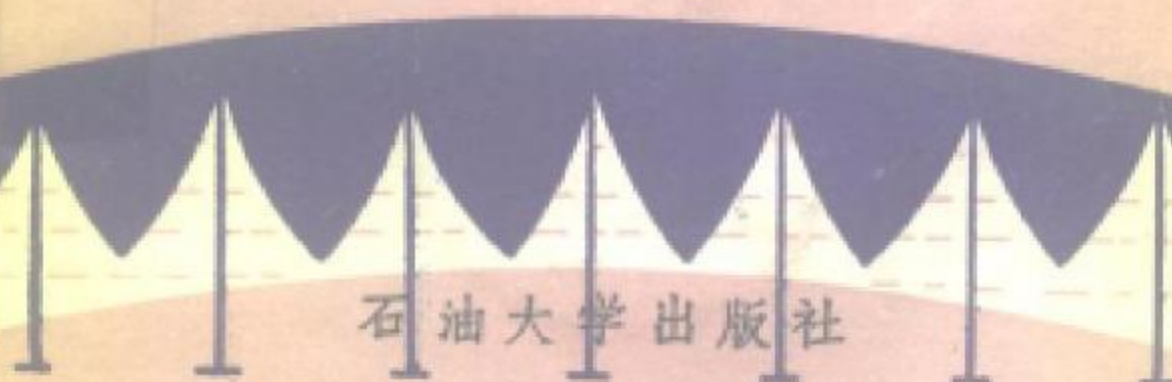
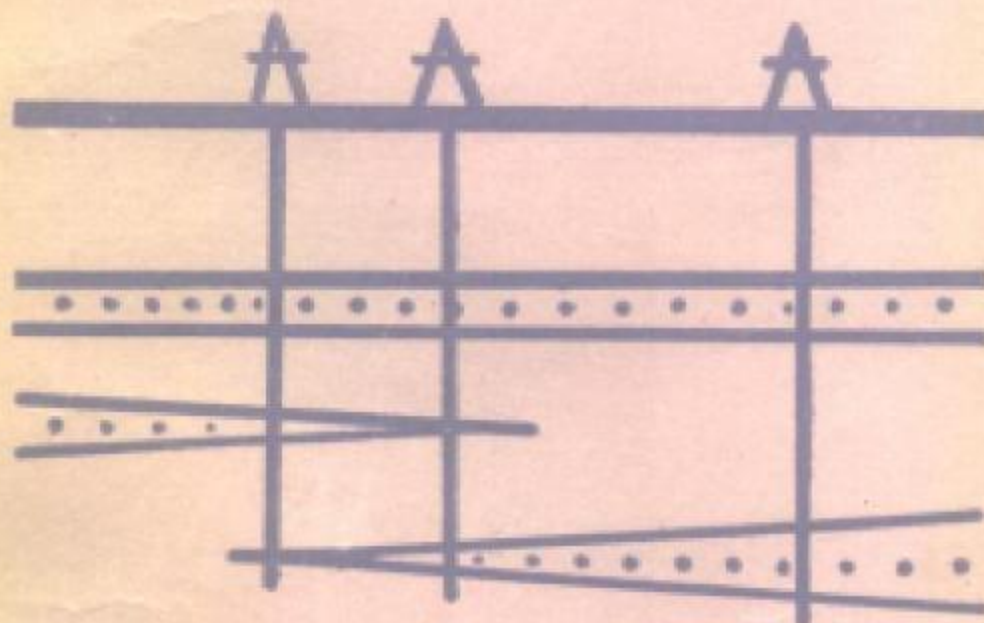


现场油水井 动态分析方法

韩丽卿 编



石油大学出版社

51898



51898

JZ33/007

现场油水井

动态分析方法



200418360



00361828



石油大学出版社

前 言

本书是为了进一步提高采油工人的油水井管理水平及地下动态分析能力而编写的培训中级采油工教材。

本书根据现场生产的需要，主要编写了进行油水井动态分析所必须掌握的采油地质，油田开发，生产动态指标的计算等方面的基础知识，以及现场油水井动态分析方法，同时汇编了不同类型的注采井组动态分析的实例；先后在胜利采油厂培训学校进行了试用。因为它是为中级采油工人编写的初等教材，所以它的内容浅显易懂、简明扼要，附有必要的图表。

编写本书一直得到胜利石油开发技校校长、高级讲师刘广同志的热情指导和支持。成稿后，曾先后请胜利采油厂地质所副所长孙学书工程师、胜利采油厂厂长刘保和高级工程师、局开发处高正轩高级工程师、局地质处陈铁梅高级工程师审核，提出了许多宝贵意见，谨在此表示衷心的感谢。

由于时间仓促，水平有限，难免有错误，恳请读者予以批评指正。

编 者

一九九〇年十月

目 录

绪论	(1)
第一章 油水井动态分析基础知识	(2)
第一节 储油层的主要特性	(2)
第二节 原油的性质及油田水的化学成分	(7)
第三节 油田的储量	(12)
第四节 注水开发中的三大矛盾	(15)
第二章 生产动态指标的计算	(19)
第一节 产油指标	(19)
第二节 油田压力指标	(24)
第三节 产水指标与注采比	(28)
第三章 油水井动态分析所必需的图表和曲线	(32)
第一节 地质图	(32)
第二节 曲线图	(38)
第三节 表格的设计和应用	(42)
第四章 油水井动态分析程序	(44)
第一节 资料的收集和整理	(44)
第二节 指标的对比与原因分析	(47)
第三节 存在问题及油水井措施	(51)
附：油水井动态分析实例	
一、调整平面关系，保证井组稳产	
——13173注采井组分析	(66)
二、34140注采井组堵水效果分析	(74)
三、协调注采关系，确保油井正常生产	
——3682注采井组分析	(84)

四、解决平面矛盾，保持井组稳产

——成立QC小组进行攻关…………… (92)

五、39291注采井组分析…………… (101)

六、调整注采关系，降低含水，保持井组稳产

——269注采井组分析…………… (107)

绪 论

油水井的动态分析，是油田开发工作的一个重要组成部分，也是合理开发油田，管好油田必不可少的工作。它是采油队地质工程技术人员和采油工人经常性的任务之一。

据笔者到基层采油队的调查了解，深感目前采油工人油水井分析的能力和知识，远远不能适应油田开发以及油水井管理的需要。为此特向他们简明扼要地介绍油水井动态分析的有关知识和现场的一般分析方法。

一个油田在投入开发之前，油层内的油气水处于相对静止的状态。当钻井打开油层，油田投入开发后，这种状态就会受到破坏。油层中的油气水就会在各种压力（如水头压力、重力、毛细管力等）的作用下，产生流动和重新分布，整个油层都处在不停地变化之中。尤其注水开发的油田，随着注采时间的推移，各部分的相对运动加剧。对于非均质多油层的油田，由于油层内原始储量的不断减少，注入水的增多，各类油层的动态变化就更为复杂。在这种情况下，需要运用一切可能的理论方法和工艺技术手段，准确地说明油田在投产以后，地下油气水运动的情况和各种生产指标（如压力、产量、含水等）的变化情况，使我们对油田生产规律的认识符合客观实际。根据这些规律提出相应的调整措施，以达到充分发挥区块、井组、小层的生产能力，保持油田的高产稳产以提高最终采收率。

第一章 油水井动态分析基础知识

第一节 储油层的主要特性

石油在较高的压力和温度下，以流体状态存在于岩石的孔隙之中，分布于一定的面积之内。因此原油的产量在很大程度上取决于储油层的特性，它主要包括储油层岩石的孔隙性，渗透性和含油性。

一、储油层的孔隙度

岩石的孔隙体积与岩石的总体积之比叫岩石的孔隙度，是表示岩石中孔隙多少的指标。埋在地下的岩石，虽然受压力的作用和胶结物的粘结已经变得坚硬紧密。但是组成岩石的颗粒与颗粒之间仍有一定的孔隙，石油就是储存在这些小孔隙里。岩石的孔隙度分为绝对孔隙度和有效孔隙度。

1. 绝对孔隙度

是指岩石全部孔隙的体积（包括不连通的孔隙在内）与该岩石总体积的比值。

$$\text{绝对孔隙度} = \frac{\text{岩石全部孔隙体积}}{\text{岩石的总体积}} \times 100\%$$

2. 有效孔隙度

是指岩石中互相连通的孔隙体积与岩石总体积的比值。一般所指的孔隙度为有效孔隙度，用百分数表示。

$$\text{有效孔隙度} = \frac{\text{岩石互相连通的孔隙体积}}{\text{岩石的总体积}} \times 100\%$$

孔隙度是计算储量和评价油层特性的一个重要指标。砂岩的孔隙度一般在0.25—0.35之间。胜利油田沙二段油层的孔隙度在0.27—0.30之间。孤岛地区孔隙度通常达到0.3以上。

3. 影响孔隙度大小的因素

(1) 砂岩碎屑颗粒对孔隙度的影响

如果砂岩粒度均匀，孔隙度就比较大；如果砂岩粒度不均匀，则可能出现大颗粒中间充填小颗粒的现象，使孔隙度变小。如果颗粒直径大，孔道也大，孔隙度也就大。

(2) 胶结物对孔隙度的影响

砂岩主要胶结物是泥质和灰质。灰质中主要是石灰质和白云质。通常用胶结物在岩石中的含量来表示岩石的胶结程度。胶结物含量高，岩石比较坚硬；胶结物较少，岩石就比较疏松。灰质胶结比泥质胶结牢固。例如：胜利油田沙一段油层和孤岛油田油层的胶结物主要为泥质，其含量在6.5%—1.25%之间，由于胶结物含量少，而且是泥质胶结，因此在生产过程中油井易于出砂。

(3) 胶结方式对孔隙度的影响

胶结方式是指砂粒与胶结物之间的接触关系。

第一种为基底式胶结，胶结物含量很多，碎屑都孤立地分散在胶结物中，彼此不相接触。此种胶结的储油物性最差。

第二种为孔隙式胶结，胶结物含量较基底胶结少，胶结物多分布在碎屑颗粒之间的孔隙中，碎屑大都是互相接触

的，但仍有孔隙，故其储油物性较好。

第三种为接触式胶结，胶结物含量更少，只分布在碎屑岩颗粒接触的地方，其颗粒之间的孔隙常无胶结物，故其储油物性最好。

二、储油岩的渗透性

地下原油在一定的压差下，从岩石孔隙中流向井底，多孔岩石允许流体(油气水)通过的性质，称为岩石的渗透性。

在油井开采中，我们发现油井的产能与油层岩石的渗透性有着密切的关系。一般渗透性差的油层产能都比较低。当然油井的生产能力还与井底的压力差、油层厚度和原油性质有关。但渗透性的好坏也是影响产量的一个重要因素。因此，在油田开发以及油水井动态分析中经常应用到这个指标。

1. 渗透率

是指液体流过岩石的难易程度，是表示储油岩渗透性大小的指标。

目前，国际上通用的渗透率单位是平方米，以符号 m^2 来表示；或二次方微米，以符号 μm^2 来表示。

它们与达西、毫达西的关系为：

$$1\mu m^2 = 1.01325 \text{达西} = 1013.25 \text{毫达西}$$

2. 绝对渗透率

当一种流体通过岩石，所测出来的渗透率叫绝对渗透率。在岩心分析中，一般用气体测定绝对渗透率，因为气体对岩石孔隙的影响很小。

3. 有效渗透率

在开采的大部分油层或区域，都是两种或两种以上的流体共存，如油—水，油—气或油—气—水等。有两种或两种以上的流体通过岩石时，岩石对其中一种流体的渗透率叫做对

这种流体的有效渗透率或相渗透率。

4. 相对渗透

有效渗透率与绝对渗透的比值叫相对渗透率。

$$\text{相对渗透率} = \frac{\text{有效渗透率}}{\text{绝对渗透率}}$$

岩石的绝对渗透率，反映了岩石的物理性质。岩石的有效渗透率，除了反映岩石的物理性质以外，还与流体的性质及流动特性有关。油田在开发过程中，油层的有效渗透率是在不断发生变化的，即油层中由油的单相流动变为油气水同时流动，岩石对油的有效渗透率就会随着这种变化而降低。

5. 渗透率在油层纵向上和平面上的差异

渗透率在油层纵向和平面上的差异是很大的。这是因为岩石在沉积成岩时，受许多因素影响。这些因素是：

(1) 岩石孔隙度的大小。岩石孔隙度大，则渗透率高。孔隙大小与组成岩石的颗粒大小有关，粗砂岩的渗透率比细砂岩的渗透率高。

(2) 岩石颗粒的均匀程度，如果岩石颗粒比较均匀，渗透率较高。如果颗粒大小不一，小颗粒常堵塞大颗粒之间的孔隙通道，因而影响原油的流动。颗粒的均匀程度叫分选，分选好的岩石渗透率高。

(3) 胶结物含量的大小，胶结物是使岩石颗粒相互联结的充填物质。胶结物含量多时，常包围着颗粒，充填了孔隙，使孔隙孔道变小，增加油流阻力，使渗透率降低。

渗透率在平面上和纵向上的差异与油田开发关系十分密切。纵向上的差异构成了注水开发中的层间矛盾和层内矛盾；平面上的差异构成了注水开发中的平面矛盾。它们成为

油田开发中的不利因素。

例如，胜坨油田二区沙二段油层在纵向上渗透率的差异是很大的。从以下资料可以明显看出：7³层平均渗透率为4—10 μm^2 ；7⁴层平均渗透率为1.7 μm^2 ；8砂层组的平均渗透率为3—10 μm^2 ；9砂层组为1.5 μm^2 。

在平面上的差异，以沙二段2²层为例，在不同的井点渗透率的差异是很大的。20139井2²层为4.86 μm^2 ；20102井2²层为9.10 μm^2 ；20132井2²层为2.8 μm^2 。

三、油层的含油性

油层绝大多数为沉积岩。这些沉积岩又是在水体中形成的。成岩之后在岩石孔隙中首先充满了水，石油是在生油层中生成后运移到储集层中去的。因此储油层中除了含有石油外，还有不同数量的残存水。我们把油层孔隙中含有石油的多少叫做油层的含油性，表示含油性大小的指标叫含油饱和度。含油饱和度是指油层孔隙中的石油体积与油层有效孔隙体积的比值。

$$\text{含油饱和度} = \frac{\text{油层孔隙中的石油体积}}{\text{油层有效孔隙体积}} \times 100\%$$

在原始状况下，如果油层中没有游离的气体，则油层孔隙中必然充满了油和水，也就是含油饱和度与含水饱和度之和应该是100%。

对于一个油藏来说，含油饱和度也不是一成不变的，一是随着油层岩性的区域性变化而变化；二是随着油田注水开发时间的延长，含油饱和度也会发生变化。含油饱和度是油田开发中的一项重要数据。通过它可以推算出油层含水的高低以及产能的高低。

总之，油层的孔隙度、渗透率和含油饱和度等项指标，均是与油水井的动态分析有着密切关系的重要资料。

作 业

1. 名词解释：

(1) 有效孔隙度 (2) 有效渗透率 (3) 含油饱和度 (4) 绝对渗透率

2. 将你所管的油井的有效孔隙度、有效渗透率和含油饱和度等资料收集并整理出来。

第二节 原油的性质及油田水的化学成分

石油是一种十分复杂的天然有机化合物的混合物。它主要是由碳、氢及少量的氧、硫、氮等元素组成。不同地区，不同时代的石油，化学组成和物理性质可有千差万别，但其元素组成却变化不大。

根据分析，世界上大多数石油的元素组成为：碳——80%~88%，氢——10%~14%，氧、硫、氮——0.3%~7%，我国各油田所产的油也基本在这个范围内。其具体数值是：碳——83%~86%，氢——12%~14%，氧加硫加氮——2%~3%，只有个别情况的原油含硫较高，可达7%以上。

一、地面原油的物理性质

地面原油的物理性质，取决于它们的化学组成，同一地区，甚至同一油田不同层位的石油，其物理性质可能也有明显的差别。

1. 颜色

石油的颜色不一，有无色透明、淡黄、黑绿、淡红、黑色等。我国川中某浅井的石油近于无色，克拉玛依的石油呈黑褐色。玉门、大庆、胜利油田的石油均为黑色。

石油的颜色，与其胶质、沥青质的含量有关，一般它们的含量愈高，颜色愈深。

2. 相对密度

原油的相对密度，是指在标准条件（温度在 20°C 和压力为 0.1 兆帕）下原油密度与 4°C 下纯水密度的比值。原油的相对密度变化比较大， 20°C 时，一般介于 $0.75—1.00$ 之间。

大庆原油的相对密度： $0.857—0.860$

胜利原油相对密度： $0.85—0.83$

大港原油相对密度： $0.84—0.86$

通常把相对密度大于 0.90 的石油，称为重质石油；把相对密度小于 0.90 的石油，称为轻质石油。相对密度大于 1.00 和小于 0.75 的石油，在自然界也有发现。我国胜利油田、伊朗、美国的加利福尼亚和墨西哥等处，就发现过相对密度大于 1.00 的石油。苏联拉罕石油的相对密度仅 0.71 。

石油的相对密度决定于：胶质、沥青质的含量，含量高者相对密度大；轻烃含量，含量高相对密度小；溶解气数量，含溶解气多者相对密度小。

相对密度是石油的重要物理参数之一，相对密度的大小反映了其石油工业价值。一般石油的相对密度小，表明轻馏份多，工业价值高。

3. 粘度

粘度是流体流动性能的量度。即流体流动时分子之间因内摩擦而引起的粘滞阻力的大小叫粘度。

粘度的单位是帕斯卡·秒和毫帕·秒。它与泊、厘泊的关系为：1泊=10⁻¹帕斯卡·秒；1厘泊=1毫帕·秒。胜利油田沙河街组原油的粘度为10—90毫帕·秒。

影响石油粘度的主要因素：石油相对密度增大，粘度升高；温度增高，粘度降低；压力增大，粘度升高；烷烃含量高粘度低；环烷烃含量高粘度高，

粘度的高低，决定了石油流动能力的强弱，与油井的产油量密切相关。为石油的一项重要物理参数。

原油的物理性质还包括：凝固点、初馏点、荧光性、旋光性、溶解性等。

胜利油田不同地区和不同的油层，原油的相对密度和粘度往往差异很大。因此，在油水井动态分析中，我们经常根据原油物性的化验资料来判定和鉴别主要出油层。

基层采油队通过原油全分析和半分析取得原油物性资料。半分析的内容为原油密度和原油粘度；全分析的内容为：原油密度、动力粘度、运动粘度、凝固点、初馏点、馏程等内容。

二、地层原油的物理性质

地层原油和地面原油在性质上有很大的差异。地层原油的许多物性与压力和溶解气有着密切的关系。因此，在油田开发过程中，由于地层压力下降，溶解气量的析出，使地层原油的性质在不断发生变化。

1. 地层原油的体积系数

地层原油的体积系数是指地层原油的体积与地面脱气原油的体积的比值。

$$B_{油} = \frac{V_{地下}}{V_{地面}}$$

式中: $B_{油}$ —地层油的体积系数;

$V_{地下}$ —原油的地下体积 (米³);

$V_{地面}$ —地面脱气后原油的体积 (米³).

在地层条件下的原油, 由于溶解大量的气体和热膨胀的影响大于弹性的影响, 所以原油的地下体积一般大于其地面体积。因此, 一般地层油的体积系数大于1。地层油的体积系数与油气的性质, 溶解气量以及温度、压力有关。油中溶解气量越多, 油的相对密度越小; 气的重组分越多, 相对密度越大, 原油体积系数也就越大。

2. 地层油的压缩系数

地层油的压缩系数是指压力每增减一个兆帕时, 地层油的体积变化率。地层原油的压缩系数, 对分析油层驱油能量, 不稳定试井压力传导计算都是一个重要参数。

3. 地下原油的粘度

地下原油的粘度比地面原油要小得多, 这是因为地下温度高, 液体分子之间的吸引力相对减小, 所以液体的粘度就减小。另外, 地层油中溶解的气量, 原油中所含的沥青、胶质数量以及地层压力都是影响地层原油粘度大小的重要因素。

三、油田水

凡与油藏有接触的水统称油田水, 也称地层水。油田水的成分比较复杂, 这不仅因为油田水长时间同油气相接触, 而且还因为它原先被埋藏的时候, 来自不同的环境 (如淡水湖、咸水湖和海水等等)。在埋藏之后又经历了相当长的复杂的演化历史。在这期间, 同其接触的周围岩石的性质、温度、压力的变化以及同地表水连通的程度, 都可给油田水的化学成分以重要影响。

1. 油田水中所含的主要离子

阳离子包括：钠 (Na^+)、钾 (K^+)、钙 (Ca^{2+}) 和镁 (Mg^{2+})；阴离子包括：氯 (Cl^-)、硫酸根 (SO_4^{2-})、碳酸氢根 (HCO_3^-) 和碳酸根 (CO_3^{2-})。

地层水生成于封闭的还原环境，所以它不含硫酸根离子；而地表水生成于氧化环境，所以它含硫酸根离子。因此，硫酸根离子的有无是区别地层水和地表水的依据之一。

2. 油田水的总矿化度

为了表示地层水中含有溶解物质的多少，常采用总矿化度这个概念。总矿化度是指溶解在水中矿物盐的总量，用毫克/升表示，即一升油田水中含有多少毫克的盐类。不同油田、不同油层的水，它们的矿化度差别很大。另外地层水和地表水的矿化度差别更大。在油水井动态分析中常常根据总矿化度和氯离子的多少来判定油井见的是注入水还是地层水。

3. 油田水的水型

根据油田水的总矿化度，可以对油田水进行大概的了解，但是要从本质上认识地层水的形成，并用以指导油田开发工作，还必须对水中的各种矿物盐类进行定量的分析。根据离子的不同含量，按苏林分类法可以把油田水分为不同的水型。即硫酸钠 (Na_2SO_4)、氯化钙 (CaCl_2)、氯化镁 (MgCl_2) 和碳酸氢钠 (NaHCO_3) 型水。不同的水型标志着油田水的不同成因。

硫酸钠和碳酸氢钠水型生成于大陆环境，表明油层或近或远与地面相连通，油田水与地面水相交替。

氯化镁水型生成于海洋环境，说明油层与地面不连通，而且含水层面积巨大。

氯化钙水型生成于地下深处的封闭环境，是典型的油田水。具有这种水型的油田，油层保存完好，油层不但不与地面连通，而且不与广大水层相连通，封闭良好。

在现场油水井动态分析中，我们经常根据油田水的水型和总矿化度来分辨注入水和地层水。胜利油田在注水开发初期，所注的是黄河水，其总矿化度一般在1000~4000毫克/升左右，水型为碳酸氢钠。边水或底水的总矿化度一般都大于10000毫克/升，水型常常是氯化钙或氯化镁。不同油田不同油层的水，它们所含离子的多少，总矿化度差别很大，水型也往往是不同的。

作 业 题

1. 什么叫总矿化度？油田水中所含的阳离子和阴离子有哪些？
2. 怎样利用水型和总矿化度进行油水井动态分析？
3. 调查你所管的油井，注黄河水时水型和总矿化度怎样？实行污水回注后水型和总矿化度又有什么变化？

第三节 油田的储量

石油储量是制定开发方案的物质基础，是确定矿场规模和开发年限的依据。储量计算不准就会给国家造成巨大的损失。

一、地质储量和可采储量

石油深埋在地下，由于地质上和技术上以及经济上的各种原因，不能全部采出。通常把石油储量分为两类，即地质储量和可采储量。

1. 地质储量

是指在地层原始条件下，具有产油能力的储集层中石油和天然气的总量，以地面条件的重量单位表示。

2. 可采储量

是指在现代工艺技术和经济条件下，从储油层中可采出的油气总量。

对于一个油田来讲，可采储量与地质储量的比值，称为采收率。

$$\text{采收率} = \frac{\text{可采储量}}{\text{地质储量}}$$

采收率的高低除受油层条件、流体性质等客观条件的影响之外，在很大程度上是可以经过人们的主观努力来加以改善的。因此，采收率是随着采油工艺技术的不断提高，而增产的可变数。应该指出，对油田地质条件进行充分认识，制定正确的开发方案及一系列增产措施，是可以提高采收率的。因此可采储量是反映油田开发水平的一个综合性指标。

二、石油储量的计算

计算石油储量的方法有容积法、统计法、物质平衡法和水动力学方法等。对砂岩油层多采用容积法，其计算公式为：

$$Q = \frac{AhmS\gamma}{B}$$

式中， Q ——石油的地质储量，百万吨；

h ——油层平均有效厚度，米；

B ——石油体积系数；

m ——油层平均有效孔隙度；

A——含油面积，平方公里，

γ ——地面脱气原油的相对密度；

S——油层平均含油饱和度；

用容积法计算储量的各项参数，如有效厚度、含油面积、含油饱和度和孔隙度等，它们的求得，在不同的勘探阶段，由于勘探程度不同，精确度也有差别。

三、油层有效厚度

能够采出具有工业价值的石油的油层称为有效油层，有效油层的厚度叫有效厚度。油层有效厚度的概念是非常严格的，它只包括含油层系中肯定产油的纯油砂岩厚度之和。不包括现有经济技术条件采不出的含油层，不渗透夹层（一般为泥岩层）、水层及干层的厚度。因此，有效厚度大的油层往往产能高。

由于沉积环境的影响，含油砂层在横向上是有变化的。一些地区物性好，一些地区物性差，物性好的地方是有效层，物性差的地方成了非有效层。这个油层是这样变化，另一个油层是那样的变化。

含油砂岩在垂向上的变化也是很大的，一段好，一段差，特别是含油砂层的顶部和底部往往出现一些过渡性的变化，渗透性差，含油性也差。

这些横向上和垂向上的变化都是渐变的，常常界限不清。上述情况决定了划分有效厚度的工作是复杂的，只有在对于一个地区的地质、测井和试油资料作充分研究后才能定出标准来。划分有效厚度的标准是根据油层的孔隙度、渗透率和含油饱和度大小来划分的。孔隙度和含油饱和度反映了油层的储油能力，渗透率反映了油层产油能力，这些性质又综合地反映到测井曲线上。

