

基于停泵压降数据的致密油储层改造效果评价方法

段永伟^{1,2}, 王翠翠², 于雪盟², 刘洪霞², 陈凯², 朱旭²

1. 东北石油大学石油工程学院 黑龙江大庆 163318

2. 中国石油吉林油田公司油气工艺研究院 吉林松原 138000

通讯作者: Email: 19737565@qq.com

项目支持: 中国石油天然气股份有限公司重大科技专项“吉林水平井体积改造技术提升攻关与现场试验”(2022ZS0604)

引用: 段永伟, 王翠翠, 于雪盟, 等. 基于停泵压降数据的致密油储层改造效果评价方法[J]. 油气井测试, 2024, 33(5): 60-66.

Cite: DUAN Yongwei, WANG Cuicui, YU Xuemeng, et al. Methods for evaluating stimulation effect in tight oil reservoirs based on pump-shutoff pressure decline data[J]. Well Testing, 2024, 33(5): 60-66.

摘要 吉林油田致密油储层压后效果差异大, 无法快速有效、低成本评价人工裂缝参数, 解决压裂效果认识不清的问题。利用 G 函数以及不稳定试井压降分析的基本理论, 拓展其应用范围, 提出基于主压停泵压降数据的压后效果定性定量评价方法, 以致密油储层 H197-48 井其中两段为例, 根据压降数据的 G 函数曲线形态判断裂缝复杂程度, 利用主压停泵压降曲线定量解释技术对储层及裂缝关键参数进行分析。结果表明: 第十一段和第十六段形成的裂缝均是复杂裂缝, 两段裂缝条数均为 4 条, 裂缝半长分别为 134 m、186 m, 第十六段储层改造效果优于第十一段, 裂缝形态、裂缝条数、裂缝半长等结果与高频压力监测分析结果相符, 验证了评价方法的准确性。该压后效果评价方法, 所需资料易获得, 分析过程简便, 成本低, 解释结果可靠, 可指导下步压裂方案优化。

关键词 致密油储层; 主压裂施工; 压后评价; 停泵压降; G 函数分析; 裂缝形态; 压降试井

中图分类号: TE357 **文献标识码**: B **DOI**: 10.19680/j.cnki.1004-4388.2024.05.010

Methods for evaluating stimulation effect in tight oil reservoirs based on pump-shutoff pressure decline data

DUAN Yongwei^{1,2}, WANG Cuicui², YU Xuemeng², LIU Hongxia², CHEN Kai², ZHU Xu²

1. College of Petroleum Engineering, Northeast Petroleum University, Daqing, Heilongjiang 163318, China

2. Oil and Gas Technology Research Institute, Jilin Oilfield Company, Songyuan, Jilin 138000, China

Abstract: In the Jilin oilfield, the stimulation effect in tight oil reservoir varies significantly, making it difficult to quickly and cost-effectively evaluate artificial fracture parameters and understand fracturing results. By using the G-function and the basic theory of pressure decline analysis from unsteady well tests, a qualitative and quantitative post-fracturing evaluation method based on pump-shutoff pressure decline data was proposed. Taking two intervals in well H197-48 from a tight oil reservoir as examples, the complexity of the fractures was determined through the shape of G-function curve derived from the pressure decline data. Key reservoir and fracture parameters were analyzed using the pump-shutoff pressure decline curve quantitative interpretation technique. The results show that both the 11th and 16th stages formed complex fractures, each having four fractures with half-lengths of 134 m and 186 m, respectively. The stimulation effect in the 16th stage was superior to that in the 11th stage. These results, including fracture shape, number, and half-length, were consistent with high-frequency pressure monitoring analysis, validating the accuracy of the evaluation method. This post-fracturing evaluation method, characterized by its easy data accessibility, simple analysis process, low cost, and reliable interpretation results, makes it suitable for guiding the optimization of future fracturing designs.

