



海上采油工艺技术系列丛书

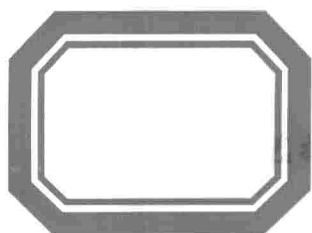
海上低品位油藏开采技术探索

——非常规油气开采技术借鉴与思考

徐文江 阎洪涛 丁克文◎编著



石油工业出版社



技术系列丛书

海上低品位油藏开采技术探索

——非常规油气开采技术借鉴与思考

徐文江 阎洪涛 丁克文 编著

石油工业出版社

内 容 提 要

本书在介绍海上低品位油藏开发技术实践与认识、加拿大油砂和美国页岩气开采技术实践基础上,介绍了海上低品位油藏开发非常规油气开采技术的借鉴和思考,包括海上低品位稠油吞吐式热采增效方法、热采井筒工艺改进思路、特稠油 SAGD 技术应用、油水过渡带稠油 ISC 技术应用,针对海上低渗油藏开发介绍了前置酸压裂、水力泵送可钻式桥塞压裂、缝网压裂借鉴性思考,分析讨论了利用水平井多级压裂技术建立低渗油藏的有效注采和增加储量控制的技术思路 and 理论方法。

本书可供从事海上低品位油藏、油砂和页岩气开发工作的技术和管理人员阅读,也可作为相关专业高等院校学生的参考用书。

图书在版编目(CIP)数据

海上低品位油藏开采技术探索:非常规油气开采技术借鉴与思考/
徐文江,阎洪涛,丁克文编著. —北京:石油工业出版社,2013. 12
(海上采油工艺技术系列丛书)

ISBN 978 - 7 - 5021 - 9893 - 0

I. 海…

II. ①徐…②阎…③丁…

III. 海上石油开采 - 研究

IV. TE53

中国版本图书馆 CIP 数据核字(2013)第 278602 号

出版发行:石油工业出版社

(北京安定门外安华里 2 区 1 号 100011)

网 址:www.petropub.com.cn

编辑部:(010)64523537 发行部:(010)64523620

经 销:全国新华书店

印 刷:北京中石油彩色印刷有限责任公司

2013 年 12 月第 1 版 2013 年 12 月第 1 次印刷

787 × 1092 毫米 开本:1/16 印张:13.25

字数:333 千字

定价:93.00 元

(如出现印装质量问题,我社发行部负责调换)

版权所有,翻印必究

《海上低品位油藏开采技术探索 ——非常规油气开采技术借鉴与思考》

编 委 会

顾 问：陈 壁 丘宗杰 赵金洲 孙福街

编 著：徐文江 阎洪涛 丁克文

参编和统稿人员：(排名不分先后)

刘义刚 李云鹏 彭绪海 姜维东 高孝田

曹砚锋 周法元 谭先红 唐 海 刘平礼

胡永全 李海涛 朱卫城 李炎波 余焱冰

山金城 孟宏渠 王理荣

序

常规油气资源经过百年勘探开发,大型简单优质资源越来越少,随着世界经济的飞速发展,对能源的需求日益增加,非常规油气资源已逐步成为新的储量增长点。与常规油气资源勘探开发相比,非常规油气的成藏机理、渗流特征、赋存状态、开发理论、设计理念、生产规律、配套技术、油藏管理方面均存在很大的差别,传统的开发理念、技术已经无法满足新增油气资源开发形势的需要。通过技术上的不断创新和努力,世界非常规油气开发技术逐渐成熟,非常规油气已经成为引领能源发展的重要力量之一。

近年来,在中国近海勘探开发过程中,海上低品位油气资源也已成为新的储量增长点。尽管这些资源的油气藏条件比非常规油气相对优越,但由于海洋环境带来的高投资、高风险等不利因素,不可能简单模仿陆上低品位资源的开发模式。因此,亟待从开发模式和配套技术上做新的探索和突破。

2012年和2013年,我和本书的作者就非常规油气技术对海上低品位油气开发的启示做过多次交流,也希望借鉴稠油、油砂和页岩气开发的成熟技术,促进海上低品位稠油和低渗透油气资源的有效开发。本书的出版是一个新的交流起点,希望中国海油更多的技术人员从中获益,也祝愿中国海上低品位油气资源经济有效开发早日获得新的突破。

陈掌星



加拿大卡尔加里大学非常规油气首席科学家

国家讲席教授

西安交通大学

教育部《长江学者奖励计划》讲座教授

“千人计划”国家特聘专家

前 言

本书所指的海上低品位油藏包括地下原油黏度大于 $350\text{mPa}\cdot\text{s}$ 的低品位稠油油藏和渗透率小于 50mD 的低渗透油藏。为了突破这些低品位油藏的经济有效开发,中国海油不仅有针对性地组织了技术攻关和开发方案研究,还相继开辟了南堡 35-2 油田多元热流体吞吐先导试验区、渤中 25-1 低渗油藏多级压裂先导试验区。随着这些研究和试验工作的不断深入,越来越多的认识表明,海上低品位油藏的有效开发,不能简单照抄照搬陆地油田的成熟开发模式,需要进一步开阔视野、开拓思路,探索基于海洋石油工业特点的低品位油藏有效开发之路。

