

科技情报摘要

(一九八六年)

大庆市科学技术委员会情报室

目

录

- 1、国外油田中高含水期保持稳产和增加可采储量的途径
- 2、大庆石油管理局采油三厂微机生产管理信息系统—PMIS 简介
- 3、原油脱水器的界面监测仪
- 4、世界汽油向低铅和无铅化发展
- 5、网络软件的新领域
- 6、注入CO₂提高采收率
- 7、为什么有些套管会发生断裂
- 8、保持天然气工厂的竞争能力
- 9、苏联天然气工业的发展形势
- 10、科研管理学中几对经济概念剖析
- 11、浅谈科技情报、信息与可行性研究
- 12、德聂伯顿涅茨盆地气田形成条件
- 13、提高油藏晚期开发效果
- 14、减少矿场油气损耗的工艺发展过程
- 15、提前加药的末端分相器的使用效果
- 16、油田气回收技术的现状及发展
- 17、HOMCO套管补贴述评
- 18、国内外电子计算机管理信
- 19、迅猛发展的软科学研究
- 20、在原油计量和管线平衡中应用微机应考虑的因素

21、微型计算机在油井计量站油气水计量中的应用

22、国外油田采用电子计算机闭环控制自动化管理

23、用微型计算机测量气体流量

24、对国内油田油水处理计量站应用微型计算机的探讨

目

国内油田油水处理计量站应用微型计算机的探讨 1

大庆油田应用电子计算机闭环控制自动化管理 2

国外油田采用电子计算机闭环控制自动化管理 3

国外油田采用电子计算机闭环控制自动化管理 4

国外油田采用电子计算机闭环控制自动化管理 5

国外油田采用电子计算机闭环控制自动化管理 6

国外油田采用电子计算机闭环控制自动化管理 7

国外油田采用电子计算机闭环控制自动化管理 8

国外油田采用电子计算机闭环控制自动化管理 9

国外油田采用电子计算机闭环控制自动化管理 10

国外油田采用电子计算机闭环控制自动化管理 11

国外油田采用电子计算机闭环控制自动化管理 12

国外油田采用电子计算机闭环控制自动化管理 13

国外油田采用电子计算机闭环控制自动化管理 14

国外油田采用电子计算机闭环控制自动化管理 15

国外油田采用电子计算机闭环控制自动化管理 16

国外油田采用电子计算机闭环控制自动化管理 17

国外油田采用电子计算机闭环控制自动化管理 18

国外油田采用电子计算机闭环控制自动化管理 19

国外油田采用电子计算机闭环控制自动化管理 20

科技情报摘要

第 1 期

大庆科委情报室

1986年1月15日

国外油田中高含水期保持稳产 和增加可采储量的途径

一、油田剩余储量结构的变化和剩余油的分布

随着油田可采储量的不断被采出和含水的增加,含中高含水期剩余石油储量的结构发生明显变化,难采储量的比例不断增加。剩余储量主要集中在:

1、严重水淹的高产能油层中。这类储量可分为以下类型:

①尚未被注入水波及的透镜体和尚未水淹的部分或分层中;②已水淹油层的死油区;③油层水淹部分以分散状态分布的剩余油。

2、开发速度和采出程都很低,但储量比例很大的低渗透率油层中。这类储层的厚度很大,但渗透率200~100毫达西,甚至几十

或几个毫达西；

3、厚度0.3—1.0米的薄油层中；

4、气顶覆盖部分和底水衬托部分的剩余油。

这些储量一般很难采出，开采难度很大。有的需要细分层系打加密补充井，有的需要采取提高采收率的新方法，有的只有通过长期反复地注水冲刷才能采出。而且，开采这些储量对钻井、完井、测井、增产增注、注水水质、机械采油工艺等的要求都很高。

