

海上油田聚合物 驱油技术与先导试验

张凤久 孙福街 著



中國石化出版社

[HTTP://WWW.SINOPEC-PRESS.COM](http://www.sinopec-press.com)

海上油田聚合物 驱油技术与先导试验

张凤久 孙福街 著

中国石化出版社

图书在版编目(CIP)数据

海上油田聚合物驱油技术与先导试验 / 张凤久, 孙福街著.
—北京: 中国石化出版社, 2015. 6
ISBN 978-7-5114-3373-2

I. ①海… II. ①张… ②孙… III. ①海上油气田—
聚合物—驱替试验 IV. ①TE328

中国版本图书馆 CIP 数据核字(2015)第 122362 号

未经本社书面授权, 本书任何部分不得被复制、抄袭, 或者以任何
形式或任何方式传播。版权所有, 侵权必究。

中国石化出版社出版发行

地址: 北京市东城区安定门外大街 58 号

邮编: 100011 电话: (010)84271850

读者服务部电话: (010)84289974

<http://www.sinopec-press.com>

E-mail: press@sinopec.com

北京富泰印刷有限责任公司印刷

全国各地新华书店经销

*

787 × 1092 毫米 16 开本 14 印张 326 千字

2015 年 8 月第 1 版 2015 年 8 月第 1 次印刷

定价: 98.00 元

序

2010年,我国近海石油天然气产量超过了 $5000 \times 10^4 \text{t}$ 油当量,成功建成了“海上大庆油田”,之后产量稳中有升,已成为世界海洋产油大国之一。这标志着我国石油工业发展格局实现了从“以陆地石油为主”向“陆海统筹、海陆并重”战略的转变。

从中国海上油田 30 多年的开发历史看,主要经历了自喷采油和注水开发为主的第一个开发时期,这也是国内外油田开发通常经历的历史。在这个时期,在“注够水、注好水、注精水”上花了功夫。2004年,当一大批海上稠油油田开发起来的时候,为进一步提高油田开发水平和效益,公司决策成立了“中国海洋石油总公司提高采收率重点实验室”。海上油气田开发因为受到海上风浪流、平台寿命有限等因素的影响,使得陆地油田开发的成熟技术无法直接应用,摸索出一套在平台寿命内最大限度地提高采收率的技术迫在眉睫,因此,确立了海上油田高效开发模式的技术方向,即模糊一次、二次、三次采油界限,把三阶段的系列技术集成、优化、创新和综合应用,实施早期注水、注水即注聚、注水注聚相结合的技术政策,油田投产就尽可能提高采油速度,在较短时间内,达到最大采收率并尽可能延长高速开发的时间。

重点实验室成立后,经过十年左右的时间进行了整体加密和海上注聚相结合为主的综合调整技术试验,取得了明显效果。2006年率先开展了海上油田整体加密调整试验,绥中 36-1 油田 I 期整体加密后,产量和采油速度实现了翻番,成效显著,目前海上油田整体加密综合调整技术已广泛应用于中国海上油田而成为老油田提高采收率的主要技术之一。

在整体加密的同时,精心设计了 3 个油田的注聚试验。绥中 36-1 油田是原油黏度高、配聚水硬度高的油田,旅大 10-1 是世界上第一个注水(低含水阶段)即注聚的油田(先导试验),锦州 9-3 西则是中高含水期的注聚实践。三个油田已实施注聚 44 口井,一线受效井 143 口,聚驱动用地质储量 $1.06 \times 10^8 \text{m}^3$,平均见效率达 74.7%,三个油田注聚的阶段投入和产出比平均已达到 1:6.45,取得了良好的驱油效果和经济效益。截至 2014 年年底,累计增油 $435 \times 10^4 \text{m}^3$ 。

渤海油田是世界首个成功开展聚合物驱先导试验并大规模应用的海上油田,历经十年艰辛攻关和矿场试验,基本形成了具有海上油田特色的聚合物驱

油技术体系。作者以海上油田高效开发模式为指导,以其亲身技术攻关研究为基础,较为系统地总结阐述了包括高效聚合物驱油体系、油藏数值模拟技术、平台聚合物配注工艺、采出液处理及油藏综合评价技术在内的海上油田聚合物驱关键技术,创新发展了聚合物驱油技术并拓展了应用领域,是该技术发展进程中又一里程碑式的成果。

十年艰辛探索,成果来之不易。海上聚合物驱油探索为海上油田高效开发模式奠定重要技术基础,为海上油田高效开发与大幅度提高采收率提供技术支撑,为实现中国海油“二次跨越”战略目标要求的增储上产任务探索出一条崭新道路。

周初为

前 言

近年来,海洋石油已经成为世界石油产量的主要增长点,预计仍将保持较高的增长速度,我国也不例外。同时,我们更应该看到我国海洋石油(主要指近海油田)开发所面临的困难和挑战。

