

深层超稠油油藏注多元热流体降粘增效机制

林 涛^{1,2,3}

¹海洋油气高效开发全国重点实验室，北京

²天津市海洋石油难动用储量开采与低碳负碳重点实验室，天津

³中海油田服务股份有限公司油田生产事业部，天津

收稿日期：2024年12月23日；录用日期：2025年2月21日；发布日期：2025年3月5日

摘要

针对深层超稠油油藏，常规蒸汽热采难以有效动用是面临的主要问题。运用油藏工程方法、物理模拟实验和数值模拟方法相结合的方法，采用商业软件PVTsim计算地层温度、压力下注入多元热流体后超稠油的粘度变化，评估注入多元热流体后的产能和采出情况。研究表明在地层压力30 MPa下，注入多元热流体后，在100°C、二氧化碳溶解度80, 120°C、二氧化碳溶解度50时，超稠油的粘度分别从18,000 mPa·s下降到622.8 mPa·s和709.4 mPa·s，温度和气体的综合效应下形成以温度、溶解度和粘度划分的高、中、低三个不同区域。根据动用的直井段长度，其产能可达7~34 m³/d。针对深层超稠油油藏采用多元热流体热采，相比常规的蒸汽吞吐该技术可充分发挥气体溶解降粘、增能保压、提升举升效率等优势，为深层超稠油油藏的高效开发探索了一条新路径。

关键词

深层油藏，超稠油，热采开发，多元热流体

Mechanism of Viscosity Reduction and Efficiency Enhancement by Injection of Multi-Component Thermal Fluid in Deep Ultra-Heavy Oil Reservoirs

Tao Lin^{1,2,3}

¹State Key Laboratory of Offshore Oil Exploitation, Beijing

²Tianjin Key Laboratory of Offshore Difficult-to-Recover Reserve Exploitation and Low/Negative Carbon, Tianjin

³Production Optimization Division of China Oilfield Services Limited, Tianjin

Received: Dec. 23rd, 2024; accepted: Feb. 21st, 2025; published: Mar. 5th, 2025

Abstract

Aiming at the deep ultra-thick oil reservoir, it is difficult to use effectively conventional steam thermal recovery to extract heavy oil. It was studied by using a combination of reservoir engineering methods, physical simulation experiments and numerical simulation methods. By using the commercial software PVTsim to calculate the viscosity change of ultra-thick oil after injection of multi-component thermal fluid under formation temperature and pressure, it can be evaluated the production capacity and recovery after injection of multi-component thermal fluid. The study shows that the viscosity of ultra-thick oil decreases from 18,000 mPa·s to 622.8 mPa·s and 709.4 mPa·s at 100°C, CO₂ solubility of 80 and 120°C, CO₂ solubility of 50 respectively, under the formation pressure of 30 MPa, after the multi-component thermal fluid is injected. The three different zones are formed under the combined effect of temperature and gas, which are classified by temperature, solubility and viscosity. In the end, the production capacity can be up to 7~34 m³/d depending on the length of the straight well section. Multi-component thermal fluid thermal recovery for deep ultra-thick oil reservoirs can make full use of the advantages of gas dissolution to reduce viscosity, increasing the energy to maintain pressure and improving the lifting efficiency compared with the conventional steam throughput, which has explored a new way for high-efficiency development of deep ultra-thick oil reservoirs.

Keywords

Deep Reservoir, Extra Heavy Oil, Thermal Recovery Development, Multi-Component Thermal Fluid

Copyright © 2025 by author(s) and Hans Publishers Inc.

This work is licensed under the Creative Commons Attribution International License (CC BY 4.0).

