



SANYUAN FUHEQÜ JÜSHENG PEITAO JISHU

三元复合驱举升配套技术

苗丰裕 刘东升 等编著
刘 合 程杰成 主 审

石油工业出版社

三元复合驱举升配套技术

苗丰裕 刘东升 等编著
刘 合 程杰成 主 审

石油工业出版社

内 容 提 要

本书对三元复合驱油机理、三元复合驱试验及效果、采油工艺现状、结垢机理及过程、影响因素、结垢预测、机采井管理及化验检测方法等方面的研究成果和经验进行了论述,对三元复合驱举升配套工艺进行了系统的总结。

本书对于指导三元复合驱开发具有一定的参考价值,可以作为从事油田开发人员及石油院校师生的参考书。

图书在版编目 (CIP) 数据

三元复合驱举升配套技术 / 苗丰裕等编著.
北京: 石油工业出版社, 2008. 8
ISBN 978 - 7 - 5021 - 6747 - 9

I. 三…
II. 苗…
III. 化学驱油 - 技术
IV. TE357.46

中国版本图书馆 CIP 数据核字 (2008) 第 129680 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. cn](http://www.petropub.cn)
发行部: (010) 64210392
经 销: 全国新华书店
印 刷: 保定彩虹印刷有限公司

2008 年 8 月第 1 版 2008 年 8 月第 1 次印刷
787 × 1092 毫米 开本: 1/16 印张: 7.25
字数: 186 千字 印数: 1—1000 册

定价: 68.00 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

《三元复合驱举升配套技术》

编 委 会

主 编：苗丰裕 刘东升

主 审：刘 合 程杰成

副 主 编：李金玲 李天德 任志刚 蒋玉梅 李化甫

徐国民 黄 金 赵殿勇 张 新 吴军政

编写人员：胡敏良 许丽红 闫继东 韦国连 王 玮

张月先 樊春波 魏显峰 赵铭川 郑 彦

李青竹 孔令维 陈修君 姜振波 曹 阳

张志超 胡胜杰 宋茹娥

前 言

三元复合驱是 20 世纪 80 年代发展起来的三次采油新技术，是由碱（Alkali）—表面活性剂（Surfactant）—聚合物（Polymer）组成的三元复合（ASP）驱油体系进行驱油提高采收率的技术。这种技术通过同时注入界面张力降低剂和流度控制剂来提高采收率。碱和表面活性剂联合作用可以改变相渗透特性进而增加洗油效率；注入流体中加入聚合物可以改善水油流度比。大庆油田开展的三元复合驱矿场试验结果表明，三元复合驱比水驱提高采收率近 20%。

大庆油田三元复合驱试验区不同程度地出现结垢现象，结垢发生在采出环节，包括油井近井地带、井筒举升设备和地面集输设备，其中以中心采出井最为严重。井距越大，驱替时间越长，结垢越严重。结垢对常规举升工艺带来了很大的影响，最主要的是检泵周期大幅度缩短，以某试验区为例，机采井未结垢时，平均检泵周期可在 500 天以上，结垢后，结垢井平均检泵周期不足 60 天，严重地影响了机采井的正常运行。

本书是在多个矿场试验的经验总结及研究的基础上，对三元复合驱油机理、三元复合驱试验及效果、采油工艺现状、结垢机理及过程、影响因素、结垢预测、机采井管理及化验检测方法等方面的研究成果和经验进行了论述，对三元复合驱举升配套工艺进行了系统的总结，对于指导三元复合驱开发具有一定的参考价值。

本书在编写过程中得到了大庆油田有限责任公司及其第四采油厂有关领导、大庆石油学院王宝辉教授和隋欣同志、大庆师范学院陈新萍教授的大力支持和帮助，在此表示衷心感谢。

由于编著水平有限，书中难免有疏漏和不妥之处，恳请广大读者给予批评和指正。

目 录

第一章 三元复合驱油技术	(1)
第一节 三元复合驱油机理	(1)
一、柱状残余油和簇状残余油	(1)
二、膜状残余油	(1)
三、孤岛状残余油	(2)
第二节 典型强碱三元复合驱矿场试验	(2)
一、杏二区西部三元复合驱油扩大性矿场试验	(2)
二、杏二区中部三元复合驱油工业性矿场试验	(4)
第三节 三元复合驱采油工艺现状	(6)
一、抽油泵的应用现状	(6)
二、螺杆泵应用现状	(7)
三、电潜泵的应用现状	(9)
第二章 三元复合驱硅结垢过程及影响因素	(10)
第一节 机采井中垢的分布规律	(10)
一、垢样采集	(10)
二、垢样分析	(11)
三、分析结果	(11)
第二节 碱与地层矿物的相互作用	(13)
一、碱对矿物的溶蚀作用	(13)
二、碱与地层矿物的反应机理	(16)
第三节 三元复合驱硅结垢的物理和化学过程	(17)
一、含碱注入液与地下流体的主要反应	(17)
二、硅酸垢的形成过程	(17)
三、硅垢形成过程的形貌学	(19)
四、实验中得到的硅垢组成分析	(25)
五、硅垢形成过程的动力学与热力学分析	(30)
六、三元复合驱结垢特点	(33)
第四节 三元复合驱硅结垢的影响因素	(34)
一、单一硅体系结垢规律及影响因素	(34)
二、钙、镁离子对硅离子成垢的影响	(34)
三、铝离子对硅离子成垢的影响	(35)

