缝尖端诱导应力大, 易连通天然裂缝, 压裂改造效果明显; 上部隔层厚度大于 2.50 m、下部隔层厚度大于 4.50 m 时, 极少出现穿层现象。研究结果可为东营凹陷页岩油储层后续的水力压裂施工提供理论支撑。

关键词: 页岩油; 层间干扰; 水力压裂; 裂缝扩展; 诱导应力; 东营凹陷

中图分类号: TE357.1⁺1 文献标志码: A 文章编号: 1001-0890(2021)04-0130-09

Research on Interlayer Interference and the Fracture Propagation Law of Shale Oil Reservoirs in the Dongying Sag

MENG Yong¹, JIA Qingsheng¹, ZHANG Liaoyuan¹, ZHENG Bintao¹, DENG Xu²

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

Abstract: The Dongying Sag is rich in shale oil reserves, but poor in reservoir physical properties. The sag has many thin oil-bearing layer sequences in the vertical direction, which are mostly interlayered with limestone and mudstone. To precisely describe the law for the interlayer interference and the fracture propagation of the shale oil reservoirs in the Dongying Sag, a separate-layer fracturing model based on seepage-stress-damage coupling was built with the nonlinear finite element method. The morphology and law for fracture propagation, and induced stress field were analyzed considering different flow rates and viscosities of fracturing fluid, and different thicknesses of the upper and lower isolation layers. On this basis, the fracturing parameters were optimized. Simulation results show that the stress interference area grows along with the propagation of hydraulic fractures. When the flow rate is 9-12 m³/min and the viscosity is 20 mPa·s, the induced stress at the tips of fractures is high. In this case, natural fractures are prone to be connected and good stimulation results can be achieved. In addition, layer crossing is rare when the thickness of the upper isolation layer is greater than 2.5 m and that of the lower one is greater than 4.5 m. The results can provide theoretical support for the subsequent hydraulic fracturing of shale oil reservoirs in the Dongying Sag.

Key words: shale oil; interlayer interference; hydraulic fracturing; fracture propagation; induced stress; Dongying Sag

胜利油田陆相页岩油资源丰富, 开发潜力巨大, 但主力储层所在的东营凹陷具有储隔层物性差异大、含油井段长、储层灰泥岩交互等复杂储层

特征, 对开发效益造成较大制约^[1]。研究结果表明, 通过压裂开采页岩油时, 应控制裂缝形态, 使每个产层均能产生足够长的裂缝, 且裂缝之间不

收稿日期: 2021-03-29; 改回日期: 2021-06-29。

作者简介: 孟勇(1972—), 男, 山东章丘人, 1994年毕业于石油大学(华东)采油工程专业, 2006年获中国石油大学(北京)石油与天然气开发工程专业硕士学位, 高级工程师, 主要从事油气田开发工作。E-mail: mengyong682.slyt@sinopec.com。

基金项目: 中国石化科技攻关项目“陆相页岩油强化体积改造缝网压裂技术研究”(编号: P20069-6)部分研究内容。

发生连通, 以保证支撑剂有效铺置。但裂缝监测结果表明, 页岩油储层的裂缝高度较难控制, 不同层间裂缝易相互连通, 使压裂液在纵向上的滤失量增大, 不利于裂缝延伸扩展, 从而使压裂改造范围受到限制。因此, 有必要模拟分析含灰泥岩互层页岩油储层垂直裂缝的扩展规律及层间干扰机理。

水力裂缝在地层界面处的扩展形式, 主要有在界面处停止扩展、沿界面扩展和穿透界面扩展等 3 种^[2]。国内外专家、学者和科研人员利用试验方法和数值模拟方法, 研究了水力裂缝的扩展形态、多裂缝间的相互干扰机理及多裂缝间相互干扰后的应力场^[3-14], 但这些研究大多是针对水平井垂直裂缝的相互干扰进行的, 对于直井不同层间垂直裂缝相互干扰问题的研究较少。

为了准确描述东营凹陷页岩油储层层间应力干扰机理及水力压裂裂缝的扩展规律, 笔者考虑裂缝的非线性损伤、岩石应力-应变、压裂液沿裂缝扩展方向流动与壁面渗流等因素, 利用非线性有限元法, 建立了基于渗流-应力-损伤耦合的多薄互层分层压裂模型, 分析了不同排量、压裂液黏度及不同上、下隔层厚度下的裂缝扩展形态、规律和诱导应力场, 研究了裂缝扩展形态与诱导应力场的关系, 并优化了压裂施工参数, 以期对东营凹陷页岩油储层后续的水力压裂施工提供理论依据。

1 基本模型与方程

1.1 岩石基质渗流-应力耦合模型

岩石是一种多孔介质, 包括固相和充满流体的孔隙空间。孔隙压力与固体基质应变之间存在瞬时相互作用, 利用线性孔隙弹性方程可以建立应力和应变关系^[15-16]:

$$\sigma_{ij} = \lambda \varepsilon_v \delta_{ij} + 2G \varepsilon_{ij} - C \xi \delta_{ij} \quad (1)$$

$$p = C \varepsilon_v - M \xi \quad (2)$$

式中: σ_{ij} 为应力, MPa; λ 和 G 为多孔材料的 Lamé 参数; C 和 M 为两相介质的附加弹性模量, MPa; ε_v 为体积应变; δ_{ij} 为 Kronecker 函数; ξ 为流体相对于固体体积变形的应变参数; p 为孔隙压力, MPa。

