

文章编号: 0253-2697(2006)03-0115-05

塔河油田超深井井筒掺稀降粘技术研究

林日亿^{1,2} 李兆敏¹ 王景瑞³ 盖平原³ 侯子旭⁴ 栾志勇³

(1. 中国石油大学石油工程学院 山东东营 257061; 2. 中国石油大学储运与建筑工程学院 山东东营 257061;
3. 中国石化胜利油田有限责任公司 山东东营 257000; 4. 中国石化西北分公司 新疆乌鲁木齐 830011)

摘要: 基于热量传递原理和两相流动理论,建立了井筒掺稀油降粘工艺中产液沿井筒流动与传热的热力学模型。计算了产液沿井筒的温度分布和压力分布,同时进行了不同掺稀条件下降粘的室内实验。运用该模型结合实验结果对塔河油田稠油井掺稀降粘效果进行了计算,分析了不同工艺参数对掺稀降粘效果的影响。结果表明,井筒掺稀油降粘工艺适合于含水率低于 20% 的油井,开式掺稀油反循环比开式掺稀油正循环生产更有利于提高降粘效果,塔河油田井筒掺稀降粘合理的掺稀比率为 1:2 至 1:1。

关键词: 塔河油田;井筒;超深井;掺稀油降粘工艺;计算模型

中图分类号: TE357

文献标识码: A

Technology of blending diluting oil in ultra-deep wellbore of Tahe Oilfield

Lin Riyi^{1,2} Li Zhaomin¹ Wang Jingrui³ Cai Pingyuan³ Hou Zixu⁴ Luan Zhiyong³

(1. College of Petroleum Engineering, China University of Petroleum, Dongying 257061, China; 2. College of Transport & Storage and Civil Engineering, China University of Petroleum, Dongying 257061, China; 3. Sinopec Shengli Oilfield Company Limited, Dongying 257000, China; 4. Sinopec Northwest Company, Urumqi 830011, China)

Abstract: Oil is hard to flow in oil wells in Tahe Oilfield because of the ultra-deep reservoir, high oil viscosity and great heat loss in wellbore. The flow and heat transfer thermal-dynamic model for the fluid flowing along wellbore by using the blending diluting oil technology to reduce the viscosity was established on the basis of heat transfer principle and two-phase flow theory. The temperature and pressure sections of the fluid flowing along the wellbore were calculated. The viscosity reduction experiments on Tahe heavy oil were carried out under different blending conditions. The effects of blending diluting oil condition in heavy oil wells were determined by using this model and combing the experiment results. The influences of the different producing parameters were analyzed. The results show that the blending diluting oil technology fits for the wells with water cut less than 20%. The open reverse circulation manner is more favorable for reducing viscosity than the open normal circulation manner. The reasonable blending ratio of diluting oil to crude oil is from 1:2 to 1:1 in Tahe Oilfield.

Key words: Tahe Oilfield; wellbore; ultra-deep well; blending diluting oil technology; calculation model

塔河油田稠油油藏主要属于奥陶系^[1-2]。埋深为 5 500 ~ 5 700 m,油层温度为 128 ℃,地温梯度为 2.2 ℃/100 m。原油为高凝固点、高出馏点、高含盐量、含蜡、含硫、含胶质沥青质的稠油,密度为 0.967 ~ 1.078 g/cm³,50 ℃脱气原油粘度为 0.3 ~ 150 Pa·s。缝洞型储层具有良好的渗透性,稠油在油藏条件下仍具有一定的流动性和较好的供油能力,处于自喷生产阶段。但由于油藏埋藏深,原油进入井筒后在向地面流动的过程中,随着井筒温度的降低,原油粘度增大,并逐渐失去流动性,使油井无法维持生产。另外,由于油藏埋藏深、原油粘度高且变化范围大、地层矿化度高,井筒降粘投入高、难度大。目前对塔河油田稠油使用

