



**Research and Application of Ba 38 Fault Block Weak Gel  
Microbes ASP Flooding**

**A Thesis Submitted for the Degree of Master**

**Candidate: Sun Hongqiang**

**Supervisor: Prof. Zhao Xiutai**

**Senior Engineer: Guo Jimin**

**School of Petroleum Engineering  
China University of Petroleum (East China)**

## 关于学位论文的独创性声明

本人郑重声明：所呈交的论文是本人在指导教师指导下独立进行研究工作所取得的成果，论文中有关资料和数据是实事求是的。尽我所知，除文中已经加以标注和致谢外，本论文不包含其他人已经发表或撰写过的研究成果，也不包含本人或他人为获得中国石油大学（华东）或其它教育机构的学位或学历证书而使用过的材料。与我一同工作的同志对研究所做的任何贡献均已在论文中作出了明确的说明。

若有不实之处，本人愿意承担相关法律责任。

学位论文作者签名：孙洪强

日期：2011年6月8日

## 学位论文使用授权书

本人完全同意中国石油大学（华东）有权使用本学位论文（包括但不限于其印刷版和电子版），使用方式包括但不限于：保留学位论文，按规定向国家有关部门（机构）送交学位论文，以学术交流为目的赠送和交换学位论文，允许学位论文被查阅、借阅和复印，将学位论文的全部或部分内容编入有关数据库进行检索，采用影印、缩印或其他复制手段保存学位论文。

保密学位论文在解密后的使用授权同上。

学位论文作者签名：孙洪强

日期：2011年6月8日

指导教师签名：孙洪强

日期：2011年6月8日

## 摘 要

本文根据华北油田现有提高采收率技术的积累筛选出了可能应用于巴 38 断块的弱凝胶微生物复合驱的技术方法。针对巴 38 断块的地质和开发状况,结合华北油田弱凝胶和微生物采油技术方面的经验,分析了弱凝胶和微生物复合驱技术的可行性,研究了巴 19 断块弱凝胶清水配方及微生物菌种在巴 38 断块的适用性,得出了适用于巴 38 断块的弱凝胶回注水和清水按 1:1 比例混配成胶的有效配方,优选出了适用于巴 38 断块的微生物菌种和复配配方。通过物模实验确定了弱凝胶注入采取“前置段塞+主段塞+保护段塞”的方式,微生物注入采取“前营养液段塞、营养液菌液段塞和后营养液段塞”的方式;提出优选微生物补充营养液的最佳时机的方法,并确定了最佳补充时机。设计出了弱凝胶微生物复合驱的施工方案和监测方案,通过现场施工与监测,弱凝胶微生物驱有效的改善了巴 38 断块的开发效果:注水压力由 14.6MPa 下降到 14.1MPa,日产液由 421t 上升到 450t,日产油由 109t 上升到 125t,含水上升率由 16.6%下降到 1.63%,并且降低了油井的维护性措施工作量。弱凝胶微生物复合驱技术在巴 38 断块的实施获得了一定的成功。

**关键词:** 弱凝胶, 微生物, 复合驱, 提高采收率

# **Research and Application of Ba 38 Fault Block**

## **Weak Gel Microbes ASP Flooding**

Sun Hongqiang (Petroleum and Natural Gas Engineering)

Directed by Prof. Zhao Xiutai

### **Abstract**

According to huabei oilfield in the accumulation of existing technology to improve oil recovery filtrated could apply to ba 38 fault block technical methods. According to huabei oilfield Previous experience in Weak gel and meor technologies, and microbial flooding progress test successful experience of ba 38 fault block, combined Geology with development situation of ba 38 fault block, Analyzed the weak gel and microbial complex flooding the feasibility of the technology, Researched the applicability of ba 19 fault block Weak gel water formulation and microorganism strains, obtained the effective formula of weak gel (weak gel injected back water and water 1:1 scale mixed) and microbial strains and blends with formula. Through experimental confirmed weak gel flooding style "lead slug + lord slug + protection slug", microbial flooding style "former nutrient slug + nutrient bacteria liquid slug + after nutrient slug"; put forward the method how to select best time of microbial complement nutrient: Considering multi-gas volume and the bacterium liquid concentration of liquid oil output. Designed Construction schemes and monitoring program of the weak gel microbial complex flooding. According to monitoring results, In conditions of injection water remained stable, injection water pressure dropped by 14.6Mpa descend to 14.1Mpa; day producing liquid by 421t rise to 450t, day producing oil by 109t rise to 125t, water cut the rate by 16.6% down to 1.63%; the maintenance measures workload of oil Wells decreased, weak gel microbial complex flooding technology in the implementation of the ba 38 fault block has received some success.

**Key words:** Weak gel, Microbial flooding, Asp Flooding, Improve recovery

# 目 录

第1章 前言 .....	1
1.1 课题研究背景 .....	1
1.2 课题研究目的及意义 .....	1
1.3 巴38断块提高采收率技术方法筛选 .....	2
1.4 国内外弱凝胶和微生物驱技术发展历史及研究现状 .....	3
第2章 巴38断块地质概况和开发特征 .....	5
2.1 地质概况 .....	5
2.1.1 地层特征 .....	5
2.1.2 构造特征 .....	5
2.1.3 储层特征 .....	5
2.1.4 油层分布 .....	6
2.1.5 流体性质 .....	6
2.1.6 地层温度及压力 .....	7
2.2 油田开发特征 .....	7
2.2.1 开发历程 .....	7
2.2.2 注水开发特征 .....	7
2.3 弱凝胶微生物复合驱可行性分析 .....	8
2.4 本章小结 .....	9
第3章 弱凝胶微生物复合驱实验研究 .....	10
3.1 弱凝胶的筛选与评价 .....	10
3.1.1 清水配方适应性评价 .....	10
3.1.2 回注水成胶评价 .....	11
3.1.3 回注水和清水混配成胶评价 .....	11
3.1.4 试验小结 .....	12
3.2 凝胶段塞设计 .....	12
3.2.1 凝胶前置段塞设计 .....	12
3.2.2 凝胶可动性 .....	14
3.2.3 试验小结 .....	17
3.3 微生物的筛选与评价 .....	17
3.3.1 微生物乳化性能评价 .....	18
3.3.2 微生物降粘性能评价 .....	19
3.3.3 微生物降低界面张力评价 .....	20
3.3.4 微生物耐温性评价 .....	21
3.3.5 微生物间的拮抗性评价 .....	22
3.3.6 营养液优选 .....	24
3.3.7 微生物菌种体系优化 .....	24
3.3.8 试验小结 .....	25

3.4 微生物营养液补充时机研究.....	25
3.5 本章小结.....	26
<b>第4章 弱凝胶微生物复合驱方案设计.....</b>	<b>27</b>
4.1 凝胶调驱方案设计.....	27
4.1.1 拟调驱井及调驱目的层设计.....	27
4.1.2 凝胶用量设计.....	30
4.1.3 段塞设计.....	31
4.2 微生物驱方案设计.....	32
4.2.1 微生物驱井组设计.....	32
4.2.2 注入量设计.....	33
4.2.3 段塞设计.....	36
4.3 应用效果分析.....	36
4.4 本章小结.....	37
<b>第5章 监测方案设计.....</b>	<b>38</b>
5.1 凝胶调驱现场监测.....	38
5.1.1 注入药剂质量监测.....	38
5.1.2 现场施工质量监测.....	38
5.1.3 动态资料数据的录取.....	38
5.1.4 产出液中铬离子、聚合物含量及水质监测.....	38
5.1.5 监测工作分工.....	38
5.2 微生物驱油现场监测.....	39
5.2.1 注入菌剂质量监测.....	39
5.2.2 现场施工质量监测.....	39
5.2.3 动态资料数据的录取.....	39
5.2.4 产出液性质监测.....	39
5.2.5 监测工作分工.....	39
5.3 监测费用.....	40
5.4 本章小结.....	41
<b>结论与认识.....</b>	<b>42</b>
<b>参考文献.....</b>	<b>43</b>
<b>攻读硕士学位期间取得的学术成果.....</b>	<b>45</b>
<b>致 谢.....</b>	<b>46</b>

## 第 1 章 前言

### 1.1 课题研究背景

我国自改革开放以来,经济迅猛增长,石油消耗量同样增长很快,而石油产量增长速度远远跟不上石油需求增长速度,1993年开始成为石油净进口国,2009年石油进口量已高达近52%。

要提高石油产量,中国一是要加大国内外勘探力度,二是挖掘现有油田潜力,保持稳产。目前存在的问题是<sup>[1]</sup>:

(1)国内老油田经过几十年的开发,大多进入开采中后期,平均含水率已高达80%以上。产量占全国五分之三的油田,综合含水量大部分超过85%,稳产难度增加,产量将普遍递减。

(2)近几十年发现新油田、油区的难度增加,后备储量严重不足。新增储量品质变差,储量变小,开采难度变大。

### 1.2 课题研究目的及意义

华北油田历经34年的勘探开发,也已经进入高含水开发后期,进入“十一五”以后,油藏开发形势更加严峻,单一技术已不能满足油田深度挖潜的需要。因此,立足于低成本开发策略,以改善开发效果,提高油藏最终采收率为目的,研究探索了微生物采油技术。然而单一的微生物采油技术难以达到调剖和降粘的双重效果,其应用范围也受到了限制。将上述两种技术结合形成的弱凝胶和微生物复合驱技术,与其它热驱、蒸汽驱、化学驱等常规稠油开采技术相比,该技术在控水增油、提高采收率,经济性和环保性方面具有很大优势<sup>[2]</sup>。

目前全国已开发油田的平均采收率是30%多,有着很大的提升空间。据有关研究统计表明,全国的平均采收率提高1个百分点,就相当于增加可采储量1.8亿吨,和我国目前一年的原油产量差不多。

据统计,目前世界上稠油、特稠油及沥青的可采储量超过了常规原油。我国陆地稠油约占石油总资源的20%以上,开发潜力很大。随着常规原油产量的减少,稠油的重要性逐渐增加。常规稠油开采技术的热力采油和化学采油法在经济和环保等方面越来越难以满足要求,微生物采油技术对于稠油油藏及枯竭或近枯竭油藏的开发具有重要意义。因此,微生物采油越来越受国内外重视,并逐渐在理论研究和生产实践中占据更大的比

例<sup>[3]</sup>。

### 1.3 巴38断块提高采收率技术方法筛选

目前世界上提高采收率的四种主要方法是化学法、气驱、热力法和微生物采油。我国在化学驱方面处于世界领先地位。

1997年郭尚平等人<sup>[4]</sup>就开始提出了在水驱的二次采油方法,聚合物驱、各种单一的和复合的化学驱、热力法采油、微生物采油及其它三次采油方法后的四次采油问题。探索了直接表面活性剂驱或复合剂驱与先聚合物驱然后表面活性剂驱的不同效果。

2001年周万富等人<sup>[5]</sup>研究了聚驱后使用胶态分散凝胶(CDG)深度调剖技术,得出结论可以提高采收率3.9%~5.8%。

2004年石梅<sup>[6]</sup>研究了聚驱后使用微生物进一步提高采收率的可行性,通过物模驱油实验得出结论:聚驱后单独微生物驱,和微生物与化学驱相结合提高采收率可达5%~16%。

2006年韩培慧等人<sup>[7]</sup>研究了聚合物驱后通过泡沫复合驱和蒸汽驱提高采收率的方法,研究表明使用泡沫复合驱或蒸汽驱的效果差不多。

2006年赵冬梅<sup>[8]</sup>通过对孤岛油田某区块研究了聚驱后先调剖再注驱油剂的方案,证实了此方法的有效性。

2007年薄纯辉等人<sup>[9]</sup>对聚驱后提高采收率对策研究表明,深部调剖、活性聚合物驱、表面活性剂驱、微生物驱等都是聚驱后进一步提高采收率的有效方法。

2007年赵福麟分析总结了聚驱后十二种提高采收率的技术,排出了这些技术实施的优选顺序及重点研究方向。

2008年蒋焱等人<sup>[10]</sup>通过孤岛油田中一区N93单元的物模实验表明聚驱后微生物驱可提高采收率7.8%~8.3%。

华北油田三次采油方法上,采用过聚合物驱、氮气驱、热采和蒸汽吞吐、微生物吞吐等多项技术,如蒙古林聚合物驱、雁翎潜山油田氮气驱实验、文31断块PS表面活性剂驱试验、二连油田微生物吞吐试验、薛庄油田间12断块的微生物驱试验等。在聚合物驱后,气驱和热力采油法在开发条件及经济性上均难以符合巴38断块的开发需求,而目前发展良好的弱凝胶调驱和微生物驱则有望达到要求。因此,展开了对弱凝胶微生物复合驱应用于巴38断块的相关技术研究。

## 1.4 国内外弱凝胶和微生物驱技术发展历史及研究现状

目前国内外对弱凝胶调驱和微生物驱单项技术的研究和矿场试验已经非常多。

Mack.j.c 和 Smith.J.E 在 80 年代发现了弱凝胶。该体系交联时间长且可控,有利于进入地层深部,具有调剖和驱油的双重功能,聚合物浓度低,成本低,因此获得了迅速发展,进入油田开发应用。目前理论基础研究尚不够充足,滞后于现场应用<sup>[11]</sup>。

