

引用格式:冯晓炜,赵毅,杨鹏,等.分布式光纤温度监测技术在压裂水平井产剖解释中的应用[J].油气藏评价与开发,2021,11(4):542-549.  
FENG Xiaowei, ZHAO Yi, YANG Peng, et al. Application of distributed optical fiber temperature monitoring technology in production and profile interpretation of fractured horizontal wells[J]. Petroleum Reservoir Evaluation and Development, 2021, 11(4): 542-549.  
DOI: 10.13809/j.cnki.cn32-1825/te.2021.04.010

# 分布式光纤温度监测技术在压裂水平井 产剖解释中的应用

冯晓炜,赵毅,杨鹏,周锦程

(中国石化华东石油工程有限公司科技发展分公司,江苏南京 210019)

**摘要:**分布式光纤温度监测技术(DTS)正逐渐被应用于压裂水平井井下生产状况监测,但基于DTS数据定量解释低渗气藏压裂水平井产出剖面仍是一个巨大难题。针对这一难题,首先,对温度数据进行预处理;然后,基于质量守恒、能量守恒原理,建立低渗气藏压裂水平井耦合温度正演模型;最后,利用多种数学方法反演得到各层流量数据,形成一套基于DTS的低渗气藏压裂水平井的产出剖面处理解释方法。采用建立的方法对5口压裂水平井进行实际资料处理,结果表明:正演的温度拟合曲线和原始温度曲线在变化特征上基本一致,证明了正演模型的合理性和准确性。另外,5口井计算日产气量绝对误差介于 $100 \sim 1\,712 \text{ m}^3$ ,日产水绝对误差介于 $0.7 \sim 1.8 \text{ m}^3$ ,其结果误差较小,满足生产要求,为低渗气藏的开发提供了技术支撑。

**关键词:**分布式光纤;温度监测技术;压裂;水平井;产剖解释

中图分类号:TE331

文献标识码:A

## Application of distributed optical fiber temperature monitoring technology in production and profile interpretation of fractured horizontal wells

FENG Xiaowei, ZHAO Yi, YANG Peng, ZHOU Jincheng

(Science and Technology Development Branch, Sinopec East China Petroleum Engineering Co., Ltd., Nanjing, Jiangsu 210019, China)

**Abstract:** The distributed optical fiber temperature monitoring technology is gradually being used to monitor the downhole production of fractured horizontal wells. However, it is still a huge problem to interpret the production profile of fractured horizontal wells quantitatively based on DTS data in low permeability gas reservoirs. In view of this, this study established the method, first, the temperature data preprocessing, and then, on the basis of the principle of conservation of mass and energy conservation of horizontal wells in low permeability gas reservoir fracturing coupling temperature forward model, finally using a variety of traffic data of mathematical methods of inversion layers, forming a set of monitoring based on distributed optical fiber temperature measurement technology of horizontal wells in low permeability gas reservoir fracturing of output profile processing and interpretation methods. The actual data processing of fractured horizontal well 5 was carried out by using the established method. The results show that the forward temperature fitting curve is basically consistent with the original temperature curve, which indicates the rationality and accuracy of the forward model. In addition, the calculated absolute errors of daily gas production of the five wells were between  $100 \text{ m}^3$  and  $1\,712 \text{ m}^3$ , and the absolute errors of daily water production are between  $0.7 \text{ m}^3$  and  $1.8 \text{ m}^3$ . The errors are small and meet the production requirements. All these provided technical support for the development of low permeability gas reservoirs.

**Keywords:** distributed optical fiber, temperature monitoring technology, fracture, horizontal well, production profile control explain

收稿日期:2021-04-06。

第一作者简介:冯晓炜(1987—),男,硕士,工程师,主要从事油气井工程方面的工作。地址:江苏省南京市建邺区江东中路375号金融城9号楼,邮政编码:210019。E-mail: fengxw66.oshd@sinopec.com

目前,水平井广泛应用于国内外油气田开发,但由于重力等因素影响,水平井内油气水易出现层流等流型,与传统直井、斜井中完全不一样,且传统的生产测井(PLT)对应的产液剖面解释方法在水平井应用中存在着较大误差。对此,斯伦贝谢公司近年来推出了适用于水平井的流体扫描成像测井(FSI),但是,只能得到一次下井后的地层信息,无法长时间进行地层信息跟踪。而分布式光纤温度监测技术(DTS)集传感与传输于一体,相比传统技术来说,具有实时监测、节省施工时间等优点,能够准确地提供井下全水平井段的温度数据,通过解释DTS实测温度数据可还原流体在水平井井底流动的真实状态,确定产出剖面,值得进一步推广应用。

