

文章编号: 0253-2697(2024)08-1234-10 DOI:10.7623/syxb202408006

基于焖井压降曲线的页岩油井压裂缝网特征诊断

王飞 乔润伟 祝健 张士诚

(油气资源与工程全国重点实验室, 中国石油大学(北京) 北京 102249)

摘要:页岩油压裂井普遍焖井一段时间再投产,焖井期间井口压力呈现不同的递减特征,焖井压降特征与压裂缝网性质存在何种关联缺乏快速有效的诊断分析方法。为此,建立了页岩油压裂水平井焖井压降数值模型,模拟获得的焖井压降导数曲线在双对数坐标下呈现出“W”形的形态特征,可以反映出主、次裂缝的规模、储集能力和导流能力。敏感性模拟结果表明,主裂缝的长度和导流能力对压降导数形态影响微弱,仅影响“W”形曲线的开始时间;次级裂缝的密度、宽度和渗透性对压降导数形态影响较大,决定了两个“V”形的深浅程度、比例和持续时间。储集能力占主导的缝网压降导数曲线呈现“‘W’形凹凸浅、位置偏右上”的特征;导流能力占主导的缝网压降导数曲线呈现“‘W’形凹凸深、位置偏左下”的特征。将模拟结果绘制成压裂缝网诊断图版,并建立基于焖井压降特征曲线的页岩油井压裂缝网诊断分析方法。最后,选取新疆吉木萨尔页岩油12口典型压裂井的焖井压降数据开展单井—平台井、层间—井间压裂效果对比分析,诊断出各井主、次裂缝规模与性质的参数组合,拟合反演出关键缝网参数,从而为综合评价页岩油水平井压裂改造效果提供了理论依据。

关键词:页岩油;水力压裂;焖井压降;缝网特性;特征曲线;诊断图版

中图分类号: TE357

文献标识码: A

Diagnosis of fractured network characteristics of shale oil wells based on the pressure drop curve of post-fracturing shut-in

Wang Fei Qiao Runwei Zhu Jian Zhang Shicheng

(National Key Laboratory of Petroleum Resources and Engineering, China University of Petroleum (Beijing), Beijing 102249, China)

Abstract: It is common to shut in shale oil fractured wells for a period of time before production, during which the wellhead pressure exhibits different declining characteristics; moreover, there is a lack of fast and effective diagnostic and analytic methods for the correlation between the pressure drop characteristics of shut-in wells and the properties of fracture networks. For this reason, a set of shut-in pressure drop models is firstly proposed for shale oil fractured horizontal wells, and the shut-in pressure drop derivative curves obtained from the simulation show the morphological characteristics of W-shape in double logarithmic coordinates, reflecting the scale, storage capacity and flow conductivity of the primary and secondary fractures. The sensitivity simulation results show that the length and flow conductivity of the primary fractures have a weak influence on the pattern of pressure drop derivatives, and only affect the start time of the W-shaped curve; by contrast, the density, width and permeability of the secondary fractures have a significant impact on the pattern of pressure drop derivatives, and determine the depth, proportion, and duration of the two V-shaped curves. On the whole, the pressure drop derivative curve of the fracture network dominated by storage capacity is characterized by “W-shape with shallow concave and convex on the upper right side”, while the pressure drop derivative curve of the fracture network dominated by flow conductivity is characterized by “W-shape with deep concave and convex on the lower left”. In addition, a fracture network diagnosis chart was plotted according to the simulation results, and a diagnostic analysis method for fractured networks of shale oil wells was set up based on the characteristic curve of shut-in pressure drop. Finally, based on the shut-in pressure drop data of 12 typical fractured wells in Jimsar shale oilfield in Xinjiang, we conducted comparative analysis of the fracturing effect of single/platform wells, and interlayers/interwells, found the parameter combination of scale and properties of primary and secondary fractures of the wells, and completed the fitting and inversion of the key fracture network parameters, thus providing a theoretical basis for the comprehensive evaluation of the fracturing effect of horizontal wells in shale oilfield.

Key words: shale oil; hydraulic fracturing; shut-in pressure drop; fracture network characteristics; characteristic curve; diagnosis chart

引用:王飞,乔润伟,祝健,张士诚.基于焖井压降曲线的页岩油井压裂缝网特征诊断[J].石油学报,2024,45(8):1234-1243,1269.

Cite: WANG Fei, QIAO Runwei, ZHU Jian, ZHANG Shicheng. Diagnosis of fractured network characteristics of shale oil wells based on the pressure drop curve of post-fracturing shut-in[J]. Acta Petrolei Sinica, 2024, 45(8): 1234-1243, 1269.

基金项目:国家自然科学基金面上项目(No. 51974332)资助。

第一作者:王飞,女,1982年10月生,2010年获英国 Heriot-Watt 大学石油工程专业博士学位,现为中国石油大学(北京)石油工程学院教授、博士生导师,主要从事油气田开发方面的教学与科研工作。Email: wangfei@cup.edu.cn

通信作者:乔润伟,男,1995年10月生,2023年获中国石油大学(北京)石油工程专业博士学位,主要从事非常规储层压后评价研究。Email: qiao_runwei@163.com

水平井大规模水力压裂技术使页岩油得以有效开发^[1-3]。在压裂施工后到投产之间,通常关井 14~60 d(焖井)使井底压力扩散,给地层增能,同时加速人工裂缝闭合,有效防止开井后的支撑剂回流等风险^[4-5]。焖井期间的井口压力不断下降,现场大量的压力监测数据显示,不同层位的压裂井焖井压降特征差异大,相同层位的压裂井焖井压降特征亦不尽相同,表现为单井和平台井在压降形态上的显著差异。但目前缺乏快速有效的焖井压降诊断分析方法。

人工裂缝的规模和性质是影响压降快慢的主要因素^[6-8],学者们曾尝试用注入-压降试并解释理论,提出了针对单个压裂施工段的停泵压降解释模型与裂缝参数计算方法^[9-15]。近年,针对页岩油气储层的典型研究,Zanganeh 等^[16-17]提出的压降解释模型对裂缝闭合前的压降导数曲线形态进行了更为细致的划分,模拟出压降初期的裂缝端部延伸现象;此外,Liu 等^[18-19]和周彤等^[20]考虑了页岩储层压后停泵过程中天然裂缝的滤失问题,王飞等^[21-22]考虑了停泵压降过程的支撑剂运移和缝网动态滤失问题。但上述压降解释模型仅适用于单个压裂施工段,停泵压降时间通常仅十几分钟,假设压裂液单相流动,不考虑压裂液与储层原油的两相流动,这与水平井全井段压后长期的焖井过程有区别;另外一个需要重点考虑的问题是页岩油储层在密切割体积压裂后可能会形成复杂裂缝网络,主裂缝以外会生成大量与主裂缝沟通的次级裂缝,这些次级裂缝的性质与天然裂缝有本质区别,不能用传统的天

然裂缝模型等效表征^[15]。由于次级裂缝在压裂过程中进液也进砂^[23],因此,其同时兼具储水能力和导流能力。而微地震、光纤、示踪剂等现场监测手段难以诊断出细微次级裂缝的性质差异^[24-28]。

鉴于以上问题,笔者提出了一套基于焖井压降特征曲线的压裂缝网特性诊断方法,建立的焖井压降模型考虑了多级压裂水平井各压裂段依次泵注和焖井过程中压裂缝网的闭合,通过数值模拟获得不同主、次裂缝特性参数组合对焖井压降特征曲线的影响。在此基础上,建立页岩油体积压裂水平井压裂缝网诊断方法,用以诊断焖井压降特征与主控裂缝参数的组合关系。通过实例分析与应用,指导页岩油水平井的压裂改造效果评价。