Keywords: tight oil reservoir; main fracturing operation; post-fracturing evaluation; pump-shutoff pressure decline; G-function analysis; fracture morphology; pressure decline well test

目前, 针对压后裂缝参数的评价方法较多^[1-3], 使用较多的硬手段有微地震监测、井温测井等, 软手段有生产试井分析、数值模拟等, 可定性或定量

评估压裂效果^[4-6]。贾波^[7]、刘浩博等^[8]针对煤层气井人工裂缝形态认识不清的问题, 采用微地震裂缝监测技术, 研究了煤层气井人工裂缝形态, 得到

压裂井缝长、缝高等参数;李海涛等^[9]针对采用 L-M 算法建立的压裂水平井 DTS 数据反演模型计算耗时、反演效率低等问题,利用 MCMC 算法建立了 DTS 数据反演模型,研究了页岩气压裂水平井温度剖面特征,确定了影响温度剖面的主控因素;王飞等人针对致密气藏压后生产动态更复杂的问题,利用生产试井分析方法,对致密气水平井在生产过程中的流态进行研究,获取裂缝参数^[10]。许建红等人针对致密砂岩储层大规模压裂改造效果评价难的问题,利用 Kenitix 软件平台,研究了不同压裂施工参数对裂缝扩展规律的影响^[11]。但是,这些技术各有局限性,微地震信号处理的不确定,往往导致探测到的裂缝尺寸比实际大得多,井温测井易受到岩层导热性影响,且通常只能反演每层吸水量,获取参数少,同时,两种方法费用高,推广应用受限;生产动态分析方法可以评估裂缝尺寸,但对优化压裂方案不具有实时性,需要一定时间的生产数据;数值模拟方法主要用于压前的裂缝参数优化,压后裂缝参数评价较少。这些方法解释的精度、测试周期、费用等问题制约了其应用,因此需要快速、有效、低成本的方法来综合评价压后人工裂缝形态,指导压裂方案优化。本文利用 G 函数以及不稳定试井分析的基本理论,拓展其应用范围,提出基于主压停泵压降数据的压后效果定性定量评价方法,并将其应用于现场施工井例中,同时对比高频压力监测分析解释成果,验证了本文评价方法的准确性,可指导下步压裂方案优化。

1 压后停泵压降数据分析原理及方法

基于压后停泵压降数据,利用 G 函数分析和主压停泵压降曲线定量解释技术对压后效果进行定性定量解释分析,综合评价压后改造效果,下面分别介绍 G 函数分析和主压停泵压降曲线定量解释技术的分析原理及方法。

1.1 G 函数法定性评价裂缝复杂程度

主压裂施工停泵后,随着压裂液逐渐滤失进入地层,缝内净压力下降,最后裂缝逐渐闭合,滤失系数的改变将在 G 函数曲线上体现出来,通过裂缝的闭合在 G 函数曲线上的表征可以判断裂缝的复杂程度。

1.1.1 利用 G 函数判断裂缝形态的理论基础

国内外对压降曲线的分析研究,大体上都是基于 Nolte 理论,以往 G 函数分析理论模型并没有考

虑滤失系数的变化,所以仅仅适用于分析常规裂缝^[12-14]。赵文、姚志远等对压降方程做出了改进,使之能够适用于主压裂和缝网条件。

(1)对于常规形态的裂缝,流体的滤失受滤饼或油藏限制,压裂液的滤失系数 C 为常数, G 函数叠加导数方程为:

$$G \frac{dP}{dG} = \Delta P_r(t_p) \frac{1 - \eta'_s}{2\eta'_s \phi} G(\alpha_a, 0, \theta) \quad (1)$$

式中, η'_s 为停泵时 ($t = t_p$) 压裂液效率 (除去初滤失); $\Delta P_r(t_p)$ 为裂缝净压力 (停泵时), MPa; Φ 为压裂液滤失参数 (裂缝扩展时); θ 为无因次时间; α_a 为滤失面积随着时间变化的参数。

此时 G 函数叠加导数与 G 函数时间呈线性关系,直至裂缝闭合,滤失系数发生变化,通过这种变化,在 G 函数曲线上能看出裂缝的闭合情况。

(2)对于较复杂裂缝的情况,即裂缝产生了一定量的分支缝,压裂液的滤失系数 C 不再只受滤饼和油藏的限制,还受到闭合压力以及缝内压力的影响。当闭合压力小于主裂缝内的压力时,滤失发生在主缝和分支缝上,此时滤失系数为 C_1 ;随着主缝内压力不断降低,开启的分支缝逐渐闭合后,滤失只发生在主缝上,此时滤失系数为 C_2 ,显然 $C_2 < C_1$ 。在现场实际中,由于分支缝是逐渐发生闭合的,分配净压力小、规模小的分支缝先闭合,而净压力较大、规模较大的后闭合。因此,为了使分支缝在闭合前后的滤失情况描述准确,以 Meyer 和 Jacot 模型为基础引入自由变量 w 来控制滤失系数在 C_1 和 C_2 之间的变化过程,公式如下^[15-16]

$$C_L[P(t)] = \begin{cases} C_1, & P(t) > P_0 \\ (C_1 - C_2) \frac{\exp\left[w \frac{P(t)}{P_0}\right] - \exp\left(w \frac{P_{ci}}{P_0}\right)}{\exp(w) - \exp\left(w \frac{P_{ci}}{P_0}\right)} + C_2, & P_0 \geq P(t) > P_{ci} \\ C_2, & P_{ci} > P(t) > P_c \end{cases} \quad (2)$$

