

文章编号: 1000-0747(2008)01-0001-05

# 论老油田实施二次开发工程的必要性与可行性

胡文瑞

(中国石油天然气股份有限公司)

**摘要:** 基于中国石油天然气股份有限公司所属油田目前所处的开发阶段、资源基础、地面系统现状和原油采收率水平等, 分析了中国石油所属油田面临的开发形势, 提出老油田二次开发的概念。二次开发的对象必须符合 3 个条件: ① 油田服役年限在 20 年以上(稠油油田服役年限在 12 年以上); ② 标定的油田可采储量采出程度在 70% 以上; ③ 油田综合含水率达到 85% 以上。二次开发是项系统工程, “十一五”以来中国石油在油藏研究、钻采工程、地面系统等方面形成了特色技术。按照“整体部署, 分步实施, 试点先行”的实施原则, 中国石油老油田原油采收率可提高 10%~20%。中国石油老油田二次开发前景广阔, 实施二次开发工程是中国石油老油田开发的必然选择。参 19

**关键词:** 中国石油; 老油田; 二次开发

中图分类号: TE3 文献标识码: A

## Necessity and feasibility of PetroChina mature field redevelopment

HU Wen-rui

(PetroChina Company Limited, Beijing 100011, China)

**Abstract:** This paper presents a new concept of redevelopment of mature fields and defines its object on the basis of the PetroChina's field development status analysis, including development stage, remaining reserves, surface engineering and average oil recovery factor. For mature field redevelopment, three conditions must be met. Firstly, the field producing is over 20 years (heavy oil fields over 12 years); secondly, the recovery factor of recoverable reserves is up to 70%; thirdly, the field water cut is up to 85%. PetroChina has developed special technologies and technical know-how in reservoir study, drilling and production engineering, and surface engineering since the national 11th five-year plan. Mature field redevelopment is complex system engineering and should follow three principles which are integrative deployment, staged implementation and pilot study first. Redevelopment of mature oilfields is a necessary way and the expected increase of oil recovery factor ranges from 10% to 20%.

**Key words:** PetroChina; mature field; redevelopment

中国石油天然气股份有限公司(简称中国石油)所属油田经过几十年的开发, 为国家提供了大量油气资源, 为国民经济发展和国家能源安全作出了巨大贡献。然而, 随着地下油气资源的不断开采, 油田日益老化, 老油田数量越来越多, 三次采油适用范围有限, 成本相对较高, 开发难度越来越大。目前中国石油产量的 70% 仍然来自老油田, 其剩余可采储量依然相当可观, 老油田的作用非常巨大, 所以, 老油田“二次开发”成了必然选择。

### 1 中国石油所属油田面临的开发形势

经过几十年的开发后, 目前中国石油已开发老油田呈现如下特点:

① 油田总体进入“双高”(高采出程度、高含水)开发阶段, 东部油田产量呈递减趋势, 中国石油原油产量总体稳中有升。2006 年底中国石油可采储量的采出程

度达到 73.9%, 综合含水率达到 84.9%, 开发难度进一步加大。2006 年产量达到  $10\,653 \times 10^4 \text{ t}$ , 最近 5 年平均年增长  $63.4 \times 10^4 \text{ t}$ , 其中总产量的 79% 以上是由开采 20 年以上的老油田提供的, 但以老油田为主的东部地区, 产量年均递减  $120 \times 10^4 \text{ t}$ 。

② 老油田稳产的资源基础变差。与新区相比, “九五”期间老区新建产能比例为 56%, “十五”期间下降至 39%, 老区新增可采储量逐年减少, 挖潜难度增加。

③ 油田服役年限长, 系统老化较为突出。已开发的 263 个油田中, 服役年限超过 20 年的油田 114 个, 其储量占总开发储量的 60%; 待修套损井比例上升, 可采储量损失增加, 地面系统能耗高、效率低, 从而使得老油田改造投资和安全环保隐患治理投资加大。

④ 原油采收率水平与国际平均采收率存在差异, 仍有较大潜力。截至 2006 年底, 中国石油动用石油地质储量为  $130 \times 10^8 \text{ t}$ , 可采储量  $43.8 \times 10^8 \text{ t}$ , 原油平均

