周“油”列国 油事精彩

冷热有道 科技“消稠”

——热采冷采技术进步推动稠油开发绿色转型

阅读提示

在石油工业的璀璨星河中，有这样一类“低调”又举足轻重的资源——稠油。因沥青质、胶质含量高，稠油常温下黏度高、难以流动，看似“桀骜难驯”，却承载着保障国家能源安全的重要使命。

为高效开发这一重要战略资源，科研人员持续攻关，形成热采与冷采两大技术路线。稠油黏度会随温度升高呈指数级降低。作为稠油开发的主导技术，热采主要包含蒸汽吞吐、蒸汽驱、多元热流体、热水驱、火烧油层及井下电加热等工艺。目前，热采技术已形成以蒸汽吞吐和蒸汽驱为核心，多元热复合、绿色热能、智能调控等技术协同发展的工业化应用体系。

鉴于热采成本、能耗和碳排放都较高，化学降黏冷采技术以现代稠油致黏-降黏理论认识为基础，结合分子模拟、绿色合成等先进技术，成为稠油开发新方向。目前，该技术已在胜利、新疆、辽河和海外稠油产区推广应用。中国石化的化学冷采年产量已达53万吨，年减排二氧化碳40万吨，实现了不用或少用高温蒸汽的技术突破，推动稠油开发向绿色低碳转型。

冷热之间，是技术的极致比拼，更是创新驱动能源开发的生动实践。

本版文图除署名外由 石油勘探开发研究院稠油团队 提供

稠油蒸汽加热

“热”采低碳

技术原理

稠油对温度极为敏感，通常每升温10摄氏度，黏度下降约50%，流动性得到显著改善。向井筒内注入的蒸汽除加热原油外，还能补充地层能量，形成驱替压力。蒸汽加热技术是当前稠油开发的主流技术，主要分蒸汽吞吐、蒸汽驱和蒸汽辅助重力泄油三种形式。井筒隔热、蒸汽干度控制及热管理是决定热效率与经济性的关键。

应用效果

胜利油田：“热-气-剂”协同高效开采稠油

稠油多元热复合增能技术是一种在传统注蒸汽热采基础上发展起来的新型高效采油方法，通过向地层注入高温蒸汽、非凝析气体及化学剂等多元热复合体系，形成“热-气-剂”协同效应，扩大热波及范围、降低稠油启动压力、提高波及效率。

该技术的核心在于三种介质的分工协同：利用“热-气”协同，形成“气-液”双重热阻隔层，有效减少热损失、降低蒸汽分压，提高蒸汽干度与比容；利用“热-剂”协同，实现热水带前缘稠油接替降黏、降低界面张力，增强原油流动性；利用“气-剂”协同，实现高含水区域泡沫自发封堵，促进热前缘均衡推进。

王庄油田郑366块是典型弱边水普通稠油油藏，采用蒸汽吞吐开发已累计产油126.1万吨，采出程度18.8%。针对高轮次吞吐后井底热波及范围有限、井间剩余油富集难以有效动用等问题，采用“蒸汽+氮气+降黏剂”的多元热复合体系，结合井网化化调整，配套热采工艺提升，实现加密新井单井日产量由4.1吨增至8.2吨，提高采收率8.7个百分点。

目前，多元热复合技术已成为胜利稠油主导开发技术，2025年实施1170口井，覆盖储量3.4亿吨，年产量276万吨。“十四五”期间，稠油多元热复合技术已在64个单元推广应用，新增可采储量1156万吨，新增（恢复）产能实现翻番。

该技术已推广到河南、江汉等油田，以及中国石油、中国海油。2024年，中国石化孙焕泉院士团队创建的“稠油多元热复合驱技术规范”成功获国际标准化组织（ISO）立项，标志着我国在该领域的技术成熟度获得国际认可。（代俭科）

胜利油田单235一平28井组注汽现场，员工加密化验水质，确保注汽质量。 朱宪民 摄

江汉油田：地质工程一体化开发薄层稠油

八面河油田稠油储层薄、黏度高、热损失大，传统开发方式采收率仅10.67%。江汉油田清河采油厂坚持地质工程一体化理念，系统攻关、集成创新，探索出一条薄层稠油效益开发新路径。

破局之道，在于“看得清、钻得准”。技术团队融合高分辨率层序地层学与地震反演技术，将油层动用下限从4-5米降至2米级，让“隐形甜点”无处遁形；钻井环节升级“八爪鱼”式多分支水平井，配套随钻测量系统动态调轨，优质储层钻遇率大幅提升。

