

引用格式:叶燊,乔江美,李同春.注水压力和溶洞内压对水力裂缝扩展影响模拟研究[J].油气藏评价与开发,2022,12(2):382-390.

YE Shen, QIAO Jiangmei, LI Tongchun. Numerical simulation of influence of water injection pressure and cave internal pressure on fracture propagation[J]. Petroleum Reservoir Evaluation and Development, 2022, 12(2): 382-390.

DOI:10.13809/j.cnki.cn32-1825/te.2022.02.014

注水压力和溶洞内压对水力裂缝扩展影响模拟研究

叶燊¹,乔江美¹,李同春²

(1.武汉大学土木建筑工程学院,湖北 武汉 430072;2.华能涪江水电有限责任公司,四川 绵阳 622553)

摘要:溶洞是缝洞型碳酸盐岩油藏中主要的储集空间,开采缝洞型油藏的基本思路是通过水力压裂产生裂缝沟通井眼和溶洞。基于TOUGH-AiFrac耦合求解器,分别研究了不同注水压力和溶洞内压对水力裂缝扩展的影响规律。结果表明,随着注水压力的增加,水力裂缝受地应力的影响逐渐减弱,更加倾向于沿着初始方向起裂并扩展。当注水压力大于1.6倍水平最大主应力时,裂缝起裂方向变化幅度明显减小,起裂方向趋于稳定;注水压力大于2.4倍水平最大主应力时,裂缝扩展形态趋于稳定。溶洞内压越大,溶洞对水力裂缝的作用越强,内部压力达到2倍水平最大主应力的溶洞对水力裂缝存在吸引作用,且其吸引作用随着溶洞内压的增加而增强,随着注水压力的增加而减弱。研究成果对于根据储层地质条件优化压裂作业参数提高采收率具有一定的指导意义。

关键词:裂缝扩展;注水压力;溶洞内压;TOUGH-AiFrac;缝洞型油藏

中图分类号:TE357

文献标识码:A

Numerical simulation of influence of water injection pressure and cave internal pressure on fracture propagation

YE Shen¹, QIAO Jiangmei¹, LI Tongchun²

(1. School of Civil Engineering, Wuhan University, Wuhan, Hubei 430072, China;

2. Huaneng Fujiang Hydropower Co., LTD., Mianyang, Sichuan 622553, China)

Abstract: The cave is the main reserve space in fracture-cavity carbonate reservoir. The basic method of fracture-cavity reservoirs exploitation is to generate hydraulic fractures connecting the boreholes and caves through hydraulic fracturing. Based on the TOUGH-AiFrac coupling solver, the influence of different water injection pressures and internal pressure of caves on hydraulic fracture propagation is studied respectively. The results show that with the increase of water injection pressure, the influence of in-situ stress on hydraulic fractures is gradually weakened, and the fractures tend to initiate and propagate along the initial direction. When the water injection pressure is 1.6 times greater than the horizontal maximum principal stress, the rangeability of the fracture initiation directions weaken obviously, and the fracture direction tends to be stable. When the water injection pressure is 2.4 times greater than the horizontal maximum principal stress, the fracture propagation path tends to be stable. The greater internal pressure of the caves, the stronger the cave's effect on hydraulic fractures. The caves with internal pressure reaching two times of the maximum principal stress exert a kind of "attraction" effect on the hydraulic fractures, which will be gradually strengthened with the increase of cave's internal pressure while be weakened with the increase of injection pressure. The research results can be used as a guideline to optimize the fracturing work parameters and thereby enhance the oil/gas production rate according to the geological conditions.

Keywords: fracture propagation; water injection pressure; cave internal pressure; TOUGH-AiFrac; fracture-cavity reservoir

收稿日期:2021-03-03。

第一作者简介:叶燊(1997—),男,在读硕士研究生,从事缝洞型油藏裂缝扩展方面研究。地址:湖北省武汉市武昌区八一路299号,邮政编码:430072。E-mail:yeshen_1997@163.com

基金项目:国家自然科学基金“页岩气开采水力压裂过程中裂缝网络形成机理及模拟分析方法”(41602296)。

在全球油气资源中,碳酸盐岩油藏分布非常广泛,其油气储量占世界油气资源总量一半以上,具有极其重要的地位^[1-2]。我国碳酸盐岩油藏资源非常丰富,所含石油天然气资源量占全国油气资源总储量的27%,在我国油气发展战略中起着重要作用^[3-4]。相比其他国家,我国的碳酸盐岩油藏以缝洞型储层为主,大型洞穴是缝洞型油藏中主要的储集空间^[5-6],当溶洞无法直接和井眼沟通时,工程上常采用水力压裂技术产生水力裂缝沟通井眼和溶洞,实现缝洞型储层体积改造。因此,水力裂缝扩展路径对提高油气产量十分重要。

近年来对水力压裂的研究方法主要有室内试验和数值模拟两方面。室内试验方面:吴拥政等^[7]结合真三轴水力压裂试验和工业CT扫描,研究不同水平地应力差下水力裂缝起裂及扩展规律;邵长跃等^[8]在水力压裂试验中利用声发射技术研究不同压裂液泵入流量与破裂压力及裂缝网络复杂程度之间的关系。姜浒等^[9]通过试验研究定向射孔方位角等因素对水力裂缝起裂、扩展、形态的影响;陈勉等^[10]在试验中模拟地层条件,分析节理、断裂韧性和天然裂缝如何影响水力裂缝扩展;翁振等^[11]通过制作带有空洞的水力压裂试件,采用试验的方法研究泵注排量和无内压溶洞对水力裂缝扩展的影响。相比于数值模拟,试验的试样尺寸受试验设备限制,试样的各向异性、试验条件等因素会对试验结果造成影响,且制作存在天然溶洞的试样难度较大。数值模拟方面:王学敏^[12]利用ABAQUS模拟讨论不同预制裂缝角度下裂缝偏转角度和宽度的变化。龚迪光等^[13]基于XFEM方法,提出一种水力裂缝扩展新算法,研究不同压裂液排量、黏度对起裂压力和裂缝形态的影响。唐巨鹏等^[14]通过ABAQUS模拟软件建立三维页岩压裂模型,得到压裂液流速越大裂缝越趋于“长、细、弯”形态的结论。白凯华^[15]采用cohesive单元分析压裂液流体特性、排量等因素对裂缝几何尺寸的影响,但cohesive单元方法需预制裂缝面,无法模拟真实情况。徐成^[16]利用ABAQUS中的XFEM模块建立二维压裂模型,研究水平应力比、切槽角度对水力裂缝偏转距和扩展路径的影响,没有进行三维模型的计算。潘林华等^[17]基于流-固耦合和损伤力学理论,建立缝洞型油藏有限元模型,模拟分析天然裂缝和缝洞体对水力裂缝转向极限水平应力差的影响,对溶洞如何影响水力裂缝扩展路径考虑较少。王毓杰等^[18]

