

第十一届国际改善石油采收率会议译文集

张正卿 赵 刚
廖广志 石建姿 等编译



石油工业出版社

内 容 提 要

本书主要取自 1998 年 SPE 第十一届改善石油采收率专题会议的论文,全书共分六部分:聚合物/化学驱、注气混相驱、油藏管理、其他提高采收率技术、室内研究、新技术应用综述。概括了最新提高石油采收率技术。

本书内容适合从事油田开发管理、工程技术、科研,以及三次采油的研究人员和工程技术人员参考学习,及石油大、专院校师生阅读。

图书在版编目(CIP)数据

第十一届国际改善石油采收率会议译文集/张正卿等编译.
北京:石油工业出版社,1999.12

ISBN 7-5021-2884-0

I. 第...

II. 张...

III. 采收率(油气开采)-研究-国际学术会议-文集

IV. TE357

中国版本图书馆 CIP 数据核字(1999)第 73093 号

石油工业出版社出版
(100011 北京安定门外安华里二区一号楼)
石油工业出版社印刷厂排版印刷
新华书店北京发行所发行

*

889×1194 毫米 16 开本 40 $\frac{1}{4}$ 印张 1206 千字 印 1—1100

1999 年 12 月北京第 1 版 1999 年 12 月北京第 1 次印刷

ISBN 7-5021-2884-0/TE·2247

定价:150.00 元

前 言

由美国能源部(DOE)和石油工程师学会(SPE)组织的第11届改善石油采收率会议于1998年4月19日至22日在美国俄克拉荷马州塔尔萨市举行,这次会议共收集选用了来自世界各国从事提高采收率工作的专家学者共105篇学术论文,论文内容分为15个专业技术方面,涉及了聚合物驱、气驱、蒸汽驱、烟道气驱、凝胶驱、表面活性剂驱、微生物等技术,研究范围从室内实验、机理研究、生产过程的数值模拟到现场应用等各个方面,充分展示了近年来世界各国提高采收率技术的研究动态与新进展。

出席这次会议的有来自世界20多个国家的油田、研究机构、院校和石油公司的专家学者,还有塔尔萨市、美国能源部官员、SPE主席、石油天然气杂志编辑及美国各大石油公司高级管理人员,共计300余人。会议规模大、层次高,充分显示了世界石油界对提高采收率技术的关注和重视。原中国石油天然气总公司代表团由张正卿、李秀宁、童正新、张还恩、陈立国、李希明、张贤松等7人组成。会议期间与大会代表进行了广泛的技术交流,并参观了石油设备和技术服务展览,取得了很大的收获。

第11届改善石油采收率会议是在国际油价低迷的形势下召开的,但是从会议研究方向和成果来看,国际石油界积极致力于IOR技术的研究,把IOR技术研究视为今后进一步开发利用石油能源的战略技术储备,在提高采收率技术中强调降低成本,提高效益,其工作方法和思路值得我们学习。许多提高采收率技术已从室内研究进入了先导试验,如注空气提高采收率项目已进入现场。另外,国外非常重视提高采收率技术的机理研究和室内实验工作。在开展IOR试验中十分重视经济评价。注意针对本国油藏特点,有针对性地开展的工作,在工作中注意多学科协作配合,尽快取得成果。

为了借鉴国外改善石油采收率先进技术,推动集团公司油田开发提高采收率工作,经过一年多的努力工作,本译文集终于出版了。本书由张正卿、赵刚组织,北京石油勘探开发科学研究院采收率所和采油所、石油学会、华北油田等单位有关专家和科技工作者对译文集进行了翻译和校审,由石油工业出版社原技术咨询部负责制作和出版发行。本译文集从SPE 93篇文章中精选出57篇文章,并请专家撰写综合论述5篇,共收集论文62篇,附图600多张,文字近百万字,参加本书选编和翻译、校译工作人员近百人次。

参加本书编译审工作的有张正卿、赵刚、廖广志、李方明、韩冬、岳清山、李秀宁、石建姿、杨华、陆芸、朱斌、王强、金长文、陈钢、刘尚东、于立君、杨普华、陈立滇、罗景琪、吕德本、汤军、邸雪峰、邸海峰、谭健、孟黎明等。

译文集在出版过程中得到中国石油天然气集团公司油气开发部刘宝和主任、阎存章副主任和北京石油勘探开发科学研究院沈平平院长、袁士义总工程师的大力支持和帮助,在此表示诚挚的谢意。

编 者

一九九九年八月二日

目 录

第一部分 聚合物/化学驱

一、在阿曼 Marmul 油田采用相对渗透率改善体系进行堵水的现场经验(SPE 39633)	(3)
二、对恶劣环境的堵水:在地质复杂的凝析气藏中采用交联凝胶的实验方法(SPE 39676)	(14)
三、Alberta 东部的堵水措施:产量增加一倍,含水下降 20%(SPE 39617)	(22)
四、在沙特阿拉伯裸眼完井中应用过油管桥塞(TTBP)方法作为有效堵水处理技术的 现场结果概述(SPE 39616)	(28)
五、用 KUSPI 生物聚合物体系处理降低渗透率(SPE 40065)	(33)
六、聚合物吸附改善两相流性质(SPE 39631)	(41)
七、聚合物吸附和流动性质对孔隙介质中两相流的影响(SPE 39632)	(48)
八、注聚合物导致选择性渗透率降低的孔隙结垢机理(SPE 39634)	(64)
九、北海 Captain 油田聚合物驱的传播和流变性研究(SPE 39694)	(75)
十、聚合物控水处理过程中聚合物/岩石间相互作用(SPE 39619)	(87)
十一、克拉玛依油田碱/表面活性剂/聚合物驱方案预测(SPE 39610)	(92)
十二、表面活性剂/碱/聚合物复合体系微观驱油机理研究(SPE 39662)	(104)
十三、层状砂岩系统和单层砂岩系统相对渗透率调整剂处理的效果(SPE 39636)	(112)

第二部分 注气混相驱

一、Prudhoe Bay 非常规混相提高采收率的经验(SPE 39628)	(125)
二、低成本的提高采收率方法:W. Hackberryd 注空气项目的最新进展(SPE 39642)	(140)
三、重力辅助注气油藏的筛选(SPE 39659)	(145)
四、从烟道气中回收采油用 CO ₂ 的新技术(SPE 39686)	(155)
五、控制非均质注气油藏的产气量,改善油田采收率(SPE 39646)	(166)
六、轻油油藏提高采收率的注空气技术(低温氧气过程):氧化速度和 驱替研究(SPE 40062)	(177)
七、湿润性对近混相注气采油的影响(SPE 39620)	(188)
八、用高压 CO ₂ 从原油中抽提烃(SPE 39684)	(198)
九、倾角油藏蒸汽驱策略回顾(SPE 39608)	(206)
十、基于普通油藏参数蒸汽吞吐解析模型的选择(SPE 39607)	(212)
十一、Bu Attifel 油田(利比亚):用富气改善微观驱油效率(SPE 39688)	(222)

