# 目　　录


绪 论 …… 1

第一章 油井流入动态与井筒多相流动计算 ……3
1.1 油井流入动态……3
1.1.1 单相液体的流入动态……4
1.1.2 油气两相渗流时的流入动态……7
1.1.3 $\overline{P}_r > P_b > P_{wf}$ 时的流入动态……15
1.1.4 油气水三相 IPR 曲线……19
1.1.5 多层油藏油井流入动态……21
1.2 井筒气液两相流基本概念……23
1.2.1 井筒气液两相流动的特性……24
1.2.2 井筒气液两相流能量平衡方程及压力分布计算步骤……28
1.3 计算气—液两相垂直管流的 Orkiszewski 方法……33
1.3.1 压力降公式及流动型态划分界限……34
1.3.2 平均密度及摩擦损失梯度的计算……35
1.4 计算井筒多相流动的 Beggs-Brill 方法……41
1.4.1 基本方程……42
1.4.2 Beggs-Brill 方法的流型分布图及流型判别式……44
1.4.3 持液率及混合物密度确定……45
1.4.4 阻力系数λ……47
附录 A：利用 Beggs-Brill 方法计算井筒流体的压力梯度……50
参考文献……53

第二章 自喷与气举采油……54
2.1 自喷井生产系统分析……54
2.1.1 自喷井生产系统组成……54
2.1.2 自喷井节点分析……56
2.2 气举采油原理及油井举升系统设计方法……68
2.2.1 气举采油原理……69
2.2.2 气举启动……70
2.2.3 气举凡尔……72
2.2.4 气举设计……81
2.2.5 气举井试井……92
参考文献……93

第三章 有杆泵采油……94
3.1 抽油装置及泵的工作原理……94
3.1.1 抽油装置……94
3.1.2 泵的工作原理……99

3.2 抽油机运动规律与悬点载荷.....100
3.2.1 抽油机悬点运动规律.....100
3.2.2 抽油机悬点载荷计算.....103
3.3 抽油机平衡、扭矩与功率计算.....117
3.3.1 抽油机平衡计算.....117
3.3.2 曲柄轴扭矩计算与分析.....121
3.3.3 电动机选择和功率计算.....130
3.4 泵效计算.....134
3.4.1 柱塞冲程.....135
3.4.2 泵的充满程度.....138
3.4.3 泵的漏失.....140
3.4.4 提高泵效的措施.....141
3.5 有杆抽油系统设计.....143
3.5.1 抽油杆强度计算及杆柱设计.....143
3.5.2 有杆抽油井生产系统设计.....147
3.5.3 钢杆－玻璃纲杆组合杆柱抽油技术.....148
3.6 有杆抽油系统工况分析.....153
3.6.1 抽油井液面测试与分析.....153
3.6.2 地面示功图分析.....157
3.6.3 抽油井工况诊断技术.....163
附录 A：美国石油学会推荐的有杆抽油系统设计计算方法—API RP 11L .....170
参考文献.....180

第四章 无杆泵采油.....182
4.1 电潜泵举升技术.....182
4.1.1 电潜泵采油装置及其工作原理.....182
4.1.2 电潜泵油井生产系统设计.....187
4.2 水力活塞泵采油.....193
4.2.1 水力活塞泵采油系统几装置.....193
4.2.2 水力活塞泵井下机组.....198
4.2.3 水力活塞泵油井生产系统设计.....202
4.3 水力射流泵采油.....207
4.3.1 水力射流泵采油系统.....207
4.3.2 水力射流泵工作特性.....208
4.3.3 水力射流泵油井生产系统设计.....211
参考文献.....212

第五章 注水.....213
5.1 水源、水质及注水系统.....213
5.1.1 水源及水质要求.....213
5.1.2 注入水处理技术.....215

5.1.3 注水地面系统……220
5.1.4 注水井投注程序……221
5.2 注水井吸水能力分析……222
5.2.1 注水井吸水能力……222
5.2.2 影响吸水能力的因素……223
5.2.3 改善吸水能力的措施……225
5.3 分层注水技术……229
5.3.1 分层吸水能力及测试方法……229
5.3.2 分层注水管柱……235
5.4 注水指示曲线的分析和应用……236
5.4.1 指示曲线的几种形状……237
5.4.2 用指示曲线分析油层吸水能力的变化……238
5.4.3 井下配水工具工作状况的判断……239
5.4.4 配注准确程度和分配层段注水量检查……240
5.4.5 嘴损曲线与配水嘴的选择……242
5.5 注水井调剖……245
5.5.1 调剖方法……245
5.5.2 示踪剂检测……248
参考文献……250

第六章 水力压裂技术……251
6.1 造缝机理……251
6.1.1 油井应力状况……252
6.1.2 造缝条件……255
6.2 压裂液……257
6.2.1 压裂液类型……258
6.2.2 压裂液滤失性……259
6.2.3 压裂液流变性……263
6.3 支撑剂……268
6.3.1 支撑剂的性能要求……268
6.3.2 支撑剂的类型……269
6.3.3 支撑剂在裂缝内的分布……271
6.3.4 支撑剂的选择……278
6.4 压裂设计……280
6.4.1 影响压裂井增产幅度的因素……280
6.4.2 裂缝几何参数计算模型……282
6.4.3 压裂效果预测……287
6.4.4 裂缝参数设计方法……290
参考文献……293

第七章 酸处理技术……294

7.1 碳酸盐岩地层酸化处理……294
7.1.1 盐酸与碳酸盐岩的化学反应……294
7.1.2 影响酸岩反应速度的因素……296
7.2 酸化压裂技术……300
7.2.1 酸液的滤失……300
7.2.2 酸液的损耗……302
7.2.3 酸岩复相反应有效作用距离……303
7.2.4 前置液酸压设计方法……311
7.3 砂岩油气层的土酸处理……316
7.3.1 砂岩地层土酸处理原理……316
7.3.2 土酸处理设计……318
7.4 酸液及添加剂……322
7.4.1 常用酸液种类及性能……322
7.4.2 酸液添加剂……327
7.5 酸处理工艺……329
7.5.1 酸处理井层的选择……329
7.5.2 酸处理方式……330
7.5.3 酸处理井的排液……330
参考文献……332

第八章 复杂条件下的开采技术……333
8.1 防砂与清砂……333
8.1.1 油层出砂原因……333
8.1.2 防砂方法……336
8.1.3 清砂方法……346
8.2 防蜡与清蜡……348
8.2.1 油井防蜡机理……349
8.2.2 油井防蜡方法……351
8.2.3 油井清蜡方法……353
8.3 油井堵水……354
8.3.1 油井出水原因及找水技术……354
8.3.2 油井堵水技术……360
8.4 稠油及高凝油开采技术……366
8.4.1 稠油及高凝油开采特征……366
8.4.2 热处理油层采油技术……368
8.4.3 井筒降粘技术……374
8.5 井底处理新技术简介……381
8.5.1 高能气体压裂技术……382
8.5.2 水力振荡解堵技术……385
8.5.3 电脉冲井底处理技术……387
8.5.4 超声波井底处理技术……388

8.5.5 微生物采油技术……389
8.5.6 人工地震处理油层技术……390
参考文献……391

第九章 完井方案设计与试油……392
9.1 完井方式……393
9.1.1 井身结构……394
9.1.2 完井方式……396
9.1.3 完井方式选择……402
9.1.4 水平井完井技术……407
9.2 射孔设计……412
9.2.1 射孔参数设计……412
9.2.2 射孔工艺设计……415
9.3 油气层保护……420
9.3.1 油气层损害……420
9.3.2 储层敏感性……422
9.4 试油……429
9.4.1 试油的任务及工作内容……429
9.4.2 诱导油流方法……430
9.4.3 试油工艺……434
9.4.4 试油资料……436
参考文献……436

第十章 采油工程方案设计概要……437
10.1 概述……437
10.1.1 编制采油工程方案的目的和意义……437
10.1.2 采油工程方案在油田开发总体建设方案中的地位……437
10.1.3 采油工程方案编制原则及要求……439
10.1.4 采油工程方案编制的前期准备……439
10.1.5 采油工程方案的基本构成……439
10.2 采油工程方案的基本内容……441
10.2.1 方案设计的油藏地质与油藏工程基础……441
10.2.2 开发全过程的系统保护油层要求与措施……441
10.2.3 完井工程要求及投产措施……442
10.2.4 注水工艺设计……443
10.2.5 举升方式优选及其工艺方案……444
10.2.6 采油工程配套工艺……445
10.2.7 油田动态监测……446
10.2.8 作业工作量预测及配套厂站和队伍建设……446
10.2.9 采油工程方案经济分析……447
10.3 采油方式综合评价与决策分析……447

**10.3.1** 采油方式决策的意义和论证内容.....**447**
**10.3.2** 采油方式综合评价与决策模式.....**448**
**10.3.3** 油井生产系统及其动态模拟.....**450**
**10.3.4** 采油方式综合评价因素及模型.....**452**
**10.3.5** 决策分析步骤.....**455**
**10.4** 低渗透油藏总体压裂设计方案编制简介.....**459**
**10.4.1** 总体压裂优化设计概念.....**459**
**10.4.2** 总体压裂设计任务与原则.....**459**
**10.4.3** 总体压裂设计.....**460**
参考文献.....**463**

# 前　言

为了适应我国石油工业发展和石油高等教育改革的要求，根据石油高等教育教材建设规划和石油工程专业教学计划，石油大学组织有关教师编写了本书，作为原油藏工程、采油工程和钻井工程三个专业合并后的石油工程专业的采油工程课教材。本书是在王鸿勋、张琪主编的《采油工艺原理》教材多年教学实践的基础上重新编写的。全书共分十章：第一章，油井流入动态与井筒多相流动计算；第二章，自喷与气举采油；第三章，有杆泵采油；第四章，无杆泵采油；第五章，注水；第六章，水力压裂技术；第七章，酸处理技术；第八章，复杂条件下的开采技术；第九章，完井方案设计与试油；第十章，采油工程方案设计概要。

本书的特点是：从采油工程系统出发在面上扩充了教材内容；为适应采油工艺技术的发展增加了新的内容；以工程设计为主线，阐述基本原理、工艺技术和设计计算方法。编写过程中，遵循了如下原则：

**1.**努力运用辨证唯物主义和历史唯物主义的观点阐述采油工程的基本规律；

**2.**从采油工程系统出发，以采油工程设计与方案编制为主线组织内容，重点阐述各项工程措施的基本原理、计算与工程设计方法，涉及工艺过程、设备和工具的内容在有关教学环节中学习；

**3.**从石油工业发展战略出发，贯彻理论联系实际的原则；

**4.**总体安排上涉及的技术面要广，具体内容要新，深度要适度，即“广、新、适度”原则；

**5.**符合课程教学大纲要求，体现专业课教学规律。

主编　张　琪　绪论；第一章 **1.2**，**1.3**，**1.4**；第三章 **3.1**，**3.2**，**3.3**；第十章

参编人　孙大同　第一章 **1.1**；第二章 **2.1**；第三章 **3.4**，**3.5**，**3.6**

樊　灵　第二章 **2.2**，**2.3**；第四章

王杰祥　第五章；第九章

张士诚　第六章；第七章

陈德春　第八章

本书是在试用版试用和广泛征求意见的基础上，由张琪、王杰祥、樊灵、陈德春分别进行修改，由张琪组织定稿。

为了保证教材的实用性和内容完整与系统性，本教材的总体内容超过目前教学计划规定的学时数，为此，希望授课教师根据教学大纲进行选讲，必要时对部分内容指导学生自学。

本书编写过程中得到了石油大学(华东)教材科、采油教研室的支持和帮助，也得到了王鸿勋教授、万仁溥教授级高级工程师、陈宪侃教授级高级工程师等采油工程界专家的关注和指导，特别是王鸿勋教授在最终审稿时提出许多宝贵意见，在此一并表示感谢。由于时间及编者的水平和经验所限，编写和排印中有遗误之处请使用本教材的师生及有关读者指正。

编者

**1999** 年 **12** 月

# 绪　　论

采油工程是油田开采过程中根据开发目标通过产油井和注入井对油藏采取的各项工程技术措施的总称。作为一门综合性应用科学，它所研究的是可经济有效地作用于油藏，以提高油井产量和原油采收率的各项工程技术措施的理论、工程设计方法及实施技术。

采油工程的任务是通过一系列可作用于油藏的工程技术措施，使油、气畅流入井，并高效率地将其举升到地面进行分离和计量，其目标是经济有效地提高油井产量和原油采收率。

从系统工程观点出发，采油工程则是油田开采大系统中的一个处于中心地位的重要子系统，与油藏工程和矿场油气集输工程有着紧密的联系。

采油工程面对的是不同地质条件和动态不断变化的各种类型的油藏，只有根据油藏地质条件和动态变化，正确地选择和实施技术上可行、经济上合理的工程技术方案，才能获得良好的经济效果。要做到这一点，必须要在掌握各种工程技术措施的基本原理、计算与工程设计方法的基础上，进行综合对比分析。

我国当前和未来都将面对低渗、稠油等难开发油藏及特高含水期油藏，以及海上和沙漠油田的一系列开采问题。随着油田开采难度的增大，技术要求越来越高，必须运用现代科学技术改造传统开采工艺，以迎接二十一世纪的挑战。

解决采油过程中某一生产技术问题，会有机械、化学和物理等各种不同的方法，这将涉及技术方法的选择，甚至综合应用问题。

综上所述，采油工程的特点是：在整个开采过程中地位十分重要；遇到的问题多、难度大、涉及面广；综合性和针对性强；各项工程技术措施间的相对独立性大。

针对上述特点，本书将着重讲授各项采油工程技术措施的基本原理和工程设计方法，并力图形成较为完整的采油工程体系。

本书共分十章：

第一章讲述油井流入动态与井筒多相流动计算，这是采油工程的基础内容，是油井生产设计与分析的基础。

第二、三、四章重点讲述了自喷、气举、有杆泵及无杆泵采油理论计算及油井生产系统的设计方法与工况分析；

第五章从注水工艺出发，着重介绍了注入水的水源、水质、注水系统及注水分析和分层注水与调剖技术；

第六、七两章讲述油井增产措施，重点介绍了压裂和酸化的原理、理论计算、工程设计方法与工艺。

第八章讲述复杂条件下的开采技术，除介绍解决生产中常遇到的砂、蜡、水问题的技术外，还对稠油、高凝油的开采技术以及各种物理法近井地带处理技术和微生物在采油中的应用技术做了简要介绍；

第九章着重从采油工程角度介绍了完井方式选择、方案设计、油层保护与试油技术；

第十章采油工程方案设计概要，除概括阐述采油工程方案设计原则、依据、内容和方法外，还就“采油方式综合评价”及“低渗透油藏总体压裂方案设计”分别做了简要介绍。这章的目的除阐述采油工程方案编制自身所需要研究解决的问题外，还试图通过该章的讲述，将以前各章讲述的某些单项工程技术措施和单井的工程设计方法，扩大到面对整个油藏或开发区块以及开发全过程的采油工程设计，使采油工程设计理论和方法更为完整和系统化。同时，也使读者从总体上把握和深化对采油工程的认识。

# 第一章　油井流入动态与井筒多相流动计算

油气从油藏流入井底和在井筒中的流动是油气开采的两个基本流动过程。油井流入动态和井筒多相流动规律是油井各种举升方式设计和生产动态分析所需要的共同理论基础。同时，采油工程中的各项工程技术措施也都将涉及到这两个基本流动过程。尽管它们在生产过程中是两个相互衔接的流动过程，但它们在本质上有着不同的流动规律。为此，本章将分别介绍其基本规律及计算方法。至于两者在生产过程中的协调，将在油井举升的有关章节中讨论。

## 1.1　油井流入动态

石油开采的第一个流动过程是油气从油层流向井底。它遵循渗流规律。采油过程中，常用油井流入动态来表述这一过程的宏观规律。

油井流入动态是指油井产量与井底流动压力的关系，它反映了油藏向该井供油的能力。表示产量与流压关系的曲线称为流入动态曲线**(Inflow Performance Relationship Curve )**，简称**IPR**曲线，也称指示曲线**(Index Curve )**。从单井来讲，**IPR**曲线表示了油层工作特性。因而，它既是确定油井合理工作方式的依据，也是分析油井动态的基础。典型的流入动态曲线如图**1-1**所示。由图可看出，**IPR**曲线的基本形状与油藏驱动类型有关。即使在同一驱动方式下，$P_{wf}$～**q**关系的具体数值还将取决于油藏压力、油层厚度、渗透率及流体物理性质等。有关不同驱动方式下$P_{wf}$～**q**关系与油藏物性参数及完井状况之间的定量关系已在渗流力学中做过详细的讨论。这里，我们仅从研究油井生产动态的角度来讨论不同条件下流入动态曲线及其绘制方法。

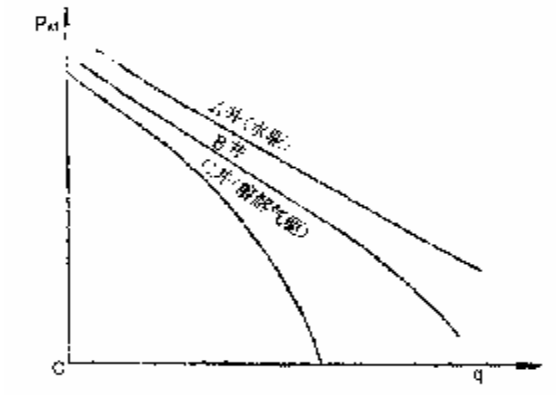



图**1-1**　典型的油井流入动态曲线

### 1.1.1　单相液体的流入动态

根据达西定律，在供给边缘压力不变的圆形单层油藏中心一口井的产量公式为：

$$q_o=\frac{2\pi k_o h(\overline{P}_r-P_{wf})}{\mu_o B_o\left(\ln\frac{r_e}{r_w}-\frac{1}{2}+s\right)}a \tag{1-1}$$

对于圆形封闭油藏，即泄油边缘上没有液体流过，拟稳态条件下的产量公式为：

$$q_o=\frac{2\pi k_o h(\overline{P}_r-P_{wf})}{\mu_o B_o\left(\ln\frac{r_e}{r_w}-\frac{3}{4}+s\right)}a \tag{1-2}$$

式中 $q_o$—油井产量(地面)，$m^3/s$；

$k_o$—油层有效渗透率，$m^2$；

$B_o$—原油体积系数；

$h$—油层有效厚度，m；

$\mu_o$—地层油的粘度，Pa·s；

$P_e$—边缘压力，Pa；

$\overline{P}_r$—井区平均油藏压力，Pa；

$P_{wf}$—井底流动压力，Pa；

$r_e$—油井供油(泄油)边缘半径，m；

$r_w$ —井眼半径，m；

$s$—表皮系数，与油井完成方式、井底污染或增产措施等有关，可由压力恢复曲线求得。

$a$—采用不同单位值的换算系数，采用流体力学达西单位及法定(SI)单位时a=1；采用法定实用单位，即$q(m^3/d)$，$k(\mu m^2)$，h(m)，μ(mPa.s)，P(MPa)时a=86.4；若实用单位中P用kPa 时，则a=0.0864。

对于非圆形封闭泄油面积油井拟稳态条件下的产量公式，可根据泄油面积和油井位置进行校正。其方法是令公式中的 $r_e/r_w=X$，根据泄油面积形状和井的位置可确定相应的 $X$ 值(见图1-2)。

在单相流动条件下，油层物性及流体性质基本不随压力变化，这样，上述产量公式可写成：

$$q_o=J(\overline{P}_r-P_{wf}) \tag{1-3}$$

$$J=\frac{2\pi k_o h a}{\mu_o B_o\left(\ln X-\frac{3}{4}+s\right)} \tag{1-4}$$

在一些文献中，把式(1-3)称为油井流动方程。由式(1-3)可得：

$$J=\frac{q_o}{(\overline{P}_r-P_{wf})} \tag{1-5}$$

J 称为采油指数，它是一个反映油层性质、厚度、流体参数、完井条件及泄油面积等与产量之间的关系的综合指标。其数值等于单位生产压差下的油井产油量。因而可用 J 的数值来评价和分析油井的生产能力。一般都是用系统试井资料来求得采油指数 J。

只要测得 3～5 个稳定工作制度下的产量及其流压，便可绘制该井的实测 IPR 曲线。单相流动时的 IPR 曲线为直线，其斜率的负倒数便是采油指数；在纵座标(压力座标)上的截距即为油藏压力。有了采油指数就可以在对油井进行系统分析时利用式(1-3)来预测不同流压下的产量。另外，还可根据式(1-4)来研究油层参数。

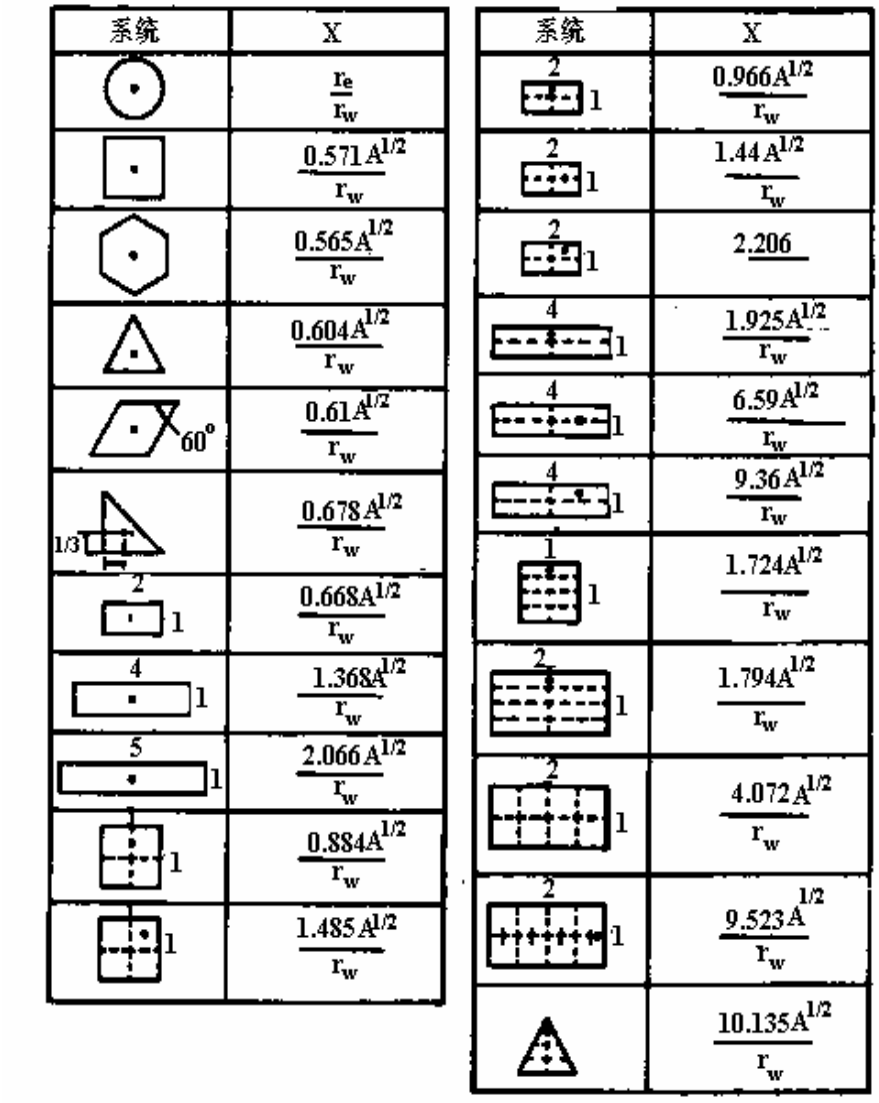



图1-2　泄油面积形状与油井的位置系数

根据公式(1-5)，采油指数可定义为产油量与生产压差之比，或者单位生产压差下的油井产油量；也可定义为每增加单位生产压差时，油井产量的增加值，或 IPR 曲线的负倒数。对于单相液体流动的直线型 IPR 曲线，按上述几种定义方式所求得的采油指数

都是相同的；而对于多相流动等非直线型的 **IPR** 曲线，由于其斜率不是定值，按上述几种定义所求得的采油指数则不同。所以，对于具有非直线型 **IPR** 曲线的油井，在使用采油指数时，应该说明相应的流动压力，也不能简单地用某一流压下的采油指数来直接推算不同流压下的产量。产液指数是指单位生产压差下的生产液量。

当油井产量很高时，在井底附近将出现非达西渗流，根据渗流力学中的非达西渗流二项式，油井产量和生产压差之间的关系可用下面的二项式表示：

$$\overline{P}_r - P_{wf} = Cq + Dq^2 \qquad \textbf{(1-6)}$$

$$C=\frac{\mu_o B_o(\ln x-\frac{3}{4}+S)}{2\pi k_o h a}$$

$$D=1.3396\times10^{-13}\frac{\beta B_o^2\rho}{4\pi^2 h^2 r_w}$$

式中 $\overline{P}_r$—井区平均油藏压力，**kPa**；

$P_{wf}$—井底流动压力，**kPa**；

$q$—油井产量(地面)，$m^3/d$；

$k$—有效渗透率，$\mu m^2$；

$h$—油层有效厚度，**m**；

$\mu_o$—地层油粘度，**mPa.s**；

$B_o$—原油体积系数；

$r_w$—井眼半径，**m**；

$X$—由图 **1-2** 查得；

$\rho$—原油密度，$kg/m^3$；

$D$—紊流系数，$kPa/(m^3/d)^2$；

$\beta$—紊流速度系数，**1/m**。

根据实验，胶结地层的紊流速度系数为：

$$\beta=\frac{1.906\times10^7}{k^{1.201}} \qquad 1/m \qquad \textbf{(1-7)}$$

非胶结砾石充填层的紊流系数 $\beta_g$ 为：

$$\beta_g=\frac{1.08\times10^6}{k^{0.55}} \qquad 1/m \qquad \textbf{(1-7a)}$$

式中 $k$—渗透率，$\mu m^2$。

在系统试井时，如果在单相流动条件出现非达西渗滤，则可直接利用试井所得的产量和压力资料用图解法求得式**(1-6)**中的 **C** 和 **D** 值。改变式**(1-6)**可得：

$$\frac{\overline{P}_r-P_{wf}}{q}=C+Dq \qquad \textbf{(1-6a)}$$

由式**(1-6a)**可看出，$(\overline{P}_r-P_{wf})/q$ 与 $q$ 呈线性关系。由试井资料绘制的 $(\overline{P}_r-P_{wf})/q \sim q$ 直线的斜率为 **D**，其截距则为 **C**。

### 1.1.2 油气两相渗流时的流入动态

油气两相渗流发生在溶解气驱油藏中，油藏流体的物理性质和相渗透率将明显地随压力而改变。因而，溶解气驱油藏油井产量与流压的关系是非线性的。要研究这种井的流入动态，就必须从油气两相渗流的基本规律入手。

**(1)垂直井油气两相渗流时的流入动态**

根据达西定律，对于平面径向流，直井油气两相渗流时油井产量公式为：

$$q_o=\frac{2\pi r k_o h}{\mu_o B_o}\frac{dp}{dr}$$

令 $k_{ro}=k_o/k$ —油相相对渗透率，并积分，可得：

$$\frac{q_o}{2\pi kh}\int_{r_w}^{r_e}\frac{dr}{r}=\int_{P_{wf}}^{P_e}\frac{k_{ro}}{\mu_o B_o}dp$$

$$q_o=\frac{2\pi kh}{\ln\frac{r_e}{r_w}}\int_{P_{wf}}^{P_e}\frac{K_{ro}}{\mu_o B_o}dp \qquad (1\text{-}8)$$

式中，$\mu_o$、$B_o$及$k_{ro}$都是压力的函数，只要找到它们与压力的关系，就可求得积分，从而找到产量和流压的关系。$\mu_o$及$B_o$不难由高压物性资料或经验相关式得到，而$K_{ro}$与压力的关系则必须利用生产气油比、相渗透率曲线来寻找。

显然，利用上述方法来绘制IPR曲线是十分繁琐的。因而，在油井动态分析和预测中通常结合生产测试资料来绘制IPR曲线。

**1)Vogel方法**

1968年Vogel发表了适用于溶解气驱油藏的无因次IPR曲线及描述该曲线的方程。它们是根据用计算机对若干典型的溶解气驱油藏的流入动态曲线的计算结果提出的。

计算时假设：a. 圆形封闭单层油藏，油井位于中心；b. 单层均质油层，含水饱和度恒定；c. 忽略重力影响；d. 忽略岩石和水的压缩性；e. 油、气组成及平衡不变；f. 油、气两相的压力相同；g. 拟稳态下流动，在给定的某一瞬间，各点的脱气原油流量相同。

计算结果表明，产量与流压的关系随采出程度$N_p/N$而变。如果以流压与油藏压力的比值$P_{wf}/\overline{P}_r$为纵坐标，以相应流压下的产量$q_o$与流压为零时的最大产量$q_{o\max}$之比为横坐标则不同采出程度下的IPR曲线很接近。

Vogel对不同流体性质、油气比、相对渗透率、井距及压裂过的井和井底有污染的井等各种情况下的21个溶解气驱油藏进行了计算。其结果表明：IPR曲线都有类似的形状，只是高粘度油藏及油井污染严重时差别较大。Vogel在排除了这些特殊情况之后，绘制了一条如图1-3所示的参考曲线(常称为Vogel曲线)。这条曲线可看作是溶解气驱油藏渗流方程通解的近似解。

图1-3的曲线可用下面的方程(Vogel方程)来表示：

$$\frac{q_o}{q_{o\max}}=1-0.2\frac{P_{wf}}{\overline{P}_r}-0.8\left(\frac{P_{wf}}{\overline{P}_r}\right)^2 \qquad (1\text{-}9)$$

参考曲线与各种情况下的计算机计算曲线的比较表明：除高粘度及井底污染严重的

油井外，参考曲线更适合于溶解气驱早期(即采出程度较低时)情况。

应用**Vogel**方程可以在不涉及油藏参数及流体性质资料的情况下绘制油井的**IPR**曲线和预测不同流压下的油井产量，使用很方便。但是，必须给出该井的某些测试数据。

已知油藏压力 $\overline{P}_r$ 及一个测试产量流压 $q_{o(test)}$ 时的产量 $P_{wf(test)}$ 时，应用**Vogel**方程绘制**IPR**曲线的步骤如下：

**a.**计算 $q_{o\max}$：

$$q_{o\max}=\frac{q_{o(test)}}{[1-0.2\frac{P_{wf(test)}}{\overline{P}_r}-0.8\left(\frac{P_{wf(test)}}{\overline{P}_r}\right)^2]}$$

**b.**给定不同流压，用下式计算相应的产量：

$$q_o=\left[1-0.2\frac{P_{wf}}{\overline{P}_r}-0.8\left(\frac{P_{wf}}{\overline{P}_r}\right)^2\right]q_{o\max}$$

**c.**根据给定的流压及计算出的相应产量绘制**IPR**曲线。

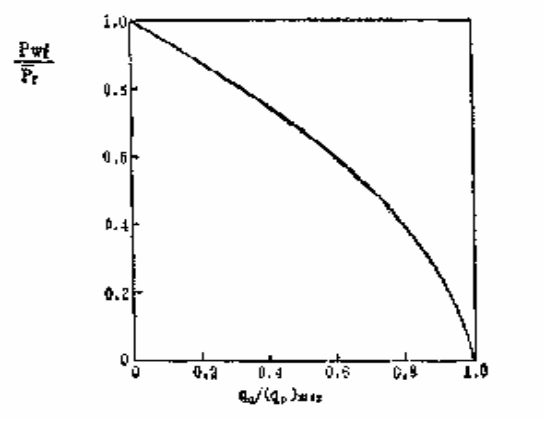



图 **1-3**　溶解气驱油藏无因次 **IPR** 曲线 **(Vogel** 曲线**)**

如果油藏压力未知，但只要测得两种油井工作制度下的产量及相应的流压，可由下式求得油藏平均压力后，再计算**IPR**曲线。

$$\overline{P}_r=\frac{B\pm\sqrt{B^2+4AC}}{2A} \qquad \textbf{(1-10)}$$

$$A=\frac{q_1}{q_2}-1;$$

$$B=0.2\left(\frac{q_1}{q_2}P_{wf2}-P_{wf1}\right)$$

$$C=0.8\left(\frac{q_1}{q_2}P_{wf2}^2-P_{wf1}^2\right)$$

图**1-4**中绘制了用**Vogel**方程计算的和用数值模拟计算的不同开采阶段的**IPR**曲线。由**IPR**曲线的对比表明：

**a.**按**Vogel**方程计算的**IPR**曲线，最大误差出现在用小生产压差下的测试资料来预测最大产量。一般，误差低于**5**%。虽然，随着采出程度的增加，到开采末期误差上升到**20**%，但其绝对值却很小。

**b.**如果用测试点的资料按直线外推时，最大误差可达 **70**～**80**%，只是在开采末期约**30%**

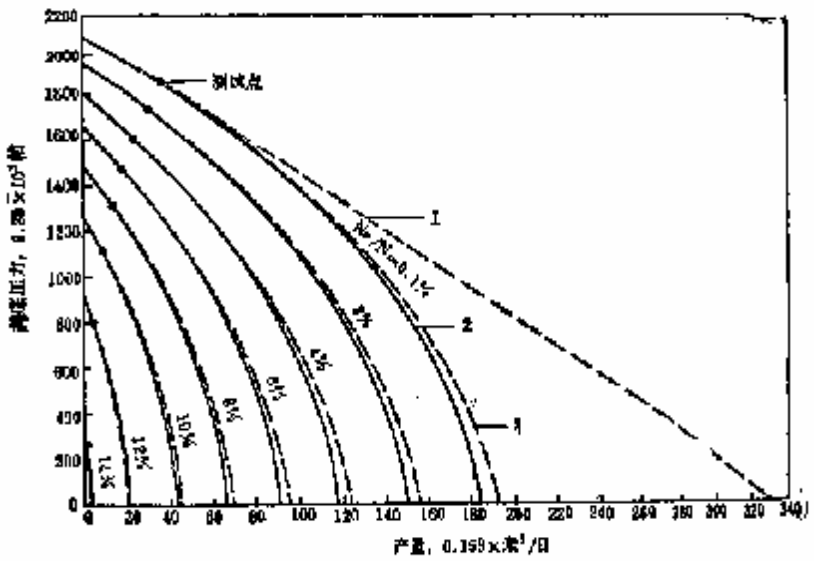



图**1-4**　不同方法计算的**IPR**曲线

**1**—用测试点按直线外推**;2**—数值模拟计算的**;3**—用**Vogel**方程计算的

上述认识仅仅是根据对一般的溶解气驱油藏与用数值模拟计算的结果进行对比得到的。但矿场实践表明，除前述的某些特殊情况外，用**Vogel**方程来预测溶解气驱油藏的油井产量将会得到较满意的结果。

**2)**费特柯维奇方法

对溶解气驱油藏，即油气两相渗流：

$$q_o=\frac{2\pi kh}{\ln r_e/r_w-\frac{3}{4}+s}\int_{P_{wf}}^{\bar{P}_r}\frac{k_{ro}}{\mu_o B_o}dp \qquad \textbf{(1-11)}$$

费特柯维奇假设$\left(\frac{K_{ro}}{\mu_o B_o}\right)$与压力 $P$ 成直线关系，故：

$$q_o=\frac{2\pi kh}{\ln r_e/r_w-\frac{3}{4}+s}\int_{P_{wf}}^{\bar{P}_r}cpdp$$

$$=\frac{2\pi kh}{\ln r_e/r_w-\frac{3}{4}+s}\frac{c}{2}\left(\bar{P}_r^2-P_{wf}^2\right)$$

式中，$c=\frac{1}{\bar{P}_r}\left(\frac{K_{ro}}{\mu_o\beta_o}\right)_{\bar{p}_r}$

令
$$\begin{cases} q_o=\dfrac{2\pi kh}{\ln r_e/r_w-\frac{3}{4}+s}\left(\dfrac{K_{ro}}{\mu_o\beta_o}\right)_{\bar{P}_r}\dfrac{\bar{P}_r^2-P_{wf}^2}{2\bar{P}_r} \\ J'_o=\dfrac{2\pi kh}{\ln r_e/r_w-\frac{3}{4}+s}\left(\dfrac{K_{ro}}{\mu_o\beta_o}\right)_{\bar{p}_r}\dfrac{1}{2\bar{P}_r} \end{cases}$$

则

$$q_o = q_{o\max}\left[1-\left(\frac{P_{wf}}{\overline{P}_r}\right)^2\right] \tag{1-12}$$

或

$$q_o = J'_o(\overline{P}_r^2 - P_{wf}^2) \tag{1-12a}$$

当 $P_{wf}=0$ 时 $q_{o\max}=J'_o\overline{P}_r^2$

**3)**不完善井**Vogel**方程的修正

**Vogel**在建立无因次流入动态曲线和方程时，认为油井是理想的完善井。即油层部分的井壁是完全裸露的，井壁附近的油层未受伤害而保持原始状况。实际油井并非理想的完善井。就其油井完成方式而言：射孔完成的井为打开性质上的不完善井；为防止底水锥进而未全部钻穿油层的井为打开程度上的不善井；打开程度和打开性质都不完善的井称为双重不完善井。另外，在钻井或修井过程中油层受到伤害或进行酸化、压裂等措施的油井，其井壁附近的油层渗透率都会改变，从而改变油井的完善性。所有这些都会增加或降低井底附近的压力降，如图**1-5**所示，从而影响油井流入动态。

实际油井的完善性可用流动效率 *FE* 来表示。所谓油井的流动效率是指该井的理想生产压差与实际生产压差之比。

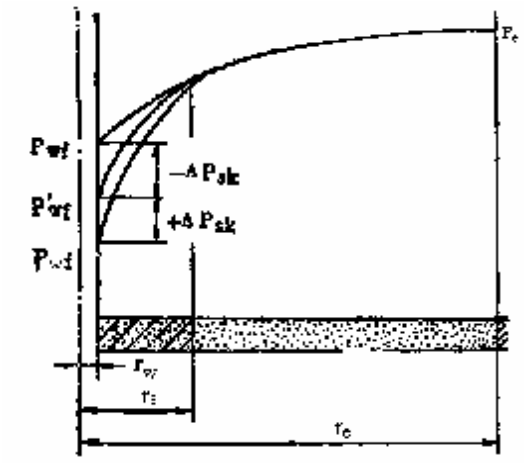



图 **1-5**　完善井和非完善井周围的压力分布示意图

$$FE = \frac{\overline{p_r} - p'_{wf}}{p_r - p_{wf}} = \frac{\overline{p}_r - p_{wf} - \Delta p_{sk}}{\overline{p_r} - p_{wf}} \tag{1-13}$$

式中　$\overline{P}_r$—平均油藏压力；

$p'_{wf}$—理想完善井的流压；

$p_{wf}$—同一产量下实际非完善井的流压；

$\Delta P_{sk}$—非完善井表皮附加压力降，

$$\Delta P_{sk} = P'_{wf} - P_{wf} \tag{1-14}$$

$\Delta P_{sk}$ 为“正”称“正”表皮，油井不完善；$\Delta P_{sk}$ 为“负”称“负”表皮，油井超完善。

如果把非完善井的油层简化为图**1-5**所示的模型，假定油层未受到污染的渗透率为 $k_o$，受污染区的渗透率为 $k_s$，伤害半径为 $r_s$。根据稳定流公式，可导出计算 $\Delta p_{sk}$ 的公式。

完善井

$$q_o = \frac{2\pi k_o h(P_e - P'_{wf})}{B_o\mu_o \ln\frac{r_e}{r_w}} \tag{1-15}$$

非完善井

$$q_o = \frac{2ph(P_e - P_{wf})}{B_0 m_o \left( \frac{1}{k_o} \ln \frac{r_e}{r_s} + \frac{1}{k_s} \ln \frac{r_s}{r_w} \right)} \tag{1-15a}$$

由式(1-15)、(1-15a)及(1-1)可得：

$$\Delta P_{sk} = P_{wf}' - P_{wf} = \frac{q_o \mu_o B_o}{2\pi k_o h} \left( \frac{k_o}{k_s} - 1 \right) \ln \frac{r_s}{r_w}$$

令

$$s = \left( \frac{k_o}{k_s} - 1 \right) \ln \frac{r_s}{r_w} \tag{1-16}$$

则

$$\Delta P_{sk} = \frac{q_o \mu_o B_o}{2\pi k_o h} s \tag{1-17}$$

式中，$s$称表皮系数或井壁阻力系数。实际上，由于$r_s$及$k_s$难于确定，所以也无法利用式(1-16)来确定表皮系数$s$。通常都是用压力恢复曲线来确定$s$值。

完善井$s$=0，$FE$=1；增产措施后的超完善井$s$<0，$FE$>1；油层受污染的或不完善井$s$>0，$FE<1$。

由压力恢复曲线得到$s$和$\Delta P_{sk}$后，可由下式计算$P_{wf}'$：

$$P_{wf}' = P_{wf} + \Delta P_{sk}$$

下面介绍利用流动效率计算直井油气两相渗流时流入动态的方法。

①Standing方法

图1-6是Standing所做的$FE \neq 1$时的无因次流入动态曲线，图中横坐标中的$q_{o\max}$是FE=1时的最大产量。与无因次Vogel曲线一样可利用它来计算$FE \neq 1$的实际油井的流入动态曲线。也可用Vogel方程，但需要将其中的流动压力用理想完善井的流压$P_{wf}'$代替原Vogel方程中的$P_{wf}$，即

$$\frac{q_o}{q_{o\max(FE=1)}} = 1 - 0.2 \frac{p_{wf}'}{\bar{p}_r} - 0.8 \left( \frac{P_{wf}'}{\bar{P}_r} \right)^2 \tag{1-18}$$

$$P_{wf}' = \bar{P}_r - (\bar{P}_r - \bar{P}_{wf}) \cdot FE \tag{1-18a}$$

应用standing方法计算不完善井IPR曲线的步骤如下：

a.根据已知的$\bar{P}_r$及$P_{wf}$数据计算在$FE$=1时最大产量

$$P_{wf}' = \bar{P}_r - (\bar{P}_r - P_{wf}) \cdot FE$$

$$q_{o\max(FE=1)} = \frac{q_o}{1 - 0.2 \frac{P_{wf}'}{\bar{P}_r} - 0.8 \left( \frac{P_{wf}'}{\bar{P}_r} \right)^2}$$

b.预测不同流压下的产量

根据**FE**计算不同 $P_{wf}$ 对应的 $P'_{wf}$，然后由下式求相应的产量：

$$q_o = q_{o\max(FE=1)}\left[1-0.2\frac{P'_{wf}}{\overline{P}_r}-0.8\left(\frac{P'_{wf}}{\overline{P}_R}\right)^2\right]$$

**c.**根据计算结果绘制**IPR**曲线

应该注意的是用**Standing**方法计算**FE>1**的**IPR**曲线时，不应超过**Standing**提供的无因次曲线的范围（$FE=0.5\sim1.5$）。超过曲线范围之后，既无法查曲线，也不能应用上面所介绍的式**(1-18)**来计算。

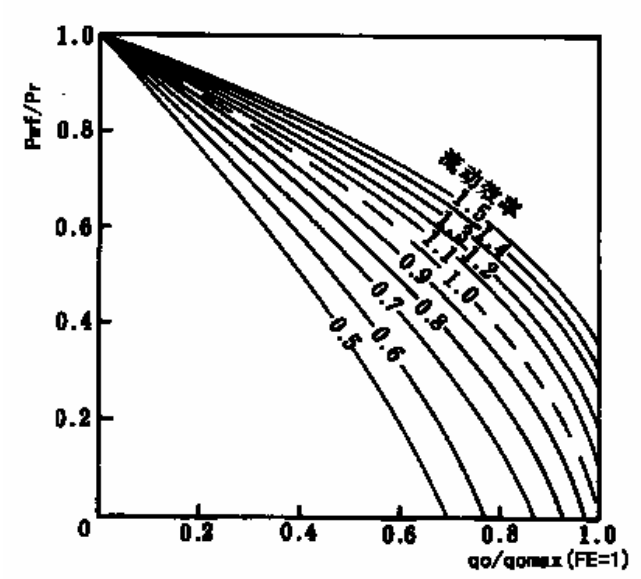



图**1-6 FE≠1**时的无因次**IPR**曲线**(standing IPR**曲线**)**

②**Harrison**方法

**Harrison**提供了 $FE=1\sim2.5$ 的无因次曲线**(**图**1-7)**，扩大了**Standing**曲线的范围。它可用来计算高流动效率井的**IPR**曲线和预测低流压下的产量。其计算步骤如下：

**a.**计算 $FE=1$ 时的 $q_{o\max}$

先求 $P_{wf}/\overline{P}_r$，然后查图**1-7**中在对应的**FE**曲线上的相应 $(q_o/q_{o\max(FE=1)})$ 值，则

$$q_{o\max(FE=1)} = q_o/\left(q_o/q_{o\max(FE=1)}\right)$$

**b.**求 $FE$ 对应的最大产量，即 $P_{wf}=0$ 时的产量 $q_{o\max(FE)}$

由图**1-7**的 $FE$ 对应曲线上查得 $P_{wf}=0$ 时的 $q_{o\max(FE)}/q_{o\max(FE=1)}$。则

$$q_{o\max(FE)} = q_{o\max(FE=1)}\left[\frac{q_{o\max(FE)}}{q_{o\max(FE=1)}}\right]$$

**c.**计算不同流压下的产量 $q_o$

由 $P_{wf}/\overline{P}_r$ 查图**1-7**中对应 *FE* 的曲线得到 $[q_o/q_{o\max(FE=1)}]$ ，则对应 $P_{wf}$ 和 *FE* 下的产量：

$$q_o = q_{o\max(FE=1)}\left[\frac{q_o}{q_{o\max(FE=1)}}\right]$$

**d.**根据计算结果绘制**IPR**曲线

**(2)斜井和水平井的 IPR 曲线**

由于斜井和水平井的流入动态与垂直井不同，所以不能把 **Vogel** 方程不加验证地直接用于斜井和水平井。

**Cheng** 对溶解气驱油藏中斜井和水平井进行了数值模拟，并用回归的方法得到了类似 **Vogel** 方程的不同井斜角井的 **IPR** 回归方程：

$$q' = A - B(P') - C(P')^2 \qquad \textbf{(1-19)}$$

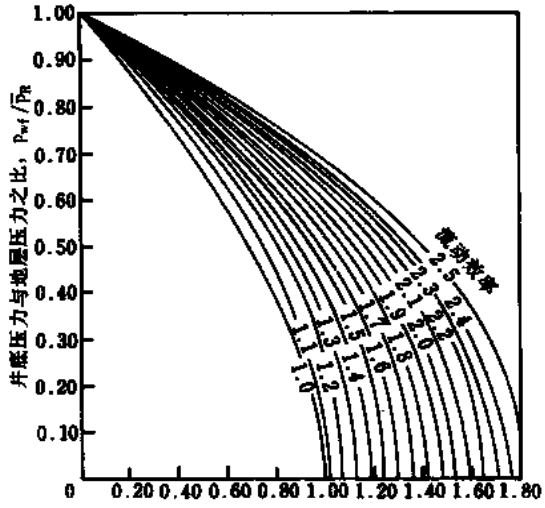



图 1-7　Harrison 无因次 IPR 曲线(FE>1)

式中，$p'=\frac{p_{wf}}{p_r}$，　$q'=\frac{q_o}{q_{o\max}}$；**A**、**B**、**C** 为取决于井斜角的系数。

| 井斜角 θ | A | B | C |
|---|---|---|---|
| 0° (直井) | 1 | 0.2 | 0.8 |
| 15° | 0.9998 | 0.2210 | 0.7783 |
| 30° | 0.9969 | 0.1254 | 0.8682 |
| 45° | 0.9946 | 0.0221 | 0.9663 |
| 60° | 0.9926 | -0.0549 | 1.0395 |
| 75° | 0.9915 | -0.1002 | 1.0829 |
| 85° | 0.9915 | -0.1120 | 1.0942 |
| 88.56° | 0.9914 | -0.1141 | 1.0964 |
| 90° | 0.9885 | -0.2055 | 1.1818 |

上述方程的优点是只需一组测试点，便可求得 **IPR** 曲线。缺点是方程没有归一化，即 $P_{wf}=0$ 时，$q_o \neq q_{o\max}$；$P_{wf}=\overline{P}_r$ 时，$q_o \neq 0$。

**Bendakhlia** 等用两种三维三相黑油模拟器研究了多种情况下溶解气驱油藏中水平井的流入动态关系。得到了不同条件下 **IPR** 曲线。曲线表明：早期的 **IPR** 曲线近似于直线，随着采收率增加，曲度增加，接近衰竭时曲度稍有减小。

**Bendakhlia** 建议用式**(1-20)**来拟合 **IPR** 曲线图版，发现吻合很好(图 **1-8)**。**v** 和 **n** 两个参数随采收率变化的关系曲线如图 **1-9** 所示。

$$\frac{q_o}{q_{o\max}}=\left[1-v\left(\frac{P_{wf}}{P_r}\right)-(1-v)\left(\frac{P_{wf}}{P_r}\right)^2\right]^n \tag{1-20}$$

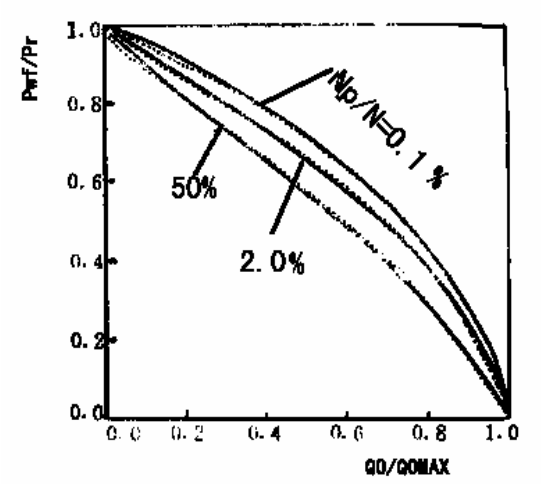



图 1-8　拟合的 IPR 曲线与实际曲线的对比
_____拟合的 IPR 曲线，……实际曲线

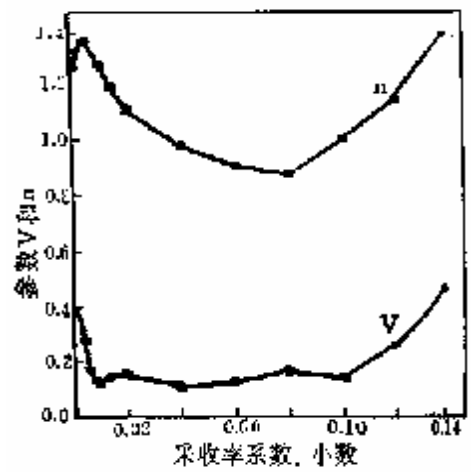



图 1-9　参数 v、n 与采收率系数之间的关系

### 1.1.3　$\overline{P}_r > P_b > P_{wf}$ 时的流入动态

当油藏压力 $\overline{P}_r$ 高于饱和压力 $P_b$，而流动压力 $P_{wf}$ 低于饱和压力时，油藏中将同时存在单相和两相流动，拟稳态条件下产量的一般表达式为：

$$q_o=\frac{2\pi kh}{\ln\frac{r_e}{r_w}-\frac{3}{4}}\int_{P_{wf}}^{\overline{P}_r}\frac{K_{ro}}{\mu_o B_o}dp$$

在 $\overline{P}_r > P_b > P_{wf}$ 的条件下，油井以定产量生产时，油藏中低于饱和压力区的气体饱和度将迅速恢复到临界饱和度 $S_{gc}$，并保持常数。因井筒附近压降大，将使气体饱和度有所增加，如图1-10所示。这样，泄油面积内按气体饱和度分为三个区域；$S_g=0$ 区，$S_g=S_{gc}$ 区和 $S_g$ 在井筒附近随压力而变化的区域。产量公式中的积分则可根据气体饱和度分区而写成三部分：

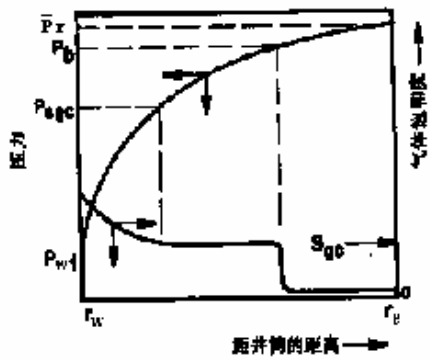



图 1-10　$\overline{P}_r > P_b > P_{wf}$ 时井周围压力和气体饱和分布示意图

$$\int_{P_{wf}}^{\overline{P}_r}\frac{K_{ro}}{\mu_o B_o}dp=\int_{P_b}^{\overline{P}_r}\frac{1}{\mu_o B_o}dp+\int_{P_{sgc}}^{P_b}\frac{K_{ro}}{\mu_o B_o}dp+\int_{P_{wf}}^{P_{sgc}}\frac{k_{ro}}{\mu_o B_o}dp$$

假定相对渗透率只是饱和度的函数，则上式可简化为：

$$\int_{P_{wf}}^{\bar{P}_r}\frac{K_{ro}}{\mu_o B_o}dp=\int_{P_b}^{\bar{P}_r}\frac{1}{\mu_o B_o}dp+K_{rc}\int_{P_{sgc}}^{P_b}\frac{1}{\mu_o B_o}dp+\int_{P_{wf}}^{P_{sgc}}\frac{K_{ro}}{\mu_o B_o}dp$$

则产量公式为：

$$q_o=\frac{2\pi kh}{\ln\frac{r_e}{r_w}-\frac{3}{4}}\left[\int_{P_b}^{\bar{P}_r}\frac{1}{\mu_o B_o}dp+K_{rc}\int_{P_{sgc}}^{P_b}\frac{1}{\mu_o B_o}dp+\int_{P_{wf}}^{P_{sgc}}\frac{K_{ro}}{\mu_o B_o}dp\right] \qquad \textbf{(1-21)}$$

式中 $K_{rc}$—对应于 $S_{gc}$ 的相对渗透率。

显然，利用式**(1-21)**计算不同流压下的产量是很麻烦的，它不仅需要不同压力下的流体性质参数及相对渗透率与饱和度及其与压力的关系。在油井设计和分析中通常是采用一些近似的简便方法。但是应用式**(1-20)**计算的结果，要比简便方法更符合实际测试结果。下面介绍一种常用的简化方法。

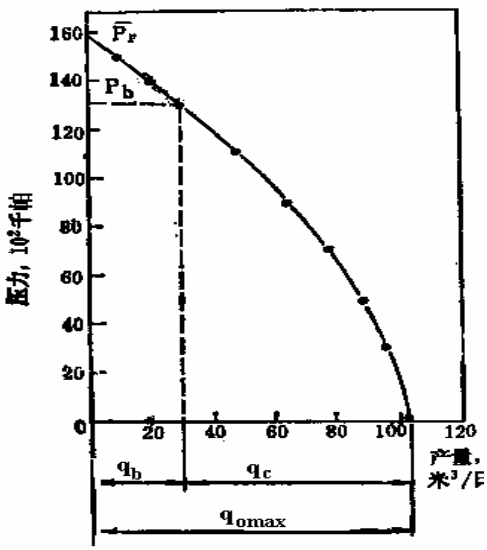



图 **1-11** 组合型 **IPR** 曲线

在 $\bar{P}_r > P_b$ 时典型的**IPR**曲线如图**1-11**所示。 在 $P_{wf} > P_b$ 时，由于油藏中全部为单相液体流动，采油指数**J**为常数，**IPR**曲线为直线。此时的流入动态可用下式表示：

$$q_o = J(\bar{P}_r - P_{wf}) \qquad \textbf{(1-22)}$$

采油指数可由测试结果求得：

$$J=\frac{q_{otest}}{\bar{P}_r - P_{wftest}} \qquad \textbf{(1-23)}$$

流压等于饱和压力时的产量 $q_b$ 为：

$$q_b = J(\bar{P}_r - P_b) \qquad \textbf{(1-24)}$$

当 $P_{wf} < P_b$ 后，油藏中出现两相流动，**IPR**曲线将由直线变成曲线。如果用 $P_b$ 及 $q_c$ 代替**Vogel**方程中的 $\bar{P}_r$ 及 $q_{\max}$，则可用**Vogel**方程来描述 $P_{wf} < P_b$ 时的流入动态。由此可得：

$$q_o = q_b + q_c\left[1-0.2\frac{P_{wf}}{P_b}-0.8\left(\frac{P_{wf}}{P_b}\right)^2\right] \qquad P_{wf} > P_b \qquad \textbf{(1-25)}$$

分别对**(1-22)**和**(1-25)**求导

$$\frac{dq_o}{dP_{wf}} = -J$$

$$\frac{dq_o}{dP_{wf}} = -0.2\frac{q_c}{P_b}-1.6q_c\frac{P_{wf}}{P_b^2}$$

在 $P_{wf} = P_b$ 点， 上述两个导数相等，即

$$-J = 0.2\frac{q_c}{P_b}-1.6q_c\frac{1}{P_b}$$

则

$$q_c=\frac{JP_b}{1.8} \tag{1-26}$$

将 $J=q_b/(\overline{P}_r-P_b)$ 代入式(1-26)，得

$$q_c=\frac{q_b}{1.8(\frac{\overline{P}_r}{P_b}-1)} \tag{1-26a}$$

如果测试时的流压高于饱和压力(即 $P_{wftest}>P_b$)，则可直接用式(1-23)、(1-24)和(1-26)求得J、$q_b$ 和 $q_c$ 后用式(1-25)计算不同流压下的产量，从而绘出相应的IPR曲线。

如果测试时流压低于饱和压力(即 $P_{wftest}<P_b$ )，则不能用式(1-23)来求单相流动时的采油指数J。但根据式(1-23)、(1-25)和(1-26)可得到：

$$J=\frac{q_o}{\overline{P}_r-P_b+\frac{P_b}{1.8}[1-0.2(\frac{P_{wf}}{P_b})-0.8(\frac{P_{wf}}{P_b})^2]} \tag{1-27}$$

只要将测试得到的产量、流压及 $\overline{P}_r$ 和 $P_b$ 代入式(1-27)便可求得 $P_{wf}>P_b$ 条件下的单相流的采油指数。

### 1.1.4 油气水三相 IPR 曲线

Petrobras 提出了一种计算三相流动 IPR 曲线的方法。

如图 1-12 示，曲线 A 为 $f_w$=0时油层的 IPR 曲线，称油 IPR 曲线；B 为 $f_w$=100%时的 IPR 曲线，称水 IPR 曲线；曲线 C 为某一含水率时的 IPR 曲线，称为油气水三相综合 IPR 曲线。

Petrobras 方法计算综合 IPR 曲线的实质是按含水率取纯油 IPR 曲线和水 IPR 曲线的加权平均值。当已知测试点计算采液指数时，是按产量加权平均；当预测产量或流压时是按流压加权平均。

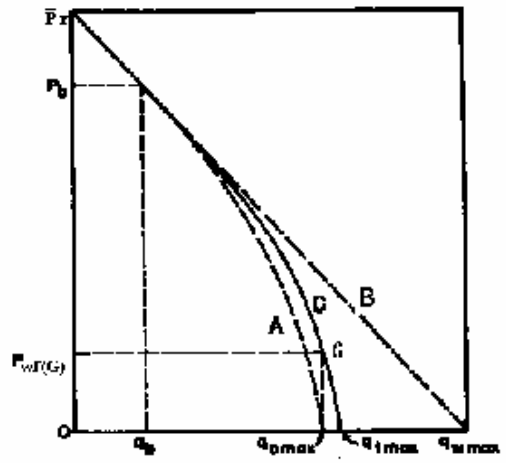



图 1-12 油气水三相 IPR 曲线

**(1)采液指数计算**

已知一个测试点：$P_{wftest}$、$q_{ttest}$ 和饱和压力 $P_b$ 及油藏压力 $\overline{P}_r$。

① $P_{wftest}\geq P_b$，则 $J_l=\frac{q_{ttest}}{\overline{P}_r-P_{wftest}}$

② $P_{wftest}<P_b$

因为

$$q_{oil}=q_b+(q_{o\max}-q_b)\left\{1-0.2\left(\frac{P_{wftest}}{P_b}\right)-0.8\left(\frac{P_{wftest}}{P_b}\right)^2\right\}$$

$$q_{water}=J_l(\overline{P}_r-P_{wftest})$$

其中 $$q_b=J_l(\overline{P}_r-P_b)$$

$$q_{o\max}-q_b=\frac{J_lP_b}{1.8}$$

$$q_{o\max}=q_b+\frac{J_lP_b}{1.8}$$

则可推出采液指数

$$J_l=\frac{q_{ttest}}{(1-f_w)\left(\overline{P}_r-P_b+\frac{P_b}{1.8}A\right)+f_w(\overline{P}_r-P_{wftest})} \qquad (1\text{-}28)$$

$$A=1-0.2\left(\frac{P_{wftest}}{P_b}\right)-0.8\left(\frac{P_{wftest}}{P_b}\right)^2$$

式中 $q_{ttest}$—对应流压 $P_{wftest}$ 时总产液量；

$q_{oil}$—在 $P_{wftest}$ 下纯油 IPR 曲线的产油量；

$q_{water}$—在 $P_{wftest}$ 下水 IPR 曲线的产水量；

$f_w$—含水率，小数；

$q_{o\max}$—油 IPR 曲线的最大产油量。

**(2)某一产量 $q_t$ 下的流压 $P_{wf}$ 计算**

① $0<q_t<q_b$ ，则

$$P_{wf}=\overline{P}_r-\frac{q_t}{J_l}$$

② $q_b<q_t<q_{o\max}$，则按流压加权平均进行推导

$$P_{wf}=(1-f_w)P_{wfoil}+f_wP_{wfwater}$$

式中 $P_{wfoil}$—对应产量 $q_t$ 时纯油 IPR 曲线上的流压；

$P_{wfwater}$—对应产量 $q_t$ 时水 IPR 曲线上的流压。

用组合 IPR 曲线计算：

$$P_{wfoil}=0.125P_b\left[-1+\sqrt{81-80\left(\frac{q_t-q_b}{q_{o\max}-q_b}\right)}\right]$$

用恒定的生产指数公式计算 $P_{wfwater}$ ： $p_{wfwater}=\overline{P}_r-\frac{q_t}{J_l}$

于是可推出：

$$P_{wf}=f_w\left(\overline{P}_r-\frac{q_t}{J_l}\right)+0.125(1-f_w)P_b\left[-1+\sqrt{81-80(\frac{q_t-q_b}{q_{o\max}-q_b})}\right] \qquad (1\text{-}29)$$

③若 $q_{o\max}<q_t<q_{t\max}$，则综合 IPR 曲线的斜率可近似常数。

因为 $$\left.\frac{dP_{wf}}{dq_t}\right|_{q_t=q_{o\max}}=\frac{8f_w-9}{J_l}$$

所以 $$P_{wf}=f_w(\bar{P}_r-\frac{q_{o\max}}{J_l})+\frac{(q_t-q_{o\max})(8f_w-9)}{J_l} \quad \textbf{(1-30)}$$

### 1.1.5 多层油藏油井流入动态

前面的讨论主要是针对单层油藏或层间差异不大的多层油藏。下面介绍各层间差异较大而又合采时的油井流入动态。

如果把具体的多层油藏简化为图**1-13a**所示的情况，并假定层间没有窜流，则油井总的**IPR**曲线及分层**IPR**曲线如图**1-13b**所示。在流压开始低于**14MPa**后，只有第三个层工作；当流压降低到**12MPa**和**10MPa**后，则**I**层和**II**层陆续出油。总的**IPR**曲线则是分层的迭加。其特点是：随着流压的降低，由于参加工作的小层数增多，产量将大幅度增加，采油指数也随之而增大。

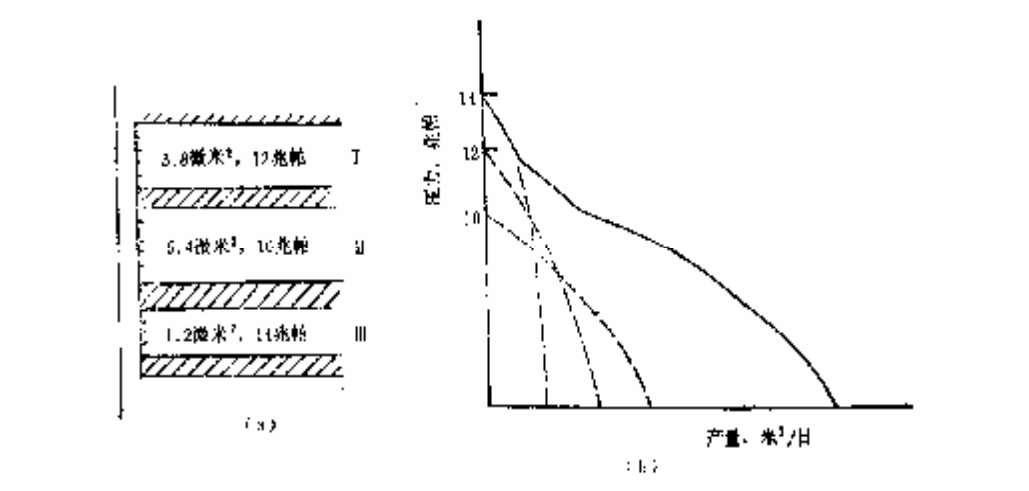



图**1-13** 多层油藏油井流入动态

对于层间差异较大的水驱油藏，采用多层合采时将会出现高渗透层单独水淹，而中、低渗透层仍然产油的情况。其油井的流入动态及其含水的变化将与油、水层的压力及采油和产水指数有关。表**1-1**为某井的测试数据，图**1-14**为根据测试数据绘制的**IPR** 曲线及含水变化曲线。

由产油动态(油的**IPR**曲线)及产水动态(水的**IPR**曲线)与纵坐标的交点可求得该井生产时油层和水层的静压分别为**14.25**和**18MPa**。由产液动态(总的**IPR**曲线)与纵轴的交点可求得该井关井时的静压为**15.3MPa**。图中的**AB**线为在井底流压高于油层压力时水层向油层的转渗动态。其相应的产液指数 $J_l$、产水指数 $J_w$ 及采油指数 $J_o$ 分别为：

$$J_l=\frac{64}{(15.3-10)}=12.1\,\mathrm{m^3/(d.MPa)}$$

$$J_w=\frac{26}{(18-10)}=3.25\ \ \mathrm{m^3/(d.MPa)}$$

$$J_o=\frac{38}{(14.25-10)}=8.94\ \mathrm{m^3/(d.MPa)}$$

表**1-1**　某含水井测试资料

| 产液量 $Q_L$ (m³/d) | 含水 $f_w$ (wt%) | 流　压 $P_{wf}$ (MPa) | 产油量 $Q_o$ (m³/d) | 产水量 $Q_w$ ( m³/d) |
|---|---|---|---|---|
| 22 | 68.2 | 13.5 | 7 | 15 |
| 37 | 51.4 | 12.3 | 18 | 19 |
| 52.5 | 43.8 | 11.0 | 29.5 | 23 |

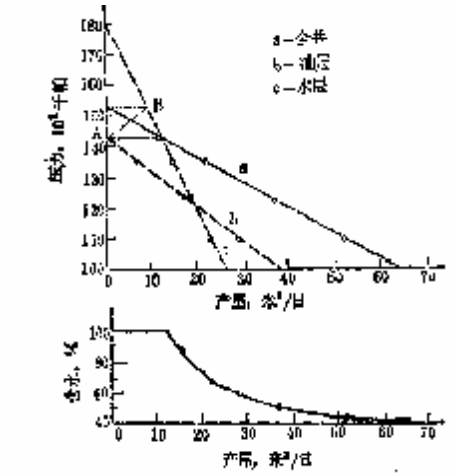



图 **1-14**　含水油井流入动态与含水变化 ( $P_{sw}>P_{so}$ )

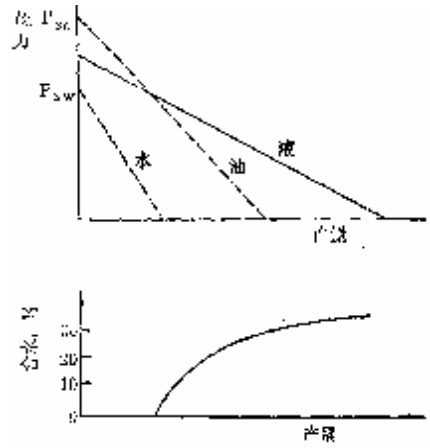



图 **1-15**　含水油井流入动态曲线 ( $P_{so}>P_{sw}$ )

井底流压降低到油层静压**(14.25MPa)**之前，油层不出油，水层产出的一部分水转渗入油层，油井含水为**100**%。当流压低于油层静压后，油层开始出油，油井含水随之而降低。只要水层压力高于油层压力，油井含水必然随流压的降低而降低，与采油指数是否高于产水指数无关，而后者只影响其降低的幅度。这种情况下，放大压差提高产液量不仅可增加产油量，而且可降低含水。

当油层压力高于水层压力时，则出现完全相反的情况**(**图**1-15)**。油井含水将随流压的降低而上升，上升的幅度除与油、水层间的压力差有关外，还与产水和采油指数的相对大小有关。对于这种情况，放大压差生产虽然也可以提高油量，但会导致含水上升。

当油层与水层压力相等或油水同层时，含水将不随产量而改变。

上面所提到的含水随产油量的变化与油、水层压力相对大小之间的关系，对具有直线型**IPR** 曲线的含水井，可由油、水及总的**IPR**曲线之间的几何关系得到证明。

根据上面介绍的方法，对于简单情况下的多层油藏含水井，可以通过合层测试所得的**IPR**曲线来分析油、水层的情况及其含水变化规律。

对于多层见水、而水淹程度又差异较大的复杂情况，虽然也可以用上述方法绘制油、水和综合IPR曲线及其含水变化曲线，但它所说明的主要是全井综合情况，或者只能定性说明出油层及出水层的情况。要确切掌握分层的流入动态，必须进行分层测试。

## 1.2 井筒气液两相流基本概念

无论哪种举升方式的油井在井筒中流动的大都是油-气或油-气-水三相混合物。对采油来说，油、气、水混合物在井筒中的流动规律-井筒多相流理论是研究各种举升方式油井生产规律共同的基本理论。在许多情况下，油井生产系统的总压降大部分是用来克服混合物在油管中流动时的重力和摩擦损失。它不仅关系到油井能否自喷及机械采油设备的负荷，而且决定着可能获得的最大产量。为了掌握油井生产规律及合理地控制和调节油井工作方式，必须熟悉气-液混合物在油管中的流动规律。

多相管流，由于其流体的非均质性和流动型态的多变性，目前还没有切实可用的严格的数学解。对这一问题的研究大多是从基本方程出发，利用实验资料进行相关分析和因次分析等来相关各个变量的近似关系。半个世纪以来已经提出了许多计算多相管流的方法，但由于实验条件限制和差异，以及研究过程中对某些因素的不同考虑，使得各种方法的使用范围、计算工作的繁简程度及计算结果各有不同。本节除了讲述有关多相垂直管流的基本概念外，仅就计算较简便、在实际中又应用得较多的 **Orkiszewski** 和 **Beggs-Brill** 方法做一介绍。

### 1.2.1 井筒气液两相流动的特性

**(1)与单相液流的比较**

当油井的井口压力高于原油饱和压力时，井筒内流动着的是单相液体。其流规律与普通水力学中单相液体的流动规律完全相同。

原油从油层流到井底后具有的压力(简称流压)，既是油藏流体油流到井底后的剩余压力，同时又是沿井筒向上流动的动力。如果流压足够高，在平衡了相当于井深的静液柱压力和克服流动阻力之后，在井口尚有一定的剩余压力(称油管压力)，则原油将通过油管和地面管线流到计量站。根据普通水力学的概念，此时油管中的压力平衡等式应为：

$$P_{wf}=P_H+P_{fr}+P_{wf}$$

式中 $P_{wf}$ —井底流动压力；

$P_H$ —井内静液柱压力；

$P_{fr}$ —摩擦阻力；

$P_{wf}$ —井口油管压力。

单相管流的能量来自液体的压力(井底流压)，其能量消耗于克服重力及摩擦阻力。在单相水平管中没有克服液柱重力的能量消耗；而在井筒中，井底压力大部分消耗在克服液柱重力上。

当自喷井的井底压力低于饱和压力时，则整个油管内部都是气-液两相流动。当井

底压力高于饱和压力而井口压力低于饱和压力时，油流上升过程中其压力低于饱和压力后，油中溶解的天然气开始从油中分离出来，油管中便由单相液流变为气-液两相流动。液流中增加了气相之后，其流动型态(流型)与单相垂直管流有很大差别，流动过程中的能量供给和消耗关系要复杂得多。油气液上升过程中，气体膨胀能是一个很重要的方面。一些溶解气驱油藏的自喷井，流压很低，主要是靠气体膨胀能来维持油井自喷。气举井则主要是依靠从地面供给的高压气来举升液体。

实践表明，并非所有的气体膨胀能量都可以有效地举油，它取决于气体在举升系统中作功的条件，如油气在油管中气液的分布状态及流速。油气在流动过程中的分布状态不同，气体膨胀举油的条件不同，其流动规律也不相同。

在单相管流中，由于液体压缩性很小，各个断面的体积流量和流速相同。在多相管流中，沿井筒自下而上随着压力不断降低，气体不断从油中分出和膨胀，使混合物的体积流量和流速不断增大，而混合物密度则不断减小。

多相垂直管流的压力损失除重力和摩擦阻力外，还有由于气流速度增加所引起的动能变化造成的损失。另外，在流动过程中，混合物密度和摩擦力沿程随气-液体积比、流速及混合物流动结构而变化。

**(2)气液混合物在垂直管中的流动结构—流动型态的变化**

油气混合物的流动结构是指流动过程中油、气的分布状态(图 **1-16**)，也称为流动型态，简称流型。与油气体积比、流速及油气的界面性质有关。不同流动结构的混合物有各自的流动规律，因此，可按其流动结构把混合物的流动分为不同的流动类型。

如图 **1-16a** 所示，在井筒中从低于饱和压力的深度起，溶解气开始从油中分离出来，这时，由于气量少，压力高，气体都以小气泡分散在液相中，气泡直径相对于油管直径要小很多。这种结构的混合物的流动称为泡流。由于油、气密度的差异和泡流的混合物平均流速小，因此，在混合物向上流动的同时，气泡上升速度大于液体流速，气泡将从油中超越而过，这种气体超越液体上升的现象称为滑脱。泡流的特点是：气体是分散相，液体是连续相；气体主要影响混合物密度，对摩擦阻力的影响不大；滑脱现象比较严重。

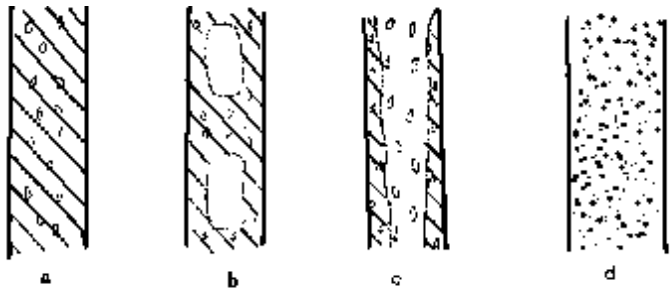



图 **1-16**　气体混合物的流动结构(流型)示意图

**a**-泡流；**b**-段塞流；**c**-环流；**d**-雾流

当混合物继续向上流动，压力逐渐降低，气体不断膨胀，小气泡将合并成大气泡，直到能够占据整个油管断面时，在井筒内将形成一段油一段气的结构(图 **1-16b**)。这种

结构的混合物的流动称为段塞流。出现段塞后，大气泡托着油柱向上流动，气体的膨胀能得到较好的发挥和利用。但这种气泡举升液体的作用很象一个破漏的活塞向上推油。在段塞向上运动的同时，沿管壁还有油相对于气泡向下流动。虽然如此，在油气段塞结构情况下，油、气间的相对运动要比泡流小，滑脱也小。一般自喷井内，段塞流是主要的。

随着混合物继续向上流动，压力不断下降，气相体积继续增大，泡弹状的气泡不断加长，逐渐由油管中间突破，形成油管中心是连续的气流而管壁为油环的流动结构，这种流动称为环流(图 **1-16c**)。在环流结构中，气液两相都是连续的，气体举油作用主要是靠摩擦携带。

在油气混合物继续上升过程中，如果压力下降使气体的体积流量增加到足够大时，油管中内流动的气流芯子将变得很粗，沿管壁流动的油环变得很薄，此时，绝大部分油都以小油滴分散在气流中，这种流动结构称为雾流(图 **1-16d**)。雾流的特点是：气体是连续相，液体是分散相；气体以很高的速度携带液滴喷出井口；气、液之间的相对运动速度很小；气相是整个流动的控制因素。

根据以上讨论，油井中可能出现的流型自下而上依次为：纯油流、泡流、段塞流、环流和雾流(图 **1-17**)。

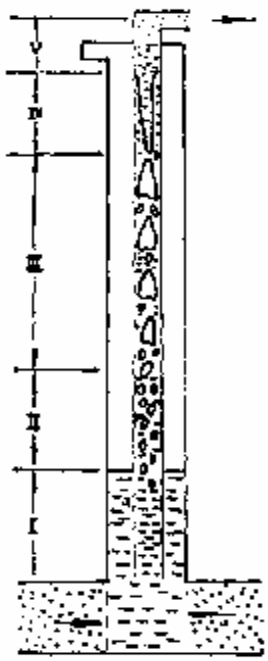



图 **1-17**　油气沿井筒喷出时的流型变化示意图
Ⅰ—纯油流；Ⅱ—泡流；Ⅲ—段塞流；
Ⅳ—环流；Ⅴ—雾流

图 **1-17** 只是为了说明油井生产时各种流型在井筒中的分布和变化情况的示意图。实际上，在同一口井内，不会出现如图所示的完整的流型变化。特别是在一口自喷井内不可能同时存在纯油流和雾流的情况。环流和雾流只是出现在混合物流速和气液比很高的情况下。因此，除某些高产量凝析气井和含水气井外，一般油井都不会出现环流和雾流。

区分不同的流型并研究其流动规律，对于气—液两相垂直管流计算是十分重要的。但由于其流动的复杂性，不同研究者根据自己在实验中的观察和实验结果，在计算中对流型的描述和划分标准也不尽相同。

**(3)滑脱损失的概念**

井筒气液两相流动中，通常用来克服混合物液柱重力所消耗的能量远比其它能量消耗要大。重力消耗的大小直接取决于井深和混合物密度。而混合物的密度与滑脱现象有关。

在气-液两相管流中，由于气体和液体间的密度差而产生气体超越液体流动的现象称为滑脱。出现滑脱之后将增大气液混合物的密度，从而增大混合物的静水压头(即重力消耗)。因滑脱而产生的附加压力损失称为滑脱损失。通常，是用有滑脱时混合物的密度 $\rho_m$ 与不考虑滑脱(认为无滑脱)而只按气、液体积流量计算的混合物密度 $\rho'_m$ 之差 $\Delta\rho_m$ 来表示单位管长上的滑脱损失，即

$$\Delta\rho_m=\rho_m-\rho'_m$$

不考虑滑脱，即认为油气之间不存在相对运动时，某一深度的混合物密度可由下式计算：

$$\rho'_m=\frac{Q_l\rho_l+Q_g\rho_g}{Q_l+Q_g} \qquad \textbf{(1-31)}$$

式中 $\rho'_m$—无滑脱时就地的混合物密度；

$Q_l$—液体的体积流量；

$Q_g$—就地气的体积流量；

$\rho_l$、$\rho_g$—油、气的密度。

式(1-31)中的 $Q_i$、$Q_g$ 和 $\rho_l$、$\rho_g$ 及 $\rho_m$ 均为该深度压力 P 及温度 T 下的相应值。

通过每个断面的液体和气体流量应分别等于各自的真实流速($v_o$,$v_g$)与流过断面(图1-18)的乘积。

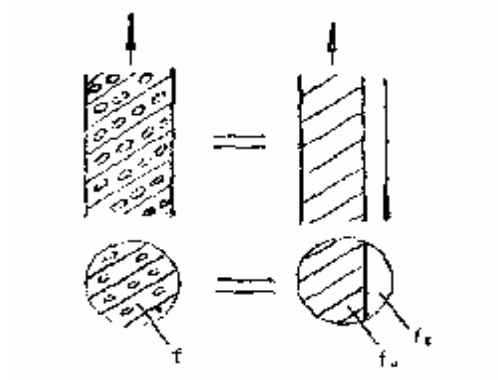


图 1-18 气液两相流流动断面简图

而 $f=f_g+f_l$

在无滑脱时，$v_o=v_g=v_m$，所以

$$Q_g+Q_l=v_m f$$

这样，式(1-31)可写成

$$\rho'_m=\frac{f_l\rho_l+f_g\rho_g}{f_l+f_g} \qquad \textbf{(1-31a)}$$

式中，$f_l$—液相所占的流动断面面积；

$f_g$—气相所占的流动断面面积；

$f$—流动断面的总面积；

$v_l$、$v_g$、$v_m$—液相、气相和混合物的流速。

如果忽略气体的密度，则

$$\rho'_m\approx\frac{f_l}{f}\rho_l \qquad \textbf{(1-31b)}$$

显然，液相的流动断面增大将引起混合物密度的增加。

存在滑脱时，气体速度将大于液流速度($v_g>v_l$)。

为了便于比较和分析存在和不存在滑脱时的混合物密度，假定：两种情况下液、气体积流量不变。由于有滑脱时，气体流速大，液体流速小，为了保持体积流量不变，气

体过流断面将减小为 $f_g'$，而液体的过流断面将增加为 $f_l'$ 。考虑滑脱后分相过流断面的变化

$$\Delta f' = f_l' - f_l = -(f_g' - f_g)$$

存在滑脱时的混合物密度 $\rho_m$ 可表示为：

$$\begin{aligned}\rho_m &= \frac{f_l'\rho_l + f_g'\rho_g}{f} \\ &= \frac{(f_l+\Delta f)\rho_l + (f_g-\Delta f)\rho_g}{f} \\ &\approx \frac{(f_l+\Delta f)\rho_l}{f}\end{aligned} \tag{1-32}$$

由式**(1-31b)**和**(1-32)**可得单位管长上滑脱损失为：

$$\Delta\rho_m = \frac{\Delta f}{f}\rho_l \tag{1-33}$$

上面的讨论仅仅是为了说明由于滑脱而引起附加压力损失的物理概念。在实际计算中不能直接应用简单的式**(1-32)**来计算滑脱。因为，$\Delta f$ 是未知的，也是实验中难以测量的参数。通常是直接研究存在滑脱时不同流型下混合物密度 $\rho_m$ 的确定方法；或者用式**(1-31)**计算 $\rho_m'$ ，而用矿场资料相关分析求出包含滑脱在内的摩擦阻力系数来进行多相垂管流计算。

### 1.2.2 井筒气液两相流能量平衡方程及压力分布计算步骤

流体在管内流动规律的研究都是从能量平衡入手，建立能量平衡方程。其中最关心的是沿程的压力分布，也就是沿程的压力梯度。因为，知道压力梯度就可以知道管内各处的压差，从而据此计算流量；或者根据流量计算压差及各处的压力。

**(1)能量平衡方程推导**

对任何流体流动系统都可根据能量守衡定律写出两个流动断面间的能量平衡关系：

进入断面 1 的流体能量 + 在断面 1 和 2 之间对流体额外所做的功 = 在断面 1 和 2 之间耗失的能量 + 从断面 2 流出的流体能量

根据流体力学及热力学，对质量为 **m** 的任何流动的流体，在某一状态参数下**(P、T)**和某一位置上所具有的能量包括：内能 **U**；位能 **mgh**；动能 $\frac{mv^2}{2}$；压缩或膨胀能 **PV**。

据此，就可写出图 **1-19** 所示的多相管流断面 **1** 和断面 **2** 的流体的能量平衡关系。为了得到各种管流能量平衡的普遍关系，图中选用了倾斜管流。

$$U_1 + mgZ_1\sin\theta + \frac{mv_1^2}{2} + P_1V_1 - q = U_2 + mgZ_2\sin\theta + \frac{mv_2^2}{2} + P_2V_2 \tag{1-34}$$

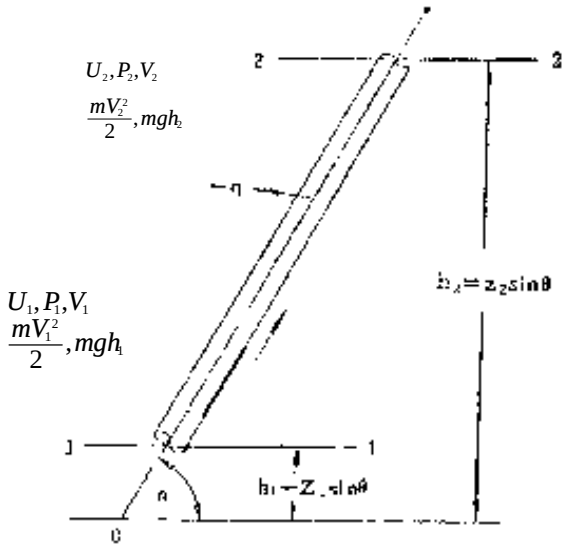



图 **1-19**　倾斜管流能量平衡关系示意图

式中　$m$—流体质量，**kg**；

$V$—流体体积，$m^3$；

$P$—压力，**Pa**；

$g$—重力加速度，$m/s^2$；

$q$—管子中心线与参考水平面的夹角，度；

$Z$—液流断面沿管子中心线到参考水平面的距离，**m**；

$U$—流体的内能，包括分子运动所具有的内部动能及分子间引力引起的内部位能，以及化学能、电能…等，**J**；

$v$—流体通过断面的平均流速，**m/s**。

式**(1-34)**中，除了内能 **U** 外，其它参数可用测量的办法求得。

内能虽然不能直接测量和计算其绝对值，但可求得两种状态下的相对变化。根据热力学第一定律，对于可逆过程：

$$dq=dU+PdV$$

或　　$$dU=dq-PdV$$

式中，$dq$ 为系统与外界交换的热量；$dU$ 和 $PdV$ 分别为系统进行热交换时，在系统内所引起的流体内能的变化和由于流体体积改变 $dV$ 后克服外部压力所做的功。

对于这里所研究的不可逆过程来讲：

$$dq+dq_r=dU+PdV$$

式中　$dq_r$—摩擦产生的热量。

若以 $dl_w$ 表示摩擦消耗的功，$dq_r=dl_w$，则由上式可得：

$$dq=dU+PdV-dl_w$$

或　　$dU=dq-PdV+dl_w$　　**(1-35)**

改写式**(1-34)**，可得到两个流动断面之间的能量平衡方程：

$$\Delta U+\Delta(mgZ\sin\theta)+\Delta(\frac{mv^2}{2})+\Delta(PV)-q=0 \qquad \textbf{(1-35a)}$$

将式**(1-29a)**写成微分形式：

$$dU+mvdv+mg\sin\theta dZ+d(PV)-dq=0 \qquad \textbf{(1-35b)}$$

将式**(1-30)**代入式**(1-29b)**，并简化后得：

$$VdP+mvdv+mg\sin\theta dZ+dl_w=0 \qquad \textbf{(1-36)}$$

积分上式我们就可得到压力为 $P_1$ 和 $P_2$ 两个流动断面的能量平衡方程：

$$\int_{P_1}^{P_2}VdP+\Delta(\frac{mv^2}{2})+\Delta(mgZ\sin\theta)+L_w=0 \qquad \textbf{(1-36a)}$$

取单位质量的流体 **m=1** ，将代入式**(1-36)**后可得：

$$\frac{1}{r}dP+vdv+g\sin qdZ+dl_w=0 \qquad \textbf{(1-36b)}$$

式中　ρ—流体密度，**kg/m³**。

用压力梯度表示，则可写成为：

$$\frac{dP}{dZ}+\rho v\frac{dv}{dZ}+\rho g\sin\theta+\frac{dI'_w}{dZ}=0 \qquad \textbf{(1-37)}$$

由此可得：

$$\frac{dP}{dZ}=-[\rho v\frac{dv}{dZ}+\rho g\sin\theta+\frac{dI'_m}{dZ}] \qquad \textbf{(1-37a)}$$

$\frac{dP}{dZ}$ 为单位管长上的总压力损失**(**总压力降**)**；$\rho v\frac{dv}{dZ}$ 为由于动能变化而损失的压力，或称加速度引起的压力损失；$rg\sin q$ 为克服流体重力所消耗的压力；$\frac{dI'_w}{dZ}$ 为克服各种摩擦阻力而消耗的压力。

令

$$(\frac{dP}{dZ})_{举高}=\rho g\sin\theta$$
$$(\frac{dP}{dZ})_{加速度}=\rho v\frac{dv}{dZ}$$
$$(\frac{dP}{dZ})_{摩擦}=\frac{dI_w}{dZ}$$

则　　$\frac{dP}{dZ}=(\frac{dP}{dZ})_{举高}+(\frac{dP}{dZ})_{摩擦}+(\frac{dP}{dZ})_{加速度}$

根据流体力学管流计算公式

$$(\frac{dP}{dz})_{摩擦}=f\frac{p}{d}\frac{v^2}{2}$$

式中　$f$ —摩擦阻力系数；

$d$ —管径，**m**。

在 **Z** 的方向为由下而上的坐标系中 $\frac{dP}{dZ}$ 为负值，如果我们取 $\frac{dP}{dZ}$ 为正值，则

$$\frac{dP}{dZ}=\rho g\sin\theta+\rho v\frac{dv}{dZ}+f\frac{\rho}{d}\frac{v^2}{2} \tag{1-38}$$

式(1-38)是适合于各种管流的通用压力梯度方程。

对于水平管流，因 $\theta=0,\left(\frac{dP}{dZ}\right)_{举高}=0$。若用 $x$ 表示水平流动方向的坐标，则

$$\frac{dP}{dx}=rv\frac{dv}{dx}+f\frac{r}{d}\frac{v^2}{2} \tag{1-39}$$

对于垂直管流，$q=90°$，$\sin q=1$，若以 h 表示高度，则

$$\frac{dP}{dh}=rg+rv\frac{dv}{dh}+f\frac{r}{d}\frac{v^2}{2} \tag{1-40}$$

为了强调多相混合物流动，将方程中的各项流动参数加下角“m”,则

$$\frac{dP}{dh}=r_m g\sin q+r_m v_m\frac{dv_m}{dZ}+f_m\frac{r_m}{d}\frac{v_m^2}{2} \tag{1-41}$$

式中 $r_m$—混合物的密度；

$v_m$—混合物的流速；

$f_m$—混合物流动时的摩擦阻力系数。

单相液体垂直管液流的$\left(\frac{dP}{dZ}\right)_{加速度}=0$；单相液体水平管流的$\left(\frac{dP}{dZ}\right)_{举高}$及$\left(\frac{dP}{dZ}\right)_{加速度}$均为零。对于气-液多相管流，如果流速不大，则$\left(\frac{dP}{dZ}\right)_{加速度}$很小，可以忽略不计。

只要求得 $r_m$、$v_m$及 $f_m$就可计算出压力梯度。但是，如前所述，多相管流中这些参数沿程是变化的，而且在不同流动型态下的变化规律也各不相同。所以，研究这些参数在流动过程中的变化规律及计算方法是多相管流研究的中心问题。不同研究者通过实验研究提出了各自计算这些参数的方法。

**(2)多相垂直管流压力分布计算步骤**

根据多相管流的压力梯度就可计算出沿程压力分布。由于多相管流中每相流体影响流动的物理参数(密度、粘度等)及混合物密度和流速都随压力和温度而变，沿程压力梯度并不是常数。因此，多相管流需要分段计算，并要预先求得相应段的流体性质参数。然而，这些参数又是压力和温度的函数，压力却又是计算中需要求得的未知数。所以，多相管流通常采用迭代法进行计算。有两种不同的迭代途径：按深度增量迭代和按压力增量迭代。

**1)**按深度增量迭代的步骤

①已知任一点(井口或井底)的压力 $P_o$作为起点，任选一个合适的压力降 $\Delta P$作为计算的压力间隔。一般选 $\Delta P=0.5\sim1.0MPa$，具体要根据流体流量(油井的气、液产量)、管长(井深)及流体性质来定。

②估计一个对应 $\Delta P$的深度增量 $\Delta h$，以便根据温度梯度估算该段下端的温度 $T_1$ 。

③计算出该管段的平均温度 $\overline{T}$ 及平均压力 $\overline{P}$ ，并确定在该 $\overline{T}$ 和 $\overline{P}$ 下的全部流体性质参数(溶解气油比 $R_g$、 原油体积系数 $B_o$和粘度 $\mu_o$、 气体密度 $\rho_g$ 和粘度 $\mu_g$，混合物

粘度 $\mu_m$ 及表面张力 $s$ …等)。

④计算该段的压力梯度 $\frac{dP}{dh}$。

⑤计算对应于 $\Delta P$ 的该段管长(深度差) $\Delta h_{计}$。

⑥将第...步计算得的 $\Delta h_{计}$ 与第②步估计的 $\Delta h$ 进行比较，两者之差超过允许范围，则以新的 $\Delta h$ 作为估算值，重复②～⑤的计算，使计算的与估计的 $\Delta h$ 之差在允许范围 $\varepsilon$ 内为止。

⑦计算该段下端对应的深度 $L_i$ 及压力 $P_i$

$$L_i=\sum_{j=1}^{i}\Delta h_j \qquad P_i=P_o+i\Delta P$$

$$i=1,2,3,\cdots n$$

⑧以 $L_i$ 处的压力为起点，重复②～⑦步，计算下一段的深度 $L_{i+1}$ 和压力 $P_{i+1}$，直到各段的累加深度等于或大于管长( $L_n \geq L$ )时为止。

**2)**按压力增量迭代的步骤

①已知任一点(井底或井口)的压力 $P_0$，选取合适的深度间隔 $\Delta h$ (一般可选 **50**～**100** 米，可将管 $L$ 等分为 **n** 段)。

②估计一个对应于计算间隔 $\Delta h$ 的压力增量 $\Delta P$。

③计算该段的 $\overline{T}$ 和 $\overline{P}$ ，以及 $\overline{P}$、$\overline{T}$ 下的流体性质参数。

④计算该段压力梯度 $\left(\frac{dP}{dh}\right)_o$

⑤计算对应于 $\Delta h$ 的压力增量 $\Delta P_i=\Delta h\left(\frac{dP}{dh}\right)_o$

⑥比较压力增量的估计量 $\Delta P$ 与计算值 $\Delta P_i$ ，若二者之差不在允许范围内，则以计算值作为新的估计值，重复第②～⑤步，使两者之差在允许范围 $\varepsilon_o$ 之内为止。

⑦计算该段下端对应的深度 $L_i$ 和压力 $P_i$

$$L_i=i\times\Delta h \qquad P_i=P_o+\sum_{1}^{i}\Delta P_i$$

⑧以 $L_i$ 处的压力 $P_i$ 为起点压力重复第②～⑦步，计算下一段的深度 $L_{i+1}$ 和压力 $P_{i+1}$ ，直到各段累加深度等于或大于管长 $L$ 时为止。

为了简化计算，通常对各段选取同样的增量间隔。而在有些情况下，各段的增量间隔可以不同，这样既能节约计算时间，而又能较好地反映出压力分布。

## 1.3 计算气-液两相垂直管流的 Orkiszewski 方法

该方法是对已经发表了的几种主要方法加以分析综合之后于 **1967** 年提出的。

**Orkiszewski** 对几种主要方法与实测资料进行了对比，发现其中 **Girffith** 和 **Wallis** 的方法及 **Duns** 和 **Rose** 的方法比较精确。而 **Griffith** 和 **Wallis** 方法对段塞流在低流速

范围比较可靠，但在高流速下不够准确。**Duns** 和 **Rose** 的方法亦有类似问题。他把 **Griffith** 计算段塞流的相关式加以改进后推广到了高流速区，从而扩大了应用范围。在处理过渡性流型时，采用了与 **Ros** 方法相同的办法**(**内插法**)**。他强调了要从观察到的物理现象来确定存容比**(**多相流动的某一管段中，某相流体体积与管段容积之比也称滞留率**)**，在计算段塞流压力梯度时要考虑气相与液体的分布关系。因此，针对每种流动型态提出了存容比及摩擦损失的计算方法。他提出的四种流动型态是泡流、段塞流、过渡流及环雾流，如图 **1-20** 所示。

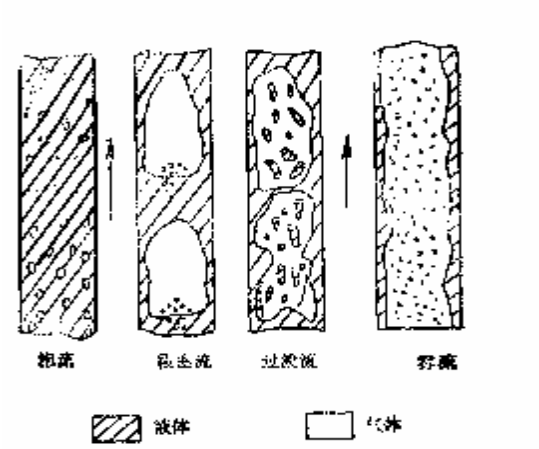



图 **1-20**　气液混合物流动型态**(Orkiszewski)**

### 1.3.1 压力降公式及流动型态划分界限

由前面垂直管流能量方程可知，其压力降是摩擦能量损失、势能变化和动能变化之和。由式**(1-36)**可直接写出多项垂直管流的压力降公式：

$$-dP=\tau_f dh+g\rho_m dh+\rho_m v_m dv_m \qquad (1\text{-}42)$$

式中　$P$—压力，**Pa**；

$\tau_f$—摩擦损失梯度，**Pa/m**；

$h$—深度，**m**；

$g$—重力加速度，$m/s^2$；

$\rho_m$—混合物密度，$kg/m^3$；

$v_m$—混合物流速，**m/s**。

动能项只是在雾流情况下才有明显的意义。出现雾流时，气体体积流量远大于液体体积流量。根据气体定律，动能变化可表示为：

$$\rho_m v_m dv_m=-\frac{W_t q_g}{A_p^2 P}dp \qquad (1\text{-}43)$$

式中　$A_p$—管子流通截面积，$m^2$；

$W_t$—流体总质量流量，**kg/s**；

$q_g$—气体体积流量，$m^3/s$。

将式(1-43)代入式(1-42)，并取 $dh=-\Delta h_k$，$dP=\Delta p_k$，$r_m=\bar{r}_m$，$P=\bar{P}$ 经过整理后可得：

$$\Delta P_k=\left[\frac{\bar{r}_m g+t_f}{1-\frac{W_t q_g}{A_p^2 \bar{P}}}\right]\Delta h_k \qquad (1\text{-}44)$$

式中 $\Delta P_k$—计算管段压力降，Pa；

$\Delta h_k$—计算管段的深度差，m；

$\bar{P}$—计算管段的平均压力，Pa。

表 1-2 流型界限

| 流动型态 | 界　限 |
|---|---|
| 泡　流 | $\frac{q_g}{q_t}<L_B$ |
| 段 塞 流 | $\frac{q_g}{q_t}>L_B, \bar{\bar{v}}_g<L_S$ |
| 过 渡 流 | $L_M>\bar{\bar{v}}_g>L_S$ |
| 雾　流 | $\bar{\bar{v}}_g>L_M$ |

不同流动型态下的 $\bar{r}_m$ 和 $t_f$ 的计算方法不同，为此，计算中首先要判断流动形态。该方法的四种流动型态的划分界限如表 1-2 所示。

表 1-2 中 $\bar{\bar{v}}_g$ 为无因次气体流速，$L_B$ 为泡流界限，$L_S$ 为段塞流界限，$L_M$ 为雾流界限。它们的计算方法如下。

$$\bar{\bar{v}}_g=\frac{q_A}{A_p}\left(\frac{\rho_l}{g\sigma}\right)^{1/4}$$

$$L_B=1.701-0.7277v_t^2/D$$

$L_B\geq 0.13$ (如果 $L_B<0.13$ 则取 $L_B=0.13$)

$$L_S=50+36\bar{\bar{v}}_g\frac{q_L}{q_g}$$

$$L_M=75+84\left(\bar{\bar{v}}_g\frac{q_L}{q_g}\right)^{0.75}$$

式中 $v_t$—在 $\bar{P}$、$\bar{T}$ 下的总的流动速度(混合物流速)，m/s；

$r_L$—在 $\bar{P}$、$\bar{T}$ 下的液体密度(油、水混合物则按体积加权平均)，$kg/m^3$；

$s$—在 $\bar{P}$、$\bar{T}$ 下的液体表面张力(如果是油、水混合物则取体积加权平均值)，N/m；

$D$—管子内径，m；

$q_L$、$q_g$、$q_t$—在 $\bar{P}$、$\bar{T}$ 下的液体、气体及总的体积流量，$m^3/s$；

$\bar{T}$—计算管段的平均温度，K。

### 1.3.2 平均密度及摩擦损失梯度的计算

由于不同流动型态下各种参数的计算方法不同，下面按流型分别介绍。

**(1)**泡流

平均密度

$$\overline{\rho}_m = H_L\rho_L + H_g\rho_g = (1-H_g)\rho_L + H_g\rho_g$$

$$H_L + H_g = 1 \qquad \textbf{(1-45)}$$

式中 $H_g$—气相存容比**(**含气率**)**，计算管段中气相体积与管段容积之比值；

$H_L$—液相存容比**(**持液率**)**，计算管段中液相体积与管段容积之比值；

$\rho_g$、$\rho_L$、$\overline{\rho}_m$—在 $\overline{P}$、$\overline{T}$ 下气、液和混合物的密度，**kg/m³**。

气相存容比由滑脱速度 $V_s$ 来计算。滑脱速度定义为：气相流速与液相流速之差。

$$v_s = \frac{v_{sg}}{H_g} - \frac{v_{sL}}{1-H_g} = \frac{q_g}{A_p H_g} - \frac{q_t - q_g}{A_p(1-H_g)} \qquad \textbf{(1-46)}$$

由式**(1-46)**可解出 $H_g$：

$$H_g = \frac{1}{2}\left[1 + \frac{q_t}{v_s A_p} - \sqrt{\left(1 + \frac{q_t}{v_s A_p}\right)^2 - \frac{4q_g}{v_s A_p}}\right] \qquad \textbf{(1-47)}$$

式中 $v_s$—滑脱速度，由实验确定，**m/s**；

$v_{sg}$、$v_{sL}$—气相和液相的表观流速，**m/s**。

**Griffith** 由实验得出泡流的滑脱速度的平均值为 **0.244m/s**。在式**(1-47)**中取 $v_s = 0.244$ **m/s**。

泡流摩擦损失梯度按液相进行计算：

$$\tau_t = f\frac{\rho_L}{D}\frac{v_{LH}^2}{2}$$

$$v_{LH} = \frac{q_L}{A_p(1-H_g)} \qquad \textbf{(1-48)}$$

式中 $f$—摩擦阻力系数；

$v_{LH}$—液相真实流速，**m/s**。

摩擦阻力系数 $f$ 可根据管壁相对粗造度 $e/D$ 和液相雷诺数 $N_{\mathrm{Re}}$ 查图 **1-21**。

液相雷诺数 $$N_{\mathrm{Re}} = \frac{Dv_{sL}\rho_L}{\mu_L} \qquad \textbf{(1-49)}$$

式中 $\mu_L$—在 $\overline{P}$、$\overline{T}$ 下的液体粘度，油、水混合物在未乳化的情况下可取其体积加权平均值，**Pa.s**。

对于普通油管，其管壁绝对粗糙度，一般取 $e = 4.57\times10^{-5}$ **m(0.00015ft)**

**(2)段塞流混合物平均密度**

$$\overline{\rho}_m = \frac{W_t + \rho_L v_s A_p}{q_t + v_s A_p} + \delta\rho_L \qquad \textbf{(1-50)}$$

式中 $\varphi_d$ —液体分布系数；

$v_s$—滑脱速度，m/s。

滑脱速度可用 **Griffith** 和 **Wallis** 提出的公式计算：

$$v_s = C_1 C_2 \sqrt{gD} \qquad \textbf{(1-51)}$$

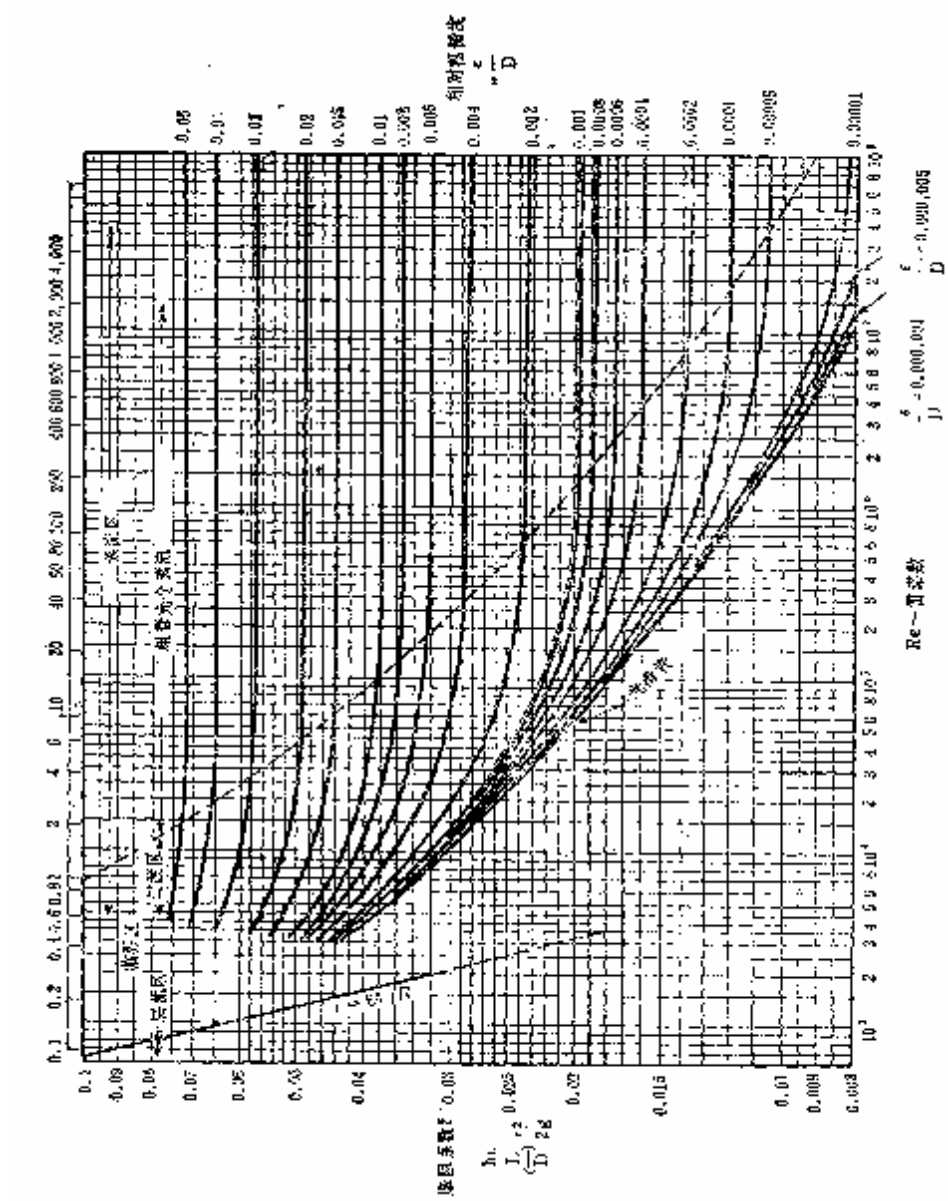


图 **1-21**　摩擦阻力系数曲线

$C_1$ 由图 **1-22** 根据泡雷诺数 $N_b$ 来确定。

$$N_b=\frac{v_s D\rho_L}{\mu_L} \tag{1-52}$$

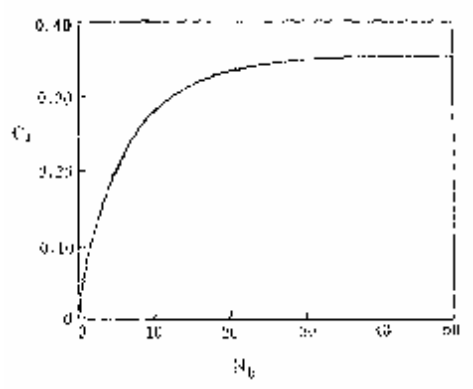



图 **1-22**　$C_1$～$N_b$ 曲线

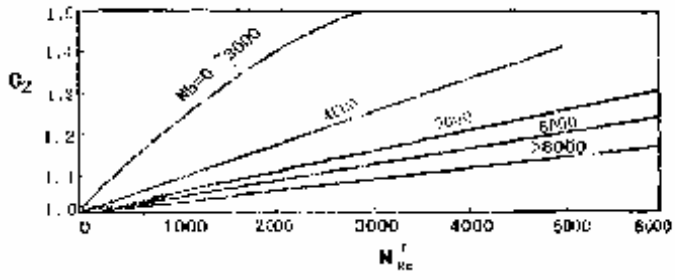



图 **1-23**　$C_2$～$N'_{\mathrm{Re}}$ 曲线

$C_2$ 由图 **1-23** 根据泡雷诺数 $N_b$ 及雷诺数 $N'_{\mathrm{Re}}$ 来确定。

$$N_{\mathrm{Re}}'=\frac{v_t D\rho_L}{\mu_L} \tag{1-53}$$

因为 $v_s$ 是非线型相关式，必须用试算法来求。确定 $C_1$ 及 $C_2$ 时要用到 $N_b$，而 $N_b$ 与 $v_s$ 有关，此时，$v_s$ 也是未知的。所以，须先假设一个 $v_s$ 值，求得 $C_1$ 及 $C_2$ 后，再用式 **(1-51)** 计算一个 $v_s$ 值，要重复进行计算直到假设值与计算值相接近为止。

$v_s$ 值也可以根据不同的 $N_b$ 值选用下面的公式进行计算。

$N_b \le 3000$ 时，

$$v_s=(0.546+8.74\times10^{-6}N'_{\mathrm{Re}})\sqrt{gD} \tag{1-54}$$

$N_b \ge 8000$ 时，

$$v_s=(0.35+8.74\times10^{-6}N'_{re})\sqrt{gD} \tag{1-55}$$

$3000<N_b<8000$ 时，

$$v_s=\frac{1}{2}[v_{si}+\sqrt{v_{si}^2+\frac{11.17\times10^3\mu L}{\rho_L\sqrt{D}}} \tag{1-56}$$

$$v_{si}=(0.251+8.74\times10^{-6}N'_{ge})\sqrt{gD} \tag{1-57}$$

δ值需根据连续液相的类别及气液总流速来选用计算公式(见表 **1-3**)。

表 **1-3**　*d* 计算公式选择

| 连续液相 | $V_t$(米/秒) | 计算δ的公式号 |
|---|---|---|
| 水 | **<3.048** | **1-58a** |
| 水 | **>3.048** | **1-58b** |
| 油 | **<3.048** | **1-58c** |
| 油 | **>3.048** | **1-58d** |

$$\delta=\frac{0.00252\lg(10^3\mu_L)}{D^{1.88}}-0.782+0.232\lg v_t-0.428\lg D \tag{1-58a}$$

$$\delta=\frac{0.0714\lg(10^3\mu_L)}{D^{0.799}}-1.352-0.162\lg v_s-0.888\lg D \tag{1-58b}$$

$$\delta=\frac{0.00236\lg(10^3\mu_L+1)}{D^{1.415}}-0.140+0.167\lg v_s+0.113\lg D \tag{1-58c}$$

$$\delta=\frac{0.00537\lg(10^3\mu_L+1)}{D^{1.371}}+0.455+0.569\lg D-X \tag{1-58d}$$

$$X=(\lg v_s+0.516)\left[\frac{0.0016\lg(10^3\mu_L+1)}{D^{1.571}}+0.722+0.63\lg D\right] \tag{1-58e}$$

计算得的δ必须满足下面的条件：

$v_t<3.048$ 时，　$d\geq-0.2132v_t$

$v_t>3.048$ 时，　$\delta\geq\dfrac{-v_sA_p}{q_t+v_sA_p}\left(1-\dfrac{\bar{\rho}_m}{\rho_L}\right)$

段塞流的摩擦梯度根据下式计算：

$$\tau_f=\frac{f\rho_Lv_t^2}{2D}\left(\frac{q_L+v_sA_p}{q_t+v_sA_p}+\delta\right) \tag{1-59}$$

式中的摩擦系数 $f$，　根据管壁相对粗糙度 $e/D$ 和雷诺数 $N'_{re}$ 由图 **1-21** 查得。

**(3)过渡流**

过渡流的混合物平均密度及摩擦梯度是先按段塞流和雾流分别进行计算，然后用内插方法来确定相应的数值。

$$\bar{\rho}_m=\frac{L_M-\bar{\bar{v}}_g}{L_M-L_S}\rho_{SL}+\frac{\bar{\bar{v}}_g-L_s}{L_M-L_S}\rho_{Mi} \tag{1-60}$$

$$\tau_t=\frac{L_M-\bar{\bar{v}}_g}{L_M-L_S}\tau_{SL}+\frac{\bar{\bar{v}}_g-L_g}{L_M-L_S}\tau_{Mi} \tag{1-61}$$

式中的 $\rho_{SL}$、$\tau_{SL}$ 及 $\rho_{Mi}$、$\tau_{Mi}$ 为分别按段塞流和雾流计算的混合物密度及摩擦梯度。

**(4)雾流**

雾流混合物密度计算公式与泡流相同：

$$\bar{\rho}_m = H_L\rho_L + H_g\rho_g = (1-H_g)\rho_L + H_g\rho_g$$

由于雾流的气液无相对运动速度，即滑脱速度接近于雾，基本上没有滑脱。所以

$$H_g = \frac{q_g}{q_L + q_g} \tag{1-62}$$

摩擦梯度则按连续的气相进行计算，即

$$\tau_f = f\frac{\rho_g v_{sg}^2}{2D} \tag{1-63}$$

式中 $v_{sg}$—气体表观流速，$v_{sg} = q_g / A_p$ ，m/s。

雾流摩擦系数可根据气体雷诺数 $(N_{\mathrm{Re}})_g$ 和液膜相对粗糙度由图 1-21 查得。

$$(N_{\mathrm{Re}})_g = \frac{\rho_g v_{sg} D}{\mu_g} \tag{1-64}$$

由于液膜粗糙度最大不会超过管径之半，最小也不会小于管壁的绝对粗糙度，所以液膜相对粗糙度在 0.001～0.5 之间，具体数值需根据 $N_w$ 用下面的公式计算。

$$N_w = (v_{sg}\mu_L / \sigma)^2 \frac{\rho_g}{\rho_L} \tag{1-65}$$

当 $N_w \le 0.005$ 时，

$$\frac{\varepsilon}{D} = \frac{34\sigma}{\rho_g v_{sg}^2 D} \tag{1-65a}$$

当 $N_w \le 0.005$ 时，

$$\frac{\varepsilon}{D} = \frac{174.8\sigma N_w^{0.302}}{\rho_g v_{sg}^2 D} \tag{1-65b}$$

按不同流动型态计算压力梯度的步骤与前面介绍的用摩擦损失系数法基本相同，只是在计算混合物密度及摩擦之前需要根据流动型态界限确定其流动型态。图 1-24 为 Orkiszewski 方法的计算流程框图。

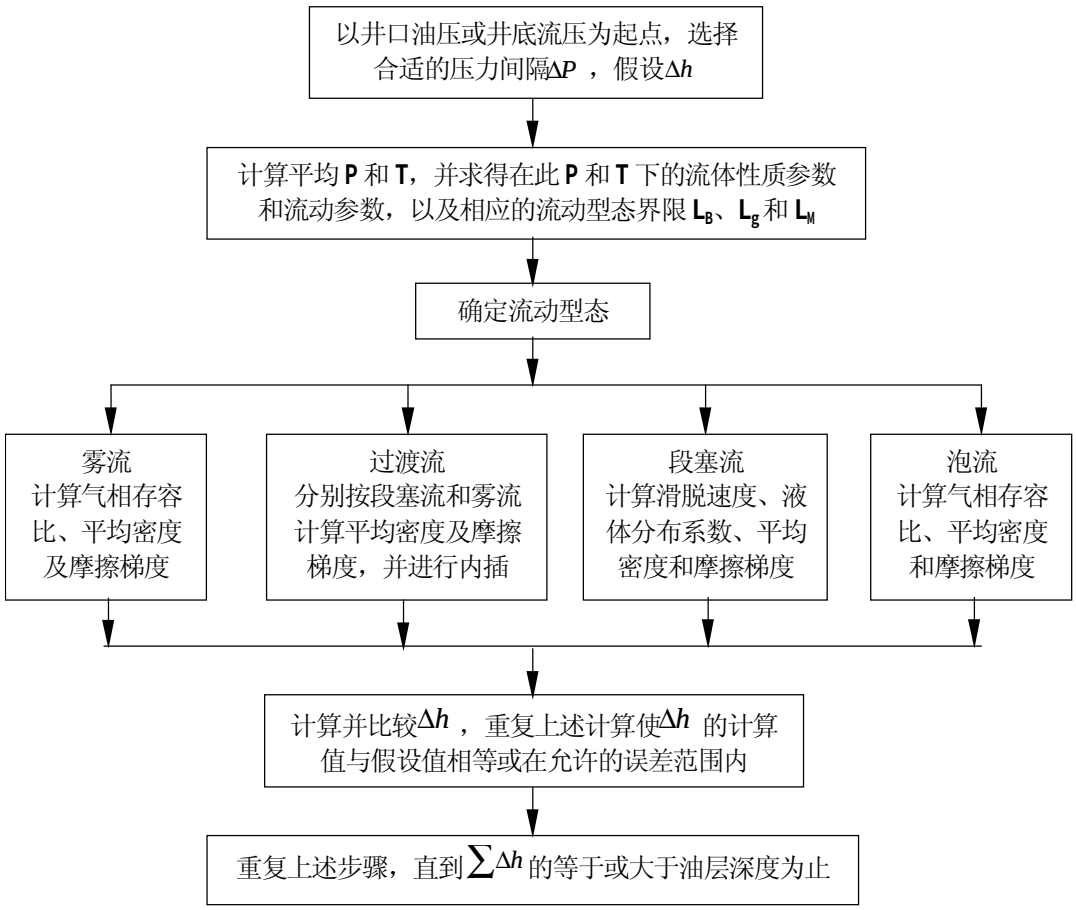



图 **1-24 Orkiszewski** 方法计算流程框图

## 1.4 计算井筒多相管流动的 Beggs-Brill 方法

**Beggs-Brill** 方法是可用于水平、垂直和任意倾斜气液两相管流动计算的方法。它是 **Beggs** 和 **Brill** 根据在长 **15m**，直径 25.4″ **(1in)**和 38″ **(1.5in)**聚炳烯管中，用空气和水进行实验的基础上提出的。它是目前用于斜直井、定向井和水平井井筒多相流动计算的一种较普遍的方法。

实验参数范围：

| | | |
|---|---|---|
| 气体流量 | **0～0.098(300 sft³/d)** | **m³/s**； |
| 液体流量 | **0～0.0019(30 gal/min)** | **m³/s**； |
| 持液率液相存容比 | **0～0.87** | **m³/m³**； |
| 系统压力 | **0.241～0.655(35～95** $P_{si}$**)** | **MPa**； |
| 压力梯度 | **0～0.0166(0.8** $P_{si}/ft$ **)** | **MPa/m**； |
| 倾斜度 | –90°～+90°； | |
| 流　型 | 水平管流动的全部流型。 | |

实验工作是实验管倾斜度分别为0°,5°,10°,20°,35°,55°,75°,90°正、负的情况下和上述流动参数范围内进行的。在每种倾角下调节不同的气液流量和观察流型，并测量持液率和压力梯度。

实验中包括了水平管气液两相流的全部流型：泡状流、团状(弹状)流、分层流、波状流、段塞流、环状流、雾状流。为了便于分析、计算，将七种流型根据气液分布状况和流动特性，进而归并为三类：分离流、间歇流和分散流，见图 **1-25**。

该方法的特点：①按归并后的三类流型建立流型分布图，并在分离流与间歇流之间增加了过渡区，处于过渡区的流动采用内插方法；②先按水平管流计算，然后采用倾斜校正系数校正成相应的倾斜管流；③既可用于水平管，也可用于垂直管和倾斜管的上坡与下坡流动。

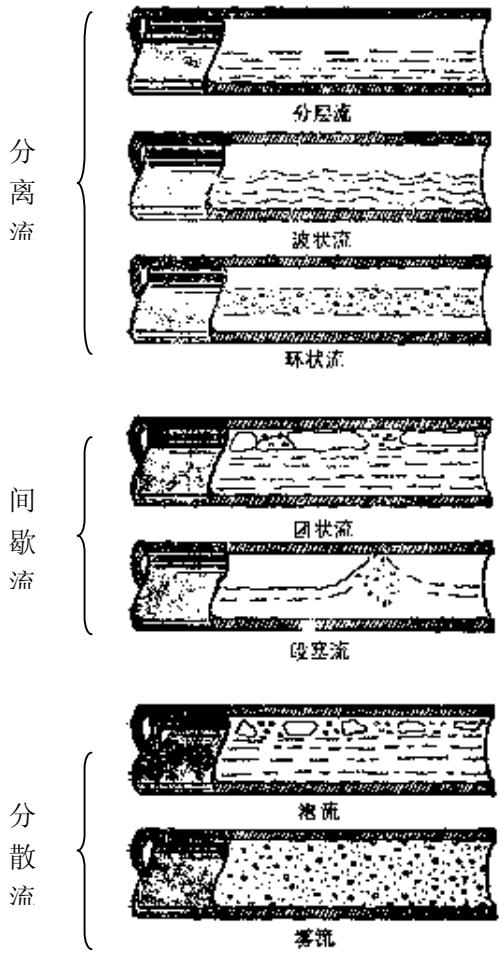



图 **1-25** 气液两相水平管流型

### 1.4.1 基本方程

在假设气液混合物既未对外作功，也未受外界功的条件下，单位质量气液混合物稳定流动的机械能量守恒方程为：

$$\frac{-dp}{dZ}=\rho g\sin\theta+\rho\frac{dE}{dZ}+\rho v\frac{dv}{dZ} \qquad (1\text{-}66)$$

式中 $P$—压力；

$\rho$—气液混合物平均密度；

$g$—加速度

$v$—混合物平均流速；

$dE$—单位质量的气液混合物的机械能量损失；

$h$—垂向坐标；

$Z$—流动方向；

$\theta$—管线与水平方向的夹角。

上式右端三项表示了气液两相管流的压力降消耗于三个方面：位差 、摩擦和加速度。

$$-\frac{dP}{dZ}=\left(\frac{dP}{dZ}\right)_{位差}+\left(\frac{dP}{dZ}\right)_{摩擦}+\left(\frac{dP}{dZ}\right)_{加速度}$$

**(1)位差压力梯度**：消耗于混合物静水压头的压力梯度。

$$\left(\frac{dp}{dZ}\right)_{位差}=\rho g\sin\theta=[r_L H_L+r_g(1-H_L)]g\sin q$$

式中 $\rho_L$—液相密度；

$\rho_g$—气相密度；

$H_L$—持液率，在流动的气液混合物中液相的体积份数，小数。

**(2)摩擦压力梯度**：克服管壁流动阻力消耗的压力梯度。

$$\left(\frac{dp}{dZ}\right)_{摩擦}=\lambda\frac{v^2}{2D}\rho=\lambda\frac{G/A}{2D}\rho$$

式中 $l$—流动阻力系数；

$D$—管的内径；

$A$—管的流通截面积；

$G$—混合物的质量流量。

**(3)加速度压力梯度**：由于动能变化而消耗的压力梯度。

$$\left(\frac{dp}{dZ}\right)_{加速度}=\rho v\frac{dv}{dZ}$$

忽略液体压缩性和考虑到气体质量流速变化远远小于气体密度变化，并应用气体状态方程由上式可导出：

$$\left(\frac{dp}{dZ}\right)_{加速度}=\frac{-\rho v v_{sg}}{P}\frac{dp}{dZ}$$

$$v_{sg}=Q_g/A$$

式中 $V_{sg}$—气相表观(折算)流速。

$Q_g$—气体体积流量。

**(4)总压力梯度**

由以上各式可得到总压力梯度为：

$$-\frac{dp}{dZ}=[\rho_L H_L+\rho_g(1-H_L)]g\sin\theta+\lambda\frac{Gv}{2DA}-\frac{[\rho_L H_L+\rho_g(1-H_L)]vv_{sg}}{P}\frac{dp}{dZ}$$

整理上式得：

$$-\frac{dP}{dZ}=\frac{[P_L H_L+\rho_g(1-H_L)]g\sin\theta+\dfrac{\lambda GV}{2DA}}{1-\{[\rho_L H_L+\rho_g(1-H_L)]vv_{sg}\}/P} \qquad \textbf{(1-67)}$$

式**(1-67)**便是 **Beggs-Brill** 方法所采用的基本方程，实际它也是其它一些方法所采用的方程，只是其中 $H_L$ 和 $\lambda$ 的计算有所不同。

## 1.4.2 Beggs-Brill 方法的流型分布图及流型判别式

如前所述，**Beggs-Brill** 将水平气液两相管流的方程流型归为三类：

分离流 — 包括层状流、波状流和环状流；

间歇流 — 包括团状(弹状)流和段塞流；

分散流 — 包括泡流和雾流。

根据实验研究结果绘制的流型图如图 **1-26** 所示。

该图以 **Froude**(弗鲁德)数 $N_{Fr}$ 为纵坐标，入口体积含液率(无滑脱持液率) $E_L$ 为横坐标。

$$N_{Fr}=\frac{V^2}{gD} \tag{1-68}$$

$$E_L=\frac{Q_L}{Q_L+Q_g} \tag{1-69}$$

式中 $Q_L$—入口(就地)液相体积流量；

$Q_g$—入口(就地)气相流量；

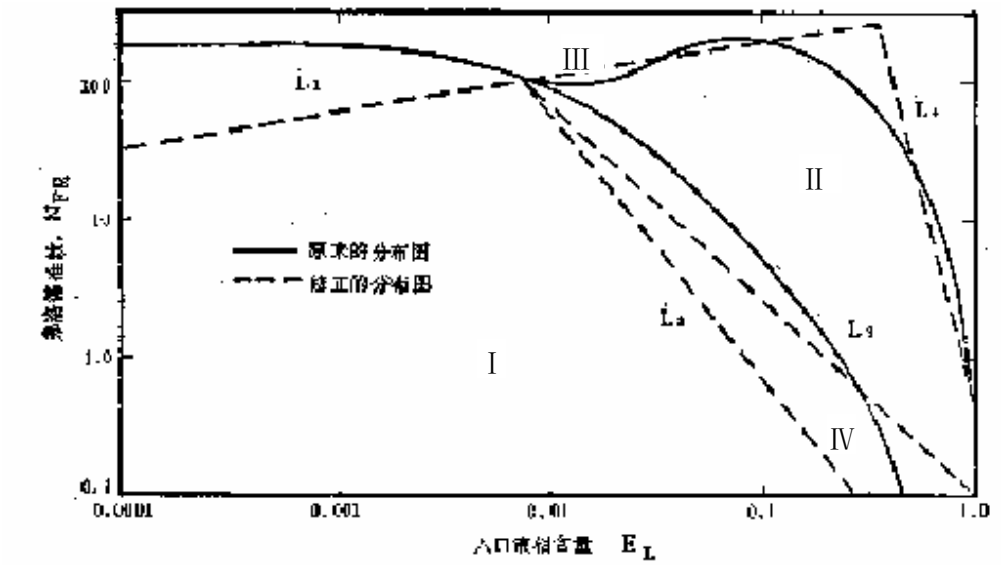



图 **1-26** **Beggs-Brill** 流型分布图

Ⅰ-分离流；Ⅱ-间歇流；Ⅲ-分散流；Ⅳ-过渡流

该图是 **Beggs-Brill** 方法修正后的流型图(虚线)。图中用四条线 $L_1$、$L_2$、$L_3$ 和 $L_4$ 分成四个流型区，在分离流与间歇流之间增加了过渡区。

分区线的方程如下：

$$L_1=316E_L^{0.302}$$
$$L_2=92.52\times10^{-5}E_L^{-2.4684}$$
$$L_3=0.10E_L^{-1.4516}$$
$$L_4=0.5E_L^{-6.733}$$

流型判别见表 **1-4**。计算出 $N_{Fr}$、$E_L$和 $L_1$，$L_2$，$L_3$，$L_4$就可以利用表 **1-4** 确定出管子处于水平位置时的流型。

表 **1-4　Beggs-Brill** 法流型判别

| 判别条件 | 流　　型 |
|---|---|
| $E_L<0.01$时$N_{Fr}<L_1$<br>$E_L\geq0.01$时$N_{Fr}<L_2$ | 分　离　流 |
| $E_L\geq0.01, L_2<N_{Fr}\leq L_3$ | 过　渡　流 |
| $0.01\leq E_L<0.4$时$L_3<N_{Fr}<L_1$<br>$E_L\geq0.4$时$L_3<N_{Fr}<L_4$ | 间　歇　流 |
| $E_L<0.4$时$N_{Fr}\geq L_1$<br>$E_L\geq0.4$时$N_{Fr}>L_4$ | 分　散　流 |

### 1.4.3　持液率及混合物密度确定

**(1)**持液率 $H_L(q)$

如前所述，**Beggs-Brill** 方法计算倾斜管流时首先按水平管计算，然后进行倾斜校正。

$$H_L(\theta)=H_L(0)\psi \tag{1-70}$$

式中　$H_L(\theta)$—倾角为 θ 的气液两相流动的持液率；

$H_L(0)$—同样流动参数下，水平流动时的持液率；

ψ—倾斜校正系数。

$$H_L(0)=\frac{aE_L^b}{N_{Fr}^c} \tag{1-71}$$

式中　**a**、**b**、**c**—取决于流型的常数(见表 **1-5**)

表 **1-5　a**、**b**、**c** 常数表

| 流　　型 | **a** | **b** | **c** |
|---|---|---|---|
| 分　离　流 | **0.98** | **0.4846** | **0.0868** |
| 间　歇　流 | **0.845** | **0.5351** | **0.0173** |
| 分　散　流 | **1.065** | **0.5929** | **0.0609** |

利用表 **1-5** 和式**(1-71)**计算出的 $H_L(0)$ 必须满足 $H_L(0)\geq E_L$，否则，取 $H_L(0)=E_L$。因为 $E_L$ 实际上是无滑脱时的持液率，而 $H_L(0)$ 为存在滑脱时的持液率，因此，$H_L(0)$ 的最小值是 $E_L$ 。

实验结果表明，倾斜校正系数 ψ 不仅与倾斜角 θ 有关，而且与无滑脱持液率 $E_L$、弗洛德数及液体速度数有关。图 **1-27** 为其中的三组实验结果。

根据实验结果回归的倾斜校正系数ψ的相关式如下：

$$\psi=1+C[\sin(1.8\theta)-\frac{1}{3}\sin^3(1.8\theta)] \quad (1\text{-}72)$$

对于垂直管：

$$\psi=1+0.3C \quad (1\text{-}73)$$

系数 C 与无滑脱持液率 $E_L$ 、弗洛德数和液相速度数 $N_{vl}$ 有关。

$$N_{vl}=v_{SL}(\frac{h}{gs})^{1/4}$$

式中 $v_{sl}$ —液相表观流速；

$\rho_L$ —液相密度；

σ —液体表面张力；

$g$ —重力加速度。

$$C=(1-E_L)\ln[d(E_L)^e(N_{vl})^f(N_{Fr})^g] \quad (1\text{-}74)$$

式中的系数 d、e、f 和 g 由表 1-6 根据流型来确定。

确出 $H_L(0)$ 和 $y$ 之后，利用式(1-70)便可得到 $H_L(q)$。对于过渡流型，则先分别用分离流和间歇流计算出 $H_L(q)$ 之后采用内插法确定其持液率。

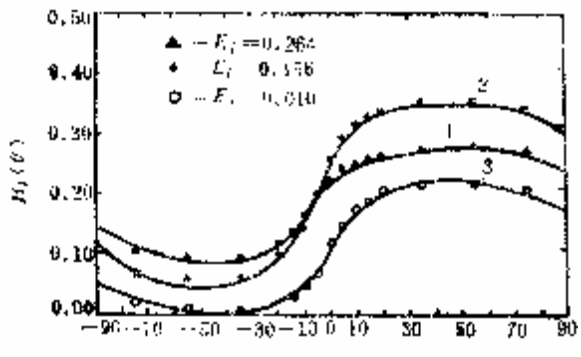



图 1-27 不同 $E_L$ 下的倾斜校正系数

$$H_L(\theta)=AH_L(\text{分离})+BH_L(\text{间歇})$$

$$A=\frac{L_3-N_{Fr}}{L_3-L_2};$$

$$B=\frac{N_{Fr}-L_2}{L_3-L_2}=1-A$$

利用持液率可由下式计算混合物实际密度：

$$\rho_L=\rho_L H_L+\rho_g(1-H_L) \quad (1\text{-}75)$$

式中的液相和气相密度均为流动条件下的。

表 1-6 系数 d、e、f、g

| 流型 | 上 / 下坡 | d | e | f | g |
|---|---|---|---|---|---|
| 分离型 | 上坡 | 0.011 | -3.768 | 3.539 | -1.614 |
| 间歇流 | 上坡 | 2.96 | 0.305 | -0.4473 | 0.0978 |
| 分散流 | 上坡 | 不修正 c=0, $y=1$, $H_L(q)$ 与 $q$ 无关 | | | |
| 各种流型 | 下坡 | 4.7 | -0.3692 | 0.1244 | -0.5056 |

## 1.4.4 阻力系数λ

为了确定气液两相流的阻力系数λ，**Beggs** 和 **Brill** 利用实验结果研究了气液两相流阻力系数λ与无滑脱气液两相流阻力系数λ的比值(λ/λ)与持液率和无滑脱持液率(入口体积含液率) $E_L$ 之间的关系。

根据其研究结果提出了下面的气液两相流阻力系数的计算方法和相关式。

$$\left(\frac{\lambda}{\lambda'}\right)=e^{s} \tag{1-76}$$

式中 $e$—自然对数的底；

$S$—与 $E_L$ 和 $H_L(q)$ 有关的系数

$$S=\frac{\ln y}{-0.0523+3.18\ln y-0.8725(\ln y)^2+0.01853(\ln y)^4}$$

$$y=\frac{E_L}{[H_L(\theta)]^2}$$

当 **1<y<1.2** 时，

$$S=\ln(2.2y-1.2)$$

$$\lambda'=\{2\lg[N'_{\mathrm{Re}}/(4.5332\lg N'_{\mathrm{Re}}-3.8125)]\}^{-2}$$

式中 $N'_{\mathrm{Re}}$—两相流动的雷诺数。

$$N'_{\mathrm{Re}}=\frac{Dv(\rho_L E_L+\rho_g(1-E_L))}{\mu_L E_L+\mu_g(1-E_L)}$$

λ′也可用 **Moody** 图上的光滑管曲线来确定，即采用下面的相关式计算。

$$\lambda'=0.0056+\frac{0.5}{(N'_{\mathrm{Re}})^{0.32}}$$

计算出 $S$ 和λ′之后根据式(1-76)由下式确定气液两液流阻力系数

$$\lambda=\lambda' e^{s} \tag{1-77}$$

图 **1-28** 给出了 **Beggs-Brill** 用压力增量迭代计算的流程框图。

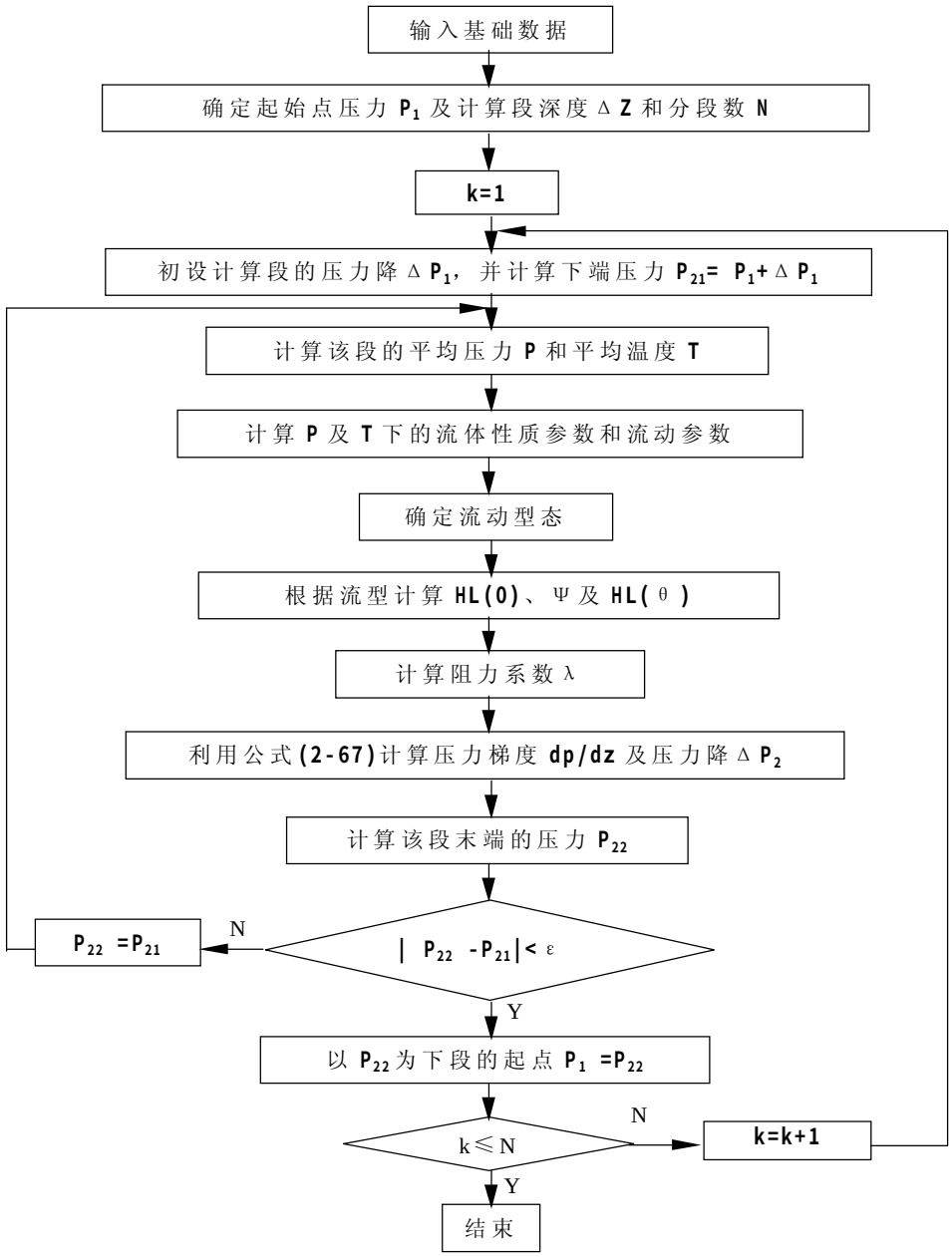



图 **1-28 Beggs-Brill** 方法按压力增量迭代计算流程框图。

多相垂直管流计算准确程度受多种因素的影响，除了所选用的计算方法之外，关键是不同压力和温度下的流体性质参数。实际上，需要进行计算的大多数油井都缺乏这方面的实际资料。目前，虽然有一些计算流体性质参数的相关式可供选用，但在使用中应根据各油田的高压物性实验资料对所用的计算公式进行检验和必要的修正。另外，计算中需要给定的原始数据(流体产量及流体地面性质等)也必须准确。

根据矿场资料进行统计分析，针对具体油田或区块所建立的计算井下压力的经验公

式的特点是：要求给定的原始数据少，不涉及更多的流体性质参数的计算，使用简便，往往也比较准确，但局限性很大，有些公式随着油田和油井生产条件的变化，可能失去意义，而需要修正或建立新的经验公式。另外，用来统计的矿场资料必须准确，或需要进行一系列专门测试，否则难以保证经验公式的准确性。

## 附录 A：利用 Beggs-Brill 方法计算井筒流体的压力梯度

某不含水自喷井油井产量 $q_o$=50 m³/d；生产气油比 $R_p$=100 m³/m³；地面脱气原油密度 $\rho_o$=850 kg/m³；天然气相对密度 $\gamma_g$=0.7；地面原油粘度 $\mu_o$=100 mPa.s；计算段平均温度 $t$=40 ℃；油管内径 D=62mm；计算段长 $\Delta Z$=100 m；起始(井口)压力= 4MPa。试计算该段的压降。

[解]：用压力增量迭代法计算。

1)确定起始点压力 $P_1$ 及计算深度增量 $\Delta Z$ 和分段数 $N$：

$$P_1=4\ \text{MPa},\quad \Delta Z=100\text{m},\quad N=1$$

2)初设计算段的压力降 $\Delta P_{设}$，并计算下端压力：$P_{2设}=P_1+\Delta P_{设}$

$$\Delta P_{设}=0.5\text{MPa}$$

$$P_{2设}=P_1+\Delta P_{设}=4+0.5=4.5\text{MPa}$$

3)计算该段的平均压力 $\overline{P}$ 及平均温度 $\overline{T}$：

$$\overline{P}=\frac{P_{2设}+P_1}{2}=\frac{4.5+4}{2}=4.25\ \text{MPa}$$

$$\overline{T}=t+273=40+273=313\ ^{\circ}k$$

4)计算 $\overline{P}$ 及 $\overline{T}$ 下的流体性质参数及流动参数：

由相应关系式计算得：溶解气油比 $R_s$=23.46 m³/m³；原油体积系数 $B_o$=1.066；天然压缩因子 $Z$=0.899；原油粘度 $\mu$ =3.47 mPa·s；天然气粘度 $\mu_g$=1.22×10⁻² mPa·s；原油表面张力 $\sigma$ =1.83×10⁻² N/m；标准状况下的空气密度 $\rho_a$=1.293 kg/m³。

①原油密度：

$$\rho_L=\frac{\rho_o+\rho_a R_s\gamma_g}{B_o}$$

$$=\frac{850+1.293\times23.46\times0.7}{1.066}$$

$$=817.30\ \text{kg/m}^3$$

②天然气密度：

$$\rho_g=\frac{\gamma_g\rho_a\overline{P}T_0}{Z\overline{T}P_0}$$

$$=\frac{0.7\times1.293\times4.25\times293}{0.899\times313\times0.101}=40.05\ \text{kg/m}^3$$

③气、液的就地流量：

$$q_g=\frac{P_0\bar{T}Z(R_p-R_s)q_o}{86400\bar{P}T_0}$$
$$=\frac{0.101\times313\times0.899\times(100-23.46)\times50}{86400\times4.25\times293}$$
$$=1.01\times10^{-3}\ \mathrm{m^3/s}$$

$$q_L=\frac{q_oB_o}{86400}=\frac{50\times1.066}{86400}=6.17\times10^{-4}\ \mathrm{m^3/s}$$

④就地的气体、液体及混合物的表观流速：

$$A_p=pD^2/4=3.1416\times(\frac{62\times10^{-3}}{2})^2=0.003\ \mathrm{m^2}$$

$$v_{sl}=q_L/A_p=6.17\times10^{-4}/0.003=0.21\ \mathrm{m/s}$$

$$v_{sg}=q_g/A_p=1.01\times10^{-3}/0.003=0.34\ \mathrm{m/s}$$
$$v_m=v_{sl}+v_{sg}=0.21+0.34=0.55\ \mathrm{m/s}$$

⑤液、气及总的质量流量：

$$G_L=\rho_Lq_L=817.30\times6.17\times10^{-4}=0.5\ \mathrm{kg/s}$$

$$G_g=\rho_gq_g=40.05\times1.01\times10^{-3}=0.04\mathrm{kg/s}$$

$$G_m=G_L+G_g=0.50+0.04=0.54\mathrm{kg/s}$$

⑥入口的含液量(无滑脱滞留量)：

$$E_L=\frac{q_L}{q_L+q_g}=\frac{6.17\times10^{-4}}{1.01\times10^{-3}+6.17\times10^{-4}}=0.38$$

⑦弗鲁德数 $N_{Fr}$，液体粘度、混合物粘度及表面张力：

$$N_{Fr}=\frac{v_m^2}{gD}=\frac{0.55^2}{9.81\times0.062}=0.50$$

$$\mu_L=\mu\ =3.47\ \mathrm{mPa\cdot s}$$

$$\sigma_L=\sigma\ =1.83\times10^{-2}\ \mathrm{N/m}$$

$$\mu_m=\mu_LE_L+\mu_g(1-E_L)=3.47\times0.38+1.22\times10^{-2}\times(1-0.38)$$
$$=1.33\ \mathrm{mPa\cdot s}$$

⑧液体速度准数：

$$N_{vL}=v_{sl}(\frac{\rho_L}{g\sigma})^{0.25}=0.21\times(\frac{817.3}{9.81\times1.83\times10^{-2}})^{0.25}=1.72$$

**5)**确定流型：

$$L_1=316E_L^{\ 0.302}=316\times0.38^{0.302}=235.93$$
$$L_2=92.52\times10^{-5}E_L^{\ -2.4684}=0.0009252\times0.38^{-2.4684}=1.01\times10^{-2}$$
$$L_3=0.10E_L^{-1.4516}=0.10\times0.38^{-1.4516}=0.41$$
$$L_4=0.5E_L^{-6.738}=0.5\times0.38^{-6.738}=339.15$$

因为 $0.01\le E_L<0.4$ 以及 $L_3<N_{Fr}<L_1$， 故流型为间歇流。

**6)**根据流型计算 $H_L(0),y$ 及 $H_L(q)$：

由于流型为间歇流， 查表 **1-5** 和表 **1-6**，得

$$a=0.845,\ b=0.5351,\ c=0.0173,\ d=2.96$$
$$e=0.305,\ f=-0.4473,\ g=0.0978$$

$$H_L(0)=\frac{aE_L^b}{N_{Fr}^c}=\frac{0.845\times0.38^{0.5351}}{0.50^{0.0173}}=0.51$$

$$\begin{aligned}C&=(1-E_L)\ln[d(E_L)^e(N_{vL})^f(N_{Fr})^g]\\&=(1-0.38)\ln[2.96(0.38)^{0.305}(1.72)^{-0.4473}(0.50)^{0.0978}]\\&=0.30\end{aligned}$$

对于倾斜管， $\theta=45^\circ$，则：

$$\begin{aligned}\psi&=1+C\left[\sin(1.8\theta)-\frac{1}{3}\sin^3(1.8\theta)\right]\\&=1+0.30\left[\sin(1.8\times45)-\frac{1}{3}\sin^3(1.8\times45)\right]=1.20\end{aligned}$$

$$H_L(\theta)=H_L(0)\psi=0.51\times1.20=0.61$$

**7)** 计算阻力系数 $\lambda$：

$$y=\frac{E_L}{[H_L(\theta)]^2}=\frac{0.38}{0.61^2}=1.02$$

$$\begin{aligned}S&=\frac{lny}{-0.0523+3.182lny-0.8725(lny)^2+0.01853(lny)^4}\\&=\frac{ln(1.02)}{-0.0523+3.182ln(1.02)-0.8725(ln(1.02))^2+0.01853(ln(1.02))^4}\\&=1.91\end{aligned}$$

$$\begin{aligned}N'_{Re}&=\frac{Dv_m[\rho_L E_L+\rho_g(1-E_L)]}{\mu_L E_L+\mu_g(1-E_L)}\\&=\frac{0.062\times0.55\times[817.3\times0.38+40.05\times(1-0.38)}{3.47\times10^{-3}\times0.38+1.22\times10^{-2}\times10^{-3}\times(1-0.38)}\\&=8624.35\end{aligned}$$

$$\lambda'=0.0056+\frac{0.5}{(N'_{Re})^{0.32}}=0.0056+\frac{0.5}{(8624.35)^{0.32}}=0.033$$

$$\lambda=\lambda' e^s=0.033e^{0.12}=0.037$$

**8)** 利用公式 **(1-69)** 计算压力梯度 $\frac{dp}{dZ}$ 及压力降 $\Delta P_{计}$：

$$\begin{aligned}-\frac{dp}{dz}&=\frac{[\rho_L H_L+\rho_g(1-H_L)]g\sin\theta+\frac{\lambda G_m v_m}{2DA_p}}{1-\{[\rho_L H_L+\rho_g(1-H_L)]v_m v_{sg}\}/P}\\&=\frac{[817.3\times0.61+40.05\times(1-0.61)]\times9.81\times\sin45^\circ+\frac{0.037\times0.54\times0.55}{2\times0.062\times0.003}}{1-\{[817.3\times0.61+40.05\times(1-0.61)]\times0.55\times0.34\}/(4.25\times10^6)}\times10^{-6}\\&=3.6\times10^{-3}\ \mathbf{MPa/m}\end{aligned}$$

故

$$\Delta P_{计}=\left|\frac{dP}{dz}\right|\times\Delta Z=3.6\times10^{-3}\times100=0.36\mathbf{MPa}$$

**9)** 计算该段末端的压力 $P_{2计}$：

$$P_{2计}=P_1+\Delta P_{计}=4+0.36=4.36\ \mathbf{MPa}$$

**10)** 比较压力增量的假设值与计算值 $|P_{2计}-P_{2设}|$，取 $e=0.02$ **MPa**：

$$|P_{2设}-P_{2计}|=|4.36-4.5|=0.14>\varepsilon$$

故需将 $P_{2计}=P_1$ 作为新的假设值 $\Delta P_{设}$，从第 **2)** 步开始计算，直到满足需求后以上段的末端压力作为下段的起点压力再开始计算第下一段。

## 参 考 文 献


**1.** 王鸿勋，张琪**.** 采油工艺原理**(**修订本**).** 北京：石油工业出版社，**1990**

**2.K.E.** 布朗**.** 升举法采油工艺**(**卷一**).** 北京：石油工业出版社，**1987**

**3.K.E.** 布朗**.** 升举法采油工艺**(**卷四**).** 北京：石油工业出版社，**1990**

**4.Vogel J.V. Inflow Performance Relationship for Solution Gas Drive Wells. J.Pet.Tech..,Jan.1968 P.83-93**

**5.Standing M.B.Inflow Performance Relationships for Damaged Wells Producing by Solution Gas Drive.J.Pet.Tech.,Nove.1970 P.1399-1400**

**6.Douglas Patton L.Generalized IPR Curves for Predicting Well Behavior. Pet.Eng.Inter.,June 1980**

**7.Orkiszewski J. Predicting Two-Phase Pressure Drops in Vertical Pipe. J.Pet.Tech., June 1967**

**8.Beggs,H.D.and Brill,J.P..A Study of Two-phase Flow in Inclined Pipes.J.P.T 1973, 5**

**9.** 孙大同，张琪**.** 基于 **Petrobras** 方法含水综合 **IPR** 曲线公式的修正**.** 断块油气田，**Vol.2**，**No.4,1995**

# 第二章　自喷与气举采油

按油层能量是否充足，可将举升方式分为自喷和人工举升。油层能量充足时，利用油层本身的能量就能将油举升到地面的方式称为自喷。当油层能量较低时，可采用人工给井筒流体增加能量的方法将油从井底举升到地面上来，即采用人工举升方式。

自喷井和气举井在井筒中的流动—多相流(或垂直、倾斜、水平)管流—具有基本相同的规律，因此把自喷及气举放在同一章讲授。

## 2.1　自喷井生产系统分析

### 2.1.1　自喷井生产系统组成

任何油井的生产都可分为三个基本流动过程：从油藏到井底的流动—油层中的渗流；从井底到井口的流动—井筒中的流动；从井口到分离器—在地面管线中的水平或倾斜管流。对自喷井，原油流到井口后还有通过油嘴的流动—嘴流。所以，自喷井可以分为四个基本流动过程。一口较完整和较复杂的自喷井系统及各段的压力损失如图**2-1**所示。