我国近海石油产量的一半以上是稠油,并且近年来新发现的稠油储量越来越大。海上稠油(或重油)开发难度大、采收率相对较低,陆地油田开发经验不能照搬到海上,而国际上又没有先例可借鉴。为了实现渤海油田产量进一步增长和大幅度提高采收率,周守为院士基于海上稠油开发历程及现状,深入分析了海上稠油油田开发面临的主要问题与挑战,经过长期技术探索与矿场实践,率先提出了海上油田高效开发模式:模糊一次、二次、三次采油界限,通过技术创新和集成,使油田在投产初期迅速达到高峰产量并高速开采,始终保持旺盛生产能力;综合应用多枝导流、适度出砂、早期注水、注水即注聚、注水注聚相结合等技术;利用以聚合物驱为主的提高采收率技术体系,在最短的时间内采出更多的原油,获得最大采收率。渤海海域油田提高采收率较为现实的途径是基于聚合物驱的化学驱提高采收率技术,它是构成高效开发模式的基础和关键,在海上油田高效开发模式中具有十分重要的地位和作用。

2003年,中国海油率先在渤海绥中36-1油田开展了稠油聚合物驱单井先导试验,拉开了海上油田聚合物驱实践的序幕。截至2014年年底,已在三个油田形成44口注聚井的聚合物驱规模,动用地质储量 $1.06 \times 10^8 \text{ m}^3$,累计增油 $435 \times 10^8 \text{ m}^3$,2014年增油达到 $90 \times 10^4 \text{ m}^3$ 。同时,通过十年攻关与实践,建立了从驱油体系、配注工艺到油藏评价、再到采出液处理的海上油田聚合物驱提高采收率关键技术体系。

本书共八章,包括海上油田聚合物驱油技术发展历程、海上稠油聚合物驱油体系、海上平台聚合物高效配制技术、海上油田聚合物驱油藏数值模拟技术、海上油田聚合物驱油藏方案优化决策、海上油田聚合物驱开发动态分析与效果评价、含聚采出液处理技术及聚合物驱矿场试验与应用。由于作者知识和水平有限,加之海上油田高效开发模式仍然处于探索与实践阶段,书中难免有不妥之处,恳请读者批评指正。

目 录

第一章 海上油田聚合物驱油技术发展历程	(1)
1.1 技术背景	(1)
1.2 海上油田聚合物驱开发模式	(4)
1.3 海上油田聚合物驱试验与应用历程	(12)
参考文献	(12)
第二章 海上稠油聚合物驱油体系	(14)
2.1 聚合物驱油机理	(14)
2.2 海上稠油驱油用聚合物	(16)
2.3 海上稠油油田驱油用聚合物发展趋势	(34)
参考文献	(35)
第三章 海上平台聚合物高效配制技术	(37)
3.1 聚合物高效配制技术	(37)
3.2 海上平台聚合物高效配注工艺	(50)
3.3 海上平台聚合物高效配注装置应用	(62)
参考文献	(68)
第四章 海上油田聚合物驱油藏数值模拟技术	(69)
4.1 海上油田聚合物驱数学模型	(69)
4.2 海上油田聚合物驱数值模型	(79)
4.3 串/并行 FASP 算法	(89)
4.4 聚合物驱油藏数值模拟器实现	(93)
4.5 配套模块的研制	(95)
参考文献	(100)
第五章 海上油田聚合物驱油藏方案优化决策	(101)
5.1 海上油田聚合物驱油藏方案优化决策模式	(101)
5.2 海上油田聚合物驱油藏方案优化方法	(116)
参考文献	(123)

第六章 海上油田聚合物驱开发动态分析与效果评价·····	(125)
6.1 聚合物驱动态分析的任务·····	(125)
6.2 动态分析的主要方法和手段·····	(126)
6.3 聚合物驱效果评价方法·····	(137)
6.4 综合调整技术·····	(145)
6.5 动态分析所需资料·····	(151)
参考文献·····	(152)
第七章 含聚采出液处理技术·····	(153)
7.1 聚合物对采出液处理的影响·····	(153)
7.2 含聚原油脱水技术·····	(158)
7.3 含聚污水处理技术·····	(167)
7.4 含聚油泥处理技术·····	(183)
参考文献·····	(184)
第八章 聚合物驱矿场试验与应用·····	(186)
8.1 聚合物驱潜力评价与目标油田选择·····	(186)
8.2 绥中36-1油田聚合物驱油技术·····	(190)
8.3 旅大10-1油田“凝胶驱”技术·····	(201)
8.4 锦州9-3油田聚合物驱油技术·····	(208)
参考文献·····	(215)
后 记·····	(216)

