



沈 琛 主编

油田

污水处理工艺 技术新进展



YOUTIAN
WUSHUICHULIGONGYI
JISHUXINJINZHAN

中國石化出版社

[HTTP://WWW.SINOPEC-PRESS.COM](http://www.sinopec-press.com)

油田污水处理工艺 技术新进展

沈琛 主编

中国石化出版社

图书在版编目(CIP)数据

油田污水处理工艺技术新进展/沈琛主编. —北京:
中国石化出版社, 2008
ISBN 978-7-80229-508-7

I. 油… II. 沈… III. 油田-污水处理 IV. X741 X703

中国版本图书馆 CIP 数据核字(2008)第 021230 号

中国石化出版社出版发行

地址:北京市东城区安定门外大街 58 号

邮编:100011 电话:(010)84271850

读者服务部电话:(010)84289974

<http://www.sinopec-press.com>

E-mail:press@sinopec.com.cn

金圣才文化发展(北京)有限公司排版

北京科信印刷厂印刷

全国各地新华书店经销

787×1092 毫米 16 开本 17.75 印张 447 千字

2008 年 4 月第 1 版 2008 年 4 月第 1 次印刷

定价:60.00 元

前 言

从世界石油开发历史看,注水开发是提高油田最终采收率和开发效益的主要方式,注水开发技术与管理水平直接影响油田开发的最终效益。油田开发进入二次采油阶段后,油田注水工作将贯穿于油田开发的全过程,涵盖了采出液处理、污水净化、污水回注等诸多工作。长期的油田注水实践说明,作为注水源头的注水水质是实现油田高效开发的关键。注入水质不但对水驱油藏的开发效果有着重要的影响,而且对地面工程设备、设施的功能发挥、使用寿命等带来后续效应,在很大程度上制约着地面工程系统的运行质量与效益,这些都将最终体现在注水开发效益上。

近年来,中石化股份公司逐步加大了注水水质的改造工作力度,各油田公司也把注水水质作为注水开发的重中之重来抓,采油厂转变工作观念,牢固树立“水油并重”的思想,切实将油田稳产中心转移到以改善注水水质为核心的注水管理工作上来,全力开展注水水质达标改造,系统配套研究应用,细化运行管理,取得了一系列技术成果,涌现出一大批新技术和新方法,油田注水水质有了明显改善,有力地支持了注水开发油田的稳产增产和开发效益的提高。

为了总结交流各油田近年在水质完善方面的经验、做法及所取得的成绩、效果,互通有无、共同提高。中石化油田事业部组织召开了油田污水处理工艺技术研究与应用技术研讨会,来自中石化各油田从事注水技术研究与应用专家参加了会议。

会议广泛交流了中石化油田开发近年来在油田污水处理方面,研究与应用上取得的新进展、新成果,对未来技术的发展及挑战进行了深入研讨。

为了使会议成果得到更广泛的交流,更好地服务于油田生产与科研攻关,特将大会交流和研讨的论文编辑出版。

书中论文内容均来自油田生产一线,技术先进,内容翔实,实用性强,相信对油田开发生产技术及管理人员、石油院校相关专业师生有很好的参考价值。

目 录

油田注水水质的重要性及其治理对策	沈 琛(1)
胜利油田采出水处理技术进展及应用	杨燕平 高金庆(13)
江苏油田采出水水质专项治理实践与应用	陈文霞(19)
中原油田含油污水处理实践与认识	孙江成 杨建国等(27)
江汉油田水处理工艺分析及改进措施	周清华(33)
塔河油田污水处理的现状与展望	刘高伦 战 征等(37)
胜利油田高含水期水质适应性及注水标准研究	林永红(42)
预氧化技术在油田污水处理中的研究与应用	蔡爱斌 吴建军等(49)
污水预氧化处理新技术在广利油田的应用	颜春者(54)
二氧化氯污水处理技术在胡状油田的应用	冯 浩 卫拥军等(59)
油田含油污水生化处理技术研究与应	张 燚(66)
油田污水生化处理技术试验研究	张守献 陈 勇等(72)
采油废水深度处理减排技术试验研究	谷梅霞 祝 威(77)
提高油田污水水质达标率的方法探讨	蒲美玲(81)
油田钻井作业废液处理技术研究	李 毅 王田丽等(87)
作业废液预处理技术在文南油田的研究与应用	葛祥仕 田 凤等(91)
油田含油污泥处理技术探讨	马振风(96)
油田油泥砂处理工业化试验研究	张 建 祝 威等(100)
八面河油田油泥砂处理技术应用及效果分析	王小辉(104)
污泥处理工艺技术的研究及应用	王正坤 马香丽等(110)
氮气气浮技术在宁海油田采出水处理中的应用	崔昌峰(115)
高含硫污水处理技术在明二污的应用	张学锋 杨建国等(121)
逆向流综合工艺技术在胡状油田污水处理过程中的应用	冯 浩 卫拥军等(126)
油田污水除油罐自动排泥工艺技术的研究与应用	孙灵念 丰大成等(130)
大牛地气田含甲醇污水处理工艺	李 涛 杨冠华等(135)
油田回注污水膜过滤技术探索	徐卫华 王志明等(140)
井口精细过滤器应用	蔡爱斌 吴建军等(148)
双层精细过滤装置在低渗油田污水处理中的应用	黄建光(151)
胜利油田含聚合物采出水处理技术研讨	祝 威(154)
含油污水分段处理工艺技术探讨	战 征 何 松等(158)

