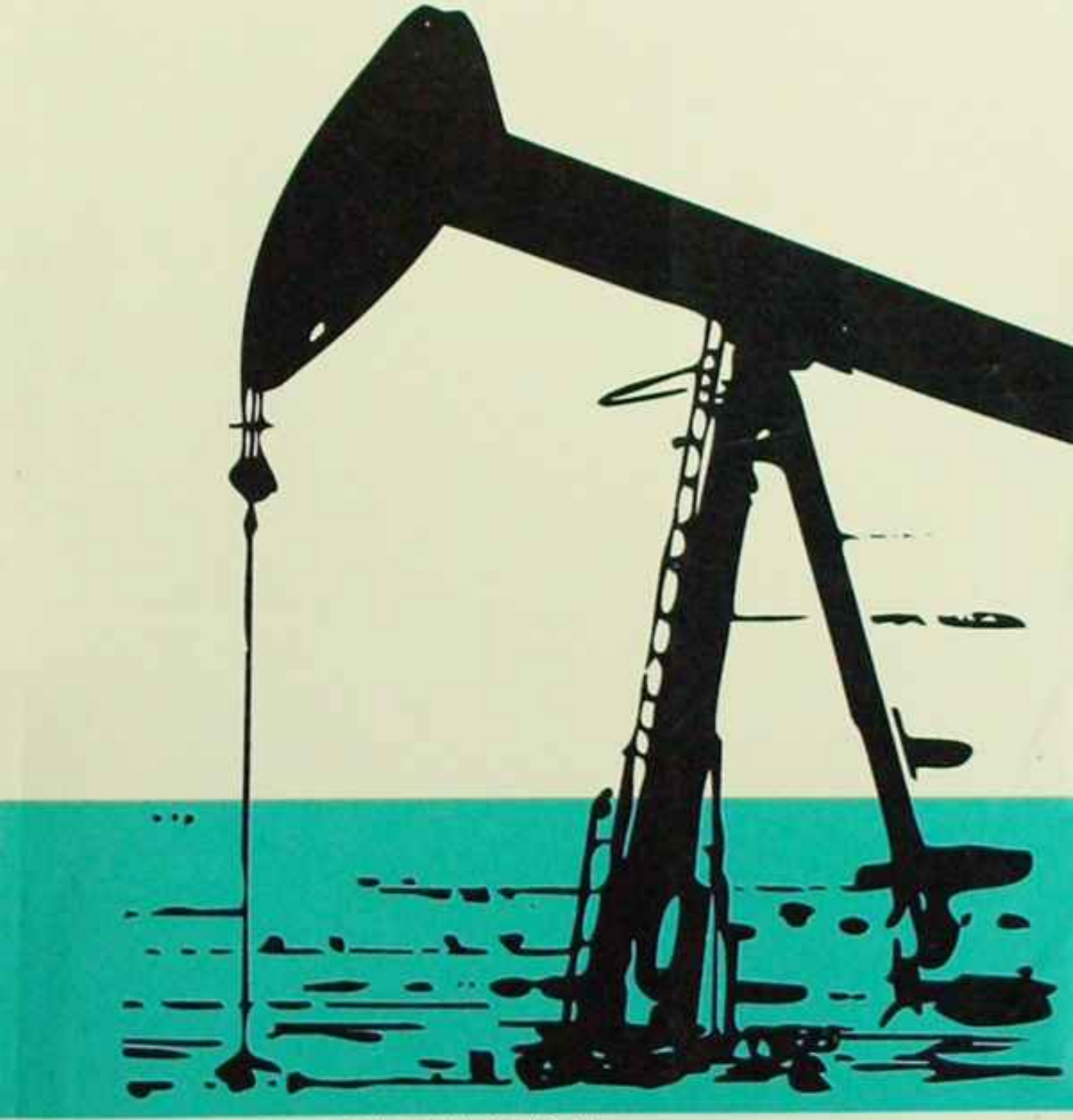
采油技术手册（修订本）



石油工业出版社

B

目　录

第一章　生产压力系统分析及其在自喷井生产中的应用……（1）
一、流入特性……（1）
二、管内多相流动特性……（10）
三、生产压力系统分析（节点系统分析）……（14）
四、应用软件及计算实例……（31）
第二章　井口装置……（40）
一、井口装置规范（SY 5156.1—87）……（40）
二、采油（气）树……（45）
三、套管头……（54）
四、油管头……（72）
五、井口阀门……（74）
六、节流器……（78）
七、井口阀钢圈……（82）
第三章　计量方法和常用仪表……（83）
一、量油……（83）
（一）玻璃管量油的油量计算……（83）
（二）玻璃管电极法量油的油量计算……（85）
（三）翻斗自动量油装置及油量计算……（85）
（四）涡轮流量计……（87）
（五）刮板流量计……（88）
（六）腰轮流量计……（93）
（七）椭圆齿轮流量计……（98）
二、测气……（102）
（一）孔板流量计……（102）

(二) 气体腰轮流量计 …… (119)
(三) LQR 型旋叶容积式气体流量计 …… (123)
三、原油含水率测量 …… (127)
(一) 微波原油含水分析仪 …… (127)
(二) 电容法原油含水分析仪 …… (127)
(三) 振动式密度计 …… (129)
(四) 差压式含水分析仪 …… (132)
第四章 分层采油工艺技术 …… (134)
一、单管封隔器分层采油 …… (134)
(一) 管柱结构 …… (134)
(二) 井下工具 …… (134)
(三) 井下油嘴选择 …… (163)
二、双管分层采油 …… (165)
三、油套管分采 …… (169)
第五章 清防蜡工艺技术 …… (172)
一、机械清蜡 …… (172)
(一) 原理 …… (172)
(二) 清蜡设备和工具 …… (172)
二、内衬油管防蜡 …… (176)
(一) 防蜡原理 …… (176)
(二) 玻璃衬里油管性能要求及检验 …… (176)
三、井下自控电热电缆防蜡 …… (178)
(一) 结构 …… (178)
(二) 电缆自控原理 …… (178)
(三) 井下自控电热电缆井设计 …… (179)
(四) 施工操作 …… (182)
(五) 注意事项 …… (184)
四、化学清蜡防蜡 …… (184)
(一) 作用原理 …… (184)
(二) 常用配方 …… (185)

（三）加药车 …… (190)
五、磁防蜡技术 …… (190)
（一）用途 …… (190)
（二）结构 …… (191)
（三）技术规范 …… (191)
（四）使用注意事项 …… (191)

第一章　生产压力系统分析及其在自喷井生产中的应用

生产压力系统分析，通常称为节点系统分析，是通过对生产系统中的各环节，如分离器压力、地面出油管线尺寸、油管柱尺寸、油嘴尺寸、井口压力、射孔参数和地层压力等影响因素进行敏感性分析，最后再进行综合评价，优化生产系统，以便获得最有效的目标产量。同时，这种方法还可以用于人工举升方法的选择，并可对油井的停喷和转为人工举升方法的时机进行预测分析。

一、流 入 特 性

IPR 曲线即流入动态曲线是描述油井产量与井底流动压力的基本关系曲线。在进行生产系统分析时，IPR 曲线反映了油井的供液能力，即在不同井底流动压力下可以获得的油井产量。因此，流入特性参数计算是十分重要的。在绘制 IPR 曲线时，可应用简便的流入特性公式计算，结合系统试井等生产动态资料进行拟合，若有好的油藏模拟模型，则可以直接应用模拟计算的结果。

*1.*流入特性公式

(1) 单相流

1) 单相流的达西公式

$$q_0=\frac{5.356\times10^2K_0h\ (\bar{p}_r-p_{wf})}{\bar{\mu}_0\bar{B}_0[\ln\ (r_e/r_w)\ -\frac{3}{4}+S]} \qquad (1—1)$$

$$J_0 = \frac{q_0}{\Delta p} = \frac{5.356 \times 10^2 K_0 h}{\overline{\mu}_0 \overline{B}_0 [\ln (r_e / r_w) - \frac{3}{4} + S]} \qquad (1—2)$$

式中 K_0——油层有效渗透率，μm^2；

$\overline{p}_r$——油藏平均压力，MPa；

p_{wf}——射孔段中部岩面流动压力，MPa；

h——油层有效厚度，m；

q_0——产量，m^3/d；

r_e——泄油半径，m；

r_w——井筒半径，m；

μ_0——在 $(\overline{p}_r - p_{wf})/2$ 的平均压力下的原油粘度，mPa·s；

B_0——在平均压力下的地层原油体积系数；

J_0——采油指数，$m^3/(d \cdot MPa)$；

S——表皮系数。

2) 主要参数的确定

渗透率 (K) 值，通常可以用岩心在实验室试验中得到，也可以应用试井解释的结果。

油层厚度 (h) 值，代表整个生产层的厚度，并不只是代表射孔段。对于斜井的生产层，h 代表垂直厚度；对于底水油层，h 只代表油层的厚度。

油藏平均压力 ($\overline{p}_r$) 值，最好从压力恢复曲线中获得，也可以根据静液面或附近井的资料估算。

平均粘度 ($\overline{\mu}_0$) 及地层原油平均体积系数 ($\overline{B}_0$) 值，均可以根据 PVT 高压物性分析资料求得。如果没有 PVT 资料，可以使用 Standing 或 Lasater 相关式估算。

泄油半径 (r_e)，可以从试井解释资料中得到，也可以根据某一泄油面积的形状及油井的位置调整而得到。下面公式也可以用于计算流入特性[3]

$$q_0 = \frac{5.356 \times 10^2 K_0 h\ (\bar{p}_r - p_{wf})}{\bar{\mu}_0 \bar{B}_0 [\ln x^{-\frac{3}{4}} + S]} \qquad (1—3)$$

式中 x 可以从图 1—1 中查出。

泄油半径虽然较难确定，但是由于使用自然对数 ln (r_e / r_w) 计算，误差相对较小。对于一般开发井网，常取井距之半计算。

井筒半径 (r_w) 值，可以用井径仪精确测出。一般是根据所用钻头的尺寸来确定。

表皮系数 (S) 值，可以从压力恢复曲线中求出。若没有压力恢复资料，可以进行油井实际生产动态资料拟合，求得 S 值。

(2) 两相流

Vogel 提出简单的计算气液两相流入特性的通用方程[5]

$$\frac{q_0}{q_{max}} = 1 - 0.2\left(\frac{p_{wf}}{\bar{p}_r}\right) - 0.8\left(\frac{p_{wf}}{\bar{p}_r}\right)^2 \qquad (1—4)$$

式中 p_{wf}——井底流动压力，MPa;

$\bar{p}_r$——油藏平均压力，MPa;

q_0——在 p_{wf} 压力下的产油量，m^3 / d;

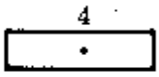
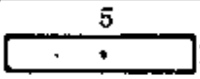
q_{max}——在 $p_{wf}=0$ 条件下油井最大理论产油量，m^3 / d。

上述公式是 Vogel 对一些溶解气驱油藏和不同特性流体通过计算得出的。图 1—2 也可以用来解决两相流问题。该公式应用于含水在 50%以内的油藏，预测结果最佳。

(3) 单相流与两相流的结合

如图 1—3 所示，从通用方程可以进行求解计算

$$q_0 = \frac{5.35 \times 10^2 K_0 h}{\ln\ (r_e / r_w)\ ^{-\frac{3}{4}} + S} \left[\int_{p_b}^{\bar{p}_r} f(p)\mathrm{d}p + \int_{p_{wf}}^{p_b} f(p)\mathrm{d}p\right] \qquad (1—5)$$

系统	x
	$\frac{r_e}{r_w}$
	$\frac{0.571A^{1/2}}{r_w}$
	$\frac{0.565A^{1/2}}{r_w}$
	$\frac{0.604A^{1/2}}{r_w}$
 60°	$\frac{0.61A^{1/2}}{r_w}$
 1/3	$\frac{0.678A^{1/2}}{r_w}$
 2 1	$\frac{0.668A^{1/2}}{r_w}$
 4 1	$\frac{1.368A^{1/2}}{r_w}$
 5 1	$\frac{2.066A^{1/2}}{r_w}$
 1	$\frac{0.384A^{1/2}}{r_w}$
 1	$\frac{1.485A^{1/2}}{r_w}$

A—泄油面积。

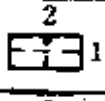
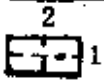
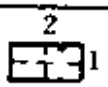
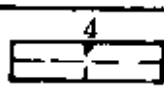
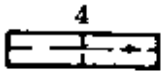
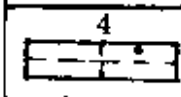
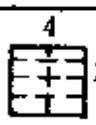
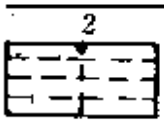
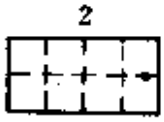
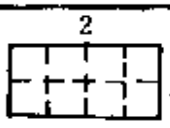
系统	x
 2 1	$\frac{0.966A^{1/2}}{r_w}$
 2 1	$\frac{1.44A^{1/2}}{r_w}$
 2 1	$\frac{2.206A^{1/2}}{r_w}$
 4 1	$\frac{1.925A^{1/2}}{r_w}$
 4 1	$\frac{6.59A^{1/2}}{r_w}$
 4 1	$\frac{9.36A^{1/2}}{r_w}$
 4 1	$\frac{1.724A^{1/2}}{r_w}$
 2 1	$\frac{1.794A^{1/2}}{r_w}$
 2 1	$\frac{4.072A^{1/2}}{r_w}$
 2 1	$\frac{9.523A^{1/2}}{r_w}$
	$\frac{10.135A^{1/2}}{r_w}$

图 1—1 不同泄油面积图型的系数与油井在泄油面积中的位置[4]

A—泄油面积；$A^{1/2}/r_w$—无量纲

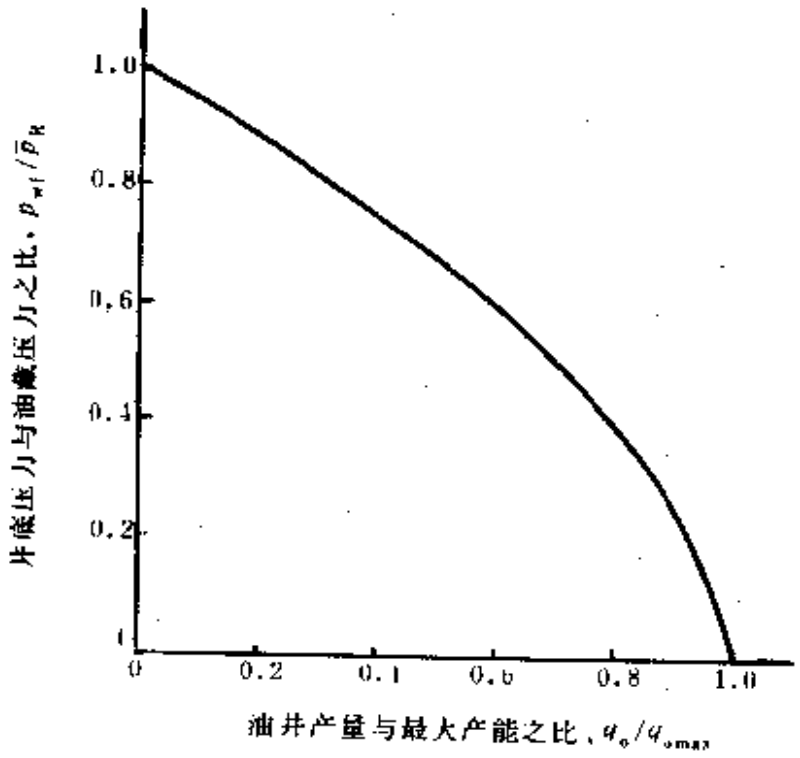


图 1—2　溶解气驱油藏流入特性关系曲线

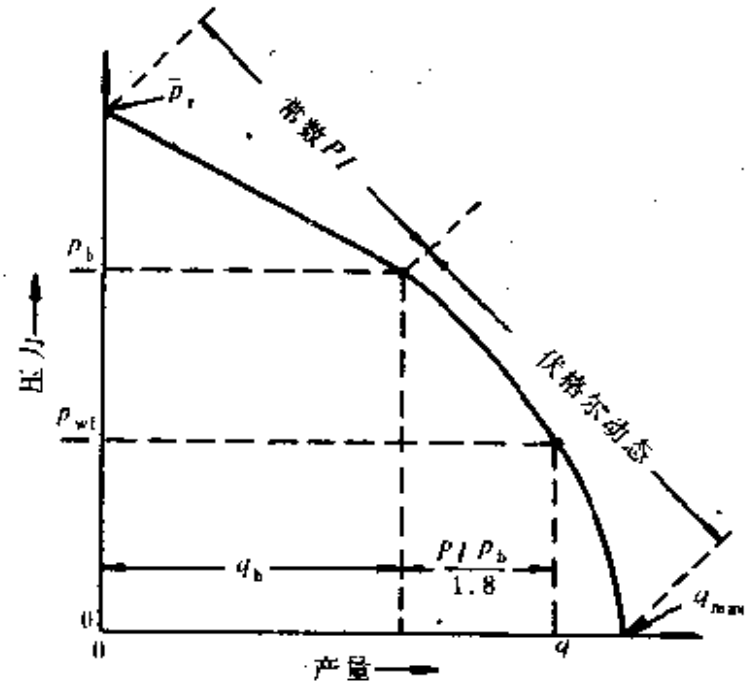


图 1—3　常数 *PI* 与 Vogel 动态的结合

当 $p_{wf}>p_b$ 时，J 值可根据达西定律计算

$$J=\frac{5.356\times10^2K_0h}{\mu_0B_0[\ln\ (r_e/r_w)\ -\frac{3}{4}+S]} \tag{1—6}$$

当 $p_{wf}<p_b$ 时，可根据 Vogel 方程计算

$$q=q_b+\ (q_{max}-q_b)\left[1-0.2\left(\frac{p_{wf}}{p_r}\right)\right] \tag{1—7}$$

在 $p_{wf}=p_b$ 的情况下

$$q_{max}=\frac{Jp_b}{1.8} \tag{1—8}$$

由此便可作出完整的 IPR 曲线。

例 1 已知 $\bar{p}_r=18$MPa，$p_b=15$MPa，$K_0=20\times10^{-3}\mu m^2$，$h=20$m，$\bar{B}_0=1.2$，$\bar{\mu}_0=0.8$mPa·s，$r_e=200$m，$r_w=0.152$m，$S=0$。

计算：(1) q_b；(2) 总的 q_{max}；(3) 在不同流压 ($p_{wf}=17$，14MPa) 下的 q_0。

计算步骤:

(1) 根据达西定律先求 J 值

$$J_0=\frac{5.356\times10^2Kh}{\bar{B}_0\bar{\mu}_0\ \ (\ln\frac{r_e}{r_w}-\frac{3}{4}+S)}$$

$$=\frac{5.356\times10^2\times20\times10^{-3}\times20}{1.2\times0.8\times\ \ (\ln\frac{200}{0.152}-\frac{3}{4}+0)}$$

$$= 33.66\text{m}^3 / \ (\text{d} \cdot \text{MPa})$$

(2) 求饱和点压力下的产量

$$q_b = J \ (\bar{p}_r - p_b)$$
$$= 133.66 \times \ (18 - 15)$$
$$= 1100.98\text{m}^3 / \text{d}$$

(3) 求总的 q_{max}

$$q_{max} = q_b + \frac{Jp_b}{1.8}$$

$$= 100.98 + \ (33.66 \times 15) \ / 1.8$$
$$= 381.48\text{m}^3 / \text{d}$$

(4) 求不同井底流动压力下的产量

当 $p_{wf} = 17\text{MPa}$ 时 $(p_{wf} > p_b)$

$$q_0 = J \ (\bar{p}_r - p_{wf})$$
$$= 33.66 \times \ (18 - 17)$$
$$= 33.66\text{m}^3 / \text{d}$$

当 $p_{wf} = 10\text{MPa}$ 时 $(p_{wf} < p_b)$

$$q_0 = q_b + (q_{max} - q_b)\left[1 - 0.2\frac{p_{wf}}{p_b} - 0.8\left(\frac{p_{wf}}{p_b}\right)^2\right]$$

$$= 100.98 + (381.48 - 100.98)\left[1 - 0.2\left(\frac{10}{15}\right) - 0.8\left(\frac{10}{15}\right)^2\right]$$
$$= 244.35\text{m}^2 / \text{d}$$

(5) 最后将以上计算结果绘制成 IPR 曲线（见图 1—4）。

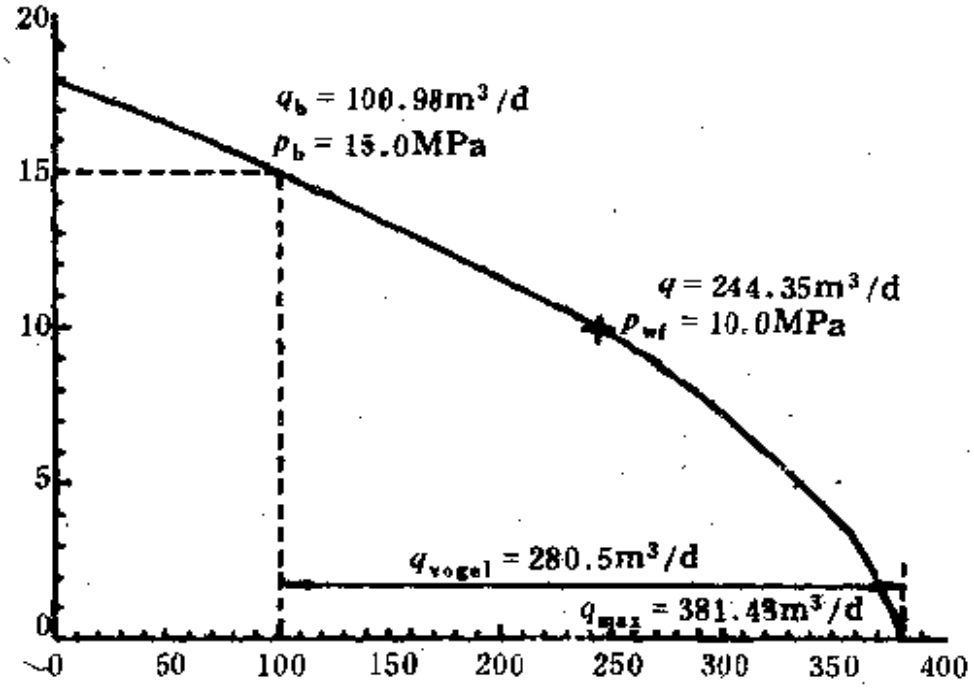


图 1—4 例 1 流入特性（IPR）曲线

2.射孔段压降计算

评价射孔参数是完井的重要设计内容。在正常射孔条件下，射孔孔眼通道周围的油层已被压实和污染，而且其射孔密度、穿透深度及相位等，对油层的产量和流入特性都有影响。（射孔炮眼示意图见图 1—5）。

琼斯（Jones）、布朗特（Blount）和格来兹（Glaze）整理出的，计算地层流体通过这些炮眼时产生的压力损失公式。

油井畅通炮眼的压降计算公式：

$$p_{wfs} - p_{wf} = aq^2 + bq$$

式中

$$a=\frac{6.95\times10^{-19}\beta B_0^2 p\ (\frac{1}{r_p}-\frac{1}{r_c})}{L_p^2}$$

$$b=\frac{\mu B_0[\ln\ (r_e/r_p)\ ]}{5.356\times10^2 L_p K_p}$$

p_{wfs}——油层岩面流动压力，MPa;

p_{wf}——井底流动压力，MPa;

β——紊流系数，m^{-1}，

$$\beta=\frac{1.9\times10^7}{K_p^{1.201}}$$

B_0——原油体积系数;

p——流体密度，kg/m^3;

r_p——炮眼通道半径，m;

r_c——压实层半径，m，$r_c=r_p+0.013$;

L_p——射孔炮眼通道长度，m;

μ——流体粘度，mPa·S;

K_p——压实层渗透率，μm^2，正压射孔为地层渗透率的10%，负压射孔为地层渗透率的40%;

q——单位孔眼产量，m^3/d（每孔）。

国内近年来，在优化射孔参数，改进射孔工艺，提高射孔完井产能方面开展了研究和应用工作。其中，西南石油学院油井完井技术中心结合生产的实际情况，考虑了射孔深度、射孔密度、孔眼直径、孔眼相位角、布孔格式、钻井污染深度与程度等九个影响因素，按照相似关系建立了模拟装置，经过相应的数学处理和分析，其结果就射孔参数来说，影响产能因素主次顺序为孔深、孔密、相位角和孔径，而布孔格式对产能影响不大（与美国

TARIQ 的结论相同)。目前，国内油田已在推广应用这套三维有限射孔数学模型软件。

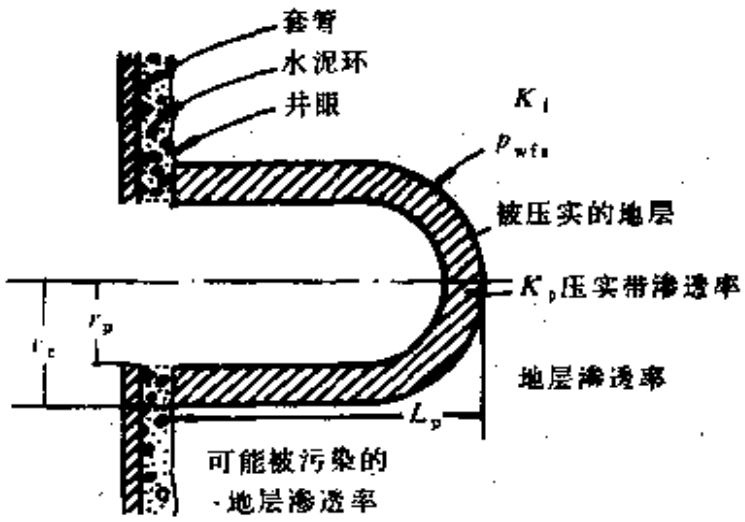


图 1—5 典型射孔孔眼

二、管内多相流动特性

1.管内多相流动特性计算

多相流管内流动特性的压力沿程损失由三部分组成：举升高度（扬程）引起的损失、摩擦引起的损失和加速度引起的损失。用公式表示如下：

$$\left(\frac{\mathrm{d}p}{\mathrm{d}z}\right)_{总}=\frac{g}{g_c}\rho_m\sin\theta-\frac{f_m\rho_m v_m}{2g_c d}+\frac{\rho_m v_m\ (\mathrm{d}v_m)}{g_c\ (\mathrm{d}z)} \qquad (1—9)$$

