超星·期刊

第51卷第2期 钻探工程 Vol. 51 No. 2
2024年3月 Drilling Engineering Mar. 2024:23-31

基于粘结单元法的干热岩储层水力压裂数值模拟与参数优化

翟梁皓[1]，荀　杨[*2]，苏　博[3]，刘华南[1]，戚　波[1]，吴景华[1]
（1.长春工程学院勘查与测绘工程学院，吉林 长春 130021；2.长春工程学院管理学院，吉林 长春 130021；
3.西安科技大学地质与环境学院，陕西 西安 710054）

摘要：水力压裂技术是实现低渗油气及地热储层的高效开发利用的关键技术手段，为了研究干热岩型地热储层水力压裂过程中水力裂缝的扩展规律，本文使用粘结单元法（Cohesive Zone Method，CZM）研究了压裂液排量、压裂液粘度以及水平地应力差对水力裂缝形态的影响，并利用正交试验对上述压裂工艺参数的组合进行优化。结果表明：压裂液排量对水力裂缝的长度具有重要影响，而压裂液的粘度对水力裂缝的宽度具有显著影响；压裂液的排量和粘度的增加，促进了分支裂缝的萌生和扩展；水平地应力差为1 MPa时，本文所建立的模型在压裂液排量和粘度分别取0.004 m^3/s和0.07 Pa•s条件下，可获得最佳的压裂改造效果；随着压裂液的排量和粘度的持续增加，当压裂液的排量和粘度分别超过0.004 m^3/s和0.07 Pa•s后，继续增加压裂液的排量和粘度将导致水力裂缝的长度和宽度的减小，可见在实际压裂过程中不能盲目通过提高压裂液的排量和粘度的方式实现对压裂效果的持续改进。本文丰富了干热岩储层改造的数值模拟手段，相关研究成果有望为干热岩型地热资源开采过程中裂缝扩展行为预测和压裂工艺参数的优化提供技术支撑。

关键词：干热岩；储层改造；水力压裂；裂缝扩展；粘结单元法；正交试验；数值模拟
中图分类号：P634;TE37　　**文献标识码**：A　　**文章编号**：2096-9686(2024)02-0023-09

Numerical simulation and parameter optimization of hydraulic fracturing for hot dry rock reservoirs based on cohesive zone method

ZHAI Lianghao[1]，XUN Yang[*2]，SU Bo[3]，LIU Huanan[1]，QI Bo[1]，WU Jinghua[1]
(1. *College of Exploration and Mapping Engineering, Changchun Institute of Technology, Changchun Jilin* 130021, *China*;
2. *College of Management, Changchun Institute of Technology, Changchun Jilin* 130021, *China*;
3. *College of Geology and Environment, Xi'an University of Science and Technology, Xi'an Shaanxi* 710054, *China*)

Abstract: Hydraulic fracturing technology plays a key role in the efficiency exploitation of low-permeability oil-gas and geothermal reservoirs. In order to study the extension pattern of hydraulic fractures within the hot dry rock, the effect of flow rate and viscosity of fracturing fluid and horizontal geo-stress difference on the morphology of hydraulic fractures were investigated by the cohesive zone method (CZM), and the combination of the above fracturing process parameters was optimized using orthogonal tests. The results show that the flow rate of fracturing fluid has a significant effect on the length of the hydraulic fracture, whereas the viscosity of the fracturing fluid has a significant effect on the width of the hydraulic fracture. The increase in the flow rate and viscosity of the fracturing fluid promotes the emergence and extension of branching fractures. When the horizontal geo-stress difference is 1MPa, the model established in this paper can obtain the best fracturing

收稿日期：2023-09-11；**修回日期**：2023-11-16　　**DOI**：10.12143/j.ztgc.2024.02.004
基金项目：吉林省自然科学基金项目“干热岩采热过程裂缝网络形态演变机制研究”（编号：YDZJ202301ZYTS228）
第一作者：翟梁皓，男，满族，1990年生，讲师，地质工程专业，博士，研究方向为非常规油气资源钻采、储层改造技术，吉林省长春市朝阳区同志街3066号，zlh@ccit.edu.cn。
通信作者：荀杨，女，汉族，1991年生，助教，工程项目管理专业，硕士，研究方向为工程项目管理，吉林省长春市朝阳区同志街3066号，xunyang@ccit.edu.cn。
引用格式：翟梁皓，荀杨，苏博，等.基于粘结单元法的干热岩储层水力压裂数值模拟与参数优化[J].钻探工程，2024，51(2)：23-31.
ZHAI Lianghao, XUN Yang, SU Bo, et al. Numerical simulation and parameter optimization of hydraulic fracturing for hot dry rock reservoirs based on cohesive zone method[J]. Drilling Engineering, 2024, 51(2): 23-31.

超星·期刊

modification effect under the conditions that the fracturing fluid flow rate is 0.004m^3/s and the viscosity is 0.07Pa•s; As the flow rate and viscosity of fracturing fluid exceed 0.004m^3/s and 0.07Pa•s respectively and continuously increase, a decrease in the length and width of the hydraulic fracture will occur. Therefore, it is considered that the continuous improvement of fracturing effect cannot be achieved blindly by increasing the flow rate and viscosity of the fracturing fluid during the actual fracturing process. The findings of this study are expected to provide significant support in predicting the fracture extension behavior and the optimizing the fracturing parameters during the exploitation of hot dry rock geothermal resources.

