



Cooperative Mechanism and Technology Parameters Optimization of Multi-thermal Fluid Huff & Puff Development in Heavy Oil Reservoir

Bo Bing^{1,*}, Xu Anzhu¹, Zhao Lun¹, Shan Fachao¹, Liu Minhui¹, Yu Wei²

¹Research Institute of Petroleum Exploration & Development Petrochina, Beijing, China

²China International Oil & Gas Exploration and Development Company, Beijing, China

Email address:

bo11231123@qq.com (Bo Bing)

*Corresponding author

To cite this article:

Bo Bing, Xu Anzhu, Zhao Lun, Shan Fachao, Liu Minhui, Yu Wei. Cooperative Mechanism and Technology Parameters Optimization of Multi-thermal Fluid Huff & Puff Development in Heavy Oil Reservoir. *Science Discovery*. Vol. 9, No. 6, 2021, pp. 410-416.

doi: 10.11648/j.sd.20210906.32

Received: September 10, 2021; Accepted: November 30, 2021; Published: December 7, 2021

Abstract: The extra-heavy oil reservoirs in Central Asia have the characteristics of shallow burial, high crude oil viscosity, and strong reservoir heterogeneity. Conventional steam huff&puff have good initial development effects, but because energy cannot be replenished in time, steam huff&puff in the later stages huff&puff production declined fast and the effective production time is short. According to the current situation of oil reservoir development, a development technology combining multi-thermal fluid huff&puff and steam huff&puff is proposed. At the initial stage of production, steam is used to reduce viscosity, and in the later stage, N₂ in the multi-thermal fluid is used to pressurize, expand the steam chamber volume, and dissolved CO₂ to reduce viscosity. For single wells of different modes, using numerical simulation to design reasonable combined development modes and injection parameters, the research shows that multi-thermal fluid huff&puff after 5 cycles of steam huff&puff can achieve the best oil increase effect, and the best steam injection intensity 10t/m, gas injection intensity of 1500m³/m, 29 wells have been implemented in M heavy oil field in Central Asia. after use the multi-thermal fluid and superheated steam huff&puff coordinated development methods, the average well daily oil increment reached 0.6-4t/d, the water cut is reduced by 10-21%, the oil-steam ratio is increased by 0.4-0.6, realizing the efficient development of shallow buried extra-heavy oil reservoirs.

Keywords: Extra-heavy Oil, Multi-thermal Fluid Huff & Puff, Numerical Simulation, Parameters Optimization

稠油油藏多元热流体吞吐协同机理及开发技术参数优化

薄兵^{1,*}, 许安著¹, 赵伦¹, 单发超¹, 刘明慧¹, 余伟²

¹中国石油勘探开发研究院, 北京, 中国

²中国石油国际勘探开发公司, 北京, 中国

邮箱

bo11231123@qq.com (薄兵)

摘要: 中亚地区的特稠油油藏具有埋藏浅、原油粘度高、储层非均质性强的特点, 采用常规的注蒸汽吞吐开发初期效果好, 但由于能量无法及时补充, 蒸汽吞吐的后期产量下降快, 有效生产时间短。根据油藏开发现状, 提出了多元热流体吞吐和蒸汽吞吐相结合的开发技术, 投产初期利用蒸汽主加热降粘, 后期利用多元热流体中氮气增压、扩大蒸汽腔体积、二氧化碳溶解降粘的特点, 发挥了蒸汽和多元组分二者协同开发的优势。针对不同模式的单井, 利用数值模

拟设计合理的组合开发方式及注入参数,研究表明,在蒸汽吞吐5周期后采用多元热流体吞吐能够取得最佳的增油效果,蒸汽最优注入强度10t/m,气体注入强度1500m³/m,中亚地区M稠油油藏已实施29口井,通过运用多元热流体和过热蒸汽吞吐协同开发方式,实施后周期平均单井日增油量提高0.6-4t/d,含水下降10-21%,油汽比提高0.4-0.6,实现了浅层特稠油藏的高效开发。

关键词: 特稠油, 多元热流体, 数值模拟, 参数优化

1. 前言

中国石油在中亚地区稠油地质储量接近5亿吨,开发潜力大,但目前稠油开发面临着热采采出程度低、开发效果随着轮次增加逐渐变差等问题。哈萨克阿克纠宾地区浅层稠油在中方进入前已开展了多年的热采开发,中方进入后先后实施了蒸汽吞吐、过热蒸汽吞吐、氮气泡沫辅助蒸汽吞吐等开发方式,均取得了一定的增油效果,但随着吞吐轮次的增加,增油效果逐渐变差,油井受高含水影响,热采效率逐年降低。多元热流体吞吐技术具有初期加热降黏、中后期增压助排的特点,但该技术普遍存在现场试验缺乏连贯性、规模较小等问题,同时缺乏室内机理研究、物理模拟实验以及数值模拟等理论支持,对于如何实现多元热流体吞吐和蒸汽吞吐两种开发方式的互补结合缺乏研究。因此,本文以中亚地区M油田已开展多元热流体吞吐开发试验为基础,进行多

