

# 稠油油藏层内提温改质降黏技术室内实验研究

殷丹丹<sup>1,2</sup>, 李宜强<sup>1,2</sup>, 赵东锋<sup>2</sup>, 程国栋<sup>3</sup>, 殷树铮<sup>4</sup>

1. 中国石油大学(北京)提高采收率研究院, 北京 102249
2. 中国石油大学(北京)石油工程教育部重点实验室, 北京 102249
3. 中国石油天然气股份有限公司长庆油田分公司第二采油厂, 甘肃庆阳 745100
4. 西南石油大学资源与环境学院, 成都 610500

**摘要** 黏度高、流动性差是制约稠油开采的主要问题, 而解决的关键是降黏, 本文研制和筛选出了适合稠油油藏开采的就地化学生热和催化复合体系。通过对生热体系进行正交试验, 用极差分析法得出各因素对生热温度峰值影响的主次顺序; 又通过对 3 种催化剂作用前后的原油进行了黏度和四组分测定, 优选出适合稠油的催化降黏剂, 并对优选出的催化剂作用后的原油进行了气相色谱分析。结果表明, 影响生热温度峰值的因素的主次顺序依次是: 反应物浓度、pH 值、初始温度。4mol/L 的  $\text{NaNO}_2/\text{NH}_4\text{Cl}$  溶液在 60℃ 下可使反应液的温度提升 150℃, 油酸镍可作为稠油降黏催化剂, 降黏率达 80.3%, 且使稠油中的胶质、沥青质含量分别下降, 提高了饱和烃和芳香烃的含量。复合体系室内岩心模拟实验结果表明: 交替段塞注入时, 交替段塞的尺寸越小越好, 0.1PV(孔隙体积)的交替段塞注入可提高驱油效率 15.6%。

**关键词** 稠油; 化学生热; 改质降黏; 驱油效率

**中图分类号** TE39

**文献标识码** A

**doi** 10.3981/j.issn.1000-7857.2012.34.006

## Experimental Study of *in-situ* Heat Generation in Heavy Oil Reservoirs and Upgrading Visbreaking Reaction

YIN Dandan<sup>1,2</sup>, LI Yiqiang<sup>1,2</sup>, ZHAO Dongfeng<sup>2</sup>, CHENG Guodong<sup>3</sup>, YIN Shuzheng<sup>4</sup>

1. Enhanced Oil Recovering Research Center, China University of Petroleum, Beijing 102249, China
2. Petroleum Engineering Institute, China University of Petroleum, Beijing 102249, China
3. No. 2 Oil Production Plant, Changqing Oilfields, China National Petroleum Corporation, Qingyang 745100, Gansu Province, China
4. School of Resources and Environment Engineering, Southwest Petroleum University, Chengdu 610500, China

**Abstract** Heavy oil suffers poor fluidity and high viscosity, which poses the main challenge in its exploitation. The reduction of its viscosity is a key to solve this problem. A chemical thermal and catalysis system which is suitable for the heavy oil reservoir is developed. Based on the orthogonal experiment of  $\text{NaNO}_2/\text{NH}_4\text{Cl}$ , the order and the contribution rate of every experiment factor on the target index are determined by means of the range analysis and ANOVA analysis, respectively. By testing the oil before and after the reaction by three catalytic systems, a suitable type of catalytic systems is selected, and the oil after the reaction by the selected catalytic system is analyzed by the gas chromatography. It is found that the influences of different factors on the temperature peak are in the following order: the concentration > the value > the initial reaction temperature. The  $\text{NaNO}_2/\text{NH}_4\text{Cl}$  sample with concentration of 4mol/L can raise the sample temperature by 150℃ at the initial reaction temperature of 60℃; and the Oleic acid nickel is an effective heavy oil viscosity reducer, with a viscosity reduction rate of 80.3%, a significant decrease of the contents of asphaltenes and pectin and an increase of the contents of asphaltenes and saturated hydrocarbon. The laboratory physical simulations show that the smaller the size of the slug, the better is the result. When the size of the slug is 0.1 PV, the oil displacement efficiency can increase 15.6%.

