



DOI: 10.11885/j.issn.1674-5086.2023.05.30.01

文章编号: 1674-5086(2025)03-0101-11

中图分类号: TE345

文献标志码: A

# 稠油自生溶剂强化 SAGD 实验与数值模拟研究

程海清<sup>1</sup>, 杨嗣民<sup>2\*</sup>, 赵庆辉<sup>1</sup>, 张勇<sup>1</sup>, 苏磊<sup>1</sup>

1. 中国石油辽河油田分公司勘探开发研究院, 辽宁 盘锦 124010; 2. 西南石油大学石油与天然气工程学院, 四川 成都 610500

**摘要:** 针对稠油油藏注蒸汽中后期热效率低、蒸汽消耗量大等问题, 提出了稠油原位催化裂解产生溶剂辅助注蒸汽开采技术。通过数值模拟和物理模拟相结合的方式, 对该方法的可行性进行了研究。通过辽河杜84稠油的室内评价实验, 研究了稠油催化裂解产生溶剂的机理, 结合反应动力学理论建立了反应动力学模型, 利用数值模拟方法研究了稠油原位产生溶剂强化的机理。结果表明, 在注蒸汽环境下催化裂解可将超5%的稠油裂解为溶剂, 其组成包括碳氢化合物轻烃和非凝结气体, 具有作为SAGD汽腔中辅助重力泄油的溶剂介质特征, 裂解产生的溶剂浓度也满足溶剂辅助SAGD(Expanding Solvent-SAGD, ES-SAGD)技术对溶剂的需求, 且产生的轻烃组分和气体可在汽腔中循环利用, 实现提高泄油效率和油汽比的效果。

**关键词:** 稠油; 原位改质; 水热裂解; 溶剂; 蒸汽辅助重力泄油; 数值模拟

## An Experimental and Numerical Study of In-situ Generated Solvent Assisted SAGD in Heavy Oil Reservoir

CHENG Haiqing<sup>1</sup>, YANG Simin<sup>2\*</sup>, ZHAO Qinghui<sup>1</sup>, ZAHNG Yong<sup>1</sup>, SU Lei<sup>1</sup>

1. Research Institute of Exploration and Development, Liaohe Oilfield Company, PetroChina, Panjin, Liaoning 124010, China

2. Petroleum Engineering School, Southwest Petroleum University, Chengdu, Sichuan 610500, China

**Abstract:** In order to solve the problems of low thermal efficiency and high steam consumption in the middle and late stages of steam injection in heavy oil reservoirs, this study proposes an in-situ generated solvent assisted steam assisted gravity drainage technique. This paper studies the feasibility of this new method through a combination of numerical simulation and physical simulation. By conducting experiments on Liaohe Du84 heavy oil, the mechanism of solvent generation during catalytic cracking of heavy oil was studied. A reaction kinetics model was established based on reaction kinetics theory, and the mechanism of solvent enhanced SAGD in situ production of heavy oil was studied using numerical simulation methods. The research results indicate that over 5% of heavy oil is in-situ converted into solvents in a steam injection environment through catalytic cracking reaction. The solvent composition includes light hydrocarbons and non condensable gases, which have the characteristics of being a solvent medium for SAGD. The concentration also meets the solvent requirements of expanding solvent-SAGD technology. The generated light oil components and gases are recycled in the steam chamber as a solvent medium for gravity drainage, thus improve both recovery efficiency and oil steam ratio.

**Keywords:** heavy oil; in-situ upgrading; aquathermolysis; solvent; SAGD; numerical simulation

网络出版地址: <http://kns.cnki.net/kcms/detail/51.1718.te.20250520.0809.006.html>

程海清, 杨嗣民, 赵庆辉, 等. 稠油自生溶剂强化 SAGD 实验与数值模拟研究[J]. 西南石油大学学报(自然科学版), 2025, 47(3): 101-111.

CHENG Haiqing, YANG Simin, ZHAO Qinghui, et al. An Experimental and Numerical Study of In-situ Generated Solvent Assisted SAGD in Heavy Oil Reservoir[J]. Journal of Southwest Petroleum University (Science & Technology Edition), 2025, 47(3): 101-111.

\* 收稿日期: 2023-05-30 网络出版时间: 2025-05-20

通信作者: 杨嗣民, E-mail: yuyang971205@163.com

基金项目: 中国石油科技专项(2023ZZ23)

## 引言

中国稠油资源量超过  $200 \times 10^8$  t, 分布于 12 个沉积盆地的 70 多个油田, 目前投入商业开发的动用地质储量约为  $14 \times 10^8$  t<sup>[1]</sup>。中国大部分稠油油藏的原油黏度高于 10 000 mPa·s, 以注蒸汽热力开采为主, 虽然蒸汽辅助重力泄油(Steam Assisted Gravity Drainage, SAGD)技术的采收率较高(高于 50%), 但受油藏物性条件限制, 且 SAGD 中后期存在蒸汽耗量大、油气比低等问题<sup>[2-3]</sup>。

为提高注蒸汽过程中的热效率, 近年来学术界与工业界采用在蒸汽中加入轻烃和非凝结气体(Non-Condensable Gas, NCG)的方法, 并在此方向开展了大量的研究和现场试验。室内实验研究证明, 一方面, 在蒸汽中加入非凝结气体可以降低 SAGD 的蒸汽用量, 提升油气比。国内外多家石油公司开展的现场试验结果表明, 加入非凝结气体后, 不但可以提高蒸汽效率, 还有利于汽腔在低渗区域中的扩展, 减少油藏非均质性对汽腔发育的影响<sup>[4]</sup>。另一方面, 尽管采用蒸汽与轻烃合注的方法开采稠油的效率高, 但注入地层中的轻烃回采率通常较低(小于 70%), 导致注烃类开采稠油的操作成本高, 商业化应用受到制约。为了克服这些技术难题, 蒋琪等<sup>[5]</sup>提出了一种在油层中原位产生溶剂辅助稠油开采的新技术。该方法是基于“地下炼厂”理念的稠油原位催化裂解技术与 SAGD 协同的开采方式, 通过将油藏中的原油泄到近井地带实施原位改质, 利用催化裂解反应生成的轻烃和气体蒸发到汽腔辅助重力泄油, 实现溶剂原位产生-驱替-生产循环的开采过程。在该技术中, 稠油催化裂解产生的非凝结气体和轻烃统称为溶剂。

本文通过数值模拟和物理实验相结合的方式, 对原位裂解产生溶剂辅助 SAGD 技术的可行性进行了研究。本研究首先基于 SAGD 操作条件, 通过高温高压反应釜装置模拟了稠油在原位裂解产生溶剂的过程。然后, 收集与分析稠油裂解的气体和液体产物, 建立了稠油原位裂解反应动力学模型, 并对稠油裂解产生溶剂的效率进行了研究分析。最后, 将稠油原位裂解产生溶剂的反应动力学模型嵌入到油藏开发数值模拟模型中, 研究了稠油原位裂解产生溶剂辅助 SAGD 技术在油藏开发过程中提高采收率的机理, 为中国高效开采稠油提供新的思

