

页岩气水平井压裂过程中水泥环完整性分析

席岩¹, 李军^{1*}, 柳贡慧^{1,2}, 陶谦³, 连威¹

1 中国石油大学(北京)石油工程学院, 北京 102249

2 北京工业大学机械工程与应用电子技术学院, 北京 100124

3 中国石化石油工程技术研究院固井所, 北京 100101

* 通信作者, lijun446@vip.163.com

收稿日期: 2017-06-06

国家自然科学基金—石油化工联合基金重点支持项目“页岩气水平井井筒完整性失效机理与控制方法”(U1762211)和国家自然科学基金面上项目“长水平段非均质页岩储层非均匀分簇射孔优化研究”(51674272)联合资助

摘要 页岩气井工程实践表明套管压裂易导致水泥环完整性破坏, 进而引发环空带压。统计数据表明: 中国涪陵页岩气田投产井 166 口, 出现环空带压井占比达 79.52%。进一步分析研究表明: 一级套管头(生产套管和技术套管之间)压裂前后带压比例从 14.85% 提升至 50.05%; 二级套管头(技术套管和表层套管之间)压裂前后带压井比例从 15.84% 提升至 53.01%, 充分说明页岩气井压裂对环空带压影响较大。

针对该问题, 基于页岩气井压裂工程实际, 在考虑压裂液摩擦生热和排量对换热系数影响的基础上, 建立了压裂过程中井筒温度场模型和套管—水泥环—地层组合体有限元模型, 采用解析法和数值法相结合的方式, 计算了页岩气井压裂过程中瞬态温度—压力耦合作用下水泥环径向、切向应力变化规律, 开展了井筒内压、压裂液排量、初始温度、弹性模量、泊松比对水泥环应力影响的敏感性分析, 并基于 Mohr-Coulomb 准则对水泥环是否失效进行了分析。

研究结果表明: (1) 页岩气井压裂过程中, 水泥环温度随时间发生剧烈变化, 且内外壁之间存在显著温差, 该温差随压裂作业的进行先增大、后减小。(2) 页岩气井压裂过程中, 水泥环径向、切向应力随时间不断变化, 径向应力先减小、后增大, 切向应力先降低、后升高, 然后再降低。依照 Mohr-Coulomb 准则分析可知, 压裂过程中水泥环易发生拉伸破坏, 压裂初期为水泥环失效的“风险段”。(3) 降低井筒内压, 可以显著降低水泥环径向、切向应力; 降低压裂液排量, 水泥环径向、切向应力有所降低, 但降低幅度不明显; 提升压裂液初始温度, 将会提高水泥环径向应力、降低水泥环切向应力; 水泥石弹性模量降低至 4 GPa 时, 水泥环径向、切向应力低于水泥石抗拉、抗压强度, 在压裂过程中有利于保持水泥环的完整性; 提高水泥石泊松比, 对径向应力影响极小, 可忽略不计, 但可以有效降低水泥环切向应力。

依据计算结果设计了一种新型水泥浆体系, 降低了水泥石弹性模量。应用该水泥浆的工程实践表明, 压裂后并未出现环空带压情况, 保证了分段压裂后页岩气井的安全生产。研究结果可为页岩气井压裂过程中水泥浆设计以及井筒完整性控制提供参考。

关键词 页岩气; 压裂; 有限元; 水泥环; 完整性

引用格式: 席岩, 李军, 柳贡慧, 陶谦, 连威. 页岩气水平井压裂过程中水泥环完整性分析. 石油科学通报, 2019, 01: 57-68

XI Yan, LI Jun, LIU Gonghui, TAO Qian, LIAN Wei. Research into cement sheath integrity during multistage hydraulic fracturing in shale gas wells. Petroleum Science Bulletin, 2019, 01: 57-68. doi: 10.3969/j.issn.2096-1693.2019.01.005

Research into cement sheath integrity during multistage hydraulic fracturing in shale gas wells

XI Yan¹, LI Jun¹, LIU Gonghui^{1,2}, TAO Qian³, LIAN Wei¹

1 College of Petroleum Engineering, China University of Petroleum- Beijing, Beijing 102249, China

2 College of Mechanical Engineering and Applied Electronics Technology, Beijing University of Technology, Beijing 100124, China

3 SINOPEC Research Institute of Petroleum Engineering Cementing Branch, Beijing 100101, China

Abstract Shale gas well engineering practice demonstrates that volume fracturing easily leads to the integrity failure of cement sheaths, thus causing sustained casing pressure (SCP). According to statistics, the SCP wells account for as high as 79.52% among 166 brought in wells in China's Fuling shale gas field. The analysis has shown that the ratio of SCP is very low before fracturing, but it increases substantially after fracturing. The ratio of the first-grade casing head (between surface casing and intermediate casing) increases from 14.85% to 50.05%, meanwhile, that of the second-grade casing head (between intermediate casing and production casing) increases from 15.84% to 53.01%. This fully indicates that the influence of casing fracturing on sustained casing pressure of shale gas wells is relatively greater.

To address this problem, a wellbore temperature field model is established so as to obtain the required input parameters of the dynamic temperature boundary, considering the friction heat of liquid and the influence of fracturing fluid on heat exchange coefficient, and at the same time, a numerical model of casing-cement sheath-formation is proposed and analyzed. Sensitivity analysis is conducted on the influences of internal wellbore pressure, fracturing fluid displacement, initial temperature, Young's modulus as well as Poisson's ratio on the cement sheath stress. Furthermore, the cement sheath integrity is evaluated by using Mohr-Coulomb failure criteria.

The results show that: (1) during the fracturing of shale gas wells, the temperature of the cement sheaths change drastically with time. Besides, there exists a significant temperature difference between inner and outer walls, which increases at first and then decreases throughout the fracturing operation. (2) During the fracturing of shale gas wells, the radial and tangential stresses of the cement sheath continuously change over time. The radial stress decreases first and then increases. The tangential stress decreases first, then rises and finally decreases again. Judging from the Mohr-Coulomb failure criterion, cement sheaths are prone to tensile failure, and the initial stage of fracturing is the "risky phase" for the failure of cement sheaths. (3) Reducing internal wellbore pressure can effectively decrease the radial and tangential stresses of cement sheath. Besides, the reduction of fracturing fluid displacement decreases the radial and tangential stresses of the cement sheath, however, the decreases are not obvious. Elevation of initial fracturing fluid temperature can increase the radial stress of the cement sheath and decrease the tangential stress. In addition, reducing the Young's modulus significantly decreases the radial and tangential stresses of the cement sheath. When the Young's modulus reaches a certain value, the tangential stress is lower than the tensile strength. As well, the radial stress is lower than compressive strength. Elevation of the Poisson's ratio of the cement sheath can decrease the tangential stress.

Based on the calculated results, a new cement slurry system was designed, which can decrease the Young's modulus of the cement sheath. Engineering practice demonstrates that there is no occurrence of SCP after multistage hydraulic fracturing, thus ensuring the safe production of shale gas wells. Besides, the results of this study can provide a reference for cement slurry design and wellbore integrity control during fracturing of shale gas wells.

