

通道压裂中顶液脉冲时间优化模型研究

卢聪¹,陈滔¹,毕曼²,王建³,郭建春¹,冀延民³

(1.油气藏地质及开发工程国家重点实验室 西南石油大学,四川 成都 610500; 2.中国石油长庆油田分公司
油气工艺研究院,陕西 西安 710018; 3.中国石化胜利油田分公司 鲁胜石油开发有限责任公司,山东 东营 257000)

摘要:通道压裂维持高导流能力的前提是支撑剂团完全支撑裂缝,但目前对于不同厚度和直径的支撑剂团能否完全支撑裂缝尚不清楚。基于弹性力学理论,建立支撑剂团与地层接触有限元模型,研究不同厚度和直径的支撑剂团在地层闭合压力下的最优铺置间距,即支撑剂团最优铺置间距。当相邻支撑剂团间距小于最优铺置间距时,支撑剂团可完全支撑裂缝,反之裂缝部分闭合,导流能力下降。以支撑剂团最优铺置间距为基础,根据物质守恒原理,计算出最优中顶液脉冲时间。研究表明:施工排量和地层闭合压力越高,最优中顶液脉冲时间越短;裂缝宽度越大,最优中顶液脉冲时间越长。整个通道压裂过程应提高施工排量,在高闭合压力地层中减小最优中顶液脉冲时间,在低闭合压力地层中应增加最优中顶液脉冲时间。

关键词:通道压裂 支撑剂团 有限元模型 铺置间距 中顶液 脉冲时间

中图分类号:TE357.11

文献标识码:A

Study on optimization model of pulse time for clean fluid in channel fracturing

LU Cong¹, CHEN Tao¹, BI Man², WANG Jian³, GUO Jianchun¹, JI Yanmin³

(1.State Key Laboratory of Oil and Gas Reservoir Geology and Exploitation, Southwest Petroleum University, Chengdu City, Sichuan Province, 610500, China; 2.Oil & Gas Technology Research Institute, Changqing Oilfield Company, PetroChina, Xi'an City, Shaanxi Province, 710018, China; 3.Lusheng Petroleum Development Co., Ltd., Shengli Oilfield Company, SINOPEC, Dongying City, Shandong Province, 257000, China)

Abstract: The premise of maintaining high fracture conductivity in channel fracturing is that the proppant pillar fully supports the fracture, but it is not clear whether the fracture can be fully supported by the proppant pillar with different thicknesses and diameters. Based on the elastic mechanics theory, a finite element model of the proppant pillar contacted with formation was established to study the optimal laying spacing between the neighbouring proppant pillars with different thicknesses and diameters under closure pressure, that is, the optimal laying spacing of the proppant pillar. When the distance between the adjacent proppant pillars is less than the optimal laying spacing, the proppant pillar can fully support the fracture, otherwise the fracture closes partially and the fracture conductivity decreases. Based on the optimal laying spacing and the material conservation laws, the optimal pulse time for clean fluid was calculated. The results show that the higher the closure pressure and the construction displacement are, the shorter the pulse time for clean fluid is. When the fracture width is larger, the pulse time becomes longer. In the process of the entire channel fracturing, the construction displacement should be increased and the pulse time for clean fluid should be reduced in high closure pressure reservoir, while the pulse time for clean fluid should be increased in low closure pressure reservoir.

Key words: channel fracturing; proppant pillar; finite element model; laying spacing; clean fluid; pulse time

收稿日期:2017-12-04。

作者简介:卢聪(1983—),男,湖北江陵人,副教授,博士,从事油气藏增产改造理论与技术的教学与研究工作。联系电话:13880960896, E-mail:lucong@swpu.edu.cn。

基金项目:国家科技重大专项“低渗砂岩储层提高压裂裂缝复杂程度工艺技术研究”(2016ZX05006002-005),国家自然科学基金项目“深层高应力下页岩缝网压裂裂缝流动机制及导流能力预测模型”(51704251)。

