

引用格式: 卢聪, 李秋月, 郭建春. 分布式光纤传感技术在水力压裂中的研究进展[J]. 油气藏评价与开发, 2024, 14(4): 618-628.

LU Cong, LI Qiuyue, GUO Jianchun. Research progress of distributed optical fiber sensing technology in hydraulic fracturing[J]. Petroleum Reservoir Evaluation and Development, 2024, 14(4): 618-628.

DOI: 10.13809/j.cnki.cn32-1825/te.2024.04.012

分布式光纤传感技术在水力压裂中的研究进展

卢聪, 李秋月, 郭建春

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

摘要: 分布式光纤传感技术作为最新的水力压裂监测技术, 应用于各大油田的水力压裂过程中, 并且能够实现实时监测, 已取得了显著的应用效果。为使业界进一步了解不同类型传感技术的基本原理、理论模型研究进展、现场应用情况, 从分布式光纤温度传感技术和声波传感技术在水力压裂过程中的监测基本原理出发, 系统总结了各类传感技术的理论模型研究进展和在产液剖面、裂缝扩展形态监测等方面的应用现状, 最后提出了未来分布式光纤传感技术的发展方向。研究结果表明: ①分布式光纤传感技术可以利用温度或者声波信号转换得到周围环境温度或应变的变化情况, 从而实现水力压裂过程中的实时监测; ②与分布式光纤声波传感技术相比, 温度传感技术的相关理论模型相对较为成熟, 能够实现产液剖面及裂缝形态的相关计算; ③分布式光纤传感技术主要用于水力压裂过程中压裂液的注入、裂缝扩展等方面的监测。结论认为: 分布式光纤传感技术可以有效地推动中国非常规储层的勘探和开发, 同时提高水力压裂效果评价技术水平, 这对中国油气行业的可持续发展具有重要推动作用。

关键词: 分布式光纤传感技术; 温度传感技术; 声波传感技术; 水力压裂监测; 产液剖面; 裂缝扩展

中图分类号: TE355

文献标识码: A

Research progress of distributed optical fiber sensing technology in hydraulic fracturing

LU Cong, LI Qiuyue, GUO Jianchun

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

Abstract: Distributed optical fiber sensing technology, a cutting-edge method for monitoring hydraulic fracturing, has been successfully applied in various oil fields to enable real-time monitoring, achieving notable results. This paper aims to enhance industry understanding of the basic principles, theoretical model research progress, and field applications of different types of sensing technologies. The discussion begins with the foundational principles of distributed optical fiber temperature sensing and acoustic sensing technologies used in hydraulic fracturing. It systematically reviews the research progress of theoretical models for these technologies and their application in monitoring liquid production profiles and crack propagation morphologies. The paper concludes by suggesting future directions for the development of distributed fiber sensing technology. The findings indicate that: ① Distributed optical fiber sensing technology can convert temperature or acoustic wave signals into data reflecting ambient temperature or strain changes, facilitating real-time monitoring during hydraulic fracturing. ② Maturity of Temperature Sensing Models: Compared to acoustic sensing, the theoretical models for temperature sensing technology are more mature, enabling accurate calculations of liquid production profiles and fracture morphologies. ③ Application in Hydraulic Fracturing: The technology is primarily used to monitor fracturing fluid injection and fracture propagation, crucial aspects of the hydraulic fracturing process. In conclusion, distributed optical fiber sensing technology significantly advances the exploration and development of unconventional reservoirs in China. It enhances hydraulic fracturing effect evaluation techniques, playing a vital role in the sustainable development of the Chinese oil and gas industry.

Keywords: distributed optical fiber sensing technology; temperature sensing technology; acoustic wave sensing technology; hydraulic fracturing monitoring; liquid production profile; fracture propagation

收稿日期: 2023-08-18.

第一作者简介: 卢聪(1983—), 男, 博士, 教授, 从事油气藏增产改造理论与技术的教学研究。地址: 四川省成都市新都区新都大道8号, 邮政编码: 610500。E-mail: lucong@swpu.edu.cn

通信作者简介: 李秋月(1998—), 女, 在读博士研究生, 从事油气藏增产改造理论与技术研究。地址: 四川省成都市新都区新都大道8号, 邮政编码: 610500。E-mail: 2564399756@qq.com

基金项目: 国家自然科学基金项目“致密油气藏压裂酸化裂缝长效支撑机制”(52022087); 四川省科技计划项目“页岩气暂堵转向压裂颗粒运动机理与裂缝扩展机制”(2023JDR0008)。

近年来,随着水力压裂技术的飞速发展,相应的监测技术也越来越受到关注,最新的技术发展趋势表明:分布式光纤传感技术已成为水力压裂监测中最具前景和可行性的技术手段^[1]。分布式光纤传感技术是利用后向散射波进行光信号的解调,进而实现对温度和声波的传感^[2]。目前用于水力压裂监测的分布式光纤传感技术主要包括分布式光纤温度传感技术(Distributed Temperature Sensing,简称 DTS)和分布式光纤声波传感技术(Distributed Acoustic Sensing,简称 DAS)^[3-4]。与常规水力压裂监测技术相比,分布式光纤传感技术可全井段实现实时监测,精度较高且不受电磁辐射的干扰,但该技术出现较晚,相应的理论模型和解释技术尚未完善^[5-6]。

分布式光纤传感技术理论模型的主要研究进展体现在利用分布式光纤温度传感技术进行压后产液剖面分布的解释分析方面。压后产液剖面分布的解释分析是指将油气藏与水平井井筒耦合,建立井筒温度剖面的预测与解释模型,并通过反演井筒温度剖面数据,进而获得水平井沿程渗透率分布及产液剖面分布^[7]。此外,分布式光纤温度传感技术在水力压裂中的应用较早,可实现水力压裂过程中的全井段和全过程的实时温度剖面监测,通过对光信号进行解调计算,可得到水力裂缝扩展信息。随着非常规储层开发过程中水平井的多簇射孔压裂技术的大规模实施,分布式光纤温度传感技术被广泛用于水力压裂监测的同时又逐步发展出现了分布式光纤声波传感技术。分布式光纤声波传感技术最早应用于军事、通讯、工程领域等,于2002年在国际油气领域应用,目前已成为研究热点^[8-10]。该技术在水力压裂过程中可实现对沿井筒的声学信号实时、永久性监测,是一种极具潜力的水力压裂监测技术,但在其理论模型研究方面还处于起步阶段,缺少相应的预测和解释模型。综上所述,分布式光纤传感技术的理论模型研究及应用情况对水力压裂监测技术的发展和非常规油气资源的有效开发意义重大。

介绍分布式光纤温度、声波传感的技术原理,系统分析分布式光纤温度、声波传感技术的理论模型研究进展,并归纳总结分布式光纤温度、声波传感监测技术在水力压裂过程中的应用和研究进展,为了解分布式光纤传感技术的基本原理和应用情况提供帮助。

1 分布式光纤传感技术原理及井下安装

分布式光纤传感技术的基本原理是将光纤作为传感元件,以光时域反射原理(Optical Time-Domain Reflectometry,简称 OTDR)为基础,对光纤中传输的后向散射光中的光信号进行采集、分析,进而实现对光纤周围环境中的温度、压力等因素变化的实时监测。当光信号

的强度、相位、光谱和相干性等参数发生变化时,通过解调就可以准确地反映光纤周围环境的变化情况^[11]。

OTDR 原理最早于 20 世纪 70 年代末由 ROGERS 等^[12-13]提出,其原理是依靠脉冲在光纤中传播后向散射光的时间分辨率来测量光纤偏振特性的空间分布,为分布式光纤传感监测的实现提供了重要的技术支持。光信号的后向散射主要包括 3 种:瑞利散射、拉曼散射、布里渊散射。分布式光纤温度传感原理就是利用光的后向拉曼散射效应^[14-15]。