第一章 海上油田聚合物 驱油技术发展历程

随着国民经济的快速发展,我国的石油需求与日俱增,供需矛盾日益突出。2000 ~ 2008 年,我国石油对外依存度由 31.0% 上升至 49.8%。2009 年石油表观消费量 $40837.5 \times 10^4 \text{t}$,石油净进口量 $21888.5 \times 10^4 \text{t}$,对外依存度达到 53.6%。预计到 2015 年,对外依存度将达到 65%,到 2020 年可能达到 70% 以上。可见,石油短缺日益成为国家能源安全的核心问题。近年来,勘探新资源的难度越来越大,且从勘探到油田开发,周期较长,我国石油替代资源量和后备可采储量日趋紧张。陆地油田经过几十年开采,已进入特高含水期,而海上资源却有着很大的开发潜力,加速高效开发海洋石油资源已成为未来国家能源战略的重点之一。

石油进口受诸多不确定性因素影响,存在着很大的风险和安全隐患,对外依存度越高,风险性就越大,石油供应的安全性就越小。如果能够大幅度提高国内石油资源采收率,则可安全可靠地为国家建设提供更多的石油。

我国海域蕴藏着丰富的油气资源,海上油田高效开发对国民经济发展和国家能源安全的重要性更加突显。随着海上油田勘探难度的加大,提高采收率技术对海上油田开发所起作用也就日趋重要。我国近海油田多为陆相沉积模式,在油田开发中普遍存在平台寿命期有限(25 年左右)、稠油采收率偏低(开发方案中标定的水驱采收率只有 18% ~ 25%)的问题,平均采油速度低于 2%。在平台寿命期满后,地层剩余油将难以有效利用,这些花费高昂代价发现的石油资源将难以再开采。因此,只有利用有效的提高采收率技术,才能在有限时间内最大程度地获得经济有效的采出程度。

1.1 技术背景

1.1.1 海上油田聚合物驱油技术潜力

近几年,渤海油田油气产量一直攀升,提高采收率技术起到重要作用,对于 2010 年渤海油田 $3000 \times 10^4 \text{m}^3$ 和中国海油 $5000 \times 10^4 \text{m}^3$ 产量目标的实现,以及建设“海上大庆油田”具有非常重要的意义。我国海上油田稠油储量占总地质储量的 70% 左右,主要集中于渤海油田,而渤海 70% 的油田是稠油或者重质油,油田开发方案标定水驱采收率为 18% ~ 25%,有些甚至更低,实际平均采收率仅为 20.2%,相对于陆地类似油田 32% ~ 40% 的采收率,还有很大潜力可挖。对于渤海油田,采收率提高 1%,就相当于获得一个亿

吨级储量的大油田。所以,渤海油田提高采收率潜力巨大,其经济效益和社会效益显而易见。

通过多种提高采收率方法筛选和深入探究,中国海油决定以聚合物驱油技术为切入点和突破口,实现大幅度提高采收率。聚合物驱即在注入水中添加少量聚合物,提高注入水黏度,扩大波及体积,达到提高采收率的目的。这项技术在陆地油田取得了很好的应用效果,已成为我国陆地油田最主要的提高采收率技术之一。但对于海上油田,由于淡水缺乏、工程条件受限、投入大、气候环境限制等原因,尚少见包括聚合物驱在内的化学驱油技术的工业化应用,需要针对海上油田条件进行化学驱油技术的攻关。

1.1.2 技术现状及发展趋势

聚合物驱技术是一项多学科交叉的系统工程,从研究到应用要经历室内研究、现场先导试验、扩大试验和工业化试验与工业应用等阶段。聚合物驱研究始于20世纪50年代末,美国于1964年开始先导性试验,20世纪60~80年代开展了多个聚合物驱研究项目。加拿大、法国、德国、俄罗斯、罗马尼亚等国也先后尝试了聚合物驱的矿场试验,取得了一定效果。

20世纪80年代后期,由于油价下跌和税收优惠政策的出台,聚合物驱矿场项目持续减少,但聚合物驱的研究一直没有停止过,包括新型聚合物的研发、驱油机理的认识、聚合物驱的界限条件、注入设备的改进、小型矿场试验等。法国石油研究院于1994年在加拿大进行了一次水平井的聚合物驱试验,地层原油黏度达到 $2000\text{mPa}\cdot\text{s}$,扩大了聚合物驱在井型、井网及原油黏度方面的应用范围。

我国陆地油田于1984年开始陆续与日本、英国、美国、法国合作聚合物驱项目,将引进国外先进技术与国内科技攻关及现场试验结合起来,逐步形成了包括室内实验、精细油藏描述、方案设计决策、注采工艺优化、动态监测调整、效果综合评价、采出液处理及污水回注等较为完整的聚驱配套技术。大庆、大港、胜利、南阳等油田的矿场试验表明,聚驱比水驱的采收率提高7%~12%。1996年,以聚驱为代表的强化采油技术进入了大规模工业化应用阶段。目前,大庆油田聚驱年产油量在 $1200\times 10^4\text{t}$ 以上,胜利油田聚驱年产油量也在 $300\times 10^4\text{t}$ 以上,有效地遏制了原油产量递减趋势,为维持我国原油产量稳定作出了突出贡献。

