

引用格式:桑林翔,吕柏林,卢迎波,等.新疆风城Z32稠油油藏注气辅助蒸汽驱实验研究及矿场应用[J].油气藏评价与开发,2021,11(2):241-247.

SANG Linxiang, LYU Bailin, LU Yingbo, et al. Experiment on steam flooding assisted by gas injection in Z32 heavy oil reservoir in Fengcheng of Xinjiang and its application[J]. Reservoir Evaluation and Development, 2021, 11(2): 241-247.

DOI:10.13809/j.cnki.cn32-1825/te.2021.02.015

## 新疆风城 Z32 稠油油藏注气辅助蒸汽驱 实验研究及矿场应用

桑林翔<sup>1</sup>,吕柏林<sup>1</sup>,卢迎波<sup>1</sup>,王俊衡<sup>2</sup>,王健<sup>2</sup>,黄克川<sup>2</sup>,马鹏<sup>1</sup>,邢向荣<sup>1</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. 西南石油大学油气藏地质及开发工程国家重点实验室,四川成都 610500)

**摘要:**稠油油藏注蒸汽开发后期,汽窜严重,开发效果逐年变差,急需探讨改善蒸汽驱效果的相关技术,针对新疆油田风城Z32齐古组油藏稠油特点,研究了注CO<sub>2</sub>辅助蒸汽驱改善开发效果的可行性。在稠油油藏注蒸汽开采过程中,注入CO<sub>2</sub>、N<sub>2</sub>或烟道气,可以使原油体积膨胀,增加地层弹性能量,降低原油黏度,改善原油的流动能力。利用高温高压原油配样器和岩心流动实验装置,测定了不同类型注入气对稠油的膨胀、降黏效果:注入CO<sub>2</sub>、N<sub>2</sub>和模拟烟道气分别可使原油体积膨胀约10%~40%、2%~10%、4%~16%,黏度降低27.3%~82.9%、4.3%~18.5%、10.2%~45.8%,CO<sub>2</sub>、N<sub>2</sub>和模拟烟道气分别能够提高采收率5.83%、3.08%、3.75%,因此,推荐选用CO<sub>2</sub>作为注入介质。现场应用实践表明,CO<sub>2</sub>辅助蒸汽驱措施后,井组日产油由26.6 t上升至36.2 t,油气比由0.174上升至0.206,增油1 158 t,取得了显著的经济效益,为该技术的规模应用提供了参考依据。

**关键词:**稠油;CO<sub>2</sub>;辅助蒸汽驱;室内实验;现场应用

中图分类号:TE345

文献标识码:A

### Experiment on steam flooding assisted by gas injection in Z32 heavy oil reservoir in Fengcheng of Xinjiang and its application

SANG Linxiang<sup>1</sup>, LYU Bailin<sup>1</sup>, LU Yingbo<sup>1</sup>, WANG Junheng<sup>2</sup>, WANG Jian<sup>2</sup>, HUANG Kechuan<sup>2</sup>, MA Peng<sup>1</sup>, XING Xiangrong<sup>1</sup>

(1. PetroChina Xinjiang Oilfield Company, Karamay, Xinjiang 834000, China; 2. State Key Laboratory of Oil and Gas Reservoir Geology and Exploitation, Southwest Petroleum University, Chengdu, Sichuan 610500, China)

**Abstract:** In the later stage of heavy oil reservoir development by steam injection, the steam channeling is serious and the development effect gets worse year by year. So it is urgent to apply relevant technologies to improve steam flooding performance. According to the characteristics of the heavy oil reservoir in Z32 Qigu Formation in Fengcheng Oilfield, the feasibility of steam flooding assisted by CO<sub>2</sub> injection to improve the development effect has been studied. In the process of steam injection in heavy oil reservoir, the injection of CO<sub>2</sub>, N<sub>2</sub> or flue gas can make crude oil swell, increase formation elastic energy, reduce viscosity of crude oil and improve oil flow capacity of crude. The swell and viscosity reduction effects of different types of injected gas on heavy oil have been measured by high temperature and high pressure crude oil sampler and core flow experiment device. The volume expansion of crude oil is about 10%~40%, 2%~10% and 4%~16% by injecting CO<sub>2</sub>, N<sub>2</sub> and simulated flue gas respectively, the viscosity is reduced by 27.3%~82.9%, 4.3%~18.5% and 10.2%~45.8%, respectively, and the oil recovery is enhanced by 5.83%, 3.08% and 3.75%, respectively. Therefore, CO<sub>2</sub> is recommended as the injection medium. Field application shows that after the new technology is implemented, the daily oil production of the well group increases from 26.6 t to 36.2 t, the oil steam ratio increases from 0.174 to 0.206, and the total oil production increases by 1 158 t. Remarkable economic benefits are obtained, which provides references for the scale application of this new technology.

