

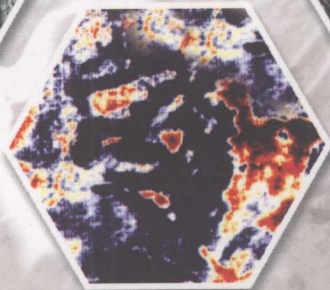
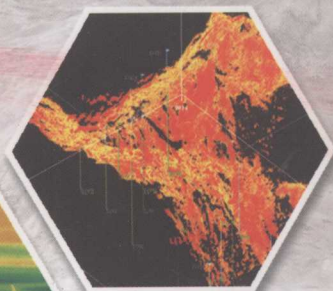
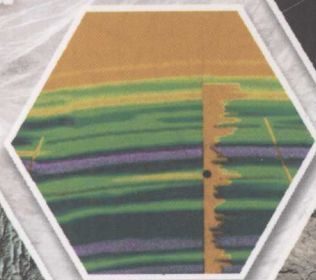
河南油田微凝胶驱技术

的研究与应用

孙尚如 孔柏岭 肖 磊 朱怀江 唐金星 编



HENAN YOUTIAN
WEINING JIAOQU JISHU
DE YANJIU YU YINGYONG



石油工业出版社

河南油田微凝胶驱技术 的研究与应用

孙尚如 孔柏岭 肖 磊 朱怀江 唐金星 编

江苏工业学院图书馆
藏书章

石油工业出版社

内 容 提 要

本书以河南油田三次采油技术的发展历程为主线,以驱油剂为研究对象,系统地论述了聚合物驱技术和微凝胶驱技术。聚合物驱技术中突出河南油田高温油藏的特点,通过优选聚合物的分子量、水解度,除氧和添加稳定剂等技术途径,达到稳定和提高聚合物溶液粘度的目的。微凝胶驱技术的内容涉及交联剂研制生产、微凝胶配方筛选优化、成胶机理、影响因素、性能表征、渗流特性及驱油机理、方案设计、动态调配与效果评价等诸多领域。

本书适合从事三次采油技术、油田开发、油田化学等专业研究人员和现场工作人员使用,也可作为高等院校相关专业教学的参考书。

图书在版编目(CIP)数据

河南油田微凝胶驱技术的研究与应用/孙尚如等编.

北京:石油工业出版社,2004.12

ISBN 7-5021-4883-3

I. 河…

II. 孙…

III. 油田-凝胶-化学驱油-研究-河南省

IV. TE357.46

中国版本图书馆 CIP 数据核字(2004)第 125423 号

出版发行:石油工业出版社

(北京安定门外安华里 2 区 1 号楼 100011)

网 址:www.petropub.com.cn

总 机:(010) 64262233 发行部:(010) 64210392

经 销:全国新华书店

印 刷:石油工业出版社印刷厂印刷

2004 年 12 月第 1 版 2004 年 12 月第 1 次印刷

787×1092 毫米 开本:1/16 印张:7.5

字数:200 千字 印数:1-400 册

定价:15.00 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

目 录

第一章 河南油田稀油油藏地质特征与开发历程	(1)
第一节 河南油田稀油油藏地质特征	(1)
第二节 河南油田稀油开发历程	(3)
第二章 河南油田聚合物驱技术研究与应用	(6)
第一节 河南油田三次采油技术潜力评价	(6)
第二节 河南油田聚合物驱技术的发展历程	(8)
第三节 稳定和提高聚合物 (HPAM) 溶液粘度的技术	(9)
第四节 HPAM 在聚合物驱技术应用中的不足及改进途径	(18)
参考文献	(20)
第三章 有机醛/HPAM 微凝胶体系与 Cr^{3+} /HPAM 微凝胶体系的研究	(21)
第一节 实验方法	(22)
第二节 交联剂的研制与生产	(23)
第三节 有机醛/HPAM 微凝胶体系的配方筛选与优化	(24)
第四节 Cr^{3+} /HPAM 微凝胶体系的配方筛选与优化	(32)
参考文献	(39)
第四章 交联体系的动态成胶行为研究	(40)
第一节 实验方法	(40)
第二节 溶胶的动态成胶行为研究	(41)
第三节 交联体系在多孔介质中的动态成胶行为和传播性	(48)
参考文献	(51)
第五章 微凝胶在多孔介质中的渗流特性研究	(52)
第一节 实验方法	(52)
第二节 交联体系的注入性	(54)
第三节 微凝胶的渗流特性参数	(58)
第四节 微凝胶的分流作用与液流转向能力	(66)
第五节 微凝胶的驱油效果	(68)
参考文献	(78)
第六章 微凝胶性能表征研究	(79)
第一节 实验方法	(79)
第二节 粘度表征方法	(79)
第三节 转变压力表征方法	(82)
第四节 流变学表征方法	(83)
第五节 阻力系数和残余阻力系数表征方法	(94)
参考文献	(94)
第七章 微凝胶驱先导矿场应用	(95)

第一节 微凝胶驱数值模拟研究..... (95)

第二节 微凝胶驱方案优化设计..... (97)

第三节 微凝胶驱注入工艺优化研究..... (102)

第四节 微凝胶驱先导试验效果评价..... (104)

第五节 微凝胶驱技术的认识与思考..... (113)

参考文献..... (115)