团队摒弃单一注汽模式，构建“热-剂-汽”一体化HNDCS多元复合体系：氮气隔热增能、二氧化碳协同降黏、蒸汽主力加热，三者耦合实现热能利用与原油流动双提升。在分支井基础上实现均匀注汽，有效破解储层动用不均难题，让每米薄油层都“吃上热、流得动”。

目前，该技术体系规模化试验区块平衡油价降至40美元/桶以内，降幅超三成，具备2000万吨储量推产潜力。（单建云）

江汉油田挖潜薄层稠油。 单建云 供图

河南油田：把热能用在稠油开发“刀刃上”

河南油田稠油热采区域实施注蒸汽开发后，油井吞吐轮次高、汽窜频发、地层压力水平低等问题凸显。

对此，该油田根据高轮次开采蒸汽波及范围有限、井间剩余油富集等特点，优化降黏剂、驱油剂及抑水抑窜剂等化学剂配方，增强蒸汽驱替效果，降低油水流度比，扩大蒸汽波及范围和体积，延长热采生产周期，提高周期产量。同时，以组合注汽为依托，持续优化蒸汽驱调控技术，扩大热流体技术应用范围，强化全过程热管理，减少“热”流失，实现热能高效利用。

“十四五”期间，河南油田实施稠油热采区域治理441个井组，开展复合热流体采油226井次，产油37.87万吨，平均吨油操作成本有效下降；探索应用高周期吞吐后超稠油热化学复合驱提高采收率技术，油井见效率77%，日产油由20吨升至70吨，阶段提高采收率6.5个百分点。

今年一季度，河南油田开展稠油热采区域治理9个井组，增油2200多吨，吨油操作成本下降230元。

（常换芳 赵 薇 张文龙）

河南油田皮油二厂工人利用油井测试工艺，成创峰 于良玉 摄影报道

火烧油层

技术原理

火烧油层是一种热力采油技术。其机理是利用油层中5%~10%的重质组分作为燃料，注入空气井入工点燃，形成持续向前推进的燃烧前缘，燃烧区温度在400~1000摄氏度，产生的高温使侧油降黏、蒸馏和裂解，大幅提高流动性。同时，燃烧生成的水蒸气、二氧化碳及裂解生成轻烃等驱替介质，将前方原油驱向生产井。随着燃烧前缘推进，地层中依次形成已燃区、燃烧区、流动油区、油墙和原始油区等多个特征区域。火烧驱油效率高、适用范围广，但也面临控制工艺复杂、注气成本高、易气窜及废气排放等挑战。

应用效果

中国石油开展火烧油层实践较早，1958年在新疆油田首次试验后，2009年在红浅1井区开展火驱先导试验，累计增油超9万吨，采收率提高36.2个百分点，目前已进入工业化推广阶段。辽河油田1997年进行试验，至2019年已有3个区块共141个井组实施火驱生产，年产稠油30万吨，形成了成套工艺技术。

胜利油田也积极开展火驱试验，1998年在金家、乐安等油田开展先导试验，2003年在郑408区块实现3年累计产油1.6万吨。2026年3月，胜利油田东辛油气总司在沉陷15年的金10东区块，通过创新火驱技术成功点燃地下油层，采收率从6.7%大幅提升至45.5%，为1.7亿吨同类难采资源开发提供了新路径。

掺稀降黏

应用效果

西北油田塔河油田稠油具有“两超三高（超深、超稠、高矿化度、高沥青质、高硫化氢）”特点：埋深达6000米，地面脱气稠油黏度最高达180万毫帕·秒，地层水矿化度22万毫克/升，沥青质含量高于30%，硫化氢含量1万~12万毫克/立方米，属于世界罕见的超深高含沥青质超稠油。

塔河稠油在地层中可流动，举升到3000米逐渐失去流动性。西北油田根据相似相溶原理，探索形成了掺稀降黏技术，并通过系统化构建掺稀流程等方式，最终形成了塔河油田井筒掺稀降黏技术体系。与电加热、蒸汽吞吐等传统工艺相比，掺稀降黏无须大量能耗投入，避免了高温高压作业风险，同时大幅降低单井生产运营成本，实现了塔河稠油年产300万吨以上的规模效益开发。

