

海上多元热流体吞吐提高采收率 机理及油藏适应性研究

张风义,许万坤,吴婷婷,葛涛涛,王海更,吴春新,王大为
(中海石油(中国)有限公司天津分公司 渤海石油研究院,天津 300452)

摘要:多元热流体吞吐热采作为海上稠油热采开发创新技术,已在渤海油田稠油开发中进行了先导性试验,但对其提高采收率机理及油藏适用范围的研究尚不够深入。通过理论分析、物理实验分析和数值模拟等方法,研究了热流体中各个组分的作用机理以及各组分之间的耦合作用,深入剖析了多元热流体提高采收率机理;同时,利用渤海油田稠油油藏的地层原油粘度、渗透率和非均质性等参数,对比研究了多元热流体吞吐和蒸汽吞吐的开发效果及各自的油藏适应条件。研究结果表明:多元热流体提高采收率机理与单纯蒸汽吞吐相比,增加了扩大热波及半径、提高地层能量及减少热损失等作用,但所携带热焓总量略有下降,因此,更适用于原油粘度相对不高、储层非均质性弱、油层较薄、天然能量较小的稠油油藏。

关键词:海上稠油油藏 多元热流体 蒸汽吞吐 作用机理 开发效果 油藏适用性 渤海油田

中图分类号:TE357.41

文献标识码:A

文章编号:1009-9603(2014)04-0075-04

渤海油田稠油资源丰富,特别是地层原油粘度大于 $350\text{ mPa}\cdot\text{s}$ 的非常规稠油油藏储量所占比例较大,但因无适用于海上稠油开发的热采技术,储量动用率低。曾尝试采用水平分支井和适度出砂冷采技术开发海上稠油油藏,效果也不理想,主要表现为:单井产能低,采油速度小,预测采收率低,同时受海上开发成本、平台寿命等的限制,无法满足海上油田高速、高效开发的要求。如南堡35-2油田南区,该区块地层原油粘度约为 $650\text{ mPa}\cdot\text{s}$,定向井初期产能为 $10\sim 18\text{ t/d}$,水平井初期产能为 $30\sim 35\text{ t/d}$;平均年采油速度不到 0.3% ,预测最终采收率仅为 4.2% ;与之类似的非常规稠油油藏的预测采收率也均不超过 10% ,亟需适用于海上开发特点的稠油开采新技术。为此,笔者将多元热流体吞吐作为海上稠油油藏开发的新技术,从加热降粘、溶解降粘、增压助排等方面研究其作用机理,并对其适应的油藏条件进行了分析,以期为海上稠油油藏开发提供依据和借鉴。

1 多元热流体提高采收率机理

多元热流体是利用柴油与空气混合燃烧后产

生高温高压的烟道气及少量蒸汽,与冷水混合,形成由蒸汽、热水、氮气和二氧化碳等组成的高压多元热流体。该流体所需的热采设备具有体积小、重量轻等特点,适合海上平台安装。与陆上油田广泛使用的蒸汽吞吐相比,所携带热流体组分不同,其作用机理更为复杂。

1.1 热水及蒸汽的作用机理

在周期性吞吐过程中,多元热流体中的热水、蒸汽及其他高温组分携带的热量主要有5个作用:①加热油层中的原油,使其粘度大幅度降低,从而降低原油流动阻力;②加热油层,增大油层弹性能量;③降低界面张力,改善液阻和气阻效应;④增大流体和岩石的热膨胀作用,使得孔隙体积减小,单井产量增大;⑤改变岩石的润湿性,使油水相对渗透率发生变化,提高原油的流动能力。

1.2 气体的作用机理

多元热流体吞吐中的注入气体主要由2部分组成:一是柴油和空气燃烧后形成的烟道气,二是环空中注入的氮气。前人研究结果^[1-10]表明,虽然氮气和二氧化碳本身的性质不同,但两者在稠油热采中的作用机理,既有相同部分,也有各自独特的机理。相同点在于:两者都能够溶于原油,起到膨胀