采收率为 25.5% (不包括大庆长垣采收率 33.6%), 与目前国际平均采收率 35% 有一定差距, 提高采收率仍有较大潜力。

## 2 老油田二次开发的涵义及基础

### 2.1 老油田二次开发的涵义

当老油田采用传统的一次开发基本达到极限状态或已达到弃置的条件, 采用全新的理念, 重新构建老油田新的开发体系, 应用新二次采油技术, 实现安全、环保、节能、高效的油田开发, 大幅度提高油田原油最终采收率, 称之为二次开发<sup>[16]</sup>。

二次开发的对象必须同时具备以下 3 个特征: ①油田服役年限在 20 年以上(稠油油田服役年限要在 12 年以上); ②标定的油田可采储量采出程度在 70% 以上; ③油田综合含水率达到 85% 以上。

### 2.2 老油田二次开发的基础

随着新油田发现的减少和开发成本的增大, 国外许多油公司开始把目光投向老油田。ExxonMobil、BP、Shell 等大石油公司也已将提高已开发油田采收率作为公司重要的发展战略, 2005 年资本支出的三分之一用于 30 年以上的老油田开发调整与挖潜, 通过动态描述、数字化油藏、水气交注、多学科集成等先进二次采油技术, 不断提升老油田价值, 达到提高采收率的目的<sup>[7-12]</sup>。英国 BP 公司 Miller 油田水驱采收率已达到 60%, 通过实施 CO<sub>2</sub> 驱, 预计采收率可达到 70%; 俄罗斯罗马什金油田泥盆系二次采油采收率已达到 60%; 挪威的 Statfjord、Gullfaks 油田预计采收率分别达到 68%<sup>[13]</sup> 和 65%。

中国石油所属油田开发已经走过了 50 多年的辉煌历程, 积累了雄厚的技术和丰富的管理经验。中国石油上市以来, 加大了对老油田的研究与矿场试验工作力度。目前, 砂岩油田注水开发技术具有世界先进水平, 聚合物驱技术世界领先, 深层稠油油田热力开采技术跨入世界先进行列, 低渗透油田开发配套技术处于世界前沿。辽河、玉门、吉林、克拉玛依等油田在二次开发的探索与尝试中, 不仅原油产量稳中有升, “十一五”以来, 在油藏地质、钻采工艺、地面系统等方面, 也形成了一批具有特色的油田开发配套技术。这些进展使得二次开发在理论、技术、实践等方面具备了一定的基础<sup>[14-19]</sup>。

#### 2.2.1 高含水期仍是重要的开发阶段

虽然相当多的油田已进入“双高”阶段, 但处于该开发阶段的油田对产量和储量的贡献仍非常大。目前, 中国石油 79% 的产量仍由“双高”油田生产, 其剩余

可采储量占总剩余可采储量的 73%。生产实践表明, 中国东部油田大约 50%~70% 的可采储量在高含水和特高含水期采出。

#### 2.2.2 水驱采收率可进一步提高

目前, 中国石油油田标定采收率为 33.6%, 平均驱油效率为 56%, 平均波及系数为 60%。驱油效率的主要影响因素有油水黏度比、孔隙结构和润湿性等。通常认为水驱油效率变化不大, 但近来大量实际资料表明, 水驱油效率随着注水倍数的增加而增加。大港油田东检 3 井 1982 年时含水率 84%, 驱油效率 57%; 2004 年同一区块的东检 5 井含水率 92%, 驱油效率达 76%, 矿场取心分析证实, 驱油效率可达 60%~80%。波及系数的主要影响因素有平面非均质性、层间非均质性、油水流量比、油水井的完善程度、开发井网和注采技术等。据统计, 目前中国石油所属老油田平均波及系数为 60%, 通过水平井等注采方式进一步提高波及系数的潜力很大。因此, 大幅度提高采收率仍有较大的空间。

#### 2.2.3 形成了一批具有特色的油田开发配套技术

“十一五”以来, 中国石油在油藏地质、钻采工艺、地面系统等研究方面, 形成了一批具有特色的油田开发配套技术。

##### 2.2.3.1 油藏精细描述与数字化油藏模型

2004 年以来, 利用地震、钻井、测井、动态监测和生产数据, 借助计算机平台和专业软件, 开展了大规模精细油藏描述, 共描述地质储量  $81 \times 10^8$  t, 占已开发储量的 62%, 形成了数字化油藏模型。

##### 2.2.3.2 SAGD/蒸汽驱配套技术

蒸汽辅助重力泄油 (SAGD) 技术采用直井与水平井组合开采方式, 已形成了物理模拟、数值模拟、钻完井、高干度注汽及分配计量、大排量举升、动态调控、数据实时采集等配套技术。蒸汽驱形成了油藏工程优化设计与调控、低压油层保护、分层配注、高温测试、高温产出液处理等配套技术<sup>[17]</sup>。

