

文章编号:1009-9603(2019)04-0062-08

DOI:10.13673/j.cnki.cn37-1359/te.2019.04.009

# 海上稠油油藏水平井多元热流体驱 物理模拟实验研究

葛涛涛<sup>1</sup>, 庞占喜<sup>2</sup>, 罗成栋<sup>1</sup>, 高振南<sup>1</sup>, 杜春晓<sup>1</sup>

(1. 中海石油(中国)有限公司天津分公司 渤海石油研究院, 天津 300459;

2. 中国石油大学(北京)石油工程学院, 北京 102249)

**摘要:**受海上采油平台的限制,实施注蒸汽热力采油的难度较大,而多元热流体技术发生设备体积小,因此具有非常大的应用潜力。为此,利用一维填砂管模型,研究注入温度和流体组成对多元热流体驱油效果的影响;在此基础上,通过二维比例物理模拟实验,开展水平井多元热流体驱物理模拟研究,通过分析多元热流体驱不同阶段的生产动态特征与温度场发育规律,总结多元热流体驱的驱油机理。研究表明:多元热流体驱的最佳注入温度为250℃,最佳气汽比为1:3;多元热流体驱过程中,蒸汽腔呈三角形推进,整个过程可划分为启动、驱替、突破和剥蚀4个阶段,其中驱替阶段是主要的产油阶段;多元热流体驱主要机理包括:热力降黏是其最主要的机理,二氧化碳溶于原油而促进原油流动,二氧化碳析出时形成类似泡沫油的流体,一方面增大气相的流动阻力,另一方面又能改善原油的流动能力。

**关键词:**稠油油藏;多元热流体驱;实验研究;物理模拟;驱油机理

中图分类号:TE357.44

文献标识码:A

## Experimental study on multi-thermal fluid flooding by using horizontal wells in offshore heavy oil reservoirs

GE Taotao<sup>1</sup>, Pang Zhanxi<sup>2</sup>, LUO Chengdong<sup>1</sup>, GAO Zhennan<sup>1</sup>, DU Chunxiao<sup>1</sup>

(1. Bohai Oilfield Research Institute, Tianjin Branch Company, CNOOC Ltd., Tianjin City, 300459, China;

2. Faculty of Petroleum Engineering, China University of Petroleum (Beijing), Beijing City, 102249, China)

**Abstract:** Due to the limitation of oil production platform, it is difficult to carry out thermal recovery in offshore heavy oil reservoirs by steam injection. The technology of multi-thermal fluid has a great potential to develop the offshore heavy oil reservoirs because of its small equipment size. A long sand-pack tube model was used to analyze the influence of injection temperatures and fluid component on oil displacement by multi-thermal fluid, and then a 2D physical simulation with the similar scale was carried out to study the production performance and the distribution characteristics of temperature field. Finally, the mechanism of oil displacement was summarized. The results show that the best injection temperature is 250℃ and the best gas and steam ratio is 1:3 for the multi-thermal fluid flooding. During the flooding, the steam chamber gradually advances from injection well to production well in a triangle mode. The whole process of flooding can be divided into four stages: start-up, displacement, steam channeling, and erosion. Among them, the highest oil production is from the displacement stage. The main mechanism of EOR involves thermal viscosity reduction, oil mobility increasing due to the dissolution of CO<sub>2</sub>, the formation of foam-like fluid during the precipitation of CO<sub>2</sub> to increase the flow resistance of the gas phase and to improve the movability of crude oil.

收稿日期:2019-03-22。

作者简介:葛涛涛(1985—),男,江西丰城人,工程师,硕士,从事海上稠油油藏开发和数值模拟研究。联系电话:(022)66501012, E-mail: gett@cnooc.com.cn。

通信作者:庞占喜(1977—),男,山东禹城人,副教授,博士。联系电话:(010)89739827, E-mail: pxia9827@163.com。

基金项目:国家科技重大专项“渤海油田高效开发示范工程”(2016ZX05058),国家自然科学基金项目“蒸汽+非凝析气热力泡沫在多孔介质中的运移及滞留机理”(51104165)。

**Key words:** heavy oil reservoir; multi-thermal fluid flooding; experimental study; physical simulation; flooding mechanism

中国某海上稠油油藏是一个半背斜构造,油藏埋深为900~1 100 m,平均孔隙度为35%,平均渗透率为4 564 mD。地面原油密度为0.964~0.978 g/cm<sup>3</sup>,地面原油黏度(50 ℃)为1 457.0~3 635.0 mPa·s,属于普通稠油Ⅱ类。该油藏初期采用以水平井为主的冷采衰竭开发,单井初期产能为35 t/d,产量递减速度非常快。实施多元热流体吞吐开发后,区块日产油量由200 t/d上升到600 t/d,目前面临由吞吐方式向驱替方式转换的问题。多元热流体的产生是利用航天火箭推进器的燃烧喷射机理,燃油与空气混合燃烧将水加热汽化,连同燃烧产生高温高压的烟道气,形成由二氧化碳、氮气和水蒸气等组成的高压多元热流体混合物<sup>[1]</sup>。多元热流体驱是指在注入蒸汽或热水的同时添加泡沫、非凝析气体(氮气和二氧化碳)或化学剂的稠油热力开发新技术<sup>[2-3]</sup>。该技术在热力降黏的基础上,不仅能依靠多种组分协同作用进一步降低原油黏度,同时能够改善注入剖面,扩大注入流体的波及系数,有效地改善稠油油藏热力开发的效果<sup>[4-6]</sup>。为此,利用一维填砂管模型,开展多元热流体组成优化及多元热流体驱二维比例物理模拟实验研究,最终分析了多元热流体驱提高采收率的机理。