作 业 题

1. 什么是地质储量？什么是可采储量？
2. 列出计算储量的公式（容积法）。
3. 什么是油层的有效厚度？

第四节 注水开发过程中的三大矛盾

在注水开发过程中，多油层非均质的油田，由于油层渗透率在纵向上和平面上的非均质性，注入水就沿着高渗透层或高渗透条带窜流，而中低渗透层和中低渗透区吸水很少。这样各类油层的生产能力不能得到充分的发挥，从而引起一系列的矛盾现象，归纳起来有三大矛盾。它们是影响高产稳产和提高采收率的基本因素。要搞好油水井的管理和分析，首先要分析油水运动的规律，正确认识三大矛盾。

一、层间矛盾

是指高渗透油层与中低渗透油层在吸水能力、水线推进速度等方面存在的差异性。高渗透层连通好，注水效果好，吸水能力强产量高，油层压力高，但是见水快，容易形成单层突进，成为高含水层，并干扰中低渗透层产油能力的发挥。

中低渗透层，渗透率低，注水见效慢，产量低，生产能力不能充分发挥。当与高渗透层合采时，这些油层受到高压层的干扰，出油少或不产油，甚至出现倒灌现象。

层间矛盾使油井产量递减较快，含水上升速度快。层间矛盾能否得到较好的调整，是油田能否长期稳定生产，油田能否获得较高采收率的关键所在。

二、平面矛盾

一个油层在平面上由于渗透率高低不一样，连通性不同，使井网对油层控制情况不同。因而注水后，使水线在不同方向上推进快慢不一样。使之压力、含水、产量不同，构成同一层各井之间的矛盾，叫平面矛盾。

平面矛盾使高渗透区形成舌进，油井过早见水，无水采收率和最终采收率降低。而中低渗透区，长期见不到注水效果，造成压力下降，产量递减。

三、层内矛盾

在同一个油层内，上下部位有差异，渗透率大小不均匀，高渗透层中有低渗透条带，低渗透层中也有高渗透条带。注入水沿阻力小的高渗透条带突进，还有地下油水粘度、表面张力、岩石表面性质的差异，形成了层内矛盾。

在注水开发的各个过程中，如果有多种矛盾存在的话，其中必定有一种是主要的，起着主导决定作用的，其他则处于次要和服从的地位。一般在注水开发初期，层间矛盾是主要的。随着注入水侵入井内，平面矛盾就逐渐暴露出来。而层内矛盾则是长期存在的，到了油田开发后期，进入全部水洗采油阶段，层内矛盾将上升为主要矛盾。

在不同的开发时期，哪个是主要矛盾必须视具体情况而定。除了地层性质这一内部原因外，井网布署、油水井工作制度如果与地质情况不相适应，将会加剧上述各种矛盾。

四、调整三大矛盾改善开发效果

1. 层间矛盾的调整

层间矛盾的实质是同一油井中，各层注水受益程度不同，造成各油层压力和含水率相差悬殊，在全井统一流动压力的条件下，生产压差不同，使中低渗透层的出油状况越来越

差，使得全井或全区块的高产稳产受到威胁。

调整层间矛盾的方法是在油水井中下入封隔器、配水器，把性质不同的油层封隔开。对不同性质的油层实行分层注水和分层采油，使高、中、低渗透油层同时都发挥作用，以提高油田开发水平。

2. 平面矛盾的调整

平面矛盾的实质是注入水受油层非均质性控制，形成不均匀推进，造成局部渗透率低的地区受益差，以致不受益。因此调整平面矛盾，实质上就是要使未受益或受益差的地区充分受益。提高其驱油能量，降低阻力，达到提高注水波及面积，多拿油少出水的目的。

其方法是根据油井的需要，经常调整注水井的水量，注水强度，补打新井，完善注采井网，以调整平面矛盾。

3. 层内矛盾的调整

层内矛盾的实质也是不同部位受益程度和水淹状况不同，高压高含水层段干扰其他层段不能充分发挥作用。层内矛盾突出的，一般是高渗透的厚油层。

调整方法是用选择性堵水，使高渗透条带的渗透率变低；改变吸水剖面和产液剖面；注表面活性剂，降低油水粘度比；寻求合理的注水强度。

总之，三大矛盾调整的核心问题是分层注水，达到保持油层压力，控制含水上升，提高原油产量实现稳产的目的。所谓注好水就是根据油水运动的规律，随时按油层的需要调整水量，积极主动地进行层内、层间及平面的调整，增加注水见效层位、见效方向和见效程度。

一个油层从某个方向见了水，或在某个方向上含水饱和度相对比较高，就可以从另一个方向上加强注水，提高压

力，以抑制见水方向或含水饱和度相对较高的方向上的不利影响。

一口油井某一层见了水，就可以对其他油层加强注水，提高压力，克服见水层的不利影响。这样就能促使各个部位的储量都动用起来，使含水上升速度减慢，尽量延长高产稳产期，得到较好的开发效果。

作 业 题

1. 名词解释：层间矛盾、平面矛盾、层内矛盾。
2. 三大矛盾的实质是什么？怎样调整？
3. 你所管的注采井组，目前最突出的矛盾属于哪一种？你打算如何解决？

第二章 动态指标的计算

油水井动态分析中，经常采用许多开发指标来说明油田生产各方面的情况和规律。这些指标都是根据各项生产数据，经过整理分析和计算得出的。根据这些指标数值大小和变化情况，我们就可以对油水井的地下动态有所认识。

当然，地下动态是比较复杂的，它涉及的面比较广。需要收集和计算的动态指标也比较多，归纳起来主要包括产油量、产水量和地层压力三个方面。

第一节 产油指标

一、产油量

表示原油产量大小的指标。通常是指油井或油田的日产油量、月产油量和年产油量。使用最多的是日产油量，单位是吨。

1. 折算年产油量

根据日产油量和月产油量可以折算年产油量。其公式如下，

$$\text{折算年产油量} = \text{日产油量} \times 365 (\text{天})$$

$$\text{或折算年产油量} = \frac{\text{月产油量}}{\text{月日历天数}} \times 365 (\text{天})$$

折算年产油量是用月产油量预测一年生产情况，所以它与实际年产油量是有一定差额的。

2. 生产能力和生产水平

(1) 生产能力

单位时间的产油量，叫做生产能力。单位时间可以是小时、日、月、年等，生产能力可以是单井、开发单元、区块、层系、油田的生产能力等。讲生产能力必须说明上述条件。生产能力是按日历时间计算的，它没有考虑油井的利用率和油井时率等因素。

(2) 生产水平

单位时间的实际产油量，叫做生产水平。它与生产能力的差别是考虑了油井的利用率和时率。日产水平则是月产油量除以每月天数，所得的平均值；或阶段产油量除以本阶段日历天数，所得的平均值。

(3) 平均单井日产油量

为了表示单井日产能力的大小，采用平均单井日产油量这一指标。它等于日产能力除以实际投产井的井数。

二、采油速度和采出程度

采油速度和采出程度是油田开发状况的重要指标，是代表一个油田开发水平高低的标志。

1. 采油速度

表示每年从地下采出的油量占地下总地质储量的百分比。

$$\text{实际采油速度} = \frac{\text{实际年产油量}}{\text{地质储量}} \times 100\%$$

$$\text{折算采油速度} = \frac{\text{折算年产油量}}{\text{地质储量}} \times 100\%$$

折算采油速度是表示按目前生产水平所能达到的采油速

度，它可以测算不同时期的采油速度是否能达到开发要求。根据测算结果，分析原因，采取相应的调整挖潜措施，来提高采油速度。

2. 采出程度

是指油田采到某一时刻，总累计采油量与地质储量的比值，用百分数表示。它反映了油田储量的采出情况，也可以说是不同开发阶段所达到的采收率。

$$\text{采出程度} = \frac{\text{累计采油量}}{\text{地质储量}} \times 100\%$$

如果采用可采储量作为对比值，相应的就会有可采储量的采油速度、采出程度，从某种意义上表明油田开采状况。

影响采出程度的因素

(1) 油田地质条件：储量集中，油层连通条件好，采出程度就高。

(2) 井网条件：井网完善，采出程度高。

(3) 开采方式：采出程度的高低与注水开发、热采和依靠天然能量等开采方式有着密切的关系。

3. 采油指数

采油压差（或叫生产压差）每增加一个兆帕一天所增加的采油量。单位为吨/兆帕·天。

$$\text{采油指数} = \frac{\text{日产油量}}{\text{静压} - \text{流压}}$$

三、递减率

递减率是指单位时间的产量变化率，或是单位时间内产量递减的百分数。在油田一般采用最多的是日产油量的月递减率或阶段递减率，并分为自然递减率和综合递减率。

1. 自然递减率

是指减去新井和措施井的产量后，同工（相同的工作制度）同层对比，产油量的递减率，公式如下

$$\text{年自然递减率} = \left(1 - \frac{A-B-C}{D \times E} \right) \times 100\%$$

式中： A——某油田（单元）当年产油量，吨；

B——某油田（单元）当年老井措施增产，吨；

C——某油田（单元）当年新井产油量，吨；

D——某油田去年12月的日产水平，吨；

E——当年的日历天数，天。

如果计算某月的自然递减率，可以用以下公式计算：

$$\text{某月的自然递减率} = \left(1 - \sqrt[n]{\frac{A-B-C}{D \times E}} \right) \times 100\%$$

式中： n——为某月

以8月的自然递减率计算为例

$$\text{8月的自然递减率} = \left(1 - \sqrt[8]{\frac{A-B-C}{D \times E}} \right) \times 100\%$$

式中： A——1—8月的累计产油量，吨；

B——1—8月的措施增加的产油量，吨；

C——1—8月的新井产油量，吨；

E——1—8月的日历天数，天；

D——去年12月的日产水平，吨；

2. 综合递减率

是指包括老井措施在内的所有油井产油量的递减率。
（不包括新井产油量）

$$\text{年综合递减率} = \left(1 - \frac{A-C}{D \times E} \right) \times 100\%$$

式中： A——某油田（单元）当年产油量，吨；
 C——某油田（单元）当年的新井产油量，吨；
 D——某油田去年12月的日产水平，吨；
 E——当年的日历天数，天。

某月综合递减率的计算方法与自然递减率的计算方法相同。

在油田开发中，产量有时是以常递减率规律变化的，有时是以变递减率规律变化的，即递减率随时间而不断变化。

作 业 题

1. 某采油队有油井43口，地质储量为2000万吨。1988年7月，该队的日产水平为893吨，8月日产水平为870吨，该队从1970年投入开发，累计到1988年8月，共采原油635万吨，求：

- (1) 该队以1988年8月为基数的折算年产油量；
- (2) 分别计算1988年7月和8月的平均单井日产油量；
- (3) 分别计算1988年7月和8月的折算采油速度；
- (4) 计算1988年8月的采出程度。

2. 某油田1989年全年产油量为18.3万吨，其中新井产油量为0.8万吨，老井措施增加产油量为0.7万吨，1988年12月的日产水平为550吨，求：

- (1) 计算该油田的年自然递减率；
- (2) 计算该油田的年综合递减率。

第二节 油田压力指标

油田压力是反映油田驱动能量大小的重要指标。搞清驱动压力的变化规律，随时掌握油层压力的变化特征，是搞好油田开发的重要手段。目前，在油水井动态分析中常用的压力指标主要包括以下几方面的内容。

一、油层压力

油层一般都埋藏在地下较深的地方，上面覆盖着很厚的地层。因此，油层以及内部的油、气、水都处在一定的压力之下。这种上覆地层给予油层的压力叫做油层压力。油层压力的大小与油层的埋藏深度有关。

1. 静水柱压力

指井口到油层中部的水柱压力。

$$\text{静水柱压力} = \frac{\text{油层中部深度} \times \text{水的密度}}{10 \times 10} \quad (\text{兆帕})$$

2. 原始地层压力

是指油层未开采前，从探井中测得的油层中部压力。它可以衡量油田驱动能力的大小和油井自喷能力的强弱。原始地层压力一般随油层埋藏深度的增加而增加，也就是原始地层压力与油层的海拔位置大体上成正比，其关系式为：

$$P_0 = b + iH$$

式中 P_0 ——原始地层压力，兆帕；

b ——直线的截距，某油田为3.8兆帕；

i ——斜率，即压力梯度，某油田为0.0082兆帕/米

H ——油层中部海拔位置（米）。

则, $P_0 = (3.8 + 0.0082H)$ 兆帕

油层投入开发以后, 由于地层压力的变化, 原始地层压力无法直接测量, 但知道了油层中部海拔位置, 就可以根据上式计算。

3. 静止压力

它是指油井关井后, 待压力恢复到稳定状况时, 所测得的油层中部压力, 简称为静压。

在油田开发过程中, 静压的变化与注水和采出的油、气、水体积大小有关。如果采出的体积大于注入体积时, 油层出现亏空, 静压就会比原始地层压力低。为了及时掌握地下动态, 油井需要定期测静压。

4. 流动压力

是指油井在正常生产时所测得的油层中部压力, 简称流压。流入井底的油就是依靠流动压力将油举升到地面的。一般流压的高低, 直接反映出油井自喷能力的大小。

二、油田平均地层压力

它是表示每一个独立的开发区内, 地层压力的平均值, 它标志着油层从总体上看地层能量的大小。

油田的平均地层压力是根据某一时刻, 每口井的地层压力值, 通过一定方式计算出来的。其计算方法有, 算术平均法、面积权衡法和体积权衡法。现场计算, 一般用算术平均法。其公式如下:

$$\bar{P}_k = \frac{P_{k1} + P_{k2} + P_{k3} + \dots + P_{kn}}{n}$$

式中 \bar{P}_k ——平均地层压力值, 兆帕;

P_{k1} ——第一口井的地层压力值, 兆帕;

P_{k_2} ——第二口井的地层压力值，兆帕；

P_{k_3} ——第三口井的地层压力值，兆帕；

P_{kn} ——第 n 口井的地层压力值，兆帕；

n ——参加平均的井数。

目前油田常用的平均压力，有平均原始地层压力、平均饱和压力、平均静止压力和平均流动压力等。

三、生产压差

静压与油井生产时测得的流动压力之差叫生产压差，又叫采油压差。油井关井时，油层压力处于平衡状态，当油井开井生产后，井底压力突然下降，由于油层压力仍很高，就形成压力差，

在相同的地质条件下，采油压差越大，油井产量越高。但在地层压力一定的情况下，当采油压差下降到一定程度，流动压力低于饱和压力时，井底和油层将会脱气，油井就会出砂，油气比上升，油井产量不会增加或增加很少，这对合理采油，保持油井长期稳产高产很不利。所以，油井不能任意放大采油压差生产。它必须根据采油速度 and 生产能力，制订合理的采油压差。合理的采油压差是通过系统试井的方法求得的。

四、总压差

原始地层压力与目前地层压力的差值叫做总压差。

对于依靠天然能量开发的油田来说，生产的过程是消耗能量的过程，所以目前地层压力总是低于原始地层压力。

总压差 = 原始地层压力 - 目前地层压力

对于注水开发的油田来说，生产的过程，是一边消耗一边补充能量的过程。所以，目前地层压力往往保持在原始地层压力附近。为了便于对比，矿场上把总压差表示为：

总压差=目前地层压力-原始地层压力

当总压差为正值时，说明注入量大于采出量；当总压差是负值时，说明注入量小于采出量，产生了地下亏空。

五、抽油井的静液面和动液面

随着油田的不断开发，地层压力不断下降，油井自喷能力逐渐减弱，这样油井由自喷采油逐渐变为机械采油。目前，胜利油田的绝大部分生产井已转为抽油生产。为了研究抽油井的生产情况，了解油田不同开发阶段的变化规律，掌握油层动态，我们必须取得抽油井生产时的动液面和静液面。这是抽油生产的一项重要资料。它们对于指导油井合理开采有着重要意义，也是进行现场油水井动态分析的一项比较重要的数据。

1. 动液面

抽油井在生产过程中，油套管环形空间的液面深度。

2. 静液面

抽油井关井后，油套管环形空间的液面逐渐上升，等到液面稳定下来后，所测得的液面深度叫静液面。

3. 液面与压力的换算

根据动液面和静液面的深度，可以换算出流动压力和静止压力。

$$P_{\text{流}} = (H_{\text{油层}} - H_{\text{动液}}) \gamma_{\text{液}}$$

式中 $P_{\text{流}}$ ——油层中部的流动压力，兆帕；

$H_{\text{油层}}$ ——油层中部深度，米；

$H_{\text{动液}}$ ——动液面深度，米；

$\gamma_{\text{液}}$ ——井中液体的重度，牛顿/米³。

$$P_{\text{静}} = (H_{\text{油层}} + H_{\text{静液}}) \gamma_{\text{液}}$$

式中 $P_{\text{静}}$ ——油层中部静止压力，兆帕 = 10^6 帕 = 10^6 牛/米²

$H_{\text{静液}}$ ——静液面深度，米；

计算时，如果套压不能忽略，应当将套压加上。

利用动液面，可以分析深井泵的工作状态和油层供液能力。对于注水开发的油田，根据油井液面变化，能够判断油井是否见到注水效果，为调整注水层段的注水量以及抽油井的抽汲参数提供依据。

作 业 题

1. 名词解释：静止压力、流动压力、原始地层压力。
2. 列出计算油田平均地层压力的公式。
3. 生产压差与工作制度的关系是什么？
4. 计算

某井在投产初期，测得某油层的原始地层压力为20.1兆帕，目前生产该层，井段为1992米—2010米，1988年8月测得该井静液面为47米。该井的井中液体重度为9711.8牛顿/米³，求该井的总压差。

第三节 产水指标与注采比

注水开发的油田，随着注入量的不断增加，产水量必然增多。这样，产水指标就成为我们衡量注水开发油田的开发效果的重要内容。注采比是衡量地下能量的指标，它们都是油水井动态分析的重要数据。

一、含水率

是指油田（或油井）的日产液量中，日产水量所占的重量百分数。它表示油田、油层或油井的水淹状况，反映了油田的地下水淹程度。含水率分为单井含水率、油田综合含水

率、井组综合含水率、区块综合含水率等，其计算公式如下：

$$\text{单井含水率} = \frac{\text{油样中水的重量}}{\text{油样重量}} \times 100\%$$

$$\text{综合含水率} = \frac{\text{各油井日产水量之和}}{\text{各油井日产液量之和}} \times 100\%$$

二、含水上升速度和含水上升率

当油田（或油井）见水以后，含水率将随着油田采出程度的增长而不断上升。含水上升速度和含水上升率就是表示油田（或油井）含水上升快慢的主要指标，它反映了油田注水开发的效果。

1. 含水上升速度

是指单位时间内含水率的上升值。即每月（或每季、每年）含水率上升了多少，相应地就叫做含水上升的月速度（季速度、年速度）。

计算公式：

月含水上升速度 = 月末的含水率 - 月初的含水率；

用同样的方法也可以计算出季含水上升速度或年含水上升速度。

2. 含水上升率

每采出 1% 的地质储量，含水率的上升值。计算公式：

$$\text{含水上升率} = \frac{\text{阶段末的含水率} - \text{阶段初的含水率}}{\text{阶段末采出程度} - \text{阶段初采出程度}} \%$$

$$\text{或 含水上升率} = \frac{\text{年含水上升速度}}{\text{采油速度}} \%$$

三、注采比

1. 注水强度

注水井单位有效厚度油层的日注水量，叫注水强度。

$$\text{注水强度} = \frac{\text{日注水量}}{\text{油层有效厚度}} \quad (\text{米}^3/\text{米} \cdot \text{天})$$

注水强度选择的是否合适，对保持和恢复油层压力及调节含水上升速度有直接影响。因此，只有在充分掌握油井的压力、含水及生产能力变化的前提下，才能准确地确定合理的注水强度。

2. 注采比

注入剂（如水）在地下所占的体积与采出物（油、气、水）所占的体积之比称为注采比。是用来衡量注采平衡情况的指标。计算公式：

$$\text{注采比} = \frac{\text{注入量} - \text{注入溢流量}}{\text{采油量} \frac{\text{体积系数}}{\text{原油密度}} + \text{产水量}}$$

$$\text{日注采比} = \frac{\text{月注入剂的地下体积}}{\text{月采出物的地下体积}}$$

3. 累计注采比

累计注入量的地下体积与累计采出物的地下体积之比。

$$\text{累计注采比} = \frac{\text{累计注入剂的地下体积}}{\text{累计采出物的地下体积}}$$

注采比主要用来衡量地下能量的补充及亏空程度。它和油层压力的变化、含水上升速度等其他指标有着极密切的联系。选择合理的注采比是油田开发中的一项重要工作，是开发油田必须研究的一个课题。

作 业 题

某注采井组共有油井6口，注水井2口，1987年12月两口井的注水量为834米³/日，1988年6月两口井的注水量为796米³/日，6口生产井的日产油量见表，该井组的地质储量为234.8万吨。计算：

项目 产量 井号	1987年12月				1988年6月			
	日产液量 (吨)	日产油 (吨)	含水率	动液面 (米)	日产液量 (吨)	日产油 (吨)	含水率	动液面 (米)
A井	122.5	21	82.9%	25	133.5	20	85%	32
B井	34.2	7.5	86.8%	56	31.7	8	74.8%	15
C井	78.4	11	86.0%	87	77.7	9.5	87.8%	54
D井	254.2	30	88.2%	3	247.5	26	89.5%	17
E井	62.4	15	76.0%	67	44.4	6.2	86.0%	94
F井	107.2	12	88.8%	14	107.2	10	90.7%	25

(1) 分别计算该井组1987年12月和1988年6月的井组综合含水率。

(2) 计算1987年12月—1988年6月的含水上升速度。

(3) 分别计算1987年12月和1988年6月的注采比。

2. 某油田1987年12月的综合含水率为83.2%，采出程度为28.5%；1988年6月该油田的综合含水率为85.3%，而采出程度为29.2%，求该井的含水上升率。

第三章 油水井动态分析所 必需的图表和曲线

在现场油水井分析活动中常用的图表很多，一般油水井动态分析常用的图表有：井位图、油水井连通图、注采井组生产数据表、单井生产数据表、注水井生产数据表、井组注采曲线、单井采油曲线、水井注水曲线。

根据不同注采井组分析的需要，有的还绘制井组综合开发数据表、井组基本数据表、措施前后效果对比表、水淹图等。

第一节 地质图的绘制和应用

一、井位图

表示油田（或注采井组）地面井位的地质图。在现场注采井组分析中所用的井位图，一般都是示意图，井距不一定十分精确。

1. 绘制：

（1）首先构画出注采井组所属的区块或断块的断层线和油水边界线。

（2）根据注采井组在区块或断块所处的位置，将井点用小圆圈表示（对于不属该井组，但与其有关联的油水井，也应当用小圆圈表示出来）。

（3）将小圆圈上色（水井上绿色，油井上红色）。

2. 应用

(1) 应用井位图可以确定注采井组在区块或断块中的位置，搞清所分析的井组是否与边水邻近，是否靠近断层。以判断和分析油井的边水突进或注水见效情况。

(2) 应用井位图可以弄清油井与油井，油井与注水井之间的井距，以判断分析井间干扰问题和水线推进情况。

(3) 通过井位图还可以看出注采井网的完善情况和注水方式。

二、油水井连通图

油水井连通图是由油层剖面图和单层平面图组合成的立体图幅，习惯上也叫“栅状图”，它可以作为井组分析油水井动态用图，也可以作为油田地质开发研究的综合图幅。

1. 绘制

(1) 收集整理注采井组内油水井的单层数据（可应用油砂体数据表），弄清每口井各小层的砂层厚度、有效厚度、渗透率等数据，以及小层的缺失、尖灭情况。

(2) 绘出各井的柱形图

① 各井柱形的相对位置，尽量安排得和井位图相似。

② 在井柱左侧标出小层号和渗透率，在井柱右侧标出有效厚度和砂层厚度。

③ 砂层厚度要按比例绘制；隔层厚度可不按比例，但厚度要一致，以使图形美观。

(3) 画小层井间连线

① 一口井和周围井的连线，一般是油井与油井或油井与注水井，左右成排连线，前后成斜排连线，构成棱形网。或根据开发井网去决定它们的关系，从注水井向油井连通。

② 为了保持图幅的立体感，连线应有顺序，先连前排井，就是从图的下方连起，再连横排，然后向左上角连线，最后

向右上角连线，后连的线与先连的线相遇即断开，不要交错。

③连线要注意几种情况

凡是两口井小层号相同的，可直接连线；

凡是本井为一个小层，而邻井为两个以上小层的，则可在两井中间分成支层连线过去；

凡是本井油层在其他井没有的，则应在两井中间画成尖灭；

凡是两井小层号可以对应，而中间被断层隔开的，则在两井中间用断层符号断开。

(4) 标注井类别符号及射孔符号，在井柱顶端，井号的下面标明井的类别符号。如注水井、生产井、观察井等。对射孔的井段，画出射孔符号。

(5) 染色上墨，一般特高渗透率层染深红色，高渗透率层染浅红色，中渗透率层染桔黄色，低渗透率层染浅黄色，水层染兰色。

2. 应用

(1) 应用油水井连通图可以了解每口井的小层情况，如砂层厚度、有效厚度、渗透率以及小层储量，掌握油层特性及潜力层。

(2) 应用油水井连通图可以了解油水井之间各小层的对应情况。认识注水井哪些层是在无功注水，油井哪些层没有受到注入水的影响，哪些层是多向受益，哪些层是单向受益。

(3) 了解射开单层的类型，如水驱层（与注水井相连通的油层）、土豆层（与周围井全不连通的油层）、危险层（与注水井连通方向渗透率特高，有爆发性水淹危险的油

层)。

(4) 应用油水井连通图可以研究分层措施, 对于油井采得出而注水井注不进的小层, 要在注水井采取酸化增注。对于水井注得进而油井采不出的小层, 要在油井放大生产压差生产或者进行酸化压裂。对于油井采不出, 水井也注不进的小层, 则要在油水井同时采取措施, 以改善油层的流动条件, 发挥注水效能, 稳产增产。

