

文章编号:1009-9603(2020)06-0136-07

DOI:10.13673/j.cnki.cn37-1359/te.2020.06.017

# SAGD水平段动用程度判断方法及动用模式分析

桑林翔<sup>1</sup>,张家豪<sup>1</sup>,宁 朦<sup>1</sup>,徐乔南<sup>2</sup>,李程辉<sup>3</sup>,潘海峰<sup>3</sup>

(1. 中国石油新疆油田分公司 风城油田作业区,新疆 克拉玛依 834000; 2. 中国石油新疆油田分公司 勘探开发研究院,新疆 克拉玛依 834000; 3. 国勘石油技术有限公司,北京 100083)

**摘要:**在超稠油双水平井SAGD生产过程中,准确、快速判断水平段动用程度是井组生产措施参数制订和现场参数调控的基础。由于生产井趾端和非趾端井底温度受控因素不同,以温度为依据判断动用程度的常规方法存在局限性。从水平井热量补充和损失角度入手,明确了SAGD生产水平井趾端和非趾端温度的主要影响因素;通过数值模拟和理论公式解析方法,引入单位水平段无因次产能参数和水平井沿程温压耦合数学模型,分别对趾端和非趾端动用程度进行判断,进而提出SAGD水平段动用程度判断方法。在此基础上,对矿场正常生产阶段155个SAGD井组进行了动用程度研究,实例证实该方法可靠、便捷,易于操作。结合地质因素,建立了5种动用模式并分析了不同模式的生产特征,明确了影响SAGD生产效果主控因素为水平段动用程度,为矿场参数调控和措施调整奠定了基础。

**关键词:**超稠油;SAGD;双水平井;动用程度;温度梯度;判断方法

中图分类号:TE345

文献标识码:A

## Study on judgement method of producing degree and producing mode of SAGD horizontal section

SANG Linxiang<sup>1</sup>,ZHANG Jiahao<sup>1</sup>,NING Meng<sup>1</sup>,XU Qiaonan<sup>2</sup>,LI Chenghui<sup>3</sup>,PAN Haifeng<sup>3</sup>

(1.Fengcheng Oilfield Operating Area,Xinjiang Oilfield Company,CNPC,Karamay,Xinjiang,834000,China; 2.Research Institute of Exploration and Development,Xinjiang Oilfield Company,CNPC,Karamay,Xinjiang,834000,China; 3.FOR-ENERGY Petroleum Technology Co.,Ltd.,Beijing City,100083,China)

**Abstract:** During the SAGD production of super heavy oil reservoirs using dual-horizontal wells, the accurate and rapid judgement of the effective producing degree of the horizontal section is the basis for well group production measure parameter formulation and field parameter adjustment. The conventional method of judging the effective producing degree based on the temperature has limitations due to the different controlling factors of bottom hole temperature at the toe and non-toe points of the production well. Firstly, the main factors affecting the temperature at the toe and non-toe points of the production horizontal wells were clarified from the perspective of heat supplement and loss in horizontal wells. Through numerical simulation and theoretical formula analysis, the dimensionless productivity parameters per unit horizontal section and the mathematical model with temperature and pressure coupled along the horizontal well were introduced. The producing degrees at the toe and non-toe points were judged, respectively, and then, a method of judging the effective producing degree of the SAGD horizontal section was formed. On this basis, the producing degree of 155 SAGD well groups in the normal production stage was studied, and the reliability, convenience and easy operation of this method have been confirmed. Combined with geological factors, five production modes were established, and the production characteristics of different modes were analyzed. It is clear that the main controlling factor that affects the SAGD production effect is the producing degree of the horizontal section, which provides the basis for field parameter control and measure regulation.

收稿日期:2020-06-28。

作者简介:桑林翔(1973—),男,河北滦县人,高级工程师,硕士,从事油气田开发等研究工作。E-mail:slx\_zy@petrochina.com.cn。

通信作者:李程辉(1987—),女,河北平山人,工程师,博士。E-mail:243855834@qq.com。

基金项目:国家科技重大专项“改善SAGD开发效果技术研究与应用”(2016ZX05012-002)。

**Key words:** super heavy oil; SAGD; dual horizontal wells; producing degree; temperature gradient; judgement method

超稠油 SAGD 开发的本质是重力泄油<sup>[1-3]</sup>。双水平井 SAGD 的布井方式为上部注汽水平井(I井)、下部生产水平井(P井),其驱动过程和驱动机理为<sup>[4-6]</sup>:①重力泄油。SAGD 的主驱动力为重力作用,重力对油藏泄油量影响非常巨大。②弹性驱动。随着高温蒸汽的注入,岩石骨架及原油体积受热膨胀,油层渗透效果增强,有效提高了原油产量。

