

基于施工压力曲线的综合滤失系数测试方法及压裂参数优化

高超¹, 艾昆^{1,2}, 高辉¹, 段隆臣¹

1. 中国地质大学(武汉)工程学院 湖北武汉 430074

2. 中国石化华北石油工程有限公司井下分公司 河南郑州 450042

通讯作者: Email: 2473894639@qq.com

项目支持: 中国石化华北石油工程有限公司项目“碳酸盐岩地层复合酸压裂缝延伸模型与施工参数优化研究”(2016056138)

引用: 高超, 艾昆, 高辉, 等. 基于施工压力曲线的综合滤失系数测试方法及压裂参数优化[J]. 油气井测试, 2018, 27(1): 8-13.

Cite: GAO Chao, AI Kun, GAO Hui *et al.* Test method of total leak-off coefficient and optimization of fracturing parameters based on operation pressure curves [J]. Well Testing, 2018, 27(1): 8-13.

摘要 在水力压裂施工中, 压裂液的滤失性质直接影响压裂液的工作效率, 从而影响形成的水力裂缝几何尺寸和导流能力, 故准确地测试施工过程中压裂液滤失情况对评价改造效果很重要。以大牛地某气井压裂为例, 在二维裂缝扩展模型(PKN)下, 利用该模型的净压力公式建立施工压力计算模型, 计算施工过程中的施工压力曲线, 最后通过计算的施工压力曲线与实际施工压力曲线反演获取压裂液综合滤失系数。研究结果表明, 该井施工中压裂液综合滤失系数为 $0.1 \text{ mm/min}^{0.5}$, 利用该反演结果, 采用统一压裂设计(UFD)方法优化主要的压裂施工参数, 优化后, 前置液量为 490 m^3 , 施工排量为 $9 \text{ m}^3/\text{min}$ 。该方法反演效果较好, 利用该方法可为判断压裂施工效果和优化施工参数提供一定依据。

关键词 压裂; 压裂液; 施工压力曲线; PKN模型; 反演; 综合滤失系数; 压裂设计方法; 大牛地气田

中图分类号: TE357

文献标识码: A

DOI: 10.19680/j.cnki.1004-4388.2018.01.002

Test method of total leak-off coefficient and optimization of fracturing parameters based on operation pressure curves

GAO Chao¹, AI Kun^{1,2}, GAO Hui¹, DUAN Longchen¹

1. School of Engineering, China University of Geosciences, Wuhan, Hubei 430074, China

2. Downhole Branch Company, Sinopec Huabei Petroleum Engineering Co., Ltd., Zhengzhou, Henan 450042, China

Abstract: In hydraulic fracturing construction, the filter loss property of fracturing fluid directly affects the working efficiency of fracturing fluid, and thus affects the geometrical size and conductivity of forming hydraulic fracture, and therefore, it is very important to evaluate the effect of reformation by accurately testing the fluid filtration in the construction process. With a gas well in Daniudi gas field as an example, the operational pressure model was built on the basis of 2D fracture propagation model (e.g. PKN) to determine the operational pressure curves. Then, the calculated operational pressure curves were inverted with the actual operational pressure curves to obtain the total leak-off coefficient of fracturing fluids. The results show that the total leak-off coefficient of fracturing fluids in the well is $0.1 \text{ mm/min}^{0.5}$. Based on the inversion results, the unified fracture design (UFD) technique was used to optimize key fracturing parameters. As a result, the volume of prepad fluid was 490 m^3 , and the flow rate was $9 \text{ m}^3/\text{min}$. Accordingly, the leak-off coefficient of fracturing fluids is successfully obtained through inversion of operational pressure curves, thus providing reliable references to determine performances of fracturing operations.