1 页岩油压裂水平井焖井压降模型

1.1 物理模型

页岩油储层的多级水力压裂的施工过程如图 1(a)所示,一级接着一级压裂液泵注,泵注一级后停泵几分钟至十几分钟,压裂下一级,泵注 2 h,再停泵,依次往复。泵注过程井底压力上升,停泵后压力随着下降,如此往复。当最后一级压裂泵注结束后开始关井,井底压力随关井时间的延长而持续递减。关井过程中,井筒内储集的压裂液会续流进入主裂缝,主、次裂缝内部憋起的高压将释放到储层中,主、次裂缝内的压裂液也将进一步滤失进入基质,基质中的页岩油置换到次级裂缝和主裂缝中。

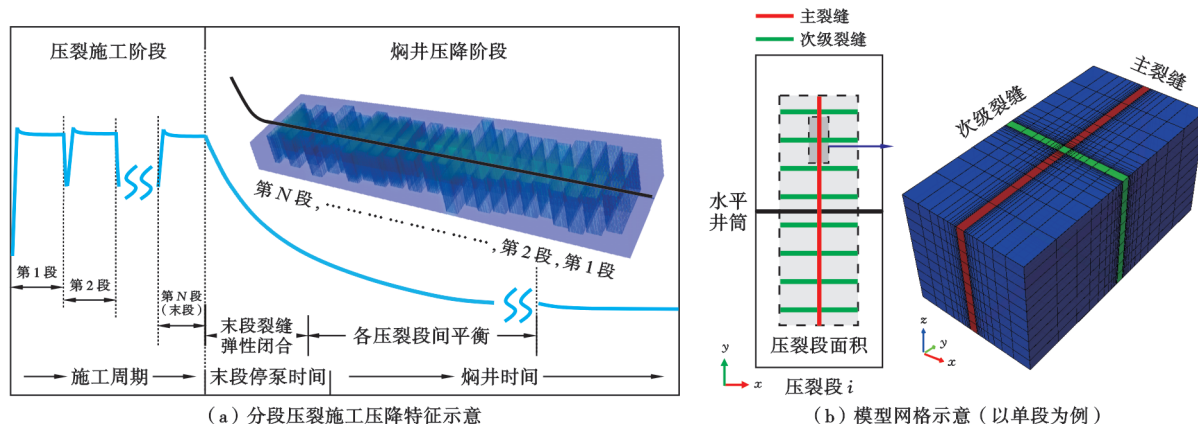


图 1 水平井分段压裂施工压降及模型网格示意

Fig. 1 Schematic diagram of pressure drop during staged-fracturing construction of horizontal wells and model grid

将多段压裂页岩油水平井模型简化为由水平井筒、主裂缝、次级裂缝和基质的组合,其中水平井筒为源汇项,仅与主裂缝相连,位于主裂缝中心网格;主裂缝、次级裂缝和基质三者两两相连,通过接触面处的流量及压力连续性耦合。

主、次裂缝网格剖分如图 1(b)所示。以 X 、 Y 、 Z 表示模型网格划分的 3 个方向,主、次裂缝为正交且等高的垂直裂缝,分别沿 X 方向及 Y 方向分布,主裂缝垂直于水平井筒对称分布,次裂缝对称分布于主裂缝两侧。

裂缝高度等于储层厚度(h),缝网长等于主裂缝长(X_F)、缝网宽等于次裂缝长(X_f),用压裂段面积内的次裂缝条数表征次裂缝密度(n_f),主、次裂缝由其缝长和缝宽的乘积($X_{F/f} \cdot \omega_{F/f}$)、渗透率和缝宽的乘积($K_{F/f} \cdot \omega_{F/f}$)定义其储集能力和导流能力(F_c);基质均匀分布在主次级裂缝周围,用孔隙度(ϕ^m)和渗透率(K^m)分别表征其储集能力和流动能力。

1.2 数学模型

1.2.1 假设条件

基于上述物理模型,数学模型做如下假设:①压裂页岩储集层由水平井筒、水力主裂缝、次级裂缝和页岩基质构成,储集层通过井筒与外界进行流体交换。②压裂液通过主裂缝缝口处的井筒注入,不考虑井筒内部的流动,压裂泵注过程考虑为多段依次注入,每个压裂簇生成一条主裂缝,停泵后各级桥塞溶解完全,井筒联通。四重介质的连通模式为井筒与主裂缝相连,主裂缝同时与次级裂缝和基质相连,次级裂缝与基质相连。③考虑油水两相流动、流体压缩性,等温渗流。④将主、次裂缝的闭合考虑为缝宽收缩。⑤考虑基质毛细管渗吸。

1.2.2 压裂储层的流动守恒

$$\begin{aligned} & \frac{\partial(\rho_w \phi^F S_w^F)}{\partial t} + \frac{\partial(\rho_w \phi^f S_w^f)}{\partial t} + \frac{\partial(\rho_w \phi^m S_w^m)}{\partial t} + \\ & \nabla \cdot \left[\rho_w \frac{K^F K_{rw}^F}{\mu_w} \nabla (p_w^F - \rho_w gD) \right] + \\ & \nabla \cdot \left[\rho_w \frac{K^f K_{rw}^f}{\mu_w} \nabla (p_w^f - \rho_w gD) \right] + \\ & \nabla \cdot \left[\rho_w \frac{K^m K_{rw}^m}{\mu_w} \nabla (p_w^m - \rho_w gD) \right] = q_{st} \quad (1) \end{aligned}$$

$$\begin{aligned} & \frac{\partial(\rho_o \phi^F S_o^F)}{\partial t} + \frac{\partial(\rho_o \phi^f S_o^f)}{\partial t} + \frac{\partial(\rho_o \phi^m S_o^m)}{\partial t} + \\ & \nabla \cdot \left[\rho_o \frac{K^F K_{ro}^F}{\mu_o} \nabla (p_o^F - \rho_o gD) \right] + \\ & \nabla \cdot \left[\rho_o \frac{K^f K_{ro}^f}{\mu_o} \nabla (p_o^f - \rho_o gD) \right] + \\ & \nabla \cdot \left[\rho_o \frac{K^m K_{ro}^m}{\mu_o} \nabla (p_o^m - \rho_o gD) \right] = 0 \quad (2) \end{aligned}$$

其中,井筒向主裂缝中的注入量 q_{st} 为:

$$q_{st} = \frac{2\pi h \rho_w K^F}{\mu_w B_w \ln\left(\frac{r_e}{r_w} + s\right)} (p_{wf} - p_w^F) \quad (3)$$

压裂液注入及停泵期间,压裂储层相邻两重介质之间存在流体的流入和流出,但在上述守恒方程中相互抵消。主、次裂缝网格中的孔隙度和渗透率随压力变化,表现为压力敏感方程^[29]:

$$\frac{K_{F/f}}{K_{0,F/f}} = \left(\frac{\phi_{F/f}}{\phi_{0,F/f}} \right)^3 = e^{3C_{F/f}\Delta p} \quad (4)$$

考虑油水两相的流体压缩性,其压缩性方程为:

$$\rho_w = \rho_{w0} e^{C_w \Delta p} \quad (5)$$

$$\rho_o = \rho_{o0} e^{C_o \Delta p} \quad (6)$$

根据裂缝闭合控制方程^[30],修正得到主、次裂缝在焖井过程中缝宽变化的表达式为:

$$\omega_{F/f} = \left(12\tau \frac{K_{F/f}}{n_{F/f} h} \right)^{\frac{1}{3}} \quad (7)$$

考虑焖井期间缝网与基质中毛细管渗吸效应和油水两相渗流,补充含水饱和度和毛细管力约束方程:

$$S_w^{F/f/m} + S_o^{F/f/m} = 1 \quad (8)$$

$$p_c^m(S_w^m) = p_o^m - p_w^m \quad (9)$$

1.2.3 初始与边界条件

首段压裂泵注的初始时刻中,储集层各介质的孔隙度、渗透率相等、压力与含水饱和度一致,均为原始地层状态。后续压裂泵注初始时刻的各介质参数由前一段压裂模拟泵注及停泵计算得出。

