

改善高含水期油田 注水开发效果实例



石油工业出版社

登录号	087310
分类号	TE357.6
种次号	011

改善高含水期油田 注水开发效果实例

中国石油天然气总公司

科技发展局

编



200808965

石油工业出版社

(京)新登字 082 号

内 容 提 要

本书论述了高含水期注水油田改善开发效果的几种主要方法,介绍了国内 13 个油田的具体作法,并扼要介绍了国外一些油田的作法。对我国高含水油田提高采收率具有很大参考价值。本书适合广大油田开发工作者参阅。

07/31/50

改善高含水期油田注水开发效果实例

中国石油天然气总公司

科技发展局 编
开发生产局

*

石油工业出版社出版

(北京安定门外安华里二区一号楼)

石油物探局制图印刷厂排版

石油物探局制图印刷厂印刷

新华书店北京发行所发行

*

787×1092 毫米 16 开本 14¹/₈ 印张 350 千字 印 1-2500

1993 年 10 月北京第 1 版 1993 年 10 月北京第 1 次印刷

ISBN7-5021-1122-0/TE • 1038

定价: 15.00 元

前 言

我国主要油田已进入高含水期开发,现仅采出注水可采储量的62%,高含水期开发将是我国重要的油田开发阶段。面临着技术难度越来越大,产量递减,产水量大幅度增加,经济效益差,为此,改善我国高含水期油田开发效果,已成为十分迫切的问题。

1991年5月总公司科技发展局,组织召开了改善高含水期油田开发效果座谈会。到会专家一致认为,这是一项非常现实,又是十分紧迫急待解决的重要课题。原注水条件下广泛应用的措施效率越来越低,急需有效的新方法改善高含水期驱油效果。开发好高含水期油田要抓两手,一是改进注水开发方法,扩大注水波及体积,提高水驱效果;二是将用物理-化学三次采油方法,进一步扩大波及体积和提高驱油效率,提高水驱后的采收率。从当前来看,采用水动力学方法,改善高含水期水驱效果是一项更为现实、量大面宽、见效快、投资少而易推广的技术。

1991年10月科技发展局决定组织全国力量开展改善高含水期水驱油效果的机理及新方法研究,并与开发生产局共同组织了有关专家对课题的研究对象、内容、技术路线、技术关键以及承担课题的分工和进度进行了论证,“八五”期间重点研究强化注采系统、改变液流方向、周期注水、调剖及封堵出水大孔道、水气交替注入、降压开采等方法,达到在理论研究和现场试验方面取得新突破新认识,有效地挖掘老油田潜力,形成具有我国油田特点的高含水期改善水驱开发效果的方法和理论。

课题第一年,首先是总结剖析各油田已开展的实例。

1992年8月科技发展局、开发生产局于大庆油田召开了有关油田、研究院所和石油高校参加的高含水期水动力学方法改善水驱效果技术交流会。会上大庆、吉林、辽河、华北、胜利、江汉、新疆等油田,介绍了各油田应用水动力学方法改善注水开发效果的典型实例,与会同志对这些实例反响强烈,一致认为开阔了大家的思路,给人以很大启示。增强了高含水期稳油控水、提高水驱采收率的信心。实例本身反映了继续做好注水工作,采取水动力学方法是高含水期减缓老油田产量递减,降低含水上升,有效利用注入水的重要开采方法。

水动力学调整方法最大的优点是利用现有井网和层系,通过压力场的调整,使滞留状态的原油动起来,提高注入水的利用率,扩大注水波及体积,从而控制含水上升,延长油田稳产期,提高水驱采收率。方法简便,经济有效,易于大规模推广应用。前苏联油田广泛应用,1991年增产油量约四千万吨。我国油田储层非均质严重,原油粘度较高,应用水动力学方法改善注水效果有广阔的前景。交流会上各油田推荐了一批典型、具有较高水平的区块,丰富了调整工作的方法,有助于启发大家更好地做好高含水期油田注水工作。经总公司科技发展局决定,由所在油田、院所专家整理、修改并审核这些典型材料,总公司北京石油勘探开发研究院开发所进行汇编,由石油工业出版社出版。一方面作为“改善注水驱油效果机理及新方法研究”项目的第一阶段研究成果;另一方面,更重要的是为我国油田开发技术人员提供高含水期注水开发新方法,以便结合本油田实际,更广泛地应用水动力学方法改善注水开发效果,为稳定东部做出更大贡献。

