

# 考虑井筒加载历史的压裂过程中套管剪切变形数值模拟研究

李晓蓉<sup>1\*</sup>, 古臣旺<sup>1</sup>, 冯永存<sup>2</sup>, 丁泽晨<sup>1</sup>

<sup>1</sup> 中国石油大学(北京)安全与海洋工程学院, 北京 102249

<sup>2</sup> 中国石油大学(北京)石油工程学院, 北京 102249

\* 通信作者, xiaorongli@cup.edu.cn

收稿日期: 2020-10-21

国家自然科学基金青年项目“分布式光纤声传感(DAS)监测水泥环完整性研究”(52004298)资助

**摘要** 体积压裂技术作为致密油气开发的重要手段, 在实现储层有效改造的同时, 也可能带来套管变形失效的问题, 其主要失效原因之一是水力压裂诱发的断层激活和界面滑移造成套管剪切变形和破坏。本文首先通过研究压裂液进入断层的不同模式, 阐释了体积压裂诱发断层激活理论, 为分析断层滑移量对套管变形的影响提供了理论依据。其次, 本文建立了考虑水力压裂过程中断层滑动引起套管剪切变形的新模型, 模型创新性地考虑了井筒全生命周期加载历史(钻井、下套管、注水泥、水泥浆固化、水力压裂)对套管变形的影响。最后, 利用建立的模型, 量化分析了不同工程和地质条件下(压裂液压力、断层倾角、裂缝长度、套管壁厚和水泥环弹性模量), 断层滑移后套管内径的变化规律。结果表明, 断层的滑动会对套管产生剪切作用从而产生套管缩径, 导致套管发生屈服破坏。随着断层长度的增加, 套管剪切变形程度也随之增大, 当断层长度为 80 m 时, 套管的缩径量达到 11.95 mm。随着压裂液压力的不断增大, 套管剪切变形程度也随之增大, 当流体压力为 80 MPa 时, 套管缩径量最大达到了 9.94 mm。断层倾角在 30° 左右时, 套管缩径量最大可达 9.53 mm。增大套管的壁厚和水泥环的弹性模量, 对套管缩径量的改善效果并不明显。因此, 在井眼轨迹设计的过程中应尽量避免井眼穿越断层, 压裂设计时应避开大尺寸断层区域; 同时, 应该合理设计压裂液的泵入速度, 尽可能使其保持在较低的值, 以降低流体压力。该研究所建立的考虑井筒加载历史的数值模型可以更加全面地解释页岩气井多阶段压裂过程中断层滑动后套管剪切变形情况, 为工程作业提供指导意义。

**关键词** 体积压裂; 断层滑移; 套管剪切变形; 全生命周期; 井筒完整性

## Numerical study of shear deformation of casings during hydraulic fracturing considering wellbore loading history

LI Xiaorong<sup>1</sup>, GU Chenwang<sup>1</sup>, FENG Yongcun<sup>2</sup>, DING Zechen<sup>1</sup>

<sup>1</sup> College of Safety and Ocean Engineering, China University of Petroleum-Beijing, Beijing 102249, China

<sup>2</sup> College of Petroleum Engineering, China University of Petroleum-Beijing, Beijing 102249, China

引用格式: 李晓蓉, 古臣旺, 冯永存, 丁泽晨. 考虑井筒加载历史的压裂过程中套管剪切变形数值模拟研究. 石油科学通报, 2021, 02: 245-261

LI Xiaorong, GU Chenwang, FENG Yongcun, DING Zechen. Numerical study of shear deformation of casings during hydraulic fracturing considering wellbore loading history. Petroleum Science Bulletin, 2021, 02: 245-261. doi: 10.3969/j.issn.2096-1693.2021.02.019

**Abstract** The volume fracturing technique is one of the key methods of shale gas development. It, can cause the problems of casing deformation while facilitating shale gas development. The main reasons for the casing deformation are fault activation and interface slippage induced by hydraulic fracturing. Firstly, this paper explains the mechanism of fault activation induced by hydraulic fracturing by analyzing the different modes of fracturing fluid entering the fault, which provides a theoretical basis for analyzing the influence of fault activation on casing deformation. Secondly, a new model considering the shear deformation of casing caused by fault activation and interrupted layer slippage during the hydraulic fracturing is established. The model innovatively considers casing loading history within the full life cycle of wells, including drilling, casing running, cementing, cement slurry hardening, hydraulic fracturing, production, and injection. Finally, a parametric study is performed to determine the effects of fracturing fluid pressure, fault dip, fracture length, casing thickness, and cement sheath property on shear deformation of casing. The results show that fault sliding will produce a shear force acting on the casing system which will result in a reduction in the casing diameter. Eventually, it may lead to the shear failure of the casing. As the length of the fault increases, the degree of casing shear deformation also increases. When the length of the fault is 80m, the shrinkage of the casing reaches 11.95 mm. With a continuous increase of fracturing fluid pressure, the degree of shear deformation of the casing also increases. When the fluid pressure is 80 MPa, the maximum casing diameter reduction reaches 9.94mm. When the fault dip is about 30°, the casing diameter shrinks the most, up to 9.53 mm. However, increasing the casing thickness and the elastic modulus of the cement sheath does not significantly improve the shrinkage of the casing. Therefore, well trajectory should be prevented from crossing large faults during well structure designing, and large-scale fault areas should be avoided during hydraulic fracturing design. Meanwhile, the pumping speed of fracturing fluid should be reasonably designed to keep it as low as possible to reduce fluid pressure. This work is helpful for understanding the mechanism of shear deformation of casings induced by fault activation and interrupted layer slippage during multi-stage hydraulic fracturing in shale gas, which also provides guidance for engineering operations.

**Keywords** volume fracturing; fault slip; shear deformation of casings; life cycle; wellbore integrity

**doi:** 10.3969/j.issn.2096-1693.2021.02.019

## 0 引言

体积压裂技术是近年来为了高效开发非常规油气藏而发展的一项新技术, 广泛的应用于页岩和致密砂岩等非常规油气储层的改造<sup>[1-3]</sup>。页岩气是非常规油气资源的重要组成部分, 其特点是孔隙度低, 渗透率低, 开发难度较大<sup>[4]</sup>。我国页岩气资源丰富, 截止 2014 年底, 陆域页岩气资源储量为 134.4 万亿 m<sup>3</sup>, 可采资源潜力约为 25.8 万亿 m<sup>3</sup>。然而, 我国页岩气集中的川渝地区经历了多次构造运动, 天然裂缝、断层发育, 构造应力作用强, 地质和工程条件复杂<sup>[5-6]</sup>。在页岩地层多级分段水力压裂的过程中, 大排量的压裂液进入到地层中, 可能导致地层沿着天然裂缝、层理面和断层发生滑移错动, 导致套管发生剪切变形, 使得原始的桥塞无法通过生产套管的变形部分<sup>[7]</sup>。

目前, 国内外针对水力压裂引起断层激活的问题, 已经进行了一部分研究<sup>[8-20]</sup>。McClure<sup>[11]</sup>建立了流体注入诱发地震活动的模型, 结果表明, 注入流体压力的减少能显著减少断层的滑移量。Rutqvist<sup>[12]</sup>建立了页岩气压裂过程中断层活化和诱发地震的 3D 模型, 结果表明在增产注入过程中, 井筒附近发生了剪切破坏与拉伸破坏, 并且破坏区域在反复的微地震作用下发生延伸。陈朝伟<sup>[13-15]</sup>根据震源机制理论, 建立了地震断

层滑移量、断层半径和地震震级之间的定量关系, 计算了水力压裂过程中由于微震大小不同而引起的滑移距离, 但是精确的震源数据难以获得。Liu<sup>[16-17]</sup>建立了断层滑动的半解析计算模型, 对水力压裂引起的断层滑动位移进行了计算和分析。Hu<sup>[18]</sup>和刘伟<sup>[19]</sup>利用有限元方法建立了天然裂缝剪切滑移的二维平面应变模型, 研究了地层弹性、天然裂缝/断层几何性质、流体压力等参数对滑移量的影响。Mainguy<sup>[20]</sup>采用多指卡尺 (MFC) 测量的方式, 量化了断层界面的变形特征, 对卡尺测量的分析表明变形特征是由沿各种不连续面的滑动位移产生的。但是由于整个系统的成本很高, 在广泛的区域性油气田中实施这种技术仍然具有挑战性。

针对断层滑动引起的套管剪切变形, 前人也已经取得一定进展。Jalali<sup>[21]</sup>通过实验的方式研究了地下管道在断层滑动作用下的变形特征, 并采用有限元的方式进行了验证, 结果表明管道局部截面处均表现出 S 形变形, 并发生严重的屈服破坏和塑性变形。Yin<sup>[22-23]</sup>根据测井解释和统计分析, 确定了压裂注水过程中的地层滑动是诱发套管剪切变形的主要原因, 建立了断层滑动的有限元模型, 定量分析了压裂引起的裂缝滑移和套管变形, 结果表明, 套管的变形和滑移面的距离存在近似正弦关系。郭雪利<sup>[24-26]</sup>基于震源机制研究了断层滑移位移, 建立了地层—水泥环—套管组合体

模型,分析了不同参数对套管变形的影响,结果表明,使设计的井眼轨迹的水平段远离裂缝发育区域或与天然裂缝平行可以减小断层滑动距离。高利军<sup>[27]</sup>建立了大尺度水平井的断层滑移引发套损的有限元模型,结果表明,天然裂缝长度和断层倾角对套管剪切变形有较大影响,增加套管壁厚并不能缓解套损。Liu<sup>[28]</sup>开发了断层滑动引起套管变形模型,研究了压裂压力、原地应力、裂缝长度和裂缝/断层的方向对裂缝/断层滑动及套管变形的影响。Yan<sup>[29]</sup>考虑到压裂过程中的流-固-热耦合效应,开发了新的3D有限元模型来模拟断层滑动的过程,分析了滑移距离、套管内部压力、生产和中间套管的厚度以及水泥环的力学参数对变形段套管内径减小的影响。Zhang<sup>[30-31]</sup>通过组合大型水力压裂和断层滑动的离散元模型和套管变形的小规模有限差分模型,对断层滑动和套管变形进行了多尺度数值研究,结果表明降低压裂液注入速率可以有效减轻套管变形,但是降低总注入量的影响不太明显。Mohammed<sup>[32]</sup>建立了随时间、温度和恒定断层滑移位移引起的套管破坏模型,确定和量化了影响套管屈曲的关键参数,结果表明在位移载荷作用下,套管会发生屈服并产生塑形变形,而温度会缩短达到临界值所需的时间。

总体来看,关于地层滑移造成套管损伤的现有研究多是基于人为设定的断层滑移量,而并没有定量计算实际滑移距离,或者难于获得实际测量数据。因此,这类研究常无法合理评估实际断层滑移条件下的套管剪切变形程度。同时,现有的国内外研究一般只考虑断层滑移单个条件下的套管-水泥环-地层受力情况,并未考虑油气井整个生命周期过程中(钻井、下套管、注水泥、水泥浆固化、水力压裂),井筒的累积加载历史。

本文基于顺序耦合的方法建立了考虑全生命周期水力压裂过程中断层滑动引起套管剪切变形的新模型。首先,本研究建立了三维天然裂缝滑动模型,定量预测了天然裂缝的滑动距离。其次,建立了考虑油气井全生命周期的断层滑移模型,模型考虑了油气井在钻井、下套管、固井、生产、水力压裂和地层滑移全过程中应力及变形损伤累积的过程。基于上述两种模型的组合分析,本研究更加准确地预测了油气井全生命周期中地层滑移对套管剪切变形的影响。此外,本研究系统地量化分析了工程、地质因素对水力压裂诱发断层滑移量及套管变形的影响规律,明确了主控因素,提出了相应的对策。