采用单元劈裂法研究地应力差对裂缝沟通溶洞的影响,但模型尺寸偏小,没有考虑溶洞内压。李林地等^[19]应用损伤力学理论,建立缝洞型储层的物理和数学模型,研究在天然裂缝和缝洞体干扰下水力裂缝的走向。

国内外学者对地应力差、压裂液排量、射孔角度、压裂液流体特性等因素进行了大量研究,得到了一系列的结论。然而针对缝洞型油藏中水力裂缝扩展的研究尚少,溶洞对水力裂缝扩展路径影响机制尚不明确。并且以往的模拟条件设置比较理想,如忽略了溶洞内压力的存在,与实际工程情况存在一定的差异。因此,开展不同注水压力和溶洞内压对水力裂缝扩展影响的相关研究。

1 TOUGH-AiFrac 基本原理

TOUGH-AiFrac 耦合关系见图1, AiFrac 求解岩石的变形和裂缝的扩展, TOUGH 计算流体流动和流体压力, 两者逐步相互迭代求解。

AiFrac 基于杂交有限元-无网格法(Finite Element-Meshfree Method)计算固体变形和裂缝扩展。在FEMM算法中包含3种单元:裂缝穿过的裂缝单元、与裂缝单元相邻的过渡单元、余下的FE(有限元)单元。存在2种节点:裂缝单元包含的PU(单位分解)节点和FE单元包含的FE节点。在单元域 Ω 上,对于任意点 $a = \{x, y, z\}$ 的整体近似 $u^h(a)$ 为^[20]:

$$u^h(a) = \sum_{i=1}^4 \omega_i(a)u_i(a) \quad (1)$$

式中: $u^h(a)$ 是全局近似, $u_i(a)$ 是节点 i 的局部近似, $\omega_i(a)$ 是一组总和为1的非负权重函数。

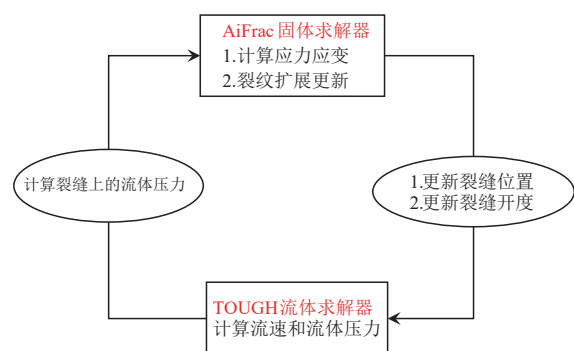


图1 TOUGH-AiFrac 耦合原理

Fig. 1 Coupling principle of TOUGH-AiFrac

针对裂缝单元,为了正确表示裂缝面的不连续位移场。定义 ψ_Ω 作为裂缝单元的节点集合,可见区域 $\psi_\Omega^{vis}(a) \subset \psi_\Omega$ 定义为^[20]:

$$\psi_\Omega^{vis} = \left\{ a_i \in \psi_\Omega \mid [a - a_i] \cap \text{crack surface} = \emptyset \right\} \quad (2)$$

式中: a_i 是节点 i 的坐标,使用Shepard公式计算裂缝单元的权函数,构造沿裂缝面的不连续近似。在节点 a 上,所有非零子权重函数 $\varphi' = \{\varphi'_1, \varphi'_2, \varphi'_3, \varphi'_4\}$ 定义为:

$$\varphi'_i(a) = \begin{cases} \varphi_i(a), & a \in \psi_\tau^{vis} \\ 0, & a \notin \psi_\tau^{vis} \end{cases} \quad (3)$$

裂缝单元在节点 i 处的权函数为:

$$\omega_i(a) = \frac{\varphi'_i(a)}{\varphi'_1(a) + \varphi'_2(a) + \varphi'_3(a) + \varphi'_4(a)} \quad (4)$$

其中, $\varphi_i(a)$ 由四面体单元上的有限元形函数构成。

$$\begin{cases} \varphi_1(a) = \frac{\text{vol}(P(a)P_2P_3P_4)}{\text{vol}(P_1P_2P_3P_4)} \\ \varphi_2(a) = \frac{\text{vol}(P(a)P_3P_4P_1)}{\text{vol}(P_1P_2P_3P_4)} \\ \varphi_3(a) = \frac{\text{vol}(P(a)P_4P_2P_1)}{\text{vol}(P_1P_2P_3P_4)} \\ \varphi_4(a) = \frac{\text{vol}(P(a)P_1P_2P_3)}{\text{vol}(P_1P_2P_3P_4)} \end{cases} \quad (5)$$

式中: P_1, P_2, P_3, P_4 为四面体四个顶点, $\text{vol}(P_1P_2P_3P_4)$ 为四面体单元体积, $\text{vol}(P(t)P_iP_jP_k)$ 为四面体中任意一点 $P(t)$ 和三个顶点 $\{P_i, P_j, P_k\}$ 组成的四面体单元体积。

采用标准有限元公式作为过渡单元的权函数,即: $\omega_i(t) = \varphi_i(t)$ 。FE单元形函数为传统有限元形函数。

对TOUGH中的TOUGHREACT模块进行耦合,在模拟过程中假设温度恒定。TOUGH是计算地质介质中多相和多组分流体流动和传热的软件,采用基于积分有限差分(IFD)的空间离散化和Newton-Raphson方法,对每个时间步内各组分的质量平衡方程和能量平衡方程进行线性化。在TOUGH中质量控制方程为一般的守恒形式:

$$\frac{\partial}{\partial t} M^\kappa - Q^\kappa = -\nabla q_1^\kappa \quad (6)$$