第三部分 油藏管理

一、预测 Alpha 单元聚合物改善水驱实施十年后的动态与实际生产的比较(SPE 39614)	(237)
二、地震属性孔隙度与流动模型的结合应用(SPE 39666)	(249)
三、将地质数据与工程数据相结合,提高注水驱油效率(SPE 39665)	(261)
四、了解非均质油藏的注入能力(SPE 39697)	(269)
五、应用于水淹层状油藏含水分析的系统识别方法(SPE 39606)	(282)
六、Joffre Viking I 油藏的注水实施方案(SPE 39611)	(296)

七、应用校正 BL 理论对裂缝性亲水多孔介质的注水进行实验和新模型研究(SPE 39605) (311)

八、有效的油藏管理及其实例(SPE 39668) (324)

第四部分 其他提高采收率技术

一、一种高挥发油选择组分的强化采油(SPE 39689) (339)

二、亚拉巴马州 Appleton 油田具有古地貌基岩特征的非均质碳酸盐岩油藏的采收率提高方法(SPE 39664) (346)

三、应用微生物烃氧化改善碱驱提高原油采收率(SPE 39661) (352)

四、将改性淀粉用作裂缝及基质流道堵水剂的筛选及评价(SPE 39692) (357)

五、一种完井中应用前景看好的疏水改性瓜尔胶(SPE 39700) (367)

第五部分 室内研究

一、基岩—裂缝传质(SPE 39702) (379)

二、泡沫相对渗透率模拟的实验基础(SPE 39660) (387)

三、盐溶液和白云岩之间相互作用化学研究(SPE 39695) (399)

四、最小混相压力的计算(SPE 39683) (408)

五、组分和相对渗透率滞后对近混相 WAG 的影响(SPE 39627)..... (420)

六、层状系统中描述混相驱替的标度因子的实验研究(SPE 39624) (437)

七、孔隙结构和残余油对聚合物桥堵吸附的影响(SPE 39674) (445)

八、相对渗透率曲线：流动方向和非均质性的影响，端点饱和度和驱替机理的关系(SPE 39657) (460)

九、在混合润湿性的孔隙介质中用网络模型研究相对渗透率的滞后趋势(SPE 39656) (469)

十、低渗露头白垩岩润湿性的恢复(SPE 39622) (484)

十一、水膜、沥青烯与润湿性变化(SPE 39087) (494)

十二、渗吸的动态孔隙模型(SPE 39658) (501)

十三、用 CT 扫描技术测定重力驱中的三相相对渗透率(SPE 39655)..... (516)

十四、油藏表征中动态数据集成的非惟一解细析(SPE 39669) (532)

十五、应用最佳非参数变换方法预测碳酸盐岩储层的渗透率：在德克萨斯 Kent 县盐溪油田单元的应用(SPE 39667)..... (546)

十六、渗透率不对称降低的机理研究(SPE 39635) (559)

十七、用解析递减模型识别天然裂缝油藏(SPE 39623) (569)

十八、溶解气驱下蚯蚓洞发育的 CT 成像(SPE 39638)..... (576)

十九、一个结垢预测地化模型的实验验证(SPE 39701) (589)

二十、重油热采组分模拟所需要的最小拟组分数(SPE 39640) (599)

第六部分 新技术应用综述

一、泡沫驱研究新进展 (615)

二、水平井开采技术应用综述 (619)

三、地层伤害研究综述 (622)

四、化学复合驱研究及矿场先导试验进展 (623)

五、油藏管理应用综述 (628)

第一部分

聚合物/化学驱

一、在阿曼 Marmul 油田采用相对渗透率改善体系 进行堵水的现场经验

M. J. Faber, G. J. P. Joosten, K. A. Hashmi, M. Gruenenfelder

李良雄 译
韩 明 校

摘 要

稠油(80毫帕秒)和较强的边水驱动是位于阿曼的 Marmul 油田采收率较低的原因。较差的流度比通过大孔道和水锥引起早期含水量增高。一种降水的技术采用由阳离子聚丙烯酰胺和乙二醛交联剂组成的渗透率改善体系。这一凝胶体系能降低水的相对渗透率,而对油的相对渗透率仅有少许影响。采用相对渗透率改善体系的目的是降低水的产量而潜在地增加油的产量,其主要优点在于笼统注入,不需要注入过程的详细资料。这有利于 Marmul 油田,该油田所有的井均进行了砾石填充。为选择合适的处理井建立了选井标准,确定的候选井随机分布在整個油田。处理设计包括三个等量的聚合物/交联剂的段塞,这三个段塞聚合物浓度依次增加。首批凝胶处理的 6 口井中已有 5 口井表现出了好的效果,如降低了水量和提高了油量。为了更好地理解这些处理的行为,对处理井之一进行了数值模拟研究。最初的数值模拟结果与现场所观察到的现象不一致,在油层模型中引入隔层(页岩隔层)后,模拟和现场的结果才一致,说明了井筒周围局部地质细节的重要性。然而,这些隔层在裸眼测井中并没有被发现。之后又进行了 8 口井的处理,结果都令人失望,而且对这些失败尚未能得到清楚的解释。原因可能在于选井不好或者对凝胶体系的了解不够。由于最初的 6 口井和后来的 8 口井是在整个油田随机选择的,不应怀疑没有选好井。这样现在的重点就转向了凝胶体系,以便更准确地确定它的化学特性(如聚合物/交联剂所需浓度)和获得理想的降水增油量效果的处理量。

引 言

Marmul 油田位于阿曼南部,由 Dhofar 城市服务公司发现于 1956 年,但很快由于没有商业价值而被放弃(见图 1)。Oman 石油开发公司(PDO)在 1976 年开始了评估钻探,并于 1980 年投入开采。油藏平均温度 46℃。

估计原始原油储量(STOIIP)为 390×10^6 立方米,其中 60% 属于 AL Khilata 油藏,为一系列复杂的严重非均质性海相沉积。图 2 构造剖面图说明了整个油藏的非均质特性。高渗层(1~20 达西)中的原油粘度约为 80 毫帕秒。目前 AL Khilata 油藏有大约 100 多口生产井,日产油量 3730 立方米,平均含水 72%。

该地区为自然边水驱动,在某些部位这种驱动作用甚强,起初估计 AL Khilata 油藏的最终采收率为原始储量(STOIIP)的 20%。80 年代,考虑到不利的水油流度比($M=45$),认为聚合物驱和蒸汽驱提高采收率都有很大的潜力^[1]。对两种方案都进行了先导性试验,表明:聚合物驱效果较好^[2],而蒸汽驱的作用不大。导致蒸汽驱效果不好的原因之一在于油藏复杂的地质结构。由于单位产油量的附加成本,尽管经济,但与其他方案相比仍然太高,导致聚合物驱尚未推广到整个油田。将来或许经济标准会发生变化,那时可以考虑聚合物驱的推广应用。

对更廉价的增油降水技术进行了评估,导致 90 年代选择化学堵水技术进行油田现场试验。本文描述了候选井和化学体系的选择以及对水油产量的影响、现场试验和获得的结果。现场试验之后,为了深入理解应用于 Marmul 油田化学体系的行为,进行了模拟研究。本文也给出了模拟研究的结果。

注:1ppm=1mg/L(全文类同)