路, 做好技术储备。

## 1 稠油催化裂解产生溶剂效率与反应动力学研究

### 1.1 实验方法

选取辽河油田杜 84 区块的稠油开展催化裂解产生溶剂的实验研究, 实验流程如图 1 所示。首先, 将实验样品充分均匀混合后装入反应釜中, 然后将反应釜移至马弗炉中, 将马弗炉升温至 240 °C, 每组实验的反应时长设为 5 d 以确保反应充分进行。实验结束后待反应釜冷却至室温, 分别收集气相和液相产物, 并采用 GC9790 II 型质谱-色谱联用系统对产物组分进行分析。表 1 展示了实验方案, 本实验研究了不同温度条件下稠油催化裂解产生溶剂的机理, 以及催化剂对稠油裂解产生溶剂反应的影响。每组实验的反应物中含 70% 的稠油与 30% 的去离子水, 涉及催化剂的实验中催化剂含量约 0.1%, 催化剂体系选用环烷酸钴与四氢萘<sup>[6]</sup>。环烷酸钴属于油溶性催化剂, 四氢萘在工业上可作为溶剂, 在稠油中溶解性较好。二者采取段塞式注入储层, 以保证较好地扩散至近井地带的稠油中。

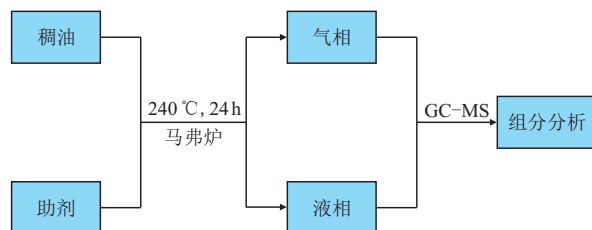


图 1 稠油催化裂解实验流程图

Fig. 1 Flow chart of heavy oil catalytic cracking experiment

表 1 杜 84 稠油催化裂解产生溶剂实验方案  
Tab. 1 Experimental scheme of heavy oil Du84 catalytic cracking reaction

序号	稠油质量/ g	反应温度/ °C	水的质量/ g	助剂
1	50.00	240	15.00	无
2	50.00	260	15.00	无
3	50.00	280	15.00	无
4	50.00	240	15.00	环烷酸钴与四氢萘
5	50.00	260	15.00	环烷酸钴与四氢萘
6	50.00	280	15.00	环烷酸钴与四氢萘

### 1.2 稠油原位产生溶剂效率定义与测量方法

研究表明, 在溶剂辅助 SAGD 过程中, 当选用的溶剂相态变化规律与蒸汽接近时, 能实现较好的开采效果<sup>[7]</sup>。结合 Ayodele 等<sup>[8]</sup>和 Gupta 等<sup>[9]</sup>的实验研究, 本研究将稠油裂解产生的非凝结气体和  $C_1 \sim C_8$  视为目标溶剂。

为计算稠油生成溶剂效率, 本研究基于反应釜与全组分气相色谱分析实验, 通过对催化裂解反应前后的原油进行全烃分析对比, 计算得到稠油生成溶剂效率, 其定义为单位质量稠油产生目标溶剂的质量, 如式(1)所示。由于物理实验设备限制, 本实验未对 C<sub>1</sub>~C<sub>3</sub> 进行收集, 实验中收集的目标溶剂为 C<sub>4</sub>~C<sub>8</sub>, 所以根据本研究实验结果计算得到的稠油生成溶剂效率相较实际产生溶剂可能存在低估。

$$\text{稠油生成溶剂效率} = \frac{\text{产生溶剂质量}}{\text{稠油质量}} \times 100\% \quad (1)$$

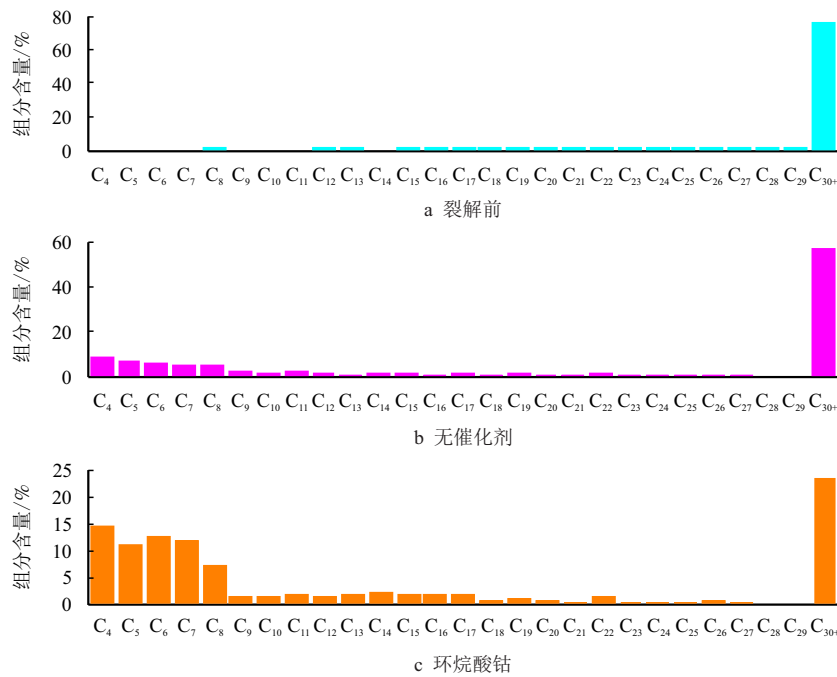


图 2 催化裂解反应前后稠油全组分的变化

Fig. 2 Comparison of oil components before and after catalytic cracking

图 3 展示了气体组分含量的分布, 从图 3 中可知, 主要气体产物为 CO<sub>2</sub>, 占总气体产物含量 90.00% 以上, 此结果与 Wu 等<sup>[10]</sup> 的研究结果相近。从结果还可进一步发现, 添加催化剂对产出 CO<sub>2</sub> 略有抑制作用, 相较未添加催化剂时, CO<sub>2</sub> 含量从 94.66% 降低至 91.05%, 说明添加催化剂有利于稠油催化裂解产出更多的轻烃溶剂。大量研究表明, 在 ES-SAGD 过程中, 当添加溶剂浓度大于 5.0% 时, 能够起到辅助 SAGD 的效果<sup>[13-21]</sup>, 将此浓度标准与本实验结果对比分析可知, 在添加催化剂的情况下, 稠油裂解产生溶剂的效率大于 5.0%, 满足 ES-SAGD 所需溶剂浓度标准, 初步证实了稠油原位裂解产生溶剂辅助 SAGD 技术的可行性。

### 1.3 稠油原位裂解产生溶剂实验研究

图 2 展示了稠油催化裂解前后的组分变化情况。从图 2 中可以看出, 稠油的原始组成中以 C<sub>30+</sub> 的重质组分为主, 裂解反应后, 产生了大量的轻质组分。另外, 随着环烷酸钴的加入, 可进一步使稠油体系中 C<sub>30+</sub> 含量从反应前的 85.47% 降低到 27.00%, C<sub>4</sub>~C<sub>8</sub> 目标溶剂的含量从反应前的 0.23% 增加到 8.50%。基于 1.2 节中对稠油生成溶剂效率的定义, 通过计算可知, 杜 84 区块稠油生成溶剂效率在未添加催化剂条件下约为 4.75%, 在环烷酸钴催化条件下, 溶剂生成效率约为 9.51%。