岩石总应力平衡时应满足应力 δ_{ij} 在 j 上的分量为 0, 即

$$\sigma_{ij,j} = 0 \quad (3)$$

岩石孔隙流体也应满足质量守恒方程:

$$\frac{\partial \xi}{\partial t} + q_{i,j} = 0 \quad (4)$$

式中: $q_{i,j}$ 为流体流量, m^3/s 。

1.2 裂缝内流体流动规律

裂缝扩展过程中, 流体同时进行切向和法向流动(如图 1 所示)。切向流动促使裂缝延伸扩展, 法向流动表明流体滤失到了地层中^[17-18]。

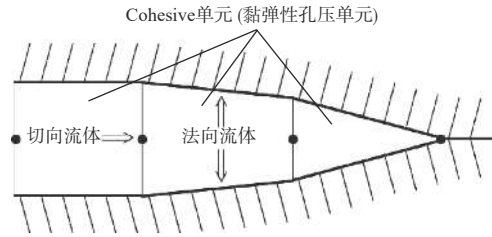


图 1 裂缝扩展过程中的流体流动示意

Fig.1 Fluid flow during fracture propagation

裂缝内流体的切向流动方程为^[19]:

$$q = \frac{\omega^3}{12\mu} \nabla p_f \quad (5)$$

式中: q 为裂缝内单位宽度的体积流量, $\text{m}^3/(\text{s} \cdot \text{m})$; ω 为裂缝宽度, m ; μ 为流体黏度, $\text{Pa} \cdot \text{s}$; ∇p_f 为沿裂缝方向的流体压力梯度, Pa/m 。

裂缝内流体的法向流动方程为:

$$\begin{cases} q_t = c_t(p_i - p_t) \\ q_b = c_b(p_i - p_b) \end{cases} \quad (6)$$

式中: q_t, q_b 分别为裂缝顶部和底部流体的滤失量, m^2/s ; c_t, c_b 分别为裂缝顶部和底部流体的滤失系数, $\text{m}^2/(\text{s} \cdot \text{Pa})$; p_i 为 Cohesive 单元中部的表面压力, Pa ; p_t, p_b 分别为裂缝顶部和底部的表面压力, Pa 。

1.3 裂缝扩展演化准则

在研究水力压裂过程中, 基于线弹性断裂力学中的断裂能原理, 运用 Cohesive 黏弹性孔压单元来模拟裂缝的起裂与延伸。图 2 为 Cohesive 黏弹性孔压单元的损伤判断依据^[20]。

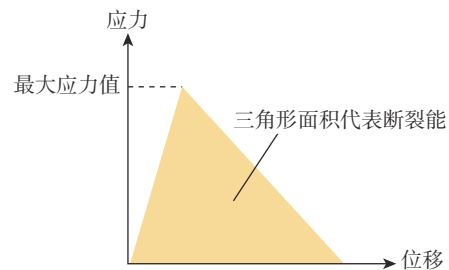


图 2 Cohesive 黏弹性孔压单元的损伤判断依据

Fig.2 Failure criterion for the Cohesive viscoelastic pore-pressure elements

Cohesive 单元起裂准则为:

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

式中: t_n, t_s 和 t_t 为 3 个加载方向上的应力 (t_n 为正应力, t_s 和 t_t 分别为第一、第二剪应力), MPa; t_n^0, t_s^0 和 t_t^0 分别为未发生损伤的 Cohesive 单元的抗张、第一和第二剪切强度, MPa; $\langle \rangle$ 为 Macaulay 括号, 表示纯挤压变形或应力状态不会造成 Cohesive 单元损伤。

Cohesive 单元损伤的演化:

$$t_n = \begin{cases} (1-D)\bar{t}_n & \text{(Cohesive单元开始损伤)} \\ \bar{t}_n & \text{(Cohesive单元没有损伤)} \end{cases} \quad (8)$$

$$t_s = (1-D)\bar{t}_s \quad (9)$$

$$t_t = (1-D)\bar{t}_t \quad (10)$$

式中: \bar{t}_n, \bar{t}_s 和 \bar{t}_t 为假设模型不发生演化、仍处于线性变形过程时 3 个加载方向上的应力, MPa; t_n, t_s 和 t_t 为 3 个加载方向上的真实应力, MPa; D 为无量纲损伤系数 ($D=0$, 材料没有损伤; $D=1$, 材料完全损坏)。

考虑复合型断裂行为, 选择采用 Benzeggagh-Kenane 断裂准则。当 Cohesive 单元沿第一和第二剪切方向变形的临界能量相同时, Benzeggagh-Kenane 断裂准则可以准确描述断裂扩展过程中损伤的演化^[21]:

$$G^c = G_n^c + (G_s^c - G_n^c) \left\{ \frac{G_s + G_t}{G_n + G_s + G_t} \right\}^\eta \quad (11)$$

式中: G^c 为混合模式下 Cohesive 单元的总临界能量释放率, Pa·m; G_n^c 为 Cohesive 单元法向上的临界能量释放率, Pa·m; G_s^c 为 Cohesive 单元切向上的临界能量释放率, Pa·m; G_n, G_s, G_t 分别为 Cohesive 单元法向、第一切向和第二切向上的能量释放率, Pa·m; η 为与材料本身有关的常数, 通常取 2.284。

同时, 定义实际总能量释放率 $G_T = G_n + G_s + G_t$, 当 $G_T = G^c$ 时, 裂缝发生扩展。

2 多薄互层分层压裂模型的建立与验证

2.1 储层地质概况

根据现场地质资料, 东营凹陷主力开发层系埋深 3 700~4 300 m, 目的层岩石密度 1.23~1.26 g/cm³, 渗透率主要分布在 0.408 mD 以下, 孔隙度 1.5%~16.0%(平均为 5.8%)。储层温度高, 岩石物性呈现各向异性。同时, 地层灰泥岩互层现象明显, 且多数储层较薄, 不适合进行单层开采。由此可知, 该