Keywords shale gas; fracturing; finite element; cement sheath; integrity

doi: 10.3969/j.issn.2096-1693.2019.01.005

页岩气井套管压裂压力高、排量大、时间长, 连续注入的压裂液导致井筒温度发生剧烈变化, 温度—压力耦合作用明显^[1-2], 极易导致水泥环完整性失效, 造成页岩气井环空带压^[3-5]。统计结果显示, 截至2015年12月底, 中国涪陵页岩气田投产井166口, 出现环空带压井占比达79.52%。进一步分析研究表明: 一级套管头(生产套管和技术套管之间)压裂前后

带压比例从14.85%提升至50.05%; 二级套管头(技术套管和表层套管之间)压裂前后带压井比例从15.84%提升至53.01%, 充分说明套管压裂对页岩气井环空带压影响较大。中石油威远—长宁页岩气示范区N209、N210、N203等多口井也出现了不同程度的环空带压情况^[6], 研究表明这种情况与套管压裂作业密切相关。国外Woodford等多个页岩气田的多口井也出现了压裂

后环空带压比例突增的问题^[7]。相关研究和现场实践表明,环空带压严重威胁油气井管柱的安全性和井筒完整性^[8-13],开展页岩气水平井压裂过程中水泥环完整性分析,明确环空带压原因并提出相应举措具有重要意义。

针对水泥环完整性,研究者从力学模型、室内模拟实验等方面开展了一系列研究。殷有泉等^[14]建立了非均匀地应力条件下套管—水泥环—地层组合体弹性解析解。李军、陈朝伟等^[15-16]基于Tresca、Mohr-Coulomb屈服准则推导了组合体弹塑性理论公式。Xu、Zhang等^[17-18]研究了压力与温度共同作用下水泥环受力状态。Raof、Jesus等^[19-20]建立了数值模型,在考虑温度、压力耦合作用基础上,分析了不同固井质量条件下水泥环完整性状态。与此同时,Goodwin、Jelena等^[21-22]建立了水泥环完整性模拟装置,开展了压力、温度以及两者共同作用下水泥环完整性室内试验。以上研究虽然分析了非均匀地应力、稳态温度变化对水泥环应力的影响,但是未考虑页岩气井压裂过程中瞬态温度—压力耦合作用的影响。

基于页岩气水平井压裂工程实际,在考虑压裂液摩擦生热以及排量对壁面对流换热系数影响的基础上,建立了页岩气井压裂过程中井筒温度场模型,采用解析法与数值法相结合的方式,建立了瞬态温度—压力耦合作用下套管—水泥环—地层数值模型,研究了水泥环径向、切向应力变化规律,开展了井筒内压、压裂液排量、初始温度、水泥环弹性模量、泊松比对水泥环应力的敏感性分析,并依据Mohr-Coulomb准则对水泥环是否失效进行了判断,最后基于理论研究结果,利用新设计的低弹模水泥浆体系进行了工程验证。研究结果可以为页岩气井压裂过程中水泥浆设计以及井筒完整性控制提供参考。

1 套管压裂过程中井筒温度场模型建立

图1展示了井筒中压裂液的温度分布,颜色越深表示温度越高。页岩气井压裂开始前,井筒内完井液温度在纵向上与地层温度保持一致。压裂开始后,压裂液驱动完井液下行,井筒中的完井液、压裂液均开始与井筒组合体发生热交换。压裂一段时间后,井内原有完井液全部被压入到地层中,套管内只有压裂液与井筒发生热交换。田中兰、尹虎、董文涛等人就页岩气井压裂过程中井筒温度变化进行了计算^[23-25],但均未考虑压裂过程中压裂液摩擦生热以及排量对壁面对流换热系数的影响。本文在考虑这两项因素的基础

上,建立套管压裂过程中井筒温度计算模型。

建立井筒温度场模型时做出以下假设:

- 忽略地层间的纵向传热;
- 假设井筒内流体径向温度相同,只是沿轴向产生变化;
- 设水平段远离井筒的边界温度为油藏中部的温度;
- 地层温度与深度呈线性关系:

$$T_z = T_b + \alpha(z - b) \quad (1)$$

其中: T_z 表示地层某一点的温度, $^{\circ}\text{C}$; T_b 表示地层恒温点的温度, $^{\circ}\text{C}$; α 表示地温梯度, $^{\circ}\text{C}/\text{m}$; z 表示地层某一点的深度, m ; b 表示基准深度, m 。

基于能量守恒原理,井筒内流体能量守恒方程为:

$$Q\rho_0 C_0 T_{0,j-1}^{n+1} - Q\rho_0 C_0 T_{0,j}^{n+1} + 2\pi r_0 \Delta H_j U \left(T_{1,j}^{n+1} - T_{0,j-\frac{1}{2}}^{n+1} \right) + W_j \quad (2)$$

$$= \pi r_0^2 \Delta H_j \rho_0 C_0 \frac{T_{0,j-\frac{1}{2}}^{n+1} - T_{0,j-\frac{1}{2}}^n}{\Delta t}$$

$$W_j = \lambda_{ff} \frac{\Delta H_j \rho_0 Q^3}{r_0^2 \pi^2 r_0^2} \quad (3)$$

$$\frac{T_{0,j}^{n+1} - T_{0,j-1}^{n+1}}{2} = T_{0,j-\frac{1}{2}}^{n+1} \quad (4)$$

其中: W_j 为压裂液与井壁接触摩擦产生的热量, J 。

与流体接触的套管单元的能量守恒方程:

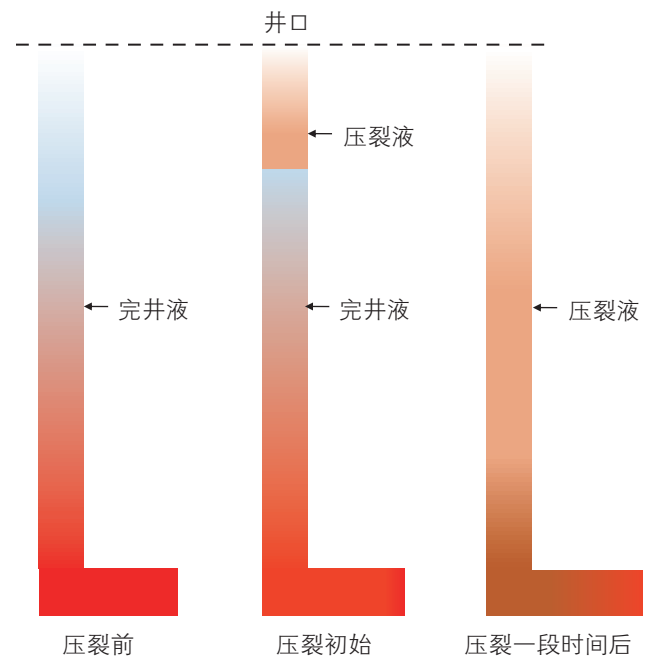


图1 压裂液温度沿井筒分布

Fig. 1 Temperature distribution along the wellbore

$$-2\pi r_0 \Delta H_j U \left(T_{1,j}^{n+1} - T_{0,j-\frac{1}{2}}^{n+1} \right) + 2\pi r_l \Delta H_j K_1 \frac{T_{2,j}^{n+1} - T_{1,j}^{n+1}}{\frac{r_2 - r_0}{2}} \quad (5)$$

$$= \pi (r_1^2 - r_0^2) \Delta H_j \rho_1 C_1 \frac{T_{1,j}^{n+1} - T_{1,j}^n}{\Delta t}$$

其余固体单元的能量守恒方程:

$$\frac{4\pi r_{i-1} \Delta H_j K_{i-1}}{r_i - r_{i-2}} T_{i-1,j}^{n+1} + \left(-\frac{4\pi r_{i-1} \Delta H_j K_{i-1}}{r_i - r_{i-2}} - \frac{4\pi r_i \Delta H_j K_i}{r_{i+1} - r_{i-1}} - \frac{\pi (r_i^2 - r_{i-1}^2) \Delta H_j \rho_i C_i}{\Delta t} \right) T_{i,j}^{n+1} + \frac{4\pi r_i \Delta H_j K_i}{r_{i+1} - r_{i-1}} T_{i+1,j}^{n+1} \quad (6)$$

$$= -\frac{\pi (r_i^2 - r_{i-1}^2) \Delta H_j \rho_i C_i}{\Delta t} T_{i,j}^{n+1}$$

其中: Q 为压裂液排量, m^3/min ; ρ 为密度, kg/m^3 ; C 为比热, $\text{J}/(\text{kg} \cdot ^\circ\text{C})$; r 为半径, m ; ΔH_j 为单元体高度, m ; U 为流体与套管表面对流换热系数, $\text{W}/(\text{m}^2 \cdot ^\circ\text{C})$; λ_{jf} 为套管摩阻系数, 与流体雷诺数有关, 无量纲; v 为套管内流体流速, $v = Q/\pi r_0^2$, m/s ; K 为导热系数, $\text{W}/(\text{m} \cdot ^\circ\text{C})$ 。根据网格划分情况, $i=0, 1 \leq i < n, n \leq i < m, m \leq i < k$ 时, 分别代表压裂液、套管、水泥环、地层的相应参数, n, m, k 分别代表划分的网格数, 无量纲。