本书以实例剖析为内容,反映高含水期油田的开发特征、方法、效果及前景,供广大开

发工作人员参考。推荐的实例也只是一部分，其典型性也难以做到准确，内容编排及认识上也会存在不足的地方。我们将继续组织力量开展高含水期油田改善注水驱油效果机理及新方法研究，从理论上和实践上取得更大成果，为老油田的稳油控水，为提高我国油田开发水平共同奋斗。

中国石油化工总公司科技发展局
开发生产局
一九九三年十月

目 录

第一篇 综述	(1)
1. 中高粘度油田高含水期是重要开发阶段	(3)
2. 水驱波及体积不大具有调整潜力	(4)
3. 国外广泛应用水动力学调整方法	(4)
4. 我国有一批调整效果显著的油田实例	(5)
5. 加强改善水驱效果的机理及新方法研究	(6)
第二篇 典型实例剖析	(9)
改变液流方向	
1. 喇嘛甸油田注采系统调整	(11)
2. 曙 2-6-6 断块完善注采系统改善水驱效果	(23)
3. 任北油田改变注水方式试验	(42)
周期注水	
4. 大庆长垣南部油田周期注水	(56)
5. 扶余油田西区应用周期注水	(68)
6. 克拉玛依油田二区、五区改变注水方法	(79)
7. 王 20 井区阶段注采强度调整试验	(88)
封堵大孔道	
8. 胜二区沙二 ³ 封堵大孔道提高水驱效果	(94)
9. 扶余油田西区注水井化学调剖技术	(115)
综合调整	
10. 兴隆台油田马 20 块改善水驱效果试验	(126)
11. 埕东油田改善高含水期开发效果的方法	(133)
单井吞吐	
12. 王场油田单井吞吐试验	(150)
降压开采	
13. 鄞州油田降压开采试验	(156)
第三篇 国外高含水期油田水动力学调整方法	(171)
1. 周期注水	(175)
2. 改变液流方向	(189)
3. 强化注采系统的变形井网	(193)
4. 建立补充的点状或排状注水系统	(197)
5. 提高排液量	(203)
6. 堵水与调剖技术	(208)
7. 各种调整方法的结合	(213)

第一篇 综 述

冈秦麟 林志芳

改善高含水期油田注水驱油效果,属世界范围的问题,目标集中到降低伴随水采出量,稳定采油量或减少递减,提高水驱采收率,提高经济效益。这一问题受到各产油国的重视,纷纷开展新方法、新技术研究。前苏联提出了水动力学调整方法,应用较广,年增产油量达四千万吨;美国分析了加密井网和三次采油的效果,发展了加密井网强化采油技术。我国已开发油田多为陆相碎屑沉积的储层,非均质性严重,油水粘度比普遍较高,使水驱采收率受到影响,改善高含水期油田的水驱效果尤为重要。针对我国油田的开发特点,“七五”期间形成了以细分开发层系、加密井网、提高排液量为主的综合调整技术,显著地改善了注水油田开发效果。近年来针对注水油田的含水率又进一步增高,地下油水分布极为复杂,剩余可采储量已呈高度分散状态,面临油田进一步深度开发的新阶段,必须发展相适应的新的开发方法和新的技术。