Key words: hot dry rock; reservoir reformation; hydraulic fracturing technology; fracture extention; cohesive zone method; orthogonal test; numerical simulation

0 引言

随着全球经济快速发展,石油、天然气等能源的对外依存度逐年增加,能源危机已成为世界各国需要关注的迫切问题之一[1-2]。为了保障国家能源安全,我国提出了构建煤、油、气、核、新能源和可再生能源多元化的能源供应体系,形成常规与非常规能源共同发展的新型勘探、开发模式[3]。

地热能因其分布广泛、低碳环保和可持续开采等特点,现已成为世界各国能源领域学者重点关注的新能源领域。与其他清洁能源如风能、太阳能相比,季节更替、气候变化以及昼夜循环等干扰因素对地热能提取的影响较小,其发电效率可达73%[4-5]。当前,地热资源主要包括浅层地热资源、水热型地热资源和干热岩型地热资源。。

干热岩赋存在地下3000 m以深,其内部没有或仅含有极少量热蒸汽的高温低渗透性岩体(温度>180℃)[6-7]。干热岩分布广泛,现有资料表明我国干热岩型地热资源储量丰富,资源量为2.52×10^{25} J,埋深3~10 km范围内的资源量折合8.56×10^{14} t标准煤[8-9]。然而,干热岩主要由花岗岩、花岗闪长岩等具有极低孔隙度和渗透率的岩浆岩和变质岩组成,依靠岩石基质和热储内部的构造裂隙的渗流能力获得具有商业开采价值的高温流体。因此,提出通过储层改造的方式提高热储内部导流能力,以实现干热岩型热储内部地热能的有效提取,这种通过储层改造开采干热岩的系统工程称为增强型地热系统(Enhanced Geothermal System, EGS)[10]。

目前,EGS工程仍处于示范性工程的预研和可行性研究阶段,地质勘查技术、深部钻完井技术、储层改造技术和高效热能提取技术是EGS实现商业化开采需要突破的关键技术问题。其中,提高干热岩型热储渗透特性的储层改造技术是亟待关键突破的重点研究领域。

水力压裂是储层改造技术的核心技术手段,各国EGS示范工程中,水力压裂技术也在不断的创新和发展。EGS建储过程中的主要压裂形式包括沿用了传统石油行业的支撑剂型压裂和低粘度压裂流体形成以剪切压裂为主的水力压裂方式[11]。水力压裂是地应力-渗流耦合的复杂物理过程,而干热岩水力压裂则是涉及地应力-渗流-温度耦合的极为复杂的物理过程[12-13]。目前该领域研究主要通过理论、数值模拟和室内试验的方式复现深部热储内裂缝的形成、延伸和扩展规律[14-16]。

数值模拟研究因其可重复性高,成本较低等特点逐渐被学者关注,可用于水力压裂研究的数值模拟方法主要包括位移不连续法、离散元法、扩展有限元法和有限元法。(1)位移不连续法:Chuprakov等[17]使用位移不连续法并结合Mohr-Coulomb准则研究构造裂隙对水力裂缝扩展行为的影响。Zhao等[18]建立三维压裂模型,并研究多裂缝同时扩展条件下的三维裂缝形态。该方法能够模拟复杂裂缝扩展问题,但在处理非均匀介质中裂缝扩展问题时存在较大难度。(2)离散元法:Abuaisha等[19]使用该方法研究了近井区域裂缝在地应力作用下的起裂与扩展行为。Lanru等[20]研究了地应力作用下水力裂缝的变形以及内部压裂液的流动模式。该方法通过块体或者颗粒来代表岩体,虽然能够模拟水力裂缝沿任意路径的扩展行为,但由于块体和颗粒之间的破坏通过键能的破坏来表示,其破坏过程中的接触刚度和强度参数变化需要不断的迭代计算和接触检查,导致计算量较大。(3)扩展有限元法:Wang等[21]利用扩展有限元法研究页岩各向异性的物性条件对水力裂缝扩展行为的影响。孙可明等[22]研究了储层内部层理对水力裂缝扩展的影响以及裂缝形态的演化法则。王涛等[23]利用该方法研究了三维水力裂缝的扩展模拟。但是该方法在模拟水力裂缝交叉行为过程中由于交汇处节点的畸变导致数值模拟计算结果与实际结果产生较大

超星·期刊

误差。

与上述模拟方法相比,本文采用有限元法框架内的粘结单元法(Cohesive Zone Method, CZM)对水力裂缝展开研究。该方法具有以下3方面优势:(1)适应本构模型复杂的岩石模型;(2)可模拟裂缝间的交汇行为;(3)能够水力压裂过程中岩石基质与裂缝系统之间的流-固耦合过程[23]。许多学者使用该方法对天然裂缝影响[24]、压裂流体特性[25]、应力场变化[26]等因素的影响展开研究。

本文基于自主编写的网格节点分离程序,在压裂模型内部嵌入零厚度的粘结单元,进而实现对不同压裂液参数和地应力差条件下水力裂缝起裂与扩展行为的模拟,以期获得不同压裂液参数和水平地应力差对压裂效果的影响,并最终得出适合于本文所建立模型的最佳压裂参数组合。同时,综合考虑压裂过程中主裂缝、分支裂缝的形成与扩展对模型内部缝网复杂性的影响,选取累计裂缝长度和最大裂缝宽度作为正交试验结果的评价指标,相比仅通过裂缝长度和宽度来定性描述压裂效果更为合理。

1　模型描述

1.1　基本假设

建立模型的假设条件如下:

(1)所选储层岩石为非均质分布,能够服从Weibull分布;

(2)储层岩石内部为各向同性,岩体为弹性介质,服从线弹性力学规律;

(3)岩体满足Biot固结理论和有效应力原理;

(4)岩体为单相饱和介质;

(5)水为液态,不考虑水的相变;

(6)岩体力学行为用连续介质损伤力学理论描述,满足最大拉应力准则和Mohr-Coulomb准则;