要了解井下温度数据到解释地层的产出剖面情况,就需要建立温度的正演模型和反演算法。国内外学者在这方面做了大量工作,并取得了一系列初步成果。MAUBEUGE等<sup>[1]</sup>提出了考虑热膨胀和黏性耗散的油藏早期模型;YOSHIOKA等<sup>[2]</sup>建立了温度模型来模拟油藏中水平井井筒温度和压力的变化,并基于油井热力学模型这样的正演模型,采用反演算法,定量评价产液剖面;OBINNA等<sup>[3]</sup>建立了主要针对直井的井筒和油藏非稳态流动的热学模型;MURADOV等<sup>[4]</sup>提出了单项流体生产时的水平井非稳态解析温度模型;ZHU等<sup>[5]</sup>建立了一个油水两相温度预测模型来预测水平井温度分布;LUO等<sup>[6]</sup>建立了考虑微热效应的瞬态温度预测模型;刘为明等<sup>[7]</sup>模拟井下气层产出信息与温度的关系,阐明温差与产量呈正比关系,为温度表征产量提供了依据;朱世琰等<sup>[8]</sup>也阐述了油井热力学模型和反演算法是定量评价产液剖面的关键;宋红伟等<sup>[9]</sup>利用生产井内温度分布特征及热交换模型,半定量评价产液剖面。

近年来,水平井段进行分段压裂越来越多<sup>[10-11]</sup>,而对应压裂水平井中,如何从温度数据到产出剖面的解释方法所提甚少,罗红文等<sup>[12-13]</sup>提出了一套低渗气藏两相渗流情况下压裂水平井的耦合温度预测模型,但是该针对性的研究受控于井数量太少,方法的准确性有待进一步验证,因此,有必要开展深入研究,完善基于DTS温度数据的低渗气藏压裂水平井产出剖面的解释方法,为低渗气藏的开发提供可靠的技术支撑。

## 1 分布式光纤温度测量原理

分布式光纤温度传感器基于光纤内部光的散射现象和温度特性,利用光时域反射测试技术,将较高功率窄带光脉冲送入光纤,然后探测出返回的散射光强度随时间的变化<sup>[7]</sup>。分布式光纤温度传感器基于背向散射或前向散射机理,其中背向散射具有温度测量的实际意义。光在不均匀的介质中传播时,一部分光偏离原传播方向的现象称为光的散射。

分布式光纤测温系统由问答机和高温测温光纤构成,问答机是整个测温系统的核心部分,问答机发出脉冲激光,拉曼散射信号接收后并进行信号处理。分布式光纤温度测量是利用光纤后向拉曼散射光谱的温度效应和光时域反射技术实现的,测温原理见图1。沿光纤发射一束脉冲光,该脉冲光会以略低于真空中的速度向前传播,同时向四周发射散射光,散射光的一部分又会沿光纤返回到入射端,最终,测得发射散射光的位置与入射端的距离,具体计算公式为:

$$C = \frac{C_0}{n} \quad (1)$$

$$L = \frac{C\Delta t}{2n} \quad (2)$$

式(1)~(2)中: $C$ 为光纤中的光速,m/s; $C_0$ 为真空的光速,m/s; $n$ 为光纤的折射率; $L$ 为发射散射光的位置与入射端的距离,m; $\Delta t$ 所发入射光和反射光之间的时间差。

反射回入射端的光束中,有一种称作拉曼(Raman)的散射光。它含有2种频率成分:斯托克斯光(Stokes光)和反斯托克斯光(Anti-Stokes光)。其

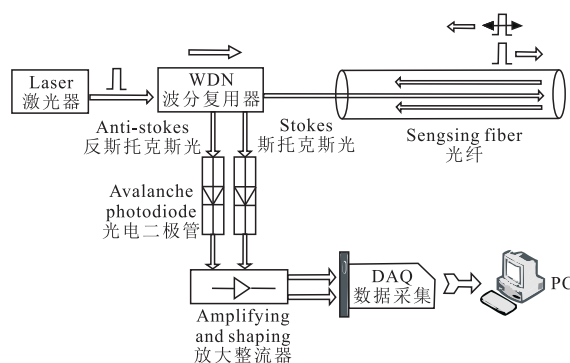


图1 光纤测温原理

Fig. 1 Schematic diagram of fiber optic temperature measurement

中,Stokes光的强度与温度无关,而Anti-Stokes光的强度则随温度变化。Anti-Stokes光强度与Stokes光强度之比和温度之间的关系可表示为:

$$T = \frac{hC_0v}{K \left[ \ln a - \ln \frac{l_{as}}{l_s} \right]} \quad (3)$$

式中: $T$ 为绝对温度值, $k$ ;  $h$ 为普朗克常数, $J \cdot s$ ;  $v$ 为拉曼平移量, $m^{-1}$ ;  $K$ 为波尔兹曼常数, $J/K$ ;  $a$ 为温度相关系数;  $l_{as}$ 为Anti-Stokes光强度, $cd$ ;  $l_s$ 为Stokes光强度, $cd$ 。