通道压裂是在致密油气藏开发中广泛应用的一种新型压裂技术,该技术通过脉冲泵入含纤维的支撑剂,使其在裂缝中形成分散的支撑剂团,在支撑剂团完全支撑裂缝的条件下,支撑剂团之间形成高导流能力流动通道,目前该技术在胜利油区多口井中应用,产量大幅提高^[1-2]。相比于常规水力压裂,通道压裂技术具有超高导流能力、低出砂率和低用砂量的特点,可有效提高最终采收率^[3-7]。MEDVEDEV等利用标准API导流室进行通道压裂导流实验,测得支撑剂团充填层的导流能力最高达 $10^4 D \cdot \text{cm}^{[8-9]}$ 。严侠等将流体在裂缝中的流动分为支撑剂团内的渗流以及通道内的自由流动,建立相应的数学模型并推导出通道压裂裂缝导流能力计算公式^[10-11]。以往学者大多从物理实验以及裂缝导流能力模型角度对理想通道压裂进行研究,未考虑支撑剂团对裂缝的支撑问题,但支撑剂团能否完全支撑起裂缝对裂缝导流能力至关重要。

HOU等通过实验测定,结合理论推导,发现在闭合压力作用下支撑剂团主要发生弹性变形^[12-13]。KAYUMOV等提出不同支撑剂团间距会影响裂缝宽度,相邻支撑剂团之间存在一个最优间距,即支撑剂团最优铺置间距的概念^[14-15]。当相邻支撑剂团间距大于支撑剂团最优铺置间距时,裂缝部分闭合,导流能力迅速下降,但未给出具体的参数。为此,笔者从弹性力学理论出发,将地层与支撑剂团视为理想弹性体,建立支撑剂团与地层接触有限元模型,研究厚度、直径等不同支撑剂团参数和地层闭合压力下支撑剂团最优铺置间距,在此基础上,根据物质守恒原理计算出最优中顶液脉冲时间。

1 模型建立及参数获取

1.1 模型建立

目前通道压裂导流实验均将支撑剂团看做一个圆柱体^[16-17],提取其中一个单元体,建立支撑剂团与地层接触有限元模型(图1)。通过改变相邻支撑

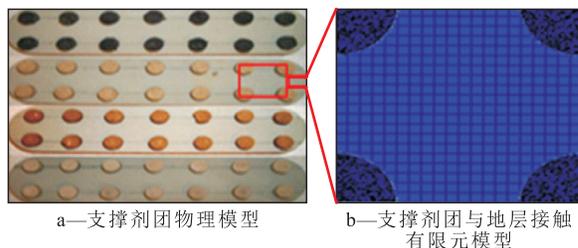


图1 支撑剂团物理模型及其与地层接触有限元模型

Fig.1 Physical model of proppant pillars and finite element model of the proppant pillar contacted with formation

剂团之间的间距,获取在地层闭合压力作用下裂缝刚好发生闭合时相邻支撑剂团的间距,即支撑剂团最优铺置间距。

模型假设如下:①地层为弹性体,裂缝壁面光滑,上、下地层对称。②支撑剂在地层中不发生分散并在纤维作用下形成具有一定直径和厚度的光滑弹性圆柱体,支撑剂团厚度等于裂缝宽度^[18]。③支撑剂团在地层中呈正方形排列,相邻支撑剂团间距相同(图2)。

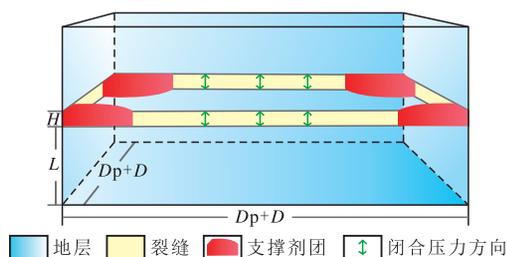


图2 几何模型示意

Fig.2 Diagram of geometric model

1.2 参数获取

1.2.1 支撑剂团参数

HERTZ弹性接触理论是描述弹性体受挤压后发生小变形的经典力学理论。支撑剂团弹性模量可由支撑剂颗粒通过HERTZ弹性接触理论与宏观弹性模量理论计算,其表达式为

$$f_n = \frac{4}{3} E^* (D^* \alpha^3)^{\frac{1}{2}} \quad (1)$$

其中

$$\frac{1}{E^*} = \frac{(1-\nu_1^2)}{E_1} + \frac{(1-\nu_2^2)}{E_2} \quad (2)$$

$$\frac{1}{D^*} = \frac{1}{D_1} + \frac{1}{D_2} \quad (3)$$

$$\alpha = \alpha_1 + \alpha_2 \quad (4)$$

将式(1)进行变形,并对 f_n 求导可得

$$\frac{d\alpha}{df_n} = \frac{2}{3} \left(\frac{3}{4E^*} \right)^{\frac{2}{3}} \frac{1}{(D^*)^{\frac{1}{3}}} \times \frac{1}{f_n^{\frac{1}{3}}} \quad (5)$$

