特超稠油SAGD高效开发技术研究综述

李苒¹, 陈掌星^{1*}, 吴克柳², 东晓虎²

1. Department of Chemical and Petroleum Engineering, University of Calgary, Calgary T2N 1N4, Canada;

2. 中国石油大学(北京)油气资源与探测国家重点实验室, 北京 102249

* E-mail: zhachen@ucalgary.ca

收稿日期: 2019-10-28; 接受日期: 2020-03-19; 网络版发表日期: 2020-05-13

北京市自然科学基金(编号: 2204093)和中国石油大学(北京)科研基金(编号: 2462018YJRC033)资助项目

摘要 作为重要的能源接替资源, 特超稠油已经在国内外进入了工业化开采阶段. 在特超稠油的众多开采方式中, 蒸汽辅助重力泄油技术(SAGD)是最重要的方法之一. 本文系统地从以下几方面进行了SAGD高效开发技术的研究综述: (1) SAGD开发方式的机理、影响因素和适用条件; (2) SAGD的现场应用与物理实验; (3) SAGD的解析与油藏数值模拟模型; (4) 多介质辅助SAGD技术的研发现状和应用前景. 本文综述了SAGD技术的现状、挑战以及相应问题的解决方案, 为特超稠油高效开发提供了借鉴和参考.

关键词 特超稠油, SAGD, 高效开发

1 引言

稠油亦称为高黏度原油, 具有高凝固点、高黏度与弱流动性等特点. 作为世界能源的重要接替资源, 稠油已经受到了世界各国的广泛重视. 全球已经探明的稠油资源总量达到了 3×10^{11} t, 占全球原油储量的70%^[1]. 中国稠油分类标准将黏度大于50000 mPa s且相对密度大于0.98的原油归为特稠油, 而将黏度为10000~50000 mPa s且相对密度大于0.95的原油归为超稠油^[2]. 相比普通稠油(黏度100~10000 mPa s且相对密度大于0.92^[2]), 特超稠油的胶质和沥青含量更高, 黏度更大, 流动性更差, 对温度的变化也更敏感. 相比部分可以进行水驱的普通稠油, 特超稠油的开采方式一般

为热采. 热采通过提高地层温度, 可以有效降低稠油黏度、增加地层弹性能量和提高稠油的流动能力. 蒸汽辅助重力泄油技术(SAGD)是众多热采方式(包括蒸汽驱、蒸汽吞吐、SAGD、火烧等)中最高效的方法之一.

2 SAGD的机理、影响因素和适用条件

SAGD方法于1981年由Butler^[3]提出, 随之便广泛应用于世界特超稠油的开发, 在加拿大和中国等多个国家取得了较高采收率和较好的经济效益. 它一方面依靠热力降低稠油黏度, 另一方面依靠重力辅助泄油. 一般来说, SAGD采用双水平井的布井方式, 即在接近

引用格式: 李苒, 陈掌星, 吴克柳, 等. 特超稠油SAGD高效开发技术研究综述. 中国科学: 技术科学, 2020, 50: 729–741

Li R, Chen Z X, Wu K L, et al. Review on the effective recovery of SAGD production for extra and super heavy oil reservoirs (in Chinese). Sci Sin Tech, 2020, 50: 729–741, doi: 10.1360/SST-2019-0379

油藏底部的位置钻两口水平井(图1), 两井间距一般在4~6 m。蒸汽首先通过位于上方的注入井注入油藏, 随后由于液相与气相之间的密度差, 蒸汽开始向油藏上部运移并形成不断扩展的蒸汽腔。此过程中, 蒸汽与油藏中的原油在蒸汽腔边缘进行热交换, 蒸汽释放热量形成冷凝水, 原油吸收热量从而黏度大幅度降低。冷凝水和降黏原油依靠重力的作用沿着蒸汽腔的边缘进入采油井中, 而降低了黏度的原油在液池中不断地被开采又进一步促使蒸汽腔向外扩展^[3]。

SAGD的生产过程主要分为4个阶段, 分别是注蒸汽循环预热阶段、蒸汽腔上升阶段、蒸汽腔横向扩展阶段以及蒸汽腔下降阶段。正式开井生产之前, 通常需要分别向注入井和采油井注入蒸汽进行循环预热, 从而增加两口水平井之间的原油流动性以建立起热连通通道。为了使水平井段均匀预热, 通常将蒸汽在水平井段趾端注入而在水平井段跟部流出, 整个蒸汽循环预热过程主要依靠热传导进行热交换。经过若干个月预热之后, 蒸汽循环预热转入正式生产阶段。正式生产阶段可以被划分为两个时期^[4], 在正式生产阶段的初期, 蒸汽腔逐渐扩大但是未触及到油藏顶部, 这个阶段的热损失较小, 大部分注入蒸汽所携带的热量均用来与地层原油进行热交换, 一般是SAGD生产过程中产油速度上升的阶段。随着蒸汽腔的不断扩展, 蒸汽腔开始接触上覆地层并且沿着上覆地层进行横向延伸, 此时大量的热量被上覆地层的岩石吸收, 热损失增大、生产汽油比上升、产油速度较为平稳^[5]。当蒸汽腔在水平方向上延伸到一定程度之后, 蒸汽腔底部开始向下扩展, 此时SAGD生产进入产油速度递减阶段。

图1 特超稠油SAGD开发方式示意图

Figure 1 Schematic view of SAGD development for extra and super heavy oil reservoirs.

SAGD的传热过程比较复杂, 包括热传导和热对流两种, 热传导主要由岩石本身属性(如热容)决定, 热对流主要由流体的流量决定, 在蒸汽腔边缘热传导与热对流同时存在。早期Butler^[3]认为SAGD的生产过程中蒸汽与油藏原油的传热方式主要是热传导, 然而Farouq-Ali^[6]认为由于蒸汽腔边缘有大量的冷凝水流动, 热对流也是SAGD重要的传热方式之一。Edmunds^[7]认为热对流在SAGD的总体传热过程中只占不到5%, Ito^[8]则通过计算认为热对流的占比高达50%。Sharma和Gates^[9]采用解析模型研究蒸汽腔边缘的传热过程, 他们认为当温度在225℃以上时热对流占主导地位, 而当温度在225℃以下时热传导占主导地位, 尤其当温度低至125℃以下时热对流对于传热几乎不起作用。

SAGD的生产过程会受到很多因素的影响。根据Butler^[3]的SAGD经典解析模型, 一方面, 油藏性质(如油藏储量、稠油流量、油藏初始压力等)是主要影响因素之一。(1) 油藏储量的影响: 影响油藏储量的因素主要有孔隙度、油层厚度和油藏初始含水饱和度等。孔隙度主要影响储量、采油速度和不同生产阶段的时间跨度。Nguyen等人^[10]采用了最优化和敏感性分析的方法发现孔隙度是最重要的影响因素。Kiasari等人^[11]通过建立CMG均质模型的方法对SAGD的诸多影响因素进行对比, 发现当孔隙度较高的时候, 生产汽油比将大幅度下降。油层厚度则同时影响着储量和蒸汽腔形状, 较大的油层厚度有利于获得较高的产油速度、较平缓的产量递减趋势和更大的蒸汽腔高度。Dong等人^[12]采用渤海油田相关数据对影响SAGD的诸多因素进行了敏感性分析并提出了预测SAGD采收率和生产汽油比的经验公式, 认为油层厚度、渗透率和压力对于SAGD生产状况有很大的影响。高阳^[13]采用二维物理模型对L油田D块厚层油藏和薄层油藏的SAGD生产进行研究, 发现相比于厚层油藏, 薄层油藏蒸汽腔主要进行横向发育且快速触顶, 其生产汽油比较高、采出程度较低, 因此认为油层厚度对于SAGD生产十分重要。含水饱和度则既影响储量又影响水的初始流量。在束缚水饱和度一定的情况下, 含水饱和度越大, 储量越低, 水的初始流量越大, 蒸汽注入能力越强, 同时对流传热在热交换中占比越高。Munoz^[14]针对加拿大阿尔伯塔油藏建立了二维SAGD数值模拟模型, 并在此基础上研究了底水的存在对于SAGD生产的影响, 研