(7)忽略在压裂过程中压裂液与储层岩石发生的化学或物理作用而导致的岩石力学物性产生异变。

1.2　CZM的力学本构模型与单元内流体流动模式

1.2.1　CZM的本构模型

粘合单元法单元的损伤开始出现前需要满足的应力与应变关系如下述,单元承受的牵引应力矢量t的表达式如下所示:

$$t=\begin{Bmatrix}t_n\\t_s\\t_t\end{Bmatrix}=K_\varepsilon=\begin{bmatrix}K_{nn},K_{ns},K_{nt}\\K_{sn},K_{ss},K_{st}\\K_{tn},K_{ts},K_{tt}\end{bmatrix}\begin{Bmatrix}\varepsilon_n\\\varepsilon_s\\\varepsilon_t\end{Bmatrix}\tag{1}$$

式中:t_n——单元的法向方向的牵引力;t_s、t_t——分别为两个切线方向的牵引力;$K_{nn}=E_{nn}/T_0$、$K_{ss}=E_{ss}/T_0$、$K_{tt}=E_{tt}/T_0$分别为牵引分离刚度;T_0——CZM单元的初始厚度;E_{nn}——粘结单元的法向方向的弹性模量;E_{ss}、E_{tt}——分别为粘结单元的两个切线方向的弹性模量;$\varepsilon_n=\delta_n/T_0$——与牵引力相对应的法向方向的分离应变;$\varepsilon_s=\delta_s/T_0$、$\varepsilon_t=\delta_s/T_0$——分别为相对应的两个切线方向的分离应变;$\delta_n$——法向方向的分离位移;$\delta_s$、$\delta_t$——分别为两个切线方向的分离位移。

基于粘弹塑性损伤模型CZM对材料的损伤开裂行为进行模拟时,第一必须深刻了解粘结单元的几何厚度和本构厚度,因为在对本构方程中刚度和应变计算时,其结果与本构厚度的取值有直接关系。第二为了保持计算过程简便,建立的此模型中本构厚度的取值默认为1,这样可以使粘结单元的应变数值与对应方向的位移保持一致。

1.2.2　CZM单元内部流体流动模型

为了达到使模型单元内部流体保持连续流动的目的,CZM的孔压-渗流单元将损伤区内的流体流动分为法向流动和切向流动,CZM孔压-渗流单元内的流体流动进一步分为法向流动和切向流动,如图1所示。

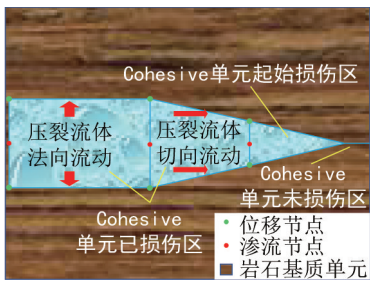


图1　CZM孔压-渗流单元内的流体流动示意

Fig.1　Schematic diagram of fluid flow in the pore pressure-permeability unit in CZM

1.2.2.1　CZM单元内流体的法向流动

根据达西渗流定律,CZM裂隙单元内的流体在单元表面的法向流动与其接触介质单元的体积速率有直接关系,所建模型的周围岩石基质在现实压裂过程中的滤失行为可用它来进行模拟。

超星·期刊

流体在单元上表面和下表面法向流动的计算公式为：

$$\begin{cases} q_t = C_t(p_{czm} - p_t) \\ q_b = C_b(p_{czm} - p_b) \end{cases} \tag{2}$$

式中：q_t——CZM裂缝单元内压裂流体沿着上单元表面的体积流速，m^3/s；q_b——CZM裂缝单元内压裂流体沿着下单元表面的体积流速，m^3/s；C_t——相应单元的上表面滤失层的滤失系数，m/(Pa·s)；C_b——相应单元的下表面滤失层的滤失系数，m/(Pa·s)；P_t——与单元上表面接触部分的岩体孔隙压力，MPa；P_b——与单元下表面接触部分的岩体孔隙压力，MPa；P_{czm}——CZM裂缝单元内压裂流体的压力，MPa。

1.2.2.2 CZM单元内流体的切向流动

假设单元内部压裂流体为不可压缩的牛顿流体，基于Poiseuille法则，单元内压裂流体的切向流动服从润滑方程：

$$q = -d_{czm}^3/12\mu\nabla p_{czm} \tag{3}$$

式中：q——通过CZM裂隙单元横截面的切向体积流量，m^3/s；d_{czm}——裂隙单元随压裂时间而产生的不断变化的裂缝面的张开位移，m；μ——裂隙内压裂流体的粘度，Pa·s；∇p_{czm}——CZM单元切向方向的压裂流体压降梯度，Pa/m。

假设CZM裂隙单元内流体符合两块平行板之间的层流流动的模式进行流动，可对单元内的压降梯度∇p_{czm}进行计算：

$$d_{\nabla p_{czm}}/d_x = -12\mu q/(h_f d_{czm}^3) \tag{4}$$

对上式进行积分可得CZM单元内压裂流体的压降方程：

$$P_0 = P_i + 12\mu q x/(h_f d_{czm}^3) \tag{5}$$

式中：P_0——压裂流体流入CZM裂隙单元时的流体压力，MPa；P_i——压裂流体沿切向方向穿过CZM裂隙单元后的流体压力，MPa；x——CZM裂隙单元切向方向的单元长度，m；h_f——裂缝的高度，m；d_{czm}——裂隙单元随压裂时间而产生的不断变化的裂缝面的张开位移，m；q——裂缝内的流体流量，m^3/s。