式中 $\frac{\mathrm{d}p}{\mathrm{d}z}$——压力梯度；

g——重力加速度；

g_c——换算系数；

ρ——流体密度；

097518

θ——管道与水平面所成角度；

f——摩擦系数；

v——流体流速；

$\frac{dv}{dz}$——流体沿程流速变化；

m——表示混合流体（下角）。

目前，广泛应用的公式有：

(1) 哈格多恩布朗（Hagedorn-Brown）公式；

(2) 奥克适韦斯（Orkisewsk）公式；

(3) 贝格斯-比利（Beggs-Brill）公式；

(4) 顿斯-罗斯（Duns-Ros）公式；

(5) 阿齐兹（Aziz）公式。

近年来，国内已引进和开发了上述计算公式的软件，在应用中要结合油井具体生产特征，尤其是实际测试的流压梯度进行拟合，选择最适合的公式来计算多相流管内流动特性。

2.油管吸入口压力曲线

图 1—6 为绘制油管吸入口压力曲线的步骤，即：

(1) 选出适用给定油井参数（油管直径、产量、含水等）的图版。

(2) 在图版横坐标上以 $p=p_{wh}$（井口压力）点垂直向下查到对应气油比（GLR）值的梯度线交点。再以此点为深度等于零，继续向下在纵坐标上查出深度为 H 的点。最后由横坐标上便可查出对应于产量为 Q_1 时的 p_{wf}^1 值。

(3) 同上述步骤，在对应于不同产量的一组压力梯度曲线上，可分别查出对应的井底流动压力值。

(4) 由此即可在压力及产量坐标上绘出油管吸入压力与产量对应关系曲线，该曲线又称“节点流出压力曲线”。

3.自喷井生产分析

对于某一口井的生产压力系统分析，即为对油管吸入口压力曲线与流入特性曲线同时进行分析。

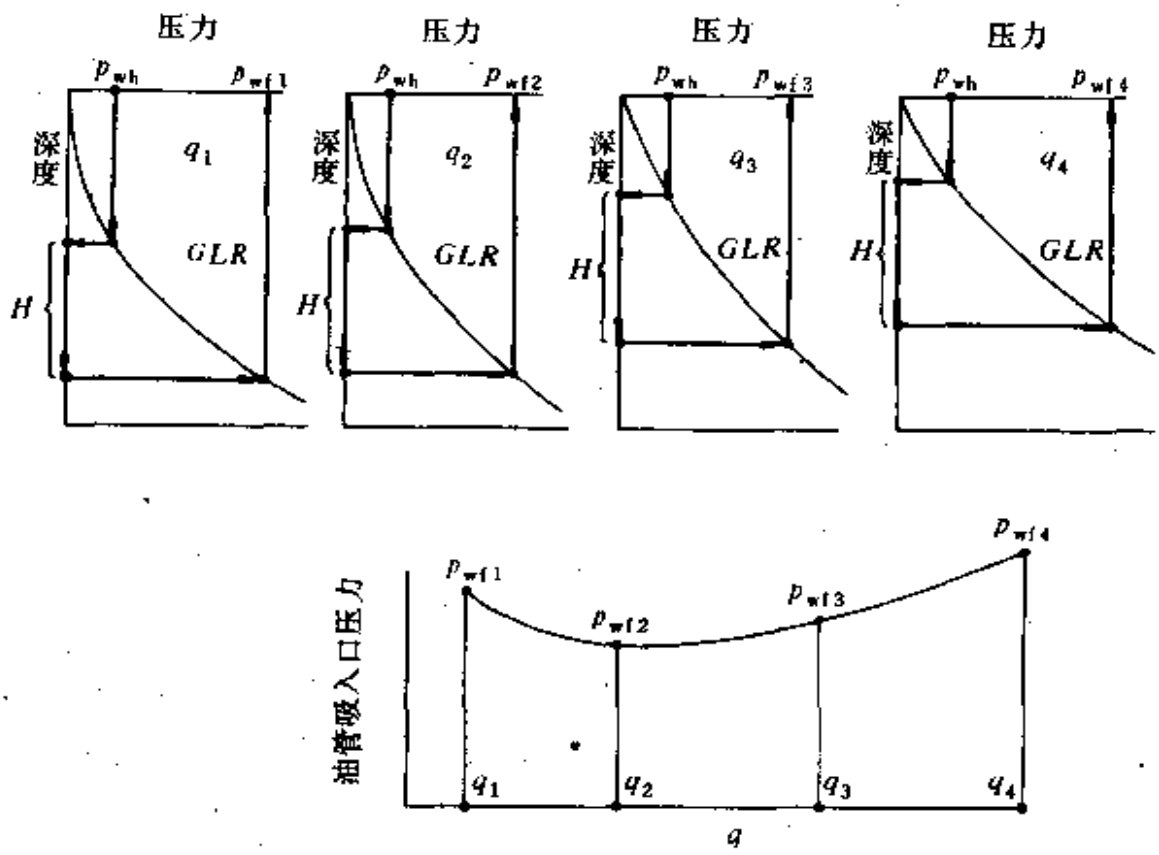


图 1—6　油管吸入口压力预测步骤与油管流出特性曲线

以下为三种曲线图（图 1—7～1—9）的分析。

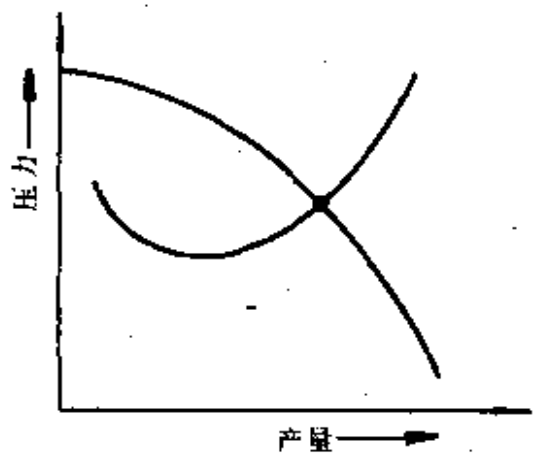


图 1—7　稳定流

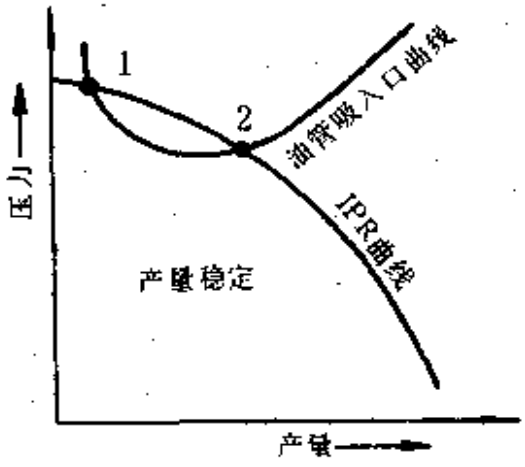


图 1—8　在交点 2 处油井自喷

图 1—7 为稳定流状态。油管吸入口压力曲线与 IPR 曲线临界点右侧相交。

图 1—8 表明油管吸入口压力曲线与 IPR 曲线上有两个交点。其中交点 2 说明油井为稳定流状态，这时该井可以自喷；而交点 1 的情况为不稳定流，一般不会出现。

图 1—9 表明 IPR 曲线和油管吸入口压力曲线没有相交，油井已经停喷。

应用引进的及国内的计算机软件，其基本的计算与分析方法和步骤均如上所述。由于其对特定条件是逐一计算的，所以其结果比应用图版更为合理可靠。

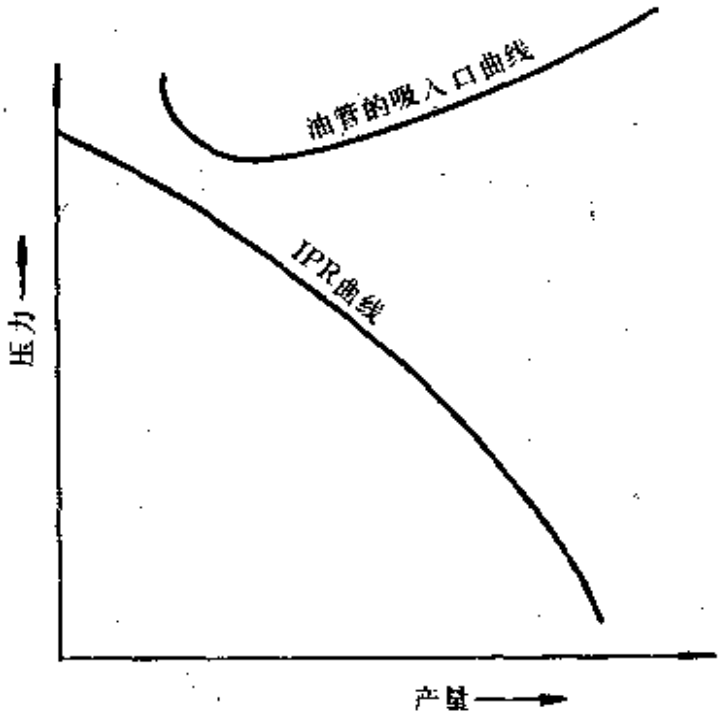


图 1—9　油井停喷

三、生产压力系统分析

(节点系统分析)

这种分析方法可以应用于完整的油井系统，从油藏外缘边界到钻井的油层表面，从射孔孔眼、完井段到油管吸入口，沿管柱向上经过地面油嘴、出油管线、直到分离器。

图 1—10 为油井生产系统示意图，其中包括三个部分或三种流动模式。

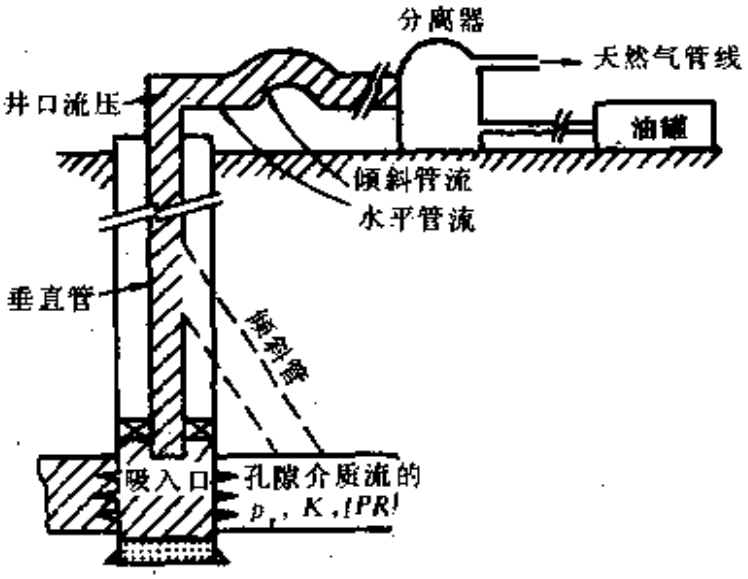


图 1—10　完整的生产系统

(1) 孔隙介质流。IPR 流入特性计算。

(2) 垂直或定向井管流。

(3) 水平或倾斜管流。

后两种可用多相管流计算或查图版，绘制节点流出特性曲线。

对于任何一口生产井来讲，尽管完井方式、生产方式及工作

参数等各不相同，但完全可以应用压力系统分析，将各种因素综合考虑。图 1—11 所示为自喷井的生产系统。

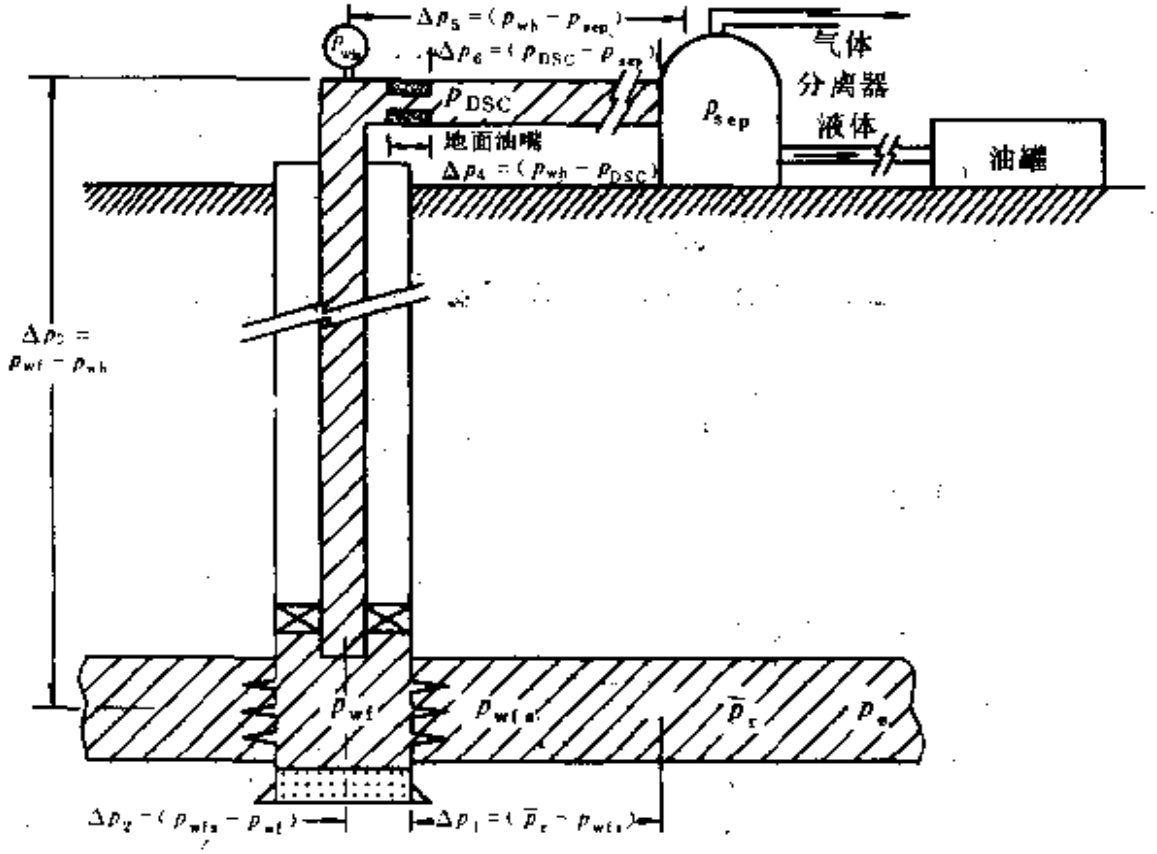


图 1—11　自喷井生产系统的各种压力损失

图中：

$\Delta p_1 = \bar{p}_r - p_{wfs}$ 为液流通过孔隙介质时产生的压力损失。

$\Delta p_2 = p_{wfs} - p_{wf}$ 为液流通过完井段时产生的压力损失。

$\Delta p_3 = p_{wf} - p_{wh}$ 为液流通过油管柱的总压力损失。

$\Delta p_4 = p_{wh} - p_{DSC}$ 为液流通过地面油嘴时产生的压力损失。

$\Delta p_5 = p_{wh} - p_{sep}$ 为液流通过地面出油管线的总压力损失，包括通过地面油嘴的损失 Δp_4。

$\Delta p_6 = p_{osc} - p_{sep}$ 为液流通过地面油嘴至分离器之间水平管线的压力损失。

要解决整个生产系统问题，一般是将其分割成流入与流出特

性两部分，分段根据实际应用的需要，确定分析的节点（称为解节点），如图 1—12 所示。也可以直接对其中的主要参数分别进行敏感分析，诸如油藏压力、射孔密度、射孔穿透深度、油管尺寸、油嘴尺寸、地面管线尺寸及分离器压力等参数。

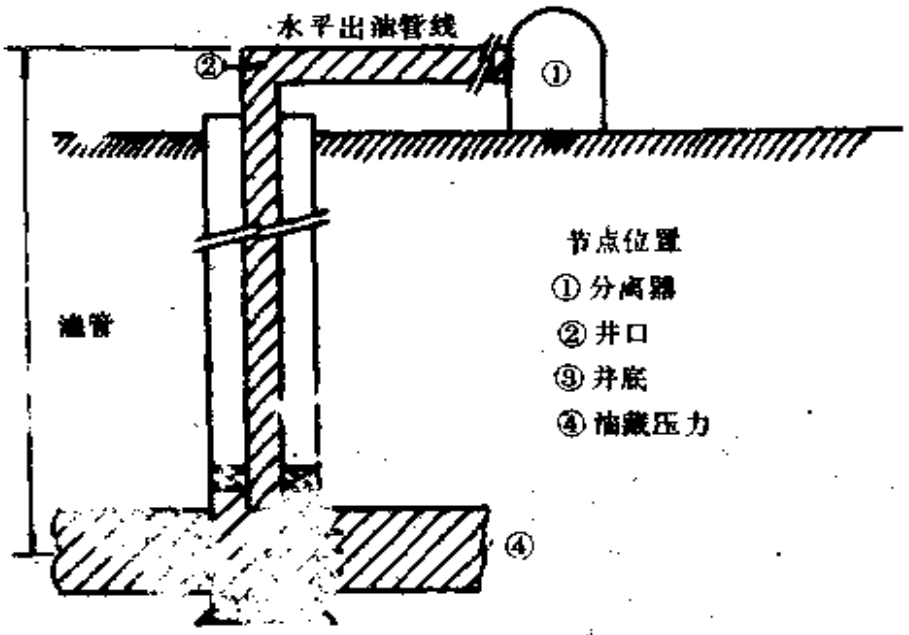


图 1—12　自喷井节点位置示意图

在分析的解节点确定以后，由供油端点“油藏”节点开始，如图 1—12 所示，分段利用相应的公式分别计算对应不同产量下的压力损失，绘制出该节点处的供液能力特性曲线，即供液压力及对应产量的关系。然后再由出油端点（如分离器或井口等）开始，分段计算不同产量下的压力损失，绘制出该节点处的流出动态特性曲线，即流出压力与对应产量的关系。最后，将这两条特性曲线交会，便可求出协调点（临界）的流动压力和产量。致此，生产压力系统的数学模型便建立起来。

应强调指出，为了使分析的结果可靠，在进行上述计算时，必须进行油井生产动态的拟合。其目的是选择相适应的相关式（如多相流计算公式等），以便调整有关参数，使之更符合实际生

产状况。在拟合动态时，分段拟合油流入特性曲线，以验证IPR公式；拟合油管流压梯度曲线，以选择油管多相流计算公式；拟合油嘴上下游压力差，以完善油嘴压降计算公式等是十分重要的。最后还应利用现场生产一段时间的动态，主要是产量与压力系统的关系进行拟合。由此不难看出，以齐全准确的动态资料为基础，选择相适应的数学公式描述动态特性，应用生产压力系统分析技术进行预测分析，其结果是科学的，有重要实际应用价值的。

以下为几个不同部位为解节点，进行节点分析的作法。

1.以井底为解节点的计算

以井底作为解节点进行计算是最常用的分析方法。在计算这一节点位置的油井产液量时，如前面介绍整个生产系统分为两部分，即油层或油井产能部分和整个管线系统部分。图1—13所示为油层产能部分，即流入动态特性曲线。图1—14所示为流出管线部分，即自射孔段中部至地面分离器，包括油管压力损失与地面管线压力损失。因此，分析井底节点生产系统压力时，首先绘制出IPR曲线，然后绘制出流出特性曲线。在计算流出特性时，由分离器压力开始进行分段计算其压力损失。在这里先计算地面管线，后连续计算油管系统压力损失。其步骤如下：

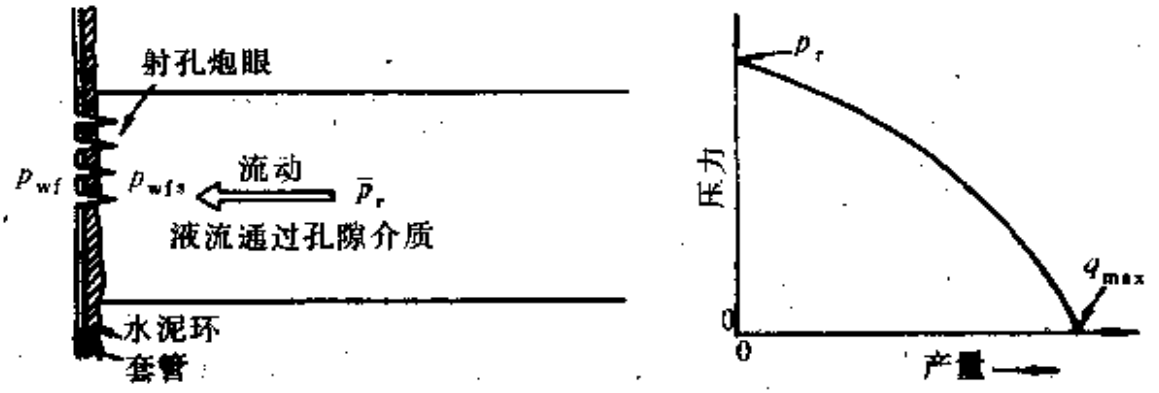


图1—13　油层产能部分与流入特性曲线

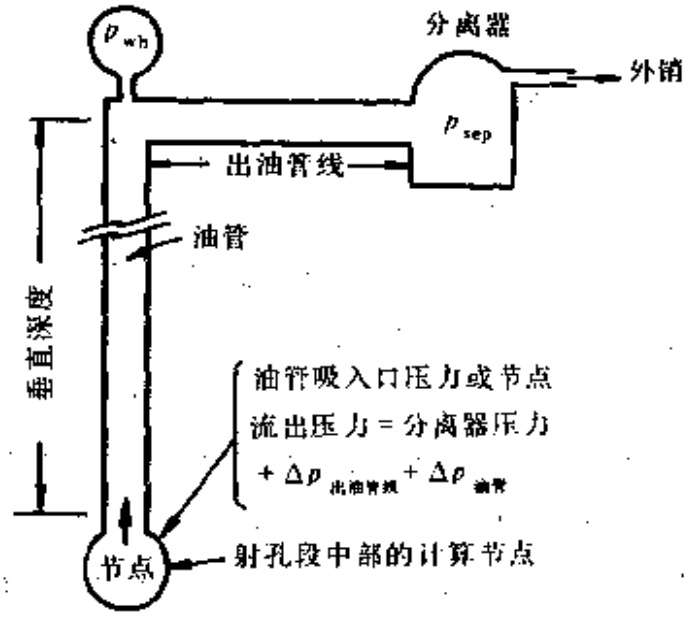


图 1—14　生产系统流出管线部分

(1)		(2)		(3)
假设产量		求出所需井口压力		求出所需井底压力
Q_1	→	p_{wh1}	→	p_{wf1}
Q_2	→	p_{wh2}	→	p_{wf2}
Q_3	→	p_{wh3}	→	p_{wf3}
Q_4	→	p_{wh4}	→	p_{wf4}
Q_5	→	p_{wh5}	→	p_{wf5}

最后将 IPR 曲线与整个流出系统 $Q=f\ (p_{wf})$ 曲线绘在同一坐标图上，由其交点读出生产系统的井底流压和最高产量。

以井底为解节点进行压力系统分析可以对油井生产动态进行分析预测。如图 1—15 所示，可以预测不同地层压力水平下油井的产能。图 1—16 所示可以结合油井压裂酸化设计计算，分析措施后对产量的影响。图 1—17 所示可以分析不同开发阶段含水变化、采油指数变化后，油井产能变化的预测。

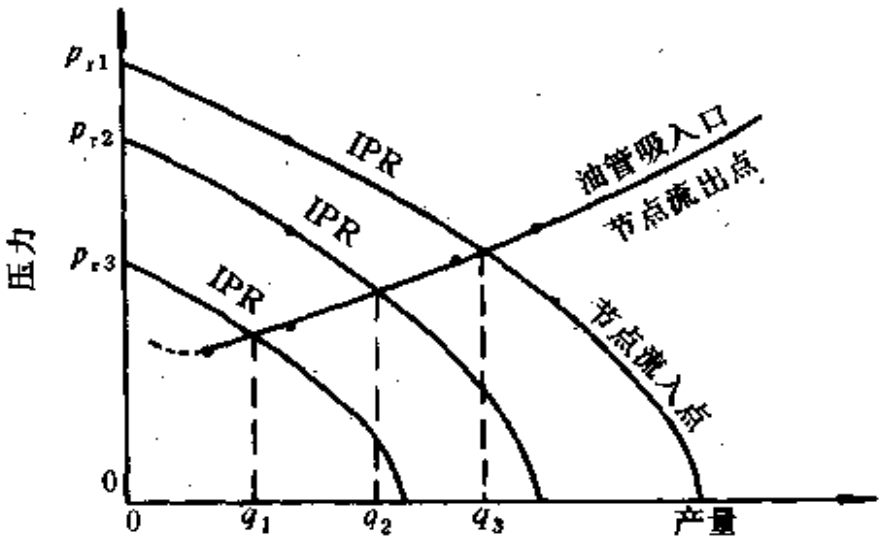


图 1—15　不同地层压力下油井产能

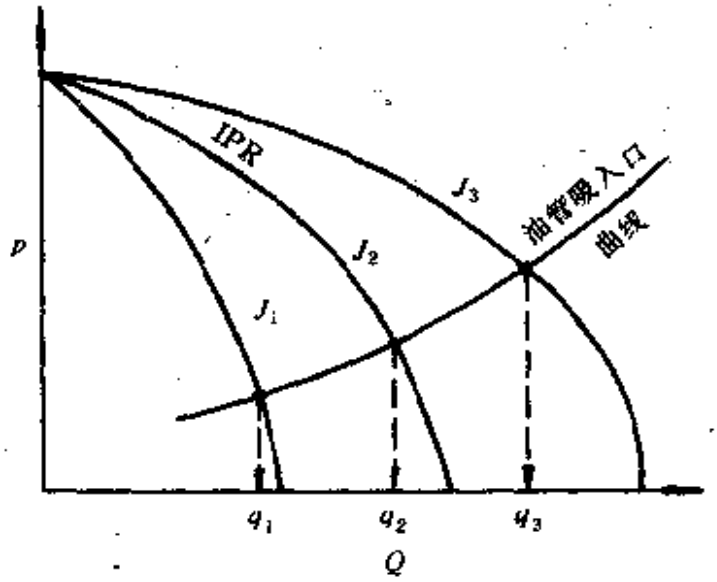


图 1—16　油井增产处理后对产量的影响

这些应用对新老油田优化生产系统，确定生产方式，都是十分重要的内容。

2.以井口为解节点的计算

以井口作为解节点进行分析，也是一个常用的分析方法。要

计算其产量，同样要将整个系统分成两个部分。从分离器开始至井口，即地面管线为“油井流出”系统（见图 1—18）；而由油层到井底，再经油管到井口节点（见图 1—19）这段压力系统为“油井流入”部分。其计算步骤与井底为解节点的步骤相似。在假设一组产量后，分别选用相适应的公式计算，求出两部分在节点处的压力，即井口压力。先以分离器压力开始，计算出经地面管线的压降后所需的井口压力，然后再计算从油藏压力到井底所需的井底流动压力。再从井底压力计算经油管举升后所需的井口压力。最后将这两组数据绘在同一坐标图上，便可求出相应的井口流动压力和产量（见图 1—20）。