Keywords: fracture; fracturing fluid; operational pressure curve; PKN model; inversion; total leak-off coefficient; unified fracture design (UFD) method; Daniudi gas field

水力压裂是一种重要的油气层改造技术措施, 目前已广泛应用于低渗油气藏及非常规油气资源的开发中。水力压裂施工曲线是指在压裂施工过程中

油压、套压、排量和砂比随着施工时间变化的曲线, 能直接、真实的反映压裂施工的情况, 通过综合分析施工压力曲线以及其它施工参数可对地层情况及裂

缝特征作出判断,有助于现场及时调整施工参数,保证施工安全和压裂效果,因此施工压力是施工过程中现场技术人员监控的重要参数。

水力压裂施工压力数据是重要的施工资料,具有很高的研究价值,应充分利用,目前针对水力压裂中施工压力曲线的研究主要集中于以下几个方面:利用施工压力曲线反演裂缝动态几何尺寸以及储层岩石力学参数^[1-5],充分利用停泵前施工压力数据分析了解裂缝扩展情况以及储层特性;同时,结合经典的 Nolte-Smith 曲线图版分析压裂施工曲线的特征以及裂缝扩展延伸特点也是研究的重点,通过压力曲线诊断判断施工情况,分析判断压裂施工效果^[6-10];此外,通过分析施工压力曲线的特征,可定性判断储层物性,分析储层天然裂缝发育情况以及压力异常的原因,保证施工安全和压裂效果^[11-14]。但目前施工曲线的研究利用多限于对曲线特征的定性分析与判断,缺乏更深入的利用方式。

在水力压裂施工中,压裂液是能量传递的载体,其工作效率直接影响水力压裂改造效果,具体表现为:在注入压裂液体积不变的情况下,压裂液的滤失量越大形成的水力裂缝体积越小,最终导致裂缝的长度和宽度减小,故滤失情况直接影响形成裂缝的尺寸;同时携砂液滤失量过大则会导致缝内砂浓度增加,容易造成裂缝脱砂形成砂堵,缩短裂缝穿透度,这些都将影响改造效果,因此准确测试与评价压裂液滤失性能是保证压裂改造效果的关键。而目前针对压裂液滤失性能的测试主要有以下几种方式:首先利用经典滤失理论结合室内测试实验来计算压裂液综合滤失系数,虽然目前应用较普遍,但其该方法所计算出来的滤失系数往往偏小,且针对低渗地层误差更大^[15-16];然后是利用数值模拟的方式,该方法可以模拟实验中难以测试的滤失过程^[17];其次是利用注入和压降测试技术确定滤失系数,这种方式被证明是一种准确而有效获取滤失系数的方式^[3,15],但在实际生产中一般不具备开展压前试验的条件。因此如何准确、便捷地评价压裂滤失情况一直是国内外的研究热点。本文在二维裂缝扩展模型(PKN)的基础上,利用施工压力曲线反演压裂过程中的压裂液综合滤失系数,形成一种准确而便捷地评价压裂液滤失情况的方法,为压裂施工的设计提供一定依据。

统一压裂设计(UFD)方法是由 Economides M. J.^[18-19]等人提出的一种既适用于中高渗储层,又适

用于低渗储层的压裂设计方法,目前被广泛用于致密油气藏及煤层气等非常规储层的裂缝参数优化中^[20-23],同时该方法也可用于考虑气体非达西流以及储层非均质性等影响的压裂优化设计中^[24-25]。结合综合滤失系数反演结果,现利用 UFD 优化设计的思想,优化主要的压裂施工参数,为现场施工提供一定指导。

1 施工压力计算理论模型

压裂施工过程中,压裂管柱的压力体系主要有以下几个部分组成:井底缝口压力、摩阻引起的压力损失、静液柱压力和井口的施工压力,其中只有井底缝口压力是直接和压裂液滤失相关的参数,故为了准确测试压裂过程中的压裂液滤失系数,需首先建立可靠的施工压力计算的理论模型以排除其他压力的影响。