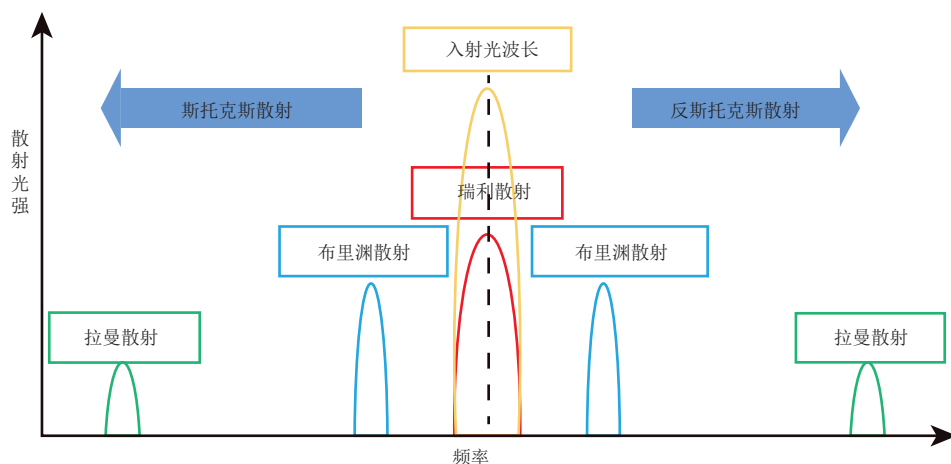
1.1 分布式光纤温度传感机理

当入射光在光纤介质中传播时,由于受到光纤的限制,产生的散射光只会向前或者向后散射,拉曼散射是光后向散射的一种,这种散射信号只对光纤周围环境中的温度敏感,不会轻易受到其他信号的干扰。拉曼散射属于非弹性散射,在产生散射光的过程中总能量守恒,因此,光纤介质会吸收或者释放入射光与散射光之间的能量。当光纤介质吸收能量时,发生斯托克斯散射,当光纤介质释放能量时,发生反斯托克斯散射,光纤中的散射光谱如图 1 所示^[16]。

实验发现:反斯托克斯散射对温度比较敏感,其光强受温度调制,从量子理论能级的观点来看,当光子与分子相互作用时,会发生反斯托克斯散射,这是一种非线性光学效应。在该过程中,光子被激发并转移到高能级状态的分子上,最终将能量释放出来,产生了散射光子,分子吸收了光子的能量并通过非弹性碰撞的方式将能量释放出来,从而增加了反斯托克斯散射光的强度。其中,处于震动激发态的分子数量决定散射光的强度,且温度越高,处于激发态的分子就越多,所以反斯托克斯的光强度与温度有关,而斯托克斯的光强度与温度无关,所以可以通过二者的比值变化来推测光纤周围的温度变化,这便是 DTS 技术的基本原理^[17]。

1.2 分布式光纤声波传感机理

布里渊散射与拉曼散射相似,对外界温度也具有敏感性,但其频移较小、带宽较窄,对激光器要求较高,不利于被广泛应用。瑞利散射在分布式光纤技术发展初期并没有得到广泛关注,因为瑞利散射对温度变化并不敏感。1992—1994 年, JUSKAITIS 等^[18-19]和 SHATALIN 等^[20]通过实验证明了瑞利散射相干效应对光纤应变的敏感性,说明了基于瑞利散射的分布式光纤传感技术可以对光纤周围的应变变化进行实际测量,基于此原理的分布式光纤声波传感技术逐渐受到人们的关注。随着相位敏感型光时域反射技术的发展,可实现对沿光纤的外界扰动点的应力变化进行定量的实时监测,当光纤周围的声波或其

图1 光纤中的散射光谱^[16]Fig. 1 Scattering spectra in optical fibers^[16]

他震动引起应变时,光纤会产生微小应变,由于相位变化与该微小扰动呈线性关系,总体的相位延迟变化表示为:

$$\Delta\varphi = \beta\Delta l + l\Delta\beta = \beta l \frac{\Delta l}{l} + l \left(\frac{\partial\beta}{\partial n} \right) \Delta n + l \left(\frac{\partial\beta}{\partial \alpha} \right) \Delta\alpha \quad (1)$$

式中: $\Delta\varphi$ 为相位延迟变化; β 为传输常数; Δl 为光纤长度的变化量,单位m; l 为光纤长度,单位m; $\Delta\beta$ 为传输常数的变化量; n 为光纤纤芯折射率; Δn 为光纤纤芯折射率的变化量; α 为纤芯直径,单位 μm ; $\Delta\alpha$ 为纤芯直径的变化量,单位 μm 。

由于光纤的弹光效应,当光纤周围发生扰动的时候,相应位置的光纤折射率会随之发生变化,从而导致光纤纤芯中瑞利散射干涉光信号相位的变化^[21]。除相位外,光的强度、频率等参数也会随光纤周围应变的变化而变化,通过对此类参数的变化分析,也可以得到光纤周围的应变变化情况,这就是DAS技术的基本原理。

可以得到光纤周围应变变化情况的监测技术为分布式光纤应变传感技术(Distributed Strain Sensing,简称DSS)。分布式光纤应变传感技术包括基于布里渊散射的分布式应变传感,基于弱光纤布拉格光栅的分布式应变传感,还有基于瑞利散射的分布式应变传感(Distributed Strain Sensing Based on Rayleigh Frequency Shift,简称DSS-RFS),最后1种传感方法与前2种传感方法相比精度更高。近几年,瑞利散射的分布式应变传感在石油领域逐渐被应用,该方法的基本原理是:对于一定的激光频率,瑞利后向散射之间的相长和相消干扰导致相干光时域反射沿光纤长度的不规则振幅波动,进而获得独特的瑞利散射光谱。当光纤截面的温度或应变发生变化,瑞利散射光谱的频移会发生变化。为消除温度变化引起的频移变化,需在与瑞利频移分布式应变传感光纤相同的

电缆中的多模光纤上使用DTS独立测量温度变化,进而消除温度变化的影响。基于瑞利散射的分布式应变传感技术与分布式声波传感技术的本质区别在于:DSS-RFS测量的是不同激光频率下瑞利散射的振幅,DAS测量的是单频瑞利散射的相位差。由于测量原理不同,这2种类型的测量在空间和时间分辨率上也有所不同^[22]。

1.3 分布式光纤井下安装

分布式光纤的主要安装方式包括套管外部、油管外部、油管内部。套管外部安装是在完井过程中,将光纤固定在套管外部,该安装方式可以直接监测固井和完井、压裂生产全过程中近井流体的温度、裂缝起裂扩展引起的地层应变等;油管外部安装是将光纤固定在油管的外壁,并随油管下入到井中,该安装方式可以监测到油套环空中流体的温度动态;油管内部安装一般是利用加重杆或连续油管将光纤下入井中,属于可回收的安装方式,适用于监测井筒内温度及流体分布情况^[23-25]。

2 DTS理论模型研究进展

随着分布式光纤温度传感技术的不断发展,该技术越来越广泛地被应用于各大油气田的水力压裂监测中,这对温度监测理论模型的发展和完善提出了更高的要求。

2.1 井筒中流动传热模型

1962年,RAMEY^[26]建立了井筒的传热模型,该模型是温度监测模型的基础模型,后续许多模型在其基础上进行了改进。RAMEY以能量方程和机械能守恒方程为

基础,建立了井筒—地层传热模型,该模型考虑了井筒中的耐热性,并假设井筒内的传热为稳态的,而向地面的传热为非稳态的径向传导。

$$T_1(z,t) = aZ + b - aA + (T_0 + aA - b)e^{-z/A} \quad (2)$$

$$T_1(z,t) = aZ + b - A \left(a + \frac{1}{778c} \right) + \left[T_0 - b + A \left(a + \frac{1}{778c} \right) \right] e^{-z/A} \quad (3)$$

其中, A 为时间相关函数,具体表示为:

$$A = \frac{Wc \left[k + r_1 U f(t) \right]}{2\pi r_1 U k} \quad (4)$$

$$f(t) = \frac{2\pi k (T_2 - T_e)}{dq/dZ} \quad (5)$$

式(2)—式(5)中: T_1 为油管中流体的温度,单位K; z 为注入开始的位置,单位m; t 为注入开始的时间,单位s; a 为地温梯度,单位K/m; Z 为地表以下深度,单位m; b 为地表温度,单位K; T_0 为注入流体的表面温度,单位K; c 为恒定压力下流体的比热,单位J/(kg·K); W 为注液速度,单位m/s; k 为地层热导率,单位W/(m·K); r_1 为油管内半径,单位m; U 为基于 r_1 的油管内外总传热系数,单位W/(m²·K); T_2 为套管外部的温度,单位K; T_e 为地层温度,单位K; q 为传热速率,单位W/m²。