F 油田超稠油油藏具有埋藏浅、黏度高、储层非均质性强等特点,油藏 50 °C 原油黏度大于  $2 \times 10^4$  mPa·s,目前 F 油田超稠油 SAGD 双水平井布井模式主要应用于侏罗系齐古组二段( $J_3q_2$ )和三段( $J_3q_3$ ),开发过程中主要存在 SAGD 蒸汽腔发育不均衡、水平段动用程度低等问题<sup>[7-11]</sup>。由于水平段动用程度与井组产量成正相关,提高 SAGD 井水平段动用程度是改善 SAGD 开发效果的关键因素<sup>[12-14]</sup>。因此,准确合理判断 SAGD 水平段动用程度尤为重要。

目前, F 油田 SAGD 双水平井中,在 P 井下入井下多点测温系统<sup>[15]</sup>,实时监测井筒内流体温度。油田一般根据井下监测的温度,依据经验以 P 井测温点温度能否达到 120 °C 来判断对应的水平段是否动用。由于该方法没有考虑 P 井非趾端温度损失及热液补充的动态变化,因此不够全面和准确。一些学者也推导了水平管流温度变化和 SAGD 循环预热阶段长油管温降变化<sup>[16-19]</sup>,但是未见 SAGD 正常生产阶段 P 井非趾端温降的相关研究报道,因此需要进一步探索和研究合理的水平段动用程度判断方法。

## 1 水平段动用程度判断方法

考虑到 SAGD 井组正常生产条件下, P 井趾端温度主要受上方泄液控制,非趾端测温点温度则受上方泄液和后端热液水平管流补充及热量向地层散失的影响,为此对趾端和非趾端分别进行研究,提出水平段动用程度判断方法。

### 1.1 趾端动用程度判断方法

通过建立不同温度下油藏水平井开采的机理模型,进行油藏数值模拟计算,可以明确不同温度条件下水平井生产特征,从而确定油藏动用情况。在 SAGD 实际生产过程中,由于趾端温度仅受上方泄液影响,若趾端对应井段油藏动用,则趾端温度产生响应。因此,可以借鉴机理模型油藏数值模拟研究进行趾端动用程度判断。

以油藏代表性黏度与温度关系曲线作为计算依据(图 1),在 150 °C 条件下,  $J_3q_2$  的原油黏度为 74 mPa·s,  $J_3q_3$  的原油黏度为 104 mPa·s。根据吴永彬等研究成果,双水平井 SAGD 井间原油黏度降低到接近或者低于 100 mPa·s 时,对应水平段为动用状态,并且温度越高,原油黏度越低,泄油能力越强<sup>[20-25]</sup>。为评价井下温度下水平段的动用程度,引入单位水平段无因次产能概念,其定义为:某温度条件下水平井平均日产油量与 150 °C 油藏温度条件下的平均日产油量之比;其值越大,说明对应水平段动用程度越好。

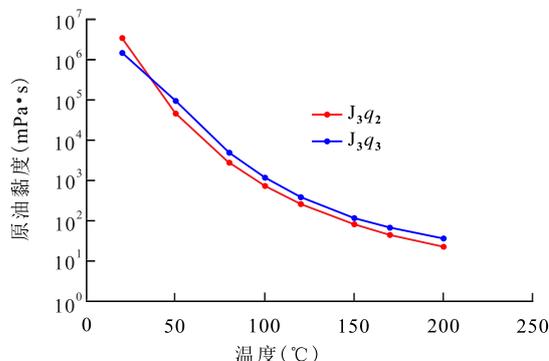


图 1 F 油田不同层位原油黏度与温度关系曲线

Fig.1 Relationship between viscosity and temperature of crude oil at different layers in F Oilfield

油藏数值模拟研究结果表明(图 2),对于  $J_3q_2$ , SAGD 正常生产阶段, P 井生产 1 个月,当油藏温度低于 80 °C 时,单位水平段无因次产能非常低,基本可以忽略不计;当油藏温度为 80~150 °C 时,单位水平段无因次产能为 0.2~1,平均值为 0.51,说明地层中原油具有一定的流动性,水平井具有一定的产量,水平段可视为弱动用;当油藏温度高于 150 °C,随着温度的升高,原油流动性增强,单位水平段无

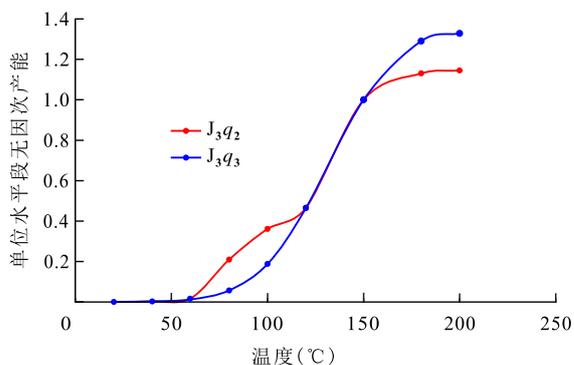


图 2 不同层位单位水平段无因次产能与温度关系曲线

Fig.2 Relationship curves of dimensionless productivity per unit horizontal section and temperature of different layers