**Key words:** heavy oil, CO<sub>2</sub>, auxiliary steam drive, laboratory experiment, on-site application

收稿日期:2019-10-24。

第一作者简介:桑林翔(1973—),男,硕士,高级工程师,主要从事油田开发研究工作。地址:新疆克拉玛依市克拉玛依区宝石路278号风城油田作业区,邮政编码:834000。E-mail:slx\_zy@petrochina.com.cn

通信作者简介:王俊衡(1996—),男,在读研究生,主要从事提高采收率研究。地址:四川省成都市新都区新都大道8号西南石油大学,邮政编码:610500。E-mail:1187395805@qq.com

基金项目:国家自然科学基金“重力超覆下气体连续“剥蚀”稠油边界层的驱油机制研究”(51574200);国家科技重大专项“CO<sub>2</sub>泡沫体系控制气窜关键技术研究”(2016ZX05016-001-003)。

新疆油田风城Z32区域齐古组油藏原始地层温度为17.25℃,平均孔隙度为27.8%,平均水平渗透率为 $1.287 \times 10^{-3} \mu\text{m}^2$ ,平均垂向渗透率为 $597 \times 10^{-3} \mu\text{m}^2$ ,属高孔、高渗的超稠油油藏,平均含油饱和度为70.68%,原始地层压力为2.27 MPa,原始能量低。原油平均密度为 $0.9587 \text{ g/cm}^3$ ,50℃时原油平均黏度为15 839 mPa·s,地层水平平均矿化度为4 692 mg/L,水型为 $\text{NaHCO}_3$ 型。截至2018年2月,累积投产井927口,累积注汽 $3.2705 \times 10^4 \text{ t}$ ,累积产液 $3.0260 \times 10^4 \text{ t}$ ,累积产油 $418.8 \times 10^4 \text{ t}$ ,累积采注比0.92,累积油汽比0.128,采出程度16.22%,累积含水率79.5%。随着吞吐轮次升高,稠油老区开发效果变差,油汽比、单井产量逐渐下降,亟待转换开发方式,改善油藏开发效果。

稠油油藏由于胶质、沥青质含量高,黏度大,流动能力差,甚至在油层条件下不能流动,因此,降低原油黏度对稠油油藏开发具有非常重要的意义。蒸汽驱是我国目前最主要的稠油开发方式,而在稠油油藏注蒸汽开采过程中,加入气体添加剂能够有效提高原油采收率,改善开发效果,由此引起人们广泛关注<sup>[1-4]</sup>。注入气溶解在原油中降低原油黏度是提高采收率的重要机理之一,不少专家学者对此进行了研究<sup>[5-20]</sup>。

目前主要使用的注气介质有 $\text{CO}_2$ 、 $\text{N}_2$ 和烟道气,不同气体有各自的特点和适用性。 $\text{CO}_2$ 的主要特点是与原油的混相压力较低,可以萃取和汽化原油中的轻质烃,形成混相油带;可以显著降低原油黏度,改善原油的流动能力;可以使原油体积膨胀,增加地层弹性能量; $\text{CO}_2$ 溶解在水中形成碳酸,可以提高地层渗透率,降低界面张力等。 $\text{N}_2$ 资源丰富,与 $\text{CO}_2$ 、烟道气相比,黏度低,密度较小,在油、水中的溶解能力较弱,能够保持地层压力,补充地层能量; $\text{N}_2$ 的导热系数较低,在注蒸汽开采过程中,能在油套环空中起到隔热作用,降低其井筒中的热损失,提高井底蒸汽干度<sup>[21]</sup>。烟道气是 $\text{N}_2$ 和 $\text{CO}_2$ 的混合物,其特性介于两者之间。其中“ $\text{CO}_2$ 辅助蒸汽驱技术”于2017年10月31日在新疆克拉玛依J<sub>6</sub>区试验区开始实施,效果显著,截至2019年9月1日试验区日产油从6 t提高至53 t,油汽比从0.04提高至0.12;预测到2019年12月31日日产油最高可达到70 t,油汽比达到0.16,稳产6 a,提高采收率20%<sup>[22]</sup>。该技术的成功将为蒸汽驱后期稠油油藏改善开发效果和大幅度提高采收率提供有效接替技术。

## 1 注入气与稠油的相互作用效果

### 1.1 实验设计

#### 1) 实验材料及实验仪器

实验油样:风城Z32区域稠油油样,原油性质见表1。

表1 风城Z32区原油性质

Table 1 Properties of crude oil in Fengcheng Z32 area

20℃原油密度 ( $\text{g/cm}^3$ )	50℃原油黏度 ( $\text{mPa}\cdot\text{s}$ )	w(胶质+ 沥青质)(%)	w(饱和烃) (%)	w(芳香烃) (%)
0.9587	15 839	39.4	40.1	20.5

实验气体: $\text{CO}_2$ 、 $\text{N}_2$ ,纯度为99.9%,模拟烟道气组成为 $\text{CO}_2:\text{N}_2=1:4$ 。

实验装置:高温高压原油配样及物性分析装置。主要包括高温高压配样器(带旋转及恒温功能)及落球黏度计2部分。高温高压配样器用于使注入气与原油充分接触作用,它附带的加热和旋转装置可缩短达到平衡的时间,加热控制系统的工作范围为0~180℃,精度为 $\pm 0.1$ ℃;落球黏度计用于测量原油黏度。

#### 2) 实验步骤

首先向配样筒内转入一定量的脱气稠油,为保证实验的准确性,先将配样筒抽真空。然后设定好实验温度和压力,将 $\text{CO}_2$ 气体注入到配样筒中。启动高温高压配样器旋转装置,待压力变化稳定,气体与原油充分作用后,测量此时原油体积和黏度,计算体积膨胀率和降黏率。接着更换气体类型为 $\text{N}_2$ 、模拟烟道气( $\text{CO}_2:\text{N}_2=1:4$ ),重复以上步骤,完成实验。