在中国石油天然气总公司科技发展局、开发生产局的组织下,由石油勘探开发科学研究院、大庆、胜利、华北、辽河、吉林、江汉等油田共同承担了高含水期“改善注水驱油效果机理及新方法研究”的研究课题。1992年8月交流了第一阶段的研究成果,主要是国外高含水期油田水动力学调整方法调研,国内典型油田在改变液流方向、周期注水、封堵大孔道、综合调整、单井吞吐、降压开采等水动力学方法典型实例剖析,这些实例反映了我国高含水期油田进一步做好注水工作,仍有稳油降水提高水驱采收率广阔的前景,也为深入开展新方法研究奠定了基础。

1. 中高粘度油田高含水期是重要开发阶段

不同油水粘度比的油田水驱油特征有显著的差异。低粘度油田油水粘度比低,开发初期含水上升缓慢,在含水率与采出程度的关系曲线上呈凹形曲线,主要储量在中低含水期采出。中高粘度油田与此相反,呈凸形曲线,主要储量在高含水期采出,这是由水驱油的非活塞性所确定的,储层的润湿性和非均质性更加剧了这种差异。我国主要油田原油属石蜡基原油,粘度普遍较高,这就形成了一个重要特点,高含水期是注水开发油田的一个重要阶段,在特高含水阶段仍有较多储量可供采出。全国注水开发油田1992年底综合含水79.7%,对应采出可采储量61.6%,表明还有38%的可采储量要在综合含水80%以后采出。开发效果较好的主要油田,如大庆喇萨杏油田综合含水80.5%,采出可采储量63.9%;胜坨油田综合含水91.7%,采出可采储量75.2%;孤岛油田综合含水90%,采出可采储量73.4%,表明综合含水90%以后仍有约25%的可采储量,可由注水采出,可见潜力是大的。但由于地下油水分布复杂,开采难度随之增大,且特高含水期的开发,伴随着采油将采出大量的水,含水90%时每采1吨油将采出9吨水,要达到注采平衡则需注入10吨以上的水。因此,提高注入水的利用率,控制和降低含水,力争实现少产水多产油的“稳油控水”成为高含水期开采的主要目标,发展新的注水开发方法和新技术成为急待解决的问题。

2. 水驱波及体积不大具有调整潜力

我国注水开发油田的水驱采收率不高，中低含水期对应的采出程度低，注水波及系数较低是重要原因。储层的非均质性、分布形态、润湿性等对波及系数均有较大的影响，开发部署对油层的适应性直接反映在波及系数上。据我国 25 个主要油田统计，水驱波及系数仅约 0.7，表明了提高注水波及系数是提高水驱开发效果的重要方向。

注水波及系数还可分为平面波及系数和厚度波及系数。平面波及不到的地区多为注采关系与砂体形态不相适应以及渗透率变化急剧的部位。尤其是断块油田井网不易完善，水驱控制储量常低于 80%，注水沿高渗透条带窜进又常使两侧低渗透带不易受效，或者出现绕流现象等，这些都影响了平面波及系数的提高，厚度波及不到的地区多属多油层油田，层间渗透率差异大，低渗透层不吸水或吸水量过小所形成。生产中观察到的注入水沿高渗透层单层突进就属典型实例，以及低渗透层要求较高的启动压差，层间渗透率变异系数有重要影响。厚油层层内的波及状况常与渗透率变化的韵律性有关，正韵律油层的厚度波及系数往往较小，渗透率差异越大影响越大，而反韵律油层厚度波及系数相对较高，复合韵律则形成油水纵向上的交错分布。

在细分层系、加密井网后提高注水波及体积的主要方法是改变地下压力场的分布，使滞留状态的原油运动起来在水驱作用下开采。典型的方法有增加注水井点、转变注水方式、增大生产压差、调整注采剖面等，这些均对降低含水、稳定产油量、提高采收率有显著作用。