<http://creativecommons.org/licenses/by/4.0/>



Open Access

1. 引言

全球稠油资源丰富，除常规稠油外，深层稠油油藏埋深大于 1500 m，由于地层压力大，非均质性较强，导致开发难度较大[1]。中国的深层稠油资源主要集中在吐哈油田鲁克沁油田[2]、胜利王庄油田等油田，这些地区拥有丰富的稠油资源，普遍井深超过 2000 米，是稠油开发的重要区域；海外则以科威特[3]、委内瑞拉等国家为代表。

对于深层稠油的开发，根据粘度的不同，国内外主要采用掺稀油、注氮气、注二氧化碳[4]、注天然气、注减氧空气、化学降粘冷采等方式，不同的地区结合不同油田原油粘度、井深、储层特征等差异因地制宜采取合适的开采措施。对于深层超稠油，由于油井深、原油粘度高，面临挑战更大。热采对于特超稠油具有较好的效果，但对于深层稠油采用常规注蒸汽，具有注汽压力大、热利用率低、热损失大等特点，导致降粘效果差、单井产能低[5]。以一个深层超稠油油藏为例，其井深达到 3000 米，88°C 下地下粘度 18,000 mPa·s，地层压力达到 30 MPa，如采用常规的蒸汽吞吐，结合地面注蒸汽的条件，以地面 280°C ~300°C 条件下注入，井口注入排量在 6~8 t/h 条件下，以井底注入压力不超破裂压力，井底注热温度为 200°C~210°C，结合国际水和蒸汽物性方程(IAPWS-IF97)计算，其比焓为 908.867 KJ/Kg，携带的热量较低，注入油藏的蒸汽很难实现高效利用，从而提高原油产量。

由此可见，采用单独蒸汽注热其效果有限，在超过 3000 米的深层，即使注蒸汽也难以有效降低原油的粘度，使得原油流动性仍然较差，目前在国内新疆等地区的试验也证明这一点。多介质协同辅助

蒸汽驱/蒸汽吞吐是目前改进发展的方向，通过在蒸汽中加入气体介质和化学剂，提高驱油效率和调剖作用，降低蒸汽用量，扩大波及体积。其中多元热流体技术是一种由热水/蒸汽、CO₂、N₂等组分组合起来的复杂混合物，其采油机理为稠油升温降粘、气体溶于稠油降粘、气体增压保温等。近年来，在中国新疆油田、胜利油田和渤海油田等地均实施了多元热流体吞吐现场试验，原油采收率得到明显的提高，取得了较好的效果[6]。多元热流体在中深层超稠油油藏开采取得了显著的效果，对于井深3000米、地下粘度18,000 mPa·s的深层超稠油油藏，能否将该技术引入以提高深层超稠油提高采油速度和采收率。

2. 多元热流体对超稠油粘度影响

无论浅层、中深层还是深层稠油油藏的开发，其稠油粘度降低是高效开采的关键。对于特定的油藏条件，当原油粘度降低，流度增加，有助于产量的增加。稠油粘度降低的方法主要可总结为4种，热力降粘、气体溶解降粘、掺稀降粘和化学降粘[7]。目前热采技术的发展趋势是由单一降粘作用逐步发展为综合降粘作用。对于多元热流体热采技术，由于其复杂的流体组成，包含了热水/蒸汽、CO₂、N₂等组分，其天然具有多种降粘作用。孙永涛等人的研究表明，当多元热流体注入地层后，对于中深层稠油而言，多元热流体驱油机理的影响因素排序为热作用>气体作用>化学剂作用[8]。但对于深层超稠油油藏，该机理是否适用，需要进一步开展研究。

因此结合多元热流体驱油机理影响因素排序，对于深层超稠油仅考虑影响大的两个因素(热作用和气体作用)开展重点研究。为进一步简化模型，在气体作用中只考虑溶解降粘影响因素大(CO₂)的影响，同时兼顾考虑地层温度、压力的变化，得到粘度的变化关系，见公式(1)。

$$\mu = f(\mu_0, P, T, R_s) \quad (1)$$

式中： μ 为地层压力P、温度T、二氧化碳溶解度R_s下对应的稠油粘度，mPa·s； μ_0 为大气压、地层温度下对应的稠油粘度，mPa·s；P为地层压力，MPa；T为注入多元热流体后在一定波及体积内的温度℃，R_s为二氧化碳在温度T下在稠油中的溶解度，m³·m⁻³。