大牛地气田废液处理技术	曹炜川 冯智宏等(162)
塔河重质原油污水处理工艺的改进与认识	邓 涛 廖冲春(170)
密闭除油技术的研究与应用	沈晓翔 郑国斌(175)
污水处理配套技术在钟市油田的应用	卢瑜林(183)
边远区块撬装污水处理装置的研究与应用	刘 良 魏宏晓等(191)
江汉油田水处理药剂投加技术方案的优化设计	胡雪滨(196)
新型复合絮凝剂研究及在王集稠油污水处理系统的应用	贾正舍(206)
马寨油田污水处理技术研究与应用	杨建国 应 斌等(210)
油田采出水水质稳定影响因素研究及控制对策	祝 威 韩 霞等(216)
注入水配伍性静态实验评价方法研究	王骏骐 李素芝等(222)
低渗油藏注水水质适应性研究	欧天雄 黄雪松等(228)
明二污注水水质标准探讨	王骏骐 李素芝等(236)
色谱法检测气田污水中甲醇	覃兆辉 尹训怡等(240)
创新管理模式 实施链式闭环控制 提升坨六污水站管理水平	段燕玲(243)
高发泡气田污水甲醇回收装置投产问题分析	冯海红 杨冠华(251)
实施水产品管理 保证水质达标回注	杜灿敏 王桂新(257)
坪北特低渗油田有效降低污水处理运行成本的方法	钟丽娟(261)
对污水专项治理项目管理的几点认识与看法	张 霞(267)
加强技术改造 精细管理模式 不断改善低渗透油田回注水水质	胜利油田纯梁采油厂(271)

油田注水水质的重要性及其治理对策

沈 琛

(中国石化油田勘探开发事业部)

【摘 要】 本文介绍了近几年中石化股份公司在改善油田注水水质方面所进行的工作,分析了油田注水水质的重要性和影响注水水质的因素,提出了治理油田注水水质的对策,指出了油田注水水质治理的发展方向。

【主题词】 油田采出水处理 注水水质 腐蚀

1 概 述

注水开发是提高油田最终采收率和开发效益的主要方式,注水开发的技术与管理水平直接影响油田开发的最终效益。油田开发进入二次采油阶段后,油田注水工作贯穿于油田开发的全过程,涵盖了采出液处理、污水净化、污水回注等诸多工作。油田注水实践证明,作为注水源头的注水水质是实现油田高效开发的关键。注入水质不但对水驱油藏的开发效果有着重要的影响,而且影响着水处理和注水系统的运行效率以及使用寿命,这些都将最终体现在注水开发效益上。

近年来,中国石化股份公司逐步加大了注水水质的改造工作力度,投资9个亿开展了为期三年的水质专项治理工作,把注水水质作为注水开发的重中之重来抓,注水水质有了一定程度的提高。不过短期的注水水质改善并不能从根本上改变注水开发效果,而应通过长期不断地投入,来实现注水开发油田稳产基础的改善和开发效益的提高,从而实现注水开发投入产出的最优化。在目前的开发阶段,油田注水是老油田稳产的基础,油田开发要获取更高的采收率和更大的经济效益,水质就是重中之重的关键。油田要保持产量,突出要抓好注水工作,注水工作的关键就是注水水质。

目前,油田注水开发工作中存在着的许多问题和困难。特别是2005年开展的中国石化油田注水大调查工作,发现注水开发油田中暴露出来的许多问题都与注水水质直接有关。因此,在强调加强油田注水、搞好二次采油、实现东部老油田稳产和提高开发效益时,首先要强调注水水质对二次采油的重要性,从思想认识上提高对水质的重视程度。从问题的产生根源出发,找到有效的治理对策,做到治本理源,全面提升油田注水开发水平。

2 中石化在提高水质方面开展的工作

注水开发油田是中石化上游油田稳产的基础,注水开发油田的储量和产量占整个中石化所有油田储量和产量的70%。中石化股份公司对油田注水水质状况非常重视,采取了一系列措施加大注水水质的改造工作力度。2005年中国石化股份公司开展了注水大调查工作,

摸清了股份公司油田采出水水质方面存在的问题。主要是水质治理难度大,采出污水量大,含聚污水、稠油污水、低渗油藏开发比例提高等。在此基础上2005年10月中石化股份公司召开了注水工作会议,决定投资9个亿,开展为期3年的水质专项治理,配套进行水质专项治理后评估。同时还开展了油田含油污水处理工艺技术调研、油田水处理药剂调研、油田采出污水工艺技术交流座谈会等。此外还投资5亿元开展了水井换管柱工作。经过一系列的措施,各油田水质状况普遍得到了改善。以2006年水质专项治理为例,参加2006年水质专项治理的胜利、中原、河南、江苏、江汉油田24座污水站的污水水质达标率为88.4%,比治理前增加25.4个百分点。不过从整个中石化来看,污水水质综合达标率仍不到80%。为实现油田高效稳定的持续开发,注水水质的改造工作仍然是以后工作的重中之重。

3 注水水质对油田开发的重要性

注水开发油田的储量和产量贡献了整个中石化所有油田储、产量的70%。截至2007年底,东部六个主要注水开发油区(胜利、中原、河南、江苏、江汉、华东)已探明油田181个,探明石油地质储量 $57.6 \times 10^8 \text{t}$,已投入开发油田159个,动用地质储量 $46.9 \times 10^8 \text{t}$,其中注水开发油田140个,动用地质储量 $38 \times 10^8 \text{t}$,占动用地质储量的81.1%。2004年六个主要油区生产原油 $3540.5 \times 10^4 \text{t}$,其中注水开发油田生产原油 $2729 \times 10^4 \text{t}$,占总产量的77.1%。目前东部六个主要注水开发油区标定可采储量 $12 \times 10^8 \text{t}$,标定采收率31.52%,高于中石化平均采收率(28.6%)2.92个百分点。

在油田注水开发过程中,东部油区相继建成了满足油田注水开发需要的庞大污水处理和注水地面工程系统,目前中石化东部六个主要油区已建成油田采出水处理站183座,处理能力 $143 \times 10^4 \text{m}^3/\text{d}$,实际处理 $96.6 \times 10^4 \text{m}^3/\text{d}$;建成注水站384座,供水能力 $155 \times 10^4 \text{m}^3/\text{d}$,实际供水 $85.7 \times 10^4 \text{m}^3/\text{d}$ 。注水开发油区的注入水主要是处理后的油田采出水,占注水量的97.5%,股份公司平均污水水质达标率为71.5%,最低的油田只有57%,严重影响了注水开发效果。

3.1 注水水源的改变给油田生产带来的重大影响

胜坨油田最早从1966年开始注水,随后各油田相继投入注水开发,大多数油田早期都是以注清水(地面水或浅层地下水)为主。到20世纪70年代中后期,油田进入中高含水期,油田产出大量含油污水,为解决污水出路和节约清水资源,油田采出水作为油田注水主要水源进行处理后回注利用。