究表明底水的存在会导致蒸汽热量的损失, 尤其是在水层厚度与油层厚度比值大于0.4时会对SAGD产生严重的影响. Baker等人^[15]对加拿大Athabasca油藏的几对水平井采用数值模拟的方法进行了研究, 认为当含水饱和度比束缚水饱和度大很多时, 会极大程度地影响SAGD的生产过程, 一般来说含水饱和度在0.2~0.25之间的油藏比较适合SAGD的生产, 同时当油藏底部含水饱和度过大时会有大量的热损失, 水层的存在会影响蒸汽腔的生长高度. (2) 稠油流度的影响: 稠油流度指的是稠油有效渗透率与黏度的比值. 渗透率直接决定了流体流度, 影响产能和注入能力. 此外, 渗透率的纵横比直接决定了蒸汽腔的形状, 纵横比越大, 蒸汽腔纵向生长越快. Speight^[16]认为SAGD所适用的油藏应当具有连续的垂向渗透率. 为了研究渗透率对于SAGD生产的影响, Heidari等人^[17]提出了非稳态半解析模型以获得不同渗透率时的产油速率曲线, 证实了增大渗透率可以提高SAGD产油速度. 由于随着地层压力的变化, 孔隙度和渗透率的变化对于SAGD的生产状况有较大的影响, Malinetskaya等人^[18]引入了地质力学模型. 此外, 原油黏度直接决定稠油流度, 较低的初始原油黏度有利于SAGD产能增加. Butler^[19]指出原油黏度越低, 需要的蒸汽能量越少, 越利于原油驱替. 对原油有效降黏是SAGD增产方式之一, 如可以通过注入溶剂辅助热力降黏. 低渗夹层的存在也会影响稠油流度, 从而影响SAGD生产. 为了研究低渗夹层对于SAGD蒸汽腔的生长状况以及剩余油分布的影响, Huang等人^[20]使用Long Lake的稠油油样进行了实验, 发现离注采井对最近的低渗夹层长度越长、离井距离越小, 对于蒸汽腔的发育影响越大. Shin和Choe^[21]根据数值模拟结果发现, 当注入井和采油井之间的低渗夹层达到10 m时则会严重影响SAGD的生产, 但如果低渗夹层位于注入井上方, 即使长达5~25 m也几乎不会影响SAGD生产. 孔令晓等人^[22]对加拿大麦凯河区块的泥质薄夹层进行了数值模拟分析, 认为当注采井间夹层超过7条、长度超过20 m时蒸汽腔几乎无法发育. 总的来说低渗夹层的位置、长度和出现频率决定了它对于SAGD的影响程度, 位于注采井之间的低渗夹层会严重阻碍井间热连通通道的建立, 布置井位时应当注意油藏中下部的夹层分布, 而位于注入井上方的低渗夹层如果距离较远则对蒸汽腔的初期生长影响较小. 若低渗夹层长度较长、与井距离过近可以采取打

分支井等方法建立蒸汽流动通道. (3) 油藏初始压力的影响: 油藏压力决定了稠油区块的初始天然能量, 对注入参数和井位布置等有显著影响. 不同的油藏压力会导致不同的SAGD采收率和蒸汽利用效率. 张兆祥^[23]基于LD5-2N的实际区块, 提出油藏压力是影响底水稠油油藏SAGD的重要因素, 维压气体体积随着油藏压力的增加而逐步提高. 另一方面, 生产条件(如井网参数、注采参数等)也对生产状况有很大的影响. (1) 井网参数的影响: 注采井之间的垂向井距既影响预热效率又影响subcool. 相邻SAGD井对之间井距的大小一方面决定了单井的控制储量, 另一方面决定了相邻蒸汽腔接触的时间. Siavashi等人^[24]采用多种优化方法研究了不同注采井间距(9, 14, 20, 27 m)对于采油量的影响, 计算结果显示注采井距越大最终产油量越高. Sasaki等人^[25]通过二维实验模型发现当注采井距离越大时, 蒸汽腔上升速度和采油速度越大. Gilmanov等人^[26]采用物质平衡的方法计算最佳井对间距, 研究显示最佳井对间距为100 m. (2) 注采参数的影响: 蒸汽注入量直接决定了向地层提供能量的大小, 但是这并不意味着注蒸汽越多越好, 过多的蒸汽注入可能会导致采油井汽窜. Nguyen等人^[10]发现提高注蒸汽速率可以导致采油速度和生产汽油比的上升.

3 SAGD的现场应用与物理实验

迄今为止, SAGD的现场应用已经进行了三十余年. 随着大量现场项目取得成功, 人们对于SAGD的现场认识更加成熟. SAGD最初于1996年在加拿大阿尔伯塔省Foster Creek进行先导现场试验, 并在2001年进行首次大规模现场应用. Foster Creek位于Athabasca地区, 含油饱和度大概在0.8~0.85之间, 孔隙度约为0.32~0.34, 渗透率大于8000 mD, 油层厚度在30 m以上, 其原油相对密度为0.92, 初始地层压力为2700 kPa. Foster Creek的SAGD生产一直持续至今, 截至目前产油量约为100000~180000桶/天, 生产汽油比约在2.5~3之间. 在SAGD先导试验和首次大规模现场应用之后, 许多能源公司也开始陆续大规模地采用SAGD技术进行稠油开采. 康菲能源公司于2007年起在加拿大Athabasca地区Surmont进行SAGD生产, 此地区原油相对密度为0.94、含硫量为3.1%, 目前产油量为50000~148000桶/天, 生产汽油比在3~3.3之间. Husky能源公

司在2015年开始的Sunrise油砂SAGD项目也位于加拿大Athabasca地区, 产油速度大概为30000~60000桶/天 (<https://www.oilsandsmagazine.com/projects/>).

中国SAGD的应用广见于辽河油田、风城油田与渤海LD油田等, 并且取得了非常好的开发效果. 辽河油田于2002~2006年进行SAGD的先导试验, 并从2007年至今进行大规模的工业化应用^[27]. 以辽河油田杜84块为例, 特超稠油黏度在50℃下已经超过 10^5 mPa s, 常规的蒸汽驱方法已经无法再确保采收率^[28]. SAGD的引入成为了此类特超稠油增产的利器. 截至2017年SAGD累计产油106万吨, 为辽河油田实现千万吨稳产提供了强有力的支持¹⁾. 截至2019年5月, 辽河油田已经拥有16口SAGD的百吨生产井²⁾. 风城油田的特超稠油黏度在50℃下为 2×10^4 mPa s到几十万毫帕秒^[29], 使用SAGD技术产出可观. 该油田于2008~2012年在重32、重37两个井区开辟SAGD先导试验区³⁾, 并从2013年起开始大规模工业化使用SAGD技术至今. 风城油田经过上百组SAGD井的成功生产, 已经形成了比较成熟的技术体系. 截至2018年, 风城油田超稠油实现了百万吨稳产⁴⁾. 渤海LD油田的特超稠油黏度在50℃下超过 10^5 mPa s, 是国内黏度最高的海上稠油油田. 相对于常规的SAGD方法, 该油田提出了先吞吐多轮泄压, 再转SAGD的开发方式^[30].