综上所述，基于CZM建立的如上模型可以实现水力压裂过程中缝内流体与周围岩石介质的多场耦合过程的模拟。

1.3 模型建立

本文利用自主编写的网格节点分离程序，采用ABAQUS软件在有限元计算框架内提供的基于粘弹塑性损伤模型的CZM对干热岩水力压裂裂缝的起裂与扩展行为进行模拟。

所建立的干热岩水力压裂数值模型如图2所示，该模型中部的红色圆点为压裂流体的注入点。

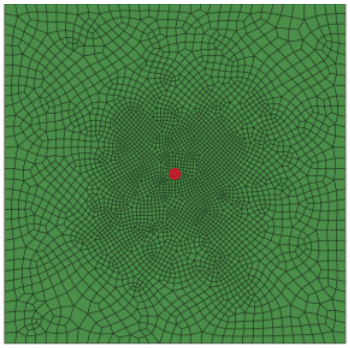


图2 干热岩水力压裂数值模型

Fig.2 Numerical modeling of hydraulic fracturing in hot dry rock

1.4 模拟参数选取

国内外学者针对花岗岩力学参数进行了大量的室内与原位试验[27-28]。此外，干热岩水力压裂数值模拟方面也进行了大量的研究，结合干热岩数值模拟采用的物理力学参数[29-30]，本文模型参数的选取如表1所示。

2 基于正交试验的压裂参数优化

2.1 正交试验基本参数

近年来，许多研究人员基于正交试验的原理对试验中的各影响因素做分析，能够对试验方案进行优化而且有效减少试验周期和成本，提高科研效率。

在进行正交试验前，需要根据试验的研究目标选择合适的试验因素和结果评价指标。本文正交试验将压裂过程中的压裂液排量、压裂液粘度以及水平地应力差作为试验因素，并对上述试验因素在水力压裂裂缝扩展行为和缝网形态的影响进行研究。

考虑到水力压裂过程中，模型内部除了形成主水力裂缝之外，还发育有分支裂缝，因此，为了准确评价水力压裂效果，本文选择累计水力裂缝长度和

超星·期刊

表1　花岗岩水力压裂数值模拟参数取值

Table 1　Mechanical parameters of hydraulic fracturing in granite

材料	参数及单位	取值
花岗岩基质	弹性模量/GPa	40
	泊松比	0.23
	渗透率/m^2	1.5×10^{-18}
	孔隙压力/MPa	0
	孔隙比	0.05
CZM单元	弹性模量/GPa	40
	法向抗拉强度t_n/MPa	10
	破裂面Ⅰ方向的抗剪强度t_s/MPa	20
	破裂面Ⅱ方向的抗剪强度t_t/MPa	20
原位地应力	垂向地应力σ_v/MPa	10
	最大水平地力σ_H/MPa	9
	最小水平地力σ_h/MPa	4
流体性质	压裂液粘度/(mPa•s)	1/60/150
	压裂流体比重/(N•m^{-3})	9800/11760/14700

最大水力裂缝宽度作为水力压裂效果的评价指标,评价指标和模型内部的裂缝复杂性呈正相关,相应的评价指标越大表明储层改造效果越好。

本文使用极差分析法对正交试验结果进行分析,研究压裂液排量、压裂液粘度和水平地应力差对水力压裂效果的影响。试验因素水平见表2。

表2　正交试验因素水平

Table 2　Factors and levels of the orthogonal experimental design

因素水平	A 压裂液排量/(m^3•s^{-1})	B 压裂液粘度/(Pa•s)	C 水平地应力差/MPa
1	0.001	0.001	1
2	0.002	0.060	3
3	0.003	0.150	5

2.2　正交试验设计

根据上述正交试验因素水平表设计正交试验,其中,基于自主编写的子程序,对模型压裂后的裂缝单元的位移信息进行自动提取和处理,进而获得正交试验中累计裂缝长度和最大裂缝宽度的值,如表3所示。

表3　正交试验设计方案

Table 3　Scheme for the orthogonal experimental design

因素试验号	A 压裂液排量/(m^3•s^{-1})	误差列	B 压裂液粘度/Pa•s	C 水平地应力差/MPa	模拟方案	评价指标 累计裂缝长度/m	评价指标 最大裂缝宽度/mm
1	1	1	1	1	$A_1B_1C_1$	22.482	3.301
2	1	2	2	2	$A_1B_2C_2$	11.509	3.251
3	1	3	3	3	$A_1B_3C_3$	10.641	3.269
4	2	1	2	3	$A_2B_2C_3$	12.093	3.237
5	2	2	3	1	$A_2B_3C_1$	14.583	3.280
6	2	3	1	2	$A_2B_1C_2$	11.410	3.015
7	3	1	3	2	$A_3B_3C_2$	11.693	3.248
8	3	2	1	3	$A_3B_1C_3$	15.475	3.095
9	3	3	2	1	$A_3B_2C_1$	52.904	3.656

2.3　正交试验结果极差法分析

累计裂缝长度的极差分析结果如表4所示,最大裂缝宽度的极差分析结果如表5所示。

表4　累计裂缝长度的极差分析

Table 4　Range analysis of cumulative fracture length

	A 压裂液排量/(m^3•s^{-1})	误差列	B 压裂液粘度/(Pa•s)	C 水平地应力差/MPa
K_1	44.632	46.268	49.367	89.969
K_2	38.086	41.567	76.506	34.612
K_3	80.072	74.955	36.917	38.209
k_1	14.877	15.423	16.456	29.989
k_2	12.695	13.856	25.502	11.537
k_3	26.691	24.985	12.306	12.736
极差R	13.996	11.129	13.196	18.452
因素主次顺序	C>A>B			
优选方案	$C_1A_3B_2$			

表中K_i为正交试验方案中各试验因素所对应的水平为i的结果之和。例如,表4中,B因素所在列的K_2=11.509+12.093+52.904=76.506。同理,可求得评价指标极差分析中的其余Ki的值。