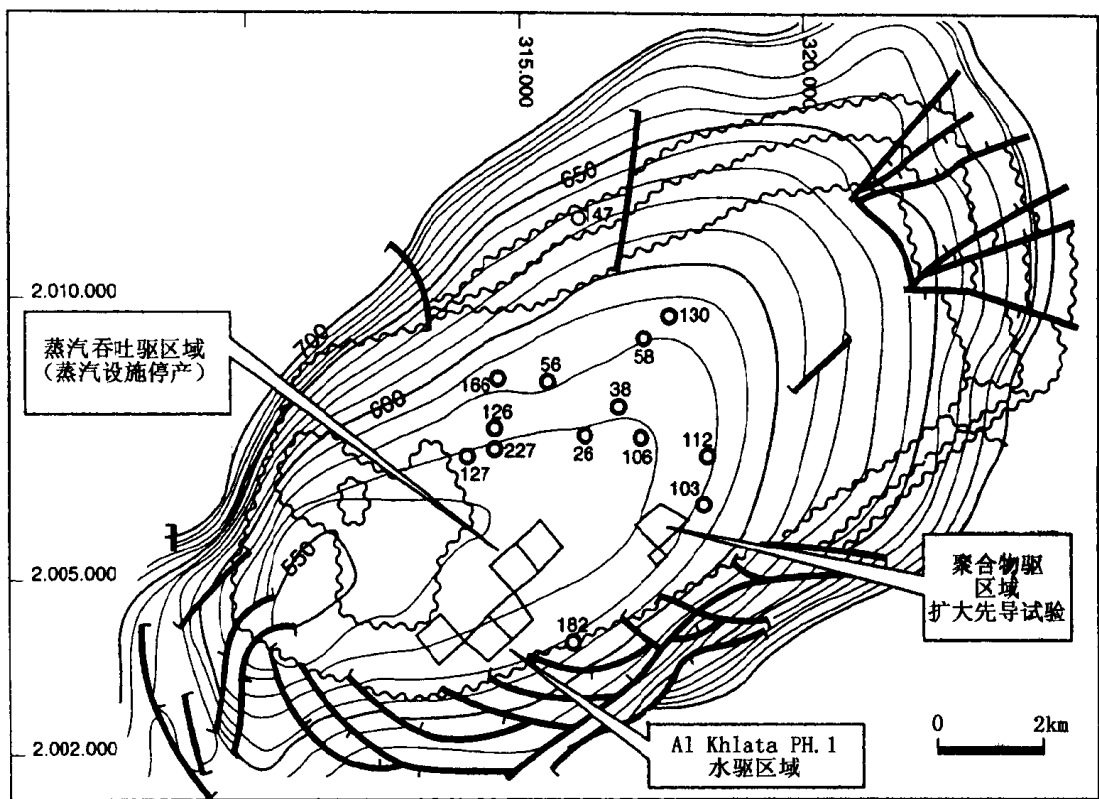


图1 Marmul 油田蒸汽吞吐区域(蒸汽设施停产)

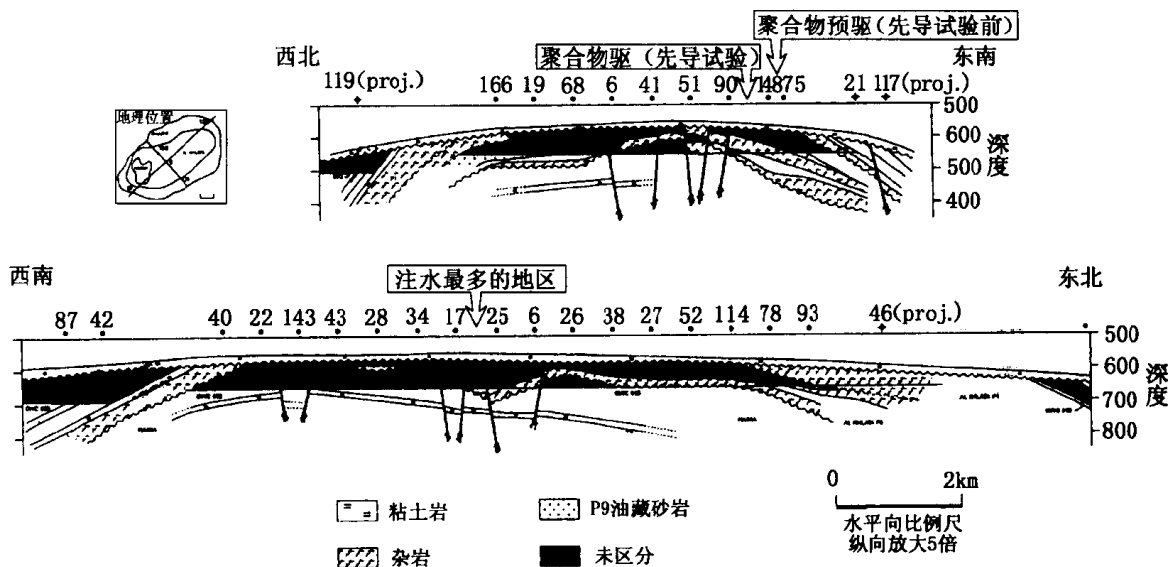


图2 Marmul 油田剖面图

相对渗透率改善理论

在 Marmul 油田中,所有的油井采用砾石填充完井。此外油藏地质结构复杂。这样,对于堵水体系的选择,很明显为了降低含水量而不影响产油量,不能进行选择性的注入而只能笼统注入。有一类化学体系可以笼统注入井中,这就是所谓的“相对渗透率改善体系”。其涵义是将该体系注入多孔介质后,水的相对渗透率较之油的相对渗透率得到更大程度的降低。这种体系的成功应用必须满足一定的附加条件,

即油藏必须由垂向不连通或者连通较差的多层所组成,且这些层的饱和状态不同^[3,4]。筛选计算表明,在绝大多数情况下要获得理想的处理效果,必须是油相对渗透率不能降至原有值的 1/2 以下。图 3 所示为在典型的北海油井,相对渗透率改善增进举升特性的效果。在这些计算中认为对于相对渗透率改善体系最理想的条件是:水和油层之间完全分开,不存在层间连通。这样水的产液指数(PI)的降低直接转化为产水率的降低,而不影响油的流动。图(灰度)中所示为净产油相对量,随着水的相对渗透率降低(x 轴)和油的相对渗透率降低(y 轴)发生的变化。该图表明,在这些条件下,尽管水的渗透率有明显降低,但对油产液指数(PI)伤害至原有值的 1/2 也是不能接受的。

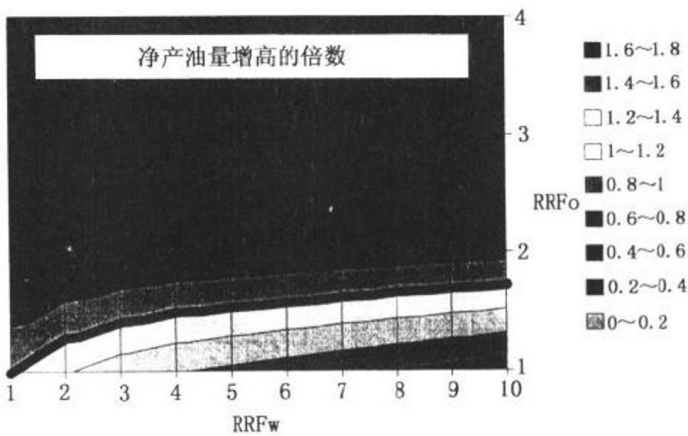


图 3 不成比例的渗透率的降低改善举升效果引起的净产油量增加的相对值
油的 PI 降低 $RRFo$ 倍,水的 PI 降低 $RRFw$ 倍。
粗线上部都代表净产量的降低

