

# 稠油掺活性水降黏集输工艺研究

汪溢<sup>1</sup>, 胡泽文<sup>2</sup>, 付美龙<sup>1\*</sup>, 周璇<sup>1</sup>, 张蒙<sup>1</sup>, 杜伟<sup>1</sup>, 孙晶<sup>1</sup>

(1. 长江大学石油工程学院, 湖北武汉 430100;

2. 江汉石油工程页岩气开采技术服务公司, 湖北武汉 433100)

**摘要:**为了解决昌吉井区稠油集输困难的问题,对昌吉井区的稠油集输工艺进行了研究,制定出一套适合该地区稠油集输的有效工艺。实验通过测试 3 种表面活性剂对该地区稠油乳化后的静态稳定性、流变性发现,乳化液稳定性依次为 OP-10>XP50>AG-16;OP-10 乳化后的黏度最好。温度低于 42℃时,AG-16>XP50;高于 42℃时,XP50>AG-16,因此选择 OP-10 为本区块掺活性水乳化降黏的主添加剂。通过参数优化实验发现,OP-10 的添加量为质量分数 0.75%,乳化温度为 50℃,含水率为 30%时,不仅能有效降黏,还能达到较好的经济效果。研究表明,稠油掺活性水乳化降黏是稠油集输中一种经济高效的集输工艺,具有乳化液黏度小、性能稳定、乳化剂用量少等优势。

**关键词:**稠油集输;降黏剂;活性水;乳化降黏

中图分类号:TE832

文献标志码:A

文章编号:0253-4320(2018)01-0217-03

DOI:10.16606/j.cnki.issn 0253-4320.2018.01.052

## Study on viscosity reduction by blending active water in heavy oil pipeline transportation

WANG Yi<sup>1</sup>, HU Ze-wen<sup>2</sup>, FU Mei-long<sup>1\*</sup>, ZHOU Xuan<sup>1</sup>, ZHANG Meng<sup>1</sup>, DU Wei<sup>1</sup>, SUN Jing<sup>1</sup>

(1. School of Petroleum Engineering, Yangtze University, Wuhan 430100, China;

2. Shale Gas Development Technical Service Company, SSC Jiangnan, Wuhan 433100, China)

**Abstract:** It is difficult to transport on ground the heavy oil produced in Changji well block. In order to solve this problem, the gathering and transport process in Changji well block is studied and an effective gathering and transport process suitable for the heavy oil produced in this block is developed. The static stability and rheological feature of the Changji-produced heavy oil emulsified by three kinds of surfactants respectively are tested. It is found that the emulsion emulsified by OP-10 has the best stability, that by AG-16 has the worst, and XP50 between the two. The viscosity of the emulsion emulsified by OP-10 is the best. AG-16 has better emulsifying effect than XP50 when the temperature is lower than 42℃, and the result becomes contrary when the temperature is higher than 42℃. Hence OP-10 is chosen as the major additive for blending active water to emulsify the heavy oil and reduce its viscosity. Through the parameter optimization experiments, it is found that when the dosage of OP-10 is 0.75 wt. %, the emulsifying temperature is at 50℃ and the moisture content is 30%, the heavy oil can be effectively emulsified and its viscosity can be reduced efficiently, furthermore, a good economic effect will be achieved too. This study shows that blending active water to emulsify heavy oil and reduce its viscosity is an economic and high effective technology for gathering and delivering heavy oil, which has advantages that emulsion exhibits lower viscosity and stable properties, and dosage of emulsifier is lower etc.

**Key words:** heavy oil gathering and transportation; viscosity reducing agent; active water; reducing viscosity via emulsifying

近年来,随着常规油气藏的日益衰竭,稠油作为非常规油气藏越来越受到重视。截至 2015 年,全球已证实的稠油(包含沥青)储量高达 155 000 亿 t,我国稠油储量丰富,约占全球总储量的 20%。由于稠油中含有大量的胶质、沥青质及石蜡,使得稠油具有高黏度、高密度和高凝固点的“三高”特性,给稠油的开发和集输带来了极大的困难<sup>[1]</sup>。研究发现,稠油的黏温特性特别明显,当温度升高时,黏度会急剧降低<sup>[2]</sup>,稠油热采和加热集输成为了稠油的主流开采集输方式,但能量损失高,经济成本大<sup>[3-4]</sup>,寻找新的降黏方法对稠油的开采具有重要的意义。目前