利用该模型可以估算流体、油管和套管温度随地层深度和时间的变化,并将计算结果与现场注气井和注水井的实测温度进行比较,结果表明二者吻合良好,验证了该方法的可靠性,对于更复杂的井筒传热问题也具有一定的指导意义。虽然该模型的提出为此后温度监测模型的发展研究奠定了基础,但是该模型用总传热系数代替井筒与地层间的传热过程,忽略了摩阻损失与动能的影响。

SATTER^[27]考虑了蒸汽注入过程中发生的相态变化,建立了蒸汽注入过程中的井筒温度计算模型,改进RAMEY的方法。SHIU等^[28]通过关联RAMEY方程中的特定系数简化了RAMEY方法。1967年,WILHITE^[29]提出了一种计算总传热系数的经典方法,明确了井筒与地层传热过程中各种传热系数与总传热系数之间的关系,这种计算方法目前仍被在温度监测模型中使用。1991年,SAGAR等^[30]在RAMEY的基础上,从基本的非动力学原理出发,建立了预测两相流动的井筒温度分布的通用模型,并计算了焦耳—汤姆森系数。2004年,HAGOORT^[31]再次验证了RAMEY模型的准确性,但利用该模型预测生产或者注入初期的井筒温度发现温度的预测普遍偏高。

与此同时,随着永久式井下温度监测方法被不断在油田中应用,非稳态的井筒温度模型也被不断提出。

2008年,LIVESCU等^[32]建立了非稳态多相流井筒传热模型,并提出了一种顺序迭代解耦的计算方法,这种方法不仅可以减少计算时间,还可以提高计算的稳定性,至今仍被沿用。20世纪70年代以来,众多专家学者进行了温度监测相关的理论研究,当时更加关注井筒与地层之间的热交换对井筒中流体温度和相态的影响,因此,这一阶段的模型更注重井筒中流动—传热模型的研究,油藏部分一般只考虑了传热模型和热传导效应。

2.2 井筒和油藏的耦合传热模型

进入21世纪以来,随着永久式温度传感器技术的快速发展和广泛应用,温度监测成为油气田开发和生产过程中重要的环节之一。温度试井或瞬态温度分析方法逐渐成为井下温度监测的最新应用,在理论模型的研究方面,研究人员也逐渐开始关注流体在储层中的传热过程,并提出了井筒与油藏耦合传热模型。

2005年,YOSHIOKA等^[33]在考虑了水平井中多相流之间的焦耳—汤姆森效应、对流传热和传导传热的情况下,提出了用于预测稳态流水平井温度分布的模型,推导了井筒和油藏的耦合方程。

$$\frac{dT}{dx} = \frac{2U_1}{R(\rho v c_p)_T} (T_1 - T) + \frac{(\rho v c_p K_{JT})_T}{(\rho v c_p)_T} \frac{dp}{dx} + \frac{(\rho v)_T}{(\rho v c_p)_T} g \sin \theta \quad (6)$$

$$(\rho v)_T = \sum_i \rho_i v_i y_i \quad (7)$$

$$(\rho v c_p)_T = \sum_i \rho_i v_i y_i c_{p,i} \quad (8)$$

$$(\rho v c_p K_{JT})_T = \sum_i \rho_i v_i y_i c_{p,i} K_{JT,i} \quad (9)$$

其中, U_1 是对流传热和传导传热的综合传热系数,定义为:

$$U_1 = \gamma(\rho v c_p)_{T,I} + (1 - \gamma)U \quad (10)$$

式(6)—式(10)中: T 为温度,单位K; x 为井筒轴线方向; R 为内径,单位m; ρ 为地层密度,单位kg/m³; v 为流体速度,单位m/s; c_p 为比热容,单位J/(kg·K); T_1 为进入井筒的流体温度,单位K; K_{JT} 为焦耳—汤姆孙系数; p 为压力,单位Pa; g 为重力加速度,单位m/s²; θ 为某一角度,(°); i 为某一相; ρ_i 为某一相的密度,单位kg/m³; v_i 为某一相的速度,单位m/s; y_i 为某一相的滞留率; I 为流入流体; γ 为管道开口率; U 为总传热系数,单位W/(m²·K)。

对井筒和油藏的耦合方程进行数值求解后发现:当液体流速越小或者产气时沿井筒的压降越小,温度分布就会发生越小的变化。2008年,GAO等^[34]在考虑水平井与储层间传质传热理论的基础上,建立了水平井注水过程中温度随水平井长度变化的数学模型。对井筒采用一

准线性处理,对油藏采用一维径向处理,提出了一种计算储层温度的数值算法,并在实际假设的基础上导出了解析解。

以井筒和油藏的耦合传热模型为基础,温度试井或瞬态温度分析方法得到了快速发展,其技术原理是利用永久式温度传感器对井下进行监测,得到温度传感实时数据,再与压力监测数据结合起来,可以反演得到储层渗透率、地层系数等储层参数。2016年,DADA等^[35]针对一口直井进行了储层温度分布的研究,并采用解析法得出了产层流入井筒的气体温度,同时利用压力瞬变分析技术确定了近井筒的渗透率降低区的半径和渗透率。2018年,MAO等^[36]提出了考虑焦耳-汤姆森效应在半对数图上的准线性行为,解释温度瞬变分析中流体性质的变化,并将流体性质值的修正作为解析解输入,再利用该方法对不同产量和储层不同流体组成下储层的瞬态温度信号进行了建模。此外,研究了流体物性参数变化对解释结果的影响,结果表明影响温度信号的4种主要流体参数为:流体密度、比热、焦耳-汤姆森系数、黏度。

2.3 DTS理论解释模型

在早期的油气田开发过程中,人们利用水力压裂进行增产作业时会更加关注作业过程中井筒和裂缝中流体温度的变化对压裂液性能的影响。随着DTS监测技术在油田中的大规模应用,人们发现水力压裂过程中的温度变化与裂缝扩展和产液剖面的分布密切相关,所以实时水力压裂监测技术对压裂效果的评估意义重大,相应的理论模型也迅速发展起来。自20世纪90年代以来,很多学者提出了许多与温度监测技术相匹配的压裂温度变化理论模型。

在压后产液剖面分布的解释分析方面,众多学者进行了相关的理论研究。1993年,KAMPHUIS等^[37]提出了最早的水力压裂温度监测的理论模型,该模型对裂缝扩展中的温度分布进行了精确计算,研究表明水平缝内的流体温度相对于垂直平面缝内的流体温度要更低。2007年,YOSHIOKA等^[38-39]利用列文伯格-马夸尔特法(Levenberg-Marquardt,简称L-M)算法建立了在水平井水力压裂过程中DTS监测数据的反演模型,该模型可以应用于单相采油时的产出剖面估算。2010年,LI等^[40-41]建立了水平井温度预测模型,并将其应用于水驱油藏,能够较好地检测出水的位置和出水量,此外,还利用马尔可夫链蒙特卡罗算法(Markov Chain & Monte Carlo,简称MCMC)建立了反演模型,通过DTS的数据反演,获得了该水平井的产液剖面。

此外,许多学者在建立DTS正反演解释模型的基础上,同时得到了压后产液剖面和裂缝形态。2017年,

ZHANG等^[42]将正反演模型结合起来解释压裂水平井DTS数据,进而得到裂缝形态和产出剖面,通过研究发现裂缝半长和裂缝的导流能力对温度解释的影响最大。2019年,罗红文等^[43]基于L-M算法建立反演模型,该模型利用DTS数据对低渗透气藏压裂水平井的裂缝参数进行了定量解释,并获得了产出剖面的数据。此外,罗红文等还采用MCMC人工智能算法和模拟退火算法(Simulated Annealing,简称SA)建立反演模型,解决了更加复杂的页岩气藏压裂水平井裂缝参数定量解释问题。使用DTS数据进行裂缝参数定量解释和产出剖面的分析,可为水平井压裂改造效果评价及重复压裂等提供最直接的依据。