这些情况表明，油田进入高含水期后，必须研究剩余油的分布特征，研究新的开采方法，才有可能改善注水开发效果。

3. 国外广泛应用水动力学调整方法

高含水期的开发受到各国的重视。前苏联指出“在开发的最后的和完成阶段，降低伴随水采出量的问题从工艺的、经济的、生态的观点具有重要意义”。并认为“在后期阶段减少伴随水采出体积的问题很复杂”。调整措施以巴什基里亚油区为例，在较稀井网条件下采取增加油水井数比、提高单井排液量、堵水、调剖等措施进行控水。如下石岩纪油藏在含水率 80.1%~95% 阶段，井网密度由开发初期的 62 公顷/井，加密到 22.5 公顷/井，油水井数比由 9.3 降至 4.0，单井产液量由 26 吨/日增至 76 吨/日，采油调剖、堵水等措施限制产水量。1991 年巴什基里亚石油管理局在 333 口油井上减少伴随采水量 6.4 百万吨，注入水减少 5.2 百万立方米，采油量仅损失 3.8 万吨，节省花费和利润分别为 10.5 和 8.2 百万卢布。在前苏联提出的水动力学调整方法还包括：改变液流方向如将行列注水改为封闭式的块状注水；周期注水改变油层中压力场的分布，提高排液量强化采油；优化高压注水；开发后期停止注水时，成为经济有效的方法。

美国以东得克萨斯油田在密井网条件下,油井单井控制面积仅1.88公顷/井,油田控水的主要措施为关闭高含水井。据统计1949年有生产井22467口,1960年为18856口,1970年15136口,1979年12070口,31年间平均每年关闭或停产的井数达335口,显著的控制了含水上升,1958年含水79%,以后含水没有上升,直到1972年含水为76.2%。美国也重视发展周期注水、堵水、调剖等技术。

改变液流方向,美国提出高含水期将反九点法、四点法等面积注水井网转变为五点法或七点法等,以增加注水强度,改变驱油方向。我国用数值模拟方法研究四点法转七点法后,水驱采收率约提高3%,且稳产期延长,采出水量减少。前苏联多采用行列井网,高含水期后采用增加点状注水井,补钻或转注生产井形成封闭式的块状注水,注水强度和供油方向显著增加,有效地改善了注水开发效果。

周期注水也称作不稳定注水、间歇注水、脉冲注水等,是五十年代末和六十年代初在前苏联和美国采用的一种注水方法,在七十年代已成为改善注水开发油田效果的主要方法。在西西伯利亚油区已在17个油田中的23个油藏应用;在比雪夫油区有16个开发层系应用;鞅鞅油区在22个油田80个层系中应用,三个油区十年内共增产原油2200万吨,经济效益显著。美国于六十年代初在斯普拉伯雷油田实施周期注水,对裂缝性油田提高原油采收率方面获得明显效果。

注水井调剖技术是在油井封堵水层技术的基础上发展起来的。对油井堵水技术的研究和应用已有40年的历史。六十年代聚丙烯酰胺类高分子聚合物为化学调剖堵水技术打开了新局面,得到较广泛的推广应用。七十年代以来由于堵水化学剂的发展,油井堵水技术由封堵出水层发展成为油水比控制技术,进一步发展成为注水井调整吸水剖面和油井控制油水比的配套技术。八十年代末美国和苏联都推出了一批新型化学剂,可分为水溶性聚合物凝胶类调剖技术,水玻璃类调剖技术和颗粒调剖技术等,分别适合于不同类型的油藏使用。

堵水与提高排液量相结合的技术,原苏联主张在高含水期继续提高排液量以增加产油量,随着油井含水的升高,提高排液量伴随水量也会相应增加。提高排液量与堵水相结合可起到稳油控水的作用。原苏联不主张过早关闭高含水井,认为用经济界限确定关井时间是有效的,因而提高排液量或提高排液量结合堵水能延长油井的生产时间。经过计算,他们认为对于产液量150吨/日的井,经济极限产油量是1.1—1.4吨/日,相当含水率将达99.3%。反映了堵水与提高排液量相结合,有利于提高水驱采收率。