上述剩余储量的变化是油田和油井产量递减的根本原因，反映在油田生产上有以下特点：

（1）油井采油指数和单井产量下降幅度加快；

（2）各种增产措施的效果变差，为获得同样的增产油量，措施工作量大大增加；

（3）随着含水增加，机械采油井数的比例不断上升，提高油井利用率、开采时率已成为油田管理工作的重要内容，影响完成油田原油生产任务的直接因素；

（4）原油脱水、集输流程扩建改建工作量大。

二、中高含水阶段保持稳产的主要措施和增加可采储量的途径

（一）注水开发工艺本身的完善

1、钻补充井加密基础井网

通过大量油田开发实践，油田现场试验和理论研究，井网密度对采收率和开发指标有严重影响的认识逐渐趋向一致。罗马什金油田第一个总体开发规划设计的油田井网密度平均为84公顷/井，设计采收率60%。油田投产后实际资料证明，这种井网密度只能保证达到设计采收率的50%。第二个总体规划把井网加密至36公顷/井，

大部分原始可采储量已能动用起来，但仍比设计采收率53.1%（因调整了开发层系，有效厚度标准下降，因而设计的采收率下降了）低7.1%。为了达到53.1%的采收率，预计总井数比第二个总体规划规定的井数还得增加一倍，即井网密度再加密至18公顷/井。该油田上的阿兹那卡耶夫区，只有一个7.9米厚的油层，孔隙度24.7%，渗透率860毫达西。在已高含水几乎停止生产时，把井网密度从42.4公顷/井加密至6.5公顷/井（井距255米）采收率还可增加8.1%。经济上论证也是可行的。

阿尔兰经过长期矿场试验和油田开发实践认识到，井网密度从33公顷/井加密至17公顷/井，采收率可增加8—10%（地质储量），如再进一步加密（目前已达到18公顷/井）至12公顷/井，采收率还可增加7—12%。1978年编制的油田调整方案已决定再增加40%的井数，把井网加密至15.5公顷/井（井距394米），这样年采油量在成本不变的情况下增加40%，总的经济效果约3.1亿卢布。

对西西伯利亚油区低渗透率油层的研究证明，井距从750米缩小到400米，井网对油层的控制程度平均从35%提高到85%。

目前，苏联一些主要油区（鞅鞅、巴什基利亚、彼尔姆、古比雪夫，西西伯利亚部分油田）的罗马什金、阿尔兰等大油田都在继续打加密补充井减缓产量递减速度和保持稳产。钻加密补充井的实践表明：

（1）加密井对老井没有干扰。油田产量增加的幅度基本上和井数增加的比例一致。罗马什金补充井数约占总井数的29.4%，其产量占总产量的26.6%。

（2）由于井距缩小后，注水系统的强度提高，使老油井的产

液量增加，有利于老井减缓产量递减；

(3) 补充井投产时的含水都比周围老井低，因而控制了油田含水上升速度，有利于延长油田稳产期。阿尔兰油田的阿希托夫区四层，由于打加密井和选择性强化采液，在1976—1982年的6—7年内把含水控制在87%。根据预测，如不钻加密井和采取相应的措施，1982年的含水为92%。

2、细分开发层系

根据罗马什金油田凸1层水洗带72口井158个层的研究结果，60个层（38%）100%的厚度水洗，63个层（40%）部分厚度水洗。尚未受到注水效果的未动用层35个，占22%。这类层的厚度变化1—6米，其中80%的层厚度1—4米。根据分析，这类层渗透率低，或为透镜体，或是死油区，或者受遮挡作用受不到注水效果。杜玛兹油田泥盆纪油层根据24口评价井研究剩余油的分布状况认为，泥盆纪上部油层动用很差，厚度约6米，渗透率270毫达西。阿尔兰油田8个油层中，中间的油层一般动用较差或者没有动用，动用的采油速度也很低。