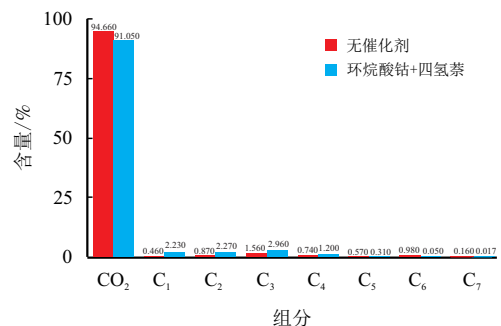


图 3 气体产物组分分析

Fig. 3 Analysis of gas product components

### 1.4 稠油原位裂解产生溶剂反应动力学研究

基于 1.3 节中稠油裂解生成溶剂实验结果, 结合稠油裂解反应理论, 可建立稠油原位裂解产生溶

剂的反应途径,如图 4 所示。其中,非凝结气体用 CO<sub>2</sub> 代替,轻烃为 C<sub>4</sub>~C<sub>8</sub> 的复杂混合物。基于稠油裂解产生溶剂途径,可采用多重平行反应模型<sup>[11]</sup> 来表征稠油裂解的过程,如式(2)和式(3)所示。

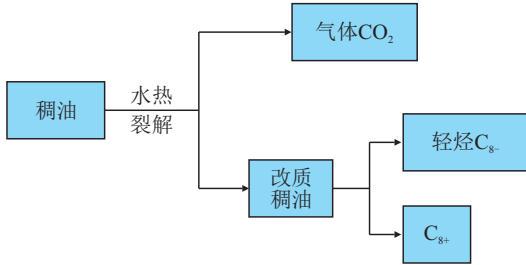


图 4 稠油水热裂解产物

Fig. 4 Aquathermolysis products of heavy oil



式中:

$a_1, a_2$ —化学反应计量数,无因次。

活化能和反应频率因子可采用 Hamed-shokrlu 的方法获得,其中,式(2)与式(3)均假设为一级反

应<sup>[12]</sup>,产物转换率  $\alpha$  与反应速率  $k$  关系为

$$\alpha = kt + c \quad (4)$$

式中:  $\alpha$ —产物转换率, %;

$k$ —反应速率, %/d;

$t$ —反应时间, d;

$c$ —积分常数,无因次。

阿伦尼乌斯公式的定积分形式为

$$\ln k = \ln A - \frac{E_a}{RT} \quad (5)$$

式中:  $A$ —反应频率因子, d<sup>-1</sup>;

$E_a$ —表观活化能, J/mol;

$R$ —摩尔气体常数,  $R=8.314 \text{ J}/(\text{mol}\cdot\text{K})$ ;

$T$ —绝对温度, K。

根据式(4)和式(5),绘制  $\alpha-t$  图,其斜率即为反应速率。基于  $\ln k-1/T$  图,可求得表观活化能,根据纵坐标截距可求得反应频率因子。

采用以上方法基于杜 84 区块稠油水热裂解实验绘制 CO<sub>2</sub> 和轻烃的转化率随时间变化曲线如图 5 和图 6 所示。

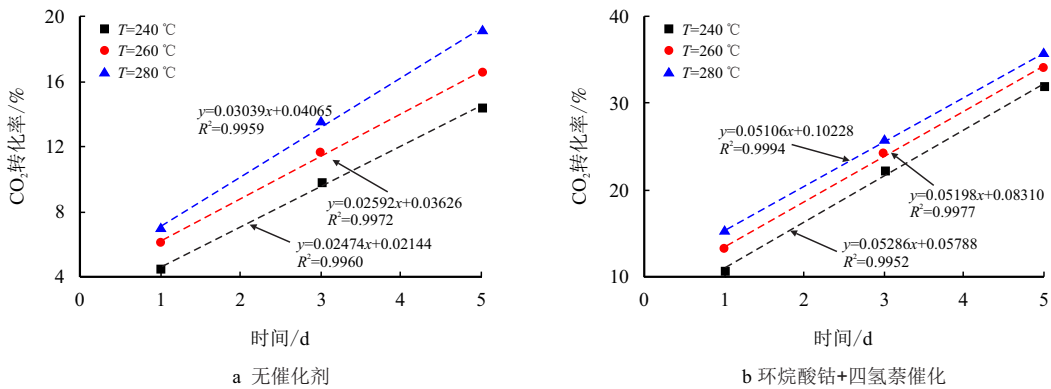


图 5 CO<sub>2</sub> 转化率随时间在无催化剂和环烷酸钴 + 四氢萘催化下的变化

Fig. 5 Changes of CO<sub>2</sub> conversion with time under different reaction conditions

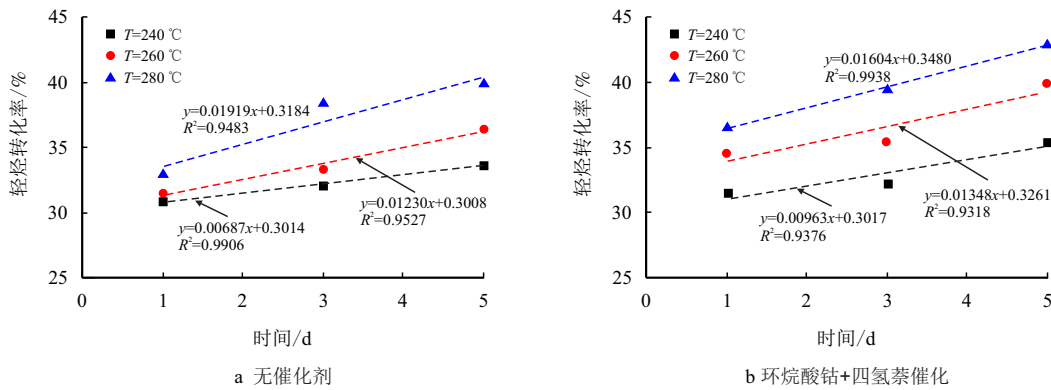


图 6 轻烃转化率随时间在无催化剂和环烷酸钴 + 四氢萘催化下的变化

Fig. 6 Changes of light hydrocarbon conversion with time under different reaction conditions