3 DAS理论模型研究进展

目前,分布式光纤声波传感技术在非常规储层水力压裂监测领域已有了广泛的应用。近年来,各学者开始在其理论模型方面开展研究。

2017年,SHERMAN等^[44-45]使用多物理耦合模拟器模拟低频DAS信号,这些信号在非均质且存在离散裂缝网络的储层进行水力压裂时被记录下来,但该应用中的监测井为直井,并不是非常规被油藏的典型井型。上述模型是由Lawrence Livermore国家实验室开发的开源库(GEOS)中的全耦合三维热液力学(THM)模型,THM模型使用线弹性断裂力学来求解裂缝扩展,并使用有限体积方法来求解岩石基质和裂缝网络中的流体流动。

假设光纤与岩体完全耦合,且对剪切运动不敏感,则分布式光纤声波传感的响应与其路径的有限元网格位移的切向分量成比例。因此,可以使用时间和空间上的一阶有限差分算子将记录的光纤位移与应变或应变速率联系起来,这是第一次尝试通过地质力学建模来理解低频分布式声波传感(Low-Frequency Distributed Acoustic Sensing,简称LF-DAS)信号。研究表明:这些数据信号可以进行水力裂缝的识别,还可以计算位移垂直监测井的应变变化,但没有详细讨论应变-速率特征的机制。2018年,SHERMAN等^[46]使用相同的模型进行DAS监测的数据计算,可以得到裂缝的起裂位置和裂缝的几何形态,还可以得到支撑剂的分布情况对DAS信号的影响,进而可以利用DAS信号诊断支撑剂的顶部筛出。

2020年,LIU等^[47]使用了WU在2014年开发的复杂裂缝扩展模型来模拟裂缝扩展,将线弹性岩石变形与裂缝和水平井筒中的流体流动耦合在一起,该模型可以计算出水平监测井上的光纤在多裂缝同时扩展过程中应力变形,并得到了典型的应变率瀑布图,该研究为水力压裂过程中监测井的应变和应变率响应提供了关键依据。

2021年,GURJAO等^[48]建立了水力裂缝与天然裂缝相互作用的DAS数值模型,该数值模型结合了与水力压裂过程相关的岩石力学和流体力学,并使用位移不连续法(DDM)计算介质中的应变场,对于天然裂缝发育的非常规储层的水力裂缝监测有一定的应用价值。2022年,陈铭等^[49]在平面三维多裂缝扩展模型的基础上,建立了压裂监测井光纤应变与应变率的计算模型,提出了水平井压裂多裂缝扩展诱发光纤应变正演计算方法。基于该方法,开展了水平井压裂多裂缝扩展诱发光纤应变与应变率数值模拟分析。

DAS技术已经成为油气开发领域水力压裂过程中进行监测的最新技术手段,但其理论模型的研究还处于起步阶段,为了实现对DAS监测数据的更好解释,需要研究人员将光纤监测与水平井压裂诊断相结合,建立DAS数据的反演解释模型,对井下的声波信号进行“翻译”,进而提高压裂效果。

4 分布式光纤传感技术的应用

4.1 DTS技术在水力压裂中的应用

1) 压裂过程中压裂液的注入监测

在进行水力压裂之前,将光纤固定在套管外壁或者油管(套管)内壁,可实现水力压裂作业全过程的连续温度剖面监测^[50]。在压裂施工过程中,随着压裂液不断被泵入地层,压裂液流经处的地层温度逐渐降低,与压裂液未流经段的地层温度存在明显差异,通过DTS技术实时监测地层温度变化,可以分析压裂液的分布情况^[51]。

2008年,Halliburton公司利用瞬态DTS温度曲线判断在直井水力压裂过程中地层起裂后进液剖面的变化情况^[50]。2012年,HOLLEY等^[52]将DTS技术用于裸眼封隔器和压裂套管完井中,首先根据测井信息确定目标储层中封隔器的下入深度,并设置不同间距的封隔器隔开不同产层,进而实现增产目的。其次将分布式光纤沿井筒长度固定在生产套管外部,基于压裂液的注入会使储层温度降低的基本现象,通过对DTS信号的解调获得了水力压裂过程中的温度剖面,观察各个压裂段内的压裂液注入情况,如图2所示,该瀑布图显示了7个压裂段的DTS颜色图,浅灰色(最大冷却)表示37℃,黑色表示不低于75℃,浅灰色表示压裂液在光纤电缆上的直接接触。以此为参考,可以识别在增产期间的任何时间点上大部分流体的流动位置,通过图2可以清晰地观察到在每个压裂段内都出现了明显的温度降低情况(浅蓝色),说明各个压裂段内都有压裂液的泵入,但在进行第三段压裂施工时,注入的压裂液漏失到了第二段^[52]。因此,完全通过DTS数据量化每个压裂段的压裂液注入体积是不完全准确的。

2) 压裂过程中裂缝的起裂和扩展情况监测

利用水力压裂技术对非常规油气藏进行压裂时,通常采用水平井分段多簇压裂技术,但在压裂过程中,往往存在裂缝扩展不均匀、压裂液进液不均匀等问题,导致有效裂缝的形成较少,严重影响压裂增产效果^[53-56]。DTS技术可全过程、实时监测水力压裂各段的裂缝起裂和裂缝扩展情况,为施工技术的改进提供重要依据。

2006年,Halliburton公司在印度尼西亚苏门答腊岛

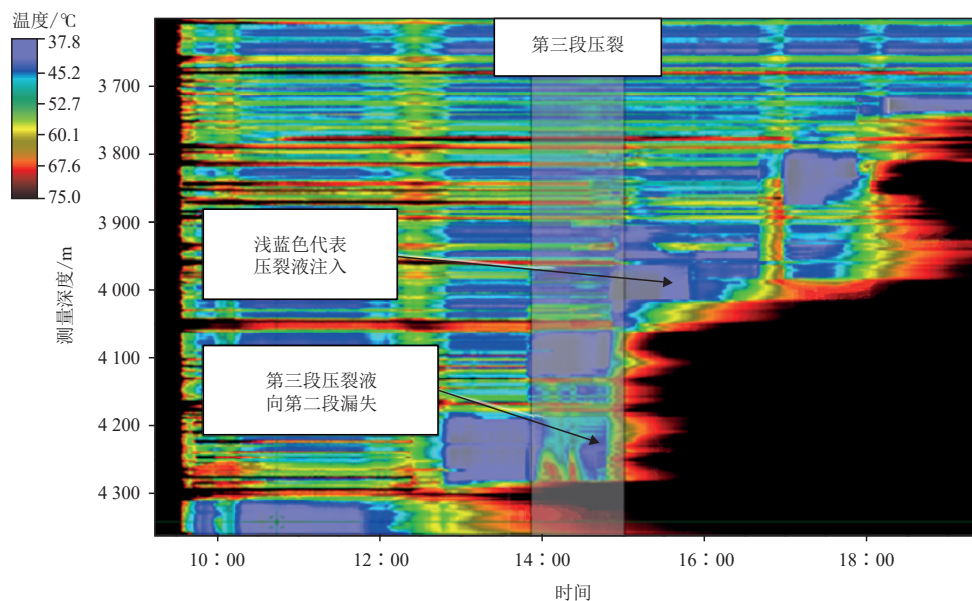


图2 水平井分段压裂监测DTS瀑布图^[52]

Fig. 2 DTS waterfall plot for monitoring horizontal well staged fracturing^[52]

中北部的油田开发中,利用DTS技术实时监测小型水力压裂施工过程中的温度剖面变化情况,进而实现实时监测裂缝高度的增长^[57]。2014年,TARRAHI等^[58]利用集成卡尔曼滤波器(EnKF)来分析DTS数据,EnKF能够进行定量的裂缝表征和自动历史匹配,进而通过温度反演准确地识别裂缝半长和裂缝渗透率。2015年,CUI等^[59]在现场案例中应用二维半解析模型,通过对实测温度数据的匹配确定裂缝位置并估计裂缝半长,但并没有建立定量解释模型。此后,CUI等^[60]探究发现裂缝与井筒交点处的温度与裂缝流入量和裂缝体积大小有关,通过沿水平井筒的温度测量,可以确定裂缝位置。这有助于评估水力压裂的效率,并在适用的情况下为重复压裂设计提供参考。