## 2 DTS评价产出剖面方法

DTS实现从温度数据到产出剖面需要分3步:第一步,对温度数据进行预处理;第二步,建立温度正演模型;第三步,建立温度反演算法。

### 2.1 数据预处理

预处理分为3部分工作,包括:①对原始的温度数据进行滤波处理;②优选温度数据组;③确定温度基线。

#### 2.1.1 滤波处理

图2中  $T_1$ 、 $T_2$ 、 $T_3$ 、 $T_4$ 、 $T_5$ 、 $T_{11}$ 、 $T_{21}$ 、 $T_{31}$ 、 $T_{41}$ 为原始温度

数据,  $T_{1-11点}$ 、 $T_{1-权重}$ 、 $T_{11-11点}$ 、 $T_{11-权重}$ 、 $T_{21-11点}$ 、 $T_{21-权重}$ 、 $T_{31-11点}$ 、 $T_{31-权重}$ 、 $T_{41-11点}$ 、 $T_{41-权重}$ 为滤波后的温度数据。从图2可以看出:由于高精度的光学传感会在测量结果中存在一定的噪声干扰,不可避免出现的干扰信号会掩盖井下的信息,因此,需要将原始温度数据进行滤波。将11点滤波法和权重滤波法得到的结果与原始温度监测数据进行对比,结果表明,权重滤波法得到的数值最低值接近监测的原始数据最低值,而11点滤波法得到的数值最低值要远大于监测的原始数据最低值,因此,权重滤波法得到的结果最能表征实际情况。

#### 2.1.2 优选温度数据组

分布式光纤监测分为3个工作制度和关井监测,每个工作制度监测6~8h,关井监测24h,一般每10min输出一条温度曲线。每个工作制度一般有40条温度曲线,如何选取最有代表性的温度曲线组是关键。

图3是XX1井水平段分布式光纤温度监测随时间变化的特征。从图3可以看出,每个工作制度都有产气的生产速率曲线。随着井口油嘴打开,压差最大,这时产气生产速率最快;而后随着压差降低,流速趋于稳定,这时产气生产速率也随之稳定;最后压差平衡,这时产气生产速率随之降低。因此,可以结合产气生产速率曲线来确定每个工作制度下最有代

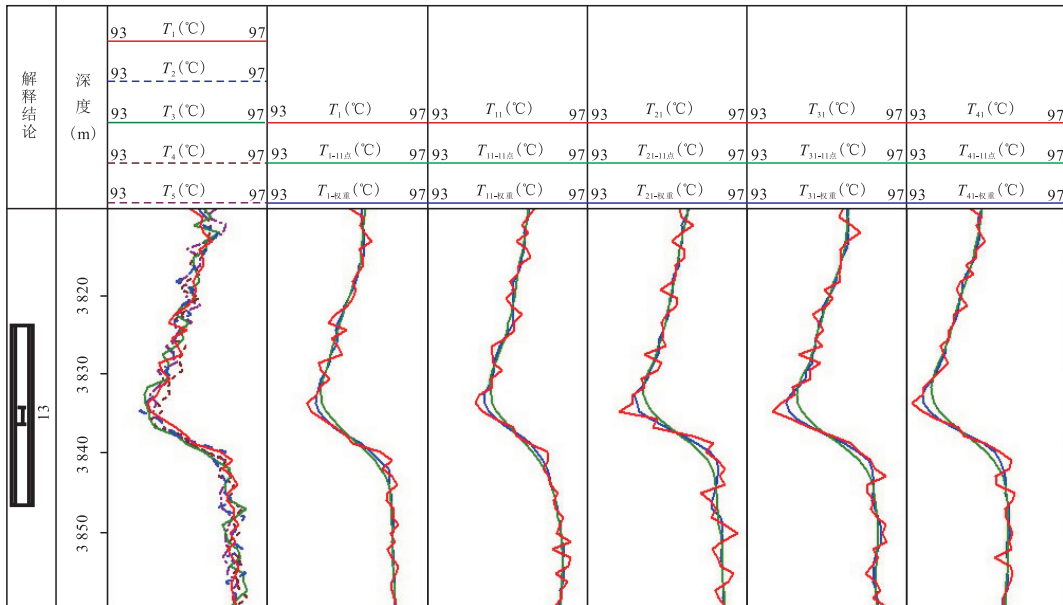


图2 XX1井水平段分布式光纤温度监测部分数据

Fig. 2 Part of data of distributed optical fiber temperature monitoring in horizontal section of Well-XX1