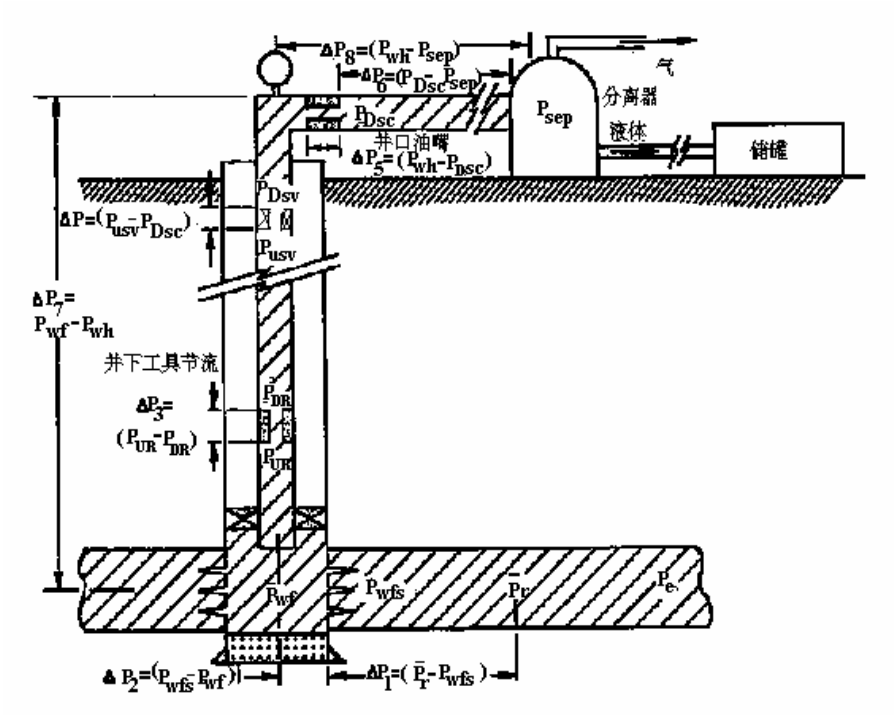



图**2-1**　完整的自喷井生产系统的压力损失示意图

图中　$\Delta P_1=\overline{P}_r-P_{wfs}$—油藏中的压力损失；

$\overline{P}_r$—平均油藏压力；

$P_{wfs}$—井底油层面上的压力；

$\Delta P_2 = P_{wfs} - P_{wf}$—穿过井壁(射孔孔眼、污染区)的压力损失；

$P_{wf}$—井底流动压力；

$\Delta P_3 = P_{UR} - P_{DR}$—穿过井下节流器的压力损失；

$P_{UR}$、$P_{DR}$—井下节流器上、下游压力；

$\Delta P_4 = P_{USV} - P_{DSV}$—穿过井下安全阀的压力损失；

$p_{USV}$、$P_{DSV}$—井下安全阀的上、下游压力；

$\Delta P_5 = P_{wh} - P_{DSC}$—穿过地面油嘴的压力损失；

$P_{wh}$—井口油管压力；

$P_{DSC}$—地面油嘴下游压力(井口回压)；

$\Delta P_6 = P_{DSC} - P_{sep}$—地面出油管线的压力损失；

$P_{sep}$—分离器压力；

$\Delta P_7 = P_{wf} - P_{wh}$—油管中的损失，包括 $\Delta P_3$ 和 $\Delta P_4$ ；

$\Delta P_8 = P_{wh} - P_{sep}$ 地面管线总损失，包括 $\Delta P_5$

大多数自喷井的生产系统较为简单，除海上油井外都不设置井下安全阀和节流器。

油井稳定生产时，整个流动系统必然满足混合物的质量和能量守恒原理。要使油井连续稳定自喷，就必须使这四个不同流动过程既相互衔接又相互协调起来，其中任何一个流动过程发生变化。都会影响其它过程，从而改变自喷井的整个生产状况。

### 2.1.2 自喷井节点分析

80年代以来，为了进行油、气生产系统设计及生产动态预测，广泛使用节点系统分析(Nodal Systems Analysis)方法。它是应用系统工程原理，以油井生产系统为对象把从油藏到地面分离器所构成的整个油井生产系统按不同的流动规律分成若干流动子系统，在每个流动子系统的起始及衔接处设置节点。在分析研究各子系统流动规律的基础上分析各子系统的相互关系及其各自对整个系统工作的影响，为优化系统运行参数和进行系统的调控提供依据。图2-2是与图2-1所示系统相对应的各节点位置。

节点1描述分离器压力 $P_{sep}$，通常可调节为定值。节点8描述平均油藏压力 $\overline{P}_r$。在整个生产系统中，节点1和节点8上的压力 $P_{sep}$ 和 $\overline{P}_r$ 并不是流量的函数。因此，任何用来求解总系统问题的试算法都必须从节点1或8开始。如果以其它中间节点作为使问题获得解决的节点即求解点(Solution node)，则要分别从节1和节点8两点开始。一旦求解点选定之后，就可以把某一流量下从开始节点起的全部压力降加起来，一直到达求解点为止。

求解点的选择主要取决于所要研究解决的问题。通常是选用(见图2-3)井口(节点3)或井底(节点6)，即求解不同条件下系统协调生产时的井口压力或井底流压及相应的产量，也可以选在其它节点上。

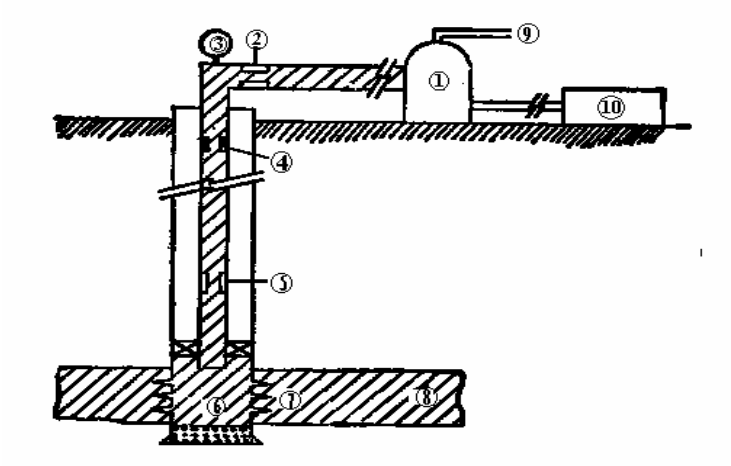



图2-2　自喷井生产系统节点位置

1—分离器；2—地面油嘴；3—井口；4—安全阀；5—节流器；

6—$P_{wf}$；7—$P_{wfs}$；8—$\overline{P_r}$；9—集气管网；10—油罐

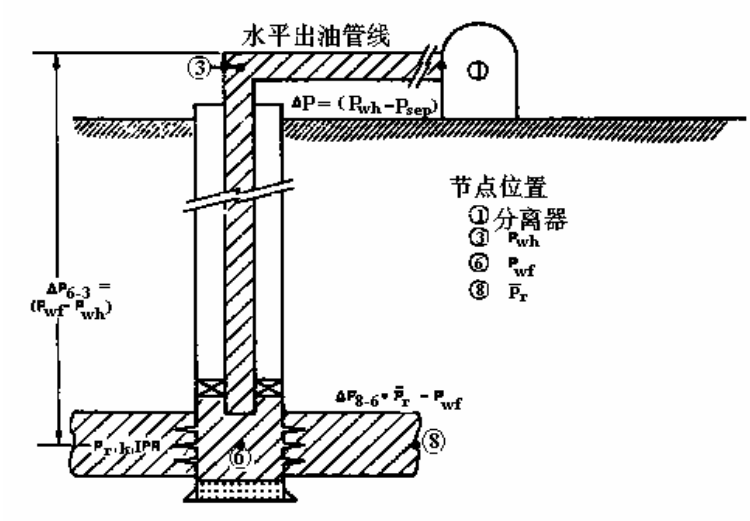



图2-3　简单系统的节点

**(1)油藏与油管两个子系统的节点分析**

给定的已知条件：油藏深度；油管直径；气油比；含水；油、气、水密度；油藏压力 $\overline{P_r}$；饱和压力 $P_b$(低于油层压力)及单相流时的采油指数 $J_l$。

**1)**井底为求解点

当油压为已知时，可以以井底为求解点。**IPR**曲线为节点**6**的流入曲线。若已知油压，则设定一组产量，通过井筒多相流计算可得一组井底流压，此流压与产量的关系曲线便为节点**6**的流出曲线。把这两条曲线绘制在同一座标中，其交点便为该系统在所给条件下在井底得到的解，即在所给条件下可获得的油井产量及相应的井底流压(图**2-4**)。

**2)**井口为求解点

有时也不一定要求保持固定的油压，这时设定一组产量，通过IPR曲线A可计算出一组井底流压，然后通过井筒多相流计算可得一组井口油压曲线B，此油压与产量的关系曲线便为节点3的流入曲线。如图2-5所示。

图2-5上，当产量为$Q$时，此时油层与油管的产量都是$Q$，井底流压与管鞋压力都为$P_a$，油压为$P_b$，$P_a-P_b$是在油管中消耗的压力。

在这里要说明曲线B的形状，油管的上下压差($P_a-P_b$)并不总是随着产量的增加而加大，而是在$Q_c$时有一个较低的值。这种现象符合前面所讲的多相管流规律。产量低时，管内流速低，滑脱损失大；产量高时，摩擦损失大，这两种情况均可造成管内压力损耗大。而只有某一产量范围，滑脱与摩擦都不是很高的时候，可得到较低的管内压力损耗。

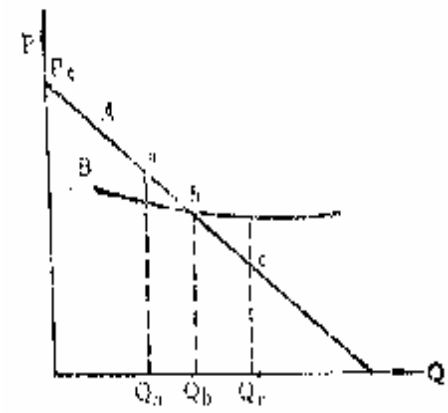



图2-4　管鞋压力与产量关系曲线

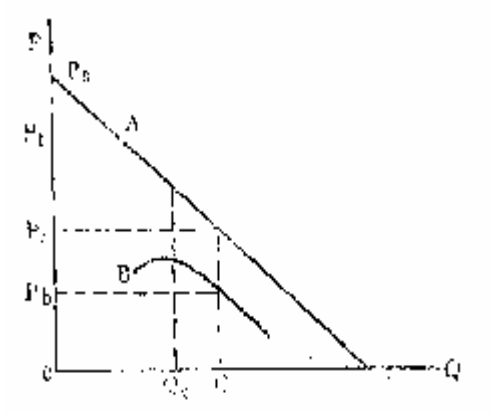



图2-5　油压与产量的关系曲线

这种方法可以计算出任意产量下的井口油压的大小，并用于预测油井能否自喷。

**(2)从油藏到分离器无油嘴系统的节点分析方法**

下面就以图2-3所示的简单系统为例来说明选取不同求解点时，进行系统分析的方法。

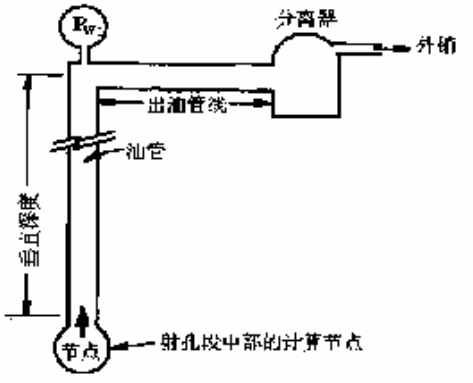
给定的已知条件：分离器压力$P_{sep}$；出油管线直径及长度；油藏深度；油管直径；气油比；含水(本例为零)；油、气密度；油藏压力$\overline{P}_r$；饱和压力$P_b$(低于油藏压力)及单相流时的采油指数PI。

1)井底为求解点

整个生产系统将从井底(节点6)分成两部分：一部分为油藏中的流动；另一部分为从油管鞋到分离器的管流系统，如图2-6所示。

由于选取中间节点6(井底)为求解点，所以求解时，要从两端(节点8和节点1)开始，设定一组流量，对这两部分分别计算至求解点上的压力(井底流压，亦即油管鞋压力)与流量的关系曲线。表示油藏中流动的IPR曲线为节点6的流入曲线；以节点1(分离器压力)为起点通过水平或倾斜管流计算得井口油压，再通过井筒多相流计算得油管入口压力与流量的关系曲线，此曲线为节点6的流出曲线。把这两条曲线绘制在同一座标中，

其交点便为该系统在所给条件下在井底得到的解，即在所给条件下可获得的油井产量及相应的井底流压(图2-7)。




2-6　简单管流系统

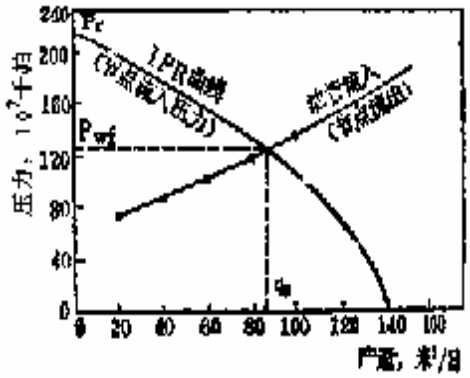



图2-7　求解点在井底的解

选取井底(节点6)为求解点，便于预测油藏压力降低后的未来油井产量(图2-8)及研究油井由于污染或采取增产措施后引起的完善性(或流动效率)改变所带来的影响(图2-9)。

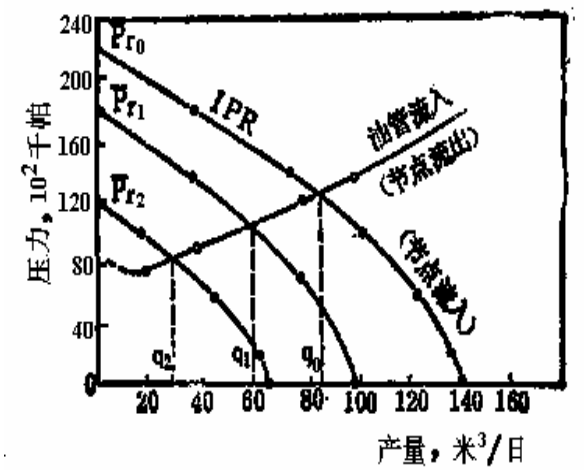



图2-8 预测未来产量

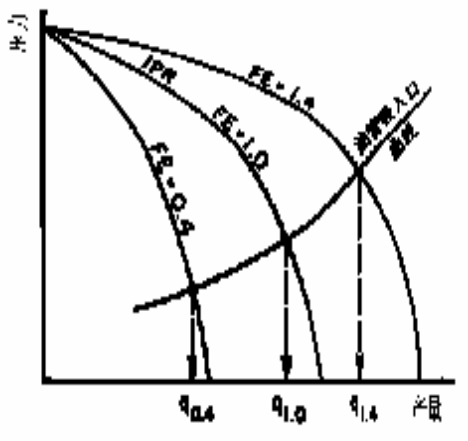



图2-9　油井流动效率改变的影响

2)井口为求解点

整个生产系统将从井口分为如图2-10和图2-11所示的两大部分。




图**2-10** 地面管线和分离器部分
**(**井口为求解点**)**

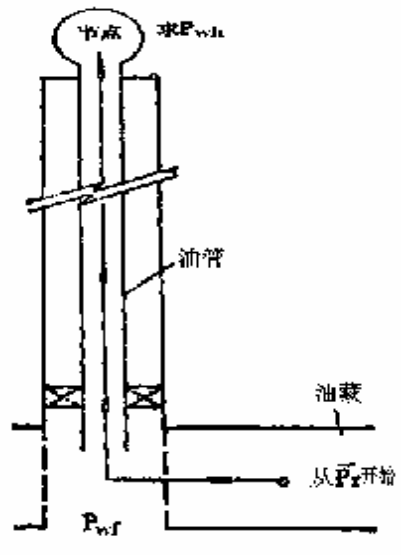



图**2-11** 油管和油藏部分
**(**井口为求解点**)**

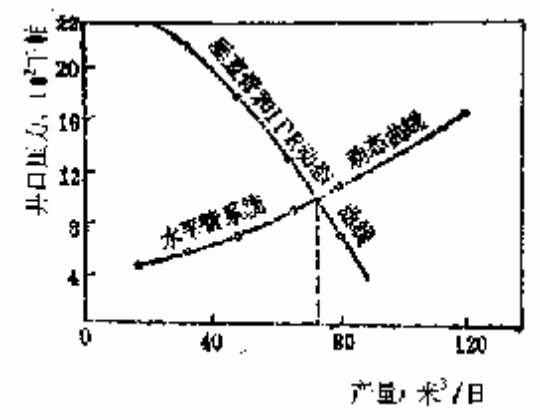



图**2-12** 求解点在井口的解

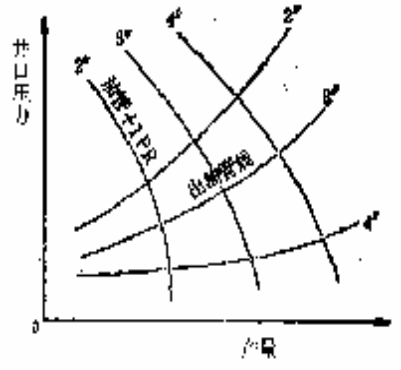


图**2-13** 不同直径的油管和出油
管线的井口解

求解压力为井口压力 $P_{wh}$。在假定一组流量后，分别以给定的分离器压力 $P_{sep}$ 和油藏压力 $\overline{P_r}$ 为起点计算不同流量下的井口压力 $P_{wh}$。这样就可绘出以井口为求解点的节点流入曲线**(**油管及油藏的动态曲线**)**和节点流出曲线**(**水平管流动态曲线**)**，如图**2-12**所示。由两条曲线的交点就可求出该井在所给条件下的产量及井口压力。

求解点选在井口可用来研究不同直径的油管和出油管线对生产动态的影响**(**图**2-13)**，便于选择油管及出油管线的直径。

**3)**分离器为求解点

以油藏为起点，分离器为终点**(**图**2-14)**计算不同流量下的分离器压力，并绘出分离器压力与产量关系曲线**(**图**2-15)**。

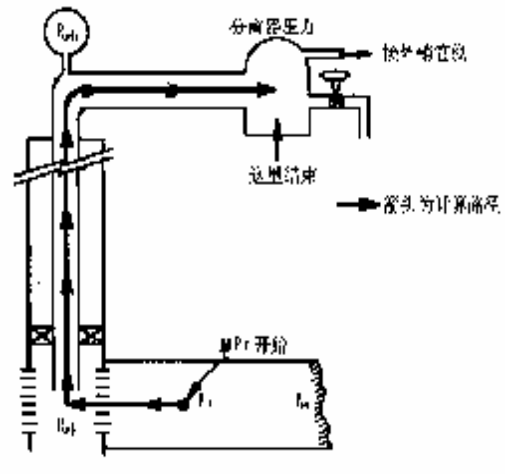


图**2-14** 分离器为求解点

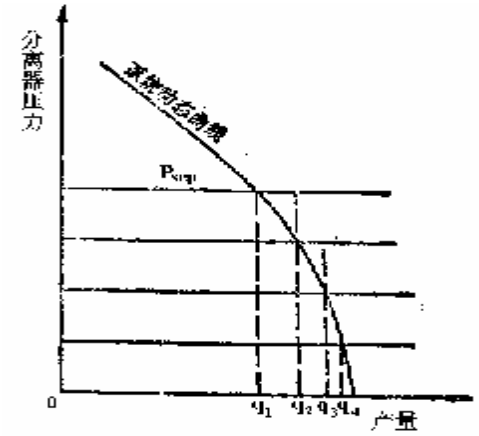



图**2-15** 分离压力与产量关系

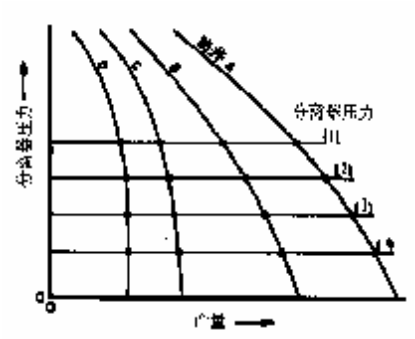



图**2-16** 分离器压力对不同油井产量的影响

实际生产时，分离器压力调节为定值。由图**2-15**就可得到选定分离器压力后的产量。

对不同类型的井，以分离器为求解点可做出类似于图**2-15**的曲线从而可得到分离器压力对各类井生产的影响情况。图**2-16**为四口不同类型的油井以分离器为求解点的曲线。由图**2-16**可看出，虽然降低分离器压力可提高油井产量，但各井增产的程度不同，**A**井增产明显而**D**井则增产很少。分离器压力与集气管网有关。对于需要增压外输或用于气举时，它直接关系到压缩机的吸入压力，从而影响压缩气体需要的功率及压缩机的选择。显然，分离器压力低时，由于压缩比高而需要较高的功率。在这种情况下，分离器压力临界值的确定要进行经济技术方面的综合考虑，其中会涉及到油气分离方式和分离效率以及出油管线直径的选定问题。

**4)**平均油藏压力为求解点

以分离器为起点**(**图**2-17)**计算不同流量下的油藏压力，并绘出油藏压力与流量关系曲线**(**图**2-18)**。计算时，先假定一组流量，并以给定的分离器压力为起点计算各假定流量下相应的井口压力。然后，以计算得的井口压力为起点计算各对应流量下的井底压力。最后，根据假定的一组流量及计算得的井底压力，利用**IPR**曲线或相关式就可求得相应的油藏平均压力 $\overline{P}_r$。以油藏压力为求解点所得的曲线可以用来研究在给定条件下油藏平均压力对油井生产的影响及预测不同油藏平均压力下的油井产量。

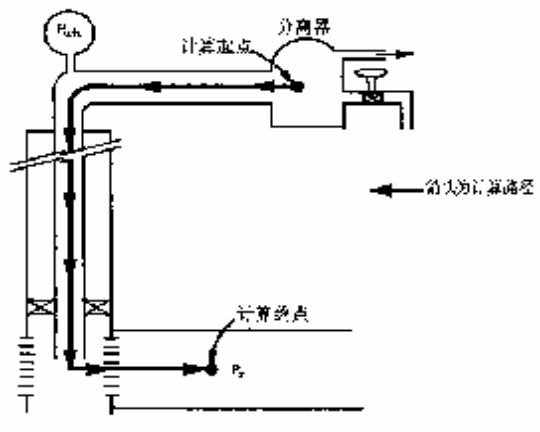



图2-17　求解点为 $\overline{P_r}$

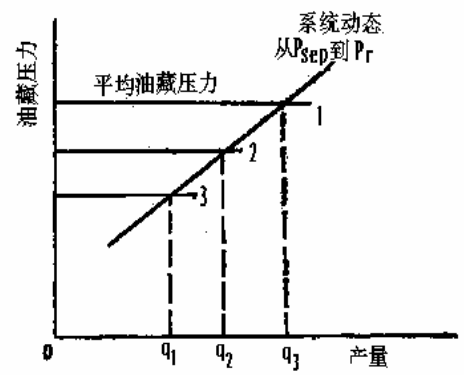



图2-18　$\overline{P_r}$ 变化的影响

**(3)从油藏到分离器有油嘴系统的节点分析方法**

**1)**嘴流规律

在进行有油嘴系统的节点分析之前，先来分析油气混合物通过油嘴时的流动—嘴流规律。

如图**2-19**所示，油、气混合物从井底到达井口时，在油嘴前的油压 $P_t$ 和油嘴后的回压 $P_h$ 作用下通过油嘴。由于此处气体膨胀，混合物体积流量很大，而油嘴直径又很小，因此，混合物流经油嘴时流速极高，可能达到临界流动。所谓临界流动是流体的流速达到压力波在流体介质中的传播速度即声波速时的流动状态。此时可以把混气液体在油嘴中的流动看成热工中流体在临界条件的喷管流动。在临界流动条件下，气体或液体经喷管的质量流量与喷管前后的压力比的关系 $P_2/P_1$ 如图**2-20**所示。

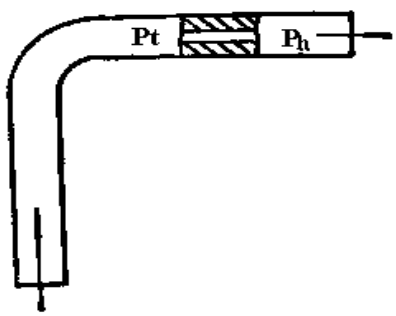



图2-19　嘴流示意图

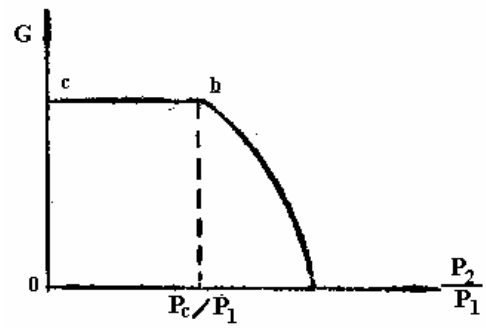



图2-20　$G=f(P_2/P_1)$ 关系

图**2-20**中 $G$ 是流体的质量，$P_1$ 与 $P_2$ 是喷管前后的压力。从图**2-20**中看出，当 $P_1=P_2$ 时，$G=0$。在曲线**ab**段上，当压力比 $P_2/P_1$ 逐渐减小时，流量**G**逐渐增加。但当流量 $G$ 增加到某一定值**(**最大值**)**时，继续减小压力比，流量并不增加，而保持定值如直线段**bc**所示。

对应于最大流量时的压力比 $P_c/P_1$ 称为临界压力比，根据热力学理论，气体流动的临界压力比为：

$$\frac{P_c}{P_1}=\left(\frac{2}{k+1}\right)^{\frac{k}{k-1}} \tag{2-1}$$

式中 $k$—气体的绝热指数。

在临界压力比条件下的最大流量，就是在声速下的流量。

在空气、油、盐水中的声速分别是**335.4m/s**，**1216m/s**和**1700m/s**，在油气混合物中的声速与混合物组成及其性质有关。

空气流过喷管的临界压力比为：

$$\frac{P_c}{P_1}\approx 0.528\ (\text{天然气为}\mathbf{0.546}) \tag{2-2}$$

油气混合物在油嘴中的流动近似于单相气体的流动，从上式可以看出，当压力比等于或小于**0.546**，大体上在嘴内产生等于声速的流动速度。在临界流动条件下，即 $\frac{P_2}{P_1}\le\frac{P_c}{P_1}=0.546$，流量不受嘴后压力变化的影响，而只与嘴前的压力、嘴径及气油比有关。根据矿场资料统计，它们之间的关系可表示为：

$$q=\frac{p_t d^m}{cR^n} \tag{2-3}$$

或

$$P_t=\frac{cR^n q}{d^m} \tag{2-3a}$$

式中 $P_t$—油压(即 $P_1$ )；

$R$—气油比；

$q$—产油量；

$d$—油嘴直径；

$n$、$m$、$c$—常数。

式**(2-3)**表示了临界流动条件下油气混合物通过油嘴时主要流动参数之间的基本关系。由于流体性质的差别及油气混合方式的不同使得嘴流复杂化。根据国内外数百口井资料统计，通常采用的嘴流计算公式为：

$$q=\frac{4d^2}{R^{0.5}}P_t \tag{2-4}$$

式中 $P_t$—油压，**MPa**；

$q$—产油量，**t/d**；

$R$—气油比，$\mathbf{m^3/t}$；

$d$—油嘴直径，**mm**。

对于含水井可采用下式

$$q_t=\frac{4d^2}{R^{0.5}}P_t(1-f_w)^{-0.5} \tag{2-5}$$

式中 $q_t$—产液量，**t/d**；

$f_w$—含水，小数。

应当指出，油嘴流动等式有很大的经验性，与油田条件有关。所以，在实际应用时，应根据油田具体条件，收集及分析与油嘴有关参数的资料，对上式加以校正，得出适合于本地区的计算公式。

当油嘴直径和气油比一定时，产量 $q$ 和井口油压 $P_t$ 成线性关系。如图**2-21**所示。只有满足油嘴的临界流动，整个生产系统才能稳定生产。即使井口回压有所变化，油井产量也不发生变化。

**2)**有油嘴系统的节点分析方法

对图 **2-1** 所示的复杂系统，计算中则需要考虑 $\Delta P_3$、$\Delta P_4$ 及 $\Delta P_5$。如果为了选择地面油嘴、井下安全阀及井下节流器，则求解点可分别选择在节点 **2**、节点 **4** 及节点 **5** 上来进行分析。与前面所讲的其它节点之不同处在于，这些节点上的压力是不连续的，液流穿过节点时产生压差。把这种压力不连续，即存在压差的节点统称为“功能节点”**(Functional node),**即在这些节点位置上装有可起特殊作用的设备。当以功能节点为求解点时，先要以系统两端为起点分别计算不同流量下节点上、下游的压力，并求得节点压差和绘出压差－流量曲线。然后，根据描述节点设备**(**油嘴、安全阀等**)**的流量—压差公式或相关式，求得设备工作曲线。由两条压差－流量曲线的交点便可求得问题的解，即节点设备产生的压差及相应的油井产量。设备规格不同，则求解得到的压差及产量亦不相同，从而可根据要求选出合适的节点设备。

对有油嘴的生产系统，必须以油嘴为求解点。可设定一系列的产量，从油层和分离器开始分别计算出油嘴处一系列的油压和回压。将满足回压低于油压一半**(**油嘴临界压力比近似取 **0.5)**的点绘制成 $P_t \sim q$ 的曲线 **B**，此曲线上的任一点都满足油嘴的临界流动。曲线 **B** 与油嘴特性曲线 **G** 的交点即为该油嘴下的产量与油压，如图 **2-22** 所示。

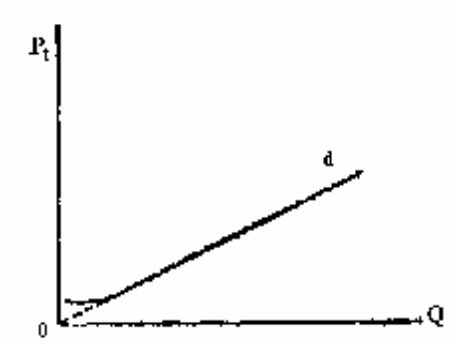



图**2-21**　油嘴、油压与产量的关系曲线

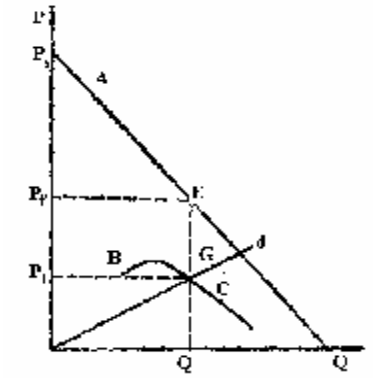



图**2-22**　自喷井三个流动过程关系

图 **2-22** 中，$P_s - P_f$ 表示在油层流动中所消耗的压力，$P_s - P_t$ 表示在油管垂直流动中所消耗的压力，$P_t$ 表示井口油压。

**(4)**节点分析在设计及预测中的应用

**1)**不同油嘴下的产量预测与油嘴选择

对一口井根据生产上要求的产量**Q**选择合适的油嘴直径**d**时，以油嘴为求解点，绘制出满足油嘴临界流动的$P_t$～**Q**曲线即油管工作曲线**B**，再根据可供选用的油嘴直径分别作出相应的油嘴曲线，如**4**、**6**、**8**、**10**、**16**分别与曲线**B**相交，其交点所对应的产量分别为$Q_6$、$Q_8$、$Q_{10}$、$Q_{16}$，然后根据要求的产量**Q**确定与之对应的**(**或较接近的**)**油嘴直径。如图**2-23**所示。

从图**2-23**上可以看出，油嘴**4**与曲线**B**无交点，说明选用油嘴**4**在油管中的油流速度很低，则生产不正常。在更换油嘴预测产量的时候，应当注意油嘴的更换应不引起绘制曲线**B**时各给定参数的变化。例如因更换油嘴使参数气油比改变，那么三条曲线的位置将发生改变，图**2-23**就是在更换油嘴时参数不变的情况下得到的。

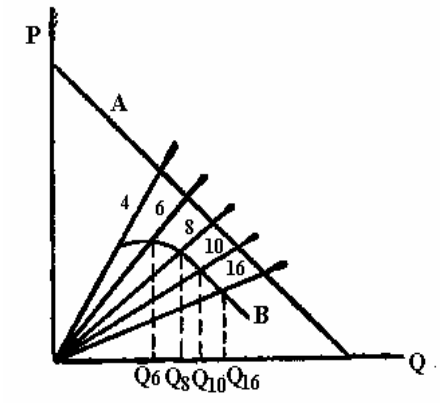



图**2-23**　不同油嘴直径时的产量

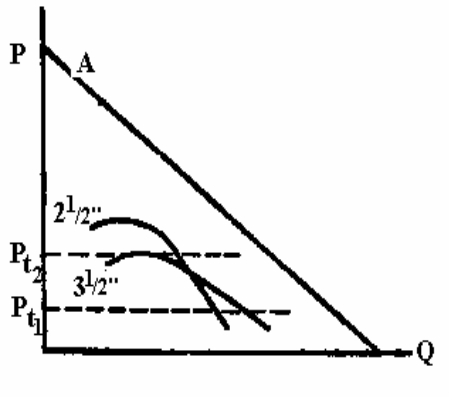



图**2-24**　不同油管直径对产量的影响

**2)**油管直径的选择

在相同参数下，将不同直径油管的工作曲线画在 **P-Q**图上，以比较在某种产量范围内选用何种油管直径更为有利。如图**2-24**分别作出油层工作曲线**A**和相应的$2\frac{1}{2}''$和$3\frac{1}{2}''$或其他直径的油管工作曲线。油管工作曲线的形状和给定的具体参数有关，图**2-24**上的油管工作曲线是其中的一例，从这两种管径的油管工作曲线看到一种有意义的情况。当井口油压较低为$P_{t1}$时，大直径油管的产量比小直径的要高，这是容易理解的。但是，同样这两种管径的油管，当油压高时，如$P_{t2}$，大直径油管的产量反而比小直径的要低。这是由于在大直径管中滑脱损失使总损失增大之故。由此可见，在某种条件下，大直径油管不一定比小直径油管的产量高。

在这里要强调一下选择油管的重要性。要考虑到在高产井中**(**千吨及上万吨的井**)**，倘若没有考虑到油管直径的问题，很可能由于选用了过小的油管直径而限制了产量。国外有的高产自喷井油管用到$3\frac{1}{2}''$，$4\frac{1}{2}''$的，如中东及阿拉斯加等地区。

由于油管尺寸的加大，自然影响到套管直径及其配套的井下工具。因此，在完井工程设计确定生产套管尺寸时首先应确定油管直径。而油管直径的选择不仅要考虑到开发初期的产能，而且要考虑到开发后期的产能及举升工艺和可能采取的井下措施。

**3)**预测油藏压力变化对产量的影响

油藏在开采过程中，油藏压力会发生某种程度的降低，可以用类似的方法预测油藏压力下降后产量的变化。

首先讨论油嘴直径不变时，油藏压力降低后产量$Q$的变化。

如图**2-25**所示，**A**、**B**分别为某一开采阶段的油层工作与油管工作曲线。经过一定时间后，油藏压力降低，相应的油层工作曲线和油管工作曲线为$A'$、$B'$。如果所用的油嘴直径$d_1$不变，该井的产量将由原来的$Q_1$下降为$Q_2$。倘若已知油藏压力下降的速度也可以估计出产量从$Q_1$降低到$Q_2$所需的时间。

如果要保持原来的产量$Q_1$，就必须换用较大的油嘴直径$d_2$。问题在于换用大直径油嘴$d_2$后，井口油压要随之下降，能否满足生产上对井口油压的要求，也是需要考虑的。也可以采用绘制图**2-18**的方法分析油藏压力变化对油井产量的影响。

**4)**停喷压力预测

如图**2-26**所示，油井在生产过程中，由于油藏压力连续下降，油层工作曲线分别变为$A_1$、$A_2$、$A_3$，相应的油管工作曲线也要向横轴方向移动，如$B_1$、$B_2$、$B_3$。如果要求油压$P_t$在大于某值(例如$P_t$=**0.6MPa**)的条件下生产，在纵轴上取$P_t$=**0.6MPa**的**E**点作一水平线交油管曲线$B_2$于**C**点。从图中可以看出，**EC**线不与油管曲线$B_3$相交，说明油藏压力下降到$A_3$以前，油井已不能正常自喷生产。

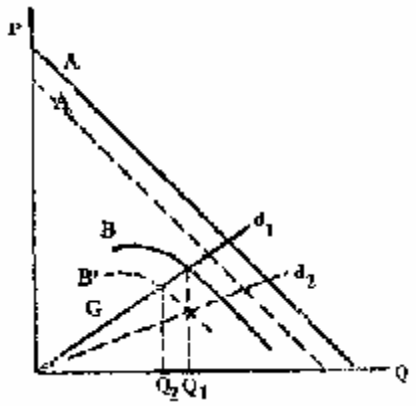



图**2-25**　油藏压力下降对产量的影响

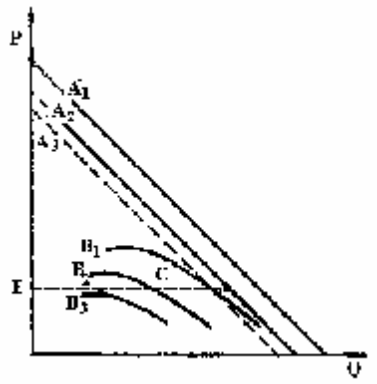



图**2-26**　停喷压力预测

在研究自喷油井工作时，实际情况是比较复杂的。上面讨论中，尚有下列因素未加考虑：

a.多油层的情况；

b.油井生产过程中的一些复杂情况，如油井出砂、结蜡、井下节流器及安全阀等。

需要强调的是，在节点分析计算过程中，可以看到多相管流计算方法的重要性，为了提高计算的准确，应选取与实际情况较符合的计算方法。

## 2.2 气举采油原理及油井举升系统设计方法

气举是利用从地面注入高压气体将井内原油举升至地面的一种人工举升方式。气举井的井筒流动与自喷井相同，但用于举升原油的气体主要来自地面的高压气，而不是来自地层和原油的溶解气。气举采油是机械采油法中对油井生产条件适应性较强的一种，常用于高产量的深井和含砂量少、含水低、气油比高和含有腐蚀性成分低的油井。气举采油时必须有足够的气源，一般为气井和油井产出的天然气，气举采油的井口和井下设备比较间单，但由于气举需要压缩机组和地面高压气管线，地面设备系统复杂，一次性投资较大，而且系统效率较低，特别是受到气源的限制，一般油田很少采用。随着气举技术及有关配套工艺的完善，在高气油比油藏的开发中气举方式已被广泛应用，特别是对高气油比、高产量的深井，海上油井，水平井，定向井，丛式井，气举方式具有广泛的应用前景。

### 2.2.1 气举采油原理

气举采油是依靠从地面注入井内的高压气体与油层产出流体在井筒中的混合，利用气体的膨胀使井筒中的混合液密度降低，将流入到井内的原油举升到地面的一种采油方式，其流程如图 2-27 所示。

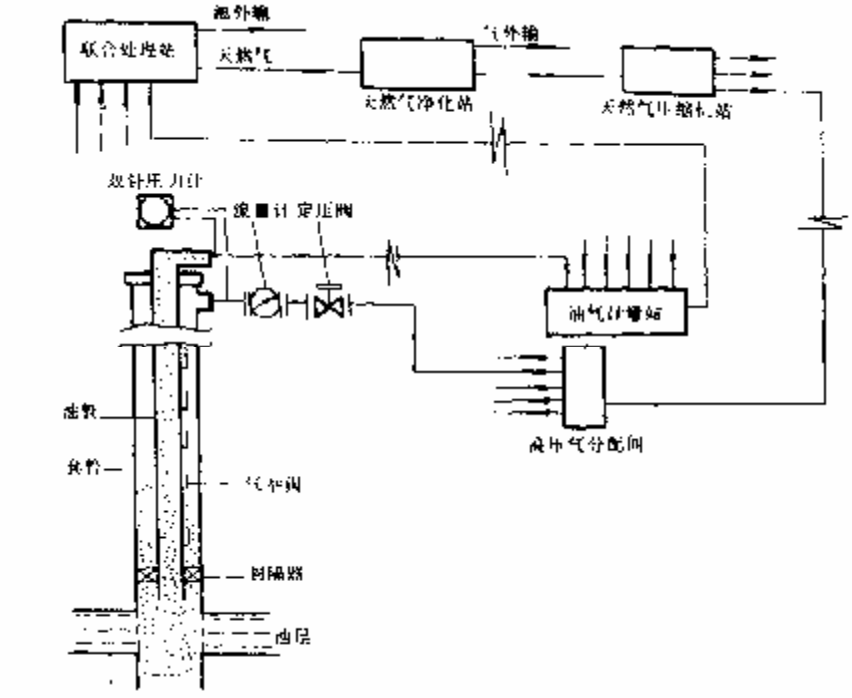



图 2-27 气举采油系统示意图

气举按注气方式可分为连续气举和间歇气举。所谓连续气举就是将高压气体连续地注入

井内，排出井筒中液体的一种举升方式，适应于供液能力较好、产量较高的油井。间歇气举就是向井筒周期性地注入气体，推动停注期间在井筒内聚集的油层流体段塞升至地面从而排出井中液体的一种举升方式。间歇气举主要用于油层供给能力差，产量低的油井。

气举井与自喷井，有许多相似之处，气举井的主要能量是依靠外来高压气体的能量，而自喷井主要依靠油层本身的能量。为了获得最大的油管工作效率，应当将油管下到油层中部，这样可使油管在最大的沉没度下工作，即使将来油层压力下降，也能使气体保持较高的举油效率。

## 2.2.2 气举启动

在中深油井，特别是深井和超深油井中，如果油管下入较深，地面供给气体的压缩机将需要足够的压力，才能将气体注入环空的预定深度使油井投入正常工作。当油井停产时，井筒中的积液将不断增加，油套管内的液面在同一位置，当启动压缩机向油套环形空间注入高压气体时，环空液面将被挤压下降，如不考虑液体被挤入地层，环空中的液体将全部进入油管，油管内液面上升。随着压缩机压力的不断提高，当环形空间内的液面将最终达到管鞋（注气点）处，此时的井口注入压力达到最高值称为启动压力。当高压气体进入油管后，由于油管内混合液密度降低，液面不断升高，液流喷出地面，井底流压随着高压气体的进一步注入，也将不断降低，最后达到一个协调稳定状态。图 2-28 为气举井（无凡尔）启动过程示意图。在此过程中，井口注入压力随时间的变化如图 2-29 所示。当井底流压低于油层压力时，液流则从油层中流出，这时混合液密度又有所增加，压缩机的注入压力也随之增加，经过一段时间后趋于稳定。气举井的上述启动过程实际上是降低井内流体载荷的过程。因此，也称为“卸荷”过程。

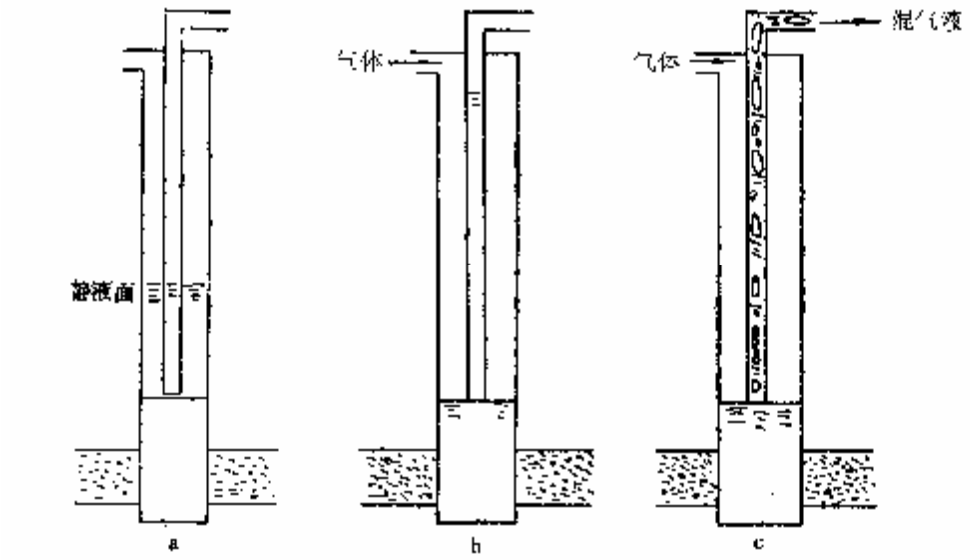



图 2-28 气举井（无凡尔）的启动过程

a—停产时；b—环形液面到达管鞋；c—气体进入油管

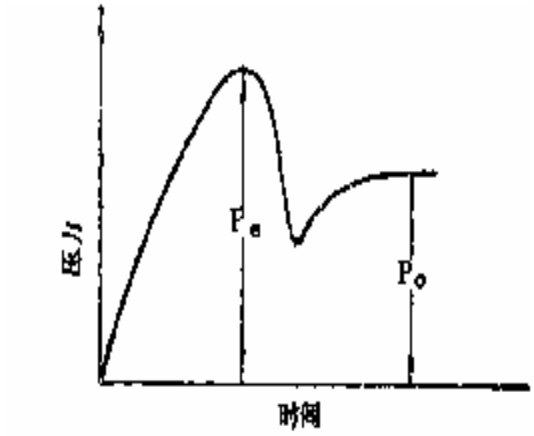



图 2-29　气举井启动时的压缩机压力随时间的变化曲线

图 3-29 中，$P_e$ 为启动压力，它是气举井启动过程中的最大井口注入压力。$P_o$ 为趋于稳定时的井口注入压力，称为工作压力。

如果当压缩机的最大额定压力小于启动压力时，气举将无法举出井筒的液体。启动压力与油管下入的深度、油管直径以及静液面的深度有关。当静液面深度一定时，降低油管下入深度，可降低启动压力，但随着静液面的下降，油井将无法正常生产。所以，计算启动压力时，必须考虑下述两种情况。

第一种情况：环空液面降低到管鞋时，液体并未从井口溢出，启动压力与油管液柱相平衡。即

$$P_e = (h^* + \Delta h)\, rg \tag{2-6}$$

$\Delta h$ 由下式确定：$\dfrac{p}{4}(D^2 - d^2)h^* = \dfrac{p}{4}d^2\Delta h$ (2-7)

式中　$h^*$ ——静液面距管鞋的深度；

$\Delta h$ ——油管液面上升的高度。

由(2-7)式求出 $\Delta h$ 后代入(2-6)式得:

$$P_e = h^* rg\frac{D^2}{d^2} \tag{2-8}$$

第二种情况：静液面接近井口，环形空间的液面还没有被挤到油管鞋时，油管内的液面已达到井口，液体中途溢出井口。此时，启动压力就等于油管中的液柱压力:

$$P_e' = Lrg \tag{2-9}$$

式中　$P_e'$ —最大启动压力；

$L$ —油管长度；

$r$ —液体密度。

当油层的渗透性较好时，且被液体挤压的液面下降很缓慢时，则从环形空间挤压出的液体有部份被油层吸收。在极端情况下，液体全部被油层吸收，当高压气到达油管鞋时，油管中的液面几乎没有升高。在这种情况下，启动压力由油管中静液面下的沉没深度确定，即

$$P_e''=h^*rg$$

式中　$P_e''$—最小启动压力。

一般情况下，气举系统的启动压力只能在 $P_e'$ 和 $P_e''$ 之间。

### 2.2.3　气举凡尔

**(1）气举凡尔工作原理**

气举生产过程中，由于启动压力较高，这就要求压缩机额定输出压力较大，但由于气举系统在正常生产时，其工作压力比启动压力小得多，势必造成压缩机功率的浪费，增加投入成本。为了降低压缩机的启动压力与工作压力之差，必须降低启动压力。假设在油管不同深度装上阀孔，当注入高压气体时，气体从阀孔进入油管，降低阀孔上部油管的混合液密度从而排出上部油管液体。进一步的设想，当油管内的压力下降到某一界限的时候，阀孔关闭，高压气体又推动环空液面下行，到第二个阀孔。依此类推，从而排出井筒中的积液，使油井正常工作。这个智能的阀孔就是所谓的气举凡尔，其作用就是降低启动压力和排除油套环形空间的液体。

气举凡尔在气井生产系统中，关系到气举井能否正常生产。气举凡尔按安装方式分为：绳索投入式和固定式。按使凡尔保持打开或关闭的加压元件分为：封包充气凡尔、弹簧加压凡尔及充气室和弹簧联合加压的双元件凡尔。按井下凡尔对套压和油压的敏感程度又分为：套压控制凡尔与油压控制凡尔。下面对常用的几种凡尔分别作简要介绍。

套压控制凡尔也称气压控制凡尔，当其关闭时，有 50%～100%是对套压敏感，而打开状态时则有 100%，打开或关闭凡尔，必须提高或降低套压。液压控制凡尔也称油压凡尔，在关闭状态时，有 50％～100％对油压敏感，打开状态时有 100％对油压敏感，打开或关闭凡尔，则要相应的提高或降低油压。

气举凡尔实质上是一种用于井下的压力调节器。图 2-30 是地面上常用的简单压力调节器的简图。弹簧张力 F 使与阀杆相连的阀坐于阀座上。上游压力 $P_u$ 作用于响应元件弹簧膜(面积 $A_b$)上，产生使阀杆上移试图打开凡尔的力 $P_u(A_b-A_p)$；下游压力 $P_d$ 作用在阀球上，也产生试图打开凡尔的力 $P_dA_p$。

当 $F>P_u(A_b-A_p)+P_dA_p$　时，凡尔处于关闭状态。$A_p$ 为阀孔截面积。

一旦 $P_u(A_b-A_p)+P_dA_p>F$，则凡尔被打开。

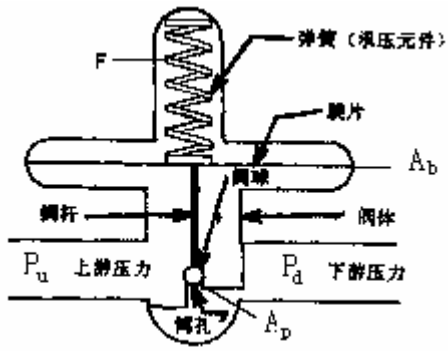



图 2-30　压力调节器结构示意图

此时，使凡尔保持打开的力则为 $P_u A_b$ 。当上游压力降低(下游压力也随着降低)使 $P_u A_b < F$ 时，则凡尔又重新关闭。重新关闭后，在下游压力已降低的情况下，即使上游压力恢复到原来打开凡尔时的数值，也不能打开凡尔。由于 $A_b > A_p$ ，它对上游压力的敏感性大；如果改变流动方向，则对下游压力的敏感性大。

下面我们对常用的套压控制凡尔和油压控制凡尔作简要介绍。

**（2） 套管压力操作凡尔参数计算**

这是封包式凡尔中的一种，图 2-31 所示为处于关闭状态时的示意图；图 2-32 是开启状态示意图。

1)工作条件下凡尔开启压力

在图 2-31 所示的关闭状态下，凡尔球受油管压力产生的上顶力，封包受套管压力产生的上顶力，两者都试图打开凡尔，而作用在封包面积上的气室压力则力图使凡尔保持关闭状态。

试图打开凡尔的力

$$F_o = P_c (A_b - A_p) + P_t A_p \qquad (2\text{-}10)$$

保持凡尔关闭的力 $F_c = P_d A_b$ (2-11)

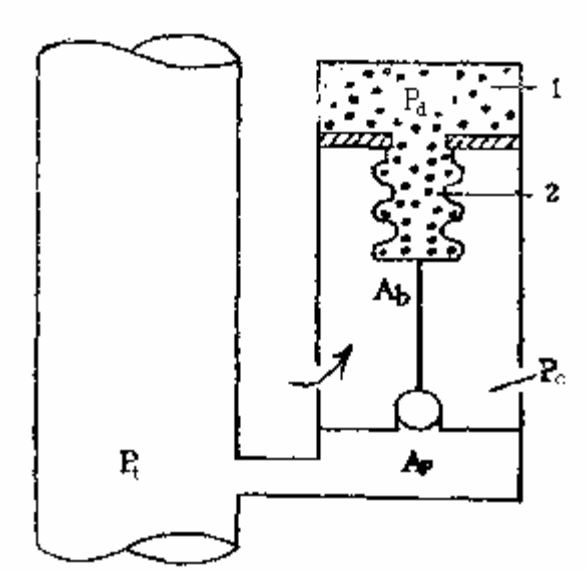



图 2-31 套管压力操作阀（关闭状态）

1—充气室（加压元件）；2—封包（响应元件）； $P_c$ —套管压力；

$P_t$ —油管压力； $P_d$ —气室压力； $A_b$ —封包面积； $A_p$ —凡尔孔（座）面积

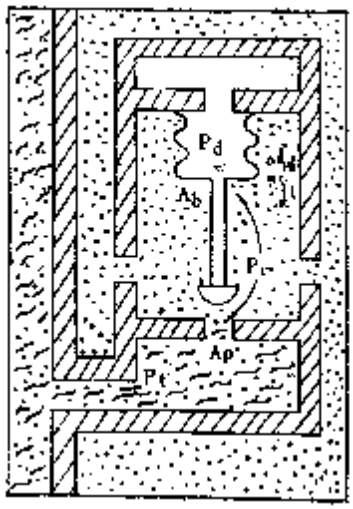



图 2-32　套管压力操作凡尔（开启状态）

若以 $P_{op}$ 表示凡尔将要开启瞬间凡尔处的套管压力(称凡尔开启压力)，则根据凡尔力的平衡条件，凡尔开启压力为：

$$P_{op} = \frac{P_d - RP_t}{1-R} \tag{2-12}$$

式中　$P_{op}$ ——凡尔在井下的开启压力，MPa；

$P_d$ —— 凡尔在井下时封包内的压力，MPa；

$p_t$ ——凡尔处的油管压力，MPa；

R——凡尔孔面积与封包面积之比，即 $R = A_p / A_b$

为了研究油管压力对凡尔开启压力的影响，将(2-12)式改写为：

$$P_{op} = \frac{P_d}{1-R} - \frac{RP_t}{1-R} \tag{2-12a}$$

由上式看出，随着油管压力增加，打开凡尔所需要的套管压力减小。式中的油管压力项（第二项）称油管效应(T.E.)。

$$T.E. = P_t \frac{R}{1-R} \tag{2-13}$$

式中，R/(1—R)称为油管效应系数(T.E.F.)。

2)工作条件下的凡尔关闭压力

当凡尔处的套管压力 $P_c \geq P_{op}$ 之后，凡尔就会被打开。凡尔打开后：

保持凡尔开启的力　$F_o = P_c(A_b - A_p) + P_c A_p$

试图关闭凡尔的力　$F_c = P_d A_b$

当 $F_o \leq F_c$ 时，凡尔就会关闭。以 $P_{vc}$ 表示凡尔即将关闭瞬间凡尔处的套管压力(称凡尔关

闭压力)，则

$$P_{vc} = P_d \tag{2-14}$$

由上式可看出，凡尔关闭压力仅与封包内的压力有关，与油管压力无关。

3)工作压差

凡尔开启压力与关闭压力之差称为凡尔的距，是表征封包式凡尔工作特性的一个主要参数，其值为：

$$\Delta P = P_{op} - P_{vc} = \frac{P_d - P_t R}{1-R} - P_{vc} \tag{2-15}$$

将 $P_{vc} = P_d$ 代入上式，整理后可得：

$$\Delta P = \frac{R}{1-R}(P_d - P_t) = T.E.F.(P_d - P_t) \tag{2-15a}$$

凡尔的距随油管压力的增大而减小。当 $P_t = P_d$ 时为最小，且等于零；当 $P_t = 0$ 时，其值最大。由此，

最大距=T.E.F.$(P_d)$ ；最小距=0

凡尔的距还与油管效应有关，由于 T.E.F.随面积比 R(或凡尔孔径)增大而增大，故增大凡尔孔径可明显地提高凡尔的距。

在气举设计中，都需要知道在一定的井口压力下气柱的压力分布，以便计算凡尔处的气体压力(套管的压力)。静气柱压力分布的计算公式为：

$$P_g(x) = P_{so} \exp(\frac{r_{go} g x T_0}{P_0 T_{av} Z_{av}}) \tag{2-16}$$

式中 $x$——从井口算起的深度，m；

$g$——重力加速度，m/s$^2$；

$T_0$、$P_0$——标准状况下的温度和压力，K，MPa；

$r_{g0}$——标准状况下的气体密度，kg/m$^3$；

$T_{av}$、$Z_{av}$——平均温度及平均温度和压力下的气体压缩因子；

$P_{so}$——井口压力(绝对)，MPa；

$P_g(x)$——x 处的气柱压力(绝对)，MPa。

通常大多采用下式进行近似计算：

$$P_g(x) = P_{so}(1 + \frac{r_{go} g T_o x}{P_o T_{av} Z_{av}}) \tag{2-16a}$$

上式说明，气柱的压力近似于直线分布。

凡尔下井前在车间装配时，应根据气举设计所提出的凡尔位置及开启压力进行充气。为此，首先要根据设计的开启压力 $P_{op}$ 及油管压力 $P_t$，用下式计算出在操作条件下凡尔所在位置的气室压力，亦即关闭压力：

$$P_d = P_{op}(1-R) + RP_t \tag{2-17}$$

车间装配时的气室压力，通常是指标准温度($293K$，即 20℃)下的压力。为此，需对 $P_d$

进行温度修正。根据气体状态方程，则有：

$$\frac{P_d}{Z_d T_d} = \frac{P_{do}}{293 Z_o}$$

$$P_{d0} = \frac{293 Z_0}{Z_d T_d} P_d = C_t P_d \tag{2-18}$$

式中 $P_{do}$——$293K$ 下的气室压力，即车间充气压力，MPa；

$Z_0$——$293K$ 和 0.1MPa 下的气体压缩因子，$Z_0 = 1$；

$T_d$、$Z_d$——凡尔所在深度处的温度及相应的气体压缩因子；

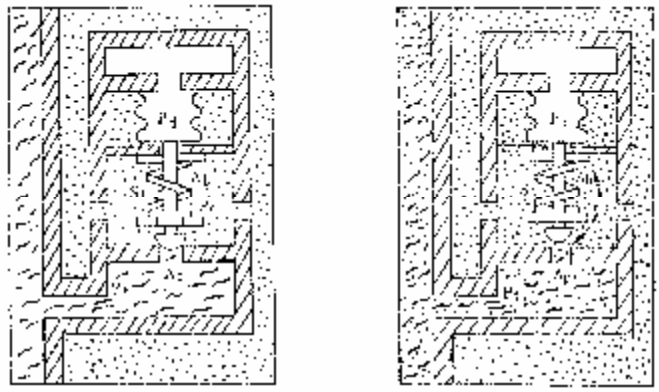
$C_t$——温度修正系数，$C_t = \dfrac{293}{Z_d T_。}$.

在车间测试架上，凡尔开启压力是在油管压力 $P_t = 0$ 的条件下进行测试的。所以，测试架上的凡尔开启压力为：

$$P_{tro} = \frac{P_{do}}{1 - R} \tag{2-19}$$

(3) 双元件套压操作凡尔参数计算

图 2-33 所示为带有气室及弹簧加压的双元件套压操作凡尔。它与前面所讲的套压操作凡尔所不同的只是增加了一个加压弹簧，保持凡尔关闭的力是由弹簧和气室压力联合提供的。它可用较低的气室压力达到与单元件凡尔相同的关闭压力。也可不用充气，而完全由弹簧来提供关闭力。



a　　b

（a） 关闭状态　　（b） 开启状态

图 2-33　双元件套压操作凡尔

1)工作条件下凡尔开启压力

根据凡尔上力的平衡条件，这种凡尔关闭后：

试图打开凡尔的力　$F_o = P_c(A_b - A_p) + P_t A_p$

保持凡尔关闭的力　$F_c = P_d A_b + S_t(A_b - A_p)$

式中 $S_t$——由弹簧张力所产生的等效压力，假定作用在 $(A_b - A_p)$ 面积上，即

$$S_t = \frac{F_{st}}{A_b - A_P}$$

其中，$F_{st}$ 为弹簧张力；其余符号同前。

同样，以 $P_{op}$ 表示的凡尔开启瞬间在凡尔处的套管压力作为凡尔开启压力，则可得

$$P_{op} = \frac{P_d}{1-R} - \frac{P_t R}{1-R} + S_t \tag{2-19}$$

2)工作条件下凡尔关闭压力

凡尔开启后：

试图关闭凡尔的力　　$F_c = P_d A_b + S_t (A_b - A_p)$

保持凡尔开启的力　　$F_o = P_c (A_b - A_p) + P_c A_p$

同样以 $P_{vc}$ 表示凡尔关闭瞬间在凡尔处的套管压力，并作为凡尔的关闭压力，则可得

$$P_{vc} = P_c + S_t (1-R) \tag{2-20}$$

由(2-19)和(2-20)式可得

$$P_{op} = \frac{P_{vc} - P_t R}{1-R} \tag{2-19a}$$

或　　$$P_{vc} = P_{op}(1-R) + P_t R \tag{2-20a}$$

3)凡尔的工作压差

凡尔的距为：

$$\Delta P = P_{op} - P_{vc} = \frac{R}{1-R}[P_d + S(1-R) - P_t]$$

或　　$$\Delta P = T.E.F[P_d + S_t(1-R) + P_t] \tag{2-21}$$

在车间装配时，$293K$ 下的气室压力

$$P_{do} = C_t P_d$$

车间测试的开启压力应为：

$$P_{tro} = \frac{P_{do}}{1-R} + S_t \tag{2-22}$$

如气室不充气，则 $P_{tro} = S_t$。在车间装配时，这种凡尔的测试步骤如下：

**j** 在不充气的条件下，调节弹簧张力，使凡尔开启压力 $P_{tro}$ 等于预定的 $S_t$。

**k** 给气室充气增加压力，并冷却到 293K。

**l** 气室放气，直到在用(2-22)式计算的压力 $P_{tro}$ 下打开为止。

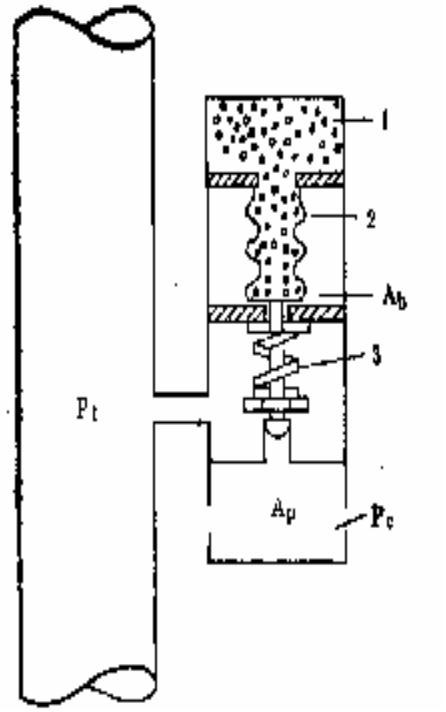



图 2-34 双元件液体操作凡尔

1—气室　2—封包；3—弹簧

**(4) 液体操作凡尔**

图 2-34 所示为带有气室及弹簧的双元件液体操作凡尔。它与双元件套压操作凡尔之间不同之处是，在关闭条件下，由油管中液体负荷产生的油管压力作用在封包上，而套管压力则作用在凡尔球上。与套压操作凡尔相反，它对油管压力敏感性大。利用与前面相同的分析方法可得：

凡尔开启压力　$$P_{op}=\frac{P_d}{1-R}-P_c\frac{R}{1-R}+S_t \tag{2-23}$$

凡尔关闭压力　$$P_{vc}=P_t$$

$$P_{vc}=P_d+S_t(1-R)$$

对于液体操作凡尔需做如下几点说明：

**j** 开启压力系指凡尔打开瞬间的油管压力，而不是套管压力 $P_c$，(2-23)式只是调换了(2-19)式中的 $P_c$ 和 $P_t$ 位置；

**k** $C\cdot E\cdot=\frac{R}{1-R}P_c$ 称套管效应，而把 $C\cdot E\cdot F\cdot=\frac{R}{1-R}$ 称为套管效应系数；

**l** 随着套压的增加，打开凡尔所需要的油管压力(凡尔开启压力)降低；

**m** 在测试架上气源加到凡尔上的压力相当于作用在封包上的油管压力，而套压 $P_c=0$。

注意到以上几点之后，液体操作凡尔的计算和测试则与套压操作凡尔相同。

**(5)弹簧凡尔**

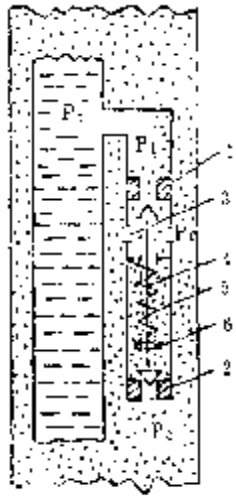


图 2-35　压差式（弹簧）凡尔工作示意图

1、2—上、下凡尔座；3—节流孔；4—双面凡尔； 5—弹簧；6—调节螺母

图 2-35 为带有加压弹簧的双面凡尔示意图。由于这种凡尔的关闭和开启操作都取决于凡尔所在位置的油管与套管(凡尔内外)压力之差，所以，也称为压差式凡尔。正常情况下，在弹簧张力作用下，凡尔球坐在下凡尔座上，凡尔处于开启状态，气体通过节流孔而产生压力降，油管压力将小于套管压力。当压差小于弹簧张力作用之后，凡尔便会关闭。

1)工作条件下凡尔关闭压力及关闭压力差。

凡尔处于开启位置时：

保持凡尔开启的力　$F_o = A_d S_t + P_t A_d$

式中　$S_t$ ——弹簧张力折算到 $A_d$ 面积上的等效压力；

$A_d$ ——下凡尔座孔眼截面积。

试图关闭凡尔的力　$F_c = P_c A_d$

当 $F_c \geq F_o$ 时，凡尔即行关闭。在平衡条件下，$F_c = F_o$，即

$$P_c A_d = A_d S_t + P_t A_d$$

以关闭瞬间的油管压力 $P_{t(close)}$ 代替上式中的 $P_t$，便可得到凡尔的关闭压力

$$P_{t(close)} = P_c - S_t \tag{2-24}$$

凡尔关闭压差

$$\Delta P_c = P_c - P_{t(close)} = S_t \tag{2-24a}$$

气举井启动过程中，凡尔进气后，油管压力减小，将使 $(P_c - P_t)$ 不断增大。当 $P_t \leq P_{t(close)}$ 或 $(P_c - P_t) > \Delta P_c$ 后，凡尔将会关闭。

凡尔关闭后：

保持关闭的力　$F_c = P_c A_u$

试图打开的力　$F_o = A_d S_t + P_t A_u$

当 $F_o \geq F_c$ 时，凡尔即行开启。平衡条件下，

$$A_d S_t + P_t A_u = P_c A_u$$

式中 $A_u$——上凡尔座孔眼截面积。

以开启瞬时的油管压力 $P_{t(open)}$ 代替上式中的油管压力 $P_t$， 可得凡尔开启压力：

$$P_{t(open)} = P_c - \frac{A_d}{A_u} S_t \tag{2-25}$$

凡尔开启压差：

$$\Delta P_o = P_c - P_{t(open)} = \frac{A_d}{A_u} S_t \tag{2-25a}$$

这种压差式凡尔通常都用作启动凡尔(排出井筒内的液体)，一旦关闭，就已完成用来启动气举井的作用。希望它能在正常气举过程中一直处于关闭状态。正常气举过程中，只要 $P_t < P_{t(open)}$ 或 $(P_c - P_t) > (P_c - P_{t(open)})$ 时，凡尔将不会打开。

由(2-24)和(2-25)式可得

$$P_{t(open)} = P_{t(close)} + (1 - \frac{A_d}{A_u}) S_t \tag{2-26}$$

由于 $A_d < A_u$，所以 $P_{t(open)} > P_{t(close)}$， $(P_c - P_{t(open)}) < (P_c + P_{t(close)})$。这说明，在生产过程中，即使油管压力 $P_t$ 等于或稍低于关闭瞬时的压力 $P_{t(close)}$，凡尔也不会开启。也就是说，这种凡尔一旦关闭就不容易打开。所以，这种凡尔很适于作启动凡尔。为了减小下井凡尔数，要求凡尔有尽可能大的关闭压差。为了提高 $\Delta P_c$ 需要增大 $S_t$；要获得小的 $\Delta P_o$， 则应增加上、下凡座孔径差，即减小 $A_d / A_u$。

由于压差式凡尔的开启和关闭压力是用液体负荷引起的油管压力来定义的，所以它也属于液体操作凡尔。

### 2.2.4 气举设计

气举设计是根据给定的设备条件(可提供的注气压力及注气量)和油井流入动态(IPR 曲线)确定。设计内容包括：气举方式和气举装置类型；气举点深度、气液比和产量；凡尔位置、类型、尺寸及装配要求。

一口井进行气举设计时，应先确定是采用连续气举还是间歇气举。对于低压、低采油指数的油井通常都采用间歇气举。对于不能立即确定究竟采用哪种方式最合适的井，则需要根据油井的具体条件做出不同设计，从技术和经济方面进行综合考虑。

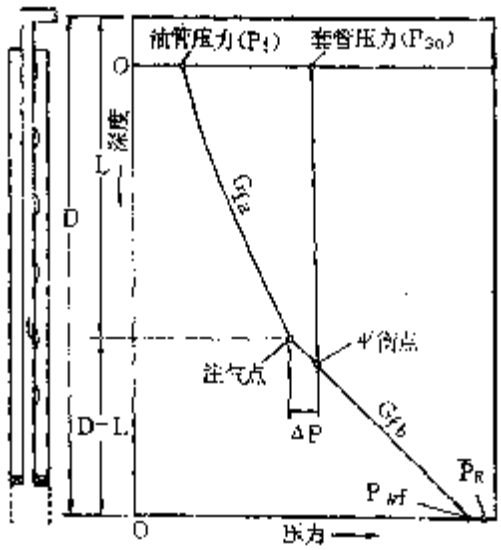



图 2-36　气举井压力及其分布

**（1）气举装置类型**

气举装置的类型主要取决于油井采用间歇气举还是连续气举方式。一般而言，气举装置分为开式装置、半闭式装置、闭式装置及箱式装置。开式装置仅限于连续气举，而后三种装置既可用于连续气举，也可用于间歇气举。开式装置为下井的油管柱不带封隔器，使气体从油套环空注入，产液自油管举出，油、套管是连通的。半闭式装置除了用封隔器封隔油套环空外，其余均与开式装置相同。闭式装置类似于半闭式装置，所不同的是在油管柱上安装了一个固定凡尔，其作用是防止气体压力通过油管作用于地层。箱式装置是在油管柱底部下一个集液箱，提高液体汇聚空间，以达到提高总产油量的目的。

**（2）连续气举设计基础**

1) 设计所需基本资料

要正确地进行气举设计，一般应先获得如下基本资料：

井深；油、套管尺寸；油井生产条件(如出砂、结蜡等情况)；地面管线尺寸及长度；分离器压力；预期的井口油管压力；希望获得的产量；含水；注入气的相对密度；可提供的注气压力及气量； 油井流入动态；油藏温度；地面流动温度；地面原油密度；水的密度；天然气的相对密度；地层静压；生产气油比；地面原油粘度及表面张力等。上述各项资料中大多数将直接用于设计，个别项仅作为设计的参考。对某些可能无法提供高压物性资料及流入动态的井，在设计中可借用、间接计算或设定，这样自然会影响设计的准确性，其中有一些并非在所有情况下都是必需的。例如，要求在给定井口压力下进行设计时，就不需要地面出油管线长度、尺寸及分离器压力。

2)气举井内的压力及分布

图 2-36 为说明气举生产时井内压力及其分布的示意图。如前所述，套管内的气柱静压力分布近似于直线，根据井口注气压力就可求得分布曲线。注气量不很大时，可以不考虑气体

在环空中流动的摩擦力；否则还应考虑摩擦阻力。油管内的压力分布以注气点为界，明显的分为两段。在注气点以上，由于注入气进入油管而增大了气液比，故压力梯度明显地低于注气点以下的压力梯度。

根据图 2-36，不难得到气举井生产时的压力平衡等式：

$$P_{wh} + G_{fa}L + G_{fb}(D - L) = P_{wf} \tag{2-27}$$

式中 $P_{wh}$——井口油压；

$G_{fa}$——注气点以上的平均压力梯度；

$G_{fb}$——注气点以下的平均压力梯度；

L——注气点深度；

D——油层中部深度；

$P_{wf}$——井底流动压力。

实际设计时，气举油管内的压力分布是利用井筒多相流动相关式计算（见第二章）。

**（3）在给定产量和井口下确定注气点深度和注气量**

在给定产量、注入压力 $P_{so}$、保持定油管压力 $P_{wh}$ 和已知油井流入动态(IPR 曲线)时，注气点深度、气液比和注气量的确定步骤如下(图 2-37)：

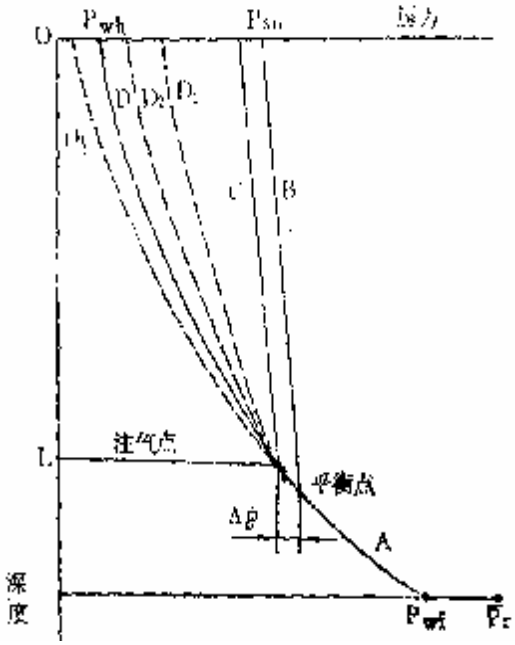



图 2-37 定注气压力，定井口压力下确定注气点深度及气液比

1) 根据要求的产量由 IPR 曲线确定相应的井底流压 $P_{wf}$。

2) 根据产量、油层气液比等以 $P_{wf}$ 为起点，按多相垂直管流向上计算注气点以下的压力分布曲线 A。

3) 由工作压力 $P_{so}$ 利用(2-16a)式计算环形空间气柱压力曲线 B。此线与上步计算的注气点以下的压力分布曲线 A 的交点即为平衡点。

4) 由平衡点沿注气点以下的压力分布曲线上移 $\Delta P$ (平衡点气体压力与注气点油管内压力之差，用于克服凡尔阻力，一般取 0.5～0.7Mpa)所得的点即为注气点。对应的深度和压力即为注气点深度 L(工作凡尔安装深度)和工作凡尔所在位置的油管压力 $P_{tal}$。

5) 注气点以上的总气液比为油层生产气液比与注入气液比之和。假设一组总气液比，对每一个总气液比都以注气点油管压力为起点，利用多相管流向上计算油管压力分布曲线 $D_1$、$D_2$ …及确定井口油管压力。

6) 根据上步结果绘制总气液比与井口压力关系曲线(图 2-38)，找出与规定井口油管压力相对应的总气液比 TGLR。

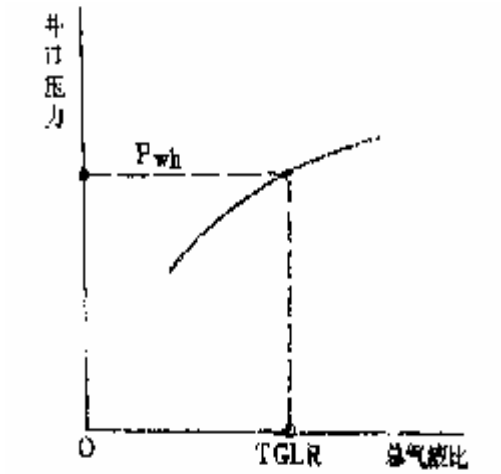



图 2-38　定注气压力，定井口压力下的协调产量

7) 由上步求得的总气液比中减去油层生产气液比可得到注入气液比。根据注入气液比和规定的产量就可算得需要的注入气量。

8) 根据最后确定的气液比 TGLR 和其它已知数据计算注气点以上的油管压力分布曲线(图 2-37 曲线 D)；此线即为根据设计进行生产时的油管压力分布的计算曲线，可用它来确定启动凡尔的安装位置。

上述计算步骤，实质上是在定井口油管压力的条件下，寻求在规定产量下建立油层和油管协调生产时的注气量和注气深度。回顾在自喷井中所讲的节点系统分析，也就不难看出，上述设计步聚也是采用了节点分析方法，而且以井口作为求解点来寻求满足规定条件的注气点深度和注气量。油层和油管在规定条件(产量、井口油压)下的协调是通过一定的注气量(总气液比)来建立的。气举生产系统与自喷井生产系统的主要不同在于气举生产系统中增加了气体注入系统。它是维持、控制和调节气举井生产的基本手段。

**（4）定井口压力和限定注气量的条件下注气点深度和产量的确定**

在有些情况下并不规定产量，而是希望在可提供的注气压力和注气量下，尽量获得最大可能的产量。其确定注气点深度及产量的步骤如下所述(参见图 2-39)。

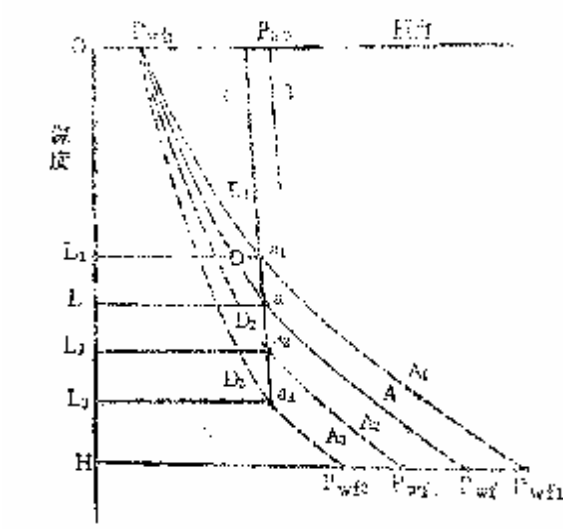


图 2-39　定注气量，定井口压力下确定注气点深度

1) 假定一组产量，根据可提供的注气量和地层生产气液比计算出每个产量所对应的总气液比 TGLR;

2) 以给定的地面注入压力 $P_{so}$，利用(2-16a)式计算环形空间气柱压力分布线 B，用注入压力减 $\Delta P(0.5\sim 0.7\,MPa)$作 $B$ 线的平行线，即为注气点深度线 $C$。

3) 以定井口压力为起点，利用多相垂直管流，根据对应产量的总气液比，向下计算每个产量下的油管压力分布曲线 $D_1$、$D_2\cdots$。它们与注气点深度线 $C$ 的交点，即为各个产量所对应的注气点 $a_1$、$a_2$、$a_3\cdots$和注气深度 $L_1$、$L_2$、$L_3\cdots$。

4) 从每个产量对应的注气点压力和深度开始，利用用井筒多相管流根据油层生产气液比向下计算每个产量对应的注气点以下的压力分布曲线 $A_1$、$A_2$、$A_3\cdots$及井底流压 $P_{wf1}$、$P_{wf2}$、$P_{wf3}\cdots$

5) 在 IPR 曲线图（图 2-40）上，根据上步计算结果绘出产量与计算流压的关系曲线（油管工作曲线）。它与 IPR 曲线的交点所对应的压力和产量，即为该井在给定注气量和井口油管压力下的最大产量 Q 相应的井底流动压力 $P_{wf}$，亦即协调产量和流压。根据给定的注气量和协调产量 Q，可计算出相应的注入气液比，进而计算出总气液比 TGLR;

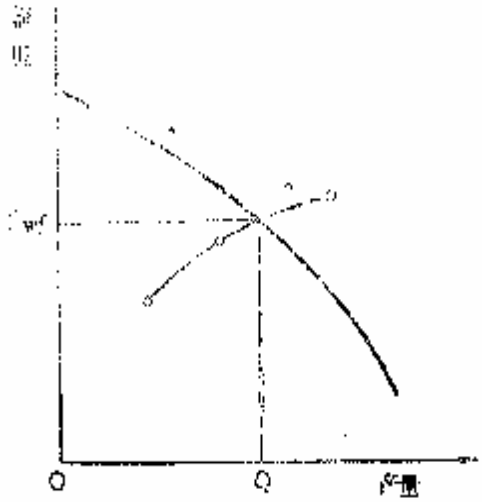


图 2-40　定注气量，定井口油压下的协调产量

1—IPR 曲线；2—计算的产量～井底流压曲线

（油管工作曲线）

6) 根据上步求得的井底流压 $P_{wf}$ 和产量 Q，以井底为起点用井筒多相流计算对应的注气点以下的压力分布曲线 A，与注气点深度线之 C 之交点 a，即为可能获得的最大产量的注气点，其深度 L 即为工作凡尔的安装深度。

7) 根据最后确定的产量 Q 和总气液比 TGLR，以给定的井口压力 $P_{wh}$ 为起点用井筒多相管流向上计算注气点以上的油管压力分布曲线 D。它可用来确定启动凡尔的位置。

如果给定不同的注气量，利用上述方法则可求得不同注气量下可能获得的最大产量。一般来说，增大注气量，可提高可能获得的最大产量值。由于它们的关系是非线性的，用过大的注气量来提高产量在经济上并不一定合理。在设计中可做出多种方案进行综合分析。

上述设计步骤从节点系统分析来看，是以井底节点作为求解点。图 2-40 的曲线 1 即为求解点(井底)的流入曲线，曲线 2 为求解节点的流出曲线。这种设计方法是通过选定注气点深度来建立所给条件下油层与井筒的协调，并求得协调产量。

以上只是讨论了在固定井口油管压力的条件下进行连续气举设计的方法。它只涉及到油层—井筒(包括注气系统)之间的协调。当出油管线较长时，还必须考虑地面出油管线中的多相流动。通常是把分离器压力而不是把井口油管压力预先规定为某一固定值，这种情况下，应该从分析油层—井筒—地面出油管线的协调入手进行气举设计。这样就必须同时进行水平多相管流的计算。三者的协调类似于自喷井无井口油嘴时的协调关系。只是还要加上注气系统，并确定注气点深度和考虑注气点以上气液比的改变。

**（5）气举凡尔位置确定方法**

大多数井除在注气点安装工作凡尔外，为了降低启动压力还需在工作凡尔之上安装启动凡尔。启动凡尔的位置及数量，与启动前井内液面位置、地面注气系统所能提供的启动压力和工作压力，以及启动凡尔的类型有关。一般可采用图解法或计算法来确定凡尔位置和数量。其具体方法还与采用的凡尔类型有关。图解法虽然较计算法准确，但计算法却比较简便。下

面就介绍我国常用于气举诱喷的弹簧凡尔位置的计算方法。至于采用不同类型的凡尔，用图解法确定凡尔位置的具体方法见附录。在确定气举凡尔位置时，应遵循两个原则。即必须充分利用压缩机具有的工作能力以及必须在最大可能的深度上安装，力求下井凡尔数量最少，下入深度最大。

各级气举凡尔的下入深度，可根据压缩机的最大工作压力和管内外最大压差来计算。

1) 第一个凡尔的下入深度 $L_1$

一般可根据压缩机最大工作压力来确定。其中又有二种情况：

① 当井筒中液面就在井口附近，在压气过程中即溢出井口时，可根据计算下式凡尔深度：

$$L_I = \frac{P_{\max} \times 10^5}{rg} - 20 \qquad (2\text{-}28)$$

式中 $L_I$——第一个凡尔的安装深度，米；

$P_{\max}$——压缩机的最大工作压力，MPa；

$r$——井内液体密度，$kg/m^3$；

$g$——重力加速度，$m/s^2$。

减 20 米是为了在第一个凡尔处，在凡尔内外建立约 0.2MPa 的压差，以保证气体进入凡尔。

② 当井中液面较深，中途溢出井口时，可由下式计算凡尔安装深度：

$$L_I = h_s + \frac{P_{\max} \times 10^5}{rg} \times \frac{d^2}{D^2} - 20 \qquad (2\text{-}29)$$

式中 $h_s$——施工前井筒中静液面的深度，m；

d、D——分别为油管和套管内径（单位相同）；其余各符号同前。

应用公式（2-28）和（2-29）可算出两种情况下的第一个凡尔的安装深度。

2) 第二个凡尔的下入深度

可根据套管环空压力及第一个凡尔的关闭压力差来确定。

当第二个凡尔进气时，第一个凡尔关闭。此时，凡尔Ⅱ处的环空压力为 $P_{aII}$，凡尔 I 处的油压为 $P_{tI}$，参见图 2-41。

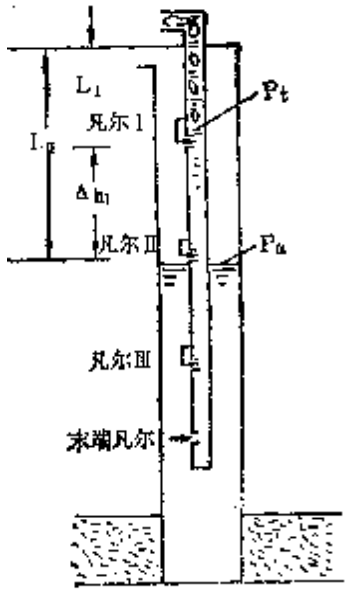
凡尔Ⅱ处压力平衡等式为：

$$P_{aUi} = P_{tI} + \Delta hrg \times 10^{-5}$$

$$\Delta h_I = L_{II} - L_i = (P_{aII} - P_{tI})\frac{1}{rg} \times 10^5$$

则：

$$L_{II} = L_I + \frac{(P_{aII} - P_{tI}) \times 10^5}{rg} - 10 \quad (2\text{-}29)$$




式中 $\Delta h_1$——第 I 凡尔进气后，环空液面继续下降的距离，m；

$P_{aII}$——第 II 凡尔处的环空压力，MPa；

$P_{tI}$——第 I 凡尔将关闭时，油管内能达到的最小压力，MPa；

$L_I$——第 I 凡尔的安装深度，m；

$L_{II}$——第 II 凡尔的安装深度，m。

减去 10 米是为了在第 II 凡尔处，在凡尔内外建立约 0.1MPa 压差，以保证气体能进入凡尔。

同理，第 i 个凡尔的安装深度 $L_i$ 应为：

$$L_i = L_{(i-1)} + \frac{\Delta P_{(i-1)} \times 10^{-5}}{rg} - 10 \quad (2\text{-}29a)$$

式中 $L_i$——第 $i$ 个凡尔的安装深度，m；

$L_{(i-1)}$——第 $(i-1)$ 个凡尔的安装深度，m；

$\Delta P_{(i-1)}$——第 $(i-1)$ 个凡尔的最大关闭压差，MPa。

$\Delta P_{(i-1)} = P_{\max} - P_{t(i-1)}$

$P_{\max}$——压缩机(气源)的最高排出压力，MPa；

$P_{t(i-1)}$——第 $(i-1)$ 个凡尔处油管内可能达到的最小压力，MPa。

由此可见，若要确定某级气举凡尔的安装深度，必须求出凡尔处油管内可能达到的最小压力。在设计时，为了更加安全，可按正常生产计算得的油管压力分布曲线来确定最小压力。

**(6) 气举凡尔位置确定图解法**

1)确定注气点后，在坐标纸上（图 2-43）绘制静液压力梯度曲线和井下温度分布曲线；

2)从已知井口油压，利用设计产量下和定注气量确定井口到注气点的最小油管力分布曲线，代表气举情况下气液比最大时的油管压力；

3)若井内充满液体，可用式（2-30）计算顶部凡尔的位置；如果静液面不在井口；顶部阀应置于静液面处，也可以从井口油压处作井内液体梯度曲线与注气压力深度曲线相交，该点即为顶部凡尔位置；

$$L_1 = \frac{p_e - p_{wh}}{G_s} \quad (2\text{-}30)$$

式中，

$L_1$—顶部凡尔位置，m；

$p_e$—启动注气压力，MPa；

$p_{wh}$—井口压力，MPa；

$G_s$—静液压力梯度，MPa/m。

**4**）从顶部凡尔位置点向左作水平线与最小油管压力线相交，交点为顶部凡尔最小油管压力。

5）根据顶部凡尔处注汽压力和管内油管压力，利用图 2-42 确定凡尔嘴尺寸；

6）将注气压力减去 0.35MPa，作一条平行于注气压力的深度线；

7)从顶部凡尔最小油管压力作井内液体梯度线与减去 0.35MPa 的注气压力深度线相交，即为第二个凡尔的位置；

8）从第二个凡尔位置向左作水平线与最小油管压力相交，交点即为第二个凡尔的油管压力；

9)根据第二个凡尔处注气压力和油管压力，利用图 2-42 确定第二个凡尔嘴尺寸；

10)利用同样方法确定第三、第四个凡尔位置，直计算到注气点以下为止；

11)封包充气压力 $P_{bt}$ 由下式计算

$$P_{bt} = P_c(1-\frac{A_v}{A_b}) + P_t\frac{A_v}{A_b} \qquad (2\text{-}31)$$

式中，

$P_{bt}$—气举凡尔在不同井温下腔室内充气压力，MPa；

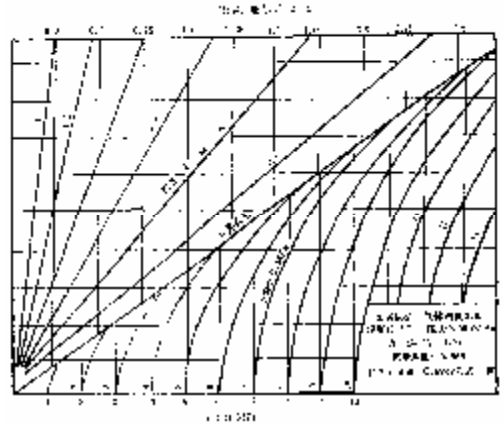
$P_c$—作用于波纹管的注气压力，MPa；

$P_t$—凡尔嘴处的生产压力，MPa；

$A_b$—封包有效面积，$mm^2$；

$A_v$—凡尔嘴有效面积，$mm^2$；

式中，$1-\frac{A_v}{A_b}$ 和 $\frac{A_v}{A_b}$ 值由气举阀制造厂家提供。



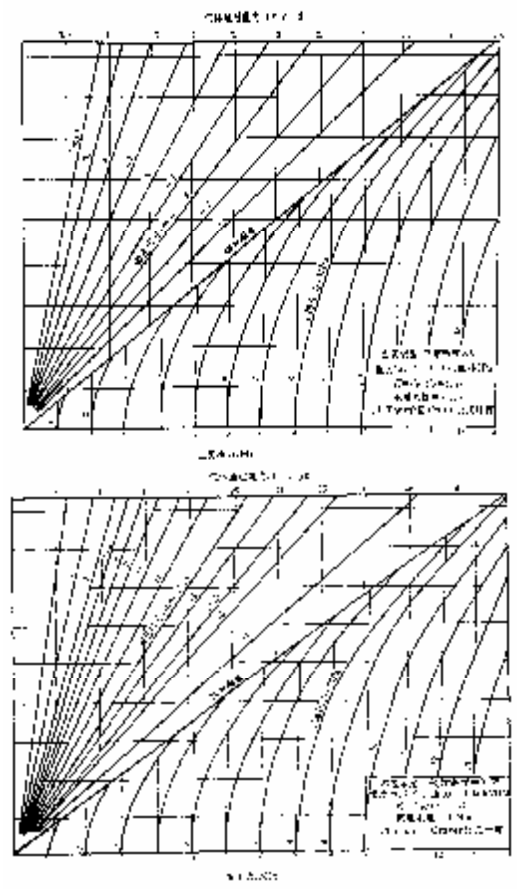


图 2-42 不同凡尔嘴尺寸下气体通过量

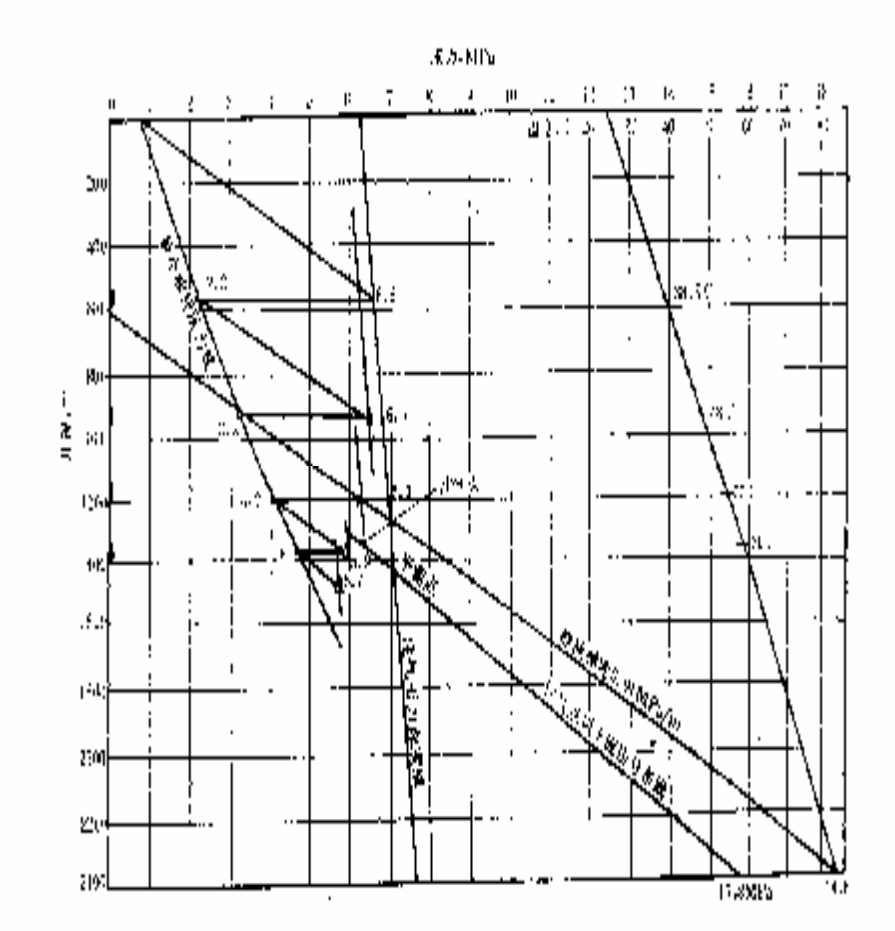


图 2-43　图解法确定凡尔位置

地面充气压力 $P_b$ 由式（4—29）求得：

$$P_b = \frac{Z_1 T_1}{Z_i T_2} P_{bt} = C_t p_{bt} \qquad (2\text{-}32)$$

式中：

$P_b$ —温度为 20℃时腔室内充气压力，MPa；

$P_{bt}$ —井温条件下腔室内充气压力，MPa；

$C_t$ —氮气温度校正系数，与氮气压缩系数 Z 和井温 T 有关；

$Z_1$ —20℃时氮气压缩系数；

$Z_i$ —温度为 $T_i$ 时氮气压缩系数；

$T_1$ —基准温度（20℃）；

$T_i$ —井下温度，℃。

20℃时气举凡尔打开压力 $P_{vo}$ 由下式求得

$$P_{vo}=\frac{P_b}{1-\frac{A_v}{A_b}} \qquad (2\text{-}33)$$

### 2.2.5 气举井试井

气举井按设计投产后，为了掌握井的生产情况，同自喷井管理一样，要进行气举井的试井，以便确定井的工作条件。

可以用改变注入气量使液体产量改变的方法，进行气举井的试井。根据地层—油管协调工作原理可以看出，当增加油管排量时，油层的排量也相应的增加，而油层的排量是靠降低井底压力而增加的。

在改变气体流量时，就可以得到不同液体排量及相应的井底压力。将试井资料绘制成图 2-42 所示的曲线。由图 2-42 可选择井的工作制度，如选择产量最高的情况下生产，此时气体流量也较高。也可以选择气油比较低的一点生产。

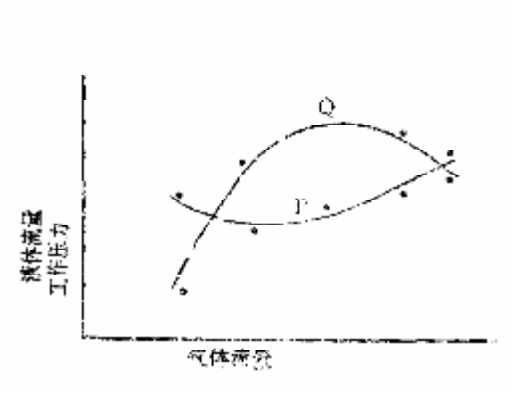



图 2-42　气举井试井曲线

当油藏压力降低使井中动液面太低时，会使产量过低或气体耗量太大，这样油井无论在产量上或经济上都不合理，此时应当考虑其它措施或转为其它采油方式。

## 参　考　文　献


1.王鸿勋，张琪.采油工艺原理. 北京：石油工业出版社，1989 年

2.布朗 K.E.升举法采油工艺（卷二）上. 北京：石油工业出版社，1987 年

3.布朗 K.E. 升举法采油工艺（卷四）.北京：石油工业出版社，1990 年

4.万仁溥，罗英俊.采油技术手册（第四分册）.北京：石油工业出版社，1993 年

# 第三章　有杆泵采油

有杆泵采油包括游梁式抽油机有杆泵采油和地面驱动螺杆泵采油。两者都是用抽油杆将地面动力传递给井下泵。前者是将抽油机悬点的往复运动通过抽油杆传递给井下柱塞泵；后者是将井口驱动头的旋转运动通过抽油杆传递给井下螺杆泵。本章只讲授目前矿场普遍采用的游梁式抽油机井有杆泵采油。

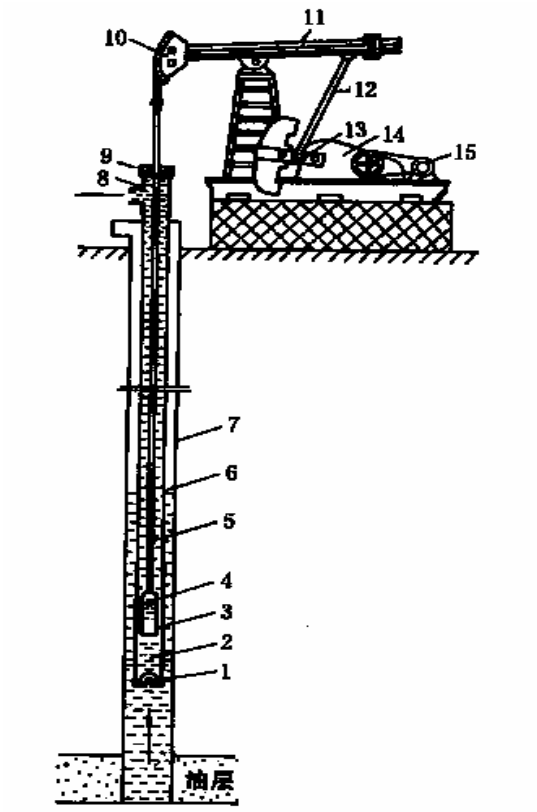



图3-1　抽油装置示意图

1—吸入凡尔；2—泵筒；3—柱塞；4—排出凡尔；5—抽油杆；6—油管；7—套管；8—三通；9—盘根盒；10—驴头；11—游梁；12—连杆；13—曲柄；14—减速箱；15—动力机(电动机)

## 3.1　抽油装置及泵的工作原理

### 3.1.1　抽油装置

抽油装置是指由抽油机、抽油杆及抽油泵所组成的抽油系统。图3-1所示为游梁式抽油装置工作示意图。用油管6把深井泵的泵筒2下到井内液面以下，在泵筒下部装有

只能向上打开的吸入凡尔(固定凡尔)1。用直径16～25 mm的抽油杆柱5把柱塞3从油管内下入泵筒。柱塞上装有只能向上打开的排出凡尔(游动凡尔)4。最上面与抽油杆相联接的杆称光杆，它穿过三通8和盘根盒9悬挂在驴头10上。借助于抽油机的曲柄连杆机构13和12的作用，把动力机15(电动机或天然气发动机)的旋转运动变为光杆的往复运动，用抽油杆柱带动深井泵的柱塞进行抽油。

**(1)抽油机**

抽油机是有杆深井泵采油的主要地面设备。游梁式抽油机主要由游梁-连杆-曲柄机构、减速箱、动力设备和辅助装置等四大部分组成。工作时，动力机将高速旋转运动通过皮带和减速箱传给曲柄轴，带动曲柄作低速旋转。曲柄通过连杆经横梁带动游梁作上下摆动。挂在驴头上的悬绳器便带动抽油杆柱作往复运动。

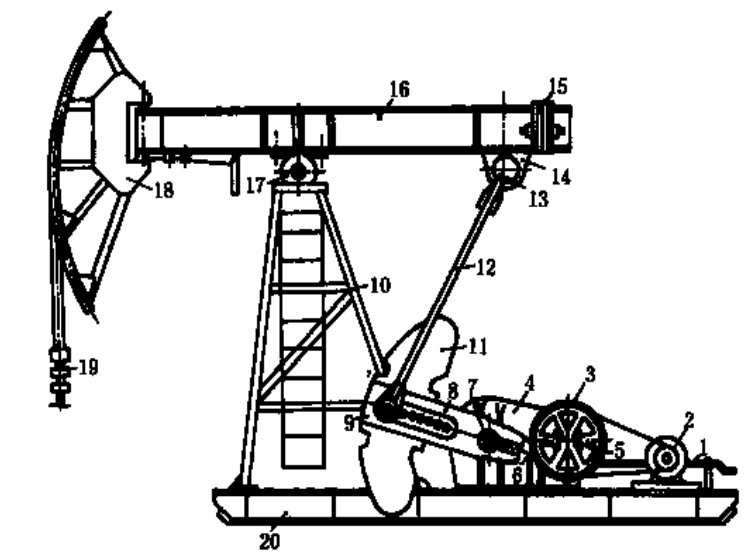



图3-2　抽油机结构简图

1—刹车装置;2—电动机;3—减速箱皮带轮;4—减速箱;5—输入轴;6—中间轴;7—输出轴;8—曲柄;9—连杆轴;10—支架;11—曲柄平衡块;12—连杆;13—横梁轴;14—横梁;15—游梁平衡块;16—游梁;17—支架;18—驴头;19—悬绳器;20—底座

游梁式抽油机按结构可分为：普通式(图3-2)和前置式(图3-3)。两者的主要组成部分相同，只是游梁和连杆的连接位置不同。普通式多采用机械平衡,支架在驴头和曲柄连杆之间，其上、下冲程的时间相等。前置式多采用气动平衡，且多为重型长冲程抽油机。前置式的上冲程曲柄转角为195°，下冲程为165°，使上冲程较下冲程慢。这种抽油机曲柄旋转方向与普通型相反，当驴头在右侧时，曲柄顺时针转动。

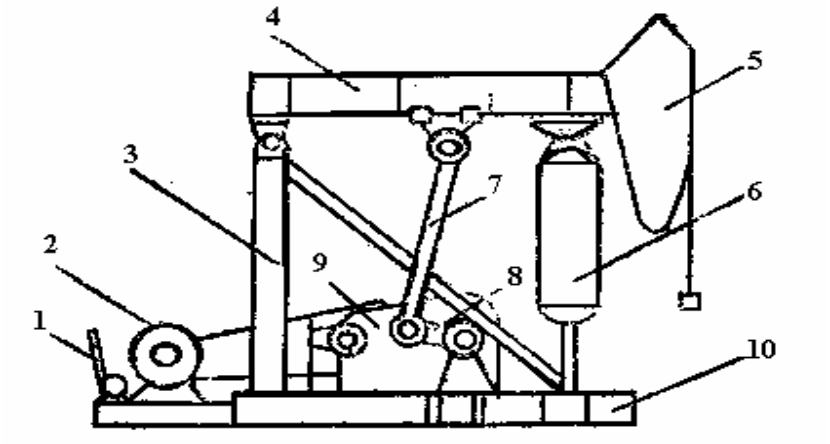



图**3-3**　前置式气动平衡抽油机结构简图

**1**—刹车;**2**—电动机;**3**—支架;**4**—游梁;**5**—驴头;**6**—气平衡活塞缸;**7**—连杆;**8**—曲柄;**9**—减速箱;**10**—底座

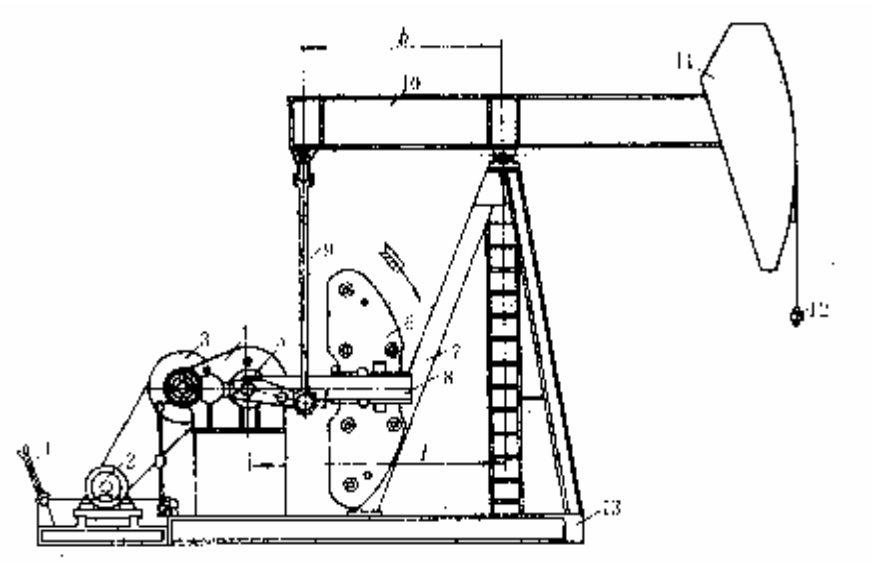


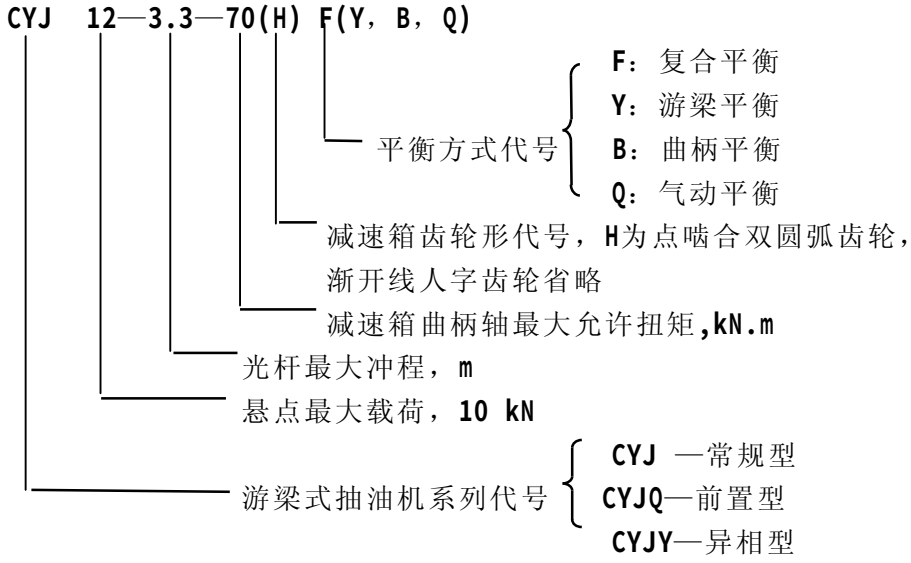
图**3-4**　异相型游梁式抽油

**1**—刹车装置;**2**—动力机;**3**—减速箱皮带轮;**4**—减速箱;**5**—输出轴;**6**—平衡重;**7**—支架;**8**—曲柄;**9**—连杆;**10**—游梁;**11**—驴头;**12**—悬绳器;**13**—底座

为了节能和加大冲程，又出现了多种变型的游梁式抽油机，如异相型游梁式抽油机(图**3-4**)。异相型游梁式抽油机又称曲柄偏置式游梁抽油机，其平衡重中心线与曲柄中心线有一相位角，使峰值扭矩降低，使上冲程较下冲程慢。当驴头在右侧时，曲柄

顺时针转动。

我国已制定了游梁式抽油机系列标准,其型号表示方法如下：




**(2)抽油泵**

抽油泵是抽油的井下设备。它所抽汲的液体中含有砂、蜡、气、水及腐蚀性物质，又在数百米到上千米的井下工作，有的井泵内压力会高达**20 MPa**以上。所以，它的工作环境复杂，条件恶劣，而泵工作的好坏又直接影响到油井产量。因此，抽油泵一般应满足下列要求：

**a.**结构简单，强度高，质量好，连接部分密封可靠；

**b.**制造材料耐磨和抗腐蚀性好，使用寿命长；

**c.**规格类型能满足油井排液量的需要，适应性强；

**d.**便于起下；

**e.**在结构上应考虑防砂、防气，并带有必要的辅助设备。

抽油泵主要由工作筒**(**外筒和衬套**)**、柱塞及游动凡尔**(**排出凡尔**)**和固定凡尔**(**吸入凡尔**)**组成。按照抽油泵在油管中的固定方式，抽油泵可分为管式泵和杆式泵。

**1)**管式泵

图**3-5a**为普通管式泵的结构示意图。其特点是把外筒和衬套在地面组装好接在油管下部先下入井内，然后投入固定凡尔，最后把柱塞接在抽油杆柱下端下入泵内。检泵打捞固定凡尔时，通常采用两种方式：一种是利用柱塞下端的卡扣或丝扣起抽油杆柱时将固定凡尔捞出；另一种是柱塞下部无打捞装置，在起出抽油杆柱和柱塞后，用绞车、钢丝绳下入专门的打捞工具将固定凡尔捞出。目前大多数用管式泵的抽油井是在起抽油杆及柱塞时打开装在油管下部的井下泄油器，而不用捞固定凡尔。

管式泵的结构简单、成本低，在相同油管直径下允许下入的泵径较杆式泵大，因而排量大。但检泵时必须起出油管，修井工作量大，故适用于下泵深度不很大，产量

较高的油井。

**2)**杆式泵

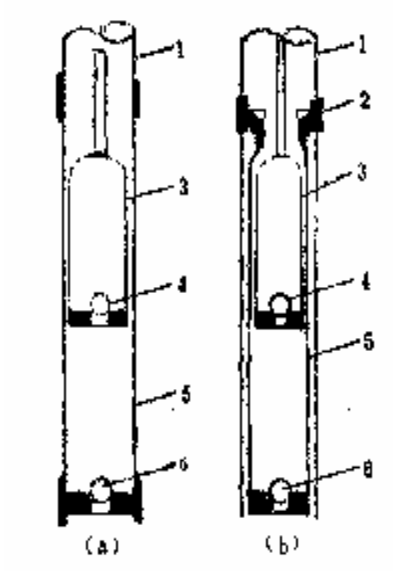



图**3-5**　抽油泵示意图

**a**—管式泵;**b**—杆式泵

**1**—油管;**2**—锁紧卡;**3**—柱塞

**4**—游动凡尔;**5**—工作筒;**6**—固定凡尔

图**3-5b**为普通杆式泵的结构示意图。其特点是整个泵在地面组装好后接在抽油杆柱的下端整体通过油管下入井内，由预先装在油管预定深度(下泵深度)上的卡簧固定在油管上，检泵时不需要起油管。所以，杆式泵检泵方便，但结构复杂，制造成本高，在相同油管直径下允许下入的泵径比管式泵小。杆式泵适用于下泵深度大、产量较小的油井。当前国内使用的是带环状槽的金属柱塞。金属柱塞及衬套的加工要求高，制造不便，且易磨损。为了便于加工和保证质量，衬套分段做成长**300 cm**(或**150 cm**)，然后组装在泵筒内，但使用时易发生衬套错位。为此，我国同时使用整筒泵，整筒泵没有衬套，柱塞与泵筒直接配合。近些年来随着新型密封材料的出现，国内外都在研制密封性能好、抗油耐磨的软柱塞(如橡胶皮碗、聚酰胺**68**及尼龙**1010**等材料做的“皮碗”)，可以不用衬套，即软柱塞无衬套泵。这种泵的泵筒和柱塞的机加工要求低，易制造，皮碗磨损后，只需起出柱塞更换皮碗，而柱塞体仍可继续使用。主要问题是选择适合油井条件的抗油、耐磨、耐温、密封性能好的皮碗材料和设计合理的“皮碗”结构。

### 3.1.2　泵的工作原理

**(1)泵的抽汲过程**

**1)**上冲程

抽油杆柱带着柱塞向上运动(图**3-6a**)。活塞上的游动凡尔受管内液柱压力而关闭。此时，泵内(柱塞下面的)压力降低，固定凡尔在环形空间液柱压力(沉没压力)与泵内压力之差的作用下被打开。如果油管内已充满液体，在井口将排出相当于柱塞冲程长度的一段液体。

所以，上冲程是泵内吸入液体、井口排出液体的过程。造成泵吸入的条件是泵内压力(吸入压力)低于沉没压力。

**2)**下冲程

抽油杆柱带着柱塞向下运动(图3-6b)。固定凡尔一开始就关闭，泵内压力增高到大于柱塞以上液柱压力时，游动凡尔被顶开，柱塞下部的液体通过游动凡尔进入柱塞上部，使泵排出液体。由于有相当于冲程长度的一段光杆从井外进入油管，将排挤出相当于这段光杆体积的液体。

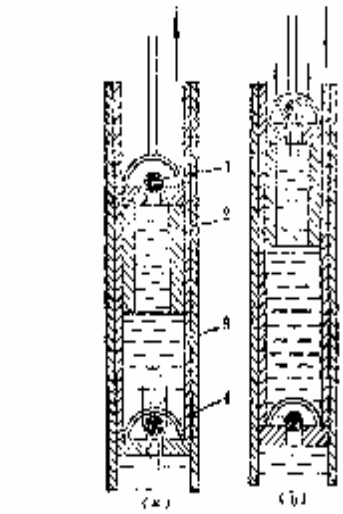


图 3-6　泵的工作原理图

a—上冲程；b—下冲程

1—排出凡尔；2—柱塞；3—衬套；4—吸入凡尔

所以，下冲程是泵向油管内排液的过程。造成泵排出液体的条件是泵内压力(排出压力)高于柱塞以上的液柱压力。

柱塞上下抽汲一次为一个冲程，在一个冲程内完成进油与排油的过程。光杆从上死点到下死点的距离称为光杆冲程长度。简称光杆冲程。

2)泵的理论排量

泵的工作过程是由三个基本环节所组成，即柱塞在泵内让出容积，井内液体进泵和从泵内排出井内液体。在理想情况下，活塞上、下一次进入和排出的液体体积都等于柱塞让出的体积$V$：

$$V = f_p S$$

式中　$f_p$—柱塞截面积，m²，$f_p=\pi D^2/4$；$D$—泵径，m；$S$—光杆冲程，m。

每分钟的排量$V_m$：　　$V_m = f_p SN$

式中　$N$—冲数，1/min 或rpm。

每日排量：　　$Q_t = 1440 f_p SN$

式中　$Q_t$—泵的理论排量，m³/d。

## 3.2　抽油机运动规律及悬点载荷

### 3.2.1　抽油机悬点运动规律

掌握抽油机悬点的位移、速度和加速度的变化规律是研究抽油装置动力学，进行抽油设计和分析其工作状况的基础。为了正确地使用抽油装置，首先必须了解其运动规律。

游梁式抽油机是以游梁支点和曲柄轴中心的连线做固定杆，以曲柄、连杆和游梁后臂为三个活动杆所构成的四连杆机构(图3-7)。为了便于一般分析，可简化为简谐运

动和曲柄滑块机构分别进行研究。

**(1)简化为简谐运动时悬点运动规律**

若 $r/l\approx0$ 及 $r/b\approx0$ ，即认为曲柄半径**r**比连杆长度 $l$ 和游梁后臂**b**小得很多，以致它与 $l$ 和**b**的比值可以忽略。此时，游梁和连杆的连接点**B**的运动可看做简谐运动，即认为**B**点的运动规律和**D**点做圆运动时在垂直中心线上的投影**(C**点**)**的运动规律相同。则**B**点经过**t**时间**(**曲柄转过 $\phi$ 角**)**时位移 $S_B$ 为：

$$S_B=r(1-\cos\phi)=r(1-\cos\omega t) \tag{3-1}$$

式中 $\phi$—曲柄转角，**rad**；

$\omega$—曲柄角速度，**rad/s**；

$t$—时间，**s**。

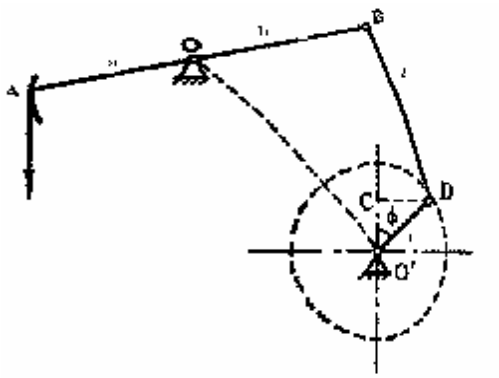



图**3-7** 抽油机四连杆机构简

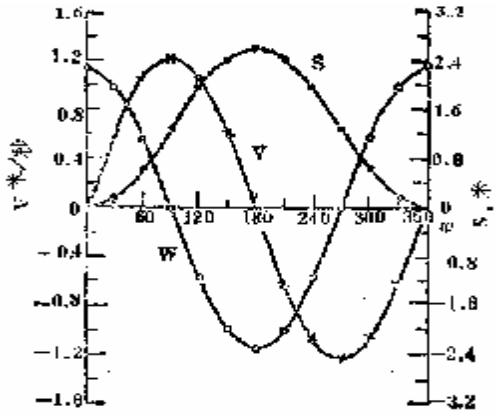



图**3-8** 简谐运动时悬点位移、速度、加速度曲线

**(CYJ5-2712,S=2.7,N=9)**

●—位移曲线；×—速度曲线；○—加速曲线

以下死点为坐标零点，向上为坐标正方向，则悬点**A**的位移 $S_A$ 为：

$$S_A=\frac{a}{b}S_B=\frac{a}{b}r(1-\cos\omega t) \tag{3-2}$$

**A**点的速度为

$$V_A=\frac{dS_A}{dt}=\frac{a}{b}\omega r\sin\omega t \tag{3-3}$$

**A**点的加速度为

$$W_A=\frac{dV_A}{dt}=\frac{a}{b}\omega^2 r\cos\omega t \tag{3-4}$$

图**3-8**是由式**(3-2)**、**(3-3)**和**(3-4)**计算得的悬点位移、速度和加速度随 $f$ 角的变化

曲线。

由图3-8看出：抽油机在一个冲程中，悬点的速度和加速度不仅大小在变化，而且方向也要发生改变。在上下死点处($f=0°,180°$)速度为零，加速度的绝对值为最大，其值：

$$W_{max}=\frac{a}{b}\omega^2 r \tag{3-5}$$

在上、下冲程的中点($\phi=90°,270°$)加速度为零，速度的绝对值最大，其值：

$$V_{max}=\frac{a}{b}\omega^2 r \tag{3-6}$$

**(2)简化为曲柄滑块机构时悬点运动规律**

实际抽油机的$r/l$值是不可忽略的，特别是冲程长度较大时，忽略后会引起很大误差。为此，取r与$l$的比值为有限值，即$0<r/l<1/4$，并把B点绕游梁支点的弧线运动近似地看做直线运动，则可把抽油机的运动简化为图3-9所示的曲柄滑块运动。

A点的位移：

$$S_A=X_B\frac{a}{b}=r[(1-\cos\phi)+\frac{1}{\lambda}(1-\sqrt{1-\lambda^2\sin^2\phi})]\frac{a}{b}$$

为了便于用求导来得到A点的速度和加速度，可将该式进一步简化，取其实用上足够准确的近似式。将上式所含$\sqrt{1-\lambda^2\sin^2\phi}$按二项式定理展开，取其前两项可得：

$$\sqrt{1-\lambda^2\sin^2\phi}\approx 1-\frac{\lambda^2\sin^2\phi}{2}$$

于是A点位移公式可简化为：

$$S_A=r(1-\cos\phi+\frac{\lambda}{2}\sin^2\phi)\frac{a}{b} \tag{3-7}$$

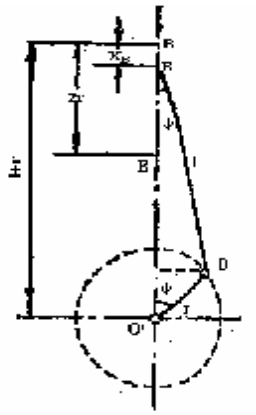


图 3-9　曲柄滑块机构简图

A点的速度：

$$V_A=\frac{dS_A}{dt}=\omega r(\sin\phi+\frac{\lambda}{2}\sin 2\phi)\frac{a}{b} \tag{3-8}$$

A点加速度：

$$W_A=\frac{dV_A}{dt}=\omega^2 r(\cos\phi+\lambda\cos 2\phi)\frac{a}{b} \tag{3-9}$$

悬点冲程(最大位移)：

$$S=\frac{a}{b}2r \tag{3-10}$$

为了确定悬点最大加速度，令$dW_A/d\phi=0$，可得加速度的极值在$\phi=0^\circ$和$\phi=180^\circ$处，即在上下死点处，其值为：

$$W_{\max}=\omega^2 r(1+\lambda)\frac{a}{b}=\frac{S}{2}\omega^2(1+\frac{r}{l}) \qquad \text{(3-11)}$$

$$W_{\max}=\omega^2 r(-1+\lambda)\frac{a}{b}=\frac{-s}{2}\omega^2(1-\frac{r}{l}) \qquad \text{(3-11a)}$$

把简化为简谐运动和曲柄滑块机构时悬点位移、速度和加速度公式及随ϕ角的变化曲线进行比较后发现，尽管同一ϕ角下的数值不同，但其变化趋势是类似的。后者的速度变化为一被“歪曲”的正弦曲线，加速度变化为一被“歪曲”的余弦曲线。在下死点的最大加速度较前者大λ倍；在上死点的最大加速度较前者小λ倍。

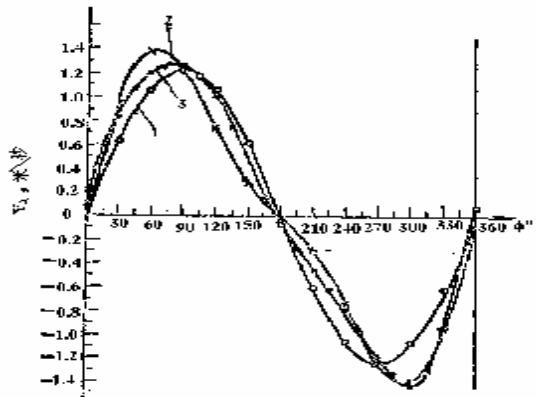



图**3-10**　悬点速度变化曲线
**(CYJ5-2.7-12HB；S=2.7；n=9)**
**1**—按简谐运动计算；**2**—精确计算；
**3**—按曲柄滑块机构计算

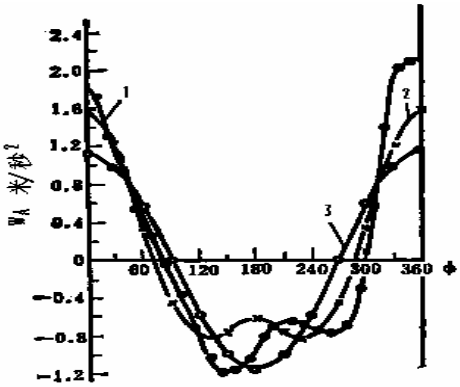



图**3-11**　悬点加速度变化曲线
**(CYJ5-2.7-12HB；S=2.7；n=9)**
**1**—精确计算；**2**—按曲柄滑块机构计算；**3**—按简谐运动计算

上述简化为曲柄滑块机构后的研究结果可用于一般计算和分析。但做精确的分析计算和抽油机结构设计时，则必须按四连杆机构来研究抽油机的实际运动规律。可用图解法或根据解析式用计算机来精确计算每种抽油机的位移、速度和加速度。图**3-10**和图**3-11**为**CYJ5-2712**抽油机**(S=2.7m，n=9 SPM)**按不同方法计算的悬点速度和加速度曲线。

## 3.2.2　抽油机悬点载荷计算

抽油机在不同抽汲参数下工作时，悬点所承受的载荷是选择抽油设备和分析设备工作状况的重要依据。为此，必须了解悬点承受哪些载荷和怎样计算这些载荷。

**(1)悬点所承受的载荷**

**1)**静载荷

①抽油杆柱载荷

驴头在上下运动时，带着抽油杆柱作往复运动，所以，抽油杆重力始终作用在驴头上。但在下冲程中，游动凡尔打开后，油管内液体的浮力作用在抽油杆柱上。所以，下冲程中作用在悬点上的抽油杆柱的重力减去液体的浮力，即它在液体中的重力作用在悬点上的载荷。而在上冲程中，游动凡尔关闭，抽油杆柱不受管内液体浮力的作用。所以，上冲程中作用在悬点的抽油杆柱载荷为杆柱在空气中的重力。

上冲程作用在悬点的抽油杆载荷：

$$W_r = f_r \rho_s g L = q_r g L \qquad (3\text{-}12)$$

式中 $W_r$—抽油杆柱在空气中的重力，N；

$g$—重力加速度，$m/s^2$；

$f_r$—抽油杆截面积，$m^2$；

$\rho_s$—抽油杆材料(钢)的密度，$\rho_s=7850\ kg/m^3$；

$L$—抽油杆柱长度，m；

$q_r$—每米抽油杆柱的质量，kg/m。

下冲程作用在悬点上的抽油杆柱载荷：

$$W_r' = f_r L(\rho_s - \rho_l) g = q_r' L g$$

$$q_r' = q_r(\rho_s - \rho_l)/\rho_s = q_r b \qquad (3\text{-}13)$$

式中 $W_r'$—下冲程作用在悬点上的抽油杆柱载荷，N；

$b$—考虑抽油杆柱受液体浮力的失重系数，$b=(\rho_s-\rho_l)/\rho_s$；

$\rho_l$—抽汲液体的密度，$kg/m^3$。

为了便于计算，表3-1中列出了不同尺寸的抽油杆在空气中的质量

表3-1 每米抽油杆的质量

| 直径 $d$，mm | 截面积 $f_r$，$cm^2$ | 空气中每米抽油杆质量 $q_r$，kg/m |
|---|---|---|
| 16 | 2.00 | 1.64 |
| 19 | 2.85 | 2.30 |
| 22 | 3.80 | 3.07 |
| 25 | 3.91 | 3.17 |

②作用在柱塞上的液柱载荷

在上冲程中，由于游动凡尔关闭，作用在柱塞上的液柱引起的悬点载荷为：

$$W_l=(f_p-f_r)L\rho_l g \tag{3-14}$$

式中 $W_l$—作用在柱塞上的液柱载荷，N；

$f_p$—柱塞截面积，$m^2$；

在下冲程中，由于游动凡尔打开，液柱载荷通过固定凡尔作用在油管上，而不作用在悬点上。

抽汲含水原油时，抽油杆和液柱载荷计算中所用的液体密度应采用混合液的密度。可按下式来近似计算：

$$\rho_{ml}=f_w\rho_w+(1-f_w)\rho_o \tag{3-15}$$

式中 $\rho_{ml}$—油水混合液密度，$kg/m^3$；

$\rho_o$—原油密度，$kg/m^3$；

$\rho_w$—水的密度；

$f_w$—原油含水率，小数。

③沉没压力(泵口压力)对悬点载荷的影响

上冲程中，在沉没压力作用下，井内液体克服泵的入口设备的阻力进入泵内，此时液流所具有的压力叫吸入压力。此压力作用在柱塞底部而产生向上的载荷 $P_i$

$$P_i=p_i f_p=(p_n-\Delta p_i)f_p \tag{3-16}$$

式中 $P_i$—吸入压力 $p_i$ 作用在活塞上产生的载荷，N；

$p_i$—吸入压力，Pa；

$f_p$—柱塞截面积，$m^2$；

$p_n$—沉没压力，Pa；

$\Delta p_i$—液流通过泵的入口设备产生的压力降，Pa。

通过吸入凡尔产生的压力降可根据公式(3-27)计算。

下冲程中，吸入凡尔关闭，沉没压力对悬点载荷没有影响。

④井口回压对悬点载荷的影响

液流在地面管线中的流动阻力所造成的井口回压对悬点将产生附加的载荷。其性质与油管内液体产生的载荷相同。上冲程中增加悬点载荷；下冲程中减小抽油杆柱载荷。

$$P_{hu}=p_h(f_p-f_r) \tag{3-17}$$

$$P_{hd}=p_h f_r \tag{3-18}$$

式中 $P_{hu}$—井口回压在上冲程中造成的悬点载荷，N；

$P_{hd}$—井口回压在下冲程中引起的悬点载荷，N；

$p_h$—井口回压，Pa；

$f_p$、$f_r$—柱塞及抽油杆的截面积，$m^2$。

由于沉没压力和井口回压在上冲程中造成的悬点载荷方向相反，可以相互抵消一部分，所以，在一般近似计算中可以忽略这两项。

**2)**动载荷

①惯性载荷

抽油机运转时，驴头带着抽油杆柱和液柱做变速运动，因而产生抽油杆柱和液柱的惯性力。如果忽略抽油杆柱和液柱的弹性影响，则可以认为抽油杆柱和液柱各点的运动规律和悬点完全一致。所以，产生的惯性力除与抽油杆柱和液柱的质量有关外，还与悬点加速度的大小成正比，其方向与加速度方向相反。

抽油杆柱的惯性力 $I_r$ 为：

$$I_r=\frac{W_r}{g}W_A \tag{3-19}$$

液柱的惯性力 $I_l$ 为：

$$I_l=\frac{W_l}{g}W_A\varepsilon \tag{3-20}$$

式中 ε—考虑油管过流断面变化引起液柱加速度变化的系数。

$$\varepsilon=\frac{f_p-f_r}{f_{tf}-f_r}$$

$f_{tf}$—油管的流通断面面积。

由图**3-11**可看出，悬点加速度在上、下冲程中，大小和方向是变化的。因而，作用在悬点的惯性载荷的大小和方向也将随悬点加速度而变化。因假定向上作为坐标的正方向，所以加速度为正时，加速度方向向上；加速度为负时，加速度方向向下。上冲程中，前半冲程加速度为正，即加速度向上，则惯性力向下，从而增加悬点载荷；后半冲程中加速度为负，即加速度向下，则惯性力向上，从而减小悬点载荷。在下冲程中，情况刚刚好相反，前半冲程惯性力向上，减小悬点载荷；后半冲程惯性力向下，将增大悬点载荷。

如果把抽油机悬点的运动近似地用曲柄滑块机构的运动来表示，在 $r/l<1/4$ 的条件下，根据公式**(3-11)**和**(3-11a)**，最大加速度将发生在上、下死点处，其值为：

$$W_{\max_{\phi=0^\circ}}=\frac{S}{2}\omega^2(1+\frac{r}{l})$$
$$W_{\max_{\phi=180^\circ}}=\frac{-S}{2}\omega^2(1-\frac{r}{l})$$

将上、下死点处的加速度值代入公式**(3-19)**和**(3-20)**便可求得抽油杆柱和液柱的最大惯性力。

上冲程中抽油杆柱引起的悬点最大惯性载荷 $I_{ru}$ 为：

$$I_{ru}=\frac{W_r}{g}\frac{S}{2}\omega^2(1+\frac{r}{l})$$
$$=\frac{W_r}{g}\frac{S}{2}(\frac{\pi N}{30})^2(1+\frac{r}{l})=W_r\frac{SN^2}{1790}(1+\frac{r}{l}) \quad \textbf{(3-21)}$$

取 $r/l$ **=1/4** 时，

$$I_{ru}=W_r\frac{SN^2}{1440} \quad \textbf{(3-21a)}$$

下冲程中抽油杆柱引起的悬点最大惯性载荷 $I_{rd}$ 为：

$$I_{rd}=\frac{-W_r}{g}\frac{S}{2}\omega^2(1-\frac{r}{l})=-W_r\frac{SN^2}{1790}(1-\frac{r}{l}) \quad \textbf{(3-22)}$$

上冲程中液柱引起的悬点最大惯性载荷 $I_{lu}$ 为：

$$I_{lu}=\frac{W_l}{g}\frac{S}{2}\omega^2(1+\frac{r}{l})\varepsilon=W_l\frac{SN^2}{1790}(1+\frac{r}{l})\varepsilon \quad \textbf{(3-23)}$$

下冲程中液柱不随悬点运动，因而没有液柱惯性载荷。

上冲程中悬点最大惯性载荷 $I_u$ 为：

$$I_u=I_{ru}+I_{lu}$$

下冲程中悬点最大惯性载荷 $I_d$ 为：

$$I_d=I_{rd}$$

实际上由于抽油杆柱和液柱的弹性，抽油杆柱和液柱各点的运动与悬点的运动并不一致。所以，上述按悬点最大加速度计算的惯性载荷将大于实际数值。在液柱中含气比较大和冲数比较小的情况下，计算悬点最大载荷时，可忽略液柱引起的惯性载荷。

③振动载荷

抽油杆柱本身为一弹性体，由于抽油杆柱作变速运动和液柱载荷周期性地作用于抽油杆柱，从而引起抽油杆柱的弹性振动，它所产生的振动载荷亦作用于悬点上。其数值与抽油杆柱的长度、载荷变化周期及抽油机结构有关。有关振动载荷的计算问题，将在考虑抽油杆柱弹性时最大载荷的计算方法中介绍。

**3)** 摩擦载荷

抽油机工作时，作用在悬点上的摩擦载荷受以下五部分影响。

**a.**抽油杆柱与油管的摩擦力：在直井内通常不超过抽油杆重量的**1.5%**；

**b.**柱塞与衬套之间的摩擦力：当泵径不超过**70mm**，其值小于**1717N**；

**c.**液柱与抽油杆柱之间的摩擦力：除与抽油杆柱的长度和运动速度有关外，主要取决于液体的粘度；

**d.**液柱与油管之间的摩擦力：除与液流速度有关外，主要取决于液体的粘度；

**e.**液体通过游动凡尔的摩擦力：除与凡尔结构有关外，主要取决于液体粘度和液流速度。

上冲程中作用在悬点上的摩擦载荷是受**a**、**b**及**d**三项影响，其方向向下，故增加悬点载荷。下冲程中作用在悬点上的摩擦载荷是受**a**、**b**、**c**及**e**四项影响，其方向向上，故减小悬点载荷。

在直井中，无论稠油还是稀油，油管与抽油杆柱、柱塞与衬套之间的摩擦力数值都不大，均可忽略。但在稠油井内，液体摩擦所引起的摩擦载荷则是不可忽略的。为了便于研究我国高粘度抽油井的生产特点，下面就与液体摩擦有关的摩擦载荷计算方法做一简介。

①抽油杆柱与液柱之间的摩擦力

抽油杆柱与液柱间的摩擦发生在下冲程，摩擦力方向向上，是稠油井内抽油杆下行遇阻的主要原因。阻力的大小随抽油杆柱的下行速度而变化，其最大值可由下面的近似公式来确定。

$$F_{rl}=2\pi\mu L\left[\frac{m^2-1}{(m^2+1)\ln m-(m^2-1)}\right]V_{\max} \qquad \textbf{(3-24)}$$

式中 $F_{rl}$—抽油杆柱与液柱之间的摩擦力，**N**；

$L$—抽油杆柱长度，**m**；

$\mu$—井内液体粘度，**Pa·s**；

$m$—油管内径与抽油杆直径比，$m=\frac{d_t}{d_r}$；

$d_t$—油管内径；

$d_r$—抽油杆直径；

$V_{\max}$—抽油杆柱最大下行速度，**m/s**。

$V_{\max}$可按悬点最大运动速度来计算，计算时采用下面的近似公式**(**把悬点看做简谐运动**)**

$$V_{\max}=\frac{S}{2}\omega=\frac{\pi SN}{60}$$

式中 $\omega$—曲柄角速度，$\omega=\frac{2\pi N}{60}$。

由公式**(3-24)**看出，决定$F_{rl}$的主要因素是井内液体的粘度及抽油杆柱的运动速度。所以，在抽汲高粘度液体时，不能采用快速抽汲方式，否则将因下行阻力过大抽油杆柱无法正常下行。上述$F_{rl}$的计算中尚未考虑抽油杆接箍的附加阻力，通常采用实验资料确定附加阻力。

②液柱与油管间的摩擦力

上冲程时，游动凡尔关闭，油管内的液柱随抽油杆柱和柱塞上行，液柱与油管间发生相对运动而引起的摩擦力的方向向下，故增大悬点载荷。根据高粘度抽油井现场

资料(示功图)的分析，下冲程液柱与抽油杆柱间的摩擦力 $F_{rl}$ 约为上冲程中油管与液柱间摩擦力 $F_{rl}$ 的1.3倍。因此，可根据由式(3-24)计算得的 $F_{rl}$ 来估算 $F_{tl}$ 即：

$$F_{tl}=\frac{F_{rl}}{1.3} \tag{3-25}$$

如果按作用在柱塞上的液体压力计算液柱载荷时，已经考虑抽汲液体在油管中的流动阻力，则不单独计算 $F_{tl}$。

③液体通过游动凡尔产生的阻力

在高粘度大产量井内，液体通过游动凡尔产生的阻力往往是造成抽油杆柱下部弯曲的主要原因，对悬点载荷也会造成不可忽略的影响。

液流通过游动凡尔时产生压头损失可由下式计算：

$$h=\frac{1}{\xi^2}\frac{V_f^{\ 2}}{2g}=\frac{1}{\xi^2}\frac{f_p^{\ 2}}{f_o^{\ 2}}\frac{V_p^{\ 2}}{2g} \tag{3-26}$$

式中 $h$—压头损失，m；

$V_f$—液体通过凡尔孔的流速，m/s；

$g$—重力加速度，$m/s^2$；

$f_p$—柱塞载面积，$m^2$；

$f_o$—凡尔孔截面积，$m^2$；

$V_p$—柱塞运动速度，m/s；

$\xi$—由实验确定的凡尔流量系数，对于常用的标准型凡尔可查图3-12。

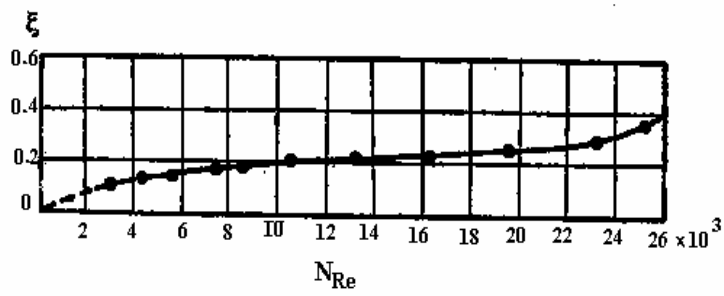



图3-12 标准型凡尔的流量系数

图中 $N_{\mathrm{Re}}=\frac{d_o V_f}{\nu}$

式中 $N_{\mathrm{Re}}$—雷诺数；

$d_o$—凡尔孔径，m；

$V_f$—液流速度，m/s；

ν—液体运动粘度，$m^2/s$。

在抽汲过程中，通过凡尔的液流速度随柱塞运动速度而变。如果把柱塞运动速度看作简谐运动，即：

$$V_p(t)=\frac{S}{2}\omega\sin\omega t$$

则柱塞最大运动速度为：

$$V_p=\frac{S}{2}\omega$$

式中 $S$—光杆冲程，不考虑抽油杆柱的弹性变形时，即为柱塞冲程；

ω—曲柄角速度，$\omega=\frac{\pi N}{30}$。

将$V_p$代入式(3-26)，得：

$$h=\frac{1}{729}\frac{1}{\xi^2}\frac{f_p^{\ 2}}{f_o^{\ 2}}\frac{(SN)^2}{g} \tag{3-27}$$

由于液流通过游动凡尔的压头损失而产生的柱塞下行阻力为：

$$F_v=\rho_l h f_p g=\frac{1}{7.29\times10^2}\frac{\rho_l}{\xi^2}\frac{f_p^{\ 3}}{f_o^{\ 2}}(SN)^2 \tag{3-28}$$

式中 $F_v$—液面通过游动凡尔所产生的柱塞下行阻力，N；

$\rho_l$—液体密度，$kg/m^3$。

其余符号同前。

4) 抽油过程中产生的其它载荷

一般情况下，抽油杆柱载荷、作用在柱塞上的液柱载荷及惯性载荷是构成悬点载荷的三项基本载荷。在稠油井内的摩擦载荷及大沉没度的井沉没压力对载荷的影响都是不可忽略的。

除上述各种载荷外，在抽油进程中尚有其它一些载荷，如在低沉没度井内，由于泵的充满程度差，会发生柱塞与泵内液面的撞击，将产生较大冲击载荷，从而影响悬点载荷。各种原因产生的撞击，虽然可能会造成很大的悬点载荷，是抽油中的不利因素，但在进行设计计算时尚无法预计。故在计算悬点载荷时都不考虑。

**(2)悬点最大和最小载荷**

1)计算悬点最大和最小载荷的一般公式

根据前面对悬点所承受的各种载荷的分析，抽油机工作时，上、下冲程中悬点载荷的组成是不同的。最大载荷将发生在上冲程，最小载荷发生在下冲程中，其值如下：

$$P_{\max}=W_r+W_l+I_u+P_{hu}+F_u+P_v-P_i \tag{3-29}$$

$$P_{\min}=W_r'+I_d-P_{hd}-F_d-P_v \tag{3-30}$$

式中 $P_{\max}$、$P_{\min}$—悬点最大和最小载荷；

$W_r$、$W_r'$—上、下冲程中作用在悬点上的抽油杆柱载荷；

$W_l$—作用在柱塞上的液柱载荷；

$P_{hu}$、$P_{hd}$—上、下冲程中井口回压造成的悬点载荷；

$F_u$、$F_d$—上、下冲程中的最大摩擦载荷；

$P_v$—振动载荷；

$P_i$—上冲程中吸入压力作用在活塞上产生的载荷。

如前所述，在下泵深度及沉没度不很大，井口回压及冲数不甚高的稀油直井内，在计算最大和最小载荷时，通常可以忽略 $P_v$、$F$、$P_i$、$P_h$ 及液柱惯性载荷。此时，根据公式(3-29)、(3-12)、(3-14)、及(3-21)可得：

$$\begin{aligned}P_{\max}&=W_r+W_l+I_{ru}\\&=(q_rL+(f_p-f_r)L\rho_l)g+\frac{W_rSN^2}{1790}(1+\frac{r}{l})\end{aligned}$$

展开上式，并令：

$$W_r'=(q_rL-f_rL\rho_l)g$$
$$W_l'=f_pL\rho_lg$$

则

$$\begin{aligned}P_{\max}&=W_r+W_l+\frac{W_rSN^2}{1790}(1+\frac{r}{l})\\&=W_r'+W_l'+\frac{W_rSN^2}{1790}(1+\frac{r}{l})\end{aligned} \tag{3-31}$$

如果取 $r/l=1/4$，则

$$P_{\max}=W_r'+W_l'+\frac{W_rSN^2}{1440} \tag{3-31a}$$

根据公式(3-30)、(3-13)及(3-22)可得：

$$\begin{aligned}P_{\min}&=W_r'+I_{rd}\\&=q_r'Lg-W_r\frac{SN^2}{1790}(1-\frac{r}{l})\end{aligned} \tag{3-32}$$

**2)**考虑抽油杆柱弹性时悬点最大载荷的计算

前面在考虑抽油杆柱的动载荷时，忽略了抽油杆柱的弹性，把它当作刚体来计算其惯性力。实际上，抽油杆柱是弹性体，在抽油过程中必然会发生不同程度的弹性振动。下面介绍考虑抽油杆柱弹性时计算其动载荷的一种简化的理论方法。

抽油机从上冲程开始到液柱载荷加载完毕(即所谓“初变形期”)之后，抽油杆柱带着活塞随悬点做变速运动。在此过程中，除了液柱和抽油杆柱产生的静载荷之外，还会在抽油杆柱上引起动载荷。这种动载荷可以认为由两部分组成：初变形期末抽油杆柱运动引起的自由纵振产生的振动载荷和抽油杆柱做变速运动所产生的惯性载荷。由于抽汲液体一般都具有较大的弹性，而且液柱质量并没有集中作用在柱塞上；另外，根据实测井下泵的示功图及利用实测光杆载荷由计算机计算得到的井下泵的示功图表

明：除大泵、高含水、浅井外，液柱一般都不会在柱塞上(即抽油杆下端)产生明显的动载荷。因此，下面讨论中忽略了液柱对抽油杆柱动载荷的影响。

①抽油杆柱自由纵振产生的振动载荷

在初变形期末激发起的抽油杆的纵向振动可用下面的微分方程为描述

$$\frac{\partial^2 u}{\partial t^2}=a^2\frac{\partial^2 u}{\partial x^2} \tag{3-33}$$

式中 $u$—抽油杆柱任一截面的弹性位移(方向向上)；

$x$—自悬点到抽油杆柱任意截面的距离(方向向下)；

$a$—弹性波在抽油杆柱中的传播速度，等于抽油杆中的声速；

$t$—从初变形期算起的时间。

如果坐标原点选在悬点上，该问题便成为求解一端固定、一端自由的细长杆的自由纵振问题。

初始条件 $u|_{t=0}=0;\quad \frac{\partial u}{\partial t}\Big|_{t=0}=-V\frac{x}{L}$

边界条件 $u|_{x=0}=0;\quad \frac{\partial u}{\partial x}\Big|_{x=L}=0$

式中 $V$—初变形期末抽油杆柱下端(柱塞)对悬点的相对运动速度(油管下端固定时，为初变形期末的悬点运动速度)；

$L$—抽油杆柱的长度

用分离变量法在上述初始和边界条件下获得方程的解为：

$$u(x,t)=\frac{-8V}{\omega_0\pi^2}\sum_{n=0}^{\infty}\frac{(-1)^n}{(2n+1)^n}\sin(2n+1)\omega_0 t\sin\frac{2n+1}{2}\frac{\pi x}{L} \tag{3-34}$$

式中 $\omega_0$—自由振动的圆频率，$\omega_0=\frac{\pi}{2}\frac{a}{L}$。

抽油杆柱的自由纵振在悬点上引起的振动载荷 $F_v$ 为：

$$\begin{aligned}F_v&=-Ef_r\frac{\partial u}{\partial x}\Big|_{x=0}\\&=\frac{8Ef_rV}{\pi^2 a}\sum_{n=0}^{\infty}\frac{(-1)^n}{(2n+1)^2}\sin(2n+1)\omega_0 t\end{aligned} \tag{3-35}$$

式中 $f_r$—抽油杆截面积；

$E$—钢的弹性模量。

由上式可看出，悬点的的振动载荷是 $\omega_0 t$ 的周期函数，周期为 $2\pi$。 $F_v=f(\omega_0 t)$ 随 $\omega_0 t$ 的变化如图**3-13**所示。

由上述可知，初变形期末激发的抽油杆柱的自由纵振在悬点引起的振动载荷的振幅(即振动载荷的最大值)为：

$$F_{v\max}=\frac{Ef_r}{a}V \tag{3-36}$$

最大振动载荷发生在处 $\omega_0 t=\frac{\pi}{2},\frac{5}{2}\pi$.....，实际上由于存在阻尼，振动将会随时间衰减，故最大振动载荷发生在 $\omega_0 t=\frac{\pi}{2}$ 处，即

$$t_m=\frac{\pi}{2\omega_0}=\frac{L}{a} \tag{3-37}$$

式中 $t_m$—出现最大振动载荷的时间。

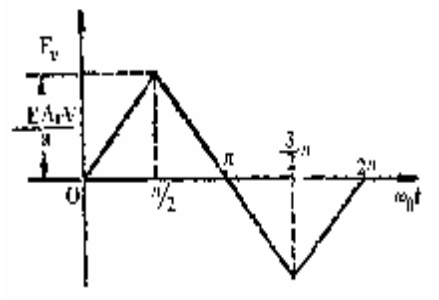



图 **3-13** $F_v$ 随 $\omega_0 t$ 的变化

②抽油杆柱的惯性载荷

初变形期之后抽油杆柱随悬点做变速运动，必然会由于强迫运动而在抽油杆柱内产生附加的动载荷。为了使问题简化，把强迫运动产生的动载荷只考虑为抽油杆柱随悬点做加速度运动而产生的惯性载荷。惯性载荷的大小取决于抽油杆柱的质量、悬点加速度及其在杆柱上的分布。悬点加速度的变化决定于抽油机的几何结构。实际抽油机的悬点运动规律接近于简谐运动，一般国产抽油机上、下冲程悬点运动不对称，而上冲程较接近于简谐运动。因此，可近似地把悬点运动看做为简谐运动。这样，就可根据下面介绍的方法来确定抽油杆柱的惯性载荷。

简化为简谐运动时，悬点加速度为：

$$a_0=\frac{S}{2}\omega^2\cos\omega t' \tag{3-38}$$

式中 $a_0$—悬点加速度；

$S$—冲程；

$\omega$—曲柄角速度；

$t'$—从上冲程开始算起的时间。

抽油杆柱距悬点 $x$ 处的加速度 $a_x$ 为：

$$a_x=\frac{S}{2}\omega^2\cos\omega(t'-\frac{x}{a}) \tag{3-39}$$

式中 $a$—应力波在抽油杆柱中的传播速度。

在 $x$ 处单元体上的惯性力 $dF_i$ 将为：

$$dF_i=\frac{q_r}{2}Sw^2\cos w(t'-\frac{x}{a})dx \tag{3-40}$$

式中 $q_r$—单位长度抽油杆柱的质量，**kg/m**。

对式**(3-40)**进行积分就可得任一时间作用在整个抽油杆柱**L**上的总惯性力 $F_i$：

$$F_i=\int_0^L \frac{q_r S w^2}{2}\cos w(t'-\frac{x}{a})dx$$

$$=\frac{Ef_r}{a}\frac{s}{2}\omega\left[\sin\omega t'-\sin\omega(t'-\frac{L}{a})\right] \qquad (3\text{-}41)$$

由式(3-41)看出：抽油杆柱的惯性力并不正比于加速度的瞬时值，而是正比于在 $\frac{L}{a}$ 期间悬点速度的增量。当 $\omega t'<\frac{\pi}{2}+\frac{\omega L}{2a}$ 时，抽油杆柱的惯性力随 $t'$ 而减小；当 $\omega t'=\frac{\pi}{2}+\frac{\omega L}{2a}$ 时，抽油杆柱的惯性力等于零；当 $\omega t'>\frac{\pi}{2}+\frac{\omega L}{2a}$ 时，惯性力改变方向，其绝对值随 $t'$ 增大。

③悬点最大载荷

初变形期后，悬点载荷P是抽油杆柱载荷、液柱载荷、及惯性载荷叠加而成，即

$$P=W_r'+W_l'+F_v+F_i$$

$$=W_r'+W_l'+\frac{8Ef_rV}{a\pi^2}\sum_{n=0}^{\infty}\frac{(-1)^n}{(2n+1)^2}\sin(2n+1)\omega_0 t+\frac{Ef_r}{a}\frac{S}{2}\omega[\sin\omega(t_0+t)-\sin\omega(t_0+t-\frac{L}{a})] \qquad (3\text{-}42)$$

式中 $t_0$—初变形期经历的时间，$t'=t_0+t$。

如前所述，$W_r'$、$W_l'$ 不随时间变化，$F_v$ 随时间周期性变化 $F_i$ 在 $\omega(t_0+t)<\frac{\pi}{2}+\frac{\omega L}{2a}$ 时随t而减小。取最大振动载荷出现的时间 $t_m=\frac{L}{a}$ 为悬点出现最大载荷的时间。将 $t=t_m$ 代入式(3-42)就可得到计算悬点最大载荷 $P_{\max}$ 的公式：

$$P_{\max}=W_r'+W_l'+\frac{Ef_r}{a}V+\frac{Ef_r}{a}\times\frac{S}{2}\omega[\sin\omega(t_0+\frac{L}{a})-\sin\omega t_0] \qquad (3\text{-}43)$$

a.油管下端固定

在油管下端固定的情况下，初变形期末柱塞对悬点的相对运动速度等于悬点运动速度，即

$$V=V_{\lambda r}=\frac{S}{2}\omega\sin\alpha_{\lambda r} \qquad (3\text{-}44)$$

式中 $V_{\lambda r}$—油管下端固定时，初变形期末的悬点速度；

$\alpha_{\lambda r}$—油管下端固定时，初变形期末的曲柄转角，$\alpha_{\lambda r}=\omega t_0$。

将式(3-44)代入式(3-43)可得油管下端固定时悬点最大载荷的计算公式：

$$P_{\max}=W_r'+W_l'+\frac{Ef_r}{a}\frac{S}{2}\omega\sin(\alpha_{\lambda r}+\frac{\omega L}{a}) \qquad (3\text{-}43a)$$

由于油管下端锚定时初变形期末悬点位移等于抽油杆柱在液柱载荷作用下的静伸长 $\lambda_r$，

故

$$\lambda_r=\frac{S}{2}(1-\cos\alpha_{\lambda r}) \qquad (3\text{-}45)$$

则

$$\alpha_{\lambda r}=\cos^{-1}(1-\frac{2\lambda_r}{S}) \qquad \textbf{(3-45a)}$$

考虑到下冲程末由于杆柱的惯性载荷，使抽油杆已经预先加载，初变形期使抽油杆伸长的力为$(W_1'-F_{io})$。根据虎克定律：

$$\lambda_r=\frac{(W_l'-F_{i0})L}{Ef_r} \qquad \textbf{(3-46a)}$$

式中 $F_{io}$—上冲程开始时$(t'=0)$抽油杆柱的惯性力，由式**(3-41)**得：

$$F_{io}=\frac{Ef_r}{a}\frac{S}{2}\omega\sin(\omega\frac{L}{a}) \qquad \textbf{(3-41a)}$$

**b.**油管下端未固定

在油管下端未固定的情况下，由于初变形期油管和抽油杆柱都处于变形过程之中，从而延缓了加载过程，延长了初变形期经历的时间。初变形期末悬点位移等于抽油杆柱和油管静变形之和，即

$$\lambda=\lambda_t+\lambda_r=\frac{S}{2}(1-\cos\alpha_\lambda)$$

则：
$$\alpha_\lambda=\cos^{-1}(1-\frac{2\lambda}{S}) \qquad \textbf{(3-45b)}$$

$$\lambda=\lambda_r+\frac{W_l'L}{Ef_t}$$

式中 $\lambda_t$—油管在液柱载荷作用下的静伸长；

$\alpha_\lambda$—油管下端未固定时，初变形期末的曲柄转角；

$f_t$—油管金属部分的截面积。

油管下端未固定时，初变形期末悬点运动速度：

$$V_\lambda=\frac{S}{2}\omega\sin\alpha_\lambda$$

油管下端未固定时，初变形期末柱塞对悬点的相对运动速度将小于悬点运动速度，并且

$$V=\psi.V_\lambda=\psi\frac{S}{2}\omega\sin\alpha_\lambda \qquad \textbf{(3-47)}$$

式中 $\psi$—变形分布系数，$\psi=\dfrac{f_r}{f_r+f_t}$

令$\omega t_0=\alpha_\lambda$，连同式**(3-47)**代入式**(3-44)**就得到油管下端未固定时计算最大载荷的公式：

$$P_{\max}=W_r'+W_l'+\frac{Ef_r}{a}\frac{S\omega}{2}\left[\sin(\alpha_\lambda+\frac{\omega L}{a})-(1-\psi)\sin\alpha_\lambda\right] \qquad \textbf{(3-43b)}$$

对比公式**(3-43a)**和**(3-43b)**可以看出，油管下端未固定时，计算最大载荷的公式要比下端固定时的公式复杂些。为了简化计算，油管下端未固定时，亦可采用公式**(3-43a)**来进行近似计算。一般情况下，两个公式计算得到的动载荷之差不超过**10%**，

而最大载荷之差则小于3%，所以，油管下端未固定时，也可采用计算简便公式(3-43a)来计算最大载荷。

3)计算悬点最大载荷的其它公式

抽油杆在井下工作时，受力情况是相当复杂的，所有用来计算悬点最大载荷的公式都只能得到近似的结果。现将国内外所用的一些比较简便的公式列在下面，供计算时参考。

公式I $$P_{\max}^{I}=(W_r+W_l')\left(1+\frac{SN}{137}\right)$$

公式II $$P_{\max}^{II}=(W_r+W_l')\left(1+\frac{SN^2}{1790}\right)$$

公式III $$P_{\max}^{III}=W_l'+W_r[b+\frac{SN^2}{1790}(1+\frac{r}{l})]$$

公式IV $$P_{\max}^{IV}=W_l+W_r(1+\frac{SN^2}{1790})$$

公式V $$P_{\max}^{V}=(W_r+W_l)(1+\frac{SN^2}{1790})$$

公式I可用于一般井深及低冲数油井。

公式III是我们前面所推导出的式(3-31)的另一种表达形式，本质上是完全相同的。

公式II、IV和V都是把悬点运动简化为简谐运动，取$r/l=0$。公式IV只考虑了抽油杆产生的惯性载荷，公式II和V同时考虑了抽油杆柱和液柱的惯性载荷。考虑到摩擦力的影响，在公式II和I中的液柱载荷采用$W_l'$(即作用在柱塞整个截面积上的液柱载荷)，而公式V中采用$W_l$(即作用在柱塞环形面积$f_p-f_r$上的液柱载荷)。所以，公式V的计算结果较公式II小。采用哪种公式应根据本油田的具体情况，通过与实测结果的对比来选用。

## 3.3 抽油机平衡、扭矩与功率计算

### 3.3.1 抽油机平衡计算

如果抽油机没有平衡块，当电动机带动抽油机运转时，由于上冲程中悬点承受着最大载荷，所以电动机必须做很大的功才能使驴头上行；而下冲程中，抽油杆在其自重作用下克服浮力下行，这时电动机不仅不需要对外做功，反而接受外来的能量做负功。这就造成了抽油机在上下冲程中的不平衡。

不平衡造成的后果是：a.上冲程中电动机承受着极大的负荷，下冲程中抽油机反而带着电动机运转，从而造成功率的浪费，降低电动机的效率和寿命；b.由于负荷极不均匀，会使抽油机发生激烈振动，而影响抽油装置的寿命；c.会破坏曲柄旋转速度的均匀性，而影响抽油杆和泵的正常工作。因此，抽油机必须采用平衡装置。

**(1)平衡原理**

抽油机之所以不平衡，是因为上下冲程中悬点载荷不同，造成电动机在上下冲程中所做的功不相等。要使抽油机在平衡条件下运转，就应使电动机在上下冲程中都做正功；在下冲程中把能量储存起来；在上冲程中利用储存的能量来帮助电动机做功。下面我们用一个最简单的机械平衡方式，来说明这种可能性和达到平衡的基本条件。

在抽油机后梁上加一重物，在下冲程中让抽油杆自重和电动机一起对重物做功，则

$$A_w = A_d + A_{md}$$

式中 $A_w$—下冲程中抽油杆自重和马达对重物所做的功，即重物储存的功；

$A_d$—抽油杆柱对重物所做的功，即悬点在下冲程中做的功；

$A_{md}$—电动机在下冲程中对重物做的功，即电动机在下冲程中做的功。

由上式可得

$$A_{md} = A_w - A_d$$

在上冲程中，将重物储存的能量释放出来和电动机一起对悬点做功，则

$$A_u = A_w + A_{mu}, A_{mu} = A_u - A_w$$

式中 $A_u$—上冲程悬点做的功；

$A_{mu}$—上冲程电动机做的功。

要使抽油机平衡，应该让电动机在上下冲程中做的功相等，即

$$A_{md} = A_{mu}$$

所以，$A_w - A_d = A_u - A_w$

为了达到平衡，在下冲程需要对重物作的功和上冲程中需要重物释放的能量为：

$$A_w = \frac{A_u + A_d}{2} \qquad \textbf{(3-48)}$$

上式说明：为了使抽油机平衡运转，在下冲程中需要储存的能量应该是悬点在上下冲程中所做功之和的一半。式**(3-48)**是进行平衡计算的基本公式。

**(2)平衡方式**

为了把下冲程中抽油杆自重做的功和电动机输出的能量储存起来，可以采用不同的平衡方式。目前采用的有气动平衡和机械平衡。

**1)**气动平衡

下冲程中通过游梁带动的活塞压缩气包中的气体，把下冲程中作的功储存成为气体的压缩能。

上冲程中被压缩的气体膨胀，将储存的压缩能转换成膨胀能帮助电动机做功。

气动平衡多用于大型抽油机。这种平衡方式不仅可以大量节约钢材，而且可以改

善抽油机的受力情况，但平衡系统的加工制造质量要求高。

**2)**机械平衡

在下冲程中，以增加平衡重块的位能来储存能量；在上冲程中平衡重降低位能，来帮助电动机作功。机械平衡有三种方式。

①游梁平衡：在游梁尾部加平衡重，适用于小型抽油机。

②曲柄平衡**(**旋转平衡**)**：平衡重加在曲柄上。这种平衡方式便于调节平衡，并且可避免在游梁上造成过大的惯性力，适用于大型抽油机。

③复合平衡**(**混合平衡**)**：在游梁尾部和曲柄上都有平衡重，是上述两种方式的组合，多用于中型抽油机。

**(3)平衡计算**

由公式**(3-48)**可知抽油机平衡条件是在一个抽汲循环中，重物在下冲程中储存的能量或上冲程中帮助电动机所做的功，应等于上冲程和下冲程悬点做功之和的一半。

上冲程中悬点所做的功：

$$A_u=(W_r'+W_l')S$$

下冲程中悬点所做的功**:**

$$A_d=W_r'S$$

由于惯性载荷在上冲程和下冲程中所做的总功等于零，所以在 $A_u$ 和 $A_d$ 中没有考虑惯性力。

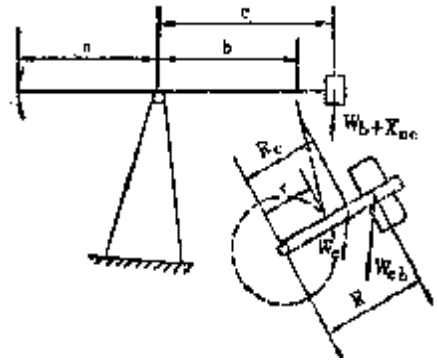



图 **3-14**　复合平衡

将 $A_u$ 及 $A_d$ 代入式**(3-48)**得：

$$A_w=\frac{A_u+A_d}{2}=\frac{(W_r'+W_l')S+W_r'S}{2}=(W_r'+\frac{W_l'}{2})S \qquad \textbf{(3-49)}$$

下面就来讨论在不同平衡方式下，采用多大的平衡力才能使下冲程中存储的能量，或上冲程中平衡重所做的功等于 $(W_r'+W_l'/2)S$ 。

**1)**复合平衡

如图 **3-14** 所示。达到平衡所需要的平衡半径公式**:**

$$R=(W_r'+W_l')\frac{a}{b}\frac{r}{W_{cb}}-\frac{c}{b}\frac{X_{uc}}{W_{cb}}-\frac{c}{b}\frac{W_b}{W_{cb}}r-R_c\frac{W_c}{W_{cb}} \qquad \textbf{(3-50)}$$

或　$$R=(W_r'+W_l')\frac{a}{b}\frac{r}{W_{cb}}-(X_{uc}+W_b)\frac{c}{b}\frac{r}{W_{cb}}-R_c\frac{W_c}{W_{cb}} \qquad \textbf{(3-50a)}$$

式中　$R$ —曲柄平衡块重心到曲柄轴的距离，称平衡半径；

$W_{cb}$ —曲柄平衡块总重；

$R_c$—曲柄本身的重心到曲柄之距离；

$W_c$—曲柄自重(两块)；

$r$—曲柄销至曲柄之距离，称曲柄半径，取决于采用的悬点冲程；

$X_{ub}$—抽油机本身的不平衡值，是折算到尾轴承处的附加平衡力。

$W_b$—游梁平衡块重.