对于均质油藏或有水锥的情况,相对渗透率改善体系的应用通常会导致产液指数 PI 的下降而含水量保持不变。

对均质油藏有水锥的情况进行了模拟研究。在这些模拟中,对一口生产井进行相对渗透率改善处理,化学剂在油藏内的注入深度约为 5 米。模拟了处理后相同总产液速度下的产量。如图 4 所示,当生产速度远高于形成水锥的临界速度时,水油比很难降低,说明处理的惟一结果是受阻的水流会沿着处理前产油的射孔进入井筒。最终,对于高的流动速度,进入井筒的油和水的流份,取决于远离井筒的流份。由于这只是取决于油藏固有的状况,与近井筒地带的状况无关,对稳态含水率没有影响。

在均匀水驱过的油层中,理想的相对渗透率改善可形成水堵^[3]。但水堵的效果即降低单层产液量,决定于水的流份和水油的流度比(见图 5)。图中展示了均质油层中,当采用理想的渗透率改善体系处理后 PI 的降低,水的相对渗透率降低 10 倍,而对油的相对渗透率没有影响。

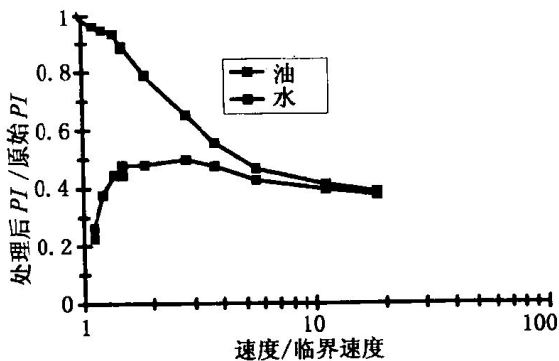


图 4 在均质油藏或有水锥的情况下,相对渗透率改善体系引起的水油 PI 指数的降低与总产液量的关系

在临界速度附近时,可根据该点的降低系数对水油进行封堵。对于高的生产速度,水堵造成总的压力指数 PI 的降低

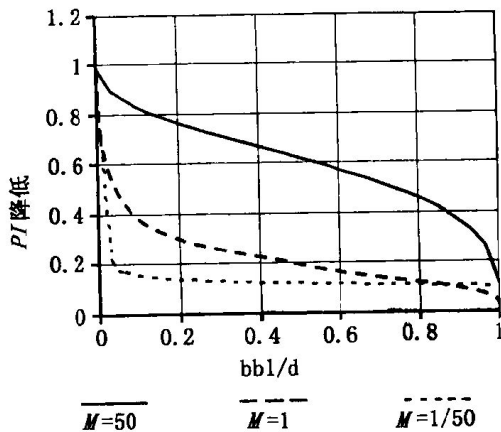


图 5 相对渗透率改善体系引起的堵水效果与不同流度下的含水量关系
该体系对稠油有选择性作用

我们还发现,对于水油流度比较低的情况(轻质油),即使在中等含水条件下,产层总产液量的降低和水相对渗透率的降低程度相当。然而对于水油比较高的情况, PI 的降低仅在生产井处于水流份很

高的情况下才与水的相对渗透率降低接近。

对于稠油油藏,水堵的效果更是取决于水的流份。这样,稠油油藏中不同波及程度的油层,利用理想的渗透率改善体系可以获得成比例的不同程度封堵。

选 井

选井的标准:

- ①一层或多层砂岩体,并具有显著的层间特性差异性。
- ②层间有单一的砾石填充。
- ③在接近油水界面处完井。
- ④边水活跃并有大孔道。
- ⑤不同砂体存在渗透性差异,对生产发生影响。
- ⑥高含水(>80%)状态下生产。
- ⑦较大的总产液速度,环空流体的液面高(*PI* 指数好)。
- ⑧下泵困难。

化学剂体系

选择的化学剂体系是一双组分交联体系,专门用于控制中低温油藏的产水^[5]。该体系由中等分子量的阳离子聚丙烯酰胺和乙二醛组成。交联时间受温度、交联剂浓度和溶液的 pH 值的影响,而与地层水的矿化度和硬度无关,成胶时间可以控制在数小时到几天内,这保证了交联体系在交联之前能进入地层较深。由于聚合物阳离子的特性,该体系能大量吸附到油藏岩石上,有效地阻止了施工后的反吐现象。溶液在泵入阶段粘度约为 10 毫帕秒。

施 工 设 计

1. 交联体系设计

该体系的供应商在实验室内进行了必要的实验,以确定体系随温度、渗透率和交联体系组成变化时,对降低水、油相对渗透率的效果。根据所考虑的油藏特性,如渗透率和温度,所确定的交联体系的组成可使水的渗透率降低 10 倍,而油的渗透率降低不高于 2 倍,图 6a 和图 6b 标明了交联剂和聚合物的浓度区域,该浓度范围可对油、水渗透率产生所要求的影响。通常注入聚合物(交联剂)浓度依次增加的三段塞交联体系,这样可在井筒附近形成强度最高的凝胶。因此,在 Marmul 油藏温度条件下,理想的聚合物浓度范围为 4000~6000 毫克/升。

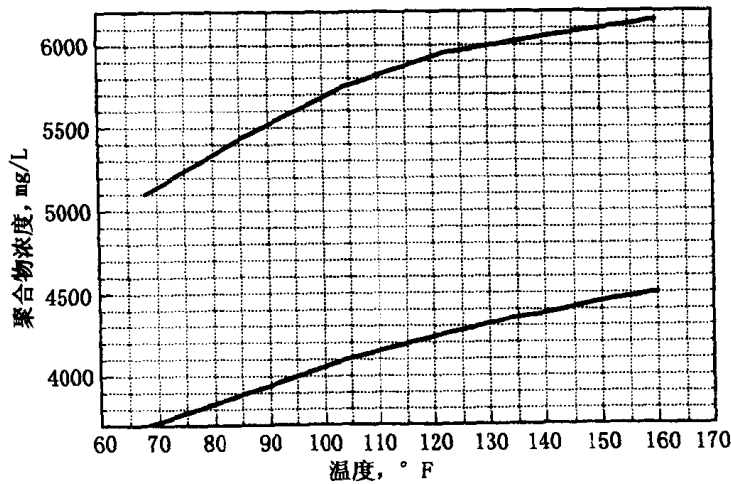


图 6a 段塞设计——对于渗透率高于 1000mD 的理想聚合物浓度范围

2. 化学成分

在 Marmul 油田中,对使用相对渗透率改善体系进行处理的 14 口井中的 7 口,注入了聚合物浓度自 4000 毫克/升、4500 毫克/升到 5000 毫克/升逐个递增的三个段塞,每个段塞注入的溶液体积相等(见表 1)。在余下的 7 口

