掺渣蜡油中石油沥青质的稳定性研究

李诚^{1,2}, 田松柏^{1*}, 王小伟¹

1. 中国石化石油化工科学研究院, 北京 100083

2. 天府七中, 成都 610200

*通讯作者, E-mail: tiansb.ripp@sinopec.com

收稿日期: 2017-10-11; 接受日期: 2017-12-07; 网络版发表日期: 2018-01-30

国家重点基础研究发展计划(编号: 2012CB224801)资助项目

摘要 蜡油掺渣过程中会形成沥青质不稳定的体系, 进而对装置操作和产品分布造成负面影响, 为避免这一现象的发生, 本文以不同的减压渣油和减压蜡油为研究对象, 对不同掺混比下掺渣蜡油中石油沥青质的稳定性进行了研究. 结合显微镜观察结果与相容性参数 S_{BN} 值和 I_N 值的计算结果, 在总结不同类型蜡油掺渣体系实验规律的基础上, 提出了蜡油掺渣工艺中掺渣比及渣油种类选取的稳定性判据: 当混合溶解性参数 $S_{BNmix} \geq 2I_N$ (I_N 为不溶性参数)时, 掺渣蜡油稳定; 当 S_{BNmix} 处于 $2I_N \sim 1.2I_N$ 时, 为掺渣蜡油稳定性的危险区域; 当 $S_{BNmix} < 1.2I_N$ 时, 掺渣蜡油不稳定. 该判据具有较好的适用性, 可用于指导蜡油掺渣过程中渣油的选取及掺渣比的确定.

关键词 石油沥青质, 胶体稳定性, 掺渣蜡油

1 引言

随着原油的重质化及市场对轻质油品需求的增大, 蜡油掺渣用作催化裂化原料已成为炼厂扩大原料来源、增加经济效益的重要手段. 蜡油掺渣的最大问题之一就是加工过程中原料油中的沥青质不稳定^[1~3]. 沥青质一般被定义为不溶于正庚烷而溶于甲苯或苯的石油组分, 是基于溶解度类型而非分子组成定义的一类物质. 作为石油中极性最强、组成最复杂和最难加工的组分, 沥青质分子之间存在氢键、芳香 π - π 堆积、偶极-偶极作用、酸碱相互作用等分子间相互作用, 导致含沥青质的石油体系具有絮凝沉降的倾向^[4,5]. 而在炼油过程中含沥青质的物料一旦出现沥青质不稳定,

会造成换热器结垢、加热炉生焦、催化剂失活、焦炭收率增大等不良后果.

目前有关混合体系稳定性的研究, 多集中在混合原油体系. Wiehe等^[6~8]基于溶解度参数理论, 结合一定的理论假设提出了用于判断和预测混合原油中沥青质稳定情况的相容性模型. 该模型的关键在于不溶性参数 I_N 和混合溶解性参数 S_{BN} 的确定, 其中, I_N 衡量的是沥青质的絮凝倾向, S_{BN} 衡量的是石油对沥青质的溶解能力. 该模型可以判定石油的稳定性并预测混合原油的相容性: 当 $S_{BN} > I_N$ 时, 石油稳定, 且 S_{BN}/I_N 越大, 石油越稳定; 当 $S_{BN} \leq I_N$ 时, 石油不稳定. 对于原油混合过程, 可以利用该模型预测混合原油的相容性: 当 $S_{BNmix} > I_{Nmax}$ 时, 混合原油相容; 当 $S_{BNmix} \leq I_{Nmax}$ 时, 混合原油不

引用格式: Li C, Tian S, Wang X. Petroleum asphaltene stability in the blending process of vacuum gas oil and vacuum residue. *Sci Sin Chim*, 2018, 48: 427–433, doi: 10.1360/N032017-00164

相容(沥青质发生絮凝沉降); 其中 S_{BNmix} 为各原油 S_{BN} 值按体积分数的线性加权, I_{Nmax} 为混合前原油中最大的 I_N ^[9].