海上油田聚合物驱技术受到技术和经济的双重制约,在技术发展上远远滞后于陆地油田。海上油田实施聚合物驱主要存在以下技术问题:在驱油剂方面,由于注入水矿化度高、二价离子含量高,缺乏适应高矿化度条件的抗盐聚合物和表面活性剂产品;在工程条件方面,缺乏体积小、重量轻和对聚合物剪切降解小的速溶高效自动化配聚设备与流程,因而在海上特殊作业环境和有限平台空间下难以实现大规模配聚作业;此外,井距大、平台寿命有限等因素都制约了海上油田化学驱技术的发展。仅见的海上油田聚合物驱矿场试验的报道为:1964年美国亨丁顿滩海油田的海水配注聚合物驱油试验,1981年美国海湾石油公司滩海油田的聚合物驱试验,1985年英国北海 Beatrice 油田、1997年巴西 Campos 海上油田实施的聚合物驱先导试验,2009年道达尔公司在西非安哥拉 Dalia 油田深水注聚试验,以及近年美国雪佛龙公司在北海 Captain 油田的聚合物驱试验。上述试验的注入量及规模都很小,同时由于区块选择、油藏方案设计和工程上的原因,时间都很短,未见

明显效果。另外,还受到环保和税收政策的影响。总的说来,国外海上油田聚合物驱技术研究与应用进程缓慢。近年来,伴随着油价的攀升,加拿大、阿曼、委内瑞拉、印度等国家都加大了聚合物驱研究的力度。

“十五”期间,在国家 863 计划支持下,我国近海最大产油区的渤海油田开展了海上聚合物驱技术攻关,在抗盐驱油剂、自动化撬装设备、在线熟化室内模拟等方面取得了突破,并在世界上首次开展了海上稠油油田聚合物驱单井先导试验。它是近年来最受关注的海上聚合物驱试验之一。试验采用了针对绥中 36-1 油田研制的疏水缔合抗盐聚合物作为驱油剂,采用撬装注入设备,在绥中 36-1 油田 J3 井开展了单井先导试验。试验区面积 0.396km^2 ,地层温度 65°C ,配制水矿化度 9374mg/L ,钙镁离子浓度 $400 \sim 1100\text{mg/L}$,地层原油黏度 $70\text{mPa}\cdot\text{s}$,采用反九点注水井网,平均注采井距 350m 。2003 年 9 月 25 日现场试注,2005 年 5 月 25 日结束,历时 598 天,共注入疏水缔合聚合物溶液 $23.31 \times 10^4\text{m}^3$,干粉 421t 。整个试验施工顺利,设备运转正常,取得了显著增油降水效果,与 J3 井对应关系最好的 J16 井效果最明显:该井含水由 94% 降至最低 48%,注聚前日产油量只有 10m^3 左右,到 2006 年 2 月日产油已超过 70m^3 。截至 2006 年 2 月,在不考虑综合递减条件下,J16 井已累计增油 25000m^3 。

在成功开展 J3 井单井先导试验的基础上,2005 年 10 月 30 日,在绥中 36-1 油田进行了由 4 口注聚井(J03、A02、A08、A13)组成的井组注聚矿场试验,聚合物浓度 1750mg/L ,4 口井日注 1600m^3 ,单井注入量、井组注入量均按设计要求顺利进行。截至 2007 年 2 月 28 日,累计注入聚合物溶液 $69.8 \times 10^4\text{m}^3$ (0.067PV),聚合物干粉用量 1168t 。该试验井组自 2006 年 4 月起开始见效,其中已经明显见效井有 A14、A20、A03、J13。至 2007 年 2 月,井组累计增油 16000m^3 。

尽管取得了上述初步成功,但也发现制约海上油田聚合物驱油技术推广应用的关键技术瓶颈,如何解决技术瓶颈是渤海稠油油田建立聚合物驱提高采收率技术体系的关键。

1.1.3 关键技术

我国近海稠油油田采收率偏低,海上平台寿命期有限,平台寿命期满后,地层剩余油将难以经济有效利用,即花费高昂代价发现的石油资源无法有效开采。随着我国石油接替资源量和后备可采储量的日趋紧张,在勘探上寻找优质资源的难度越来越大,而且从勘探到油田开发需要一个较长的周期。陆地油田以聚合物驱为代表的化学驱油技术为油田开发获得了巨大的技术和经济效益。海上稠油油田原油高黏度与高密度、注入水高硬度、油层厚和井距大的特殊性,以及受工程条件的影响,很多陆地油田使用的化学驱技术无法照搬到海上油田,关键技术必须要有突破和创新。