1.1 裂缝扩展净压力

缝内净压力与裂缝扩展直接相关,选用经典的二维 PKN 裂缝延伸扩展模型,在该模型下,裂缝缝内净压力为^[26]:

$$p_n(0,t) = 2.016 \left[\frac{G^3 Q^2 \mu}{(1-\nu)^3 CH^5} \right]^{\frac{1}{4}} t^{\frac{1}{8}} \quad (1)$$

式中: p_n 为缝内净压力,MPa; G 为剪切模量,MPa; Q 为施工排量, m^3/min ; μ 为压裂液黏度, $\text{Pa}\cdot\text{s}$; ν 为泊松比,无量纲; C 为压裂液综合滤失系数, $\text{mm}/\text{min}^{0.5}$; H 为裂缝高度, m ; t 为压裂施工时间, min 。

1.2 井底缝口压力

在裂缝扩展过程中,缝内净压力与井底压力的关系为:

$$p_w = p_n + p_c \quad (2)$$

式中: p_w 为井底缝口压力,MPa; p_c 为裂缝闭合压力,MPa。

1.3 摩阻计算

压裂施工过程中,压裂液由地表泵注,经压裂管柱进入地层,在流动过程中会因摩阻而产生压力损失,压裂液流动的总摩阻由压裂液在压裂管柱中的摩阻和压裂液由压裂管柱进入裂缝的摩阻两部分组成。

1.3.1 局部水头损失

压裂管柱中的局部水头损失可表示为:

$$\Delta p_j = 2.2516 \times 10^2 \rho Q^2 \left(\frac{1}{d_1} - \frac{1}{d_2} \right)^2 \quad (3)$$

式中: Δp_j 为局部摩阻, MPa; ρ 为压裂液密度, kg/m^3 ; Q 为施工排量, m^3/min ; d_1, d_2 为圆管直径, mm。

1.3.2 沿程摩阻

采用的降阻比法计算管柱沿程摩阻^[27], 即

$$\delta = \Delta p_{fp} / \Delta p_{f0} \quad (4)$$

式中: δ 为降阻比; Δp_{fp} 为压裂液沿程摩阻, MPa; Δp_{f0} 为清水沿程摩阻, MPa。

清水沿程摩阻根据经典流体力学公式计算^[28]:

$$\Delta p_{f0} = 1.385 \times 10^6 d^{-4.8} Q^{1.8} L \quad (5)$$

式中: L 为管柱长度, m。

D.L. Lord 和 J.M. McGowen^[29] 在大量实验的基础上, 对实验数据采用线性回归方法分析, 建立了 HPG 压裂液降阻比经验公式为:

$$\ln\left(\frac{1}{\delta}\right) = 2.38 - 1.1525 \times 10^{-4} \frac{d^2}{Q} - 0.2819 \times 10^{-4} C_g \frac{d^2}{Q} - 0.1639 \ln \frac{C_g}{0.11983} - 2.3372 \times 10^{-4} C_s \cdot e^{\frac{0.11983}{C_g}} \quad (6)$$

式中: C_g 为稠化剂浓度, kg/m^3 ; C_s 为支撑剂浓度, kg/m^3 。

故压裂液在压裂管柱中流动的沿程摩阻可由以上回归公式求得。

1.3.3 入口摩阻

入口摩阻 Δp_{en} 由孔眼摩阻和近井摩阻组成, 由于现场缺乏入口摩阻相关测试试验, 入口摩阻根据该区块试验数据取经验值。

综合以上 3 部分摩阻, 压裂施工中的总摩阻为:

$$\Delta p_f = \Delta p_j + \Delta p_{fp} + \Delta p_{en} \quad (7)$$

1.4 静液柱压力

$$p_h = \rho g h \quad (8)$$

其中, 计算加砂阶段静液柱压力时, 混砂液密度为^[28]:

$$\rho = \frac{\rho_i + \rho_i c}{1 + \rho_i c / \rho_s} \quad (9)$$

式中: p_h 为静液柱压力, MPa; h 为液柱垂直高度, m; ρ_i 为压裂液基液密度, kg/m^3 ; ρ_i 为支撑剂体积密度, kg/m^3 ; ρ_s 为支撑剂视密度, kg/m^3 ; c 为加砂砂比, %。