四、聚丙烯酰胺对硅离子成垢的影响	(36)
五、表面活性剂对硅离子成垢的影响	(36)
六、温度对成垢的影响	(36)
七、井筒环境对结垢的影响	(36)
第三章 采出井结垢预测技术	(37)
第一节 采出井结垢预测数学模型	(38)
一、单一硅离子体系成垢规律	(38)
二、硅、钙、镁共存体系成垢规律	(39)
第二节 结垢预测软件	(40)
一、软件功能介绍	(41)
二、软件预测符合率	(43)
第四章 举升方式选择与设计原则	(45)
第一节 机采方式的选择与设计	(45)
一、产能的预测	(45)
二、举升方式的选择	(53)
第二节 抽油机井举升工艺设计	(56)
一、抽油机的选择	(56)
二、泵径的选择	(57)
三、脱接器的选择	(59)
四、油管的选择	(60)
五、抽油杆的选择	(61)
第三节 螺杆泵举升工艺设计	(62)
一、小过盈螺杆泵	(62)
二、陶瓷转子小过盈螺杆泵	(65)
三、螺杆泵井机械采油工艺设计	(66)
四、螺杆泵质量规范	(68)
五、抽油杆设计依据和标准	(68)
第四节 清防垢技术	(70)
一、防垢技术	(70)
二、除垢技术	(74)
第五节 油层取样管柱技术	(80)
一、技术原理	(80)
二、现场试验	(81)
第五章 三元复合驱机采井管理	(82)
第一节 资料管理	(82)
一、措施井资料管理	(82)

二、生产监测资料	(83)
第二节 生产管理	(85)
一、结垢预测	(85)
二、抽油机井管理方法	(85)
三、螺杆泵井技术管理	(86)
四、清防蜡	(86)
五、作业施工	(87)
六、掺水管理	(88)
七、加药管理	(88)
第六章 三元复合驱采出液化验及防垢剂评价	(89)
第一节 油井采出液化验方法	(89)
一、油井产液取样及质量要求 (Q/SY DQ0930—2003)	(89)
二、油田水分析取样要求 (SY/T 5523—2006)	(89)
三、采出液分析方法	(90)
第二节 三元复合驱防垢剂产品验收指标及方法	(99)
参考文献	(106)

第一章 三元复合驱驱油技术

第一节 三元复合驱驱油机理

针对大庆油田三元复合体系,大庆油田勘探开发研究院利用微观模拟技术研究了 ASP 体系的微观驱油机理。微观水驱油实验表明,水驱以后,大约还有 50% 以上的油作为“残余油”滞留在模型内。在注入水波及到的范围内,这些油主要以柱状、簇状、膜状、孤岛状等几种形式被束缚于孔隙网络中。三元复合驱对这几种残余油均有比较显著的驱替效果,但驱替机理却不同。

一、柱状残余油和簇状残余油

三元复合体系使油水之间界面张力降低和介质润湿性改变而引起的毛细管力和粘附力大大降低,甚至使毛细管力由阻力变为驱油动力,是三元复合驱驱替柱状残余油和簇状残余油的主要机理。

驱替柱状残余油的机理:柱状残余油是指被封闭在细喉道中的残余油。在油层中,柱状残余油及由其控制的簇状残余油是占比例最多的残余油。在以往的化学驱驱油过程中,只考虑了减小毛细管力的作用,而事实上在油湿孔隙介质中水驱后的柱状残余油有两个使其维持不动的力,即毛细管力和粘附力。