为了增加油田可采储量，提高采收率，改善油田总的开发效果，对上述未动用或动用差的中低渗透率油层细分出来，采用独立的注采井网开发。建议采用的井网要密，一般12—16公顷/井，有的要加密至6公顷/井（250米井距），注水系统要强，选用块状注水，点状—选择性注水，或者面积注水。

3、随着含水增加，不断提高油田采液量

根据对杜玛兹、阿尔兰、东威明顿、罗马什金油田，以及对鞑靼和巴什基利亚油区资料的分析，一直到含水81—96%之前，还在

以不同幅度提高油田采液量。油田稳产期的采液速度6.4—24.7%，但大部分油田在15%以下，在含水50—81%条件下，每年采液量增加10—16%，个别年份达到18—23%。只要采液量的增长速度低于含水上升速度，油田产油量立即下降或产量递减速度增加，反应十分灵敏。

增加采液量有两种办法：一是单井采液量增长幅度不大，主要靠增加新油井数目提高全油田液量。如阿尔兰油田主要开采阶段单井液量40—67吨（目前已达80吨/日），每年投产新井200~250口。二是新井增加不多，主要靠用大泵提高单井采液量，如杜玛兹油田单井采液量126米³/日，电泵井平均单井日产液210米³/日。

4、大规模应用周期性注水（或称不稳定注水）改变油层中的液流方向，增加产量和提高采收率。

根据研究，周期性注水可提高采收率1—2%。罗马什金油田已有12%以上的注水井实行周期性注水，每年增产原油20万吨。西西伯利亚已在17个油田运用周期性注水改变液流方向。根据油田具体地质情况，确定周期性注水的时间，几个注水井组交替工作。注水和停注的时间不等。有的注水周期10—30天，停注10—30天；有的停注120—180天，甚至更长，达到270天。油田增产效果不同，从每年增产几万吨到几十万吨。

5、不断完善、调整注水系统强化注水

这里包括缩小开发区的面积，增加注水井排，改变注水方式等。需要特别强调的是选择合理的注水压力注水。通过现场的大规模注水试验，逐步认识到：对不同性质的油层必须采用不同的压力注水。高产能的砂岩油层，注水井井底压力达到0.7~0.75的垂直

岩压时注水,注水波及程度最高,并可保证可采储量的采油速度达到5—6%,即注水线上的压力比原始地层压力高30—60%。这样可使注水波及程度提高15—20%,采油速度提高0.5—1倍。对于低渗透的粉砂岩,需要提高注水井井底压力至垂直岩压或岩压以上注水。

6、提高现有井的利用程度,即增加油井产能和延长油水井免修期,增加开采时率;推广气举采油和水力活塞泵采油,大幅度提高采液量。这也是提高油田采收率的重要因素。

(二) 提高油田采收率新方法的推广使用

1、采出水淹高产能油层中的残余油可使用注二氧化碳、注胶束(微乳液)和水气交替作用的方法。根据国外研究成果,CO₂可将油层中的残余油饱和度降至孔隙体积的5%(水驱时为25%)。

CO₂溶解在油中使原油体积增加25%,其粘度减少4—9倍。注CO₂和水气交替作用油层都可将采收率提高7—15%,胶束可提高采收率25%(与普通水驱相比)。

2、注聚合物驱油。对已注水的油田来说,这是最简单易行的办法,技术上最易实现。国外研究认为,注一吨聚合物可增产原油79—255吨,平均167吨。这主要决定于油田的地质和物理条件,地下流体的性质。

3、注气和注热水驱油的规模越来越大。其它一些方法也在现场进行试验。苏联的乌津油田注热水每年增产油量达100万吨。美国的杰伊油田在含水81%之后注氮气,预计采收率可从51%提高到58%。罗马什金油田已在240口井中注过浓硫酸,已累计注入19万吨浓硫酸。注酸后的残余油饱和度12.9—19.2%,驱油效率为0.73—0.81。