1.5 井口压力

在施工过程中地面施工压力与摩阻、井底压力的关系为:

$$p_s = p_w + \Delta p_f - p_h \quad (10)$$

通过以上施工压力计算模型, 结合现场记录的施工秒点数据, 可计算每一时刻的地面施工压力, 最终得到计算的施工压力曲线; 同时分析该施工压力计算模型可知, 影响施工压力的参数主要有: 施工参数(排量、施工时间)、储层物性参数(泊松比、剪切模量、储层厚度)和压裂液性质参数(密度、黏度、综合滤失系数等)等, 而施工参数可由现场记录得到, 储层物性参数则可通过测井或室内实验等方式获取, 故只有压裂液性质影响施工压力曲线的计算。

2 综合滤失系数反演

基于上一节建立的地面施工压力计算模型, 选取大牛地气田某井的压裂施工数据计算出地面施工压力曲线, 并结合实际施工压力曲线反演施工中压裂液的综合滤失系数。

2.1 储层与压裂基本参数

基于前文的介绍, 储层物性参数以及压裂参数对施工压力的计算有较大影响, 故准确获取这些参数对后续滤失系数反演至关重要。综合该区块岩样室内力学测试和该井测井情况得到该井目标储层的基本物性参数见表 1, 其中储层物性参数将用于计算缝内净压力, 而压裂参数将用于管柱摩阻损失和静液柱压力计算。同时从表中可知, 该井目标储层为典型的低孔低渗地层, 同时该区块测井资料显示目标地层原生裂隙发育, 这些性质都将影响压裂液的滤失情况。

表 1 储层与压裂基本参数

Table 1 Parameters of reservoir and fracturing

储层参数		压裂参数	
中心深度/m	2 611	压裂管柱长度/m	3 685
水平段长度/m	1 000	油管内径/mm	101.6
闭合压力/MPa	50	支撑剂视密度/($\text{kg} \cdot \text{m}^{-3}$)	1 630
厚度/m	20	支撑剂真密度/($\text{kg} \cdot \text{m}^{-3}$)	3 100
岩石弹性模量/GPa	35	压裂液密度/($\text{kg} \cdot \text{m}^{-3}$)	1 020
岩石泊松比	0.3	压裂液黏度/($\text{mPa} \cdot \text{s}$)	35
孔隙度/%	1.39	前置液稠化剂浓度/($\text{kg} \cdot \text{m}^{-3}$)	1.53
平均渗透率/($10^{-3} \mu\text{m}^2$)	0.46	携砂液稠化剂浓度/($\text{kg} \cdot \text{m}^{-3}$)	3.06

2.2 主要施工参数

该井在施工过程中的泵注程序见表 2。

表 2 泵注程序
Table 2 Pumping operation schedule

程序	功能	净液体积 /m ³	支撑剂体 积/m ³	混砂液体 积/m ³	砂比 /%	排量 /(m ³ ·min ⁻¹)
1	前置液	430	0	0	0	6
2	前置液	20	0	0	0	6
3	携砂液	15	1.1	15.6	7.3	6
4	携砂液	20	2.0	21.1	10.0	6
5	携砂液	30	4.5	32.4	15.0	6
6	携砂液	35	7.0	38.7	20.0	6
7	携砂液	25	6.3	28.3	25.2	6
8	携砂液	12	3.6	13.9	30.0	6

2.3 反演结果

由于现场施工压力秒点数据量较大,易受到非主控因素的影响产生噪点,因此需对施工压力秒点数据采取降噪处理,采用 Savitzky-Golay 方法,对局部数据进行多项式最小二乘法拟合回归,能有效保留数据的原始特征,平滑施工压力曲线。