表中$k_i=K_i/S$,表示所得K_i试验结果的算术平均值,S表示正交试验各试验因素水平的出现的次数,因此,表4中B因素所在的第三列中,k_1=

超星·期刊

表5 最大裂缝宽度的极差分析

Table 5 Range analysis of maximum fracture width

	A	误差列	B	C
	压裂液排量/($m^3 \cdot s^{-1}$)		压裂液粘度/(Pa•s)	水平地应力差/MPa
K_1	9.821	9.786	9.411	10.237
K_2	9.532	9.626	10.144	9.514
K_3	9.999	9.940	9.797	9.601
k_1	3.274	3.262	3.137	3.412
k_2	3.177	3.209	3.381	3.171
k_3	3.333	3.313	3.266	3.200
极差R	0.156	0.104	0.244	0.241
因素主次顺序	B>C>A			
优选方案	$B_2C_1A_3$			

49.367/3,同理可以计算出所有k_i值。

R为极差,表中任何一列上的极差$R=\max\{k_1,k_2,k_3\}-\min\{k_1,k_2,k_3\}$。因此,表4中,水平地应力差(因素C)的$R$=29.989−11.537=18.452,同理,可计算得出表4和表5其余试验因素的极差。

基于正交试验的极差分析法原理,正交试验因素水平的变化对本次评价指标的影响与计算所得的极差呈正相关。因此通过表中计算得出的极差大小对各试验因素的影响程度进行排序并确定初选方案。

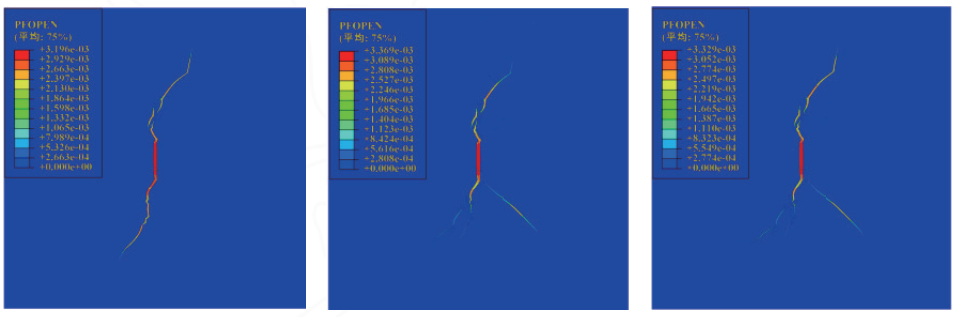
本文选取累计裂缝长度和最大裂缝宽度作为正交试验的评价指标,因此,应该选择各试验因素的水平值使得各评价指标的对应的k_1、k_2、k_3取得最大的值。表4中针对累计裂缝长度的正交试验中,根据极差R的大小对各因素影响的敏感性进行排序可得:C因素(水平地应力差)>A因素(压裂液排量)>B因素(压裂液粘度),因此,可得水平地应力差对压裂裂缝的累计裂缝长度具有重要影响,其次为压裂液排量,压裂液黏度对累计裂缝长度的影响最小。同时,C因素(水平地应力差):$k_1>k_3>k_2$;A因素(压裂液排量)$k_3>k_1>k_2$;B因素(压裂液粘度)$k_2>k_1>k_3$。综上所述,对于累计裂缝长度的初步优化方案为$C_1A_3B_2$。同理,根据表5可得针对最大裂缝宽度的正交试验初步优化方案也为$C_1A_3B_2$。这表明水平地应力差为1 MPa条件下,压裂液排量和黏度分别选取0.003 m^3/s和0.06 Pa•s,可获得表2中各因素水平范围内的最佳压裂效果。

3 基于正交试验结果的单因素分析

上述通过正交试验获得的$C_1A_3B_2$仅是表2中各因素水平范围内的初步优化参数组合。为了获取本文所建立模型的最佳压裂参数组合,需要对各试验因素展开单因素分析。由于水平地应力差在实际压裂工况下属于人为不可控因素,因此,本文的单因素分析主要围绕压裂液的排量和粘度展开研究。

3.1 压裂液排量对压裂效果影响的单因素分析

基于已获得的初步优化压裂参数$C_1A_3B_2$,在保持水平地压力差为1 MPa,压裂液粘度为0.06 Pa•s的基础上,将压裂液排量从0.003增加至0.005 m^3/s,不同压裂液排量作用下模型内部的裂缝形态见图3。



(a)压裂液排量为0.003m^3/s (b)压裂液排量为0.004m^3/s (b)压裂液排量为0.005m^3/s

图3 不同压裂液排量条件下模拟地层内部的水力裂缝形态

Fig.3 The morphology of hydraulic fracture under different fracturing fluid flow rate within the stimulated strata

根据模型内部水力裂缝形态的分析可得,水力裂缝的最大裂缝宽度与压裂液的排量呈正相关,且随着压裂液排量的增加,模型内部逐渐出现分支裂缝。

经过对数值模拟结果的后处理可得模型内部

超星·期刊

累计裂缝长度和最大裂缝宽度在不同压裂液排量作用下的模拟结果,如表6所示。

表6　不同压裂液排量下的累计裂缝长度和最大裂缝宽度

Table 6　Cumulative fracture length and maximum fracture width under different fracturing fluid flow rate

压裂液排量/($m^3 \cdot s^{-1}$)	累计裂缝长度/m	最大裂缝宽度/mm
0.003	22.631	3.196
0.004	29.005	3.369
0.005	20.741	3.329

根据表6可得,压裂液排量在0.004 m^3/s时可取得累计裂缝长度和最大裂缝宽度的峰值,分别为29.005 m和3.369 mm。因此,在水平地压力差为1 MPa,压裂液粘度为0.06 Pa•s条件下,选取压裂液排量为0.004 m^3/s可获得较好的压裂效果。