的井筒降粘方式主要为电加热、掺稀油和掺化学药剂,其中以掺稀降粘工艺为主。笔者建立了井筒掺稀油降粘举升工艺中产液沿井筒流动与传热的热力学模型,计算了产液沿井筒的温度分布和压力分布;并进行了不同掺稀条件下降粘的室内实验;分析了不同工艺参数对掺稀降粘效果的影响。

1 掺稀降粘工艺原理

掺稀降粘采油工艺是通过油管或油套环空向油井底部注入稀油,使稀油和地层产出的稠油充分混合,从而降低稠油粘度和稠油液柱压力及稠油流动阻力,增大井底生产压差,使油井恢复自喷或实现机械采油的

基金项目:山东省自然科学基金项目“非牛顿流体流动和传热的耦合理论及应用”(Y98A11014)资助。

作者简介:林日亿,男,1973 年 4 月生,1999 年获石油大学(华东)化工过程与机械专业硕士学位,现为中国石油大学(华东)在读博士研究生,主要从事热力采油和热能利用的教学和科研工作。E-mail:linryi@hdpu.edu.cn

条件^[3-4]。

一般当稠油和稀油的粘度指数接近时,混合油粘度的计算^[5]为:

$$\lg \mu_h = x \lg \mu_x + (1-x) \lg \mu_c \quad (1)$$

式中 μ_h 、 μ_x 和 μ_c 分别为混合油、稀油及稠油在同一温度的粘度, mPa·s; x 为稀油的质量分数。

根据油井的供液能力、油井的原油物性及掺稀室内实验结果选择稠油掺稀采油工艺参数。设计的技术参数主要有掺稀比、掺稀温度、掺稀方式、井下工具、掺入深度、掺稀地面工艺及产量配置等。掺稀油量少, 降粘效果不好; 掺稀油量多, 则会相对降低油井产量(特别是对于机采井)。因此, 在不同区块、不同油井采用掺稀油降粘工艺须合理确定掺入量。

2 掺稀降粘井筒流体流动规律

2.1 开式掺稀油循环工艺

2.1.1 开式掺稀油反循环工艺

开式掺稀油反循环的井筒结构和流程如图1所示, 适用于自喷井或游梁抽油机井从油管采油的循环^[3]。

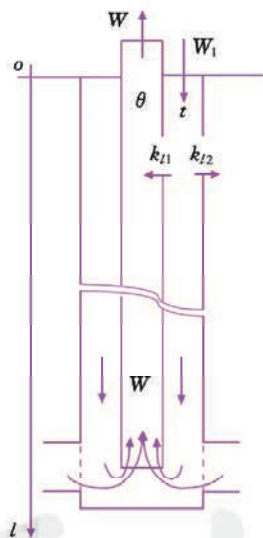


图1 开式掺稀油反循环工艺

Fig. 1 Open reverse circulation of blending diluting oil

从其他稀油井来的原油回到油管与套管环形空间, 靠重力流向井底, 并与油层中产生的油气混合物在井底混合, 再次上升到井口。而进入分离器的其余部分原油和伴生气则通过管道外输。根据混合式掺稀油循环的物理现象, 其能量平衡方程组如下:

$$\begin{cases} -W d\theta = k_n (t - \theta) dl \\ -W_1 dt = \left\{ k_n (t - \theta) + k_{12} [t - (t_0 + ml)] \right\} dl \end{cases} \quad (2)$$

式中 k_n 和 k_{12} 为油管内外流体间和环形空间流体与

地层间的传热系数, W/(m·°C); W_1 为循环流体的水当量, W/°C; W 为从油管引出流体的水当量, W/°C; t 为循环掺稀油的温度, °C; θ 为油气混合物(包含循环掺稀油)的温度, °C; m 为地温梯度, °C/m; l 为井筒长度, m。

2.1.2 开式掺稀油正循环工艺

开式掺稀油正循环井筒结构如图2所示, 循环的掺稀油从油管进入井筒流向油井深处与产出原油混合, 经油管与套管环形空间返回地面, 适用于自喷井或水力活塞泵抽油井^[3]。