首段压裂注入的初始条件:

$$p_w^{F/f/m}(x, y, z, t)|_{t=0} = p_{w0} \quad (10)$$

$$S_w^{F/f/m}(x, y, z, t)|_{t=0} = S_{w0} \quad (11)$$

后续段压裂注入的初始条件:

$$p_w^{F/f/m}(x, y, z, t)|_{t=t_i} = p_{wi} \quad (12)$$

$$S_w^{F/f/m}(x, y, z, t)|_{t=t_i} = S_{wi} \quad (13)$$

泵注过程模拟获得的压力场和饱和度场,作为焖井压降模型的初始条件:

$$p_w^{F/f/m}(x, y, z, t)|_{t=t_s} = p_{ws} \quad (14)$$

$$S_w^{F/f/m}(x, y, z, t)|_{t=t_s} = S_{ws} \quad (15)$$

1.3 模型求解方法

模型将焖井过程中主、次裂缝的孔渗应力敏感[式(4)]通过缝宽公式[式(7)]耦合,油、水两相压力和饱和度通过约束方程[式(8)一式(9)]耦合;同时,通过在物质守恒方程中引入井筒注入液流量方程[式(3)],实现井筒—主、次裂缝网络—基质系统的压力—流量连续性耦合。基于设定的初始和边界条件,模型的具体求解步骤为:①输入储层的初始压力、孔隙度、渗透率及饱和度,基于压裂施工的地质和施工情况,在裂缝网格中预设主裂缝长度、次裂缝长度及密度,设置各压裂段的主、次裂缝的初始缝宽、渗透率和应力敏感系数;②依照施工泵注程序的排量向第1级压裂段内注入压裂液,通过调整裂缝网格的应力敏感系数,使模型模拟的注入压力与压裂施工曲线压力相匹配,注入结束后停泵直至开始第2段压裂液注入过程;③以上一个压裂段压裂液注入及停泵完成时的储层压裂、孔隙度、渗透率及饱和度场为初始条件,重复步骤②,依次完成后续压裂段的注入及停泵过程;④最后一个压裂段注入完

成后,开始焖井,输出压降曲线。

求解算法采用有限差分法与半隐式法将上述非线性方程组线性化处理,运用 Gauss-Seidel 迭代法迭代求解方程组^[22,31]。模型中每一时间步的计算仅在相邻网格之间,设定单位时间流体的运移小于或等于单个网格的距离。当误差为极小值(1×10^{-7})时,则该时间步计算收敛,将计算所得的该时间步各参数值作为下一时间步的初始值继续迭代计算,直至达到设定计算时间。

2 焖井压降特征曲线数值模拟

2.1 压裂水平井模型描述

模型根据页岩油储层 1 口典型压裂水平井的地质及施工参数建立:储集层原始压力为 25 MPa,长、宽、高为 1500 m \times 560 m \times 42 m,中心钻有 1 口水平段长为 1200 m 的水平井,采用分段压裂改造方式,压裂 20 段,每段 6 簇,主裂缝半长为 135 m,导流能力为 10 D \cdot cm,次裂缝密度为 1.4 m⁻²,缝宽为 0.3 cm,次裂

缝渗透率为 0.05 mD,储集层基质孔隙度为 10%,渗透率为 0.01 mD。水相和油相黏度分别为 3.6 mPa \cdot s 和 10.0 mPa \cdot s,水相和油相的密度分别为 1000 kg/m³ 和 843 kg/m³。

水相和油相的压缩系数分别为 4.4×10^{-4} MPa⁻¹ 和 3.6×10^{-3} MPa⁻¹,根据 Aguilera 典型图版^[32],主、次裂缝的压缩系数分别取 0.006 MPa⁻¹ 和 0.02 MPa⁻¹。在此模型中,页岩基质的油水相对渗透率和毛细管压力由岩心实验得到^[33],主裂缝内油水两相的相对渗透率与各自的饱和度呈正比,次级裂缝的相渗曲线为针对裂缝的计算方法所得^[34],不考虑主、次裂缝内毛细管压力。

全井的压裂施工周期为 10 d,入井总液量为 5100 m³,单段平均压裂施工时长为 2 h,各压裂段间停泵时长为 2 h,单段平均液量为 1575 m³。依照压裂施工及停泵时间,依次打开和关闭各级段水平井筒,10 d 内向储层注入 51500 m³ 压裂液以完成泵注过程模拟和实现停泵压降模拟的初始化条件,泵注结束后进行为期 80 d 的焖井压降模拟(图 2)。

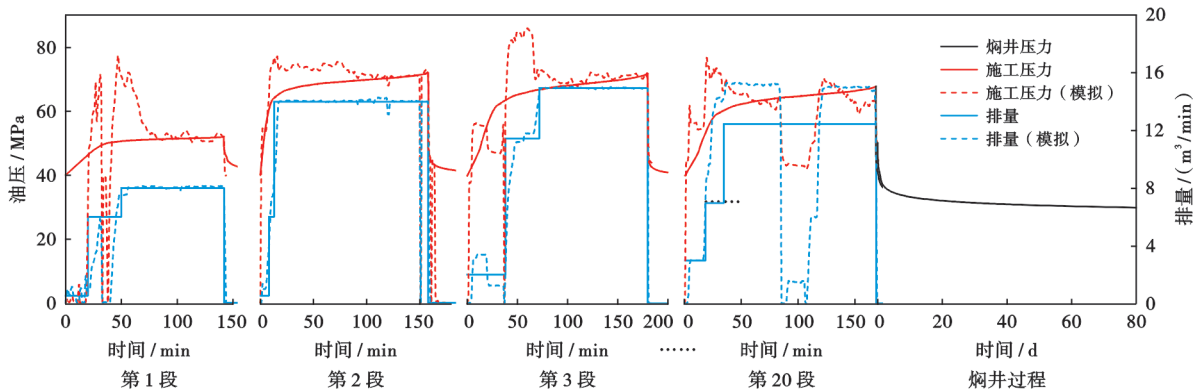


图 2 压裂泵注及焖井压降示意

Fig. 2 Schematic diagram of pressure drop during the stages of pumping and post-fracturing shut-in

2.2 焖井压降特征模拟

图 3 为模拟出的焖井 80 d 过程中主裂缝、次裂缝和基质中的压降动态。从图 3 可以看出,随着焖井时间的延长,近井位置的主、次裂缝和基质中的压力持续下降,远井位置的主、次裂缝和基质中的压力持续上升,三重介

质内部均呈现压力波动现象。焖井过程中,储层整体呈现主、次裂缝泄压,基质增能趋势。其中,在焖井最初的 1 d 内,主、次裂缝压降最快,降幅可达 10 MPa,随后至焖井 4 d,主裂缝压降趋于稳定、降幅变缓;焖井至 20 d,次裂缝压降趋于稳定、降幅变缓;最后,焖井 30 d 之后,

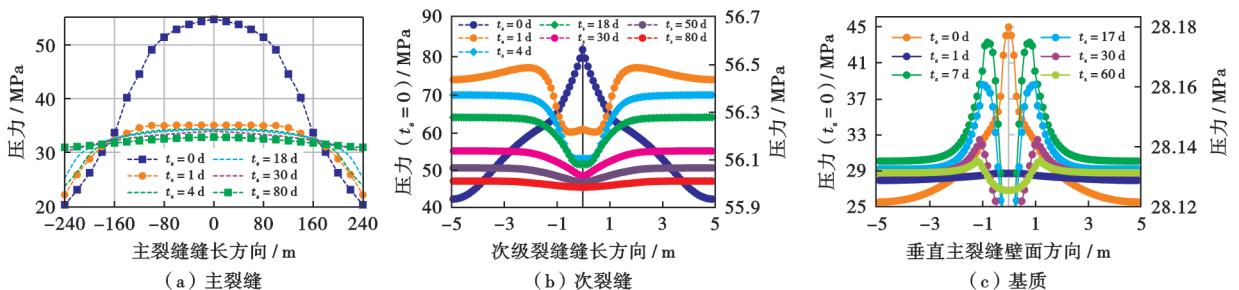


图 3 焖井过程主裂缝、次裂缝和基质中的压降动态

Fig. 3 Pressure drop dynamics in primary fractures, secondary fractures and matrix of post-fracturing shut-in