收稿日期:2014-05-12。

作者简介:张风义,男,工程师,硕士,从事海上稠油热采开发研究。联系电话:(022)25809921,E-mail:zhangfy3@cnooc.com.cn。

基金项目:中海石油(中国)有限公司重大专项“渤海多元热流体、蒸汽吞吐、SAGD热采关键技术研究”(YXKY-2013-TJ-01)。

降粘和提高蒸汽干度的作用;不同之处是:氮气具有隔热、保持地层压力、增大单井产量、降低残余油饱和度等作用,而二氧化碳具有降低界面张力、酸化解堵等作用。

氮气和二氧化碳虽均可以溶于原油,但二者在原油中的溶解度不同,降粘幅度差异也很大。由不同温度下氮气和二氧化碳在稠油中的溶解能力和相应的粘度变化(图1)可以看出:①氮气和二氧化碳的溶解能力相差较大,对于埋深为1 000 m(地层压力约为10 MPa)、地层温度为56 ℃的油藏,氮气的溶解气油比约为 $5 \text{ Sm}^3/\text{m}^3$ (图1a),而二氧化碳可以达到 $35 \text{ Sm}^3/\text{m}^3$ 左右(图1b);与之相对应的降粘能力,氮气溶于原油后,原油粘度从 $494.8 \text{ mPa}\cdot\text{s}$ 降至 $490.6 \text{ mPa}\cdot\text{s}$,降粘率为0.85%,而二氧化碳溶于原油后,原油粘度从 $463.9 \text{ mPa}\cdot\text{s}$ 降至 $150 \text{ mPa}\cdot\text{s}$,降粘率为67.7%,比氮气的降粘效果明显得多。②随着温度的升高,氮气和二氧化碳在原油中的溶解能力均降低,且在温度升高过程中,气体溶解对降粘的贡献率也小得多。以二氧化碳为例,当温度从56 ℃升至180 ℃时,原油粘度由 $463.9 \text{ mPa}\cdot\text{s}$ 降至 $14.1 \text{ mPa}\cdot\text{s}$;此时再溶解二氧化碳,即使在将压力增至18 MPa的条件下,对应的原油粘度仅由 $14.1 \text{ mPa}\cdot\text{s}$ 降至 $7.3 \text{ mPa}\cdot\text{s}$,在整个过程中,温度对降粘的贡献率为98.5%,而二氧化碳对降粘的贡献率仅为1.5%。

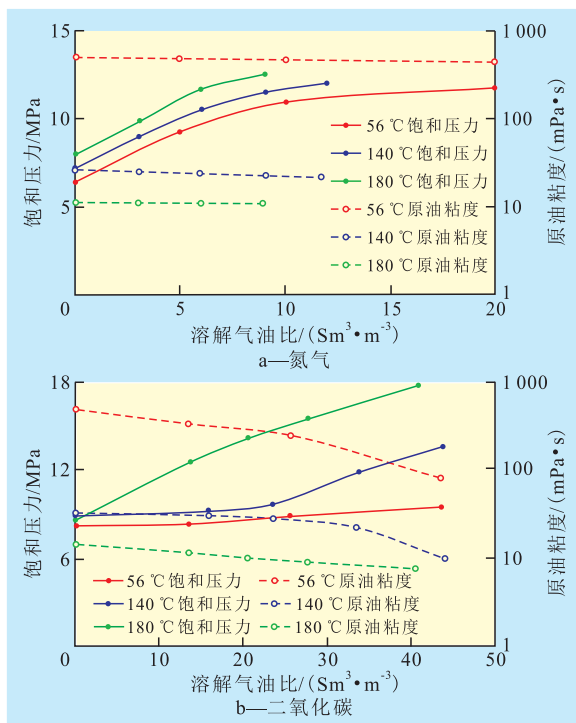


图1 不同温度下氮气和二氧化碳溶解气油比与饱和压力和原油粘度的关系

据Srivastava等对二氧化碳、氮气和烟道气提高

稠油采收率的实验结果^[11-12]可知,烟道气的驱替效果更接近于氮气,其驱替机理主要包括2个方面,氮气的游离气机理和二氧化碳的溶解机理,而且二者是相互竞争关系。