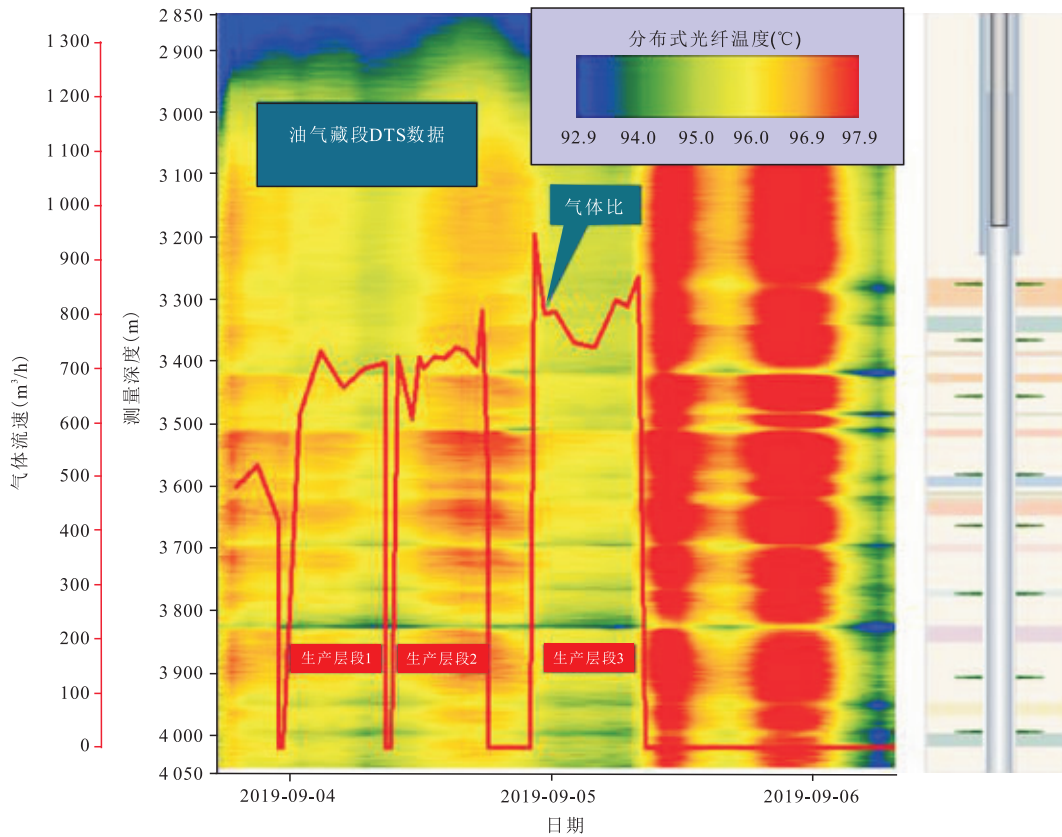


图3 XX1井水平段分布式光纤温度监测随时间变化的特征

Fig. 3 Time-varying characteristics of distributed optical fiber temperature monitoring in horizontal section of Well-XX1

表性的温度曲线组,选择产气生产速率最为稳定的时段对应的温度曲线组为研究对象。

### 2.1.3 温度基线值确定

对于水平段来说,通常温度基线为定值,等于地温。但是对于压裂水平井段,温度基线值各段不同。这主要与进入地层的压裂液量有关:进入地层的压裂液量多,则地层温度降温快,温度基线值低;进入地层的压裂液量少,则地层温度恢复快,温度基线值高。具体选取值可以通过压裂过程的监测的温度资料对比获得。

## 2.2 温度正演预测模型

当井下的储层参数、油藏参数和水平井段每一层产量等参数已知时,通过合适的模型得到的温度变化就是正演过程,该模型就是正演预测模型。图4是低渗气藏温度正反演预测模型,该模型是在考虑了包括热传导、热对流、焦耳汤普逊效应、黏性耗散

及热膨胀等多种微热效应基础之上<sup>[12-16]</sup>,结合质量守恒、能量守恒原理,建立的一套低渗气藏压裂水平井耦合温度预测模型(图4)。

值得注意的是,在光纤监测的过程中,压力数据可以利用井筒压力预测模型进行估算得出,也可以通过在光纤底部加装压力光学传感器记录。文中压力数据均来自估算。

## 2.3 温度数据反演模型

井下温度数据反演是在已知井下储层参数和油藏参数时,通过理论模拟计算,将测得的井下温度、压力剖面等数据处理成产出剖面。井下温度数据反演是一个连续的迭代计算过程,初始条件从单相流到多相流气水不同比例,通过不断地迭代调整反演参数,以降低测试温度数据与模拟温度数据之间的误差,直至收敛,从而获得反演目标参数的最优解<sup>[17-26]</sup>。将迭代计算出的反演参数代入温度正演预测模型,预测的压裂水平井产出剖面即为反演所求目标(图4)。