国外的研究近年很少有关于弱凝胶渗流理论方面的,国内 2000 年以前主要研究本体凝胶调剖<sup>[12,13]</sup>。目前主要研究弱凝胶体系的合成、调驱机理、配方、性能改进和影响因素实验等<sup>[14]</sup>。

1992 年,胜利油田最先在国内开展了弱凝胶驱油试验及应用<sup>[15]</sup>。

唐孝芬等人 2003 年对辽河青龙台油田龙-11 区块的弱凝胶调驱矿场试验研究表明,弱凝胶调驱明显优于常规凝胶调剖<sup>[16]</sup>。

1999 年,华北油田首次引进西南石油学院的弱凝胶调驱技术,在赵 108 断块进行试验取得了成功。2001-2002 年推广应用有机铬交联体系、酚醛交联体系和天然羧酸盐复合调驱体系弱凝胶调驱技术,取得了一定的增油效果和经济效益,积累了现场实践经验<sup>[17]</sup>。

2006 年,二连蒙古林油田蒙 1 计注聚站建成投产,标志着华北油田弱凝胶调驱进入工业化应用阶段,弱凝胶调驱已经成为华北砂岩油田提高采收率的主要技术。

微生物提高采收率的概念是 1926 年美国科学家 Beckman 首先提出的<sup>[18]</sup>。其发展可分为三个重要阶段<sup>[3]</sup>:

(1) 基础研究阶段-1926~1975 年。受经济性和实用性的制约,这一阶段发展研究缓慢。

(2) 蓬勃发展阶段-1975~1990 年。1973 年第一次世界石油危机促进了提高采收率方面的研究。生物工程技术的发展,现代微生物学提供了识别和分离特殊菌种的方法,促进了 MEOR 的研究。美国、英国、罗马尼亚、德国、前苏联、澳大利亚等国家开展了大量的理论研究和现场试验,但在应用上主要还是单井处理。

(3) 深入研究和现场应用阶段-1990 年至今。形成了菌种筛选与评价、驱油试验评价、油藏筛选、实验设计方案、菌种现场试验等评价方法。

美国和俄罗斯的微生物采油技术处于世界领先地位<sup>[19]</sup>。

目前,美国、俄罗斯、英国、加拿大和挪威等国均比较重视微生物采油技术的研究。

美国的微生物清防蜡技术和吞吐技术已进入工业化应用,微生物驱油技术正在进行广泛的现场试验<sup>[20]</sup>。

我国的微生物采油技术目前已接近世界水平。各大油田和许多相关科研机构都进行了微生物采油技术的研究和矿场试验。大庆和胜利油田均建立了微生物采油菌种库<sup>[21]</sup>。

华北油田 1994 年开始微生物单井吞吐研究和先导性矿场试验,后来又进行了有关弱凝胶和微生物联作技术的研究和矿场应用,并发表了 3 篇相关技术研究应用的成果文章<sup>[22~24]</sup>。文章称此相关技术为“弱凝胶与微生物调驱联作技术”。现在弱凝胶微生物复合驱技术作为提高采收率的一项重要技术正在深入研究中,向着大规模应用发展。

## 第 2 章 巴 38 断块地质概况和开发特征

### 2.1 地质概况

#### 2.1.1 地层特征

巴 38 断块同时发育 II、III 油组油层，其中巴 38 断块地层厚约 230m。根据沉积旋回及电性特征，将 II 油组划分为 1、2 两个砂组。II 1 油组发育 1~5#小层；II 2 油组发育 6~10#小层；III 油组发育 11~13#小层。

#### 2.1.2 构造特征

巴 38 断块为一个受东、西两条走向北东—南西、近似平行分布的断层所控制的地垒块，地层西倾较陡，高点埋深-1320 米（海拔-440 米）。

根据断层的分布情况，将巴 38 断块进一步切割为 4 个井区—巴 42、巴 38-15、巴 38-1、巴 38-73、巴 38-67 井区。其中巴 42、巴 38-1 井区构造相对整装。

#### 2.1.3 储层特征

##### (1) 岩性特征

巴 38 断块主要是三角洲沉积，其岩性以白云质粉砂岩、细砂岩、含砾砂岩、砂砾岩为主，其岩性特征见表 2-1。

表 2-1 岩性特征表

Table 2-1 Lithologic features table

断块		储层岩性	碎屑成分(%)			胶结物成分(%)	分选	磨圆度	胶结类型
			石英	长石	岩屑				
巴 38	范围	岩屑长石细砂岩、粉砂岩、含砾砂岩、砂砾岩	42~50	38~50	少	0~39	中~好	次圆~次棱	孔隙式为主，部分为接触式
	平均		45	47	少	12			

##### (2) 储层物性

##### II 1 油组

根据巴 38、巴 42 井岩石物性资料分析，孔隙度 15.4~26.4%，平均 22.0%，渗透率  $0.6\sim 31.3\times 10^{-3}\mu\text{m}^2$ ，平均  $7.3\times 10^{-3}\mu\text{m}^2$ ，属中孔低渗透储层。

## II2 油组

根据巴38、38-2、巴42井岩石物性资料分析,孔隙度13.8~24.9%,平均17.8%,渗透率 $3.16\sim 647\times 10^{-3}\mu\text{m}^2$ ,平均 $86.3\times 10^{-3}\mu\text{m}^2$ ,属中孔中渗透储层。

## III油组

根据巴38-4井岩石物性资料分析,孔隙度18.1~24.7%,平均21.7%,渗透率 $68.9\sim 1840\times 10^{-3}\mu\text{m}^2$ ,平均 $335\times 10^{-3}\mu\text{m}^2$ ,属中孔中高渗透储层。

### 2.1.4 油层分布

II1砂组:共钻遇油层217.8m/103层,主要分布在巴42井区及巴38井以南区域。巴42井区油层厚度较大,平均单井油层厚度为10.8m,以巴38-58井最厚,为20.4m,并以此中心向四周减薄;巴38井以南区域油层厚度相对较薄,平均单井油层厚度为3.3m,其中以巴38、巴38-69井最厚,为8m,并以此为中心向四周减薄;而在巴38井以北油层不发育,单井油层厚度在0-3.0m之间,表明岩性对油层的分布具有控制作用。

II2砂组:II2砂组油层最厚,407m/177层,占油层总厚度的42.8%,平均油层厚度9.9米,平面上以巴38-2、巴42、巴38井三个井区分布相对稳定,厚度在15m以上,并以这三个区域为中心,向两翼迅速减薄最厚。

III油组:钻遇油层326.4m/102层,平面沿东断棱构造高部位油层最厚,单井钻遇油层厚在10m以上;而在巴42井区油层不发育,仅在巴42至巴38-3井断鼻构造高部位油层相对发育,但油层厚度相对较薄,单井钻遇油层厚在5~8m之间。

### 2.1.5 流体性质

巴38断块原油属于中等稠油(根据中国稠油分类基本标准,中等稠油:25~18 API,  $10\text{cp} < \mu < 100\text{cp}$ ,油藏条件下可以流动),其原油物性见表2-2。

表2-2 原油物性表  
Table 2-2 Oil property table

断块	地层原油			地面原油				地层水		
	密度 ( $10^3\text{Kg/m}^3$ )	粘度 (cp)	油水 粘度 比	密度 ( $10^3\text{Kg/m}^3$ )	粘度 (cp)	含蜡 (%)	胶质 沥青 质 (%)	氯根 (mg/L)	矿化度 (mg/L)	水型
巴38	0.8515	37.2	93	0.8822	43.6	15.6	31.9	92.2-132.9	5349.9-5745.0	NaHCO <sub>3</sub>

## 2.1.6 地层温度及压力

地层压力及地层温度均属正常的压力系统及温度系统。见表 2-3。

表 2-3 压力温度表

Table 2-3 Pressure temperature table

断块	地层压力 (Mpa/Km)	压力系数	地层温度 (°C)	地温梯度
巴 38	14.1	0.98	54.7	3.51

## 2.2 油田开发特征

### 2.2.1 开发历程

#### (1) 建产、上产阶段

建产完成后，通过早期分注、调水调液以及“非均衡”生产等措施，实现了油田稳产、上产。

#### (2) 综合调整及产能续建阶段

由于油田进入中含水期，含水上升速度明显加快，虽然进一步加大了提液提水力度，但油田产量仍快速递减。含水上升率由初期 11.5% 上升到 2007 年上半年的 23.2%。断块递减明显加大，自然递减由 06 年的 0.68% 加大到 07 年上半年的 5.53%。

### 2.2.2 注水开发特征

#### (1) 主力油层动用程度高，水驱控制程度高。

目前共有油井 31 口油井，其中单向连通井 15 口，双向连通井 15 口，三向连通井 1 口，分别占油井总数的 48.4%、48.4% 和 3.2%。断块主力层动用程度、水驱控制程度高，其中：Ⅲ油组，除巴 38-3 井有 1.8m/1 层未动用外，其它已全部动用，其油层动用程度为 99.4%；水驱控制程度为 100%，水驱动用程度 100%；Ⅱ油组油层动用程度为 80.8%，水驱控制程度为 85.5%，水驱动用程度为 55.9%。

#### (2) 油井见效普遍，但平面见效状况差异大。见效情况见表 2-4。

表 2-4 见效情况表

Table 2-4 Effective profile table

断块	总井数 (口)	见效 井数 (口)	见效类型			见效时间 (d)
			单向 (口)	双向 (口)	多向 (口)	
巴 38	32	24	20	4	0	130

巴 38 断块储层物性较好的巴 42、巴 38-6 井区见效状况较好，见效井 15 口，占井

区总井数的 88.2%，平均单井日产液 17.8t，单井日产油 9t，平均含水 51.5%。

储层物性较差的巴 38-1 井区，因注水困难，油井见效状况较差，有见效井 9 口，占井区总井数的 56.2%，平均单井日产液 8t，单井日产油 2.8t，平均含水 65.6%。

(3) 油井见效后见水快，含水上升速度快。

巴 38 断块无无水采油期。见水后每采 1000t 油含水上升 8-9 个百分点。见水情况见表 2-5。

表 2-5 见水情况表  
Fig2-5 See water profile table

断块	总井数 (口)	见水井数 (口)	见注入水井数 (口)	所占比例 (%)	见水时间 (d)
巴 38	32	32	24	75	208

(4) 层间矛盾突出。

统计 11 口井吸水剖面，不吸水层厚度占 14.3%，弱吸水层厚度占 46.3%，相对吸水占 26.2%；强吸水层厚度仅占 1.6%，相对吸水量占 14.6%。

统计 10 口井产液剖面，不产液层厚度占 6.7%，产液强度在 0-0.5t/dm 的层厚度占 35.1%，相对产液量占 11.9%；产液强度>1.5t/dm 的层厚度占 26.8%，相对产液量占 67.7%，其主产、主吸层为 7、11 号小层。

(5) 生产过程中油井结蜡严重，操作成本高。

因油品性质差，油井结蜡严重，为保证正常生产，下电加热井 6 口，平均每口井投电加热 909 小时/年，洗井 4.8 次，加药 1255KG，尽管如此，每年的检泵次数仍较高，平均每口井检泵 0.65 次，导致油田操作成本较高，平均 392 元/吨。

## 2.3 弱凝胶微生物复合驱可行性分析

(1) 从地质条件上分析，巴 38 断块与目前通用的弱凝胶筛选标准（表 2-6）和华北油田微生物采油筛选标准（表 2-7）相对照，从影响凝胶体系的稳定性和对微生物生长影响的几个主要因素考虑，地层温度（38℃~58℃）、地层水矿化度（5350mg/L~6300 mg/L）、原油含蜡（11.2%~24.6%）、胶质沥青（27.8%~50.24%）等能够达到要求，具备开展整体弱凝胶微生物复合驱的基本条件。

(2) 通过对巴 19 断块开展的凝胶微生物复合驱室内试验研究和现场先导性试验效果分析，依据前期可行性分析结论，认为要解决高蜡（11.2%~24.6%）高胶质（27.8%~50.24%）低温油藏为主体的巴 38 断块开发中存在的问题，相对于其他技术，

弱凝胶微生物复合驱技术更适合改善目前开发生产形式。

表 2-6 弱凝胶驱筛选标准

Table 2-6 Weak gel flooding screening standards

指标	推荐
原油 API 重度	>15
原油粘度(mPa·s)	<500
含油饱和度(%)	>40
地层水矿化度(mg/L)	<100000
地层类型	最好是砂岩，也可用于碳酸盐
平均渗透率( $10^{-3}\mu\text{m}^2$ )	>50
变异系数	>0.6
深度(m)	<2700
温度(°C)	<93

表 2-7 华北油田微生物采油油藏筛选指标

Table 2-7 Huabei oilfield meor reservoir screening index

油藏参数	参数指标
油层温度(°C)	<70
油井含水(%)	25~90
含蜡量(%)	>3
胶质沥青质(%)	<50
地层水矿化度(mg/L)	< $10^5$
油层深度(m)	/
岩石渗透率( $10^{-3}\mu\text{m}^2$ )	50~2700
原油密度 ( $10^3\text{Kg/m}^3$ )	<0.9626
残余油饱和度(%)	>28
砷、汞、镍、硒含量(mg/L)	<10~15

## 2.4 本章小结

本章通过分析研究巴 38 断块的地质概况和开发特征，得出结论：巴 38 断块具备开展整体弱凝胶微生物复合驱的基本条件，相对于其他技术，弱凝胶微生物复合驱技术更适合改善目前开发生产形式。