**Keywords** heavy oil; chemical thermal; upgrading visbreaking; oil displacement efficiency

收稿日期: 2012-09-10; 修回日期: 2012-10-15

基金项目: 国家科技重大专项(2011ZX05009-004)

作者简介: 殷丹丹, 博士研究生, 研究方向为油气渗流理论和提高采收率, 电子信箱: aayindan@163.com; 李宜强(通信作者), 研究员, 研究方向为提高采收率, 电子信箱: lyq89731007@163.com

## 0 引言

目前稠油油藏的开采可采用蒸汽吞吐、蒸汽驱、火驱等热力采油方法,但热量沿程损失较大,不能有效提高远井地带的温度,单井控制范围小,原油流到远井地带时,黏度反弹,渗流阻力变大;另外也可采用添加稀油、降黏剂等进行物理降黏,但成本较高,并且不能从本质上降低稠油的黏度,减少胶质、沥青质的含量;采用微波、超声波、生物降黏等方法虽然可以降低稠油的分子量,但这类技术对油藏条件要求较高,应用范围有限。

稠油油藏催化降黏技术是国内外研究的热点,主要是指在油层内注入过渡金属催化剂和助剂,降低反应的活化能,使稠油分子链断裂,分子量变小,从根本上降低稠油的黏度,改善稠油流动<sup>[1-2,3]</sup>。但是催化剂反应所需的温度较高,通常油层自身的温度很难达到。 $\text{NaNO}_2$  和  $\text{NH}_4\text{Cl}$  化学生热体系可在油层中反应就地提高油层温度,减少热量损失,例如:化学生热处理井下结蜡<sup>[4]</sup>;高凝油、稠油自生热压裂施工可避免注入流体对储层的冷伤害<sup>[5]</sup>,并且生热位置可控,放热速度可调<sup>[6]</sup>。

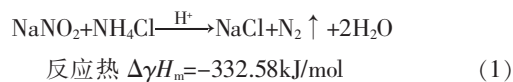
对于  $\text{NaNO}_2$  和  $\text{NH}_4\text{Cl}$  化学生热体系,现场应用报道较多,多数提供了应用配方的实验结果,但缺乏系列实验和系统数据。本文通过正交实验的方法,分析了影响  $\text{NaNO}_2$  和  $\text{NH}_4\text{Cl}$  化学生热体系温度峰值的各种因素的主次关系,优化了各种化学剂的用量;通过室内稠油降黏实验对油溶性、水溶性过渡金属催化剂进行了筛选。最终将化学生热剂与筛选出的催化剂复配体系在长岩心内进行不同方式的驱油实验,实验结果表明,该生热催化体系可有效提高驱油效率。

油藏条件:TH 油田 J2x 层厚为 115—246m,地层温度 45℃,岩性上部为煤岩,中上部为泥岩,中下部为砂岩,下部为泥岩。油藏平均渗透率为  $78 \times 10^{-3} \mu\text{m}^2$ ,有效孔隙度为 0.201,含油饱和度为 0.55,原油密度为  $0.906 \text{g/cm}^3$ ,地层油黏度最高可达  $750 \text{mPa} \cdot \text{s}$ ,属于稠油油藏。

## 1 生热剂参数分析实验

### 1.1 化学剂提高地层温度机制

$\text{NaNO}_2$  和  $\text{NH}_4\text{Cl}$  反应的物质的量之比为 1:1,盐酸(37%)做催化剂,其化学反应方程式为



结合理论研究和室内试验可得  $\text{NaNO}_2$  和  $\text{NH}_4\text{Cl}$  的化学反应动力学方程为<sup>[7]</sup>

$$\frac{dC}{dt} = -1.267 \times 10^7 C_{\text{H}}^{1.73} C^{1.88} \exp(-5630/T) \quad (2)$$

其中, $C$  为体系中生热剂亚硝酸钠或氯化铵的浓度,  $\text{mol/L}$ ;  $C_{\text{H}}$  为体系中催化剂  $\text{H}^+$  的浓度,  $\text{mol/L}$ ;  $\frac{dC}{dt}$  为体系中生热剂的消耗速率,  $\text{mol}/(\text{L} \cdot \text{min})$ ;  $T$  为反应温度,  $^{\circ}\text{C}$ 。

根据式(2)可知,  $\text{NaNO}_2$  和  $\text{NH}_4\text{Cl}$  生热体系的反应物浓度  $C$  和催化剂浓度  $C_{\text{H}}$  越大即溶液的 pH 值越小,初始反应温度

越高,化学反应速率越快,升温越快,生热温度峰值(反应过程中反应体系温度达到的最大值)越高。但是各种因素对生热温度的峰值影响程度不同,要找出影响生热的关键因素,降低经济成本。