式中: Q^κ 是组分 κ 的能量通量, $\text{kg}/(\text{m}^3 \cdot \text{s})$; q_1^κ 是流体相中组分 κ 的流量, $\text{kg}/(\text{m}^3 \cdot \text{s})$; M^κ 是组分 κ 的单位体

积质量, kg/m^3 ;计算如下:

$$M^\kappa = \phi S_1 \rho_1 X_1^\kappa \quad (7)$$

式中: ϕ 是孔隙度; S_1 是饱和度; ρ_1 是流体相密度, kg/m^3 ; X_1^κ 是流体相中组分的质量分数。

每个组分的质量通量为平流与非平流通量之和:

$$q_1^\kappa = -\rho_1 X_1^\kappa \frac{k_a k_{rl}}{\mu_1} (\nabla p_1 - \rho_1 g \nabla z) + i_1^\kappa \quad (8)$$

式中: k_a 是绝对渗透率, m^2 ; k_{rl} 是流体相相对渗透率; μ_1 是流体相黏度, $\text{Pa} \cdot \text{s}$; p_1 是流体相压力, Pa ; g 是重力加速度, m/s^2 ; i_1^κ 是流体相中组分 κ 的扩散通量, $\text{kg}/(\text{m}^3 \cdot \text{s})$ 。

由Fick定律计算得到:

$$i_1^\kappa = -\rho_1 D_v \nabla X_1^\kappa \quad (9)$$

式中: D_v 是多孔介质中有效分子扩散系数,取决于温度、气压、介质曲折率和气体饱和度。

对时间进行一阶有限差分离散化,结合上述方程,对时间 $t^{k+1} = t^k + \Delta t$ 上未知热力学参数采用完全隐式格式。平衡方程可变换为:

$$R^{(\kappa)k+1} = M^{(\kappa)k+1} - M^{(\kappa)k} - \frac{\Delta t}{V} \left\{ \sum_m A_m q_m^{(\kappa)k+1} + V Q^{(\kappa)k+1} \right\} \quad (10)$$

式中: R 为残差, kg/m^3 ; V 为单元体积, m^3 ; M 为单位体积质量, kg/m^3 ; q_m 为通量, $\text{kg}/(\text{m}^2 \cdot \text{s})$; A_m 为单元面面积, m^2 ; Q 为源项, $\text{kg}/(\text{m}^3 \cdot \text{s})$ 。采用Newton-Raphson迭代方法将非线性问题转化为线性方程,不断迭代直至达到相应的收敛条件。

TOUGH-AiFrac耦合了TOUGH和AiFrac两个求解器,其中AiFrac基于有限元网格算法(FEMM),具有显示获得裂缝扩展形态,无须重新划分网格、网格依赖性小^[21]的优点;TOUGH求解器可以对多相流、多组分及等温问题进行模拟求解。因此,TOUGH-AiFrac耦合求解器适用于解决缝洞型油藏中流-固耦合问题。

2 注水压力对裂缝扩展影响

建立 $100 \text{ m} \times 100 \text{ m} \times 2 \text{ m}$ 的三维模型(图2)。水平最大主应力(σ_H)沿 x 方向分布,水平最小主应力(σ_h)沿 y 方向分布, $\sigma_H=10 \text{ MPa}$, $\sigma_h=5 \text{ MPa}$, σ_H/σ_h 为2.0。在模型中心建立一条长 10 m 的水力裂缝,模拟与最大主应力夹角 60° 的射孔,模型参数参照张耀峰等^[21],岩石杨氏模量 13 GPa ,岩石泊松比0.2,岩石密度 $2650 \text{ kg}/\text{m}^3$,岩石孔隙度0.15,裂缝孔隙度0.25,岩石渗透率 $3 \times 10^{-20} \text{ m}^2$,裂缝渗透率 $3 \times 10^{-14} \text{ m}^2$ 。研究

6种不同注水压力,即8、12、16、20、24、32 MPa下的裂缝扩展规律。

2.1 不同注水压力裂缝起裂

算例共设置10个扩展步,取裂缝第一扩展步的模拟结果进行分析,研究不同注水压力对水力裂缝起裂的影响。图3a所示,将水力裂缝第一步扩展方向与裂缝初始方向的夹角定义为裂缝起裂角 α ,水力裂缝起裂角度与注水压力之间的关系见图3b。由图可知,6种注水压力下的起裂角分别为 72.8° 、 30.8° 、 17.3° 、 15.7° 、 12.2° 、 8.4° ,并且随着注水压力的不断增加,起裂角度逐渐减小。对起裂结果进行拟合,起裂角度和注水压力之间满足幂关系,角度变化幅度同样随注水压力的增加而减小。16 MPa(即1.6倍水平最大主应力)为起裂角度变化的临界水压值,当注水压力小于16 MPa时,随注水压力的上升起裂角度减小较快,注水压力增加8 MPa起裂角减小了 55.5° ,下降幅度为76.2%;注水压力达到16 MPa后,增加相同幅度的水压,起裂角减小均小于 6° ,下降幅度分别为29.5%和31.3%,下降幅度显著变缓。注水压力较小时,裂缝起裂受注水压力的影响较大,随着注水压力的增加,裂缝起裂方向逐渐趋于稳定,起裂受水压影响减小,起裂角度变化较小。