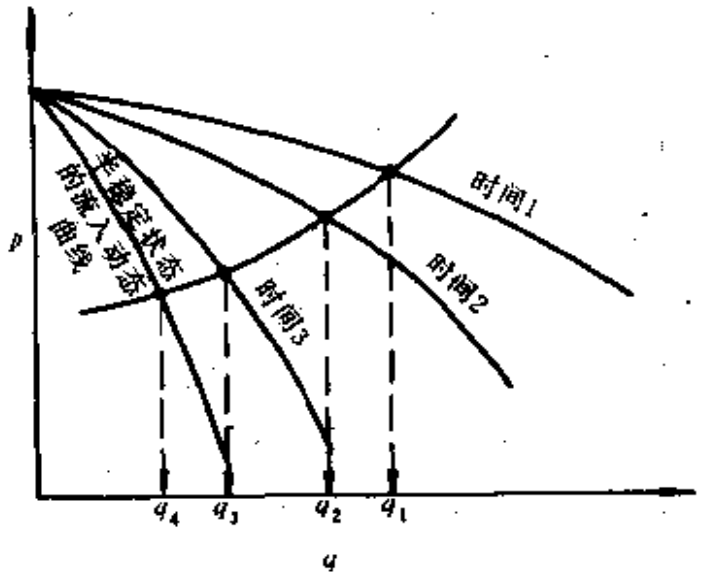


图 1—17　不同时期流入动态曲线与产量的关系

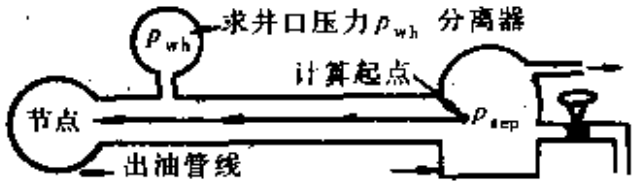


图 1—18　出油管线和分离器部分

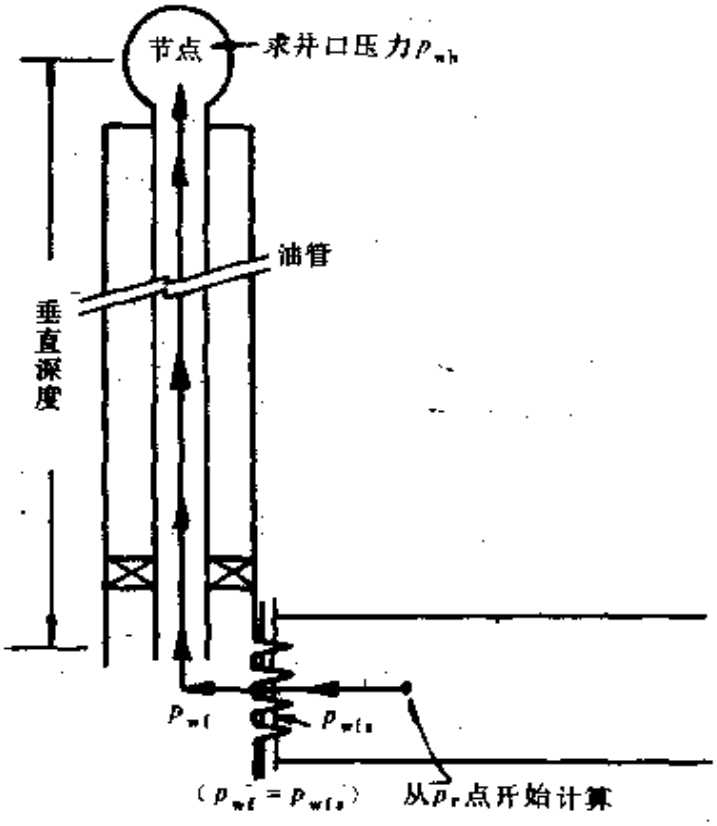


图 1—19　油管和油层部分

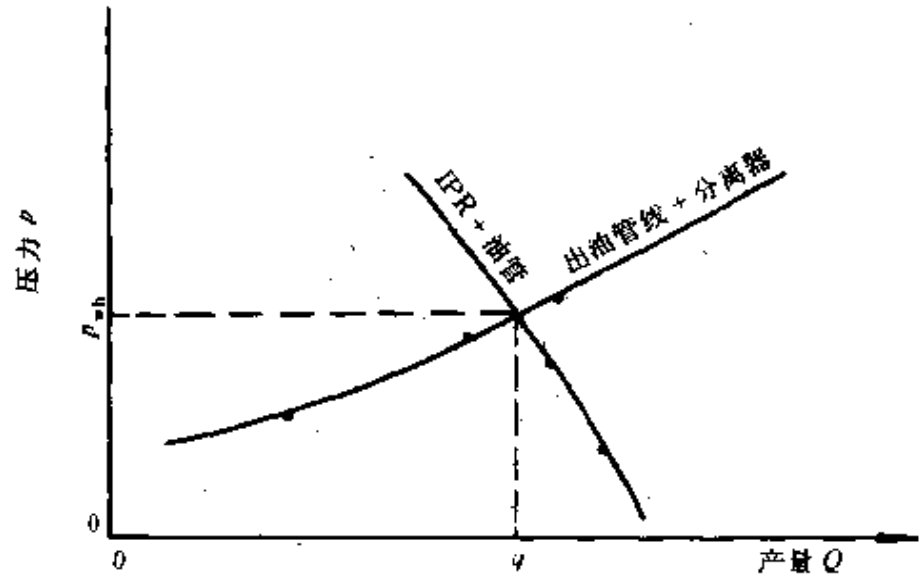


图 1—20　井口为解节点计算

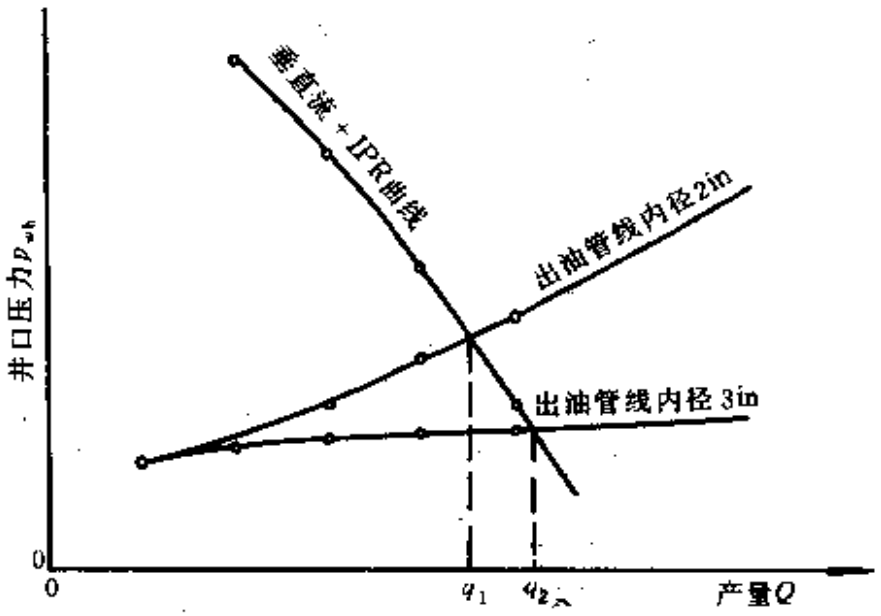


图 1—21　改变出油管线尺寸对产量的影响

应用这种分析方法，可以分析改变出油管线尺寸时对产量的影响（见图 1—21）；同样也可以把数种尺寸的出油管线和油管柱曲线绘在同一坐标图上进行评价（见图 1—22）。

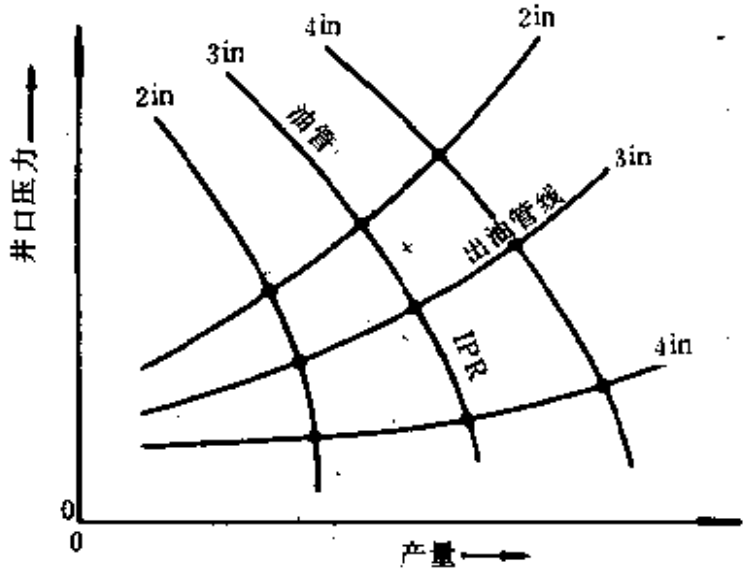


图 1—22　出油管线和油管几种不同组合的井口计算结果

通过井底与井口为解节点的分析，可以综合分析油井生产系统中的各种实际问题。如图 1—23 所示，可以分析不同井口压力下对应的油井产量；如图 1—24 所示，可以综合分析改变流入特性（地层压及井口压力）后，对油井产量的影响。这对于油井在油田开发过程中的生产压力系统优化是十分重要的参考数据。

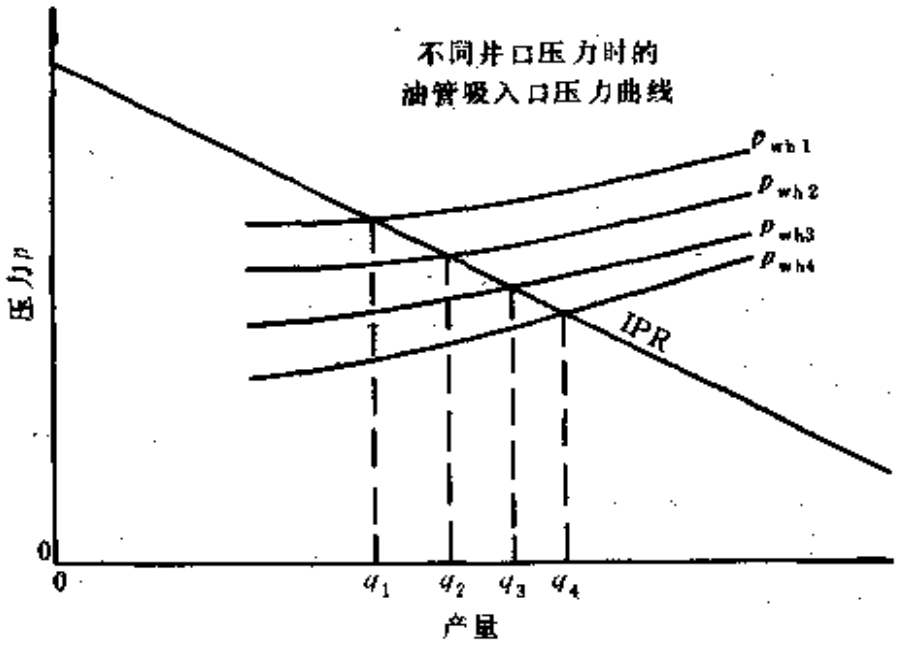


图 1—23　不同井口压力时井底节点计算

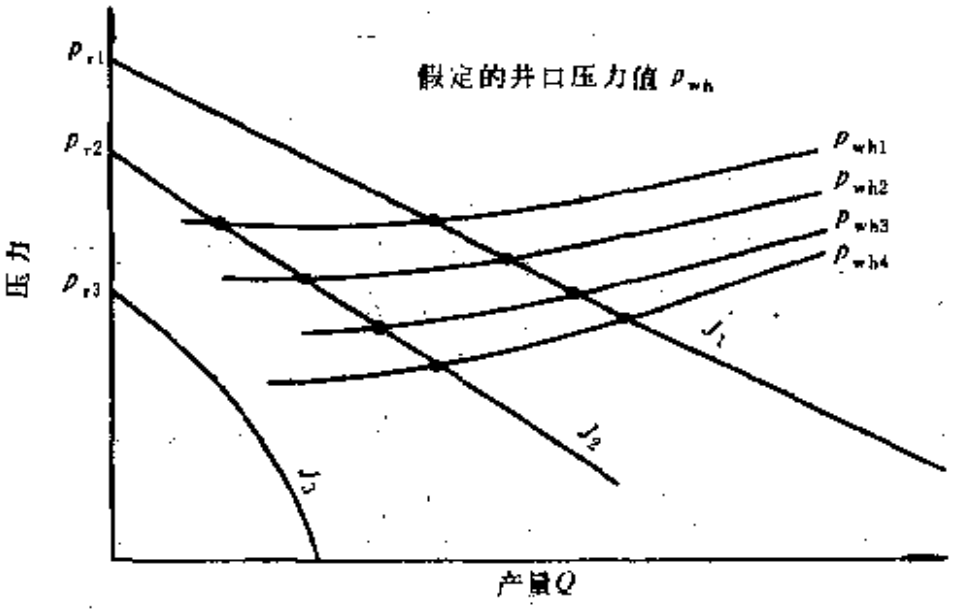


图 1—24　不同井底压力时以及改变 IPR 曲线时的井底节点计算

3.以分离器为解节点的计算

选择分离器作为解节点计算部位，可以直接分析分离器压力对产量的影响。这在采用气举工艺开采时，分离器压力的选择尤为重要，因为分离器压力影响着地面天然气净化处理系统及压缩机的进气压力。图 1—25 所示为进行生产系统分离器压力分析计算的路径，其计算步骤与前两种类似。

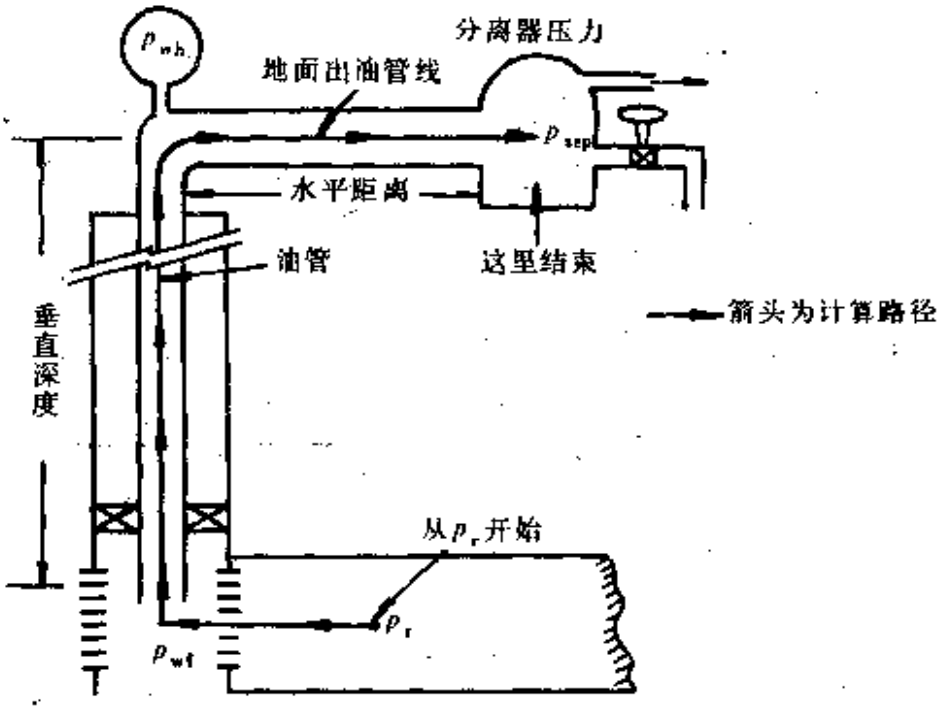


图 1—25　以分离器为解节点的计算

从分离器为解节点分析的结果可以看出（见图 1—26），不同的分离器压力水平线与整个生产系统产量特性曲线的交点，表示当分离器压力下降到一定值时油井产量没有明显的变化，它表明出油管线等在生产系统中起着限流作用。当油井因开采层位、流体物性等的差异，而使其流入特性有所不同时，可进行综合分析，确定其合理的分离器压力（见图 1—27），也是十分有意义的。这种情况下，虽然图中 A 井当分离器压力下降时产量有明显增加，而 C 和 D 井当分离器压力降低时产量基本上没有变化。

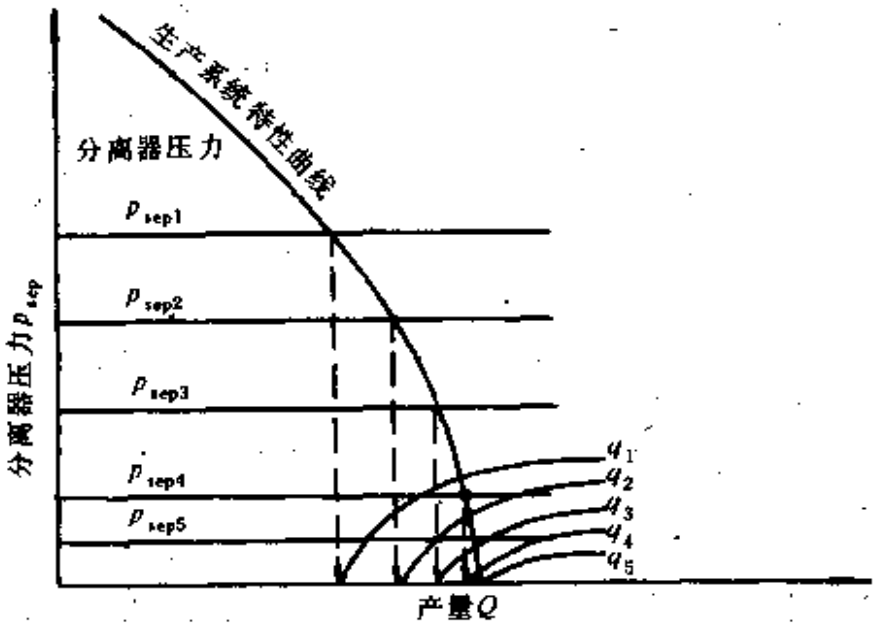


图 1—26　分离器压力对产量的影响

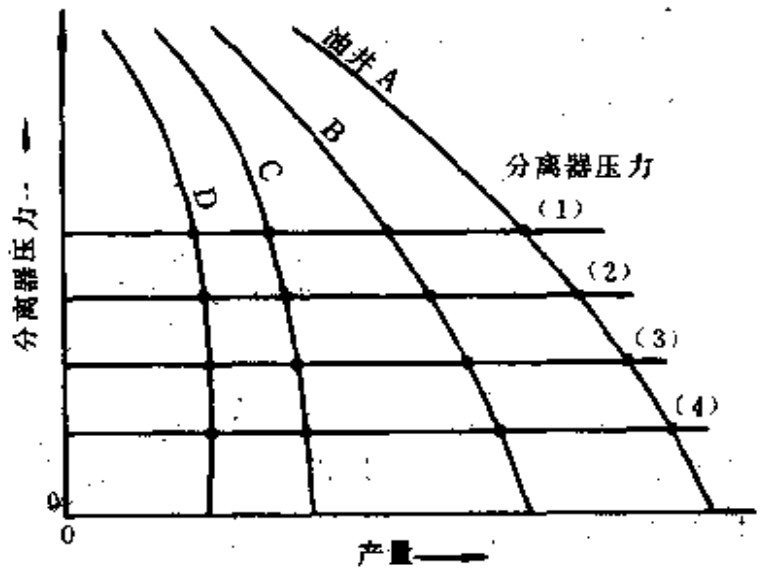


图 1—27　四口井的分离器对产量的影响

4.以油藏平均静压为解节点的计算

把油藏平均静压作为解节点计算，可直接分析当油藏静压发

生变化时油井产能变化的情况。其计算方法与分离器为解节点计算的方法相似，只是路径相反（见图 1—28），即由分离器压力开始逐段计算对应某一产量的压降，直到油藏终点累计其总压降。最后绘出整个生产压力系统的产量与地层压力的关系曲线（见图 1—29）。从几条平均地层静压的水平线和整个生产特性曲线的交点，可以直接看出当地层压力改变后对油井产量的影响。

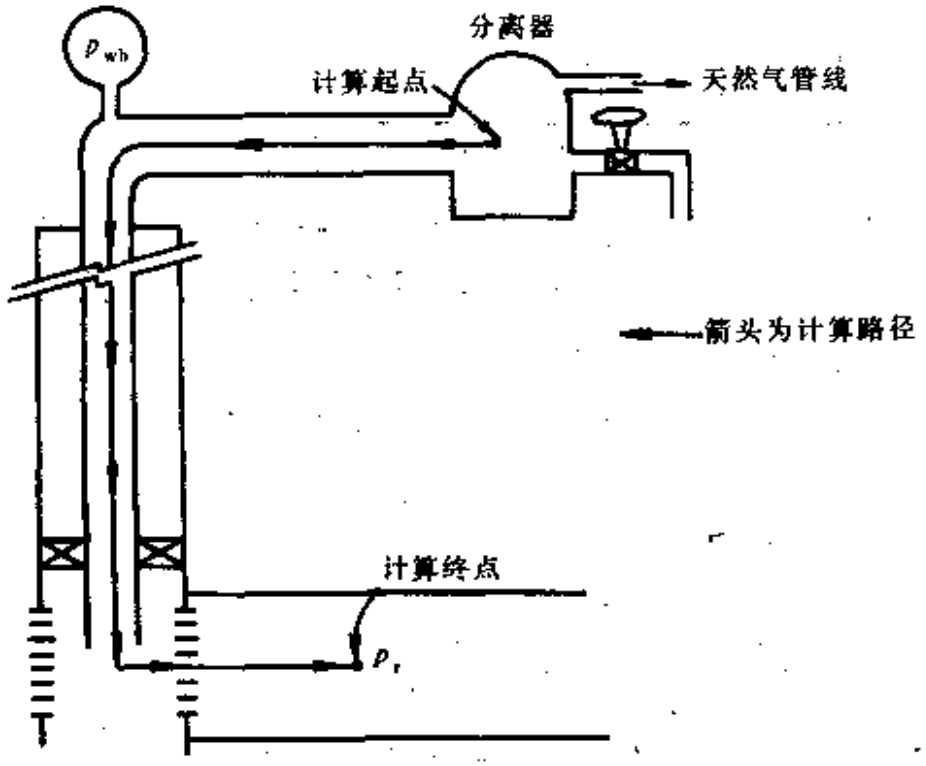


图 1—28　油藏平均静压$\bar{p}_r$为解节点计算部位

在应用时要注意当地层压力改变时，由于 GOR、J 等参数变化，而使整个生产系统特性发生变化，应分别计算相应地层压力条件下的生产特性，求出其相应的产量。

5.以井口油嘴压差为解节点的计算

以上讨论的节点分析方法均假设解节点两端存在着连续压力，而井口与油嘴与上述不同，其两端存在压差，称为函数节点，这是因为其压差与产量成函数关系。类似的函数节点还有安全阀、井下油嘴、配产器、砾石充填及射孔完井等。

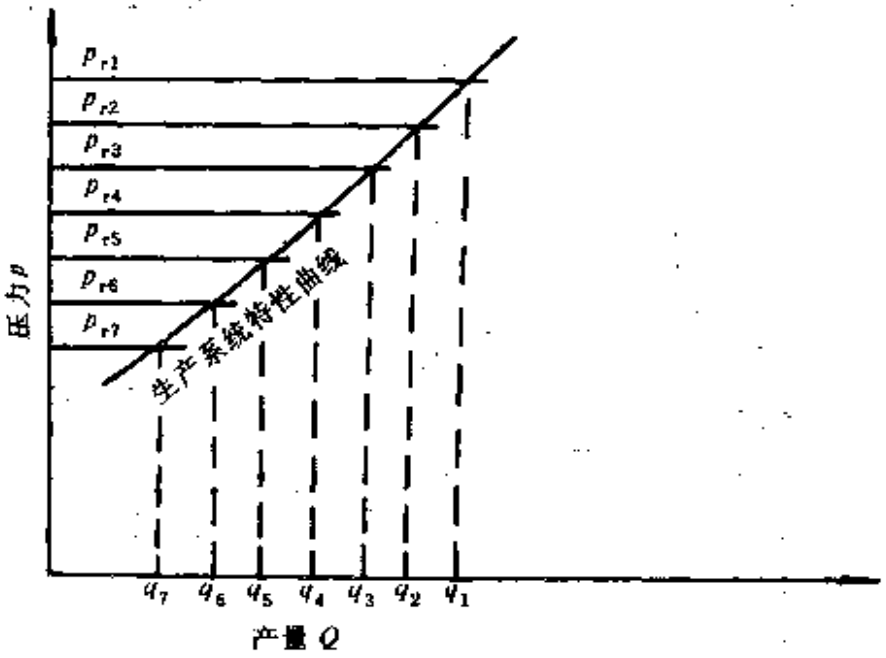


图 1—29　$\bar{p}_r$ 变化时对产量的影响

井口油嘴压降的计算公式较多，而应用于某一油田的生产井均应进行验证，以实际的动态数据对相关式的有关系数和指数进行修正。简单的相关式如下

$$p_{wf}=\frac{CR^n q}{A^m}$$

式中　q——液体流量；

R——气液比；

A——油嘴截面积。

其中 C、m、n 值可以从现场数据进行回归确定。该相关式已考虑了温度和气体重度等因素的影响。

以井口油嘴压差为解节点的计算路径与井口为解节点计算类似（见图 1—30）。首先分两部分计算：由地层压力开始计算到井口压力即油嘴入口压力，再由分离器压力开始计算到油嘴出口处压力（p_D）即油嘴出口压力，然后将这两组数据绘压同一坐