（王福全 孙博闻）

绿电加热

应用效果

我国电加热技术经过近30年攻关迭代，已实现关键突破，与国外同类技术处于并跑水平。

中国石油辽河油田在400千瓦、1兆瓦井下大功率电加热注汽提干基础上，研发出国内首台75米长3兆瓦电热蒸汽发生器等效中试样机，实现了传统燃气锅炉向新型清洁蒸汽发生器转变；新疆油田开展国内首例双水平井SAGD电加热800千瓦启动矿场试验。

中国石化将风能、太阳能、地热能、储能等多种新能源与传统电力、热力集成应用，形成了新能源占比逐年走高的生产供能网络。其中，胜利油田在孤东建成“源网荷储”一体化应用平台，初步探索出绿电耦合热采开发技术。2026年，胜利油田将开展西部浅层特超稠油电加热提干、东部禹斜6侧ftF井中低熟页岩油电加热原位改质-转化等现场试验，扩大电加热应用场景和规模。

（郑万刚）

化学降黏

技术原理

从稠油致黏机制入手，通过对驱动致黏结构形成的分子间力进行消减、弱化实现降黏。目前，针对不同类型稠油与油藏条件，石勘院已研发形成多系列化学降黏产品，建成5万吨/年工业化生产线。2026年，石勘院自主研发的“稠油油藏靶向降黏低碳开采技术”从全球千余项发明成果中脱颖而出，荣获第51届日内瓦国际发明展最高荣誉——评审团特别嘉许金奖。

攻关故事

石勘院稠油团队历经多年奋战，在实验室里持续研发，走遍了稠油化学降黏之路。可是，室内实验效果不错的降黏剂在矿场应用却不理想。“如果把稠油降黏比作咖啡溶解的过程，室内效果好是因为水和咖啡都在同一个杯子里，还有勺子搅拌，但地下哪有这样的‘杯子和勺子’？”团队成员赵梦云说。经过系统分析，团队发现了稠油化学降黏冷采存在三大难题，确定了靶点降黏、靶向输送及高效注入是保障化学降黏冷采成功实施的关键。

首先是稠油地下化学降黏难。由于不同油藏的稠油黏度、组成差别巨大，导致降黏剂分子设计避以通用，高效降黏剂针对不同类型油藏的适应性较差。团队以分子结构研究为突破口，进行了成百上千次谱图分析与模拟实验，认识到稠油致黏分子就像线装书的书页，降黏剂不仅需要“切断绳子”，还需要“撕开书”，才能高效降黏。沿着这个思路，团队研发形成了针对不同类型稠油的系列双靶点降黏剂，同时，针对储层低动力条件，设计了无动力条件下降黏剂评价新方法，形成了稠油储层降黏评价标准，使储层降黏率由80%提高到90%以上。

团队成员在实验中还发现，降黏剂往往还没遇到稠油就沿高渗窜流通道“溜”走了，难以抵达富集稠油的低渗区域。传统调堵技术作用距离近、封堵效果不理想。经过反复论证，他们成功研发自组装高效调堵剂，可在窜流通道中自发组装，使体积扩大，实现“走得远、堵得住”，将降黏剂有效输送到稠油富集的靶区。与双靶点降黏剂复合使用，室内测试采收率达64%，比仅用降黏剂高23个百分点。

最后是降黏剂注入难。稠油油藏化学降黏冷采施工中，现场普遍采用定压力、定流量注入降黏剂，但稠油井的井筒会逐渐堵塞，导致降黏剂注入压力升高，注入量减少，不能按照设计排量注入。多轮次蒸汽吞吐后的稠油就像一锅肥肉汤，越热越稠，温度一降就成了“肉皮冻”。重质组分混着泥质、细粉砂形成油泥，很容易将近井孔隙堵死，致使后续降黏剂注入能力差。经过反复试验，团队发明了双向脉冲发生器，不仅可以消除管柱共振、延长设备寿命，而且能稳定注入，有效缓解近井堵塞。

从方案设计到机理研究，从效果评价到接替技术，在国家重点研发计划变革性项目、企业项目支持下，石勘院稠油团队持续攻关，创新形成了化学降黏冷采关键技术体系，开启了稠油冷采新篇章。