结合方法公式(1)，研究多元热流体对深层超稠油粘度。在大气压力下，50℃下地而面粘度288,000 mPa·s，地层压力30 MPa，二氧化碳溶解度从0到110 m³·m⁻³。结合李兆敏、熊钰[9]等发表的文献，采用Chung等在大量实验的基础上提出的表达式，对于超稠油溶解CO₂进行计算，利用商业软件PVTsim计算体积系数、膨胀系数、相对密度等，在采用油藏工程算法计算不同温度、不同压力、不同二氧化碳溶解度下超稠油的粘度变化，计算结果见图1和图2。

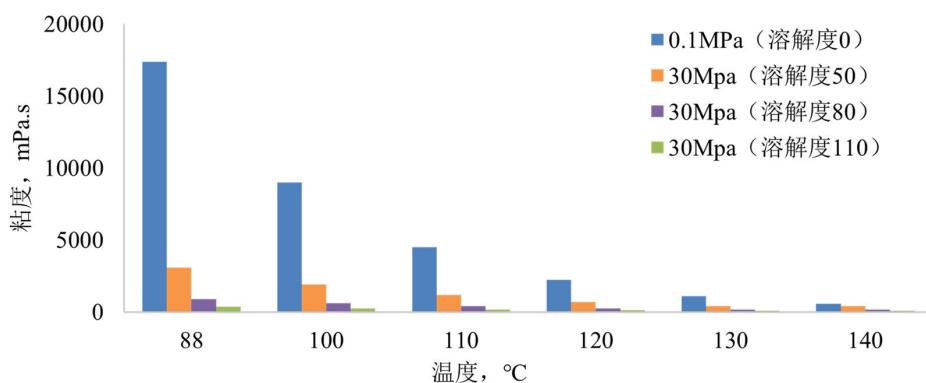


Figure 1. Viscosity changes of ultra-heavy oil under different conditions

图1. 不同条件下超稠油的粘度变化情况

由图1可知,对于超稠油在相同条件下随着压力的增加,粘度增加;在相同条件下随着温度的升高,粘度降低;在相同条件下随着二氧化碳溶解度的增加,粘度降低。当三种不同影响因素同时存在时,有利和不利因素进行叠加并进行角力,热作用和气体作用形成综合效应:在较低温度时,二氧化碳的溶解降粘起主导作用,比如在100℃、二氧化碳溶解度达到80时,超稠油的粘度从18,000 mPa·s下降到622.8 mPa·s;当较高温度时,热作用与气体作用处于平衡,在120℃、二氧化碳溶解度达到50时,超稠油的粘度从18,000 mPa·s下降到709.4 mPa·s;当温度达到140℃时,热作用起主导作用。

充分考虑稠油的流动性对高效开采的影响,以举升为例,当井底稠油粘度大于1000 mPa·s时,由于沿井筒的散热和降压脱气,使得举升工艺难以有效实现。因此对于深层超稠油油藏,以粘度小于1000 mPa·s的条件情况为目标导向,在图1的基础上,筛选出保证稠油流动性的合适条件。如图2所示,多元热流体中热作用和气体作用共同影响超稠油的粘度,可以采取不同方式实现,如低温下加大气体注入、中高温适度气体注入以及高温下辅助气体等方式。