2.2 不同注水压力裂缝扩展

不同注水压力下裂缝最终扩展结果见图4。注

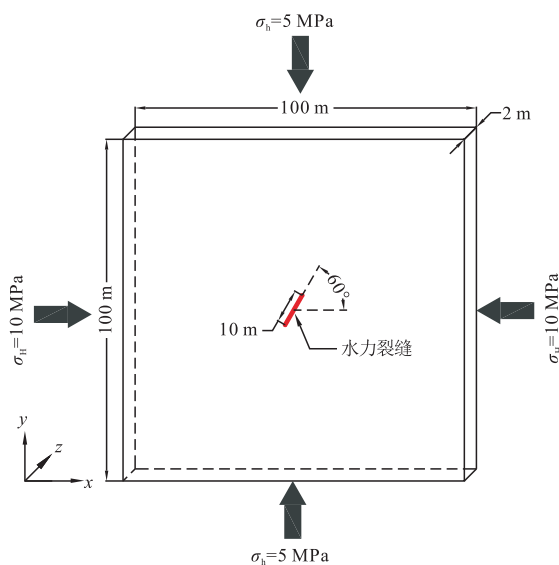
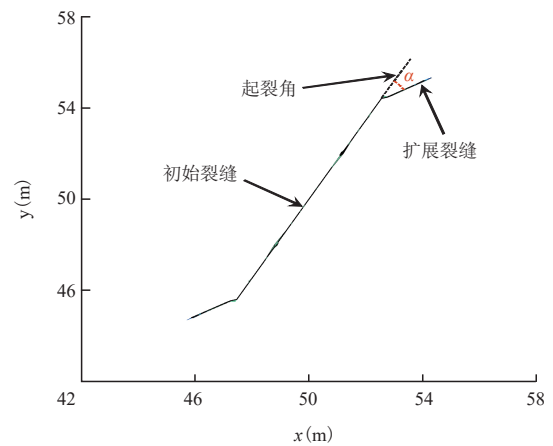
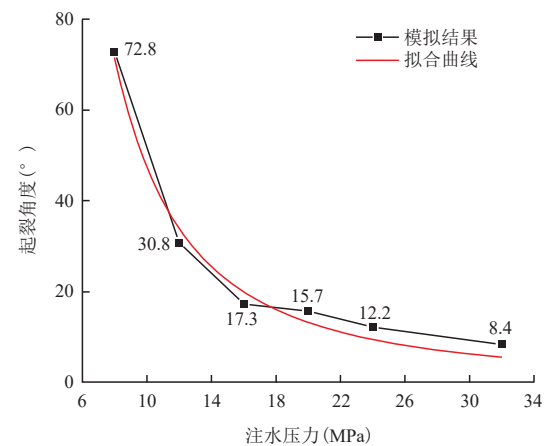


图2 计算模型示意图

Fig. 2 Schematic diagram of calculation model



a.起裂角示意图

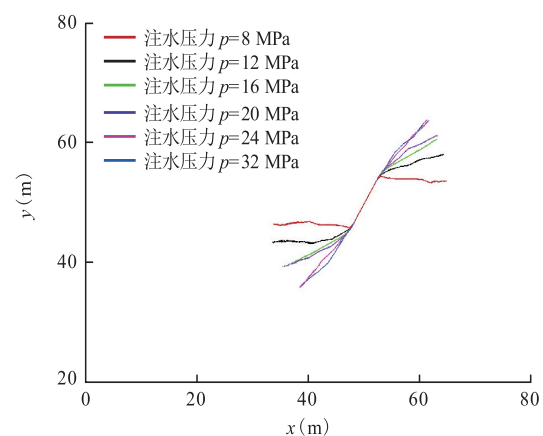


b.不同注水压力起裂角

注:x轴,y轴为距离。

图3 不同注水压力裂缝起裂角

Fig. 3 Fracture initiation angle under different water injection pressure



注:x轴,y轴为距离。

图4 不同注水压力下裂缝扩展结果

Fig. 4 Fracture propagation results under different water injection pressure

水压力为8 MPa的水力裂缝在地应力的作用下最终沿着最大水平主应力方向扩展,当注水压力增加到24 MPa(即2.4倍水平最大主应力)之后,裂缝扩展受地应力的影响相较于低注水压力时有明显减弱,裂缝更加倾向于沿着初始方向扩展,裂缝形态更加平滑,此时再增加注水压力对裂缝形态影响较小。注水压力越大,水力裂缝开度越大,裂缝尖端应力集中越明显,不同注水压力下的裂缝扩展形态表明,注水压力较小时,水力裂缝扩展受地应力作用影响明显。

为进一步量化注水压力影响指标,取裂缝尖端到裂缝初始位置中点的竖直距离作为裂缝的偏转距离 L_1 (图5a),不同注水压力下的裂缝偏转距离见图5b。由偏转距离结果可知,随着注水压力的增加,裂缝偏转距离不断增加。较小注水压力时,偏转距离随注水压力的增加上升较快,当注水压力增加到24 MPa后,偏转距离增加幅度明显变缓,裂缝形态更

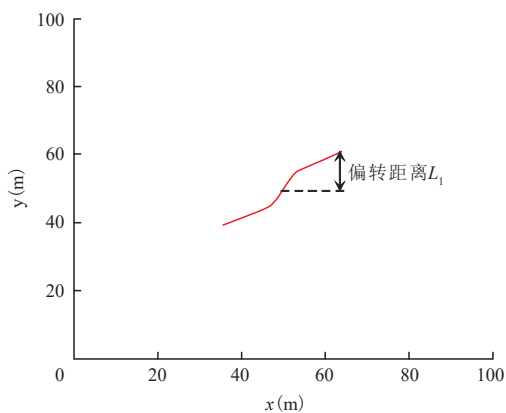
加倾向于初始方向,逐渐趋于稳定,表明注水压力对水力裂缝扩展的影响是有限的。结合裂缝起裂角度、最终扩展形态和偏转距离结果得出,注水压力越大,水力裂缝受地应力的影响越小。

3 溶洞内压对裂缝扩展影响

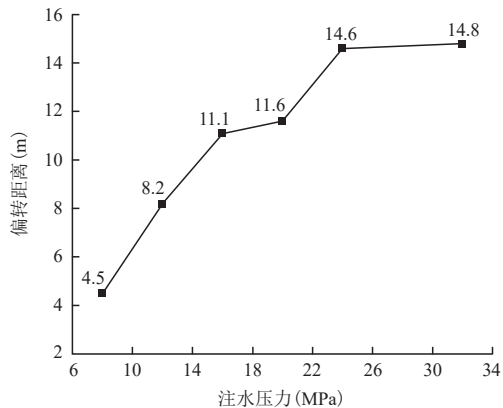
为了研究在不同溶洞内压和不同注水压力共同作用下水力裂缝的扩展规律,建立100 m×100 m×2 m存在溶洞的三维模型(图6)。其中,溶洞球心坐标为(60,45,1),半径5 m,内部流体压力分别为5、10、15、20、25、30、35、40 MPa。地应力分布同第2章,最大水平主应力 $\sigma_H=10$ MPa,最小水平主应力 $\sigma_h=5$ MPa。为了减小地应力对水力裂缝扩展的影响,更好地研究溶洞内压和注水压力对水力裂缝的作用,在模型中沿最大主应力方向建立长度为10 m的裂缝,其两端坐标分别为(35,55)、(45,55),从初始裂缝中点恒压注水,讨论16、24、32 MPa三种不同注水压力下8种不同溶洞内压对水力裂缝扩展的影响。