压裂过程中套管壁面对流换热系数与压裂液排量、流态存在一定关系, 计算过程中需要予以考虑。结合套管压裂实际对雷诺数进行计算, 结果显示套管压裂时井筒内压裂液流态为紊流, 换热系数计算公式为:

$$U = \frac{S_1 K_0}{D} \quad (7)$$

其中: S_1 为斯坦顿数, 无量纲; K_0 为压裂液导热系数, $\text{J}/(\text{m} \cdot \text{s} \cdot \text{K})$ 。

紊流状态下的斯坦顿数 S_1 的计算公式为:

$$S_1 = 0.0107 Re^{0.67} Pr^{0.33} \quad (8)$$

$$Pr = \frac{\gamma C_0}{k} \quad (9)$$

其中: Re 为雷诺数, 无量纲; Pr 为普朗特数, 无量纲, γ 为压裂液表观黏度, $\text{Pa} \cdot \text{s}$; C_0 为压裂液比热容, $\text{J}/(\text{kg} \cdot ^\circ\text{C})$ 。

根据公式(1)~(8), 可以计算得到水平段任意一处压裂液温度与时间之间的关系

$$T_i^Q = g(Q, l, t) \quad (10)$$

其中: l 代表研究对象到井底的距离, m 。

2 数值模型和破坏准则

2.1 数值模型建立

假定套管、水泥环、地层在水平方向上热力学性质保持不变, 相关问题转为平面热传导和应力应变问题。选择跟端组合体截面作为研究对象, 基于圣维南定理, 建立大小为 $3 \text{ m} \times 3 \text{ m}$ 的有限元模型, 采用变密度网格划分方法以减小计算干扰, 如图2所示。

在载荷和约束设置方面: 利用有限元Predefined Field施加远场地应力以及井筒组合体初始温度; 压裂过程中无限远处地层为稳定热源, 热源温度与储层温度相等; 温度内边界为动态边界条件, 经由井筒温度场模型计算得出, 作为随时间变化的动态函数输入到有限元模型中; 套管内壁承受井筒内压。模型边界位移为 0 m 。

2.2 水泥环破坏准则

水泥环失效主要有受拉失效和受压失效两种形式, 受拉失效容易导致水泥环产生拉伸破坏, 受压失效容易导致水泥环出现压裂破坏或者塑性屈服。水泥

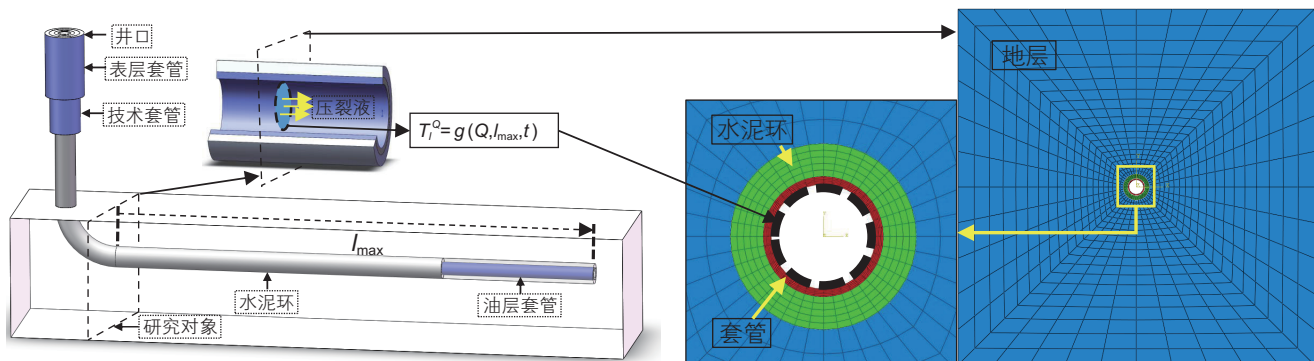


图2 数值模型图

Fig. 2 Numerical model

环受纯拉伸载荷时,可采用最大拉应力强度理论来判断失效,即当水泥环承载的拉伸应力超过抗拉强度时水泥环将产生拉伸破坏。但压裂过程中水泥环可能承受压缩载荷或者同时承受压缩和拉伸载荷,因此引入Mohr-Coulomb破坏准则来对水泥环失效情况进行判定^[26-27],如表1所示。基于大量试算以及前人研究结果^[28],确定圆柱坐标系下 $\sigma_1=\sigma_\theta$, $\sigma_3=\sigma_r$,其中 σ_θ 和 σ_r 分别为水泥环的切向和径向应力,MPa。根据施士昇等^[29]人对抗压、抗拉强度实验结果,可以得知 σ_c 为61.71 MPa, σ_t 为4.89 MPa。

3 实例分析

3.1 基本参数

页岩气井F301井是四川地区1口实钻井,压裂后该井出现明显环空带压。井深为2823 m,垂深为1744 m,地温梯度为3.67 °C/100 m。压裂施工压力为60 MPa,压裂时间为4 h,排量为16 m³/min,地层最大、最小水平主应力分别为48 MPa、29 MPa,垂向地应力为35 MPa,其他井筒几何及力学参数见表2。

3.2 结果与讨论

3.2.1 水泥环瞬态温度变化

页岩气井压裂过程中,压裂液与套管内壁直接接触,加之套管导热性较好,导致其在前1 h内温度下降幅值达到90%以上,并逐步达到稳定状态,且内外

壁之间不存在显著温差,如图3所示。Catherine等^[30]利用商业软件WellCat对井筒温度进行了计算,得到了同样的规律,这也验证了本文模型的正确性。与此同时,由图3可知,压裂过程中水泥环温度时刻在改变,内外壁之间存在显著温差,而且随压裂时间增长,温差值先增大后减小,在0.204 h达到最大(图4)。

3.2.2 瞬态温度-压力耦合作用对水泥环应力影响

仅考虑压力(井筒内压、地应力)作用时,压裂过程中水泥环径向和切向应力始终保持不变,如图5和6所示。根据Mohr-Coulomb破坏准则判断(应力区间2), $-\sigma_3 < \sigma_c$ 即径向应力小于抗压强度,水泥环保持完整。

瞬态温度-压力耦合作用下,水泥环径向、切向应力随时间的变化规律:

(1)如图5所示,径向应力先降低后升高(负号仅代表水泥环处于受压状态)。A点到B点:压裂液刚进入套管,井筒内原完井液下移,套管受冷却作用收缩,对水泥环的压迫作用减弱,导致水泥环径向应力降低;B点到C点:受热传导作用影响,水泥环内壁温度与套管外壁基本相等,外壁温度也已开始降低(图7),整体发生收缩,径向应力不断升高。

(2)如图6所示,切向应力先降低后提升,然后再降低。a点到b点:压裂液刚刚进入套管,井筒内原完井液下移,套管受冷却作用收缩,水泥环切向应力降低,该段时间内水泥环仅内壁处受温度影响,且影响较小;b点到c点:水泥环温度开始降低,切向应力开始增加,该时间段内水泥环内外壁温差不断增大,在0.204 h达到最大(图4、7),切向应力值最高;c点到d

表1 Mohr-Coulomb破坏准则

Table 1 Mohr-Coulomb failure criterion

应力区间	区间描述	主应力关系	失效标准
1	拉伸—拉伸—拉伸	$\sigma_1 \geq \sigma_3 \geq 0$	$\sigma_1 \geq \sigma_t$
2	压缩—压缩—压缩	$0 \geq \sigma_1 \geq \sigma_3$	$-\sigma_3 \geq \sigma_c$
3	拉伸—压缩—压缩、拉伸—拉伸—压缩	$\sigma_1 \geq 0 \geq \sigma_3$	$\frac{\sigma_1}{\sigma_t} - \frac{\sigma_3}{\sigma_c} \geq 1$

注: σ_1 、 σ_3 分别为水泥环中最大、最小主应力,MPa; σ_t 为水泥环抗拉强度,MPa; σ_c 为水泥环抗压强度,MPa。

表2 套管—水泥环—地层几何及力学参数

Table 2 Geometric and mechanical parameters of casing-cement sheath-formation

名称	外径/mm	弹性模量/GPa	泊松比	热传导系数/ $W \cdot (kg \cdot ^\circ C)^{-1}$	比热/ $J \cdot (kg \cdot ^\circ C)^{-1}$	密度/ $kg \cdot m^{-3}$	热膨胀系数/ $10^{-6} \cdot ^\circ C^{-1}$
套管	139.7	210	0.30	45.00	461	7800	13.0
水泥环	215.9	8	0.17	0.98	837	3100	11.0
地层(井眼)	\	22	0.23	1.59	1256	2600	10.5