标图上（见图 1—31）。图中当 $p_{wh}=p_d$ 时，也就是井口不装油嘴时

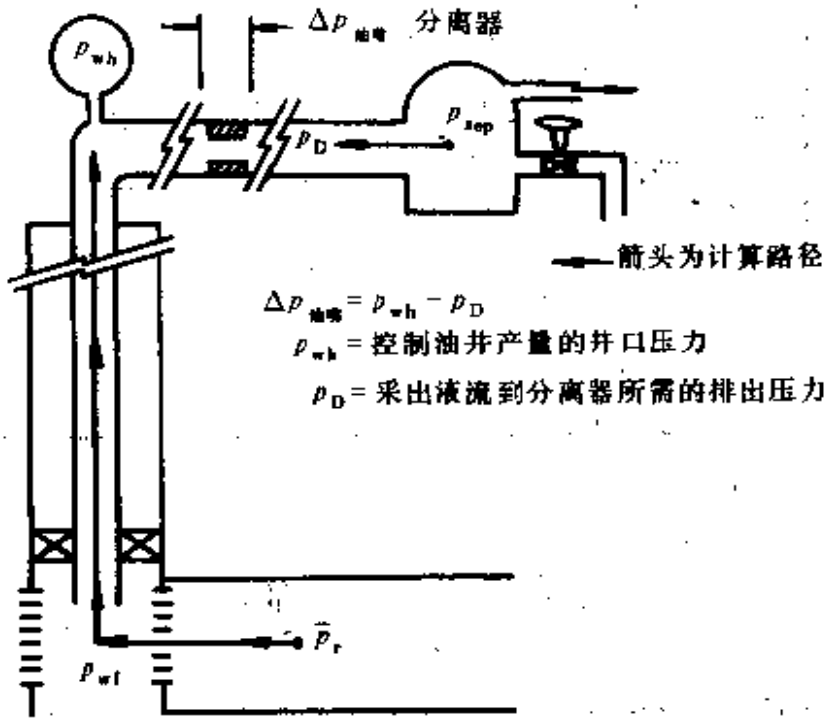


图 1—30　以井口油嘴为解节点时的计算路径

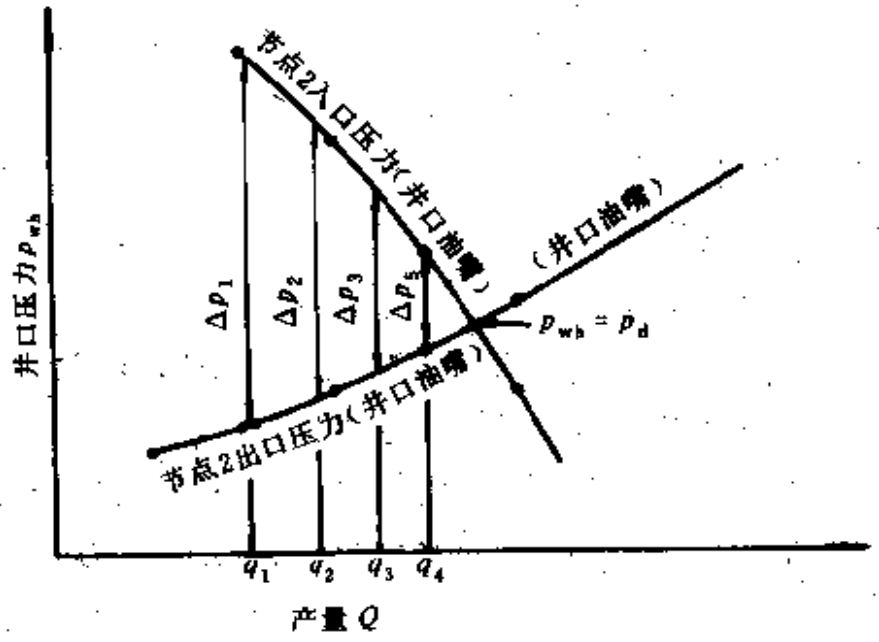


图 1—31　井口油嘴评价（1）

的生产动态情况。图中所示的压差及相应的产量，将这组数据绘在压差 Δp 与产量 Q 的坐标图上，此生产特性曲线反映了油井整个生产系统所需要的压差。而对于不同油嘴尺寸，可以计算出对应的油井产量和油嘴所能产生的压差。最后，将这两条曲线绘在同一坐标图上，便可求出油井可能的产量（见图 1—32）。在求解中，要注意校对数据，确保 $p_D / p_{wh} < 0.7$。

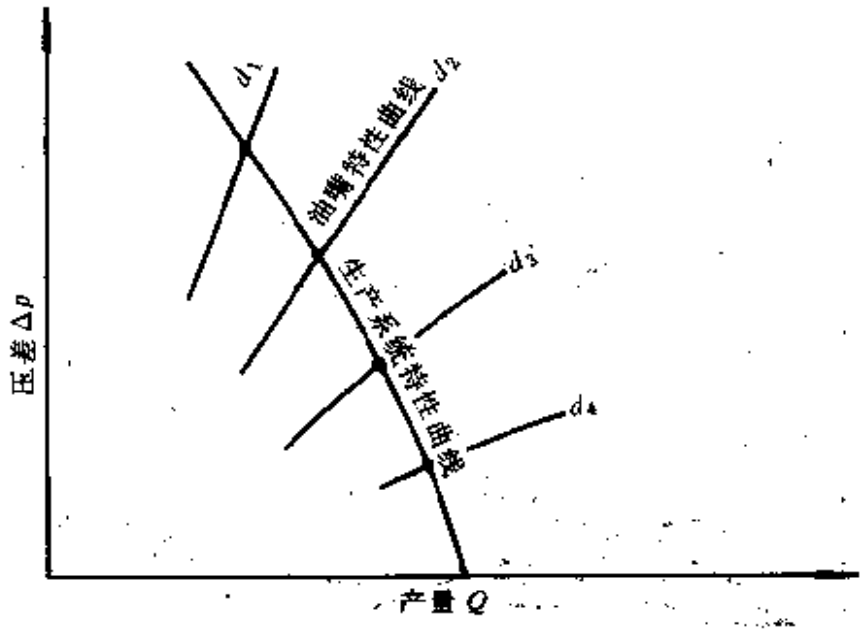


图 1—32　不同井口油嘴规格时的生产系统特性曲线

评价油嘴尺寸的选择还可以用另一种方法（见图 1—33）。其中上图给出的是井底节点计算结果。这种计算是从分离器压力开始，经地面管线、油嘴、油管柱直到井底油层中部，求出油管吸入压力。下面的图所示为井口节点计算方法，其节点流出特性曲线的计算是从分离器压力至井口，包括油嘴特性。

6.以射孔完井段压差为解节点的计算

射孔完井段参数选择计算与油嘴尺寸选择计算类似，都是函数节点计算。而射孔段的压差是受射孔密度、穿透深度、孔眼直径的影响。其计算的路径与井底为解节点计算类似，即可分为两部分：油井流入特性曲线（IPR），计算到砂面的井底流动压力

(p_{wfs})；而另一部分由分离器压力一直计算到井底流动压力（油管吸入口压力）。这两条曲线间的压差可以作出油管系统压降 Δp 曲线，该曲线反映了对应产量下在射孔段处允许的最大压降，如图 1—34 所示。然后，应用射孔参数计算的相关式，可以计算出不同射孔方式及射孔参数的射孔段压降特性曲线，相交的点即为可能的产量。用这种方法可以优选射孔方式及参数。这对于优质完井是十分重要的。

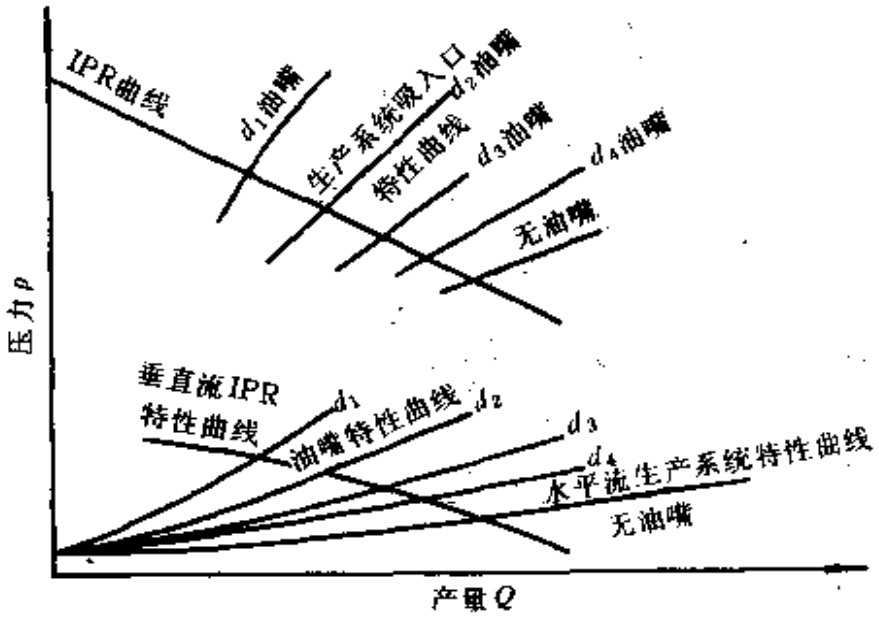


图 1—33　地面油嘴评价（2）

以上就生产压力系统分析的基本作法和主要应用进行了简要的介绍。应用这种方法还可以对生产油井、气井、注水井和注气井等进行压力系统分析，具体的方法和步骤与油井相似，在此不逐一举例。

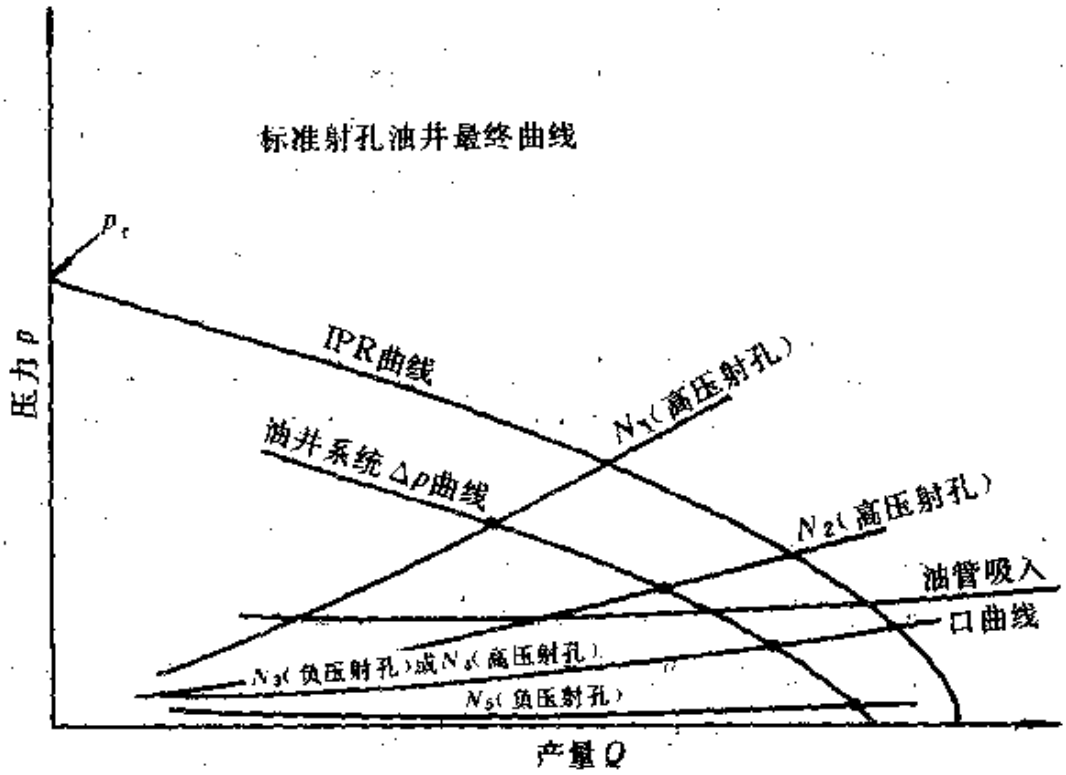


图 1—34　绘制最终曲线

四、应用软件及计算实例

（一）国内节点分析应用软件

1.石油大学（华东）节点分析软件

石油大学（华东）采油研究所利用节点分析方法建立了以油层—井筒—机采设备—地面流动四个具有不同流动规律的节点分析模型。它是以油井生产系统为对象，以油层、井筒流动与井下机组的协调工作为基础，以充分发挥油层潜力和让设备在较高效率下工作为目的，而编制的一套相应软件。该软件已在中原油田马厂、桥口、塔里木东河塘、吐哈丘陵、文吉桑、东疆的彩南、胜利油田临南等油田的采油工程方案编制中得到了广泛应用。

该软件采用了系统工程原理，优选了各节点的模拟相关公

式。油层工作情况通常以流入动态 IPR 曲线表示；井筒流动方式取决于油、气、水多相管流流动规律；机采设备的工作制度取决于各种机采方式本身的工作原理和选用参数；地面流动方式取决于水平多相管流流动规律。考虑到上述四个子系统相互协调的工作状态，建立了五种油井生产方式的动态模拟器。

(1) 油井自喷生产动态模拟器

自喷生产动态模拟器采用油层和井筒、油嘴及地面管线所组成的生产系统，并以井底或井口为系统的求解节点，确定不同尺寸油管或不同尺寸油嘴等条件下的协调生产产量和相应的井底流压。

(2) 有杆泵抽油生产动态模拟器

有杆泵抽油生产动态模拟器所模拟的是油层—井筒—机、杆、泵所组成的有杆泵抽油生产系统。在不同机型条件下，以泵口处为系统求解点，采用系统分析方法求解不同地层压力的油井在不同含水条件下的最大可能产量及相应抽汲参数。

(3) 电潜泵油井生产动态模拟

电潜泵油井生产动态模拟所模拟的是油层—井筒—电泵机组的生产系统，在给定的井口压力条件下，以泵口为求解点来选择使油井获得最大可能产量时的电泵机组及电泵生产时的压力、温度、功率、效率及电耗、地面电网电压等工况参数指标。

(4) 水力活塞泵生产动态模拟器

水力活塞泵生产动态模拟器所模拟的是油层—井筒（动力液、混合液系统）—井下机组的油井生产系统。以泵口作求解点，采用系统分析方法，对一定型号的泵求得可得到的油井最大可能产量时的工况参数指标。

(5) 气举井生产动态模拟器

气举井生产动态模拟器所模拟的是油层—井筒—注气系统所组成的油井生产系统。在给定井口压力条件下，以注气点为求解点，来确定油井可能获得的最大产量时的注气点深度，注气气液比，注气量及井口注入压力，并计算功率、效率及能耗等工况参

数指标。

2.石油勘探开发研究院节点分析程序

石油勘探开发研究院开发了 Nodal 节点分析程序，它以油藏供液能力为基础，综合考虑整个油井生产系统从油藏到完井段、井底、油管、举升装置、井口、油嘴、地面管线到分离器等生产过程中的压力损耗。该软件主要包括下面四个主要部分：

(1) 多相流通过孔隙介质（裂缝）流动压力损耗；

(2) 多相流体通过垂直、水平、倾斜管流的压力损耗；

(3) 多相流体通过地面油嘴的压力损耗；

(4) 多相流体通过各种人工举升装置的压力变化；

该软件已在安塞、桩西、莫州等油田得到了应用。

3.“SAM”油气井节点分析程序

辽河油田 1986 年从美国软件研究公司（Soft-search Inc）引进了“SAM”（System Analysis Model）油气井节点分析程序。该软件具有三个主要功能：

(1) 系统分析

“SAM”软件主要模拟油气井生产系统（油层—完井—井筒—油嘴—地面管线）。

1) 油层流入特性相关式对油井编入了十一个相关式、对气井编入了六个相关式。

2) 完井段考虑了裸眼、射孔、砾石填充三种完井方式的模拟计算。

3) 井筒垂直管流，对油井编入了十种计算方法，对气井编入了五种计算方法。

4) 油嘴流动特性编入了三个相关式。

5) 地面水平管流计算，油井编入了四种计算式，气井编入了十种计算式。

6) 流体高压物性参数计算相应的计算式。

(2) 系统计算方法

利用上述给出的生产系统相关式，就可以计算出整个生产系

统的压力分布及流量，并可选取不同的节点作为求解点进行计算。

(3) 系统敏感性分析计算

该套软件具有较强的敏感性分析计算功能，用户可用此功能选择与本地区相接近的相关公式。

以上介绍的是国内应用较好的节点分析软件。目前，全国各油田、研究院（所）及石油高校等单位也开展了节点分析方法研究与应用方面的工作。

(二) 实例分析

下面以两个实例来概要性地说明节点分析方法的使用方法。使用的有关的软件为石油大学（华东）采油研究所编制。

实例 1

求解节点选在地面油嘴处:

选择地面油嘴为求解节点，可以求解确定在给定生产条件下油井的协调自喷产量，并可研究生产中更换油嘴对产量的影响等。

当求解节点选在地面油嘴处时，整个生产系统将从地面油嘴处分成两部分：地面油嘴以后的分离器及地面出油管线流出部分，地面油嘴之前的油管及油藏等流入部分。

由于求解任何采油方式生产系统问题的节点分析方法都必须从地面分离器节点压力 p_{sep} 和地下油藏压力 $\bar{p}_r$ 开始，所以选取地面油嘴为求解节点时，应分别从两端节点开始，设定一组产量，在给定的油井生产条件下，对所划分得到的两部分节点系统分别计算至求解节点（地面油嘴）上的压力与产量关系曲线（图 1—35)。曲线 A 是表示油藏流动的地层工作曲线，曲线 B 是给定产量从油藏中流出经油管流至地面油嘴时的剩余压力（油压 P_t）曲线，曲线 C 是油嘴流动曲线（油嘴、油压与产量的关系曲线)。曲线 B 是节点流入关系曲线；假设油嘴曲线是在临界流动条件下得到的，则可不考虑分离器压力（管线回压）而将嘴流曲线 C 视为节点流出曲线。将节点流入曲线与节点流出曲线绘在

同一坐标中，节点流入曲线与节点流出曲线的交点即为整个油井自喷生产系统在所给定的生产条件时在地面油嘴处得到的解，即是在所给定条件下得到的油井产量与其相应协调生产时的地面油嘴油压，并可得出相应的井底协调生产流压值。图中所示的求解节点是在地面油嘴处，若进行直接的计算求解时，可按下列步骤进行：

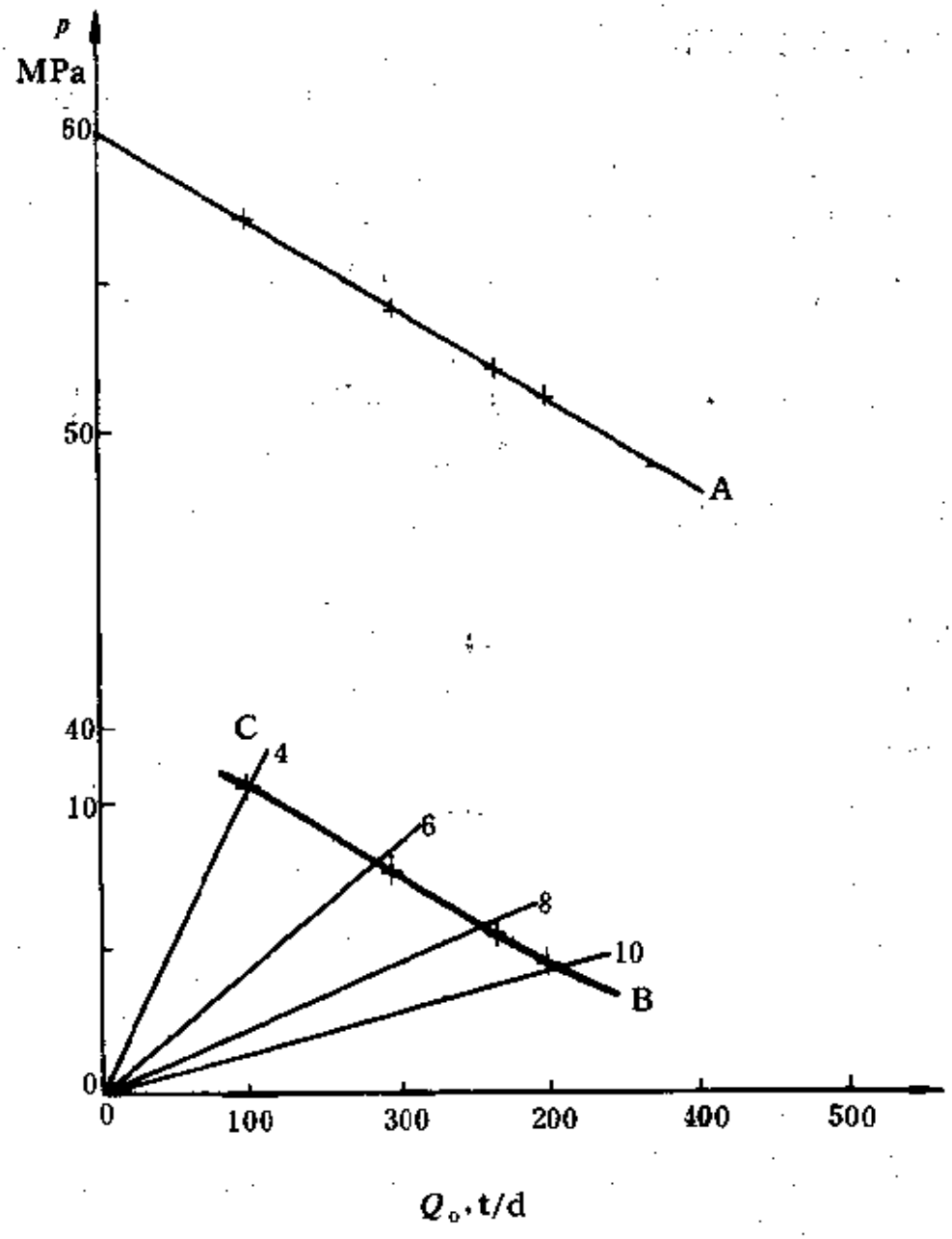


图 1—35　求解节点选在地面油嘴时的节点系统分析解

（图中+为实测点）

(1) 给定油井自喷生产条件，包括整个生产节点系统两端起点压力；

(2) 假定一组产量，分别计算生产系统划分节点后得到的两部分从起点至求解节点处的压力值：节点流入压力 P_{in} 和节点流出压力 p_{out}；

(3) 比较 p_{in} 和 p_{out} 值，若 $p_{in} > p_{out}$，则增大给定产量；若 $p_{in} < p_{out}$，则减小给定产量，重复步骤 2 至 $|p_{in} - p_{out}| \leqslant \varepsilon_0 \varepsilon$ 为给定的求解精度要求值；

(4) 给出 $|p_{in} - p_{out}| < \varepsilon$ 时的产量和压力值作为求解节点处的协调生产有关值。

由于采用节点系统分析方法，最终求得的求解节点处的解自动地即为给定条件下在有关节点处的协调生产产量和相应压力值。

上述计算方法对于求解节点选在油井自喷生产系统的任一节点处均可适用，其计算流程框图如图 1—36 所示：

图 1—36 所给出的求解节点处的油井自喷生产部分参数如下：

原始地层压力	62.28MPa
饱和压力	3.85MPa
油藏深度	5778m
地层温度	140.6℃
油管直径	$2^1/_2$in
原始油气比	$13.77m^3/m^3$
地面原油密度	$863.1kg/m^3$
地层水地下密度	$1067kg/m^3$
天然气相对密度	0.9699

根据该井的系统测试生产数据拟合得到的实际采油指数为 32.9t/（d · MPa）。

利用油井自喷生产节点系统分析方法对该井实际模拟得到的预测计算值与实测值间的对比见表 1—1。由表中可知，该节点系

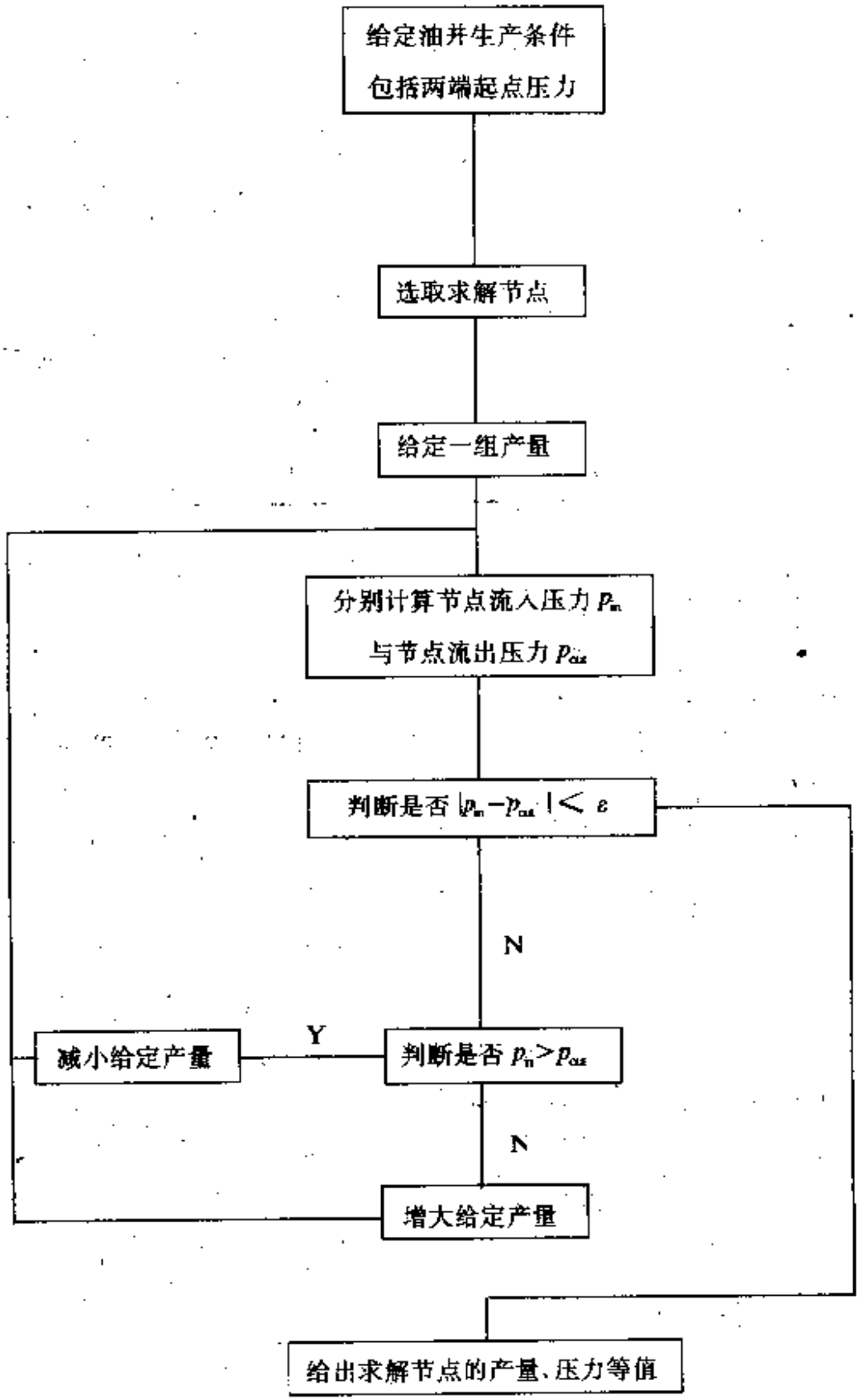


图 1— 36　节点系统分析方法计算流程框图

统分析软件具有相当好的精度。

表 1—1　求解节点选在地面油嘴处的节点分析方法计算值与实测值对比

油嘴直径 mm	产量，t/d			流压，MPa			油压，MPa		
	计算值	实测值	误差	计算值	实测值	误差	计算值	实测值	误差
4	99.96	95.8	4.3%	57.02	57.24	−0.4%	10.47	10.6	−1.2%
6	184.96	193.3	−4.3%	54.44	54.06	0.7%	7.93	7.7	3.0%
8	254.73	262.3	−2.9%	52.33	52.14	0.4%	5.69	5.5	3.5%
10	305.45	297.8	2.6%	50.79	51.14	−0.7%	4.25	4.5	−0.6%

实例 2

求解节点选在井底处：

求解节点选在井底时，整个油井自喷生产系统从井底划分为两部分：油藏中的渗流部分与从油管入口处分离器的管流部分。

用与以上同样的方法步骤，设定一组产量，从整个油井自喷生产节点系统的两端起点开始，在给定的油井自喷生产条件下，分别对按井底为求解节点划分的这两部分计算至求解节点（井底）处的压力与流量关系曲线（图 1—37）。油藏中流动的 IPR 曲线 A 为节点流入关系曲线，曲线 B 为从分离器压力为起点（本计算实例中，假设地面油嘴流动为临界流动条件，而以中间节点地面油嘴之前的油压作为了实际计算的起点）计算得到的油管入口压力与流量的关系曲线。将节点流入曲线与节点流出曲线绘在同一坐标之中，两曲线的交点即为整个油井自喷生产系统在所给定的生产条件时在求解节点井底时的解，即是在所给定条件下得到的油井产量与其相应协调生产时的井底流压值。计算过程中用到的该井自喷生产的部分参数如下：