水动力学调整方法按原苏联的研究结果还有许多,如降压开采、水气交替注入、优化提高注入压力等,在具体实施中要研究油藏的特征和分析注水开发效果,注意各种措施的结合使用,发挥综合作用,往往比采取单一的措施有更大的效果。

4. 我国有一批调整效果显著的油田实例

依据我国油田的特点和自然条件,总结了一批采用水动力学调整方法的典型,1992年8月会议上交流的报告达21份,丰富了调整工作的内容,归纳起来有改变液流方向、周期注水、封堵大孔道、综合调整、单井吞吐、降压开采等适合于高含水期开采的新方法。这些典型的

实例在各油田已有一定的应用规模。在本书中将对其应用条件、取得效果、开采机理进行剖析,以加深对这些方法的认识,对存在的问题将在下阶段的研究中进一步完善,为扩大推广应用创造条件。

大庆长垣南部油田周期注水已有十年的开发实践,大大改善了油田注水的开发效果。1991年底葡萄花油田采出程度 14.4%,综合含水仅 19.9%,并解决了低注水量井冬季管理的困难。喇嘛甸油田进行注采系统调整,增加注水井点,配合油水井工作制度调整,增加水驱供油方向,含水上升率由 1.5%降至 1%以下,自然递减率由 11%降至 8%,预计水驱采收率将提高 1.5%~2.0%。

胜利埕东油田运用水动力学方法调整,在油田综合含水高达 83.7%的条件下,采油速度仍达 1.85%,预计水驱采收率可增加 2.5%。胜坨油田二区封堵大孔道,启动中低渗透层,改善了水驱效果。孤岛油田强注强采年产液量由 1212 万吨增至 3557 万吨,在含水 90%的条件下采油速度依然保持 1.33%,不吸水的油层厚度由 10.8%降至 4.4%,水驱波及体积明显改善。

辽河油田兴隆台油田马 20 断块,进行注采井网、提高排液量、调整吸水剖面等调整工作,含水上升率由 2.2%降至 1.82%,预计水驱采收率可提高 2%。

吉林扶余油田周期注水,在裂缝性低渗透油藏中见到明显效果,摸索了合理注水周期和注采比等。新北油田应用换向驱油技术,调整平面矛盾,注入水波及状况得到改善,四年来含水稳定产油量不递减。

克拉玛依油田二区周期注水;江汉王场油田对连通不好的亲水油层进行单井吞吐注水采油;王 20 井区阶段停注停采;华北任北油田改变注水方式;莫州油田降压开采等都获得了很好的效果。

这些实例表明,不同类型油田都在探索研究适合高含水期的开采方法,内容丰富多彩,很有特色,值得重视的是这些油田都获得了很好的改善注水开发效果,能够大规模使用,方法简便,经济效益好,具有推广价值。加强对这些方法的系统研究,加深驱油机理的认识,研究应用条件等,是提高油田开发水平的重要课题,对落实稳定东部的战略方针有重要作用。

5. 加强改善水驱效果的机理及新方法研究

我国已投入开发的油田多为陆相碎屑沉积储层,非均质性严重,油层多、差异大、延续性差,加上断层发育,原油粘度较高等,使得注水波及体积受到影响,水驱采收率普遍不高,改善水驱开发效果更为重要。

各油田、各研究单位和石油院校都为改善水驱效果积极开展研究工作,也已取得一批重要的成果,但由于高含水期油田开发的复杂性,面临进一步深度开发的新阶段,需要发展“七五”期间的研究成果,形成完整的注水开发油田的理论系统,为稳定东部提供技术决策的依据。

为形成适用于不同类型油田高含水期改善水驱效果的新方法,以大庆、胜利、辽河、江汉、吉林、新疆、华北油田为重点,研究确定了适合油田特征的水动力学调整方法试验区,对

所试验的方法相应开展机理研究，以指导现场试验在最优参数和条件下进行，并为进一步大规模推广创造条件。力争在“八五”期间从理论上、实践上创出我国油田高含水期注水开发新经验，完善我国陆相油田注水开发系统的理论和技术。