### 1.2 注入气对原油体积膨胀倍率的影响

原油体积膨胀,不但可以增加地层的弹性能量,还有利于膨胀后的剩余油脱离地层水及岩石表面的束缚,变成可动油,使驱油效率升高,从而提高油藏的最终采收率<sup>[14]</sup>。

实验结果如图1所示,注入不同类型气体后,原油体积均有所膨胀,且随着注气量的增加,体积膨胀率不断增加。注入 $\text{CO}_2$ 后原油体积膨胀最为显著,最高可达膨胀前的1.417倍,体积膨胀率约为10%~40%; $\text{N}_2$ 在原油中的溶解度较低,注入后膨胀幅度较小,其膨胀率约为2%~10%;模拟烟道气( $\text{CO}_2:\text{N}_2=1:4$ )的效果介于 $\text{CO}_2$ 和 $\text{N}_2$ 之间,体积膨胀率约为4%~16%。

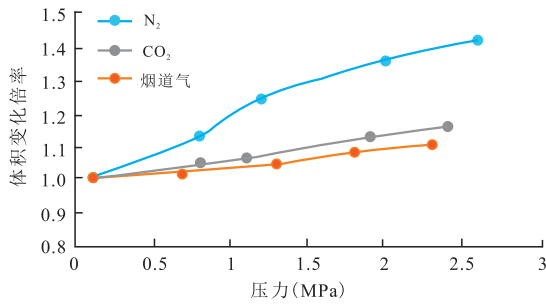


图1 地层温度(19.1 °C)下注入不同气体原油体积变化倍率与压力的关系

Fig. 1 Relation between volume change ratio and pressure of crude oil after injecting of with different gases at formation temperature(19.1 °C)

### 1.3 注入气对原油黏度的影响

原油黏度大,流动能力差是影响稠油油藏开发效果的主要因素。注入气溶解在原油中,若能有效降低原油黏度,将成为提高稠油采收率的重要机理。

#### 1.3.1 注入CO<sub>2</sub>

图2为不同温度时压力与溶解CO<sub>2</sub>原油黏度和降黏率的关系,可以看出,在相同温度下,稠油黏度随着压力升高而明显降低。在20 °C,当压力由1.9 MPa升高至5.1 MPa时,与CO<sub>2</sub>作用后的原油黏度由261 000 mPa·s降至44 631 mPa·s,降黏率(与未注气的稠油相比)由41.9 %提高至82.9 %。随着温度的增加,原油黏度进一步降低,但降黏率减小。

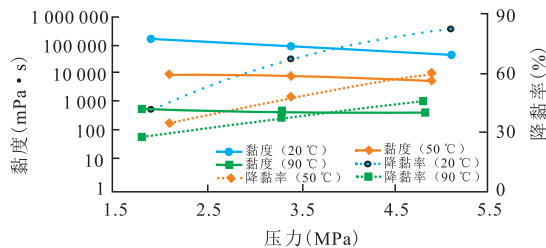


图2 不同温度时压力与溶解CO<sub>2</sub>原油黏度和降黏率的关系

Fig. 2 Relation between pressure and viscosity of crude oil with dissolved CO<sub>2</sub> and relation between pressure and viscosity reduction rate at different temperatures

#### 1.3.2 注入N<sub>2</sub>

图3为不同温度时压力与溶解N<sub>2</sub>原油黏度和降黏率的关系,可以看出,相同温度下,压力升高,与N<sub>2</sub>作用后的原油黏度变化不明显,不同温度和压力下降黏率均小于20 %。原油黏度主要受温度影响,在20 °C、4.8 MPa条件下,降黏率最高,为18.5 %。

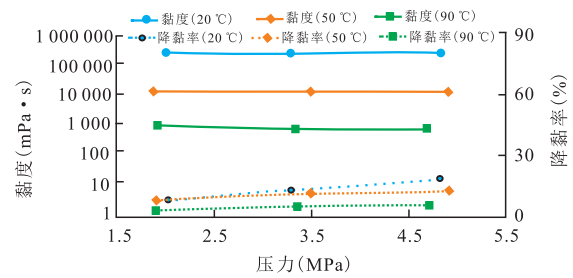


图3 不同温度时压力与溶解N<sub>2</sub>原油黏度和降黏率的关系  
Fig. 3 Relation between pressure and viscosity of crude oil with dissolved N<sub>2</sub> and relation between pressure and viscosity reduction rate at different temperatures

#### 1.3.3 模拟烟道气(CO<sub>2</sub>:N<sub>2</sub>=1:4)

图4为不同温度时压力与溶解模拟烟道气原油黏度和降黏率的关系。从图4中可以看出,相同温度下,随着压力升高,与模拟烟道气作用后的原油黏度有所下降,但下降幅度比CO<sub>2</sub>小。在20 °C,当压力由1.8 MPa升高至4.8 MPa时,原油黏度由224 794 mPa·s降至155 010 mPa·s,降黏率由21.4 %提高至45.8 %。随着温度的增加,原油黏度降低,但降黏率减小。