三、单层平面图

是全面反映小层分布状况和物性变化的图幅。

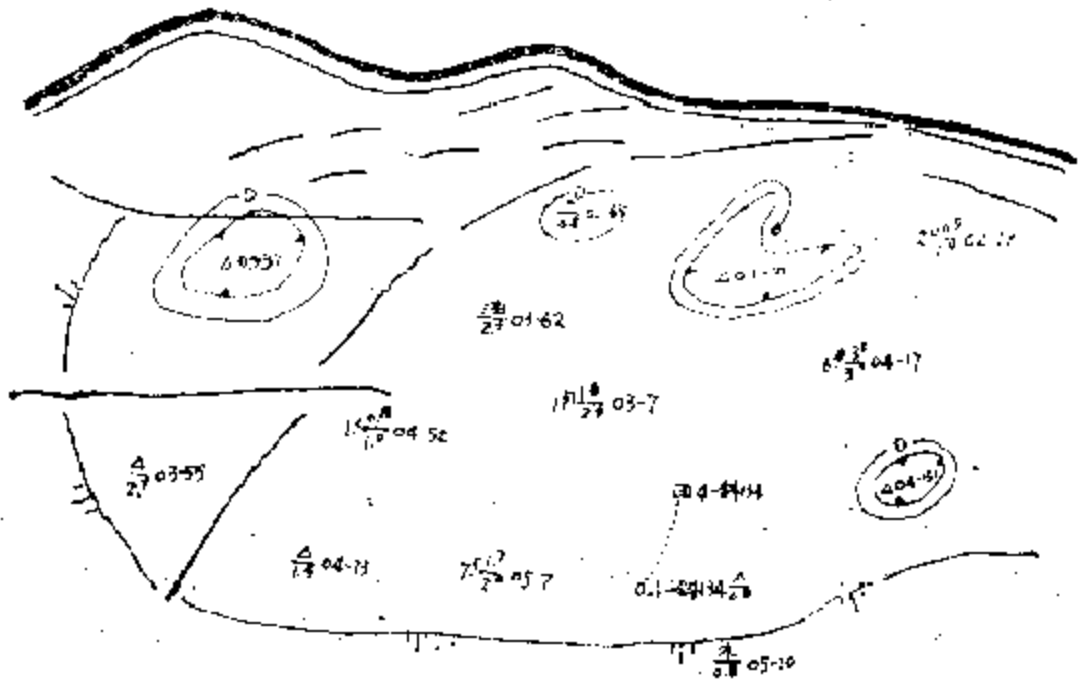


图 1 单层平面图

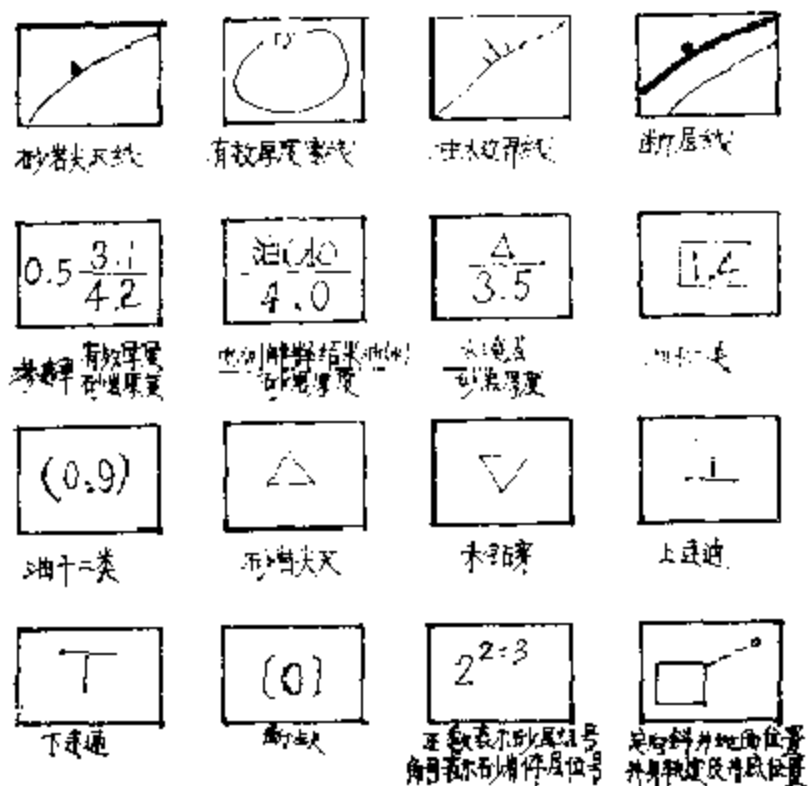


图 2 单层平面图图例

1. 油砂体

多油层油田是由性质不同的单油层组成。单层砂岩的顶面和底面大部分受泥岩分隔，但各个单层在纵向上仍然有分支、合并现象出现，构成三度空间的连通体；在同一单层平面上又有油层尖灭、渗透性变差、含油性变差、断层切割等情况存在，构成许多形状不同，大小不同的油砂体。全区分布、上下分隔最好的单层，也就是一个完整的油砂体；仅被个别井钻遇，与邻井互不连通的单层，就成为小“透镜体”或“小土豆层”。

2. 应用

①掌握开发单元。大油田油层有分区局部变化，小断块油田有分块特点。了解每个单层平面上分布的具体特点和油井内多层组合的区域性共同特点。才能处理好层间矛盾和平面矛盾，创造高产稳产条件。

②选择注水方式。对于条带状分布的油层，注入水的流动方向直接受油层分布形态的支配，对于大片连通的油层，注入水的流动方向主要受油层渗透性的影响，应根据单层平面图综合研究，选择有利的注水方式。

③研究水线推进。油田注水以后，为控制好水线，调整好平面矛盾，可以单层平面图为背景画出水线推进图，研究水线推进与单层渗透率、油砂体形态和注采强度的关系，采取控制水线均匀推进的措施，提高平面扫油效率。

四、电测曲线图

在油水井动态分析中，一般应用电测曲线图划分油、气、水层。

1. 油层

微电极曲线幅度中等，有明显的幅度正差异，随着渗透性的降低，幅度有所降低，差异也有所降低。自然电位显示负异常，并随着泥质含量的增加而异常幅度减小。长短电极的视电阻率曲线均为高阻尖峰。感应曲线呈明显的低电导；声速时差中等；井径常小于钻头直径。

2. 水层

微电极曲线幅度中等，具有正差异，但与油层比较，幅度相对较低，在少数高压、高矿化度水层，可能出现负差异。自然电位负异常，且异常幅度比油层大得多，短电极距视电

阻率曲线可能显示为高阻，而长电极距曲线则显示为低阻。感应曲线高电导，声波时差中等。

3. 气层

微电极、自然电位、视电阻率曲线特征与油层相同，声波时差曲线则出现明显的增大。

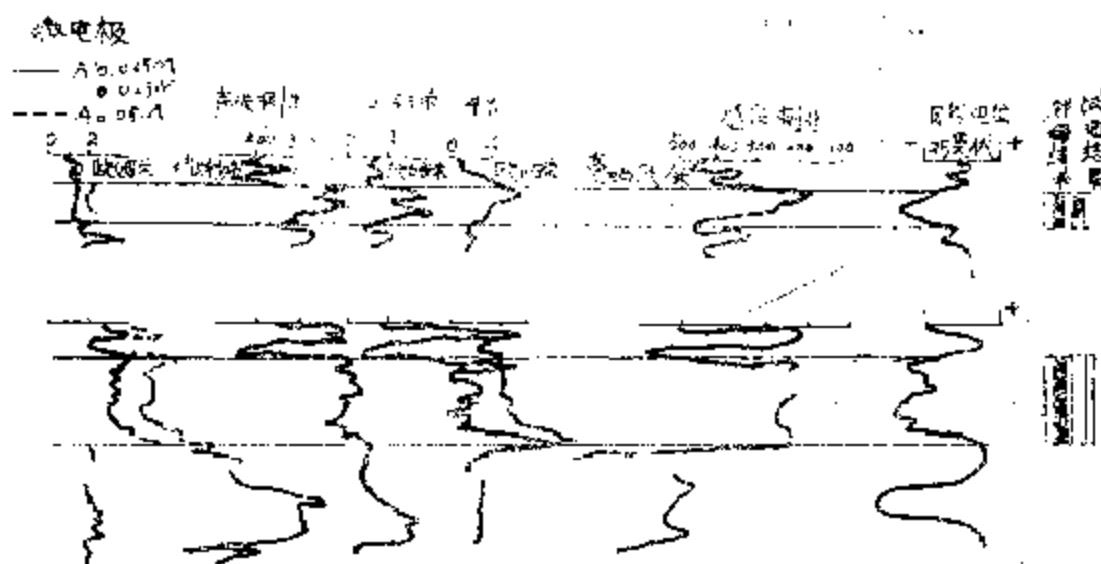


图3 电测曲线图

作 业 题

画出你所管理的注采井组的井位图和油水井连通图。

第二节 综合曲线图

综合曲线图是利用笛卡儿平面座标控制数据点连成的关系曲线，它反映油田或油井的变化情况。多数以时间为横座标，其他生产数据为纵座标；没有时间因素的占少数。

一、总开采曲线

总采油曲线图，包括各个开采阶段的生产指标。从曲线的变化上能反映出油田的基本特征和生产能力的变化。从总开采曲线上可以观察以下问题：

1. 对比油田驱动类型：

边水活跃的水压驱动的油田，油层压力下降很慢，油气比一般保持平稳。对于弹性水压驱动油田，压力变化受采油速度影响很大。对于溶解气驱油田，一般油气比上升快，压力下降显著，产量递减很快，产量递减到一定程度后会稳定下来，但却是低水平的稳定。对于重力驱油田，因为是靠原油本身的重力移动，油气比很低，含水曲线应该是平稳的。根据上述油田驱动的特征，即可分析油田驱动的类型及变化情况。

2. 观察保持油层压力的效果

在油田进行注水或注气以后，随着压力的恢复，生产指标就发生相应的变化。如油气比下降，产量增加，油层压力上升，产水量增加等，这在曲线图上都会形成一个转折点。

3. 检查采油方式和增产效果

从曲线上发现产量突然升高或降低的现象后，就要注明原因。这种突然变化常常反映新增产措施的出现，采油方式变更，成批的新井投产，旧井水淹或其他变化等。这些问题从曲线上可看得很清楚。

4. 预测油田动态

了解了油田各阶段的历史，观察到曲线上一些明显的规律以后，就可以预测将来的情况。

二、采油曲线

分井采油曲线是油井的生产记录曲线，它可以反映出油井开采指标变化的全过程。

1. 画法

采油曲线包括的项目比较多，横座标为年度日历时间，可以统一规格，但纵座标项目单位多，数据范围不同，既要尽量规格化，便于各井综合对比，又要针对具体情况，比较确切地反映本井生产特点，因而需要精心设计，精心绘制，使曲线清楚美观，应用方便。

2. 内容

由于油井工作方式不同，自喷井采油曲线和抽油井采油曲线的内容有所不同。

自喷井采油曲线应包括的项目有：日产油量、日产液量、含水率、油气比、油管压力、套管压力、流动压力、静止压力、开井时数、油嘴。但不一定每个项目都画上，要根据油井油田动态分析的需要而定，能说明问题即可。

抽油井采油曲线包括的项目有：日产油量、日产液量、含水率、动液面深度、静液面深度、开井时数、抽油泵参数。

3. 应用

(1) 进行油井动态分析，选择合理工作制度。采油曲线是井组工人进行油井动态分析的基本资料，通过分析，可以合理调整工作制度，管好生产压差，正常发挥油井能力。

(2) 应用采油曲线可以掌握油井产量的变化发展趋势，联系历史，分析现状，预测将来。产量稳定的井即可用目前产量作为生产能力；产量有递减的井要求用递减率推算生产能力；不正常井和停产井要考虑措施效果；平面矛盾和层间矛盾大的井要调整采油强度。这样就能做到胸中有数，确保完成国家计划，科学管理油田。

(3) 判断油井存在问题，检查措施效果。油井在生产中的变化是多方面的，应用典型井采油曲线反映的特征来判

断一般油井存在的问题指导开采措施是非常重要的。

(4) 分析注水、注气效果，研究注采调整。应用采油曲线可以掌握油井见注水效果或注气效果的基本特点。抽油井见效后一般表现为产量、液面由下降转为上升稳定，有的能转为自喷。对见不到注水效果的井也要具体分析；有的由于注水井注不进，不够弥补采油亏空；有的由于油井本身渗透率低，注水效果传导不过来；有的由于油井距注水井太远，有的由于受断层、尖灭线、低渗透带屏障影响。需要针对不同质的矛盾，用不同质的方法去解决，改善注水开发效果。

三、注水曲线

注水曲线是反映注水井工作情况的记录，是用来分析注水井动态，搞好分层配水、合理注水的一项重要资料。

1. 画法

注水曲线的绘制方法与采油曲线类似。横座标为时间，纵座标为各项有关注水指标。

2. 内容

注水曲线包括的内容有：注水时间、日注水量、井口油管压力、套管压力、静止压力、机械杂质、含铁量、含砂量、砂面深度等。图内要标明注水层段、射孔深度和卡封隔器位置。注水过程中的洗井用水量、洗井时数、增注措施都要在曲线的相应位置注明。对于混合注水井画全井日注水量；对于两个层段分层注水井，分别画两个层段的注水量；对于多层分层注水井，需要按分层测试资料，画出分层段注水量。

3. 注水曲线的应用

(1) 根据注水曲线，可以经常检查、分析配注指标完

成情况。

(2) 掌握吸水性能，然后分析原因，进行实际验证，采取不同措施，合理配水，有效注水。

(3) 从注水曲线上各项指标的变化，可以研究井下变化，可以及时发现问题，解决问题，保证正常注水。

(4) 对比增注效果。

作 业 题

根据你所管的注采井组的有关资料，分别绘制一张采油曲线和注水曲线。

第三节 表格的设计和应用

在油水井动态分析中应用最多的是各种表格，将油水井的各种数据，收集起来以后，经过整理，填写在表格中。这种表格反映生产情况比较直观，也容易对比。一般常用的表格有以下几种。

一、注采井组生产数据表

注采井组生产数据表，是将注采井组内的所有油井的各种数据分别叠加在一起，所有水井的日注水量也叠在一起，将其结果填写在表内。

某井组生产数据表

对比时间	井数	日 产			平均动液面(米)	注采比	日注水量(米 ³)	备 注
		液量(吨)	油量(吨)	含水%				

表中：

1. 井组日产液量 = A井日产液量 + B井日产液量 + C

井日产液量+……

2. 井组日产油量=A井日产油量+B井日产油量+C井日产油量+……

3. 井组综合含水=

$$\frac{\text{井组日产液量} - \text{井组日产油量}}{\text{井组日产液量}} \times 100\%$$

4. 井组平均动液面=

$$\frac{\text{A井液面深度} + \text{B井液面深度} + \dots}{\text{井数}}$$

5. 井组注采比=

$$\frac{\text{井组日注水量}}{\text{井组日产油量} \times \text{体积系数} + \text{井组日产水量}}$$

6. 井组日注水量=A井日注水量+B井日注水量+…

二、油井单井生产数据表

是将油井某一阶段的生产情况，按照油水井动态分析的需要设计的表格，并将油井的数据填入表格内。

某油井单井生产数据表

对比时间	生产层位	工作制度	日 产			动液面(米)	油 性		水 性			备注
			液量(吨)	油量(吨)	含水(%)		相对密度	粘度(毫帕·秒)	氯离子(毫克/升)	总矿化度(毫克/升)	水型	

三、注水井注水数据表

是将注水井某一阶段的注水状况，按照油水井动态分析的需要设计的表格，并将水井的数据填入表格内。

某注水井注水数据表

对比时间	泵压(兆帕)	油压(兆帕)	套压(兆帕)	全井日注水量(米³)	第一小层		第二小层		第三小层		备注	
					水咀	配注(米³)	实注(米³)	水咀	配注(米³)	实注(米³)		水咀

作 业 题

1. 将自己所管的注采井组某一阶段的生产情况用表格反映出来。
2. 将自己所管的油井和水井某一阶段的生产情况用表格反映出来。

第四章 油水井动态分析程序

在注水开发的油田，油水井的动态分析是以注采井组分析为主的。注采井组是以注水井为中心，联系周围的油井和水井所构成的油田开发的基本单元。

注采井组动态分析的核心问题，是在井组范围内，找出注水井合理的分层配水强度，能够使水线比较均匀地向油井推进；使油井能够保持足够的能量；使井组综合含水在较长时间内得到稳定；使井组产量得到稳定。

在一个注采井组中，注水井往往起主导作用，它是水驱油动力的源泉，从油井的不同变化，可以对比出注水效果。因此进行注采井组分析，一般是从注水井入手，最大限度地解决层间矛盾，在一定程度上尽量调整平面矛盾，以改善周围油井的工作状况。

进行注采井组分析的程序，一般是先收集资料，并将其整理填入表格，绘制曲线，进行对比，分析变化原因，最后找出存在问题，并提出下一步的调整措施。

第一节 资料的收集和整理

油田地下动态指的是在油田开发过程中，其中的流体由

原始的静止状态变为运动状态以后，油藏内部各种因素的变化状况。这些因素的变化，在一定程度上会影响油井的生产状况。主要表现为，油藏内部油气储量的变化；油藏分区压力和平均地层压力的变化；油藏内部驱油能力的变化；油气水分布状况的变化。

注采井组是油田开发的基本单元，每个注采井组的动态变化，又影响和制约着整个油藏的变化。因此在注采井组中同样存在着以下几种因素的变化，要正确把握住这些变化情况，必须取得有关资料，这些资料一般分为两部分。

一、静态资料

1. 油井的生产层位和水井的注水层位

一般是指在一系列油层中，选择其中在技术上和经济上最有利的，作为目前开采或注水层，就叫油井的生产层位或水井的注水层位。

2. 生产层的砂层厚度

是指油层的总厚度，包括油层不含油部分和含油部分的厚度。

3. 有效厚度

通常把能够采出的具有工业价值数量的石油的油层厚度，叫油层有效厚度。

4. 渗透率

表示液体流过岩石的难易程度。

以上各项指标，是衡量油层产油能力的重要参数。在收集这些资料的同时，还要了解注采井组所属区块的边水位置和断层线位置。这些静态资料通过“单井油砂体数据表”和“小层平面图”都可以查到，然后将其整理，绘制成井位图和油水井连通图。

二、动态资料

1. 油井动态资料

(1) 产能资料，包括油井的口产液量、日产油量和日产水量，这些资料可以直接反映油井的生产能力。

(2) 压力资料，现在一般用动液面和静液面表示，它们可以反映油层内的驱油能量。

(3) 水淹状况资料，指油井所产原油的含水率和分层的含水率，它可直接反映剩余油的分布及储量动用状况。

(4) 原油和水的物性资料，是指原油的相对密度和粘度、油田水的氯离子、总矿化度和水型。它可以反映开发过程中，油、气、水性质的变化。

(5) 井下作业资料，包括施工名称、内容、主要措施、完井管柱结构。

2. 注水井资料

(1) 吸水能力资料，包括注水井的日注水量和分层日注水量。它直接反映注水井全井和分层的吸水能力和实际注水量。

(2) 压力资料，包括注水井的地层压力、井底注入压力、井口油管压力、套管压力、供水管线压力，它直接反映了注水井从供水压力到井底压力的消耗过程，井底的实际注水压力，以及地下注水线上的驱油能量。

(3) 水质资料，包括注入和洗井时的供水水质，井底水质。水质是指含铁、含氧、含油、含悬浮物等项目。用它反映注入水质的好坏和洗井筒达到的清洁程度。

(4) 井下作业资料，包括作业内容、名称、主要措施的基本参数，完井的管柱结构。

动态资料的录取要求齐全准确。齐全就是按照上面所列

项目录取，而且要定期录取，以便对比分析。准确有两层意思，一是所取的资料真正反映油井、油层的情况。二是所取的资料要达到一定的精度。以上动态资料收集整理后，绘制成表格和曲线，为油水井动态分析所用。

第二节 对比和分析

油水井的动态分析，主要研究分层注采平衡、压力平衡和水线推进状况。注水井采用一定的注水方式进行注水，由于各方向油层条件（有效厚度、渗透率）的差异，周围油井会有不同的反映。

有的油井注水效果好，水线推进均匀，油井产量、动液面和含水率都比较稳定。有的见不到注水效果（一般是低渗透井或有其他情况），油井动液面、产液量明显下降。有的注入水出现单层突进或局部舌进，使油井含水上升快，出现不正常水淹。

根据井组内油水井的变化和不同开发阶段合理开采界限的要求，把调整控制措施落实到井和油层。如对注水井低渗透层采取增注措施，对油井高渗透层进行控制等。合理解决各阶段井与井之间，层与层之间的矛盾，这就是我们进行油水井动态分析的目的。现场中的油水井动态分析都是围绕这个中心进行的。

基层采油队进行的油水井动态分析，一般按下列程序进行。

一、了解注采井组的基本概况

进行油水井动态分析的第一步，就是了解注采井组的基本概况，它是进行动态分析的重要环节。它包括的内容有：

1. 注采井组在区块（断块）所处的位置和所属的开发单元。

2. 注采井组内有几口油井和注水井，它们的排列方式和井距。

3. 油井的生产层位和注水井的注水层段，以及它们的连通情况。

4. 注采井组目前的生产状况，包括井组目前的日产液量、日产油量、含水率以及平均动液面深度和日注水平、井组注采比。

二、指标对比

统计对比也是现场油水井动态分析中的一个重要内容。在现场分析中的对比指标主要包括：日产液量、日产油量、含水率和动液面，有时还要进行原油物性和水性的对比。这种对比有单井的，井区的和注采井组的，根据分析的需要来确定（如在井组分析中，除了注采井组的对比外，还有典型井的对比）。

1. 通过对比出现的结果：

（1）各项指标均为稳定；

（2）含水和日产液量同步上升，产量变化不大；

（3）含水稳定，日产液量下降或上升，引起日产油量的上升或下降。

（4）日产液量稳定，含水上升或下降，引起日产油量的下降或上升。

（5）含水上升，日产液量下降，使日产油量大幅度地下降。

通过对比，可以对井组某一阶段的生产有一个总体的认识，为进一步的分析奠定了基础。

2. 对比阶段的划分

纵观每一个注采井组的生产情况，总是波动起伏的，为了使分析的原因更加明确更加清晰，有时还要把整个分析过程再细分为几个阶段，阶段划分的依据一般分为以下几种情况：

(1) 根据日产油量波动趋势划分为：产量上升阶段、产量下降阶段和产量稳定阶段。

(2) 根据注水井采取措施后，油井相应的变化情况划分阶段。如调配前阶段、调配后阶段或者堵水前阶段、堵水后阶段等等。

(3) 根据油井采取的措施划分阶段。如下电泵提液前阶段、下电泵提液后阶段。

三、原因分析

通过指标对比后，要将对对比的结果进行细致的分析，为了将原因分析的清晰明确，一般要分为几个层次：

1. 找出井组生产情况变化的主要因素

首先要找出井组中的主要变化井，即典型井，它是影响整个井组产量、含水的关键井，是构成井组生产状况的主要矛盾。这种变化井既可能影响分析的全过程，也可能影响分析的某一阶段。怎样才能找出井组中的典型井呢？可以用列表对比法，也可用排列图法，这些方法都比较适用。

然后通过计算找出变化的主要因素，即产油量的变化是由于液量下降造成的，还是由于含水上升造成的，计算公式如下：

$$M = (q_Y - Q_Y) (1 - F)$$

式中 M ——由于液量下降而影响的产油量，吨；

q_Y ——阶段末产液量，吨；

Q_Y ——阶段初产液量，吨；

F ——阶段初含水率，

$$N = q_Y (F - f)$$

式中 N ——由于含水上升而影响的产油量，吨；

f ——阶段末含水率。

如果是多油层合采的油井，还要找出它的主要出油层。要根据静态和动态两部分资料，进行综合对比。如果在一口油井的某个油层，它的有效厚度大，渗透率高，与注水井连通好，并且注水强度和累计注水强度比其他油层大，通过测产液剖面证明为主要产液层，那么它就可以判断为主要出油层。

2. 分析主要原因

(1) 在水井上找原因

要在水井上找原因就必须观察水井的变化情况。主要表现为，注水是否正常，各层段能否完成配注，是超注还是欠注，注水井是否进行测试、调配和作业，影响了多少注水量。

油井上的变化总是与注水井的变化相联系的。水井注水量的变化，一方面可能使不同井点注入水推进速度的不均衡而造成平面矛盾；另一方面也能使一口水井不同层段注入水的不均衡而造成层间矛盾。

(2) 在相邻的油井（同层）找原因

相邻的油井，如果井距比较近，又生产同一个油层，很容易造成井间的干扰。相邻油井放大生产压差生产，会造成井区能量下降，成为产液量下降的原因。相邻油井的改层生产，会使平面上注采失调，成为含水上升的原因，相邻油井的开井或停产，都会成为产油量变化的原因。

作 业 题

某油井阶段初日产液量为100吨,日产油量为20吨,含水率为80%,而阶段末的日产液量为90吨,日产油量为13.5吨,含水率85%。请计算由于液量下降和含水上升各影响了多少吨产油量?