**2)**曲柄平衡

如图 **3-15** 所示。达到平衡所需要的平衡半径的计算公式：

$$R=(W_r'+W_l'/2)\frac{a}{b}\frac{r}{W_{cb}}-r\frac{X_{ub}}{W_{cb}}-R_c\frac{W_c}{W_{cb}} \qquad \textbf{(3-51)}$$

曲柄平衡通常是通过改变平衡半径 $R$ 来调节平衡。

**3)**游梁平衡

如图 **3-16** 所示。达到平衡所需要的游梁平衡块重**:**

$$W_b=(W_r'+\frac{W_1'}{2})\frac{a}{c}-X_{uc} \qquad \textbf{(3-52a)}$$

式中　$X_{uc}$—抽油杆本身的不平衡值，是折算到游梁平衡块重心位置的附加平衡力，可查生产厂提供的说明书。

上面介绍的只是以上、下冲程中电动机做的功相等作为平衡标准进行计算的方法。在实际工作中都不便于按此标准检验和调整平衡。为此，在检验和调整平衡时，大多采用上、下冲程的扭矩或电流峰值相等作为平衡条件。

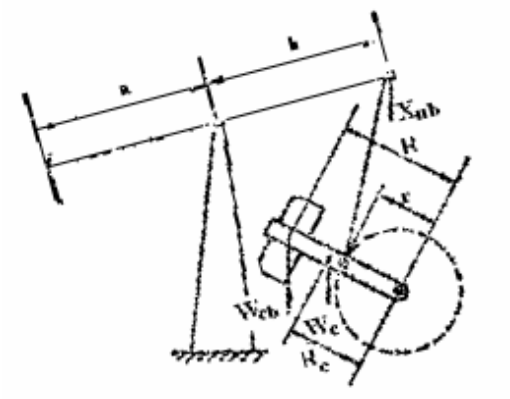


图 **3-15**　曲柄平衡

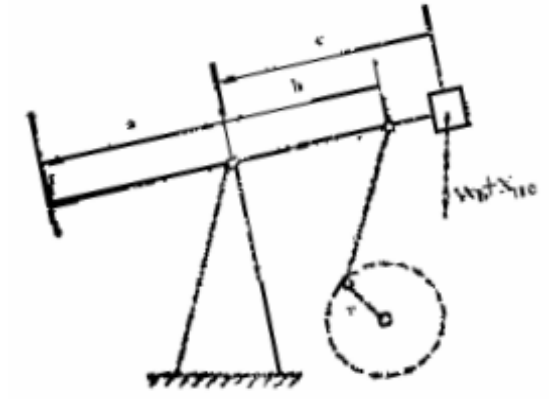


图 **3-16**　游梁平衡

**(4)抽油机平衡检验方法**

工作时始终处于平衡状态的抽油机是没有的。因为生产过程中油层情况、油井情况及油井工作制度的改变都会破坏抽油机原来的平衡。因而在油井生产过程中要定期检查和及时调整抽油机的平衡。通常采用两种方法来检验抽油机的平衡。

**1)**测量驴头上、下冲程的时间

抽油机在平衡条件下工作时上冲程和下冲程所用的时间是相同的。如果上冲程快，下冲程慢，说明平衡过量，则应减小平衡重或平衡半径 $R$；反之，则应增加平衡重或平衡半径。

**2)**测量上、下冲程中的电流

抽油机在平衡条件下工作时上、下冲程的电流峰值应相等。如果上冲程的电流峰值大于下冲程的电流峰值（ $I_u > I_d$ ），说明平衡不够，应增加平衡重量或增大平衡半径 $R$；反之，则应减小平衡重量或平衡半径 **R**。

### 3.3.2 曲柄轴扭矩计算及分析

抽油机工作时，由悬点载荷及平衡重在曲柄轴**(**减速箱输出轴**)**上造成的扭矩与电动机输给曲柄的扭矩相平衡。因此，通过悬点载荷及平衡来计算曲柄轴扭矩，不仅可以检查减速箱是否在超扭矩条件下工作，而且可以用来检查和计算电动机功率及功率利用情况。

一定型号的抽油机所配减速箱都有允许的最大扭矩。在一定条件下它既限制着油井生产时所采用的最大抽油参数**(** $f_p$ 、 $S$ 、 $N$ 及 $L_p$ **)**，同时又限制着为了保证大参数生产所需要的电动机功率。在生产中既不能只看悬点最大载荷，而任意采用大参数生产，也不能单纯根据大参数抽汲的需要，而随意使用大功率电动机。例如，对于**5**型抽油机，一般选用的电动机功率最大不要超过**20**～**22**千瓦，如果选用**28**或**30**千瓦的电动机，则会出现两种情况：一是电动机过大，而功率利用不充分**(**电动机效率和功率因素都低**)**；或者电动机在满载条件下工作，但抽油机必然在超载荷或超扭矩的条件下工作。因此，了解抽油机运转过程中产生的最大扭矩是分析抽油设备工作状况的一项重要内容。

**(1)计算扭矩的基本公式**

抽油过程中减速箱输出轴**(**曲柄轴**)**的扭矩**M**等于曲柄半径与作用在曲柄销处的切线力**T**的乘积，即

$$M = rT \tag{3-53}$$

只要确定出曲柄销处的切线力**T**就可算出曲柄轴扭矩**M**。复合平衡抽油机曲柄销所受的力如图**3-17**所示。图中， $F_p$ 为曲柄销所受的连杆拉力**(**与连杆力大小相等方向相反**)**； $W_c'$ 为折算至曲柄半径 $r$ 处的平衡重：

$$W_c' = \frac{W_{cb}R + W_c R_c}{r} \tag{3-54}$$

式中　$W_{cb}$—曲柄平衡块总重；

$W_c$—曲柄重；

$R$—曲柄平衡半径，即从曲柄轴心至平衡块重心之距离；

$R_c$—曲柄重心半径，即曲柄轴心至曲柄重心之距离。

对曲柄轴中心$O'$取力矩平衡可得：

$$Tr+W_c'r\sin\phi=F_p r\sin\alpha$$

由上式解得

$$T=F_p\sin\alpha-W_c'\sin\phi \tag{3-55}$$

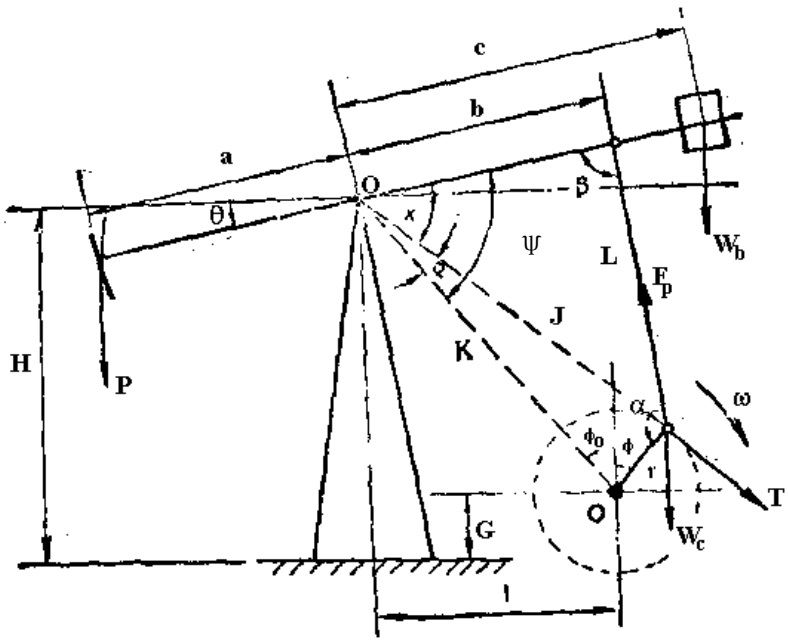



图3-17　抽油机几何尺寸与曲销受力图

将式(3-55)代入式(3-53)就可求得复合平衡抽油机的扭矩计算公式：

$$M_{com}=[\frac{a}{b}P-\frac{c}{b}W_b(\cos\theta-\frac{c}{a}\frac{a_A}{g})]\ \frac{r\sin\alpha}{\sin\beta}-W_c'r\sin\phi \tag{3-56}$$

式中　$P$—悬点载荷；

$a$、$b$—游梁前臂和后臂的长度；

$c$—游梁平衡重心至游梁支点0的距离；

$W_b$—游梁平衡重；

$a_A$—悬点加速度；

$g$—重力加速度；

θ—从水平位算起的游梁摆角；

β—游梁后臂与连杆之夹角。

曲柄平衡抽油机，$W_b=0$，则

$$M_{cr}=\frac{a}{b}P\frac{r\sin\alpha}{\sin\beta}-W_c'r\sin\phi \tag{3-56a}$$

游梁平衡抽油机，$W_c'\approx 0$ ，则

$$M_{wb}=[\frac{a}{b}P-\frac{c}{b}W_b(\cos\theta-\frac{c}{a}\frac{a_A}{g})]\frac{r\sin\alpha}{\sin\beta} \tag{3-56b}$$

上述公式从理论上来讲是计算抽油机扭矩的精确公式(其中尚未考虑抽油机的结构不平衡、游梁连杆系统的惯性影响及传动效率)。但是，由于其中包括了与抽油机几何特性有关的参数：θ、α、β及悬点加速度$a_A$。这些参数又随曲柄转角φ而变，因此，这些公式还难于直接用于实际计算。

对于某一型号的抽油机，其几何尺寸是一定的，故可根据几何关系预先计算出不同φ角下α、β的值，并做适当的简化就可利用上面的公式计算扭矩。

对于曲柄平衡的抽油机，公式(3-56a)中的第一项表示悬点载荷P在曲柄上造成的扭矩$M_p$，称油井负荷扭矩：

$$M_p=\frac{a}{b}\frac{r\sin\alpha}{\sin\beta}P \tag{3-57}$$

把式(3-57)中的乘积$\frac{a}{b}\frac{r\sin\alpha}{\sin\beta}$称扭矩因数，用$\overline{TF}$表示：

$$\overline{TF}=\frac{a}{b}r\frac{\sin\alpha}{\sin\beta} \tag{3-58}$$

则公式(3-57)可写成

$$M_p=\overline{TF}P \tag{3-57a}$$

所以，扭矩因数也就是悬点载荷在曲柄轴上造成的扭矩$M_p$与悬点载荷P的比值，即

$$\overline{TF}=\frac{M_p}{P}$$

由于α和β随φ而变化，故$\overline{TF}$也是φ的函数。

只要对各种抽油机预先计算出每种冲程下的扭矩因数$\overline{TF}$ ，就可以很容易利用实测悬点载荷(示功图)由公式(3-56a)计算曲柄轴扭矩。

公式(3-56a)中的第二项 $W_c'r\sin\phi$表示曲柄及其平衡重在曲柄轴上造成的扭矩$M_c$，称曲柄平衡扭矩：

$$M_c = W_c' r \sin f = (W_{cb} R + W_c R_c) \sin f \tag{3-59}$$

曲柄轴上的净扭矩M为悬点载荷P造成的扭矩 $M_p$ 与曲柄平衡重造成的扭矩 $M_c$ 之差，即

$$M = M_p - M_c = \overline{TF} \cdot P - M_{c\max} \sin f \tag{3-60}$$

式中 $M_{c\max}$ —曲柄最大平衡扭矩，即曲柄处于水平位置 $(f = 90°和270°)$ 时曲柄平衡重造成的扭矩 $M_{c\max} = W_{cb} R + W_c R_c$ 。

当考虑抽油机本身的结构不平衡性时，公式(3-56)可写成：

$$M_{com} = [\frac{a}{b} P - (\frac{c}{b} W_b + \frac{a}{b} B)\cos q - \frac{c}{a}\frac{c}{b}\frac{W_b}{g} a_A] \frac{r \sin a}{\sin b} - W_c' r \sin f \tag{3-61}$$

式中B为抽油机结构不平衡值，等于连杆与曲柄销脱开时，为了保持游梁处于水平位置而需要加在光杆上的力。此力向下时B取正值；向上时取负值。B值可以实测，也可以根据抽油机部件质量计算。

由于计算扭矩的公式中考虑游梁摆角θ的影响和游梁平衡重的惯性力矩，因而无法直接得到用扭矩因数计算扭矩的简单公式。为了简化计算，可忽略上述两项的影响(计算误差，一般不超过10%，扭矩峰值的误差小于5%)。

对复合平衡抽油机：

$$M_{com} = \overline{TF}[P - (B + \frac{c}{a} W_b)] - M_{c\max} \sin f \tag{3-61a}$$

对曲柄平衡抽油机：

$$M_{cr} = \overline{TF}(P - B) - M_{c\max} \sin f \tag{3-61b}$$

对游梁平衡抽油机：

$$M_{wb} = \overline{TF}[P - (B + \frac{c}{a} W_b)] \tag{3-61c}$$

**(2)扭矩因数计算**

对于具体型号的抽油机，只要确定不同φ角下的α和β值就可利用式(3-61)计算出每一种冲程下的扭矩因数。

根据图3-17，对 $b$ 、 $J$ 及连杆 $L$ 和 $J$ 、 $K$ 及曲柄半径 $r$ 构成的两个三角形分别应用余弦定理可得：

$$b = \cos^{-1} \frac{b^2 + L^2 - k^2 - r^2 + 2kr\cos(f + f_0)}{2bL} \tag{3-62}$$

式中　β—游梁后臂 $b$ 与连杆 $L$ 之间的夹角(β<180°，故 sinβ 总为正值)；

$L$—连杆有效长度(横梁轴中心到曲柄销中心的距离)；

$k$—曲柄轴中心到游梁轴中心的距离；

ϕ—观察时井口在左侧，从**12**点钟位置算起，曲柄按顺时针方向旋转的转角；

$f_0$—$K$ 和**12**点钟位置的夹角；

$$f_o = \tan^{-1}\left(\frac{I}{H-G}\right)$$

$I$—游梁轴中心到曲柄轴中心的水平距离；

$H$—游梁轴中心到底盘底部的距离；

由上述两个三角形的角度关系可得：

$$a = 360° - [b + y + (f + f_0)] \tag{3-63}$$

式中　α—连杆 $L$ 和曲柄 $r$ 之夹角，按顺时针方向算起，从 $r$ 到 $L$；

ψ—$b$ 和 $L$ 之间的夹角，ψ=κ+ρ；

κ—$b$ 和 $L$ 之间的夹角，$\kappa=\sin^{-1}\left(\frac{L\sin\beta}{J}\right)$；

$J$—曲柄销中心到游梁轴承中心之间的距离，$J=(L^2+b^2-2Lb\cos\beta)^{1/2}$；

ρ—$J$ 和 $K$ 之间的夹角。

$$r = \sin^{-1}\left[\frac{r\sin(f+f_0)}{J}\right] \tag{3-64}$$

当 $(f+f_0)$ 在 0°～180° 时，ρ 为正值，　在 180°～360° 时，ρ 为负值。

当 α 在 180°～360° 时，sinα 为负值，则计算得的 $\overline{TF}$ 为负，说明此时悬点载荷造成的扭矩改变了方向。

**(3)悬点位移与曲柄转角的关系**

由扭矩因数及实测悬点载荷，就可以绘制扭矩曲线，以便确定最大扭矩及进行扭矩分析。由于实测示功图只是表示了悬点位移和载荷的关系，而绘制扭矩曲线时需要

找到不同φ角时的载荷。因此，需要找到位移与φ角的关系。比较简便的方法是从下死点算起，以冲程的百分数表示位移。

$$\overline{PR}=\frac{\psi_b-\psi}{\psi_b-\psi_t} \tag{3-65}$$

式中　$\psi_b$—驴头在下死点位置时的ψ角，

$$\psi_b=\cos^{-1}\frac{b^2+k^2-(L+r)^2}{2bk}$$

$\psi_t$—驴头在上死点位置ψ时的角，

$$\psi_t=\cos^{-1}\frac{b^2+k^2-(L-r)^2}{2bk}$$

ψ—随φ角而变的$b$和$K$之间的夹角，在计算扭矩因数时已经计算出。

已经有用来计算$\overline{TF}$及$\overline{PR}$的计算机程序。有些抽油机制造厂在抽油机使用说明中也提供$\overline{TF}$及$\overline{PR}$值。由于计算机的广泛应用，已经很少采用手工来计算和绘制扭矩曲线了。通常是利用计算机预先算出各型抽油机在不同冲程情况的扭矩因数$\overline{TF}$，存于磁盘中，计算某口井的扭矩曲线时，只要输入不同φ角下的悬点载荷，抽油机型号及使用的冲程、平衡块数和平衡半径(或使用的最大平衡扭矩)，便可用预先编好的简便程序直接调用相应的$\overline{TF}$，并计算和绘出扭矩曲线。目前已普遍采用抽油机井诊断仪，可同时采集悬点的载荷和位移，从而大大地简化了扭矩曲线的计算。图3-18为濮1-3井的扭矩曲线。

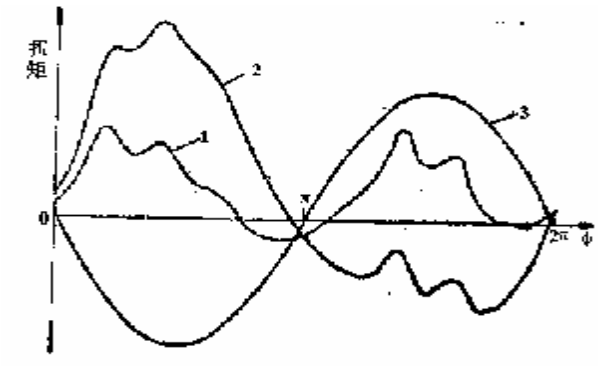



图 3-18　濮 1-3 井扭矩曲线

1—净扭矩；2—油井负荷扭矩；3—曲柄平衡扭矩

**(4)扭矩曲线的应用**

由于悬点载荷和平衡造成的扭矩与电动机输给曲柄轴的扭矩相平衡。因此，扭矩曲线除了用来确定最大扭矩和检查是否超扭矩之外，还可以检查抽油机的平衡状况和进行平衡计算，确定电动机输出的功率，检查功率利用情况及利用均方根扭矩选择电动机功率。

**1)**检查是否超扭矩及判断是否发生“背面冲突”

由扭矩曲线可直接得到上、下冲程中的高峰扭矩值，因而，可根据减速箱允许的最大扭矩$M_{max}$来检查减速箱是否超扭矩工作。

当扭矩曲线出现负扭矩时，说明减速箱的主动轮变为从动轮。如果负扭矩值较大，

将发生齿轮啮合面的“背面冲击”，从而降低齿轮寿命。“背面冲击”通常发生在不平衡或轻载荷的井上。在悬点载荷突然发生很大变化时，也会出现严重“背面冲击”。

**2)**判断及计算平衡

抽油机平衡是为了使电动机的负载尽可能地达到均匀。如前所述，在抽油设计中，一般都是以上、下冲程中电动机做的功相等作为平衡标准来计算平衡。在检验平衡和进行调整平衡的计算时，通常是以上、下冲程高峰扭矩相等为标准，即

$$M_{u\max}=M_{d\max}$$

如果 $M_{u\max}>M_{d\max}$，则上重下轻，说明平衡不够，需要增大平衡扭矩；反之，则说明平衡过重，需要减小平衡扭矩。复合平衡和曲柄平衡抽油机，通常采用改变平衡半径 $R$ 的方法来调节平衡扭矩。只有在调整 $R$ 还不能满足要求的情况下，才改变平衡重块数。

对上、下冲程高峰扭矩不等的抽油井，为使其达到平衡，首先要计算需要的曲柄最大平衡扭矩：

$$M_{c\max}=\frac{\overline{TF}_u[P_u-(B+\frac{c}{a}w_b)]-\overline{TF}_d[P_d-(B+\frac{c}{a}w_b)]}{\sin\phi_u-\sin\phi_d} \tag{3-66}$$

式中 $\phi_u$、$\phi_d$ —上、下冲程高峰扭矩所对应的曲柄转角；

$P_u$、$P_d$ —与 $\phi_u$ 和 $\phi_d$ 对应的悬点载荷；

$\overline{TF}_u$、$\overline{TF}_d$ —与 $\phi_u$ 和 $\phi_d$ 相对应的扭矩因数；

相应的平衡半径为：

$$R=\frac{M_{c\max}-W_cR_c}{W_{cb}} \tag{3-66a}$$

为了简化计算，可根据上、下冲程中扭矩曲线峰值差来计算平衡半径的调整值 $\Delta R$：

$$\Delta R=\frac{M_{u\max}-M_{d\max}}{W_{cb}(\sin\phi_u-\sin\phi_d)} \tag{3-66b}$$

$\Delta R$ 为正时，将平衡块位置向外移动；为负时，则向内移动。

将上述计算结果代入扭矩计算公式，就可计算出调整后，在平衡条件下的扭矩曲线。应该注意，当上、下冲程的高峰扭矩差别很大时，按上述方法调整后的扭矩高峰位置可能发生改变，从而不能保证调后上、下冲程的高峰扭矩完全相等。这只保证在原有峰值位置上的扭矩相等。此时，为了使其完全相等，可根据新的曲线峰值重新进行计算。

在实际生产中，油井情况的某些变化都会改变抽油井的平衡状况，不可能经常保持上、下冲程扭矩峰值完全相等。那么，上、下冲程扭矩峰值差在多大范围内，抽油机仍能保持良好的平衡状况，而不需要调整平衡呢？对实际油井调整平衡前后的扭矩

曲线的统计分析结果表明：只要$\frac{M_{小}}{M_{大}}\geq 0.8$，抽油机就能保持良好的平衡状况，尽管$M_{u\max}\neq M_{d\max}$，但不需要调整平衡。计算结果表明，在此情况下继续调平衡将没有多大实际意义。$M_{大}$和$M_{小}$分别为$M_{u\max}$和$M_{d\max}$中的较大小者和较小者。在实际工作中只要$M_{小}/M_{大}\geq 0.8$就可以认为抽油机是平衡的。

**3)**功率分析

减速箱输出的瞬时功率等于瞬时扭矩与曲柄角速度的乘积，即

$$N(\phi)=M(\phi)\omega \tag{3-67}$$

一个冲程中的平均功率即为：

$$N_r=\frac{1}{2\pi}\int_0^{2\pi}N(\phi)d\phi=\frac{1}{2\pi}\int_0^{2\pi}M(\phi)\omega d\phi \tag{3-68}$$

根据式**(3-68)**就可利用扭矩曲线求得减速箱的平均输出功率。由于根据悬点载荷计算扭矩时，忽略了从悬点到曲柄的传动效率。所以，根据扭矩曲线得到的功率也就是光杆功率。

如果将用式**(3-68)**计算的功率除以抽油机效率**(**从悬点到电动机轴的传动效率**)**就可得到电动机输出的平均功率。如果测得给电动机输入的功率还可进一步算得电动机效率。所以，用扭矩曲线进行功率分析是对整个抽油装置进行功率和效率分析的重要组成部分。**80** 年代以来，与计算机诊断技术相配合，已形成了一整套功率测试和计算机分析系统。

**(5)**最大扭矩计算公式

虽然扭矩曲线是目前用来确定扭矩的最准确的方法，但绘制扭矩曲线计算比较繁杂。在选择抽油设备和预测新抽汲参数下的最大扭矩时，通常因不能预先测得示功图**(**或悬点载荷**)**，也就无法绘制扭矩曲线。因此，在抽油技术设计和一般分析中大多采用直接计算的方法。下面就分别介绍两种比较常用的计算公式。

**1)**计算最大扭矩的近似公式

$$M_{\max I}=\frac{S}{4}(P_{\max}-P_{\min}) \tag{3-69}$$

式中　$P_{\max}$、$P_{\min}$—悬点最大和最小载荷。

该式是把抽油机悬点运动简化为简谐运动**(**即**r/b=1,** $r/l$**=0)**，并忽略抽油机系统的惯性和游梁摆角的影响，并认为最大峰值扭矩发生在曲柄转角为90°时得出的近似公式。在这些简化条件下，利用公式**(3-56)**就可得到：

$$M=[\frac{a}{b}(P-B)\frac{c}{b}W_b]r\sin\phi-W_r'\sin\phi$$

因为，$r=\frac{S}{2}\cdot\frac{b}{a}$和$W_c'=(W_{cb}R+W_cR_c)/r$，代入上式，并加以整理，则得

$$M=\frac{S}{2}[P-(B+\frac{c}{a}W_b+\frac{b}{a}\frac{W_{cb}R+R_cW_c}{r})]\sin\phi$$

令
$$C_e=B+\frac{c}{a}W_b+\frac{b}{a}(W_{cb}R+W_cR_c)/r \tag{3-70}$$

则
$$M=\frac{S}{2}(P-C_e)\sin\phi \tag{3-71}$$

式(3-70)计算出的$C_e$值实际上是抽油机结构不平衡及平衡重在悬点产生的平衡力。它表示了被实际平衡掉的悬点载荷值。因此称为有效平衡值。

为了保持抽油机在平衡条件下工作，必须通过调整平衡半径或平衡重，使$C_e$值等于悬点最大、最小载荷之和的二分之一，即

$$C_{er}=(P_{\max}+P_{\min})/2 \tag{3-70a}$$

$C_{er}$是保持抽油机平衡所需要的有效平衡值。在平衡条件下，$C_{er}=C_e$。

一般可近似地认为，最大扭矩与最大载荷出现在同一曲柄位置。由式(3-71)看出，当$\phi=90°$或$270°$并且不考虑悬点载荷$P$的变化时，$M$值为最大。所以，将$P=P_{\max}$及$\sin\phi=1$和式(3-70a)代入式(3-71)后，可得

$$M_{\max I}=\frac{S}{2}(P_{\max}-C_e)=\frac{S}{4}(P_{\max}-P_{\min})$$

2)计算最大扭矩的经验公式

$$M_{\max II}=300S+0.236S(P_{\max}-P_{\min}) \tag{3-72}$$

式中均采用N、m单位。

该式是苏联拉玛扎诺夫(P.A.PAMA3AHOB)于1957年提出来的。它是根据类似于式(3-69)的近似公式和拉比诺维奇(А.М.РАБИНОВИЧ)的精确公式，利用一批实测示功图，分别计算了曲柄销处的切线力后，进行回归分析所得的公式。

国内外的实践都证明用上述两个公式计算的结果普遍偏低。我们用80条扭矩曲线的峰值进行对比的结果表明：约有50%多的计算结果比曲线峰值低10%以上；最大偏差接近-50%，平均偏差约为11.0%。苏联文献中也指出，拉玛扎诺夫公式，对56 mm以上的泵，其结果可能偏低20～25%。美国在使用近似公式时，往往乘以1.05作为运动修正系数。由于上述公式计算十分简便，在国外还没有同样简便而又更精确的公式来代替，所以，目前国外还在使用这些公式。我们根据国内油井扭矩曲线的峰值，也建立了类似的经验公式：

$$M_{\max III}=1800S+0.202S(P_{\max}-P_{\min}) \tag{3-73}$$

式中均采用N、m单位。初步检验的结果表明，式(3-73)要比式(3-71)和(3-72)准确。但还有待于在试用中用更广泛的资料进行检验和完善。

### 3.3.3 电动机选择和功率计算

虽然国外有些油田用天然气发动机作抽油机动力，但大多数抽油井则以电动机作为动力。因此，在抽油井较多的油田上，用于抽油的电能消耗量很大。抽油装置的电动机的选择，一方面关系到电能的利用效率；另一方面将关系到能否充分发挥抽油设备和油层生产能力的问题。

游梁式抽油装置的特点是：

**a.**负荷是脉冲的，而且变化大；

**b.**启动条件困难，要求有大的启动转矩；

**c.**所用的电动机功率不太大，一般不超过**60**千瓦，小的只有几千瓦，但总的数量大；

**d.**在露天工作，要求电动机维护简单、工作可靠。

所以，抽油机所用电动机都是封闭式鼠笼型异步电动机。它的构造简单、坚固、易于维修。目前国产抽油机所选配的电动机大多是高起动转矩系列的三相异步封闭式鼠笼型电动机。

电动机的选择除了确定适合于抽油机工作特点的类型之外，还要确定适合各型抽油机工作能力的电动机的容量**(**即功率**)**。

电动机功率与传到减速箱从动轴**(**曲柄轴**)**上的扭矩的关系式为：

$$M=9549\frac{N_r\eta}{n}=9549\frac{N_r\eta i}{n_m} \qquad \textbf{(3-74)}$$

式中 $M$—传至曲柄轴上的扭矩， **N.m**；

$N_r$—电动机功率，**kW**；

$n$—曲柄轴转数**(**冲数**)**，**rpm**；

$\eta$—传动效率， $\eta=\eta_1\times\eta_2$，

$\eta_1$—皮带转动效率；

$\eta_2$—减速箱传动效率；

$n_m$—电动机转数，**rpm**；

$i$—总传动比， $i=i_1\times i_2$， $i_1$—减速箱传动比， $i_2=D/d$；

$D$—减速箱皮带轮直径；

$d$—电动机皮带轮直径。

由式**(3-74)**就可得到根据曲柄轴上的扭矩确定所需要的电动机功率的计算公式：

$$N_r=\frac{Mn}{9549\eta} \qquad \textbf{(3-75)}$$

由式**(3-75)**看出：抽油机工作时，实际在曲柄轴上所产生的扭矩和冲数决定着需要的电动机功率。但是曲柄扭矩在整个工作过程中是变化的，而只在上、下冲程的某一瞬时达到最大值。

在变负荷条件下，电动机的选择就不能根据瞬时最大扭矩来计算。否则电动机在

大部分时间不能满载工作，其效率和功率因数都不高，电能的利用就不充分。在变负荷条件下，电动机选择的一般方法是根据负载电流或扭矩的变化规律，按均方根求出等值电流或等值扭矩来计算，则：

$$N_r = \frac{M_e N}{9549h} \tag{3-75a}$$

式中 $N_r$—需要的电动机功率(即需要选用的电动机额定功率)，kW；

N—冲数，spm；

η—传动效率，小数；

$M_e$—曲柄轴上的等值扭矩。

所谓等值扭矩，就是用一个不变化的固定扭矩代替变化的实际扭矩，使其电动机的发热条件相同，则此固定扭矩即为实际变化的扭矩的等值扭矩。它用计算得的扭矩曲线或测得的瞬时的扭矩来计算：

$$M_e = \sqrt{\frac{\sum (M_i^2 \Delta\phi_i)}{\sum \Delta\phi}} \tag{3-76}$$

式中 $M_i$—瞬时扭矩(随曲柄转角ϕ而变)；

ϕ—曲柄转角。

计算时取的间隔Δϕ越小，则计算越准确。

对抽油机来讲，等值扭矩与最大扭矩之间有一定关系，当抽油机的运动近似地看作简谐运动，而使扭矩呈正弦规律变化时，

$$M_e \approx 0.707 M_{\max}$$

实际曲柄连杆机构的理论扭矩变化规律与正弦曲线不同。根据对实际井扭矩曲线，进行回归分析的结果，最大扭矩与等值扭矩的关系大体上为：

$$M_e \approx 0.54 M_{\max}$$

由理论分析和一些实际资料的初步计算结果，并考虑到不平衡等因素，实际计算时，建议采用下式：

$$M_e = 0.6 M_{\max} \tag{3-77}$$

将式(3-77)代入(3-75)，可得：

$$N_r = \frac{0.6 M_{\max} N}{9549h} \tag{3-78}$$

如果取η=0.9，则：

$$N_r = \frac{M_{\max} N}{14388} \tag{3-78a}$$

由于实际扭矩变化规律的复杂性，要合理选择电动机功率是比较困难的，式(3-78)只是用于近似分析和计算的简便公式。在国外曾提出了各种各样的半经验性公式，有

的计算比较复杂，也有的比较简便，但有些计算结果却相差很大。下面介绍一种计算比较简便而又有代表性的一种。

$$N_r = 0.0409pD^2SNr_lL(\frac{1-h_ph_u}{h_ph_u}+h)K\times10^{-3} \quad \textbf{(3-79)}$$

式中 $N_r$—电动机额定功率，kW；

$D$—泵径，m；

$S$—光杆冲程，m；

$n$—冲数，spm；

$\rho_l$—抽汲液体密度 ，kg/m³；

$L$—动液面深度(有效举升高度)，m；

$\eta$—泵效；

$\eta_p$—泵的举升效率，一般为0.85～0.95，可取0.9；

$\eta_u$—抽油机效率，一般为0.80～0.85，可取0.82；

$K$—形状系数,与平衡状况有关,为1.2～3.4,平衡时取1.2,严重不平衡时取3.4 。

取 $\eta_p$=0.9,$\eta_u$=0.82,则上式可简化为：

$$N_r = 0.0409pD^2SNr_lL(0.355+h)K\times10^{-3} \quad \textbf{(3-79a)}$$

$$N_r = 0.1136\times10^{-6}Q_tr_lL(0.355+h)K \quad \textbf{(3-79b)}$$

式中 $Q_t$—理论排量，m³/d 。

其余符号同前。

应该指出的是计算出电动机功率后，在具体选型号时，还应注意电动机的转数与皮带轮直径和冲数的配合，以及考虑电动机的超载能力和起动特性。

在分析功率利用情况及确定需要的功率时，通常采用水力功率及光杆功率。

水力功率是指在一定时间内将一定量的液体提升一定距离所需要的功率，可用下式计算：

$$HP_H = \frac{QLg}{86400} = \frac{Q_t\rho_lLg}{86400}\eta \quad \textbf{(3-80)}$$

式中 $HP_H$—水力功率 ，kW；

$Q$—油井日产量，t/d；

$Q_t$—泵的理论排量，$m^3/d$；

$\rho_l$—抽汲液体的密度，$kg/m^3$；

$\eta$—泵效；

$L$—有效提升高度，即动液面深度，$m$。

光杆功率就是通过光杆来提升液体和克服井下损耗所需要的功率。

要准确地计算光杆功率，必须根据实测示功图：

$$HP_{PR}=\frac{ASNC\times 100}{l\times 60\times 1000} \tag{3-81}$$

式中 $HR_{PR}$—光杆功率，$kW$。

$A$—示功图载荷线包围的面积，$cm^2$；

$N$—冲数，$spm$；

$S$—光杆冲程，$m$；

$l$—示长度，$mm$；

$C$—动力仪力比，$N/mm$。

式(3-81)算得的光杆功率为平均功率。如前所述，根据示功图绘制扭矩曲线，亦可准确地求得光杆平均功率。

下面的公式可近似地计算光杆功率；

$$HP_{PR}=\frac{W_l'SN}{60\times 1000} \tag{3-82}$$

式中 $W_l'$—按柱塞截面积计算的液柱载荷，$N$；

$S$—光杆冲程，$m$；

$N$—冲数，$spm$。

公式(3-82)是以不考虑抽油杆柱和油管柱弹性变形的理论示功图为基础。这里近似地认为，它的面积与考虑变形和惯性载荷后的理论示功图的面积是相等的，并忽略了摩擦载荷的影响。显然，对于油稠摩擦载荷大的井，计算结果将会偏小。

根据油井产量按公式(3-80)计算得的水力功率，是实际做功的有效功率，它小于光杆功率。它们之差反映了井下摩擦、杆柱振动和惯性，以及泵外漏失等因素引起的功率损失。而光杆功率除以抽油机效率(除严重的低负荷运转外，一般可取0.8)即可求得需要电动机输出的平均功率。

## 3.4 泵效计算

在抽油井生产过程中，实际产量$Q$一般都比理论产量$Q_t$要低，两者的比值叫泵效，用$h$表示，即：

$$h=Q/Q_t \tag{3-83}$$

在正常情况下，若泵效为**0.7**～**0.8**，就认为泵的工作是良好的。而有些带喷井的泵效接近或大于**1**。矿场实践表明，平均泵效大都低于**0.7**，甚至有的油井泵效低于**0.3**。影响泵效的因素很多，但从深井泵工作的三个基本环节**(**柱塞让出体积，液体进泵和从泵内排出液体**)**来看，可归结为以下三个方面。

**a.**抽油杆柱和油管柱的弹性伸缩　根据深井泵工作特点，抽油杆柱和油管柱在工作过程中因承受着交变载荷而发生弹性伸缩，使柱塞冲程 $S_p$ 小于光杆冲程**S**，所以减小了柱塞让出的体积。

**b.**气体和充不满的影响　当泵内吸入气液混合物后，气体占据了柱塞让出的部分空间，或者当泵的排量大于油层供油能力时液体来不及进入泵内，都会使进入泵内的液量减少。

**c.**漏失影响　柱塞与衬套的间隙及凡尔和其它连接部件间的漏失都会使实际排量减少。只要保证泵的制造质量和装配质量，在下泵后一定时期内，漏失的影响是不大的。但当液体有腐蚀性或含砂时，将会由于对泵的腐蚀和磨损使漏失迅速增加。泵内结蜡和沉砂都会使凡尔关闭不严，甚至被卡而严重破坏泵的工作。在这些情况下，除改善泵的结构、提高泵的抗磨蚀性能外，主要是采取防砂及防蜡措施，以及定期检泵来维持泵的正常工作。

实际产液量可写为：

$$Q=1440\eta f_p SN \tag{3-84}$$

从上述三方面出发，泵效的一般表达式可写为：

$$\eta=\eta_{入}\cdot\beta\cdot\eta_L\cdot\eta_B \tag{3-85}$$

式中　$\eta_{入}=\dfrac{S_p}{S}$—考虑抽油杆柱和油管柱弹伸缩后的柱塞冲程与光杆冲程之比，表示杆、管弹性伸缩对泵效的影响；

$\beta=\dfrac{V_{液}}{V_{活}}$—进入泵内的液体体积与柱塞让出的泵内体积之比，表示泵的充满程度；

$\eta_l$—表示泵漏失对泵效影响的漏失系数；

$\eta_B=\dfrac{1}{B_l}$—由于泵效是以地面产出液的体积计算，$\eta_B$ 则是考虑地面原油脱气引起体积收缩对泵效计算的影响，$B_l$ 为吸入条件下被抽汲液体的体积系数。

为了对影响泵效的因素进行定量计算和分析，下面分别讨论活塞冲程、充满系数及漏失的计算。

### 3.4.1 柱塞冲程

一般情况下,柱塞冲程小于光杆冲程,它是造成泵效小于1的重要因素。抽油杆柱和油管柱的弹性伸缩愈大，柱塞冲程与光杆冲程的差别也愈大，泵效就愈低。抽油杆柱所受的载荷不同，则伸缩变形的大小不同。如前所述，抽油杆柱所承受的载荷主要有：抽油杆柱及液柱载荷(总称静载荷)；抽油杆柱和液柱的惯性载荷及抽油杆柱的振动载荷(总称动载荷)。下面就分别研究在这些载荷作用下引起的抽油杆柱及油管的弹性变形，以及对柱塞冲程的影响。

**(1)静载荷作用下的柱塞冲程**

由于作用在柱塞上的液柱载荷在上、下冲程中交替地分别由油管转移到抽油杆柱和由抽油杆柱转移到油管，从而引起杆柱和管柱交替地增载和减载，使杆柱和管柱发生交替地伸长和缩短，如图3-19所示。

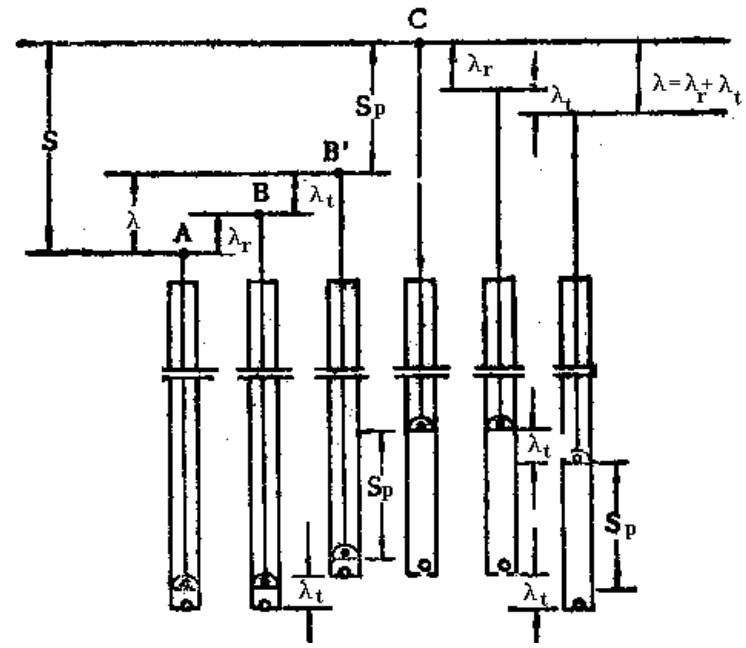



图3-19　抽油杆和油管弹性伸缩示意图

A—下死点;C—上死点; $B'$—上冲程中柱塞与泵筒开始发生相对位移时的悬点位置

当驴头开始上行时，游动凡尔关闭，液柱载荷作用在柱塞上，使抽油杆发生弹性伸长。因此，柱塞尚未发生移动时，悬点已从位置A移到位置B，这一段距离即为抽油杆柱的伸长 $\lambda_r$。

当悬点位置从B移至 $B'$时，正是油管由于卸去载荷要缩短一段距离 $\lambda_t$ 的过程。此时，柱塞与泵筒之间没有相对位移。这段缩短距离使悬点增加了一段无效位移，即从位置B

移到位置$B'$。所以，吸入凡尔仍然是关闭的。

当驴头从位置$B'$移到位置C时，柱塞才开始与泵筒发生相对位移，吸入凡尔开始打开吸入液体，一直到上死点C。由此看出：柱塞有效移动距离(柱塞冲程)$S_p$，比光杆冲程S小λ，而$\lambda=\lambda_r+\lambda_t$。

下冲程开始时，吸入凡尔立即关闭，液柱载荷由抽油杆柱逐渐移到油管上，使抽油杆缩短$\lambda_r$，而油管伸长$\lambda_t$。此时，只有驴头下行$\lambda=\lambda_r+\lambda_t$距离之后，柱塞才开始与泵筒发生相对位移。因此，下冲程中柱塞冲程仍然比光杆冲程小λ值。

抽油杆柱和油管柱的自重伸长在泵工作的整个过程中是不变的，因此，它们不会影响柱塞冲程。

由此，柱塞冲程

$$S_p=S-(\lambda_r+\lambda_t)=S-\lambda \tag{3-86}$$

λ称为冲程损失。

由于液柱载荷引起的冲程损失使泵效降低的数值$\eta'_\lambda$为：

$$\eta'_\lambda=\frac{S-S_p}{S}=\frac{\lambda}{S} \tag{3-87}$$

λ值可根据虎克定律来计算：

$$\lambda=\frac{W'_l L}{E}\left(\frac{1}{f_r}+\frac{1}{f_t}\right)=\frac{f_p\rho_l L_f g}{E}\left(\frac{L}{f_r}+\frac{L}{f_t}\right) \tag{3-88}$$

如果为多级抽油杆，则：

$$l=\frac{f_p r_l L_f g}{E}\left(\frac{L}{f_t}+\sum_{i=1}^{m}\frac{L_i}{f_{ri}}\right) \tag{3-89}$$

式中　λ—冲程损失，m；

$W'_l$—考虑沉没度影响后的液柱载荷，为上、下冲程中静载荷之差，N；

$$W'_l=(p_z-p_i)\cdot f_p\approx\rho_l\cdot L_f\cdot g\cdot f_p$$

$p_z$—泵的排出压力，Pa；

$p_i$—泵的吸入压力，Pa；

$f_p$、$f_r$、$f_t$—柱塞、抽油杆及油管金属截面积，$m^2$；

$L$—抽油杆柱总长度，m；

$\rho_l$—液体密度，$kg/m^3$；

$E$—钢的弹性模数，$2.06\times10^{11}$Pa；

$L_f$ —动液面深度，m；

m—抽油杆柱级数；

$L_i$ —第 $i$ 级抽油杆的长度，m；

$f_{ri}$ —第 $i$ 级抽油杆的截面积，$m^2$。

由上述公式可看出：柱塞截面积愈大，泵下得愈深，则冲程损失愈大。为了减小液柱载荷及冲程损失，提高泵效，通常不能选用过大的泵，特别是深井中总是选用直径较小的泵。当泵径超过某一限度(引起的 $\lambda \geq S/2$)之后，泵的实际排量不但不会因增大泵径而增加，反而会减小。当 $\lambda \geq S$ 时，则活塞冲程等于零，使泵的实际排量等于零。

**(2)考虑惯性载荷后柱塞冲程的计算**

当悬点上升到上死点时，速度趋于零，但抽油杆柱有向下的(负的)最大加速度和向上的最大惯性载荷，使抽油杆柱减载而缩短。所以，悬点到达上死点后，抽油杆在惯性力的作用下还会带着柱塞继续上行，使柱塞比静载变形时向上多移动一段距离 $l'$。当悬点下行到下死点后，抽油杆的惯性力向下，使抽油杆柱伸长，柱塞又比静载变形时向下多移动一段距离 $l''$。因此，由于惯性载荷作用，使柱塞冲程比只有静载变形时要增加 $l_i$：

$$\lambda_i = \lambda' + \lambda'' \tag{3-90}$$

式中 $\lambda_i$ —由于惯性载荷的作用，使柱塞冲程增加的数值。

根据虎克定律

$$\lambda' = \frac{I_{rd}L}{2f_rE} = \frac{W_r S N^2 L}{2\times 1790\times f_r E}\left(1-\frac{r}{l}\right)$$

$$\lambda'' = \frac{I_{rd}L}{2f_rE} = \frac{W_r S N^2 L}{2\times 1790\times f_r E}\left(1+\frac{r}{l}\right)$$

由于抽油杆柱上各点所承受的惯性力不同，计算中近似取其平均值，即取悬点惯性载荷的一半。

将 $\lambda'$ 及 $\lambda''$ 代入式(3-90)，得：

$$\lambda_i = \frac{W_r S N^2 L}{1790 f_r E} \tag{3-90a}$$

考虑静载荷和惯性载荷后的柱塞冲程为：

$$S_p = S - \lambda + \lambda_i = S\left(1+\frac{W_r N^2 L}{1790 f_r E}\right) - \lambda \tag{3-91}$$

式(3-91)亦可写成：

$$S_p = S\left(1+\frac{\mu^2}{2}\right) - \lambda \tag{3-91a}$$

$\mu=\omega L/a$。所用符号同前。

尽管惯性载荷引起的抽油杆柱的变形使柱塞冲程增大，有利于提高泵效。但增加惯性载荷会使悬点最大载荷增加，最小载荷减小，使抽油杆受力条件变坏。所以，通常并不用增加惯性载荷(快速抽汲)的办法来增加柱塞冲程。

**(3)抽油杆柱的振动对柱塞冲程的影响**

根据前面的分析，液柱载荷周期性地作用在抽油杆柱上。在上冲程静变形结束后，液柱开始随抽油杆柱做变速运动，于是引起抽油杆柱的振动。在下冲程静变形结束后，也会发生类似现象。由于抽油杆柱本身的振动而产生的附加载荷，使抽油杆柱在运动过程中发生周期性的伸长和缩短，从而影响泵效。如果在上冲程末抽油杆柱本身的振动恰好使抽油杆发生缩短时，将使柱塞有效冲程增加。相反，则减小柱塞冲程。抽油杆柱本身振动的振幅愈大，则上述变化愈明显。根据理论分析和实验表明：抽油杆柱本身振动的相位在上下冲程中几乎是对称的，即如果上冲程末抽油杆柱伸长，则下冲程末抽油杆柱缩短；反之亦然。因此，不论上冲程还是下冲程，抽油杆振动引起的伸缩对柱塞冲程的影响都是一致 ，即要增加都增加，要减小都减小。至于究竟是增加还是减小，将取决于抽油杆柱自由振动与悬点摆动引起的强迫振动的相位配合。因此，对于深井，在一定的冲程冲数范围内，增加冲数时，由于振动的影响，泵的排量增加不多，甚至不增加。这样，对于一定范围内的深井，有一个配合的不利区域。在此范围内，由于抽油杆柱本身的振动，将减小柱塞冲程，如附录**A**图**3-52**所示。考虑振动影响后计算柱塞有效冲程的计算见附录**A API RP 11L**方法。

## 3.4.2 泵的充满程度

多数油田在深井泵开采期，都是在井底流压低于饱和压力下生产，即使在高于饱和压力下生产，泵口压力也低于饱和压力。因此，在抽汲时总是气液两相同时进泵，气体进泵必然减少进入泵内的液体量而降低泵效。当气体影响严重时，可能发生“气锁”，即在抽汲时由于气体在泵内压缩和膨胀，吸入和排出凡尔无法打开，出现抽不出油的现象。

通常采用充满系数β来表示气体的影响程度：

$$\beta=\frac{V_l'}{V_p} \tag{3-92}$$

式中 $V_p$—上冲程活塞让出的容积；

$V_l'$—每冲程吸入泵内的液体体积。

充满系数β表示了泵在工作过程中被液体充满的程度。$b$愈高，则泵效愈高。泵的充满系数与泵内气液比和泵的结构有关。下面就利用图**3-20**来研究它们的关系。

由图**3-20**可看出：

$$V_p+V_s=V_g+V_l$$

用**R**表示泵内气液比，即 $R=V_g/V_l$，则 $V_g=RV_l$。那么

$$V_p+V_s=RV_l+V_l$$

由上式可得：$V_l=\dfrac{V_p+V_s}{1+R}$

由图**3-20**看出：$V_l'=V_l-V_s$

则

$$V_l'=\frac{V_p+V_s}{1+R}-V_s$$

将 $V_l'$ 代入式**(3-92)**，得：

$$\beta=\frac{V_l'}{V_p}=\frac{V_p+V_s}{(1+R)V_p}-\frac{V_s}{V_p}$$

令　　$K=V_s/V_p$—余隙比，则

$$\beta=\frac{1+K}{1+R}-K=\frac{1-KR}{1+R}\qquad\textbf{(3-93)}$$

分析式**(3-93)**可得出如下结论：

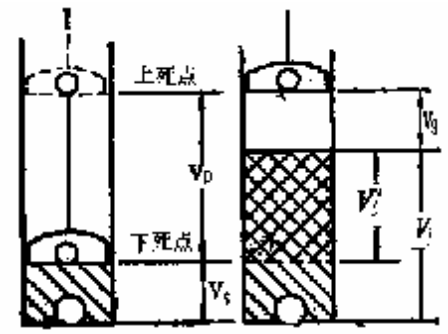



图**3-20**　气体对冲满程度的影响

$V_l$、$V_g$—活塞在上死点位置时，泵内液、气体积；

$V_l'$—吸入泵内的液体体积；

$V_p$—活塞让出的容积；

$V_s$—活塞在下死点时，吸入凡尔与排出凡尔间的泵筒容积(称余隙容积)

**a．K**值越小，β值就越大。因 $K=V_s/V_p$，所以，要减小**K**值，可使 $V_s$ 尽可能小和增大柱塞冲程以提高 $V_p$。因此，在保证柱塞不撞击固定凡尔的情况下，尽量减小防冲距，以减小余隙。

**b．R**愈小，β就越大。为了降低进入泵内的气液比，可增加泵的沉没深度，使原油中的自由气更多的溶于油中。也可以使用气锚，使气体在泵外分离，以防止和减少气体进泵。

如果忽略余隙，即 $V_s=0$ 时，**K=0**，则公式**(3-94)**变为：

$$\beta=\frac{1}{1+R}\qquad\textbf{(3-94)}$$

$$R=\frac{(R_p-R_s)(1-f_w)}{P_i+0.1}$$

式中　$R_p$—地面生产气油比，$m^3/m^3$；

$R_s$—泵内溶解气油比，$R_s=P_i\cdot\alpha$　$m^3/m^3$；

$\alpha$—溶解系数，$m^3/(m^3 \cdot MPa)$；

$P_i$—沉没压力，$MPa$；

$f_w$—体积含水率，小数。

若油层能量低，或原油粘度大使泵吸入时阻力很大，往往活塞移动快，供油跟不上，油还未来得及充满泵筒，而活塞已开始下行，出现所谓充不满现象，从而降低泵效。对于这种情况，一般可加深泵挂增大沉没度，或选用合理的抽汲参数，以适应油层的供油能力。对于稠油，可采取降粘措施。

### 3.4.3 泵的漏失

影响泵效的漏失包括：

**a.**排出部分漏失 柱塞与衬套的间隙漏失、游动凡尔漏失，都会使从泵内排出的液量减少。

**b.**吸入部分漏失 固定凡尔漏失会减少进入泵内的液量。

**c.**其它部分的漏失 尽管泵正常工作，由于油管丝扣、泵的连接部分及泄油器不严都会因漏失而降低泵效。

由于磨损、砂蜡卡及腐蚀所产生的漏失很难计算，可根据示功图来分析漏失的严重程度。新泵正常工作时的漏失量，一般可根据试泵时所测的漏失量来估算。亦可根据下式来计算和分析漏失量与抽汲参数之间的关系。

静止条件下

$$q_1=\frac{\pi De^3 g}{12\upsilon}\frac{\Delta H}{l} \tag{3-95}$$

式中 $q_1$—静止条件下的间隙漏失量，$m^3/s$；

$D$—泵径，$m$；

$\upsilon$—液体运动粘度，$m^3/s$；

$l$—柱塞长度，$m$；

$\Delta H$—柱塞两端的液柱压差，$m$；

$g$—重力加速度，$m/s^2$；

$e$—柱塞与泵筒的径向间隙，$m$。

当活塞向上运动时往上带的液量为：

$$q_2=\frac{1}{2}\pi DeV_p \tag{3-96}$$

式中 $q_2$—柱塞运动向上带的液量，$m^3/s$；

$V_p$—柱塞运动速度，$m/s$。

柱塞向上运动时的漏失量为 $q$：

$$q=q_1-q_2=\frac{\pi De^3 g}{12\upsilon}\cdot\frac{\Delta H}{l}-\frac{1}{2}\pi DeV_p \tag{3-97}$$

因柱塞下行时，柱塞与衬套间不存在漏失，故在整个冲程中的总漏失量为 $q/2$。

由公式(3-97)可看出：低粘度深井中的漏失量大；提高泵的配合等级可减少漏失量；快速抽汲可减少漏失量。

在抽汲过程中，因为磨损，间隙 $e$ 是个变值，是时间的函数，故漏失量将随时间而增加。

如果只考虑柱塞间隙漏失，则漏失系数：

$$\eta_L=1-\frac{B_l}{\eta_\lambda\beta}\frac{q}{Q_t} \tag{3-98}$$

利用活塞冲程 $S_p$、充满系数 β 和漏失量 $q$ 的计算式，就可以建立泵效与抽油杆长度、杆径、泵径、冲程、冲数、气油比、含水、液体密度、溶解系数、沉没压力…等参数的理论关系式，不仅可以用于抽油技术设计，并且可以用它来研究不同条件下，抽汲参数对泵效的影响。

### 3.4.4 提高泵效的措施

泵效的高低是反映抽油设备利用效率和管理水平的一个重要指标。前面只就泵本身的工作进行了分析，谈到了相应的措施。泵效同油层条件有相当密切的关系。因此，提高泵效的一个重要方面是要从油层着手，保证油层有足够的供液能力。

实践证明：对于注水开发而采用抽油开采的油田，加强注水是保证油井高产量、高泵效生产的根本措施；在一定的油层条件下，使泵的工作同油层条件相适应是保证高泵效的前提。

下面简要介绍为了提高泵效在井筒方面应采取的一般措施。

1)选择合理的工作方式

当抽油机已选定，并且设备能力足够大时，在保证产量的前提下，应以获得最高泵效为基本出发点来调整参数。在保证 $f_p$、$S$、$N$ 的乘积不变(即理论排量一定)时，可任意调整三个参数。但 $f_p$、$S$、$N$ 组合不同时，冲程损失不同。一般是先用大冲程和较小的泵径，这样，既可减小气体对泵效的影响又可降低悬点载荷。对于油比较稠的井，一般采用大泵、大冲程、小冲数；而对于连喷带抽的井则选用大冲数快速抽汲，以增强诱喷作用。深井抽汲时，$S$ 和 $N$ 的选择一定要避开 $S$ 和 $N$ 的不利配合区。如图3-52中，$F_0/SK_r$ 为0.05～0.1时，$N/N_0$ 在0.275～0.35的范围内柱塞有效冲程将由于冲数增

加而下降，而当 $N/N_0>0.35$ 以后随着冲数的增加柱塞冲程将明显增加，而有利于提高泵效。

当油井产量不限时，应在设备条件允许的前提下，以获得尽可能大的产量为基础来提高泵效。

$f_p$、$S$、$N$ 的具体数值，除用计算方法初步确定外，可以通过生产试验来确定。先选择不同的参数组合分别进行生产，然后根据每组参数，在产量稳定的条件下，所取得的各项资料进行综合分析，最后选出在保证强度条件下的高产量、高泵效的参数组合。

**2)**确定合理沉没度**,**以降低泵口气液比**,**减少进泵气量**,**从而提高泵的充满程度。

**3)**改善泵的结构，提高泵的抗磨、抗腐蚀性能，采取防砂、防腐蚀、防蜡及定期检泵等措施。

**4)**使用油管锚减少冲程损失

如前所述，冲程损失是由于静载变化，引起抽油杆柱和油管柱的弹性伸缩造成的。如果用油管锚将油管下端固定，则可消除油管伸缩，从而可以减少冲程损失。深井中将油管下部锚定可消除由于内压引起的油管螺旋弯曲，从而消除因此而降低的活塞冲程。

**5)**合理利用气体能量及减少气体影响

气体对抽油井生产的影响随油井条件不同而不同。对刚由自喷转为抽油的井，初期尚有一定的自喷能力，可合理控制套管气，利用气体能量来举油，使油井连喷带抽，从而提高油井产量和泵效。实践证明：对于一些不带喷的抽油井合理控制套管气，可起到稳定液面和产量的作用，并可减少因脱气而引起的原油粘度的增加。

对于一般含气的抽油井，要提高泵的充满系数就必须降低进泵气油比，其措施之一是适当增加沉没度，以减少泵吸入口处的自由气量。但要增大沉没度，就必须增加下泵深度。因此，用增大沉没度提高泵效的措放总是受到某些条件的限制。

高含气抽油井减少气体对泵工作影响的有效措施是在泵的入口处安装气锚**(**井下油气分离器**)**，将油流中的自由气在进泵前分离出来，通过油套管环形空间排到地面。

气锚作为井下油气分离装置，基本分离原理是建立在油气密度差的基础上。为了更有效地利用油气密度差，使油气分离得更完善，曾设计了各种不同结构的气锚。其中最典型的是利用“回流效应”的简单气锚**(**图**3-21a)**及带封隔器的井下分离器**(**图**3-21b)**。另外，还有一种把“回流效应”与离心分离作用相结合的螺旋式井下分离器。

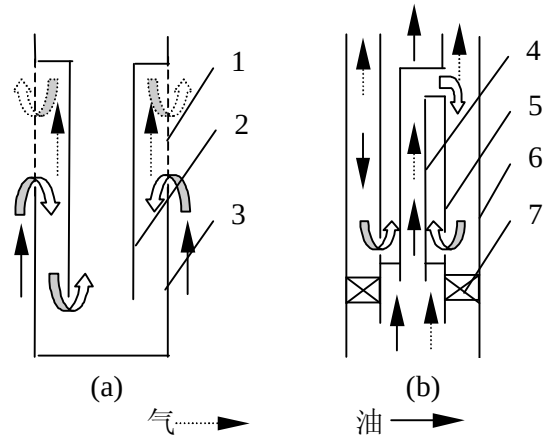



图**3-21**　井下气液分离装置

a　简单气锚　　b　井下分离器

1—孔眼；2—吸入管；3—外筒 4—中心管；5—外筒；6—套管；7—封隔器

## 3.5　有杆抽油系统设计

### 3.5.1　抽油杆强度计算及杆柱设计

**(1)抽油杆的受力特征及强度计算方法**

抽油杆的选择主要包括确定抽油杆柱的长度、直径、组合及材料。下泵深度确定后，抽油杆柱的长度就定了。为了保证抽油杆安全工作，必须根据材料及强度来确定其直径。

抽油杆柱工作时承受着交变负荷，因此，在抽油杆内产生了由 $\sigma_{max}$ 到 $\sigma_{min}$ 的非对称循环应力：

$$\sigma_{max}=\frac{P_{max}}{f_r};\qquad \sigma_{min}=\frac{P_{min}}{f_r}$$

当计算抽油杆柱顶部的最大和最小应力时，$P_{max}$ 和 $P_{min}$ 可用前面所介绍的公式计算或用动力仪测得的数值。

在交变负荷作用下，抽油杆柱往往是由于疲劳而发生破坏，而不是在最大拉应力下破坏。因为，如果在最大拉应力下发生破坏，那么抽油杆的断裂事故，将主要应该发生在拉应力最大的上部，但是矿场使用抽油杆的实践表明：在上部、中部和下部都有断裂。因此，抽油杆柱必须根据疲劳强度来进行计算。

**1)** И．А 奥金格公式

根据研究，在非对称循环应力下的抽油杆强度条件为：

$$[\sigma_{-1}]\geq\sigma_c \qquad \textbf{(3-99)}$$

$$[\sigma_{-1}]=\frac{\sigma_{-1}}{K}$$

式中　$\sigma_{-1}$—对称循环疲劳极限应力；

$[\sigma_{-1}]$—许用应力；

$K$—安全系数；

$\sigma_c$—折算应力。

$$\sigma_c=\sqrt{\sigma_a\sigma_{\max}}$$

式中　$\sigma_a$—循环应力的应力幅

$$\sigma_a=\frac{\sigma_{\max}-\sigma_{\min}}{2}=\frac{P_{\max}-P_{\min}}{2f_r}$$

不同材料的抽油杆的许用应力见表**3-2**。

表**3-2**　不同材料的抽油杆的许用应力

| 抽油杆材料 | 普通碳钢 | 镍铬钢、铬钼钢 | 镍钼钢 |
|---|---|---|---|
| 许用应力，**N/mm²** | **70** | **90** | **100～120** |

利用前面介绍的悬点载荷公式和上述强度公式，就可进行一定抽汲条件下的抽油杆强度校核和确定抽油杆最大下入深度。

对于深井，为了节约钢材，减小悬点载荷，或增加抽油杆的下入深度，从等强度原则出发，通常都采用上部直径大，下部直径小的多级组合抽油杆柱，如：**25mm**与**22mm**；**22mm**与**19mm**的二级组合杆柱；或**25mm**，**22mm**和**19mm**的三级杆柱等。

在确定抽油杆柱组合时，应该注意在活塞下行时，由于活塞与衬套的摩擦及液体通过游动凡尔的阻力，往往会使抽油杆柱下部发生纵向弯曲，产生弯曲应力。因此，有时下部抽油杆，采用一段直径较大的抽油杆**(**或加重抽油杆**)**。采用下部加重杆柱，一方面可提高刚度和增加强度；另一方面使这部分杆柱重量能够克服活塞下行阻力，以减小弯曲。

为了安全而合理地使用抽油杆，可参考采油技术手册中不同抽油杆下泵的最大深度表来选择抽油杆柱，或者用专门的抽油杆柱计算图来选择具体条件下的抽油杆尺寸及组合。

上面介绍的仅仅是根据苏联И．А奥金格的疲劳强度公式进行抽油杆柱设计的方法，对于循环应力下的疲劳破坏，还有其它强度公式和相应的抽油杆柱设计方法。

**2)**修正古德曼图

目前国内多采用美国石油学会**(API)**推荐的方法，即用修正古德曼图**(**图**3-22)**来进行抽油杆强度校核和杆柱设计。

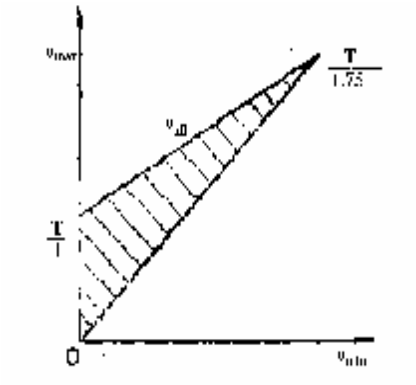


图 **3-29** 修正古德曼图

修正古德曼图的纵坐标为抽油杆柱的最大应力 $\sigma_{max}$ ，横坐标为最小应力 $\sigma_{min}$ 。图中的阴影区为疲劳安全区，抽油杆柱的应力点落在该区内时，抽油杆柱将不会发生疲劳破坏。根据修正古德曼图，抽油杆柱的许用最大应力的计算公式为：

$$\sigma_{all}=(\frac{T}{4}+0.5625\sigma_{min})\overline{SF} \qquad \textbf{(3-100)}$$

式中 $\sigma_{all}$ —抽油杆许用最大应力；

$T$ —抽油杆最小抗张强度；

$\sigma_{min}$ —抽油杆最小应力；

$\overline{SF}$ —使用系数，考虑到流体腐蚀性等因素而附加的系数(小于或等于**1.0**)。使用时可参考表**3-3**来选值。

表**3-3** 抽油杆的使用系数

| 使用介质 | **API D**级杆 | **API C**级杆 |
|---|---|---|
| 无腐蚀性 | **1.00** | **1.00** |
| 矿化水 | **0.90** | **0.65** |
| 含硫化氢 | **0.70** | **0.50** |

要保证抽油杆柱不发生疲劳破坏，抽油杆的最大应力不应超过式**(3-100)**计算出的许用最大应力 $\sigma_{all}$ ，即

$$\sigma_{max}\le\sigma_{all} \qquad \textbf{(3-101)}$$

将最大、最小载荷公式代入式**(3-100)**和**(3-101)**，就可得计算抽油杆强度所允许的悬点最大载荷的公式。进而可确定在一定抽汲参数和设备下抽油杆的允许下入深度；或者在一定下泵深度下，使抽油杆不超载的 $f_p$ 、 $S$ 、 $N$ 的组合。

由式**(3-100)**可看出，抽油杆的许用应力不仅与杆的材料及抽汲流体的腐蚀性有关，而且与所受的最小应力有关，也就是说，修正古德图和式**(3-100)**给出的是许用应力范围。所以，在抽油杆柱设计及应力分析中常采用应力范围比 $\overline{PL}$ ，即

$$\overline{PL}=\frac{\sigma_{max}-\sigma_{min}}{\sigma_{all}-\sigma_{min}}\times100\% \qquad \textbf{(3-102)}$$

式中 $\sigma_{all}-\sigma_{min}$ —许用应力范围；

$\sigma_{max}-\sigma_{min}$ —抽油杆的应力范围。

合理的抽油杆组合比例不仅应保证各级抽油杆的 $\overline{PL}$ **<100%**，而且各级杆的 $\overline{PL}$ 值应该比较接近。同时，为了有效地使用抽油杆， $\overline{PL}$ 还应保持较高的数值。

**(2)抽油杆柱设计方法**

对于钢杆杆柱设计，一般采用等强度原则，即各级杆柱顶端面的应力范围比或折算应力相等。下面以等应力范围比 $\overline{PL}$ 为例说明在不采用加重杆时的杆柱设计。抽油杆柱设计步骤如下：

①首先选定抽油杆的材料确定抗张强度，并在0.8～1的范围内确定设计许用最大应力范围比[$\overline{PL}$]。

②首先根据现场实际情况确定最小杆径$d_{\min}$，第一级(最下一级)杆径$d_1=d_{\min}$，泵深L为杆柱长度$L_1$,$L_1=L$。

③将杆柱分为小段$\Delta L_1$，计算各小段顶端面的应力范围比$\overline{PL}_{1i}(i=1,2,..n_1)$。若$\overline{PL}_{1n_1}<[\overline{PL}]$，则停止杆柱设计，杆柱为单级杆；若$\overline{PL}_{11}>[\overline{PL}]$，说明此杆强度不够，需换大杆重新设计；若$\overline{PL}_{1k_1}<[\overline{PL}]$且$\overline{PL}_{1(k_1+1)}>[\overline{PL}](1<k_1<n_1)$则可内插求得对应顶端面应力范围比为$[\overline{PL}]$的第一级杆长度$L_1$。

④将$d_1$增加3mm(我国抽油杆尺寸系列的直径差)作为第二级杆$d_2$，若$d_2>[d_{\max}]$，则停止杆柱设计，说明此组抽汲参数太大，超应力范围比；若$d_2\le[d_{\max}]$，则可取剩余长度为第二级杆$L_2=L-L_1$。同上将$L_2$分为多个小段$\Delta L_2$，计算各小段顶端的应力范围比$\overline{PL}_{2i}(i=1,2,..n_2)$，若$\overline{PL}_{2n_2}<[\overline{PL}]$且$\left|\overline{PL}_{1n_1}-\overline{PL}_{2n_2}\right|\le\varepsilon$，则停止杆柱设计，杆柱为两级杆；若$\overline{PL}_{2n_2}<[\overline{PL}]$且$\left|\overline{PL}_{1n_1}-\overline{PL}_{2n_2}\right|>\varepsilon$，则可减小[$\overline{PL}$]，重新设计杆柱，直到$\left|\overline{PL}_{1n_1}-\overline{PL}_{2n_2}\right|\le\varepsilon$为止；若$\overline{PL}_{2k_2}<[\overline{PL}]$且$\overline{PL}_{2(k_2+1)}>[\overline{PL}](1<k_2<n_2)$，则可内插求得对应顶端面应力范围比为[$\overline{PL}$]的第二级杆长度$L_2$。

⑤将$d_2$增加3mm作为第三级杆径$d_3$，设计方法同第二级杆柱。

一般最小杆径取19mm，最大杆径取$d_{\max}$=25mm，ε为两级抽油杆顶端面应力范围比的最大允许差值，一般ε=0.05,$\Delta L$<50～100 m，深井多采用三级或四级杆柱。

抽汲一般粘度的液体时，每级杆柱上的应力范围比随长度为单调函数，故在求对应顶端面为$[\overline{PL}]$的杆柱长度时可采用二分法或黄金分割法。

### 3.5.2 有杆抽油井生产系统设计

有杆抽油系统包括油层、井筒流动、机－杆－泵和地面出油管线到油气分离器。有杆抽油系统设计主要是选择机、杆、泵、管以及抽汲参数，并预测其工况指标，使整个系统高效率、安全工作。

**(1)设计原则**

以油藏供液能力为依据，以油藏与抽油设备的协调为基础，最大限度的发挥设备和油藏潜力，使抽油系统高效安全工作。

**(2)设计内容**

对刚转为有杆泵抽油的井和少量需调整抽油机机型的有杆抽油的井可初选抽油机机型。对大部分有杆抽油油井，抽油机不变，为已知。对于某一抽油机型号，设计内容有：

泵型、泵径、冲程、冲次、泵深及相应的杆柱组合和材料，并预测相应抽汲参数下的工况指标，包括：载荷、应力、扭矩、功率、产量及电耗等。

**(3)需要的基础数据**

井深，套管直径，油藏压力,油藏温度；

油、气、水密度，油饱和压力，地面脱气原油粘度；

含水率，套压，油压，生产气油比，设计前油井的产量、流压(或动液面和泵深，或产液指数)。

**(4)设计方法**

有杆抽油系统设计方法可分为给定产量和不限定产量两种设计。

**1)**不限定产量

实际上是在一定的设备条件下，寻求发挥设备最大潜力的抽油设计方案，其设计步骤如下：

①计算**IPR**曲线及最大产量 $Q_{max}$；

②取稍小于 $Q_{max}$ 的产量作为初设产量 $Q'$；

③由**IPR**曲线计算初设产量 $Q'$ 对应的井底流压；

④以井底流压为起始点应用多相管流公式计算井筒中的压力分布及相应的充满系数，直到压力低于保证最低沉没度的压力为止；

⑤由 $\beta \sim P_i$ 曲线选定充满系数及泵吸入口压力，即可确定出下泵深度；

⑥初设抽油杆直径从井口回压 $P_h$ 向下进行杆—管环空多相流计算，确定液柱载荷；

⑦给定泵径和初定泵效，确定冲程 $S$ 和冲数 $N$；

⑧进行杆柱设计，若下泵深度过大而超应力则减小 $Q'$ 转入③；

⑨根据设计出的杆柱重新计算泵效及相应的产量 $Q''$；

⑩若 $\left|\frac{Q'-Q''}{Q'}\right|>\varepsilon$，则以 $(Q''+Q')/2$ 作为新设计产量 $Q'$ 转入③；

⑪进行扭矩、功率、电耗等计算，并检查工况指标是否超过设备的额定值，如超过额值，则再减小 $Q'$ 转入③；

⑫设计结束。

如果更换抽油机型号后，按上述步骤，仍可完成发挥该型抽油机潜力以获得最大产量的设计方案。

**2)**给定产量

这是根据油井配产任务给定产量的条件下，寻求为完成规定产量使抽油系统在高效率下工作的抽油方案。其核心是确定合理的抽汲参数。设计步骤与不限定产量的主要不同点是：

①以规定的产量作为设计产量，不再先假定产量；

②进行杆柱设计时，若杆柱超应力时 $Q'$，应选高强度杆或重新确定能满足规定的抽汲参数组合(主要是 $D_p$、$S$、$N$)，若最后仍无法满足，则停止设计，说明配产不合理，有杆抽油方式无法实现配产任务；

③如果抽油机超扭矩和超载荷，则可更换大型抽油机，重新进行设计；

④能够基本满足规定产量的抽汲参数可能会有多种组合，则应以系统的效率高，能耗低作为抽汲参数的选择依据。

### 3.5.3 钢杆—玻璃钢杆组合杆柱抽油技术

玻璃钢抽油杆是用璃纤维丝扎束后浸入树脂溶液中，再轧成玻璃纤维杆。它具有重量轻、弹性好和耐腐蚀等优点，因而可减少设备投资、节省能源和增加下泵深度，合理的设计杆柱组合和抽汲参数可实现超冲程，适用于抽汲腐蚀介质。但因价格贵、不能承受轴向压缩载荷和高温（**>93.3**℃），而且报废杆不能溶化回收利用，因而在一定程度上限制了它的使用范围。

**(1)玻璃钢—钢抽油杆柱设计**

**1)**悬点载荷的计算

玻璃钢—钢抽油杆柱设计与普通全钢抽油设计一样，悬点载荷的计算也有三类方法。第一类采用简化公式法；第二类采用抽油系统预测技术，即用一维带阻尼的波动方程作为描述杆柱动态的基本微分方程，以地面光杆位移和泵示功图作为上下边界条件，并给出玻璃钢杆和钢杆的衔接条件，解方程可得地面和井下示功图；第三类是沿用 **API RP 11L** 的方法，只是混合杆柱的弹性模量及固有频率与全钢杆的计算方法不同。

采用 **API** 推荐方法时假定抽油杆柱相当于由两种密度和弹性系数不同的弹簧组成。混合抽油杆柱与钢杆的区别仅是两个系统的总钢度和总密度不同。因此，混合抽油杆柱的工作特性也可由 **API** 推荐方法所给出的无量纲参数的关系曲线求出，但混合抽油杆柱的 $N_o'$、$N_0$、$K_r$ 的计算方法不同。

①计算混合抽油杆柱的平均密度

$$\rho_r=\frac{\sum_{i=1}^{n}(L_iA_i\rho_{ri})}{\sum_{i=1}^{n}(L_iA_i)} \tag{3-103}$$

式中 $L_i,A_i,\rho_{ri}$—分别为第 **i** 级杆的长度，截面积和密度。

②混合抽油杆柱的弹性模量

$$E_r=\frac{1}{\sum_{i=1}^{n}(\frac{A_i}{R_i})\sum_{i=1}^{n}(\frac{R_i}{A_iE_i})} \tag{3-104}$$

式中 $R_i=L_i/L$

$L$—全杆长度，m。

③混合杆柱固有频率 $N_o'$ 的计算

求解三级混合抽油杆固有频率因子 $F_c'$ 的三角方程：

$$\frac{A_2E_2a_1}{A_1E_1a_2}.tg(c_1F_c').tg(c_2.F_c')+\frac{A_3E_3a_1}{A_1E_1a_3}tg(c_1F_c').tg(c_3F_c')+\frac{A_3E_3a_2}{A_2E_3a_3}.tg(c_2F_c')tg(c_3F_c')=1 \tag{3-105}$$

对二级组合抽油杆柱 $A_3=L_3=0$，则计算 $F_c'$ 的三角方程变为：

$$\frac{A_2E_2a_1}{A_1E_1a_2}tg(c_1F_c').tg(c_2F_c')=1 \tag{3-105a}$$

式中 $c_i=\frac{\pi aR_i}{2a_i}$

$$a_i=\sqrt{\frac{E_i}{\rho_i}} \qquad (i=1,2,3)$$

$E_i$—第 $i$ 级杆的弹性模量；

$a_i$—第 $i$ 级杆中的应力传播速度。

当 $E_1=E_2=E_3$ 且 $a_1=a_2=a_3$ 时，上式适用于全钢多级抽油杆柱固有频率因子的计算。

混合抽油杆的固有频率：

$$N_o'=\frac{74676F_c'}{L} \qquad (3\text{-}106)$$

④混合杆柱的弹簧系数 $K_r$

$$K_r=\frac{A_rE_r}{L} \qquad (3\text{-}107)$$

式中 $A_r=\sum_{i=1}^{n}(A_iR_i)$

利用混合杆柱的 $N/N_0'$ 及 $F_0/SK_r$ 可查 **API RP 11L**(见附录 **A**)的无因次曲线从而计算出悬点载荷、扭矩等技术指标。

**2)**混合杆柱的设计方法

玻璃钢杆不能承受压应力，因此在下部都必须使用钢杆，以承受压缩载荷。在满足抽油杆强度的条件下，以柱塞冲程最大为目标选择玻璃钢杆—钢杆比例。合适的玻璃钢—钢杆长度比例易实现柱塞的超行程。

**(2)玻璃钢杆抽油特点及系统设计需要考虑的特殊问题**

**1)**阻尼对 $S_p/S$ 的影响

超冲程与冲数 **N** 同杆柱自由振动频率 $N_0'$ 的比值及阻尼等因素有关。把玻璃钢杆与钢杆组成的混合杆柱简化为弹簧与质量块组成的机械振动系统，其不同阻尼条件下冲程比与频率比的关系如图 **3-23** 所示，当 $N/N_o'$**=1** 时将产生共振。从图 **3-23** 中可以看出，无量纲阻尼因子越小，冲程比 $S_p/S$ 越大，因此低粘度的井易实现超冲程。

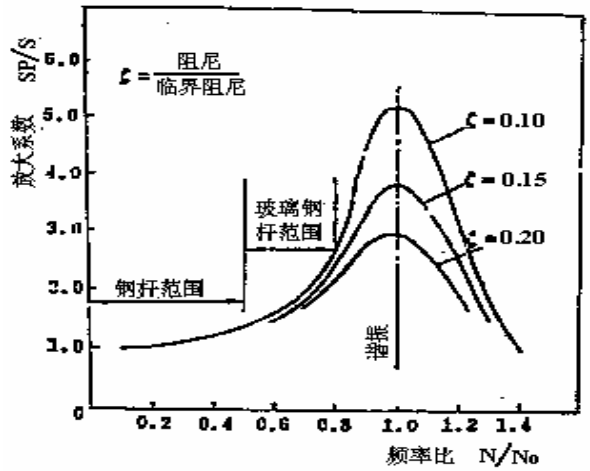



图 **3-23** 机械谐振对柱塞冲程长度的影响

**2)**玻璃钢杆柱的 $S_p/S$ 与 $N/N_o'$、$F_o/SK_r$ 的关系曲线

由于玻璃钢杆**(FRP)**的弹性很大，在同样的液柱载荷下，其 $F_o/SK_r$ 值会比钢杆柱大得多。**H.A.TRIPP** 计算的 $S_p/S$ ～ $N/N_o'$、$F_o/SK_r$ 关系曲线如图 **3-24**。

由图 **3-24** 看出，$F_o/SK_r$ 上升时，$S_p/S$ 减小，即增加液柱载荷会降低 **FRP** 杆柱的超冲程效应。

**3)**实现混合杆柱超冲程的无因次参数范围

根据理论计算及现场资料的统计分析：

①混合杆柱正常抽油频率为杆柱自由振动频率的 **50**％～**70**％**(**即 $N/N_o'$**=0.5**～**0.7)**，钢杆柱的典型抽汲频率的 $N/N_o'<0.4$。

②钢杆正常抽汲时 $F_o/SK_r<0.4$，而混合杆柱经常 $F_o/SK_r>0.5$。

③过长或过小直径的玻璃杆会使杆柱伸长过大，从而限制柱塞的超冲程和产量。

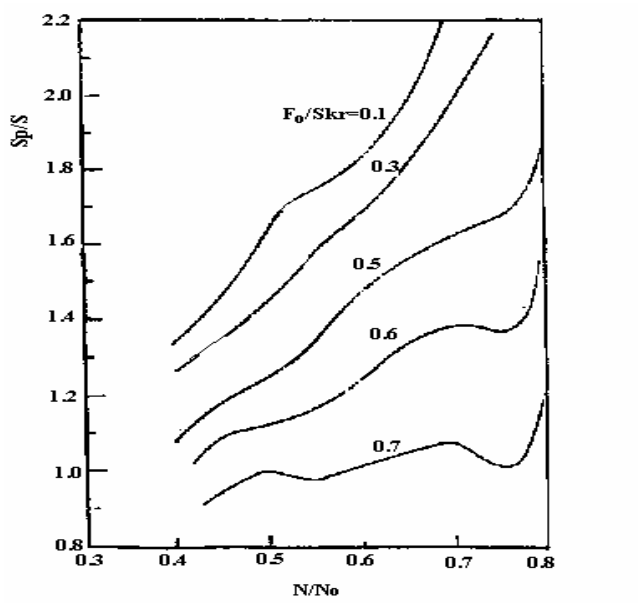



图 **3-24** $S_p/S$ 与 $N/N_o'$、$F_o/SK_r$ 的关系曲线

**4)**抽油泵筒长度

抽油泵筒长度的选择在玻璃钢—钢混合杆抽油系统设计中是十分重要的。柱塞与固定凡尔间距**(**即防冲距**)**过小会发生下碰；上部间距过小则会上碰或脱出工作筒。故应根据玻璃钢—钢混合杆柱的柱塞超冲程的情况而确定抽油泵泵筒长度。

**（4）玻璃钢抽油杆使用中需要注意的问题**

总的来讲，需要根据油井产能及特点，精心选井与设计。

①稠油、高凝油、斜井、定向井、浅井**(**＜**600m)**及弯曲井不宜采用；

②充分了解油层供液能力，要有足够的沉没度，不能抽空；

③高冲数可以增大超冲程，但必须考虑凡尔阻力，防止液面撞击；

④正确地选择设计计算模型，合理地设计抽汲参数及杆柱组合比例，根据油井产能，以获得尽可能大的产量；

⑤设计中要进行必要的温度场计算，避免流体温度超过玻璃钢杆的允许使用温度而降低其寿命；

⑥玻璃钢杆具有较大的弹性，要注意泵筒长度选择及防冲距的确定；

⑦杆柱应力计算要使用制造厂提供的玻璃钢杆的应力范围图；

⑧合适的抽油机与混合杆组合更有助于实现超冲程；

⑨要进行技术经济论证，不是任何情况下玻璃钢杆柱的技术经济指标都优于钢抽油杆柱。

## 3.6 有杆抽油系统工况分析

油井生产分析的目的是了解油层生产能力和设备能力以及它们的工作状况，为进一步制定合理的技术措施提供依据，使设备能力与油层能力相适应，充分发挥油层潜力，并使设备在高效率下正常工作，以保证油井高产量、高泵效生产。为此，抽油井分析应包括如下内容。

**a.**了解油层生产能力及工作状况，分析是否已发挥了油层潜力，分析、判断油层不正常工作的原因；

**b.**了解设备能力及工作状况，分析设备是否适应油层生产能力，了解设备潜力，分析判断设备不正常的原因；

**c.**分析检查措施效果。

总起来说就是分析油层工作状况及设备工作状况，以及它们之间是否协调工作。

### 3.6.1 抽油井液面测试与分析

**(1)动液面、静液面及采油指数**

静液面是关井后环形空间中液面恢复到静止(与地层压力相平衡)时的液面。可以用从井口算起的深度 $L_s$，也可以用从油层中部算起的液面高度 $H_s$，来表示其位置，如图**3-25**所示。与它相对应的井底压力也就是油藏压力。

动液面是油井生产时，油套环形空间的液面。可以用从井口算起的深度 $L_f$，亦可用从油层中部算起的高度 $H_f$ 来表示其位置。与它相对应的井底压力就是流压 $P_f$。

与静液面和动液面之差(即 $\Delta H=H_s-H_f$ )相对应的压力差即为生产压差。

图**3-25**中 $h_s$ 是沉没度，它表示泵沉没在动液面以下的深度，其大小应根据气油比的高低、原油进泵所需的压头大小来定。

与自喷不同的是抽油井一般都是通过液面的变化，来反应井底压力的变化。因此，抽油井的流动方程多采用下式来表示：

$$Q=K(H_s-H_f)=K(L_f-L_s) \tag{3-108}$$

式中 $Q$—油井产量，**t/d**；

$H_s$、$L_s$—静液面的高度及深度，m；

$H_f$、$L_f$—动液面的高度及深度，m；

$K$—采油指数，t/(d·m)。

由式(3-108)可得：

$$K=\frac{Q}{L_f-L_s}=\frac{Q}{H_s-H_f} \tag{3-109}$$

由公式(3-109)可看出，与自喷井一样，采油指数K也表示单位生产压差下油井的日产量，只是用相应的液柱来表示压差。

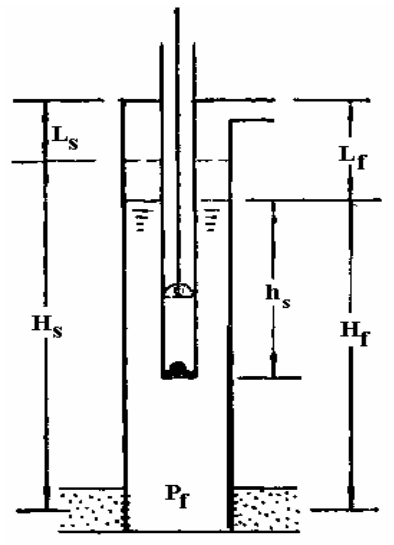



图3-25　静液面与动液面的位置




图3-26　声波反射曲线

在测量液面时，往往套管压力并不等于零，有时在1 MPa以上。这样，在不同套压下测得的液面并不直接反映井底压力的高低。为了消除套管压力的影响，便于对不同资料进行对比，我们在这里提出一个“折算液面”的概念，即把在一定套压下测得的液面折算成套管压力为零时的液面：

$$L_{fc}=L_f-\frac{p_c}{\overline{\rho}_o g}\times 10^6 \tag{3-110}$$

式中　$L_{fc}$—折算动液面深度，m；

$L_f$—在套压为 $p_c$ 时测得的动液面深度，m；

$p_c$—测液面时的套管压力，MPa；

$g$—重力加速度，9.81m/s²；

$\overline{\rho}_o$—环形空间原油密度，kg/m³。

对于多数井，静液面和动液面，往往是在不同的套管压力下测得的。因此，用公式(3-109)计算采油指数时，应采用折算液面。

**(2)液面位置的测量**

一般都是采用回声仪来测量抽油井的液面，利用声波在环形空间中的传播速度和测得的反射时间来计算其位置。

$$L=Vt/2 \tag{3-111}$$

式中 $L$—液面深度,m;

$V$—声波传播速度,m/s;

$t$—声波从井口到液面，然后再返回井口所需要的时间，s。

声波速度可以用不同的方法来确定。

**1)**有音标的井

为了确定音速，在测量井内应预先在油管上装一音标。音标位置应在液面以上。根据已知的音标深度 $L_1$ 和测得的音标反射所需时间 $t_1$ 就可确定间速 $V$：

$$V=\frac{L_1}{t_1/2}$$

将 $V$ 代入式**(3-111)**可得：

$$L=L_1\frac{t}{t_1} \tag{3-112}$$

图**3-26**为有音标的井内测得的典型声波反射曲线。**A**为井口炮响的记录点，**B**为声波从音标反射到达井口时的记录点，**C**为声波从液面反射达到井口的记录点。

**2)**无音标井

有些井预先没有下音标或无法下音标，因此就不能根据测液面的资料直接计算液面深度。在这种井内只要用计算的办法确定声波速度之后，利用测得的液面反射时间就可以由公式**(3-111)**计算出液面深度。

根据波动理论和声学原理，声波在气体中的传播速度为：

$$V=\sqrt{\frac{KP}{\rho}} \tag{3-113}$$

式中 $V$—声波速度，m/s;

$K$—绝热指数;

$\rho$—在压力 $P$ 下的气体密度，kg/m³;

$P$—气体压力，Pa。

利用气体状态方程就可确定上式中的 $\rho$

$$PV=\frac{m}{\mu}ZRT$$

式中 $P$—压力，Pa;

$V$—气体体积，m³;

$m$—气体质量，kg;

$\mu$—气体分子量， kg/mol;

$T$—气体绝对温度，K;

$R$—气体常数，8.32kg·m²;

$Z$—气体压缩因子。

因为，$\rho=m/V$ 由上式可得：

$$\rho=\frac{\mu P}{ZRT} \tag{3-114}$$

将式(3-114)代入式(3-113)，得：

$$V=\sqrt{\frac{ZRTK}{\mu}} \tag{3-115}$$

对多组分的天然气，其分子量μ应采用按组成百分数计算的加权平均分子量。

利用状态方程，公式(3-115)可进一步简化为：

$$V=16.95\sqrt{\frac{T}{\rho_{go}}ZK} \tag{3-115a}$$

式中 $\rho_{go}$—天然气相对密度(标准状况下)；

$V$—声波速度，m/s；

$T$—环形空间气体平均温度，K；

$K$—天然气绝热指数，可取1.28～1.29；

$Z$—气体压缩因子，在低压下，一般可取1。

**(3)含水井油水界面及工作制度与含水的关系**

含水井正常抽油时，泵吸入口以上的套管环形空间流体不会发生流动。因此，由于油水密度差而发生重力分异，使泵吸入口以上的环形空间的液柱中不含水，而在吸入口以下为油水混合物。故正常抽汲时油水界面稳定在泵的吸入口处(图3-27)。此时，流动压力可近似地表示为：

$$P_f=\left[(H-L)\overline{\rho}_{lg}g+h_s\overline{\rho}_o g\right]\times10^{-6}+p_c \tag{3-116}$$

式中 $P_f$—流压，MPa；

$H$—油层中部深度，m；

$L$—泵挂深度，m；

$h_s$—-沉没度，m；

$g$—重力加速度，9.81m/s$^2$；

$\overline{\rho}_{lg}$—井内液气混合物平均密度，kg/m$^3$；

$\overline{\rho}_o$—吸入口以上环形空间油柱平均密度，kg/m$^3$；

$p_c$—套压，MPa。

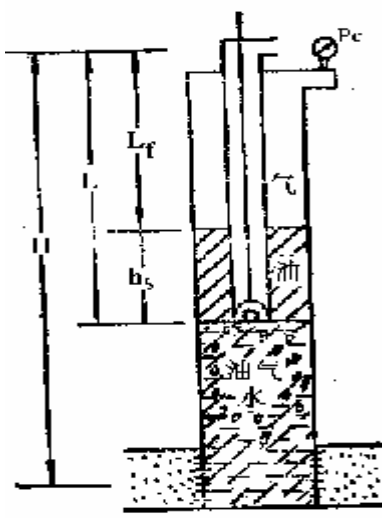



图 **3-27**　含水井的油水界面

对于低气油比含水油井，可采用在泵下加深尾管的方法来降低流压，以提高产量。对于低含水高气油比井(除带喷者外)，加深尾管会降低泵的充满系数，因为进入尾管后从油中分出的气体将全部进入泵内。

抽油井工作制度与含水的变化关系也随出水层的情形而有所不同。当油层和水层压力相同(或油水同层)时，油井含水不随工作制度而改变；当出油层压力高于出水层压力时，增大总采液量(降流压)，将引起油井含水量的上升；当水层压力高于油层压力时，加大总采液量，将使油井含水量下降。因此，在确定含水井工作制度时，对油水层压力相同及水层压力高于油层压力的井，从经济观点来讲，把产液量增大到设备允许的抽汲量是合理的。同样，也可利用油井在不同工作制度下产液量与含水的变化情况来判断油水层的压力关系。例如，含水量随采液量的增加而下降时，则说明出水层压力高于出油层压力。在具体分析一口抽油井的含水随工作制度变化时，除了油水层压力的差别外，还要考虑油水层的采油(水)指数的不同所起的作用。

### 3.6.2　地面示功图分析

示功图是由载荷随位移的变化关系曲线所构成的封闭曲线图。表示悬点载荷与位移关系的示功图称为地面示功图或光杆示功图。在实际工作中是以实测地面示功图作为分析深井泵工作状况的主要依据。由于抽油井的情况较为复杂，在生产过程中，深井泵将受到制造质量，安装质量，以及砂、蜡、水、气、稠油和腐蚀等多种因素的影响，所以，实测示功图有时奇形怪状各不相同。为了能正确分析和解释示功图，常常需要以绘制理论示功图为基础。

**(1)理论示功图及其分析**

**1)** 静载荷作用下的理论示功图

以悬点位移为横坐标，悬点载荷为纵坐标(图3-28)。

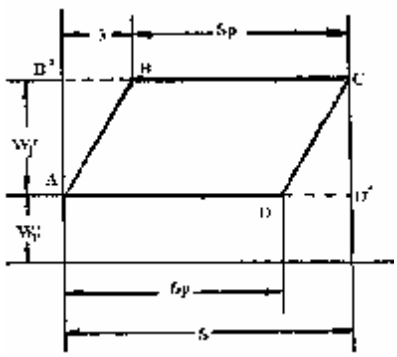


图 3-28　静载理论示功图

在下死点A处的悬点静载荷为 $W_r'$，上冲程开始后液柱载荷 $W_l'$ 逐渐加在柱塞上，并引起抽油杆柱和油管柱的变形，载荷加完后，停止变形( $\lambda=B'B$ )。从B点以后悬点以不变的静载荷 $(W_r'+W_l')$ 上行至上死点C。

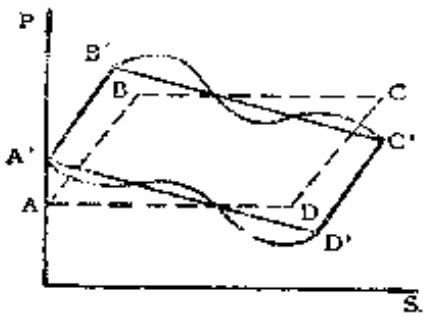
从上死点开始下行后，由于抽油杆柱和油管柱的弹性，液柱载荷 $W_l'$ 是逐渐地由柱塞转移到油管上，故悬点逐渐卸载。在D点卸载完毕，悬点以固定的静载荷 $W_r'$ 继续下行至A点。

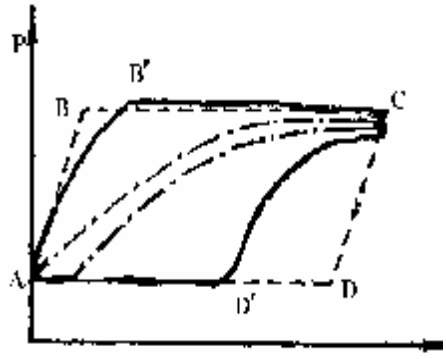
这样，在静载荷作用下的悬点理论示功图为平行四边形ABCD。ABC为上冲程的静载荷变化线。AB为加载线，加载过程中，游动凡尔和固定凡尔同时处于关闭状态；由于在B点加载完毕，变形结束，$\lambda=B'B$，柱塞与泵筒开始发生相对位移，固定凡尔也就开始打开而吸入液体。故BC为吸入过程，$BC=S_P$，$S_P$ 为泵的冲程，在此过程中游动凡尔处于关闭状态。由于在D点卸载完毕，变形结束，$D'D=\lambda$，柱塞开始与泵筒发生向下的相对位移，游动凡尔被顶开而开始排出液体。故DA为排出过程 $DA=S_p$，排出过程中固定凡尔处于关闭状态。

2) 考虑惯性载荷后的理论示功图

考虑惯性载荷时，是把惯性载荷叠加在静载荷上。如不考虑抽油杆柱和液柱的弹性对它们在光杆上引起的惯性载荷的影响，则作用在悬点上的惯性载荷的变化规律与悬点加速度的变化规律是一致的。在上冲程中，前半冲程有一个由大变小的向下作用的惯性载荷(增加悬点载荷)；后半冲程作用在悬点上的有一个由小变大的向上的惯性载荷(减小悬点载荷)。在下冲程中，前半冲程作用在悬点的有一个由大变小的向上的惯性载荷(减小悬点载荷)；后半冲程则是一个由小变大的向下作用(增加悬点载荷)的惯性载荷。因此，由于惯性载荷的影响使静载荷的理论示功图的平行四边形ABCD被扭歪成 $A'B'C'D'$。如图3-29所示。

考虑振动时，则把抽油杆振动引起的悬点载荷叠加在四边形 $A'B'C'D'$ 上。由于抽油杆柱的振动发生在粘性液体中，所以为阻尼振动。叠加之后在 $B'C'$ 线和 $D'A'$ 线上就



出现逐渐减弱的波浪线。

**(2)典型示功图分析**

典型示功图是指某一因素的影响十分明显，其形状代表了该因素影响下的基本特征的示功图。虽然实际情况下，有多种因素影响示功图的形状，但总有其主要因素。所以，示功图的形状也就反映着主要因素影响下的特征。

下面就分析不同因素影响下的典型示功图。

**1)**气体和充不满对示功图的影响

图**3-30**为有明显气体影响的典型示功图。

由于在下冲程末余隙内还残存一定数量的溶解气和压缩气，上冲程开始后泵内压力因气体的膨胀而不能很快降低，使吸入凡尔打开滞后(*B′*点)，加载变慢。余隙越大，残存的气量越多，泵口压力越低，则吸入凡尔打开滞后得越多，即*BB′*线越长。

下冲程时，气体受压缩，泵内压力不能迅速提高，使排出凡尔滞后打开(*D′*点)，卸载变慢(*CD′*)。泵的余隙越大，进入泵内的气量越多，则*DD′*线越长，示功图的“刀把”越明显。

气体使泵效降低的数值可用下式近似地计算：

$$\eta'_g=\frac{DD'}{S}$$

而充满系数β为，

$$\beta=\frac{AD'}{AD}$$

当沉没度过小，供油不足，使液体不能充满工作筒时的示功图如图**3-31**所示。

充不满的图形特点是下冲程中悬点载荷不能立即减小，只有当柱塞遇到液面时，则迅速卸载。所以，卸载线较气体影响的卸载线(图**3-30**)上的凸形弧线(*CD′*)陡而直。有时，当柱塞碰到液面时，因振动载荷线会出现波浪。快速抽汲时往往因撞击液面而发生较大的冲击载荷使图形变形得很厉害。

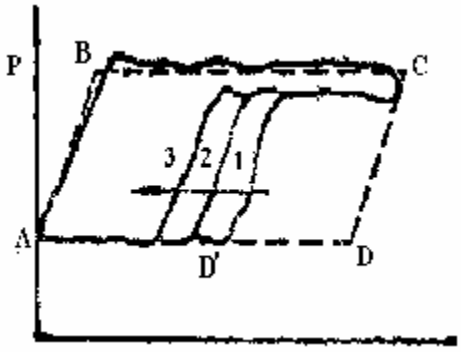
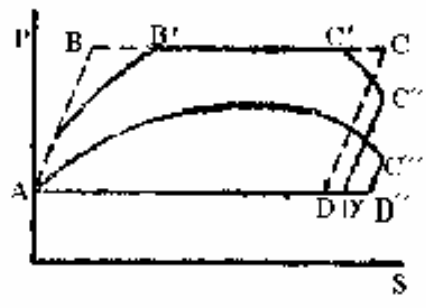



图**3-31** 充不满的示功图

**2)**漏失对示功图的影响

①排出部分的漏失

上冲程时，泵内压力降低，柱塞两端产生压差，使柱塞上面的液体经排出部分的不严密处(凡尔及柱塞与衬套的间隙)漏到柱塞下部的工作筒内，漏失速度随柱塞下面压力的减小而增大。由于漏失到柱塞下面的液体有向上的“顶托”作用，所以悬点载荷不能及时上升到最大值，使加载缓慢(图**3-32**)。随着悬点运动的加快，“顶托”作用相对减小，直到柱塞上行速度大于漏失速度的瞬间，悬点载荷达到最大静载荷(图**3-32**中的*B′*点)。



当柱塞继续上行到后半冲程时，因活塞上行速度又逐渐减慢。在柱塞速度小于漏失速度瞬间(*C′*)点，又出现了漏失液体的“顶托”作用，使悬点负荷提前卸载。到上死点时悬点载荷已降至*C″*点。

由于排出部分漏失的影响，吸入凡尔在*B′*点才打开，滞后了*BB′*这样一段柱塞行程；而在接近上冲程时又在*C′*点提前关闭。这样柱塞的有效吸入行程$S_{pu}=B'C'$，在此情况下的泵效$\eta=B'C'/S$。

当漏失量很大时，由于漏失液体对柱塞的“顶托”作用很大，上冲程载荷远低于最大载荷，如图**3-32** *AC‴*所示，吸入凡尔始终是关闭的，泵的排量等于零。

②吸入部分漏失

下冲程开始后，由于吸入凡尔漏失使泵内压力不能及时提高，而延缓了卸载过程(图**3-33**的*CD′*线)。同时，也使排出凡尔不能及时打开。

当柱塞速度大于漏失速度后，泵内压力提高到大于液柱压力，将排出凡尔打开而卸去液柱载荷。下冲程后半冲程中因柱塞速度减小，当小于漏失速度时，泵内压力降低使排出凡尔提前关闭(*A′*点)，悬点提前加载。到达下死点时，悬点载荷已增加到*AA″*。

由于吸入部分的漏失而造成排出凡尔打开滞后(*DD′*)和提前关闭(*A′A*)，活塞的有效排出冲程$S_{ped}=D'A'$。这种情冲下的泵效$\eta=D'A'/S$　。

当吸入凡尔严重漏失时，排出凡尔一直不能打开，悬点不能卸载(图**3-34**)。

吸入部分和排出部分同时漏失时的示功图是分别漏失时的图形的迭合，近似于椭圆形(图**3-35**)。

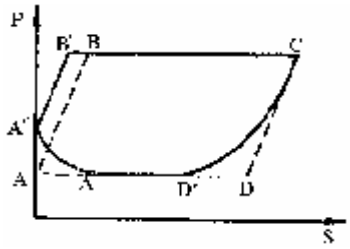



图**3-33** 吸入凡尔漏失



图**3-34** 吸入凡尔严重漏失

**3)**柱塞遇卡

柱塞在泵筒内被卡死在某一位置时，在抽汲过程中柱塞无法移动而只有抽油杆的伸缩变形，图形形状与被卡位置有关。图**3-36**为柱塞卡在泵筒中部时的实测示功图。上冲程中，悬点载荷先是缓慢增加，将被压缩而弯曲的抽油杆柱拉直，到达卡死点位置后，抽油杆柱受拉而伸长，悬点载荷以较大的比例增加。下冲程中，先是恢复弹性变形，到卡死点后，抽油杆柱被压缩而发生弯曲，所以，在卡死点之前后悬点以不同的比例

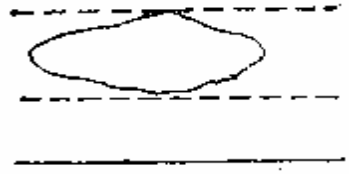


图**3-35** 吸入凡尔和排出凡尔同时漏失

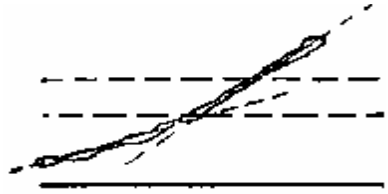


图**3-36** 活塞卡在泵筒中部

**4)**带喷井的示功图

具有一定自喷能力的抽油井，抽汲实际上只起诱喷和助喷作用。在抽汲过程中，游动凡尔和固定凡尔处于同时打开状态，液柱载荷基本加不到悬点。示功图的位置和载荷变化的大小取决于喷势的强弱及抽汲液体的粘度。图**3-37**和**3-38**为不同喷势及不同粘度的带喷井的实测示功图。

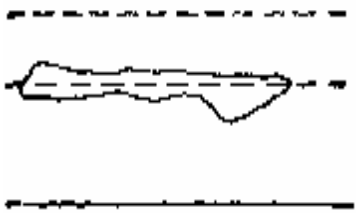


图**3-37** 喷势强、油稀带喷

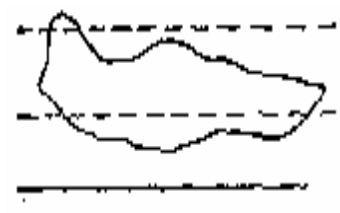


图**3-38** 喷势弱、油稠带喷

**5)**抽油杆断脱

抽油杆断脱后的悬点载荷实际上是断脱点以上的抽油杆柱重量，只是由于摩擦力，才使上下载荷线不重合。图形的位置取决于断脱点的位置。图**3-39**为抽油杆柱在接近中部断脱时的示功图。

抽油杆柱的断脱位置可根据下式来估算：

$$L=\frac{hC}{bq_r'g}$$

式中 $L$—自井口算起的断脱点位置，**m**；

$C$—测示功图所用动力仪的力比，**N/mm**；

$h$—示功图中线至基线的距离，**mm**；

$q_r'$—每米抽油杆柱的质量，**kg/m**；

$b$—抽油杆在液体中的失重系数；

$g$—重力加速度，$m/s^2$；

断脱位置比较低的示功图，同有些带喷井的示功图，往往是一样的。但带喷井泵效高、产量大，而断脱的井，产量却等于零。

**6)**其它情况

油井结蜡及出砂和活塞在泵筒中下入位置不当，都会反映在示功图上。如图**3-40**及**3-41**为出砂井和结蜡井，在正常抽油时所测得的示功图。

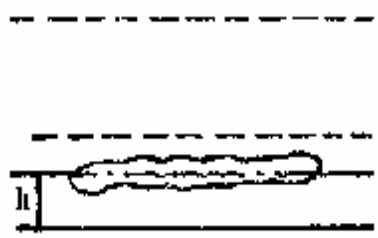



图**3-39** 抽油杆断脱



图**3-40** 出砂井

图3-42为管式泵活塞下得过高，在上冲程中活塞全部脱出工作筒的油井所测得的示功图。由于活塞脱出工作筒，在上冲程中悬点突然卸载。图3-43为防冲距过小，活塞在下死点与固定凡尔相撞的示功图。

由于泵的工作条件比较复杂，在解释示功图时，必须全面了解油井情况(井下设备、管理措施、目前产量、液面、气油比……，以及以往的生产情况等)，才能对泵的工作状况和产生不正常的原因做出判断。

前面所讲的示功图分析，往往只能对泵的工作状况做某些定性分析，而无法做出定量的判

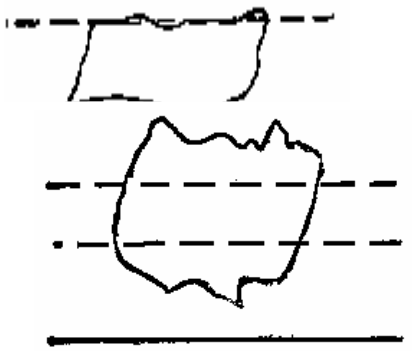


图3-41 结蜡井

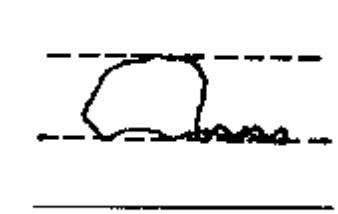


图3-42 管式泵活塞脱出工作筒

断。在深井快速抽汲的条件下，由于泵的工作状况(活塞负荷的变化)要通过上千米的抽油杆柱传递到地面上，在传递过程中，因抽油杆柱的振动等因素，使载荷的变化复杂化了。因此，地面示功图的形状很不规则，往往对泵的工作状况无法做出任何推断。

在30年代曾用井下动力仪直接测量泵的示功图，以便对泵的工作状况做出判断。这样，可消除分析中的许多不定因素，大大地简化了解释工作。然而仪器使用量大，工艺比较麻烦，因而未能推广，只用于一些专门的研究。八十年代以来广泛地利用数学方法将地面示功图转换成泵示功图进行分析的计算机诊断技术，大大地提高了抽油系统工况分析水平。

### 3.6.3 抽油井工况诊断技术—井下示功图分析

抽油井计算机诊断是根据实测光杆载荷和位移利用数学方法借助于计算机来求得各级抽油杆柱截面和泵上的载荷及位移，从而绘出井下示功图，并根据它们来判断和分析全套抽油设备的工作状况。其中包括：计算各级抽油杆顶部断面上的应力；估算泵口压力；判断油井潜能；计算活塞冲程和泵效；检验泵及油管锚的机械状况；以及计算和绘制扭矩曲线，并进行平衡和功率的计算与分析。

**(1)诊断技术的理论基础**

诊断技术是把抽油杆柱作为一根井下动态的传导线。其下端的泵作为发送器，上端的动力仪作为接收器。井下泵的工作状况以应力波的形式沿抽油杆柱以声波速度传递到地面。把地面记录的资料经过数学处理，就可定量地推断泵的工作情况。应力波在抽油杆柱中的传播过程可用带阻尼的波动方程来描述：

$$\frac{\partial^2 U(x,t)}{\partial t^2}=a^2\frac{\partial^2(x,t)}{\partial x^2}-c\frac{\partial U(x,t)}{\partial t} \qquad (3\text{-}117)$$

式中 $U(x,t)$—抽油杆柱任一截面(x处)在任意时刻t时的位移；

$a$—应力波在抽油杆柱中的传播速度；

$c$—阻尼系数。

以式(3-117)作为诊断技术中描述抽油杆柱动态的基本微分方程。

用以截尾傅立叶级数表示的悬点动负荷函数$D(T)$及光杆位移函数$U(T)$作为边界条件：

$$D(t)=\frac{\sigma_o}{2}+\sum_{n=1}^{\bar{n}}(\sigma_n\cos n\omega t+\tau_n\sin n\omega t) \tag{3-118}$$

$$U(t)=\frac{\upsilon_0}{2}+\sum_{n=1}^{\bar{n}}(\nu_n\cos n\omega t+\delta_n\sin n\omega t) \tag{3-119}$$

因为方程(3-117)中不包含有抽油过程中保持不变的重力项，所以采用悬点总载荷中减去抽油杆柱重量后得到的动负荷函数$D(T)$为力的边界条件。$D(T)$及$U(T)$的傅立叶系数$\sigma_0$、$\sigma_n$、$\tau_n$及$\nu_0$、$\nu_n$、$\delta_n$可分别用下面的公式求得：

$$\sigma_n=\frac{\omega}{\pi}\int_0^T D(t)\cos n\omega t dt \qquad n=0,1,2\mathbf{L}\,\bar{n}$$

$$\tau_n=\frac{\omega}{\pi}\int_0^T D(t)\sin n\omega t dt \qquad n=1,2,\mathbf{L}\,\bar{n}$$

$$\nu_n=\frac{\omega}{\pi}\int_0^T U(t)\cos n\omega t dt \qquad n=0,1,2,\mathbf{L}\,\bar{n}$$

$$\delta_n=\frac{\omega}{\pi}\int_0^T U(t)\sin n\omega t dt \qquad n=1,2,\mathbf{L}\,\bar{n}$$

式中 $\omega$—曲柄角速度；

$T$—抽汲周期。

实际工作中$D(t)$及$U(t)$是以曲线(或数值)形式给出的，所以傅立叶系数可用近似的数值积分来确定。

以式(3-118)和(3-119)为边界条件，用分离变量法解方程(3-117)，可得抽油杆柱任意深度X断面的位移随时间的变化：

$$U(x,t)=\frac{\sigma_0}{2EA_r}x+\frac{\nu_0}{2}+\sum_{n=1}^{\bar{n}}(O_n(x)\cos n\omega t+P_n(x)\sin n\omega t) \tag{3-120}$$

根据虎克定律，

$$F(x,t)=EA_r\frac{\partial U(x,t)}{\partial x}$$

则抽油杆柱任意深度$x$断面上的动负荷函数随时间的变化为：

$$F(x,t)=EA_r[\frac{\sigma_0}{2EA_r}+\sum_{n=1}^{\bar{n}}(\frac{\partial O_n(x)}{\partial x}\cos n\omega t+\frac{\partial P_n(x)}{\partial x}\sin n\omega t)] \tag{3-121}$$

在t时间，$x$断面上的总载荷等于$F(x,t)$加$x$断面以下的抽油杆柱的重量。

$$O_n(x)=(K_n ch\beta_n x+\delta_n sh\beta_n x)\sin\alpha_n x+(\mu_n sh\beta_n x+\nu_n ch\beta_n x)\cos\alpha_n x$$

$$P_n(x)=(K_n sh\beta_n x+\delta_n ch\beta_n x)\cos\alpha_n x-(\mu_n ch\beta_n x+\nu_n sh\beta_n x)\sin\alpha_n x$$

$$\alpha_n=\frac{n\omega}{a\sqrt{2}}\sqrt{1+\sqrt{1+(\frac{C}{n\omega})^2}}$$

$$\beta_n=\frac{n\omega}{a\sqrt{2}}\sqrt{-1+\sqrt{1+(\frac{C}{n\omega})^2}}$$

$$K_n=\frac{\sigma_n\alpha_n+\sigma_n\beta_n}{EA_r(\alpha_n^2+\beta_n^2)},\quad \mu_n=\frac{\sigma_n\beta_n-\tau_n\alpha_n}{EA_r(\alpha_n^2+\beta_n^2)}$$

上述公式适用于单级杆柱，对于多级杆柱只需要做相应的扩充就可得到类似的计算式。

根据地面示功图计算井下示功图时，必须首先确定阻尼系数。抽油杆柱系统的阻尼力包括粘滞阻尼力和非粘滞阻尼力。粘滞阻尼力有抽油杆、接箍与液体之间的粘滞摩擦力，泵阀和阀座内孔的流体压力损失等。非粘滞阻尼力包括杆柱及接箍与油管之间的非粘滞性摩擦力；光杆与盘根之间的摩擦力；泵柱塞与泵筒之间的摩擦损失等。可用等值阻尼来代替真实阻尼。代替的条件是以系统中消除等值阻尼力时，每一个循环中的能量与消除真实阻尼时相同。从而可以推导出阻尼系数公式。可用抽油杆柱在一个循环中由粘滞阻尼引起的摩擦功来确定的阻尼系数：

$$C=\frac{2\pi\mu}{\rho_r A_r}\{\frac{1}{\ln m}+\frac{4}{B_2}(B_1+1)[B_1+\frac{2}{\frac{\omega L}{a}\frac{1}{\sin\frac{\omega L}{a}}+\cos\frac{\omega}{a}L}]\}\qquad\textbf{(3-122)}$$

$$m=\frac{D_t}{D_r}$$

$$B_1=\frac{m^2-1}{2\ln m}-1;\quad B_2=m^4-1-\frac{(m^2-1)^2}{\ln m}$$

式中　$\mu$—液体粘度，**Pa·s**；

$\rho_r$—抽油杆的密度，**kg/m³**；

$A_r$—抽油杆的截面积，**m²**；

$D_t$—油管直径，**m**；

$D_r$—抽油杆直径，**m**；

$L$—抽油杆长度，**m**。

上式只适用于单级抽油杆体，在实际计算中还应附加接箍引起的阻尼。

**(2)诊断技术的应用**

只要预先给计算机装入诊断程序及井的有关数据和测得的光杆位移及负荷随时间的变化值，就可计算出抽油杆柱各级断面和泵的示功图，并提供必要的判断和分析结果，目前已有将光杆载荷 、位移测量、数据采集、诊断软件和计算机集于一体的有杆泵井诊断仪用于现场。

**1)**判断泵的工作状况及计算泵排量

把地面示功图或悬点载荷与时间的关系用计算机进行数学处理之后，由于消除了抽油杆柱的变形、杆柱的粘滞阻力、振动和惯性等的影响，将会得到形状简单而又能真实反映泵工作状况的井下示功图。

利用深井泵工作的基本概念难于做出定性分析的地面示功图，根据泵的示功图，不仅很容易对影响深井泵工作的各种因素做出定性分析，而且可以求得柱塞冲程和有效排出冲程，从而可以计算出泵排量及油井产量。

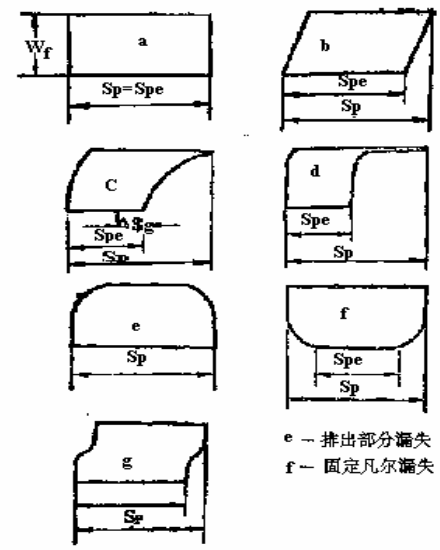



图**3-44** 几种典型情况下泵的理论示功图

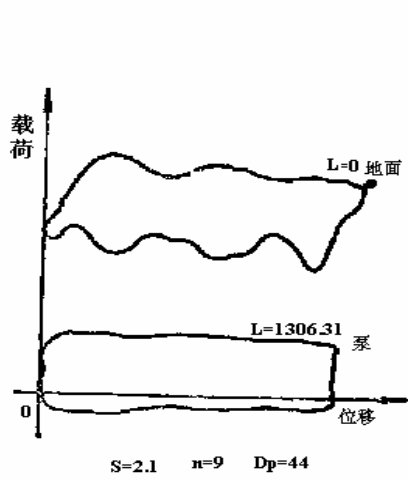



图**3-45** 唐**566**井地面和泵的示功图**(**油管锚定**)**

在理想情况下**(**油管锚定，没有气体影响和漏失等**)**，泵的示功图为矩形**(**图**3-44**a**)**，长边表示柱塞冲程，短边表示液体载荷。油管未锚定时，泵的示功图将变成平行四边形**(**图**3-44**b**)**，其长边的长度表示柱塞相对于泵筒的冲程长度。图**3-45**和图**3-46**为油管和未锚定时，泵正常工作的典型实际示功图。

当油管锚定而只有气体影响或供液不足时，泵的示功图如图**3-44c**和**d**所示。柱塞的有效排出冲程为 $S_{pe}$，泵的充满程度则为 $(S_{pe}-\Delta S_g)/S_p$。$S_p$ 为柱塞冲程；$\Delta S_g$ 为用游动凡尔打开后柱塞下行时从泵内排出的自由气体体积折算的柱塞位移量。图**3-47**为典型的受气体影响的井，经计算机处理后的示功图。

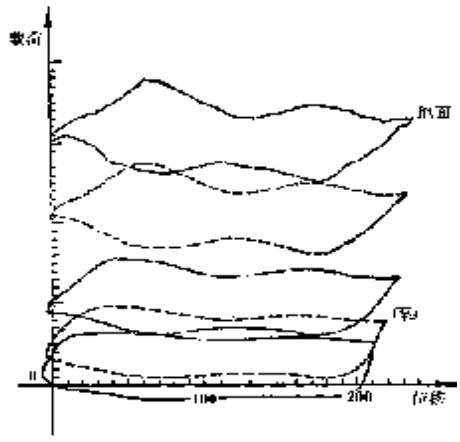


图**3-46** 港**333**井地面和井下示功图**(**油管未锚定**)**

当油管锚定而只有漏失存在时的示功图如图**3-44e**和**f**所示。图**3-48** 和图**3-49** 分别为固定凡尔漏失和游动凡尔漏失的实际井的示功图。

当上述各种情况不同程度地交织在一起时，将会给正确地判断各个因素的影响程度带来一些困难，然而比用地面示功图判断要简单得多。譬如，实测示功图有气体影响时，一方面可从泵示功图形状来判断，同时，也可以用液体载荷的大小判断**(**气体影响严重的井，一般来说，液体载荷相对比较小**)**。那么是否存在漏失呢？可根据用有效排出冲程计算出考虑了 $\Delta S_g$ 和原油地面收缩之后的排量同地面实际产量的比较来判断。如果两者相近，则说明没有漏失**(**或者很小**)**，泵的机械状况是良好的；如果后者远小于前者，则说明漏失严重。如果严重的漏失在示功图上没有明显的反映，则说明油管或出油管线发生漏失。

**2)**计算各级杆柱的应力和分析杆柱组合的合理性

根据抽油杆柱各级顶部断面上的示功图就可计算出该断面上的最大、最小应力及许用应力以及应力范围比，并判断抽油杆柱是否超载及杆柱组合是否合理。

**3)**计算和分析抽油机扭矩、平衡及功率

由悬点载荷及其在曲柄轴上造成的扭矩及悬点运动速度与悬点功率之间的关系，可得：

$$\overline{TF}=\frac{V_0}{\omega} \qquad \textbf{(3-123)}$$

式中 $\overline{TF}$ —扭矩因数；

$V_0$—悬点运动速度；

ω—曲柄角速度。

对式**(3-119)**求导，并代入式**(3-123)**可得：

$$\overline{TF}=\sum_{n=1}^{\bar{n}}(-n\nu_n\sin n\omega t+n\delta_n\cos n\omega t) \qquad \textbf{(3-124)}$$

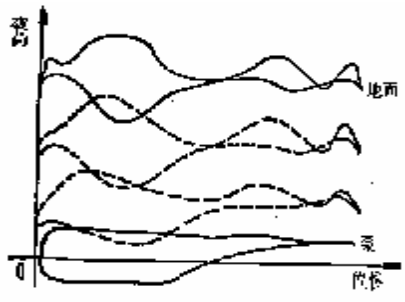



图**3-47** 濮**3-1**井地面和井下示功图
**(**气体影响**)**

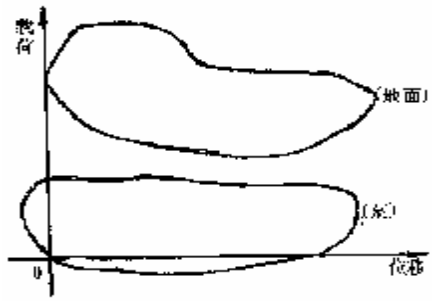



图**3-48** 濮**1-150**井地面和泵的示功图
**(**固定凡尔漏失**)**

求得扭矩因数后就可绘制扭矩曲线和进行扭矩分析，并计算、分析抽油机的平衡状况和功率利用情况。

**4)**估算泵口压力及预测油井产量

由泵的示功图求得液体载荷 $W_f$ 后，可由下式估算泵口压力：

$$p_i=(\overline{GP}\cdot L+p_h)-W_f/A_p$$

式中 $P_i$—泵口压力；

$\overline{GP}$—油管内的压力梯度；

$p_h$—井口回压；

$L$—泵深；

$W_f$—液体载荷；

$A_p$—柱塞截面积。

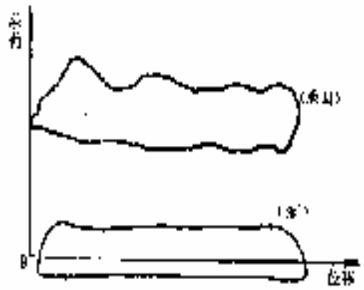


图**3-49** 卫**3-11**井地面和泵的示功图**(**游动凡尔漏失**)**

泵口压力计算的准确程度主要取决于油管内流体的平均密度。抽汲不含气或含气很少的液体时，直接用液体平均密度计算压力梯度，一般就能获得较可靠的泵口压力。对于含气较大的液体，应按计算气－液两相垂直管流动的方法计算混合物密度。另外，诊断的数学模型中没有考虑到井下的非粘滞性机械摩擦**(**如柱塞和衬套、抽油杆与油管，以及井口光杆与盘根盒等的摩擦**)**，如果在根据泵的示功图确定 $W_f$ 时，不做适当修正，对 $P_i$ 的计算结果也会带来影响，特别是井斜较大或油管发生弯曲的井。对于漏失比较严重的井，根据泵的示功图也难确定出比较准确的 $W_f$ 值。如果井下非粘滞性摩擦很大，也可以由泵的示功图上加以判断，从而可以找到 $P_i$ 明显偏低的原因。通常直接用油管内液体密度计算压力梯度后求得的 $P_i$ 值为其上限。油管内气量愈少，则愈接近上限值。

泵下至油层中部，则泵口压力就是井底流动压力。因此，只要几个工作制度下的产量及泵口压力，根据相应于油井生产条件下的油流入井计算方法就可计算油井流入动态曲线，进而可预测新的抽汲参数下油井的产量及油井潜能。如果泵口距油层中部较远，就必须根据气液两相垂直管流计算泵口到油层中部的压力损失之后，才能得到井底流动压力。

**5)**其它

对于泵下装油管锚或封隔器的油井，泵示功图的加载线基本上是垂直的**(**图**3-44**及图**3-45)**，如果加载线明显倾斜或出现转折**(**图**3-44)**，则说明油管锚或封隔器未能有效的固定油管。

图**3-50**所示的港**11**井的示功图，在上冲程中存在明显的非粘滞性摩擦，上冲程的载荷明显地超过下冲程开始的数值。这是因为泵下装有支承式封隔器，在上冲程中，由于活塞效应泵以上的部分油管发生螺旋弯曲，从而使抽油杆和油管产生很大的机械摩擦力；在下冲程中，液体载荷通过固定凡尔作用在油管上，中和点下移，活塞效应消失，泵以上油管的弯曲以及由此而引起的机械摩擦也随之消失。故下冲程中并不存在这种非粘滞性摩擦。在建立诊断的数学模型时，正是由于没有考虑油管弯形及井下各种特殊的非粘滞摩擦力，从而有可能根据泵的示功图来判断油管锚的工作状况及出现某些特殊摩擦的情况。

通过计算机诊断可了解抽油系统的全部工况及存在的问题，将会加强措施的针对性，减少作业的盲目性，有助于提高措施的成功率。

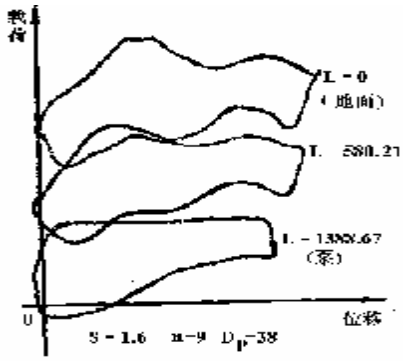



图 3-50 港 11 井地面和井下示功图

**(3)诊断技术的发展状况**

1966 年美国 S.G 吉布思和 A.B 内里研究出诊断分析技术。斯凯弗与坚尼斯对等步长差分格式在遇到杆性质发生变化的单元的等效性质进行了研究。J.F 李提出了变步长差分格式，可用于各级杆及混合杆。1989 年陈家林用快速付氏变换求解诊断模型，大大加快了运算速度。由于目前计算机诊断技术的理论基础是 S.G 吉布斯建立的一维带阻尼的波动方程。该方程只考虑了抽油杆的惯性，而忽略了液柱的惯性。1981 年 D.R 道梯和 Z.施密特建立了考虑液柱惯性的二维预测模型。有杆抽油井故障诊断的新发展是采用人工智能(AI)技术。即使用模式识别技术、专家系统及神经网络技术来判断泵的工作状况。

## 附录 A:

## 美国石油学会推荐的有杆抽油系统设计计算方法—API RP 11L

1954年美国成立了一个非营利的有杆抽油研究公司，由中西部研究院在模拟计算机上完成了一系列研究。API RP 11L方法是在归纳和总结电模拟研究成果的基础上提出的。它由以无因次量表示的一系列图表和简单计算公式所组成。经API专门组推荐，于1967年公开发表，即API RP 11L。这套方法主要用于设计和预测。同时，还以公报形式发表了1100多张以无因次量表示由模拟计算机得到的示功图(即API BUL 11L$_2$)，可用来进行类比分析。

API RP 11L方法的计算内容包括：柱塞冲程 $S_p$；泵排量 *PD*；光杆最大载荷 *PPRL*；光杆最小载荷 *MPRL*；最大扭矩 *PT*；光杆马力 *PRHR*；有效平衡值 *CBE*。

**(1)基本假设及基本示功图**

1)基本假设

a.普通型游梁式抽油机；

b.低滑差，即转数随负载变化很小的硬特性电动机；

c.模拟的是上粗下细的级次杆；

d.泵完全充满(没有气体影响)；

e.井下摩擦正常；

f.假定油管是锚定的；

g.抽油机是完全平衡的，并且假定传动效率为100%；

h.未考虑具体抽油机的几何特性；

i.计算最大扭矩时，认为最大、最小载荷发生在曲柄位于75°和285° 处。

2)基本示功图

在计算中所采用的基本载荷，是根据图3-51中表示的基本示功图来定义的。

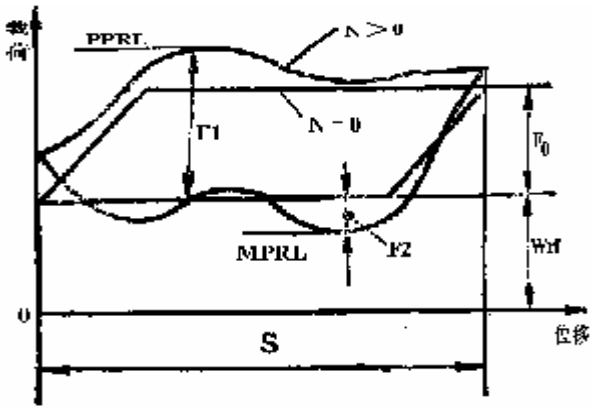



图3-51 基本示功图

$N$=0时，光杆示功图为一平行四边形，它表示静载荷的变化。此时，

$$PPRL=F_0+W_{rf}$$
$$MPRL=W_{rf}$$

$N$>0时的示功图是考虑动载荷以后，光杆载荷的变化。此时，

$$PPRL=F_1+W_{rf}$$
$$MPRL=W_{rf}-F_2$$

式中 $F_0$—考虑沉没压力后，作用在整个活塞截面积上的液柱载荷；即上冲程中作用在活塞上、下的载荷差；

$W_{rf}$—考虑液体浮力后的抽油杆柱载荷(即抽油杆柱在液体中的重力)，也是下冲程 的静载荷；

$F_1$—最大载荷系数，是液柱载荷 $F_0$ 与上冲程最大动载之和；

$F_2$ —最小载荷系数，即下冲程最大动载荷。

(2)基本符号及无因次变量的含义

1)基本符号及单位

$S_p$—柱塞冲程，m；

$PD$—泵排量，$m^3/d$；

$PPRL$—光杆最大载荷，N；

$MPRL$—光杆最小载荷，N；

$PT$—最大扭矩，N.m；

$PRHP$—光杆功率，kW；

$CBE$—有效平衡值，N；

$H$—净提升高度(动液面深度)，m；

$L$—下泵深度，m；

$N$—冲数，rpm；

$S$—光杆冲程， m；

$D$—柱塞直径，m(或cm、mm)；

$E_r$—抽油杆弹性常数，m/(N.m)；

$E_t$—油管弹性常数，m/(N.m)；

$$E_r=\frac{1}{A_rE}；\qquad E_t=\frac{1}{A_tE}$$

$E_r$表示1米长的抽油杆在1牛力的作用下的伸长量；$E_t$表示1米长油管在1牛力的作用下的伸长量。

$E$—钢的弹性模量，$2.06\times10^{11}$Pa；

$A_r$—抽油杆截面积，$m^2$；

$A_t$—油管金属截面积，$m^2$；

$K_r$—整个抽油杆柱的弹簧常数，N/m；

$K_r=\frac{A_rE}{L}$—将整个抽油杆柱拉伸1m所需要的力(N)。

$K_t$—油管柱未固定部分的弹簧常数，N/m；

$K_t=\frac{A_tE}{L}$—将未锚定的油管柱拉伸1米所需要的力(N)。

$N_0$—单级杆柱的固有频率(自由振动频率)，rpm；

$$N_0=\frac{a}{4L}\times60=\frac{15a}{L}$$

$a$—声波在抽油杆柱中的传播速度，m/s(理论值为5100m/s，美国抽油计算中多采用4968m/s)。

$N_0'$—多级杆柱的固有频率，rpm；

$$N_0'=F_c\cdot\frac{15a}{L}$$

$F_c$—多级杆频率修改系数，随杆柱组合而变，一般在1～1.2之间，单级杆柱为1。可由API RP 11L 的表3.1或附图 A1～A3查得。

$T$—曲柄扭矩，N.m；

$W_r$—每米抽油杆的重力，N/m；

$F_3$—光杆功率系数；

$T_a$—$W_{rf}/SK_r\neq0.3$最大扭矩的调整常数。

$F_1$、$F_2$、$F_0$及$W_{rf}$同前。

2)无因次自变量

无因次冲数$N/N_0$(或$N/N_0'$)：冲数N与抽油杆柱固有频率$N_0$(或$N_0'$)之比。

无因次抽油杆伸长量$F_0/SK_r$：抽油杆柱的伸长量$F_0/K_r$与光杆冲程之比。$F_0/K_r$表示在液柱载荷$F_0$作用下抽油杆柱的实际伸长量。$SK_r$表示整个杆柱拉伸S米(一个冲程长度)所需要的力(牛)，$F_0/SK_r$也称无因次液柱载荷。

3)无因次因变量

$F_1/SK_r$用来计算光杆最大载荷的无因次最大动载荷函数；

$F_2/SK_r$用来计算光杆最小载荷的无因次最大动载荷；

$2T/S^2K_r$ 用来计算最大扭矩的无因次扭矩；

$F_3/SK_r$ 用来计算光杆功率的无因次载荷；

$S_p/S$ 用来计算活塞冲程的无因次活塞冲程。

**(3)计算公式**

**1)**柱塞冲程

$$S_p=(\frac{S_p}{S})\times S-F_0\frac{1}{K_t} \qquad \text{m} \tag{3-125}$$

$(S_p/S)$ 可根据 $N/N_0'$ 和 $F_0/SK_r$ 由图**3-52**查得。式中 $F_0/K_t$ 是油管的伸长量。油管锚定时， $F_0/K_t=0$ 则 $S_p=(S_P/S)S$ 。

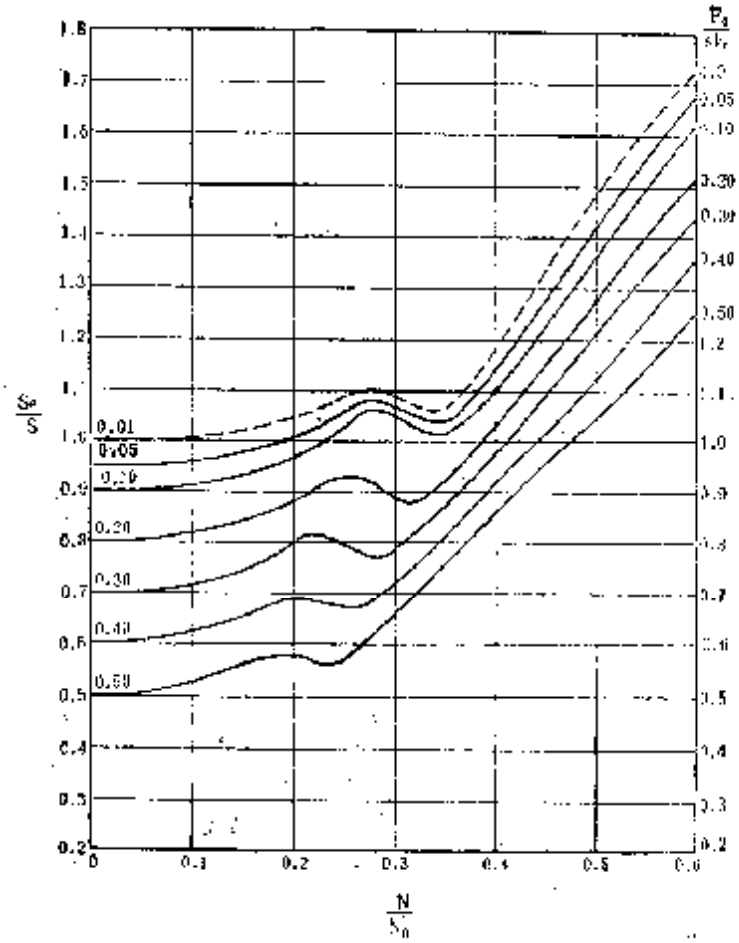



图**3-52** $S_p$ **/S～N/** $N_0'$ **曲线(API RP 11L,图3.1)**

**2)**泵排量

$$PD=0.1131\times S_pND^2 \qquad \text{m}^3\text{/d} \tag{3-126}$$

式中**D**为**cm**。

**3)**最大载荷

$$PPRL=W_{rf}+\left(\frac{F_1}{SK_r}\right)\times SK_r \quad \text{N} \tag{3-127}$$

$\left(F_1/SK_r\right)$可根据 $N/N_0$ 和 $F_0/SK_r$ 由图**3-53**查得。

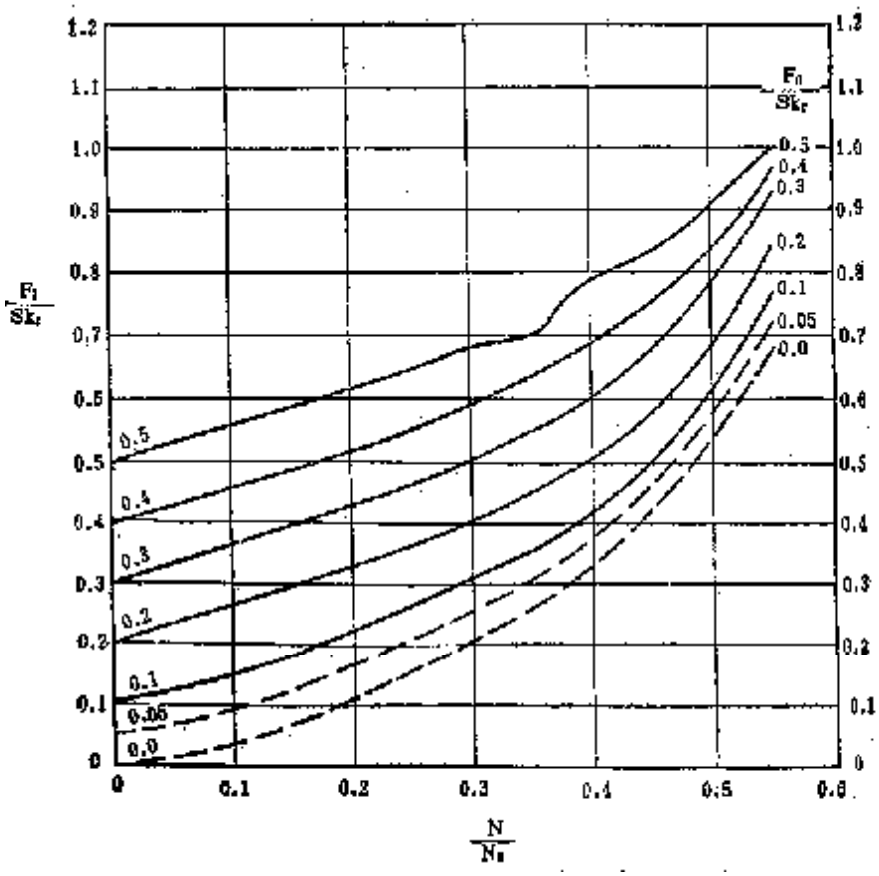



图**3-53** $F_1/SK_r \sim N/N_0$ 曲线**(API RP 11L,**图**3.2)**

**4)**最小载荷

$$MPRL=W_{rf}-(\frac{F_2}{SK_r})\times SK_r \quad \text{N} \tag{3-128}$$

$\left(F_2/SK\right)$可根据 $N/N_0$ 和 $F_0/SK_r$ 由图**3-54**查得。

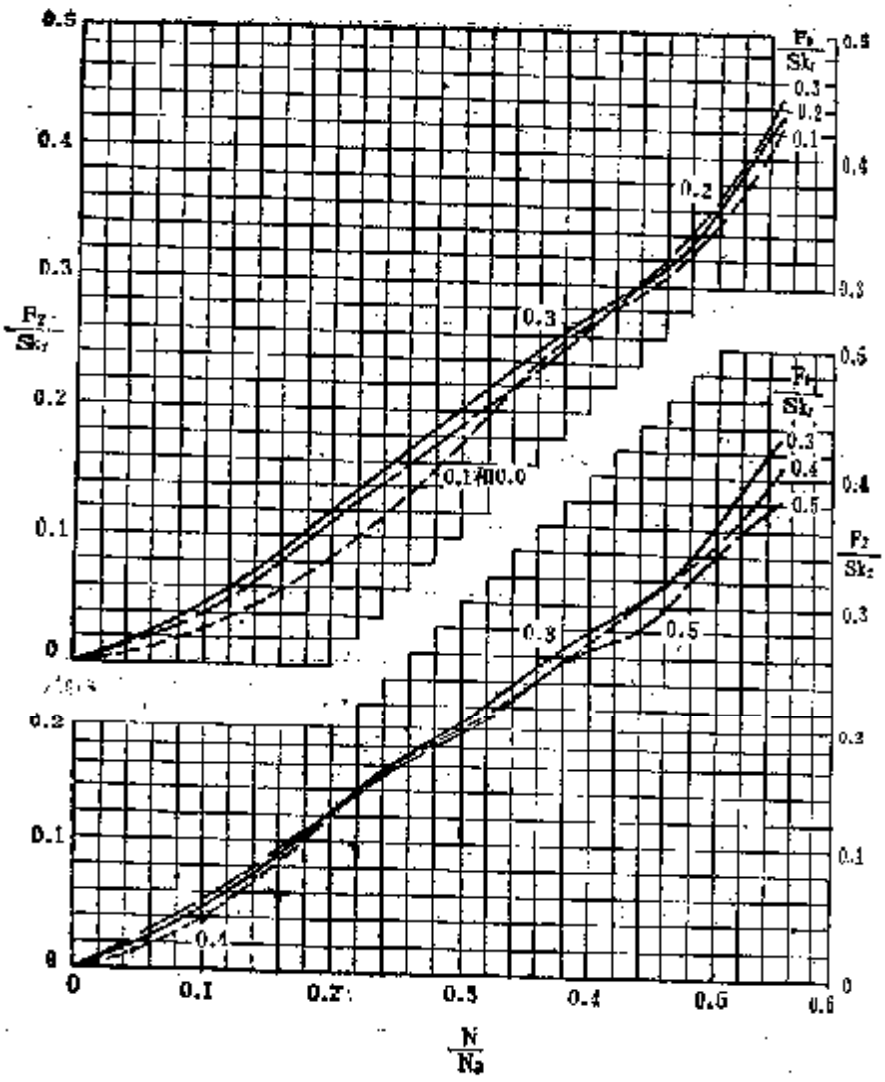



图3-54 $F_2/SK_r \sim N/N_0$ 曲线(API RP 11L,图3.3)

5)最大扭矩

$$PT=(\frac{2T}{S^2K_r})\times SK_r\times\frac{S}{2}\times T_a \qquad \text{N.m} \qquad (3\text{-}129)$$

($2T/S^2K_r$)可根据 $N/N_0$ 和 $F_0/SK_r$ 由图3-55查得。

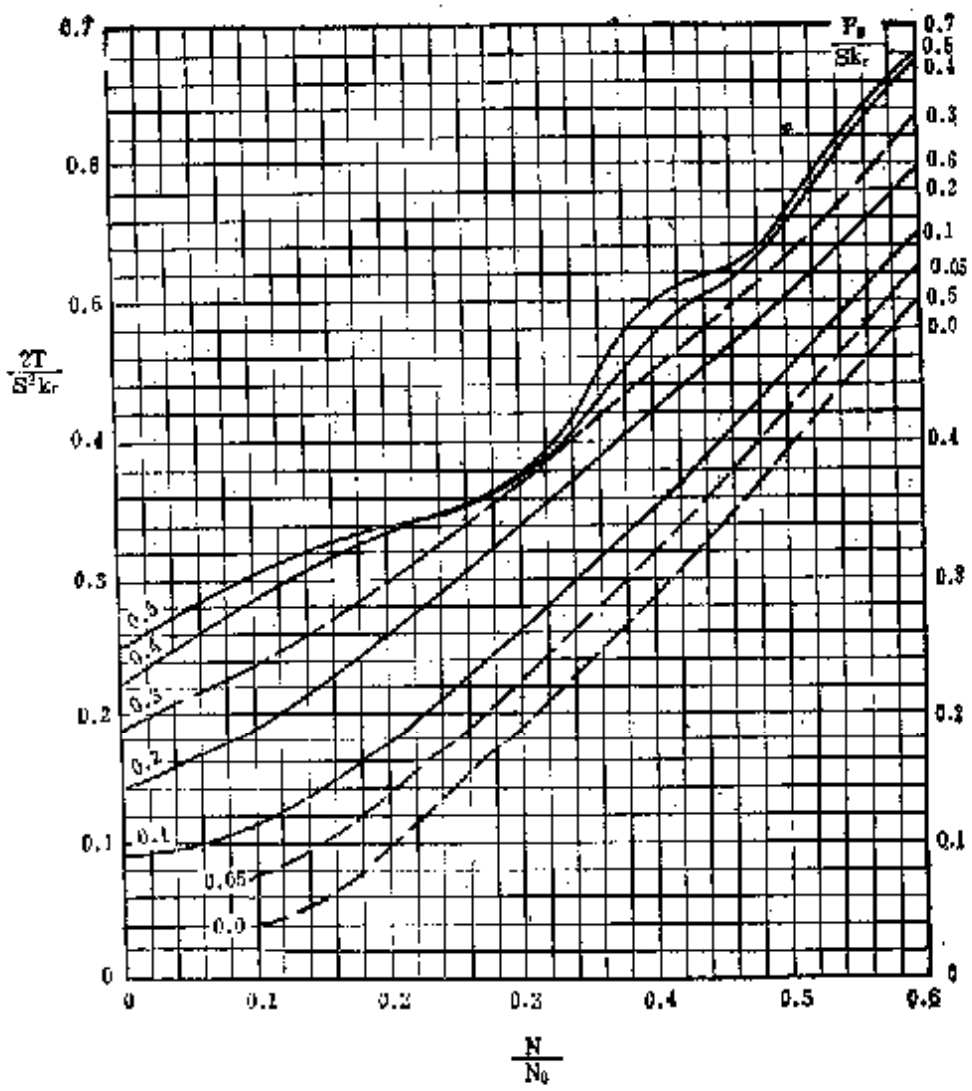



图3-55 $\frac{W_{rf}}{SK_r}$=0.3时的$2T/S^2K_r \sim N/N_0$曲线(API RP 11L,图3.4)