原始地层压力　　22.28MPa

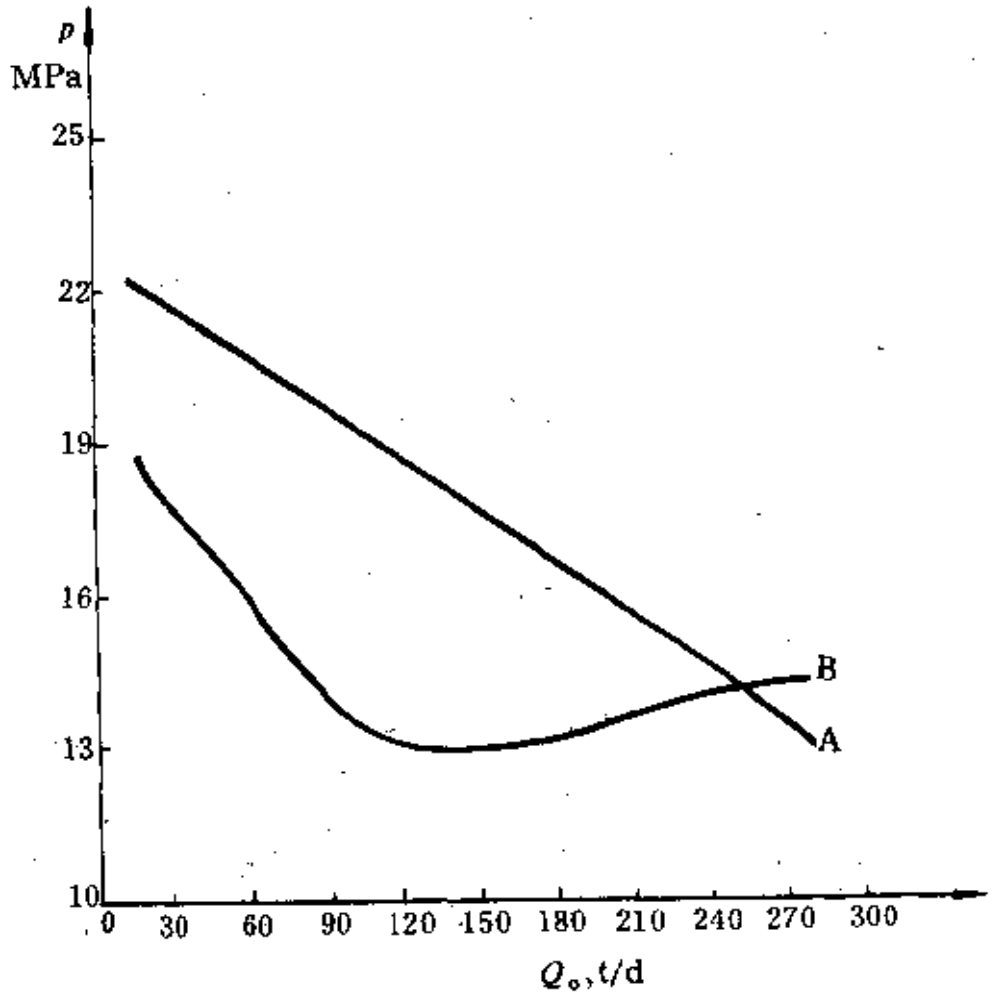


图 1—37　求解节点选在井底时的节点系统分析解

饱和压力	15.5MPa
油藏深度	2385m
地层温度	83℃
油管直径	$2^1/_2$in
原始油气比	$72m^3/m^3$
地面原油密度	$825kg/m^3$
地层水地下密度	$1020kg/m^3$
天然气相对密度	0.67

最后计算得到的井底为求解节点的协调生产产量与流压值分别为 250.05t / d 和 13.87MPa。

第二章　井口装置

井口装置包括套管头、油管头和采油（气）树三部分。

一、井口装置规范（SY 5156.1—87）

1.井口装置型号表示方法

□ / □ - □

□ —— 修改或变形设计次数，用阿拉伯数字表示

□ —— 工厂代号，用汉语拼音字母表示

/ —— 最大工作压力/公称通径，用阿拉伯数字表示

□ —— 产品代号，用汉语拼音字母表示：

KY——采油井口装置

KQ——采气井口装置

KZ——注水井口装置

KR——热采井口装置

KS——试油井口装置

KL——压裂酸化井口装置

2.井口装置连接基本型式

井口装置连接型式分为螺纹式、法兰式和卡箍式三种，结构见图 2—1、图 2—2 和图 2—3。

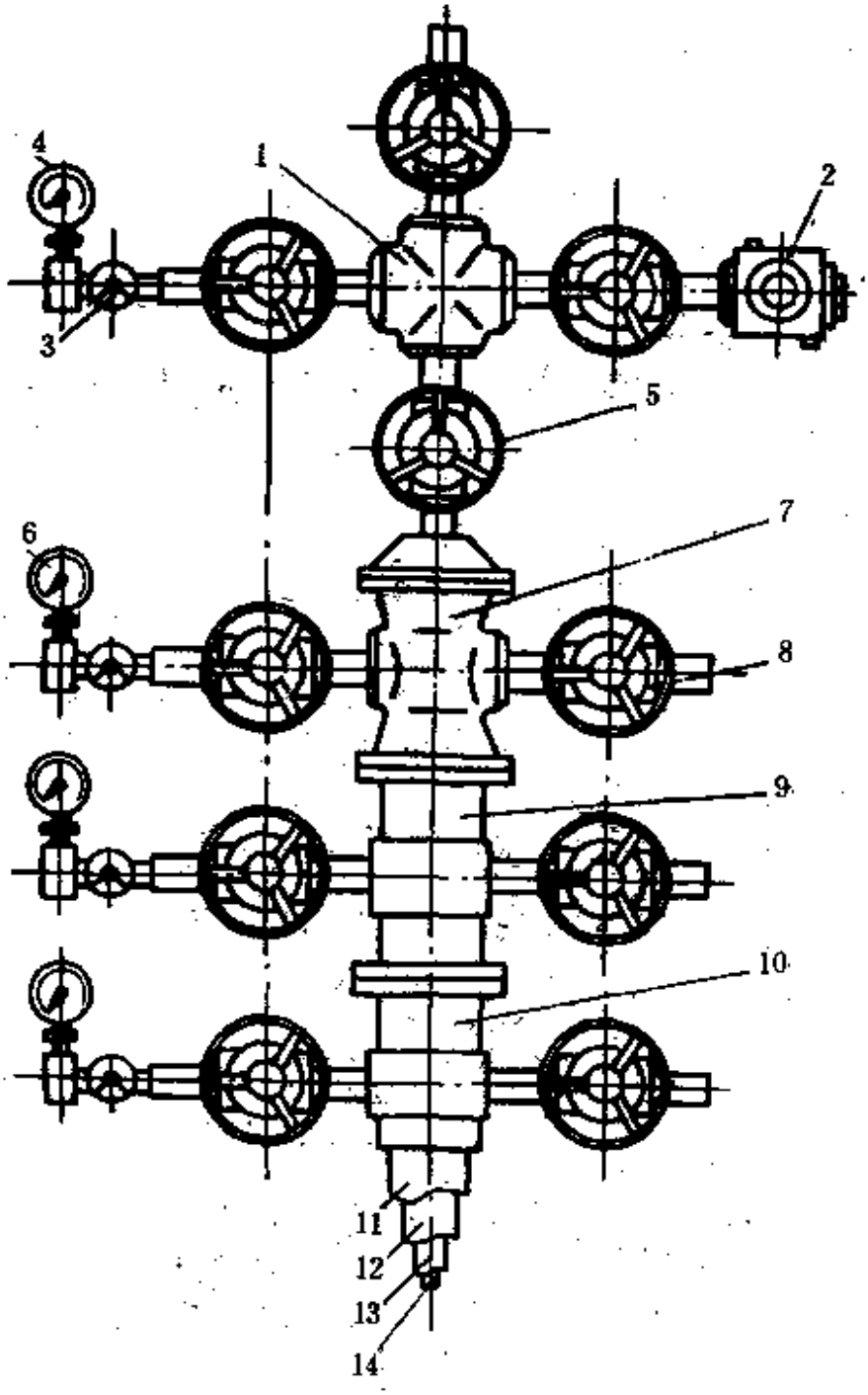


图 2—1 螺纹式井口装置

1—四通；2—节流阀；3—截止阀；4，6—压力表；5—总阀；7—油管头；8—套管阀；9，10—套管头；11—表层套管；12—生产套管；13—油层套管；14—油管

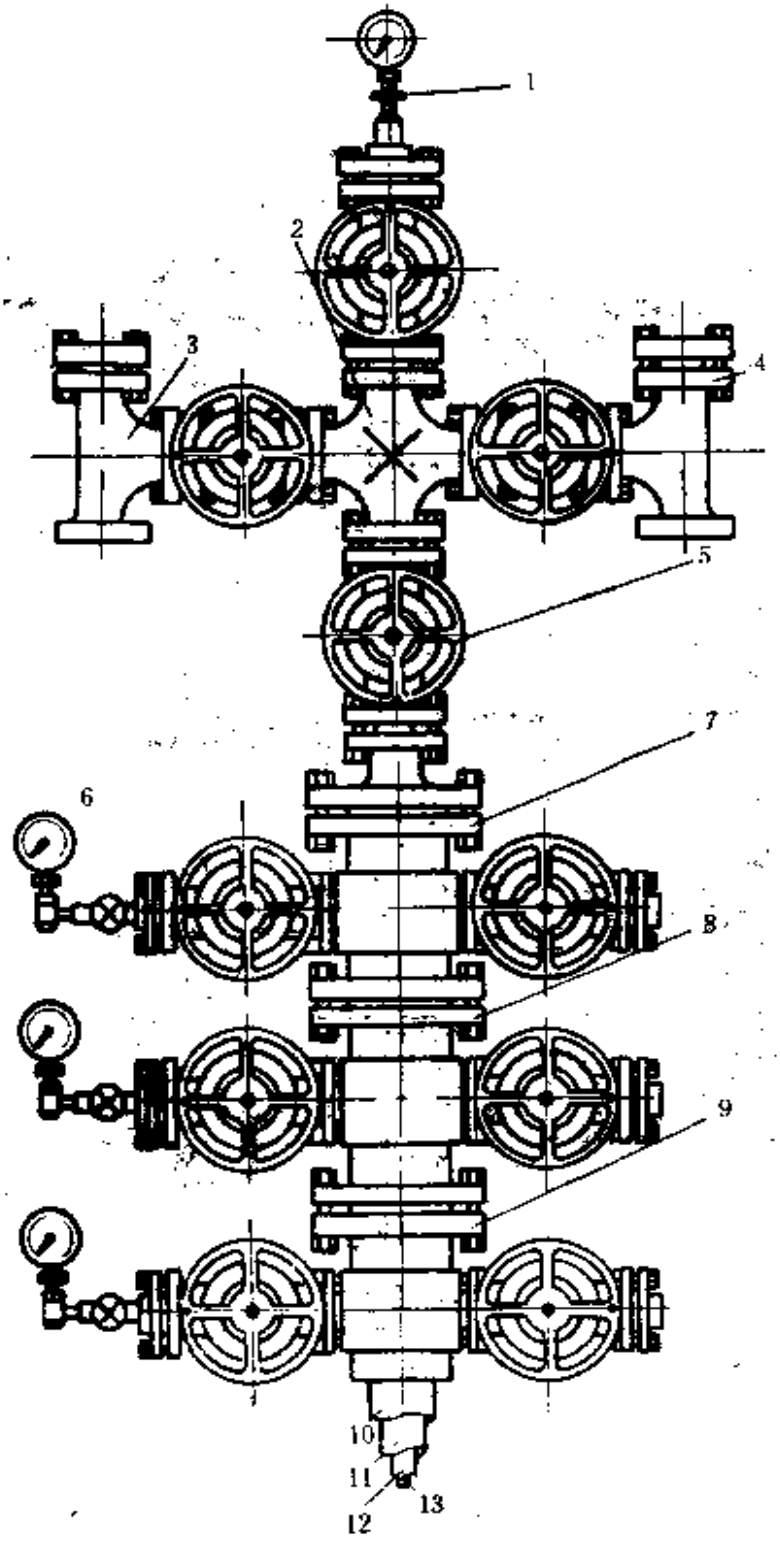


图 2—2　法兰式井口装置

1—截止阀；2—四通；3，4—节流阀；5—闸阀；6—压力表；7—油管头；8，9—套管头；10—表层套管；11—生产套管；12—油层套管；13—油管

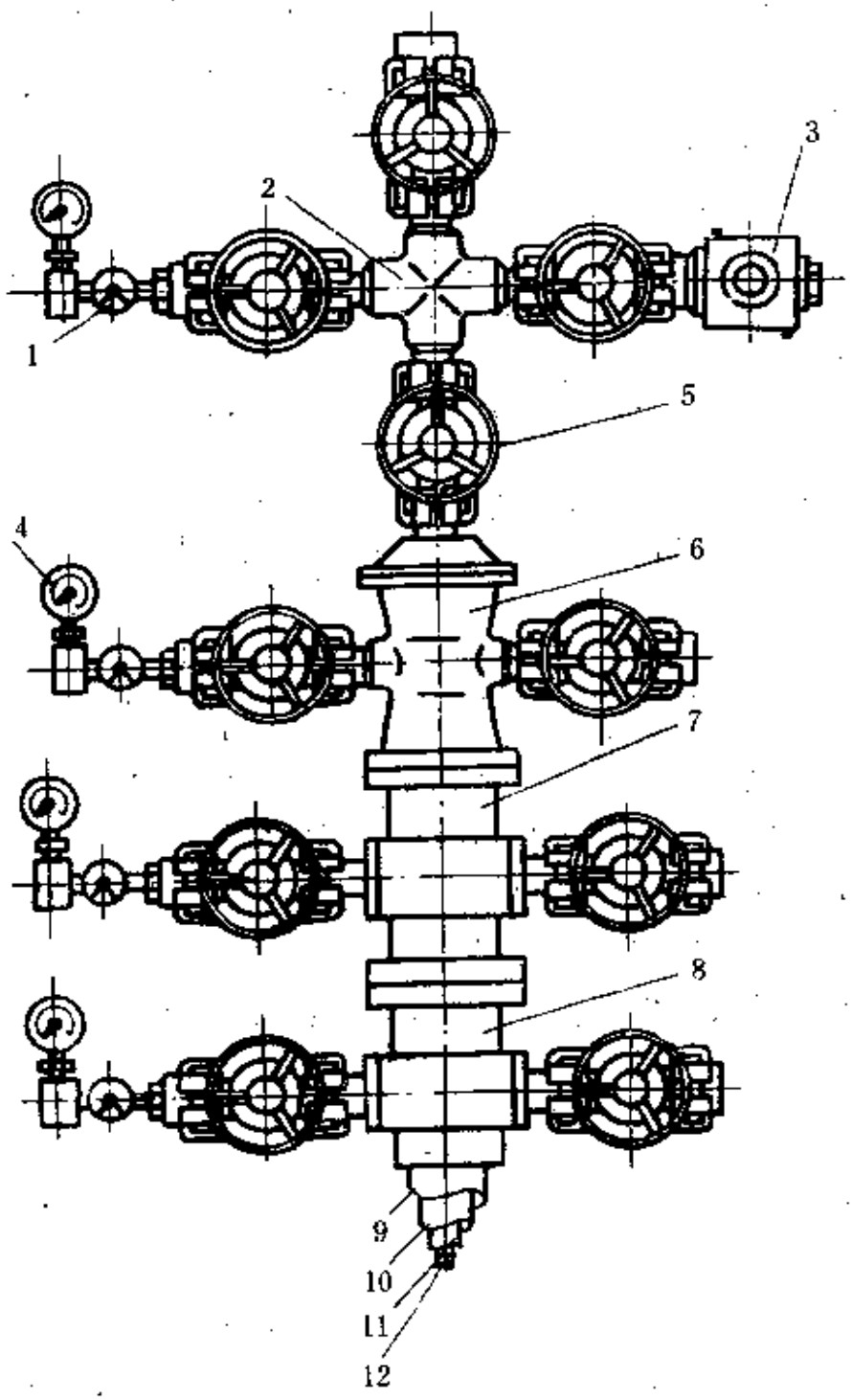


图 2—3　卡箍式井口装置

1—截止阀；2—四通；3—节流阀；4—压力表；5—闸阀；6—油管头；7，8—套管头；9—表层套管；10—生产套管；11—油层套管；12—油管

3.井口装置最大工作压力及公称通径

井口装置零部件的最大工作压力应由其端部或出口连接的最大工作压力决定。当端部或出口连接最大工作压力不同时，应按其较小的压力值来确定。

井口装置的最大工作压力和公称通径见表 2—1。

表 2—1　井口装置的最大工作压力和公称通径

连接型式	最大工作压力，　MPa					
	14	21	35	70	105	140
螺纹	△	△	△			
法兰	△	△	△	△	△	△
卡箍		△	△	△		

注："△"表示不同连接型式井口装置中应有的最大工作压力。

4. 检验方法

井口装置在使用前，都必须进行液压密封试验。试验压力等于被试件的最大工作压力。试验程序见图 2—4。

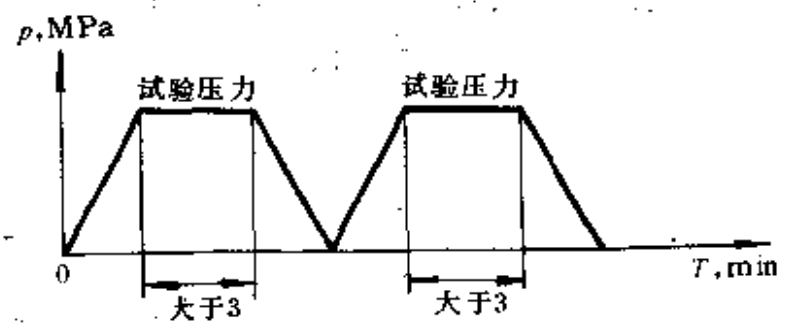


图 2—4　液压密封试验示意图

(1) 压力从零升至预定试验压力，稳压时间大于 3 分钟；

(2) 减压至零；

(3) 再将压力从零升至预定的试验压力，稳压时间大于 3 分钟。

计时应在试验压力达到后，在承压本体外表面完全干燥的情况下开始。

二、采油（气）树

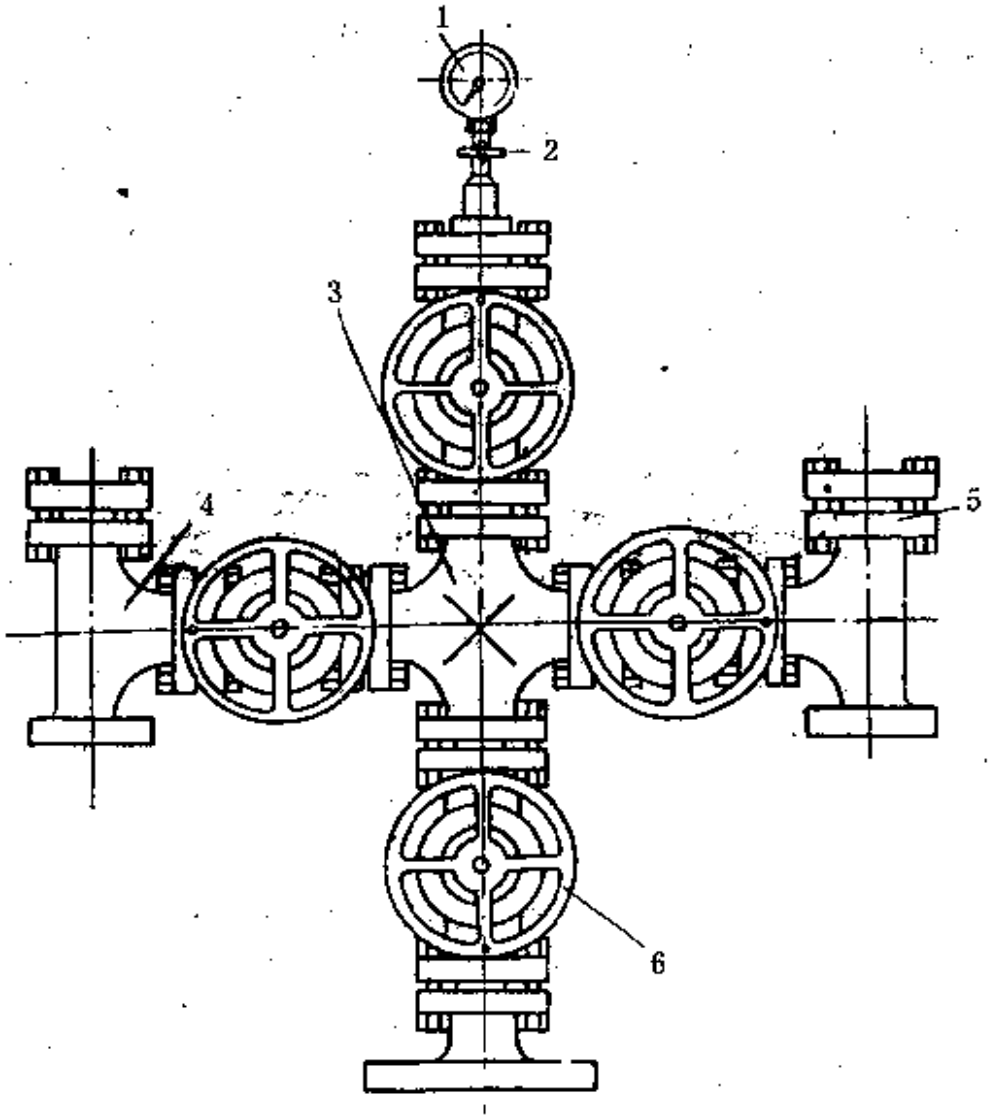


图 2—5　法兰式采油（气）树

1—压力表；2—截止阀；3—四通；4，5—节流阀；6—闸阀

1.采油（气）树型号表示方法

(1) 采油树

KYS 最大工作压力 / 公称通径 - 工厂代号 - 设计次数

(2) 采气树

KQS 最大工作压力 / 公称通径 - 工厂代号 - 设计次数

2.采油（气）树基本型式

采油（气）树按连接型式分为法兰式和卡箍式，其结构如图2—5和2—6。

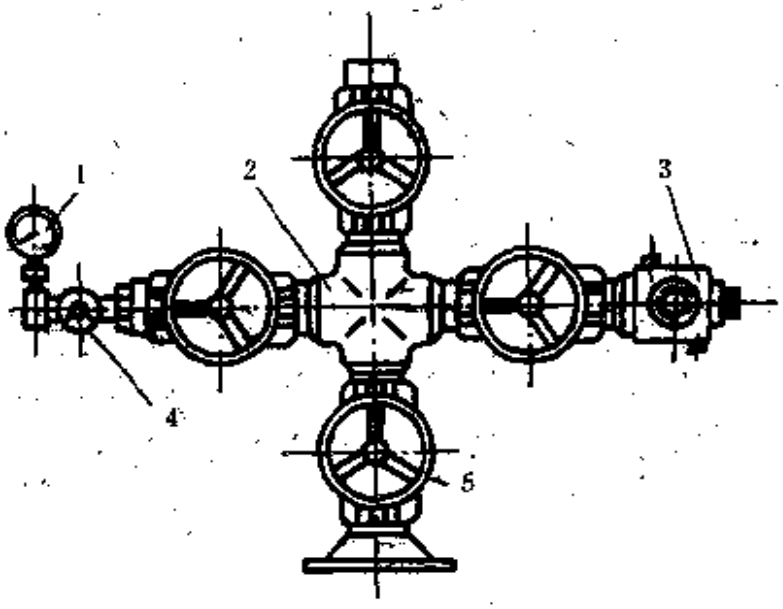


图2—6 卡箍式采油（气）树

1—压力表；2—四通；3—节流阀；4—截止阀；5—闸阀

3.最大工作压力和公称通径

见表2—2。

4.检验方法

同井口装置检验方法。

表 2—2　采油气树最大工作压力与公称通径

法兰式和卡箍式采油（气）树		最小垂直通径 mm	油管规格		通径规直径 mm
最大工作压力 MPa	公称通径 mm(in)		公称外径 mm(in)	公称重量 kg／m	
—	—	—	42.20(1.66)	3.57	32.72
14，21 和 35	46($1\frac{13}{16}$)	43.0	48.30(1.90)	4.32	38.52
14，21 和 35	52($2\frac{1}{16}$)	52.0	60.30($2\frac{3}{8}$)	6.99	48.22
14，21 和 35	65($2\frac{9}{16}$)	65.0	73.0($2\frac{7}{8}$)	9.67	59.62
14，21 和 35	80($3\frac{1}{8}$)	80.0	88.9($3\frac{1}{2}$)	13.84	72.82
—	—	—	101.6(4)	16.37	85.12
14，21 和 35	103($4\frac{1}{16}$)	103.0	114.3($4\frac{1}{2}$)	18.97	97.32
70 和 105	43($1\frac{11}{16}$)	43.0	48.30(1.90)	4.32	38.52
70 和 105	46($1\frac{13}{16}$)	46.0	52.40(2.063)	4.84	42.12
70 和 105	52($2\frac{1}{16}$)	52.0	60.30($2\frac{3}{8}$)	6.99	48.22
70 和 105	65($2\frac{9}{16}$)	65.0	73.00($2\frac{7}{8}$)	9.67	59.62
70 和 105	78($3\frac{1}{16}$)	78.0	88.90($3\frac{1}{2}$)	13.84	72.82
70	103($4\frac{1}{16}$)	103.0	114.30($4\frac{1}{2}$)	18.97	97.32

5.常用采油（气）树

（1）采油树　矿场使用的典型采油树有 KYS25／65DQ，KYS25／65SL 和 KYS15／62DQ 等，典型结构见图 2—7、2—8 和 2—9，技术参数见表 2—3。

表 2—3 常用采油树技术参数

型号	试验压力 MPa	联接型式	重量 kg	顶丝法兰尺寸，mm			闸门		钢圈，mm		油管挂密封圈 mm
				外径	螺纹中心距	螺孔外径×个数	型式	个数	闸门	大四通	
KYS25/65DG	50	卡箍	550	380	318	φ30×12	闸板	6	88.8	211	1680×1480×100
KYS25/65SL	50	卡箍	380	380	318	φ30×12	闸板	3	92	211	1390×1220×850
KYS15/62DG	30	卡箍	152				球阀	3	73(方形)	190	
KYS8/65	16	卡箍	305	380	318	φ30×12	闸板	4	88.7(73)	211	168×1480×100 1390×1220×8.50
KYS21/65	42	法兰		380	318	φ30×12	闸板	6	110	211	1400×1200×8.5