第三节 存在问题及措施

一、存在问题

是指在注采管理中所存在的问题,它主要包括以下几方面的内容:

1. 平面矛盾突出,注采井网不够完善,油井存在着单向受益的问题。

2. 层间矛盾突出,注水井注水不合理,潜力层需要水量但注不进去,高含水层却又注得太多,构成单层水淹严重。

3. 注采比过低,能量补充不够,地下亏空大,影响了油井的产液量。

4. 工作制度不合理,地下能量充足的油井生产压差过小,影响潜力的发挥;地下亏空较大的油井却仍然大排量抽汲,使地层能量严重不足。

当然根据具体情况,在注采管理方面还有其他问题的存在,这些问题在不同程度上影响了油田的开发效果和采收率的提高。

二、措施调整

找出存在问题后,就要着手解决,要在相应的油水井

上，采取一系列的措施，提高油井的产量或使油井在一段时期内保持稳产。

1. 油水井的调整

为了解决在注水开发中不断出现的三大矛盾，提高采收率，现场可以进行油水井的调整，这种调整是以水井为主，调整方法如下：

(1) 提高中低渗透层的注水强度，适当降低高渗透层的注水量或间歇停注，以调整层间矛盾。

在油田开发的中后期，主力油层的采出程度已相当高，进入特高含水的采油期。在调整开发层位时，主力油层不断被封堵，生产油层越来越少，产油量大大下降。那些原来的非主力油层经过注水和一系列的油层改造措施，发挥越来越大的作用，逐渐弥补了主力油层下降的产量，使得油田得以保持稳产。在这种情况下，对于相应的注水井，就应当提高中低渗透层的注水强度（如果提高水量有一定的困难，应当酸化这些层段，以达到配注要求），对于长期大排量高强度注水的高渗透层，则应当减少注水量或定期停注。

(2) 加强非主要来水方向的注水，控制主要来水方向的注水，调整平面矛盾。

在注水开发的油田，有一部分井组，注采不完善，井网对油层的控制比较差，由于地质上的原因，水驱控制储量比较低，或者不成注采系统。有些井组，尽管井网比较完善，由于平面上渗透率的差异，仍然存在着单向受益问题，以致造成油层平面上的舌进。在这种情况下，应当加强非主要来水方向的注水，提高其注水量；同时控制主要来水方向的注水，降低其注水量，使注入水在平面上处于相对平衡状态，水线均匀推进，平面矛盾得到解决。

(3) 层内堵水

层内非均质严重，注入水沿高渗透带水窜的现象，严重地危害了油井的正常生产，使油井含水大幅度上升，产油量下降。因此必须对油水井进行堵水，为油田长期高产稳产创造条件。堵水前，必须正确判断出水层位，水的来源不同，堵水的方法也不一样。对于浸入油井的注入水和边水，若油水同层，我们应用选择性堵水剂进行封堵；若油水不同层，可采用非选择性堵剂封堵。

在搞好油水井调整的同时，要加强注水井的管理，始终保持油层长期稳定的吸水能力，完成好分井分层的配注任务。根据地下动态及时调整，确保油田长期稳产。

2. 油井的增产措施

(1) 改层生产

在一个层系内，长期多层合采的生产井，如果含水率已经很高产量很低，应当根据静态资料和井史资料，分析出高含水层，将其卡封，以发挥中低渗透层的作用。

如果只有主力油层参加生产的油井已达到高含水，可以将主力油层封掉，射开其他薄层或二类有效厚度的油层，以发挥其生产潜力。在历史上曾经是高含水的油层，经过几年的卡封后，由于油水重新分布，很可能含水有所下降。对此可以考虑将其重新打开参加生产。

(2) 放大生产压差

在能量充足、产液量高的井区，可以采取放大生产压差的办法，通过提液来增加产量，目前常用的主要是水力活塞泵、电动潜油泵、分抽泵等。

(3) 改造油层

在油田开采过程中，经常遇到一些低渗透油层，它们即

使在较大生产压差下，也很难获得高产。这些低渗透层，有的是在钻井过程中受到泥浆侵蚀，使井底附近油层的渗透率变低，油井产量下降。还有在生产过程中，由于各种原因造成井底附近的油层堵塞。总之，上述问题均会影响到采油速度的提高，对于非均质多油层的油田更为严重。因此，改造油层就成为油井增产的一项重要措施。油层改造的方法在现场主要是进行酸化和压裂。

油水井动态分析练习题

一、根据某油水井连通图（图4）和采油曲线（图5）分析以下内容：

1. 曲线所反映的生产特点是什么？
2. 分析变化的原因。
3. 应采取什么措施？

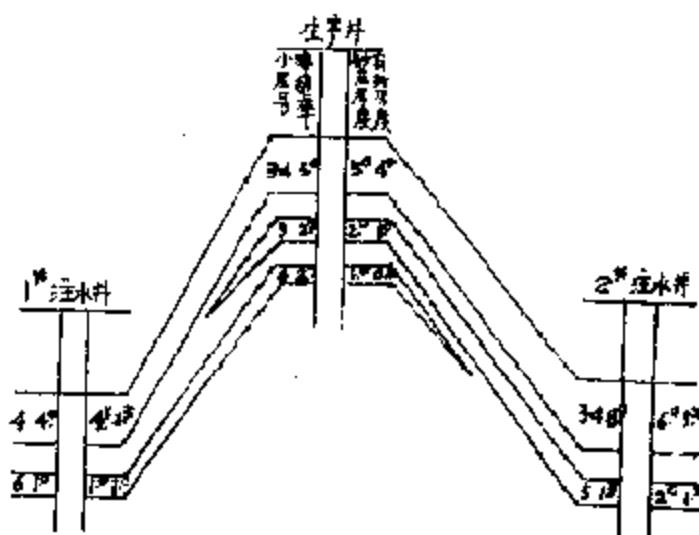


图 4 连通图

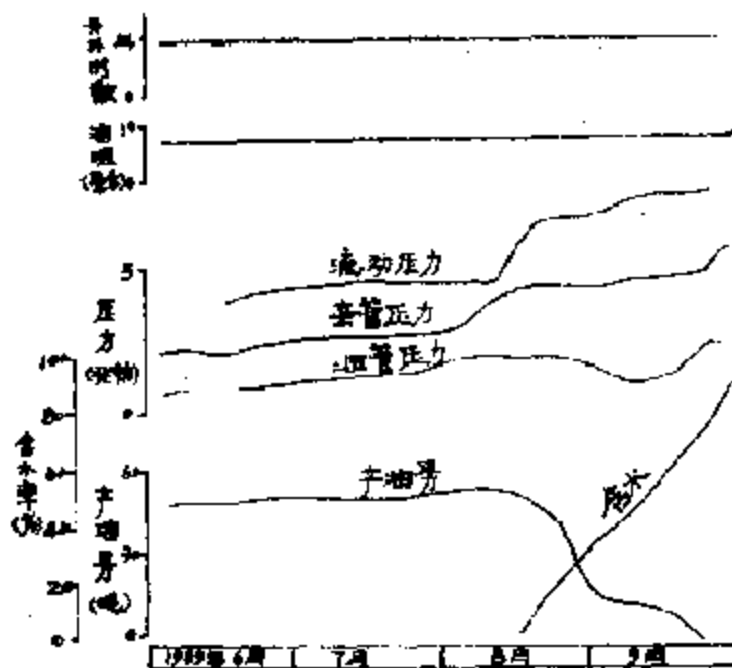


图5 采油曲线

二、某油井为岩性致密砂岩油层。连通图（图6）、开采曲线（图7）、管柱图（图8）、示功图（图9）如下，该井进行了压裂措施，请分析：

1. 为什么要采取压裂措施？是否可行？
2. 根据曲线、图分析压裂效果，并提出进一步发挥压裂效果的措施。

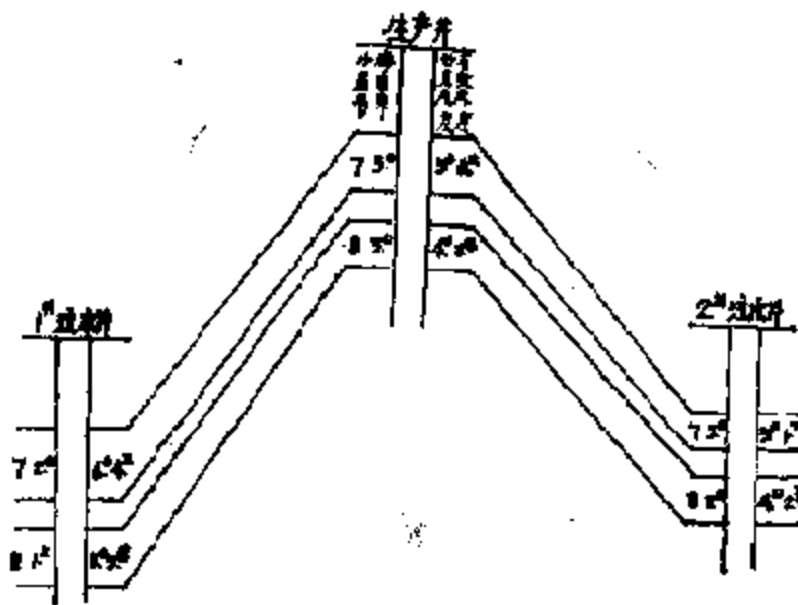


图6 连通图

三、某油井地层渗透率 0.2 二次方微米, 与注水井连通状况较好。注水井配注 $120 \text{米}^3/\text{日}$, 实注量 $50 \text{米}^3/\text{日}$, 该井注水指示曲线 (图10)、管柱图 (图11)、示功图 (图12) 及开采曲线 (图13), 请根据以上各图做如下分析:

1. 该井目前生产状况及存在问题?
2. 如何挖掘生产潜力, 依据是什么?

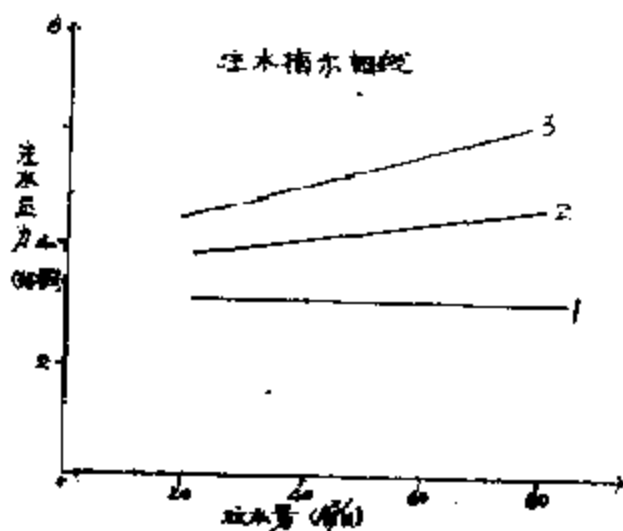


图10 注水指示曲线

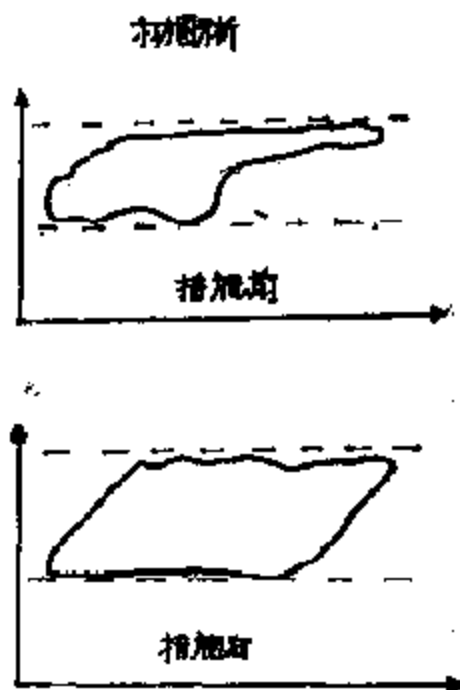


图9 示功图

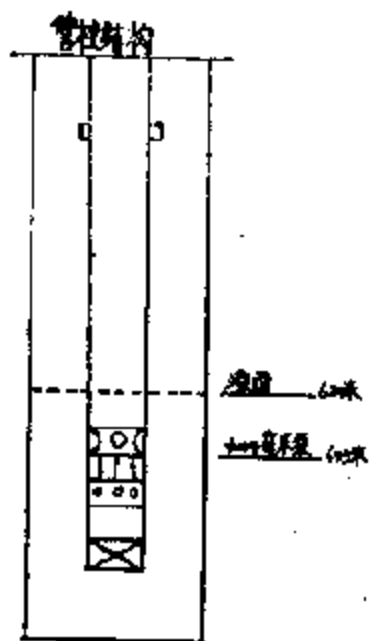


图11 管柱结构图

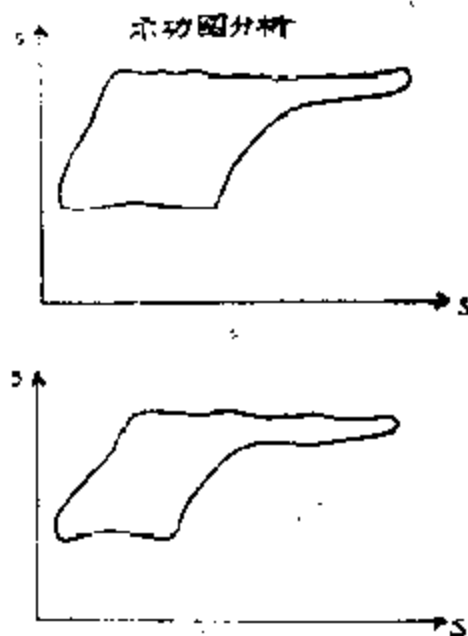


图12 示功图分析

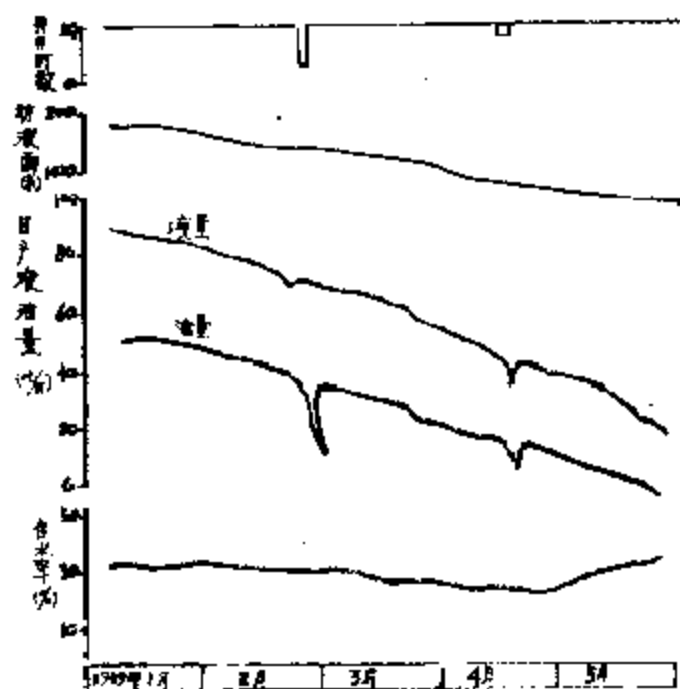


图13 开采曲线



51898

四、分析采油曲线(图14)

1. 曲线的特点是什么?
2. 反映什么样的驱动类型, 油层物性和生产特点?

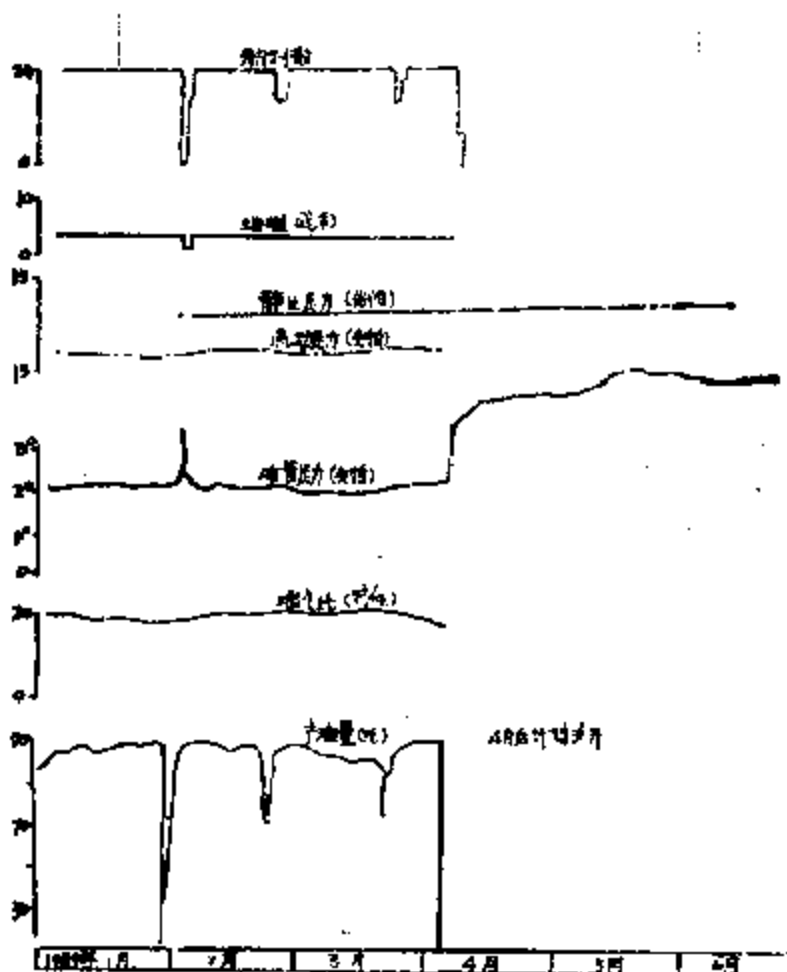


图14 采油曲线

五、某油井受两口注水井的影响, 油井分层配产, 水井分层注水。油水井连通图(图15)和综合数据表如下, 请分析:

1. 油水井存在的主要问题
2. 请提出措施意见

月度综合数据表

油井	层位	井下油咀	日产液 (吨)	日产油 (吨)	含水 (%)	备注
参数	3—4	4.0mm	80	10	87.5%	
	5—6	无	5	6	0	
	全井	井口7mm	85	15	82.4%	月初含水20%

水井	层位	井下水咀	日配注量 米 ³ /日	日实注量 米 ³ /日	备注
参数	4	745—5	40	20	
1#井	6	745—5	20	21	
	全井		60	41	
	2—4	2×3.4mm	30	100	
2#井	5	745—5	20	19	
	全井		50	119	

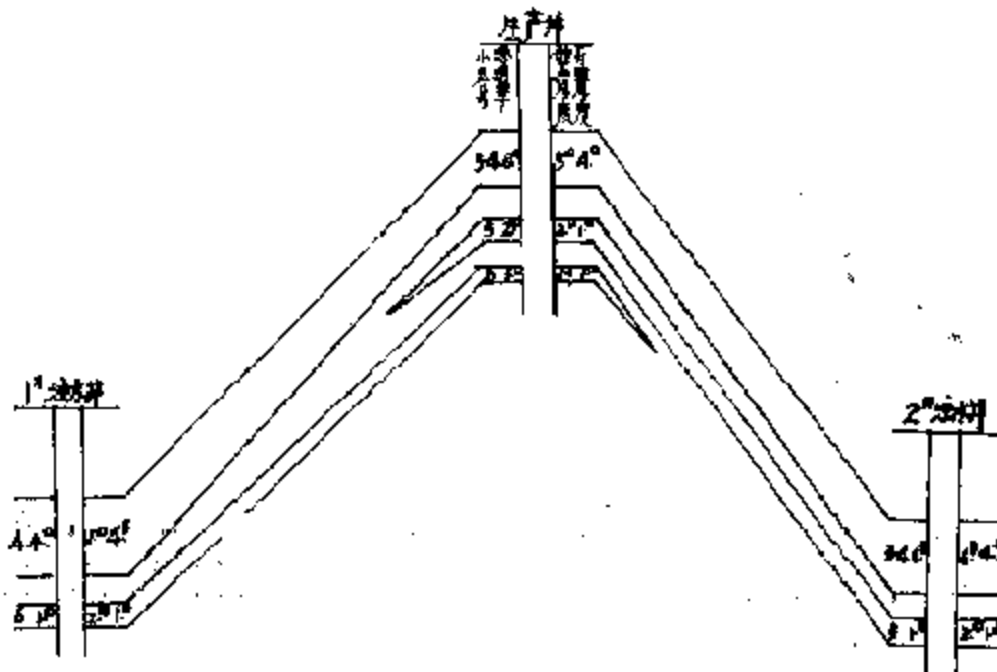


图15 连通图

六、某自喷井1989年4月有关生产参数变化情况见数据表，油水井连通情况见栅状图（图16）。

1. 根据图表说出该井的主要变化是什么？
2. 应采取什么措施使油井恢复正常生产？

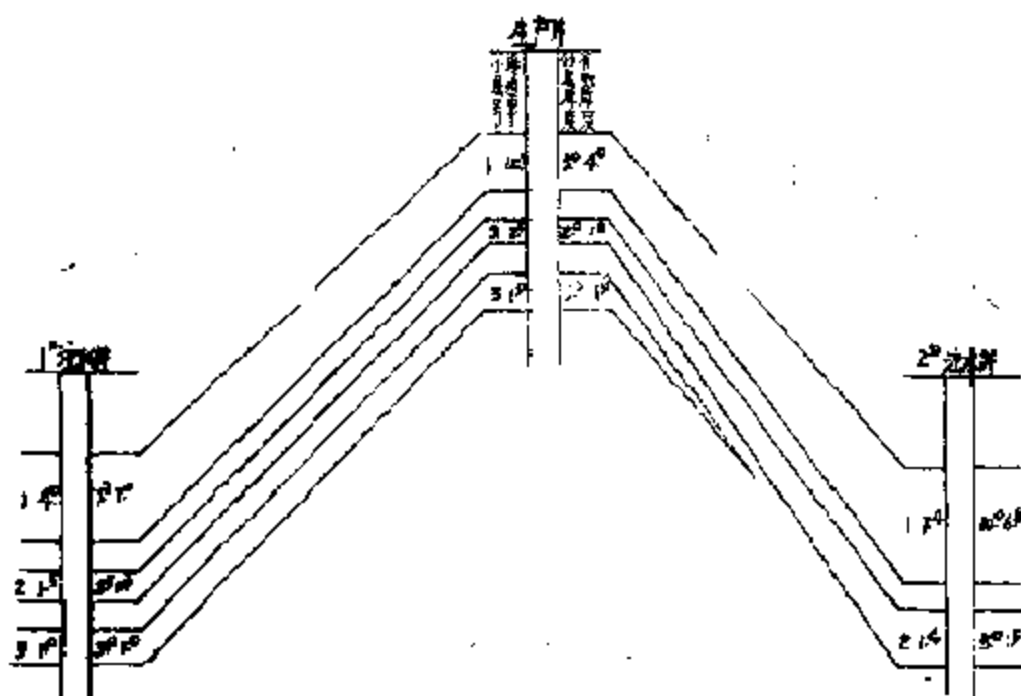


图16 连通图

89年4月生产参数变化数据表

日期	采油时间 (时:分)	生产方式	油咀 (毫米)	日产量			油 气 比 (方/吨)	油压 (兆帕)		套压 (兆帕)		井口 温度 (℃)	回压 (兆帕)	进站 温度 (℃)	站压 (兆帕)	油层中部压力 (兆帕)			压力 计号
				液量 (吨)	油 (吨)	气 (方)		关	开	关	开					流	静	梯	
								井	井	井	井					压	压	度 (兆帕) 100米	
1	24:00	自喷	8	93	92		74		1.78		2.01	0.74							
2	18:00	"	"	72	69		74	1.84	1.79	2.41	2.04	0.74				12.3	13.9		
3	24:00	"	"	82	91		74		1.78		2.01	0.74							
4	"	"	"	93	92		73		1.78		2.01	0.74							
5	"	"	"	82	90		75		1.78		2.01	0.72							
6	24:00	"	"	92	91		74		1.77		2.00	0.72							
7	23:50	"	"	92	91		73		1.77		2.00	0.71							
8	24:00	"	"	91	90		73		1.77		2.01	0.72							
9	"	"	"	92	90		73		1.78		2.00	0.71							
10	"	"	"	93	89		72		1.76		1.99	0.71							
11	"	"	"	92	89		72		1.75		1.99	0.70							
12	"	"	"	91	90		71		1.76		1.98	0.71							
13	"	"	"	92	89		71		1.76		1.99	0.70							
14	"	"	"	93	88		71		1.75		1.98	0.70							
15	"	"	"	93	88		70		1.74		1.98	0.69							
16	"	"	"	92	89		71		1.74		1.95	0.68							
17	"	"	"	92	87		70		1.73		1.94	0.60							
18	"	"	"	92	87		70		1.72		1.95	0.68							
19	"	"	"	91	86		70		1.71		1.94	0.67							
20	"	"	"	93	86		69		1.70		1.93	0.68							
21	"	"	"	92	85		68		1.69		1.93	0.67							
22	"	"	"	93	84		69		1.68		1.91	0.67							
23	"	"	"	91	85		68		1.69		1.90	0.66							
24	"	"	"	92	82		68		1.68		1.89	0.66							
25	"	"	"	92	81		69		1.67		1.88	0.67				13.1			
26	"	"	"	92	80		69		1.66		1.86	0.66							
27	"	"	"	91	79		68		1.64		1.85	0.65							
28	"	"	"	93	79		68		1.62		1.86	0.65							
29	"	"	"	92	78		68		1.63		1.85	0.64							
30	"	"	"	92	78		67		1.62		1.85	0.65							
31																			

七、某油井曾两次出现动液面上升的生产过程，通过单井生产数据表和示功图（图17），试分析其原因是什么？应采取何种措施？

×油井生产数据表

月 份	生 产 天 数	冲 程 / 冲 数	理 论 排 量	泵 效 (%)	日 产 量			压 力 (兆帕)		液 面		含 水 (%)
					液量 (吨)	油量 (吨)	水量 (米³)	回压	套压	动 (米)	静 (米)	
1	31	2.6/8	115	95.7	110	85	25		0	235.4		22.7
2	28	2.6/8	115	95.7	110	80	30		0	200.6		27.3
3	31	2.6/8	115	78.3	90	60	30		0	190.8		33.3
4	30	2.6/8	115	69.6	80	49	31		0	淹标		38.8
5	25 10:00	2.6/8	115	95.7	110	86	24		0	230.6		21.8
6	30	2.6/8	115	95.7	110	82	28		0	228.1		25.5
7	31	2.6/8	115	82.8	95	61	34		0	191.2		35.8
8	31	2.6/8	115	76.5	88	55	33		0	170.4		37.5
9	30	2.6/8	115	69.6	80	48	32		0	淹标		40.0
10	28 11:00	2.6/8	115	87.0	100	70	30		0	240		30.0
11	30	2.6/8	115	88.7	102	71	31		0	245		30.3
12	31	2.6/8	115	87.0	100	69	31		0	242		31.0