第一章 河南油田稀油油藏 地质特征与开发历程

第一节 河南油田稀油油藏地质特征

截至 2001 年底,河南油田已在东部油区南阳、泌阳两个凹陷探明 13 个油田,探明地质储量 $20214 \times 10^4 \text{t}$,投入开发了 9 个油田,含油面积 97km^2 ,动用地质储量 $18202 \times 10^4 \text{t}$,可采储量 $6771.4 \times 10^4 \text{t}$,采收率 37.2%。其中动用井楼、古城、新庄等 3 个稠油油田,动用地质储量 $2293 \times 10^4 \text{t}$,可采储量 $456.5 \times 10^4 \text{t}$,采收率 19.9%。动用双河、下二门、魏岗、赵凹、王集和张店 6 个稀油油田,动用地质储量 $15909 \times 10^4 \text{t}$,可采储量 $6314.9 \times 10^4 \text{t}$,采收率 39.7%,累计产油 $4863.9 \times 10^4 \text{t}$,可采储量采出程度达 78.82%,剩余可采储量 $1451.0 \times 10^4 \text{t}$,累计储采比 91.4,资源利用程度 97.4%,综合含水 91.49%。河南油田三次采油技术研究与应用的对象主要是东部稀油老油田——双河油田和下二门油田。

一、双河油田

双河油田地处河南省唐河县和桐柏县境内,位于南襄盆地泌阳凹陷西南部的双河镇鼻状构造,南面紧临唐河—栗园边界断裂,东邻深凹陷主要为湖盆陡坡扇三角洲沉积、三角洲沉积和湖相沉积,砂体纵向上互相交错、平面上相带频繁变化,构成含油储层十分复杂的沉积体系。构造面积 50km^2 ,含油面积 33.8km^2 ,地质储量 $10176 \times 10^4 \text{t}$,是河南油田的主力油田。

1976 年 5 月,于双河镇鼻状构造西南翼的泌 4 井测试试得日产 $20.2 \sim 116.7 \text{t}$ 的工业油流,发现了双河油田(双河地区)。1977 年 4 月,在江河地区钻了第一口探井——泌 42 井,同年 8 月经试油畅喷初产 225t/d ,相继钻了泌 28 井,于 1977 年 10 月试油,油、套管同时畅喷获初产 902t/d 、天然气 $3.3 \times 10^4 \text{m}^3$ 的高产油、气流,发现了双河油田江河地区核三段 V~IX 油组新含油层段。

1. 油层分布特征

双河油田主要含油层位为下第三系核桃园组核三段,储集层为一套典型的湖盆陡坡型扇三角洲沉积。

(1) 纵向上,油藏埋深 $1330 \sim 2400 \text{m}$,含油井段长达 1100m ,自上而下划分 9 个油组,105 个小区,279 个单层,其中含油单层 234 个,圈闭形成 270 个油砂体。

(2) 平面上,储层分布及产状受沉积环境控制。双河油田扇三角洲砂体由于物源来自南部紧邻山区,是水侵条件下的退复式沉积,因此各沉积砂体由物源向外呈扇形分布,砂体范围不断缩小,砂体外缘向东南方向逐渐向后退,砂体尖灭线由西北向东南迁移,构成江河地区分布 V~IX 油组油层,双河地区分布 I~IV 油组油层。同时也造成油田没有统一的油水界面,油水界面参差不齐。

2. 储层物性

储层物性好，孔隙度中等，渗透率较高。平均有效孔隙度 17.86%，平均渗透率 $0.72\mu\text{m}^2$ ，平均含油饱和度 68.28%。

储层渗流特征具有油相渗透率下降快，水相渗透率上升缓的特点；两相流动区间为 $0.522\mu\text{m}^2$ ，含水 98% 时水驱油效率 57.4%。

油层润湿性属弱亲水型。

3. 油藏类型

双河油田控制圈闭的主要因素是砂体横向变化为非渗透性层与构造条件的配合，主要表现为断层对砂体上倾方向的遮挡及上倾方向的尖灭。

(1) 构造岩性油藏。双河油田油砂体由东南向西北方向尖灭与由东南向西北抬起的构造相配合，油砂体尖灭线与构造等高线反弧相交构成圈闭，形成岩性上倾尖灭油藏。此类油藏主要分布在江河区、双河北块，占 48.1%。

(2) 岩性油藏。砂体横向变化为致密层或尖灭，构成透镜状圈闭，形成岩性油藏。此类油藏主要分布在江河区，占 5.5%。

(3) 断层—岩性油藏。油砂体在上倾方向尖灭，并受断层遮挡构成圈闭，形成断层—岩性油藏。此类油藏主要分布在江河区、双河南部，占 23.8%。

(4) 断层油藏。油砂体在上倾方向受断层遮挡，断层线与构造等高线反弧相交构成圈闭，形成断层油藏。此类油藏主要分布在双河油田南块，占 19.6%。

4. 流体性质

双河油田 I～IX 油组地面原油密度 $0.8392\sim 0.8684\text{g}/\text{cm}^3$ ，动力粘度 $3.82\sim 15.6\text{mPa}\cdot\text{s}$ ，具有高凝固点 ($28\sim 43^\circ\text{C}$)、高含蜡 ($25.8\%\sim 39.2\%$)、低含硫 ($0.07\%\sim 0.14\%$) 的特点。在纵向上，随着地层层位的加深，原油密度、粘度、含蜡量降低。地下原油与地面原油有一定的差别，密度和粘度都较地面原油降低。地层原油密度 $0.783\sim 0.836\text{g}/\text{cm}^3$ ，地层原油粘度 $1.07\sim 9.10\text{mPa}\cdot\text{s}$ 。地下原油性质具有饱和压力低 ($0.583\sim 6.09\text{MPa}$)，气油比低 ($3.2\sim 46.8\text{m}^3/\text{t}$) 的特点。在纵向上，随着地层层位的加深，地下原油饱和压力、气油比增加，地层原油粘度降低。