SAGD/蒸汽驱配套技术在辽河油田取得了极大的成功<sup>[18]</sup>, 单从油井深度而言, SAGD/蒸汽驱许多配套技术具有原创性质。辽河油田通过应用 SAGD/蒸汽驱和水平井技术, 基本实现了稳产。辽河油田齐 40 块整体转蒸汽驱, 可提高采收率 23.7%, 蒸汽吞吐+蒸汽驱最终采收率达到 50% 以上; 曙一区整体转 SAGD 后, 提高采收率 30%, 蒸汽吞吐+SAGD 的最终采收率达到 52.8%。

##### 2.2.3.3 水平井开发技术

在水平井开发技术方面发展了常规水平井、侧钻

水平井、鱼骨刺井、多底井、多分支井、阶梯状水平井等,初步形成了水平井地质设计、工程设计(井眼轨迹控制)、储集层保护(零污染完井液)、举升工艺、后期生产监测、装备仪器等配套技术,涵盖了稠油、边底水、薄层、低渗透、裂缝性等油藏类型。目前,水平井年钻井可达1 000多口,水平井技术在辽河、新疆、冀东等油田取得了长足的发展,为水平井推广起到了示范作用<sup>[19]</sup>。

辽河新海27、冀东庙浅、大港枣北和华北京11等4个区块规模应用水平井进行二次开发,共设计水平井112口、侧钻水平井31口,预计水驱采收率整体提高7%。为高含水、濒临停产、低采油速度、高采收率基值油田进一步提高采收率指出了方向。

#### 2.2.3.4 地面“优化简化”工艺技术

“优化简化”是指新油田优化、老油田简化地面工程系统。发展形成了一级布站、常温密闭输送、单井在线计量、自动控制等技术,实现了节能降耗、提高效率的目的,基本形成了适合老油田开发的地面工艺技术。

大港油田实现了单井在线计量,为优化、简化和数字化油田的构建奠定了基础;新疆油田应用单井两相流量计量技术,取消了计量站,实现了一级半布站;大港港西集输系统改造后,吨油能耗由2 040 MJ下降到1 830 MJ,集输系统效率由45.8%上升到63.6%,注水系统效率由41.3%提高到56.2%。长庆西峰和大庆喇嘛甸、辽河兴隆台等油田也都积累了宝贵的“优化简化”经验。

#### 2.2.4 二次开发的初步实践

原油采收率除受油藏地质特点及流体性质影响之外,还与油藏认识程度和所采取的技术手段密切相关。近年来,随着石油科学技术的快速发展,油藏认识手段和开发技术水平有了长足的进步,可以更好地适应油藏的地质特点和油水关系的变化,有效挖掘油田潜力,进一步提高水驱采收率。

吉林扶余油田整体调整效果显著。该油田开发40多年,存在着井网不完善、井况差、注水状况差、地面不适应等四大主要矛盾,年产量从1984年的 $102.7 \times 10^4$  t降到2003年的 $65 \times 10^4$  t。在经过三维地震与精细油藏描述、转换井网形式完善注采关系、加强注水提高动态分水率、加大堵水调剖、采用一级半/二级布站和常温输送等措施进行整体调整后,年产量达到 $100 \times 10^4$  t以上,采收率提高5%~8%,吨油能耗由4 029 MJ降到1 548 MJ。二次开发使吉林油田重新焕发青春。

一批高水平开发单元水驱采收率已超过50%,这充分说明了二次开发提高采收率的潜力巨大。新疆克

拉玛依油田已开发50多年,采用二次开发的思路,对准噶尔盆地西北缘老油田地下状况重新认识,采取完善井网等一系列措施,原油产量可达 $400 \times 10^4$  t。油田二次水驱开发,采收率将提高8%,扭转了老油田产量递减趋势。

### 3 老油田二次开发的技术思路

二次开发是系统工程,其核心是高水平的油藏管理和新二次采油技术。其技术思路概括为“三重”,即重构地下认识体系、重建井网结构和重组地面工艺流程。新二次采油技术是常规二次采油技术的集成应用和发展,是介于二次采油与三次采油之间的技术。