当三元复合驱时,由于界面张力由水驱时的 36mN/m 降低到了 10^{-3}mN/m ,因此引起了毛细管力和粘附力降低到 $1/36000$ 。同时,由于三元复合体系还具有使油湿介质改变为水湿介质的作用,也会使毛细管力和粘附力改变大小,甚至改变方向。当三元复合体系中的表面活性剂与油湿介质表面吸附的原油中天然表面活性剂接触时,就会按极性相近原则排列在岩石表面,从而使岩石表面由油润湿反转为水润湿表面。润湿接触角 θ 变小,将减小原油在岩石表面的粘附力。当由于三元复合驱使润湿接触角 θ 由 $135^\circ \rightarrow 45^\circ$ 时,粘附力还可减小 71.4%。在湿润性改变这一过程中,变化更大的还是毛细管力。随着润湿接触角的减小,就会使毛细管力逐渐减小,当将柱状残余油孔道的入口端油湿表面改变为水湿表面,即 $\theta < 90^\circ$ 时,毛细管力就会改变方向,变成驱动力了。因此,在相同压力梯度的条件下,三元复合体系可进入比水驱半径更小的喉道,从而将柱状残余油驱替出来。

驱替簇状残余油的机理:簇状残余油是水驱后被细小喉道包围起来,包括数个孔隙喉道在内的大油块。实际上,簇状残余油的周围都为细小喉道内的柱状残余油所包围。因此,三元复合驱驱替柱状残余油的机理也将成为驱替簇状残余油的机理。同时,由于三元复合体系的粘度比注入水的粘度要大几十倍,以及因聚合物的滞留减小了水相渗透率,有效地控制了水油流度比,减少了驱替相的指进,也有利于三元复合体系驱替簇状残余油,提高驱油效率。

二、膜状残余油

三元复合体系降低粘附力和内聚力的作用是驱替膜状残余油的内在因素。

驱替膜状残余油的机理：膜状残余油位于孔隙、喉道的内壁，具有相当高的流动阻力。当三元复合体系沿油膜表面流动时，在油膜的上游端使油膜逐渐减薄、剥离；在下游端表面形成分散油滴，最终将油膜全部驱走，使油湿表面改变为水湿表面。三元复合体系驱替油膜过程，在压力梯度不变的驱替过程中，决定油膜能否被移动或“拉断”下来的力有两个，即粘附力和内聚力。原油吸附在岩石表面的粘附力，已在前文阐述过；内聚力是原油分子间的作用力。若要将油块分散成细小油滴带走，就需要做分散功。由于三元复合体系使油水界面张力降低到 10^{-3} mN/m，由此引起粘附力和内聚力降低到 1/36000。因此，三元复合体系能够将岩石表面的油膜驱替下来；同时，三元复合体系使油湿表面改变为水湿表面的特性，使油膜剥离得更彻底。

三、孤岛状残余油

三元复合驱降低内聚力使孤岛状残余油在下游端拉出油丝、拉断，逐渐分散成较小油滴，变小后的油珠容易通过细小孔喉，最终将孤岛状残余油驱走。

驱替孤岛状残余油的机理：孤岛状残余油是滞留在孔隙中的分散油珠，在水湿孔隙介质中较多。由于三元复合体系能使原油分子间的内聚力降低到 1/36000，因此，当三元复合体系流过油珠表面时，在四周切向驱动力的作用下，很容易将大油珠在下游端拉出细长的油丝、拉断、逐渐分散成较小油滴，此过程即为原油的乳化。因此，内聚力减小是三元复合驱过程中原油乳化严重的原因之一。变小后的油珠很容易被驱替相携带运移，而且三元复合体系使油珠容易通过细小的孔喉。

第二节 典型强碱三元复合驱矿场试验

一、杏二区西部三元复合驱油扩大性矿场试验

1. 试验区概况

试验区采用四注九采五点法面积井网，共有油水井 13 口，其中注入井 4 口、采出井 9 口（包括 1 口中心井），注采井距 200m。试验目的层葡 I₃ 单元，试验区面积 0.3km²，孔隙体积 43.5×10^4 m³，地质储量 24.01×10^4 t（表 1-1）。

表 1-1 试验区基础数据表

区 块	面积 (km ²)	岩砂 厚度 (m)	有效 厚度 (m)	有效渗 透率 (μm ²)	孔隙 体积 ($\times 10^4$ m ³)	地质 储量 ($\times 10^4$ t)	平均注采 井距 (m)
全 区	0.3	7.0	5.8	0.675	43.5	24.01	200
中心井区	0.0665	8.8	6.4	0.966	10.63	5.87	200

2. 油层地质特征

目的层葡 I₃ 为三角洲分流平原相沉积，砂体以高弯曲分流河道砂为主，油层发育且平面上分布均匀，连通状况良好，砂体内部表现为复合韵律和正韵律，平均砂岩厚度 7.0m，有效厚度 5.8m，有效渗透率 $0.675 \mu\text{m}^2$ ，是杏北地区的主力油层，具有分布广、厚度大、渗透率高的特点。