点：水泥环温差不断减小，整体温度不断下降、发生收缩，切向应力不断减小。

瞬态温度—压力耦合作用下，依照Mohr–Coulomb破坏准则对水泥环完整性进行判别，如图8所示。定

义 η 为Mohr–Coulomb判定值，无量纲， $\eta = \sigma_1 / \sigma_1 - \sigma_3 / \sigma_c$ 。如图8所示， $0 \leq t \leq 2.92$ h时， $\eta > 1$ ，水泥环发生失效。分析发现， η 最大值出现在压裂初期，因此压裂初期为水泥环失效的“风险段”。由图6可知，在该时

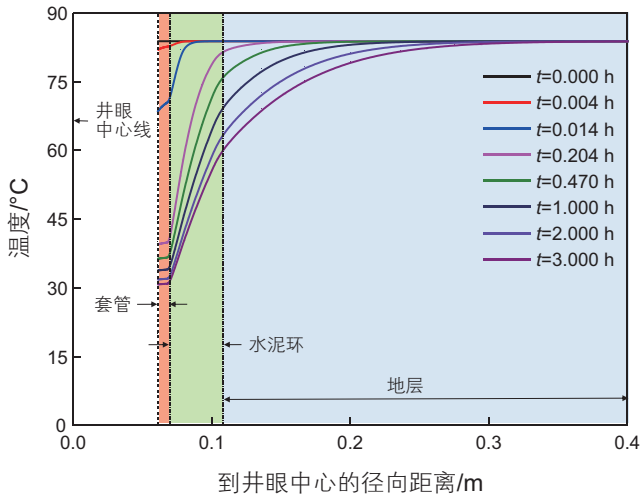


图3 不同时刻井筒组合体温度径向分布
Fig. 3 Radial distribution of temperature of wellbore assembly at different times

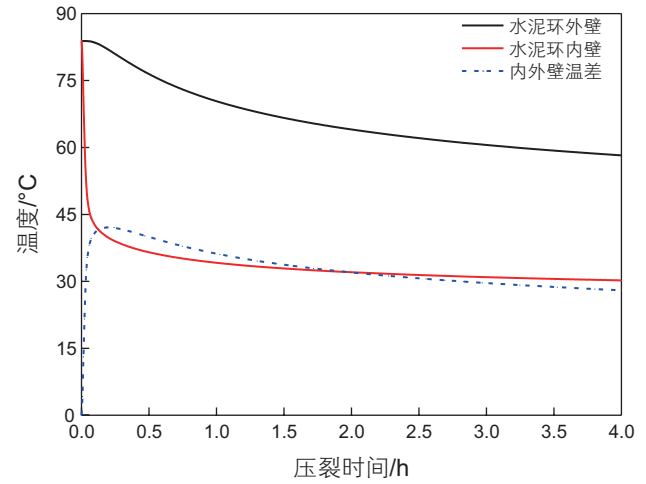


图4 水泥环内外壁温度瞬态变化
Fig. 4 Transient change of temperature of internal and external surface

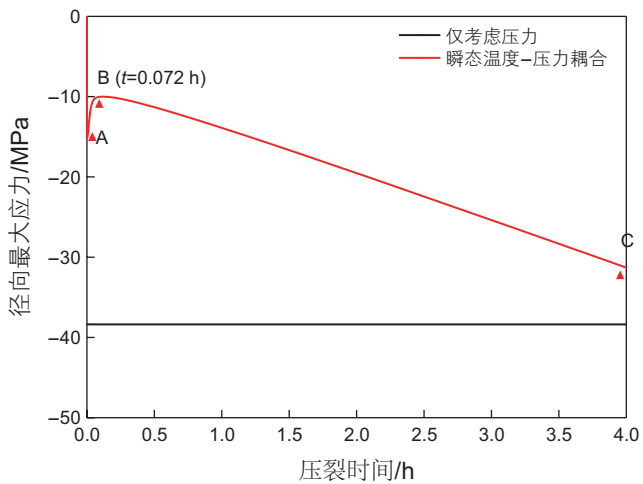


图5 径向应力瞬态变化
Fig. 5 Transient change of radial stress

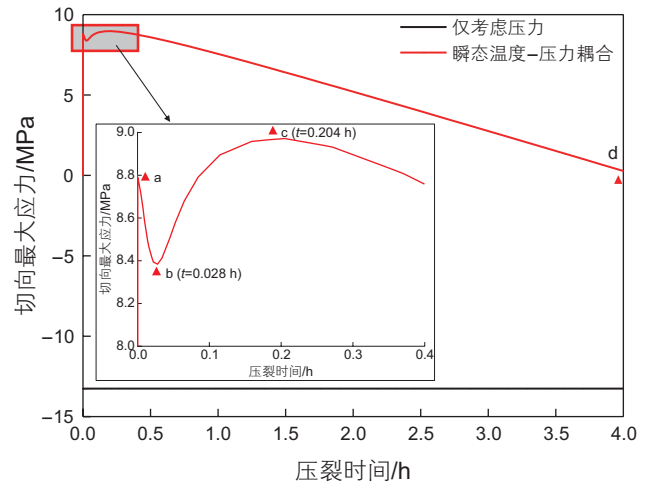


图6 切向应力瞬态变化
Fig. 6 Transient change of tangential stress

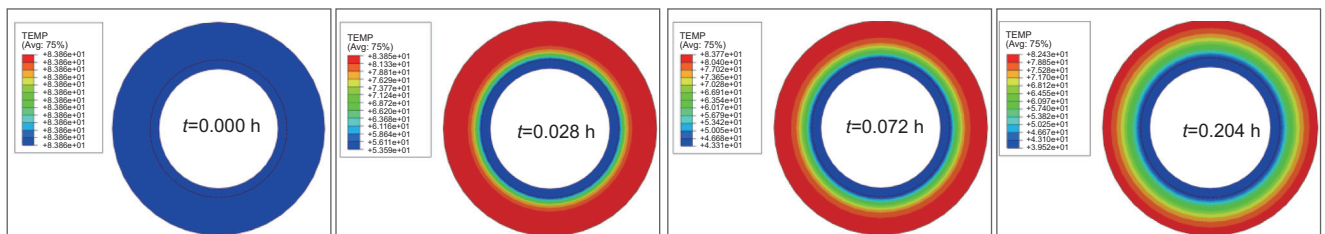


图7 套管—水泥环不同时刻温度分布
Fig. 7 Temperature distribution of casing-cement sheath at different times

间段内水泥环切向应力已经超过了水泥环抗拉强度,说明水泥环出现了拉伸破坏。

3.2.3 影响因素敏感性分析

(1) 井筒内压敏感性分析

随着井筒内压的不断降低,水泥环径向应力和切向应力都显著降低(图 9、10),且与压裂时间呈线性关系。图 11 为压裂过程中不同内压下 Mohr-Coulomb 失效判定值的变化。由该图可知,即便井筒内压降至 45 MPa(接近页岩起裂压力),压裂前 0.84 h 内水泥环也会出现失效,失效类型为拉伸破坏。因此,压裂过程中降低压裂压力并不能解决已经出现的水泥环完整性失效问题。

(2) 排量敏感性分析

排量对压裂液和套管之间的热交换系数以及热交换效率有影响,进而影响压裂过程中的温度分布,最终对水泥环应力产生影响。由图 12 和 13 可知,随着压裂液排量不断降低,水泥环径向、切向应力不断降低,降低幅值不断增大,但是降低至 $4 \text{ m}^3/\text{min}$ 时,水泥环切向应力依然在前 2 h 内超过了拉伸强度。从 Mohr-Coulomb 判定数值来看,降低压裂液排量并不能显著改善水泥环完整性失效情况(图 14)。

(3) 压裂液初始温度敏感性分析

页岩气井压裂过程中初始温度越高,水泥环径向应力越大,切向应力越小(图 15 和 16)。从 Mohr-Coulomb 判定结果来看(图 17),提高压裂液初始温度缩短了水泥环失效的时间,但是即便压裂液初始温度提升至 $80 \text{ }^\circ\text{C}$,也未能显著降低 Mohr-Coulomb 判定值,因此采用热压裂液进行压裂并不能解决水泥环失效的问题。