## 第3章 弱凝胶微生物复合驱实验研究

### 3.1 弱凝胶的筛选与评价

华北油田在宝力格油田开展凝胶微生物复合驱的相关现场试验已有三年多,采用的部分水解聚丙烯酰胺-有机铬交联体系在该油田应用较为成熟,本次试验以适应更多的区块为目的,开展该体系的系统评价。

施工配液过程中使用的清水水源,巴19和巴38使用同一套水源系统;而回注水主要是各断块产出液输送到宝一联站处理后,统一进行回注。根据这种情况,对宝一联各种注入水进行了水分析化验,试验结果见表3-1、3-2。

表3-1 宝一联回注水水质分析结果表

Table 3-1 Treasure a league table of injected back water quality analysis results tables

项目	$\text{CO}_3^{2-}$	$\text{HCO}_3^-$	$\text{Cl}^-$	$\text{SO}_4^{2-}$	$\text{Ca}^{2+}+\text{Mg}^{2+}$	$\text{Na}^++\text{K}^+$	矿化度
回注水 (mg/L)	38.1	3963.9	283.6	100.0	10.8	1841.6	6137

表3-2 宝一联清水水质分析结果表

Table 3-2 Treasure one couplet water water quality analysis results tables

项目	$\text{HCO}_3^-$	$\text{Cl}^-$	$\text{Ca}^{2+}$	$\text{Mg}^{2+}$	$\text{SO}_4^{2-}$	矿化度
巴38清水 (mg/L)	358.2	66.5	27.7	25.2	126.8	801
巴19清水 (mg/L)	409.2	132.9	36.6	22.2	58.5	844

可以看出,使用的清水区别主要在于各种离子之间的差异,矿化度相对较小,并且差别不大,而宝一联回注水则与清水矿化度差异较大,进行了相关的适应性试验。

#### 3.1.1 清水配方适应性评价

根据以往巴19的弱凝胶调配经验(聚合物浓度确定:保持聚交比、调节剂不变,依次变化聚合物浓度,置于地层温度下恒温观察,用RS75粘度仪测定凝胶粘度;聚交比的确定:保持聚合物、调节剂不变,依次变化聚交比,置于地层温度下恒温观察,用RS75粘度仪测定凝胶粘度;调节剂浓度的确定:保持聚合物、聚交比不变,依次变化调节剂浓度,置于地层温度下恒温观察,用RS75粘度仪测定凝胶粘度),采用同样的实验方法进行实验,验证了巴38断块能很好的适用巴19断块的弱凝胶调驱体系和配方。

试验配方如下:

聚合物: 1000mg/L~3500mg/L;

交联剂 A 剂：15mg/L~174mg/L（聚交比控制在 15:1~30:1）；

调节剂 B 剂：300mg/L~1200mg/L（pH 值控制在 7.0=pH 值=9.0）。

现场施工方案设计中，应根据实施区块的地质条件和目前所处的开发状况，合理的调整配比，设计好凝胶与地层的配伍性。

### 3.1.2 回注水成胶评价

试验采用宝一联处理后回注水配制，按照不同试验要求配制成调驱剂溶液，然后分别装入 125ml 的广口瓶中，放入 58℃ 的恒温烘箱中考察 7d 后，采用 MARS 流变仪（剪切速率  $7.34s^{-1}$ ）测凝胶粘度。试验分别采用 3630s 和恒聚抗温耐盐两种聚合物，按照聚合物浓度为 1500mg/L，在不同聚交比条件下开展试验，试验结果分见表 3-3、表 3-4。

表 3-3 回注水配制调驱剂成胶试验（3630s）结果表

Table 3-3 Injected back water preparation adjustable flooding agent gelling test (3630s) results tables

聚合物浓度(mg/L)	1500	1500	1500	1500	1500
聚交比	10:1	12.5:1	15:1	20:1	25:1
调节剂(mg/L)	400	300	300	200	200
pH 值	8	8	8	8	8.5
备注	58℃放置 7d 均未成胶				

表 3-4 回注水配制调驱剂成胶试验（恒聚）结果表

Table 3-4 Injected back water preparation adjustable flooding agent gelling test (constant poly) results tables

聚合物浓度(mg/L)	1500	1500	1500	1500	1500
聚交比	10:1	12.5:1	15:1	20:1	25:1
调节剂(mg/L)	500	500	400	400	300
pH 值	8.5	8.5	8.5	8.5	8.5
备注	58℃放置 7 天均未成胶				

可以看出，目前采用的两种聚合物，在回注水配制的条件下均未能成胶，满足不了现场试验的要求。

### 3.1.3 回注水和清水混配成胶评价

试验分别采用 3630s 聚合物，按照聚合物浓度为 1500mg/L，聚交比 15:1，在不同的清水含量下开展试验，试验结果分见表 3-5。

可以看出,当回注水中混和 20%以上清水调驱体系配方可以成胶,但是清水比例小于 40%成胶粘度很低,因此后续试验清水和回注水按照 1:1 的比例进行。

表 3-5 回注水和清水混配成胶试验结果表

Table 3-5 Injected back water and water mixed gelling test results tables

3630 聚合物浓度(mg/L)	1500	1500	1500	1500	1500	1500
聚交比	15:1					
调节剂(mg/L)	250	250	250	250	250	250
pH 值	8.5	8.5	8.5	8.5	8.5	8.5
清水用量(%)	60	50	40	30	20	10
成胶粘度(mPa·s)	1800	1700	1000	690	680	未成胶

试验采用回注水和清水混配(1:1)配制,按照聚合物浓度为 1500mg/L,以不同的聚交比配制调驱剂溶液(pH 值调至 7~9)开展试验。试验结果见表 3-6。

表 3-6 回注水和清水混配(1:1)成胶试验结果表

Table 3-6 Injected back water and water mixed (1:1) gelling test results tables

聚合物浓度 (mg/L)	1500	1500	1500	1500	1500
聚交比	10:1	15:1	20:1	25:1	30:1
调节剂 (mg/L)	300	250	200	150	150
pH 值	8.5	8.5	8.5	8.5	8.5
成胶粘度 (mPa·s)	2300	1800	1560	700	220

可以看出,采用回注水和清水混配(1:1)配制的调驱剂溶液均可以成胶,因此现场试验时,在清水不能满足现场施工的要求和地面回注水必须要处理时,可以采取与回注水混配的形式保障现场施工和生产的顺利进行。

### 3.1.4 试验小结

(1) 通过试验验证清水可直接用于现场配液施工,而回注水不能直接用于现场配液施工。

(2) 在现场施工中如果出现清水供水不足或回注水需要处理的问题时,可按照 1:1 清污水混和配液的方法进行。

## 3.2 凝胶段塞设计

### 3.2.1 凝胶前置段塞设计

从理论上讲,在调驱剂溶液注入过程中,存在前沿地层水的稀释作用和地层对调驱

剂溶液的剪切、吸附作用，为明确在方案中设计前置液的必要性，开展了物模试验研究，为是否设置前置段塞提供参考依据。

基本配方：聚合物：3000mg/L；交联剂 A：144mg/L；调节剂 B：500mg/L。

试验条件：采用人工填砂长岩心管直径为 4cm，长度为 55cm，试验温度为 38℃。饱和岩心用水为蒸馏水。常温下配制弱凝胶溶液，驱替出的溶液在 38℃条件下恒温考察 5d 后，测凝胶粘度。

试验方法：将准备好的岩心按 4ml/min 的排量注调驱剂溶液，直至驱出液粘度有明显的变化→每 20ml 取一个样，将样品放入 38℃恒温箱中候凝 5d，测凝胶粘度，试验结果见表 3-7、表 3-8。

表 3-7 实验数据

Table 3-7 test data cores

编号	孔隙体积 (ml)	渗透率 ( $\mu\text{m}^2$ )	注入前置液		注入调驱剂 (ml)	驱出液体积	
			体积 (ml)	浓度 (%)		驱出水 (ml)	驱出调驱剂 (ml)
1#	240	1.54	/	/	750	240	480
2#	250	1.72	85	0.1	640	250	440

表 3-8 驱出液中调驱剂溶液成胶情况实验数据

Table 3-8 Flooding in a liquid tone flooding agent solution gelling situation experimental data

编号	不同阶段累计取样体积及其成胶情况										备注
1#	累积体积 (ml)	20	40	60	80	100	120	140	160	180	空白粘度 4720 mPa·s
	凝胶粘度 (mPa·s)	8.5	18	32.1	47	813	1147	1453	1582	1664	
	累积体积 (ml)	200	220	240	260	280	300	320	340	360	
	凝胶粘度 (mPa·s)	1754	1982	2340	2623	2840	2848	3020	2985	3027	
	累积体积 (ml)	380	400	420	440	460	480	/	/	/	
	凝胶粘度 (mPa·s)	3015	3047	3078	3032	3059	3018	/	/	/	
2#	累积体积 (ml)	20	40	60	80	100	120	140	160	180	空白粘度 4960 mPa·s
	凝胶粘度 (mPa·s)	3.4	8.3	14.3	26.6	256	560	652	730	1147	
	累积体积 (ml)	200	220	240	260	280	300	320	340	360	
	凝胶粘度 (mPa·s)	1420	1786	2256	2670	2853	2884	2957	3042	3095	
	累积体积 (ml)	380	400	420	440	/	/	/	/	/	
	凝胶粘度 (mPa·s)	3058	3120	3124	3132	/	/	/	/	/	

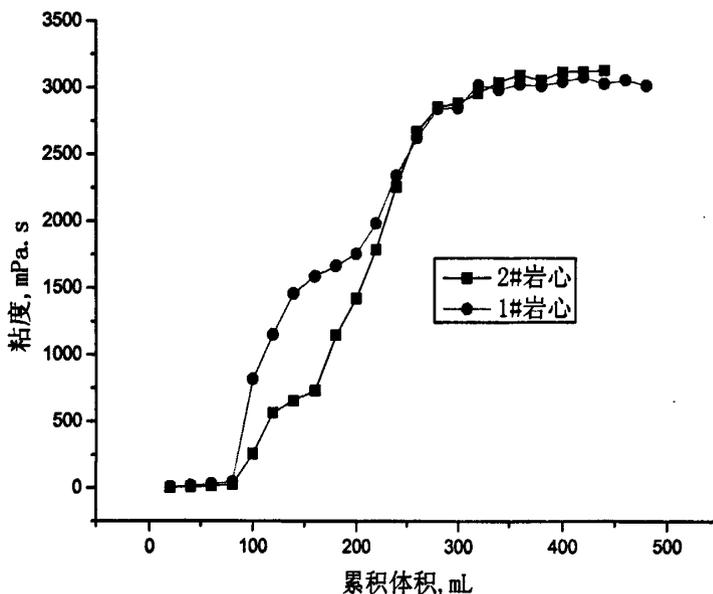


图 3-1 驱出调驱剂成胶性能

Fig3-1 Flooding out adjustable flooding agent gelling properties

从图 3-1 可以看出：

随着调驱剂注入量的增加，调驱剂驱出液成胶粘度逐渐增加，凝胶粘度损失主要是由于岩心对调驱剂的吸附作用、岩心中水的稀释作用以及岩心的剪切作用，共同影响了调驱剂的成胶性能；之后凝胶粘度基本保持稳定，这基本上是由于岩心的剪切造成的粘度损失，说明剪切对成胶性能的影响是不可避免的。

因此在凝胶调驱方案时，在注入段塞设计中应考虑地层的吸附和地层水的稀释作用，增加前置段塞，以提高经济效益。

### 3.2.2 凝胶可动性

基本配方：

①弱凝胶：聚合物：800mg/L；交联剂 A：26.7mg/L；调节剂 B：300mg/L；

②高粘度凝胶：聚合物：3000mg/L；交联剂 A：144mg/L；调节剂 B：500mg/L。

试验条件：采用 JHST-V 智能流动梯度测试仪，填砂长岩心管可多点测压，直径为 3.8cm，长度为 80cm，试验温度为 38℃（如图 3-2 所示）。饱和岩心用水为蒸馏水。

试验目的：考察在一定渗透率的岩心中，弱凝胶是否具有可动性和能否在岩心深部引起压力场变化。

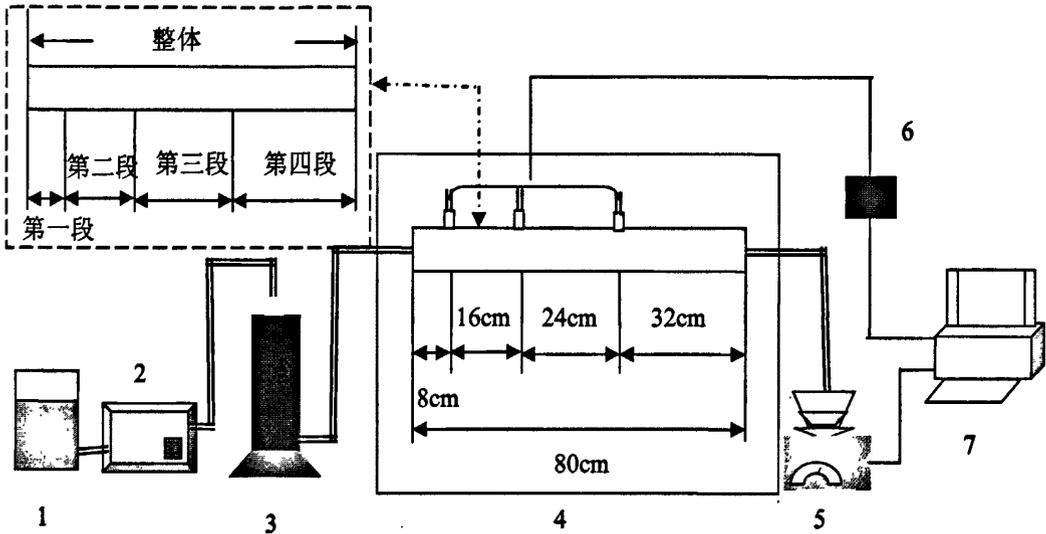
试验方法：将制备好的岩心（岩心数据见表 3-9）以 1ml/min 的排量注满岩心管第