式中: P_0 为分支缝闭合压力, MPa; $P(t)$ 为主裂缝内压力, MPa; P_{ci} 为参与滤失只有主裂缝时的压力, MPa; P_c 为裂缝最终闭合压力, MPa; C_1 为滤失发生在主缝以及分支缝时的滤失系数, $\text{m}/\text{min}^{0.5}$; C_2 为滤失只发生在主缝时的滤失系数, $\text{m}/\text{min}^{0.5}$; w 为控制过渡阶段 (滤失系数逐渐降低过程) 的自由变量,

常数。

将 w 赋予不同的值(例如-100、-10、1、10等),可得到不同的 G 函数理论曲线,将理论曲线与利用现场实际数据绘制的 G 函数曲线形态进行对比,从而修正 G 函数理论曲线,使修正后的 G 函数曲线形态与利用现场实际数据绘制的曲线形态特征更为接近,说明利用修正后的 G 函数叠加导数方程更能准确的描述较复杂裂缝的闭合过程。

此时在 G 函数曲线中,滤失系数从 C_1 过渡到 C_2 的过程中,滤失系数不断减小,也就是 G 函数叠加导数的斜率不断变小, G 函数曲线图像呈上凸特征。

(3)在体积压裂中,若形成网络裂缝,则会有若干条净压力大、缝宽较大的主缝,以及规模相对较小的次级裂缝,次级裂缝可能进一步生成2级次级裂缝,以此类推,最终形成净压力、缝宽各不相同的裂缝网络。在各裂缝闭合过程中,规模最小的先发生闭合,其次是规模较大的,主缝最后闭合。由于形成的网络裂缝较复杂,不同规模的裂缝闭合时间不连续,因此会出现多次闭合的现象,此时各裂缝以闭合时间顺序,从前到后依次命名为裂缝1、裂缝2、……、裂缝 n 。针对这种网络裂缝,滤失系数会从 C_1 开始下降,可能分别会在 C_1 、 C_2 、……、 C_n 保持一段时间,对于这种情况,从规模与裂缝1差不多的裂缝闭合前,到其中缝宽最小的开始闭合,再到此规模裂缝闭合完成有

$$C_L[P(t)] =$$

$$\begin{cases} C_1, & P(t) > P_{f1} \\ (C_1 - C_2) \frac{\exp\left[w \frac{P(t)}{P_{f1}}\right] - \exp\left(w \frac{P_{cl}}{P_{f1}}\right)}{\exp(w) - \exp\left(w \frac{P_{cl}}{P_{f1}}\right)} + C_2, & P_{f1} \geq P(t) > P_{cl} \\ C_2, & P_{cl} \geq P(t) > P_{f2} \end{cases} \quad (3)$$

式中: P_{f1} 为规模与裂缝1相似的裂缝开始闭合时的压力,MPa; P_{cl} 为此类裂缝全部闭合时的压力,MPa; P_{f2} 为规模与裂缝2相似的裂缝开始闭合时的压力,MPa。

与上述分析相同,从规模与裂缝2相似的裂缝闭合前,到其中缝宽最小的开始闭合,再到此类规模裂缝闭合完成,以此类推直至最后的裂缝 n 闭合。此时这类裂缝在 G 函数曲线上会出现多次上凸的特征,图3为使用现场压降数据画出的复杂裂缝的

G 函数曲线形态。

1.1.2 根据 G 函数曲线形态判断裂缝复杂程度的方法

根据上述理论基础,利用 G 函数曲线形态判断压裂施工后形成的是常规裂缝、较复杂裂缝还是复杂裂缝的方法如下:

类型1—常规裂缝:压裂液滤失系数为常数, G 函数叠加导数与 G 函数时间呈线性关系,直至裂缝闭合,符合这种特征的均可以被视为常规双翼缝,对应的 G 函数图像如图1所示。