当$W_{rf}/SK_r \neq 0.3$时，先根据 $N/N_0'$和$F_0/SK_r$ 查图3-55a得到调整百分数C(用内插法)。再用调整百分数C和$W_{rf}/SK_r$ 计算$T_a$：

$$T_a=1+0.1C(W_{rf}/SK_r-0.3) \qquad (3\text{-}129a)$$

6)光杆马力

$$PRHR=\left(\frac{F_3}{SK_r}\right)SK_r\times S\times N/(1000\times 60) \quad kW \qquad (3\text{-}130)$$

$(F_3/SK_r)$可根据$N/N_0$和$F_0/SK_r$由图3-56查得。

7)有效平衡值

$$CBE = 1.06(W_{rf} + \frac{F_0}{2}) \quad \text{N} \tag{3-131}$$

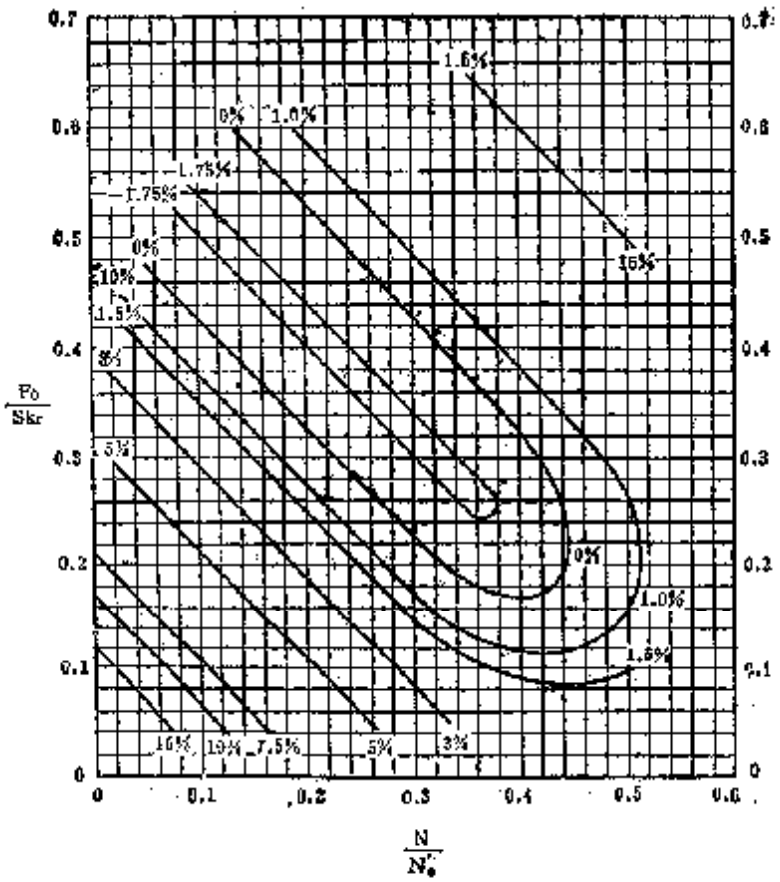



图3-55a　$\frac{W_{rf}}{SK_r} \neq 0.3$时确定$T_a$的辅助曲线(API RP 11L,图3.6)

[例] 已知：S=1.8 m，N=8 rpm，62 mm油管，19 mm抽油杆(单级)，泵深L=603.8 m，泵径D=56 mm，抽汲液体密度$\rho_l$=934 kg/m³(含水34%)。试按API RP 11L方法计算各项抽汲工况指标。

[解]

1.计算基本参数$W_r$,、$W_{rf}$,$K_r$,$K_t$,$N_0$,$F_c$,及$F_0$

(1)查表得19mm抽油杆柱每米的质量$q_r$=2.3 kg/m，

则　　$W_r$=2.3×9.81=22.56 N/m

(2)计算$W_{rf}$

$$W_{rf} = LW_r \times (1 - \frac{\rho_l}{\rho_s})$$

$$= 903.8 \times 22.56 \times (1 - \frac{934}{7850})$$

**=17964 N**

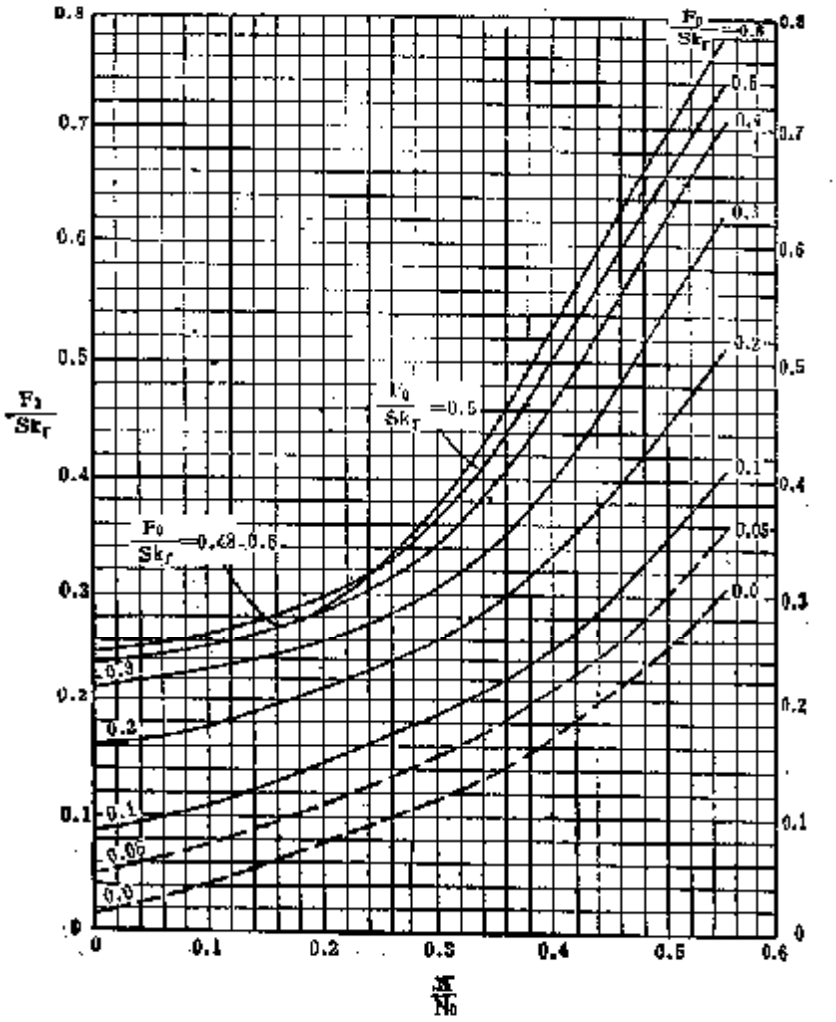



图**3-56** $\frac{F_3}{SK_r} \sim \frac{N}{N_0}$ 曲线**(API RP 11L,**图**3.5)**

**(3)**计算 $K_r$及$K_t$

$$K_r = \frac{EA_r}{L} = \frac{2.06\times10^{11}\times2.85\times10^{-4}}{903.8} = 64959 \quad \text{N/m}$$

$$A_t = (D_{to}^2 - D_{ti}^2)\pi/4 = (7.3^2 - 6.2^2)\times\pi\times10^{-4}/4$$

$$= 11.66\times10^{-4}\text{m}^2$$

$$K_t = \frac{EA_t}{L} = \frac{2.06\times10^{11}\times11.66\times10^{-4}}{903.8} = 265762\text{N/m}$$

**(4)**计算 $N_0$ 及 $N_0'$

$$N_0=\frac{15a}{L}=\frac{15\times5100}{903.8}$$

**=83.64 rpm**

由于采用单级杆柱，$F_c=1, N_0=N_0'$。

**(5)**计算 $F_0$

忽略沉没度，则 $L=H$。并设井口回压为零。

活塞截面积 $A_p=24.63\times10^{-4}$ **m²**

$$F_0=A_pL\rho_l g=24.63\times10^{-4}\times903.8\times934\times9.81$$

**=20396 N**

**2.**计算无因次变量

$$\frac{F_0}{SK_r}=\frac{20396}{1.8\times64959}=0.1744$$
$$\frac{N}{N_0}=\frac{8}{86.64}=0.0945$$
$$\frac{W_{rf}}{SK_r}=\frac{17964}{1.8\times64959}=0.1536\neq0.3$$

**3.**计算抽汲工况指标

**(1)**柱塞冲程

由图**3-52**查得

$$(S_p/S)=0.85$$
$$S_p=(\frac{S_p}{S})S-\frac{F_0}{K_t}$$
$$=0.85\times1.8-\frac{20396}{265762}$$

**=1.453 m**

**(2)**泵排量

$$PD=0.1131\times S_pND^2=0.1131\times1.453\times8\times5.56^2$$ **=41.23 m³/d**

**(3)**最大载荷

由图**3-53**查得 $(F_1/SK_r)=0.23$

$$PPRL=W_{rf}+(\frac{F_1}{SK_r})SK_r$$
$$=17964+0.23\times116926$$

**=44857 N**

**(4)**最小载荷

由图**3-54**查得 $(F_2/SK_r)=0.03$

$$MPRL=W_{rf}-(\frac{F_2}{SK_r})SK_r$$
$$=17964-0.03\times116926$$

**=14456 N**

**(5)**最大扭矩

图**3-55**查得 $(2T/S^2/K_r)=0.518$。由图**3-55a**根据 $F_0/SKr=0.1744$ 和 和$N/N_0'=0.0945$查得调整百分数为**6.25**%。由**6.25**%利用式**(3-129a)**得 $T_a=0.91$。

$$PT=(\frac{2T}{S^2K_r})\times SK_r\times\frac{S}{2}\times T_a$$

$$=0.158\times116926\times\frac{1.8}{2}\times0.91=15130 \quad \text{N.m}$$

**(6)**光杆功率

由图**3-56**查得 $(F_3/SK_r)=0.158$

$$PRHP=(\frac{F_3}{SK_r})SK_r\times S\times N/60000$$

$$=0.158\times116926\times1.8\times8/60000=4.43 \quad \text{kW}$$

**(7)**有效平衡值

$$CBE=1.06(W_{rf}+\frac{1}{2}F_0)=1.06\times(17964+\frac{20396}{2})$$

**=29852 N**

## 参 考 文 献


**1.**王鸿勋，张琪．采油工艺原理．北京：石油工业出版社，**1990**

**2.**吴则中，李景文等．抽油杆．北京：石油工业出版社，**1994**

**3.**崔振华，余国安等．有杆抽油系统．北京：石油工业出版社，**1994**

**3.**邬亦炯，刘卓钧等．抽油机．北京：石油工业出版社，**1994**

**5.**万仁溥等．采油技术手册**(**修订本**)**．第四分册．北京：石油工业出版社，**1993**

**6.**Дрзготеску,Н.Д.. Глубиннонасосная Добыча нефти. Недра，**1966**

**7.**Адонин，А.Н.. Процессы Глубиннонасосеой Нсфтедобычи. Недра，**1979**

**8.**Пирвердян，А.М.. Гидротеханика Глуби—ннонасосной Зксллуатании. Недра，**1965**

**9.J.**扎巴．深井泵采油．石油化学工业出版社，**1978**

**10.API RP 11L. API Recommended Practice For Design Calculations for sucker rod Pumping Systems(conventional units). Third Edition. Feb.1977**

**11.**张琪．抽油机悬点最大载荷计算．华东石油学院报，**1981.3**

**12.**张琪．抽油机曲柄轴扭矩计算．石油钻采工艺，**1981.6**

**13.**张琪，赵长禄．抽油机扭矩曲线的应用．石油矿场机械，**1983.1**

**13.**孙大同，张琪．有杆泵抽油系统最优化设计的研究．石油大学学报，**1990.4**。

**15.**РАМАЗАНОВ Р.А.. РачционаЛЬный Метод

Определенця Момета На Валу Редуктора
Станка-Качалкц. А.Н.Х., 1957.1
16.Gibbs S.G.. A Method of Determining sucker Rod Pump Performance. U.S. Patent3343409, Sept.26, 1967
17.Gibbs S.G. and Nolen K.B.. Well site Diagnosis of Pumping Problems Using Minicomputers. J.P.T., Nov.1973
18.张琪，吴晓东．抽油井计算机诊断技术及其应用． 华东石油学院报，1983.2
19.Gibbs S.G..有杆泵抽油装置设计和分析方法评述．国际石油工程协会论文集(第三册)，1982

# 第四章　无杆泵采油

无杆泵采油也是一种机械采油方法，它与有杆泵采油的区别在于动力传递方式不同。有杆泵采油是利用从地面下入井内的抽油杆作为传递地面动力的手段，带动井下抽油泵，将原油抽至地面。而无杆泵采油是用电缆或高压液体将地面能量传输到井下，带动井下机组把原油抽至地面，如电动潜油离心泵、水力活塞泵和水力射流泵等举升方式。本章主要介绍这三种举升方式的原理及设计方法。

## 4.1 电潜泵举升技术

电潜泵全称电动潜油离心泵，简称电泵，是将电动机和泵一起下入油井内液面以下进行抽油的井下举升设备。电潜泵是井下工作的多级离心泵，同油管一起下入井内，地面电源通过变压器、控制屏和潜油电缆将电能输送给井下潜油电机，使电机带动多级离心泵旋转，将电能转换为机械能，把油井中的井液举升到地面。近些年来，国内外电潜泵举升技术发展很快，在油田生产中，特别是在高含水期大部分原油是靠电潜泵生产出来的，电潜泵在非自喷高产井或高含水井的举升技术中将起重要的作用。

### 4.1.1 电潜泵采油装置及其工作原理

电潜泵采油装置主要由三部分组成，如图 4-1 所示。

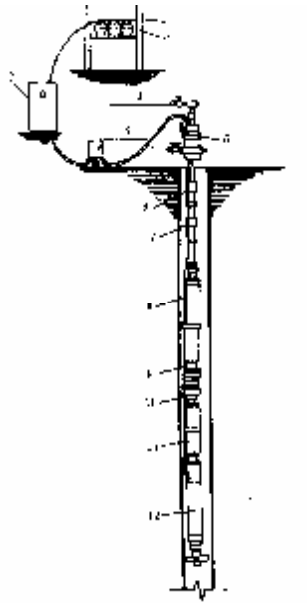


图 **4-1** 电潜泵采油系统示意图

1－变压器；2－控制屏；3－接线盒；4 出油干线；5－井口；6－泄油阀；7－ 单流阀；8－多级离心泵；9－潜油电缆；10－分离器；11－保护器；12－潜油电机

- 井下机组部分：潜油电机、保护器、分离器和多级离心泵。

,电力传输部分：潜油电缆。

ƒ地面控制部分：控制屏、变压器和接线盒。

电潜泵供电流程：地面电源à变压器à控制屏à潜油电缆à潜油电机。

电潜泵抽油工作流程：分离器à多级离心泵à单流阀à泄油阀à井口à出油干线。

**(1) 潜油电机**

潜油电机是一种两极、三相鼠笼式异步感应电机。其主要结构和工作原理与常用的异步电动机相同。为了适应油井条件，具有以下特点：

•外廓尺寸细长；

,转子和定子分节；

ƒ保证潜油电机的严格密封；

„润滑油循环系统比较特殊。

**(2) 多级离心泵**

**1)泵的结构**

潜油多级离心泵的工作同地面离心泵一样，当充满在叶轮流道内的液体在离心力作用下，从叶轮中心沿叶片间的流道甩向叶轮四周时，液体受叶片的作用，使压力和速度同时增加，并经导轮的流道被引向次一级叶轮，这样，逐级流过所有的叶轮和导轮，进一步使液体的压能增加，逐级叠加后就获得一定的扬程，将井液举升到地面。多级离心泵的结构示意图如图 4-2 所示。潜油多级离心泵和普通的地面离心泵相比较，在结构上具有以下特点：

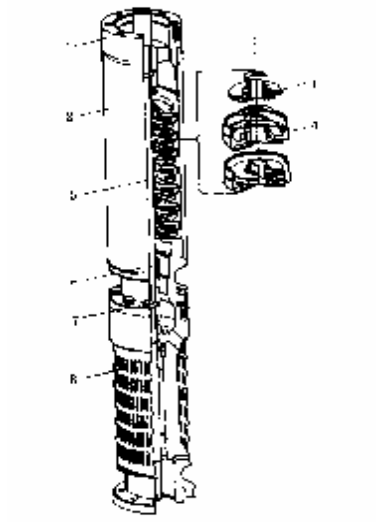


图 **4-2** 潜油多级离心泵结构示意图

1－上接头；2－壳体；3－叶轮；4－导轮；

5－转轴；6－轴套；7－下接头；8－泵吸入口

•直径小、级数多、长度大；

,轴向卸载、径向扶正；

f 泵吸入口装有特殊装置，如油气、油砂分离器；

„ 泵出口上部装有单流阀和泄油阀。

**2）泵的工作特性**

每种类型的电泵都有各自的特性曲线，它是生产厂家以纯水作为流体介质，通过实验绘制的排量与扬程、功率和泵效随排量的变化关系曲线，如图 **4-3** 所示。

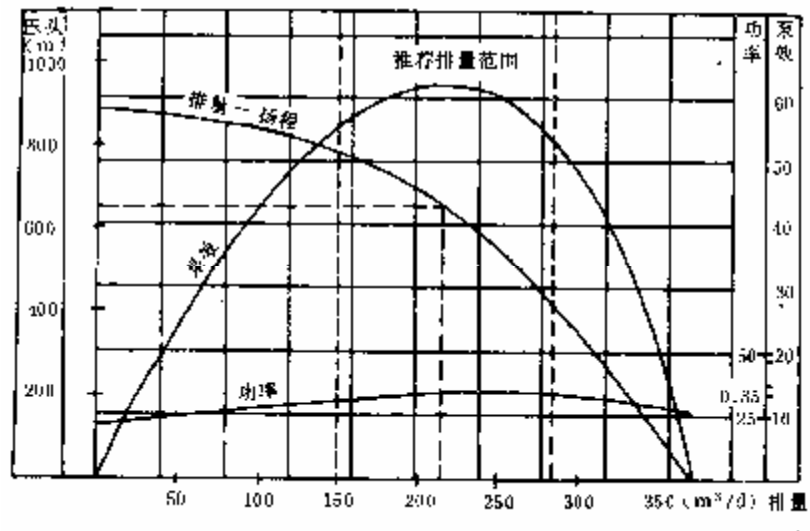



图 **4-3** 潜油离心泵特性曲线图

有了电泵的特性曲线，就可计算出不同排量下，离心泵的有效功率和效率，即可作出 $Q-h$ 曲线。由离心泵的特性曲线可以看出：泵的排量随压头增大而减小；泵轴的输入功率随排量的增大而增大。当排出闸门关闭时，泵的排量为零，此时泵轴的功率一般要比额定功率小得多。因此，在开泵时，为减少电机的启动负荷，应该把排出闸门关闭。在离心泵特性曲线上有一个最高效率点，称为额定工作点，这点的排量和压头值即为铭牌上给出的性能指标。在最高效率点附近有一排量范围，其效率随排量的变化而降低很少，这一排量范围称做最佳排量范围。所以，离心泵在工作时要尽可能在额定工作点附近，且必须在最佳排量范围内工作，这样才能使离心泵的工作特性达到最好。

潜油离心泵在油井中的油、气、水三相特性曲线可以从纯水特性曲线进行校核得到，这就必须考虑油、气、水三相的混合液粘度，其校核方法如下：

水、油、气乳化液的有效运动粘度可接下式来确定：

假如水是连续相，原油是分散相，则

$$V_{o/w}=\frac{v_w(1-2b)}{(1-b)\left\{1-\sqrt[3]{1-b}\left[\frac{r_o}{r_w}-(\frac{r_w}{r_o}-1)b\right]\right\}} \tag{4-1}$$

假如原油是连续相，水是分散相，则

$$V_{o/w}=\frac{v_o(1-2b)}{(1-b)\left\{1-\sqrt[3]{1-b}\left[1+(\frac{r_w}{r_o}-1)b\right]\right\}} \tag{4-2}$$

式中 $n_o$， $v_w$——分别为原油和水的运动粘度；

$r_o$， $r_w$——分别为原油和水的密度；

$b$——液体的体积含水量，小数；

$b$——混合液的体积含气量，小数。

根据式(4-1）和(4-2)，可求得通过潜油离心泵的混合液的粘度。

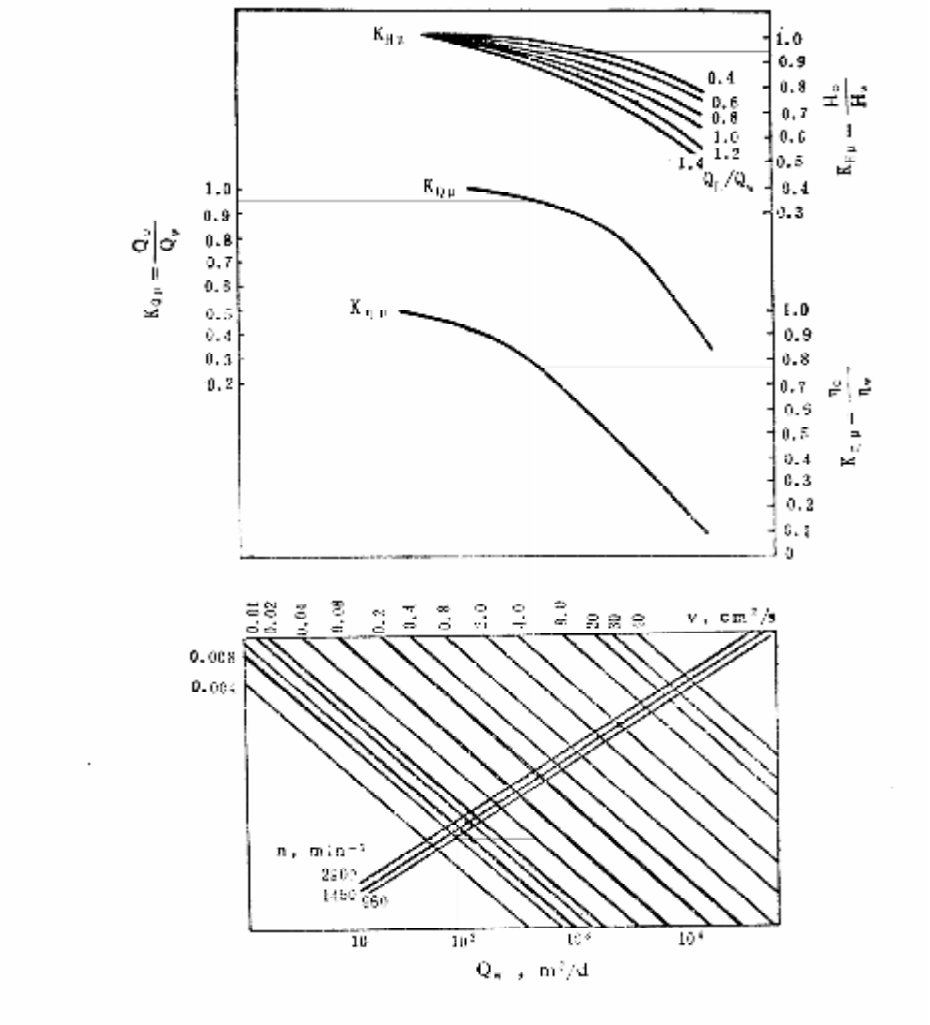



图 4-4 潜油离心泵粘度校正诺谟图

在考虑所输送混合液的粘度影响，校正所选电泵的纯水特性曲线方法如下。图 4-4 给出潜油离心泵从输水特性参数校正为输粘性液体特性参数的诺谟图。

图中 $Q_w$ 为电潜泵举升水时的最优排量，即电潜泵的额定排量，$Q_l$ 为电潜泵举升井液体的排量。

该诺谟图的用法如下：

• 根据泵的纯水特性曲线，查出最优工况时的排量 $Q_w$ 和每分钟转速 n。

, 在诺谟图的排量标尺上，定出 $Q_w$ 值，从该点向上引垂线，与泵相应转速的 n 线相交。

f 从交点引水平线直到与运动粘度平均值的相应 $n$ 线相交，通过泵的液体运动粘度值可按式(4-1）或(4-2)求得。

„ 从水平线和 $n$ 线交点再向上引出垂线。此垂线和曲线 $K_{Qm}$ 、$K_{Hm}$ 和 $K_{hm}$ 的交点，即可查出相应的校正系数值，利用下式就可计算得输送粘性液体时泵的排量、压头和效率：

$$\begin{aligned} Q_o &= K_{Qm} Q_W \\ H_o &= K_{Hm} H_W \\ h_o &= K_{hm} h_w \end{aligned} \qquad (4\text{-}3)$$

**(3) 保护器**

保护器是利用井液与电机油的比重差异，以防止井液进入电机造成短路而烧毁电机的装置。主要是通过隔离腔连接井液与电机油来完成这一功能。

保护器有四种基本功能：

• 保护器通过连接外壳和传动轴，把泵和电机联接起来；

, 保护器装有止推轴承，以吸收泵轴的轴向推力；

f 隔离井液与电机油，同时使井筒——电机的压力保持平衡；

„ 允许电机运行时温度升高，造成的电机油热膨胀以及停机后电机油的收缩。

目前国内外在电潜泵机组中，所使用的保护器种类很多，但从其原理来看，使用比较普通的有三种，即连通式、沉淀式和胶囊式保护器。

**(4) 油气分离器**

油气分离器安装在泵的液体吸入口处，当混气流体进入多级离心泵之前，先通过分离器，把自由气体分离出来防止和减少气体进泵，以保证电潜泵具有良好的工作特性，使多级离心泵能够正常工作。常用的分离器有两种：沉降式分离器和旋转（离心）式分离器。

**(5) 潜油电缆**

**1）潜油电缆的结构及特点**

潜油电缆作为从地面向井下机组传输电力的介质，从外形上看，可分为圆电缆和扁电缆两种，主要由导体（三芯独根铜线或三芯多股铜绞线）、绝缘层、护套层，并用钢带铠装而组成，其中扁电缆分大扁电缆和小扁电缆两种。

潜油电缆由于工作环境比较恶劣，所以，它和普通电缆相比具有以下特点：

• 根据油井的需要，电缆长度可由几百米到几千米，在施工中要求便于起下，而不易损坏；

, 要求耐油、气、水，耐高温、高压；

ƒ 电缆终端有与电机插配的特殊密封接头—电缆头；

„ 为满足油井对机组尺寸的要求，潜油电缆一般采用圆型和扁型，扁型和扁型联接在一起的复合结构；

… 要能适应施工和环境温度，进行起下作业时，电缆保护套层不破裂。

**2）潜油电缆的性能要求**

潜油电缆是电潜泵机组的一个重要组部分。根据下泵深度，电缆的长度可由几百米到几千米。电缆的工作介质是油、气、水三相混合物，这就要求电缆的护套绝缘材料具有较好的耐油性和较高的气密性。电缆长期工作在温度为 50～120℃、压力为 7～20MPa 的井液中，在冬季电缆野外施工，气温最低达零下 30℃、并需要经多次盘绕收放，这就要求电缆的结构紧凑，护套层有足够的横向密封性，在高温、高压下不易变形，在低温下不破裂，材质应满足井下温度相应的热老化性能要求，保持柔软性和可弯曲性。电缆应有良好的绝缘性能，并能够可靠地传递电机所需要的电能。

## 4.1.2 电潜泵油井生产系统设计

电潜泵井的工作好坏，与电潜泵井的设计与施工有密切关系。合理选井与设计，可以延长电泵机组的寿命，获得较合理的经济效益。电潜泵油井生产系统设计是以油井生产系统为对象，以油井供液能力（IPR）为依据，以整个系统的协调为基础，把获得规定产量（或给定设备）下的最高效率和最低能耗作为设计目标，在设计中采用了节点和系统分析方法。

**（1）电潜泵油井生产系统**

电潜泵油井生产系统是由油层、井筒、井下电泵机组和地面出油管线与分离器等四个子系统组成（如图 4-1 所示），每个子系统都有各自不同的流动规律。要使油井高效率地稳定生产，就必须在生产系统设计时充分利用各子系统协调的油井生产规律。

**1）油层系统**

油层流动系统的流动规律可用流入动态（IPR）来描述，通常采的是油、气、水三相流动时的广义 IPR 曲线。

**2）井筒流动系统**

井筒流动系统包括油层流体从井底流到泵吸入口和泵以上油管中的流动。它们都遵守气——液多相管流流动规律。

**3）潜油离心泵系统**

由于厂家所提供的曲线是对纯水的实验结果，然而，电泵实际使用时，所抽汲的流体是油、气、水三相混合物。由于混合物高速流经电泵时，同时被叶轮充分搅拌，易产生乳化，会使油水混合物粘度急剧增高。使用时，随着混合液中含水量的增加（0～70%），电泵的特性曲线随之变坏，当含水为 60～70%时，H—Q 和 $h$ —Q 特性下降最厉害。但当含水达 80%以后，电泵特性反而有所改善。因此，当电泵井含水后，进行设计时必须对电泵特性采取粘度校正。

当泵吸入口压力低于饱和压力时，游离气随液体进泵后会使泵的排量、压头和效率下降，泵特性变差，工作不稳定。为了消除游离气的有害影响，提高电泵在多气油井中

的使用效果，在泵入口处加油气分离器，控制进泵的气量。同时，对少量气体进泵后的电泵特性也需进行气体影响校正。

**（2）设计方法**

电潜泵油井生产系统设计的任务是在满足由油井供液能力所确定的产量前提下，确定下泵深度、选择泵型和计算工作参数，使其效率最高和能耗最小，并满足以下条件：

• 泵的实际排量 $Q_p$ 应满足要求的油井设计产量 $Q_L$，在所选泵的推荐范围内工作；

，下泵深度 $H_p$ 不大于油层中部深度 $H$，$H_p \le H$;

ƒ 泵的最大外径 $D_p$ 小于套管内径 $D_c$，$D_{pe} \le D_e + d$; $(d$ – 泵与套管的允许间隙值$)$；

„ 进泵气液比 $R_{pi} < 8\%$。

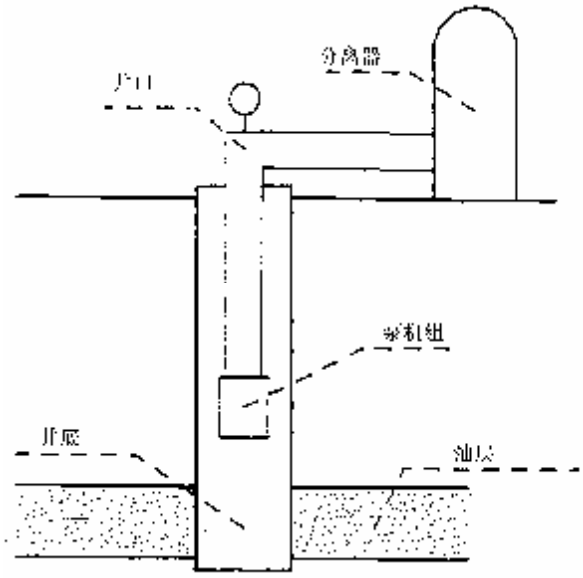



图 **4-5** 电潜泵节点设置图

通常，由于地面出油管线的压力降变化范围不大，可将井口压力作为常数。这样，设计的油井生系统范围只从井口到油层，在油层、井底、泵的入口处分别设置四个节点（图 **4-5**），并把泵看作功能节点，以泵两端的压差作为求解节点。求解时分别以井口压力和油藏压力为起点计算泵的排出压力和入口压力，根据产量选定泵型后，根据该泵的特性曲线和设计排量求出单级泵的平均扬程、功率和效率。利用泵两端的压差和泵的单级扬程可计算出泵的级数、泵排量、泵效率和功率等。

计算的主要步聚如下：

• 在已知设计产液量的条件下，根据油层的流入动态（**IPR** 曲线）确定井底流压 $P_{wf}$ 并计算其压力分布和气液比，以给定的泵入口压力 $(P_{pi})$ 或泵入口气液比（$R_{pi}$）确定下泵深度 $(H_p)$。

，以井口压力为起点，向下计算井筒压力分布，求出下泵深度处的压力，即为泵出

口压力。

ƒ泵出口压力与泵入口压力之差即为泵的有效总扬程($H_Z$)。

„气液混合物从泵入口到出口，由于压力不断增加，泵内气液比不断地减小，每一级导叶轮的工作条件也将不同。故在设计时，应将有效总扬程分段，假设分为 n 段，在给定泵的特性曲线的基础上，逐段校核计算排量、扬程和功率。

$$
\begin{aligned}
H(i) &= H \cdot K_{Hm} \cdot K_{HEG} \\
Q(i) &= Q \cdot K_{Qm} \cdot K_{QG} \\
h(i) &= h \cdot K_{Qm} \cdot K_{HEG} / K_{Nm} \\
N(i) &= \frac{r(i) \cdot H(i) \cdot Q(i)}{1000 h(i)}
\end{aligned}
\qquad (4\text{-}4)
$$

其中：I=1，2，3…，n

式中，H、Q、$h$ 和 N 分别为第 i 计算段的单级扬程、排量、效率和功率；H(i)、Q(i)、$h$(i)和 N(i)分别为第 i 计算段进行粘度和含气校正后单级的扬程、排量、效率和功率。$K_{Hm}$ 、$K_{HEG}$ 分别为扬程的粘度和含气校正系数：$K_{Qm}$、$K_{QG}$ 分别为排量的粘度和含气校正系数：$K_{Nm}$ 为功率的粘度校正系数。

⑤各段的级数和泵内增温

级数：$J(i) = D / H(i)$ (4-5)

增温：$T_B(i) = 4.672 \times 10^{-3} D \left(\frac{1}{h(i)} - 1\right)$ ℃ (4-6)

式中 D——第 i 段的扬程。$D = H_Z / n$。

⑥泵功率、效率、级数和液体增温

$$
\begin{aligned}
N_o &= \sum_{i=1}^{n} N(i) \cdot J(i) & h_t &= \sum_{i=1}^{n} h(i) / n; \\
J &= \sum_{i=1}^{n} J(i) & T_B &= \sum_{i=1}^{n} T_B(i);
\end{aligned}
\qquad (4\text{-}7)
$$

其中，i=1，2，3，…，n 分段数。

⑦泵出口温度

$$T_{po} = T_{pi} + T_B + D_{tm} \qquad (4\text{-}8)$$

式中 $T_{po}$——经过增温后流体在泵出口处的温度，℃；

$T_{pi}$——流体到达机组之前的温度，℃；

$T_B$——泵内总增温，℃；

$D_{tm}$——电机发热使流体的增温，℃。

根据电机正常运转时的热平衡条件可得出

$$D_{tm}=[10^{-3}N_m(1-h_m)]/(c\cdot M_Q) \tag{4-9}$$

式中 $N_m$——电机输入功率，kN；

$h_m$——电机效率，%；

$M_Q$——产出流体质量流量，kg/s；

c——流体比热。

⑧电泵井泵吸入口以上流体温度分布

电泵井与自喷井及有杆抽油井井内流体温度分布计算的差别主要在于井下电泵机组相当于一个固定热源，不断向流经机组的流体提供热量，使流体增温，从而改变井内流温分布。根据热力学原理，推导出泵的吸入口以上油管内流体温度（不包括油管外的电缆发热而影响油流温度的情形）计算式如下：

$$T(i)=t_o+m[H(i)+1/b]+[T_{po}-mH_p+1/b]-t_o\cdot\exp[b\cdot(H(i)-H_p)] \tag{4-10}$$

式中 $t_o$——恒温层温度；

m——地温梯度；

$$b=\frac{pK_p}{G\cdot C(1-F_w)}$$

$K_p$——井筒总传热系数；

G——流体质量流量；

H(i)——深度；

C——流体热容量。

⑨潜油电机的选择

当潜油离心泵的所需功率确定后，选择电机功率时，还应考虑分离器和保护器的机械损耗功率。在一般情况下，每级分离器的机械消耗功率，在一般情况下，为 1～1.5kW，每级保护器的机械损耗功率为 1.0kW，按电机所需的功率和套管尺寸确定出电机的额定电压和电流。

⑩潜油电缆的选择

潜油电缆的规格直接关系到潜油电泵机组能否在最佳状态和最经济条件下运行。因此，对于潜油电缆要认真进行选择。对于所选择的电缆必须和电机一起能够顺利下入井中，而不能超过油套环形尺寸范围。

电缆型号可以根据井底温度、电机功率、电压和电流进行选择。电缆的压降损失和功率损失与电缆的截面积和长度有关，其电力损失对其采油动力成本有直接的影响。所以选择电缆，尽可能选用截面积比较大的电缆。计算电缆压降损失和功率损失的公式如下：

$$\begin{aligned}\Delta U&=\sqrt{3}IL(r\cos f+x\sin f)\\ \Delta P&=3IR\times10^{-2}\end{aligned} \tag{4-11}$$

式中 $\Delta U$——电缆压降损失，V；

I——电机工作电流，A；

L——电缆长度，m；

r——导体有效阻抗，$\Omega / km$；

$\cos f$ ——功率因数；

$x$——导体电抗，$\Omega / km$；

$\sin f$ ——无功功率因数；

$\Delta P$ ——功率损失，kw；

R——电缆的内阻，$\Omega$。

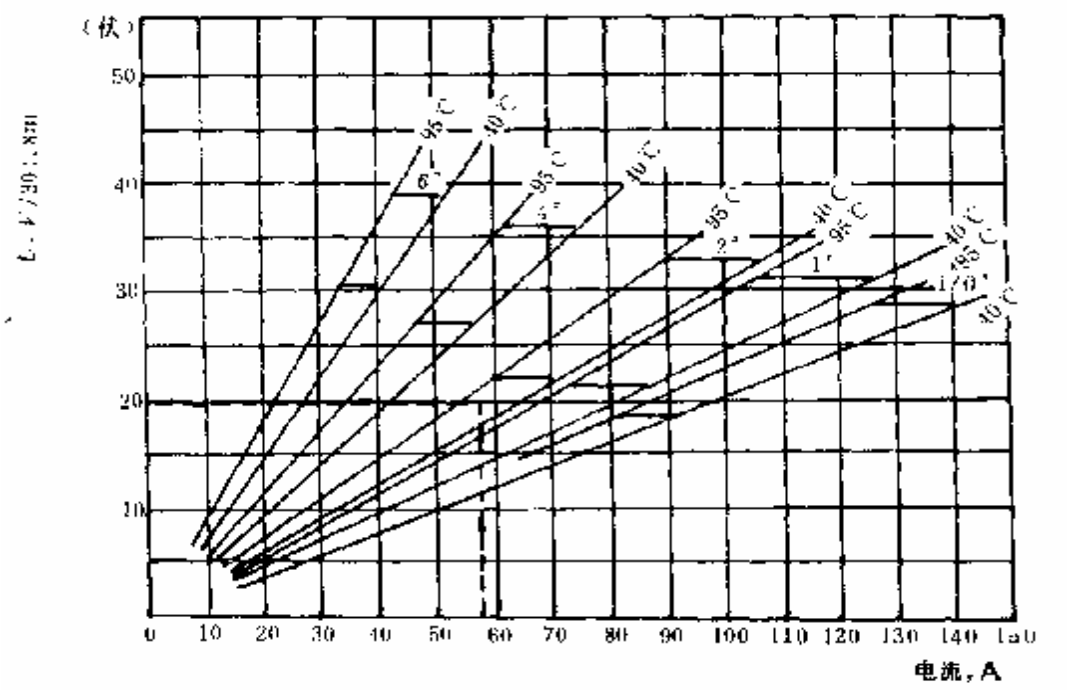



图 **4-6** 电缆压降损失曲线

电缆的压降损失也可从电缆压降损失曲线上查到，如图 4-6 所示。

**Š** 变压器的选择

自耦变压器的容量必须能够满足电机最大的启动电压，所以根据电机的负载来确定变压器的容量，可用下式进行计算：

变压器容量：
$$(KVA) = \frac{\sqrt{3} I (U + \Delta U)}{1000} \tag{4-12}$$

式中 U——电机电压，V；

$\Delta U$ ——电缆压降损失， V；

I——电机额定电流，A。

电泵井的设计框图如图 4-7 所示。

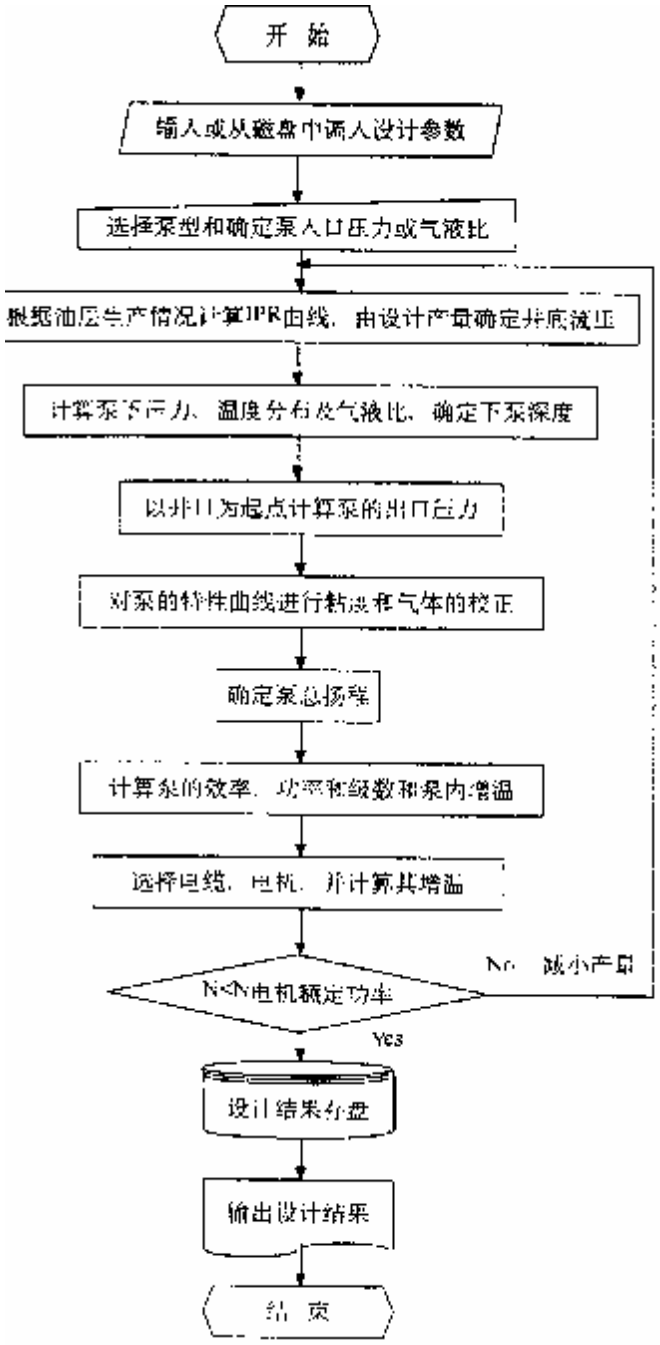



图 4-7 为电泵井的程序设计框图

## 4.2 水力活塞泵采油

水力活塞泵是一种液压传动的无杆抽油设备，其井下部分主要由液马达，抽油泵和滑阀控制机构组成。动力液由地面加压后，经油管或专用动力液管传至井下，通过滑阀控制机构不断改变供给液马达的液体流向来驱动液马达做往复运动，从而带动抽油泵进

行抽油。

### 4.2.1 水力活塞泵采油系统及装置

**(1)水力活塞泵采油系统**

水力活塞泵抽油系统，是由许多不同的机械或设备联合成一个整体。整个系统由两大部分组成的，即水力活塞泵油井装置与地面流程。水力活塞泵抽油井装置包括：水力活塞泵井下机组、井下器具管柱结构和井口。地面流程包括：地面高压泵机组、高压控制管汇、动力液处理装置和计量装置与地面管线。

水力活塞泵抽油系统类型较多，水力活塞泵对油层深度、含蜡、稠油、斜井及水平井具有较强的适应性，其主要缺点是机组结构复杂，加工精度要求高，动力液用原油，计量困难。一般按如下条件进行分类：

•按系统井数分有：单井流程系统、多井集中泵站系统、大型集中泵站系统。

,按动力液循环主要分有：闭式循环方式、开式循环方式。所谓开式循环或闭式循环是指在整个采油系统中乏动力液是否有自己的独立通道。动力液经地面泵加压使井下泵工作后不与产出液混合，而从特设的乏动力液独立通道排出，再通过地面泵反复循环使用的称为闭式循环。反之，如果没有特设的乏动力液独立通道，乏动力液必须和产出液混合，流往地面集油站处理的称为开式循环。开式循环方式设备简单，操作容易，但动力液处理费用较高。而闭式循环方式设备复杂，操作麻烦，但动力液处理费用低。

*f*按动力液性质分有：原油动力液、水基动力液。所谓原油动力液和水基动力液是指在整个系统中所使用的是以原油还是以添加各种防腐剂和润滑剂的水为动力液。用高质量的原油做动力液使整个系统有较好的工作性能。但是在特殊条件下或没有高质量原油的情况下，可以采用水基动力液。

目前，在油田推广应用中，应优先选用原油做动力液的开式循环多井集中泵站系统。在原油粘度较高或油井含水较高时，可选用水做动力液的闭式循环多井集中泵站系统。

**1)开式循环单井采油系统**

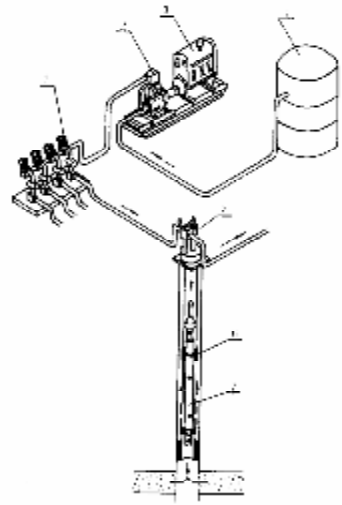


图 4-8　开式水力活塞泵采油系统

1－高压控制管汇；2－地面泵；3－发动机；4－动力液罐
5－井口装置；6－井下泵工作筒；7－沉没泵

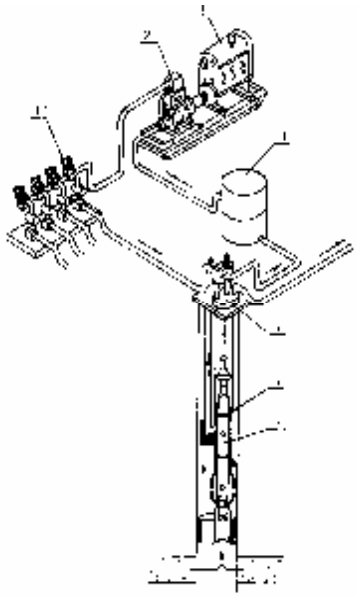


图 4-9　闭式水力活塞泵采油系统

1－高压控制汇；2－地面泵；3－发动机；4－动力液罐；
5－井口装置；6－泵工作筒；7－沉没泵

图 4-8 所示为最简单的开式循环单井流程抽油系统。动力液经地面高压柱塞泵加压后，通过高压控制管汇进入地面油管，通过井口装置进入油井中经油管内下行，进入井下水力活塞泵，驱动井下机组的液马达带动抽油泵工作，抽出的原油与乏动力液在封隔器以上的油套管环形空间混合并返出地面，混合液经分离器进行油气分离，脱气混合液进入动力油罐沉降净化，部分净化的原油继续进入高柱塞泵加压后做为动力液，其余部分液体输至集油站。

**2)闭式循环单井采油系统**

图 4-9 所示为闭式循环、单井流程系统的流程抽油系统。动力液经地面高压柱塞泵加压后，通过高压控制管汇进入动力液管线，通过井口装置，进入油井中经油管内下行。进入坐在井底的井下水力活塞泵，驱动井下泵的液马达带动抽油泵工作，抽出的油从封隔器以上的油套管环形空间返出地面进入集油罐。乏动力液则从平行侧管返出，进入动力液处理罐经少许处理后，又进入地面泵中加压反复使用。

**(2).水力活塞泵采油装置**

水力活塞泵采油装置是指用于举升原油的水力活塞泵井下机组、动力液处理装置及井口。按水力活塞泵井下机组的安装方式及泵的数目，分为如下两种类型：

**1)根据井底安装方式分为固定式、插入式、投入式三种。**

固定式安装如图 4-10a 所示，整个泵随油管下入井内，优点是在相同尺寸的套管情况下，比其他类型泵的泵径大、排量大，缺点是起泵必须起油管。插入式装置如图 4-10b

所示，一般为同心管闭式循环，泵工作筒随大直径油管下入井内，而沉没泵机组则用小直径油管下入，插到泵工作筒内。投入式安装又分单管封隔式和平行管柱式，如图 4-10c、4-10d 和 4-10e 所示。泵工作筒随油管下至井底，沉没泵机组则从油管中投入，使用液力下泵和起泵，优点是起下泵方便，不用上作业队；节省修井作业费用，缺点是泵径受到限制，排量较小。

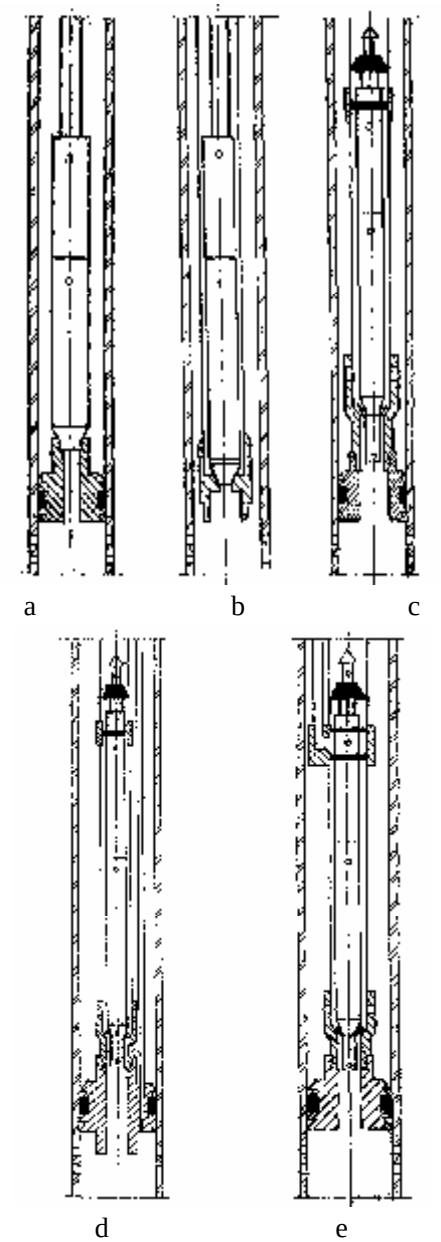
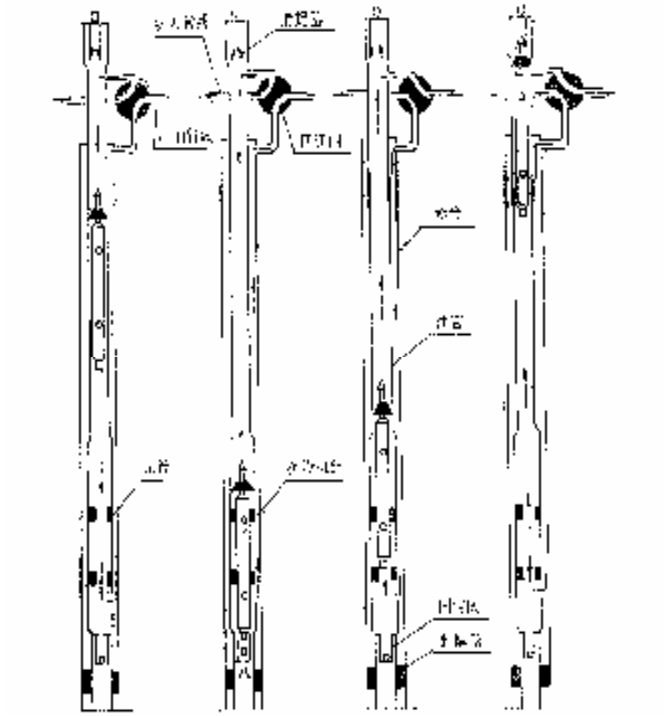



图 4-10　水力活塞泵装置类型

**2)根据井下泵液马达与抽油泵端的数目不同，又可分为双液马达泵和双泵端泵。**双液马达泵可增大扬程，双泵端泵可增大排量。

虽然水力活塞泵抽油装置的类型很多，但最常用的有如下三种，即：开式循环单管封隔器投入式水力活塞泵；闭式循环单管封隔器投入式水力活塞泵；开式循环平行管柱投入式水力活塞泵。



a　　b　　c　　d

图 4-11　投入式泵的工作原理

**(3).水力活塞泵采油装置的工作原理**

**1)开式循环单管封隔器投入式泵的工作原理**

投入式泵也叫自由泵，即泵随油管下入井内，由封隔器把井筒上下分隔，沉没泵在油管内液力起下。图 4-11 表示了最简单的投入式泵油井装置，即开式循环单管封隔器投入稿式水力活塞泵油井装置的基本组成和工作原理。投入式泵油井装置基本由以下部份组成：井口捕捉器、井口四通阀、中心油管、沉没泵机组、泵筒、固定阀和封隔器等。封隔器把套管分为上、下两个空间，中心油管又把封隔器上部空间分为两个通道。图 4-11a 表示了投入式泵的下泵状态。泵由油管投入，动力液通过四通阀进入油管，同泵一起下行，此时由于封隔器上部压力大于下部压力，坐在泵筒下部的固定阀关闭，油管内的液体由油套管环形空间返出，使泵继续下行，直至进入泵筒。图 4-11b 为工作状态。此时动力液继续源源不断经四通阀进入油管，并进入泵中，带动泵的液马达工作，泵的液马达则带动抽油泵工作，产生抽汲作用，使固定阀打开，地层液则源源不断的进入泵内，经泵加压后，排到油套管环形空间和乏动力液混合经油套管环形空间返出。在下泵和泵工作状态中，四通阀均处于正循环状态，即动力液由油管进，混合液和乏动力液则由套管出。如果泵发生了故障，或者别的原因需要起泵，就要转动井口四通阀，使其成为反循

环，即动力液由套管进，产动力液由油管出。图 4-11c 所示为起泵状态。动力液从套管进入后，沿环形空间向下，在压力的作用下，泵的提升阀关闭，提升皮碗张开，由于压力继续增加，使泵离开固定阀座，随即固定阀关闭，泵在动力液的推动下沿油管内上行，直至井口被捕捉器捉住，如图 4-11d 所示，此时即可把泵从油井中取出。这就是所谓投入泵的工作原理，也就是开式循环单管封隔器投入泵的工作原理。

投入泵最重要的优点就是检泵方便，油井利用时率高，检泵不用上作业队，节省作业费用。

**2)闭式循环平行管柱投入式水力活塞泵的工作原理**

闭式循环平行管柱投入式水力活塞泵如图 4-11e 所示，它和开式循环单管封隔器式管柱的差别在于，在中心油管旁多了一根小直径的旁通油管直通泵筒上的乏动力液排出孔，乏动力液就不再和产出液混合而直接从此旁通管排出地面经少许处理后又进入地面泵，反复使用，而产出液则从油套管环形空间返出，使原油处理量减少了一半。所以，闭式循环平行管柱投入式水力活塞泵的运行成本最低，并可以选用优质动力液或水基动力液。但是增加了地面上的乏动力液管线和井内管柱的侧管。钢材消耗较多，作业费用也较高。

**3)开式循环平行管柱投入式泵的工作原理**

图 4-11d 为开式循环平行管柱投入式水力活塞泵，侧管接通封隔器下部的油套管环形空间，通过此管把聚集在封隔器下部油套管环形空间的气体排出。由于没有乏动力液的专用通道，所以乏动力液仍必须和产出液混合后从油套管环形空间排出。此种泵主要用于油井含气较高的情况。

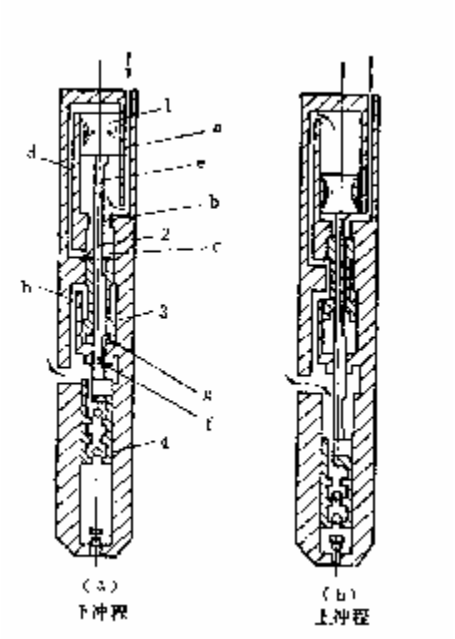



图 4-12　单作用泵工作原理

1－液马达活塞；2－活塞杆；3－主控制滑阀；4－水力活塞泵活塞

## 4.2.2 水力活塞泵井下机组

水力活塞泵井下机组主要由液马达、泵和主控滑阀三部分组成。

•液马达：将动力液的压能转换为机械能带动泵工作。常用的是往复柱塞式液马达。

，泵：将液马达传递给它的机械能转换成液体的压能，用来提高油层产出液的压能。常用的是往复柱塞泵。

*f* 主控滑阀：利用液压差动原理控制液马达和泵柱塞做往复运动的换向控制机构。

通常，水流活塞泵机组有单作用和双作用两种。前者在柱塞做往复运动时，只在单一行程排除被增压的液体；而后者在上、下行程均排除被增压的液体。通常高排量泵都采用双作用方式。

**(1)单作用泵工作原理**

图 4-12 是国产水力活塞泵井下机组的结构示意图。该泵为差动式单作用水力活塞泵，它的作用原理如下：

下冲程　主控制滑阀位于下死点，如图 4-12a 所示。这时，高压动力液从中心油管经过通道 a。进入液马达下缸，作用在活塞下面的环形面积上；同时，高压动力液还经过通道 b 进入腔室 c，再由通道 d 进入液马达上缸，作用在液马达活塞上面的全面积上。因此，液马达活塞上、下两面都作用有动力液的高压，但由于它上面的面积大于下面的面积，所以上面的总压力大于下面的总压力，就是在这个压力差作用下，液马达进行下冲程。由于液马达活塞和泵活塞用一个活塞杆相连，前者的下冲程必然引起泵活塞的下冲程。此泵是和一般抽油泵结构相同的单作用泵，因此，下冲程时，固定阀(吸入阀)关闭，而游动阀(排出阀)打开，活塞泵排出下冲程中被吸入泵内的油层产出液。随着液马达活塞的下冲程继续进行，活塞杆继续往下。活塞杆实际上是一个辅助控制滑阀，在杆身的上部和下部开有控制槽 e 和 f。当活塞杆接近上死点时，它的上部控制槽 e 沟通了主控制滑阀上、下端的腔室 c 和 g，使高压动力液由控制槽 e 进入主控制滑阀下端腔室 g。由于主控制滑阀上端面的面积大于下端面的面积，在同样的高压动力液作用下，下面的总压力必然大于上面的总压力，所以使主控制滑阀推向上死点。这时，就开始进行上冲程。

上冲程　主控制滑阀位于上死点，如图 4-12b 所示。这时，高压动力液从中心油管经过通道 a 进入液马达下缸。由于主控制滑阀位于上死点，堵塞了通道 b，使高压动力液不能象下冲程一样由通道 d 进入液马达上缸。而这时，液马达上缸经进通道 d、主控制滑阀中部的环形空间 h 和抽取的油层产出液相沟通。因此，液马达的上缸充满低压油层产出液，而下缸仍然作用有高压动力液。这时，在压力差的作用下，液马达的活塞进行上冲程。上缸中工作过的乏废动力液和抽取的油层产出液相混合后，提升到地面。上冲程时，泵的游动阀关闭，固定阀打开，进行吸油过程。随着上冲程的进行，活塞杆继续往上。当活塞杆接近上死点时，它下部的控制槽 f 使主控制滑阀的下腔室和抽取的原油相沟通。这时，在主控制滑阀上端面作用有高压动力液，下端面作用的是低压的油层产出液。在这个压力差作用下，主控制滑阀就往下运动到下死点。这样，就使液马达重新开始转入下冲程。

**(2)井下机组工作参数计算**

在水力活塞泵井的设计中，应根据油井的生产和地质情况，确定基本参数计算的内容，它包括以下几项：在液马达处和地面井口处所需的动力液压力；动力液的流量；水力活塞泵的排量、功率和效率。

**1)井下机组压力平衡方程**

图 4-13 表示在闭式动力液系统和开式动力液系统中所涉的各种不同的压力。驱动马达的压力是 $p_1$，而马达必须在 $p_4$ 压力下排出动力液，泵端必须在 $p_2$ 压力下排出地层产生液，而在 $p_3$ 压力下充满。以 $A_e$、$A_p$ 分别表示液马达和泵柱塞的截面积，$A_r$ 表示柱塞杆截面积。图 4-14 表示了在上、下冲程中的一种双作用泵压力作用简图。根据在各截面积上的力的平衡可得到水力活塞泵井下机组的压力平衡方程。

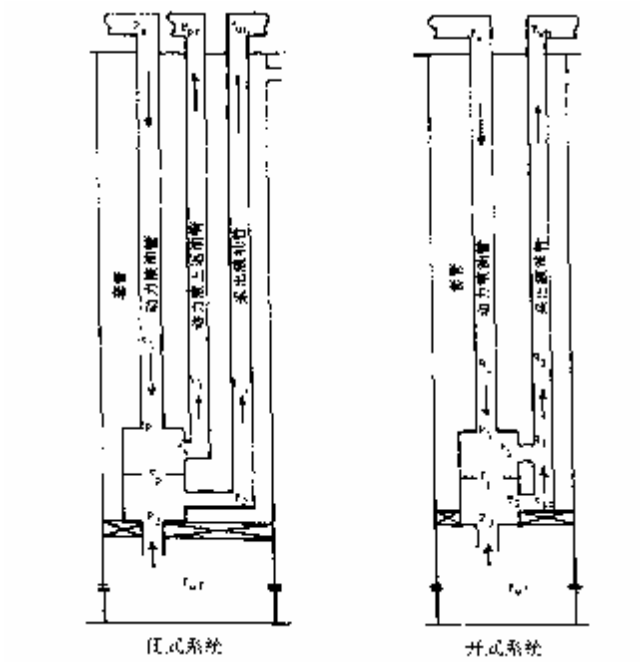


图 4-13　闭式与开式动力液压力分析系统

$P_1$－液马达入口处动力液压力，MPa；$P_2$－泵排出压力，MPa；　$P_3$－泵吸入压力，MPa；$P_4$－乏动力液排出压力，MPa；$q_1$－动力液流量，$m^3/d$；　$q_{sc}$－泵排量，$m^3/d$；$P_s$－井口动力液压力。MPa；$P_{pr}$-开式系统乏动力液井口压力，MPa；$P_{wh}$－产出液井口压力，MPa。

[注]：开式系统。

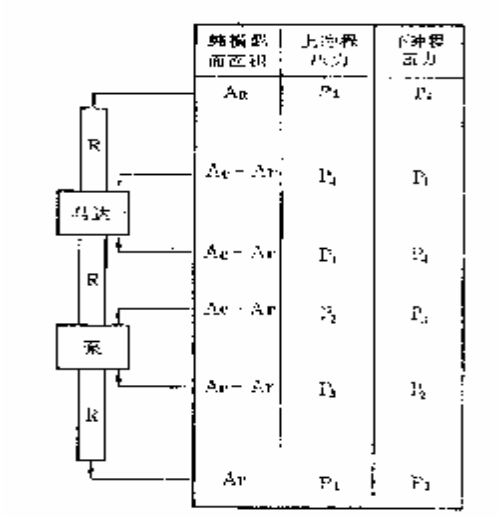


图 4-14 作用在 Kobe 式 A 泵上的压力

以上冲程为例进行分析。

向下作用的力：

$$P_1A_r + P_4(A_e - A_r) + P_2(A_p - A_r) + F_r$$

其中，$F_r$为机组的摩擦力。

向上作用的力：

$$P_1(A_e - A_r) + P_3(A_p - A_r) + P_1A_r$$

以向上作用力为正，根据力的平衡可得到机组上下的压力平衡式：

$$(P_1 - P_4)(A_e - A_r) - (P_2 - P_3)(A_p - A_r) - F_r = 0$$

或

$$P_1 - P_4 - (P_2 - P_3)\frac{A_p - A_r}{A_e - A_r} - P_r = 0 \qquad (4\text{-}13)$$

其中，$\mathrm{Pr} = \dfrac{F_r}{(A_e - A_r)}$表示由于机组摩擦力引起的压力损失（折算到马达柱塞有效截面上的压力）。

令 $P/E = \dfrac{A_p - A_r}{A_e - A_r}$ ——泵与马达柱塞的纯截面积比，对于双作用泵也等于泵与马达排量比。则（4-14）式可写为：

$$P_1 - P_4 - (P_2 - P_3)P/E - P_r = 0 \qquad (4\text{-}14)$$

对于下冲程同样可以导出与（4-14）完全相同的方程。该方程对于开式系统只是令$P_2 = P_4$即可。

方程（4-14）是水力活塞泵油井设计与分析的基本方程。利用动力液的单相管流和产出液的多相管流公式就可建立井下与井口压力和排量等的关系。

**2)动力液的理论排量**

以双作用泵为例，井下机组以每分钟 n 冲次工作时，液马达的动力液排量可由下式求得

$$Q_{et} = 2SN(A_e - A_r) \times 1440 \qquad (4\text{-}15)$$

式中 $Q_{et}$——液马达动力液排量，$m^3/d$；

$S$——活塞冲程，m；

$N$——冲数，1/min。

**3)泵的理论排量**

双作用泵井下机组以每分钟 n 冲次工作时，泵的理论排量可由下式求得

$$Q_l = 2SN(A_p - A_r) \times 1440 \qquad (4\text{-}16)$$

式中 $Q_l$——泵的理论排量，$m^3/d$。

## 4.2.3 水力活塞泵油井生产系统设计

**(1) 设计方法**

•决定开式和闭式系统；

,决定油井气体全部泵出，还是放气；

f选择合适的井下装置；

„系统工况参数确定；

…决定建设泵站还是单井系统；

†选择地面泵；

‡设计动力液系统.

**(2) 系统、装置类型及泵型选择**

由于开式系统简单，操作方便，节省投资，所以一般说来首先考虑开式系统。

闭式系统在下述条件中被采用：无合适的原油作动力液，必须使用水基动力液；.为了减少添加剂的消耗，要使用闭式系统；建设动力液罐及处理设备的空间有限、如城市、海滨的小块地方，由于闭式系统的动力液设备占地面积小而被采用；海上平台，由于空间的限制和地面失火的可能性，往往采用闭式系统。

**2) 放气还是泵出气体**

如果气油比较低，或虽然气油比较高，但泵吸入口压力较高，一般可采用泵出全部气体的井下装置。

如果气油比较高，泵吸入口压力又较低，但泵效很低时（20～30％以下），就应当采用放气的井下装置，大部分气体不经过泵采出。

**3) 井下泵安装型式及泵型选择**

井下泵的安装型式，首先应考虑套管型投入式泵（单管柱投入式泵），因为起下泵简单。如果满足不了需要或受条件限制不能使用时，应采用平行管柱式安装型式。尽量不采用固定式或插入式，因为起下泵不方便。

根据设计产液量和下泵深度来选择合适的泵。

**(3) 工艺参数计算**

**1）井筒温度计算**

• 油层产出液从井底到泵口的温度分布：

$$T_3(x)=t_0+m\cdot x+\frac{Mw_1}{Kl_3}\{1-\exp[(-Kl_3(H-x)/w_1]\} \tag{4-17}$$

式中 $t_0$——恒温层温度，℃；

$x$——计算点深度，m；

$H$——油层深度，m；

$m$——地温梯度，℃/m；

$w_1$——油层产出液的水当量，W/℃；

$Kl_3$——油层产出液从井筒向地层的传热系数，W/(m.℃)。

**,** 动力液温度分布：

$$T_1(x)=C_1\cdot\exp(A\cdot x)+C_2\cdot\exp(B\cdot x)+m\cdot x+a \tag{4-18}$$

式中 $a=t_0+m(w_1/Kl_2-w_2/Kl_2)$；

$$A=-P/2+\sqrt{\frac{P^2}{4}-Q}\ ;$$

$$B=-P/2-\sqrt{\frac{P^2}{4}-Q}\ ;$$

$$P=Kl_1/w_2+(Kl_1+Kl_2)/(w_1+w_2)=-Kl_1\cdot Kl_2/(w_2+w_1)\ ;$$

$w_2$——动力液水当量，W/℃；

$Kl_2$——混合液从环空向地层的传热系数，W/(m.℃)。

$C_1,C_2$——由计算边界条件确定的常数。

***f*** 环形空间混合液的温度分布：

$$T_2(x)=(1+w_2A/Kl_1)C_1\exp(Ax)+(1+w_2B/Kl_1)C_2\exp(Bx)+m\left(l+\frac{w_2}{Kl_1}\right)+a \tag{4-19}$$

式中 $Kl_1$——动力液向套管环空的传热系数，W(m.℃)。

**2）压力系统计算**

在水力活塞泵井的生产系统中，将下泵深度 $H_p$ 分为 K 段，采用管流压力迭代的方法，求解井筒压力分布。

井口动力液压力：

$$P_o=(1+A_p/A_e)P_2-\sum_{I=1}^{K}[G_{re}(I)+F_{re}(I)]\Delta h-\frac{A_p}{A_e}P_3 \tag{4-20}$$

马达入口动力液压力：

$$P_1 = P_o + \sum_{I=1}^{K}[G_{re}(I) + F_{re}(I)] \cdot \Delta h \tag{4-21}$$

乏动力液与泵的排出压力（开式系统）：

$$P_2 = P_H + \sum_{I=1}^{K}[G_{rm}(I) + F_{rm}(I)]\Delta h \tag{4-22}$$

机组压力损失：

$$\begin{aligned} &F_u = P_3 A_p / A_e + P_1(1 + A_p / A_e)P_2 \\ &I = 1,2,3,.....K; \qquad K = H_p / \Delta h \end{aligned} \tag{4-23}$$

式中 $P_o$——井口动力液压力，MPa ；

$P_1$——马达入口处动力液压力，MPa；

$P_2$——乏动力液及泵的排出压力，MPa；

$H_p$——下泵深度，m；

$P_H$——混合液井口压力（井口回压），MPa；

$\Delta h$——分段长度，m；

$G_{rm}(I)$——第 I 段混合液在套管环形空间中的压力梯度，MPa/m；

$F_{rm}(I)$——第 I 段混合液的摩擦压力梯度，MPa；

$G_{re}(I)$——第 I 段动力液在油管中的压力梯度，MPa/m；

$F_{re}(I)$——第 I 段动力液的摩擦压力梯度，MPa/m

**3）泵效**

泵效为井下压力和温度下泵的实际产液量 $Q_{LP}$ 与泵的理论排量之比 $Q_L$：

$$h_p = \frac{Q_{LP}}{Q_l} \tag{4-24}$$

式中 $Q_{LP} = Q_L[(1 - F_{wp})B_o / G_{op} + B_w F_{wp} / G_w], m^3;$

$Q_L$——地面产液量，t/d；

$F_{wp}$——油层产出液的地面含水(体积)，小数；

$G_{op}$——油层产出液的地面脱气油密度，$t / m^3$；

$B_o$——$P_{pi}$（泵入口压力，MPa）和 $T_p$ 下产出油的体积系数；

$G_W$——产出水的地面密度；

$B_W$——$P_{pi}$ 和 $T_p$ 下产出水的体积系数。

**4）动力液排量**

马达排量系数，即为液马达的理论排量 $Q_{et}$ 与实际井下压力和温度下的液马达的排量 $Q_e$ 之比：

$$h = \frac{Q_{et}}{Q_e} \tag{4-25}$$

式中 $Q_{et} = 2SNA_e \times 1440$， $m^3/d$；

$Q_e = Q_{eo}K_pK_t$， $m^3/d$；

$S$ ——活塞冲程，m；

$N$ ——冲数，1/min；

$Q_{eo}$ ——动力液地面排量， $m^3/d$；

$K_p, K_t$ ——把动力液排量修正到马达入口压力及温度下的压力和温度修正系数。

**5）功率及举升效率计算**

a. 有效功率

$$N_e = Q_L(P_o - P_H - F_r - P_{pi})/(G_L \cdot K) \tag{4-26}$$

b. 动力液井口输入功率

$$N_{ei} = Q_{eo}P_0 / K \tag{4-27}$$

c. 举升效率

$$h_t = N_e / N_{ei} \times 100\% \tag{4-28}$$

式中 $G_L$ ——油层产出液的地面密度， $t/m^3$；

$F_r$ ——混合液的沿程阻力，MPa；

$K$ ——单位换算常数。

**(4) 水力活塞泵生产系统设计步骤**

• 依据油层的流入动态，即 IPR 曲线确定设计产液量下的井底流压 $P_{wf}$。

, 从井底向上计算井筒压力分布，由泵的充满程度或泵入口压力确定下泵深度 $H_p$。

ƒ 由（4-20）式计算井筒温度。

„ 由（4-21）~（4-24）式计算井筒压力分布。

… 由（4-25）及（4-26）式分别计算动力液排量和泵效。

† 由（4-27）~（4-28）式分别计算功率和举升效率。

水力活塞泵井的设计框图如图 4-15 所示。

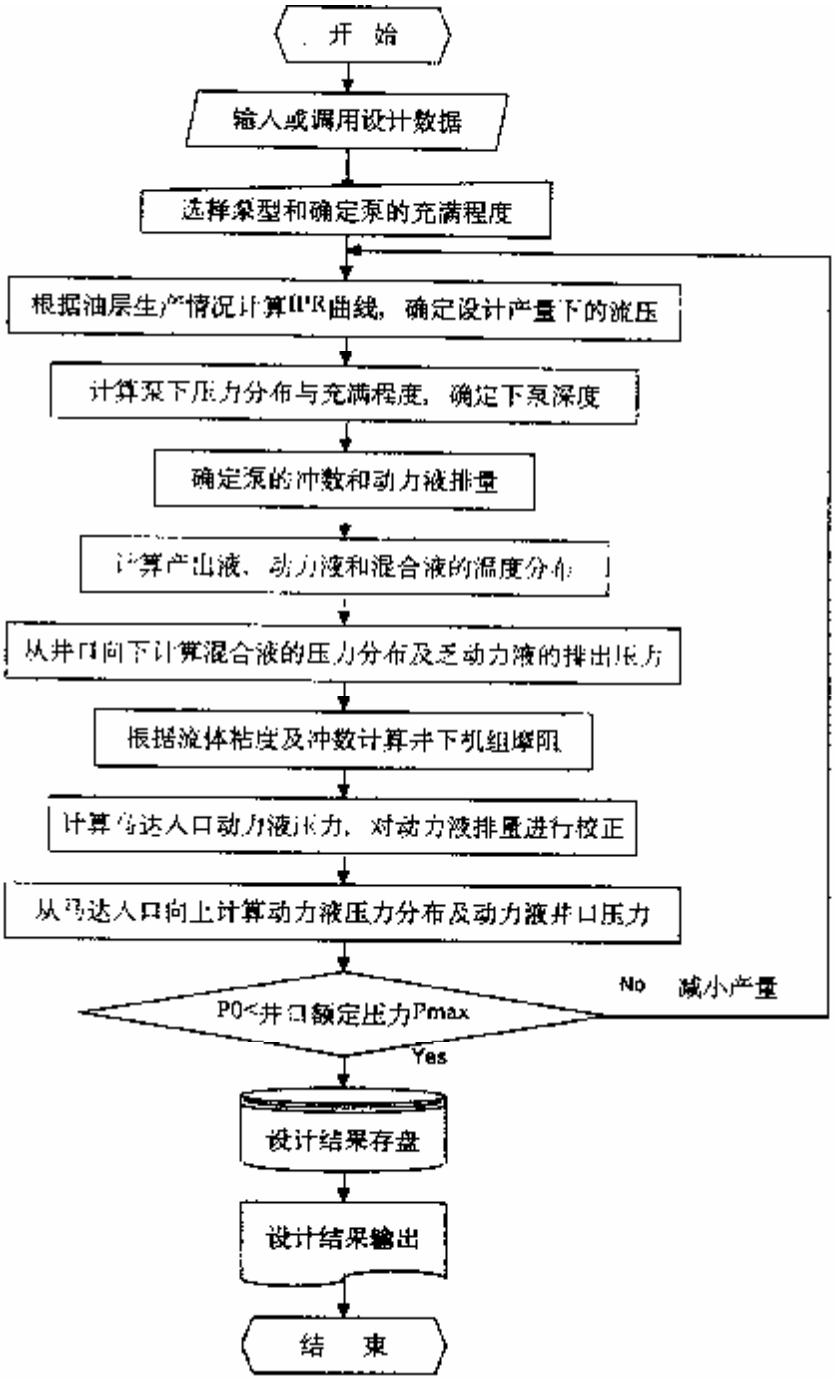



图 4-15 水力活塞泵井的设计框图

## 4.3 水力射流泵采油

### 4.3.1 水力射流泵采油系统

水力射流泵（也称喷射泵）是利用射流原理将注入井内的高压动力液的能量传递给

井下油层产出液的无杆水力采油设备。射流泵采油系统与水力活塞泵一样，也是由地面（包括动力液供给和产出液收集处理系统）和井下（包括动力液及产出液在井筒内的流动系统和射流泵）两大部分组成。地面部分和井筒流动系统与水力活塞泵开式采油系统相同，动力液在井下与油层产出液混合后返回地面，见图 4-16。

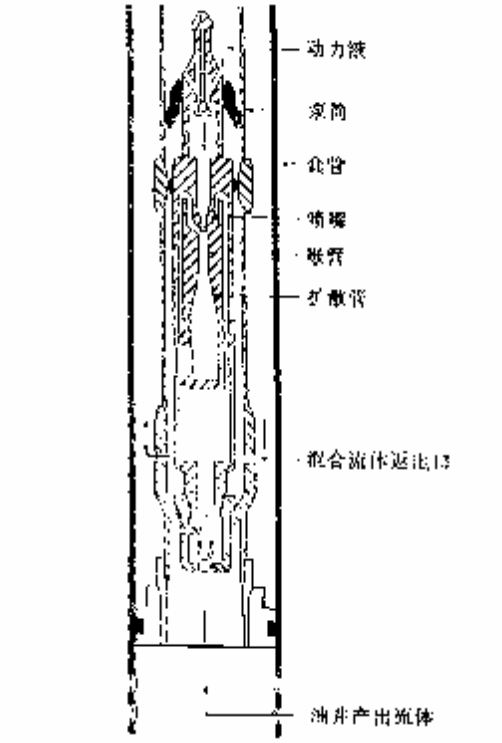



图 4-16 射流泵采油井下系统示意图

射流泵主要由喷嘴、喉管及扩散管组成。喷嘴是用来将流经的高压动力液的压能转换为高速流动液体的动能，并在嘴后形成低压区。高速流动的低压动力液与被吸入低压区的油层产出液在喉管中混合，流经截面不断扩大的扩散管时，因流速降低将高速流动的液体动能转换成低速流动的压能。混合液的压力提高后被举升到地面。

射流泵是通过流体压能与动能之间的流体能量直接转换来传递能量，不象其它类型的泵那样，必须有机械能量与流体能量的转换。因此，射流泵没有运动部件，结构紧凑，泵排量范围大，对定向井、水平井和海上丛式井的举升有良好的适应性。由于可利用动力液的热力及化学特性，水力射流泵可用于高凝油、稠油、高含蜡油井。射流泵可以采用自由安装，因而检泵及泵下测量工作都比较方便。尽管水力射流泵具有以上优点，但由于高压动力液通过喷嘴时的水力阻力损失和高速流动的动力液与低速流动的油层产出液产生的高湍流混合损失，射流泵的效率远低于容积式泵的效率，并且需要建设地面动力液系统，因而，在正常条件下其使用仍受到一定的限制。

### 4.3.2 水力射流泵工作特性

**(1)射流泵工作原理**

图 4-17 为一台射流泵的工作示意图。如图所示，在动力液压力为 $p_1$、流速为 $q_1$的条件下，动力液被泵送通过过流面积为 $A_n$的喷嘴。压力为 $p_3$、流速为 $q_3$的井中流体则被加速吸入喉管的吸入截面 $A_s$，在喉管中与动力液混合，形成均匀混合液，在压力 $p_2$下离开喉管。在扩散管中，混合液的流速降低，压力增高到泵的排出压力 $p_2$，这个压力足以将混合液排出地面。

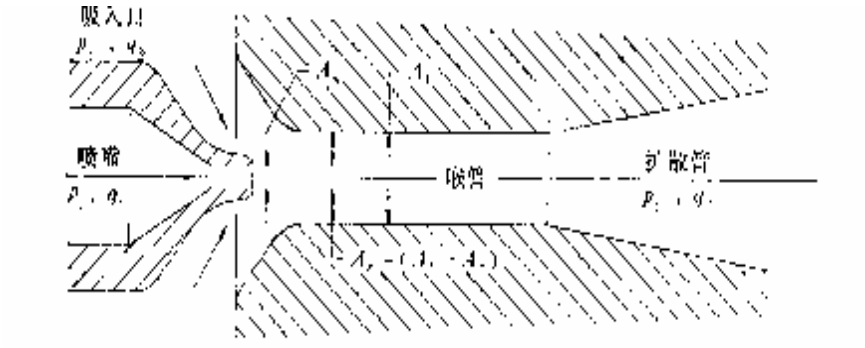



图 4-17　井下射流泵工作示意图

水力射流泵的排量、扬程取决于喷嘴面积与喉管的面积比值。直径较大的喷嘴和喉管似乎应具有较高的排量，然而，重要的变量因素却是喷嘴面积与喉管面积的比值，因为它决定着泵压头和排量之间的协调。对于一个过流面积为 $A_n$的喷嘴来说，如果选用的喷嘴面积$(A_n)$为喉管面积$(A_t)$的 60%，那么，它们的组合将是一个压头相对较高、排量相对较低的射流泵。此时喷射四周供油井流体进入喉管的环形面积$(A_s)$相对较小。这导致油井流体的流量低于动力液的流量。并且由于喷嘴的能量是传给低产量油井流体，因而将产生高压头。所以，这种射流泵适用于大举升高度的深井抽油。当然，如果采用结构大的射流泵，也可以获得大的油井流体流量，但油井流体的流量总是小于动力液的流量。相反，如果选配的喷嘴面积$(A_n)$为喉管面积$(A_t)$的 20%，那么，喷射流周围供油井流体进入喉管的环形面积（ $A_s$）就大多了。但是，由于喷嘴喷射流的能量是传递给比动力液流量大的油井产量，将产生低的压头。所以这种泵适用于低举升高度的浅井抽油。

有了一定数量的不同面积比的喷嘴—喉管组合，就有可能最好地满足不同的流量和举升高度要求。要用喷嘴—喉管面积为 20%的组合生产比动力液流量小的油井产量，由于在高速喷射的动力液和低速流动的油井流体之间产生高湍流混合损失，效率将极低。相反，要用喷嘴—喉管面积比为 60%的组合生产比动力液流量大的油井产量，由于油井流体快速流过相对较小的喉管而产生较大的摩阻损失，效率也将极低。要选择最佳的喷嘴—喉管面积比，就要在混合损失和摩阻损失之间进行协调处理。

**（2）射流泵基本方程**

水力射流泵井的流入动态及泵口以下的流动计算与其它深井泵采油方法相同，但是主要区别在于井筒中存在动力液、混合液及油层产出液的三个流动系统，动力液与混合

液、混合液及油层产出液与井壁之间存在着复杂的热交换。

根据上述特点，建立用于水力射流泵设计的井筒温度和压力计算模型。

(1) 井筒温度、压力分布计算方法

**1）温度分布计算方法**

井筒温度压力分布计算与水力活塞泵井筒温度压力分布计算相同。

**2）压力分布计算模型**

动力液在油管流动的压力分布，采用单相液体垂直管流计算方法，计算中对流体密度及体积流量分段进行了压缩性和热膨胀修正。

**3）泵效**

地层液与动力液得失能量之比称做射流泵的泵效。

地层液得到的能量：$(HP)_{q3} \propto q_3(P_2 - P_3)$ (4-29)

动力液失去的能量：$(HP)_{q1} \propto q_1(P_1 - P_2)$ (4-30)

则射流泵的效率公式为：

$$E = \frac{(HP)_{q_3}}{(HP)_{q_1}} = \frac{q_3(P_2 - P_3)}{q_1(P_1 - P_2)} \tag{4-31}$$

因为（4-31）等式右边的一项可以写成：

$$M \times H = \frac{q_3}{q_1} \times \frac{(P_2 - P_3)}{(P_1 - P_2)}$$

因此：

$$\text{泵效} = \text{E} = \text{MH} = \frac{q_3(P_2 - P_3)}{q_1(P_1 - P_2)} \tag{4-32}$$

**4）喷嘴与喉管直径**

根据油井的具体情况进行选泵时，在选定泵的特性曲线上确定最佳流量比、压力比，在此基础上以油井的产液量和动力液流量为依据，求出最佳喷嘴直径及喷嘴与喉管的面积比。

$$A_j = 0.06082 \frac{q_1}{\sqrt{(P_1 - P_3)/g_1}} \tag{4-33}$$

$$d_j = 2\sqrt{A_j / 3.14} \tag{4-34}$$

由已选定的泵型确定其喷嘴与喉管的面积比，再求出喉管面积：

$$A_t = A_j / R \tag{4-35}$$

$$d_t = 2\sqrt{At / 3.14} \tag{4-36}$$

**5）气蚀**

由于油井产出流体必须加速到相当高的速度以进入喉管，因此潜在着气蚀的问题。喷嘴和过流面积决定喉管入口处的环空流道。环空过流面积越小，给定的油井产出流体流过该面积的速度就越高。流体的静压力随其流速增加的平方而下降，在高流速下静压

力将下降到流体的蒸汽压。这降低的压力将导致蒸汽穴的形成，这个过程称之为气蚀。气蚀的出现对进入喉管的液流起节流作用。即使增加动力液的流量和压力，在那样的泵吸入压力下也无法提高油井产量。随着泵内压力的增加，气穴随后破坏，可导致冲蚀，亦即气蚀损害。因此，对于一个给定的油井产量和泵吸入压力来讲，将存在一个最小的环空过流面积，这可以保持流速到足以防止气蚀。

由于气蚀影响，给泵的工作状况带来严重危害。所以总想找到一个如何在泵工作时其吸入口压力的方法。计算其它类型人工举升设备之前，应先将泵排出压力确定出来。

喷嘴流量与泵的排出压力无关。吸入口压力 $P_3$ 表达式：

$$P_3 = P_1 - \left( \frac{q_1}{1214.5A_j} \right)^2 g_1 \tag{4-37}$$

$P_1$ 等于地面工作压力 $P_s$ 加上静水压头（$h_1G_1$） 减去动力液管柱液体压力摩擦损失（$F_1$）。所以：

$$P_3 = P_s + h_1G_1 - F_1 - (\frac{q_1}{1214.5A_j})^2 g_1 \tag{4-38}$$

如果动力液排量和压力可以测出，利用此式即可把泵吸入口压力计算出来。

**(3)射流泵无量纲特性曲线**

作为一种动力泵，射流泵具有与电动潜油离心泵相似的特性曲线，如图 4-18 所示。

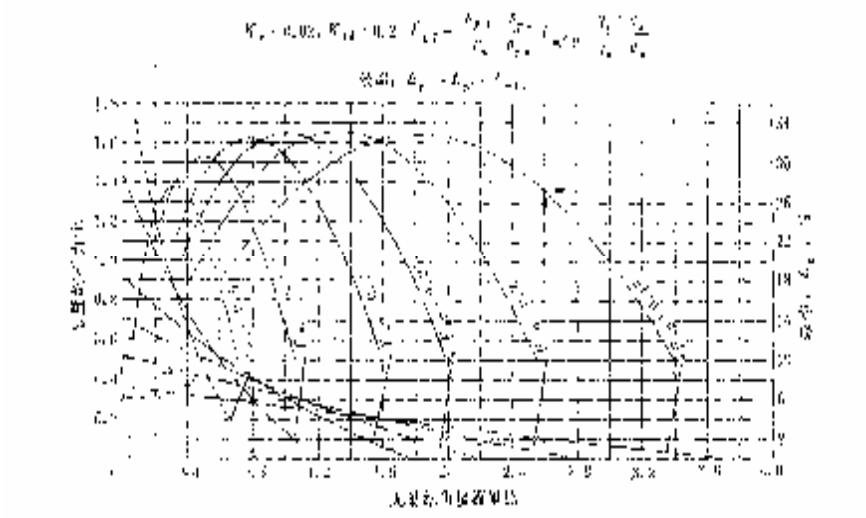


**图 4-18　射流泵无量纲特性曲线**

图 4-18 表示了 R 取不同时 M 和 H 的对应关系，同时，曲线上也给出了每一效率与 M 的对应函数关系，面积比选择范围从高压头、小排量泵到低压头、大排量泵。高压头泵举升能力高，适用于中深井举升。低压头泵适用于浅井生产。最常用的面积比值范围在 0.325 和 0.4 之间，大于 0.4 的面积比值很少用到，只有在开采深井中使用到，因为大面积比值的泵常常需要很高的地面工作压力。小于 0.235 的面积比用于浅井，为防止气蚀

而需要较大的环空过流面积时使用。从图中可以看出，较高面积比值泵的特性曲线表明在其最大效率区内，无量纲压头比 H 的值较高。由于 H 是度量产出液体中压力升高的尺度，因此较高面积比适用于较深的有效举升高度。但这只能在产出流体的流量明显小于动力液量时才能实现(M<1.0) ；面积比值较小的泵产生较小的压头，但却可举升比动力液流量要大的油井产量(M>1.0) 。

### 4.3.3 水力射流泵油井生产系统设计步骤

• 依据油层的流入动态，即 IPR 曲线确定设计产液量下的井底流压 $P_{wf}$。

, 从井底向上计算井筒压力分布，由泵的泵入口压力 $P_3$ 确定下泵深度 $H_p$。

f 确定井筒温度系统计算。

„ 确定井筒压力系统计算。

... 在泵的特性曲线上，找出最高泵效下所对应的扬程 f(M)。

† 由混合液井口压力，求出泵的混合液出口压力 $P_2$，从下式

$H=\dfrac{P_2-P_3}{P_1-P_2}=f(M)$ 推导出 $P_1$： $P_1=P_2+\dfrac{P_2-P_3}{f(M)}$，沿井筒向上求出动力液井口压力。

‡ 求出泵此时工作条件下的工况参数，其设计步骤见设计流程框图，如图 4-19 所示。

## 参 考 文 献


1 师世刚.潜油电泵采油技术

2 (美)H.B.布雷德利.石油工程手册（上册）.北京：石油工业出版社，1992

3 万邦烈.采油机械的设计计算.北京：石油工业出版社，1988 年

4 (美)K.E.布朗.升举法采油工艺卷（下）.北京：石油工业出版社 1987 年

5 张琪. 潜油电泵油井工况诊断技术研究.

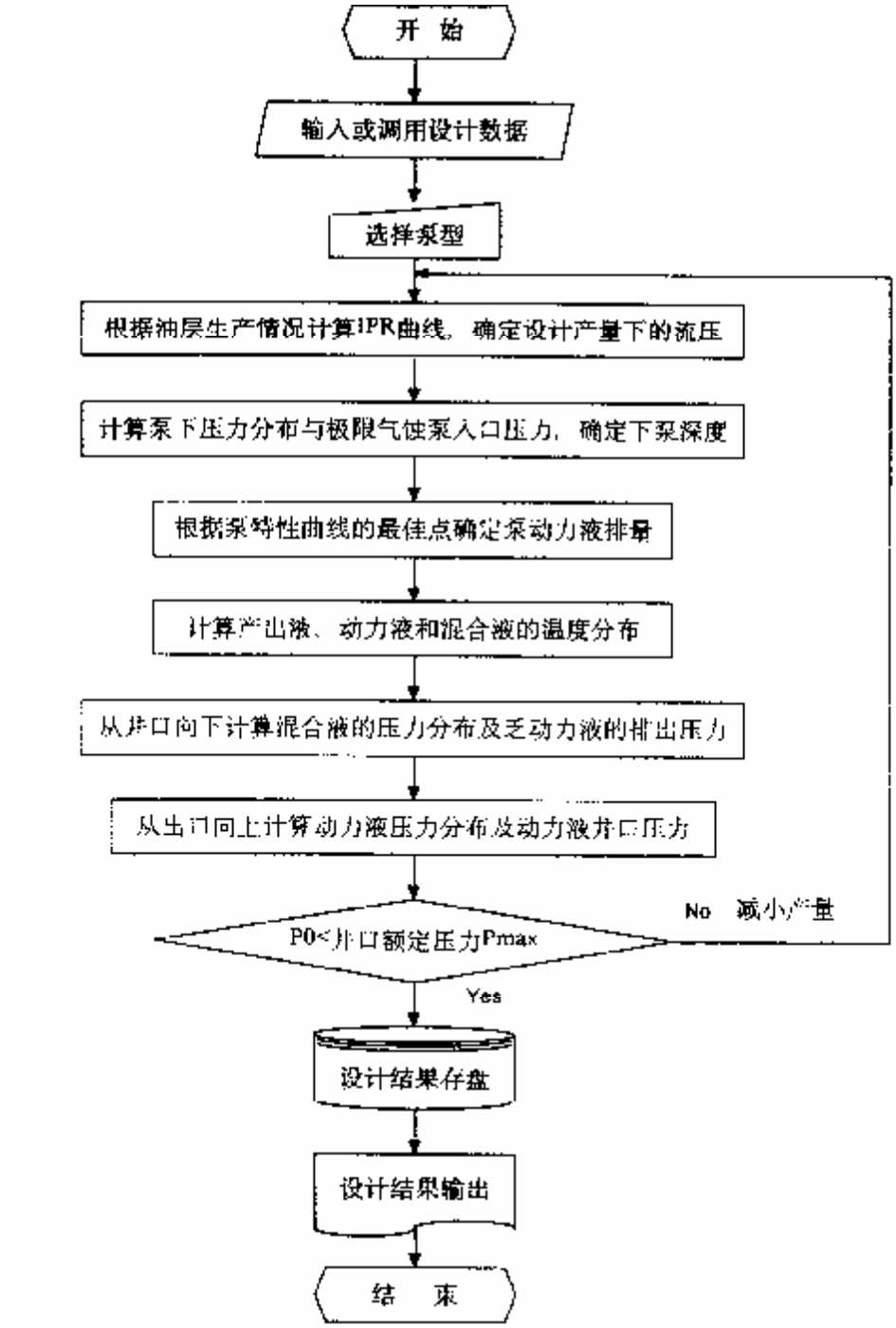



图 4-19 射流泵设计流程框图

# 第五章　注　水

通过注水井向油层注水补充能量，保持油层压力，是在依靠天然能量进行采油之后，或油田开发早期为了提高采收率和采油速度而被广泛采用的一项重要的开发措施。

在我国大部分油田采用早期注水开发。经过多年的实践在多油层、小断块、低渗透和稠油油藏进行注水开发方面逐步形成了适合油藏特点的配套技术，特别是近些年来，对注水油田高含水期为实现“控水稳油”发展了以注水井调剖为核心的注水配套新工艺。

本章就水质处理、注水工艺和改善吸水剖面等基本问题加以介绍。

## 5.1　水源、水质及注水系统

### 5.1.1　水源及水质要求

油田注水要求水源的水量充足、水质稳定。水源的选择既要考虑到水质处理工艺简便，又要满足油田日注水量的要求及设计年限内所需要的总注水量。

目前作为注水用的水源有：

**(1) 地面水源**

江、河、湖、泉的地面淡水已广泛应用于注水。随着国家建设的发展，工农业对这种水源使用也愈来愈广，加上可能遇到自然干旱，对注水可能供不应求。所以使用这种水源要得到有关部门的批准。地面水源的特点是：水质随着季节变化很大、高含氧、携带大量悬浮物和各种微生物。

浅海和海上油田注水，一般用海水。它既多又方便，但其高含氧和盐、腐蚀性强、悬浮的固体颗粒随季节变化大，为改善这一点，通常钻一些浅井到海底以下，使其过滤从而减少水的机械杂质。

**(2) 来自河床等冲积层水源**

它是通过在河床打一些浅井到冲积层的顶部而得到的淡水水源。其特点是：水量稳定，水质变化不大，通常无腐蚀性；由于自然过滤，混浊度不受季节影响；水中含氧稳定便于处理，但由于硫酸还原菌深埋地下，这种水仍可能受到它的污染。

**(3) 地层水水源**

地层水水源是根据地质资料，通过钻探而找到的地下淡水或盐水水源。能找到高压、高产量的淡水层最好，盐水层也行。若找不到单一水层，多层水也可以，但应注意，不同水层的水彼此不能产生化学反应而结垢。盐水的好处，可以防止注水所引起的粘土膨胀。

**(4) 油层采出水**

有些油田可能随同原油采出很多地层水或注入水，对这些水考虑回注是合理的。当然，

这些水必须是适应于注水要求(或经过简单处理之后)。

注水对油层的损害是众所周知的，特别对低孔低渗油藏，制定合理水质标准是保证油田正常注水的关键。注水引起的油层损害主要是堵塞、腐蚀和结垢三大类型。因此制定水质要从这三方面着手。

关于水质的标准，我国石油工业部于 1979 年、1983 年都作出过若干规定。实践表明，对水质的要求应根据油藏孔隙结构和渗透性分级、流体物理化学性质以及水源的水型通过试验来确定。水质主要控制指标见表 5-1，水质辅助性指标包括溶解氧、硫化氢、侵蚀性二氧化碳和铁质的含量以及 pH 值等。水质主要控制指标已达到注水要求，注水又较顺利，可不考虑辅助性指标，如果达不到要求，为查其原因可进一步检测辅助性指标。在实际工作中往往是在表 5-1 的基础上根据具体油藏特点制定相应的控制指标。

表 5-1　水质主要控制指标

| 注入层平均空气渗透率，$\times10^{-3}$ μm$^2$ | | ＜100 | | | 100～600 | | | ＞600 | | |
|---|---|---|---|---|---|---|---|---|---|---|
| 标准分级 | | A1 | A2 | A3 | B1 | B2 | B3 | C1 | C2 | C3 |
| 控制指标 | 悬浮固体含量，mg/l | <1.0 | <2.0 | <3.0 | <3.0 | <4.0 | <5.0 | <5.0 | <7.0 | <10.0 |
| | 悬浮物颗粒直径中值，μm | <1.0 | <1.5 | <2.0 | <2.0 | <2.5 | <3.0 | <3.0 | <3.5 | <4.0 |
| | 含油量，mg/l | <5.0 | <6.0 | <8.0 | <8.0 | <10.0 | <15.0 | <15.0 | <20 | <30 |
| | 平均腐蚀率，mm/a | <0.076 | | | | | | | | |
| | 点腐蚀 | A1、B1、C1 级：试片各面都无点腐蚀<br>A2、B2、C2 级：试片有轻微点腐蚀<br>A3、B3、C3 级：试片有明显点腐蚀 | | | | | | | | |
| | SRB 菌，个/ml | 0 | <10 | <25 | 0 | <10 | <25 | 0 | <10 | <25 |
| | 铁细菌，个/ml | $<10^3$ | | | $<10^4$ | | | $<10^5$ | | |
| | 腐生菌，个/ml | $<10^3$ | | | $<10^4$ | | | $<10^5$ | | |

注：　清水水质指标中去掉含油量。

### 5.1.2 注入水处理技术

在水源确定的基础上，一般要进行水质处理。水源不同水处理工艺不同，现场上常用的水质处理措施有以下几种：

**(1) 沉淀**

来自地面水源的水，总是含有一定数量的机械杂质，因此在处理上首先是沉淀，以便除去机械杂质。其方法就是让水在沉淀池(罐)内有一定的停留时间，使其中所悬浮的固体颗粒借自身的重力而沉淀下来。沉淀池结构如图 5-1 所示。

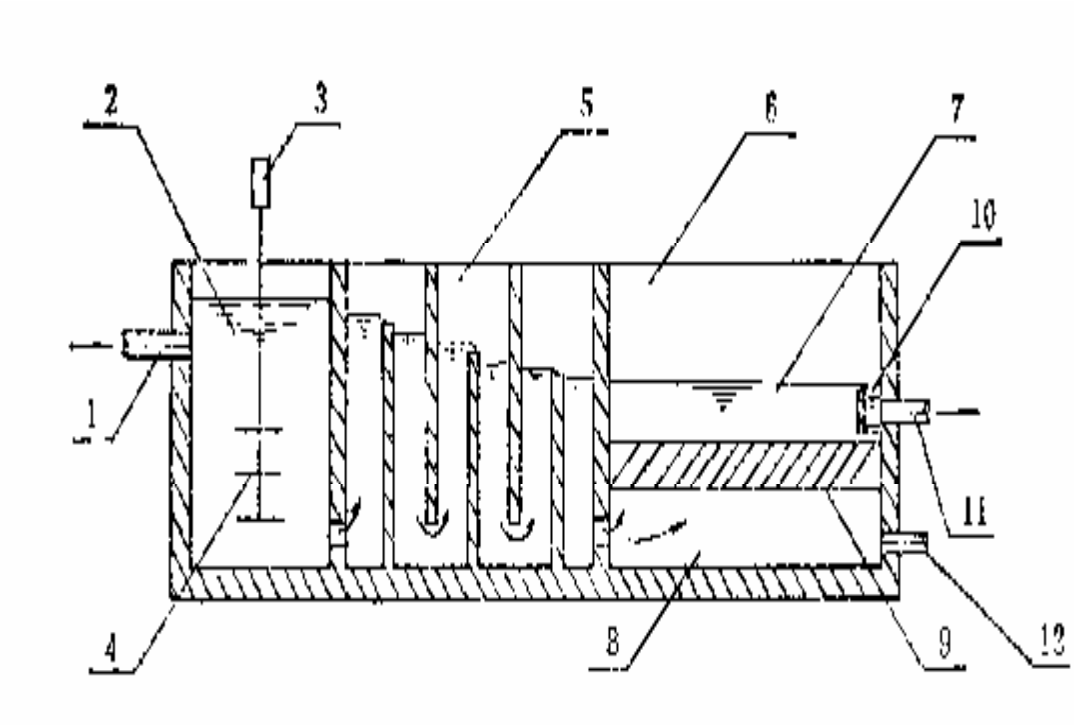



图 5-1　反应沉淀池结构示意图

1—进水管；2—机械反应池；3—搅拌机；4—叶轮；5—隔板反应池；6—斜板沉淀池；7—清水区；8—积泥区；9—斜板；10—集水槽；11—出水管；12—排泥管

沉淀时要有足够的沉降时间，以便使悬浮固体凝聚并沉淀下来。一般在池或罐内还装有迂回挡板，利于颗粒凝聚与沉淀。

为了加速水中的悬浮物和非溶性化合物的沉淀，可在沉淀过程中加入聚凝剂。常用的聚凝剂为硫酸铝，它和碱性盐如碳酸氢钙作用后则形成絮状沉淀物，其化学反应式如下：

$$Al_2(SO4)_3 + 3Ca(HCO3)_2 \rightarrow 2Al(OH)_3 + 3CaSO_4 + 6CO_2$$

聚凝剂形成的絮状沉淀物带着悬浮物一起下沉，可加快沉降速度。当水的 pH 值为 5～8 时，硫酸铝的聚凝效果好；当 pH 值为 8～9 时，硫酸亚铁对形成非溶性的氢氧化铁的聚凝效果好。其它化学聚凝剂还有：硫酸铁[$Fe_2(SO4)_3$]、三氯化铁[$FeCl_3$]和偏铝酸钠[$NaAlO_2$]等，有时还需加碱(如石灰)来提高水的 pH 值，以便加速聚凝过程。由于石灰和二氧化碳、碳酸氢钙等起化学反应生成碳酸钙，而碳酸钙可经过聚凝沉淀和过滤除去。

**(2) 过滤**

来自沉淀池的水往往还含有少量很细的悬浮物和细菌，为了除去这类物质必须进行过

滤处理。即使来自无需沉淀的地下水，也常需要过滤。

过滤设备常用过滤池或过滤器，内装石英砂、大理石屑、无烟煤屑及硅藻土等。水从上向下经砂层、砾石支撑层，然后从池底出水管流入澄清池加以澄清。

正确选用过滤材料，对滤池正常工作意义很大，滤料颗粒的大小、形状、组成以及滤料层厚度，对于过滤池的过滤速度、滤污能力、工作周期等有着直接的影响。使用的过滤材料，必须符合下列要求：有足够的机械强度，以免冲洗时颗粒过度磨损和破碎而降低滤池的工作周期；对于过滤的水有足够的化学稳定性；价格低廉等。

过滤是将水中的悬浮杂质、聚凝物和细菌等拦阻在滤料层表面，形成一个软泥薄层“滤膜”。这层滤膜起着附加滤料层的作用。在快速滤池期间，滤料表面往往没有形成滤膜，水中很多微小悬浮物被带入滤料层而拦阻下来。

滤池的工作强度是用过滤速度来表示。过滤速度是指在单位时间内，从单位面积滤池通过的水量，一般用 $m^3/(m^2 \cdot h)$，或 m/h 来表示。按滤速来分，滤池可分为慢速滤池，其滤速为 0.1～0.3m/h；快速滤池，其滤速在 15m/h 以上。滤池中的水面与大气接触，利用滤池与底部水管出口，或水管相连的清水池水位标高差进行过滤的，叫做重力式滤池；滤池完全密封，水在一定压力下通过滤池叫压力滤罐。油田常用压力滤罐，如图 5-2 所示。

压力式滤罐是一个立式或卧式的密闭金属容器，是由滤料层、支撑介质(砾石垫料层)和进水管、排水管、洗水管等组成。为了除去滤料层过滤的污物，要定时进行反冲洗，在反冲时滤料层要完全浮起来，而支撑介质则不动，一般反冲速度约在 30～70m/h 范围。

还需指出，过滤后的水中杂质含量应小于 2mg/l 才算合格。

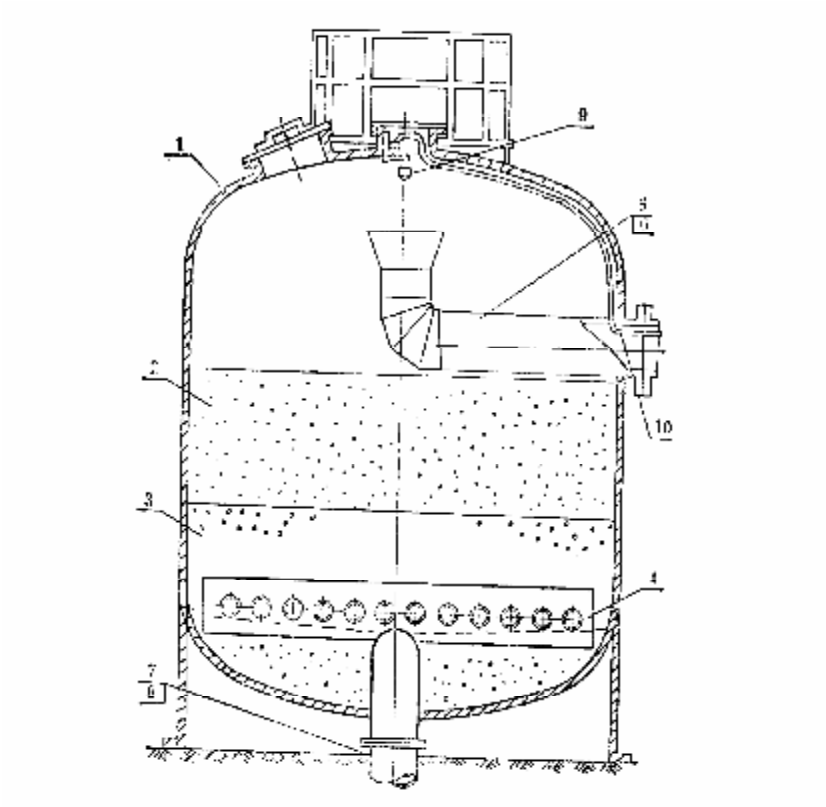



图 5-2　压力式滤罐示意图

1—罐体；2—滤料层；3—垫料层；4—集配水管；5—进水管；
6—反冲洗排水管；7—出水管；8—反冲洗进水管；9—自动排气阀；10—排气管

地面水处理系统采用一级精细过滤器对注入水进行精细过滤，在注水井井口安装磁清渣器可进行二次处理。

**(3) 杀菌**

地面水中多数含有藻类、粪类、铁菌或硫酸还原菌，在注入水时必须将这些物质除掉以防止堵塞油层和腐蚀管柱。因此，要进行杀菌。考虑到细菌适应性强，一般选用两种以上杀菌剂使用，以免细菌产生抗药性。

常用的杀菌剂有氯或其它化合物，如次氯酸、次氯酸盐及氟酸钙，甲醛既有杀菌又有防腐作用。氯气杀菌时，由于和水作用而生成次氯酸：

$$Cl_2 + H_2O \rightarrow HCl + HClO$$

$$HClO \rightarrow HCl + [O]$$

而次氯酸是一种不稳定的化合物，分解后产生新生态的氧[O]，[O]是强氧化剂，可以杀菌。

**(4) 脱氧**

氧是造成注水系统腐蚀的最主要最直接的因素，也是其它水质指标能否达到标准的关键。地面水和雨水由于和空气接触，总是溶有一定量的氧，有的水源还含有碳酸气和硫化氢气体，应设法除去。下面就脱氧问题作一简单介绍。而除去碳酸气和硫化氢气体在原理上和脱氧(化学法和真空法)有相似之处。

常用的化学除氧剂有亚硫酸钠($Na_2SO_3$)、二氧化硫($SO_2$)和联氨($N_2H_4$)等，最常用的是亚硫酸钠，它价格低廉处理方便，反应式如下：

$$2Na_2SO_3 + O_2 \rightarrow 2Na_2SO_4$$

每除去 1mg/l 的氧需加 7.88mg/l 无结晶水的亚硫酸钠，投加时可适当有余量。水温低含氧少时，上述反应慢，可加催化剂硫酸钙($CaSO_4$)促进反应。

利用天然气对水进行逆流冲刷除去水中的氧也是一项有效措施。其原理是：脱氧前水表面空气压力为 10MPa，空气中的氧约占 1/5，故氧在空气中的分压约为 2MPa，当天然气逆流冲刷时，它冲淡了空气中的氧，从而使得水表面氧的分压降低，水中的氧便从水中分离出来，被天然气带走，随后又冲淡又带走，最后把水中的氧除掉。另外，天然气还有吸收氧的能力，在不断地冲刷过程中把氧带走。将 $1m^3$ 的水中含氧从 10mg/l 降到 1mg/l，约需用 0.3 $m^3$ 的天然气。脱氧后的天然气可以回收更新并可作为燃料。

真空脱氧，其原理是用抽空设备(蒸气喷射器)将脱氧塔抽成真空，从而把塔内水中的氧气分离出来并被抽掉，如图 5-3 所示。通过喷嘴的高速空气在喷射器内造成低压，使塔内水中的氧分离出来被蒸气带走。为了使水中的氧气易于脱出，塔内装有许多小瓷环。真空脱氧的流程如图 5-4 所示。

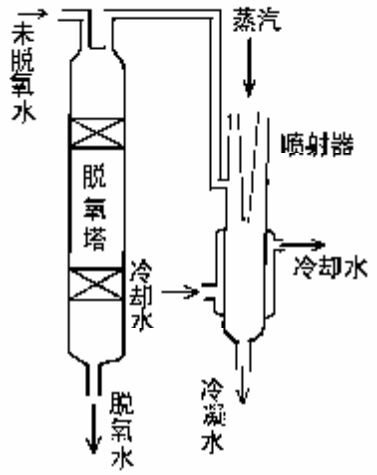



图 5-3　真空脱氧示意图

**(5) 曝晒**

当水源含有大量的过饱和碳酸盐(如重碳酸钙、重碳酸镁和重碳酸亚铁等)时，由于它们极不稳定，当注入地层后由于温度升高可能产生碳酸盐沉淀而堵塞油层。因此需预先进行曝晒处理将碳酸盐沉淀下来使水质稳定。

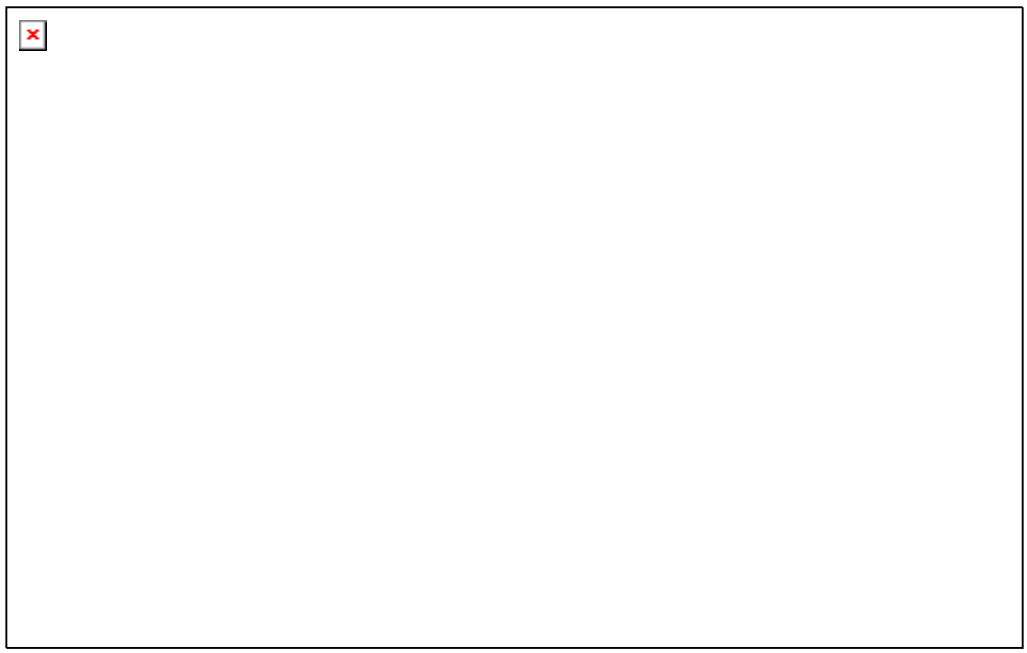


图 5-4　真空脱氧流程图

1—脱氧塔；2—一级喷射器；3—中间冷却；4—二级喷射器；5—消音器；6—外输泵；7—脱氧泵；8—脱氧后储水池；9—原油储水池；10—水封槽

含油污水是油田开发过程中不可避免的产物。随着油田开发时间的延长，产出的污水也随之增加，因而污水回注意义重大。其优点是：① 污水中含表面活性物质，能提高洗油能力；② 高矿化度污水回注后，不会使粘土颗粒膨胀而降低渗透率；③ 污水回注保护了环境，提高了水的利用率。

污水回注应解决下列问题：

① 处理后的污水应达到注水水质标准；

② 水在设备和管线中既不产生堵塞性结垢，又不产生严重腐蚀；

③ 和地层水不起化学反应生成沉淀以免堵塞油层。

含油污水处理的目的主要是除去油及悬浮物。一般污水处理的过程包括沉降、撇油、凝絮、浮选、过滤，加抑垢、防腐、杀菌及其它化学药剂等。具体工艺和流程各套注水系统有不同之处，但都是依据具体情况来设计的。图 5-5 是目前油田常用的混凝除油、重力式石英砂过滤处理含油污水工艺流程图。

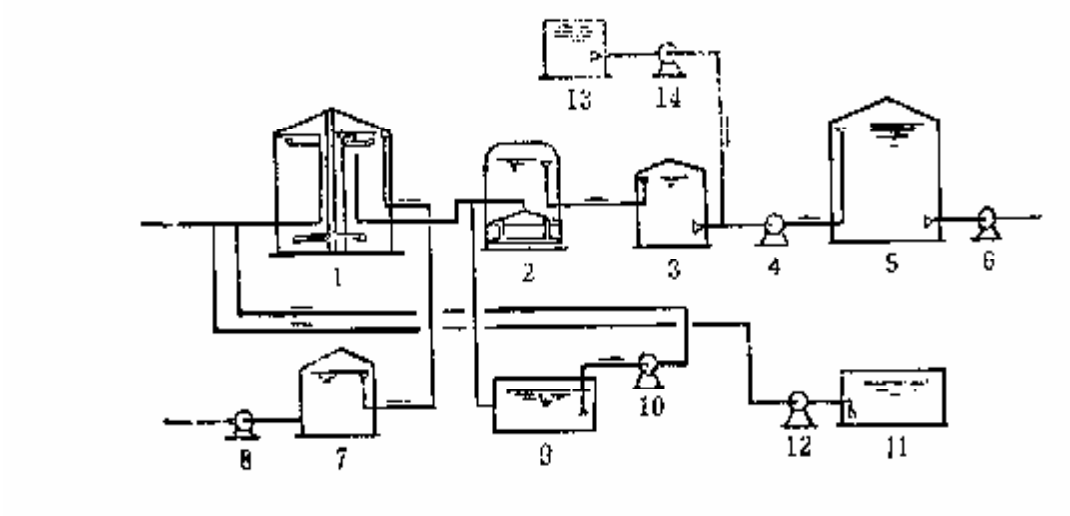



图 5-5　含油污水处理流程图

1—除油管；2—单阀过滤罐；3—缓冲水管；4—输油泵；5—注水泵；
6—高压注水泵；7—污油罐；8—输油泵；9—污水回收池；10—回收水泵；
11—混凝剂溶药池；12—加药泵；13—杀菌剂溶药罐；14—加杀菌剂泵

### 5.1.3　注水地面系统

从水源到注水井的注水地面系统通常包括水源泵站、水处理站、注水站、配水间和注水井。水源水经处理后达到油田注水水质标准后，被送到注水站。

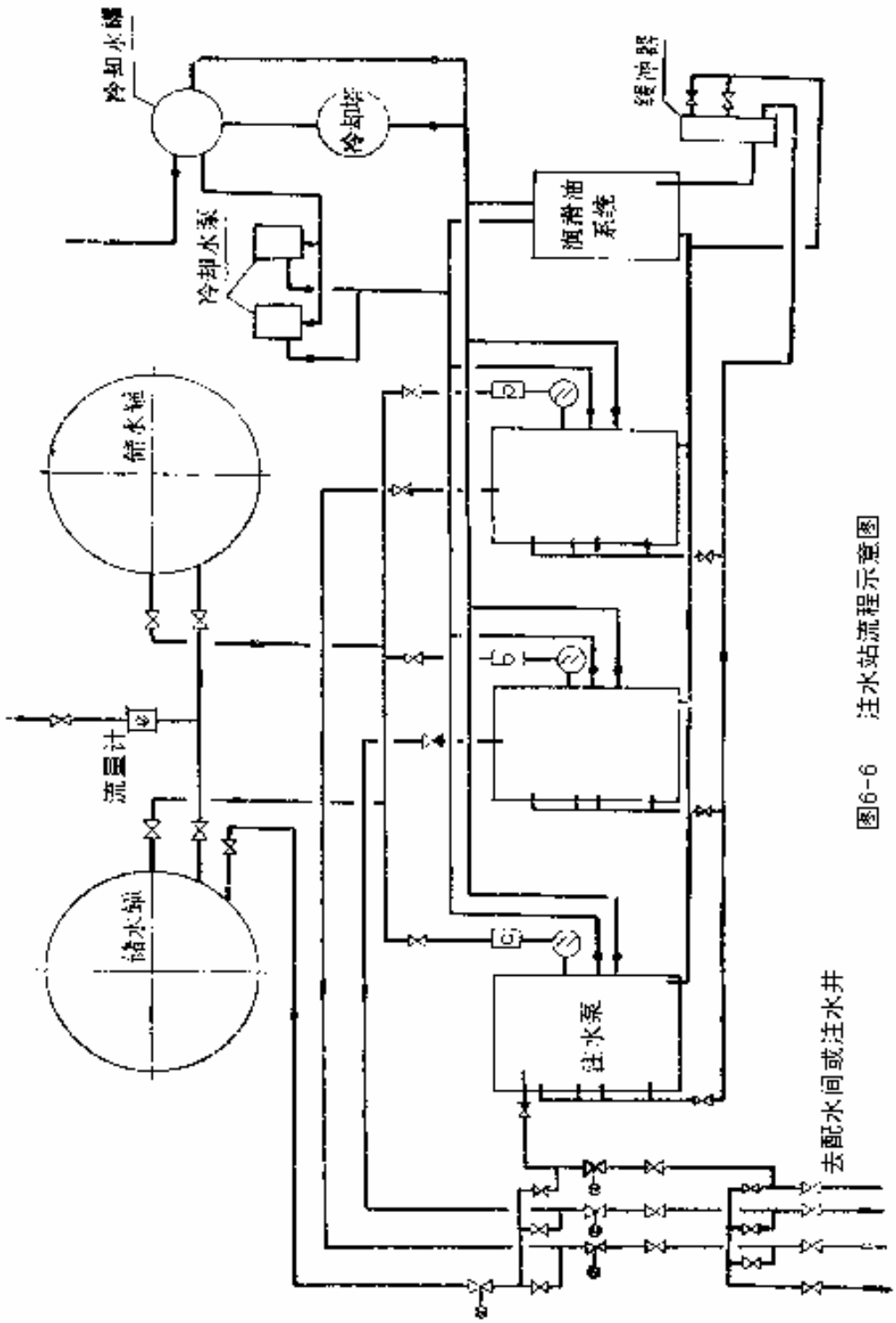



图6-6　注水站流程示意图

**(1) 注水站**　注水站的主要作用是将来水升压，以满足注水井对注入压力的要求。站

内注水工艺流程主要考虑满足注水水质、计量、操作管理及分层注水等方面的要求。其工艺流程为：来水进站→计量→水质处理→储水灌→泵出。注水站的主要设施有：储存水的储罐，它具有储备作用（为注水泵储备一定水量，防止因停水而造成缺水停泵现象）、缓冲作用（避免因供水管网压力不稳影响注水泵正常工作及其它系统的供水量及水质）、分离作用（使水中较大的固体颗粒物质、砂石等可沉降于灌底，含油污水中较大颗粒的油滴可浮于水面，便于集中回收处理）；给注入水增压的高压泵组(多级离心泵或柱塞泵)；计量水量的流量计和将高压水向各配水间分配的分水器等。流程示意图如图 5-6 所示。

**(2) 配水间**　用来调节、控制和计量一口注水井注水量，主要设施为分水器、正常注水和旁通备用管汇；压力表和流量计。配水间一般分为单井配水间和多井配水间两种。

**(3) 注水井**　注入水从地面进入地层的通道，井口装置与自喷井相似，不同点是无清蜡闸门，不装油嘴，同时承压高。井口有一套控制设备，它的主要作用是：悬挂井内管柱；密封油、套环形空间；控制注水和洗井方式，如正注、反注、合注、正洗、反洗和进行井下作业。除井口装置外，注水井内还根据注水要求（分注、合注、洗井）下有相应的注水管柱。

### 5.1.4 注水井投注程序

注水井从完钻到正常注水，一般要经过排液、洗井、试注之后才能转入正常的注水。

**(1) 排液**　排液的目的在于清除油层内的堵塞物，在井底附近造成适当的低压带，为进水创造有利条件，并采出部分弹性储量，减少注水井排或注水井附近的能量损失，有利于注水井排拉成水线。

排液时间可根据油层性质和开发方案来决定，排液的强度以不损伤油层结构为原则。

**(2) 洗井**　注水井在排液之后还需要进行洗井。洗井的目的是把井筒内的腐蚀物、杂质等污物冲洗出来，避免油层被污物堵塞，影响注水。

洗井方式有两种：一种是正洗，水从油管进井，从油套环形空间返回地面；另一种是反洗，水从油套环形空间进井，从油管返回地面。

洗井时要注意洗井质量和进出口水量，要求油层达到微吐，严防漏失。在油层压力低于静水柱压力时，可采用注混气或泡沫负压洗井，将井壁及近井地带的堵塞物清洗掉，然后升压至近平衡，替出井内不清洁的水，再升压采用注热水或活性水正压洗井，将井筒内和近井地带清洗干净，做到进出口水质完全一致时为止。

为防止粘土颗粒的膨胀和运移，在注水井投注或油井转注前需进行防膨处理；由于钻井或排液生产过程中油层受到储层损害时，则在投（转）注前需要进行解堵预处理。

**(3) 试注**　试注的目的在于确定能否将水注入油层并取得油层吸水启动压力和吸水指数等资料，根据要求注入量选定注入压力。因此，试注时要进行注水井测试，求出注水压力和地层吸水能力。地层吸水能力大小一般用吸水指数表示。如果试注效果好(可与邻井

同类油层吸水能力相比较)，即可进行转注；如果效果不好，要进行调整或采用酸浸、酸化、压裂等措施，直至合格为止。

**(4) 转注** 注水井通过排液、洗井、试注，取全取准试注的资料，并绘出注水指示曲线，再经过配水就可以转为正常注水。

## 5.2 注水井吸水能力分析

### 5.2.1 注水井吸水能力

**(1) 注水井指示曲线** 稳定流动条件下，注入压力与注水量之间的关系曲线。如图5-7所示。

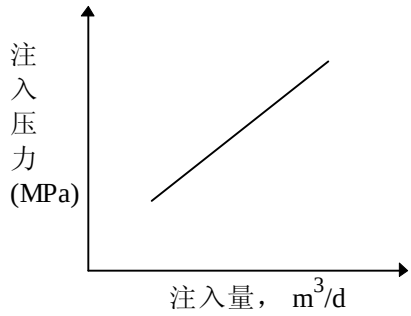



图 5-7 注水井指示曲线

**(2) 吸水指数** 单位注水压差下的日注水量，单位为 $m^3/(d \cdot MPa)$。

$$\text{吸水指数} = \frac{\text{日注水量}}{\text{注水压差}} = \frac{\text{日注水量}}{\text{注水井流压} - \text{注水井静压}}$$

吸水指数的大小表示地层吸水能力的好坏，正常生产时，不可能经常关井测注水井静压，所以采用测指示曲线的办法取得在不同流压下的注水量，用下式计算吸水指数：

$$\text{吸水指数} = \frac{\text{两种工作制度下日注水量之差}}{\text{相应两种工作制度下流压之差}}$$

在进行不同地层吸水能力对比分析时，需采用“比吸水指数”或称“每米吸水指数”为指标，它是地层吸水指数除以地层有效厚度所得的数值，单位为 $m^3/(d \cdot MPa \cdot m)$，也表示一米厚地层在一个兆帕注水压差下的日注水量。

**(3) 视吸水指数** 用吸水指数进行分析时，需对注水井进行测试取得流压资料后才能进行。在日常分析中，为及时掌握吸水能力的变化情况，常采用视吸水指数表示吸水能力。它是日注水量除以井口压力，单位为 $m^3/(d \cdot MPa)$。

$$\text{视吸水指数} = \frac{\text{日注水量}}{\text{井口压力}}$$

在未进行分层注水的情况下，若采用油管注水，则上式中的井口压力取套管压力；若采用套管注水，则上式中的井口压力取油管压力。

### 5.2.2 影响吸水能力的因素

根据现场资料和实验室研究，影响注水井吸水能力下降的因素可综合为四个方面。

**(1) 与注水井井下作业及注水井管理操作等有关的因素。**主要包括：进行作业时，因用泥浆压井使泥浆浸入注水层造成堵塞；由于酸化等措施不当或注水操作不平稳而破坏地层岩石结构，造成砂堵；未按规定洗井，井筒不清洁，井内的污物随注入水带入地层造成堵塞。

**(2) 与水质有关的因素。**

1) 注入水与设备和管线的腐蚀产物(如氢氧化铁 $Fe(OH)_3$ 及硫化亚铁 FeS 等)造成的堵塞，以及水在管线内产生垢($CaCO_3$、$BaSO_4$)等的堵塞。

2) 注入水中所含的某些微生物(如硫酸盐还原菌、铁菌等)，除了自身堵塞作用外，其代谢产物也会造成堵塞。

3) 注入水中所带的细小泥砂等杂质堵塞地层。

4) 注入水中含有在油层内可能产生沉淀的不稳定盐类。如注入水中所溶解的重碳酸盐，在注水过程中由于温度和压力的变化，可能在油层中生成碳酸盐沉淀。

**(3) 组成油层的粘土矿物遇水后发生膨胀。**

**(4) 注水井地层压力上升。**

前三方面是指在注水过程中，由于地层孔道被各种堵塞物堵塞，使吸水能力降低，第四方面则是注水过程中的正常现象。根据一些油田注水井取样分析，其堵塞物一般为硫化亚铁、氢氧化铁、碳酸钙、泥质、藻类与细菌等。为了防止和解除堵塞，下面就产生这些堵塞的原因作一简要分析。

**(1) 铁的沉淀** 在油田注水过程中，往往发现注入水在水源、净化站或注水站出口含铁量很低，但经过地面管线到达井底的过程中，含铁量逐渐增加。表 5-2 所列为某油田某区注入水中总含铁量沿流程的变化情况。

表 5-2 某区注入水总含铁量沿流程的变化

| 取样点 | 来 水 | 大 罐 | 泵出口 | 3-24 井 | 4-3 井 | 4-27 井 | 6-3 井 | 6-5 井底 |
|---|---|---|---|---|---|---|---|---|
| Σ Fe 毫克/升 | 0.21 | 0.14 | 0.29 | 0.72 | 1.23 | 2.38 | 2.96 | 4.43 |

含铁量上升，说明注入水对管壁产生了腐蚀，有时腐蚀产物占注水井所排出的固体沉淀物的 40～50%左右。注水过程中腐蚀所产生的堵塞物主要是氢氧化铁和硫化亚铁。

① 氢氧化铁的生成　根据电化学腐蚀原理，铁的二价离子 $Fe^{2+}$进入水中，生成氢氧化亚铁 $Fe(OH)_2$，注入水中溶解的氧进一步将 $Fe(OH)_2$ 氧化，生成氢氧化铁 $Fe(OH)_3$。生成的氢氧化铁，当水的 pH 值在 3.3～3.5 时，处于胶体质点状态；当 pH 值接近于 6～6.5 时，处于凝胶状态；当 pH 值>8.7 时，呈棉絮状的胶体物，特别当 pH 值>4～4.5 以后的氢氧化铁，注入地层后将发生明显的堵塞作用，从而降低吸水能力。

当注入水中含有铁菌时，铁菌的代谢作用也会产生 $Fe(OH)_3$ 的沉淀。水中的铁菌由它周围环境(水)中吸取二价铁盐和氧，而同时在它的机体内进行近似于下列方程的反应，从而生成氢氧化铁沉淀：

$$4Fe(HCO_3)_2 + 2H_2O + O_2 \xrightarrow{\text{铁菌}} 4Fe(OH)_3 + 8CO_2$$

② 硫化亚铁(FeS)沉淀的生成　当注入水含有硫化氢($H_2S$)时，其腐蚀变得更加严重。$H_2S$ 与电化学腐蚀产生的二价铁作用生成硫化亚铁(FeS)的黑色沉淀物。即使注入水中没有溶解 $H_2S$ 气体，当含有硫酸盐还原菌时，也会由于水中的硫酸根 $SO_4^{2-}$被这种菌还原成 $H_2S$：

$$2H^+ + SO_4^{2-} + 4H_2 \rightarrow H_2S + 4H_2O$$

而 $H_2S$ 将与 $Fe^{2+}$生成硫化亚铁沉淀。

在一些注水井内排出的水为黑色，并带有臭鸡蛋味就是含有 $H_2S$ 和 FeS 的缘故。

**(2) 碳酸盐沉淀**　当注入水溶解有重碳酸钙、重碳酸镁等不稳定盐类时，注入地层后，由于温度变化，这些溶解盐被析出生成沉淀，堵塞地层孔道，降低吸水能力。

水中游离的二氧化碳、重碳酸根及碳酸根在一定的条件下，保持着一定的平衡关系：

$$CO_2 + H_2O + CO_3^{2-} \rightarrow 2HCO_3^-$$

当水注入地层后，由于温度升高，将使重碳酸盐发生分解，平衡左移，溶液中的 $CO_3^{2-}$ 的浓度增大。当水中含有大量的钙离子 $Ca^{2+}$时，在一定条件下将会有 $CaCO_3$ 从水中析出，而造成堵塞。

另外，在水中硫酸盐还原菌的作用下，由下面的反应也会生成白色的 $CaCO_3$ 沉淀。

$$Ca^{2+}+SO_4^{2-}+CO_2+8H^+ \xrightarrow{\text{硫酸还原菌}} CaCO_3+H_2S+3H_2O$$

**(3) 细菌堵塞** 根据国内外一些研究表明，注入水中含有的细菌(如硫酸盐还原菌、铁菌等)在注水系统和地层中的繁殖将引起地层孔隙的堵塞，使吸水能力降低。这些菌的繁殖除了菌体本身会造成地层堵塞外，还由于它们的代谢作用生成的硫化亚铁 FeS 及氢氧化铁 $Fe(OH)_3$ 沉淀而堵塞地层。

硫酸盐还原菌的生存和繁殖不需要氧，是厌氧性细菌，它能适应环境上的较大差异，生长的温度范围 283～313K，pH 值在 4.0～9.6。其适宜温度为 298～308K，适宜的 pH 值为 6.7～7.3。而经过脱氧的水，正是厌氧性硫酸盐还原菌生存和繁殖的适宜环境。例如某油田注入水进入净化站处理前细菌含量较低($2.5\times10^2$ 个/ml)，进入脱氧塔后的密闭流程中时，则得到大量繁殖，含菌量迅速增加，到注水井口时，可高达 $1.1\times10^4$ 个/ml。

铁菌与硫酸盐还原菌相反，它离开氧便不能生长和繁殖。但由于注入水中往往含有氧，因而给它的生长和繁殖了造成了一定的条件。

由于注入水中所含细菌和水一起进入地层而在一定范围内生长繁殖，根据对一些井的调查，带入地层的硫酸盐还原菌按排液量计算的活泼发育半径约 3～5 米。因此，菌体和代谢产物对地层造成的堵塞不只是在井壁渗滤表面，而且会发生在较深地带。这样，在解除细菌所造成的堵塞时将增加一定的困难。

**(4) 粘土膨胀** 由于许多油层岩石均存在着粘土夹层，而岩石胶结物中亦含有一定数量的粘土，因而在油层注水过程中，往往由于粘土遇水膨胀造成地层堵塞甚至由于粘土膨胀后使岩石颗粒之间的联系变弱，严重者，在井壁处造成岩层崩解而坍塌。

粘土遇水膨胀的能力，与构成粘土矿物的类型和含量有关。根据研究，蒙脱石组成的粘土矿物膨胀性最大，而高岭石组成的粘土膨胀性最小。膨胀的程度随蒙脱石组矿物含量的增加而增大。粘土膨胀的大小与水的性质有关，通常淡水比盐水使粘土膨胀的大。由于地层水含盐量高，因而一般注地层水比注地面水引起的粘土膨胀小。此外，粘土中小颗粒含量愈多，膨胀性愈大。

由于不同油田油层岩石中粘土含量与组成不同，以及注入水性质不同，因此粘土的膨胀程度以及对注水井吸水能力的影响程度也有所不同，有的甚至没有明显影响。

在注水过程中，上述影响吸水能力的各问题可能同时出现，但在不同条件下，它们各自对注水井吸水能力的影响程度却有所不同。因此，对具体情况应作具体分析，从调查研究入手，分析影响吸水能力降低的因素，找出主要矛盾，然后加以解决。

### 5.2.3 改善吸水能力的措施

针对油层吸水能力下降的不同原因，应采用不同的措施防止吸水能力下降。在注水过

程中应当采取以预防为主的措施，防止对油层产生堵塞。为了避免泥浆侵害油层或因措施、操作不当引起井底堵塞，一般在注水井进行井下作业时，采取不压井不放喷作业，慎重而正确地进行酸化。

油田的实践证明，在注水过程中使吸水能力下降的主要原因是水质及注水系统的管理。因此在注水过程中，要防止注水井吸水能力下降，首先必须保证水质符合要求，尽量避免由于水质不合格所引起的各种堵塞。

注水井日常管理的好坏，对于预防注水井吸水能力下降有着重大影响，应当注意以下几方面问题：

① 及时取水样化验分析，发现水质不合格时，应立即采取措施，保证不把不合格的水注入油层；

② 按规定冲洗地面管线、储水设备和洗井，保证地面管线、储水设备和井内清洁；

③ 保证平稳注水，减少波动，以免破坏油层结构和防止管壁上的腐蚀物污染水质和堵塞油层。

为了恢复注水井的注水能力，改善吸水能力差油层的注入量，通常采用酸化、压裂增注及水力振荡和水力射流等井底处理措施。

**(1) 压裂增注**

压裂是实现油层增注的常用手段之一。可分为普通压裂和分层压裂。普通压裂适用于吸水指数低，注水压力高的低渗地层和严重污染地层，对于目的层尽可能用封隔器卡开。而对油层较厚、层内岩性差异大或多油层层间差异大，均可采用分层压裂实现增注，以改善层间矛盾。

对水井通常采用清水做为压裂液。携砂液和顶替液应根据油层的岩性，选择适当的防膨剂加入工作液中，以防止水敏矿物膨胀或迁移。

注水井采取压裂增注措施时，其压裂规模不宜过大，并注意裂缝方位，以免引起水窜，降低波及效率。

**(2) 酸化增注**

油层吸水能力下降，绝大多数是由于油层被堵塞所引起。因此，要恢复油层吸水能力，就必须解除堵塞。造成堵塞的原因不同，解堵的方法也不同。酸化是注水井解堵增注的重要措施。一方面酸化可用来解除井底堵塞物，另一方面可用来提高中低渗透层的绝对渗透率，原理与一般酸处理相同。

注水过程中造成油层堵塞的各种堵塞物可大体分为两类：

一类是无机物堵塞，其中可被盐酸溶解的主要有 $CaCO_3$、FeS 及 $Fe(OH)_3$。泥质堵塞物虽然不溶于盐酸，但土酸（盐酸和氢氟酸的混合物）对它有较大的溶解能力。因此，清除无机堵塞物时，通常用盐酸或土酸处理。此外，还可以采用磷酸、硫酸等进行酸处理。

另一类是有机堵塞物，即藻类和细菌。细菌随注入水进入油层，在井底周围生长繁殖，

要清除它们的堵塞，就要对井底附近采取杀菌措施。例如某油田曾用注入甲醛水溶液进行油层内的杀菌现场试验，获得了一定的效果。但对细菌代谢作用产物造成的堵塞，此法是不能清除的。这些代谢产物主要是 FeS 沉淀，可进行酸处理。所以，在有细菌堵塞的情况下总是把杀菌与酸化处理联合进行，这样既可杀菌，又可清除细菌代谢产物及其它沉淀物对油层的堵塞。

注水井酸处理的方法除一般的盐酸和土酸处理之外，还根据油层具体情况采用不同酸处理方法，下面介绍一些油田曾采用的方法。

① 稀酸活性液不排液法

在注水井注入浓度较低的盐酸和氢氟酸混合液，其特点是酸液挤入后不排液。因为酸液浓度低，反应后的产物量少，靠注入水挤入油层深部扩散，工艺上比较简单。使用的配方是：盐酸 2～5%，氢氟酸 0.5%，甲醛 0.5～1%，活性剂 0.2～0.5%。一般用量为每米厚油层 2～5$m^3$ 增注液。此法一般有效期较短，增注幅度不大。

② 醋酸缓冲—稀酸活性液增注

先注入由醋酸 15%＋烧碱 1.56%配成的 pH=4.0 的溶液做前缘缓冲液，接着注入盐酸 0.5%＋氢氟酸 0.5%＋甲醛 0.5～1%＋活性剂 0.2～0.5%配制成的稀酸活性液；最后再注入后缓冲液（成分同前缓冲液）。

稀酸活性液的作用是解除井底堵塞。因为根据对注水井排液取样分析，所得的固体沉淀物中有 70～90%左右是硫化铁、氧化铁、碳酸钙、泥质等，它们大都是可以被盐酸溶解的物质。如 $2HCl＋FeS→FeCl_2＋H_2S$。将反应物排出油层就可达到解堵的目的。

通常酸化后排液的目的就是为了排出反应产物，以免重新造成堵塞。但采用排液的办法，既增加了施工工艺内容，又会因大量排液而降低注水井油层压力。注酸后采用不排液方式，则反应产物随水推进。当酸液扩散稀释，pH 值升高到 3.5 以上时，被溶解的堵塞物有一部分又重新析出，在油层内部造成堵塞。为了解决这个问题，提出了注入稀酸活性液之前和之后注入一定体积的醋酸缓冲液，使醋酸在推进到一定距离之内总是保持酸性（即使 pH 值升小于 3.5）。所用缓冲液在被水稀释 380～400 倍时，其 pH 值仍然低于要求。

醋酸缓冲—稀酸活性液增注工艺的优点是工艺简便（不动井口、不停注、不排液），节省人力和设备，又初步解决了 FeS 在井底附近重新沉淀的问题。施工时只需先用大排量（20～40$m^3$/h)洗井。实践证明，对于结构较疏松，用一般酸化浓度处理后易出砂的注水井是一项可增注又不会造成出砂的行之有效的增注措施。

③ 逆土酸增注法

它是低渗透泥质胶结油层增注的一个有效方法。它与土酸处理法的原理相同，即用 HCl 溶解碳酸钙，用 HF 溶解泥质、石英砂等。但不同点是 HF 的用量大于 HCl，HCl 浓度 2%，HF 浓度 6%，所以称为逆土酸。在处理工艺上，因使用 HF 的浓度较大，岩石泥质胶结被溶解后易引起出砂。为避免出砂，施工时在井壁附近留 0.5～1.0m 井壁防砂环，不用

酸液浸泡。此措施效果明显，施工后尚未发现出砂现象。

④ 胶束（活性柴油）逆土酸增注法

针对稠油、低渗透层试验成功的一种增注方法。它的原理是先用胶束或活性柴油溶解和驱替稠油，解除稠油堵塞，然后用逆土酸溶解泥质等，提高油层的绝对渗透率。胶束是表面活性剂、油、水三者在一定条件下组成的互溶、单相透明体系，对稠油、蜡、胶质沥青质等具有较强的增溶能力。活性柴油是往柴油中加入一定量活性剂配制而成的，对油也具有很好的溶解能力。室内和现场试验证明，胶束（活性柴油）逆土酸联合施工，比单独用胶束（活性柴油）和单独用逆土酸增注的效果都好。因为它不仅解决了稠油堵塞问题，还提高了油层的绝对渗透率，而如果不用胶束（活性柴油）解除稠油堵塞，逆土酸增注就不能充分发挥作用，不能大幅度提高绝对渗透率。试验中曾出现 HF 浓度大（7.4%），处理量大（5$m^3$/m）而在处理后引起水井出砂问题。采用 HF 浓度 6%，用量 1～2 $m^3$/m 处理，施工后未出现出砂现象。

**(3) 粘土防膨**

对于含粘土砂岩油藏的开采，如何防止水敏、速敏、酸敏是一个十分重要的问题，是直接关系到能否开发和开发好这类油藏的重要问题。。

注防膨剂是防止注水过程中粘土膨胀的有效措施。粘土防膨剂包括：无机盐类，如 KCl、$NH_4Cl$，此类试剂虽然能防止不膨型粘土的分散、运移及膨胀型粘土的膨胀，但有效期短；无机物表面活性剂，如铁盐类，此类试剂对施工条件要求严，成本高，有效期短；离子型表面活性剂，如聚季胺，此类试剂有效期长，成本较低，施工容易；无机盐和有机物混合的处理剂也已开始应用。

由于粘土矿物成分和储层岩石的差异，没有一种固定的现成防膨剂通用于各类油层。欲取得理想的防膨效果，必须经过精心的室内筛选。

① 初选 将储层的岩屑粉碎过筛，在一定的强度下，将其加入到有防膨剂的水（或注入用的水）中，浸泡一定的时间，对比其前后的重量变化。其变化最小的防膨剂及配方为最佳者，即初选完成；

② 渗流防膨效果评价的流动实验 将初选的防膨剂加入到注入水中，经岩心模拟注入试验，测定其渗透率的变化值，如果变化小即初选正确，可用于现场，否则重新初选，再经渗流防膨效果评价。

注水井常常发生无机与有机物的复合性堵塞，则应采取复合措施解堵。

## 5.3 分层注水技术

由于油层各层系的不均质性，因而它们的吸水能力各不相同。只有采取分层注水的方法才能提高注水效率。

### 5.3.1 分层吸水能力及测试方法

分层吸水能力可用指示曲线、吸水指数、视吸水指数等指标表示，还可用相对吸水量来表示。相对吸水量是指在同一注入压力下，某一层吸水量占全井吸水量的百分数，即：

$$\text{相对吸水量} = \frac{\text{小层吸水量}}{\text{全井吸水量}}$$

相对吸水量是用来表示各小层相对吸水能力的指标。有了各小层的相对水量，就可以由全井指示曲线，绘出各小层的分层指示曲线，而不必进行分层测试。

分层注水指示曲线是注水层段注入压力与注入量的相关曲线。指示曲线的形状主要取决于油层条件和井下配水工具工作状况。因此，同一层段在不同时间里的指示曲线的变化，反映了油层吸水能力的变化及井下工具的工作情况。图 5-8 是某井分层指示曲线。

目前分层吸水能力的测试方法主要有两类，一类是测定注水井的吸水剖面；另一类是在注水过程中直接进行分层测试。前者是用各层的相对吸水量来表示分层吸水能力的大小，后者是用分层测试整理分层指示曲线，并求得分层吸水指数来表示分层吸水能力的好坏。

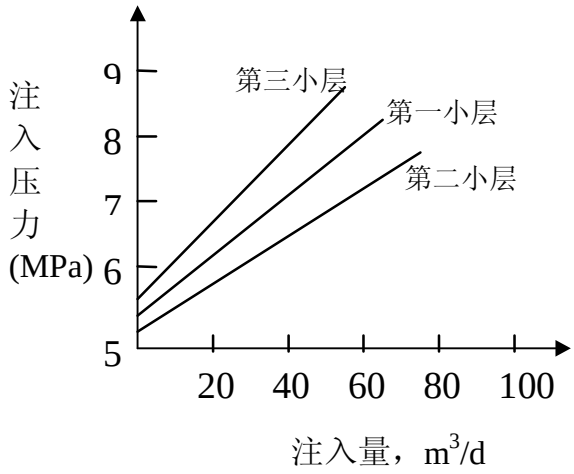



图 6-8　　某井分层指示曲线

**(1) 放射性同位素载体法测吸水剖面**

测吸水剖面就是在一定的压力下测定沿井筒各射开层段的注入量(即分层的吸水量)，目的是为了掌握各小层的吸水能力，以作为合理分层配注的依据。

放射性同位素载体法是将吸附有放射性同位素(如 $Zn^{65}$、$Ag^{110}$ 等)离子的固相载体加入水中，调配成一定浓度的活化悬浮液。在正常注水条件下将悬浮液注入井内后，利用放

射性仪器在井筒内沿吸水剖面测量放射性强度。当活化悬浮液注入井内时，与正常注水时一样，悬浮液将按井筒剖面原有吸水能力按比例进入各层。由于所选择的固相载体颗粒直径稍大于地层孔隙，它就被滤积在岩层表面，而清水进入深处。另外，固相载体又具有牢固的吸附性和能均匀悬浮，所以吸水量大的层，岩层表面滤积的固相载体就多，仪器测得的放射性强度就大，反之，则小，即地层的吸水量、对应射孔井段滤积的载体量、放射性强度三者之间成正比关系。对施工前后两次放射性测井曲线进行对比，施工后放射性曲线所增加的异常值就反映了对应层的吸水能力。如图 5-9 所示。

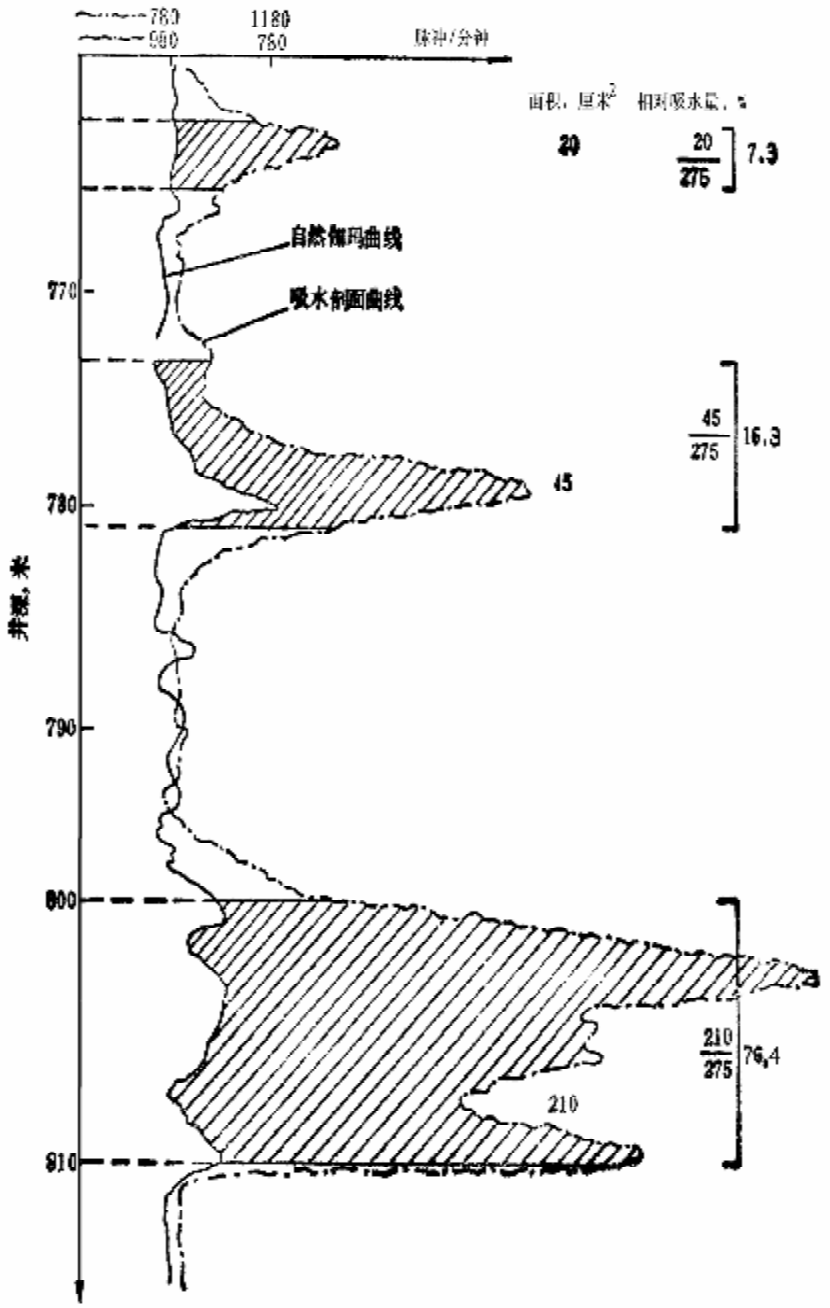



图 5-9　载体法测吸水剖面曲线

**(2)** 投球法分层测试

投球测试法所用测试管柱如图 5-10 所示。包括油管、封隔器、配水器、球座、底部凡尔。

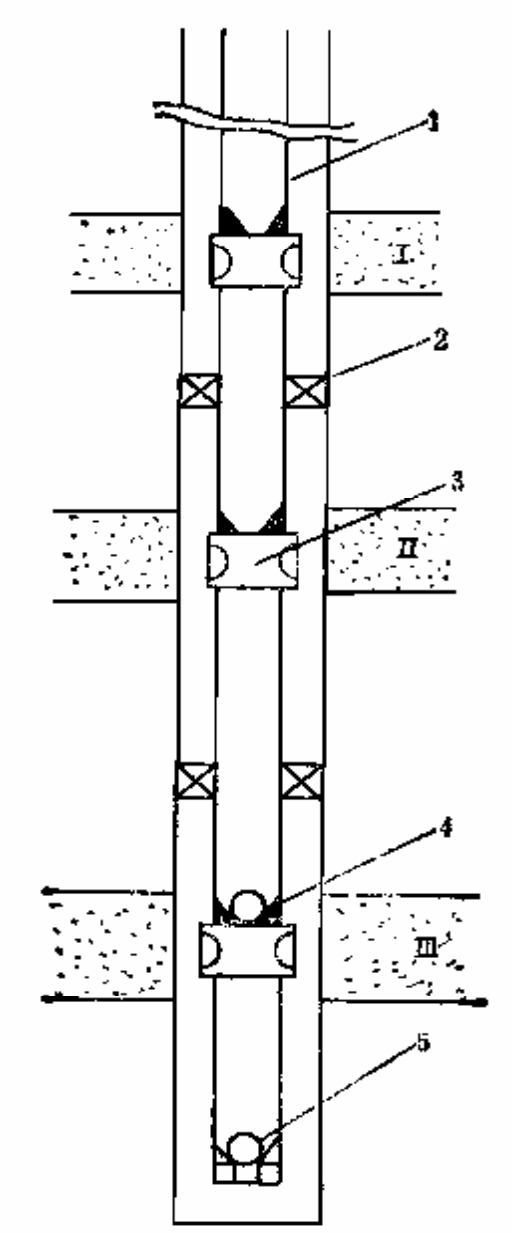



图 5-10　投球测试管柱示意图

1—油管；2—封隔器；3—配水器；4—球座；5—底部凡尔

1) 测全井指示曲线　所谓全井指示曲线，就是井下各注水层段在该井下管柱条件下同时吸水时，注入压力和全井吸水量的关系曲线。测试时通常测四至五个点，即分别测出四至五个不同注入压力和相应的全井注水量。每个测点之间的压力相差 0.5～1.0 兆帕，其中一个点的压力为正常注水压力。测各压力点下的注水量必须在注水稳定之后，其稳定时