各排量作用下,缝内流体压力曲线见图4。

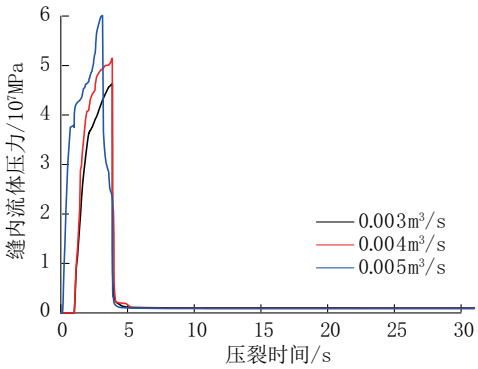


图4　不同压裂液排量下的压裂曲线

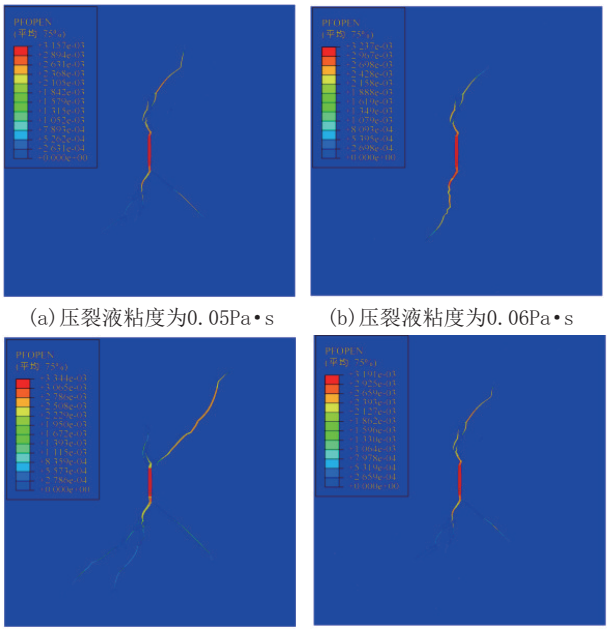
Fig.4　Pressure curves of fracturing fluids inside hydraulic fractures at different flow rate of fracturing fluid

根据图4可得,随着压裂液排量的增加,该模拟地层的起裂压裂逐渐升高,且压裂液排量越大,压裂曲线憋压阶段的增长速率越大。

综上所述,针对本文所建立的水力压裂模型中压裂液排量的单因素分析可得最优压裂方案组合为$C_1B_2A_{0.004}$,即水平地压力差为1 MPa,压裂液粘度为0.06 Pa•s条件下,压裂液排量为0.004 m^3/s可获得较好的压裂效果。

3.2　针对压裂液粘度的单因素分析

同理,保持其他压裂参数不变的条件下,将压裂液粘度从0.05 Pa•s增加至0.08 Pa•s。不同压裂液粘度作用下模型内部的裂缝形态如图5所示。



(a)压裂液粘度为0.05Pa•s　(b)压裂液粘度为0.06Pa•s

(c)压裂液粘度为0.07Pa•s　(d)压裂液粘度为0.08Pa•s

图5　不同压裂液粘度条件下模拟地层内部的水力裂缝形态

Fig.5　The morphology of hydraulic fracture under different fracturing fluid viscosity within the stimulated strata

分析模型内部水力裂缝形态可得,随着压裂液粘度增加,模型内部水力裂缝的最大宽度和缝网的复杂性也随之增加。但是,当压裂液粘度>0.07 Pa•s后,模型内部水力裂缝的宽度出现下降的趋势。

经过对数值模拟结果的后处理可得模型内部累计裂缝长度和最大裂缝宽度在不同压裂液粘度作用下的模拟结果,如表7所示。

表7　不同压裂液粘度下的累计裂缝长度和最大裂缝宽度

Table 7　Cumulative fracture length and maximum fracture width under different fracturing fluid viscosity

压裂液粘度/(Pa•s)	累计裂缝长度/m	最大裂缝宽度/mm
0.05	18.603	3.157
0.06	12.108	3.237
0.07	26.961	3.344
0.08	18.890	3.191

由表7可得,当压裂液排量为0.004 m^3/s条件下,累计裂缝长度在粘度为0.07 Pa•s时出现了峰值,分别为26.961 m和3.344 mm。因此,在水平地应力差为1 MPa,压裂液排量为0.004 m^3/s条件下,选取

超星·期刊

压裂液粘度为0.07 Pa•s可获得较好的压裂效果。

不同压裂液粘度作用下缝内流体压力曲线见图6。

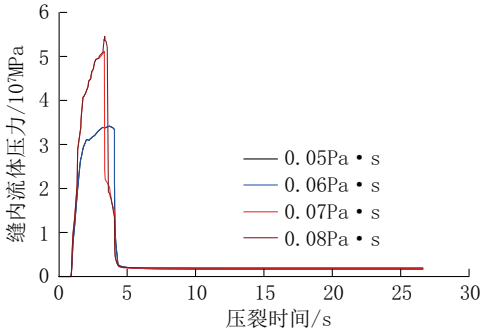


图6 不同压裂液粘度下的压裂曲线

Fig.6 Fracturing curves with different viscosity of fracturing fluid

根据图6可得,随着压裂液排量的增加,该模拟地层的起裂压裂逐渐升高,压裂曲线憋压阶段的增长速率与压裂液粘度呈正相关。

综上所述,针对本文所建立的水力压裂模型中压裂液排量的单因素分析可得最优压裂方案组合为$C_1A_{0.004}B_{0.07}$,即水平地压力差为1 MPa条件下,选取压裂液排量和粘度分别取0.004 m^3/s和0.07 Pa•s,可获得本文所建模型的最佳压裂效果,即可获得累计裂缝长度和最大裂缝宽度的最大值。

4 结论

本文利用ABAQUS软件在有限元计算框架内提供的基于粘弹塑性损伤模型的Cohesive Zone Method(CZM)对干热岩模型内部水力压裂裂缝的扩展行为进行研究,并基于正交试验的原理对压裂液排量、压裂液粘度和水平地应力差进行分析,最终得到最优压裂参数组合方案。本文得到的主要结论如下:

