



DOI: 10.11885/j.issn.1674-5086.2024.11.12.02

文章编号: 1674-5086(2024)06-0107-08

中图分类号: TE377

文献标志码: A

页岩储层压裂组合支撑剂导流能力预测模型及应用研究

郭建春^{1*}, 马健², 曾凡辉¹, 穆轲帆², 赵志红¹

1. 油气藏地质及开发工程全国重点实验室·西南石油大学, 四川 成都 610500

2. 中国石化西南油气分公司工程技术研究院, 四川 德阳 610105

摘要: 页岩储层通过水力压裂形成长期高导流能力裂缝是低渗透致密油气藏资源有效开发的核心。基于线弹性力学理论, 通过改进 Kozeny-Carman 方程建立了支撑裂缝动态导流能力预测模型, 避免了以往模型没有全面考虑支撑剂粒度组成、弹塑性变形、嵌入和蠕变的不足。结果表明, 当有效闭合应力为 60 MPa 时, 第 1 000 天的裂缝导流能力较第 100 天的裂缝导流能力下降大约 54%; 在低有效闭合应力下, 大粒径支撑剂含量越高, 支撑裂缝导流能力越大; 当有效闭合应力增大时, 加入小粒径支撑剂可以减小裂缝导流能力的下降幅度; 支撑剂或裂缝壁面弹性模量越大, 支撑剂的变形、嵌入量越小, 支撑裂缝导流能力越大; 支撑裂缝初始缝宽越大, 支撑裂缝中支撑剂铺置层数越多, 会减少因嵌入带来的不利影响, 裂缝导流能力增加; 随着时间、有效闭合应力的增加, 支撑裂缝缝宽、导流能力会因支撑裂缝蠕变的影响而逐渐减小。

关键词: 粒度组成; 支撑剂变形; 嵌入; 蠕变; 导流能力

A Study on the Prediction Model and Application of the Diverting Capacity of Composite Proppants

GUO Jianchun^{1*}, MA Jian², ZENG Fanhui¹, MU Kefan², ZHAO Zhihong¹

1. State Key Laboratory of Oil and Gas Reservoir Geology and Exploitation, Southwest Petroleum University, Chengdu, Sichuan 610500, China

2. Engineering Research Institute, Southwest Petroleum Branch, SINOPEC, Deyang, Sichuan 610105, China

Abstract: This paper develops a comprehensive prediction model for the diverting capacity of propped fractures using an improved Kozeny-Carman equation, incorporating factors such as proppant grain size composition, elastic-plastic deformation, embedment, and creep. The study reveals that fracture diverting capacity decreases by approximately 54% from the 100th to the 1000th day under an effective closure stress of 60 MPa. The presence of larger grain-sized proppants enhances the diverting capacity, especially at lower effective closure stresses. The addition of small grain-sized proppants can reduce the decline in capacity under higher stresses. A higher elastic modulus of the proppant or fracture wall correlates with less deformation and embedment, leading to greater diverting capacity. Additionally, larger initial fracture widths and increased proppant layering can improve capacity by minimizing embedment effects. The model also indicates that over time and with increased effective closure stress, fracture width and diverting capacity will gradually decrease due to creep.

Keywords: grain size; proppant deformation; embedment; creep; diverting capacity

网络出版地址: <http://link.cnki.net/urlid/51.1718.TE.20250227.1301.006>

郭建春, 马健, 曾凡辉, 等. 页岩储层压裂组合支撑剂导流能力预测模型及应用研究[J]. 西南石油大学学报(自然科学版), 2024, 46(6): 107-114.

GUO Jianchun, MA Jian, ZENG Fanhui, et al. A Study on the Prediction Model and Application of the Diverting Capacity of Composite Proppants[J]. Journal of Southwest Petroleum University (Science & Technology Edition), 2024, 46(6): 107-114.

* 收稿日期: 2024-11-12 网络出版时间: 2024-12-23

通信作者: 郭建春, E-mail: guojianchun@vip.163.com

基金项目: 国家自然科学基金面上项目(52374045); 国家自然科学基金企业创新发展联合基金(U23B6004)

