

东辛油田稠油举升井筒保温对策研究及现场试验

崔传智¹, 盛倩¹, 姜亦栋², 杨峰², 贾培锋¹

(1. 中国石油大学(华东)石油工程学院, 山东青岛 266580; 2. 中国石化胜利油田分公司东辛采油厂, 山东东营 257094)

摘要:稠油在井筒举升过程中,由于热损失造成温度下降,致使其黏度迅速增大,举升负荷较大。因此,研究稠油举升中的井筒保温对策具有现实意义。基于传热学的基本原理,采用计算稠油井井筒温度场的 Hansan 模型,以东辛油田 Y12X2X3 井为例对井筒温度分布进行了计算分析,并对影响稠油井井筒温度的油管类型、油管长度和产液量等3项参数进行了优化,提出了采用长度1 000 m的D级隔热油管和普通油管组合、产液量由11 m³/d提高到20 m³/d的井筒保温措施。现场试验显示,井口温度由调整前的20.5℃升高至41.5℃,井深1 000 m以浅井段原油黏度大幅度降低,原油流动性增强,有杆泵充满程度增加,泵效提高了47%。研究结果表明,采用稠油井筒温度场计算模型能准确描述井筒温度的分布情况,并能有针对性地制订稠油井井筒保温措施。

关键词:稠油;热损失;井眼;温度分布;保温油管;采液量;东辛油田

中图分类号:TE345 **文献标志码:**A **文章编号:**1001-0890(2016)01-0079-06

Development and Application of Borehole Insulation Techniques for the Development of Heavy Oil Production in the Dongxin Oilfield

CUI Chuanzhi¹, SHENG Qian¹, JIANG Yidong², YANG Feng², JIA Peifeng¹

(1. School of Petroleum Engineering, China University of Petroleum (Huadong), Qingdao, Shandong, 266580, China; 2. Dongxin Oil Production Plant, Shengli Oilfield Company, Sinopec, Dongying, Shandong, 257094, China)

Abstract: Due to thermal loss and temperature drop during oil lifting in the wellbore, the viscosities of heavy oil may increase rapidly and so will the lifting loads. Accordingly, it is important to develop effective insulation techniques for borehole to enhance productivity of heavy oil. The Hansan mathematical model for calculating the heavy oil wellbore temperature was established based on the theories of thermal transmission. The wellbore temperature distribution in Well Y12X2X3 was calculated and analyzed. In addition, the liquid-producing capacity, the type and length of insulation tubing were analyzed and optimized as main factors of wellbore temperature distribution. Reasonable wellbore heat preservation measures included choosing insulated tubing which length with a length of 1,000 m and increasing the fluid volume from 11 m³/d to 20 m³/d. Field application showed that the wellbore temperature was enhanced from 20.5℃ to 41.5℃, and the viscosity of crude oil above a depth of 1,000 m was greatly reduced. Eventually, the fluidity of oil as well as the filling level of the rod pump were also increased while the pumping efficiency increased by 47%. The results showed that the mathematical model for calculating the heavy oil wellbore temperature could describe the wellbore temperature accurately and the resulting effective wellbore insulation measures could be followed to enhance heavy oil productivity.

Key words: viscous crude oil; thermal loss; borehole; temperature distribution; thermal insulation tubing; fluid withdrawal rate; Dongxin Oilfield

目前,稠油井通常采取电加热、热流体循环加热和稠油掺稀等技术措施降低原油黏度,增加原油流动性^[1-5],这些技术措施虽然在一定程度上提高了稠油采收率,但是存在工艺复杂和投资较高的问题。稠油从油层流入井筒到举升至地面的过程中,因热损失造成温度下降,由于稠油黏度对温度很敏感而迅速升高,导致其进泵困难^[6-7]。为了提高稠油在井筒的举升效率,减小进泵阻力,提高稠油井产能,研究人员研究了井筒参数及生产参数对稠油井井筒温度场的影响并取得了一定的成果:单学军等人^[8]分

析了稠油开采中影响井筒温度的因素,认为油井产出液的比热对井筒温度影响最大,产出液的导热系数对井筒温度的影响次之,产出液的含水率及其密度对井筒温度的影响较小;姚传进等人^[9]研究了影