传统开发模式,即一次、二次、三次采油依次顺序进行,为国内外大多数油田广泛采用。然而近年来渤海稠油开发的探索与实践表明,传统开发模式根本不可能实现海上稠油油田的高效开发,突出表现在:一方面,海上工程建设难度大、投资规模大,要求尽快回收投资,如果按照传统模式开发,采油速度 $1\% \sim 2\%$,并保持一定的稳产时间,那么项目资金回收期将会很长,投资回收难度和风险就会加大;另一方面,海上油田开发寿命受海洋工程设备制约,要求在平台的服役期限内获得最大采收率。海上稠油开发的客观条件直接决定了开展聚合物驱提高采收率技术面临着技术和经济双重挑战,许多制约海上油田聚

合物驱油技术发展的重大技术问题亟待解决:

1. 适用于海上稠油油田的耐盐、抗剪切、速溶、高效增黏驱油剂及其驱油体系

海上油田油稠、胶质沥青质含量高、层系多、井距大(350 ~ 600m)、配聚水矿化度高、平台寿命有限(一般 25 年),针对海上稠油油田高剩余油饱和度 and 中高含水期现状,研究高效驱油体系,获得海上稠油多功能高效驱油技术。

2. 适用于海上平台聚合物低剪切、大排量和在线监测的速溶配注系统

针对海上平台空间狭小、配聚用淡水资源缺乏、配注量大、水质不稳定、可用动力受限、注水工艺限制和分大段完井等现状,研究大排量、低剪切、小功耗、高自动化程度的平台聚合物配制装置和工艺,以及与完井方式相适应的井下分注工具,确保地层工作液的有效黏度及其综合性能,实现聚合物驱技术的驱油效果。

3. 适合于海上油田聚合物驱油体系的数值模拟技术和驱油效果评价技术

针对海上稠油油藏开发和聚合物驱提高采收率的特点,开展渤海油田聚合物驱的油藏综合评价技术研究,形成海上油田聚合物驱适应性评价和潜力评价、油藏工程方案优化决策、动态监测及调控、效果评价等技术系列,为海上油田聚合物驱提高采收率和高效开发提供油藏工程决策模式和评价方法。基于海上油田聚合物驱特征,建立海上油田聚合物驱数学模型,进而研究聚合物驱数值模拟算法与并行技术,研制以聚合物驱与调驱为主的化学驱数值模拟模块。同时开展海上油田聚合物驱油机理研究与数值模拟技术开发,形成海上稠油以聚合物驱和调驱为主的化学驱油藏数值模拟技术。

4. 海上平台聚合物驱采出液处理及回注技术

聚合物驱采出液处理是一个世界性的普遍难题,采出液在处理流程中的停留时间短和无联合站可用的海上平台,与其它作业措施交织在一起,聚合物驱采出液处理难度更大,问题更加复杂多变。因此,结合地面处理工艺流程现状,研究适合于相应聚合物驱油体系的采出液处理剂,优化地面处理工艺流程,确保原油脱水合格和污水处理达标,实现生产污水循环利用,为获得聚合物驱油的技术效果和经济效益奠定坚实基础。

1.2 海上油田聚合物驱开发模式

油田开发效果通常通过采收率幅度来衡量。对于海上常规原油,目前的采收率水平已达到 40% ~ 45%,而对于海上稠油油藏,在不考虑三次采油时,目前的采收率水平只能达到 20% 左右,而且生产周期长,采收率还有待于进一步提高。

目前陆地油田矿场应用的提高采收率技术很多,已经形成了热采、气驱、化学驱、微生物驱等多种驱油技术和方法。与陆地油田相比,海上油田开发钻完井难度大、成本高、工程建设难度大、投资规模大、平台寿命有限、油气田生产作业难度大、操作成本高、评价资料有限、地质风险高、加上其本身地质条件复杂等因素,导致陆地油气田成熟的开发技术和开发经验在海上适应性差(如热采技术、细分层系开采技术的应用就受到限制)。海上油田的客观条件迫使寻找新的开发思路。如何在油田投产初期短时间内就达到高峰产量,如何实现较长时间的稳产,如何在有限时间内采出尽量多的原油并提高油田最终采收

率,如何实现油田开发效益最大化,是摆在油田开发工作者面前的重要课题,具有重要的现实意义和战略意义。

海上油田的开发由于受到平台空间和环保要求的限制,只能选取适合海上油田开发的提高采收率技术。针对海上油田油藏和开发特点,将提高采收率技术的研究重点放在了化学驱油及其相关技术方面,特别是聚合物驱技术,通过多年来在陆地油田的发展和应用,理论和技术都日趋成熟。鉴于海上油田开发平台寿命的时效性和开发投资的风险性,海上油田实施化学驱技术应突出一个“早”字。

1.2.1 常规注水及聚合物驱开发模式

注水开发油田随着含水和产量的变化,一般分成无水期、低含水期(含水小于20%)、中含水期(含水20%~60%)、高含水期(含水60%~90%)、特高含水期(含水大于90%)等开发阶段。油田含水进入高含水期时,产量出现递减,在这个阶段,需要以提高采收率为目标进行深度开发,一方面发展改善注水技术,扩大注水波及体积,另一方面应用提高采收率技术改善油田开发效果。