对比不同注入气与原油作用实验结果可以发现,对于风城Z32区域稠油,在实验温度(20~90 °C)和压力(2~5 MPa)下,溶解CO<sub>2</sub>的降黏效果明显优于N<sub>2</sub>,降黏率最高可达82.9 %,而N<sub>2</sub>最高仅为18.5 %,模拟烟道气的降黏效果则介于两者之间,最高可达45.8 %。因此,从改善原油性能方面看,CO<sub>2</sub>具有更好的效果,N<sub>2</sub>与之相比,黏度小,密度较小,在油中的溶解能力也很弱,导致对原油性能的影响较小。同时有研究表明,烟道气中CO<sub>2</sub>所占比例越大,原油黏度降低幅度就越大<sup>[23]</sup>。

### 1.4 CO<sub>2</sub>提高采收率机理分析

实验结束后,对不同注气类型的原油形态进行

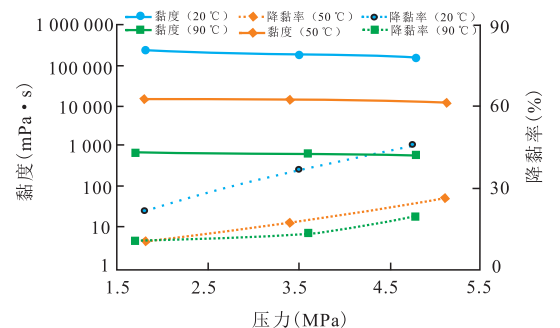


图4 不同温度时压力与溶解模拟烟道气原油黏度和降黏率的关系

Fig. 4 Relation between pressure and viscosity of crude oil with dissolved flue gas and relation between pressure and viscosity reduction rate at different temperatures

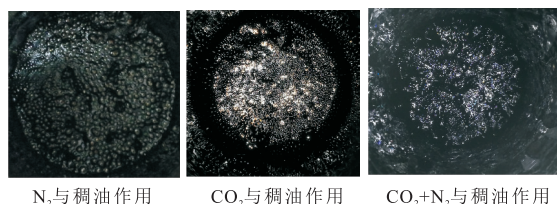


图5 50℃下不同气体与稠油作用后实物

Fig. 5 State of heavy oil after interaction with different gases at 50℃

观察,如图5所示。

$N_2$ 在原油中的溶解能力差,与原油作用后,气体聚并起来,以较大的气泡分布在原油表面,油中的气量少,黏度没有明显降低。

由于 $CO_2$ 在原油中的溶解能力强,与原油作用后, $CO_2$ 以微小气泡的形式均匀分散在原油中,形成“油包气”的结构,大大降低了原油黏度,改善原油的流动能力。

注入 $CO_2$ 和 $N_2$ 的混合气体后,部分气体溶解到原油中,没有明显聚并的大气泡,但也未观察到微小气泡的存在,整体效果介于 $CO_2$ 和 $N_2$ 之间。

通过上述实验结果发现,利用 $CO_2$ 在原油中的溶解性可以有效改善开发效果,其主要机理包括以下几点:

### 1) 降低原油黏度

原油溶有 $CO_2$ 后其黏度会大幅度下降,可降至原黏度的 $1/10 \sim 1/100$ <sup>[11]</sup>。通常情况下,降黏幅度随着原油黏度增大而增大,由于 $CO_2$ 的降黏作用,驱替相与被驱替相的流度比降低,原油的流动性就得以改善。实验发现, $CO_2$ 降黏率最高可达82.9%,原油黏度由261 000 mPa·s降至44 631 mPa·s。

### 2) 原油体积膨胀

$CO_2$ 溶解于原油后,可以使原油体积大幅度的膨胀,膨胀后,可以增加弹性能量,提高原油产量。实验发现, $CO_2$ 可使原油体积最高增加为原来的1.4倍。

### 3) 形成泡沫油

由于 $CO_2$ 在原油中的溶解能力很强,在注入过程中,会有一部分 $CO_2$ 溶在原油中,当油藏注入 $CO_2$ 结束时,随着生产的进行,油藏压力降低,溶解在原油中的 $CO_2$ 从原油中分离出来,为驱动原油提供能量。在一定条件下,脱离出来的气体并不是连续相,而是以“油包气”的泡沫油形式存在,改善了原油的流动能力。从实验结束后原油的形态可以看出,原油与 $N_2$ 作用后,气体以大气泡的形式出现在原油表面,而

与 $CO_2$ 作用后,气体则以大量的微小气泡分布在原油中,这样原油的黏度就大大降低,流动性能更好。

## 2 注入气辅助蒸汽驱实验研究

### 2.1 实验设计

#### 1) 实验流程

岩心流动实验使用的主要仪器设备有高温高压多功能岩心流动装置,微型蒸汽发生器,恒压恒速泵,岩心夹持器和中间容器等。实验流程如图6所示。

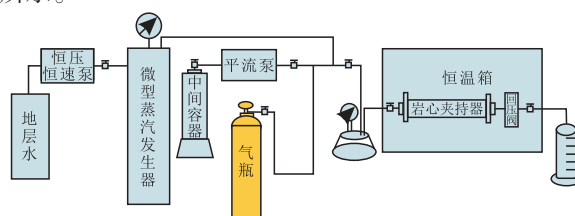


图6 实验流程

Fig. 6 Experiment flow

#### 2) 实验步骤

将岩心抽空饱和地层水,计算孔隙体积、孔隙度和渗透率;再岩心饱和原油,测量岩心内饱和原油的体积,并计算其含油饱和度;压力设置为地层压力2.27 MPa,温度为150℃,注入高温蒸汽,待出口端含水率达95%以上时停止蒸汽驱,记录驱出油体积,计算蒸汽驱采收率。接着分别向岩心中注入0.3PV的 $CO_2$ 、 $N_2$ 、模拟烟道气( $CO_2:N_2=1:4$ )段塞,继续蒸汽驱,直到不出油为止,计算采收率,同时比较不同介质间的驱替效果。油井高轮次生产后,开发效益变差,为此对不同采出程度(5%、10%、15%、20%左右)的岩心开展蒸汽驱替实验,并对注入气后的驱油效果进行分析。