## 1 多元热流体组成优化实验

海上的多元热流体热采工艺是将燃油与空气燃烧而使水汽化,产生高温高压的烟道气,形成氮气、二氧化碳和蒸汽(热水)等组成的混合流体。利用物理模拟实验,优化多元热流体的组成,以利于现场应用。

### 1.1 实验器材与方法

实验装置由蒸汽发生器、气体质量流量计、平流泵、填砂管模型、压差计、原油与地层水中间容器、高压气瓶、阀门和手摇泵等构成(图1)。

实验填砂管模型以目标油藏储层平均渗透率为基准,长度为50 cm,直径为2.5 cm,填砂后气测渗透率约为4 500 mD,孔隙度约为35%。实验用油为该油藏的地面脱气原油,地面原油密度为0.953 g/cm<sup>3</sup>,50 ℃下原油黏度为1 000 mPa·s。实验用水为蒸馏水和地层水,地层水为CaCl<sub>2</sub>型,总矿化度为10 249.1 mg/L。实验用气为二氧化碳、氮气及氮气与二氧化碳混合气(N<sub>2</sub>+CO<sub>2</sub>)。实验材料主要包括石英砂等。

实验方法为:①填装填砂管模型。将与油层粒度及润湿性相近的石英砂分多次装填并压实,测定空气渗透率,直至测得的渗透率与设计值相近为止。②测定孔隙体积和孔隙度。将单管模型接入抽真空流程,在真空度达到133.3 Pa后,连续抽真空2~5 h,饱和地层水,用天平称量饱和水前后的质量,计算孔隙体积与孔隙度。③设定出口回压。将模型接入饱和油流程,根据实验温度设定出口回压,回压应高于实验温度下对应水饱和压力0.3~0.5 MPa,将模型温度升高到实验温度。④计算初始含油饱和度。以低流速将油样注入到模型内,当油驱水的压差稳定后,再继续驱替1.0~2.0 PV,记录此时的累积出水量和压差,计算岩心初始含油饱和度和束缚水饱和度。⑤测定驱油效率。将模型转入多元热流体驱替实验流程进行驱油实验,注入端气体与蒸汽的体积比分别为1:1,1:3和1:5,气体包括CO<sub>2</sub>,N<sub>2</sub>和体积比为85%:15%的N<sub>2</sub>与CO<sub>2</sub>混合气

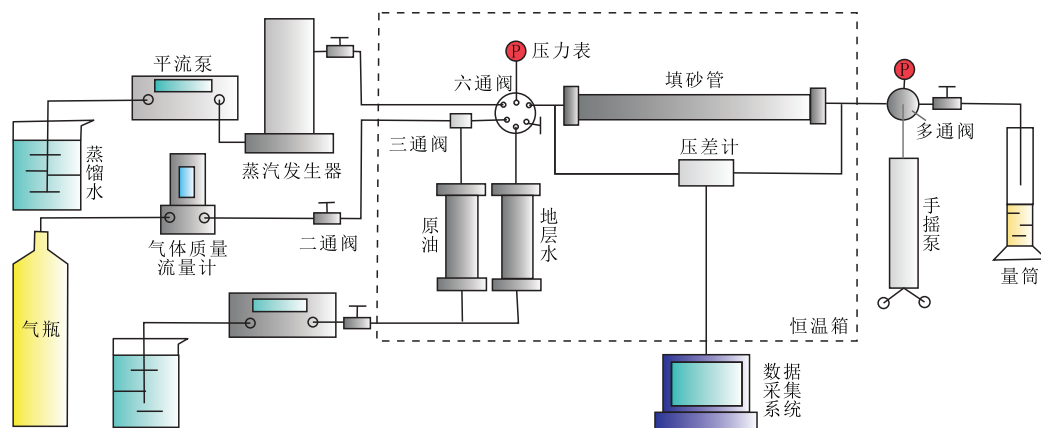


图1 多元热流体驱替实验装置

Fig.1 Schematic of multi-thermal fluid flooding experiment

( $N_2 + CO_2$ )。回压设定为略低于该实验温度下对应的水饱和和压力。按设计的注入速度进行驱油实验,其中蒸汽的注入速度为6 mL/min,实时记录产液量、产油量、产水量和压力等参数随时间的变化。

### 1.2 驱油效率影响因素

#### 1.2.1 注入温度

为了确定最佳注入温度,分别选择150, 200, 250和300 °C进行蒸汽驱和多元热流体驱实验,由实验结果(图2)可以看出:150 °C时蒸汽驱的驱油效率为64.1%,而多元热流体的驱油效率(62.0%)略低于蒸汽驱;200 °C时多元热流体的驱油效率为79.2%,比蒸汽驱(77.3%)增加1.9%;250 °C时多元热流体的驱油效率为85.3%,比蒸汽驱(81.5%)增加3.8%,残余油饱和度为12.5%,比蒸汽驱低3.2%;300 °C时多元热流体的驱油效率为87.6%,比蒸汽驱增加3.8%,残余油饱和度仅为10.3%,比蒸汽驱低3.1%。分析发现,随着温度的升高,多元热流体的驱油效率逐渐增大;低于150 °C时,多元热流体的驱油效率略低于蒸汽驱,体现不出优势;从200 °C升至250 °C过程中,驱油效率增幅较大,超过250 °C后驱油效率增幅变小,因此最佳注入温度选择250 °C。