因次产能持续增加,但增幅明显降低,视为强动用井段。而对于 $J_3q_3$ ,SAGD正常生产阶段,当P井趾端温度低于100℃时,视为未动用;100~150℃条件下,单位水平段无因次产能为0.2~1,平均值为0.43,水平段可视为弱动用;高于150℃,视为强动用。

### 1.2 非趾端动用程度判断方法

SAGD正常生产阶段,流体在P井井筒流动近似为水平流动,主要受流体压力、温度及热损失沿管线长度变化等因素影响,满足流体沿轴线方向稳定流动、管线中流体流动过程中无漏失及流体影响范围为井筒周围3m等假设条件,具体判断方法如下。

第一步,热损失计算方法。SAGD生产过程中P井产液,基于以上假设,总热阻主要包括管壁热阻和地层热阻,其表达式为:

$$U_{go} = \left[ \frac{r_{go} \ln \left( \frac{r_{go}}{r_{gi}} \right)}{K_g} + \frac{r_{go}}{K_c} \operatorname{arch} \left( \frac{h}{r_{go}} \right) \right]^{-1} \quad (1)$$

热流体在地层管线流动过程中,总热阻的存在导致发生热损失,流体到井筒周围地层的热流量梯度表达式为:

$$\frac{dq}{dz} = \frac{2\pi r_{go} U_{go} (T_s - T_a)}{M_l} \quad (2)$$

第二步,压力梯度计算方法。SAGD井组生产时,井口采出热液,为简化计算,地层管线中流体流动过程的压力梯度按照单向流体流动压力计算,热液水平流动过程中不考虑重力压降和动能压降,因此仅有管壁摩擦阻力引起的压降项,由动量守恒方程可知:

$$\frac{dp}{dz} = 10^{-6} \times f_1 \frac{\rho v^2}{2d} \quad (3)$$

第三步,压力和温度耦合模型。对于单相热流体地层水平管线流动过程,其压力和温度动态模拟过程采用单相流体相关理论计算。流体在管线内流动考虑为一维稳定流动过程,对井筒长度取微元段,得:

$$\frac{dH}{dz} = -\frac{dq}{dz} - v \frac{dv}{dz} - g \sin \theta \quad (4)$$

由热力学基本方程可以导出热液比焓方程:

$$\frac{dH}{dz} = c_p \frac{dT_f}{dz} - c_p \alpha_j \frac{dp}{dz} \quad (5)$$

将(4)式和(5)式相结合,可得流体的温度梯度为:

$$\frac{dT_f}{dz} = -\frac{1}{c_p} \times \frac{dq}{dz} - \frac{g \sin \theta}{c_p} - \frac{v}{c_p} \times \frac{dv}{dz} + \alpha_j \frac{dp}{dz} \quad (6)$$

对于液体来说,其压缩系数很小,可近似认为不可压缩,则液体焦耳汤姆逊系数可表示为:

$$\alpha_j = -\frac{1}{c_p \rho} \quad (7)$$

不考虑水平段的倾角问题,温度梯度可表示为:

$$\frac{dT_f}{dz} = \frac{-\frac{dq}{dz} - \frac{1}{\rho} \times \frac{dp}{dz}}{c_p} \quad (8)$$

第四步,温度梯度计算。通过大量的文献调研,结合F油田实际开发状况,参数取值如下:单相流体摩阻系数为0.033,单相流体密度为1.0 g/cm<sup>3</sup>,热液流量为60 t/d,筛管内径为0.18 m,筛管外径为0.20 m,注入热流体温度为200℃,周围地层环境温度为50℃,流体比热为2 000 J/(kg·℃),受热流体影响的地层厚度为3 m,地层导热系数为1.730 5 W/(m·℃),管壁(钢材)导热系数为43.3 W/(m·℃)。

根据上述计算方法和耦合模型,计算可得温度梯度为-0.5℃/m。

第五步,温降幅度计算。F油田水平段平均长度约为400 m,分布10个测温点,各测温点之间的距离约为40 m,计算可得,热液流量为60 t/d时,两个相邻测温点之间的温降幅度为0.1。

通过计算获得20,40,60,80,100,120,140和160 t/d热液流量条件下的温降幅度,并回归得出不同产液量下温降幅度图版中的公式,通过该回归公式可以计算任一热液流量条件下的温降幅度(图3)。考虑到工程需要,将温降幅度简化为:

$$A = \frac{T_n - T_{n-1}}{T_n} \quad (9)$$

温降幅度取值与热液流量有关,具体取值图版如图4所示。

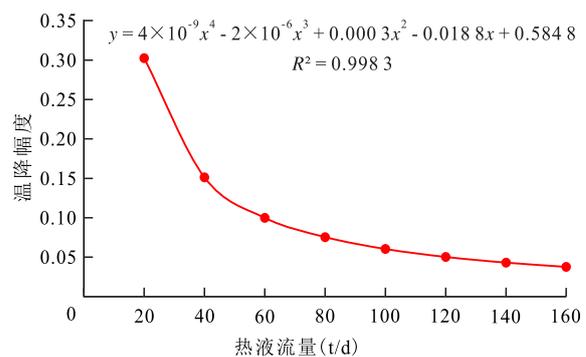


图3 不同产液量下温降幅度图版

Fig.3 Chart of temperature drop amplitude under different liquid production

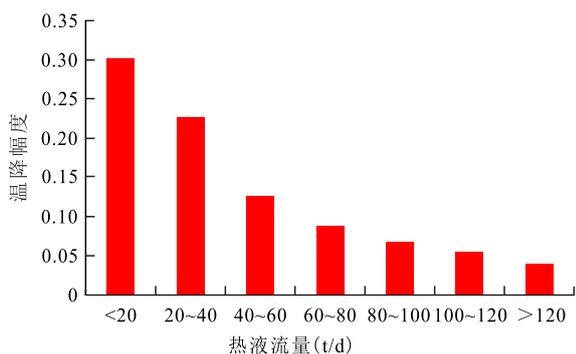


图4 Value of temperature drop amplitude

因此,在SAGD正常生产过程中,如果P井中的流动仅为从趾端向根端的热液流动,无上方泄液,那么两个相邻测温点之间的温降幅度约为A,当温降幅度大于A,可确定测温点井段上方未动用。反之,若P井中的流动为从趾端向根部热液流动和上方泄液,那么两个相邻测温点之间的温降幅度将低于A,测温点井段上方可视为弱动用;若温降梯度小于或者等于0,可确定测温点井段上方液量充足,视为强动用。

### 1.3 水平段动用程度判断标准

结合F油田实际生产数据,选取最新的SAGD正常生产阶段的生产数据,根据P井井底温度进行水平段动用程度判断,具体标准如下。

①趾端温度:对于 $J_3q_2$ ,趾端温度大于 $150\text{ }^\circ\text{C}$ ,对应水平段强动用; $80\sim 150\text{ }^\circ\text{C}$ ,对应水平段弱动用;小于 $80\text{ }^\circ\text{C}$ ,对应水平段未动用。对于 $J_3q_3$ ,大于 $150\text{ }^\circ\text{C}$ ,对应水平段强动用; $100\sim 150\text{ }^\circ\text{C}$ ,对应水平段弱动用;小于 $100\text{ }^\circ\text{C}$ ,对应水平段未动用。

②非趾端温度:根据温度变化趋势判断。若 $T_{n-1}$ 点与 $T_n$ 点相比,呈上升或者持平趋势,对应水平段强动用;若 $T_{n-1}$ 点与 $T_n$ 点相比,呈下降趋势,且温降幅度小于A,为弱动用;下降趋势,且温降幅度大于A,为未动用。

③强动用井段和弱动用井段视为有效动用;未动用井段、汽窜井段(通过Subcool判断)均认为是无效动用。

④有效动用程度=强动用程度 $\times a$ +弱动用程度 $\times b$ (a取值为1;参考 $80\sim 150\text{ }^\circ\text{C}$ 油藏平均无因次产油量, $J_3q_2$ 的b取值为0.51, $J_3q_3$ 的b取值为0.43)。

## 2 实例应用

选取F油田SAGD正常生产且温度监测无异常的井组温度曲线,根据以上方法进行动用程度判

断;并统计155个井组在所选取温度曲线对应日期前后30d的平均生产状况,其中Z1井区共计37个井组,Z32井区共计25个井组,Z18井区 $J_3q_3$ 共计59个井组,Z18井区 $J_3q_2$ 共计20个井组。

### 2.1 动用程度判断与分析

首先对每个井组的动用位置、动用程度、产液量等参数进行分析与对比。例如 $J_3q_3$ 的SAGD-1井组,从根端到趾端依次平均分布10个测温点T3—T12,根据日产液量为 $44\text{ t/d}$ ,A取值为0.13,b取值为0.43,根据P井温度数据从趾端向根端逐点判断水平段动用情况。趾端T12温度为 $215\text{ }^\circ\text{C}$ ,对应水平段强动用;T9—T11温度均超过 $250\text{ }^\circ\text{C}$ ,根据Subcool判断为汽窜段;T8相对于T9,温降幅度为0.30,超过0.13,判断对应水平段未动用;T7相对于T8,温度变化呈上升趋势,判断对应水平段为强动用;T6相对于T7,温降幅度为0.17,超过0.13,判断对应水平段未动用;T3—T5温度变化呈上升或者持平趋势,对应水平段强动用。根据动用水平段的位置可以看出,整个水平段分散动用,其中强动用段占比为50%,弱动用段占比为0,汽窜段占比为30%,未动用段占比为20%,井组动用程度为50%。