上述混合原油不相容的规律是否适用于蜡油掺渣过程尚不可知. 因此, 为了避免蜡油掺渣催化裂化工艺过程中出现沥青质的不稳定现象, 并优化掺渣原料及掺渣比的选取, 本文以不同的减压渣油和减压蜡油为研究对象, 对不同掺混比下掺渣蜡油中沥青质的稳定性进行了研究, 并对不同类型蜡油掺渣体系的实验规律进行了总结.

2 实验部分

2.1 原料与试剂

实验所用渣油A、B、C和D均为沸点高于540℃的减压渣油, 分别为虎特减渣、塔河减渣、科威特减渣和胜利减渣; 所用蜡油VGO1和VGO2分别为350~540℃馏分段的大庆减压蜡油和胜利减压蜡油, 其基本性质见表1. 所用试剂甲苯与正庚烷, 均为分析纯, 北京化工厂产品(中国).

2.2 油样混合实验

在120℃条件下, 按一定比例将渣油与蜡油混合, 搅拌4 h使其完全混匀, 得到不同掺渣比下的掺渣蜡油.

2.3 沥青质稳定性分析

2.3.1 光学显微镜试验

采用配有恒温熔点仪的双目生物显微镜XSP-

BM19A, 上海光学仪器六厂(中国)生产, 对沥青质的絮凝情况进行观察. 熔点仪设定的温度为100℃, 采集油样放大400倍时的图像.

2.3.2 混合溶解性参数的测定

(1) 混合溶解性参数的来源

由于沥青质是按溶解度定义的一类物质, 一般被定义为不溶于正庚烷而溶于甲苯的石油组分, 因此, 认识沥青质相关现象(如絮凝、沉积)的关键是能够定量描述沥青质刚开始絮凝、发生相分离即初始絮凝点的溶解度条件. 物质的溶解度参数是衡量物质之间相容性的一个重要参数, 被定义为物质内聚能密度的平方根(单位MPa^{1/2}), 显然可以利用溶解度参数来描述和预测石油中不稳定现象——沥青质的絮凝沉积, 但对于石油、沥青质这类组成复杂的物质, 其溶解度参数难以直接测定.

为了描述和使用方便, Wiehe等^[6-9]根据沥青质的定义, 以甲苯的溶解度参数 δ_T 和正庚烷的溶解度参数 δ_H 为参考, 根据沥青质初始絮凝点实验, 定义 I_N 和 S_{BN} , 如式(1)和(2)所示, 利用这两个无量纲的混合溶解性参数来描述原油混合过程中沥青质的稳定性情况.

$$I_N = \frac{\delta_f - \delta_H}{\delta_T - \delta_H} \times 100 \tag{1}$$

$$S_{BN} = \frac{\delta_{oil} - \delta_H}{\delta_T - \delta_H} \times 100 \tag{2}$$

其中, δ_f 、 δ_{oil} 分别为初始絮凝点处混合液(正庚烷、甲苯和原油)和原油的溶解度参数.

在一定的假设基础上(假定当原油混合时溶解度参数达到某一特定值时沥青质发生絮凝, 其理论依据

表 1 原料油的基本性质^{a)}

原料油	$\rho(20^\circ\text{C})$ (g cm ⁻³)	MCR (%)	w (μg g ⁻¹)		w (%)				$w(\text{SARA})$ (%)			
			Ni	V	C	H	S	N	Sa	Ar	Re	As
A	1.02	22.10	32.0	107.0	84.28	10.10	4.40	0.27	12.4	52.0	29.2	6.4
B	1.07	37.50	82.7	532.0	86.13	9.23	3.60	0.59	7.1	32.2	22.4	38.3
C	1.04	21.70	35.0	114.0	80.42	9.75	6.50	0.33	13.7	53.3	22.5	10.5
D	1.01	17.80	50.0	6.0	85.22	10.88	2.60	0.84	9.2	38.2	48.0	4.6
VGO1	0.86	0.09	0.0	0.0	86.09	13.56	0.06	0.05	82.5	15.8	1.7	0.0
VGO2	0.93	0.16	0.0	0.0	86.44	12.47	1.04	0.29	70.3	25.2	4.5	0.0

a) ρ 表示密度; MCR表示微残炭值; w 表示原料油中各元素的含量; SARA表示四组分, 其中, Sa、Ar、Re、As分别代表原料油中饱和分、芳香分、胶质和沥青质