主、次裂缝中压力变化几乎为0,基质中压力仍未完全平衡。至焖井80 d结束时刻,井底压降为22 MPa,基质增能约为3 MPa。

根据焖井80 d模拟出的井底压力,采用 Bourdet 等^[35]定义的压降及压降导数绘制双对数特征曲线(图4),整体焖井压降导数曲线呈现出“W”形的形态特征,包括5个正负相连的特征斜率段。通过与图3各介质中的压降动态关联可以看出:阶段①由主裂缝控制,此阶段处于焖井最早期,压降速度最快;第1个“V”形(阶段②和③)由次裂缝控制,此阶段处于焖井中期,压降速度减缓;第2个“V”形(阶段④和⑤)由基质控制,此阶段处于焖井晚期,压降速度缓慢。

2.3 焖井压降特征曲线对比

为了识别焖井压降特征,利用模型开展主裂缝半长($X_F = 100 \sim 180$ m)和导流能力($F_c = 1 \sim 30$ D·cm),

次裂缝密度($n_f = 0.14 \sim 32$ m⁻²),渗透率($K_f = 0.05 \sim 0.3$ mD)和缝宽($w_f = 0.1 \sim 0.3$ cm)、基质含油性($S_{o0}^m = 0.3 \sim 0.8$)共6组单因素敏感性进行模拟(图5)。

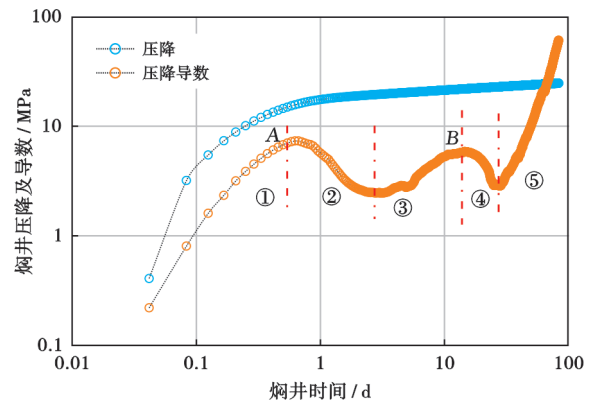


图4 焖井过程井底压降及导数双对数曲线

Fig. 4 Bottom-hole pressure drop and derivative log-log curves during post-fracturing shut-in

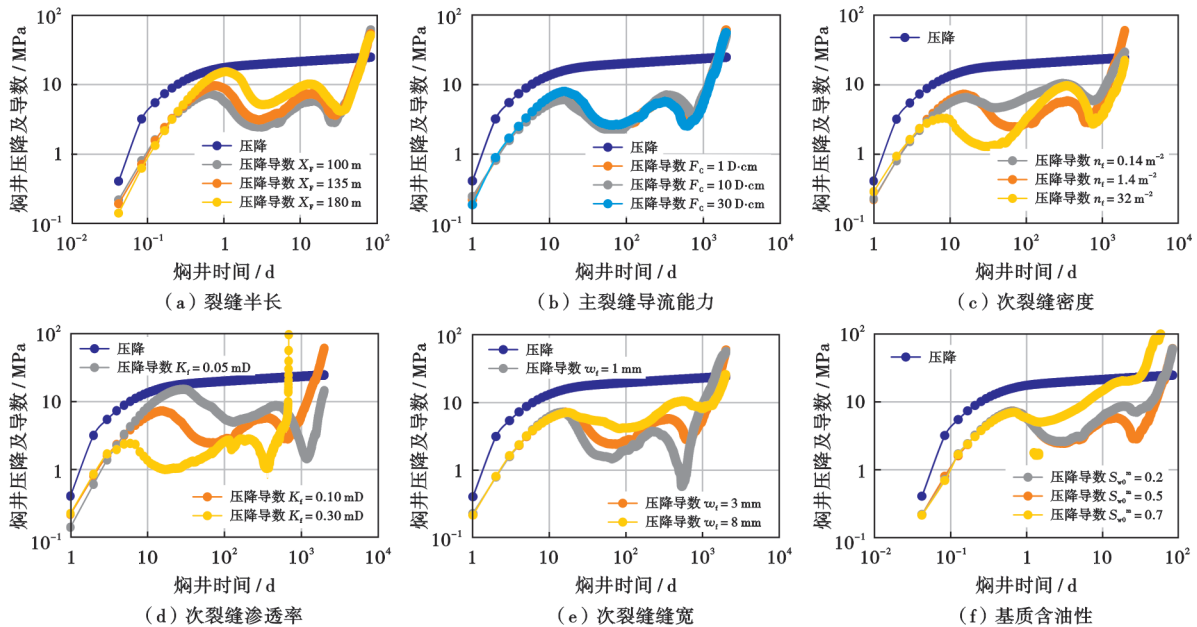


图5 模拟焖井压降双对数曲线(6组单因素敏感性)

Fig. 5 Log-log curves for the simulated bottom-hole pressure drop during post-fracturing shut-in(6 groups of single factor sensitivity)

图5(a)—图5(b)展示了主裂缝半长和导流能力对焖井压降特征曲线的影响。其中,主裂缝半长决定阶段①的持续时间与结束时刻A点的压降导数值,主裂缝越长,A点对应的的时间和导数值越大,后期压降导数整体水平高;主裂缝的导流能力为1~30 D·cm,对焖井压降特征曲线形态的影响微弱,不易识别。

图5(c)—图5(e)展示了次裂缝密度、渗透率和宽度对焖井压降特征曲线的影响。其中,次裂缝密度决定了阶段②和③组成的第1个“V”形的深浅程度,次级裂缝密度越大,“V”形越深;次裂缝渗透性决定第1个“V”形的开始时间和结束时刻B点的压降导数值,次裂缝的渗透

率越大,第1个“V”形开始时间和结束时间越提前,B点对应的导数值越小;次裂缝宽度决定了2个“V”形的深浅程度和持续时间,次裂缝缝宽越窄,2个“V”形越深、持续时间越短。基质的含油性影响除主裂缝控制的阶段①以外的特征曲线形态,当含油性较低时,焖井压降导数曲线整体向上倾斜,呈现斜“Z”形特征[图5(f)]。

基于缝网敏感性参数模拟结果,将焖井压降曲线划分为两大类:①以导流能力主导的缝网;②以储集性能主导的缝网。图6(a)展示了以导流性能主导的缝网参数组合($X_F = 70 \sim 135$ m, $w_f = 0.1 \sim 0.3$ cm, $n_f = 1.4 \sim 32.0$ m⁻², $K_f = 0.05 \sim 0.30$ mD)控制下的焖井

压降特征曲线,具体包括主裂缝短、次裂缝窄、次裂缝密度大、次缝渗透率强的 4 种情况。可以看出,压降导数表现为整体居左下,“V”形深;相反,以缝网储集性为主导的裂缝参数组合($X_F = 135 \sim 180 \text{ m}$, $\omega_f = 0.3 \sim$

0.8 cm , $n_f = 0.14 \sim 1.40 \text{ m}^{-2}$, $K_f = 0.01 \sim 0.05 \text{ mD}$),包括主裂缝长、次裂缝宽、次裂缝密度小、次裂缝渗透率弱的 4 种情况,此类型缝网的焖井压降导数表现为整体居右上,“V”形浅[图 6(b)]。

