

大庆油田萨北开发区 “十一五”采油工程技术 实践与认识文集

辛舒臻 张佳民 曹明君 主编



石油工业出版社

大庆油田萨北开发区 “十一五”采油工程技术 实践与认识文集

辛舒臻 张佳民 曹明君 主编

石油工业出版社

内 容 提 要

本书针对高含水、特高含水期油田开发所遇到的问题及解决方法从控水挖潜、机采配套、节能降耗、井下作业、注水注聚、仪表计量等六方面对萨北开发区“十一五”采油工程技术的实践经验作了总结,对高含水、特高含水期油田的稳产增产有重要意义。

本书适合于油田开发管理、技术人员,高校相关专业师生阅读参考。

图书在版编目(CIP)数据

大庆油田萨北开发区“十一五”采油工程技术实践与认识文集/辛舒臻,张佳民,曹明君主编. —北京:石油工业出版社,2011. 10

ISBN 978 - 7 - 5021 - 8576 - 3

I. 大…

II. ①辛… ②张… ③曹…

III. 高含水原油 - 石油开采 - 文集

IV. TE35 - 53

中国版本图书馆 CIP 数据核字(2011)第 150819 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 100011)

网 址:www. petropub. com. cn

编辑部:(010)64523735 发行部:(010)64523620

经 销:全国新华书店,

印 刷:北京晨旭印刷厂

2011 年 10 月第 1 版 2011 年 10 月第 1 次印刷

787 × 1092 毫米 开本:1/16 印张:33

字数:819 千字

定价:140.00 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

《大庆油田萨北开发区
“十一五”采油工程技术实践与认识文集》

编 委 会

主 任：辛舒臻 张佳民 曹明君

成 员：尹洪迪 李淑红 周胜勇 殷 良 张庆杰

刘清伟 王忠辉 张洪江 陈东辉 陈 俊

高彦民 徐景钧 单明涛 张居华 王俊亮

孙润久 董德贵 孙旭耀

前 言

大庆油田萨北开发区经过 40 多年的开发历程,已进入特高含水开发期。“十一五”期间,面对严重的储采失衡矛盾,萨北开发区的开发工作者以科学发展观为统领,“立足精细,突出效益,加速创新”,依靠“水驱控递减,聚驱提效率”,高水平地保持了原油年产量 400 万吨持续稳产。在这一阶段,采油工程系统着力加大水驱分注分采工艺应用与研究力度,完善三次采油配套工艺,不断扩大节能、井控、环保技术应用规模,为萨北开发区高水平、高效益可持续发展提供了有力的技术支撑。

《大庆油田萨北开发区“十一五”采油工程技术实践与认识文集》是“十一五”期间采油工程一线技术人员在各类学术研讨会上发表的论文汇编,该文集包含了萨北开发区在控水挖潜工艺技术、机采配套工艺技术、节能降耗工艺技术、井下作业工艺技术、注水注聚合物工艺技术等方面的工作实践与体会。相信该文集在总结“十一五”期间采油工艺技术的基础上,对提升工程技术人员业务素质和创新能力,解决采油工艺“瓶颈”问题,继续深化发展主体技术,进一步提高油田储量动用程度、控制含水上升幅度以及确保油田高效可持续发展方面,能起到很好的促进和指导作用。也可给全国高含水、特高含水油田的开发人员以参考。

由于时间有限,不当之处,请各位专家和读者批评指正。

编 者

2010 年 7 月

目 录

第一篇 控水挖潜工艺技术

稀油油藏蒸汽热采提高采收率技术的实践与认识	许昱娟	张秀娥(3)
三元复合驱后蒸汽驱现场试验的认识	杨 丽	蔡晗奇(7)
萨北开发区北部过渡带蒸汽吞吐试验效果分析	孙宏建	(11)
射孔调整生产剖面技术与试验	王荣久	刘玉坤(16)
深度调剖技术在北部过渡带窄小砂体的应用效果	荆 杰	(24)
污泥调剖技术的实践与认识	宿 瀛	张婉情(28)
压裂效果的影响因素及改善措施研究	初丛艳	(34)
聚合物驱压裂防砂工艺技术实践与认识	邓海成	谢晓辉(40)
大庆油田压裂及其配套防砂技术适应性分析	杨 蕊	(46)
防磨助抽增油技术探索	姜海涛	(50)
开发新型分层配产配注工艺挖掘剩余油潜力	金力扬	(56)
水泥封堵工艺的研究与应用	吴书光	(64)
抽油机井合理沉没度的探讨	曹 铭	(69)
不同井网合理沉没度的确定	宋成影	(74)
抽油机井合理沉没度的分析与认识	何 利	(80)
控制抽油机井合理沉没度的实践与认识	段伦健	(85)
北部过渡带抽油机井合理沉没度治理效果与认识	陈立军	米 雪(90)
东部过渡带地区合理流压的确定	齐秀丽	吕 鑫(94)