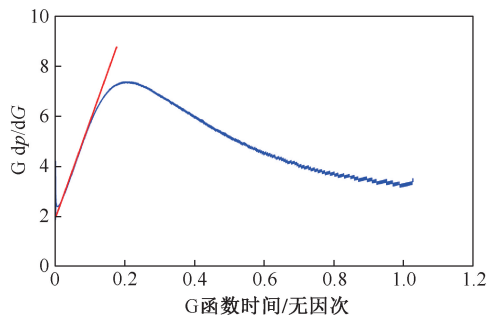


图1 常规裂缝的 G 函数曲线形态

Fig. 1 G-function curve shape of conventional fracture

类型2—较复杂裂缝:分支缝先闭合,闭合后滤失只发生在主缝上,滤失系数不断减小,即 G 函数叠加导数斜率不断变小, G 函数曲线呈现上凸状,图2为使用现场数据绘制的较复杂裂缝的 G 函数曲线形态。

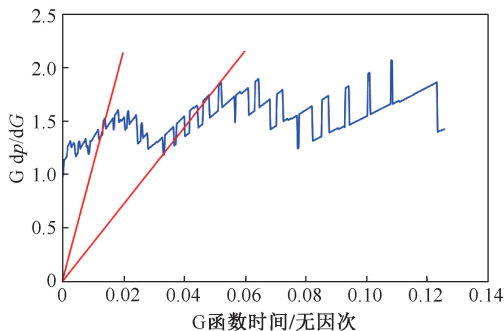


图2 较复杂裂缝的 G 函数曲线形态

Fig. 2 G-function curve shape of more complex fracture

类型3—复杂裂缝:裂缝网络比较复杂,各个规模裂缝闭合时间不连续,规模最小的裂缝先闭合,其次是规模较大的裂缝,主缝最后闭合, G 函数曲线上呈多次上凸的特征,如图3所示。

1.2 主压停泵压降曲线定量解释技术

1.2.1 主压停泵压降曲线定量解释原理

利用不稳定试井压降分析理论,如图4所示,把主压裂施工过程看作水井的注入测试阶段,压后停泵压降阶段当作关井后测试的压力恢复阶段,停泵

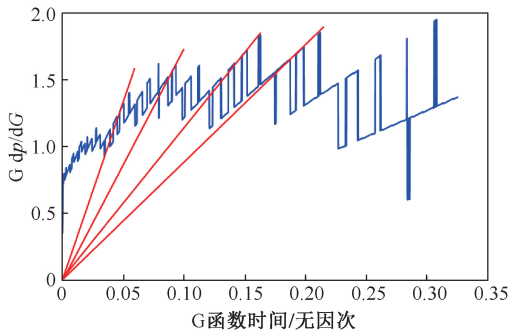


图 3 复杂裂缝的 G 函数曲线形态

Fig. 3 G-function curve shape of complex fracture

后,随着压力降落,人工裂缝发生闭合,首先表现出的是线性流,随后压力逐步波及到储层远端,此时反映的是流体从远端储层流向裂缝的径向流^[17-19]。停泵压力和压降速度大体能够反映压裂改造效果和储层物性情况,因此利用压降试井理论分析主压裂施工停泵压降数据,可获取储层及裂缝关键参数^[20]。

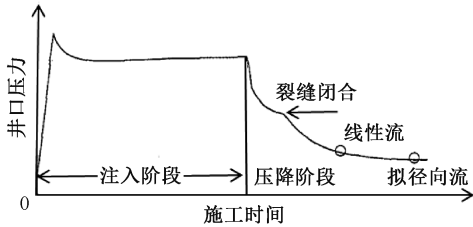


图 4 主压裂施工及停泵后压降阶段流态分析示意图

Fig. 4 Schematic diagram of flow characteristics during the main fracturing construction and pump shutdown pressure drop stage

1.2.2 停泵压降曲线不同渗流阶段计算模型

不稳定试井解释技术建立在一系列理论基础之上,涉及很多极其复杂的数学问题。本文只介绍致密砂岩储层压裂施工结束后压降曲线至少存在的三个流动阶段:续流阶段、线性流阶段以及径向流阶段,续流和线性流阶段压差导数曲线斜率分别为 1 和 1/2,径向流阶段压差导数曲线为水平直线^[21]。因此,可以根据双对数曲线特征来判断不同渗流阶段的变化情况,从而判断压后改造效果。