## 1 压裂过程断层滑移及套管变形机理分析

### 1.1 断层滑移机理

体积压裂是将压裂液不断泵入地层中,使天然裂缝不断扩张,脆性岩石产生剪切滑移,形成天然裂缝与人工裂缝相互交错的裂缝网络的过程。其导致界面滑移的机理主要分为两种,第一种是因为地层本身的复杂性和固井质量的缺陷,而体积压裂过程进一步加剧了地层的非均匀性,在地应力的影响下,断层、裂缝以及层界面承受较大的剪切力,从而导致界面发生滑动,造成了套管的剪切破坏。第二种是因为压裂液进入断层中导致界面发生了滑移。页岩储层天然裂缝发育,由于其处于弱胶结状态,当压裂液进入天然裂缝中时,会引起断层面有效应力的降低,容易导致天然裂缝的滑动<sup>[16-17]</sup>。

断层界面的剪切破坏和滑移一般可用经典的Mohr-Coulomb准则来表征,假定岩体在原始地应力(最大主应力 $\sigma_1$ 和最小主应力 $\sigma_3$ )的共同作用下,形成了天然裂缝,且该裂缝与最大主应力 $\sigma_1$ 之间的夹角为 $\beta$ ,如图1所示。根据Mohr-Coulomb准则,可以

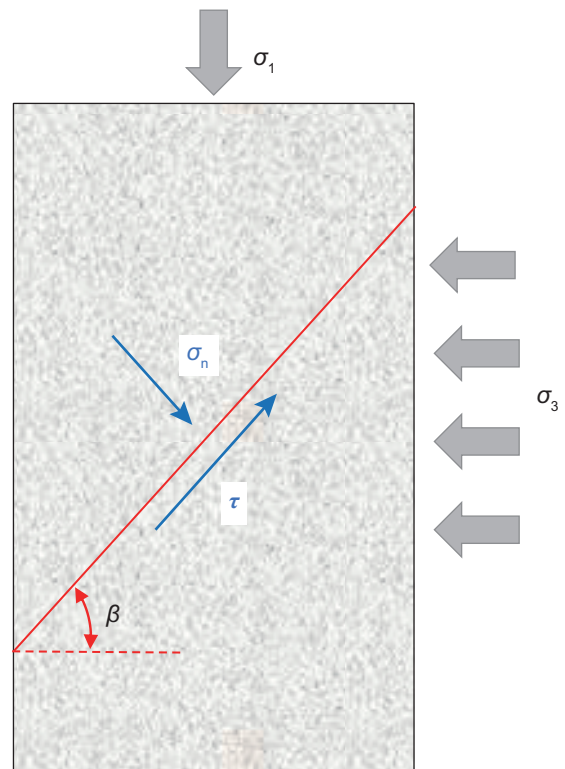


图1 断层示意图

Fig. 1 Schematic diagram of fault



将该应力状态用摩尔圆表示(图2)。此时,作用在该天然裂缝上的正应力( $\sigma_n$ )和剪应力( $\tau$ )处于应力平衡状态,天然裂缝处于稳定状态。

然而,体积压裂过程中,压裂液沿着井筒微环隙等流体通道进入该天然裂缝时,流体渗流改变了裂缝附近岩石的孔隙压力,结合Terzaghi理论,原始的摩尔圆应力状态向左移,作用在裂缝的有效正应力改变为 $\sigma'_n$ :

$$\sigma'_n = \sigma_n - \Delta P_p \quad (1)$$

其中, $\Delta P_p$ 为压裂液引起的地层孔隙压力改变量,MPa; $\sigma_n$ 为垂直于裂缝面方向上的原始应力分量,MPa。

压裂液注入后,当裂缝界面处的剪应力和裂缝处的有效正应力满足以下关系时,裂缝就会发生滑动:

$$\frac{\tau - C}{\sigma_n - \Delta P_p} > \mu \quad (2)$$

式中, $\tau$ 是裂缝界面上的剪应力,MPa; $C$ 为裂缝界面黏聚力,MPa; $\mu$ 表示裂缝之间的摩擦系数。

对于不同类型的岩石,在较高的有效正应力作用下( $\geq 10$  MPa),裂缝面摩擦系数与表面粗糙度、正应力、滑动速度等都无关,摩擦系数在一个较小的范围内浮动<sup>[33]</sup>:

$$0.6 \leq \mu \leq 1 \quad (3)$$

综上所述,在水力压裂的过程中,当压裂液进入断层中,裂缝面上的孔隙压力将会增加,有效正应力降低,摩尔圆会沿着横坐标轴不断向左移动,当移动到满足式(2)的位置,裂缝就会发生滑动,如图2所示。本研究考虑断层面之间的库伦摩擦,建立了断层滑移三维有限元模型,计算了压裂液诱发的断层滑移量,定量分析了不同断层参数对断层滑移量的影响。

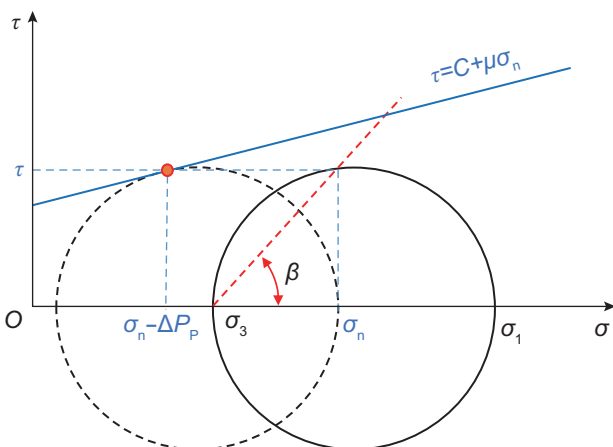


图2 裂缝滑动应力条件示意图

Fig. 2 Schematic diagram of fault slip conditions

体积压裂过程中的压裂液主要通过两种不同的方式进入到断层中:

1)水力裂缝直接与断层相交:在井眼轨迹设计的过程中,尽量避免穿过大型的断层构造,但是由于地质勘探手段精确度限制,以及实际钻井过程中的不确定性,井眼难以避免会穿过小型断层、天然裂缝和层理面。水力压裂过程中,水力裂缝不断延伸,同时,由于水力压裂过程中导致的地层孔隙压力变化量改变了地层有效应力的大小和方向,从而导致人工裂缝发生转向,在这一过程中一旦连通天然裂缝或断层,大量压裂液进入,并激活天然裂缝或断层,导致界面发生滑动<sup>[34]</sup>。

2)压裂液通过界面微环隙进入断层:在多级水力压裂的过程中,随着压裂液的间歇性注入,地层—水泥环—套管系统应力状态不断发生变化。在交变压力和温度耦合的作用下,界面处的等效塑形应变不断累积,当超过某一值时,界面会形成微环隙<sup>[35-37]</sup>。大量的压裂液通过微环隙通道进入到天然裂缝中,如图4所示,导致界面发生滑移。

如上所述,本文只考虑了较为普遍的压裂液窜流进入断层,从而导致界面滑移的情况。同时虽然压裂液进入断层有两种不同方式,但其本质上都是由于压裂液的进入增大了断层附近的孔隙压力,降低了断层的正应力。为简化计算,进一步假设压裂液直接进入天然裂缝中,并且瞬时充满整个断层,忽略压裂液沿井筒界面微环隙流动这一过程。

## 1.2 套管变形机理

水力压裂过程中,当压裂液进入断层中,裂缝面

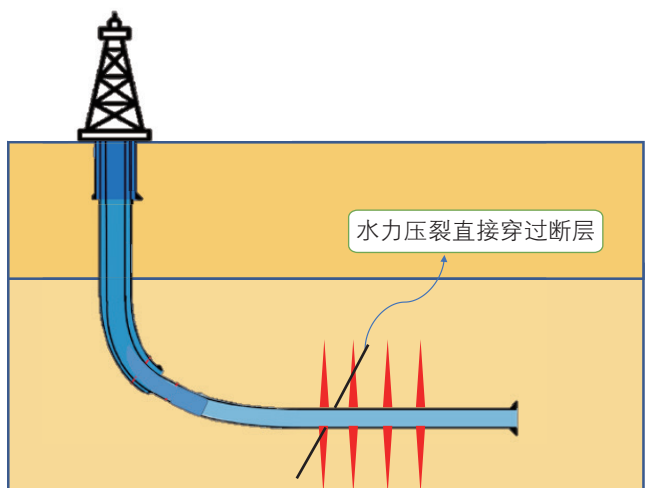


图3 水力裂缝直接穿过天然断层示意图(修改自<sup>[13]</sup>)

Fig. 3 Schematic diagram of hydraulic fractures directly passing through natural faults<sup>[13]</sup>

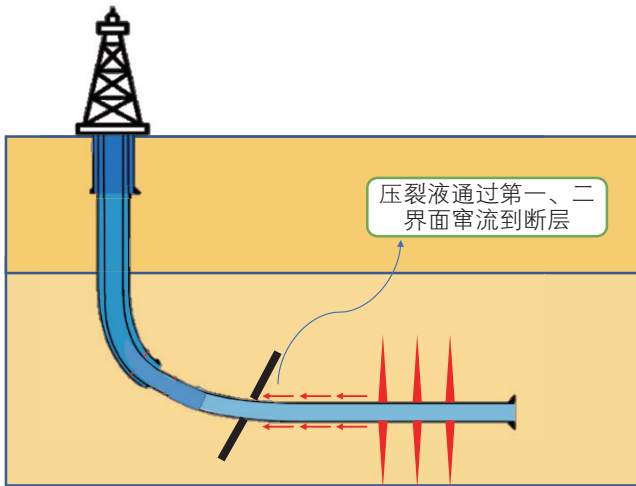


图4 压裂液沿着水泥环界面窜流至断层示意图(修改自<sup>[13]</sup>)  
Fig. 4 Schematic diagram of fracturing fluid cross flow along the cement sheath interfaces<sup>[13]</sup>

上的孔隙压力将会增加,有效正应力降低,摩尔圆会沿着横坐标轴不断向左移动,直到发生断层激活。断层激活会进一步改变井筒的受力状态。一旦井筒受力超过自身强度就会产生井筒完整性问题,如套损。为便于计算,传统解析解常将该问题简化为平面应变问题<sup>[38-40]</sup>,仅考虑了水泥浆凝固后形成的套管—水泥环—地层组合模型,如图5所示,并未考虑水泥浆凝固前的井筒应力状态。然而,实际工程中,井筒的受力状态从建井到生产各个阶段中是不断变化的,塑性应变和损伤会不断积累;上一阶段结束时的应力应变

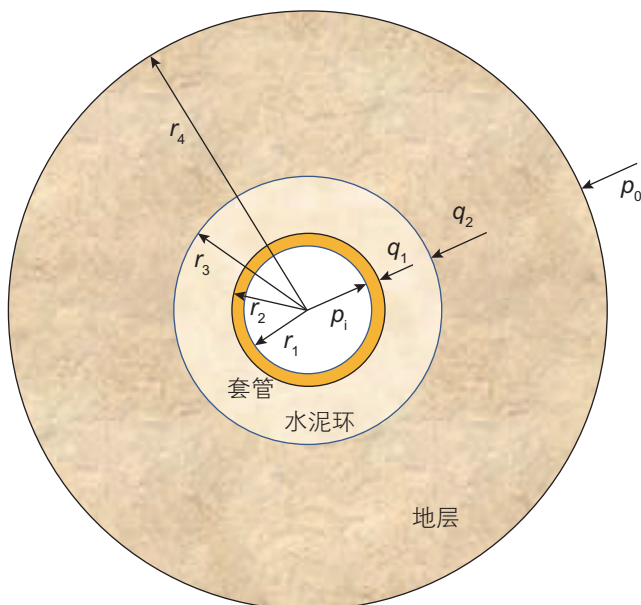


图5 套管—水泥环—地层组合体示意图  
Fig. 5 Schematic diagram of casing-cement sheath-formation

状态是下一阶段的“初始状态”。据此,本文利用有限元数值方法,建立了水泥浆凝固后的套管—水泥环—地层三维组合力学模型。模型中的水泥环和地层均假设为各向同性材料,各层之间紧密连接。模型分析了在油气井整个生命周期的应力和位移分布情况,尤其考虑了水力压裂激活导致断层滑移引起的井筒额外受力情况,作用在井筒上的复杂载荷一旦超过其本身强度,就会发生变形或破坏。