是石油组分之间的主要作用力是色散力且沥青质发生絮凝时溶液的折射率基本不变), 结合混合溶解度参数为各组分溶解性参数的体积分数加权, 可得到用于计算体系 S_{BN} 和 I_N 值的式(3):

$$\frac{100V_T}{V_T + V_H} = I_N + \frac{100M_{oil}}{V_T + V_H} \frac{I_N - S_{BN}}{100\rho_{oil}} \quad (3)$$

其中, V_T 、 V_H 分别为甲苯、正庚烷的体积; M_{oil} 、 ρ_{oil} 分别为原油的质量和密度。

所以只需在式(3)的基础上得到油样、甲苯和正庚烷的体积与密度即可得到油样的 S_{BN} 和 I_N 值(也就知道了油样的溶解度参数 δ_{oil} 和初始絮凝点处混合液的溶解度参数 δ_i 的大小关系)。

(2) 混合溶解性参数的测定试验

参照标准方法ASTM D7112^[10], 制备了3个不同浓度的甲苯-油样(渣油、掺渣蜡油)溶液, 用正庚烷滴定, 采用PORLA稳定性和相容性分析仪(芬兰Finnish仪器公司产品)对滴定终点(初始絮凝点)进行监测, 记录沥青质初始絮凝点处所加油样的质量、甲苯的体积、所耗正庚烷的体积, 结合式(3)计算得到 S_{BN} 、 I_N 值^[6-9,11]。

3 结果与讨论

3.1 渣油的稳定性分析

4种减压渣油的稳定性评价结果见表2。

由表2可知, 减压渣油B的 I_N 值最大, 而减压渣油C、A和D的 I_N 值依次降低, 由于 I_N 值衡量的是沥青质的本征絮凝倾向, 即当外部环境完全相同(温度、压力和组成等)时, I_N 值越大的沥青质越容易絮凝。由此表明, 当外部环境发生改变时, 减压渣油B的沥青质最易发生絮凝, 而减渣C、A和D中沥青质的絮凝倾向依次降低。

另外, 减压渣油B的 S_{BN}/I_N 值最小, 而减压渣油C、A和D的 S_{BN}/I_N 值依次增大, 表明减压渣油B的稳定性最

低, 而减压渣油C、A和D的稳定性依次增大。这主要是因为通常情况下, 重质油是一种稳定的胶体分散体系, 在这个分散体系中, 其分散相以沥青质为胶束中心, 以附着于它的胶质为溶剂化层而构成的胶束, 其分散介质则主要由油分和部分胶质组成^[12], 而结合表1中4种减压渣油的四组分数可知, 随着4种减压渣油稳定性的降低, 渣油中容易絮凝的沥青质的含量逐渐增加, 而作为胶溶剂的胶质的含量却逐渐减少。

3.2 掺渣蜡油中沥青质的稳定性研究

3.2.1 VGO1掺A的掺渣蜡油中沥青质的稳定性分析

本课题组^[3]前期对不同掺渣率——掺渣蜡油中减压渣油所占的质量百分比(5.8%、9.0%、16.4%、25.8%、38.3%、49.2%)下减压渣油A与VGO1混合得到的掺渣蜡油进行了显微镜实验和初始絮凝点分析。显微镜结果表明, 当掺渣率为5.8%和9.0%时, 所得掺渣蜡油中沥青质严重絮凝; 当掺渣率为25.8%、38.3%和49.2%时, 混合油中沥青质稳定; 而当掺渣率为16.4%时, 混合油中沥青质处于基本稳定的状态, 显微镜照片中仅见极个别、尺寸较小的沥青质絮凝体。结合显微镜和初始絮凝点的结果, 得到了掺渣蜡油的稳定性随混合油中A所占质量百分比的增大而提高的结论^[3]。