第二篇 机采配套工艺技术

关于三元复合驱井筒治理的研究与探讨	汪明峰	(101)
不同机型抽油机三轴寿命研究与探讨	母建光	李婷婷(110)
萨零组试验区三种举升方式应用对比分析	张纯亮	李冬平(115)
北过萨零组抽油机井憋泵效果分析	张 龙	李泽银(120)
萨零组低压测试疑难浅析	崔红梅	崔洪波(124)
影响示功图、动液面测试及解释结果因素浅析	邢春艳	(131)
机采井合理清防蜡方式探讨	赵凤荣	(138)
几种掺水流程应用效果对比分析	王秋菊	(146)
浅析应用常温集输技术对井筒管理的影响	樊 成	(150)

防蜡阻垢降黏技术的原理及应用效果分析	李宇峰	张丽莹(155)
油井防蜡降黏装置在现场应用认识	常 力	(160)
完善超导加热洗井技术提高热洗效果	王克俭	(165)
自动式光杆密封器的现场应用和对比	赵 艳	(169)
北部过渡带抽油机井合理热洗周期的确定	樊慧敏	林 峰(173)
提高抽油机井清防蜡质量的探索与试验	王敬红	(177)
潜油电泵井保温工艺标准与运行周期关系的探讨分析	王云祥	(184)
绝缘电阻在线检测技术和软启动在潜油电泵井上的应用	韩兆霞	(189)
电泵井电动旋转清蜡器的研究与应用	施尚春	(195)
直驱式螺杆泵在大庆萨北油田的应用	张佳明	(198)
螺杆泵井优化设计软件在萨北油田的应用情况及前景分析	张建国	王 颖(203)
应用螺杆泵工况控制仪实现合理沉没度调整	高彦民	全亚丽(209)
螺杆泵井泵况诊断技术探讨	王秀庆	贾 娜(215)
螺杆泵采油技术新进展及应用效果	许 萍	(221)
射流采油应用于三元复合驱的设想与展望	魏宏图	(226)
三元驱油采出液中硅离子定量分析方法研究	孙向辉	(233)
对现行电泵井欠载值设定方法的分析与探讨	陈丽妍	(237)
抽油机井常见井下故障判别及处理方法	孙文英	(241)
抽油机井泵况变差原因分析及对策	刘 琴	(249)
抽油机井举升高度的重新认识和计算方法	吕 鑫	赵政涛(254)

第三篇 节能降耗工艺技术

萨北开发区机采系统节能措施应用与展望	蔡小辉	(263)
抽油机井系统效率影响因素分析	蔺晓东	(271)
抽油机井节能设备优化配置浅析	杨国庆	张正辉(277)
抽油机优化设计选型新方法的应用	胡松华	(282)
北二东东块抽油机降型试验效果分析	谢惠融	(287)
抽油机微调平衡技术研究	宋玉宝	(292)
二次节能减速器在抽油机上的应用	冯华胜	(298)
抽油机节能控制箱应用现状与断续供电技术的探讨	周胜龙	(302)
抽油机固定电容补偿的得失与节电新技术的探讨	生丽荣	(309)
机采井常用节能电控装置的现场应用	路延刚	郑君海(314)
抽油机微电脑节电箱节电效果探讨	王伟鑫	(318)
机采井电力负荷“移峰填谷”试验节能效果分析	李 丽	景玉梅(322)
萨北油田间抽节能技术试验与认识	郭丽梅	(326)

关于机采井合理间抽制度的探讨	何胜前	谢晓辉(332)
低效抽油机井间抽制度合理性研究与应用		朱恒隆(336)
萨北东部过渡带油井间抽试验的认识		于磊(341)
阻垢除氧缓蚀剂在中硬水质热水锅炉的应用		毕春芹(347)