### 1.2 正交实验

实验材料及仪器:亚硝酸钠、氯化铵、盐酸、精密 pH 计、分析天平、耐高温高压反应装置。

实验方案:选取溶液 pH—A,反应物浓度  $C(\text{mol/L})$ —B,初始反应温度  $T_0(^{\circ}\text{C})$ —C,3 个因子对  $\Delta T_{\text{max}}$ (温度峰值)影响的主次顺序,并根据实际确定出它们的变化范围及各因子的 3 个水平:A1=6.0,A2=5.0,A3=4.0,A4=3.0,A5=2.0;B1=2.0,B2=2.5,B3=3.0,B4=3.5,B5=4.0;C1=40,C2=45,C3=50,C4=55,C5=60,用  $L25(5^3)$  正交表安排实验<sup>[8-9]</sup>。

实验步骤:(1)按表 1 配置不同浓度水平的亚硝酸钠和氯化铵溶液并用盐酸调节氯化铵溶液的不同 pH 值 ( $\text{pH} < 2$ )

表 1 25 个方案对应的实验结果  
Table 1 The test results of 25 experiments

方案号	水平			实验结果 $\Delta T_{\text{max}}/^{\circ}\text{C}$
	pH 值	$C$	$T_0$	
1	A1	B1	C1	1.6
2	A1	B2	C2	10.5
3	A1	B3	C3	16.1
4	A1	B4	C4	101.7
5	A1	B5	C5	143.1
6	A2	B1	C2	8.0
7	A2	B2	C3	18.0
8	A2	B3	C4	72.4
9	A2	B4	C5	112.6
10	A2	B5	C1	35.8
11	A3	B1	C3	17.6
12	A3	B2	C4	14.7
13	A3	B3	C5	21.3
14	A3	B4	C2	7.5
15	A3	B5	C1	37.2
16	A4	B1	C4	35.0
17	A4	B2	C5	46.5
18	A4	B3	C1	88.4
19	A4	B4	C2	115.7
20	A4	B5	C3	143.0
21	A5	B1	C5	45.5
22	A5	B2	C1	54.8
23	A5	B3	C2	100.8
24	A5	B4	C3	127.3
25	A5	B5	C4	146.1
I/5	54.60	21.54	43.56	
II/5	49.36	28.90	48.50	
III/5	19.66	59.80	64.41	
IV/5	85.72	92.96	73.98	
V/5	94.90	101.01	73.81	

时,亚硝酸钠与 HCl 接触会发生反应生成红棕色的  $\text{NO}_2$  气体,浪费原料亚硝酸钠,影响生热量,因此 pH 值不可小于 2),并且盐酸应加入氯化铵溶液中;(2) 将配置好的不同浓度和 pH 值的溶液倒入高压容器内(高压容器的初始温度为按表 1 中不同的水平设置),立刻密封容器,同时用磁力搅拌器匀速搅拌;(3) 通过温度传感器记录反应过程中不同时间对应的温度。

实验依据各种条件对应的顺序组合进行,共需 25 组试验,实验安排及结果如表 1 所示。

表 1 中 I/5、II/5、III/5、IV/5、V/5 分别表示对应于各列 1、2、3、4、5 水平的温度峰值的平均值,从中可以看出:A 列中对应的温度峰值的极差是 75.24;B 列中对应的温度峰值的极差是 79.46;C 列中对应的温度峰值的极差是 30.2。

根据极差大小决定因素对指标影响的原则,3 因素对温度峰值影响的主次关系为:反应浓度, pH 值,  $T_0$ 。

根据正交实验的结果以及油藏本身的条件,按照对温度峰值影响因素的大小情况,选取  $\text{NaNO}_2$  和  $\text{NH}_4\text{Cl}$  浓度各为 4mol/L, pH=2, 初始温度 60℃。

根据正交实验得出的参数组合,由于正交实验中没有该组合,所以按照第 2.2 节的实验方法进行该组合下的生热实验。将试验测定的温度变化绘成曲线如图 1 所示。

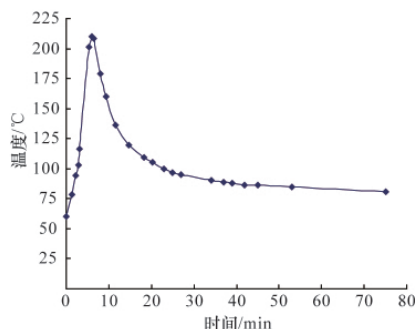


图 1 温度随反应时间的变化

Fig. 1 Change of temperature against time

由图 1 可知,温度和压力在短时间内迅速上升,并达到峰值,随之生热速率变小,并由于反应容器的导热性,温度下降。达到峰值的时间为 6min,温度峰值为 210.0℃,升温 150℃(实验初始温度为 60℃)。