图 7 展示了不同温度下的稠油裂解产生 CO<sub>2</sub> 和轻烃反应所对应的阿伦尼乌斯曲线, 由此可计算化学反应的表观活化能和反应频率因子。表 2

展示了稠油原位裂解生成溶剂的反应动力学模型, 该模型可表征溶剂的原位产生, 可用于后续油藏开发数值模拟研究。

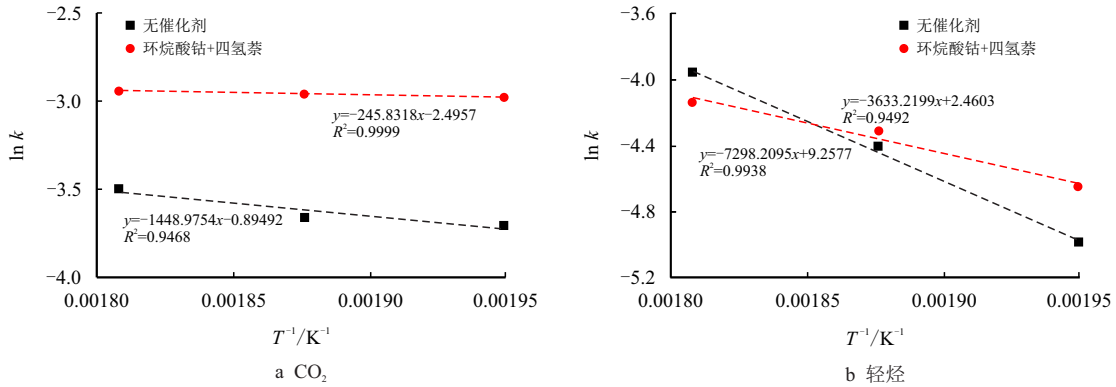


图 7 CO<sub>2</sub> 和轻烃生成的阿伦尼乌斯直线  
Fig. 7 Arrhenius lines of CO<sub>2</sub> and light hydrocarbons

表 2 稠油原位裂解产生溶剂反应动力学模型

Tab. 2 Kinetic model of heavy oil in-situ pyrolysis generate solvents

反应	添加助剂	反应频率因子/d <sup>-1</sup>	活化能/(J·g <sup>-1</sup> ·mol <sup>-1</sup> )
稠油 → 11.361 1 CO <sub>2</sub>	无	4.086×10 <sup>-1</sup>	1.205×10 <sup>4</sup>
	环烷酸钴 + 四氢萘	8.240×10 <sup>-2</sup>	2.040×10 <sup>3</sup>
稠油 → 2.501 0 轻烃	无	1.171×10 <sup>1</sup>	6.068×10 <sup>4</sup>
	环烷酸钴 + 四氢萘	1.048×10 <sup>4</sup>	3.021×10 <sup>4</sup>

## 2 稠油原位产生溶剂辅助 SAGD 提高采收率机理研究

### 2.1 模型建立与研究方案

为进一步研究稠油原位产生溶剂辅助 SAGD 技术的机理并评价其可行性, 本节通过数值模拟方法建立了网格数为 100×1×80, 网格大小为 0.5 m×200 m×0.25 m 的 SAGD 模型。如图 8 所示, 一对平行水平井组设在油藏底部, 生产井距离油藏底部 2 m, 注入井与生产井距离约 5 m。表 3 和表 4 分别展示了裂解产物的物性参数和岩石及流体参数。

表 5 展示了本节数值模拟研究方案, 共包含 3 个数值模拟方案, 方案 1 为常规 SAGD 过程, 作为基础参考模型; 方案 2 为稠油原位催化裂解产生溶剂辅助 SAGD 模型; 方案 3 为电加热辅助稠油原位催化裂解产生溶剂辅助 SAGD 模型。通过对比方案 1 与方案 2 可以分析原位产生溶剂的分布与运移规律以及溶剂对 SAGD 生产动态的影响规律。方案 2 与方案 3 的对比则可以进一步研究电加热强化

溶剂产生的情况下对 SAGD 开发效果的影响。其中, 在每一种方案的初期, 均采用相同工作制度的蒸汽吞吐循环建立两井间的热连通, 再转入后续 SAGD 的开发。

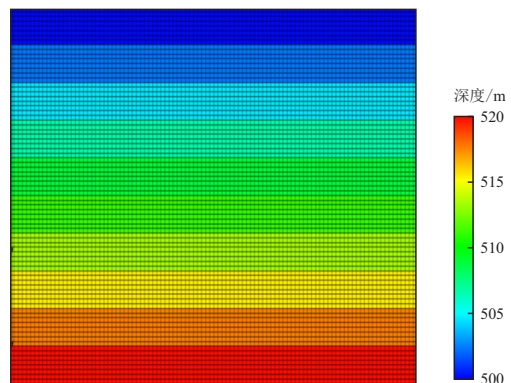


图 8 SAGD 理想数值模拟模型  
Fig. 8 Numerical simulation model of SAGD

表 3 稠油原位裂解产物物性参数

Tab. 3 Physical parameters of cracking products

物质	相对分子质量/无因次	临界温度/°C	临界压力/kPa
CO <sub>2</sub>	44.01	31.05	7 376.00
轻烃	100.21	267.05	2 735.78

表 4 岩石及流体参数  
Tab. 4 Rock and fluid parameters

岩石压缩系数/ $\text{MPa}^{-1}$	岩石体积热容/ $(\text{kJ}\cdot\text{m}^{-3}\cdot^{\circ}\text{C}^{-1})$	岩石导热系数/ $(\text{W}\cdot\text{m}^{-1}\cdot\text{K}^{-1})$	稠油导热系数/ $(\text{W}\cdot\text{m}^{-1}\cdot\text{K}^{-1})$	水的导热系数/ $(\text{W}\cdot\text{m}^{-1}\cdot\text{K}^{-1})$	岩石热传导率/ $(\text{W}\cdot\text{m}^{-1}\cdot\text{K}^{-1})$	稠油热传导率/ $(\text{W}\cdot\text{m}^{-1}\cdot\text{K}^{-1})$	水的热传导率/ $(\text{W}\cdot\text{m}^{-1}\cdot\text{K}^{-1})$
$7.8\times 10^{-5}$	2 100	1.736 1	0.133 1	0.619 2	1.115 7	0.133 1	0.619 2

表 5 数值模拟研究方案  
Tab. 5 Numerical simulation research scheme

方案	条件	注入流体	电加热	溶剂产生反应
1	常规 SAGD	蒸汽	否	否
2	原位产生溶剂辅助 SAGD	蒸汽	否	是
3	电加热辅助稠油原位催化裂解产生溶剂辅助 SAGD	蒸汽	是	是

2.2 数值模拟结果分析

2.2.1 稠油原位裂解产生溶剂反应对 SAGD 的影响

图 9 与图 10 分别展示了方案 1 与方案 2, 即常规 SAGD 与原位产生溶剂辅助 SAGD 的汽腔发育情况。从图 9 和图 10 可知, 原位产生溶剂辅助 SAGD 在汽腔上升初期的发育速度和形态与常规 SAGD 接近, 从第 3 年开始, 可以观察到受原位产生溶剂的影响, 汽腔发育形态相较常规 SAGD 发生了变化。图 11 展示了方案 1 与方案 2 的采收率、产油速率与累计油汽比对比情况, 由图 11 可知原位产生溶剂辅助 SAGD 相较常规 SAGD 具有提高油汽比与采收率的效果, 与汽腔发育结果相似, 其主要

差异在第 3 年即汽腔横向扩展时期才逐渐显现。

通过理论分析可知, 稠油裂解原位产生溶剂需满足以下两个条件: 1) 合适的反应温度; 2) 充分的反应物(稠油), 基于此可推测溶剂主要产生于汽-油界面处。图 12 展示了数值模拟结果中稠油原位裂解产生溶剂的分布与运移情况, 数值模拟结果与前述推论一致, 即溶剂主要产出于汽-油界面。其中, 非凝结气体受重力分异作用影响, 随时间推移往油藏顶部运移, 形成隔热层, 降低汽腔对顶部盖层的热损失。而轻烃则主要分布于泄油界面上, 轻烃溶解于稠油中进一步降低稠油黏度, 增加泄油速率, 其运移方向与泄油界面运移方向一致。

