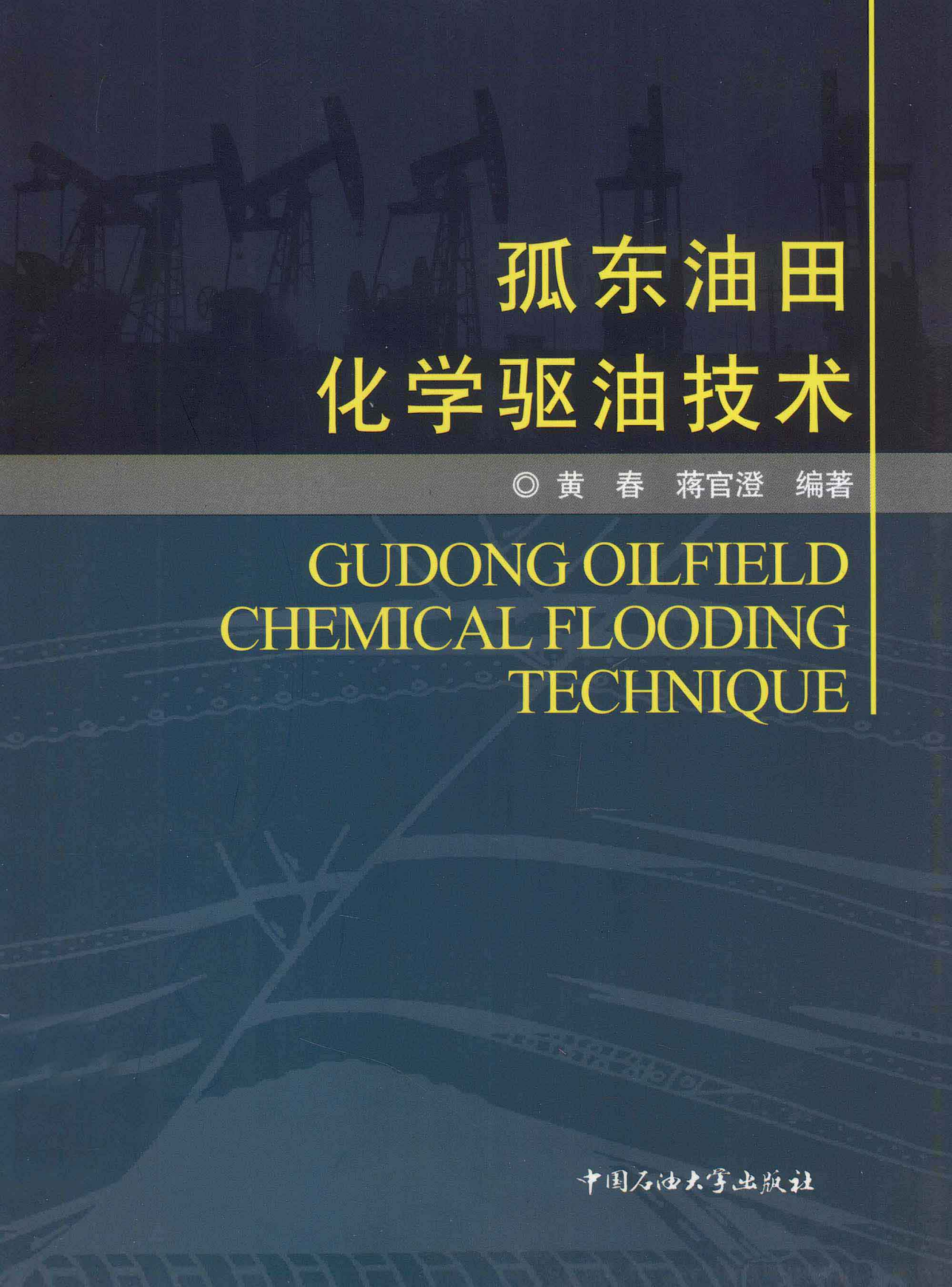




孤东油田 化学驱油技术

◎ 黄 春 蒋官澄 编著

GUDONG OILFIELD
CHEMICAL FLOODING
TECHNIQUE

中国石油大学出版社

孤东油田化学驱油技术

黄 春 蒋官澄 编著

中国石油大学出版社

图书在版编目(CIP)数据

孤东油田化学驱油技术/黄春,蒋官澄编著. —东营:中国石油大学出版社,2012.3

ISBN 978-7-5636-3686-0

I. ①孤… II. ①黄… ②蒋… III. ①化学驱油—技术 IV. ①TE357.46

中国版本图书馆 CIP 数据核字(2012)第 031815 号

书 名: 孤东油田化学驱油技术
作 者: 黄 春 蒋官澄

责任编辑: 邵 云(电话 0532—86981538)

封面设计: 赵志勇

出 版 者: 中国石油大学出版社(山东 东营 邮编 257061)