1.3 热水及蒸汽与气体的耦合作用

通过建立油藏数值模拟模型,对比注入蒸汽和多元热流体后的地层原油粘度以及压力分布。结果表明:①注入蒸汽后,原油粘度降幅较大;注入多元热流体后,虽然其降粘效果不如蒸汽,但多元热流体中的气体使注入井周围原油的降粘范围明显扩大,从而增大了泄油半径。②多元热流体中气体伴随着蒸汽的注入,加热、溶解于原油后,地层压力及波及范围均明显增大,从而提高了油井的产能。

2 多元热流体吞吐油藏适应性

与多元热流体吞吐相比,蒸汽吞吐的机理相对简单,主要以加热降粘、改变岩石润湿性和改善油相渗透率为主。为了对比2种热采方式的开发效果及各自适应的油藏条件,结合渤海油田稠油油藏特点,确定了地层原油粘度、油层厚度、渗透率、原始含油饱和度和垂直与水平渗透率比值5个因素,建立数值模拟模型,对比不同条件下多元热流体吞吐和蒸汽吞吐的开发效果。数值模拟基础模型参数包括:地层原油粘度为 $600 \text{ mPa}\cdot\text{s}$,油层厚度为10 m,渗透率为 $2500 \times 10^{-3} \mu\text{m}^2$,原始含油饱和度为0.73,垂直与水平渗透率比值为0.1。

2.1 地层原油粘度对开发效果的影响

由不同地层原油粘度下多元热流体吞吐和蒸汽吞吐的开发效果(图2)可以看出:当原油粘度较低时,多元热流体的开发效果好于蒸汽吞吐,但随着地层原油粘度的增大,2种开发方式的累积产油量和采收率均逐渐降低,由于多元热流体吞吐的采

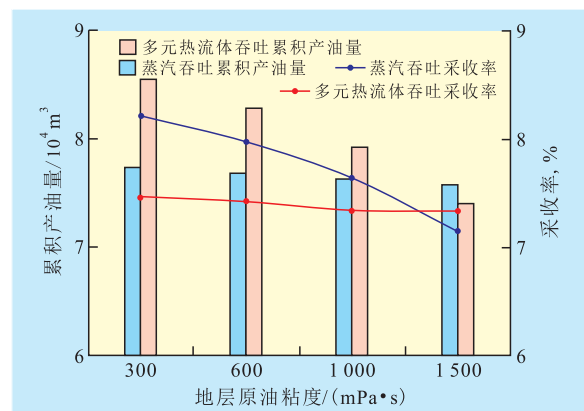


图2 不同地层原油粘度下多元热流体吞吐与蒸汽吞吐开发效果对比

收率和累积产油量的降幅大于蒸汽吞吐,当原油粘度为1 300 mPa·s时,2种开发方式的累积产油量和采收率相等,由此推断,当地层原油粘度小于1 300 mPa·s时,多元热流体吞吐效果好于蒸汽吞吐;当地层原油粘度大于1 300 mPa·s时,蒸汽吞吐效果好于多元热流体吞吐。因此,地层原油粘度对多元热流体吞吐开发的影响较大。

对比多元热流体吞吐与蒸汽吞吐2种热采方式在地层原油粘度分别为400和1 500 mPa·s时的年产量、累积产油量的关系(图3)可以看出:由于吞吐开发属于衰竭式开发,在开发初期,地层能量较为充足,加热降粘发挥主要作用,且原油粘度越高,降粘效果越明显,因此开发初期蒸汽吞吐的年产量高于多元热流体吞吐;吞吐开发后期,地层能量不足,多元热流体的注入提高了油层压力,且其年产量高于蒸汽吞吐。