#### 3.1 重构地下认识体系

采用高分辨率三维地震技术、高精度动态监测技术、精细油藏描述技术和储集层结构精细刻画技术等时要大胆淘汰过去一些无价值的老资料,避免老资料的不准确性影响二次开发技术决策的准确度。重新认识储集层和油层,查明剩余油分布,并采用网络化、信息化技术自动存取数据,方案自动生成,建成数字化油田,努力实现全程实时自动化跟踪与控制。

#### 3.2 重建井网结构

改变传统的直井井网结构,以丛式井、水平井、多分支水平井、多底井、平台式水平井等为主要开发井型,同时,根据井身结构条件,淘汰一批维护成本高的老井,特别是维护成本大于原油生产价值的井,原则上整体部署新井网,能利用的井则加以利用,不能利用的则弃置,从根本上形成二次开发的新井网。对具备条件的油藏纵向上层系细分重组,平面上井网加密,完善注采系统,改善水驱效果。

#### 3.3 重组地面工艺流程

在新井网条件下,为优化简化地面流程创造条件,根据高含水油田开发特点,以丛式钻井和平台式、集约式布井为基础,简化和优化地面工艺流程,坚定不移地推行一级或者一级半布站,短流程,常温输送,扩大冷输半径,形成泵对泵工艺流程,淘汰能耗高、效率低的地面设施,达到“四新、三高、三全、一循环”的目标,真正实现油田地面设施在低能耗、低成本和高度自动化环境下运行。“四新”指二次开发中要充分应用新材料、新工艺、新技术、新设备;“三高”指淘汰以前高能耗、低效率的加热炉、抽油泵和输油泵,改用高效加热炉、高效抽油泵和高效输油泵;“三全”指地面管线流程全密闭,产生的废气、污水等全部处理,并全部合理利用,达到环保要求;“一循环”是指油田生产实现安全环保的“循环经济”。

## 4 老油田二次开发的目标及重点部署

### 4.1 目标

截至 2006 年底, 中国石油累计探明石油储量  $167 \times 10^8$  t, 动用储量  $130 \times 10^8$  t, 已累计产油  $32.4 \times 10^8$  t. 可采储量  $43.8 \times 10^8$  t, 平均采收率为 33.6%。大量的研究和实践表明: 目前的采收率具有提高 10% ~ 20% 的潜力空间。老油田二次开发的目标就是大幅度提高采收率, 以目前采收率 34% 为基准值, 一般油田目标采收率达到 44% ~ 49%, 中高渗透等特殊油田目标采收率达到 50% ~ 55%。就目前情况看, 最终采收率达到 50% 是可以实现的, 对于一些条件较好的油田, 采收率的提高幅度将更大。

### 4.2 重点部署

二次开发是一项全新的系统工程, 开发对象复杂, 剩余油整体分散、局部富集, 油水关系复杂; 井眼轨迹优化、控制难度大, 钻井工艺复杂; 稳产和生产调控技术难度大; 新体系需建立, 老体系要调整, 一次性投入大, 存在一定的技术经济风险。为了最大限度地降低二次开发的技术经济风险, 按照“整体部署, 分步实施, 试点先行”的原则, 首先针对不同油藏类型做好“三项技术示范”, 组织“五项攻关研究”, “六个试点工程”, 开展“六项重大开发试验”, 确保二次开发高效、有序进行, 取得明显的效果与效益。

“三项技术示范”即大庆长垣新三维地震数据体技术示范、大庆多学科一体化地质研究技术示范和冀东南堡陆地地面系统整体优化技术示范。

“五项攻关研究”是指精准剩余油分布新模板研究、数字化油田资料自动录入及方案自动生成研究、注采工艺配套技术研究、采收率标定新方法研究、全新地面工艺流程研究。五项攻关研究的开展将有效解决二次开发中遇到的技术难点, 为二次开发的顺利进行提供技术支撑。

“六个试点工程”指辽河稠油转换开发方式工程、克拉玛依西北缘砾岩油田工程、冀东南堡陆地复杂断块油田开发工程、玉门老君庙及鸭儿峡低渗透油田开发工程、大港西中高渗油田开发工程和吉林扶余低渗透油田开发工程。六个试点工程提高采收率 9.8%。

“六项重大开发试验”是指大庆长垣三次采油结束后二次开发提高采收率试验、辽河稠油 II—III 类油藏蒸汽驱/SAGD 试验、冀东南堡陆地油田循环经济模式试验、大庆特低渗油田注  $\text{CO}_2$  提高采收率试验、吉林特低渗油田注  $\text{CO}_2$  提高采收率试验和玉门老君庙及鸭儿