4.2 DAS技术在水力压裂中的应用

1) 压裂过程中压裂液分布剖面监测

DAS技术一般是通过监听流体流经油管所产生的流动噪声进而实现对压裂液分布剖面的监测。流动噪声的产生原因主要有:一方面是流体在流经小孔时被迫加速而形成的涡流所产生的声能量;另一方面是流体在受到较大压差或流经小孔时,由于空化作用的影响,流体内部会产生小气泡,这些小气泡破裂时也会产生声能量^[61]。

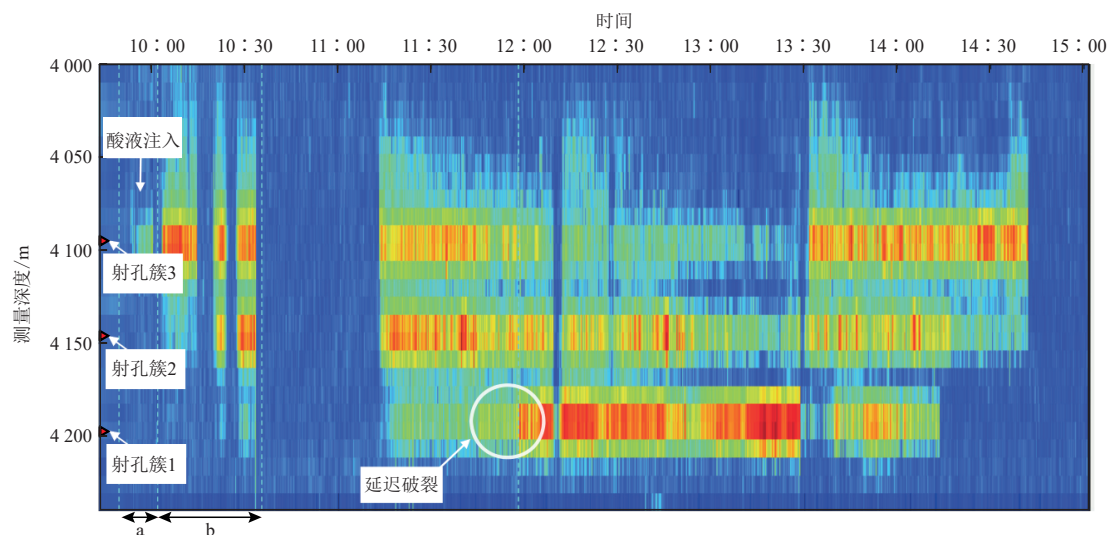
2011年,MOLENAAR等^[62-63]通过建立沿井筒方向的声波随时间的变化瀑布图如图3所示,直观地对水力压裂过程的射孔簇的进液情况进行观察。该水平井主要采用限流压裂技术实现均匀进液,分为4个压裂阶段,图3显示了水力压裂处理的DAS测量结果,在整个增产作业过程中,沿着井筒显示声波信号的幅度。这些颜色表示高频范围内的声波能量水平(红色为高,蓝色为低),这些

噪声可以通过选择频带建立与注入速率的关系。在水力压裂开始之初,射孔簇3最为活跃,随着时间的推移和支撑剂的进入,射孔簇2与射孔簇3逐渐吸入更多的液体,射孔簇1吸入更多的支撑剂。由该方法可以看出:声波能量与射孔簇的进液情况存在对应关系,较强的声波能量说明该位置的裂缝扩展情况较好。2017年,SOMANCHI等^[64]利用DAS技术监测1口水平井在进行限流压裂作业时各射孔簇的进液情况,经分析发现:随着压裂液不断被泵入,3个射孔簇均被压开并进液,随着压裂液逐渐被泵入,趾端位置的射孔簇不再吸入压裂液,声信号消失,3个射孔簇没有被均匀打开。2019年,CERRAHOGLU等^[65]利用DAS技术对加拿大非常规储层的1口水平气井进行多级压裂后评估,发现井口产气量与活跃射孔簇数量呈现正相关趋势,但二者之间并不存在线性关系。在水力压裂作业过程中,利用DAS监测技术帮助了解各射孔簇的进液情况和支撑剂的脱砂情况,以此为基础对水力压裂方案进行调整,对提升压裂效果意义重大。

2) 压裂过程中的应变监测

由上文提到的DAS监测机理可知,分布式光纤声波传感技术的本质原理是利用光纤对应变变化高度敏感的特性,实现对其周围环境振动与声场信息的实时监测。在之前的研究中,利用DAS技术进行水力压裂监测时,人们往往更加关注DAS数据的高频段(大于1 Hz),随着技术的不断发展,人们发现DAS数据的低频段(小于0.05 Hz)也可以提供水力压裂过程中的有关裂缝信息。

2017年,JIN等^[66]首次提出采用低频(小于0.05 Hz)DAS信号分析,DAS数据记录了由于裂缝扩展引起的地层微小应变扰动,可以获得水力裂缝的几何形态信息。



注:a阶段为水力压裂前酸液的注入阶段,b阶段为水力压裂的开始阶段。

图3 水平井限流压裂DAS监测瀑布图^[63]

Fig. 3 DAS waterfall plot for monitoring flow limited fracturing in horizontal wells^[63]

在压裂井附近建立监测井,将光纤铺置于监测井外部,采集 DAS 数据,然后对数据进行滤波来去除任何尖峰噪声,再应用另一个角频率为 0.05 Hz 的低通滤波器进行滤波,低频处理提高了信号的信噪比,提高了应变率准确性,这对 DAS 数据的解释很重要。当光纤与周围地层完美耦合时,监测井中套管外的光纤可测量裂缝传播引起的应变,监测井通常平行于压裂井,压裂井通常与断裂平面成高角度,从而使沿着光纤的应变响应最大化。如图 4 所示,当水力裂缝到达光纤监测井之前,水力裂缝会形成 1 个“心形”的延伸区,这是由扩展裂缝尖端前的狭窄延伸造成的,当水力裂缝遇到监测井后,裂缝路径内的纤维截面发生拉伸(红色部分),而裂缝路径两侧的纤维截面受到压缩(蓝色部分)。2019 年,UGUETO 等^[67]在各种完井系统的增产井中展示了低频 DAS 监测技术的现场应用实例,估计了裂缝的几何形态,探究了完井作业过程对水力裂缝几何形状的影响,从而为增产效率、裂缝几何形状和井眼结构缺陷提供了见解。2020 年,LI 等^[68]将低频 DAS 监测技术用于现场实例,得到 1 组实时 DAS 应变测量数据,经数据分析发现 10 条新的裂缝并不断发生延伸,在停泵后新的裂缝会发生一定程度的闭合。DAS 应变监测技术是分布式声波传感技术在水力压裂作业过程中的最新应用,目前,针对该技术的解释软件和理论模型还十分欠缺,需大力发展理论模型的研究。

4.3 DTS 与 DAS 技术在水力压裂中的联合应用

DTS 与 DAS 在水力压裂监测过程中都具有独特的技术优势。例如,均可进行长距离、全过程的实时监测;不受流体流动状况影响,不受电磁干扰;可在高温、高压环境中使用等。但在压裂施工过程中,难以保证光纤的完整性,光纤受损将导致监测不准确或者监测失败,而且分布式光纤监测数据量体量大、增长速度快,巨大的数据量

为储存、传输、解释都带来了较大挑战。

由上文所述,当 DTS 或 DAS 技术单独使用时,会存在监测不够准确的情况。例如,DTS 主要从温度角度对压裂液注入及裂缝扩展情况进行监测,其本质是利用液体注入储层产生的温度差,当压裂液漏失或者储层产生微小裂缝暂无压裂液进入时,DTS 的测试数据不够准确,需要 DAS 数据进行验证,提高数据分析结果的准确性。因此,DTS 与 DAS 的联合监测技术可以提高数据分析结果的准确性,一些油田公司已经将 DTS 与 DAS 的联合监测技术应用于现场了。