反演过程为:①根据裂缝净压力(1)式及相关参数计算该时刻缝内净压力,并利用(2)式得到该时刻下井底缝口压力;②根据该时刻所处的施工阶段(前置液或携砂液阶段),选择相应的摩阻计算模型((3)式~(7)式)计算该时刻下的摩阻值;③利用(8)式或(9)式计算该时刻下管柱中静液柱压力;④利用(10)式计算得到该时刻的施工压力,并重复步骤①至④,计算出每一时刻下的施工压力,最终得到施工压力曲线;⑤通过调整压裂液综合滤失系数,使计算的施工压力曲线与实际施工压力曲线重合,此时得到滤失系数即为施工过程中压裂液实际的综合滤失系数。施工压力反演结果如图 1 所示。

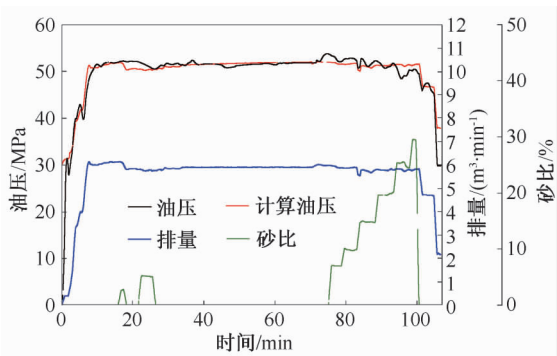


图 1 施工压力反演曲线
Fig.1 Operational pressure inversion curves

图中理论模型计算的施工压力(红色)与实际施工中压力曲线(黑色)在整体变化趋势上基本一致,两条曲线的拟合程度较好,同时图中显示理论模型计算的施工压力曲线对施工排量的变化较敏感,

最终反演的压裂液综合滤失系数为 0.1 mm/min^{0.5}。

同时,图 1 显示两条施工压力曲线在前置液阶段前期有一定的差异,造成该现象的原因主要有以下几个方面:采用 PKN 模型计算裂缝扩展净压力时无法考虑地层不均质性的影响,会造成缝内净压力的差异;同时在前置液阶段前期,前置液段塞的作用会影响近井摩阻,而计算模型中无法考虑前置液段塞的作用。在加砂阶段,实际施工中加砂阶段压力曲线波动较大,主要受到地层物性变化的影响,而计算模型中无法反映其影响。但整体上计算的施工压力曲线和实际施工压力曲线趋势基本一致,整体反演效果较好。

3 基于反演参数的施工参数优化

压裂液的滤失控制对压裂施工尤为关键,压裂液滤失影响裂缝扩展,不同的滤失情况将造成最终形成的水力裂缝几何参数产生差异,进而影响水力裂缝的导流能力。在反演出的压裂液综合滤失系数的基础上,本节采用统一压裂设计(UFD)的思想优化该井在施工过程中的施工参数。

统一压裂设计(UFD)方法基于支撑剂指数,提出了在一定的压裂规模或支撑剂体积下存在最优的无因次裂缝导流能力和最大无因次生产指数,同时给出了最优的支撑裂缝几何尺寸。在该井现场的压裂规模下,以 UFD 方法中的最优支撑裂缝几何尺寸为优化目标,在二维裂缝扩展模型 PKN 的基础上,针对性优化前置液量和施工排量。基本优化过程为:①在现场压裂规模下利用 UFD 方法计算最优裂缝尺寸和最优无因次导流能力;②在 PKN 裂缝扩展模型下,通过调整主要施工参数(前置液量以及排量)使裂缝达到 UFD 最优裂缝尺寸;③利用施工压力曲线验算在优化的施工参数下是否施工安全问题。

本例中 UFD 优化结果:支撑剂数 3.244;最优裂缝缝宽 5.158 mm;最优裂缝缝长 193.552 m;最优的无因次裂缝导流能力 2.598;最大无因次生产指数 0.681;支撑裂缝渗透率 44.850 μm²。