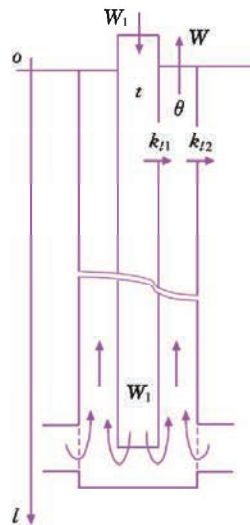


图2 开式掺稀油正循环工艺

Fig. 2 Open normal circulation of blending diluting oil

混合式掺稀油正循环的能量平衡方程组为

$$\begin{cases} -W_1 dt = k_n (t - \theta) dl \\ -W d\theta = \left\{ k_n (t - \theta) + k_{12} [t - (t_0 + ml)] \right\} dl \end{cases} \quad (3)$$

2.2 井筒温度场的计算

2.2.1 假设条件

井口产出液的压力、温度保持不变, 动液面在一定时间内保持不变; 油管与套管形成的环形空间充满低压伴生气; 从油管到水泥环外缘间的热量传递过程为一维稳态传热, 水泥环外缘至地层为一维非稳态传热; 忽略地层导热系数沿井深方向的变化, 并视为一个常数。

2.2.2 井筒热传递数学模型

根据上述假设条件, 采用 Ramey 和 Satter 方法, 将井筒的径向传热看作是油管中心至水泥环外缘的一维稳态传热和水泥环外缘至地层之间的一维非稳态传热两部分^[6-7]。

(1) 油管中心至水泥环外缘的传热^[7-8]

由稳态传热公式得

$$dq = k(t_f - t_h) dl \quad (4)$$

式中 k 为总传热系数, $k = 1/(2\pi r_2 R)$, $\text{W}/(\text{m}^2 \cdot ^\circ\text{C})$; R 为总传热热阻, $^\circ\text{C}/\text{W}$; t_c 为产液温度, $^\circ\text{C}$; t_h 为水泥环外缘温度, $^\circ\text{C}$; dq 为单位时间内 dz 长度上的热损失, kW 。

总传热热阻 R 由液膜层和污垢层对流换热热阻 R_1 、油管的导热热阻 R_2 、环空的自然对流及辐射换热热阻 R_3 、套管的导热热阻 R_4 和水泥环的导热热阻 R_5 部分组成。其中, R_1 、 R_2 和 R_4 较小, 可忽略不计。若以油管外表面为基准面积, 总传热热阻 R 可写为

$$R = \frac{1}{2\pi r_2} \left[\frac{1}{h_c} + \frac{r_2}{h_r} + \frac{r_2}{\lambda_{cem}} \ln \frac{r_3}{r_4} \right]$$

总传热系数为

$$k = \frac{1}{2\pi r_2 R} = \frac{1}{h_c} + \frac{r_2}{h_r} + \frac{r_2}{\lambda_{cem}} \ln \frac{r_3}{r_4} \quad (5)$$

式中 h_c 和 h_r 分别为组成环空热阻的对流换热系数和辐射换热系数, $\text{W}/(\text{m}^2 \cdot ^\circ\text{C})$; λ_{cem} 为水泥环的导热系数, $\text{W}/(\text{m} \cdot ^\circ\text{C})$; r_2 为油管外半径, m ; r_3 为套管内半径, m ; r_4 为套管外半径, m ; r_5 为水泥环外半径, m 。

(2) 从水泥环外缘至地层的导热^[7-8]

由于这是非稳态热传导, 可表示为

$$dq = \frac{2\pi \lambda_c (t_h - t_c)}{f(t)} dl \quad (6)$$

式中 t_c 为初始地层温度, $t_c = t_a + ml$, K ; t_a 为地表温度, $^\circ\text{C}$; λ_c 为地层导热系数, $\text{W}/(\text{m} \cdot ^\circ\text{C})$; $f(t)$ 为地层导热时间函数, 无因次。