引言

水力压裂技术在石油工业中被广泛应用^[1], 岩层中裂缝输送气体和液体的能力(导流能力)是压裂和压裂设计的关键目标^[2]。支撑剂充填的水力裂缝作为一种复合介质, 其导流能力受到裂缝、支撑剂及其相互作用的综合影响^[1, 3]。在闭合应力作用下, 支撑剂可能发生变形^[1]、弹性嵌入^[4], 低弹性模量地层甚至可能发生蠕变作用^[5], 导致缝宽、孔隙度变小, 裂缝导流能力降低。为此, 不同学者通过实验针对裂缝导流能力影响因素展开研究。Rybacki 等^[6]通过恒载三轴蠕变实验研究了闭合应力对蠕变的影响, 研究表明, 在 30~40 MPa 有效闭合应力下, 3 a 后的蠕变应变量可以增大约 48%。Schmidt 等^[7]利用 API 流动腔研究了不同支撑剂粒径的导流能力, 研究表明, 混合粒径支撑剂提高裂缝导流能力具有较高效率。Wei 等^[8]基于实验, 研究不同组合支撑剂对导流能力的影响, 研究表明, 大粒径支撑剂占比较高时会导致孔隙过大, 易引发小粒径颗粒堆积造成堵塞, 使导流能力下降, 但只要支撑剂的强度足以适应高闭合压力, 大尺寸支撑剂的使用将有助于提高裂缝的长期导流能力。Kong 等^[9]基于实验, 研究了不同目数支撑剂对导流能力的影响, 研究表明, 将大颗粒支撑剂放置在靠近井口的位置, 小颗粒支撑剂放置在远离井口的位置, 可以提高裂缝的导流能力。

然而, 通过实验来研究裂缝导流能力的影响因素是昂贵的, 而且需要大量的时间。此外, 针对特定岩石特性的测试结果并不具有普适性, 不能简单地应用于其他类型的岩石。孟雅等^[10]建立了考虑支撑剂嵌入的裂缝导流能力模型, 但该模型未考虑支撑剂变形、粒度组成的影响, 在计算时需要假设裂缝孔喉半径等参数。Li 等^[11]基于弹塑性球接触原理、毛细管束模型和 Kozeny-Carman 方程, 建立了考虑岩石和支撑剂的变形、支撑剂层数和闭合压力等因素的裂缝导流能力模型, 但该模型不适用于支撑剂粒径不均匀或不同支撑剂组合的情况。Luo 等^[12]建立了考虑支撑剂变形、嵌入等影响因素的裂缝导流能力模型, 但仍未考虑支撑剂粒度组成, 且仍需假设孔喉半径、孔隙度等参数。

总的来说, 现有的裂缝导流能力模型主要考虑了闭合应力、支撑剂变形、嵌入和壁面蠕变的影响,

但通常采用支撑剂平均粒径或者引入部分支撑剂粒径参数计算裂缝导流能力, 无法全面反映支撑剂中支撑剂粒径分布的真实情况。且目前大多数研究通常需要假设裂缝初始孔隙度、迂曲度等参数, 考虑粒径组合的研究较少。因此, 为了克服前人模型中通常需要假设初始孔喉半径和孔隙度等参数以及未全面考虑支撑剂粒度组成的不足, 本文基于 Kozeny-Carman 方程^[13], 结合 Beard 孔隙度经验公式^[14-15]和 Koza 迂曲度模型^[15-16], 建立了考虑支撑剂粒度组成、变形和嵌入的裂缝导流能力模型, 研究了支撑剂粒度组成、力学性质和闭合应力对支撑剂导流能力的影响。该模型为进行水力压裂中支撑剂的选择提供了可靠的理论依据。

1 数学模型

1.1 线弹性力学理论

支撑剂压实作用对裂缝导流能力影响很大, 为得到有效闭合应力作用下的颗粒变形量, 本文利用线弹性模型对支撑剂变形进行了研究。将支撑剂视为弹性小球, 则两个相互挤压的支撑剂颗粒间应变应力公式如下^[15]

$$\zeta = \frac{\frac{3}{4}FC_E}{\left(\frac{3}{4}FC_E \frac{R_1 R_2}{R_1 + R_2}\right)^{\frac{1}{3}}} \quad (1)$$

式中:

ζ —小球半径变形量, mm;

F —小球之间的作用力, N;

R_1 —支撑剂 1 的半径, mm;

R_2 —支撑剂 2 的半径, mm。

其中, C_E 为中间变量, 计算公式为

$$C_E = \frac{1 - v_1^2}{E_1} + \frac{1 - v_2^2}{E_2} \quad (2)$$

式中:

v_1 —支撑剂 1 的泊松比, 无因次;

v_2 —支撑剂 2 的泊松比, 无因次;

E_1 —支撑剂 1 的弹性模量, MPa;

E_2 —支撑剂 2 的弹性模量, MPa。

图 1 为支撑剂 1 与支撑剂 2 在闭合应力作用下的变形结果。当支撑剂 2 的半径趋近于无穷大, 可看作支撑剂 1 与平板进行接触, 如图 2 所示。利用式(1)可以得到支撑剂 1 与平板的圆心距变化量 ζ_1 为