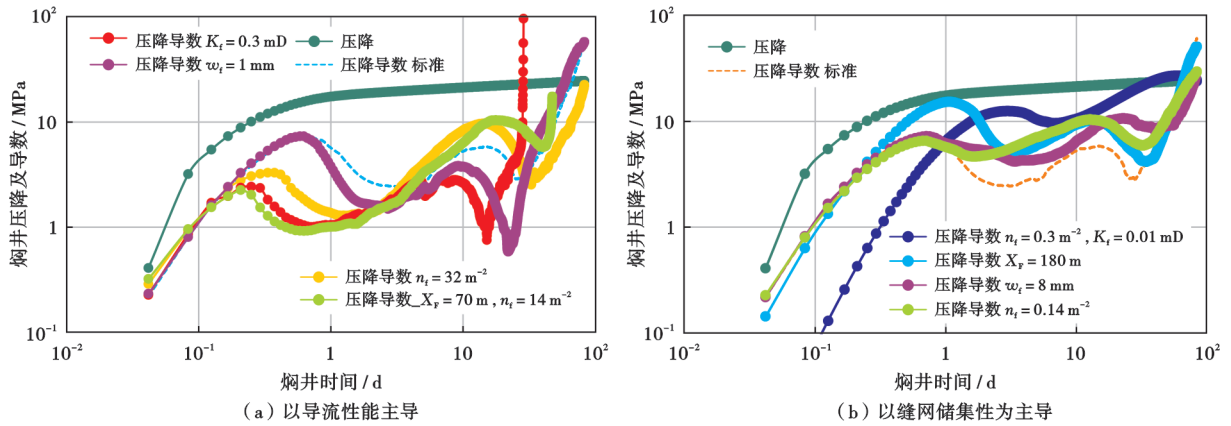


图 6 两类焖井压降双对数曲线特征

Fig. 6 Log-log curve characteristics of pressure drop in two types of post-fracturing shut-in

3 压裂缝网诊断方法

3.1 诊断方法流程

步骤 1: 缝网规模诊断。如果待诊断的压裂井在相同储层,根据实际焖井监测井底或者井口压力数据,用相同施工规模下的压降绝对值判断缝网规模,绝对值越大,缝网规模越大。如果压裂井在不同储层,同样裂缝规模下,物性好的储层焖井压降绝对值大,反之亦然。

步骤 2: 缝网性质诊断。绘制双对数压降导数曲线,根据图 6 导数的位置判断缝网储集主导[图 6(b)]还是缝网导流主导[图 6(a)],并根据两个“V”形的比例和凹凸深浅判断次级裂缝的性质。

如果识别不到典型的“W”形,可以参考图 5 判断是由于次裂缝规模和性质导致[图 5(c)—图 5(d)],还是由于地质原因导致[图 5(f)]。图 5(c)次裂缝宽的凹凸弱,次裂缝窄的凹凸强;图 5(d)次裂缝数量多的能看到深“V”形,次裂缝数量少的看不到明显“V”形。图 5(f)含油性差的压降晚期上翘,导数整体呈斜“Z”形,由此可以确定次裂缝性质和地质性质。

步骤 3: 缝网参数计算。基于以上定性诊断,建立焖井压降数值模型,通过压降特征曲线历史拟合,反演计算压裂缝网参数。

3.2 单井应用实例

新疆吉木萨尔凹陷芦草沟组页岩油具有源-储一体、高含油性的特征,自 2011 年获得工业油流以来,按照整体部署、分步实施的原则,实现了页岩油勘探开发的整体突破^[36]。同时,该页岩油区块“甜点”分散,自上而下分为两个主力“甜点”段,其内部又各自发育多

个薄层“甜点”^[37],因而井层间差异较大。S023 井、S1323 井、S037 井的水平井位于 S 层,单井压裂液用量为 $34\,408 \sim 63\,589 \text{ m}^3$,X7121 井、X10020 井、X10043 井位于 X 层,单井压裂液用量为 $42\,609 \sim 59\,378 \text{ m}^3$,6 口井水平段长为 $981 \sim 2\,014 \text{ m}$,压裂段数为 $15 \sim 45$ 段,压后焖井时间为 $29 \sim 57 \text{ d}$ 。

在焖井期间对每口井的井口油压进行连续监测(图 7)可以看出,这 6 口井在焖井初期压力降落很快,压降主要集中在焖井早期 $3 \sim 4 \text{ d}$ 内,焖井后期压力降落逐渐缓慢,整体焖井压降导数曲线呈现“W”形(图 8),与前文的模拟结果吻合。

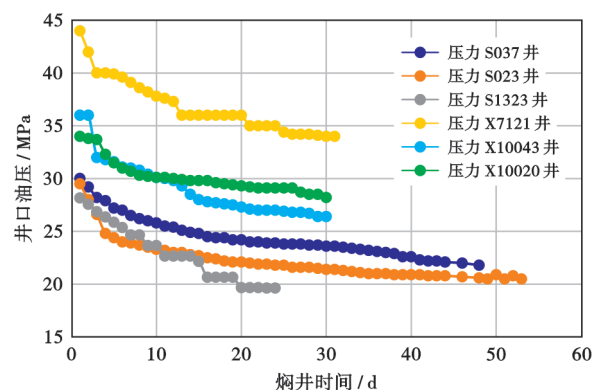


图 7 单井焖井期间井口压力监测数据

Fig. 7 Wellhead pressure monitoring data of single well during post-fracturing shut-in

3.2.1 层间压裂缝网差异

由层间对比发现,X 层 3 口井的压降导数曲线呈现出“V”形凹凸深、位置偏下”的特征,这与模拟出的缝网导流能力占主导的压降特征曲线类型[图 6(a)]

相一致;相反地,S层3口井的压降导数曲线则呈现出“V”形凹凸浅、位置偏上”的特征,与缝网储集能力占主导的压降类型[图6(b)]相一致。

3.2.2 层内压裂缝网差异

层内对比可以识别出,X层的X7121井次裂裂缝最窄,因其导数曲线中的两个“V”形最深、持续时间

最短,这与X7121井采用单段8~10簇压裂(6口井中最密切割改造)的施工实际相呼应,说明密切割容易形成细窄型的缝网。S层的S037井的压降导数向上倾斜,整体呈斜“Z”形,这与含油性差的模拟案例[图5(f)]一致。现场实际反馈同时证明了此口井压出产生层,压后没有原油产出。

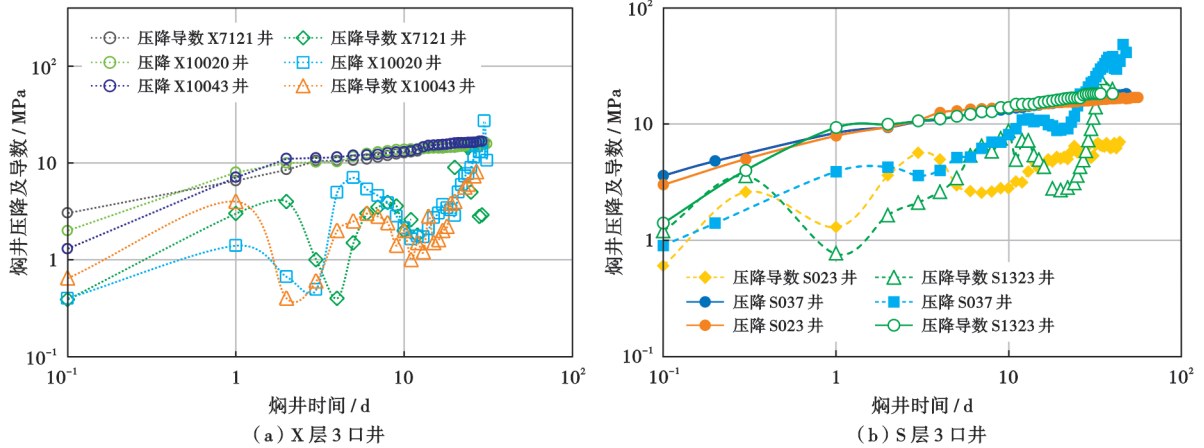


图8 X层及S层6口井焖井压降特征曲线

Fig. 8 Pressure drop characteristic curves of 6 wells in X layer and S layer

3.3 平台井应用实例

6口压裂水平井位于吉木萨尔凹陷X层同一平台,采用拉链式、密切割整体压裂工艺,水平段长为1800m,单井压裂液用量为72089~75972m³,压裂段数为39段,每段为6~8簇,压裂施工周期为47d,压后统一焖井投产。图9(a)为各井压后井口压力监测数据,平台井焖井压降曲线呈现“L”形特征,相较单井的弧型压力递减,平台井焖井4d之后压降幅度很小。