收稿日期:2015-06-29;改回日期:2015-11-25。

作者简介:崔传智(1970—),男,山东潍坊人,1993年毕业于石油大学(华东)油藏工程专业,2005年获中国地质大学(北京)矿产普查与勘探专业博士学位,教授,从事油气渗流理论、油气田开发技术研究。系本刊审稿专家。E-mail:ccz2008@126.com。

基金项目:国家科技重大专项“断块油田特高含水期提高水驱采收率技术”(编号:2011ZX05011-003)资助。

响高凝原油温度场的因素,认为油井的产液量、含水率和油管导热系数对井筒温度影响较大,生产时间对井筒温度的影响较小,且采用增产、隔热油管保温等措施可有效提高井筒温度。以 Ramey 模型^[10]为基础, R. K. Sagar^[11]、A. R. Hansan^[12-13] 和 J. Hagoort^[14] 等人对井筒温度场计算模型进行了大量研究,使井筒温度场计算模型日臻完善。其中, A. R. Hansan 和 C. S. Kabir^[12-13] 建立了环空中对流导热情况下两相稳态井筒温度分布的近似方程,适用于井筒两相流温度预测。但截至目前,相关研究仅分析了井筒温度场的影响因素,并未对提高稠油井井筒温度的各参数进行优化,也未对稠油生产中油管类型及长度的选择提出实质性的建议。

为此,笔者基于传热学基本原理和井筒举升理论^[15-16],以东辛油田 Y12X2X3 井为例,采用计算稠油井井筒温度场的 Hansan 模型^[17-18],分析了井筒温度场及井温梯度分布状况,对影响稠油井井筒温度场的油管类型、长度、产液量等 3 项因素进行了优化,绘制了不同长度、不同级别保温油管对应的井口温度图版及不同产液量对应的井口温度图版,并针对东辛油田稠油开发提出了改善稠油井井筒温度场的工艺措施。

1 井筒温度场计算模型

1.1 模型的建立

假设条件^[19-20]: 1) 油井以定产量生产; 2) 井筒到水泥环的传热为一维稳态传热,水泥环外缘到地层间的传热为一维非稳态传热,且不考虑井深方向的传热; 3) 动液面以上环空介质均匀分布,并且热物理性质不随压力下降而变化; 4) 忽略地层导热系数沿井深方向的变化; 5) 井壁为圆筒井壁; 6) 井筒管柱材料、结构、尺寸和热物理性质均匀一致; 7) 地层原始温度线性变化,地温梯度已知。

基于以上假设可得温度梯度方程为:

$$\frac{dT}{dz} = \frac{1}{c_{pm}} \left(\frac{dQ}{dz} - \frac{g \sin \theta}{g_c J} - \frac{v dv}{g_c J dz} \right) + C_J \frac{dp}{dz} \quad (1)$$

式中: T 为井筒流体温度, $^{\circ}\text{C}$; z 为井筒某点到射孔点的垂深, m ; c_{pm} 为定压比热, $\text{kJ}/(\text{kg} \cdot ^{\circ}\text{C})$; Q 为流体与地层间的热流量, W ; θ 为井斜角,垂直井筒的 θ 为 90° ; g_c 和 J 为合理的换算系数; v 为流体流速, m/s ; C_J 为焦耳汤普逊系数; p 为压力, Pa 。

1.2 井筒传热计算

井筒到水泥环外壁间的总热阻包括油管内壁对流换热热阻、油管导热热阻、环空对流及辐射换热热阻、套管导热热阻和水泥环导热热阻,井筒到水泥环外壁间单位长度油管综合传热系数为总热阻的倒数,计算式为:

$$K_L = (R_o + R_{tub} + R_{tc} + R_{cas} + R_{cem})^{-1} = \left[\frac{1}{2\pi r_{ti} h_i} + \frac{\ln\left(\frac{r_{to}}{r_{ti}}\right)}{2\pi \lambda_{tub}} + \frac{1}{2\pi r_{to} (h_c + h_r)} + \frac{\ln\left(\frac{r_{co}}{r_{ci}}\right)}{2\pi \lambda_{cas}} + \frac{\ln\left(\frac{r_h}{r_{co}}\right)}{2\pi \lambda_{cem}} \right]^{-1} \quad (2)$$