(4) 弹性模量敏感性分析

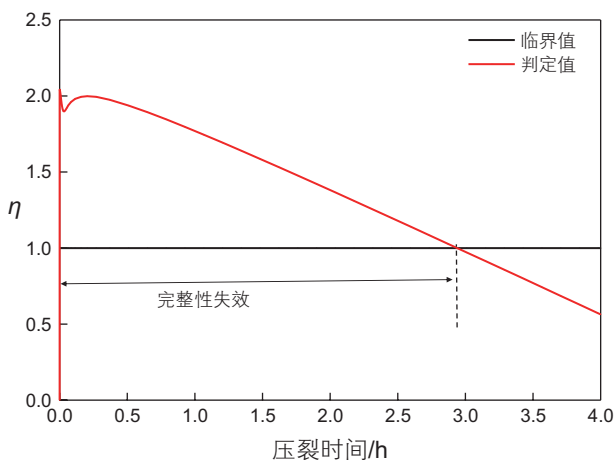


图 8 水泥环失效判定

Fig. 8 Failure evaluation of cement sheath

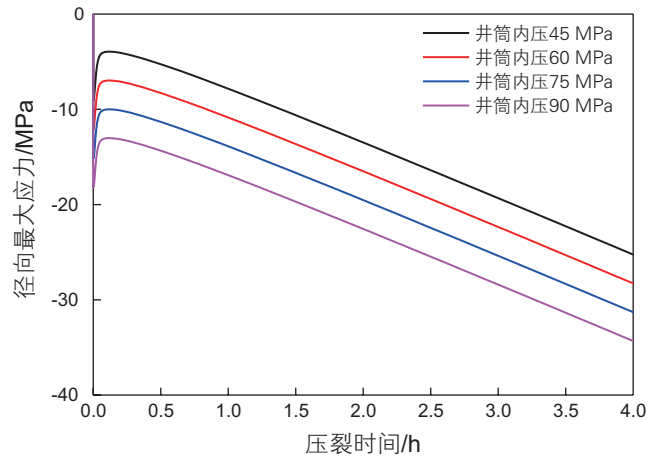


图 9 不同井筒内压下径向应力瞬态变化

Fig. 9 Transient change of radial stress under different wellbore pressures

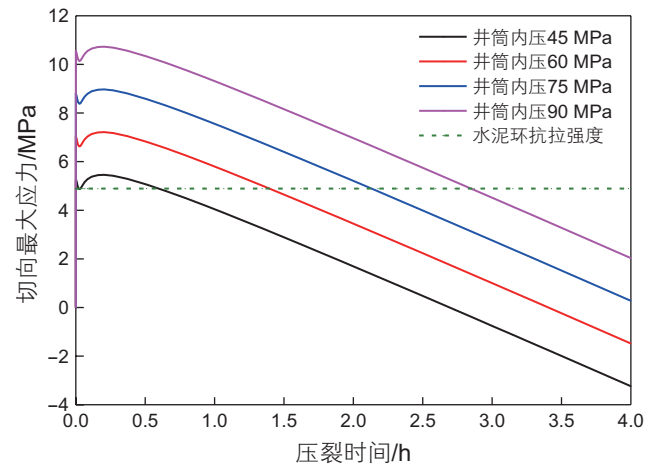


图 10 不同井筒内压下切向应力瞬态变化

Fig. 10 Transient change of tangential stress under different wellbore pressures

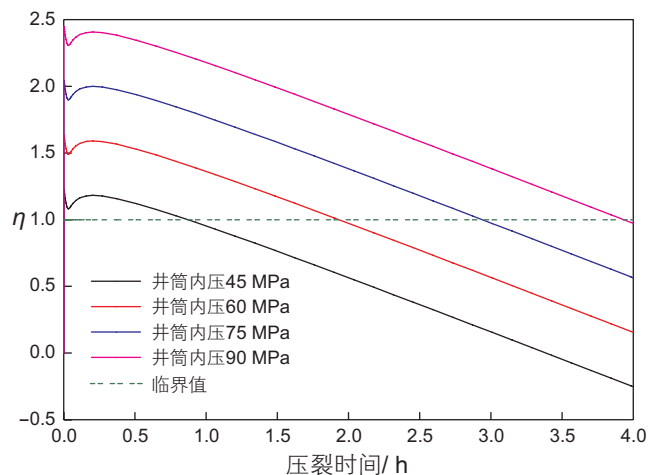


图 11 不同井筒内压下水泥环失效判定

Fig. 11 Failure evaluation of cement sheath under different wellbore pressures

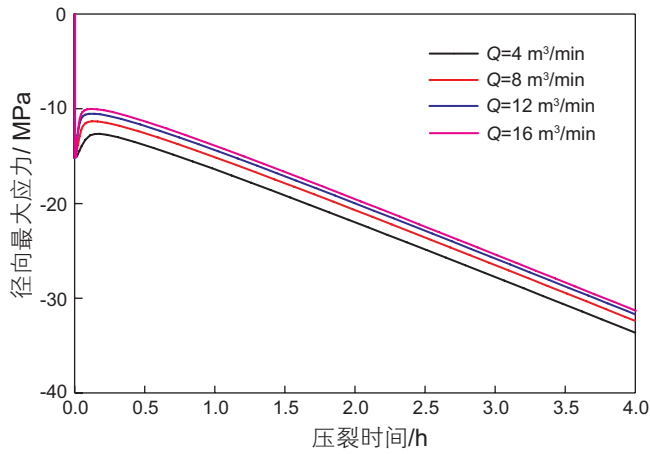


图 12 不同压裂液排量下径向应力瞬态变化
 Fig. 12 Transient change of radial stress under different fracturing fluid displacements

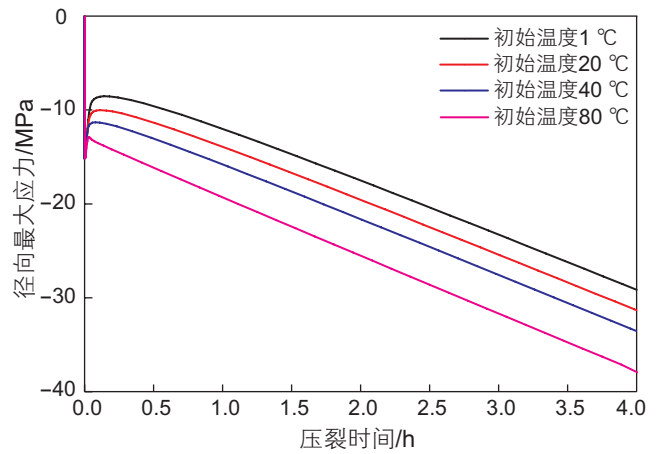


图 15 不同压裂液初始温度下径向应力瞬态变化
 Fig. 15 Transient change of radial stress under different initial temperatures of fracturing fluid

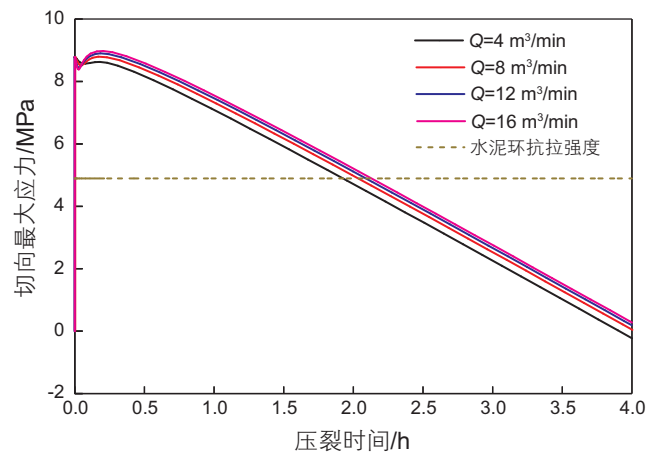


图 13 不同压裂液排量下切向应力瞬态变化
 Fig. 13 Transient change of tangential stress under different fracturing fluid displacements