2.3 井筒压力场的计算

由于产出液在举升过程中气体的析出及热量向地层散失, 产液温度不断下降, 产出液的混合密度、粘度、表面张力也不断变化, 使其流动多变而复杂, 计算繁琐。目前国内外许多相关的研究中 Beggs-Brill 方法(简称 B-B 法)比较精确^[9]。

井筒内油、气、水三相管流的压力降是摩擦损失、势能变化和动能变化的综合结果, 即垂直多相管流的压力梯度是静水压力梯度、耗于摩擦的压力梯度以及耗于加速度的压力梯度的压降之和。

根据动量方程, 其压力降是摩擦能量损失、位能变化和动能变化之和, 压力降公式可表示为

$$\frac{dp}{dl} = \frac{\rho_m g \sin \theta + f_{tp} G_m u_m / d}{1 - \rho_m v_m u_{sg} / p} \quad (7)$$

式中 ρ_m 为气液两相真实密度, kg/m^3 ; f_{tp} 为两相流摩擦系数; G_m 为气液两相质量流量, kg/s ; d 为油管内径, m ; u_m 为气液两相混合流速, $u_m = u_{sg} + u_{sl}$, m/s ; u_{sg} 和 u_{sl} 分别为气相和液相的表观流速, m/s 。

2.4 掺稀油参数的确定

2.4.1 掺稀油深度

井筒掺稀油循环工艺不仅能提高产液的温度, 还可以通过提高井筒混合液的含水量来降低粘度。在确定掺稀深度时, 原油的拐点温度是个非常重要的量。原油在井筒中被举升的过程中, 温度不断降低。当原油温度接近拐点温度时, 其流动性明显变差时开始掺稀, 所以确定掺稀深度实际上就是计算井筒的温度分布。由于稀油密度低, 掺稀后混合液密度也降低, 掺入深度越深, 井筒流动阻力越小, 井口压力越高。在井底掺稀时, 不需要加封隔器, 操作工艺相对简单, 实际上一般在井底掺稀。

2.4.2 掺稀油流量

在对某油井实施掺稀时, 应通过仔细的分析计算, 选定合适的掺稀量, 达到节能增效的目的。决定掺稀量大小的主要因素是原油的物性、稀油的物性和混合后的粘度。由式(1)可得到掺稀量的计算公式为

$$x = \frac{\lg \lg \mu_h - \lg \lg \mu_c}{\lg \lg \mu_k - \lg \lg \mu_c} \quad (8)$$

3 掺稀降粘工艺的应用分析

3.1 掺稀降粘室内实验

采用 S86 井(50 $^\circ\text{C}$ 脱气原油粘度为 10.8 $\text{mPa} \cdot \text{s}$) 和 TK623 井(50 $^\circ\text{C}$ 脱气原油粘度为 430.9 $\text{mPa} \cdot \text{s}$) 的稀油进行了室内实验, 对 S71、TK623 井进行了定温条件下不同掺稀比、不同稀油的降粘实验, 掺稀油温度为 80 $^\circ\text{C}$, 实验结果见表 1~表 3。

表 1 在 50 $^\circ\text{C}$ 时 S71 油样掺 S86 井稀油不同掺稀比的降粘效果

Table 1 Viscosity reduction rates of S71 oil sample diluted with oil sampling from S86 Well in different blending ratio at 50 $^\circ\text{C}$

| 温度 / $^\circ\text{C}$ | 掺稀比例 稀油:稠油 | 稠油体积 / mL | 稀油体积 / mL | 粘度 / $(\text{mPa} \cdot \text{s})$ | 降粘率 / $\%$ |
|--------------------------|---------------|-----------------------|-----------------------|---------------------------------------|---------------|
| 50 | 空白 | 150 | 0 | 32 500 | — |
| 50 | 1:1 | 150 | 150.0 | 182.5 | 99.9 |
| 50 | 1:2 | 150 | 75.0 | 820 | 99.7 |
| 50 | 1:3 | 150 | 50.0 | 2 180 | 99.3 |
| 50 | 4:6 | 150 | 100.0 | 600 | 99.8 |
| 50 | 3:7 | 150 | 64.0 | 850 | 99.7 |