网 址: <http://www.uppbook.com.cn>

电子信箱: sanbianshao@126.com

印 刷 者: 山东省东营市新华印刷厂

发 行 者: 中国石油大学出版社(电话 0546—8392565, 8399580)

开 本: 180 mm×235 mm 印张: 13.25 字数: 252 千字

版 次: 2012 年 3 月第 1 版第 1 次印刷

定 价: 27.00 元

Preface

| 前 言 |

我国油田普遍采用注水开发方式,在开发中后期含水上升速度加快,目前油井生产平均含水已达 80% 以上,东部地区的一些油田含水已达 90% 以上。为了稳产,我国从 1996 年起,聚合物驱等化学驱油技术陆续步入工业化生产。2002 年,中国石油天然气股份有限公司三次采油产油量为 $1\,217 \times 10^4$ t,占当年产油量的 11.7%。三次采油已成为 21 世纪中国陆上石油可持续发展的重要技术。胜利油田共实施工业化聚合物驱单元 10 个,动用地质储量 $14\,700 \times 10^4$ t,已累计增油达 500×10^4 t。聚合物驱油在孤东、大港等油田取得了显著的成果。2002 年,我国用于油田三次采油的聚合物已超过 12×10^4 t,受到国际石油界的高度重视。

我国多数油田实施聚合物驱等化学驱以来,规模不断扩大,目前已成为各油田降水增油的主要技术手段。但是,长期的实践表明,化学驱仍存在许多技术难题有待解决,如:化学剂的抗温抗盐问题、化学剂对油层的损害问题、化学驱采出液的油水分离问题、化学驱采出液中污泥对环境的污染与再利用问题、化学驱后进一步提高采收率的问题、化学驱的工艺技术问题等,这些技术难题严重阻碍了采收率的进一步提高。

本书是对我们十几年来在化学驱及产出液处理技术方面的科研成果和大量生产实践资料的总结提高和充实完善。

书中采用理论与生产实践相结合的方式,以孤东油田和大港油田为例,对我国在化学驱及产出液处理技术方面所取得的认识及经验进行初步总结,并试图从感性认识上升到理性认识,揭示各种因素的客观真实面目和主要特征,阐明诸多因素的内在联系和规律,探索科学处理各种矛盾的技术途径,从而达到提高化学驱油藏采收率和产出液处理效果的双重目的。

本书由黄春执笔并审定。此外,参加本书编写的还有中国石油大学(北京)蒋官澄等。本书在编写过程中得到胜利油田孤东采油厂、大港油田采油工艺研究院、

中国石油大学出版社等单位和个人的大力支持,在此表示衷心的感谢。

科学技术是不断发展的,目前我们对化学驱和产出液处理的有些问题认识得还不十分清楚,需要在今后的研究和生产实践中进一步加深、提高和完善。同时,由于作者水平有限,如有不妥之处,恳请广大读者批评指正。

编 者

2011 年 11 月

Contents

| 目 录 |

第一章 孤东油田化学驱油技术概况	1
第一节 孤东油田三次采油发展历程	1
第二节 孤东油田化学驱效果	3
第三节 孤东油田二元复合驱见效规律分析	5
第四节 孤东油田三次采油的主要做法及效果	11
第五节 孤东油田三次采油存在的主要问题	17
第二章 孤东油田三次采油工艺技术现状	20
第一节 孤东油田三次采油工艺介绍	20
第二节 孤东油田三次采油项目简介	23
第三节 孤东油田三次采油地面工艺现状	28
第四节 地面工艺存在的主要问题	35
第三章 聚合物驱油体系配方研究	37
第一节 二元复合驱方案研究	37
第二节 交联聚合物驱油体系配方与性能	47
第三节 矿场实施方案及要求	55
第四章 同心双管分层注聚工艺技术	60
第一节 分层注聚的意义及必要性	60
第二节 同心双管分层注聚工艺技术	65
第三节 现场应用情况	73

第五章 聚合物堵塞机理及解堵技术	82
第一节 敏感性程度对比技术	82
第二节 注聚井堵塞机理	86
第三节 聚合物解堵技术	104
第四节 新型聚合物解堵剂的研制及性能评价	106
第六章 注聚区后续水驱堵调技术	114
第一节 复合处理剂 JY-8 的合成及性能评价	114
第二节 调剖剂配方研制及调剖性能评价	126
第三节 聚合物驱后恢复水驱提高采收率技术	131
第四节 注聚区残留聚合物处理	136
第五节 注聚区残留聚合物处理后深部调剖	138
第六节 主要结论	140
第七章 三次采油产出液处理技术	141
第一节 三次采油产出液处理技术现状	141
第二节 原油物性参数测定	151
第三节 聚合物驱、多元复合驱产出液特性	152
第四节 单元及多元复合驱油剂组分对产出液脱水及水处理的影响程度分析	164
第五节 三次产出液破乳技术	176
第六节 聚合物驱产出液生物处理技术	182
第七节 现场实施的效果评价、施工工艺及可行性分析	201
参考文献	205