油田开发实践表明,无论油藏类型、驱动方式和开发方式如何变化,在开发过程中,其产量变化大致可以分为三个阶段:产量上升阶段、稳产阶段和产量递减阶段。矿场实践表明,以聚合物驱为主的化学驱开发过程也符合这一趋势,实线显示水驱至开发期结束的产油量变化,虚线显示在 t^* 时刻转聚驱后的产油量变化(图1-1)。

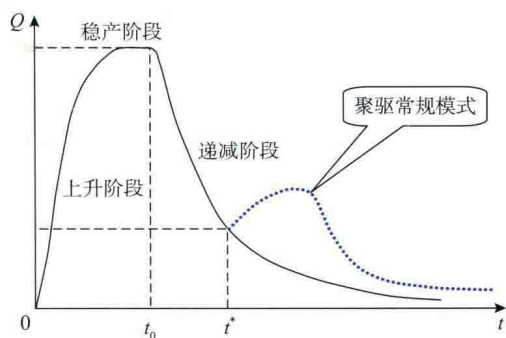


图1-1 油田注水与注聚常规开发产量变化

注: t_0 —递减开始时刻; t^* —转注聚时刻; Q —产油量

1.2.2 渤海油田油藏及开发特点

除了油藏条件差异外,陆地油田聚合物驱能够获得大量的淡水供应,允许配制庞大的配注设备,具有井网井距调整的有利条件和相对宽松的开采年限和环保条件,而这些在海上油田都不具备,所以陆地油田经验不能直接照搬到海上,需要通过技术创新才能建立起适合海上稠油油田的聚合物驱开发模式和技术。

1. 油藏特点

渤海油区的储层和我国东部其它绝大多数多层砂岩油藏一样,形成于中、新生代陆相沉积湖盆中,基本都是河流相或三角洲相,非均质性较严重。储层层内存在着正韵律、反韵律和复合韵律等非均质特征,其中,以不利于水驱的正韵律特征相对更为发育(表1-1)。

从渤海已开发油田的地质条件和流体特性分析,渤海油区各油藏之间存在不同程度的差异。绥中 36-1、曹妃甸 11-1、渤中 25-1、蓬莱 19-3、秦皇岛 32-6 等为主力油田,地质储量较大。储量丰度较大的油田是绥中 36-1($700 \times 10^4 \text{m}^3/\text{km}^2$),最小的油田是歧口 18-2($15.45 \times 10^4 \text{m}^3/\text{km}^2$),多数油田的储量丰度在 $(100 \sim 450) \times 10^4 \text{m}^3/\text{km}^2$ 之间;深度较大($>2500\text{m}$)的油田包括歧口 18-1、歧口 18-2、曹妃甸 2-1、曹妃甸 18-1、曹妃甸 18-2、渤中 28-1、渤中 34-2/4 等油田,其它油田的深度大都在 1000~2000m;大部分油田的地下原油黏度小于 $100\text{mPa} \cdot \text{s}$,部分油田黏度跨度较大,如绥中 36-1($30 \sim 400\text{mPa} \cdot \text{s}$)、曹妃甸 11-1($28.9 \sim 425\text{mPa} \cdot \text{s}$)、蓬莱 19-3($9.1 \sim 944\text{mPa} \cdot \text{s}$)、秦皇岛 32-6 北+西($43 \sim 260\text{mPa} \cdot \text{s}$)、南堡 35-2($201 \sim 741\text{mPa} \cdot \text{s}$)等油田。

表 1-1 渤海主力油田沉积相特征

油 田	沉积相	沉积微相	韵律性
绥中 36-1	大型河流三角洲沉积	河口砂坝相、河口砂坝边缘相/水下河道相、滨外坝相、三角洲间湾相	反韵律
蓬莱 19-3	浅水湖相三角洲沉积	河道、点砂坝、天然堤和泛滥平原	以正韵律和复合韵律为主
秦皇岛 32-6	曲流河相沉积	点砂坝、心滩、天然堤、泛滥平原	正韵律和复合韵律
埕北	辫状河三角洲相	河道砂坝和泛滥平原	正韵律
锦州 9-3	三角洲相	三角洲前缘:水下分流河道,河口坝,远端砂坝;前三三角洲	复合韵律
曹妃甸 11	河流相	天然堤、决口扇、点砂坝、泛滥平原	正韵律
曹妃甸 12	辫状河、三角洲	心滩、天然堤、泛滥平原和分流河道、河口坝、河流间湾相	正韵律
渤中 25-1	明化镇:曲流河相沉积	曲流河、浊积扇、扇三角沉积	正韵律
南堡 35-2	辫状河相、曲流河相	心滩、点砂坝、决口扇、天然堤和泛滥平原	正韵律

渤海海域目前在生产油田的油藏特点为胶结疏松、孔隙度大、渗透率高、原油黏度高、纵向上层系多、渗透率级差大、非均质严重。渤海油田大多都是河流相或三角洲相沉积的稠油油藏,这类储层的油藏储量约占 90%,其地质特征为:

- (1)纵向上油层多,层间差异大;
- (2)平面上非均质性强;
- (3)储层层内存在着正韵律、反韵律和复合韵律等层内非均质特征;
- (4)以不利于水驱在层内垂向上波及的正韵律特征相对更为发育;
- (5)原油黏度普遍较高;
- (6)大多数油田天然能量不足,需要注水补充能量。

2. 聚合物驱油藏条件

我国陆地大庆、胜利油田开展了大规模化学驱,尤其是聚合物驱的矿场应用,取得了很多理论和实践成果,已经拥有相当成熟的技术。这对海上油田实施化学驱提高采收率技术将会有很大的帮助,许多理论成果与实践经验及教训都可以借鉴。

分析大庆、胜利和大港油田 71 个已实施聚驱开发单元的油藏静态数据,基于聚合

物驱油藏筛选标准，统计已实施聚合物驱的区块和渤海适合聚合物驱的油藏，将影响聚合物驱效果的主要因素值(地层油黏度和地层温度)绘制散点图(图 1-2)。

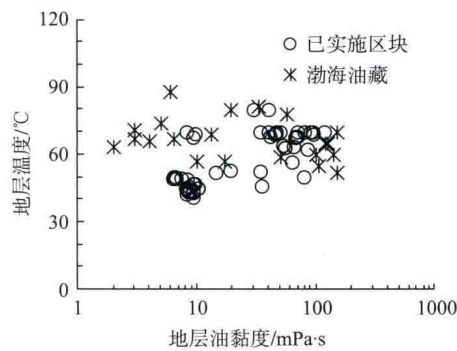


图 1-2 已实施化学驱区块统计数据与渤海区域不同类型油藏对比

渤海油田可进行聚合物驱潜力评价的油藏与大庆、胜利、大港油田相比，具有以下特点：①渤海油田各区块地层温度较高，温度大都在 58℃ 以上，最高温度超过 90℃，多数区块的地层水矿化度较高，注聚条件差。②渤海油田同一区块的黏度差异较大，黏度范围在 2~200mPa·s 之间，黏度取值不在聚合物驱最适宜黏度之内，而大庆、胜利、大港油田实施聚合物驱单元地下原油黏度一般在 10~60mPa·s 之间；③大庆、胜利、大港油田目前实施的聚合物驱单元与各油田自身其它区块相比，地质条件相对较好，而渤海稠油油藏具有地质条件复杂、油层数多、油水关系复杂、边底水影响及钙镁离子含量高等不利条件。

表 1-2 陆地和海上油田聚合物驱技术参数对比

技术参数		胜利油田	渤海油田
油藏静态条件	原油黏度/mPa·s	34~95	15~200
	钙镁离子/(mg/L)	<200	10~2000
	单井控制小层数	一般较少	一般较多
油藏动态条件	注采井距/m	200~300	300~500
	注采井网	以五点、四点为主	以反九点为主
	注采速度/(PV/a)	0.06~0.22	一般<0.1
	注聚时机/%	86.1~97.0	低或中高含水期
	注聚评价期限	含水率达98%	降水增油期或平台寿命期
注聚条件	聚合物类型	以常规型为主	常规型或缔合型
	注聚用水	淡水或污水	以污水为主(部分混有海水)
	注聚设备	体积不限	空间狭小

海上油田聚合物驱条件与陆地胜利油田已实施聚合物驱的条件对比可见(表 1-2)，海上油田聚合物驱与陆地油田所存在的差别在油藏静态条件、油藏动态条件、注聚条件、经

济评价要素等方面都有体现。

1.2.3 海上油田聚合物驱开发模式

陆地油田不受开发时间和空间的限制,通常具有较明显的阶段性,一次采油、二次采油、三次采油滚动开发,提高采收率技术通常实施较晚。但海上油田开发时间短、投资风险大、生产成本低,为了在较短时间内提高油田最终采收率,获得最大经济效益,海上油田应用提高采收率技术的时机通常较早,甚至投产即注聚。

海上油田和陆地油田注聚实施的地质条件、油藏条件和开发环境存在着较大差异,决定了海上油田在聚合物驱开发模式上同陆地油田有着较大区别,主要体现在注聚时机、注入方式、注采速度和注聚评价期限等方面。

1. 基本思路

在深入研究目前国内外技术发展及国家对海洋石油发展的要求并结合我国海洋油气生产特点的基础上,以效益最大化和资源充分利用为前提,以目前油田开发的最新成熟技术和通过攻关就能突破的先进技术为基础,以在尽可能短的时间内达到最大采收率为总体战略目标来探索海上油田高效开发,提出了海上油田聚合物驱开发生产模式:打破目前油田常规的一次采油、二次采油、三次采油阶段的界限,提前实施以聚合物驱为主的化学驱,油田开发全过程保持较高的采油速度,大幅度提高原油采收率,从而将目前海上油田快速高效开发模式推进到一个新的高度。