储层需要通过分层压裂才具有商业开发价值。

2.2 几何模型和离散模型的建立

根据单井测井曲线和区块分层压裂射孔设计, 在考虑储隔层厚度、地层力学条件及岩石基本性质等的基础上, 建立了多薄互层分层压裂的几何模型, 如图 3 所示。模型由 4 个隔层和 3 个储层组成, 总厚度 44.00 m。模型储隔层界面和水力裂缝的单元均为 Cohesive 单元, 而储隔层本身的单元为孔压渗流单元。网格单元总数 102 563 个, 网格节点数 301 459 个。

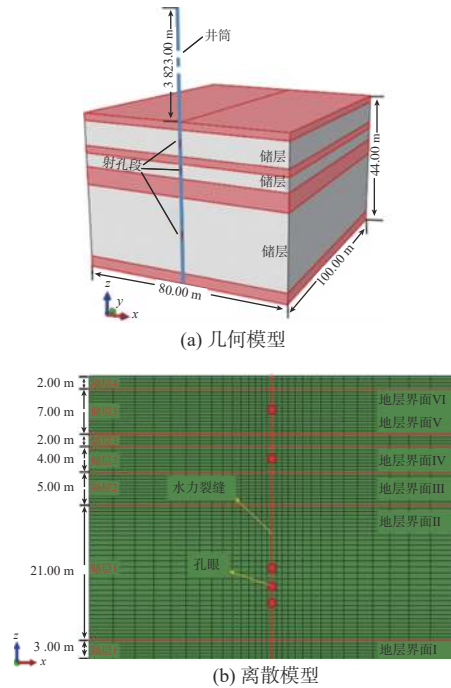


图 3 灰泥互层渗流-应力-损伤耦合分层压裂几何模型和离散模型

Fig.3 Geometric model and discrete model of separate-layer fracturing based on seepage-stress-damage coupling for interlayers of limestone and mudstone

2.3 模型基础参数及施工参数

根据岩石力学试验结果和测井数据分析处理结果, 可得各层的地层物性力学参数(见表 1)和模型单元的基本参数(见表 2)。

根据现场水力压裂设计结果, 设定压裂液黏度为 3 mPa·s, 压裂液排量为 12 m³/min。

2.4 模型验证

利用多薄互层分层压裂模型模拟计算施工压力曲线, 并与现场实际施工压力曲线进行对比, 结果见图 4。

从图 4 可以看出, 多薄互层分层压裂模型代入表 1 和表 2 中数据模拟得到的施工压力曲线与现场实际分段压裂施工压力曲线较为吻合, 验证了该模型的准确性。

表 1 各层位的地层物性力学参数

Table 1 Physical and mechanical parameters of formations in different layers

层位	岩性	弹性模量/GPa	泊松比	渗透率/mD	孔隙度, %	孔隙压力/MPa	垂向应力/MPa	最大水平主应力/MPa	最小水平主应力/MPa
隔层4	泥岩	24	0.28	0.02	3.2	38.21	80.53	78.52	73.06
储层3	灰岩	25	0.27	2.67	6.5	38.21	80.73	71.61	67.25
隔层3	泥岩	24	0.28	0.08	1.8	38.21	80.93	77.33	72.98
储层2	灰岩	25	0.27	1.53	6.8	38.21	81.43	70.41	66.39
隔层2	泥岩	24	0.28	0.01	3.1	38.21	82.16	76.74	72.38
储层1	灰岩	25	0.27	1.21	8.1	38.21	84.83	71.61	67.75
隔层1	泥岩	24	0.28	0.15	1.7	38.21	84.92	78.74	73.48

表 2 水力裂缝 Cohesive 单元的基本参数

Table 2 Basic parameters of Cohesive elements of hydraulic fractures

层位	t_n^0 /MPa	t_s^0 /MPa	G_s^c /(Pa·m)
储层	1	1	26.7
隔层	2	2	54.0

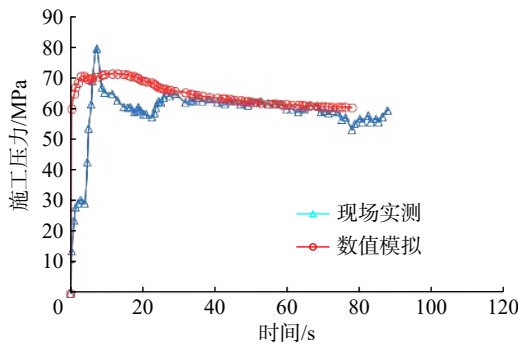


图 4 数值模拟与现场实测的破裂压力

Fig.4 Simulated fracturing pressure and field measured fracturing pressure

3 层间干扰影响因素及机理分析

根据现场施工及模拟测试结果得知,影响灰泥互层储层压裂裂缝扩展和诱导应力场的因素包括排

量、压裂液黏度和上下隔层厚度等。为了明确这些因素对诱导应力场的影响,利用建立的多薄互层分层压裂数值模型,模拟分析了不同排量、压裂液黏度、上隔层厚度和下隔层厚度等条件下的裂缝扩张形态和诱导应力场。

3.1 压裂液排量

3.1.1 不同排量下的裂缝扩展形态

在压裂液黏度为 3 mPa·s、上隔层厚度为 3.00 m、下隔层厚度为 5.00 m 条件下,模拟分析了排量分别为 6, 9 和 12 m³/min 下的裂缝形态、裂缝宽度与高度的变化规律,结果分别见图 5、图 6。