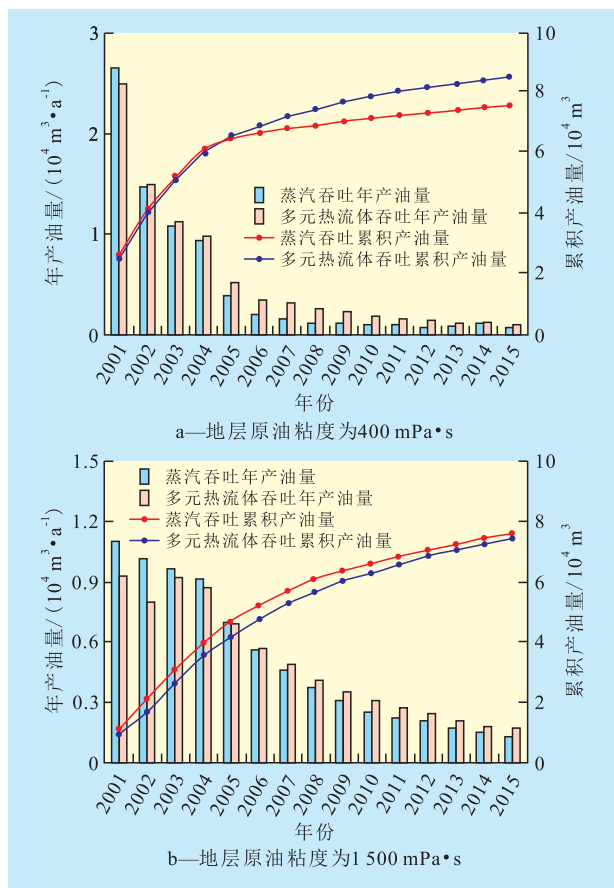


图3 不同地层原油粘度下多元热流体吞吐与蒸汽吞吐年产量和累积产油量对比

2.2 油层厚度对开发效果的影响

当地层原油粘度为600 mPa·s,油层厚度分别为5, 10, 15和20 m时,分析多元热流体吞吐和蒸汽吞吐的开发效果(图4)可知:不同油层厚度下,多元热流体吞吐开发效果均好于蒸汽吞吐,且油层越

薄,增油效果越明显,主要是因为多元热流体中气体组分的保温作用,阻止热量向顶、底盖层流失。

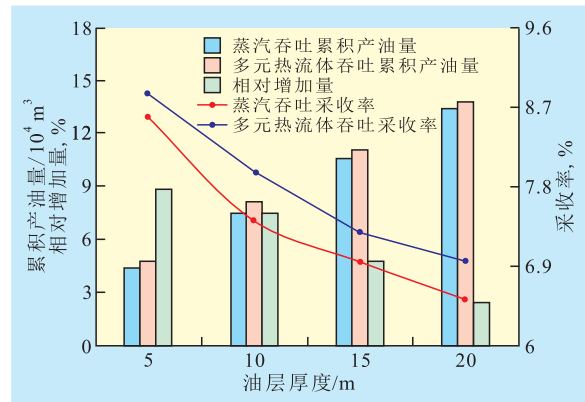


图4 不同油层厚度下多元热流体吞吐与蒸汽吞吐开发效果对比

2.3 渗透率对开发效果的影响

当原油粘度较低时,以地层原油粘度为400 mPa·s为例,对比不同渗透率时多元热流体吞吐和蒸汽吞吐的开发效果(图5a)可以看出:随着渗透率的增加,2种开发方式的累积产油量和采收率增幅均逐渐变缓;当渗透率小于 $1\ 000 \times 10^{-3} \mu\text{m}^2$,蒸汽吞吐的采收率和累积产油量均高于多元热流体吞吐;当渗透率大于 $1\ 000 \times 10^{-3} \mu\text{m}^2$ 时,则反之,这主要是因为渗透率越大,蒸汽的超覆现象越严重,而多元热流体具有多组分,可同时加热上部及下部地层。