井中,三个段塞都是聚合物浓度减少 500 毫克/升(5 口井),或增加 300 毫克/升(2 口井)。交联剂的浓度则根据需要进行调整。处理液的 pH 值是该体系交联反应的重要参数之一。理想的 pH 值范围是 7 到 8,以便延迟交联并保证良好注入和体系适宜地传播进入油藏。pH 值太低,如 pH = 4,交联反应甚至不能发生,开井生产时,化学体系反吐,对含水量的降低没有作用。pH 值太高,凝胶化反应太快,所能注入的体积可能不足以使降水量达到要求。

3. 交联体系用量

所有的处理作业中,交联体系的用量均在 700~2500 桶范围。在最初 6 口井的处理中,每英尺处理层的交联体系用量为 11~19 桶(每英尺砾石充填井段)。根据这些处理的结果,确定以后标准处理量为 14 桶/英尺处理井段。

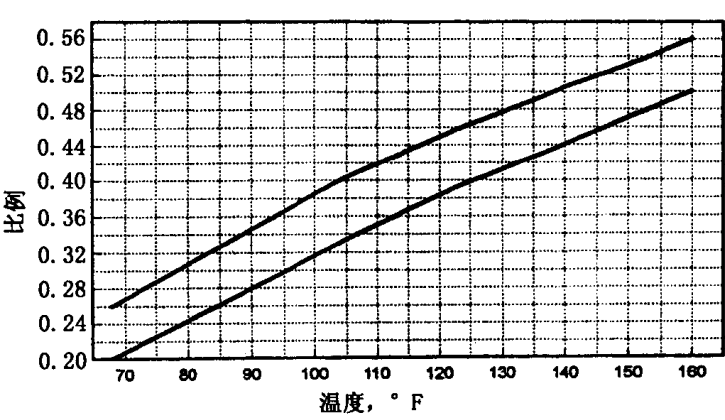


图 6b 交联剂对聚合物的比例随温度的变化

表 1 Marmul 油田典型控水处理作业设计

	体积, bbl	聚合物浓度, mg/L	交联剂浓度, mg/L
前置液(水)	44		
凝胶段塞 1	524	4000	1520
凝胶段塞 2	524	4500	1800
凝胶段塞 3	524	5000	2100
顶替液(油)	80		

现场施工

1. 设备和配液

交联体系按批次进行配制。用于批次配液随后连续注入的设备包括:配液用盐水储罐、离心泵(把盐水、聚合物溶液打入混合器)、交联剂储罐、把交联剂溶液转移到高压注入泵的另一离心泵,这个离心

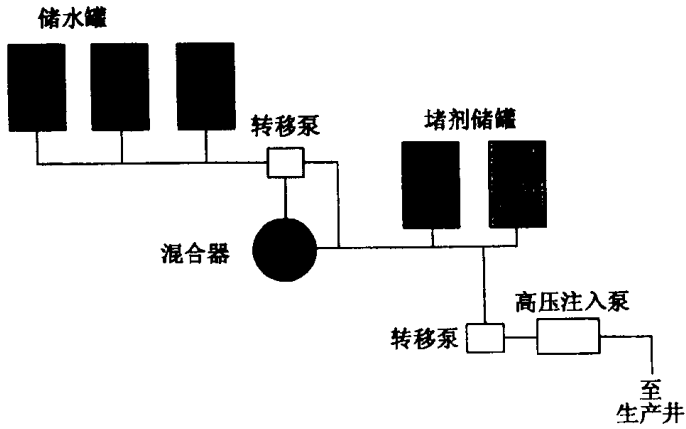


图 7 堵剂配制装置图

泵的排量为 1200 桶/天,而在井口压力下约为 300 桶/天(见图 7)。配制交联体系的混合过程包括将配制盐水和聚合物转移到混合器,在恒速搅拌下加入添加剂(交联剂和乙酸)。乙酸采取小计量加入,直到达到所需要的 pH 值。

2. 配液质量控制

交联体系配制过程的质量控制仅通过测试每批次样品的粘度来进行。处理作业前,实验室中准备了用于各段塞处理的凝胶组分试样,并测量刚刚完成溶液配制时以及一天和两天后的粘度。这些实验室粘度数据与现场配制的交联体系的粘度进行比较(见表 2)。由表中的数据可

以看出,实验室测量的数据和现场的数据相差很远,这可能是多种因素作用的结果。例如,井场配液粘度的测定有些情况下是在取样几个小时后进行的;井场温度高于实验室温度导致油田条件下交联反应速度加快;配液用水的矿化度以及交联体系溶液的 pH 值发生了变化等。总之,现场进行质量控制采用的方法对确定合适的交联体系配方并不令人满意。

表 2 实验室和现场粘度测定对比

聚合物浓度 mg/L	实验室粘度 mPa·s	MM-182 粘度 mPa·s	MM-130 粘度 mPa·s	MM-106 粘度 mPa·s	MM-166 粘度 mPa·s	MM-227 粘度 mPa·s	MM-127 粘度 mPa·s
3500	22.4	1.0	27.3	13.8			
4000	28.6	22.9	31.6	22.9			
4500	29.0	21.6	37.3	25.8			
4000	19.1				21.3	32.5	21.4
4500	24.0				24.3	32.9	20.8
5000	29.7				33.0	29.4	30.3

注:粘度用布氏粘度计测定,测试条件:转速为 6r/min、室温、UL 适配器。

3. 作业程序及注入

用水进行预清洗以确定注入能力,发现几乎所有的油井都具备很高的注入能力,能满足继续该处理作业的要求。施工过程中除发现一口井的注入压力已达井口允许极限压力,但排量太低以致无法继续作业而停注外,其余油井都按设计进行了凝胶体系的段塞注入。在这些处理中,泵注凝胶体系各段塞时的压力剖面有如下差异:①井口全然无压力增高(见图 8a);②在注入第一段塞时压力迅速增加(见图 8b);③当注入不同段塞时压力增加(见图 8c 和图 8d)。注完凝胶体系后,立即用油顶替,将井筒内的凝胶体系第三段塞推进油藏。