从图 5 可以看出,不同排量下,裂缝的扩展形态不一样。排量为 6 m³/min 时,只有一条裂缝扩展,上部 2 条裂缝的宽度基本为 0;排量为 9 m³/min 时,有 2 条裂缝扩展,下部裂缝的宽度最大;排量为 12 m³/min 时,3 条裂缝同时扩展。随着排量增大,裂缝扩展的总波及面积越大,压裂效果越好。因此,排量应大于 9 m³/min,以有效刺激大多数地层。但从图 6 可以看出,排量为 12 m³/min 时,3 条裂缝的高度整体上都增大,并且最底部裂缝的总高度已经略大于层厚,表明此时裂缝已经有逐渐向层间垂向延伸的趋势,如果继续增大排量,裂缝高度将难以控制。综合考虑,排量应设置在 9~12 m³/min 之间。

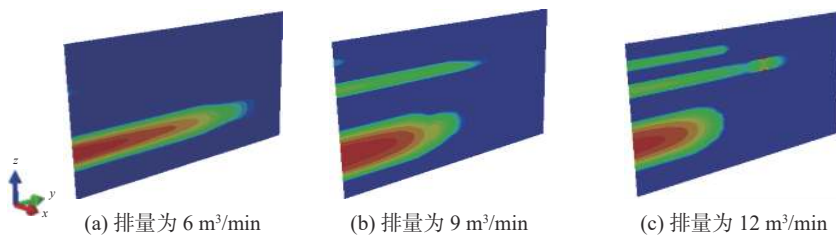


图 5 不同压裂液排量下的裂缝形态

Fig.5 Fracture morphology under different flow rates of fracturing fluid

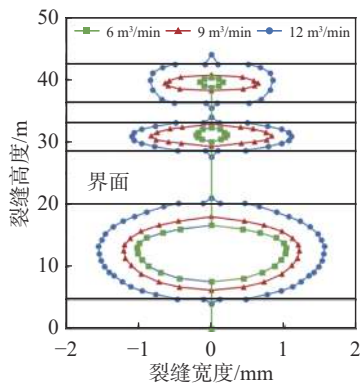


图6 不同压裂液排量下裂缝宽度和裂缝高度的变化
Fig. 6 Variation of fracture width and height under different flow rates of fracturing fluid

3.1.2 不同排量下的诱导应力

在压裂液黏度为 3 mPa·s、上隔层厚度为 3.00 m、下隔层厚度为 5.00 m 条件下,模拟了排量为 6, 9 和 12 m³/min 时的应力场,结果如图 7 所示。

从图 7 可以看出:排量越大,应力干扰区域越大;远离裂缝面的区域,应力接近原始应力状态。一般而言,排量变化会导致裂缝几何形状和孔隙压力发生变化,高排量有增大诱导应力的趋势,低排量有利于控制垂直裂缝向上的延伸。排量为 12 m³/min 时,不同储层的裂缝均会扩展,此时裂缝的高度和宽度都比较大。

为定量分析裂缝扩展应力的干扰区域及大小,分别在距离模型 3 个方向取 10 段路径,研究不同施工排量下不同路径上诱导应力的变化。其中, x 轴方向和 y 轴方向所取路径位置在储隔层厚度中央, z 轴方向路径位置见图 8 中路径 11、路径 12(图 8 中,红色线为储层路径,黑色线为隔层路径,实线代表 x 方向,虚线代表 y 方向)。

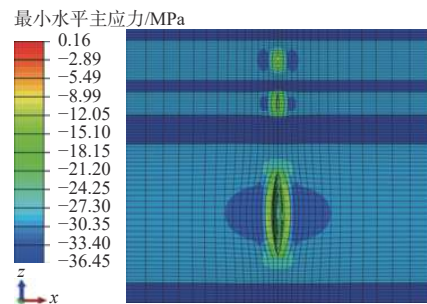
不同排量下储层、隔层中不同路径的最小诱导应力沿 x 轴的变化情况如图 9 所示。

由图 9 可知,储层中岩石形变较大,最小诱导应力的绝对值较大,达到 15 MPa 左右;排量越大,裂缝近端的诱导应力越大,在裂缝远端则逐渐减小至 0。隔层中岩石形变较小,最小诱导应力的绝对值较小,变化幅度在 5 MPa 之内;排量为 6 m³/min 时,诱导应力的绝对值远小于排量为 9 和 12 m³/min 时的值;排量大于 9 m³/min 时,排量大小对隔层诱导应力的影响较小。

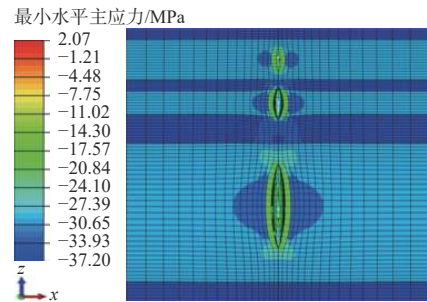
3.2 压裂液黏度

3.2.1 不同压裂液黏度下的裂缝扩展形态

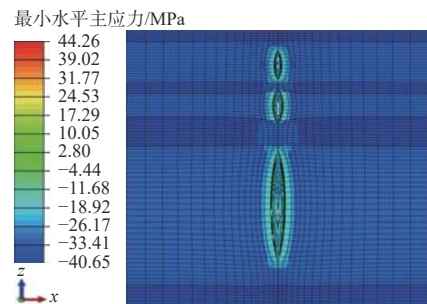
在压裂液排量为 12 m³/min、上隔层厚度为 3.00 m、



(a) 排量为 6 m³/min



(b) 排量为 9 m³/min



(c) 排量为 12 m³/min

图7 不同压裂液排量下的最小水平主应力

Fig. 7 Minimum horizontal principal stress under different flow rates of fracturing fluid