(1) 纯井筒储集阶段

在纯井筒储集阶段^[22],由于

$$\lg \Delta p = \lg \frac{qB}{24C} + \lg t \tag{4}$$

式中: Δp 为原始地层压力与 t 时刻井底流压之差, MPa; q 为注入液量, m^3/d ; B 为体积系数, 无因次; C 为井筒储集系数, m^3/MPa ; t 为时间, h。

从式(4)可以看出, $\lg \Delta p$ 和 $\lg t$ 成线性关系,即在双对数图中,双对数曲线斜率为 1。

(2) 线性流阶段

线性流动指在某一流动区域内,流体向相同方向流动,流线相互平行。裂缝线性流一般在初期表现出来,该流动状态的特征是压差与时间的平方根成正比,双对数曲线斜率为 0.5,原因是在线性流阶段有:

$$\lg \Delta p = \frac{1}{2} \lg t + \lg \left(\frac{0.1959qB}{hx_f} \sqrt{\frac{\mu}{\phi C_L K}} \right) \tag{5}$$

式中: K 为地层渗透率, $10^{-3} \mu\text{m}^2$; h 为储层厚度, m; ϕ 为储层孔隙度, %; x_f 为裂缝半长, m; μ 为压裂液黏度, $\text{mPa}\cdot\text{s}$; C_L 为综合压缩系数, MPa^{-1} 。

(3) 无限作用径向流阶段

在压降过程中,“压降漏斗”逐渐向外径向扩大,油藏边界对测试井井底压力的影响小到可以忽略不计,此时流态与无限大地层的径向流基本一致。在此阶段有:

$$\lg \Delta p' = \lg \frac{0.9211q\mu B}{Kh} \tag{6}$$

所以在双对数图中,径向流阶段压差导数呈水平直线。

1.2.3 主压停泵压降曲线定量解释分析流程

利用不稳定试井压降分析方法,进行主压裂施工停泵后压降曲线定量解释,分析流程如图 5 所示,首先收集井的产层厚度、孔隙度、油藏压力等储层参数,录取主压裂施工及其停泵后的压降数据,然后利用不稳定试井的方法建立压后裂缝参数评价模型,绘制压差与压差导数双对数曲线,拟合双对数以及压力历史曲线,可获取储层及裂缝关键参数,定量评价压后改造效果。

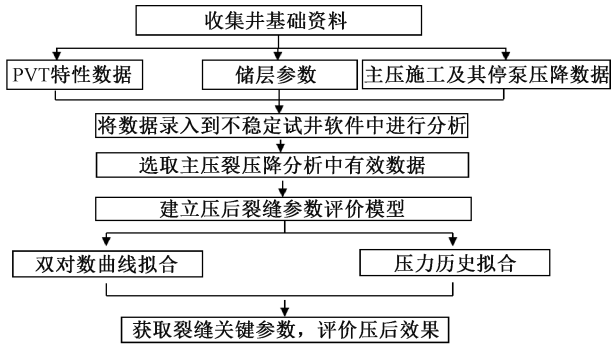


图 5 主压停泵压降曲线定量解释分析流程图

Fig. 5 Flow chart of quantitative interpretation and analysis of pressure drop curve of main fracturing stop pump

2 现场应用情况

以 H197-48 井其中两段为例,通过对现场实际压裂施工数据的提取与处理,利用 G 函数曲线以及

主压停泵压降曲线定量解释分析方法对压后停泵压降数据进行综合解释与利用,定性、定量相结合评价压后裂缝形态及改造效果。

2.1 油藏地质概况

H197 区块位于中央断裂带附近,为受一近南北向正断层控制的低幅度断背斜构造,断距 40~50 m,延伸长度 3.5 km。主要目的层为青一段 12 号小层,目的层砂岩厚度一般为 20~30 m,发育 4~6 个单砂层,整体发育连片,但单砂层连续性较差,平均有效孔隙度为 12.8%,渗透率为 2.2 mD,属于中低

孔、特低渗透油藏。

2.2 压后改造效果评价

2.2.1 压裂施工情况

H197-48 井完钻井深 4 222.00 m(垂深 2 491.66 m),水平段长 1 403 m,压裂 17 段,其中第十一段、第十六段主压施工停泵后,关井测压降时间 60 min 左右,具体施工参数如表 1 所示。以 H197-48 井第十一段、第十六段为例,利用 G 函数曲线以及主压停泵压降曲线定量解释分析方法综合评价压后改造效果。

表 1 第十一段、第十六段压裂施工参数统计表

Table 1 Statistical table of construction parameters of target fracturing section