3.1 无溶洞裂缝扩展

图7为注水压力16 MPa不存在溶洞的裂缝扩展结果。由于最大水平主应力沿x方向分布且初始水力裂缝方向与最大主应力方向重合,在注水压力和地应力的共同作用下水力裂缝沿最大水平主应力方向扩展,无偏转现象发生。



a.偏转距离示意图



b.不同注水压力偏转距离

注:x轴,y轴为距离。

图5 不同注水压力下裂缝偏转距离

Fig. 5 Fracture deflection distance under different water injection pressure

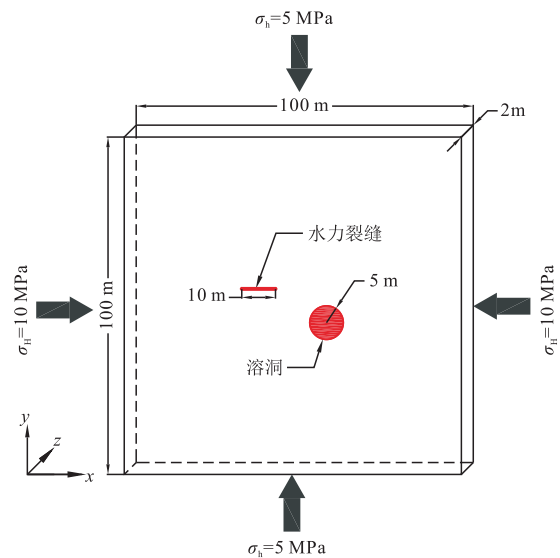


图6 存在溶洞计算模型示意图

Fig. 6 Schematic diagram of calculation model with karst caves

3.2 不同溶洞内压裂缝扩展

注水压力 24 MPa 时不同溶洞内压下裂缝扩展结果见图 8。对比存在溶洞和无溶洞的模拟结果可知，

溶洞的存在改变了水力裂缝的扩展路径,对水力裂缝扩展有较大影响。以注水压力 24 MPa 的结果为例进行分析,因为裂缝初始方向与最大主应力方向重合,所以在远离溶洞的一端,水力裂缝沿着最大主应