由实验数据可知在相同温度条件下, 不同掺稀比例的降粘率不同, 在一定范围内掺入稀油越多, 其降粘率越大。掺稀降粘效果与掺入稀油的性质有关, 在 TK623 井掺入 S86 井稀油后的降粘效果比掺入 T615 井稀油样的降粘效果好。同样, 在稀油样和掺入比例相同的条件下, 对不同油井的降粘效果也不一样。稠油粘度越高, 掺入稀油后降粘率越大, 这说明掺稀油对

表 2 在 30 ℃时 TK623 井油样掺 S86 井稀油
不同掺稀比的降粘效果

Table 2 Viscosity reduction rates of TK623 oil sample
diluted with oil sampling from S86 Well in
different blending ratio at 30 ℃

| 温度 / ℃ | 掺稀比例 稀油:稠油 | 稀油体积 / mL | 稠油体积 / mL | 粘度 / (mPa·s) | 降粘率 / % |
|-----------|---------------|--------------|--------------|-----------------|------------|
| 30 | 空白 | 0 | 150 | 385.000 | — |
| 30 | 1:1 | 100 | 100 | 360 | 99.9 |
| 30 | 1:2 | 75 | 150 | 887.5 | 99.76 |
| 30 | 4:6 | 100 | 150 | 570 | 99.85 |

表 3 在 30 ℃时 TK623 井油样掺 TK615 井稀油
不同掺稀比的降粘效果

Table 3 Viscosity reduction rates of TK623 oil sample
diluted with oil sampling from TK615 Well in
different blending ratio at 30 ℃

| 温度 / ℃ | 掺稀比例 稀油:稠油 | 稀油体积 / mL | 稠油体积 / mL | 粘度 / (mPa·s) | 降粘率 / % |
|-----------|---------------|--------------|--------------|-----------------|------------|
| 30 | 空白 | 0 | 150 | 385.000 | — |
| 30 | 1:2 | 75.0 | 150 | 14.800 | 96.2 |
| 30 | 1:3 | 50.0 | 150 | 26.500 | 93.1 |
| 30 | 4:6 | 100 | 150 | 13.000 | 96.9 |
| 30 | 3:7 | 64.5 | 150 | 17.200 | 95.6 |

高粘稠油井更适合。建议掺稀比例为 1:2 至 1:1。

3.2 掺稀降粘工艺影响因素

掺稀油降粘工艺是目前塔河油田应用最多的降粘工艺。根据室内实验及理论分析,掺稀油降粘工艺效果的影响因素有掺稀油的注采比、掺稀后的降粘率、掺入稀油的密度及产液的含水率、掺入深度等^[10]。塔河油田掺稀油注采比在 1:2 至 1:1 比较有效。对产液含水率及掺入稀油的密度等因素对掺稀降粘工艺效果的影响进行了分析,分析结果见表 4~表 6。

表 4 掺稀产液含水率与井口压力和温度的关系

Table 4 Effect of production water cut on pressure
and temperature of well head

| 产液含水率/ % | 井口产液温度/ ℃ | 井口产液压力/ MPa |
|----------|-----------|-------------|
| 0 | 43.7 | 3.52 |
| 10 | 44.5 | 3.27 |
| 30 | 47.0 | 2.71 |
| 50 | 51.1 | 2.30 |
| 70 | 62.7 | 1.81 |

表 4 表明,虽然产液含水率升高,掺稀后井筒温度升高,但对于塔河油田,由于地层水密度大,含水率提高后井筒的重力阻力增加。因此含水率越高,井筒压力反而越低,说明高含水率条件下掺稀油工艺的井筒流动阻力(重力阻力和粘滞阻力)增大,掺稀降粘效果差。