油田采出水与清水是两种水性截然不同的水源。早期污水回注由于当时对含油污水的水性认识不足及水处理技术的不成熟,导致注入水质的恶化,或配伍性差,造成油层污染、地面设施腐蚀,给油田生产带来了重大影响。

以胜利油田为例,自1966年注清水开发至1974年开始回注污水,至1986年日注污水 $16 \times 10^4 \text{m}^3$,占总注水量的76%。据1986年资料统计,21座污水处理站没有一座水质达标,其中有6座站每天 $3.3 \times 10^4 \text{m}^3$ 的污水,因设备损坏而未经处理直接回注,占回注量的21%。水质不合格对油层产生了很大的伤害,且具有量大、面广及时间持久的特点,主要表现在注水井吸水能力降低、注水压力升高、作业解堵措施频繁、增注效果变差,水驱储量不能有效动用。

商河油田1976年开始注水时注水压力10MPa,日注水 1220m^3 ,由于水质不合格,地层

堵塞严重, 1982 年注水压力升高到 17 MPa, 一半水井不吸水, 日注水量下降到 500 m^3 , 注水储量损失 $540 \times 10^4 \text{ t}$, 自然递减由 7% 上升到 25%。

胜坨油田 1986 年增注作业 107 口, 是注污水前的两倍, 到 1989 年增注措施猛增到 542 口, 但欠注井仍然逐年增加, 由 1988 年 222 口, 上升到 1990 年 286 口, 1993 年 354 口, 年水井作业措施解堵费用达 3000 多万元。

可以看出, 注水水质对注水开发的重要性。油田注水是稳产、上产、提高采收率的基础, 但不合格水质对储层造成了伤害, 大量欠注井层造成水驱储量的损失, 影响了注水开发效果。特别是非均质储层的堵塞, 进一步加大了储层的非均质性, 使储层的伤害由近井地带推移到储层的深部, 增加了储层改造的难度和改造工作量, 降低了纵向和平面的水驱波及系数, 最终采收率提高的难度加大。要避免此类情况的发生, 应从注水水质的源头采取治理。

污水与清水相比带来的另一个更大危害是结垢腐蚀, 细菌滋生相对严重。据 1989 年统计, 胜利油田每年因腐蚀(含外腐蚀)造成的直接经济损失 1 亿元。污水处理系统的腐蚀主要表现在管线和设备上。王家岗污水站 1988 年 11 月底投产, 到 1989 年 2 月即出现腐蚀穿孔, 半年已穿孔 100 余处。辛三站提升泵叶轮运行一个月就腐蚀报废, 腐蚀严重的使用 14 天就报废。自 1974 年开始回注污水, 至 1989 年建成投产 32 座污水处理站中, 因腐蚀报废 8 座, 待报废 6 座。当时工程系统流传一句话, “污水站建得没有坏得快”, 污水的腐蚀已严重影响地面工程系统的正常运行。中原油田 1994 年以前注水系统年腐蚀穿孔平均达 5474 次, 平均腐蚀速率达 3 mm/a , 个别达到 $6 \sim 7 \text{ mm/a}$, 年穿孔污染赔偿及工程维修费用在 2000 万元以上。

注水地面系统的腐蚀主要表现在管线和设备上, 注水站内管线及站外管网腐蚀穿孔频繁, 高压管线穿孔带来的危害更大。滨四注回注污水后两个月, 大修注水泵 10 台次, 单泵平均运行时间仅 207 小时。随着油田综合含水的上升, 结垢腐蚀的范围扩大到油气集输系统及油水井井下油管管柱。水质不合格给油田注水开发造成了巨大损失。

3.2 注水水质是制约提高注水开发效益的关键

经过多年的油田污水处理技术开发实践, 已形成适应不同水源的多种水处理净化工艺技术, 包括压力流程、重力流程、浮选流程、旋流器类流程等, 重力流程中还发展了水质改性技术, 针对中低渗透油藏发展完善了精细水处理技术, 基本满足了油田注水开发的需要。但是目前注水水质, 特别是回注污水水质与目前油田开发的要求还有较大差距, 在很大程度上制约了注水开发效益的提高。

(1) 现阶段含油污水水质状况

国内外有关注水文献表明: “在二次采油中, 影响注水方案成功的一个重要因素是注水水质”, “而注入水质的设计必须满足两个基本要求: 不允许腐蚀、堵塞设备, 不允许堵塞注入层”。这里的用词是“必须满足”、“不允许”, 但是目前的注水水质现状, 却是非常令人担忧。

据统计, 中石化股份公司油田注入污水的平均腐蚀速率 0.125 mm/a , 按国外油田通用腐蚀标准已达严重腐蚀程度, 个别油田年腐蚀速率高达 0.76 mm/a , 是标准要求 (0.076 mm/a) 的 10 倍。

污水含油、悬浮固体含量、粒径中值等水质指标是造成油层后期堵塞的主要因素, 但绝大部分油田是超标的, 而且相当多的油田严重超标。根据 2005 年中石化注水大调查统计, 中石化股份公司污水站悬浮固体含量平均值为 31 mg/L , 按日注水量 $78 \times 10^4 \text{ m}^3$ 计算, 年注

入油层的机杂约 8541t。对于注聚区块的六座污水处理站,由于处理工艺技术不适应,投资改造难度大,含油平均值 1057 mg/L,超标 1027 mg/L,日处理水量 $12 \times 10^4 \text{ m}^3$,依此计算每天有 123t 油被回注进油层,每年损失原油约 $4.5 \times 10^4 \text{ t}$ 。所以对注水水质的要求,决不是“基本满足”,而要“必须满足”和做到两个“不允许”。

国外的有关资料还表明:注水方案实施前,必须通过室内和矿场试验资料严格地确定适合油藏特征的注水水质标准,等注水方案在实施过程中出现问题才去解决,这种“等着瞧”的方法可能导致极大的浪费。各油田都有具体的水质标准,但是注入水质不达标。同时,也没有认真详细地统计注入不合格水所造成加大开发难度的程度和浪费后果。