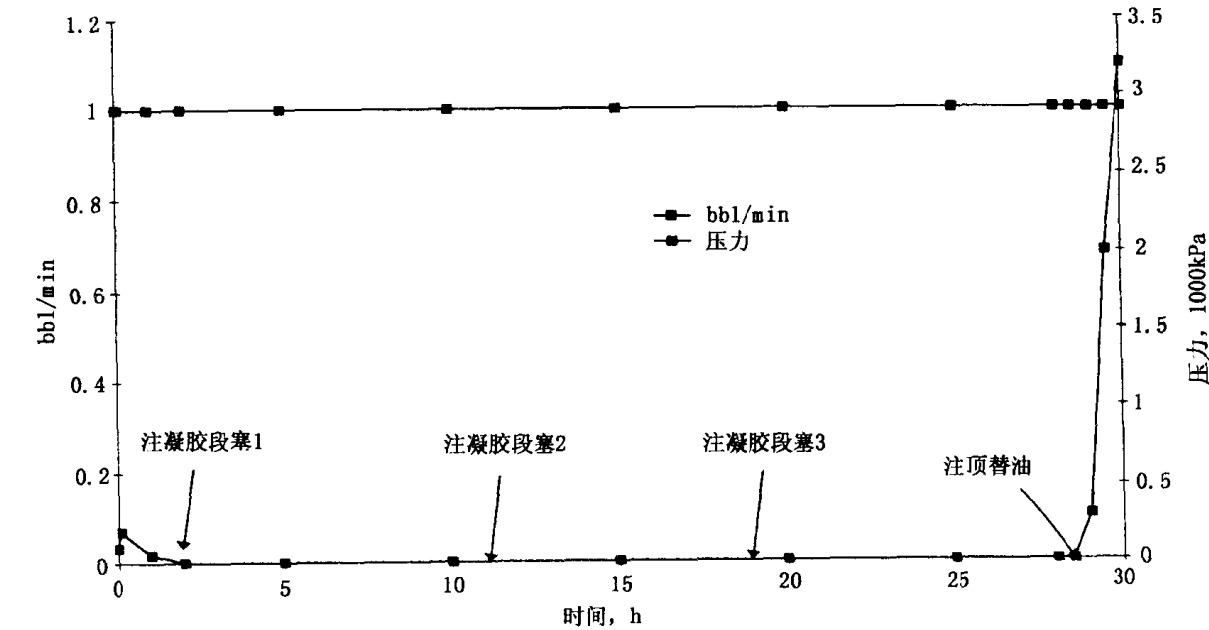


图 8a 堵剂注入过程中,MM106 井的压力剖面

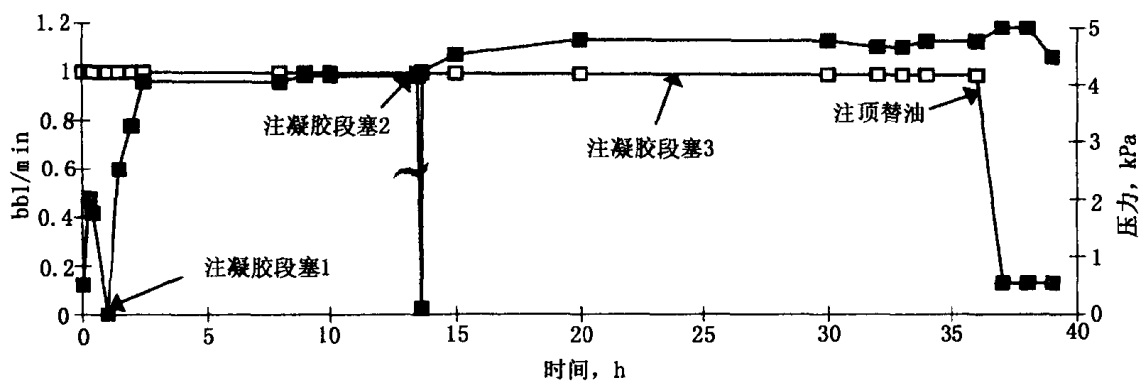


图 8b 堵剂注入过程中,MM130 井的压力剖面

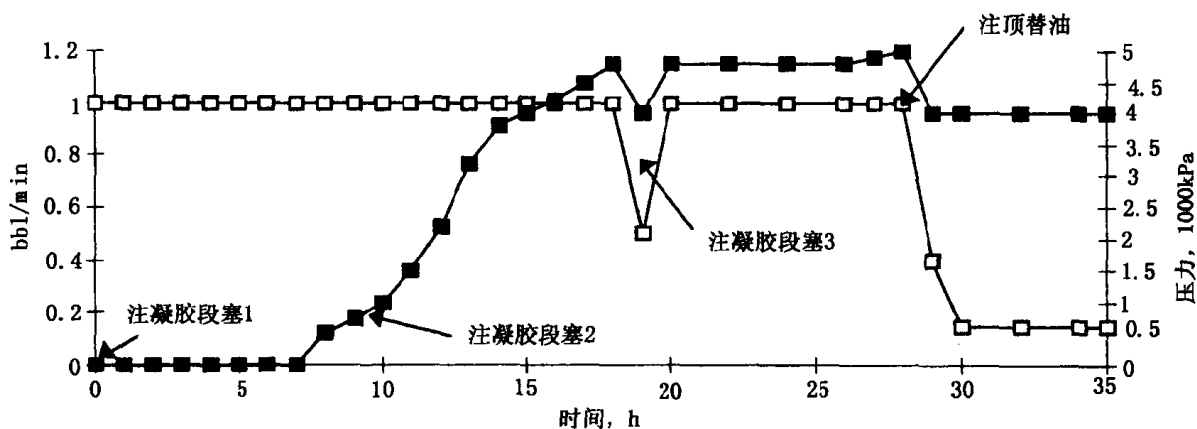


图 8c 堵剂注入过程中,MM26 井的压力剖面

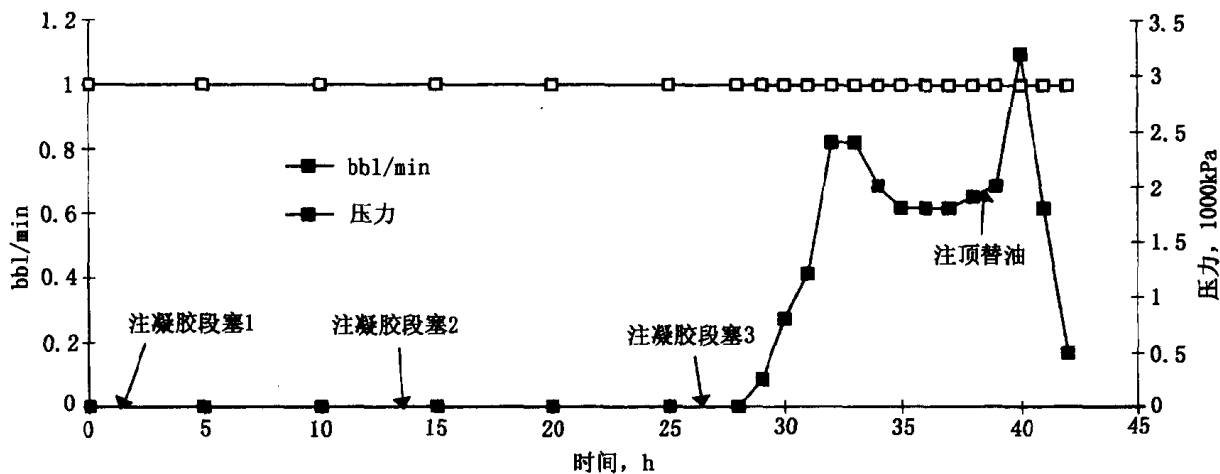


图 8d 堵剂注入过程中,MM127 井的压力剖面

结果和讨论

在 1992 年到 1995 年期间, Marmul 油田共进行了 14 口井的堵水作业(见表 3)。1992 年对 MM126 井和 MM147 井进行了处理。这些处理对产能的提高是令人鼓舞的(见图 9a 和图 9b)。1993 年又进行了另外 4 口井的作业, 这些处理的效果甚至比前 2 口井更好, 总结如下(见表 3):