一段的体积弱凝胶调驱剂溶液（约 0.1PV 体积）→关闭阀门，38℃恒温箱中候凝 5d→用水驱替（排量为 1ml/min），观察各压力点变化情况，试验结果见图 3-3、3-4 和 3-5。

表 3-9 试验岩心数据

Table 3-9 Test cores data

编号	孔隙体积 (ml)	渗透率 ( $\mu\text{m}^2$ )	孔隙度 (%)	备注
15#	278	2.7	30.6	注弱凝胶（平均成胶粘度：800mPa·s 左右）溶液
16#	265	2.5	29.2	注高粘度凝胶（平均成胶粘度：4200mPa·s 左右）溶液



1. 驱替液体 2. 平流泵 3. 中间容器 4. 多点测压的岩心管系统和恒温系统  
5. 电子天平 6. 数据采集器 7. 数据处理系统和输出设备

图 3-2 JHST-V 智能流动梯度测试仪组成示意图

Fig3-2 JHST - V intelligent flow gradient tester composition schemes

由图 3-3 可以看出，在成胶后的水驱过程中，高粘度凝胶水驱压力快速上升，突破后则快速下降，然后逐渐保持平稳；弱凝胶水驱压力则是先升后降再升，由此说明，凝胶体不是被注入水突破，而是在注入水的推动下，部分凝胶在岩心内部运移。

由图 3-4 可以看出，在岩心水驱过程中，由于 0.1PV 凝胶体的存在，注入压差逐渐增大，推动部分凝胶体向前运移，第二个压力点表现出压差的上升，但由于岩心的剪切作用，造成凝胶体“破碎”，压差垂线降低，第三第四段压差基本未增大，说明高粘度凝胶体在岩心内部运移是有限的。

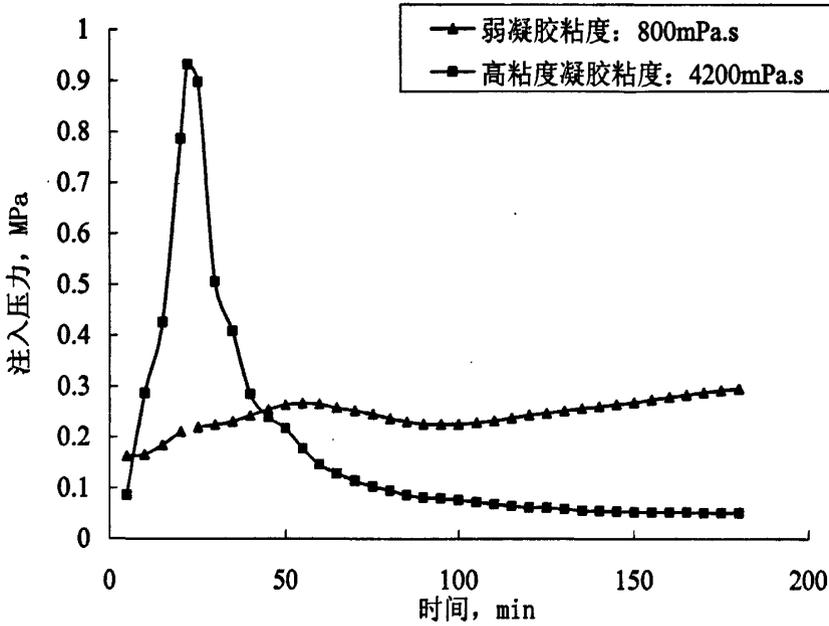


图 3-3 高粘度凝胶和弱凝胶成胶后水驱压力

Fig3-3 High viscosity gel and weak gel after gelling water drive pressure

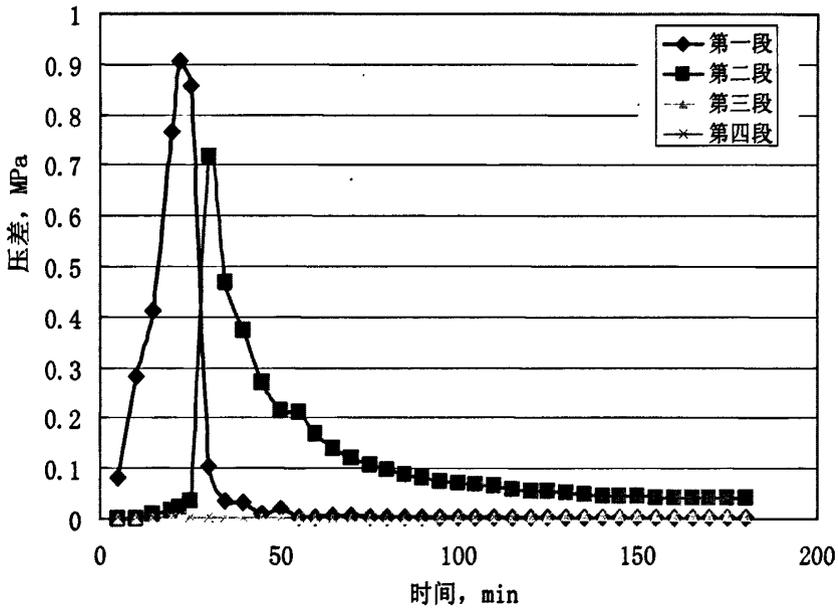


图 3-4 高粘度凝胶成胶后水驱各段压差

Fig3-4 High viscosity gel after gelling water flooding paragraphs differential pressure

由图 3-5 可以看出, 在岩心水驱过程中, 由于 0.1PV 凝胶体的存在, 注入压差逐渐增大, 推动部分凝胶体向前运移, 第二个压力点表现出压差上升, 由于岩心的剪切作用, 粘度下降, 压差表现出下降趋势, 逐渐保持平稳, 说明凝胶体仍然保持为连续体, 在压差的作用下继续运移, 在岩心第三第四段也出现类似规律, 说明弱凝胶成胶后在一定的

驱替压差下是可动的。

因此，通过上述凝胶段塞设计物模试验，结合生产所测注水井压降曲线下下降趋势的变化规律分析认为，设计好凝胶与地层的配伍，是最大限度实现凝胶在地层的可动性，提高有效处理半径，保障措施效果的有效手段之一，因此在方案设计采取“前置段塞+主段塞+保护段塞”的设计模式，成胶粘度由低到高的设计，以适应驱替压差在地层中的变化规律。

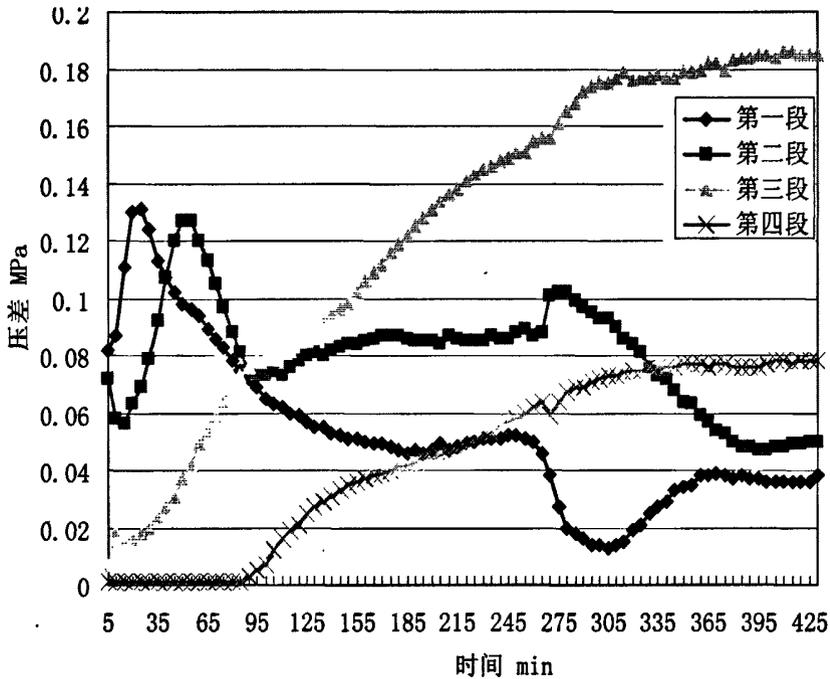


图 3-5 弱凝胶成胶后水驱各段压差

Fig3-5 Weak gel after gelling water drive paragraphs differential pressure

### 3.2.3 试验小结

(1)凝胶前置段塞设计试验表明，凝胶注入段塞设计中需要增加前置段塞，以降低药剂损失，节省成本，提高经济性。

(2)凝胶可动性试验确定了凝胶注入段塞设计方案中应采取“前置段塞+主段塞+保护段塞”的设计模式，成胶粘度由低到高设计。

## 3.3 微生物的筛选与评价

巴 19 断块进行微生物驱后，取得了一定的效果和经济效益。巴 19、巴 38 断块间的地层温度和原油粘度存在着一定的差异（见表 3-10），室内试验采用已取得现场应用效果的微生物菌种开展相关的试验，以适应更多的区块原油物性。Z-2 菌从产出水中获

得；LC、JH 菌从渣油坑中获得；IV、H、HB3 菌从商品菌液中获得。

表 3-10 断块情况对比表

Table 3-10 Fault block situation contrast table

断块	地层温度 ( $^{\circ}\text{C}$ )	原油密度 ( $10^3\text{Kg/m}^3$ )	原油粘度 ( $\text{mPa}\cdot\text{s}$ )	含蜡量 (%)	胶质沥青 (%)	菌种代号	备注
巴 19	58	0.8822	55.62	17	28.2	IV、HB3、 H、Z-2	现场试 验验证
巴 38	56	0.8822	43.6	15.6	31.9	/	/

### 3.3.1 微生物乳化性能评价

#### (1) 试验用品及条件

原油：巴 38 断块混合原油（为井口取样）；

水：巴 38 断块产出水；

温度： $58^{\circ}\text{C}$ ；

仪器：空气恒温摇床机、恒温箱等。

#### (2) 试验方法和结果分析

在 250ml 三角瓶中，取巴 38 断块的采出水 100ml，不灭菌，加入无机盐培养基，再加入各断块相对应油井油样 5g，混合后，放入空气恒温摇床机，在  $58^{\circ}\text{C}$  温度下培养，并同时做一空白对照样，培养 3~5 天后，观察原油变化情况。试验结果见表 3-11 和图 3-6。

表 3-11 乳化试验评价结果

Table 3-11 Emulsifying test evaluation results

断 块	菌种代号	试验结果
巴 38	空白	/
	HB3	+++++
	IV	+++++
	LC	+++++
	JH	+++
	H	+++
	Z-2	+++++

注：+代表作用效果的标准等级，最好为+++++。—为没有乳化分散作用。

可以看出，6 种菌对原油都有不同程度的乳化分散作用，乳化效果达到 5 级的有：

IV、HB3、Z-2。



图 3-6 乳化效果图

Fig3-6 Emulsification rendering

### 3.3.2 微生物降粘性能评价

#### (1) 试验用品及条件

原油：巴 38 断块混合原油（为井口取样）；

水：巴 38 断块产出水；

温度：58℃；

仪器：空气恒温摇床机、Mars 流变仪等。

#### (2) 试验方法和结果分析

在 200ml 塑料瓶中，加入水样 30ml，加入油样 30g，将不同菌种分别接入塑料瓶中，混合均匀后，放入空气恒温摇床机，同时做一空白样对照。在 58℃ 温度下培养 5~7d 后，取原油在 50℃ 条件下用 Mars 流变仪测原油粘度，试验结果见表 3-12。

从试验结果看，各菌种与原油作用后粘度都有不同程度的下降，下降最多的为 H，降粘率达到 91.9%，其次为 lc 和 HB3，降粘率分别为 64.8% 和 50.8%；为了进一步证明菌种对原油的作用，对其进行微生物代谢能力的测定。

从试验结果看，各菌种与原油作用后粘度都有不同程度的下降，下降最多的为 H，降粘率达到 91.9%，其次为 lc 和 HB3，降粘率分别为 64.8% 和 50.8%；为了进一步证明

菌种对原油的作用, 对其进行微生物代谢能力的测定。

表 3-12 降粘试验结果

Table 3-12 Viscosity test results

断块	菌种代号	原油粘度 (mPa·s)	降粘率 (%)
巴 38	空白	630	/
	HB3	310	50.8
	IV	358	43.2
	LC	222	64.8
	JH	523	17.0
	H	51	91.9
	Z-2	578	8.3