式中: K_L 为井筒到水泥环外壁间单位长度油管的综合传热系数, $\text{W}/(\text{m} \cdot ^{\circ}\text{C})$; R_o 为油管内壁对流换热热阻, $(\text{m} \cdot ^{\circ}\text{C})/\text{W}$; R_{tub} 为油管导热热阻, $(\text{m} \cdot ^{\circ}\text{C})/\text{W}$; R_{tc} 为环空对流及辐射换热热阻, $(\text{m} \cdot ^{\circ}\text{C})/\text{W}$; R_{cas} 为套管导热热阻, $(\text{m} \cdot ^{\circ}\text{C})/\text{W}$; R_{cem} 为水泥环导热热阻, $(\text{m} \cdot ^{\circ}\text{C})/\text{W}$; r_{to} 为油管外径, m ; r_{ti} 为油管内径, m ; r_{co} 为套管外径, m ; r_{ci} 为套管内径, m ; r_h 为水泥环半径, m ; h_i 为油管对流换热系数, $\text{W}/(\text{m}^2 \cdot ^{\circ}\text{C})$; h_c 为环空对流换热系数, $\text{W}/(\text{m}^2 \cdot ^{\circ}\text{C})$; h_r 为环空辐射换热系数, $\text{W}/(\text{m}^2 \cdot ^{\circ}\text{C})$; λ_{cas} 为套管壁导热系数, $\text{W}/(\text{m} \cdot ^{\circ}\text{C})$; λ_{cem} 为水泥环导热系数, $\text{W}/(\text{m} \cdot ^{\circ}\text{C})$; λ_{tub} 为油管壁导热系数, $\text{W}/(\text{m} \cdot ^{\circ}\text{C})$ 。

K_L 为井筒温度场的主要影响因素,反映了流体举升过程中单位长度油管的热损失量。不同井身结构对应的 K_L 是不同的,因此 K_L 是研究井筒温度场的关键。

由于环空导热系数低于流体导热系数,较大的环空长度能减少流体热量损失,因此现场采用封隔器限制动液面深度,以增加环空长度(封隔器位置即实际动液面位置)。将井筒自下而上分为 3 段,各段的传热过程不同,传热系数也均不相同,从而导致热损失有差异。图 1 为东辛油田 Y12X2X3 井井筒分段示意图(L_1 段的传热包括套管流体对流传热、套管壁导热和水泥环导热; L_2 段的传热包括油管流体对流传热、油管壁导热、环空液体传热、套管壁导热和水泥环导热; L_3 段的传热包括油管流体对流传热、油管壁导热、环空气体传热、套管壁导热和水泥环导热)。

L_1 、 L_2 和 L_3 段传热系数 K_{L_1} 、 K_{L_2} 和 K_{L_3} 的计算式为:

$$K_{L_1} = \left[\frac{1}{2\pi r_{to} h_c} + \frac{\ln\left(\frac{r_{co}}{r_{ci}}\right)}{2\pi \lambda_{cas}} + \frac{\ln\left(\frac{r_h}{r_{co}}\right)}{2\pi \lambda_{cem}} \right]^{-1} \quad (3)$$

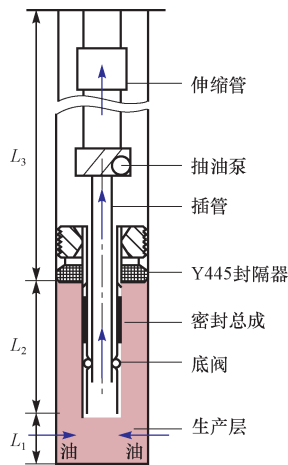


图 1 Y12X2X3 井井筒分段示意
Fig. 1 Wellbore intervals of Well Y12X2X3

$$K_{L_2} = \left[\frac{1}{2\pi r_{ti} h_f} + \frac{\ln\left(\frac{r_{to}}{r_{ti}}\right)}{2\pi \lambda_{tub}} + \frac{1}{2\pi r_{to} h_c} + \frac{\ln\left(\frac{r_{co}}{r_{ci}}\right)}{2\pi \lambda_{cas}} + \frac{\ln\left(\frac{r_h}{r_{co}}\right)}{2\pi \lambda_{cem}} \right]^{-1} \quad (4)$$