为了预测蜡油掺渣过程中沥青质的不稳定行为, 优化掺渣比和掺混原料的选取, 采用2.3.2节介绍的方法对未发生沥青质絮凝或沥青质絮凝现象不明显的掺渣蜡油的 S_{BN} (即 S_{BNmix})和 I_N (即 I_{Nmax})进行测定, 这是由于减压蜡油中不含沥青质, 其 I_N 值为0, 结果如图1所示。

由图1可见, 随着混合油中A所占质量分数的增加, S_{BN} 值逐渐增加, 表明掺渣蜡油对沥青质的溶解能力越来越强。由图1还可以看到, 不同掺渣率下, 各掺渣蜡油的 I_N 值基本不变, 而 S_{BN} 值具有很好的线性相关性。对图1中不同掺渣比下掺渣蜡油的 S_{BN} 进行回归, 回归式在y轴上的截距即为VGO1 (混合油中A所占质量分数为0)的 S_{BN} , 其值为16.1, 而当混合油中A所占质量分数外延到100% (不含减压蜡油)时, 所得掺渣蜡油的 S_{BN} 值和 I_N 值即为减压渣油的 S_{BN} 值和 I_N 值。由此表明, 只要在蜡油渣油混合之前得到了渣油和蜡油的 S_{BN} 值, 就可以利用 S_{BN} 值的体积加权规则^[7], 得到掺渣蜡油的 S_{BN} 。

表2 4种减压渣油的稳定性评价结果

减渣	I_N	S_{BN}	S_{BN}/I_N
A	19.5	114.5	5.9
B	44.4	136.1	3.1
C	27.1	131.1	4.8
D	8.8	116.3	13.2

图1 混合油的 S_{BN} 值和 I_N 值随A体积分数变化的曲线(网络版彩图)

由图1中的线性回归式, 得到 $S_{BNmix}=I_N$ 处, 混合油中A的体积分数为5.2% (质量分数为6.1%), 但当混合油中A的体积分数为7.7% (质量分数为9.0%)时, 掺渣蜡油中出现沥青质严重絮凝的现象^[3], 可知引言中提到的“当 $S_{BNmix}>I_{Nmax}$ 时, 混合原油稳定”这一用于预测混合原油稳定性的判据对掺渣蜡油并不适用. 当掺渣蜡油基本稳定时(混合油中A的体积分数为14.2%, 对应的质量分数为16.4%)时, 此时混合油的 $S_{BNmix}=1.2I_N$; 当混合油中A的体积分数为22.7% (质量分数为25.8%)时, 掺渣蜡油十分稳定, 此时混合油的 $S_{BNmix}=2.0I_N$. 因此, 在本蜡油掺渣过程中, 为了得到稳定的混合油样, 应保证所得混合油的 $S_{BNmix}>1.2I_N$.

3.2.2 VGO1掺B、C、D的掺渣蜡油中沥青质的稳定性分析

为了摸索蜡油掺渣稳定性的规律性, 进一步研究了B、C、D 3种减渣与VGO1混合所得掺渣蜡油中沥青质的稳定性情况.

B、C、D的 I_N 值和 S_{BN} 值见表2. 由混合溶解性参数 S_{BNmix} 的体积规则, 可以得到不同掺渣比例下B、C和D与VGO1混合所得掺渣蜡油的 S_{BNmix}/I_N 值, 分别如表3~5所示, 对应的显微镜照片分别如图2~4所示.