### 3.3.3 微生物降低界面张力评价

#### (1) 试验用品及条件

原油: 巴 38 断块混合原油 (为井口取样);

水: 巴 38 断块产出水;

温度: 58℃;

仪器: 水浴恒温摇床机、TX550c 型全量程界面张力仪。

#### (2) 试验方法和结果分析

将乳化后的原油和营养液进行油水分离, 用 TX550C 型全量程界面张力测定仪, 在 60℃ 条件下, 测定营养液与油的界面张力, 以界面张力降低值表示菌体代谢表面活性剂的能力。测定结果见表 3-13。

表 3-13 界面张力试验结果

Table 3-13 Interfacial tension test results

断块	菌种代号	界面张力 (mN/m)	降粘率 (%)
巴 38	空白	5.38	/
	HB3	1.90	64.7
	IV	1.18	78.1
	LC	1.96	63.6
	JH	2.82	47.6
	Z-2	2.39	55.6
	H	1.20	77.7

从试验结果可以看出，各菌种与原油作用后，界面张力都有不同程度地降低，下降最多的为IV，达到78.1%，其次为H和HB3，降低率分别为77.7%和64.7%；试验结果表明各菌种都具有一定的代谢能力，产生了表面活性物质。产生表面活性剂越多，对驱替原油和提高原油的流动性起到很好的作用。

### 3.3.4 微生物耐温性评价

(1) 温度环境不变情况下菌种培养48小时的总菌数（见表3-14）。

表3-14 各菌种在58℃培养48小时的总菌数

Table 3-14 In 58℃ training each strains the total bacterial count of 48 hours

菌种代号	培养前总菌数 (个/ml)	培养温度 (℃)	总菌数 (个/ml)
z-2	$1.8 \times 10^4$	56	$5.0 \times 10^7$
JH	$2.2 \times 10^4$	56	$1.0 \times 10^8$
IV	$3.8 \times 10^2$	56	$2.0 \times 10^8$
LC	$2.6 \times 10^5$	56	$1.6 \times 10^8$
HB3	$4.3 \times 10^5$	56	$1.0 \times 10^8$
H	$2.7 \times 10^5$	56	$1.2 \times 10^8$

从以上试验结果可以看出，菌种在58℃下总菌数增长了2~3个数量级，说明这些菌种在该温度下可以生存，并具有一定的繁殖代谢能力。

(2) 温度环境变化情况下菌种培养48小时的总菌数

由于巴38断块气候冬季寒冷，给原油的输送带来困难，为了正常输送原油，巴38断块原油输送采用拌热水给管线加热后方能正输送，一般拌热水加热温度为60℃左右，室内对各菌种进行了从10℃到65℃后降至37℃的菌种耐不同温度的生长情况，试验结果见表3-15。

表3-15 各菌种在不同温度下的生长情况

Table 3-15 Various strains at various temperatures growth situation

菌种代号	10℃总菌数 (个/ml)	65℃总菌数 (个/ml)	37℃总菌数 (个/ml)
H	$2 \times 10^6$	$3 \times 10^6$	$2.3 \times 10^8$
HB3	$2 \times 10^6$	$2 \times 10^6$	$9.0 \times 10^7$
JH	$2 \times 10^6$	$1 \times 10^6$	$7.0 \times 10^7$
LC	$1.3 \times 10^7$	$6 \times 10^6$	$7.0 \times 10^7$
IV	$1 \times 10^6$	$4 \times 10^6$	$1.5 \times 10^8$
Z-2	$5 \times 10^6$	$3 \times 10^6$	$1.0 \times 10^7$

从试验结果可以看出,各菌种从低温到高温再回到适宜的温度下都能存活,菌种在65℃培养时间为5小时,巴38拌热输送是在2小时,这个温度对菌种的存活应该不受影响。

### 3.3.5 微生物间的拮抗性评价

#### (1) 乳化试验

将 HB3、IV 和 H 菌混和,将 HB3、IV、H、JH 和 LC 菌混和进行乳化试验,培养温度为 58℃,试验结果见图 3-7、图 3-8。



图 3-7 HB3、IV 和 H 菌混合

Fig3-7 HB3, IV and H was mixed



图 3-8 HB3、IV、H、JH 和 LC 菌混合

Fig3-8 HB3, IV, H, JH and LC was mixed

可以看出 HB3、IV 和 H 三种菌混合后有一定的乳化作用，现场使用不受影响，HB3、IV、H、JH 和 LC 五种菌混合后乳化效果一般。

(2) 富集培养后的菌种之间的拮抗

在琼脂平析上取不同的菌滴在滤纸上，在 38℃ 下培养 48 小时后，看有没有抑菌圈，如果有，就说明有拮抗。试验结果见图 3-9。

可以看出，6 种菌没有产生抑菌圈，说明它们之间不产生拮抗。

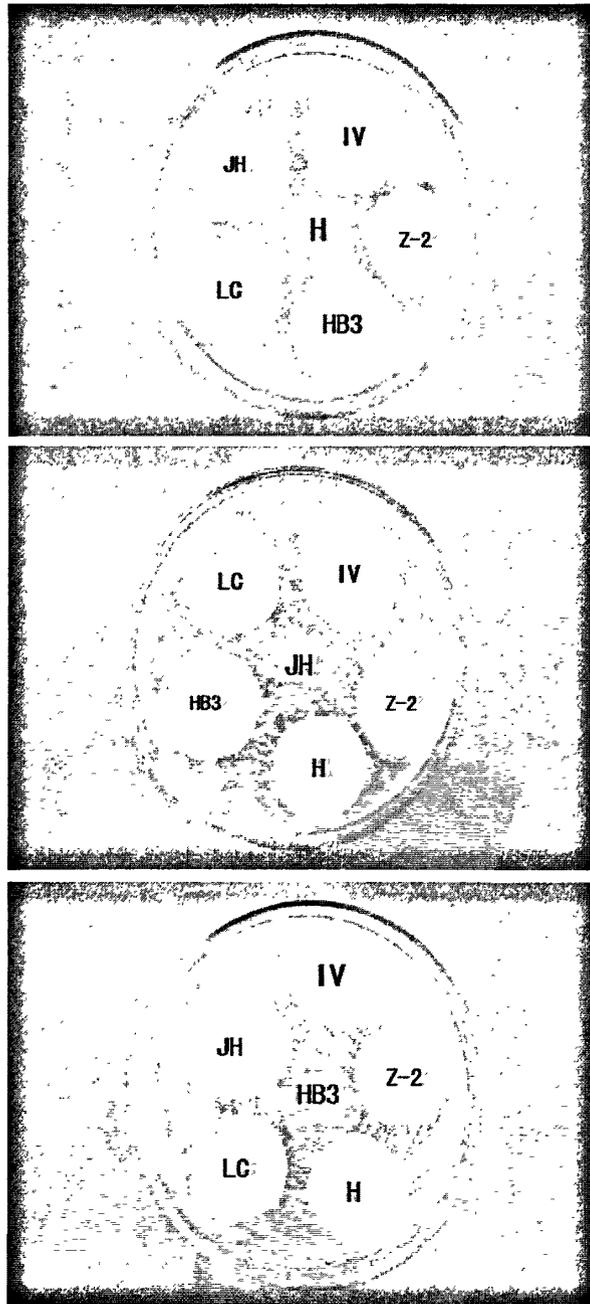


图 3-9 富集培养后菌种拮抗试验图

Fig3-9 Enrichment culture strains antagonism diagram

### 3.3.6 营养液优选

营养液优选是在巴 19 断块前期室内试验和先导性现场试验的基础上, 考虑到现场注入的经济性, 使菌种即能生长代谢又能减少能量的损失, 选择最佳的碳源配比及浓度的配比。营养液组成见表 3-16。

表 3-16 营养液组成  
Table 3-16 Nutrient composition

药品	营养液含量 (%)
葡萄糖	0.6
蛋白胨	0.1
氯化铵	0.1
酵母膏	0.08
磷酸氢二钾	0.01
磷酸二氢钠	0.02

### 3.3.7 微生物菌种体系优化

在油藏中, 本身就存在着各种菌, 因为注入单菌容易受到油藏环境条件和生态条件的影响, 不容易形成优势菌, 从物模试验也得到了验证, 因而在微生物驱油中通常将几种菌复配, 使其产生协同作用, 提高微生物的驱油效果。复配菌通常要考虑两方面的影响, 一方面是考虑复配菌种之间共存的稳定性, 另一方面考虑菌种复配后对原油的处理是否产生协同效应。根据前期乳化、降粘和降低界面张力实验得到推荐菌种(见表 3-17), 其中巴 19 (IV:HB3:H: Z-2=1:1:1:1) 断块试验菌种已经得到现场实验的检验, 并且各项指标正常, 下面主要针对巴 38 开展菌种的复配试验。

表 3-17 综合指标推荐菌种  
Table 3-17 Comprehensive index recommend strains

断块	乳化	降粘	界面张力
巴 38	HB3 Z-2 IV	H LC HB3	IV H HB3

试验采用正交乳化试验进行复配优选, 结果见表 3-18。

由正交乳化试验结果, 巴 38 断块主力菌为 H、HB3、lc, 三种菌的复配比例为 H:HB3:lc=1:1:1 或 3:2:1、3:1:2。考虑到 HB3 在三个单项试验中均表现出较好的效果, 因此现场试验建议使用比例为 H:HB3:lc=3:2:1。

表 3-18 菌种复配乳化试验结果

Table 3-18 Strains of emulsified blends with test results

菌种等级 复配 比例	乳化 代号	H: HB3: Z-2	IV: HB3: H	H: HB3: lc	HB3: lc: Z-2	H: IV: Z-2
1 : 1 : 1		++++	++++	+++++	++++	++++
1 : 2 : 3		+++	+++++	+++++	+++	+++
3 : 2 : 1		++++	++++	+++++	+++	+++
2 : 1 : 3		+++	++++	++++	+++	+++
1 : 3 : 2		+++	++++	++++	+++	+++
3 : 1 : 2		+++	++++	+++++	++++	+++

### 3.3.8 试验小结

(1) 前期巴 19 断块现场试验使用的菌种，通过试验验证也适合巴 38 断块的地层条件和油品性质；但是效果存在差异，最后确定的主力菌种和配方两断块不同。

(2) 通过拮抗试验，说明目前使用的 6 个菌种之间不产生拮抗；

(3) 通过耐温性试验，说明目前使用的 6 个菌种能够满足正常注水和输油的要求。

### 3.4 微生物营养液补充时机研究

营养物质是微生物生长繁殖新陈代谢的主要食源和能源，补充营养物质以提升微生物生长繁殖性能，保持合适的菌浓，保证措施的效果。室内通过大直径长管填砂岩心试验摸索补充营养液的可行性。

试验方法：制备的填砂岩心经过抽真空→饱和地层水→测水相渗透率→饱和原油（65℃恒温条件下）→测含油饱和度→恒温老化 5d、一次水驱至含水 95%后，依次注入 1PV 孔隙体积的营养液+菌液+营养液，恒温培养 5d 后进行二次水驱，驱替过程中从岩心出口端每 8ml（也就是岩心孔隙体积的 0.05PV）取样检测菌液浓度，当菌液浓度为 10<sup>6</sup> 数量级时停止驱替，补充营养液 40ml（为岩心孔隙体积的 0.25PV），培养 3d 后再次进行水驱，同样每 8ml 取样检测菌液浓度。试验结果见图 3-10。

试验结果看出，试验岩心在水驱至岩心孔隙体积的 0.5PV 时，微生物菌液浓度呈明显下降趋势，0.7PV 时降至 10<sup>6</sup> 数量级，当二次补充营养液后菌液浓度又上升到 10<sup>7</sup> 数量级，接着继续水驱至岩心孔隙体积的 1.2PV 时，岩心出口端产出液的菌液浓度再次降至 10<sup>6</sup> 数量级，第三次补充营养液后继续水驱，菌液浓度基本没有发生变化。这主要是

随着驱替液对填砂岩心的驱替,岩心中生长繁殖的菌液被注入水携带不断向前运移,当部分菌液随产出液产出后岩心中剩余的菌液数量和补充营养液后菌液浓度的回升有直接关系,二次补充营养液后由于岩心中滞留的菌液浓度相对较大,所以菌液浓度仍能回升到  $10^7$  数量级,第三次补充营养液后由于岩心中残留的菌液浓度已经相对较小,所以菌液浓度只能维持住菌液本身的生态平衡。