1) 流体性质

原油属于低含硫、高凝固点的石蜡基原油，其化学成分以饱和烃为主，芳香烃次之，含少量的非烃及沥青质。油层原始饱和压力 7.75MPa，地层原油粘度 7.1mPa·s，地层原油密度 0.801g/cm³。

2) 剩余油分布状况

(1) 平面上全部水淹，纵向上水淹厚度大、程度高，剩余油饱和度小。

据 1995 年试验区新钻 8 口试验井的测井解释资料表明，平面上已 100% 水淹，纵向上试验目的层的水淹厚度为 93.0%。其中，高、中水淹厚度比例为 66.2%，中心采油井水淹厚度 100%，高水淹厚度为 63.6%，中水淹厚度为 24.3%，低水淹只占 12.1%。

(2) 水驱空白阶段全区综合含水已高达 98.0%，水驱采出程度很高。

试验区在水驱空白试验开始就有 5 口采出井含水 100%（包括中心井），全区 9 口井综合含水已高达 98.0%，日产油仅为 24t，处于水驱开发无经济效益阶段。

(3) 密闭取心井资料分析表明，该区水洗程度高，水驱油效率高，采出程度高。

从 1991 年以来新钻 3 口密闭取心井资料看，1992—1993 年钻的杏 1—丁 3—检 323 及 3—1—检 617 井，水洗厚度比例为 81%~83%，而 1998 年新钻井 JCJ2129 水洗厚度高达 99.4%，驱油效率在 50% 以上。从距水井排距离看，两个 1 排井距 3 排井约为 800m，丁 3 排距 3 排水井为 180m，距水井越近驱油效率越高。

3. 试验方案及实施情况

杏二区三元复合驱共分 6 个注入过程，即水驱空白阶段，前置聚合物调剖段塞，三元复合驱主段塞、副段塞，后续聚合物段塞，后续水驱至综合含水 98%（表 1-2）。

表 1-2 杏二区西部三元复合驱方案及实际注入情况

项 目	水驱空白	前置聚合物	三元主段塞	三元副段塞	后续聚合物阶梯段塞			后续水驱
					一	二	三	
方 案	注入 (PV)		0.0375	0.35	0.1	0.05	0.1	0.05
	碱 (%)			1.2	1.2			
	表面活性剂 (%)			0.3	0.1			
	聚合物 (mg/L)		1500	2300	1800	1000	700	500
实 际 注 入	开始时间	1996-05-18	1996-09-02	1996-11-03	1998-02-11	1998-10-01	1999-01-09	1999-07-22
	结束时间	1996-09-27	1996-11-02	1998-02-10	1998-09-30	1999-01-08	1999-07-21	1999-10-17
	注入量 (m ³)	33314	16350	152955	45576	21784	43503	21921
	注入 (PV)	0.076	0.0376	0.351	0.105	0.05	0.1	0.05

1) 水驱空白试验

于 1996 年 5 月 18 日至 9 月 27 日注入 133 天，累积注水 33314m³，注入 0.076PV，平均日注 250m³，相当于 0.21PV/年，初期注入压力为 5.0MPa，平均日注 118 m³，该阶段结束时平均日注 400m³，注入压力升至 8.1MPa。全区综合含水 98%，阶段全区累积产液 102927t，累积产油 1657t，其中中心井杏 2-2—试 1 累积产液 14991t，累积产油 0t。

2) 前置聚合物段塞

该阶段主要是为了在注入三元复合驱段塞前进行调剖，以使三元体系更有效、充分的发挥作用。于 1996 年 9 月 28 日开始至 11 月 2 日，注入 36 天，累积注入聚合物溶液 16350m³，注入 0.0376PV，相当于 0.38PV/年，聚合物干粉用量 21t，实际注入浓度 1300mg/L，注入粘

度 24.3mPa·s。阶段全区累积产液 37322t，累积产油 699t，其中，中心井杏 2-2-试 1 累积产液 4314t，累积产油 0t。

3) ASP 主段塞

于 1996 年 11 月 3 日至 1998 年 2 月 10 日完成三元体系主段塞的注入，注入 437 天，累积注入三元体系 152955 m³，注入 0.351PV，相当于 0.29PV/年，注入体系中 ASP 溶液 95% 以上与原油之间产生了超低界面张力，有 98% 粘度超过 30mPa·s，其中 1997 年 4 月之前粘度超过 40mPa·s。阶段全区累积产液 455207t，累积产油 25119t，中心井杏 2-2-试 1 累积产液 59940t，累积产油 6405t，阶段采出程度 10.91%，采油速度 8.73%。