表 1 Y12X2X3 井各井段的传热系数

Table 1 Heat transfer coefficients of different intervals in Well Y12X2X3

井段	井深/m	油管套壁导热系数/ (W·m ⁻¹ ·℃ ⁻¹)	环空辐射换热系数/ (W·m ⁻² ·℃ ⁻¹)	油管及环空对流传热系数/ (W·m ⁻² ·℃ ⁻¹)	水泥环导热系数/ (W·m ⁻¹ ·℃ ⁻¹)
L ₃	0~2 000.00	2.91	0.09		0.35
L ₂	2 000.00~2 150.00	2.91		0.9	0.35
L ₁	2 150.00~2 236.00	2.91		0.8	0.35

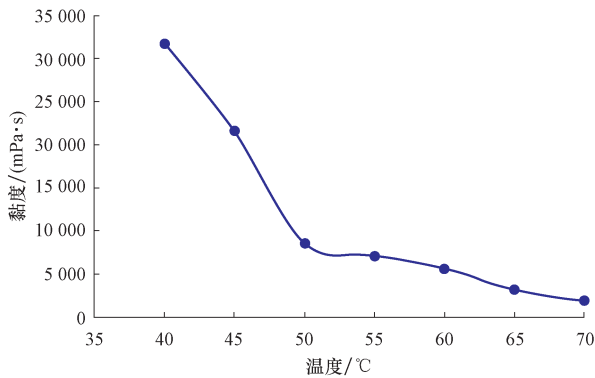


图 2 Y12X2X3 井稠油黏温特性曲线
Fig. 2 Viscosity-temperature curves of heavy oil in Well Y12X2X3

Y12X2X3 井实际井口温度为 21.00℃, 计算得到的井口温度为 20.92℃, 相对误差 0.3%。选取同井组其他 3 口生产井进行温度场计算, 计算结果见表 2。

由表 2 可知, 计算井口温度与实际井口温度的相对误差不超过 5%, 因此所建井筒温度场计算模型具有较高的精度。

$$K_{L_3} = \left[\frac{1}{2\pi r_{ti} h_f} + \frac{\ln\left(\frac{r_{to}}{r_{ti}}\right)}{2\pi \lambda_{tub}} + \frac{1}{2\pi r_{to} (h_r + h_c)} + \frac{\ln\left(\frac{r_{to}}{r_{ci}}\right)}{2\pi \lambda_{cas}} + \frac{\ln\left(\frac{r_{to}}{r_{co}}\right)}{2\pi \lambda_{cem}} \right]^{-1} \quad (5)$$

1.3 模型验证及稠油井井筒温度分布特征

利用上述模型, 对东辛油田典型稠油井 Y12X2X3 井进行了井筒温度场计算, 并运用 Orkiszewski 方法^[21-22]计算井筒垂直管流的压力分布, 得到井筒流体温度随深度的变化关系。Y12X2X3 井钻穿稠油层沙二段 10⁸ 层, 油层埋深 2 230.00 m, 油层厚度 6.00 m, 平均温度 86.0℃; 有杆泵位于井深 1 850.00 m 处, 动液面深度 2 000.00 m, 地温梯度 3.1℃/100m, 井深 2 236.00 m。该井目前产液量 11.0 m³/d, 先期采用了内衬油管进行保温, 地层热扩散系数为 0.003 5, 地层导热系数为 1.745 0 W/(m·℃), 各井段传热系数见表 1, 计算所采用的稠油黏温特性曲线见图 2。

表 2 东辛油田某井组 3 口井的生产参数

Table 2 The production parameters of 3 wells in the Dongxin Oilfield

井号	产液量/ (m ³ ·d ⁻¹)	动液面 深度/m	井口温度/℃		相对 误差/%
			实际	计算	
Y12X2X6	26.3	951.00	21	19.95	5.0
Y12X1X6	15.5	1 508.00	32	33.60	0.5
Y12X23X	8.4	1 212.00	21	21.34	1.6