间视注水层情况而定，一般为 30 分钟左右。

2) 测分层指示曲线　测得全井资料后，开始测分层指示曲线。其方法是先投小球入井，小球座在最下一级球座上，将最下一层封住(如图为第Ⅲ层)，然后对其上第Ⅰ和第Ⅱ层进行测试，同样测出四至五个不同压力下的注水量，每个压力点都稳定注水 30 分钟以上，每个控制点的注入压力应与全井测试时相同。其次投入第二个球将Ⅱ层段封住，便可测得第Ⅰ层段(最上一层)的资料，依此类推，如果井下分注三层，投球两个，井下分注五层，则需从下到上逐级投入由小直径到大直径的四个球，进行测试。

3) 资料整理　分层测试得到的资料经整理后便可得出分层指示曲线。

投第一个球后的注水量为第Ⅰ层段和第Ⅱ层段注水量之和，投第二个球后的注水量为第Ⅰ层段的注水量。全井注水量是Ⅰ、Ⅱ、Ⅲ三个层段同时吸水时的注水量。

第Ⅰ层段注水量=投最后一个球后测得的注水量；第Ⅱ层段注水量=(投第一个球后的注水量)－(投第二个球后的注水量)；第Ⅲ层段注水量=(全井注水量)－(投第一个球后的注水量)。

将全部测试成果整理列表，见表 5-3。由表中数据可绘出各分层的注入压力与注水量的关系曲线—分层指示曲线。

一般在正常注水情况下，为了检查各层段配水的准确程度，判断井下工具的工作状况，了解各层段吸水能力的相对变化情况而进行分层测试时，均采用井下原有的注水管柱进行测试。只有在为了准确掌握分层吸水能力和调配各层水量时，才专门下入由 745-5 组成的测试管柱，两者的测试方法相同。

表 5-3　分层测试成果表

| 注入压力，MPa | 10 | 9 | 8 | 7 | 6 |
|---|---|---|---|---|---|
| 层　　段 | 注入水量，$m^3/d$ | | | | |
| 全 井 | 741 | 671 | 602 | 533 | 465 |
| Ⅰ＋Ⅱ | 396 | 351 | 313 | 272 | 232 |
| Ⅰ | 124 | 110 | 96 | 83 | 69 |
| Ⅱ | 272 | 241 | 217 | 189 | 163 |
| Ⅲ | 345 | 320 | 289 | 261 | 233 |

4)　分层指示曲线的压力较正　用注入压力和相应的各小层的注水量绘制各小层的指示曲线是井口注入压力与小层吸水量之间的关系曲线，由于注入水通过油管、水嘴和打开节流器阀时要产生压力损失，所以各小层真正对注水有效的井口压力要小于测试时得到的实测井口压力。而且在同一井口注入压力下，每个小层因安装有不同直径的水嘴或不带水嘴，所以各小层的实际注水压力是不同的。不装水嘴时的实际注水压力最大，水嘴直径

愈小，水通过水嘴时的压力损失愈大，则实际注水压力就愈小。因此，按井口实测注水压力的指示曲线，并不能反映地层真实的吸水规律。为了消除井下设备产生的压力损失对地层吸水规律的影响，应该对实测井口注入压力进行校正，即减去井内设备的压力损失，用有效井口压力与注水量能绘制真实反映地层吸水能力的井口指示曲线。有效井口压力可用下式计算：

$$P_{ef}=P_{pm}-P_{fr}-P_{zf}-P_{v}—P_{p} \tag{5-1}$$

式中 $P_{ef}$—有效(井口)注水压力，MPa；

$P_{pm}$—实测井口注水压力，MPa；

$P_{fr}$—注入水通过油管时的压力损失(可查手册) ，MPa；

$P_{zf}$—注入水通过水嘴时的压力损失(可查嘴损曲线) ，MPa；

$P_{v}$—注入水打开配水器节流阀时所产生的压力损失，根据配套使用的 475—8 型封隔器的要求，为 0.5～0.7 兆帕；

$P_{p}$—注入水通过射孔孔眼的压力损失，Mpa。

计算出有效压力之后，就可以绘制出油层真实的指示曲线。显然，用实测井口压力的指示曲线不仅与注水层性质有关，而且与井下设备和配水工具的尺寸有关。而校正后的井口真实指示曲线则与井下设备和配水工具等无关。

真实反映注水层的吸水能力应当采用地层指示曲线来描述。地层指示曲线是注入水经过配水嘴后真实作用于地层的流压与该地层吸水量的关系曲线。真实流压由下式计算：

$$P_{ewf}=P_{pm}+P_{w}-P_{fr}-P_{zf}-P_{v}—P_{p} \tag{5-2}$$

式中 $P_{ewf}$—油层真实注水压力，MPa；

$P_{pm}$—实测井口注水压力，MPa；

$P_{w}$—井筒水柱所形成的压力，MPa；

$P_{fr}$—注入水通过油管时的压力损失(可查手册)，MPa；

$P_{zf}$—注入水通过水嘴时的压力损失(可查嘴损曲线)，MPa；

$P_{v}$—注入水打开配水器节流阀时所产生的压力损失，MPa。

**(3) 浮子式流量计法**

浮子式流量计是利用与被测试管柱配套的密封及定位装置密封，并定位于被测层段的配水器上。使注入地层的全部液体流量通过仪器的锥管，冲动锥管里的浮子。浮子产生位移并带动记录笔，而记录笔与弹簧相连接。当液流冲动浮子向下位移，弹簧被拉长时，笔尖随之下移。当冲击力和弹簧反力平衡时，笔尖就相对稳定于这一位置。同时，时钟带动装有记录卡片的记录纸筒旋转，这样笔尖就可在记录卡片上画出一定高度的台阶。在不同流量下，画出的台阶的高度也不同，于是便可记录出流量的变化。

以庆 104 型浮子流量计为例其具体测试方法是：用录井钢丝将仪器下在固定配水器的配水管柱内，在控制注水降低注水压力的情况下，将仪器下到预定深度。然后提高注水压

力打开定位器，放大注水压力后，控制到正常注水压力稳定 30 分钟后才能测试。稳定后，将仪器定位于最下一层，每测 4 分钟上提 5m，再放回原处，再测 4 分钟上提到上一层，这样自下而上测试到最顶层。仪器在各个层段停留时测得的流量等于包括该层段注水量在内的以下各层段注水量之和。用仪器在每个层段记录的流量减去其下面一个区段处所记录的流量，即为该层段本身的流量。

在使用偏心配水器分层注水的注水井，分层测试是采用 106 型浮子流量计配接偏心配水测试密封段，在偏心配水管柱中进行的。它是先将仪器下到井底，让定位器撞击打开定位爪。其它测试同上。

**(4) 井温测井法**

注水井中的温度分布及停注后的温度恢复是受各种因素控制的，可以利用这些差别来分析吸水层的位置、厚度，以便在油层开采中提供地层吸水的情况。

在讨论注水或停注后所引起的井筒中温度变化的大小以前，应当有一条供比较的基线。这条基线是注水井停注相当长的时间，使井筒上下各处和地层温度达到平稳后，测出的井温随深度而变化的曲线，叫做井温基线，如图 5-11 中的 A。它可以用下列方程表示：

$$Tx = Tavg + X/\alpha \tag{5-3}$$

式中　Tx—静止条件下，井筒任意深度的温度，℃；

X—从地面算起的深度，m；

Tavg—地表常年平均温度，℃；

α —地温梯度，m/℃。

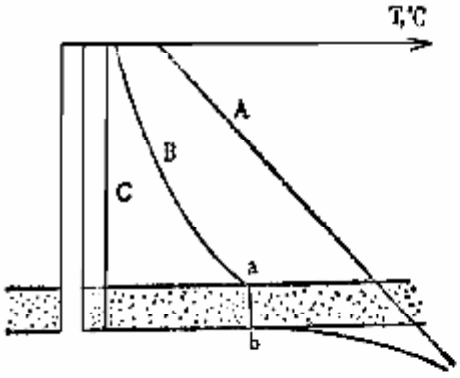



图 5-11　各种情况下的井温曲线

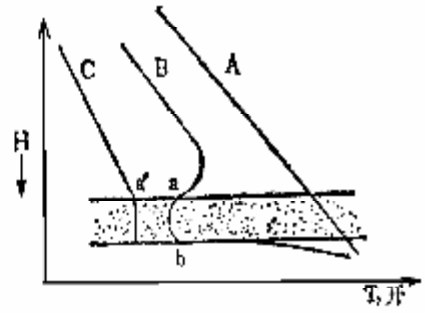



图 5-12　井温分布曲线

从地面向井中注冷水后，由于井筒及地层受到冷却，井中的温度分布偏离了地温曲线 A，偏离程度与注入速度、注入水的地面温度以及累计注入量有关。图 5-11 上的 B、C 曲线就是在有限注入速度与无限注入速度下的井温分布曲线。这两线是用计算机模拟出来

的，说明注入速度对温度分布曲线的影响。注入速度较低时，水有足够的时间和地层进行热交换，则偏离程度小。曲线 C 实际上是得不到的，只是一种极限情况。有了这两条曲线，对其它注入速度下的井温分布情况，大体上可以有个估计。

值得注意的是吸水层中的温度分布沿油层厚度基本上是一条直线，如图 5-11 中的 a-b 所示。吸水层以下的温度曲线急剧地回到地温曲线的数值。

停注后的井温分布曲线则随停注后的时间而定，图 5-12 中 A 是地温曲线，C 是在注水过程中的温度分布曲线，B 是停注后若干时间的曲线。现在来分析 B 曲线的形状。

吸水层位以上的地层由于水泥环及油层的传热系数很差，虽然经过长时间的注入，其温度仍然比较接近原始地温。因此，吸水层以上井筒周围的温度梯度较大，停注后温度恢复的也较快。但是，在吸水层中由于大量冷水注入地层很远，使地层得到很大的冷却，这样井底附近的径向温度梯度便很低，因此吸水层位的温度恢复很慢。停注后井中温度分布在吸水层处出现很大的温度负异常就是这个原因，这也为鉴别吸水层位提供了重要的依据。

以上讲的是一个吸水层的情况。实际上油井多数是多层吸水，在这种情况下能否区别出来，一方面要看温度计的精度及下入仪器的速度，另外也要看两个吸水层相隔的距离。如果靠的很近，例如 10m 左右的两个吸水层就难以检查出来。

有些情况下对井温曲线可以进行一些定量的解释，由于井下情况复杂，这些解释有的可靠，有的只能参考。

### 5.3.2 分层注水管柱

为了解决层间矛盾，调整油层平面上注入水分布不均匀的状况，以控制油井含水上升和油田综合含水率的上升速度，提高油田的开采效果，需进行分层注水。

分层注水的工艺方法比较多，如油、套管分层注水、单管分层配水、多管分层注水等。单管配水器多层段配水的方式，是井中只下一根管柱，利用封隔器将整个注水井段封隔成几个互不相通的层段，每个层段都装有配水器。注入水从油管入井，由每个层段配水器上的水嘴控制水量，注入到各层段的地层中。

单管分层注水管柱，按配水器结构，可分为固定配水管柱、活动配水管柱和偏心配水管柱。

由于固定配水管柱不便于调配水量已不再使用，而偏心配水管柱可比活动配水管柱进行更多级的分层注水，而且具有测试起下工作量小和测试效率高等优点，因而广泛应用。单管封隔器分层注水管柱见图 5-13、图 5-14、图 5-15 所示。

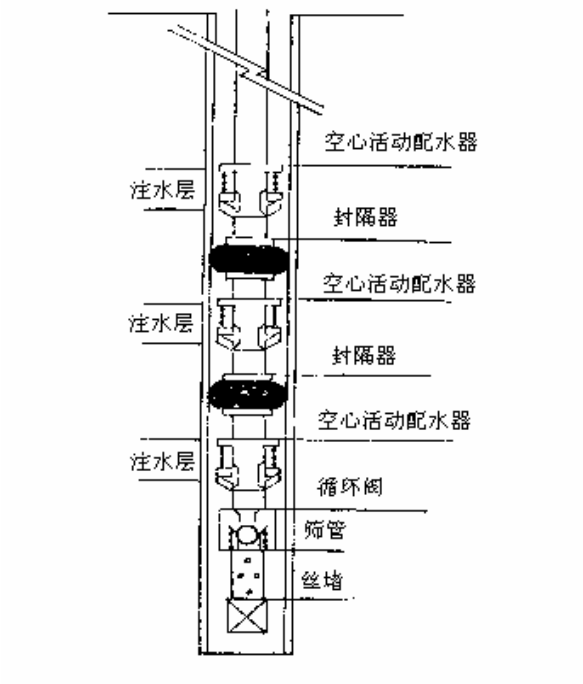



图 5-13　活动配水管柱图

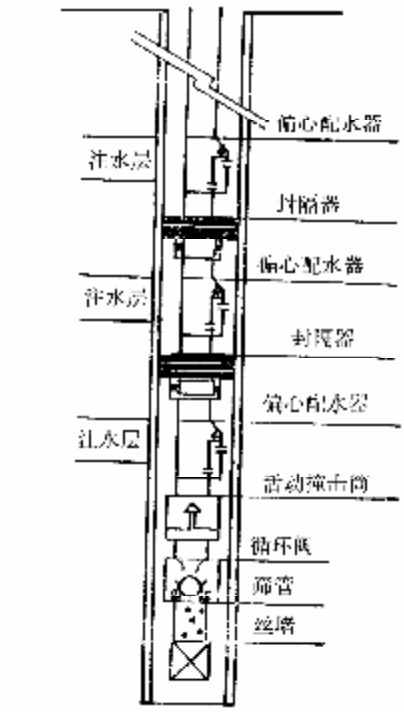



图 5-14　偏心配水管柱图（Ⅰ）

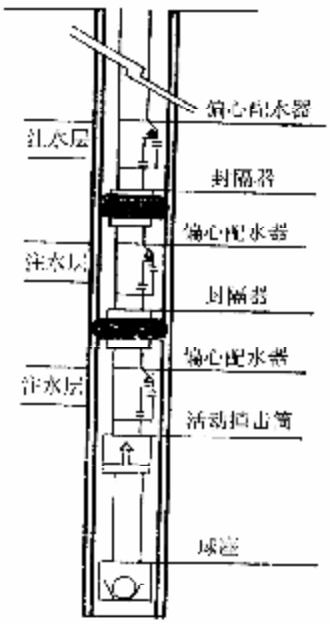



图 5-15　偏心配水管柱图（Ⅱ）

活动配水管柱的结构如图 5-13 所示，主要由扩张式封隔器和空心配水器等组成。此类配水器存在的问题是受内通径的限制，使其使用级数受到限制。

偏心配水管柱的结构如图 5-14、图 5-15 所示。偏心配水管柱（Ⅰ）主要由压缩式封隔器和偏心配水器等组成，而偏心配水管柱（Ⅱ）主要由扩张式封隔器和偏心配水器等组成。

封隔器是用于井下层与层之间封隔的设备，主要由固定、密封和控制三部分组成。用途不同，各类封隔器结构也不相同。按封隔器封隔件工作原理，可分为自封式（靠封隔件外径与套管内径的过盈和压差实现密封）、压缩式（靠轴向力压缩封隔件使其直径变大）、楔入式（靠楔入件楔入密封件，使封隔件直径变大）和扩张式（在一定液体压力作用于封隔件内腔使封隔件直径变大）四大类。可洗井分层注水封隔器其特点是密封状态受油管与油套环空压差变化的影响。

分层配水管柱设计的主要依据是各注水层的注水指示曲线，它是反映注水层吸水能力的曲线。另一个依据就是配水嘴的嘴损曲线，它反映了水嘴尺寸、配水量和通过配水嘴时的节流损失三者之间的定量关系，不同结构的配水器的嘴损曲线也不相同。

## 5.4 注水指示曲线的分析和应用

按实测井口压力绘制的指示曲线，不仅反映油层情况，而且还与井下配水工具的工作状况有关。因此，通过对井口指示曲线形状的特征和曲线斜率变化的分析就可以了解油层吸水能力及其变化，判断井下配水工具的工作状况，作为进行分层配水计算的主要依据。

### 5.4.1 指示曲线的几种形状

图 5-16 为一般分层测试时可能遇到的几种指示曲线的形状。

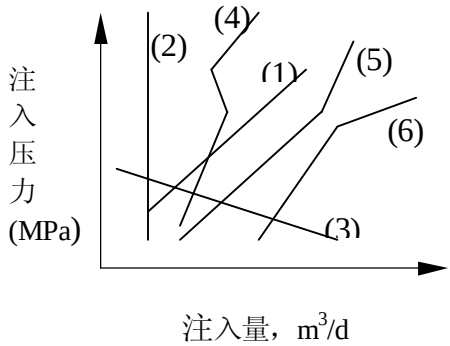



图 6-16 几种指示曲线的形状

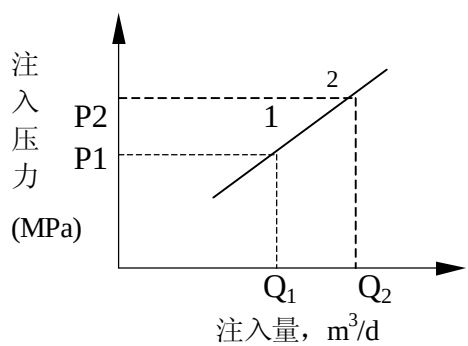



图 6-17 由指示曲线求吸水指数

**（1） 直线型指示曲线**

图 5-16 中第一种直线为递增式，它反映了油层吸水量与注入压力成正比。在直线上任取两点（图 5-17），由相应的注入压力 $P_1$、$P_2$ 及注入量 $Q_1$、$Q_2$，用下式可计算出油层的吸水指数 K：

$$K=\frac{Q_2-Q_1}{P_2-P_1} \quad m^3/(d.\ MPa) \tag{5-4}$$

由上式可看出，直线斜率的倒数即为吸水指数。用指示曲线计算吸水指数时，应用有效指示曲线，即应用有效注水压力与相应注水量绘制的指示曲线。

图 5-16 中第二种为垂直式指示曲线，这种类型曲线出现在油层渗透力很差的情况下，产生这种情况的原因有以下几种：

① 油层性质很差，虽然泵压增加了，但注水量没有增加；

② 仪表不灵或测试有误差；

③ 井下管柱有问题，如水嘴堵死等。

图 5-16 中第三种为递减式，是一种不正常的曲线，不能应用。出现这种情况的原因是仪表、设备等有问题。

**（2） 折线型指示曲线**

图 5-16 中第四种为曲拐式，反应仪器设备有问题，不能应用。

图 5-16 中第五种为上翘式，除了与仪表、操作、设备有关外，还与油层性质有关。这种情况可出现在油层条件差、连通性不好或不连通的“死胡同”油层。在这种油层注入的水不易扩散，油层压力升高，注入水受到阻力越来越大，使注入量增值减少，造成指示曲线上翘。

图 5-16 中第六种为折线式，表示有新油层在注入压力较高时开始吸水，或是当注入压力增加到一定程度后，油层产生微小裂缝，使油层吸水量增大，是正常指示曲线。

当注水量很大而配水嘴直径很小时，在水嘴喉部以后可能产生汽穴现象，出现如图 5-18 所示的曲线。直线 AB 就是出现汽穴现象的结果。实验结果表明，在一定的嘴前压力下，当嘴前与嘴后的压差 $\Delta P > \Delta Pcr$ 时，注水量 Q 将保持为常数，其值等于 Qcr，$\Delta$ Pcr、Qcr 可通过实验测出。这一特性可运用于液流的流量自动控制。在测试过程中遇到这种情况时，也可提供解释依据。

有汽穴现象存在时，在嘴子的汽穴部位将产生严重的“汽蚀”斑痕。

## 5.4.2 用指示曲线分析油层吸水能力的变化

由于正确的指示曲线反映了油层吸水规律和吸水能力的大小，因而对比不同时间内所测得的指示曲线，就可以了解油层吸水能力的变化。

**（1） 几种典型曲线**

如图 5-19、图 5-20、图 5-21、图 5-22 所示。

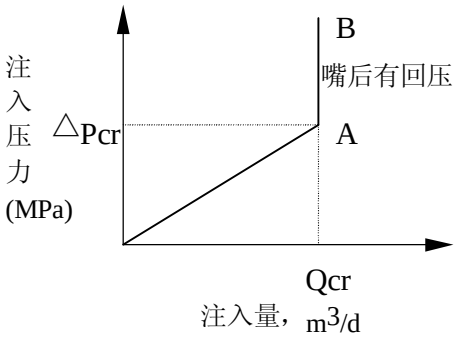



图 6-18　嘴后有回压出现汽穴时的嘴损曲线

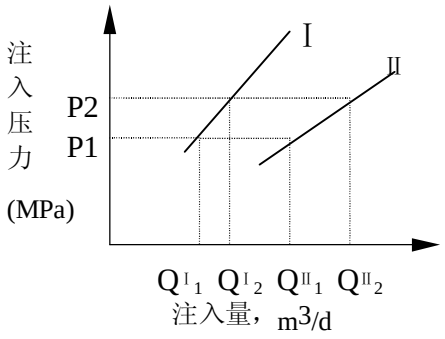



图 6-19　曲线右移，斜率变小，吸水能力增强

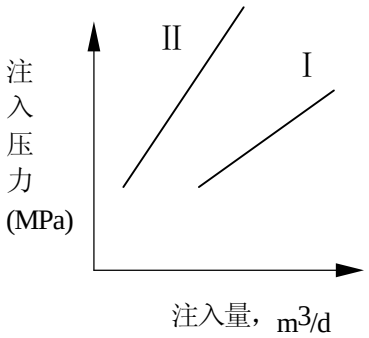



图 6-20　曲线左移，斜率变大，吸水能力下降

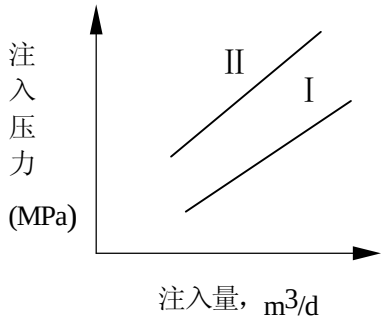



图 6-21　曲线平行上移，吸水能力未变，油层压力升高

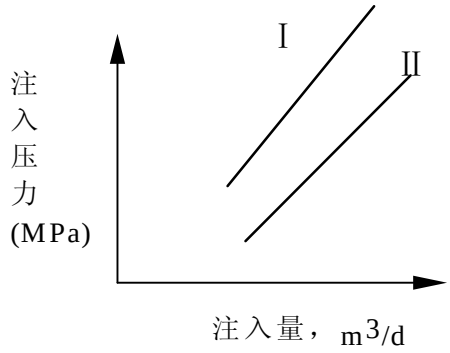



图 6-22　曲线平行下移，吸水能力未变，油层压力下降

**（2）应用指示曲线分析油层吸水能力的变化应注意事项**

①　严格地讲，分析油层吸水能力的变化，必须用有效压力来绘制油层真实指示曲线。若用井口实测注水压力绘制的指示曲线，必须是在同一管柱结构的情况下所测得的指示曲线，而且只能对比其吸水能力的相对变化。不同管柱结构下所测得的指示曲线，由于井内压力损失不同，不能用它们来进行对比和研究油层吸水能力的变化。只有把它们加以校正后用有效压力绘制出指示曲线时，才能用于对比和研究油层吸水能力的真实变化。

②　由于井下工具工作状况的变化，也会影响指示曲线，因此，用指示曲线对比来分析油层吸水能力时，应考虑井下工具工作状况的改变对指示曲线的影响，以免得出错误的解释。

### 5.4.3　井下配水工具工作状况的判断

分层注水时，井下工具的各个部分，由于各种原因可能发生各种故障，所测指示曲线也会有各种变化。所以，根据指示曲线的变化，可能对井下工具工作状况进行分析判断。

（1）封隔器失效

造成封隔器失效的主要原因是：封隔器胶皮筒变形或破裂，使胶皮筒无法密封；配水器弹簧失灵及管柱底部阀不严，使油管内外压差达不到封隔器胶皮筒胀开所需要的压力差。封隔器失效后就达不到分层注水的目的，因此，要随时注意观察封隔器是否密封。

封隔器失效的主要表现为：油套压平衡；注水压力不变（或下降），而注入量上升（因封隔器失效造成上下层串通，使吸水能力高的控制层段注水量增加）。

①　第一级封隔器失效的判断：

第一级封隔器的密封性可通过注水过程中油、套压及注水量的变化来判断。有下述情

况者封隔器不密封。

正注井：油、套压平衡；或注水量突然增加，油压相应下降，套压上升。

合注井：油、套压平衡；改正注后，套压随油压变化而变化。

② 第一级以下各级封隔器密封性的判断：

多级封隔器一级以下若有一级不密封，则油压下降（或稳定），套压不变，注水量上升。若要具体判断是哪一级不密封，则要通过分层测试来验证。

（2）配水嘴故障

图 5-23、图 5-24、图 5-25、图 5-26 分别为水嘴堵塞、水嘴孔眼被刺大、水嘴掉落和底部阀不密封指示曲线。

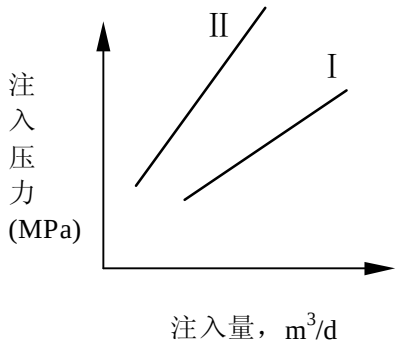



图 6-23 水嘴堵塞

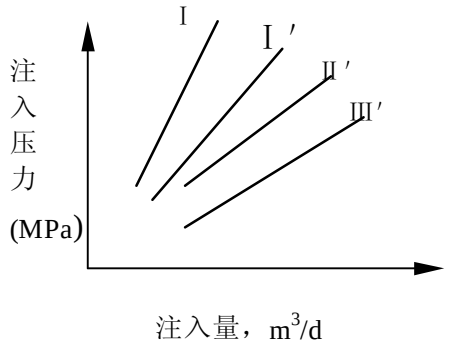



图 6-24 水嘴孔眼被刺大

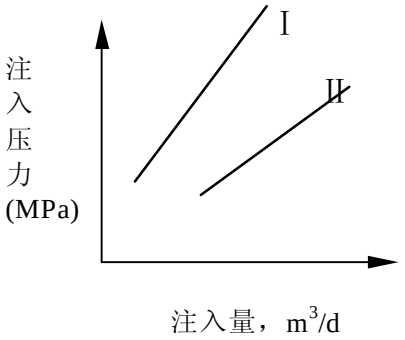



图 6-25 掉水嘴前后指示曲线

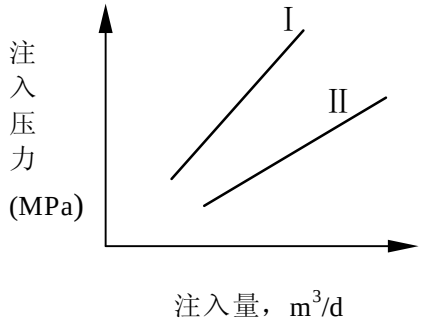



图 6-26 底部阀不密封

### 5.4.4 配注准确程度和分配层段注水量检查

注水井投入正常注水之后，还需要定期进行分层测试，用分层测试所得的资料检查配注的准确程度，并为正确分配层段的注水量提供可靠依据。

（1） 检查配注准确程度的方法

配注误差可用来表示配注准确程度，其定义式为：

$$\text{配注误差}=\frac{\text{设计配注量}-\text{实际注水量}}{\text{设计配注量}}\times 100\%$$

各井及各层段设计配注量，是根据注采平衡关系及油水在油层内运动规律的分析结果确定的，配水管柱（包括水嘴）就是按此要求设计的。但实际注水后，注入量往往与规定的配注量不相等，实际注水量就是指在正常注水压力下该层段的注入量。由于分层测试时要求其中有一个点的井口压力与正常注水时压力相同，因此，实际注入量可由分层测试结果上直接得到。如果分层测试资料没有一个点的压力与正常注水时的注入压力相同，则可用内插法从层段指示曲线上查得实际注入压力下的各层段的实际注入量。按上面公式即可求得配注误差。

配注误差为“正”说明未达到注入量，称欠注；配注误差为“负”则说明注入量超过配注量，为超注。

配注误差在某一规定范围内，则该层称为合格层；相反，配注误差大于某一规定范围，则称为不合格层。不同性质的注入层段有不同的配注误差合格标准。

在计算得出各层段是否合格之后，可以进一步计算全井的层段合格率：

$$\text{层段合格率}=\frac{\text{合格层段数}}{\text{注入层段数}}\times 100\%$$

**（2） 分配层段注水量**

在计算各个层段的累计注入量，分析各层注采平衡情况和检查层段配注指标完成情况时，都首先需要了解各层段注入量。但正常注水时一般只测得全井注水量，为了获得每个层段的注水量要将全井注入量按下述方法分配给各个层段。

首先用近期的分层测试资料整理成层段指示曲线，在曲线上求出目前正常注水压力下各层注水量及全井注水量。再由下式计算此注入压力下各层段的相对注水量：

$$\text{某层段相对注水量}=\frac{\text{某层段注水量}}{\text{全井注水量}}\times 100\%$$

然后把目前实测全井注水量按上式计算的比例分配给各层段：

目前某层段注水量=[某层段相对注水量]×[全井实测注水量]

例如，某注水井分三个层段注水，已测得层段指示曲线如图 5-27 所示。正常注水井口压力为 8.5MPa，目前全井注水量为 230$m^3$/d，三个层段目前的日注水量的分配方法如下：

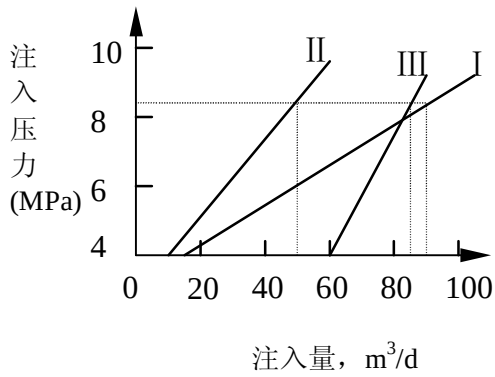



图 6-27　某井实测层段指示曲线

①　由图 5-27 层段指示曲线上查出 8.5MPa 下各层段的注水量和全井注水量，并计算出各层段相对注水量，列于表 5-4 所示。

表 5-4　各层段相对注水量

| 层　　段 | Ⅰ | Ⅱ | Ⅲ | 全井 |
|---|---|---|---|---|
| 注水量，$m^3/d$ | 88 | 51 | 81.5 | 220.5 |
| 相对注水量，% | 39.9 | 23.1 | 37.0 | 100 |

②　计算层段注水量如下：

第Ⅰ层段日注水量=230×39.9=91.7 $m^3/d$

第Ⅱ层段日注水量=230×23.1=53.2 $m^3/d$

第Ⅲ层段日注水量=230×37.0=85.1 $m^3/d$

### 5.4.5　嘴损曲线与配水嘴的选择

配水嘴尺寸、配水量和通过配水嘴的节流损失三者之间的定量关系曲线称为嘴损曲线。各种配水器的嘴损曲线各异，可以在实验室，通过地面模拟试验来确定。试验时，固定嘴前压力，然后控制出口改变回压，以求得不同压力下的流量。

KGD-110 配水器的嘴损曲线见图 5-28。

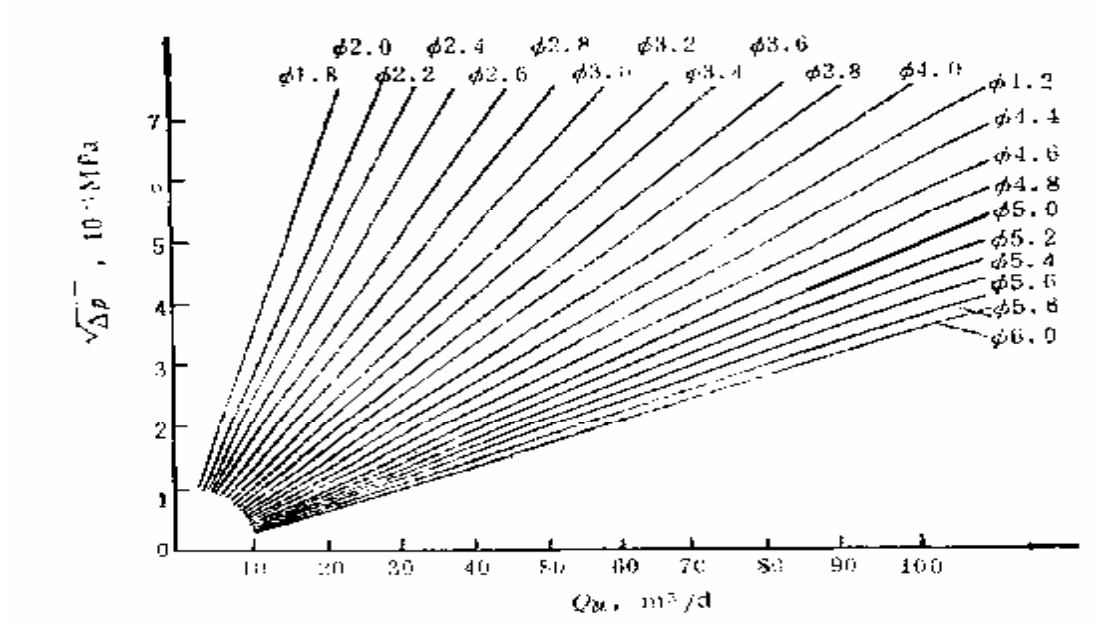



图 5-28　KGD-110 配水器嘴损曲线

注水井的分层定量配水是通过配水嘴来实现的，因此，分层定量配水可以归结为选择配水嘴问题。

分层配水的实质是在井口压力相同的情况下，利用配水嘴节流损失的大小对各层段的注水量进行控制，达到分层定量配水的目的。因此，可以通过配水嘴需要降低的压力值（即嘴损）来求得配水嘴尺寸。

当油层无控制（不装水嘴）注水时，注入量和注入压力间的关系如下：

$$Q=K \cdot \Delta P$$

$$\Delta P=P_t+P_H-P_{fr}-P_e$$

$$P=P_t+P_H-P_{fr}$$

当油层控制（装上水嘴）注水时，则：

$$Q_d=K \cdot \Delta P_d$$

$$\Delta P_d=P_t+P_H-P_{fr}-P_{cf}-P_e$$

$$P_d=P_t+P_H-P_{fr}$$

式中　Q—分层无控制时的注入量，$m^3/d$；

$Q_d$—分层控制时的注入量，$m^3/d$；

$P_t$—井口注入压力，MPa；

$P_H$—静水柱压力，MPa；

$P_{fr}$—注水时油管内沿程损失，MPa；

$P_{cf}$—注水时配水嘴所造成的压力损失，MPa；

$P_e$—油层开始吸水时的井底压力，MPa；

K—油层吸水指数，$m^3$/（d·MPa）；

P—无控制注水时的有效注入压力，MPa；

$P_d$—控制注水时的有效注入压力，MPa。

注水层段水嘴直径选择有两种类型。一类是新投注井，在投注前先用 475-8 封隔器和 745-5 定压单流阀等组成的管柱进行分层测试（即各层段不加水嘴）。然后用此测试资料选择水嘴。第二类是已注水的井，用正常注水之管柱（即各层段已带有水嘴）进行分层测试，查各层段水嘴大小能否达到配注要求。下面介绍这两类注水井水嘴选配的方法。

**（1）新投注井水嘴选择方法**

① 用 745-5 定压单流阀等组成的注水管柱进行投球测试。

② 整理出分层及全井指示曲线（按实测井口注入压力绘制）。如图 5-29 所示。

③ 用各层段配注量 $Q_d$ 在分层指示曲线上查得各层的配注压力 $P_d$。

④ 用已确定的井口压力减分层配水压力就可得各层的井口嘴损。

⑤ 根据各层需要的嘴损和配注量，在相应的觜损曲线图 5-30 上即可查得应选用的水嘴大小和个数。

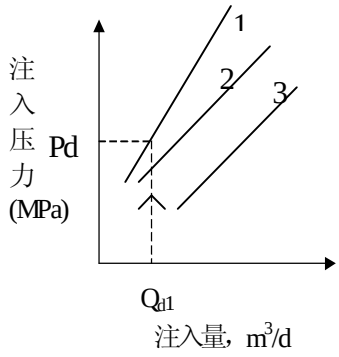



图6-29 层段指示曲线

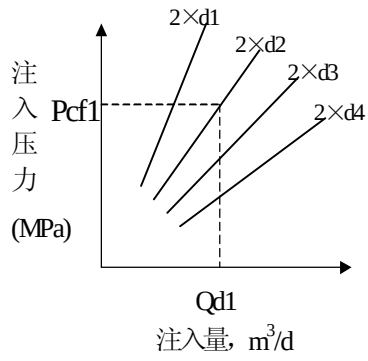



图6-30 嘴损曲线

**（2）带有水嘴井的水嘴调配**

在已下配水管柱的井，经过测试，水量达不到配注方案要求时，需立即进行调整。调整步骤如下：

① 根据下入管柱投球测试资料整理出各层段的指示曲线；

② 根据分层配注 $Q_d$ 要求，在层段指示曲线上求出相应的井口分层配注压力 $P_d'$；

③ 根据实际情况确定井口注入压力 $P_i'$；

④ 求出水嘴损失

$$P_{cf}' = P_d' - P_i';$$

⑤ 由嘴损曲线求出水嘴直径。方法如下：在嘴损曲线上，先由目前注水量 $Q_0$ 作一垂线与目前已下的水嘴直径 $d_0$ 线相交，由此交点作一水平线，再由与 $P_{cf}$ 轴相交点向上或向下取一段等于 $P_{cf}'$，并由此点作水平线，与从 Qd 作的垂线相交于某水嘴直线 d 线上，该 d 即为此需要的水嘴直径，如图 5-31 所示。关于 $P_{cf}'$ 是向上或向下选取，则根据 $Q_0$ 与 $Q_d$ 关系而定，$Q_0 > Q_d$ 则向上取，反之则向下取。

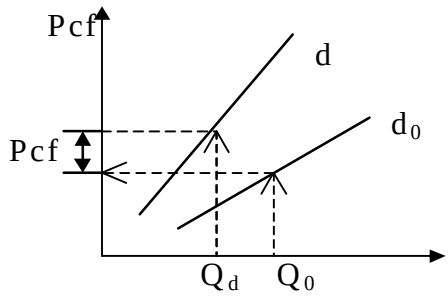



图 6-31　由水嘴曲线调配水嘴

带有水嘴的注水井的配水嘴大小调配，实际工作中也可根据经验进行调换。

**（3）选择配水嘴注意事项**

① 选择配水嘴的准确与否和测试资料准确程度有直接的关系。一般要求连续两次以上的测试资料基本相同，调整水嘴才能准确；

② 要对水井的资料和动态等作经常分析，及时掌握油层变化情况，找出变化原因；

③ 每次调整配水嘴必须检查原水嘴与配水管柱，修正实测资料的准确程度。

## 5.5 注水井调剖

油层是不均质的。注入油层的水，常常 80～90%的量为厚度不大的高渗透层所吸收，注水层吸水剖面很不均匀，且其不均质性常常随时间推移加剧，因为水对高渗层的冲刷，提高了它的渗透性，从而使它更容易受到冲刷。因此，注水油层常常出现局部的特高渗透性，使注水油层的吸水剖面更不均匀。

为了调整注水井的吸水剖面，提高注入水的波及系数，改善水驱效果，向地层中的高

渗透层注入化学药剂，药剂凝固或膨胀后，降低油层的渗透率，迫使注入水增加对低含水部位的驱油作用，这种工艺措施称为水井调剖。

### 5.5.1 调剖方法

水井调剖封堵高渗透层可使用两种方法：

**(1) 单液法**

这一方法是向油层注入一种液体，液体进入油层后，依靠自身发生反应，随后变成的物质可封堵高渗透层，降低渗透率，实现堵水。

单液法可使用下列堵剂

① 石灰乳　石灰乳是氢氧化钙在水中的悬浮体。由于氢氧化钙的颗粒直径较大（大于 $10^{-5}$ cm），所以它特别适合于封堵裂缝性的高渗透层。而氢氧化钙可与盐酸反应生成可溶于水的氯化钙：

$$Ca(OH)_2 + 2HCl \rightarrow CaCl_2 + 2H_2O$$

因此在不需要封堵时，可随时用盐酸解除。

② 硅酸溶胶　硅酸溶胶是一种典型的单液法堵剂，因处理时只将一种液体（硅酸溶胶）注入油层，经过一定时间，硅酸溶胶即胶凝变成硅酸凝胶，将高渗透层堵住。

硅酸溶胶是由水玻璃和活化剂反应生成。水玻璃又名硅酸钠。活化剂是指那些可使水玻璃先变成溶胶而随后变成凝胶的物质，如盐酸、硝酸、硫酸、氯化铵、碳酸铵等无机活化剂，甲酸、乙酸、乙酸铵、甲酸乙酯等有机活化剂。单液法用的硅酸溶胶通常用盐酸作活化剂，它与水玻璃反应如下：

$$Na_2O \cdot mSiO_2 + 2HCl \rightarrow mSiO_2 \cdot H_2O + 2NaCl$$

③ 铬冻胶　铬冻胶是以 $Cr^{3+}$作交联剂，交联含－COONa 的高分子（如部分水解聚丙烯酰胺、钠羧甲基纤维素、钠羧甲基田菁胶等）而得到。

④ 硫酸　硫酸是利用油层中的钙（包括镁）源产生堵塞。若将浓硫酸或化工废液浓硫酸注入注水井，硫酸先与近井地带的碳酸盐（岩体或胶结物的碳酸盐）反应，增加了注水井的吸收能力，而产生的细小的硫酸钙将随酸液进入油层，并在适当的位置（如孔隙结构的喉部）沉积下来，形成堵塞。由于高渗透层进入更多的硫酸，因而有更多的硫酸钙，故堵塞主要发生在高渗透层。

⑤ 水包稠油　水包稠油是一种乳状液，它通过油珠在孔喉结构中液阻效应的叠加，增加高渗透层中水的流动阻力。例如用 1%NaOH 与比重为 0.973 的稠油，可配成含油 14%，平均油珠直径 3μm，粘度为 200mPa·s 的乳状液。当将这种乳状液注入油层，注入量约

0.03 孔隙体积，就可有效地改变水的注入剖面。

**(2) 双液法**

这一方法是向油层注入由隔离液隔开的两种可反应（或作用）的液体。若两种液体中的物质可发生反应，则把两种液体分别叫做第一反应液和第二反应液。当将这两种液体向油层内部推至一定距离后，隔离液将变薄至不起隔离作用，两种液体就可发生反应（或作用），产生封堵地层的物质。由于渗透层吸入更多堵剂，故封堵主要发生在高渗透层，达到调剖的目的。

双液法可使用下列堵剂：

① 沉淀型堵剂　这类堵剂主要是无机堵剂。例如：

第一反应液　　5～20%碳酸钠

第二反应液　　5～30%三氯化铁

它们相遇后的反应为：

$$3Na_2CO_3+2FeCl_3 \rightarrow 6NaCl+Fe_2(CO_3)_3 \downarrow$$

第一反应液　　1～25%硅酸钠

第二反应液　　1～15%氯化钙

它们相遇后的反应为：

$$Na_2O \cdot mSiO_2+CaCl_2 \rightarrow CaO \cdot mSiO_2 \downarrow +2NaCl$$

第一反应液　　1～25%硅酸钠

第二反应液　　5～13%硫酸亚铁

它们相遇后的反应为：

$$Na_2O \cdot mSiO_2+FeSO_4 \rightarrow FeO \cdot mSiO_2 \downarrow +Na_2SO_4$$

为使第二反应液易于进入第一反应液，要求将第一反应液稠化（例如加入 0.4～0.8%的部分水解聚丙烯酰胺）。隔离液一般用水。为了防止水对反应液的稀释，可用烃类液体（如煤油、柴油），也可用其它液体，只要不与反应液反应的液体都可以使用。隔离液用量决定于要求沉淀沉积的位置。

为了提高封堵效果，双液法常采取多次处理。

② 凝胶型堵剂　这类堵剂由水玻璃和它的活化剂组成。例如以水玻璃作第一反应液，以硫酸铵作第二反应液，中间以隔离液（如水）隔开，两种工作液在地层相遇后发生的反应为：

$$Na_2o \cdot mSio_2+(NH_4)_2SO_4+2H_2O \rightarrow \underset{\text{(可由溶胶变凝胶)}}{mSio_2 \cdot H_2o} +Na_2So_4+2NH_4OH$$

所产生的凝胶，可封堵高渗透层。

③ 冻胶型堵剂　这类堵剂由聚合物和它的交联剂组成。如 HPAM 溶液和 $KCr(SO_4)_2$ 溶液相遇后形成铬冻胶；HPAM 溶液和 $CH_2O$ 溶液相遇后形成醛冻胶；PAM 溶液和 $ZrOCL_2$ 溶液相遇后形成锆冻胶。

④ 胶体分散体型堵剂　泡沫和乳状液属这类堵剂。例如当用泡沫封堵高渗透层时，可向油层先后注入起泡剂水溶液和气体，它们在油层相遇后产生泡沫。通过泡沫中气泡气阻效应的叠加，使高渗透层产生封堵。

注水井调剖和封堵大孔道的选井条件可考虑以下几个方面：位于综合含水高、采出程度较低、剩余油饱和度较高的注水井；与井组内油井连通情况好的注水井；吸水和注水状况良好的注水井；固井质量好、无串槽和层间串漏现象的注水井。

注水井调剖施工设计的主要内容包括：处理井有关资料数据；确定施工前是否对井筒或油层采取预处理；施工所采用的管柱结构及地面流程；所需设备；所使用调剖剂的组成、性能及配制方法；计算并确定调剖剂的合理用量；施工步骤；注入压力及注入速度控制；后续工作包括关井要求及开井后的工作措施等。

注水井经调剖措施施工后，水井变化情况符合下列条件之一者可认为有效：①处理层吸水指数较调剖前下降 50%以上；②吸水剖面发生明显合理变化，高吸水层降低吸水量，低吸水层增加吸水量 10%以上；③压降曲线明显变缓。此外，根据水井实际情况可制定相应的标准。

水驱波及系数较低是注水开发油田水驱采收率不高的重要原因，它可分为平面波及系数和纵向波及系数。平面波及系数低主要是由于层内注采关系与砂体形态不相适应以及渗透率急剧变化，如出现窜流或绕流现象；而纵向波及系数低多发生在多层油藏，其层间渗透率差异大，低渗透层不吸水或吸水量过小。改善和提高水驱波及系数潜力巨大。在具体运用和调整过程中，可采用不同的方法。水动力学调整方法在国内外得到广泛应用，它包括改变液流方向法、周期注水法、强化采油法、优化高压注水法等。

### 5.5.2 示踪剂检测

为了了解掌握地层中有无裂缝或高渗透层的存在，评价堵水、调剖效果，在油田堵水调剖中常使用示踪剂。示踪剂是指能随流体运动，易溶且在低浓度下仍可被检测，用以指示溶解它的液体在多孔介质中的存在、流动方向或渗透速度的物质。

良好的示踪剂应满足以下条件：在地层中的背景浓度低、滞流量少，与地层矿物不反应，与地层中的流体配伍，化学和生物稳定性好，易检出、灵敏度高，无毒、安全、对测井无影响，来源广、成本低。

最常用的水示踪剂有两大类：放射性示踪剂和化学示踪剂

放射性示踪剂，如氚水（$^{3}HHO$）、氚化氢（$^{3}HH$）、氚化丁醇（$^{3}HC_4H_8OH$）等，此类示踪剂易检出、用量少、只放射β射线、易防护，不影响自然γ测井，而且价格便宜。

化学示踪剂，如硫氰酸铵（$NH_4SNC$）、硝酸铵（$NH_4NO_3$）、溴化钠（NaBr）、碘化钠（NaI）等，此种类示踪剂使用其中的阴离子（$SNC^-$、$NO_3^-$、$Br^-$、$I^-$等），在油层表面吸附量少（因砂岩地层表面带负电），并易为分光光度检出。但化学示踪剂的用量大、成本高；注入前需进行大量的室内评价工作；由于用量大造成施工困难、工艺复杂；由于在地层中扩散、吸附，使得解释困难，影响测试结果。

示踪剂的用量决定于所投放油层的非均质性、体积（即井距、厚度、孔隙度）、含水饱和度、井网外侵入水的稀释效应和示踪剂在油层表面的吸附量等因素。目前还没有一个全面描述上述因素的计算公式。若按五点法布井、均质油层，并只考虑示踪剂段塞前后水的稀释作用，就可得到计算示踪剂用量的 Brigham-Smith 公式。

对放射性示踪剂，Brigham-Smith 公式为：

$$G=1.44\times10^{7}h\Phi SwCp\alpha^{0.265}L^{1.735} \tag{5-5}$$

式中　G－放射性示踪剂用量，Bq；

h－油层厚度，m；

Φ－油层的孔隙度，小数；

Sw－含水饱和度，小数；

Cp－从油井采出示踪剂浓度的峰值，Bq/l；

α－分散常数，m；

L－井距，$10^{2}$m。

对化学示踪剂，Brigham-Smith 公式为：

$$G=1.44\times10^{-2}h\Phi SwCp\alpha^{0.265}L^{1.735} \tag{5-6}$$

式中　G－化学示踪剂用量，t；

Cp－从油井采出示踪剂浓度的峰值，t/l。

其它符号意义同前。

示踪剂的投放和取样：

（1）投放

放射性示踪剂是将应投放的剂量，由注水系统带入油层，化学示踪剂则一般配成 8～10%溶液，以 10～18$m^3$/h 的速度注入油层。

（2）取样

① 投放示踪剂前 7 天，每天在相关的油井取样，得示踪剂的背景浓度。

② 从注示踪剂的时间起，在各相关油井取第一个水样，作为示踪剂的初始浓度。

③ 在开始的 7 天内，每天取两个样，监测油层是否存在裂缝或特高渗透层。若示踪剂出现，则加密取样，其加密程度由浓度变化的情况决定。

④ 若 7 天内不出现，则改一天取一个样，转入正常监测。示踪剂出现后，同样根据浓度变化情况，加密取样。

⑤ 第一个示踪剂峰值浓度过后，仍要取样分析，以监测第二、第三……个峰值浓度出现，因油层分几层，示踪剂浓度便有几个峰值。

⑥ 全部峰值出现以后，不要骤然中止取样，应采取渐减法，即 1 次/1 天→1 次/2 天→1 次/4 天……，继续取样一段时间，然后中止取样。

## 参 考 文 献

1 王鸿勋，张琪．采油工艺原理．北京：石油工业出版社，1989 年

2 万仁溥，罗英俊．采油技术手册（第二册）．北京：石油工业出版社，1992 年

3 赵福麟．采油化学．山东：石油大学出版社，1989 年

# 第六章　水力压裂技术

水力压裂是油气井增产、注水井增注的一项重要技术措施，不仅广泛用于低渗透油气藏，而且在中、高渗油气藏的增产改造中也取得了很好的效果。它是利用地面高压泵组，将高粘液体以大大超过地层吸收能力的排量注入井中，在井底憋起高压，当此压力大于井壁附近的地应力和地层岩石抗张强度时，在井底附近地层产生裂缝。继续注入带有支撑剂的携砂液，裂缝向前延伸并填以支撑剂，关井后裂缝闭合在支撑剂上，从而在井底附近地层内形成具有一定几何尺寸和导流能力的填砂裂缝，使井达到增产增注目的工艺措施。

水力压裂增产增注的原理主要是降低了井底附近地层中流体的渗流阻力和改变流体的渗流状态，使原来的径向流动改变为油层与裂缝近似性的单向流动和裂缝与井筒间的单向流动，消除了径向节流损失，大大降低了能量消耗。因而油气井产量或注水井注入量就会大幅度提高。如果水力裂缝能连通油气层深处的产层(如透镜体)和天然裂缝，则增产的效果会更明显。另外，水力压裂对井底附近受损害的油气层有解除堵塞作用。

## 6.1　造缝机理

在水力压裂中，了解造缝的形成条件、裂缝的形态(垂直或水平)、方位等，对有效地发挥压裂在增产、增注中的作用都是很重要的。在区块整体压裂改造和单井压裂设计中，了解裂缝的方位对确定合理的井网方向和裂缝几何参数尤为重要，这是因为有利的裂缝方位和几何参数不仅可以提高开采速度，而且还可以提高最终采收率，相反，则可能会出现生产井过早水窜，降低最终采收率。

造缝条件及裂缝的形态、方位等与井底附近地层的地应力及其分布、岩石的力学性质、压裂液的渗滤性质及注入方式有密切关系。图 **6-1** 是压裂施工过程中井底压力随时间的变化曲线。$P_F$ 是地层破裂压力，$P_E$ 是裂缝延伸压力，$P_S$ 是地层压力。

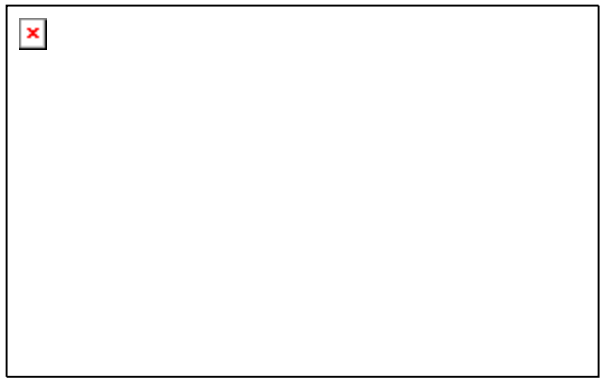


图 6-1 压裂过程井底压力变化曲线

a—致密岩石　b—微缝高渗岩石

在致密地层内，当井底压力达到破裂压力 $P_F$ 后，地层发生破裂(图 6-1 中的 a)，然后在较低的延伸压力 $P_E$ 下，裂缝向前延伸。对高渗或微裂缝发育地层，压裂过程中无明显的破裂显示，破裂压力与延伸压力相近(图 6-1 中的 b)。

### 6.1.1 油井应力状况

一般情况下，地层中的岩石处于压应力状态，作用在地下岩石某单元体上的应力为垂向主应力 $\sigma_Z$ 和水平主应力 $\sigma_H$ ($\sigma_H$ 又可分为两个相互垂直的主应力 $\sigma_x$， $\sigma_y$)。

**(1)地应力**

作用在单元体上的垂向应力来自上覆层的岩石重量，它的大小可以根据密度测井资料计算，一般为：

$$\sigma_Z = \int_0^H \rho_S g dz \tag{6-1a}$$

式中　$\sigma_Z$—垂向主应力，Pa；

$H$—地层垂深，m；

$g$—重力加速度，9.81m/s$^2$

$\rho_S$—上覆层岩石密度，kg/m$^3$。

由于油气层中有一定的孔隙压力 $P_s$ (即油藏压力或流体压力)，故有效垂向应力可表示为：

$$\overline{\sigma}_Z = \sigma_Z - P_s \tag{6-1b}$$

如果岩石处于弹性状态，考虑到构造应力等因素的影响，可以得到最大、最小水平主应力为：

$$\begin{aligned}\sigma_{H\max} &= \frac{1}{2}\left[\frac{\xi_1 E}{1-\nu} - \frac{2\nu(\sigma_Z - \alpha P_S)}{1-\nu} + \frac{\xi_2 E}{1+\nu}\right] + \alpha P_S \\ \sigma_{H\min} &= \frac{1}{2}\left[\frac{\xi_1 E}{1-\nu} - \frac{2\nu(\sigma_Z - \alpha P_S)}{1-\nu} - \frac{\xi_2 E}{1+\nu}\right] + \alpha P_S\end{aligned} \tag{6-2}$$

式中　$\sigma_{H\max}, \sigma_{H\min}$—最大、最小水平主应力，Pa；

$\xi_1, \xi_2$—水平应力构造系数，可由室内测试试验结果推算，无因次；

$\nu$—泊松比，无因次；

$E$—岩石弹性模量，Pa；

$\alpha$—毕奥特(Biot)常数，无因次。

实验室测定的岩石泊松比和弹性模量随岩石类型不同而有差异(见表 6-1)。

**(2)井壁上的应力**

**1)**井筒对地应力及其分布的影响

在地层上钻井以后，井壁上及其周围地层中的应力分布受到井筒的影响，这种影响是很复杂的。为了简化起见，将地层中三维应力问题，用二维方法来处理。在这种情况下，与弹性力学中双向受力的无限大平板中钻有一个圆孔的受力情况是很相近的**(**图**6-2)**。在无限大平板上钻了圆孔之后，将使板内原是均匀的应力重新分布，造成圆孔附近的应力集中。下面讨论在双向应力状态下，圆孔周向应力的计算，因为压裂后裂缝的形态与方位与此应力有密切的关系。弹性力学给出了平板为固体的、各向同性与弹性材料周向应力的计算等式。

表 **6-1** 各种岩石泊松比与弹性模量值

| 岩　　石 | 泊松比 | 弹性模量**(Pa)** |
|---|---|---|
| 硬 砂 岩 | **0.15** | **4.4**$\times10^{10}$ |
| 中硬砂岩 | **0.17** | **2.1**$\times10^{10}$ |
| 软 砂 岩 | **0.20** | **3.0**$\times10^{9}$ |
| 硬 灰 岩 | **0.25** | **7.4**$\times10^{10}$ |
| 中硬灰岩 | **0.27** | —— |
| 软 灰 岩 | **0.30** | **8.0**$\times10^{9}$ |

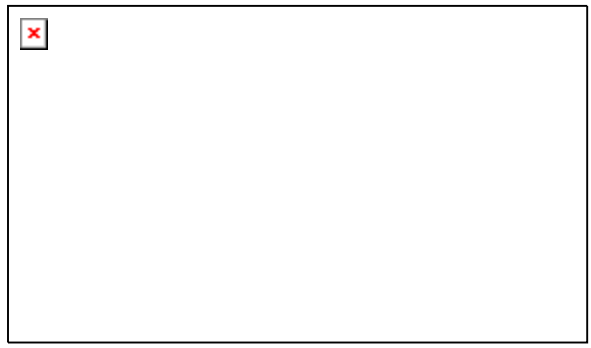


图 **6-2**　　无限大平板中钻一圆孔的应力分布

$$\sigma_\theta=\frac{\sigma_x+\sigma_y}{2}\left(1+\frac{a^2}{r^2}\right)-\frac{\sigma_x-\sigma_y}{2}\left(1+\frac{3a^4}{r^4}\right)\cos 2\theta \qquad \textbf{(6-3)}$$

式中　$\sigma_\theta$—圆孔周向应力，**Pa**；

$a$—圆孔半径，**m**；

$r$—距圆孔中心的距离，**m**；

$\theta$—任意径向与$\sigma_x$方向的夹角。

①当 $r=a$，$\sigma_x=\sigma_y=\sigma_H$ 时，$\sigma_\theta=2\sigma_x=2\sigma_y=2\sigma_H$，说明圆孔壁上各点的周向应力相等，且与 θ 值无关。

②当 $r=a$，$\sigma_x>\sigma_y$ 时，$(\sigma_\theta)_{\min}=(\sigma_\theta)_{0°,180°}=3\sigma_y-\sigma_x$，$(\sigma_\theta)_{\max}=(\sigma_\theta)_{90°,270°}=3\sigma_x-\sigma_y$，说明最小周向应力发生在 $\sigma_x$ 的方向上，而最大周向应力却在 $\sigma_y$ 的方向上。

③随着 $r$ 的增加，周向应力迅速降低，如图 **6-2b** 所示。大约在几个圆孔直径之外，即降为原地应力值。这种应力分布表明，由于圆孔的存在，产生了圆孔周围的应力集中，孔壁上的应力比远处的大得多，这就是地层破裂压力大于裂缝延伸压力的一个重要原因。

**2)**井眼内压所引起的井壁应力

压裂过程中，向井筒内注入高压液体，使井内压力很快升高。井筒内压必然产生井壁上的周向应力。可以把井筒周围的岩石看作是一个具有无限壁厚的厚壁圆筒，根据弹性力学中的拉梅公式**(**拉应力取负号**)**

$$\sigma_\theta=\frac{P_e r_e^2-P_i r_a^2}{r_e^2-r_a^2}+\frac{(P_e-P_i)r_e^2 r_a^2}{r^2(r_e^2-r_a^2)} \tag{6-4}$$

式中 $P_e$—厚壁筒外边界压力，**Pa**

$r_e$—厚壁筒外边界半径，**m**；

$r_a$—厚壁筒内半径，**m**；

$P_i$—内压，**Pa**；

$r$—距井轴半径，**m**。

当 $r_e=\infty$、$P_e=0$ 及 $r=r_a$ 时，井壁上的周向应力为：$\sigma_\theta=-P_i$

即由于井筒内压而导致的井壁周向应力与内压大小相等，但符号相反。

**3)**压裂液径向渗入地层所引的井壁应力

由于注入井中的高压液体在地层破裂前，渗入井筒周围地层中，形成了另外一个应力区，它的作用是增大了井壁周围岩石中的应力。增加的周向应力值为：

$$\sigma_\theta=(P_i-P_s)\alpha\frac{1-2\nu}{1-\nu} \tag{6-5}$$

式中 $\alpha=1-\dfrac{C_r}{C_b}$

$C_r$—岩石骨架压缩系数；

$C_b$—岩石体积压缩系数。

**4)**井壁上的最小总周向应力

显然在地层破裂前，井壁上的最小总周向应力应为地应力、井筒内压及液体渗滤所引起的周向应力之和，即：

$$\sigma_\theta=(3\sigma_y-\sigma_x)-P_i+(P_i-P_s)\alpha\frac{1-2\nu}{1-\nu} \tag{6-6}$$

### 6.1.2 造缝条件

**(1)形成垂直裂缝**

当井壁上存在的周向应力 $\overline{\sigma}_\theta$ 达到井壁岩石的水平方向的抗拉强度 $\sigma_t^h$ 时，岩石将在垂直于水平应力的方向上产生脆性破裂，即在与周向应力相垂直的方向上产生垂直裂缝。

$$\overline{\sigma}_\theta=-\sigma_t^h \tag{6-7}$$

将上式代入式**(6-6)**，得到造成垂直裂缝时的破裂压力。为了使等式更符合多孔介质中存在有孔隙压力(油藏压力) $P_s$ 的情况，应当换为有效应力：

$$\overline{\sigma}_x=\sigma_x-P_s$$
$$\overline{\sigma}_y=\sigma_y-P_s$$

$$\overline{\sigma}_\theta=\sigma_\theta-P_i \tag{6-7a}$$

当产生裂缝时，井筒内注入流体的压力 $P_i$ 即为地层的破裂压力 $P_F$，所以：

$$P_F-P_S=\frac{3\overline{\sigma}_y-\overline{\sigma}_x+\sigma_t^h}{2-\alpha\frac{1-2\nu}{1-\nu}} \tag{6-7b}$$

由于最小总周向应力发生在 $\theta=0^o$，$180^o$ 的对称点上，垂直裂缝也产生与井筒相对应的两个点上( $\theta=0^o$，$180^o$ )。所以在理论上一般假定垂直裂缝是以井轴为对称的两条缝，实际上由于地层的非均质性和局部应力场的影响，产生的裂缝往往是不对称的。

**(2)形成水平裂缝**

假设由于液体滤失也增大垂向应力，增加量和水平方向的情况一样，那么垂向的总应力为：

$$\sigma_{Zt}=\sigma_z+\alpha(P_i-P_s)\frac{1-2\nu}{1-\nu} \tag{6-8}$$

有效垂向应力为：

$$\overline{\sigma}_{zt}=\sigma_{zt}-P_i$$

$$\overline{\sigma}_z=\sigma_z-P_s$$

将有效应力 $\overline{\sigma}_z$ 及 $\overline{\sigma}_{zt}$ 代入式**(6-8)**得到：

$$\overline{\sigma}_{Zt}=\overline{\sigma}_z-(P_i-P_s)\left[1-\alpha\frac{1-2\nu}{1-\nu}\right] \tag{6-8a}$$

形成水平缝的条件是：

$$\overline{\sigma}_{Zt}=-\sigma_t^{\nu} \tag{6-8b}$$

式中　$\sigma_t^{\nu}$—岩石垂向抗张强度。

当产生水平裂缝时，井筒内注入流体的压力 $P_i$ 等于地层的破裂压力 $P_F$，所以：

$$P_F-P_s=\frac{\overline{\sigma}_z+\sigma_t^{\nu}}{1-\alpha\dfrac{1-2\nu}{1-\nu}} \tag{6-8c}$$

但是由上式计算出来的破裂压力，总是大于在实验室里所得到的在井眼底端附近造成水平缝所需要的压力。为了使计算值接近实验值，式(6-8c)可修正为：

$$P_F-P_s=\frac{\overline{\sigma}_z+\sigma_t^{\nu}}{1.94-\alpha\dfrac{1-2\nu}{1-\nu}} \tag{6-8d}$$

**(3)破裂压力梯度(破裂梯度)**

为了便于比较与预测各油田(油井)的破裂压力，常使用破裂梯度β来表示，它是指地层破裂压力与地层深度的比值。

由式(6-7b)和(6-8d)，理论上可以计算裂缝破裂时的有效破裂压力，除以压裂层的中部深度即可得到破裂梯度值。实际上各油田的破裂梯度值都是根据大量压裂施工资料统计出来的，破裂梯度值一般在下列范围：

$$\beta=(15\sim18)\sim(22\sim25) \tag{6-9}$$

可以用各地区的破裂梯度的大小估计裂缝的形态，一般认为β小于 15～18 时形成垂直裂缝，而大于 23 时则是水平裂缝。因此深地层出现的多为垂直裂缝，浅地层出现水平裂缝的几率多。这是由于浅地层的垂向应力相对比较小，近地表地层中构造运动也较多，水平应力大于垂应力的几率也大，所以浅地层出现水平裂缝。但是，浅地层也可能出现垂直裂缝。有时会碰到破裂梯度特高的地层，如α>28。这种情况可能是由于构造关系或岩石抗张强度特大的缘故。井底附近地层严重堵塞时也可能导致很高的破裂梯度，这种情况是不正常的。如果地层破裂压力过高，难以进行正常施工，可进行预处理以降低破裂压力。这些方法的实质是降低井底附近地层的应力，如高效射孔、密集射孔、水力喷砂射孔及小规模酸化等措施。实践证明这些方法是有效的。

有些井破裂时并没有明显的破裂峰值(图 6-1 中的 b 点)，可能有几个原因：两个水平应力的比值较大时，井壁上的周向应力就小。例如，当两个应力的比为 3 时，破裂压力肯定很低。地层中有微隙或井经过预处理、地层渗透率较高等，都会有这样的现象。

## 6.2　压裂液

影响压裂施工成败的诸因素中，压裂液的性能是其中的主要因素之一。对大型压裂来说，这个因素更为突出。这是因为压裂施工的每个环节都与压裂液的类型和性能有关。

压裂液是一个总称，根据压裂过程中注入井内的压裂液在不同施工阶段的任务可分为：

①前置液 它的作用是破裂地层并造成一定几何尺寸的裂缝以备后面的携砂液进入。在温度较高的地层里，它还可起一定的降温作用。有时为了提高前置液的工作效率，在前置液中还加入一定量的细砂(粒径 100～140 目，砂比 10%左右)以堵塞地层中的微隙，减少液体的滤失。

②携砂液 它起到将支撑剂带入裂缝中并将支撑剂填在裂缝内预定位置上的作用。在压裂液的总量中，这部分比例很大。携砂液和其他压裂液一样，有造缝及冷却地层的作用。携砂液由于需要携带比重很高的支撑剂，必须使用交联的压裂液(如冻胶等)。

③顶替液 中间顶替液用来将携砂液送到预定位置，并有预防砂卡的作用；注完携砂液后要用顶替液将井筒中全部携砂液替入裂缝中，以提高携砂液效率和防止井筒沉砂。

根据压裂不同阶段对液体性能的要求，压裂液在一次施工中可能使用一种以上性能不同的液体，其中还加有不同使用目的的添加剂。对于占总液量绝大多数的前置液及携砂液，都应具备一定的造缝能力并使裂缝壁面及填砂裂缝有足够的导流能力。所以，为了获得好的水力压裂的效果对压裂液的性能要求为：

①滤失少 这是造长缝、宽缝的重要条件。压裂液的滤失性主要取决于它的粘度与造壁性，粘度高则滤失少；在压裂液中添加防滤失剂，能改善造壁性，大大减少滤失量。

②悬砂能力强 压裂液的悬砂能力主要取决于粘度。压裂液只要有较高的粘度，支撑剂(常用砂粒或陶粒)即可悬浮于其中，这对支撑剂在缝中的分布是非常有利的。

③摩阻低 压裂液在管道中的摩阻愈小，则在设备功率一定的条件下，用于造缝的有效功率也就愈大。摩阻过高会导致井口施工压力过高，从而降低排量甚至限制压裂施工。

④稳定性 压裂液应具备热稳定性，不能由于温度的升高而使粘度有较大的降低。液体还应有抗机械剪切的稳定性，不因流速的增加而发生大幅度的降解。

⑤配伍性 压裂液进入油层后与各种岩石矿物及流体相接触，不应产生不利于油气渗流的物理—化学反应。例如不要引起粘土膨胀或产生沉淀而堵塞油层。这种配伍性的要求是非常重要的，往往有些油气层压裂后效果不理想或失败，就是由于压裂液的配伍性不好所致。

⑥低残渣 要尽量降低压裂液中水不溶物(残渣)的数量以免降低油气层和填砂裂缝的渗透率。

⑦易返排 施工结束后大部分注入液体应能返排出井外，以减少压裂液的损害，排液愈完全，增产效果愈好。

⑧货源广、便于配制、价钱便宜 随着大型压裂的发展，压裂液的需用量很大，是

压裂施工费用的主要组成部分。近年发展起来的速溶连续配制工艺，大大方便了施工，减少了对液罐及场地的要求。

### 6.2.1 压裂液类型

目前常用的压裂液有水基、酸基、油基压裂液、乳状及泡沫压裂液等。50 年代初期多使用原油、清水作压裂液，近十几年来发展了水基冻胶压裂液，它具有粘度高、摩阻低及悬砂能力好等优点，已成为矿场主要使用的压裂液，约占总用量的三分之二。

**(1)水基压裂液**

水基压裂液是用水溶胀性聚合物(称为成胶剂)经交链剂交链后形成的冻胶。常用的成胶剂有植物胶(胍胶、田菁、皂仁等)、纤维素衍生物(羟乙基纤维素、羧甲基羟乙基纤维素等)以及合成聚合物(聚丙烯酰胺、聚乙烯醇等)，交链剂(交联剂)有硼酸盐，钛、锆等有机金属盐等。在施工结束后，为了使冻胶破胶还需要加入破胶剂，常用破胶剂有过硫酸胺、高锰酸钾和酶等。

**(2)油基压裂液**

对水敏性地层，使用水基压裂液会导致地层粘土膨胀影响压裂效果，对此，可使用油基压裂液。矿场原油或炼厂粘性成品油均可作油基压裂液，但其悬砂能力差，性能达不到要求。目前多用稠化油，基液为原油、汽油、柴油、煤油或凝析油，稠化剂为脂肪酸皂(如脂肪酸铝皂，磷酸酯铝盐等)，矿场最高砂比可达 30%(体积比)。稠化油压裂液遇地层水后自动破胶，所以无需加入破胶剂。

油基压裂液虽然适用于水敏性地层，但价格昂贵，施工困难和易燃等问题，应用受到一定限制。

**(3)泡沫压裂液**

泡沫压裂液是近十年内发展起来的，用于低压低渗油气层改造的新型压裂液。其最大特点是易于返排、滤失少以及摩阻低等。基液多用淡水、盐水、聚合物水溶液；气相为二氧化碳、氮气、天然气；发泡剂用非离子型活性剂。泡沫干度为 65～85%，低于 65%则粘度太低，超过 92%则不稳定。

泡沫压裂液也具有不利因素：

①由于井筒气—液柱的压降低，压裂过程中需要较高的注入压力，因而对深度大于 2000 米以上的油气层，实施泡沫压裂是困难的。

②使用泡沫压裂液的砂比不能过高，在需要注入高砂比情况下，可先用泡沫压裂液将低砂比的支撑剂带入，然后再泵入可携带高砂比支撑剂的常规压裂液。

其它应用的压裂液还有聚合物乳状液、酸基压裂液和醇基压裂液等，它们都有各自的适用条件和特点，但在矿场上应用很少。

### 6.2.2 压裂液滤失性

压裂过程中，压裂液向地层的滤失是不可避免的。由于压裂液的滤失使得压裂液效率降低，造缝体积减小，因此研究压裂液的滤失特性对裂缝几何参数的计算和对地层损害的认识都是必不可少的。压裂液滤失到地层受三种机理控制，即压裂液的粘度，油藏岩石和流体的压缩性及压裂液的造壁性。

**(1)受压裂液粘度控制的滤失系数$C_{\mathrm{I}}$**

当压裂液粘度大大超过油藏流体的粘度时，压裂液的滤失速度主要取决于压裂液的粘度，由达西方程可以导出滤失系数$C_{\mathrm{I}}$为：

$$C_{\mathrm{I}}=5.4\times10^{-3}\left(\frac{K\cdot\Delta P\phi}{\mu_f}\right)^{1/2} \tag{6-10a}$$

滤失速度为：

$$v=\frac{C_{\mathrm{I}}}{\sqrt{t}} \tag{6-10b}$$

式中 $C_{\mathrm{I}}$—受压裂液粘度控制的滤失系数，m/$\sqrt{\mathrm{min}}$；

$K$—垂直于裂缝壁面的渗透率，μm²；

$\Delta P$—裂缝内外压力差，kPa；

$\mu_f$—裂缝内压裂液粘度，mPa.s；

$\phi$—地层孔隙度，小数；

$v$—滤失速度，m/min；

$t$—滤失时间，min。

从式(6-10a)和(6-10b)可以看出，滤失系数$C_{\mathrm{I}}$与储层参数$K$、$\phi$、缝内外的压力差和压裂液粘度有关，当这些参数不变时，$C_{\mathrm{I}}$为常数，但滤失速度却是滤失时间的函数，时间愈长，滤失速度愈小。

**(2)受储层岩石和流体压缩性控制的滤失系数$C_{\mathrm{II}}$**

当压裂液粘度接近于油藏流体粘度时，控制压裂液滤失的是储层岩石和流体的压缩性，这是因为储层岩石和流体受到压缩，让出一部分空间压裂液才得以滤失进去，由体积平衡方程可得到$C_{\mathrm{II}}$表达式：

$$C_{\mathrm{II}}=4.3\times10^{-3}\Delta P\left(\frac{KC_f\phi}{\mu_f}\right)^{1/2} \tag{6-11}$$

式中 $C_f$—油藏综合压缩系数，(kPa)$^{-1}$。

在研究滤失系数$C_{\mathrm{I}}$、$C_{\mathrm{II}}$时，常将式中的压力差取为延伸压力与油藏压力之差，实际情况并非如此，压裂液滤失于储层后的压力分布如图6-3，总压力差分为两部分，$\Delta P_1$是使压裂液滤失于储层内的压差，$\Delta P_2$是压缩并使油藏流体流动的压差，如果考虑裂缝

壁面滤饼的压力差，则总压力降应包括三个部分。

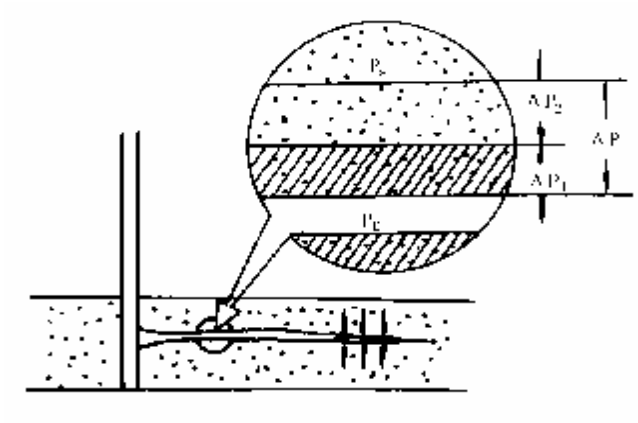


图 **6-3**　滤失后地层中压力分布示意图

**(3)具有造壁性压裂液滤失系数** $C_{\mathrm{III}}$

具有固相颗粒及添加有防滤失剂(如硅粉或沥青粉等)的压裂液，施工过程中将会在裂缝壁面上形成滤饼，它会有效地降低滤失速度，此时压裂液的滤失速度将受造壁性控制。滤失系数 $C_{\mathrm{III}}$ 是由实验方法测定的。图 **6-4** 是一台高温高压静滤失仪的示意图，滤筒底下有带孔的筛座，其上有滤纸或岩心片，筒内有压裂液，在恒温下加压，在下口处放一量筒计量滤失量，并记录时间。数据处理后得出如图 **6-5** 的曲线。形成滤饼以前，液体滤失较快，形成滤饼以后，滤失受滤饼的控制，滤失量比较稳定。以 $V_{sp}$ 记为形成滤饼前的滤失量，称为初滤失量。滤失量与时间的关系曲线，可用下列方程描述：

$$V=V_{sp}+m\sqrt{t} \tag{6-12a}$$

式中　$V$ —总滤失量，$\mathrm{cm}^3$；

$m$ —斜率，$\mathrm{cm}^3/\sqrt{\mathrm{min}}$；

$t$ —滤失时间，**min**。

式**(6-12a)**除以滤纸或岩心断面积 $A$ 并对 $t$ 求导，得到滤失速度：

$$v=\frac{0.005m}{A\sqrt{t}} \tag{6-12b}$$

令造壁液体的滤失系数 $C'_{\mathrm{III}}$ 为：

$$C'_{\mathrm{III}}=\frac{0.005m}{A} \tag{6-12c}$$

则

$$v=\frac{C'_{Ш}}{\sqrt{t}} \tag{6-12d}$$

若实验压差与实际施工过程中裂缝内外压力差不一致，则应进行修正：

$$C_{Ш}=C'_{Ш}\left(\frac{\Delta P_f}{\Delta P}\right)^{1/2} \tag{6-12e}$$

式中 $C_{Ш}$—为修正后的滤失系数，$m/\sqrt{min}$；

$C'_{Ш}$—实验得到的滤失系数，$m/\sqrt{min}$；

$\Delta P_f$—实际裂缝内外的压力差，kPa；

$\Delta P$—实验压差，kPa。

式(6-12e)中的平方根，是由于斜率 $m$ 比例于压差 $\Delta P$ 的平方根而推出来的。

造壁性压裂液的滤失系数 $C_{Ш}$，在一定条件下可看着是常数，而滤失速度则随时间而变。

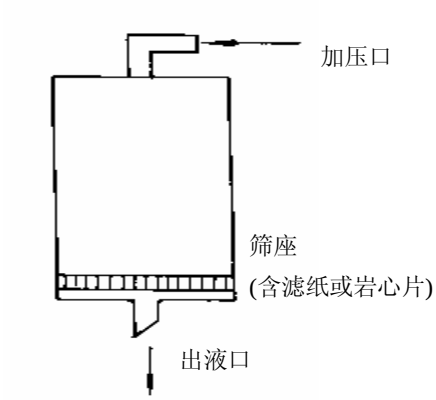



图 6-4　静滤失仪示意图

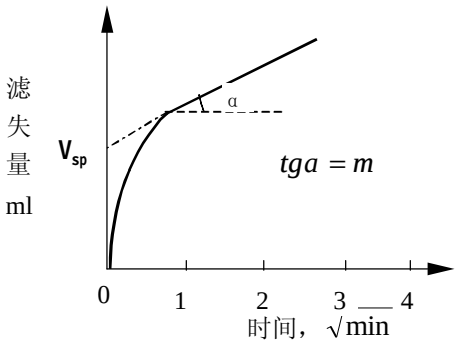



图 6-5　静滤失曲线

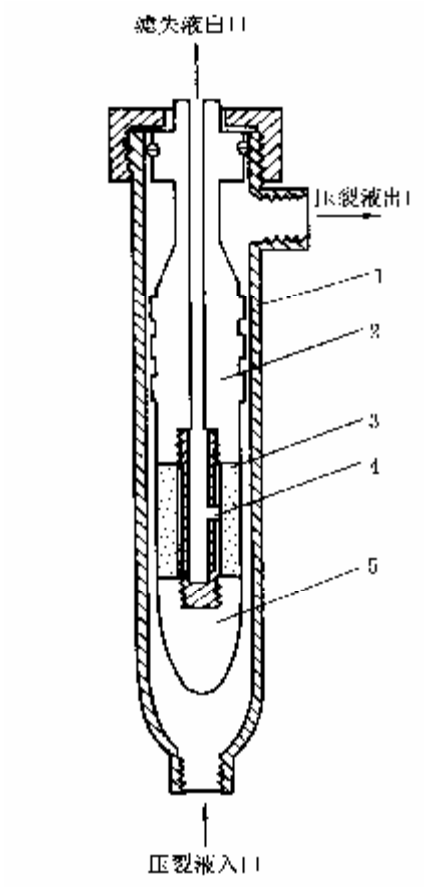



图 **6-6**　动滤失仪示意图

**1**—壳体；**2**—上压帽；**3**—岩心；

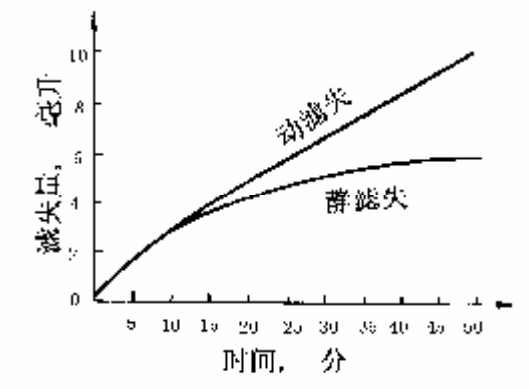



图 **6-7**　动静滤失曲线比较图

上述这种静态的测定$C_{\mathrm{III}}$的方法与裂缝中实际滤失条件相差较大。为了更加符合地

下条件，研制出了动滤失仪(图 6-6)。动滤失仪使用了直径为 44.5mm、长 114mm 的岩心柱。调节循环泵的排量使压裂液在模拟裂缝处的流速等于油层中裂缝内的流速。由于在压裂液出口处有回压，故一部分压裂液将由岩心处滤失到中心管而由滤失液出口流出。试验中使岩心内外压差等于或接近油层裂缝内外的压差。这样，动滤失仪的实验条件就基本与地下相似。分别用动、静滤失仪作出的结果如图 6-7 所示。

虽然动、静滤失的滤失量差别很大，但由于动滤失实验比较复杂，使用的压裂液数量也多，并且还有由于液体循环而产生的剪切降解问题，所以在评定压裂液滤失性时，目前仍大量采用静滤失作为对比方法。

从以上 $C_{\mathrm{I}}$、$C_{\mathrm{II}}$ 和 $C_{\mathrm{III}}$ 的计算来看，滤失系数在一定的条件下都是常数，而滤失速度却是时间的函数。对裂缝中某一固定点来说，压裂液通过此点的滤失速度，随着时间的延长，愈来愈慢，因此有人认为压裂液的滤失前缘基本上平行于裂缝壁面。

**(4)综合滤失系数 $C$**

压裂液的滤失虽然根据机理可以分为三种情况，但实际压裂过程中，压裂液的滤失同时受三种机理控制，综合滤失系数 $C$ 如下：

$$\frac{1}{C}=\frac{1}{C_{\mathrm{I}}}+\frac{1}{C_{\mathrm{II}}}+\frac{1}{C_{\mathrm{III}}} \tag{6-13a}$$

综合滤失系数 $C$ 的另一种确定方法是考虑到 $C_{\mathrm{I}}$，$C_{\mathrm{II}}$ 和 $C_{\mathrm{III}}$ 分别是由不同的压力降控制的，即 $C_{\mathrm{I}}$ 是由滤失带压力差 $\Delta P_1$ 控制的，$C_{\mathrm{II}}$ 是由压缩带压力差 $\Delta P_2$ 控制的，$C_{\mathrm{III}}$ 由滤饼内外压力差 $\Delta P_3$ 控制的，根据分压降公式可以得到综合滤失系数的另一表达式：

$$C=\frac{2C_{\mathrm{I}}C_{\mathrm{II}}C_{\mathrm{III}}}{C_{\mathrm{I}}C_{\mathrm{III}}+\sqrt{C_{\mathrm{I}}^2C_{\mathrm{III}}^2+4C_{\mathrm{II}}^2\left(C_{\mathrm{I}}^2+C_{\mathrm{III}}^2\right)}} \tag{6-13b}$$

综合滤失系数 C 是压裂设计中的重要参数，也是评价压裂液性能的重要指标。目前比较好的压裂液在油层及裂缝中的流动条件下，综合滤失系数 $C$ 可达 $10^{-4}\ \mathrm{m}/\sqrt{\mathrm{min}}$。

### 6.2.3 压裂液流变性

目前使用的压裂液，除了水、活性水、油(低粘油或成品油)外，凡是使用各种高分子聚合物增稠或交链的油或水基压裂液，在其流动特性上均有程度不同的非牛顿液体的性质。它们的剪切应力与剪切速率之间的关系，受剪切引起的内部分子结构变化的影响。这种变化包括分子或颗粒在剪切方向上的定位或定向排列。为了对压裂液的流动进行简单的分析与运算，有必要介绍一些与时间无关的粘滞液体的流变特性。

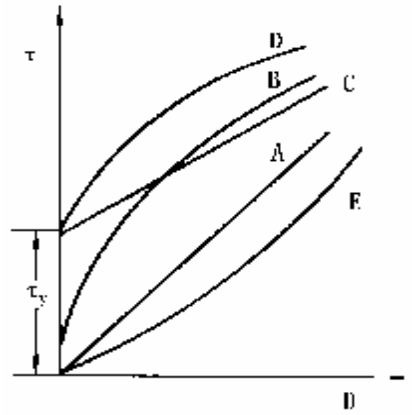



图 6-8　压裂液流变曲线

**(1)各类压裂液的流变曲线**

**1)**牛顿压裂液

剪切应力τ与剪切速率$\dot{\gamma}$成正比关系：

$$\tau=\mu\dot{\gamma} \tag{6-14}$$

比例常数μ(粘度)不随剪切速率的改变而变化，如图 6-8 中的 A 所示，是一通过原点的直线，式(6-14)是牛顿流体的本构方程，其特点是在剪切应力τ和剪切速率$\dot{\gamma}$之间，只有一个参数μ。压裂液中的未经稠化的水、油等均属于此类流体。

**2)**假塑型压裂液

假塑型流体也称为幂律流体，图 6-8 上的曲线 B 是假塑型流体的剪切应力与剪切速率的关系曲线。随剪切速率的增加，其斜率变小，说明压裂液结构被破坏，粘度随之降低。有一个经验方程描述这种流体的流变特性：

$$\tau=K\dot{\gamma}^{n} \qquad (n<1) \tag{6-15a}$$

式中　$K$—稠度系数，mPa.s$^n$；

　　$n$—流态指数，无因次。

式(6-15a)为假塑型流体的本构方程(也称为幂律方程)，是由两参数($n$、$K$)控制的流变方程。当$n$=1 时，即为式(6-14)。把式(6-15a)写成下列形式：

$$\tau=\left(K\dot{\gamma}^{n-1}\right)\cdot\dot{\gamma} \tag{6-15b}$$

与式(6-14)相比较，得到：

$$\mu_a=K\dot{\gamma}^{n-1} \tag{6-15c}$$

式中　$\mu_a$—视粘度，**mPa.s**。

方程**(6-15a)**中的$n$小于**1**，所以剪切速率愈大，视粘度愈小。因此假塑性流体的“粘度”不是定值，在一定温度下，视粘度随$K$、$n$、$\dot{\gamma}$的改变而变化。

假塑性液体具有两个流变参数$n$、$K$。对式**(6-15a)**两边取对数得到：

$$\lg t = \lg K + n\lg \dot{\gamma} \qquad \textbf{(6-15d)}$$

这是直线方程式，直线的斜率是**n**，直线在纵轴上的截距为**K**值。图**6-9**是确定流变参数的绘图法。有了$n$、$K$值，即可写出幂律方程，计算流体的视粘度。

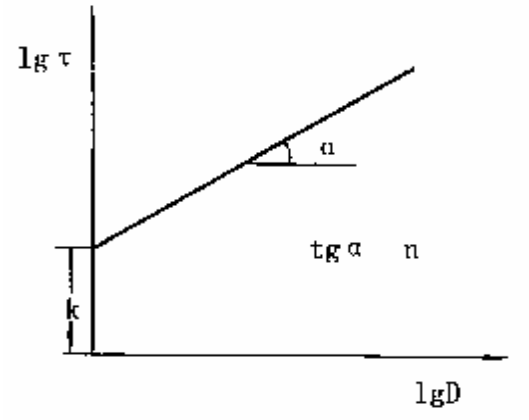



图 **6-9**　确定幂律液体的流变参数

目前多数水基冻胶压裂液在一定的剪切速率范围内均可近似看作是幂律流体，这种液体无论在圆管或裂缝中的流动，都可粗略地取用相同的$n$、$K$值。

**3)**其它流动类型的压裂液

①宾汉型流体

这种流体具有屈服值，加上一定的压力后，流体才从静止状态开始流动，然后象牛顿流体一样，剪切应力与剪切速率成线性关系**(**图**6-8C)**，直线的斜率是粘度$\mu$，截距$\tau_y$是屈服值。沥青、某些乳状液、泥浆等具有这种流变性。宾汉流体的流动方程是：

$$\tau - \tau_y = \mu\dot{\gamma} \qquad \textbf{(6-15e)}$$

式中　$\tau_y$—屈服值。

②屈服假塑型流体

这种流体是带有屈服值的假塑型液流体**(**图**6-8D)**，其流变方程为：

$$\tau - \tau_y = K\dot{\gamma}^n \qquad \textbf{(6-15f)}$$

③胀流型流体

这种流体与幂律流体的流动方程的差别在于其流态指数 $n$ 大于 1(图 6-8E)：

$$\tau=K\dot{\gamma}^{n} \qquad (n>1) \tag{6-15g}$$

这种类型的液体在压裂液中不多见。

用合成高分子聚合物(如部分水解聚丙烯酰胺)制备的压裂液具有不同程度的粘弹性：温度高、流速低时以粘性为主，温度低而流速高时则以弹性为主。目前对粘弹性液体的流动行为了解得还不够。

对非牛顿液体流变性质的测定，可以用旋转粘度计(如 RV 系列或 FANN 系列)或用实验室小管道等仪器来测定。不同仪器或同一仪器测定的结果，有时有很好的对比性，有时相差也很大。这和配制液体样品的条件以及仪器本身的精度很有关系，据认为对于粘弹性液体的参数，以用实验室小直径管道的方法测量为宜。

**(2)幂律液体流动过程中的视粘度计算**

由于多数压裂液在一定条件下具有幂律方程的流变性质，所以讨论这类液体在压裂过程中的一些流动特征是非常必要的。从地面到地下裂缝中基本上可分为四种流动过程，即地面管线、井筒、射孔孔眼和裂缝中的流动。当研究这四种流动的摩阻或任一流动部位的视粘度时，都需要了解这四种流动条件下的剪切速率 $\dot{\gamma}$ (或称为速度梯度)。这四种流动基本上分为两大类，即管流及缝流。

**1)**管流

幂律液体在圆管内流动的本构方程为：

$$\tau_w=K\left(\frac{8v}{d}\right)^{n}\left(\frac{3n+1}{4n}\right)^{n} \tag{6-16}$$

式中 $v$—平均流速；

$d$—管内径；

$K$—稠度系数；

$n$—流态指数；

$\tau_w$—幂律液体圆管内流动时管壁上的剪切应力。

其视粘度为：

$$\mu_w=K\left(\frac{3n+1}{4n}\right)^{n}\left(\frac{8v}{d}\right)^{n-1} \tag{6-17}$$

式中 $\mu_w$—幂律液体圆管内流动时的视粘度。

**2)**缝流

幂律液体在裂缝中流动的本构方程：

$$\tau_w=K\left(\frac{2n+1}{3n}\right)^{n}\left(\frac{6v}{W}\right)^{n} \tag{6-18}$$

式中 $w$—缝宽，m；

$\tau_w$—缝壁上的剪切应力，$10^{-1}$MPa。

在缝中任意断面上压裂液的视粘度为：

$$\mu_f = K\left(\frac{2n+1}{3n}\right)^n\left(\frac{6v}{w}\right)^{n-1} \tag{6-18a}$$

**(3)摩阻计算**

压裂液从泵出口经地面管线—井筒—射孔孔眼进入裂缝，在每个流动通道内都会因为摩阻而产生压力损失，压力损失愈大，造缝的有效压力就愈小，因此计算这些压力损失，分析其影响因素，对准确地确定施工压力和提高能量的利用率都是十分重要的。一般情况下，由于地面管线比较短，其摩阻可忽略，下面主要介绍井筒、射孔孔眼和裂缝内的摩阻计算方法。

**1)**油管内摩阻

油管或油套环空内的摩阻可根据流态用相应的摩阻公式计算，流态由**Metzner-Reed**广义雷诺数确定。

管流广义雷诺数：

$$N_{\mathrm{Re}} = \frac{547.3\rho q^{2-n}}{1647.7^n\ K_p d^{4-3n}} \tag{6-19a}$$

油套环空流广义雷诺数：

$$(N_{\mathrm{Re}})_{an} = \frac{820.3\rho q^{2-n}}{2471^n\ K_{an}(d_c-d_t)^{2-2n}\ (d_c+d_t)^{2-n}} \tag{6-19b}$$

$$K_{an} = K\left(\frac{2n+1}{3n}\right)^n,\quad K_p = K\left(\frac{3n+1}{4n}\right)^n$$

式中 $d$—油管内径，cm；

$d_t$—油管外径，cm；

$d_t$—套管内径，cm；

$K_p, K_{an}, K$—管流、环形流和实验室测定的压裂液稠度系数，$Pa\cdot s^n$；

$n$—压裂液流态指数，无因次；

$\rho$—压裂液密度，$kg/m^3$；

$q$—流量，$m^3/s$。

若广义雷诺数小于**2000**，则为层流，其幂律液摩阻压力降可用式**(6-20)**和**(6-21)**计算：

管流：

$$\Delta P_f = (0.333)(1.647)^n\ \frac{LK_p q^n}{d^{1+3n}} \tag{6-20}$$

环形流：

$$\Delta P_f = (0.333)(2.741)^n \frac{LK_{an}q^n}{(d_c+d_t)^n (d_c-d_t)^{1+2n}} \quad (6\text{-}21)$$

式中 $\Delta P_f$—摩阻压力降，kPa；

$L$—油管或环空长度，m。

当广义雷诺数大于 2000 时，流动为紊流，紊流时的摩阻压力降计算需要借助于室内实验结果，计算非常复杂。

2)射孔孔眼摩阻

压裂施工和分析中，了解压裂液流经孔眼时的摩阻是非常重要的，这是因为当射孔不足或孔眼发现堵塞时，将导致井筒内压力大大提高，有时甚至会使油管或套管破裂。而在限流法压裂设计中，却需要有意限制射孔数以产生高的井底压力，使具有不同闭合压力的油层同时压开。在压裂施工分析中，只有当射孔摩阻压力降已知时，才能准确地计算裂缝内靠近井筒处的压力(即常说的“井底压力”)，进行相应的压裂压力分析。

射孔孔眼的摩阻计算也是很复杂的，对恒定流量摩阻计算公式如下：

$$(\Delta P_f)_{perf} = \frac{B\rho q_0^2}{d_0^4} \quad (6\text{-}22)$$

式中 B—比例常数(B=0.20～0.50)；

$q_0$—通过孔眼流量， $m^3/s$；

$d_0$—孔眼直径，cm；

$(\Delta P_f)_{perf}$—通过孔眼处摩阻，kPa；

ρ—压裂液密度，kg/m³。

3)裂缝内摩阻压力降

幂律液体流经裂缝的压力降可按无限大平行板之间的层流作近似处理，摩阻计算式为：

$$\Delta P_f = (0.167)(80.85)^n L_f K_f W_f^{-2n-1} \left(\frac{q_f}{H_f}\right)^n \quad (6\text{-}23)$$

$$K_f = K\left(\frac{2n+1}{3n}\right)^n$$

式中 $K_f$—缝流幂律液稠度系数， $Pa\cdot s^n$；

$H_f$—裂缝高度，m；

$W_f$—裂缝平均宽度，cm；

$L_f$—裂缝单翼长度，m；

$q_f$—单翼裂缝内流量， $m^3/s$。

## 6.3 支撑剂

水力压裂的目标是在油气层内形成足够长度的高导流能力填砂裂缝，所以，水力压裂工程中的各个环节都是围绕这一目标，并以此选择支撑剂类型、粒径和携砂液性能，以及施工工序等。

填砂裂缝的导流能力是在油层条件下，填砂裂缝渗透率与裂缝宽度的乘积，常用**FRCD**表示，导流能力也称为导流率。

### 6.3.1 支撑剂的要求

**(1)粒径均匀，密度小**

一般地，水力压裂用支撑剂的粒径并不是单一的，而是有一定的变化范围，如果支撑剂分选程度差，在生产过程中，细砂会运移到大粒径砂所形成的孔隙中，堵塞渗流通道，影响填砂裂缝导流能力，所以对支撑剂的粒径大小和分选程度是有一定要求的。以国内矿场常用的**20/40**目支撑剂为例，最少有**90**%的砂子经过筛析后位于**20**～**40**目之间，同时要求大于第一个筛号的砂重小于**0.1**%。而小于最后一个筛子的量不能大于**1**%。

比较理想的支撑剂要求密度小，最好小于**2000kg/m**$^3$，以便于携砂液携带至裂缝中。

**(2)强度大，破碎率小**

支撑剂的强度是其性能的重要指标。由于支撑剂的组成和生产制作方法不同，其强度的差异也很大，如石英砂的强度为**21.0**～**35.0 MPa**，陶粒的强度可达**105.0 MPa**。水力压裂结束后，裂缝的闭合压力作用于裂缝中的支撑剂上，当支撑剂强度比缝壁面地层岩石的强度大时，支撑剂有可能嵌入地层里；缝壁面地层岩石比支撑剂强度大，且闭合压力又大于支撑剂强度时，支撑剂易被压碎，这两种情况却会导致裂缝闭合或渗透率很低。所以为了保证填砂裂缝的导流能力，在不同闭合压力下，对各种目数的支撑剂的强度和破碎率有一定要求。

**(3)园球度高**

支撑剂的园度表示颗粒棱角的相对锐度，球度是指砂粒与球形相近的程度。园度和球度常用目测法确定，一般在**10**到**20**倍的显微镜下或采用显微照相技术拍照，然后再与标准的园、球度图版对比，确定砂粒的园球度。用园球度不好的支撑剂其填砂裂缝的渗透率差且棱角易破碎，粉碎形成的小颗粒会堵塞孔隙，降低其渗透性。

**(4)杂质含量少**

支撑剂中的杂质对裂缝的导流能力是有害的。天然石英砂，其杂质主要是碳酸盐、长石、铁的氧化物及粘土等矿物质。一般用水洗、酸洗(盐酸、土酸)消除杂质，处理后

的石英砂强度和导流能力都会提高。

**(5)来源广，价廉**

### 6.3.2 支撑剂的类型

支撑剂按其力学性质分为两大类：脆性支撑剂，如石英砂、玻璃球等，特点是硬度大，变形小，在高闭合压力下易破碎；韧性支撑剂，如核桃壳、铝球等，特点是变形大，承压面积随之加大，在高闭合压力下不易破碎。目前矿场上常用的支撑剂有两种：一是天然砂和陶粒；二是人造支撑剂。此外，在压裂中曾经使用过核桃壳、铝球、玻璃珠等支撑剂，由于强度、货源和价格等方便的原因，现多已淘汰。

**(1)天然砂**

自从世界上第一口压裂井使用支撑剂以来，天然砂已广泛使用于浅层或中深层的压裂**(1500** 米**)**，而且都有很高的成功率。高质量的石英砂往往都是古代的风成砂丘，在风力的搬运和筛选下沉砂而成，因此石英含量高，粒径均匀，园球度也好；另外石英砂资源很丰富，价格也便宜。世界上有多处开采质量较高石英砂，如美国的 **Ottwa** 砂，北部白砂，我国的兰州砂、通辽砂等。

天然砂的主要矿物成分是粗晶石英，没有晶体解理，但在高闭合压力下会破碎成小碎片，虽然仍能保持一定的导流能力，但效果已大大下降，所以在深井中应慎重使用。石英砂的最高使用应力为 **21.0～35.0MPa**。

**(2)人造支撑剂(陶粒)**

最常用的人造支撑剂是烧结铝钒土，即陶粒。它的矿物成份是氧化铝、硅酸盐和铁—钛氧化物；形状不规则，园度为 **0.65**、密度为 **3800kg/m³**，强度很高，在 **70.0MPa** 的闭合压力下，陶粒所支撑缝的渗透率约比天然砂的高一个数量级，因此它能适用深井高闭合压力的油气层压裂。对一些中深井，为了提高裂缝导流能力也常用陶粒作尾随支撑剂。

国内矿场应用较多的有宜兴陶粒和成都陶粒，强度上也有低、中、高之分，低强度适用的闭合压力为 **56.0MPa**，中强度约为 **70.0～84.0MPa**，高强度达 **105.0MPa**，已基本上形成了比较完整和配套的支撑剂体系。

陶粒的强度虽然很大，但密度也很高，给压裂施工带来一定的困难，特别在深井条件下由于高温和剪切作用，对压裂液性能的要求很高。为此，近年来研制了一种具有空心或多孔的陶粒，其空心体积约为 **30**%，视密度接近于砂粒。试验表明：这种多孔或空心陶粒的强度与实心陶粒相当，因而实现了低密度高强度的要求。但由于空心陶粒的制作比较困难，目前现场还没有广泛使用。

**(3)树脂包层支撑剂**

树脂包层支撑剂是中等强度低密度或高密度，能承受 **56.0～70.0MPa** 的闭合压力，适用于低强度天然砂和高强度陶粒之间强度要求的支撑剂。其密度小，便于携砂与铺砂。

它的制作方法是用树脂把砂粒包裹起来，树脂薄膜的厚度约为 0.0254mm，约占总重量的 5%以下。树脂包层支撑剂可分为固化砂与预固化砂，固化砂在地层的温度和压力下固结，这对于防止地层出砂和压裂后裂缝的吐砂有一定的效果；预固化砂则在地面上已形成完好的树脂薄膜包裹砂粒，象普通砂一样随携砂液进入裂缝。

树脂包层支撑剂具有如下优点：

①树脂薄膜包裹起来的砂粒，增加了砂粒间的接触面积，从而提高了抵抗闭合压力的能力；

②树脂薄膜可将压碎的砂粒小块、粉砂包裹起来，减少了微粒间的运移与堵塞孔道的机会，从而改善了填砂裂缝导流能力。

③树脂包层砂总的体积密度比上述中强度与高强度陶粒要低很多，便于悬浮，因而降低了对携砂液的要求。

④树脂包层支撑剂具有可变形的特点，使其接触面积有所增加，可防止支撑剂在软地层的嵌入。

### 6.3.3 支撑剂在裂缝内的分布

支撑剂在裂缝内的分布状况，决定了压裂后填砂裂缝的导流能力和增产效果。为使压裂后能最大限度发挥油层的潜力和裂缝的作用，设计的裂缝导流能力需要按一定的规律变化。根据裂缝内的渗流特性，靠近井筒处的导流能力应该最大而在缝端最小，以便减少裂缝内的渗流阻力。要实现这一目标，必须根据支撑剂在裂缝内的分布规律及导流能力要求设计。

支撑剂在裂缝内的分布规律随裂缝类型(水平、垂直缝)和携砂液性能而异，由于国内大部分油田压裂形成的裂缝为垂直缝，这里主要介绍高粘压裂液(全悬浮型)垂直裂缝内支撑剂浓度与地面砂比的关系，以及低粘压裂液(沉降型)垂直裂缝内支撑剂的分布规律。

**(1)全悬浮型支撑剂分布**

高粘压裂液一般是指压裂液粘度足以把支撑剂完全悬浮起来，在整个施工过程中没有支撑剂的沉降，停泵后支撑剂充满整个裂缝内，因而携砂液到达的位置就是支撑裂缝的位置。这种压裂液称为全悬浮压裂液，对全悬浮压裂液可以建立裂缝内砂浓度与地面砂比的关系。

裂缝内的砂浓度(也称为裂缝内砂比)是指单位体积裂缝内所含支撑剂的质量，裂缝闭合后的砂浓度(也称铺砂浓度)指单位面积裂缝上所铺的支撑剂质量。地面砂比有两种不同的定义方法：一种是单位体积混砂液中所含的支撑剂质量；另一种是支撑剂体积与压裂液体积之比，两者可以通过简单的关系式转换。为简单起见，下面以第一种砂比定义，讨论裂缝内砂浓度与地面砂比的关系。

假设地面每注入体积为 VF(m³)的含砂液体为一个处理单元，时间 $t$ 是注入此单元所需的时间。在 $t$ 时间内从此单元含砂液中滤失的体积百分数为：

$$\text{滤失\%}=\frac{\text{滤失体积}}{\text{地面单元体积液在缝中的剩余体积（}SV\text{）}} \tag{6-24}$$

$$\begin{aligned}\text{滤失体积}&=\text{滤失速度}\times\text{滤失面积}\times\text{时间}\\&=\frac{C}{\sqrt{t}}\left(SV\times\frac{1}{W}\times 2\right)\times t\end{aligned} \tag{6-25}$$

式中 $C$ — 地层综合滤失系数，$\text{m}/\sqrt{\text{min}}$；

$SV$ — 地面单元液体在缝内滤失后的体积，m³；

$W$ — 缝宽，m。

滤失体积百分数则为：

$$\text{滤失\%}=\frac{SV\times\frac{1}{W}\times 2\times\frac{C}{\sqrt{t}}\times t}{SV}=\frac{2}{W}\times\frac{C}{\sqrt{t}}\times t \tag{6-26}$$

式(6-26)是在 $t$ 时间末的滤失百分数，$\frac{SV}{W}$ 是缝内产生滤失的单面面积。按此方法可以计算出任意 $n$ 个 $t$ 后的剩余液体体积。如果把单元体积 VF(m³)在 $t$ 时间后的滤失百分数作为 $i$ (相当于利率)，利用复合利息公式可算出 $n$ 个时间 $t$ 后的剩余体积

$$SV=\frac{VF}{(1+i)^n} \tag{6-27}$$

经滤失后的缝内砂浓度 $C_s$ 为

$$C_s=\frac{VF\times C_0}{\frac{VF}{(1+i)^n}}=C_0(1+i)^n \tag{6-28}$$

式中 $C_0$、$C_s$—地面加砂浓度与缝内 $n$ 个时间 $t$ 后的砂浓度，kg/m³。

由式(6-28)看出随着时间的增加，缝内砂浓度也随之提高，如果以注入单元体积数 $S$ 代替 $n$，式(6-28)可写为

$$C_0=\frac{C_s}{(1+i)^s} \tag{6-29}$$

由式(6-29)看出：要求缝内保持一定的砂浓度(相当于一定的导流能力)时，地面砂浓度随着注入单元体积而变化。由于常常从缝的前端向井底进行计算，所以用($S_T-S$)代替指数 $S$，并将 $i$ 以具体参数代入式(6-29)，得到

$$C_0=\frac{C_s}{\left(1+\frac{2}{W}\times\frac{C}{\sqrt{t}}\times t\right)^{S_T-s}} \tag{6-30}$$

式中　$S_T$—总注入单元体积数。

由于滤失速度$C/\sqrt{t}$是随时间而变化的，把滤失时间取平均值，则式(6-30)应为：

$$C_0=\frac{C_s}{\left(1+\frac{2C\times t}{W\sqrt{(S_T+S_P)t/2}}\right)^{S_T-S}} \tag{6-31}$$

式中　$S_p$是前置液体积的单元数。

为了计算出在停泵时缝内液体体积，从而进一步确定支撑剂支撑的面积及缝的长度，可以按平均滤失速度求出总滤失量。停泵时缝内液体体积$V_F$为：

$$V_F=\frac{V_T}{1+\frac{2C\times t\times S_T}{W\sqrt{(S_T+S_P)\times t/2}}} \tag{6-32}$$

式中　$V_T$—地面注入液体的总体积，$m^3$；

$V_F$—停泵时，缝内的液体体积，$m^3$。

理想情况下，如果要求裂缝内每段的渗流阻力相等，在忽略裂缝内流动阻力的情况下，可以认为裂缝内的FRCD从缝端到井底是线性增加的，因而也要求砂浓度呈线性增加。若由设计的平均导流能力和设备允许能力确定缝端砂浓度$C_{S1}$和井底砂浓度$C_{SW}$(最大)，则可以确定裂缝内任一点的砂浓度，进而可以设计出地面相应的加砂程序(砂比是连续变化的)。这是理想的加砂方法，实际地面砂比往往是跳跃性增加的。

使用完全悬浮液体作为携砂液体，适合于低渗透率地层，在这里并不需要很高的填砂裂缝导流能力就能有很好的增产效果。因为低渗透率岩层，滤失液量也不会多，不会因为造成一定导流能力的填砂裂缝，在施工中就难以实现所要求的加砂浓度。

虽然有时这种悬浮填砂受缝宽的限制，其导流能力小于沉降加砂缝的导流能力，但它的支撑面积很大，能最大限度地将压开的面积全部支撑起来，因而具有很大的优越性。在一定条件下，如果沉降出来的是砂堤，虽然缝较宽，但沉砂缝往往由于填砂缝较短，填砂缝高也比悬浮式的小，这样就需要具体地加以比较，才能择优采用。

**(2)沉降型支撑剂分布**

矿场实际使用的压裂液，由于剪切和温度等降解作用，在裂缝内的携砂性能并不能达到全悬浮，在裂缝延伸过程中，部分支撑剂随携砂液一起向缝端运动，另一部分则可能沉降下来。支撑剂沉降速度、砂堤堆起高度等都与裂缝参数(长、宽、高)有关。目前研究支撑剂沉降和在裂缝内的分布规律仍基于六十年代巴布库克的实验结果，该实验模型是用两块8 ft(244 cm)长、1 ft(30 cm)高的平行安装的透明板。缝宽可以调节(4.76到25.4 mm)。使用的液体有牛顿液体(0.64～90mPa.s)与非牛顿液体(胍胶溶液，视粘度约为1.5～900 mPa.s)。使用的支撑剂的密度变化范围为1040～2650kg/$m^3$，粒径为

60/80，40/60，20/40，10/20 目，加砂浓度的范围为 1.6～43.2%，上述参数大致在矿场压裂工艺的范围之内。分析多次实验结果得出如下的规律。

1)支撑剂在缝高度上的分布

携带支撑剂的液体进入裂缝后，固体颗粒主要受到水平方向液体携带力、垂直向下重力以及向上浮力的作用，当颗粒相对于携带液有沉降运动时，还会受到粘滞阻力作用。使用低粘压裂液作为携砂液时，由于颗粒的重力大于浮力与阻力，所以具有很大的沉降倾向，沉在缝底形成砂堤。砂堤减少了携砂液的过水流断面，使流速提高。液体的流速逐渐达到使颗粒处于悬浮状态的能力，此时颗粒停止沉降，这种状态称为平衡状态。平衡时的流速称为平衡流速，平衡流速可以定义为携带颗粒最小的流速。在此流速下，颗粒的沉积与卷起处于动平衡状态。

在平衡状态下，垂直裂缝中颗粒的垂直剖面上存在着浓度差别，可以分为四个区域，如图 6-10 所示。区域Ⅰ是沉降下来的的砂堤，在平衡状态下砂堤的高度为平衡高度；区域Ⅱ是在砂堤面上的颗粒滚流区；区域Ⅲ则是悬浮区，虽然颗粒都处于悬浮状态，但不是均匀的，存在浓度梯度；最上面的Ⅳ区是无砂区。

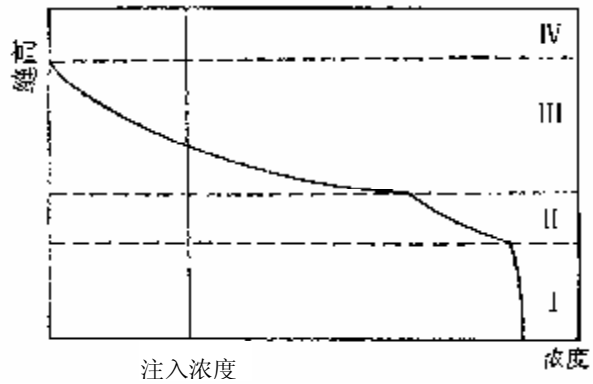



图 6-10 颗粒在缝高上的浓度分布

在平衡状态下增加地面排量，则Ⅰ、Ⅱ与Ⅳ区均将变薄，Ⅲ区则变厚，如果流速足够大，Ⅰ区可能完全消失。再进一步增加排量，缝内的浓度梯度剖面消失，成为均质的悬浮流。

用低粘压裂液携带支撑剂时，平衡流速和砂堤的堆起速度是很重要的。

2)平衡流速

平衡流速定义为

$$V_{EQ}=\frac{Q}{Wh_{EQ}} \tag{6-33}$$

式中 $V_{EQ}$—平衡流速，m/s；

$W$—缝宽，m；

$Q$—压裂液排量，$m^3/s$；

$h_{EQ}$—平衡时流动断面的高度，m；若缝高为 $H_0$，则 $h_{EQ}=H_0-H_{EQ}$；

$H_{EQ}$—砂堤的平衡高度，m。

砂堤的平衡高度 $H_{EQ}$：

$$H_{EQ}=H_0-h_{EQ}=H_0-\frac{Q}{WV_{EQ}} \tag{6-34}$$

巴布库克在解决平衡流速这一问题时，采用了汤姆斯的解法。汤姆斯利用颗粒自由沉降速度与阻力速度(或称摩擦速度、剪应力速度)的比值 $U_P/(U_W)_{EQ}$，先得到阻力速度 $(U_W)_{EQ}$，然后再利用此阻力速度求出平衡流速 $V_{EQ}$，这里的阻力速度是平衡条件下的值。

阻力速度是用来分析流动分布的重要参数，定义为：

$$(U_W)_{EQ}=\sqrt{\frac{(\tau_W)_{EQ}}{\rho_{sc}}}$$

式中 $(U_W)_{EQ}$—阻力速度，m/s；

$(\tau_W)_{EQ}$—平衡时壁面上的剪切应力，Pa；

$\rho_{sc}$—砂－液混合物密度，$kg/m^3$。

平衡时壁面上的剪切应力是在模型中当流动达到平衡状态时，测量缝两端的压力差 $\Delta P$ 后，利用下列等式计算出来的，

$$\tau_W=\frac{\Delta PW}{2L} \tag{6-35}$$

式中的 $W$ 与 $L$ 分别是模型的缝宽与缝长。使用不同粒径的支撑剂、不同的缝宽、不同的液体及排量进行实验，从实验数据可计算出各种条件下的阻力速度值。

选用沉降匀速与平衡时的阻力速度的无因次量，是因为颗粒的沉降匀速代表了重力作用的大小，阻力速度则是反映了流体紊流的程度，它们是确定颗粒是处于悬浮状态还是沉降下来的两个主要参数。在双对数坐标纸上以两个速度的无因次比值为纵坐标，以颗粒沉降雷诺数与其几何尺寸的乘积为横坐标处理实验数据，对牛顿液体与非牛顿液体得到两条直线，它们的方程式分别是

牛顿液体：

$$\frac{U_P}{(U_W)_{EQ}}=0.054\left(\frac{U_P d_P \rho}{\mu}\sqrt{\frac{4R_h}{d_P}}\right)^{0.50} \tag{6-36}$$

非牛顿液体：

$$\frac{U_P}{(U_W)_{EQ}}=0.041\left(\frac{U_P d_P \rho}{\mu_a}\sqrt{\frac{4R_h}{d_P}}\right)^{0.71} \tag{6-37}$$

式中 $U_P$—颗粒沉降匀速，m/s；

$(U_W)_{EQ}$—平衡时的阻力速度，m/s；

$d_P$—颗粒直径，mm；

$\mu$—液体粘度，mPa·s；

$\rho$—液体密度，kg/m³；

$R_h$—缝的水力半径，mm。

$$4R_h=4\frac{WH_0}{2(W+H_0)}\approx 2W$$

阻力速度与平衡流速的关系可用下二式表示：

$$V_{EQ}=\left[\frac{(U_W)_{EQ}}{3.46}\right]^2\left(\frac{\rho_{sc}4R_h}{\mu}\right) \quad (层流) \tag{6-38}$$

$$V_{EQ}=\left[\frac{(U_W)_{EQ}}{0.2}\right]^{1.143}\frac{\left(\frac{4R_h\rho}{\mu}\right)^{0.143}}{(\rho/\rho_{sc})^{0.571}} \quad (紊流) \tag{6-39}$$

$$\rho_{sc}=\frac{1000+C_0}{1+\frac{C_0}{2650}} \tag{6-40}$$

式中 $\rho_{sc}$—混砂液密度，kg/m³；

$C_0$— 砂浓度，kg/m³。

我国矿场上常以砂比 $S$（小数或百分数）表示加砂浓度，砂比是砂堆体积与压裂液体积之比，此时砂液混合物的密度将是：

$$\rho_{sc}=\frac{1000+S\times 2650(1-\Phi)}{1+S(1-\Phi)} \tag{6-41}$$

式中 1000 代表每方压裂液的近似重量（kg），$S$ 是砂比（以小数表示），$\Phi$ 是砂堆的孔隙度（一般 35～40%），2650 是砂粒的密度（kg/m³）。

将得到的平衡流速 $V_{EQ}$ 值，代入式(6-34)中，即得到沉砂的平衡高度。在计算中，应注意 $Q$ 的值。如垂直缝是以井轴为对称的两条相等的缝，则进入单翼缝中的流量，应

为地面总排量的一半。

**3)**砂堤的堆起速度

由于平衡流速$V_{EQ}$是携带砂子的最低流速，所以砂堤的堆起速度必然与缝中的实际流速与平衡流速的速度差有关。当缝中流速达到平衡流速时，砂堤停止增高，处于平衡状态，因此：

$$\frac{dH}{dt}=K'(V_{EQ}-V) \tag{6-42}$$

式中 $\frac{dH}{dt}$—砂堤的堆起速度，**m/s**；

$H$—缝中砂堤在任意时刻的高度，**m**；

$V$—缝内流速，**m/s**；

$K'$—是比例系数。

因为砂堤的堆起速度与砂堤上面过流高度$h$的变化方向相反，所以：

$$\frac{dh}{dt}=-\frac{dH}{dt} \quad 及 \quad V=\frac{Q}{Wh}, \qquad V_{EQ}=\frac{Q}{Wh_{EQ}}$$

代入**(6-42)**整理后得到

$$-\frac{hdh}{(h-h_{EQ})}=\frac{K'Q}{Wh_{EQ}}dt \tag{6-43}$$

式中 $h=H_0-H$， $h_{EQ}=H_0-H_{EQ}$

积分式**(6-43)**， 当$t=0$， $h=H_0$，整理后得：

$$1-U-Z\ln U=Kt \tag{6-44}$$

式中 $U=\frac{h-h_{EQ}}{H_0-h_{EQ}}$， $Z=\frac{h_{EQ}}{H_{EQ}}$， $K=\frac{K'Q}{Wh_{EQ}H_{EQ}}$。

等式**(6-44)**的左端是$U$的函数，利用实测砂堤堆起高度与时间$t$的关系确定$K$值，再用$K$值求出$K'$的值。巴布库克以$K'$与$(C)^{0.12}\left(\frac{\rho}{\rho_s-\rho}\right)^{0.45}\left(\frac{h_{EQ}}{H_{EQ}}\right)^{0.19}\left(\frac{U_P}{V_{EQ}}\right)^{0.86}$在双对数坐标上绘出它们的函数关系时，是一条直线，直线的斜率为**0.216**，故，

$$K'=0.216\ (C)^{0.12}\left(\frac{\rho}{\rho_s-\rho}\right)^{0.45}\left(\frac{h_{EQ}}{H_{EQ}}\right)^{0.19}\left(\frac{U_P}{V_{EQ}}\right)^{0.86} \tag{6-45}$$

式中的$C$值为砂子与压裂液的体积比，即砂比$S$。

至此，任意时间$t$所对应的砂堤高度$H$可以利用式**(6-42)**或**(6-44)**解出。

**4)**平衡时间

在计算砂堤达到平衡高度$H_{EQ}$所需要的时间$t_{EQ}$时假设砂堤达到平衡高度的**95**%，就认为已经达到平衡高度，此时$U$函数**:**

$$U=\frac{h-h_{EQ}}{H_0-h_{EQ}}=\frac{0.05H_{EQ}}{H_{EQ}}=0.05$$

故　　$1-0.05-Z(\ln 0.05)=Kt_{EQ}$

所以

$$t_{EQ}=\frac{0.95+3Z}{K} \tag{6-46}$$

式中　$t_{EQ}$—砂堤达到平衡高度所需要的时间，min。

如果采用压裂液的粘度 2 mPa·s (牛顿液体)，砂粒密度 2650 kg/m³，压裂液密度 1000 kg/m³，缝宽 4.76mm，缝高 4.6m，粒径 1.143mm，砂比＝9%，排量 $Q$=0.8m³/min (两翼)。

用上述方法可求得：

砂粒沉降匀速　　$U_P=0.14$ m/s

阻力速度　　$(U_W)_{EQ}=0.168$ m/s

平衡流速　　$V_{EQ}=2.93$ m/s

缝中雷诺数　　$R_e=14460$　　($R_e>3000$ 故应按紊流公式计算)

平衡时过流断面高度　　$h_{EQ}=0.48$ m

平衡高度　　$H_{EQ}=4.12$ m

比例系数　　$K=0.117$，　$K'=0.0065$

平衡时间　　$t_{EQ}=4.7$min

从这个例子看到，当平衡时，砂堤的高度已达到缝高的 90%以上，由于携砂液的粘度低，砂的粒径大，所以砂堤的堆起速度是很快的，不到 5 分钟就达到平衡状态。

不难看出，砂子在沉积过程中，填满了动裂缝宽度，象本例的情况，填砂缝宽差不多在 4 毫米以上，虽然闭合后缝宽要窄些，按 2/3 计算还有 2 毫米多，一般说来，比悬浮携砂的宽度要大。当前的压裂设计方法比例题要复杂，因为裂缝的几何尺寸既是时间又是位置的函数，考虑到液体的滤失，缝内的流速也是时刻在变化的，所以目前一般采用计算机软件进行求解。

实际上支撑剂理论分布的假设是不存在的，砂子粒径不是均一的，流速在裂缝中是变化的，粘度也不能保持恒定，这样就出现了复杂的布砂现象。有的砂沉下来了，有的砂还被携带着往远处流动，直到流速低于该粒径的平衡流速，这种复杂条件下的沉砂及沉砂剖面，可用数值方法在计算机上计算。为使技术上有一定的灵活性，除了加砂程序外，还应当有一套与之相配合的压裂液程序，以能适应排量与液体粘度变化的要求。

### 6.3.4　支撑剂的选择

支撑剂的选择主要是指选择其类型和粒径，选择的目的是为了达到一定的裂缝导流能力。由于压裂井的产量主要取决于裂缝长度和导流能力，所以在选择支撑剂和设计压

裂规模时，应立足于油层条件，要最大限度发挥油层潜力，提高单井产量。研究表明：对低渗地层，水力压裂应以增加裂缝长度为主，但为了有效利用裂缝也需要有足够的导流能力；对中高渗地层，水力压裂应以增加裂缝导流能力为主。因此，支撑剂的选择非常重要。

影响支撑剂选择的因素有：

①支撑剂的强度

选用支撑剂首先要考虑其强度。如果支撑剂的强度不能抵抗闭合压力，它将被压碎并导致裂缝导流能力下降，甚至压裂失败。一般地，对浅地层 (深度小于 1500m)且闭合压力不大时使用石英砂；对于深层且闭合压力较大时多使用陶粒；对中等深度(2000m左右)的地层一般用石英砂，尾随部分陶粒。

②粒径及其分布

虽然大粒径支撑剂在低闭合压力下可得到高渗透的填砂裂缝，但还要视地层条件而定，对疏松或可能出砂的地层，要根据地层出砂的粒径分布中值确定支撑剂粒径，以防止地层砂进入裂缝堵塞孔道。

由于粒径愈大，所能承受的闭合压力愈低，所以在深井中受到破碎及铺砂等诸因素限制，也不宜使用粗粒径砂。

③支撑剂类型

不同类型支撑剂在不同闭合压力和铺砂浓度条件下，支撑裂缝导流能力相差很大，图 6-11 是石英砂和陶粒在铺砂浓度分别为 4.87 和 9.75kg/m$^2$ 时的导流能力随闭合压力变化的曲线。从图中可以看到：在低闭合压力下，陶粒和石英砂支撑裂缝的导流能力相近，在高闭合压力下，陶粒要比石英砂所支撑裂缝的导流能力大一个数量级；同时也可以看到铺砂浓度愈大，导流能力也愈大。这也是为什么要提高施工砂比的依据之一。

④其它因素

支撑剂的嵌入是影响裂缝导流能力的一个因素，颗粒在高闭合压力下嵌入到岩石中，由于增加了抗压面积，有可能提高它的抵抗闭合压力的能力，但由于嵌入而使裂缝变窄，从而降低了导流能力。

其它如支撑剂的质量、密度以及颗粒园球度等也都会影响裂缝的导流能力。

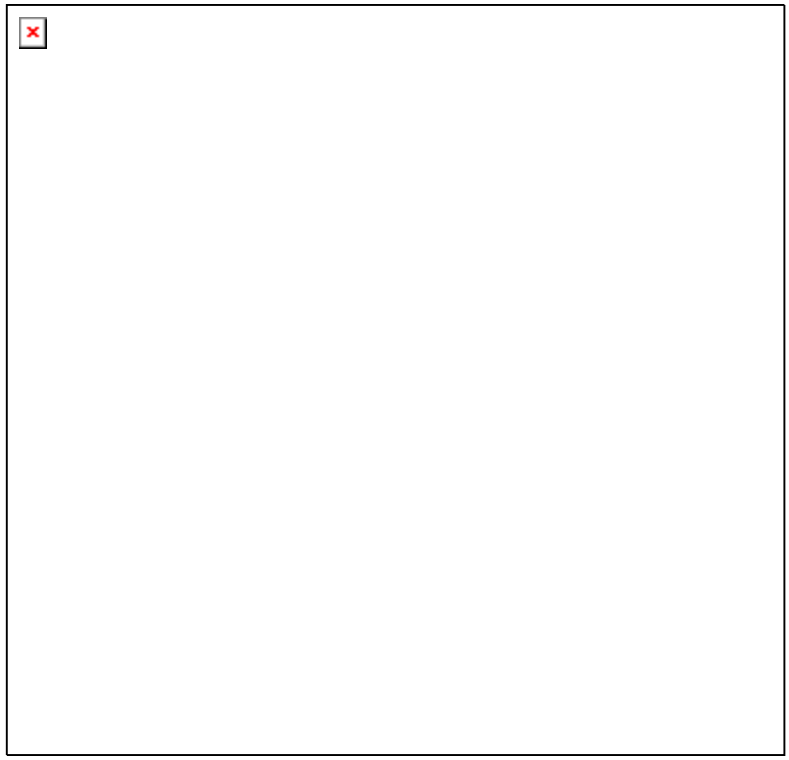


图 **6-11** 石英砂与陶粒的导流能力对比图

## 6.4 压裂设计

压裂设计是压裂施工的指导性文件，它能根据地层条件和设备能力优选出经济可行的增产方案。由于地下条件的复杂性以及受目前理论研究的水平所限，压裂设计结果(效果预测和参数优选)与实际情况还有一定的差别，随着压裂设计的理论水平的不断提高、对地层破裂机理和流体在裂缝中流动规律认识的进一步深入，压裂设计方案对压裂井施工的指导意义会逐步有所改善。

压裂设计的基础是对压裂层的正确认识，包括油藏压力、渗透性、水敏性、油藏流体物性以及岩石抗张强度等，并以它们为基础设计裂缝几何参数，确定压裂规模以及压裂液与支撑剂类型等。施工加砂方案设计及排量等受压裂设备能力的限制，特别是深井破裂压力高，要求有较高的施工压力，对设备的要求很高。

压裂设计的原则是最大限度发挥油层潜能和裂缝的作用，使压裂后油气井和注入井达到最佳状态，同时还要求压裂井的有效期和稳产期长。压裂设计的方法是根据油层特性和设备能力，以获取最大产量(增产比)或经济效益为目标，在优选裂缝几何参数基础上，设计合适的加砂方案。压裂设计方案的内容包括：裂缝几何参数优选及设计；压裂

液类型、配方选择及注液程序；支撑剂选择及加砂方案设计；压裂效果预测和经济分析等。对区块整体压裂设计还应包括采收率和开采动态分析等内容。

这里以压裂后油井产量(或净现值)为目标，介绍单井压裂设计方法，有关区块整体压裂改造方案设计见本书第十章。

### 6.4.1 影响压裂井增产幅度的因素

影响压裂井增产幅度的因素主要是油层特性和裂缝几何参数。油层特性主要是指压裂层的渗透率、孔隙度、流体物性、油层能量、含油丰度和泄油面积等；裂缝参数是指填砂裂缝的长、宽、高和导流能力。麦克奎尔与西克拉用电模型作出了垂直裂缝条件下增产倍数与裂缝几何尺寸和导流能力的关系曲线(图 **6-12**)。该曲线基于以下假设：拟稳定流动；定产或定压生产；正方形泄油面积；外边界封闭；可压缩流体；裂缝穿过整个产层。

该图的纵坐标是无因次增产倍数：

$$J_f / J_0 \left( \frac{7.13}{\ln 0.472 R_e / r_w} \right)$$

式中 $J_0, J_f$ —压裂前后油井的采油指数；

$R_e, r_w$ —油井供液半径和井筒半径。

横坐标为相对导流能力：

$$\frac{K_f W_f}{K} \sqrt{\frac{40}{A \times 2.471 \times 10^{-4}}}$$

式中 $K_f W_f$ —裂缝导流能力，μm²–m；

$K$ —地层渗透率，μm²；

$A$ —井控面积(泄油面积)，m²。

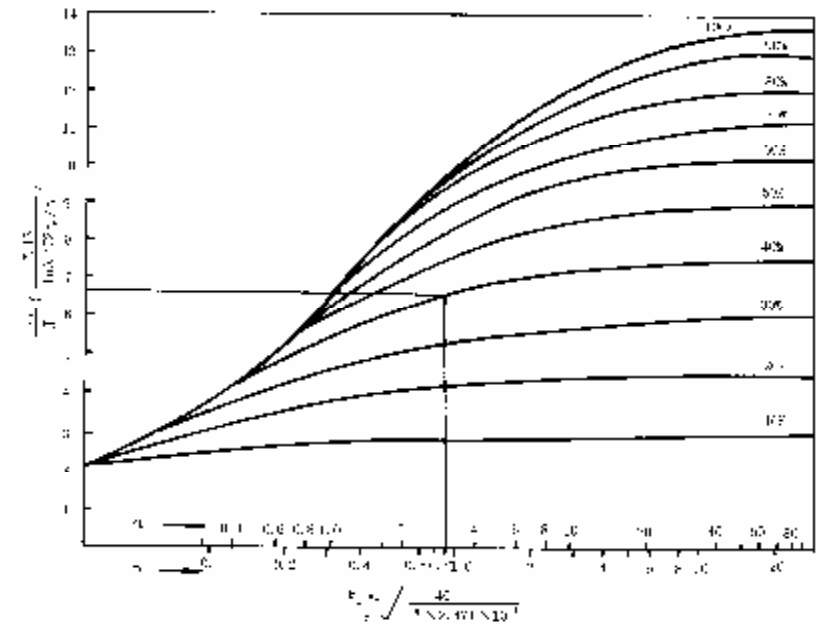


图 6-12　麦克奎－西克拉垂直裂缝增产倍数曲线

横坐标根号内的数字是当井控面积不是 40 英亩时的修正系数；纵坐标括号内的数字是当井径不是 6 英寸时的修正系数。曲线上的数字是缝长(单翼)与供油半径的比(称为裂缝的穿透比)。可以把横坐标上的数值看成裂缝与油层导流能力的比值，在同样情况下，裂缝导流能力愈高，则增产倍数也愈高，造缝愈长，倍数也愈高。从曲线的变化趋势上看，在横坐标上以 0.4μm²–m 为界，在它的左边要提高增产倍数，则应以增加裂缝导流能力为主。以裂缝长度为供油半径的 50%这条曲线为例，导流能力比从 0.1 提高到 0.4，增产倍数则从 3 倍提高到 6 倍多。此时增加缝长对增加倍数并不起多大的作用。在 0.4 的左边，曲线趋于平缓，增产主要靠增加缝的长度，进一步提高裂缝的导流能力基本上不能增加增产倍数。 从增长倍数曲线可以得到如下结论：

①在低渗油藏中，增加裂缝长度比增加裂缝导流能力对增产更有利。因为对低渗油层容易得到高的导流能力，要提高增产倍数，应以加大裂缝长度为主，这是当前在压裂特低渗透层时，强调增加裂缝长度的依据。而对高渗地层正好相反，应以增加导流能力为主。

②对一定的裂缝长度，存在一个最佳的裂缝导流能力。因为对一定的油层条件，油层的供液能力是有限的，所要求的渗流条件(导流能力)也是有限的，过分追求高导流能力是不必要的。

## 6.4.2　裂缝几何参数计算模型

裂缝几何参数的准确计算是预测压后产量和经济评价的基础。从 **50** 年代中期起，人们相继研究并发展了多种压裂设计模型，随着对压裂液流变性，固—液两相流和岩石破裂、延伸等机理的深入研究，压裂设计模型也愈来愈接近实际。目前矿场上使用的设计模型有二维**(PKN**、**KGD)**，拟三维**(P3D)**和真三维模型，它们的主要差别是裂缝的扩展和裂缝内的流体流动方式不同。二维模型假设裂缝高度是常数，即流体仅沿缝长方向流动；拟三维模型和真三维模型缝高沿缝长方向是变化的，不同的是前者裂缝内仍是一维流动**(**缝长**)**，后者在缝长、缝高方向均有流动**(**即存在压力降**)**，国内已研制了拟三维和真三维模型，在地应力和岩石力学资料比较齐全上的情况下，尽可能选用拟三维或真三维模型进行设计。地层条件比较单一时也可采用二维模型。

**(1)**卡特模型

**1957** 年，卡特在考虑了液体渗滤条件下，导出了裂缝面积公式，如果缝宽已知，则可求出水平裂缝半径和垂直裂缝长度。基本假设如下：

①裂缝是等宽的；

②压裂液从缝壁面垂直而又线性地渗入地层；

③缝壁上某点的滤失速度取决于此点暴露于液体中的时间；

④缝壁上各点的速度函数是相同的；

⑤裂缝内各点压力相等，等于井底延伸压力。

水力压裂过程中，注入裂缝中的压裂液 $Q(t)$，一部分滤失于地层 $Q_L(t)$，一部分使裂缝的体积增加，即

$$Q(t)=Q_L(t)+Q_F(t) \qquad (6\text{-}47)$$

**1)**滤失量 $Q_L(t)$：

$$Q_L(t)=2\int_0^{A(t)} v(t)\,dA(t) \qquad (6\text{-}48)$$

式中 $Q_L(t)$—单位时间内压裂液滤失量，$m^3/min$；

$v(t)$—滤失速度，$m/min$；

$A(t)$—裂缝单面面积，$m^2$。

面积 $A(t)$是时间函数：

$$dA=\left(\frac{dA}{d\delta}\right)d\delta \qquad (6\text{-}49)$$

式中 $\delta$—压裂液到达缝中某点所需时间，$min$。

所以式**(6-48)**可改写为：

$$Q_L(t)=2\int_0^t v(t-\delta)\left(\frac{dA}{d\delta}\right)d\delta \qquad (6\text{-}50)$$

式中 $v(t-\delta)$—压裂液从暴露于液体中到 $t$ 时刻的滤失速度，数值上等于 $\frac{C}{\sqrt{t-\delta}}$，$m/min$；

$t$—施工时间，min；

$C$—综合滤失系数，m/$\sqrt{\min}$。

**2)**裂缝体积变化

$$Q_F(t)=W\cdot\frac{dA}{dt} \tag{6-51}$$

式中 $w$—裂缝宽度，m；

$A$—裂缝单面面积，m²。

**3)**裂缝面积

将式**(6-50)**和**(6-51)**代入式**(6-47)**并用拉氏变换得到裂缝面积公式：

$$A(t)=\frac{QW}{4\pi C^2}\left[e^{x^2}\cdot erfc(x)+\frac{2x}{\sqrt{\pi}}-1\right]$$
$$x=\frac{2C\sqrt{\pi t}}{W} \tag{6-52}$$

**erfc(x)**是 **x** 的误差补偿函数，可查表**(**数学手册**)**，或用下式近拟计算：

$$e^{x^2}erfc(x)=0.254829592Y-0.284496736Y^2+1.42143741Y^3-$$
$$1.453152027Y^4+1.06140429Y^5$$
$$Y=\frac{1}{1+0.3275911x} \tag{6-53}$$

式中 $Q$—排量，m³/min；

$W$—平均缝宽，m；

$C$—综合滤失系数，m/$\sqrt{\min}$。

如已知缝高 $H$，假设裂缝是对称于井轴为的两条，则缝长 $L(m)$为：

$$L=\frac{A}{2H} \tag{6-54}$$

对于水平裂缝，裂缝半径 $R(m)$为：

$$R=\sqrt{\frac{A}{\pi}} \tag{6-55}$$

**(2)PKN 模型**

**PKN** 模型是 **Perkins**，**Kern** 和 **Nordgren** 三人提出的，它是目前应用较多的二维设计模型，其基本假设如下：

①岩石是弹性、脆性材料，当作用于岩石上的张应力大于某个极限值后，岩石张开破裂；

②缝高在整个缝长方向上不变，即在上、下层受阻；造缝段全部射孔，一开始就压开整个地层；

③裂缝断面为椭园形，最大缝宽在裂缝中部**(**图 **6-13)**；

④缝内流体流动为层流；

⑤缝端部压力等于垂直于裂缝壁面的总应力；

⑥不考虑压裂液滤失于地层。

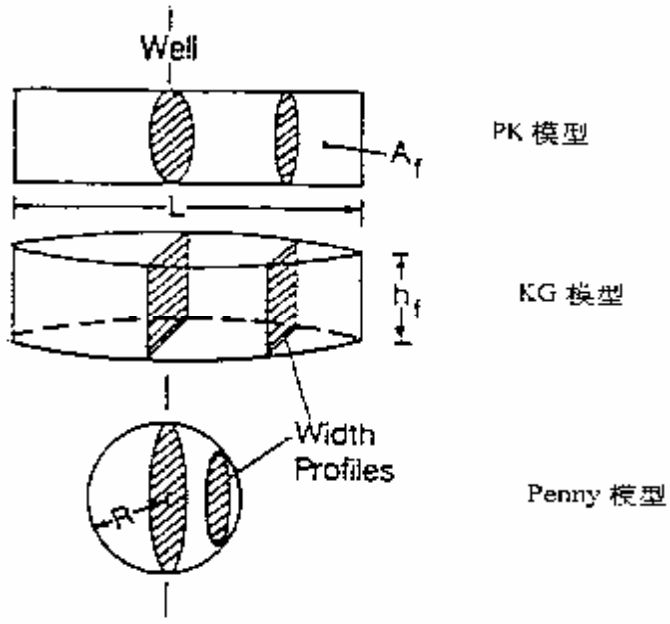



图 6-13　PKN，KGD 模型裂缝示意图

缝宽：

$$W_{\max}(x)=\frac{2(1-\nu^2)H\Delta P_f(x)}{E}$$
$$\Delta P_f(x)=P_f(x)-P_c \qquad (6\text{-}56)$$

式中　$w_{\max}(x)$—裂缝内 x 点最大缝宽；m；

$\nu$—岩石泊松比，无因次；

$E$—岩石弹性模量，Pa；

$H$—裂缝高度，m；

$\Delta P_f(x)$—裂缝内任一点净压力，Pa；

$P_f(x)$—裂缝内 x 点压力，Pa；

$P_c$—裂缝闭合压力，Pa。

裂缝内的压力分布，可由 Lamb 实验相关公式确定。对于偏心度为零的椭园管、牛顿液体条件下：

$$\frac{dP}{dx}=-\frac{32}{\pi}\frac{Q\mu}{W^3H} \tag{6-57}$$

联立两式可得裂缝内的压力分布和缝宽公式为：

$$P_f(x)-P_c=\alpha\left[\left(\frac{1}{60}\right)\frac{\mu QLE^3}{H^4(1-\nu^2)^3}\right]^{1/4} \tag{6-58}$$

$$W_{\max}(x)=2\alpha\left[\left(\frac{1}{60}\right)\frac{(1-\nu^2)Q\mu L}{E}\right]^{1/4} \tag{6-59}$$

式中 $W_{\max}$—牛顿液层流条件下裂缝最大缝宽，m；

$\mu$—压裂液粘度，Pa.s；

$Q$—排量，$m^3/min$；

$L$—裂缝半长，m。

当$Q$取地面总排量时，$\alpha$=1.5，而当$Q$取地面排量之半时，$\alpha$=1.26。

对非牛顿液液体，裂缝最大缝宽为：

$$W_{\max}=\left[\left(\frac{128}{3\pi}\right)(n+1)\left(\frac{2n+1}{n}\right)^n(1-\upsilon^2)\left(\frac{1}{60}\right)^n\left(\left[\frac{Q^n K_f LH^{1-n}}{E'}\right]\right)\right]^{\frac{1}{2n+2}}. \tag{6-60}$$

式中 $K_f$—缝流压裂液稠度系数，$Pa.s^n$。

裂缝的平均宽度：

$$\overline{W}=\frac{\pi}{4}W_{\max} \tag{6-61}$$

在用解析方法求解裂缝几何参数时，常把PKN缝宽公式与卡特面积公式联立，给定一个缝宽，通过迭代求解$W$和$L$。

以上导出的缝宽公式，是在没有考虑滤失条件下推导的，实际上在压裂过程中滤失是不可避免的，为此，1972年Nordgren提出用体积平衡方法进行修正，但得不到解析表达式，只能用数值方法求解，表达式为：

$$-\frac{\pi G}{256(1-\nu)\mu}\cdot\frac{\partial^2 W^4}{\partial x^2}+\frac{2CH}{\sqrt{t-\delta}}+\frac{\pi}{4}H\frac{\partial W}{\partial t}=0 \tag{6-62}$$

边界条件：

$x$=0，$W=W_{\max}$

$x=L$，$W$=0

初始条件：

$t$=0，$W$=0

式中 $G$—岩石剪切模量，Pa；

$$G=\frac{E}{2(1+\nu)}$$

$t$—施工时间，min；

**(3)KGD 模型**

KGD(CGD)模型也是常用的二维压裂设计模型之一，它是由 Khristionovch，Geertgma，Daneshy 提出的，假设条件为：

①地层均质，各向同性；

②线弹性应力一应变；

③裂缝内为层流，考虑滤失；

④缝宽截面为矩形，侧向为椭园形(图 6-13)。

基本方程：

$$W_{\max}=\left[\frac{84(1-\nu)}{\pi}\left(\frac{1}{60}\right)\frac{\mu QL^2}{GH}\frac{\overline{P}}{P_W}\right]^{\frac{1}{4}} \tag{6-63}$$

$$L=\frac{Q}{32\pi HC^2}(\pi W_{\max}+8S_P)\left[\frac{2\alpha_L}{\sqrt{\pi}}-1+e^{\alpha_L}erfc(\alpha_L)\right] \tag{6-64}$$

$$\alpha_L=\frac{8C\sqrt{\pi t}}{\pi W_{\max}+8S_p}$$

式中 $W_{\max}$—井底最大缝宽，m；

$Q$—排量，$m^3/min$；

$L$—单翼缝长，m；

$\overline{P}$—裂缝内平均压力，Pa；

$P_w$—井底压力，Pa；

μ—裂缝内压裂液粘度，Pa.s；

$S_p$—初滤失系数，$m/\sqrt{min}$。

吉尔兹玛等人基于牛顿液体推导了缝长和缝宽的计算式，流动方程采用了泊稷叶理论，岩石破裂方程是英格兰与格林提出的。吉尔兹玛采用了合理的边界条件，缝端部的闭合圆滑，并考虑了液体滤失。对于垂直裂缝则：

$$\left(\frac{dw}{df_L}\right)_{f_L=1}=0,\quad f_L=\frac{x}{L} \tag{6-65}$$

式中 $x$—缝中任意点距井轴的距离，m；

$L$—缝长，m。

边界条件式(6-65)保证了缝端部应力是有限的并等于岩石的抗张强度。

在岩石泊松比 $\upsilon=0.25$ 时，吉尔兹玛方程为：

$$L=\frac{1}{2\pi}\frac{Q\sqrt{t}}{HC} \tag{6-66a}$$

$$W=0.135\sqrt[4]{\frac{\mu QL^2}{GH}} \tag{6-66b}$$

式中 $L$—缝的长度，m；

$W$—裂缝的缝口宽度，m；

$Q$—压裂液排量，$m^3/min$；

$\mu$—压裂液粘度，Pa.s；

$G$—岩石的剪模量，kPa，$G=\frac{E}{2(1+\upsilon)}$。

### 6.4.3 压裂效果预测

压裂后油气井产能预测是进行压裂优化设计的基础。效果预测有增产倍数和产量预测两种，对垂直缝的增产倍数一般可用麦克奎尔—西克拉增产倍数曲线确定；水平缝可用解析公式计算。产量、压裂的有效期和累积增产量等的预测可用典型曲线拟合和数值模拟方法。

**(1)增产倍数计算**

增产倍数可以认为是压裂前后油气井采油指数的比值，它与油层和裂缝参数有关。对垂直缝压裂井，压裂后的增产倍数可用麦克奎尔－西克拉增产倍数曲线(图 6-12)确定，其中裂缝参数 $L_f$，$K_f$ 和 $W_f$ 可由压裂设计和支撑剂导流能力实验值确定，地层参数($R_e$，$r_w$，$K$ 及 $A$)可由试井和开发数据确定。在这些参数一定后，可查图求出增产倍数($J/J_0$)。

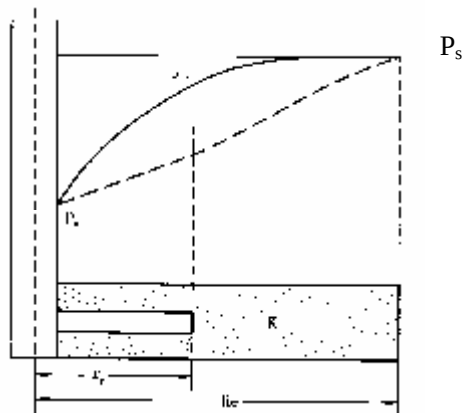



图 6-14 水平缝压裂前后油层中压力分布

对水平缝压裂井，压裂前后的压力分布如图 **6-14**，实线是压前的压力分布，虚线是压后的压力分布，生产压差分为两部分：

$$\Delta P=P_s-P_w=\Delta P_{R_e-r_f}+\Delta P_{r_f-r_w} \tag{6-67}$$

$$\Delta P_{R_e-r_f}=\frac{\mu Q\ln(R_e/r_f)}{2\pi Kh} \tag{6-68a}$$

$$\Delta P_{r_f-r_w}=\frac{\mu Q\ln(r_f/r_w)}{2\pi K_a h} \tag{6-68b}$$

$$K_a=\frac{K_f W_f+K h}{h} \tag{6-68c}$$

如果认为压裂后油层的平均渗透率相当于 $k'$，则 $\Delta P$ 可表示为：

$$\Delta P=\frac{Q\mu\ln(R_e/r_w)}{2\pi K' h} \tag{6-69a}$$

所以，

$$k'=\frac{KK_a\ln(R_e/r_w)}{K_a\ln(R_e/r_f)+K\ln(r_f/r_w)} \tag{6-69b}$$

增产倍数可表示成：

$$PR=k'/k$$

整理后得到水平缝压裂井增产倍数：

$$PR=\left(\frac{K_f W_f}{Kh}\right)\left[\frac{\left(1+\frac{Kh}{K_f W_f}\right)\ln(R_e/r_w)}{\left(1+\frac{K_f W_f}{Kh}\right)\ln(\mathrm{Re}/r_w)+\ln(r_f/r_w)}\right] \tag{6-70}$$

式中 $K_a$—裂缝区内的平均渗透率；

$K$—油层渗透率；

$h$—油层厚度。

所有变量单位一致即可。

**(2) Agarwal 典型曲线预测压裂井产量**

用增产倍数法预测压裂井产量虽然简单，但它仅适用于稳定和拟稳定生产阶段，对低渗透地层压裂后很长时间内油层都是不稳定流，在这种情况下用增产倍数法预测的结果将会有很大的误差。**1979** 年 **Agarwal** 用数值模拟方法预测了压裂井压后产量随时间变化，并绘制了计算图版，由此曲线**(**图 **6-15)**可以预测压裂井的产量。

基本假设：

①油层流体微可压缩，且粘度为常数；

②导流能力为常数；

③不存在井筒存储和井筒附近的油层损害；

④边界影响可忽略；

⑤忽略气体紊流影响。

无因次时间：

$$t_{Dxf}=\frac{0.03561Kt}{\phi\mu C_t L_f} \tag{6-71}$$

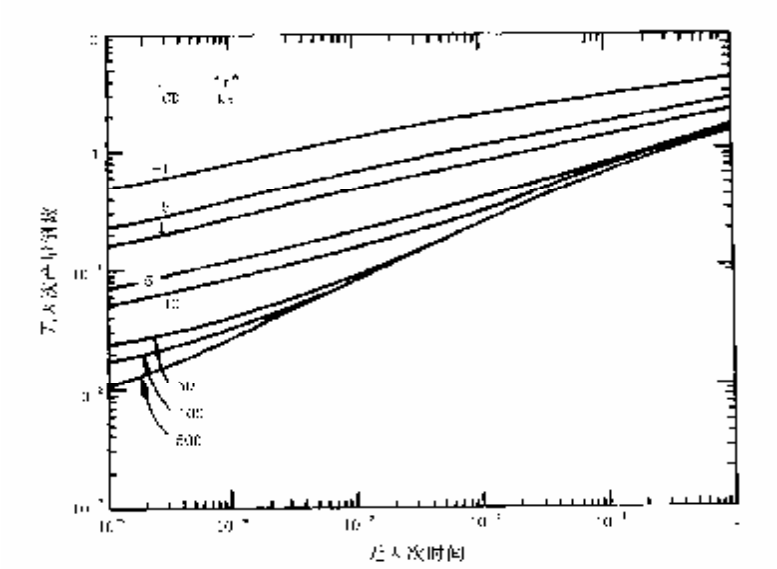


图 6-15　Agarwal 曲线

无因次产量倒数：

$$\frac{1}{q_D}=\frac{535.68Kh\Delta P}{q\mu B}\quad(油) \tag{6-72a}$$

$$\frac{1}{q_D}=\frac{1371.76Kh[\Delta(P^2)]}{q\mu ZT}\quad(气) \tag{6-72b}$$

无因次导流能力：

$$F_{CD}=\frac{K_f W_f}{KL_f} \tag{6-73}$$

式中　$F_{CD}$—无因次导流能力，无因次；

$K_f W_f$—裂缝导流能力，μm²·m；

$KL_f$—储层渗透率×裂缝半长，μm²·m；

$K$—储层渗透率，μm²；

$t$—生产时间，s；

$\phi$—储层孔隙度，小数；

$\mu$—储层流体粘度，mPa.s；

$C_t$—综合压缩系数，$(MPa)^{-1}$；

$L_f$—裂缝半长，m；

$h$—油气层厚度，m；

$\Delta P$—生产压差，MPa；

$q$—油、气井日产量，$m^3/d$；

$B$—原油体积系数，小数；

$T$—油层温度，K；

$Z$—天然气压缩因子。

预测方法：由地层参数和裂缝参数计算给定生产时间的无因次时间，由 $F_{CD}$ 和 $t_{Dx_f}$ 查曲线确定 $1/q_D$，再由式(6-72)计算油或气井产量。