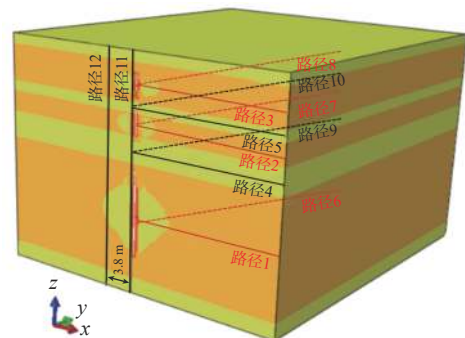


图8 不同诱导应力的路径

Fig. 8 Paths of different induced stresses

下隔层厚度为 5.00 m 条件下,模拟分析了压裂液黏度分别为 3, 20 和 30 mPa·s 时的裂缝扩展形态,结果见图 10。

由图 10 可知,在不同压裂液黏度下,裂缝在 3 个层位均发生了明显扩展,裂缝宽度随压裂液黏

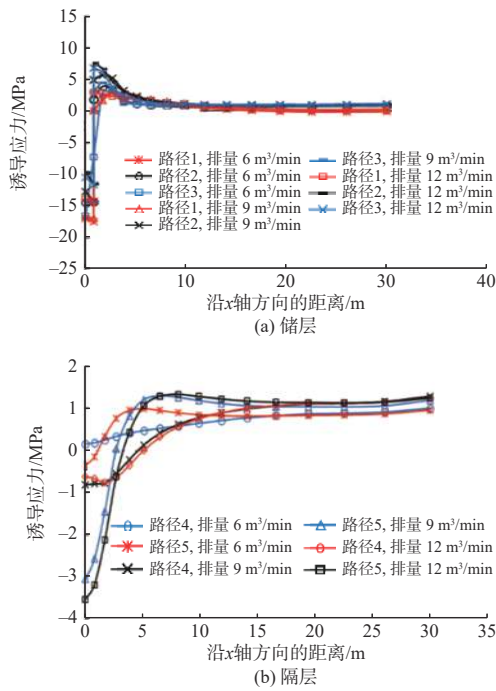


图 9 不同压裂液排量下储/隔层中不同路径最小诱导应力沿 x 轴的变化情况

Fig. 9 Variations in minimum induced stress along the x axis in different paths of reserve layers/isolation layers under different flow rates of fracturing fluid

度降低而变窄。压裂液黏度为 3 mPa·s 时, 裂缝的宽度和高度最小; 黏度为 20 mPa·s 时, 裂缝的宽度和高度较黏度为 30 mPa·s 时稍小。考虑高黏度压裂液对泵压的要求较高, 压裂液黏度选择 20 mPa·s, 此时裂缝长度和宽度比较大, 且不易穿层。

3.2.2 不同压裂液黏度下的诱导应力场

现场压裂过程中, 通常使用中黏或高黏压裂液, 因为中高黏压裂液能够产生足够宽的裂缝, 同时高黏压裂液不容易泄漏。此外, 由于净压力随压裂液黏度升高而增大, 压裂液黏度越高, 诱导应力越大, 但裂缝长度减小。在排量 12 m³/min、上隔层厚度 3.00 m、下隔层厚度 5.00 m 条件下, 模拟了压裂液黏度为 3, 20 和 30 mPa·s 时的应力场, 结果如图 11 所示。

从图 11 可以看出, 压裂液黏度越高, 整体的应力干扰区域(蓝色区域)越大, 诱导应力也越大; 远离裂缝面的区域, 应力接近原始应力状态。当压裂液黏度低于 20 mPa·s 时, 裂缝没有得到充分扩展, 无法形成有效的油气渗流通道; 而当压裂液黏度高于 20 mPa·s 时, 不同层之间的裂缝易相互连通, 发生穿层现象。因此, 压裂液黏度选择 20 mPa·s, 此时裂缝长度和宽度比较大, 且不易穿层。

储层中岩石形变较大, 最小诱导应力的绝对值

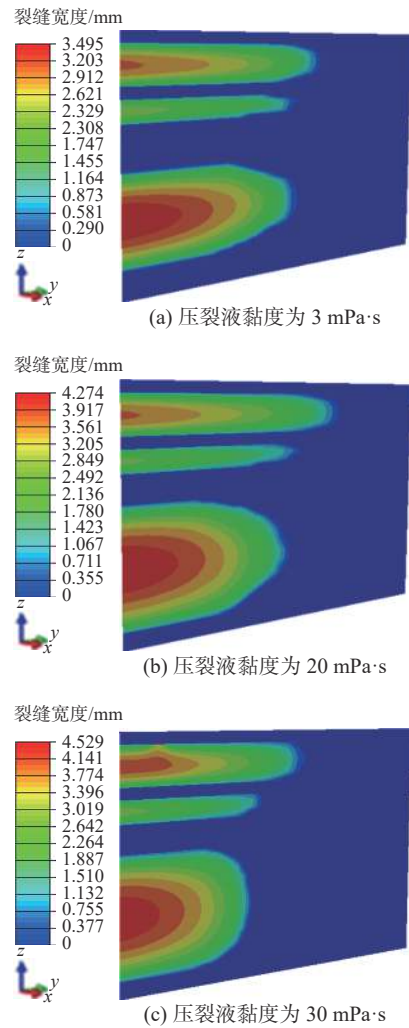


图 10 不同压裂液黏度下的裂缝形态

Fig. 10 Fracture morphology under different viscosities of fracturing fluid

较大, 达到 10~15 MPa。裂缝近端, 压裂液黏度越高, 诱导应力越大, 但在裂缝远端逐渐减小至 0。由于储层 1 (见图 3(b)、表 1, 下同) 和储层 3 中裂缝应力的干扰, 使储层 2 中对应路径诱导应力的绝对值最小, 储层 1 和储层 3 中对应路径诱导应力的绝对值较大, 见图 12(a)。而隔层中岩石形变较小, 最小诱导应力的绝对值较小。压裂液黏度为 30 mPa·s 时, 储层 3 裂缝高度较大, 对隔层 3 的应力干扰强烈, 因此路径 5 对应诱导应力的绝对值偏大。压裂液黏度为 20 mPa·s 时, 储层 3 对隔层 3 的影响较小, 路径 5 对应诱导应力的绝对值也偏小(见图 12(b))。