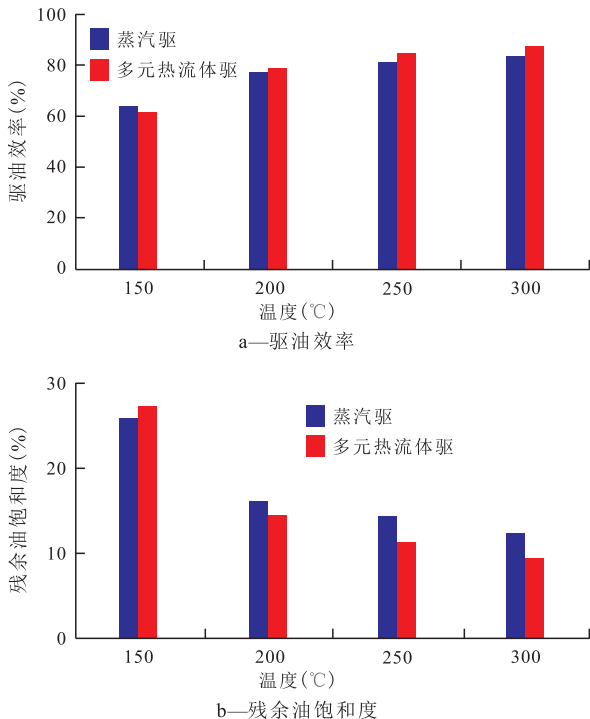


图2 不同温度下蒸汽驱与多元热流体驱驱替效果对比  
Fig.2 Comparison of displacement results between steam flooding and multi-thermal fluid flooding at different temperatures

#### 1.2.2 流体类型

在蒸汽注入速度恒定为6 mL/min、气汽比为1:1的注入条件下,选择 $N_2$ ,  $CO_2$ 和 $N_2 + CO_2$ 3种气体进

行实验。由实验结果(图3)可以看出:在无水期阶段, $N_2 + CO_2$ 辅助蒸汽驱和 $CO_2$ 辅助蒸汽驱的驱油效率差别不大,两者分别比 $N_2$ 辅助蒸汽驱的驱油效率增加了4.2%和3.9%;实验结束时, $N_2 + CO_2$ 辅助蒸汽驱的最终驱油效率为85.3%,比 $N_2$ 辅助蒸汽驱增加了12.9%, $CO_2$ 辅助蒸汽驱最终驱油效率比 $N_2 + CO_2$ 辅助蒸汽驱增加了5.91%。然而,中国没有大型的 $CO_2$ 矿藏,另外自烟道气中分离 $CO_2$ 的难度与成本均较高;而直接应用 $N_2$ 与 $CO_2$ 混合气则工艺简单且成本较低,同时其热采开发效果也较好<sup>[7]</sup>。因此,最终选择 $N_2$ 与 $CO_2$ 混合气辅助蒸汽驱的方式。

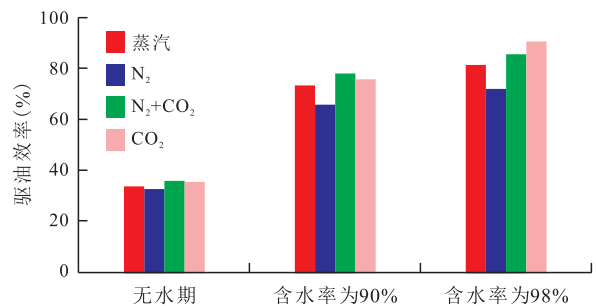


图3 不同流体类型的驱油效率对比  
Fig.3 Comparison of oil displacement efficiency of different fluid types

#### 1.2.3 气汽比

在流体类型实验优化的基础上,开展流体组成(气体与蒸汽比例)优化。蒸汽注入速度为6 mL/min,不同气汽比下气体辅助蒸汽驱的驱油效率实验结果(图4)显示:针对 $N_2 + CO_2$ 辅助蒸汽驱方式而言,从无水期至含水率为90%,直至实验结束,气汽比为1:3时的驱油效率均最大。在无水期阶段,气汽比为1:3比气汽比为1:1时的驱油效率增加了6.87%,比气汽比为1:5时的驱油效率增加了2.42%;实验结束时,气汽比为1:3分别比气汽比为1:1和1:5的最终驱油效率增加了2.3%和3.9%。因此,选择1:3的气汽比开展水平井多元热流体驱相似比例物理模拟实验研究。

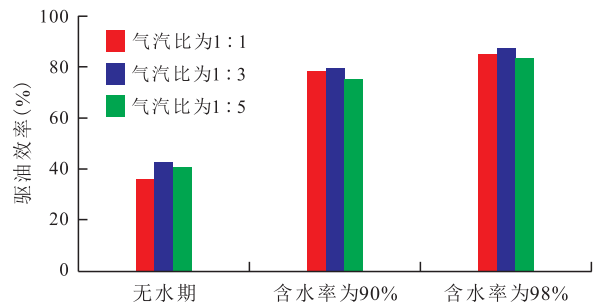


图4 不同气汽比下驱油效率对比  
Fig.4 Comparison of oil displacement efficiency at different gas and steam ratio

## 2 二维比例物理模拟实验设计及结果分析

### 2.1 实验设计

目前海上某普通稠油油藏已开展了多轮次的多元热流体吞吐生产,下一步计划实施多元热流体驱<sup>[8-10]</sup>。依据相似准则进行参数转化,吞吐阶段与转驱阶段注采参数转化如表1所示。为了研究多元热流体生产动态特征与驱油机理,开展多元热流体驱二维比例物理模拟实验,实验流程如图5所示。