第一章

孤东油田化学驱油技术概况

孤东油田于上世纪 90 年代初期着手进行三次采油技术的开发与研究,先后开展了三元复合驱、黄原胶驱、黏土胶驱、微生物驱、聚合物驱、交联聚合物驱、预交联增效聚合物驱、二元复合驱等多项三次采油技术的试验与应用,形成了一套较为完善和成熟的油藏研究、注采管理、动态分析、矿场调整等方面的技术及规范。

第一节 孤东油田三次采油发展历程

孤东油田于 1992 年开始进行三采矿场先导试验,分为聚合物驱和复合驱。首先开展了小井距 ASP(碱+表面活性剂+聚合物)三元复合驱,随后相继开展了黄原胶驱、黏土胶驱、微生物驱、交联聚合物驱和聚合物驱等先导试验,在此基础上于 1994 年 11 月在七区西 5^{2+3} 北部开展聚合物驱扩大试验并取得成功。1997 年,聚合物驱油技术进入工业推广应用阶段,相继投注了七区西 5^{2+3} 南部、八区、七区中、二区等聚合物驱项目。

1992 年开始的三元复合驱是国家“八五”重点科技攻关项目之一。1994 年 2 月底试验全部结束,试验区累计增油 20 667.7 t,提高采出程度 21.6%,其中,中心井累计增油 1 739.5 t,提高剩余采收率 30.4%,中心井试 7 井提高剩余采收率 6%,增油 355.7 t,复合驱增油效果非常显著,但含碱体系复合驱在注入过程中结垢和腐蚀非常严重。为了进一步探索化学驱提高采收率的新技术,2003 年 9 月在七区西 $5^1 \sim 6^1$ 南部开展了无碱体系二元(表面活性剂+聚合物)复合驱先导试验,先导试验初步显现出明显的降含水增油效果。为了验证复合驱的效果,2006 年在孤东油田六区东南部进行扩大试验,两个单元都取得了非常好的效果,进一步证明



了二元驱降水增油效果比聚驱具有更大的优势,七区西 $5^1 \sim 6^1$ 南部二元复合驱获得了国家科技进步一等奖。2007年开始在三、四区,六区西北部,六区3~5开展了二元驱工业化推广应用。图1-1为孤东油田三次采油发展历程简图;图1-2为孤东油田三次采油区块分布图。