物理模拟便于直观地了解在不同情况下SAGD生产过程中蒸汽腔的生长状况, 从而分析SAGD生产过程中存在的问题(如低渗夹层、含水、气顶等)以及提出相应的解决方法. 实验还可以提供大量的生产数据用以验证相关解析模型以及数值模拟模型. 针对实际现场生产存在的挑战, 许多学者采用实验的方法对SAGD生产进行研究. Chung和Butler^[31]对两种SAGD井位布置方式(双水平井以及垂直井/水平井组合)进行了研究观察, 实验结果表明采用双水平井时产出液中油包水乳状液的含量在生产前期可达70%, 而采用垂直井/水平井时产出液中油包水乳状液的含量只有

10%~30%, 而后者的采收率更高. Sasaki等人^[25]设计了二维均质模型以观察SAGD过程中蒸汽腔的扩展情况以及生产状况. Oskoue等人^[32]采用二维均质模型实验研究了初始含水饱和度对于SAGD生产的影响, 实验结果表明当初始含水饱和度由14.7%增大到31.8%时, 原油采收率下降6.6%, 虽然较高的初始含水饱和度有利于提高注入井的压力稳定性, 但是热损失也随之上升. Bagci^[33]则采用三维实验的方法研究了SAGD在裂缝油藏中的应用, 采用Bati Kozluca油田和Raman油田的原油进行实验, 最终实验表明垂向裂缝有助于注采井间热流通的迅速建立, 同时也利于早期产油速度的迅速升高, 但是相应地会有较大的生产汽油比. Mohammadzadeh和Chatzis^[34]利用毛管模型进行了SAGD采收率的实验研究. 研究显示特超稠油的流动是由毛管力和重力共同作用形成的, 注入蒸汽和原始油藏的温度差决定了流动能力的强弱.

虽然SAGD的现场应用和物理实验在近几十年来取得了相当的进展. 但是仍有很多可以改进之处. 从现场应用来看, 需要改进的地方如下: (1) subcool的测量仍需改进, 目前的subcool测量仍然基于单点或者多点测试, 缺乏对沿水平井段的精确测量; (2) 针对复杂地质条件(如泥岩夹层、水夹层等)的现场应对措施, 以防止复杂地质条件对蒸汽腔的伤害; (3) 化学剂辅助开采中的化学剂的选择与降黏、保护蒸汽腔等性能的改进等. 物理实验方面, 虽然遵循流动相似原则, 但是忽略了井筒、完井措施、实际井史、油藏边界等因素. 这些因素的忽略可能会导致实验结果与现场实践产生较大区别. 因此可以改进的地方如下: (1) 建立一套可以有效模拟井筒流动的室内SAGD实验, 从而更准确地评估井筒在SAGD生产中的作用; (2) 更好地分析现场实践的井史, 从而简化和提炼成室内实验的控制条件; (3) 针对实际油藏边界, 在室内实验中建立水层等特殊区域以更好地体现现场实践中边界条件的作用.

1) SAGD achieves one million tons oil production in Liaohe Oilfield. China Petroleum, 2018 [辽河油田SAGD首破百万吨大关. 中国石油网, 2018]

2) SAGD developments in Du 84 Block of Liaohe Oilfield. China Petroleum News, 2019 [辽河油田杜84块SAGD开发区块. 中国石油新闻中心, 2019]

3) More than 100 SAGD well pairs achieve 1600 tons oil production per day in Fengcheng Field. Xinjiang Petroleum, 2014 [风城SAGD生产井组超百对日产油1600吨. 新疆石油报, 2014]

4) Ultra-heavy oil SAGD technology in Xinjiang Oilfield: Starts a new chapter for ultra-heavy oil resource efficient development. Xinjiang Petroleum, 2019 [新疆油田超稠油SAGD工程技术: 谱写超稠油高效开发新篇章. 新疆石油报, 2019]

4 SAGD的解析与油藏数值模拟模型

解析模型主要建立在质量守恒和能量守恒的基础上, 它可以有效地计算出压力和温度分布, 得到产油量、蒸汽注入量、含水率等生产指标. 基于油藏均质、蒸汽腔对称生长、蒸汽腔压力恒定且蒸汽腔边缘流体只含油相的假设, Butler^[3]推导出采油速度随着孔隙度、含油饱和度、渗透率以及油层厚度的增大而增大的结论. Butler^[35]在蒸汽腔匀速扩展并且只有热传导作为传热方式的假设条件下, 又进一步提出了预测蒸汽腔边缘指进的解析模型. Sharma和Gates^[9]考虑了蒸汽腔边缘的多相流动并且假设含油饱和度与温度呈线性关系, 他们最终计算出来的采油速度比Butler早期单相解析模型计算的结果更高. Gotawala和Gates^[4]修正了Butler的蒸汽腔边缘指进解析模型, 认为指进速度与气体的流度以及油气两相密度差有关. Murtaza等人^[36]基于Butler^[35]以及Gotawala和Gates^[4]的模型引入了油水两相的耦合, 计算所得的蒸汽指进速度以及产油量都有所上升. Azad和Chalaturnyk^[37]则在Butler解析公式^[35]的基础上进一步考虑了地质力学的影响, 他们的研究表明耦合地质力学的SAGD解析方程可以更有效地解释SAGD的生产机理. Keshavarz等人^[38]在Butler解析公式^[35]基础上考虑了蒸汽腔在纵向上的生长, 并进一步提出了相应的SAGD非稳态公式, 结果显示SAGD的纵向生长形态对SAGD的产量等影响非常大. Zargar和Ali^[39]进一步将蒸汽腔在不同时期(纵向上升、横向生长和稳定)的形态加入SAGD的解析公式中, 并且分析了蒸汽腔的高度和驱替效率等对SAGD生产的影响.

相比于物理模拟, 解析公式的优点是计算速度快, 经过验证的解析公式可以快速地计算出不同情况下的产油速度、采收率以及生产汽油比, 但是相应的缺点是无法严格地模拟多种物理场, 需要做一定的假设来简化计算过程. 可以改进的方面如下: (1) 进一步考虑蒸汽腔的生长形态, 考虑不同蒸汽腔形态下的产量曲线; (2) 将非凝析气和溶剂等纳入解析模型, 并考虑其对生产指标的影响; (3) 考虑多井之间的相互影响与扰动等.

SAGD的研究过程中也经常借助油藏数值模拟来对实验数据以及现场数据进行历史拟合、预测以及敏感性分析. 油藏数值模拟可以有效模拟蒸汽腔的形状和油田范围内的压力分布. 基于拟合好的生产历史和物理场, 油藏数值模拟可以用于进行蒸汽分配、生产

措施优化、井下措施评价等. Chow和Butler^[40]采用了 $10 \times 1 \times 8$ 的网格系统研究蒸汽腔的垂向上升和横向扩展. 为了研究SAGD生产中油水气三相的流动状况以及传热机理, Ito和Suzuki^[41]采用数值模拟的方法对Hangingstone油藏进行了研究. 他们采用 $33 \times 3 \times 17$ ($50 \text{ m} \times 500 \text{ m} \times 30 \text{ m}$)的网格系统建立三维数值模拟模型, 数值模拟的结果显示加热原油主要是被冷凝水驱替进入采油井, 而且蒸汽冷凝水的对流传热是主要传热方式. Law等人^[42]采用数值模拟模型研究了顶水的存在对于SAGD实际生产的影响, 根据Athabasca油藏特征建立了埋深140 m、油层厚度50 m的油藏模型, 油藏上方有8 m厚的顶水层. 干度为0.95的蒸汽在不同的注入压力下(1650, 2150, 2600 kPa)注入地层, 最终模拟结果显示顶水层的存在对SAGD生产有极大的危害, 这种危害随着蒸汽腔与顶水层压力差的增大而增强. Ipek等人^[43]使用数值模拟软件中的地质统计模型研究了不同泥质含量(10%, 15%, 20%, 25%)对于SAGD的影响, 研究发现当泥质含量从10%提高到15%, 20%, 25%时, 由于热损失的增加导致产油量分别下降18.8%, 30%和74%. 多物理场的油藏数值模拟也已经广泛应用于国内外SAGD油田实际生产的分析中. Bao等人^[44]对加拿大Surmont油田进行了油藏数值模拟分析, 完成了对该区块的生产历史拟合合并进行了生产控制方式的优化分析. Xu等人^[45]利用油藏数值模拟对中国海洋石油集团有限公司的Long Lake先导区块进行了SAGD的历史拟合和生产方式优化, 通过整套的油藏数值模拟工作, 分析了高含水层对SAGD生产的影响并提出了相应的应对解决方案.