第四篇 井下作业工艺技术

常规作业井控环保配套技术研究与应用		宋玉庆(357)
新型高密度压井液的研究与应用		蒋媛媛(361)
FTJ-2 型防喷脱接器的研制与应用	刘仁树	王占永(365)
油管在线检测技术在萨北油田的应用	王红星	王继春(368)
CBZ 型抽油杆安全保护装置的研制与应用	王占永	陈荣杰(374)
有杆泵井防偏磨扶正器的研究		陈海波(377)
对萨北地区油井出砂规律和防砂问题的认识	邓庆江	刘野(381)
长塞环封短筒管式抽油泵的应用与认识		冷德富(387)
强化基础管理,提高井下作业管理水平	刘玉龙	杜炎(391)
利用数据仓库技术建立采油工程项目数据库的探讨		高云松(396)
网络维护与管理的实践与认识	岳继红	刘红玉(402)
低压验封封隔器的研究与应用	吴泽民	张立娜(407)
老区低压高渗层固井质量技术应用评价	李承跃	王鑫(410)
侧钻水平井工艺技术的应用	李郁蕊	张雯铮(417)

第五篇 注水注聚合物工艺技术

注水井智能水量调控技术现场应用分析及完善	付军梅	韩东(423)
双胶筒封隔器的研究与应用		耿朝晖(429)
注水井稳流注入技术研究与应用	李立东	戴喜红(433)
分注技术在两三结合区块的应用		王维克(438)
边测边调测试技术在东部过渡带适应性分析		霍淑琴(442)
分层注水井层间干扰解决方法探讨		肖泽涛(448)
压力流量集成式验封工艺的研究与应用		郭素格(453)
分层注入工艺在三元复合驱的应用		林秀萍(459)
关于分注井管柱受力及变形量的研究与探讨		于智明(462)

第六篇 仪表计量工艺技术

机械式三相四线有功电能表计度的判断方法		车丽萍(469)
配电系统网损能耗分析		张斌(472)

浅谈变频技术的原理及在油田中的应用	张正辉 杨国庆(477)
电磁流量计故障检查与处理	陈 洁(480)
单井量油新方法的探讨及认识	孔维海(483)
自控系统在油田生产中的应用及认识	刘矿金(488)
加强计量检测仪表管理,促进计控一体化	吴晓雯(493)
非集流流量计的应用与实践	姜 波(496)
提高油井玻璃管量油精度的几点看法	王 颖(501)
联合站自控监测仪表故障原因分析及探讨	孙 达(504)
对聚合物配制系统超声波液位检测仪表运行状况的浅析	赵春梅 钱宏伟(509)
XDY 多井式油气计量装置应用及认识	续建龙 张纯亮(513)

第一篇

控水挖潜工艺技术

稀油油藏蒸汽热采提高采收率技术的实践与认识

许昱娟 张秀娥

(第三采油厂 大庆油田有限责任公司,黑龙江 大庆)

摘 要:本文根据热采技术在稀油油藏中的应用效果和动态反映,分析了蒸汽驱和蒸汽吞吐技术的主要作用机理及其不同的应用范围,给出了过渡带地区应用蒸汽吞吐技术的技术界限,探讨了聚合物驱后油藏实施热采技术的方法,得出了热采技术在稀油油藏应用的初步认识。

关键词:蒸汽驱 蒸汽吞吐 过渡带认识

萨北油田将进入特高含水期开采阶段,开采难度不断加大。为保证油田长期稳产,储备前沿开发技术,大庆油田有限责任公司第三采油厂(以下简称我厂)对多项提高采收率新工艺、新技术进行有益的尝试,热采技术是其中重要的一项。“稀油热采,稠油冷采”是一个较新的理念^[1],通过一系列的现场实践,对热采技术在稀油油藏的应用形成了初步的认识。

1 热采技术简介

目前应用的热采技术主要有蒸汽驱和蒸汽吞吐两种。蒸汽驱一方面可以利用蒸汽超覆驱替水驱效果差的油层中上部,在纵向波及上实现与水驱互补,挖掘油层中上部的剩余油;另一方面高温蒸汽可以大幅度降低残余油饱和度,从而显著提高驱油效率。蒸汽吞吐是向生产井油层内注入高温高压饱和蒸汽,使热量主要以传导和对流形式在油层内进行热交换,加热油层改善其流动能力使油井增产,蒸汽吞吐通常作为蒸汽驱前的启动手段,当油藏的连通性较差或井筒污染严重时,又可以作为主要开采技术。