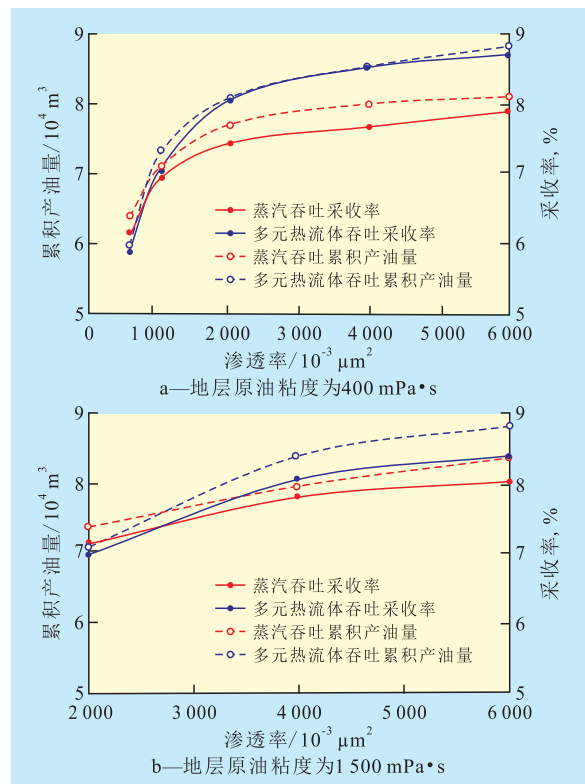


图5 不同渗透率下多元热流体吞吐与蒸汽吞吐开发效果对比

当原油粘度较高,以地层原油粘度增至1 500 mPa·s为例,渗透率为 $3\ 000\times 10^{-3}\ \mu\text{m}^2$ 的2种开发方式的累积产油量曲线相交(图5b),说明此时开发效果相同;与地层原油粘度为400 mPa·s相比可以看出:随着地层原油粘度的增加,增大了蒸汽上浮阻力,即削弱了蒸汽超覆作用,因此,对于原油粘度较大的稠油油藏更适合采用蒸汽开发。

2.4 原始含油饱和度对开发效果的影响

由不同原始含油饱和度下多元热流体吞吐和蒸汽吞吐的开发效果(图6)可知:随着原始含油饱和度的上升,2种开发方式下的累积产油量均呈增加趋势,但由于原始含油饱和度的增加,地质储量也增大,导致采收率反而均呈现下降趋势;与多元热流体吞吐相比,蒸汽吞吐采收率降幅相对更大,因此蒸汽吞吐对原始含油饱和度变化更为敏感。

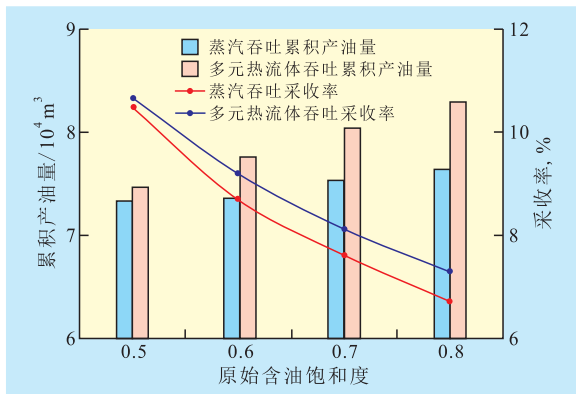


图6 不同原始含油饱和度下多元热流体吞吐与蒸汽吞吐开发效果对比

2.5 垂直与水平渗透率比值对开发效果的影响

当垂直与水平渗透率比值分别为0.1, 0.3, 0.5和1.0时,其对2种开发方式的累积产油量总体影响不大(图7);随着比值的增加,蒸汽超覆现象严重,蒸汽吞吐开发累积产油量先增大后减小,而多元热流体吞吐累积产油量一直逐渐增加,开发效果越来越