表 3 控水措施对水油产能的影响

井 号	处理时间 a.d.m	处理前产量		处理后产量		对水油比的作用
		油, bbl/d	水, bbl/d	油, bbl/d	水, bbl/d	
MM126	1992.03.16	44	1214	63	528	下降 6%~14%
MM147	1992.08.18	13	830	44	767	下降 5%~10%
MM103	1993.11.12	220	1591	308	1289	下降 8%~38%
MM38	1993.11.13	201	1453	44	1440	增加 0~9%
MM58	1993.11.14	76	2591	283	1232	增加 20%~45%
MM112	1993.11.17	69	1968	101	1528	下降 4%~6%
MM56	1995.01.23	107	321	88	220	边际
MM106	1995.01.03	428	1686	50	1302	增加 10%~15%
MM127	1995.01.31	415	1969	233	1560	增加 5%
MM227	1995.01.31	170	1239	75	780	未变
MM26	1995.02.01	50	843	19	101	下降 11%
MM166	1995.02.04	57	711	13	352	增加 4%
MM182	1995.02.06	25	868	19	792	未变
MM130	1995.02.16	19	1101	38	1057	下降 2%

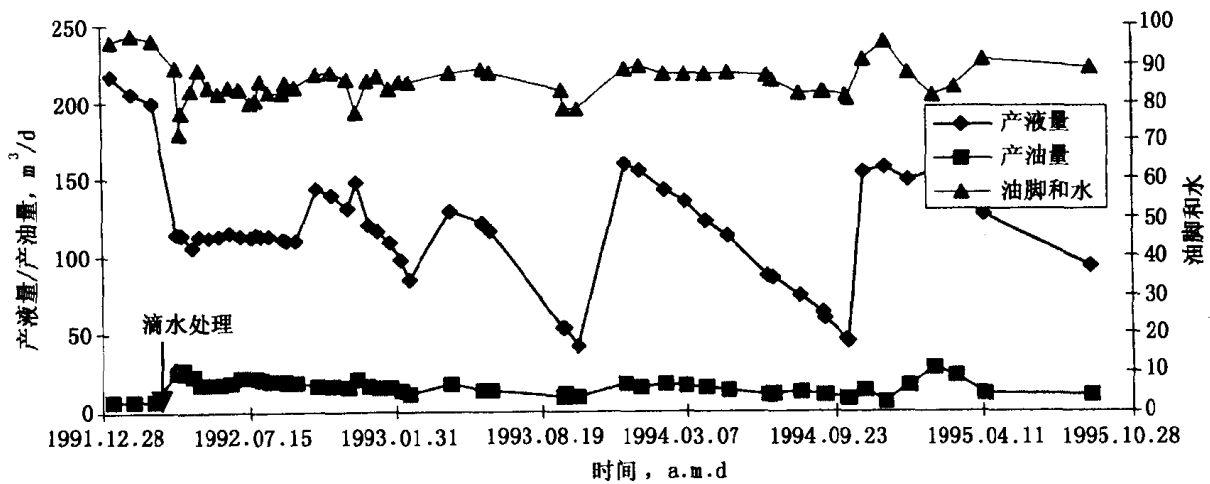


图 9a MM126 井的生产历史

- ①MM103 井和 MM58 井取得了显著的降水效果,最初降水率约为 40%。
- ②MM112 井降水不明显,约为 5%。
- ③MM38 井堵水无效,甚至含水率反而上升了 9%。
- ④平均产油量增加。