通过F油田155个井组正常SAGD生产阶段的生产数据分析可得,整体平均动用程度为66%,平均渗透率为 $1\ 584\text{ mD}$ ,平均日产液量为 $66.4\text{ t/d}$ ;Z1井区平均动用程度为72%,平均渗透率为 $1\ 687\text{ mD}$ ,平均日产液量为 $77.9\text{ t/d}$ ;Z32井区平均动用程度为78%,平均渗透率为 $2\ 727\text{ mD}$ ,平均日产液量为 $81.1\text{ t/d}$ ;Z18井区 $J_3q_3$ 平均动用程度为52%,平均渗透率为 $947\text{ mD}$ ,平均日产液量为 $49.1\text{ t/d}$ ;Z18井区 $J_3q_2$ 平均动用程度为73%,平均渗透率为 $1\ 909\text{ mD}$ ,平均日产液量为 $63.0\text{ t/d}$ 。

### 2.2 动用模式划分及产能评价

根据水平段动用程度判断方法,对趾端和非趾端动用程度进行判断,明确强动用段、弱动用段和未动用段所在位置,总结出水平段不同动用模型。结果显示,F油田SAGD井组可划分为5种动用模式(图5):①全段动用式,即整个SAGD水平段全部动

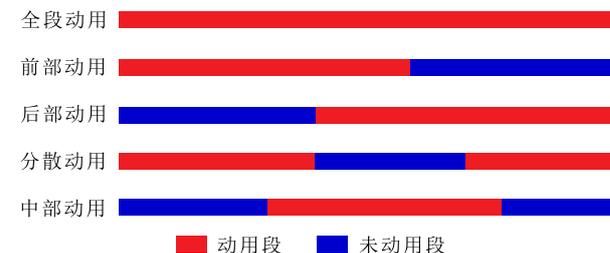


图5 水平段动用模式划分

Fig.5 Division of producing modes of horizontal section

用。②前部动用式,即SAGD水平井根部动用或者根部和中部同时动用。③后部动用式,即SAGD水平井趾端动用或者趾端和中部同时动用。④中部动用式,即仅SAGD水平段中部动用。⑤分散动用式,即动用部位不连续,分成两段或者两段以上。

统计和分析不同动用模式相关生产数据,结果表明(图6):水平段动用程度越高,则SAGD井组的日产液水平越高。不同水平段动用模式井组的产能由大到小为全段动用模式、前部动用和分散动用模式、中部动用模式、后部动用模式。全段动用模式的SAGD井组日产液量高达101.4 t/d,生产状况良好;而中部动用模式和后部动用模式的SAGD井组日产液量分别为41.7和38.6 t/d,生产状况差。

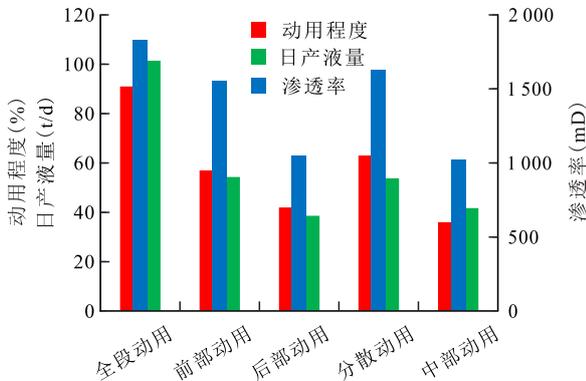


图6 水平段不同动用模式下的生产特征

Fig.6 Production characteristics under different producing modes in horizontal section

### 2.3 SAGD 生产效果主控因素分析

为明确SAGD生产效果的影响因素,以动用程度( $x_1$ )和对应的储层渗透率( $x_2$ ),对日产液量( $y$ )进行二元回归,分别建立Z1井区、Z32井区、Z18井区 $J_{3q_3}$ 层和Z18井区 $J_{3q_2}$ 层SAGD井组日产液量和动用程度与储层渗透率的关系式(表1)。根据建立的关系式,得到如下认识:①各井区二元回归的相关系数均高于0.7,表明日产液量与动用程度和储层渗透率之间具有较高的正相关性,即在明确水平段动用程度和储层渗透率情况下,可以利用回归所得公式进行产液量的相关计算,同时验证了所建立水平段动用程度判断方法的可靠性。② $J_{3q_3}$ 的二元回归相关系数低于 $J_{3q_2}$ ,这是由于 $J_{3q_3}$ 的非均质性强所导致,非均质性强,用单一数值进行井组渗透率的表征误差越大,同时井组日产液量的影响因素也越多,导致二元回归相关系数降低。③回归公式中动用程度系数远高于渗透率系数,说明有效动用程度对SAGD井组日产液量影响比渗透率的影响大,因此,提高水平段动用程度是提高SAGD生产效果的关键。

表1 不同井区日产液量、动用程度与储层渗透率的二元回归计算结果

Table1 Binary regression calculation results of daily liquid production, producing degree and reservoir permeability in different well areas