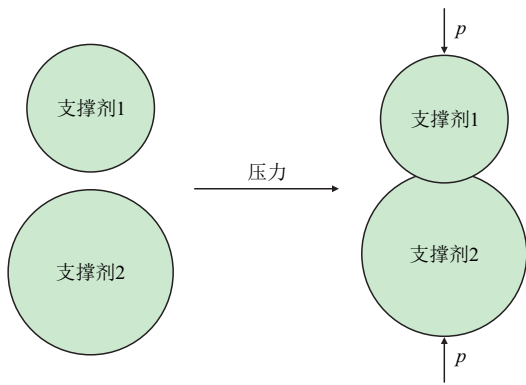


图1 支撑剂1与支撑剂2相互挤压
Fig. 1 Proppant 1 is pressed against proppant 2

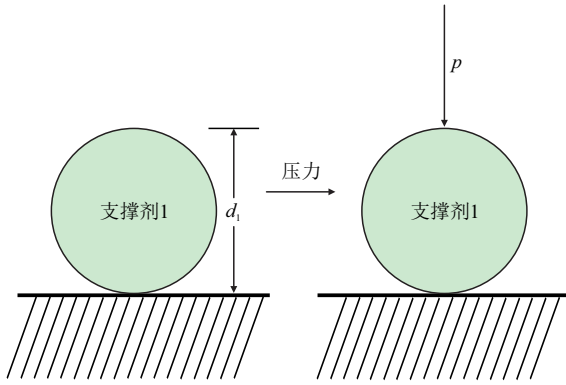


图2 相互挤压的支撑剂1和平板
Fig. 2 Proppant 1 and the plate are pressed against each other

$$\zeta_1 = \frac{2 \left(\frac{3}{8} F C_E d_1 \right)^{\frac{2}{3}}}{d_1} \quad (3)$$

式中:

d_1 —支撑剂1的直径, mm。

当平板的弹性模量为无穷大时, 支撑剂1不嵌入平板内, 此时的圆心距变化量即为支撑剂1在压力下的半径变形量^[15]

$$\beta_1 = \frac{2 \left(\frac{3}{8} F d_1 \frac{1 - \nu_1^2}{E_1} \right)^{\frac{2}{3}}}{d_1} \quad (4)$$

式中:

β_1 —支撑剂1的半径变形量, mm。

根据载荷与应力的关系可以得到^[15]

$$F = p(kd_1)^2 \quad (5)$$

式中:

p —有效闭合应力, MPa;

k —支撑剂距离系数, 无因次, $k=1$ 。

$$p = p_0 - p_i \quad (6)$$

式中:

p_0 —闭合应力, MPa;

p_i —流体压力, MPa。

对于多层支撑剂的情况, 将每个支撑剂颗粒的变形看作是在闭合应力作用下支撑剂颗粒在两个平板之间产生的变形, 即可以裂缝中一系列支撑剂为研究对象来进行支撑剂变形量的计算。裂缝中相同类型的支撑剂的铺置厚度 w_{fi} 为

$$w_{fi} = d_i M_i \quad (7)$$

式中:

w_{fi} — i 粒径支撑剂在裂缝中的总铺置厚度, mm;

d_i —支撑剂初始粒径, mm;

M_i —相同材料、相同粒径的支撑剂层数, 无因次。

由假设条件可以得到每一列中不同粒径支撑剂的种类相同, 则根据式(4)、式(5)可以得到相同粒径支撑剂的半径变形量为^[15]

$$\beta_i = 1.04 w_{fi} \left(k^2 p \frac{1 - \nu_i^2}{E_i} \right)^{\frac{2}{3}} \quad (8)$$

式中:

β_i — i 粒径支撑剂的半径总变形量, mm;

ν_i — i 粒径支撑剂泊松比, 无因次;

E_i — i 粒径支撑剂弹性模量, MPa。

假设存在 n 类粒径支撑剂, 根据假设条件可以得到总铺置宽度 w_{f0} 和支撑剂半径总变形量 β 为

$$w_{f0} = \sum_{i=1}^n w_{fi} \quad (9)$$

$$\beta = \sum_{i=1}^n \beta_i \quad (10)$$

若不同粒径支撑剂材料、弹性模量和泊松比相同, 由式(8)、式(9)和式(10)可以得到

$$\beta = 1.04 w_{f0} \left(k^2 p \frac{1 - \nu^2}{E} \right)^{\frac{2}{3}} \quad (11)$$

式中:

E —支撑剂弹性模量, MPa;

ν —支撑剂泊松比, 无因次。

1.2 考虑粒径组合的渗透率模型

渗透率是描述流体在多孔介质中运移的关键因素, 主导着土体中黏性流体的时空动力学^[17], 其中, Kozeny-Carman 方程被认为是最简单的方程, 该方程适用于广泛的介质^[18], 且适用于多孔材

料^[19], 因此, 可以用来计算支撑裂缝中的渗透率。

Kozeny-Carman 公式为^[13]

$$K = \frac{\phi^3}{2\tau^2 S^2} \times 10^6 \quad (12)$$

式中:

K —支撑裂缝渗透率, mD;

ϕ —闭合应力作用下的裂缝孔隙度, 无因次;

τ —闭合应力作用下的迂曲度, 无因次;