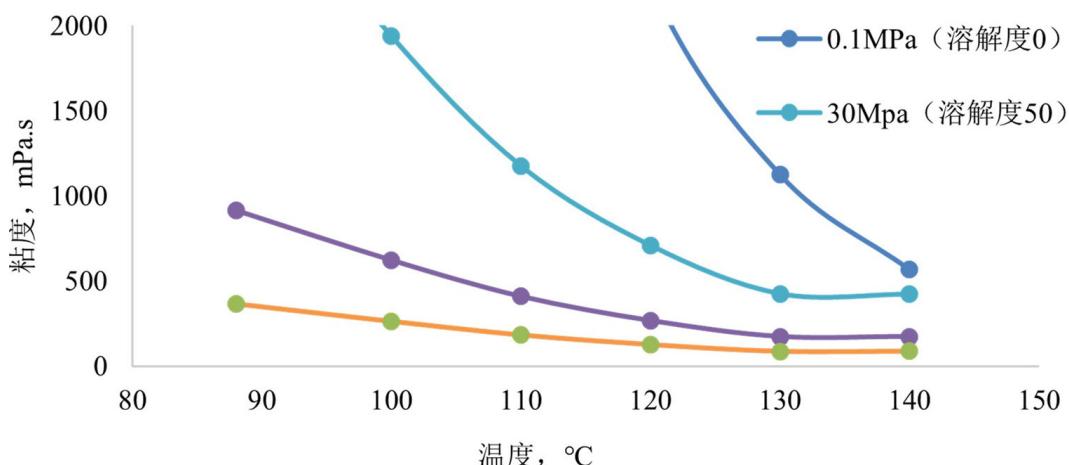


Figure 2. Viscosity less than 1000 mPa·s condition case
图2. 粘度小于1000 mPa·s 的条件情况

3. 多元热流体对超稠油粘度场影响

通过多元热流体对粘度的影响研究发现,加热降粘作用和气体溶解降粘作用共同构成了多元热流体的降粘体系,多元热流体可携带大量的热量,充分发挥其加热降粘的作用[10]-[12];多元热流体中的CO₂和N₂的溶解降粘作用也可使稠油粘度显著降低。对于深层稠油的单井的开采而言,持续稳定的粘度场是后续稳定生产的保障,为进一步开展研究,下面以具体案例进行分析研究。

结合热-气对稠油粘度的影响,通过单井进行地面注入多元热流体为例,按照井底温度240℃,注入量2000吨测算,结合数值模拟方法进行分析。对于热采吞吐井,其粘度场形在多元热流体的综合作用下,由近及远形成以温度、溶解度和粘度划分的高、中、低三个区,分别为第I区为高温、高溶解度(气体)、低粘区,第II区为中高温、中高溶解度(气体)、中低粘区,第III区为低温、低溶解度(气体)、高粘区。

由图3可知,第I区(高温、高溶解度(气体)、低粘区):这个区域通常位于热采井附近,由于多元热流体的注入,此区域内地层温度较高,可达120~130℃,气体的溶解度达到80~110,在热力和气体的综合作用下该区域内的超稠油粘度在87~200 mPa·s;这一区域的特点是原油流动性较好,采收程度相对较高。这主要是在热力作用可以显著降低原油的粘度、气体溶解提高原油膨胀系数,并与原油相互作用形成泡沫油,增加原油流动性。