3.3 隔层厚度

3.3.1 上隔层厚度

改变模型中的隔层厚度, 使其与复杂地层条件相适应, 通过分析诱导应力场变化与隔层厚度之间

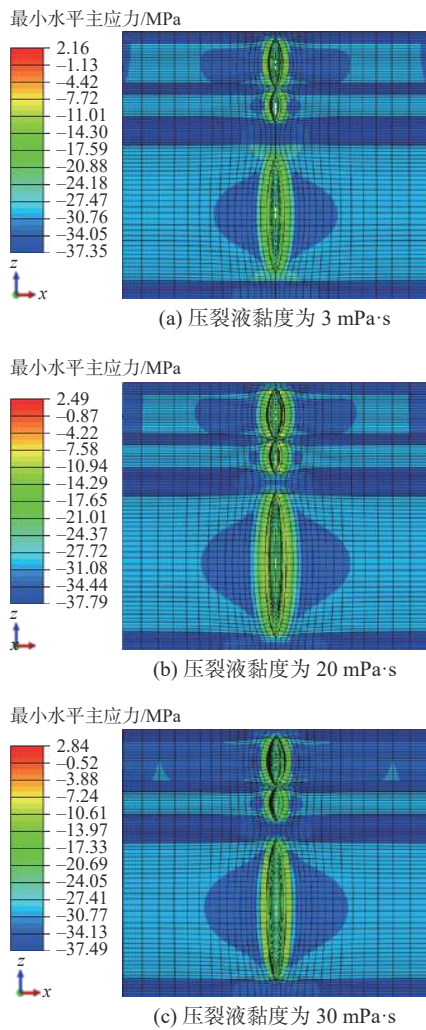


图 11 不同压裂液黏度下的最小水平主应力

Fig. 11 Minimum horizontal principal stress under different viscosities of fracturing fluid

的关系, 研究不同厚度下裂缝的扩展机理, 最终确定适合优先实施压裂改造的层位, 实现储层的高效开发。在压裂液黏度 20 mPa·s、排量 12 m³/min 条件下, 模拟上隔层厚度分别为 2.00、2.50、3.00 和 7.00 m 时的分层压裂裂缝扩展形态, 结果如图 13 所示。

从图 13 可以看出, 上隔层厚度越小, 裂缝间距越小, 诱导应力越大, 裂缝间干扰越强烈。上隔层厚度大于 2.50 m 时, 裂缝才不会穿透隔层。

3.3.2 下隔层厚度

在压裂液黏度为 20 mPa·s、排量为 12 m³/min 条件下, 模拟下隔层厚度为 2.00、4.00、4.50 和 5.00 m 时的分层压裂裂缝扩展形态, 结果如图 14 所示。

由图 14 可知, 下隔层厚度越小, 裂缝间距越小, 诱导应力越大, 裂缝间干扰也越强。下隔层厚度大于 4.50 m 时, 裂缝才不会穿透隔层。

隔层 2 的厚度为 2.00 m 时, 裂缝近端最小诱导

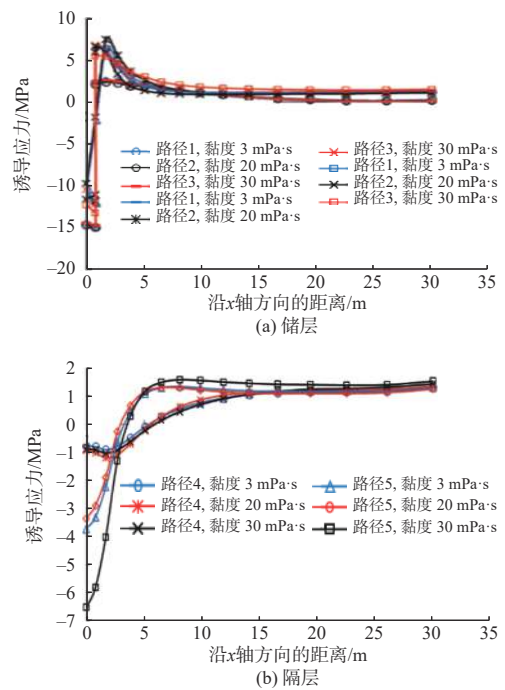


图 12 不同压裂液黏度下储层、隔层中不同路径最小诱导应力沿 x 轴的变化情况

Fig. 12 Variations in minimum induced stress along the x axis in different paths of reserve layers/isolation layers under different viscosities of fracturing fluid

应力的绝对值最大; 其厚度为 4.00、4.50 和 5.00 m 时, 诱导应力的绝对值较小且依次减小; 隔层厚度越小, 裂缝间干扰越强烈; 在裂缝远端, 隔层诱导应力趋于稳定(见图 15(a))。隔层 3 的厚度为 7.00 m 时, x 轴方向上最小诱导应力的波动幅度最小, 受应力干扰最小; 其厚度为 2.00 和 3.00 m 时, 最小诱导应力波动剧烈, 裂缝间干扰强烈(见图 15(b))。

4 结论与建议

1) 为准确描述东营凹陷页岩油储层层间应力干扰机理及水力压裂裂缝的扩展规律, 在考虑裂缝的非线性损伤、岩石应力-应变、压裂液沿裂缝扩展方向流动与壁面渗流等因素的条件下, 建立了基于渗流-应力-损伤耦合的多薄互层分层压裂模型。通过对比模拟施工压力曲线与实际施工压力曲线, 验证了模型的有效性。