层号	排量/ ($\text{m}^3 \cdot \text{min}^{-1}$)	液量/ m^3	砂量/ m^3	破裂压力/ MPa	施工压力/ MPa	停泵压力/ MPa	停泵测压时间/ min
第十一段	6~8	951	80	61	43~61	38	60.1
第十六段	8~12	1 565	130	60	46~61	30	60.6

2.2.2 停泵压降数据分析

G 函数定性分析:利用现场录取的第十一段和第十六段主压裂施工及其压降数据,将两段数据分别处理后进行分析,得到 G 函数曲线形态,如图 6、图 7 所示。从图 6 和图 7 可以看出,两段 G 函数曲线都是呈现多次上凸特征,说明两段均形成的是复杂裂缝。

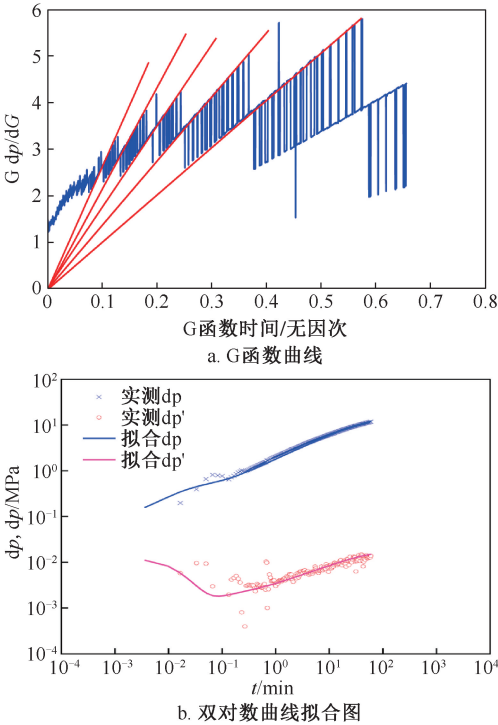


图 6 第十一段主压裂施工停泵后压降分析曲线
Fig. 6 Pressure drop analysis curve after main fracturing in the 11th section

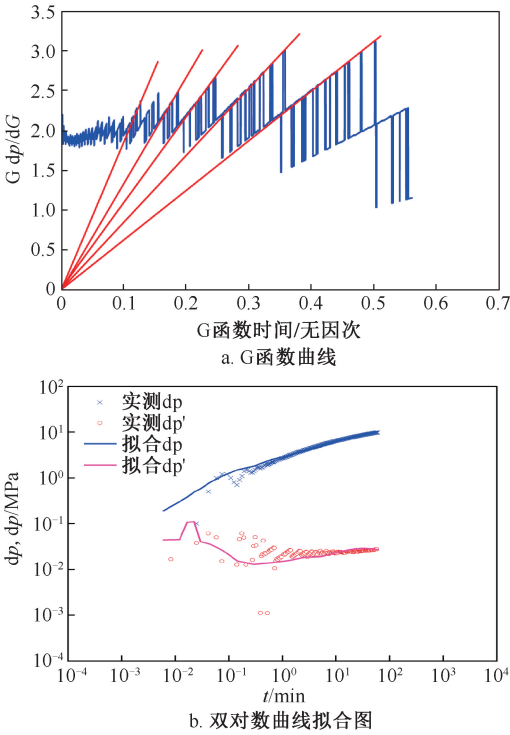


图 7 第十六段主压裂施工停泵后压降分析曲线
Fig. 7 Pressure drop analysis curve after main fracturing in the 16th section

利用主压停泵压降曲线定量解释分析技术,对第十一段和第十六段主压裂施工及其压降数据进行分析,绘制停泵后压差与压差导数双对数曲线,拟合双对数以及压力历史曲线,如图 6 和图 7 所示,获取储层及裂缝关键参数,解释结果如表 2 所示,第十一段和第十六段裂缝条数均为 4 条,裂缝半长分别为 134 m、186 m。从表 2 可以看出,第十六段解

释的储层及裂缝参数皆优于第十一段,对比两段压裂施工参数,第十六段排量、液量明显高于第十一段,说明解释结果合理。而且本文利用 G 函数曲线+主压停泵压降曲线定量解释分析方法解释结果与高频压力监测分析结果相符,具体见表 2、表 3。

表 2 主压停泵压降曲线定性定量解释结果
Table 2 Results of qualitative and quantitative interpretation technology of pressure drop curve after fracturing