(2) 注水水质已成为现阶段油田开发挖潜增效的主要制约因素

试验和现场实践都已证明:注水水质不合格对油藏的堵塞伤害是一个长期、缓慢的过程,而这种伤害所带来的后果是严重的,甚至是难以治愈的。

中石化油田已开发储量以中高渗透油藏为主,长期以来,形成了注水水质对中高渗透油藏开发不会有很大影响的观念,这种错误观念给油田开发工作带来了很大的危害。随着东部老油田进入高含水开发阶段,油田开发的主要挖潜方向逐步向中低渗透储层转移,整装油田韵律层调整、断块油田的层系细分、低渗透油田的加密调整等成为老油田稳产的主要手段,而目前仍然沿用同一污水处理工艺流程向不同储层供水的模式,造成中低渗透储层精细开发出现各种问题,注水水质已成为剩余油藏挖潜、提高最终采收率 and 经济效益的关键点。

实验室研究表明,在含水率一定的情况下,提高注水水质,驱油效率和注水波及系数将有不同程度提高。如在含水 90% 情况下,当水质适应程度系数由 0.1 提高到 1.0 时,驱油效率由 0.5 上升到 0.7,注水波及系数由 0.28 上升到 0.54。

同一注水水质对中低渗透率储层伤害更加严重。例如使用孤东联合站同一污水、注入倍数达到 15PV 时,孤东七区空气渗透率 $5582 \times 10^{-3} \mu\text{m}^2$ 、 $1051 \times 10^{-3} \mu\text{m}^2$ 的馆上段岩心和空气渗透率 $26.6 \times 10^{-3} \mu\text{m}^2$ 沙河街组岩心渗透率保留率分别为 80%、60%、10%。胜坨油田主力层与非主力层岩性物性存在较大差异,其中主力层主要为中、细砂岩,渗透率主要分布范围 $(600 \sim 4800) \times 10^{-3} \mu\text{m}^2$,孔喉半径集中于 $10 \sim 40 \mu\text{m}$,大于 $10 \mu\text{m}$ 的孔喉体积占总孔喉体积的 60%~80%。根据部颁注水水质推荐标准应达到 C2 级。非主力层岩性以及低渗透油藏如坨 74、坨 121、坨 123 等主要为粉砂岩及泥质粉砂岩,渗透率主要分布范围 $(180 \sim 590) \times 10^{-3} \mu\text{m}^2$,孔喉半径集中于 $2.5 \sim 4.3 \mu\text{m}$,几乎不发育特粗孔喉和粗孔喉,大于 $10 \mu\text{m}$ 的孔喉体积占总孔喉体积一般 $< 1\%$,注水水质应达到 B1 级。但是目前许多单元主力层与非主力层,中高渗与低渗透油藏共用一套注水系统,水质标准为 C3 级(部分注水站为 C1 级),这种水质对非主力层、正韵律潜力层及部分低渗透储层造成了不利影响。目前胜坨油田处理后的污水含油小于 10mg/L、粒径小于 $3 \mu\text{m}$,但是悬浮物含量仍然超标,改造后的 3 座污水站悬浮物符合率仅为 32%,未改造的 4 座污水站悬浮物符合率仅 8.6%,造成近 90% 开发单元注入水悬浮物含量超过 30mg/L(C2 级要求小于 7 mg/L, B1 级小于 3 mg/L),地层后期堵塞严重、欠注层增加。统计表明目前的 319 个欠注层,因水质原因造成的欠注层总数占总欠注层数的 45.2%。特别是渗透率小于 $1 \mu\text{m}^2$ 的油藏堵塞更为严重,有近 80% 的欠注层是由于水中悬浮物和粒度中值超标造成的,11 个低渗透油藏单元注采比只有 0.55(胜坨为 0.96),地层压降达 8.03MPa(胜坨油田为 6.83MPa),自然递减高达 21.2%,严重影响了单元的稳产基础。

针对胜坨油田进入“三高”开发阶段出现的问题,1993~1995 年在坨 11 南沙二 11-3 单

元开展了注 SMD(黏土胶)驱油试验,结果并不理想。对 SMD 驱油剂室内研究及现场试验表明,SMD 属多种粒径分布的颗粒分散体系,在高渗非均质严重的地层中,一是 SMD 能在高渗透层形成富油带,但发生窜胶后驱油作用丧失,而中低渗透层并未启动;二是与注聚驱不同,当高渗透层进入更多的 SMD 产生阻力效应后,将迫使 SMD 进入中低渗透层,慢慢形成滤饼而产生封堵作用,这种阻力效应增加速度高于高渗透层,最后导致 SMD 仍沿高渗透层突进,不能提高波及系数;三是 SMD 产生的物理堵塞为颗粒堆积式堵塞,比孔喉小的颗粒容易随水运移(堵剂被突破),同时又可能继续被捕集、突破,如此反复,最后颗粒均滞留于小孔喉中,进一步增加地层的非均质性;四是室内物模研究证明,SMD 对高渗透层的调剖强度弱,对中低渗透层具有伤害作用,若增加注入量,提高注入压力,其伤害作用会更明显。

可以看出,颗粒型堵剂能够起到很好的封堵作用,但驱油作用有限,还需要依靠注水进一步提高波及系数。与此类似,注入水中含有大量不同粒径悬浮固体,若水质不合格、悬浮固体超标准,在高压(增压)注水的作用下,注入高渗透油田的中低渗透储层,将造成中低渗透储层的堵塞,从而使地层非均质性进一步加剧,降低了水驱效果。

根据注水大调查统计,胜坨油田 50 个注水开发单元由于悬浮物严重超标,影响开发效果有 19 个单元,如果按照油藏开发要求注水水质(特别是悬浮物和粒度中值指标)完全达标,可以有效启动低渗层注水,层间注水干扰得到一定程度的抑制,胜坨油田欠注层总数预计可减少 160 个左右。在系统压力基本稳定的情况下,日注能力增加 6000m^3 ,特别是低渗油藏日增注 3970m^3 ,实际动态注采对应率增加 2.2%,可日增油 50t,平均动液面回升 100~200m,单元最终采收率由 34.2% 提高到 35.3%,增加可采储量 $20 \times 10^4\text{t}$ 。