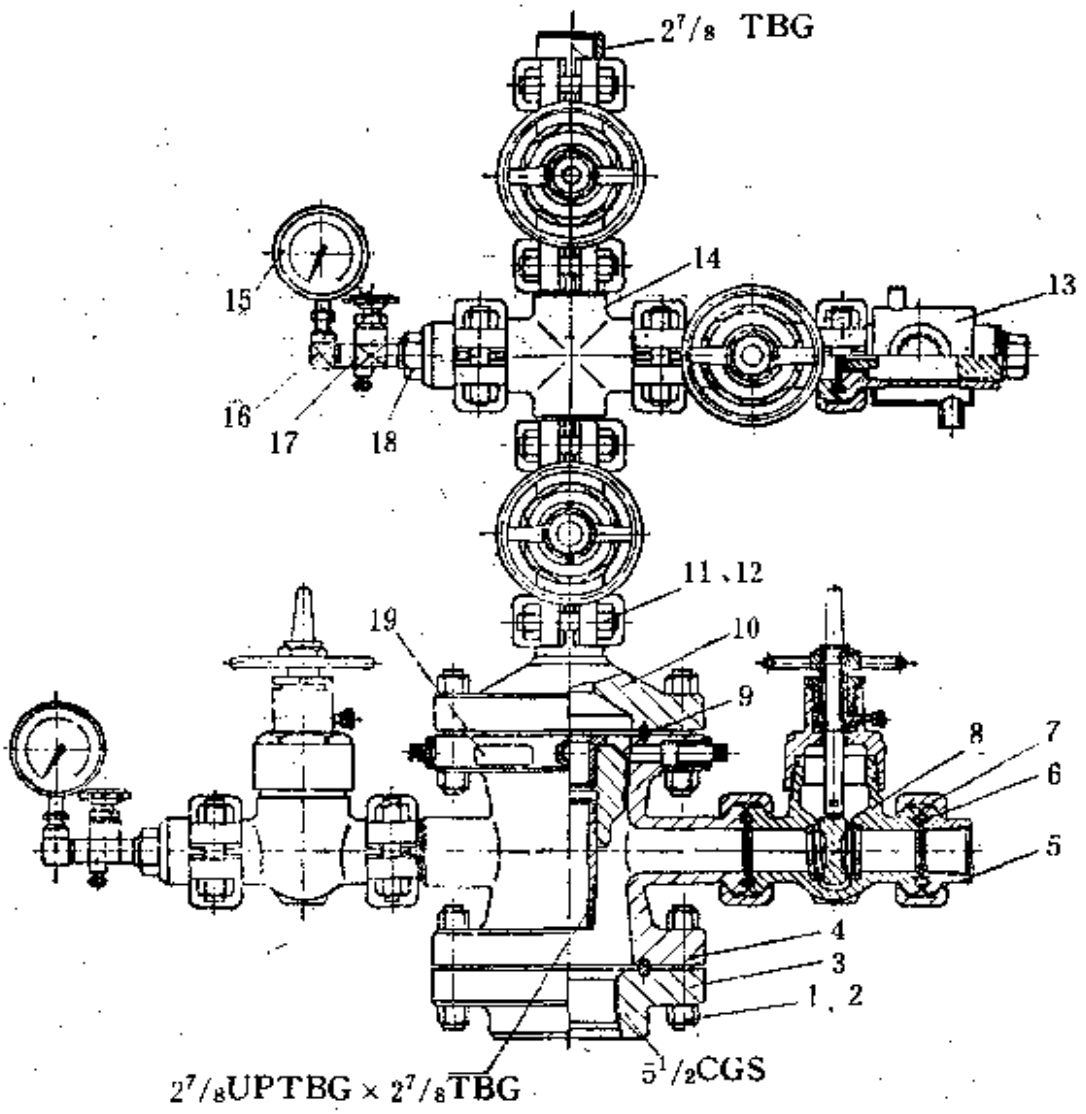


图 2—7 KYS25／65DQ采油树结构

1—螺母；2、12—双头螺栓；3—套管法兰；4—锥座式油管头；5—卡箍短节；6—钢圈；7—卡箍；8—闸阀；9—钢圈；10—油管头上法兰；11—螺母；13—节流器；14—小四通；15—压力表；16—弯接头；17—压力表截止阀；18—接头；19—铭牌

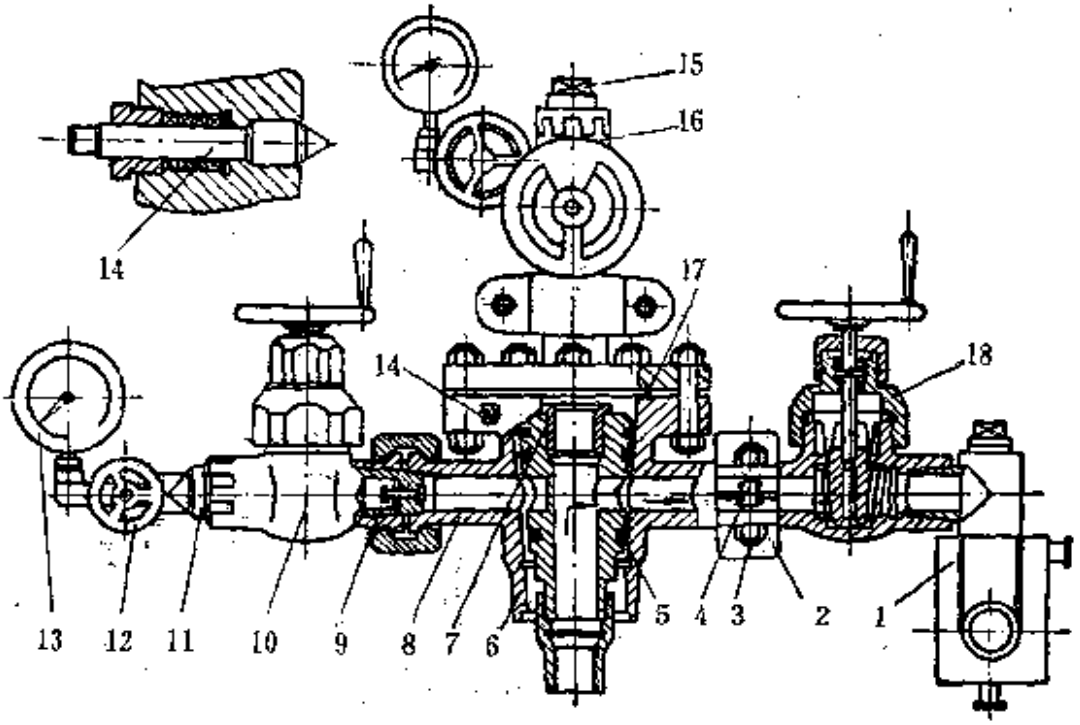


图 2—8　KYS25／65SL 采油树结构

1—油嘴套；2—卡箍；3—螺帽；4—螺栓；5—"O"型密封圈；6—油管分流悬挂器；7—护丝；8—四通；9—单流阀；10—套管闸门；11—补心；12—压力表截止阀；13—压力表；14—顶丝；15—丝堵；16—清蜡闸门；17—钢圈；18—生产闸门

(2) 采气树　采气树与采油树结构相似，由于天然气和油的物理性质不同，其结构有一定的区别：

1) 所有部件均采用法兰连接；

2) 套管闸阀、总闸阀均为成对配置，一个工作，一个备用；

3) 节流器采用针形阀，而不是固定孔径的油嘴；

4) 全部部件均经抗硫化氢处理。

采气树基本结构见图 2—10，常用采气树技术参数见表 2—4。

表 2—4　采气树技术参数

参数	型号					
	KQS25 / 65	KQS35 / 65	KQS60 / 65	KQS70 / 65	KQS40 / 67	KQS105 / 65
工作压力 MPa	25	35	60	70	40	105
密封压力 MPa	25	35	60	70	40	105
强度试压 MPa	50	70	90	105	80	157.5
大四通垂直通径 mm	195	160	160	160	160	
闸阀型式	闸阀	楔式闸阀	楔式闸阀	平板闸阀	平板闸阀	平板闸阀
连接套管 mm(in)	146～219 ($5^3/_4$～$8^5/_8$)	146～168.3 ($5^3/_4$～$6^5/_8$)	146～168 ($5^3/_4$～$6^5/_8$)	177.8 (7)		
连接油管 mm(in)	73($2^1/_2$) 平式或外加厚	73($2^1/_2$) 外加厚	73($2^1/_2$) 外加厚	73($2^1/_2$) 外加厚		

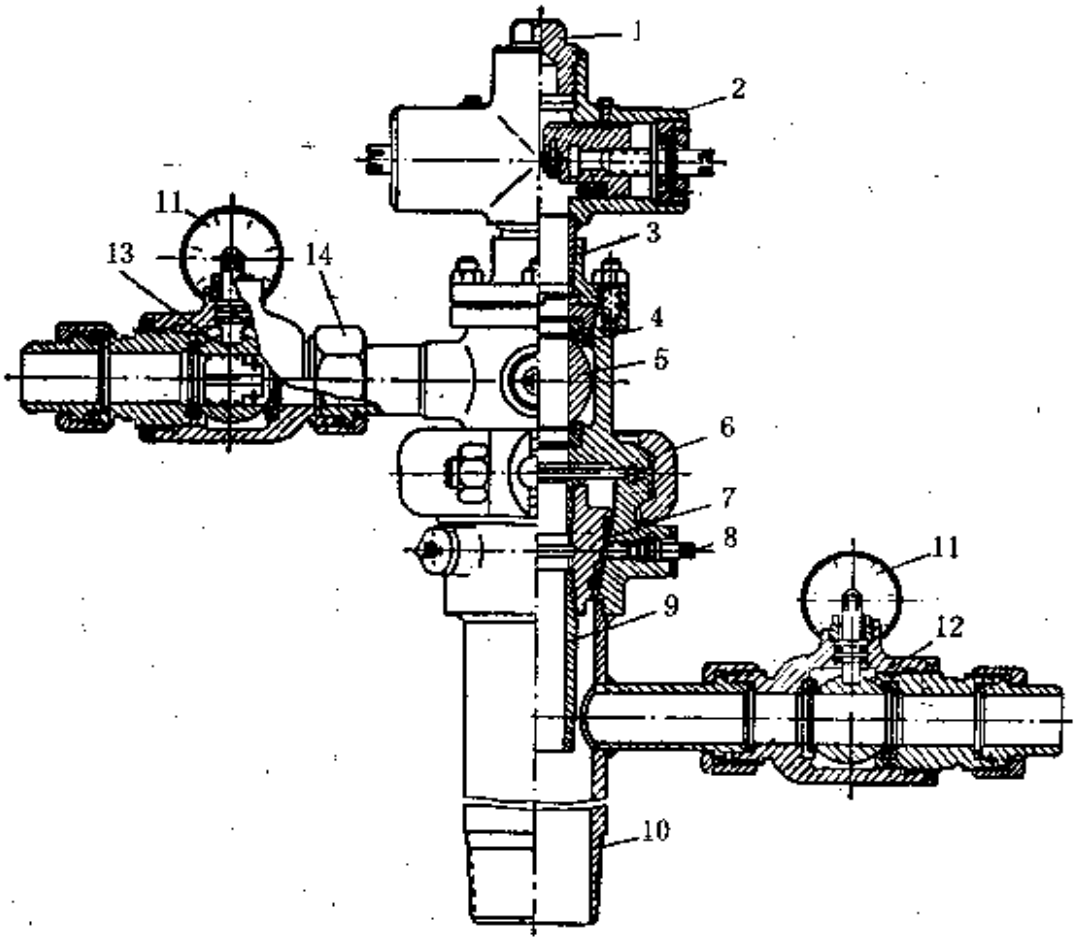


图 2—9　KYS15 / 62DQ 采油树结构

1—丝堵；2—清蜡闸门；3—连接法兰；4—密封圈；5—总闸门；6—卡箍；7—油管悬挂器；8—顶丝；9—油管挂短节；10—套管连接短节；11—压力表；12—套管闸门；13—油管闸门；14—油王（活接头）

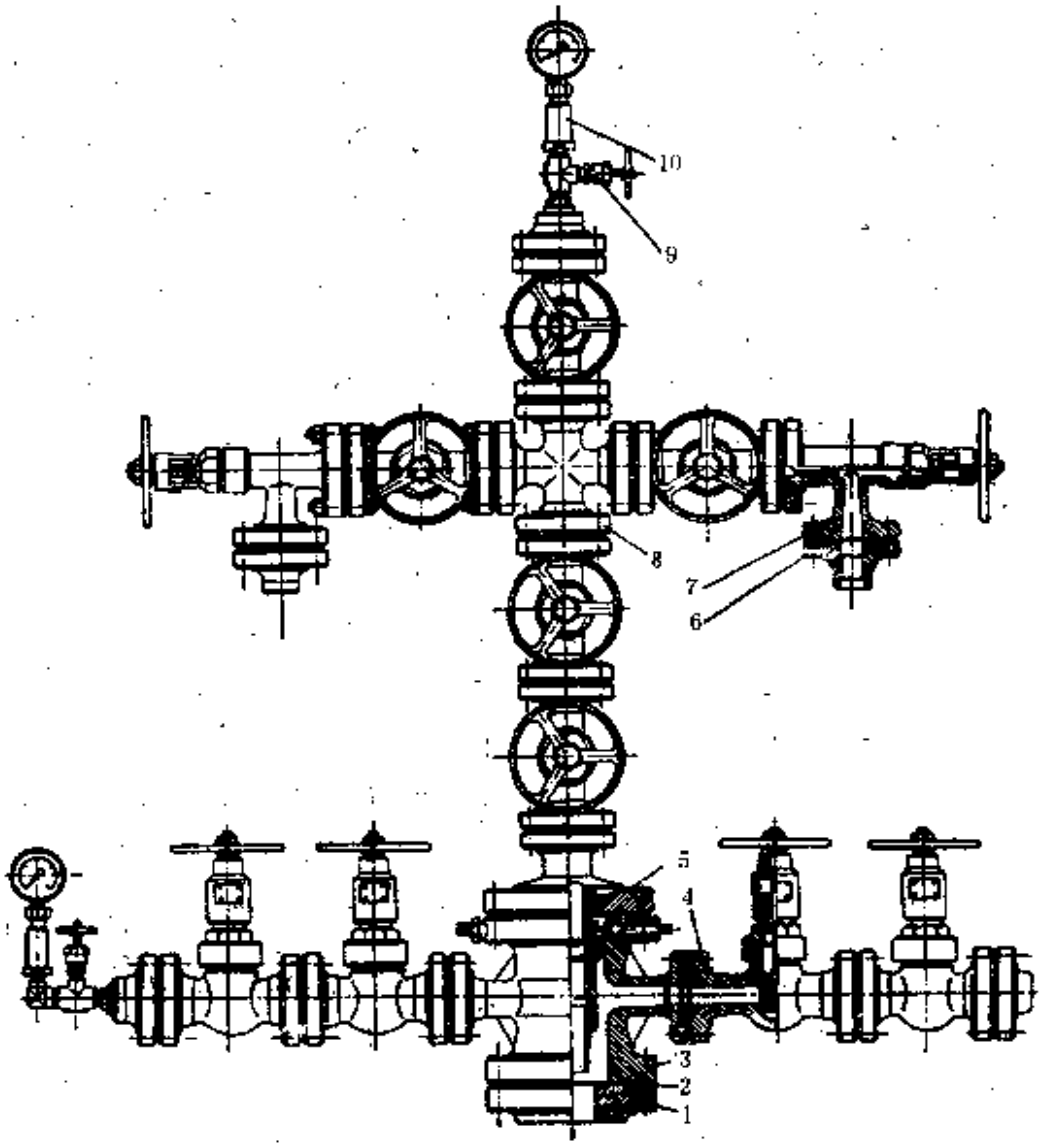


图 2—10　采气树外形结构

1—底法兰；2—钢圈；3—油管头；4—闸阀；5—上法兰；6—法兰接头；7—节流器（针阀）；8—四通；9—截止阀；10—压力表缓冲器

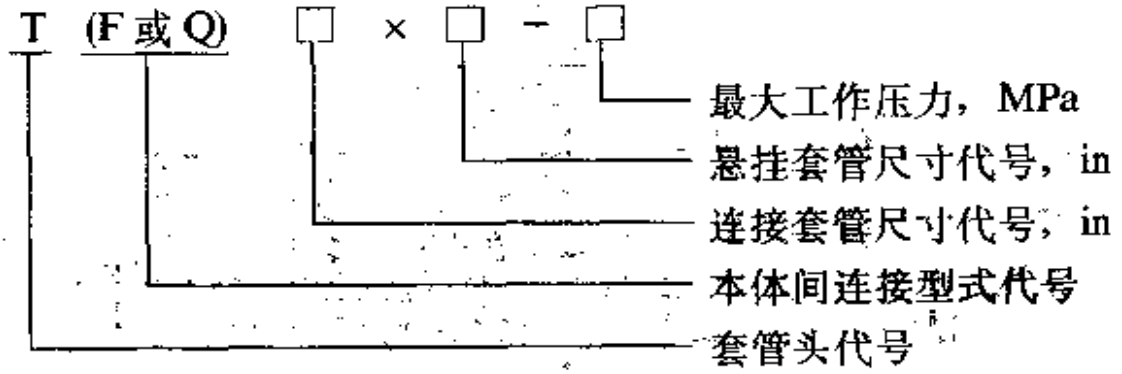
三、套 管 头

套管头是连接套管和各种井口装置的一种部件。用以支持技术套管和油层套管的重力，密封各层套管间的环形空间，为安装防喷器、油管头和采油树等上部井口装置提供过渡连接，并且通过套管头本体上的两个侧口，可以进行补挤水泥、监控井沉和注平衡液等作业。

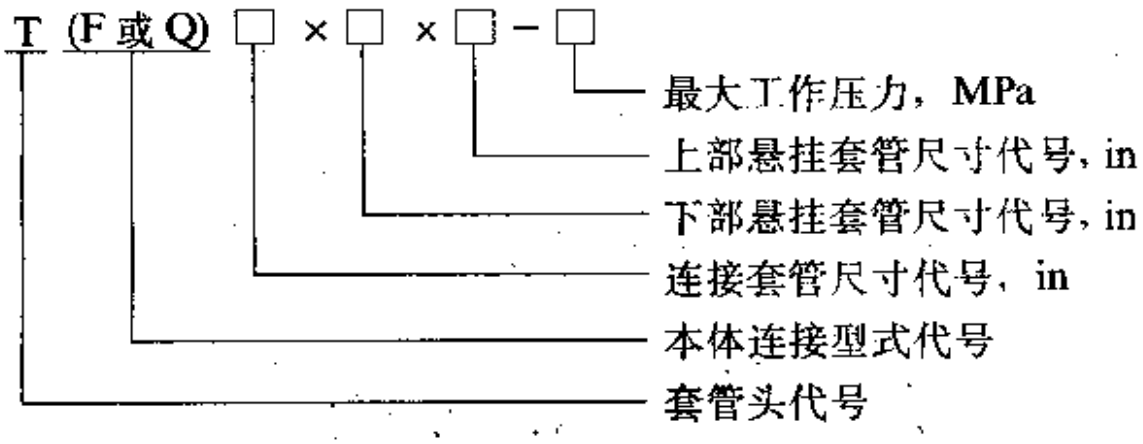
1.型号表示方法

套管头尺寸代号（包括连接套管和悬挂套管）是用套管外径的英寸值表示；本体间连接型式代号是用汉语拼音字母表示，F表示法兰连接，Q表示卡箍连接。

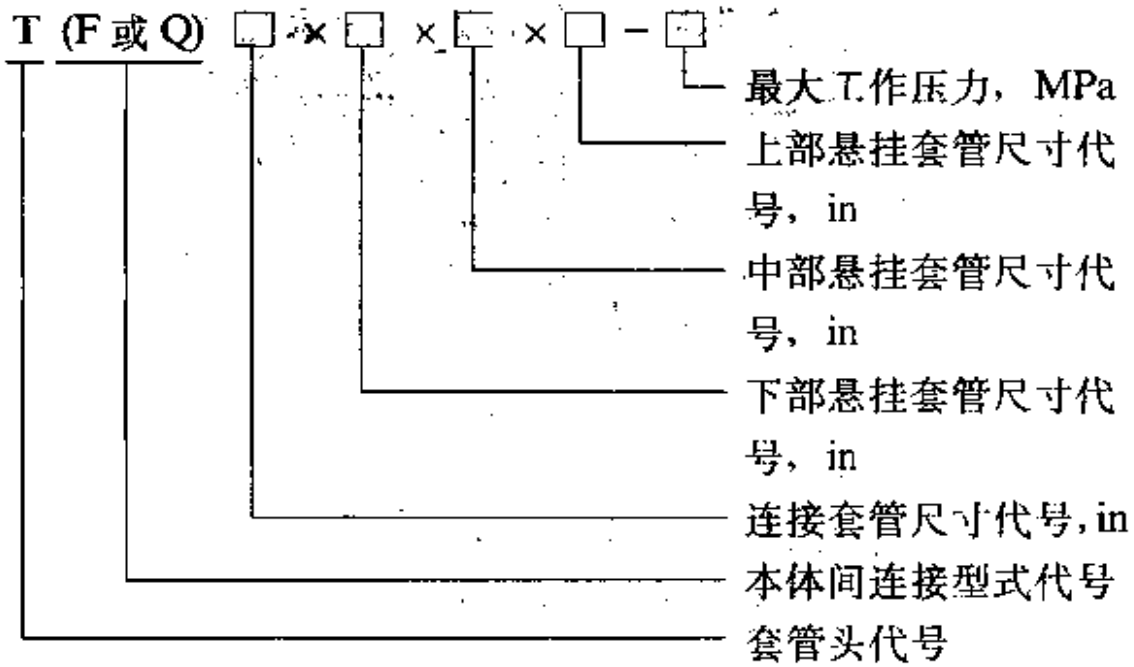
(1) 单级套管头



(2) 双级套管头



(3) 三级套管头



2.结构型式分类

套管头由本体、套管悬挂器和密封组件组成。

套管头按悬挂套管的层数分为单级套管头（图 2—11、2—15）、双级套管头（图 2—12）和三级套管头（图 2—13，2—14）。

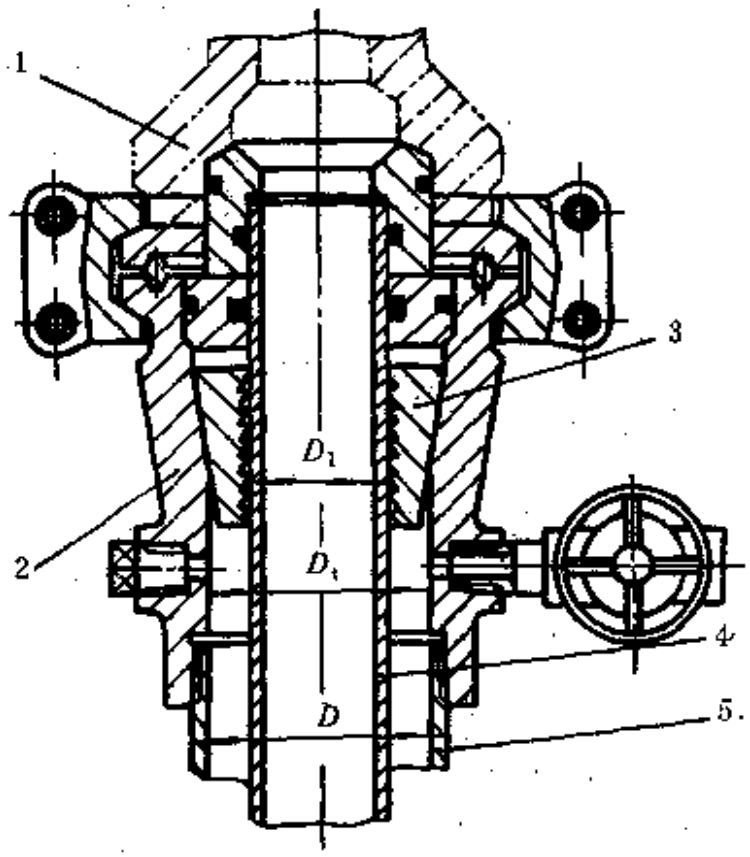


图 2—11　单级套管头示意图

1—油管头本体；2—本体；3—套管悬挂器（卡瓦式）；4—悬挂套管；5—连接套管

按本体间的连接型式分为卡箍式（图 2—11）和法兰式（图 2—12，2—13，2—14）。

按本体的组合型式分为：

1）单体式　一个本体内装一个套管悬挂器（图 2—11，2—

12，2—13，2—15)。

2) 组合式 一个本体内装多个套管悬挂器（图 2—14)。

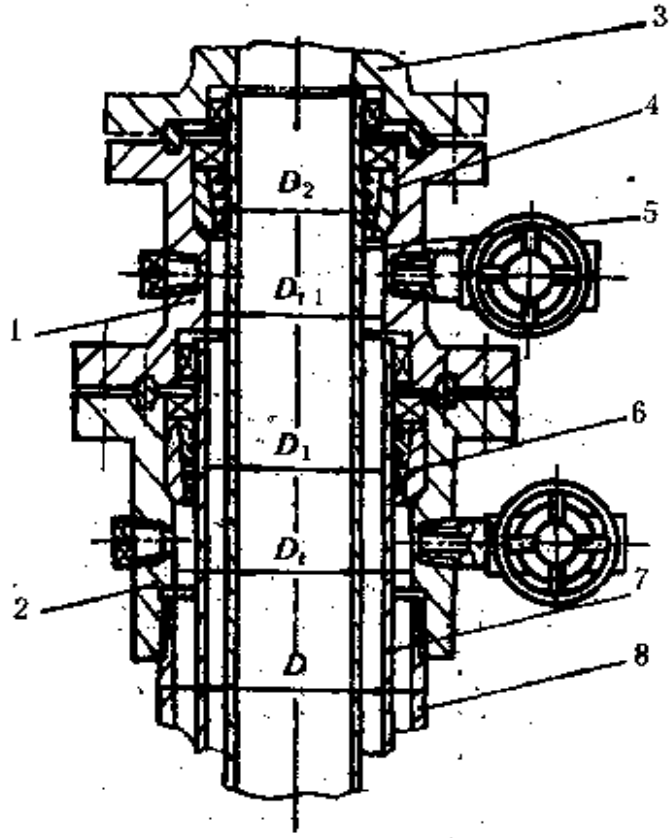


图 2—12 双级套管头示意图

1—上部本体；2—下部本体；3—油管头本体；4—上部套管悬挂器（卡瓦式)；5—上部悬挂套管；6—下部套管器（卡瓦式)；7—下部悬挂套管；8—连接套管

按套管悬挂器的结构型式分为卡瓦式（图 2—11，2—12，2—13）和螺纹式（图 2—15)。

TG 型双层套管头结构见图 2—16。

3.基本参数

单级套管头、双级套管头和三级套管头基本参数分别见表 2—5、表 2—6 和表 2—7。独立螺纹式套管头基本参数仅选用表 2—5 中，工作压力为 7MPa 和 14MPa 及相应的套管外径和本体垂直通径。