压降特征曲线整体呈现出“V”形凹凸深、位置偏左下”的特征[图9(b)],这反映出X层平台井压裂主裂缝短、次裂缝规模大的缝网特征。6口平台井中,JHW11井、JHW13井和JHW15井的主裂缝更短、次裂

缝密度更大;而JHW31井、JHW32井和JHW33井表现出主裂缝相对较长、次裂缝密度小也更窄的特征。

图10为JHW13井和JHW31井微地震监测结果,反映出JHW13井具有主裂缝短、缝网更密的特点,而JHW31井则表现出主裂缝延伸更长、缝网较稀疏的特点,这与焖井压降特征曲线的诊断结果相一致。

用所建模型开展焖井压降特征曲线拟合。具体的拟合步骤为:①输入储集层基本物性参数;②设置不同裂缝特征参数,进行各级压裂段的压裂液注入、停泵及压后焖井模拟;③将模拟的与实际的压降特征曲线进行对比,通过反复调参模拟,使二者一致,拟合完成。JHW11井—JHW33井的焖井压降特征曲线拟合结果见图11,解释结果见表1。

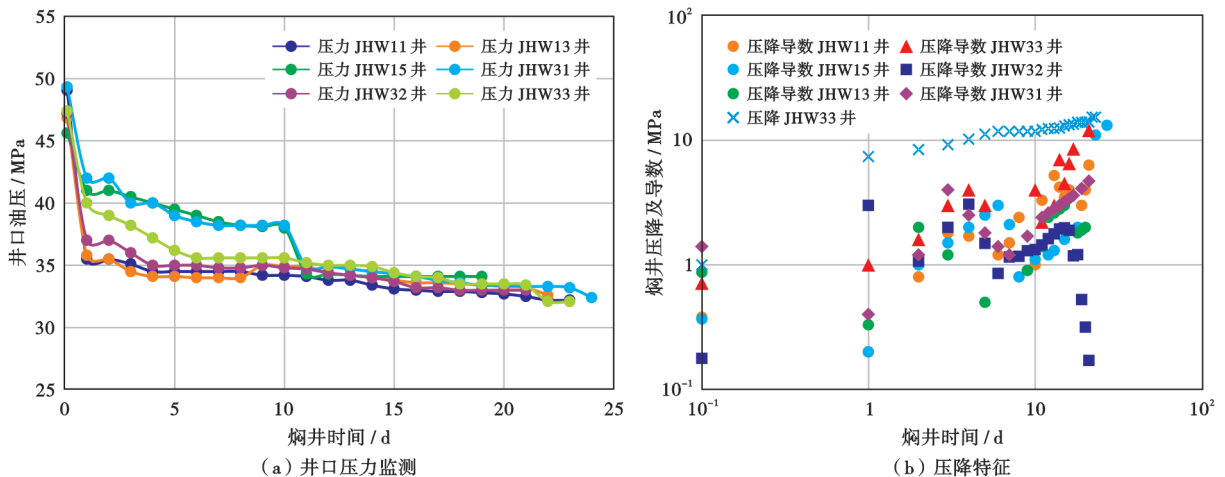


图9 平台井焖井期间井口压力监测数据和压降特征曲线

Fig. 9 Wellhead pressure monitoring data and pressure drop characteristic curves of platform wells during post-fracturing shut-in

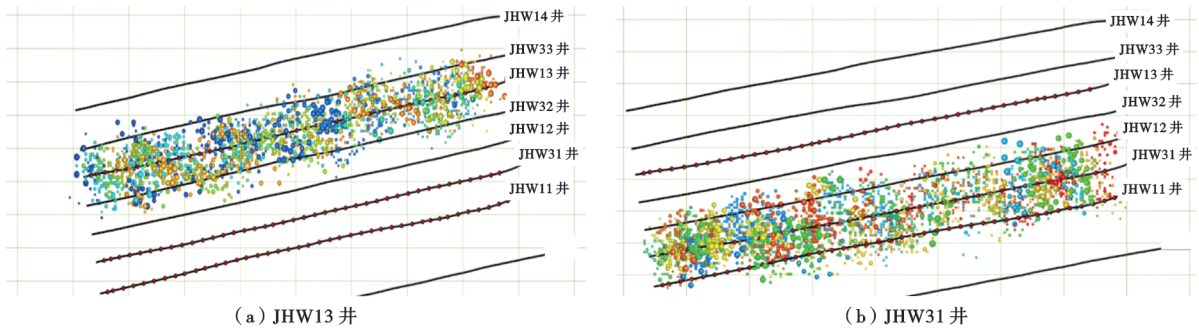


图 10 平台井微地震监测结果

Fig. 10 Microseismic monitoring results of platform wells

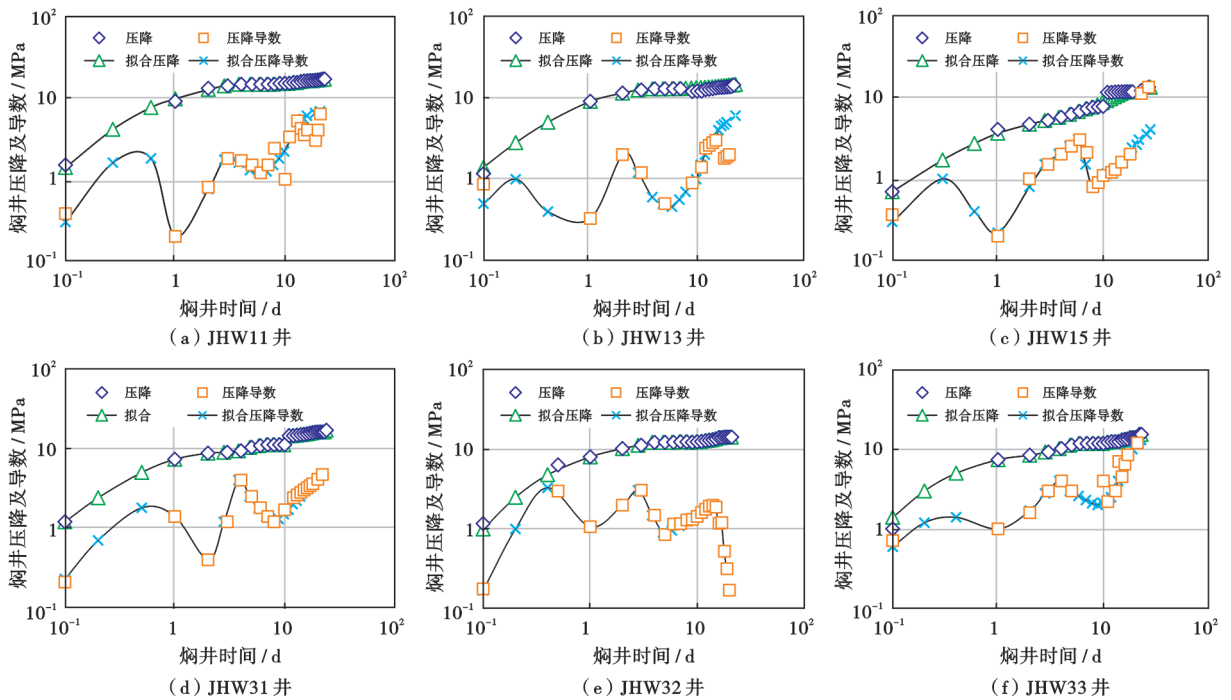


图 11 平台井焖井压降特征曲线拟合结果

Fig. 11 Fitting results of pressure drop characteristic curves of platform wells

表 1 压裂水平井裂缝参数解释结果

Table 1 Interpretation results of fracture parameters of fractured horizontal wells