在这条技术探索的道路上,公司为我们创造了很多技术交流的有利条件,包括前往美国调研页岩气开发技术,赴加拿大学习油砂开采技术,前往煤层气现场调研学习,参加 SPE 国际会议,与西南石油大学开展技术研究合作。正是这些有针对性的学习、交流和研讨,海上低品位油藏经济有效开发的技术之路渐有轮廓。从这个轮廓中我们看到,尽管我们的低品位油藏从地质特征上优于非常规油气资源,但在海洋环境、高投资和高产要求下,海上低品位油藏的开发难度不亚于非常规油气,需要借鉴非常规油气开采最前沿技术。点滴思考、及时整理,特别是越来越多同事加入探索海上低品位油藏与非常规油气开发的研讨之中,《海上低品位油藏开采技术探索——非常规油气开采技术借鉴与思考》渐渐成篇。

本书的第一章总结了海上低品位油藏的开发技术实践,包括低品位稠油水平井注水开发、化学吞吐、出砂冷采、热采实践,低渗油藏开发历程、技术实践、生产认识、有效开发的基本矛盾和主控因素,为后续章节的论述做了铺垫。第二章和第三章是以介绍油砂和页岩气开采技术为主。油砂开发章节中主要介绍典型采油工艺技术的工艺原理、适用条件和实施要点。页岩气开发一章中主要介绍了储层评价、储量计算、渗流机理、压裂设计与施工作业。第四章主要介绍了低品位稠油从油砂开发技术的借鉴,包括吞吐式热采增效方法、热采井筒工艺改进思路,并对特稠油 SAGD 技术应用、油水过渡带稠油 ISC 技术应用进行了探讨。第五章主要介绍了海上低渗油藏从页岩气开发技术的借鉴,包括应用水平井多级压裂技术来建立有效注采和增加储量控制的技术研究方法,并对前置酸压裂技术、水力泵送可钻式桥塞压裂技术、缝网压裂技术进行了研究和讨论。

本书旨在进一步探讨海上低品位油藏经济有效开发的技术方法和思路,一些观点可能有不妥之处,加之笔者水平有限,不足之处望读者批评指正。

在本书编写过程中,得到了中国海洋石油有限公司领导、开发生产部领导、西南石油大学领导的大力支持、鼓励;在资料收集和整理过程中,得到了卡尔加里大学的陈掌星等教授,西南石油大学唐海、刘平礼、胡永权、李海涛等教授的大力支持;在文献翻译阶段,得到了 Ivan Howard Blinderman 老师的帮助;在统稿阶段得到了刘义刚、李云鹏、彭绪海、高孝田、姜维东、曹砚锋、周法元等同事的帮助,笔者在此表示衷心感谢!

目 录

第一章 海上低品位油藏开采技术	(1)
第一节 概述	(1)
第二节 海上低品位稠油多元热流体热采探索	(6)
第三节 海上低渗透油藏开采技术综述	(18)
第四节 海上低渗透油藏有效开发的基本矛盾	(23)
第二章 油砂开采技术	(29)
第一节 概述	(29)
第二节 携砂冷采技术	(37)
第三节 蒸汽吞吐开采技术	(44)
第四节 蒸汽辅助重力驱技术	(53)
第五节 蒸汽驱开采技术	(63)
第六节 溶剂萃取开采技术	(70)
第三章 页岩气开采技术	(77)
第一节 概述	(77)
第二节 储层评价方法	(85)
第三节 储量计算方法	(98)
第四节 渗流机理与模型	(105)
第五节 开发压裂设计	(109)
第六节 水力压裂施工作业	(118)
第四章 海上低品位稠油从油砂开发技术的借鉴与思考	(125)
第一节 提高热采效果的技术借鉴	(125)
第二节 热采井筒改进技术借鉴	(127)
第三节 底水特稠油的 SAGD 开采技术借鉴	(130)
第四节 过渡带薄油藏开发的 ISC 技术借鉴	(138)
第五节 基于经营效益的技术应用决策借鉴	(153)
第五章 海上低渗油藏从页岩气开发技术的借鉴与思考	(160)
第一节 水平井多级压裂应用借鉴——建立有效注采	(160)
第二节 水平井多级压裂应用借鉴——实现少井多控	(166)
第三节 前置酸压裂技术借鉴	(172)
第四节 水力泵送可钻式桥塞压裂技术借鉴	(183)
第五节 缝网压裂技术借鉴	(189)
后记	(198)
参考文献	(199)

第一章 海上低品位油藏开采技术

第一节 概 述

按照石油天然气行业标准(SY/T 6169—1995),油层条件下黏度大于 $50\text{mPa}\cdot\text{s}$ 的原油为稠油。海上稠油开发实践表明,渤海海域河流相疏松砂岩(渗透率大于 500mD 、原油黏度小于 $150\text{mPa}\cdot\text{s}$)稠油油藏采用常规注水方式开采可行,这类稠油在本书中被称为常规稠油。

除上述海上常规稠油油藏外,渤海油区还有十几个已发现的稠油油藏因原油黏度过高难以使用注水等常规方法开采,这部分稠油地下原油黏度大于 $350\text{mPa}\cdot\text{s}$,在本书中被称为低品位稠油。截至 2012 年低品位稠油三级地质储量为 $7.4\times 10^8\text{m}^3$,在现有开采技术条件下,预计“十二五”期间这些低品位稠油油藏产量贡献率仅占中国海油国内产量规划目标的 1.9%,这一产量贡献率与储量基础很不匹配,因此如何采用有效的开采技术来开发动用这部分储量显得尤为迫切。