以 UFD 中的最优裂缝几何尺寸为目标,优化得到的施工参数:前置液量为 490 m³,施工排量为 9 m³/min,采用二维裂缝扩展模型计算的裂缝几何参数为:裂缝平均缝宽 5.141 mm,支撑裂缝半长为 193.459 m,优化得到的裂缝几何参数达到了 UFD 设计的裂缝几何尺寸目标。同时,排量增加将导致

井口施工压力变化,考虑到现场压裂施工设备的限制,利用以上施工压力计算模型计算优化参数下的井口施工压力在 69 MPa 左右,在该压力下现场施工压裂设备能满足安全要求。

4 结论

(1)通过建立施工压力计算模型,利用地面施工压力曲线反演压裂施工过程中压裂液综合滤失系数,反演效果较好,反演结果可为分析判断压裂施工效果提供一定依据。

(2)利用反演得到的压裂液综合滤失系数,结合统一压裂设计(UFD)的思想,优化主要的压裂施工参数,形成了一套施工压力曲线反演与利用的方法。

(3)反演模型是以施工曲线整体趋势为依据,无法考虑地层不均质性的影响,因此准确选取地层物性参数十分重要;且采用的是二维裂缝扩展模型,如采用拟三维或者三维模型会使反演结果更符合实际。

致谢:感谢中国石化华北石油工程有限公司的项目支持。

参 考 文 献

- [1] 王正茂,李治平,雷婉,等.用压裂施工压力反演裂缝动态参数[J].天然气工业,2004,24(1):77-79.
WANG Zhengmao, LI Zhiping, LEI Wan *et al.* Inverting dynamic parameters of fractures by fracturing pressure [J]. Natural Gas Industry, 2004, 24(1): 77-79.
- [2] 郭建春,刘登峰,宋艾玲.用地面压裂施工资料求取煤岩岩石力学参数的新方法[J].煤炭学报,2007,32(2):136-140.
GUO Jianchun, LIU Dengfeng, SONG Ailing. A new method of determining coal rock mechanical parameters by fracturing treatment materials [J]. Journal of China Coal Society, 2007, 32(2): 136-140.
- [3] 张平,何志勇,赵金洲.水力压裂净压力拟合分析解释技术研究与应用[J].油气井测试,2005,14(3):8-11.
ZHANG Ping, HE Zhiyong, ZHAO Jinzhou. Study and application of net pressure matching and analysis interpretation tech for hydraulic fracture [J]. Well Testing, 2005, 14(3): 8-11.
- [4] 刘登峰.煤层气井压裂施工资料反演岩石力学参数及压后产能预测研究[D].成都:西南石油大学,2006.
LIU Dengfeng. Study on rock mechanics parameters and post-pressure capacity prediction of coal bed gas well fracturing [D]. Chengdu: Southwest Petroleum University, 2006.
- [5] 蒋廷学,汪永利,丁云宏,等.由地面压裂施工压力资料反求储层岩石力学参数[J].岩石力学与工程学报,2004,23(14):2424-2429.
JIANG Tingxue, WANG Yongli, DING Yunhong *et al.* Determination of rock mechanics parameters by pressure of surface fracturing treatment [J]. Chinese Journal of Rock Mechanics and Engineering, 2004, 23(14): 2424 - 2429.