应用效果

石勘院：化学复合降黏大幅提高稠油开采效率

石勘院“稠油油藏靶向降黏低碳开采技术”获第51届日内瓦国际发明展最高荣誉——评审团特别嘉许金奖。 路熙 供图

中国石化强边水稠油储量达2.2亿吨，受边水侵入影响，采出程度仅14.6%，采收率仅20.7%。以春风油田non 601区块为例，该区块储量2351万吨，原采收率22.6%，因边水水淹导致84口井关停（占比26%），油汽比低于0.3。石勘院稠油团队采破传统思路，提出了“段塞降黏驱+蒸汽吞吐”技术对策，研发强边底水稠油化学复合降黏开发技术。在春风油田水淹区实施了3个试验井组，共注入降黏剂7000立方米（药剂浓度1.3%）。实施后平均日产油由11吨增至28吨，阶段增油900吨，投入产出比达1：1.78，预计提高采收率10.2个百分点。

中国石化强底水稠油油藏动用储量0.95亿吨，采油速度仅0.52%，采收率仅19.3%，亟须研发提采新技术。为抑制底水侵入，稠油团队在水平油田沾18区块开展了“降黏剂+聚合物”复合吞吐技术试验。该区块储量775万吨，原采收率22.1%，高含水低效井占比36.4%。2025年实施现场试验8井次，在降黏剂油相降黏、聚合物水相增稠的协同作用下，日产油从10.4吨大幅增至46吨，平均含水率由80.8%降至62.8%，阶段增油1874吨，投入产出比高达1：3.32。

河南油田：冷采“特效药”提升高含蜡稠油产能

河南油田春2-6区块的稠油油藏油层薄、埋藏深，加上稠油中的蜡质含量高、黏度大，常规开采技术难以实现效益开发，且油藏的高盐环境特别容易导致普通降黏剂失效，“高周期、高投入、高能耗”问题日渐突出。

对此，该油田探索应用化学降黏和聚合物驱冷采技术，创新设计了耐高盐低温分散型降黏剂，有效破坏了稠油中胶质沥青质的空间网状结构，在增加稠油流动性的同时，解决了降黏剂与地层配伍性不强的难题，对含蜡20%的稠油降黏率高达99%。

一季度，春2-6区块6口井应用该技术增油3236吨。其中，春2-609井日产油由1.6吨提升至3.9吨，含水率从90%降至63%。

（常换芳 张秉宇）

物理辅助降黏

技术原理

物理辅助降黏技术通过施加外部物理场改变稠油流变性，具有作用机制独特、无化学残留、环境友好等特点，是绿色开发技术。

超声波降黏技术利用高频机械纵波在稠油中传播产生的空化、剪切、产热等效应实现降黏，适用于稠油井近井解堵及短程管输降黏。

微波降黏技术基于电磁波对极性物质的选择性加热机制，适用于高含水稠油井的降黏开井与处理。

电磁场降黏技术主要依靠介电极化效应与集耳热效应，实现储层深部的均匀加热与降黏。

二氧化碳辅助降黏技术已在强水敏稠油油藏得到应用，注入的二氧化碳溶于原油后，可显著降低原油密度，使原油体积膨胀，通过释释与抽提作用降低黏度。同时，二氧化碳的注入有助于维持地层压力，改善流度比，提高采收率。

超声波-电磁复合降黏技术是前沿研究，旨在实现多物理场协同增效，对超稠油实现更高效更持久的降黏。

华东油气“2C技术”应用现场。 沈志军 摄

应用效果

华东油气：“2C技术”解高含水稠油开发难题

针对油质偏稠、品质较差的高含水期油藏采收率提升困境，华东油气开展了“中高渗高含水油藏二氧化碳复合驱油技术”（2C技术）研发与矿场推广应用，形成了三大关键技术创新。

机理方面，首次揭示二氧化碳降低原油黏度与洗油剂降低界面张力的协同驱油作用机制，打破传统驱油技术单一作用逻辑局限。工艺方面，首创“井组低注采比+高频小段塞气液交替注入”技术策略，有效抑制气体过早窜流，大幅拓展驱替波及范围，同步提升洗油效率。配套方面，同步研发高气液比举升、复合防腐及凝胶封堵等系列配套工艺技术。

该技术2018年在洲城油田开展矿场试验，井组日产油由6.9吨最高提至33.9吨，综合含水率从98.5%降至91.7%，累计增油8560吨。随后，该技术在多个水平井组、定向井组推广应用，均收到较好效果。

（沈志军 王 军 耿 捷）

中原油田：千万吨级薄差层稠油实现“绿色开采”