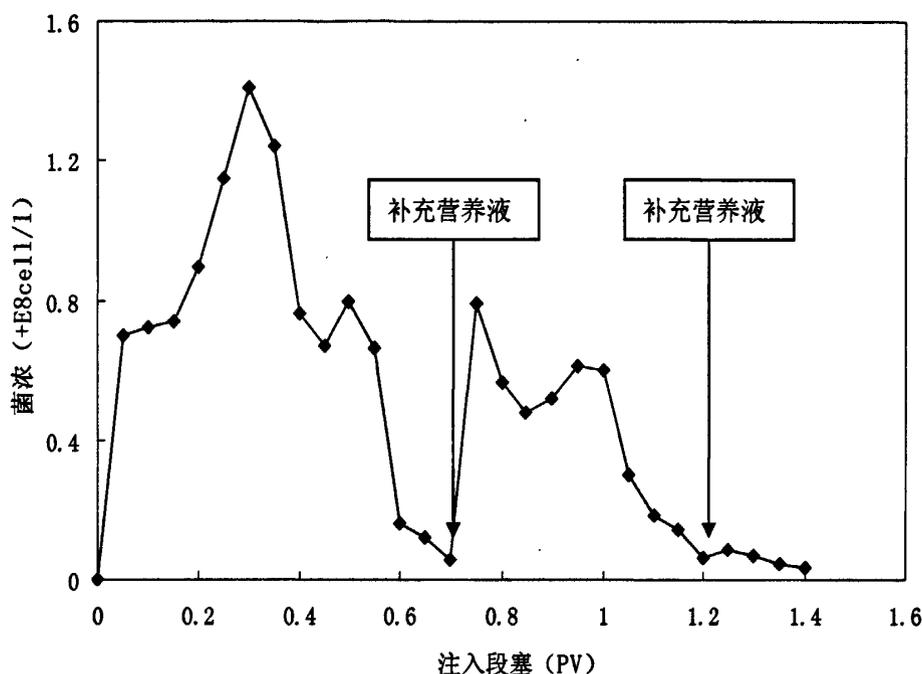


图 3-10 微生物驱替过程中补充营养液后菌浓与 PV 关系曲线

Fig3-10 Microbial flooding nutrients for process added after strong and PV relation curves bacteria

因此,在现场应用中必须要依据实施井组的具体情况,科学合理的确定补充营养液的时机。一般情况下,在考虑驱替体积的同时还要根据连通油井产出液中的菌液浓度跟踪检测结果,二者综合考虑后优化确定出营养液的最佳补充时机。

### 3.5 本章小结

本章通过对弱凝胶微生物复合驱的室内实验研究得出结论:

- (1) 直接使用回注水不能成胶,弱凝胶的回注水和清水 1:1 成胶配方。
- (2) 凝胶段塞需采取“前置段塞+主段塞+保护段塞”的设计模式。
- (3) 微生物复配配方 H:HB3:lc=3:2:1。
- (4) 营养液的最佳补充时机需根据驱替体积和连通油井产出液中的菌液浓度确定。

## 第4章 弱凝胶微生物复合驱方案设计

巴38断块含油面积 $3.6\text{km}^2$ ,地质储量 $443\times 10^4\text{t}$ ,可采储量 $97\times 10^4\text{t}$ 。断块注水开发后,油井普遍见效,但油井见效后含水上升快,目前开井的31口油井有29口井见效见水,占总井数的90.6%,平均见效时间110天,见效较好的井主要集中在巴42、巴38-5、巴38-6和巴38-25井组,4个井组包含油井15口,占断块油井的46.9%,产液量占断块总液量的75.8%。分析原因主要有两个方面,一是巴38断块具有高粘度、高胶质沥青质的特点(地层原油:粘度为 $37.2\text{mPa}\cdot\text{s}$ ,含蜡:15.6%,胶质沥青质:31.9%),油水粘度比大(为75);二是层间矛盾相对突出,由历年产液剖面统计,强产液层有效厚度占23.4%,产液量确占总产液量的68.5%,弱产液层和不产液层有效厚度占76.6%,产液量只占31.5%。

在借鉴以前成功经验基础上,按照巴38断块目前的实际情况和需要解决的矛盾,开展了2010年凝胶微生物复合驱方案设计。以凝胶微生物复合驱为主体技术手段,抑制油藏三大矛盾(平面、层内和层间矛盾)和改善油品性质,辅以适时补充微生物或营养液的生产制度。总体设计思路是,依据室内试验和前期的先导性试验结论,凝胶设计量逐年增加,而微生物由于地下菌群的形成和带菌产出液的循环利用,其设计量逐年减少。同时该项技术大规模应用将进一步促进微生物采油技术的研究水平、完善微生物采油工艺技术,加快微生物采油技术的应用步伐。更重要的是,三次采油技术之间的配套使用,实现措施效果的进一步提高,为类似技术的复合使用提供了思路,具有重大的现实意义。

### 4.1 凝胶调驱方案设计

#### 4.1.1 拟调驱井及调驱目的层设计

巴38断块为一个受东、西两条走向北东-南西、近似平行分布的断层所控制的地区,内部断层将它进一步切割为7个井区,油层主要分布在巴38-1、巴38-6和巴42三个井区。鉴于断层的遮挡关系,调剖设计按照各井区独立设计的原则进行。调剖选井选层的具体原则确定如下:

##### (1) 选井原则

①利用注水井动态分析结果,对于未分注井选择注水压力低于区块平均水平、视吸水指数高于区块平均水平的井,对于分注井选择分注后注水压力升高、日注水量增加且配注误差为超注的井;

②利用注水井剖面测试资料,选择注水层段储层物性好,油层动用程度较低且层间层内动用差异较大的注水井;

③利用小层测试资料,选择吸水层段层间矛盾突出的注水井:对于分层注水井选择各分注段的渗透率级差较大的井,对于未分层注水井选择吸水层段的渗透率级差较大的井;

④利用注水井周围相邻采油井动态资料,选择邻近见效采油井多且含水率、产液量高于全区平均水平以及提液和控制含水上升矛盾突出的注水井。

### (2) 选层原则

①利用精细地质研究成果,选择厚度大、连通好、渗透率高且级差大的油层;

②利用注水剖面测试结果,选择吸水状况差异较大、吸水比例和吸水强度较大、弱凝胶容易注入的高渗透率、高水淹层段。

### (3) 选井选层结果

综合考虑以上选井、选层原则,在巴38断块筛选出8个拟调驱井组(表4-1),占全区注水井总数的40%。

表4-1 8个拟调驱井组  
Table 4-1 8 JingZu to attune flooding

井区	井组	日注水 (m <sup>3</sup> )	油压 (Mpa)	对应的采油井	日产液 (t)	日产油 (t)	含水 (%)
B42	B38-75	20.8	11.0	B38-58	36.2	15.2	58.2
	B42	72.1	16.9	B38-52、B38-53、B38-56、 B38-58、B38-59、B38-9X	113.0	40.5	64.1
	B38-5	44.1	13.8	B38-60、B38-61、B38-63、 B38-59、B38-9X	115.2	33.6	70.8
	B38-62	35.7	17.4	B38-60、B38-61	57.4	12.9	77.6
B38-6	B38-3	30.1	10.7	B38-31、B38-40	55.4	17.2	69.0
	B38-6	44.9	10.8	B38-18、B38-22、B38-31、 B38-40、B38-41	106.2	23.8	77.6
B38-1	B38-25	33.1	12.6	B38-24、B38-1、B38-35	70.2	20.3	71.1
	B38-44	48.2	13.9	B38-45、B38-1、B38-35	69.3	13.1	81.1

从选井结果看,拟调驱井具备以下特点:

①视吸水指数高。巴42井区预选调剖井平均视吸水指数为 $2.9\text{m}^3/\text{d}\cdot\text{MPa}$ ,高于非调剖井的平均视吸水指数173%;巴38-6井区预选调剖井平均视吸水指数为 $3.5\text{m}^3/\text{d}\cdot\text{MPa}$ ,

高于非调剖井的平均视吸水指数 71.5%；巴 38-1 井区预选调剖井平均视吸水指数为  $3.0\text{m}^3/\text{d}\cdot\text{MPa}$ ，高于非调剖井的平均视吸水指数 36.4%。见表 4-2。

表 4-2 拟调驱注水井平均指标对比

Table 4-2 Plans to attune flooding injection Wells average index contrast

井区	分类	日注水 ( $\text{m}^3/\text{d}$ )	注水压力 (Mpa)	视吸水指数 ( $\text{m}^3/\text{d}\cdot\text{Mpa}$ )
B42	拟调驱井	43.2	14.76	2.9
	非调驱井	17.9	16.75	1.1
B38-6	拟调驱井	37.5	10.75	3.5
	非调驱井	30.2	14.85	2.0
B38-1	拟调驱井	40.0	13.20	3.0
	非调驱井	31.6	14.60	2.2

②注入压力低。巴 38 断块预选调驱井平均注入压力 13.4MPa，比全区平均注入压力低 0.6MPa，比非调驱井低 1.2MPa。

③相邻采油井产液量高、含水率高。巴 42 井区共有采油井 10 口，预选调剖井相邻采油井 9 口，占井区总采油井的 90%，平均单井日产液 25.6t，日产油 8.4t，平均综合含水 67.2%，高出非调剖井邻近采油井平均含水 12.2 个百分点；巴 38-6 井区共有采油井 7 口，预选调剖井相邻采油井 6 口，占井区总采油井的 85.7%，平均单井日产液 19.7t，日产油 4.54t，平均综合含水 76.9%，高出非调剖井邻近采油井平均含水 11.2 个百分点；巴 38-1 井区共有采油井 14 口，预选调剖井相邻采油井 4 口，占井区总采油井的 28.6%，平均单井日产液 23t，日产油 5.8t，平均综合含水 74.8%。见表 4-3。

表 4-3 拟调驱井组采油井平均指标对比

Table 4-3 JingZu to attune flooding wells.based average index contrast

井区	分类	日产油 (t)	日产水 (t)	日产液 (t)	含水 (%)
B42	拟调驱井组	8.4	17.2	25.6	67.2
	非调驱井组	0.3	0.3	0.6	55.0
	全井区	7.5	15.3	22.8	67.1
B38-6	拟调驱井组	4.5	15.2	19.7	76.9
	非调驱井组	2.0	3.8	5.8	65.7
	全井区	4.2	13.5	17.7	76.3

表 4-3 拟调驱井组采油井平均指标对比(续)

B38-1	拟调驱井组	5.8	17.2	23	74.8
	非调驱井组	1.5	5.4	6.9	78.3
	全井区	2.7	8.7	11.5	76.0

从选层结果看, 调剖目的层油层发育良好。巴 42 井区调剖目的层 II 2 油组平均有效厚度 9m, 平均有效渗透率  $86.3 \times 10^{-3} \mu\text{m}^2$ , 平均有 3.5 个连通方向。调剖目的层主要为 II 2 油组的 6、8 小层。巴 38-1、-6 井区 III 油组平均有效厚度 9.4m, 电测平均渗透率  $25.1 \times 10^{-3} \mu\text{m}^2$ , 平均有效渗透率  $335 \times 10^{-3} \mu\text{m}^2$ , 调剖目的层 III 油组 11 号小层平均有效厚度 5.0m, 电测平均渗透率  $38.8 \times 10^{-3} \mu\text{m}^2$ , 平均有 3.3 个连通方向。见表 4-4。

表 4-4 调驱目的层平均指标对比

Table 4-4 Adjustable flooding purpose layer average index contrast

井区	井号	层位	砂层厚度 (m)	有效厚度 (m)	孔隙度 (%)	渗透率 ( $10^{-3} \mu\text{m}^2$ )	连通方向数 (个)
B42	B38-75	II 1 油组	23.0	6.4	0.18	7.3	1
	B42	II 2 油组	53.8	28.6	0.16	86.3	6
	B38-5	II 1 油组	22.0	10.2	0.18	86.3	5
		II 2 油组					
B38-62	II 2 油组	3.4	水层	0.16	86.3	2	
B38-6	B38-3	III 油组	9.8	8.0	0.18	335	2
	B38-6	III 油组	7.2	6.2	0.18	335	5
B38-1	B38-25	III 油组	13.2	11.6	0.18	335	3
	B38-44	III 油组	8.0	油水层	0.18	335	3

#### 4.1.2 凝胶用量设计

巴 38 断块按照反九点井网, 注采井距 250m, 最大水驱波及系数以 0.6 进行近似计算, 8 个拟调驱井组水驱波及孔隙体积约为  $154.53 \times 10^4 \text{m}^3$ , 该断块 2007 年为控制巴 42 井区含水上升, 在巴 38-5 和巴 42 井组实施了弱凝胶驱, 设计注入体积 0.0053PV, 注入浓度 1000mg/L, 聚胶比为 30:1, 总注入量  $5690 \text{m}^3$ 。鉴于井区目前开发形势和地层条件, 在室内试验的基础上, 借鉴前期用量设计、巴 19 断块的成功经验, 开展凝胶微生物复合驱技术应用, 以控制井区的含水上升, 提高开发效果, 凝胶设计为水驱孔隙体积的 0.016PV, 总量为  $2.47 \times 10^4 \text{m}^3$ , 并结合前期设计、见效情况和目前的生产状况设计单井用量。在此基础上凝胶调驱剂用量按照 0.002~0.004PV/a 递增进行规划, 具体结果见表 4-5。

地下孔隙体积计算公式为：

$$V = \text{有效厚度} * p * (\text{注采井距})^2 * \text{孔隙度} * E_v \quad (4-1)$$

式中：V：水驱孔隙体积，m<sup>3</sup>；

注采井距：200~300m；

孔隙度：平均孔隙度；

E<sub>v</sub>：水驱最大波及系数。

表 4-5 凝胶调剖用量设计表

Table 4-5 Gel profile dosage design table tone

井区	井号	调剖层位	有效厚度 (m)	孔隙体积 (m <sup>3</sup> )	调剖剂用量 (m <sup>3</sup> )				
					2010年	2011年	2012年	2013年	2014年
B42	B38-75	II 1 油组：3、5	6.4	33912	400	800	1200	1500	1800
	B42	II 2 油组：6、8	28.6	808236	6000	7200	8500	9800	11000
	B38-5	II 1 油组：5 II 2 油组：8	10.2	270236	4500	5400	6500	7800	9000
	B38-62	II 2 油组：8	水层	80070	800	1200	1500	1800	2000
B38-6	B38-3	III油组：11	8.0	84780	2000	2600	3000	3400	3600
	B38-6	III油组：11	6.2	164261	2800	3500	4200	5500	6200
B38-1	B38-25	III油组：11	11.6	61466	3200	4000	4500	4800	5000
	B38-44	III油组：11	油水层	42390	5000	6200	7000	7500	8000
调剖剂总量				1545351	24700	30900	36400	42100	46600