I～IX 油组地层水 Cl^- 含量 $520\sim 7122\text{mg}/\text{L}$ ，总矿化度 $3146\sim 16614\text{mg}/\text{L}$ ，pH 值为 $7.7\sim 9.04$ ，水型为重碳酸钠型。纵向上，随着地层层位的加深， Cl^- 含量及总矿化度增加。

5. 温度与压力

(1) 温度。I～IV 油组地层温度 $62.4\sim 81.9^\circ\text{C}$ ，V～IX 油组地层温度 $76.5\sim 111.5^\circ\text{C}$ ，双河油田的地温梯度平均为 $4.4^\circ\text{C}/100\text{m}$ 。

(2) 压力。I～IV 油组地层原始压力 $12.42\sim 16.25\text{MPa}$ ，压力梯度 $0.0101\text{MPa}/\text{m}$ ，V～IX 油组原始地层压力 $16.73\sim 23.27\text{MPa}$ ，压力梯度 $0.0104\text{MPa}/\text{m}$ 。

二、下二门油田

下二门油田地处河南省泌阳县高店乡，构造上位于南襄盆地泌阳凹陷东部，是一个被断层复杂化的不完整短轴背斜。

1977 年 12 月钻探的泌 7 井在本区下第三系核桃园组核二段、核三段上部钻遇油层，试油获日产 353t 高产油流，发现下二门油田。

1. 储层物性特征

(1) 孔隙度、渗透率。据下二门油田 24 口取心井物性资料统计分析, 全油田平均孔隙度为 20.40%, 其中核二段为 21.95%, 核三段为 18.84%, 纵向上由下向上孔隙度值由小变大。渗透率全油田平均为 $1358 \times 10^{-3} \mu\text{m}^2$, 变化幅度较大, 通常在 $(98 \sim 3000) \times 10^{-3} \mu\text{m}^2$ 之间, 其中核二段为 $2014 \times 10^{-3} \mu\text{m}^2$, 核三段为 $922 \times 10^{-3} \mu\text{m}^2$, 纵向上由下向上渗透率值由小变大。

(2) 相对渗透率曲线。油相相对渗透率曲线较高, 下降快且曲线陡, 水相相对渗透率曲线上升缓慢。当含水饱和度在 0.262 时, 水相相对渗透率基本为 0。油水两相的交叉点位于 55% 附近。束缚水饱和度在 22.73% ~ 36.56% 之间, 平均为 27.65%; 残余油饱和度在 17.34% ~ 32.61% 之间, 平均为 21.53%; 油水两相跨度区间值较低, 一般为 20.83% ~ 57.38% 之间, 平均为 50.82%。

(3) 岩石润湿性。据下二门油田所取的 46 块岩样分析, 储层为弱亲水—中强亲水, 较有利于注水开发。

2. 圈闭类型

下二门油田以复合型油藏类型为主。据统计, 断层—岩性油藏、岩性油藏居多分别占总数的 36.6%、25.9%。与断层有关的油藏, 包括断层油藏、断层—背斜油藏、断层—岩性油藏、断层—岩性—背斜油藏、断层—成岩油藏占总数的 65.4%, 因此下二门油田是一个断块油田。

3. 流体性质

(1) 地面原油性质。核二段 I ~ IV 油组地面原油相对密度 0.8988 ~ 0.9317, 70℃ 粘度 121 ~ 50 mPa·s, 含蜡量 16.2% ~ 22.4%, 凝固点 27 ~ 34℃, 核二段 V—核三段 IV 油组地面原油相对密度 0.8583 ~ 0.8735, 70℃ 粘度 8 ~ 11 mPa·s, 含蜡量 31% ~ 35.5%, 凝固点 36 ~ 40℃, 具有纵向差异大, 上部较高粘度、下部较高含蜡和高凝固点的特点。

(2) 地下原油性质。地层原油饱和压力 0.90 ~ 8.23 MPa, 粘度 3.4 ~ 72.6 mPa·s, 地层原油密度 0.793 ~ 0.877 g/cm³, 原始气油比 8.9 ~ 30.3 m³/t。

(3) 地下水性质。地下水性质具有低矿化度特点, 总矿化度 1211 ~ 3227 mg/L, 氯离子含量 70 ~ 189 mg/L, pH 值 7.74 ~ 8.94, 水型属重碳酸钠型。

(4) 天然气性质。下二门油田天然气相对密度为 0.55 ~ 0.59, 气体组分以甲烷为主, 含量大多在 97% 以上, 重烃含量低微。从甲烷含量及相对密度数值来看, 属于干气, 与一般油田气体性质有所不同。

4. 温度与压力

(1) 温度。下二门油田地温梯度为 3.75℃/100m。核二段油层埋深一般在 800 ~ 1450m, 地层温度在 30 ~ 55℃; 核三段油层埋深一般在 1500 ~ 2500m, 地层温度在 55 ~ 100m。

(2) 压力。下二门油田压力梯度为 1.003 MPa/100m。核二段油层埋深一般在 800 ~ 1450m, 地层压力在 8 ~ 15 MPa; 核三段油层埋深一般在 1500 ~ 2500m, 地层压力在 15 ~ 25 MPa。

第二节 河南油田稀油开发历程

双河油田含油面积 33.8 km², 地质储量 10176×10^4 t。双河油田自 1977 年 12 月投入开

发以来,共经历了基础井网开发阶段(1977年12月—1981年12月)、细分层系综合调整阶段(1982年1月—1986年12月)、井网一次加密综合调整阶段(1987年1月—1990年12月)、井网二次加密为主的综合调整阶段(1991年1月—1994年6月)、二次井网加密后以井组为单元的局部细分、完善调整(1994年7月—1997年12月)等5个开发阶段。