井区/层位	井组(个)	动用程度 (%)	渗透率 (mD)	日产液量 (t/d)	回归公式	相关系数
Z1井区	37	72	1 687	77.9	$y=32.724 31+112.995 1x_1-0.021 59x_2$	0.80
Z32井区	25	78	2 727	81.1	$y=-51.969 7+185.991 9x_1-0.004 34x_2$	0.78
Z18井区 $J_{3q_3}$	59	52	947	49.1	$y=-0.602 06+82.597 44x_1+0.007 119x_2$	0.74
Z18井区 $J_{3q_2}$	20	73	1 909	63.0	$y=12.662 92+106.992 1x_1-0.014 74x_2$	0.75

### 3 结论

从水平井热量补充和损失角度入手,明确了在SAGD井组正常生产条件下,P井趾端温度主要受上方泄液控制,而非趾端测温点温度则受上方泄液和后端热液水平管流补充及热量向地层散失的影响。结合黏温曲线和油藏数值模拟研究,以单位水平段无因次产能为依据,确定了趾端动用程度的判断方法。基于P井非趾端温度损失及补充,根据热力学、水平管流和能量守恒方程等,推导了SAGD水平井管流温度梯度的计算公式,确定了非趾端部位动用程度判断方法。综合趾端和非趾端动用程度判断方法,提出了水平段动用程度判断方法。通过现场井组应用,证实该方法简便、快捷,易于现场应用,且可靠性强。

通过水平段动用程度判断方法在F油田155个SAGD正常生产阶段井组的现场应用,建立了5种动用模式,并对各类模式的生产特征进行了分析,结果表明日产液量与动用程度和储层渗透率之间的相关系数较高,且动用程度是影响产能的最主要因素,明确了提高水平段动用程度是提高SAGD生产效果的关键。

#### 符号解释

- A——温降幅度;
- $c_p$ ——流体比热,  $J/(kg \cdot ^\circ C)$ ;
- $d$ ——筛管内径, m;
- $f_1$ ——单相流体摩阻系数;
- $g$ ——重力加速度,  $m/s^2$ ;
- $h$ ——受管内热流体影响的地层厚度, m;

$H$ ——流体比焓, J/kg;  
 $K_e$ ——地层导热系数, W/(m·°C);  
 $K_g$ ——管壁导热系数, W/(m·°C);  
 $M_i$ ——注入热流体质量流量, kg/s;  
 $n$ ——第 $n$ 个测温点;  
 $p$ ——热流体压力, MPa;  
 $q$ ——热流体热流量, J/kg;  
 $r_{gi}$ ——筛管内半径, m;  
 $r_{go}$ ——筛管外半径, m;  
 $T_a$ ——周围地层环境温度, °C;  
 $T_i$ ——筛管内流体开始流动温度, °C;  
 $T_n$ ——第 $n$ 个测温点温度, °C;  
 $T_s$ ——注入热流体温度, °C;  
 $U_{go}$ ——总导热系数, W/(m·°C);  
 $v$ ——单相流体流速, m/s;  
 $\frac{dq}{dz}$ ——单位质量流体热流量梯度, J/(kg·m);  
 $z$ ——管线长度, m;  
 $\alpha_j$ ——焦耳汤姆逊系数, °C/MPa;  
 $\theta$ ——水平段相对于水平面的倾角, °;  
 $\rho$ ——单相流体密度, kg/m<sup>3</sup>.