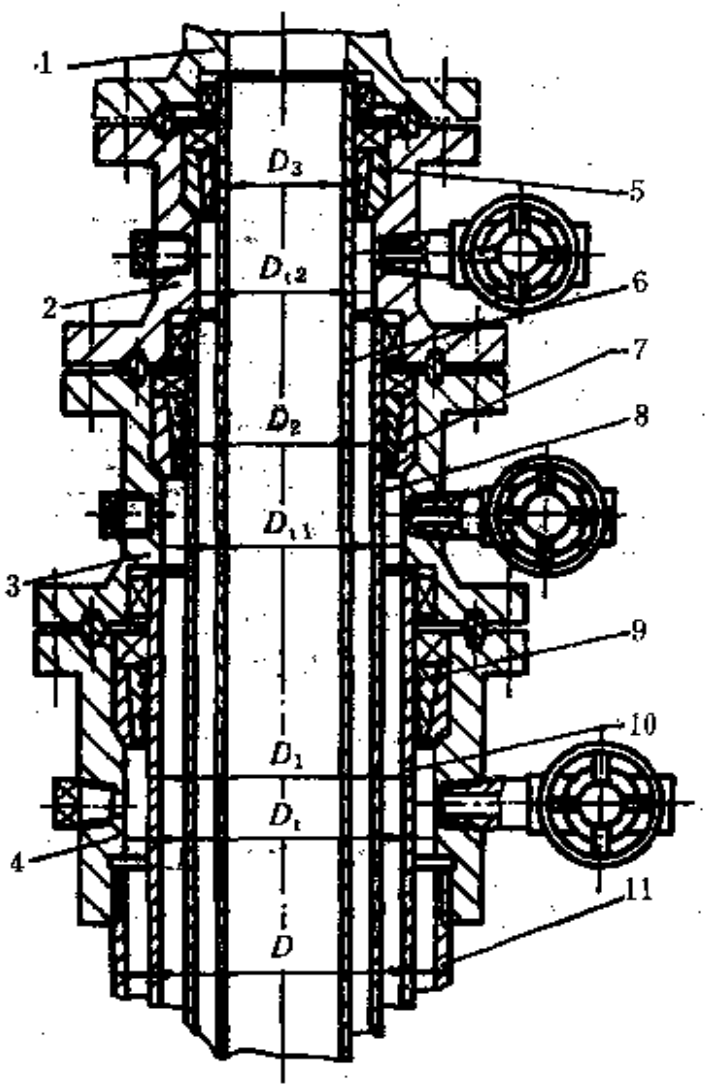


图 2—13　三级套管头示意图

1—油管头本体；2—上部本体；3—中部本体；4—下部本体；5—上部套管悬挂器（卡瓦式）；6—上部悬挂套管；7—中部套管悬挂器（卡瓦式）；8—中部悬挂套管；9—下部套管悬挂器（卡瓦式）；10—下部悬挂套管；11—连接套管

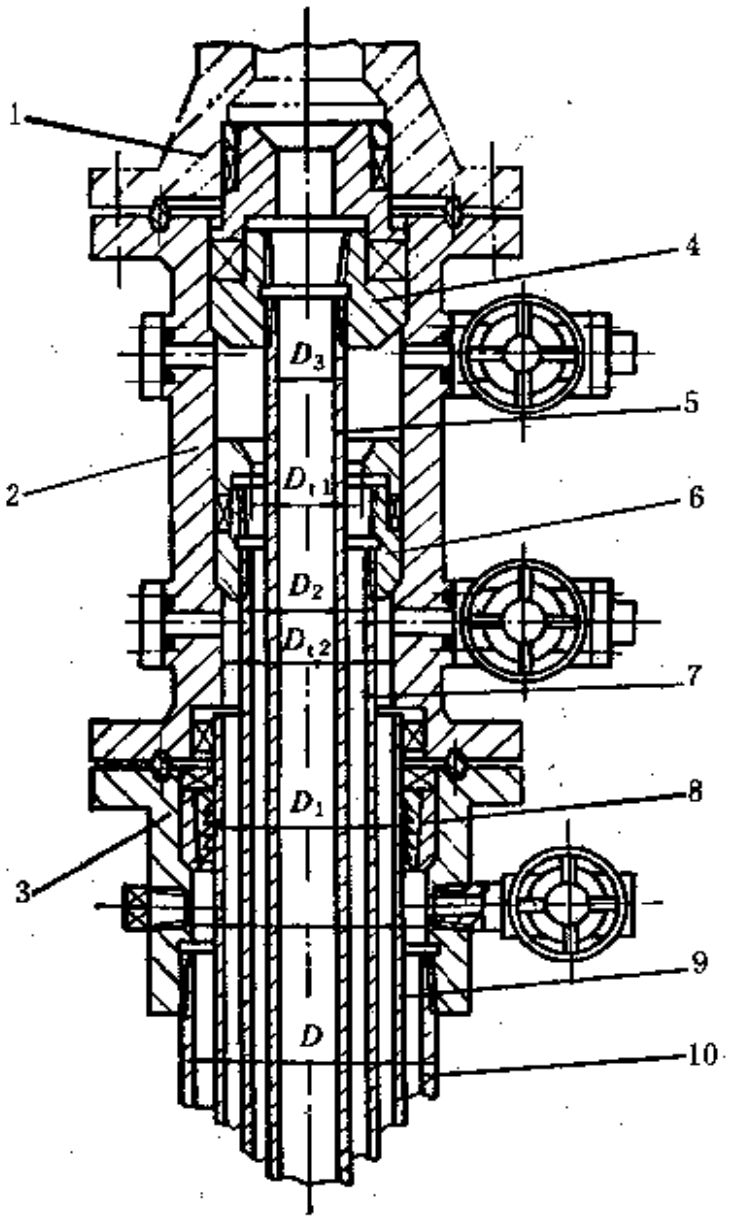


图 2—14　组合式三级套管头

1—油管头本体；2—组合式本体；3—下部本体；4—上部套管悬挂器（螺纹式）；5—上部悬挂套管；6—中部套管悬挂器（螺纹式）；7—中部悬挂套管；8—下部套管悬挂器（卡瓦式）；9—下悬挂套管；10—连接套管

表 2—5　单级套管头基本参数

连接套管外径 D	悬挂套管外径 D_1	本体工作压力	本体垂直通径 D_t
mm (in)		MPa	mm
193.7 ($7\frac{5}{8}$)	114.3 ($4\frac{1}{2}$)	7	178
		14	178
		21	178
244.5 ($9\frac{5}{8}$)	127.0 (5)[①] 139.7 ($5\frac{1}{2}$) 177.8 (7)	7	230
		14	230
		21	230
		35	230
273.0 ($10\frac{3}{4}$)	139.7 ($5\frac{1}{2}$) 177.8 (7)	7	254
		14	254
		21	254
		35	254
298.4 ($11\frac{3}{4}$)	139.7 ($5\frac{1}{2}$) 177.8 (7) 193.7 ($7\frac{5}{8}$)	7	280
		14	280
		21	280
		35	280
325.0 ($12\frac{3}{4}$)	139.7 ($5\frac{1}{2}$)[①]	7	308
		14	308
		21	308
		35	308

续表

连接套管外径 D	悬挂套管外径 D_1	本体工作压力	本体垂直通径 D_t
mm (in)		MPa	mm
339.7 ($13\frac{3}{4}$)	139.7 ($5\frac{1}{2}$)	7	318
	177.8 (7)	14	318
	193.7 ($7\frac{5}{8}$)	21	318
	244.5 ($9\frac{5}{8}$)	35	318

注：①该尺寸不推荐使用。

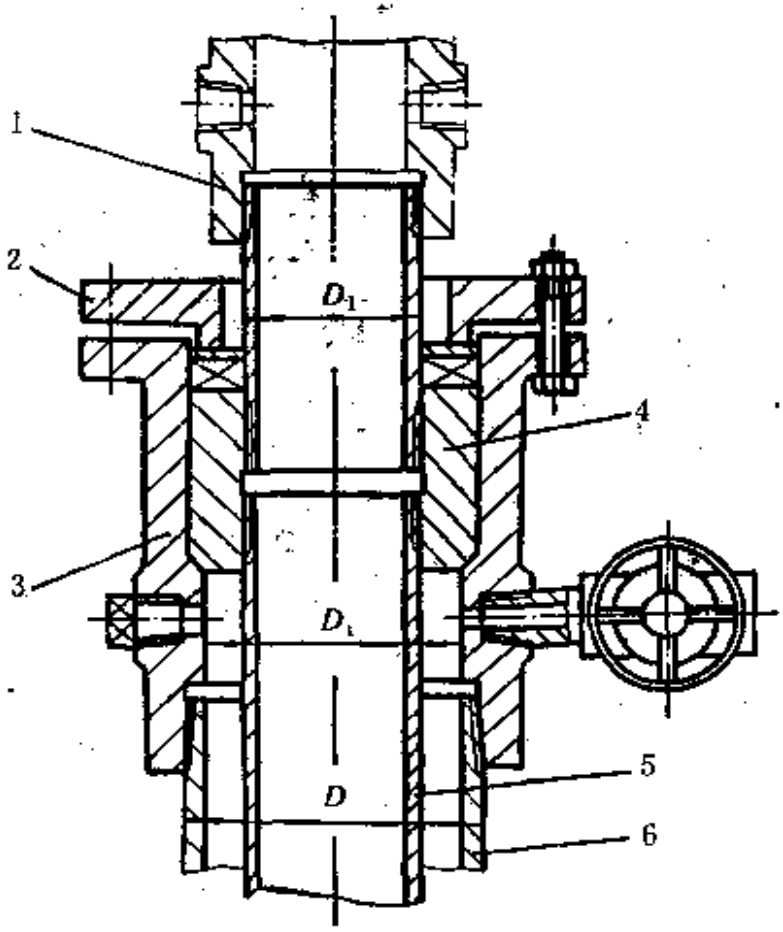


图 2—15　独立螺纹式套管示意图

1—套管头本体；2—止动压盖；3—本体；4—套管悬挂器（螺纹式）；5—悬挂套管；6—连接套管

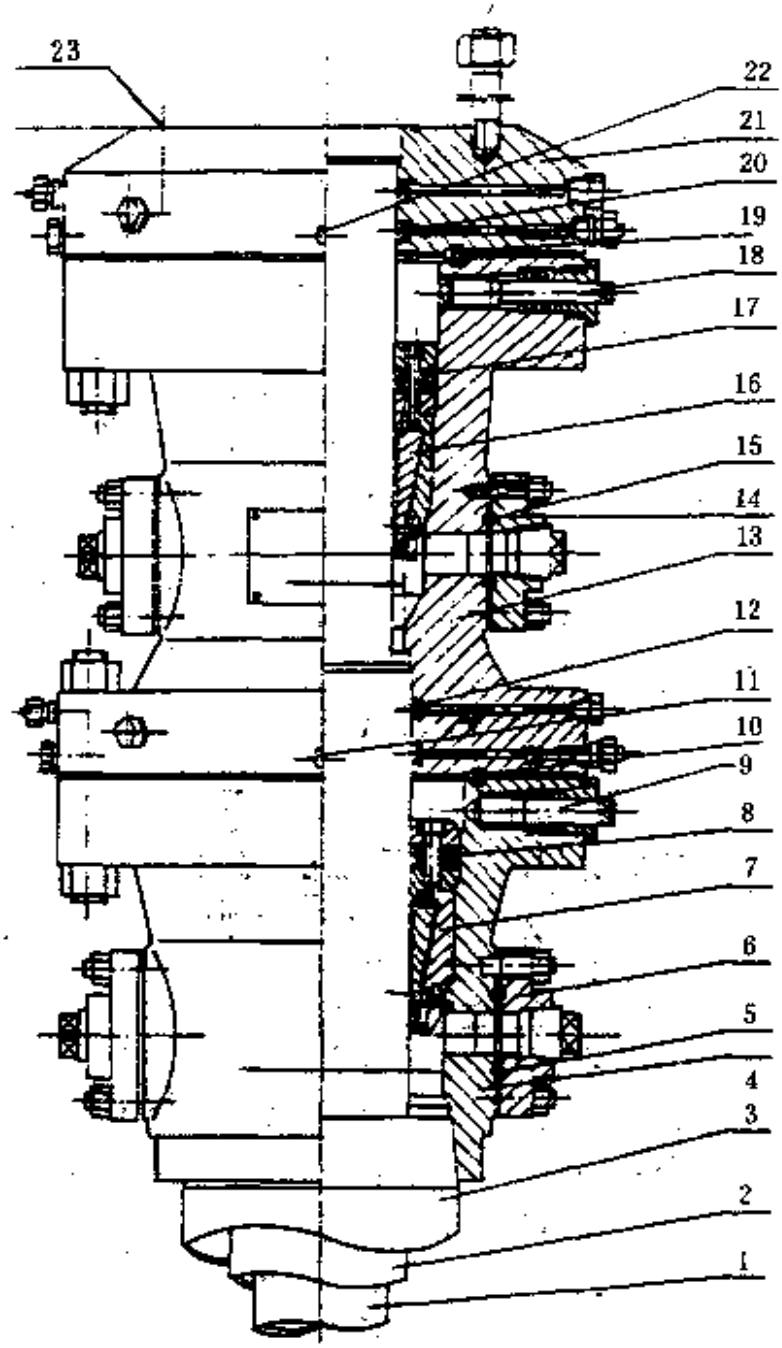


图 2—16　TGA 型双层套管头

1—油层套管；2—技术套管；3—表层套管；4—下四通；5—钢圈；6—侧法兰；7—下悬挂器；8—主密封；9—顶丝；10—钢圈；11—试压孔；12—下层副密封；13—上四通；14—钢圈；15—侧法兰；16—上悬挂器；17—主密封；18—顶丝；19—钢圈；20—上层副密封；21—转换法兰；22—试压孔；23—上接油管头

表 2—6　双级套管头基本参数

连接套管外径 D	悬挂套管外径		下部本体工作压力	下部本体垂直通径	上部本体工作压力	上部本体垂直通径
	D_1	D_2		D_t		D_{t1}
mm (in)			MPa	mm	MPa	mm
339.7 ($13^{2}/_{8}$)	177.8 (7)	127.0 (5) 139.7 ($5^{1}/_{2}$)①	14	318	21	162
			21	318	35	162
			35	318	70	162
339.7 ($13^{3}/_{8}$)	193.7 ($7^{5}/_{8}$)	127.0 (5)① 139.7 ($5^{1}/_{2}$)	14	318	21	178
			21	318	35	178
			35	318	70	178
339.7 ($13^{3}/_{8}$)	244.5 ($9^{5}/_{8}$)	127.0 (5)① 139.7 ($5^{1}/_{2}$) 177.8 (7)	14	318	21	230
			21	318	35	230
			35	318	70	230

注：①该尺寸不推荐使用。

表 2—7　三级套

连接套管外径 D	悬挂套管外径		
	D_1	D_2	D_3
mm (in)			
339.7 (13 3/8)	244.5 (9 5/8)	177.8 (7)	127.0 (5)
406.4 (16)	339.7 (13 3/8)	177.8 (7)	127.0 (5)
406.4 (16)	339.7 (13 3/8)	244.5 (9 5/8)	139.7 (5 1/2) 177.8 (7)
508.0 (20)	339.7 (13 3/8)	177.8 (7)	127.0 (5)
508.0 (20)	339.7 (13 3/8)	244.5 (9 5/8)	139.7 (5 1/2) 177.8 (7)

注：组合式本体工作压力，按上部本体工作压力确定。

管头基本参数

下部本体 工作压力 MPa	下部本体 垂直通径 D_1 mm	中部本体 工作压力 MPa	中部本体 重直通径 D_{t1} mm	上部本体 工作压力 MPa	上部本体 垂直通径 D_{t2} mm
14	318	14	230	21	162
14	318	21	230	35	162
21	318	35	230	70	162
14	390	14	318	21	162
14	390	21	318	35	162
14	390	35	318	70	162
14	390	14	318	21	230
14	390	21	318	35	230
21	390	35	318	70	230
14	486	14	318	21	162
14	486	21	318	35	162
21	486	35	318	70	162
14	486	14	318	21	230
14	486	21	318	35	230
21	486	35	318	70	230

表 2—8　单层套管头（Ⅰ类套管头）

序号	型号	适用井深 m	工作压力 MPa	联接套管尺寸 mm (in)
1	TG9$^{5}/_{8}$×7–70	4500	70	244.5 ($9^{5}/_{8}$) 内螺纹
2	TG9 $^{5}/_{8}$×5 $^{1}/_{2}$–70			
3	TG9 $^{5}/_{8}$×5 $^{3}/_{4}$–70			
4	TG9 $^{5}/_{8}$×5–70			
5	TG9 $^{5}/_{8}$×7–35		35	
6	TG9 $^{5}/_{8}$×5 $^{1}/_{2}$–35			
7	TG9 $^{5}/_{8}$×5–35			
8	TG12 $^{3}/_{4}$×9 $^{5}/_{8}$–35			325.0 ($12^{3}/_{4}$)
9	TG12 $^{3}/_{4}$×7–35			
10	TG12 $^{3}/_{4}$×5 $^{1}/_{2}$–35			
11	TG12 $^{3}/_{4}$×5–35			
12	TG13 $^{3}/_{8}$×9 $^{5}/_{8}$–35			339.7 ($13^{3}/_{8}$)
13	TG13 $^{3}/_{8}$×7–35			
14	TG13 $^{3}/_{8}$×5 $^{1}/_{2}$–35			
15	TG13 $^{3}/_{8}$×5–35			
16	TG13×5 $^{1}/_{2}$–21		21	

注：法兰规格为 Dg×Pg（mm×MPa）

型号规格表

上部法兰规格	侧口法兰规格	垂直通径	总高度	重量
mm × MPa		mm	mm	kg
279.4 × 70	52.4 × 70	φ230	490	1197
279.4 × 35	52.4 × 35			950
346.1 × 35	52.4 × 31	φ315	485	1180
				882
346.121	无			1150
				860

表 2－9　三层

序号	型号	工作压力 MPa			悬挂器			
					下悬挂器		中间悬挂器	
		下四通	中间四通	上四通	规格 mm	最大负荷 kN	规格 mm	最大负荷 kN
1	TG18 $^{5}/_{8}$ × 13 $^{3}/_{8}$ ×9 $^{5}/_{8}$ ×7－70	21	35	70	339.7	1400	244.5(下)	1400
2	TG18 $^{5}/_{8}$ ×13 $^{3}/_{8}$ ×9 $^{5}/_{8}$×5 $^{1}/_{2}$－70	21	35	70	339.7	1400	244.5(下)	1400
3	TG20×13 $^{3}/_{8}$ ×9 $^{5}/_{8}$ ×7－70	21	35	70	339.7	1400	244.5(下)	1400
4	TG20 ×13 $^{3}/_{8}$ ×9 $^{5}/_{8}$ ×5 $^{1}/_{2}$－70	21	35	70	339.7	1400	244.5(下)	1400

序号	型号	上四通		侧口法兰规格	
		下法兰四通	上法兰四通	下四通	中间四通
1	TG18 $^{5}/_{8}$ ×13 $^{3}/_{8}$ ×9 $^{5}/_{8}$ ×7－70	346.0×35	279.4×70	52.4×21	52.4×35
2	TG18 $^{5}/_{8}$ ×13 $^{3}/_{8}$ ×9 $^{5}/_{8}$×5 $^{1}/_{2}$－70	346.0×35	279.4×70	52.4×21	52.4×35
3	TG20×13 $^{3}/_{8}$×9 $^{5}/_{8}$×7－70	346.0×35	279.4×70	52.4×21	52.4×35
4	TG20×13 $^{3}/_{8}$×9 $^{5}/_{8}$×5 $^{1}/_{2}$－70	346.0×35	279.4×70	52.4×21	52.4×35

注：法兰规格为 $D_g \times P_g$(min×MPa)。

套管头规范

悬挂器		下四通		中间四通	
上悬挂器					
规格 mm	最大负荷 kN	下部联接形式	上部法兰规格	下法兰规格	上法兰规格
177.8(上)	1300	插入焊接	527.0×21	527.0×21	346.0×35
139.7(上)	1300	插入焊接	527.0×21	527.0×21	346.0×35
177.8(上)	1300	插入焊接	527.0×21	527.0×21	346.0×35
139.7(上)	1300	插入焊接	527.0×21	527.0×21	346.0×35

	垂直通径, mm			转换法兰 上部联接尺寸	总高 mm	重量 kg	备注
上四通	下四通	中间四通	上四通				
52.4×70	○ 482	○ 315	○ 228	CQ-600 KQ-700 采气树	1740		
52.4×70	○ 482	○ 315	○ 228	CQ-600 KQ-700 采气树	1740		
52.4×70	○ 482	○ 315	○ 228	CQ-600 KQ-700 采气树	1740		
52.4×70	○ 482	○ 315	○ 228	CQ-600 KQ-700 采气树	1740		

表 2—10　双套管头（Ⅱ类套管头）型号规格表

序号	型号	适用井深 mm	工作压力 MPa		联接套管尺寸 mm(in)	中部法兰规格 mm	上部法兰规格 mm	侧口法兰规格 mm		垂直通径 mm		总高度 mm	重量 kg
			上部	下部				下四通	上四通	上四通	下四通		
1	TG13 $^{3}/_{8}$×9×7–70	6000	350	70	339.7 ($13\ ^{3}/_{8}$)	346.1	279.4	52.4	52.4	315	228	1128	1921～2380
2	TG13 $^{3}/_{8}$×9×7–30			30									1819
3	TG13 $^{3}/_{8}$×9×$5\ ^{1}/_{2}$–70			70									2005～2025
4	TG $13^{3}/_{8}$×9×$5\ ^{1}/_{2}$–30			30									1792
5	TG13 $^{3}/_{8}$×7×5–70			70									2070～2088
6	TG13 $^{3}/_{8}$×7×5–35			35									1931

4.技术规范

单层套管头技术规范见表 2—8，2—11。

双层套管头规范见表 2—10。

三层套管头规范见表 2—9。

表 2—11　常用单层套管头联接尺寸表（图 2—17）

工作压力	上部法兰通径 A mm	表层套管尺寸 B mm(in)	悬挂套管尺寸 C mm(in)
21MPa 35MPa	228.6	177.8(7)	114.3(4 1/2)
	228.6	177.8(7)	139.7(5 1/2)
	279.4	244.5(9 5/8)	114.3(4 1/2)
	279.4	244.5(9 5/8)	139.7(5 1/2)
	279.4	244.5(9 5/8)	177.8(7)
	346.1	339.7(13 3/8)	114.3(4 1/2)
	346.1	339.7(13 3/8)	139.7(5 1/2)
	346.1	339.7(13 3/8)	177.8(7)
	346.1	339.7(13 3/8)	244.5(9 5/8)