- [6] 李亭,杨琦.煤层气井压裂施工曲线特征分析及应用[J].中国煤炭地质,2012,24(9):20-24.
LI Ting, YANG Qi. CBM well fracturing operation curve characteristic analysis and application [J]. Coal Geology of China, 2012, 24(9): 20-24.
- [7] 黄月明,练以锋.压裂施工动态曲线及特征分析[J].油气井测试,2002,11(4):52-55.
HUANG Yueming, LIAN Yifeng. Dynamic curves of hydraulic fracturing and its behavior analyses [J]. Well Testing, 2002, 11(4): 52-55.
- [8] 肖中海,刘巨生,陈义国.压裂施工曲线特征分析及应用[J].石油地质与工程,2008,22(5):99-102.
XIAO Zhonghai, LIU Jusheng, CHEN Yiguo. Characteristics analysis and application of operational curve of fracturing [J]. Petroleum Geology and Engineering, 2008, 22(5): 99-102.
- [9] 林彦兵,刘艳.压裂双对数曲线在鄂尔多斯盆地大牛地气田的应用[J].重庆科技学院学报(自然科学版),2013,15(5):65-67.
LIN Yanbing, LIU Yan. Application of fracturing double logarithmic curve in the Ordos basin Daniudi gas field [J]. Journal of Chongqing University of Science & Technology, 2013, 15(5): 65-67.
- [10] 徐刚,彭苏萍,邓绪彪.煤层气井水力压裂压力曲线分析模型及应用[J].中国矿业大学学报,2011,40(2):173-178.
XU Gang, PENG Suping, DENG Xubiao. Hydraulic fracturing pressure curve analysis and its application to coal-bed methane wells [J]. Journal of China University of Mining & Technology, 2011, 40(2): 173-178.
- [11] 张智勇,胥云,赵俊生,等.须家河低渗砂岩气藏压裂施工曲线特征及压后评估分析[J].天然气技术,2008,2(1):23-28.
ZHANG Zhiyong, XU Yun, ZHAO Junsheng *et al.* Fracturing operation curve characteristics and postfrac evaluation in Xujiahe low-permeability sandstone gas reservoir [J]. Natural Gas Technology, 2008, 2(1): 23-28.
- [12] 张文彪,邓刚,郭凯.酸压施工曲线的地质解释与分析[J].天然气技术与经济,2015,9(1):21-34.
ZHANG Wenbiao, DENG Gang, GUO Kai. Geological interpretation and analysis of acid-fracturing curves [J]. Natural Gas Technology and Economy, 2015, 9(1): 21-34.
- [13] 冯广庆,张毅,林昌敏,等.利用酸化压裂施工曲线分析判断碳酸岩储层特征[J].油气井测试,2006,15(3):27-29.
FENG Guangqing, ZHANG Yi, LIN Changmin *et al.* Jud-

