

非烃气体在SAGD开发中的探索与应用

文/刘 杰 韩树柏 刘 峰 高 媛
中国石油辽河油田分公司

摘要：辽河油田曙一区超稠油油藏主要采用蒸汽辅助重力汇油技术（SAGD）等热采方式进行开发生产，目前已进入中后期开发阶段，地层压力下降、油藏动用不均和井下热量散失大等生产矛盾较为突出，影响日常开发调控，自“十二五”以来，通过气体性质、作用机理等方面的深化研究，逐步攻关形成适合提高油田采收率的气体辅助SAGD技术体系，在有效缓解生产矛盾的同时，实现非烃气体的循环再利用，为落实国家“双碳”政策，实现碳利用做出了积极的尝试与示范。

关键词：超稠油；开发后期；开发方式；气体辅助

特种油开发公司目前已建成53个井组、年产60万t的工业化规模，成为杜84块超稠油油藏吞吐后期提高采收率的重要接替技术。但随着开发的不断深入，SAGD开发中后期主要面临三个问题：一是随着SAGD蒸汽腔体积的不断扩大，填充汽腔的蒸汽用量大；二是蒸汽腔达到油层顶部后，向盖层的散热量增大，同时油藏内储存大量的热量，在目前操作压力及温度下仍不能得到利用，蒸汽热效率降低；三是蒸汽腔平面扩展不均衡，井间及油藏边部仍有大量剩余油存在，这三个问题制约了SAGD开发经济效益的进一步提高。为实现可持续发展的企业目标，特油公司从2011年开始分别实施以烟道气、CO₂为主的非烃类气体辅助SAGD开发试验，取得良好开发效果，为实现低油价下油藏的经济开发，探索了具有示范意义的非烃类气体辅助热采技术路线。

地质概况

研究区域位于杜84块北部，开发目的层兴隆台兴VI组砂体呈东厚西薄、南厚北薄的砂体分布特征，砂体的主要展布方向为北西—南东方向^[1]。

砂体最大厚度为250 m，最小厚度为7 m，一般在100~200 m之间，总体为东厚西薄、北厚南薄的分布特点，砂岩厚度一般在60~80 m之间，平均在50~100 m之间。杜84块兴VI组储层具有埋藏浅、成岩性差、岩石结构疏松和成熟度低的特点。孔隙以粒间孔为主，孔隙度平均为25%，渗透率平均为0.98 μm²，为高孔隙度、高渗透率储层^[2]。

技术方案

在技术人员多年SAGD开发实践的基础上，项目组对国内外SAGD开发进行了实地考察，查阅了大量参考文献，并与加拿大重油开发公司、中国石油大学和中国石油勘探开发研究院等科研单位进行了技术咨询及广泛合作研究，对非凝析气（N₂、CO₂、烟道气、CH₄等）辅助稠油热采做了大量的基础理论研究，开展了大量物模、数模等基础理论研究，通过前期氮气辅助SAGD技术取得的经验，认为实施烟道气、CO₂辅助SAGD技术，在技术、经济上均可行，可以大幅提高SAGD开发经济效益，因此开展本课题研究工作具有重要意义。

机理认识

(1) 烟道气辅助机理认识

气体主要成分是 N_2 和 CO_2 ，其增产机理主要有增容、降粘和混相驱气体抽提。增容作用表现在烟道气溶于原油之后，会使原油体积膨胀，从而增加了弹性能量。单纯的蒸汽几乎是不溶于原油的，而烟道气的溶解性增加了原油的弹性能，有利于原油的采出。降粘作用表现在烟道气溶于原油之后，可有效降低粘度，如图1、图2所示。