计算得到 Y12X2X3 井井筒温度分布曲线与井筒温度梯度曲线, 见图 3。由图 3 可知: 由于井筒流体向地层传热, 随着井深减小, 井筒温度逐渐下降; 原油流到井底后由于对流热损较大, 井温梯度逐渐增大, 井筒流体温度下降加快; 原油到达动液面后, 由于环空中空气导热系数比封隔器以深的液体低, 井温梯度变小, 井筒温度下降变缓; 原油接近井口时, 由于与地面空气相连通, 井温梯度较大, 井筒温度下降较快。由此可知, 稠油井井筒的热量损失主要在动液面以上且靠近井口部位(L₃ 段上端), 因此降低井筒上部的热损失可以大幅度改善井筒温度场。

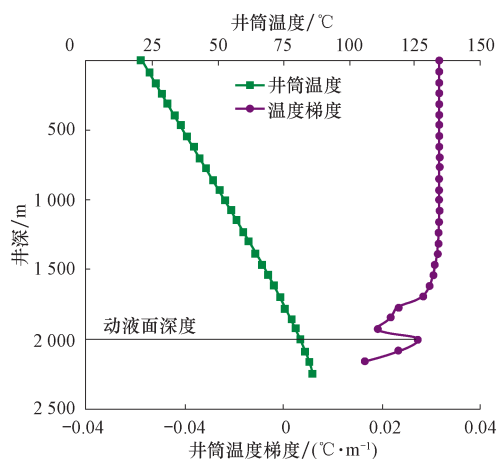


图3 井筒温度场曲线与井筒温度梯度曲线

Fig. 3 Wellbore temperature curve and wellbore temperature gradient curve

2 井筒保温对策优化

由于油管的导热系数、油管长度、产液量均对稠油井井筒温度场产生一定的影响,因此以东辛油田Y12X2X3井为例,分别对其进行优化。

2.1 油管类型及长度优化

Y12X2X3井在生产初期采用内衬油管,由于其导热系数较高而使保温效果不佳,需要选择导热系数较低的隔热油管。根据隔热油管的行业规定,按导热系数分为A,B,C,D和E 5个等级,其导热系数分别为 $0.08 \sim 0.06$, $0.06 \sim 0.04$, $0.04 \sim 0.02$, $0.020 \sim 0.006$ 和 $0.006 \sim 0.002 \text{ W/(m} \cdot ^\circ\text{C)}$ ^[23]。计算采用上述5个保温级别隔热油管时的井口温度,结果见图4(仅列出了D级隔热油管的回归函数)。

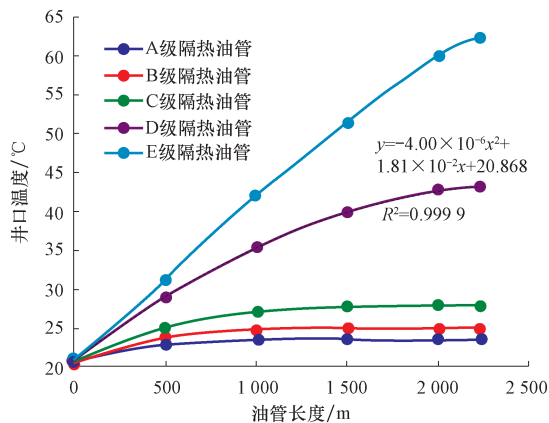


图4 采用5个保温级别隔热油管时的井口温度

Fig. 4 Wellhead temperatures with deployment of insulation tubing with insulation performances at five different levels

从图4可以看出,随着油管导热系数变小,流体举升过程中的热量损失变小,井口温度就越高,而且导热系数越小井口温度提高幅度越大。全井段均采用隔热油管时:从A级到C级,井口温度升高 4.46°C ;从C级到D级,井口温度升高 15.19°C ;从D级到E级,井口温度升高 19.30°C 。可见,采用D级及以上隔热油管可有效提高井口流体温度,结合现场实际及经济性建议采用D级隔热油管。

由图4中井口温度与D级隔热油管长度的关系曲线可回归得到一个二次函数关系式,由该关系式可以看出,隔热油管长度越长,井口温度越高,但随着隔热油管长度增加,井口温度的提高幅度减小。从图4还可以看出,采用1000m隔热油管(即井筒上段采用隔热油管,井筒下段采用普通油管)时井口温度提高 14.58°C ,而全井段采用隔热油管时的井口温度仅比采用1000m隔热油管时提高 7.75°C ,说明隔热油管长度超过1000m时对井口温度的改善效果已不明显,再考虑到经济性等因素,隔热油管的长度选择1000m为宜。