元热流体技术开发机理、开发方式等研究,探索改善蒸汽吞吐后期开发效果的方式,对中亚地区相似类型稠油油藏的稳产具有指导意义。

2. 油藏概况及开发特征

M油田位于滨里海盆地东缘,构造相对简单,主要受盐丘构造控制,围绕盐丘形成大的披覆体,为盐上油藏提供了有利的构造背景。油藏埋深为180~330m,包括两套含油层系R-II和R-III层,各层系平均有效厚度分别为7.7m和5.9m,原始含油饱和度为69%,目的层发育水下分流河道沉积为主。岩性以粉砂岩、细砂岩和中细砂岩为主,成岩作用较弱,方解石胶结为主,胶结程度较弱,其中R-II层平均孔隙度33.4%,平均渗透率2813.1mD; R-III层平均孔隙度30.6%,平均渗透率为1968.2mD,为高孔高渗储层,地层温度14.4-16.6°C,地层原油粘度为14450-19500mpa.s。

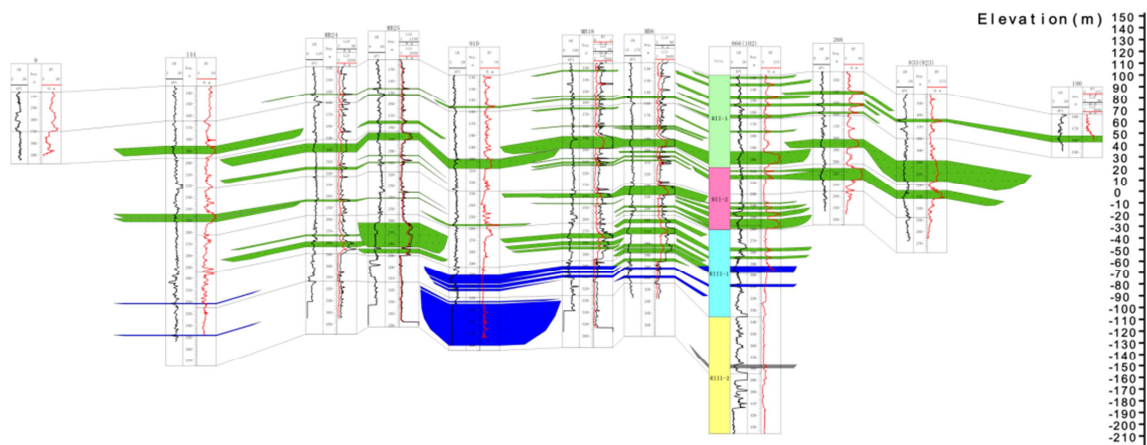


图1 M油田油藏剖面。

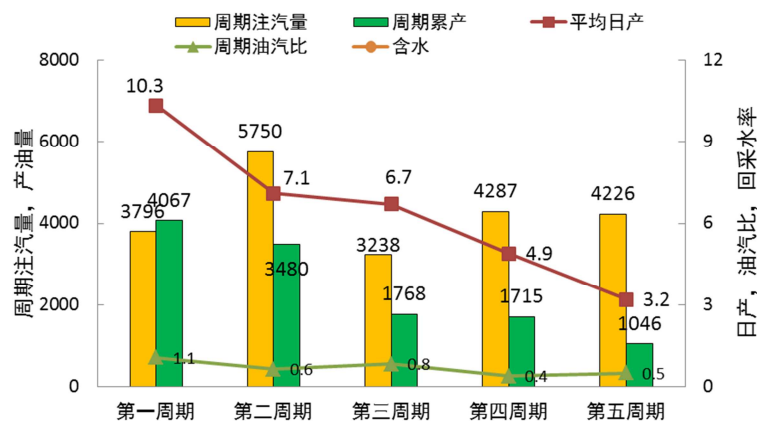


图2 M油田不同吞吐轮次水平井产量对比。

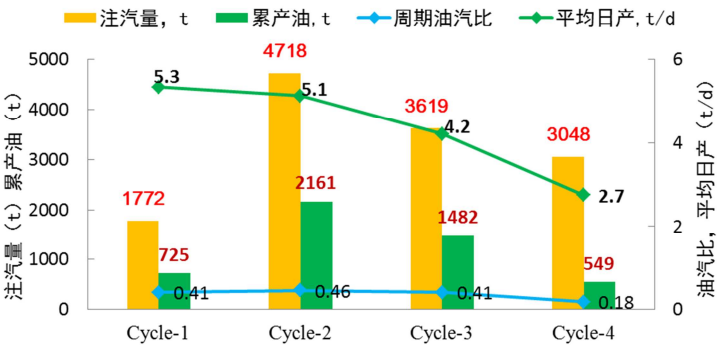


图3 M油田不同吞吐轮次直井产量对比。

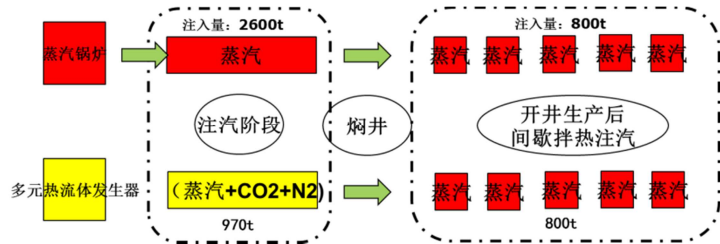


图4 油田蒸汽和多元热流体吞吐过程示意图。