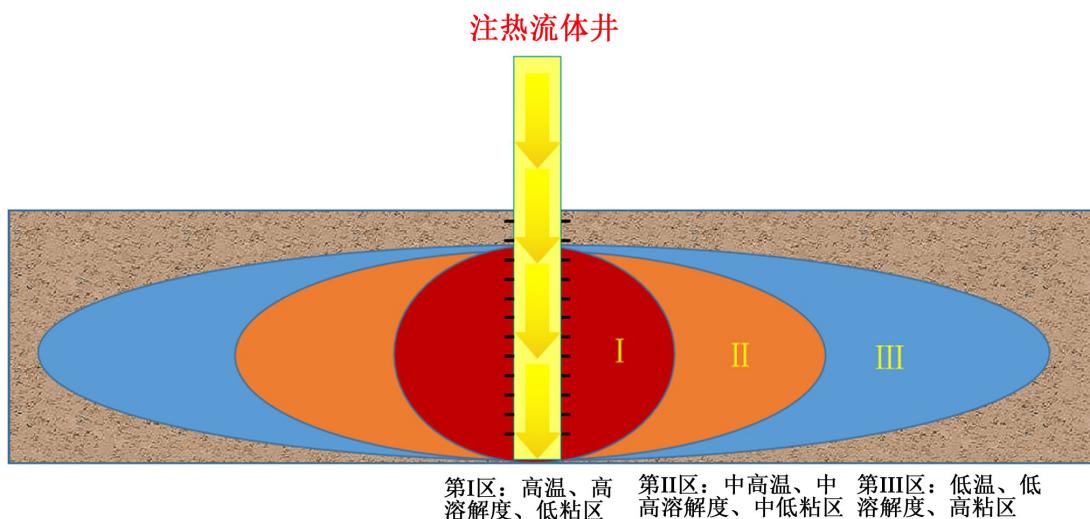


Figure 3. Effect of multi-component thermal fluid on the viscosity field
图 3. 多元热流体对粘度场的影响

第II区(中高温、中高溶解度(气体)、中低粘区): 这个区域位于第I区外围, 温度较第I区略低, 在此区域内地层温度为100℃~120℃、气体的溶解度达到50~80、热力和气体的综合作用有所减弱, 但在该区域内的超稠油粘度仍可保持在400~1000 mPa·s; 气体的溶解度和热力降低原油粘度的效果仍然存在, 但不如第I区显著。这个区域的原油粘度介于第I区和第III区之间, 是过渡区域。多元热流体的增压作用和扩大波及体积作用在这一区域也起到一定效果, 有助于提高热效率和采收率。

第III区(低温、低溶解度(气体)、高粘区): 这个区域距离热采井最远, 受到热流体影响较小, 在此区域内地层温度为90℃~100℃、气体的溶解度低于50, 由于热力和气体的作用均较为弱, 其超稠油粘度可达2000~4000 mPa·s。这个区域的原油采出难度较大, 需要更多的热能和气体注入来降低原油粘度, 提高采收程度。多元热流体中的N₂和CO₂悬浮在油层上方, 保持油层温度, 减少温度散失, 为油层持续提供热量, 降低油藏粘度。

为了进一步验证多元热流体对粘度场的影响, 分别利用大型三维物理模拟实验和数值模拟方法进行验证。利用自主研发设计的大型三维高温高压物理模拟实验装置开展验证, 相关标准执行参考行业标准《注蒸汽采油高温高压三维比例物理模拟实验技术要求》[13], 并考虑温度损失进行了相应修订。实验采用的井网是一注四采, 均采用水平井开采, 详细参数见表1, 实验用水为模拟地层水, 按地层离子组成配制, 地层水水型为NaHCO₃型, 总矿化度为1218~1814 mg/L; 实验方案为注多元热流体1 PV。

Table 1. The comparison of prototype and model parameters
表 1. 原型参数和模型参数对比

类型	注入井水 平段长度 /m	采出井1 水平段长 度/m	采出井2 水平段长 度/m	采出井3 水平段长 度/m	采出井4 水平段长 度/m	井距/m	渗透率/ 10 ⁻³ μm ²	油层 厚度 /m	驱替速度/ (10 ⁻² m ³ ·d ⁻¹)
原型	275.00	230.00	243.00	279.00	276.00	300.00	5000	8.00	30,000.00
模型	0.18	0.15	0.16	0.18	0.18	0.19	4000	0.50	5.76

模拟实验结果表明, 在横向剖面中, 温度场的扩展基本形成三个不同区, 如图4所示, 与图3中对应的三个区基本相似, 为进一步验证实验研究的成果, 结合数值模拟方法进行对比分析。