### 4.1.3 段塞设计

经过室内物模试验结合生产所测注水井压降曲线下降趋势的变化规律分析得出，实现凝胶在地层的可动性，是提高有效处理半径，保障措施效果的有效手段之一。因此在巴 38 凝胶段塞方案设计中，采取“前置段塞+主段塞+保护段塞”的设计模式，成胶粘度由高到低的设计，以适应驱替压差在地层中的变化规律。

前置段塞：无交联剂，降低主力段塞受地层水稀释和弥散的影响，使主力段塞充分发挥驱替的作用。

主力段塞：选择性进入高渗透层及大孔道，反应生成凝胶体，调整油层平面和纵向非均质性，降低水油流度比，提高波及系数和驱油效率。

保护段塞：适合较高浓度的凝胶。作用：一是适应近井地带较大的压差环境，调整

吸水矛盾，二是在主力段塞和后续注水之间建立保护带，增加凝胶有效时间。

年度凝胶段塞设计见表 4-6，凝胶段塞设计参数见表 4-7。

表 4-6 2010 年凝胶调驱段塞设计表

Table 4-6 2010 gel adjustable flooding slug design table

井区	井组	调驱剂 (m <sup>3</sup> )	前置段塞		主力段塞			保护段塞		
			调驱剂 (m <sup>3</sup> )	聚合物 (t)	调驱剂 (m <sup>3</sup> )	聚合物 (t)	交联剂 (t)	调驱剂 (m <sup>3</sup> )	聚合物 (t)	交联剂 (t)
B42	B38-75	400	20	0.02	280	0.42	0.30	100	0.30	0.21
	B42	6000	400	0.48	4900	7.35	5.25	700	2.10	1.50
	B38-5	4500	250	0.30	3750	5.63	4.02	500	1.50	1.07
	B38-62	800	40	0.05	610	0.92	0.65	150	0.45	0.32
B38-6	B38-3	2000	100	0.12	1600	2.40	1.71	300	0.90	0.64
	B38-6	2800	150	0.18	2250	3.38	2.41	400	1.20	0.86
B38-1	B38-25	3200	200	0.24	2550	3.83	2.73	450	1.35	0.96
	B38-44	5000	300	0.36	4050	6.08	4.34	650	1.95	1.39
合计		24700	1460	1.75	19990	30.01	21.41	3250	9.75	6.95

表 4-7 凝胶调驱段塞设计参数

Table 4-7 Gel adjustable flooding slug design parameters

段塞序号	前置段塞	主力段塞	保护段塞
占调驱剂比例(%)	5~10	75~90	5~15
聚合物浓度(mg/L)	1200	1200~1800	2500~3000
聚交比	/	20:1~30:1	15:1~20:1

## 4.2 微生物驱方案设计

### 4.2.1 微生物驱井组设计

#### (1) 井组筛选原则

为了改善巴 38 断块高含蜡原油的整体开发效果，本着既保持地层能量又要协同施工的原则，将孔隙结构适合微生物驱的井组全部考虑在内，实施全区块整体微生物驱。设计原则遵循既方便施工又力求得到最佳的经济效益。注入菌用量相同时，浓度越大效果越好，当大于某一浓度时，增油幅度减小；注入浓度相同时，注入时间越长越好，当长于某一时间时，增油幅度变小；多段塞结构驱油效果好于单段塞结构。

#### (2) 注入方式

依据以上的设计原则和物模试验结果及前期在巴 19 断块的先导试验基础上，确定注入方式为每年配合凝胶调驱开展凝胶微生物复合驱一次，半年后补充一次微生物营养液，保持地层中适宜的菌浓，提高措施效果，每次注入分为三个段塞结构注入。

目前巴 38 断块共有 18 个注水井组。采用微生物驱的井组注采对应关系见表 4-8。

表 4-8 17 个微生物驱井组注采对应关系

Table 4-8 17 microbial flooding JingZu injection-production corresponding relation

井区	井组	日注水 (m <sup>3</sup> )	油压 (Mpa)	对应的采油井	日产液 (t)	日产油 (t)	含水 (%)
B42	B38-75	20.8	11.0	B38-58	36.2	15.2	58.2
	B42	72.1	16.9	B38-52、 B38-53、 B38-56、 B38-58、 B38-59、 B38-9X	113.0	40.5	64.1
	B38-5	44.1	13.8	B38-60、 B38-61、 B38-63、 B38-59、 B38-9X	115.2	33.6	70.8
	B38-62	35.7	17.4	B38-60、 B38-61	57.4	12.9	77.6
	B38-55	16.7	16.8	B38-56、 B38-7	20.5	11.0	46.6
B38-6	B38-3	30.1	10.7	B38-31、 B38-40	55.4	17.2	69.0
	B38-6	44.9	10.8	B38-18、 B38-22、 B38-31、 B38-40、 B38-41	106.2	23.8	77.6
	B38-29	30.6	15.8	B38-21、 B38-28	17.7	5.4	69.6
	B46	25.8	13.9	B38-28	5.7	2.0	65.7
B38-1	B38-25	33.1	12.6	B38-24、 B38-1、 B38-35	70.2	20.3	71.1
	B38-44	48.2	13.9	B38-45、 B38-1、 B38-35	69.3	13.1	81.1
	B38-4	/	/	B38-19、 B38-23、 B38-32、 B38-33、 B38-24	30.7	13.0	57.7
	B38-42	/	/	B38-32、 B38-33	4.9	1.8	62.6
	B38-36	/	/	B38-45、 B38-46、 B38-35	53.9	10.9	79.8
B38-1	B38-65	45.8	15.4	B38、 B38-2	20.8	3.2	84.5
	B38-66	/	/	B38、 B38-2、 B38-46、 B38-68	27.8	5.2	81.4
	B38-73	17.5	13.8	B38-69、 B38-70	33.4	7.4	77.9

#### 4.2.2 注入量设计

根据微生物数模结果<sup>[25]</sup>，微生物浓度一定时，微生物用量越大，其含水下降持续有效期越长，微生物驱油效果越好。但当微生物用量增加到一定临界点时，增油幅度变小。

因此,从经济效益上考虑,存在合理的微生物浓度和用量临界点。从数模结果看,微生物浓度为5%时,适合的注入量为0.005~0.010倍孔隙体积。在相同的段塞用量条件下( $500\text{mg}\cdot\text{L}^{-1}\cdot\text{PV}^{-1}$ ),当微生物浓度较低时,微生物浓度越大,驱油效果越好;当微生物浓度增大到一定值时,微生物浓度的增大使微生物驱油效果变差。其菌液浓度与油藏渗透率、孔喉结构有关。对大庆特低渗的朝50区块的数模显示,适合的注入微生物浓度范围为3%~5%<sup>[26]</sup>。

表4-9 微生物驱井组菌液用量设计

Table 4-9 Microbial flooding JingZu bacteria liquid dosage design

井号	砂层厚度(m)	有效厚度(m)	孔隙度(%)	孔隙体积( $\text{m}^3$ )	菌液用量( $\text{m}^3$ )				
					2010年	2011年	2012年	2013年	2014年
B38-75	23.0	6.4	18	195333	21	18	15	12	9
B42	53.8	28.6	16	775907	81	70	58	47	35
B38-5	22.0	10.2	18	311312	33	28	23	19	14
B38-62	3.4	3.4	16	92241	10	8	7	6	4
B38-55	27.0	9.4	16	255018	27	23	19	15	11
B38-3	9.8	8.0	18	244166	26	22	18	15	11
B38-6	7.2	6.2	18	189229	20	17	14	11	9
B38-17	19.0	19.0	18	579895	61	52	43	35	26
B38-29	13.6	13.6	18	415083	44	37	31	25	19
B46	34.4	7.8	18	238062	25	21	18	14	11
B38-25	13.2	11.6	18	354041	37	32	27	21	16
B38-44	8.0	8.0	18	244166	26	22	18	15	11
B38-65	17.4	17.4	16	472055	50	42	35	28	21
B38-73	2.4	2.4	18	73250	8	7	5	4	3
B38-4	21.8	14.0	18	427291	45	38	32	26	19
B38-42	14.0	14.0	18	427291	45	38	32	26	19
B38-36	18.4	18.0	18	549374	58	49	41	33	25
B38-66	25.2	10.6	18	323520	34	29	24	19	15
合计	/	/	/	6167236	648	555	463	370	278

根据数模实验结果,考虑到巴38的地质条件,方案采用稀释菌液和营养液的体积

为 0.007PV，菌液平均浓度 1.5%，营养物平均浓度 1.0%。根据 7 口注水井的射孔资料、生产层段孔隙度、渗透率资料，结合 III2 油组顶面构造图，根据水驱所能波及到的最大范围计算地下孔隙体积，并对单井组注入量进行初步计算，然后按实际注采比情况进行平衡调整，并在此基础上，考虑到地层生物场的形成，按照逐年递减的原则进行设计（表 4-9）。

在保证注水井流压小于地层破裂压力的前提下，注水压力允许范围内适当加强见效好、注采比低的井组的注入量，以利于地层能量的保持，并且有利于注入微生物在纵向上的注入量保持均衡，使得微生物菌液和营养物能够均匀分布到各个吸水层（各井组调整前后日配注量见表 4-10）。

表 4-10 微生物驱井组日配注情况

Table 4-10 Microbial flooding, JingZu injection allocation situation

井号	注水方式	干压 (Mpa)	油压 (Mpa)	日注水量 (m <sup>3</sup> )	MEOR 期间配注 (m <sup>3</sup> /d)
B38-75	正注	17.21	10.66	19.82	20
B42	分层注水	17.21	17.07	65.39	55
B38-5	分层注水	17.29	10.07	40.65	40
B38-62	分层注水	17.55	16.91	41.73	35
B38-55	分层注水	17.21	17.08	18.94	10
B38-3	正注	17.21	10.61	29.69	30
B38-6	分层注水	17.21	11.14	46.65	50
B38-17	正注	17.21	17.20	6.69	6
B38-29	正注	17.22	16.07	35.29	30
B46	正注	17.21	14.35	32.22	30
B38-25	正注	17.27	12.81	21.84	25
B38-44	正注	17.29	13.84	44.39	45
B38-65	分层注水	17.29	16.53	44.35	40
B38-73	正注	17.56	14.15	10.68	10
B38-36	正注	17.56	17.55	0.83	/
B38-66	正注	17.55	17.55	12.13	5
合计	/	/	/	200	180

注：巴 38 井区地层破裂压力梯度为 0.0175 MPa /m，破裂压力为 24.5MPa 注水干压为 17MPa。

### 4.2.3 段塞设计

地层中营养物质含量非常贫瘠,不利于微生物的快速生长和繁殖,为使注入的微生物能够在地下均匀分布,在最短时间内发挥作用并且尽可能地延长持续作用的时间,达到迅速、长效的作用,从物模实验得知,多段塞注入好于单段塞注入,因此为了提高微生物驱油的效果,注入段塞设计为三个段塞,即“前营养液段塞、营养液菌液段塞和后营养液段塞”。前营养液段塞是为后续注入菌液营造一个良好的营养环境,营养菌液段塞是为地层建立生物场,起到驱油作用,微生物能在一个稳定的营养和生物场的环境中生长,使微生物更快地增殖达到目标菌浓,加快措施见效速度;保证菌液和营养液的有效浓度;后营养液段塞为营养菌液段塞补充营养,延长措施有效期。巴38断块2010年微生物驱井组段塞注入量设计见表4-11。

表4-11 2010年微生物驱井组段塞注入量设计

Table 4-11 2010 microbial flooding JingZu slug injection quantity design

名称	前营养段塞		主体段塞			后营养段塞		3个段塞合计		
	营养干粉 (t)	注入量 (m <sup>3</sup> )	菌液 (t)	营养干粉 (t)	注入量 (m <sup>3</sup> )	营养干粉 (t)	注入量 (m <sup>3</sup> )	菌液 (t)	营养干粉 (t)	注入量 (m <sup>3</sup> )
微生物驱	71	5180	518	259	18995	141	10361	518	471	34537
补充段	30	2220	130	111	8141	61	4440	130	202	14801

### 4.3 应用效果分析

从大站污水监测来看,污水中的微生物含量为 $2.0 \times 10^6$ 个/ml。目前大站污水每天有470m<sup>3</sup>回注到巴38断块,从回注后的油井生产情况看,有效地改善了巴38断块的开发效果,反映出巴19断块的微生物对巴38断块具有较好的适应性。其见效特征与巴19断块微生物驱见效后的基本特征相似:

(1)注水井在注水量保持相对稳定的情况下,注水压力下降,由14.6MPa下降到14.1MPa。

(2)油井反映出日产液量上升,日产油上升,含水下降。见效前后对比,断块日产液由421t上升到450t,日产油由109t上升到125t,含水由70.6%上升到72.2%,含水上升率由16.6%下降到1.63%。