## 2 催化剂优选

### 2.1 3 种催化剂的性质、制备及镍离子含量的测定

#### (1) 油酸镍的制备与性质

油酸镍 ( $[\text{CH}_3(\text{CH}_2)\text{CHCH}(\text{CH}_2)_7\text{COO}]\text{Ni}$ ), 常温下是一种溶于稠油不溶于水的绿色液体,且热稳定性良好。

将油酸与氢氧化钠溶液按一定比例加入到三口烧瓶中,充分搅拌,油浴升温至 90—95℃,反应时间 3—4h,反应如下:



将硫酸镍逐滴滴加到以上反应后的皂化液中搅拌,恒温

油浴 100—110℃,滴加结束,反应 2h,反应如下:



镍离子的测定:将制得的油酸镍水洗 2—3 次,将水相和有机物相分离,分去水层,有机相蒸馏脱水和沉降即得催化剂。利用阿贝折光仪测定制得的油酸镍的折光率  $N_D^{25^\circ\text{C}} = 1.4737$ 。

称取 1g 左右的新制油酸镍,充分燃烧为氧化物,用 0.1mol/L 的 HCl 溶液溶解,稀释至 1L,在 410nm 和 460nm 用紫外分光光度计测量样品的吸光度,查标准曲线经换算可知,油酸镍中的镍的质量分数为 7.2%。

#### (2) 环烷酸镍的制备与性质

环烷酸镍 ( $[\text{CH}_3(\text{CH}_2)_9\text{COO}]_2\text{Ni}$ ), 常温为溶于稠油不溶于水的绿色液体,且热稳定性良好。环烷酸镍的制备方法 with 油酸镍的制备方法类似,并测得环烷酸镍中镍的质量分数为 7.1%。

#### (3) 硫酸镍的性质

硫酸镍溶于水呈酸性,有毒,实验采用硫酸镍六水合物  $\text{NiSO}_4 \cdot 6\text{H}_2\text{O}$ 。

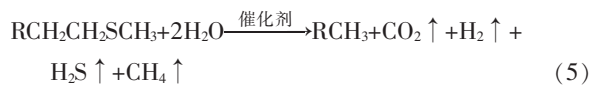
#### (4) 助剂

以原油的质量作基准,主催化剂 0.5%, 供氢剂(甲酸) 7%, 尿素 7%, 十二烷基苯磺酸钠 0.13%。

## 2.2 3 种催化剂室内实验

### (1) 实验原理

稠油催化反应的化学过程可用下列反应式表示:



### (2) 实验方案及条件

① 油酸镍+稠油+助剂;② 环烷酸镍+稠油+助剂;③ 硫酸镍+稠油+助剂。3 种体系反应温度为 180、210、240℃,反应 12h。

### (3) 实验过程

模拟实验装置是电磁搅拌高压反应釜(由耐酸镍基合金制成),不同体系放入反应釜内,加热到一定温度后恒温反应一定时间,在反应釜冷却后,将水和反应后稠油取出,抽提油相,过滤并去除溶剂后,测定处理后稠油的黏度,按式(6)计算 3 种催化体系在 3 个不同温度下的降黏率。

计算该种催化剂作用后油的降黏率为

$$\Delta\mu = \frac{(\mu_0 - \mu)}{\mu_0} \times 100\% \quad (6)$$

其中,  $\Delta\mu$  为降黏率;  $\mu_0$  为反应前油黏度;  $\mu$  为反应后油黏度。

### (4) 实验结果

反应温度分别为 180、210、240℃时,原油与 3 种催化剂反应后黏度都明显下降(图 2),且随温度升高,降黏率增大,当温度大于 210℃后,随温度升高降黏率增加幅度变缓,因此综合考虑确定合理反应温度为 210℃;在 210℃下,油酸镍的降黏效果明显好于环烷酸镍和硫酸镍,降黏率高达 80.3%,将