该油藏于2015年采用蒸汽吞吐方式投入开发，目前平均单井吞吐4-5个周期，直井第一轮周期平均单井日产油5t/d，目前下降到2.t/d，增油效果逐轮变差；水平井第1-3轮蒸汽吞吐周期平均单井日产油7-10t/d，产量较高，含水78%，但从第4轮后产油量迅速下降到3-5t/d，含水快速上升至80-90%，油藏局部边底水较为发育，边底水对上部储层影响增大，油井含水率逐轮次升高，吞吐井面临高含水低效生产的问题。

3. 多元热流体多组分协同增油机理及组分比例优化

传统的稠油热采技术研究较为成熟，对多元热流体开发机理及气体组成对开发效果影响仍然有待进一步研究，多元热流体成分50%体积蒸汽+44%体积N₂+6%体积CO₂，其实质上是一种利用气体(N₂、CO₂)与蒸汽的协同热采开发方式，该技术与常规的气体辅助蒸汽吞吐过程不同，产出流体的状态也不同，多元流体各组分在地下的增油机理较为复杂。

前期国内外针对大量不同特征油藏的应用效果和对于多元热流体目前的争议表明，该技术的适应性尚不明确，

且多元热流体由于其气体特征，单纯应用多元热流体技术具有以下局限性。

- (1) 热焓不足问题：多元热流体发生器只产生50%体积的蒸汽，对于特稠油和超稠油开发来说，热焓显然不足，直接制约开发效果[1]。
- (2) 注入能力问题：①体积热容低，汽驱和SAGD条件下受压力限制不允许大量的气体注入，因而难以达到加热降粘效果[2]；②吞吐过程中可以运行较大的压力变化范围，但目前仍然缺少多轮次的生产效果验证[3]。

多元热流体吞吐是利用燃料与空气混合燃烧产生的高温高压烟道气（蒸汽、CO₂、N₂及少量杂质气体等）的多组分气体协同作用进行采油，解决应用中存在的问题需要深入了解多元热流体各组分的增油机理，并定量的评价多元热流体中蒸汽和非凝析气体（二氧化碳、氮气、一氧化碳）各组分发挥的增油机理，并评判多元热流体和蒸汽吞吐相比具有哪些显著的优势。