2.2 产液量优化

采用普通油管生产时,计算产液量分别为5,10,20,30和 $40 \text{ m}^3/\text{d}$ 时的井口温度,结果如图5所示。

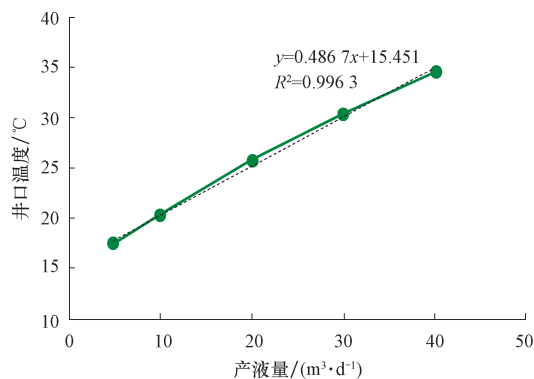


图5 不同产液量时的井口温度

Fig. 5 Wellhead temperatures at different liquid-producing capacities

从图5可以看出,井口温度随产液量的增加基本呈线性增加的趋势,产液量每增加 $10 \text{ m}^3/\text{d}$,井口温度平均提高 5°C 。分析认为,这是由于较高的产液量会缩短流体的举升时间,减少流体向地层的传热量,有助于提高井筒流体温度。根据Y12X2X3井的产能情况,建议将产液量提高到 $20 \text{ m}^3/\text{d}$ 以有效提高井口温度。

3 现场试验

基于以上研究,Y12X2X3 井采取了应用 1 000 m 长 D 级隔热油管、将产液量由 11 m³/d 提高到 20 m³/d 的保温措施,措施前后的井筒温度场如图 6 所示。

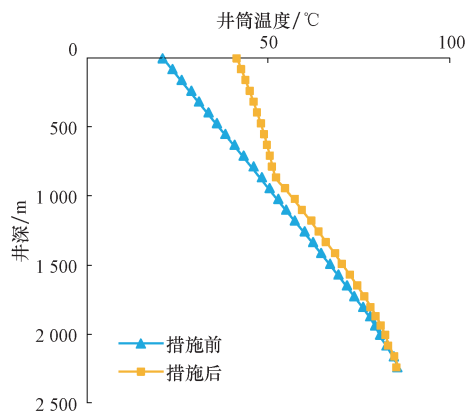


图 6 Y12X2X3 井采用保温措施前后的井筒温度曲线

Fig. 6 Wellbore temperatures of Well Y12X2X3 before and after deployment of insulation techniques

由图 6 可知,Y12X2X3 井采取保温措施后的井筒温度得到有效改善,1 000 m 以上井段温度场改善尤为明显。该井采取保温措施后,井口温度升高至 41.5℃,较措施前井口温度升高了 20.5℃,井筒温度改善效果非常显著。

从图 6 还可看出,井深 1 000 m 处井筒原油温度为 50℃。参照图 2 所示的原油黏温曲线可知:温度高于 50℃时,原油黏度较低,流动性较好;而当温度低于 50℃时,原油黏度随温度降低变化幅度较大。可见,通过采取保温措施,Y12X2X3 井井深 1 000 m 以浅井段原油黏度大幅度降低,原油流动性增强。

图 7 为 Y12X2X3 井采取保温措施前后的油井示功图。由图 7 可知:采取保温措施前 Y12X2X3 井出现供液不足和撞击液面现象;采取保温措施后油井最高载荷降低 20 kN,有杆泵充满程度增加,泵效提高了 47%。这说明随着井筒温度升高,井筒内的流体黏度降低,抽油杆柱在井筒中的运行阻力下降。

4 结 论

1) 应用计算稠油井井筒温度场的 Hansan 模型,对东辛油田 Y12X2X3 井的温度场和井筒温度梯度进行了计算分析,发现稠油井井筒流体热量损失主要发生在井筒上部,因此降低井筒上部流体向地层的传热可以大幅度改善井筒温度场。