油藏数值模拟在SAGD中的引入使SAGD的预测和优化更为精确, 但是基于目前SAGD油藏数值模拟的进展, 仍有以下可以改进的方面: (1) 耦合井筒模型与复杂井下设备(如电潜泵等), 从而更好地评价钻井和人工举升对产量指标的影响; (2) 进一步考虑牵涉溶剂和化学剂的复杂相态平衡和化学反应, 进而可以更好地体现其在SAGD生产中的影响; (3) 发展地质、油藏、采油与地面设施(如输油管道、油水分离器等)的一体化模拟, 以更好地进行经济评价.

5 多介质辅助SAGD技术的研发现状和应用前景

近些年来为了提高SAGD采收率, 多介质辅助

SAGD技术不断被提出。

溶剂-SAGD复合驱简称ES-SAGD, 它将少量烃类溶剂与蒸汽共同注入油藏, 在蒸汽进行热力降黏的基础上, 利用轻烃稀释原油使原油进一步降黏, 从而降低蒸汽使用量和生产汽油比。一般来说选取的轻烃溶剂为戊烷或者己烷。ES-SAGD的研究重点在于溶剂、地层原油与蒸汽体系的相态行为变化, 溶剂在蒸汽腔周围的分布, 溶剂影响SAGD生产的机理以及溶剂种类和注入量的优化。Gates^[46]选取了己烷作为ES-SAGD的注入溶剂, 采用数值模拟的方法证实了加入溶剂有助于对蒸汽腔边缘的原油进行降黏, 数值模拟的结果还显示80%注入的溶剂可以被回收。Deng等人^[47]描述了ES-SAGD的二维高压高温实验并对实验进行了数值模拟研究。此实验模型选取的溶剂为丁烷到十一烷的混合物, 注入蒸汽/溶剂体积比为10, 实验记录了ES-SAGD过程中的产气量、产油量和产水量, 随后他们使用了数模模型对实验进行历史拟合。研究发现轻烃更倾向于在蒸汽腔边缘(含油饱和度较高的区域)进行辅助降黏, 而重烃大多聚集在注入井附近。此外, 溶剂在油中的溶解度对于产油和温度场的分布有很大的影响。徐振华等人^[48]使用填砂管研究了ES-SAGD的启动阶段, 他们的实验表明溶剂的加入可以提高注采井间的连通程度, 从而缩短启动时间。王连刚^[49]借助二维SAGD实验装置研究了国内某超稠油油藏的ES-SAGD机理。实验表明溶剂借助其在气相的劈分实现了对蒸汽腔形状的控制, 从而减少了开采过程中的热损失。Orr^[50]总结了ES-SAGD的现场使用情况。其中Nexen公司的Long Lake ES-SAGD先导试验于2006年开始, 此试验选取庚烷到十二烷的混合物作为溶剂。EnCana于2002年进行的Senlac现场试验采用了丁烷作溶剂, 现场试验显示生产两个月之后产油量提高了50%, 且70%的注入溶剂得以被回收。王正东^[51]描述了辽河油田杜84块进行的ES-SAGD现场试验, 试验选取己烷作为溶剂进行段塞式注入, 最终兴平76井增产效果较好, 而兴平77井由于溶剂注入量不足等原因效果不明显。Keshavarz等人^[52]采用二维均质数模模型研究了ES-SAGD过程中的驱油机理以及蒸汽腔边缘溶剂的分布情况, 结果显示注入的溶剂聚集在蒸汽腔边缘的内侧气相和外侧油相中, 后者有利于降低ES-SAGD蒸汽腔中剩余油含量。此外, 数模结果还显示在生产前期和中期, ES-SAGD的产油速度比SAGD高

50%。Rabiei-Faradonbeh等人^[53]进一步考虑了ES-SAGD生产的半解析模型, 该模型可以有效分析溶剂在特超稠油的溶解能力和溶剂对稠油降黏的影响。ES-SAGD的实验和现场结果证实了溶剂辅助降黏、提高SAGD采收率的可行性。选择能有效辅助降黏的溶剂以及注入溶剂的有效回收对ES-SAGD生产十分重要。

注气辅助SAGD技术一般将氮气、二氧化碳等气体与蒸汽共同注入油藏。注气辅助SAGD生产技术主要的目的是依靠注入气体在油藏顶部的聚集使蒸汽腔在横向充分扩展, 对于有气顶存在的油藏进行注气还可以降低气顶对于SAGD生产带来的负面影响。辅助气体的加入可以有效降低经济成本、对蒸汽腔进行保温。其中辅助气体的注入比例和其在蒸汽腔边缘的分布十分重要。针对存在低渗夹层的非均质油藏, Wang等人^[54]研究了注燃气辅助SAGD技术。他们测量了不同注气比例下的蒸汽冷凝传热系数, 并且采用二维可视化实验装置观察了在辅助注气的情况下蒸汽是否能突破低渗夹层。实验选取辽河油田稠油油样以及氮气、二氧化碳混合物作为燃气, 结果显示燃气可以突破低渗夹层, 并且它对于冷凝传热的阻碍作用能促使蒸汽突破低渗夹层。针对辽河油田杜84区块试验区的SAGD垂直/水平井对, Gao等人^[55]采用实验研究了后期注空气辅助生产的可行性, 他们对比了注空气低温氧化和高温氧化反应对于驱油效率的影响。结果显示注空气低温氧化会导致原油焦化、沥青质含量上升、渗透率下降以及驱油效率下降, 而高温氧化则更利于稠油开采。同样地, Aminfar等人^[56]设计了在Athabasca油砂SAGD开采后期注空气的三维实验, 他们发现高温燃烧前缘对剩余油进行了有效的驱替。Li等人^[57]利用二维可视化非均质模型对比了传统SAGD技术和注氮气辅助SAGD技术, 实验表明氮气的注入有利于蒸汽突破较长的低渗夹层以及避开较短的低渗夹层, 从而增大蒸汽波及面积。根据新疆Z18区块超稠油油样的实验和数值模拟的结果, Yuan等人^[58]发现被注入的氮气在蒸汽腔顶部的聚集可以有效促进蒸汽腔横向扩展、增大蒸汽波及面积、减少剩余油含量。刘万勇^[59]讨论了杜84块兴VI组SAGD先导试验区在开发后期存在的问题(如蒸汽用量较多、热损较高), 在此基础上提出了氮气与蒸汽共注的方式(SAGP)降低蒸汽注入量、改善生产汽油比, 实施后发现氮气在油藏顶部发

生聚集,从而有效地控制了热损失.赵梓平^[60]认为注入烟道气可以通过降低表面张力和降黏来辅助X油田F区块SAGD生产.