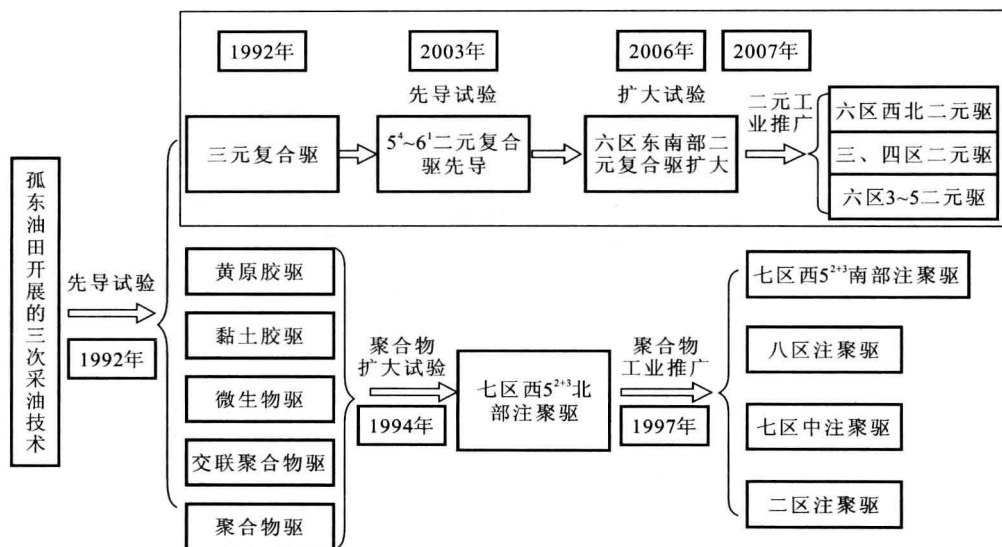


图 1-1 孤东油田三次采油发展历程

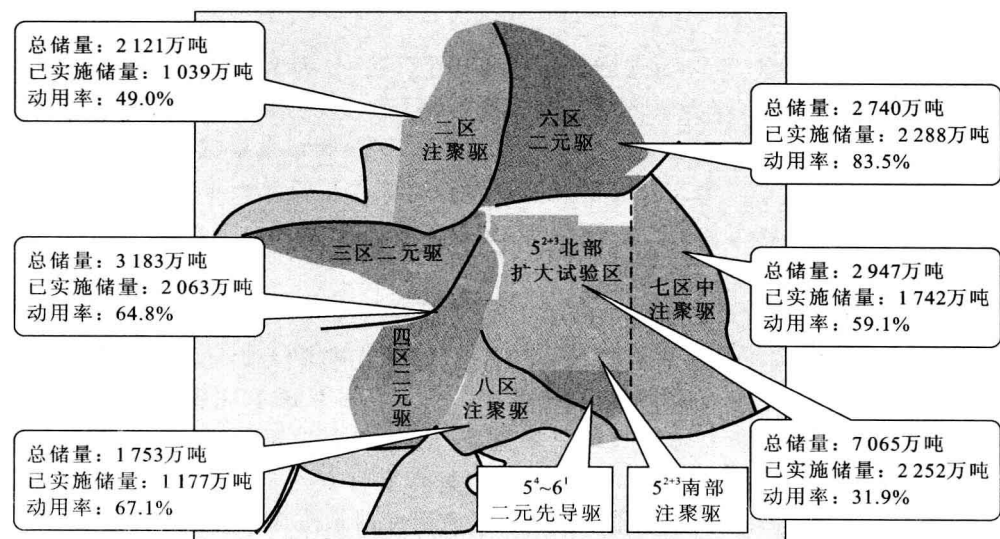


图 1-2 孤东油田三次采油区块分布图

第二节 孤东油田化学驱效果

截至目前,孤东采油厂已投化学驱项目 11 个,占用资源量 $15\,839 \times 10^4 \text{ t}$,动用储量 $10\,561 \times 10^4 \text{ t}$,分别占孤东油田化学驱资源量的 75.7% 和 50.5%。从化学驱储量投入上看(图 1-3),孤东油田“八五”期间投注聚储量 692 万吨,“九五”期间投注聚储量 2 333 万吨,“十五”期间投注聚储量 3 722 万吨,“十一五”期间投注聚储量 3 814 万吨。“八五”以来经过十多年的不断投入,孤东油田三次采油动用储量逐年增加,规模不断扩大,三采产量总体呈不断上升趋势,特别是近三年伴随着二区注聚驱、六区东南、六区西北部转二元驱及延长用量和三、四区的整体见效,三采增油量连年攀升,2008—2010 年增油分别为 56.4、59.6、59.5 万吨,一直维持在 55 万吨以上,截止 2010 年 12 月底三采项目累计增油 479.4 万吨。从三次采油增油构成表(表 1-1)可以看出,“十一五”期间三采增油量主要是“十五”期间三次采油储量的持续投入和二元驱技术的突破。2006 年、2007 年增油稳定主要是 2001 年投注的七区中、2004 年投注二区和六区东南(第三批)单元起主要作用,2008—2010 年增油增加主要是 2006 年投注的第四批单元起决定作用。三采产量占全厂的百分比由初期的 3.54% 增加到目前的 43.3%,三采单元平均每年新增可采储量 46.3 万吨,占孤东油田每年新增可采储量的 31.5%。特别是“十一五”以来占孤东油田每年新增可采储量的一半,成为采油厂上产稳产的主阵地。

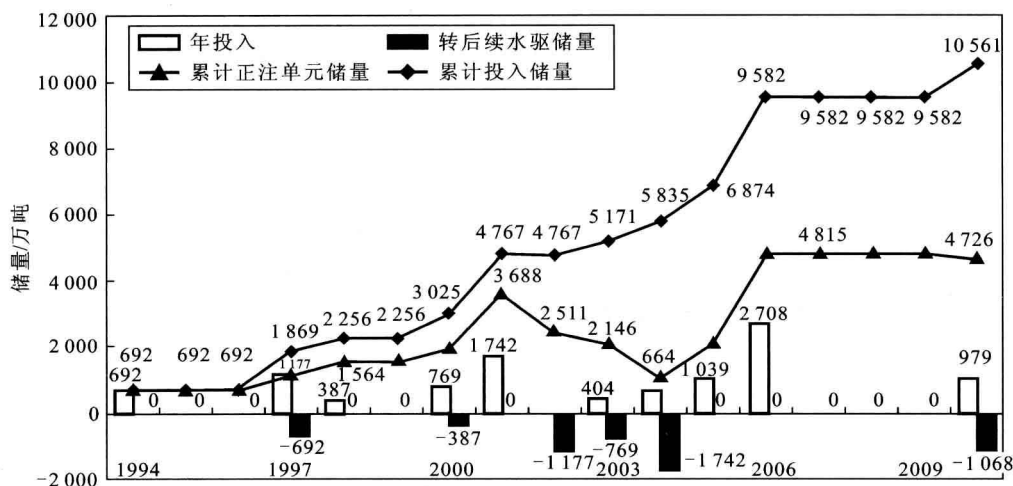


图 1-3 孤东油田三次采油储量投入图

从项目实施阶段来看,已结束项目 2 个,储量 1 079 万吨,占化学驱储量的 10.2%。后续水驱项目 5 个,储量 4 756 万吨,占化学驱储量的 45.0%。正注单元 4 个,储量 4 726 万吨,占化学驱储量的 44.8%。目前绝大部分储量已进入水驱阶段,且 2007—2009 年三年间未投入化学驱储量,随着 2010—2011 年四个主力单元逐步转入后续水驱,2010 年初新投六区 3~5 储量仅为 797 万吨,不能实现储量的有效接替,维持三采增油规模难度较大。