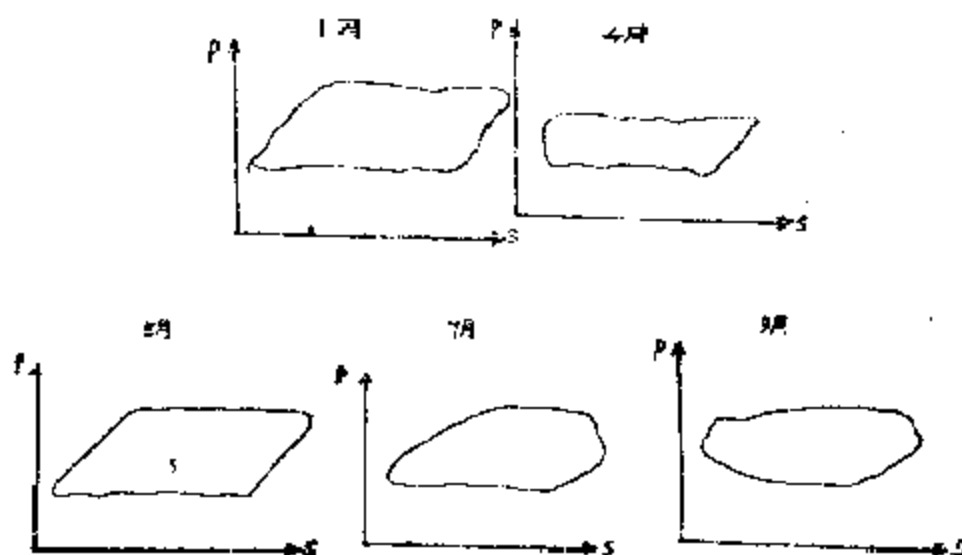


图17 示功图分析

八、某油井开采曲线如下(图18)

1、分析生产过程中油井变化规律(注意蜡点下移)

2、找出变化原因

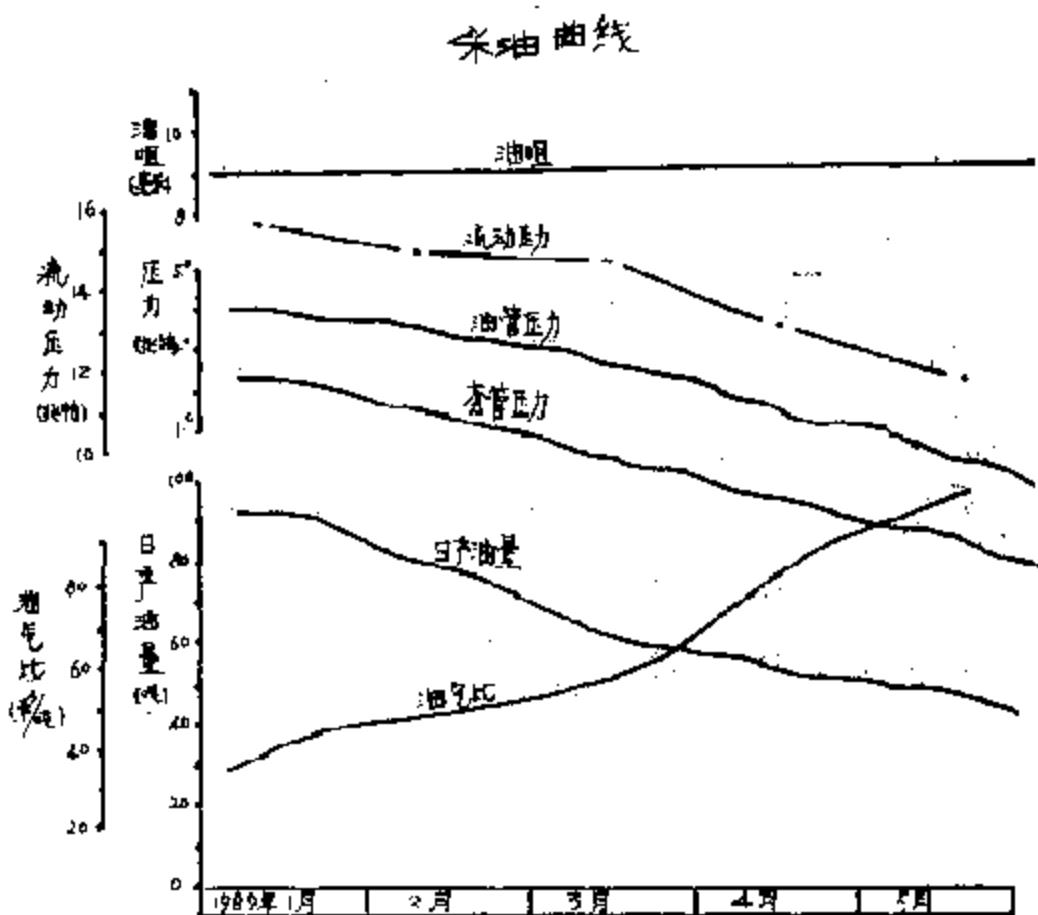


图18 开采曲线

九、分析下列开采曲线(图19)回答问题:

1、从曲线上看可划分为哪几个开采阶段?

2、曲线变化的特点和原因是什么?

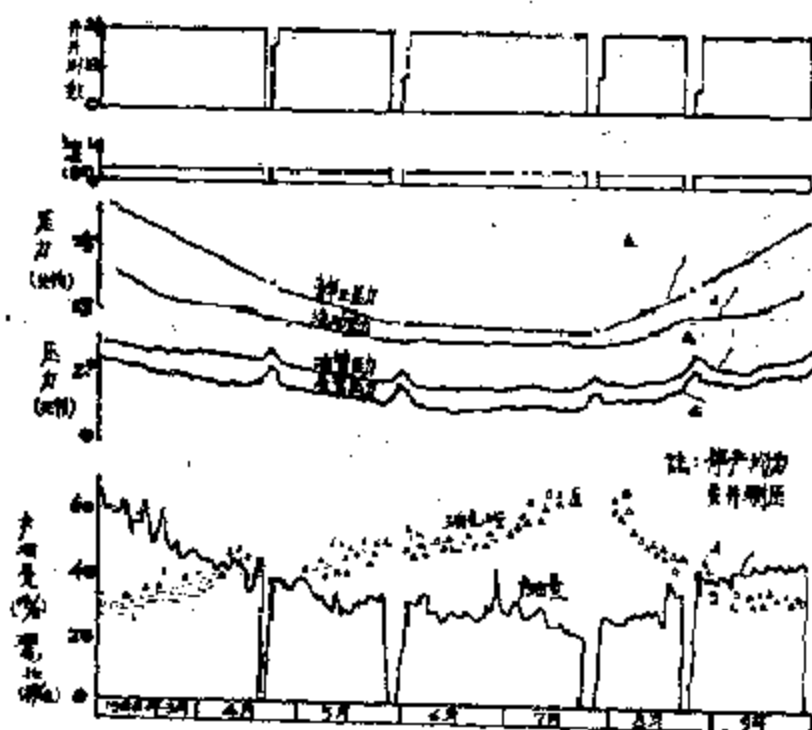


图19 开采曲线

注采井组动态分析实例汇编

为了更快地掌握现场油水井动态分析的方法，特将部分注采井组动态分析的实例汇编成册，以供参考。

在这些实例中，有调整平面矛盾，保证油井稳产的注采井组；有通过化学堵水解决层内矛盾的注采井组；也有下电泵整体提液后，不断在水井上做工作，调整层间矛盾和平面矛盾的注采井组；还有应用全面质量管理方法解决主要矛盾的注采井组等等。它们尽管方法各异，效果都是一致的，就是降低了井组的综合含水，提高了产油量，为完成国家原油生产任务做出了贡献。

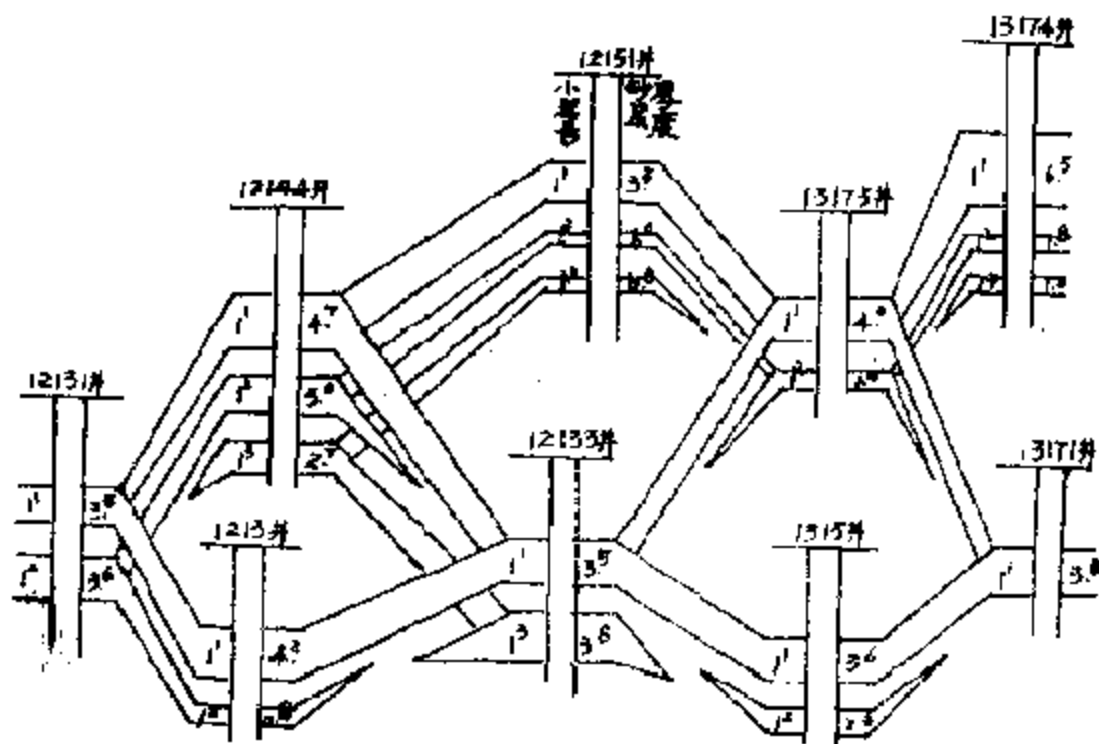


图21 油水井连通图

该井组是1988年胜坨油田一区综合调整以后，逐步归位生产，建立的一个新的注采井组。同时它还受到临近三口注水井12144井、1213井和1315井的影响。这三口注水井与该井组在平面和层间有着不可分割的内在联系，这对认识和掌握注采关系带来一定的困难。

二、井组生产情况和原因分析

从井组生产数据表中可以看出，从1988年12月至1989年12月，井组的开井数一直未变，井组的生产形势出现了两升一降的趋势，即日产液量上升，含水上升，日产油量下降。

13173注采井组生产数据表

时 间	开 井 数	日 产			动液面 (米)	日注水量 米 ³ /日	井组 注采比	备 注
		液量 (吨)	油量 (吨)	含水 (%)				
1988 12	3	111.2	24.4	78.1	218.5	98	0.84	
1989 1	3	135.5	29.3	78.4	226.3	91	0.84	13171井检泵冲砂
2	3	147.6	28.2	80.9	222.6	178	1.16	
3	3	147.7	30.8	79.1	211	225	1.46	
4	3	135.9	28	79.4	193.4	201	1.42	
5	3	134.4	25.4	81.1	221.1	219	1.42	12133井沉参
6	3	165.1	24.8	85.1	253.4	282	1.85	12151井检泵
7	3	181.1	24.5	84.8	240.1	271	1.63	
8	3	151.0	23.2	84.6	229.8	285	1.83	
9	3	151.8	20.8	80.9	240.5	260	1.68	
10	3	179.9	22.8	87.3	187.8	271	1.47	13171井检泵
11	3	180.1	23.8	88.8	198.8	258	1.39	
12	3	171.1	22.7	86.7	220.4	253	1.44	

日产液量由1988年12月的111.2吨, 上升到1989年12月的171.1吨, 含水由78.1%上升到86.7%, 日产油量由24.4吨下降到22.7吨, 说明井组产量的下降是由含水上升引起的, 从井组生产数据表还可以明显看出, 与1988年12月对比, 1989年1—7月的日产油量是稳定上升的, 为什么会出现这种状况呢? 主要是我们及时做了注采关系的调整。

1989年元月对13171井进行检泵冲砂, 作业后效果较好, 使井组的日产液量由1988年12月的111.2吨上升到1989年元月的135.5吨, 日产油量由24.4吨上升到29.3吨, 含水和动液

面都比较稳定。

13171井生产数据表

时 间	生 产 层 位	工作制度	日 产 量				备 注
			液量 (吨)	油量 (吨)	含水 (%)	液面 (米)	
1988 12	2 ³ -5	56×3,3×6	28.3	5.4	80.9	井口	
1989 1			68.6	10.2	82.5	"	检泵冲砂
2			60.9	10.5	82.6	"	
3			58.9	9.8	83.4	"	
4			59.4	10	83.2	"	
5			56.2	7.5	88.2	"	
6			65.6	7.6	86.7	"	
7			48.9	5.9	87.9	"	
8			46.5	5.9	87.2	"	
9			51.2	6.9	86.5	"	
10			71.0	8.9	87.4	"	检泵
11			72.7	9.3	87.2	"	
12			63.3	8.2	87.1	"	

但是1989年2月，井组综合含水却出现了上升的趋势。从单井生产情况看，12151井和13171井的含水都比较稳定（元月与2月对比），而12133井的含水却由81.5%上升到89.2%，它是影响井组综合含水上升的主要原因。

12151单井生产数据表

时 间	生 产 层 位	工作制度	日 产 量				备 注
			液量 (吨)	油量 (吨)	含水 (%)	液面 (米)	
1988 12	1 ¹ —3 ¹	56×3×5	44.3	4.5	89.8	168.5	
1989 1	1 ¹ —3 ¹	56×3×5	41.7	5.5	88.8	212.5	
2	1 ¹ —3 ¹	56×3×5	47.4	5.6	88.2	175.5	
3	1 ¹ —3 ¹	56×3×5	36.1	4.1	88.6	204.1	
4	1 ¹ —3 ¹	56×3×5	27.2	3.1	88.6	155.9	
5	1 ¹ —3 ¹	56×3×5	25.9	2.9	88.8	167.5	
6	1 ¹ —3 ¹	56×3×5	42.4	3.6	91.5	212.2	
7	1 ¹ —3 ¹	56×3×5	43.9	5.1	88.2	237.0	
8	1 ¹ —3 ¹	56×3×5	42	5.3	87.4	223.9	
9	1 ¹ —3 ¹	56×3×5	39.6	3.9	90.1	297.5	
10	1 ¹ —3 ¹	56×3×5	43.3	3.9	91.0	245.7	
11	1 ¹ —3 ¹	56×3×5	44.2	4.1	90.7	235.7	
12	1 ¹ —3 ¹	56×3×5	46.1	4.7	89.8	269.3	

油井有问题，水井找原因。13173注水井的1¹层在2月水量没有变化，而它邻近的12144井和1213井的注水量都发生了变化。1213井的1¹层在元月份时不吸水，作业后注水量为54米³/日。12144井1¹层的注水量也有提高，从26米³/日提高到35米³/日。这两口井注水量的变化(特别是1213井注水量的变化)破坏了原有的注采平衡，使平面关系变得不协调，使13173方向的注水相对变弱，从而导致了12133井含水上升。于是我们建议提高13173井1¹层的注水量，配注由70米³/日提高到80米³/日。措施实施后，实际注水量由63米³/日

提高到95米³/日，含水上升得到了控制。12133井的含水由69.2%下降到67.9%，井组的综合含水也控制在79.1%左右。

为了完善注采井网，1988年4月，1315注水井由2⁴层转1¹⁻²层注水，开始影响本井组，但12144井在3月底停注测

注水井生产数据表（12173和1213井）

时间	13173井						1213井					
	层位	注配(米 ³ /日)	实注(米 ³ /日)	层位	配注(米 ³ /日)	实注(米 ³ /日)	层位	配注(米 ³ /日)	实注(米 ³ /日)	层位	配注(米 ³ /日)	实注(米 ³ /日)
1988 12	1 ¹	70	68	2 ⁴	30	30	1 ²			1 ²		
1989 1	1 ¹	70	62	2 ⁴	30	29	1 ¹	30	0	1 ²	40	0
2	1 ¹	70	63	2 ⁴	30	22	1 ¹	60	64	1 ²	40	39
3	1 ¹	80	95	2 ⁴	30	25	1 ¹	60	61	1 ²	40	44
4	1 ¹	80	71	2 ⁴	30	30	1 ¹	60	45	1 ²	40	45
5	1 ¹	80	92	2 ⁴	30	27	1 ¹	60	50	1 ²	40	50
6	1 ¹	80	83	2 ⁴	30	24	1 ¹	80	86	1 ²	50	89
7	1 ¹	80	93	2 ⁴	30	32	1 ²	80	83	1 ²	50	73
8	1 ¹	100	140	2 ⁴	30	18	1 ¹	80	68	1 ²	50	59
9	1 ¹	100	115	2 ⁴	30	19	1 ¹	80	66	1 ²	50	60
10	1 ¹	100	108	2 ⁴	30	27	1 ¹	30	88	1 ²	50	48
11	1 ¹	100	103	2 ⁴	30	27	1 ¹	30	79	1 ²	50	49
12	1 ¹	100	103	2 ⁴	30	27	1 ¹	30	83	1 ²	50	40

压造成出砂，4月和5月不吸水，油水井1¹层的平面关系发生突变，改变了12133井的油流方向，使12133井的含水由71.9%上升到76.5%，并使井组的含水由81.1%上升到

85.1%。5月底对12144井检管冲砂后,恢复了1¹层的吸水能力,并及时调整了1213井的注水量,配注由50米³/日提高到80米³/日,实际注水量由50米³/日提高到86米³/日,从而抑制了1315井方向的注水,使12133井的含水得到了稳定。由于及时采取调整措施,协调注采关系,所以1989年1—7月的生产情况是良好的,日产量是稳定上升的。

注水井生产数据表(1315井和12144井)

时间	1315井						12144井					
	层位	配注(米 ³ /日)	实注(米 ³ /日)	层位	配注(米 ³ /日)	实注(米 ³ /日)	层位	配注(米 ³ /日)	实注(米 ³ /日)	层位	配注(米 ³ /日)	实注(米 ³ /日)
1988 12							1 ¹	30	44	1 ²⁻³	35	44
1989 1							1 ¹	30	26	1 ²⁻³	35	40
2							1 ¹	30	36	1 ²⁻³	35	37
3							1 ¹	50	47	1 ²⁻³	60	68
4	1 ¹		51	1 ²		34	1 ¹	60	0	1 ²⁻³	60	0
5	1 ¹	120	106	1 ²	30	22	1 ¹	50	0	1 ²⁻³	60	0
6	1 ¹	120	134	1 ²	30	24	1 ¹	50	65	1 ²⁻³	60	69
7	1 ¹	120	136	1 ²	30	27	1 ¹	50	66	1 ²⁻³	60	65
8	1 ¹	120	133	1 ²	30	24	1 ¹	50	66	1 ²⁻³	60	68
9	1 ¹	120	128	1 ²	30	34	1 ¹	60	58	1 ²⁻³	80	67
10	1 ¹	120	133	1 ²	30	33	1 ¹	50	58	1 ²⁻³	60	67
11	1 ¹	120	122	1 ²	30	31	1 ¹	80	84	1 ²⁻³	80	75
12	1 ¹	120	141	1 ²	30	37	1 ¹	80	90	1 ²⁻³	80	72

但这种稳产的局面没有维持多久,到1989年的9月,井组综合含水又开始上升,由83.7%上升到86.3%(8和9月

对比)。通过分析可以看出还是由于12133井的含水上升影响的,该井的含水由79.5%上升到83.6%。12133井含水上升的原因是什么呢?通过“注水井生产数据表”可以看到,13171井的注水量在9月份没有变化,其他水井12144、1213、1315的注水量也没有变化。

12133井生产数据表

时 间	生产 层位	工作制度	日 产 量				备 注
			液量 (吨)	油量 (吨)	含水 (%)	掺水 (米)	
1988 12	1 ¹ -3	56×3×6.5	38.6	14.5	62.4	480.9	
1989 1	1 ¹ -3	56×3×6.5	35.3	13.6	61.5	466.3	
2	1 ¹ -3	56×3×6.5	39.3	12.1	60.2	492.8	
3	1 ¹ -3	56×3×6.5	52.7	16.9	67.9	428.9	
4	"	"	49.3	14.9	69.7	424.4	
5	"	56×3×8	53.3	15	71.8	495.7	调参
6	"	"	57.9	13.6	76.6	549.1	
7	"	"	68.9	13.5	80.4	483.4	
8	"	"	62.5	12.0	79.5	465.5	
9	"	"	61	10	83.6	423.9	
10	"	"	65.6	10	84.8	317.6	
11	"	"	63.2	10.4	83.5	360	
12	"	"	61.7	9.8	84.0	391.9	

再从相邻的油井上找原因,发现12133井的含水上升是与12131井1989年6月由70mm泵改为电泵生产有关系的。12131井生产层也是1¹层,并同时受注水井12102、12144和1213井的影响。下电泵前,该井的日产液量为22.3吨/日,注水量为

42.7米³/日；下电泵后，日产液量为79.2吨，注入量为56.3米³/日，注入量和采出量的关系发生了很大的变化。又由于1213井与12131井的井距很近，因此很容易将水线拉向12131井，从而使13173井和1315井向12133井方向的注水能量相对变强，形成了实际上的单向受益，使12133井的含水迅速上升。针对这种情况，及时提高了12144井1¹层的注水量，配注由50米³/日提高到80米³/日，以解决平面矛盾，改变驱油方向，控制了12133井的含水上升，也基本保证了12131井1¹层的注采平衡。

三、下一步巩固措施

1. 继续提高12144井和1213井1¹层的注水量，配注都由80米³/日提高到120米³/日，同时降低13173方向的注水量，配注由100米³/日降到80米³/日，使12133井的注采关系得到平衡。

2. 将12133井由56mm泵改为70mm泵生产，进行提液增油，放大压差生产，这样既稳定了13173井组的产量，又可控制1213的水线拉向12131井，从而使12133井的含水趋于稳定状态。

例二 34140注采井组堵水效果分析

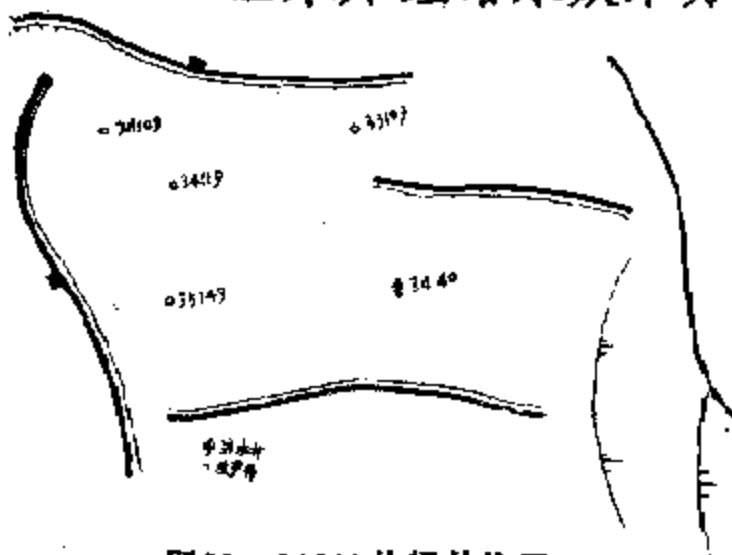


图22 34140井组井位图

一、井组基本情况

34140注采井组，位于胜坨油田坨七断块主体的北部，生产第九砂层组。

注水井为34140井，四口油井分别是33109井、34109井、34119井和35149井。其中35149井为电泵生产，其余为抽油井生产。目前井组日产液量413.8吨，日产油47吨，综合含水为88.6%，平均单井动液面为665.5米，注采比为0.45。

二、化学堵水措施的提出

一年来，根据井组生产形势的变化，及时调整，基本保持了井组的稳产。

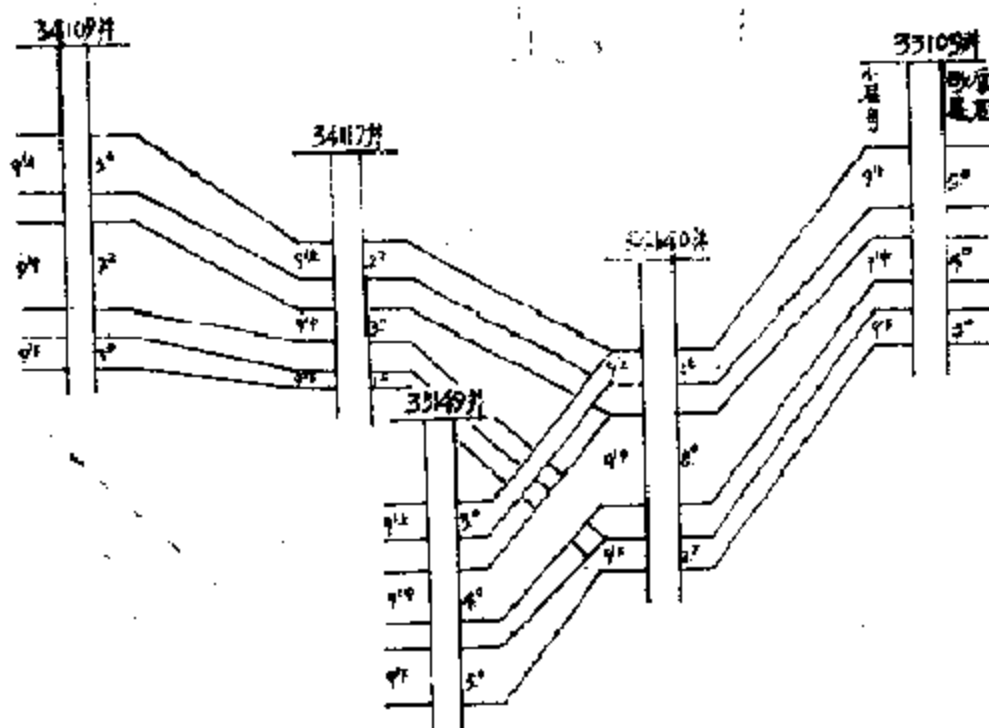


图23 油水井连通图

1. 1989年元月，根据井组含水上升快，产量递减大的状况，在水井上调整水量， 9^1 上由50米³/日提到100米³/日，实际注水量达到102米³/日，注采调整改善了井组的生产状