用典型曲线方法预测油、气井产量虽然比较直观，但操作起来比较繁琐，特别是当 $F_{CD}$ 介于曲线上两者之间时用内插法会产生一定的误差，另外，当无因次时间大于 1 以后无法用查图方法来预测。针对这些问题可以采用如下方法：一是把 Agarwal 曲线回归成多项式，二是直接用数值模拟方法预测。

### 6.4.4 裂缝参数设计方法

裂缝几何参数计算模型和压裂效果预测模型是裂缝参数优化的基础。下面以实例说明应用这两种模型进行裂缝参数设计的基本步骤和方法。

某气藏有一探井，井深 1980m，闭合压力约为 33MPa，油层有效厚度为 11.4m，孔隙度 15%，有效渗透率 $0.75\times10^{-3}\mu m^2$，油层综合压缩系数 $2\times10^{-3}MPa^{-1}$，天然气粘度 0.02mPa.s，压缩因子 0.86，油层温度 86℃，原始油层压力 18.61MPa，生产井流压 14.11MPa，如果要求压裂后 30 天的日产气达到 $10^5m^3/d$，试进行裂缝参数设计。其基本步骤和方法如下：

①预测不同裂缝长度和导流能力下的产量

假设一个裂缝长度，由式(6-71)计算生产时间等于 30 天时的无因次时间，查 Argwal 曲线得到不同 $F_{CD}$ 下的无因次产量倒数($1/q_D$)，再由(6-72b)计算相应的压裂井一月的日产量 $q_g$。改变裂缝长度用同样方法可以得到一组产量与 $L_f$，$F_{CD}$ 的关系数据，如图 6-16，由图可以看到，随裂缝长度和导流能力的增加，压裂后一个月的产量也相应增加。

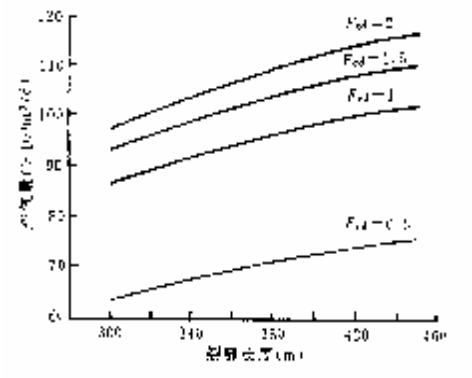


图 6-16　产量与缝长和无因次导流能力关系

②优选裂缝参数

根据初产 $10^5m^3/d$ 的要求，由计算结果(图 6-16)选择满足要求的裂缝参数组合：

表 6-2　裂缝参数组合

| 裂缝半长 m | 无因次导流能力 | 裂缝内渗透率 μm² |
|---|---|---|
| 318 | 2 | 95.4 |
| 345 | 1.5 | 77.6 |
| 420 | 1 | 63.0 |

(注：裂缝平均支撑宽度取 5mm)

根据地层的闭合压力，结合支撑剂性能和施工的难易，选择第三种方案($L_f$=420m，$K_f$=63.0μm²)即造长缝、低导流能力，以保证施工的顺利进行。

③选择支撑剂类型

在闭合压力为 33MPa，支撑宽度为 5mm 情况下，支撑剂的室内评价结果如表 6-3，从表中可以看到，要达到支撑裂缝的渗透率为 63.0μm²，兰州砂和中强度陶粒都不能满足要求，因此必须选择其它三类陶粒，渗透率最接近的是东方陶粒，但是如果完全使用东方陶粒又会导致渗透率的浪费，为此选用兰州砂和东方陶粒为压裂用支撑剂。

表 6-3　支撑剂综合数据表

| 名　　称 | 破碎率(%) | 密度(g/cm³) | 渗透率μm² |
|---|---|---|---|
| 0.4—0.8mm<br>兰 州 砂 | 33.9 | 2.6 | 30.2 |
| 0.5—0.9mm<br>宜兴中强度陶粒 | 29.5 | 2.53 | 35.0 |
| 0.5—0.9mm<br>宜兴高强度陶粒 | 13.1 | 2.58 | 134.5 |
| 0.5—0.9mm<br>东 方 陶 粒 | 10.7 | 2.78 | 92.8 |
| 0.5—0.9mm<br>成 都 陶 粒 | 0.63 | 3.6 | 150.9 |

(注：实验压力：33MPa，支撑宽度 5mm)

④尾随东方陶粒体积和尾随比的确定

若尾随陶粒段的长度为 $L_1$，导流能力为 $F_{CD1}$，兰州砂导流能力为 $F_{CD2}$，裂缝平均导流能力为 $F_{CD}$，则尾随段长度为：

$$L_1 = \frac{L_f\left(F_{CD} - F_{CD\,2}\right)}{F_{CD\,1} - F_{CD\,2}} \tag{6-74}$$

$$F_{CD1} = \frac{\left(K_f W_f\right)_2}{KL_f}$$

$$= \frac{92.8\times 5}{0.75\times 10^{-3}\times 420\times 10^{3}} = 1.473$$

$$F_{CD2} = \frac{\left(K_f W_f\right)_1}{KL_f}$$

$$= \frac{30.2\times 5}{0.75\times 10^{-3}\times 420\times 10^{3}} = 0.4794$$

代入式(6-74)得到：

$$L_1 = 220.0\text{m}$$

即尾随长度比约为 0.52，实际裂缝由于宽度是变化的，所以尾随的体积还要大。使用压裂设计软件，通过实际计算得到结果见表 6-4。

表 6-4　不同支撑剂方案的预测结果

| 序号 | 兰州砂体积 $m^3$ | 东方陶粒体积 $m^3$ | 尾随比 | $F_{CD}$ | 预测产量 $\times 10^4 m^3/d$ |
|---|---|---|---|---|---|
| 1 | 46 | 32 | 0.4 | 0.63 | 8.5 |
| 2 | 38 | 40 | 0.5 | 0.77 | 9.11 |
| 3 | 32 | 46 | 0.6 | 0.93 | 9.87 |
| 4 | 24 | 54 | 0.7 | 1.09 | 10.36 |
| 5 | 16 | 62 | 0.8 | 1.27 | 10.54 |
| 6 | 8 | 70 | 0.9 | 1.43 | 10.71 |
| 7 | 0 | 78 | 1.0 | 1.61 | 10.90 |

(注：根据设备情况。一次用液为 380 $m^3$ 较合理)

由表 6-4 可看出，满足要求同时又可以实施的方案为尾随比为 0.7 的陶粒(方案 4)。其它设计参数：平均砂比 30%，排量 3.0 $m^3/min$，最大砂比 49%，生产压差 4.5MPa。

⑤压裂液选择

根据地层条件选用胍胶压裂液，性能测试结果列在表 6-5 中。

表 6-5 胍胶压裂液性能参数表

| | | | |
|---|---|---|---|
| 冻胶粘度 | 90 ℃ 170$s^{-1}$ 剪切 30min，285mPa.s | 破乳率 | |
| 破胶液粘度 | 75～85℃ 24hr<5mPa.s | 破胶液表面张力 | 33.7mN/m(80℃) |
| 防腐性 | 基液在 35～37℃放置 3 天粘度下降 1.7% | | 1.2mN/m(20℃) |
| 滤失性 | 90℃ $C_{III}=1.09\times10^{-4} m/\sqrt{min}$ | 残渣 | 0.7kg/ $m^3$ |

该压裂液具有滤失少、低残渣、防腐性能好等特点，可以满足该井的压裂施工。

## 参　考　文　献


1.王鸿勋.水力压裂原理.北京：石油工业出版社，1987

2.王鸿勋，张琪.采油工艺原理．北京：石油工业版社，1990

3.J.L.Gidley. 水力压裂技术新发展．北京：石油工业出版社，1995.12

4.M.J.Economides.油藏增产措施．北京：石油工业出版社，1991.6

5.朱恩灵.试油工艺技术．北京：石油工业出版社，1987

6.何艳青、王鸿勋.用数值模拟方法预测压裂井产量.石油大学学报，1991

7.张士诚.水力裂缝参数对采收率影响的研究.低渗透油田开发技术座谈会论文集.北京：石油工业出版社，1994
8.杨能宇、张士诚、王鸿勋.区块整体压裂改造水力裂缝参数对采收率影响研究.石油学报,1995.3
9.L.K. Britt. Optimized Oilwell Fracturing of Moderate-Permeability Reservoirs. SPEJ.14371，1985
10.D.N. Mechan，R. N. Norne，K.Axiz. Effects of Reservoir Heterogeneity and Fracture Azimuth on Optimization of Fracture length and well spacing. SPE 17606，1988
11.C.L.Bargas，J. L. Yanosik. The Effects of Vertical Fractures on Areal Sweep Efficiency in Adverse Mobility Ratio Floods. SPE 17609，1988
12.V.Y. Konoplyor，A. F. RaZovsky. Numerical Simulation of Oil Displacement in Pattern Floods with Fractured wells. SPE 22933，1991

# 第七章　酸处理技术

酸化是油气井增产、注入井增注的又一项有效的技术措施。其原理是通过酸液对岩石胶结物或地层孔隙、裂缝内堵塞物(粘土、钻井泥浆、完井液)等的溶解和溶蚀作用，恢复或提高地层孔隙和裂缝的渗透性。酸化按照工艺可分为酸洗、基质酸化和压裂酸化(也称酸压)。酸洗是将少量酸液注入井筒内，清除井筒孔眼中酸溶性颗粒和钻屑及结垢等，并疏通射孔孔眼；基质酸化是在低于岩石破裂压力下将酸注入地层，依靠酸液的溶蚀作用恢复或提高井筒附近较大范围内油层的渗透性；酸压(酸化压裂)是在高于岩石破裂压力下将酸注入地层，在地层内形成裂缝，通过酸液对裂缝壁面物质的不均匀溶蚀形成高导流能力的裂缝。

本章主要介绍碳酸盐岩和砂岩油气层的酸化原理、碳酸盐岩地层酸压原理及设计方法、酸化用酸和添加剂的特性。

## 7.1　碳酸盐岩地层的盐酸处理

碳酸盐岩储集层是重要的储集层类型之一。随着世界各国石油及天然气勘探与开发工作的发展，碳酸盐岩油气田的储量和产量急剧增长，据统计，到目前为止，碳酸盐岩中的油气储量已超过世界油气总储量的一半，而产量已达到总产量的60%以上。

碳酸盐岩地层的主要矿物成分是方解石$CaCO_3$和白云石$CaMg(CO_3)_2$，其中方解石含量高于50%的称为石灰岩，白云石含量高于50%的称为白云岩。碳酸盐岩的储集空间分为孔隙和裂缝两种类型。根据孔隙和裂缝在地层中的主次关系又可把碳酸盐岩油气层分为三类：孔隙性碳酸盐岩油气层，孔隙—裂缝性碳酸盐岩油气层(孔隙是主要储集空间，裂缝是渗流通道)，裂缝性碳酸盐岩油气层。碳酸盐岩油气层酸处理，就是要解除孔隙、裂缝中的堵塞物质，或扩大沟通油气岩层原有的孔隙和裂缝，提高油气层的渗流性。

### 7.1.1　盐酸与碳酸盐岩的化学反应

碳酸盐岩油气层的酸化常用盐酸，其化学反应如下：

$$2HCl+CaCO_3 \rightarrow CaCl_2+H_2O+CO_2\uparrow$$

$$4HCl+MgCa(CO_3)_2 \rightarrow CaCl_2+MgCl_2+2H_2O+2CO_2\uparrow$$

盐酸与碳酸盐岩的反应时，所产生的反应物如氯化钙、氯化镁全部溶于残酸中。二氧化碳气体在油藏压力和温度下，小部分溶解到液体中，大部分呈游离状态的微小气泡，分散在残酸溶液中，有助于残酸溶液从油气层中排出。

盐酸的浓度越高，其溶蚀能力越强，溶解一定体积的碳酸盐岩石所需要的浓酸体积较少，残酸溶液也较少，易于从油、气层中排出。在解决了酸化中腐蚀问题时，使用高浓度盐酸的酸化效果较好。另外，高浓度盐酸活性耗完时间相对长，酸液渗入油气层的深度也较大，酸化效果好。

盐酸溶蚀碳酸盐岩的过程，就是盐酸被消耗的过程，这一过程进行的快慢可用酸岩反应速度表示。酸岩反应速度与酸化效果有密切的关系。在数值上酸岩反应速度可用单位时间内酸浓度降低值表示，也可用单位时间内岩石单位反应面积的溶蚀量来表示。

酸岩反应是复相反应，其特点是反应只在酸岩界面上进行，如图**7-1**所示，其反应过程可看成由以下三个步骤组成。

①酸液中的$H^+$传递到碳酸盐岩表面；

②$H^+$在岩面与碳酸盐进行反应；

③反应生成物$Ca^{2+}$、$Mg^{2+}$和$CO_2$气泡离开岩面。

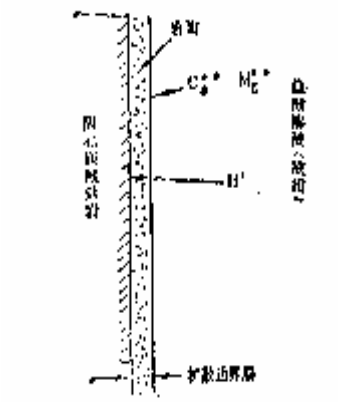


图**7-1**　酸—岩反应系统示意图

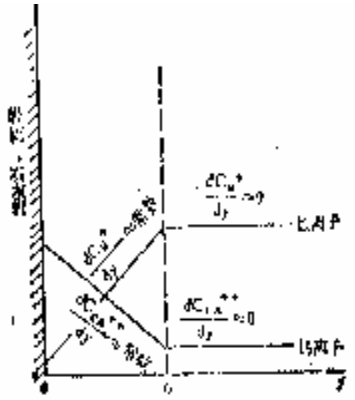


图**7-2**　扩散边界层的浓度分布

酸液中的$H^+$在岩面上与碳酸盐岩反应，称为表面反应。对石灰岩地层来说，表面反应速度非常快，几乎是$H^+$一接触岩面，立刻就完成反应。$H^+$在岩面上反应后，就在接近岩面的液层里堆积起生成物$Ca^{2+}$、$Mg^{2+}$和$CO_2$气泡。岩面附近这一堆积生成物的微薄液层，称为扩散边界层，该边界层与溶液内部的性质不同。溶液内部，在垂直于岩面的方向上，没有离子浓度差，而边界层内部，在垂直于岩面的方向上，则存在离子浓度差，如图**7-2**所示。

由于在边界层内存在着上述的离子浓度差，反应物和生成物就会在各自的离子浓度梯度作用下，向相反的方向传递。这种由于离子浓度差而产生的离子移动，称为离子的扩散作用。在离子交换过程中，除了上述扩散作用以外，还会有因密度差异而产生的自然对流作用。总之，酸液中的$H^+$是通过对流和扩散两种方式，透过边界层传递到岩面的。$H^+$透过

边界层达到岩面的速度，称为$H^+$的传质速度。$H^+$的传质速度比$H^+$在岩面上的表面反应速度慢得多。盐酸与碳酸盐岩反应时，$H^+$的传质速度、$H^+$在岩面上的反应速度和生成物离开岩面的速度，均对整个过程的反应速度有影响，但是起决定作用的是其中较慢的$H^+$的传质速度。传质速度不但受静力条件下诸因素的影响，而且与流动条件有密切关系。在流动条件下酸岩反应时(此时$H^+$的传递包括扩散传质和对流传质)，因$H^+$传质速度增快，酸岩反应也加快。在其它条件相同时，流速越大，边界层厚度δ越小，反应速度就越快。

### 7.1.2 影响酸岩反应速度的因素

盐酸的优点是溶蚀能力强，价格较低，但其与碳酸盐岩的反应速度快，活性酸的作用范围小。酸液在压裂裂缝中流动，仅需要几分钟到十几分钟，酸的活性就基本消耗完，活性酸的穿入深度一般只有十几米，最多几十米；盐酸在微小孔道中的流动，一般仅几十秒，最多不过1～2分钟酸的活性就耗尽，活性酸的穿入深度仅为几十厘米，因此，如何延缓盐酸在地层中的反应速度是酸化工作中的重要课题。为此，需要研究影响盐酸与碳酸盐岩反应速度的因素。

**(1)酸岩复相反应速度表达式**

如上所述，酸岩复相反应速度主要取决于$H^+$的传质速度，所以，可以用表示离子传质速度的菲克定律，导出表示酸岩反应速度和扩散边界层内离子浓度梯度的关系式。

$$-\frac{\partial C}{\partial t}=KC^n=D_H^+\cdot\frac{S}{V}\cdot\frac{\partial C}{\partial y} \tag{7-1}$$

式中 $C$—瞬间反应酸浓度，mol/l；

$\frac{\partial C}{\partial t}$—酸岩瞬间的反应速度，mol/l·s；

$n$—反应级数，无因次；

$K$—比例系数，称为反应速度常数，$(\text{mol/l})^{1-n}\cdot\text{s}^{-1}$；

$\frac{\partial C}{\partial y}$—边界层内，垂直于岩面方向的酸液浓度梯度，mol/l·cm；

$\frac{S}{V}$—岩石反应表面积与酸液体积之比，简称面容比，$\text{cm}^2/\text{cm}^3$；

$D_H^+$—$H^+$的传质系数，$\text{cm}^2/\text{s}$。

式(7-1)表明，酸岩反应速度与酸岩系统的面容比、$H^+$的传质系数和垂直于边界层方向的酸浓度梯度有关，因此，凡是影响这些参数的因素都会影响酸岩反应速度。

**(2)影响酸岩复相反应速度的因素分析**

由于盐酸与碳酸岩地层的反应比较复杂，涉及很多化学动力学基础理论，目前研究还不够，下面结合实验结果给出一些定性概念。

**1)**面容比

当其它条件不变时，面容比越大，单位体积酸液中的$H^+$传递到岩石表面的数量就越多，反应速度也越快。对渗透性低的孔隙性地层，面容比很大，酸处理时，挤入地层的酸液与岩石孔隙的接触面积很大，酸液类似于铺盖在岩石表面上，酸岩反应速度接近于表面反应速度，酸液几乎是瞬时反应完毕，活性酸深入地层的距离仅几十厘米就变成残酸，影响酸化效果。酸压时，由于压成裂缝的面容比小，酸岩反应速度相对变慢，活性酸深入地层的距离可增加到十几米，因此，裂缝压得越宽，酸处理的增产效果越显著。

**2)**酸液的流速

酸岩的反应速度随酸液流动速度的增加而加快，这是因为随流速的增加，酸液的流动可能会由层流变为紊流，从而导致$H^+$的传质速度显著增加，反应速度也相应增加。但是，随着酸液流速的增加，酸岩反应速度的增加小于流速增加的倍比，即酸液来不及反应完已经流入地层深处，所以提高注酸排量可以增加活性酸的有效作用范围。

**3)**酸液的类型

不同类型的酸液，其离解程度相差很大，离解的$H^+$数量也相差很大，如盐酸在**18**℃、**0.1**当量浓度下，离解度为**29**%，而在相同条件下醋酸的离解度仅为**1.3**%，因此反应速度也不同。

根据酸岩复相反应速度表达式**(7-1)**，若近似认为边界层内的$H^+$浓度呈线性变化，酸溶液内的$H^+$浓度为$C$，岩石面上的$H^+$浓度为$C_s$，边界层厚度为δ，则式**(7-1)**可写成：

$$-\frac{\partial C}{\partial t}=D_H^+\cdot\frac{S}{V}\cdot\frac{C-C_s}{\delta} \qquad \textbf{(7-2a)}$$

如果认为岩石表面的氢离子浓度为零，即$C_s$**=0**，则有：

$$-\frac{\partial C}{\partial t}=D_H^+\cdot\frac{S}{V}\cdot\frac{C}{\delta} \qquad \textbf{(7-2b)}$$

所以，酸岩反应速度近似与酸溶液内部的氢离子浓度成正比，采用强酸时反应速度快，采用弱酸时反应速度慢。

**4)**盐酸浓度

盐酸浓度对反应速度的影响如图**7-3**所示。图中实线表示各种浓度的新鲜酸液的初始反应速度，如**15**%的新鲜酸，初始反应速度为**69 mg/cm²·s**，**28**%的鲜酸初始反应速度为**72 mg/cm²·s**，由新鲜酸反应曲线**(**实线**)**可以看到：盐酸浓度在**24**%～**25**%之前，随盐酸浓度的增加，反应速度也增加，超过这个范围后，随盐酸浓度的增加，反应速度反而降低，这是由于**HCl**的电离度下降幅度超过**HCl**分子数目增加的幅度所造成的，因此在酸化处理时常使用高浓度盐酸。

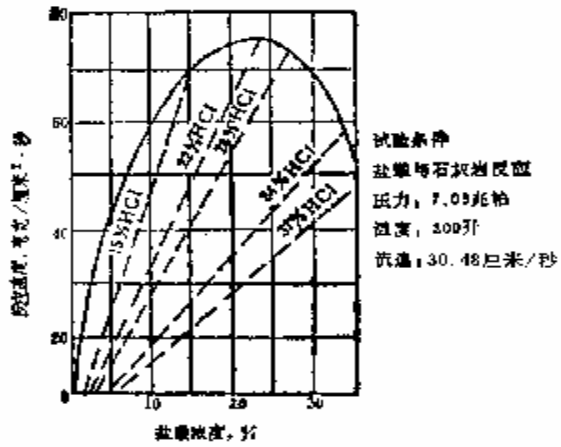



图7-3　盐酸浓度对反应速度的影响

图中虚线表示已反应的酸液(余酸)从初始浓度降到某浓度时反应速度的变化规律，如28%的盐酸的初始反应速度为72 mg/cm²·s；浓度变成15%时，其反应速度为38 mg/cm²·s，远低于15%浓度新鲜酸的反应速度。而且从图中可以看到，相同浓度条件下，初始盐酸浓度越大，余酸的反应速度越慢，因此浓酸的反应时间长，有效作用范围比稀酸大。以上规律可以用同离子效应来解释，当新鲜酸变为余酸时，由于在酸液中已存在大量的生成物$CaCl_2$，使酸溶液中的$Ca^{2+}$,$Cl^-$的浓度增加，从而使盐酸的离解度降低，$H^+$浓度变低，反应速度下降。

浓盐酸的初始反应速度虽然较快，但其活性耗完时间与低浓度盐酸相比相对较长(如在相同条件下，浓度28%的盐酸，活性耗完时间将比浓度15%的盐酸高一倍以上)，浓盐酸活性耗完前穿入地层的深度相对远些，酸化增产效果比较好。

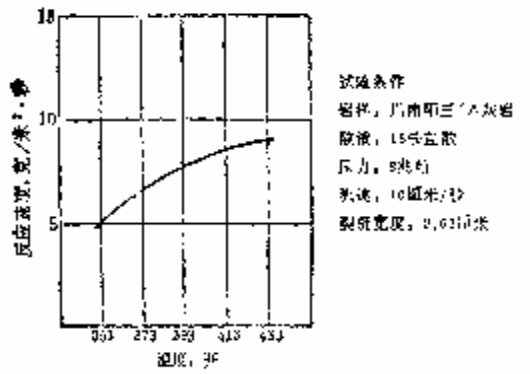



图7-4　温度对反应速度的影响

5)温度

温度升高，$H^+$的热运动加剧，$H^+$传质速度加快，酸岩反应的速度也随之加快。在流动条件下模拟试验作出的温度对反应速度的影响如图7-4所示。

6)压力

反应速度随压力增加而减慢，压力对盐酸反应速度的影响如图7-5所示。由试验曲线上可以看出，当压力小于3MPa时，压力对反应速度的影响显著，压力超过5～6MPa，压力对反应速度的影响甚微。因此，油、气层酸化可不考虑压力对反应速度的影响。从曲线上

还可以看出，在低压下大理石和白云石的反应速度相差**10**倍以上；而在高压下，二者反应速度仅相差**1.5**～**2**倍。

其它的影响因素，如岩石的化学组分、物理化学性质、酸液粘度等都影响盐酸的反应速度。碳酸盐岩的泥质含量越高，反应速度相对越慢，碳酸盐岩油层面上粘有油膜，可减慢酸岩反应速度。增大酸液粘度如稠化盐酸，由于限制了$H^+$的传质速度，也会使反应速度减慢。通过上述分析可以看出：降低面容比，提高酸液流速，使用稠化盐酸、高浓度盐酸和多组分酸，以及降低井底温度，均影响酸岩反应速度，有利于提高酸化效果。

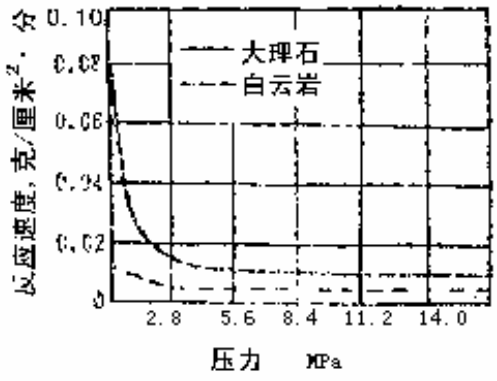



图**7-5** 压力对反应速度的影响

## 7.2 酸化压裂技术

用酸液作为压裂液，不加支撑剂的压裂称为酸化压裂(简称酸压)。酸压过程中一方面靠水力作用形成裂缝，另一方面靠酸液的溶蚀作用把裂缝的壁面溶蚀成凹凸不平的表面。停泵卸压后，裂缝壁面不能完全闭合，具有较高的导流能力，可达到提高地层渗透性的目的。

酸压和水力压裂增产的基本原理和目的都是相同的，目标是为了产生有足够长度和导流能力的裂缝，减少油气水渗流阻力。主要差别在于如何实现其导流性，对水力压裂，裂缝内的支撑剂阻止停泵后裂缝闭合，酸压一般不使用支撑剂，而是依靠酸液对裂缝壁面的不均匀刻蚀产生一定的导流能力。因此，酸化压裂应用通常局限于碳酸盐岩地层，很少用于砂岩地层。因为即使是氢氟酸也不能使地层刻蚀到足够的导流能力的裂缝。但是，在某些含有碳酸盐充填天然裂缝的砂岩地层中，使用酸化压裂也可以获得很好的增产效果。

与水力压裂类似，酸压效果最终也体现于产生的裂缝有效长度和导流能力，对酸压，有效的裂缝长度是受酸液的滤失特性、酸岩反应速度及裂缝内的流速控制的，导流能力取决于酸液对地层岩石矿物的溶解量以及不均匀刻蚀的程度，由于储层矿物分布的非均质性和裂缝内酸浓度的变化，导致酸液对裂缝壁面的溶解也是非均匀的，因此酸压后能保持较高的裂缝导流能力。

本节主要介绍影响酸压效果的因素、酸岩复相反应有效作用距离的计算方法，以及酸压设计方法。

### 7.2.1 酸液的滤失

酸压过程中，由于裂缝内外的压力差的作用，酸液的滤失与压裂液的滤失一样都是不可避免的，而且酸压对象主要为碳酸盐岩油气层，储集空间多为孔隙—裂缝或孔隙—溶洞型，当裂缝内压力大于天然裂缝张开压力时，酸液的滤失将是严重的。酸压过程中，酸蚀孔道的形成增加了滤失面积，使滤失进一步增加，所有这些都会导致酸液有效作用距离的缩短，影响酸压效果。

酸液滤失量的计算很复杂，一般把地层储集空间近似为孔隙型，滤失主要受酸液的粘度控制，所以可以用计算压裂液的滤失系数$C_l$公式来计算。实际的滤失是很复杂的，这类似于天然裂缝发育油气层的压裂液滤失过程，在酸压过程中，由于裂缝壁面的不断溶蚀，很难形成滤饼，且易与天然裂缝沟通，天然裂缝张开，导致酸液滤失速度和滤失量都很大，这就是酸压施工中常出现施工压力突然下降的原因。对这种情况，目前还没有一个有效的计算方法，一般都是通过室内岩心实验近似确定。

为提高酸压裂缝的有效长度和酸压效率，需要控制酸液的滤失，常用的方法和措施有：

**(1)固相防滤失剂：**

刺梧桐胶质和硅粉是最常用的酸液固相防滤失剂。刺梧桐胶质与大多数胶质不同，在酸中能膨胀并形成鼓起的小颗粒，在裂缝壁面形成桥塞，阻止酸蚀孔道的发展，降低滤失面积。硅粉在水力压裂中常用作防滤失剂，在酸压中经常使用**1000**目的粉砂，以**120**～**360 kg/m³**的浓度加入酸压前置液中，以填满或桥塞酸蚀孔道和天然裂缝。有时也使用溶于油的树脂或与硅粉粒径相同的盐作为降滤失剂。这些材料对降低酸液的滤失都是有效的，但刺梧桐胶质只能用于低温井**(50**℃以下**)**。实验结果表明，最有效的降滤失剂是由粒径大小不等的油溶树脂混合物构成，大颗粒桥塞大的孔隙，而亲油的树脂形成更小的颗粒，变形后堵塞大颗粒的孔隙，从而有效地降低酸液的滤失。

**(2)前置液酸压**

使用一定粘度的液体作为酸压的前置液，是国内外常用的降滤失方法。在注入活性酸之前，用交联的或具有一定粘度的前置液造缝具有如下的优点：

**1)**采用前置液破裂地层形成裂缝，并在裂缝壁面形成滤饼，可以降低活性酸的滤失；

**2)**冷却井筒和地层，减缓酸液对油管的腐蚀，降低酸岩反应速度，增大酸液有效作用距离。

近年来，为控制酸液滤失已采用了多级前置液段塞注入法，用一定量的前置液启裂裂缝，然后交替注入活性酸和粘性液体，这种交替注入的粘性液体可以进入或封堵酸蚀通道与天然裂缝，防止后续酸液进入，实验表明，这种交替注入方式对降低滤失的效果比单纯使用前置液酸压效果更好。不过这会给施工带来一定的难度，而且段塞大小的设计也复杂。

所用前置液一般为交联的植物粉(如胍胶)溶液，也就是常用的压裂液，成胶剂浓度为4.8～9.6kg/m³，交联剂根据地层的情况来定，以保证交联液的热稳定性和破胶性。有关前置液酸压设计的计算方法将在后文介绍。

**(3)胶化酸**

以某些表面活性剂作酸液的稠化剂，它们以类似于链状结构形成胶束稠化酸。由于受剪切后胶束链很快重新形成，所以这类胶化酸是相当稳定的，而且由于粘度大，在形成废酸前能有效地防止酸液的滤失。

另外，还可以使用乳化酸和泡沫酸来降低活性酸的滤失。

## 7.2.2 酸液的损耗

在碳酸盐岩地层酸压中，另一个制约活性酸沿裂缝穿透的主要因素是酸的损耗。在酸液沿裂缝行进过程中，连续不断地与裂缝壁面反应，浓度逐渐变小，当活性酸浓度下降至某一标准时(2～3%)，就不能再充分溶蚀地层，对增产增注是无效的。因此，在酸压施工中，控制裂缝内活性酸与岩石的反应速度是非常重要的。

影响酸沿碳酸盐岩地层裂缝行进距离(或酸岩反应速度)的因素有：酸液的类型、酸液浓度、注入速度、地层温度、裂缝宽度及地层矿物成分等。图7-6是注入速率对28%浓度盐酸溶液消耗至原浓度的10%时酸穿透的距离，显然，增加注入速率，可以增加石灰岩和白云岩地层中酸压的穿透距离，而且在白云岩地层中的穿透距离比灰岩中大，这是因为盐酸与白云岩的反应速度比石灰岩慢。

裂缝宽度对穿透距离的影响如图7-7，裂缝宽度从$2.5\times10^{-3}$增加至$5.0\times10^{-3}$m，酸在灰岩中的穿透距离从30.6增加到54m，而在白云岩中，穿透距离从54m增加到77.7m，这也说明用高粘前置液和稠化酸造缝的重要性。

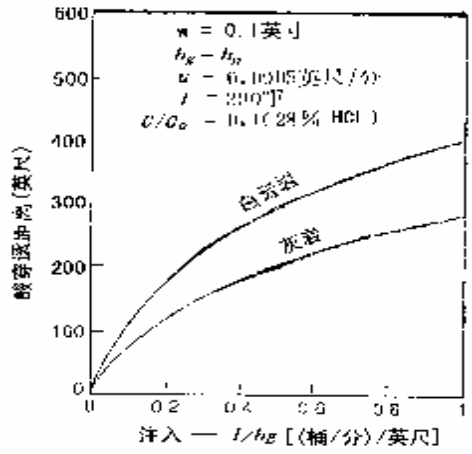



图7-6 注入速率对酸穿透距离影响

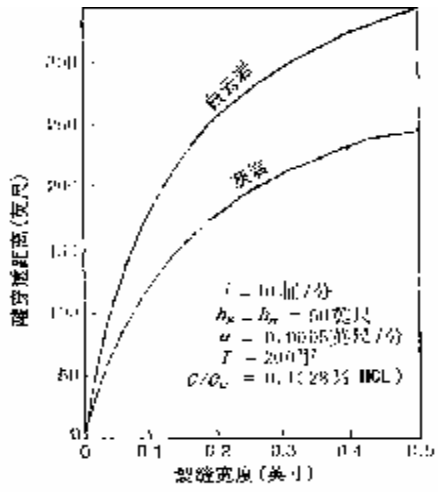



图7-7 裂缝宽度对酸穿透距离影响

图7-8表明了温度对酸穿透距离的影响，温度越高，酸岩反应速度越快，酸穿透距离越小，且白云岩的酸穿透距离对温度的敏感性较石灰岩的大。

所以，酸压裂缝的有效长度将主要受酸岩反应速度的影响。控制反应速度除前面介绍的方法外，最普遍和有效的方法是使用前置液酸压，前置液既可以降低地层温度，也可以形成较宽的裂缝，还可以促进裂缝内酸液的粘性指进。

在酸液中加入诸如烷基磺酸、烷基磷酸或烷基胺之类的阻滞剂(缓速剂)也可以降低酸岩反应速度。缓速剂在碳酸盐岩表面形成亲油的膜，减少了酸与岩石的接触机会。

采用乳化酸也可以延缓酸岩反应速度，用煤油或柴油作外相，一定浓度的盐酸作内相，通过表面活性剂的阻滞作用，使碳酸盐岩表面变成强亲油，达到降低反应速度的目的。

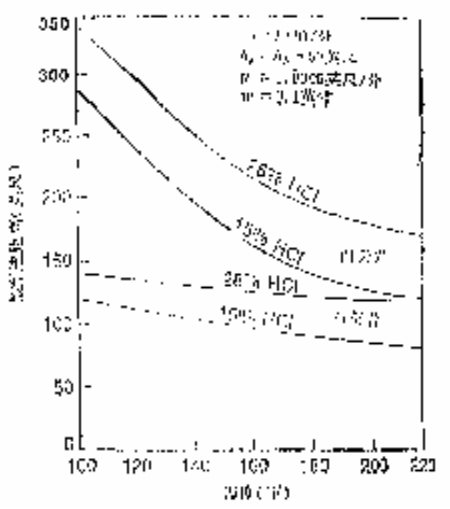



图7-8　温度及酸浓度与酸穿透距离关系

另外，使用乙酸和甲酸、胶化酸、泡沫酸等也可以减缓酸岩反应速度，而且还可以起到降低滤失的作用。

### 7.2.3　酸岩复相反应有效作用距离

酸压时，酸液沿裂缝向地层深部流动，酸浓度逐渐降低。当酸浓度降低到一定浓度时，酸液基本上失去溶蚀能力，称为残酸。酸液由活性酸变为残酸之前所流经裂缝的距离，称为活性酸的有效作用距离。

显然，酸液只有在有效作用距离范围内才能溶蚀岩石，当超出这个范围以后，酸液已变为残酸。所以，在依靠水力压裂作用所形成的动态裂缝中，只有在靠近井壁的那一段裂缝长度内(其长度等于活性酸的有效作用距离)，由于裂缝壁面的非均质性被溶蚀成为凹凸不平的沟槽，当施工结束后，裂缝仍然具有相当的导流能力。此段裂缝的长度称为裂缝的有效长度。

在动态裂缝中，超过活性酸的有效作用距离范围的裂缝段，由于残酸已不再能溶蚀裂缝壁面，所以当施工结束后，将会在闭合压力作用下重新闭合而失去导流能力。

因此，在酸压时仅仅力求压成较长的动态裂缝是不够的，还必须力求压成较长的有效裂缝。为此，研究影响酸液有效作用距离的因素，就成为人们所关心的课题。欲求酸液有效作用距离，必须研究酸液沿裂缝流动时酸浓度的分布规律。

**(1)酸岩反应的室内试验方法简介**

研究酸岩反应的室内试验方法可归纳为静态试验和动态试验两大类。静态试验是将一定体积的岩石放在高压釜内，保持恒温、恒压和一定的面容比，使酸岩在高压釜内静止反应，每隔一定时间取酸样滴定其酸浓度和岩石溶蚀量，作酸岩反应速度随时间的变化曲线。由于静态试验不能反映地下酸岩流动反应的真实情况，其数据不能作为酸处理设计的依据，只能作为酸液配方对比的依据。

动态试验有流动模拟试验和动力模拟试验(俗称旋转圆盘试验)二种。流动模拟试验基本上模拟了酸液在地下流动反应的情况。动力模拟试验是将岩心置于高压高温反应器中，岩心转动而酸液静止，利用一定的相似模拟处理方法得出动态试验结果。

**(2)裂缝中酸浓度的分布规律**

用数学模拟方法建立数学模型，求出裂缝中酸浓度分布的数学规律，再用物理模拟试验确定$H^+$传质系数$D_H^+$，最后利用所得到的成果，可求出酸液有效作用距离或提出延长有效作用距离的工艺途径。

**1)**酸液在裂缝中流动反应的偏微分方程

酸压时，较多形成垂直裂缝。为了简化，可把裂缝视作等宽度$\bar{w}$和等高度**h**的理想垂直裂缝。设裂缝入口处酸液初始浓度$C_0$为常数，随着酸液流经裂缝，酸浓度逐渐降低；又设在裂缝高度**h**方向上，酸浓度梯度为零，故酸浓度是坐标**x,y**的函数。设裂缝入口处酸液初始速度$u_0$为常数，由于在垂直壁面方向存在滤失现象，又设在裂缝高度**h**方向上，速度分量为零，故酸液只沿裂缝长度方向和垂直壁面方向流动，酸液流速亦只是坐标**x,y**的函数。这样，可把酸液沿垂直裂缝的三维流动反应简化为酸液在渗透性平行岩板间的二维流动反应，如图**7-9**所示。

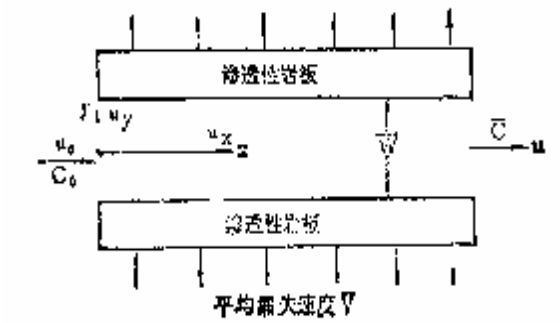



图**7-9**　酸沿平板流动反应俯视示意图

根据$H^+$质量守恒定律，可建立描述以上酸液沿裂缝流动反应的对流扩散偏微分方程。

假设：①恒温恒压下，酸沿裂缝呈稳定层流状态；

②酸液为不可压缩液体；

③酸密度均一；

④ $H^+$ 传质系数与浓度无关.

对流扩散偏微分方程为：

$$u_x\frac{\partial C}{\partial x}+u_y\frac{\partial C}{\partial y}=D_H^+\frac{\partial^2 C}{\partial y^2} \tag{7-3}$$

式中 $C$ —— $C(x,y)$, 裂缝中任一位置的酸浓度；

$u_x$ —— $x$ 方向酸液速度分量；

$u_y$ —— $y$ 方向酸液速度分量；

$D_H^+$ —— $H^+$ 有效传质系数，或称 $H^+$ 混合传质系数。(考虑了 $H^+$ 的扩散和对流的影响代替 $H^+$ 扩散系数，该值由实验确定)。

此偏微分方程的解 $C(x,y)$, 就是酸液在裂缝中流动反应时酸浓度的分布规律。

2)酸浓度分布规律及计算图的应用

欲解上述偏微分方程，必须根据实际流动反应情况，给出边界条件。假定坐标选取如图7-9所示，通常在岩缝入口和反应表面处给定边界条件，有时还在裂缝中心线上，给定边界条件。

裂缝入口端酸浓度为初始浓度 $C_0$。裂缝壁面处，对盐酸与石灰岩反应来说，表面反应速度与 $H^+$ 传质速度相比，可视为无限大，故壁面上的酸浓度 $C\approx 0$。在裂缝中心位置且垂直于壁面的方向上，酸浓度梯度为零。

因此，盐酸与石灰岩反应，其边界条件为：

$$\begin{cases} C(x,y)\big|_{x=0}=C_0 \\ C(x,y)\big|_{y=\pm\frac{w}{2}}=0 \\ \dfrac{\partial C}{\partial y}\Big|_{y=0}=0 \end{cases} \tag{7-4}$$

盐酸与白云岩反应，表面反应速度为有限，故边界条件与上式不同，作出的图版亦不同，不可混淆。

酸液在岩缝间的流动反应，与热载体在渗透性平板间流动的热传导对流方程相似。在式(7-4)边界条件下，对于偏微分方程式(7-3)，可借用相同边界条件下热传导领域已给出的解析解。但由于解析解实用极不方便，因此，在处理实际问题时，一般都是使用电子计算机求得近似数值解，再将数值解作成计算图版，以便实用。图7-10为有滤失情况下，盐酸与石灰岩流动反应的酸液有效作用距离计算图。

图中，纵坐标为无因次皮克利特数 $N_p=\frac{\overline{VW}}{2D_{H^+}}$，横坐标为无因次距离数 $L_D=\frac{2\overline{V}x}{u_0\overline{W}}$，各曲线为不同的无因次酸浓度 $C_D=C/C_0$。

压裂所形成的垂直裂缝，其高度**h**一般等于油层的有效厚度。动态裂缝的平均宽度 $\overline{w}$ 和壁面的平均滤失速度 $\overline{V}$，可根据施工参数和产层物性数据，由压裂方面现有的理论公式确定。裂缝入口端的流速 $u_0$，可根据排量和动态裂缝尺寸确定。$H^+$ 的有效传质系数 $D_H^+$，需利用产层岩石，通过室内流动模拟试验确定。

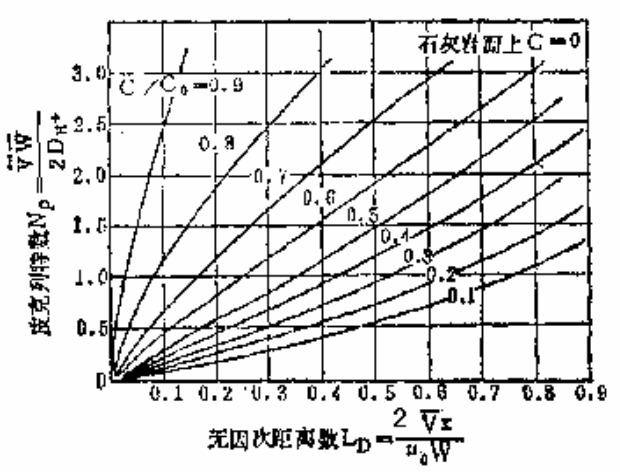



图**7-10** 有滤失情况下酸液有效作用距离计算图

如果已经求得以上各项物理参数，那么就能算出皮克利特数 $N_p$，再给定裂缝中任意断面的位置**x**，就可算出相应的无因次距离 $L_D$。最后利用计算图，两坐标位置的垂线相交，得到**x**位置的无因次酸浓度 $C/C_0$ 值，也就是说，得到任意断面位置**x**的酸浓度 $C$ 值。

同样根据皮克利特数 $N_p$，和给定的 $C/C_0$ 值(如 $C/C_0$**=0.1**)，便可查出相应的无因次距离 $L_D$。从而算出酸浓度降至预定的 $C/C_0$(如 $C/C_0$**=0.1**)时，活性酸的有效作用距离**x**值。

计算破裂地层后某一时间 $t$ 时活性酸有效作用距离的步骤：

①由滤失系数C计算酸液平均滤失速度 $\overline{V}$；

②计算时间 $t$ 时的动态裂缝尺寸（长度 $L$ 及平均缝宽 $\overline{W}$）

③根据排量 $Q$、油层有效厚度 $h$ 及缝宽 $\overline{W}$ 求裂缝入口端平均流速 $u_0$

$$u_0=\frac{Q}{2\overline{W}h}$$

④假设通过室内流动模拟试验已确定$H^+$有效传质系数 $D_H^+$ 求皮克利特数 $N_p$

$$N_p=\frac{\overline{VW}}{2D_H^+}$$

⑤由图**7-10** $C/C_0=0.1$ 曲线查出无因次距离数 $L_D$

⑥求酸液有效作用距离 $x$

因　　$L_D = 2\overline{V}x/u_0\overline{W}$

故　　$x=\dfrac{L_D\times u_0\times\overline{W}}{2\overline{V}}$

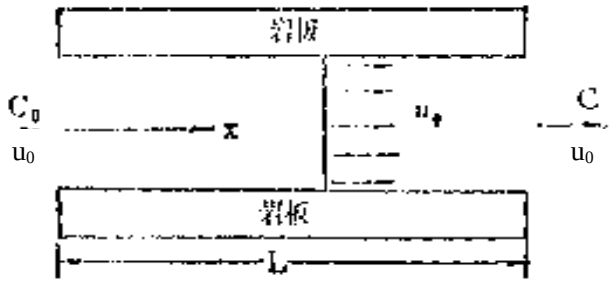



图**7-11**　无滤失情况下酸沿裂缝流动反应示意图

**3)**确定 $H^+$ 有效传质系数的物理模拟原理

欲利用计算图求酸液有效作用距离，须用产层岩石作室内流动模拟试验，确定出 $D_H^+$ 值。由于酸液在裂缝中流动反应过程比较复杂，模拟滤失条件有困难，为此有必要简化这一物理模型。

①物理模型的简化　把产层岩石切成条形，按几何相似条件制成人工裂缝，在恒温、恒压、壁面无滤失情况下进行稳定流动反应的实验模型**(**图**7-11)**。

由于假设岩板不滤失，因此酸液在垂直壁面方向的速度分量为零，且裂缝中任一位置的速度均等于 $u_0$。根据假设，描述此时的对流扩散微分方程为：

$$u_0\frac{\partial C}{\partial x}=D_H^+\frac{\partial^2 C}{\partial y^2} \qquad \textbf{(7-5)}$$

为求 $D_H^+$，需给出边界条件，求此对流扩散微分方程的解。

②简化偏微分方程的解　利用盐酸与石灰岩反应的边界条件式**(7-4)**，用分离变量法和傅立叶级数求解方程式**(7-5)**，得到**x**方向任一横断面上的平均酸浓度为：

$$\overline{C}(x)=\frac{8C_0}{\pi^2}\sum_{n=0}^{\infty}\frac{1}{(2n+1)^2}\cdot e^{-(2n+1)^2\times S} \qquad \textbf{(7-6)}$$

$$S=\frac{\pi^2 D_H^+ x}{u_0\overline{W}^2}$$

因裂缝模型出口端断面位置的酸浓度，可以直接测量。所以可令**x=L**，相应裂缝出口断面的酸浓度为 $\overline{C}(L)$，式**(7-6)**改写为：

$$\frac{\overline{C}(L)}{C_0}=\frac{8}{\pi^2}\sum_{n=0}^{\infty}\frac{1}{(2n+1)^2}\cdot e^{-(2n+1)^2\cdot s} \qquad \textbf{(7-7)}$$

$$S=\frac{\pi^2 D_H^+ L}{u_0\overline{W}^2}=\frac{\pi^2 Lh}{Q\overline{W}}D_H^+ \qquad \textbf{(7-8)}$$

式中　$\dfrac{\overline{C}(L)}{C_0}$—裂缝出口酸浓度与入口酸浓度比值；

$S$—无因次数群；

$L$—裂缝长度，cm；

$h$—裂缝高度，cm；

$Q$—裂缝入口排量；$cm^3/s$；

$D_H^+$—有效传质系数，$cm^3/s$；

$n$—项数。

**4) $H^+$ 有效传质系数曲线图**

由式(7-8)可知，若已知 $L,h,\overline{W},Q$ 及 $S$ 值，可解出 $D_H^+$ 值。由式(7-7)表明无因次数群 $S$ 与相对酸浓度 $\overline{C}(L)/C_0$ 之间有一定的函数关系。通常用计算机软件计算，将 $\overline{C}(L)/C_0$ 与 $S$ 的对应值，作出数据表，根据试验实测的 $\overline{C}(L)/C_0$ 查表便可得到 $S$ 值，再代入式(7-8)即得 $D_H^+$ 值。

进行流动模拟试验时，将岩样制成人工裂缝，恒温恒压下，将酸液以稳定的排量注入裂缝。每隔一定时间于裂缝出口端取样，测定该时刻的残酸浓度 $\overline{C}(L)_i$，并算出相对浓度 $\overline{C}(L)_i/C_0$。根据相对浓度查数据表，得对应的无因次数群指数 $S_i$ 值。与此同时，测定该时刻酸液中的 $Ca^{2+}$ 含量，计算溶解 $CaCO_3$ 体积，由此算出该时刻裂缝的平均宽度 $\overline{w}_i$ 及酸液流速。利用式(7-8)，计算出试验温度下的 $D_{Hi}^+$ 值。

用这一方法，可得各测点下的 $\overline{C}(L)_i$，$\overline{C}(L)_i/C_0$，$S_i$，$\overline{W}_i$，$D_{Hi}^+$，$u_i$ 数据。根据流动雷诺数 $N_{\mathrm{Re}}=2\overline{W}u/\nu$，最后整理为一系列 $D_{Hi}^+ \sim N_{\mathrm{Re}i}$ 数据，并作成曲线图以供使用。

图7-12为15%盐酸与川南阳新灰岩在恒温恒压条件下，$H^+$ 有效传质系数与雷诺数关系曲线图。

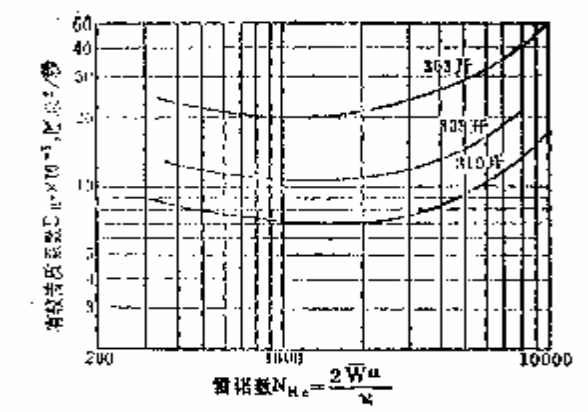



图**7-12**　$H^+$有效传质系数与雷诺数关系曲线图

图中，纵坐标为$H^+$有效传质系数$D_H^+$**(**$cm^2/s$**)**；横坐标为酸液流动雷诺数　$N_{Re}$，$\overline{W}$为动态裂缝平均宽度**(cm)**；$u$为酸液在裂缝内流速**(cm/s)**；$v$为酸液运动粘度**(**$cm^2/s$**)**。

使用该曲线时应注意：必须选用实际产层温度条件下的曲线；因岩性不同，所得的$D_H^+$值不同，因此各油气田应用本产层的岩心作流动模拟试验，作出$H^+$有效传质系数与流动雷诺数关系曲线，其它油气田的试验结果只能作为参考。

从上述酸液有效作用距离的计算方法中看到，这种方法的计算结果是近似值，因为方法中所采用的几个主要参数如滤失系数、动态裂缝几何尺寸及氢离子有效传质系数的计算方法都有待于进一步研究。

在确定氢离子的有效传质系数时，曾假定$H^+$传质系数与酸液浓度无关，假定酸液在缝中的流速分布到处均为同一数值$u_0$，未考虑酸液在反应过程中粘度增加、反应生成物钙、氯离子及二氧化碳含量增多对有效传质系数数值的影响。

如果在固—液反应的流动实验数据处理中，将流速分布用抛物线流替代原有的均匀流，得到的有效传质系数将会有较大的差别**(**见图**7-13)**。同一温度及雷诺数时由于处理方法不一，得到不同值的氢离子有效传质系数。用它们计算酸液有效作用距离时，可能相差一倍。

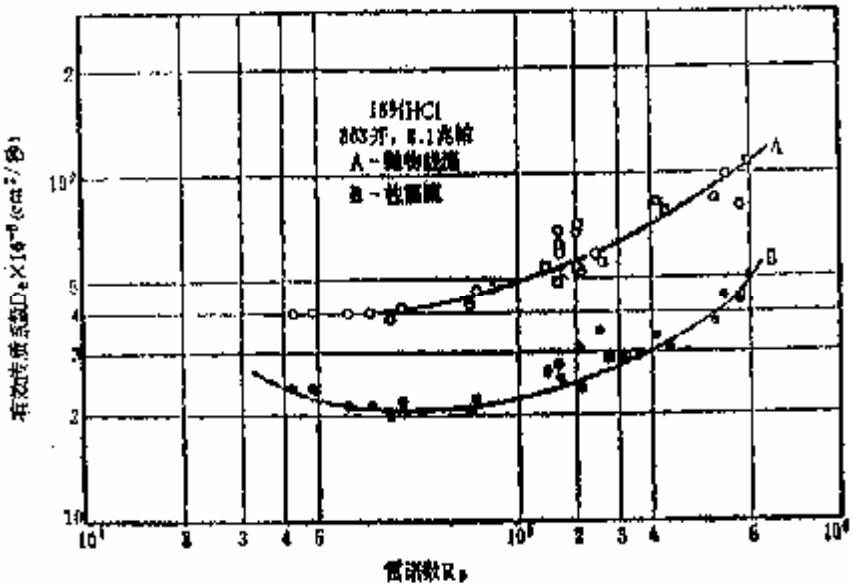



图**7-13**　缝中不同流速分布下的有效传质系数

对于余酸溶液，由于粘度提高、氢离子浓度降低及同离子效应等对氢离子有效传质系数的影响，研究得如下规律：

$$D_e^* = a\exp(b, C_d) \tag{7-9}$$

式中　$D_e^*$—无因次氢离子有效传质系数，$D_e^* = D_e/\mu$；

$\mu$—酸液粘度，**cm²/s**；

$C_d$—无因次余酸浓度，$C_d = \overline{C}/C_0$；

$C_0, \overline{C}$—分别为酸液的初始浓度与余酸浓度；

$a, b$—分别为与$C_0, \overline{C}, N_{\mathrm{Re}}$有关的常数。

计算结果表明，同时考虑余酸浓度及同离子效应时，酸液的有效作用距离大约增加**2.5**倍。

新鲜酸与加入钙离子酸液的氢离子有效传质系数，可从图**7-14**上比较它们之间的数量关系。

因为酸在缝中各处的氢离子有效传质系数不同，故在计算酸液有效作用距离时，应采取分段计算的方法。

为了提高酸液有效作用距离，从上述理论看来，在地层中产生较宽的裂缝，较低的氢离子有效传质系数、较高的排量及尽可能小的滤失速度都可使有效作用距离增加。因此，

在矿场上采用泡沫酸、乳化酸或胶化酸等以减少氢离子传质系数，采用前置液酸压的方法以增加裂缝宽度，适当提高排量及添加防滤失剂以增加有效酸液深入缝中的能力等工艺措施以取得较好的酸化效果。

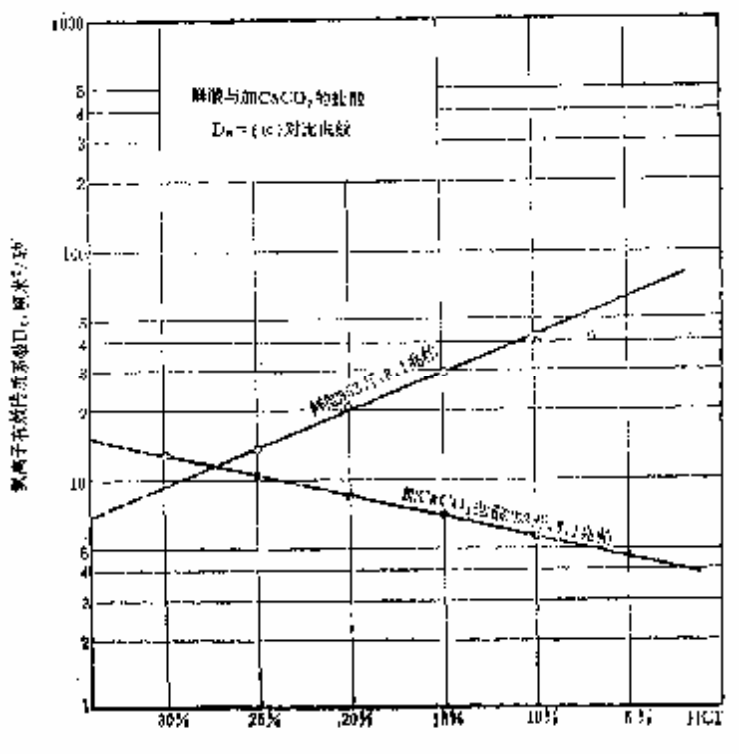



图7-14　活性酸与加$CaCO_3$盐酸的传质系数与酸浓度对比曲线

## 7.2.4　前置液酸压设计方法

在酸压中，常用高粘液体当作前置液，先把地层压开裂缝，然后再注入酸液。这种方法称为前置液酸压。

前置液酸压用高粘液体(如油包水型乳状液、冻胶液)作为前置压裂液。由于其粘度高，滤失量小，可形成较宽、较长的裂缝。正因为它比直接用酸液作为前置液所形成的动态裂缝宽得多，所以就极大地减少了裂缝的面容比，从而降低酸液的反应速度，增大酸的有效作用距离。与此同时，由于前置液预先冷却了地层，岩石温度下降，也能起缓蚀作用。当酸液进入充填了高粘度的液体的裂缝时，由于两种液体的粘度相差很悬殊，粘度很小的酸液不会均匀地把高粘液顶替走，而是在高粘液体中形成指进现象，如图7-15所示。这样，进入裂缝的酸液大约只与裂缝的30～60%的表面接触。由于减少了接触表面积，一

方面降低了漏失量，另一方面又减缓了酸液反应速度。因此，能用较少的酸量造成较长的有效裂缝。

前置液酸压是一个比较复杂的过程，与一般压裂相比有异同之处。

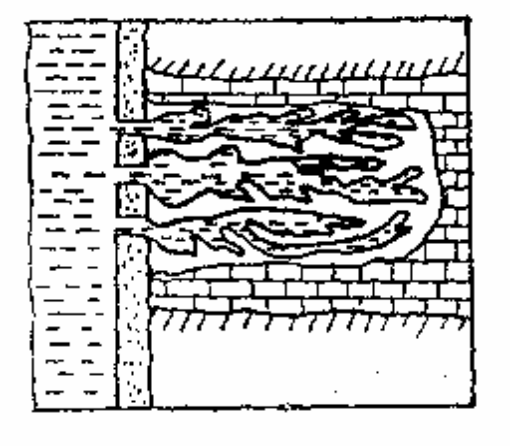


图**7-15** 酸液指进示意图

**(1)裂缝几何尺寸**

酸压中粘度较高的前置液与粘度较低的酸液是顺序注入的。由于前后注入液体的性质差别，在两种液体界面前后就存在不同的压力梯度，这使得裂缝几何尺寸的计算复杂化。如果在界面间产生粘性指进的不稳定过程，在缝宽、缝长的计算上就更为困难。这里采用了简化计算方法，认为缝的几何尺寸由注入的前置液造成，由第六章介绍的方法计算。酸液进入既定的平均缝宽的裂缝中进行反应。

**(2)缝中酸液温度**

温度对酸液的反应速度是非常敏感的。酸液进入前置液造成裂缝后，部分酸液可能与油层温度平衡。酸液在缝中的温度分布取决于油层温度及反应热对它的影响。对于这个问题已经研究出了同时考虑油气层向缝中传热及反应热对缝中酸液温度的作用的解。一般设计中可简化为在某一平均温度下的酸的反应。

**(3)酸液有效作用距离**

在上一节中已全面阐述了酸液有效作用的计算方法，特别是在不同条件下氢离子有效传质系数的计算。在这里未考虑酸液粘度、酸浓度及同离子效应对氢离子传质系数影响。

**(4)酸压后裂缝导流能力的计算**

酸溶蚀后导流能力的大小与岩石强度、岩石非均质程度、岩石矿物被溶解的数量及其分布等因素有关。有些参量是难以估计的。一般计算中先求出在壁面上均匀溶蚀的缝宽 $W_a$。

$$W_a=\frac{XQt}{2Lh(1-\phi)} \tag{7-10}$$

式中 $X$—酸液的的溶蚀能力，指溶解岩石的体积与参与反应酸液体积之比；

$Q$—酸液排量，$m^3/min$；

$t$—泵酸时间，$min$；

$L$—有效作用距离，$m$；

$h$—缝高，$m$；

$\phi$—孔隙度；

$W_a$—酸蚀缝宽，$m$。

缝的理论导流能力$(K_fW_a)$可按下式计算：

$$K_fW_a=8.4\times10^{10}(W_a)^3 \tag{7-11}$$

式中 $K_fW_a$—裂缝理论导流能力，$\mu m^2\cdot m$。

$W_a$—缝宽，$m$；

然后，再考虑裂缝在应力作用下的导流能力。此时应将闭合应力及岩石的嵌入压力计入。

$$FRCD=C_1\exp(-142C_2\sigma)$$

式中 $FRCD$—应力作用下的导流能力，$\mu m^2\cdot m$；

$C_1$—中间变量。$C_1=0.0403(K_fW_a)^{0.822}$

$C_2$—中间变量，根据嵌入压力$S_{Rc}$的大小，有两种算法。

当$0<S_{Rc}<140(MPa)$

$$C_2=(13.457-1.31\ln S_{Rc})\times10^{-3}$$

当$S_{Rc}>140(MPa)$

$$C_2=(2.41-0.28\ln S_{Rc})\times10^{-3}$$

$\sigma$—闭合应力，$MPa$。

**(5)增产比的计算**

当已知有效作用距离$L$与供油半径$Re$的比及裂缝导流能力$FRCD$与地层渗透率$K$的比值后，与水力压裂的增产比求法一样，可查麦克奎尔—西克拉增产倍数曲线。但当$L/Re$的值小于$0.1$或查曲线不方便的时候，也可按下列方程式计算。

酸压前的产量$Q_0$

$$Q_0=\frac{h\Delta P}{\mu\int_{r_w}^{R_e}\frac{dr}{2\pi rK(r)}}$$

压裂后，有效垂直缝长 $r_f$，地层中在径向上形成两个不同的渗透率区域。

① $r_f < r < R_e$

$$Q_1 = \frac{h\Delta P_1}{\mu \int_{r_f}^{R_e} \frac{dr}{2\pi r K(r)}}$$

② $r_w < r < r_f$

$$Q_1 = \frac{h\Delta P_2}{\mu \int_{r_w}^{r_f} \frac{dr}{2\pi r K(r) + 2W_f(r)[K_f(r) - K(r)]}}$$

式中 $\Delta P$—生产压差，$10^5$Pa；

$h$—有效厚度，m；

$\mu$—地层油粘度，mPa.s；

$K$—地层渗透率，$\mu m^2$；

$W_f$—缝宽，m；

$r_f$—裂缝长度，m；

$K_f$—裂缝渗透率，$\mu m^2$；

$R_e, r_w$—供油半径，井半径，m。

由于 在 $r_f \le r \le R_e$ 中，$K(r) = K$

$r_w \le r \le r_f$ 中，$W_f(r)K_f(r) = WK_f$

所以

$$\frac{J}{J_0} = \frac{Q_1}{Q_0} = \frac{\int_{r_w}^{R_e} \frac{dr}{2\pi r K}}{\int_{r_f}^{R_e} \frac{dr}{2\pi r K} + \int_{r_w}^{r_f} \frac{dr}{2\pi r K + 2\overline{W}(K_f - K)}}$$

$$= \frac{\ln \frac{R_e}{r_w}}{\left[ \ln \frac{R_e}{r_f} + \ln \frac{r_f + \frac{\overline{W}}{\pi}\left(\frac{K_f}{K} - 1\right)}{r_w + \frac{\overline{W}}{\pi}\left(\frac{K_f}{K} - 1\right)} \right]}$$

当 $\frac{K_f}{K} >> 1, r_f >> r_w$ 时，上式可以简化：

$$\frac{J}{J_0} = \frac{\ln \frac{R_e}{r_w}}{\left[ \ln \frac{R_e}{r_f} + \ln \frac{\pi r_f + \frac{\overline{W}K_f}{K}}{\frac{\overline{W}K_f}{K}} \right]}$$

实际上由于缝中酸浓度的变化，缝宽及缝导流能力沿缝长是变化的，计算更加复杂。下面结合一些具体的数据，说明酸压的计算步骤。

【例】灰岩气层的有效厚度$h=20\text{m}$、气层温度$353\text{K}(80℃)$、$15\%$浓度的盐酸溶液、酸液的溶蚀能力$X=0.082$、排量$Q=2.4\text{m}^3/\text{min}$、地层条件下酸液运动粘度$\gamma=0.6157\times10^{-2}\text{cm}^2/\text{s}$、前置液造缝的平均缝宽$\overline{W}=0.5\text{cm}$、酸液的平均滤失速度$\bar{v}=6\times10^{-4}\text{m}/\text{min}$、孔隙度$\phi=0.1$、渗透率$K=0.001\mu\text{m}^2$、供油半径$R_e=200\text{m}$、井半径$r_w=0.15\text{m}$，计算前置液酸压所造裂缝的导流能力及增产比。

【解】

①计算酸液的平均滤失速度

$$\bar{v}=6.0\times10^{-4}\text{m/min}=1.0\times10^{-3}\text{cm/s}$$

②计算酸液在缝中的流动雷诺数

$$N_{R_e}=\frac{2Wu}{\gamma}=\frac{Q}{\gamma h}=\frac{2.4\times10^6}{60\times0.6157\times10^{-2}\times20\times10^2}=3248$$

③查图$7-12$得到氢离子有效传质系数$De$。

$$D_e=25\times10^{-5}\text{cm/s}$$

④计算滤失的皮克列特准数

$$N_p=\frac{\bar{v}\overline{W}}{2D_e}=\frac{1.0\times10^{-3}\times0.5}{2\times25\times10^{-5}}=1.0$$

⑤查图$7-10$得到酸作用有效无因次距离$L_D$

$$L_D=0.77\qquad(\overline{C}/C_0=0.1\text{为终点值})$$

⑥算出有效作用距离$r_f$

$$r_f=\frac{L_D u\overline{W}}{2v}=\frac{L_D Q}{4vh}$$
$$=\frac{0.77\times1.2\times10^6}{60\times2\times1.0\times10^{-3}\times20\times10^2}=3850\text{cm}=38.5\text{m}$$

⑦计算泵入酸量

为了能得到一定的裂缝导流能力，建议泵入酸量至少为裂缝体积的三倍。

$$\overline{V}_{15\%}=3V_f=3\times\left(2\times r_f\times\overline{W}\times h\right)=3\left(2\times38.5\times0.005\times20\right)=23.1\text{m}^3$$

⑧计算酸溶蚀平均缝宽$W_a$ 及理论导流能力$K_fW_a$

$$W_a=\frac{X\overline{V}_{15\%}}{2r_f h(1-\phi)}\frac{0.082\times23.1}{2\times38.5\times20(1-0.1)}=1.37\times10^{-3}\text{m}=1.37\text{mm}$$

$$K_fW_a=8.4\times10^{10}\times\left(1.37\times10^{-3}\right)^3=216\mu\text{m}^2\cdot\text{m}$$

⑨计算应力作用下的导流能力

设$S_{R_c}=352\text{MPa}$，$\sigma=21.1\text{MPa}$

$$C_1=0.0403(K_fW_a)^{0.822}=0.0403(216)^{0.822}=3.344$$

$$C_2=(2.41-0.28\ln S_{RC})\times10^{-3}=(2.41-0.28\ln 352)\times10^{-3}=0.768\times10^{-3}$$

$$\mathbf{FRCD}=3.344\exp(-142\times0.768\times10^{-3}\times21.1)=0.3344\mu m^2\cdot m$$

⑩计算增产比

$$\frac{J}{J_0}=\frac{\ln\frac{200}{0.15}}{\ln\frac{200}{38.5}+\ln\left[\frac{3.14\times38.5+\frac{0.3344}{0.001}}{\frac{0.3344}{0.001}}\right]}=3.7$$

## 7.3 砂岩油气层的土酸处理

砂岩油气层通常采用水力压裂增产措施，但对于胶结物较多或堵塞严重的砂岩油气层，也常采用以解堵为目的的常规酸化处理。

砂岩是由砂粒和粒间胶结物所组成，砂粒主要是石英和长石，胶结物主要为硅酸盐类(如粘土)和碳酸盐类物质。砂岩的油气储集空间和渗透通道就是砂粒与砂粒之间未被胶结物完全充填的孔隙。

砂岩油气层的酸处理，就是通过酸液溶解砂粒之间的胶结物和部分砂粒，或孔隙中的泥质堵塞物，或其它酸溶性堵塞物以恢复、提高井底附近地层的渗透率。

### 7.3.1 砂岩地层土酸处理原理

一般地，砂岩油气层骨架由硅酸盐颗粒、石英、长石、燧石及云母构成，骨架是原先沉积的砂粒，在原生孔隙空间沉淀的次生矿物是颗粒胶结物及自生粘土，这意味着岩石初期形成后粘土即沉淀于孔隙空间，这些新沉淀的粘土以孔隙镶嵌或孔隙充填出现。

从矿物学观点看，影响砂岩反应性的因素有两个：一是化学组成，二是表面积。表**7-1**、表**7-2**中列出了砂岩矿物的表面积、溶解度及化学组成。

表**7-1** 砂岩矿物的表面积及溶解度

| 矿物 | 表面积 | 溶解度 | |
|---|---|---|---|
| | | 盐 酸 | 土 酸 |
| 石英 | 低 | 不溶解 | 很低 |
| 燧石 | 低至中等 | 不溶解 | 低至中等 |
| 长石 | 低至中等 | 不溶解 | 低至中等 |

| | | | |
|---|---|---|---|
| 云母 | 低 | 不溶解 | 低至中等 |
| 高岭石 | 高 | 不溶解 | 高溶解 |
| 伊利石 | 高 | 不溶解 | 高溶解 |
| 蒙脱石 | 高 | 不溶解 | 高溶解 |
| 绿泥石 | 高 | 低至中等 | 高溶解 |
| 方解石 | 低至中等 | 高溶解 | 高溶解 |
| 白云石 | 低至中等 | 高溶解 | 高溶解 |
| 铁白云石 | 低至中等 | 高溶解 | 高溶解 |
| 菱铁矿 | 低至中等 | 高溶解 | 高溶解 |

表**7-2**　典型砂岩矿物的化学组成

| 矿　　物 | | 化　学　组　成 |
|---|---|---|
| 石　英 | | $SiO_2$ |
| 长石类 | 正长石 | $Si_3Al_8Na$ |
| | 微斜长石 | $Si_3Al_8K$ |
| | 钠长石 | $Si_{2-3}Al_{1-2}O_8(Na,Ca)$ |
| | 斜长石 | $(AlSi_3O_{10})K(Mg,Fe)_3(OH)_2$ |
| 云母类 | 黑云母 | $(AlSi_3O_{10})KAl_2(OH)_2$ |
| | 白云母 | $Al_4(Si_4O_{10})(OH)_8$ |
| 粘土类 | 高岭石 | $Si_{4-x}Al_xO_{10}(OH)_2K_xAl_2$ |
| | 伊利石 | $(1/2Ca,Na)_{0.7}(AlMg,Fe)_4$ |
| | 蒙脱石 | $(Si,Al)_8O_{20}(OH)_4nH_2O$ |
| | 绿泥石 | $(AlSi_3O_{10})Mg_5(Al,Fe)(OH)_8$ |
| 碳酸盐类 | 方解石 | $CaCO_3$ |
| | 白云石 | $CaMg(CO_3)_2$ |
| | 铁白云石 | $Ca(Fe,Mg)(CO_3)_2$ |
| 硫酸盐类 | 石膏 | $CaSO_4\cdot 2H_2O$ |
| | 硬石膏 | $CaSO_4$ |
| 其它 | 盐类 | $NaCl$ |
| | 氧化铁 | $FeO,Fe_2O_3,Fe_3O_4$ |

从砂岩矿物组成和溶解度可以看到，对砂岩地层仅仅使用盐酸是达不到处理目的的，一般都用盐酸和氢氟酸混合的土酸作为处理液，盐酸的作用除了溶解碳酸盐类矿物，使HF进入地层深处外，还可以使酸液保持一定的pH值，不致于产生沉淀物，其酸化原理如下：

1)氢氟酸与硅酸盐类以及碳酸盐类反应时，其生成物中有气态物质和可溶性物质，也会生成不溶于残酸液的沉淀，其反应如下：

$$2HF+CaCO_3=CaF_2\downarrow+CO_2\uparrow+H_2O$$

$$16HF+CaAl_2Si_2O_8=CaF_2\downarrow+2AlF_3+2SiF_4\uparrow+8H_2O$$

在上述反应中生成的$CaF_2$，当酸液浓度高时，处于溶解状态，当酸液浓度降低后，即会沉淀。酸液中包含有HCl时，依靠HCl维持酸液在较低的pH值，以提高$CaF_2$的溶解度。

氢氟酸与石英的反应：

$$6HF+SiO_2=H_2SiF_6+2H_2O$$

反应生成的氟硅酸($H_2SiF_6$)在水中可解离为$H^+$和$SiF_6^{2-}$，而后者又能和地层水中的$Ca^{2+}$、$Na^+$、$K^+$、$NH_4^+$等离子相结合。生成的$CaSiF_6$、$(NH_4)_2SiF_6$易溶于水，而$Na_2SiF_6$及$K_2SiF_6$均为不溶物质会堵塞地层。因此在酸处理过程中，应先将地层水顶替走，避免与氢氟酸接触，处理时一般用盐酸作为预冲洗液来实现这一目的。

2)氢氟酸与砂岩中各种成分的反应速度各不相同。氢氟酸与碳酸盐的反应速度最快，其次是硅酸盐(粘土)，最慢是石英。因此当氢氟酸进入砂岩油气层后，大部分氢氟酸首先消耗在与碳酸盐的反应上，不仅浪费了大量价格昂贵的氢氟酸，并且妨碍了它与泥质成分的反应。但是盐酸和碳酸盐的反应速度比氢氟酸与碳酸盐的反应速度还要快，因此土酸中的盐酸成分可先把碳酸盐类溶解掉，从而能充分发挥氢氟酸溶蚀粘土和石英成分的作用。

总之，依靠土酸液中的盐酸成分溶蚀碳酸盐类物质，并维持酸液较低的pH值，依靠氢氟酸成分溶蚀泥质成分和部分石英颗粒，从而达到清除井壁的泥饼及地层中的粘土堵塞，恢复和增加近井地带的渗透率的目的。

### 7.3.2 土酸处理设计

由于油气层岩石成分和性质各不相同，实际处理时，所用酸量、土酸溶液的成分应根据岩石成分和性质而定。据多年的实践表明，由10～15%的HCl及3～8%的HF混合成的土酸足以溶解组成砂岩油层的主要矿物。其中当泥质含量较高时，氢氟酸浓度取上限，盐酸浓度取下限；当碳酸盐含量较高时，则盐酸浓度取上限，氢氟酸浓度取下限。如：在注水井中，由于金属管道长期被腐蚀，其腐蚀产物大致是硫化亚铁、氧化铁等物质，它们随着注入水聚集在井壁并进入地层堵塞孔道，引起注水量降低。因此，注水井酸处理的主要目的在于解除井底铁锈堵塞。由于这些沉淀物都能被盐酸溶解而生成易溶于水的盐类，因此，应配制以盐酸为主的土酸溶液。相反如果是泥质堵塞物为主，则应相应提高氢氟酸的

浓度。在改造以粘土胶结为主的砂岩地层，或泥浆堵塞物中碳酸盐成分较小时，应相应提高土酸溶液中的氢氟酸浓度。有些油田配制的土酸，氢氟酸浓度超过盐酸浓度(如6%HF+3%HCl)，现场常称这种土酸溶液为逆土酸。

**(1)土酸酸化设计步骤**

1)确信处理井是由于油气层损害造成的低产或低注入量：主要采用试井分析确定表皮系数，结合钻井和生产过程确定储层损害的类型、原因、位置及范围；

2)选择适宜的处理液配方，包括能清除损害、不形成二次沉淀酸液及添加剂等，这需要根据室内岩心实验确定。

3)确定注入压力或注入排量，以便在低于破裂压力下施工。

当施工压力大于地层破裂压力时，对单一油气层，酸液将沿着裂缝流动，而对井筒周围大部分的损害带起不到解堵的作用，同时由于砂岩油气层碳酸盐含量低，在不加砂条件下，施工结束后裂缝将闭合，酸化的效果肯定不理想；对于多油层非均质油藏，如果施工压力过高，导致低渗层内产生裂缝，绝大部分酸液进入低渗层裂缝，而对要处理的高渗层(在钻井过程中泥浆的损害往往很大)进入的酸液却很少，因而酸化效果也不会好。所以必须控制施工排量或施工压力。

施工压力是以井底压力低于破裂压力为原则的，有关破裂压力的确定在第六章已经介绍，这里不再重复。理想情况下的最大施工排量可以用达西方程确定：

$$Q_{i\max}=\frac{2pkh\cdot\Delta p}{mB\ln\left(R_e/r_w+s\right)}\times a \tag{7-12}$$

$$\Delta P=P_f-\Delta P_s-P_r$$

式中 $Q_{i\max}$—最大施工排量，$m^3/d$；

$K$—地层渗透率，$\mu m^2$；

$h$—地层厚度，m；

$\Delta P$—最大注入压差，MPa；

$m$—地层流体粘度，mPa.s；

$R_e$—处理井泄油半径，m；

$r_w$—井筒半径，m；

$s$—表皮系数，无因次；

$a$—单位换算系数，为86.4；

$P_f$—地层破裂压力，MPa；

$P_r$—地层压力，MPa；

$\Delta P_s$—安全压力余量，一般为1.4~3.5MPa。

**4)**确定处理液量

酸液经过砂岩地层以均匀和稳定的方式渗流，但是由于**HF**与长石、粘土及其它化学组成不明确的矿物和分布广泛的硅酸盐反应是很复杂的，很难用准确的化学反应动力学来模拟，所以土酸处理用液量的确定一般都用经验方法。

砂岩地层的土酸处理液一般都由三部分组成：前置液**(**预冲洗液**)**，酸化液，替置液**(**后冲洗液**)**。

①前置液预冲洗量：预冲洗液的作用是避免地层水与**HF**接触，防止HF与碳酸盐反应生成沉淀，以提高**HF**的酸化效果。预冲洗液一般根据地层碳酸盐和粘土含量以及地层的渗透率大小，使用**5**％～**15**％的盐酸或**5**％～**10**％的醋酸，冲洗液量可以根据损害半径来确定。

若径向驱替地层内液体至损害半径处，则需要的液量为：

$$V_P=\pi\phi\left(r_s^2-r_w^2\right)\times h \tag{7-13}$$

在径向距离 $r_s$ 内溶解所有可溶于**HCl**的物质需要的液量为：

$$V_{HCl}=\frac{\pi(1-\phi)X_{HCl}\left(r_s^2-r_w^2\right)h}{\beta} \tag{7-14}$$

式中 $V_P$—损害区内孔隙体积，即最少的预冲洗液量，㎥；

$r_s$—污染区半径，m；

$\phi$—地层孔隙度，小数；

$V_{HCl}$—所需的盐酸量，㎥；

$X_{HCl}$—损害区内溶于**HCl**物质的体积分数，小数；

$\beta$—酸的溶解能力**(**单位体积酸溶解的岩石体积**)**，㎥/㎥。

对于碳酸盐含量很少的砂岩地层，少量的盐酸液量预冲洗是可行的，但无论如何，在土酸处理前使用盐酸预处理对防止沉淀和提高**HF**的效率都是重要的。

②土酸液量：正如前文所述，土酸用量的确定很难精确，一般都用经验方法确定某一油层的用酸量。如我国华北某油田，通常用量为每米油层厚度**0.6**～**1.75**㎥，国外通常为**1.55**～**2.484**㎥，对低渗透、浅堵塞地层取下限，对高渗透、堵塞范围大的地层取上限。土酸的用量和氢氟酸的浓度都应有所控制，若用量过多，氢氟酸浓度过大**(**超过**8**％**)**时，一则氢氟酸价格昂贵，二则由于大量溶解胶结物，有可能使砂粒脱落，破坏砂岩的结构，引起地层出砂。

应注意的是，土酸用量一般不宜超过预处理的盐酸用量，反应时间一般不超过**8**～**12**小时，地层温度高时，可缩短为**6**～**8**小时，最好根据岩心模拟试验确定。

③后冲洗液量：后冲洗液的作用在于将正规处理酸液驱离井筒半径**12**～**15**倍以外，否则，残酸中的反应产物沉淀会降低产量。根据这一原则可以使用式**(7-13)**计算后冲洗液量。

推荐的后冲洗液有：对油井，使用$NH_4Cl$，或5%～7.5%的HCl和柴油；对气井使用$NH_4Cl$、5%～7.5%的HCl或氮气。

**(2)提高土酸处理效果的方法**

影响土酸处理效果的因素包括：在高温油气层内由于HF的急剧消耗，导致处理的范围很少；土酸的高溶解能力可能局部破坏岩石的结构造成出砂；反应后脱落下来的石英和粘土等颗粒随液流运移，堵塞地层。

目前为提高酸处理效果使用最多的方法是就地产生氢氟酸，以使氢氟酸处理地层深处的粘土。一种方法是同时将氟化铵水溶液与有机脂(乙酸甲脂)注入地层，一定时间后有机脂水解生成有机酸(甲酸)，有机酸与氟化铵作用生成氢氟酸。

此方法在54～93℃(327～366K)都可以使用，可以产生浓度高达3.5%的氢氟酸溶液。

第二种方法是利用粘土矿物的离子交换性质，在粘土颗粒上就地产生氢氟酸(自生土酸)。其作法是先向地层中注入盐酸溶液，它与粘土接触后，使粘土成为酸性的氢粘土。然后使氟化铵溶液流经氢粘土，氟离子与粘土上的氢离子结合，在粘土矿物上生成氢氟酸，并立即与粘土反应。这种办法需交替顺序地注入酸溶液与氟化铵溶液。根据报道，这两种方法在矿场上均见到一定的效果。

氟硼酸是应用最多的一种替换酸，它可以在任何给定条件下保持较低的HF含量，因而也就具有较低的反应性，而且当HF消耗时，通过氟硼酸的水解可以产生HF。氟硼酸可作为土酸处理的预冲洗液，这可避免微粒失稳和堵塞；氟硼酸也可用作土酸处理的后冲洗液，以使氟硼酸易于穿透。

现场氟硼酸($HBF_4$)是通过硼酸($H_3BO_3$)、氟化铵氢氟酸($NH_4F\cdot HF$)及盐酸配制，反应如下：

$$NH_4F\cdot HF + HCl \rightarrow 2HF + NH_4Cl$$

$$H_3BO_3 + 3HF \rightarrow HBF_3OH + 2H_2O \qquad (\text{快反应})$$

$$HBF_3OH + HF \Leftrightarrow HBF_4 + H_2O \qquad (\text{慢反应})$$

氟硼酸水解后产生氢氟酸：

$$HBF_4 + H_2O \Leftrightarrow HBF_3OH + HF$$

氟硼酸在砂岩中的反应同时包括氟硼酸的水解反应，生成的氢氟酸与矿物的反应以及与液体中氟硼酸盐离子有关的反应。氟硼酸处理的优点是通过与氟硼酸盐离子和硼酸盐反应使粘土及微粒能有效的稳定，使膨胀性粘土钝化，阳离子交换能力下降。另外氟硼酸能与蒙脱石、高粘土和伊利石等矿物反应，特别是与含钾的伊利石反应生成氟硼酸钾，而土酸处理后生成氟硅酸钾堵塞地层，所以在某些“酸敏”性地层应用氟硼酸处理的效果会更好。总之，氟硼酸不仅可以溶解粘土，并且还可以使它接触到的粘土及微粒固结起来，减少危害。氟硼酸处理对于海上砾石充填完井的气井有很好的效果，对陆上油气井的处理也是成功的。

为了提高土酸处理砂岩地层的效果，国外还采用了互溶剂—土酸处理，盐酸－氟化铵处理(自生土酸)等新工艺，均获得良好的效果。国外使用多种互溶剂，其中主要的是乙二醇丁醚(EGMBE)。它的作用大体上是：①有效的防止破乳剂与阳离子缓蚀剂吸附在砂粒或粘土表面上；②当采用阳离子破乳剂时，无论盐酸或土酸处理均应使用互溶剂；③如果使用某种活性剂它能吸附于砂岩或粘土上，则应使用互溶剂，互溶剂在酸液中能溶解活性剂从而增加了活性剂的有效性；④使用非离子型活性剂对各类酸液都是非常有效的添加剂；⑤在土酸处理中互溶剂与适当的活性剂最好都加在预处理液中，也可以加在常规土酸(3%HF+12%HCl)中；⑥在砂岩地层酸处理中，不要使用砂子或粘土成为油湿表面的阳离子活性剂，否则将导致产能的降低。

## 7.4 酸液及添加剂

酸液及添加剂的合理使用，对酸化增产效果起着重要作用。随着酸化工艺的发展，国内外现场使用的酸液和添加剂类型越来越多。本节仅介绍几种常用酸液及添加剂的性能和作用。

### 7.4.1 常用酸液种类及性能

碳酸盐岩油气层的酸化主要用盐酸，有时也用甲酸、醋酸、多组分酸(盐酸与甲酸或醋酸等的混合酸液)和氨基磺酸等酸液。为了延缓酸的反应速度，有时也采用油酸乳化液、稠化盐酸液、泡沫盐酸液等。

**(1)盐酸**

我国的工业盐酸是以电解食盐得到的氯气和氢气为原料，用合成法制得氯化氢气，再溶解于水得氯化氢水溶液即盐酸液。工业盐酸浓度为31～34%，其规格列于表7-3。

表7-3 工业盐酸标准

| 品 质 | 指标(重量%) |
|---|---|
| 氯化氢含量 | ≥31% |
| 铁含量 | ≤0.01% |
| 硫酸含量 | ≤0.07% |
| 砷含量 | ≤0.00002% |

使用时需检查盐酸浓度及 $SO_4^{2-}$ 、$Fe^{3+}$ 含量，这是由于盐酸浓度直接影响酸岩反应速度和作用距离，而过高的 $SO_4^{2-}$ 、$Fe^{3+}$ 含量将导致二次沉淀，影响增产效果。

纯盐酸是无色透明液体，当含有$FeCl_3$等杂质时，略带黄色，有刺激臭味。盐酸是一种强酸，它与许多金属、金属氧化物、盐类和碱类都能发生化学反应。由于盐酸对碳酸盐岩的溶蚀力强，反应生成的氯化钙、氯化镁盐类能全部溶解于残酸水，不会产生化学沉淀；酸压时对裂缝壁面的不均匀溶蚀程度高，裂缝导流能力大；加之成本较低。因此，目前大多数酸处理措施仍使用盐酸，特别是使用**28**%左右的高浓度盐酸。

高浓度盐酸处理的好处是：

①酸岩反应速度相对变慢，有效作用范围增大；

②单位体积盐酸可产生较多的$CO_2$，利于废酸的排出；

③单位体积盐酸可产生较多氯化钙、氯化镁，提高了废酸的粘度，控制了酸岩反应速度，并有利于悬浮、携带固体颗粒从地层中排出；

④受到地层水稀释的影响较小。

盐酸处理的主要缺点是：与石灰岩反应速度快，特别是高温深井，由于地层温度高，盐酸与地层作用太快，因而处理不到地层深部；此外，盐酸会使金属坑蚀成许多麻点斑痕，腐蚀严重。$H_2S$含量较高的井，盐酸处理易引起钢材的氢脆断裂。为此，碳酸盐地层的酸化也试用了其它种类的酸液。

盐酸相对密度与浓度的关系，是配制酸液时常用的数据，常温下其相对密度与浓度的关系如图**7-16**所示。盐酸相对密度与浓度的关系亦可查采油技术手册的数据表，或采用下列经验公式近似计算。

$$\gamma_{HCL}=C/2+1 \qquad \textbf{(7-15)}$$

式中 $\gamma_{HCL}$—盐酸相对密度，无因次；

$C$—盐酸浓度，以小数表示。

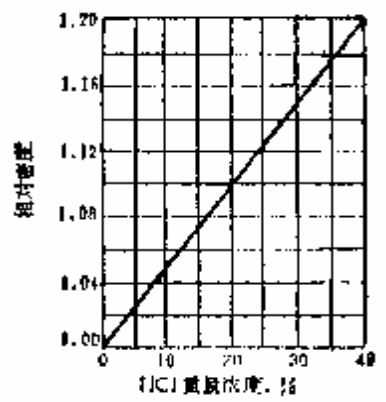



图 **7-16** 盐酸相对密度与浓度关系

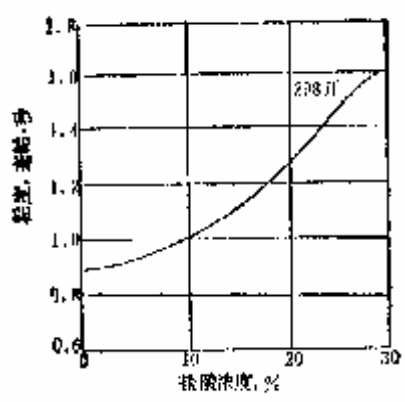



图 **7-17** 盐酸粘度与浓度关系曲线

盐酸的粘度随浓度的增加而增加，随温度升高而降低。图7-17为25℃(298开)时盐酸液粘度与浓度的关系曲线。

盐酸液的管路摩阻损失近似等于水的摩损乘以盐酸的相对密度。

盐酸的用量很难在理论上进行计算，已有的近似公式意义也不大。一般可根据处理方式、地层性质、结合地区施工实践的经验数据加以确定。

当按设计要求确定盐酸浓度和用量后，可按下式算出配制该盐酸溶液所需的浓盐酸数量：

$$V_1=\frac{V_t\gamma'_{HCL}\cdot C'_{HCL}}{\gamma_{HCL}\cdot C_{HCL}} \tag{7-16}$$

式中 $V_t$—需配稀酸的总体积，$m^3$；

$\gamma'_{HCL}$—稀酸的密度，$kg/m^3$；

$C'_{HCL}$—稀酸的质量百分浓度，%；

$\gamma_{HCL}$—商品浓酸的密度，$kg/m^3$；

$C_{HCL}$—商品浓酸的质量百分浓度，%；

$V_1$—所需商品浓酸的体积，$m^3$。

或者

$$W=\frac{V_t\cdot\gamma'_{HCL}\cdot C'_{HCL}}{C_{HCL}} \tag{7-17}$$

式中 $W$—所需商品浓酸的质量，kg。

配制稀酸液所需的清水量(包括添加剂)则为：

$$V_2=V_t-V_1 \tag{7-18}$$

式中 $V_2$—清水量(包括添加剂)，$m^3$。

**(2)甲酸和乙酸**

甲酸又名蚁酸(HCOOH)，无色透明液体，易溶于水，溶点8.4℃。我国工业甲酸的浓度为90%以上。乙酸又名醋酸($CH_3COOH$)，无色透明液体，极易溶于水，溶点为16.6℃。我国工业乙酸的浓度为98%以上。因为乙酸在低温时会凝成象冰一样的固态，故俗称为冰醋酸。

甲酸和乙酸都是有机弱酸，它们在水中有一小部分离解为氢离子和羧酸根离子，且离解常数很低(甲酸离解常数为$2.1\times10^{-4}$；乙酸离解常数为$1.8\times10^{-5}$；而盐酸接近于无穷大)，它们的反应速度比同浓度的盐酸要慢几倍到十几倍。所以，只有在高温深井中，盐酸液的缓速和缓蚀问题无法解决时，才使用它们来酸化碳酸盐岩层。甲酸比乙酸的溶蚀能力强，售价便宜，如果使用，最好用甲酸。

甲酸或乙酸与碳酸盐作用生成的盐类，在水中的溶解度较小。所以，酸处理时采用的浓度不能太高，以防生成甲酸或乙酸钙镁盐沉淀堵塞渗流通道。一般甲酸液的浓度不超过10%；乙酸液的浓度不超过15%。盐酸与有机酸的溶蚀能力、反应速度见表7-4。

**(3)多组分酸**

多组分酸是一种或几种有机酸与盐酸的混合物。六十年代初，国外一度采用这种多组分酸来缓速，取得了显著效果。

酸岩反应速度依据氢离子浓度而定。因此当盐酸中混掺有离解常数小的有机酸(甲酸、乙酸、氯乙酸等)时，溶液中的氢离子数主要由盐酸的氢离子数决定。根据同离子效应，极大地降低了有机酸的电离程度，因此当盐酸活性耗完前，甲酸或乙酸等有机酸几乎不离解，盐酸活性耗完后，有机酸才离解起溶蚀作用。所以，盐酸在井壁附近起溶蚀作用，有机酸在地层较远处起溶蚀作用，混合酸液的反应时间近似等于盐酸和有机酸反应时间之和，因此可以得到较大的有效酸化处理范围。

**(4)乳化酸**

乳化酸即为油包酸型乳状液，其外相为原油。为了降低乳化液的粘度亦可在原油中混合柴油、煤油、汽油等石油馏分，或者用柴油、煤油等轻馏分作外相。其内相一般为15～31%浓度的盐酸，或根据需要用有机酸、土酸等。

表7-4　盐酸与有机酸溶蚀能力、反应速度对比表

| 酸液种类及浓度 | 1 $m^3$酸溶蚀$CaCO_3$的量 kg | 相对反应时间 |
|---|---|---|
| 7.5%HCl | 106.5 | 0.7 |
| 15%HCl | 220.4 | 1.0 |
| 28%HCl | 440.0 | 6.0 |
| 10%HCOOH | 109.0 | 5.0 |
| 10% $CH_3COOH$ | 85.0 | 12.0 |
| 15% $CH_3COOH$ | 127.0 | 18.0 |
| 14%HCl+7.5%HCOOH | 290.0 | 6.0 |
| 14%HCl+10% $CH_3COOH$ | 28.5 | 12.0 |

注：相对反应时间以15%HCl浓度降到1.5%所需时间为1。

为了配制油包酸型乳状液，需选用“HLB值”(亲水亲油平衡值)为3～6的表面活性剂作为W/O型乳化剂。如：酰胺类(烷基酰胺)、胺盐类(12烷基苯磺酸胺)、酯类(山梨糖醇酐油酸脂—span80)等。乳化剂吸附在油和酸水的相界面上形成有韧性的薄膜，可防止酸滴发生聚结而破乳。有些原油本身含有表面活性剂(烷基磺酸盐等)，当它们与酸水混合，不另加乳化剂，经过搅拌也会形成油包酸型乳状液。

对油酸乳化液总的要求是：在地面条件下稳定(不易破乳)和在地层条件下不稳定(能破乳)。所以乳化剂及其用量、油酸体积比例，应根据当地的具体条件，通过实验的方法确定。目前国内外乳化剂的用量一般为0.1～1%不等；油酸体积比为1∶9～1∶1不等。

由于油酸乳化液的粘度较高，因此用油酸乳化液压裂时，能形成较宽的裂缝。这样就减少了裂缝的面容比，有利于延缓酸岩的反应速度。更主要的是，油酸乳化液进入油气层后，被油膜所包围酸滴不会立即与岩石接触。只有当油酸乳化液进入油气层一定时间后，因吸收地层热量，温度升高而破乳。或者当油酸乳化液中的酸滴通过窄小直径的孔道时，油膜被挤破而破乳。破乳后油和酸分开，酸才能溶蚀岩石裂缝壁面。因此，油酸乳状液可把活性酸携带到油气层深部，扩大了酸处理的范围。

油酸乳化液除了缓速作用外，由于在油酸乳化液的稳定期间，酸液并不与井下金属设备直接接触，因而可很好地解决防腐问题。现场在配制油酸乳化液时，为了保险，一般仍在酸液中加入适量的缓蚀剂。

油酸乳化液作为高温深井的缓速缓蚀酸，在国内外都被采用。它存在的主要问题是摩阻较大，从而施工注入排量受到限制。为此施工时可用“水环”法降低油管摩阻，以提高排量。此外，如何提高乳化液的稳定性，寻找在高温下能稳定而用量少的乳化剂；如何使油酸液在油气层中最终完全破乳降粘，以利于排液；如何寻找内相和外相用量的合理配方等，这些问题仍需进行研究。

**(5)稠化酸**

稠化酸是指在盐酸中加入增稠剂(或称胶凝剂)，使酸液粘度增加。这样降低了氢离子向岩石壁面的传递速度；同时，由于胶凝剂的网状分子结构，束缚了氢离子的活动，从而起到了缓速的作用。高粘度的稠化酸与低粘度的盐酸溶液相比，酸压时还具有能压成宽裂缝、滤失量小、摩阻低、悬浮固体微粒的性能好等特性。

酸液的增稠剂有：含有半乳甘露聚糖的天然高分子聚合物，如瓜胶、刺梧桐树胶等。有工业合成的高分子聚合物，如聚丙烯酰胺、纤维素衍生物等。

国外实用的稠化酸，聚合物与酸液的质量比约为1∶10～1∶125。用该方法配成的稠化酸的粘度为50～500mPa.s，加入的聚合物越多，粘度越高。

通过试验可以确定按不同比例配成的稠化酸的稳定性和时间与温度之间的关系。因此可选择恰当的比例预先配置，然后在一定温度和确信不会破胶的时间内，运往井场挤入地层，稠化酸在地层温度条件下，经过一定时间，即自动破胶，便于返排。若在实际施工中，需要配置超过500mPa.s的特高粘度酸液，则可在上述方法配制成的稠化酸中，加入为原酸质量0.1～0.8%的醛类化合物作为交联剂，如甲醛、乙醛、丙醛、2—羟基丁醛、戊醛等。加入醛类化合物后，稠化酸的粘度甚至可达数万毫帕·秒，因而可使配制稠化酸所需的聚合物用量减少，成本也就可以降低。

由于目前的这些增稠剂只能在低温下(338K)使用，在地层温度较高时，它们会很快在酸液中降解，从而使稠化酸变稀。此外，由于它的处理成本较高，所以在国外也较少采用。

**(6)泡沫酸**

近来使用于水敏性油气层、低渗透率碳酸盐岩油气层的泡沫酸发展得很快。泡沫酸是用少量泡沫剂将气体(一般用氮气)分散于酸液中所制成。气体的体积含量(泡沫干度)约占65～85%，酸液量15～35%。表面活性剂的含量为0.5～1.0%的酸液体积。表面活性剂要与缓蚀剂有较好的配伍性。在天然裂缝发育的地层里，常以稠化水为其前置液以减少酸液的滤失。

泡沫酸在酸压中由于滤失量低而相对增加了酸液的溶蚀能力。泡沫酸的排液能力大，减少了对油气层的损害，再加上它的粘度高，在排液中可携带出对导流能力有害的微粒。由于泡沫酸在降低粘土不利影响方面有作用，使它得到广泛应用。

**(7)土酸**

对碳酸岩地层往往使用盐酸酸化就能达到目的，而对于砂岩地层，由于岩层中泥质含量高，碳酸盐岩含量少，油井泥浆堵塞较为严重而泥饼中碳酸盐含量又较低，在这种情况下，用普通盐酸处理常常得不到预期的效果。对于这类生产井或注入井多采用10%～15%浓度盐酸和3%～8%浓度的氢氟酸与添加剂所组成的混合酸液进行处理。这种混合酸液通常称为土酸。

土酸中的氢氟酸(HF)是一种强酸，我国工业氢氟酸的浓度一般为40%，相对密度为1.11～1.13。氢氟酸对砂岩中的一切成分(石英、粘土、碳酸盐等)都有溶蚀能力，但不能单独用氢氟酸，而要和盐酸混合配制成土酸使用，这是由于氢氟酸与碳酸钙和钙长石(硅酸钙铝)等反应生成氟化钙沉淀堵塞地层。

## 7.4.2 酸液添加剂

酸化时要在酸液中加入某些物质，以改善酸液性能和防止酸液在油气层中产生有害影响，这些物质统称为添加剂。常用的添加剂种类有：缓蚀剂、表面活性剂、稳定剂、缓速剂，有时还加入增粘剂、减阻剂、暂时堵塞剂及破乳剂等。

**(1)缓蚀剂**

酸液对金属都有腐蚀作用，特别是高浓度盐酸，它能严重缩短设备及管件的使用寿命，有时造成断裂事故，导致施工失败。酸对钢材的腐蚀用腐蚀速度表示，常用单位为g/(m$^2$.h)。盐酸对钢材的腐蚀主要是在金属表面形成局部电池，进行电化学腐蚀，把金属表面坑蚀成麻点状斑痕。温度越高，酸液浓度越大，腐蚀速度越快；同时，优质钢比碳素钢腐蚀严重，有硫化氢存在时，盐酸的腐蚀会加剧钢材的氢脆断裂。

缓蚀剂的作用主要在于减缓局部的电池的腐蚀作用。其机理有三方面：①抑制阴极腐蚀；②抑制阳极腐蚀；③于金属表面形成一层保护膜。缓蚀剂的类型不同，起主导作用的方面也不一样。国内外使用的盐酸缓蚀剂分为两大类：无机缓蚀剂，如含砷化合物(亚砷酸钠、三氯化砷等)；有机缓蚀剂，如胺类(苯胺、松香胺)，醛类(甲醛)、喹啉衍生物、烷基吡啶、炔醇类化合物等。有机缓蚀剂比无机缓蚀剂的缓蚀效能高，有机和无机组成的复合缓蚀剂缓蚀效果最好，例如炔醇类化合物和碘化物(碘化钾、碘化钠)混合成的复合缓蚀剂，能在120℃高温条件下，对28%HCl起较好缓蚀效果。

**(2)表面活性剂**

酸液中加入表面活性剂，可以降低酸液的表面张力，减少注酸和排出残酸时的毛细管阻力，防止在地层中形成油水乳状物，便于残酸的排出。一般较多地采用阴离子型和非离子型表面活性剂，如阴离子型的烷基磺酸钠(AS)，烷基苯磺酸钠(ABS)和非离子型聚氧乙烯辛基苯酚醚(OP)等。其用量为0.1～1%，如证实油层酸化时油层内确有乳化物生成时，可于酸中加入破乳剂，如有机胺盐类，或季铵盐类和聚氧乙烯烷基酚类活性剂。

**(3)稳定剂**

酸液与金属设备及井下管柱接触，溶解铁垢和腐蚀铁金属，使酸液含铁量增多。

$$2HCl+Fe\rightarrow Fe^{2+}+2Cl^{-}+H_2\uparrow$$

$$6HCl+Fe_2O_3\rightarrow 2Fe^{3+}+6Cl^{-}+3H_2O$$

此外，油层本身或多或少含有二价铁和三价铁的氧化物，酸液进入地层以后，盐酸和这些氧化铁反应，也会生成铁离子。

$$2HCl+FeO\rightarrow Fe^{2+}+2Cl^{-}+H_2O$$

因此在酸液中存在二价或三价铁离子，它们在酸液能否沉淀取决于pH值和$FeCl_2$及$FeCl_3$的含量。当$FeCl_3$含量大于0.6(重量)及pH大于1.86时，$Fe^{3+}$会水解生成凝胶状沉淀，而当$FeCl_2$含量大于0.6(重量)及pH大于6.84时，$Fe^{2+}$也会水解生成凝胶状沉淀。

$$Fe^{3+}+3H_2O\rightarrow Fe(OH)_3\downarrow+3H^{+}$$

$$Fe^{2+}+2H_2O\rightarrow Fe(OH)_2\downarrow+2H^{+}$$

为防止氢氧化铁沉淀，避免发生地层堵塞现象，而加入的某些化学物质，称为稳定剂。常用的稳定剂有醋酸、柠檬酸，有时用乙二胺四醋酸(EDTA)及氮川三乙酸钠盐(NTA)等。

**(4)增粘剂和减阻剂**

高粘度酸液能延缓酸岩反应速度，增大活性酸的有效作用范围。常用的增粘剂为部分水解聚丙烯酰胺、羟乙基纤维素和胍胶等，一般能于150℃内使盐酸增粘几毫帕·秒至十

几毫帕·秒，长时间保持良好的粘温性能。上述增粘剂同时也是很有效的减阻剂，可使稠化酸的摩阻损失低于水。

**(5)暂时堵塞剂**

将一定数量的暂时堵塞剂加入酸液中，随液流进入高渗透层段，可将高渗透层段的孔道暂时堵塞起来，使以后泵注的酸液进入低渗透层段起溶蚀作用。常用的有膨胀性聚合物如聚乙烯、聚甲醛、聚丙烯酰胺等。

## 7.5 酸处理工艺

酸处理效果与许多因素有关，诸如选井选层，选用适宜的酸化技术，合理地选择酸化工艺参数及施工质量等。为了提高酸处理的效果，应在酸化机理的指导下，做好各个环节的工作。

### 7.5.1 酸处理井层的选择

一般地说，为了能够得到较好的处理效果，在选井选层方面应考虑以下几点：

①应优先选择在钻井过程中油气显示好、而试油效果差的井层。

②应优先选择邻井高产而本井低产的井层。

③对于多产层的井，一般应进行选择性(分层)处理，首先处理低渗透地层。对于生产历史较长的老井，应临时堵塞开采程度高、油藏压力已衰减的层位，选择处理开采程度低的层位。

④靠近油气或油水边界的井，或存在气水夹层的井，应慎重对待，一般只进行常规酸化，不宜进行酸压。

⑤对套管破裂变形，管外串槽等井况不适宜酸处理的井，应先进行修复，待井况改善后再处理。

在考虑具体井的酸化方式和酸化规模时，应对油井的静态资料和动态资料进行综合分析研究。例如，油井位于断层附近，鼻状凸起、扭曲、长轴等岩层受构造力较强，裂缝较发育的构造部位，岩性条件较好，电测曲线解释为具有渗透层的特征，在钻井过程中有井涌井喷、放空等良好油气显示的井，一般只要进行常规解堵酸化，均能获得显著效果。反之，对于位于岩层受构造力较弱，裂缝不发育，岩性致密，在电测曲线上渗透层段特征不明显，钻井中油气显示不好的井，必须进行酸压人工造缝，沟通远离井底的缝洞系统才能获得较好的处理效果。

近几年来，国内有些油气田已采用不稳定试井关井测压力恢复曲线的方法，来作为确定酸化方式和酸化规模的主要依据。该方法根据“裂缝—孔隙双重介质”渗滤理论，应用

关井压力恢复曲线的形状，可以判断井底附近有无裂缝及裂缝距井底距离的远近等，依此可以确定是否适宜酸化，或应采用常规解堵酸化还是压裂酸化。

### 7.5.2 酸处理方式

酸处理方式分常规酸化(又称孔隙酸化)与酸压两种。

在低于地层破裂压力，不压开裂缝的情况下，把酸液挤入地层，这种酸处理方式称为常规酸化。因为常规酸化主要起解除井底附近地层的堵塞作用，所以亦称为解堵酸化。解堵酸化就是在新井完成或修井后，以解除泥浆堵塞恢复地层的渗透性，使之正常投产的一种酸处理措施。

由于泥浆的浸入范围很小，以解除近井地带堵塞为目的的常规酸化所采用的酸量一般都不会很大，常在$10m^3$以内，多则$30m^3$左右。

考虑到泥浆可能会均匀分布在井底附近的孔隙、裂隙内。为了较好的解除整个油(气)层面上的堵塞，应该使酸液能均匀地进入地层的纵向各层段，避免沿高渗透层段突入。为此，除了有时采用分层酸化或使用暂时堵塞剂封堵高渗透层以外，要求注酸泵压控制在地层初始吸收压力以上，而又在地层破裂压力以下，不宜过高以免压开裂缝不能很好的清除堵塞。

由于常规酸化不压开裂缝，因此面容比很大，酸岩反应速度很快，酸的有效作用范围很小。对于堵塞范围较大的油气层，以及对于低产的原因是由于油井位于低渗透区，采用常规酸化往往不能指望有较大的效果，应考虑采用水力压裂或酸压措施。

酸压是在高于地层破裂下进行的酸化作业。酸压一般应用于碳酸盐岩地层，其核心问题是提高酸液的有效作用距离和裂缝的导流能力。

### 7.5.3 酸处理井的排液

酸化施工结束后，停留在地层中的残酸水由于其活性已基本消失，不能继续溶蚀岩石，而且随着pH值增高，原来不会沉淀的金属离子相继产生金属氢氧化物沉淀。为了防止生成沉淀堵塞地层孔隙，影响酸处理效果，一般说来应缩短反应时间，限定残酸水的剩余浓度在某值以上，就将残酸尽可能快速排出。为此，应在酸化前就作好排液和投产的准备工作，施工结束后立即进行排液。

残酸流到井底后，如果剩余压力(井底压力)大于井筒液柱压力，靠天然能量即可自喷。对于这类井，可依靠地层能量进行放喷排液。如果剩余压力低于井筒液柱压力，就要用人工方法将残酸从井筒排至地面。目前常用的人工排液法可分为两大类：一类是以降低液柱高度或密度的抽汲、气举法；另一类是以助喷为主的增注液体二氧化碳或液氮法。

**(1)放喷、抽汲、气举排液**

**1)**放喷

油气井如果位于裂缝发育地带，有广阔的供油、气区且地层能量充足，往往一经解堵或沟通裂缝后，一开井就可连续自喷。对于这类井，应本着既要尽快排净残酸，又要少消耗能量的原则，选择合适的油嘴，适当控制回压进行放喷。

**2)**抽汲

抽汲就是不断排出井内液体，从而降低井内液柱高度，亦即降低井筒中液柱的压力，促使残酸流入井底的方法。伴随残酸流入井底的地层流体**(**原油及天然气**)**数量增多后，井筒内液柱混气程度将逐渐增高，井筒流体密度亦相应下降。在这种情况下，通过多次抽汲、激动和诱导，有时可将油、气诱喷。若诱喷成功，则可自喷排液，否则应继续进行抽汲。抽汲的主要问题是：效率低、速度慢，不能及时快速排出残酸，除非能很快转为自喷，否则对酸化效果有影响。

**3)**气举

气举排液就是用高压压风机将高压压缩气体从环形空间注入井内，压迫套管液面下降，当液面下降到油管管鞋时，气体进入油管，使液柱混气并喷至地面。如果井较深，液柱压力超过压风机的最大工作压力**(**额定工作压力**)**时，压缩气体则不能通过油管管鞋进入油管。此时，可采用安装有气举凡尔的管柱以完成深井酸化气举排液作业。气举的主要问题是：需要有高压压风机或高压天然气源，另外这种方法要控制得当，否则由于产生较大的压力波动，对疏松地层容易引进出砂。

**(2)增注液态$CO_2$及氮气助喷排液**

$CO_2$在标准状况是无色、无味的气体。在不同温度、压力下发生相态变化，从$CO_2$的平衡图**(**图**7-18)**可知：当温度约在**304K(**相应压力为**7.4MPa**，图中**A**点**)**，不管加多大压力，$CO_2$始终保持气态，而不会转为液态。而当压力低于**0.531MPa**，液体$CO_2$不能存在。这时只能是固态或气态**(**图中**B**点**)**。

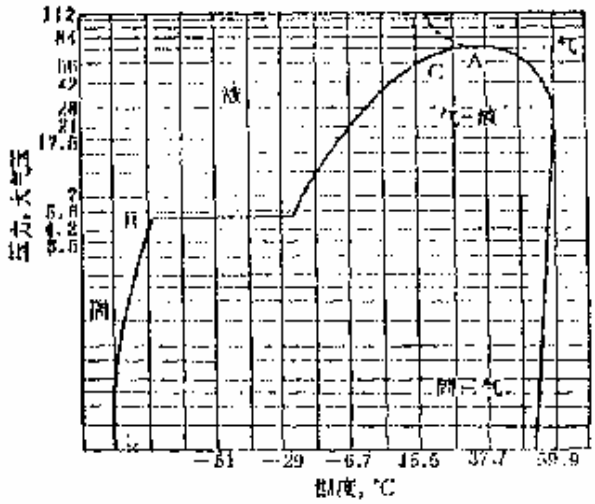



图**7-18** $CO_2$不同温度压力下的相态变化图

由此可见，温度是影响$CO_2$转化的主要因素，只要把$CO_2$控制在**304K**以下，适当提高压力，即可使它保持液体状态。

由于$CO_2$有上述物理化学性质，已用于压裂酸化增产措施中。我国有自制的$CO_2$车和$CO_2$瓶。$CO_2$厂将液态的$CO_2$灌入到车装罐或$CO_2$瓶里，储运中保持压力在**6.0MPa**以上，并严格将温度控制在常温**20**℃以下(图中**C**点)，即可保持液态安全地送到施工现场。

酸化施工时，用泵注法将液体$CO_2$在高压下同酸液混合挤入地层，混合的比例根据货源情况及油井实际情况而定。当液体$CO_2$进入地层后，由于温度不断升高(超过**31**℃)，而施工后压力不断下降，液态$CO_2$就转变为气态(气化)。放喷时气态$CO_2$体积不断膨胀，这种膨胀能量将挤推和携带残酸，往往无需抽汲即可排净残酸。同时$CO_2$还有缓速等多种效能，在现场施工中见到较好结果。

氮气也有类似的助排效果。

## 参 考 文 献

**1.**王鸿勋**.**水力压裂原理**.**北京：石油工业出版社，**1987**

**2.**王鸿勋，张琪**.**采油工艺原理**.** 北京：石油工业出版社，**1990**

**3.M. J. Economides.** 油藏增产措施**.** 北京：石油工业出版社，**1991.6**

**4.**蒋阗**.** 国外八十年代末九十年代初压裂酸化工艺技术**.**万庄分院，**1994**

**5.**黄春等**.BH-211** 缓速酸增注技术及应用**.**石油钻采工艺**,1991.6**

# 第八章　复杂条件下的开采技术

随着石油工业的发展和石油开采工艺水平的提高，可动用的原油储量不断增加，同时，世界石油消费水平的进一步增长，刺激着石油开采技术的发展。为满足世界对石油的需求，人们进行了砂、蜡、水、稠、凝、低渗等复杂条件下的油藏开发，并在原油开采过程中产生了一系列相应的采油技术。

## 8.1　防砂与清砂

油层出砂是砂岩油层开采过程中常见问题之一。对于疏松砂岩油藏，出砂是提高采油速度的主要障碍。我国疏松砂岩油藏分布范围较广、储量大，产量占有重要的地位，油井出砂是这类油藏开采的主要矛盾。出砂的危害极大，主要表现为：砂埋油层或井筒砂堵造成油井停产；出砂使地面和井下设备严重磨蚀、砂卡；冲砂检泵、地面清罐等维修工作量巨增；出砂严重时还会引起井壁坍塌而损坏套管。这些危害既提高了原油生产成本，又增加了油田管理难度。因此，油井防砂工艺技术的研究和发展对疏松砂岩油藏的开采至关重要。防砂与清砂技术是这类油藏正常生产的重要保证。

### 8.1.1　油层出砂原因

油层出砂是由于井底附近地带的岩层结构破坏所引起的，它是各种因素综合影响的结果，这些因素可以归结为两个方面，即地质条件和开采因素，其中地质条件是内因，开采因素是外因。

**(1)内因—砂岩油层的地质条件**

**1)**应力状态

砂岩油层在钻井前处于应力平衡状态。垂向应力大小取决于油层埋藏深度和上覆岩石的密度；水平应力大小除了与油层埋藏深度有关外，还与油层构造形成条件及岩石力学性质和油层孔隙中的压力有关。钻开油层后，井壁附近岩石的原始应力平衡状态遭到破坏，造成井壁附近岩石的应力集中。在其它条件相同的情况下，油层埋藏越深，岩石的垂向应力越大，井壁的水平应力相应增加，所以井壁附近的岩石就越容易变形和破坏，从而引起在采油过程中油层出砂，甚至井壁坍塌。

**2)**岩石的胶结状态

油层出砂与油层岩石胶结物种类、数量和胶结方式有着密切的关系。通常油层砂岩的胶结物主要有粘土、碳酸盐和硅质、铁质三种，以硅质和铁质胶结物的胶结强度最大，碳酸盐胶结物次之，粘土胶结物最差。对于同一类型的胶结物，其数量越多，胶结强度越大。

油层砂岩的胶结方式主要有三种**(**图 **8-1)**，一是基底胶结，砂岩颗粒完全浸没在胶结物中，彼此互不接触或接触很少，其胶结强度为最大，但由于其孔隙度和渗透率均很低，很难成为好的储油层；二是接触胶结，胶结物的数量不多，仅存于岩石颗粒接触处，其胶结强度最低；三是孔隙胶结，胶结物的数量介于基底胶结和接触胶结之间，胶结物不仅存在于岩石颗粒接触处，还充填于部分孔隙中，其胶结强度也处于基底胶结和接触

胶结之间。

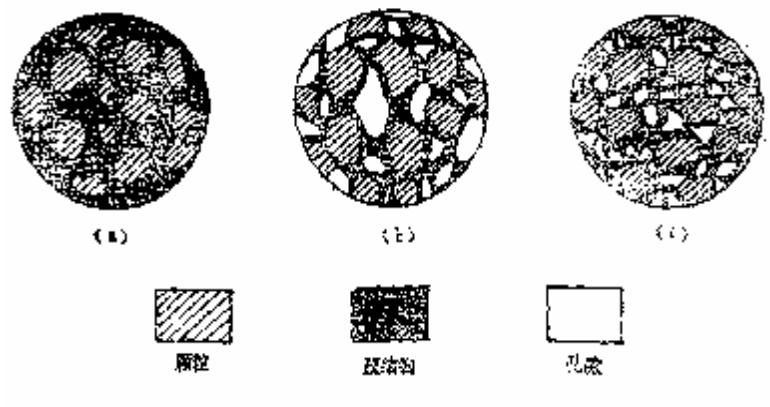



图 **8-1**　油层砂岩胶结方式示意图

**a**—基底胶结；**b**—接触胶结；**c**—孔隙胶结

容易出砂的油层岩石主要以接触胶结方式为主，其胶结物数量少，而且其中往往含有较多的粘土胶结物。

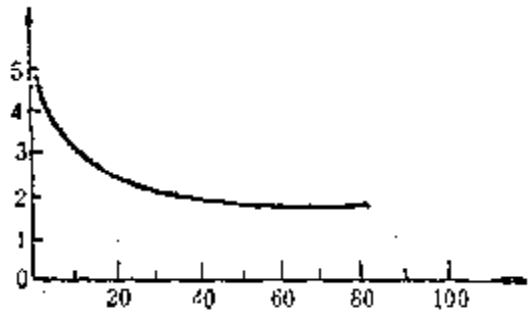



图 **8-2**　老君庙油田 **926** 井岩石强度与渗透率关系曲线

强度

**3)**渗: ×**10**$^{-1}$**MPa**

渗透率的高低是油层岩石颗粒组成、孔隙结构和孔隙度等岩石物理属性的综合反应。实验和生产实践证明，当其它条件相同时，油层的渗透率越高，其胶结强度越低，油层越容易出砂。图 **8-2** 是老君庙油田 **926** 井的岩石强度与渗透率关系曲线。表 **8-1** 是根据老君庙油田 **L** 层 **52** 口出砂油井的统计资料得出的油井出砂与油层渗透率的关系数据。

表 **8-1**　油井出砂与油层渗透率的关系表

| 渗透率 $\times 10^{-3} mm^2$ | **<100** | **100～500** | **>500** |
|---|---|---|---|
| 出　砂　井 | **0** | **10** | **42** |
| 占总出砂井数% | **0** | **19.2** | **80.8** |

**(2)外因—开采因素**

**1)**固井质量

由于固井质量差，使得套管外水泥环和井壁岩石没有粘在一起，在生产中形成高低压层的串通，使井壁岩石不断受到冲刷，粘土夹层膨胀，岩石胶结遭到破坏，因而导致油井出砂。

**2)**射孔密度

射孔完井是目前各油田普遍采用的沟通油流通道的方法，如果射孔密度过大，有可

能使套管破裂和砂岩油层结构遭到破坏，引起油井出砂。

**3)**油井工作制度

在油井生产过程中，流体渗流而产生的对油层岩石的冲刷力和对颗粒的拖曳力是疏松油层出砂的重要原因。在其它条件相同时，生产压差越大，流体渗流速度越高，则井壁附近流体对岩石的冲刷力就越大。另外，油、水井工作制度的突然变化，使得油层岩石受力状况发生变化，也容易引起油层出砂。

**4)**其它

油层含水后部分胶结物被溶解使得岩石胶结强度降低或者油层压力降低，增加了地应力对岩石颗粒的挤压作用，扰乱了颗粒间的胶结，可能引起油井出砂。不适当的措施如压裂和酸化等，降低了油层岩石胶结强度，使得油层变得疏松而出砂。

总之，不适于易出砂油藏的工程措施、不合理的油井工作制度及工作制度的突然变化、频繁而低质量的修井作业、设计不良的措施和不科学的生产管理等都可能造成油气井出砂。这些都应当尽可能避免。

由于油田开发过程中压力变化而引起的岩石应力状态的失衡及油气渗流的冲刷力，虽然是不可避免的，但应尽量防止和减少它们可能对造成出砂的影响。对于胶结物中粘土含量高易发生粘土膨胀而可能引起出砂的井，采取必要的防膨措施则可防止和减少因此而造成的油层出砂。对于疏松油层除合理的工作制度外，主要是选择合理完井方式和采取先期防砂。

### 8.1.2 防砂方法

综合上述油气层的出砂原因，为防止油井出砂，一方面要针对油层及油井的条件，正确选择固井、完井方式，制定合理的开采措施，提高管理水平；另一方面，要根据油层、油井及出砂的具体情况采用防砂方法。

**(1)制定合理的开采措施**

**1)**制定合理的油井工作制度，通过生产试验使所确定的生产压差不会造成油井大量出砂。控制生产压差基本上就是控制产液量，限制油层中的渗流速度，从而减小流体对油层砂岩颗粒的冲刷力。对于受生产压差限制而无法满足采油速度的油层，要在采取必要的防砂措施之后提高生产压差，否则将无法保证油井正常生产。

**2)**加强出砂层油水井的管理，开、关操作要求平稳，防止因生产压差的突然增大而引起油层大量出砂。对易出砂的油井应避免强烈抽汲的诱流措施。

**3)**对胶结疏松的油层，酸化、压裂等措施要求慎重，以不破坏油层结构为前提。

**4)**根据油层条件和开采工艺要求，正确选择完井方法和改善完井工艺。

**(2)采取合理的防砂工艺方法**

目前防砂方法发展迅速，无论采用哪一种方法，都应该能够有效地阻止油层中砂岩固体颗粒随流体流入井筒。对每一具体的油层和油井条件，最终要以防砂后的经济效果来选择和评价。根据防砂原理，目前常用的防砂方法归类如表 **8-2**。

表 **8-2** 防砂方法分类

| | |
|---|---|
| 机械防砂 | 衬管、筛管、滤砂管等防砂 |

| | | |
|---|---|---|
| | 砾石充填防砂 | 筛管或衬管+砾石充填 |
| | | 筛管或衬管+预涂层砾石或预涂层陶粒充填 |
| | | 筛管或衬管+粒状塑料或玻璃球、陶粒充填 |
| 化学防砂 | 人工胶结砂层 | 酚醛树脂胶结砂层 |
| | | 酚醛溶液地下合成防砂 |
| | 人工井壁 | 水泥砂浆人工井壁 |
| | | 树脂核桃壳人工井壁 |
| | | 树脂砂浆人工井壁 |
| | | 预涂层砾石人工井壁 |
| | 其它化学防砂法 | 焊接玻璃固砂 |
| | | 氢氧化钙固砂 |
| | | 四氯化硅固砂 |
| | | 水泥—碳酸钙混合液固砂 |
| | | 聚乙烯固砂 |
| | | 氧化有机物固砂 |
| 焦化防砂 | 注热空气固砂 | |
| | 短期火烧油层固砂 | |
| 其它 | 降低流速 | 增大射孔段长度、增加射孔密度 |
| | | 控制产量 |
| | 增大油层径向应力 | 裸眼产层膨胀式封隔器 |
| | 压裂防砂 | 改善近井地带渗流场，减小压力梯度；裂缝支撑剂滤砂或与套管内砾石充填结合防砂 |

**1)**机械防砂

机械防砂可分两类：一类是下入防砂管柱挡砂，如割缝衬管、绕丝筛管、胶结滤砂管、双层或多层筛管等。这类方法工艺简单，具有一定的防砂效果，但由于防砂管柱的缝隙或孔隙易被油层细砂所堵塞，一般效果差、寿命短；另一类是下入防砂管柱加充填物，充填物的种类很多，如砾石、果壳、果核、塑料颗粒、玻璃球或陶粒等。这种防砂方法能有效地将油层砂限制在油层中,并使油层保持稳定的力学结构，防砂效果好，寿命长。机械防砂对油层的适应能力强、成功率高、成本低，目前应用十分广泛。

**2)**化学防砂

化学防砂大致可分三类：一是人工胶结砂层，人工胶结砂层防砂方法是指从地面向油层挤入液体胶结剂及增孔剂，然后使胶结剂固化，在油气层层面附近形成具有一定胶结强度及渗透性的胶结砂层，达到防砂目的的方法，目前使用广泛的有酚醛树脂溶液及酚醛溶液地下合成等方法；二是人工井壁，人工井壁防砂方法通常是指从地面将支护剂和未固化的胶结剂按一定比例拌和均匀， 用液体携至井下挤入油层出砂部位，在套管外形成具有一定强度和渗透性的壁面，可阻止油层砂粒流入井内而又不影响油井生产的工艺措施。如水泥砂浆、树脂核桃壳、树脂砂浆、预涂层砾石人工井壁等。三是其它化学固砂法，这类方法制约条件较多，使用不广泛。化学防砂方法适用于渗透率相对均匀的薄层段，在粉细砂岩油层中的防砂效果优于机械防砂。但其对油层渗透率有一定的损害，成功率也不如机械防砂，还存在老化现象、相对成本较高等缺点，应用程度不如机械防砂。

**3)**焦化防砂

焦化防砂的原理是向油层提供热能，促使原油在砂粒表面焦化，形成具有胶结力的焦化薄层。主要有注热空气固砂和短期火烧油层固砂两种方法。

**4)**其它防砂方法

油、气井射孔完成后不再下入任何机械防砂装置或充填物，也不注入任何化学药剂，而是依靠油气层砂粒在炮眼口处形成具有一定承载能力的砂拱，达到防砂目的。

该方法成败的关键在于砂拱的稳定性。保证砂拱稳定性必须考虑两个关键问题：一是降低并稳定油层流体速度；二是保持或提高井筒周围油层的径向应力。一般来说，对套管射孔完井的砂拱防砂要求小孔径和高孔密的炮眼。小孔径有利于形成砂拱和提高砂拱的稳定性；高孔密可以增大过流面积，降低井壁附近油层中流体的流速。但在实际生产过程中，由于采油方式和世界消费原油的需求等原因，流体的流速和变化不易控制，使得这种单纯的套管射孔完井砂拱防砂方法的实际应用受到限制。

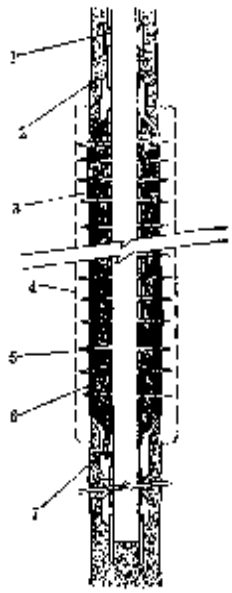


图 **8-3** 裸眼膨胀式封隔器示意图

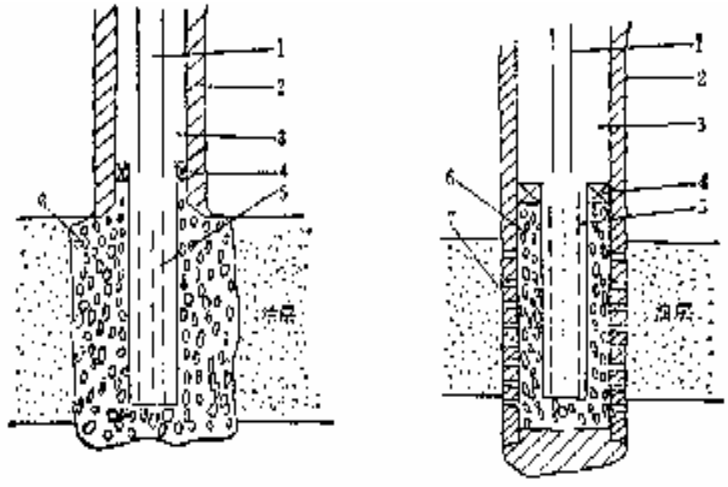
**1**—套管；**2**—泥浆窜槽；**3**—水泥；**4**—应力恢复区；**5**—炮眼；**6**—封隔胶囊；**7**—水泥注入阀

美国完井工具公司研究了一种可灌注水泥的裸眼封隔器(图 **8-3**)，其工作原理为：内管是套管，外壁是橡胶筒，外壁与内筒之间可以注入水泥，注水泥后橡胶筒向外扩胀压实裸眼井壁，使近井油层岩石径向应力恢复，甚至超过钻井前的水平。水泥凝固后，再用高孔密、小孔径射孔技术射开，形成油层流体流动通道。油层砂在此通道壁外形成比较坚固的砂拱，达到防砂目的。

**(3)砾石充填防砂方法**

砾石充填防砂方法是应用较早的防砂方法。由于近年来理论、工艺及设备的不断完善，被认为是目前防砂效果最好的方法之一。

砾石充填防砂方法是指将割缝衬管或绕丝筛管下入井内防砂层段处，用一定质量的流体携带地面选好的具有一定粒度的砾石，充填于管和油层之间，形成一定厚度的砾石层，以阻止油层砂粒流入井内的防砂方法。砾石粒径根据油层砂的粒度进行选择，预期将油层流体携带的砂粒阻挡于砾石层之外，通过自然选择在砾石层外形成一个由粗到细的砂拱，既有良好的流通能力，又能有效地阻止油层出砂。常用的砾石充填方式有两种，即用于裸眼完井的裸眼砾石充填和用于射孔完井的套管内砾石充填(图 8-4)。




(a)　　(b)

图 8-4　砾石充填防砂示意图

(a)裸眼砾石充填　　(b)套管内砾石充填

1－油管；2－水泥环；3－套管；4－封隔器；　5－衬管；6－砾石；7－射孔孔眼

裸眼砾石充填的渗滤面积大，砾石层厚，防砂效果较好，对油层产能的影响小。但其常用于油井先期防砂，工艺较复杂，且对油层结构要求有一定的强度，对油层条件要求高(如单一油层、厚度大、无气、水夹层等)。因而大多数油井采用套管射孔完井再进行套管内砾石充填防砂方法。

砾石充填防砂方法的施工设计应符合三条基本原则：一是注重防砂效果，正确选用防砂方法，合理设计工艺参数和工艺步骤，以达到阻止油层出砂的目的；二是采用先进的工艺技术，最大限度地减少其对油井产能的影响；三是注重综合经济效益，提高设计质量和施工成功率、降低成本。施工设计要形成一套完整的程序，有利于方案的系统化和规范化，从而提高施工设计的质量。设计应分步进行，如图 8-5 所示。具体步骤如下：

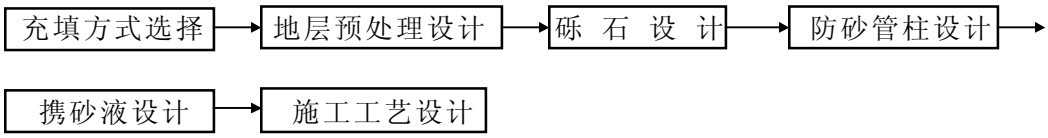



图 8-5　防砂施工分步设计程序

1)充填方式选择，根据防砂油层、油井的特点和设计原则等，结合完井类型选择出

最合适的砾石充填方式。

**2)**油层预处理设计，根据油层砂样分析化验的结果和防砂井的具体情况，确定酸化解堵和粘土稳定处理等措施，同时考虑防乳化、防止新生沉淀等问题。这一步对于提高施工成功率、保证油井产能有着重要的意义。

**3)**砾石设计，主要包括砾石尺寸设计、砾石质量控制、砾石用量计算三方面的内容。

①砾石尺寸设计

在筛析实验室中取得防砂井油层砂样粒度中值 $d_{50}$ 后，根据计算公式求得所需用的砾石尺寸，即砾石的粒度中值 $D_{50}$。目前普遍使用索西埃**(Saucier)**公式 $D_{50}=(5\sim6)d_{50}$，该公式是在大量实验的基础上得到的，实验测得的砾/砂粒径比与渗透率的关系曲线如图 **8-6** 所示，图 **8-7** 为砾石挡砂机理示意图，**a** 表示 $D_{50}/d_{50}<6$ 时，砾石与油层砂界面清楚，砾石挡住了油层砂，油、气井无砂生产；**b** 表示 $6<D_{50}/d_{50}<14$ 时，油层砂部分侵入砾石充填层，造成砾/砂互混，砾石区渗透率下降，尽管油、气井不出砂，但产量下降；**c** 表示 $D_{50}/d_{50}>14$ 时，油层砂可以自由通过砾石充填层，防砂无效。

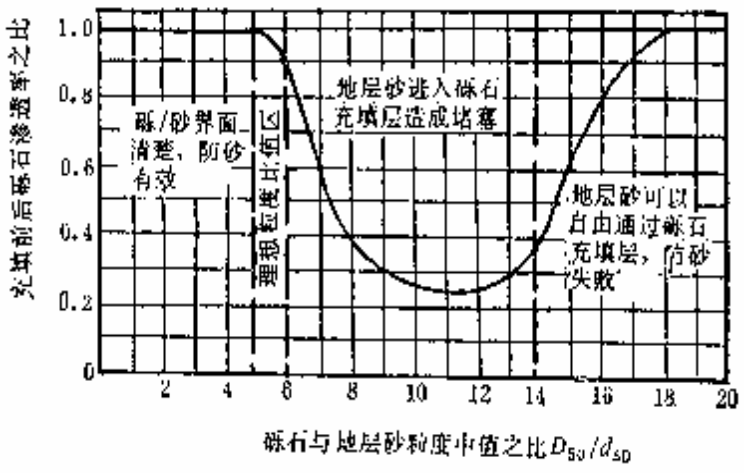



图 **8-6**　$D_{50}/d_{50}$ 与砾石渗透率关系曲线

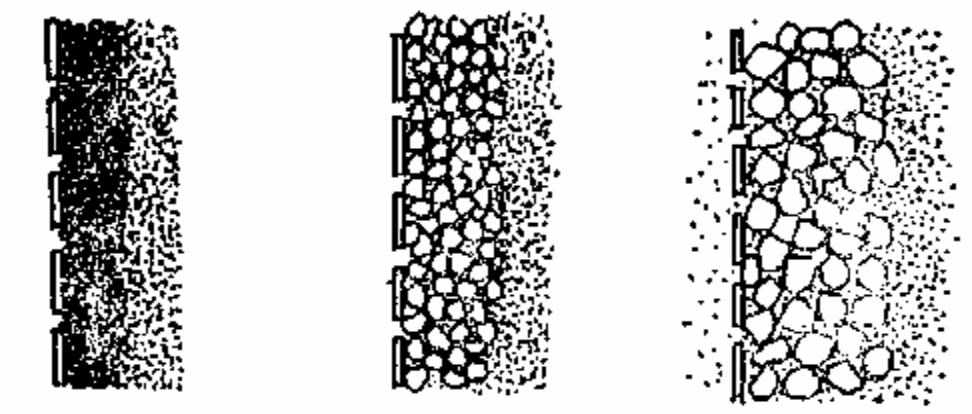



图 **8-7**　砾石挡砂机理示意图

②砾石质量控制

为满足防砂工艺要求，应根据具体的使用环境考虑砾石的品种和质量要求。如预充填双层筛管、高斜度井砾石充填、热采井砾石充填等都应考虑使用树脂预涂层砾石；预充填双层筛管也可选用预涂层烧结陶粒作为充填材料。

砾石的质量要求主要有：砾石粒度均匀；园、球度好；在标准土酸中的酸溶度小于**1**%；砾石试样水浊度不大于**50**度；显微镜观察没有两个或多个颗粒结晶块和满足抗破碎试验要求。

③充填砾石用量计算

砾石充填防砂所用的砾石数量根据要充填部位的体积决定，为了保证施工质量，设计用量时要考虑足够的附加量。一般以多挤入为好，可提高防砂效果。

**4)**防砂管柱设计

①绕丝筛管与割缝衬管的比较与选择

全焊接不锈钢绕丝筛管**(**图 **8-8)**，国内选用 **1C**$_r$**18N**$_i$**9T**$_i$不锈钢丝为原料，轧制成一定尺寸的三角形截面的绕丝和纵筋。在绕制过程中，绕丝和纵筋的每一个交叉接触点都用电阻焊焊接在一起，使筛套形成具有一定强度的整体，按一定的长度要求两端切平，焊上接箍。将带孔中心管穿过筛套，再把筛套两端接箍焊在中心管上，其特点是：耐腐蚀、工作寿命长、外窄内宽的筛缝具有一定的“自洁”作用、连续绕丝形成连续缝隙、流通面积大、在制造工艺上能达到防砂的各种缝隙要求。综合上述优点，构成了绕丝筛管广泛应用的原因。其缺点是造价高，通常为割缝衬管的**2**～**3**倍。

割缝衬管可直接使用锯片铣刀在铣床上铣削套管而成。如图 **8-9** 所示。缝隙尺寸决定于铣刀的宽度和强度，**0.30mm** 以下的割缝宽度加工困难，因而割缝衬管适用于中～粗油层砂。而且由于套管是碳素结构钢，耐腐蚀差，尤其是缝隙尺寸易受腐蚀而增大使防砂有效期短，但其成本低。

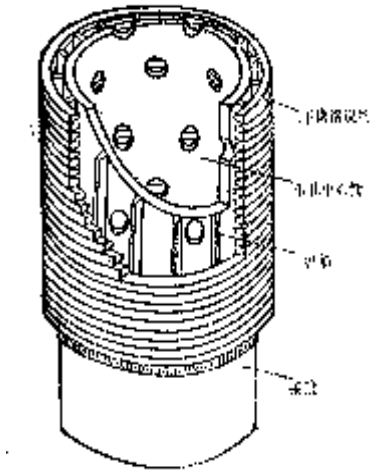


图 **8-8**　绕丝筛管示意图

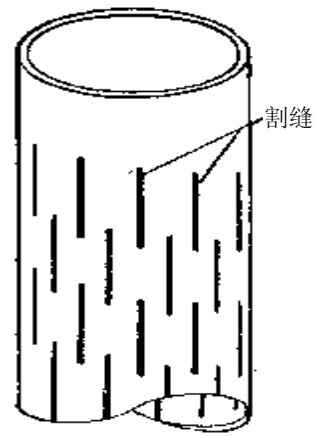



图 **8-9**　割缝衬管示意图

在选择筛管或衬管时，应考虑防砂井的具体条件和综合经济效果。如果井液腐蚀性弱，油层砂较粗，产能偏低的油层适当选用割缝衬管，反之选用绕丝筛管；井段超过 30m 的产层，应考虑使用绕丝筛管，虽然长井段施工和修井费用高，但使用绕丝筛管寿命长，综合经济效果好；海上油气田应选用成功率高、生产周期长的防砂完井方式，对此，绕丝筛管优于割缝衬管；此外，特殊油气井的条件，还可以选用特殊材料和机械结构的绕丝筛管，如硫化氢含量高的井，可采用具有抗硫化氢腐蚀能力强的 $1Cr18Ni12Mo2Ti$ 不锈钢材质；热采井可采用滑动式筛套，以防止筛套与中心管因膨胀系数不一致而造成损坏；在某些油气井中还可选用预充填双层或多层绕丝筛管。

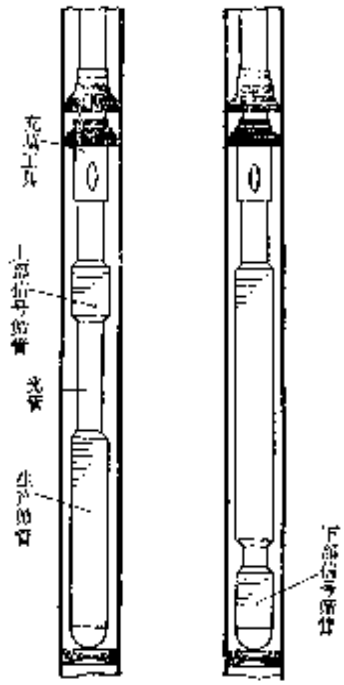


图 8-10　上、下信号筛管位置示意图

②缝隙尺寸设计：缝隙尺寸原则上应能满足挡住最小充填砾石的要求。设计计算时缝隙尺寸应等于最小充填砾石尺寸的 1/2～2/3。

③筛管直径设计：筛管直径与砾石充填方式和井身结构有关，既要考虑防砂井段的通径，又要使充填层有足够的厚度，以保证充填层的挡砂能力和稳定性。

④筛管长度设计：生产筛管的设计长度应超过产层射孔段上、下界各 1.0～1.5m；裸眼完井的筛管长度应超过扩眼产层上、下界各 1m 以上。以便确保筛管对准产层，获得筛管的最大利用率，有利于提高防砂效果。

⑤信号筛管设计：信号筛管的作用是向地面施工人员提供井下充填情况的信号。为使施工顺利进行，应根据工艺需要选择不同位置的信号筛管。如常规低密度循环充填选用上部信号筛管；高密度充填选用下部信号筛管，也可省去信号筛管，如图 8-10。上部信号筛管的作用是当充填砾石堆积到生产筛管顶部后，地面充填压力相对稳定，直到砾石把光管段环形空间全部填满达到信号筛管后，压力又开始上升，且上升速度较快，当信号筛管全部被砾石埋死后，压力剧增，表明井筒内砾石储备量已达到设计要求，充填停止，可以转入下一个工序。下部信号筛管的作用是强迫高密度砂浆向井底运动，携砂液不能在筛管上部进入筛管，避免砾石堆积在产层上部井筒中形成砂拱堵塞环形空间，造成下部充填不实，而导致充填失败。当砾石砂浆到达底部，砾石将下部信号筛管埋住，地面施工压力就会明显上升，操作人员便可转入下道工序，使工具进入挤压状态。挤压过早会把大量作业液挤入油层造成油层损害，挤压太晚砂浆无法进入已经被砾石挡住的炮眼。使用下部信号筛管可以提供准确的开始挤压的时间。

信号筛管的缝隙和直径尺寸与生产筛管相同，长度一般为1～2m。

⑥光管的设计：光管是一段油管或套管，位于生产筛管与信号筛管之间或生产筛管

与充填工具之间，它与井筒的环形空间储备充填砾石。因为施工结束后，由于砾石的压实或通过炮眼进入油层而使砾石充填的高度下降，这些储备砾石起到补充作用，以防止生产筛管裸露而使防砂失效。

光管的直径与绕丝筛管的中心管直径相同，或与割缝衬管的直径相同。光管的长度根据充填方法和具体情况来定。一般地，对于低密度循环充填的光管为**20～30m**，高密度挤压充填的光管长度不小于生产筛管长度。裸眼完井的光管段不应设计在套管内，因为与裸眼井段相比，光管与套管环空储存的砾石量相对较少，所以应在产层以上盖层中适当加长扩孔段以便储备更多的砾石。

⑦扶正器设计：使用扶正器可使防砂管柱在井筒内处于中心位置，以便砾石能够均匀充填在筛管周围，形成良好的挡砂屏障。如果不使用扶正器或使用数量不够，防砂管柱就可能偏置，使得有一边的砾石充填量减少，甚至完全得不到砾石充填，油层流体流出后直接冲蚀和流过筛管，导致防砂失败。

扶正器的位置及数量的多少根据井筒的具体情况确定。

⑧充填工具的选用：根据充填工艺，砾石充填工具的结构可分为三种：一是下冲法充填工具，工艺要求先把砾石投入防砂井筒，下入有下冲喷头的防砂管柱，从油管内泵入工作液，冲击砾石使其悬浮在井筒中，管柱得以逐渐下放，之后砾石沉降在管柱周围形成挡砂屏障；二是反循环充填工具，工作液和砂浆从油套环空泵入井底，砾石留在筛管周围，返出液进入筛管从油管内返出地面；三是转换充填工具，工作液和砂浆从油管泵入井底，通过转换工具返出液从油套环空返出地面。

下冲法充填工艺、工具简单，但易造成砾石大小分级现象，只适用于浅井和薄层段；反循环充填工艺、工具较为简单，但砂浆易受套管内壁杂物的污染，使充填体渗透率下降，且套管柱必须承受充填压力，携砂液流速度低，用液量也较大，因此应尽可能少用；转换充填工具可避免对砂浆的污染，套管也不必承受充填压力，携砂液流速度高，用液量也小，是比较理想的充填方法，但其工具结构复杂、种类多、作业难度较高。

**5)**携砂液

砾石充填用携砂液要求与其它完井和修井液一样，必须对油层无损害又能达到应用目的。因此它在固相颗粒含量与颗粒大小、与油层液和油层矿物的配伍性、反应生成物不堵塞油层孔隙等方面均有标准。携砂液种类和用量应根据油井的具体情况和工艺要求进行选择和设计。

**6)**施工工艺步骤

施工工艺应根据油气井的具体情况和施工工具及设备进行设计，原则是要使操作有利于提高砾石充填的防砂质量和施工的顺利进行。常规井的施工工艺步骤如图**8-11**所示。

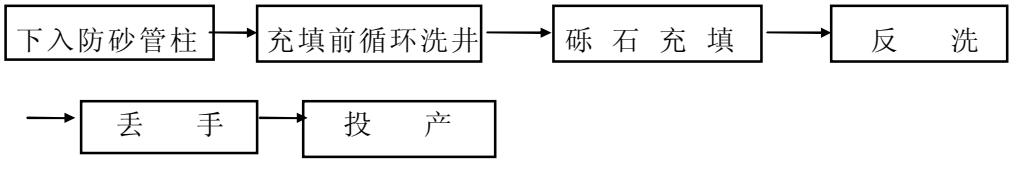



图**8-11** 砾石充填防砂施工工艺步骤

**(4)化学防砂方法**

**1)**水泥砂浆人工井壁

水泥砂浆人工井壁是以水泥为胶结剂、石英砂为支撑剂，按比例混合均匀，拌以适量的水，用油携至井下，挤入套管外，堆积于出砂部位，凝固后形成具有一定强度和渗透性的人工井壁，防止油气层出砂的方法。该方法是油井后期防砂方法，渗透率较高，原材料来源广泛，施工简单，但用油量较大，胶结后抗折强度小于**1MPa**，有效期较短。

**2)**树脂核桃壳人工井壁

树脂核桃壳人工井壁是以酚醛树脂为胶结剂，粉碎成一定颗粒的核桃壳为支撑剂，按一定比例拌合均匀，使每个核桃壳颗粒表面都涂有一层树脂，并加入少量柴油浸润，然后用油或活性水携至井下，挤入射孔层段套管外堆积于出砂层位，在固化剂的作用下经一定时间的反应树脂固结，形成具有一定强度和渗透性的人工井壁，防止油气层出砂的方法。该方法适用于油水井早期防砂，胶结后人工井壁渗透率较高，强度较大，具有较好的防砂效果，但原材料来源困难。

**3)**树脂砂浆人工井壁

树脂砂浆人工井壁是以树脂为胶结剂，石英砂为支撑剂，按比例混和均匀，使石英砂表面涂敷一层均匀的树脂薄膜，并加入少量的柴油浸润，然后用油携至井下挤入套管外出砂层位，凝固后形成具有一定强度和渗透性的人工井壁，防止油气层出砂的方法。该方法是油水井后期防砂方法，适用于吸收能力较高的油、水层，其适应性较强，不受井深限制，但施工中现场拌合劳动量大，加携砂液困难。

**4)**预涂层砾石人工井壁

预涂层砾石人工井壁是指在石英砂外表面，通过物理化学方法均匀涂敷一层树脂，在常温下干固，形成不发生粘连的稳定颗粒。将这种预涂层砾石使用携砂液携带至油井的出砂层位，在一定的条件下**(**挤入固化剂和受温度的作用**)**砾石表面的树脂软化粘连并固结，形成具有良好渗透性和强度的人工井壁，以防止油气层出砂的方法。该方法适用于吸收能力较大，温度高于**60**℃的油层防砂，施工简单，成功率高，胶结后的砾石抗折强度可达**5MPa**左右，渗透率可保持在原始值的**90**%以上，是目前较好的化学防砂方法。

**5)**酚醛树脂胶结砂层

酚醛树脂胶结砂层是以苯酚、甲醛为主料，以碱性物质为催化剂，按比例混合，经加温熬制成甲阶段树脂**(**粘度控制在**300mPa.s**左右**)**，将此树脂溶液挤入砂岩油层，以柴油增孔，再挤入盐酸作固化剂，在油层温度下反应固化，将疏松砂岩胶结，防止油、水井出砂的方法。该方法适用于油水井早期防砂，胶结后砂岩抗折强度**0.8MPa**左右，渗透率可保持原来的**50**%左右，耐温**100**℃，耐水、油、盐酸等介质，不耐土酸浸蚀，施工较易掌握，但成本较高，施工作业时间长。

**6)**酚醛溶液地下合成防砂

酚醛溶液地下合成防砂是将加有催化剂的苯酚与甲醛，按比例配料搅拌均匀，并以柴油为增孔剂。酚醛溶液挤入出砂层后，在油层温度下逐渐形成树脂并沉积于砂粒表面，固化后将油层砂胶结牢固，而柴油不参加反应为连续相充满孔隙，使胶结后的砂岩保持良好的渗透性，从而起到提高砂岩的胶结强度，防止油气层出砂的方法。

该方法为油井先期和早期防砂方法，适用于温度高于60℃，粘土含量较低的中、细砂岩油层。平均有效期二年以上，施工较为简单，对油层已大量出砂或出水后防砂效果差，不宜选用。

上述各种防砂方法均以化学胶固为基础，在一些油田分别获得了一定的防砂效果。但各种方法均有各自的适用条件，因此必须根据油层和油井的具体情况而选择应用。具体配方和用量，更应根据各个油田的油层条件通过实验室和现场试验来确定。

### 8.1.3 清砂方法

尽管目前已经有了各种各样的防砂方法，但由于种种原因，在砂岩油气水井上完全避免油层出砂是困难的。油层出砂后，如果井筒流体上升速度不足以将砂带至地面时，砂粒便在井筒中沉积下来，一方面井内形成砂堵增加了流体流动阻力，另一方面由于砂的存在会对抽油设备造成严重的损害，甚至使得抽油设备工作失效。因此，为了恢复出砂油井的正常生产，必须采取措施来清除井筒中的固体砂粒。

通常采用的清砂方法有两种：

冲砂：通过冲管、油管或油套环空向井底注入高速流体冲散砂堵，由循环上返的液体将砂粒带到地面，以解除油水井砂堵的工艺措施，是目前广泛应用的清砂方法。

捞砂：用钢丝绳向井内下入专门的捞砂工具—捞砂筒，将井底积存的砂粒捞到地面上来的方法。一般适用于砂堵不严重、井浅、油层压力低或有漏失层等无法建立循环的油井。

**(1)冲砂液及冲砂方法**

冲砂的目的在于解除砂堵恢复油井、水井、气井正常生产。但是往往由于所用液体和冲砂方式选择不当，反而会引起冲砂液大量漏入油层造成油层损害或冲砂失败而影响生产。因此应当正确地选择冲砂液和冲砂方式。

**1)**冲砂液

冲砂液是指用于进行冲砂的液体。通常采用的冲砂液有油、水、乳状液等。为了防止对油层的损害，在液体中可加入表面活性剂。一般油井用原油，水井用淡水或盐水，低压井用混气冲砂液进行冲砂。

冲砂液的基本要求：①具有一定的粘度，以保证具有良好的携砂能力；②具有适宜的密度，以便形成适当的液柱压力防止井喷或防止因液柱压力过大产生漏失无法建立循环；③不损害油层；④来源广泛、价廉等。

**2)**冲砂方式

冲砂方式主要有正冲砂(冲管冲砂)、反冲砂、正反冲砂和联合冲砂等方式。

正冲砂是指冲砂液由冲砂管(或油管)泵入，被冲



图 8-12 联合冲砂管柱示意图

散的砂粒随冲砂液一起沿油套环空返至地面的冲砂方法。随着砂堵冲开程度增大，逐渐加深冲砂管。冲砂管不能下放过快，以免冲砂管插入砂中造成憋泵，在接单根或改罐等需要停止循环之前，必须进行较长时间的循环，以便把井筒内已冲起的砂粒带到地面，防止停止循环期间，这些砂粒沉降而造成卡堵管事故。为了增大液流对砂堵的冲击力，可在冲砂管下端装上收缩管或喷嘴。冲砂管下端做成斜尖形，有利于防止下放过快而引起的憋泵事故。