注化学剂辅助SAGD技术则是依靠在SAGD生产过程中注入热稳定性较高的化学剂(如表面活性剂)以提高采收率. Baek等人^[61]使用有机碱、氯化钠和Athabasca稠油油样混合合成水包油乳状液并测量其黏度,结果显示乳状液黏度相比稠油油样的黏度下降了约2倍(323 K的温度下),他们认为有机碱的注入可以通过生成低黏度乳状液来提高SAGD采收量. Jonasson等人^[62]测量了几种磺酸盐表面活性剂和吡咯烷酮表面活性剂在高温条件下的性质,最终发现N-辛基吡咯烷酮与烷基二苯醚磺酸盐混合物可以在高温下有效提高采收率,其中N-辛基吡咯烷酮可以与稠油互溶、溶解沥青质. Srivastava等人^[63]采用高温实验(200℃)证实了加入1000 ppm(1 ppm=1×10⁻⁶ g/g)的化学剂将SAGD的采收率提高了13.5%. Huang等人^[64]采用可视化实验装置测试了多种化学剂(如LST-18, Tween 80, Span 80, Novelfroth 190等)的热稳定性、降黏性能、润湿反转性能等,结果显示在生产中后期注入Novelfroth 190可以建立快速的驱油通道,而注入LST-18可以通过生成乳状液来提高采收率. 注化学剂辅助SAGD技术的关键问题在于高温条件下化学剂的稳定性,能否找到耐高温且有效降低界面张力的化学剂决定了这类技术的成功与否.

泡沫辅助SAGD生产是近年来一种新颖的SAGD-化学复合驱方式. 改善SAGD生产状况主要有两种方法:一方面通过促进蒸汽腔的均匀、充足扩展以提高SAGD的采油量;另一方面可以减少蒸汽腔与上覆地层的热交换从而降低热损失、提高热利用率. 然而油藏的非均质性(如低渗夹层的存在)会使蒸汽腔在高渗层更多地扩展,导致蒸汽腔发展不均匀、低渗层原油无法被蒸汽波及、采油量下降. 此外,如果蒸汽在垂向上过快运移而迅速接触上覆地层,则会导致大量热损失、生产汽油比升高. 因此,为了提高蒸汽波及面积、减少蒸汽热损, SAGD-化学泡沫复合驱的想法被提出. SAGD-化学泡沫复合驱一方面借助泡沫的结构对蒸汽进行流度控制,从而降低蒸汽上移速度以减缓蒸汽腔与上覆地层的接触,同时使蒸汽腔在向上发育的过程中充分进行横向扩展,另一方面利用泡沫堵水不堵油的特征封堵高渗层、促使蒸汽进入低渗层. 此

外,化学剂的注入(如为了维持泡沫液膜稳定性注入的表面活性剂)可以有助于残余油饱和度的降低^[65],为了维持蒸汽泡沫稳定性而注入的氮气也可以作为蒸汽腔与上覆地层的隔热区存在. 此前化学泡沫驱在热采中一般与蒸汽驱复合使用. Wu等人^[66]采用二维实验模型研究蒸汽-氮气泡沫复合驱过程中使用的起泡剂以及驱油机理,实验采用黏度为3170 mPa·s的原油和地层水,实验温度设置为300℃、实验压力设计为3 MPa. 实验过程中发现由于泡沫的贾敏效应以及水包油乳状液的生成,原油采收率上升31.9%. Cuenca等人^[67]研究了200℃以及250℃时泡沫与原油共存时的稳定性,他们发现200℃时使用含有长碳链的磺酸盐以及助泡剂生成的泡沫半衰期可以达到81 min,泡沫的剪切稀释性还利于泡沫在近井地带的注入. Shell公司曾经在Kern River油田进行蒸汽泡沫驱的现场试验,在传统蒸汽驱后注入4%氯化钠、0.5%表面活性剂、0.06%氮气和干度为50%的蒸汽,最终Bishop先导试验区的产油提高了5.5%^[68]. 加拿大Athabasca地区在1988年也曾经进行蒸汽泡沫驱现场试验,试验中表面活性剂的注入速度为500~1400 L/d,最终产油上升30%^[69]. Friedmann等人^[70]在对泡沫生成、破裂、捕集的原理分析后提出了解析模型,同时他们采用了一维实验和数值模拟研究了高温环境下泡沫的运移. Bagheri^[71]进行的蒸汽泡沫实验测量了蒸汽流度下降因子,并且调查了蒸汽干度、表面活性剂浓度以及气相流速对于泡沫强度的影响. 此外,任宝铭^[72]分析了泡沫对SAGD井间窜流的影响,研究表明泡沫主要占据大孔道并且泡沫的生成依靠喉道的剪切作用,这些气泡会进一步封堵油藏流体在双水平井之间的窜流. Li^[73]采用二维均质数值模拟模型对于SAGD-化学泡沫复合驱进行了研究. 该模型网格尺寸为1 m×50 m×1 m,网格数101×1×40,孔隙度为0.307,水平渗透率为6292 mD,垂向渗透率为4892 mD,蒸汽注入压力为2000 kPa,选择在SAGD生产中后期注入化学剂、氮气生成泡沫. 此模型考虑了泡沫的生成、泡沫的破裂、泡沫对于气相流度的影响以及油相存在对于泡沫稳定性的影响. 首先,在气相中定义一个新的组分(液膜),用液膜的含量来反映生成泡沫的强度,随后为了观察化学剂与泡沫在模型中的分布与流动状态,采用泡沫机理模型模拟液膜的生成. 同时,定义液膜破裂的化学反应式来模拟泡沫的破裂,根据实验中测得的高温泡沫在不同情况下的半

衰期计算出液膜破裂的化学反应速率, 此化学反应速率的数值可以体现出不同泡沫稳定性的差异, 从而反映出氮气注入以及油滴存在时对于泡沫破裂的影响。此外, 模型中还考虑了化学剂的注入对于界面张力的降低以及水包油乳状液的生成作用。油水界面张力的降低可以降低残余油饱和度, 水包油乳状液相比于油相黏度较低, 更易于被驱替。由于化学剂在高温下的稳定性对于其发挥起泡、乳化、降低界面张力等性能尤为重要, 模型中还引入了化学剂降解反应方程式, 采用实验测得的高温下化学剂的降解速率为反应速率。模拟结果显示由于水、氮气、表面活性剂的分布, 蒸汽腔边缘存在着强度较高的氮气泡沫而蒸汽腔内部有少量的强度较低的蒸汽泡沫, 聚集在蒸汽腔顶部的强泡沫有效地限制了蒸汽腔的垂向扩展速度, 减缓了蒸汽腔与上覆地层的接触, 降低了蒸汽在油藏顶部的热损失。同时由于泡沫对于蒸汽流度的控制作用, 所需的蒸汽注入压力有所提高, 较高的注入压力有利于剩余油的驱替。最终数模结果显示, 泡沫辅助SAGD有利于驱替剩余油(图2)、降低蒸汽用量, 但是其效果与化学剂的耐温性有很大的关系^[73]。由于SAGD-化学泡沫复合驱对于化学剂和泡沫的高温稳定性有较高的要求, 因此目前SAGD-化学泡沫复合驱的研究多集中在化学剂的复合使用以及其他添加剂如纳米材料对于泡沫耐温性的改善等方面。如Khajepour等人^[74]通过实验发现纳米硅材料与表面活性剂复合使用有利于提高高温泡沫的强度。