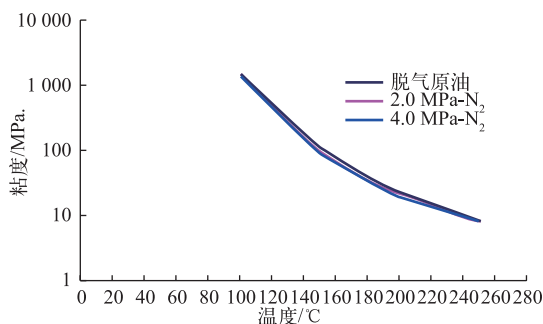


图1 不同温度压力下 N_2 溶解前后原油粘度值

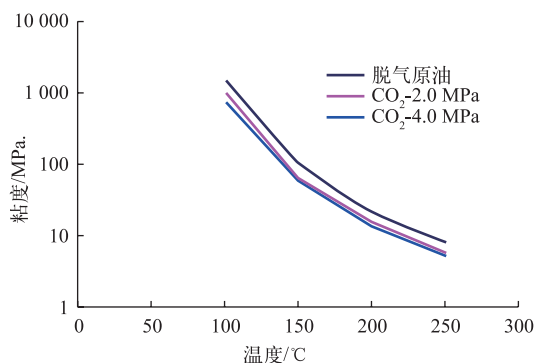


图2 不同温度压力下 CO_2 溶解前后原油粘度值

混相驱气体抽提作用表现在与原油混相后，界面张力趋于零^[3]，由于烟道气中 CO_2 的抽提作用，残余油饱和度将降低到最低值，如图3、图4所示。

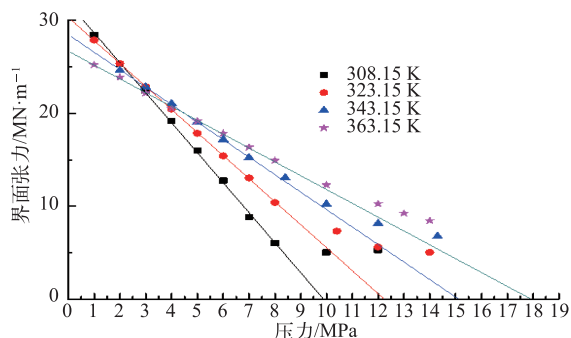


图3 CO_2 -稠油界面张力随压力变化曲线

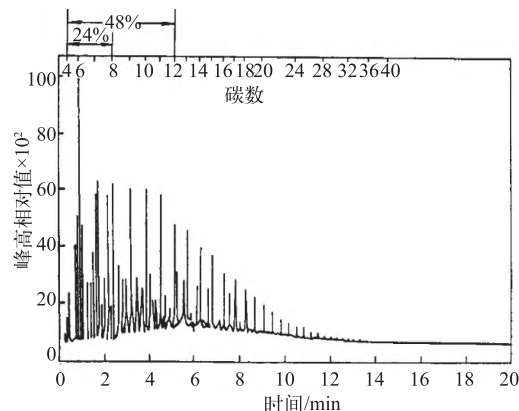


图4 对 CO_2 抽提相进行气相色谱分析结果

(2) CO_2 辅助机理认识

室内试验表明 CO_2 溶入超稠油，可以改善原油的性质，原油溶解 CO_2 后，其体积膨胀，密度减小，粘度大幅度下降；压力越大、 CO_2 溶解度越大，原油粘度下降幅度越大，如图5所示；温度越高，溶解 CO_2 原油的粘度越小，温度对原油粘度的影响比 CO_2 明显，如图6所示。