下二门油田石油储量总计 $2414 \times 10^4 \text{t}$,其中下二门区 $2358 \times 10^4 \text{t}$,孙岗区 $56 \times 10^4 \text{t}$ 。下二门区石油储量主要分布于 $\text{H}_2 \text{ II} \sim \text{H}_3 \text{ IV}$ 油组,总计 $2189 \times 10^4 \text{t}$,占下二门区总储量的 92.8%。

可采储量标定采用水驱特征曲线法计算,下二门油田 1998 年标定可采储量 $834.8 \times 10^4 \text{t}$,采收率 39.9%。

下二门油田开发经历了基础井网开发阶段(1978年9月—1981年12月)、细分开发层系开发阶段(1982年1月—1987年8月)、井网补充完善开发阶段(1987年9月—1989年12月)、井网一次加密开发阶段(1990年1月—1992年12月)、井网二次加密开发阶段(1993年1月至今)等五个阶段。

1997年开始陆续对 $\text{H}_2 \text{ II}$ 、 III 、 IV 层系进行聚合物工业化开采,取得了较好的经济效益。

“六五”期间:针对稀油老油田层系划分较粗,油层多厚度大,单井控制储量大,层间干扰严重,注采井网不完善等矛盾,在以小层为对象,进行构造、沉积相、储层非均质研究的基础上,对双河、下二门油田进行了以解决层内矛盾为目的的细分层系综合调整,对魏岗油田进行了以完善注采系统为中心的综合调整,5年共钻井 188 口,进尺 $35.37 \times 10^4 \text{m}$,调整后双河油田将双河区 and 江河区由原来的 3~4 套开发层系调整为各 6 套开发层系,每套层系控制的主力层由 4~5 个调整为 1~2 个,单井控制储量由 $(60 \sim 80) \times 10^4 \text{t}$ 调整为 $(30 \sim 40) \times 10^4 \text{t}$ 。

“七五”期间:针对稀油老油田油砂体分布系数小,大井距下水驱储量控制程度低的矛盾,以单层为对象进行了以解决平面矛盾为主的一次井网加密调整。5年共钻调整井 296 口,进尺 $56.48 \times 10^4 \text{m}$ 。调整后,双河油田井距由原来的 500~600m 调整为 400m,单井控制储量由 $37 \times 10^4 \text{t}$ 调整为 $28 \times 10^4 \text{t}$,水驱控制程度由 84% 提高到 87.8%,油层动用厚度由 78% 提高到 82.2%,稀油油田共增加可采储量 $613.3 \times 10^4 \text{t}$,提高采收率 4.8 个百分点,为油田持续稳定发展奠定了物质基础。

“八五”期间:针对稀油老油田厚油层层内非均质严重和油田进入递减期开采产量递减幅度大、含水上升快等矛盾,进行了以井网二次加密为主的综合调整,对层系井网进行整体加密、完善和细分调整,进一步解决了平面矛盾,并对高含水的主力层进行了控水稳油综合治理。通过调整增加了油井受效方向,改变了液流方向,稀油油田注水波及体积系数由“七五”末的 64.0% 提高到 72.3%,提高了近 8.3 个百分点,水驱采收率由 36.1% 提高到 40.8%,提高了 4.7 个百分点。

“九五”期间:针对油田进入特高含水开发后期,油田储采比低无后备资源接替;老油田长期强化开采,地下剩余油潜力分布复杂,综合调整挖潜措施效果变差,难以适应提高采收率的需要;老油田产量递减幅度大,不能满足油田持续稳定发展的要求等问题,开展了厚油层层内夹层分布、储层建筑结构要素和细分流动单元为主的特高含水期厚油层三维精细油藏描述、厚油层层内剩余油潜力分布预测等多方面研究,发展了特高含水后期注采井网重新优化组合调整技术、低效井综合治理技术,对稀油老油田开展了以调整注水产液结构实现控

水稳油为主要内容的综合调整 and 高温聚合物驱油技术的工业化应用，使稀油老油田采收率由“八五”末的 40.8% 提高到目前的 42.8%，油田总递减控制在 4%~5%。

经过多次重大调整，第四阶段末稀油油田井网密度达到 11.55 口/km²，油水井数比为 1.9；主力双河油田井网密度达到 11.91 口/km²，油水井数比为 1.64。

第二章 河南油田聚合物驱技术研究与应

河南油田东部稀油油田属于扇三角洲陆相沉积，岩性复杂，纵向上厚层发育，非均质性严重，层内非均质性大于层间，经过近 30 年的开发生产，目前已进入资源利用程度高、综合含水高、可采储量采出程度高、剩余可采储量少的特高含水开发阶段，水驱开发方式效益越来越差，以部分水解聚丙烯酰胺（HPAM）作为驱油剂的聚合物驱技术获得了重视和发展，并成为油田后期开发减缓产量递减的主导技术。

第一节 河南油田三次采油技术潜力评价

一、河南油田三次采油方法筛选

河南稀油油田地质条件与三次采油方法筛选标准（1984 年 NPC 标准）相对照（见表 2-1 至表 2-3），只有双河、下二门、魏岗三个油田通过筛选标准，而赵凹、王集油田未通过。赵凹油田由于油藏温度高（90.8~95℃）化学驱和混相驱都不适合，王集油田是砂体面积小断块小油田，开发井网不能形成完善的面积注采井网，故未入选评价。