综上所述,本节分别介绍了断层滑移机理和井筒完整性力学理论。首先,当压裂液进入到断层中,改变了裂缝附近岩石的孔隙压力,降低了断层两侧的正应力,在地应力的作用下,导致断层发生滑移。其次,在套管—水泥环—地层组合体中,断层沿着界面不断滑动,挤压套管,造成井筒附近应力集中,当超过套管的屈服强度时,套管就发生了剪切破坏。

## 2 断层滑移模型

本研究基于顺序耦合的方法建立了水力压裂过程中断层滑动引起套管剪切变形的新模型,流程图如图6所示。首先,建立了三维天然裂缝滑动模型,定量预测了不同条件下天然裂缝的滑动距离。其次,建立了考虑油气井全生命周期的断层滑移模型,将预测的裂缝滑移量作为边界条件输入模型中,预测了油气井在钻井、下套管、固井、生产、水力压裂和地层滑移全过程中应力及变形损伤累积的过程。本模型采用的本构理论和建模方法具体描述如下。

### 2.1 材料本构模型

井壁岩石通常在压应力作用下,先进入塑性应变软化,后发生破裂。因此,本研究中的地层岩体假设为弹塑性软化本构关系,弹性阶段假设为线弹性,主要取决于弹性模量和泊松比,塑性阶段的应变增量由Mohr-Coulomb屈服准则来表征,相关联的流动法则用于描述塑性应变增量的方向。Mohr-Coulomb屈服面函数在 $q-p$ 空间上可以表示为<sup>[41]</sup>:

$$F = R_{mc}q - p \tan \varnothing - C = 0 \quad (4)$$

其中 $R_{mc}$ 按照下式计算,其控制了屈服面在 $\pi$ 平面的形状:

$$R_{mc} = \frac{1}{\sqrt{3} \cos \varnothing} \sin \left( \Theta + \frac{\pi}{3} \right) + \frac{1}{3} \cos \left( \Theta + \frac{\pi}{3} \right) \tan \varnothing \quad (5)$$

其中 $\varnothing$ 是 $q-p$ 应力面上Mohr-Coulomb屈服面的倾斜角,即为材料的内摩擦角, $^{\circ}$ ;  $C$ 是材料的黏聚力,

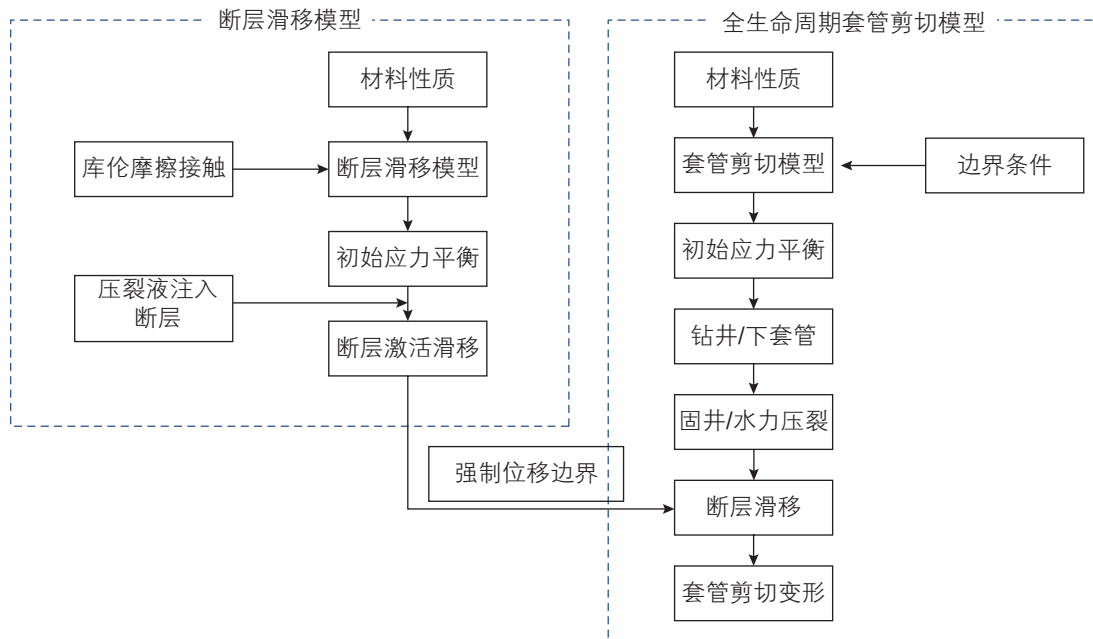


图6 套管剪切变形流程图

Fig. 6 Flow chart of casing shear deformation

MPa;  $p$ 和 $q$ 分别是等效压力应力和等效Mises应力, MPa。定义为:

$$p = -\frac{1}{3}\text{trace}(\sigma) \quad (6)$$

$$q = \sqrt{\frac{3}{2}(\mathbf{S}:\mathbf{S})} \quad (7)$$

$\sigma$ 是总应力张量;  $\mathbf{S} = \sigma + p\mathbf{I}$ 是偏应力;  $\mathbf{I}$ 是单位矩阵;  $\Theta$ 在等式(5)中是极偏角,  $^\circ$ 。定义为:

$$\cos(3\Theta) = \left(\frac{g}{q}\right)^3 \quad (8)$$

$g$ 是偏应力的第3个不变式, 定义为:

$$g = \left(\frac{9}{2}\mathbf{S}:\mathbf{S}:\mathbf{S}\right)^{\frac{1}{3}} \quad (9)$$

基于假设的关联流动法则, 结合Mohr-Coulomb屈服准则, 岩石的塑性应变软化行为, 可通过黏聚力的退化来反应<sup>[42]</sup>:

$$\bar{C} = C_0 \exp\left[-\left(\frac{\bar{e}^p}{e_c^c}\right)^2\right] \quad (10)$$

其中 $\bar{C}$ 是退化的黏聚力, MPa;  $C_0$ 是最初的黏聚力, MPa;  $\bar{e}^p$ 是软化过程中的塑性应变;  $e_c^c$ 是零黏聚力时的塑性应变。

## 2.2 断层滑移距离模型

本文针对国内西北地区某致密油区块, 其致密油

储层垂深约为2600~2700 m, 储层厚度约为20 m, 其中分布有大量天然走滑断层<sup>[18]</sup>。为了考虑实际地应力对断层的影响, 建立了三维天然裂缝/断层滑移模型。基于圣维南原理, 为了消除边界对断层的影响, 模型的整体尺寸设置为400 m × 400 m × 400 m。断层平面与最小水平地应力方向之间的夹角为 $\beta$ , 假设断层重新激活区域的形状为矩形, 边长为 $d$ , 在两个断裂面之间设定库仑摩擦, 摩擦系数设置为0.6, 如图7所示。假设水力压裂过程中压裂液完全充满断层, 将

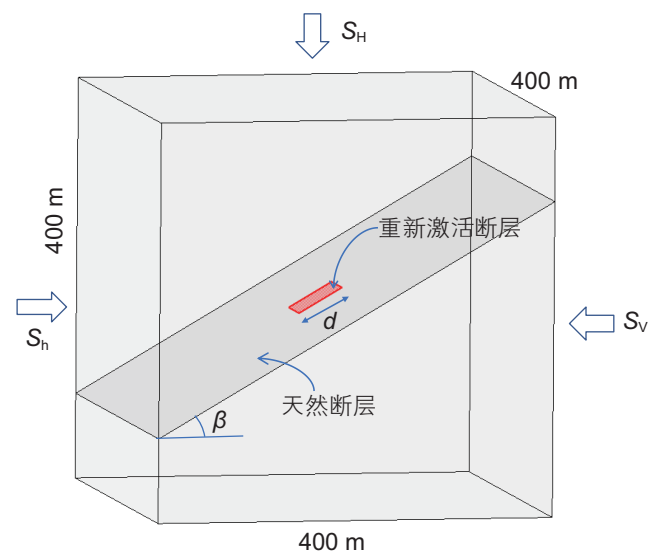


图7 走滑断层滑移模型

Fig. 7 Model of fault slip

恒定的流体压力施加在重新激活区域的表面上。将模型的外边界约束法相方向的自由度，最大水平地应力、最小水平地应力和上覆岩层压力分别为 82 MPa, 55 MPa 和 57 MPa, 通过预定义场的方法施加地应力。

### 2.3 全生命周期套管剪切模型

为了得到组合体的整体受力情况和地层滑动期间的套管剪切变形程度，建立了考虑油气井全生命周期的套管—水泥环—地层三维模型。图 8 显示了模型的几何形状，整个模型尺寸为 3 m × 3 m × 10 m，水泥环外径为 215.9 mm，套管外径为 139.7 mm，套管内径为 114.3 mm。地层模型分为固定体和滑动体，在两个

断裂面之间设置摩擦接触，同时将套管外表面和水泥环内表面之间以及水泥环外表面和井筒内壁设置摩擦接触。为了最大限度保障模型的准确性，采用结构化网格对模型进行离散，采用变密度网格划分方式以减少网格数量，最终网格如图 9 所示。

油气井从钻井到生产的各个阶段中应力状态是不断变化的，上一阶段结束时的应力应变状态是下一阶段的“初始状态”；如果只针对某一阶段研究，这一“初始状态”是难以确定的，因此需要建立全生命周期的地层滑动引起套管剪切的整体模型，建模步骤如下：

第 1 步，初始应力平衡：将初始地应力通过“预定义场”的方式施加到整个模型中，获得在尚未钻探

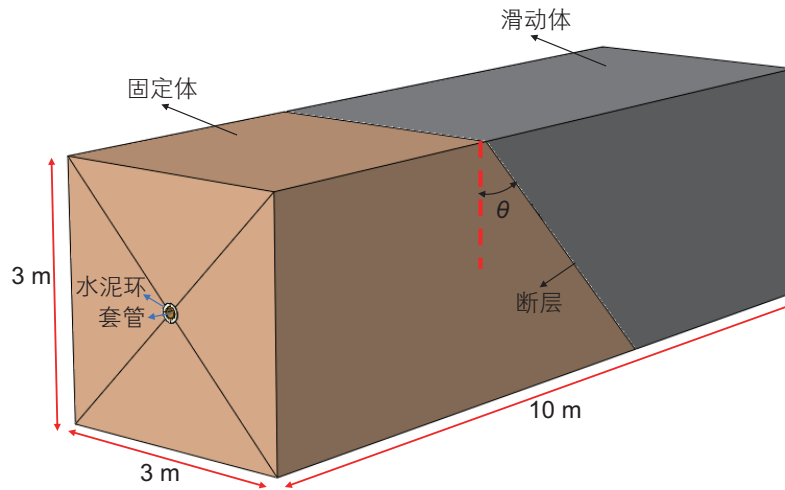


图 8 全生命周期套管剪切模型

Fig. 8 Model of full life cycle casing shear

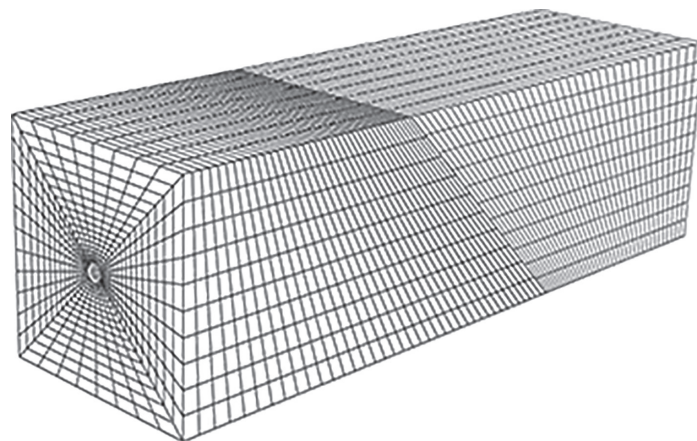


图 9 套管剪切模型网格划分图

Fig. 9 Meshing diagram of casing shear model



井眼之前的地层初始应力分布状态。

第2步, 钻井: 采用生死单元技术移除井眼内部“岩石”, 实现钻井过程, 同时将钻井液压力施加在井眼内壁上, 从而得到钻井后的井眼周围的应力集中和变形情况。

第3步, 下套管: 模拟下套管的过程, 采用生死单元重新激活套管部件, 并在套管的内表面和外表面上施加钻井液压力。

第4步, 固井: 将水泥浆泵入套管和地层之间的环空中, 水泥浆逐渐硬化收缩。为了简化分析, 假设水泥浆瞬间硬化形成固态水泥环, 采用生死单元技术激活水泥环部件, 与此同时, 套管与水泥之间以及水泥与地层之间形成接触。