按照地层能量保持状况分析,胜利油田能量保持状况差的三类单元共 79 个,占总单元数的 12.1%;动用储量 $36169 \times 10^4\text{t}$,占动用储量的 12.9%。其中,注水水质不达标引起的有 53 个单元,占单元总数的 67%。一是由于储层渗透性差、吸水能力差,导致累积注采比低、地层亏空严重单元 35 个。地质储量 $16011 \times 10^4\text{t}$,以低渗透和断块油藏为主。平均地层渗透率 $78 \times 10^{-3}\mu\text{m}^2$,平均吸水强度 $1.35\text{m}^3/\text{d} \cdot \text{m}$ (油田平均为 $7.20\text{m}^3/\text{d} \cdot \text{m}$),累积注采比 0.56,平均原始压力 28.6MPa,目前地层压力 18.5MPa,只有原始地层压力的 64%。二是由于层间渗透率差异大、低渗层吸水差甚至不吸水 18 个单元,地质储量 $8316 \times 10^4\text{t}$,累积注采比 0.67,平均原始压力 19.6MPa,目前地层压力 12.7MPa,是原始地层压力的 65%。

注水水质对油田开发的影响还体现在大量停注井、欠注井、套损井的存在,影响注采完善程度和水驱效率的提高。胜利油田关停注水井 1429 口,水驱控制储量失控近 $2 \times 10^8\text{t}$,其中地层后期堵塞导致注不进水停注 324 口,占停注井数的 22.6%。目前有欠注井 1101 口 1273 层,欠注水量 $6.9 \times 10^4\text{m}^3/\text{d}$,其中低渗透、后期堵塞欠注 708 口 825 层,欠注水量 $4.5 \times 10^4\text{m}^3/\text{d}$,分别占欠注井、层、水量的 64.3%、64.8%、65.2%。目前有套损注水井 713 口,其中套损停注 225 口。由于套损、报废等原因造成注采井网二次不完善,每年油井被迫转注 41 口,钻更新水井 49 口。

(3) 不合格水质加大了地面工程运行成本和后期投入

注水开发油田进入到高含水或特高含水开发阶段,油田开发生产的全过程,从来液、集输、处理、回注进地层又被采出,各个环节无不存在水,形成了一个大的水循环系统。水处理与水质是大循环水系统的中心环节。采出水对地面工程而言,直接的危害就是腐蚀、结垢趋势加剧,且腐蚀点由水系统提前到了油系统的井筒、集输管网、油水储罐,加剧了油套

管、杆管泵、集输管线、油气处理设备、储罐等设施的腐蚀损害。

注水系统由于腐蚀严重，使系统承压能力降低，不仅影响了正常注水，而且造成了巨大经济损失。据胜利油田统计，2000 年以来，注水干线穿孔 3443 次，影响注水量累计 $708 \times 104 \text{ m}^3$ ，由此引起的环保赔偿费累计达 6865 万元。污水处理和注水系统，因腐蚀穿孔仅 1998 年就更换 DN200 以上的管线 270km，耗资 1.05 亿元。注水井井下管柱因结垢腐蚀影响，普通油管在井有效寿命 3 年左右。特别是油管螺纹连接处腐蚀，造成油管漏失，从三年未动管柱作业跟踪情况看，近 50% 注水井管柱由于腐蚀损坏、结垢，直接影响到分层注水、测试调配和分注效果。中原油田 1996 年以前注水质达标率低仅 32%，堵塞结垢严重，地面管线 2~3 年管线内径减少 60% 以上，在井油管结垢最严重下井 8 个月后内径由 62mm 变为 20mm 左右。由于腐蚀结垢无法实施分注，最严重时分注井由 564 口降到 270 口，分注率由 66.5% 下降为 17.1%，严重影响了油田正常生产，估算年经济损失 2 亿元以上。

另外，注入不合格水对地层的堵塞伤害，使注水压力升高，不仅影响油田开发效果，而且造成地面工程系统改造投入加大。如纯化油田的纯六块（平均渗透率 $57.2 \times 10^{-3} \mu\text{m}^2$ ），1993 年改注污水后，地层堵塞严重，注水压力由 1996 年 16MPa 上升到 2002 年 25MPa，地面注水系统被迫进行了整体升压改造，由 25MPa 提高到 32MPa，工程投资 495 万元。近 10 年来水井措施工作量明显增加，累计 107 井次（其中检管换封 60 井次，增注 25 井次，打捞大修 22 井次），费用 2630 万元，但是仍然没有改变开发生产的被动局面，开发指标越来越差（见图 1 和表 1）。

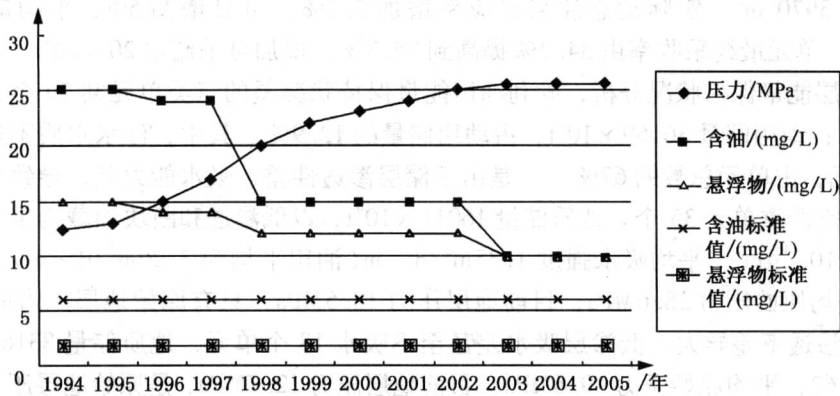


图 1 纯六块 1994~2005 年注水压力、含油和悬浮物变化曲线

表 1 纯六块开发指标状况表

时间/年	油井开井/口	日液水平/t	日油水平/t	综合含水/%	平均动液面/m	水井开井/口	日注水平/m ³
1994	50	966.7	253.4	73.8	784.1	30	1601
2000	43	585.7	122.9	79.0	1091.9	31	1046
2004	34	542.1	88.3	83.6	1074.4	17	786