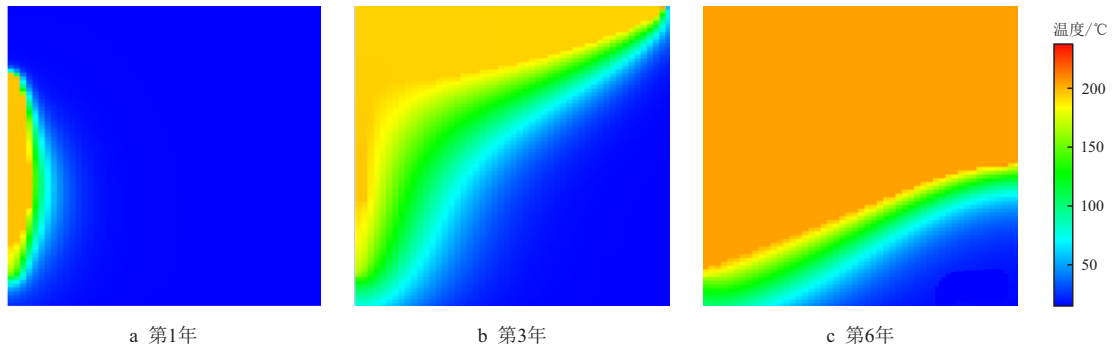


图 9 常规 SAGD 汽腔发育图  
Fig. 9 Steam chamber development in SAGD

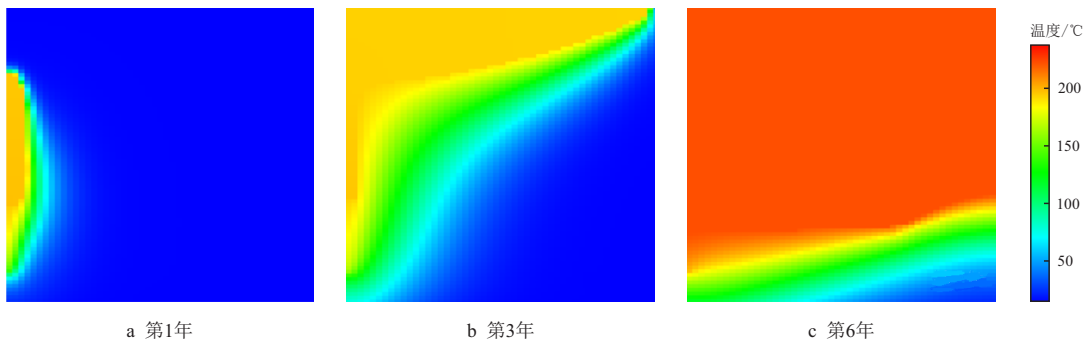


图 10 原位产生溶剂辅助 SAGD 汽腔发育图  
Fig. 10 In-situ generated solvent assisted SAGD steam chamber development

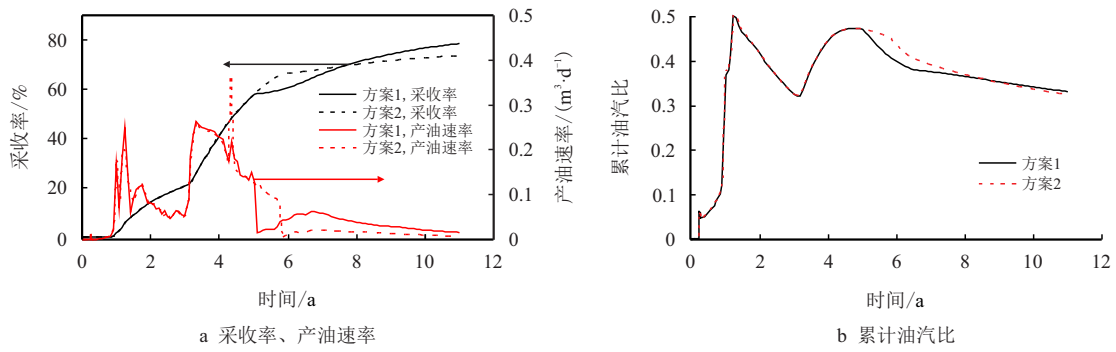


图 11 方案 1 与方案 2 的采收率、产油速率与累计油汽比对比  
 Fig. 11 Comparison of recovery factor, oil rate and cumulative OSR of case 1 and case 2