### 2.2 实验结果分析

从表2和图7中可以看出,在注入量为0.3PV时,注入 $CO_2$ 较蒸汽驱提高采收率效果最好,达5.83%;注入 $N_2$ 较蒸汽驱提高采收率为3.08%;注入模拟烟道气效果介于两者之间,提高采收率则为3.75%。不同注入气对改善稠油开发效果均有一定的作用,而 $CO_2$ 能够取得更好的效果,建议采用 $CO_2$ 辅助开发。

考虑到注入方式不同所带来的影响,因此,进行了不同注入方式下 $CO_2$ 辅助蒸汽驱实验。

从表3和图8中可以看出, $CO_2$ 与蒸汽交替注入

表2 不同注入气辅助驱油实验结果  
Table 2 Experimental results of oil displacement assisted by different injected gases

岩心编号	注入介质类型	岩心渗透率 ( $10^{-3}\mu\text{m}^2$ )	含油饱和度 (%)	蒸汽驱采收率 (%)	较蒸汽驱提高采收率 (%)
1#	N <sub>2</sub>	2 874.3	68.7	30.36	3.08
2#	CO <sub>2</sub>	2 966.4	70.9	29.84	5.83
3#	烟道气	3 018.7	70.3	31.27	3.75

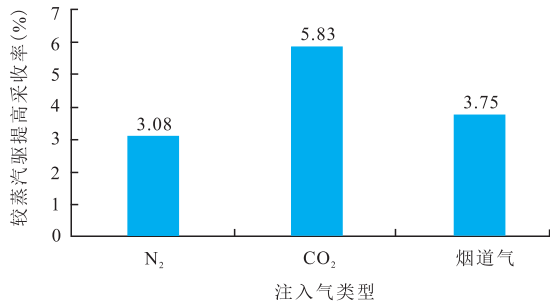


图7 不同类型注入气驱油实验结果

Fig. 7 Experimental results of different types of gas injection

表3 不同注入方式辅助蒸汽驱实验结果  
Table 3 Experimental results of steam flooding assisted by different injection methods

岩心编号	注入方式	岩心渗透率 ( $10^{-3}\mu\text{m}^2$ )	含油饱和度 (%)	蒸汽驱采收率 (%)	较蒸汽驱提高采收率 (%)
4#	CO <sub>2</sub> 与蒸汽交替注	2 852.7	69.2	29.61	6.11
5#	CO <sub>2</sub> 与蒸汽混注	3 005.2	68.7	28.59	3.27

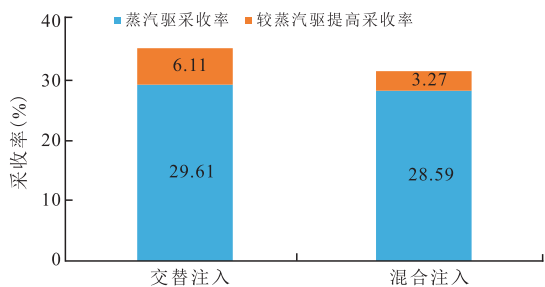


图8 不同注入方式辅助蒸汽驱实验结果

Fig. 8 Experimental results of steam flooding assisted by different injection method

方式较CO<sub>2</sub>与蒸汽混注的注入方式可提高采收率2.84%,说明交替注入效果优于混合注入,这可能是由于交替注入有利于在驱替过程中形成水气段塞,保持地层压力,扩大波及体积,因此,驱油效果会更好。

从表4和图9中可以看出,采出程度越低时,注

表4 不同采出程度下注CO<sub>2</sub>驱油实验结果  
Table 4 Experimental results of CO<sub>2</sub> flooding at different recovery degrees

岩心编号	注入介质类型	渗透率 ( $10^{-3}\mu\text{m}^2$ )	含油饱和度 (%)	采出程度 (%)	最终采收率 (%)
6#	CO <sub>2</sub>	2 877.5	67.4	4.8	42.73
7#		2 914.7	68.7	10.3	41.85
8#		3 003.1	70.2	14.9	38.62
9#		3 114.2	71.9	19.2	33.47

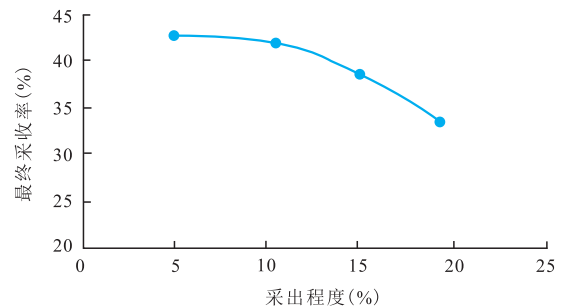


图9 不同采出程度下注CO<sub>2</sub>驱油实验结果

Fig. 9 Experimental results of CO<sub>2</sub> flooding at different recovery degrees