表1 多元热流体驱现场参数与实验模型参数值  
Table1 Field parameters and laboratory model parameters of multi-thermal fluid flooding

参数名称	参数值及单位		参数名称	参数值及单位	
	油藏	模型		油藏	模型
相似比	357	1	原始含油饱和度	0.72	0.80
有效厚度	6 m	6 cm	注汽温度	240 ℃	150 ℃
水平井井距	250 m <sup>*</sup>	70 cm	注汽速度	170 m <sup>3</sup> /d	157.4 mL/min
水平井长度	210 m <sup>#</sup>	60 cm	注汽干度	0.20 <sup>-</sup>	0.20
孔隙度	0.35 <sup>+</sup>	0.37	生产压差	0.2 MPa	0.000 56 MPa
水平渗透率	5.565 D <sup>+</sup>	253 D	井底流压	3.5 MPa	0.5 MPa
50 ℃地面原油黏度	1 475 mPa·s	400 mPa·s	生产时间	1 a	8.24 min
原始地层温度	52 ℃	52 ℃			

注:\*为热采井平均值;#为水平井平均值;+为油藏平均值;-为预测值。

实验装置包括注入泵、氮气瓶及增压装置、流体中间容器(N<sub>2</sub>+CO<sub>2</sub>混合气、地层水、原油)、气体质量流量计、蒸汽发生器、二维比例物理模拟装置、数据采集系统、回压装置及油水计量装置等。其中二维比例物理模型平面尺寸为70 cm×70 cm,高度为6 cm,两侧各布置一口长度为60 cm的水平井;模型内部均匀布置187个温度测点与3个压力测点。

实验方法为:①填装物理模型。在模型内安装2口水平井,井距为70 cm,安置温度测点与压力测点。选定合适粒径的石英砂,充分混合后装填模型。装填完毕后,在1.3 MPa下用高压氮气进行密封性测试。②测定孔隙体积。模型接入抽真空流程,在真空度达到133.3 Pa后,再连续抽真空2~5 h,饱和地层水,通过吸水体积计算孔隙体积与孔隙度。③建立初始温度场。通过加热装置使模型达到实验设计初始温度,温度场应均匀一致,各温度测点之间温差小于2 ℃。④建立初始饱和度场。将实验用油以1 mL/min的速度注入模型,建立束缚水,直到出口均无水流出且压差稳定为止,计量流出的总水量,计算初始含油饱和度和束缚水饱和度。⑤启动注入系统。启动高压计量泵,设定流量;启动蒸汽发生器,设定温度,调试干度;启动温度压力数据采集系统,实时监测模型内部温度和压力,并观察温度场的变化。⑥模拟多元热流体吞吐。两口水平井交替进行多元热流体吞吐,直至井间建立热连通为止。⑦模拟多元热流体驱。以设计的注入速度157.4 mL/min连续注入蒸汽,同时以52.5 mL/min伴注N<sub>2</sub>+CO<sub>2</sub>混合气,另外一口水平井生产,分阶段收集采出液并做好记录。⑧实验结果

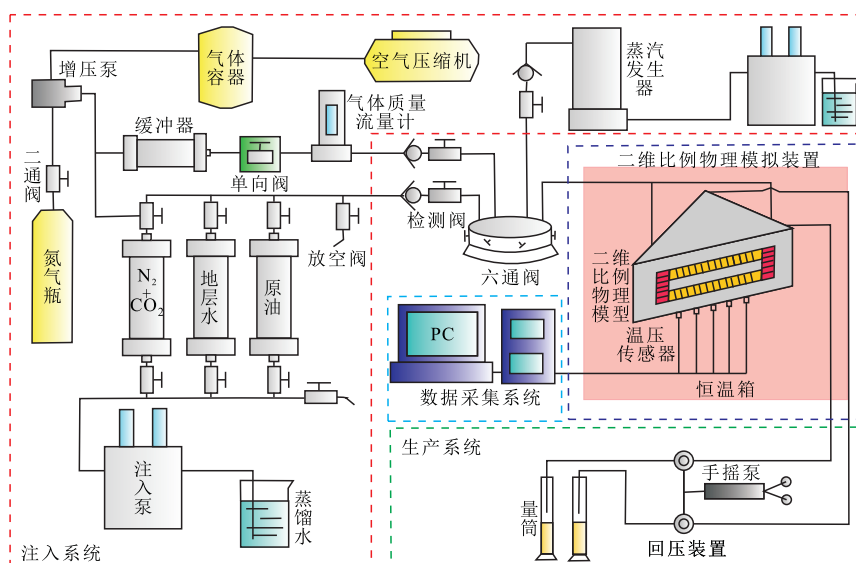


图5 多元热流体驱二维比例物理模拟实验流程

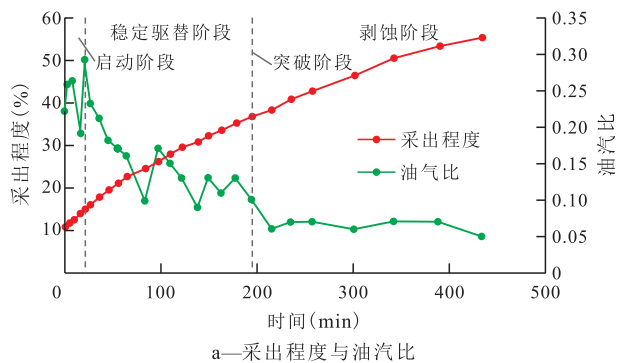
Fig.5 Schematic of physical simulation of 2D scale multi-thermal fluid flooding