由表 5 可知,由于稀油密度低,掺入稀油后混合液密度降低,井筒流动阻力越小,井筒压力越高。因此掺稀深度越大,井筒流动阻力越小,掺稀效果则越好。

表 5 掺稀深度 h 对掺稀井筒压力的关系

Table 5 Effect of blending depth on wellbore pressure

| 井 深 / m | 井筒压力/ MPa | | |
|------------|-----------|-----------|-----------|
| | h=3 000 m | h=4 000 m | h=5 000 m |
| 0 | 2.65 | 3.03 | 3.41 |
| 880 | 10.84 | 11.22 | 11.61 |
| 1 650 | 18.04 | 18.42 | 18.81 |
| 2 860 | 29.36 | 29.74 | 30.13 |
| 3 080 | 31.42 | 31.80 | 32.19 |
| 4 070 | 41.06 | 41.06 | 41.45 |
| 4 840 | 48.57 | 48.57 | 48.65 |
| 5 280 | 52.86 | 52.86 | 52.86 |

分别以不同掺入稀油密度 800、850、900 kg/m³ 进行计算,得到井口压力分别为 2.60、2.30 和 2.00 MPa。可见随着掺入稀油密度增大,井口压力减小,说明稀油密度太高不利于提高降粘工艺效果。

由表 6 可知,开式掺稀油反循环时井筒压力高,说明开式掺稀油反循环生产时比开式掺稀油正循环生产时更有利于提高降粘效果。

表 6 不同掺入方式对井筒压力的影响

Table 6 Effect of different blending manner
on wellbore pressure

| 井 深 / m | 井 筒 压 力 | |
|------------|----------|----------|
| | 开式掺稀油反循环 | 开式掺稀油正循环 |
| 0 | 5.03 | 4.61 |
| 880 | 12.96 | 12.61 |
| 1760 | 20.19 | 20.63 |
| 2640 | 28.86 | 28.65 |
| 3520 | 36.80 | 36.67 |
| 4400 | 44.75 | 44.69 |
| 5280 | 52.86 | 52.86 |

塔河油田采取井筒掺稀油降粘工艺适合于含水率低于 20% 的自喷井。当含水率上升后,产液出现反相乳化现象,造成井筒流体粘度急剧升高,掺稀降粘效果较差,此时不宜再采用掺稀降粘工艺。对于自喷井,采用套管掺入、油管采出的方式,对应的井口温度、压力均高于油管掺入、套管采出的方式。目前塔河油田 6 区掺稀井的最高含水率超过 45%,对于这些含水率较高的油井,建议采用化学降粘工艺进行井筒降粘。

3.3 经济效益

为了分析各种井筒降粘工艺的经济效益,须确定各种降粘工艺增加的生产成本。成本的计算包括初始投资和运行费用。

电加热降粘工艺的配套设备每口井初始投资为

25万元;掺化学剂降粘与掺稀油降粘工艺的地面流程配套设备几乎相同,投资为6.5万元。电加热的主要运行费用为电费,与电价及油井产量有关,以电价为0.5元/(kW·h)、油井产量为80t/d计算,每吨原油需要增加的电费约为15元;化学降粘的运行费用为降粘剂的费用,以每吨降粘剂价格为1.5万元、每吨原油使用3~4kg计算,吨油增加的费用为45~60元;掺稀降粘用的稀油为自己生产,其运行费用可忽略不计。