况, 3月份, 日产液量上升到340.2吨, 日产油量上升到51.3吨, 平均动液面上升到784.8米, 含水基本稳定, 注采调整见到了明显的效果。

2. 1989年4月, 井组产油量出现滑坡, 日产油量由

35148井单井数据表

时间	生产层位	工作制度			日产			动液面(米)	油性		水性			备注	
		油咀(毫米)	油压(兆帕)	套压(兆帕)	液量(吨)	油量(吨)	含水(%)		相对密度	(粘度毫帕秒)	总化(毫克/升)	(毫克/升)	离子(毫克/升)		水型
88 12 89	沙二 9 ¹	10	1.9	0	122.5	22	31.7	1047.9							
1	"	10	1.8	0	124.2	24	30.3	1033.2							2-4口电 缆击穿作 业检泵
2	"	10	3.4	0	241.2	29	37.7	1083.6							
3	"	10	2.7	0	238.2	32	36.1	959.7							30日电缆 击穿
4	"	9	2.4	0	186.0	21	38.6	915.6							2日改9 毫米油咀
5	"	9	2.3	0	210.0	20	30.1	907.2							
6	"	10	2.7	0.3	213.6	19	30.0	1186.5							
7	"	10	2.4	0	241.2	26	39.0	627.9	0.935	402	13881	8122	CaCl ₂		
8	"	10	2.4	0.4	217.2	28	36.8	1035.3							
9	"	10	2.0	0	237	29	37.7	634.2							
10	"	10	2.0	0	250.5	36	35.3	871.0							
11	"	10	2.1	0	255.5	50	30.2	955.1							
12	"	10	2.0	0	235.0	30	38.6	661.5							20-21电 缆击穿作 业
90 1	"	9	2.2	0	265.3	29	38.9	684.6							
2	"	10	2.5	0	310.2	44	35.6	674.5							

51.3吨下降到38.2吨。通过生产数据的对比,在全井组的几口油井中,变化最大的是35149井。该井4月与2月对比,日产液量由238.2吨下降到186吨,日产油量从32吨下降到21吨,含水由85.1%上升到88.6%。

3. 35149井液量的下降是由于换油嘴(由10mm油嘴换为9mm油嘴)造成的。根据油井有问题水井找原因的原则,分析与水井的连通情况。35149井生产 9^1 上和 9^1 中两个小层,而与它连通的水井34140, 9^1 上的砂层厚度2.3米,注水强度为45.2米³/日·米, 9^1 中的砂层厚度8.0米,注水强度为6.9米³/日·米。 9^1 上累计注水量23441米³, 每米累计注水量10409米³、 9^1 中累计注水26443米³, 每米累计注水3305米³, 两层的累计注水量相差32倍。以上数据说明 9^1 上的含水饱和度可能大于 9^1 中。另外单采 9^1 上的33109井含水已达到90%以上。6月16日测吸水剖面,资料证明 9^1 上为主要吸水层。

4. 通过以上动态、静态资料证明, 35149井 9^1 上为高含水层。而且在35149井和34140井之间形成了大孔道,继续注水,就会加速35149井的水淹,对其停注,又会影响到其他三口单采 9^1 上油井能量的补充。为此决定在34140井进行化学堵水。

三、堵水效果分析

堵水措施于1989年6月17日至24日实施。

1. 水井效果, 9^1 上由主要吸水层变为吸水较差层, 9^1 中由上部吸水好变为全层吸水较好, 9^1 下吸水较好没有变化。其注水状况是, 9^1 上放大注水,日注量为0。 9^1 中放大注水,日注水量为181米³/日, 9^1 下放大注水,日注水量为69米³/日。

34140井注水数据表

时 间	注 水 方 式	注水压力 (兆帕)			全井注 水量		9 ¹ 上		9 ¹ 中		9 ¹ 下		备 注
		泵 压	套 压	油 压	配注 (米 ³ /日)	实注 (米 ³ /日)	配注 (米 ³ /日)	实注 (米 ³ /日)	配注 (米 ³ /日)	实注 (米 ³ /日)	配注 (米 ³ /日)	实注 (米 ³ /日)	
1988 12	正	15.0	4.5	3.0	150	150	50	49	50	44	50	57	31日9 ¹ 上改 100米 ³ /日
1989 1	正	13.5	5.0	3.0	250	249	100	91	50	56	100	102	9 ¹ 下改 100米 ³ /日
2	正	14.2	5.0	3.0	250	244	100	90	50	54	100	100	
3	正	15.0	5.0	3.0	250	253	100	94	50	56	100	103	
4	正	15.0	5.0	3.0	250	256	100	104	50	55	100	97	
5	正	15.0	6.8	3.0	250	261	100	106	50	58	100	99	
6	正	15.0	6.8	3.0	250	250	100	89	50	57	100	104	17--24日化学 堵水
7	正	15.0	7.8	3.0	250	250	100	0	50	181	100	69	
8	正	15.0	7.8	3.0	250	270	100	0	50	198	100	74	
9	正	14.3	7.6	3.0	250	280	100	0	50	204	100	76	
10	正	14.5	9.0	3.0	250	205	100	111	50	0	100	94	
11	正	14.0	8.0	6.0	250	213	100	114	50	0	100	99	
12	正	13.5	7.5	5.0	250	220	100	116	50	0	100	104	
1990 1	正	13.0	7.8	5.0	250	310	100	116	50	85	100	99	9日洗井测配

2. 油井效果

1989年6月与11月对比,井组日产液量由309.3吨上升到389.4吨,日产油从37.9吨上升到66.4吨,综合含水由86.7%下降为82.9%。35149井日产油量由19吨上升到50吨,含水由90.8%下降为80.2%。通过化学堵水,9¹上的大孔道被堵

住，而且改变了9¹中的吸水剖面，解决了35149井的层间矛盾，9¹中开始发挥作用。

3. 效果验证

为了进一步验证堵水效果，将9¹中停注，9¹上由不吸水变为日注水量111米³/日。这样井组产量又发生了大的变化，日产液量由389.4吨下降为368吨，日产油量由66.4吨下降为39.5吨，含水由82.4%上升为89.3%。35149井的日产油量由50吨下降到30吨，含水由80.2%上升到88.6%。这是比较明显的层间接替，说明35149井的9¹上又代替9¹中参加生产，再次成为主要产液层。

4. 恢复9¹中注水

1990年元月2日，对34140注水井上作业调配，恢复9¹中注水100米³/日。措施实施后，井组生产状况又发生了好的转变。（从井组生产数据表1989年12月与1990年元月对比）35149井的日产液量上升到310.2吨，日产油量上升到44吨，含水下降为85.6%

34140井组生产数据表

时间	井数 (口)	日 产			平均动 液面 (米)	注采比	日注水平 (米 ³ /日)
		水量 (吨)	油量 (吨)	含水 (%)			
1988 12	4	228.2	38.6	83.1	985.2	0.55	150
1989 1	4	233.1	41.0	82.4	889.4	0.88	249
2	4	252.2	47.6	86.5	894.2	0.60	244
3	4	340.2	51.3	84.9	784.8	0.63	253
4	4	288.3	38.2	86.7	785.9	0.77	256
5	4	304.2	39.5	87.0	768.6	0.74	261
6	4	309.3	37.9	87.7	811.9	0.70	250
7	4	336.0	46.8	86.1	796.5	0.64	250
8	4	310.9	45.5	86.4	856.2	0.74	270
9	4	320.7	39.5	87.7	759.5	0.76	280
10	4	372.6	52.3	86.0	936.6	0.47	205
11	4	389.4	46.4	82.9	946.1	0.45	213
12	4	368.0	39.5	89.3	791.4	0.53	220
1990 1	4	413.8	47	88.6	666.5	0.45	310
2	4						

34119井生产数据表

时 间	生产 层位	工作制度	套 压	日产量			动液面 (米)	油性		水性			备注
				液量 (吨)	油量 (吨)	含水 (%)		相对密度	粘度	总矿化度 毫克/升	氯离子 毫克/升	水型	
88 12	沙二9	50×2.7×6.5	0	35.9	5.9	83.5	1218.0						
89 1	沙二9	50×2.7×6.5	0	39.0	6.2	84.2	1026.6						
2	沙二9	50×2.7×6.5	0	36.6	6.0	83.8	885.5						
3	沙二9	50×2.7×6.5	0	44.1	9.7	78.2	558.6						
4	沙二9	50×2.7×6.5	0	44.1	13	69.2	747.7	0.925	380	11715	6812	CaCl ₂	9日停补孔不出油
5	沙二9	50×2.7×6.5	0	38.4	7.3	81.0	885.5						作业改全井
6	沙二9	50×2.7×6.5	0	45.3	11	75.9	1060.5						
7	沙二9	50×2.7×6.5	0	47.1	13	70.9	1129.5						
8	沙二9	50×2.7×6.5	0	45.6	11	74.2	1136.1						
9	沙二9	50×2.7×6.5	0	45.6	4.8	78.6	1138.2	0.925	444	13694	8155	CaCl ₂	30—31日作业
10	沙二9	50×2.7×6.5	0	45.0	8.9	80.3	1176.0						
11	沙二9	50×2.7×6.5	0	42.6	7.7	82.1	1131.9						
12	沙二9	50×2.7×6.5	0	22.2	2.6	88.7	1155.9						
90 1	沙二9	50×2.7×6.5	0	63.3	9.4	85.2	657.3						1—11日检泵

33109井生产数据表

时间	生产岗位	工作制度	套压	日产			动液面 (米)	油 性		水 性			备注
				液量 (吨)	油量 (吨)	含水 (%)		相对 密度	粘度	总矿 化度	氯离子	水型	
88 12	沙二 上	56×3×7	0.3	43.7	3.8	89.5	730.8						
89 1	"	"	0.3	41.4	4.2	89	756						
2	"	"	0	38.1	4.6	88.3	681.8						
3	"	"	0.2	35.2	6	83.1	536.4						
4	"	"	0	34.8	3.3	90.8	886.2	0.944	901	8332	4541	MgCl ₂	
5	"	"	0	23.1	2.1	91.2	579.6						
6	"	"	0	22.2	2.3	89.7	596.4						
7	"	"	0	20.1	2.1	89.9	579.3						
8	"	"	0	21.6	1.3	94.1	566.8						
9	"	"	0	18.9	1.5	92.4	515.7						
10	"	"	0	50.4	3.2	93.7	654.4	0.944	817	8307	4472	MgCl ₂	11—12作 业检泵
11	"	"	0	55.5	2.4	95.8	620.8						
12	"	"	0	52.2	3.0	94.3	541.8						
90 1	"	"	0	56.2	4.0	93.0	527.1						

34109井生产数据表

时 间	层 位	工作制度	套 压	日 产 量			动 液 面 (米)	油 性		水 性			备注
				液 (吨)	油 (吨)	含水 %		相对 密度	粘度	总矿 化度	氯离 子	水型	
88 12	9 ¹ 上	56×3×6		26.1	6.9	73.3	945.8	0.925	206	13520	7810	CaCl ₂	
89 1	9 ¹ 上	56×3×6	0.5	28.5	6.6	77.0	528.0						
2	9 ¹ 上	56×3×6	0.7	30.3	8.1	77.5	700						
3	9 ¹ 上	56×3×6	1.8	28.5	6.0	79.2	575.0						
4	9 ¹ 上	56×3×6	1.9	23.4	4.2	82.2	595						
5	9 ¹ 上	56×3×6	0	27.0	4.4	84.0	652.5						
6	9 ¹ 上	56×3×6	1.6	28.2	6.6	80.2	634.3	0.934	381	12260	7161	CaCl ₂	
7	9 ¹ 上	56×3×6	1.3	27.6	5.7	79.5	654.7						
8	9 ¹ 上	56×3×6	0	26.4	5.2	80.4	636.7						
9	9 ¹ 上	56×3×6	0	27.6	4.2	85.1	678.0						
10	9 ¹ 上	56×3×6	0	26.7	4.2	84.5	659.9						
11	9 ¹ 上	56×3×6	0	35.7	6.3	82.6	636.4						
12	9 ¹ 上	56×3×6	0	27.0	3.9	86.2	836.4						
90 1	9 ¹ 上	56×3×6	0	28.5	4.6	84.2	796.9	0.931	285	14760	8558	CaCl ₂	16日 关井 测压

四、存在问题及下步措施

1. 存在问题

- (1)井组内全部油井都是单向受益;
- (2)注采比低, 地下能量不足;
- (3)34119井和34109井距水井34140较远, 很难见到注水效果。

2. 措施

- (1) 34119井补孔9¹中排液, 挖掘层间潜力。
- (2) 34140井的9¹上配注100米³/日降为50米³/日, 调整层

间矛盾。

措施实施后，预计注采比将提高到1.02，动液面由666米上升到600米，井组日产液量390吨，日产油量65吨，含水83%，稳产一年。

例三 协调注采关确保油井正常生产 ——3682注采井组分析

一、井组概况

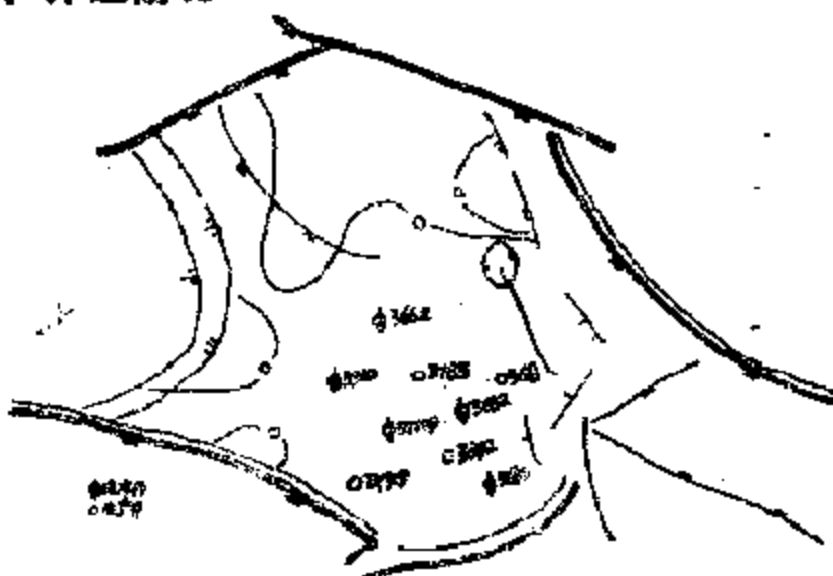


图24 3682井组1st层平面图

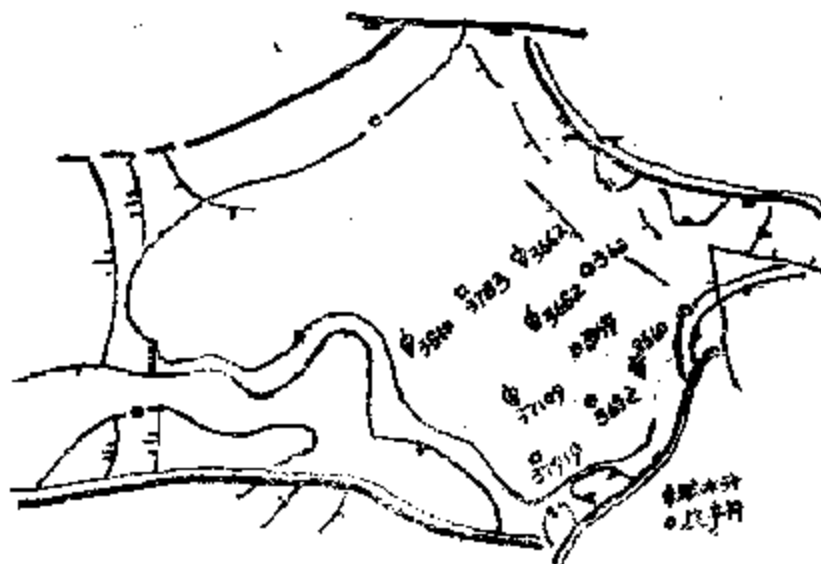


图25 3682井组2nd层平面图

3682注采井组位于胜三区坨28断块腰部，属沙二段1—3开发层系。目前该井组共有油水井7口，其中油井5口，368井、369井、3692井、37919井为电泵生产，3783井为抽油机生产，注水井2口，3682井和37109井。另外该井组还受3662井和3610井影响。

在1989年10月以前，该井组实有油井6口，（其中电泵井1口，37919井）水井1口（3682）以及与之相关连的3610井；而37109井和与该井组相关连的3662井实际上是在11月份以后，在该井组新下电泵3口，地层能量不足的情况下建议转为注水井的。

二、措施的实施情况及其效果分析

（由于3783井和37919井生产正常，不做重点分析）

进入1989年10月以后，对胜三区坨28断块的油井进行整体提液，即决定在该井组的368井、369井和3692井实施下电泵提液增油。

1989年10月27日—11月9日在该井组下电泵三口，作业全部成功。与此同时，又根据该井组井网不够完善，随着液量的大幅度上升，可能会造成地下亏空，地层能量不足以及由于水井3682井2⁰层的单层突进，而使层间矛盾突出等问题，又对3682井的注水量进行了调整，将该井的1¹—2²层的注水量由50米³/日调为70米³/日，3²层由50米³/日调为100米³/日。

3682水井生产数据表

时 间	注水压力(兆帕)			全井 注水量 (米 ³)	1 ² -2 ² 层		2 ² 层		3 ² -4 ² 层		备 注
	泵压 (兆帕)	油压 (兆帕)	套压 (兆帕)		配注 (米 ³)	实注 (米 ³)	配注 (米 ³)	实注 (米 ³)	配注 (米 ³)	实注 (米 ³)	
89 10	13.5	13.5	11.0	206	50	31	100	123	50	46	
11	15	13.8	10	321	70	70	100	141	100	110	
12	14	12.2	9.0	313	70	69	100	137	100	107	
90 1	14	12.2	9.0	296	70	68	100	130	100	98	
2	13	12.6	9.3	309	70	68	100	135	100	106	
3	13.5	12.5	9.3	282	70	65	100	125	100	102	

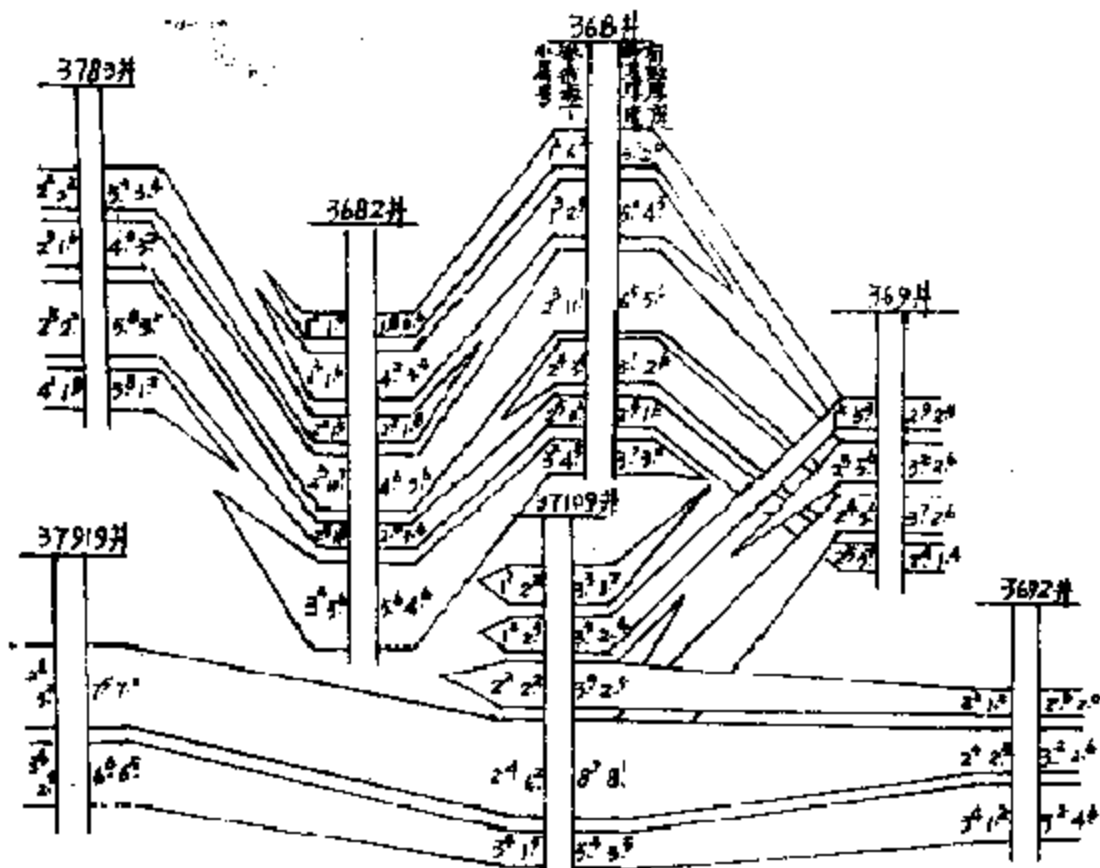


图26 3682井组油水井连通图

这些措施实施以后, 井组生产数据表如下, 由此看出, 达到了预期增产的效果。

3682井组生产数据表

月 份	开 井 数	日 产 量			动液面 (米)	注采比	日注 水量 (米 ³)	备 注
		液量 (吨)	油量 (吨)	含水%				
89 10	6	417.5	33.8	91.9	345.6	1.05	445	
11	6	418.2	34.3	91.8	329.7	1.1	462	10、27—11、19日下电泵三口， 26日，3682井提水量。
12	5	1100.4	59.4	94.6	603.7	0.39	434	
90 1	5	1167.6	89.8	92.3	493.7	0.88	1040	
2	5	1123.0	83.0	92.6	485.5	0.93	1060	
3	5	1153.1	83.4	92.6	478.6	0.95	1116	

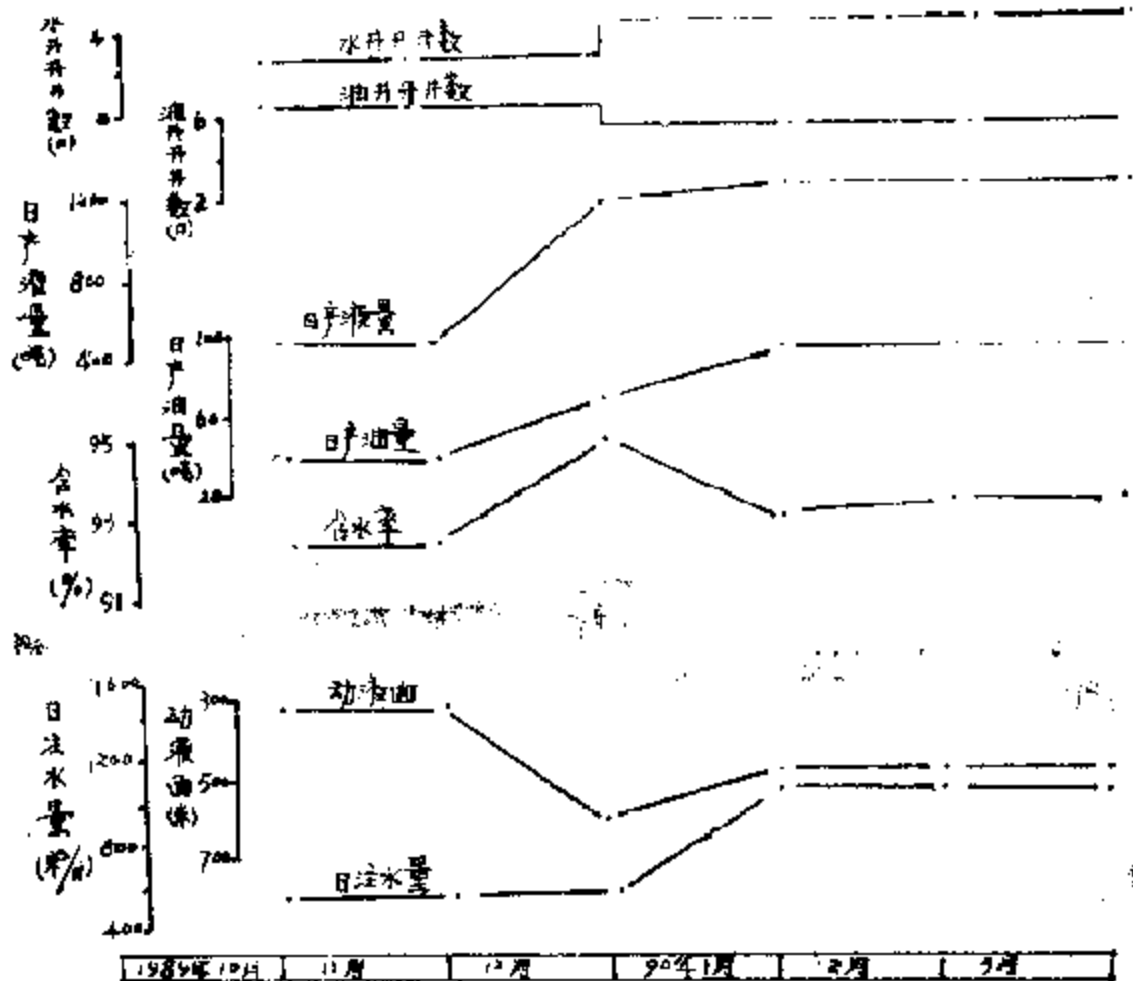


图27 3682井组采油曲线

但是，不容忽视的是，随着液量的上升，却带来了新的问题，这就是打破了原注采关系的相对平稳。从而导致了含水上升，液面下降，注采比下降的新问题，而且增油量幅度较小，从单井数据表中可以看出，它们有一个共同的特点，就是含水上升，液面下降。

369井生产数据表

月份	层位	工作制度	日 产 量			动液面 (米)	备 注
			液(吨)	油(吨)	含水(%)		
1989 10	1 ² —2 ⁵	70×2.4×9	23.7	2.0	91.2	159.6	满足凡尔 漏 12月下电 泵
11	1 ² —2 ⁵	70×2.4×9	23.7	2.0	91.2	149.0	
12	1 ² —2 ⁵	电/8mm	272.7	10	96.2	472.5	
1990 1	1 ² —2 ⁵	电/8mm	260.5	11.0	95.6	382.2	
2	1 ² —2 ⁵	电/8mm	266.4	10	96.2	440	
3	1 ² —2 ⁵	电/10mm	285.0	10	96.4	441.6	