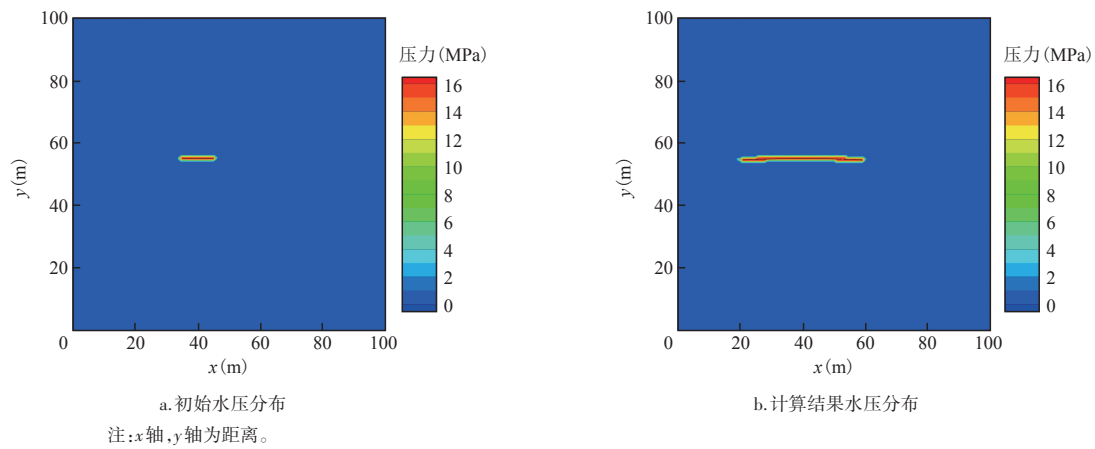


图7 无溶洞裂缝扩展结果

Fig. 7 Fracture propagation result without karst cave

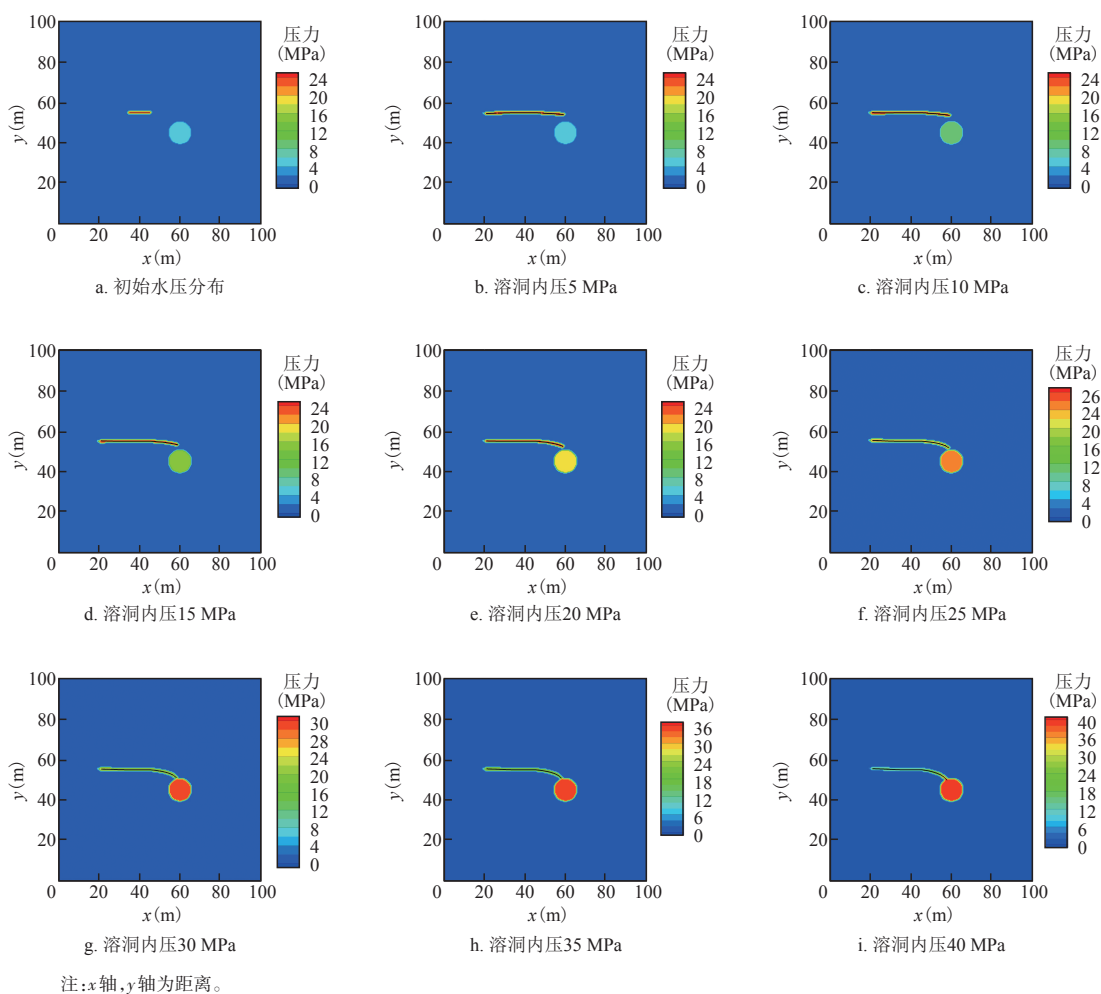


图8 注水压力 24 MPa 下不同溶洞内压裂缝扩展结果

Fig. 8 Crack propagation results of different cave internal pressure under water injection pressure of 24 MPa

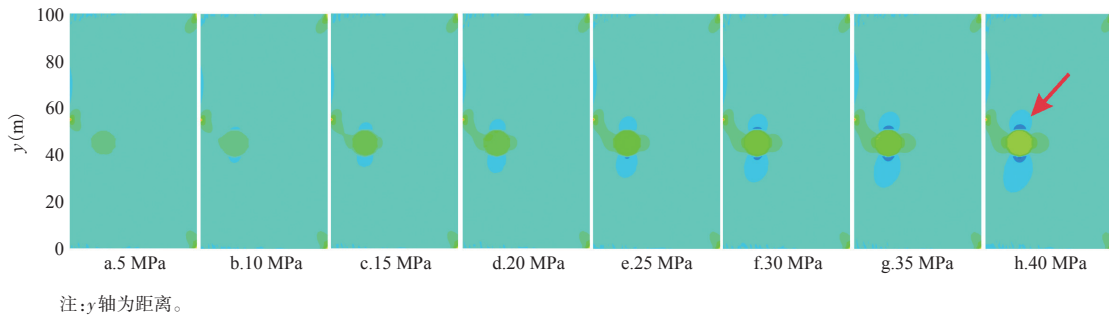
力方向扩展,扩展结果与3.1节不存在溶洞的结果相同。在靠近溶洞的一端,由于溶洞的存在改变了周围应力场的分布及裂缝尖端最大主应力方向,使溶洞一定范围内的岩体产生拉应力区,表现为存在内压的溶洞对水力裂缝具有吸引作用,并且随着溶洞内压的增大,拉应力区不断增大(图9),吸引作用不断增强(图10a)。低溶洞内压(5、10、15 MPa)时溶洞对水力裂缝的吸引作用较弱,地应力影响高于溶洞影响,裂缝倾向于沿初始方向扩展,偏向溶洞的幅度较小,最终未能沟通溶洞。中溶洞内压(20、25 MPa),即溶洞内压达到2倍水平最大主应力后,溶洞对裂缝的吸引作用有所加强,溶洞的影响程度高于地应力,裂缝偏向溶洞的幅度增大,水力裂缝尖端扩展至溶洞边缘。高溶洞内压(30、35、40 MPa),溶洞影响作用完全占主导作用,吸引作用最强,溶洞一端的裂缝曲率最大,水力裂缝在溶洞的吸引作用下完全偏向溶洞,成功沟通溶洞。

将不同条件下溶洞对水力裂缝的吸引作用进行量化,定义水力裂缝尖端到裂缝初始位置的竖直距

离为溶洞对裂缝的吸引距离 L_2 (图10b)。不同注水压力和溶洞内压下的吸引距离见图11。由图11可知,随着溶洞内压的增加,3种注水压力下的吸引距离都不断上升,吸引作用不断增强。低溶洞内压时,吸引作用较弱,裂缝扩展主要受注水压力和地应力的影响,有较强的沿着初始方向扩展的趋势,因此,吸引距离较小,不同注水压力间的吸引距离相近且随溶洞内压增长的变化幅度较低。中、高溶洞内压时,溶洞对裂缝的吸引作用明显增强,相比于低内压溶洞吸引距离有大幅度提升,不同注水压力间的吸引距离差别明显。图11中各个溶洞内压下的结果均满足注水压力越大吸引距离越小的规律,表明溶洞内压恒定时,注水压力越大水力裂缝受溶洞吸引作用越弱。

4 结论

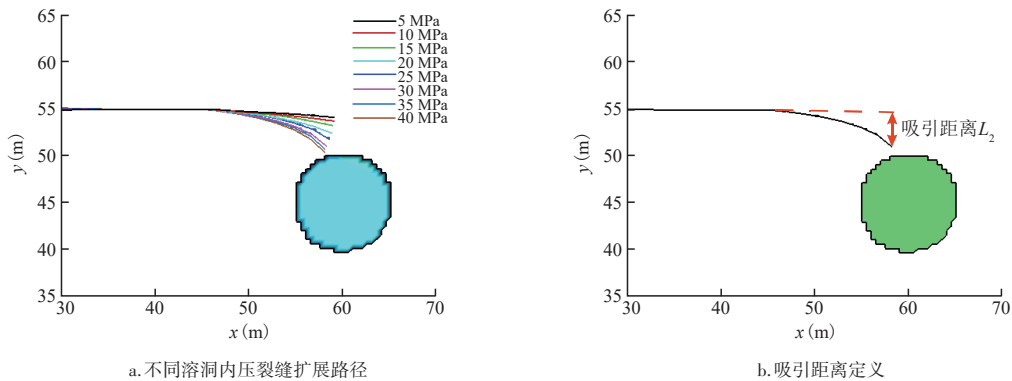
基于一种新的流—固耦合求解器(TOUGH-AiFrac)基本原理,分别研究了注水压力和溶洞内压