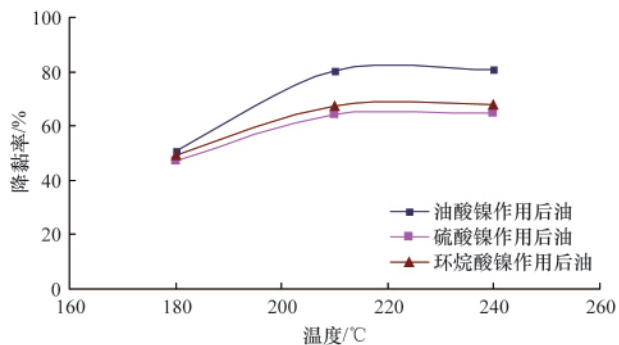


图2 降黏率随反应温度的变化

Fig. 2 The change of viscosity-reduction rate against reaction temperature

油酸镍作用后的油进行四组分(SARA)测定,如表2所示。

表2 原油与油酸镍体系反应后油的SARA组成

Table 2 SARA composition of heavy oil before and after visbreaking reaction by oleic acid nickel

样品	组分质量分数/%			
	饱和烃	芳烃	胶质	沥青质
原油	38.67	34.41	20.75	6.07
油酸镍催化后	44.03	37.32	15.11	3.54
环烷酸镍催化后	42.84	36.34	15.89	4.87
硫酸镍催化后	41.34	34.87	17.81	5.98

SARA分析结果可以看出,油酸镍反应后的油胶质、沥青质含量分别下降;饱和烃、芳香烃质量分数分别增加。采用HP-6980-GC气相色谱仪,对原油和油酸镍反应后的油进行全烃气相色谱分析(图3)。

从图3分析出C<sub>20</sub>以下的烃类组分,油酸镍降黏后比降黏前明显增大了,说明有一部分大分子裂解成了C<sub>20</sub>以下的小分子,反应前原油中C<sub>20</sub>的含量约占整个烃类的62.3%。油酸镍反应后的油中C<sub>20</sub>的含量约占整个烃类的78.4%。

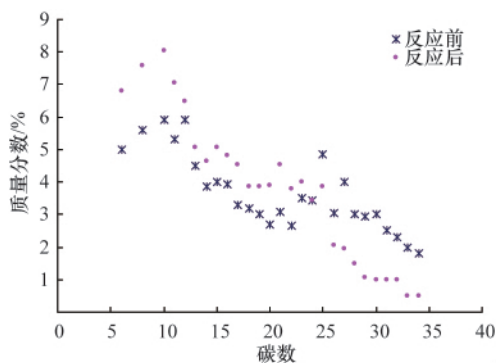


图3 原油与油酸镍反应前后全烃对比

Fig. 3 Composition of heavy oil before and after visbreaking reaction by oleic acid nickel

### 3 化学生热催化体系室内岩心模拟实验

#### 3.1 实验材料及方案

##### (1) 实验岩心

所选用的6块渗透率不同的岩心,把6块岩心加权平均(式(7))排列,使得整个岩心的渗透率最接近需要的渗透率。

$$\frac{L_n}{\bar{K}} = \frac{L_1}{K_1} + \frac{L_2}{K_2} + \dots + \frac{L_n}{K_n} \quad (7)$$

其中, $L$ 为岩心的总长度; $\bar{K}$ 为计算所求的平均渗透率; $L_i$  ( $i=1,2,\dots,n$ )为第 $n$ 块岩心的长度; $K_i$  ( $i=1,2,\dots,n$ )为第 $n$ 块岩心的渗透率。

根据式(7)求出 $\bar{K}$ ,将渗透率最接近 $\bar{K}$ 的岩心放在出口端第1位,再将剩下的 $n-1$ 块岩心继续使用式(7),把第2次筛选出的岩心放在出口端第2位,以此类推。岩样参数列表及排列顺序如表3所示。

由以上6块岩心排列组成的长岩心长49.835cm,加权平均渗透率为 $67.435 \times 10^{-3} \mu\text{m}^2$ ,总孔隙体积为 $44.138 \text{cm}^3$ ,将排列好的长岩心放入包有保温材料的岩心夹持器中,减少岩心内

表3 实验所用岩心基本物性

Table 3 The physical parameters of cores

岩心编号	长度/cm	气测渗透率/ $10^{-3} \mu\text{m}^2$	孔隙度/%	孔隙体积/ $\text{cm}^3$
6	8.288	80.916	20.80	7.238
4	8.820	80.684	20.20	7.875
3	8.046	82.582	21.30	7.224
1	8.226	75.333	19.70	7.547
5	8.051	50.941	17.13	6.766
2	8.422	52.061	18.12	7.487