第5步, 水力压裂: 大排量压裂液泵入到地层中, 此时套管内部压力为压裂液压力。

第6步, 断层滑移: 随着压裂液的不注入, 激活了地层中的断层, 引起了地层滑移。对固定体的外边界约束法向自由度, 并且沿滑动方向在滑动体的外边界上施加位移载荷。

使用这种分阶段建模的方法, 可以在井的每个阶段结束时观察系统的应力、变形和破坏, 并获得正确的初始应力状态, 可以更加精确的得到套管在全生命

周期水力压裂过程中发生的剪切变形情况。

### 3 模型验证

文中所提出的断层滑移引起套管剪切变形的模型属于多步骤有限元模型, 考虑到套管、水泥环和地层组合体属于大尺寸复杂模型, 难以通过实验的方式验证模型的准确性, 因此只能通过简化的理论解的方式来验证模型。同时考虑到实际施工过程比较复杂以及解析解的局限性, 本文针对模型中受力状态相对简单的钻井工况进行了验证。为了验证模型网格划分及边界条件设置的准确性, 分别利用数值模型和解析解, 计算并对比在钻井工况下井眼周围的应力和位移分布。为了便于计算, 解析解和数值模型均基于线弹性和理想塑性本构, 塑性屈服面由Mohr-Coulomb准则定义。考虑理想塑性的解析解中, 径向屈服区域的半径(即小于 $R_0$ 的径向范围内, 是塑性行为; 大于 $R_0$ 的径向范围内, 是弹性行为)<sup>[43]</sup>为:

$$R_0 = r_w \left( \frac{2}{K_p + 1} \frac{P_0 + \frac{q}{K_p - 1}}{P_i + \frac{q}{K_p - 1}} \right)^{1/(K_p - 1)} \quad (11)$$

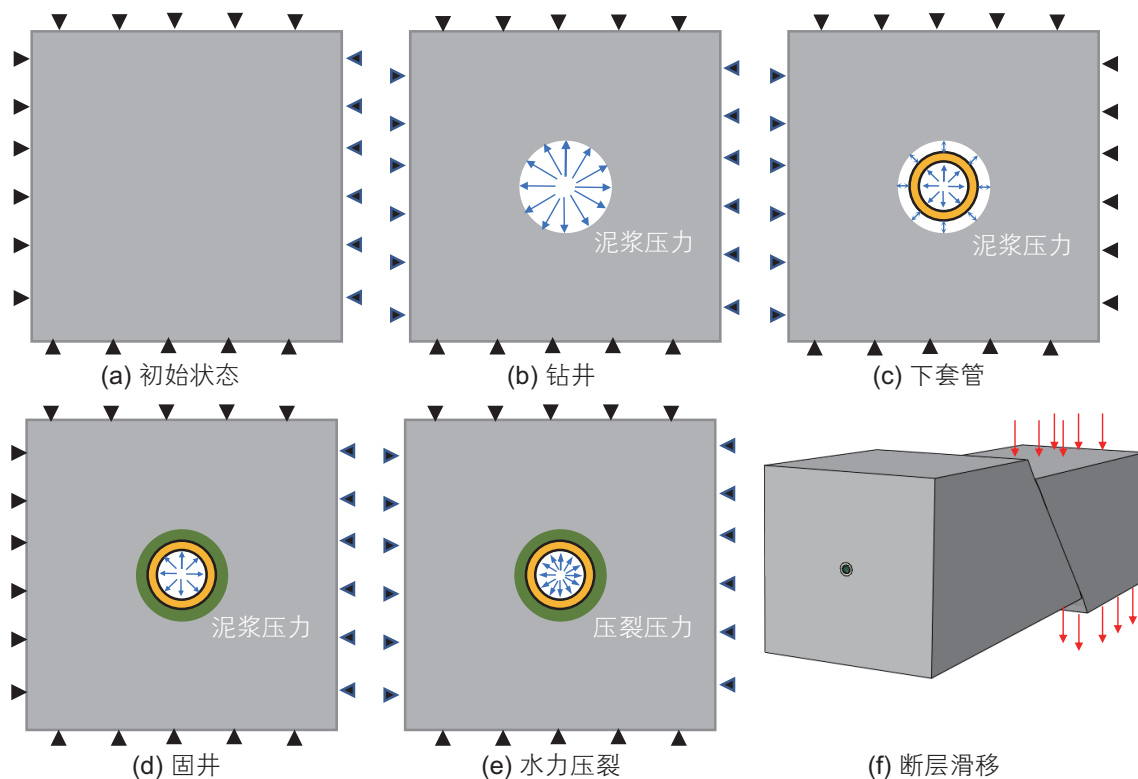


图10 全生命周期模型建模过程图

Fig. 10 Modeling process diagram of full life cycle model



其中,

$$K_p = \frac{1 + \sin \varnothing}{1 - \sin \varnothing} \quad (12)$$

$$q = 2 \cdot C \cdot \tan \left( 45 + \frac{\varnothing}{2} \right) \quad (13)$$

式中  $r_w$  是井眼半径, m;  $P_0$  是均匀的远场地应力, MPa;  $P_i$  是井眼钻井液压力, MPa;  $\varnothing$  是岩石内摩擦角, °;  $C$  是岩石黏聚力, MPa。

塑性区中的应力和径向位移 ( $r \leq R_0$ ) 可以表示为:

$$\sigma_r = -\frac{q}{K_p - 1} + \left( P_i + \frac{q}{K_p - 1} \right) \left( \frac{r}{r_w} \right)^{K_p - 1} \quad (14)$$

$$\sigma_\theta = -\frac{q}{K_p - 1} + K_p \left( P_i + \frac{q}{K_p - 1} \right) \left( \frac{r}{r_w} \right)^{K_p - 1} \quad (15)$$

$$u_r = \frac{r}{2G} \left[ (2\nu - 1) \left( P_0 + \frac{q}{K_p - 1} \right) + \frac{(1 - \nu)(K_p^2 - 1)}{K_p + K_{ps}} \left( P_i + \frac{q}{K_p - 1} \right) \left( \frac{R_0}{r_w} \right)^{K_p - 1} + \frac{(1 - \nu)(K_p K_{ps} + 1) - \nu}{K_p + K_{ps}} \left( P_i + \frac{q}{K_p - 1} \right) \left( \frac{R_0}{r_w} \right)^{K_p - 1} \right] \quad (16)$$

其中:

$$K_{ps} = \frac{1 + \sin \varphi}{1 - \sin \varphi} \quad (17)$$

式中  $G$  是剪切模量, MPa;  $\nu$  是泊松比;  $\varphi$  是膨胀角, °。

弹性区中的应力和径向位移 ( $r \geq R_0$ ) 可以表示为:

$$\sigma_r = P_0 - \left( P_0 - \frac{2P_0 - q}{K_p + 1} \right) \left( \frac{R_0}{r} \right)^2 \quad (18)$$

$$\sigma_\theta = P_0 + \left( P_0 - \frac{2P_0 - q}{K_p + 1} \right) \left( \frac{R_0}{r} \right)^2 \quad (19)$$

$$u_r = \frac{R_0^2}{2G} \left( P_0 - \frac{2P_0 - q}{K_p + 1} \right) \frac{1}{r} \quad (20)$$

采用表 1 中的参数<sup>[44]</sup>, 分别用解析模型和数值模型进行计算。图 11 和图 12 分别显示了根据解析解和数值模型计算得到的井眼周围的应力和位移的比较, 结果证明了两者具有很好的一致性, 验证了所提出的数值模型的准确性。

表 1 模型验证参数表<sup>[44]</sup>

Table 1 Input data for validation of the model<sup>[44]</sup>

参数	数值	单位
杨氏模量 $E$	6.778	GPa
剪切模量 $G$	2.8	GPa
泊松比	0.21	
黏聚力	3.45	MPa
摩擦角	30	°
膨胀角	30	°
地应力	30	MPa
井筒压力	0	MPa

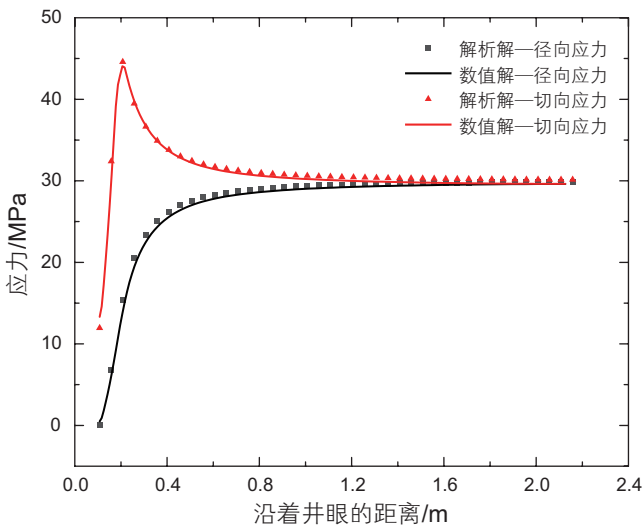


图 11 解析解与数值解沿井眼距离的应力比较

Fig. 11 Comparison of radial and tangential stresses along wellbore distance from analytical solution and numerical model

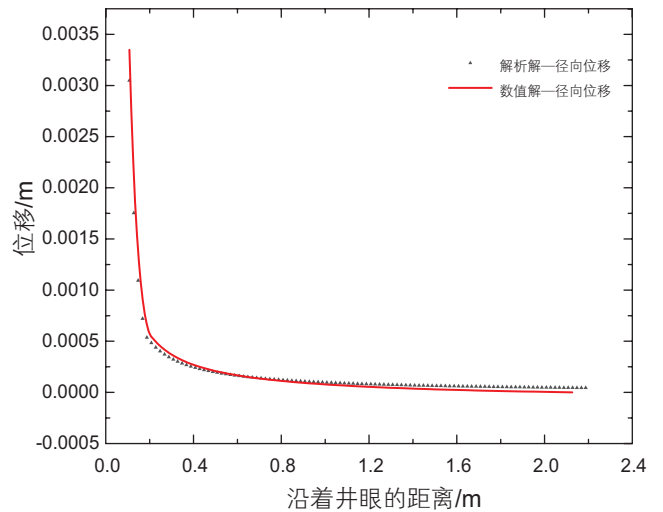


图 12 解析解与数值解沿井眼距离的径向位移比较

Fig. 12 Comparison of radial and tangential displacement along wellbore distance from analytical solution and numerical model

## 4 结果及参数分析

### 4.1 考虑井筒加载历史的套管剪切变形计算结果

本节选取水泥环弹性模量为 10 GPa, 泊松比为 0.17, 套管弹性模量为 210 GPa, 泊松比为 0.3, 具体材料参数如表 2 所示。最大水平地应力、最小水平地应力和上覆岩层压力分别为 82 MPa, 55 MPa 和 57 MPa。天然裂缝的长度、倾角和摩擦系数分别为 50 m、45° 和 0.6, 水力压裂过程中压裂液的压力为 70 MPa。假设井眼的轴线穿过天然裂缝中心, 断层滑移结果如图 13 所示。