同时，注水层堵塞还造成了油层改造费用及地面工程运行费用增加。中石化股份公司 2004 年欠注层酸化增注措施工作量 696 井次，措施作业费用 8712 万元。按照中石化油田日注 $78 \times 10^4 \text{ m}^3$ 水量计算，注水压力每升高 1MPa，年增加运行电量 $11388 \times 10^4 \text{ kw} \cdot \text{h}$ 。由此可见，水质问题所增加的成本是十分惊人的。

水质影响带来后续工作量的增加，进一步加大了成本压力，又迫使压缩注水费用，如减少维修费用、药剂费用等，形成了注水系统的恶性循环，导致了注水开发工作中的极大浪费。

3.3 水质管理对水质改善起着至关重要的作用

随着集团公司加大了注水水质的治理力度,各油田也都加强了注水管理工作,逐步建立了相对完善的管理机构和队伍,健全了水质管理、考核等制度,注水水质有了很大程度的提高。不过目前对水质的重视和管理还没有完全到位,还存在管理意识薄弱、工作混乱的现象。即使是最先进的水处理工艺技术,如果管理不到位,稳定的合格水质仍然没有保障。

(1) 污水处理系统维护改造投入不足

一方面,按照目前的设计规范,污水处理系统的主要设备如除油设备、过滤设备等都是常年运行的设备,无备用设备,无停产检修时间,一旦出现故障,就造成生产事故,影响水质。另一方面,设备和设施维护性投入不足。油田污水具有较强的腐蚀性和结垢趋势,对污水基础设施有较强的侵害,如果维护更新投入不到位,无法保证系统的正常运行。如过滤罐,滤料的更换周期一般在10个月左右,从调查情况看,在用滤料的使用时间平均已达到23个月,个别已4年未换滤料,出口水质比进口水质还差。同时,由于相当数量的设备带病运行或待修在修,造成处理流程不完善,处理能力下降,达不到设计要求,处理水质不达标。有些污水站实际成了污水接转站,污水基本没有进行处理。

(2) 药剂费用投入不足

目前油田采出水处理工艺以重力、压力除油和压力过滤为主,需要辅助投加大量的化学助剂,才能实现水质达标。根据污水处理达标药剂配方测算,胜利油田达标运行药剂费为0.5~0.7元/吨水。从实际发生情况看,年实际污水处理药剂费用不足达标配方药剂费的50%,其他东部油田也存在类似的问题。

由于生产成本紧张,有相当一部分单位为缓解成本压力、填补成本亏空,随意压减污水药剂费。同时,部分单位由于管理不到位,不是按需投加,领导重视、成本富余有药可加,成本紧张无药可加或少加的现象普遍存在,造成注水水质呈现波动。加药程序不能严格遵守,没有注意药剂的特性,不能发挥药剂的协同作用,有些甚至起反作用。如杀菌剂没有定期、定量、按“疗程”投加;投加清洗剂后不能配套投加缓蚀剂,被破坏的金属表面防护层得不到及时恢复,加剧了设备的腐蚀。

(3) 缺乏水处理药剂投加技术方案的编制经验

各油田大都缺乏水处理药剂投加技术方案的编制经验,没有成熟的可借鉴的东西,对应应当研究的工作和编写内容缺乏了解和认识。大部分油田大都将以药剂室内筛选配方作为加药方案,与现场污水处理工艺及实际运行状况结合不够,缺少随进站水质和出站水质变化的动态药剂投加方案,造成室内和现场使用效果差异大,不仅浪费药剂,而且起不到应有的药剂效果。如没有根据细菌在污水系统中的生长特性确定加药工艺和加药点,各种药剂应当具备的混合反应时间没有在现场工艺中体现,使药剂反应时间不足,影响药剂效果。同时没有针对水性和水量的变化特性及时调整加药量,仅以正常运行状况下的水量和水质确定为一种加药浓度配方,没有非正常状态下的备用加药方案,这种长期单一不变的药剂投加势必影响处理效果和水质达标率。部分油田水处理药剂投加技术方案仅为单一的固定药剂浓度配方,对现场水性的变化适应性差,影响了药剂效果和水质达标率的提高。

(4) 部分油田药剂采购质检内容有待完善

目前,各油田水处理药剂产品的质量检测是由各油田技术监督处(中心)依据产品质量技术标准对产品质量进行检验,大部分油田在产品质量标准检测的同时,还针对药剂的现场应用效果进行检验。但也有少部分油田尚未开展这项检测,或没有针对各站污水的特性进行

检验,易造成产品不合格,综合药剂配伍和水处理效果不佳的现象。

(5) 目前水处理药剂命名不规范,比较混乱

基本是厂家随意命名而成,给水处理药剂的筛选、采购、日常检测、管理和药剂投加技术方案的研究编制带来不便,如絮凝剂名称达36种,部分净化剂以A剂、B剂命名,单以名称来看,分不清其在配方中的作用及如何配伍。

(6) 加药工艺落后,不适应污水处理的需要,影响水处理效果

目前还有相当多的站,采用人工调整加药量的工艺,当来水变化频繁时,加药量无法达到规定的要求,导致药剂加量不足影响处理效果,或者浪费药剂。

(7) 水质检测方面存在的问题

水质检测工作是水质管理的基础工作之一,从各油田情况看,分公司、采油厂两级的水质检测工作依托于专业技术部门,基本到位,但也存在检测指标不全面,检测结果失真、针对性差的问题。有的污水站现场检测的仪器、标准、检测方法不统一,使得各级检测机构数据比较性差。

(8) 关联交易中市场运作机制不规范

油田重组以后,设计、油建、化工等划归存续公司,各分(子)公司制定了一些油田内部市场保护政策,没有开放市场,出现了质量监督的一些“特区”,影响了质量监督的公正性和工程质量。尤其是油田化学药剂市场更加严重,在药剂质量控制方面管理相对薄弱,药剂总体质量水平呈整体下降趋势。对不合格药剂,虽然采取了限期整改、退货、降价处理等措施,但在实际操作中,具体到污水站来说这些措施都是亡羊补牢,药剂不合格的危害已经存在了。