由图2可知, 对于VGO1掺B的掺渣蜡油, 当B的质量分数为50%时, 混合油中沥青质的稳定情况较B的质量分数为10%、20%、30%和40%时都要好, 但仍有少量沥青质絮凝; 当混合油中B质量分数为60%、70%、80%时, 混合油中未见沥青质絮凝体, 表明沥青质稳定存在于混合油中. 结合表3中各掺渣比下的 S_{BNmix}/I_N 值可知, 对于B与VGO1的混合油, 当 $S_{BNmix}<1.6I_N$ (掺渣

表3 不同掺渣比下, B与VGO1混合所得掺渣蜡油的稳定性评价结果

B质量分数 (%)	B体积分数 (%)	S_{BNmix}/I_N
10	8.2	0.6
20	16.8	0.8
30	25.7	1.1
40	35	1.3
50	44.7	1.6
60	54.8	1.8
70	65.3	2.1
80	76.4	2.4

表4 不同掺渣比下, C与VGO1混合所得掺渣蜡油的稳定性评价结果

C质量分数 (%)	C体积分数 (%)	S_{BNmix}/I_N
20	17.3	1.3
30	26.3	1.6
40	35.7	2

表5 不同掺渣比下, D与VGO1混合所得掺渣蜡油的稳定性评价结果

D质量分数 (%)	D体积分数 (%)	S_{BNmix}/I_N
2	1.7	2
5	4.2	2.3
10	8.5	2.8

率为50%)时, 掺渣蜡油中沥青质不稳定, 当 $S_{BNmix}>1.8I_N$ (掺渣率为60%)时, 掺渣蜡油中沥青质稳定.

由图3可知, 对于VGO1掺C, 当混合油中C质量分数为30%时, 混合油基本稳定. 结合表4可知, 此时所对应掺渣蜡油的 $S_{BNmix}=1.6I_N$. 由此表明, 对于B与VGO1的混合油, 当 $S_{BNmix}\geq 1.6I_N$ 时, 掺渣蜡油中沥青质稳定.

由图4可知, 对于VGO1掺D, 所得掺渣蜡油在显微镜下均无沥青质絮凝体出现, 结合表5可知, 对于本蜡油掺渣体系, 当混合油的 $S_{BNmix}\geq 2I_N$ 时, 可以保证其中的沥青质稳定存在.

关于原油混合的大量研究^[13,14]表明, 2种原油进行混合时, 其沥青质含量相差越大, 混合原油不稳定的概率越大. 上述3种不同减渣与VGO1的掺混结果表明, 蜡油掺渣过程的不稳定区间比原油混合过程的不稳定

图 2 不同掺渣比下, B与VGO1混合所得掺渣蜡油的显微镜照片($\times 400$) (网络版彩图)

图 3 不同掺渣比下, C与VGO1混合所得掺渣蜡油的显微镜照片($\times 400$) (网络版彩图)

图 4 不同掺渣比下, D与VGO1混合所得掺渣蜡油的显微镜照片($\times 400$) (网络版彩图)

区间大, 这可能是由于与原油相比, 掺渣蜡油混合原油中的渣油含有更多容易发生相分离(絮凝)的沥青质, 而蜡油虽不含沥青质, 但其组成中利于沥青质稳定的胶溶剂(胶质)的含量极少, 主要是大量不利于沥青质稳定的饱和分。因此, 在混合过程中更有可能发生沥青质的不稳定现象。

3.2.3 蜡油掺渣过程中沥青质的稳定性判据

由3.2.1和3.2.2节的分析归纳得到如图5所示的稳定性区间示意图。对于VGO1掺A, 当 $S_{BN}=2.0I_N$ 时, 掺渣蜡油稳定, 未见任何沥青质絮凝物; 当 $S_{BNmix}=1.2I_N$ 时, 掺渣蜡油基本稳定。对于VGO1掺B, 当 $S_{BN}=1.8I_N$ 时, 掺渣蜡油稳定; 当 $S_{BNmix}=1.6I_N$ 时, 掺渣蜡油不稳定。对于

图 5 4种掺渣蜡油稳定性区间的示意图(网络版彩图)