图 13 显示了断层滑移之后的位移云图, 其中, 中间部分是被压裂液重新激活的断层面。在地应力的作用下, 上下两个断层面分别发生正位移和负位移。为了进一步观察断层面的滑移情况, 沿着断层的方向绘制了距离断层中点距离和断层滑动位移的曲线图, 从

图 14 可以看出, 离着断层中心的距离越近, 断层滑动的位移越大, 最大达到 29.2 mm。将断层滑移距离作为全生命周期断层滑移模型中滑动体的位移边界条件, 输入到模型中, 得到各个阶段套管的变形及应力情况, 如图 15 和图 16 所示。

图 15 和图 16 分别表示在全生命周期过程中套管位移和应力分布云图, 图 17 和图 18 分别定量地表示了全生命周期中套管位移和 Von-Mises 应力分布沿套管轴向距离变化情况。从图中可以看出: 在固井阶段, 套管仅承受内部液体的压力, 整个系统达到平衡, 在这一阶段套管 Von-Mises 应力最大值为 104 MPa, 套管变形量很小, 可以忽略不计。水力压裂的过程中, 套管承受较大的压裂液压力, 此时断层还没有发生激活, 但是由于断层的存在, 在断层面附近产生较大应力集中, 套管最大 Von-Mises 应力为 208 MPa, 同时套管的位移量达到 2.644 mm。当压裂液窜流到断层中, 造成断层激活发生滑移, 此时套管在断层移动的作用下发生剪切, 套管移动距离达到 26.41 mm, 套管

表 2 模型的材料属性

Table 2 Material properties of the model

材料	弹性模量/GPa	泊松比	摩擦角/°	黏聚力/MPa	屈服强度/MPa	密度/(kg/m <sup>3</sup> )
套管	210	0.30	—	—	758	7800
水泥环	10	0.17	—	—	—	3100
地层	22	0.23	30	5	—	2600

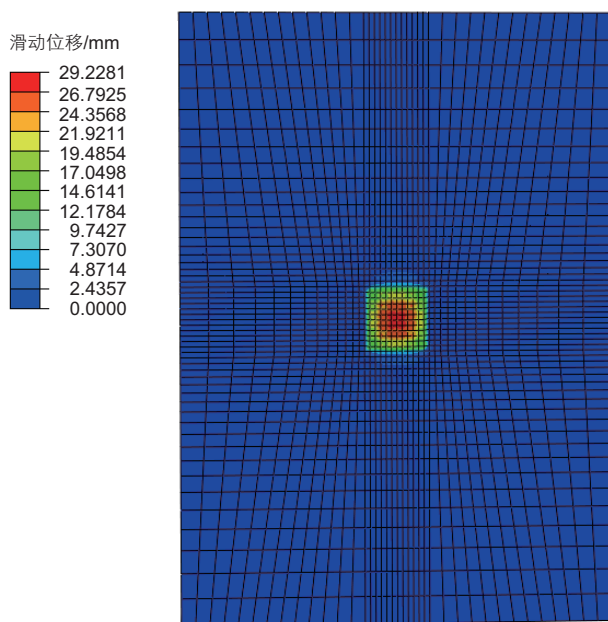


图 13 断层平面滑动位移云图

Fig. 13 Displacement after fault sliding

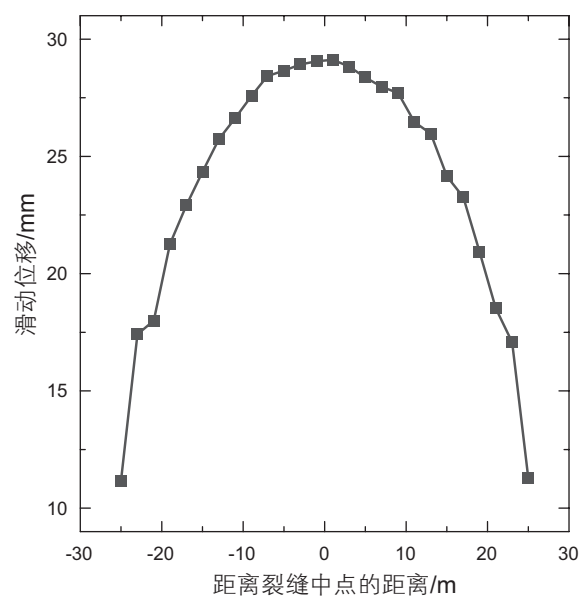


图 14 滑动位移随裂缝中点距离变化图

Fig. 14 Variation of sliding displacement with distance from midpoint of fault

最大 Von-Mises 应力为 758 MPa，套管中间部分发生了屈服破坏。在全生命周期套管剪切变形模型中，套管的变形和应力逐渐增大，最终在断层滑移工况中发

生了屈服破坏，因此，应重点研究这一工况下套管变形情况。图 19 表示套管内径沿着套管轴向距离增加的变化情况，图中黑色的曲线表示不同位置下套管内径

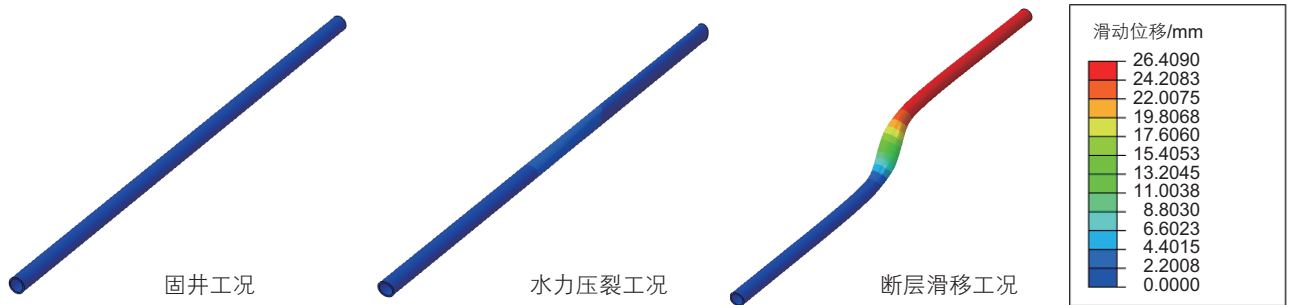


图 15 全生命周期过程中套管位移图  
Fig. 15 Casing displacement during the full life cycle

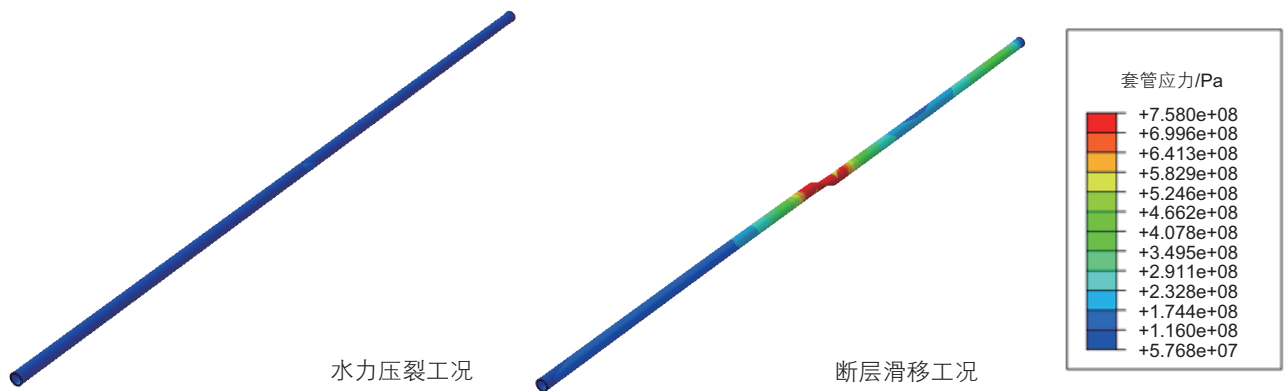


图 16 全生命周期过程中套管应力图  
Fig. 16 Casing stress during the whole life cycle

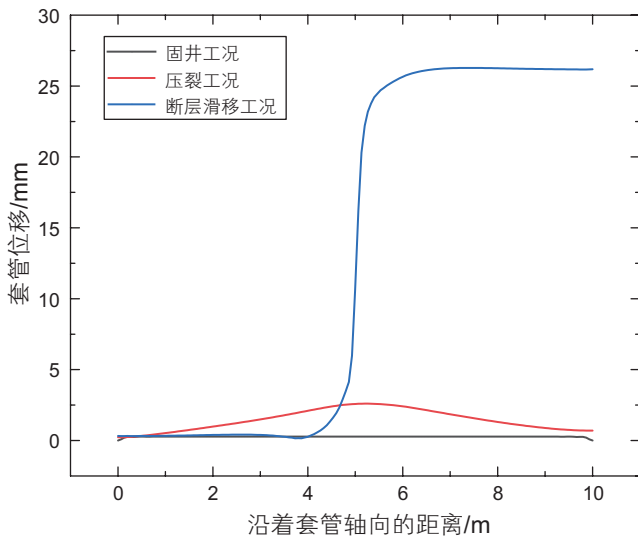


图 17 全生命周期套管位移沿轴向距离变化曲线图  
Fig. 17 Variation of casing displacement along axial distance during the whole life cycle

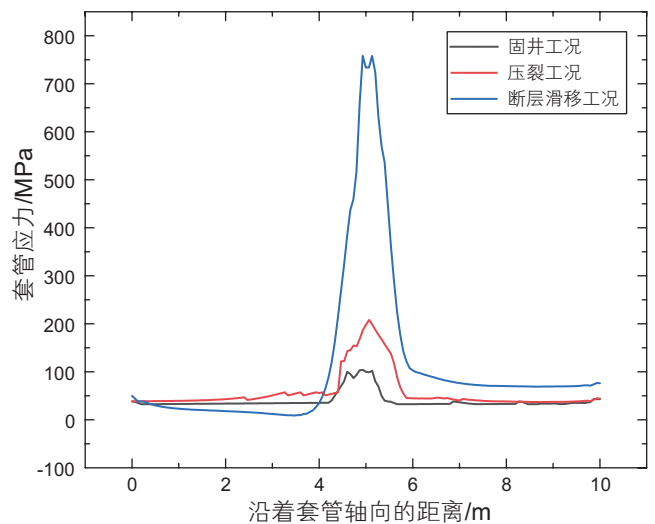


图 18 全生命周期套管应力沿轴向距离变化曲线图  
Fig. 18 Variation of casing stress along axial distance during the whole life cycle

的大小,红色的虚线表示套管未发生变形时的内径。套管在断层面的位置管道内径发生突变,最小内径为106.80 mm,缩径量达到7.4 mm。随着断层长度、压裂液压力、地层倾角等一系列参数的变化,套管缩径量也会发生一定程度的变化,最终可能导致桥塞无法穿过变形部分,从而给工程操作带来一定困难。

## 4.2 套管剪切变形影响因素分析

### 4.2.1 裂缝长度

裂缝长度对水力压裂过程中裂缝的滑移距离影响很大,因此设置了断层长度为20 m、30 m、40 m、

50 m、60 m、70 m和80 m共7种不同的工况,如图20所示。可以看出,随着断层长度的增加,断层滑移量也基本呈线性增加,这是因为断层长度的增加减小了裂缝中心处的滑移边界约束。当断层长度为80 m时,断层的滑移量达到38 mm。图21显示了不同断层长度下套管内径沿着轴向方向的变化情况,从图中可以看出,套管内径在沿着轴线5 m的位置(断层面所在位置)发生突变。与此同时,随着断层长度的不断增加,套管的缩径量不断增大,当断层长度为80 m时,套管缩径量最大达到了11.95 mm。这表明,断层长度对套管剪切变形具有明显影响。为了减小断层滑