在工程运作模式方面,各油田基本程序仍然沿用计划批复、设计院设计、油建施工、供应订货、基建管理部门验收的模式。有些在名义上虽然采用了项目管理、工程招标、设备招标等,但由于种种原因,没有真正落到实处,各部门、各单位的责任和权利没有落实,出现问题相互推诿,没有具体的单位和部门负责,致使水质达标成为空谈。

在市场开放方面,竞争机制不健全,在新产品、新设备、新技术的引进上,不能做到“优胜劣汰”。此种做法,既增加了油田的负担,也不利于产品质量提高和技术发展。在内部保护网下,个别内部企业不是努力改进产品、提高服务质量和自身的竞争力,而是通过收取代理费、管理费、盖章费从中渔利。

目前,关联交易不够透明、公正,运作不够规范,市场化运作还有许多工作要做。

4 提高水质改善注水效果的对策

东部老油田的稳产关系到股份公司上游板块的稳定和发展,而油田注水决定了老油田稳产基础。多年开发实践正反两方面的经验教训,都证明了水质是关系到油田注水开发效果、关系到油田稳产基础的关键因素。必须抓住当前大好时机,从源头治理入手,统筹规划,采取有效措施,不断改善注水油田开发效果。

4.1 从加强管理入手,逐步建立现代化管理模式

水质治理是一个系统工程,牵扯到油藏工程、地面工程、采油工程、油田化学、企业管理等诸多专业技术,单纯考虑水处理和注水是不科学的,也是不经济的。要以系统工程的方法,把地面和地下作为一个整体来考虑,树立油田开发生产大循环水系统的观念,才能有效解决注水开发系统存在的问题。首先在水质管理上要处理好四个关系、解决四个问题、建立

四个体系(机制)。

(1) 处理好地下和地上的关系, 解决水质标准的问题, 建立水质评价体系

随着油田开发的深入, 油藏工程对水质的要求逐渐细化, 而地面工程与油藏的需求还有较大的差距, 需要协调油藏需求与地面工程适应性的关系, 建立一套科学、经济的水质标准和评价体系。

通过对不同注水开发期注入水质研究、注水方案实施跟踪、注水井层吸水能力影响因素分析、恢复井层吸水能力措施效果及费用分析及地面工艺技术适应性分析研究等, 在 SY/T 5329—94 基础上, 以油藏工程、地面工程最优化为目标, 确定适合不同油藏类型、不同开发阶段、不同储层的水质标准, 使水质标准更加科学、经济, 更具有可操作性。同时, 油藏、地面相结合, 建立水质评价体系。

水质评价体系包括: 水质标准的评价; 水质指标的适应性评价; 水处理技术适应性评价; 水质经济性评价等。通过制定科学的评价方法和严谨的评价指标, 把水质工作纳入到油藏经营、开发生产管理中。

① 水质标准评价: 早在 1980 年国外有关资料提出“安全注水水质”概念, “合格的注入水将不因堵塞地层而缩短注水井的使用寿命。注入水必须具有这样的质量, 即它能在允许的体积和压力下, 流入并通过地层, 而不造成节流堵塞。”水质标准是我们注好水的前提, 注水井的费用有时可达数百万元, 重要的是不能抱有侥幸心理, 看注入水是否会导致地层堵塞或破坏而浪费有效的投资。因此, 确定注水水质标准是否是安全注水水质, 不能完全依靠 SY/T 5329—94 部颁标准的水质主要控制指标, 而是应结合油藏具体情况需要, 进行适合注水油藏水质要求的矿场试验, 对水质标准进行评价研究。

② 水质指标的适应性评价: 我国碎屑砂岩油藏的非均质性 & 现行的开采方式, 决定了在回注油田污水过程中, 必须对水质指标的适应性进行跟踪评价, 收集有关注水井稳定吸水持续时间和恢复注水井吸水能力作业费用等方面的资料, 进行综合分析评价, 建立科学、经济、合理的水质指标。

③ 水处理工艺技术适应性评价: 要使得污水净化程度和净化流程适应不同油藏的水质要求, 必须采用由简单到复杂的净化流程, 后一种流程是前一种流程的自然延续。净化流程中的各环节都必须与技术标准、净化程度、处理费用、使用寿命相适应, 决不允许水处理工艺技术、净化流程从投入运行水质就不达标。

④ 水质经济评价: 是前三种评价的综合体现, 关系到油田注水开发、水质改善、净化流程改造等综合性技术经济分析评价。

(2) 处理好投入和产出的关系, 解决投入不足与注水系统潜在效益的问题, 建立正常的技术决策和投入的运行机制

就污水处理系统本身而言, 水质好坏在效益上不会有太大的体现, 因为水质的效益是拓展的、延伸的, 潜在的, 投入工作量虽然发生在污水处理系统, 但效益体现在整个污水管网、注水管网维护工作量的减少, 体现在水井作业工作量的减少, 体现在水驱储量的增加, 体现在油田开发效果的改善。所以, 污水处理是有巨大效益、有长远效益的工作。由于这些效益的相对滞后, 在人们的认识程度上, 很容易形成偏差, 污水系统的投入得不到应有的重视。因此必须建立正常的资金投入渠道和成本运行机制, 保证污水处理系统正常运行, 避免出现前几年水质大幅度波动的局面。鉴于水质处理的特殊性和药剂费用管理上存在的问题, 各油田应重视并要从机制和管理上彻底解决, 如污水药剂费单列, 专款专用, 推广水质和药

剂联合承包的方式，通过竞争招标，确定药剂供货厂家，采油厂与供货厂签订技术服务合同 and 利益风险合同，利益共享，风险共担等多种形式。

目前，注水系统工程项目建设，常常是投资部门组织项目立项、决策、设备选型、工程招投标、项目建设及验收，项目是否应该立项、工艺及设备的适应性如何、项目建成后如何管理、工程建设质量是否达到要求等技术主管部门参与度不高。从近几年水质治理工程建设情况看，这种项目决策和建设模式存在一些问题，特别是部分污水处理工程自投产开始就不能达标运行。必须尽快改变这种项目决策运行方式，发挥技术主管部门在项目决策、工艺技术选择、施工监督及生产管理中的主导作用，保证项目的科学决策，提高项目的技术水平和效益。