层号	裂缝形态	裂缝条数	裂缝半长/m	渗透率/mD	表皮系数
第十一段	复杂裂缝	4	134	1.0	-6.61
第十六段	复杂裂缝	4	186	1.5	-6.87

表 3 高频压力监测技术解释结果
Table 3 Results of high frequency pressure monitoring analysis and interpretation

层号	裂缝形态	裂缝条数	裂缝半长/m	改造区渗透率/mD
第十一段	长直缝+网状缝	4	128.34	3.47
第十六段	长直缝+网状缝	4	171.47	10.47

3 结论

(1)利用 G 函数以及不稳定试井压降分析的基本理论,拓展其应用范围,提出基于主压停泵压降数据的压后效果定性定量评价方法,并且利用该方法,对 H197 区块致密油储层压后停泵压降曲线进行了定性定量综合解释,裂缝形态、裂缝条数、裂缝半长等结果与高频压力监测分析解释结果相符,验证了本文评价方法的准确性。

(2)基于压后停泵压降数据,定性定量评价致密油储层压后改造效果的方法,所需资料数据较容易获得,分析解释相对简便,成本低,解释结果可靠,可以为压裂方案优化提供依据。

(3)吉林油田有大量的压裂施工曲线数据,如何有效利用压裂施工曲线来评价压后改造效果还需要进一步的研究与探索。

致谢:感谢中国石油吉林油田公司油气工艺研究院对本论文研究与撰写过程中提供的支持与帮助!

参考文献

[1] 郑继明,李永环,王贤君,等. 大庆油田致密砂岩储层压裂裂缝扩展形态实验研究[J]. 石油地质与工程,2019,33(4):107-110.
ZHENG Jiming, LI Yonghuan, WANG Xianjun, et al. Experimental study on fracture propagation pattern of tight sandstone reservoirs in Daqing oilfield [J]. Petroleum Geology and Engineering, 2019, 33(4): 107-110.

[2] 周小金,张锦涛,苑术生,等. 基于页岩气井压后返排液氯离子分析的压后效果评价[J]. 钻采工艺,2020,43(3):64-66.
ZHOU Xiaojin, ZHANG Jintao, YUAN Shusheng, et al. Evaluation of post-pressure effect based on chlorine ion analysis of back-flow fluid after fracturing in shale gas wells [J]. Drilling&Production Technology, 2020, 43(3): 64-66.

[3] 左立娜,袁和平,刘志娟,等. 压裂裂缝地面微地震监测技术[J]. 油气井测试,2019,28(3):61-66.
ZUO Lina, YUAN Heping, LIU Zhijuan, et al. Surface micro-seismic monitoring technology for fractured fractures [J]. Well Testing, 2019, 28(3): 61-66.

[4] 刘长印. 一种水平井压裂裂缝定量描述方法[J]. 油气井测试,2020,29(5):1-5.
LIU Changyin. A quantitative description method for horizontal well fracture[J]. Well Testing, 2020, 29(5): 1-5.

[5] 黄杰,巩永刚,徐延涛,等. G 函数分析在压裂充填施工中的应用研究[J]. 海洋石油,2019,39(2):57-61.
HUANG Jie, GONG Yonggang, XU Yantao, et al. The application of G function in Bohai oilfield frac-pack treatment [J]. Offshore Oil, 2019, 39(2): 57-61.

[6] 赵文,张遂安,孙志宇,等. 基于 G 函数曲线分析的压后裂缝复杂性评估研究[J]. 科学技术与工程,2016,16(33):29-33.
ZHAO Wen, ZHANG Suian, SUN Zhiyu, et al. Evaluative research for the fracture complexity after fracturing based on the G-function curves analysis[J]. Science Technology and Engineering, 2016, 16(33): 29-33.

[7] 贾波. 寺河井田 3 号煤层人工压裂裂缝形态特征研究[J]. 煤,2020,29(1):5-8.
JIA Bo. Study on morphological characteristics of artificial fracturing cracks in the No. 3 coal seam of Sihe mine field [J]. Coal, 2020, 29(1): 5-8.

[8] 刘浩博. 屯兰矿 2 号煤层压裂裂缝形态特征[J]. 煤,2021,30(1):1-4.
LIU Haobo. The characteristics of fracture fracturing morphology of the No. 2 coal seam in Tunlan coal mine[J]. Coal, 2021, 30(1): 1-4.