4) ASP 副段塞

于 1998 年 2 月 11 日至 1998 年 9 月 30 日完成注入，注入 220 天，累积注入三元体系 45576m³，注入 0.105PV，相当于 0.18PV/年，注入体系中 ASP 溶液 99% 以上与原油之间产生了超低界面张力，有 98% 粘度为 18±2mPa·s。阶段全区累积产液 204926t，累积产油 6750t，其中中心井杏 2-2-试 1 累积产液 7469t，累积产油 2003t，阶段采出程度 3.41%。

5) 后续聚合物段塞

于 1998 年 10 月 1 日至 1999 年 10 月 27 日，累积注入聚合物溶液 87208m³，注入 0.03PV。阶段全区累积产液 101670t，累积产油 6064t，其中中心井杏 2-2-试 1 累积产液 17110t，累积产油 2030t，阶段采出程度 3.46%。

4. 试验效果及分析

注入三元体系 0.097PV 时，杏 2-1-22 井开始见效，而后各井陆续见到增油降水效果。从全区看，见效前与阶段含水下降最低点对比，9 口井日产油由 24t 升至 134t，平均单井日增油 12.3t，综合含水由 98.0% 降至 80.2%，下降了 17.8 个百分点。

中心采油井杏 2-2-试 1，投产后含水 100% 历时 9 个月时间，累积产水 34553m³，1997 年 3 月注入三元体系 0.12PV 时开始见效，同年 9 月注入三元体系 0.291PV 时含水下降到最低点 50.7%。与见效前对比，日增油 29t，含水下降 49.3 个百分点，含水在 50%~80% 之间稳定了 16 个月，在含水 100% 的条件下，提高采收率 19.31 个百分点。

二、杏二区中部三元复合驱油工业性矿场试验

1. 试验区概况

试验区面积 2.03km²，采用五点法面积井网，共有试验井 47 口，其中注入井 18 口，采油井 28 口，观察井 1 口，平均注采井距 250m，试验目的层为葡 II 至葡 I3。

2. 试验方案及实施情况

杏二中三元复合驱实际注入情况见表 1-3。

表 1-3 杏二中三元复合驱实际注入情况

阶 段	水驱空白	前置聚合物段塞	三元主段塞	三元副段塞	后续聚合物段塞
开始时间	1998-10-01	2000-04-02	2001-05-01	2004-12-01	2006-02-01
结束时间	2000-04-01	2001-04-30	2001-11-30	2006-01-31	2007-11-30
注入量 (m ³)	739345	466713	1293516	426160	565919
注入 (PV)	0.202	0.128	0.354	0.116	0.1549
注入速度 (PV)	0.150	0.118	0.099	0.089	0.086

1) 水驱空白试验阶段

试验区于1998年10月开始水驱,到2000年4月结束,注水0.2002PV,水驱结束后中心井区采出程度41.93%。

2) 前置聚合物段塞阶段

试验区于2000年4月2日开始注入前置聚合物段塞,方案设计注入聚合物粘度 $40\text{mPa}\cdot\text{s}$,注入速度 $0.14\text{PV}/\text{年}$,注入孔隙体积 0.0375PV 。至2001年4月30日,注入孔隙体积 0.128PV ,注入粘度 $40\text{mPa}\cdot\text{s}$;全区平均注入压力上升了 5.8MPa ,注入强度下降了 8.7 个百分点,吸水指数下降了 49.2 个百分点,试验区吸水指数下降幅度大于北一断西和杏二西吸水指数下降幅度。

9口中心采油井日产液由水驱时的 861t 下降到注聚结束时的 612t ,日产油量由水驱结束时的 43t 上升到注聚结束时的 66t ,与水驱相比日增油 51t ,综合含水由水驱时的 95.4% 下降到注聚结束时的 89.2% ,与水驱相比含水下降了 18.9 个百分点。产液指数由水驱时的 $13.5\text{t}/\text{d}\cdot\text{m}\cdot\text{MPa}$ 下降到注聚结束时的 $9.58\text{t}/\text{d}\cdot\text{m}\cdot\text{MPa}$,三元与水驱相比下降了 78.3 个百分点。该试验区产液指数下降幅度(78.3%)小于北一段西(91.2%)和杏二西(95.5%)。

3) 三元复合驱主段塞阶段

2001年5月1日开始注入三元主段塞,到2004年11月底,完成了三元主段塞注入,注入孔隙体积 0.354PV ,三元体系中3种化学剂平均注入浓度:碱 $=0.971\text{wt}\%$ 、表面活性剂 $=0.195\text{wt}\%$ (有效)、聚合物 $=1606\text{mg}/\text{L}$,体系平均粘度 $30.6\text{mPa}\cdot\text{s}$ 。三元主段塞结束时平均注入压力 13.02MPa ,与水驱时相比上升了 6.82MPa 。三元主段塞结束时日注量 998m^3 ,与水驱时相比下降了 403m^3 。吸水指数三元主段塞结束时 $1.19\text{m}^3/\text{d}\cdot\text{m}\cdot\text{MPa}$,与前置聚合物段塞结束时的 $0.92\text{m}^3/\text{d}\cdot\text{m}\cdot\text{MPa}$ 相比,上升了 29.3% 。