表 1-1 2005—2010 年三采产量构成表

年份	水驱年产油 /万吨	三采基础油 /万吨	三采年增油 /万吨	三采年产油 /万吨	三采年产油 占全厂/%	全厂年产油 /万吨
2005	142.5	43.5	35.6	79.1	30.5	259.5
2006	124.8	57.3	32.5	89.8	34.9	257.5
2007	115.9	54.1	40.9	95.0	36.3	261.4
2008	100.3	50.6	56.4	107.0	41.2	260.0
2009	98.6	46.8	59.6	107.0	41.6	260.0
2010	87.5	48.9	58.3	107.2	43.1	249.0

截止 2010 年底孤东油田三采评价期内项目 9 个,包括 4 个后续水驱单元和 5 个正注单元,含油面积 35.19 km²,地质储量 9 482 万吨。共有注入井 491 口,开井 436 口,日注 47 180 m³;油井总井 847 口,开井 762 口,日产液 47 502 t,日产油 2 815 t,含水 94.1%,平均动液面 661 m,采油速度 1.08%,采出程度 35.65%。2010 年,年增油 59.5 万吨。2010 年 12 月与 2009 年 12 月对比,三采单元开发形势表现为“四升二降”,即水井开井、日产液、综合含水、日注水平上升,油井开井、日产油水平下降。日产液由 46 119 t 上升到 47 502 t,上升了 1 383 t;日产油由 3 038 t 下降到 2 815 t,下降了 223 t;综合含水由 93.4% 上升到 94.1%,上升了 0.7%;日注由 45 299 m³ 上升到 47 180 m³,上升了 1 881 m³。分单元来看,后续水驱单元均下降,特别是新转后续水驱的七区西二元和六区东南下降较大,分别下降了 44.8 t 和 51.7 t;正注单元处于见效高峰期的二区注聚驱、六区西北二元扩大驱分别下降了 49.5 t 和 119.0 t,产量下降的主要原因是回返井逐渐增多,而没有新的见效井补充;三、四区,六区 3~5 二元驱产量略有上升,三次采油各单元开发趋势符合化学驱变化规律。

孤东油田化学驱增油效果显著,具体情况见表 1-2。

表 1-2 孤东油田三采见效情况统计表

分 类	单 元	注前 采出 程度 /%	注前 含水 /%	地质 储量 /万吨	目前见效情况			见效高峰期与投注前对比情况				
					增油 /万吨	吨聚 增油 /t	提高 采收 率/%	日产油水平		含 水		提高 采油 速度 /%
								对比	无因次 油量	对比	下降 /%	
后续水驱	5 个单元	25.88	95.1	4 767	265.2	52.1	5.56	1 421	1.8	-7.2	7.6	1.09
正注聚驱	二 区	21.95	96.0	1 039	52.61	23.8	5.06	305	2.3	-7.7	7.9	1.07
二 元 驱	5 ⁴ ~6 ¹ 二元驱中心区	36.41	97.9	277	23.6	42.9	8.51	173	4.9	-13.6	13.9	2.28
	5 ⁴ ~6 ¹ 二元驱扩大区	24.43	96.2	127	3.0	13.5	2.36	50	4.2	-7.3	7.6	1.43
	六区东南部二元驱	33.5	95.8	664	29.3	18.9	4.41	230	3.3	-8.5	8.9	1.27
	六区西北部二元驱	35.74	97.3	645	33.3	20.5	5.17	348	4.9	-8.2	8.5	1.97
	三、四区二元驱	25.14	96.2	2 063	66.6	24.1	3.23	787	3.1	-9.0	9.4	1.39
平 均		26.77	95.9		473.6	33.8	4.94		2.3	-8	8.3	1.26

从表中可以看出,二元驱在油藏条件变差的情况下含水下降幅度及无因次油量均比单一聚驱效果好。二元驱峰值含水下降 9.2%,产量是化学驱前的 4.2 倍;而聚驱峰值含水下降只有 7.3%,产量是化学驱前的 1.9 倍。

化学驱大幅增加可采储量的具体情况见表 1-3。

表 1-3 三采单元新增储量统计表

时间/年		2000	2001	2002	2003	2004	2005	2006	2007	2008	2009—2010	合计
孤东油田增加 可采储量/万吨		227	183	191	102	171	132	118	109	113	269	1 615
三采 单元	增加可采储量 /万吨	33	25	67	21	41	23	63	66	40	130	509
	所占比例/%	14.5	13.7	35.1	20.6	24	17.4	53.4	60.6	35.4	48.3	