S —闭合应力作用下的支撑剂层的比面, mm^2/mm^3 。

该模型考虑了多孔介质的孔隙度、迂曲度、支撑剂粒度组成等因素, 需要孔隙度、迂曲度、比面等参数, 为此需要确定所需参数的计算方法。在有效闭合应力作用下, 孔隙度 ϕ 可以表示为^[14-15]

$$\phi = \frac{w_{f0}\phi_0 - 2\beta}{w_{f0} - 2\beta} \quad (13)$$

式中:

ϕ_0 —有效闭合应力为 0 时的初始孔隙度, 表达式为

$$\phi_0 = 20.91 + \frac{2.9}{A} \quad (14)$$

$$A = \sqrt{\frac{d_{75}}{d_{25}}} \quad (15)$$

式中:

d_{75} —累计分布曲线上 75% 处所对应的颗粒直径, mm;

d_{25} —累计分布曲线上 25% 处所对应的颗粒直径, mm。

$$K = \frac{\left(\frac{w_{f0}\phi_0 - 2\beta}{w_{f0} - 2\beta}\right)^3}{2 \left\{ \left(\frac{w_{f0} - 2\beta}{w_{f0}}\right)^2 \left\{ \frac{2\phi_0}{3[1 - B(1 - \phi_0)^{2/3}]} - \frac{2}{3} \right\} + 1 \right\} \left[\frac{6w_{f0}(1 - \phi_0)}{100(w_{f0} - 2\beta)} \sum_{i=1}^n \frac{G_i}{d_{ci}} \right]^2} \times 10^6 \quad (20)$$

1.3 动态缝宽计算模型

在水力压裂过程中, 裂缝表面附近的岩石与压裂液长期接触, 强度逐渐降低, 裂缝闭合后, 在闭合应力作用下, 岩石发生蠕变, 导致支撑剂嵌入不断加深。支撑剂嵌入过程包括弹性嵌入和蠕变嵌入, 假设与裂缝壁面接触的支撑剂直径相同, 支撑剂嵌入深度小于等于支撑剂直径, 有效闭合应力不随时间变化, 且嵌入和蠕变的过程中不考虑支撑剂自身的变形, 则弹性嵌入深度 ε_{ci} , 蠕变量 ε_{di} 的计算

支撑裂缝中支撑剂会因受到压实作用而导致迂曲度减小, 结合 Li 和 Matyka 等研究成果, 得到了迂曲度 τ 与支撑裂缝中的总半径变形量的关系, 具体表达式为^[15-16]

$$\tau = \sqrt{\left(\frac{w_{f0} - 2\beta}{w_{f0}}\right)^2 \left\{ \frac{2\phi_0}{3[1 - B(1 - \phi_0)^{2/3}]} - \frac{2}{3} \right\} + 1} \quad (16)$$

式中:

B —取决于障碍物的形状和使用的晶格常数, $B=1.09$ 。

基于 Carman 比面计算模型, 考虑闭合应力作用下支撑剂因受到挤压而变形, 支撑剂层比面 S 可以表示为^[13]

$$S = \frac{6(1 - \phi)}{100} \sum_{i=1}^n \frac{G_i}{d_{ci}} \quad (17)$$

式中:

G_i —闭合应力作用下不同原始粒径区间支撑剂的含量, 无因次;

d_{ci} —闭合应力作用下的不同原始粒径区间的支撑剂平均直径, mm, 计算公式为

$$d_{ci} = d_i - \frac{2\beta_i}{M_i} \quad (18)$$

当支撑剂材料相同时式(18)又可表示为

$$d_{ci} = d_i - 2.08d_i \left(k^2 p \frac{1 - v^2}{E} \right)^{\frac{2}{3}} \quad (19)$$

根据式(12)、式(13)、式(16)和式(17)即可得到闭合应力下考虑支撑剂粒度组成、变形的支撑裂缝渗透率模型

式为^[20]

$$\varepsilon_{ci} = \frac{2p(1 - v_o^2)a_i}{E_{r0}} \quad (21)$$

$$\varepsilon_{di}(t) = \frac{a_i}{2\eta_2} \left[1 + \frac{(1 - 2v_o)^2}{3} \right] \int_0^t p dt^* \quad (22)$$

式中:

ε_{ci} —不同裂缝壁面的支撑剂的弹性嵌入深度, mm;

$\varepsilon_{di}(t)$ —不同裂缝壁面的蠕变量, mm;

v_0 —岩石泊松比,无因次;

a_i — i 粒径支撑剂的应力分布半径, mm;

E_{r0} —储层岩石弹性模量, MPa;

η_2 —储层岩石黏弹性系数, MPa·s;

t^* —蠕变时间, s。

若有效闭合应力不随时间变化,则不同裂缝壁面的蠕变量可以表示为

$$\varepsilon_{di} = \frac{a_i}{2\eta_2} \left[1 + \frac{(1-2v_0)^2}{3} \right] p t^* \quad (23)$$