(3) 处理好甲乙双方之间的关系，解决责权利问题，建立一套工程项目运作模式 and 专业化管理体制

从近几年水质治理工程的运作情况看，暴露出单位与单位之间，部门与部门之间职责不明，配合不默契的问题，工期延误的多，超投资的多，投产后达到设计要求的少。在工程验收方面，注重了施工质量的验收，对整个工程的处理能力、处理质量的评价验收，没有得到很好的落实，即使后期有补充评价和效能验收，但由于资金已经付出，其整改或索赔工作也得不到落实。因此，在油田重组改制的新形势下，要探索一套新的工程项目运作模式 and 专业化管理的体制。

中石化内部的设计市场、施工市场、药剂市场要相互开放，市场开放不仅仅是形成竞争机制，也是更深层次的技术、管理经验交流，通过这个交流，相互促进，共同提高。各油田要认真总结几年来关联交易经验教训，提高市场意识，规范和细化运作方式。

各油田要开展水质大包工程的试点，油田提供水质要求，由承包方出资建设并负责设计施工和运行，油田根据水质情况，按照吨水综合处理费付给承包方。这种方式对油田来讲是风险最小、效益最好的方法。

目前水处理队伍多数由采油厂(矿)管理，没有分开，这种体制是滋生重油轻水、肉烂在锅里的思想，以及成本投入、人员配备不足等短期行为的温床。要解决这一问题，应进行体制改革，如类似组建内部水处理专业公司，按模拟市场运作，开发单位买“成品水”。这种方式，首先做到了责任、权利和义务的清晰。水处理公司全权负责水质，水质好了是你的成绩，水质差了是你的责任。第二，有利于避免在水质管理上的短期行为。油田把水处理的投资和成本划拨给水处理公司，能够有效防止水处理费挪用、压缩的现象，水处理公司为长远发展考虑，在科技进步、队伍建设、设备设施管理等方面就会统筹兼顾，从长计议。第三，有利于提高油田开发效果，提高整体效益。在采油厂(矿)水质工作只是若干项工作之一，工作重心是产量，产量是头等大事，一切工作围绕产量转，而对水处理公司，工作重心是水质，水质是头等大事，一切工作围绕水质转，水质好了，水处理公司的效益就好了，同时为油田提高合格水质，又会改善油田的开发效果，互惠互利。

当然，各个油田要根据自身的情况提出一些解决目前存在这些问题的举措，但目的只有一个，即如何有利于解决水质处理中的问题。另外，随着我国经济市场化程度的不断提高，建设项目的实施、运行和管理也出现多种模式，这些新的先进建设管理模式的引入规范了建设方和投资方的行为与利益，保证建设项目的安全高效实施。下面常见的几种经济有效建设管理模式，可以在污水治理项目上借鉴应用。

① 总承包建设管理模式。这是普遍熟悉的项目承包管理模式，其运作方式是：项目成

立后, 业主与承包方签订项目总承包合同, 业主负责项目投资资金落实和实施全过程监理, 并组织竣工验收后, 接收建成的项目并负责运行管理; 承包方在合同范围内负责项目的工程设计、采办、施工、开车调试和试运行, 项目合格后交给业主。

② BOT 建设管理模式。BOT 是英文 Build - Operate - Transfer 的缩写, 即建设—经营—转让方式, 是业主将一个项目的特许权授予承包方。承包方在协议规定的特许期限内, 负责项目设计、融资、建设和运营, 同时拥有投资建造设施的所有权, 允许向设施使用者(通常是业主或政府)收取适当的费用, 依此回收成本、偿还债务、赚取利润, 特许期限结束后将项目所有权无偿转移交给业主。

③ 项目 TO 建设管理模式。TO 模式就是“转让—运营”, 即项目业主方(如油田)将已建成的污水站委托给有资格的托管运营公司来管理和运行, 污水站的产权在该模式下可以转让也可以不转让, 该模式其实就是“托管运营模式”。

(4) 处理好水质运行和考核的关系, 解决水质波动问题, 建立完善的水质考核体系

要保证水质长期、连续、稳定的运行, 考核监督的力度是关键。从调查情况看, 各单位基本按季度对水质进行检测, 但水质指标波动较大, 不能有效保证水质的平稳运行。各油田也都建立了水质考核制度, 把水质指标列入对采油厂的承包指标, 但考核力度不够, 不能真正起到警示作用。要进一步完善水质考核指标与成本、达标创优、水质平稳运行等关联考核的机制。水质考核必须是严格的, 就像“产品的质量是生命”一样。

通过以上工作, 紧密地把油藏、地面工艺等各方面有机地结合起来, 形成一个从水质评价, 生产运行, 项目运作, 水质考核, 全方位的强有力的水质管理保障体系, 把水质管理工作真正落到实处。

4.2 针对存在的技术难点开展污水处理技术攻关

科学技术是第一生产力。面临复杂水质处理的技术难题。科研人员经过不断努力, 许多新技术新工艺已经应用到了生产实践中。但是油田采出污水成分复杂、腐蚀性大、含聚、稠油污水, 处理难度非常大。针对存在的技术难点开展污水处理技术进行攻关十分必要和迫切。目前的技术攻关方向有:

① 新工艺新技术的筛选、跟踪评价、推广工作。针对不同的来水水质和注入水质要求, 需要对新技术新工艺进行充分的评价, 然后进行推广。

② 工艺设施的配套、流程完善, 污水处理过程是一个系统工程, 是一个“木桶”效应, 任意一个环节没有发挥作用, 都将会导致整个系统处理效果不达标。

③ 污水沉降罐结构和参数优化工作。

④ 过滤设备、滤料的现状调研和评价优选工作。

⑤ 除硫技术研究, 保障污水水质稳定达标。

⑥ 污泥无害化处理技术研究。

⑦ 污水深度处理回用技术

针对目前部分油田存在大量多余含油污水需要回灌或外排, 处理成本高昂, 而油田生产又需要清水的问题。开展多余污水深度处理回用技术研究, 将多余污水处理成工业用水, 具有重要的节水、节能意义。

4.3 强化组织领导, 全面改善注入水质

开发实践表明, 注水工作组织得力、管理到位是油田稳产的有效保障。因此, 加强注水工作的组织领导, 调动各方面的积极性, 对于全面改善水质能够起到非常积极的作用。