峡提高采收率试验。六项重大开发试验将探索与验证不同类型油藏进一步提高采收率的方法与方式, 发展配套技术, 为其他油田的二次开发指明方向。该试验进行两年多来, 已经取得多项技术突破, 对油田开发起到了巨大的推动作用。

## 5 结论

室内研究和现场试验表明, 老油田依然潜力巨大, 中国石油原油采收率具有提高 10% ~ 20% 的空间。

老油田二次开发的主要技术路线是重构地下认识体系, 重建井网结构和重组地面工艺流程。

二次开发是一项艰巨复杂的系统工程, 要按照“整体部署, 分步实施, 试点先行”的原则高效、有序进行, 以降低经济技术风险, 提高油田开发的效果与效益。

总之, 中国石油老油田开发潜力巨大, 目前的开发形势决定了老油田必须实施二次开发。二次开发前景广阔、意义重大, 它将从根本上改变地下自然资源的利用和获取程度, 最大限度实现中国石油资源可持续发展, 保障国家石油安全。

### 参考文献:

- [1] 宋秋生, 张劲松. 罗马什金油田的二次开发[J]. 国外油田工程, 2001, 17(6): 31-35.
- [2] 陈琳凤. Ebughu 油田的二次开发[J]. 国外油田工程, 2003, 19(4): 13-14.
- [3] 高贵生. Usari 油田 BQI 重油油藏的二次开发[J]. 国外石油动态, 2007, (8): 14-17.
- [4] 缪明才. 马格尤期油田的二次开发和管理[J]. 石油勘探开发情报, 1999, (4): 42-44.
- [5] Mitra N K. Re-engineering of Mumbai High [A]. SPE 103763, 2006.
- [6] 司勇. 高含水普通稠油油藏二次开发研究[J]. 特种油气藏, 2007, 14(3): 59-61, 65.
- [7] Cimic M. Russian mature fields redevelopment [A]. SPE 102123, 2006.
- [8] Cuauero A, Ali M I, Jadid M B, et al. An approach for production enhancement opportunities in a Brownfield redevelopment plan [A]. SPE 101491, 2006.
- [9] Wongnapapisan B, Flew S, Boyd F, et al. Optimising Brown Field redevelopment options using a decision risk assessment: Case Study-Bokor Field, Malaysia [A]. SPE 87047, 2004.
- [10] Flew S, Mulcahy M, Stelzer H, et al. Bokor Field redevelopment: A Brown Field integrated modeling workflow case study [A]. SPE 87043, 2004.
- [11] Agbon I S, Aldana G J, Araque J C, et al. Resolving uncertainties in historical data and the redevelopment of mature fields [A]. SPE 81101, 2003.
- [12] Kessel O V. Champion East: Low-cost redevelopment of shallow, stacked, and faulted heavy-oil reservoirs [A]. SPE

- 78674, 2000.
- [13] Boge R, Lien S K, Gjesdal A, et al. Turning a north sea oil giant into a gas field: Depressurization of the Staffjord field[ A] . SPE 96403, 2005.
- [14] 甘利灯, 姚逢昌, 杜文辉, 等. 水驱油藏四维地震技术[ J] . 石油勘探与开发, 2007, 34(4): 437-444.
- [15] 相建民. 塔里木油田水平井高效开发技术[ J] . 石油勘探与开发, 2006, 33(6): 722-728.
- [16] 周英杰. 埕岛油田提高水驱采收率对策研究[ J] . 石油勘探与开发, 2007, 34(4): 465-469.
- [17] 赵文智, 胡永乐, 罗凯. 边际油田开发技术现状、挑战与对策[ J] . 石油勘探与开发, 2006, 33(4): 393-398.

- [18] 刘尚奇, 王晓春, 高永荣, 等. 超稠油油藏直井与水平井组合 SAGD 技术研究[ J] . 石油勘探与开发, 2007, 34(2): 234-238.
- [19] 周海民, 常学军, 郝建明, 等. 冀东油田复杂断块油藏水平井开发技术与实践[ J] . 石油勘探与开发, 2006, 33(5): 622-629.