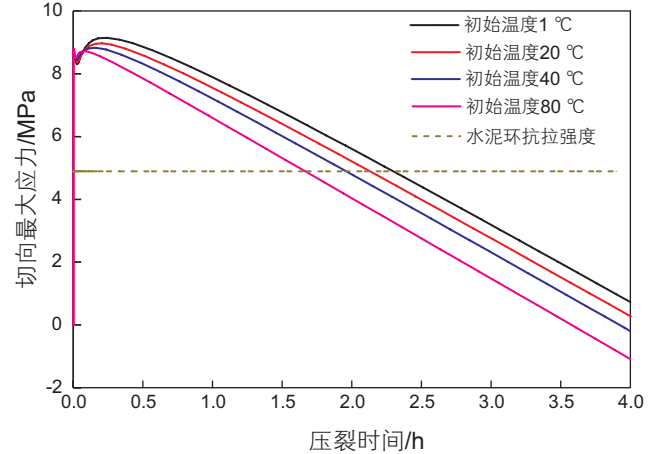


图 16 不同压裂液初始温度下切向应力瞬态变化
 Fig. 16 Transient change of tangential stress under different initial temperatures of fracturing fluid

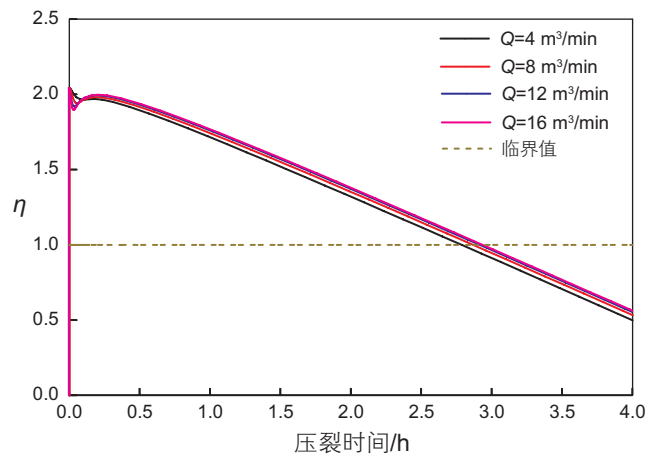


图 14 不同压裂液排量下失效判定
 Fig. 14 Failure evaluation of cement sheath under different fracturing fluid displacements

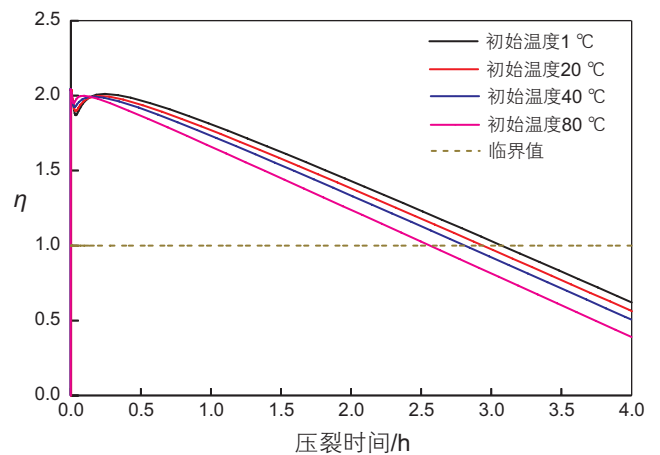


图 17 不同压裂液初始温度下失效判定
 Fig. 17 Failure evaluation of cement sheath under different initial temperatures of fracturing fluid

调节水泥浆体系组分可以调整水泥环弹性模量,进而能够改变水泥环的受力状态。由图 18、19 可知,在瞬态温度-压力耦合作用下,水泥环弹性模量不断降低,径向、切向应力也显著降低。当弹性模量为 4 GPa 时,水泥环径向应力、切向应力均低于水泥石抗压、抗拉强度。Mohr-Coulomb 判定值的最大值已经达到临界值。由此可以说明,降低水泥环弹性模量可以有效保证水泥环完整性。与此同时,如果在降低弹性模量的同时适当降低井筒内压、提升压裂液初始温度,效用叠加必然可以使得判定值低于临界值。

(5) 泊松比敏感性分析

图 21 为不同泊松比下径向应力瞬态变化曲线。

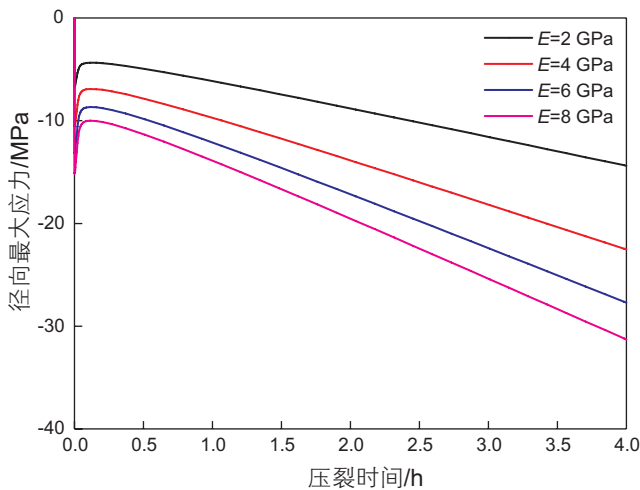


图 18 不同弹性模量下径向应力瞬态变化

Fig. 18 Transient change of radial stress under different Young's moduli

由该图可知,泊松比对于径向应力影响较小。图 22 为不同泊松比下切向应力瞬态变化曲线。由该图可知,泊松比越大,切向应力越小,但即便将泊松比升高到 0.37,切向应力也超过了水泥石抗拉强度。Mohr-Coulomb 判定结果表明,泊松比为 0.37 时,水泥环也发生了失效。