对于等径、等弹性模量、等泊松比的颗粒堆积体,其弹性模量为

$$E_g = \frac{df_n}{d\alpha} = \frac{3}{2} \left[\frac{2E}{3(1-\nu^2)} \right]^{\frac{2}{3}} \left(\frac{d}{2} \right)^{\frac{1}{3}} f_n^{\frac{1}{3}} \quad (6)$$

考虑支撑剂颗粒为立方体排列,引入调整系数,则

$$f_n = K_i p \quad (7)$$

将式(7)代入式(6),式(6)变为

$$E_g = \frac{3}{2} \left[\frac{2E}{3(1-\nu^2)} \right]^{\frac{2}{3}} \left(\frac{d}{2} \right)^{\frac{1}{3}} (K_i p)^{\frac{1}{3}} \quad (8)$$

在模拟过程中,单个支撑剂平均直径取0.59 mm,支撑剂弹性模量取8.9 GPa,单颗粒支撑剂泊松比取0.25^[12]。由式(8)计算可得支撑剂团的弹性模量约为2.5 GPa。

1.2.2 其他参数

根据物质守恒原理,单次脉冲注入支撑剂体积与支撑剂在地层中射孔簇内形成支撑剂团的体积相同,其表达式为

$$\frac{\pi D^2}{4} HS = QTC \quad (9)$$

以单一射孔簇为例,按照簇内射孔数为20,支撑剂团厚度为5 mm,砂比为20%,脉冲注砂时间为15 s,现场施工排量为0.4~6.3 m³/min,根据式(9)计算得支撑剂团直径为500~2 000 mm。

以川西致密气藏某井为例,模型参数主要包括:地层弹性模量为30 GPa,地层岩石泊松比为0.28,支撑剂团弹性模量为2.5 GPa,支撑剂团直径分别为500,800,1 000,1 200,1 500和2 000 mm,支撑剂团厚度分别为5,6,7,8,9和10 mm,地层闭合压力为40 MPa,储层厚度为10 m,裂缝宽度为5~10 mm^[19]。

2 数值模型验证

物理实验方法:首先,利用加压机对初始厚度为10 mm、直径为5 mm的支撑剂团施加3 MPa闭合压力,将支撑剂团压实来获取建模参数,压后支撑剂团厚度为3 mm,直径为20 mm。因此,设置验证模型中支撑剂团直径为20 mm,厚度为3 mm,间距为15 mm。然后,在加压机上连续加载6.9,13.8,20.7,27.6,34.5和41.4 MPa闭合压力,通过位移计测量裂缝宽度。采用上述支撑剂团参数建立如图2所示几何模型,在模型中施加与物理实验相同大小的闭合压力,测量裂缝宽度,与真实测量数据进行对比。

由物理实验与数值模拟结果(图3)对比可见,

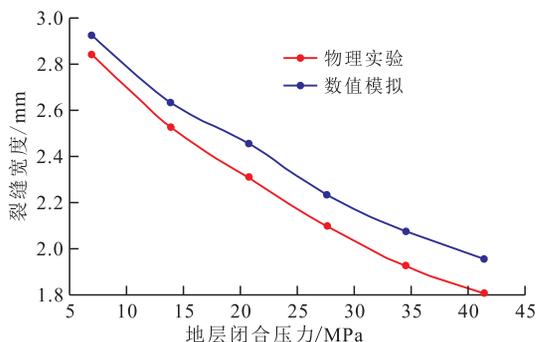


图3 物理实验与数值模拟结果对比

Fig.3 Comparison of results of physical experiments and numerical simulation

数值模拟的裂缝宽度始终大于物理实验测试的裂缝宽度。这是因为,物理实验中闭合压力会将支撑剂团压实,使支撑剂团内部孔隙减小,导致裂缝宽度变小。物理实验与数值模拟结果的最大误差为8.3%,误差在允许范围内,说明数值模拟结果准确。