3.1. 加热降粘作用

加热加剧布朗运动，降低内聚力，使得稠油内部结构变得松散，粘度降低[4]。计算表明M油田稠油拐点温度为32.3℃，当温度达到拐点温度时，降粘率接近94%[5]。

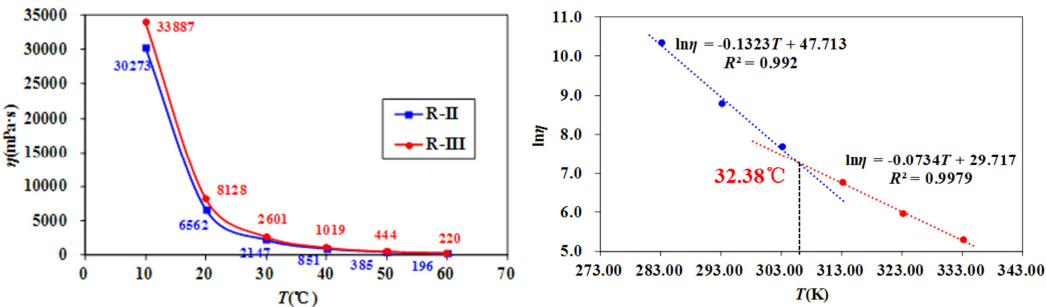


图5 M油田稠油粘温曲线。

多元热流体中 CO_2 和 N_2 溶于原油中,将液-液之的作用力转化为气-液之间较小作用力,从而降低原油黏度。通过纯 CO_2 降粘约31%-70%,纯 N_2 降粘约7%-11%[6], CO_2 + N_2 组合后共同作用下可增加原油降粘幅度20%-35%,但气体溶解降粘的贡献主要来自 CO_2 气体[7]。

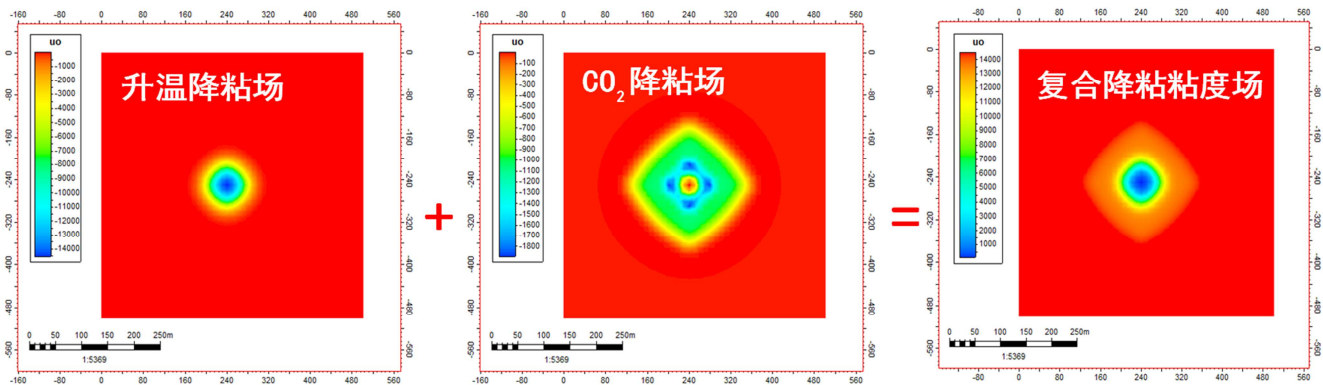


图6 温度降粘、 CO_2 溶解降粘、复合降粘粘度场变化。

因此在蒸汽加热降粘(升温降粘)的基础上,转为多元热流体后会有溶解降粘的贡献,从多元热流体吞吐粘度场可以看出,复合降粘的效果产生了明显的分区现象。若要求原油的降粘率达到99.5%,通过纯升温加热降粘需要达到 120°C ,而复合降粘仅需达到 90°C 即可,因此达到同样的降粘效果,多元热流体需要达到的温度更低。

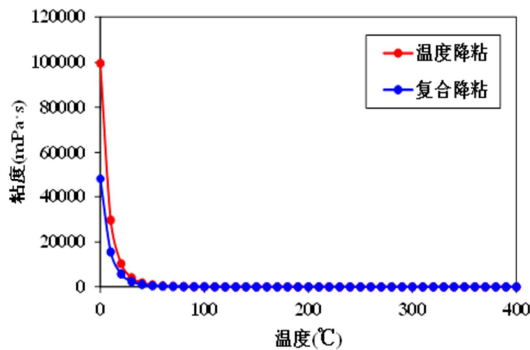


图7 原油复合降粘和温度降粘粘温曲线比较。

3.2. 增压及扩大蒸汽波及体积作用

由于多元热流体中非凝析气体本身具有的增压膨胀性质,注多元热流体后形成的加热腔大小是注蒸汽形成加热腔的4倍以上,气体扩散形成高压区体积要明显大于注蒸汽的高压区,是其3倍以上,因此气体增压效果非常明显,主要体现在:一方面气体溶解于原油提高膨胀系数,另一方面多元热流体可以明显提高地层压力,气腔内平均压力可达 $0.2\sim 2.0\text{MPa}$,增压贡献大小顺序为: $\text{N}_2 > \text{蒸汽} > \text{CO}_2$ 。

多元热流体依靠热水的高密度性、氮气的不可压缩性和混合气体的膨胀性,共同作用后提高地层压力,因此从单纯的蒸汽吞吐转为多元热流体吞吐后井底压力($r_w < 10\text{m}$)提高了约 1.92MPa ,波及区域($r_w < 52\text{m}$)提高压力约 0.84MPa 。