2 热采技术应用实例

2.1 小井距南井组三元复合驱蒸汽驱现场试验

2006年10月19日—2007年1月13日,在小井距南井组三元复合驱试验区进行了蒸汽驱试验。

试验区位于萨北开发区北二区东部,采用3注4采的四点法面积井网,平均注采井距75m,目的层为萨Ⅱ12油层。试验区面积 0.0357km^2 ,地质储量 $0.9137 \times 10^4\text{t}$,孔隙体积 $1.6207 \times 10^4\text{m}^3$,平均单井射开砂岩厚度2.60m,有效厚度1.86m,有效渗透率467mD。

3口注入井累计注入蒸汽11148 m^3 ,蒸汽干度74.5%,锅炉出口温度324.5℃,3口采油井中两口井见效,全区含水最低点下降到92.1%,与见效前相比,日增液99.8t,日增油8.6t,含水下降了7.8%。全区累计增油693t,蒸汽驱提高采收率7.6%。

作者简介:许昱娟(1967—),女,工程师,黑龙江省大庆油田有限责任公司第三采油厂工程技术大队,主要从事采油工程方面的研究。

试验取得的认识:

(1) 试验取得好效果的主要原因是蒸汽驱的驱油机理与化学驱(水驱)油藏剩余油分布规律相适应(图1、图2)。试验区大地电磁测试对比资料 and 分流模拟技术研究成果表明,三元复合驱后生产井驱油效率提高,含油饱和度下降,但含油饱和度在34.7%~53.4%,仍存在一定的剩余油。另外,根据化学驱后取心井资料得到的一般性认识,正韵律油层底部水淹情况更加严重,而顶部一般都存在一定的剩余油。

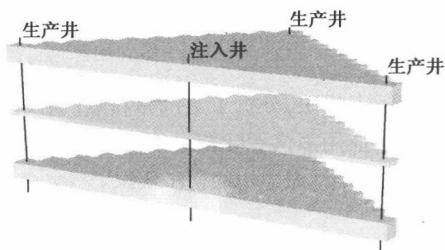


图1 水驱后含油饱和度分布情况

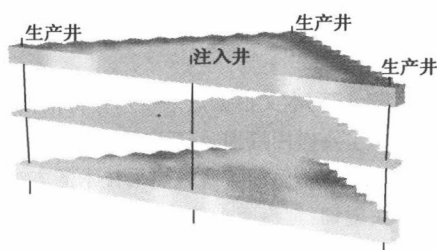


图2 蒸汽驱含油饱和度分布情况

蒸汽驱基础研究认为,注蒸汽开发改善了流度比,提高了波及系数(65%~85%),同时由于蒸汽超覆作用,有效地动用了波及效果差的中上部油层,可大幅度提高驱油效率和波及系数,与复合驱形成有效的互补,达到进一步提高油藏采收率的目的。现场试验表明生产井产液量大幅增加,蒸汽驱阶段平均采油速度为38%,取得了阶段提高采收率7.6%的好效果。

(2) 由于蒸汽的自身稳定性,可以抑制汽窜,增加平面上的波及体积。

蒸汽驱时前沿下游压力梯度小于上游的压力梯度,压力梯度比为0.04~1.10,蒸汽前缘的稳定性至少是热水前缘稳定性的6倍以上,是冷水前缘稳定性的10倍以上,一方面可以有效地抑制驱替相在平面上的突进,另一方面可以增加平面上的波及体积,提高开发效果。现场试验表明在75m井距、注汽强度达到 $30.7\text{m}^3/(\text{d}\cdot\text{m})$ 的条件下,未发生汽窜现象。

(3) 试验突破了多层砂岩油田极限采收率为70%的认识,认为在采出程度达到70%的砂岩油藏还可以提高采收率5%以上,为大庆油田主力油层聚合物驱后和二类油层三元复合驱后进一步挖潜,探索出了一条有效的技术途径。

2.2 过渡带蒸汽吞吐现场试验

2005—2007年在北部过渡带北4-2-丙60井区4口采油井开展了10井次的蒸汽吞吐现场试验,注汽过程中采用了环空注氮隔热技术,累积注入蒸汽 21303m^3 ,通过10井次的蒸汽吞吐现场试验,见到了较好的增油降水效果,平均单井日增油6.2t,含水下降7.4%,截至2007年9月底,累积增油 $0.4071\times 10^4\text{t}$,统计已结束6个周期的生产油气比为0.24。