图 10a 和图 10b 给出了 MM103 井和 MM58 井处理前后的产能。MM38 井不很成功是由于大量的

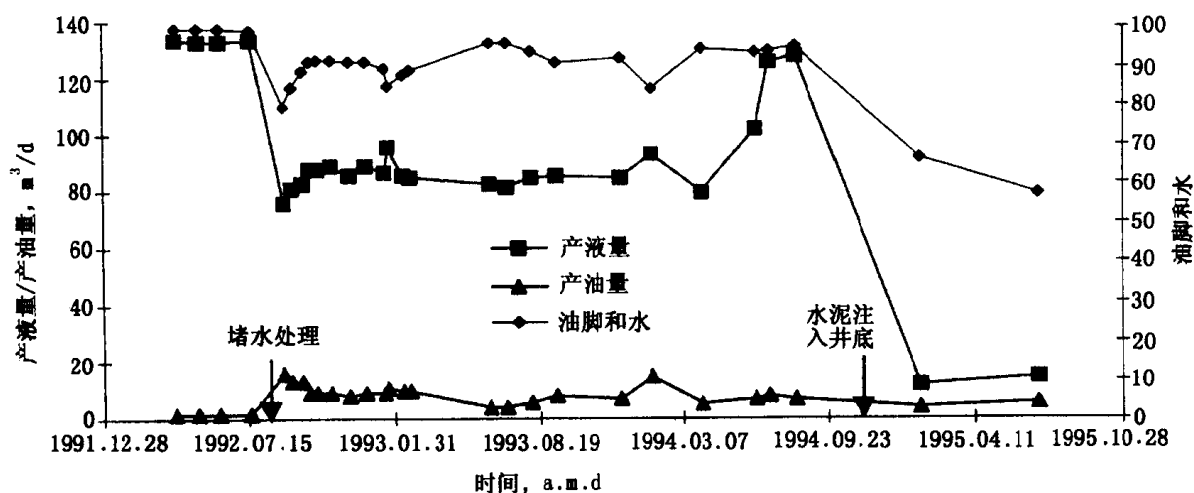


图 9b MM147 井的生产历史

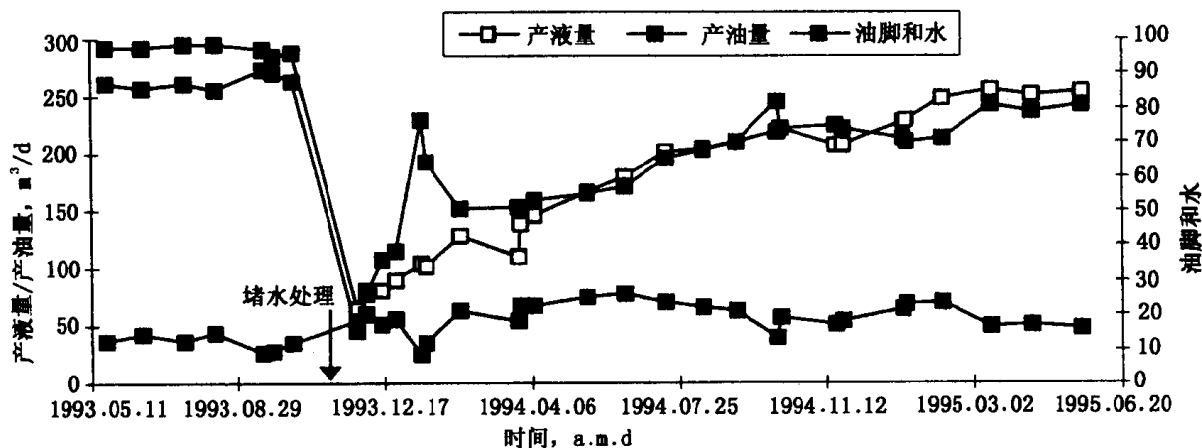


图 10a MM103 井的生产历史

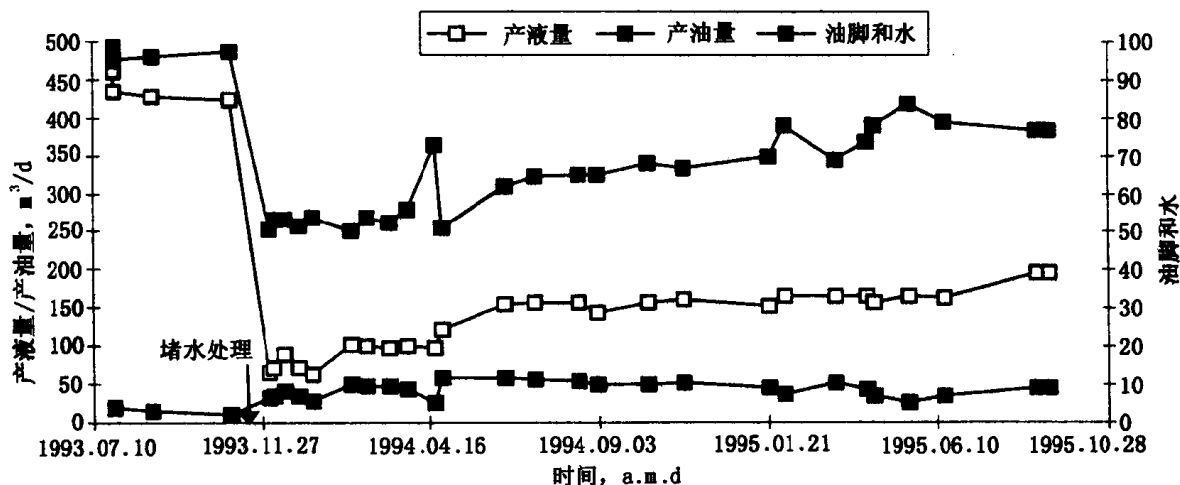


图 10b MM58 井的生产历史

聚合物反吐造成的。该井在高渗透的砂岩层完井,而其他井的完井井段是多层的。4口井的处理总费用,包括化学剂的费用、注入费和管线清洗费用,共23万美元,折合每桶增油量的技术成本为2.5美元。这一花费较低,可以扩大处理,这样在1995年又进行了另外8口井的施工。然而,这些处理对水、油产

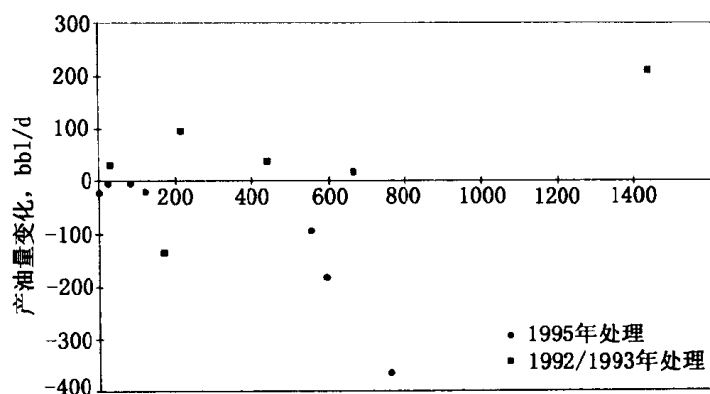


图 11 WSO 处理对产油量的影响
1995 年下半年产量和处理前的对比

能的影响却令人失望,好几口井没有降水作用,有些井含水率甚至上升了。图 11 展示了除 MM166 井外所有井的总增油量和净增油量的变化,MM166 井因作业前已关井,其产量数据用来作比较不太可靠。为了便于比较,对所有井都采用处理后于 1995 年下半年所测定的产量。这样,尽管前 6 口井的处理效果已在减小,但对总产液量和产油量的作用仍是正面的。对后 8 口井的处理呈现负面效果,即产液量的降低且伴随着净产油量的降低。

对所有的处理进行了回顾,以确定不同井和所应用的化学体系的区别。前 6 口井和后 8 口井都在油田随机分布(见图 1),这样难于认

为油藏地层条件对处理效果有影响,例如,对 MM58 井的处理取得了显著的降水效果(见图 10b),然而对邻近的 MM130 井的处理却仅有一些效果。这样,重点转向了化学体系和施工方案的设计。基于这一考虑,送至现场的化学剂的质量控制必须予以改善,以保证各批次处理的组分不变。对于凝胶体系,因为聚合物是批量生产的,这样各次处理组分会发生很大变化。而且,对于使用相对渗透率改善体系进行堵水处理的设计来讲,还缺乏水、油相对渗透率降低机理的深入了解。进行模拟研究验证这些处理的作用,其结果又往往由于缺乏对油藏地质结构和化学体系机理的深入了解而受影响。这样,目前理想的处理效果所需要的堵剂用量和聚合物/交联剂的浓度,主要由现场试验结果来确定。

模 拟 研 究

继 1992、1993 年度 6 口井的现场试验显示出较好的成功率之后,决定对其中一例成功的处理进行模拟研究,来检验目的层化学反应的有效性和采用渗透率改善体系进行的处理对油井产能的影响。为使模拟尽可能简化,仅对 MM103 生产井的处理进行了模拟研究。

该井位于油藏边缘相对均质的区域。油井在一块厚 20 米、倾斜进入水层的层段上射孔,这样该井出水机理就很简单了。模拟表明,有一个舌型水锥从含水带突入油井中(图 12)。

根据在测井数据上所建模型的直接模拟结果表明,相对渗透率改善体系的处理不应有明显、持久的作用。得到这起初感到意外的结果之后,重新检查了测井数据,发现处理时在紧邻油水界面处有一夹层存在。在模型中考虑这一页岩夹层后,在模拟结果和实际处理效果之间吻合得很好。然而,模拟的水相残余阻力系数必须定为 100,而岩心驱替实验的水相残余阻力系数一般为 10。模拟结果见图 13。

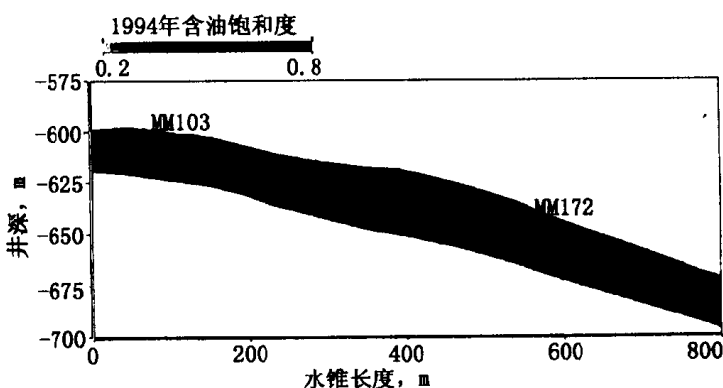


图 12 Marmul 油田中 MM103 井附近的剖面
模型表明,水的突破是由于水层中
水锥入近井地带引起的