表 2-1 河南油区稀油注水开发油田主要地质参数

油田	含油面积 km ²	地质储量 10 ⁴ t	地层油粘度 mPa·s	油层温度 ℃	平均渗透率 10 ⁻³ μm ²	油层压力 MPa	地层水矿化度 mg/L	岩石类型
双河	31.5	7558	2.2~9.3	65~95	0.63~1.70	13.5~21.4	1380~2765	砂砾岩
下二门	7.5	2146	3.7~72.6	50~92.7	1.53	9.91~27	1221~3227	砂砾岩
魏岗	14.7	922	5.1~8	69~76	0.497	13.7~15.3	7190~13896	砂岩
赵凹	15.1	916	2.8~4.29	90.8~118	0.248~0.414	20.5~21.3	6350~57764	砂岩
王集	11.4	550	11.7~160	56	0.4~0.54	10.2~12.8	2455~7291	砂岩小断块
总计	80.2	12092						

注：双河油田未包括Ⅷ、Ⅺ油组。

表 2-2 提高采收率方法的筛选标准（1984 年 NPC 标准）

筛选参数	化学驱			CO ₂ 混相驱
	表面活性剂	聚合物	碱	
油的密度, g/cm ³	-	-	>0.8762	<0.9042
地下原油粘度, mPa·s	<40	<100	<90	-
油层温度,℃	<93	<93	<93	-
平均渗透率, 10 ⁻³ μm ²	>40	>20	>20	-
油层压力, MPa	-	-	-	≥最低混相压力
地层水矿化度, mg/L	<100000	<100000	<100000	-
岩石类型	砂岩	砂岩或碳酸盐岩	砂岩	砂岩或碳酸盐岩

表 2-3 河南油区稀油油田三采方法粗筛选结果表

油田	区块	层位	聚合物驱	复合驱	CO ₂ 混相驱	CO ₂ 非混相驱	烃混相驱	烃非混相驱	蒸汽驱	火烧油层
双河	北块	Ⅱ ₄₋₅	是	是	否	是	否	否	否	否
		Ⅳ ₁₋₄	是	是	否	是	否	否	否	否
	江河	V ₁₁₋₂₁	是	是	否	是	否	否	否	否
下二门	核二段	Ⅱ	是	是	否	是	否	否	否	否
	核三段	I ₁₋₅	是	是	否	是	否	否	否	否
		Ⅲ-Ⅳ	是	是	否	是	否	否	否	否
魏岗	四区	H ₂ , H ₃	是	是	否	是	否	否	否	否

从筛选的结果看（表 2-3），适合河南油区三次采油的主要方法是聚合物驱和三元复合驱。另外，CO₂ 非混相驱也通过筛选，但关键问题是 CO₂ 的气源难以解决。三次采油技术所覆盖的地质储量 $12005 \times 10^4 \text{t}$ ，占河南油田稀油地质储量的 83.7%，入选的三个主力油田分七个层系共 30 个开发单元。

二、三次采油潜力预测

潜力预测根据不同区块选用不同的数模软件，其中下二门 H₂ Ⅱ 和双河北块 Ⅱ₄₋₅ 是聚合物驱工业应用正在实施区块，故采用了精细的 VIP-POLYMER 数模软件，进行三维水驱历史拟合及聚合物驱预测，双河北块 Ⅳ₁₋₄，下二门 H₃ I₁₋₅、魏四区块使用 CMG 软件，采用五点法井组剖面模型进行数模预测，江河 V₁₁₋₂₁ 和下二门 H₃ Ⅲ~Ⅳ 区块，则使用 E-ORPM 软件，以剖面地质模型完成聚合物驱预测。而所有区块的三元复合驱都是用 EORPM 模型进行潜力预测的。潜力预测结果：聚合物驱各区块提高采收率（含水 98% 时）7.4%~9.99%，增加可采储量总计 $709.29 \times 10^4 \text{t}$ ；三元复合驱提高采收率（含水 98% 时）20.39%~23.8%、增加可采储量总计 $1694.71 \times 10^4 \text{t}$ 。河南油田根据油藏条件、技术风险，结合经济可行的原则，确定聚合物驱技术为首选方法。

三、聚合物驱技术潜力分类

将适应聚合物驱技术的油藏分为如下三类。

第一类，油藏温度小于 75℃ 的区块群：下二门 H₂ Ⅱ 和 H₃ I₁₋₅，双河北块 Ⅱ₄₋₅。覆盖地质储量 $3488 \times 10^4 \text{t}$ 。

第二类，油藏温度 75~85℃ 或矿化度 10000mg/L 以上的区块群，包括：双河北块 Ⅳ₁₋₄，魏岗油区 H₂~H₃。覆盖地质储量 $3320 \times 10^4 \text{t}$ 。

第三类，油藏温度 85~95℃ 的区块群，包括江河 V₁₁₋₂₁、Ⅶ₁₋₃ 和下二门 H₃ Ⅲ~Ⅳ。覆盖地质储量 $1550 \times 10^4 \text{t}$ 。

四、河南油田开展聚合物驱的有利因素与不利因素

河南油田进行聚合物驱的有利因素：

(1) 河南油田属陆相扇三角洲沉积, 物源近, 分选差, 非均质性严重, 流体性质较好, 含硫低、粘度低, 地层水矿化度低, 钙、镁离子含量低, 地层性质较适合三次采油;

(2) 油田开发 20 年后剩余油分布复杂, 驱油效率相对较低, 剩余油饱和度相对较高, 经二维二相数模研究, 双河油田 II_5 层剩余油饱和度约为 55%, 为三次采油进一步提高采收率提供了物质基础;

(3) 试验区内小层发育, 油层厚度大, 连通状况好, 注采关系反映明显, 经井网二次加密后注采井距、井网基本接近三次采油井网, 试验区相对封闭, 有利于充分发挥驱油剂作用和进行效果评价分析, 试验区注采井况良好, 无套损、井下故障等情况。