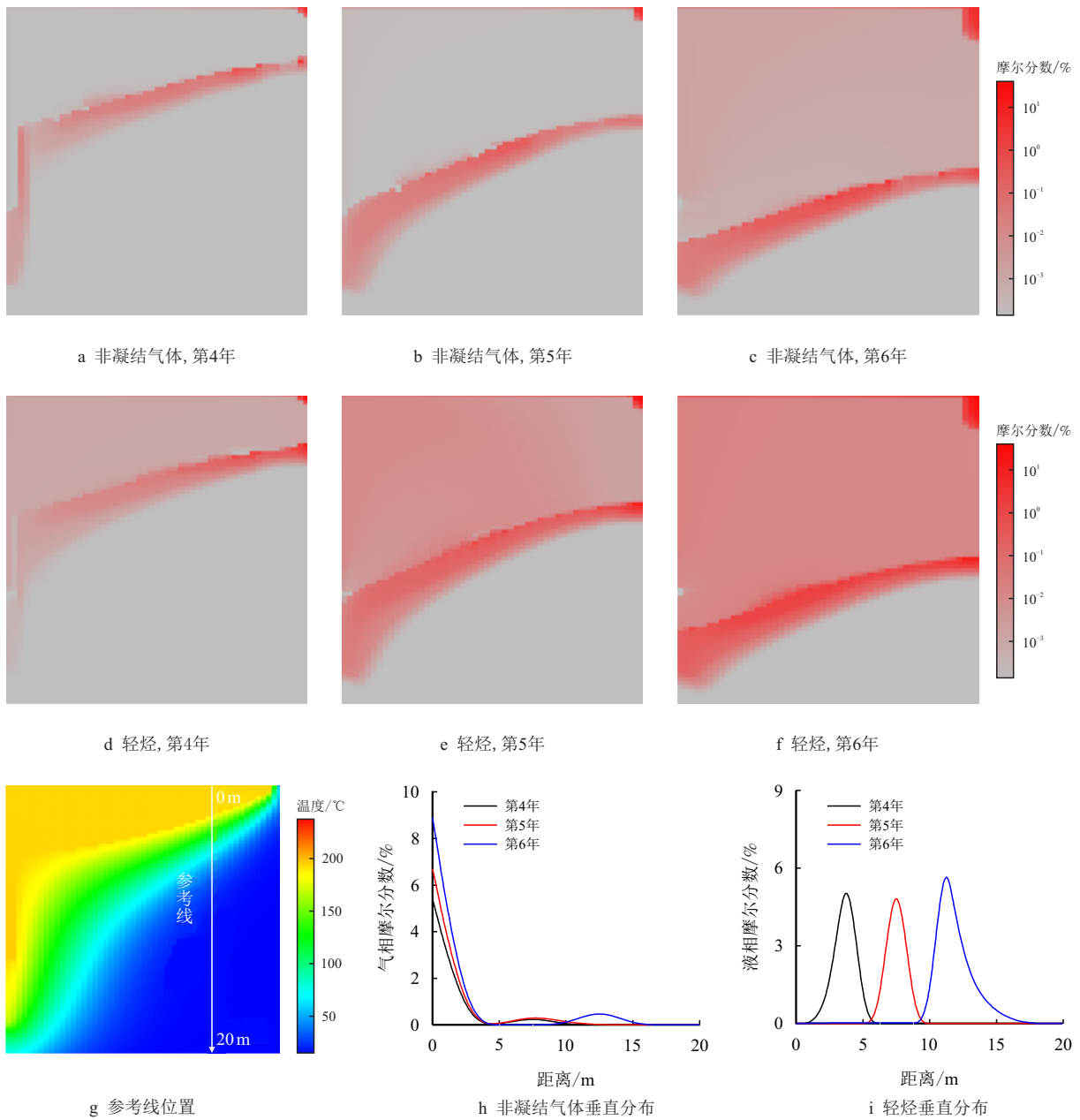


图 12 原位产出非凝结气体和轻烃在第 4、5、6 年的浓度分布  
 Fig. 12 Solvent distribution and movement in the 4th, 5th and 6th year

为进一步验证前述推论,揭示原位产生溶剂辅助 SAGD 机理,图 13 展示了方案 1 与方案 2 的上覆岩层热损失与油藏平均温度对比,从图 13 中可知由于原位产生的非凝结气体运移至顶部盖层形成隔热带<sup>[22]</sup>,方案 2 的热损失较方案 1 降低了

11%,提高了整体油藏平均温度。此外,图 14 展示了稠油原位裂解产生溶剂在泄油界面上对稠油黏度的影响,由图 14 可知通过原位裂解产生溶剂溶于稠油进一步降低了原油的黏度约 9%~11%,提高了泄油速率<sup>[23-28]</sup>。

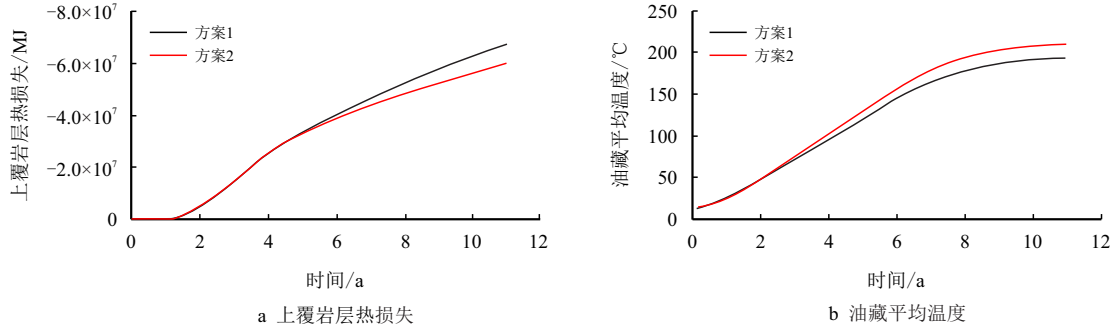


图 13 方案 1 与方案 2 上覆岩层热损失与油藏平均温度对比

Fig. 13 Comparison of heat loss to overburden and average reservoir temperature of case 1 and case 2

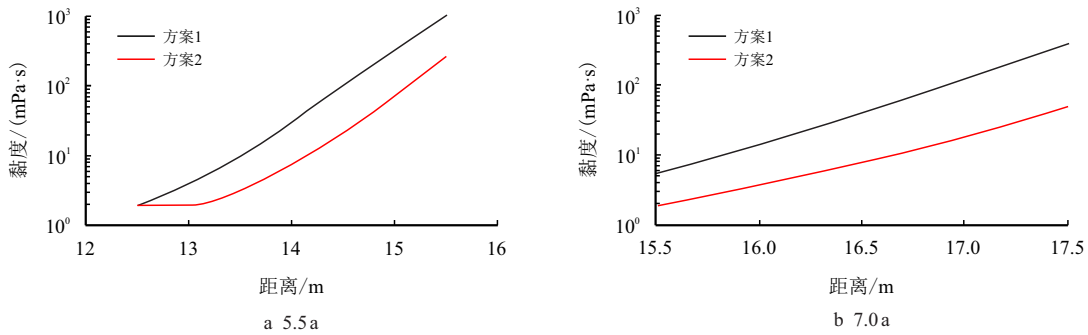


图 14 5.5 a 和 7.0 a 泄油界面原油黏度对比(参考线如图 12 中实线所示)

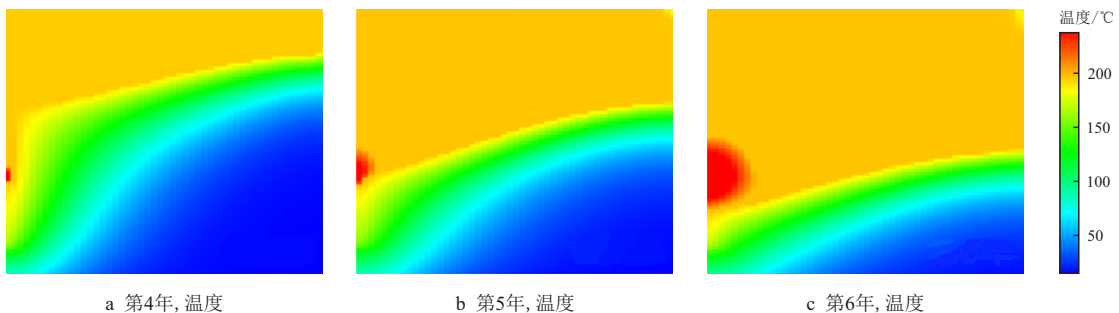
Fig. 14 Comparison of crude oil viscosity at the drainage interface between 5.5 and 7.0 years(The study row is shown as the solid line in Fig.12)

2.2.2 电加热对开采动态的影响

本节研究了电加热对原位产生溶剂辅助 SAGD 技术的影响。模拟中采用了间歇启动电加热的方式辅助 SAGD 开采,其中,电加热功率为  $1 \times 10^{11}$  J/d,相当于  $50 \text{ m}^3/\text{d}$  蒸汽注入量。当电加热开启时,蒸汽停止注入,开采稠油的能量完全由电加热提供。