VGO1掺C, 当 $S_{BN}=1.6I_N$ 时, 掺渣蜡油基本稳定; 当 $S_{BNmix}=2.0I_N$ 时, 掺渣蜡油稳定。对于VGO1掺D, 当 $S_{BN}=2.0I_N$ 时, 掺渣蜡油稳定, 且所得掺渣蜡油中均未见任何沥青质絮凝物。因此, 可以认为, 针对掺渣蜡油体系, 当 $S_{BNmix} \geq 2I_N$ 时, 掺渣蜡油稳定; 当 S_{BNmix} 处于 $1.2I_N \sim 2I_N$ 之间时, 为掺渣蜡油稳定性的危险区域; 当 $S_{BNmix} < 1.2I_N$ 时, 掺渣蜡油不稳定。该判据可供有关掺渣蜡油体系的炼油工艺过程参考使用。

3.3 沥青质稳定区间判据的应用

由表1中4种减压渣油的基本性质和组成可知, 减压渣油D、A、C、B的性质逐渐变差, 且代表了几种不同基属油的减渣, 因此, 3.2节中所提出的判据具有较强的代表性。为了对该判据进行验证, 同时利用该稳

定性判据为较难加工的减渣B和C配伍合适的蜡油,使所得掺渣蜡油不仅无沥青质絮凝沉积现象发生,而且能够满足催化裂化装置的一般进料要求,对胶质和芳香分含量高的减压蜡油VGO2的 S_{BN} 值进行了测定,测定方法参考文献^[14,15]及3.2.1节中VGO1的 S_{BN} 值计算方法,通过线性回归得到VGO2的 S_{BN} 值为94.2。

由3.1和3.2节分析可知,当掺渣率较低时,所得掺渣蜡油的 S_{BNmix} 小,容易发生不相容,所以考察了掺渣率为5.0%、10.0%和20.0%时的情况,其显微镜实验结果如图6和7所示, S_{BNmix}/I_N 的计算结果如表6和7所示。

由图6和表6可知,所混的3个掺渣率下的掺渣蜡油均未出现沥青质的不稳定现象。由于B的 S_{BN} 值大于VGO2的 S_{BN} 值,且VGO2的 S_{BN} 值大于B的 I_N 值的2倍,结合3.2节所得的稳定性判据(当 $S_{BNmix} \geq 2I_N$ 时,掺渣蜡油稳定),可知B可以任意比例掺入到VGO2而不发生沥青质的不稳定现象。

由图7和表7可知,所混的掺渣蜡油均未出现沥青质的不稳定现象,这与预期相符。这是由于C的 S_{BN} 值

图6 不同掺渣比下, B与VGO2混合所得掺渣蜡油的显微镜照片($\times 400$) (网络版彩图)

图7 不同掺渣比下, C与VGO2混合所得掺渣蜡油的显微镜照片($\times 400$) (网络版彩图)

表6 不同掺渣比下, B与VGO2混合所得掺渣蜡油的稳定性评价结果

B质量分数 (%)	B体积分数 (%)	S_{BNmix}/I_N
5	4.4	3.6
10	8.8	3.6
20	17.8	3.8

表7 不同掺渣比下, C与VGO2混合所得掺渣蜡油的稳定性评价结果

C质量分数 (%)	C体积分数 (%)	S_{BNmix}/I_N
5	4.5	3.5
10	9.0	3.6
20	18.3	3.7

大于VGO2的 S_{BN} 值,且C的 I_N 值的2倍均小于VGO2的 S_{BN} 值。因此,预测C可以以任意比例掺入到VGO2而不出现沥青质絮凝的现象。

由此可见,利用3.2节提出的稳定性判据可为渣油选取适宜的减压蜡油进行催化裂化,可以使得B、C这类性质较差的渣油不仅能保证掺渣蜡油中沥青质稳定存在,而且也能够满足掺渣蜡油对催化裂化装置一般进料要求。