除了多介质辅助SAGD生产之外, 其他方式如改善井位布置也可以提高稠油采收率, 如打加密井或分支井来增大蒸汽的波及面积、降低低渗夹层等储层非

均质性的影响, 从而提高SAGD采收率。如何设计加密井井位以及分支井的角度得以达到最优的SAGD采收率是此项技术的关键。赵睿等人^[75]对鱼骨注气水平井在风城油田的应用做了数值模拟研究, 认为分支应当尽量通过低渗夹层且交错分布。Ozdemirtas等人^[76]描述了加拿大Surmont油砂项目如何钻多分支井以提高SAGD采收率, 分析了多分支井的钻井位置、角度以及使用多分支井所面临的生产问题。Liu等人^[77]则采用数值模拟论证了多分支注入井有利于提高SAGD产油速度和采收率, 他们还认为多分支井可以穿过低渗夹层从而使低渗夹层上方的稠油得以被蒸汽波及。针对超稠油SAGD老区块存在的蒸汽腔触顶、水平井段蒸汽腔不均匀扩展等问题, 风城油田提出了直井辅助双水平井SAGD技术^[78]。此外将SAGD与其他开采方式相结合也是一种增产方式。如针对泡沫型超重油藏, 杨朝蓬等人^[79]提出了先进行冷采至较低的地层压力之后转SAGD开采的想法, 目的是使泡沫型油中的溶解气析出以利于后期SAGD开采过程中蒸汽腔的横向扩展。王建俊等人^[80]建立数值模拟模型分析了辽河油田馆陶组油藏蒸汽吞吐转SAGD开发的可行性, 认为蒸汽吞吐进行6个周期后转直平组合SAGD的方案最优。

6 结论

SAGD是一种针对特超稠油油藏的高效开采方式, 并且在国内外得到了广泛应用。本文通过机理、现场与实验、计算与模拟和SAGD新技术等4个方面详细综述了SAGD的主要技术问题和研究趋势。主要结论如下。

图2 剩余油饱和度分布图^[73]. (a) 常规SAGD; (b) SAGD-化学泡沫复合驱

Figure 2 Residual oil distribution map ^[73]. (a) Conventional SAGD; (b) chemical additives and foam assisted SAGD.

(1) SAGD是一种复杂的传热与传质过程. 它主要通过形成蒸汽腔、促使流体在油水过渡带内流入采油井实现高效采油. 如何控制蒸汽腔的形状和减少能耗是这种方法的主要挑战.

(2) SAGD目前已经在国内外现场广泛应用, 并且在中国取得了巨大成功. 基于室内物理实验, 提高油气比和采收率等现场工程问题可以得到有效分析与解决.

(3) SAGD的解析模型和油藏数值模拟模型逐步

考虑了各种复杂传热、传质与地质力学问题. 现在的解析模型和油藏数值模拟模型已经可以针对性地提出现场问题的解决方案和进行有效的优化.

(4) 多介质(如溶剂、化学剂等)辅助传统SAGD方式可以更好地控制气体流量、降低稠油黏度、降低界面张力和提高采收率.

(5) 井位、井形的改进和与其他开采方式结合也可以有效提高传统SAGD开采效果.

致谢 感谢NSERC/AIEES/Energi Simulation and Alberta Innovates-Technology Futures Chairs.

参考文献

- Jiang X B, Song W J, Zhang L, et al. Research on thermal recovery of super heavy oil resource in Le'an oil region (in Chinese). *Liaoning Chem Ind*, 2011, 40: 750–752, 755 [姜晓波, 宋文皎, 张蕾, 等. 草西南超稠油区块热采技术研究. *辽宁化工*, 2011, 40: 750–752, 755]
- Li X J. Classification of worldwide heavy oil resources (in Chinese). *Inner Mongolia Petrochem Ind*, 2008, 34: 61–62 [李秀娟. 国内外稠油资源的分类评价方法. *内蒙古石油化工*, 2008, 34: 61–62]
- Butler R M. *Thermal Recovery of Oil and Bitumen*. Englewood Cliffs, NJ: Prentice Hall, 1991
- Gotawala D R, Gates I D. Steam fingering at the edge of a steam chamber in a heavy oil reservoir. *Can J Chem Eng*, 2008, 86: 1011–1022
- Mohammadzadeh O, Rezaei N, Chatzis I. Pore-level investigation of heavy oil and bitumen recovery using solvent-aided steam assisted gravity drainage (SA-SAGD) process. *Energy Fuels*, 2010, 24: 6327–6345
- Farouq-Ali S M F. Is there life after SAGD? *J Can Pet Tech*, 1997, 36: 20–23
- Edmunds N. On the difficult birth of SAGD. *J Can Pet Tech*, 1999, 38: PETSOC-99-01-DA
- Ito Y. On the difficult birth of SAGD-Discussion. *J Can Pet Tech*, 1999, 38: 22–24
- Sharma J, Gates I D. Multiphase flow at the edge of a steam chamber. *Can J Chem Eng*, 2010, 88: 312–321
- Nguyen H X, Wisup B, Tran X, et al. Effects of reservoir parameters and operational design on the prediction of SAGD performance in Athabasca Oilsands. In: *SPE Europec/EAGE Annual Conference*. Copenhagen, 2012
- Kiasari H H, Sola B S, Naderifar A. Investigation on the effect of the reservoir variables and operational parameters on SAGD performance. *Braz J Pet Gas*, 2010, 4: 059–069
- Dong X, Liu H, Chen Z, et al. An empirical correlation to predict the SAGD recovery performance. *J Comput Methods Sci Eng*, 2017, 17: 333–345
- Gao Y. Experimental simulation study of the effects of reservoir thickness on L Oilfield (in Chinese). *China Pet Chem Stand Qual*, 2016, 36: 48–49 [高阳. L油田油层厚度对SAGD影响物理模拟实验研究. *中国石油和化工标准与质量*, 2016, 36: 48–49]
- Munoz R. Simulation sensitivity study and design parameters optimization of SAGD process. In: *SPE Heavy Oil Conference-Canada*. Calgary, 2013
- Baker R O, Fong C, Li T, et al. Practical considerations of reservoir heterogeneities on SAGD projects. In: *International Thermal Operations and Heavy Oil Symposium*. Calgary, 2008
- Speight J G. *Enhanced Recovery Methods for Heavy Oil and Tar Sands*. Houston: Gulf Publishing Company, 2009
- Heidari M, Pooladi-Darvish M, Azaiez J, et al. Effect of drainage height and permeability on SAGD performance. *J Pet Sci Eng*, 2009, 68: 99–106
- Malinowskaya I, Preux C, Guy N, et al. Impact of geomechanical effects during SAGD process in a meander belt. *Oil Gas Sci Technol-Revue d'IFP Energies Nouvelles*, 2018, 73: 17
- Butler R. Some recent developments in SAGD. *J Can Pet Tech*, 2001, 40: 18–22