3 支撑剂团最优铺置间距模拟结果与分析

以现场施工形成的支撑剂团为基础,寻找不同直径、厚度支撑剂团及不同地层闭合压力下支撑剂团最优铺置间距。

3.1 获取方法

在支撑剂团直径和厚度一定的条件下,改变相邻支撑剂团的间距,当支撑剂团在某一间距刚好开始闭合时,即出现法向接触压力,该间距则为支撑剂团最优铺置间距,若继续增大支撑剂团间距,则裂缝闭合更加严重。在支撑剂团直径为2 000 mm、支撑剂团厚度为5 mm、地层闭合压力为40 MPa的条件下,当相邻支撑剂团间距为800 mm时,未出现法向接触压力,裂缝未闭合;当支撑剂团间距由800 mm增至900 mm时,接触面积不断增大,裂缝闭合面积也逐渐扩大(图4)。

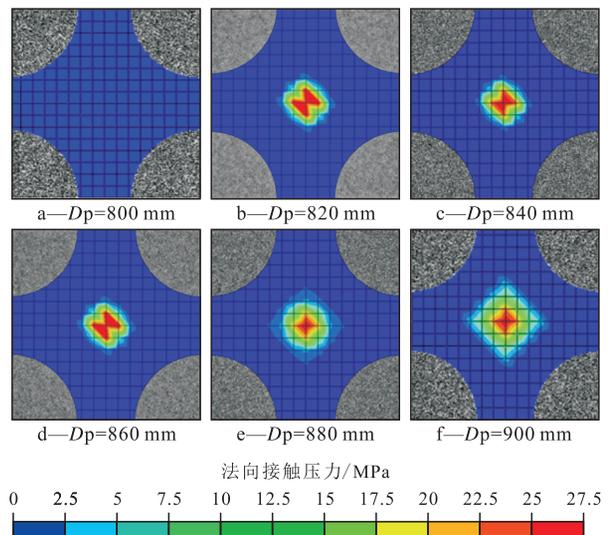


图4 不同支撑剂团间距下裂缝的法向接触压力

Fig.4 Normal contact stress at different proppant pillar spacings

通过拟合不同支撑剂团间距下的接触面积,其与x轴交点即为裂缝刚好闭合的临界点,可通过图5得到支撑剂团最优铺置间距,其值为802 mm。

3.2 影响因素

3.2.1 支撑剂团直径

在地层闭合压力为40 MPa、支撑剂团厚度为

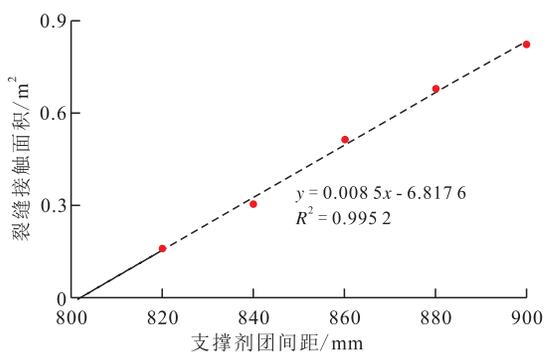


图5 支撑剂团间距与裂缝接触面积的关系

Fig.5 Relationship between different proppant pillar spacings and fracture contact area

5 mm的条件下,不同支撑剂团直径下支撑剂团最优铺置间距结果(图6)表明:当支撑剂团直径由500 mm增至2 000 mm时,支撑剂团最优铺置间距由560 mm增至802 mm;当支撑剂团直径小于1 200 mm时,随着支撑剂团直径的增大,支撑剂团最优铺置间距快速增大;当支撑剂团直径大于1 200 mm时,支撑剂团最优铺置间距增幅较小,说明支撑剂团直径越大,对支撑剂团最优铺置间距影响越小。