4、对于低渗透率油层和透镜体在加密井网、强化注水系统的同时,首先应该解决以下3个问题:(1)用化学溶液打开油层,保护油层的自然产能;(2)高质量地完井,对油层不能有任何污染;(3)注入水的水质要高,机械杂质含量不超过2—3毫克/公升,要杀菌、除氧除盐。可以使用低浓度的水溶性表面活性剂处理井底,减少泥岩膨胀,增加油层吸水量和工作厚度。

(三)开发已开采油层上部或下部的低产油层或复杂油层,弥补主力油层产量的递减。罗马什金、杜玛兹、东得克萨斯、东威明顿油田都采取了类似措施。如东得克萨斯油田开发乌德拜油层下部的三角洲前缘相的低渗透率油层,初期单井产量8吨,每年钻70—80口井。东威明顿油田目前稳产措施,除加强注水外,主要是钻下部油层,每年也钻70—80口井。杜玛兹油田全油田在含水90—96%的情况下,年产油400万吨,其它非主力油层的产量就占了100—150万吨,对油田稳产起了决定性作用。

三、需要进行科技攻关和探讨的若干问题

1、水驱极限采收率问题

巴什基利亚的什卡波夫、谢拉菲莫夫、萨达耶夫油田都是早期注水保持压力开发的砂岩油田,油层渗透率250—400毫达西,地下原油粘度2.2—4.5厘泊,采用的井网密度16—32公顷/井。在开发中采取的主要措施也只是改变注水方式和液流方向,钻补充加密井,以及强化采液等一般措施,但在含水92%左右时,油田采收率都已达到50%左右。根据现有资料按驱替特征曲线预测,最终采收率可以达到55—59%。杜玛兹油田的凸油层,在含水96%时,目前采收率已达53% (渗透率600—700毫达西,地下原油粘度2.5

厘泊)，预测最终采收率可达到58%以上。

阿尔兰油田的阿希托夫开发区第四层厚度4—17.8米，平均11米，渗透率400—4000毫达西，原油地下粘度21厘泊，内含油边界内的井网密度10.2公顷/井（按外含油边界计算的密度为19.6公顷/井）通过研究剩余油的分布打加密井和选择性强化采液，使1976—1982年的含水率始终保持在87%。1983年初采收率已达到48%。预测的最终采收率将达到56—58%。

从上述资料看出，这些注水开发的油田，尽管油层性质和原油粘度不同，但都可以达到50%，以至近60%的采收率。但是世界上也有不少油田，油层性质和流体性质与上述油田相似，尽管采用各种调整措施，采收率也很难超过50%。因此应开展影响油层采收率和提高油层采收率的基础理论研究，为矿场试验和大规模推广提高采收率新方法提供依据。

2、独立开发层系的最低极限厚度，薄油层，气顶下部含油部分（一般含油厚度较薄）的开发问题，如井网密度，如何设置液障防止气窜等。

3、油田合理的采油速度和稳产期问题，油田稳产条件等。

4、合理开发方案和规划部署的经济论证方法，选择最优方案的方法。

5、厚油层水淹厚度随注水时间的演变问题。苏联对现场、室内和数值模拟的大量研究后认为，由于毛细力、重力和水动力的作用，水淹厚度将随时间不断扩大，直至全部水淹。并认为，分层测试的吸水厚度和出油厚度比实际工作厚度偏低10—30%。

— 研究院 赵子亭

科技情报摘要

第 2 期

大庆科委情报室

1986年1月30日

大庆石油管理局采油三厂微机 生产管理信息系统—PMIS简介

一、引言

信息社会就是大量生产知识，“知识的生产力已成为决定生产力、竞争力、经济成就的关键因素”。

因此，当今世界普遍把信息、能源和材料并列为现代经济发展的三大支柱。日本经济界认为：“信息是企业的生命。在激烈的国际国内市场竞争的环境中，信息是决定公司、企业、以至整个国家上下沉浮的关键所在，”英国学者认为：“掌握信息技术，中国现代化建设可以加快十年。”