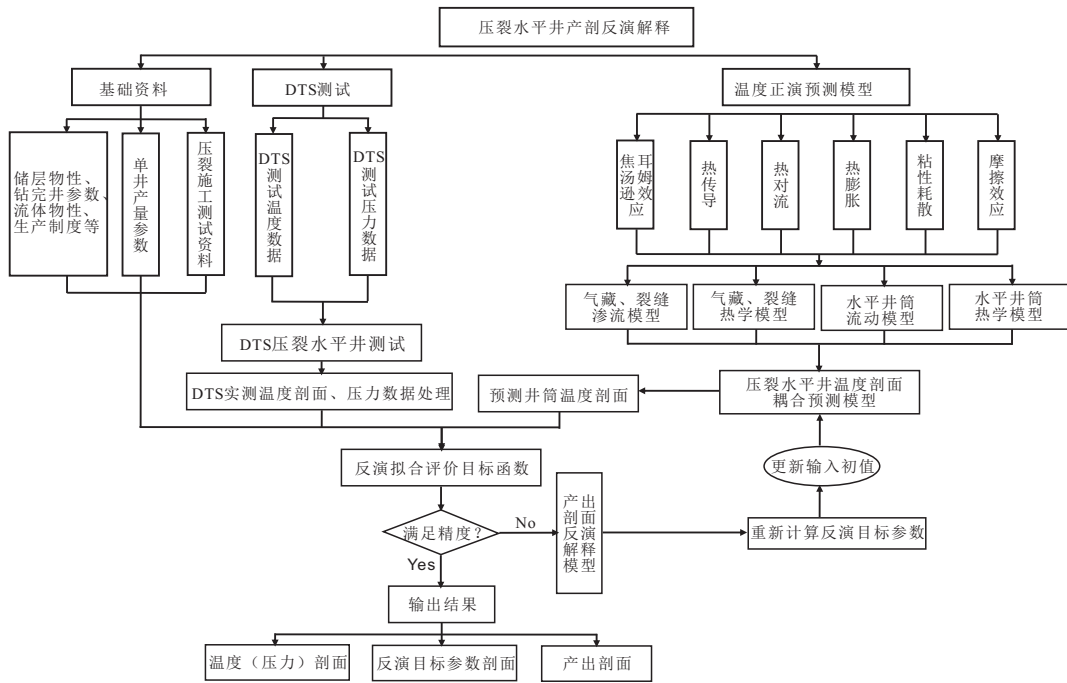


图4 低渗气藏温度正反演算法过程

Fig. 4 Forward and inverse temperature algorithm process of low permeability gas reservoir

### 3 实例应用

通过温度正反演模型对5口水平井压裂段进行了产剖的处理解释。该5口井均位于鄂尔多斯盆地,储层目的层为二叠系下统下石盒子组<sup>[27-32]</sup>。其中,XX1井水平段为1 000 m,目的层为低渗气藏,共实施9段压裂,井口监测的日产气量约为16 281 m<sup>3</sup>,日产水量约为4.3 m<sup>3</sup>。

首先,对工作制度1的温度数据做预处理,从温度拟合曲线(图5)可以看出:XX1井9段压裂共有15处温度曲线显示有差异,得出压开15个层。其次,代入XX1井目的层的储层参数和油藏参数,利用模型处理就可以得到正演的温度曲线和反演的各层流量数据,结果显示正演的温度拟合曲线和原始温度曲线基本上变化特征一致,说明所建立的正演模型可以表征实际情况。最后,基于多种数学算法反演得到各层流量数据(表1)。