根据式(23)可以看出,裂缝壁面的蠕变量随有效闭合应力、与裂缝壁面接触的支撑剂直径和时间

的增大而增大。

在有效闭合应力作用下,导致支撑剂粒径减小,在裂缝壁面处发生支撑剂弹性嵌入以及裂缝壁面的蠕变,进而使支撑剂裂缝缝宽降低,根据式(11)、式(22)和式(23)可以得到裂缝宽度 W 为

$$W = w_{f0} - 2\beta - \sum_{i=1}^2 \varepsilon_{ci} - \sum_{i=1}^2 \varepsilon_{di} \quad (24)$$

1.4 动态导流能力计算模型

根据支撑剂裂缝导流能力的定义,可以得到支撑剂裂缝动态导流能力为

$$F_{RCD} = \frac{\left(\frac{w_{f0}\phi_0 - 2\beta}{w_{f0} - 2\beta} \right)^3 \left(w_{f0} - 2\beta - \sum_{i=1}^2 \varepsilon_{ci} - \sum_{i=1}^2 \varepsilon_{di} \right) \times 10^6}{2 \left\{ \left(\frac{w_{f0} - 2\beta}{w_{f0}} \right)^2 \left\{ \frac{2\phi_0}{3[1 - B(1 - \phi_0)^{2/3}]} - \frac{2}{3} \right\} + 1 \right\} \left[\frac{6w_{f0}(1 - \phi_0)}{100(w_{f0} - 2\beta)} \sum_{i=1}^n \frac{G_i}{d_{ci}} \right]^2} \quad (25)$$

式中:

F_{RCD} —支撑剂裂缝导流能力, mD·mm。

该模型综合考虑了在闭合应力作用下支撑剂中支撑剂粒度组成、变形、嵌入和裂缝壁面蠕变的影响,可以为研究支撑剂裂缝导流能力影响因素提供依据。

2 结果与讨论

2.1 模型验证

利用自制高温高压岩芯流动实验测试仪,实验流程如图3所示,采用 2.54 cm×6.00 cm 页岩岩

芯($\eta_2=4.5 \times 10^{10}$ MPa·s, $E_{r0}=25\,000$ MPa, $v_{r0}=0.2$), 剪切剖缝($w_{f0}=3.03$ mm), 模拟水力压裂裂缝。具体方法如下。

1) 将实验用岩芯的前端放置于与岩芯直径相同的厚度为 1 cm 的钢圈上。

2) 把称好的石英砂支撑剂($E=25\,000$ MPa, $v=0.2$)分散于岩芯之间,将岩芯放置到岩芯夹持器内,升温到 $(90 \pm 1)^\circ\text{C}$ 。

3) 开始以 10 mL/min 速度注入黏度为 1 mPa·s 的清水,通过记录流量、压力,根据达西定律,利用导流能力计算公式进行导流能力计算

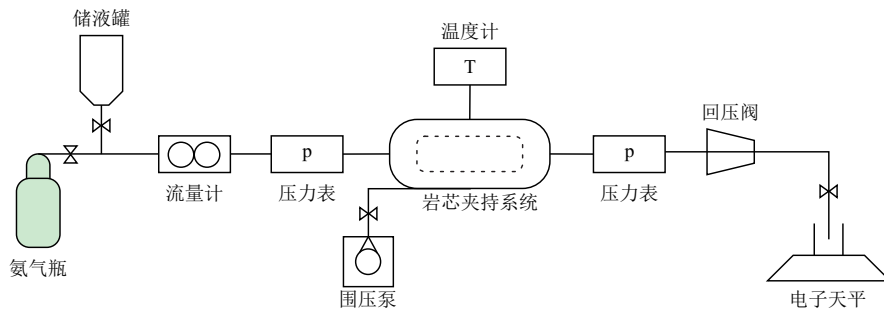


图3 实验流程图

Fig. 3 Experimental flowchart

$$F_{RCD} = \frac{Q\mu L_f}{60H_f \Delta p}$$

式中: Q —清水流量, mL/min;

μ —清水黏度, mPa·s;

L_f —支撑剂在裂缝中的铺置长度,取岩芯长度, cm;

H_f —裂缝高度, cm;

(26)

Δp —导流室压差, MPa。

本次实验所选取支撑剂的分选系数 A 为 1.065, 作用面的应力分布半径 a_i 为 1.25 cm, 分别测试了有效闭合应力为 10, 20, 30, 40, 50 和 60 MPa 下的导流能力, 实验结果、本文模型结果和 Li 等^[15] 模型结果如图4所示。