图 15 展示了电加热条件下的温度场与溶剂浓度分布情况。由图 15 可知,电加热装置大幅度提高了近井地带温度,加速了原油裂解产生溶剂的速

率。同时,随着近井地带温度的升高,部分流经近井地带的冷凝水与轻质组分受热再次蒸发,在汽腔中实现循环利用的过程。表 6 对比了方案 2 与方案 3 即电加热对采收率以及累计开采能耗效率的影响,其中,能耗效率定义为消耗 1 GJ 能量对应产出原油的质量,从表 6 中可知,通过电加热辅助稠油裂解产生溶剂强化 SAGD 的蒸汽腔中溶剂浓度较高,进一步提高泄油效率。电加热辅助的采收率提高了 2.89%,累计开采能量利用效率提高了 5.65%。



a 第4年,温度

b 第5年,温度

c 第6年,温度

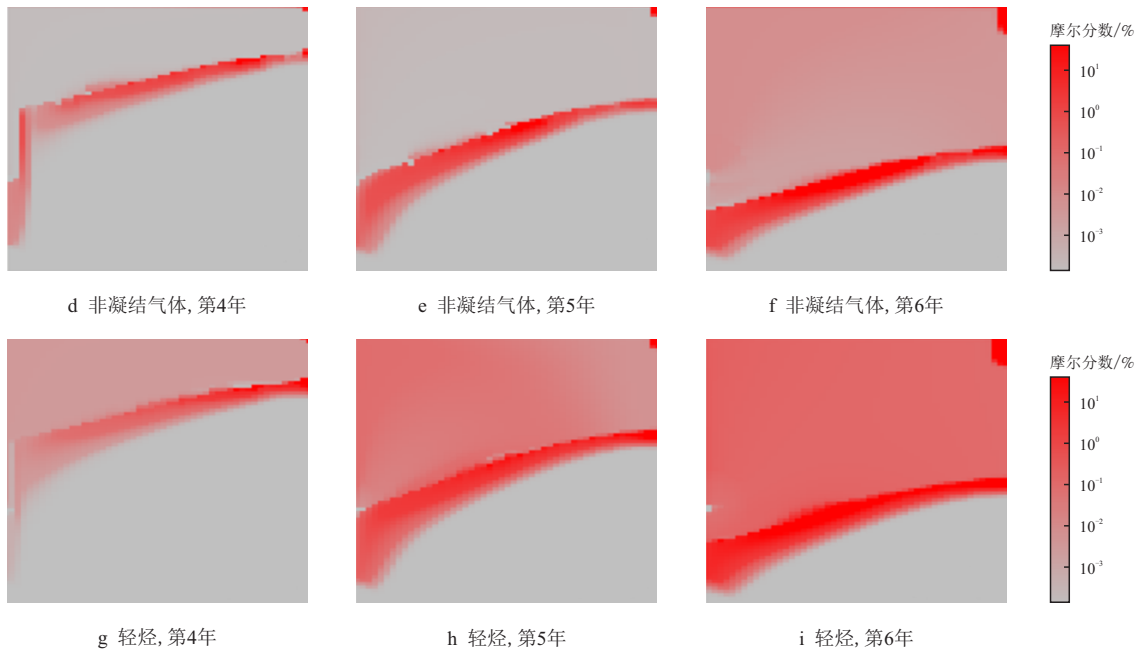


图 15 电加热条件下温度场与溶剂分布情况  
Fig. 15 Temperature and solvent distribution profile of case 3

表 6 电加热对采收率与累计开采能耗效率影响  
Tab. 6 Effect of electric heating on recovery factor and cumulative energy efficiency on heavy oil production

数值模拟方案	采收率/%	累计能耗效率/(t·GJ <sup>-1</sup> )
方案 2	67.08	0.177
方案 3	69.97	0.187

### 3 结 论

1) 稠油原位催化水热裂解产生溶剂效率大于 5%, 满足 ES-SAGD 技术所需溶剂用量, 证明了稠油原位裂解产生溶剂辅助 SAGD 具有可行性和应用潜力。

2) 稠油原位催化裂解产生的溶剂主要在汽-油界面, 其中非凝结气体会随重力分异向油层顶部运移, 轻烃溶于泄油界面, 增强泄油效率。

3) 环烷酸钴-四氢萘催化剂体系能显著提升稠油裂解效率, 相较未添加催化剂时, 提升稠油原位裂解产生溶剂效率近一倍。

4) 电加热辅助 SAGD 可通过近井地带蒸发冷凝水, 在提高蒸汽干度的同时促进原油裂解产生溶剂, 从而提高累计油汽比与最终采收率; 而 CO<sub>2</sub> 回注辅助 SAGD 还能进一步提高能量利用效率与降低碳排放。

### 参考文献

[1] 蒋琪, 游红娟, 潘竞军, 等. 稠油开采技术现状与发展方向初步探讨[J]. 特种油气藏, 2020, 27(6): 30-39. doi: 10.3969/j.issn.1006-6535.2020.06.004  
JIANG Qi, YOU Hongjuan, PAN Jingjun, et al. Preliminary discussion on current status and development direction of heavy oil recovery technologies[J]. Special Oil & Gas Reservoirs, 2020, 27(6): 30-39. doi: 10.3969/j.issn.1006-6535.2020.06.004

[2] 方吉超, 李晓琦, 计秉玉, 等. 中国稠油蒸汽吞吐后提高采收率接替技术前景[J]. 断块油气田, 2022, 29(3): 378-382, 389. doi: 10.6056/dkyqt202203015  
FANG Jichao, LI Xiaoqi, JI Bingyu, et al. Prospect of replacement technology for enhanced oil recovery after cyclic steam stimulation of heavy oil in China[J]. Fault-Block Oil & Gas Field, 2022, 29(3): 378-382, 389. doi: 10.6056/dkyqt202203015

[3] 张庆茹. 中国陆上稠油资源潜力及分布特征[J]. 中外科技情报, 2007(1): 2.  
ZHANG Qingru. Potential and distribution characteristics of onshore heavy oil resources in China[J]. Science and Technology Information, 2007(1): 2.

[4] NASR T N, BEAULIEU G, GOLBECK H, et al. Novel expanding solvent-SAGD process “ES-SAGD” [J]. The Journal of Canadian Petroleum Technology, 2003, 42(1): 13-16. doi: 10.2118/03-01-TN