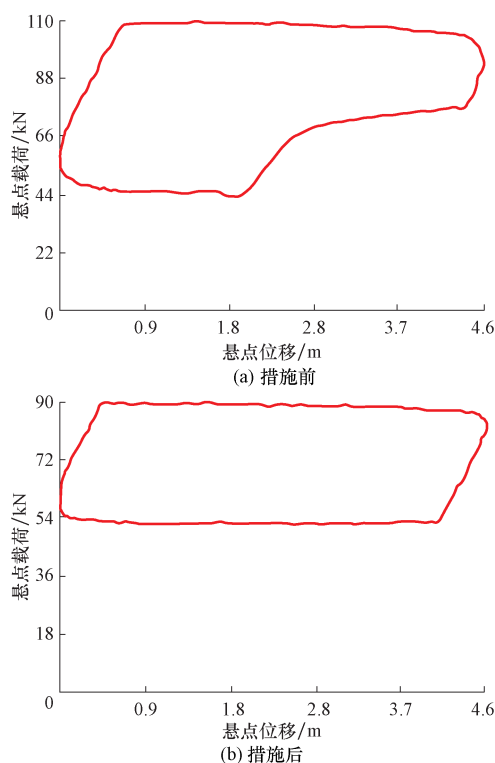


图 7 Y12X2X3 井采取保温措施前后的示功图

Fig. 7 Indicator diagrams of Well Y12X2X3 before and after deployment of insulation techniques

2) 对油管类型、油管长度和产液量等 3 个参数进行了优化,绘制了应用不同级别、不同长度隔热油管时的井口温度图版以及不同产液量时的井口温度图版,提出了稠油举升井筒保温建议:油井上段选用 D 级隔热油管,下段为普通油管,隔热油管长度为 1 000 m,将产液量提高到 20 m³/d。

3) Y12X2X3 井在采取保温措施后,井筒温度和生产状态明显改善,悬点载荷明显下降,泵充满程度增加,泵效得以提高。

参 考 文 献

References

- [1] 于晓丹. 垂直井筒两相流温度场计算方法研究与应用[D]. 青岛:中国石油大学(华东)石油工程学院,2007.
YU Xiaodan. Research and application of temperature distribution for two-phase flow in vertical pipes[D]. Qingdao: China University of Petroleum (Huadong), School of Petroleum Engineering, 2007.
- [2] 王谊. 特超稠油井井筒温度场计算与分析[D]. 青岛:中国石油大学(华东)石油工程学院,2008.
WANG Yi. Calculation and analysis of wellbore temperature distribution in the super heavy oilfield[D]. Qingdao: China University of Petroleum (Huadong), School of Petroleum Engineering, 2008.