改善高含水期油田水驱效果的机理及新方法研究是一项系统的技术工程项目，必须采取多学科多种方法和手段的综合研究，经专家评审本项目设 11 个二级课题和 50 个专题，开展 22 项现场试验。在开发方法研究中要做到物理模拟实验和数值模拟相结合，现场试验与机理研究相结合，单项方法研究与优化配套技术相结合，同时采油工程要建立新方法的优化技术系列，从而实现理论研究、方法研究、现场试验、推广应用形成配套技术，使我国注水开发油田的技术达到一个新水平，为稳定东部做出积极的贡献。

第二篇 典型实例剖析

1. 喇嘛甸油田注采系统调整

冀宝发 徐正顺 王建新

巢华庆 审

(大庆石油管理局)

喇嘛甸油田是一个受构造控制的气顶油田,1973年采用了反九点法面积注水方式投入开发。全油田面积 100km^2 ,原油地质储量 $8.1 \times 10^8\text{t}$;气顶面积 32.3km^2 ,天然气储量 $54.7 \times 10^8\text{m}^3$ 。截至1990年底,油田综合含水 87.5% ,采出地质储量的 23.2% ,可采储量的 68.8% 。

针对油田全面转抽后,地层压力下降幅度大,压力系统不合理的问题,1988年在油田上开辟了二个注采系统调整试验区,通过油井转注,将原反九点法面积注水方式调整为五点法或局部五点法;1990年在矿场试验和数值模拟研究的基础上,对油井转注方式进行调整后,在全油田推广。调整后变为两排注水井夹三排井,中间井排仍为间注间采的行列注水方式。五年来共转注216口,较明显地改善了油田开发效果。下面重点介绍喇嘛甸油田采油四矿通过注采系统调整,实现稳油控水的做法及效果。

一、油田地质特点和储层性质

喇嘛甸油田储层是以砂岩和泥质粉砂岩组成的一套湖相—河流三角洲相沉积砂体。纵向上与泥质岩交互呈层状分布,自下而上沉积了高台子、葡萄花和萨尔图三套油层,共分37个砂岩组,97个小层。平均砂岩厚度 112.1m ,有效厚度 72.03m 。

储层纵向和平面非均质严重。萨尔图、葡萄花和高一组上部油层的主体是分流河道砂体和曲流河道砂体。以厚度大于 4m 的砂体为主,宽度 $1 \sim 4\text{km}$ 不等,平均空气渗透率 $0.464 \sim 2.203\mu\text{m}^2$,纵向渗透率级差可达 $5 \sim 8$ 倍。砂岩孔隙半径 $7 \sim 17.5\mu\text{m}$ 。砂体内部以多段多韵律为主,其次为正韵律。

高一组下部,高二、三组油层由三角洲前缘席状砂体和水下分流河道砂体组成。其中水下分流河道砂体宽窄不等,高一组下部砂体一般呈断续窄条带状,宽度仅 $300 \sim 600\text{m}$,而高三组的砂体宽度可达 600m 左右。砂体厚度以 $2 \sim 4\text{m}$ 居多数。席状砂集中在高二组和高三组,呈大面积连续分布,厚度一般在 2m 以下。分层平均空气渗透率一般为 $0.350\mu\text{m}^2$,砂岩孔隙半径 $4 \sim 6\mu\text{m}$ 。砂体内部以复合韵律和均匀层为主,个别为正韵律层。平面、纵向渗透率级差仍可达 $2 \sim 3$ 倍。

地下原油粘度 $10.3\text{mPa} \cdot \text{s}$,井深 1100m 以下为稠油段,地下原油粘度 $17 \sim 18\text{mPa} \cdot \text{s}$ 。原始溶解气油比 $48\text{m}^3/\text{t}$ 。原始地层压力 11.21MPa 。饱和压力 10.45MPa ,地饱压差只有 0.76MPa 。