一、海上常规稠油开采技术积淀

(一)面临的主要问题

海上常规稠油油田,如绥中 36-1、秦皇岛 32-6、旅大 5-2 等油田,与陆地油田相比井距大、单井控制储量高,部分储量用现有井网难以有效地控制和动用。与此同时,这些油田储层疏松需要防砂,而由于井斜等因素一般只能分层段防砂开采(一般分 3~4 个层段),层系划分较粗。因此,在开发过程中注采矛盾逐步暴露,主要表现为水驱动用程度在层间和平面上差异大,且油水运动规律难以认识清楚,非主力层(次要层)难以经济有效地动用。随着油井含水的进一步上升和产液量的不断增加,注采不平衡进一步加剧。从吸水剖面来看,个别小层吸水甚至占整个注入层的 80%。从单井产量来看,在油田整体处于中高含水阶段时,部分井含水已经达到 90%,出现综合含水上升快(例如曹妃甸 11-1 油田 2006 年年均含水上升率达 4.1%)和产量递减快(例如绥中 36-1 油田一期 2006 年上半年自然递减率高达 12%)等问题。

综上所述,渤海海域的陆相砂岩常规稠油油田开发的主要问题是层间、层内及平面矛盾突出,油田综合含水上升快,产量递减快,油田开发效果面临挑战。因此,如何发展经济有效的稳油控水技术,减少渤海此类老油田的递减水平,是开发开采技术发展必须思考的问题。

(二)开发与开采技术

1. 开发技术实践

针对陆相砂岩常规稠油油田的地质油藏特点,已经配套发展起来了从采集、处理、构造—层序解释、储层预测、流体检测等一整套开发地震技术系列(包括地震资料目标处理技术、河流相砂岩储层精细描述技术等)。通过开展海上丛式井网多油水系统合采剩余油分布关键技



术研究,初步形成了井网整体加密油藏工程技术系列(主要包括海上大井距多层合采稠油油藏剩余油描述技术、水淹层测井评价技术、多层合采稠油油藏井网加密跟踪调整技术)。以动态精细构造解释和储层描述、地质建模和数值模拟为核心的技术组合深化了对油藏非均质性的认识,正是这些技术的积累和沉淀,使渤海成功完成了秦皇岛 32-6、埕北、锦州 9-3、歧口 17-2 等多个油田的综合调整方案,并在绥中 36-1 油田开展了整体井网加密调整试验,获得了较好的开发效果。截至 2012 年底绥中 36-1 油田一期增加调整井 58 口井,增加可采储量 $1224 \times 10^4 \text{t}$,采收率提高 10.4 个百分点。

2. 开采技术实践

在“十一五”期间,围绕地质油藏提出的稳油控水目标,开采技术方面配套研发了以下工艺技术并成功推广应用:在侧钻调整井保障方面,研发和推广了内挂、外挂井槽技术,保证了调整井的实施;在解决注水层间矛盾方面,研发和推广了同心成分注、地面多管分注等技术,使油水井分注率提高至 80% 以上;在解决注水层内矛盾方面,在近井地段和深部调剖基础上又研发和推广了弱凝胶深部调驱技术、氮气泡沫深部调驱等技术,使稳油控水从源头调整成为可能;在增产增注方面,研发和推广了多氢酸深部酸化工艺、氮气泡沫分流酸化工艺、局部增压注水工艺;井槽资源有限的条件下,在提高油水井利用率方面,研发和推广了同井注采技术。

正是这些开采技术的研发和推广应用,有力地保证了油藏开发阶段目标的实现。

二、海上低品位稠油开采技术综述

尽管海上常规稠油开发取得了成功,但利用这种注水开发模式、技术手段和方法,在开采海上低品位稠油过程中,仍然遇到了巨大的挑战。接下来我们将在介绍国内外低品位稠油开采技术的基础上,对海上油田的技术探索进行介绍。

(一) 国内外低品位稠油开发技术

稠油黏度虽高,但对温度极为敏感,每增加 10°C ,黏度即下降约一半。热力采油作为目前稠油开发的主要手段,已在美国、委内瑞拉、加拿大以及中国的辽河油田、新疆油田、胜利油田等进行了成功推广应用。经过近 50 年的发展,逐步形成和发展了以蒸汽吞吐、蒸汽驱、蒸汽辅助重力驱(SAGD)、热水驱、火烧油层、电磁加热等技术为代表的技术框架。蒸汽吞吐从单井吞吐发展为井组整体吞吐、蒸汽+助剂吞吐,其中使用的助剂主要有:非凝析气(天然气、氮气、 CO_2 及烟道气)、溶剂(轻质油)及高温泡沫剂(表面活性剂)等。蒸汽驱作为蒸汽吞吐之后提高采收率的有效方法,业界普遍认为可以提高采出程度达 30% OOIP 左右,蒸汽驱结束后的总采收率,一般在 40% OOIP 以上。为了提高蒸汽驱开发效果,又研发了间歇式蒸汽驱、多井组整体优化蒸汽驱、水平压裂辅助蒸汽驱(FAST)技术、蒸汽辅助重力驱。在 SAGD 为基础的水平井注蒸汽热采技术基础上,又研发了一些强化蒸汽辅助重力驱技术(ESAGD),包括蒸汽+非凝析气辅助重力泄油技术(SAGP)、加热通道蒸汽驱(HASD)技术、稠油注气体溶剂萃取技术(VAPEX)。这些技术将在本书后续章节中进一步介绍。

由于蒸汽与地层油相比密度差及流度比过大,易造成重力超负汽窜,体积波及系数低,蒸汽的热效应得不到充分发挥,又研发了热水驱技术。尽管热水驱对稠油开采的总体效果不如注蒸汽显著,但因其操作简单而被局部应用。在热水驱基础上,还研发了热水加化学剂(表面

活性剂)驱和热水氮气泡沫驱技术等。

另外,火烧油层在全世界已有 160 多个油田开展了较大规模的工业性开采试验,其采收率一般可达到 50% ~ 80%。火烧油层根据燃烧前缘与氧气流动的方向可分为正向火驱和反向火驱,根据燃烧过程中或者其后是否注入水又分为干式火驱和湿式火驱。近年随着水平井技术的发展,又研发应用了重力辅助火烧油层技术(COSH)。