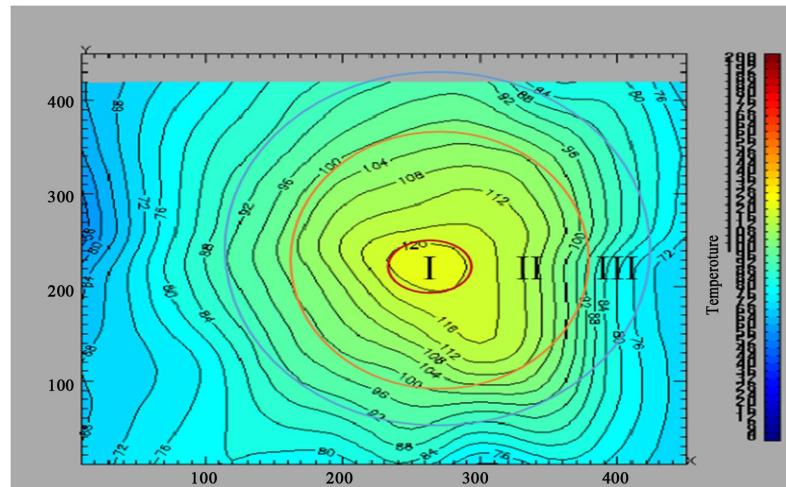


Figure 4. Temperature field distribution map at the end of the soaking well (physical simulation)
图 4. 焖井结束时温度场分布图(物理模拟)

由于物理模拟实验无法直接显示粘度场, 利用商业数值模拟软件 CMG 中的 STAR 模块, 针对多元热流体对粘度场的影响进行数值模拟研究。在纵向上分有 20 个模拟层; 平面上径向 51×51 个网格, 网格步长 10 m, 基本反映油藏储层物性及流体变化规律。网格数: $51 \times 51 \times 20 = 52,020$ 个。以一口深层超稠油油井为例, 建立注入参数优化模型, 结合地面装备的注入能力, 考虑模拟在注入温度 240°C (井底)情况下, 注入多元热流体量 2000 t, 模拟焖井结束后粘度场的分布情况, 如图 5 所示, 其粘度场的分布呈现高、中、低三个不同区域, 与前期得到的结论基本一致。

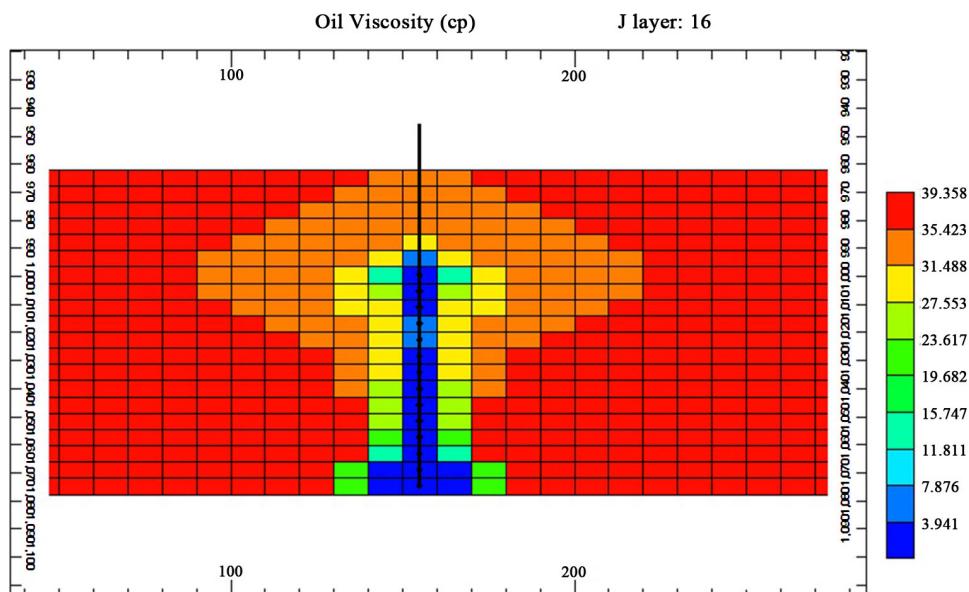


Figure 5. Viscosity field distribution at the end of well simulation (numerical simulation)
图 5. 焖井结束时粘度场分布图(数值模拟)