处理。计量各时间段产油量、产水量和产液量,计算采出程度、油气比和含水率等,并结合温度场的变化进行多元热流体驱机理的分析。

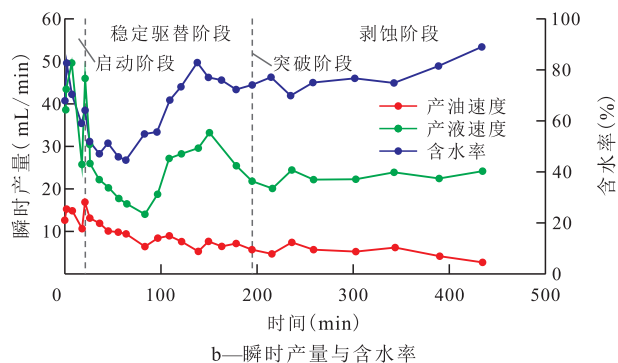
### 2.2 实验结果与分析

#### 2.2.1 生产动态特征

分析采出程度与油气比随时间的变化曲线(图6a)可知:在启动阶段(0~21 min),采出程度由从蒸汽吞吐结束时的10.8%增至15.1%,增加了4.3%,占驱替阶段采出程度的9.7%;在稳定驱替阶段(21~195 min),采出程度从15.1%增至36.7%,增加了21.6%,占驱替阶段采出程度的48.8%,是主要产油阶段;突破阶段(195~196 min)和剥蚀阶段(196~435 min)经历时间较长,采出程度增幅明显放缓,从36.7%增至55.1%,增加了18.4%,占驱替阶段采出程度的41.5%。油气比先快速上升而后整体呈明显降低趋势,至油气比低于0.07后基本平稳。启动阶段的油气比最高达0.29,平均为0.24;稳定驱替阶段的油气比变化幅度较大,并且长时间维持于0.18左右;突破阶段的油气比降低为0.10,而在剥蚀阶段,油气比由0.10降至0.05。



a—采出程度与油气比



b—瞬时产量与含水率

图6 多元热流体驱生产动态随时间的变化曲线

Fig.6 Curves on production performance of multi-thermal fluid flooding with time

由多元热流体瞬时采出曲线(图6b)可以看出:产液速度在120 min前波动较大,然后趋于稳定;在启动阶段,产液速度快速上升,从39.6 mL/min最高增至50.6 mL/min,阶段末为45.6 mL/min;在稳定驱

替阶段,产液速度稳定在26.2~29.9 mL/min;突破阶段和剥蚀阶段,产液速度稳定在20.2~25.3 mL/min。对于产油速度,在启动阶段,产油速度快速上升,从13.6 mL/min增至18.2 mL/min;稳定驱替阶段的产油速度不断下降,从18.2 mL/min降至7.2 mL/min;至突破阶段和剥蚀阶段,产油速度逐渐由7.2 mL/min下降到3.0 mL/min。针对含水率而言,在启动阶段,含水率从吞吐阶段的82.1%降至63.6%,该阶段属于多元热流体驱替上产阶段;稳定驱替阶段,含水率持续上升,从44.4%最高升至82.7%,阶段末为74.1%,是采出程度贡献最大的阶段;突破阶段和剥蚀阶段的含水率从74.1%逐步上升到88.9%。

#### 2.2.2 温度场发育特征

多元热流体吞吐预热阶段 首先,向一口水平井注入多元热流体,注入速度为157.4 mL/min,当模型压力达到1.2 MPa后,关井焖井;待多元热流体的热能向油层扩散后,再打开该井生产,该井不出液后,再向另一口水平井注多元热流体,如此循环,建立井间热连通;最终,多元热流体吞吐达到4个轮次,该阶段采出程度为10.76%。由图7可以看出,温度场沿水平井方向逐渐发育,跟端发育快而指端发育略慢;至第4轮次时两井间达到热连通。

多元热流体驱替阶段 由注入井(右侧)持续注入多元热流体,注入速度为157.4 mL/min,生产井(左侧)收集产出液。分析多元热流体驱替温度场(图8)可知,转驱后,高温前缘向生产井推进,注入井跟端推进快,指端推进慢,呈三角形推进。结合生产动态曲线将驱替过程划分为:启动阶段(21 min前)、稳定驱替阶段(21~138 min)、突破阶段(138~139 min)和剥蚀阶段(139~435 min)。在启动阶段,多元热流体沿着注入井与生产井跟端推进速度快,而指端推进速度慢。在稳定驱替阶段,波及面积逐步扩大。多元热流体在生产井突破后,剥蚀阶段蒸汽腔沿对角线方向扩展,速度缓慢。因此,多元热流体驱过程中,注入井与生产井之间的蒸汽腔发育不均衡,两井跟端之间发育快,而两井指端发育慢,可采用泡沫类流体进行水平井沿程流动剖面的调整,从而进一步改善开发效果。

原始油样与产出油样外观变化照片(图9)显示:原始脱气原油为均匀的特稠油,原油黏度大,为纯黑色黏稠流体;经多元热流体驱替后,油中分散着大量较微小尺寸的气泡,原油呈现褐色或咖啡色,流动性明显增强,该现象类似于油藏中的泡沫油流体流动。