CO<sub>2</sub>辅助开发效果越好。当采出程度为4.8%时,最终采收率达42.73%;当采出程度为19.2%时,最终采收率降至33.47%,这是由于随着开发的进行,蒸汽汽窜愈加严重,注入气容易沿汽窜通道快速突进,进而影响开发效果,因此,宜及早开展注气措施。

### 3 CO<sub>2</sub>辅助蒸汽驱现场应用效果

试验区位于Z32井区中东部11-9#供热站,开发层系为J<sub>3</sub>q<sub>2</sub><sup>2-3</sup>层,共有汽驱井组8组,相关井43口,包括8口水平井和35口直井。截至2017年,试验区经过了4a的蒸汽驱,热损失严重,生产效果下降,经CO<sub>2</sub>辅助蒸汽驱及工作制度调整后,生产效果逐渐好转,如表5所示。

从图10中可以看出,蒸汽注入量的下降和井口温度的上升趋势明显,体现出CO<sub>2</sub>的超覆保温作用:在CO<sub>2</sub>辅助蒸汽驱生产过程中,接近油藏顶部盖层时,蒸汽腔与盖层直接接触,会有大量热量损失到盖层中。注入CO<sub>2</sub>辅助蒸汽驱后,由于CO<sub>2</sub>与蒸汽的密度差异,CO<sub>2</sub>会向上层超覆,因为CO<sub>2</sub>气体为非凝结气体,导热系数相对较小,能够降低蒸汽上覆岩层的传

表5 2017年措施前后生产指标对比

Table 5 Comparison of production indicators before and after the measures in 2017

注入井数 (口)	生产井数 (口)	注CO <sub>2</sub> 前				注CO <sub>2</sub> 后				有效天数 (d)	增油 (t)
		日产液(t)	日产油(t)	含水 (%)	油汽比	日产液(t)	日产油(t)	含水 (%)	油汽比		
3	10	217.6	26.6	87.7	0.174	268.8	36.2	85.7	0.206	69	1 158

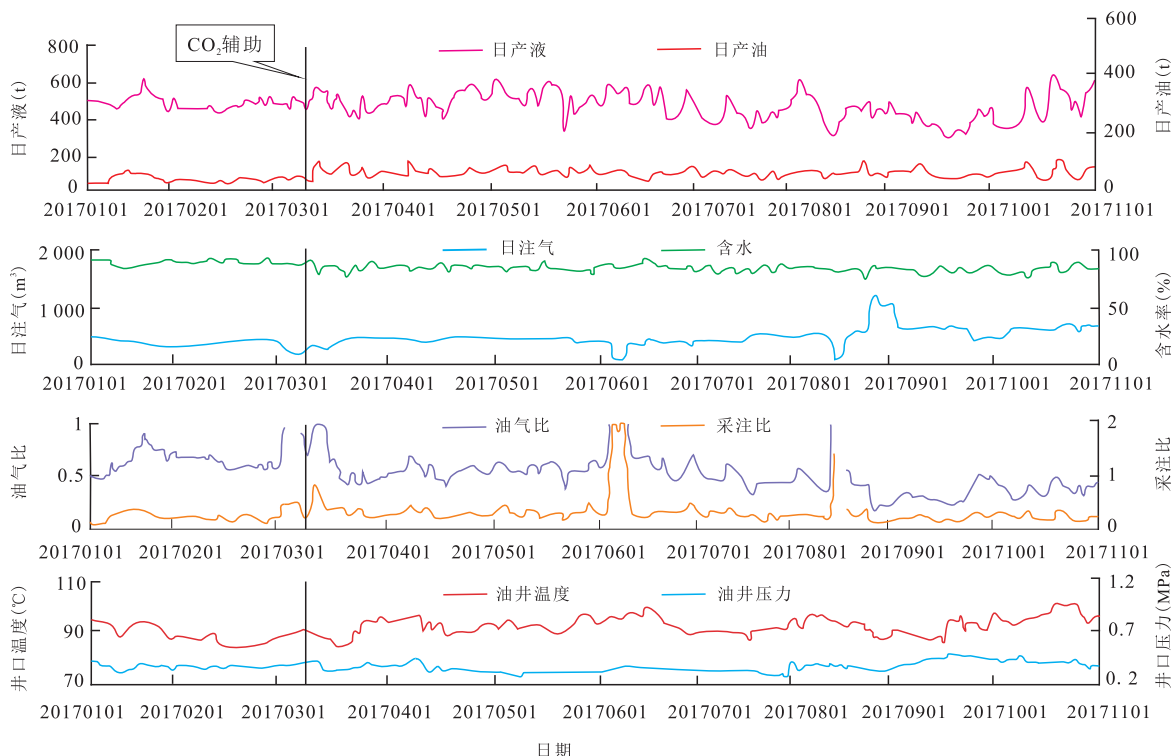


图10 风城Z区先导试验区生产曲线

Fig. 10 Production curve of pilot test area in Z area of Fengcheng

热速度,显著地降低热量损失起到隔热的作用<sup>[24]</sup>,同时上层CO<sub>2</sub>会迫使注汽井中下部汽腔侧向扩展,与油层中的原油发生热交换,加热后的原油和蒸汽冷凝水靠重力作用泄到下面的生产井中产出,有效提高了注入蒸汽热效率<sup>[22]</sup>。