稠油除了加热集输以外,还有掺稀释油、加油溶性降黏剂,改性降黏以及本文中的乳化降黏<sup>[5-6]</sup>。

采用乳化降黏集输稠油可节省大量燃料费,是一种具有广阔前景的集输方式,具有投资少、见效快、设备简易、便于管理等优点。乳化液的黏度和稳定性是影响集输效果的主要因素,其中黏度是衡量乳化液性能的主要指标。但是如果乳化液的稳定性不好,在集输过程中会发生破乳现象,使得油水分离,集输压力急剧升高,可能造成停输及凝管事故。合适的乳化剂不仅能形成稳定低黏的乳化液,而且经济安全。针对昌吉井区的稠油,采用 50℃ 低温加

收稿日期:2017-06-07

作者简介:汪溢(1990-),男,硕士生;付美龙(1967-),男,教授,博士生导师,从事油田化学及提高采收率方面的研究,通讯联系人,805817751@qq.com。

热配合活性水乳化降黏集输的工艺, 本文将筛选出一种经济高效的乳化剂, 并掌握乳化性能及流变参数, 为该地区的稠油集输提供理论依据。

## 1 乳化剂的筛选

原始条件下, 昌吉井区稠油 50℃ 时的表观黏度值为 3 357 mPa·s, 反常点为 45℃, 属于普通稠油。根据资料调研、现场调研及昌吉井区稠油的组成和物性分析结果, 对 OP-10、AG-16 和 XP50 3 种乳化降黏剂做进一步的室内筛选实验, 选出对昌吉井区稠油乳化效果最优的乳化降黏剂以供实际稠油开发和集输使用。3 种乳化剂基本性能参数如表 1 所示。

表 1 3 种乳化降黏剂的性能参数

名称	类型	HLB	密度/ (g·cm <sup>-3</sup> )	pH	浊点/ ℃
OP-10	非离子型	13	1.05	6~7	65~73
AG-16	非离子-阴离子结合型	14.5	1.15	6~9	77~80
XP50	复配型	11.5	0.97	约 7	42~45

### 1.1 稳定性试验

乳化稠油在集输的过程中必须具备一定的稳定性, 以确保乳化液不会在管道中大量破乳, 影响集输的效果。通过观察乳化液在恒温静置不同时间析出水的多少来衡量乳化液的静态稳定性。

定义析水率:

$$f_i(\%) = (V_1/V_2) \times 100\%$$

式中,  $V_1$  为析出水的体积, mL;  $V_2$  为加入活性水的体积, mL。

析水率越小, 则乳化液的稳定性越强。析水率实验测试步骤如下。

(1) 分别用地层产出水配置质量分数为 1% 的 3 种表面活性剂溶液, 作为乳化降黏用的活性水。

(2) 在 45℃ 温度条件下, 以 7:3 的油水体积比混合昌吉井区的稠油和 3 组活性水, 并在 500 r/min 的速率下搅拌 10 min, 使原油和活性水充分乳化。

(3) 分别取 3 组 40 mL 新制的实验乳化油样分别倒入 50 mL 具塞量筒中。

(4) 将具塞量筒静置于 50℃ 恒温水浴中, 并开始计时; 分别读取指定析出水的体积, 记录数据, 计算析水率, 结果如图 1 所示。

由图 1 可知, AG-16、OP-10 及 XP50 3 种乳化剂配置的活性水均能和昌吉井区稠油形成较为稳定的 O/W 乳化液。OP-10 和 XP50 活性水与稠油配

置的乳化液, 析水率很快就能达到一个较小的稳定值。AG-16 活性水与稠油形成的乳化液析水率稍大, 且达到稳定所需时间较长。从效果上看, OP-10 (15.4%) 好于 AG-16 (16.4%) 好于 XP50 (19.2%); 从稳定时间上看, OP-10 和 AG-16 差别不大, 远小于 XP50。