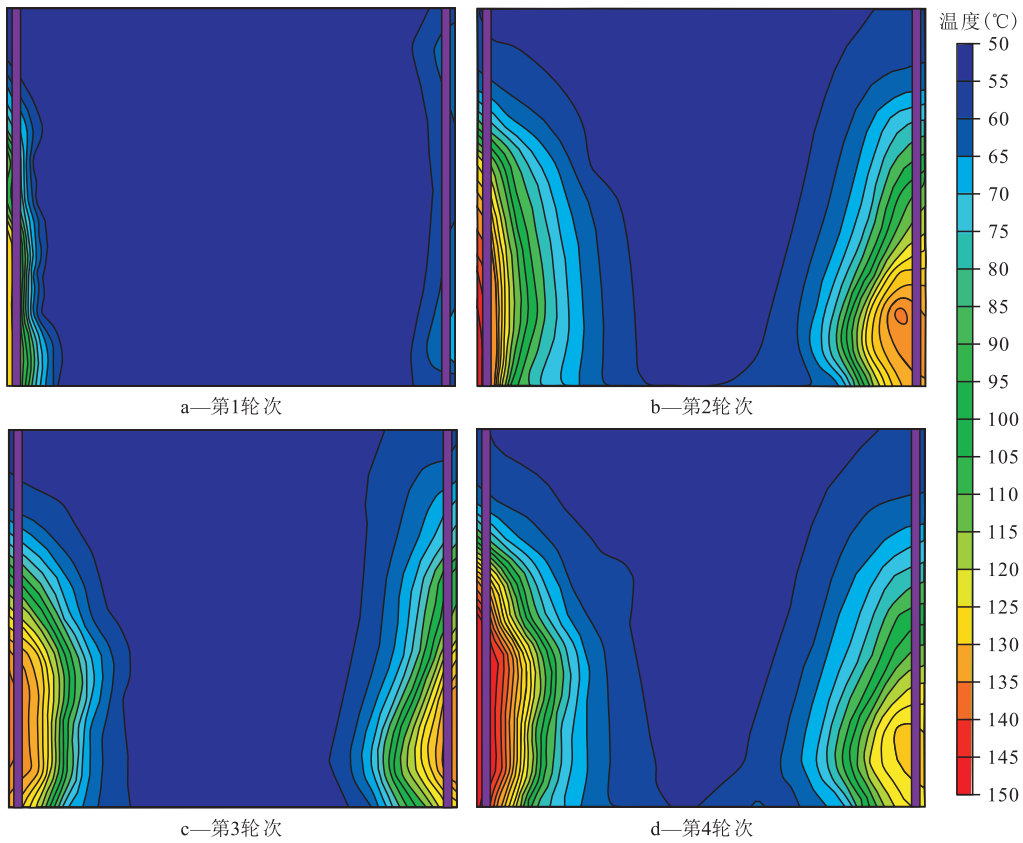


图7 多元热流体吞吐阶段温度场分布变化

Fig.7 Field diagram of temperature distribution during multi-thermal fluid stimulation

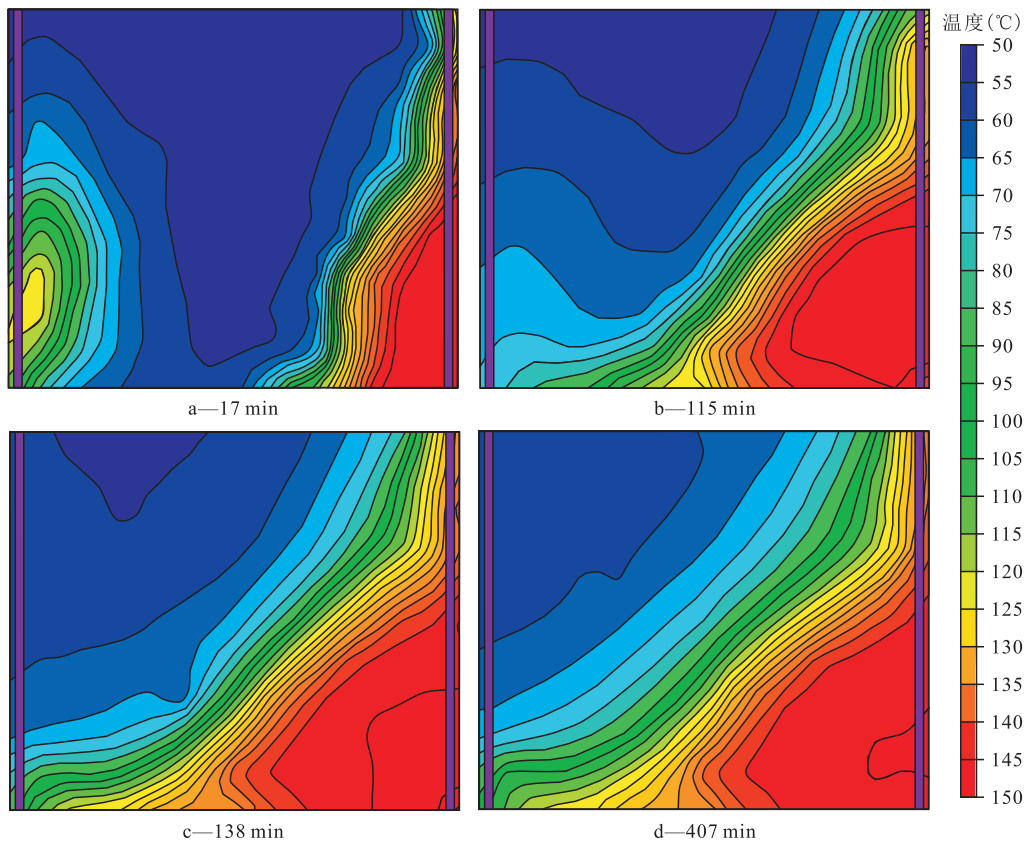
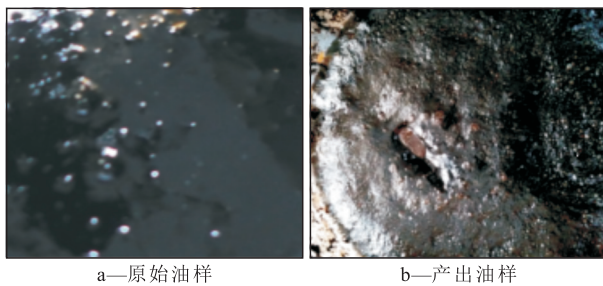