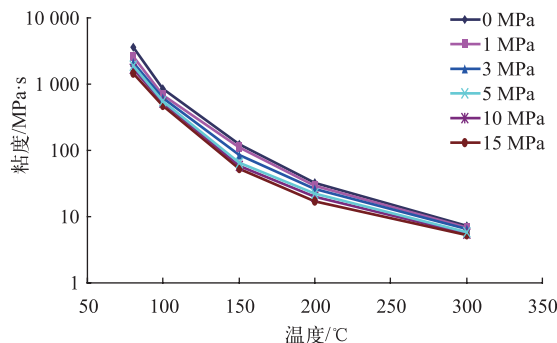


图5 原油溶解 CO_2 后在不同压力下粘温变化

杜84-41115溶 CO_2 原油粘度下降幅度-压力变化关系曲线

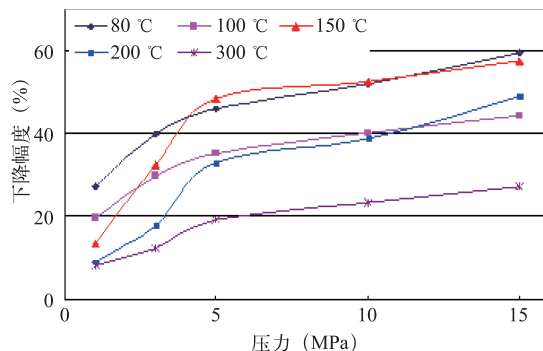


图6 溶 CO_2 原油粘度压力下降变化

根据道尔顿分压定律可知：在任何容器内的气体混合物中，如果各组分之间不发生化学反应，则

每一种气体都均匀地分布在整個容器內，所产生的压强和单独占有整个容器时所产生的压强相同^[4]。因此，当气体充填进汽腔中，蒸汽分压下降，汽腔温度下降，能够减少维持汽腔需要的蒸汽量。并且当气体充填汽腔后占据汽腔中上部区域，从而向下推动蒸汽，提高交接面附近蒸汽干度，进而促进蒸汽腔横向扩展，并降低向盖层热损失^[5]。因此，上述两种气体均可应用于超稠油开发的现场，并且气体性质相对安全稳定，具备实际应用条件。

效果评价

1) 烟道气辅助SAGD试验于2016年3月开始，

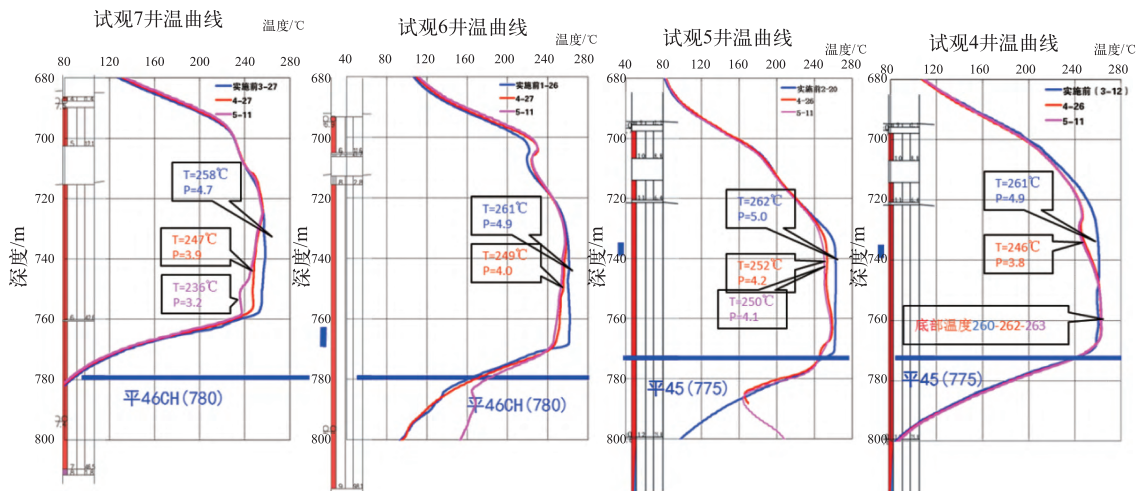


图7 兴VI试验区观察井温度变化曲线

2) CO₂辅助SAGD试验于2016年进入现场试验，阶段实施6井次，回注气体1 494万m³，改善效果明显，同期对比增油0.9万t，油汽比同期对比提高0.04，如图8所示；通过对SAGD生产井监测数据分析，随着CO₂注入，在兴I组SAGD井组出现地层

在兴VI组SAGD先导试验区开始注气，日均注气4.5万m³，阶段累注573万m³（占汽腔体积的30%），试验后效果有明显改善：一是实施后井组日均注汽量由640 t降低至450 t，阶段节约蒸汽3.0万t，日产油基本稳定，油汽比由0.16提高至0.21，提高了0.05；二是观察井测温，显示烟道气在汽腔顶部聚集产生“肩膀效应”，如图7所示，蒸汽分压降低0.9~1.5 MPa，汽腔顶部温度降低12—23℃，隔热效果明显，可减少地层热损失。此外，通过4口生产井套管气含氧量的跟踪监测，平均含氧量为1.05%，试验处于安全界限范围之内。

压力升高情况。监测资料显示，在井下640 m处平均压力由1.8 MPa升高至2.4 MPa，1 230 m处平均压力由2.8 MPa升高至3.4 MPa，CO₂注入后有效维持了蒸汽腔压力，如图9所示。