从表1可以看出:利用DTS得到的温度数据,通过焦耳-汤姆森冷却原理确定了13个产气层,以及每个产气层的产气量。确定了2个产水区,这2个产

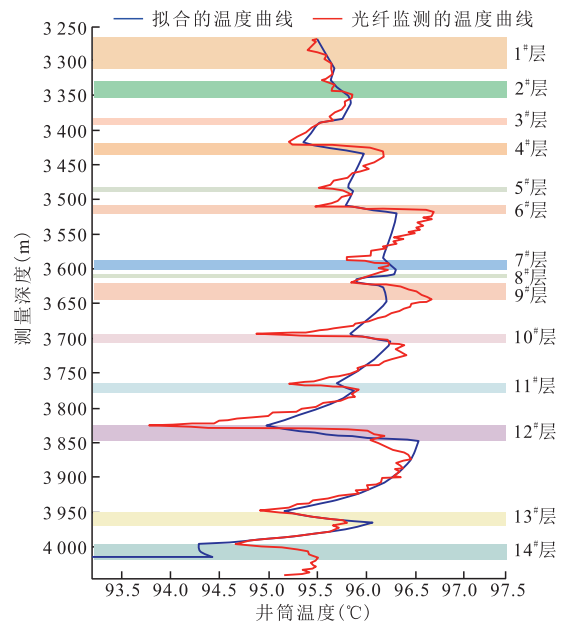


图5 生产制度1温度拟合曲线

Fig. 5 Temperature fitting curve under production system 1

层在井眼轨迹中,位于最低部位,且在这2个位置温度突然趋向地热温度,该深度之后温度有阶梯变化,说明靠近砂体的下边界,压裂出水的可能性最大。

表1 生产制度1下的15层产量数据  
Table 1 Output data of 15 layers under production system 1

序号	顶深(m)	底深(m)	日产气量(m <sup>3</sup> )	日产水量(m <sup>3</sup> )	产气贡献(%)	产水贡献(%)
1	3 268.00	3 311.00	2 352.240	0	14.4	0
2	3 328.72	3 353.38	1 881.792	0	11.6	0
3	3 383.50	3 391.20	0	2.112	0	49.16
4	3 418.92	3 433.71	3 267.475	0	20.1	0
5	3 481.63	3 487.26	333.437	0	2.0	0
6	3 509.10	3 520.38	1 975.882	0	12.1	0
7	3 585.00	3 600.30	552.007	0	3.4	0
8	3 607.37	3 613.56	0	2.184	0	50.84
9	3 618.32	3 625.00	519.775	0	3.2	0
10	3 625.00	3 645.00	207.907	0	1.3	0
11	3 694.02	3 704.20	649.322	0	4.0	0
12	3 764.88	3 776.45	416.861	0	2.6	0
13	3 824.89	3 847.32	1 853.280	0	11.4	0
14	3 947.83	3 965.18	855.362	0	5.3	0
15	3 996.27	4 015.79	1 416.000	0	8.7	0
总计			16 281.341	4.296		

表2 XX2~XX5井计算结果及误差分析  
Table 2 Calculation results and error analysis of XX2~XX5 wells

井号	井口监测日产气(m <sup>3</sup> )	井口监测日产水(m <sup>3</sup> )	计算的日产气(m <sup>3</sup> )	计算的日产水(m <sup>3</sup> )	日产气相对误差(%)	日产水相对误差(%)
XX2井	32 000	12	30 288.235	10.275	5.349	14.375
XX3井	28 000	5	27 122.442	4.158	3.134	16.840
XX4井	20 000	6	19 900.995	4.911	0.495	18.150
XX5井	17 000	6	16 474.567	5.201	3.091	13.317

来自不同产层的流入量分布不均匀,跟端和趾端区域的生产率高于中部区域,约50%的总流入量来自上部的6个层,产量较高的层是第1层、第2层、第4层、第6层和第13层。

另外,从表1中计算的15层总产量上来看,XX1井日产气16 281.341 m<sup>3</sup>,日产水4.296 m<sup>3</sup>,对比井口监测的日产量数据,计算出日产气相对误差为0.724%,日产水相对误差为14.080%。

从表2可以看出:XX2~XX5井的日产气相对误差最低为0.495%,最高为5.349%,日产水相对误差最低为13.317%,最高为18.150%,解释结果相对误差整体小于20%,满足生产需要。

## 4 结论

1) 利用研究建立的方法处理解释了5口井,与井口监测的产量数据比较,相对误差整体低于20%,满足精度要求,能为水平井的压裂、跟踪和开发提供了技术支撑。

2) 在光纤的监测系列中,建议同步测量分布式光纤声波监测技术(DAS)和分布式光纤温度监测技术(DTS),利用DAS数据处理得到产出段的流体类型和流速参数,完善并优化温度正反演算法,使操作过程更便捷、准确。