试验取得的认识:

(1) 解堵是蒸汽吞吐在稀油油藏主要的作用机理。

北4-2-丙60井效果最好。见效峰值日增油16t,含水下降20.0%,累积增油量。主要反映注汽时压力波动大,呈现上升—下降—平稳的过程,分析认为注汽过程中有污染的油层在蒸汽的作用下被解堵吸汽,导致注汽压力下降,随注汽量的饱和压力又趋于平稳(图3)。另外,解堵效果好的井增液有效期长,产液指数下降缓慢,周期结束时仍高于措施前;解堵效果差的井产液指数很快就恢复到措施前的水平(图4)。

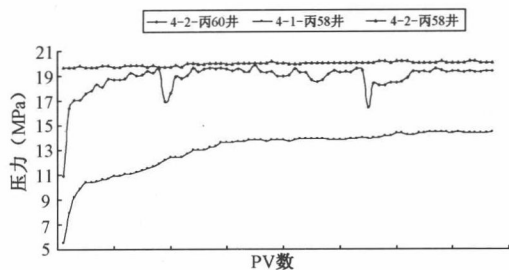


图3 蒸汽吞吐井注汽变化

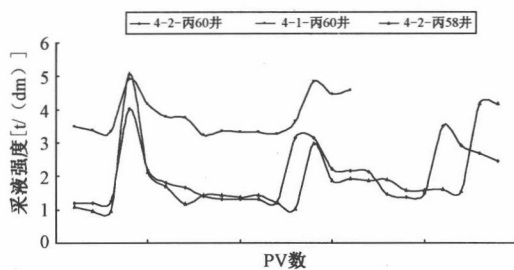


图4 蒸汽吞吐井产液指数变化

北4-1-丙60井、北4-1-丙58井也见到一定的增油效果,但由于试验前产液量大、井筒完善程度较高,解堵作用和措施效果不如北4-2-丙60井明显。从试验前后的剖面对比情况看,主要是厚油层受蒸汽蒸馏、热膨胀等作用,措施效果较好,薄差层虽得到一定的动用,但含水较高。

(2) 确定了过渡带地区蒸汽吞吐的技术界限。

从试验效果看,北4-2-丙58井效果较差(图5)。分析原因认为,该井油层有效厚度小,仅为8.4m,且无有效厚度大于2m的油层,蒸汽没有泄压的通道,导致该井注汽压力高,蒸汽干度低,注汽质量差,试验效果较差。第二、三周期在注汽前虽关井降压,但薄层的压力下降速度慢,注汽质量虽有所改善,但蒸汽达不到改造油层所需的温度,井温曲线表明,效果好的井井筒温度都在300℃以上,而北4-2-丙58井仅为250℃左右。

因此确定过渡带地区蒸汽吞吐的技术界限:① 两个以上发育大于2m的油层;② 有效厚度大于10m;③ 井筒温度大于300℃。

(3) 连续几个周期后吞吐效果逐渐变差,峰值增油量下降,含水下降期延长。

随着蒸汽吞吐轮次的增加效果逐渐变差,主要表现为周期峰值产油量下降、含水最低值上升,下泵后含水下降的时间延长。分析原因认为主要受蒸汽作用机理的影响,经过多轮次的吞吐,油井井筒完善程度已很高,蒸汽的解堵作用减弱;其次,近井地带的剩余油受超覆、蒸馏等作用基本被动用,含油饱和度已很低,如增加注汽强度又会将剩余油推向井筒的远端,造成回采困难。因此,水驱油藏蒸汽吞吐引效开发技术呈现随吞吐轮次的增加,效果逐渐变差的趋势。

2.3 聚合物驱后油井蒸汽吞吐现场试验

试验井于2005年11月11日开始注入蒸汽,到11月20日注汽结束,累积注入蒸汽1597.5m³,注入压力由8.5MPa逐渐上升到14.1MPa,在注汽期间进行了高温泡沫调剖,注入调剖剂8t^[2],注入氮气26280m³,措施后未见到增油效果。

分析原因认为:

(1) 聚合物驱采出井油层有效厚度大,井筒完善程度高,原油物性好,蒸汽的解堵、降黏作用小;