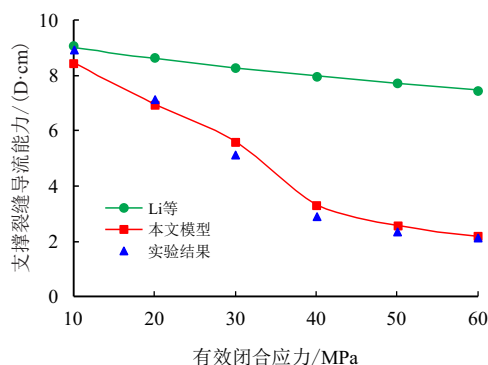


图4 实验与模型结果

Fig. 4 Experimental and model results

从图4可以看出,随着有效闭合应力的增大,支撑裂缝导流能力逐渐降低。与实验、Li等^[15]的结果对比来看,由于本文模型能够较为准确地考虑支撑剂颗粒组成、变形和嵌入的影响,更能反映实际支撑裂缝的导流能力,因此,计算得到的结果与实验的结果拟合情况较好。

2.2 影响因素分析

利用实验中的岩石物性参数,设置 $t=20$ min, $t^*=20$ min, $a_i=12.5$ mm。同时,裂缝内支撑剂颗粒组成如图5所示,根据式(15)计算得到的 $A=1.065$ 。根据上述基础参数,基于组合支撑剂导流能力模型,开展不同影响因素下的计算工作,模拟得到的结果如图6~图9所示。

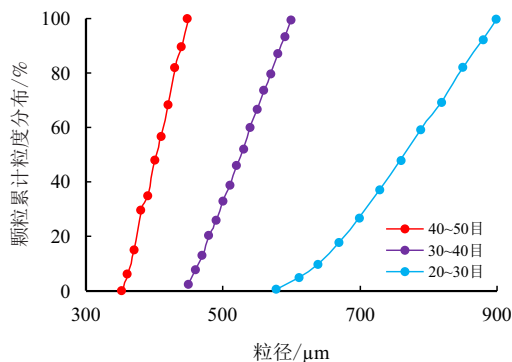


图5 支撑剂粒度组成

Fig. 5 Proppant particle size distribution

图6为不同有效闭合应力下不同粒度组成的支撑剂与裂缝导流能力的关系图。可以看出,大粒径支撑剂比例越大,支撑剂大颗粒组成的多孔介质孔隙度较高,容易形成导流优势^[9],裂缝导流能力越高。而混合粒径较小的支撑剂,导致支撑剂排列紧密,支撑裂缝宽度变窄^[9],显著降低了裂缝导流能力^[21]。当有效闭合应力增加到30 MPa时,小粒径

支撑剂裂缝导流能力下降幅度低于大粒径支撑剂裂缝导流能力下降幅度。组合支撑剂的导流能力比较高,在高有效闭合应力下导流能力下降幅度小,因此,在高有效闭合应力下现场作业中推荐使用组合支撑剂。

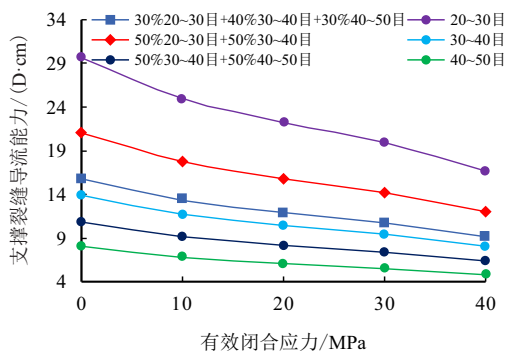


图6 组合支撑裂缝导流能力

Fig. 6 Fracture conductivity of combined proppant packs

图7为不同支撑剂弹性模量下支撑裂缝导流能力变化图。可以看出,裂缝中的支撑剂弹性模量越大,支撑剂变形量越小,与低弹性模量的支撑剂相比,在裂缝中堆积更加疏松,比面越小,孔隙度越大^[15],支撑裂缝导流能力越大;但当有效闭合应力为0时,4种弹性模量支撑剂的支撑裂缝导流能力基本相同,这是因为它们的孔隙度、缝宽、比面和迂曲度是相同的。

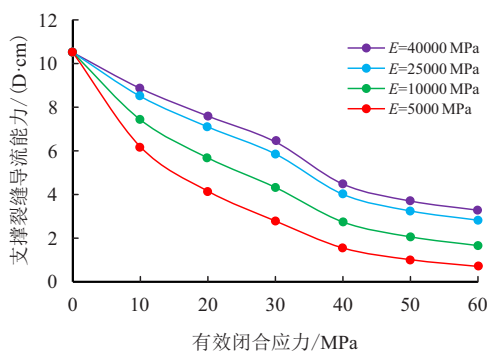


图7 不同支撑剂弹性模量下支撑裂缝导流能力

Fig. 7 Fracture conductivity under different proppant elastic model

图8、图9为裂缝宽度和导流能力随时间的变化图。可以看出,随着时间的增大,由于支撑裂缝蠕变增大,支撑裂缝缝宽、导流能力均降低,导流能力下降幅度不容忽视,且随有效闭合应力的增大而增大,当有效闭合应力为60 MPa时,第1000天的裂缝导流能力较第100天的裂缝导流能力下降了54%。