此外,电磁加热、微波加热技术也开始应用于稠油热采之中。

(二)海上低品位稠油开发技术探索

海上率先在储量规模较大的低品位稠油油藏进行了开发试验,先后尝试了常规冷采、出砂冷采、化学吞吐降黏开采、稠油热采等技术。

1. 常规冷采技术探索

以南堡 35-2 油田为例,该油田南区属地下原油黏度大于 $350\text{mPa}\cdot\text{s}$ 的低品位稠油油藏,于 2005 年 10 月油井陆续投产,采用注水模式冷采开发,井型:水平井、多分支井;完井方式:优质筛管与砾石充填完井;人工举升:电潜泵采油;改善注采关系:弱凝胶调驱。

油田整体表现出采油速度低、采收率低、含水上升快,开发效果不理想。截至 2010 年 10 月,全油田累计产油为 $135.47 \times 10^4\text{m}^3$,采出程度为 2.8%。其中,属于低品位稠油的南区,累计产油仅为 $34.96 \times 10^4\text{m}^3$,采出程度仅为 1.2%。表 1-1 为南堡 35-2 油田南区开采数据。

表 1-1 南堡 35-2 油田南区开采数据

油井总数 (口)	油井开井数 (口)	月产油量 (10^4m^3)	产油能力 (m^3/d)	采油速度 (%)	采出程度 (%)	累计产油量 (10^4m^3)
25	17	0.79	308	0.3	1.2	34.96

2. 出砂冷采技术探索

在常规冷采探索未能取得设计效果的基础上,海上尝试了出砂冷采技术。

出砂冷采是指在没有人工能量补充的条件下,依靠天然能量,并通过调节生产压差使地层达到出砂,同时又保持地层骨架不被破坏,在近井地带中形成油气流高速通道——蚯蚓洞,从而大幅度改善地层的渗透率,达到提高产量的目的。实施中由于有少量天然气的存在,通常伴随有泡沫油的形成,泡沫油在排砂采油的过程中起到了提供能量、降低黏度和携砂的作用。该技术的进一步介绍详见本书第二章第二节。

出砂冷采试验区选择在埕北油田,该油田馆陶组稠油属于底水低品位稠油,油藏基础数据见表 1-2。

表 1-2 埕北油田 Ng2 油藏基础数据

平均斜深 (m)	孔隙度 (%)	地层温度 ($^{\circ}\text{C}$)	脱气原油相对密度	脱气原油地面黏度 ($\text{mPa}\cdot\text{s}$)	含蜡 (%)	胶质含蜡 (%)
2234	30 ~ 35	70	0.961 ~ 0.985	1028 ~ 5612	4.6	18.9

出砂冷采地面设备及试验流程如图 1-1 所示,井内油气流到达地面后首先进入旋流除砂器,实现油水气和砂砾的分离,分离出的砂子进砂罐,而油气水流随后进入气液分离器,气体燃烧,液体进入钻井液罐内。

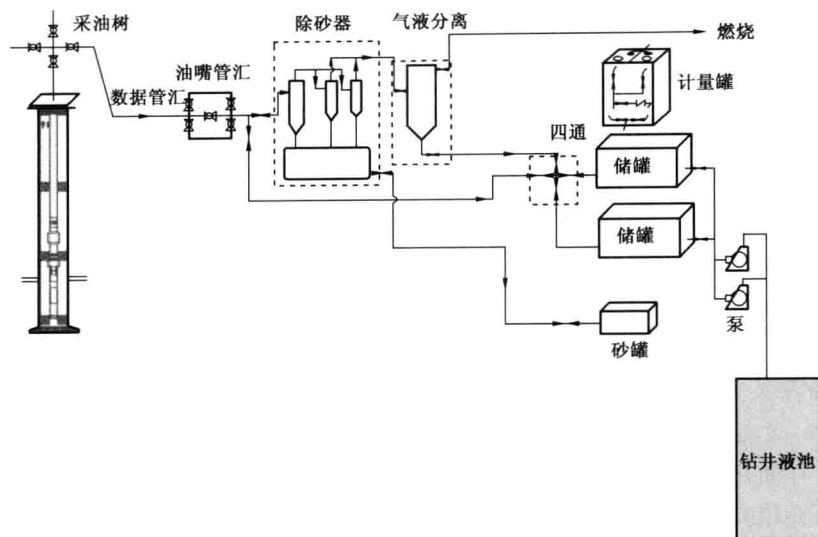


图 1-1 埕北油田 B24 井出砂冷采地面设备及试验流程图

应用上述流程,2008 年 11 月 13 日,对埕北油田 B24 井的 Ng_2 油组 TCP 射孔,射孔井段 1460.6 ~ 1463.9m,1464.6 ~ 1480.9m,1489.6 ~ 1497.1m;未防砂。11 月 16 日至 12 月 18 日,用射流泵采油,净产液量为 $0.1 \sim 4\text{m}^3/\text{h}$,产出液含砂比为 $0.05\% \sim 6\%$,期间射流泵多次故障。2008 年 12 月 19 日至 2009 年 1 月 5 日,下杆驱螺杆泵采油,产量为 $0.4 \sim 1.2\text{m}^3/\text{h}$,砂比 $0 \sim 0.2\%$,后因抽油杆断落提出井内机组。2009 年 1 月 9 日,下入排量为 $50\text{m}^3/\text{d}$ 的电潜离心泵机组,启泵后一直未能正常运转。2009 年 2 月 19 日,暂停该井的稠油冷采试验工作。现场试验数据见表 1-3。