2014 年, Maersk 公司首次将 DTS 与 DAS 的联合监测技术应用于丹麦北海 Halfdan 油田的 1 口水平井的压裂作业中,实现了压裂作业的全程井下监测,此次应用证明了联合监测技术的应用优势,并将 DTS 与 DAS 的监测数据进行了可视化处理,为实时监测和动态井况分析提供了综合工具^[69]。2016 年, WHEATON 等^[70]将 DTS 与 DAS 的联合监测技术应用于美国鹰潭页岩气藏 1 口水平井的压裂作业过程中,先对监测数据进行采集,然后将检测到的裂缝分布进行三维裂缝建模,进而直观地观测裂缝几何形态,最后,了解压裂段内相邻裂缝对裂缝分布、裂缝几何形状和对完井效果的影响。2016 年, UGUETO 等^[71]利用该技术对水力压裂过程中的射孔簇效率进行评估,经分析发现所有射孔簇都发生了一定程度的水力压裂,但在水力压裂后期或支撑剂的注入阶段,射孔簇效率逐渐降低,而且簇数越少完井效率越高。

大量的研究表明:DAS 与 DTS 的联合监测技术可以同时获取地层的温度和声波信号,互相补充,能够对各级裂缝的压裂液进入情况、水力裂缝的扩展情况进行更好地评估分析。目前,该技术已经逐渐被应用于现场,但是与其配套的理论模型还不成熟,理论模型研究将成为发展该技术的突破核心。

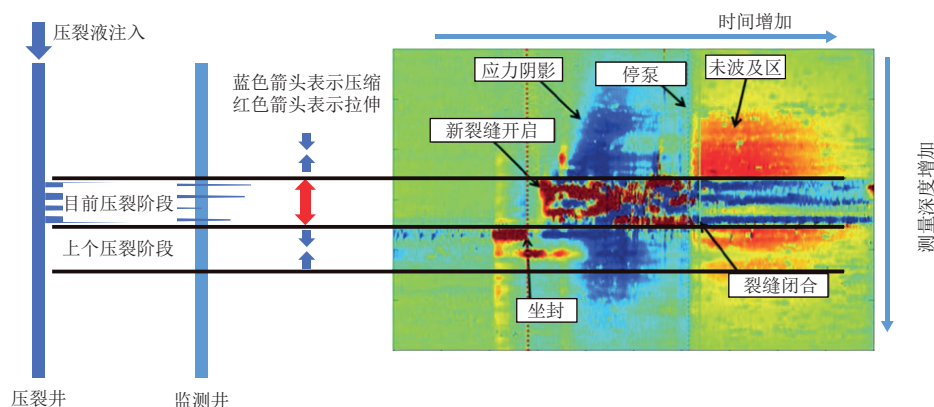


图 4 水力压裂过程中邻井低频 DAS 监测应变响应^[66]

Fig. 4 Strain response of low-frequency DAS monitoring in adjacent wells during hydraulic fracturing^[66]

5 结论与展望

分布式光纤传感技术已经发展成为非常规储层水平井分段压裂监测的最新技术。该技术可以实现对水力压裂过程中各个位置的应力、温度、压力等参数进行实时高精度监测,从而能够更好地了解水力压裂作业的情况,发现问题和改进工艺。目前,在水力压裂过程中分布式光纤传感技术已经被应用于压裂液分布剖面、裂缝起裂、裂缝扩展等方面的监测。相应的理论模型也逐渐发展起来,其中DTS的相关理论模型相对较为成熟,能够实现产液剖面及裂缝形态的相关计算,相比之下DAS技术起步较晚,其有关理论模型的研究还处于起步阶段,缺少相应的反演模型,目前只能实现地层应力、应变的相关计算。

在未来的研究发展中,可重点推动DAS理论模型的相关发展,通过建立DAS的正、反演模型来求解计算水力压裂裂缝形态,对实现水力压裂过程中裂缝形态的实时监测意义重大。此外,分布式光纤传感技术的创新性也需要进一步的推进,比如光纤传输特性的限制、监测数据处理的精度等问题,未来需要通过技术创新和研发来克服这些问题,进一步提高技术的可靠性和监测的精度。分布式光纤传感技术在水力压裂监测方面的应用日渐成熟,为提高非常规储层的高效开发提供了有力支撑,在非常规储层的开发应用中具有广阔前景。

参考文献

- [1] HOLLEY E H, KALIA N. Fiber-optic monitoring: Stimulation results from unconventional reservoirs[C]// Paper URTEC-2151906-MS presented at the SPE/AAPG/SEG Unconventional Resources Technology Conference, San Antonio, Texas, USA, July 2015.
- [2] KAPRON F P, MAURER R D, TETER M P. Theory of back scattering effects in wave guides[J]. Applied Optics, 1972, 11(6): 1352-1356.
- [3] SOOKPRASONG P A, GILL C C, HURT R S. Lessons learned from DAS and DTS in multicluster, multistage horizontal well fracturing: Interpretation of hydraulic fracture initiation and propagation through diagnostics[C]// Paper SPE-170512-MS presented at the IADC/SPE Asia Pacific Drilling Technology Conference, Bangkok, Thailand, August 2014.
- [4] PATEL D, WEE K, GORGI S, et al. Success story: 64 wells with hybrid real time DTS/DAS monitoring and permanent downhole gauges installed in the United Arab Emirates[C]// Paper SPE-202681-MS presented at the Abu Dhabi International Petroleum Exhibition & Conference, Abu Dhabi, UAE, November 2020.
- [5] 张春池, 彭文泉, 高兵艳, 等. 山东省页岩气有利勘探层系与资源评价[J]. 油气地质与采收率, 2019, 26(2): 7-13.
ZHANG Chunchi, PENG Wenquan, GAO Bingyan, et al. Favorable exploration strata and resource evaluation of shale gas in Shandong Province[J]. Petroleum Geology and Recovery Efficiency, 2019, 26(2): 7-13.
- [6] 杨兆中, 陈倩, 李小刚, 等. 鄂尔多斯盆地低渗透致密砂岩气藏水平井分段多簇压裂布缝优化研究[J]. 油气地质与采收率, 2019, 26(2): 120-126.
- [7] YANG Zhaozhong, CHEN Qian, LI Xiaogang, et al. Optimization of multi-cluster staged fracturing for horizontal well in low-permeability tight sandstone gas reservoir, Ordos Basin[J]. Petroleum Geology and Recovery Efficiency, 2019, 26(2): 120-126.
- [8] 李亚辉. 基于DTS数据的底水气藏水平井产出剖面解释模型及实现[D]. 成都: 西南石油大学, 2018.
LI Yahui. Production profile interpretation model and its software development based on DTS data for horizontal well in bottom water gas reservoir[D]. Chengdu: Southwest Petroleum University, 2018.
- [9] DALEY T M, FREIFELD B M, AJO-FRANKLIN J, et al. Field testing of fiber-optic distributed acoustic sensing (DAS) for subsurface seismic monitoring[J]. The Leading Edge, 2013, 32(6): 936-942.
- [10] HARTOG A, FRIGNET B, MACKIE D, et al. Vertical seismic optical profiling on wireline logging cable[J]. Geophysical Prospecting, 2014, 62(4): 693-701.
- [11] JIANG T, ZHAN G, HANCE T, et al. Valhall dual-well 3D DAS VSP field trial and imaging for active wells[C]// Paper SEG-2016-13871754 presented at the 2016 SEG International Exposition and Annual Meeting, Dallas, Texas, October 2016.
- [12] 隋微波, 张迪, 王梦雨, 等. 智能完井温度监测技术在油气田开发中的应用及理论模型研究进展[J]. 油气地质与采收率, 2020, 27(3): 129-138.
SUI Weibo, ZHANG Di, WANG Mengyu, et al. Review on application and theoretical models for temperature monitoring technology under intelligent well completion conditions in oil and gas field development[J]. Petroleum Geology and Recovery Efficiency, 2020, 27(3): 129-138.
- [13] ROGERS A J. Polarization-optical time domain reflectometry: A technique for the measurement of field distributions[J]. Applied Optics, 1981, 20(6): 1060-1074.
- [14] BARNOSKI M K, ROURKE M D, JENSEN S M, et al. Optical time domain reflectometer[J]. Applied Optics, 1977, 16(9): 2375-2379.
- [15] 尚军辉. 光纤测温技术的原理与技术特点[J]. 中国石油和化工标准与质量, 2012, 32(增刊1): 61.
SHANG Junhui. Principle and technical characteristics of optical fiber temperature measurement technology[J]. China Petroleum and Chemical Standard and Quality, 2012, 32(suppl. 1): 61.
- [16] 孙国善, 侯思祖, 陈超. 拉曼光纤测温原理及在电力系统中的应用[J]. 电力科学与工程, 2010, 26(3): 26-29.
SUN Guoshan, HOU Sizu, CHEN Chao. Raman optical fiber temperature measurement principle and application in power system [J]. Electric Power Science and Engineering, 2010, 26(3): 26-29.
- [17] 黄健. 基于拉曼散射的分布式光纤测温系统的优化研究[D]. 桂林: 广西师范大学, 2022.
HUANG Jian. Optimization of distributed optical fiber temperature measurement system based on Raman scattering[D]. Guilin: Guangxi Normal University, 2022.
- [18] 韩永温, 郝文杰, 张林行, 等. 基于拉曼散射原理的分布式光纤测温系统研究[J]. 半导体光电, 2013, 34(2): 342-345.
HAN Yongwen, HAO Wenjie, ZHANG Linxing, et al. Research of distributed optical fiber temperature measurement system based on Raman scattering principle[J]. Semiconductor Optoelectronics, 2013, 34(2): 342-345.
- [19] JUSKAITIS R, MAMEDOV A M, POTAPOV V T, et al. Distributed interferometric fiber sensor system[J]. Optics Letters, 1992, 17(22): 1623-1625.