### 参考文献

- [1] KATHY C. SAGD well pair spacing evaluation with consideration of central processing facility constraints [C]. Calgary: SPE Heavy Oil Conference, 2013.
- [2] DENNEY D. Dynamic economic indicator to evaluate SAGD performance [J]. Journal of Petroleum Technology, 2006, 58(12): 64-67.
- [3] 谢华锋, 王健, 黄海平, 等. 储层流体非均质性对加拿大油砂热采的影响 [J]. 油气地质与采收率, 2016, 23(6): 94-98, 104. XIE Huafeng, WANG Jian, HUANG Haiping, et al. Influence of fluid heterogeneity on SAGD in Canadian oil sands [J]. Petroleum Geology and Recovery Efficiency, 2016, 23(6): 94-98, 104.
- [4] 陈元千. 双水平井注蒸汽开采重质油藏GASD产能计算公式的推导与对比 [J]. 油气地质与采收率, 2018, 25(3): 77-81. CHEN Yuanqian. Derivation and comparison of the GASD productivity calculation formula of steam flooding in dual-horizontal well for recovery of heavy oil reservoirs [J]. Petroleum Geology and Recovery Efficiency, 2018, 25(3): 77-81.
- [5] 周游, 鹿腾, 武守亚, 等. 双水平井蒸汽辅助重力泄油蒸汽腔扩展速度计算模型及其应用 [J]. 石油勘探与开发, 2019, 46(2): 334-341. ZHOU You, LU Teng, WU Shouya, et al. Models of steam-assisted gravity drainage (SAGD) steam chamber expanding velocity in double horizontal wells and its application [J]. Petroleum Exploration and Development, 2019, 46(2): 334-341.
- [6] SHIN H. A reservoir economic indicator to evaluate a SAGD project [C]. Calgary: Canadian International Petroleum Conference, 2008.
- [7] 尤洪军, 王宏远, 刘洪涛, 等. 温度观察井系统在超稠油 SAGD 开发中的应用 [J]. 油气地质与采收率, 2008, 15(3): 99-101. YOU Hongjun, WANG Hongyuan, LIU Hongtao, et al. Application of temperature observation wells system in the SAGD operation of extra heavy oil reservoirs [J]. Petroleum Geology and Recovery Efficiency, 2008, 15(3): 99-101.
- [8] 何万军, 木合塔尔, 董宏, 等. 风城油田重37井区 SAGD 开发提高采收率技术 [J]. 新疆石油地质, 2015, 36(4): 483-486. HE Wanjun, MUHETAER, DONG Hong, et al. EOR technologies of SAGD development in Zhong-37 wellblock, Fengcheng oilfield, Junggar basin [J]. Xinjiang Petroleum Geology, 2015, 36(4): 483-486.
- [9] 孙启冀, 吕延防, 李琳琳, 等. 复合型井组蒸汽辅助重力泄油开发三维势分布规律 [J]. 油气地质与采收率, 2017, 24(3): 71-77. SUN Qiji, LÜ Yanfang, LI Linlin, et al. Three-dimensional potential distribution of composite well group in SAGD process [J]. Petroleum Geology and Recovery Efficiency, 2017, 24(3): 71-77.
- [10] 魏绍蕾, 程林松, 张辉登, 等. 夹层对加拿大凯河油砂区块双水平井蒸汽辅助重力泄油开发的影响 [J]. 油气地质与采收率, 2016, 23(2): 62-69. WEI Shaolei, CHENG Linsong, ZHANG Huideng, et al. Physical simulation of the interlayer effect on SAGD production by dual horizontal well in Mackay River oil sands block, Canada [J]. Petroleum Geology and Recovery Efficiency, 2016, 23(2): 62-69.
- [11] 咎成, 马德胜, 王红庄, 等. 高温高压注蒸汽采油三维比例物理模拟新技术 [J]. 石油勘探与开发, 2011, 38(6): 738-743. ZAN Cheng, MA Desheng, WANG Hongzhuang, et al. A new technology of 3D scaled physical simulation for high-pressure and high-temperature steam injection recovery [J]. Petroleum Exploration and Development, 2011, 38(6): 738-743.
- [12] WEI W, GATES I D. On the relationship between completion design, reservoir characteristics, and steam conformance achieved in steam-based recovery processes such as SAGD [R]. SPE 129694, 2010.
- [13] 马德胜, 郭嘉, 咎成, 等. 蒸汽辅助重力泄油改善汽腔发育均匀性物理模拟 [J]. 石油勘探与开发, 2013, 40(2): 188-193. MA Desheng, GUO Jia, ZAN Cheng, et al. Physical simulation of improving the uniformity of steam chamber growth in the steam-assisted gravity drainage [J]. Petroleum Exploration and Development, 2013, 40(2): 188-193.
- [14] 卢川, 田冀, 郑强, 等. SAGD 开发效果综合评价新方法 [J]. 油气地质与采收率, 2019, 26(4): 99-104. LU Chuan, TIAN Ji, ZHENG Qiang, et al. New method to comprehensively evaluate stream-assisted gravity drainage (SAGD) development result [J]. Petroleum Geology and Recovery Efficiency, 2019, 26(4): 99-104.
- [15] 周晓义, 努尔买买提, 段胜男, 等. SAGD 水平井多点温度监测系统的设计及应用 [J]. 新疆石油科技, 2015, 25(2): 45-48. ZHOU Xiaoyi, NUER Maimaiti, DUAN Shengnan, et al. Design and application of multipoint temperature monitoring system for SAGD horizontal well [J]. Xinjiang Petroleum Science & Technology, 2015, 25(2): 45-48.
- [16] 孙新革. 浅层超稠油双水平井 SAGD 技术油藏工程优化研究与