4. 多元热流体对产能影响

稠油粘度的变化对于产能的影响最直接, 对于深层超稠油油藏, 如采用冷采方式, 由于粘度高、流

动性差，几乎没有产能。对于直井采用热采吞吐的产能计算，参考目前公开发表的文献，其产能公式与储层物性，流体性质和生产压差相关，典型的计算方法见公式(2)。

$$Q = \Delta P \frac{0.543 * K K_{ro} H}{\mu_h \left(\ln \frac{R_{eh}}{R_w} + S \right) + \mu_c \ln \frac{R_e}{R_{eh}}} \quad (2)$$

式中： ΔP 为地层压差，MPa； K 为地层原始渗透率， $10^{-3} \mu\text{m}^2$ ； K_{ro} 为油相相对渗透率， $10^{-3} \mu\text{m}^2$ ； H 为直井段长度，m； μ_h 为加热区对应的稠油粘度， $\text{mPa}\cdot\text{s}$ ； μ_c 为冷区对应的稠油粘度， $\text{mPa}\cdot\text{s}$ ； S 为表皮因子； R_{eh} 为加热半径，m； R_e 为泄油半径，m； R_w 为井筒半径，m。

利用产能公式(2)进行直井多元热流体热采吞吐的产能计算，充分考虑多元热流体对加热半径、泄油半径和原油粘度等影响，重点考虑粘度划分的高、中、低三个区的不同产能贡献。相关参数设置为井深3000米，88°C下地下粘度18,000 mPa·s，地层压力30 MPa，结合动用的直井段长度，通过计算得到不同条件下其产能可达7~34 m³/d。

为进一步验证理论计算与实际的差异，以超稠油油田BH-1为例进行计算，该油田馆陶组为辫状河沉积相，储层以砂砾岩为主，储盖组合比较理想。据岩心分析，该油层孔隙度30.4%~32.8%，渗透率为 $263.7 \sim 909 \times 10^{-3} \mu\text{m}^2$ ，属于弱压实弱胶结的高孔中高渗类储层。原油属高粘、中含硫、低凝、低蜡的重质超稠油，50°C地面脱气原油粘度为30,000 mPa·s左右。该油田在探井阶段采用了多元热流体热采技术，生产阶段采用高温蒸汽吞吐，通过对比相同层位，相邻A、B两井在注入低温多元热流体与高温蒸汽的产能差异，结合油藏分析粘度场的变化情况，见表2。

Table 2. Impact of low-temperature multi-component thermal fluids and high-temperature steam on capacity
表 2. 低温多元热流体与高温蒸汽对产能的影响

序号	类别	低温多元热流体，A井计算生产	低温多元热流体，A井实际生产	高温蒸汽，B井实际生产
1	井型，m	直井，35 m	直井，35 m	定向井，67.9 m
2	注入温度，°C	240	240	335
3	注入总量，m ³	2000	2000	2800
4	地层温度，°C	133	120	200
5	初期单井日产，m ³	71	80	60

由表2可知，对于相同的A井，在自喷初期，计算的产能与实际获取的产能，符合度超过85%，具有一定的指导意义。对于不同的A、B井，虽然注入了不同温度不同组分的热流体，但在初期都取得了较好的开采效果。与常规的认识不同，针对中深层的超稠油，采用多元热流体热采，在注入温度不高、注入总量不大的条件下仍可取得较好的开采效果。这主要是由于在形成的粘度场方面，由于热作用和气体作用，注入240°C的多元热流体形成的粘度场与300°C或者更高温度的粘度场在I区、II区基本类似，开采初期产能贡献采出的油主要来自第一、二区。对于更深的油层，如井深达到3000米，由于热力作用的限制，采用多元热流体可以实现高温蒸汽相当的粘度场效应，从而实现深层特超稠油的开发。