图8 多元热流体驱替阶段温度场分布变化

Fig.8 Field diagram of temperature distribution during multi-thermal fluid flooding



a—原始油样 b—产出油样  
图9 原始油样与产出油样外观照片变化对比

Fig.9 Comparison photos of appearance change between original oil and produced oil

### 3 多元热流体驱油机理

基于一维填砂管驱替实验与二维比例物理模拟实验的结果,结合二氧化碳和氮气本身的物性特征,对多元热流体的驱油机理进行分析,得到以下四点认识:①多元热流体中主要流体为蒸汽或热水,既可以起到降低原油黏度增强其流动性的作用,同时由于油藏温度的升高,使得油藏束缚水饱和度增加,残余油饱和度降低,相比于冷采而言可以大幅度提高稠油油藏的采收率<sup>[10-11]</sup>。②多元热流体是由二氧化碳、氮气和蒸汽组成的混合流体。二氧化碳能够溶解于原油中,起到降低原油黏度,改善原油流动能力的作用<sup>[12-13]</sup>。氮气基本不溶于原油和地层水,由于其具有较强的膨胀能力,可以有效增强驱替介质的驱动力<sup>[14-18]</sup>。③多元热流体中的气体可以进入到微小孔隙或孔隙盲端内,从而进一步提高微观洗油效率,比纯蒸汽能进一步改善开发效果;气体用量不宜过大,油藏条件下最佳气体与蒸汽的体积比为1:3。④多元热流体驱替过程中,原来溶于原油中的二氧化碳随驱替前缘的推进从原油中析出,而形成大量的分散微小气泡,类似于泡沫油流体,一方面增大了气相的流动阻力,另外一方面改善了原油的流动能力<sup>[19]</sup>。

### 4 结论

高温条件下,多元热流体驱的驱油效率明显高于蒸汽驱,250℃为最佳的注入温度;海上稠油多元热流体驱替工艺最佳气体体积组成为85%的氮气与15%的二氧化碳,最佳体积比为1:3。

多元热流体驱过程中,蒸汽腔沿水平井跟端推进快,指端推进慢,呈三角形推进;其驱替过程可划分为:启动阶段、稳定驱替阶段、突破阶段和剥蚀阶段。其中稳定驱替阶段是主要的产油阶段。

多元热流体中主要载热流体为蒸汽或热水,起到热力降黏以及降低残余油饱和度的作用,其中二氧化碳溶于原油而促进原油流动,由于氮气在油藏内的非凝析特性而起到维持油藏压力的作用;经多元热流体驱替后,原油中分散着大量微小气泡,起到了类似于泡沫油的作用。

### 参考文献

- [1] 王国栋,王春升,张明,等.海上多元热流体规模化稠油热采平台总体布置优化[J].中国海洋平台,2018,33(3):61-66.  
WANG Guodong, WANG Chunsheng, ZHANG Ming, et al. General arrangement optimization of large-scale multiple thermal fluid heavy oil thermal recovery offshore platform [J]. China Offshore Platform, 2018, 33(3): 61-66.
- [2] 牛成民,王飞龙,汤国民,等.复合油藏形成中的蒸发分馏与生物降解联合控制作用:渤海海域秦皇岛29-2油田为例[J].石油实验地质,2018,40(3):381-388.  
NIU Chengmin, WANG Feilong, TANG Guomin, et al. Evaporative fractionation and biodegradation impacts on a complex petroleum system: QHD29-2 oil field, Bohai Sea area [J]. Petroleum Geology & Experiment, 2018, 40(3): 381-388.
- [3] 张华,刘义刚,周法元,等.海上稠油多元热流体注采一体化关键技术研究[J].特种油气藏,2017,24(4):171-174.  
ZHANG Hua, LIU Yigang, ZHOU Fayuan, et al. Research on injection-production integrated technology with multiple thermal fluid for offshore heavy oil field [J]. Special Oil & Gas Reservoirs, 2017, 24(4): 171-174.
- [4] 陈建波.海上深薄层稠油油田多元热流体吞吐研究[J].特种油气藏,2016,23(2):97-100.  
CHEN Jianbo. Multiple thermal fluid huff-puff in offshore deep thin heavy oil reservoir [J]. Special Oil & Gas Reservoirs, 2016, 23(2): 97-100.
- [5] 孙逢瑞,姚约东,李相方,等.过热型多元热流体平行双管流动特征[J].大庆石油地质与开发,2017,36(5):131-137.  
SUN Fengrui, YAO Yuedong, LI Xiangfang, et al. Flow characteristics of the parallel dual tube for superheated multi-component thermal fluid [J]. Petroleum Geology & Oilfield Development in Daqing, 2017, 36(5): 131-137.
- [6] 杨森,许关利,刘平,等.稠油化学降粘复合驱提高采收率实验研究[J].油气地质与采收率,2018,25(5):80-86,109.  
YANG Sen, XU Guanli, LIU Ping, et al. Experimental study on chemical viscosity-reducing compound flooding for EOR of heavy oil reservoir [J]. Petroleum Geology and Recovery Efficiency, 2018, 25(5): 80-86, 109.
- [7] 周立宏.老油田效益增储对策——以大港油田为例[J].中国石油勘探,2018,23(6):20-28.  
ZHOU Lihong. Countermeasures for economical reserve increase in mature oilfields: a case study on Dagang oilfield [J]. China Petroleum Exploration, 2018, 23(6): 20-28.
- [8] 黄颖辉,刘东,罗义科.海上多元热流体吞吐先导试验井生产规律研究[J].特种油气藏,2013,20(2):84-86.