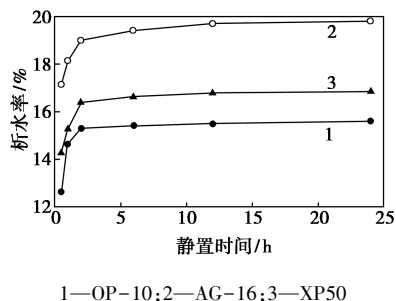


图 1 昌吉井区乳化稠油析水率测试结果

### 1.2 流变性测试

要达到稠油乳化降黏集输的目的, 油和活性水不仅要形成稳定的 O/W 乳化液, 还要保证稠油乳化后, 黏度降低到一个适合集输的范围<sup>[1,7]</sup>。为了评价 3 种乳化剂对昌吉井区稠油的乳化降黏效果, 分别配置乳化剂质量分数为 1%, 油水比为 7:3, 乳化温度为 45℃ 条件下的 O/W 乳化液, 用 DDR-III 布氏黏度计测试其在 30~65℃ 时的表观黏度。测试结果如图 2 所示。

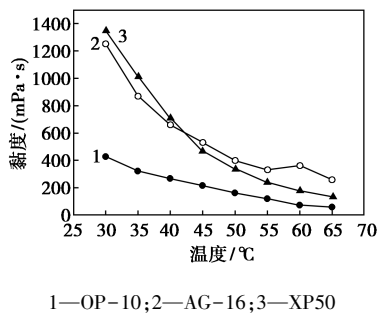


图 2 不同乳化剂乳化稠油后的黏温曲线

由图 2 可知, 在测试温度范围内, 乳化液的黏温特性很明显, 黏度随着温度的升高而急剧降低。对比 3 种乳化剂的乳化降黏效果发现, OP-10 的效果更加显著, 在较低温度下, 乳化液的黏度已经较小, 效果远好于 XP50 和 AG-16。随着温度升高, XP50 和 AG-16 下降较为迅速, 但最终黏度依然高于 OP-10 乳化后的黏度。

通过稳定测试和流变性测试得出, 针对昌吉井区的稠油, OP-10 乳化后的稠油不仅黏度低, 形成的乳化液稳定, 析水率达到稳定所需的时间也短。OP-10 适宜作为该区块稠油掺活性水集输的乳

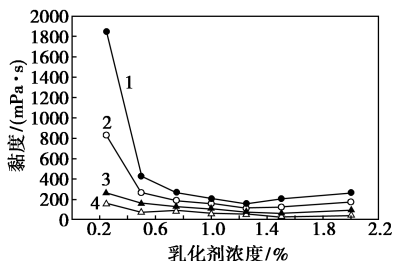
化剂。

## 2 参数优化

通过分析乳化剂初选实验结果,以 OP-10 的乳化降黏效果为最佳。为了达到更好的集输效果及经济效益,需要对 OP-10 做进一步的室内参数优化实验,来确定其最佳加剂量、最佳乳化温度和最佳掺水量。

### 2.1 乳化剂加量优化

Kuldip Sharma 提出,要想取得较好的经济效益,乳化液的表观黏度必须介于 100~400 mPa·s 之间<sup>[8]</sup>。因此,本次乳化剂降黏实验将最佳降黏效果的黏度上限控制在 400 mPa·s。实验时的油水比为 7:3,乳化温度为 45℃,不同浓度的活性水乳化稠油在 30~60℃ 时的黏度如图 3 所示。



1—30℃; 2—40℃; 3—50℃; 4—60℃

图 3 不同浓度活性水乳化稠油后的黏度

由图 3 可明显看到,随着乳化剂用量的增加,乳化液的黏度先迅速降低,再缓慢下降,在 1.25% 时到达一个最小值,之后黏度稍有增加。根据乳化液黏度小于 400 mPa·s 的要求,乳化剂在 0.75% 即可满足,并且当用量大于 0.75% 时,黏度下降缓慢,从经济角度考虑,活性水中的乳化剂质量分数为 0.75% 时较为适宜。