- neering, 2008.
- [3] 刘庆. 东营凹陷东辛油田油源分析和成藏过程研究[J]. 成都理工大学学报(自然科学版), 2005, 32(3): 263-270.
LIU Qing. Oil source correlation and oil accumulation process of the Dongxin Oilfield, Dongying Depression, China[J]. Journal of Chengdu University of Technology(Science & Technology Edition), 2005, 32(3): 263-270.
- [4] 赵益忠, 孙臻徽, 高爱花, 等. 稠油油藏蒸汽吞吐井长效防砂技术[J]. 石油钻探技术, 2014, 42(3): 90-94.
ZHAO Yizhong, SUN Sangdun, GAO Aihua, et al. Long-term sand control technology for multiple round steam huff and puff wells in heavy oil reservoirs[J]. Petroleum Drilling Techniques, 2014, 42(3): 90-94.
- [5] 梁丹, 冯国智, 曾祥林, 等. 海上稠油两种热采方式开发效果评价[J]. 石油钻探技术, 2014, 42(1): 95-99.
LIANG Dan, FENG Guozhi, ZENG Xianglin, et al. Evaluation of two thermal methods in offshore heavy oilfields development[J]. Petroleum Drilling Techniques, 2014, 42(1): 95-99.
- [6] 胡常忠. 稠油开采技术[M]. 北京: 石油工业出版社, 1998: 1-10.
HU Changzhong. Heavy oil recovery technology[M]. Beijing: Petroleum Industry Press, 1998: 1-10.
- [7] 张凯, 李阳, 王琳娜, 等. 稠油流变特性实验研究[J]. 油气地质与采收率, 2007, 14(5): 91-94, 117.
ZHANG Kai, LI Yang, WANG Linna, et al. Experimental study on rheological characteristics of heavy oil[J]. Petroleum Geology and Recovery Efficiency, 2007, 14(5): 91-94, 117.
- [8] 单学军, 张士诚, 王文雄, 等. 稠油开采中井筒温度影响因素分析[J]. 石油勘探与开发, 2004, 31(3): 136-139.
SHAN Xuejun, ZHANG Shicheng, WANG Wenxiong, et al. The factors influencing the wellbore temperature in heavy oil production[J]. Petroleum Exploration and Development, 2004, 31(3): 136-139.
- [9] 姚传进, 雷光伦, 吴川, 等. 高凝原油井筒温度场影响因素研究[J]. 石油钻探技术, 2011, 39(5): 74-78.
YAO Chuanjin, LEI Guanglun, WU Chuan, et al. Study of the factors impacting on wellbore temperature in high pour point oil production[J]. Petroleum Drilling Techniques, 2011, 39(5): 74-78.
- [10] RAMEY J R. Wellbore heat transmission[J]. SPE Petroleum Technology, 1962, 14(4): 427-435.
- [11] SAGAR R K, DOTTY D R. Predicting temperature profiles in a flowing well[R]. SPE 19702, 1989.
- [12] HASAN A R, KABIR C S. Heat transfer during two-phase flow in well bores: part II: well bore fluid temperature[R]. SPE 22948, 1991.
- [13] HASAN A R, KABIR C S. Modeling changing storage during a shut-in test[R]. SPE 24717, 1994.
- [14] HAGOORT J. Ramey's wellbore heat transmission revisited[R]. SPE 87305, 2004.
- [15] 戴锅生. 传热学[M]. 2版. 北京: 高等教育出版社, 1999: 31-34.
DAI Guosheng. Heat transfer[M]. 2nd ed. Beijing: Higher Education Press, 1999: 31-34.
- [16] 张琪. 采油工程原理与设计[M]. 东营: 石油大学出版社, 2000: 23-99.
ZHANG Qi. Oil production engineering principle and design[M]. Dongying: Petroleum University Press, 2000: 23-99.
- [17] HASAN A R, KABIR C S. Heat transfer during two phase flow in wellbores: part I: formation temperature[R]. SPE 22866, 1991.
- [18] ORKISZEWSKI J. Predicting two-phase pressure drops in vertical pipes[J]. Journal of Petroleum Technology, 1967, 19(6): 829-838.
- [19] 彭轩, 刘蜀知, 蔡长宇, 等. 高凝油油藏自生热压裂井筒温度场计算模型[J]. 石油学报, 2003, 24(4): 69-72, 76.
PENG Xuan, LIU Shuzhi, CAI Changyu, et al. Calculation model for well bore temperature profiles in high freezing point oil reservoirs with in-situ heat fracturing treatment[J]. Acta Petrolei Sinica, 2003, 24(4): 69-72, 76.
- [20] 王庆, 吴晓东, 刘长宇, 等. 高含 CO₂ 原油井筒流动压力和温度分布综合计算[J]. 石油钻采工艺, 2010, 32(1): 65-69.
WANG Qing, WU Xiaodong, LIU Changyu, et al. Coupling calculations of the temperature and pressure distribution of crude oil with high CO₂ flow in wellbore[J]. Oil Drilling & Production Technology, 2010, 32(1): 65-69.
- [21] 毛伟, 梁政. 气井井筒压力、温度耦合分析[J]. 天然气工业, 1999, 19(6): 66-69.
MAO Wei, LIANG Zheng. Coupling analysis of the pressure and temperature in gas well borehole[J]. Natural Gas Industry, 1999, 19(6): 66-69.
- [22] 陈家琅. 石油气液两相管流[M]. 北京: 石油工业出版社, 1989: 27-59.
CHEN Jialang. Petroleum gas-liquid two-phase pipe flow[M]. Beijing: Petroleum Industry Press, 1989: 27-59.
- [23] SY/T 5324—1994 预应力隔热油管[S].
SY/T 5324—1994 Pre-stress insulated tubing[S].

[编辑 令文学]