表 1-3 埕北油田 B24 井出砂试验数据表

机采类型	人工举升时间段	产砂量 (m^3)	累计产油量 (m^3)	备注
射流泵	2008.11.16—2008.12.18	2.76	<1	包括冲砂返出的砂量
杆驱螺杆泵	2008.12.19—2009.01.5	少量	油花	
电潜离心泵	2009.01.9—2009.01.19	无	无	

该井试验用螺杆泵和电潜离心泵没有达到排砂的试验要求,试验中的射流泵也多次故障,排出了部分地层砂,但仍存在较大的砂砾堵塞射流泵喷嘴的情况。试验表明井内携砂是需要解决的首要问题。

3. 化学吞吐降黏技术探索

在冷采探索基础上,2008 年在南堡 35-2 油田 B1 井进行了化学吞吐降黏试验。

化学乳化降黏技术就是通过向地层注入一定量乳化剂在原油表面形成稳定的水包油(O/W)型活性膜或将油包水(W/O)型乳状液翻转成 O/W 型乳状液,大幅降低原油黏度、提高流动能力的一种稠油开采方式。B1 井原油具有黏度高、密度大、凝固点低、含蜡量低的特点,属重质稠油,原油物性见表 1-4。

表 1-4 B2 井原油物性分析

地面原油密度(20℃/50℃) (g/cm ³)	地面原油黏度(50℃) (mPa·s)	含水 (%)	含蜡 (%)	胶质 (%)	沥青质 (%)	凝固点 (℃)
0.9687/0.9496	2207	8	1.26	15.74	6.1	2

2008年5月2日10时至5月6日20时,对B1井进行了化学吞吐降黏施工。施工期间反挤解堵液20m³、降黏剂溶液1500m³(分两个段塞:前段塞浓度1%、共800m³,后段塞浓度0.5%、共700m³)和80m³地热水作顶替液,然后关井浸泡。施工曲线如图1-2所示。

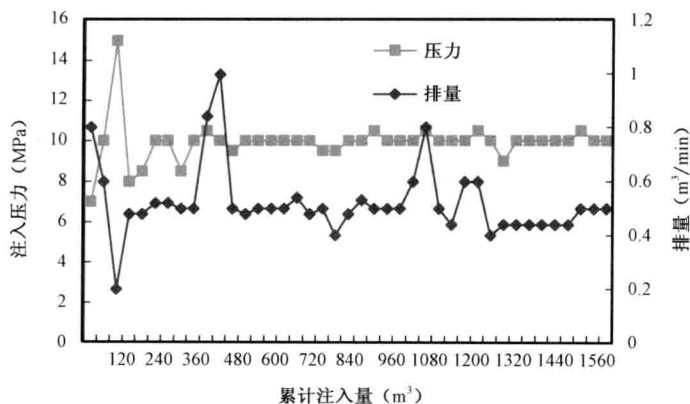


图 1-2 B1 井施工曲线

从施工过程分析,B1井施工前近井地带存在堵塞。当吞吐液中的有机解堵剂首先进入油层时,施工压力最高达到了15MPa,说明近井地带油层包括防砂筛管存在严重的堵塞。

B1井吞吐开井后,首先吐出约300m³吞吐液,此后,产出液开始出油,日产量逐步提高,截至2008年12月15日,B1井累计增油968t,考虑吞吐初期产水影响,B1井增产原油约800t,生产曲线如图1-3所示。

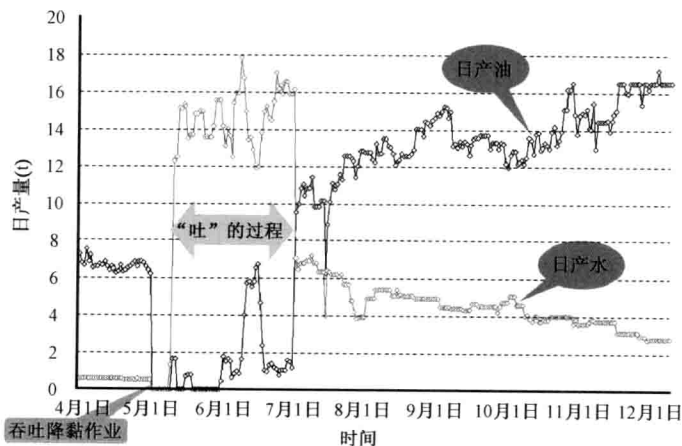


图 1-3 化学吞吐前后生产曲线



通过图 1-3 可以看到,尽管化学吞吐后单井日产有所增加,但仍低于 $20\text{m}^3/\text{d}$,对油田经济开采效益影响不大。

4. 稠油热采技术

在常规冷采、出砂冷采、化学吞吐均未达到增产增效目标背景下,为改善低品位稠油开发效果,在借鉴陆地油田热采开发经验基础上,海上建立了两个热采先导试验区,在南堡 35-2 油田率先探索以多元热流体吞吐为主的热采开发技术,在埕北油田探索以蒸汽吞吐为主的热采开发技术。

多元热流体是含有水(蒸汽)、 N_2 、 CO_2 及化学添加剂多种组分,用于稠油油田提高采收率的高温流体。多元热流体热采技术实质上是一种利用水(蒸汽)与气体(N_2 、 CO_2 、烟道气或天然气)的协同效应,通过加热降黏和气体溶解降黏、气体增压、气体扩大加热范围和减小热损失、气体辅助重力驱等机理来开采原油,并且可选择性地添加高温起泡剂,在地下形成高温泡沫,控制多元热流体流度,调整注入流体的剖面,达到提高原油采收率的目的。在南堡 35-2 油田,从 2010 年起至今新钻调整井共计实施多元热流体热采吞吐作业 14 井次,累计产油量已达 $17.1 \times 10^4 \text{t}$ 。