河南油田进行聚合物驱的不利因素为: 油藏温度高, 对聚合物性能要求高, 井网不规则导致调整难度大, 近 $2/3$ 地质储量的高温油藏无法使用聚合物驱技术进一步提高采收率。

第二节 河南油田聚合物驱技术的发展历程

河南油田三次采油技术研究工作始于 1981 年, 经历了四个阶段: 一是三次采油方法筛选与潜力评价阶段; 二是聚合物驱可行性研究阶段; 三是高温聚合物驱先导试验阶段; 四是高温与常温聚合物驱工业化应用阶段。

“六五”和“七五”期间, 河南油田根据双河油田油层厚、非均质严重、油藏高温的特点开展了河南油区三次采油基础参数调查, 进行了双河地区提高采收率可行性研究, 对提高采收率方法进行了筛选和潜力分析, 筛选出适合聚合物驱地质储量 $8358 \times 10^4 \text{t}$, 聚合物驱比水驱提高采收率 7%, 增加可采储量 $585.1 \times 10^4 \text{t}$, 每吨聚合物增油 165.5t, 因此确定聚合物驱技术为河南油田重点发展的三采技术, 并进行了潜力分析评价和技术准备。

“八五”期间, 承担国家重点科技攻关项目“高温油藏厚油层聚合物驱技术”, 围绕双河北块 II_5 层高温聚合物驱先导性试验, 开展了高温厚油层聚合物驱油技术的系统攻关研究, 解决了高温条件下聚合物的热氧稳定性技术、减少水中溶解氧的地面注入工艺等关键技术, 使驱油剂在地层中的粘度达到了接近或大于地下原油粘度。到 2001 年底 II_5 层试验区已取得累积增油 $5.9 \times 10^4 \text{t}$ 、吨聚合物增油量 151t、中心井提高采收率 9.5% 的良好效果。

经过“八五”室内攻关和双河北块 II_5 层高温聚合物驱先导试验, 攻克了 $\leq 75^\circ\text{C}$ 油藏的高温聚合物驱油技术, 开发了适合高温油藏的七项聚合物驱配套技术, 其中包括高温聚合物筛选评价、聚合物驱油机理及渗流参数研究、厚油层油藏精细描述、聚合物驱方案优化、厚油层深度调剖、高温聚合物驱注入工艺和聚合物驱动态监测及调整。为河南油田高含水期的开发和聚合物驱工业化应用提供了可靠的技术保证。

“九五”以来, 河南油田先后在双河油田北块 II_{4-5} 、 $\text{I}_5 \text{II}_{1-3}$ 层系、437 块 II_{1-2} 、 II_3 层系、下二门 $\text{H}_2 \text{II}$ 、 III 、 IV 油组共 7 个层系开展了聚合物驱工业化应用, 控制地质储量达 $1809.9 \times 10^4 \text{t}$, 注聚井数 96 口, 对应油井 180 口, 应用规模还将逐年扩大。截止到 2001 年底 (表 2-4), 聚合物驱 7 个层系共注聚合物干粉 11927t, 对应采油井见效 114 口, 占总井数的 63.3%, 日产油由注聚前的 536t 增加到 1080t, 日增油量 544t, 综合含水由 92% 下降到 90.8%, 年增油 $15.92 \times 10^4 \text{t}$, 累积增油 $50.88 \times 10^4 \text{t}$, 取得了较显著成效, 目前聚合物驱区块产油量已占稀油产量的 28.3%, 将稀油油田总递减由 7%~8% 减缓到 3%~4%, 为弥补老油田产量递减发挥了重要作用^[1-3]。

表 2-4 聚合物驱效果现状表

类别	下二门核二			双河北块		双河 437 块		合计
	Ⅱ	Ⅲ	Ⅳ	Ⅱ ₄₋₅	Ⅰ ₅ Ⅱ ₁₋₃	Ⅱ ₁₋₂	Ⅱ ₃	
对应油井数, 口	17	26	32	48	25	17	15	180
见效井, 口	17	20	9	45	3	12	8	114
见效率, %	100	76.9	28.1	93.4	93.4	70.6	53.3	63.3
日产油, t	76	190	199	313	89	138	75	1080
含水, %	88.2	86.6	88.9	91.9	93.6	91.4	92.9	90.8
注入体积, PV	0.4337	0.3388	0.1655	0.582	0.1291	0.1838	0.2566	
区块产油, 10 ⁴ t	2.87	6.91	6.71	12.47	3.16	4.72	2.92	39.76
完成计划, %	118.66	104.67	97.89	98.91	129.9	103.51	88.63	102.56
年增油, 10 ⁴ t	1.5012	3.1688	0.8173	6.3509	0.3011	2.2063	1.5788	15.9244
完成计划, %	144.35	98.41	29.19	118.05	250.9	68.52	77.39	89.36
计划区块年产油	2.42	6.6	6.85	12.61	2.43	4.56	3.3	38.77
计划年增油	1.04	3.22	2.8	5.38	0.12	3.22	2.04	17.82
累增油, 10 ⁴ t	13.2378	8.7293	0.7	22.8113	0.23	3.1212	2.0456	50.8752
提高采收率, %	8.61	3.51	0.35	2.5567	0.06	1.025	0.9362	
累注干粉, t	1069	2376.35	790.32	5417.374	516.2	950.21	807.57	11927.03
吨聚增油, t	123.8	36.7	8.9	42.1	4.5	32.8	25.3	42.7

第三节 稳定和提高聚合物 (HPAM) 溶液粘度的技术

聚合物驱油机理^[4~7]: ①在注入水中加入少量水溶性高分子量的聚合物 (河南油田使用的是部分水解聚丙烯酰胺 (HPAM, hydrolyzed polyacrylamide)), 增加水相粘度, 降低水相渗透率 (K_w), 降低水相流度 (λ_w), 改善水油流度比 (M), 提高波及系数, 提高原油采收率; ②聚合物溶液的粘弹性能够提高微观驱油效率, 这种观点目前学术界尚有争议。