1) 海上聚合物驱开发模式目标

聚合物驱开发模式的基本目标是:以目前化学驱领域的最新技术为依托,以最大限度提高原油的采收率为原则,以最大经济效益为目标来制定油田聚合物驱开发方案,以最大限度利用现有资源和获得最大社会效益为目的。如何充分利用先进的原油开发技术,将更多的原油经济快速地开采出来,不仅是经济效益的要求,更是保护资源、合理利用资源的要求。

2) 海上聚合物驱开发模式特点

海上聚合物驱模式的特点是:①把提高油藏采收率作为油田开发全过程的战略目标,将其与勘探放到同等重要的位置上。把“在最短时间内,开采原油达到油藏最大采收率”作为油田开发的指导思想。在现阶段把尽快解决海上聚合物驱油技术的难题,使采收率再提高5%~10%以上作为此模式的油藏基础及技术保证之一;②利用石油开发生产最新技术,大幅度提高油井产能和油田产量,加快油田开发速度,尽可能缩短一次采油时间;③模糊一次采油、二次采油、三次采油界限,把它作为提高油藏采收率、使油田高产稳产的系列技术,加以优化、组合、综合应用,在达到大幅度提高油藏采收率的同时,大大缩短油田开发时间,以获得更大的社会 and 经济效益(图1-3)。

海上聚合物驱模式的内涵可以概括为:早期注水、注水即注聚、注水注聚相结合,即模糊一次采油、二次采油、三次采油界限,使油田在投产初期高速开采,保持旺盛生产能力。通过聚合物驱为主的化学驱提高采收率技术,在最短时间内采出更多的原油,油田开发全过程保持较高的采油速度,使最终采收率达到最大化。

2. 不同时机注聚的效果

目前陆地油田已实施聚合物驱区块多处于特高含水期,渤海油区油田目前还未到高含

水期。注聚时机的选择对于海上油田至关重要，如何在有限的平台寿命期内尽可能地提高采出程度是海上油田开采的关键。海上油田开采与陆地最大的不同是，平台寿命有限，一般低于25年。海上油田如果提前注聚，在有效的平台寿命期内获得较好的提高采收率效果，不仅能节约大量水资源，还能减少生产污水造成的环境污染，提高经济效益。



图 1-3 海上油田聚合物驱开发模式示意图

1) 聚合物驱时机的实验研究

针对渤海绥中 36-1 油藏条件，开展了原油黏度在 $70\text{mPa}\cdot\text{s}$ ，水驱含水率至 0、20%、50%、95% 左右时，浓度为 1750mg/L 的疏水缔合聚合物 AP-P4 溶液，聚合物段塞 0.3PV 的驱替动态和规律实验研究。在 65°C 条件下，考察 AP-P4 溶液在 $2000 \times 10^{-3} \mu\text{m}^2$ 多孔介质中的驱替动态和提高采收率的能力。实验按如下步骤进行：

(1) 采用填砂模型($\phi 25 \times 500\text{mm}$)，水测渗透率，并采用排水集气法测定模型孔隙度。

(2) 饱和油(由渤海常规稠油油藏原油与煤油按一定比例配制而成， 65°C 、 7.34s^{-1} 下黏度为 $65 \sim 72\text{mPa}\cdot\text{s}$)，为了获得尽可能高的含油饱和度，采用变流速法进行饱和，饱和油后将出入口密封，在恒温箱内放置 24h。

(3) 水驱油，含水率达到要求的含水率左右时停止水驱，记录水驱出油体积，计算水驱采收率。

(4) 聚合物驱，注入 0.3PV、 1750mg/L 的 AP-P4 溶液(炮眼剪切， 40.4mL/min)进行聚合物驱，记录聚合物驱出油体积，计算聚合物驱采收率。

(5) 后续水驱，含水率达到 95% 左右时停止后续水驱，记录出油体积并计算后续水驱采收率。

经炮眼剪切的 AP-P4 溶液，考察驱替动态和提高采收率的能力，同时获得了不同聚合物驱时机时聚合物驱替效果(图 1-4 和表 1-3)。可以看出，在水驱未见水时进行聚合物驱，其驱替特征和规律显著不同于在高含水率条件下聚合物驱驱替特征，因此，需要建立与高含水条件下不同的聚合物驱评价方法和技术，以满足稠油油藏早期聚合物驱技术的需要。不同聚合物驱时机时，其驱替效果存在显著差异(表 1-3)。分析认为，在含水率较低情况下，AP-P4 溶液能够显著提高采收率；而高含水条件下 AP-P4 溶液的驱替效果显著下降。由此可见，在高渗透稠油油藏，在低含水时机，油水流量差异比较小，聚合物溶液较好的流量控制能力有助于实现较好的稳油控水能力，早期聚合物驱能够取得较好的聚合物驱效果。同时也说明了在高渗透稠油油藏聚合物驱需要较强的流量控制能力，才能取