注:y轴为距离。

图9 不同溶洞内压拉应力区

Fig. 9 Tensile stress zone of caves with different internal pressures



注:x轴,y轴为距离。

图10 注水压力24 MPa不同溶洞内压裂缝扩展轨迹

Fig. 10 Crack propagation path of different cave internal pressure under water injection pressure of 24 MPa

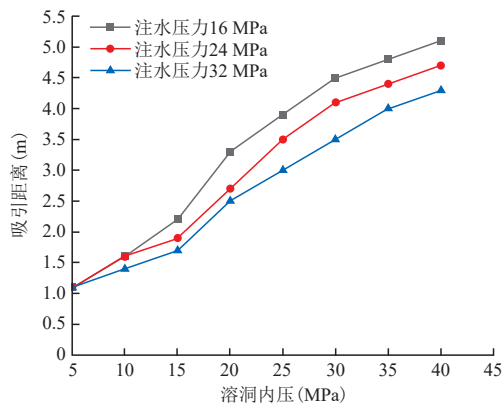


图 11 不同条件下溶洞对裂缝吸引距离
Fig. 11 Attraction distance of cave to fracture under different conditions

力对水力裂缝扩展的影响规律,得到了以下结论:

1) 随着注水压力的增加,地应力对水力裂缝起裂方向的影响减小,裂缝更加倾向于沿着初始方向起裂。其中,1.6倍水平最大主应力为裂缝起裂角临界水压值,注水压力小于该值时,起裂角受注水压力影响显著,变化幅度明显;注水压力大于该值后,起裂角变化幅度相对于前者显著变缓,起裂方向趋于稳定。

2) 随着注水压力的增加,地应力对水力裂缝扩展路径的影响减小,裂缝扩展形态更加平滑。当注水压力达到2.4倍水平最大主应力后,裂缝形态及偏转距离变化较小,趋于稳定。

3) 溶洞内压越大,溶洞对水力裂缝的作用越强;内部压力达到2倍水平最大主应力的溶洞对水力裂缝的扩展存在吸引作用,且吸引作用随溶洞内压增加而增强,随注水压力增加而减弱。

参考文献

[1] 王建坡,沈安江,蔡习尧,等.全球奥陶系碳酸盐岩油气藏综述[J].地层学杂志,2008,32(4):363-373.
WANG Jianpo, SHEN Anjiang, CAI Xiyao, et al. A review of the Ordovician carbonate reservoirs in the world[J]. Journal of Stratigraphy, 2008, 32(4): 363-373.

[2] 江怀友,宋新民,王元基,等.世界海相碳酸盐岩油气勘探开发现状与展望[J].海洋石油,2008,28(4):6-13.
JIANG Huaiyou, SONG Xinmin, WANG Yuanji, et al. Current situation and forecast of the world's carbonate oil and gas exploration and development[J]. Offshore Oil, 2008, 28(4): 6-13.

[3] 谢锦龙,黄冲,王晓星.中国碳酸盐岩油气藏探明储量分布特征[J].海相油气地质,2009,14(2):24-30.
XIE Jinlong, HUANG Chong, WANG Xiaoxing. Distribution features of proved reserves of carbonate oil and gas pools in China [J]. Marine Origin Petroleum Geology, 2009, 14(2): 24-30.

[4] 李阳,康志江,薛兆杰,等.中国碳酸盐岩油气藏开发理论与实践[J].石油勘探与开发,2018,45(4):669-678.
LI Yang, KANG Zhijiang, XUE Zhaojie, et al. Theories and practices of carbonate reservoirs development in China[J]. Petroleum Exploration and Development, 2018, 45(4): 669-678.

[5] LIU Z Y, TANG X H, TAO S, et al. Mechanism of connecting natural caves and wells through hydraulic fracturing in fracture-cavity reservoirs[J]. Rock Mechanics and Rock Engineering, 2020, 53(4): 5511-5530.

[6] 李溢龙,吴锋,杨强,等.缝洞型碳酸盐岩油藏注水开发研究[J].石油化工应用,2015,34(5):32-35.
LI Yilong, WU Feng, YANG Qiang, et al. The research of water injection development for fractured-vuggy carbonate reservoir [J]. Petrochemical Industry Application, 2015, 34(5): 32-35.

[7] 吴拥政,杨建威.煤矿砂岩横向切槽真三轴定向水力压裂试验[J].煤炭学报,2020,45(3):927-935.
WU Yongzheng, YANG Jianwei. True tri-axial directional hydraulic fracturing test on sandstone with transverse grooves in coal mine[J]. Journal of China Coal Society, 2020, 45(3): 927-935.

[8] 邵长跃,潘鹏志,赵德才,等.流量对水力压裂破裂压力和增压率的影响研究[J].岩土力学,2020,41(7):1-12
SHAO Changyue, PAN Pengzhi, ZHAO Decai, et al. Study on the effect of pumping rate on hydraulic fracturing breakdown pressure and pressurization rate[J]. Rock and Soil Mechanics, 2020, 41(7): 1-12.

[9] 姜浒,陈勉,张广清,等.定向射孔对水力裂缝起裂与延伸的影响[J].岩石力学与工程学报,2009,28(7):1321-1326.
JIANG Hu, CHEN Mian, ZHANG Guangqing, et al. Impact of oriented perforation on hydraulic fracture initiation and propagation[J]. Chinese Journal of Rock Mechanics and Engineering, 2009, 28(7): 1321-1326.

[10] 陈勉,庞飞,金衍.大尺寸真三轴水力压裂模拟与分析[J].石力学与工程学报,2000,20(S1):868-872.
CHEN Mian, PANG Fei, JIN Yan. Experiments and analysis on hydraulic fracturing by a large-size triaxial simulator[J]. Chinese Journal of Rock Mechanics and Engineering, 2000, 20(S1): 868-872.

[11] 翁振,张耀峰,伍轶鸣,等.储层溶洞对水力裂缝扩展路径影响的实验研究[J].油气藏评价与开发,2019,9(6):42-46.
WENG Zhen, ZHANG Yaofeng, WU Yiming, et al. Experimental study on effects of caves in reservoirs on hydraulic fractures propagation[J]. Petroleum Reservoir Evaluation and Development, 2019, 9(6): 42-46.

[12] 王学敏.水力压裂参数对顶板裂缝扩展影响的数值模拟研究[J].同煤科技,2020,42(2):14-16.
WANG Xuemin. Numerical simulation study on the influence of hydraulic fracturing parameters on roof fracture propagation[J]. Datong Coal Science & Technology, 2020, 42(2): 14-16.