- HUANG Yinghui, LIU Dong, LUO Yike. Research on multiple thermal fluid stimulation for offshore heavy oil production[J]. Special Oil & Gas Reservoirs, 2013, 20(2): 84-86.
- [9] 朱国金, 余华杰, 郑伟, 等. 海上稠油多元热流体吞吐开发效果评价初探[J]. 西南石油大学学报: 自然科学版, 2016, 38(4): 89-94.
- ZHU Guojin, YU Huajie, ZHENG Wei, et al. Thermal recovery effect evaluation of multi-thermal fluid stimulation in offshore heavy oilfield[J]. Journal of Southwest Petroleum University: Science & Technology Edition, 2016, 38(4): 89-94.
- [10] 王福顺, 牟珍宝, 刘鹏程, 等. 超稠油油藏CO<sub>2</sub>辅助开采作用机理实验与数值模拟研究[J]. 油气地质与采收率, 2017, 24(6): 86-91.
- WANG Fushun, MOU Zhenbao, LIU Pengcheng, et al. Experiment and numerical simulation on mechanism of CO<sub>2</sub> assisted mining in super heavy oil reservoirs[J]. Petroleum Geology and Recovery Efficiency, 2017, 24(6): 86-91.
- [11] 王传飞, 吴光焕, 韦涛, 等. 薄层特超稠油油藏氮气与降粘剂联合蒸汽辅助重力泄油物理模拟实验[J]. 油气地质与采收率, 2017, 24(1): 80-85.
- WANG Chuanfei, WU Guanghuan, WEI Tao, et al. Physical simulation experiment of nitrogen gas and dissolve solvent aided SAGD for thin formation and extra-super heavy oil reservoir[J]. Petroleum Geology and Recovery Efficiency, 2017, 24(1): 80-85.
- [12] 刘慧卿, 侯志杰, 高本成, 等. 高3断块烟道气蒸汽混注驱替实验研究[J]. 石油勘探与开发, 2001, 28(5): 79-81.
- LIU Huiqing, HOU Zhijie, GAO Bencheng, et al. Research on mixed flooding of flue gas with steam in cores for Block Gao-3 oil field[J]. Petroleum Exploration and Development, 2001, 28(5): 79-81.
- [13] 明玉坤. 烟道气强化蒸汽驱提高稠油油藏采收率实验[J]. 大庆石油地质与开发, 2017, 36(3): 100-105.
- MING Yukun. EOR experiment of the heavy oil reservoir by the tunnel gas enhanced steam flooding[J]. Petroleum Geology & Oil-field Development in Daqing, 2017, 36(3): 100-105.
- [14] 顾浩, 孙建芳, 秦学杰, 等. 稠油热采不同开发技术潜力评价[J]. 油气地质与采收率, 2018, 25(3): 112-116.
- GU Hao, SUN Jianfang, QIN Xuejie, et al. Potential evaluation of different thermal-recovery technologies for heavy oil[J]. Petroleum Geology and Recovery Efficiency, 2018, 25(3): 112-116.
- [15] 张伟, 孙永涛, 林涛, 等. 海上稠油多元热流体吞吐增产机理室内实验研究[J]. 石油化工应用, 2013, 32(1): 34-36.
- ZHANG Wei, SUN Yongtao, LIN Tao, et al. Experimental study on mechanisms of the multi-fluid thermal recovery on offshore heavy oil[J]. Petrochemical Industry Application, 2013, 32(1): 34-36.
- [16] 刘东, 苏彦春, 陈建波, 等. 注多元热流体吞吐转驱替三维物模及数值实验[J]. 西南石油大学学报: 自然科学版, 2019, 41(1): 137-146.
- LIU Dong, SU Yanchun, CHEN Jianbo, et al. A 3-D physical simulation experiment and numerical test on multi-thermal fluids flooding after huff and puff[J]. Journal of Southwest Petroleum University: Science & Technology Edition, 2019, 41(1): 137-146.
- [17] 唐晓旭, 马跃, 孙永涛. 海上稠油多元热流体吞吐工艺研究及现场试验[J]. 中国海上油气, 2011, 23(3): 185-188.
- TANG Xiaoxu, MA Yue, SUN Yongtao, et al. Research and field test of complex thermal fluid huff and puff technology for offshore viscous oil recovery[J]. China Offshore Oil and Gas, 2011, 23(3): 185-188.
- [18] 杨胜来, 王亮, 何建军, 等. CO<sub>2</sub>吞吐增油机理及矿场应用效果[J]. 西安石油大学学报: 自然科学版, 2004, 19(6): 23-26.
- YANG Shenglai, WANG Liang, HE Jianjun, et al. Oil production enhancing mechanism and field applying result of carbon dioxide huff-puff[J]. Journal of Xi'an Shiyou University: Natural Science Edition, 2004, 19(6): 23-26.
- [19] SRIVASTAVA R K, HUANG S S, DONG M Z. Comparative effectiveness of CO<sub>2</sub> produced gas and flue gas for enhanced heavy oil recovery[J]. SPE Reservoir Evaluation & Engineering, 1999, 2(3): 238-247.

编辑 常迎梅