三采单元平均每年新增可采储量 46.3 万吨,占孤东油田每年新增可采储量的 31.5%,特别是“十一五”以来占孤东油田每年新增可采储量的一半。孤东油田目前三采技术以二元复合驱为主。

第三节 孤东油田二元复合驱见效规律分析

一、二元复合驱见效特征

聚合物驱和复合驱都能见到较好的增油降水效果,但各有不同的特征。孤东

油田二元复合驱具有以下特征。

1. 具备聚合物驱的基本特征

(1) 注入压力变化呈“先升后略降再升”趋势,视吸水指数下降

注入压力的变化是化学驱过程中最早显现的一个特征。由于注入溶液的黏度比注入水的黏度高得多,导致渗流阻力增加,注入压力上升,吸水能力下降,随着累计注入量的增加,注入压力进一步上升。各注入井注入压力的上升幅度并不相同,分析认为油层地层条件的好坏是影响注入压力的重要因素。注入压力变化呈“先升后略降再升”趋势(表 1-4)。对比孤东二元驱注入压力变化与注聚单元注入压力变化,前置段塞注入后,注入压力变化趋势基本符合注聚规律,注入压力上升 2 MPa 左右。二元主体段塞初期由于表面活性剂的影响,注入压力略有下降,下降 0.1 MPa 左右,随着主体段塞的稳定注入,注入压力持续上升,与水驱阶段对比一般上升 3 MPa 左右,压力上升幅度与聚驱基本相同。从视吸水指数变化来看,注入初期持续下降,一般下降 40%~60%,到 0.3PV 以后相对稳定。

表 1-4 孤东油田二元驱单元注入压力变化统计

单 元	注聚前压力 /MPa	注入二元前 压力/MPa	二元初期压力 /MPa	目前/停二元 前压力/MPa	目前/注聚前 对比/MPa
5 ⁴ ~6 ¹ 二元驱中心区(一类)	8.7	9.4	9.3	12	3.3
六区东南部二元驱(一类)	9.4	11.6	11.3	12	2.6
六区西北部二元驱(一类)	9.6	11.4	11.3	12.3	2.7
三、四区二元驱(二、三类)	9.4	11.7	11.5	12.4	3
平 均	9.3	11.0	10.9	12.2	2.9

(2) 吸水剖面得到有效改善

注入复配体系后由于增加了注入水的黏度以及聚合物在油层中滞留,使油水流速比降低,流体渗流阻力增加,有效改变了单元的吸水剖面,扩大了波及体积,层内吸水状况得到很好的改善,但层间吸水差异改变不大。资料说明二元复配体系中依然具备聚合物调堵作用。

如七区西二元先导试验区 9 口注入井,3 口单注 5⁴,5 口合注 5^{4.5},1 口合注 5^{4.5}+6¹。根据 5 口可对比的合注井资料统计结果(表 1-5),从层内来看,注聚前后层内的注入变化状况是:上部吸水百分数有所增加,其中 5⁴ 层上部吸水百分数增加 3%,5⁵ 层上部吸水百分数增加 4%;油层下部吸水百分数均有下降,其中 5⁴ 层下降 1%,5⁵ 层下降 5%。层内动用状况得到改善。

表 1-5 注聚后层内吸聚情况变化

层 位	注聚前/%			注聚后/%			差值/%		
	上部	中部	下部	上部	中部	下部	上部	中部	下部
5 ⁴	26	36	38	35	44	32	9	8	-6
5 ⁵	8	50	42	12	51	37	4	1	-5
平 均	17	43	40	23.5	47.5	34.5	6.5	4.5	-5.5

(3) 阻力系数明显上升,平面矛盾得到改善

化学驱提高波及体积的改善程度可用阻力系数来评价。注入井注入不同流体,在霍尔曲线图上反映出不同的直线段,用曲线分段回归求出各直线段的斜率,该斜率项体现了各注入时期的渗滤阻力变化,其变化幅度反映了注入体系的有效性。图 1-4 为七区西霍尔曲线,二元后霍尔曲线斜率明显增大,说明二元驱后渗流阻力增加。