根据以上分析,掺稀油降粘成本最低,掺化学剂降粘工艺由于运行成本较高居其次,而电加热降粘成本相对较高。

4 结 论

(1) 对塔河油田稠油进行的掺稀降粘室内实验表明,掺稀降粘合适的掺稀比为1:2至1:1。

(2) 井筒掺稀油降粘工艺适合于含水率低于20%的油井。当含水率上升后,由于出现反相乳化现象,掺稀降粘效果较差,不宜采用。

(3) 开式掺稀油反循环比开式掺稀油正循环生产时井筒压力高,说明开式掺稀油反循环更有利于提高降粘效果。

致谢 本研究实验由中国石化胜利油田有限公司

采油工艺研究院完成,特此致谢。

参 考 文 献

- [1] 张文才,吴伟然,霍腾翔,等.塔河油田高粘油井的采油工艺[J].油气井测试,2003,14(4):45-47.
- [2] 张文生,郑晓志,杨顺辉.塔河油田6区特稠油举升方式适应性分析及配套工艺[J].石油钻探技术,2003,31(4):62-63.
- [3] 满江红,陈雷.掺稀降粘工艺在塔河油田试油开采中的应用[J].石油钻探技术,2002,30(4):55.
- [4] 任瑛,梁金国,杨双虎,等.稠油与高凝油热力开采问题的理论与实践[M].北京:石油工业出版社,2001:8-10.
- [5] 尉小明,刘喜林,王卫东,等.稠油降粘方法概述[J].精细石油化工,2002,19(5):45-48.
- [6] Chiu K, Thakur S C. Modeling of wellbore heat losses in directional wells under changing injection conditions[R]. SPE 22870, 1991:517-527.
- [7] 陈月明.注蒸汽热力采油[M].东营:石油大学出版社,1996:67-69.
- [8] 林日亿,梁金国,徐明海,等.稠油热采井筒注汽优化设计方法[J].石油大学学报:自然科学版,1999,23(3):51-52.
- [9] 张琪,王杰祥,樊灵,等.采油工程原理与设计[M].东营:石油大学出版社,2000:155-201.
- [10] 张振华,白理明,程绪船.特超稠油污水回掺降粘集输工艺[J].石油学报,1998,19(3):125-130.

(收稿日期 2005-07-29 改回日期 2005-11-23 编辑 黄小娟)

(上接第114页)

MHz的采样速率采集到的EMAT信号,换能器上设置的频率为370kHz,实际采到的信号几乎都淹没在噪声中,图6(b)为采用笔者提到的时域分析方法获得的信号。可以清楚地发现消除了噪声影响的脉冲信号。

4 结 论

采用时域分析方法对受到噪声污染的EMAT信号进行了降噪处理。数学仿真试验和实际信号检验证明,该方法可以明显地消除噪声,提高EMAT接收信号的质量。将该方法应用于电磁超声管道检测器的信号处理,可以提高管道检测器的检测精度。另外,该方法还可以广泛应用于提取被噪声污染且频率时变的脉冲信号。

参 考 文 献

- [1] 魏茂安,靳世久,李莺莺,等.油气管道缺陷二维轮廓重建及处理

技术[J],石油学报,2003,24(6):98-101,106.

- [2] Yeomans M, Ashworth B. Development of 36" EmatScan Crack Detection (CD) Tool[C] //Proceedings of IPC'02, 4th International Pipeline Conference, Calgary, Canada, 2002:1543-1548.
- [3] Abbate A, Koay J, Frankel J, et al. Signal detection and noise suppression using a wavelet transform signal processor: Application to ultrasonic flaw detection[J]. IEEE Transactions on Ultrasonic, Ferroelectrics and Frequency Control, 1997, 44(1):14-26.
- [4] Legendre S, Massicotte D, Goyette J, et al. Neural classification of Lamb wave ultrasonic weld testing signals using wavelet coefficients[J]. IEEE Transactions on Instrumentation and Measurement, 2001, 50(3):672-678.
- [5] Case T J, Wang R C. Flaw identification from time and frequency features of ultrasonic waveforms[J]. IEEE Transactions on Ultrasonic, Ferroelectrics and Frequency Control, 1996, 43(4):592-600.
- [6] Ziarani A K. Extraction of nonstationary sinusoids[D]. Toronto, Canada: Toronto University, 2002.

(收稿日期 2005-07-08 改回日期 2005-11-21 编辑 黄小娟)