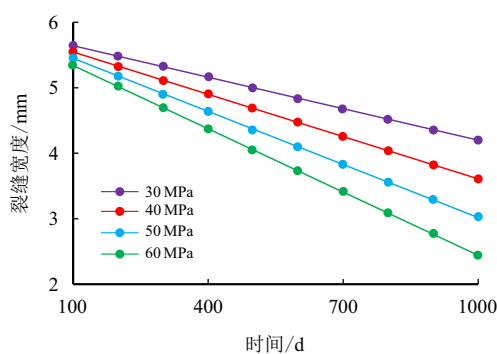


图8 裂缝宽度随时间变化图
Fig. 8 Variation of fracture width over time

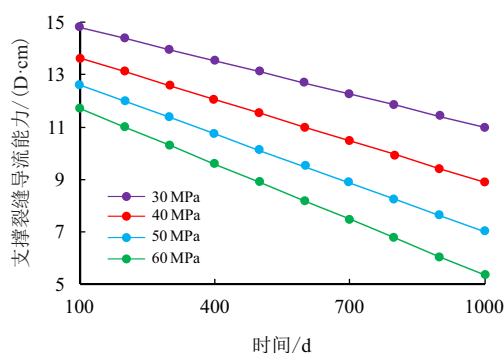


图9 裂缝导流能力随时间变化图
Fig. 9 Fracture conductivity over time

3 结 论

1) 建立了考虑支撑剂粒度组成、变形、嵌入及裂缝壁面蠕变的支撑裂缝导流能力模型,并通过实验和模型验证了该模型的可行性。

2) 支撑剂粒度组成的影响不容忽视,支撑剂粒径范围相同时,在低有效闭合应力下,大粒径支撑剂含量越高,支撑裂缝导流能力越大。

3) 当有效闭合应力到达一定值时,加入小粒径支撑剂可以减小裂缝导流能力的下降幅度,但仅使用小粒径支撑剂的裂缝导流能力较小,而组合粒径支撑剂可以降低裂缝导流能力的下降幅度,因此,在高有效闭合应力下,建议使用组合粒径支撑剂。

4) 支撑剂弹性模量、裂缝壁面弹性模量越大,在有效闭合应力下,支撑剂的变形、嵌入量越小,支撑裂缝导流能力越大;支撑裂缝初始缝宽越大,支撑裂缝中支撑剂铺置层数越多,减少了因嵌入带来的不利影响,裂缝导流能力越大。

5) 支撑裂缝蠕变的影响不容忽视,随着时间、有效闭合应力的增加,支撑裂缝蠕变量增大,支撑

裂缝缝宽、导流能力减小;在默认条件下,当有效闭合应力为 60 MPa 时,第 1 000 天的裂缝导流能力较第 100 天的裂缝导流能力下降了 54%。

参考文献

- [1] LEI Gang, LIAO Qinzhuo, PATIL S. A new mechanistic model for conductivity of hydraulic fractures with proppants embedment and compaction[J]. Journal of Hydrology, 2021, 601: 126606. doi: 10.1016/j.jhydrol.2021.126606
- [2] LUO Zhifeng, ZHANG Nanlin, ZHAO Liqiang, et al. Modeling of pressure dissolution, proppant embedment, and the impact on long-term conductivity of propped fractures[J]. Journal of Petroleum Science and Engineering, 2020, 186: 106693. doi: 10.1016/j.petrol.2019.106693
- [3] CHEN Dong, YE Zhihui, PAN Zhejun, et al. A permeability model for the hydraulic fracture filled with proppant packs under combined effect of compaction and embedment[J]. Journal of Petroleum Science and Engineering, 2017, 149: 428–435. doi: 10.1016/j.petrol.2016.10.045
- [4] KATENDE A, O'CONNELL L, RICH A, et al. A comprehensive review of proppant embedment in shale reservoirs: Experimentation, modeling and future prospects[J]. Journal of Natural Gas Science and Engineering, 2021, 95: 104143. doi: 10.1016/j.jngse.2021.104143
- [5] LIU Yuxuan, MU Shuxing, GUO Jianchun, et al. Analytical model for fracture conductivity with multiple particle sizes and creep deformation[J]. Journal of Natural Gas Science and Engineering, 2022, 102: 104607. doi: 10.1016/j.jngse.2022.104607
- [6] RYBACKI E, HERRMANN J, WIRTH R, et al. Creep of posidonia shale at elevated pressure and temperature[J]. Rock Mechanics and Rock Engineering, 2017, 50(12): 3121–3140. doi: 10.1007/s00603-017-1295-y
- [7] SCHMIDT D, RANKIN P E R, WILLIAMS B, et al. Performance of mixed proppant sizes[C]. SPE 168629-MS, 2014. doi: 10.2118/168629-MS
- [8] WEI Jianguang, ZHOU Xiaofeng, FU Xiaofei, et al. Experimental investigation of long-term fracture conductivity filled with quartz sand: Mixing proppants and closing pressure[J]. International Journal of Hydrogen Energy, 2021, 46(64): 32394–32402. doi: 10.1016/j.ijhydene.2021.07.083
- [9] KONG Debin, GAO Jidong, ZHU Weiyao, et al. Experimental study on conductivity and stress sensitivity of fully supported fractured shale cores[J]. Journal of Petroleum Science and Engineering, 2022, 218: 110971. doi: 10.1016/j.petrol.2022.110971