中心井区在三元主段塞阶段初期受含水下降和中后期的结垢影响,日产液量继续下降,日产油大幅度增加,增油倍数达到 4.48 倍;含水大幅度下降,最低值为 69.6% ,见到了明显的增油降水效果。

试验区中心井均为先见效后见聚合物,注入三元体系后,从时间上来看均为先见聚合物,后见表面活性剂和碱,三元体系在地层中运移时间长,离子交换造成碱运移速度减慢。

4) 三元复合驱副段塞阶段

2004年12月1日开始注入三元副段塞,到2006年1月底完成三元副段塞注入,注入孔隙体积 0.116PV ,三元体系中3种化学剂平均注入浓度:碱 $=1.0\text{wt}\%$ 、表面活性剂 $=0.1\text{wt}\%$ (有效)、聚合物 $=1569\text{mg}/\text{L}$;体系平均粘度 $30\text{mPa}\cdot\text{s}$ 。所注三元复合体系与原油的界面张力均在 $9.9\times 10^{-3}\text{mN}/\text{m}$ 以下。试验区三元主段塞结束时注入压力 13.02MPa ,日注量 998m^3 ,三元副段塞结束时注入压力 13.01MPa ,日注量 1052m^3 。吸水指数由三元主段塞结束时的 $1.19\text{m}^3/\text{d}\cdot\text{m}\cdot\text{MPa}$ 降至三元副段塞时的 $1.11\text{m}^3/\text{d}\cdot\text{m}\cdot\text{MPa}$,吸水指数基本稳定。产液指数由三元主段塞结束时的 $1.03\text{t}/\text{d}\cdot\text{m}\cdot\text{MPa}$ 升至三元副段塞时的 $1.15\text{t}/\text{d}\cdot\text{m}\cdot\text{MPa}$ 。

采出液中钙离子、镁离子、碳酸氢根离子继续下降,部分井已下降到零,而总矿化度、氯离子、硅离子继续增加,pH值上升。例如JCJ224井,硅离子浓度由三元主段塞期间的 $351\text{mg}/\text{L}$ 上升到最高值达 $1904\text{mg}/\text{L}$,pH值由三元主段塞期间的 10.3 上升到最高值达 11.3 ,钙离子、镁离子、碳酸氢根离子为零。

5) 后续聚合物段塞阶段

2006 年 2 月 1 日开始注入后续聚合物段塞, 截至 2007 到 11 月底, 注入孔隙体积 0.1549PV。注入压力由三元结束时的 13.01 MPa 下降到目前的 12.4MPa; 日注量由三元结束时的 1065m^3 下降到目前的 642m^3 ; 吸水指数由三元副段塞结束时的 $1.11\text{m}^3/\text{d} \cdot \text{m} \cdot \text{MPa}$ 下降到 $0.94\text{m}^3/\text{d} \cdot \text{m} \cdot \text{MPa}$ 。按目前的注入速度, 预计后续聚合物保护段塞 2008 年 8 月底完成。日产液有所上升, 日产油下降, 含水进入回升期, 产液指数由三元副段塞结束时的 $1.15\text{t}/\text{d} \cdot \text{m} \cdot \text{MPa}$ 下降到目前的 $1.08\text{t}/\text{d} \cdot \text{m} \cdot \text{MPa}$ 。

后续聚合物段塞阶段采出液中见剂浓度均呈上升趋势, 采出液中钙离子、镁离子、碳酸氢根离子浓度继续下降, 部分井已下降到零, 而总矿化度、氯离子、硅离子浓度继续增加, pH 值上升。

3. 试验效果及分析

(1) 含水下降幅度与油层连通状况和剩余油饱和度相关。

受连通状况和剩余油饱和度影响, 中心井含水下降幅度为 22.1% ~ 64.8%。河道砂一类连通厚度比例高于 50% 的油井中油层发育好的 3 口井和河道砂一类连通厚度比例低于 50% 的油井中含油饱和度高于 50% 的 2 口井, 含水下降幅度达到 45.0% 以上, 达到了单井组三元复合驱效果。从单井含水下降幅度来看, 影响含水下降的主要因素是油层的连通状况和井网控制程度; 其次则是含油饱和度。

(2) 单井增油量与油层连通状况密切关系。

增油效果主要受河道砂一类连通厚度比例和井网控制程度影响, 主要有以下 3 种类型:

一是油层连通好河道砂一类连通厚度比例大于 50% 和井网控制程度在 50% 以上的油井, 增油效果好;