的热量向外部传导。

##### (2) 实验用水

模拟地层水,NaHCO<sub>3</sub>水型,矿化度5266mg/L,K<sup>+</sup>+Na<sup>+</sup>+Ca<sup>2+</sup>+Mg<sup>2+</sup>+Cl<sup>-</sup>+SO<sub>4</sub><sup>2-</sup>+HCO<sub>3</sub><sup>-</sup>含量分别为1670、118、37、2030、257和1154mg/L。

##### (3) 实验步骤

- ① 将排列好的岩心抽真空,饱和地层水测孔隙体积;
- ② 水驱稳定,水测渗透率;
- ③ 饱和油测原始含油饱和度;
- ④ 分别将装有NaNO<sub>2</sub>,NH<sub>4</sub>Cl及催化体系(油酸镍+助剂)溶液,地层水的釜放在恒温箱中恒温至60°C。
- ⑤ 水驱至含水98%,求水驱采收率;
- ⑥ 注入NaNO<sub>2</sub>,NH<sub>4</sub>Cl及催化体系溶液,关井一定时间,水驱至不出油为止。

##### (4) 实验方案

方案1:水驱至含水率98%,再交替注入生热剂催化体系段塞(NaNO<sub>2</sub>溶液0.1PV(孔隙体积)→NH<sub>4</sub>Cl及催化体系0.1PV→NaNO<sub>2</sub>溶液0.1PV)1PV,关井10min,进行后续水驱至含水率100%,计算水驱采收率和最终采收率。

方案 2:水驱至含水率 98%,再交替注入生热剂催化体系段塞 ( $\text{NaNO}_2$  溶液 0.2PV $\rightarrow$  $\text{NH}_4\text{Cl}$  及催化体系 0.2PV $\rightarrow$  $\text{NaNO}_2$  溶液 0.2PV)1PV,关井 10min,进行后续水驱至含水率 100%,计算水驱采收率和最终采收率。

方案 3:水驱至含水率 98%,再交替注入生热剂催化体系段塞 ( $\text{NaNO}_2$  溶液 0.5PV $\rightarrow$  $\text{NH}_4\text{Cl}$  及催化体系 0.5PV)1PV,关井 10min,进行后续水驱至含水率 100%,计算水驱采收率和最终采收率。

### 3.2 实验结果及分析

将 3 种不同方案的采收率效果对比(图 4),可见注入生热催化体系后可有效提高稠油采收率,这是因为生热催化体系可降低原油的黏度,方案 1 效果最好。

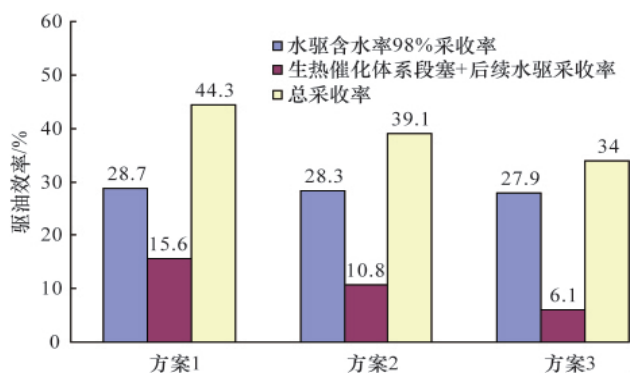


图 4 不同方案的驱油效率

Fig. 4 Oil displacement efficiency of different schemes

由图 4 可见水驱后,段塞交替注入 1PV 时,段塞越小,驱油效率越高。因为段塞越小化学剂间混合越均匀,尤其对于生热体系,之前注入的段塞反应会提高岩心的温度,同时也提高了下一个段塞反应的初始温度,加快反应速率,热量依次叠加,使反应速率越来越快,温度越高,越利于催化剂与原油反应,降低原油黏度,减少渗流阻力,并且注入的催化生热体系的 pH 值较小,对岩心有一定的酸化作用,可以改善渗透率,提高驱油效率,但是根据实验的实际情况,可以推断出岩心实验中催化生热体系对稠油的降黏率远小于催化剂室内实验的降黏率,因为催化剂室内实验的高温作用时间长达 12h,达到了充分反应,而岩心内生热剂的量较少,反应时间较短,高温维持时间较短,不能使催化剂充分与原油作用,因此采收率提高幅度并没达到理想程度。因此该体系应用于具体稠油油藏时,要考虑到影响温度场分布的因素,并对相关的参数进行优化。