4 工程验证

涪陵焦石坝页岩气井采用的浆柱结构为两级浆柱结构,其中领浆采用常规水泥浆,尾浆采用胶乳水泥浆。常规水泥浆形成的水泥环易发生脆性破坏,胶乳

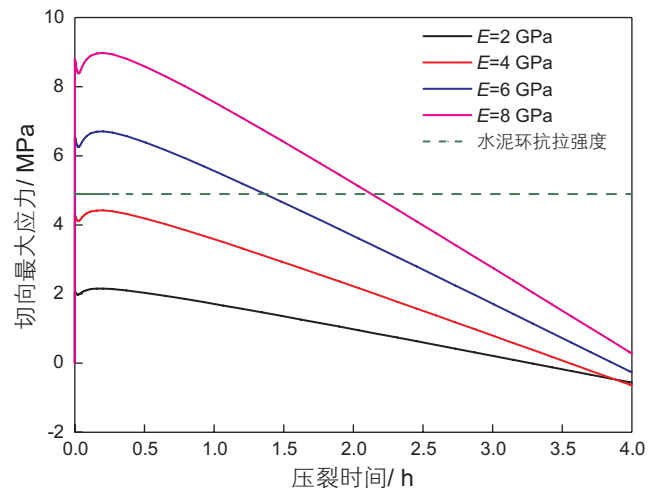


图 19 不同弹性模量下切向应力瞬态变化

Fig. 19 Transient change of tangential stress under different Young's moduli

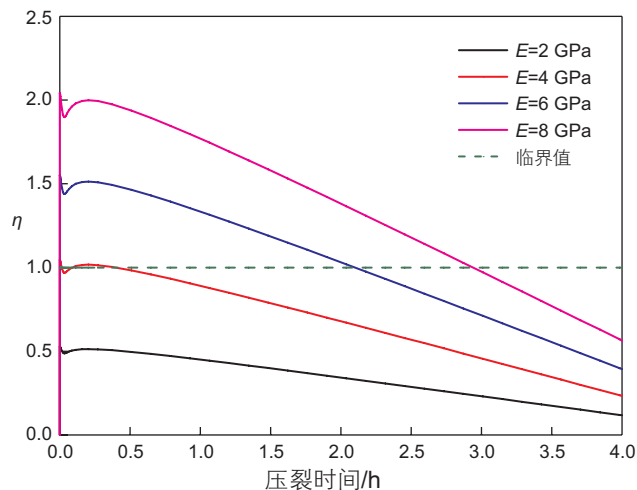


图 20 不同弹性模量下失效判定

Fig. 20 Failure evaluation of cement sheath under different Young's moduli

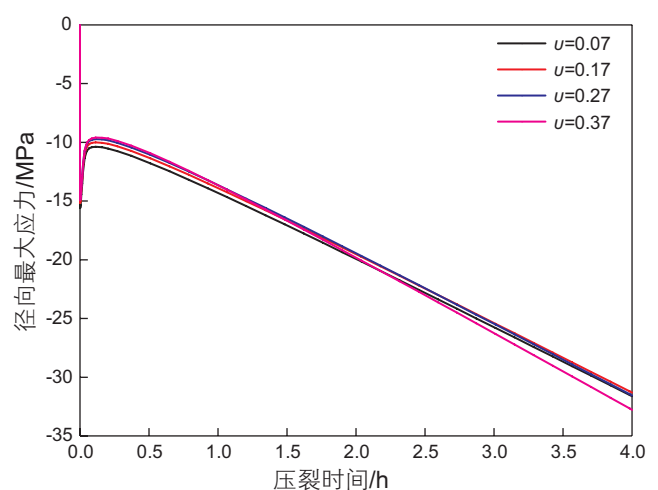


图 21 不同泊松比下径向应力瞬态变化

Fig. 21 Transient change of radial stress under different Poisson's ratios

水泥浆由于脆性改造不彻底,水泥石仍然具有较高弹性模量,受瞬态温度—压力耦合作用影响,压裂过程中依然容易发生破坏。因此,为确保页岩气井水泥环

完整性,需要采用全井筒气密封性能优良的水泥浆体系。

由以上分析可知,降低弹性模量可以有效避免水泥环破坏。因此设计了一种低弹性模量水泥浆体系,其基本配方为:JHG+2%~8%有机弹性材料+8%~15%无基纳米乳液+2%~3%降低失水剂+2%~3%膨胀剂+0.1%~0.5%缓凝剂+1%~2%无基增韧剂+44%水,形成的水泥浆密度为 1.88 g/cm^3 。弹性材料加量在2%~8%之间时,水泥石弹性模量 $3.2\sim 7.5\text{ GPa}$,不同弹性材料加量下水泥石应力—应变曲线如图24所示。

基于前述计算方法对5口实钻井进行计算,然后依据计算结果改变弹性材料加量,对水泥环弹性模量进行调整。如表3所示,压裂后并未出现环空带压情况,保证了分段压裂后页岩气井的安全生产,充分证明了计算结果的有效性。

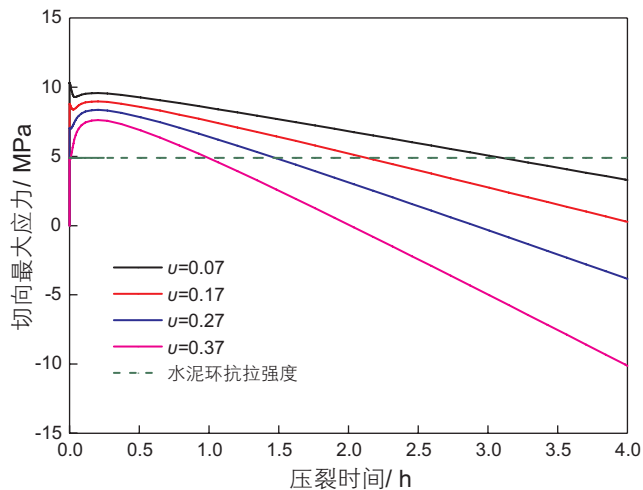


图22 不同泊松比下切向应力瞬态变化

Fig. 22 Transient change of tangential stress under different Poisson's ratios

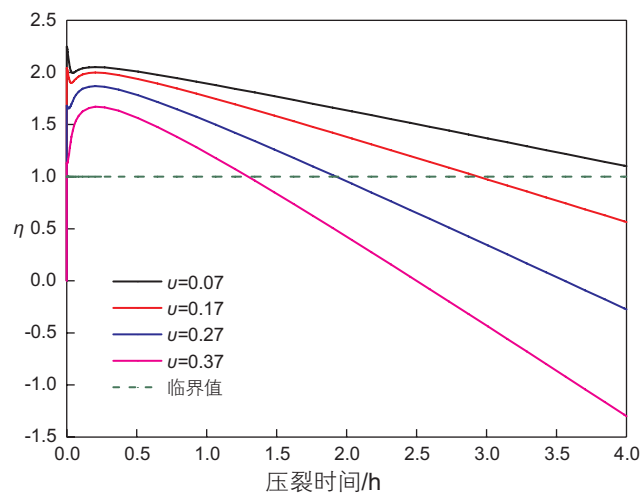


图23 不同泊松比下失效判定

Fig. 23 Failure evaluation of cement sheath under different Poisson's ratios

5 结论

(1)在考虑压裂液摩擦生热和压裂排量对壁面换热

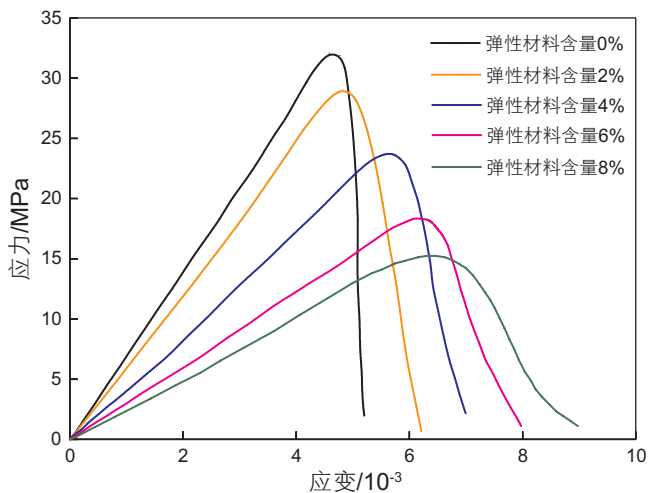


图24 不同弹性材料加量下水泥石应力—应变曲线

Fig. 24 Stress-strain curves of the set cement under different elastic materials

表3 现场实施与应用

Table 3 Field implementation and application

井号	压裂段数	施工压力/MPa	临界弹性模量计算/MPa	弹性材料加量/%	实际弹性模量/GPa	是否带压
J2	18	85	4.8	6	4.5	否
D2	16	115	4.0	8	3.2	否
L1	18	87	4.8	6	4.5	否
P1	25	82	4.8	6	4.5	否
P2	22	83	4.8	6	4.5	否

系数影响的基础上,建立了压裂井筒温度场模型,计算了压裂过程中井筒径向分布及压裂液内外壁温度变化、温度梯度变化。结果表明:压裂过程中水泥环温度发生显著变化,内外壁温差先增大后减小。

(2)基于套管压裂工程实际,建立了套管—水泥环—地层组合体模型,计算了压裂过程中瞬态温度—压力耦合作用下水泥环径向、切向应力瞬态变化,并且利用Mohr—Coulomb失效准则进行了判定。结果表明:压裂导致水泥环径向应力降低,切向应力增大,易发生拉伸型破坏,压裂前期为“风险段”。