2) 通过数值模拟计算分析得知, 对于东营凹陷页岩油储层, 当上部隔层厚度在 2.50 m 以上、下部隔层厚度在 4.50 m 以上时, 采用 9~12 m³/min 的施工排量、黏度为 20 mPa·s 的压裂液, 压裂效果最好。

3) 高排量会使诱导应力增大, 有利于裂缝在水

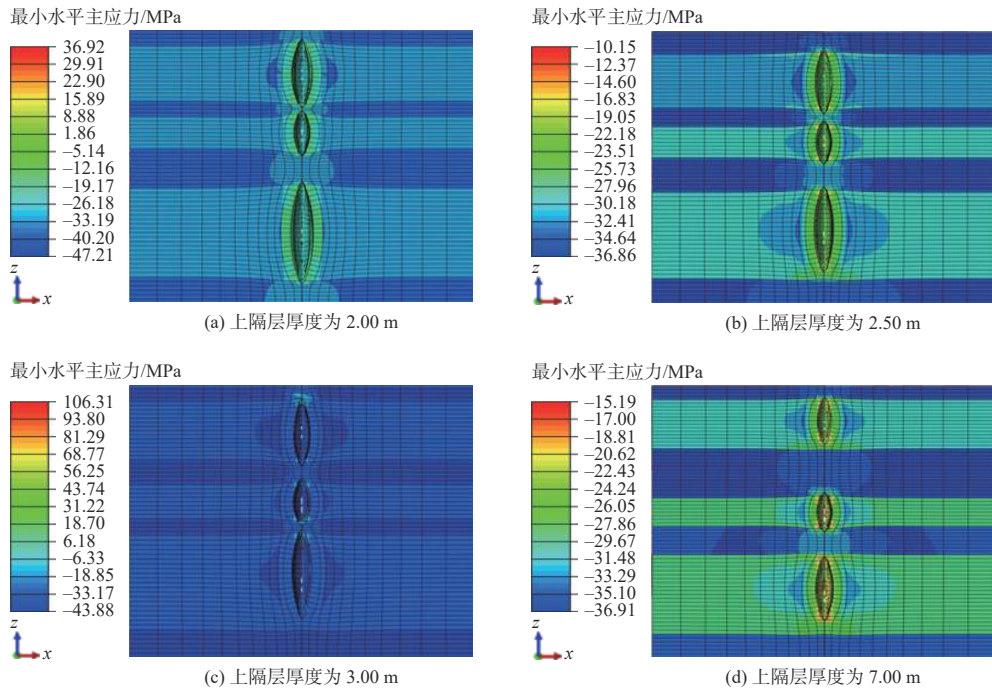


图 13 不同上隔层厚度对应的最小水平主应力

Fig.13 Minimum horizontal principal stress with different thicknesses of the upper isolation layer

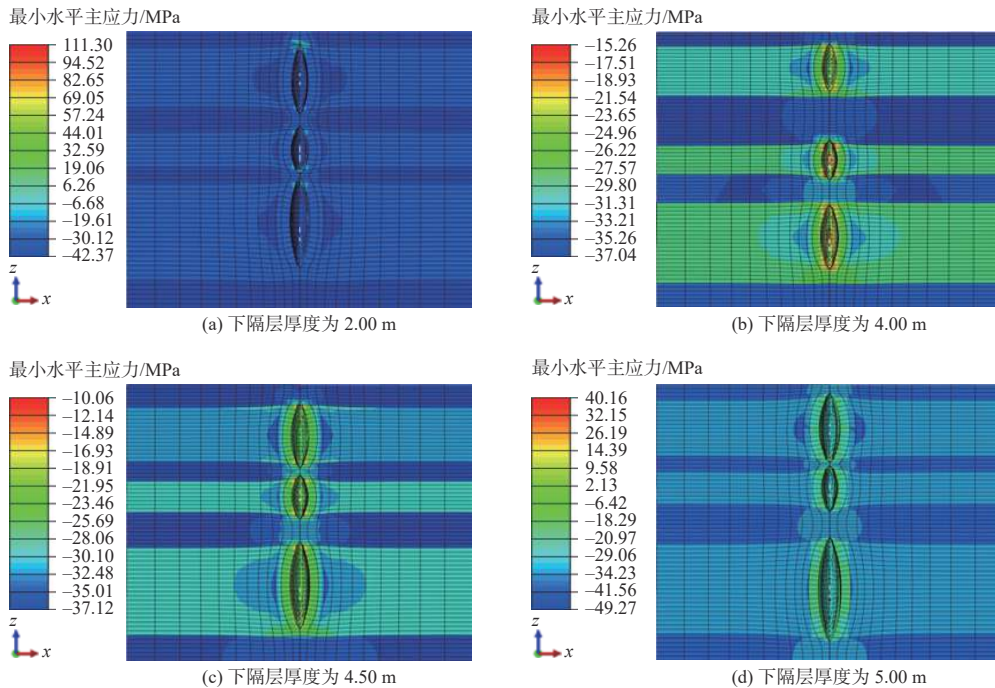


图 14 不同下隔层厚度对应的最小水平主应力

Fig.14 Minimum horizontal principal stress with different thicknesses of the lower isolation layer

平方向上的扩展和延伸;而低排量则有利于控制垂直裂缝垂向上的延伸。压裂液黏度增大,最小水平诱导应力的绝对值沿 x 轴(水力裂缝面法向方向)的增幅也随之增大,且裂缝近端最小诱导应力的绝对值大于裂缝远端。