- [5] 蒋琪, 刘佳丽, 吴芳杰, 等. 一种在油层中原位产生溶剂开采稠油的方法: CN202011618975.2[P]. 2021-07-06. JIANG Qi, LIU Jiali, WU Fangjie, et al. A method of heavy oil recovery with in-situ generated solvent of the reservoir: CN202011618975.2[P]. 2021-07-06.
- [6] 毛金成, 王海彬, 李勇明, 等. 稠油开发水热裂解催化剂研究进展[J]. 特种油气藏, 2016, 23(3): 1-6. doi: 10.3969/j.issn.1006-6535.2016.03.001  
MAO Jincheng, WANG Haibin, LI Yongming, et al. Aquathermolysis catalyst advances in heavy oil production[J]. Special Oil & Gas Reservoirs, 2016, 23(3): 1-6. doi: 10.3969/j.issn.1006-6535.2016.03.001
- [7] SELVAKUMAR B, GATES I, MAINI B. Comparative evaluation of the effectiveness of single-component and multi-component hydrocarbon additives for bitumen recovery by steam assisted gravity drainage[C]. SPE 196400-MS, 2019. doi: 10.2118/196400-MS
- [8] AYODELE O R, NASR T N, BEAULIEU G, et al. Laboratory experimental testing and development of an efficient low pressure ES-SAGD process[J]. Journal of Canadian Petroleum Technology, 2009, 48(9): 54-61. doi: 10.2118/09-09-54
- [9] GUPTA S C, GITTINS S D. Christina lake solvent aided process pilot[J]. The Journal of Canadian Petroleum Technology, 2006, 45(9): 15-18. doi: 10.2118/06-09-TN
- [10] WU Chuan, LEI Guanglun, YAO Chuanjin, et al. In situ upgrading extra-heavy oil by catalytic aquathermolysis treatment using a new catalyst based an amphiphilic molybdenum chelate[C]. SPE 130333-MS, 2010. doi: 10.2118/130333-MS
- [11] KAPADIA P R, WANG Jingyi, KALLOS M S, et al. Practical process design for in situ gasification of bitumen[J]. Applied Energy, 2013, 107: 281-296. doi: 10.1016/j.apenergy.2013.02.035
- [12] HAMEDI-SHOKRLU Y, BABADAGLI T. Kinetics of the in-situ upgrading of heavy oil by nickel nanoparticle catalysts and its effect on cyclic-steam-stimulation recovery factor[J]. SPE Reservoir Evaluation & Engineering, 2014, 17(3): 355-364. doi: 10.2118/170250-PA
- [13] 李魏. 溶剂-蒸汽辅助重力泄油(ES-SAGD)驱油机理研究[D]. 青岛: 中国石油大学(华东), 2013.  
LI Wei. Research on oil displacement mechanism of solvent-steam-assisted gravity drainage (ES-SAGD)[D]. Qingdao: China University of Petroleum (East China), 2013.
- [14] JIANG H, DENG X, HUANG H, et al. Study of solvent injection strategy in ES-SAGD process[C]. SPE 157838-MS, 2012. doi: 10.2118/157838-MS
- [15] DENG X, HUANG H, ZHAO L, et al. Simulating the ES-SAGD process with solvent mixture in Athabasca reservoirs[J]. Journal of Canadian Petroleum Technology, 2010, 49(1): 38-46. doi: 10.2118/132488-PA
- [16] NASR T N, AYODELE O R. New hybrid steam-solvent processes for the recovery of heavy oil and bitumen[C]. SPE 101717-MS, 2006. doi: 10.2118/101717-MS
- [17] ALTURKI A A, GATES I D, MAINI B B. Co-injection of noncondensable gas improves ES-SAGD performance in shallow oil sands reservoirs with a small top water zone[C]. SPE 137092-MS, 2010. doi: 10.2118/137092-MS
- [18] AYODELE O R, NASR T N, IVORY J, et al. Testing and history matching ES-SAGD (using Hexane)[C]. SPE 134002-MS, 2010. doi: 10.2118/134002-MS
- [19] 杨浩哲, 杨果, 周晓义, 等. SAGD 中后期多介质强化提高开发效果技术[J]. 油气地质与采收率, 2023, 30(4): 123-129. doi: 10.13673/j.pgre.202212008  
YANG Haozhe, YANG Guo, ZHOU Xiaoyi, et al. Technology of multi-media enhancement to improve development effects in middle and later stages of SAGD[J]. Petroleum Geology and Recovery Efficiency, 2023, 30(4): 123-129. doi: 10.13673/j.pgre.202212008
- [20] 杨兆臣, 于兵, 吴永彬, 等. 超稠油溶剂辅助 SAGD 启动技术油藏适应性研究[J]. 特种油气藏, 2020, 27(4): 67-72. doi: 10.3969/j.issn.1006-6535.2020.04.010  
YANG Zhaochen, YU Bing, WU Yongbin, et al. Solvent-assisted SAGD startup technology adaptability in super-heavy oil reservoir[J]. Special Oil & Gas Reservoirs, 2020, 27(4): 67-72. doi: 10.3969/j.issn.1006-6535.2020.04.010
- [21] SHENG Kai, OKUNO R, WANG Mingyuan. Dimethyl ether as an additive to steam for improved steam-assisted gravity drainage[J]. SPE Journal, 2018, 23(4): 1201-1222. doi: 10.2118/184983-PA
- [22] AUSTIN-ADIGIO M, GATES I. Non-condensable gas co-injection with steam for oil sands recovery[J]. Energy 2019, 179: 736-746. doi: 10.1016/j.energy.2019.05.034
- [23] ZHAO Litong. Steam alternating solvent process[J]. SPE Reservoir Evaluation & Engineering, 2007, 10(2): 185-190. doi: 10.2118/86957-PA
- [24] YANG Simin, HUANG Siyuan, JIANG Qi, et al. An innovative in situ solvent generation enhanced SAGD technique: Mechanism analysis based on numerical simulation[J]. Fuel, 2024, 364: 131020. doi: 10.1016/j.fuel.2024.131020
- [25] 唐晓东, 李小雨, 杨谨, 等. 分离多环芳烃用于超稠油掺稀降黏的研究[J]. 石油炼制与化工, 2024, 55(3): 55-60. doi: 10.3969/j.issn.1005-2399.2024.03.017

TANG Xiaodong, LI Xiaoyu, YANG Jin, et al. Study on separated polycyclic aromatic hydrocarbons for thinning and viscosity reduction of ultra-heavy oil[J]. *Petroleum Processing and Petrochemicals*, 2024, 55(3): 55–60. doi: 10.3969/j.issn.1005-2399.2024.03.017

- [26] 李小雨, 唐晓东, 郑存川. 塔河超稠油掺重整重芳烃降黏实验研究[J]. *炼油与化工*, 2024, 35(2): 15–19. doi: 10.3969/j.issn.1671-4962.2024.02.004

LI Xiaoyu, TANG Xiaodong, ZHENG Cunchuan. Experimental study on viscosity reduction of Tahe super-heavy oil blended with reforming heavy aromatics[J]. *Refining and Chemical Industry*, 2024, 35(2): 15–19. doi: 10.3969/j.issn.1671-4962.2024.02.004

- [27] WANG Yuejie, ZHENG Wei, ZHANG Hongyou, et al. The role of amphiphilic nanosilica fluid in reducing viscosity in heavy oil[J]. *Energies*, 2024, 17(11): 2625. doi: 10.3390/en17112625

- [28] MENG Lin, LU Xi, WANG Haibo, et al. Synthesis and application of viscosity reduction and pour inhibition systems for deep heavy oil[J]. *Energy & Fuels*, 2024, 38(6): 5043–5050. doi: 10.1021/acs.energyfuels.4c00168

## 作者简介



程海清, 1982 年生, 男, 汉族, 山东海阳人, 高级工程师, 硕士, 主要从事稠油提高采收率方面的研究工作。E-mail: chenghaiqing@petrochina.com.cn



杨嗣民, 1997 年生, 男, 汉族, 四川广元人, 硕士, 主要从事稠油热采方面的研究工作。E-mail: yuyang971205@163.com



赵庆辉, 1973 年生, 男, 汉族, 甘肃兰州人, 教授级高级工程师, 博士, 主要从事稠油提高采收率实验方面的研究工作。E-mail: zhaoqh6@petrochina.com.cn



张勇, 1969 年生, 男, 汉族, 辽宁庄河人, 高级工程师, 主要从事稠油提高采收率实验方面的研究工作。E-mail: zhangyong1@petrochina.com.cn



苏磊, 1983 年生, 男, 汉族, 辽宁鞍山人, 高级工程师, 硕士, 主要从事稠油开发方面研究。E-mail: sulei311\_lh@petrochina.com.cn

编辑: 牛静静

编辑部网址: <http://zk.swpuxb.com>