蒸汽热采是运用热工学的理论和方法,通过加热油藏降低地下原油黏度、溶解和溶化油层堵塞、改善地层的渗流特性,从而提高原油在地层的渗流能力,提高稠油产量和采收率。2010 年在埕北 A32h 井首次进行了蒸汽吞吐作业,由于后续生产中产生汽窜现象,并且出现井筒高温下的注热管柱断裂等问题,在热采后没有取得明显的增产效果。

三、认识

海上常规稠油开发取得了成功,尽管开发开采中还有很多技术问题,但已逐步建立起了技术系列。对于海上低品位稠油,在常规冷采、出砂冷采、化学吞吐难以取得较好开发效果的情况下,正在积极探索热采开发应用试验。

海上稠油热采技术由于自身条件的限制,与国内外陆上油田相比还存在一定差距,很多技术依旧需要进一步探索和实践,包括热采适应性评价、开发程序和技术策略、热采方式下不同井型生产及注入能力评价方法、热采过程热利用率评价方法、热采效果评价及指标预测方法、多轮次热采吞吐固井和防砂技术、高温条件下人工举升技术、热采安全防控技术、规模热采装备技术等,仍需要在热采先导试验区进行研究和试验验证。

第二节 海上低品位稠油多元热流体热采探索

由于海上油田开发有着高投入(油田开发投资少则十几亿、多则上百亿元人民币)、生产设施设计年限相对较短(一般为 15~20 年)的特点,油田开发必须保持较高的采油速度,才能在生产设施设计年限期内尽可能地提高油田采收率,提高油田开发效益。因此,对于采用冷采开采效果不好的稠油,急需探索研究开采模式和方法。

众所周知,国内外稠油热力开采方法,是提高油田采油速度、采收率和开发效益的有效手段。但在海上实施稠油热采,不仅需要从技术上考虑如何尽可能提高热量波及体积来适应海上大井距、井网不完善所带来的挑战,还要考虑海上生产平台空间小、吊装能力和作业能力有

限、健康安全环保要求更为严格等条件限制,更要考虑海洋环境带来的高投入、高成本下的热采经济性问题。

一、海上稠油热采技术思路研究

实现海上热采,首先需要选择小型高效的热力发生装备。该装备应具有占地面积小、重量轻、自动化程度和可靠性高等特点。与此同时,设备应能够在油田所能提供的有限条件下进行操作,如热力发生的水源仅限于地层水、脱油水或海水,利用油田天然气、原油或柴油等做燃料,应能利用平台的电力供应条件等。通过对比了各种热力发生装备后,海上首先选择了多元热流体发生器作为热力发生装备进行探索试验。

由于海上常规稠油油田原油黏度不高,而储层渗透率一般情况下又很高,因而原油流量很大。在常规蒸汽注入过程中,原油很容易被段塞式驱走。另外,由于海上油田井距较大,单井控制储量大,这就要求注入的热量尽可能具有较好的热扩散作用,使其能够有足够大的波及体积,以提高热作用效果,满足海上单井高产和油田高速开发的要求。而多元热流体发生器恰好能满足这一要求,其产生的多元热流体含有水、水蒸气、 N_2 、 CO_2 和 CO ,可以看到一部分为载能工质(水和水蒸气),一部分为非凝析气体。两部分联合作用,会使热作用效果大大增强,表现在:

(1)非凝析气体注入后容易发生窜流,避免了热流体将流量相对较高的稠油段塞式驱走,扩大了热作用范围。

(2)非凝气体注入储层后不仅会增加地层压力,由于其相对密度相对较低,它会向上流动并扩散,对于下部蒸汽带起到了阻隔作用,减少了热量损失。

(3)由于注入流体中含有大量 CO_2 气体,具有溶解降黏作用,其与水蒸气协同作用,会起到复合降黏效果。

因此,协同降黏效应、气体增压、扩大热作用范围、减少热损失等综合作用,是海上注入多元热流体吞吐开采的基本思路。

二、物理实验模拟研究

为了模拟高温高压下多元热流体吞吐采油的开采效果和探索研究提高采收率机理,工程设计人员设计了具有 4 个测温点和 2 个测压点的多元热流体高压模拟实验装置,实验装置流程如图 1-4 所示,主要包括填砂模型(配置温度和压力传感器、控温加热套和保温层)、中间容器(注入过程中的流体缓冲容器)、蒸汽发生器、 CO_2 中间容器、 N_2 中间容器、油气水计量装置、计量泵、压力计及数据采集和控制系统。

多元流体采油模拟实验步骤如下:

(1)清洗油砂。

(2)模型填砂:模型体积约 5.0L,孔隙体积约 1.2L,束缚水量约 0.54L,饱和油量约 1.25L。

(3)在模拟南堡 35-2 油田南区地层温度下饱和模拟地层水后静置 12h。

(4)饱和原油至产出液不含水,且产液速度稳定,静置 12h。

(5)冷采实验:注入端定压注油,采出端控制回压稳定开采,记录采油速度和采水速度,并记录压力(4 个压力点:采出端、注入端和模型管上部两点)变化,至采油速度稳定;回压放空,