(3)油井的维护性措施工作量有所减少。检泵次数保持在12次,洗井次数保持在122次,而加热时间、加药数量下降,分别由4356小时、73215公斤下降到4066小时、45594公斤。

从巴 38 断块单井产出液监测看, 初期微生物含量为  $2.5 \times 10^7$  个/ml, 目前为  $5.5 \times 10^6$  个/ml, 基本与注入污水中微生物含量相当。

综上分析认为弱凝胶微生物复合驱适应巴 38 断块, 能有效改善开发效果:

(1)凝胶调驱能有效封堵高渗通道, 扩大水驱波及体积, 控制含水上升速度;

(2)断块进入中含水期, 高渗通道已经形成, 需通过多轮次的调剖, 不断扩大水驱波及体积;

(3)巴 19 的菌种对 38 断块的油品性质也有较好的适应性;

(4)微生物驱见效相对较慢, 在中含水期含水快速上升阶段能有效控制含水上升速度。

(5)采取先封堵高渗通道, 再注微生物的段塞注入方式效果较好。

#### 4.4 本章小结

本章进行了弱凝胶微生物复合驱在巴 38 断块施工的方案设计, 截止到目前的现场应用效果表明, 本设计有效的改善了该区块的开发效果, 油的产量增加, 含水上升速度降低, 油井的维护性措施工作量有所减少。

## 第5章 监测方案设计

为了验证室内试验结果和评价现场实施效果,也为下步方案调整和现场推广提供技术支持和成功经验,开展现场跟踪监测是十分必要的。根据巴38断块的实际情况,结合前期巴19断块的现场监测经验,巴38断块实施弱凝胶微生物复合驱的现场监测方案主要包括弱凝胶调驱前后的技术指标监测和微生物驱前后的技术指标监测,具体内容如下所示:

### 5.1 凝胶调驱现场监测

#### 5.1.1 注入药剂质量监测

对聚合物产品的分子量和固含量,交联剂产品中的有效成分等进行质量监测,每批原料抽样监测一次。

#### 5.1.2 现场施工质量监测

(1)配液质量监测,随时监测各原料的添加顺序、用量、溶解情况以及配液池中工作液的颜色、pH值。

(2)配液池中工作液成胶状况监测,每日取样监测一次。

(3)施工参数的录取,包括施工过程中的注入时间、注入量、累积注入量、注入压力、排量,做到每日一表。

#### 5.1.3 动态资料数据的录取

(1)注水井措施前后吸水剖面、流压、静压,压降曲线、视吸水指数、注水指示曲线,每月一次。

(2)对应油井措施前后测动液面、示功图,有条件的井测产液剖面,每月一次。

(3)按地质资料录取规定,录取常规油水井生产动态数据。

#### 5.1.4 产出液中铬离子、聚合物含量及水质监测

针对重点井产出液中的 $\text{Cr}^{3+}$ 、聚合物含量及六项离子进行监测,每月一次。

#### 5.1.5 监测工作分工

(1)采研院:负责注入药剂质量监测;现场施工质量监测。

(2)二连公司:负责生产动态资料数据的录取;产出液中聚合物含量及水质监测。

## 5.2 微生物驱油现场监测

### 5.2.1 注入菌剂质量监测

对菌剂的总菌数、活菌数、pH 值及表观现象进行监测，每批药剂抽样监测一次。

### 5.2.2 现场施工质量监测

(1)配液质量监测，随时监测菌液和营养液的用量、溶解情况以及配液池中工作液的颜色、pH 值。

(2)配液池中工作液菌种生长情况，每日取样监测一次。不定期对配液池的配液质量进行监测。

(3)施工参数的录取。主要录取施工过程中的注入时间、注入量、累积注入量、注入压力及注入排量，做到每日一个报表。

### 5.2.3 动态资料数据的录取

(1)注水井措施前后吸水剖面、流压、静压，压降曲线、视吸水指数、注水指示曲线，每月一次。

(2)对应油井措施前后测动液面、示功图，有条件的井测产液剖面，每月一次。

(3)按地质资料录取规定，录取常规油水井动态数据。

### 5.2.4 产出液性质监测

#### (1)产出液分析

原油粘度：每月一次；

原油中胶沥、蜡含量的分析，每 2 月一次；

原油组分分析（酸值、烃组分分析等），每 3 月一次。

#### (2)产出液水分析

产出液中的 pH 值、总菌数、活菌数分析，每月一次；

产出液中的菌种识别、菌群结构分析、小分子有机酸测定，每 3 月一次。

(3)产出气组分监测，每 3 月一次。

#### (4)产出液性能监测

乳化、降粘及油水界面张力降低性能，每月一次。

### 5.2.5 监测工作分工

(1)采研院：负责注入菌剂质量监测；现场施工质量监测；产出液中原油粘度、pH

值、总菌数、活菌数以及产出液性能监测。

(2)二连公司：负责动态资料数据的录入；产出液中原油胶沥、蜡含量分析。

(3)外协单位：原油组分分析（酸值、烃组分分析等）；产出水的菌种识别、菌群结构分析、小分子有机酸测定；产出气组分监测。

### 5.3 监测费用

监测的工作量和费用预算见表 5-1。

表 5-1 现场监测工作量及费用  
Table 5-1 On-site monitoring workload and costs

监测项目	监测成本 (万元/样次)	周期	井次 (批次)	5年工作量 (样次)	费用 (万元)
凝胶配方原料质量监测	0.1	1次/批	/	150	15
产出液铬离子、聚合物含量	0.1	1次/月	90	5400	540
菌剂质量监测	0.2	1次/批	/	1500	300
措施前、后产出液水质分析	0.2	1次/2月	90	2700	540
措施前、后原油全分析（蜡、胶沥）	0.5	1次/2月	90	2700	1350
措施前、后原油粘度测定	0.2	1次/月	90	5400	1080
措施前、后油水界面张力测定	0.05	1次/月	90	5400	270
措施前、后原油组分分析（烃组分分析）	2	1次/3月	6	120	240
措施前、后油井产出气组分分析	2	1次/3月	6	120	240
措施前、后产出液小分子有机酸分析	2	1次/3月	6	120	240
措施前、后产出液菌群结构分析	1	1次/3月	6	120	120
措施前、后产出液菌数分析 (总菌数、活菌数)	0.1	1次/月	90	5400	540
措施前、后产出液微生物生态分析 (菌种鉴定)	1.5	1次/3月	6	120	180
措施前、后产出液乳化性能评价	0.05	1次/月	90	5400	270
措施前、后产出液降粘性能评价	0.05	1次/月	90	5400	270
合计	10.05	/	750	40050	6195

注：药剂质量采用随机监测法：菌液平均每 2 车（每车按 20 方计）为一批，抽样监测 1 次，每次注入菌液按 6000 方计算，每年注 2 次；凝胶配方原料质量监测，按每次注入前将原料全部备齐计算，每次每种原料取 10 个样品进行监测，3 种原料共 30 个样，凝胶每年注 1 次。

## 5.4 本章小结

本章根据巴 38 断块的实际情况，结合前期巴 19 断块的现场监测经验，对巴 38 断块进行了凝胶微生物复合驱的现场监测方案设计。

## 结论与认识

(1)通过对国内外提高采收率方法的调研分析,结合巴38断块的地质情况,可选择弱凝胶微生物复合驱技术作为巴38断块提高采收率的有效技术。

(2)通过对弱凝胶微生物复合驱技术的室内研究,确定了弱凝胶回注水和清水 1:1 混配成胶的配方;优选了微生物菌种,确定其复配配方为 H:HB3:lc=3:2:1;弱凝胶注入要采取“前置段塞+主段塞+保护段塞”的方式,微生物注入要采取“前营养液段塞+营养液菌液段塞+后营养液段塞”的方式;营养液补注要在考虑驱替体积的同时根据连通油井产出液中的菌液浓度跟踪检测结果确定最佳注入时机。

(3)设计了弱凝胶微生物复合驱的现场施工方案,并进行现场施工,取得了较好的效果。注水井注水压力由 14.6MPa 下降到 14.1MPa;油井日产液量由 421t 上升到 450t,日产油 109t 上升到 125t,含水上升率由 16.6%下降到 1.63%;油井的维护措施工作量减少,加热时间、加药数量分别由 4356 小时、73215 公斤下降到 4066 小时、45594 公斤。

(4)设计了施工后的监测方案,确定了监测的工作内容和工作制度,为验证室内试验结果和评价现场实施效果,也为下步方案调整和现场推广提供技术支持和成功经验。

## 参考文献

- [1] 周总瑛,张抗.中国油田开发现状与前景分析[J].石油勘探与开发,2004,31(1):84-87
- [2] 赵福麟,张贵才,周洪涛,等.二次采油与三次采油的结合技术及其进展[J].石油学报,2001,22(5):38-42
- [3] 张廷山,徐山等编.石油微生物采油技术[M].北京:化学工业出版社,2009,1-4
- [4] 郭尚平,田根林,王芳等.聚合物驱后进一步提高采收率的四次采油问题[J].石油学报,1997,18(4):49-53
- [5] 周万富,王贤君,李建阁等.胶态分散凝胶用于聚驱后进一步提高采收率[J].大庆石油地质与开发,2001,20(2):69-71
- [6] 石梅.聚合物驱后利用微生物进一步提高采收率的可行性[J].大庆石油地质与开发,2004,23(2):56-58
- [7] 韩培慧,赵群,穆爽书,等.聚合物驱后进一步提高采收率途径的研究[J].大庆石油地质与开发,2006,25(5):81-84
- [8] 赵冬梅.聚合物驱后提高采收率技术研究[D].东营,中国石油大学,2006,71-74
- [9] 薄纯辉,张小卫,刘军,等.聚合物驱后提高原油采收率对策研究[J].钻采工艺,2007,30(5):156-157
- [10] 蒋焱,曹功泽,赵凤敏,等.聚合物驱后微生物提高采收率的可行性分析[J].油气地质与采收率,2008,15(5):63-68
- [11] 张艳芳,罗跃,张建国,等.弱凝胶驱油体系的研究进展[J].精细石油化工进展,2003,4(6):45-48
- [12] Seright R S,Liang J,Sun H,Gel treatments in production wells with water-coning problems[J].In Situ,1992,17(3):243-272
- [13] Liang J, Sun H, Seright R S,Reduction of oil and permeability using gels[C].SPE,24195,1992:22-24
- [14] 郭松林,陈福民,李霞.交联聚合物成胶性能影响因素研究[J].大庆石油地质与开发,2001,20(2):36-38
- [15] 刘坤.用于胜利高温高盐油藏的聚合物弱凝胶[J].油田化学,2007,24(4):340-342
- [16] 唐孝芬,吴奇,刘戈辉,等.区块整体弱凝胶调驱矿场试验及效果[J].石油学报,2003,24(4):340-342

- [17] 陈铁龙,周晓俊,唐伏平,等编著.弱凝胶调驱提高采收率技术[M].北京:石油工业出版社,2006,140
- [18] 金佩强,张庆利,文先哲.微生物采油技术应用现状[J].国外油田工程,2003,19(11):5-7
- [19] 乐建君.微生物驱油研究现状[J].大庆石油地质与开发,2001,20(2):30
- [20] 赖枫鹏,岑芳,黄志文,等.微生物采油技术发展概述[J].资源与产业,2006(02):60-62
- [21] 唐纳森 E C,等著.金静芷,王修恒,等译,微生物提高石油采收率[M].北京:石油工业出版社,1995:10-17
- [22] 陈玉军,巨登峰,宋义伟,等.弱凝胶与微生物调驱联作技术的研究[J].断块油气田.2004,11(6):52-54
- [23] 陈玉军,巨登峰,宋义伟,等.弱凝胶与微生物调驱联作技术的研究[J].特种油气藏.2005,12(1):84-89
- [24] 宋义伟,吕自红,巨登峰.聚合物凝胶与微生物调驱联作技术应用研究[J].石油与天然气化工,2006,35(3):217-221
- [25] 黄冬梅,杨正明,史连杰,等.特低渗油藏微生物驱影响因素数值模拟研究[J].特种油气藏, 2007,14(3):45-47
- [26] 王凤兰,王志瑶,王晓冬.朝 50 区块微生物驱先导性试验效果及认识[J].大庆石油地质与开发,2008,27(3):102-105

## 攻读硕士学位期间取得的学术成果

硕士期间发表的论文：

孙洪强. 发展注气提高采收率技术探析[J].城市建设,2010,79:171-172

## 致 谢

三年的研究生生活中，作为曾经工作过如今却要全日制学习而非在职攻读学位的我们，很多人已将年届三十而经济上尚未独立，有的已经结婚生子组建家庭，有的依然单身的，感受到了许多来自生活中经济和家庭方面的压力，这些都是在以前的学习和工作生涯中不曾感受过的。

无论如何，论文终于完稿了。在这里，对论文完成过程中给予过我帮助的所有人，表示深深的谢意。感谢我的学校导师赵修太教授，单位导师郭吉民主任，王增宝老师，邱东旭同学以及论文写作、实习及实验过程中其它同事和朋友们，感谢他们热情、无私的帮助，并祝福他们在工作和生活上都顺心如意。