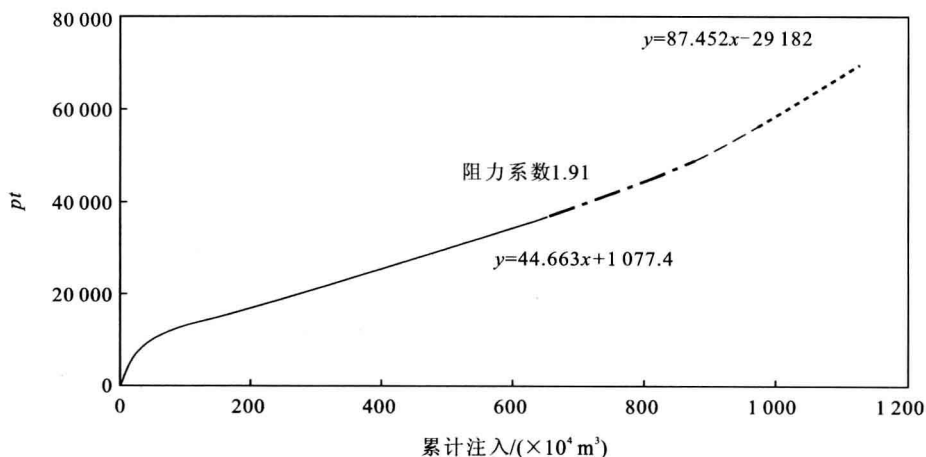


图 1-4 孤东油田七区西二元驱霍尔曲线

2. 降水增油效果明显优于聚合物驱

(1) 与聚合物驱对比含水下降幅度大

化学驱含水变化可分为含水快速下降、谷底稳定、含水快速回返、含水缓慢上升、含水基本稳定的见效末期 5 个阶段,从孤东油田已投二元驱区块来看(表 1-6),注入倍数为 0.33PV 左右时进入见效高峰期,注入倍数 0.46PV 左右开始递减,高峰期稳定时间为 18 个月。可见驱替流体的推进速度与聚驱基本一致,表面活性剂是依靠聚合物携带进入地层,由于加合作用含水下降幅度明显好于单一聚合物驱。

表 1-6 孤东油田二元驱含水变化与聚驱对比表

单 元	见效初期 /PV	进入见效高峰 /PV	谷底持续时间 /月	含水下降 /%	开始递减 /PV
六区东南二元扩大	0.13	0.37	18	9	0.49
六区西北二元扩大	0.13	0.37	未回返	8.5	
七区西二元驱先导	0.12	0.29	18	13.6	0.43
三、四区二元驱	0.05	未进入		8.2	
平 均	0.13	0.33	18		0.46
七区中注聚驱(一类见效)	0.09	0.28	18	9	0.44
七区西 5^{2+3} 北部(二类见效)	0.14	0.28	14	5.1	0.43
平 均	0.12	0.28	16		

(2) 与聚合物驱相比增油幅度大,增油速度快

孤东油田效果最好的聚合物驱项目平均无因次产油 2.1 倍,而物质基础条件差的二元驱无因次油量均达到 4 倍左右,七区西先导试验和六区西北部二元推广试验最大无因次产油分别是 4.9、4.88 倍(表 1-7);七区西二元驱先导实验中心区见效井无因次产油高达 9.1 倍,增油幅度明显高于聚合物驱。对比孤东油区聚合物驱较好的一类单元年提高采油速度对比曲线,物质基础条件差的二元驱单元提高采油速度好于一类注聚见效单元,特别是七区西二元先导和六区西北二元扩大,高峰期年提高采油速度 2.0%,三、四区二元驱目前含水还在下降期,增油幅度将进一步加大。可见二元复合驱比较适合孤东油田的高含水单元。

表 1-7 孤东油田二元驱增油效果对比表

单 元	注入前注水 倍数	注入前采出 程度/%	注入前含水 /%	见效高峰期与投注前对比		
				日产油水平		提高采油 速度/%
				对 比	无因次同量	
5^{2+3} 北部(聚驱二类)	1.0	29.44	94.9	188	1.49	0.99
七区中(聚驱一类)	1.5	26.37	95.3	590	2.09	1.24
$5^4 \sim 6^1$ 二元驱中心区	2.6	36.41	97.9	173.1	4.90	2.28
六区东南部二元驱	2.5	33.5	95.8	230.2	3.30	1.27
六区西北部二元驱	2.9	35.74	97.3	348.4	4.88	1.97

(3) 原油物性变化与聚合物驱有差异

七区西 $5^4 \sim 6^1$ 二元先导试验可对比的油井资料统计显示,原油物性趋势表现为先降后增再降的井的比例占 73%,具有代表性(图 1-5 和图 1-6)。