中原油田薄差层稠油受油藏地质特性制约，应用传统热采技术遭遇高耗能高成本瓶颈。

对此，该油田探索出“二氧化碳+降黏剂+水平井”冷采技术体系。该技术创新二氧化碳吞吐与驱替协同工艺，针对油藏压力低的特性，实现碳利用与绿色埋存；从分子层面优化降黏剂构型，实现“一井一策”精准降黏；将水平段大套管长度从200~300米成功延伸为小套管500~800米，有效降低钻井成本并提升单井控制储量。

截至目前，该技术已累计埋存二氧化碳2.5万吨，埋存率达90%，年产油量提升164%，全面盘活热采无法效益动用的千万吨级薄差层稠油储量。（李蕊芳 张学成）

微生物降黏

应用效果

微生物降黏的核心机理在于“分解增稠物质”和“改变流动状态”这两条路径的协同作用。简单来说，微生物一方面“吃掉”了让原油变稠的大分子，另一方面又分泌“天然洗涤剂”让原油更容易流动。

历经20年发展，胜利油田建立了油藏菌群基因检测方法，形成了不同稠油油藏功能菌靶向激活技术，研制了国内首套微生物采油三维物理模拟装置，研发了数值模拟软件，水驱稠油微生物采油技术已进入工业化应用阶段。

该技术在胜利油田、东北油气，以及长庆、新疆等52个区块现场应用，覆盖水驱、低渗透、高温高盐、热采后等多种油藏类型，现场实施后含水率下降4~15个百分点，区块产量增加30%~100%，增油能力20万吨/年。

该技术被评为首批石油石化行业品牌技术、第三届“创青春”中国青年碳中和创新大赛创新组唯一特等奖，经济和社会效益显著。

（任厚毅 丁明山）

国内外稠油开发典型技术及案例

1. 多介质协同辅助蒸汽吞吐技术

原理：该技术在传统蒸汽吞吐基础上，加入氮气、二氧化碳、烟道气等气体，以及高温表活剂、泡沫等液体介质，气体可增压、增能、降低热损失，液体则提升驱油效率与调剂效果。室内研究表明，该技术可降低蒸汽用量20%，扩大波及体积18%。

案例：2017年以来，该技术在辽河、新疆油田实施3769井次，有效解决了深层稠油热损失大、排水困难等问题，累计增油81.9万吨。新疆吉7区块应用该技术后，单井日产油由1.4吨增至4吨，稳产超两年。

2. 多介质协同辅助蒸汽驱技术

原理：延续多介质协同思路，应用于蒸汽驱阶段。通过气体增能、液体调剂，将蒸汽驱原油适用黏度从2万毫帕·秒拓展至10万毫帕·秒，显著扩大蒸汽驱适用范围。

案例：新疆油田杜229块原油黏度达6万毫帕·秒，实施多介质辅助蒸汽驱试验，验证了技术对高黏稠油的适应性。在辽河齐40、新疆九区等区块早期应用后，平均采出程度达53%，相对蒸汽吞吐提高采收率30个百分点。

3. 蒸汽辅助重力泄油技术（SAGD）

原理：SAGD利用蒸汽腔热浮力驱动原油重力泄油。中后期通过注入氮气或空气提升效果；氮气辅助可降低蒸汽用量，维持压力平衡；空气辅助则可点燃残余油，就地生成蒸汽与烟道气，实现原位提质增效。

案例：2023年，新疆油田重32区实施氮气辅助SAGD共39井次，单井组日均节约蒸汽15.7吨。其中，FHW201井油汽比从0.26升至0.53，预计提高采收率9个百分点。红浅1井区火驱产生的烟道气用于红153井区SAGD，日处理量80万立方米。火驱阶段提高采收率33.4个百分点（从25.7%升至59.1%），烟道气驱提高采收率8.9个百分点（从21.5%升至30.4%）。单井组增油4.6万吨，降低氮气节约成本2100万元，经济效益显著。

4. 电加热辅助溶剂萃取技术

原理：该技术采用绿电原位加热（功率密度3000瓦/米，温度可达650摄氏度）结合轻质溶剂（烷烃、芳烃）萃取，协同降黏提采。

案例：新疆风城油田实施电加热辅助溶剂萃取后，循环替液阶段累计产油1300吨，水平段动用率达90%以上。转产后产量接近千吨，预测开采温度从270摄氏度降至120摄氏度，碳排放减少70%以上，采收率高达65.5%，为稠油绿色开发提供了示范。辽河杜84块采用1兆瓦电加热辅助蒸汽驱，井底蒸汽干度从40%提升至80%以上，注汽深度极限从1400米拓展至1800米以深，油汽比从0.14升至0.23。