- [19] JUSKAITIS R, MAMEDOV A M, POTAPOV V T, et al. Interferometry with Rayleigh back scattering in a single-mode optical fiber[J]. *Optics Letters*, 1994, 19(3): 225–227.
- [20] SHATALIN S V, TRESCHIKOV V N, Rogers A J. Interferometric optical time domain reflectometry for distributed optical fiber sensing [J]. *Applied Optics*, 1998, 37(24): 5600–5604.
- [21] 李康. 光纤分布式声波传感系统的信号增强及其处理的研究[D]. 成都: 电子科技大学, 2019.
- LI Kang. Research on signal enhancement and processing of fiber distributed acoustic sensor system[D]. Chengdu: University of Electronic Science and Technology of China, 2019.
- [22] JIN G, UGUETO G, WOJTASZEK M, et al. Novel near-wellbore fracture diagnosis for unconventional wells using high-resolution distributed strain sensing during production[J]. *SPE Journal*, 2021, 26(5): 3255–3264.
- [23] SAMUELSON M, HARRIS S, SCHRADER K. Successful installation of a down-hole fiber optic wetmate connection system[C]// Paper SPE-201349-MS presented at the SPE Annual Technical Conference and Exhibition, Virtual, October 2020.
- [24] SANMI M, HVEDING F, KOKAL S. Lessons learned from in-well fiber-optic DAS/DTS deployment[C]// Paper SPE-191470-MS presented at the SPE Annual Technical Conference and Exhibition, Dallas, Texas, USA, September 2018.
- [25] AL SHOAIBI S S, FLOREZ J C, AL FARSI S. The first behind-casing fiber-optic installation in a high-pressure high-temperature deep gas well in Oman[C]// Paper SPE-205275-MS presented at the SPE International Hydraulic Fracturing Technology Conference & Exhibition, Muscat, Oman, January 2022.
- [26] RAMEY H J. Wellbore heat transmission[J]. *Journal of Petroleum Technology*, 1962, 14(4): 427–435.
- [27] SATTER A. Heat losses during flow of steam down a wellbore[J]. *Journal of Petroleum Technology*, 1965, 17(7): 845–851.
- [28] SHIU K C, BEGGS H D. Predicting temperatures in flowing oil wells [J]. *Journal of Energy Resources Technology*, 1980, 102(1): 2–11.
- [29] WILHITE G P. Over-all heat transfer coefficients in steam and hot water injection wells[J]. *Journal of Petroleum Technology*, 1967, 19(5): 607–615.
- [30] SAGAR R, DOTY D R, SCHMIDT Z. Predicting temperature profiles in a flowing well[J]. *SPE Production Engineering*, 1991, 6(4): 441–448.
- [31] HAGOORT J. Ramey’s wellbore heat transmission revisited[J]. *SPE Journal*, 2004, 9(4): 465–474.
- [32] LIVESCU S, DURLOFSKY L J, AZIZ K. Application of a new fully-coupled thermal multiphase wellbore flow model[C]// Paper SPE-113215-MS presented at the SPE Symposium on Improved Oil Recovery, Tulsa, Oklahoma, USA, April 2008.
- [33] YOSHIOKA K, ZHU D, HILL A D, et al. A comprehensive model of temperature behavior in a horizontal well[C]// Paper SPE-95656-MS presented at the SPE Annual Technical Conference and Exhibition, Dallas, Texas, October 2005.
- [34] GAO G H, JALALI Y. Prediction of temperature propagation along a horizontal well during injection period[J]. *SPE Reservoir Evaluation & Engineering*, 2008, 11(1): 131–140.
- [35] DADA A O, MURADOV K M, DAVIES D R. Novel solutions and interpretation methods for transient, sandface temperature in vertical, dry gas producing wells[C]// Paper SPE-181057-MS presented at the SPE Intelligent Energy International Conference and Exhibition, Aberdeen, Scotland, UK, September 2016.
- [36] MAO Y L, ZEIDOUNI M. Accounting for fluid-property variations in temperature-transient analysis[J]. *SPE Journal*, 2018, 23(3): 868–884.
- [37] KAMPHUIS H, DAVIES D R, ROODHART L P. A new simulator for the calculation of the in situ temperature profile during well stimulation fracturing treatments[J]. *Journal of Canadian Petroleum Technology*, 1993, 32(5): 38–47.
- [38] YOSHIOKA K. Detection of water or gas entry into horizontal wells by using permanent downhole monitoring systems[D]. Texas: Texas A&M University, 2007.
- [39] YOSHIOKA K, ZHU D, HILL A D, et al. A new inversion method to interpret flow profiles from distributed temperature and pressure measurements in horizontal wells[J]. *SPE Production & Operations*, 2009, 24(4): 510–521.
- [40] LI Z Y, ZHU D. Predicting flow profile of horizontal well by downhole pressure and distributed-temperature data for water drive reservoir[J]. *SPE Production & Operations*, 2010, 25(3): 296–304.
- [41] LI Z Y. Interpreting horizontal well flow profiles and optimizing well performance by downhole temperature and pressure data[D]. Texas: Texas A&M University, 2010.
- [42] ZHANG S, ZHU D. Inversion of downhole temperature measurements in multistage fracture stimulation in horizontal wells [C]// Paper SPE-187322-MS presented at the SPE Annual Technical Conference and Exhibition, San Antonio, Texas, USA, October 2017.
- [43] 罗红文, 李海涛, 蒋贝贝, 等. 基于DTS数据反演的低渗气藏压裂水平井产出剖面解释新方法[J]. *天然气地球科学*, 2019, 30(11): 1639–1645.
- LUO Hongwen, LI Haitao, JIANG Beibei, et al. A novel method to interpret production profiles of fractured horizontal well in low-permeability gas reservoir by inverting DTS data[J]. *Natural Gas Geoscience*, 2019, 30(11): 1639–1645.
- [44] SHERMAN C S, MORRIS J P, MELLORS R J, et al. Simulating fracture-induced strain signals measured by a distributed fiber-optic sensor[C]// Paper SEG-2017-17678887 presented at the 2017 SEG International Exposition and Annual Meeting, Houston, Texas, September 2017.
- [45] SHERMAN C S, MELLORS R J, MORRIS J P, et al. Geomechanical modeling of distributed fiber-optic sensor measurements[J]. *Interpretation*, 2019, 7(1): SA21–SA27.
- [46] SHERMAN C S, MELLORS R J, MORRIS J P, et al. Modeling distributed fiber optic sensor signals using computational rock mechanics[C]// Paper URTEC-2900760-MS presented at the SPE/AAPG/SEG Unconventional Resources Technology Conference, Houston, Texas, USA, July 2018.
- [47] LIU Y Z, WU K, JIN G, et al. Hydraulic fracture modeling of fracture-induced strain variation measured by low-frequency distributed acoustic sensing (LF-DAS) along offset wells[C]// Paper ARMA-2020-1426 presented at the 54th U. S. Rock Mechanics/ Geomechanics Symposium, physical event cancelled, June 2020.
- [48] GURJAO K G R, GILDIN E, GIBSON R, et al. Modeling of distributed strain sensing (DSS) and distributed acoustic sensing (DAS) incorporating hydraulic and natural fractures interaction[C]// Paper URTEC-2021-5414-MS presented at the SPE/AAPG/SEG Unconventional Resources Technology Conference, Houston, Texas, USA, July 2021.
- [49] 陈铭, 郭天魁, 胥云, 等. 水平井压裂多裂缝扩展诱发光纤应变演化机理[J]. *石油勘探与开发*, 2022, 49(1): 183–193.
- CHEN Ming, GUO Tiankui, XU Yun, et al. Evolution mechanism of