(1)随着压裂液排量的增加,模型内部水力裂缝的宽度和长度随之增加,其对水力裂缝长度的影响较为明显;压裂液粘度与水力裂缝的长度与宽度也呈正相关,但其对裂缝宽度的影响更为显著。此外,压裂液排量和粘度的增加均能够促进分支裂缝的产生与扩展。

(2)基于极差分析与单因素分析,最终确定该模拟地层的最终优压裂方案为$C_1A_{0.004}B_{0.07}$,即水平地应力差是1 MPa条件下,压裂液排量选取0.004 m^3/s,压裂液粘度选取0.07 Pa•s可获得最佳的压裂效果。在此条件下花岗岩模型内部的水力裂缝的最大裂缝宽度和累计裂缝长度均达到峰值,而且模型储层内部水力裂缝网络的形态也愈加复杂,分支裂缝产生并向模型内部不断扩展延伸,水力裂缝和分支裂缝的产生和扩展将极大提高模型内部裂缝网络的复杂性,提升储层改造效果。

(3)针对压裂液排量和粘度的单因素分析过程中,我们发现持续增加排量和粘度对累计裂缝长度和最大裂缝宽度的影响不是无限制增长的,因此,可以推断在实际压裂工况下,不能盲目依靠增加压裂液排量和粘度的方式实现对压裂改造效果的持续提升,应当充分了解和掌握待压裂地层的储层物性条件和不连续结构面的分布情况,在此基础上对压裂参数进行充分的优化设计,进而提高储层的压裂改造效果。

参考文献(References):

[1] 邹才能,陶士振,白斌,等.论非常规油气与常规油气的区别和联系[J].中国石油勘探,2015,20(1):1-16.
ZOU Caineng, TAO Shizhen, BAI Bin, et al. Differences and relations between unconventional and conventional oil and gas [J]. China Petroleum Exploration, 2015,20(1):1-16.

[2] 贾承造,郑民,张永峰.中国非常规油气资源与勘探开发前景[J].石油勘探与开发,2012,39(2):129-136.
JIA Chengzao, ZHENG Min, ZHANG Yongfeng. Unconventional hydrocarbon resources in China and the prospect of exploration and development [J]. China Petroleum Exploration and Development, 2012,39(2):129-136.

[3] 黄维和,韩景宽,王玉生,等.我国能源安全战略与对策探讨[J].中国工程科学,2021,23(1):112-117.
HUANG Weihe, HAN Jingkuan, WANG Yusheng, et al. Strategies and countermeasures for ensuringenergy security in China[J]. Strategic Study of CAE, 2021,23(1):112-117.

[4] 李德威,王焰新.干热岩地热能研究与开发的若干重大问题[J].地球科学(中国地质大学学报),2015,40(11):1858-1869.
LI Dewei, WANG Yanxin. Major issues of research and development of hot dry rock geothermal energy[J]. Earth Science: Journal of China University of Geoscience, 2015,40(11):1858-1869.

[5] 王贵玲,杨轩,马凌,等.地热能供热技术的应用现状及发展趋势[J].华电技术,2021,43(11):15-24.
WANG Guiling, YANG Xuan, MA Ling, et al. Status quo and prospects of geothermal energy in heat supply[J]. Huadian Technology, 2021,43(11):15-24.

[6] 王文,吴纪修,施山山等.探秘"能源新星"——干热岩[J].探矿工程(岩土钻掘工程),2020,47(3):88-93.
WANG Wen, WU Jixiu, SHI Shanshan, et al. Probe a new energy: Hot dry rock[J]. Exploration Engineering (Rock & Soil Drilling and Tunneling), 2020,47(3):88-93.

[7] 庞忠和,罗霁,程远志,等.中国深层地热能开采的地质条件评

超星·期刊

价[J].地学前缘,2020,27(1):134.
PANG Zhonghe, LUO Ji, CHENG Yuanzhi, et al. Evaluation of geological conditions for development of deep geothermal energy in China[J]. Earth Science Frontiers, 2020,27(1):134.

[8] 王贵玲,张薇,梁继运,等.中国地热资源潜力评价[J].地球学报,2017,38(4):448-459.
WANG Guiling, ZHANG Wei, LIANG Jiyun, et al. Evaluation of geothermal resources potential in China[J]. Acta Geoscientica Sinica, 2017,38(4):448-459.

[9] 王跃伟,李宽,张恒春,等.液动潜孔锤用于干热岩钻进的优化与试验[J].钻探工程,2022,49(6):36-41.
WANG Yuewei, LI Kuan, ZHANG Hengchun, et al. Optimization and test of hydraulic DTH hammers used in hot dry rock drilling[J]. Drilling Engineering, 2022,49(6):36-41..

[10] 许天福,张延军,曾昭发,等.增强型地热系统(干热岩)开发技术进展[J].科技导报,2012,30(32):42-45.
XU Tianfu, ZHANG Yanjun, ZENG Zhaofa, et al. Technological advances in enhanced geothermal systems (hot dry rock) development[J]. Science & Technology Review, 2012,30(32):42-45.

[11] 郭亮亮,张延军,胡忠君,等.增强型地热系统水力压裂和开采方案研究[J].工程地质学报.2015,23(s1):235-241.
GUO Liangliang, ZHANG Yanjun, HU Zhongjun, et al. Study of hydraulic fracturing and extraction programmes in enhanced geothermal systems[J]. 2015,23(s1):235-241.

[12] Chen H.Y, Teufel L.W, Lee,R. Coupled fluid flow and geomechanics in reservoir study[C]. Proceedings of the 1995 SPE Annual Technical Conference and Exhibition,Dallas, TX, USA,1995.