- [10] 孟雅, 李治平, 郭珍珍. 煤储层压裂裂缝导流能力计算模型及应用[J]. 煤炭学报, 2014, 39(9): 1852–1856. doi: 10.13225/j.cnki.jccs.2014.8002
- MENG Ya, LI Zhiping, GUO Zhenzhen. Calculation model of fracture conductivity in coal reservoir and its application[J]. Journal of China Coal Society, 2014, 39(9): 1852–1856. doi: 10.13225/j.cnki.jccs.2014.8002
- [11] LI Haitao, WANG Ke, XIE Jiang, et al. A new mathematical model to calculate sand-packed fracture conductivity[J]. Journal of Natural Gas Science and Engineering, 2016, 35: 567–582. doi: 10.1016/j.jngse.2016.09.003
- [12] LUO Guofan, TIAN Yao, BYCHINA M, et al. Production optimization using machine learning in Bakken Shale[C]. Qingdao: Proceedings of the 6th Unconventional Resources Technology Conference, 2018. doi: 10.15530/URTEC-2018-2902505
- [13] CARMAN P C. Fluid flow through granular beds[J]. Chemical Engineering Research and Design, 1997, 75: S32–S48. doi: 10.1016/S0263-8762(97)80003-2
- [14] BEARD D C, WEYL P K. Influence of texture on porosity and permeability of unconsolidated sand1[J]. AAPG Bulletin, 1973, 57(2): 349–369. doi: 10.1306/819A4272-16C5-11D7-8645000102C1865D
- [15] LI Kewen, GAO Yuanping, LYU Youchang, et al. New mathematical models for calculating proppant embedment and fracture conductivity[J]. SPE Journal, 2015, 20(3): 496–507. doi: 10.2118/155954-PA
- [16] MATYKA M, KOZA Z. How to calculate tortuosity easily?[J]. AIP Conference Proceedings, 2012: 1453(1): 17–22. doi: 10.1063/1.4711147
- [17] NOMURA S, YAMAMOTO Y, SAKAGUCHI H. Modified expression of Kozeny–Carman equation based on semilog–sigmoid function[J]. Soils and Foundations, 2018, 58(6): 1350–1357. doi: 10.1016/j.sandf.2018.07.011
- [18] CHAPUIS R P, AUBERTIN M. On the use of the Kozeny–Carman equation to predict the hydraulic conductivity of soils[J]. Canadian Geotechnical Journal, 2003, 40(3): 616–628. doi: 10.1139/t03-013
- [19] COSTA A. Permeability-porosity relationship: A re-examination of the Kozeny–Carman equation based on a fractal pore-space geometry assumption[J]. Geophysical Research Letters, 2006, 33(2): 25134. doi: 10.1029/2005GL025134
- [20] GUO Jianchun, LIU Yuxuan. Modeling of proppant embedment: Elastic deformation and creep deformation[C]. SPE 157449, 2012. doi: 10.2118/157449-MS
- [21] LIU Yuxuan, MU Shuxing, GUO Jianchun, et al. Model for fracture conductivity considering particle size distribution in a proppant monolayer[J]. Journal of Natural Gas Science and Engineering, 2021, 95: 104188. doi: 10.1016/j.jngse.2021.104188

作者简介



郭建春, 1970 年生, 男, 汉族, 四川南充人, 教授, 博士, 主要从事油气藏增产改造理论与技术研究工作。
E-mail: guojianchun@vip.163.com



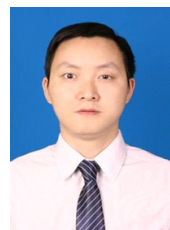
马 健, 1987 年生, 男, 汉族, 四川南充人, 工程师, 博士, 主要从事油气藏增产理论研究及应用工作。
E-mail: majianswpu2010@163.com



曾凡辉, 1980 年生, 男, 汉族, 四川达州人, 教授, 博士, 主要从事油气藏增产理论与技术方面的研究工作。E-mail: zengfanhui-023024@126.com



穆轲帆, 1995 年生, 男, 汉族, 重庆江津人, 硕士, 主要从事油气藏增产理论与技术研究工作。E-mail: 2317482614@qq.com



赵志红, 1981 年生, 男, 汉族, 重庆忠县人, 副教授, 博士, 主要从事低渗、致密油气藏和页岩气储层改造理论与技术研究。E-mail: swpuzzh@163.com

编辑: 牛静静

编辑部网址: <http://zk.swpuxb.com>