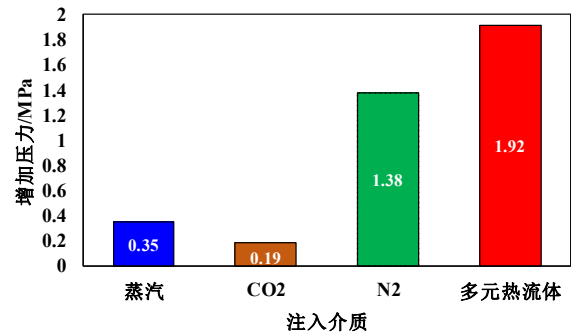


图8 不同注入介质增加井底压力情况。

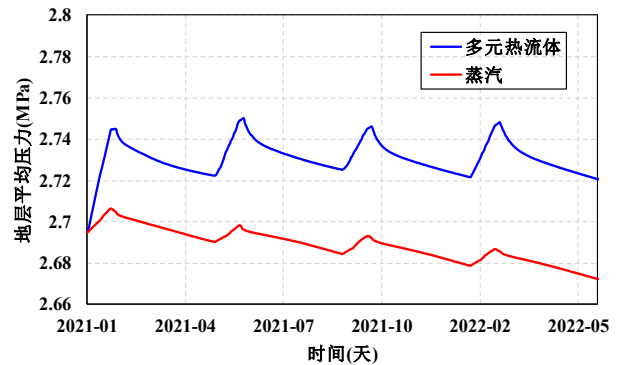


图9 多元热流体比蒸汽提高地层压力情况。

3.3. 降粘和增压最优协同作用

由于气体溶解降粘中, CO_2 的贡献占主导作用,因此通过PVT计算发现将 1mol 油样与 1mol 多元热流体进行反应,通过粘温曲线发现当 CO_2 和 N_2 的比例为9:1时,原油粘度最低。 N_2 的主要贡献为增能和隔热,因此对于实际油藏而言, CO_2 和 N_2 的最优比例是降粘、增能和隔热达到综合最优的比例,通过数值模拟试验, CO_2 和 N_2 的最优比例大约为7:3。

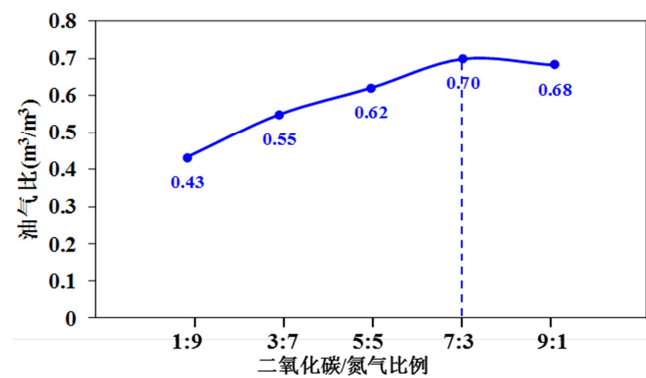


图10 多元热流体中氮气和二氧化碳最优比例优化。

应用最优CO₂和N₂比例(7:3)为气体注入比例，同样需要优化非凝析气体和蒸汽的比例关系，经过计算可知，最优气汽比为100。

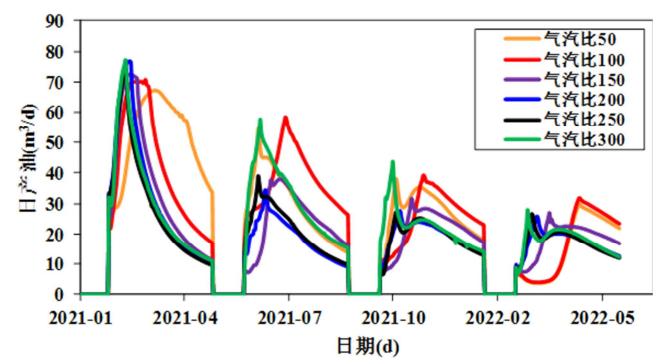


图11 多元热流体中气汽比优化。

3.4. 改善孔隙结构和储层物性

CO₂在地层中溶解于水后形成弱酸，在高温状态下可以改善岩石孔隙微观结构[8]，使油层疏通；同时过热蒸汽还能改善粘土类型，修复水敏储层。

碳酸与岩石骨架发生化学反应[10]:

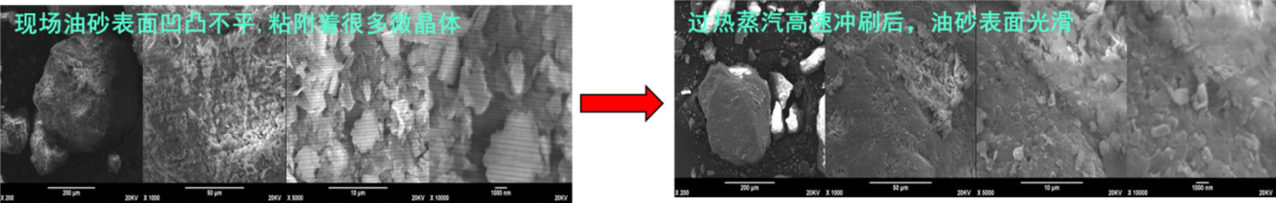
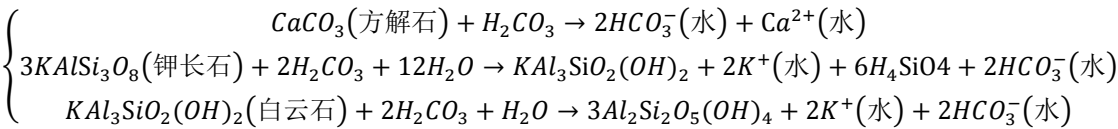


图12 过热蒸汽和多元热流体冲刷前后岩石表面变化。

表1 反应前后渗透率对比。

| 温度 (°C) | 气测渗透率(mD) | | 水测渗透率(mD) | | 孔隙度(%) | |
|------------|-----------|---------|-----------|---------|--------|-------|
| | 反应前 | 反应后 | 反应前 | 反应后 | 反应前 | 反应后 |
| 150 | 4720.94 | 4836.95 | 4006.5 | 4100.04 | 36.98 | 37.15 |
| 180 | 4487.39 | 4607.23 | 4004.72 | 4114.32 | 37.72 | 37.97 |
| 210 | 4568.42 | 4798.43 | 4174.96 | 4343.37 | 37.73 | 38.14 |

4. 多元热流体吞吐注采参数的优化研究

4.1. 数值模型建立

灵活井筒模型更能反映多元热流体吞吐过程中的热对流、变质量流、摩阻、热损失等因素影响，基于M油田最新数据，运用CMG2019.10建立了考虑不稳定流动、气液分离、井筒-油藏传热的底水稠油油藏多元热流体吞吐灵活井模型。针对M油田油藏地质特征，建立了40×20×20的长方体油藏模型，模拟油藏尺寸为400×200×40m。模型含有1倍底水，纵向上11-20层为底水。模型渗透率取值为2656mD，等于R-II和R-III层厚度加权平均值。模型中其他参数，如孔隙度、含油饱和度和原油粘度均为为实际油藏的平均值。

表2 模型参数取值。

| | | | |
|-------------|----------|------------|------|
| 网格数量 | 40×20×20 | 底水倍数 | 1倍 |
| 网格大小 (m) | 10×10×2 | 水平井段长度 (m) | 200 |
| 孔隙度 (%) | 28.1 | 周期注汽时间(d) | 15 |
| 渗透率(mD) | 2656 | 焖井时间 (d) | 5 |
| 含油饱和度 | 0.65 | 周期生产时间(d) | 180 |
| 原油粘度 (mPas) | 14500 | 注汽温度(°C) | 284 |
| 埋深 (m) | 150 | 注汽压力(KPa) | 5000 |
| 地层压力(KPa) | 2550 | 周期注汽量(m³) | 2250 |
| 地层温度(°C) | 15 | 产液速度(m³/d) | 50 |

4.2. 注入参数优化

过热蒸汽吞吐阶段初期产能高、递减快、指标变化大，经历多轮次蒸汽吞吐后转多元热流体吞吐，提高了阶段油气比，降低了产量递减速率。通过数值模拟研究，由蒸汽吞吐转为多元热流体吞吐的最佳时机为蒸汽吞吐后第5个周期以后，作为新投产的井应考虑先实施蒸汽吞吐，后进行多元热流体吞吐，主要原因为多元热流体对原油的加热程度不如过热蒸汽，开发早期近井地带原油粘度较高，流动相对困难[9]，先实施蒸汽吞吐可以发挥加热降粘主要作用，经历多轮次蒸汽吞吐后由于地层压力下降、原油充分