4 结论

通过对不同减压渣油和减压蜡油的蜡油掺渣实验,发现混合原油不相容的规律并不适用于蜡油掺渣过程,提出了针对掺渣蜡油体系的稳定性判据:当 $S_{BNmix} \geq 2I_N$ 时掺渣蜡油稳定;当 S_{BNmix} 处于 $2I_N \sim 1.2I_N$ 时,为掺渣蜡油稳定性的危险区域;当 $S_{BNmix} < 1.2I_N$ 时,掺渣蜡油不稳定。该判据可指导蜡油掺渣工艺中掺渣比及掺混对象的选取,以高效利用稀缺的石油资源。

参考文献

- Subirana M, Sheu EY. *Asphaltenes: Fundamentals and Applications*. Berlin: Springer Science & Business Media, 2013. 1–79
- 李能,董明,李龙,王子军. 石油沥青, 2014, 28: 40–48
- 李诚,王小伟,田松柏,任飞,章群丹. 石油学报(石油加工), 2017, 33: 730–737
- Subramanian S. Mitigation and remediation of asphaltene precipitation, deposition and plug formation: importance of asphaltene subfractions. Dissertation for the Doctoral Degree. Norway: Norges Teknisk Naturvitenskapelige Universitet, 2017. 5–25
- Chacón-Patiño ML, Rowland SM, Rodgers RP. *Energy Fuels*, 2017, 31: 13509–13518

- 6 Wiehe IA, Kennedy RJ. *Energy Fuels*, 2000, 14: 56–59
- 7 Wiehe IA, Kennedy RJ. *Energy Fuels*, 2000, 14: 60–63
- 8 Wiehe IA. *Energy Fuels*, 2012, 26: 4004–4016
- 9 Wiehe I A. *Process Chemistry Of Petroleum Macromolecules*. Boca Raton: CRC Press, 2008:205-254
- 10 ASTM D7112 Standard Test Method for Determining Stability and Compatibility of Heavy Fuel Oils and Crude Oils by Heavy Fuel Oil Stability Analyzer (Optical Detection). 2012
- 11 Wiehe IA, Kennedy R J. Process for blending potentially incompatible petroleum oils. US Patent, US 5871634, 1999-02-16
- 12 梁文杰. 重质油化学. 山东: 石油大学出版社, 2000. 146–175
- 13 王小伟, 田松柏, 王京. 石油学报(石油加工), 2010, 26: 706–711
- 14 王小伟, 田松柏, 王京, 李虎. 石油炼制与化工, 2015, 46: 79–83
- 15 Wiehe IA, Rahimi P, Oh YD, McNamara R, Alem T. *Energy Fuels*, 2008, 22: 753–756

Petroleum asphaltene stability in the blending process of vacuum gas oil and vacuum residue

Cheng Li^{1,2}, Songbai Tian^{1*}, Xiaowei Wang¹

¹ Sinopec Research Institute of Petroleum Processing, Beijing 100083, China

² Tianfu No.7 High School, Chengdu 610200, China

*Corresponding author (email: tiansb.ripp@sinopec.com)

Abstract: In the blending process of vacuum residue (VR) and vacuum gas oil (VGO), an unstable mixture can be formed, which has a negative impact on the operation of devices and results in poor product distribution. In order to avoid this phenomenon, the stability of blends that forms by different kinds of VR and VGO with different ratios was studied. Based on the experimental results of microscopic observations and the S_{BN} and I_N calculation results, a criterion was proposed: when $S_{BNmix} \geq 2I_N$, the mixture is stable; when S_{BNmix} is between $2I_N - 1.2I_N$, the mixture is tend to be unstable; when $S_{BNmix} < 1.2I_N$, the mixture is unstable. This criterion can be used to guide the selection of VR and VGO as well as the blending ratio to avoid the unstable blending.

Keywords: petroleum asphaltene, colloidal stability, mixture of VGO and VR

doi: [10.1360/N032017-00164](https://doi.org/10.1360/N032017-00164)