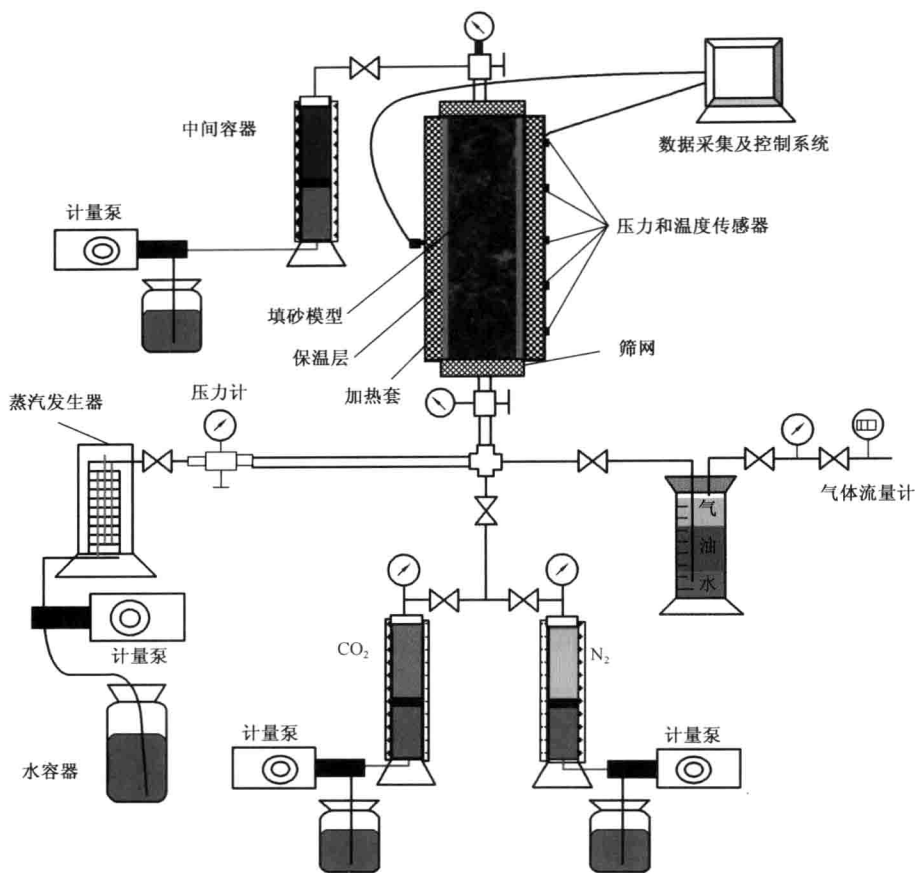


图 1-4 多元热流体吞吐物理模拟实验装置流程示意图

记录采油速度、采水速度和压力。

(6)蒸汽吞吐实验:从采出端注入设计量的高温蒸汽,记录注入速度、温度(红外测温)和压力(4个压力点:采出端、注入端和模型管上部两点)变化;完成注入量后,按照设计时间焖井;注入端在定压条件下注油驱替,采出端控制回压稳定,记录采油速度和采水速度,直至采油速度与冷采相当;回压放空,记录采油速度和采水速度,及对应时间的压力变化。

(7)多元流体吞吐实验:从采出端注入设计量的蒸汽+N₂/CO₂,记录注入速度和压力(4个压力点:采出端、注入端和模型管上部两点)变化;完成注入量后,按照设计时间焖井;注入端在定压条件下注油驱替,采出端控制回压稳定,记录采油速度和采水速度,直至采油速度与冷采相当;回压放空,记录采油速度、采水速度和采气速度,及对应时间的压力变化。

采用采油指数作为比较不同蒸汽吞吐和多元热流体吞吐的开采效果的指标参数。按照以上的实验方法,开展了冷采、蒸汽吞吐和多元流体吞吐模拟实验,实验压力控制在 10MPa 左右,注入 0.35L 当量水的蒸汽,注入 0.125L 当量水的 N_2 ,注入 0.05L 当量水的 CO_2 ,焖井时间均为 15min。蒸汽吞吐的实验特征如图 1-5 所示,多元流体吞吐的试验特征如图 1-6 所示,对比两个实验可以看出,温度对开采效果影响很大,在 56℃(模拟油藏温度)下仅为

28.0 mL/(min · MPa); 蒸汽吞吐的采油指数较冷采有明显提高, 240℃ 蒸汽吞吐的平均采油指数为 66.7 mL/(min · MPa), 为冷采的 2.5 倍左右。240℃ 多元流体吞吐的增产效果更为明显, 240℃ 多元流体吞吐的平均采油指数高达冷采的 4 倍, 是 240℃ 蒸汽吞吐平均采油指数的 1.6 倍。由于吞吐模拟实验是在相同注入量(油藏压力条件下)下进行的, 如果提高注入 N_2 和(或) CO_2 的量, 可以进一步提高注蒸汽与 N_2 和(或) CO_2 吞吐增产效果。