降粘后再进行多元热流体吞吐，发挥多元热流体的增压和溶解降粘作用[11]。

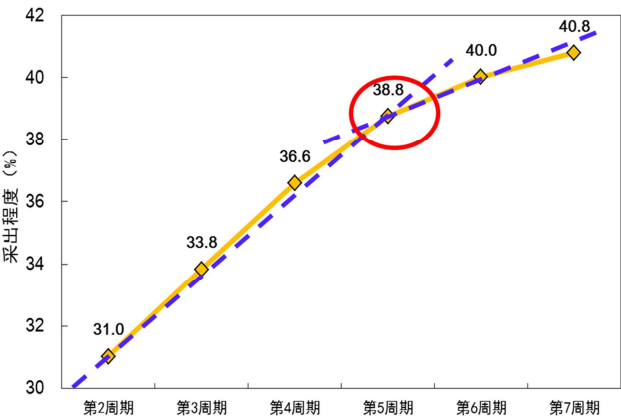


图13 蒸汽吞吐转多元热流体吞吐时机。

通过数值模拟，得到了本油田的最优关键参数组合为：注入蒸汽强度8-12t/m，焖井时间5-10d，气体注入强度1500-2000m³/m，周期注入量递增比例20%。

表3 注入参数优化结果。

| 序号 | 参数 | 数值 |
|----|-----------------------------|-----------|
| 1 | 注入强度, t/m/d | 8-12 |
| 2 | 周期注蒸汽量, 吨 | 900-1250 |
| 3 | 周期注气强度, m ³ /m/d | 1500-2000 |
| 4 | 周期注入量递增比例, % | 20 |
| 5 | 注入时间, 天 | 15~25 |
| 6 | 焖井时间, 天 | 5-10 |
| 7 | 周期产液量, 桶/天 | 280-360 |

5. 现场应用

利用多元热流体吞吐技术，实现蒸汽波及系数提高30%以上，采收率提高2-3%，显著改善蒸汽吞吐效果。以M油田M-16水平井为例，水平段长度108.5m，在实施注多元热流体吞吐前，经历了5轮次蒸汽吞吐效果，实施第一轮多元热吞吐后平均日产油量由实施前的1.8t/d大幅度上升至11.4t，含水下降至30%，周期累产2815t，转第二轮多元热流体吞吐后周期平均日产量9.4t/d，但周期生产时间有所延长，周期产量增加到3502t。