- ging property of carbonate reservoir by using analysis of acidification and fracture [J]. *Well Testing*, 2006, 15(3): 27-29.
- [14] 鄢宇杰,汪淑敏,郭小云.塔河油田酸压施工压力异常分析及技术对策[J].复杂油气藏,2013,6(4):70-73.
YAN Yujie, WANG Shumin, GUO Xiaoyun. Analysis of pressure anomaly in acid fracturing in Tahe oilfield and its technical countermeasures [J]. *Complex Hydrocarbon Reservoirs*, 2013, 6(4): 70-73.
- [15] 曾晓慧,郭大立,王祖文,等.压裂液综合滤失系数的计算方法研究[J].西南石油学院学报,2005,27(5):53-56.
ZENG Xiaohui, GUO Dali, WANG Zuwen *et al.* Study on the calculating method of the total fracturing fluid leak-off coefficient [J]. *Journal of Southwest Petroleum Institute*, 2005, 27(5): 53-56.
- [16] 杨聪萍,赵运祥,郭大立.压裂液降滤失性能的实验研究[J].山东煤炭科技,2016,(2):153-155.
YANG Congping, ZHAO Yunxiang, GUO Dali. Experimental study on the property of fracturing fluid loss [J]. *Shandong Coal Science and Technology*, 2016, (2): 153-155.
- [17] 李勇明,赵金洲,郭建春.天然裂缝性储层压裂液滤失的数值模拟研究[J].钻井液与完井液,2004,21(1):20-22.
LI Yongming, ZHAO Jinzhou, GUO Jianchun. Numerical simulation of fracturing-fluid filtrate loss in natural fracture-type reservoirs [J]. *Drilling Fluid & Completion Fluid*, 2004, 21(1): 20-22.
- [18] VALKÓ P P, ECONOMIDES M J. Heavy crude production from shallow formations: Long horizontal wells versus horizontal fractures [C]. SPE paper 50421 presented at the 1998 SPE International Conference on Horizontal Well Technology held in Calgary, Alberta, Canada, 1-4 November, 1998.
- [19] ECONOMIDES M J, OLIGENY R E, VALKÓ P. Unified fracture design [M]. Houston: Orsa Press, 2002.
- [20] 时贤,张凯奥,程远方,等.基于UFD理论的致密油气藏分段压裂优化[J].特种油气藏,2016,23(1):87-91.
SHI Xian, ZHANG Kai'ao, CHENG Yuanfang *et al.* Tight gas reservoir multi-stage fracturing optimization based on UFD theory [J]. *Special Oil & Gas Reservoirs*, 2016, 23(1): 87-91.
- [21] 郭建春,梁豪,赵志红.基于最优支撑剂指数法优化低渗气藏裂缝参数[J].西南石油大学学报(自然科学版),2013,35(1):93-98.
GUO Jianchun, LIANG Hao, ZHAO Zhihong. Optimizing the fracture parameters of low permeability gas reservoirs [J]. *Journal of Southwest Petroleum University (Science & Technology Edition)*, 2013, 35(1): 93-98.
- [22] 曲占庆,黄德胜,李小龙,等.低渗气藏压裂水平井裂缝参数优化研究与应用[J].断块油气田,2014,21(4):486-491.
QU Zhanqing, HUANG Desheng, LI Xiaolong *et al.* Research and application of fracture parameter optimization of fractured horizontal well in low permeability gas reservoir [J]. *Fault-Block Oil & Gas Field*, 2014, 21(4): 486-491.
- [23] 曾凡辉,郭建春,何颂根,等.致密砂岩气藏压裂水平井裂缝参数的优化[J].天然气工业,2012,32(11):118-119.
ZENG Fanhui, GUO Jianchun, HE Songgen *et al.* Optimization of fracture parameters of fractured horizontal wells in tight sandstone gas reservoirs [J]. *Natural Gas Industry*, 2012, 32(11): 118-119.
- [24] 孙元伟,程远方,张矿生,等.考虑非达西效应的致密气藏裂缝参数优化设计[J].石油钻探技术,2014,46(6):87-91.
SUN Yuanwei, CHENG Yuanfang, ZHANG Kuangsheng *et al.* Optimization of fracture parameters for tight gas reservoir considering non-Darcy effect [J]. *Petroleum Drilling Techniques*, 2014, 46(6): 87-91.
- [25] ZENG F H, KE Y B, GUO J C. An optimal fracture geometry design method of fractured horizontal wells in heterogeneous tight gas reservoirs [J]. *Sci China: Tech Sci*, 2016, 59(2): 241-251.
- [26] NORDGEREN R P. Propagation of a vertical hydraulic fracture [J]. *Society of Petroleum Engineers Journal*, 1972, 12(4): 306-314.
- [27] LORD D L, MCGOWEN J M. Real-time Treating pressure analysis aided by new correlation [C]. SPE paper 15367 presented at SPE Annual Technical Conference and Exhibition, New Orleans, Louisiana, 5-8 October, 1986.
- [28] 王鸿勋,张士诚.水力压裂设计数值计算方法[M].北京:石油工业出版社,1998.
- [29] 刘合,张广明,张劲,等.油井水力压裂摩阻计算和井口压力预测[J].岩石力学与工程学报,2010,9(1):2833-2839.
LIU He, ZHANG Guangming, ZHANG Jin *et al.* Friction loss calculation and surface pressure prediction in oil well hydraulic fracturing [J]. *Chinese Journal of Rock Mechanics & Engineering*, 2010, 9(1): 2833-2839.

编辑 穆立婷

第一作者简介:高超,男,1992年出生,中国地质大学(武汉)工程学院地质工程专业硕士学位在读,主要从事油气增产措施方面的研究工作。电话:027-67883507,15002764927; Email:405607947@qq.com。地址:湖北省武汉市洪山区鲁磨路388号,邮政编码:430074。