- 应用[D].成都:西南石油大学,2012.
- SUN Xinge.Engineering technology optimization research and application of dual-horizonal well SAGD of super-heavy oil in shallow reservoir[D].Chendu:Southwest Petroleum University,2012.
- [17] 刘正.注热水井地面及井筒管流动态模拟与分析[D].成都:西南石油大学,2012.
- LIU Zheng.Dynamic simulation and analysis of surface and wellbore flow in hot injection wells [D].Chengdu: Southwest Petroleum University,2012.
- [18] 蔡珺君.水平井井筒温度预测及解释模型研究[D].成都:西南石油大学,2016.
- CAI Junjun.Research on wellbore temperature prediction and interpretation model of horizontal wells[D].Chengdu:Southwest Petroleum University,2016.
- [19] 林日亿,齐尚超,沈文丽,等.SAGD循环预热水平段注汽参数规律[J].中国石油大学学报:自然科学版,2018,42(1):134-141.
- LIN Riyi, QI Shangchao, SHEN Wenli, et al.Study on parameters of steam injection in SAGD circulating preheating section [J].Journal of China University of Petroleum: Edition of Natural Science,2018,42(1):134-141.
- [20] 吴永彬,李秀峦,赵睿,等.双水平井SAGD循环预热连通判断新解析模型[J].西南石油大学学报:自然科学版,2016,38(1):84-91.
- WU Yongbin, LI Xiuluan, ZHAO Rui, et al.A new analytical model of heat communication judgment during heat circulation phase of dual-horizonal SAGD[J].Journal of Southwest Petroleum University; Science & Technology Edition,2016,38(1):84-91.
- [21] 彭立帆.新疆F油田超稠油SAGD产能预测研究[D].成都:西南石油大学,2017:41-50.
- PENG Lifan.Prediction of SAGD production of ultra-heavy oil in Xinjiang F-oilfield [D].Chengdu: Southwest Petroleum University,2017:41-50.
- [22] NOUROZIEH H, KARIZNOVI M, ABEDI J. Viscosity measurement and modeling for mixtures of Athabasca bitumen/hexane[J].Journal of Petroleum Science and Engineering,2015,129:159-167.
- [23] 但松林,刘尚奇,罗艳艳,等.基于BP神经网络预测高含水层对SAGD开发效果的影响[J].大庆石油地质与开发,2019,38(2):73-80.
- DAN Songlin, LIU Shangqi, LUO Yanyan, et al.Predicted SAGD development effects by BP neural network for the high-watercut reservoir [J].Petroleum Geology & Oilfield Development in Daqing,2019,38(2):73-80.
- [24] 杨智,赵睿,高志谦,等.浅层超稠油双水平井SAGD立体井网开发模式研究[J].特种油气藏,2015,22(6):104-107.
- YANG Zhi, ZHAO Rui, GAO Zhiqian, et al.Study on SAGD stereo well pattern development mode of dual horizontal wells for shallow extra heavy oil [J].Special Oil & Gas Reservoirs,2015,22(6):104-107.
- [25] YUAN J, MCFARLANE R.Evaluation of steam circulation strategies for SAGD startup [J].Journal of Canadian Petroleum Technology,2011,50(1):20-32.

编辑 单体珍

(上接第135页)

- [14] 李宜坤,李宇乡,彭杨,等.中国堵水调剖60年[J].石油钻采工艺,2019,41(6):773-787.
- LI Yikun, LI Yuxiang, PENG Yang, et al.Water shutoff and profile control in China over 60 years [J].Oil Drilling & Production Technology,2019,41(6):773-787.
- [15] 李娟,朱维耀,龙运前,等.纳微米聚合物微球的水化膨胀封堵性能[J].大庆石油学院学报,2012,36(3):52-57.
- LI Juan, ZHU Weiyao, LONG Yunqian, et al.Hydration expansion and plugging properties of nano/micron-sized polymer particles in porous media [J].Journal of Daqing Petroleum Institute,2012,36(3):52-57.
- [16] 付欣,刘月亮,李光辉,等.中低渗油藏调驱用纳米聚合物微球的稳定性能评价[J].油田化学,2013,30(2):193-197.
- FU Xin, LIU Yuefang, LI Guanghui, et al.The stability assessment of nano-scale polymer particles in medium-low permeability reservoir for profile modification [J].Oilfield Chemistry,2013,30(2):193-197.
- [17] WANG Jie, ZHOU Fujian, LI Junjian, et al.Evaluation of the oil/water selective plugging performance of nano-polymer microspheres in fractured carbonate reservoirs [J].Journal of Zhejiang University-Science A: Applied Physics & Engineering,2019,20(9):714-726.
- [18] 吴天江,郑明科,周志平,等.低渗透油藏纳米微球调驱剂封堵性评价新方法[J].断块油气田,2018,25(4):498-501.
- WU Tianjiang, ZHENG Mingke, ZHOU Zhiping, et al.New method for plugging performance evaluation of polymeric nanospheres in low permeability reservoir [J].Fault-Block Oil and Gas Field,2018,25(4):498-501.
- [19] 温庆志,张士诚,李林地.低渗透油藏支撑裂缝长期导流能力实验研究[J].油气地质与采收率,2006,13(2):97-99.
- WEN Qingzhi, ZHANG Shicheng, LI Lindi.Experimantal research of long-term flow capacity of propping fractures in the low permeability oil reservoir [J].Petroleum Geology and Recovery Efficiency,2006,13(2):97-99.
- [20] 王雷,张士诚,张文宗,等.复合压裂不同粒径支撑剂组合长期导流能力实验研究[J].天然气工业,2005,25(9):64-66.
- WANG Lei, ZHANG Shicheng, ZHANG Wenzong, et al.Experimantal research on long-term conductivity of the proppant combination with different grain sizes in complex fracturing [J].Natural Gas Industry,2005,25(9):64-66.

编辑 王星