二是油层连通差, 但是周围注入井发育较好, 属于厚注薄采型, 增油效果好;

三是油层注采连通差, 增油效果差。

(3) 预计试验区井网控制程度较高的区域, 采收率有望提高 18% (OOIP) 以上。

第三节 三元复合驱采油工艺现状

常规举升工艺为有杆泵和无杆泵两种技术, 这些技术已经取得了成熟的配套工艺和管理技术; 但是三元复合驱随着举升介质结垢的产生, 对现有举升工艺和设备产生很大影响, 频繁造成抽油机井频繁卡泵, 螺杆泵断杆、电潜泵无泵效烧泵等问题, 增大了维护作业费用, 制约了三元复合驱技术的推广应用。

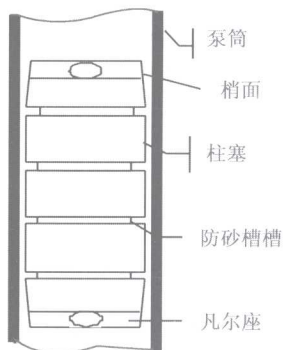


图 1-1 普通抽油泵结构简图

一、抽油泵的应用现状

抽油泵采油技术是一种传统的采油手段, 具备故障率低、排量范围大、对供液能力变化适应性强、监测技术工艺配套等诸多优点, 通过在大庆油田聚驱配套工艺的技术研究攻关, 已经取得了成熟的配套工艺和管理技术。普通抽油泵结构见图 1-1。但是, 由于垢的存在对现有举升设备产生很大影响, 频繁造成抽油机井频繁卡泵。通过跟踪分析结垢作业的抽油机井, 发

现结垢造成卡泵是主要原因。抽油机井卡泵现场分 3 种，即停机卡泵、抽吸卡泵和热洗卡泵。多数发生在停机时，有时也会出现驴头与光杆不同步。

停机卡泵：由于停机时在柱塞上下端存在一定压力差，在压力差作用下柱塞与泵筒间产生间隙液流，液体中的不溶性垢在防砂槽处过滤、结晶析出、压实；同时由于在工艺上柱塞两端存在一定的梢度，柱塞上部液体中不溶性垢下沉，在此处堆积、压实造成卡泵。

抽吸卡泵：多表现为柱塞下行程与光杆运动不同步，原因是在柱塞上下运动中，泵间隙内液体流动摩擦升温，打破原有平衡生成垢，在泵筒内壁及防砂槽内逐渐吸附→生长→堆积→滤失→压实→增加与泵筒阻力，最终卡泵。

热洗卡泵：热水洗井时，由于大量热水进入井筒使液体的温度升高，粘度降低，离子平衡被打破，颗粒沉降速度加快，在柱塞上部堆积造成卡泵。

由（斯托克斯） $W_o = \frac{d^2 (V_s - V)}{18\mu}$ 公式，推出动态沉降公式：

$$W_o = \frac{d^2 (V_s - V)}{18\mu} - \frac{4q}{\pi (D^2 - D_0^2) \rho}$$

式中 d ——颗粒直径，m；

V_s ——颗粒重度， N/m^3 ；

V ——液体重度， N/m^3 ；

μ ——液体粘度， $Pa \cdot s$ ；

D 、 D_0 ——分别为管、杆直径，m。

结垢井剖泵情况如图 1-2 所示。

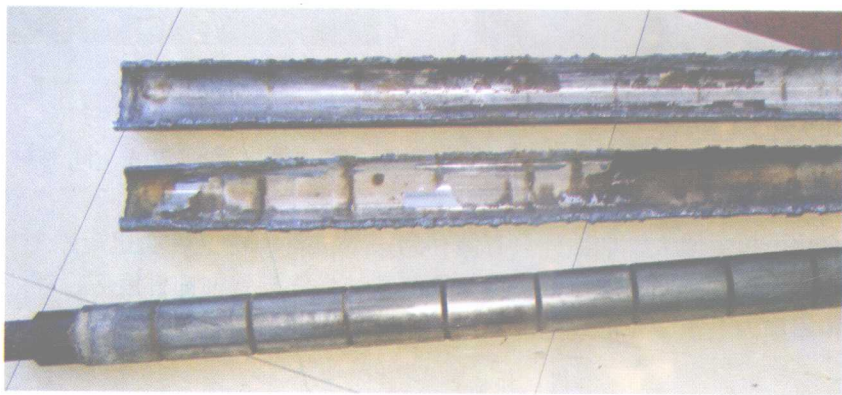


图 1-2 结垢井剖泵图片

二、螺杆泵应用现状

螺杆泵采油技术是近年来发展起来的一种节能高效举升工艺，通过在大庆油田水驱、聚驱配套工艺的技术研究攻关，配套工艺和管理技术比较成熟，具有一次性投入低、能效高、适应含砂介质、维护方便等优点。