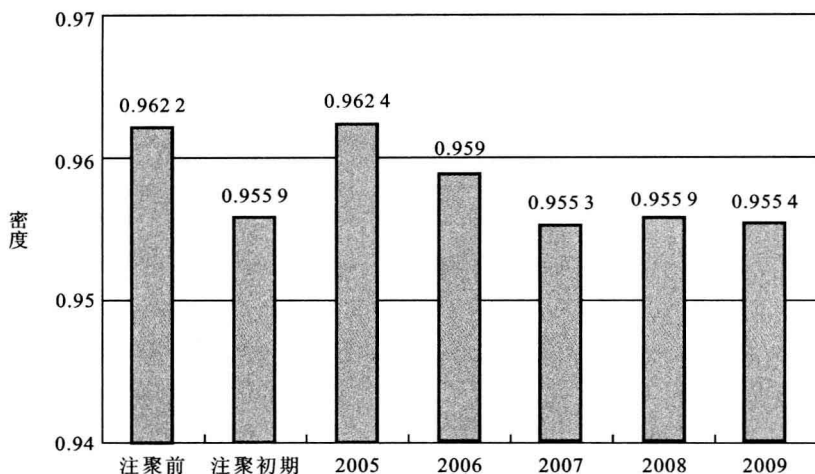


图 1-5 原油密度变化图

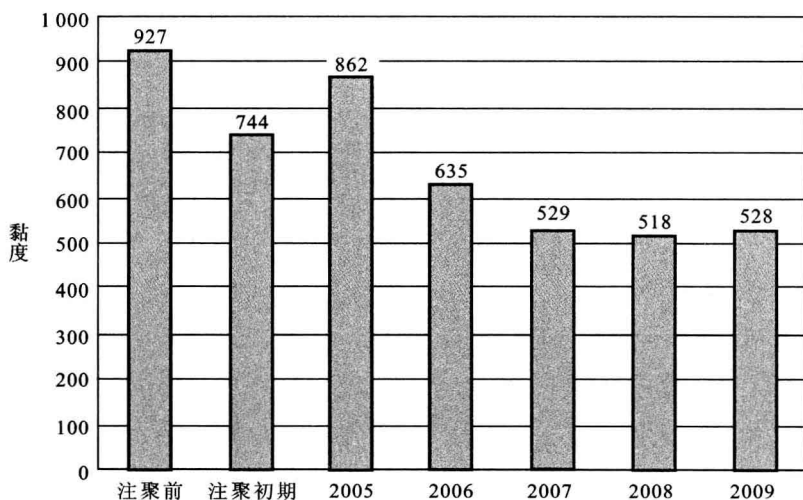


图 1-6 原油黏度变化图

说明了在前置段塞期间,聚合物起到了扩大波及体积的作用,驱替出水驱时未波及的区域,体现为密度、黏度有所下降;在复配体系主体段塞初期,活性剂起到了降低油水界面张力,驱动了难动用的重质剩余油,体现为密度、黏度上升;主体段塞中后期,活性剂进一步降低了油水界面张力,扩大了新的波及体积区域,体现为密度、黏度又下降。由于复配体系降低了原油的表面张力,使原来水驱难动用的剩余油见到了复合驱油效果。目前见效较好的井均呈现出含水下降速度快、下降幅度大的特点,符合二元驱降水增油的特点。

二、二元驱见效影响因素分析

虽然二元复合驱取得了较好的增油降水效果,但单井见效差异仍较大,分析影响注聚效果的主要因素有油藏非均质、注采对应状况、水驱采出程度、聚合物注入量及黏度等。

1. 注入状况

化学剂用量不仅涉及化学驱的技术效果,而且也涉及化学驱的经济效益,是化学驱中一个十分重要的问题。研究表明,化学驱用量越大,提高采收率的幅度越大,当用量达到一定程度时,每吨化学驱增油量又降低,从孤东油田单元注入 PV 与单井增油关系曲线分析来看,增油伴随着注入 PV 的增大而增多,增油幅度逐渐变小,这与化学驱规律相符。

注入压力的变化是化学驱过程中最明显的一个特征,各注入井注入压力的上升幅度并不相同,一般注入压力上升越高,注入质量越好,相对应的油井见效越好。

2. 注采对应状况

油藏工程理论研究以及现场实践表明,注水方式和注采井数比对注水开发的砂岩油藏注水波及系数和采收率有较大的影响。化学驱油井见效好坏同样与受效方向关系密切,且表现更明显,注采关系好的井区为二元驱见效的主要增油点。我们对转孤东油田二元驱 4 个单元的 313 口受效井进行了统计分析。中心井见效比例为 86.1%,而边角井见效率仅为 73.2%,相差 12.9%;中心井单井增油 5 772 t,而边角单井增油 3 892 t,相差 1 880 t,说明注采对应好的井见效也好。从受效井不同受效方向对比来看,注入井三向以上对应、注入井两向对应、注入井单向对应受效井见效率分别为 98.1%、86.0%、60.0%,同样说明注采对应好、见效好。因此,二元驱注入前及注入过程中都需要不断完善注采井网,从而达到提高“两率”的效果。

3. 油藏非均质性

从层间看(见表 1-8),单层生产和多层生产受效井见效率相差不大,多层受效井由于油层厚、单井控制储量高,从而单井绝对增油量高于单层生产受效井,但每米增油量低于单层受效井。从见效时机来看,多层生产井见效早,主要是原单采井二元前综合含水高、采出程度高;多层开采井比单层生产井早进入高峰期,但高峰期最低含水、无因次油量基本相同。从注入井开展分层注入和未分层注入井对应井组的对比曲线看,分层注入井对应的井组见效早、含水下降快,进入谷底时间早,谷底持续时间长,分层注入对应的井组见效率明显好于未分层注入对应的井组,分层注聚井组对应油井的见效率高达 96.4%,比未分层注入井对应的油井见