[13] 龚迪光,曲占庆,李建雄,等.基于ABAQUS平台的水力裂缝扩展有限元模拟研究[J].岩土力学,2016,37(5):1512-1520.
GONG Diguang, QU Zhanqing, LI Jianxiong, et al. Extended finite element simulation of hydraulic fracture based on

- ABAQUS platform[J]. *Rock and Soil Mechanics*, 2016, 37(5): 1512-1520.
- [14] 唐巨鹏,齐桐.压裂液流速对页岩体积压裂裂缝扩展影响分析[J].*辽宁工程技术大学学报:自然科学版*,2019,38(1):44-51.
TANG Jupeng, QI Tong. Analysis of fracturing fluid flow velocity influence on shale volume fracturing crack propagation [J]. *Journal of Liaoning Technical University (Natural Science)*, 2019, 38(1): 44-51.
- [15] 白凯华.基于 ABAQUS 的低渗透储层水力压裂数值模拟研究[D].西安:西安石油大学,2019.
BAI Kaihua. Numerical simulation of hydraulic fracturing in low permeability reservoir based on ABAQUS[D]. Xi'an: Xi'an Shiyou University, 2019.
- [16] 徐成.泵流量对纵向切槽水力压裂裂缝偏转距的影响规律研究[D].北京:煤炭科学研究总院,2019.
XU Cheng. Study on the influence of pump flow rate on the deflection of hydraulic fracturing cracks in longitudinal flume cutting[D]. Beijing: China Coal Research Institute, 2019.
- [17] 潘林华,张士诚,张劲,等.缝洞型碳酸盐岩裂缝扩展分析[J].*科学技术与工程*,2012,12(12):2816-2819.
PAN Linhua, ZHANG Shicheng, ZHANG Jin, et al. The analysis of hydraulic fracture propagation in fracture-cavity carbonate reservoirs[J]. *Science Technology and Engineering*, 2012, 12(12): 2816-2819.
- [18] 王毓杰,张振南,牟建业,等.缝洞型碳酸盐岩油藏洞体与水力裂缝相互作用[J].*地下空间与工程学报*,2019,15(S1): 175-181.
WANG Yujie, ZHANG Zhennan, MOU Jianye, et al. Impact of cavity on hydraulic fracture in fracture-cavity carbonate reservoir[J]. *Chinese Journal of Underground Space and Engineering*, 2019, 15(S1): 175-181.
- [19] 李林地,张士诚,张劲,等.缝洞型碳酸盐岩储层水力裂缝扩展机理[J].*石油学报*,2009,30(4):570-573.
LI Lindi, ZHANG Shicheng, ZHANG Jin, et al. Mechanism of hydraulic fracture propagation in fracture-cavity carbonate reservoirs[J]. *Acta Petrolei Sinica*, 2009, 30(4): 570-573.
- [20] LIU Q S, SUN L, TANG X H, et al. Simulate intersecting 3D hydraulic cracks using a hybrid "FE-Meshfree" method[J]. *Engineering Analysis with Boundary Elements*, 2018, 91: 24-43.
- [21] 张耀峰,邵祖亮,王涛,等.基于 FEMM 的径向井压裂裂缝扩展模拟研究[J].*油气藏评价与开发*,2020,10(1):102-107.
ZHANG Yaofeng, SHAO Zuliang, WANG Tao, et al. Research on fracture propagation of radial well fracturing based on finite element-meshfree method[J]. *Petroleum Reservoir Evaluation and Development*, 2020, 10(1): 102-107.

(编辑 尹淑容)

(上接第 372 页)

- [18] 刘正中.低渗砂岩气藏剩余气分布规律研究[D].成都:成都理工大学,2005.
LIU Zhengzhong. Research of residual gas of low permeability sandstone[D]. Chengdu: Chengdu University of Technology, 2005.
- [19] 王栎霖.大牛地盒三气藏剩余气分布影响因素研究[D].成都:成都理工大学,2011.
WANG Yuelin. Study of effect factors of distribution of remaining gas in Daniudi He III gas reservoir[D]. Chengdu: Chengdu University of Technology, 2011.
- [20] 王昔彬,刘传喜,郑祥克,等.低渗特低渗气藏剩余气分布的描述[J].*石油与天然气地质*,2003,24(4):401-403.
WANG Xibin, LIU Chuanxi, ZHENG Xiangke, et al. Quantitative description of remaining gas distribution in low and extremely-low permeability gas reservoirs[J]. *Oil & Gas Geology*, 2003, 24(4): 401-403.
- [21] 李勇明,李崇喜,郭建春.砂岩气藏压裂裂缝高度影响因素分析[J].*石油天然气学报*,2007,98(2):87-90.
LI Yongming, LI Chongxi, GUO Jianchun. Analysis on the Influence factors of fracture height of sandstone gas reservoir fracturing[J]. *Journal of Oil and Gas Technology*, 2007, 98(2): 87-90.
- [22] 罗天雨,刘全稳,胡罡.环玛湖三叠系玛 X 井压裂窜层可能性分析[J].*广东石油化工学院学报*,2017,27(6):31-34.
LUO Tianyu, LIU Quanwen, HU Gang. Possibility analysis on the communication between zones in layer fracturing of Triassic System Ma X well in Huan Ma-lake Region [J]. *Journal of Guangdong University of Petrochemical Technology*, 2017, 27(6): 31-34.
- [23] 朱新春.杭锦旗区块压裂缝高影响因素及延伸规律分析[J].*石油钻采工艺*,2020,42(1):119-144.
ZHU Xinchun. Influential factors and propagation laws of hydraulic fracture height in the Hangjinqi Block[J]. *Oil Drilling & Production Technology*, 2020, 42(1): 119-144.
- [24] 胡阳明,胡永全,赵金洲,等.裂缝高度影响因素分析及控缝高对策技术研究[J].*重庆科技学院学报(自然科学版)*,2009,49(1):28-31.
HU Yangming, HU Yongquan, ZHAO Jinzhou, et al. Analysis of fracture height Influence factors and study of height control gaming techniques[J]. *Journal of Chongqing University of Science and Technology (Natural Science Edition)*, 2009, 49(1): 28-31.

(编辑 黄颖)