CO<sub>2</sub>注入方式为与蒸汽混注,注入量为180 t,辅助措施后并组日产油由26.6 t上升至36.2 t,油气比由0.174上升至0.206,若调整注入方式为交替注入,措施效果将进一步提高。现场应用效果表明,Z32井区超稠油油藏注CO<sub>2</sub>能够有效改善开发效果,具有良好的应用前景,其研究成果对同类油藏的开发具有一定的借鉴。

## 4 结论

1) 对于风城Z32区域稠油,随着注气量的增加,原油体积膨胀率增加,黏度降低。注入CO<sub>2</sub>后可使原油体积膨胀约10%~40%,降黏率可达27.3%~82.9%,且温度越低,压力越高,其降黏效果就越好;注入N<sub>2</sub>后原油体积膨胀率约为2%~10%,降黏率最高为18.5%;烟道气效果介于两者之间,体积膨胀率约为4%~16%,降黏率为10.2%~45.8%。

2) 从驱油实验结果来看,注CO<sub>2</sub>、N<sub>2</sub>、烟道气分别提高采收率5.83%,3.08%,3.75%,因此,对于风城Z32区域,采用CO<sub>2</sub>作为注入介质,注入方式为交替注入,能够取得较好的开发效果,且CO<sub>2</sub>注入时机越早,效果越好。

3) 风城Z32区域CO<sub>2</sub>辅助蒸汽驱现场应用结果显示,措施后日产液、产油上升,油气比提高,含水下降,累计增油1 158 t,取得了显著的经济效益,这表明注CO<sub>2</sub>辅助稠油蒸汽驱开发是一项行之有效的技术;同时对CO<sub>2</sub>辅助蒸汽驱的超覆保温机理做了进一步的探讨,为新疆油田稠油油藏注CO<sub>2</sub>辅助蒸汽驱改善开发效果提供了帮助。

### 参考文献

- [1] 赵明国,张成君,陈明明,等.不同非凝析气对稠油高压物性的影响[J].石油化工高等学校学报,2014,27(5):58-61.  
ZHAO Mingguo, ZHANG Chengjun, CHEN Mingming, et al. The influence of different non-condensate gas on high pressure property of heavy oil[J]. Journal of Petrochemical Universities, 2014, 27(5): 58-61.
- [2] 郭平,孙雷,孙良田,等.不同种类气体注入对原油物性的影响研究[J].西南石油学院学报,2000,22(3):57-60.  
GUO Ping, SUN Lei, SUN Liangtian, et al. Influences of injection gas on physical behavior of crude oil[J]. Journal of Southwestern Petroleum Institute, 2000, 22(3): 57-60.
- [3] 田仲强,李淑兰,王志敏,等.注蒸汽加气体开采稠油技术室