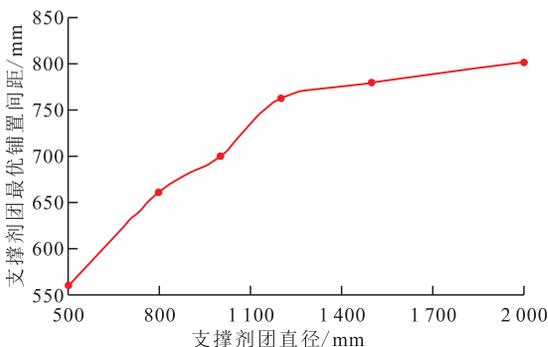


图6 支撑剂团直径与支撑剂团最优铺置间距的关系

Fig.6 Optimal laying spacing of proppant pillars with different diameters

3.2.2 支撑剂团厚度

在地层闭合压力为40 MPa、支撑剂团直径为500 mm的条件下,由支撑剂团厚度对支撑剂团最优铺置间距的影响结果(图7)可以看出,当支撑剂团

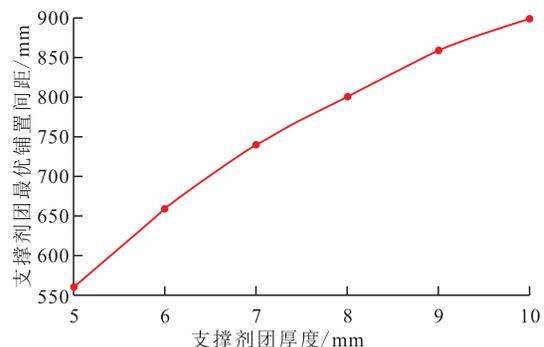


图7 支撑剂团厚度与支撑剂团最优铺置间距的关系

Fig.7 Optimal laying spacing of proppant pillars with different thickness

厚度从5 mm增加到10 mm时,支撑剂团最优铺置间距从560 mm增加到900 mm,且基本呈线性增加,说明随着支撑剂团厚度的增加,支撑剂团最优铺置间距基本呈现线性增加。

3.2.3 地层闭合压力

选择直径为500 mm、厚度为5 mm的支撑剂团,计算不同地层闭合压力下支撑剂团最优铺置间距,结果(图8)表明:当地层闭合压力由35 MPa增至60 MPa时,支撑剂团最优铺置间距从640 mm降至390 mm;当地层闭合压力从35 MPa升至50 MPa时,支撑剂团最优铺置间距呈现线性减少趋势;当地层闭合压力从50 MPa增至60 MPa时,支撑剂团最优铺置间距下降幅度变缓,说明高闭合压力对支撑剂团最优铺置间距影响较小。

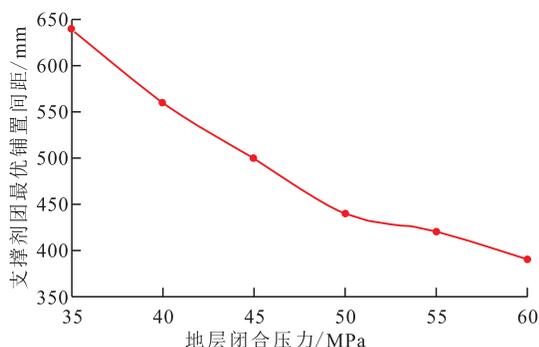


图8 地层闭合压力与支撑剂团最优铺置间距的关系

Fig.8 Optimal laying spacing of proppant pillars at different closure pressure

4 中顶液脉冲时间影响因素

根据地表与地层中的中顶液体积守恒原理,在不考虑滤失的情况下,中顶液脉冲时间计算公式为

$$\left[(D_p + D)^2 - \frac{\pi D^2}{4} \right] HS = Q_1 T_1 \quad (10)$$

根据式(9),计算给定参数下形成的支撑剂团直径,结合有限元模型,可以得出该支撑剂团直径下的最优支撑剂团铺置间距。再根据式(10)计算出中顶液脉冲时间。

算例分析:假设施工排量为1.6 m³/min,簇内射孔数为20,砂比为20%,携砂液脉冲时间为15 s,支撑剂团厚度为5 mm,根据式(9)计算得到在地层形成支撑剂团直径为1 000 mm,对应的支撑剂团最优铺置间距为700 mm,根据式(10)计算得出最优中顶液脉冲时间为8 s。