## 4 结论

(1) 生热体系  $\text{NaNO}_2/\text{NH}_4\text{Cl}$  的浓度低于 3mol/L 时,反应的热效应不明显。因此注入时,浓度要高,以免在井下冲稀而降低效果。

(2) 对  $\text{NaNO}_2/\text{NH}_4\text{Cl}$  生热体系反应达到的温度峰值影响

最大的因素是反应物的浓度,其次是 pH 值,最后是初始反应温度。但考虑到化学剂的溶解性和节约成本,不能一直增大浓度,pH 不能小于 2,所以可以对配置的高浓度溶液预热,既可加快固体药品溶解又可提高初始反应温度增大温度峰值。

(3) 对于稠油油藏,应尽可能的提高地层温度,根据油藏的实际条件(地层温度 45℃)及正交试验结果,优选出的生热体系的配方为  $\text{NaNO}_2$ :4mol/L, $\text{NH}_4\text{Cl}$ :4mol/L,pH=2,初始反应温度为 60℃,实验前可恒温预热化学剂溶液至 60℃,可使反应液温度提高 150℃。

(4) 通过催化剂优选试验,油酸镍可有效降低稠油的黏度,降黏率为 80.38%,使稠油中胶质、沥青质含量明显下降,饱和烃、芳烃含量增加。

(5) 将生热催化复合体系进行长岩心段塞驱替实验,结果表明交替注入段塞尺寸越小,水驱后驱油效果越好。

### 参考文献 (References)

- [1] Grachev N E, Senin D S, Niineft V. Safe and energy-efficient method for the initiation of an *in-situ* combustion[C]. SPE EUROPEC/EAGE Annual Conference and Exhibition, Vienna, Austria, May 23-26, 2011.
- [2] Clark P D, Hyne J B. Steam-oil chemical reactions: Mechanism for the aquathermolysis of heavy oils[J]. *AOSTRA Journal of Research*, 1984, 1(1): 15-20.
- [3] Ashton J P, Kirspel L J, Nguyen H T, et al. *In-situ* heat system stimulates paraffinic crude producers in gulf of Mexico [J]. *SPE Production Engineering*, 1989, 4(2): 157-160.
- [4] 冯耀忠. 使用就地产生的热清洗地面设备 [J]. 油气田开发工程译丛, 1989(11): 28-30.  
Feng Yaozhong. *Oil and Gas Field Development Project Translations*, 1989(11): 28-30.
- [5] 蒋晓明, 尹启业, 贺素玲, 等. 气井热化学解堵技术 [J]. 断块油气田, 2004, 11(2): 84-85.  
Jiang Xiaoming, Yin Qiye, He Suling, et al. *Fault-Block Oil & Gas Field*, 2004, 11(2): 84-85.
- [6] 谢建军, 徐波翔. 化学生热技术在稠油生产中的应用与分析 [J]. 特种油气藏, 1997, 4(1): 54-56.  
Xie Jianjun, Xu Boxiang. *Special Oil & Gas Reservoirs*, 1997, 4(1): 54-56.
- [7] 吴安明, 陈茂涛, 顾树人, 等.  $\text{NaNO}_2$  与  $\text{NH}_4\text{Cl}$  反应动力学及其在油田的应用研究[J]. 石油钻采工艺, 1995, 17(5): 60-64.  
Wu Anming, Chen Maotao, Gu Shuren, et al. *Oil Drilling & Production Technology*, 1995, 17(5): 60-64.
- [8] 吴晓东, 张玉丰, 刘彦辉. 蒸汽吞吐井注汽工艺参数正交优化设计[J]. 石油钻探技术, 2007, 35(3): 1-5.  
Wu Xiaodong, Zhang Yufeng, Liu Yanhui. *Petroleum Drilling Techniques*, 2007, 35(3): 1-5.
- [9] 李攻军, 邓艳星, 舒爱霞. 基于正交试验的硫化矿石结块影响因素分析[J]. 科技导报, 2011, 29(14): 41-45.  
Li Zijun, Deng Yanxing, Shu Aixia. *Science & Technology Review*, 2011, 29(14): 41-45.

(责任编辑 刘志远)