- 20 Huang S, Yang L, Xia Y, et al. An experimental and numerical study of a steam chamber and production characteristics of SAGD considering multiple barrier layers. *J Pet Sci Eng*, 2019, 180: 716–726
- 21 Shin H, Choe J. Shale barrier effects on the SAGD performance. In: SPE/EAGE reservoir characterization & simulation conference. Abu Dhabi, 2009. 170-00012
- 22 Kong L X, Qi M, Zhang S C, et al. Effects of different parameters in thin muddy interlayer on SAGD production in oil sands (in Chinese). *Geoscience*, 2018, 32: 537–546 [孔令晓, 齐梅, 张帅超, 等. 泥质薄夹层不同参数对油砂SAGD开发效果的影响. *现代地质*, 2018, 32: 537–546]
- 23 Zhang Z X. The mechanism and application of SAGD in heavy oil reservoir with bottom water (in Chinese). Dissertation for Doctoral Degree. Beijing: China University of Petroleum, 2017 [张兆祥. 底水稠油油藏SAGD机理及应用研究. 博士学位论文. 北京: 中国石油大学, 2017]
- 24 Siavashi M, Garusi H, Derakhshan S. Numerical simulation and optimization of steam-assisted gravity drainage with temperature, rate, and well distance control using an efficient hybrid optimization technique. *Numer Heat Transfer Part A-Appl*, 2017, 72: 721–744
- 25 Sasaki K, Akibayashi S, Yazawa N, et al. Numerical and experimental modelling of the steam-assisted gravity drainage (SAGD) process. In: Annual Technical Meeting. Calgary: Petroleum Society of Canada, 1999
- 26 Gilmanov A Y, Shevelev A P. Optimal distance between wells in SAGD based on material balance method. In: International Conference “Actual Issues of Mechanical Engineering” (AIME 2018). Paris: Atlantis Press, 2018
- 27 Lu X Y. SAGD initiates a new chapter for Liaohe Oilfield—Series report of significant petroleum developments in China (in Chinese). *China Petroleum*, 2007, 10: 42–49 [路相宜. SAGD开创辽河稠油新篇章——“中国石油重大开发试验”系列报道之一. *中国石油石化*, 2007, 10: 42–49]
- 28 Fu M L, Zhang D Y. Research on CO₂ dissolubility in Du 84 Block ultra-heavy oil in Liaohe Oilfield (in Chinese). *Drill Prod Technol*, 2006, 29: 104–107 [付美龙, 张鼎业. CO₂在辽河油田杜84块超稠油中的溶解性研究. *钻采工艺*, 2006, 29: 104–107]
- 29 Huo J, Sang L X, Fan Y X, et al. Test of steam assisted gravity drainage (SAGD) process for super heavy oil exploitation in Fengcheng Field by pair of horizontal wells (in Chinese). *Xinjiang Pet Geol*, 2012, 33: 570–573 [霍进, 桑林翔, 樊玉新, 等. 风城超稠油双水平井蒸汽辅助重力泄油开发试验. *新疆石油地质*, 2012, 33: 570–573]
- 30 Xu W K, Zhang F Y, Liu X H, et al. Research on massive heavy oil reservoirs development in Bohai LD Oilfield (in Chinese). *Pet Geol Eng*, 2015, 29: 105–107 [许万坤, 张凤义, 刘小鸿, 等. 渤海LD油田厚层块状特稠油油藏开发研究. *石油地质与工程*, 2015, 29: 105–107]
- 31 Chung K H, Butler R M. Geometrical effect of steam injection on the formation of emulsions in the steam-assisted gravity drainage process. *J Can Pet Tech*, 1988, 27: PETSOC-88-01-02
- 32 Oskouei S J P, Maini B B, Moore R G, et al. Effect of initial water saturation on the thermal efficiency of the steam-assisted gravity-drainage process. *J Can Pet Tech*, 2012, 51: 351–361
- 33 Bagci A S. Experimental and simulation studies of SAGD process in fractured reservoirs. In: SPE/DOE Symposium on Improved Oil Recovery. Tulsa: Society of Petroleum Engineers, 2006
- 34 Mohammadzadeh O, Chatzis I. Pore-level investigation of heavy oil recovery using steam assisted gravity drainage (SAGD). *Oil Gas Sci Technol-Rev IFP*, 2010, 65: 839–857
- 35 Butler R M. Rise of interfering steam chambers. *J Can Pet Tech*, 1987, 26: PETSOC-87-03-07
- 36 Murtaza M, He Z, Dehghanpour H. An approach to model three-phase flow coupling during steam chamber rise. *Can J Chem Eng*, 2014, 92: 1100–1112
- 37 Azad A, Chalaturnyk R J. A mathematical improvement to SAGD using geomechanical modelling. *J Can Pet Tech*, 2010, 49: 53–64
- 38 Keshavarz M, Harding T G, Chen Z J. Modification of Butler’s unsteady-state SAGD theory to include the vertical growth of steam chamber. In: SPE Canada Heavy Oil Technical Conference. Calgary: Society of Petroleum Engineers, 2016
- 39 Zargar Z, Ali S M F. Analytical modelling of steam chamber rise stage of steam-assisted gravity drainage (SAGD) process. *Fuel*, 2018, 233: 732–742
- 40 Chow L, Butler R M. Numerical simulation of the steam-assisted gravity drainage process (SAGD). *J Can Pet Tech*, 1996, 35: PETSOC-96-06-06
- 41 Ito Y, Suzuki S. Numerical simulation of the SAGD process in the Hangingstone oil sands reservoir. *J Can Pet Tech*, 1999, 38: PETSOC-99-09-02
- 42 Law D H S, Nasr T N, Good W K. Field-scale numerical simulation of SAGD process with top-water thief zone. *J Can Pet Tech*, 2003, 42: PETSOC-03-08-01

- 43 Ipek G, Frauenfeld T, Yuan J Y. Numerical study of shale issues in SAGD. In: Canadian International Petroleum Conference. Calgary: Petroleum Society of Canada, 2008
- 44 Bao X, Chen Z J, Wei Y, et al. Numerical simulation and optimization of SAGD process in Surmont oil sands lease. In: Abu Dhabi International Petroleum Exhibition and Conference. Abu Dhabi: Society of Petroleum Engineers, 2010
- 45 Xu J, Chen Z J, Yu Y, et al. Numerical thermal simulation and optimization of hybrid CSS/SAGD process in Long Lake with lean zones. In: SPE Heavy Oil Conference-Canada. Calgary: Society of Petroleum Engineers, 2014
- 46 Gates I D. Oil phase viscosity behaviour in expanding-solvent steam-assisted gravity drainage. *J Pet Sci Eng*, 2007, 59: 123–134
- 47 Deng X, Huang H, Zhao L, et al. Simulating the ES-SAGD process with solvent mixture in Athabasca reservoirs. *J Can Pet Tech*, 2010, 49: 38–46
- 48 Xu Z H, Liu P C, Zhang S F, et al. Physical experiment and numerical simulation study for start-up of ES-SAGD in heavy oil reservoir (in Chinese). *Pet Geol Recov Effic*, 2017, 24: 110–115 [徐振华, 刘鹏程, 张胜飞, 等. 稠油油藏溶剂辅助蒸汽重力泄油启动物理实验和数值模拟研究. *油气地质与采收率*, 2017, 24: 110–115]
- 49 Wang L. Laboratory experiment research of solvent-assisted SAGD (in Chinese). *Spec Oil Gas Reserv*, 2018, 25: 151–155 [王连刚. 溶剂辅助蒸汽重力泄油室内实验研究. *特种油气藏*, 2018, 25: 151–155]
- 50 Orr B. ES-SAGD: Past, present and future. In: SPE Annual Technical Conference and Exhibition. New Orleans: Society of Petroleum Engineers, 2009
- 51 Wang Z D. Solvent assisted SAGD field experiments—A case study of Liaohe Oilfield Du 84 Block (in Chinese). *Chem Eng Des Commun*, 2016, 42: 24–26 [王正东. 溶剂辅助SAGD现场实验——以辽河油田杜84块为例. *化工设计通讯*, 2016, 42: 24–26]
- 52 Keshavarz M, Okuno R, Babadagli T. Efficient oil displacement near the chamber edge in ES-SAGD. *J Pet Sci Eng*, 2014, 118: 99–113
- 53 Rabiei-Faradonbeh M, Harding T G, Abedi J. Semi-analytical modeling of steam-solvent gravity drainage of heavy oil and bitumen, part 2: Unsteady-state model with curved interface. In: SPE Heavy Oil Conference-Canada. Calgary: Society of Petroleum Engineers, 2014
- 54 Wang Z, Li Z, Sarma H K, et al. A visualization experimental study on gas penetration through interlayer to improve SAGD performance. *J Pet Sci Eng*, 2019, 177: 959–970
- 55 Gao Y, Guo E, Shen D, et al. Air-SAGD technology for super-heavy oil reservoirs. *Pet Explor Dev*, 2019, 46: 113–120
- 56 Aminfar E, Sequera-Dalton B, Mehta S R, et al. Evaluation of air injection into mature SAGD chambers as a follow up/wind-down strategy, using a novel large scale 3-D physical model. In: SPE Annual Technical Conference and Exhibition. Calgary: Society of Petroleum Engineers, 2019
- 57 Li S, Yu T, Li Z, et al. Experimental investigation of nitrogen-assisted SAGD in heavy-oil reservoirs: A two-dimensional visual analysis. *Fuel*, 2019, 257: 116013
- 58 Yuan Z, Liu P, Zhang S, et al. Experimental study and numerical simulation of nitrogen-assisted SAGD in developing heavy oil reservoirs. *J Pet Sci Eng*, 2018, 162: 325–332
- 59 Liu W Y. Exploration and practices of development technology at later SAGD phase (in Chinese). *Sino Global Energy*, 2016, 21: 46–49 [刘万勇. 后SAGD阶段开发技术探索与实践. *中外能源*, 2016, 21: 46–49]
- 60 Zhao Z P. Flue gas assisted SAGD technology to improve recovery of super heavy oil by taking F Block Oilfield as an example (in Chinese). *Pet Geol Eng*, 2019, 33: 88–91, 96 [赵梓平. X油田F区块烟道气辅助SAGD提高超稠油开发效率研究技术. *石油地质与工程*, 2019, 33: 88–91, 96]
- 61 Baek K H, Argüelles-Vivas F J, Okuno R, et al. Organic alkali as a steam additive for improved SAGD: Experimental study of emulsion phase behavior and viscosity. In: SPE Canada Heavy Oil Technical Conference. Calgary: Society of Petroleum Engineers, 2018
- 62 Jonasson R G, Imran M, Knorr K D. Screening surfactants for application in SAGD—Including a steam-phase coreflood test. In: SPE Canada Heavy Oil Technical Conference. Calgary: Society of Petroleum Engineers, 2018
- 63 Srivastava P, Debord J, Sadetsky V, et al. Laboratory evaluation of a chemical additive to increase production in steam assisted gravity drainage (SAGD). In: SPE Improved Oil Recovery Symposium. Tulsa: Society of Petroleum Engineers, 2010
- 64 Huang J, Babadagli T. Visual analysis of SAGD with chemical additives. In: SPE Kuwait Oil & Gas Show and Conference. Kuwait: Society of Petroleum Engineers, 2019
- 65 Dong X, Liu H, Chen Z, et al. Enhanced oil recovery techniques for heavy oil and oilsands reservoirs after steam injection. *Appl Energy*, 2019, 239: 1190–1211
- 66 Wu Z, Liu H, Pang Z, et al. Pore-scale experiment on blocking characteristics and EOR mechanisms of nitrogen foam for heavy oil: A 2D visualized study. *Energy Fuels*, 2016, 30: 9106–9113