4.1 支撑剂团直径

在支撑剂团厚度为5 mm的条件下,改变施工排量,计算形成不同支撑剂团直径对应的最优中顶液

脉冲时间。结果(图9)表明,随着施工排量的增加,支撑剂团直径基本呈线性增加,最优中顶液脉冲时间从14.2 s减少至4.5 s,且减少的速度随着支撑剂团直径变大有所减缓,呈现出低排量高最优中顶液脉冲时间、高排量低最优中顶液脉冲时间的特点。

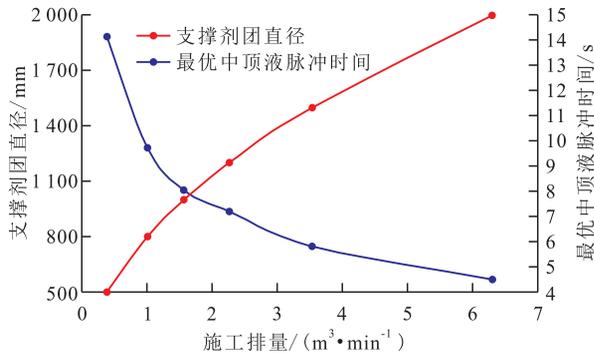


图9 施工排量与支撑剂团直径和最优中顶液脉冲时间的关系

Fig.9 Relationship between construction displacement, proppant pillar diameter and optimal pulse time for clean fluid

4.2 支撑剂团厚度

改变施工排量来形成直径为500 mm但厚度不同的支撑剂团,计算不同厚度下的最优中顶液脉冲时间。结果(图10)显示,随着施工排量的增加,支撑剂团厚度呈线性增加,最优中顶液脉冲时间从0.24 s线性增加至0.45 s。在实际压裂过程中,支撑剂团与裂缝始终保持接触,其厚度与裂缝宽度相同,因此形成的裂缝越宽,所用的最优中顶液脉冲时间越长。

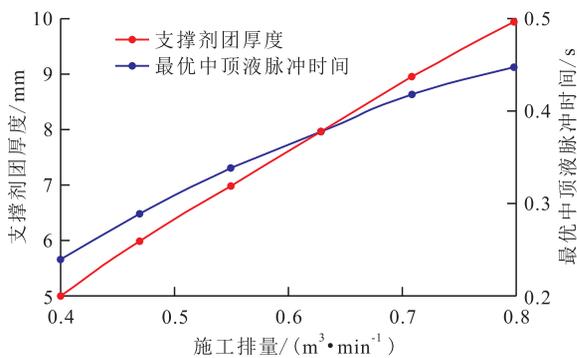


图10 施工排量与支撑剂团厚度和最优中顶液脉冲时间的关系

Fig.10 Relationship between construction displacement, proppant pillar thickness and optimal pulse time for clean fluid

4.3 地层闭合压力

在支撑剂团直径为500 mm、厚度为5 mm的条件下,研究地层闭合压力对最优中顶液脉冲时间的影响。结果(图11)表明:在施工排量保持在0.4 m³/min的条件下,随着地层闭合压力的增大,最优中顶液脉冲时间从16.8 s先线性降低至10.5 s,然后缓降至9.1 s;当地层闭合压力小于50 MPa时,最优中顶液脉冲时间呈线性减少;当地层闭合压力大于50 MPa时,最优中顶液脉冲时间减少幅度变缓,整体呈现出低闭合压力高最优中顶液脉冲时间、高闭合压力低最优中顶液脉冲时间的特点。

液脉冲时间从16.8 s先线性降低至10.5 s,然后缓降至9.1 s;当地层闭合压力小于50 MPa时,最优中顶液脉冲时间呈线性减少;当地层闭合压力大于50 MPa时,最优中顶液脉冲时间减少幅度变缓,整体呈现出低闭合压力高最优中顶液脉冲时间、高闭合压力低最优中顶液脉冲时间的特点。