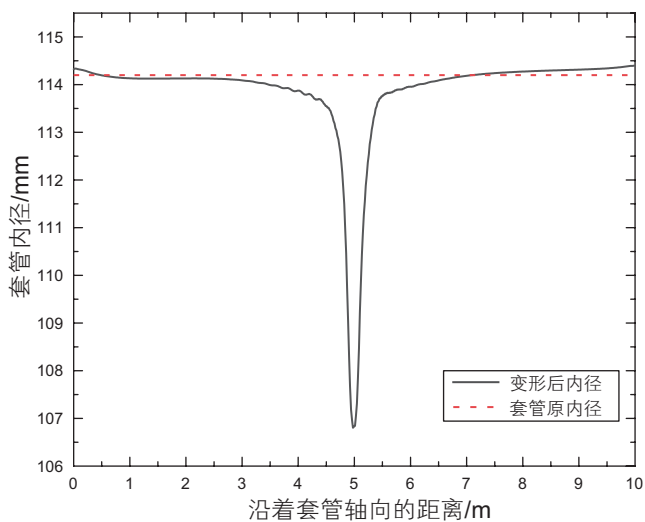


图19 套管内径沿轴向距离变化曲线图

Fig. 19 Variation of casing inner diameter along axial distance

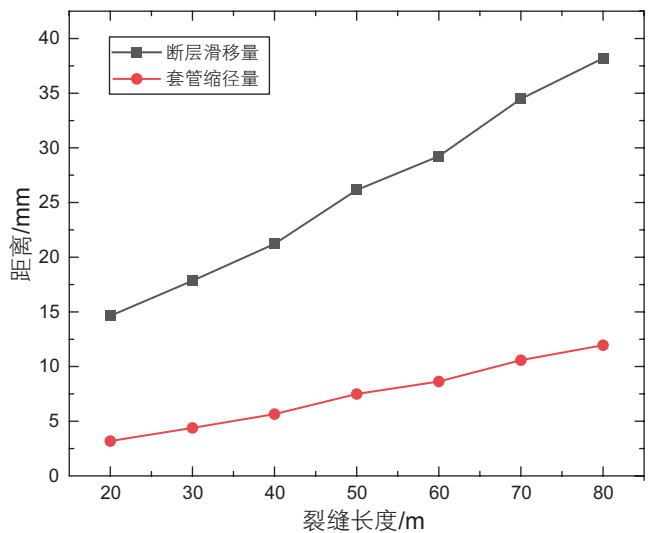


图20 不同断层长度下断层滑移量及管径缩径量曲线图

Fig. 20 The amount of fault slip and pipe diameter reduction under different fault lengths

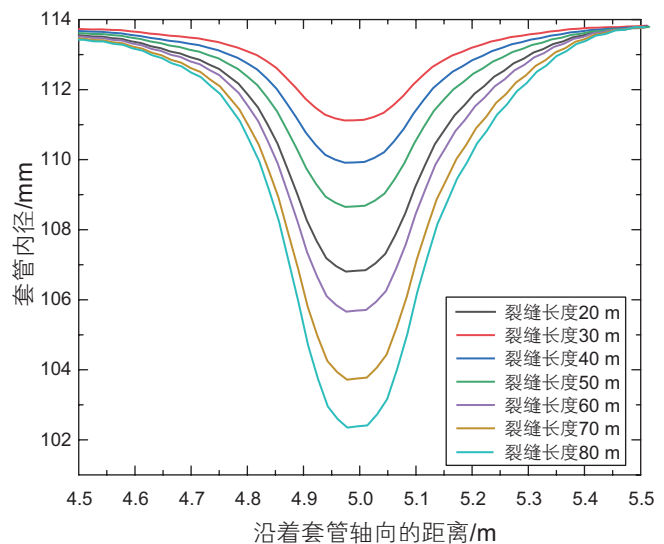
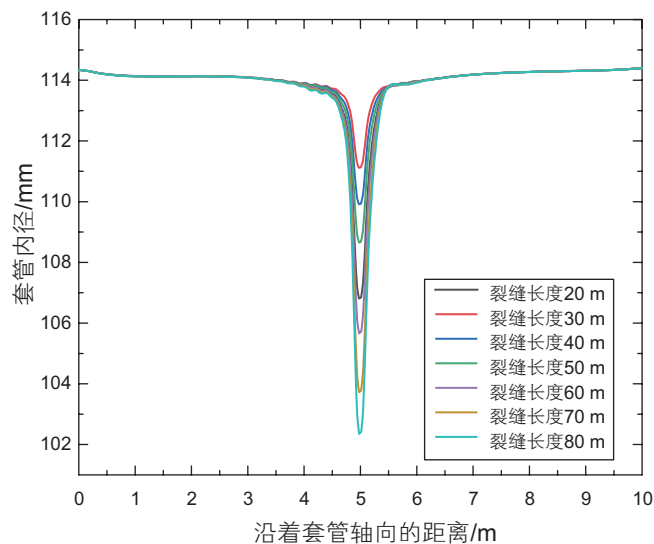


图21 不同断层长度下套管内径沿着套管轴向距离变化图

Fig. 21 Variation of casing inner diameter along the axial distance of casing under different fault lengths



动距离, 应该确保设计好的油井水平段远离既有裂缝发育区域, 尽量避免与大型断层相交。

#### 4.2.2 压裂液压力

在页岩水力压裂的过程中, 当压裂液进入到断层中, 液体压力会影响断层之间的接触正应力, 当达到一定程度时, 在地应力的作用下断层会发生一定程度的滑移。因此设置了压裂液压力为 30 MPa、40 MPa、50 MPa、60 MPa、70 MPa 和 80 MPa 共 7 种不同的工况, 如图 22 所示。可以看出, 随着压裂液压力的不断增加, 断层滑移量也表现为增加的趋势。当流体压力为 80 MPa 时, 断层的滑移量达到 32.78 mm。图 23 显示了不同流体压力下套管内径沿着轴向方向的变化情

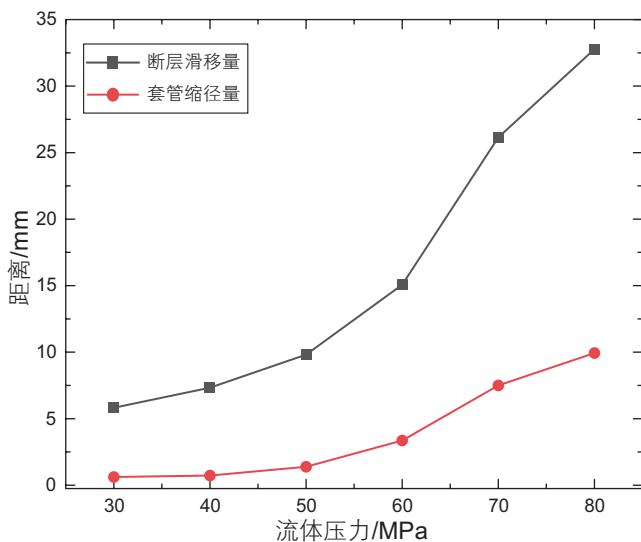


图 22 不同流体压力下断层滑移量及管径缩径量曲线图  
Fig. 22 Variation of fault slip and pipe diameter reduction under different fluid pressures

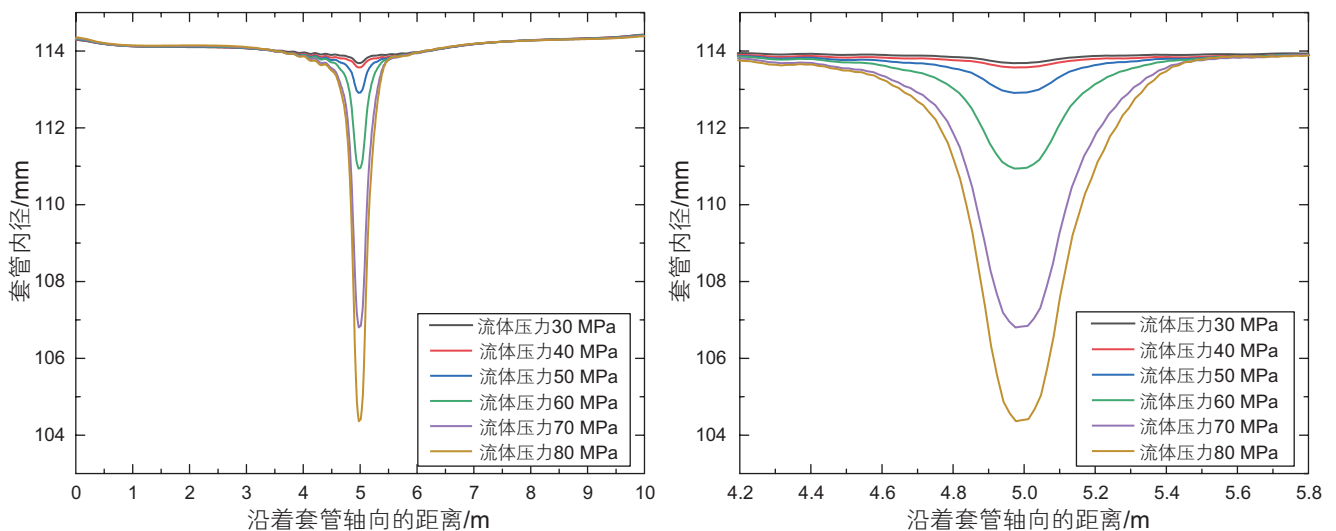


图 23 不同流体压力下套管内径沿着套管轴向距离变化图  
Fig. 23 Variation of casing inner diameter along the axial distance of casing under different fluid pressure

况, 从图中可以看出, 套管内径在沿着轴线 5 m 的位置(断层面所在位置)发生突变。与此同时, 随着流体压力的不断增加, 套管的缩径量不断增大, 当流体压力为 80 MPa 时, 套管缩径量最大达到了 9.94 mm。因此在水力压裂作业过程中, 应该合理设计压裂液的注入速度, 使得压裂液压力保持在合理的范围之内。

#### 4.2.3 断层倾角

断层倾角也会影响断层的滑移量, 主要是因为在不均匀地应力条件下, 地层倾角会影响断层面间的剪切力, 导致断层激活之后滑移量不同。图 24 显示了断层滑移量的变化情况, 从图中可以看出, 断层滑移量随着地层倾角的增加先呈现上升趋势然后逐渐下降。在地层倾角为  $40^{\circ}$ ~ $45^{\circ}$  左右时, 断层滑移量最大为 26.36 mm。图 25 显示了不同断层倾角下套管内径沿着套管轴向距离变化的情况, 套管内径在断层面附近发生突变。从图中可以看出, 随着断层倾角不断增加, 套管内径缩径量不断减小。当断层倾角为  $30^{\circ}$  时, 套管缩径量达到 9.53 mm, 当断层倾角为  $50^{\circ}$  时, 套管缩径量减小到 6.11 mm, 相比之下套管缩径量减少了 3.42 mm。

#### 4.2.4 套管壁厚

增加套管的壁厚可以加强套管的抗剪切能力, 因此设置了套管壁厚为 8 mm、10 mm、12.7 mm、14 mm 和 16 mm 共 5 组不同的套管尺寸。图 26 显示了不同套管壁厚下套管内径沿着套管轴向距离变化的曲线图, 从图中可以发现, 套管在断层面附近管道内径发生了突变。从图 27 可知, 随着套管壁厚的不断增加, 套管缩径量一开始逐渐减小, 之后保持不变。套