[9] 李海涛,罗红文,向雨行,等. 基于 DTS 的页岩气水平井人工裂缝识别与产出剖面解释方法[J]. 天然气工业,2021,41(5):66-73.
LI Haitao, LUO Hongwen, XIANG Yuxing, et al. DTS based hydraulic fracture identification and production profile interpretation method of horizontal well [J]. Natural Gas Industry, 2021, 41(5): 66-73.

[10] 王飞,张士诚,刘百龙. 多段压裂致密气井生产动态分析与评价[J]. 石油天然气学报(江汉石油学院学报),2014,36(1):140-146.
WANG Fei, ZHANG Shicheng, LIU Bailong. Production performance analysis of multi-stage hydraulically fractured

tight gas wells[J]. Journal of Oil and Gas Technology(J. JPI), 2014, 36(1): 140-146.

[11] 许建红,崔啸龙,姜恩元.致密砂岩储层水平井水力压裂裂缝参数影响因素数值模拟[J].大庆石油地质与开发,2023,42(5):154-159.

XU Jianhong, CU Xiaolong, JIANG Enyuan. Numerical simulation of influencing factors of hydraulic fracture parameters of horizontal wells in tight sandstone reservoirs [J]. Petroleum Geology & Oilfield Development in Daqing, 2023, 42(5): 154-159.

[12] 姚志远.利用施工压力曲线评价压裂缝网的复杂度[D].北京:中国石油大学,2018:39-64.

YAO Zhiyuan. The evaluation of hydraulic fracturing fractures complexity by using fracturing pressure curve [D]. Beijing: China University of Petroleum, 2018: 39-64.

[13] JONES J R, VOLZ R, DJASMARI W. Fracture complexity impacts on pressure transient responses from horizontal wells completed with multiple hydraulic fracture stages [C]. SPE Unconventional Resources Conference Canada. Society of Petroleum Engineers, 2013.

[14] GUOQING LIU, CHRISTINE EHLIG-ECONOMIDES. Comprehensive global model for before closure analysis of an injection falloff fracture calibration test [R]. SPE 174906, 2015.

[15] MEYER B R, JOCAT R H. Implementation of fracture calibration equations for pressure dependent leak off [R]. SPE 62545, 2000.

[16] SYFAN F E, NEWMAN S C, MEYER B R, et al. Case history: G-function analysis proves beneficial in barnett shale application [R]. SPE110091, 2007.

[17] 周彤,苏建政,李凤霞,等.基于停泵压力降落曲线分析的压后裂缝参数反演[J].天然气地球科学,2019,30(11):1646-1654.

ZHOU Tong, SU Jianzheng, LI Fengxia, et al. An approach to estimate hydraulic fracture parameters with the pressure falloff data of main treatment[J]. Natural Gas Geoscience, 2019, 30(11): 1646-1654.

[18] 王玉海,王庆红,闫桂芳,等.煤层气井压裂效果评价方法[J].油气井测试,2010,19(5):44-47.

WANG Yuhai, WANG Qinghong, YAN Guifang, et al. Evaluation method of fracturing effect for coal-bed gas wells[J]. Well Testing, 2010, 19(5): 44-47.

[19] 张丽敏.试井方法分析压裂效果[J].综述专论,2019,(17):190-191.

ZHANG Limin. Fracturing effect is analyzed by well testing method[J]. Summary Monograph, 2019, (17): 190-191.

[20] 周珺,邓睿,韩旭,等.基于停泵压降分析的致密砂岩压裂效果评价[J].特种油气藏,2017,24(2):165-169.

ZHOU Jun, DENG Rui, HAN Xu, et al. Evaluation on the fracturing effects of tight sandstones based on pump-off pressure drop analysis[J]. Special Oil and Gas Reservoirs, 2017, 24(2):165-169.

[21] 刘能强.实用现代试井解释方法(第五版)[M].北京:石油工业出版社,2008.

[22] 薛晓晓.基于径向流动理论评价煤层可抽性能[D].焦作:河南理工大学,2011:23-28.

XUE Xiaoxiao. Based on the radial flow theory evaluation can be smoked performance coal seam [D]. Jiaozuo: Henan Polytechnic University, 2011: 23-28.

编辑 方志慧

第一作者简介:段永伟,男,1983 年出生,东北石油大学在读博士研究生,教授级高工,2013 年获东北石油大学工程硕士学位,现主要从事油气藏改造技术理论和应用的相关研究工作。电话:0438-6336360;Email:duanyw@petrochina.com.cn。通信地址:吉林省松原市宁江区长宁北街 618 号,邮政编码:138000。