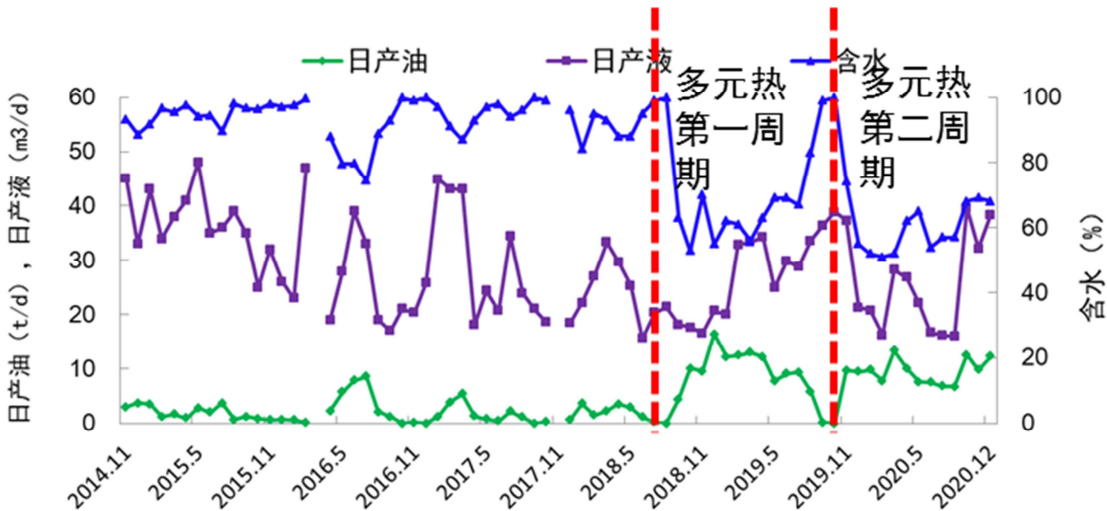


图14 M-16井多元热流体吞吐前后生产曲线。

表4 M-16井多元热流体吞吐和蒸汽吞吐指标对比。

| 注汽参数 | 蒸汽吞吐 | | | | | 多元热流体吞吐 | |
|-----------|---------|---------|---------|---------|---------|---------|---------|
| | Cycle-1 | Cycle-2 | Cycle-3 | Cycle-4 | Cycle-5 | Cycle-1 | Cycle-2 |
| 注汽量, t | 2206 | 5459 | 4324 | 4467 | 4038 | 1506 | 2263 |
| 累产油, t | 289 | 402 | 821 | 493 | 422 | 2815 | 3502 |
| 周期产水, t | 3824 | 9298 | 4523 | 8098 | 4426 | 1318 | 5592 |
| 油汽比 | 0.13 | 0.07 | 0.19 | 0.11 | 0.1 | 1.87 | 1.55 |
| 生产天数, d | 111 | 286 | 214 | 293 | 238 | 248 | 374 |
| 平均日产, t/d | 2.6 | 1.4 | 3.8 | 1.7 | 1.8 | 11.4 | 9.4 |
| 回采水率 | 1.7 | 1.7 | 1 | 1.8 | 1.1 | 0.9 | 2.5 |
| 含水 | 92.6 | 95.6 | 83.8 | 93.9 | 90.8 | 30.6 | 60 |

6. 结论

(1) 单一多元热流体吞吐机理主要包括以下4大方面：加热降粘、溶解降粘、改善储层渗流物理特征、补充地层

能量，相比于蒸汽吞吐，多元热流体中CO₂+N₂组合后共同作用下可增加原油降粘幅度20%-35%，通过蒸汽加热降粘需要达到120℃，而多元热流体复合降粘仅需达到90℃，即多元热流体改变原油粘度所需温度要比蒸汽低，可波及区域(rw<52m)比蒸汽吞吐约提高压力约0.84MPa。

(2) 过热蒸汽吞吐与多元热流体吞吐的复合作用机理: 最优 CO_2 和 N_2 比例为7:3, 最优气汽比为100, 多元热流体吞吐可以作为过热蒸汽吞吐后期的接替方式, 其改善过热蒸汽吞吐的机理为扩大波及体积和加热腔、补充地层能量和复合降粘。

(3) 蒸汽吞吐转为多元热流体的最佳时机为蒸汽吞吐后第5个周期以后, 油田的最优关键参数组合为: 注入蒸汽强度 8-12t/m, 焖井时间 5-10d, 气体注入强度 1500-2000 m^3/m 。

国内外稠油储量巨大, 但面临着开采难度大, 传统稠油热采技术和设备能耗高、污染物排放大, 不够节能环保的问题, 随着国家“双碳战略”工作的逐步推进, 低碳热采技术具有广阔的应用前景。本文虽然在多元热流体吞吐机理和技术参数上做了初步的研究, 现场的应用也取得了一定的效果, 但该项技术的大规模实施仍然需要研究不同类型稠油、重油在不同温度和压力下多元热流体组分构成的变化规律, 同时建立多元热流体吞吐技术的适应性筛选标准和指标评价体系, 从而更好的适应不同类型稠油油藏的开发。

参考文献

- [1] 陈月明. 注蒸汽热力采油. 山东东营: 石油大学出版社, 1996: 65-67。
- [2] 刘文章, 稠油注蒸汽热采工程. 北京: 石油工业出版社, 1997: 34-67。
- [3] 邢二涛. 水平井高效注蒸汽管柱及配套技术研究[D]. 大庆石油学院, 2009。
- [4] 王显荣. 水平井均匀注汽工艺技术研究[D]. 东北石油大学, 2010。
- [5] Hight MA, Redus CL, Lehrmann JK. Evaluation of dual-injection methods for multiple-zone steamflooding. SPE Reservoir Engineering; 1992 February: 45-51.
- [6] Griston S, Willhite GP. Numerical model for evaluating concentric steam injection wells. In: Proceedings of the SPE California region meeting, Ventura, California: SPE; 1987. p. 127-139.
- [7] 吴晗, 吴晓东, 王庆等. 同心双管分注 CO_2 井筒流动模型及影响因素[J]. 石油学报, 2011, 32(4): 722-727。
- [8] 徐可强, 稠油油藏过热蒸汽吞吐开发技术与实践. 北京: 石油工业出版社, 2011。
- [9] Xu AZ, Mu LX, Fan ZF, Wu XH, Zhao L, Bo B, Xu T. Mechanism of heavy oil recovery by cyclic superheated steam stimulation. Journal of Petroleum Science and Engineering 2013; 111: 197-207.
- [10] 周体尧, 程林松, 李春兰等. 过热蒸汽与稠油之间的水热裂解实验[J]. 西南石油大学学报: 自然科学版, 2009, 31(6): 89-92。
- [11] 张琪. 采油工程原理与设计. 山东东营: 中国石油大学出版社, 2006。