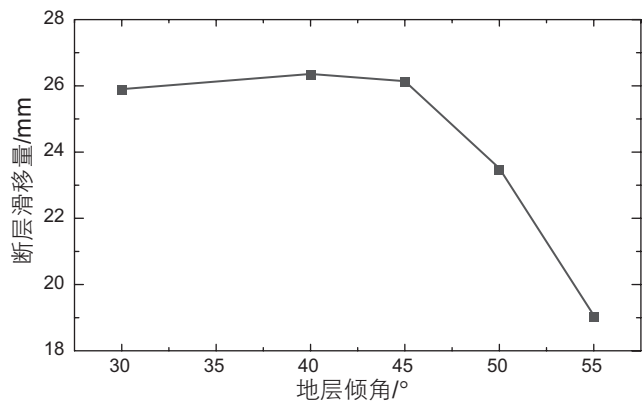


图 24 不同地层倾角下断层滑移量曲线图

Fig. 24 Variation of fault slip under different fault dip

管壁厚从 8 mm 增加到 16 mm, 套管缩径量仅仅减小了 0.81 mm, 由此可见, 增加套管的壁厚对于断层滑动引起套管剪切变形的改善效果并不明显。

#### 4.2.5 水泥环弹性模量

水泥环对防止套管腐蚀, 封隔油气水层, 延长油气井寿命有至关重要的作用。在地层—水泥环—套管组合体系统中, 水泥环对套管起支撑保护的作用, 可以改善套管的受力情况。因此绘制了水泥环弹性模量分别为 5 GPa、10 GPa、15 GPa、20 GPa、25 GPa 和 30 GPa 共 6 种不同的情况下, 套管内径沿着套管轴向距离变化的曲线图(图 28)。从图中可以发现, 套管内径在断层面附近发生了突变。从图 29 可知, 随着水泥

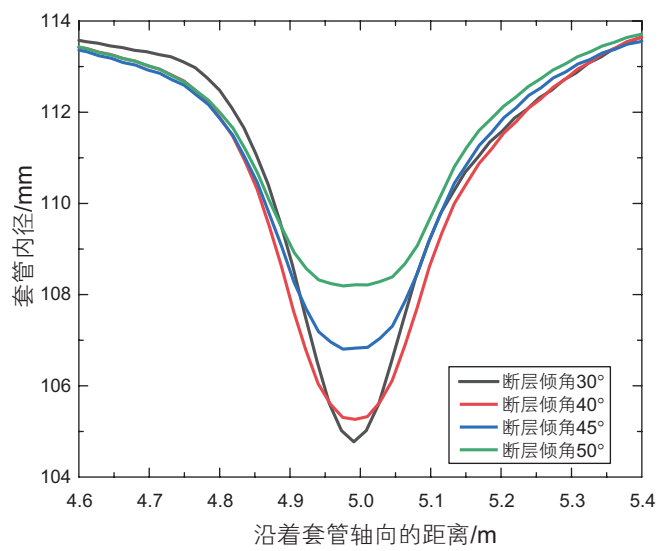
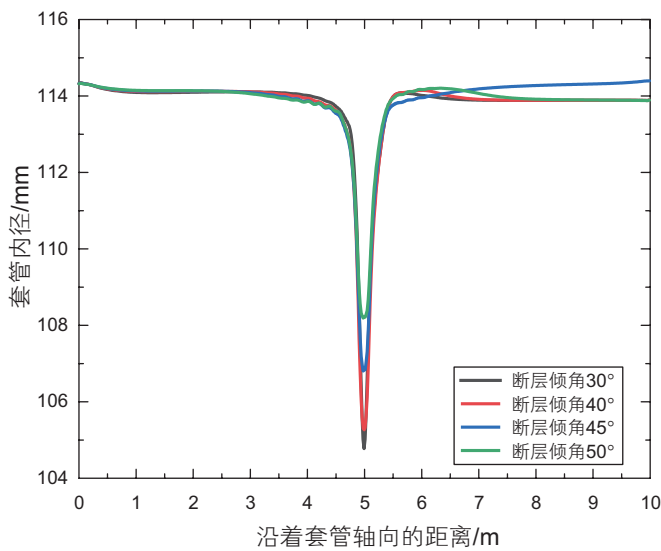


图 25 不同断层倾角下套管内径沿着套管轴向距离变化图

Fig. 25 Variation of casing inner diameter along the axial distance of casing under different fault dip

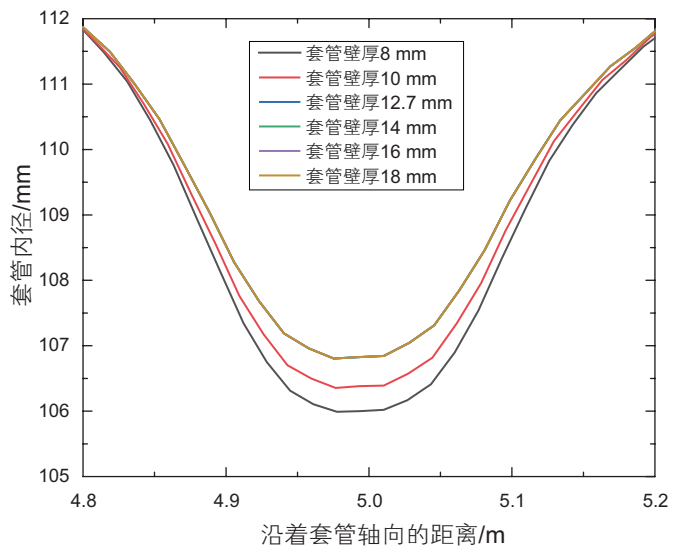
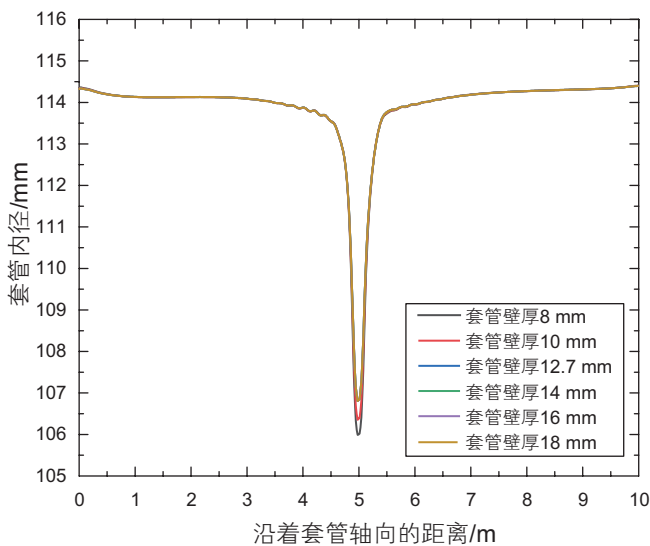


图 26 不同套管壁厚下套管内径沿着套管轴向距离变化图

Fig. 26 Variation of the inner diameter of the casing with different casing wall thickness along the axial distance of the casing

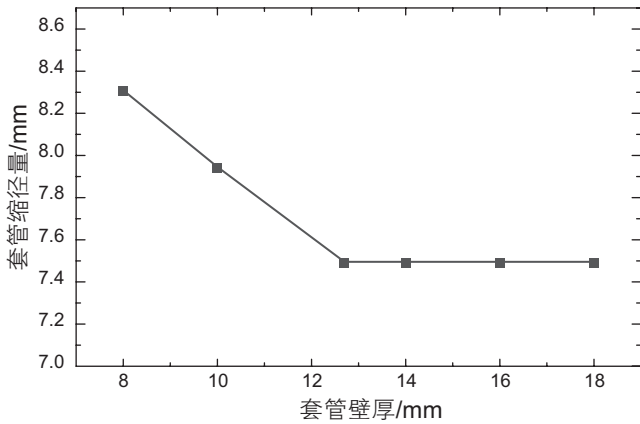


图 27 不同套管壁厚下套管缩径量曲线图

Fig. 27 Variation of casing diameter reduction under different casing wall thickness

环弹性模量的不断增加套管缩径量基本呈下降趋势，但是总体来看套管缩径量改变值仅为 0.67 mm，因此增加水泥环弹性模量并不会显著改善套管剪切变形情况。

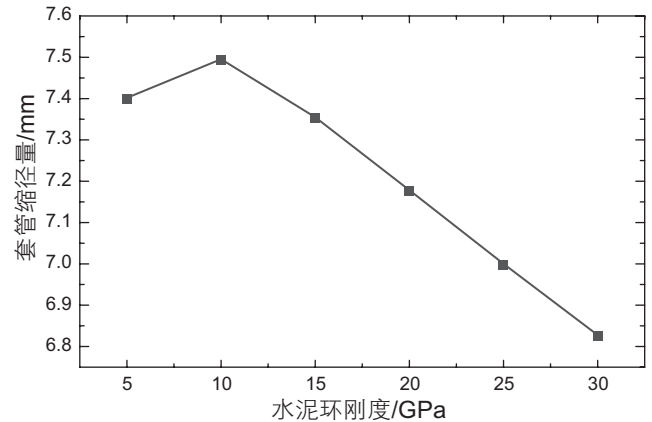


图 29 不同水泥环弹性模量下套管缩径量曲线图

Fig. 29 Variation of casing diameter reduction under different elastic modulus of cement sheath

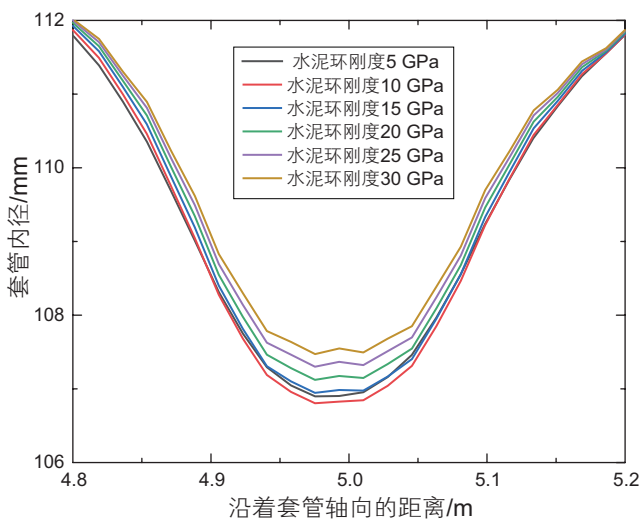
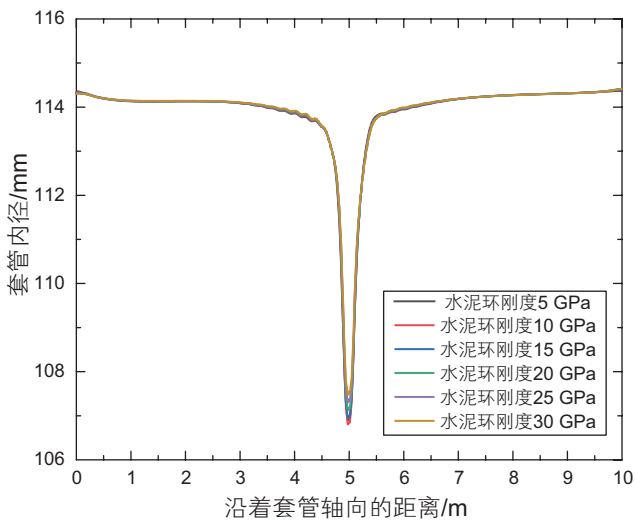


图 28 不同水泥环弹性模量下套管内径沿着套管轴向距离变化图

Fig. 28 Variation of casing inner diameter along the axial distance of casing under different elastic modulus of cement sheath

为了研究页岩气开发过程中普遍存在的套管变形的现象，本文建立了考虑全生命周期水力压裂过程中断层滑动引起套管剪切变形模型，通过将断层滑移模型中得到的滑移距离作为边界条件输入到全生命周期套管剪切变形模型中，分析了套管在整个工程中的变形状态，定量研究了断层滑移对套管缩径量的影响。该研究的特点是提供了一种基于顺序耦合的建模方法，考虑油气井建井生命周期过程中井筒的累积加载历史的套管变形研究方法。基于该研究得到的如下结论：