4)诱导应力的绝对值会随着隔层厚度减小而增

大。当裂缝穿过层间界面并相互连接时,会导致诱导应力突然增大。

5)应用模拟研究结果时发现,储层和隔层间的应力差大小对裂缝扩展也有一定影响。因此,为了更好地指导现场作业,建议进一步完善现有模型,并进行更深入的模拟研究。

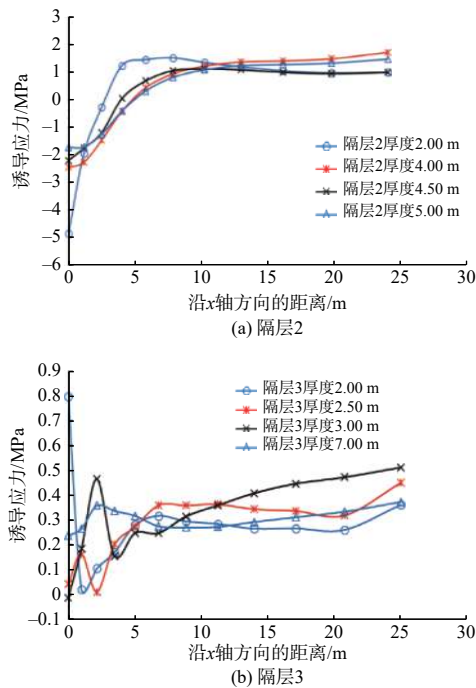


图 15 隔层 2 和隔层 3 中不同厚度下 x 轴方向最小水平诱导应力的变化情况

Fig. 15 Variations of minimum horizontal induced stress along the x axis with different thicknesses in the 2nd and 3rd isolation layers

参 考 文 献

References

[1] 张全胜, 李明, 张子麟, 等. 胜利油田致密油储层体积压裂技术及应用 [J]. 中国石油勘探, 2019, 24(2): 233–240.
ZHANG Quansheng, LI Ming, ZHANG Zilin, et al. Application of volume fracturing technology in tight oil reservoirs of Shengli Oilfield[J]. China Petroleum Exploration, 2019, 24(2): 233–240.

[2] 赵海峰, 陈勉, 金衍. 水力裂缝在层界面的扩展行为 [J]. 石油学报, 2009, 30(3): 450–454.
ZHAO Haifeng, CHEN Mian, JIN Yan. Extending behavior of hydraulic fracture on formation interface[J]. Acta Petrolei Sinica, 2009, 30(3): 450–454.

[3] DANESHY A A. On the design of vertical hydraulic fractures[J]. Journal of Petroleum Technology, 1973, 25(1): 83–97.

[4] ZHU Haiyan, DENG Jingen, CHEN Zijian, et al. Perforation optimization of hydraulic fracturing of oil and gas well[J]. Geomechanics and Engineering, 2013, 5(5): 463–483.

[5] 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: 711–724.

[6] 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.

[7] SABERHOSSEINI S E, KESHAVARZI R, AHANGARI K. A new geomechanical approach to investigate the role of in-situ stresses and pore pressure on hydraulic fracture pressure profile in vertical and horizontal oil wells[J]. Geomechanics and Engineering, 2014,

7(3): 233–246.

[8] WARPINSKI N R, TEUFEL L W. Influence of geologic discontinuities on hydraulic fracture propagation (includes associated papers 17011 and 17074)[J]. Journal of Petroleum Technology, 1987, 39(2): 209–220.

[9] WARPINSKI N R, BRANAGAN P T. Altered-stress fracturing[J]. Journal of Petroleum Technology, 1989, 41(9): 990–997.

[10] SNEDDON I N. The distribution of stress in the neighbourhood of a crack in an elastic solid[J]. Proceedings of the Royal Society of London. Series A, Mathematical and Physical Sciences, 1946, 187(1009): 229–260.

[11] SNEDDON I N, ELLIOT H A. The opening of a Griffith crack under internal pressure[J]. Quarterly of Applied Mathematics, 1946, 4(3): 262–267.

[12] OLSON J E, WU Kan. Sequential versus simultaneous multi-zone fracturing in horizontal wells: insights from a non-planar, multi-frac numerical model[R]. SPE 152602, 2012.

[13] CHENG Yueming. Boundary element analysis of the stress distribution around multiple fractures: implications for the spacing of perforation clusters of hydraulically fractured horizontal wells[R]. SPE 125769, 2009.

[14] SHIN D H, SHARMA M M. Factors controlling the simultaneous propagation of multiple competing fractures in a horizontal well[R]. SPE 168599, 2014.

[15] FJÆR E, HOLT R M, HORSRUD P, et al. Chapter 3 geological aspects of petroleum related rock mechanics[J]. Developments in Petroleum Science, 2008, 53: 103–133.

[16] ZHU Haiyan, DENG Jingen, JIN Xiaochun, et al. Hydraulic fracture initiation and propagation from wellbore with oriented perforation[J]. Rock Mechanics and Rock Engineering, 2015, 48(2): 585–601.

[17] 连志龙, 张劲, 王秀喜, 等. 水力压裂扩展特性的数值模拟研究 [J]. 岩土力学, 2009, 30(1): 169–174.
LIAN Zhilong, ZHANG Jin, WANG Xiuxi, et al. Simulation study on characteristics of hydraulic fracturing propagation[J]. Rock and Soil Mechanics, 2009, 30(1): 169–174.

[18] 李扬, 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.

[19] 李宗利, 王亚红, 任青文. 自然营力作用下岩石单裂纹水力劈裂数值仿真模型 [J]. 岩石力学与工程学报, 2007, 26(4): 727–733.
LI Zongli, WANG Yahong, REN Qingwen. Numerical simulation model of hydraulic fracturing of rock with a single fracture under natural hydraulic power[J]. Chinese Journal of Rock Mechanics and Engineering, 2007, 26(4): 727–733.

[20] ZHU H Y, DENG J G, LIU S J, et al. Hydraulic fracturing experiments of highly deviated well with oriented perforation technique[J]. Geomechanics and Engineering, 2014, 6(2): 153–172.

[21] 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[R]. ARMA-CUPB-19-6836, 2019.