[13] 何艳青,王鸿勋.用数值模拟方法预测压裂井的生产动态[J].石油大学学报(自然科学版),1990(5):16-25.
HE Yanqing, WANG Hongxun. Predicting production dynamics in fractured wells using numerical simulation methods[J]. Journal of the University of Petroleum, China (Edition of Natural Science), 1990(5):16-25.

[14] 闫建文,王群嶷,张士诚.低渗透油田压裂注水采油整体优化方法[J].大庆石油地质与开发,2000(5):50-52,69-70.
YAN Jianwen, WANG qunyi, ZHANG Shicheng. An overall optimisation method for fracturing water injection and oil recovery in low permeability oilfields[J]. Petroleum Geology & Oilfield Development in Daqing, 2000(5):50-52,69-70.

[15] 谭现锋,刘肖,马哲民,等.干热岩储层裂隙准确识别关键技术探讨[J].钻探工程,2023,50(2):48-57.
TAN Xianfeng, LIU Xiao, MA Zhemin, et al. Discussion on the key technology for fracture identification in hot dry rock reservoir[J]. Drilling Engineering, 2023,50(2):48-57.

[16] 蒋亚峰,田英英,李小洋,等.基于cohesive单元海域天然气水合物储层水力压裂模拟[J].钻探工程,2023,50(1):18-25.
JIANG Yafeng, TIAN Yingying, LI Xiaoyang, et al. Numerical simulation of hydrate reservoir hydraulic fracturing based on cohesive units[J]. Drilling Engineering, 2023,50(1):18-25.

[17] ChuprakoV D.A., Akulich A.V., Siebrits E, et al. Hydraulic-fracture propagation in a naturally fractured reservoir[J]. SPE Production & Operations, 2011,26:88-97.

[18] Zhao J, Chen X, Li Y, et al. Simulation of simultaneous propagation of multiple hydraulic fractures in horizontal wells[J]. Journal of Petroleum Science and Engineering, 2016,147:788-800.

[19] Murad S. Abuaisha, David Eaton, Jeffrey Priest, et al. Hydro-mechanically coupled FDEM framework to investigate near-wellbore hydraulic fracturing in homogeneous and fractured rock formations[J]. Journal of Petroleum Science & Engineering, 2017,154:100-113.

[20] Lanru, Jing, Yue Ma, et al. Modeling of fluid flow and solid deformation for fractured rocks with discontinuous deformation analysis (DDA) method[J]. International Journal of Rock Mechanics & Mining Sciences, 2001,38:343-355.

[21] Wang X L, Shi F, Liu H, et al. Numerical simulation of hydraulic fracturing in orthotropic formation based on the extended finite element method[J]. Journal of Natural Gas Science and Engineering, 2016,33:56-69.

[22] 孙可明,张树翠,李天舒.横观各向同性油气藏水力压裂裂纹扩展规律研究[J].计算力学学报,2016,33(5):767-772.
SUN Keming, ZHANG Shucui, LI Tianshu. Study on the law of transverse isotropic reservoir crack extension during hydraulic fracture[J]. Chinese Journal of Computational Mechanics, 2016,33(5):767-772.

[23] 王涛,高岳,柳占立,等.基于扩展有限元法的水力压裂大物模实验的数值模拟[J].清华大学学报(自然科学版),2014,54(10):1304-1309.
WANG Tao, GAO Yue, LIU Zhanli, et al. Numerical simulations of hydraulic fracturing in large objects using an extended finite element method[J]. Journal of Tsinghua University (Science and Technology), 2014,54(10):1304-1309.

[24] Taleghani A D, Gonzalez M, Shojaei A. Overview of numerical models for interactions between hydraulic fractures and natural fractures: Challenges and limitations[J]. Computers & Geotechnics, 2016,71:361-368.

[25] Chen Z.r., Bunger A.P., Xi Z., et al. Cohesive zone finite element-based modeling of hydraulic fractures[J]. Acta Mechanica Solida Sinica, 2009,22(5):443-452.

[26] Bryant E C, Hwang J, Sharma M M. Arbitrary fracture propagation in heterogeneous poroelastic formations using a finite volume-based cohesive zone model[C]// SPE Hydraulic Fracturing Technology Conference, 2015.

[27] 谭现锋,张强,战启帅,等.干热岩储层高温条件下岩石力学特性研究[J].钻探工程,2023,50(4):110-117.
TAN Xianfeng, ZHANG Qiang, ZHAN Qishuai, et al. Study on rock mechanical properties of hot-dry rock reservoir under high temperature[J]. Drilling Engineering, 2023,50(4):110-117.

[28] 谭现锋,王浩,康凤新.利津陈庄干热岩GRY1孔压裂试验研究[J].探矿工程(岩土钻掘工程),2016,43(10):230-233.
TAN Xianfeng, WANG Hao, KANG Fengxin. Experimental study on fracturing of GRY1 hot dry rock hole in Chenzhuang Town, Lijin County[J]. Exploration Engineering (Rock & Soil Drilling and Tunneling), 2016,43(10):230-233.

[29] 刘帅,柴军瑞,薛熠,等.热冲击作用对干热岩起裂压力与裂隙扩展形态的影响[J].地球物理学进展,2023,38(4):1487-1496.
LIU Shuai, CHAI Junrui, XUE Yi. Influence of thermal shock on fracture initiation pressure and fracture morphology in hot dry rock hydraulic fracturing[J]. Progress in Geophysics, 2023,38(4):1487-1496.

[30] 郭茂生,姬长发,刘宗鑫,等.青海共和盆地干热岩热储层人工水力致裂裂缝扩展规律[J].西安科技大学学报,2023,43(3):514-522.
GUO Maosheng, JI Changfa, LIU Zongxin. Artificial hydraulic fracture propagation law of hot dry rock reservoir in Gonghe Basin, Qinghai Province[J]. Journal of Xi'An University of Science and Technology, 2023,43(3):514-522.

(编辑　王文)