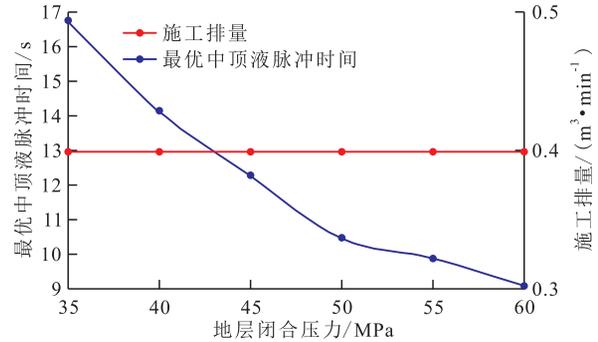


图11 地层闭合压力与最优中顶液脉冲时间和施工排量的关系

Fig.11 Relationship between closure pressure, construction displacement and optimal pulse time for clean fluid

5 结论

通过通道压裂导流实验物理模型,建立地层条件下的支撑剂团与地层接触有限元模型,该模型可预测不同厚度、直径的支撑剂团参数和地层闭合压力下支撑剂团最优铺置间距,进而优化出最优中顶液脉冲时间。

根据HERTZ弹性接触理论以及宏观弹性模量,可由单颗粒支撑剂弹性模量计算出立方体排列的支撑剂团弹性模量。支撑剂团直径越大(大于1 200 mm),支撑剂团最优铺置间距变化越小;随着支撑剂团厚度的增加,支撑剂团最优铺置间距基本呈线性增加;高地层闭合压力(大于50 MPa)对支撑剂团最优铺置间距影响小。

通过最优支撑剂团铺置间距可计算出最优中顶液脉冲时间,通道压裂整体呈现出施工排量越高,地层闭合压力越高,最优中顶液脉冲时间越短,支撑剂团厚度越大,最优中顶液脉冲时间越长的特点。

符号解释:

H ——支撑剂团厚度,mm; L ——储层厚度,m; D_p ——相邻支撑剂团间距,mm; D ——支撑剂团直径,mm; f_n ——法向接触压力,N; ν_1, ν_2 ——支撑剂颗粒1和2的泊松比; E_1, E_2 ——支撑剂颗粒1和2的弹性模量,GPa; D_1, D_2 ——

支撑剂颗粒1和2的直径,mm; α_1, α_2 ——支撑剂颗粒1和2的最大变形位移量,mm; E_g ——支撑剂团弹性模量,GPa; E ——支撑剂颗粒本体的弹性模量,GPa; ν ——泊松比; d ——支撑剂颗粒直径,mm; K_i ——受排布方式影响的闭合压力与单颗粒之间法向接触压力间的关系调整系数,当支撑剂颗粒为立方体排列时,其值为0.01; p ——地层闭合压力,MPa; S ——簇内射孔数; Q ——施工排量, m^3/min ; T ——脉冲注砂时间,s; C ——砂比,%; Q_1 ——中顶液脉冲排量, m^3/min ; T_1 ——中顶液脉冲时间,s。

参考文献:

- [1] 郭建春,马健,张涛,等.通道压裂中流动通道形态影响因素实验研究[J].油气地质与采收率,2017,24(5):115-119,126.
GUO Jianchun, MA Jian, ZHANG Tao, et al. Experimental study of influential factors on flow channel morphology in channel fracturing[J]. Petroleum Geology and Recovery Efficiency, 2017, 24(5):115-119, 126.
- [2] 浮历沛,张贵才,葛际江,等.高通道压裂非均匀铺砂技术研究进展[J].特种油气藏,2016,23(5):1-7.
FU Lipei, ZHANG Guicai, GE Jijiang, et al. Advances in non-uniform sanding of Highway fracturing[J]. Special Oil & Gas Reservoirs, 2016, 23(5):1-7.
- [3] 李超,赵志红,郭建春,等.致密油储层支撑剂嵌入导流能力伤害实验分析[J].油气地质与采收率,2016,23(4):122-126.
LI Chao, ZHAO Zhihong, GUO Jianchun, et al. Experimental study on conductivity decline with proppant embedment in tight oil reservoir [J]. Petroleum Geology and Recovery Efficiency, 2016, 23(4): 122-126.
- [4] 姜洪福,王运增,刘秋宏,等.大规模压裂技术在特低渗透油藏开发中的应用[J].大庆石油地质与开发,2016,35(2):70-74.
JIANG Hongfu, WANG Yunzeng, LIU QiuHong, et al. Application of the large-scale fracturing technique in extra-low permeability reservoir development [J]. Petroleum Geology & Oilfield Development in Daqing, 2016, 35(2): 70-74.
- [5] 司志梅,李爱芬,郭海莹,等.致密油藏压裂液滤液返排率影响因素室内实验[J].油气地质与采收率,2017,24(1):122-126.
SI Zhimei, LI Aifen, GUO Haixuan, et al. Experimental study on the influencing factors of fracturing fluid flowback rate in tight reservoir [J]. Petroleum Geology and Recovery Efficiency, 2017, 24(1):122-126.
- [6] 黎静容,朱桦,冯晓明,等.川东北陆相储层裂缝特征差异性及其对产能的影响[J].石油实验地质,2016,38(6):742-747.
LI Jingrong, ZHU Hua, FENG Xiaoming, et al. Differences of fracture characteristics and the influence on productivity in the north-eastern Sichuan continental basin [J]. Petroleum Geology & Experiment, 2016, 38(6):742-747.
- [7] 郑志红,李登华,白森舒,等.四川盆地天然气资源潜力[J].中国石油勘探,2017,22(3):12-20.
ZHENG Zhihong, LI Denghua, BAI Senshu, et al. Resource potentials of natural gas in Sichuan Basin [J]. China Petroleum Exploration, 2017, 22(3):12-20.
- [8] MEDVEDEV A V, KRAEMER C C, PENA A A, et al. On the mechanisms of channel fracturing [C]. SPE 163836, 2013.
- [9] GILLARD M R, MEDVEDEV O O, HOSEIN P R, et al. A new approach to generating fracture conductivity [C]. SPE 135034, 2010.
- [10] 严侠,黄朝琴,辛艳萍,等.高速通道压裂裂缝的高导流能力分析及其影响因素研究[J].物理学报,2015,64(13):251-261.
YAN Xia, HUANG Zhaoqin, XIN Yanping, et al. Theoretical analysis of high flow conductivity of a fracture induced in HiWay fracturing [J]. Acta Physica Sinica, 2015, 64(13): 251-261.
- [11] YAN X, HUANG Z, YAO J, et al. Theoretical analysis of fracture conductivity created by the channel fracturing technique [J]. Journal of Natural Gas Science & Engineering, 2016, 31 (Supplement C): 320-330.
- [12] HOU T, ZHANG S, YU B, et al. Theoretical analysis and experimental research of channel fracturing in unconventional reservoir [C]. SPE 180105, 2016.
- [13] ZHENG X, CHEN M, HOU B, et al. Effect of proppant distribution pattern on fracture conductivity and permeability in channel fracturing [J]. Journal of Petroleum Science and Engineering, 2017, 149(Supplement C): 98-106.
- [14] KAYUMOV R E, KLYUBIN A, ENKABABIAN P, et al. First channel fracturing applied in mature wells increases production from Talinskoe oilfield in western Siberia [C]. SPE 159347, 2012.
- [15] HOU B, ZHENG X, CHEN M, et al. Parameter simulation and optimization in channel fracturing [J]. Journal of Natural Gas Science & Engineering, 2016, 35(Part A): 122-130.
- [16] 戚斌,杨衍东,任山,等.脉冲柱塞加砂压裂新工艺及其在川西地区的先导试验[J].天然气工业,2015,35(1):67-73.
QI Bin, YANG Yandong, REN Shan, et al. A new technology in impulse-stage sand fracturing and its pilot application in western Sichuan Basin [J]. Natural Gas Industry, 2015, 35(1): 67-73.
- [17] NGUYEN P D, VO L K, PARTON C, et al. Evaluation of low-quality sand for proppant-free channel fracturing method [C]. SPE 17937, 2014.
- [18] BARASIA A, PANKAJ P. Tail-in proppant and its importance in channel fracturing technique [C]. SPE 169227, 2014.
- [19] 孟维宏,王鸿勋.一种确定裂缝参数的新方法[J].石油大学学报:自然科学版,1988,12(Z1):75-85.
MENG Weihong, WANG Hongxun. A method for determination of fracture parameters by means of the first section of pressure decline curve [J]. Journal of the University of Petroleum, China: Edition of Natural Science, 1988, 12(Z1): 75-85.