井号	主裂缝半长/ m	主裂缝导流能力/ (D·cm)	次级裂缝密度/ m^{-2}	次级裂缝缝宽/ cm	次级裂缝渗透率/ mD
JHW11	89	8.9	9.05	0.17	0.111
JHW13	79	8.4	10.93	0.16	0.106
JHW15	87	10.0	9.82	0.20	0.120
JHW31	95	7.8	8.61	0.10	0.071
JHW32	90	5.6	8.57	0.15	0.065
JHW33	88	6.3	8.42	0.18	0.094

解释获得 6 口平台井的主裂缝半长为 79~95 m, 主裂缝导流能力为 5.6~10.0 D·cm, 次级裂缝密度为 8.42~10.93 m^{-2} , 次级裂缝缝宽为 0.1~0.2 cm, 次级裂缝渗透率为 0.065~0.120 mD。

4 结 论

(1) 基于页岩油压裂水平井焖井压降数值模型,

通过模型数值模拟发现:焖井过程中,储层整体呈现主、次裂缝泄压,基质增能趋势。以新疆吉木萨尔页岩油储层 1 口典型压裂水平井为例,在焖井最初的 1 d 内主、次裂缝压降最快,降幅可达 10 MPa;焖井 30 d 后,主、次裂缝中的压力几乎平衡,直至焖井 80 d 结束时刻,井底压降为 22 MPa,基质增能为 3 MPa。

(2) 通过与焖井过程中各重介质中的压力动态关

联,将焖井压降“W”形特征曲线划分为 5 个正负相连的斜率段,其中:阶段①由主裂缝控制,此阶段处于焖井最早期,压降速度最快;第 1 个“V”形(阶段②和③)由次裂缝控制,此阶段处于焖井中期,压降速度减缓;第 2 个“V”形(阶段④和⑤)由基质控制,此阶段处于焖井晚期,压降速度缓慢。

(3) 敏感性模拟结果显示:主裂缝的长度和导流能力对压降导数形态影响微弱,仅影响“W”形曲线的开始时间;次级裂缝的密度、宽度和渗透性对压降导数形态影响较大,决定了 2 个“V”形曲线的深浅程度、比例和持续时间。基质含油性的影响除主裂缝控制的阶段①以外的曲线形态,当含油性较低时,整体向上倾斜,呈斜“Z”形。

(4) 将模拟结果绘制成压裂缝网诊断图版,并建立基于焖井压降特征曲线的页岩油井压裂缝网诊断分析方法。储集能力占主导的缝网压降导数曲线呈现“‘W’形凹凸浅、位置偏右上”的特征;导流能力占主导的缝网压降导数曲线呈现“‘W’形凹凸深、位置偏左下”的特征。

(5) 新疆吉木萨尔页岩油 12 口典型压裂井的焖井压降曲线分析显示不同层位、不同井型的页岩油水平井压裂缝网类型有差异:S 层压裂形成以储集能力占主导的缝网类型(缝网宽、密度小),X 层则形成了以导流能力占主导的缝网类型(缝网窄、密度大);X 层平台井较同层单井,压裂缝网呈现出主裂缝短、次裂缝规模大的特征。

符号注释: ρ_w —压裂液密度, kg/m^3 ; ρ_o —原油密度, kg/m^3 ; μ_w —压裂液黏度, $\text{mPa}\cdot\text{s}$; μ_o —原油黏度, $\text{mPa}\cdot\text{s}$; g —重力加速度,取值 $9.8\text{ m}/\text{s}^2$; t —时间, s ; D —储层深度, m ; ϕ^F 、 ϕ^f 、 ϕ^m 、 $\phi_{0,F/f/m}$ —主裂缝、次级裂缝、基质的孔隙度及其各自初始孔隙度; X_F 、 X_f —主、次裂缝缝长, m ; F_c —主裂缝导流能力, $D\cdot\text{cm}$; K^F 、 K^f 、 K^m 、 $K_{0,F/f/m}$ —主裂缝、次级裂缝、基质的渗透率及其各自初始渗透率, D ; K_{rw}^F 、 K_{rw}^f 、 K_{rw}^m —主裂缝、次级裂缝、基质内水相相对渗透率; K_{ro}^F 、 K_{ro}^f 、 K_{ro}^m —主裂缝、次级裂缝、基质内油相相对渗透率; S_w^F 、 S_w^f 、 S_w^m —主裂缝、次级裂缝、基质含水饱和度; S_o^F 、 S_o^f 、 S_o^m —主裂缝、次级裂缝、基质含油饱和度; p_w^F 、 p_w^f 、 p_w^m —主裂缝、次级裂缝、基质中压裂液水相压力, MPa ; S_{w0}^m 、 S_{w0}^m —基质内初始含油、含水饱和度; p_o^F 、 p_o^f 、 p_o^m —主裂缝、次级裂缝、基质中压裂液水相压力, MPa ; p_c^m —基质中油水间毛细管压力, MPa ; q_{st} —焖井过程中井筒向主裂缝中的续流量, $\text{kg}/(\text{m}^3\cdot\text{s})$; h —储层厚度, m ; B_w —压裂液体积系数, m^3/m^3 ; r_e 、 r_w —储层等效半径、井筒半径, m ; s —表皮系

数; p_{wf} —井底流压, MPa ; Δp —储层压力变化量, MPa ; $C_{F/f}$ —主裂缝、次级裂缝的孔隙度应力敏感系数, MPa^{-1} ; C_w 、 C_o —压裂液、原油的压缩系数, MPa^{-1} ; ρ_{w0} —压裂液在储层初始压力下的密度, kg/m^3 ; ρ_{o0} —原油在储层初始压力下的密度, kg/m^3 ; ω_F 、 ω_f —主裂缝、次级裂缝缝宽, m ; τ —迂曲度; n_F 、 n_f —主裂缝、次级裂缝的裂缝密度, m^{-2} ; p_{w0} 、 p_{wi} 、 p_{ws} —首段压裂注入初始时刻、第 i 段压裂注入初始时刻及最后一段注入停泵后的储层压力, MPa ; S_{w0} 、 S_{wi} 、 S_{ws} —首段压裂注入初始时刻、第 i 段压裂注入初始时刻及最后一段注入停泵后的储层含水饱和度, MPa ; t_0 、 t_i 、 t_s —首段压裂注入初始时刻、第 i 段压裂注入初始时刻及最后一段注入停泵时刻, s 。下标 F 表示水力主裂缝, f 表示次级裂缝, m 表示页岩基质。

参 考 文 献

- [1] 吴奇, 胥云, 王晓泉, 等. 非常规油气藏体积改造技术——内涵、优化设计与实现[J]. 石油勘探与开发, 2012, 39(3): 352-358. WU Qi, XU Yun, WANG Xiaoquan, et al. Volume fracturing technology of unconventional reservoirs: connotation, optimization design and implementation[J]. Petroleum Exploration and Development, 2012, 39(3): 352-358.
- [2] 孙龙德, 刘合, 朱如凯, 等. 中国页岩油革命值得关注的十个问题[J]. 石油学报, 2023, 44(12): 2007-2019. SUN Longde, LIU He, ZHU Rukai, et al. Ten noteworthy issues on shale oil revolution in China[J]. Acta Petrolei Sinica, 2023, 44(12): 2007-2019.
- [3] 翁定为, 雷群, 管保山, 等. 中美页岩油气储层改造技术进展及发展方向[J]. 石油学报, 2023, 44(12): 2297-2307. WENG Dingwei, LEI Qun, GUAN Baoshan, et al. Progress and development directions of reservoir stimulation techniques for shale oil and gas in China and the United States[J]. Acta Petrolei Sinica, 2023, 44(12): 2297-2307.
- [4] 胥云, 雷群, 陈铭, 等. 体积改造技术理论研究进展与发展方向[J]. 石油勘探与开发, 2018, 45(5): 874-887. XU Yun, LEI Qun, CHEN Ming, et al. Progress and development of volume stimulation techniques[J]. Petroleum Exploration and Development, 2018, 45(5): 874-887.
- [5] 朱海燕, 沈佳栋, 周汉国. 支撑裂缝导流能力的数值模拟[J]. 石油学报, 2018, 39(12): 1410-1420. ZHU Haiyan, SHEN Jiadong, ZHOU Hanguo. Numerical simulation on propped fracture conductivity[J]. Acta Petrolei Sinica, 2018, 39(12): 1410-1420.
- [6] 王飞, 潘子晴. 致密气藏压裂水平井反卷积试井模型[J]. 石油学报, 2016, 37(7): 898-902. WANG Fei, PAN Ziqing. Deconvolution-based well test model for the fractured horizontal wells in tight gas reservoirs[J]. Acta Petrolei Sinica, 2016, 37(7): 898-902.
- [7] 陈志明, 陈昊枢, 廖新维, 等. 基于试井分析的新疆吉木萨尔页岩油藏人工缝网参数反演研究[J]. 石油科学通报, 2019, 4(3): 263-272.