5. 结论及建议

(1) 多元热流体中热作用和气体作用共同影响超稠油的粘度，在地层压力30 MPa下，注入多元热流体后，在100°C、二氧化碳溶解度80，120°C、二氧化碳溶解度50时，超稠油的粘度分别从18,000 mPa·s下降到622.8 mPa·s和709.4 mPa·s。

(2) 针对深层超稠油油藏在多元热流体的综合作用下形成以温度、溶解度和粘度划分的高、中、低三个区，分别为第I区为高温、高溶解度(气体)、低粘区，第II区为中高温、中高溶解度(气体)、中低粘区，第III区为低温、低溶解度(气体)、高粘区。

(3) 深层超稠油油藏采用常规冷采几乎没有产能，利用直井多元热流体吞吐后，结合动用的直井段长度，计算得到不同条件下其产能可达 7~34 m³/d，采用多元热流体可以实现高温蒸汽相当的粘度场效应，从而实现深层特超稠油的开发。

基金项目

中国国家自然科学基金企业联合基金，编号 U22B20145；中海油服科技攻关项目，编号 E-23257011。

参考文献

- [1] 党法强, 李松岩, 李明鹤, 等. 深层稠油油藏降粘泡沫驱驱油特征及机理研究[J]. 油气地质与采收率, 2024, 31(2): 128-137.
- [2] 张明敏. 鲁克沁深层稠油泡沫驱技术研究与实践[D]: [硕士学位论文]. 东营: 中国石油大学(华东), 2023.
- [3] Bodoor, B., Jesudian, D.N., Al-Otaibi, B., Ibrahim, H., Chao, C., Le, V., et al. (2023) Comprehensive Study on Ultra-Heavy Oil Deposition in North Kuwait and Successful Fluid Sampling for Field Development Studies: Case Study. *Middle East Oil, Gas and Geosciences Show*, Manama, 19-21 February 2023, SPE-213242-MS. <https://doi.org/10.2118/213242-ms>
- [4] 石彦, 谢俊辉, 郭小婷, 等. 新疆油田中深层稠油 CO₂ 驱/吞吐实验研究[J]. 油气藏评价与开发, 2024, 14(1): 76-82.
- [5] 徐君. 深层稠油油藏天然气吞吐机理、方法研究及应用[D]: [博士学位论文]. 北京: 中国地质大学, 2020.
- [6] 黄爽. 中深层稠油油藏多元热流体吞吐转蒸汽驱研究[D]: [硕士学位论文]. 北京: 中国石油大学, 2022
- [7] 张娜. 深层稠油油藏开发技术综述[J]. 石化技术, 2019, 26(4): 140+142.
- [8] 孙永涛. 渤海稠油多元热流体开采机理研究及应用[D]: [博士学位论文]. 东营: 中国石油大学(华东), 2024.
- [9] 熊钰, 王冲. 基于经验公式的超临界 CO₂ 饱和稠油粘度计算方法[J]. 油气储运, 2016, 35(10): 1072-1077.
- [10] 林涛, 孙永涛, 刘海涛, 等. CO₂, N₂ 与蒸汽混合增效作用研究[J]. 断块油气田, 2013, 20(2): 246-247+267.
- [11] 林涛, 孙永涛, 孙玉豹, 等. 多元热流体返出气增产技术研究[J]. 断块油气田, 2013, 20(1): 126-128.
- [12] 范昕涵, 黄世军, 赵凤兰, 等. 多元热流体不同组成介质耦合作用机理微观实验[J]. 中国海上油气, 2024, 36(2): 119-128.
- [13] 林涛, 宋宏志, 孙玉豹, 等. 高温高压可视化物理模拟实验装置研制[J]. 实验室研究与探索, 2021, 40(7): 76-79.