1) 页岩开发过程中由于体积压裂技术引起储层非均匀改造和压裂液窜流进入断层，造成了断层的激活从而产生滑移，引起了套管的剪切变形。

2) 体积压裂的过程中套管的缩径量随着断层长度、压裂液压力的增大而增大，随着断层倾角的增大而逐渐减小；增大套管的壁厚和水泥环的弹性模量对套管缩径量的改善效果并不明显。

3) 压裂施工前应对页岩储层的断层分布有较为准确的认识，钻井过程中避免井眼穿越断层，压裂设计时应避开存在大尺寸断层区域。压裂过程中应实时监测微地震信号强度，当信号强度出现异常应暂停压裂施工，防止产生断层滑动造成套管变形。

针对致密油气开采过程中套管发生大规模剪切变形的工程问题，本文提出了水力压裂导致断层激活从

而引起套管剪切破坏的解释,建立了断层激活导致套管滑移的有限元模型。经过计算,发现套管缩径量最大可达 11.95 mm, 和实际工程中的铅印变形情况吻

合。针对不同区块和不同地质条件, 结合实际的套管—水泥环—地层参数, 可以采用文中所提出的方法进行分析, 对实际施工和生产作业提供了指导意见。

## 参考文献

- [1] WU Q, XU Y, WANG X Q, et al. Volume fracturing technology of unconventional reservoirs: Connotation, design optimization and implementation[J]. *Petroleum Exploration & Development*, 2012, 39(3):377–384.
- [2] JIANG T X, BIAN X B, WANG H T, et al. Volume fracturing of deep shale gas horizontal wells[J]. *Natural Gas Industry B*, 2017, 4(2):127–133.
- [3] MA X, HAO R F, LAI X, et al. Field test of volume fracturing for horizontal wells in Sulige tight sandstone gas reservoirs[J]. *Petroleum Exploration and Development*, 2014, 041(006):742–747.
- [4] ZOU C N, DONG D Z, WANG S J, et al. Geological characteristics and resource potential of shale gas in China[J]. *Petroleum Exploration & Development*, 2010, 37(6):641–653.
- [5] YANG F, NING Z F, LIU H Q. Fractal characteristics of shales from a shale gas reservoir in the Sichuan Basin, China[J]. *Fuel*, 2014, 115, 378–384.
- [6] CHEN S B, ZHU Y M, WANG H Y, et al. Shale gas reservoir characterisation: A typical case in the southern Sichuan Basin of China[J]. *Energy*, 2011, 36(11), 6609–6616.
- [7] MEYER J J, GALLOP J, CHEN A, et al. Can seismic inversion be used for geomechanics? A casing deformation example[C]. In: *The Unconventional Resources Technology Conference*. 2018.
- [8] SCHULTZ R, ATKINSON G, EATON D W, et al. Hydraulic fracturing volume is associated with induced earthquake productivity in the Duvernay play[J]. *Science*, 2018, 359(6373): 304–308.
- [9] ELLSWORTH W L. Injection-induced earthquakes[J]. *Science* 2013, 341(6142).
- [10] BAO X W, Eaton D W. Fault activation by hydraulic fracturing in Western Canada[J]. *Science* 2016, 354(6318): 1406–1409.
- [11] MCCLURE M W, HORNE R N. Investigation of injection-induced seismicity using a coupled fluid flow and rate/state friction model[J]. *Geophysics*, 2011, 76(6): 181–198.
- [12] RUTQVIST J, RINALDI A P, CAPP A F, et al. Modeling of fault activation and seismicity by injection directly into a fault zone associated with hydraulic fracturing of shale-gas reservoirs[J]. *Journal of Petroleum Science and Engineering*, 2015, 127: 377–386.
- [13] 陈朝伟, 石林, 项德贵. 长宁—威远页岩气示范区套管变形机理及对策[J]. *天然气工业*, 2016, 36(011):70–75.[CHEN C W, SHI L, XIANG D G. Casing deformation mechanism and countermeasures in Changning-Weiyuan Shale Gas Demonstration Area[J]. *Natural Gas Industry*, 2016, 36(011):70–75.]
- [14] 陈朝伟, 王鹏飞, 项德贵. 基于震源机制关系的长宁—威远区块套管变形分析[J]. *石油钻探技术*, 2017, 45(004):110–114.[CHEN C W, WANG P F, XIANG D G. Analysis of casing deformation in Changning-Weiyuan block based on focal mechanism relationship[J]. *Petroleum Drilling Technology*, 2017, 45(004): 110–114.]
- [15] 陈朝伟, 项德贵, 张丰收, 等. 四川长宁—威远区块水力压裂引起的断层滑移和套管变形机理及防控策略[J]. *石油科学通报*, 2019, 4(04):364–377.[CHEN C W, XIANG D G, ZHANG F S, et al. Mechanism and prevention and control strategy of fault slip and casing deformation caused by hydraulic fracturing in Changning-Weiyuan block, Sichuan[J]. *Petroleum Science Bulletin*, 2019, 4(04):364–377.]
- [16] LIU K, TALEGHANI A D, GAO D L. Calculation of hydraulic fracture induced stress and corresponding fault slippage in shale formation[J]. *Fuel*, 2019, 254:115525.1–115525.12.
- [17] LIU K, TALEGHANI A D, GAO D L. Semianalytical model for fault slippage resulting from partial pressurization[J]. *SPE J*. 2020, 25(03): 1489–1502.
- [18] MENG H, GE H K, FU D W, et al. Numerical investigation of casing shear deformation due to fracture/fault slip during hydraulic fracturing[J]. *Energy Science & Engineering*. 2020, 8(10): 3588–3601
- [19] 刘伟, 陶长洲, 万有余, 等. 致密油储层水平井体积压裂套管变形失效机理数值模拟研究[J]. *石油科学通报*, 2017, 2(04):466–477.[LIU W, TAO C Z, WAN Y Y, et al. Numerical simulation study on the failure mechanism of volumetric fracturing casing deformation in horizontal wells in tight oil reservoirs[J]. *Petroleum Science Bulletin*, 2017, 2(04): 466– 477.]
- [20] MAINGUY M. Monitoring shear deformations above compacting high-pressure high-temperature reservoirs with calliper surveys[J]. *International Journal of Rock Mechanics and Mining Sciences*, 2016, 86:292–302.
- [21] JALALI H H, ROFOOEI F R, ATTARI N K A, et al. Experimental and finite element study of the reverse faulting effects on buried continuous steel gas pipelines[J]. *Soil Dynamics and Earthquake Engineering*, 2016, 86: 1–14.



- [22] YIN F, DENG Y, HE Y M, et al. Mechanical behavior of casing crossing slip formation in waterflooding oilfields[J]. *Journal of Petroleum Science and Engineering*, 2018, 167: 796–802.
- [23] YIN F, XIAO Y, HAN L L, et al. Quantifying the induced fracture slip and casing deformation in hydraulically fracturing shale gas wells[J]. *Journal of Natural Gas Science and Engineering*, 2018, 60: 103–111.
- [24] 郭雪利, 李军, 柳贡慧, 等. 基于震源机制的页岩气压裂井套管变形机理[J]. *断块油气田*, 2018, 25(05):665–669. [GUO X L, LI J, LIU G H, et al. Casing deformation mechanism of shale gas fractured well based on focal mechanism[J]. *Fault Block Oil and Gas Field*, 2018, 25(05):665–669.]
- [25] GUO X L, LI J, LIU G H, et al. Numerical simulation of casing deformation during volume fracturing of horizontal shale gas wells[J]. *Journal of Petroleum science and Engineering*, 2018, 172, 731–742.
- [26] GUO X L, LI J, LIU G H, et al. Shale experiment and numerical investigation of casing deformation during volume fracturing[J]. *Arabian Journal of Geosciences*, 2018, 11(22): 1–7.
- [27] 高利军, 柳占立, 乔磊, 等. 页岩气水力压裂中套损机理及其数值模拟研究[J]. *石油机械*, 2017, 45(01):75–80. [GAO L J, LIU Z L, QIAO L, et al. Mechanism analysis and numerical simulation of casing failure in hydraulic fracturing of shale gas formation[J]. *Petroleum Machinery*, 2017, 45(01): 75–80.]
- [28] LI Y, LIU W, YAN W. et al. Mechanism of casing failure during hydraulic fracturing: Lessons learned from a tight-oil reservoir in China[J]. *Engineering Failure Analysis*, 2019 98, 58–71.
- [29] XI Y, LI J, LIU G H. et al. Mechanisms and influence of casing shear deformation near the casing shoe, based on MFC surveys during multistage fracturing in shale gas wells in Canada[J]. *Energies*, 2019 12(3), 372.
- [30] ZHANG F S, JIANG Z Y, CHEN Z W, et al. Hydraulic fracturing induced fault slip and casing shear in Sichuan Basin: A multi-scale numerical investigation[J]. *Journal of Petroleum Science and Engineering*, 2020, 195: 107797.
- [31] ZHANG F S, YIN Z R, CHEN Z W, et al. Fault reactivation and induced seismicity during multistage hydraulic fracturing: Microseismic analysis and geomechanical modeling[J]. *SPE Journal*, 2020, 25(02): 692–711.
- [32] MOHAMMED A I, OYENEYIN B, BARTLETT M, et al. Prediction of casing critical buckling during shale gas hydraulic fracturing[J]. *Journal of Petroleum Science and Engineering*, 2020, 185: 106655.
- [33] ZOBACK MD, 陈朝伟, 刘玉石. 储层地质力学[M]. 石油工业出版社, 2012. [ZOBACK MD, CHEN C W, LIU Y S. Reservoir geomechanics[M]. Petroleum Industry Press, 2012.]
- [34] FENG Y C, GRAY K E. XFEM-based cohesive zone approach for modeling near-wellbore hydraulic fracture complexity[J]. 2019, 14(2): 377–402.
- [35] FENG Y C, LI X R, GRAY K E. Development of a 3D numerical model for quantifying fluid-driven interface debonding of an injector well[J]. *International Journal of Greenhouse Gas Control*, 2017, 62, 76–90.
- [36] XI Y, LI J, TAO Q. et al. Experimental and numerical investigations of accumulated plastic deformation in cement sheath during multistage fracturing in shale gas wells[J]. *Journal of Petroleum Science and Engineering*, 2020, 187, 106790.
- [37] JIANG J W, LI J, LIU G H, et al. Numerical simulation investigation on fracture debonding failure of cement plug/casing interface in abandoned wells[J]. *Journal of Petroleum Science and Engineering*, 2020, 192: 107226.
- [38] ZINKHAM R E, GOODWIN R J. Burst resistance of pipe cemented into the earth[J]. *Journal of Petroleum Technology*, 1962, 14(09): 1033–1040.
- [39] 陈勇, 练章华, 乐彬, 等. 考虑地应力耦合的热采井套管损坏分析[J]. *钻采工艺*, 2007, 30(005):13–16. [CHEN Y, LIAN Z H, LE B, et al. Casing damage analysis of thermal recovery wells considering geostress coupling[J]. *Drilling & Production Technology*, 2007, 30(005): 13–16.]
- [40] 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, The elastoplastic theoretical analysis of casing load in casing-formation system[J]. *Petroleum Exploration and Development*, 2009, 36(2):242–246.]
- [41] MENETREY P, WILLAM K J. Triaxial failure criterion for concrete and its generalization[J]. *Acta Structural Journal*, 1995, 92(3):311–318.
- [42] PAPANASTASIOU P C, VARDOULAKIS I G. Numerical treatment of progressive localization in relation to borehole stability[J]. *International Journal for Numerical & Analytical Methods in Geomechanics*, 1992, 16(6):389–424.
- [43] SALENCON J. Contraction quasi-statique d'une cavite a symetrie spherique ou cylindrique dans un milieu elastoplastique[J]. *Annales des ponts et chaussées*. 1969, 4: 231–236.
- [44] LI X R, FENG Y C, GRAY K E. A hydro-mechanical sand erosion model for sand production simulation[J]. *Journal of Petroleum Science and Engineering*, 2018, 166, 208–224.