反冲砂是指冲砂液由油套环空泵入，被冲散的砂粒随冲砂液一起从油管返至地面的冲砂方法。

正冲砂冲击力大，易冲散砂堵，但因油套环空截面积大，液流上返速度小，携砂能力低，易在冲砂过程中发生卡管事故，要提高液流上返速度就必须提高冲砂液的用量。反冲砂冲击力小，但液流上返速度大，携砂能力强。

正反冲砂利用了正冲砂和反冲砂各自的优点，其工艺过程为先用正冲砂将砂堵冲散，使砂粒处于悬浮状态，再迅速改为反冲砂，将冲散的砂粒从油管内返出地面的冲砂方式。这种方式可迅速解除较紧密的砂堵，提高冲砂效率。采用正反冲砂方式时，地面相应配套有改换冲洗方式的总机关。

为了更充分地利用正反冲砂方式的优点，减少地面的操作，进一步提高冲砂效率，发展了联合冲砂方式。

联合冲砂是指冲砂管柱距底端一定距离处装有分流器，用以改变液流通道，冲砂液从油套环空进入井内，经分流器进入下部冲砂管冲开砂堵，被冲散的砂粒随同液体先从下部冲管与套管环空返至分流器后，便进入上部冲砂管内返至地面。联合冲砂管柱如图**8-12**所示。

这种冲砂方式可提高冲砂效率，既具有正冲砂冲击力大的优点，又具有反冲砂返液流速高、携带能力强的优点，同时又不需要改换冲洗方式的地面设备。

在冲砂过程中应注意中途不可停泵，以免冲起的砂粒沉降而卡住或堵死冲砂管；应尽量保持进出口液流量大致平衡，防止井喷或冲砂液向油层漏失而损害油层；应逐渐加大冲砂深度，不能太快或一次加深过多，以免使冲砂管插入砂体内发生砂堵、憋泵等事故。

**(2)冲砂水力计算**

冲砂过程中，为了使液流能够将全部的砂粒携带至地面，液流在井筒内的上升速度必须大于最大直径砂粒的自由沉降速度。

$$V_s = V_l - V_d \tag{8-1}$$

式中 $V_s$—冲砂时砂粒上升速度，**m/s**；

$V_l$—液体上返速度，**m/s**；

$V_d$—砂粒在静止冲砂液中的自由沉降速度，**m/s**。

根据玉门油田石英砂与水所做的实验表明，当$V_l / V_d \approx 1.6 \sim 1.7$时，砂粒在上升液流中呈悬浮状态，而当液流上升速度稍增加时，砂粒便开始上升，因而保证砂粒能被带到地面的做法是使$V_l \geq 2V_d$。所以保持砂粒上升的最低速度$V_{l\min} = 2V_d$，从而可计算出冲砂液的最低用量。

$$Q_{\min}=FV_{l\min} \tag{8-2}$$

式中 $Q_{\min}$—冲砂要求的最低冲砂液量，$m^3/s$；

$F$—冲砂液上返的流动截面积，$m^2$；

$V_{l\min}$—保持砂子上升所需要的最低液流速度，$m/s$。

在冲砂过程中，砂粒从井底上升到地面所需的时间为：

$$T=\frac{H}{V_s} \tag{8-3}$$

式中 $H$—井深，$m$；

$T$—砂粒从井底上升到地面所需的时间，$s$。

因此，为了提高冲砂速度应尽可能提高泵的排量，并减小液流上返时的过流面积，以保持高的液流上返速度，提高冲砂效率。

## 8.2 防蜡与清蜡

石油主要是由各种组分的烃(碳氢化合物)组成的多组分混合物溶液。各种组分的烃的相态随着其所处的状态(温度和压力等)不同而变化，呈现出液相、气液两相或气液固三相。其中的固相物质主要是含碳原子数为16到64的烷烃(即 $C_{16}H_{34}\sim C_{64}H_{130}$)，这种物质叫石蜡。

纯石蜡为白色，略带透明的结晶体，密度880～905kg/m³，熔点为49～60℃。在油藏条件下一般处于溶解状态，随着温度的降低其在原油中的溶解度降低，同时油越轻对蜡的溶解能力也越强。对于溶有一定量石蜡的原油，在开采过程中，随着温度、压力的降低和气体的析出，溶解的石蜡便以结晶析出、长大聚集和沉积在管壁等固相表面上，即出现所谓的结蜡现象。

油井结蜡一方面影响着流体举升的过流断面，增加了流动阻力；另一方面影响着抽油设备的正常工作。因此，防蜡和清蜡是含蜡原油开采中需要解决的重要问题。

### 8.2.1 油井防蜡机理

为了制定油田防蜡和清蜡等措施，必须充分了解影响结蜡的各种因素和掌握结蜡规律。通过对油井结蜡现象的观察和实验室对结蜡过程的研究，影响结蜡的主要因素包括四个方面，即：原油组成（包括蜡、胶质和沥青的含量）、油井的开采条件(如温度、压力、气油比和产量等)、原油中的杂质(泥、砂和水等)以及沉积表面的粗糙度和表面性质。

**(1)油井结蜡的过程**

1)当温度降至析蜡点以下时，蜡以结晶形式从原油中析出；

2)温度、压力继续降低和气体析出，结晶析出的蜡聚集长大形成蜡晶体；

3)蜡晶体沉积于管道和设备等的表面上。

从形成新相（石蜡晶体）所需要的能量角度来看，石蜡首先要在油流中的杂质及固体表面粗糙处形成，因为这样所需的能量小。

大量研究表明，当温度降低到某一值时，原油中溶解的蜡便开始析出，蜡开始析出

的温度称为蜡的初始结晶温度或析蜡点。

**(2)影响结蜡的因素**

**1)**原油的性质及含蜡量

油井结蜡的内在因素是因为原油中溶解有石蜡，在其它条件相同的前提下，原油中含蜡量越高，油井就越容易结蜡。另外，油井的结蜡与原油组分也有一定的关系。原油中所含轻质馏分越多，则蜡的初始结晶温度就越低，保持溶解状态的蜡就越多，即蜡不易出。实验证明，在同一含蜡量的原油中，含轻质成分少的原油，其中的蜡更容易析出。

**2)**原油中的胶质、沥青质

实验表明，随着胶质含量的增加，蜡的初始结晶温度降低。这是因为，胶质为表面活性物质，它可以吸附于石蜡结晶的表面，阻止结晶体的长大。沥青质是胶质的进一步聚合物，它不溶于油，而是以极小的颗粒分散于油中，可成为石蜡结晶的中心，对石蜡结晶起到良好的分散作用。根据观察，由于胶质、沥青质的存在，使蜡晶分散得均匀而致密，且与胶质结合的紧密。但有胶质、沥青质存在时，在壁管上沉积的蜡的强度将明显增加，而不易被油流冲走。因此原油中的胶质、沥青质对防蜡和清蜡既有有利的一面，也有不利的一面。

**3)**压力和溶解气

压力和溶解气对蜡的初始结晶温度的影响如图**8-13**所示。从图中可以看出，在压力高于饱和压力的条件下，压力降低时，原油不会脱气，蜡的初始结晶温度随压力的降低而降低**(B→A)**。

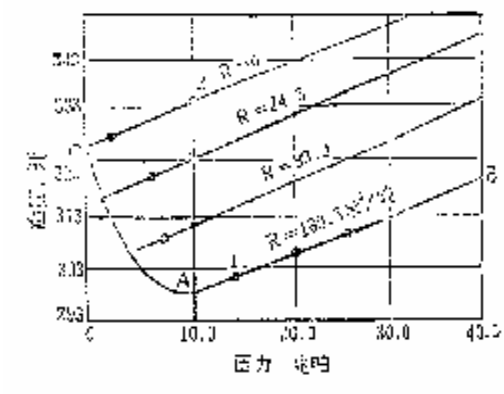



图**8-13**　蜡的初始结晶温度与压力、溶解气油比的关系曲线

曲线**1**－油层油；曲线**2**－脱气油；**R**－溶解气油比；
油层油饱和压力**9.8MPa**；含蜡量**4.51**%；含胶质**2.85**%

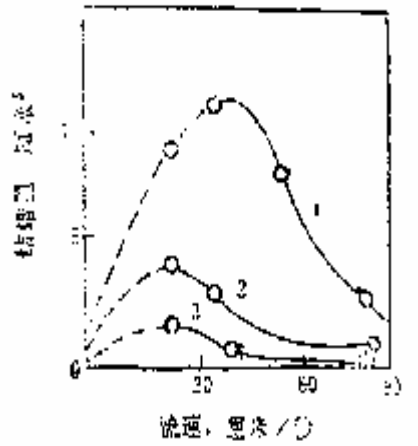



图**8-14**　流速与结蜡量的关系

**1**－钢管；**2,3**－塑料管

在压力低于饱和压力的条件下，由于压力降低时原油中的气体不断脱出，气体分离与膨胀均使原油温度降低，降低了原油对蜡的溶解能力，因而使蜡的初始结晶温度升高

**(A→C)**。

在采油过程中，原油从油层向地面流动，压力不断降低；在井筒中，由于油流与井筒及地层间的热交换，油流温度也降低；当压力降低到饱和压力时，便有气体脱出，降低了原油对蜡的溶解能力，使初始结晶温度提高，同时气体的膨胀，发生吸热过程，也促使油流温度降低，从而加重了蜡晶的析出和沉积。

**4)**原油中的水和机械杂质

原油中的水和机械杂质对蜡的初始结晶温度影响不大。但是原油中的细小砂粒及机械杂质将成为石蜡析出的结晶核心，而促使石蜡结晶的析出，加剧了结蜡过程。油井含水量增加，结蜡程度有所减轻其原因包括：一是水的比热大于油，故含水后可减少液流温度的降低；二是含水量增加后易在管壁形成连续水膜，不利于蜡沉积于管壁。

**5)**液流速度、管壁粗糙度及表面性质

油井生产实践证明，高产井结蜡情况没有低产井严重。这是因为在通常情况下，高产井的压力高、脱气少、蜡的初始结晶温度低；同时液流速度大，井筒流体流动过程过程中热损失小，从而使液流在井筒内保持较高的温度，蜡不易析出；另一方面由于液流流速高，对管壁的冲刷能力强，蜡不易沉积在管壁上。但是，随着流速的增大，单位时间内通过管道某位置的蜡量增加，加剧了结蜡过程，因此，液流速度对结蜡的影响有正反两个方面的作用，实验结果如图**8-14**所示。

由图**8-14**还可以看出，管材不同，结蜡量也不同。显然管壁越光滑，蜡越不容易沉积。根据有关表面性质对结蜡影响的研究，管壁表面的润湿性对结蜡有明显影响，表面亲水性越强越不易结蜡。

由于原油的组成比较复杂。上述只是目前相对清楚的影响油井结蜡的因素，对结蜡过程和机理的认识仍有待于进一步深化。

## 8.2.2 油井防蜡方法

根据人们的生产实践和对结蜡机理的认识，为了防止油井结蜡，可从三个方面着手：

**1)**阻止蜡晶的析出。在原油开采过程中，采用某些措施**(**如提高井筒流体的温度等**)**，使得油流温度高于蜡的初始结晶温度，从而阻止蜡晶的析出。

**2)**抑制石蜡结晶的聚集。在石蜡结晶已析出的情况下，控制蜡晶长大和聚集的过程。如在含蜡原油中加入防止和减少石蜡聚集的某些化学剂—抑制剂，使蜡晶处于分散状态而不会大量聚集。

**3)**创造不利于石蜡沉积的条件。如提高表面光滑度、改善表面润湿性、提高井筒流体速度等。

具体防蜡方法有以下几种：

**(1)油管内衬和涂层防蜡**

这类方法的防蜡作用主要是通过表面光滑和改善管壁表面的润湿性，使蜡不易在表面上沉积，以达到防蜡的目的。应用比较多的是玻璃衬里油管及涂料油管。

玻璃衬里油管就是在油管内壁衬上由 $SiO_2$、$Na_2O$、$CaO$、$Al_2O_3$、$B_2O_3$ 等氧化物烧结而成的玻璃衬里。因其表面被羟基化而具有憎油亲水特性。玻璃衬里的厚度为**0.5**～

1.0mm。其防蜡原理是：利用玻璃衬里油管表面具有亲水憎油特性，原油含水的情况下，管壁被水优先润湿形成一层水膜，使蜡不易附着而被液流携走；同时，玻璃表面十分光滑，不利于蜡的沉积；玻璃具有良好的绝热性能，使井筒流体的温度不易散失，从而减少了蜡的析出。实践证明：这种防蜡方法在含水油井有一定的效果，但在低产井，不含水油井、稠油井应用效果差，为防止玻璃衬里被腐蚀，不应与含有氢氟酸的介质接触。

涂料油管就是在油管内壁涂一层固化后表面光滑且亲水性强的物质，其防蜡原理与玻璃衬里油管相似。目前这类物质的研究很广，最早使用的是普通清漆，但由于其在管壁上粘合强度低，效果差而逐渐被淘汰。目前应用较多的是聚氨基甲酸酯类的涂料。涂料油管有一定的防蜡效果，特别是新油管效果较好，使用一段时间后，由于表面蜡清除不净，以及石油中活性物质可使管壁表面性质发生变化而失去防蜡效果。涂料油管主要用于自喷井防蜡和注水井防腐。

**(2)化学防蜡**

化学防蜡是通过向井筒中加入液体化学防蜡剂或在抽油泵下的油管中连接上装有固体化学防蜡剂的短节，防蜡剂在井筒流体中溶解混合后达到防蜡目的。防蜡剂主要有活性剂型和高分子型两大类。

活性剂型防蜡剂通过在蜡结晶表面上的吸附，蜡表面形成一个不利于石蜡继续长大的极性表面，使蜡晶以微粒状态分散在油中，被油流带走。活性剂型防蜡剂还可吸附于固体表面上形成极性表面，阻止石蜡的沉积。常用的活性剂型防蜡剂有磺酸盐型活性剂(如石油磺酸钠、石油苯磺酸钠等)、胺型活性剂(如尼凡丁-18等)、季胺盐型活性剂(如DTC、OTC等)、平平加型活性剂(如平平加A-20、平平加O-20等)、OP型活性剂(如OP-10等)、聚醚型活性剂(如2067、2069、2070、2071、AE1910等)以及吐温型活性剂(如吐温20、吐温60、吐温80、吐温81、吐温85等)。

高分子型防蜡剂都是油溶性的，具有石蜡结构链节的支链线性高分子，在浓度很小的情况下能够形成遍及整个原油的网状结构，而石蜡就可在这网状结构上析出，因而彼此分散，不能聚集长大，也不易在固体表面沉积，而易被液流带走。这类防蜡剂主要有聚乙烯、聚异丁烯、聚丙烯等。

**(3)磁防蜡技术**

磁防蜡技术的基本原理：原油通过强磁防蜡器时，石蜡分子在磁场作用下定向排列作有序流动，克服了石蜡分子之间的作用力，不能按结晶的要求形成石蜡晶体；对于已形成蜡晶的微粒通过磁场后，石蜡晶体细小分散，并且有效地削弱了蜡晶之间、蜡晶与胶体分子之间的粘附力，抑制了蜡晶的聚集长大。另外，磁场处理后还能改变井筒中结蜡状态，使蜡质变软，易于清除。

磁防蜡技术虽已在油田应用，但其作用机理及如何提高其效果仍需进一步研究。

### 8.2.3 油井清蜡方法

在含蜡原油的开采过程中，虽然可采用各类防蜡方法，但油井仍不可避免地存在有蜡沉积的问题，蜡沉积严重地影响着油井正常生产，所以必须采取措施将其清除。

目前油井常用的清蜡方法根据其清蜡原理可分为机械清蜡和热力清蜡两类。

**(1)机械清蜡**

机械清蜡是指用专门工具刮除油管壁上的蜡，并靠液流将蜡带至地面的清蜡方法。在自喷井中采用的清蜡工具主要有刮蜡片和清蜡钻头等。一般情况下采用刮蜡片；但如果结蜡很严重，则用清蜡钻头；结蜡虽很严重，但尚未堵死时用麻花钻头；如已堵死或蜡质坚硬则用矛刺钻头。

自喷井的机械清蜡是利用地面绞车，绕在绞车滚筒上的钢丝穿过滑轮后将清蜡工具经防喷管下到油管中，并在油管结蜡部位上下活动，将蜡沉积刮除，由液流携带出井筒。

有杆抽油井的机械清蜡是利用安装在抽油杆上的活动刮蜡器清除油管和抽油杆上的蜡。油田常用尼龙刮蜡器，在抽油杆相距一定距离(一般为冲程长度的$\frac{1}{2}$)两端固定限位器，在两限位器间安装尼龙刮蜡器。抽油杆带着尼龙刮蜡器在油管中往复运动，上半冲程刮蜡器在抽油杆上滑动，刮掉抽油杆上的蜡；下半冲程由于限位器的作用，抽油杆带动刮蜡器刮掉油管上的蜡。同时油流通过尼龙刮蜡器的倾斜开口和齿槽，推动刮蜡器缓慢旋转，提高刮蜡效果，由于通过刮蜡器的油流速度加快，使刮下来的蜡易被油流带走，而不会造成淤积堵塞。

**(2)热力清蜡**

热力清蜡是利用热能提高液流和沉积表面的温度，熔化沉积于井筒中的蜡。根据提高温度的方式不同可分为热流体循环清蜡、电热清蜡和热化学清蜡三种方法。

**1)**热流体循环清蜡法

热流体循环清蜡法的热载体是在地面加热后的流体物质，如水或油等，通过热流体在井筒中的循环传热给井筒流体，提高井筒流体的温度，使得蜡沉积熔化后再溶于原油中，从而达到清蜡的目的。根据循环通道的不同，可分为开式热流体循环、闭式热流体循环、空心抽油杆开式热流体循环和空心抽油杆闭式热流体循环四种方式。

热流体循环清蜡时，应选择比热大、溶蜡能力强、经济、来源广泛的介质，一般采用原油、地层水、活性水、清水及蒸汽等，为了保证清蜡效果，介质必须具备足够高的温度。在清蜡过程中，介质的温度应逐步提高，开始时温度不宜太高，以免油管上部熔化的蜡块流到下部堵塞介质循环通道而造成失败。另外，还应防止介质漏入油层造成堵塞。

**2)**电热清蜡法

电热清蜡法是把热电缆随油管下入井筒中或采用电加热抽油杆，接通电源后，电缆或电热杆放出热量即可提高液流和井筒设备的温度，熔化沉积的石蜡，从而达到清防蜡的作用。

**3)**热化学清蜡法

为清除井底或井筒附近油层内部沉积的蜡，曾采用了热化学清蜡方法，它是利用化学反应产生的热能来清除蜡堵。例如氢氧化钠、铝、镁与盐酸作用产生大量的热能。

$NaOH+HCl=NaCl+H_2O+23.7$千卡

$Mg+2HCl=MgCl_2+H_2\uparrow+110.2$千卡

$2Al+6HCl=2AlCl_3+3H_2\uparrow+126$千卡

一般认为用这种方法产生的热能来清蜡很不经济，且效率不高。因此，很少单独使

用，它常与酸处理联合使用，以作为油井的一种增产措施。

## 8.3 油井堵水

油井出水是油田开发中后期遇到的普遍现象，特别是水驱油田，油井出水是不可避免的现象。油层的非均质性以及开发方案和开采措施不当等原因，会使水的推进不均匀，造成个别井层过早水淹和油田综合含水的迅速上升，而降低产量和采收率。因此在油田开发过程中，必须及时注意油井出水动向，利用各种找水方法，确定出水层位，采取相应的堵水措施。

### 8.3.1 油井出水原因及找水技术

**(1)油井出水来源**

油井出水按其来源可分为注入水、边水、底水及上、下层水和夹层水。

**1)**注入水及边水

由于油层的非均质性及开采方式不当，使注入水及边水沿高渗透层及高渗透区不均匀推进，在纵向上形成单层突进，在横向上形成舌进，使油井过早水淹。

**2)**底水

当油田有底水时，由于油井生产在油层中造成的压力差，破坏了由于重力作用所建立起来的油水平衡关系，使原来的油水界面在靠近井底处呈锥形升高，即所谓的“底水锥进”现象。结果在油井井底附近造成水淹，含水上升，产油量下降。

注入水、边水和底水在油藏中虽然处于不同的位置，但它们都与要生产的原油在同一层中，可统称为“同层水”。“同层水”进入油井，造成油井出水是不可避免的，但要求缓出水、少出水，所以必须采取控制和必要的封堵措施。

**3)**上层水、下层水及夹层水

它们是从油层以外来的水，往往是由于固井质量不高、套管损坏或误射水层造成的，这些水在可能的条件下均应采取水层封堵措施。

**(2)油井防水措施**

对付油井出水，应以防为主，防堵结合，综合处理，概括起来有以下三个方面的措施：

**1)**制订合理的油藏工程方案，合理部署井网和划分注采系统，建立合理的注、采井工作制度和采取工程措施以控制油水边界均匀推进。

**2)**提高固井和完井质量，以保证油井的封闭条件，防止油层与水层串通。

**3)**加强油水井日常管理、分析，及时调整分层注采强度，保持均衡开采。

**(3)油井找水技术**

找水是指油气井出水后，通过各种方法确定出水层位和流量的工作。

在油田开发过程中，油井不正常出水是难以完全避免的。发现油井出水后，首先必须通过各种途径确定出水层位，而后才能采取必要的技术措施。目前确定出水层位有以下几种方法。

**1)**综合对比资料判断出水层位

对出水井的地质情况(如井身结构、开采层位、各层油水井连通情况、各层渗透率和断层以及边水、底水、夹层水的情况等)进行仔细研究，对采油动态资料（产量、压力、生产气油比、含水、水质分析、注水情况等）进行综合分析、对比，判断出水层位。水质资料是确定产出水是来自地层水还是注入水的主要依据，而结合小层平面图及油水井连通图和注采井生产情况则可推断可能的出水层位，这是一种结合静、动态资料判断出水层位的间接方法，还需同其它方法配合才能最后确定出水层位。

**2)**水化学分析法

水化学分析法是利用产出水的化验分析结果来判断其为地层水或注入水的方法。该方法主要是依靠地层水和注入水在组成上的明显不同进行判断。地层水一般具有高矿化度，或含有硫化氢及二氧化碳等特点。不同深度的地层水，其矿化度和水型也不同。有的油田发现：地层越深，地层水矿化度越高，这有助于根据矿化度来判断油井出水是上部的地层水还是下部的地层水。

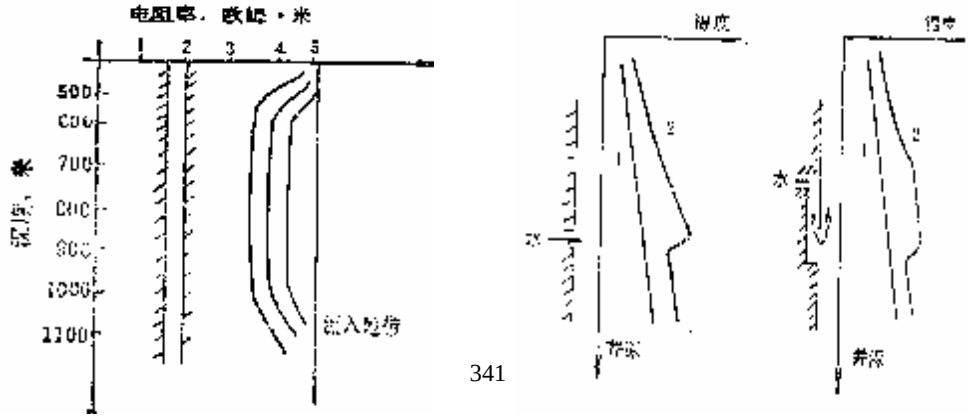
**3)**根据地球物理资料判断出水层位

目前应用的有：流体电阻测定法、井温测量法和放射性同位素法。

①流体电阻测定法：根据不同矿化度的水具有不同的导电性(即电阻率不同)，利用电阻计测出油井中流体电阻率变化曲线，从而确定出水层位的方法。其测定步骤大致为：先往井内注入一种与井内水具有不同含盐量的水，进行循环洗井将井内原有液体循环干净，然后测量井内流体电阻率分布，得到一条控制电阻率曲线。再将液面抽汲到一定深度后进行一次测量，抽汲量的大小取决于外来水量的大小。这样交错进行，抽汲一段，测量一次，直到发现外来水为止。图 **8-15** 是注入井内的水的电阻率大于地层水电阻率时测得的曲线。从曲线上可明显看出电阻率曲线发生突变处即为出水位置。

这种测量方法设备比较简单，但找水工艺比较复杂，需要多次进行抽汲提捞和测井工作。该方法不适用于高压水层，对于高渗透水层，由于地层水在降压过程中大量流出和在井筒中大量扩散，使根据电阻率曲线突变确定的上、下限与实际出水层位不符。在因套管损坏而出水的井中，只能测出套管损坏的位置，而测不出实际出水层位。因此，这种方法的应用范围受到很大限制。

②井温测量法：利用地层水具有较高温度的特点来确定出水层位的方法。测量井温的过程同电阻测定法相似。先用均质流体冲洗井筒使整个井筒内的液柱温度分布稳定后，测量井内温度分布曲线(控制曲线)，然后降低液面使地层水进入井内，一直达到测出温差为止。降低液面后所测井温曲线发生突变的部位便是外来水(地层水)进入井内的



位置(图 8-16a)。如果套管破裂的地方与出水层不重合时，流体要在套管外流动一段距离，由于套管外液体与井内液体的热交换，所以温度曲线上有一段较平稳的高温显示(图 8-16b)。由于水的比热大于油的比热，在出水层往往有高温异常显示，因此，也可利用直接测得的井温曲线来判断出水层位，但要求井温仪必须有较高的灵敏度。

图 8-15 电阻率曲线

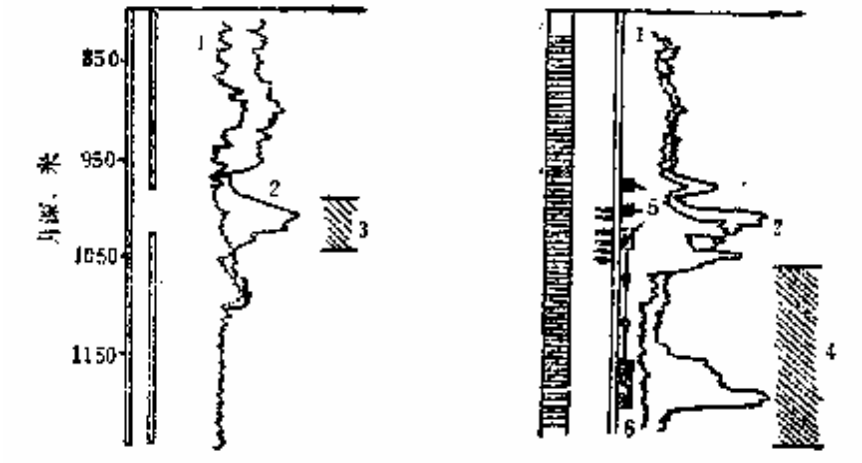
图 8-16 井温曲线找水示意图

a-无管外窜槽的情况;b-有管外窜槽的情况

1—控制曲线；2—降低液面后测得的曲线

③放射性同位素法：向井内注入同位素液体人为提高出水层段的放射性强度来判断出水层位的找水方法。根据注同位素液体前后测得的放射性曲线来鉴别出水层位。其步骤是:先测井内自然放射性曲线(图 8-17 曲线 1),再往井内注入一定数量含同位素的液体(一般 1.5～3 米 $^3$)，并用清水将其替入地层；洗井后，再测放射性曲线(图 8-17 曲线 2)。对比前后两次测得的曲线，如后测曲线在某处放射性强度异常剧增，说明套管在该处吸收了放射性液体。根据此异常，结合射孔资料，便可确定套管破裂位置及与套管破裂位置连通的渗透地层。

用这种方法来追踪套管破裂和套管外液流窜通，一般会得到很好的效果。但是，在确定夹层水或水淹层位时，则受到限制。为此，往往采用相渗透法及次生活化钠法。




(a) (b)

图 8-17 放射性同位素法测套管破裂及管外窜流

a—套管破裂；b—管外窜流

1—注同位素前曲线；2—注同位素后的曲线；3—套管破裂位置；

4—管外窜通段；5—含油层；6—出水层

相渗透法是建立在油、水层对油和水具有不同相渗透率的基础上。施工时将含有同位素的油和水两次分别挤入井内。每挤完一次，测一次放射性曲线。水层对同位素水吸收量大，对同位素油吸收量少；而油层对同位素油吸收量大，对同位素水吸收量少。因此将分别测得的两次同位素测井曲线进行对比便可判断油水层。图 8-18 为老君庙油田

某井利用相渗透法测得的曲线。由图看出：$L_3$层挤入的同位素油很少，而挤入同位素水后曲线增幅很大，因此为水层；$L_{2-3}$层挤油时增幅较大，挤水后增幅小，为油层显示；$L^3_{1-2}$显示为油水同层。

次生活化钠法也是一种放射性测井方法。它是利用油层和水层钠离子($Na^+$)含量的明显不同(通常油层中$Na^+$是水层的 1/10～1/3)来判断油、水层。测定地层中$Na^+$含量的方法是利用中子源照射所测地层，使地层中$Na^+$变成活化钠$Na^{24}$，它衰变后将放出γ射线，含钠量越多，放出的γ射线强度越大。因此，可以利用放射性仪器测γ射线的强度来判断含钠量的多少，进而判断油、水层。为了消除井内泥浆、套管和地层中所含其它元素(铝、硅等)放出的γ射线的干扰，可在中子源照射后等超过干扰元素放射性同位素半衰期，而$Na^{24}$的半衰期之前(如等 10～15 小时左右)测γ射线。这种方法不适于淡水层和含盐量低的水层，而相渗透法却不受地层水中含盐量的限制。

上述各种地球物理测井找水的方法，各有自己的应用条件，也各有优缺点。在实际找水工作中要根据油井的具体条件来选择所使用的方法，往往需要用两种或两种以上方法相互补充，才能较准确的确定出水层位。

**4)**机械法找水

①压木塞法：对套管有一处损坏引起的出水油井，将木塞放在套管内，然后注入液体挤压木塞下行，最后木塞停留位置正好是套管损坏的位置。

②封隔器找水：利用封隔器将各层分开，然后分层求产，找出出水层位的方法。这种方法工艺比较简单，能准确确定出水层位，但施工时间长，在窜槽井上，必须封窜后才能应用。在油、水层之间的夹层很薄的层中则无法确定油、水层。

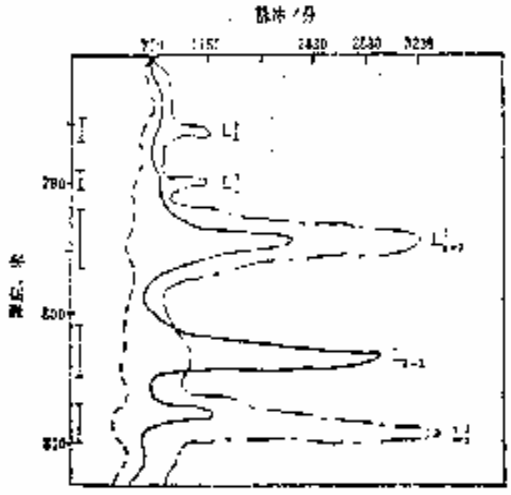


图 8-18　相渗透法划分油水层曲线

…… 基线；——　放射性油线；
放射性水线；I 射孔井段

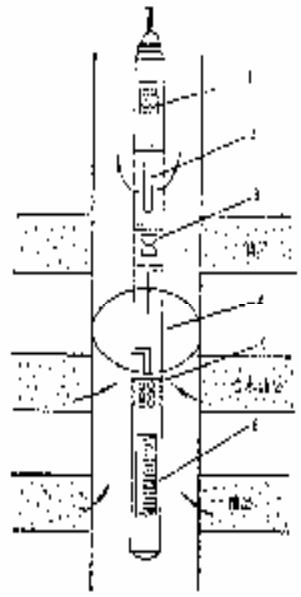


图 8-19　找水仪找水示意图

1－电子线路；2－电容含水比例计；
3－涡轮流量计；4－皮球集流器；

5—进液孔；6—泵阀

5)找水仪找水

找水仪找水是指在油井正常生产的情况下，下入专门仪器—找水仪，不停产确定主要出水层位和流量的找水方法。

找水仪主要由电磁振动泵、注排换向阀、皮球集流器、涡轮流量计、油水比例计等几部分组成。

为了测准油井的液体产量，必须使液流全部从仪器内部通过，因此，必须有一个集流装置。集流器的收拢和胀开是由仪器内部的电磁振动泵和换向阀来控制的。当仪器下到预定位置后，电磁振动泵开始工作，用井内原油将皮球打胀，密封仪器和套管的环形空间，使液流全部由仪器内部通过。流动的液流冲动涡轮流量计的涡轮转动。由地面仪器记录涡轮转动频率，从而得知该层油和水的总液量，如图 **8-19** 所示。

油水比例计是利用油和水的导电性相差很大的原理来区别油样中含水量多少的。它由电容探头及井下测量电子线路组成。它可以将含水量的变化转换成电容大小的变化，再由电子线路转换成直流电位差的变化，通过电缆传送到地面，由二次仪表记录出直流电位差的数值。根据记录的直流电位差值确定所测层位的持水率。

## 8.3.2 油井封堵水技术

(1)封隔器卡封高含水层（机械堵水）

注水开发的多层非均质油藏，由于层间差异大，尽管在注水井上采取了分注或调剖措施，然而总难以避免个别层过早水淹，使油井含水迅速升高。为了降低油井含水，减少层间干扰，提高油井产量，可采用封隔器卡封高含水层，使其停止工作。已用于现场、技术又比较成熟的机械堵水管柱结构有两大类：一是自喷井堵水管柱，由油管、配产器和封[illegible]械采油井堵水管柱，一般采用丢手管柱结构，所用井[illegible](图 **8-21**)。封[illegible]卡封层[illegible]含水的作用。

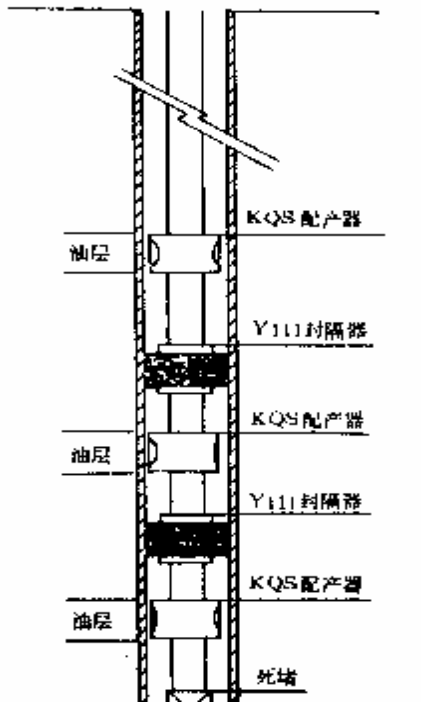
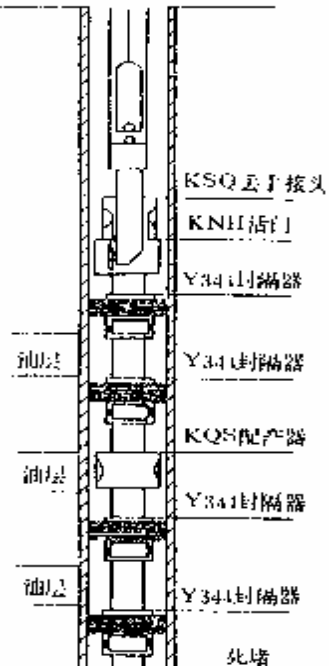



图 **8-**



**(2)油井化学堵水**

化学堵水技术是用化学剂控制油气井出水量和封堵出水层的方法。

根据化学剂对油层和水层的堵塞作用，化学堵水可分为非选择性堵水和选择性堵水。

**1)**非选择性堵水技术

非选择性堵水是指在油井上采用适当的工艺措施分隔油水层，并用堵剂堵塞出水层的化学堵水方法。

①水泥浆封堵

水泥是一种非选择性堵剂，利用它凝固后的不透水性进行封堵。通常用于打水泥塞封下层水；挤入窜槽井段堵窜槽水，或挤入水层堵水。

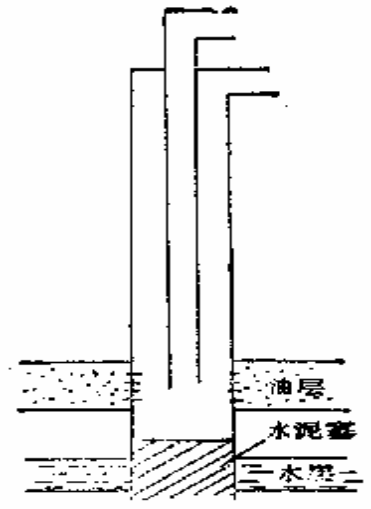



图 **8-22** 水泥塞封下层水示意图

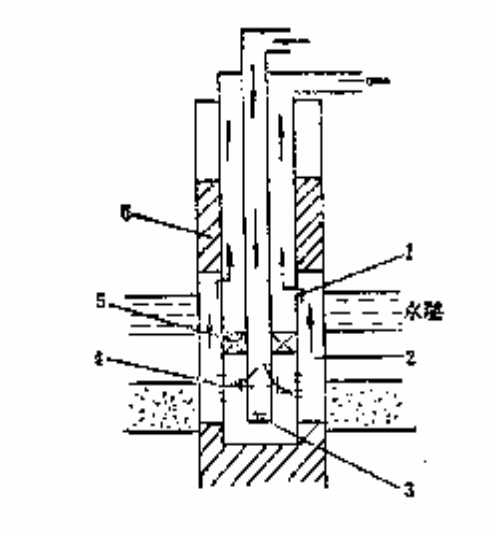



图 **8-23** 单封隔器封窜示意图

**1-**补射孔眼；**2-**窜槽井段；**3-**循环凡尔；**4-**定压凡尔；**5-**封隔器；**6-**水泥环

水泥塞封水就是为了封住已射开的下层水。用水泥车将地面配好的水泥浆循环至井内预计位置，在预定井段形成一个水泥塞，以堵住欲封层位，如图 **8-22** 所示。

用水泥浆挤入窜槽井段封堵外来水时，通常采用局部循环法。图 **8-23** 所示为油层与上部水层井段窜槽的循环封窜示意图。它先在窜槽段上部补孔，以建立循环通路，封隔器下至油层和补孔段之间。先冲洗窜槽段，而后将水泥浆循环至窜槽段。稍留一定时间后将封隔器上提到补孔段以上，返洗出多余的水泥浆，再起出 **1～2** 根油管，候凝 **48** 小时。

在封堵作业中要求水泥浆具有良好的流动性、悬浮性、触变性及一定的凝固时间和固化后有足够的强度。这些性能与使用水泥浆的密度有关。一般使用的密度是在 **1600～1900kg/m³** 之间，具体数值需根据施工目的和条件，通过室内试验来确定。为了改善水

泥浆性能，可加入各种添加剂，例如加入干水泥量的 1～1.5%的亚硫酸酒精废液做缓凝剂，可将初凝时间延长五倍左右；加 1～2%的氯化钙做速凝剂时，可使凝固时间缩短 $\frac{1}{3}\sim\frac{1}{2}$。

采用水泥浆挤入水层时，如果油、水层交错，在工艺上无法确保油水层分隔开的情况下，将会堵塞油层。为此，可用油基水泥浆代替普通水泥浆。

油基水泥浆就是以油做基液，将水泥颗粒分散悬浮于其中。挤入水层后，油被水替置而使水泥固化；如果挤入油层(不含水)，因为不固化，施工后可从油层返出。所以油基水泥也具有一定的选择性，但选择性不高，因为只要少量水与它混合就会大大改变其流动性，从而影响渗透率。

为改善油基水泥浆性能可加入的活性剂有：油酸铵、油酸钠、十二烷基磺酸钠、聚氧乙烯辛基苯酚醚-7 等。

由于水泥颗粒不易挤入地层孔道，因而用挤入水泥的方法堵水时封堵强度不高，成功率低，有效期短。

②树脂封堵

将液体树脂挤入水层，在固化剂的作用下，成为具有一定强度的固态树脂而堵塞孔隙，以达到封堵目的。

酚醛树脂堵水：将氢氧化钠作触媒的市售 219#酚醛树脂(20℃时粘度为 150～200mPa.s)，按一定比例加入固化剂—草酸，混合均匀加热到预定温度，至草酸完全溶解树脂为止。然后挤入水层，便可形成坚固的不透水屏障。树脂与固化剂的比例及加温的温度需通过室内试验来确定。

糠醇树脂堵水：糠醇是一种琥珀色液体，沸点为 174.7℃，熔点为-15℃，密度为 1130 kg/m$^3$，在 20℃时粘度为 5mPa·s。存在酸时，糠醇本身进行缩合反应生成坚固的热固性树脂。

糠醇树脂堵水是先将酸液(80%的磷酸)打入欲封堵的水层，后泵入糠醇溶液，中间加隔离液(柴油)以防止酸与糠醇在井筒内接触。当酸与糠醇在地层与水混合后，便产生剧烈的放热反应，生成坚硬的热固性树脂，堵塞岩石孔隙。

用树脂堵水有易挤入地层、封堵强度大、效果好等优点，但存在成本高、施工麻烦等问题。

③硅酸钙堵水

利用密度为 1500～1610kg/m$^3$的水玻璃($Na_2SiO_3$)和密度为 1300～1500kg/m$^3$的氯化钙溶液，中间以柴油隔离，依次挤入地层，使水玻璃与氯化钙在地层内相遇，则生成白色硅酸钙沉淀，堵塞地层孔隙。其反应如下：

$$Na_2SiO_3+CaCl_2\rightarrow 2NaCl+CaSiO_3\downarrow$$

水玻璃与氯化钙的比例约为 1:1，总用量可根据水层厚度、孔隙度及挤入半径来确定。一般挤入半径取 1.5～2m 即可见效。挤入程序为：1/2 氯化钙溶液(浓度 70～80%)→柴油隔离液(0.4m$^3$左右)→水玻璃(留 1m$^3$)→柴油隔离液(0.3m$^3$)→1/2 氯化钙溶液→柴油隔离液→1m$^3$水玻璃→顶替清水。顶替完后需大排量洗井到井口不再返出封堵剂为止，上提油管至油层以上 40m，关井反应 48 小时即可开井。

这种封堵剂来源广、成本低，施工安全简便，封堵效果较好，但在施工中必须采取有效保护油层的措施，否则会堵塞油层。

**2)**选择性堵水

选择性堵水是指通过油井向生产层注入适当的化学剂堵塞水层或改变油、水、岩石之间的界面张力，降低油水同层的水相渗透率，而不堵塞油层或对油相渗透率影响的较少的化学堵水方法。

①部分水解聚丙烯酰胺

由于出水层的含水饱和度较高，因而部分水解聚丙烯酰胺可以较容易的进入出水层。在出水层中，部分水解聚丙烯酰胺中的酰胺基—$CONH_2$和羧基—COOH可通过氢键吸附在砂岩的羟基表面，而不吸附部分则留在空间堵塞出水层。进入油层的部分水解聚丙烯酰胺，由于砂岩表面为油所覆盖，所以在油层不发生吸附，不堵塞油层。

在油水两相流动的孔道中部分水解聚丙烯酰胺有只堵水不堵油的作用，这是因为部分水解聚丙烯酰胺上的亲水基因(特别是能解离从而使链节带负电而产生静电斥力的—COONa)，使留在空间的不吸附部分向水中伸展，因而对水有较大的流动阻力，起到堵水作用；但当油通过吸附部分水解聚丙烯胺的孔道时，由于其不亲油，所以分子不能在油中伸展，因此对油的流动阻力很小。

类似于部分水解聚丙烯酰胺的选择性堵水剂有部分水解聚丙烯脂，其堵水原理与部分水解聚丙烯酰胺基本相同，因它们有基本相同的结构。

为了得到较好的处理效果，在施工中应该注意三个方面的问题：

一是注入速度应根据注入剪切试验确定。注入速度高会造成分子长链结构的破坏，聚丙烯酰胺被降解。特别是对射孔完成的井，由于孔眼面积小，更要控制注入速度，而且处理时压力太高将使聚丙烯酰胺溶液转移到低渗透带和可能侵入含油带，因此要控制注入速度和井口压力的上升。

二是保证有足够的注入量，以使聚丙烯酰胺进入地层的一定深度处，延长处理有效时间；

三是开始先注入较低浓度的聚丙烯酰胺溶液，然后逐步提高浓度直到受注入能力限制或井口压力达到规定压力为止。这样使得开始浓度低，粘度小易于注入，而在近井底地带附近浓度高，使聚丙烯酰胺返出量减少。

②泡沫

由于泡沫是气体分散在水中所形成的分散体系，它的分散介质是水，所以它也是优先进入出水层。在出水层中，泡沫是通过气阻效应(即贾敏效应)的叠加产生堵塞。

泡沫也会进入油层，但泡沫在油层中是不稳定的。由于油－水界面张力远小于水－气界面张力，所以当油－水界面、水－气界面共存时，按界面能趋于减小的规律，活性剂将大量由水－气界面转到油－水界面，引起泡沫的破坏，所以进入油层的泡沫，将不堵塞油层。

泡沫的堵水效果取决于泡沫的稳定性。为了提高泡沫的稳定性，除了选择起泡剂外，还可加入稳定性。例如钠羧甲基纤维素、聚乙烯醇、聚丙烯酰胺、部分水解聚丙烯酰胺等水溶性高分子都可作为稳定剂。这些高分子主要通过增加水的粘度，增加气泡合并的阻力来提高泡沫的稳定性。

③松香酸钠(即松香酸钠皂或松香钠皂)

松香酸钠是由松香(含 80～90%松香酸)与碳酸钠(或烧碱)反应生成，由于松香酸钠可与钙、镁离子反应，生成不溶于水的松香酸钙、松香酸镁沉淀，所以松香酸钠适用于水中钙、镁离子含量较大(例如大于 1000mg/l)的油井堵水。而出油层不含钙、镁离子，所以不发生堵塞。

除松香酸钠外，还可用环烷酸钠、脂肪酸钠(如硬脂酸钠、油酸钠)选择性地封堵钙、镁离子含量高的出水层。

④松香二聚物的醇溶液

松香可在硫酸作用下进行聚合，生成松香二聚物。由于松香二聚物易溶于低分子醇(如甲醇、乙醇、正丙醇、异丙醇等)而难溶于水，所以当松香二聚物的醇溶液与水相遇，水即溶于醇中，减少了它对松香二聚物的溶解度，使松香二聚物饱和析出。由于松香二聚物软化点较高(至少 100℃)，所以松香二聚物析出以后是以固体状态存在，对于水层有较高的封堵能力。

松香二聚物的醇溶液中，松香二聚物的含量在 40～60%(重量)范围，含量太大，则粘度太高；含量太小，则堵水效果不好。每米地层厚度用量为 $1m^3$ 左右。

⑤烃基卤代甲硅烷

烃基卤代甲硅烷可用通式 $R_nSiX_{4-n}$ 表示，式中 $R$ 表示烃基，$X$ 表示卤素(F、Cl、Br、I)，$n$ 为 1～3 整数。如二甲基二氯甲硅烷。烃基卤代甲硅烷有两个重要性质决定其有堵水的选择性。

一是它可与砂岩表面的羟基反应，从而使砂岩表面憎水化。由于出水层的砂岩表面由亲水反转为亲油，增加了水的流动阻力，因而减少了油井出水。

二是它可与水反应，生成相应的硅醇，而硅醇中的多元醇易缩聚，生成聚硅醇，封堵出水层。

由于烃基卤代甲硅烷是油溶性的，所以它们可配成油溶液使用。

⑥聚氨基甲酸酯

它是多羟基化合物与多异氰酸酯聚合而成。在聚合时，只要保持异氰酸基(—NCO)的数量超过羟基(—OH)的数量，就可得到作为选择性堵水剂用的聚氨基甲酸酯。其具有选择性作用是因为过剩的异氰酸基遇水即发生一系列反应，生成氨基并放出二氧化碳。所产生的氨基可继续与异氰酸基作用，生成脲键，脲键上还有活泼氢，它们还可以与其它未反应的异氰酸基反应，从而使原来可流动的线型的聚氨基甲酸酯，最后变成不流动的体型聚氨基甲酸酯，将出水层堵住，而在油层，由于没有上述反应，所以不堵塞油层。

⑦活性稠油

该方法是将加入表面活性剂的稠油挤入出水层，一方面可提高井底附近地带的含油饱和度，使油相渗透率提高，水相渗透率降低；另一方面稠油中的活性剂使活性油遇水后形成性能比较稳定的油包水型乳状液，以增大对水流的阻力。因活性油与地层原油为同相，不会形成阻止油流的阻碍物。

**(3)底水封堵技术**

为了防止和减少底水锥进，广泛采用的方法是在靠近油水界面的上部以一定的工艺措施注入封堵剂，在井底附近形成“人工隔板”，即采用人工隔板法堵水。所用的封堵

剂有树脂、硅酸钙、硅酸溶胶、稠油、油基水泥等。

建立隔板的方法如图 **8-24** 所示。首先在需要建立隔板的位置(油水界面以上 **1**～**1.5m**)处加密射孔(补孔)，向井内下入封隔器，将油管与套管环形空间分开。从油管注入封堵剂，通过补孔的地方进入油层下部，在井底附近建立人工隔板，同时要从油套管环形空间注入平衡油，使封堵剂不致上升到油层上部形成堵塞。

由于距井底越近，锥进越厉害，可用强度较大的封堵剂(如用树脂)；距井越远，锥进越少，可用便于向油层深处挤入的弱强度封堵剂(如用稠油)；中间可用硅酸溶胶等封堵剂。这就是所谓建立混合隔板堵水技术，如图 **8-25** 所示。

当用油基水泥作人工隔板时，需要采用选择性压裂的方法在欲建立隔板的位置形成裂缝，将水泥浆挤入裂缝，在井底形成比较大的人工隔板。该方法只适用于压裂形成水平裂缝的底水油藏。

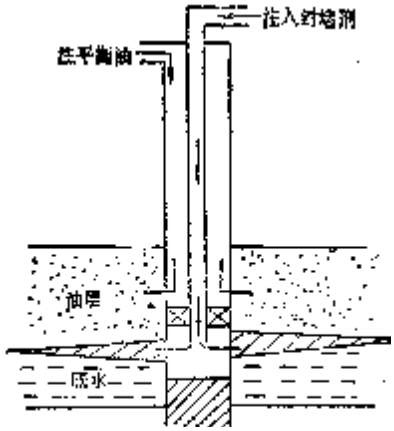



图 **8-24** 建立隔板示意图

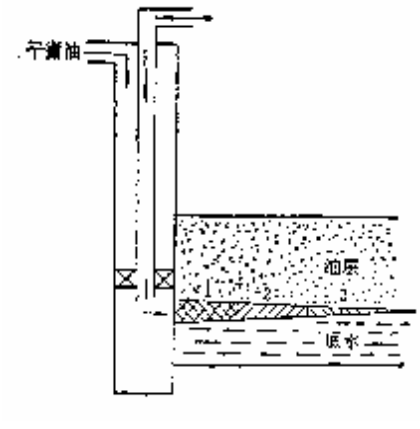



图 **8-25** 建立混合隔板示意图

**1**-树脂；**2**-硅酸溶液；**3**-稠油

油井出水原因不同，采取的封堵方法也就不同。一般对于外来水，或者水淹后不再准备生产的水淹油层，在搞清出水层位并有可能与油层封隔开时，采用非选择性堵剂(如水泥、树脂等)堵死出水层位；不具备与油层封隔开的条件时，采用具有一定选择性的堵剂(如油基水泥等)进行封堵。对于同层水(边水和注入水)普遍采用选择性堵水剂进行堵水；为了控制个别水淹层的含水，消除合采时的层间干扰，大多采用封隔器来暂时封住高含水层。对于底水，在有条件的情况下则采用在井底附近油水界面处建立隔板，以阻止底水锥进。

## 8.4 稠油及高凝油开采技术

在我国，稠油和高凝油分布广、储量大。稠油流动性差，一方面原油粘度高，油层渗流阻力过大，使得原油不能从油层流入井筒；另一方面即使原油能够流到井底，在从井底向井口的流动过程中，由于降压脱气和散热降温而使原油粘度进一步增加；在高凝

油的开发过程中，当原油温度低于凝固点以下时其流动性很差，油井无法正常生产。

### 8.4.1 稠油及高凝油开采特征

**(1)稠油的基本特点**

稠油是指粘度大的原油，重油是指密度大的原油，其粘度也大，因此稠油也就是指重油。1981 年 2 月联合国训练署通过了关于重油和沥青砂的标准：

1)重油是指在原始油藏温度下，脱气油粘度为 100～10000mPa.s 或在 15.6℃(60°F)及 101.3 *kPa* 条件下密度为 934～1000kg/m³。

2)沥青砂是指在原始油藏温度下，脱气油粘度大于 10000mPa.s 或在 15.6℃(60°F)及 101.3 *kPa* 条件下密度大于 1000 kg/m³。

表 8-3 列出了适合我国实际情况的稠油分类标准。

表 8-3 中国稠油分类标准

| 稠油分类 | | 粘度 mPa·s | 相对密度(20℃) |
|---|---|---|---|
| 普通稠油 | Ⅰ | 50*～100* | >0.9000(<25°API) |
| | Ⅱ | 100*～10000 | >0.9200(<22°API) |
| 特稠油 | | 10000～50000 | >0.9500(<17°API) |
| 超稠油(天然沥青) | | >50000 | >0.9800(<13°API) |

注：带*指油藏条件下粘度，其它指油藏温度下脱气油的粘度。

稠油与常规轻质原油相比主要有以下特点：

1)粘度高、密度大、流动性差：它不仅增加了开采难度和成本，而且油田的最终采收率也非常低。稠油开采的关键是提高其在油层、井筒和集输管线中的流动能力。

2)稠油的粘度对温度敏感：随着稠油温度的降低，其粘度显著增加，图 8-26 为某油井原油粘温关系曲线，从图中可以看出，温度每降低 10℃，原油粘度约增加一倍。目前国内外稠油采用热力开采方法正是基于稠油的这一特点。

3)稠油中轻质组分含量低，而胶质、沥青质含量高：稠油化学成分见表 8-4。

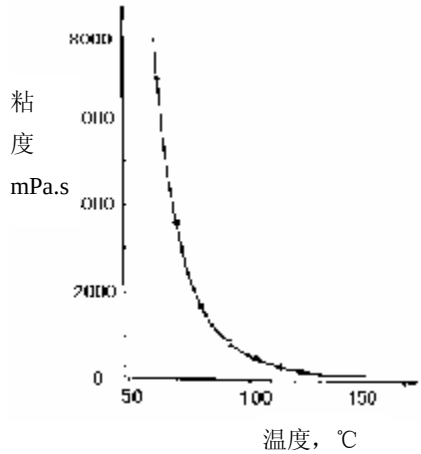



图 8-26 某油井原油粘温曲线

**(2)高凝油的基本特点**

高凝油是指蜡含量高、凝固点高的原油。凝固点是指在一定条件下原油失去流动性时的最高温度。在开发过程中主要由于当原油温度低于凝固点时，原油中的某些重质组分(如石蜡)凝固、析出，并沉积到油层岩石颗粒、抽油设备或管线上，造成油层渗流阻力巨增，或抽油设备正常工作困难。到目前为止，高凝油尚无统一的划分标准，我国某些油田有自己的地区性划分方法，例如有的油田将

凝固点大于 **40**℃，含蜡量超过 **35**%的原油定为高凝油。

高凝油在较高的温度时就失去了流动性，这是因为含蜡量高所致，而且这种蜡主要是碳原子数在 **16** 以上、结构复杂的高饱和烃的混合物。高凝油胶质、沥青质含量较低。

虽然高凝油和稠油在一定条件下都有流动性差的特点，但原因是不同的。高凝油在原油温度高于凝固点时，油中的蜡处于溶解状态，流体属单相体系，流动性与普通原油无甚差别，只是重质烃组分含量高而粘度稍大一些。当原油温度下降到凝固点后，蜡晶析出且相互连接形成空间网络结构，液态烃则被分隔成为分散相，使原油失去流动性，即发生所谓的凝固。高凝油的开采工艺就是针对其这一特点而提出的。

表 **8-4**　稠油化学成分表

| 国家 | 油田 | 相对密度 | 杂原子含量 % | | | 胶质沥青含量 % | | 凝固点 ℃ |
|---|---|---|---|---|---|---|---|---|
| | | | S | O | N | 胶质 | 沥青 | |
| 中国 | 辽河高升 | 0.94～0.96 | 0.55 | | 0.72 | 45.5 | 3.3 | 12 |
| | 新疆风城 | 0.9656 | 0.31 | | 0.51 | 56.7 | 5.7 | 2～15 |
| 加拿大 | Athabasca | 1.015 | 4.6 | 1.0 | 0.5 | 23.4 | 18.0 | 10 |
| | Cold Lake | 0.994 | 4.5 | 1.5 | 0.4 | 28.3 | 15.0 | |
| | Peace River | 1.026 | 5.9 | 1.6 | 0.5 | 30.5 | 19.5 | |
| 委内瑞拉 | Jobo | 1.020 | 3.0 | | 0.6 | 25.4 | 8.6 | |
| | Laguna | 0.989 | 3.7 | | 0.5 | | 7.3 | 9 |
| 美国 | Tar Sand Triangle | 0.992 | 4.4 | 1.1 | 0.46 | | 26.0 | |
| 马达加斯加 | Remolanga | 0.990 | 0.5 | 1.2 | 0.7 | 33.0 | 16.0 | |

我国大多数高凝油藏埋藏较深，在油藏温度和压力条件下具有较好的流动性，使原油可以从油层流入井筒。原油在沿井筒向上流动的过程中，由于压力和温度的降低，当油流温度低于所含蜡的初始结晶温度以后，大量析出蜡晶，并聚集，使原油逐渐失去流动性，最终堵塞管线，导致自喷井停喷或抽油井无法正常生产。因此，高凝油开采的关键在于提高井筒中流体的温度。

## 8.4.2　热处理油层采油技术

热处理油层采油技术是通过向油层提供热能，提高油层岩石和流体的温度，从而增大油藏驱油动力，降低油层流体的粘度，防止油层中的结蜡现象，减小油层渗流阻力，达到更好地开采稠油及高凝油油藏的目的。目前常用的热处理油层采油技术主要有注热流体(如蒸汽和热水)和火烧油层两类方法。

注蒸汽处理油层采油方法提高油井产量和油层采收率的主要原因是通过蒸汽将热能提供给油层岩石和流体，一方面使油层原油的粘度大大降低，从而增加原油的流度；另一方面原油受热后发生体积膨胀，可减少最终的残余油饱和度。

注蒸汽处理油层采油方法根据其采油工艺特点主要包括蒸汽吞吐和蒸汽驱两种方

式。

火烧油层则是在油层中燃烧部分原油产生热量。通过适当的井网将空气或氧气自井中注入油层，并用点火器将油层中部分原油点燃，然后向油层不断注入空气或氧气，以维持油层燃烧，燃烧前缘的高温不断加热油藏岩石和流体，且使原油蒸馏、裂解，并被驱向生产井的采油方式。

**(1)蒸汽吞吐采油技术**

蒸汽吞吐是向采油井注入一定量的蒸汽，关井浸泡一段时间后开井生产，当采油量下降到不经济时，再重复上述作业的采油方式。由于其见效快，容易控制，工作灵活，所以该技术的研究和应用在国内外油田均得到了较快的发展。

蒸汽吞吐是在同一口井中注蒸汽和采油，所以又叫做单井吞吐采油，在单井吞吐采油的每一个吞吐周期中可分为注汽、焖井和生产三个阶段。

**1)**注汽阶段

由锅炉产生的高温高压蒸汽，经地面管线由井口沿井筒注入油层。在这一阶段主要控制注汽量、注汽速度、注汽压力和注蒸汽干度四个参数。

注汽量是指注入油层蒸汽的质量，注汽速度是指单位时间内注入油层的蒸汽量，它的高低直接影响着热能的利用率。注汽速度高有利于减少井筒的热损失和漏失到非目标层的热能，在注入相同量的蒸汽时，高速度注汽对油层加热范围较大，但是注汽速度高则需较高的注入压力，当注入压力超过某一极限值(油层的破裂压力)时，可能会压裂油层，对油层有破坏作用，还会引起汽窜和油井出砂等问题，所以要综合考虑各种情况辩证地确定注汽速度。

蒸汽干度是衡量蒸汽含热量的指标，蒸汽干度越高，单位蒸汽量的含热量就越多。

**2)**焖井阶段

焖井是指注蒸汽后停注关井，使蒸汽与油层岩石和流体进行热交换的过程。为了提高蒸汽热能的效率，必须进行焖井。焖井时间的长短也是影响蒸汽吞吐效果的一个重要因素。若焖井时间过长，则热能传递到非目的层或向油层纵深传热过多，井底附近油层温度下降太大，原油的粘度又会升高；焖井时间过短，则热量没有得到充分的交换，使得蒸汽热能作用半径小，两者均会影响吞吐周期的产量。

合理的焖井时间由现场实际来确定，一般在 **1**～**4** 天。对于注汽量不大，蒸汽扩散快，注入压力相对低的油井，焖井时间可适当缩短；对于注汽量大，注入压力高的低渗透油层，焖井时间也可适当地延长。

**3)**生产阶段

焖井结束后，开井进行生产，生产方式多种多样，采用何种方式主要以最大限度地利用热能和提高吞吐周期的产油量为目标。

蒸汽吞吐油井在一个吞吐周期的采油过程中不再向油层提供热能，所以一般在开井初期产量较高，随着生产时间的持续，油层温度逐渐降低，原油粘度回升，油井产量也随之下降。另一方面，对同一口油井，不同的吞吐周期内产量也不一样。一般在前两个周期产量较高，这是因为此时油藏中含油饱和度和油层压力高的缘故，随着吞吐周期次数的增加，产量逐渐递减，且每一周期的有效生产时间也相应缩短。

油井注汽焖井后，由于大量蒸汽集中于近井地带，随着热量的传递，蒸汽温度下降

冷凝成热水，所以油井含水变化很大，如图 **8-27** 所示。从图中可以看出，在同一周期内，随着生产时间的持续，含水率呈下降趋势，对不同的吞吐周期，在相同的生产时间，其含水率逐渐升高。这是因为周期注汽量随周期次数的增多而增大，油层含水饱和度逐渐上升，而含油饱和度则逐渐下降。

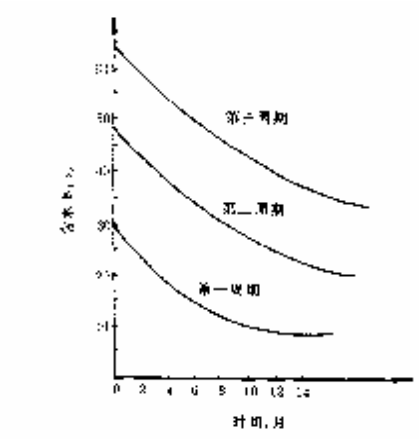


图 **8-27** 不同周期含水变化曲线

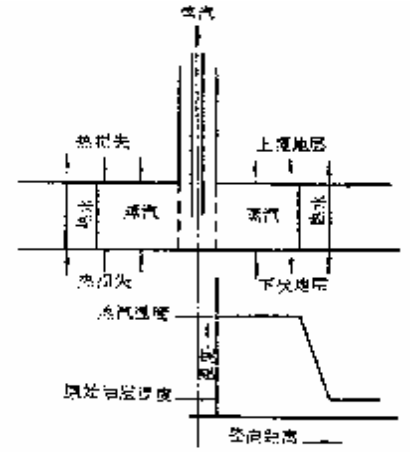


图 **8-28** 蒸汽驱示意图

衡量蒸汽吞吐开采效果的另一个重要指标是油汽比。油汽比是指生产出的原油量与注入蒸汽量之比，其值越大说明开采效果越好。我国实践表明油汽比大于 **0.15t/t** 才具有经济开采价值。

虽然单井蒸汽吞吐工艺简单，见效快，但波及面积小，采收率并不高，一般不超过 **15**%。因此，它通常作为蒸汽驱的先导。

**(2)蒸汽驱采油技术**

蒸汽驱是按一定的注采井网，从注汽井注入蒸汽将原油驱替到生产井的热力开采方法。与蒸汽吞吐相比，蒸汽驱需要经过一段较长的时间才能见到效果，费用回收期较长。

蒸汽驱采油原理是蒸汽注入到油层后，在注入井周围形成饱和蒸汽带，蒸汽带前缘由于蒸汽与油藏岩石和流体的热交换而冷却，形成蒸汽的凝析水带(热水带)，如图 **8-28** 所示，因此蒸汽驱的采收率是热水驱、汽驱、蒸馏及抽提等各种作用的综合结果。

在蒸汽驱生产过程中，从注蒸汽到蒸汽突破油井，最后淹没油井，一般经历三个阶段。

**1)**注汽初始阶段

油层注入蒸汽后，大量的蒸汽热能被注入井井底附近的油层吸收，逐步提高油层的温度，油层压力稳定地回升。由于热能还没有传递到生产井附近，生产井周围的油流阻力仍然很大，油井产油量低。

**2)**注汽见效阶段

随着累积注入汽量的增加，油层能量和热量得到了很好的补充，大量蒸汽热能已传递到生产井周围，使原油的流动能力得以提高，原油产量上升，注汽见效，生产井进入

高产阶段。在此阶段，如果是均质油层，则应增大生产压差以提高产油量和蒸汽驱效益；对于非均质严重的油藏，当产油量突然很快上升时，意味着蒸汽将突破油井，应予以高度重视，以防蒸汽过早进入油井造成汽窜。

**3)**蒸汽突破阶段**(**汽窜阶段**)**

随着开采时间的延长，油层中的原油逐步被驱替出来，蒸汽和热水在油层中向生产井推进，到一定时间，蒸汽驱前缘突破油井，蒸汽和热水进入油井随同原油一起被采出来。在此阶段，由于蒸汽突破油井后，油汽流动阻力迅速下降，蒸汽注入压力急剧下降，且蒸汽的流动能力远超过原油的流动能力，使得产油量下降，油汽比降低，含水迅速升高。

在蒸汽驱的三个阶段中，初始阶段时间较短，而后两个阶段的时间相对较长。为了尽量多地采出油层孔隙中的原油，提高原油采收率，应采取一切有效的措施，延长注汽见效阶段的生产时间。到最后的汽窜阶段，则应采取关闭严重产汽井，或关闭采油井一段时间，使得蒸汽能够加热油层中下部的原油，减少蒸汽超覆现象带来的不利影响，然后再开井生产，从而提高驱油效率。

造成蒸汽驱开采稠油效果差的主要原因有两方面：一方面在蒸汽驱过程中发生早期汽窜；另一方面由于蒸汽驱存在超覆现象，使得驱油效率较低。因此在生产过程中要采取封堵汽窜和降低超覆影响程度等方面的措施来提高蒸汽驱效果。

**(3)**火烧油层采油技术

注蒸汽热力采油技术由外部热源向油层提供热量，而火烧油层则是在油层中燃烧部分原油而产生热量。

火烧油层采油技术与其它驱替型开采方式相同，需要有注入井和生产井，并按一定比例和排列方式组成井网。其过程是先在注入井中注入空气或氧气等助燃气体，使油层对其有足够的相对渗透率，以便能够向油层提供燃烧所需的氧气和能够排出燃烧过程中产生的废气；然后在井下点燃，继续注气过程中使之在油层中形成一个狭窄的高温燃烧带，由注入井向生产井推进。由于高温，使近井地带原油被蒸馏、裂化，轻质油蒸汽向前流动与相对温度较低的油层岩石和流体进行热交换而凝析下来；蒸馏和裂化后残留的重质烃变成焦炭作为燃料而被燃烧并不断产生采油所需要的热能，燃烧的热废气向前流动时也有加热油层岩石和流体的作用，并驱替原油；燃烧废气中的水分和被蒸发的油层水蒸汽在向前推进中冷凝而形成热水带，产生蒸汽和热水驱油的作用。在热前缘推进过程中，废气、水蒸汽、气相烃类和凝析油之间会发生局部混相，从而产生混相驱油作用。只要有足够的残碳量和足够的温度及氧气量，便可维持燃烧，并使燃烧前缘不断向生产井方向推进。

火燃油层的燃烧前缘在推进过程中将形成如图 **8-29** 所示的几个明显的区带。

**1)**已燃烧区带：燃烧前缘通过后热油层可以预热注入的空气或氧气。

**2)**燃烧前缘：正在燃烧的狭窄地带，燃烧温度主要取决于注入助燃气量和残碳量。

**3)**焦化带：原油焦化裂化后残碳的沉积地带，为燃烧前缘推进提供燃料。

**4)**蒸汽带：含有油层水及燃烧产生的水蒸汽和原油蒸馏和裂化出的气相轻质馏份。

**5)**热水带和轻质油带：蒸汽进入温度相对较低的地带时，形成水蒸汽及轻质烃凝析物聚集区。蒸汽凝析时放出大量的潜热加热油层岩石和流体，使原油粘度降低，凝析油

与原油混合将给原油提供热能和稀释原油，从而增加了原油的流动性。

**6)**富油带：被驱替到前缘的油带，由于热的作用和轻质油的稀释，以及部分燃烧废气的溶解，其粘度已大大降低。

**7)**原始含油带：热力作用尚未影响到的地区，保持着油层点燃前的状况。

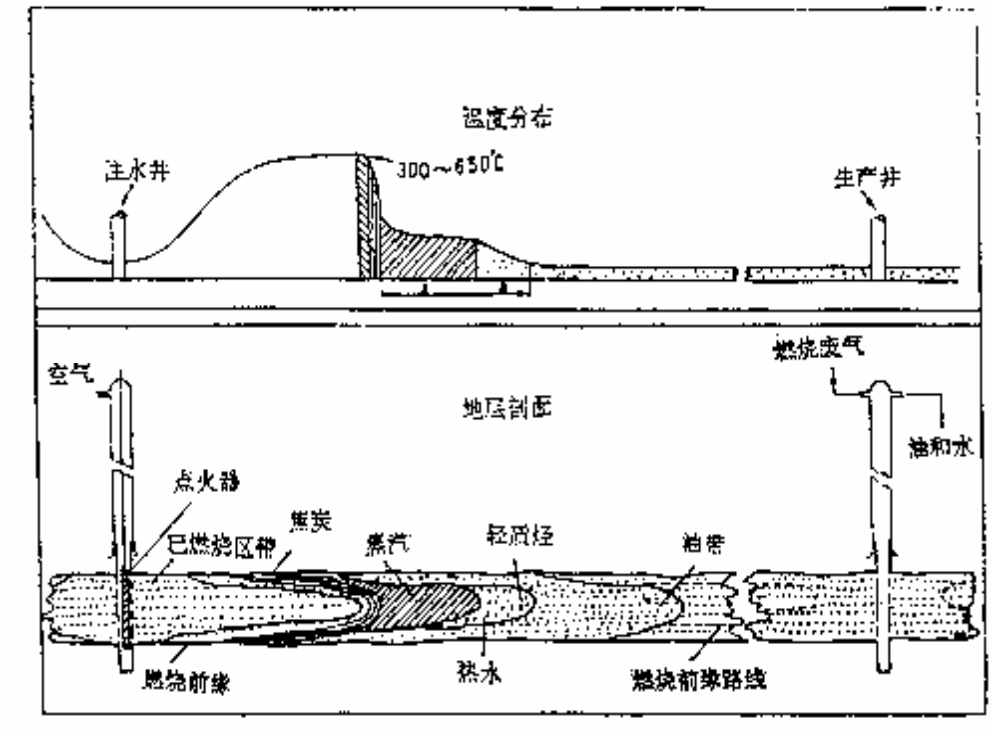



图 **8-29**　火烧油层燃烧过程示意图

火烧油层是具有热驱、凝析蒸汽驱、混相驱和气体驱动等多种机理联合作用的一种复杂的驱油过程。在燃烧过的油层中除了部分重质油焦化作为燃料被消耗掉外，理论上讲驱油效率几乎达到 **100**%。但是，由于油层非均质性和注入气与油层油之间的宏观流度比仍然很大，气和油的重力分离现象严重，因而难以使燃烧前缘能够波及到油层的各个部分，所以波及系数较低，从而限制了总的采收率。矿场实践表明，火烧油层的采收率可达 **50**%～**80**%，甚至更多，且采油速度快，可加速稠油油藏的开发。

上述火烧油层的方法通常称为正燃法，即燃烧前缘从注入井向生产井方向推进，前缘推进方向与注入空气的流动方向一致。正燃法必须要求未受热力影响的原始含油带的原油在油层条件下能够流动。因此，对采用该方法的原油粘度有一个上限值，从而限制了在特稠油层中的应用。

为了开采出特稠原油，火烧油层发展了一种逆燃法，即燃烧前缘推进方向与流体流动方向相反，燃烧前缘从生产井推向注入井。在燃烧过程中，已蒸发的油、水和燃烧废气驱替原油通过已经燃烧过而被加热的油层流向生产井，原油粘度可降低到原值的 **1/1000** 以下，从而能够采出其它方法无法开采的特稠原油。其工艺过程为：在准备成

为生产井的井中注入空气和点燃油层，燃烧很短距离后，停止注入空气，而转向相应的注入井注空气，而最初的点火井变为生产井。逆燃法的采收率可达 **50**%，但需要的空气量是正燃法的两倍甚至更多。

为了有效地利用热能，火烧油层方法中提出了湿式燃烧法，它是正燃法的改型。在正向燃烧过程中，同时或交替地注入空气和水，水在通过已燃带时，部分或全部汽化，并通过燃烧前缘，把热能带到燃烧前缘前面的油层区域，扩大了热能影响范围。湿式燃烧法的燃料用量和空气用量较少。

适于采用火烧油层采油技术的油层条件一般为：

①比较均质的单一砂岩油层；

②原油密度≥**825kg/m**$^3$；

③油层深度≤**1000m**；

④油层厚度≥**3m**；

⑤油层孔隙度≥**20**%；

⑥渗透率≥**0.1**$\mu m^2$；

⑦含油饱和度与孔隙度的乘积≥**0.1**。

点火是实施火烧油层采油技术的关键。点火方法分为自燃点火和人工点火。

自燃点火是依靠原油与空气中的氧接触时的氧化作用。当氧化反应放出的热能足以克服热量损失而达到原油发火温度(一般为 **150**～**310**℃)便发生自燃，而无需附加热量。能否经济地实现自燃点火，与原油的性质有关，除个别地区外，自燃点火需很长时间和过多的空气消耗而不经济。因此，大多数火烧油层方案采用人工点火。

人工点火是向油层提供附加热量，使在井底附近达到原油的发火温度而点燃油层。人工点火又可分为①注预热空气，用井下电热器或井下燃烧器在井下将空气加热后注入油层；②注热流体(多用蒸汽)预热油层，该方法适于浅油层，而且是在能够自燃的情况下用来缩短点火时间；③化学点火，采用化学药剂提高氧化反应能力。

有很多因素影响火烧油层采油技术的效率和经济效果，工艺上难点在于点火和维持油层中的稳定燃烧。在火烧油层现场施工中，遇到的问题包括注入能力和生产能力低、井筒腐蚀、出砂引起严重的磨蚀、乳化和爆炸的危险等。虽然火烧油层采油技术在技术上是可行的，但现场实施后的经济效益很差，特别是近年来注蒸汽采油技术的发展，火烧油层采油技术的现场试验在国内外已逐渐下降。

### 8.4.3 井筒降粘技术

井筒降粘技术是指通过热力、化学、稀释等措施使得井筒中的流体保持低粘度，从而达到改善井筒流体的流动条件，缓解抽油设备的不适应性，提高稠油及高凝油的开发效果等目的的采油工艺技术。该技术主要应用于原油粘度不很高或油层温度较高，所开采的原油能够流入井底，只需保持井筒流体有较低的粘度和良好的流动性，采用常规开采方式就能进行开采的油藏。

目前常用的井筒降粘技术主要包括化学降粘技术和热力降粘技术。

**(1)井筒化学降粘技术**

井筒化学降粘技术是指通过向井筒流体中掺入化学药剂，从而使流体粘度降低的开采稠油及高凝油的技术。其作用机理是：在井筒流体中加入一定量的水溶性表面活性剂溶液，使原油以微小油珠分散在活性水中形成水包油乳状液或水包油型粗分散体系，同时活性剂溶液在油管壁和抽油杆柱表面形成一层活性水膜，起到乳化降粘和润湿降阻的作用。

**1)**乳化剂的选择

乳化剂在化学降粘中起着重要的作用，如乳状液的形成类型及稳定性等都与乳化剂本身的性质有直接关系，选用乳化剂一般按其亲油亲水平衡值**(HLB)**来确定，通常形成水包油型乳状液的 **HLB** 值为 **8**～**18**。在实际应用中，为了满足开采要求，乳化剂选择标准有三条：

①乳剂比较容易与原油形成水包油型乳状液，具有好的流动性和一定的稳定性；

②乳化剂用量少，经济合理；

③油水采出后重力分离快，易于破乳脱水。

**2)**化学降粘工艺技术

乳化降粘开采工艺是在地面油气集输中建设降粘流程，根据加药剂地点不同，可分为单井乳化降粘、计量站多井乳化降粘及大面积集中管理乳化降粘三种地面流程。根据化学剂与原油混合点的不同，又可分为地面乳化降粘和井筒中乳化降粘技术。

单井乳化降粘是在油井井口加药，然后把活性水掺入油套环形空间；计量站多井乳化降粘是为了便于集中管理，在计量站总管线完成加药、加压加热及计量，然后再分配到各井，达到降粘的目的；而大面积集中管理乳化降粘则在接转站进行加药，这种方式设备简单、易于集中管理。

地面乳化降粘是适用于油井能够正常生产，地面集输管线中流动困难的油井。原油从油井产出后，经井口油水混合器与活性剂溶液混合成乳状液，由输油管线输送到集油站。

井筒中乳化降粘工艺是油管柱上装有封隔器和单流阀，活性剂溶液由油套环空通过单流阀进入油管与原油乳化，达到降粘的目的。根据单流阀与抽油泵的相对位置又可分为泵上乳化降粘和泵下乳化降粘，其管柱如图 **8-30** 所示。

化学降粘工艺一定要根据油井的实际情况进行选择，其设计中的主要参数包括活性剂溶液的浓度、温度、水液比和掺药剂点位置。

活性剂水溶液的浓度要适当，浓度过低不能形成水包油型乳状液，浓度过高时乳状液粘度进一步下降幅度不大，采油成本提高，经济上不合算，而且有些化学药剂**(**如烧碱、水玻璃等**)**，在高浓度时易形成油包水型乳状液，反而会造成原油粘度的升高。温度对已形成的乳状液粘度影响不大，但它影响乳化效果。实验证明，随着温度的提高，乳化效果变好。水液比是指活性水与产出液总量的比值，它直接影响乳状液的类型、粘度和油井产油量。水液比应根据油井实际情况而定，某油田现场试验结果表明：在井口活性剂溶液保持 **60**℃，活性剂浓度为 **0.02**～**0.03** 时，不同的原油粘度与水液比关系见表 **8-5**。

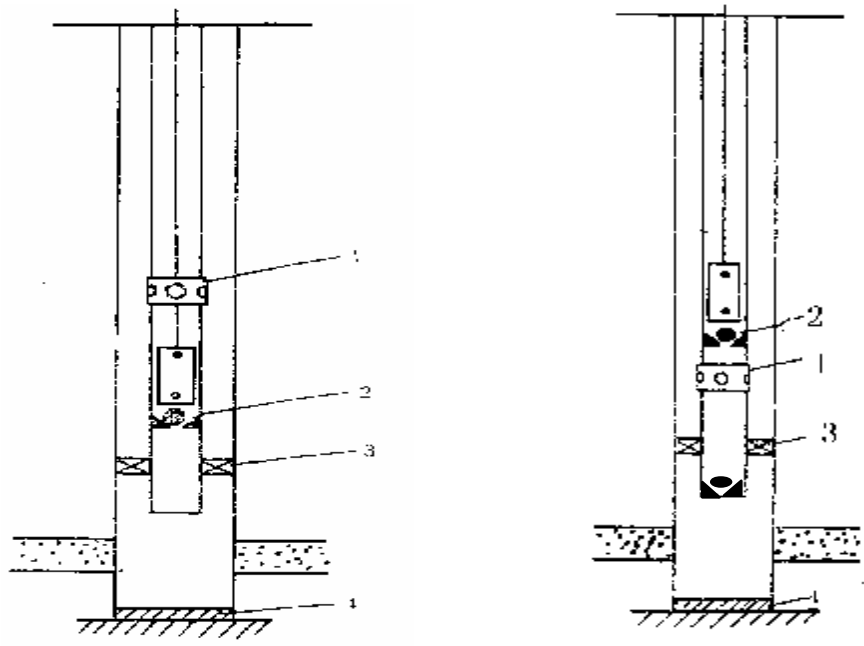
掺药剂点位置的确定主要取决于井筒流体的流动阻力以及油井生产系统的效率和效益状况，从而保证井筒流体的流动条件得到较好的改善和油井生产的高效率，且满足

设备能力的要求。

目前采用的掺轻烃降粘技术在工艺上与化学降粘技术相似。

**(2)井筒热力降粘技术**

井筒热力降粘技术是利用高凝油、稠油的流动性对温度敏感这一特点，通过提高井筒流体的温度，使井筒流体粘度降低的工艺技术。目前常用的井筒热力降粘技术根据其加热介质可分为两大类：即热流体循环加热降粘技术和电加热降粘技术。




**(a)** **(b)**

图 **8-30** 井筒中乳化降粘管柱结构示意图

**a**－泵上乳化降粘；**b**－泵下乳化降粘

**1**－掺液器；**2**－深井泵；**3**－封隔器；**4**－人工井底

表 **8-5** 某油田原油粘度与水液比的关系

| 原油粘度，**mPa·s** | **1000～2000** | **2000～3000** | **>3000** |
|---|---|---|---|
| 水液比 | **25～30%** | **30%** | **>35%** |

**1)**热流体循环加热降粘技术

热流体循环加热降粘技术应用地面泵组，将高于井筒生产流体温度的油或水等热流体，以一定的流量通过井下特殊管柱注入井筒中建立循环通道以伴热井筒生产流体，从而达到提高井筒生产流体的温度、降低粘度、改善其流动性目的的工艺技术。根据其井下管**(**杆**)**柱结构的不同主要分为以下四种形式：

①开式热流体循环工艺：其井下管柱结构如图 **8-31** 所示。开式热流体循环根据循

环流体的通道不同又可分为正循环和反循环两种。开式热流体反循环工艺是油井产出的流体或地面其它来源的流体经过加热后，以一定的流量通过油套环形空间注入井筒中，加热井筒生产流体及油管、套管和地层，然后在泵下或泵上的某一深度上进入油管并与生产流体混合后一起采到地面。开式热流体正循环工艺则是指热流体由油管注入井筒中，在井筒中的某一深度处进入油套环形空间与生产流体混合。这种工艺技术适用于自喷井和抽油井等不同采油方式生产的高凝油及稠油油井。

②闭式热流体循环工艺：闭式热流体循环工艺循环的热流体与从油层采出的流体不相混合，而且循环流体也不会对油层产生干扰。图 **8-32** 中列出了三种闭式热流体循环的基本井下管柱结构：**a** 为加热管同心安装，从油套环形空间采油，该管柱的最大优点是不需要封隔器，井下作业方便，相当于井筒中悬挂了一个加热器，在循环方式上热流体可从中间油管进入，两油管环形空间返出，也可相反循环。由于其从套管采油，因而不能用于抽油井；**b** 为加热管同心安装，油管上安装有封隔器，热流体从两油管环形空间进入井筒，由油套环形空间返回地面，油层采出流体由中心油管举升到地面，此结构不如 **a** 加热效果好，但它适用于自喷井和抽油井；**c** 为加热管与生产油管平行安装，在油管下部装有封隔器，热流体由加热管注入井筒，由油套环形空间返回地面，油层采出流体经油管举升到地面，这种结构需有较大的套管空间，且井下作业困难。

③空心抽油杆开式热流体循环工艺：井下管柱结构如图 **8-33(a)**所示。它是将空心抽油杆与地面掺热流体管线连接，热流体从空心抽油杆注入，经杆底部凡尔流到油管内与油层采出流体混合后一同被举升到地面。

④空心抽油杆闭式热流体循环工艺：井下管柱结构如图 **8-33(b)**所示。油层流体进入油管后，经特定的换向设备进入空心抽油杆流向地面，而热流体由杆与油管的环形空间进入井筒，然后由油套环形空间返回地面。

除此之外，热流体循环加热降粘技术的管柱结构变型很多，其基本的原理是相似的，在实际应用中应根据具体情况确定，目标是使得所开采的原油具有低的开采成本。

热流体循环加热降粘技术的关键在于确定循环流体的量、循环深度、井口循环流体的温度和注入压力四个参数，这四个参数主要受油层采出流体的物性，如凝固点、粘度、含蜡量等的制约和流体在循环通道中流动时与管壁、井筒及地层岩石换热的影响。循环深度的确定主要取决于油层采出流体沿井筒的温度和粘度分布，循环深度确定后要求使得井筒中的流体具有足够低的粘度和较好的流动性，满足油井正常生产的要求。热流体循环量和井口温度的合理确定，必须建立在原油的物性和流体与各部分换热过程研究的基础上，这两个参数是影响加热效果的主要因素，同时热流体循环量往往会受到井口注入压力的限制，在一定循环量的条件下，井口注入压力必须能保证循环的顺利进行，相反在地面限定井口注入压力的情况下，循环量将受到制约。因此要保证达到加热效果，应根据油井的条件在优化井筒管柱结构的基础上，合理选择热流体循环的四个关键参数。

**2)**电加热降粘技术

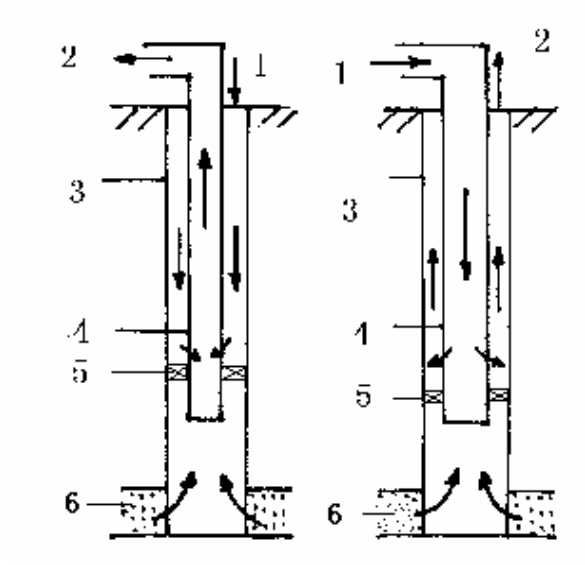
电加热降粘技术是利用电热杆或伴热电缆，将电能转化为热能，提高井筒生产流体温度，以降低其粘度和改善其流动性。目前常用方法有电热杆采油工艺和伴热电缆采油工艺两种技术：

①电热杆采油工艺：井筒杆柱和管柱结构如图 **8-34(a)**所示。其工作原理是交流电从悬接器输送到电热杆的终端，使得空心抽油杆内的电缆发热或利用电缆线与空心抽油杆杆体形成回路，根据集肤效应原理将空心抽油杆杆体加热，通过传热提高井筒生产流体的温度、降低粘度，改善其流动性。

②伴热电缆采油工艺：井筒管柱结构如图 **8-34(b)**所示，伴热电缆分为恒功率伴热电缆与恒温(自控温)伴热电缆两种，后者节约电能，但价格贵，前者则相反。在生产高凝油和稠油的油井中，将伴热电缆利用卡箍固定在油管外部，通电后电缆发热加热井筒中的生产流体。矿场正在试验空心抽油杆中下入伴热电缆的工艺，以便提高加热效率，并简化管柱起下工艺。

在电加热降粘技术的工艺设计中关键是确定加热深度和加热功率两个主要的参数。加热深度根据井筒中生产流体的温度、粘度分布及流动特性等为基础确定，加热功率的大小取决于所需的温度增值，要通过设计使得井筒内的生产流体具有低粘度和较好的流动性，同时考虑到节省材料和节约能源，因此要根据油井的具体情况确定合理的加热深度和经济的加热功率。

电加热降粘技术对电缆和电热杆制造工艺要求比较高，要求其质量稳定、工作可靠、温度调节容易。在工艺实施过程中，其地面设备简单，生产管理方便，温度调节和控制容易、快速，沿程加热均匀，停电凝管处理容易，热效率高，便于实现自动控制，且对环境无污染，使用安全。电热杆采油工艺还具有井下作业和维修施工方便、简单，一次性投资少，资金回收快的特点，且电热杆的重量加在悬点上，只适用于有杆抽油系统采油的油井。而伴热电缆则井下作业和维修施工复杂，且一次性投资较高，但其应用不受采油方式的影响，因而适用范围更广。

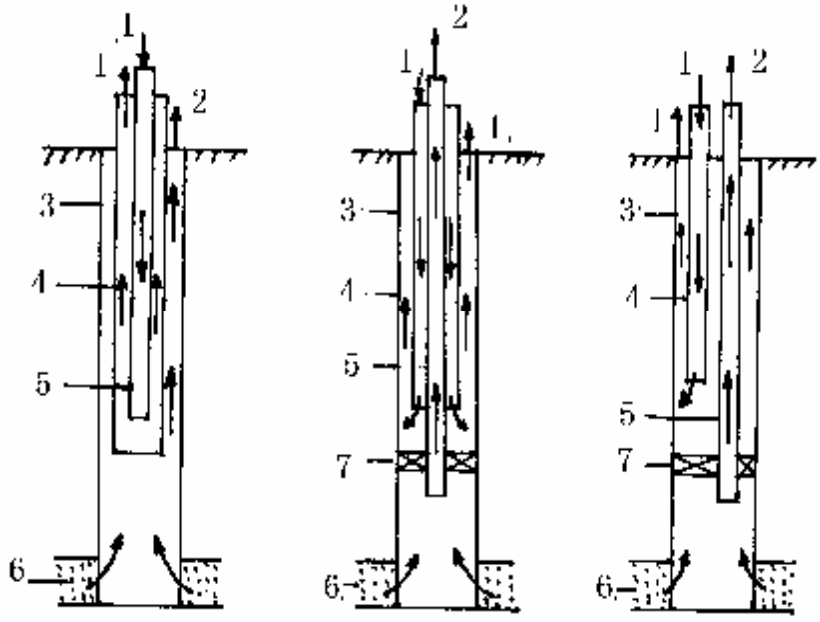



(a) (b)

图 **8-31** 开式热流体循环工艺管柱结构示意图

**a**－反循环；**b**－正循环

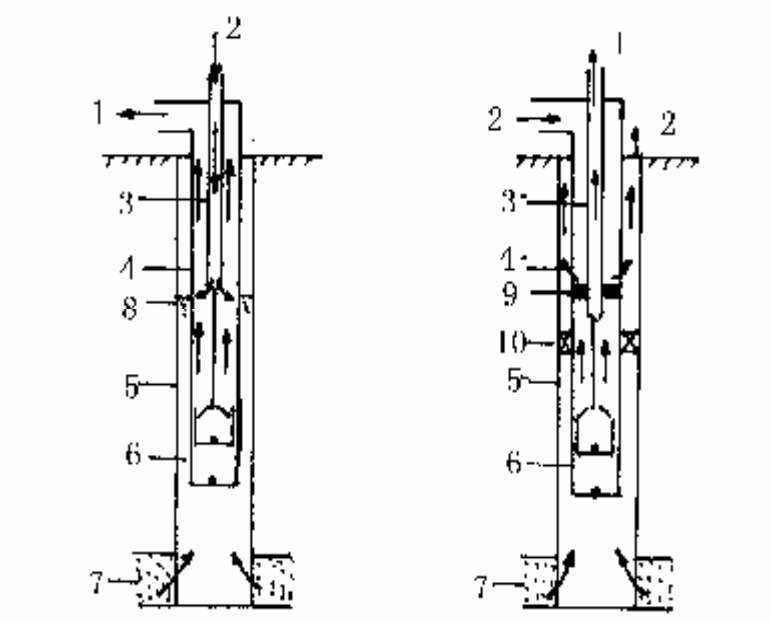
**1**－掺入流体；**2**－产液；**3**－套管；**4**－油管；**5**－封隔器；**6**－油层




(a) (b) (c)

图 **8-32** 闭式热流体循环工艺管柱结构示意图

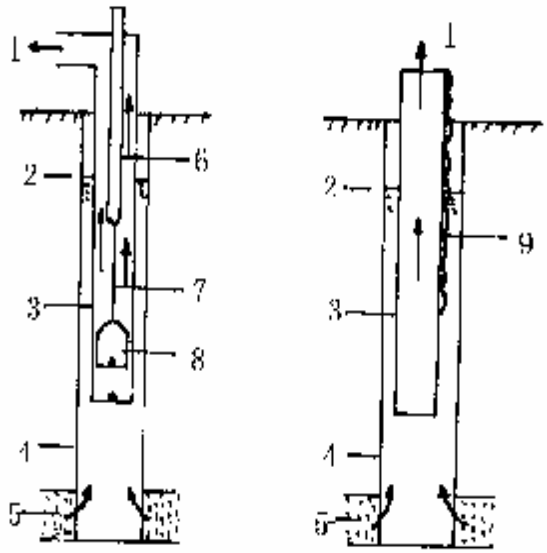
**1**－掺入流体；**2**－产液；**3**－套管；**4**－油管 **1**；**5**－油管 **2**；**6**－油层；**7**－封隔器




(a) (b)

图 8-33 空心抽油杆热流体循环工艺管柱结构示意图

1—产液；2—掺入流体；3—空心抽油杆；4—油管；5—套管；6—抽油泵；7—油层；8—动液面；9—动密封；10—封隔器




(a) (b)

图 8-34 电加热降粘工艺井筒管柱结构示意图

1—产液；2—动液面；3—油管；4—套管；4—套管；5—油层；6—电热杆；7—实心杆；8—抽油泵；9—伴热电缆

## 8.5 井底处理新技术简介

本节所介绍的各种井底处理的物理方法及微生物采油技术的思想，虽然有一些早在50年代前就已提出，并开展了相应的研究和矿物试验，但是，由于受到当时技术条件的限制，并未形成应用规模。随着新材料、微电子技术及微生物技术等当代科技的发展和应用，为上述采油技术提供了新的技术基础，并促进了它们的发展，80年代以来这些技术的研究和应用进入了一个新的时期。因此我们仍将它们作为新技术加以简要介绍。

80年代后期以来，在我国关于油气水井增产增注的各项井底处理新技术大量涌现，发展异常迅速，其中有的已形成了一定规模的工业应用。一般说来，这些新技术成本低、工艺简便、动用设备少、经济效益好，但是由于其发展历史短，对它们的增产、增注机理和设计与效果预测的理论研究尚待深入，工艺也有待进一步完善。因此本节根据有关公开发表的文献和专业会议技术报告，简要介绍一下这些新技术的情况，主要内容包括：高能气体压裂技术、水力振荡解堵技术、电脉冲井底处理技术、超声波井底处理技术、微生物采油技术和人工地震处理油层技术六种新技术的采油机理及主要设备和工艺过程。

### 8.5.1 高能气体压裂技术

高能气体压裂是利用特定的发射炸药在井底产生高压、高温气体，在井筒附近油层中产生和保持多条多方位的径向裂缝，从而达到增产增注目的的工艺措施。

**(1)高能气体压裂的增产机理**

高能气体压裂的过程是一种利用发射炸药产生燃烧或爆燃的剧烈化学反应过程。它具有成本低廉、工艺简便、动用设备少、对施工现场无特殊要求、增产增注效果好、经济效益高、对油层损害小、对环境无污染等优点，具有广泛的应用前景。国内外的实验和现场研究表明，高能气体压裂的增产机理主要有以下三个方面。

**1)**造缝机理　井筒附近油层产生多条多方位随机的径向裂缝，在油层岩石应力作用下产生剪切错位，使缝面凹凸处相错，同时裂缝面处岩石产生少量碎屑也能支撑裂缝，改善了油层渗流能力。

**2)**热力作用　可清除近井地带的沥青质、胶质、石蜡等沉积物的堵塞和使原油降粘。

**3)**物理化学作用　爆炸所产生的冲击波作用于油层可疏通孔隙通道，降低毛管力，使原油降粘等。化学反应的生成物如 $CO$，$CO_2$，$N_2$，$NO$，$HCl$ 等气体，这些携带热能的生成物进入油层后，前三种气体易溶于原油、降低原油粘度、提高原油溶解蜡及胶质、沥青的能力；后二种气体生成物均易溶于水产生硝酸和盐酸在油层中能起到酸化作用。

**(2)高能气体压裂施工工艺**

**1)**钢丝绳起下、水泥塞封堵、地面引燃施工工艺**(**图 **8-35)**

①起出井中的生产管柱，通井、探井深、冲砂等；

②举出井筒中施工井段以上的液体；

③打悬空下水泥塞保护井的口袋；

④用钢丝绳绞车下气体发生器至施工井段，下放过程中要不断测量导火线的通电

性，发现异常及时处理；

⑤打上水泥塞，候凝；

⑥地面通电引燃，引燃人员、车辆等撤离；

⑦起出钢丝绳等，钻开水泥塞；

⑧下入试油或生产管柱进行试油或投入正常生产。

**2)**电缆起下、液柱压挡、地面引燃施工工艺**(**图 **8-36)**

①起出井中的生产管柱，通井、探井深、冲砂等；

②保持井内有一定高度的液柱；

③射孔电缆车下放气体发生器至施工井段，下放过程中应不断测量缆芯的导电性，发现异常及时处理；

④地面通电引燃，引燃人员及车辆等撤离；

⑤起出电缆及安全发生器外壳等；

⑥下入试油或生产管柱进行试油或投入正常生产。

**3)**油管输送、封隔器加环压复合压挡、撞击引燃施工工艺**(**图 **8-37)**

①起出井中的生产管柱，通井、探井深、冲砂等；

②油管输送气体发生器等至设计深度。管柱结构自下而上依次为气体发生器—**p**～**t** 监测仪（或电源）—撞击起爆器—油管—减振器—油管—封隔器—油管—扶正器—接油管至井口，最后联接好井口装置（包括防喷装置）；

③封隔器座封；

④用水泥车向环空打 **10**～**20MPa** 的平衡压力，关好管线阀门，水泥车撤离井口；

⑤由井口向油管内投入撞击棒，引燃发生器；

⑥套管泄压，封隔器解封，起出井内管柱及气体发生器外壳；

⑦下入试油或生产管柱进行试油或投入正常生产。

**4)**三种施工工艺对比**(**见表 **8-6)**

表 **8-6** 高能气体压裂三种施工工艺对比表

| | 钢丝绳起下、水泥塞封堵、地面引燃施工工艺 | 电缆起下、液柱压挡、地面引燃施工工艺 | | 油管输送、封隔器加环压复合压挡、撞击引燃施工工艺 |
|---|---|---|---|---|
| | | 玻璃钢外壳 | 金属外壳 | |
| 井深**(m)** | **<1000** | **1000～2000** | **2000～5000** | **<4000** |
| 耐压**(MPa)** | **10** | **10～20** | **55** | **45** |
| 耐温**(℃)** | **50** | **80** | **150** | **150** |
| 完井方式 | 裸眼井 | 套管井**,**裸眼井 | | 套管井 |
| 井类型 | 生产井，注水井，探井 | 生产井，注水井，探井 | | 生产井，注水井，探井，气井 |
| 主要设备 | 修井机，水泥车，绞车 | 修井机，水泥车，射孔车 | | 修井机，水泥车 |
| 定深方式 | 丈量钢丝绳 | 磁定位 | | 丈量油管 |

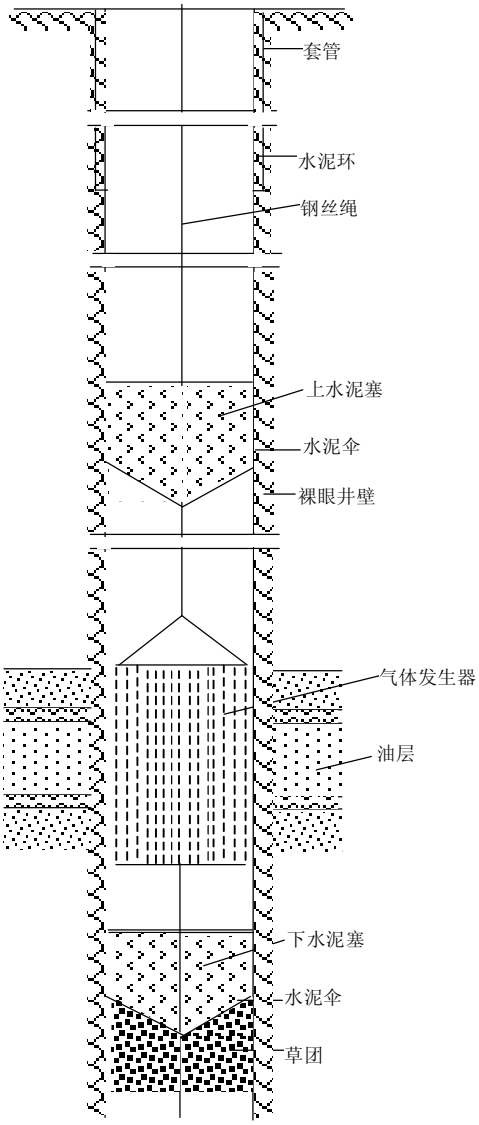



图 **8-35**　钢丝绳起下、水泥塞封堵、地面引燃施工工艺示意图

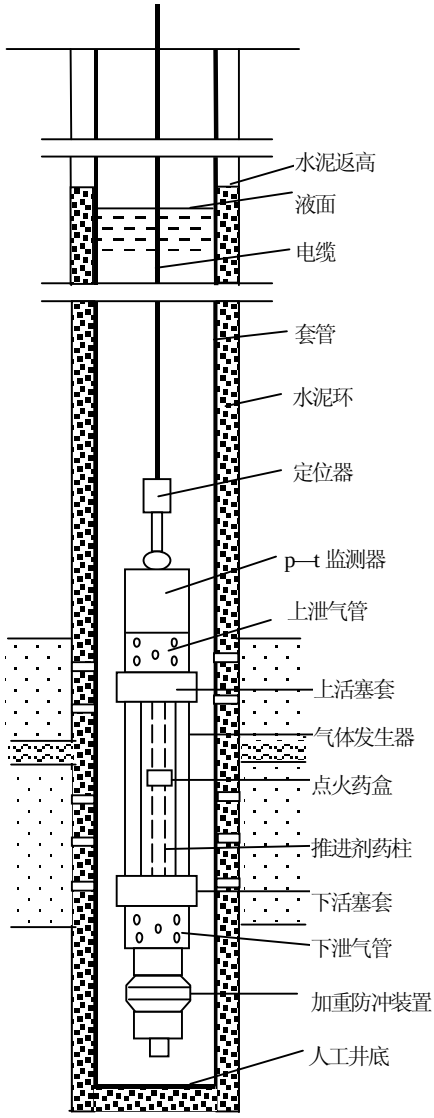



图 **8-36**　电缆起下、液柱压档、地面引燃施工工艺示意图(金属外壳)

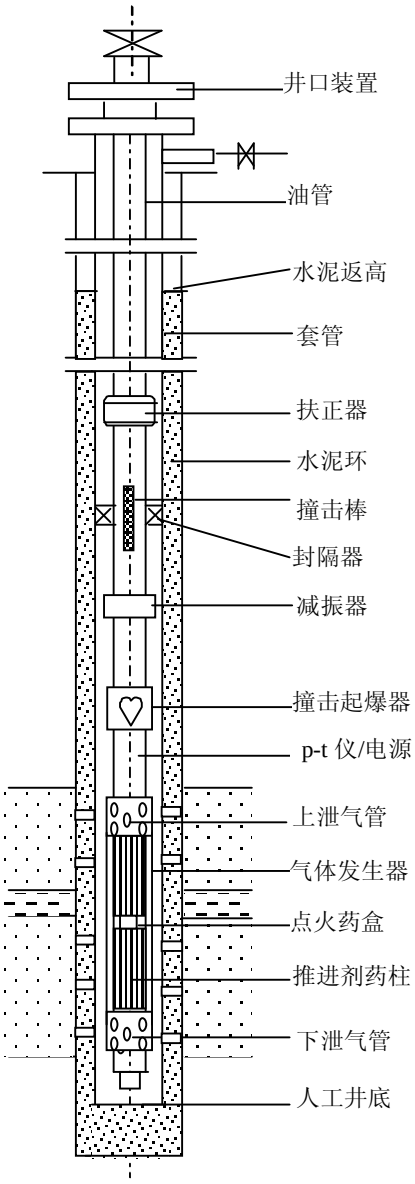



图 **8-37**　油管输送、封隔器加环压复合压挡、撞击引燃施工工艺示意图

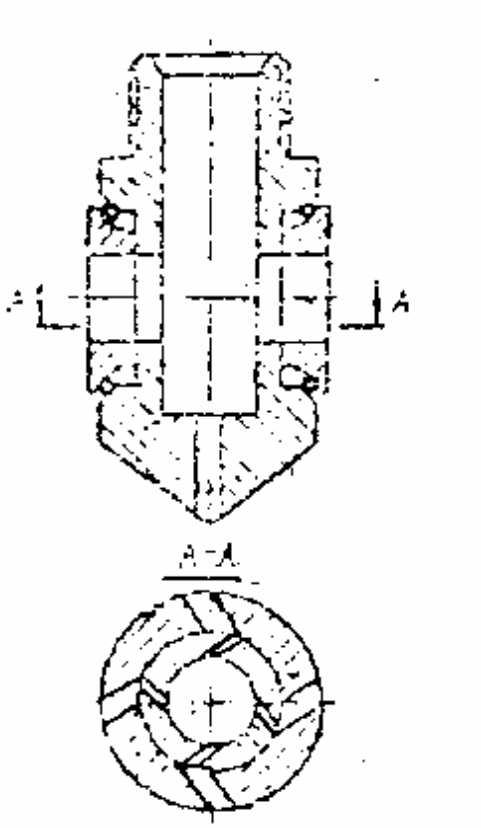



图 **8-38a**　水力振荡器结构示意图

### 8.5.2　水力振荡解堵技术

水力振荡解堵技术的基本原理是：将水力振荡器对准油层，依靠水泥车把液体输入井下通过振荡器产生高频脉冲式液流，直接喷射油层，主要用来清除井壁附近地带的机械杂质、钻井泥浆及沥青质和盐的沉积等堵塞，形成不闭合裂缝，并通过洗井将杂质返排出地面，从而解除近井地带的污染，恢复和提高油层渗透性的工艺措施。水力脉冲振荡器结构如图 **7-38a** 所示。在内套的横截面上沿径向间隔开有斜向槽孔，而其底部钻有通孔。在内套之外，匹配可以转动滑套，其横截面上也间隔开有斜向槽孔，并与内套上的槽孔成一定角度。内外套上开孔的角度相同，方向相反，由此组成了滑轮式结构，其导向装置是开有斜向槽孔的内套，而工作轮是在斜向槽孔下可定向转动外滑套。内套顶部连接油管，施工时，工作液由油管经内套，并从其斜向槽孔中流出，推动外滑套转动。这样，工作液周期性

地流出形成水力脉冲冲击波作用于油层，再加上射流对井筒壁的冲刷作用，能达到消除近井油层污染的目的。

**(1)振动波作用机理**

**1)**振动波作用于油层使油层流体及岩石发生振动，减小油—岩的亲和力；油—水界面形成乳状液；毛细管时大时小，减小了毛管力的影响；使岩石应力时大时小的变化而产生疲劳裂缝即振动波压裂的原理。

**2)**振动波具有很强的穿透能力，使油层流体发生快速的往复振动，堵塞物如垢等从介质上脱离，从而疏通流道，提高油层渗透性。

**3)**在振动波场中原油分子结构在剧烈振荡作用下进行周期性的排列组合；空化作用使分子键断裂，从而降低原油的粘度。高频振动波的振荡及空化作用，使石蜡在未凝结之前分散，长链分子发生断链，从而降低其固化温度，加上振动波场的热效应，可起到防蜡和清蜡作用。这一机理比较复杂，降粘和降凝作用在实验和现场应用中均见到效果，但仍有待进一步研究。

**(2)主要设备和工艺过程**

水力振荡解堵施工流程由地面设备和振动管柱两部分组成。地面设备包括泵车、储液罐车和修井机；振动管柱由井口、油管扶正器和振荡器组成，如图 **8-38b** 所示。

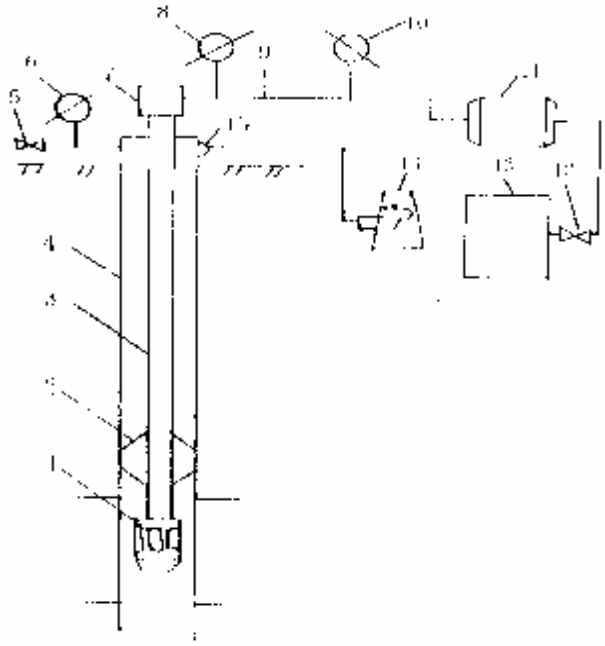


图 **8-38b**　水力振荡解堵现场施工示意图

**1**—振荡器；**2**—扶正器；**3**—油管；**4**—套管；**5**、**9**、**12**—阀；**6**、**8**—压力表；**7**—井口；**10**—流量计；**11**—泵车；**13**—罐车；**14**—测调仪器；**15**—传感器

施工时，先起出生产管柱并进行通井、冲砂等，然后用油管下入振荡器，利用泵车向振荡器输送高压流体，对需解堵的油层由下至上逐一处理。对于注水井也可如此处理，

也可利用原注水流程来水的压力进行振荡处理，并在套管上接好放溢流管线。

目前发展的高压水旋转射流处理近井油层技术是利用井下可控转速的旋转自振空化射流解堵装置，产生高压水射流直接冲洗射孔炮眼解堵和高频振荡水利波、空化噪音(超声波)对油层物理解堵，其主要作用机理和施工过程与水力振荡解堵技术类似。

### 8.5.3 电脉冲井底处理技术

电脉冲井底处理技术是通过井下液体中电容电极的高压放电，在油层中造成定向传播的压力脉冲和强电磁场，产生空化作用，解除油层污染，对油层造成微裂缝从而达到增产增注目的的工艺措施。

其物理实质是高压击穿充满在井内的局部介质，在容积很小的通道内迅速释放出大量能量，产生强大的冲击波和电磁场。

**(1)** 电脉冲作用机理

电脉冲井底处理技术的关键是井下流体中电容电极的高压放电，放电过程是在井下仪器的放电室内进行的，流体中的电极偶施加电压后，当电压高于介质的击穿值时产生放电。但是，在两电极偶之间的空间内形成两次击穿放电过程之间有一定的时间间隔，因而为周期性放电，伴随放电孔道内流体爆炸释放大量能量。其作用机理主要有：

**1)**产生压力波和空化作用，解除油层孔道中的堵塞；

**2)**在油层中产生微裂缝和改造原有裂缝，改善油层流体渗流能力；

**3)**在脉冲作用下，压差交替变换大小和方向，减小了毛管力的影响，使油层流体由滞留区向排液活动区流动，提高原油的采收率。

**(2)**主要设备和工艺过程

电脉冲井底处理设备主要有地面整流变频器、电缆和井下放电仪，如图 **8-39** 所示。

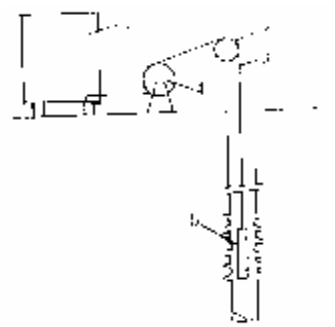


图 **8-39** 电脉冲处理油层示意图

**1**－变频器；**2**－滑轮；**3**－电线；**4**－电缆绞车；**5**－井下放电仪

具体的施工步骤为：

**1)**起出生产管柱、通井、冲砂等；

**2)**在下井仪器上安装定位器；

**3)**用电缆车下放仪器到预定位置；

**4)**接通电源，以一定频率发射电脉冲处理油层，每米油层为 **100**～**300** 个脉冲；

**5)**多层时由下而上逐一处理， 处理完毕后，提出井下仪器；

**6)**试油或油井正常生产。

### 8.5.4 超声波井底处理技术

超声波井底处理技术是利用超声波的振动、空化等作用于油层，解除近井地带的污染和堵塞，以达到增产增注目的的工艺措施。

**(1)**增产增注机理

**1)**声波传递方向与流体流动方向具有相反的特性，无论其强弱，都会促使原油加速向声源流动，因而与渗流方向相反的井底幅射波可以促进油层流体向井筒渗流和聚集。

**2)**超声波处理可使原油降粘、破乳、凝固点下降。

**3)**超声波的振动、空化作用可以解除近井地带的堵塞和产生微小裂缝，恢复和提高油层渗透性。

**4)**超声波的振动作用使毛管半径不断发生变化，破坏了油层流体的受力平衡，有利于部分毛细管束缚的原油被开采出来。

**5)**对注水井而言降低水的表面张力和毛管渗流阻力，同时具有杀菌、防垢等

**(2)主要设备和工艺过程**

超声波处理油层系统由地面声波—超声波发生器、传输电缆和井下大功率电声转换装置（发射型换能器）等三大部分组成。如图**8-40**所示。

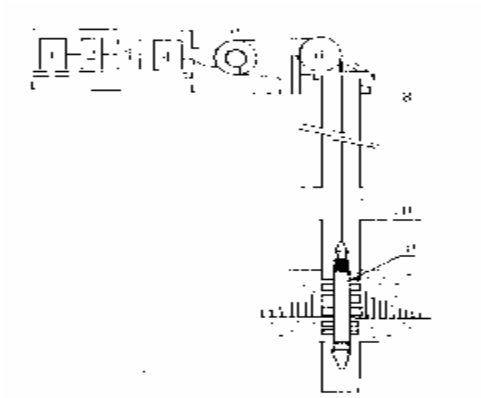


图 **8-40** 超声波处理油层仪器组成示意图

**1-**三相四线交流电源；**2-**声波发生机电源；**3-**声波发生机；**4-**输出监测脉冲波形、电压；**5-**电缆绞车；**6-**滑轮；**7-**电缆；**8-**套管；**9-**换能器；**10-**油层

目前常用的超声波处理油层装置采用**380V/220V**、**50Hz**电源提供电能，声波频率为**15**～**33kHz**，输出功率**4**～**30kW**。

施工时，将井下换能器用普通射孔电缆送至要处理的油层部位，由相应的电源提供电能，地面发生机产生脉冲波、超声波和电功率振荡信号，经电缆传输给大功率发射型换能器，换能器将电功率振荡信号转换成机械振动能—声波，经流体介质**(**油水混合物**)**耦合进入油气层，解除污染、堵塞，提高近井地带油层渗透性，达到增产增注的目的。

## 8.5.5 微生物采油技术

微生物采油技术是通过向油层注入选择的微生物，微生物为了生存就地生长，其产物随之发生激励和运移，从而提高原油采收率的技术措施。

微生物的应用有助于进一步降低二次采油结束后仍留在油层孔隙中的残余油。因为该技术本身的某些限制，微生物提高原油采收率方法不太可能取代常规提高原油采收率的方法，但其有独特的优越性。表**8-7**中列出了微生物采油的某些机理。

表 **8-7** 微生物的产物及其对提高原油采收率的作用

| 微生物及其产物 | 作　　用 |
|---|---|

| | |
|---|---|
| 酸 | 改造油层岩石<br>增大孔隙度和渗透率<br>与碱质岩石反应生成 $CO_2$ |
| 生命体 | 选择性或非选择性封堵<br>对烃类粘附引起乳化作用<br>改善固体表面<br>降解和变质原油<br>降低原油粘度和原油凝固点<br>原油脱硫作用 |
| 气体( $CO_2, CH_4, H_2$ ) | 使油层压力增加<br>原油膨胀<br>降粘<br>对碳酸盐岩的溶解作用 |
| 溶剂 | 溶解原油 |
| 表面活性剂 | 降低界面张力<br>乳化作用 |
| 高分子聚合物 | 流度控制<br>选择性或非选择性封堵 |

从最初在石油微生物学方面的发现和早期油田试验开始到现在，对微生物提高原油采收率特性的了解不断深入。但许多论点仍在争议。油藏特性和微生物提高原油采收率动态之间的相互关联复杂。从理论研究和实验数据中可知，许多因素影响微生物细胞在孔隙介质中的穿透，这些因素有①油层的物理化学性质，如渗透率、孔隙度及其大小分布、润湿性、表面电性、原油类型、油层水的矿化度和离子组成等；②细胞的特性，如形状、大小、游动现象、细胞生产型式(单个或成簇或链状)、表面电荷、被膜和粘液的产生、化学反应生成物等；③注入方式，如注入速率、注入水含盐量、细胞悬浮液的密度等。因此有必要研究油藏条件下微生物采油的适用范围和驱替效率。目前微生物采油工艺主要包括微生物吞吐、微生物驱以及微生物井筒清防蜡、垢等。

### 8.5.6 人工地震处理油层技术

人工地震处理油层技术是利用地面人工震源产生强大的波动场作用于油层进行振动处理，从而提高油层中油相渗透性及毛管渗流和重力渗流速度，促使石油中的原始溶解气及吸附在油层中的天然气进一步分离，以达到提高原油产量及采收率的目的。

**(1)人工地震处理油层技术的采油机理**

振动波具有很强的穿透能力和其特有的共振现象，当其作用于油层时，将产生以下有利于采油的作用：

**1)**振动加速油层中流体的流动；

**2)**振动可降低原油粘度，降低界面张力，从而改善原油流动和降低水油流度比，有

利于水驱油过程；

3)促进气体从原油或岩石孔隙表面上分离，产生气驱油作用；

4)振动使孔隙表面的某些沉淀污染物脱落分散被液流携走，起到疏通孔隙通道、解除油层污染的作用。

(2)主要设备及工艺过程

人工地震处理油层技术矿场施工设备主要包括人工震源和震动监测与分析系统。人工震源由可调频起震机和可调重基础构成；震动监测与分析系统包括两个子系统，即井下监测与分析子系统和震动地面公害监测与分析子系统。目前采用的起震机和检测设备多种多样，但其工作原理基本相同，施工时由地面起震机起震，产生的低频振动波传至油层进行震动处理，同时利用仪器检测其频率和井中液面变化状况，据此优化震动频率及其它施工参数，从而确定出利用震动系统处理油层的最佳工作状态。

一般地，震源的工作频率为 2～50Hz，震动力 40～800kN，最大垂向作用深度可达 1300m 左右，平面波及范围可达 1000m。

与其它油气层处理措施相比，人工地震处理油层技术具有更清洁、对油层无损害、能耗低、设备简单、效益高、易推广等优点。该项技术的震源设备、起震及设备操作规程、测试手段、使用条件、经济效益评估等方面已形成较成熟的工艺技术，现场使用时，选择合适的震源位置，科学地制定实施方案，震动不会产生公害。

## 参 考 文 献


1.王鸿勋，张琪.采油工艺原理.北京:石油工业出版社,1989

2.赵福麟.采油化学.东营：石油大学出版社，1989

3.万仁溥等.采油技术手册(修订本).第七、八、十分册.北京:石油工业出版社,1991

4.胡博仲.波场采油.北京:石油工业出版社,1996

5.胡博仲.磁技术在采油生产中的应用.北京:石油工业出版社,1993

6.凌建军.实用稠油热采工程.北京:石油工业出版社,1996

7.陈德春等.特种有杆抽油方式的设计与综合评价.石油大学学报,1994,增刊

8.任瑛等.井筒热流体循环采油方法研究.石油大学稠油研究论文集(杨光华主编).东营:石油大学出版社,1990

9.刘介人.工频集肤电热开采高凝稠油的理论研究与实践.石油钻采工艺,1994.4

# 第九章　完井方案设计与试油

完井工程是衔接钻井和采油工程而又相对独立的工程，是从钻开油层到固井、完井、下生产管柱、排液、诱导油流，直至投产的工艺过程组成的系统工程。完井工程设计水平的高低和完井施工质量的好坏对油井生产能否达到预期指标和油田开发的经济效益有决定性影响。

完井工程设计的任务是：通过对油、气层的研究以及对油、气层潜在损害的评价，提出从钻开油层开始到投产每一道工序都要保护油、气层的措施，尽可能减少对储层的损害，使油、气层与井筒之间保持良好的连通，保证油、气层发挥其最大产能；通过节点分析，充分利用油、气层能量，优化压力系统，并根据油藏工程和油田开发全过程特点以及开发过程中所采取的各项措施来选择完井方式、方法和选定套管尺寸，为科学和经济地开发油田提供必要的条件。

（1）完井工程设计的内容：

① 根据勘探预探井或评价井所取的岩心，以及测井和试油等资料，进行系统的岩心分析和敏感性分析，并根据实验分析的结果，提出对钻开油气层的钻井液、射孔液、增产措施的压裂液和酸液，以及井下作业的压井液等的基本技术要求；

②根据测井资料、岩心分析、敏感性分析数据和实践经验去选择钻开油层时的钻井液类型、配方和添加剂，以防止钻井液的滤液侵入油层而造成油层损害，同时又能安全钻进；

③ 根据油田地质特点、油田开发方式和井别，去选择完井方式；

④ 采用节点系统分析，进行油层—井筒—地面管线的敏感性分析，选定油管和套管尺寸；

⑤ 根据选定的完井方式，以井别、油气层物理性质、流体性质、地应力及工程措施等方面的资料为基础，选择套管的钢级、壁厚以及连接螺纹类型等；

⑥ 根据不同井别对水泥性能和返高的要求，以及油气层压力状况等，提出固井要求；

⑦ 提出固井质量检验和评价要求；

⑧ 进行射孔敏感性分析，确定射孔孔密、孔径、布孔方式，选择射孔枪、射孔弹类型及射孔液；

⑨ 根据地面情况、油气性质和采油方式等因素，完成生产管柱和井口设计；根据油气层损害程度及油气层类型，确定投产措施。

完井投产后，需评价完井情况，通过试井确定表皮系数，检查油层损害的程度，找出油层损害的原因，以便提出解除或减少对油层损害的措施。

完井工程涉及油田地质和油藏工程以及采油工程技术，其中包括油藏类型、油藏渗流特征、油藏岩性和油藏流体性质，这是选择完井方式和防止油层损害的理论依据；采油工程技术则包括不同类别的井（如油井、气井、注水井、注气井、注汽井、水平井）、不同的开采方式（如多层系同井合采、分层开采、自喷转人工举升开采）及油田开发过程所需进行的不同技术措施（如压裂、酸化、防砂、堵水等），对选择完井方式，选择套管尺寸和强度，固井水泥返高及耐高温都有诸方面的特殊要求。

（2）完井工程系统设计程序

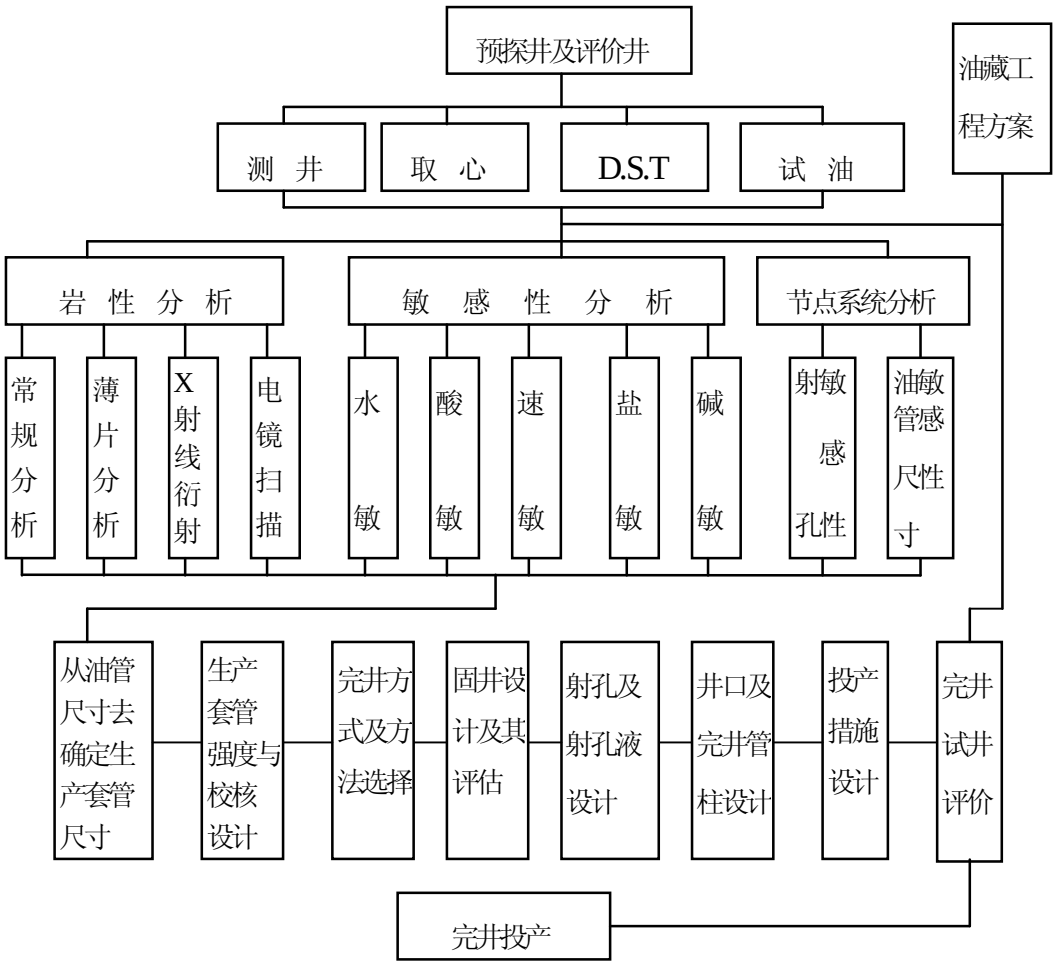



图 **9-1** 完井工程系统设计框图

## 9.1 完井方式

完井方式是指油层与井筒的连通方式，不同的油藏地质和开采条件，其完井方式不同。目前完井方式有多种类型，以满足各种不同性质油气层有效开发的需要，但各自都有其适用条件和局限性。不同完井方式的井底结构和井口设备以及完井工艺方面有所不同。合理的完井方式应该力求满足以下要求：

**1)** 油、气层和井筒之间应保持最佳的连通条件，油、气层所受的损害最小；

**2)** 油、气层和井筒之间应具有尽可能大的渗流面积，油气入井的阻力最小；

**3)** 应能有效地封隔油、气、水层，防止气窜或水窜，防止层间的相互干扰；

**4)** 应能有效地控制油层出砂，防止井壁坍塌，确保油井长期生产；

**5)** 应具备便于人工举升和井下作业等条件；

**6)** 施工工艺简便，成本低。

### 9.1.1 井身结构

根据不同地区地层的不同特点，为了巩固井壁和消除塌、漏、喷、卡等多种复杂情况，井内往往需要下入好几层套管，经固井和射孔后使产层和井筒相通，投入开采。其井身结构见图 **9-2**。

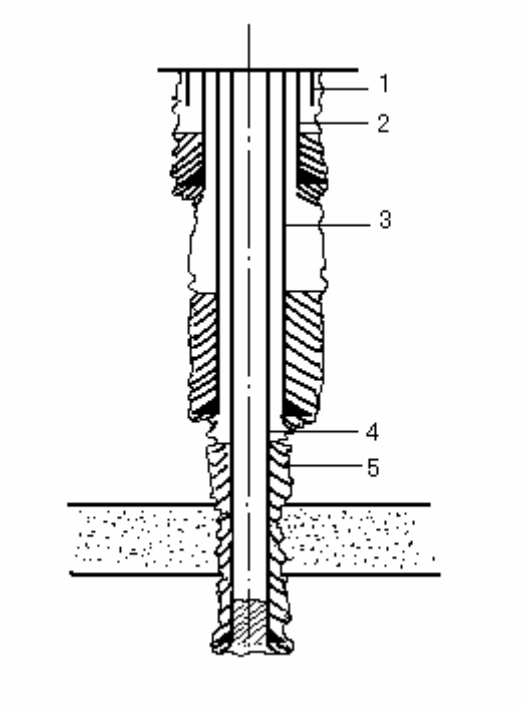



图 **9-2**　井身结构示意图

**1**—导管；**2**—表层套管；**3**—技术套管；

**4**—生产套管；**5**—水泥

导管用以保护井口附近的表土地层，防止被经常流出的洗井液体冲垮；

表层套管是在钻井中用以巩固上部比较疏松易塌的不稳定岩层，还可用以安装防喷器等井口设备，以控制钻开高压层时可能发生的井喷现象；

技术套管是在钻井中用以封隔某些难以控制的复杂地层，以便能顺利地钻达预定的生产目的层。为了减少套管层次，降低生产成本，一般应尽量采用调节泥浆性能的办法来控制塌、漏、喷、卡等复杂情况，尽可能地不下或少下技术套管；

生产套管是在生产中作为流体通道的井筒内最里层的一层套管，也是每口井内必须下入的一层套管。它用以封隔油、气、水层，保证油井的正常生产。下至油层部位的套管，称为油层套管。

生产套管尺寸的选定及井身结构设计是完井工程设计重要环节之一。传统作法是由钻井工程设计井身结构，确定生产套管的尺寸，完井后交给采油方面，然后采油工程就

在已定的生产套管内选择和确定油管尺寸及采油方式。这种作法的结果是采油工程受生产套管尺寸的限制，许多油、气井无法采用适合的工艺技术，一些增产措施也难以进行，以及许多油井在高含水期实现不了提高产液量的要求。为改变这种作法，生产套管尺寸合理的选定，其顺序应当是根据油层能量大小并考虑采油工程的要求先确定不同采油方式下的合理油管尺寸，而后选定可能的最小生产套管尺寸。

油气井油管及生产套管尺寸必须在完井之前就要选定，而在完井后油管尺寸是可以更换的，但生产套管则不可能更换。因此生产套管尺寸的选定要考虑到油井类型、采油方式、增产措施、原油特性及采油工程要求等因素的影响，从节点分析（**Nodal Analysis**）的油管敏感性分析确定油管尺寸，然后推算出生产套管尺寸，最后确定技术套管及井身结构。

对于天然气井，要从生产优化和增产措施两个方面来综合考虑并确定。因此，天然气井的油管和套管尺寸应当是：

$$\text{天然气井油、套管尺寸} = \max\{T1,\ T2,\ T3\} \qquad (9\text{-}1)$$

式中 **T1**—从生产优化目标所得出的油、套管尺寸；

**T2**—所选举升方式下所获得的油、套管尺寸；

**T3**—满足增产措施要求的油、套管尺寸。

对于采油井，可分为常规采油井和稠油开采井。对常规采油井，其油管和套管尺寸应当是：

$$\text{常规采油井油、套管尺寸} = \max\{t_1,\ t_2,\ t_3,\ t_4\} \qquad (9\text{-}2)$$

式中 $t_1$—自喷阶段从生产优化目标所得出的油、套管尺寸；

$t_2$—所选举升方式下所获得的油、套管尺寸；

$t_3$—满足增产措施要求的油、套管尺寸；

$t_4$—其它特殊工艺要求的油、套管尺寸。

对于稠油开采井，其油管和套管尺寸满足：

$$\text{稠油开采井油、套管尺寸} = \max\{T_{t1},\ T_{t2},\ T_{t3}\} \qquad (9\text{-}3)$$

式中 $T_{t1}$—所选人工举升方式下所获得的油、套管尺寸；

$T_{t2}$—满足稠油开采方式下所获得的油、套管尺寸；

$T_{t3}$—其它特殊工艺要求的油、套管尺寸。

生产套管的主要作用是保护井壁，封固和分隔各油气层，必要时可实现油气井分层开采、分层测试、分层注水、分层改造。在进行生产套管柱强度设计时，一是要对生产套管柱在井下的各种受力情况进行准确分析，二是要选择合适的强度设计方法。

套管强度设计时，应考虑到下生产套管柱、注水泥以及油气井生产的不同时期，套管柱的受力是变化的；套管强度设计时，应考虑到在不同的地层条件和地质环境下，套管柱的受力是不同的。套管柱受力可归纳为三种主要的基本载荷：内压力、外挤压力和轴向拉力。受力分析是套管柱设计的基础，为此，搞清地应力分布、地层流体压力、特殊作业时所施加的压力等是非常重要的。

套管柱强度设计一般按下列步骤进行：

1) 弄清对套管柱强度设计的基本要求，设计参数和施工参数；

2) 根据套管柱的工作环境及库存条件，初步确定套管种类、螺纹类型；

3) 根据外载荷进行套管抗挤强度设计，确定各段套管钢级和壁厚；

4) 进行套管抗内压强度校核和设计；

5) 进行套管抗拉强度校核和设计。

这些都已有相应设计规范（标准），可根据具体地区情况和油井的特殊情况参照使用。

## 9.1 2. 完井方式

目前国内外最常见的完井方式有套管或尾管射孔完井、割缝衬管完井、裸眼完井、裸眼或套管内砾石充填完井等。由于现有的各种完井方式都有其各自适用的条件和局限性，因此，了解各种完井方式的特点是十分重要的。

### (1) 裸眼完井方式

裸眼完井方式有先期裸眼完井方式、后期裸眼完井方式和复合型完井方式。

先期裸眼完井方式是钻头钻至油层顶界附近后，下套管注水泥固井。水泥浆上返至预定的设计高度后，再从套管中下入直径较小的钻头，钻穿水泥塞，钻开油层至设计井深完井。如图 9-3 所示。

有的厚油层适合于裸眼完成，但上部有气顶或顶界临近又有水层时，也可以将技术套管下过油气界面，使其封隔油层的上部然后裸眼完井，必要时再射开其中的含油段，此类完井可称为复合型完井方式。如图 9-4 所示。

后期裸眼完井方式是不更换钻头，直接钻穿油层至设计井深，然后下套管至油层顶界附近，注水泥固井。固井时，为防止水泥浆损害套管鞋以下的油层，通常在油层段垫砂或者替入低失水、高粘度的钻井液，以防水泥浆下沉。见图 9-5 所示。

裸眼完井的最主要特点是油层完全裸露，不会因井底结构而产生油气流向井底的附加渗流阻力，这种井称为水动力学完善井，其产能较高，完善程度高。裸眼完井方式的缺点是：不能克服井壁坍塌和油层出砂对油井生产的影响；不能克服生产层范围内不同压力的油、气、水层的相互干扰；无法进行选择性酸化或压裂；先期裸眼完井法在下套管固井时不能完全掌握该生产层的真实资料，以后钻进时如遇到特殊情况，会给钻进和生产造成被动。因此，裸眼完井方式的使用范围比较小，只能适用于那些坚固、稳定且无油气水夹层的单一油层或一些油气层性质相同的多油气层井。如 70 年代中东的不少油田，我国华北任丘油田古潜山油藏，四川气田等大多使用裸眼完井。后因裸眼完井难以进行增产措施、控制底水锥进和堵水，以及射孔技术的进步，现多转变为套管射孔完井。

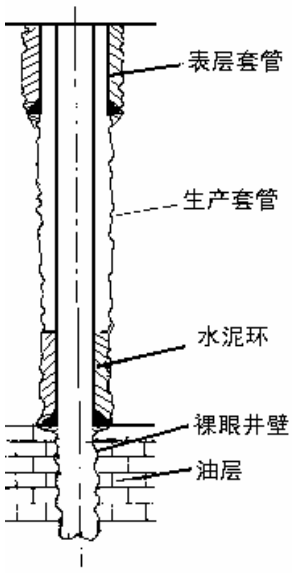



图 **9-3**　先期裸眼完井示意图

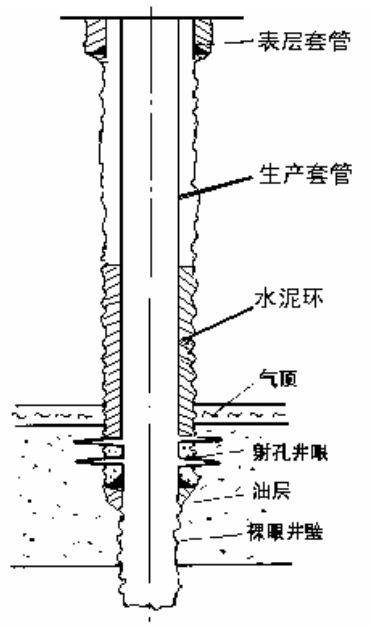



图 **9-4** 复合型完井方式示意图

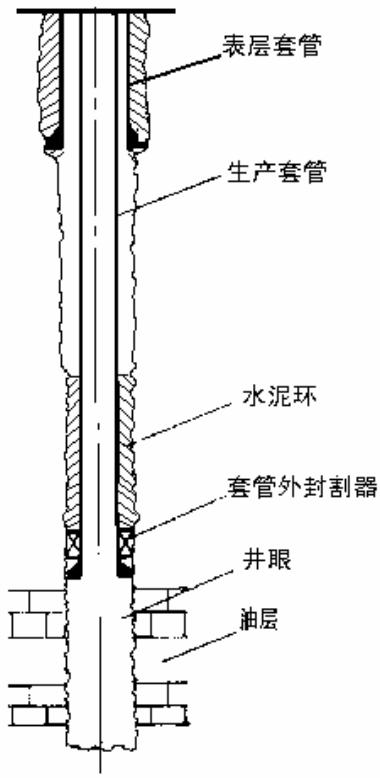



图 **9-5** 后期裸眼完井示意图

**(2) 射孔完井方式**

射孔完井是国内外最为广泛和最主要使用的一种完井方式，包括套管射孔完井和尾管射孔完井。

套管射孔完井是钻穿油层直至设计井深，然后下生产套管至油层底部注水泥固井，最后射孔，射孔弹射穿油层套管、水泥环并穿透油层至某一深度，建立起油流的通道，如图 **9-6** 所示。

套管射孔完井既可选择性地射开不同压力、不同物性的油层，以避免层间干扰，还可避开夹层水、底水和气顶，避开夹层的坍塌，具备实施分层注、采和选择性压裂或酸化等分层作业的条件。其缺点是出油面积小、完善程度较差，对井深和射孔深度要求严格，固井质量要求高，水泥浆可能损害油气层。

尾管射孔完井是在钻头钻至油层顶界后，下套管注水泥固井，然后用小一级的钻头钻穿油层至设计井深，用钻具将尾管送下并悬挂在套管上。再对尾管注水泥固井，然后射孔，如图 **9-7** 所示。

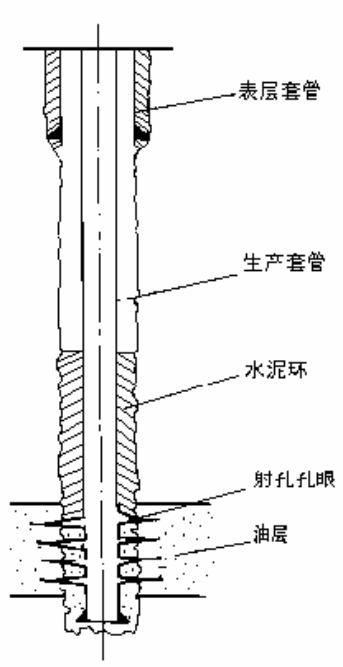



图 **9-6** 套管射孔完井示意图

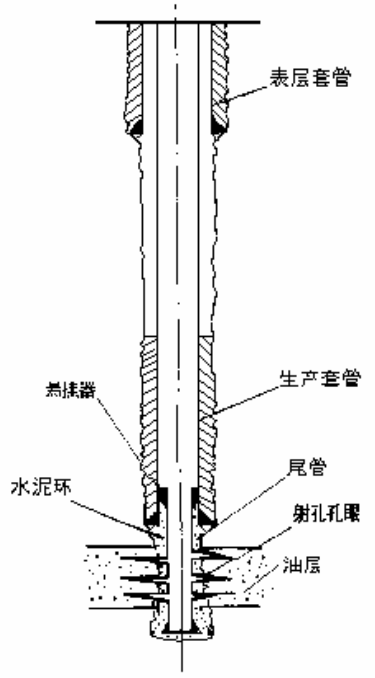



图 **9-7** 尾管射孔完井示意图

尾管射孔完井由于在钻开油层以前上部地层已被套管封固，因此，可以采用与油层相配伍的钻井液以平衡压力、欠平衡压力的方法钻开油层，有利于保护油层。此外，这种完井方式可以减少套管重量和固井水泥的用量，从而降低完井成本，目前较深的油、气井大多采用此方法完井。射孔完井对多数油藏都能适用，其具体使用条件见表 **9-1**。

表 **9-1**　各种完井方式适用的地质条件（垂直井）

| 完井方式 | 适用的地质条件 |
| --- | --- |
| 射 孔 完 井 | ① 有气顶、或有底水、或有含水夹层及易塌夹层等复杂地质条件，因而要求实施分隔层段的储层<br>② 各分层之间存在压力、岩性等差异，因而要求实施分层测试、分层采油、分层注水、分层处理的油层<br>③ 要求实施大规模水力压裂作业的低渗透储层<br>④ 含油层段长、夹层厚度大不适于裸眼完井构造复杂的油气藏 |
| 裸 眼 完 井 | 岩性坚硬致密，天然裂隙发育井壁稳定不坍塌的碳酸盐岩或砂岩储层<br>② 无气顶、无底水、无含水夹层及易塌夹层的储层<br>③ 单一厚储层，或压力、岩性基本一致的多层储层<br>④ 不准备实施分隔层段，选择性处理的储层 |
| 割缝衬管完井 | ① 无气顶、无底水、无含水夹层及易塌夹层的储层<br>② 单一厚储层，或压力、岩性基本一致的多层储层<br>③ 不准备实施分隔层段，选择性处理的储层<br>④ 岩性较为疏松的中、粗砂粒储层 |
| 裸眼砾石充填 | ① 无气顶、无底水、无含水夹层的储层<br>② 单一厚储层，或压力、岩性基本一致的多层储层<br>③ 不准备实施分隔层段，选择性处理的储层<br>④ 岩性疏松出砂严重的的中、粗、细砂粒储层 |
| 套管内砾石充填 | 有气顶、或有底水、或有含水夹层及易塌夹层等复杂地质条件，因而要求实施分隔层段的储层<br>② 各分层之间存在压力、岩性等差异，因而要求实施选择性处理的储层<br>③ 岩性疏松出砂严重的的中、粗、细砂粒储层 |
| 复合型完井 | ① 岩性坚硬致密，井壁稳定不坍塌的储层<br>② 裸眼井段内无含水夹层及易塌夹层的储层<br>③ 单一厚储层，或压力、岩性基本一致的多层储层<br>④ 不准备实施分隔层段，选择性处理的储层<br>⑤ 有气顶、或储层顶界附近有高压水层，但无底水的储层 |

**(3)　割缝衬管完井方式**

割缝衬管完井方式有两种完井工序。一是用同尺寸钻头钻穿油层后，套管柱下端连接衬管下入油层部位，通过套管外封隔器和注水泥接头固井封隔油层顶界以上的环形空间。如图 **9-8** 所示。

由于此种完井方式井下衬管损坏后无法修理或更换，因此一般都采用另一种完井工序，即钻至油层顶界后，先下套管注水泥固井，再从套管中下入直径小一级的钻头钻穿

油层至设计井深。最后在油层部位下入预选的割缝衬管，依靠衬管顶部的衬管悬挂器(卡瓦封隔器)，将衬管挂在套管上，并密封衬管和套管之间的环形空间，使油气通过衬管的割缝流入井筒，如图 9-9 所示。

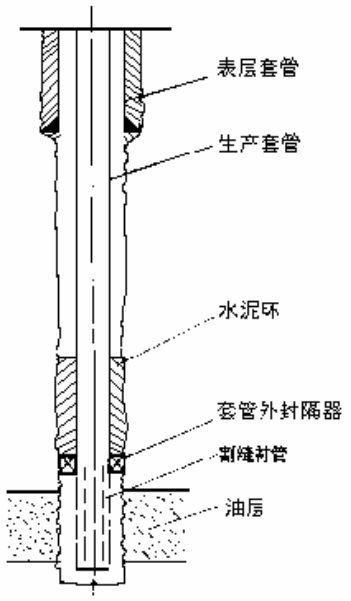



图 9-8 割缝衬管完井示意图

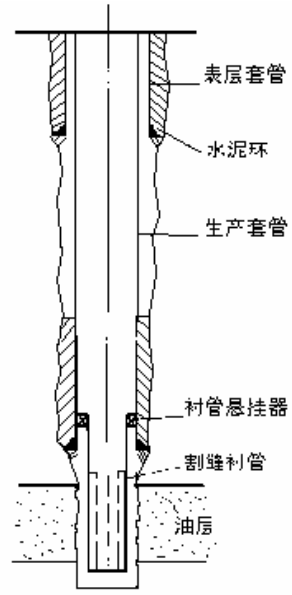



图 9-9 割缝衬管完井示意图

这种完井工序油层不会遭受固井水泥浆的损害，可以采用与油层相配伍的钻井液或其它保护油层的钻井技术钻开油层，当割缝衬管发生磨损或失效时也可以起出修理或更换。

割缝衬管完井方式是当前主要的完井方式之一。它既起到裸眼完井的作用，又防止了裸眼井壁坍塌堵塞井筒，同时在一定程度上起到防砂的作用。由于这种完井方式的工艺简单，操作方便，成本低，故而在一些出砂不严重的中粗砂粒油层中不乏使用，特别在水平井中使用较普遍。其具体使用条件见表 9-1。

**(4) 砾石充填完井方式**

对于胶结疏松出砂严重的地层，一般应采用砾石充填完井方式。它是人为地在衬管和井壁之间充填一定尺寸的砾石，使之起防砂和保护生产层的作用。充填砾石的方法可分为直接充填和预制充填两种。

直接充填是先将绕丝筛管或衬管下入井内油层部位，然后用充填液将在地面上预先选好的砾石泵送至绕丝筛管（或衬管）与井眼或绕丝筛管与套管之间的环形空间内，构成一个砾石充填层，以阻挡油层砂流入井筒，达到保护井壁、防砂入井的目的。

预制充填砾石绕丝筛管也是防砂完井的一种方法，该方法是在地面预先将符合油层特性要求的砾石填入具有内外双层绕丝筛管的环形空间而制成的防砂管，将此种筛管下入井内，对准出砂层位进行防砂。该防砂方法其油井产能低于井下砾石充填，防砂有效期不如砾石充填长，因其不能象井下砾石充填能防止油层砂进入井筒，所以只能防止油层

砂进入井筒后不再进入油管。该方法工艺简便、成本低，在一些不具备砾石充填的防砂井，仍是一种有效方法。

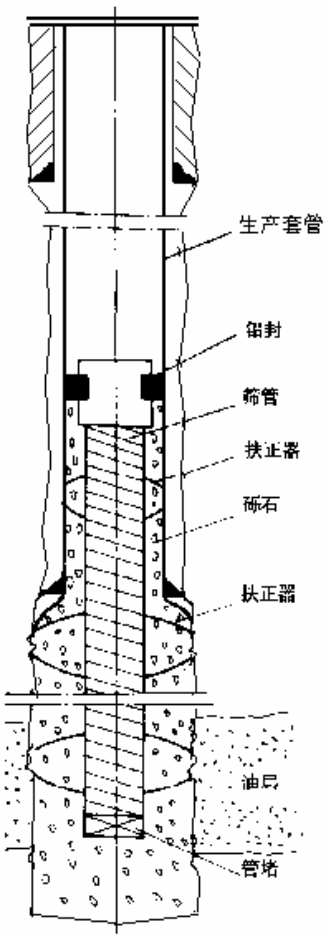



图 **9-10** 裸眼砾石充填完井示意图

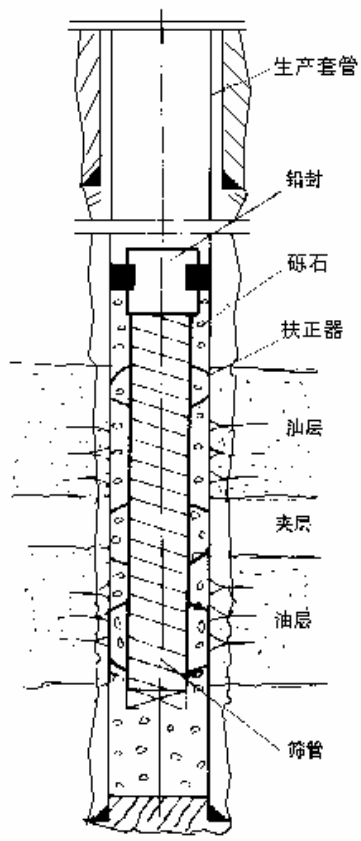



图 **9-11** 套管内砾石充填完井示意图

砾石充填完井一般都使用不锈钢绕丝筛管而不使用割缝衬管。其原因是：① 割缝衬管的缝口宽度由于受加工割刀强度的限制，最小为 **0.5mm**，因此它适用于中、粗砂粒油层，而绕丝筛管的缝隙宽度最小可达 **0.12mm**，故其适用范围广；② 绕丝筛管是由绕丝形成一种连续缝隙，流体通过筛管时几乎没有压降，且绕丝筛管的断面为梯形，外窄内宽，具有一定的“自洁作用”，轻微的堵塞可被产出流体疏通，其流通面积比割缝衬管大；③ 绕丝筛管以不锈钢丝为原料，其耐腐蚀性强，使用寿命长，综合经济效益高。

为了适应不同油层特性的需要，裸眼完井和射孔完井都可以充填砾石，分别称为裸眼砾石充填和套管内砾石充填。

在地质条件允许使用裸眼而又需要防砂时，就应采用裸眼砾石充填完井方式。其工序是钻头钻达油层顶界以上约 **3 m** 后，下技术套管注水泥固井，再用小一级的钻头钻穿水泥塞，钻开油层至设计井深，然后更换扩张式钻头将油层部位的井径扩大到技术套管

外径的 **1.5** 至 **2** 倍，以确保充填砾石时有较大的环形空间，增加防砂层的厚度，提高防砂效果。见图 **9-10**。

套管内砾石充填的完井工序是：钻头钻穿油层至设计井深后，下油层套管于油层底部，注水泥固井，然后对油层部位射孔。要求采用高孔密、大孔径射孔，以增大充填流通面积，有时还把套管外的油层砂冲掉，以便向孔眼外的周围油层填入砾石，避免砾石和地层砂混合增大渗流阻力。见图 **9-11**。

为解决油层出砂问题，还可采用金属纤维防砂筛管、陶瓷防砂滤管、多孔冶金粉末防砂滤管、多层充填井下滤砂器以及化学固砂等方法完井。

### 9.1.3 完井方式选择

完井方式选择是完井工程设计的重要环节之一，只有根据油气藏的类型和油气层的特性，以及满足油气田投入开发后所采取的一系列工程技术措施的要求，去选择最合适的完井方式，才能有效地开发油田，延长油气井寿命和提高油田开发效果。

对注水开发的油田，由于注水贯穿于油田开发的全过程，而且注水压力接近油层破裂压力，特别是深井低渗透油层其注水压力较高，因此在选择注水井完井方式时，要求能分隔层段，需根据油水井节点系统分析确定合理的注水压力值，同时考虑生产套管强度和螺纹密封性，保证注水井在长期承受高压下正常工作；

需采用压裂、酸化的井，由于作业时排量大、摩阻高，因而施工压力高，因此在选择完井方式时，必须选择套管射孔完成，同时考虑生产套管强度和螺纹密封性；

对存在气顶、底水或边水的油藏，完井时必须充分考虑如何发挥气顶、底水或边水的有利作用，同时又要能有效地控制其不利因素；

对油田开发中、后期的调整井，其目的是为调整井网或油水井损坏不能利用而重钻的油、水井，这类井与原来钻开的开发井有很大的不同，主要表现在油水井压力系统、层间压力和油层含油饱和度都已发生很大变化，层间压力差异大，有的夹层或油层已坍塌，给钻开油层和固井会造成很大的困难，因此对调整井的完井要考虑已变化后的特点；

对稠油油藏，因地下流体粘度高几乎不能流动，用常规方法无法开采，必须采用热采，完井时既要考虑套管受温度的影响，用耐高温水泥固井，又要考虑防砂等问题；采油工程中的防腐、注气等技术问题也是完井方式选择时需要考虑的内容。

完井方式的选择主要是针对单井而言。虽单井属于同一油藏类型，但其所处地理位置不同，所选定完井方式也不尽相同，如油藏有气顶、底水，若采用裸眼完成，技术套管则应将气顶封隔住，再钻开油层，而不钻开底水层。若采用套管射孔完成，则应避射气顶和底水。又如有边水油藏，采用套管射孔完成时，油田开发要充分利用边水驱动作用，避免射开油水过渡带。完井方式选择需考虑的主要因素见图 **9-12**。