## 参考文献

- [1] MAUBEUGE F, ERIC A, BERTRAND O. A model for interpreting thermometrics[C]// Paper SPE-28588-MS presented at the SPE Annual Technical Conference and Exhibition, September 25-28, 1994, New Orleans, Louisiana.
- [2] YOSHIOKA K, ZHU D, HILL A D, et al. Prediction of temperature changes caused by water or gas entry into a horizontal well[J]. SPE Production & Operations, 2007, 22(4): 425-433.
- [3] OBINNA O D, HORNE R N. Modeling reservoir temperature transients and matching to permanent downhole gauge data for reservoir parameter estimation[C]// Paper SPE-115791-MS presented at the SPE Annual Technical Conference and Exhibition, September 21-24, 2008, Denver, Colorado, USA.
- [4] MURADOV K, DAVID D. Novel analytical methods of temperature interpretation in horizontal wells[J]. SPE Journal, 2011, 16(3): 637-647.
- [5] ZHU S Y. Theoretical study on the interpretation of inflow profile based on the distributed optical fiber temperature sensing[D]. Chengdu: Southwest Petroleum University, 2016.
- [6] LUO H W, LI H T, ZHOU X J, et al. Modeling temperature behavior of multistage fractured horizontal well with two-phase flow in low permeability gas reservoirs[J]. Journal of Petroleum Science and Engineering, 2019, 173:1187-1209.
- [7] 刘为明,李海涛,王永清,等.基于DTS测试的气藏水平井温度分布特征实验[J].断块油气田,2020,27(2):228-232.
- LIU Weiming, LI Haitao, WANG Yongqing, et al. Experimental study on temperature distribution characteristics of horizontal wells in gas reservoir based on DTS test[J]. Fault-Block Oil & Gas Field, 2020, 27(2):228-232.
- [8] 朱世琰,李海涛,张建伟,等.分布式光纤测温技术在油田开发中的发展潜力[J].油气藏评价与开发,2015,5(5):69-75.
- ZHU Shiyan, LI Haitao, ZHANG Jianwei, et al. Potential of fiber optic distributed temperature sensing technology for oilfield development[J]. Reservoir Evaluation and Development, 2015, 5(5): 69-75.
- [9] 宋红伟,郭海敏,戴家才,等.分布式光纤井温法产液剖面解释方法研究[J].测井技术,2009,33(4):384-387.
- SONG Hongwei, GUO Haimin, DAI Jiakai, et al. Study on log interpretation of the optical fiber distributed temperature measurement system[J]. Well Logging Technology, 2009, 33(4): 384-387.
- [10] 熊俊雅,杨兆中,杨磊,等.压裂填砂裂缝导流能力室内研究进展与展望[J].特种油气藏,2020,27(3):1-7.
- XIONG Junya, YANG Zhaozhong, YANG Lei, et al. Laboratory progress and prospect of sand-packed fracture conductivity in fracturing[J]. Special Oil and Gas Reservoir, 2020, 27(3): 1-7.
- [11] 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.
- 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.
- [12] 罗红文,李海涛,刘会斌,等.低渗气藏两相渗流压裂水平井温度剖面预测[J].天然气地球科学,2019,30(3):389-397.
- LUO Hongwen, LI Haitao, LIU Huibin, et al. Predicting temperature profiles of fractured horizontal well with two-phase flow in low-permeability gas reservoir[J]. Natural Gas Geoscience, 2019, 30(3): 389-397.
- [13] 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等[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.
- [14] 王轲,刘彪,张俊,等.高温高压气井井筒温度场计算与分析[J].石油机械,2019,47(1):8-13.
- WANG Ke, LIU Biao, ZHANG Jun, et al. Calculation and analysis of wellbore temperature field in HTHP gas wells[J]. China Petroleum Machinery, 2019, 47(1): 8-13.
- [15] 冯剑,许博越,付建红,等.深水压井井筒瞬态传热及复杂流动行为研究[J].石油机械,2021,49(2):1-6.
- FENG Jian, XU Boyue, FU Jianhong, et al. Study on wellbore transient heat transfer and complex flow behavior during deepwater well killing[J]. China Petroleum Machinery, 2021, 49(2): 1-6.
- [16] 董胜伟,王子健,曹飞,等.深水浅部水合物储层水平井井筒温度计算模型[J].特种油气藏,2019,27(5):157-161.
- DONG Shengwei, WANG Zijian, CAO Fei, et al. Wellbore temperature calculation model for horizontal wells in shallow hydrate reservoir in deep water[J]. Special Oil and Gas Reservoir, 2019, 27(5): 157-161.
- [17] 姚军,刘均荣,张凯.国外智能井技术[M].北京:石油工业出版社,2011.
- YAO Jun, LIU Junrong, ZHANG Kai. Foreign intelligent well technology[M]. Beijing: Petroleum Industry Press, 2011.
- [18] 韩大匡,陈钦雷,闫存章.油藏数值模拟基础[M].北京:石油工业出版社,1993.
- HAN Dakuang, CHEN Qinlei, YAN Cunzhang. Fundamentals of reservoir numerical simulation[M]. Beijing: Petroleum Industry Press, 1993.
- [19] 白博峰,郭烈锦,陈学俊.最小二乘原理求解多维瞬态导热反问题[J].计算物理,1997,(Z1):315-317.
- BAI Bofen, GUO Liejin, CHEN Xuejun. A solution of multi-dimensional transient inverse heat conduction problem using