聚合物驱的流度比:

$$M = \lambda_w / \lambda_o = (K_w / \mu_w) / (K_o / \mu_o) \\ = (\mu_o / \mu_w) (K_w / K_o) \quad (2-1)$$

假设 $K_w = K_o$, 则式 (2-1) 可近似为:

$$M \approx \mu_o / \mu_w \quad (2-2)$$

当 $M=1$ 时, 驱替为活塞推进, 此时 $\mu_w \approx \mu_o$, 即 HPAM 溶液粘度和地下原油粘度相当时, HPAM 溶液具有非常好的驱油效果。

因此, 要保证聚合物驱的效果, 聚合物性能要优良, HPAM 溶液粘度要高: 一是评价与筛选出增粘性好的 HPAM, 初始粘度高; 二是研究 HPAM 溶液的长期稳定技术, 减少 HPAM 溶液在地层运移过程中粘度下降的幅度。

河南油田在这个领域开展了大量的研究工作, 取得明显效果, 形成了系列的特色技术: ①清水配制超高分子量 HPAM 溶液技术; ②HPAM 溶液除氧和添加稳定剂技术; ③选用低

水解度的 HPAM 技术；④新型聚合物筛选与评价技术（HPAM 结构改性）；⑤微凝胶驱技术（低浓度交联 HPAM 驱技术）。

一、清水配制超高分子量 HPAM 溶液技术

清水配制超高分子量 HPAM 的技术，既保证了流度控制所需要的粘度，又减少了聚合物用量，提高了聚合物驱的经济效益。

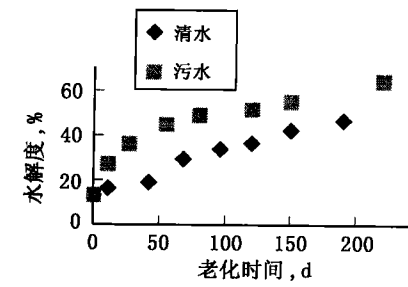


图 2-1 HPAM620 溶液水解度和老化时间关系

从表 2-5 可知，清水配制 HPAM 溶液的粘度远远高于污水配制 HPAM 溶液的粘度，并且清水 HPAM 溶液的水解度亦小于污水 HPAM 溶液的水解度（图 2-1），所以选用清水作为配制水^[8]。

HPAM 分子量越大，水动力学体积越大，增粘能力越强。HPAM 分子链上的羧基和酰胺基（主要是羧基）通过极化，氢键，范德华力把大量的水分子“固定”在分子链周围一起移动，分子量越大，可携带包容的水分子越多，移动阻力也越高，粘度越高。

河南油田现场应用的聚合物 1285、MO4000、S825、3630S 分子量都在 2000 万以上（表 2-5），增粘性很好，HPAM 溶液的粘度很高。高分子量 HPAM 溶液的剪切降解严重，但是其绝对粘度仍比低分子量 HPAM 溶液的粘度高（表 2-6）；残余阻力系数和提高采收率的幅度也与 HPAM 分子量呈正比（表 2-7 和表 2-8）^[9]。

表 2-5 国外生产的部分水解聚丙烯酰胺（HPAM）性能参数

生产公司	型号	分子量, 万	水解度, %	固含量, %	粘度, mPa·s	
					清水	污水
美国 Pfizer	3330S	1090	26	85.9	33.2	7.0
	3430S	1200	25	89.1	37.2	12.6
	3530S	1680	25	88.9	52.0	15.4
英联胶	1255	997	26	91.6	56.7	10.4
	1275A	1670	21	91.8	62.8	17.1
	1285	1980	23	91.6	65.0	20.6
日本三菱	MO2000	925	21	91.3	35.0	9.7
	MO3000	1600	25	91.2	48.0	13.7
	MO4000	2300	27	91.4	71.6	22.6
日本三井	S425	780	25	91.0	28.5	
	S525	1400	23	88.6	52.7	13.7
	S625	1900	24	89.3	61.7	17.4
	S825	2450	26	92.0	68.0	19.4
法国 SNF	3630S	2400	27	89.2	74.2	25.7

测试条件：HPAM 800mg/L，30℃，Brookfield Viscomefers，6r/min。

表 2-6 室内岩心模拟不同剪切速率下的聚合物降解情况

注入速度, mL/h	剪切速率, s ⁻¹	HPAM: 分子量 750 万		HPAM: 分子量 1500 万	
		粘度, mPa·s	下降率, %	粘度, mPa·s	下降率, %
0	0	21.9	0	38.8	0
400	1372	21.8	0.5	37.0	3.4
800	2743	21.7	0.9	36.4	5.0
1120	3840	21.6	1.4	36.1	5.8
1760	6035	21.5	1.8	35.3	7.8
2240	7680	21.1	3.7	34.9	9.0

表 2-7 室内岩心不同分子量下聚合物的阻力系数、残余阻力系数

浓度, mg/L	粘度, mPa·s		阻力系数, RF		残余阻力系数, RRF	
	1500 万	750 万	1500 万	750 万	1500 万	750 万
400	4.15	2.46	7.14	3.55	2.20	1.60
600	6.50	3.76	12.50	5.45	3.40	1.88
800	10.60	5.50	18.90	7.75	4.10	1.95
1200	21.15	9.50	36.80	13.00	4.40	2.05

表 2-8 不同分子量聚合物驱油效果对比

分子量, 万	水驱采收率, %	聚合物采收率, %	采收率提高值, %
2800	20.95	54.32	33.37
1000	20.48	44.87	20.39
500	20.34	30.55	10.61