### 2.2 乳化温度优化

形成稳定的 O/W 乳化液的过程需要在一定的温度下进行,这个温度定义为乳化温度<sup>[9]</sup>。研究表明,乳化温度会影响稠油乳化液的性质。当乳化温度过高时,乳化剂在油水界面的活性可能受到影响,从而不利于形成 O/W 型乳化液;当乳化温度过低时,稠油可能出现乳化困难<sup>[10-11]</sup>。

用 OP-10 配置乳化剂质量分数为 0.75% 的活性水,按照 7:3 的油水比在不同温度下乳化稠油,测试乳化液在 50℃ 时的黏度。由于 OP-10 的浊点范围为 65~73℃,实验乳化温度区间为 30~70℃,测试结果如图 4 所示。

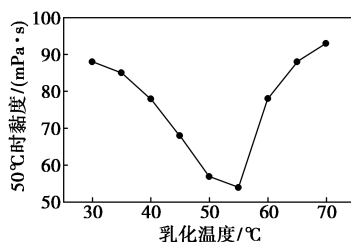
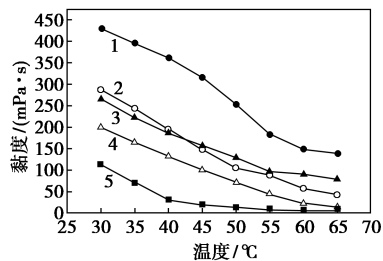


图 4 不同乳化温度下乳化液的黏度变化

由图 4 可知,在乳化温度为 50~55℃ 时,OP-10 对昌吉井区 J1363 稠油的乳化降黏效果最佳。乳化温度为 30~45℃ 时,稠油乳化不完全。当乳化温度为 60~70℃ 时,因为高温影响了 O/W 型乳化液的形成。所以乳化效果最佳的乳化温度为 50~55℃,同时较高的乳化温度也是对能源的浪费,会增加集输成本。因此,昌吉井区稠油的最佳乳化温度定为 50℃ 是合理的。

### 2.3 掺水量优化

在掺水量较小时,乳化稠油的黏度依然很高,达不到稠油掺活性水降黏技术的目的,在掺水量较大时,虽然解决了黏度问题,但降黏剂和水的用量都会增加,不仅浪费了资源和能源,集输后的乳化液破乳脱水也会变得更加困难,优选最佳掺水量对活性水乳化降黏集输具有重要意义。在 50℃ 温度下,用质量分数 0.75% 的活性水配制含水率分别为 20%、30%、40%、50% 和 60% 的乳化液,测试 30~65℃ 的黏温曲线如图 5 所示。



含水率: 1—20%; 2—30%; 3—40%; 4—50%; 5—60%

图 5 不同含水率下的黏温曲线

由图 5 可以看出,随着掺水量的增加,乳化液的黏度明显降低,且从含水率 20%~30%,黏度有明显下降。乳化原油在 50℃ 条件下集输时,掺水率为 30% 时的黏度为 105 mPa·s,能满足集输的黏度要求,并且析水率也较低,因此在掺水率为 30% 时,能达到集输要求。

## 3 结论

(1) 不同的乳化剂对同一区块稠油的乳化降黏效果差异较大,不同区块所适用的乳化剂类型也不

(下转第 221 页)

由上式可知,若隔热油管内壁和外壁温差( $T-t$ )一定,4项热阻之和越大,由隔热油管散失的热量 $Q$ 越小,即隔热油管的隔热性能越好。

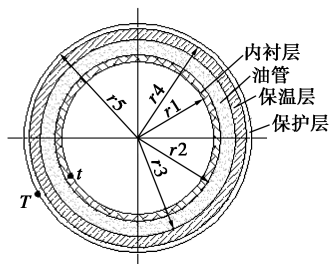


图1 复合内衬隔热油管结构图

由于钢材的导热系数 $[50 \text{ W}/(\text{m}\cdot\text{C})]$ 远大于内衬层材料导热系数 $[0.5 \text{ W}/(\text{m}\cdot\text{C})]$ 和保温层材料导热系数 $[0.02 \text{ W}/(\text{m}\cdot\text{C})]$ ,油管和保护层热阻远大于内衬层和保温层热阻。因此,隔热油管的隔热性能主要取决于内衬层和保温层,即内衬层和保温层材料的导热系数越小,隔热油管的散失热量越小,隔热性能越好。