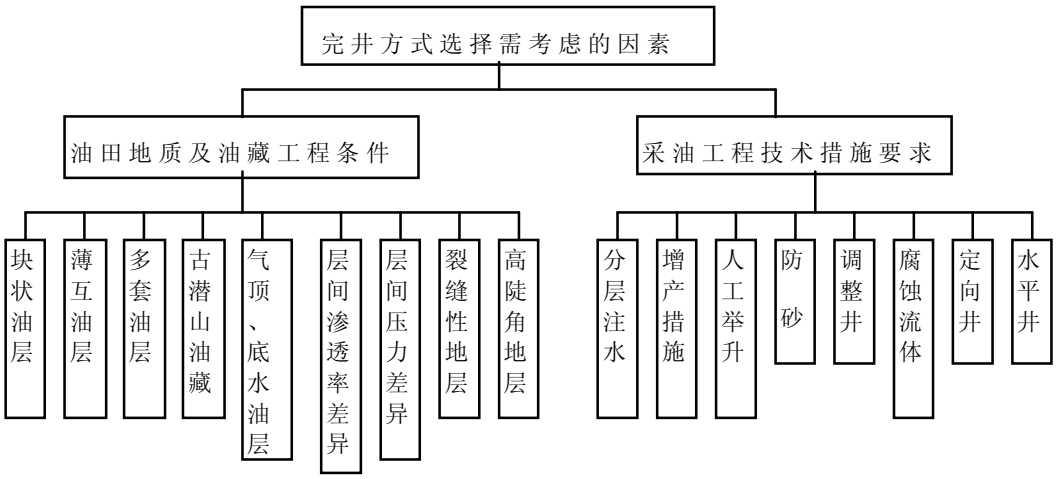



图 **9-12**　完井方式选择需要考虑的因素

**(1) 直井的完井方式选择**

相对来讲，直井完井的工艺技术较简单、建井周期短、造价低。油藏类型、渗流特征和原油性质不同完井方式会有不同。砂岩油气藏的完井方式选择流程见图 **9-13**；碳酸盐岩油气藏的完井方式选择流程见图 **9-14**；火成岩、变质岩等油藏的完井方式选择流程见图 **9-15**。

**（2） 水平井及定向井完井方式选择**

水平井完井方式选择可分为两类：

一是按曲率半径选择完井方式。对短曲率半径的水平井，目前基本上是裸眼完井，它主要是在坚硬垂直裂缝的油层中完成，或是在致密裂缝砂岩中完成，因为这些地层不易坍塌；对中、长曲率半径的水平井可根据岩性、原油物性、增产措施等因素选择完井方式。目前水平井技术发展很快，井内水平段不断增长，因而不宜采用裸眼完井，通常采用的是割缝衬管加套管外封隔器完井或套管射孔完井。

另一种是按开采方式及增产措施选择完井方式。对水平井采用注蒸汽开采稠油，其完井方式大多采用割缝衬管完井，再下金属纤维滤砂管或预充填绕丝筛管防砂，如我国胜利乐安油田采用了割缝衬管和套管射孔完井；对低渗透油层的水平井，需进行压裂措施，因此只能采用套管射孔完井，即使采用割缝衬管加套管外封隔器完井，也只能进行小型酸化措施，而无法进行压裂措施；至于定向井完井方式的选择，因其井斜大致在 **50**°左右，其完井方式基本同直井一样进行选择。

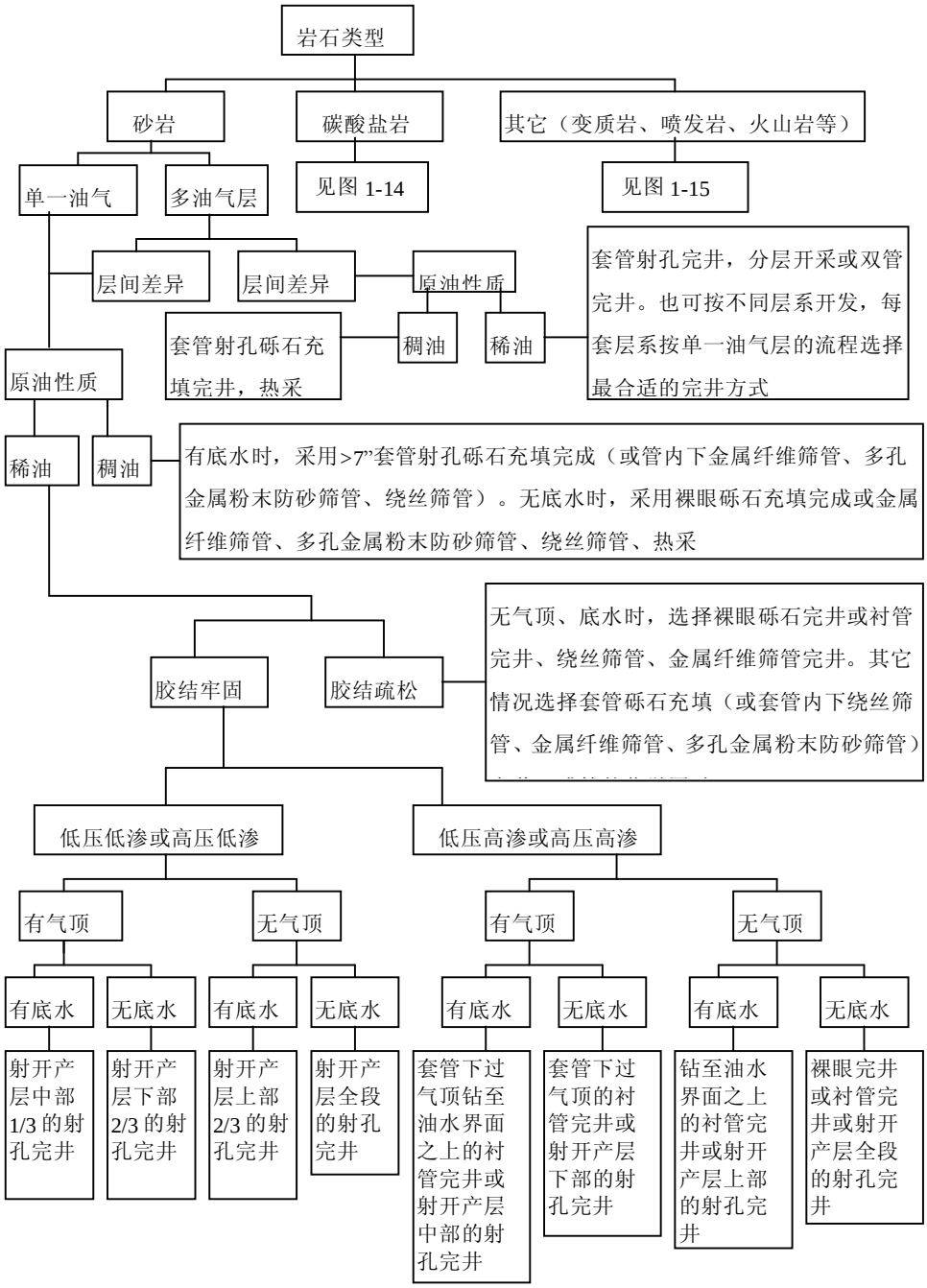



图 **9-13**　砂岩油气藏的完井方式选择流程图

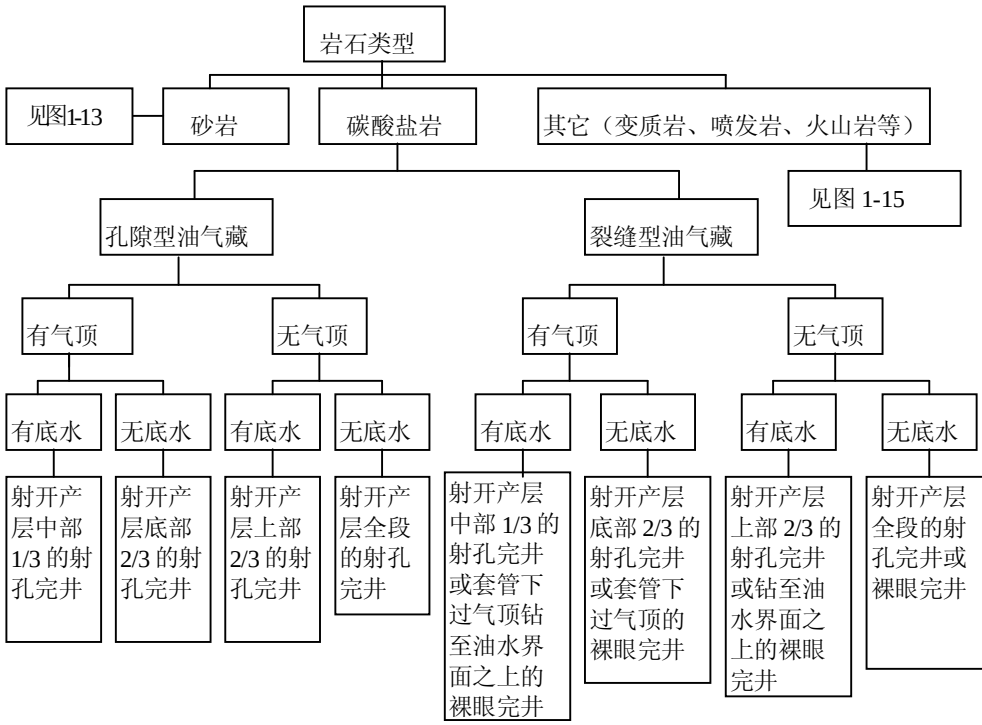



图 **9-14**　碳酸盐岩油气藏的完井方式选择流程图

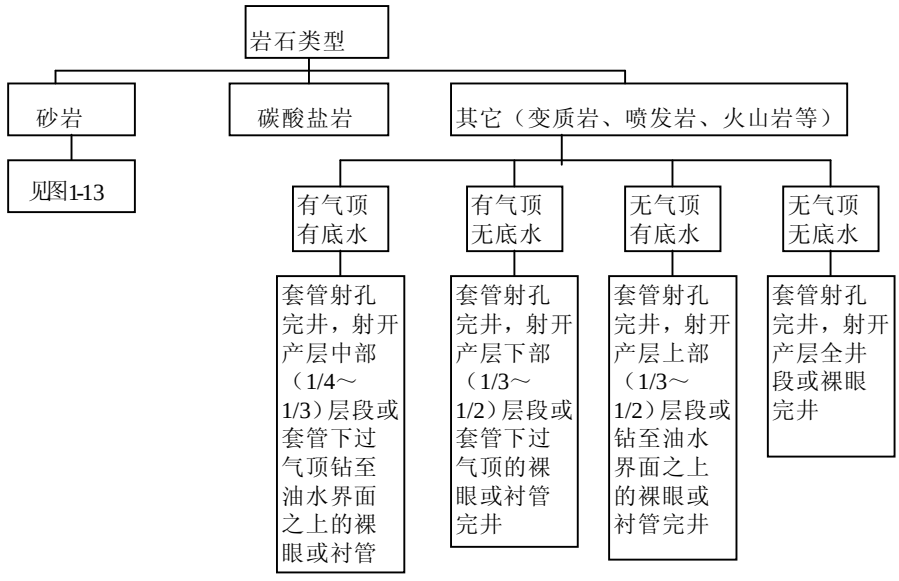



图 **9-15**　火成岩、变质岩等油气藏的完井方式选择流程图

## *9.1.4 水平井完井技术

目前常见的水平井完井方式有裸眼完井、割缝衬管完井、带管外封隔器(ECP)的割缝

衬管完井、射孔完井和砾石充填完井五类，各种完井方式的优缺点见表 **9-2**。

表 **9-2** 各种水平井完井方式的优缺点

| 完井方式 | 优　　点 | 缺　　点 |
|---|---|---|
| 裸眼完井 | ①　成本最低<br>②　储层不受水泥的损害<br>③　使用可膨胀式双封隔器，可实施生产控制和分隔层段的增产作业<br>④　使用转子流量计可实施生产检测 | ①　疏松储层，井眼可能坍塌<br>②　难以避免层段之间的窜通<br>③　可选择的增产作业有限，如不能进行大型水力压裂作业<br>④　生产检测资料不可靠 |
| 割缝衬管完井 | ①　成本相对较低<br>②　储层不受水泥的损害<br>③　可防止井眼坍塌 | ① 不能实施层段的分隔，因而不可避免层段之间的窜通<br>② 无法进行选择性的增产增注作业<br>③ 无法进行生产控制，不能获得可靠的生产测试资料 |
| 带 **ECP** 的割缝衬管完井 | ①　相对中等强度的完井成本<br>②　储层不受水泥浆的损害<br>③　依靠管外封隔器实施层段分隔，可以在一定程度上避免层段之间的窜通<br>④ 可以进行生产控制、生产检测和选择性的增产增注作业 | 管外封隔器分隔层段的有效厚度，取决于水平井眼的规则程度，封隔器的坐封和密封件的耐压、耐温等因素 |
| 射孔完井 | ① 最有效的层段分隔，可以完全避免层段之间的窜通<br>② 可以进行有效的生产控制、生产检测和包括水力压裂在内的任何选择性增产增注作业 | ①　相对较高的完井成本<br>②　储层受水泥浆的损害<br>③　水平井的固井质量目前尚难保证<br>④　要求较高的射孔操作技术 |
| 裸眼预充填砾石筛管完井 | ①　储层不受水泥浆的损害<br>②　可防止疏松储层出砂及井眼坍塌<br>③　特别适宜于热采稠油油藏 | ① 不能实施层段分隔，因而不可避免层段之间的窜通<br>②　无法进行选择性增产增注作业<br>③　无法进行生产控制等 |
| 套管内预充填砾石筛管完井 | ①　可防止疏松储层出砂及井眼坍塌<br>②　特别适宜于热采稠油油藏<br>③　可以实施选择性的射孔层段 | ①　储层受水泥浆的损害<br>②　必须起出井下预充填砾石筛管后才能实施选择性增产增注作业 |

**(1)** 裸眼完井方式

它是一种简单的水平井完井方式。即：技术套管下至预计的水平段顶部，注水泥固

井封隔。然后换小一级钻头钻水平井段至设计长度完井。如图 **9-16** 所示。

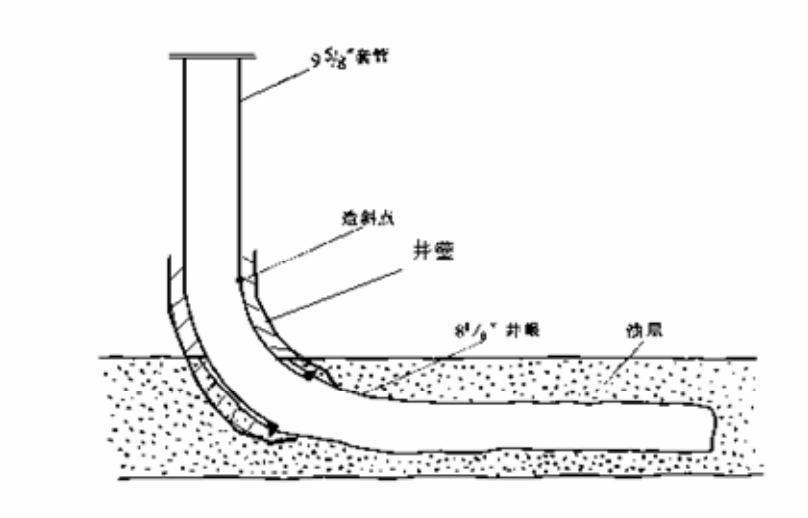



图 **9-16**　裸眼水平井完井示意图

（**2**） 割缝衬管完井方式

它是将割缝衬管悬挂在技术套管上，依靠悬挂封隔器封隔管外的环形空间。割缝衬管完井时割缝衬管要加扶正器，以保证衬管在水平井眼中居中，如图 **9-17** 所示。该完井方式简单，既可防止井塌，还可将水平井段分成若干段进行小型措施。

（**3**） 管外封隔器**(ECP)**完井方式

它是依靠管外封隔器实施层段的分隔，可以按层段进行作业和生产控制，该完井方式有三种形式，见图 **9-18**、图 **9-19**、图 **9-20** 所示。

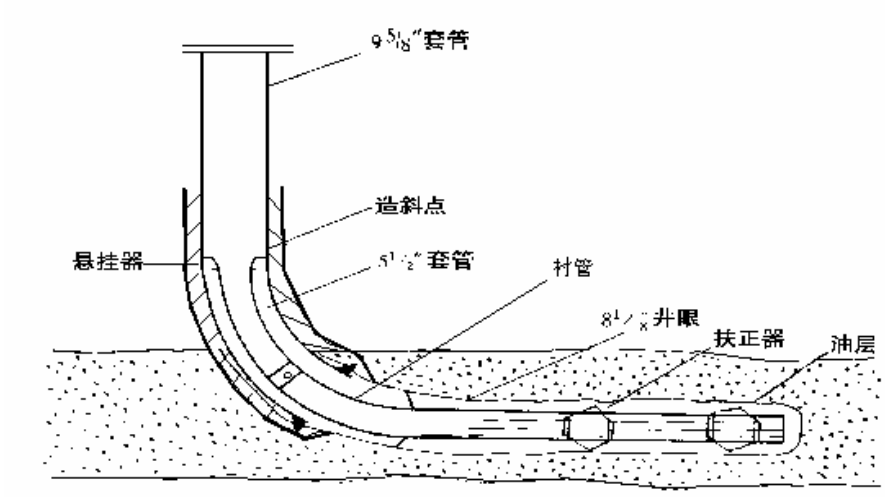



图 **9-17**　割缝衬管完井示意图

（**4**） 射孔完井方式

它是将套管下过直井段注水泥固井后，在水平井段内下入完井尾管、注水泥固井。完井尾管和套管重合 **100m** 左右为佳，最后在水平井段射孔。如图 **9-21** 所示。

（5） 砾石充填完井方式

在水平井段内，不论是进行裸眼井下砾石充填还是套管内井下砾石充填，其工艺都很复杂。裸眼水平井预充填砾石绕丝筛管完井，其筛管结构及性能同垂直井，但使用时应加扶正器，以使筛管在水平段居中，如图 **9-22** 所示。水平井套管内预充填砾石绕丝筛管完井是先射孔完井然后下入预充填绕丝筛管，如图 **9-23** 所示。

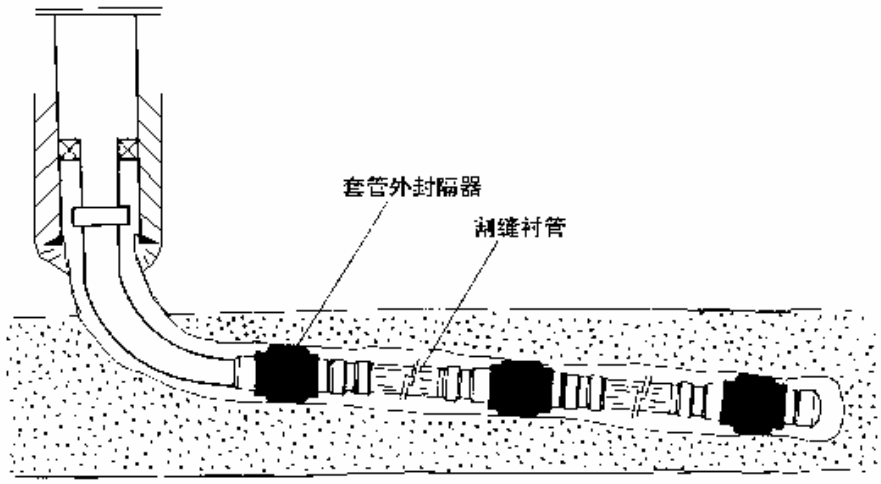



图 **9-18**　套管外封隔器及割缝衬管完井示意图

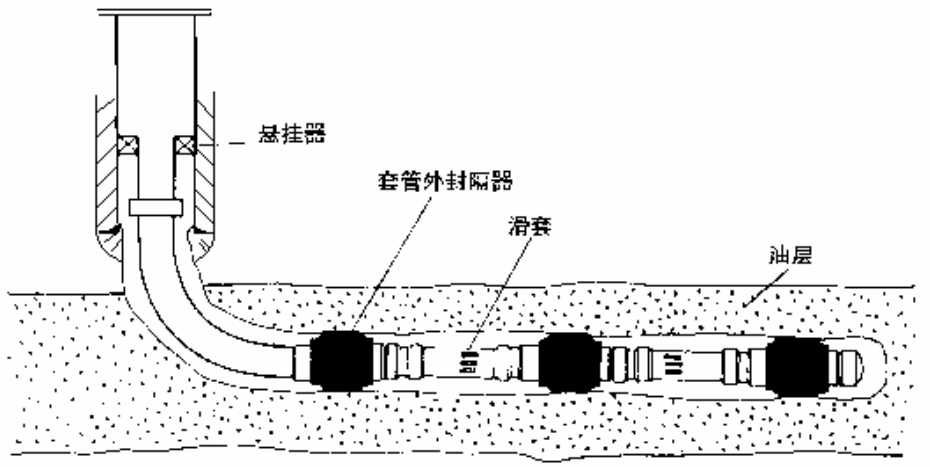



图 **9-19**　套管外封隔器及滑套完井示意图

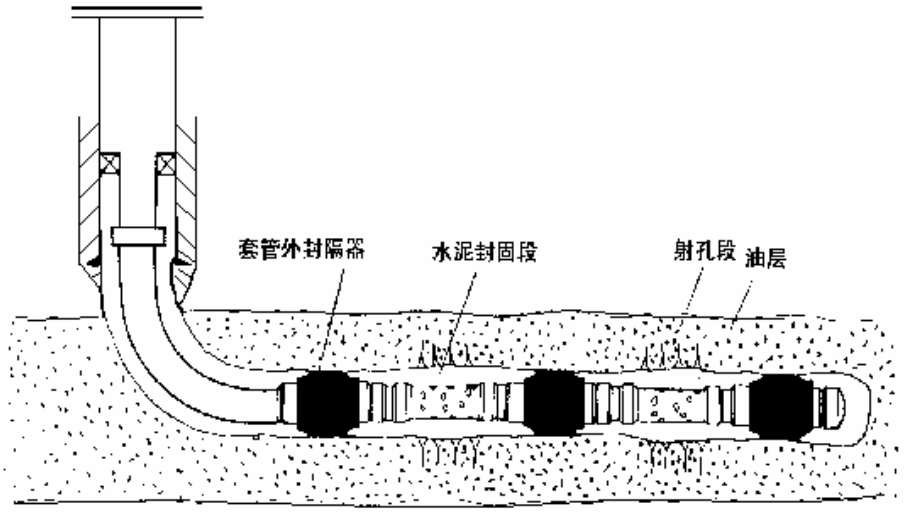



图 **9-20**　套管外封隔器及衬管射孔完井示意图

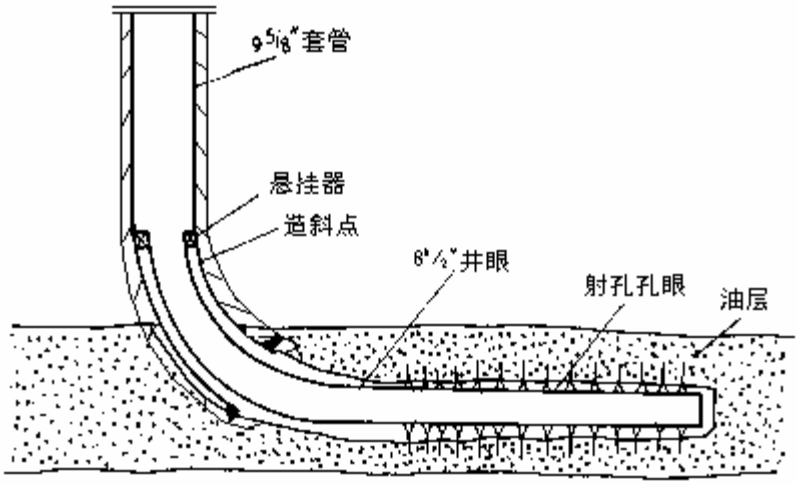



图 **9-21**　水平井射孔完井示意图

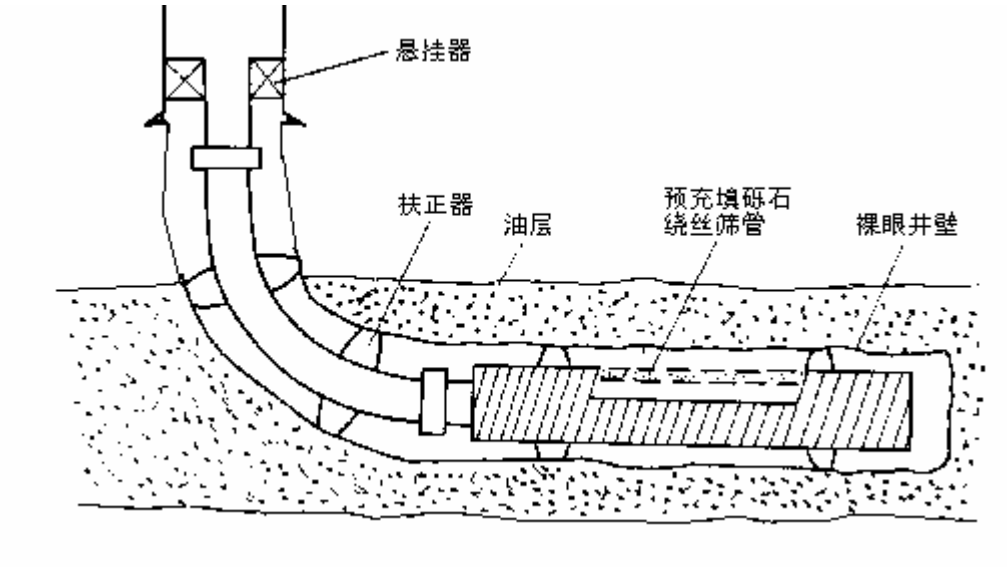



图 **9-22**　水平井裸眼预充填砾石绕丝筛管完井示意图

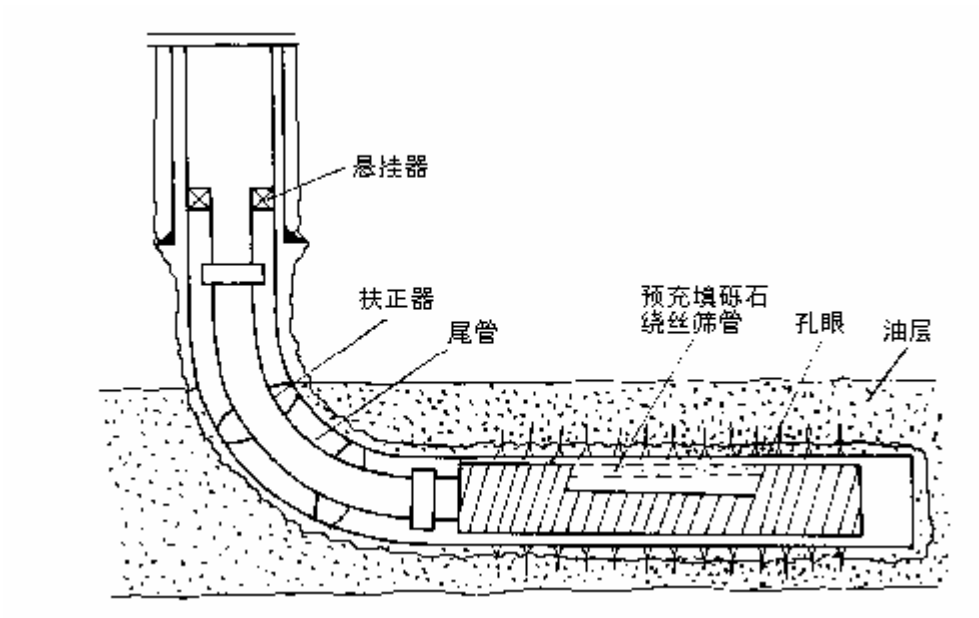



图 **9-23**　水平井套管内预充填砾石筛管完井示意图

## 9.2　射孔方案设计

射孔完井是目前国内、外使用最广泛的完井方法。在射孔完井的油气井中，井底孔眼是沟通产层和井筒的唯一通道。如果采用正确的射孔设计和恰当的射孔工艺，就可使射孔对产层的损害最小，完善程度高，从而获得理想的产能。

多年来人们对射孔工艺、射孔枪弹与仪器、射孔损害机理及评价方法、射孔优化设

计以及负压射孔和射孔液等进行了大量的理论、实验和矿场试验研究，射孔技术取得了迅速的发展。采用先进的理论和方法，针对储层性质和工程实际情况，把射孔完井作为一项系统工程来考虑，优选射孔工艺和优化射孔设计，是搞好完井必不可少的基本条件。

### 9.2.1 射孔参数设计

射孔参数设计是搞好射孔施工、提高射孔效率和经济效益的前提。要获得理想的射孔效果，必须针对不同的储层特点和不同的射孔目的，对射孔参数、射孔条件和射孔方法进行综合优选的最佳设计。进行正确而有效的射孔参数优选，取决于以下几个方面：一是对于各种储层和地下流体情况下射孔井产能规律的量化认识程度；二是射孔参数、损害参数和储层及流体参数获取的准确程度；三是可供选择的枪弹品种、类型的系列化程度。

射孔参数优化设计主要考虑三个方面的问题：各种可能参数组合的产能比、套管损害情况和孔眼的力学稳定性。产能比是优化目标函数，后两者是约束条件，对特殊井(压裂井、水平井等)还应做特殊考虑。

射孔参数优化设计前，首先要做好资料准备工作：

① 收集射孔枪、弹的基本数据，射孔弹的基本数据包括混凝土靶的穿深、孔径、岩心流动效率、压实损害参数等，射孔枪参数包括枪外径、适用孔密、相位角、枪的工作压力和发射半径以及适用射孔弹型号；

② 进行射孔弹穿深、孔径校正；

③ 完成钻井损害参数的计算（损害深度、损害程度），它是影响射孔优化设计的重要参数。

应用非线性回归方法，对有限元油井射孔模型中获得的大量计算数据进行回归，得出计算射孔油井产能的公式，通过综合整理得到射孔参数与产能比的关系式，其形式如下：

$$PRI = PRIM\left[A + B\log\left(D_n R_o - C\right)\right] \qquad (9\text{-}4)$$

式中 **PRI**—产率比（射孔井产能与自然产能的比值）；

**PRIM**—极限产率比；

**A**，**B**，**C**—与射孔参数有关的经验回归公式，视不同情况而有不同的表达式；

$D_n$—孔密，孔/米；

$R_o$—射孔孔眼半径，米。

射孔参数优化必须建立在对各种地质、流体条件下射孔产能规律的正确认识基础上，或者是建立起正确的模型，获得定量化的关系。根据此定量关系，计算各种可能的孔密、相位、射孔弹配合下的各种产能比，并计算出每种配合下套管抗挤能力降低系数，在保证套管抗挤能力降低不超过 **5%**的前提下，选择出使产能比最高的射孔参数配合。具体的射孔参数的优选过程是：

① 建立各种储层和产层流体条件下射孔完井产能关系数学模型，获得各种条件下射孔产能比定量关系；

② 收集本地区、邻井和设计井有关资料和数据，用以修正模型和优化设计；

③ 调配射孔枪、弹型号和性能测试数据；

④ 校正各种弹的井下穿深和孔径；

⑤ 计算各种弹的压实损害系数；

⑥ 计算设计井的钻井损害参数；

⑦ 计算和比较各种可能参数配合下的产能比、产量、表皮系数和套管抗挤毁能力降低系数，优选出最佳的射孔参数配合。

影响油井射孔产能的因素包括孔深、孔密、孔径、相位角、伤害程度、伤害深度、压实程度、压实厚度及非均质性等。射孔参数对各类油气层产能的影响可用电模拟及有限元数模方法研究。对孔隙性油藏，其研究结果如图 **9-24**、图 **9-25**、图 **9-26** 所示。

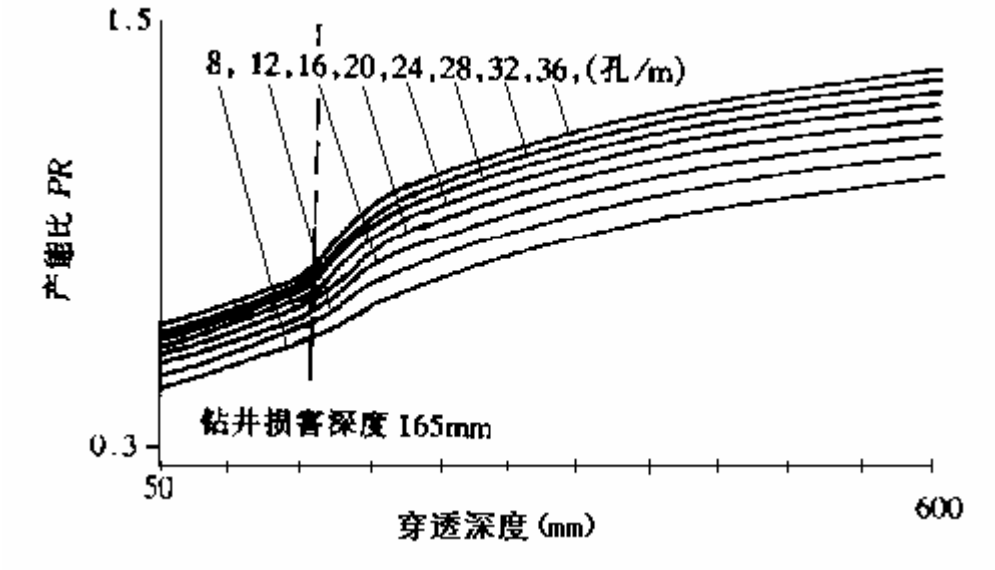



图 **9-24**　孔深、孔密与油井产能比关系曲线

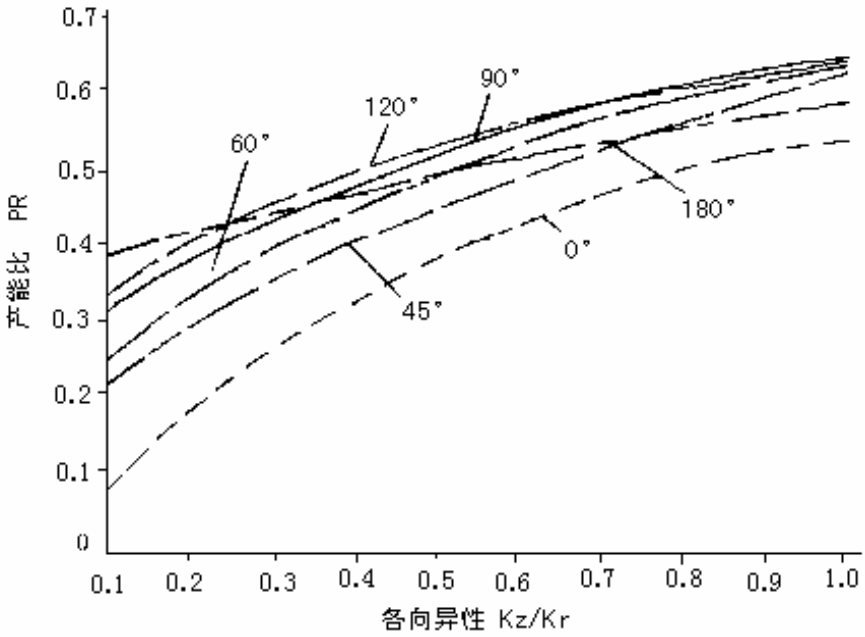



图 **9-25**　相位角和各向异性与油井产能比关系曲线

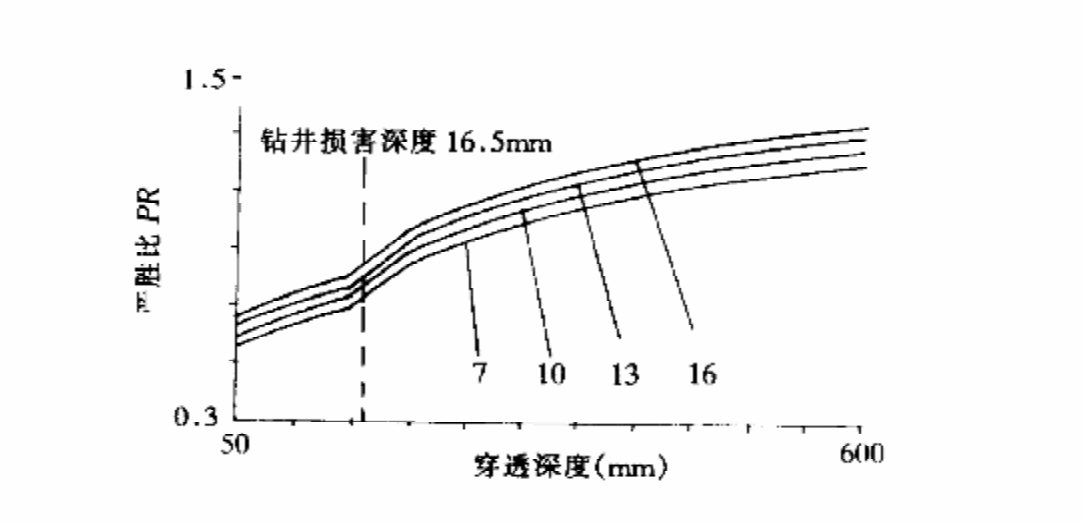



图 **9-26**　孔径与油井产能比关系曲线

聚能射孔时的高温、高压冲击波会在孔眼周围产生压实带，研究结果表明：压实带厚度增加使产能比降低。压实损害程度（压实带渗透率与油层渗透率的比值）对产能的影响则比较明显，尤其是孔眼穿透钻井损害区以后，其影响将显著上升，如图 **9-27** 所示。

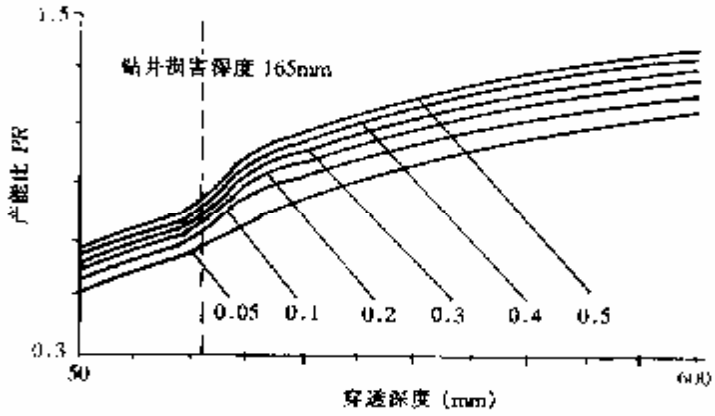



图 **9-27**　油井射孔压实程度与产能比关系曲线

## 9.2.2　射孔工艺设计

射孔工艺设计主要包括射孔方式、射孔枪、弹和射孔液选择。

（**1**）射孔方式选择

根据油藏和流体特性、地层损害状况、套管程序和油田生产条件，选择恰当的射孔方式。

① 电缆输送套管枪射孔 **(WCG)**：按采用的射孔压差可分为常规电缆套管枪正压射孔和套管枪负压射孔。

套管枪正压射孔是指射孔前用高密度射孔液造成井底压力高于地层压力，在井口敞开的情况下，利用电缆下入套管射孔枪后，通过接在电缆上的磁性定位器测出定位套管接箍对比曲线，调整下枪深度对准层位，在正压差下对油、气层部位射孔，取出枪后，下油管并装好井口，进行替喷、抽汲或气举等诱喷或直接采用人工举升的方法，使油气井投产。该方法具有施工简单，成本低和高孔密、深穿透的特点，但正压会使射孔液的固相和液相侵入储层而导致较严重的储层损害。为减少正压对地层的损害，特别要求优质的射孔液。

套管枪负压射孔与套管枪正压射孔基本相同，只是射孔前将井筒液面降低到一定深度，使井底压力低于油藏压力以建立适当的负压。该方法主要用于低压油藏，具有负压清洗和穿透较深的双重优点。

负压值是负压射孔的关键。一方面要保证孔眼清洁、冲刷出孔眼周围的破碎压实带中的细小颗粒，满足这一要求的负压称为最小负压；另一方面，负压值又不能超过某个值以免造成地层出砂、垮塌、套管挤毁或封隔器失效等其它方面的问题，对应的这一临界值称为最大负压。合理射孔负压值的选择应当是既高于最小负压又不超过最大负压。

射孔有效负压值可按以下计算方法确定：

最小有效负压差值计算式如下式

$$\Delta P_{min}=17.24/K^{0.3} \qquad (9\text{-}5)$$

式中 $K$ — 产层渗透率，$10^{-3}\mu m^2$；

$\Delta P_{min}$ — 最小负压差值，Mpa 。

根据声波时差，可确定保证孔眼稳定，产层不出砂所允许的最大负压差值$\Delta P_{max}$。当声波时差 DT>295μs/m 时，有

$$\Delta P_{max}=24.132-0.03994\times DT \qquad (9\text{-}6)$$

式中 $DT$ — 声波时差，μs/m；

$\Delta P_{max}$ — 最大负压差值，MPa 。

最后，射孔有效负压值的确定如下：

若产层有出砂的可能，应选择接近最小负压差的值：

$$\Delta P_{rec}=0.8\Delta P_{min}+0.2\Delta P_{max} \qquad (\Delta P_{max}\geq\Delta P_{min}\text{时}) \qquad (9\text{-}7)$$

式中 $\Delta P_{rec}$ — 推荐射孔有效负压值,MPa。

若产层出砂的可能性很小，可选择接近最大负压差的值：

$$\Delta P_{rec}=0.8\Delta P_{max}+0.2\Delta P_{min} \qquad (\Delta P_{max}\geq\Delta P_{min}\text{时}) \qquad (9\text{-}8)$$

$$\Delta P_{rec}=0.8\times\Delta P_{max} \qquad (\Delta P_{max}\leq\Delta P_{min}\text{时}) \qquad (9\text{-}9)$$

② 油管输送射孔(TCP)：它是利用油管将射孔枪下到油层部位射孔，油管下部连有压差式封隔器、带孔短节和引爆系统，油管内只有部分液柱形成射孔负压，通过地面投棒引爆、压力或压差式引爆或电缆湿式接头引爆等各种方式射开油气层。该方法具有高孔密、深穿透的优点，负压值高，易于解除射孔对储层的损害，对于斜井、水平井和稠油井等电缆难以下入的井更为有利。由于在井口预先装好采油树，故安全性能好，非常适于高压油、气井。同时射孔后即可投入生产，便于测试、压裂、酸化等和射孔联作，减少压井和起下管柱次数，减少对油层的损害和作业费用。

③ 油管输送射孔联作：它包括油管输送射孔和地层测试联作以及和压裂酸化联作工艺。

油管输送射孔和地层测试联作是指将油管输送装置的射孔枪、点火头、激发器等部件接到单封隔器测试管柱的底部。管柱下到待射孔和测试井段后，进行射孔校深、坐好封隔器并打开测试阀，引爆射孔后转入正常测试程序。这种工艺尤其适合于自喷井。

油管输送射孔与压裂、酸化联作工艺在我国四川气田、长庆油田获得了成功应用。完井时下一次管柱，能完成射孔、测试、酸化、压裂、试井等工序。

④ 电缆输送过油管射孔(TTP)：它是首先将油管下至油层顶部，装好采油树和防喷管，射孔枪和电缆接头装入防喷管内，然后打开清蜡闸门下入电缆，射孔枪通过油管下出油管鞋。用电缆接头上的磁定位器测出短套管位置，点火射孔。该方法具有负压射孔、减少储层损害的优点，适合于不停产补孔和打开新层位的生产井，避免了压井和起下油管作业。但是，由于该射孔方式使用的射孔枪和射孔弹受到油管内径的限制，无法实现深穿透、高孔密、大孔径射孔，其应用受到很大限制。目前，一般都不采用这种方式。

⑤ 超高压正压射孔：它是利用聚能射孔时射流局部的高压和高速，采用高于油层破裂压力的正压进行射孔。如油管传输氮气正压射孔工艺，是在射孔枪下至射孔位置后，将液氮替入井内，并在井口加压使井底压力高于油层破裂压力下射孔。该工艺主要优点是：成孔瞬间的高正压差或气体膨胀能在孔眼周围形成微裂缝，以消除孔眼压实带造成

的伤害；可避免射孔液对油层的伤害；部分进入油层的氮气有利于清洗孔眼及排液，从而解除油层堵塞；通过控制放压可使油井迅速建立压差投入生产；对于钻开油层及固井过程中造成严重损害的井，与酸处理联作（射孔前井内替入酸液）可有效地解除近井处的油层损害。

⑥ 高压喷射和喷砂射孔：高压喷射射孔是指利用高压液体射流配合机械打孔装置在套管上钻孔，并以高压射流穿透地层，带喷嘴的软管边喷边向前进，射孔后收回。该方法的优点是孔径大、穿透深度远。

水力喷砂射孔的原理是高压液携砂。携砂液浓度为 5%左右，利用高压喷砂液体将套管射穿，继而射向地层。因射流压力高，若地层不是坚硬地层，可能将地层不是射成一个孔，而是形成一个洞穴，不利于今后生产，除非特殊要求，一般情况下不采用此方法。目前发展一种喷砂切割，形成穿透深度较大的窄缝，运用于低渗油藏，并可消除压实带的影响。

（2）射孔枪、弹选择

根据射孔枪的枪体结构，可把它分为有枪身射孔和无枪身射孔。

有枪身射孔枪是使用最早、适合各种用途的射孔枪，尤其在不允许套管和管外水泥受到破坏以及打开油水或油气界面附近的较薄地层时，通常采用该方法。其基本特点是：爆炸材料与井内液体无接触；爆炸的飞出物和弹筒的碎片残留在壳体内。

无枪身射孔枪分为全销毁型和半销毁型，主要用于过油管射孔作业。其特点是：对套管弯曲和有缩径井况具有较好的通过性；射孔后电缆易于提出地面。

目前在生产中普遍使用的是聚能射孔弹，它由弹壳、聚能药罩（金属衬套）、炸药和导爆索组成。对一定类型和数量的炸药，射孔弹有一确定的能量用于做功，射孔弹设计要考虑的主要参数有导爆索、聚能罩、炸药柱和间隙穿透能力等。射孔弹的最大可能尺寸，主要受到枪身内部径向尺寸或弹壳尺寸以及枪身或套管允许变形尺寸的限制。

（3）射孔液选择

1）对射孔液的性能要求

射孔施工过程中采用的工作液称为射孔液，它是完井液中的一种。由于射孔孔眼穿入油层一定深度，有时它的不利影响甚至比钻井液的影响更为严重。因此，要保证最佳的射孔效果，就必须研究筛选出适合于油气层及流体特性的优质射孔液。

射孔液总的要求是保证与油层岩石和流体配伍，防止射孔过程中和射孔后对油层的进一步损害，同时又能满足下列性能要求。

① 密度可调节 为在套管枪射孔时有效的控制井喷，射孔液的密度必须适合油气层压力，既不能过大也不能过小。过大易压死油层，过小易发生井喷。

② 腐蚀性小 要求射孔液减少对套管和油管的腐蚀，同时也要减少产生不溶物，防止不溶物进入射孔孔道，对产层造成损害。

③ 高温下性能稳定 采用聚合物配制的射孔液，要求在高温下聚合物不降解保持性能稳定；对盐水配制的射孔液，要防止随温度的变化而产生结晶。

④ 无固相 防止堵塞孔道。

⑤ 低滤失 使进入储层的液体减少，降低对油层损害。

⑥ 成本低、配制方便。

**2**）射孔液对油层可能造成的损害

射孔液对油气层的损害机理与完井液对油气层的损害机理相同，但由于在油气层射孔后，射孔液直接与油气层接触，射孔液选择不当就会对油层造成损伤。

① 射孔液固相颗粒损害。采用固相射孔液时，固相颗粒在正压差的作用下，将进入射孔孔道或微裂缝，而将孔眼堵塞甚至填满，较小的固相颗粒还会穿过孔壁而进入油层引起深部损害。

② 射孔液滤失造成损害。在正压差的作用下，射孔液将不同程度地滤失进入油气层，产生多种形式的损害，如引起粘土矿物膨胀、分散、剥落和运移；与油气层矿物或流体不配伍，产生化学沉淀或结垢；由于含水饱和度上升，产生水锁反应，导致原油或天然气的相对渗透率下降；射孔液与油层中的原油生成粘性乳状液，或者油层的润湿性发生反转，增大油流阻力；聚合物射孔液中的长链高分子聚合物进入油层，在孔道表面吸附而降低孔喉有效半径。

③ 射孔液速敏造成损害。在正压差较大且油层渗透率较高时会导致射孔液的滤失速度增大。由于油层中固相颗粒或射孔液带入的外来固相颗粒，在高滤失速度下可能产生颗粒间的强烈干扰并形成桥拱而堵塞孔喉。在速敏严重时，必须控制压差或提高射孔液粘度。

**3**）射孔液体系：

① 无固体清洁盐水射孔液。该体系是由各种盐类及清洁淡水加入适当的添加剂配制而成。此种射孔液保护油层的机理是利用体系中各种无机盐及其矿化度与地层水中的各种无机盐及其矿化度匹配，液体中的无机盐将改变体系中的离子环境，可降低离子活性和减少粘土的吸附能力。在滤液侵入油层后，将尽量避免油层中敏感性粘土矿物产生变化，使粘土颗粒仍然保持稳定，不易发生膨胀运移。同时，由于射孔液中无固相颗粒，不会发生外来固相侵入油层孔道。此种射孔液具有成本低、配制方便、使用安全的特点，但对于裂缝性地层、渗透率较高且速敏效应严重的油层不宜使用。

② 聚合物射孔液。它主要用于可能产生严重漏失(裂缝)或滤失(如高渗透)以及射孔压差较大、速敏较严重的油层。它是在无固相盐水射孔液的基础上，根据需要添加不同性能的高分子聚合物配制而成。加聚合物的主要目的是调整流变特性和控制滤失量，有时为了获得更好的滤失效果，还可加入不同类型的固体作为桥接剂。聚合物的类型和浓度主要根据滤失量和滤液损害率来确定。总的要求是滤失量小、对油层损害小。

③ 油基射孔液　它可以是油包水型乳状液或者直接采用原油或者柴油加入一定量添加剂作为射孔液。该射孔液由于滤液为油相，避免了油层的水敏作用。但应注意由于某些添加剂(如表面活性剂)的作用可能导致油层润湿反转，或者射孔液的原油中的沥青或石蜡等乳化剂进入油层形成乳状液，而降低油层渗透率。因此，使用前应进行防乳、破乳实验，根据情况加入适当的破乳剂。

④ 酸基射孔液。该体系是由醋酸或稀盐酸加入适合不同要求的添加剂配制而成。由于酸本身具有一定的溶解岩石矿物或杂质的能力，可使射孔后孔眼中以及孔壁附近压实带物质得到一定的溶解，从而减少射孔后压实带渗透率降低和预防残留颗粒堵塞孔道。

同时，必须加入粘土稳定剂、破乳剂、防腐剂以及铁离子稳定剂和抗酸渣添加剂等。

## 9.3 油气层保护

油气层保护的目的是为了保证在油气井作业中储层中流体渗流阻力不增加，渗透率不变。否则，油气层则受到损害，其后果会影响新探区和新油气层的发现，以及油气井的产量，从而给石油勘探和开发带来巨大经济损失。因此，保护油气层不受损害是十分重要的。

### 9．3．1 油气层损害

在钻开油气层、注水泥、射孔、试油、酸化、压裂、采油、注水、修井等施工过程中都会不同程度地破坏油气层原有的物理—化学平衡状态，这种入井流体与储层及其流体不配伍时造成近井地带油层渗透率下降的现象称为油气层损害。油田的勘探和开发是一个系统工程，如果其中的某个环节造成了严重的油气层损害，都可能使其它工作无效，影响油田开发效果。因此，了解生产过程中可能造成的油气层损害的机理，不但有助于采取保护油气层的措施，而且也是判断油气层损害程度的基础。

表 **9-3** 简要列出了油气井作业中可能造成的油气层损害的原因。生产过程中可能造成油气层损害的原因虽然很多，但主要的损害机理可归纳为以下四个方面：

① 外来流体与储层岩石矿物不配伍造成的损害；

② 外来流体与储层流体不配伍造成的损害；

③ 毛细现象造成的损害；

④ 固相颗粒堵塞引起的损害。

### 9.3.2 储层敏感性

储层敏感性是指储层对可能造成损害的各种因素的敏感程度。在油气勘探开发过程的每个施工环节—钻井、固井、完井、射孔、增产措施、修井、注水中，储层都会与外来流体以及它所携带的固体颗粒接触。由于这些流体与储层流体和储层矿物不匹配而导致储层渗流能力的下降，从而在不同程度上损害了储层的生产能力，甚至不能发现油层或产出油气。为了保护油气储层，充分发挥其潜力，有必要对储层的各种敏感性进行系统评价。

储层敏感性评价主要是通过岩心流动实验，考察油气层岩心与各种外来流体接触后所发生的各种物理化学作用对岩石性质，主要是对渗透率的影响及其程度。此外，对于油气层敏感性密切相关的岩石的某些物理化学性质，还必须通过化学方法进行测定，以便在全面、充分认识油气层性质的基础上，优选出与油气层配伍的工作液，为完井工程设计和实施提供必要的参数和依据。

绝大多数油气层，总是或多或少地含有敏感性矿物，它们一般粒径小，分布在孔隙表面和喉道处，处于与外来流体优先接触的位置。由于敏感性矿物的物理和化学性质稳定区间狭小，在完井作业中，当各种外来流体侵入油气层后，就容易与敏感性矿物及其所含流体发生各种物理和化学作用，结果是降低油气天然生产能力或注入能力，即发生

所谓的油气层损害。损害的程度可用油气层渗透率的下降幅度来表示，这也是室内敏感性评价的依据。

表 9-3　油气井作业过程中可能导致油气层损害的原因

| 序号 | 作业过程 | 导致油气层损害的原因 | |
|---|---|---|---|
| 1 | 钻开油气层 | 1 钻井液与储层不配伍 | 滤液可引起粘土膨胀、水锁、乳化；固相引起堵塞等 |
| | | 2 压差控制不当 | 促使钻井液滤液及固相易进入地层 |
| | | 3 浸泡时间过长 | 增加滤液侵入量 |
| | | 4 钻井液流速梯度过大 | 冲蚀井壁破坏滤饼，不仅促使滤液进入产层，而且易造成井眼扩大，影响固井质量 |
| | | 5 快速起下钻 | 快速起钻的抽汲作用破坏滤饼，快速下钻的冲击作用增大压差而使井液侵入储层量增加 |
| | | 6 钻具刮削井壁 | 破坏滤饼使井液易进入储层；泥抹作用使固相嵌入渗流通道 |
| 2 | 注水泥 | 1 水泥浆滤液进入储层 | 造成粘土膨胀分散；水泥的水化作用使氢氧化物过饱和重结晶沉淀在孔隙中 |
| | | 2 固井质量不好 | 后继工作会沿水泥环渗漏于地层 |
| 3 | 射孔、试油 | 1 压实带的形成 | 射孔工艺固相特征，压实带内岩石力学性质及渗流特征受到破坏 |
| | | 2 射孔液与储层不配伍 | 引起粘土膨胀及水锁等 |
| | | 3 固相堵塞 | 射孔液中固相颗粒高，如钻井液絮块、射孔碎片 |
| | | 4 射孔压差过大 | 射孔正压差比负压差易产生损害 |
| | | 5 高压差高排量试油 | 引起储层内微粒运移；在井眼周围地带形成压力亏空带再次引起大量渗漏；压力下降快，原油脱气 |
| 4 | 酸化 | 1 酸反应物再次产生沉淀 | 酸敏矿物存在时可产生絮状或胶状沉淀物 |
| | | 2 酸液有杂物 | 作业管线不干净，铁锈、污物等进入地层造成外来固相堵塞 |
| | | 3 酸化措施不当 | 岩石骨架及胶结物被酸溶解后，产生不溶于酸的固体颗粒，使地层微粒运移加重 |
| | | 4 酸与地层流体不配伍 | 原油中的沥青质与酸接触形成胶状沉淀 |
| 5 | 压裂 | 压裂液与储层不配伍 | 滤液与粘土作用使粘土水化膨胀、乳化等；压裂液残渣或固相堵塞 |
| 6 | 采油 | 1 采油速度过大 | 使油气层微粒发生运移 |
| | | 2 油层压力温度改变 | 可能改变地层水离子平衡而结垢；沥青质或蜡质原油生成有机垢 |
| | | 3 清蜡方法不当 | 刮下的石蜡或沥青会进入油层 |
| | | 4 化学处理剂不当 | 处理剂与产层接触降低了渗透率 |
| 7 | 注水 | 1 水质不合格 | 可引起粘土膨胀、分散运移、化学沉淀、细菌堵塞等；水中机械杂质可引起堵塞 |
| | | 2 注水强度不当 | 井壁附近地带流速过大引起地层微粒运移 |
| 8 | 修井 | 修井液与储层不配伍 | 引起粘土膨胀、分散、结垢、岩石润湿性反转、原油乳化等；井内残留物堵塞渗流通道 |

油气层敏感性评价实验有速敏、水敏、盐敏、碱敏、酸敏评价实验，以及钻井完井液损害评价实验等。

**1)** 速敏　油气层的速敏性是指在钻井、采油、增产作业和注水等作业或生产过程中，设流体与地层无任何物理和化学作用的条件下，当流体在油气层中流动时，引起油气层中微粒运移并堵塞喉道造成油气层渗透率下降的现象。对于特定的油气层，由油气层中微粒运移造成的损害，主要与油气层中流体的流动速度有关，因此速敏评价实验目的在于：① 找出由于流速作用导致微粒运移从而发生损害的临界流速，以及找出由于速敏引起的油气层损害程度；② 为以下的水敏、盐敏、碱敏和酸敏等实验确定合理的实验流速提供依据，一般来说，其它各类评价实验的实验流速为速敏实验求出的临界流速的 **0.8** 倍，因此速敏评价实验先于其它实验；③ 为确定合理的注采速度提供科学依据。

以不同的注入速度向岩心中注入实验流体（煤油或地层水），并测定各个注入速度下岩心的渗透率，从注入速度与渗透率的变化关系上，判断油气层岩心对流速的敏感性。当流速达到某一数值时，岩心渗透率明显下降**(**下降值一般为 **5%**左右**)**，此时的流速即为临界速度。如果流量 $Q_{i-1}$ 对应的渗透率 $K_{i-1}$ 与流量 $Q_i$ 对应的渗透率 $K_i$ 满足式（**9-10**）：

$$\frac{K_{i-1}-K_i}{K_{i-1}}\times 100\% \geq 5\% \qquad (9\text{-}10)$$

说明已发生速度敏感，流量 $Q_{i-1}$ 即为临界流量。速敏程度评价标准见表 **9-4**。

表 **9-4**　速度敏感程度评价指标

| 损 害 程 度 | ≤**0.3** | **0.3**～**0.7** | ≥**0.7** |
|---|---|---|---|
| 敏 感 程 度 | 弱 | 中　等 | 强 |

表中损害程度的计算式为：

$$\text{损害程度}=\frac{K\max-K\min}{K\max}\times 100\% \qquad (9\text{-}11)$$

式中　**Kmax**—所有流速下各渗透率点中的最大值，$10^{-3}\mu m^2$；

**Kmin**—所有流速下各渗透率点中的最小值，$10^{-3}\mu m^2$。

以渗透率 $K_L$（$10^{-3}\mu m^2$）为纵坐标**,**以流量 **q**（**ml/min**）或流速 **v**（**cm/s**）为横坐标作岩心敏感性评价图**,**如图 **9-28** 所示。

储层的临界流速 $V_c$ 不是一个常数，它随流体性质的不同而改变。这里的流体性质主要是指流体的盐度、**pH** 值等。盐度降低将使储层的粘土矿物水化、膨胀，并可能进一步分散解体，释放出更多的微粒。同时，粘土膨胀也将使储层的喉道尺寸缩小。**pH** 值升高会使结合力较若的高岭石类粘土矿物脱离岩石骨架。因此，临界流速往往随着流体盐度的下降，**pH** 值的升高而下降。

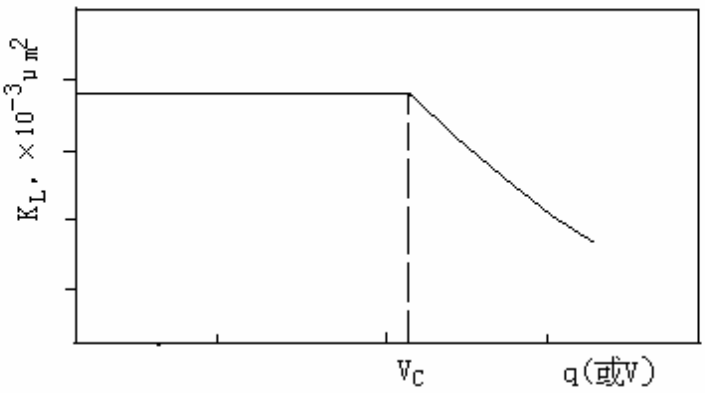



图 **9-28** 岩心速度敏感性评价图

**2)** 水敏 油气层中的粘土矿物在原始油藏条件下处于一定矿化度的环境中，当淡水进入储层时，某些粘土矿物就会发生膨胀、分散、运移，从而减少或堵塞地层孔隙和喉道，造成地层渗透率的降低，油气层的这种遇淡水后渗透率降低的现象称为水敏。水敏实验的目的是了解粘土矿物遇淡水后的膨胀、分散、运移过程，找出发生水敏的条件及水敏引起的油气层损害程度，为各类工作液的设计提供依据。

水敏性评价实验主要是测定三种不同盐度（初始盐度—地层水、盐度减半—次地层水、盐度为 **0**—去离子水）液体下岩心的渗透率。首先用地层水测定岩心的渗透率，然后再用次地层水测定岩心的渗透率，最后用淡水（一般为去离子水）测定岩心的渗透率，从而确定淡水引起岩心中粘土矿物的水化膨胀及造成的损害程度。实验曲线见图 **9-29**。图中 $K_i$ 为实测渗透率，$K_\infty$ 为等价液体渗透率。

水敏性评价实验主要是研究水敏性矿物的水敏性，故驱替速度必须低于临界流速，以保证没有“桥堵”发生。此时产生的渗透率变化，才可以认为是仅由于粘土矿物水化膨胀引起的。在驱替过程中所采用的速度要随着流体盐度的减小而降低。

**3)** 盐敏 在钻井、完井及其它作业中，各种工作液具有不同的矿化度，有的低于地层水矿化度，有的高于地层水矿化度，当高于地层水矿化度的工作液滤液进入油气层后，可能引起粘土的收缩、失稳、脱落，当低于地层水矿化度的工作液滤液进入油气层后，则可能引起粘土的膨胀和分散，这些都将导致油气层孔隙空间和喉道的缩小及堵塞，引起渗透率的下降从而损害油气层。因此，盐敏评价实验的目的是找出渗透率明显下降的临界矿化度，以及由盐敏引起的油气层损害程度。

通过向岩心注入不同矿化度等级的盐水（按地层水的化学组成配制）并测定各矿化度下岩心对盐水的渗透率，根据渗透率随矿化度的变化来评价盐敏损害程度，找出盐敏损害发生的条件。根据实际情况，一般要做升高矿化度和降低矿化度两种盐敏评价实验。对于升高矿化度的盐敏评价实验，第一级盐水为地层水，将盐水按一定的浓度差逐级升

高矿化度，直至找出临界矿化度 $C_{c2}$ 或达到工作液的最高矿化度为止。对于降低矿化度的盐敏评价实验，第一级盐水仍为地层水，将盐水按一定的浓度差逐级降低矿化度，直至注入液的矿化度接近零为止，求出的临界矿化度为 $C_{c1}$。

如果矿化度 $C_{i-1}$ 对应的渗透率 $K_{i-1}$ 与流量 $C_i$ 对应的渗透率 $K_i$ 满足式（**9-12**）：

$$\frac{K_{i-1}-K_i}{K_{i-1}}\times 100\% \geq 5\% \qquad (9\text{-}12)$$

说明已发生盐敏，则矿化度 $C_{i-1}$ 即为临界矿化度 $C_C$。按此标准，在升高矿化度实验时可以确定临界最高矿化度 $C_{c2}$，而在降低矿化度实验时可以确定临界最低矿化度 $C_{c1}$，从而确定出避免发生盐敏损害的完井液有效矿化度区间。图 **9-30** 和图 **9-31** 分别为岩心降低矿化度和升高矿化度的盐敏评价实验曲线。

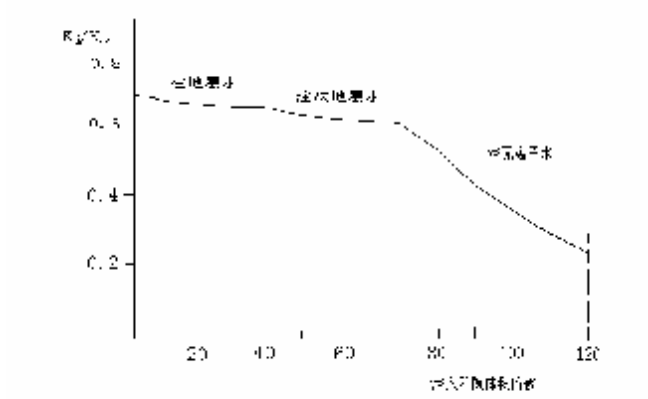



图 **9-29**　岩心水敏实验曲线

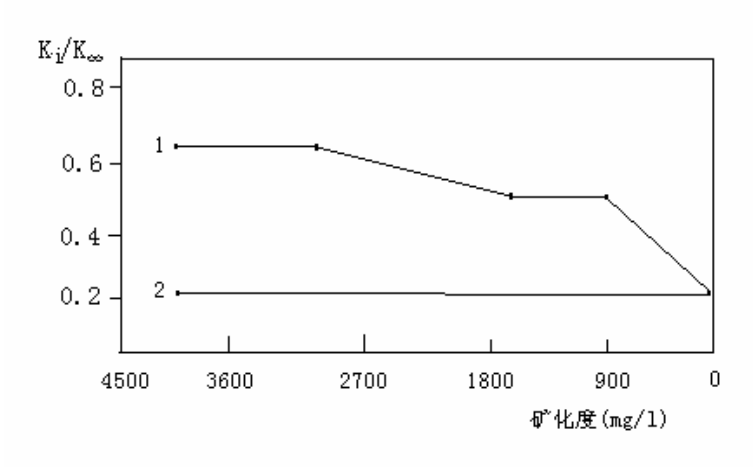



图 **9-30**　降低矿化度的盐敏曲线

**1**—矿化度降低试验　　**2**—矿化度恢复试验

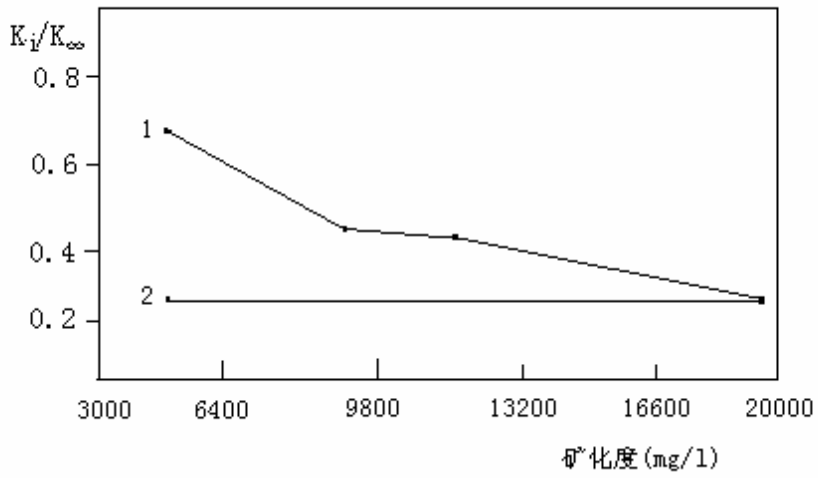



图 **9-31** 升高矿化度的盐敏曲线

**1**—矿化度升高试验　　**2**—矿化度恢复试验

由图 **9-30** 可以看出，当盐水矿化度逐级递减时，岩心渗透率逐渐降低，这是由于岩心中的粘土矿物与淡水膨胀而缩小孔喉尺寸以及粘土矿物膨胀后分散脱落并堵塞小喉道所致，当矿化度降至蒸馏水后，再测恢复至地层水矿化度的岩心渗透率，其值远小于初始地层水的岩心渗透率。表明降低矿化度的盐敏损害是不可逆的。

由图 **9-31** 可以看出，当矿化度逐级递增时，岩心渗透率也逐渐降低，这是由于粘土矿物发生收缩并分散而堵塞喉道所致。当矿化度升至最高值后，再测恢复至地层水矿化度的岩心渗透率，其值不断降低。表明破坏粘土结构稳定性的盐敏损害是不可逆的。

**4)** 碱敏　地层水 **pH** 值一般呈中性或弱碱性，而大多数钻井液和水泥浆的 **pH** 值在 **8**～**12** 之间，当高 **pH** 值流体进入油气层后，促使粘土水化、膨胀、运移或生成沉淀物而造成的地层损害称为碱敏。碱敏评价实验的目的是找出碱敏发生的条件，主要是临界 **pH** 值，以及由碱敏引起的油气层损害程度，为各类工作液的设计提供依据。

通过注入不同 **pH** 值的地层水并测定其渗透率，根据渗透率的变化来评价碱敏损害程度，找出碱敏损害发生的条件。如果 $pH_{i-1}$ 对应的渗透率 $K_{i-1}$ 与 $pH_i$ 对应的渗透率 $K_i$ 满足式（**9-12**）的条件，说明已发生碱敏。图 **9-32** 为岩心的碱敏实验曲线。

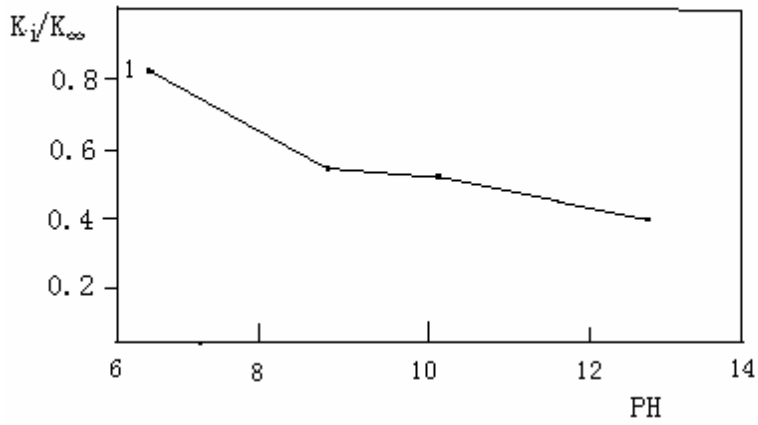



图 **9-32** 碱敏实验曲线

**5)** 酸敏 油气层的酸敏性是指油气层与酸作用后引起的渗透率降低的现象。酸化是油气田广泛采用的解堵和增产措施。酸液进入油气层后，一方面改善油气层的渗透率；另一方面又与油气层中的矿物及地层流体反应产生沉淀并堵塞油气层的孔喉。因此，酸敏评价实验目的是研究各种酸液的酸敏程度，其本质是研究酸液与油气层的配伍性，为油气层基质酸化时确定合理的酸液配方提供依据。

酸敏实验包括原酸（一定浓度的盐酸、氢氟酸、土酸）和残酸（可用原酸与另一块岩心反应后制备）的敏感实验，有现行的部颁标准。图 **9-33** 为岩心酸敏实验曲线。由图可知，①、③曲线均敏感，而曲线②不敏感。

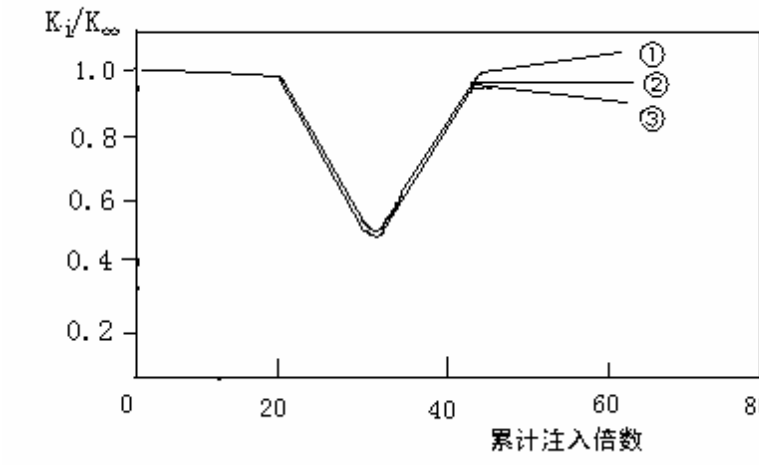



图 **9-33** 酸敏实验曲线

在正压差条件下的钻井过程中，钻井液不可避免地要进入地层，如果钻井液与地层不配伍，其固相和液相的侵入必然要产生地层损害。因此，完井工程设计中，除考察上

述五种储层敏感性外，还应了解钻井液对地层的损害情况，这对于用钻井液钻开油层的完井作业显得尤为重要。因此，完井液评价实验的目的就是要了解现场用完井液与岩心接触后对储层的损害程度，从而评价完井液及优选配方。必要时还应专门考察完井液中的处理剂及钻井液滤液对储层的损害。

综上所述，五敏实验是评价和诊断油气层损害的最重要的手段之一。一般说来，对每一个区块，都应做五敏实验，可参照表 **9-5** 进行完井过程中保护油气层技术方案的制定，并指导生产。

表 **9-5**　五敏实验结果的应用

| 项　　目 | 实　验　结　果　及　其　应　用 |
|---|---|
| 速敏实验<br>（包括油速敏和水速敏） | ①　确定其它几种敏感性实验（水敏、盐敏、酸敏、碱敏）的实验流速；<br>②　确定油井不发生速敏损害的临界产量；<br>③　确定注水井不发生速敏损害的临界注入速率，若该值太小，不能满足配注要求，应考虑增注措施；<br>④　确定各类工作液允许的最大密度。 |
| 水敏实验 | ①　如无水敏，则进入地层的工作液之矿化度只要小于地层水矿化度即可，不作严格要求；<br>②　如果有水敏，则必须控制工作液的矿化度大于 **Cc1**；<br>③　如果水敏性较强，在工作液中要考虑使用粘土稳定剂。 |
| 盐敏实验<br>（升高矿化度和降低矿化度实验） | ①　对于进入地层的各类工作液都必须控制其矿化度在两个临界矿化度之间，即 **Cc1**＜工作液矿化度＜**Cc2**；<br>②　如果是注水开发的油田，当注入水的矿化度小于 **Cc1** 时，为了避免发生水敏损害，一定要在注入水中加入合适的粘土稳定剂，或对注水井进行周期性的粘土稳定剂处理。 |
| 碱敏实验 | ①　对于进入地层的各类工作液都必须控制其 **pH** 值在临界 **pH** 值以下；<br>②　如果是强碱敏地层，由于无法控制水泥浆的 **pH** 值在临界 **pH** 值之下，为了防止油气层损害，建议采用屏蔽式暂堵技术；<br>③　对于存在碱敏性的地层，要避免使用强碱性工作液。 |
| 酸敏实验 | ①　为基质酸化的酸液配方设计提供科学的依据；<br>②　为提供合理的解堵方法和增产措施提供依据。 |

## 9.4 试油

在石油勘探过程中，根据地质录井资料和测井资料的解释结果，以及钻井过程中油、气显示等各项资料，利用一套专用的设备和方法，对可能出油的层位，通过对油气水产量、温度、压力及油气水性质进行直接测量来鉴别和认识油气水层的工作，称为试油。试油的目的是为勘探开发提供依据。

### 9.4.1　试油的任务及工作内容

试油工作的主要任务是：

**1)** 了解储层及其流体的性质，为附近同一地层的其它探井提供重要的地质资料，许

多探井资料可以初步确定该油田的工业价值；

**2)** 查明油、气田的含油面积及油水或气水边界以及驱动类型，为初步计算地下油气的工业储量提供必要的资料；

**3)** 了解储层产油、气能力和验证测井资料解释的可靠程度；

**4)** 试油资料整理和分析的结果是确定一口井合理工作制度的基础，在制定油田开发方案时可作为确定单井生产能力的依据。

为了完成上述任务，对一口井进行试油的主要工作是诱导诱流和测试。因此，试油是油气勘探取得成果的关键，是寻找油气田并初步了解某些地下情况的最直接的手段，也是为开发提供可靠依据的重要环节。

### 9.4.2 诱导油流方法

诱导油流是试油工作的第一道工序。在完井之后，通常井内充满泥浆(或其它液体)，并且泥浆柱所造成的压力一般都超过事先所估算的油藏压力。因此，在油井完成后进入试油阶段的第一步就是要设法降低井底压力，使井底压力低于油藏压力，让油气流入井内，这一工作称为诱导油流。诱导油流的工作也是为了清除井底砂粒和泥浆等污物，降低井底及其周围地层对油流的阻力。

忽略流体流动时的摩擦阻力，井底压力可简单地应用下式表示：

$$P_{井底}=Hrg\times10^{-6}+P_0 \qquad (9\text{-}13)$$

式中 $P_{井底}$—井底压力，MPa；

$H$—井内液柱高度，m；

$r$—井内液体密度，kg/m³；

$g$—重力加速度，9.81 m/s³；

$P_0$—井内液柱液面上所承受压力，MPa，如果井口敞开时则 $P_0=0$。

要降低井底压力，可通过降低井内液柱高度或井内液体相对密度两种方法来实现。诱喷的方法很多，选择时应视油层性质、完井方法及油层压力等情况而定。但无论选择哪一种方法，都应遵循下述基本原则：① 把井底和井底周围地层的脏物排出，使油层孔隙畅道，以利于油气流入井筒；② 能建立起足够大的井底压差；③ 应缓慢而均匀地降低井底压力，不致导致破坏油层结构。

诱流之后若油井能够自喷可自喷求产，不能自喷的井则应诱流与求产结合进行。

**(1) 替喷法**

替喷法是用密度较轻的液体将井内密度较大的液体替出，从而降低井中液柱压力，达到使井内液柱压力小于油藏压力的目的。具体实施是先用低密度液体替出井中的压井液。替喷法有三种：

一般替喷法：就是把油管下至油层中、上部，用泵把替喷用的液体连续替入井内，直至把井中的全部压井液替出为止。该方法简便，但油管鞋至井底的这段压井液替不出来。

一次替喷法：就是把油管下到人工井底，用替喷液把压井液替出，然后上提油管到

油层中部或上部完井。它只限于用在自喷能力不强、替完替喷液到油井喷油之间有一段间歇，来得及上提油管的油井，见图 **9-34**。

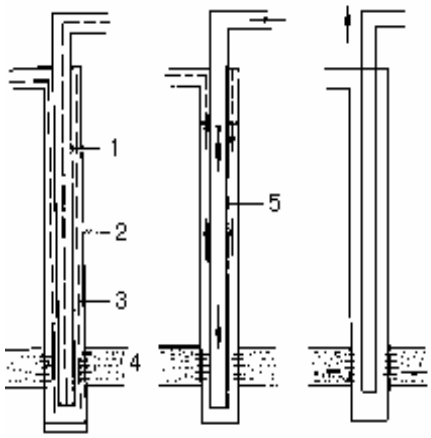



图 **9-34**　一次替喷示意图
**1**—油管；**2**—套管；**3**—压井液；
**4**—油层；**5**—替喷液

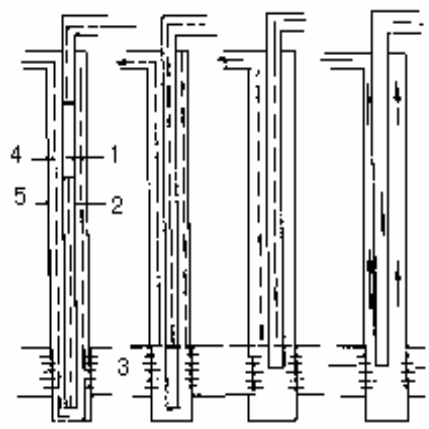



图 **9-35**　二次替喷示意图
**1**—替喷液；**2**—油管；**3**—油层；
**4**—压井液；**5**—套管

二次替喷法：就是把油管下到人工井底，替入一段替喷液，再用压井液把替喷液替到油层部位以下，之后上提油管至油层中部，最后用替喷液替出油层顶部以上的全部压井液，这样既替出井内的全部压井液又把油管提到了预定的位置，见图 **9-35**。

替喷法排液诱导油流时生产压差的形成均匀缓慢，不致引起由于井壁的坍塌而使油层出砂。

**(2) 抽汲法**

经过替喷诱导仍不能自喷时，这可能是由于：① 油层压力低，替喷后井内液柱压力仍大于油层压力；② 钻井、固井或射孔过程中的泥浆污染造成油层孔隙堵塞。在这种情况下可采用抽汲方法使其达到自喷的目的。

抽汲就是利用一种专用工具把井内液体抽到地面，以达到降低液面即减少液柱对油层所造成的回压的一种排液措施。

抽汲的主要工具是油管抽子。常用的抽子有阀抽子，见图 **9-36**，和无阀抽子，又称两瓣抽子。它们结构虽不同，但总的要求是抽子在油管中既要下放自由，上提时又密封良好。抽子接在钢丝绳上用修井机、钻机或电动绞车作动力，通过地滑车、井架天车再下入井中在油管中上下活动。上提时把抽子以上的液体提出井口，在抽子下面产生低压，油层中的液体就不断地抽出地面。

抽汲不但有降压诱喷的作用，还有解除油层某种堵塞的作用，因此适用于喷势不大的井或有自喷力但在钻井过程中，由于泥浆漏失，钻井液滤液使油层受到损害的油井。对于疏松、易出砂的油层，应避免猛烈抽汲，以避免油层造成大量出砂。

对低渗、低产的浅井也常用提捞法排液诱流。此排液方法的主要工具是提捞筒，用绳索把它下入井中液面以下，一筒一筒地将井内液体捞出地面，以降低液柱对油层的回压。该排液法的缺点是费时费工，效率低。

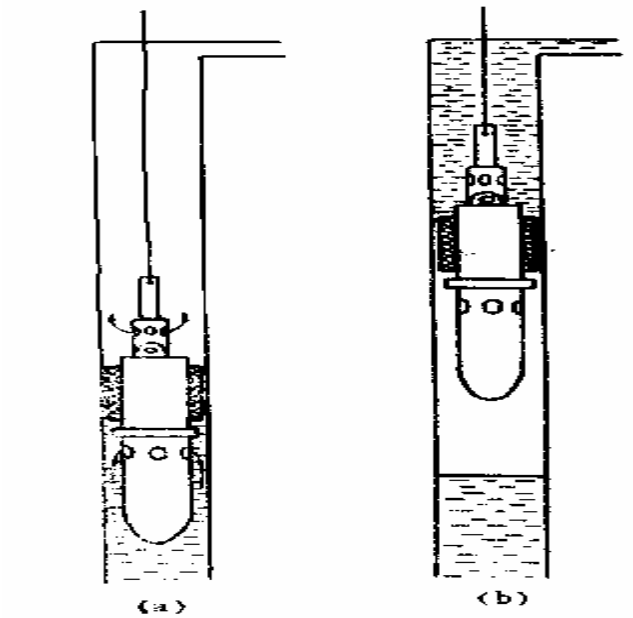



图 **9-36**　抽汲法原理图

**a**—下放抽子；**b**—上提抽子

**(3) 气举法**

气举法是利用压缩机向油管或套管内注入压缩气体，使井中液体从套管或油管中排出的方法。该方法的优点是比抽汲法效率高，可以大大提高试油速度。但由于井内降压速度快，因此它只能适合于油层岩石胶结坚实的砂岩或碳酸盐岩的油井的排液，对于一些胶结疏松的砂岩，要控制好气举深度和气举排液速度，以免破坏油层结构而出砂。

气举排液有以下几种方式：

常规气举排液：它又有正、反举之分。正举是气体从油管中压入，气液混合物从油套环形空间中排出；反举是气体从油套环空间压入，气液混合物从油管中排出，见图 **9-37**。

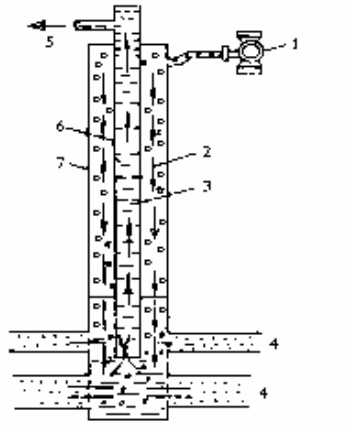



图 **9-37**　气举法诱流示意图

**1**—高压注气泵；**2**—注入气体；**3**—混气液柱；**4**—油层；**5**—原油出口；**6**—油管；**7**—套管

多级气举阀气举排液：它是根据排液的需要设计多个气举阀管柱进行气举。该方法

的特点是油井液柱回压的下降是逐级降低的，在油井与油层之间逐步建立压差不致破坏油层岩石结构而引起出砂。同时，可降低启动压力，增加举升深度，见图 **9-38**。

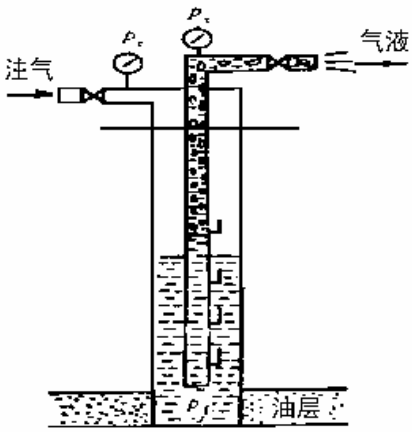



图 **9-38**　气举阀诱喷示意图

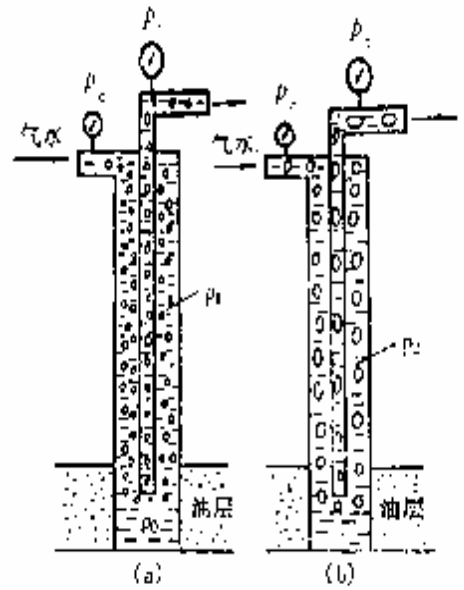



图 **9-39**　混气水排液示意图

**(a)**　环形空间注入密度 $r_1$ 的混气水；

**(b)**　继续注入密度为 $r_2$ 的混气水，$r_2 < r_1$

混气水气举排液：它是用气水混合物替出井中的压井液，由于混合物密度小于压井液的密度，可使井里液柱对油层的回压降低。由于混合物密度可以由控制气体的压力和流量来调节，所以它可以控制井底回压的下降程度。该方法适用于那些既不能用替喷排液，也不宜于用气举排液的油井，见图 **9-39**。

连续油管气举排液：它是用连续油管车把连续油管下入生产管柱中，然后把连续油管与液氮泵车或制氮车连通，液氮车把低压液氮升至高压，再使其蒸发，从连续油管注入生产管柱中，井中压井液从连续油管和生产管柱的环空间到达地面。该排液方法的特点是掏空深度大、排液速度快，并且连续油管是从井口逐步向下排液，逐步降低井底回压，减少了对油层损害。

泡沫排液法：泡沫流体指由不溶性或微溶性气体分散于液体中所形成的分散体系，其主要成分是气体、液体和起泡剂。由于其独特的结构，使它具有静液柱压力低、滤失量小、携砂性能好、摩阻损失小、助排能力强、对油层损害小等特点。

**(4) 井口驱动单螺杆泵排液法**

对稠油、高凝油油井的排液，采用常规的排液方法难以完成，可采用螺杆泵排液法。

螺杆泵工作时不发生气锁、砂卡，无阀件，运动件只是螺杆，而且排量连续平衡，用在稠油层排液时，不易造成大量出砂。由于它是用抽油杆传递动力，因而只适用于浅井和中深井使用，也可用钻杆驱动的螺杆泵直接排液求产。

### 9.4.3 试油工艺

**(1) 注水泥塞试油**

注水泥塞试油一般是从下往上试，最下一层试油后，就得从地面将一定数量的水泥浆顶替到已试油层与待试油层之间的套管中，待水泥浆凝固后形成一个水泥塞，封住下面的油层，然后再射开上面试油层段，进行诱喷求产等工作。这种通过注水泥塞自下而上地逐层试油的方法称为注水泥塞试油。试油后需钻掉水泥塞投产。注水泥塞试油可以得到分层试油资料，但从工艺上来说速度较慢。为了提高试油速度，在配制水泥浆时，可加入催凝剂(氯化钙)，以缩短水泥的初凝时间。

在注水泥塞的设计中，需要准确计算的是水泥浆用量和替置液用量。

水泥浆用量用下式计算：

$$V_C = \pi D^2 h / 4 \qquad (9\text{-}14)$$

式中 $V_C$—水泥浆体积，$m^2$；

D—套管内径，m；

h—水泥塞预计高度，m。

替置液用量是指将水泥浆顶替到井底预计深度，并使油管内外水泥浆成一水平面所需的泥浆量。其用量为地面高压管线容积与井口到水泥浆顶面的油管容积之和：

即
$$V_d = \frac{\pi}{4}(D_p{}^2 L_p + d_t{}^2 L_t) \qquad (9\text{-}15)$$

式中 $V_d$—替置液用量，$m^3$；

$D_p$—地面高压管线内径，m；

$L_p$—地面高压管线长度，m；

$d_t$—油管内径，m；

$L_t$—井口到预计水泥塞顶面的深度，m。

**(2) 用封隔器分层试油**

它是在一口井中可一次射开多层，然后根据需要下入多级封隔器将测试层段分成二层、三层或四层，同时进行多层试油，也可以取得几层合试的资料。在测试过程中若遇到出水层段或油水同层，可以分别测试，也可以不起出油管柱，投入堵塞器堵水后继续对其它层段进行试油。在测试方法上除地面计量外，可在井下管柱内装上分层压力计、流量计和取样器，以便测取分层的地层压力、流动压力、分层产液量和分层取样来测定含水量及流体物性。也可以在求某层产量的同时，测取其它层的压力资料或进行取样。总之，这种试油工艺既速度快，又表现出很大的灵活性。

**(3) 中途测试工具试油**

中途测试是指在钻井过程中遇到油气显示马上进行测试的工艺。这是降低钻探成本、提高试油速度、及时发现油气层的有效技术。

中途测试工具有两种形式，即常规支撑式及膨胀跨隔式。

常规支撑式中途测试是利用钻杆对封隔器施加的压重使封隔器座封，因此封隔器下部需要支撑尾管，并且在整个测试过程中，必须保持钻杆对封隔器的压重。它的关井和流动测试是由旋转开关来控制的，当流动测试完毕后，在井口旋转钻杆，旋转开关关闭，测试层的压力上升，由井底压力计记录压力恢复资料，同时连接其下面的取样器也关闭，以捕集流体样品。

膨胀跨隔式中途测试是在井下装有一个膨胀泵，由井口旋转钻杆来驱动泵的四个活塞，将环形空间的泥浆泵入封隔器的胶皮筒内，使封隔器座封，不需要钻具加压及使用尾管。测试完后，能平衡、收缩和释放封隔器。该方法可使用两个封隔器，将测试层位与上、下层位隔开，因此可用于大段裸眼井的选层测试中。

### 9.4.4 试油资料

要确定好一个试油层位，应根据各种资料综合分析。它们是：砂样录井资料、岩心录井资料、钻速录井资料、泥浆录井资料、气测资料、地球物理测井资料以及含油、气层的对比、钻井过程中的油气显示及中途测试的资料等，综合在一起，加以分析，就可确定油层层位。

试油资料可以判断油、气田有无工业开采价值，同时它也能对各个油气层的产能及原油特性进行评价，估算储量，是编制油田开发方案、制定油田开发措施的重要依据。试油资料包括以下几方面：

**1)** 产量数据 包括井下或地面的油、气、水产量；

**2)** 压力数据 包括静压、流动压力、压力恢复数据以及油压、套压；

**3)** 原油及水的特性资料 包括井下及地面原油取样分析的资料及原油含砂量；

**4)** 温度数据 包括井下温度及地温梯度。

试油工作开始时，无论它是自喷井还是低压井，应使井中的泥浆、水及其它脏物首先排出直到喷出的液体完全是地层中的液体为止。

探井完成试油工作之后，可选用适当的采油方式投入生产，进行试采。其目的是进一步了解油井生产特征和进行需要采取的技术措施的生产试验，并分析产能及油藏能量的变化，为编制油田开发总体建设方案提供可靠的依据。

## 参 考 文 献


**1** 万仁溥：《现代完井工程》石油工业出版社，**1996** 年

**2** 李克向：《保护油气层钻井完井技术》石油工业出版社，**1993** 年

**3** 张琪：《油藏工程与采油工艺基础》华东石油学院，**1988** 年

**4** 朱恩灵：《试油工艺技术》石油工业出版社，**1987** 年

# 第十章 采油工程方案设计概要

## 10.1 概述

### 10.1.1 编制采油工程方案的目的和意义

油田开发是一项庞大而复杂的系统工程，因此，在油田投入正式开发之前，必须编制油田开发总体建设方案，作为油田开发工作的指导性文件。采油工程方案是总体方案的重要组成部分和方案实施的核心。

采油工程的任务是通过产油井和注入井采取一系列工程技术措施，作用于油藏，使油气畅流入井，并举升到地面进行分离和计量，其主要目标是经济、有效地提高油井产量和原油采收率。所以，采油工程是实现油田开发指标和完成原油生产任务的重要工程技术保证。采油工程的特点是：涉及的技术面广、综合性强而又复杂；与油藏工程、钻井工程和地面工程有着紧密的联系；工作对象是生产条件随油藏动态而不断变化的成百上千口采油井和注入井。因此，采油工程方案设计是一项技术性强、难度大的工作。方案本身将涉及油田开发的重要决策和经济效益。

### 10.1.2 采油工程方案在油田开发总体建设方案中的地位

油田开发总体建设方案的编制是在地质勘探成果和试油、试采工作的基础上进行的。它包括：油藏地质研究；油藏工程方案；钻井工程方案；采油工程方案；油气地面集输工程方案及总体方案经济评价等六大部分。它们之间的联系如图 10-1 所示。

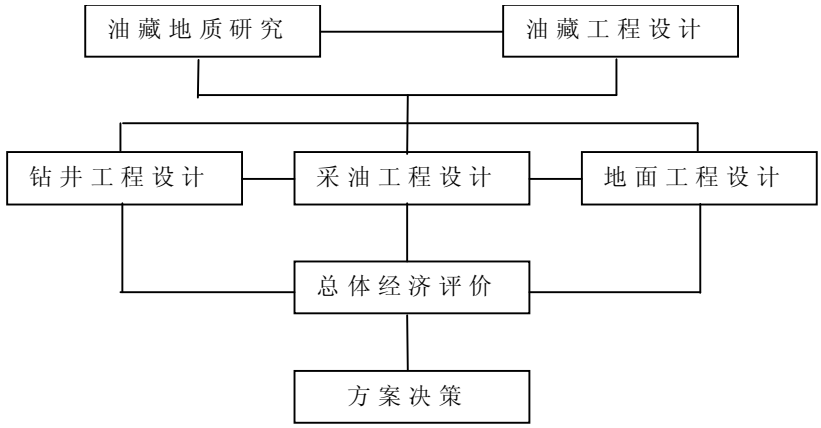



图 10-1 油田开发总体设计方案

由图 10-1 可看出，油田开发总体建设方案是一个大系统，对应于每部分的子系统之间存在着密切的联系，也各有自己的功能和属性。油藏地质研究是对开发对象—油藏的认识和描述，其主要任务是提供油藏地质模型。油藏工程、钻井工程、采油工程及油气地面集输工程方案则主要是依据地质模型和资源开发目的，发挥人的主观能动作用，

确定需要采取的各项工程措施的技术性方案。经济评价则是从资源开发的目的出发，对工程方案进行经济分析，以确定技术方案的经济可行性。各子系统之间的相互联系，决定了它们之间的依存和制约特性。

油藏地质研究成果—油藏地质模型既是总体方案的主要组成部分，又是总体方案设计的依据和基础。

油藏工程设计是依据油藏地质模型和试油、试采资料通过一系列动态实验和模拟，在进一步加深对油藏认识的基础上，确定开发方式和规模、划分开发层系、确定井网，应用油藏工程方法和数值模拟技术预测开发动态指标，并在技术经济综合分析的基础上制定油藏工程方案。

采油工程设计的依据是油藏地质研究成果和油藏工程方案，其任务是制定为保证实现油藏工程方案规定的指标，制定应采取的一系列工程措施方案。其中也包括根据油藏地质条件和当前工艺技术水平对实现油藏工程方案的开发指标(主要是产量、注入量及压力保持水平)的可行性进行评价。它将直接涉及到油藏工程方案的适用性和可操作性。采油工程方案又是钻井工程方案和地面工程方案设计的重要依据之一，后两者应满足采油工程方案中为了提高产量和采收率所要采取的采油工程措施的要求。由于油田产能建成之后，油田开发指标和原油生产计划必须通过实施采油工程措施加以实现。所以，采油工程方案在总体方案的实施中处于十分重要的位置。

各子系统都将影响总体方案的经济效益。各工程方案的可操作性及总的经济效益是总体方案决策的最终依据。

### 10.1.3 采油工程方案编制原则及要求

采油工程方案编制一般应遵循如下基本原则：

• 符合本油田开发的总体布署和技术政策；

, 适合油藏地质和环境特点；

f 采用先进而适用的工艺技术，具有良好的可操作性；

„ 体现少投入多产出的经济原则。.

采油工程方案应按以下基本要求进行设计：

• 充分应用油藏地质研究和油藏工程提供的基本资料，并以它们作为主要的设计依据；

, 重点论证本油田(设计对象)开发的主要问题、基本工艺和关键技术；

f 结合油藏特点开展必要的室内和现场工艺试验，并充分借鉴同类油田的经验；

„ 采用先进的理论和设计方法，进行科学论证和方案的优选；

… 具有科学性、完整性、适用性、可操作性和经济性。

### 10.1.4 采油工程方案编制的前期准备

• 早期介入，熟悉和掌握油藏特点，参与油田开发的总体步署工作；

, 收集和分析油藏地质和试油、试采及钻井完井资料；

ƒ结合油藏特点和总体布署的要求进行技术调研；

„拟订采油工程方案编制大纲，确定重点，提出试采工艺要求和方案编制过程中需要开展的研究课题；

…针对油田的某些特殊问题开展专题研究或现场工艺试验，为方案编制进行必要的技术准备。

### 10.1.5 采油工程方案的基本构成

尽管各个油田的情况千差万别，但油田开发工作遵循着某些共同的基本规律和存在着需要解决的基本问题。根据采油工程在油田开发过程中的任务，采油工程方案的基本构成如图 10-2 所示。

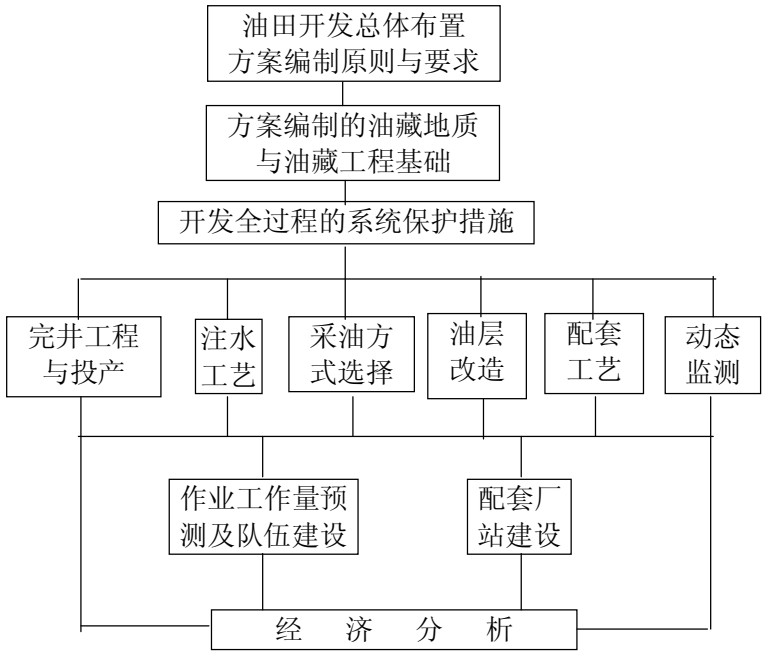



图 10-2　采油工程方案基本构成

图 10-2 不仅展示了采油工程方案所含的基本内容，同时，也表达了所含内容的不同层次。油田开发总体布署及采油工程方案的编制原则与要求，是方案“总论”部分需要阐述的内容，它是针对具体油田的情况编制该油田采油工程方案的指导思想。油层保护工作的好坏直接关系到油井产能，它将贯穿于油田开发的全过程，涉及到采油工艺技术的各个方面，必须强调其全过程的系统保护。因此，有必要将油层保护作为单独一部分加以论证。它与完井、投产、注水、采油方式、油层改造、配套工艺及动态监测等部分则是采油工程方案的主体。而作业工作量预测及配套厂站与队伍建设部分是为实施采油工程方案提供建设辅助设施及作业队伍的规划。经济评价将为方案的决策和实施提供依据。配套设施、作业队伍建设及经济评价与油田企业的管理体制和运行机制紧密相关。

为了使采油工程方案编制规范化和提高方案设计水平，石油工业标准化委员会所属

采油采气专业标准化委员会，在方案设计方法研究和总结方案编制经验的基础上，制定了《采油工程方案设计编写规程》SY/T1086-94 标准。下一节将对其重要内容做一简要介绍和说明。

## 10.2 采油工程方案的基本内容

### 10.2.1 方案设计的油藏地质与油藏工程基础

**(1)油藏地质基础**

油藏是采油工程措施的实施对象，所以，油藏地质特征是采油工程方案设计的重要基础。采油工程方案设计时，必须获取以下油藏地质研究成果，从采油工程角度加以分析、提出油藏地质对采油工程的特殊要求。并以它们作为采油工程方案论证的地质依据。

• 地质构造与地应力分布特征；

, 储层分布特征及油水关系；

f 储层岩心分析(储层的孔、渗、包和岩石矿物组成)。

**(2)油藏工程基础**

采油工程设计是在地质研究和油藏工程设计的基础上进行的。采油工程方案是油田开发总体建设方案实施的核心，是实现方案目标的重要工程技术保证。分析油藏工程研究成果，明确油藏工程设计指标，则成为采油工程方案编制的内容之一。采油工程方案编制时，涉及和需获取的油藏工程研究的相关内容如下。

• 油藏流体组成及性质；

, 油藏压力及温度；

f 储层岩石的渗流特征(润湿性及相对渗透率)；

„ 储层岩石的敏感性试验结果；

… 油藏类型及驱动方式；

† 油田开发层系与开发方式及其井网；

‡ 油井产能分布及其变化；

ˆ 油田开发指标及开发动态预测结果。

### 10.2.2 开发全过程的系统保护油层要求与措施

系统保护油层技术是关系到油田开发效果的关键技术。钻井、完井、采油、注水、修井作业、增产措施等油田开发所要采取的一系列工程技术措施中，如果都能实现有效的系统保护油层，将会减轻油层伤害，充分发挥油层潜能，减少为解除油层伤害的作业工作量，从而提高油田开发效益。

油田开发过程的系统保护油层主要包括：

• 钻井、固井过程中的油层保护；

, 射孔、修井作业中的油层保护；

f 注水过程中的油层保护；

„ 增产措施中的油层保护。

所有的保护油层措施都是建立在储层岩性特征分析、岩心分析和入井流体的敏感性试验及对可能造成油层伤害的主要因素进行分析的基础上。其关键是优选入井流体(包括：钻井液、完井液、射孔液、修井液、压裂液、酸液、注入水质及其添加剂或处理剂的筛选)和优化作业工艺。在优选入井流体和优化作业工艺中，必须坚持适用性、有效性、可操作性和经济性原则。

### 10.2.3 完井工程要求及投产措施

完井工程是包括从钻开油层开始直到投产前的一系列单项作业的系统工程，也是钻井工程与采油工程的交汇点。它直接影响油井的产能和油田开发效益。完整的完井工程设计包括：

•进行油藏地质研究，根据油田开发及采油工艺要求选择完井方式，提出钻开油层方式及要求。

,考虑油田开发全过程油井产能的变化及所要采取的采油工艺，应用节点分析方法，确定油管直径和举升方式之后进行生产套管尺寸选择及强度设计；

*f*从钻井和采油工艺出发确定井身结构，并提出固井要求；

„选择实现所选完井方式的工艺方案(如射孔完井的射孔参数优选及射孔方式和工艺设计；砾石充填完井的充填方式及工艺参数优化及工艺设计等)。

由于完井工程涉及钻井和测井等部门的一系列单项工程，采油工程方案中的完井工程部分不能代替钻井部门的单项工程设计，而是以油藏工程与采油工程相结合的观点，从建立油层与油井的良好通道、发挥油井最大潜力和提高油田开发整体效益出发，选择完井方式和对完井工程中的各个环节提出要求，并制定投产方案。因此，采油工程方案中的完井部分主要包括以下几部分。

**(1)完井方式选择**

完井方式选是完井设计中需要首先解决的问题。因为，不同完井方式的钻开油层、井身结构、套管程序、固井及实现完井方式的工艺都有所不同。

完井方式在有针对性的进一步分析油藏地质特征和油藏工程设计要求的基础上遵循以下原则进行选择：

①符合油藏地质特点，满足油田开发的总体需要；

②有利于油层保护，尽可能减少对油层的伤害；

③满足产量要求；

④从油田开发的全过程出发，最大限度地满足采油工艺(注水、防砂、修井、增产措施等)的需要；

⑤尽量选择工艺简单可行而又能满足开发要求的低成本、高效益的完井方式。

对于易出砂疏松砂岩油藏的完井方式应结合防砂工艺方案进行选择。

**(2)钻开油层及固井要求**

根据选定的完井方式和油藏压力及储层特性提出对钻开油层及完井液密度、失水量等的要求，以及对固井水浆返高和固井质量要求。

**(3)生产套管设计**

根据采油方式选择论证结果，在选定油管直径和考虑开发过程中可能采取的采油工艺的基础上确定生产套管结构、尺寸，并提出对套管的材料、强度及密封要求。

**(4)射孔工艺方案设计**

•射孔参数优化：利用射孔软件对影响射孔效果的孔径、孔密、相位角和布孔方式进行敏感性计算，选出合理的射孔参数。

,射孔工艺：选择射孔方式及管柱；选定负压值及射孔液；选择射孔枪及射孔弹。

**(5)投产措施**

•投产方式：根据油藏压力、油井产能及自喷能力确定油井能否自喷；需要诱喷才能投入自喷生产的井，确定诱喷方式；非自喷井则需要结合采油方式选择结果，确定以什么人工举升方式投入生产。

,投产前的井底处理方案：对于油层受伤害较严重的油井，确定消除伤害恢复油井产能的措施，并预测产能及能否自喷；对于基本上都要采用压裂投产的低渗透油藏，则需要另行编制低渗透油田整体压裂改造方案。

### 10.2.4 注水工艺设计

对于注水开发的油田，注水是人工作用于油藏保持能量提高其产量和采收率的主要手段，油田开发过程中的一系列工程技术措施也是由注水而引起。注水工艺如何满足油藏工程设计要求，实现有效注水是采油工程方案的重要内容。注水工艺设计结果既对油田地面注水系统提出要求，又受地面工程的制约. 因此，注水工艺设计的核心尽量是选择既满足油藏工程方案要求，又不额外增加地面注水系统建设投资的工艺技术。采油工程方案中注水工艺设计的主要内容如下：

**(1)注水工艺方案的基础分析**

•油藏工程方案对注水的要求；

,储层润湿性分析；

*f*储层敏感性对注水的影响分析及应采取的技术措施；

„水源条件分析。

根据储层孔隙结构分析，确定储层的主要流动喉道半径；确定注入水机械杂质的含量及粒径界限。

根据孔隙结构及敏感性分析结果，参照有关注入水水质的推荐标准，提出水质要求。

**(2)注水系统压力分析**

•注水井吸水能力分析和预测；

,注水层破裂压力预测；

*f*注水井井底压力与井口压力设计，为地面注水系统设计提供依据。

**(3)注水管柱设计**

•注水管柱结构设计，强度校核及井下配套工具选择；

,注水井井筒及管柱防腐措施。

**(4)注水井增注与调剖**

•针对油藏地质特点、配注要求和吸水能力，分析注水井采取措施的必要性，选择增注措施，并预测保证配注要求的可能性。

,根据油藏地质特征及开发动态预测结果，分析采取调剖工作的必要性，在技术论证的基础上，提出采取相应的调剖措施建议。

**(5)注水井投转注及管理**

1) 根据油藏工程方案要求，针对油藏特点提出注水井投注或转注的工艺技术方案。

2) 按注水井和注水站管理的有关规程提出日常管理要求，并针对本油田的开发特点提出维持注水井及地面系统正常工作的某些特殊要求和措施。

## 10.2.5 举升方式优选及其工艺方案

举升技术是对任何油田贯穿其开发全过程的基本技术。不同举升方式对油藏类型、开发方式及油井生产能力的适应性和投入产出比不同。因此，采油工程方案设计中必须优选采油方式(详见 10.3)，其主要内容如下。

(1)确定举升方式选择的原则、依据及要求

(2)油井产能预测及分析

•预测不同含水阶段的油井产液、产油指数。

,油井产能分布研究：按油井产能进行油井分类，并确定不同含水阶段各类井井数的变化；分析各类油井在油藏上的分布情况。

*f*油井生产动态模拟：预测不同压力保持水平下，各类油井采用不同举升方式时，可能获得的最大产量，或完成配产要求的生产操作参数及油井生产动态指标。

„举升方式综合评价：根据油井动态模拟确定出不同举升方式在不同含水阶段的生产技术指标的基础上，综合考虑经济、技术及管理等各种因素，对不同举升方式做出评价，并选定其采油方式和提出相应的工艺方案。

## 10.2.6 采油工程配套工艺

采油工程配套工艺在这里是指：油、水井的解堵和防砂工艺；油井防蜡、清蜡、防垢、清垢、防腐及堵水工艺。砂、蜡、水及油层伤害是油田开发过程中经常遇到的问题。尽管不同类型的油藏及其在不同开发阶段，引起油层伤害、出砂、结蜡及出水等问题的原因及程度不同，但它们又是油田开发必须引起重视和需要解决的问题。为此，编制采油工程方案时，应对这些问题进行分析、论证，并提出相应的解决措施，以便及时做好技术准备。

**(1)解堵工艺措施**

①可能造成油层伤害的原因、伤害类型及程度分析；

②酸化解堵的可行性及工艺要求；

③复合解堵的可行性及工艺要求；

④其它解堵方法选择分析。

**(2)油、水井防砂工艺方案**

•出砂的可能性及出砂规律分析：根据储层特征、试油及试采资料，以及油水井的工作制度进行出砂预测。

,防砂方法选择：针对储层岩石结构、出砂预测结果以及各种防砂工艺对油藏的适应性，选择高效、经济、适用的防砂方法。

*f*防砂工艺参数及配套技术：针对所选定的防砂方法，优选工艺参数，提出配套技术。

**(3)防蜡工艺方案**

•含蜡量、蜡性及结蜡规律分析：在对原油组成、性质，对含蜡量、蜡性、结蜡条件的室内化验分析的基础上，结合试采资料进行油井结蜡规律的研究。

,防蜡方法及工艺方案：根据结蜡规律的室内研究及必要的矿场试验结果，并借鉴同类油田的经验，选择经济有效的防蜡方法，并提出相应的防蜡工艺措施。

**(4)油井堵水工艺方案**

•油井堵水时机选择：根据油藏数模结果及理论分析，借鉴同类油田的经验，提出防止不正常出水的措施，并确定堵水的合理时机。

,堵剂与堵水方案：针对油藏地质及开采特点，提出可供选择的堵剂与堵水工艺，以便做好必要的技术准备。

**(5)防垢及防腐工艺方案**

根据产出及注入流体特性进行结垢和腐蚀性预测；根据预测结果提出相应的防垢、清垢和防腐工艺建议。

### 10.2.7 油田动态监测

动态监测是通过在油、水井上所进行的专门测试工作，了解油田开发过程中油、气、水在油藏中的分布及其运动规律，掌握油藏和油、水井的生产动态及其设备工况，评价工程技术措施的质量与效果。

采油工程方案的动态监测部分的内容主要是：

1) 制定油田动态监测总体方案：根据油藏工程和采油工程要求，论证开发过程中需要实施的动态监测项目，明确监测目标、具体内容、测试方法和工艺要求；

2) 选择配套仪器和设备，推荐仪器、设备的型号、规格和生产厂；

3) 根据需要的配套仪器、设备型号、规格、数量及参考价格，以及测试规划，进行油田动态监测费用的初步预算。

### 10.2.8 作业工作量预测及配套厂站和队伍建设

**(1)作业工作量预测**

作业工作量是生产操作费用预算及作业队伍建设的基础。油田开发过程中的作业包括：新井投产、注水井投(转)注；压裂、酸化增产增注措施；油水井井下设备安装及更换作业；清、防砂及调剖堵水作业；油、水井大修作业；新工艺实验及其它特种作业。

作业量预测：首先是根据采油工程方案相关部分提出的措施要求，确定进行作业种类和估算需要实施的作业次数。然后，采用统计法或折算标准工作量法进行工作量预测。

**(2)作业队伍建设**

按照总公司有关标准和规定，根据预测的作业工作量，提出作业队伍需求或建设规划。

**(3)配套厂站建设**

新区需要进行配套厂站建设规划，而老油区的新开发油田的配套厂站，可在对原有厂站能力分析的基础上，根据油田开发需要提出扩建方案。无论新建还是扩建，其规模和内容应在保证油田开发需要的前提下，遵循“因地制宜”、“避免重复”和“少投入，多产出”的原则，通过分析论证来确定。

### 10.2.9 采油工程方案经济分析

经济分析是制定方案时需要进行的一项必不可少的工作。原油生产综合成本及效益涉及除采油设备投资和生产操作费用外，还有产能建设的前期投资、(包括勘探、建井及地面工程)及各项目固定资产折旧及利税和原油价格等一系列指标。而用于采油工程的直接投资和生产操作费用只是原油生产综合成本中的一部分。同时，油田开发建设总体方案最终还要进行专门的总体经济评价和分析。为避免重复，采油工程方案的经济分析则着重于采油设备、生产操作费用等油田产能建成后开发过程中直接与采油工程有关的费用进行分析对比和评价。评价内容包括：

- 基本参数及分析评价指标的确定；
- 不同举升方式举升费用对比及更换采油方式的经济分析；
- 采油设备投资；
- 生产操作费用及分析；
- 采油工程费用汇总及原油生产成本分析。

## 10.3 采油方式综合评价与决策分析

### 10.3.1 采油方式决策的意义和论证内容

现代油田开发的重要标志是，由单项技术研究和实施走向油田经营，从经济角度考察技术和把握技术方向；把油田开发过程作为一项不同层次、不同类型的众多子系统组成的系统工程来研究和管理。它所追求的目标是整个系统的最优，计算机的发展为它提供了强有力的手段。从开发方案的制定、实施、调整到油田开发结束，都将遇到一系列不同层次的决策问题。

“采油方式综合评价与决策分析”是解决石油生产过程中生产要素配置的技术经济问题。其任务是针对油藏和油井特点，确定用什么方法和设备从数百米到数千米的油井内将原油经济有效地举升到地面。各种采油方式都有各自的工作理论、举升能力和对油井开采条件的适应性。采油方式与油藏地质特点、油田开发动态、油井生产能力以及地面环境等密切相关。同时，它又是涉及到每口油井和油田开发全过程的基本生产技术。

因此，采油方式的选择不仅关系到油田建设的基本投资和生产费用，而且直接影响到原油产量和采收率，特别是转入机械采油之后，这一问题将更为重要。

采油方式选择时需要论证的基本内容包括：

•以油藏或开发区块为对象，根据油藏工程设计预测的单井产能建立不同开发阶段的油井产能分布模型，进行油井分类；

,根据地面生产和油藏地质条件及各种举升方式可能的适应范围，初步确定可供选用的各种采油方式，以便进一步进行计算和分析。

*f*应用油井生产动态模拟器预测不同阶段、不同类型油井以不同举升方式生产时的油井动态，包括机械采油方式转换(接替)时机、各种方式在不同产液指数、不同含水下的可能产量、所用设备、工作参数及工况指标等；

„从技术上评价不同采油方式对不同油藏工程方案的适应程度，以及提出对油藏工程方案的修正或选择建议；

…计算不同举升方式的举升费用和投入产出比；

†进行技术经济综合评价，并对不同含水阶段采用的举升方式作出选择和对油藏工程方案提出反馈建议。

### 10.3.2 采油方式综合评价与决策模式

在市场经济条件下，采油方式的选择就不能单从技术方面考虑，而必须同时考虑其环境条件，从经济观点考察技术，进行综合决策。不考虑环境条件的变化，不从经济角度考虑技术，某些先进成熟的技术未必有良好的经济效益，甚至会造成巨大浪费；而进行技术经济综合决策将会取得明显的经济效益。这方面我国有决策成功的经验也有失误的教训。

美国 K.E 布朗等人八十年初提出了单井生产系统的节点分析方法，并用于单井生产系统的技术分析和设计。八十年代中期我国开始采用这种方法，也逐步用于采油方式选择。但这种方法用于采油方式选择时存在如下问题：

**1)** 只是以单井生产系统为对象，没有从油藏或开发区块的整体动态变化考虑采油方式的选择；

**2)** 单井生产系统分析方法，只是依据技术指标，从技术角度选择采油方式。即使进行经济分析，也只是在静态条件下进行简单的设备投资核算和比较。

八十年代，前苏联学者们提出的采油方式的选择方法是等级权衡法，可进行各种采油方式对众多影响因素适应性的权衡分析。美国学者从八十年代以来直到 1992 年不断提出一些各种采油方法对各种生产操作条件的适应性对比，供选择采油方式时参考。

以往国内外的一些方法，通常都是把涉及不同层次的定量和非定量多因素复杂系统的决策问题简化处理，还没有把技术、经济和生产操作条件有机地结合起来建立完整的决策模型和方法。九十年代初石油大学(华东)采油研究所在考虑油田开采和采油方式应用特点的基础上应用现代软件科学理论提出了较为完整的综合决策模式和方法，并在我国得到广泛应用。

**(1)油田开采和采油方式应用特点**

• 油田开采是一个庞大而复杂的系统工程，油、水(注、采)井生产系统则是注水开发油田大系统的中心环节，除了与其它各系统紧密联系之外，它自身又有独特的规律。油井生产系统是注采系统的重要组成部分。为此，必须在充分研究各种采油方式所组成的生产系统自身的生产规律的基础上，把它放在高一级系统的大环境中考察和研究它对整个开采系统的影响，才能对采用什么采油方式最后作出评价和选择。

, 油田开采是一个动态过程，原油生产又必须通过分布在油田上的单个油井来实现。所以，采油方式的选择，也必须从时空观出发考虑油田动态变化及单井产能分布规律。

f 采油方式的实施对象是成千上万口油井，机采设备和工程投资及其管理维护费用是油田投入开发之后的主要投入，而不同采油方式的投入产出比不同，为此又需要在技术经济综合评价的基础上选择采油方式。

**(2)采油方式综合评价与决策的基本模式**

1) 采油方式综合评价与决策系统的概念框架

• 系统目标：

在进行各种采油方式对该油田(或区块)适应性和完成油田开发总体方案中油藏工程设计产量指标的可行性分析的基础上，选择技术上可行、经济上合理的采油方式，并确定举升设备、操作参数和预测工况指标。

, 系统范围：

从油藏或区块的整体范围出发，针对处于不同开发阶段的各类油井可能采取的举升系统。

f 系统环境(约束条件)：

油藏地质特征和优藏工程设计的油田开发指标,以及油井与地面条件和举升设备工作参数指标的许用值。

„ 系统组成:

采油方式综合评价与决策是油田开发总体方案中采油工程方案的一个子系统,其组成如图 10-3 所示。

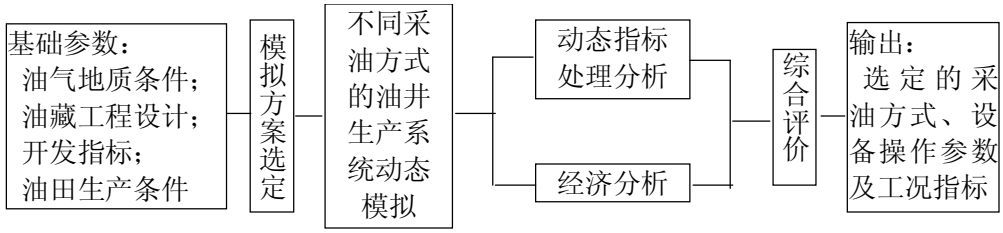



图 10-3 采油方式综合评价与决策基本模式

2) 油井生产系统生产过程动态模拟

建立油井生产系统动态预测模型和确定计算方法；应用节点分析方法预测和分析不同举升方式的油井生产动态指标。

3) 综合评价与决策

建立包括经济、技术和管理等多因素多层次的综合评价体系和应用模糊评判方法进行综合评价的决策模型。

### 10.3.3 油井生产系统及其动态模拟

**(1)油井生产系统**

原油生产是通过分布在油田上的各个油井生产系统实现的。采油方式决策实质上是确定构成什么样的油井生产系统才能完成油田开发总体方案制定的指标，并经济、高效地采出原油。油井生产系统是由油藏、井筒和地面三个依次衔接、互相影响、而又具有不同流动规律的子系统所组成。

1) 油藏子系统：

反映原油从油藏中向井底的流动过程。它提供油藏在不同开发阶段向油井的供油(液)能力，决定着油井产能的大小。油井产能用油藏数值模拟或根据岩心分析、相对渗透率曲线及试油、试采资料获得。通过对各井点的产能及其变化的分析，则可得到整个油藏系统中油井供液能力在空间(处于不同位置的油井)上的分布和在时间(不同含水阶段)上的变化状况。油井生产系统中油藏子系统的工作是由流入动态关系(IPR)来描述。

2) 油井子系统：

描述流入井底的原油被举升到井口(地面)的过程。不同采油方式组成了各自独特的井筒举升系统。图 10-4 为有杆泵组成的生产系统。自喷井是依靠流到井底时油气自身所具有的剩余能量流到地面；有杆泵井生产系统则是依靠地面提供的能量，通过机—杆—泵将原油举升到地面。

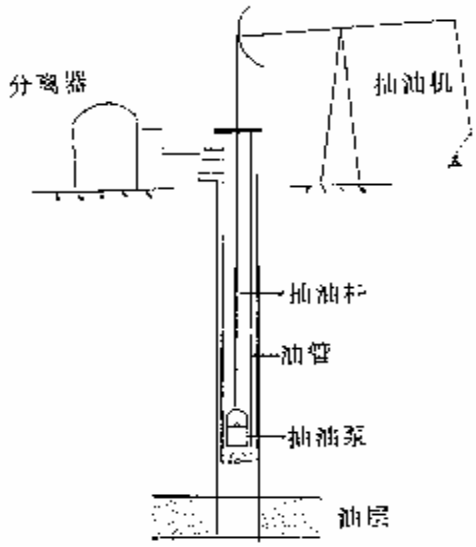



图 10-4　抽油井生产系统简图

3) 地面子系统

描述被举升到地面的油气通过出油管线流向油气分离器的过程，它遵循水平或倾斜多相管流规律。

**(2)油井生产系统的动态模拟**

各种采油方式的油井生产系统动态模拟采用相应的模拟器进行模拟。它是举升方式选择的核心。模拟方案(条件)是根据油藏地质条件及油藏工程设计的油田开发指标(主要是压力保持水平，不同含水段的产能及产量等)进行选定。为了便于对各种采油方式进行综合对比及评价完成开发指标的技术可行性，在评价过程中，利用模拟器得到采用不同采油方式时，油井在不同开发阶段可能获得的最大产量及相应的举升设备、操作参数和工况指标。

1) 油井生产系统动态模拟模型

最大产量模型：

不同采油方式在一定的含水、产液指数及举升设备下，可获得的最大产量：

$$\left[Q_{\max}\right]_{i_0 j_o k_o n} = f(P_{ri}, J_{LJ}, F_{wk}, X_n, Y_{nm}) \tag{10-1}$$

式中 $P_{ri}$—参与评价计算的第 i 个油藏压力保持水平，一般 i=1,2

$J_{Lj}$—根据模拟方案确定的参与计算的产液指数，

$$J_{Lj} = f(F_{WK}), j = 1,2...,6$$

$F_{wk}$—参数计算的含水，k=1,2,...6;

含水 $F_{Wk}$ 随开发时间 t 而变, $F_{wk} = f(t)$;

$X_n$—模拟方案初选的采油方式,n=1,2,...N, N 为参与评价的采油方式数;

$Y_{nm}$ – 第 n 种采油方式举升设备的操作性能参数，m=1,2,...,M,M 为举升设备操作性能参数数量。

优化数学模型：

通过各种采油方式工作参数优选才能获得每种采油方式可能的最大举升产量。这是一个有约束非线性混合离散量最优问题，其一般数学形式为：

$$\min f(X)$$

$$X \in D = \left\{ X \middle| g_i(x) \le 0; i = 1,2,...m_i \right\} \tag{10-2}$$

$$X = \begin{bmatrix} X_D \\ X_C \end{bmatrix}$$

式中，f(x)为目标函数，$f(x) = -Q_{\max}$ 为优变化量，$X = \left[Y_1, Y_2\right]^T; Y_1, Y_2$ 为相应采油方式的工作参数(例如，抽油井选用的优化变量通常为泵径，冲程、冲数及泵的充满系数等)；D 为变量的可行域，由每种采油方式举升设备的技术性能指标给定。$g_i(X)$ 为第 i 个约束函数；$X_C$ 为连续变量；$X_D$ 为离散变量；$m_i$ 为约束函数的个数。

约束条件的处理：

举升系统工作参数优化的主要约束条件是每种采油方式的举升设备技术指标的许用值。若某一工况指标不能满足其中之一，便进行目标函数的惩罚。于是将问题转化成

无约束最优化，其数学形式为：

$$X=\begin{cases}\min EF(x) & (X\text{ 在可行性域内})\\ F(x) & \\ GF(x) & (X\text{ 在可行域外})\end{cases} \tag{10-3}$$

式中，F(X)为原目标函数；GF(X)为惩罚目标函数；X 为优化变量。

目标函数和约束函数的计算是交叉进行的，在运算中一旦出现不满足约束的情况。则停止目标函数和以后约束函数的计算，并进行目标函数的惩罚。

**(2)油井生产动态模拟系统的基本流程。**

不同采油方式的油井生产动态模拟器的主体流程基本相同，主要差别在于工作参数、优化变量和工况指标计算模型各有不同。图 10-5 为典型的油井生产动态模拟器的主体流程。

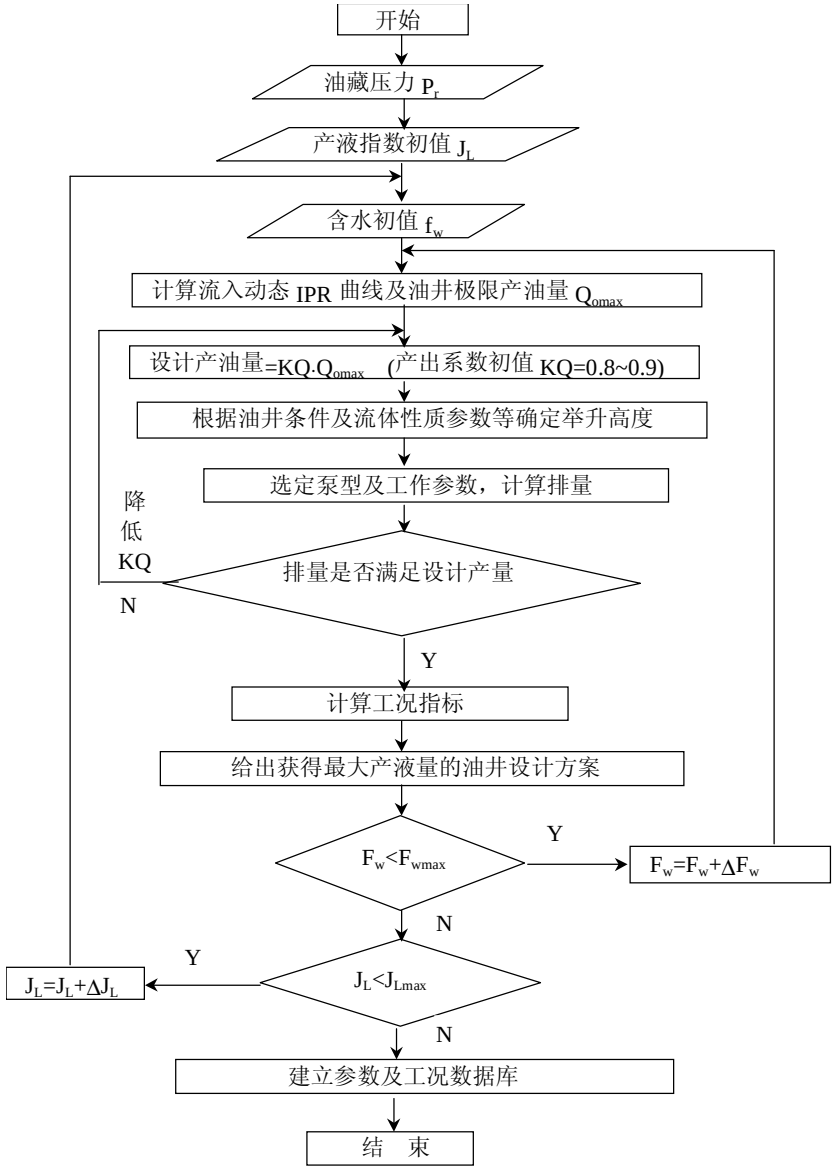
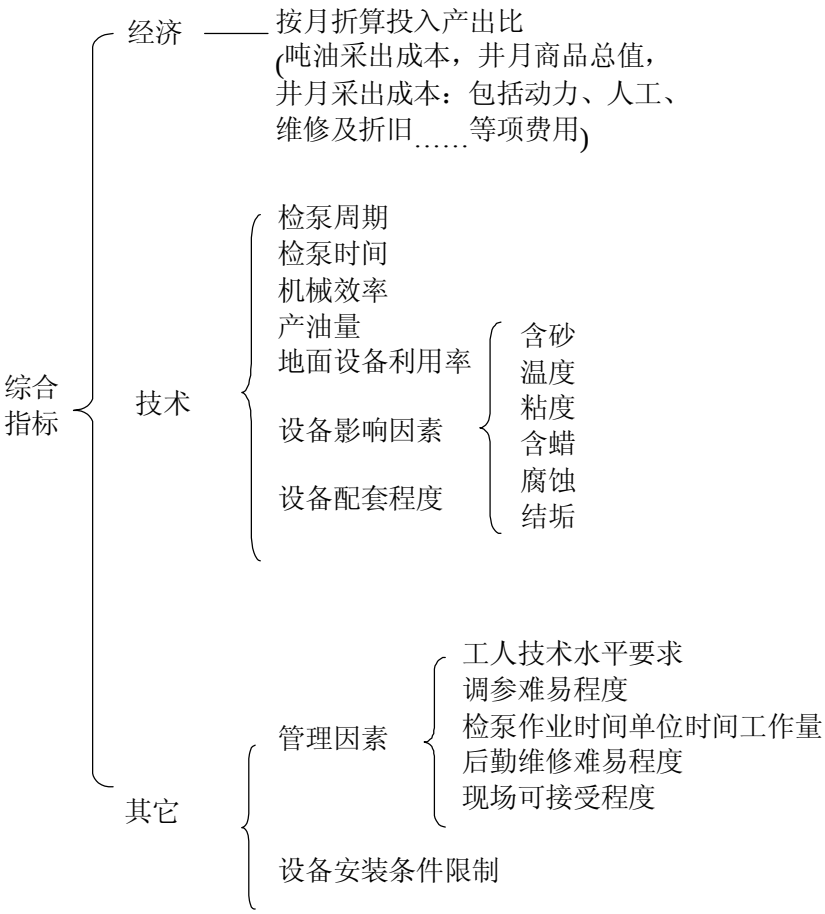



图 **10-5** 典型的油井生产动态模拟器流程图

## 10.3.4 采油方式综合评价因素及模型

**(1)综合评价因素**

采油方式综合评价是在油井生产动态模拟器确定出不同采油方式及含水阶段的生产技术指标的基础上，综合考虑经济、管理、生产条件等各种因素后对不同的采油方式作出评价。由于评价过程中涉及到众多不同层次的模糊因素，因此，采用三级模糊评判法。评价中所考虑的各级因素如下：




(2)三级综和评判模型

$$B = A \cdot R = A\begin{bmatrix} A1\begin{bmatrix} A11 & & R11 \\ A12 & & R12 \\ \mathbf{L} & \mathbf{L} \ \mathbf{L} & \mathbf{L} \\ A1n & & R1n \end{bmatrix} \\ A2\begin{bmatrix} A21 & & R21 \\ A22 & & R22 \\ \mathbf{L} & \mathbf{L} \ \mathbf{L} & \mathbf{L} \\ A2n & & R2n \end{bmatrix} \\ \mathbf{L} \quad \mathbf{L} \quad \mathbf{L} \quad \mathbf{L} \\ Am\begin{bmatrix} Am1 & & Rm1 \\ Am2 & & Rm2 \\ \mathbf{L} & \mathbf{L} \ \mathbf{L} & \mathbf{L} \\ Amn & & Rmn \end{bmatrix} \end{bmatrix}$$

三级综合评判将众多因素分为三个层次，首先，全部因素分为 m 大类，构成因素集 U：

$$U=\{u1,u2,\ldots\ldots,um\} \tag{10-4}$$

其中每一个因素子集 Ui(i=1,2,……m)又分为 n 细类，即

$$Ui=\{Ui1,Ui2,\cdots\cdots,Uin\} \tag{10-5}$$

各大类中的细类数目可能不同，即对不同的 i 可以有不同的 n。然后各类又分为多个元素，并构成三个层次的因素集。

模型中，A 为各大类的权重集：

$$A=(a1,a2,\ldots\ldots am) \tag{10-6}$$

在第 i 大类中，各细类的权重集为 Ai：

$$Ai=(ail,ai2,\ldots\ldots ain)$$

$$(i=1,2,\ldots\ldots m)$$

备择集是以总评判的各种可能的结果为元素所组成的集合，表示为：

$$V=\{v1,v2,\ldots\ldots vp\} \tag{10-7}$$

模型中的 Rij(i=1,2,……m;j=1,2,……n)为一级模糊综合评判矩阵，它是第 i 大类、第 j 细类中各因素在级上的隶属度构成的评判矩阵。模型中 R 是二级模糊评判矩阵。B 为三级模糊评判集：

B=(b1,b2,……,bp)

评判指标处理

在得到评判指标 bj(j=1,2,……,n)之后，使用加权平均法选择最优评判对象。评判结果为：

$$E = \Sigma(bj \cdot Vj) / \Sigma bj$$

在采油方式优选中，评判对象有：有杆泵、水力活塞泵、电泵和气举。备择集为：V={2,1,0,-1,-2}。在各评判对象中评判结果 E 值最大者便为最佳采油方式。

### 10.3.5 决策分析步骤

**(1)需要的主要技资料**

1) 地面及地下流体性质；
2) 试油试采产能资料；
3) 油层及井身资料；
4) 与原油生产费用有关的数据；
5) 油藏工程方案确定的开发方式及预测的不同开发阶段的动态指标。

**(2)决策分析工作步骤**

决策分析流程如图 10-6 所示，其步骤如下：

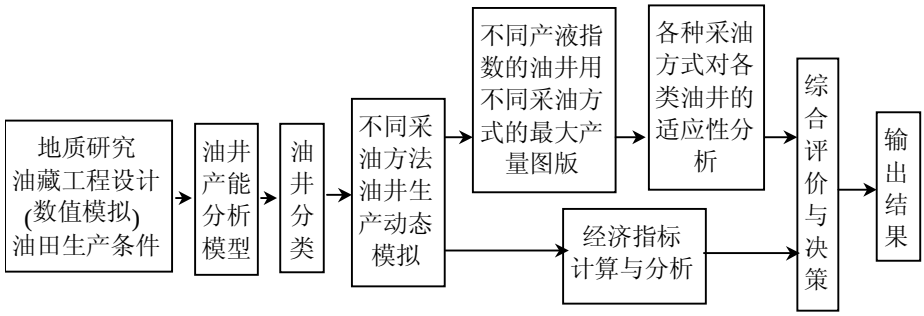



图 10-6 采油方式综合评价与决策流程

1) 根据掌握的油藏地质研究和油藏工程资料确定计算方案(如初步选择需要计算的采油方式，用于计算的油藏压力保持水平，油井初步分类……等)。

2) 确定油井产能分布及不同开发阶段的变化，即确定各类井不同阶段的产液指数 JL，绘制 JL～$F_w$ 曲线，并确定产液指数的计算范围和间隔。产液指数可由油藏数值模拟提供，也可用归一化相渗透率曲线计算。见图 10-7 和图 10-8。

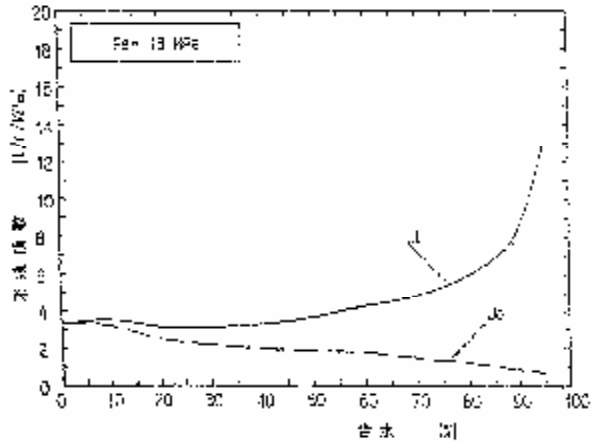
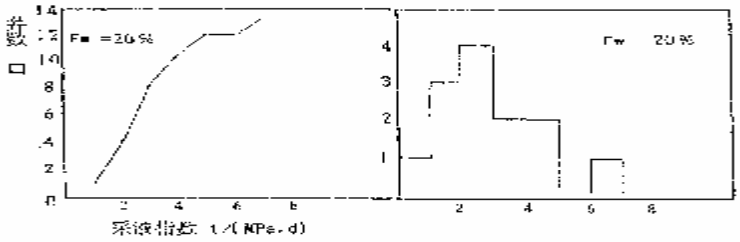


图 10-7 某断块一类油井采液指数预测曲线

3) 利用模拟器计算初选的举升方式在各种采液指数和不同含水条件下可能获得的最大产量图版($Q_o$～$J_L$、$F_w$ 曲线)，如图 10-9 及图 10-10 所示。模拟器同时确定出相应条件的设备、工作参数及工况指标。



| JL | 20% | 60% |
|---|---|---|
| <1 | 1 | 0 |
| 1—2 | 3 | 3 |
| 2—3 | 4 | 4 |
| 3—4 | 2 | 2 |
| 4—5 | 2 | 3 |
| >5 | 1 | 2 |

图 10-8　某断块油井产能分布

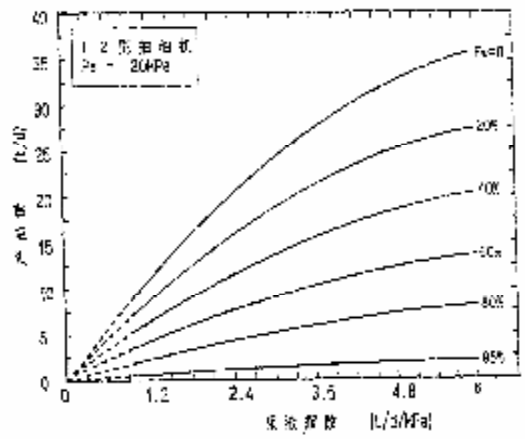


图 10-9　某断块最大产量曲线

4) 由各类油井的 $JL \sim F_w$ 曲线与不同举升方式的 $Q_o \sim J_L$、$F_w$ 图版，确定各类油井采用各种方式，在不同开发阶段时(不同含水)的最大产量，即最大产量曲线(见图 10-11)，并确定泵型、工作参数及油井工况指标。

5) 计算经济指标，并进行综合评判和绘制各采油方式在各开发阶段的决策系数曲线。见图 10-12。

6)根据决策系数和总体方案要求，通过进一步分析，确定推荐的采油方式和接替方

案。

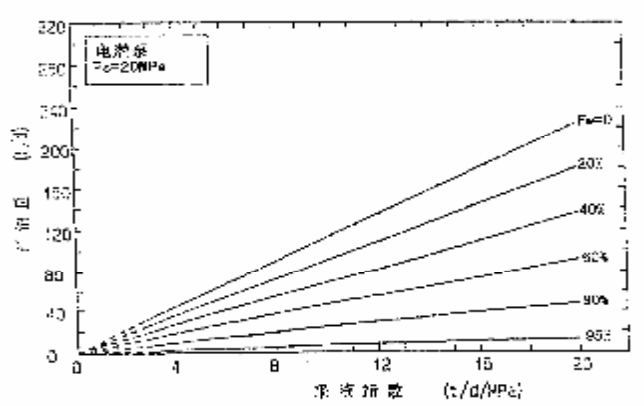



图 10-10　断块电泵井最大产量图版

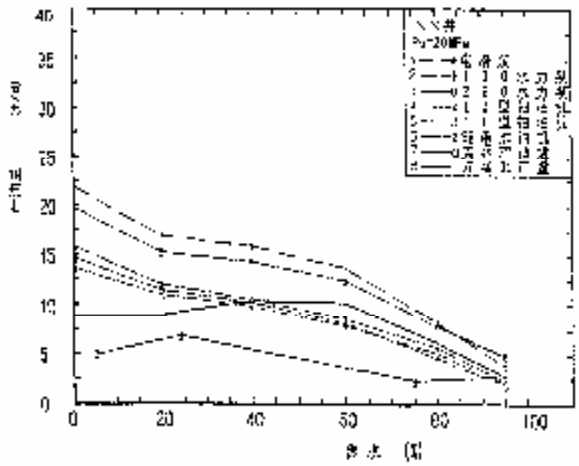



图 10-11　不同采油方式不同含水阶段单井最大产量预测曲线

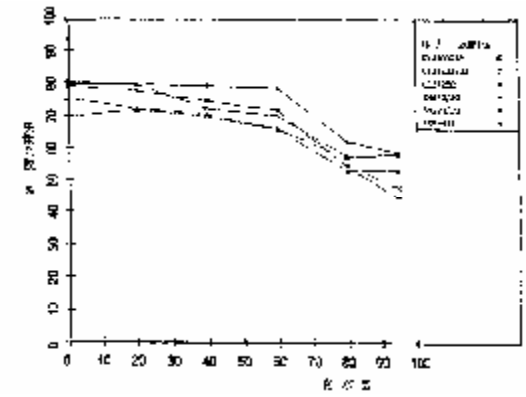


图 10-12　某断块第一类油井采油方式选择决策系数曲线

## 10.4 低渗透油藏总体压裂设计方案编制简介

### 10.4.1 总体压裂优化设计概念

油层水力压裂作为低渗透油藏改造的主要措施，随着对压裂技术在认识上的深化，进入八十年代中、后期，在设计思想上有了新的突破。把原来的以单井产量或经济净现值为准则的单井优化设计扩展为以油藏(区块)作为总体单元，以获得最大的油藏经济净现值或扫油效率(波及系数)为准则的总体压裂优化设计。因此，低渗透油藏的总体压裂设计是以油藏—人工水力压裂缝—油、水井所组成的系统为研究对象，将具有不同缝长与裂缝方位的人工水力裂缝放入低渗透油藏中，运用现代油藏数值模拟技术和经济模型，预测油藏在不同井网和开发时期的产量、注水量及扫油效率及其经济效益；应用水力压裂模型和压裂经济模型优化压裂工艺参数和计算压裂成本；最后，根据技术经济综合评价优化人工裂缝参数和方位。图 10-13 为总体压裂优化设计概念图。

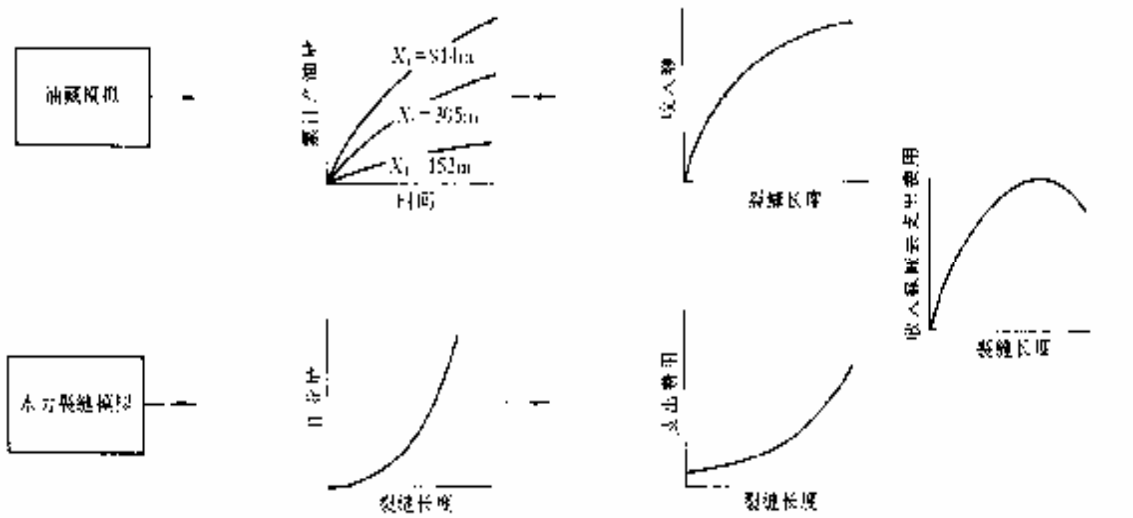



图 10-13　总体压裂优化设计概念图

### 10.4.2 总体压裂设计任务与原则

**(1) 总体压裂设计的任务**

1) 对油藏或区块提出总体压裂规划，通过油水井压裂的综合论证，规定各开发阶段在开发井网的平面和剖面上的压裂任务，提出对油水井压裂的要求；

2) 制定总体压裂设计原则；

3) 为油藏总体在压裂改造后能完成年配产量和不降低或提高扫油效率条件下进行技术论证；

4) 为单井压裂设计提供技术指导和依据。

**(2) 总体压裂优化设计原则**

由于总体压裂优化设计所研究的对象是整个油藏或区块，因此,进行油田总体压裂优化设计方案的编制应从总体上遵循如下原则：

1) 针对油藏地质条件，遵循少投入、多产出的经济原则，采用先进可行的工艺技

术。

2) 最大限度地提高单井产量,并使压后产量保持较长时期的增产、稳产、以保证产能建设和配产任务，并尽可能地减少井数，降低开发费用，增加效益。

3) 与井网布署相结合，优化裂缝方位和缝长，最大限度地提高水驱扫油效率，改善出油剖面，以提高最终采收率。

4) 在对油藏总体压裂后的一次采油和二次采油期动态预测的基础上，对油田注水和油藏压力保持水平提出要求。

### 10.4.3 总体压裂设计

**(1)压前地层评估**

水力压裂是一项低渗透油藏改造措施，直接对象是油藏。因此，总体压裂设计的第一项工作，便是全面了解油藏地质特征，建立总体压裂的地质模型，使总体压裂设计建立在较为可靠的地质基础上。

压前地层评估的主要内容如下：

1) 油藏地质描述

了解储层的沉积环境与几何形状，构造与断层；储层的层位、深度、压力和温度；压裂油层的面积、厚度、岩性及泄油半径。

2) 测井资料

除提供油层的一般特性外，更重要的是从总体压裂角度进一步了解储层特性。

• 夹层的遮挡性质：以便判断水力裂缝垂向延伸至上、下夹层时其塑性遮挡的潜在可能性。

, 储层的力学性质剖面：研究储层及邻层的力学性质参数，如弹性模量、剪切模量、泊松比与压缩系数，从而得到这些参数的剖面。

ƒ 地应力剖面：根据测井资料获得压裂层段的地应力剖面可直接用于三维(3D)裂缝模拟，并结合施工参数预测水力裂缝垂向延伸情况。

„ 井筒随园度：应用四臂定向井经测井可绘出定向的井筒椭园状况。通常长轴方向为最小水平主应力方向，据此，可预测水力裂缝的沿伸方向。从而判断裂缝在井网中是否处于有利或不利位置，并对扫油面积的影响作出评估。

3) 岩心分析

从总体压裂来讲，除常规分析外，需要进行一些特殊分析。

• 在室内模拟就地应力状态下测量渗透率、孔隙度、毛管压力及相对渗透率等。

, 储层岩石的敏感性分析：用于选择压裂液等压裂过程中可能应用的入井流体。

ƒ 地应力方向分析：通过对定向取心获得的岩心进行微差应变分析(DSCA)、滞弹性应变恢复(ASR)与微差声速分析(DWVA)，确定取心位置的地应力方向，并与测井得到的井筒椭园度分析进行比较，为裂缝方位的预测提供进一步的依据。

„ 天然裂缝分析：利用定向取心获得的岩心描述结果，研究天然裂缝形态、分布密度及方向。

4) 试井及试油分析

压前的试井及探井试油资料是进一步确定储层有效渗透率、表皮系数，原始油藏压力及温度，以及认识油层非均质性(岩性尖灭、断层等)和确定泄油面积所必需的。它们将为完善地质模型，进行油藏模拟提供进一步的资料。

5) 压裂测试

进行不加砂小型压裂，其目的是进一步认识就地应力、压裂液对油层的滤失特性、水力裂缝方位、天然裂缝发育状况、破裂压力，以及裂缝的遮挡等。

综上所述，压前地层评估的主要目的是加深对油藏地质的认识为总体压裂提供更符合实际的油藏地质模型，并形成可以“覆盖”油藏特性的输入参数组。

**(2)总体压裂设计内容和方法**

总体压裂优化设计有以下两个显著特点：

• 以油藏总体为对象，水力压裂与油藏工程紧密结合；，运用经济分析优化人工裂缝参数。

总体压裂设计主要包括如下内容：

1) 初选总体优化设计的缝长

• 应用油藏数值模拟技术计算不同缝长与导流能力下的累计产油量；

，应用水力压裂模型确定获得不同缝长和导流能力所需要的支撑剂、压裂液及其它材料和数量；

ƒ 应用经济模型确定不同缝长及导流能力下的净收入与消耗材料及其施工费用等压裂施工支出，获得最佳净现值对应下的最佳缝长。

2) 根据初选的缝长应用油藏数值模拟技术预测一次和二次采油期的产量变化，并根据预测结果，对压力保持水平及注水时机提出要求，必要时重新优化裂缝长度。

3) 应用油藏数值模拟技术，在油藏工程方案选定井网下结合地应力状况研究油水井的人工水力裂缝处于不同方位及不同缝长比时的扫油效率。并从实施总体压裂的角度，为井网布署和油藏工程提出反馈信息。

4) 根据总体压裂的油藏模拟结果，预测注水井的注水量，并提出注水井的压裂工艺设计要求。

5) 分层压裂技术论证，阐明采取分层压裂的必要性和推荐分层压裂应采取的技术。

6) 确定与油藏条件相匹配的压裂施工工艺参数体系。包括：排量、砂量、砂比、前置液量、压裂液及支撑剂的性能、井下管柱与工具等。

**(3)压后评估**

压后评估包括双重含义：一是在总体方案实施过程进行的评估。其目的除了评价压裂效果之外，主要检验设计与实际的符合程度，特别是设计中所采用的基础数据的可靠性，以便完善设计，指导后续的压裂工作。因此，总体压裂是一项设计－实施－评估的完整技术体系。二是总体压裂方案实施后的总体评估。其目的是对方案实施效果、方案设计技术以及设计和实施过程中对油藏的认识程度，进行总的评估。通过总评估进一步加深对油藏的认识和总结、改进总体压裂设计技术。

压后评估的主要内容及技术包括：

1) 方案设计产量与实际产量的对比分析，并对压裂效果做评价；

2) 应用水力裂缝诊断技术，检验实际裂缝是否符合优化缝长，并对缝高、缝长、裂缝系统的能力、裂缝方位进行测试和分析，其中主要采用井温测井、同位素测井、声波测井、密度测井、生产剖面测井，以及不稳定试井技术；

3) 应用生产剖面测井评价压后产液剖面的改善程度；

4) 检验压裂设计所用基本参数及施工参数对油藏的符合程度；

5) 对总体方案实施的经济效益做出初步评价和进一步的预测。

## 参 考 文 献


1 采油工程方案设计编写规程.S1//T10864-94，北京：石油工业出版社，1996

2 万仁溥.现代完井工程.北京：石油工业出版社，1996

3. K.E.布朗.升举法采油工艺(卷四). 北京：石油工业出版社，1990

4 张琪.油井生产举升方式的确定方法.石油大学学报，1990

5 Qi Zhang et al . Comprehensive Evaluation and Decision-Making Analysis Techniques of Oilwell Production Operation Methods: Theoretical Models-and Applications. SPE 24070

6 Clegg I.D.关于选择人工举升法的新建议和对比研究.油气田开发工程译丛.1993

7 建立新概念，发展油藏总体压裂优化设计新技术，努力提高低渗油(气)田的开发水平.1992 采油工程会议材料，压酸化技术服务中心

8.蒋阗.鄯善油田总体压裂优化设计方案研究.1991

9 张琪等.马厂、桥口油田采油工程方案研究.1990

10 塔里木盆地东河油田总体开发方案.1992

11 丘陵油田开发建议采油工程设计.1994

12 彩南油田采油工程方案.1993