5. 稠油原位改质开采技术

原理：通过研发新型催化剂，将存命从数小时延长至半年以上，摆脱对国外催化剂的依赖。在中低温（270~300摄氏度）条件下，通过催化改质打断重质油中的交联分子，将其转化为轻质油（轻烃占比从12.7%增至53.9%），实现黏度下降1~3个数量级。

案例：新疆乌尔禾油田重32井区SAGD中后期试验已完成原位改质方案编制，预期累计产油从4.8万吨增至6.6万吨，油汽比从0.16升至0.21。第一阶段（半年至1年）通过断链降黏，泄油速度提升3~2Y倍；第二阶段（1年后）利用轻质烃溶解井间剩余油，进一步提升动用程度。该技术可覆盖蒸汽吞吐老区（埋深450~1000米）、SAGD老区（井底温度＞220摄氏度），超稠难动用区（井底温度＞300摄氏度），前景广阔。

6. THAI技术

原理：一种将水平井生产与地下原位燃烧相结合的三次采油技术。它采用一口垂直井注入空气，井在油层底部钻一口水平生产井。其核心特点是“从趾端到跟端”的燃烧前缘推进方式，即火线从水平井的远端（趾端）启动，在重力辅助泄油的作用下，稳定地向近端（跟端）移动。这个过程不仅利用热量降低稠油黏度，还能在地下实现一定程度的原油改质，同时产出的气体中含有氮气。

案例：在加拿大Kerrobert油藏先导试验中，原油API重度（数值越高，原油密度越小）提升3~4度，黏度由54000毫帕·秒降至3000毫帕·秒；加拿大Athabasca油藏试验检测产出气中氢气含量2%~6%，特定条件下可达14%。该技术已在加拿大、中国和印度的7个油田现场应用。

7. 燃烧辅助重力驱油技术（CAGD）

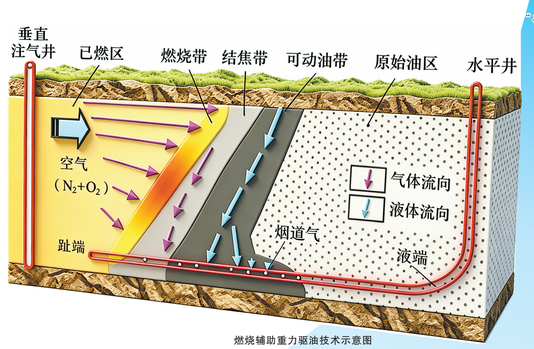
原理：结合了蒸汽辅助重力泄油（SAGD）的理念与火烧油层技术。该技术典型的布井模式是在油层顶部布置一口垂直点火/注气井，在油层底部布置一口水平生产井。通过顶部注气燃烧，热量使超稠油黏度大幅下降，改质后的原油在重力作用下垂直泄流至底部的水平生产井中。与常规火驱的“水平推油”不同，CAGD利用“垂直泄油”，显著提高了热利用率和采收率。

案例：新疆油田FH005井组先导试验成功解决了燃烧前缘推进和火窜问题，实现稳定生产。数值模拟显示，最终采收率可达原始地质储量的81%，氧气消耗率超过70%，原油API重度从14.8度提升至3.8度。

8. 氧驱加蒸汽辅助重力驱油技术

原理：将注蒸汽工艺（如SAGD或蒸汽驱）与火烧油层技术融合。具体方法是通过独立的井分别向油藏注入蒸汽和含氧气体（如氧气或富氧空气）。在油藏中，氧气与部分原油发生高温氧化反应（燃烧），在原位产生额外的热量，而蒸汽则负责携带热量和稀释原油。这种组合利用氧气燃烧的热效率补充了蒸汽的热量，旨在减少蒸汽用量，降低能耗并提高整体采收率。

案例：加拿大Marguerite Lake湿式燃烧项目中，产出气氧气含量最高达21%，验证了注氧燃烧在重油油藏中的潜力。此外，尼克森能源公司研发的SAGDOX专利技术通过分别注入蒸汽和氧气，控制氧/汽体积比在0.05至1之间，并利用排气井调控压力，用于沥青和超重油的高效开采。



燃烧辅助重力驱油技术示意图

“冷”采崛起