- 67 Cuenca A, Lacombe E, Chabert M, et al. Impact of oil on steam foam formulations at 250°C. In: SPE EOR Conference at Oil and Gas West Asia. Muscat: Society of Petroleum Engineers, 2016
- 68 Patzek T W, Myhill N A. Simulation of the bishop steam foam pilot. In: SPE California Regional Meeting. Bakersfield: Society of Petroleum Engineers, 1989
- 69 Kular G S, Lowe K, Coombe D. Foam application in an oil sands steamflood process. In: SPE Annual Technical Conference and Exhibition. San Antonio: Society of Petroleum Engineers, 1989
- 70 Friedmann F, Chen W H, Gauglitz P A. Experimental and simulation study of high-temperature foam displacement in porous media. [SPE Reserv Eng](#), 1991, 6: 37–45
- 71 Bagheri S R. Experimental and simulation study of the steam-foam process. [Energy Fuels](#), 2017, 31: 299–310
- 72 Ren B M. Visualization research on nitrogen foam restraining the interwell flow during dual horizontal well SAGD (in Chinese). *Sino Glob Energy*, 2018, 23: 55–59 [任宝铭. 氮气泡沫抑制双水平井SAGD井间窜流可视化研究. *中外能源*, 2018, 23: 55–59]
- 73 Li R. Chemical additives and foam to enhance SAGD performance. Dissertation for Master's Degree. Schulich School of Engineering, 2016
- 74 Khajepour M, Etmann S R, Goldman J, et al. Nanoparticles as foam stabilizer for steam-foam process. [SPE J](#), 2018, 23: 2232–2242
- 75 Zhao R, Luo C H, Chen H Q, et al. Application of SAGD technology with fishbone steam-injection horizontal well in super heavy oil reservoirs (in Chinese). *Xinjiang Pet Geol*, 2017, 38: 611–615 [赵睿, 罗池辉, 陈河青, 等. 鱼骨注汽水平井SAGD在风城油田超稠油油藏中的应用. *新疆石油地质*, 2017, 38: 611–615]
- 76 Ozdemirtas M, McGinn T, Mejia J, et al. Innovative fishbone SAGD well pair: An integrated approach to efficiently unlock the resource potential in Canadian Oil Sands play. In: SPE/IADC Drilling Conference and Exhibition. London: Society of Petroleum Engineers, 2015
- 77 Liu P, Zhou Y, Liu P, et al. Numerical study of herringbone injector-horizontal producer steam assisted gravity drainage (HI-SAGD) for extra-heavy oil recovery. [J Pet Sci Eng](#), 2019, 181: 106227
- 78 Wang J T. Study on SAGD technology in vertical wells assisted double horizontal wells of super heavy oil (in Chinese). *Petrochem Ind Appl*, 2019, 38: 57–60 [王江涛. 超稠油直井辅助双水平井SAGD技术研究. *石油化工应用*, 2019, 38: 57–60]
- 79 Yang Z P, Li X M, Chen H P, et al. SAGD development numerical simulation of foamy ultra-heavy oil reservoir after cold production (in Chinese). *Acta Petrol Sin*, 2018, 39: 445–455 [杨朝蓬, 李星民, 陈和平, 等. 泡沫油型超重油冷采后转SAGD开发数值模拟. *石油学报*, 2018, 39: 445–455]
- 80 Wang J J, Ju B S, Liu N N. Key factors of SAGD after cyclic steam stimulation based on orthogonal numerical test (in Chinese). *Xinjiang Oil Gas*, 2016, 12: 44–48, 53 [王建俊, 鞠斌山, 刘楠楠. 基于正交数值试验的蒸汽吞吐转SAGD关键因素研究. *新疆石油天然气*, 2016, 12: 44–48, 53]

Review on the effective recovery of SAGD production for extra and super heavy oil reservoirs

LI Ran¹, CHEN ZhangXing¹, WU KeLiu² & DONG XiaoHu²

¹ Department of Chemical and Petroleum Engineering, University of Calgary, Calgary T2N 1N4, Canada;

² State Key Laboratory of Petroleum Resources and Prospecting, China University of Petroleum (Beijing), Beijing 102249, China

Industrial development of extra and super heavy oil as an important energy resource substitute has been achieved worldwide. Steam-assisted gravity drainage (SAGD) is one of the most important recovery methods for extra and super heavy oil reservoirs. In this review paper, the following points of SAGD have been discussed: (1) mechanism, influencing factors and application criteria; (2) field application and experimental study; (3) analytical and reservoir simulation models; and (4) current research progress and future application of multi-medium-assisted SAGD. This study gives an overview of the current status and challenges of and solutions for the SAGD technology and provides reference for the effective recovery of extra and super heavy oil reservoirs.

extra and super heavy oil, SAGD, effective recovery

doi: [10.1360/SST-2019-0379](https://doi.org/10.1360/SST-2019-0379)