分析其原因，首先含水上升的原因，主要是因为下电泵以后，改变了原注采关系的协调，地下流体由稳定流动转变成不稳定流动，使潜在的矛盾激化。

368井生产数据表

月份	生产 层位	工作制度	日 产 量			动液面 (米)	备 注
			液量(吨)	油量(吨)	含水%		
1989 10	1 ² —3 ²	70×2.7×9	55.8	4.8	91.5	268.5	
11	1 ² —3 ²	70×2.7×9	33.2	2.7	92.0	241.5	10月下电 泵
12	1 ² —3 ²	电/12mm	235.9	15.0	94.6	403.2	
1990 1	1 ² —3 ²	电/12mm	249.4	24.0	90.3	340.1	
2	1 ² —3 ²	电/12mm	265.4	26.0	90.0	523	
3	1 ² —3 ²	电/15mm	279.1	27.0	90.1	501	

从368井的情况来看, 虽然368井距3682井较远, 但由于368井的油层砂层厚度大, 渗透率高, 原油粘度低(与369井和3692井比较)等原因, 因而使3682井的大部分水量推向368井, 造成368井的单向受益, 尤其3682井的2⁸层在此期间严重超注(见3682注水数据表)形成了对368井单层单向上的突进, 因而使368井的含水上升。与此同时, 369井和3692井只受益于3610井了, 因而又造成了这两口井的单向受益, 含水也上升。

3692井生产数据表

月份	层位	工作制度	日 产 量			动液面 (米)	备 注
			液量(吨)	油量(吨)	含水%		
1989 10	2 ⁸ —3 ⁴	59×2.7×9	55.0	4.4	92.0	470.4	
11	2 ⁸ —3 ⁴	59×2.7×9	54.0	4.4	92.0	529.2	10日下 电泵
12	2 ⁸ —3 ⁴	电/8mm	200.5	12.5	95.2	865.2	
1990 1	2 ⁸ —3 ⁴	电/8mm	275.1	38.0	86.2	725.1	
2	2 ⁸ —3 ⁴	电/8mm	260.5	18.0	92.9	653.0	
3	2 ⁸ —3 ⁴	电/8mm	254.8	20	92.1	737.1	

其次是液面下降, 注采比下降的原因。由于电泵生产, 液量提高了一倍多, 而水井的注水量仅上升了15%, 注采比由1.05下降到0.39, 因而导致了地层能量不足, 地下亏空大, 动液面明显下降。通过以上分析, 我们认为, 该井组急需解决的问题有三个:

1. 注采不平衡, 注采比小;
2. 平面矛盾突出, 油井单向受益;
3. 在平面矛盾之中, 隐藏着严重的层间矛盾。

总之, 注采关系不协调, 如不及时解决, 势必影响油井的正常生产。所以进入1989年12月份以后, 根据该井组液面下

降,含水上升,增油效果不显著这一问题,又提出了将37109井和3662井转注的建议,以增加油层能量,确保油井正常生产。

37109水井生产数据表

月 份	注水压力 (兆帕)			全井 水量 (米 ³ /日)	1 ² —3		1 ² —2 ⁴		3 ² —4		备 注
	泵 压	油 压	套 压		配注 (米 ³ /日)	实注 (米 ³ /日)	配注 (米 ³ /日)	实注 (米 ³ /日)	配注 (米 ³ /日)	实注 (米 ³ /日)	
1990 1	13.0	11.0	9.0	310	100	110	100	100	100	100	
2	13.5	11.2	9.0	320	100	106	100	115	100	100	
3	13.0	11.5	9.0	330	100	116	100	120	100	105	

3662水井生产数据表

月 份	注水压力 (兆帕)			全井 水量 (米 ³ /日)	1 ²		1 ² —3		2 ³ +4		备 注
	泵 压	油 压	套 压		配注	实注	配注	实注	配注	实注	
					(米 ³ /日)	(米 ³ /日)	(米 ³ /日)	(米 ³ /日)	(米 ³ /日)	(米 ³ /日)	
1990 1	13.5	10.5	9.0	310	100	100	100	110	100	100	
2	13.0	10.5	9.0	310	100	100	100	106	100	104	
3	13.5	11.0	9.0	330	100	105	100	110	106	115	

1989年12月20日,两口油井先后转为注水井进行注水。37109井注1²—3⁴层,日配注300米³/日,注水正常(见表)。主要受益井有37919井、369井和3692井,从而解决了3692和339井的单向受益问题。3662井注1¹—2⁴层,日配注量为300米³/日,注水也十分正常(见表)。3662井的转注,一方面提高了3783井2³层的地层能量,抑制了3682井2³层水线向该井的推进,有利于3783井的稳产;更重要的是使1²—2³层的注水,有效地抑制了3682井1²—2³层的水线向368井的推进速

度，解决了368井的单向受益问题。尤其是2²层从另一个方面的注水，有效的抑制了3682井2²层向368井的单层单向突进。另外3682井的2⁴层注水，使368井2⁴层的能量上升，缓解了层间矛盾，也为该井的含水下降提供了有利的前提条件。

这些措施实施后，首先从单井的生产数据表中可以看出，它们的含水都有所下降，液面上升。从井组生产数据表中也可以看出，含水由94.6%下降到92.3%，而且一直稳定。动液面由603.7米上升到498.2米。更为突出的是在液量较稳定的基础上，油量由59.4吨上升到89.8吨，注采比回升到0.90，注采对应率为81.8%。

通过以上的分析可以看出，该井组的油水井调整是成功的，达到了预期的目标。

三、存在问题及下步措施

1. 根据生产观察，3783井出砂较严重，含砂量为0.9614%，为此要加强观察，加密取样。

3610 注水井生产数据表

月 份	注水压力 (兆帕)			全井 油量 (米 ³ /日)	1 ² -2 ²		2 ⁴ -5		3 ² -3		备 注
	泵 压	油 压	套 压		配注	实注	配注	实注	配注	实注	
					(米 ³ /日)	(米 ³ /日)	(米 ³ /日)	(米 ³ /日)	(米 ³ /日)	(米 ³ /日)	
1989 10	12.0	11.5	9.0	245	100	110	100	97	50	38	
11	13.0	12.0	9.0	231	100	112	100	87	50	32	
12	13.5	13.5	9.5	189	100	83	100	66	50	40	
1990 1	13.0	13.0	11.0	140	100	70	100	35	50	35	
2	13.5	13.5	12.0	125	100	75	100	20	50	30	
3	13.5	13.5	12.0	140	100	80	100	20	50	40	

2. 该井组的隐患仍然是平面矛盾和层间矛盾。由于3662井转注以后,抑制了3682井 1^2-2^3 层向368井水线的推进速度,而使其向369井和3692井的水线推进速度加快,尤其是 2^3 层,由于 2^3-5 层注水不足,而使3682井的 2^3 层的注入水,单向单层向369井突进,使369井含水没有下降的趋势,增油效果不太理想。另外由于37109井距369井和3662井较近,这几种因素的综合作用都有可能导致369井和3692井的含水重新上升。为此建议,改3662井 2^3 层配注由 $100\text{米}^3/\text{日}$ 降为 $50\text{米}^3/\text{日}$,同时对3610井的 2^3-5 层实行酸化,并提高注水量30%。

3. 补孔3682井的 2^4 和 2^5 两个小层(目前周围油井大多采这两层),进一步调整层间矛盾。

措施实施以后,预计注采比将提高到1.1左右。通过以上分析,可以看出,对于稳定生产的注采井组实施下电泵提液,势必造成注采关系的失调,所以进行注采关系的调整是确保提液增油的必要措施。

例四 解决平面矛盾保持井组稳产

——成立QC小组进行攻关

一、QC小组概况

2219井组的QC小组成立于1989年5月,小组由一名组长和四名组员组成,平均受QC教育37小时,共活动8次,累计活动时间12小时。

二、选题理由

从1989年6月与1990年2月的对比,在全队产油量下降井组排列图中可看出,2219井组日产油量下降25.3吨,占全队下降井组频率的30.3%,居第一位。在一定程度上影响了

该队产量的完成。为了完成原油生产任务和提高井组稳升率，选择了2219这个井组进行QC攻关。

三、活动目标

通过现状调查，提出两条活动目标。

1. 井组增油10吨。
2. 综合含水由93%下降到91%。

1989年11月全队下降井组调查表

序 号	井 组	频数	累 计	频率%	累计%
1	2219	25.3	25.3	30.3	30.3
2	22179	19.7	45	23.6	53.9
3	2119	15.8	60.8	18.9	72.8
4	22182	9.7	70.5	11.6	84.4
5	22162	7.0	77.5	8.4	92.8
6	21209	5.9	83.4	7.2	100

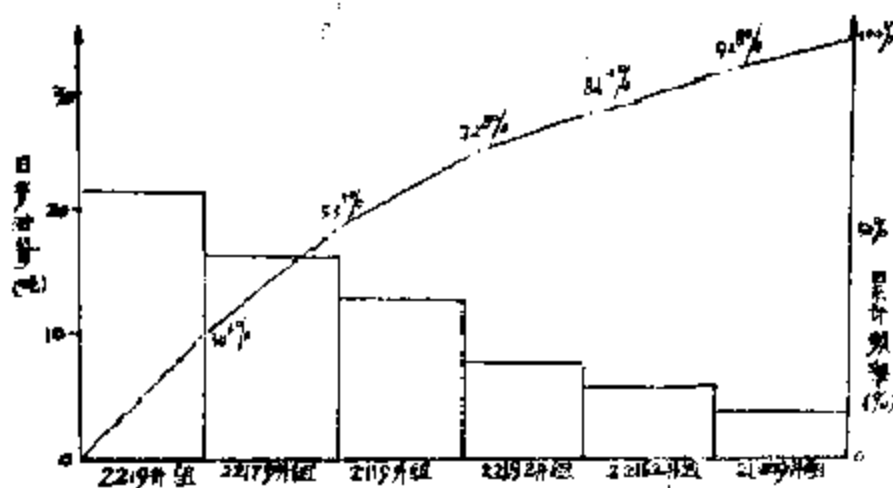


图28 1989年11月全队下降井组排列图

四、现状调查与存在主要问题

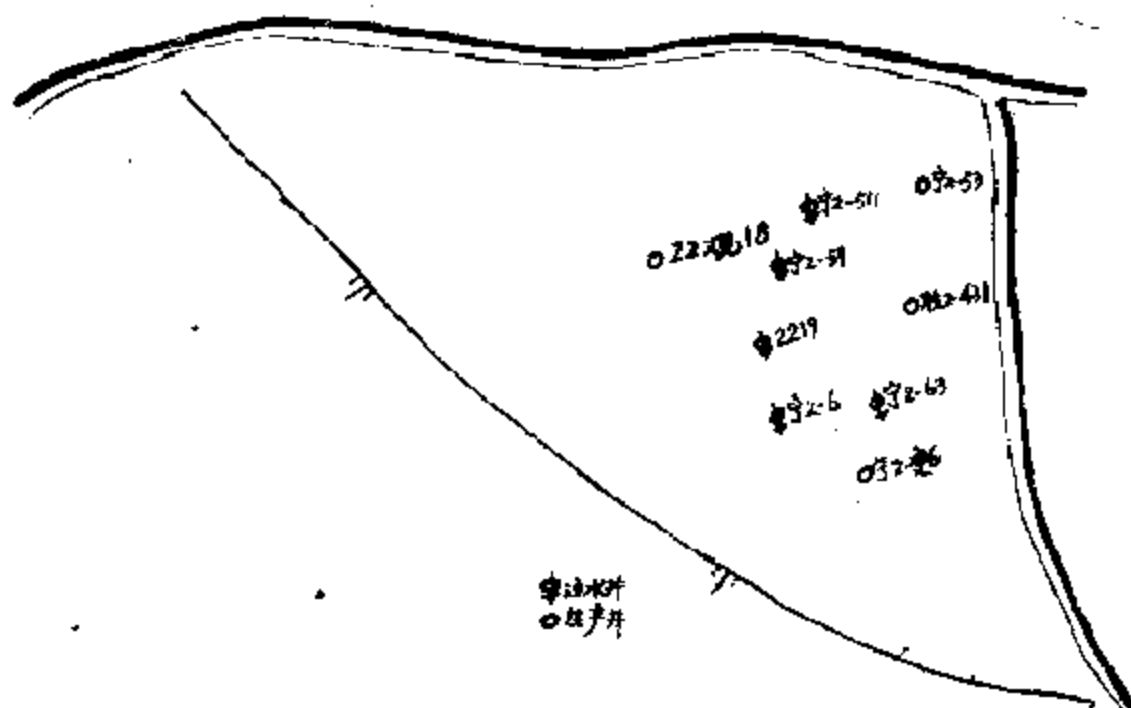


图29 2219井组井位图

2219井组位于胜坨油田二区中部，生产沙一段第一砂层组。包括3口油井，即22 观18、宁2—更6、胜2—431，两口水井即宁2—6和2219井。另外与之相连通的水井还有宁2—511、宁2—51和宁2—63。该井组是一个跨层系的井组，注采对应率为100%。

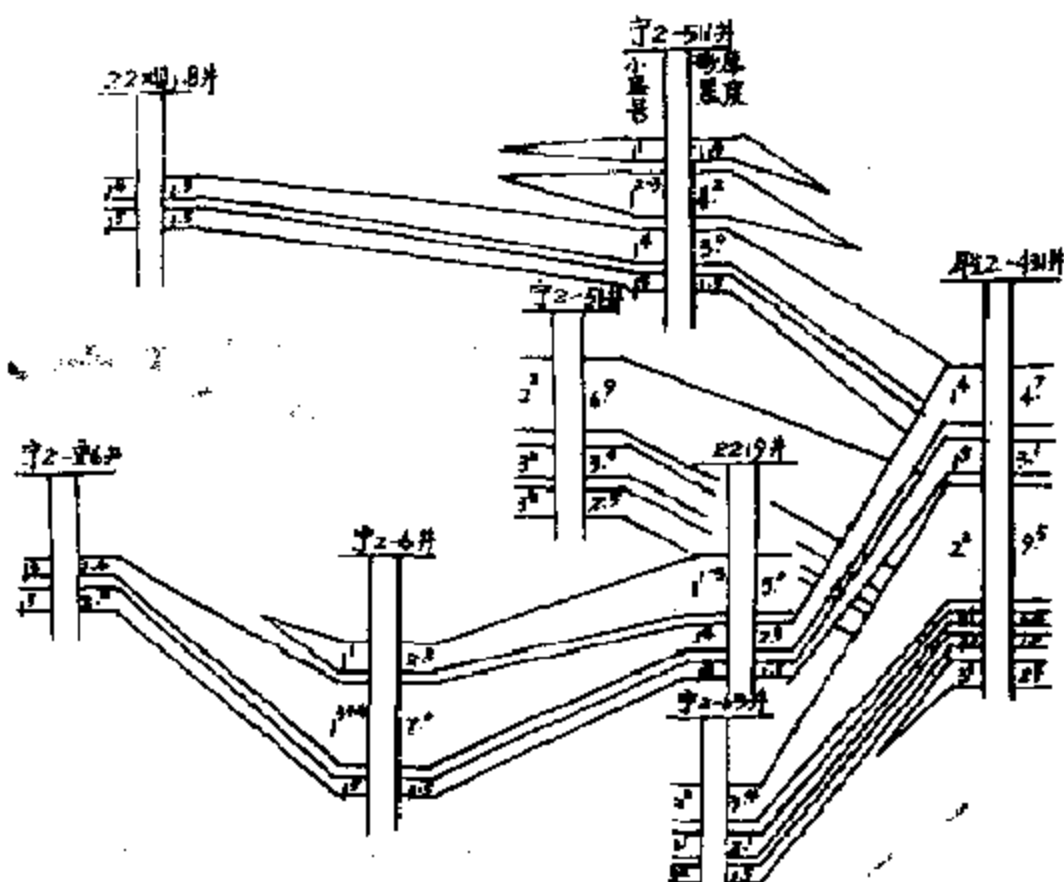


图30 2219井组连通图

该井组从1989年6月—1990年12月的生产情况可分为两个阶段。第一阶段是1989年6月至1989年10月为稳定阶段；第二阶段是1989年11月至1990年2月为产量大幅度下降阶段。在这个阶段中，日产液量由421.4吨下降到312.4吨，产油量从38.5吨下降到21.9吨，综合含水由90.9%上升到93.8%，产量的这种变化，是哪一口单井造成的呢？

2219井组生产数据表

时 间	开井数	日 产 量				注采比	备 注
		液量(吨)	油量(吨)	含水%	液面(米)		
1989 6	3	422.2	32.5	90.0			
8	3	388.8	37.8	90.3			
10	3	376.6	36.1	90.4			
12	3	312.4	21.9	93.0			S2—431换油 咀15→9
1990 1	3	307.7	19	93.8			
2	3	315.6	28	91.1			
3	3	356	34	90.7			
4	3	403.8	37.1	90.8			

从单井产量排列图中可以看出,全井组产量下降25.3吨,仅胜2—431这口单井就下降了23.2吨,占总频率的91.7%,居第一位。该井严重的影响了井组的产油量。根据全面质量管理中抓关键少数的观点,重点分析胜2—431这口单井。

2219井组单井产量下降调查表

序号	井 号	频 数	累 计	频率%	累计%
1	S2—431	23.2	23.2	91.7	91.7
2	2观18	1.5	24.7	6.9	97.6
3	N2—更日	0.6	25.3	2.4	100

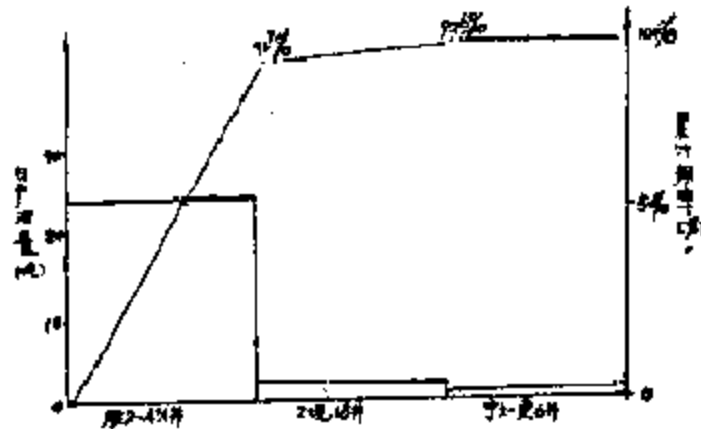


图31 2219井组产量下降排列图

五、原因分析

胜2—431井是生产沙一段 1^4-3^2 跨层系的合采井，与沙一段1砂层组相连通的水井有宁2—511、2219井。与2—3砂层组相连通的水井是宁2—51和宁2—63。胜2—431单井生产阶段的划分基本上与整个井组是吻合的，该井从10月底至11月初产量开始下降，到12月底比较严重，液量由236吨下降到132.8吨，油量从26.6吨下降到10.2吨，含水由88.7%上升到92.3%。造成该井产量变化的原因有以下几点。

胜2-431井生产数据表

时间	工作制度	日 产 量				备 注
		液量 (吨)	油量 (吨)	含水 (%)	液面 (米)	
1989 6	15mm/电	236.8	26.6	88.7		
8	"	226.1	24.8	89		
10	"	195.6	22.2	88.7		
12	9mm/电	132.8	10.2	92.3		换油压油15mm→9mm
1990 1	"	158.4	11.3	92.3		
2	"	147.4	15.2	89.7		
3	"	176.4	20.4	88.4		
4	"	182.9	18.9	89.1		

1. 宁2—51井1989年10月16日关井，化学堵水 1^{1-5} 层，一直到10月底，作业期间的停注，使胜2—431井的 2^2 层平面上少了一个能量来源。

2. 2219井在11月测试时发现 1^{4-5} 层不吸水。

宁2-511水井生产数据表

日期	压泵 (兆帕)	套压 (兆帕)	油压 (兆帕)	日注水量 (米 ³ /日)	1 ¹		1 ²⁺³		1 ⁴⁻⁵		备注
					配注 (米 ³ /日)	实注 (米 ³ /日)	配注 (米 ³ /日)	实注 (米 ³ /日)	配注 (米 ³ /日)	实注 (米 ³ /日)	
1989 6	14.0	7.1	8.9	289	100	0	100	219	100	70	
8	14.5	8.2	8.7	312	100	0	100	244	100	68	
10	14.0	8.9	11.9	302	100	0	100	238	100	68	
12	14.0	10.4	14.0	304	100	0	100	228	100	76	
1990 1	14.0	11.1	14.0	271	100	0	100	203	100	68	
2	14.5	8.8	14.5	392	100	0	100	294	100	98	
3	15.0	4.4	13.3	234	100	0	100	114	100	120	
4	15.0	4.3	13.3	232	100	0	100	113	100	119	

根据以上问题，提出2219井 1^{4-5} 层的增注措施。该措施于11月16日实施。注水量由0上升到60米³/日，同时为了防止电泵欠载，影响该井的正常生产，提出该井的油嘴由15mm换为9mm。通过以上分析可以看出，胜2—431井液量下降的原因主要是宁2—51井作业和2219井不吸水造成的。含水上升的原因是2291井的 1^{4-5} 层不吸水，使宁2—511井 1^{4-5} 层的注入水推向胜2—431井造成单向水淹，使该井含水上升。针对以上分析，我们提出下一步的对策措施。

2218水井生产数据表

时间	泵压 (兆帕)	套压 (兆帕)	流压 (兆帕)	日注 量 (米 ³ /日)	1 ¹		1 ²		1 ⁴⁻⁵		备 注
					配 (米 ³ /日)	实注 (米 ³ /日)	配 (米 ³ /日)	实注 (米 ³ /日)	配 (米 ³ /日)	实注 (米 ³ /日)	
1989 6	14.6	11.1	12.9	376	100	158	130	97	150	121	
8	14.7	10.7	12.5	349	#	99	#	156	#	94	
10	14.2	11.1	12.8	360	#	0	#	324	#	0	19调1 ¹ 3.0→放无 1 ² 4.0→3.0
12	15.0	10.7	12.4	332	#	115	#	157	#	60	8口改油套分注
1990 1	15.0	11.2	12.3	345	#	116	#	166	#	63	
2	15.1	11.4	11.9	346	#	102	#	99	#	147	
3	15.1	11.5	12.0	359	#	105	#	104	#	150	
4	15.0	11.1	12.1	339	#	98	#	100	#	143	

六、对策措施

1. 由于注采关系不协调, 提出对2219注水井实行调配, 恢复1⁴⁻⁵层150米³/日的注水量。

2. 作业进度缓慢, 要求宁2—51井尽快作业完毕恢复注水, 以补充2²层的能量。

3. 由于沙一段出砂, 要求控制排液量, 定期做含砂分析, 随时掌握胜2—431的含砂情况。

2210井组对策措施表

序号	原因	措 施	实施日期	负责人
1	由于注采关系不协调。	对水井2219实行调配, 恢复1 ⁴⁻⁵ 层150米 ³ /日的注水。	12月	
2	作业进度缓慢	要求N2—51尽快作业完毕, 恢复注水以补充2 ² 层的能量	2月	
3	由于沙一段出砂	要求控制其排液量, 定期做含砂分析, 随时掌握S2—431的出砂情况。	每季	

七、措施实施及效果

2219井1⁴⁻⁶层恢复150米³/日的配注,于89年12月16日实施。胜2—431井的日产液量由132.8吨上升到176.6吨,产油量由10.2吨上升到15.2吨,含水由92.3%下降到88.7%,1990年3月和4月产量仍然稳中有升。整个井组也出现了好的形势,日产液量、油量上升,综合含水下降,达到了预期的目的。

八、存在问题

由于注采调整,使井组产油量得到回升,但还存在着一定的隐患。

1. 宁2—51井开井后,油管漏失全部到2³层,该层配注100米³/日,超注到250米³/日。并且累计注水量过大,达90万米³。宁2-63井是1987年转注的新井,配注100米³/日,实注50米³/日,累计注水量少。这就造成了2³层平面上的注水不平衡。

2. 宁2-51井的3¹⁻²层作业前吸水50米³/日,作业后不吸水;宁2-63井配注50米³/日,实注48米³/日,3¹⁻²层平面上的注水也不平衡。

九、巩固措施

为了解决平面矛盾,保持井组稳产,特提出以下措施。

1. 宁2-51井2³层控制注水,由250米³/日控制到100米³/日,宁2-63 2³层由50米³/日提到100米³/日。

2. 要求宁2-51井的3¹⁻²层恢复注水。

措施如果能够实施,可以使2219井组液量保持目前水平不递减,综合含水稳定在91%左右。

例五 39291注采井组分析

一、井组基本概况

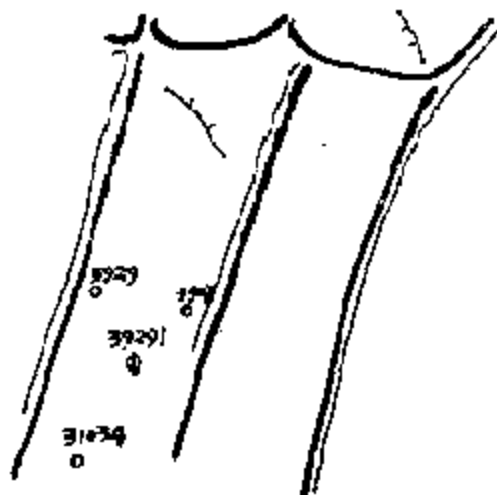


图32 39291井组井位图

39291注采井组位于胜坨油田坨十一南断块，属沙二段 1^{1-3} 开发层系。该井组包括1口注水井39291井；3口油井，即3927井、31034井和3929井。目前，该井组的日产液量为367.5吨，日产油为62吨，含水83.1%，平均动液面为551.7米。