在保持相同粘度值条件下，HPAM 分子量越高，用量越少，矿场选用的 HPAM 分子量有越来越高的趋势。

二、HPAM 溶液除氧和添加稳定剂技术

采用在 HPAM 溶液中除氧、添加稳定剂的工艺技术，解决了高温（75℃）油藏聚合物驱技术的矿场应用问题。

高温条件下，HPAM 会发生明显的分子降解和水解作用，使 HPAM 溶液粘度下降，驱油效果变差。为了抑制和减少 HPAM 溶液的粘度损失，通常采用控制氧含量和添加稳定剂的措施，如加入少量的硫脲、酚类物质和醇类物质，可以明显的改善 HPAM 溶液的长期稳定性^[10~12]。稳定剂类型有，抗自由基型：对苯二酚、叔丁基邻苯二酚、醌类、芳香胍类；还原剂型：硫脲、Na₂S₂O₄、Na₂SO₃；肼醇类：丙醇、异丙醇、乙二醇、正丁醇、多元醇。但是，这类稳定剂只能减缓 HPAM 溶液粘度下降的速度而不能提高 HPAM 溶液的粘度值。为此，我们研制具有一定增粘能力的多羟基化合物，稳定和提高 HPAM 溶液在高温老化期间的粘度^[13]。

(1) 溶解氧和稳定剂对 HPAM 溶液稳定性能的影响。

表 2-9 是用双河油田污水配制的 1000mg/L HPAM、50mg/L 多羟基化合物的 HPAM

溶液，在 75℃ 条件下老化，不同溶解氧和稳定剂含量时，溶液粘度和老化时间的关系。可以看出，溶解氧含量很低（<0.5mg/L）时，不加任何添加剂的 HPAM 也有很好的长期稳定性，老化 210 天，粘度从初始时的 23.2mPa·s 上升到 39.4mPa·s。这说明该实验条件下，HPAM 分子降解反应基本没有发生，粘度的增加是老化期间 HPAM 水解作用使 HPAM 水解度增加而导致的结果。双河油田污水的 Ca^{2+} 、 Mg^{2+} 含量低（21.5mg/L），总矿化度也不高，HPAM 没有发生高水解度时的沉淀现象，HPAM 溶液的粘度可以保持很长的时间；稳定剂为 40mg/L 时，含多羟基化合物的 HPAM 溶液老化 210 天，粘度从 23.2mPa·s 上升到 62.8mPa·s；稳定剂增加到 100mg/L，粘度则上升到 71.1mPa·s，达到并超过了清水配制 HPAM 溶液的效果。多羟基化合物和 HPAM 分子链上酰胺基团可以发生缩合反应，产生一定程度的交联作用而使 HPAM 溶液粘度有较大幅度地提高。

表 2-9 不同氧和稳定剂的量对污水 HPAM 溶液粘度的影响

O ₂ 含量 mg/L	老化时间, d	0	5	15	35	70	110	160	210
	稳定剂, mg/L	粘度, mPa·s							
0<5	0	23.2	32.7	37.2	37.9	42.4	39.8	39.0	39.4
	40	23.2	32.9	37.9	50.8	61.7	62.2	64.6	62.8
	100	23.2	34.7	39.7	53.1	77.2	75.6	76.4	71.1
1.5	0	23.2	24.8	25.2	22.7	20.1	19.1	17.5	12.7
	40	23.2	24.4	26.4	34.1	29.2	30.2	29.7	28.9
	100	23.2	27.6	32.3	35.2	35.1	35.6	36.7	38.4
2.5	0	23.2	20.9	23.8	20.6	15.9	12.2	9.3	7.6
	40	23.2	19.2	23.6	25.7	22.6	23.2	20.6	24.2
	100	23.2	26.8	30.8	32.8	30.8	33.4	31.6	34.2
8.0	0	23.2	19.7	18.5	10.8	6.5	6.0	5.8	—
	40	23.2	8.1	6.4	3.8	3.2	3.0	2.8	1.6
	100	23.2	4.9	3.8	3.4	3.3	3.3	—	—

溶解氧含量增加，HPAM 溶液的长期稳定性变差。当氧含量为 1.5mg/L 时，没有添加剂的 HPAM 溶液 75℃ 老化 210 天，粘度从 23.2mPa·s 下降到 12.7mPa·s；稳定剂 40mg/L 时，含多羟基化合物的 HPAM 溶液老化 210 天，粘度上升到 28.9mPa·s；稳定剂 100mg/L 时，粘度 210 天后上升到 38.4mPa·s。这说明，该实验条件下，HPAM 的热氧降解作用非常明显，引起 HPAM 溶液粘度大幅度降低，加入稳定剂和多羟基化合物，可以使 HPAM 溶液的长期稳定性能得到明显提高。稳定剂加入量越多，稳定效果越好，多羟基化合物的增粘作用越强。当溶解氧含量为 2.5mg/L 时，也有类似的变化规律，只是热氧降解作用比氧含量为 1.5mg/L 时更加明显。所以，高温条件下，溶解氧的存在是导致 HPAM 溶液长期稳定性能差的主要原因。当溶解氧为 8.0mg/L（饱和氧状态）时，HPAM 的热氧降解现象就更为明显。

(2) 高溶解氧条件下，溶解氧和稳定剂之间的匹配关系。

饱和氧（8mg/L）条件下，随着老化时间的增加，HPAM 溶液的粘度快速下降。75℃ 老化 70 天，不含稳定剂的 HPAM 溶液，粘度从 23.2mPa·s 下降到 6.5mPa·s。而稳定剂为