面对“新技术革命”的挑战和企业实现现代化科学管理的迫切需要。84年元月，大庆石油管理局决定，在采油三厂建立微机生产

管理信息系统。实现采油厂以原油生产为中心的企业生产管理计算机化，从而导至生产管理方面和管理体制构成的科学化。

正是在这种思想和原则指导下，我们设计并实施了“采油三厂微机生产管理信息系统。”

该系统的设计和实施，集中了七个单位30多名科技人员，用了将近一年时间，花费了30多人年的劳动。这在大庆油田应用电子计算机史上，不论从组织规模，指导思想和方法上，都是第一次，为我们今后进行更大的系统的分析和设计，实现计算机软件设计的工程化，积累了经验。

二、目标和功能

管理信息系统 (Management Information System—MIS) 是面向管理的有效工具。

生产管理信息系统 (Production Management Information System—PMIS) 是MIS针对企业生产管理的专用系统，其目标就是将企业中有关生产管理的各方面资料 (data)，用电子计算机信息处理系统，进行收集，处理、分析、解释、存贮、分发、向生产管理各阶层提供生产决策分析之参考。

及时 (Real Time) 性和正确 (Correct) 性是MIS的基本要求及其意义所在。唯有及时而正确的信息为参考，管理者才能做出最佳决策。

目标 (Objective) 性是建立MIS的起因，亦是衡量所建MIS是否有效的尺度，生产管理的主要目标为低成本，高产出缩短生产周期等等。

采三PMIS的总目标是，将采油厂以原油生产为中心的各路生

产信息工作信息和生产技术信息全部纳入计算机信息处理系统之中，用电子计算机信息处理系统对这些信息进行收集、传输、处理、分析、解释、存贮，以达到以下六个目的：

1、掌握全厂的生产情况，包括原油产量，原油处理、外输量、天然气产量、注水量、污水处理量、用电量以及油水井、各类站的装置、泵的开关、运转状况等。

2、掌握全厂的生产工作进度，包括井下作业队施工进度、抽油机安装、检修队工作进度，测井队、试井队测试工作进度以及外厂施工队在该厂的钻井、射孔、井下作业工作进度等。

3、将各生产部门间需要协调、衔接的信息分类综合在一起。

4、为原油生产日、旬、月度分析，各种生产计划检查以及油田开发各种管理指标的计算提供数据。

5、为油田开发分析提供数据，并能做到衔接。

6、向局级计算机生产管理信息系统提供必要的基础数据和信息。从而促使大庆油田三级（局、厂、矿）计算机生产管理信息系统的实现和发展。

总起来说，采三PMIS系统目标，就是要建成厂矿二级计算机网络系统，将采油厂以原油生产为中心的各路生产、工作信息集中管理，综合分析，为生产组织者决策提供及时、可靠的依据，为现代化的企业生产管理提供一种新手段、新方法、新途径，极大地提高企业生产的经济效益，其功用就是向各级决策者提供管理之咨询。