- optical fiber strain induced by multi-fracture growth during fracturing in horizontal wells[J]. *Petroleum Exploration and Development*, 2022, 49(1): 183-193.
- [50] SIERRA J, KAURA J, UALTIERI D, et al. DTS monitoring of hydraulic fracturing: Experiences and lessons learned[C// Paper SPE-116182-MS presented at the SPE Annual Technical Conference and Exhibition, Denver, Colorado, USA, September 2008.
- [51] LI X Y, ZHU D. Temperature behavior of multi-stage fracture treatments in horizontal wells[C// Paper SPE-181876-MS presented at the SPE Asia Pacific Hydraulic Fracturing Conference, Beijing, China, August 2016.
- [52] HOLLEY E H, MOLENAAR M M, FIDAN E, et al. Interpreting uncemented multistage hydraulic-fracturing completion effectiveness using fiber-optic DTS injection data[C// Paper SPE-153131-MS presented at the SPE Middle East Unconventional Gas Conference and Exhibition, Abu Dhabi, UAE, January 2012.
- [53] 苏良银, 常笃, 杨海恩, 等. 低渗透油藏侧钻水平井小井眼分段多簇压裂技术[J]. *石油钻探技术*, 2020, 48(6): 94-98.
SU Liangyin, CHANG Du, YANG Hai'en, et al. Segmented multi-cluster fracturing technology for sidetrack horizontal well with slim holes in low permeability reservoir well with slim holes in low permeability reservoir[J]. *Petroleum Drilling Techniques*, 2020, 48(6): 94-98.
- [54] 谢南星, 蔡道钢, 叶长青, 等. 页岩气水平井生产压降计算新模型[J]. *钻采工艺*, 2022, 45(1): 75-80.
XIE Nanxing, CAI Daogang, YE Changqing, et al. New production pressure drop calculation model for shale gas horizontal well[J]. *Drilling & Production Technology*, 2022, 45(1): 75-80.
- [55] 肖剑锋, 胡棚杰, 韩烈祥, 等. 川南威远地区筇竹寺组页岩力学性质及可压性评价[J]. *钻采工艺*, 2022, 45(2): 61-66.
XIAO Jianfeng, HU Pengjie, HAN Liexiang, et al. Mechanical properties and compressibility evaluation of Qiongzhusi Shale in Weiyuan Area in Southern Sichuan[J]. *Drilling & Production Technology*, 2022, 45(2): 61-66.
- [56] 姚红生, 王伟, 何希鹏, 等. 南川复杂构造带常压页岩气地质工程一体化开发实践[J]. *油气藏评价与开发*, 2023, 13(5): 537-547.
YAO Hongsheng, WANG Wei, HE Xipeng, et al. Development practices of geology-engineering integration in complex structural area of Nanchuan normal pressure shale gas field[J]. *Petroleum Reservoir Evaluation and Development*, 2023, 13(5): 537-547.
- [57] NATH D K, FINLEY D B, KAURA J D, et al. Real-time fiber-optic distributed temperature sensing (DTS) new applications in the oil field[C// Paper SPE-103069-MS presented at the SPE Annual Technical Conference and Exhibition, San Antonio, Texas, USA, September 2006.
- [58] TARRAHI M, GILDIN E, MORENO J, et al. Dynamic integration of DTS data for hydraulically fractured reservoir characterization with the ensemble Kalman filter[C// Paper SPE-169990-MS presented at the SPE Energy Resources Conference, Port of Spain, Trinidad and Tobago, June 2014.
- [59] CUI J Y, ZHU D, JIN M Q. Diagnosis of multi-stage fracture stimulation in horizontal wells by downhole temperature measurements[C// Paper SPE-170874-MS presented at the SPE Annual Technical Conference and Exhibition, Amsterdam, The Netherlands, October 2014.
- [60] CUI J Y, YANG C D, ZHU D, et al. Fracture diagnosis in multiple stage stimulated horizontal well by temperature measurements with fast marching method[J]. *SPE Journal*, 2016, 21(6): 2289-2300.
- [61] 隋微波, 刘荣全, 崔凯. 水力压裂分布式光纤声波传感监测的应用与研究进展[J]. *中国科学:技术科学*, 2021, 51(4): 371-387.
SUI Weibo, LIU Rongquan, CUI Kai. Application and research progress of distributed optical fiber acoustic sensing monitoring for hydraulic fracturing[J]. *SCIENTIA SINICA Technologica*, 2021, 51(4): 371-387.
- [62] MOLENAAR M M, COX B E. Field cases of hydraulic fracture stimulation diagnostics using fiber optic distributed acoustic sensing (DAS) measurements and analyses[C// Paper SPE-164030-MS presented at the SPE Unconventional Gas Conference and Exhibition, Muscat, Oman, January 2013.
- [63] MOLENAAR M M, HILL D, WEBSTER P, et al. First downhole application of distributed acoustic sensing (DAS) for hydraulic fracturing monitoring and diagnostics[C// Paper SPE-140561-MS presented at the SPE Hydraulic Fracturing Technology Conference, The Woodlands, Texas, USA, January 2011.
- [64] SOMANCHI K, BREWER J, REYNOLDS A. Extreme limited-entry design improves distribution efficiency in plug-and-perforate completions: Insights from fiber-optic diagnostics[J]. *SPE Drilling & Completion*, 2018, 33(4): 298-306.
- [65] CERRAHOGLU C, NALDRETT G, VIGRASS A, et al. Cluster flow identification during multi-rate testing using a wireline tractor conveyed distributed fiber optic sensing system with engineered fiber on a HPHT horizontal unconventional gas producer in the Liard Basin [C// Paper SPE-196120-MS presented at the SPE Annual Technical Conference and Exhibition, Calgary, Alberta, Canada, September 2019.
- [66] JIN G, ROY B. Hydraulic-fracture geometry characterization using low-frequency DAS signal[J]. *The Leading Edge*, 2017, 36(12): 975-980.
- [67] UGUETO G A, TODEA F, DAREDIA T, et al. Can you feel the strain? DAS strain fronts for fracture geometry in the BC Montney, Groundbirch[C// Paper SPE-195943-MS presented at the SPE Annual Technical Conference and Exhibition, Calgary, Alberta, Canada, September 2019.
- [68] LI X Y, ZHANG J, GRUBERT M, et al. Distributed acoustic and temperature sensing applications for hydraulic fracture diagnostics [C// Paper SPE-199759-MS presented at the SPE Hydraulic Fracturing Technology Conference and Exhibition, The Woodlands, Texas, USA.
- [69] DANARDATU H, GREGERSEN S, ALTERN E, et al. Data acquisition and processing of carbon rod conveyed DTS and DAS in very long horizontal wells: First trial in North Sea Danish Sector[C// Paper SPE-170663-MS presented at the SPE Annual Technical Conference and Exhibition, Amsterdam, The Netherlands, October 2014.
- [70] WHEATON B, HAUSTVEIT K, DEEG W, et al. A case study of completion effectiveness in the eagle ford shale using DAS/DTS observations and hydraulic fracture modeling[C// Paper SPE-179149-MS presented at the SPE Hydraulic Fracturing Technology Conference, The Woodlands, Texas, USA, February 2016.
- [71] UGUETO C G A, HUCKABEE P T, MOLENAAR M M, et al. Perforation cluster efficiency of cemented plug and perf limited entry completions; Insights from fiber optics diagnostics[C// Paper SPE-179124-MS presented at the SPE Hydraulic Fracturing Technology Conference, The Woodlands, Texas, USA, February 2016.