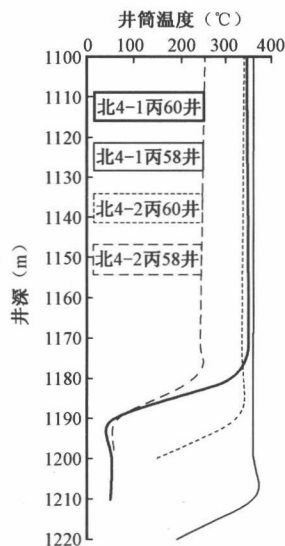


图5 效果对比图

(2) 聚合物驱油层的次生水体巨大,将吸收大量的热能,影响了措施效果;

(3) 蒸汽虽还有超覆、蒸馏、热膨胀等增产机理,但由于蒸汽吞吐作用半径较小,加之周围水井注水强度大,造成热场迅速地冷却,措施效果较差。

3 稀油油藏应用热采技术的初步认识

综合以上稀油油藏应用热采技术的实践,得出如下初步认识:

(1) “稀油热采,稠油冷采”实际上是一种开发矛盾的转化。蒸汽的超覆作用是造成稠油油藏汽窜的主要原因,其剩余油在油层下部;而水驱(化学驱)后的稀油油藏剩余油在厚油层顶部,利用蒸汽超覆的特色,增加顶部剩余油的动用,提高油田的最终采收率,因此热采技术在稀油油藏具有广阔的应用前景。

(2) 蒸汽吞吐技术应定位于水驱引效开采技术,对井筒有污染、注采不完善和水驱控制程度低的生产井可进行少轮次的吞吐。

(3) 由于聚合物驱生产井有效厚度大、完善程度高,可直接采用蒸汽驱技术提高采收率,但注汽前应对水井停注、油井排空,减少次生水体对蒸汽的影响。

参 考 文 献

[1] 廖泽文,耿安松. 油藏开发中沥青质的研究进展. 科学通报,1999,44(19):2018~2024.

[2] 刘斌,任芳祥,郭福军,等. 油井措施经济效益计算方法研究. 国际石油经济,2001,(11):35~38.

三元复合驱后蒸汽驱现场试验的认识

杨 丽 蔡晗奇

(第三采油厂 大庆油田有限责任公司,黑龙江 大庆)

摘 要:先导性矿场试验表明,多元复合驱油技术的采收率可以达到70%左右,但仍存在30%左右的剩余油潜力。为探索三元复合驱后进一步提高采收率的新途径,利用小井距试验区井距小、见效快的特点,在小井距南井组三元复合驱后开展蒸汽驱现场试验。试验表明,在三元驱后采出程度达到70%以上时,蒸汽驱仍可以驱出油层顶部的剩余油,采出程度可以达到80%以上,较小的井距可以提高注汽质量,有效保证了蒸汽驱提高采收率试验效果。

关键词:三元复合驱 蒸汽驱 驱油效率

为探索三元复合驱后进一步提高采收率的新途径,利用小井距试验区井距小、见效快的特点,在小井距南井组三元复合驱后开展蒸汽驱现场试验。通过在该地区开展三元复合驱后的蒸汽驱试验,探讨了三次采油后实施蒸汽驱技术的可行性,积累了蒸汽驱油技术的经验,为大庆油田主力油层聚合物驱后和二类油层三元复合驱后进一步挖潜,探索出了一条有效的技术途径。

1 试验区概况

试验区位于萨北开发区北二区东部,采用3注4采的四点法面积井网,平均注采井距75m,目的层为萨Ⅱ12油层。试验区内共有油水井7口,其中3口注入井(北2-6-50井、北2-6-503井、北2-6-505井),1口中心生产井(北2-6-501井)和3口平衡生产井(北2-6-502井、北2-6-504井、北2-6-506井)(图1)。