- the least square method[J]. Chinese Journal of Computational Physics, 1997, (Z1): 315-317.
- [20] 韩乔明. 解半定规划的 Levenberg-Marquardt 方法[J]. 数值计算和计算机应用, 1998, 19(2): 99-106.  
HAN Qiaoming. Levenberg-Marquardt method for semidefinite programming[J]. Journal on Numerical Methods and Computer Application, 1998, 19(2): 99-106.
- [21] 李合平, 邹明虎, 王志云, 等. 基于 L-M 算法的雷达板级电路快速故障诊断[J]. 测试技术学报, 2004, 18(4): 364-368.  
LI Heping, ZOU Minghu, WANG Zhiyun, et al. Board-grade circuit fault quick diagnosis in radar based on L-M algorithm [J]. Journal of Test and Measurement Technology, 2004, 18(4): 364-368.
- [22] 王彦飞. 反演问题的计算方法及其应用[M]. 北京: 高等教育出版社, 2007.  
WANG Yanfei. Computational methods for inverse problems and their applications[M]. Beijing: Higher Education Press, 2007.
- [23] 张广智, 王丹阳, 印兴耀, 等. 基于 MCMC 的叠前地震反演方法研究[J]. 地球物理学报, 2011, 54(11): 2926-2932.  
ZHANG Guangzhi, WANG Danyang, YIN Xingyao, et al. Study on prestack seismic inversion using Markov Chain Monte Carlo [J]. Chinese Journal of Geophysics, 2011, 54(11): 2926-2932.
- [24] 邵伟. 蒙特卡洛方法及在一些统计模型中的应用[D]. 济南: 山东大学, 2012.  
SHAO Weil. Monte carlo methods and their applications in some statistical model[D]. Jinan: Shandong University, 2012.
- [25] 饶盛文. 低渗油藏两相渗流数值模拟研究[D]. 成都: 西南石油大学, 2009.  
RAO Shengwen. Numerical simulation of two-phase flow in low permeability reservoir[D]. Chengdu: Southwest Petroleum University, 2009.
- [26] 李克文, 周广悦, 路慎强, 等. 一种基于机器学习的有利区评价新方法[J]. 特种油气藏, 2019, 26(3): 7-11.  
LI Kewen, ZHOU Guangyue, LU Shenqiang, et al. A new method for favorable zone evaluation based on machine learning [J]. Special Oil and Gas Reservoir, 2019, 26(3): 7-11.
- [27] 王赞惟. 鄂尔多斯盆地东缘临兴地区盒 8 段储层微观孔隙结构及渗流特征[J]. 非常规油气, 2020, 7(1): 59-64.  
WANG Zanwei. Microscopic pore structure and the seepage characteristics in tight sandstone reservoir of the 8<sup>th</sup> member of lower Shihezi formation in Linxing area of east Ordos basin[J]. Unconventional Oil & Gas, 2020, 7(1): 59-64.
- [28] 王桐, 魏虎, 孙卫, 等. 致密砂岩储层可动流体赋存特征及主控因素分析——以鄂尔多斯盆地华庆地区长 6<sub>3</sub> 储层为例[J]. 非常规油气, 2020, 7(2): 56-63.  
WANG Tong, WEI Hu, SUN Wei, et al. Movable fluid traits and its main controlling factors in tight sandstone reservoirs: taking Chang-6<sub>3</sub> of Huaqing area in Ordos basin, China as an instance[J]. Unconventional Oil & Gas, 2020, 7(2): 56-63.
- [29] 白慧芳, 施里宇, 张磊, 等. 鄂尔多斯盆地致密砂岩气藏启动压力梯度实验研究[J]. 非常规油气, 2020, 7(3): 60-64.  
BAI Huifang, SHI Liyu, ZHANG Lei, et al. The actuating pressure gradient experimental study of tight sandstone gas reservoir in Ordos basin[J]. Unconventional Oil & Gas, 2020, 7(3): 60-64.
- [30] 刘宝平, 薛波, 崔宏俊, 等. 鄂尔多斯盆地延长气田致密砂岩气产能及压降预测研究[J]. 非常规油气, 2019, 6(6): 56-62.  
LIU Baoping, XUE Bo, CUI Hongjun, et al. Research on calculating productivity & pressure drop of tight sandstone gas of Yanchang gas field[J]. Unconventional Oil & Gas, 2019, 6(6): 56-62.
- [31] 闫健, 秦大鹏, 王平平, 等. 鄂尔多斯盆地致密砂岩储层可动流体赋存特征及其影响因素[J]. 油气地质与采收率, 2020, 27(6): 47-56.  
YAN Jian, QIN Dapeng, WANG Pingping, et al. Occurrence characteristics and main controlling factors of movable fluid in tight sandstone reservoirs in Ordos basin[J]. Petroleum Geology and Recovery Efficiency, 2020, 27(6): 47-56.
- [32] 周雪晴, 张占松, 张超谟, 等. 基于矿物组分和成岩作用的致密砂岩储层脆性评价方法——以鄂尔多斯盆地东北部某区块为例[J]. 油气地质与采收率, 2017, 24(5): 10-16.  
ZHOU Xueqing, ZHANG Zhansong, ZHANG Chaomo, et al. A new brittleness evaluation method for tight sandstone reservoir based on mineral compositions and diagenesis: A case study of a certain block in the northeastern Ordos basin[J]. Petroleum Geology and Recovery Efficiency, 2017, 24(5): 10-16.

(编辑 余聪)