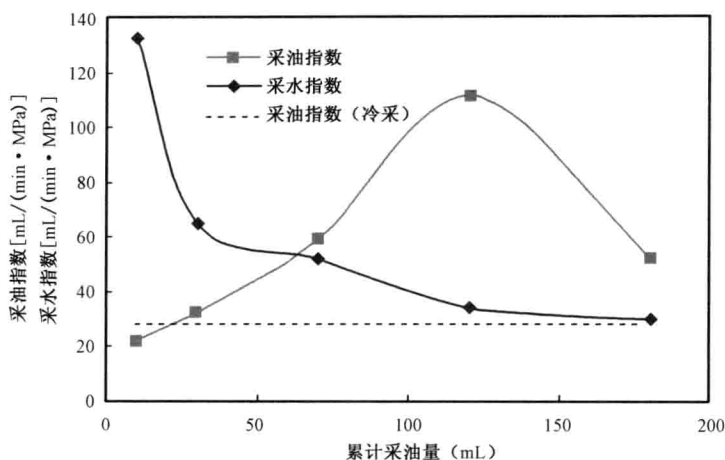


图 1-5 240℃ 蒸汽吞吐采油指数和采水指数与累计采油量的关系

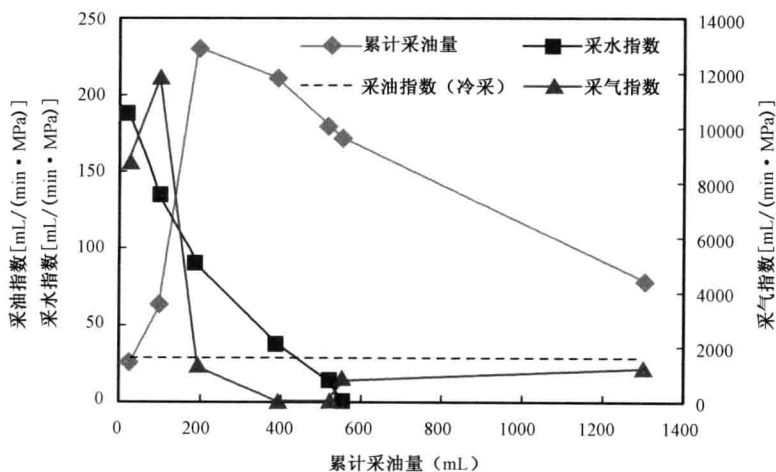


图 1-6 240℃ 多元流体吞吐采油、采气和采水指数与累计采油量的关系

饱和天然气的稠油蒸汽吞吐和多元流体吞吐的开采动态分别如图 1-7 和图 1-8 所示。饱和天然气量对注蒸汽、注多元热流体的效果具有一定的影响。饱和天然气稠油的采油指数要明显高于脱气稠油。当稠油中饱和天然气量减小后注入 N_2 和 CO_2 , 虽然不能提高含气稠油的采油指数, 但是, 可以明显提高周期增产油量。因此, 可在已开采的油藏压力降低后注入 N_2 和 CO_2 补充油藏能量, 进而提高油井产量。

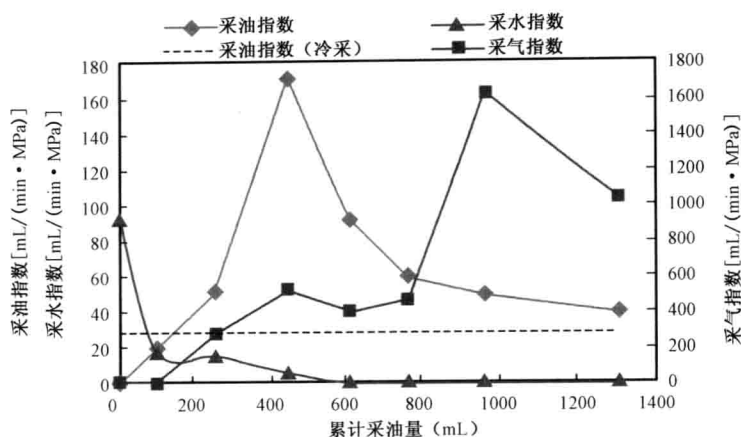


图 1-7 饱和天然气稠油蒸汽吞吐采油指数和采气指数与累计采油量的关系

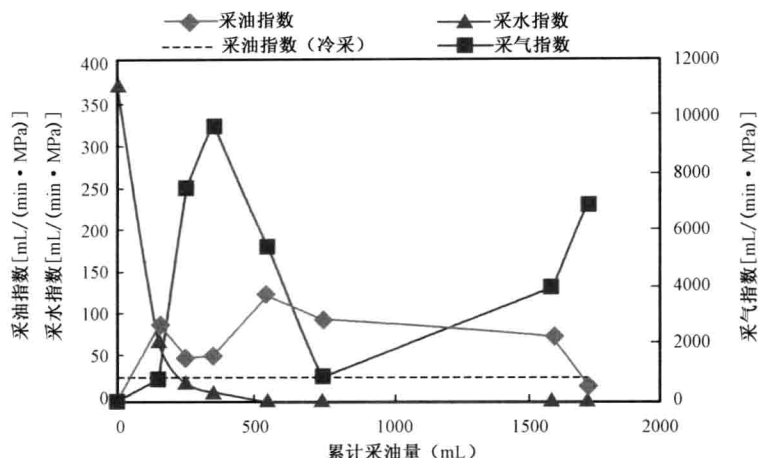


图 1-8 饱和天然气稠油多元流体吞吐采油、采水和采气指数与累计采油量的关系

综上,从采油指数来看,南堡 35-2 油田南区稠油多元热流体吞吐开采的增产效果要高于蒸汽吞吐,当油藏开采压力降低、饱和天然气量减小后,注入 N_2 和(或) CO_2 等非凝析气体,可以保持油藏的压力和采油速度。

三、数值模拟研究

室内模拟实验表明多元热流体吞吐开采稠油可以获得明显的增产效果。为了更好地认识多元热流体热采的增产机理和开采规律,有必要从油藏角度开展油藏数值模拟研究,比较蒸汽吞吐和多元流体吞吐的开采效果、注采动态、流体分布及温度和压力分布。

采用 Eclipse 的 Thermal 模型进行多元热流体吞吐的油藏数值模拟。根据渤海油田南堡 35-2 油田南区典型的油藏地质特征,建立了 $50 \times 40 \times 25$ 个网格的均质油藏地质模型和水平井 7 组分(N_2 , CO_2 , CH_4 , C_2-C_5 , C_6-C_{12} , $C_{13}-C_{29}$ 和 C_{30+})模型。所建立的沿水平井油藏模型剖面图如图 1-9 所示,油藏顶深为 1000m,厚度为 25m,水平井钻井位置为距顶部 17m,水平