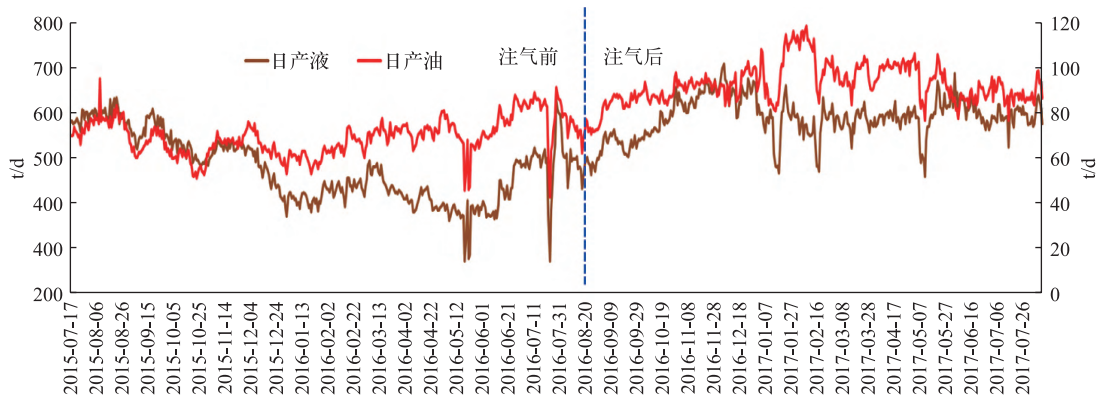


图8 措施前后井组生产曲线

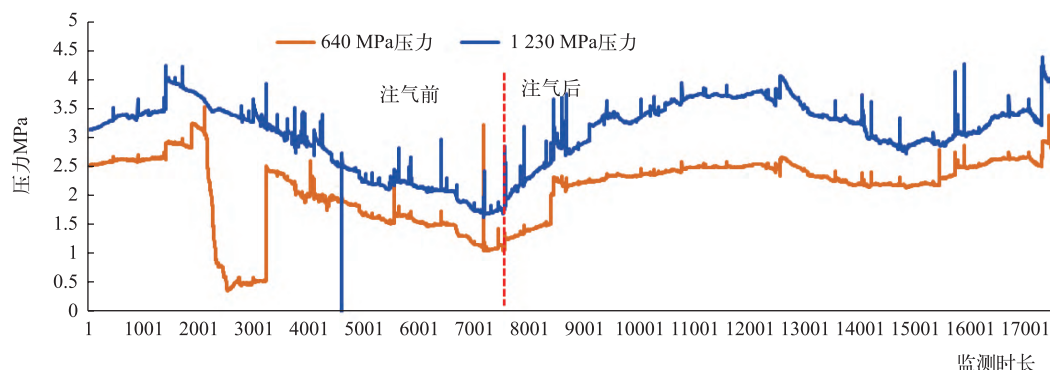


图9 措施前后井下压力曲线

结束语

1) 非凝析气体性质相对稳定, 压缩系数较大, 导热系数较低, 可有效解决不同开发方式中的主要难题^[5]。

2) 气体辅助超稠油热采能够补充地层压力, 提高油藏动用程度, 气体辅助SAGD能够大幅节约注汽量, 降低热损失, 提高油气比, 从而改善超稠油开发效果。

3) 在“双碳”背景下, 通过完善的CCUS工艺体系, 可有效发挥CO₂在油田开发中的增产应用, 同时还可大幅减少碳排放, 实现碳储存, 为扩大应用规模提供工业支持。EA

参考文献

- [1] 史建南, 邹华耀, 郝芳. 辽河坳陷西部凹陷低熟油成藏机理研究[J]. 油气地质与采收率, 2007, 14(1): 36-39.
- [2] 刘福余. 曙一区超稠油开采特征及开发对策[J]. 特种油气藏, 2002, 9(6): 1-5.
- [3] 祝春生, 程林松. 低渗透油藏CO₂驱提高原油采收率评价研究[J]. 钻采工艺, 2007, 30(6): 55-60.
- [4] 万仁溥. 采油技术手册(修订本)第八分册稠油热采工程技术[M]. 北京: 石油工业出版社, 1996.
- [5] 张锐. 稠油热采技术[M]. 北京: 石油工业出版社, 1999.