- CHEN Zhiming, CHEN Haoshu, LIAO Xinwei, et al. A well-test based study for parameter estimations of artificial fracture networks in the Jimusar shale reservoir in Xinjiang[J]. *Petroleum Science Bulletin*, 2019, 4(3): 263-272.
- [8] 陈志明, YU Wei, 石璐铭, 等. 压裂水平井的多模式裂缝网络试井模型及参数评价——以吉木萨尔页岩油为例[J]. *石油学报*, 2023, 44(10): 1706-1726.
- CHEN Zhiming, YU Wei, SHI Luming, et al. Well test model and parameter evaluation of multi-mode fracture network in fractured horizontal well; a case study of Jimsar shale oil[J]. *Acta Petrolei Sinica*, 2023, 44(10): 1706-1726.
- [9] TALLEY G R, SWINDELL T M, WATERS G A, et al. Field application of after-closure analysis of fracture calibration tests[R]. SPE 52220, 1999.
- [10] MOHAMED I M, NASRALLA R A, SAYED M A, et al. Evaluation of after-closure analysis techniques for tight and shale gas formations[R]. SPE 140136, 2011.
- [11] MARONGIU-PORCU M, EHLIG-ECONOMIDES C A, ECONOMIDES M J. Global model for fracture falloff analysis[R]. SPE 144028, 2011.
- [12] SOLIMAN M Y, AZARI M, ANSAH J, et al. Review and application of short-term pressure transient testing of wells[R]. SPE 93560, 2005.
- [13] 赵玉龙, 崔乾晨, 高上钧, 等. 基于停泵压降数据的页岩气井单段裂缝参数反演——以长宁 N209 井区页岩气井为例[J]. *深圳大学学报(理工版)*, 2024, 41(1): 22-32.
- ZHAO Yulong, CUI Qianchen, GAO Shangjun, et al. The inversion of the single-stage hydraulic fracture parameters for shale gas well based on the shut-in pressure-drop data; a case of shale gas well in Changning N209 well area [J]. *Journal of Shenzhen University Science and Engineering*, 2024, 41(1): 22-32.
- [14] BACHMAN R C, WALTERS D A, HAWKES R A, et al. 2012. Reappraisal of the G time concept in Mini-Frac analysis[R]. SPE 160169, 2012.
- [15] 王飞, 张士诚, 蔡久杰. 一种简便的测试压裂压力递减分析方法[J]. *西南石油大学学报(自然科学版)*, 2014, 36(3): 115-120.
- WANG Fei, ZHANG Shicheng, CAI Jiujie. Fast pressure decline analysis of fracture calibration tests[J]. *Journal of Southwest Petroleum University(Science & Technology Edition)*, 2014, 36(3): 115-120.
- [16] ZANGANEH B, CLARKSON C R, HAWKES R V. Reinterpretation of fracture closure dynamics during diagnostic fracture injection tests[R]. SPE 185649, 2017.
- [17] ZANGANEH B, CLARKSON C R, JONES J R. Reinterpretation of flow patterns during DFITs based on dynamic fracture geometry, leakoff and afterflow[R]. SPE 189840, 2018.
- [18] LIU G Q, EHLIG-ECONOMIDES C. Practical considerations for diagnostic fracture injection test (DFIT) analysis[J]. *Journal of Petroleum Science and Engineering*, 2018, 171: 1133-1140.
- [19] LIU G Q, EHLIG-ECONOMIDES C. Comprehensive before-closure model and analysis for fracture calibration injection falloff test[J]. *Journal of Petroleum Science and Engineering*, 2019, 172: 911-933.
- [20] 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.
- [21] 王飞, 周彤, 许佳鑫, 等. 考虑支撑剂运移的压裂停泵压降模型[J]. *石油学报*, 2023, 44(4): 647-656.
- WANG Fei, ZHOU Tong, XU Jiabin, et al. Fracturing pump-stopping pressure drop model considering proppant migration[J]. *Acta Petrolei Sinica*, 2023, 44(4): 647-656.
- [22] 王飞, 许佳鑫, 周彤, 等. 考虑压裂缝网动态滤失的停泵压降模型[J]. *石油勘探与开发*, 2023, 50(2): 416-423.
- WANG Fei, XU Jiabin, ZHOU Tong, et al. Pump-stopping pressure drop model considering transient leak-off of fracture network[J]. *Petroleum Exploration and Development*, 2023, 50(2): 416-423.
- [23] 邹雨时, 石善志, 张士诚, 等. 薄互层型页岩油储集层水力裂缝形态与支撑剂分布特征[J]. *石油勘探与开发*, 2022, 49(5): 1025-1032.
- ZOU Yushi, SHI Shanzhi, ZHANG Shicheng, et al. Hydraulic fracture geometry and proppant distribution in thin interbedded shale oil reservoirs[J]. *Petroleum Exploration and Development*, 2022, 49(5): 1025-1032.
- [24] 刘博, 徐刚, 纪拥军, 等. 页岩油水平井体积压裂及微地震监测技术实践[J]. *岩性油气藏*, 2020, 32(6): 172-180.
- LIU Bo, XU Gang, JI Yongjun, et al. Practice of volume fracturing and microseismic monitoring technology in horizontal wells of shale oil[J]. *Lithologic Reservoirs*, 2020, 32(6): 172-180.
- [25] 闫鑫, 胡天跃, 何怡原. 地表测斜仪在监测复杂水力裂缝中的应用[J]. *石油地球物理勘探*, 2016, 51(3): 480-486.
- YAN Xin, HU Tianyue, HE Yiyuan. Application of surface tiltmeter in monitoring complicated hydraulic fractures[J]. *Oil Geophysical Prospecting*, 2016, 51(3): 480-486.
- [26] 唐慧莹, 梁海鹏, 张烈辉, 等. 砾岩储层水力裂缝扩展形态及影响因素[J]. *石油学报*, 2022, 43(6): 871-884.
- TANG Huiying, LIANG Haipeng, ZHANG Liehui, et al. Hydraulic fracture extension patterns of conglomerate reservoirs and relevant influencing factors[J]. *Acta Petrolei Sinica*, 2022, 43(6): 871-884.
- [27] KATASHOV A, OVCHINNIKOV K, BELOVA A, et al. Using markers for production logging in horizontal gas wells with multistage hydraulic fracturing[R]. SPE 201624, 2020.
- [28] 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): 66-75.
- 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): 66-75.
- [29] WANG Fei, PAN Ziqing, ZHANG Yichi, et al. Simulation of coupled hydro-mechanical-chemical phenomena in hydraulically fractured gas shale during fracturing-fluid flowback[J]. *Journal of Petroleum Science and Engineering*, 2018, 163: 16-26.
- [30] HUANG Xuemin, WANG Jingyi, CHEN Shengnan, et al. A simple dilation-recompaction model for hydraulic fracturing[J]. *Journal of Unconventional Oil and Gas Resources*, 2016, 16: 62-75.