采三PMIS将系统目标的达成物化成以下十一个方面的功能：

1、产量（产油量、产水量）产气量、注水量的计算并汇总

(1) 将每日单井产量等数据分自喷井、抽油机井、电泵井，按采油队、采油矿，全厂汇总出日、旬、月、年的信息。

(2) 计算出脱水站、矿、全厂当日、旬、月、年核实产量（包括管理局返回产量平差）及计算脱水站、矿、全厂日、旬、月输差。

(3) 汇总各脱水站的外输天然气量。

(4) 将每日注水单井日注水量等数据分为分层注水井、笼统注水井，按采油队、采油矿，全厂汇总出日、旬、月、年的信息。并可计算分层注水井的当日注水时率和注水合格率。

(5) 核实产量、注水量，可进行与昨日比较，与日、月计划比较完成情况。

2、掌握采油井、注水井，关、开、停运、运行动态。

(1) 可随时调用或查询当日、月累计的关井、开井、井号、关井原因，关（开）井日期，关（开）当日产量，关井前产量。

(2) 可随时调用或查询采油井和注水井作业施工进度，待施工井号、正施工井号完工未开井井号，已开井井号等。

(3) 可随时调用、查询当日、月的停运井井号，停运日期，停运原因及影响产量。

(4) 可随时调用钻井影响注水井的关井井号，影响注水量及放溢流量。

(5) 可按原因分类调用关井、中关、停运、中停井号、井数，影响产量等。

3、掌握油井、注水井增产增注措施进展及效果

(1) 可掌握油井18项增产措施，包括放（缩）油咀、调参、

压裂、压裂投产，直接投产，自喷转抽油，自喷转电泵，抽油换电泵，电泵换抽油、换大泵、改自喷、装套管放气阀，下气锚、加深泵，降回压、射孔、化堵、机械投堵等。可调用措施前后产量。

(2) 可掌握注水井7项增注措施，包括新井投注、压裂，酸化、注胶束，换755—2管柱、射孔、其它。可调用措施前后注水量。

(3) 可查询新工艺新技术推广项目井号及日期。其推广项目包括电泵测压阀、偏心井口、气锚、加深泵柱、套管放气阀。

4、掌握井下作业队，抽油机安装、检查队、测示队、及外厂钻井射孔、井下作业，当日工作内容及月计划完成情况，年累计完成工作量。

(1) 可掌握四类施工进度，厂内施工队的当日施工内容可以掌握到施工工序，厂外施工队只掌握开工、完工。

(2) 可按施工队统计每队完成的工作量，可随时调用某施工队，某日、某月、某项工作完成情况，并可与计划比较。

5、掌握全厂采油井、注水井、测压测试进度，并检查计划完成情况。

(1) 可掌握常规测压(试)进度和完成情况，包括18个测压(试)项目。有自喷井静压、电泵井静压、抽油机井静液面。自喷井流压，电泵井动液面，抽油机井动液面，抽油机井示功图，涡轮找水，“204”测试，验封、井温，单井含水分析，机械投堵咀子，注水井测试，注水井偏调等。可按采油队检查完成情况，对测试过程中要关井的项目还可查询影响产量或注水量。

(2) 掌握特殊测压(试)进度和完成情况，包括5个项目，

有气举找水，注水井压降曲线，同位素吸水剖面，连续流量计、工程测井，可查询井号及日期。

6、综合各种工作信息，可以分别将有关自喷转抽，新井投产、配产堵水，油水井动态等各方面信息，综合在一起。

(1) 能够综合全年自喷转抽，自喷转电泵，抽油换电泵、机泵小换大四个项目的工作进度，包括拆装机，装机拆机、下泵、下电泵、开井等日期。能够检查全年自喷转抽，机泵小换大工作进展情况。

(2) 能够综合全年油水井投产、投注工作进度，包括油井的完钻、射孔、装机、下泵、投产，注水井的完钻、射孔、投注、试配。可用来检查新井投产、投注工作进展情况。

(3) 能够综合所有机械堵水井的井下管柱工作状况，包括每个层段的密封情况，投堵状况及效果，能够统计分析配产堵水状况。

(3) 能够综合全厂各类井的状况，包括设计未钻、完钻未射，射孔未投，已投自喷井，已投电泵井，已投抽油机井，已投笼统注水井，已投分层注水井、报废井、未利用探资井，以及这些井的所属单位。

7、计算油田开发管理指标，包括油水井利用率，采油时率，油井测压率、注水井测试率、注水合格率、油水井资料全准率、单井含水化验个数，井下落物等。

8、为旬、月度的生产分析，提供所需的信息与可能

(1) 能够把油井进中转站，脱水站的站号，油水井的连通井号并联在一起，为产量分析由脱水站追随到单井及从注水井找原因