- 内研究与现场试验应用[J]. 油田化学, 2002, 19(1): 47-50.  
TIAN Zhongqiang, LI Shulan, WANG Zhimin, et al. Gas/steam injection for heavy oil recovery: laboratory study and field trial uses[J]. Oilfield chemistry, 2002, 19(1): 47-50.
- [4] 范耀,刘易非,茹婷,等.稠油高温气体辅助蒸汽驱的可行性研究[J].新疆石油地质,2010,31(5):530-532.  
FAN Yao, LIU Yifei, RU Ting, et al. A feasibility study on exploitation of heavy oil reservoirs by high temperature compound gas drive[J]. Xinjiang Petroleum Geology, 2010, 31(5): 530-532.
- [5] 杨杰.CO<sub>2</sub>辅助蒸汽驱油效率实验研究[J].当代化工,2017,46(5):827-830.  
YANG Jie. Study on oil displacement efficiency of CO<sub>2</sub>-assisted steam flooding[J]. Contemporary Chemical Industry, 2017, 46(5): 827-830.
- [6] VANDENBERGHE S, ISELI D, DEMERTZIS S. Direct visualization of carbon dioxide field flooding: Optical and concentration level comparison of diffusor effectiveness[J]. The Journal of Thoracic and Cardiovascular Surgery, 2020, 159(3): 958-968.
- [7] XI C F, QI Z Y, ZHANG Y J, et al. CO<sub>2</sub> assisted steam flooding in late steam flooding in heavy oil reservoirs[J]. Petroleum Exploration and Development, 2019, 46(6): 1242-1250.
- [8] 周伟,寇根,张自新,等.克拉玛依油田九6区稠油油藏蒸汽-CO<sub>2</sub>复合驱实验评价[J].新疆石油地质,2019,40(2):204-207.  
ZHOU Wei, KOU Gen, ZHANG Zixin, et al. Steam-CO<sub>2</sub> Flooding for Heavy Oil in District 9-6, Karamay Oilfield: Experiment and Evaluation[J]. Xinjiang Petroleum Geology, 2019, 40(2): 204-207.
- [9] KHALAFA M H, MANSOORI G A. Asphaltenes aggregation during petroleum reservoir air and nitrogen flooding[J]. Journal of Petroleum Science and Engineering, 2019(173): 1121-1129.
- [10] 于庆森,杨柳,王倩,等.蒸汽CO<sub>2</sub>复合驱油效率和CO<sub>2</sub>的注入时机[J].油田化学,2018,35(3):458-461.  
YU Qingsen, YANG Liu, WANG Qian, et al. Experimental study on oil displacement efficiency and CO<sub>2</sub> injection opportunity of steam CO<sub>2</sub> combination flooding[J]. Oilfield Chemistry, 2018, 35(3): 458-461.
- [11] HOSKING I J, THOMAS H R. Dual porosity modelling of coal core flooding experiments with carbon dioxide[J]. Computers and Geotechnics, 2020(121).
- [12] NOBAKHT M, MOGHADAM S, GU Y A. Mutual interactions between crude oil and CO<sub>2</sub>, under different pressures[J]. Fluid Phase Equilibria, 2008, 265(1-2): 94-103.
- [13] 罗瑞兰,程林松,李春兰,等.稠油油藏注CO<sub>2</sub>吞吐适应性研究[J].西安石油大学学报(自然科学版),2005,20(1):43-46.  
LUO Ruilan, CHENG Linsong, LI Chunlan, et al. Research on the adaptability of cyclic CO<sub>2</sub> injection for heavy oil reservoir[J]. Journal of Xi'an Shiyou University (Natural Science Edition), 2005, 20(1): 43-46.
- [14] BARATI-HAROONI A, NAJAFI-MARGHMALEKI A, HOSEINPOUR S A, et al. Estimation of minimum miscibility pressure (MMP) in enhanced oil recovery (EOR) process by N<sub>2</sub> flooding using different computational schemes[J]. Fuel, 2019, 235: 1455-1474.
- [15] 王恒力,高扬.蒸汽添加CO<sub>2</sub>改善稠油开发效果的理论分析——以新疆A区块某稠油油田为例[J].地下水,2016,38(3):255-257.  
WANG Hengli, GAO Yang. Theoretical analysis of steam adding CO<sub>2</sub> to improve heavy oil development effect—taking a heavy oil oilfield in block a in Xinjiang as an example[J]. Ground Water, 2016, 38(3): 255-257.
- [16] WANG C Z, LI Z M, LI S Y, et al. Simulating CO<sub>2</sub> and viscosity dissolver assisted steam flooding technology in extra-heavy oil reservoir by using 3-D physical modelling[J]. Advances in Petroleum Exploration and Development, 2015, 10(2): 7-12.
- [17] 陶磊,李兆敏,张凯,等.二氧化碳辅助蒸汽吞吐开采超稠油机理——以王庄油田郑411西区为例[J].油气地质与采收率,2009,16(1):51-54.  
TAO Lei, LI Zhaomin, ZHANG Kai, et al. Study on the mechanism of CO<sub>2</sub>-assisted steam puff and huff in ultra-heavy oil reservoirs—taking west area of Zheng411, Wangzhuang Oilfield as an example[J]. Petroleum Geology and Recovery Efficiency, 2009, 16(1): 51-54.
- [18] 付美龙,熊帆,张凤山,等.二氧化碳和氮气及烟道气吞吐采油物理模拟实验——以辽河油田曙一区杜84块为例[J].油气地质与采收率,2010,17(1):68-70.  
FU Meilong, XIONG Fan, ZHANG Fengshan, et al. Physical analogue experiment of CO<sub>2</sub>, N<sub>2</sub> and flue gas stimulation for oil production in Du84 block, Shuyi District, Liaohe Oilfield[J]. Petroleum Geology and Recovery Efficiency, 2010, 17(1): 68-70.
- [19] LI Z L, LU T, TAO L, et al. CO<sub>2</sub> and viscosity breaker assisted steam huff and puff technology for horizontal wells in a super-heavy oil reservoir[J]. Petroleum Exploration and Development, 2011, 38(5): 600-605.
- [20] ABASS A E, GAWISH A A, ELAKHAL E M. Simulation study of different modes of miscible carbon dioxide flooding[J]. Egyptian Journal of Petroleum, 2018, 27(4): 1195-1207.
- [21] 王德有,陈德民,冉杰,等.氮气隔热助排提高稠油蒸汽吞吐热采效果[J].钻采工艺,2001,24(3):25-28.  
WANG Deyou, CHEN Demin, RAN Jie, et al. Using aid to drain technology by nitrogen heat-proof to improve oil producing effect by viscous crude steam soak[J]. Drilling & Production Technology, 2001, 24(3): 25-28.
- [22] 席长丰,齐宗耀,张运军,等.稠油油藏蒸汽驱后期CO<sub>2</sub>辅助蒸汽驱技术[J].石油勘探与开发,2019,46(6):1169-1177.  
XI Changfeng, QI Zongyao, ZHANG Yunjun, et al. CO<sub>2</sub> assisted steam flooding in late steam flooding in heavy oil reservoirs[J]. Petroleum Exploration and Development, 2019, 46(6): 1169-1177.
- [23] 夏春鹏,熊健,张小东.超稠油烟道气辅助蒸汽吞吐室内实验研究[J].断块油气田,2012,19(S1):81-84.  
XIA Chunpeng, XIONG Jian, ZHANG Xiaodong. Laboratory experiment of fluegas-assisted steam stimulation in super-heavy oil reservoir[J]. Fault-Block Oil & Gas Field, 2012, 19(S1): 81-84.
- [24] 张运军,沈德煌,高永荣,等.二氧化碳气体辅助SAGD物理模拟实验[J].石油学报,2014,35(6):1147-1152.  
ZHANG Yunjun, SHEN Dehuang, GAO Yongrong, et al. Physical simulation experiments on CO<sub>2</sub> injection technology during steam assisted gravity drainage process[J]. Acta Petroli Sinica, 2014, 35(6): 1147-1152.