某试验区在采出液不含化学剂或只含聚阶段，螺杆泵检泵周期可达到一年以上，随着三元物质的采出，三元螺杆泵井结垢频繁杆断，检泵周期仅为 57 天，不能适应举升系统结垢

带来的恶劣环境，螺杆泵的故障问题主要表现在两个方面：

(1) 结垢导致螺杆泵定子与转子表面都有结垢现象，且定子表面垢用三元除垢剂无法去除。

根据扭矩计算公式：

$$M_t = fK_0r (\delta + \delta_0)$$

式中 f ——摩擦系数；

K_0 ——刚度系数，N/m；

δ ——橡胶在井下条件的溶胀量，m；

δ_0 ——初始过盈量，m；

r ——转子截面半径，m。

结垢使定子、转子表面粗糙度增大，导致摩擦系数 (f) 增加，同时结垢使得过盈量增加，相当于导致橡胶在井下条件的溶胀量 (δ) 增加，上述因素会增加转子扭矩，这是导致螺杆泵断杆的重要因素。螺杆泵结垢图片如图 1-3、图 1-4 所示。



图 1-3 结垢螺杆泵定子

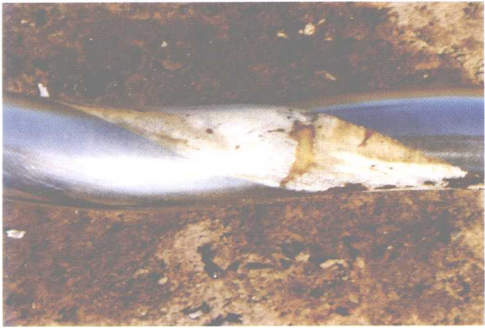


图 1-4 结垢螺杆泵转子

(2) 运行电流 (扭矩) 增大，电流波动幅度频繁，最大达到 20A，同时抽油杆转动速度变化大。

主要是定转子扭矩增大，抽油杆只有储存到一定扭矩 (转子启动扭矩) 时转子才运转，抽油杆扭矩释放，如此反复，电流低高低频繁波动，最终导致抽油杆疲劳损坏。结垢螺杆泵井在一个旋转周期内电流变化曲线见图 1-5。连续运行电流变化曲线见图 1-6。

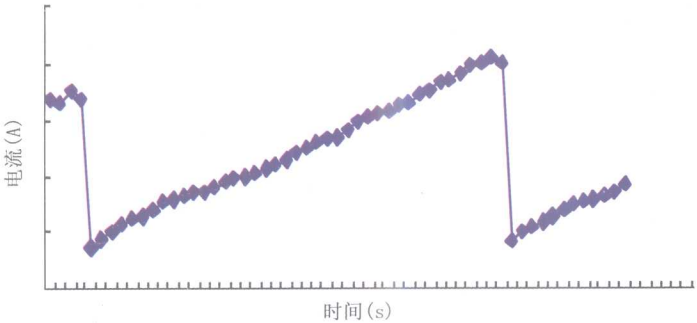


图 1-5 结垢螺杆泵井在一个旋转周期内电流变化曲线

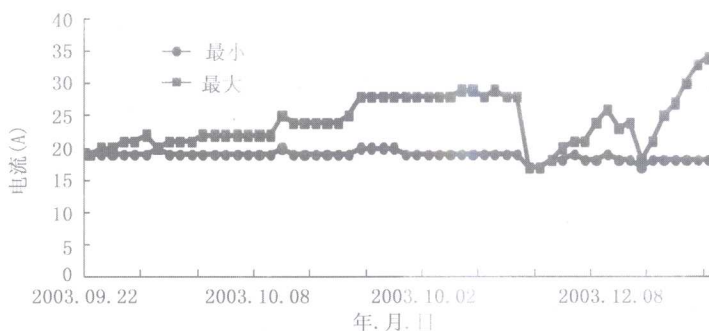


图 1-6 结垢螺杆泵井连续运行电流变化曲线

三、电潜泵的应用现状

电潜泵具有工艺成熟、排量范围大、效率高、检泵周期长的特点，但在三元复合驱出现结垢现象后，采出液举升困难，影响了试验效果，某试验区一口电泵（D-200）排量效率下降到 20%，检泵周期只有 30 天，在不启动电泵的情况下，用除垢液洗井，初期日增液达 112t，检泵周期延长了 70 天左右，措施效果不明显。从现场发生检泵的故障看，三元井液对电潜泵井的影响主要表现在：叶片结垢后导致效率降低，甚至烧泵故障。