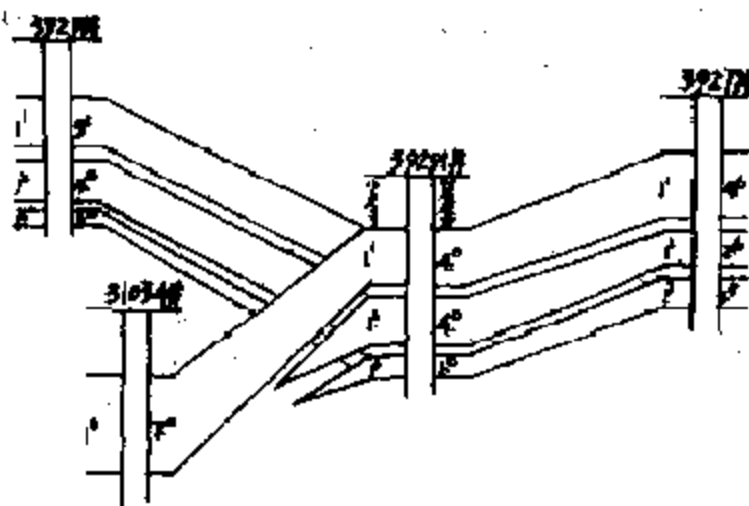


图33 39291井组连通图

二、产量对比及原因分析

39291井组生产数据表

月 份	开井数	日 产 量			平均 动液面 (米)	注采比	井组类型	备 注
		液量 (吨)	油量 (吨)	含水 (%)				
1988 12	3	323.7	78	87.3	682.1	0.37	上升	
1989 1	3	350.8	72	89.1	721.9	0.36	下降	
2	3	336.0	71	89.2	722.8	0.35	下降	
3	3	357.2	69	89.5	737.9	0.35	下降	
4	3	661.5	65	90.2	743.7	0.39	下降	
5	3	382.8	62	90.6	723.7	0.41	下降	
6	3	649.6	88	86.5	674.9	0.37	上升	
7	3	665.9	97	85.4	642.3	0.34	上升	
8	3	639.6	94	85.3	639.8	0.39	上升	
9	3	643.4	97	84.9	622.7	0.32	上升	
10	3	622.2	95	84.7	615.5	0.35	上升	10日, 3929上大修
11	3	378.9	79	79.2	638.4	0.69	上升	
12	2	401.2	78	80.8	548.1	0.87	上升	
1990 1	2	359.7	87	81.3	560.7	0.75	下降	
2	2	367.5	82	83.1	551.7	0.73	下降	

从井组生产数据表中可以看出, 从1988年12月至1990年2月, 这一阶段的生产状况可分为三个阶段。第一个阶段是从1988年12月到1989年5月为产油量下降阶段; 第二个阶段是从1989年6月到12月为产量上升阶段; 第三个阶段是从1990年元月到2月为产量下降阶段。

1. 第一阶段的分析

该井组第一阶段的对比是，日产液量由620.7吨上升到662.8吨，油量由79吨下降到62吨，含水由87.3%上升到90.6%，产油量的下降是由含水上升造成的。含水的上升是由哪口油井影响的呢？从单井数据表中可以看出是由3927井的含水上升造成的。

3927井生产数据表

日期	生产层位	工作制度	日产		含水(%)	动液面(米)	备 注
			液量(吨)	油量(吨)			
1988 12	1 ²⁻³	电泵/14毫米油咀	310.0	28	90.7	791.4	
1989 1	"	电泵/14毫米油咀	354.6	26	92.6	788.3	
2	"	"	347.9	25	92.8	751.8	
3	"	"	354.6	24	93.2	745.7	
4	"	"	351.0	22	93.7	743.4	
5	"	"	347.4	19	94.5	733.0	
6	"	"	312.3	25	92.0	770.0	
7	"	"	310.6	26	91.5	772.8	
8	"	"	315.9	26	91.6	787.5	
9	"	"	304.8	28	90.5	703.8	
10	"	"	321.6	30	90.4	697.0	
11	"	"	321.6	30	90.4	684.6	
12	"	"	349.6	34	90.2	562.8	
1990 1	"	"	310.2	30	90.1	655.2	
2	"	"	315.9	30	90.2	668.7	

3927井与水井39291连通的层位是1²⁻³层，39291井的1²⁻³层配注为150米³/日，1989年的一季度注水均合格，但

从4月份起出现了严重超注现象, 4月注水量为218米³/日, 5月注水量为226米³/日, 392911²⁻³层的超注导致了3927井的含水迅速上升。

39291水井生产数据表

日期	层位	泵压 (兆帕)	油压 (兆帕)	水 阻	1 ¹		水 阻	1 ²⁻³		备注
					配注 (米 ³ /日)	实注 (米 ³ /日)		配注 (米 ³ /日)	实注 (米 ³ /日)	
1988 12	1-3	15.0	8.6	2×2.0	80	88	放有	150	145	
1989 1	"	14.5	8.5	2×2.0	80	88	"	150	152	
2	"	14.0	9.0	2×2.0	80	84	"	150	152	
3	"	15.0	9.0	2×2.0	80	83	"	150	151	
4	"	14.0	10.3	2×2.0	80	65	"	150	218	
5	"	15.0	9.7	2×2.4	80	49	"	150	226	6.11调配1 ¹ 层油80米 ³ /日→120米 ³ /日
6	"	14.0	10.0	2×1.8	120	181	2×4.0	150	69	
7	"	14.2	8.5	2×1.8	120	125	放有	150	106	
8	"	14.0	8.3	2×1.8	120	133	"	150	122	
9	"	13.5	8.2	2×1.8	120	139	"	150	73	
10	"	12.0	12.0	2×1.8	120	223	"	150	0	10月20日酸化1 ²⁻³ 检管
11	"	13.5	8.5	2×2.0	120	122	"	150	151	
12	"	13.2	8.2	2×4.0	120	120	"	150	157	
1990 1	"	11.0	8.2	2×4.0	120	127	"	150	154	
2	"	12.4	8.0	2×4.0	120	128	"	150	151	

另一口生产井31034井产量下降幅度也比较大, 液量由32.7吨下降到25吨, 油量由32吨下降到25吨, 含水不变, 动液面下降(测示功图为供液不足)。31034井单采1¹层, 与

之连通的39291井的1¹层，配注80米³/日，1—3月注水合格，4月实注55米³/日，5月实注49米³/日。由于1¹层的欠注，使31034井的地层能量得不到补充，造成油量下降，以上就是该井组产量下降的原因。

2. 第二阶段产量上升原因的分析

31034井生产数据表

月份	生产层位	工作制度	日 产 量			动液面 (米 ³)	备 注
			液量(吨)	油量(吨)	含水%		
88 12	1 ¹	56×3×9	32.7	32	1.0	710.0	
89 1	1 ¹	56×3×9	28.5	28	1.0	804.0	
2	1 ¹	56×3×9	28.2	28	1.0	854.4	
3	1 ¹	56×3×9	27.9	27	1.0	886.4	
4	1 ¹	56×3×9	26.2	26	1.0	898.8	
5	1 ¹	56×3×9	26.0	25	1.0	852.3	
6	1 ¹	56×3×9	45.9	45	1.0	750.0	
7	1 ¹	56×3×9	56.1	55	1.0	618.6	
8	1 ¹	56×3×9	52.2	52	1.0	598.4	
9	1 ¹	56×3×9	53.4	52	2.0	613.2	
10	1 ¹	56×3×9	50.1	48	4.0	600.6	
11	1 ¹	56×3×9	57.8	49	13.0	592.2	
12	1 ¹	56×3×9	51.6	44	14.0	533.4	
90 1	1 ¹	56×3×9	49.5	37	24.0	456.2	
2	1 ¹	56×3×9	51.6	32	37.0	434.7	

(1) 将39291井的1¹层由80米³/日提高到120米³/日，使31034井地层能量得到补充。措施结果，31043的日产油量

从25吨上升到45吨。

(2) 严格控制39291水井 1^{2-3} 层的注水量,使其按配注进行注水。措施实施后,3927井的含水开始下降,由94.5%下降到92.0%,使井组的产量在这一阶段保持了稳定上升的状况。一直到1989年的12月,尽管由于3929井大修,影响了井组的产量,但排除这口井,同工(同一工作制度)同层对比产量还是上升的。

3. 第三阶段产量下降的原因

1990年2月,井组又出现了液量下降,油量下降,含水上升的局面。液量由401.2吨下降到367.5吨,油量由78吨下降到62吨,含水由80.6%上升到83.1%。从单井生产数据表中可以看出,3927井含水是稳定的。而31034井的含水却由14%上升到37%,含水的上升影响了该井的产油量。39291水井的 1^1 层同时给3929井和31034井注水,注采关系基本是平衡的。但是3929作业停产后, 1^1 层的注入水减少了一个供水方向,将水全部注入31034井的 1^1 层,使水线推进速度加快,平面矛盾突出,从而造成31034井的含水迅速上升,成为该井组产量下降的主要原因。

三、存在问题及下步措施

1. 39291注水井的 1^1 层在减少供水方向后,没有及时调整水量,造成了31034井的水淹,因此建议将 1^1 层配注由120米³/日降为80米³/日。

2. 3927井补射 1^1 层,并使 1^1 层参加生产,增加39291井 1^1 层的供水方向。

3. 3929井尽快大修,恢复其正常生产。

例六 调整注采关系降低含水

保持井组稳产

一、井组概况

269注采井组位于胜坨油田二区的边部。生产1—2开发层系，有注水井2口，269井和2691井。油井6口，即2773井2693井、259井、2591井、2511井和25113井。它的内部是4排注水井，边部为7排注水井和边水，是一个既有注水能量又有边水能量的井组。

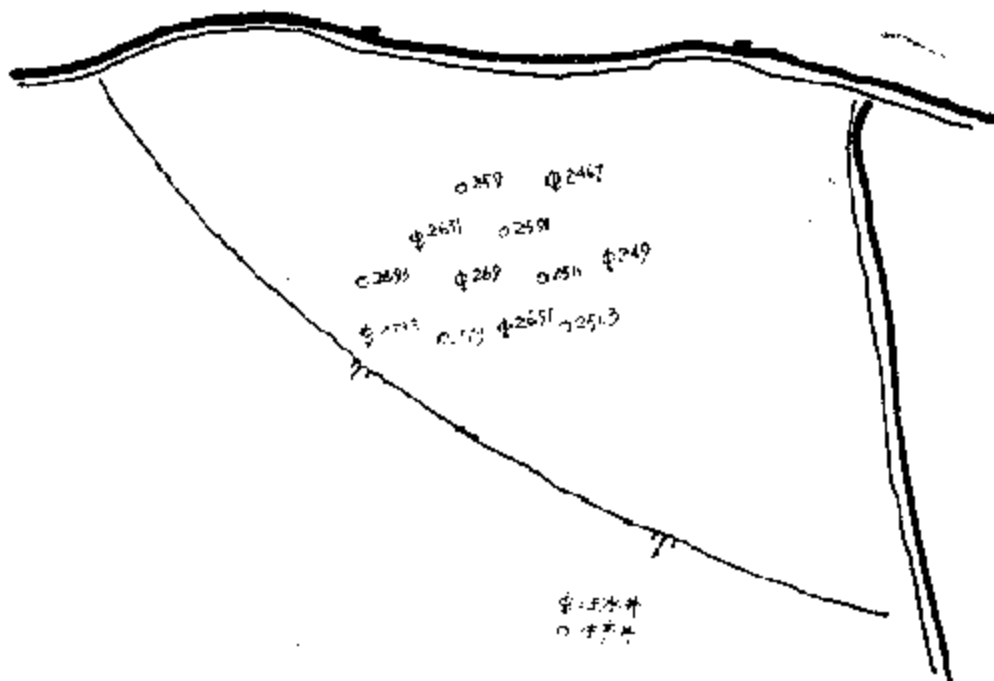


图34 269井组井位图

该井组共有油层7个，主力油层为1²层，本井组有3口油井生产1²层，它们是2773井、259井和2591井。由于开发时间长，主力油层1²层水淹严重，所以该井组是一个高含水井组。其余油井生产非主力油层，油层薄，生产层位各不相同。因此，油水井的连通性较差，无法进行大面积的注采调

整，给注采调整带来很大的困难。

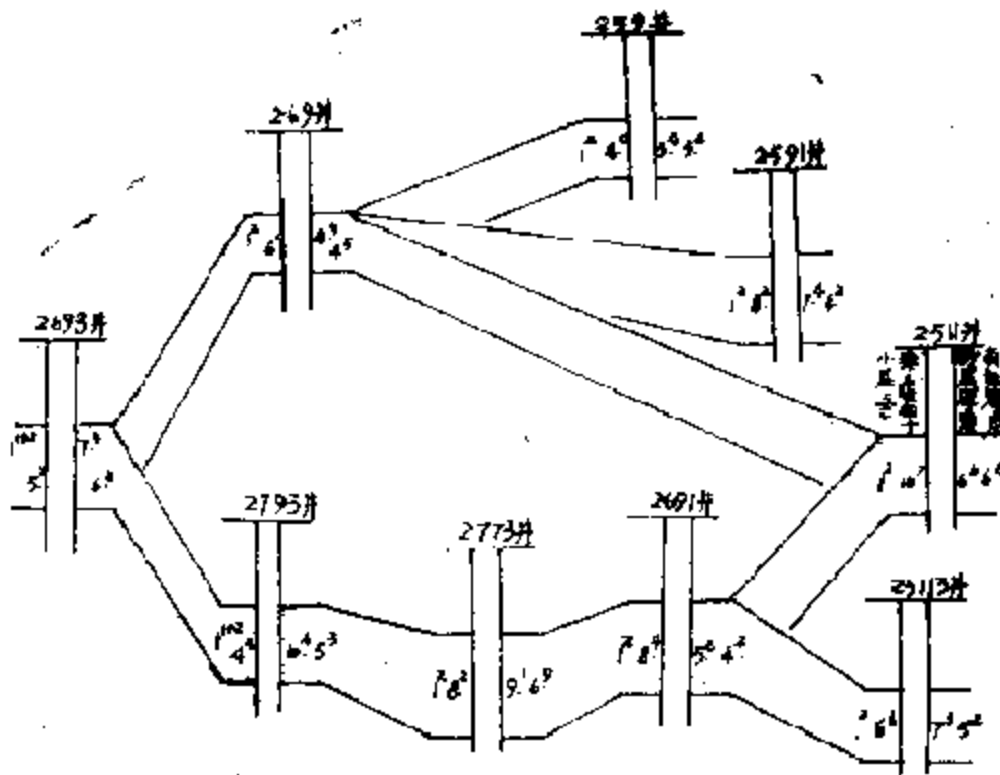


图35 269井组1st层连通图

1st层连通图

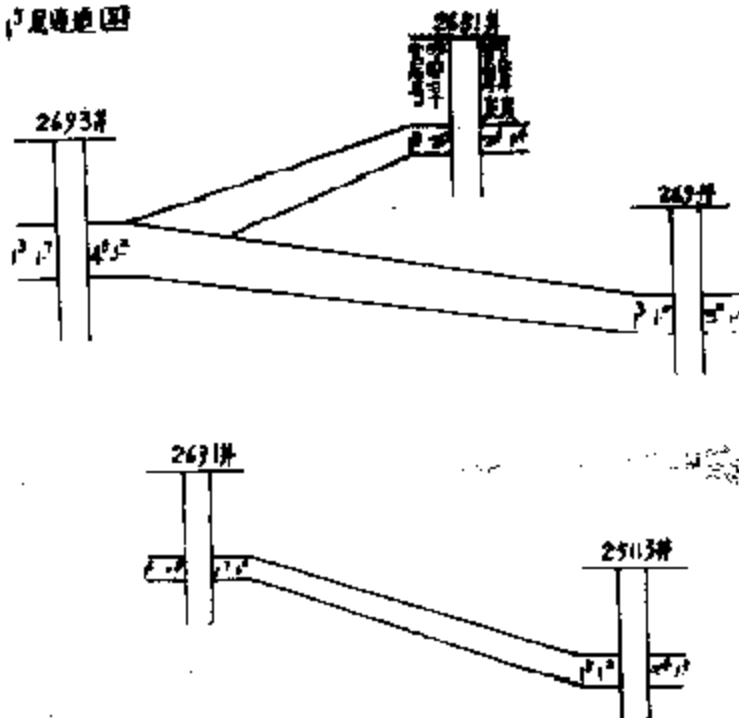


图36 269井组1st, 1st层连通图

目前，井组开井6口，日产液量670.2吨 日产油量65.5吨，含水90.2%，动液面361.3米。从井组的生产数据表上可以看出，井组的生产情况大致可分为三个阶段：

1. 1989年1月至3月，为产油量下降阶段；
2. 1989年4月至12月，为产油量上升阶段；
3. 1990年1月至2月，为稳产阶段。

269井组生产数据表

时间	井数	日 产 量				备 注
		液量 (吨)	油量 (吨)	含水 (%)	液面 (米)	
1989 1	6	676	58.9	81.2	356.8	
3	6	673.9	54.3	92	345.8	
12	6	668.9	63.3	89.8	373.5	
1990 2	6	670.2	65.5	90.2	361.3	

二、下降原因分析及调整效果

1989年1月至3月，269井组为下降型井组。液量稳定，产油量由58.9吨下降到54.3吨，含水由81.2%上升到92.0%，动液面稳定。可见影响井组产油量下降的实质问题是注采失调，含水上升。通过生产情况对比，北部的三口油井259井、2591井和2511井各项指标变化不大，因而不做重点分析。而井组南部的2773井、2693井和25113井产量变化比较大，是我们进行重点分析的油井。这三口油井，它们生产的层位各不相同，2773井生产1³层，2693井生产1³层，25113井生产1⁵层可见它们在平面上互不连通，不能进行统一的调整。针对这三口井各自生产不同层的地质特点来采取分井、分层单独调整的方法，逐步完善注采关系，以扭转井组产量下降的被动局面。

首先,对生产主力油层的2773井进行了分析调整。该井以70×2.7×7的工作制度生产主力油层1²层。1989年1—3月日产液量由67.8吨下降到66.9吨,油量由5.6吨下降到3.2吨,含水由91.8%上升到95.1%,液面由300.2米上升到269.8米,很明显影响产量下降的主要原因是含水上升。

2773井生产数据表

时间	生产层位	工作制度	日产量				备 注
			液量 (吨)	油量 (吨)	含水 (%)	液面 (米)	
1989 1	1 ²	30×2.7×7	67.8	5.6	91.8	300.2	
3	1 ²	30×2.7×7	66.9	3.2	95.1	269.8	氯离子量10343毫克/升,总矿化度20891毫克/升
7	1 ²	30×2.7×7	63.8	7.0	88.9	328.5	
10	1 ²	30×2.7×7	66.7	7.2	89.1	332.6	氯离子量843毫克/升,总矿化度14484毫克/升
12	1 ²	30×2.7×7	63.7	7.4	89.1	340.2	
1990 2	1 ²	30×2.7×7	68.1	7.3	89.2	338	

2773井受3口注水井的影响,它的北部是注水井269井和2691井。2691井1²层配注50米³/日,实注47米³/日;269井1²层配注150米³/日,实注153米³/日。它的西南部是2793注水井和边水,2793井单注1¹⁺²层、配注300米³/日,实注343米³/日,而且边水非常活跃。这样,内部两口注水井1²层的合注量在200米³/日,远不及2793井的注水量。另外北部井区的259井和2591井都生产1²层,259井还是电泵生产排液量很大。这样,269井、2691井的注入水大部分向北推进,加剧了1²层的平面矛盾,造成了内部弱,边部强的局面,使2793井的注入水和边水一起向内部推进,造成2773井含水上升,从水性上可以证实。总矿化度20891毫克/升,氯离子10343毫克/升,水型MgCl₂,是比较明显的边水加注入水。为了调整

内部与边部不平衡的注采关系,将2793井的1²层由300米³/日降到100米³/日,2691井1²层配注由50米³/日提到150米³/日。2793井于4月实行降水,实际注水量由343米³/日下降到68米³/日;2691井5月进行提水,实际注水量由48米³/日提到154米³/日。平面上的注采关系得到了改善,巩固了油井效果,油井含水由3月的95.1%下降到12月的89.1%。产油量明显上升。

2691水井生产数据表

时间	泵压	套压	油压	1 ²		1 ³⁻⁵		备 注
	(兆帕)	(兆帕)	(兆帕)	配 注 (米 ³ /日)	实 注 (米 ³ /日)	配 注 (米 ³ /日)	实 注 (米 ³ /日)	
1989 1	15.0	13.5	15.0	50	42	50	0	
3	15.0	13.5	15.0	50	48	50	0	
6	13.0	9.0	10.0	150	156	50	0	5月1 ² 层调配50 米 ³ →150米 ³
9	14.5	9.0	10.0	150	146	50	40	7月作业酸化 1 ³⁻⁵
12	11.0	9.0	11.0	150	139	50	44	
1990 12	12.0	10.0	12.0	150	132	50	48	

2793水井生产数据表

时间	泵压	套压	油压	1 ¹⁺²		1 ³⁻⁵		备 注
	(兆帕)	(兆帕)	(兆帕)	配 注 (米 ³ /日)	实 注 (米 ³ /日)	配 注 (米 ³ /日)	实 注 (米 ³ /日)	
1989 1	15.0	11.4	12.6	300	343	100	118	
3	15.0	11.9	12.0	300	313	100	111	
5	15.0	8.4	10.6	100	98	100	113	4月1 ¹⁺² 调 配300→100
10	14.0	10.6	11.6	100	116	100	110	
12	12.5	12.0	12.5	100	116	100	112	
1990 1	14.0	10.6	12.0	100	110	100	112	

第一步调整见效后, 针对井组含水上升速度快的问题, 再次进行分析, 认为2693井虽然在产量上变化不大, 但含水上升较快, 为减缓井组的含水上升速度, 第二步调整的目标就选择了2693井。

2693油井生产数据表

时间	生产层位	工作制度	日产量				备注
			液量 (吨)	油量 (吨)	含水 (%)	液面 (米)	
1989 1	1 ³	56×3×7	58.2	4.8	91.7	364.2	
3	1 ³	56×3×7	63.8	3.5	94.5	350.3	
7	1 ³	56×3×7	58.9	6.8	89.4	358.2	
10	1 ³	56×3×7	62.1	7.0	88.8	346.3	
12	1 ³	56×3×7	65.7	7.3	88.1	340.3	
1990 2	1 ³	56×3×7	64.4	7.2	88.8	348.2	

2693井以56×3×7的工作制度生产1³层, 它位于边部。内部有注水井2651井和269井, 边部靠边水能量, 形成三角均匀形势向2693井供液。2651井1³⁻⁴层注水量为110米³/日, 边水活跃, 269井1³⁻⁴层注水50米³/日, 这样使得2651井方向和边水方向供液能力强, 而269井方向能量较弱, 成为弱来水方向。为了加强其供液能力, 抑制强来水方向及边水的影响, 同时又对5排油井起到一定的作用。所以提高了269井1³⁻⁴层的注水量, 配注由50米³/日提高到100米³/日。这样既调整了269井组的平面矛盾, 又加强了对5排井1³⁻⁴层的注水, 使259井和2591井的生产形势在1989年12月以前一直处于稳定状态。通过这次调整, 使269井的日产油量由4.8吨上升到

7.3吨,含水由91.7%下降到88.1%,取得了明显的降水增油效果。使井组含水上升快的趋势得到了抑制。

269注水井生产数据表

时间	泵压 (兆帕)	套压 (兆帕)	油压 (兆帕)	1 ²		1 ²⁻³		备 注
				配 注 (米 ³ /日)	实 注 (米 ³ /日)	配 注 (米 ³ /日)	实 注 (米 ³ /日)	
1989 1	15.0	10.5	11.0	150	154	60	65	
3	15.0	9.7	10.8	150	135	50	57	
5	15.0	9.6	10.4	150	155	150	142	4月25日1 ²⁻⁴ 调配
9	14.0	9.2	10.2	150	159	150	168	
12	12.5	11.5	12.5	150	161	150	171	
1990 2	13.5	12.0	13.0	150	159	150	169	

为了进一步控制井组的含水上升率,对高含水的25113井进行了调整。

25113油井生产数据表

时间	生产 层位	工作制度	日 产 量				备 注
			液量 (吨)	油量 (吨)	含水 (%)	液面 (米)	
1989 1	1 ²	58×2.7×6	65.1	4.4	93.3	352.7	
3	1 ²	58×2.7×6	65.1	4.0	93.8	380.8	
7	1 ²	58×2.7×6	69	4.6	93.4	347.1	氯离子量10450毫克/升, 总矿化度17875毫克/升 氯离子量8165毫克/升, 总矿化度14406毫克/升
10	1 ²	58×2.7×6	69.9	7.1	89.9	323.5	
12	1 ²	58×2.7×6	69	7.6	89.2	319.7	
1990 2	1 ²	58×2.7×6	69.2	7.6	89.1	320.6	

25113井以58×2.7×6的工作制度生产1²层,该井油砂体零散。本井除1²层的砂层厚度2.6米外,其他的小层,油层

薄井多为油水同层或干层，地层条件差。该井目前含水已高达93.5%，液量35.1吨，油量4吨，无多大潜力。但经过分析与该井连通的唯一注水井2691井的注水一直不正常，1³⁻⁵层长期不吸水。这样25113井失去了注水能量补充，只是靠天然能量生产。因此建议对2691井1³⁻⁵层进行酸化作业。1989年7月措施实施，2691井的1³⁻⁵层注水量由0上升到40米³/日，增加了供液方向。3月与10月对比，日产油量由4吨上升到7.5吨，含水由93.8%下降到89.2%，见到了明显的注水效果。

2651注水井生产数据表

时间	泵压 (兆帕)	套压 (兆帕)	油压 (兆帕)	1 ³		备 注
				配 注 (米 ³ /日)	实 注 (米 ³ /日)	
1989 1	15.0	10.5	11.2	100	118	
3	15.0	10.6	11.5	100	111	
5	15.0	9.0	10.0	100	113	
10	15.0	8.0	10.0	100	110	
12	12.5	10.0	12.0	100	112	
1990 2	12.5	10.0	11.0	100	112	

通过以上的调整工作，使269井组的生产状况得到了根本好转，由下降型井组转变为上升型井组。出现了液量上升，油量上升，液面稳定，含水下降的大好局面。进入1990年以来，生产情况稳定，一直到目前。一年多注采关系的调整说明，对于平面上连通性较差的高含水注采井组，应针对生产层位各不相同的地质特点，采用逐井调整的方法，不断完善各小层的注采关系，同样可以取得降低含水，提高产油

量的效果。

三、存在问题及下步措施

1. 249井 1^2 层和 1^3-4 层不吸水,使油井259井和2591井单向受益。建议上作业酸化,使其完成配注。

2. 注水井249井 2^2-5 层配 $100\text{米}^3/\text{日}$,实注 $270\text{米}^3/\text{日}$,严重超注,造成2511井含水上升。建议调配,使其按配注注水,以有利于2511油井长期稳产。