第一作者简介: 胡文瑞(1950-), 男, 甘肃泾川人, 中国石油天然气股份有限公司副总裁, 教授级高级工程师, 享受政府特殊津贴的国家级专家, 中国石油“铁人科技成就”银奖获得者, 现主要从事油气田开发管理工作。地址: 北京市东城区安德路 16 号, 中国石油天然气股份有限公司, 邮政编码: 100011。E-mail: mapengfei@petrochina.com.cn

收稿日期: 2007-11-13

(编辑 王大锐 郭海莉)

## 微生物强化采油技术研究现状及发展方向

当今世界正在进行一场以生物工程及应用为标志的新技术革命, 而生物开发能源技术是生物工程中经济潜力最大、最有希望和前途的领域之一; 现代化学分析仪器和手段也使微生物科学进入了一个崭新的发展时期, 这些因素共同推动了微生物强化采油技术的研究和应用。近几年来, 我国先后从美国、加拿大引进微生物产品和微生物采油技术, 从多方面来加快我国微生物采油技术的发展。先后在新疆、大庆、扶余、大港、胜利、冀东、辽河、江汉等油田开展了微生物采油技术的推广应用, 先导性试验共 2 000 多井次。矿场试验由单井向区块整体试验发展; 由浅层向中深层发展; 由高渗井向中、低渗井发展; 由低温井向高温井(最高温度为 102℃)发展; 由低含水井向高含水井(最高含水 80%)发展; 由原油正构烷中长链向长链(最长 C<sub>60</sub>)发展; 由原油较高挥发成分向低挥发成分(最低仅有 5%)发展; 含蜡量最高 51.4%; 沥青质、胶质含量最高 31.6%。矿场试验难度的增加, 使得先导性试验结果具有很强的代表性和广泛的适应性。先导性试验油田达到的指标和效果是使原油含水率一般下降 5% 以上, 80% 以上的处理井有清蜡效果, 原油含蜡量一般能降低 6.4% 以上; 60%~70% 的处理井增油效果明显(最高达 84%), 油井产量一般增加 46%~68%(最高达 104%); 油井凝析气产量增加 95%, CO<sub>2</sub> 含量增加 21%; 经济效果显著, 投入产出比 1:4 至 1:6(最高达 1:9)。增产的最佳有效期 8~12 个月(最高达 18 个月)。现场施工中, 单井平均每次注入菌种量为 113.6~151.4 L, 最高为 424.0 L。

为了实现我国微生物强化采油技术产业化, 应该努力实现以下目标: ①建成具有初步规模的中国采油微生物菌种库; ②开发具有知识产权的微生物采油数值模拟软件; ③完成中国微生物采油技术的应用潜力评价, 并对中国今后 10 年应用微生物采油技术的效益作出评价; ④完成微生物采油技术工艺研究及配

套装备的设计工作并制造一套样机; ⑤通过项目的开展和完成, 培养和形成一支具有一定的研究、开发及设计能力的微生物采油技术人才队伍, 建成具有一定规模的微生物采油技术研究基地; ⑥在实施微生物采油的地区提高石油采收率 5%~10%。

在研究工作方面建议主要进行以下几方面的内容: ①采油微生物评价指标体系和评价方法研究与评价标准的制订。分别针对稠油油藏、高含水油藏、化学驱后油藏等不同油藏条件, 建立采油微生物评价指标体系与评价标准; ②采油微生物菌种筛选与培养及菌种库的建立。建成具有初步规模的中国采油微生物菌种库; ③采油微生物工程菌开发的探索性研究。运用现代生物工程技术, 对我国开发采油微生物工程菌的技术与经济及环境问题作出可行性评价; ④采油微生物与油藏适应性的研究。完成针对油藏条件确定采油微生物菌种的计算机专家系统, 实现微生物采油油藏筛选与菌种库候选菌种匹配的智能化管理; ⑤微生物提高原油采收率机理的研究。确定微生物驱油过程中对提高原油采收率有直接贡献的主要因素, 为不同油藏条件下微生物菌种的开发提供依据, 为微生物驱油数值模拟软件的编制提供模型。⑥微生物采油数值模拟软件的开发研究。开发具有知识产权的微生物采油数值模拟软件, 实现微生物采油方案设计及生产作业的科学化; ⑦微生物采油技术应用的潜力评价研究。确定中国应用微生物采油技术的潜力区块并分类, 对中国今后 10 年微生物采油技术应用的经济效益作出评价; ⑧微生物采油工艺技术的研究。建立微生物采油矿场应用技术工艺参数设计体系。⑨延长微生物采油技术作用有效期的研究。建立延长微生物采油作业有效期方案调整及营养物补充周期确定与评价方法; ⑩微生物采油配套装备的研究。研制一套车装式微生物单井处理专用系统及微生物驱油专用注入系统的样机。

(黄昌武 摘自《化工科技市场》, 2003, 26(4): 6-9)