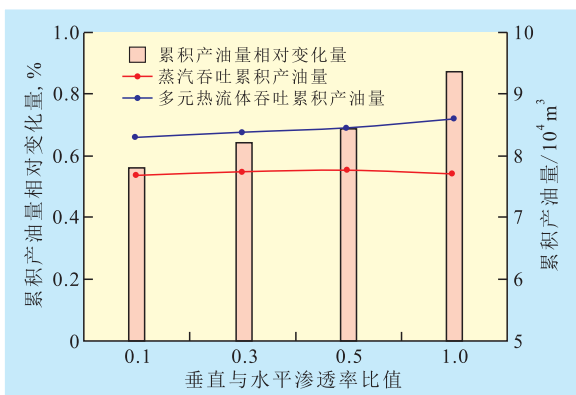


图7 不同垂直与水平渗透率比值多元热流体吞吐与蒸汽吞吐开发效果对比

越好,2种开发方式的累积产油量相对变化量逐渐增大。这主要是由于多元热流体中的气体组分加热上部油层,热水加热下部油层,使纵向动用更均匀,同时气体的隔热作用使多元热流体吞吐相对蒸汽吞吐采收率增幅呈变大趋势。

3 结论

多元热流体的作用机理较为复杂,热水所携带热量具有增温降粘作用、氮气具有隔热增压作用、二氧化碳具有溶解降粘作用,但气体的溶解降粘效果远低于加热降粘。同时,多气体组合不是耦合叠加作用,而是相互竞争关系。

多元热流体吞吐热采具有吞吐初期,加热降粘发挥主要作用;吞吐中后期,增压助排的作用越来越明显的特点,该开发方式适用于地层原油粘度相对较小(小于1 000 mPa·s)、油层薄(小于10 m)、储层非均质性弱、天然能量较小的稠油油藏。

参考文献:

- [1] 王德有,陈德民,冉杰,等.氮气隔热助排提高稠油蒸汽吞吐采效果[J].钻采工艺,2001,24(3):25-28.
- [2] 霍刚,范潇.混注烟道气辅助蒸汽吞吐驱替机理数值模拟研究[J].油气地质与采收率,2012,19(4):59-61.
- [3] Myron I, Kuhlman-mk. Expanded uses of nitrogen, oxygen and rich air for increased production of both light oil and heavy oil [R]. SPE 86954, 2004.
- [4] 廉黎明,秦积舜,杨思玉,等.二氧化碳驱数学模型研究进展及发展方向[J].油气地质与采收率,2013,20(2):77-81.
- [5] 李兆敏,陶磊,张凯,等.CO₂在超稠油中的溶解特性实验[J].中国石油大学学报:自然科学版,2008,32(5):92-96.
- [6] 李振泉.油藏条件下溶解CO₂的稀油相特性实验研究[J].石油大学学报:自然科学版,2004,28(3):43-48.
- [7] 李东霞,苏玉亮,高海涛,等.二氧化碳非混相驱油粘性指进表征方法及影响因素[J].油气地质与采收率,2010,17(3):63-66.
- [8] 刘文章.特稠油、超稠油油藏热采开发模式综述[J].特种油气藏,1998,5(3):1-8.
- [9] 李睿娜,何建华,唐银明,等.稠油油藏氮气辅助蒸汽增产机理试验研究[J].石油天然气学报,2006,28(1):72-75.
- [10] 杨胜来,王亮,何建军,等.CO₂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.
- [11] Srivastava Raj K, Huang Sam S, Dong Mingzhe. Comparative effectiveness of CO₂, produced gas, and flue gas for enhanced heavy-oil recovery [J]. SPEJ 56857, 1999, 2(3): 238-247.
- [12] Dong Mingzhe, Huang Sam S. Flue gas injection for heavy oil recovery [J]. JCPT, 2002, 41(9): 44-50.