## 2 复合内衬隔热油管应用试验

### 2.1 试验范围

在八里庄油田的里四计、间12-1计和间12-2计的8个井组(共计36口油井)中的14口远端油井应用了隔热油管,应用前36口油井均采用三管伴热集油工艺,应用后,通过高温井带低温井的串接方式,使本区域内的36口油井全部实现了常温输送。

### 2.2 试验结果

#### 2.2.1 实验油井参数

14口油井应用隔热油管前后参数见表1。

表1 油井应用隔热油管前后参数

井号	应用前后	热洗周/d	井口温/ $^{\circ}\text{C}$	悬点最大载荷/kN	日耗电/kWh
里107-25	应用前	90	30	58.6	321.6
	应用后	—	49	63.3	249
间11	应用前	180	46	74.12	280
	应用后	—	54	70.85	240
间12-11	应用前	180	47	82	180
	应用后	—	58	77.7	173
间12-19	应用前	180	27	75.5	250
	应用后	—	49	52.3	249
间29-5	应用前	180	37	86.6	237
	应用后	—	46.5	72.6	230.5
间11-6	应用前	180	32	75.8	208
	应用后	—	48	79.1	180
间29-17	应用前	360	33	102.7	289.6
	应用后	—	48	96.3	248.7
里107-9	应用前	90	20	90	232
	应用后	—	26	89.5	224
里107-8	应用前	—	37	61.9	398.4
	应用后	—	53	53.8	394
里107-7	应用前	180	47	60	219.6
	应用后	—	60	73.3	190.9
里107-20	应用前	90	18	64.7	223
	应用后	—	40	63.5	218.5
里107-23	应用前	360	44	64.7	235.4
	应用后	—	61	43.7	203.5
里107-32	应用前	180	32	61.7	219.8
	应用后	—	45	59.2	217.2
间11-5	应用前	—	45	56.4	235.8
	应用后	—	55	57	208

(上接第219页)

尽相同,乳化剂选择应遵循析水率小、降黏率高的原则。

(2)稠油的乳化温度对乳化后的流变性能影响较大,温度太低和太高都不利于乳化液的形成,选择合适的乳化温度才能充分发挥乳化降黏效果。

(3)高掺水量的乳化稠油要比低掺水量的乳化稠油流变性好,较低的含水量有利于降低成本和集输后的脱水处理,掺水量能满足集输条件即可,在水资源充足条件下,可适当增加掺水量。

### 参考文献

- [1] 吕敏捷.含水稠油降粘技术研究[D].青岛:中国石油大学(华东),2011.
- [2] 关润伶,朱红,李伟.超稠原油抗盐乳化降粘剂的研制及室内评价[J].精细石油化工进展,2006,7(7):1-4.

- [3] 华红玲,廖柯熹,肖杰,等.稠油热采高效低能耗集输技术探讨[J].油气储运,2014,23(1):47-49.
- [4] 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,(5):45-48.
- [5] 董建国,李永光,王冬艳,等.国内外降粘技术研究[J].内蒙古石油化工,2008,34(10):30-32.
- [6] 王治红,肖惠兰,左毅.开采与集输工程中稠油降粘技术研究进展[J].天然气与石油,2012,30(6):1-4.
- [7] 敬加强,孟江,秦文婷.KD18稠油W/O型乳状液特性及其降粘方法[J].油气储运,2003,22(6):23-26.
- [8] Sharma K, Saxena V K, Kumar A, et al. Pipeline transportation of heavy/viscous crude oil as water continuous emulsion in[C]//Society of Petroleum Engineers,1998.
- [9] 李建财,单国平,李超,等.昌吉油田冷采稠油回掺热水降黏集输工艺[J].油气储运,2014,33(2):211-215.
- [10] 郭刚.稠油乳化降粘及破乳研究[D].青岛:中国石油大学(华东),2007.
- [11] 康万利,刘延莉,孟令伟,等.永平油田稠油自发乳化降粘剂的筛选及驱油效果评价[J].油气地质与采油率,2012,19(1):59-61.■