(3)降低井筒内压、降低压裂液排量、提高压裂液初始温度、提高泊松比有助于降低水泥环切向应力,

缩短水泥环失效时间,但是无法彻底解决水泥环失效问题。降低水泥环弹性模量可以有效改善压裂过程中水泥环失效问题,并且得到了工程验证。

(4)降低弹性模量的同时,适当降低井筒内压、提升压裂液初始温度,有利于井筒完整性的保护,但是不同举措、共同作用时的具体成效需要进一步量化研究。

(5)研究中设定应力一旦超过强度极限水泥环就发生失效,瞬态温度—压力耦合作用下水泥环应力呈动态变化,建立与时间有关的井筒完整性失效准则有待进一步深入研究。

参考文献

- [1] SHEN Z, LING K G. Maintaining horizontal well stability during shale gas development [C]. Presented at the SPE Middle East Unconventional Gas Conference and Exhibition held in Muscat, Oman, 28–30 January, 2013. SPE 164037.
- [2] NIGEL L, PHILLIP P, GARY K. Evaluation, impact, and management of casing deformation caused by tectonic forces in the Andean Foothills, Colombia [C]. Presented at the IADC/SPE Drilling Conference held in Dallas, USA, 26–28 February 2002. SPE 74560.
- [3] 刘硕琼,李德旗,袁进平,等.页岩气井水泥环完整性研究策[J].天然气工业,2017,37(7):76–82. [LIU S Q, LI D Q, YUAN J P, et al. Casing sheath integrity of shale gas wells: A case study from the Sichuan Basin [J]. Natural Gas Industry, 2017, 37(7): 76–82.]
- [4] 刘奎,高德利,曾静,等.温度与压裂作用下页岩气井环空带压力学分析[J].石油钻探技术,2017,45(3):8–14. [LIU K, GAO D L, ZENG J, et al. Annulus pressure analysis of a shale gas well under varied temperature and pressures[J]. Petroleum Drilling Techniques, 2017, 45(3): 8–14.]
- [5] 沈吉云,石林,李勇,等.大压差条件下水泥环密封完整性分析及展望[J].天然气工业,2017,37(4):98–108. [SHEN J Y, SHI L, LI Y, et al. Analysis and perspective of cement sheath integrity under a high differential pressure [J]. Natural Gas Industry, 2017, 37(4): 98–108.]
- [6] 刘洋,严海兵,余鑫,等.井内压力变化对水泥环密封完整的影响及对策[J].天然气工业,2014,34(4):95–98. [LIU Y, YAN H B, YU X, et al. Negative impacts of borehole pressure change on cement sheath sealing integrity and countermeasures [J]. Natural Gas Industry, 2014, 34(4): 95–98.]
- [7] LANDRY G, WELTY R D, THOMAS M, et al. Bridging the gap: An integrated approach to solving sustained casing pressure in the Cana Woodford shale [C]. Presented at the SPE Well Integrity Symposium held in Galveston, Texas, USA, 2–3 June 2015, SPE174525.
- [8] XU R, WOJTANOWICZ A K. Pressure buildup test analysis in wells with sustained casing pressure [J]. Journal of Natural Gas Science and Engineering, 2016, 38: 608–620.
- [9] VALADE R T, HASAN A R, MANNAN M S, et al. Assessing wellbore integrity in sustained casing pressure annulus [J]. SPE Drilling & Completion, 2014, 29(1): 131–138. SPE169814.
- [10] VALADE R T, MENTZER R A, HASAN A R, et al. Inherently safer sustained casing pressure testing for well integrity evaluation [J]. Journal of Loss Prevention in the Process Industries, 2014, 29(1): 209–215.
- [11] VIGNES B, AADNO B. Well-integrity issues offshore Norway [J]. SPE Productions & Operations, 2010, 25(2): 145–150.
- [12] WASTON T L, BACHU S. Evaluation of the potential for gas and CO₂ leakage along wellbores [J]. SPE Drilling & Completion, 2009, 24(1): 115–126.
- [13] ZHU H, LIN Y, ZENG D, et al. Calculation analysis of sustained casing pressure in gas wells [J]. Journal of Petroleum Science, 2012, 9: 66–74.
- [14] 殷有泉,蔡永恩,陈朝伟,等.非均匀地应力场中套管载荷的理论解[J].石油学报,2006,27(4):133–138. [YIN Y Q, CAI Y E, CHEN C W, et al. Theoretical solution of casing loading in non-uniform ground stress field [J]. Acta Petrolei Sinica, 2006, 27(4): 133–138.]
- [15] 李军,陈勉,柳贡慧,等.套管、水泥环及井壁围岩组合体的弹塑性分析[J].石油学报,2005,26(6):99–103. [LI J, CHEN M, LIU G H, et al. Elastic-plastic analysis of casing-concrete sheath-rock combination [J]. Acta Petrolei Sinica, 2005, 26(6): 99–103.]
- [16] 陈朝伟,蔡永恩.套管—地层系统套管载荷的弹塑性理论分析[J].石油勘探与开发,2009,36(2):242–246. [CHEN C W, CAI Y E.

- Study on casing load in a casing-stratum system by elastoplastic theory [J]. *Petroleum Exploration and Development*, 2009, 36(2): 242–246.]
- [17] XU H L, ZHANG Z, SHI T H, et al. Influence of the WHCP on cement sheath stress and integrity in HTHP gas well [J]. *Journal of Petroleum Science and Engineering*, 2015, 126: 174–180.
- [18] ZHANG Z, WANG H. Effect of thermal expansion annulus pressure on cement sheath mechanical integrity in HPHT gas wells [J]. *Applied Thermal Engineering*, 2017, 118: 600–611.
- [19] RAOOF G, BRENT A, NIKOO F. A thermo-poroelastic analytical approach to evaluate cement sheath integrity in deep vertical wells [J]. *Journal of Petroleum Science and Engineering*, 2016, 147: 536–546.
- [20] JESUS D A, SIGBJØRN S. Cement sheath failure mechanisms: numerical estimates to design for long-term well integrity [J]. *Journal of Petroleum Science and Engineering*, 2016, 147: 682–698.
- [21] GOODWIN K J, CROOK R J. Cement sheath stress failure [J]. *SPE Drilling Engineering*, 1992, 7(4): 291–296.
- [22] JELENA T, KAMILA G, ALEXANDRE L, et al. Integrity of downscaled well models subject to cooling [C]. Presented at the SPE Bergen One Day Seminar held in Bergen, Norway, 20 April 2016. SPE180052.
- [23] 田中兰, 石林, 乔磊. 页岩气水平井井筒完整性问题及对策 [J]. *天然气工业*, 2015, 35(9): 70–77. [TIAN Z L, SHI L, QIAO L. Research of and countermeasure for wellbore integrity of shale gas horizontal well [J]. *Natural Gas Industry*, 2015, 35(9): 70–77.]
- [24] 尹虎, 张韵洋. 温度作用影响套管抗挤强度的定量评价方法—以页岩水平井大型压裂施工为例 [J]. *天然气工业*, 2016, 36(4): 73–79. [YIN H, ZHANG Y Y. A quantitative evaluation method for the effect of temperature on casing collapsing strength: A case study of large-scale hydraulic fracturing in shale gas horizontal wells [J]. *Natural Gas Industry*, 2016, 36(4): 73–79.]
- [25] 董文涛, 申瑞臣, 梁奇敏, 等. 体积压裂套管温度应力计算分析 [J]. *断块油气田*, 2016, 23(5): 673–675. [DONG W T, SHEN R C, LIANG Q M, et al. Calculation and analysis of casing thermal stress during stimulated reservoir volume fracturing [J]. *Fault-Block Oil and Gas Field*, 2016, 23(5): 673–675.]
- [26] XU H L, ZHANG Z, SHI T H, et al. Influence of the WHCP on cement sheath stress and integrity in HTHP gas well [J]. *Journal of Petroleum Science and Engineering*, 2015, 126: 174–180.
- [27] 张智, 许红林, 刘志伟, 等. 气井环空带压对水泥环力学完整性的影响 [J]. *西南石油大学学报(自然科学版)*, 2016, 38(2): 155–161. [ZHANG Z, XU H L, LIU Z W, et al. The effect of sustained casing pressure on the mechanical integrity of cement sheath in gas wells [J]. *Journal of Southwest Petroleum University (Science & Technology Edition)*, 2016, 38(2): 155–161.]
- [28] 初纬, 沈吉云, 杨云飞, 等. 连续变化内压下套管-水泥环-围岩组合物微环隙计算 [J]. *石油勘探与开发*, 2015, 42(3): 379–385. [CHU W, SHEN J Y, YANG Y F, et al. Calculation of micro-annulus size in casing-cement sheath-formation system under continuous internal casing pressure change [J]. *Petroleum Exploration and Development*, 2015, 42(3): 379–385.]
- [29] 施士昇. 混凝土的抗剪强度、剪切模量和弹性模量 [J]. *土木工程学报*, 1999, 32(2): 47–52. [SHI S S. Shear strength, modulus of rigidity and Young's modulus of concrete [J]. *China Civil Engineering Journal*, 1999, 32(2): 47–52.]
- [30] SUGDEN C, RING G A, CHAMBERS M R, et al. Special considerations in the design optimization of high rate, multistage fractured shale wells [C]. Presented at the IADC/SPE Drilling Conference and Exhibition held in San Diego, California, USA, 6–8 March 2012.

(编辑 马桂霞)