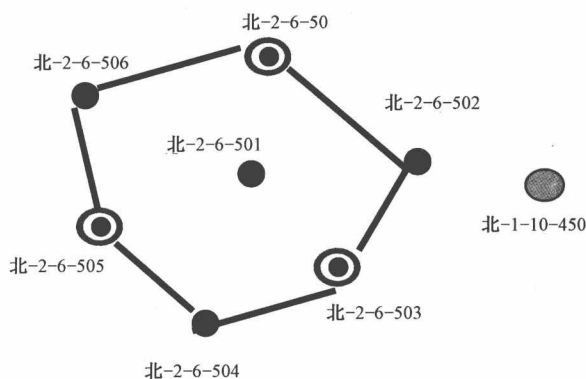


图1 北二东小井距南井组井位图

试验目的层萨Ⅱ12油层属三角洲分流平原相沉积,整体分布范围广,构造较为平缓。萨Ⅱ12油层顶部深度变化不大,在919.8~923.3m,平均921.7m。从沉积相带图上可以发现采出井北2-6-502井和北2-6-504井处于河间砂体中;中心井北2-6-501井与平衡井北2-6-506井属同一期沉积,且北2-6-501井下切层位较其他砂体深;注入井北2-6-50井、北2-6-503井、北2-6-505井砂体发育较好,北2-6-503井、北2-6-505井处于分流河道边部,北2-6-50井处于分流河道上。

作者简介:杨丽(1982—),女,助理工程师,毕业于大庆石油学院石油工程系,现在第三采油厂工程技术大队管理室负责电泵井动态设计与分析工作。

试验区油层温度 43℃ 左右,原油密度 0.8687g/cm³,原油地下黏度 9.5mPa·s 左右,凝固点 30℃,含蜡量 21.6%,含胶量 17.8%。原始地层水矿化度 7000mg/L 左右,注入水矿化度 3000~4000mg/L,Ca²⁺和 Mg²⁺含量较低,pH 值为 7.7 左右,产出水矿化度 5000mg/L 左右。原始地层压力 10.84MPa,原始饱和压力 10.03MPa。

试验区面积 0.0357km²,地质储量 0.9137×10⁴t,孔隙体积 1.6207×10⁴m³,平均单井射开砂岩厚度 2.60m,有效厚度 1.86m,有效渗透率 0.467×10³mD。中心井区面积 0.0079km²,地质储量 0.2401×10⁴t,孔隙体积 0.4285×10⁴m³,平均单井射开砂岩厚度 3.05m,有效厚度 2.30m,有效渗透率 0.441×10³mD(表 1)。

表 1 小井距南井组三元复合驱试验区基础数据

类别	试验区面积 (km ²)	砂岩厚度 (m)	有效厚度 (m)	有效渗透率 (10 ³ mD)	地质储量 (10 ⁴ t)	孔隙体积 (10 ⁴ m ³)
中心井区	0.0079	3.05	2.30	0.441	0.2401	0.4285
全区	0.0357	2.60	1.86	0.467	0.9137	1.6207

2 剩余油分布状况分析

中心井北 2-6-501 井试验结束时萨 II 12 油层采出程度^[1]达到 73.9%,产液剖面显示,油层综合含水已达到 97.01%,两者皆表明该层的剩余油相对较小。

三元复合驱前后大地电磁测试对比资料表明,三元复合驱后^[2]油层得到有效动用,萨 II 12 油层由弱水洗变为中强水洗,剩余油主要集中在北 2-6-502 井周围,主要原因是北 2-6-502 井表外储层只发育 0.8m,在三元复合驱期间始终是间抽,一月只生产 2~3 天,剩余油未得到有效动用。

分流模拟技术是应用油井的生产动态资料和静态资料,求井层的驱油效率及含油饱和度。小井距试验区三元复合驱前后井点驱油效率与含油饱和度变化情况表明:三元复合驱后生产井驱油效率提高,含油饱和度下降,但含油饱和度在 34.7%~53.4%,仍存在一定的剩余油。另外,根据化学驱后取心井资料得到的一般性认识,正韵律油层底部水淹情况更加严重,而顶部一般都存在着一定的剩余油(表 2)。

表 2 小井距南井组试验区注三元前后驱油效率与含油饱和度对比

井号	井别	注三元复合驱前		注三元复合驱后	
		驱油效率(%)	含油饱和度(%)	驱油效率(%)	含油饱和度(%)
北 2-6-501	中心井	37.1	44.0	45.4	38.2
北 2-6-502	平衡井	0	60.0	0	60.0
北 2-6-504	平衡井	33.7	46.4	23.7	53.4
北 2-6-506	平衡井	42.0	40.6	50.4	34.7

3 试验区现场试验

3 口注入井水驱平均注入压力 6.7MPa,蒸汽驱时平均注汽压力 12.7MPa,平均锅炉出口温度 324.5℃,注入蒸汽干度 74.5%,累计注入蒸汽 11148m³,其中主段塞注入蒸汽 6804m³,保