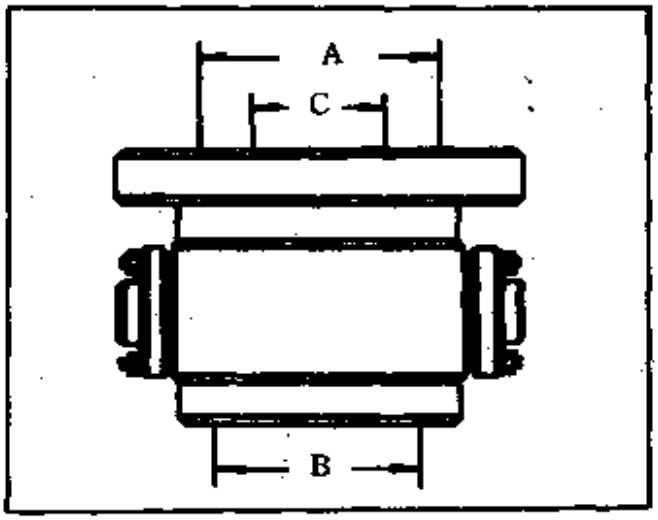


图 2—17

四、油 管 头

油管头安装于采油树和套管头之间，其上法兰平面为计算油补距和井深数据的基准面。

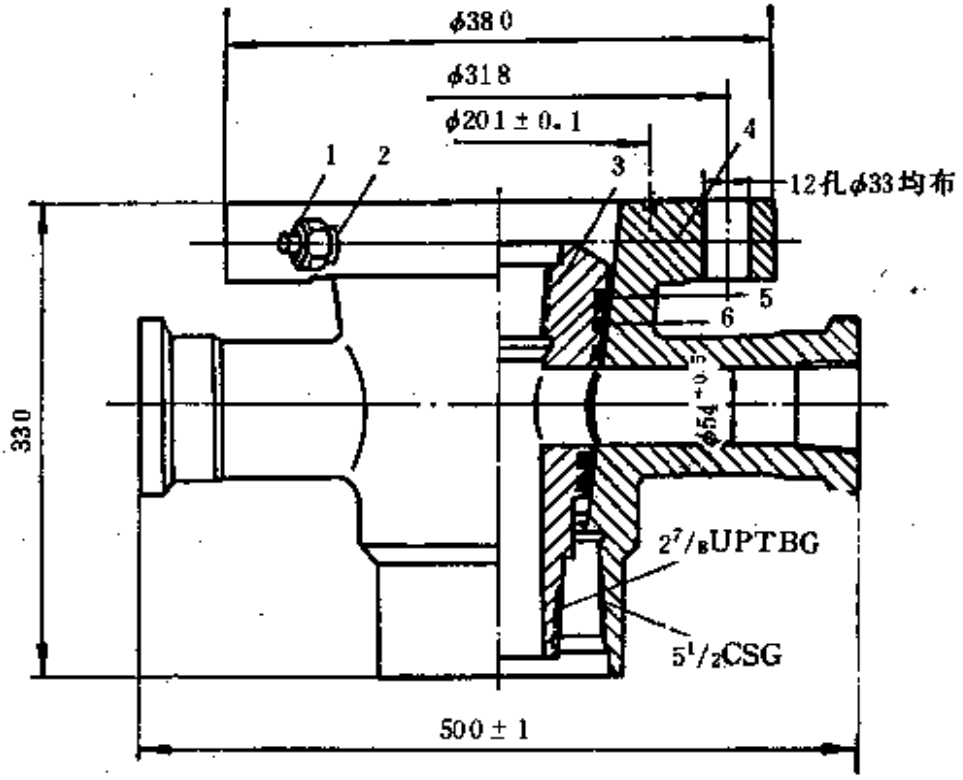


图 2—18 锥面悬挂单法兰油管头

（用于 KYS25／65SL 采油树）

1—顶丝；2—压帽；3—分流悬挂器；4—大四通；5—"O"型密封圈；6—紫铜圈

1.功用

(1) 支撑井内油管的重力；

(2) 与油管悬挂器配合密封油管和套管的环形空间；

(3) 为下接套管头，上接采油树提供过渡；

(4) 通过油管头四通体上的两个侧口（接套管闸门），完成注平衡液及洗井等作业。

油管悬挂器则用于悬挂井内油管。

2.结构

锥面悬挂单法兰油管头及锥面悬挂双法兰油管头见图 2—18 和 2—19。老式油管悬挂器见图 2—20。

法兰悬挂式油管悬挂器（用于老式井口装置）见图 2—20。

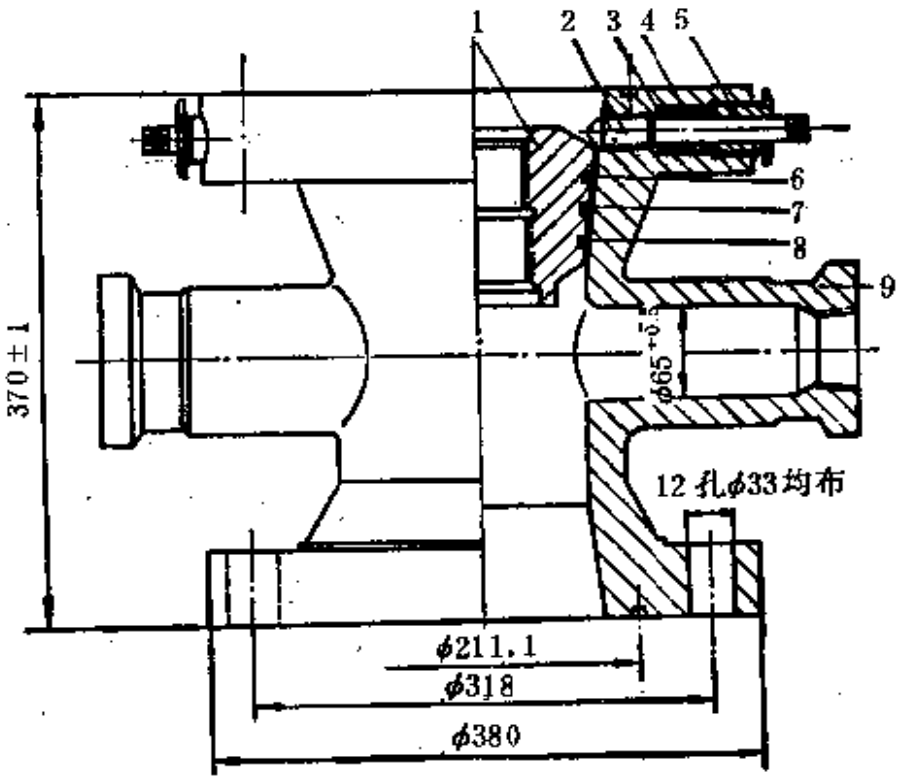


图 2—19 锥面悬挂双法兰油管头

（用于 KYS25 / 65DQ 采油树）

1—油管悬挂器；2—顶丝；3—垫圈；4—顶丝密封；5—压帽；6—紫铜圈；7—"O"型密封圈；8—紫铜圈；9—大四通

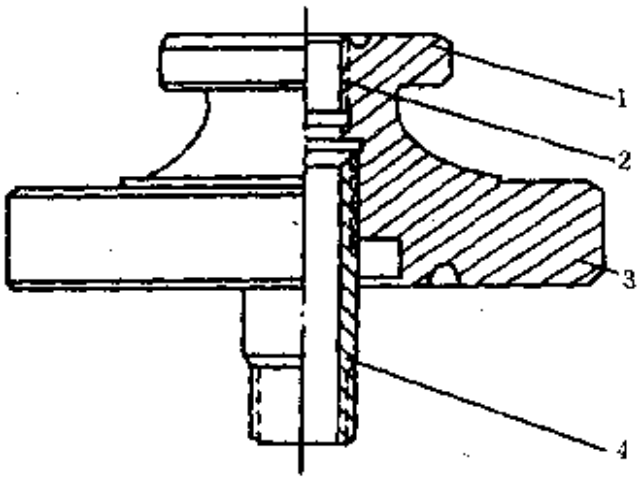


图 2—20　老式油管悬挂器

1—上法兰；2—提外螺纹；3—下法兰；4—油管挂

五、井口阀门

井口所用阀门有平行闸阀和斜楔闸阀，球形阀不推荐使用。连接型式分为螺纹式、法兰式和卡箍式三种。

1.型号表示方法

□ □/□ □

□——修改或变形次数，用阿拉伯数字表示

□——工厂代号，用汉语拼音字母表示

□——最大工作压力/公称通径，用阿拉伯数字表示

□——产品代号，用汉语拼音字母表示：

PFF —— 法兰式平行闸阀

PFK —— 卡箍式平行闸阀

PFL —— 螺纹式平行闸阀

XFF —— 法兰式斜楔闸阀

XFK —— 卡箍式斜楔闸阀

XFL —— 螺纹式斜楔闸阀

JLG —— 固定式节流阀

JLK —— 可调式节流阀

2.结构

斜楔闸阀结构见图 2—21；平行板闸阀结构见图 2—22。

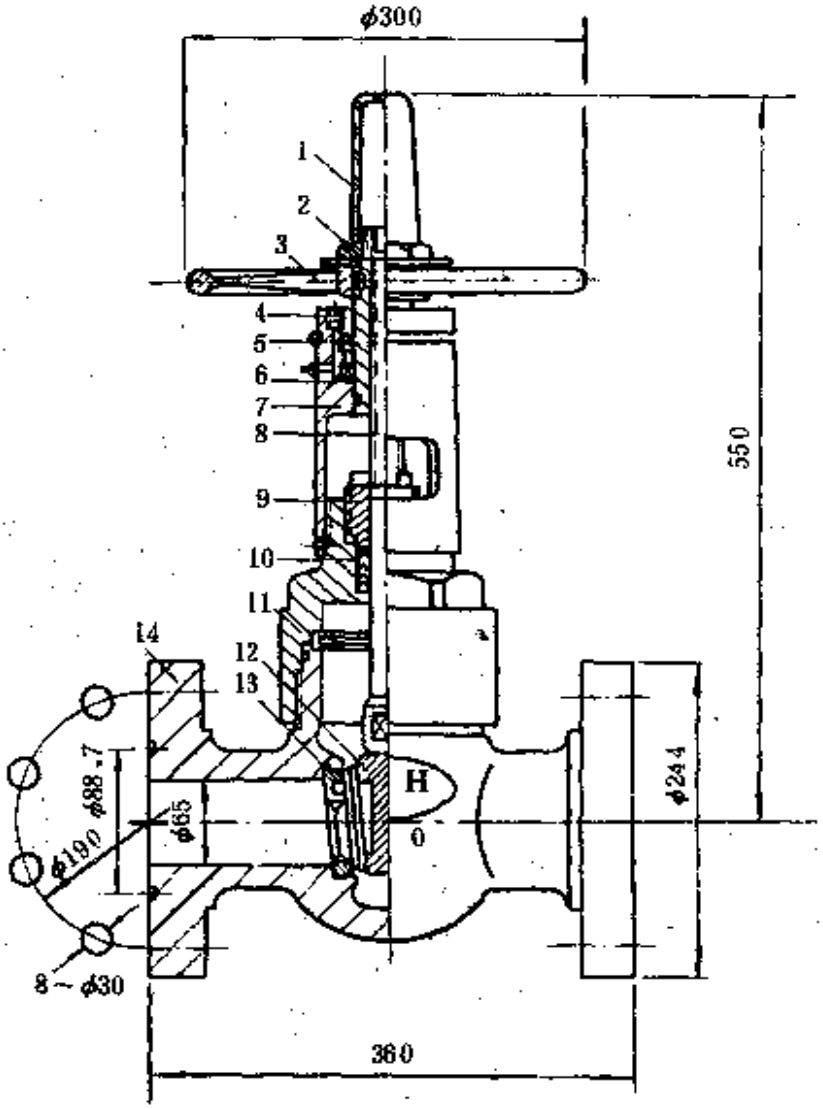


图 2—21　斜楔式闸阀

1—护罩；2—螺母；3—手轮；4—轴承盖；5—轴承；6—阀杆螺母；7—轴承座；8—阀杆；9—压帽；10—密封圈；11—阀盖；12—闸板；13—阀座；14—阀体

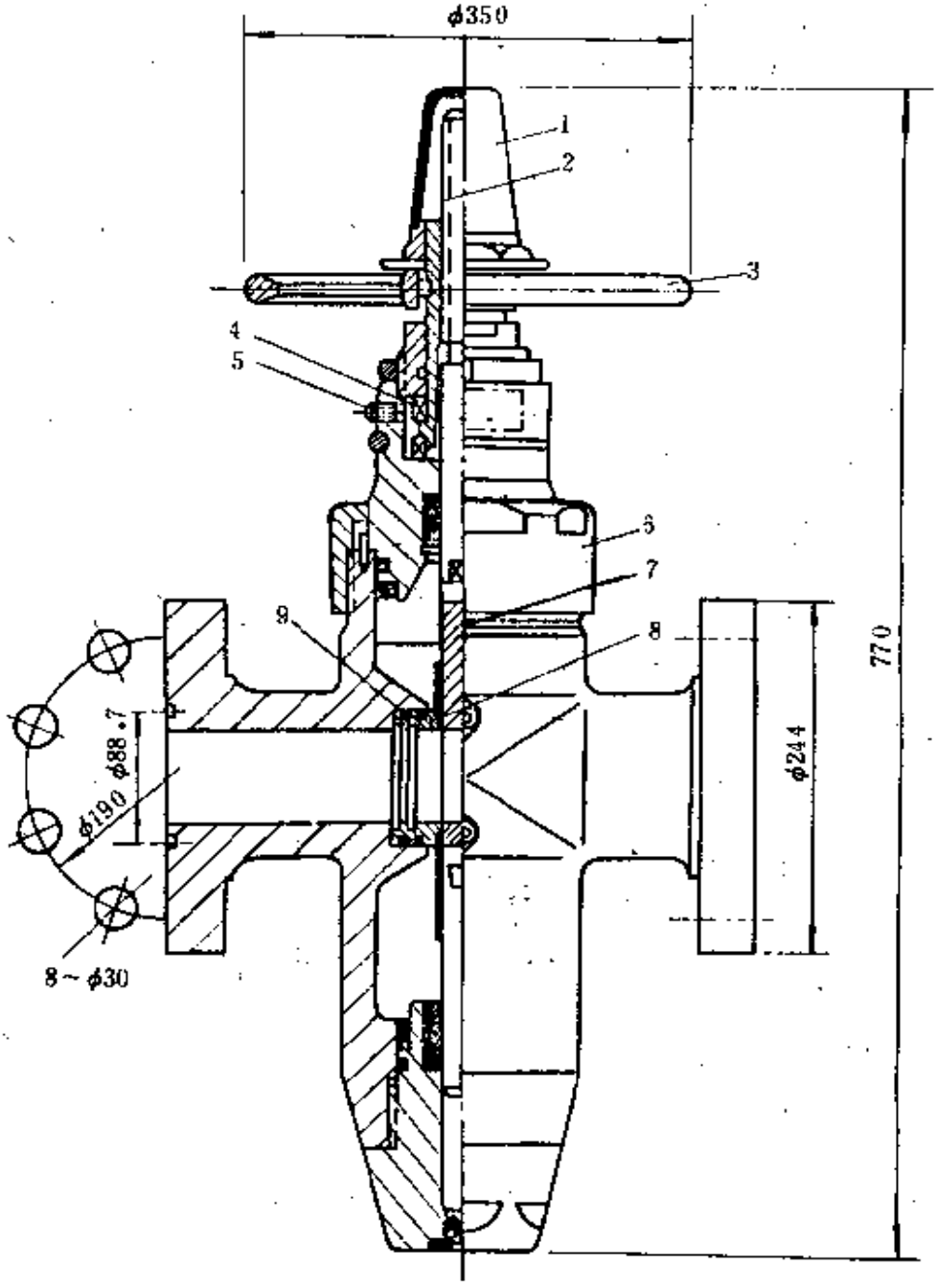


图 2—22 平行闸板阀

1—护罩；2—阀杆；3—手轮；4—止推轴承；5—黄油嘴；6—阀盖；7—闸板；8—阀座；9—密封圈

3.技术规范

见表 2—12、2—13 和表 2—14。

表 2—12　21MPa 闸阀技术规范

类型	规格代号[①]	尺寸或口径，mm				连接形式
斜楔型	A	52.4	65.1	79.4	103.2	卡箍 法兰
	B		244.1	241		
	C		422.3	435		
平板型	A	52.4	65.1	79.4	103.2	
	B	216	244.1	241	292	
	C	371.5	422.3	435	511.2	

①参见图 2—23 和图 2—24.

表 2—13　35MPa 闸阀技术规范

类型	规格代号[①]	尺寸或口径，mm				连接形式
斜楔型	A	52.4	65.1	79.4	103.2	法兰
	B		244.1	267		
	C		422.3	473.1		
平板型	A	52.4	65.1	79.4	103.2	
	B	216	244.1	267	311	
	C	371.5	422.3	473.1	549.3	

①参见图 2—24.

2—14 70MPa、105MPa 闸阀技术规范

类型	规格代号[1]	尺寸或口径，mm				连接形式
70MPa 平板型	A	52.4	65.1	77.8	103.2	法兰
	B	200	232	270	316	
	C	520.7	565.2	619.1	669.9	
105MPa 平板型	A	52.4	65.1	77.8	103.2	
	B	232	254	287	360	
	C	482.6	533.4	598.5	736.6	

[1]参见图 2—24。

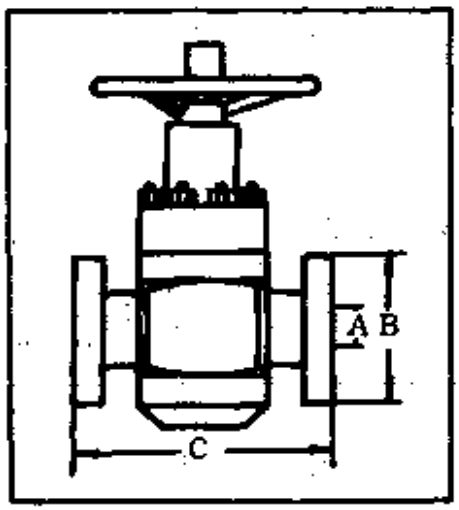


图 2—23 闸阀（卡箍连接）

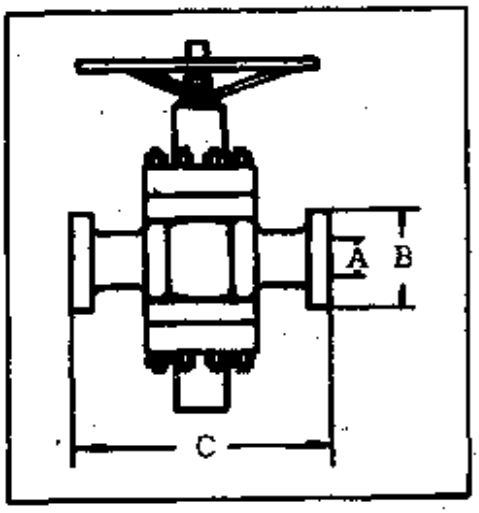


图 2—24 闸阀（法兰连接）

六、节 流 器

节流器是用来控制产量的部件，型号表示方法与井口阀门相同。有固定式和可调式两种。连接形式有卡箍、法兰和螺纹等方式。

*1.*固定式节流器

固定式节流器用于油井（采油树）上，有加热式和非加热式两种。加热式节流器由节流器体、加热套和油嘴构成，如图2–25所示。

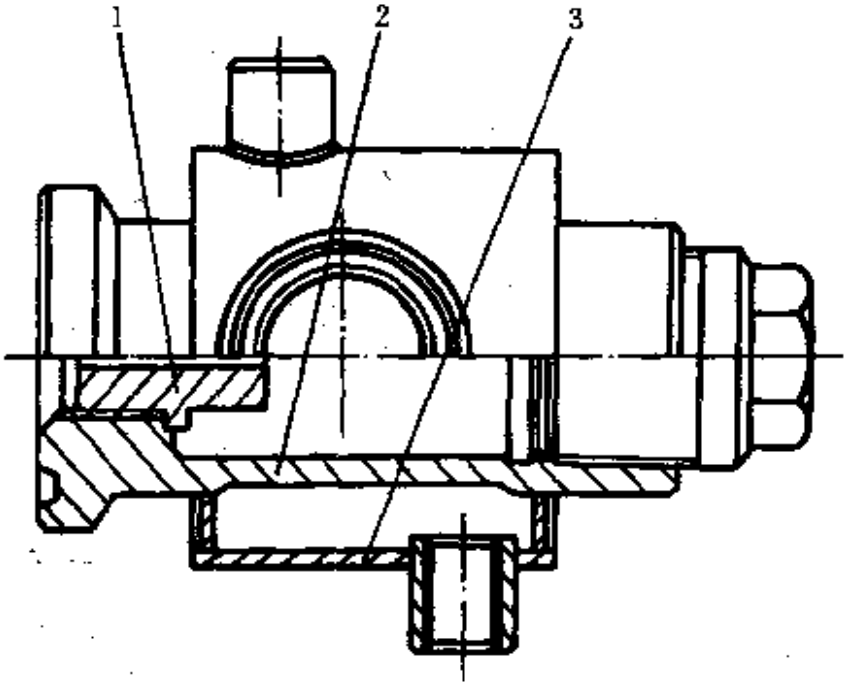


图2—25　加热式节流器

1—油嘴；2—节流器本体；3—加热套

油嘴是节流元件，通过调换不同孔眼直径的油嘴，来控制油井的合理的生产压差，油嘴的结构如图2—26所示，是用高碳合金钢经热处理制成的。孔眼直径有从2～20mm多种，每相差0.5mm为一等级，20mm以上为特殊油嘴。

固定式节流器技术规范见表2—15。

*2.*可调式节流器

可调式节流器（针阀）一般用于气井（采气树）上，调节开关大小可控制流量。可调式节流器属针阀，结构如图2—27所示，有手动和液动两种，技术规范见表2—15。

表 2—15　节流器技术规范

工作压力 MPa	规格代号[1]	尺寸或口径 mm			
21	A	52.4	65.1	79.4	103.2
	B(法兰或卡箍)	216	244.1	241	292
35	A	52.4	65.1	79.4	103.2
	B	216	244.1	267	311
70	A	52.4	65.1	77.8	103.2
	B	200	232	270	316
105	A	52.4	65.1	77.8	103.2
	B	222	254	287	360

①固定式节流器见图 2—28，可调式节流器见图 2—29。

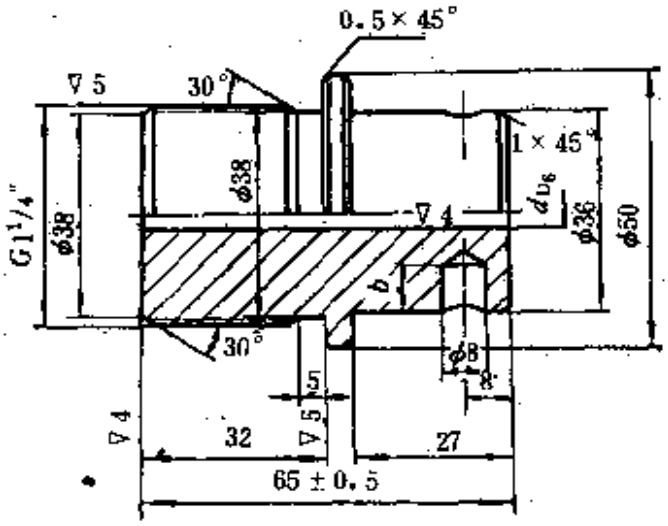


图 2—26　油嘴

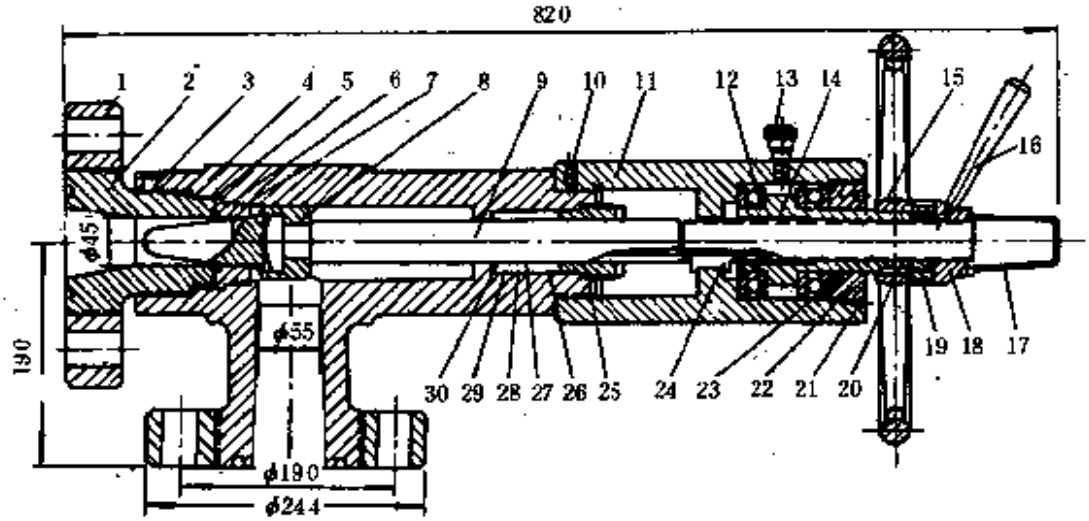


图 2—27　KQ-700 型针形阀（节流器）

1—法兰；2—阀座压套；3—螺钉；4—针阀体；5—密封圈；6—阀座；7—密封圈；8—阀针；9—阀杆；10—螺钉；11—阀盖；12—轴承；13—油杯；14—阀杆螺母；15—手轮；16—手柄；17—护罩；18—井帽；19—螺母；20—键；21—螺钉；22—轴承压盖；23—圈封圈；24—槽键；25—压帽；26—密封圈；27—密封圈下座；28—密封圈；29—密封圈；10—垫片

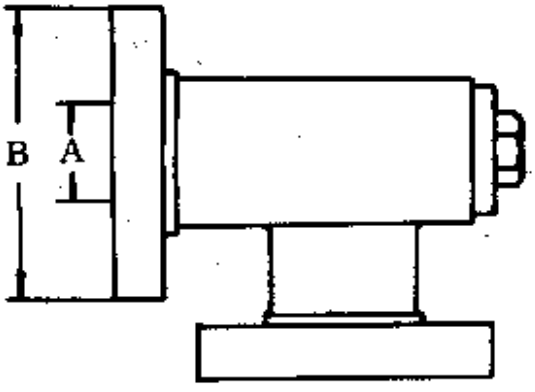


图 2—28

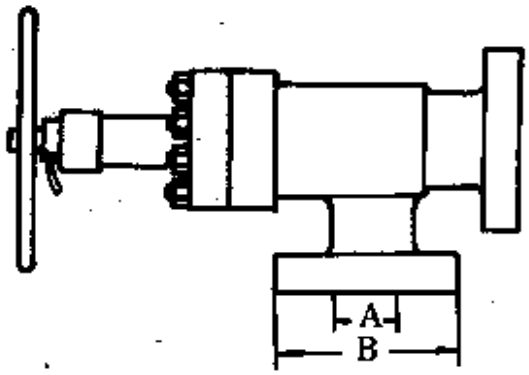


图 2—29

七、井口阀钢圈

有方形截面和椭圆形截面两种，结构见图 2—30 和 2—31。

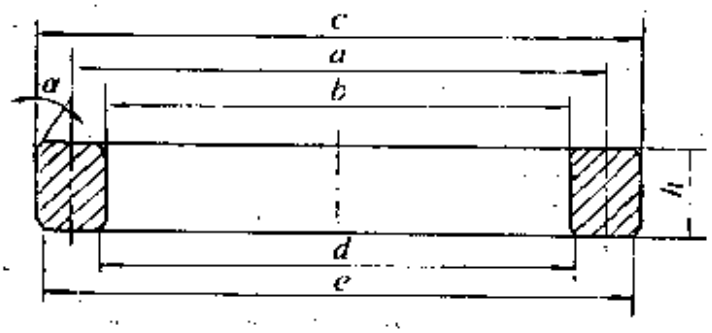


图 2—30　方形截面钢圈

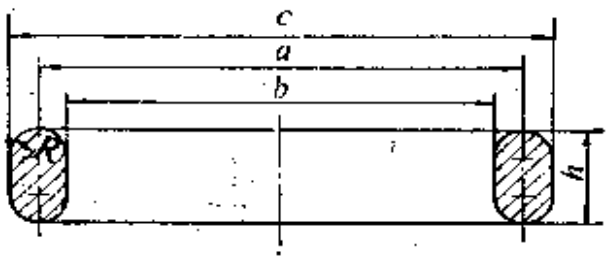


图 2—31　椭圆形截面钢圈

第三章　计量方法和常用仪表

一、量　　油

(一) 玻璃管量油的油量计算

在任意时间内产油量计算公式:

$$Q=\frac{h_{水}\rho_{水}\pi R^2 T}{t} \qquad (3—1)$$

式中　Q——折算产油量，t;

$h_{水}$——水上升高度，m;

$\rho_{水}$——水的密度，t/m^3;

R——分离器内半径，m;

T——任意时间，s;

t——所测时间，s。

对于有人孔的分离器，当人孔在标定量油高度范围内时，要考虑人孔部分对液体容积的影响。此时产油量公式为

$$Q=\frac{h_{水}\rho_{水}\pi R^2 T+V\rho_{水}T}{t} \qquad (3—2)$$

式中　V——人孔体积，m^3。

对分离器容积可用清水标定后，再换算为油量。

各种类型分离器量油简化计算公式见表 3—1。

表 3—1　分离器量油简化计算公式

分离器内径 mm	分离器内截面积 m^2	有无人孔	规定量油高度 mm	班产量计算公式① t／班	日产量计算公式① t／d	备注
412	0.133	无	300	$Q=\frac{1151.8}{t}$	$Q=\frac{3455.4}{t}$	
412	0.133	无	375	$Q=\frac{1439.7}{t}$	$Q=\frac{4319.1}{t}$	
412	0.133	无	500	$Q=\frac{1919.5}{t}$	$Q=\frac{5758.5}{t}$	
600	0.283	无	300	$Q=\frac{2443.0}{t}$	$Q=\frac{7329.0}{t}$	
600	0.283	无	400	$Q=\frac{3260.0}{t}$	$Q=\frac{9780.0}{t}$	适用产量小于 25t／d,标高人孔中心线以下 350mm
800	0.503	有	350	$Q=\frac{5356.8}{t}$	$Q=\frac{16070.0}{t}$	
800	0.503	有	400	$Q=\frac{6034.5}{t}$	$Q=\frac{18103.5}{t}$	标高人孔中心线以上 150mm,人孔中心线以下 350mm
800	0.503	有	500	$Q=\frac{7430.4}{t}$	$Q=\frac{22291.2}{t}$	
800	0.503	无	500	$Q=\frac{7238.3}{t}$	$Q=\frac{21714.9}{t}$	人孔以下
1200	1.13	有	200	$Q=\frac{6508.8}{t}$	$Q=\frac{19526.4}{t}$	人孔以下
1200	1.13	有	300	$Q=\frac{9763.2}{t}$	$Q=\frac{29289.4}{t}$	
600	0.302	无	300	$Q=\frac{2608.0}{t}$	$Q=\frac{7824.0}{t}$	
414	0.1345	有	500	$Q=\frac{2040.0}{t}$	$Q=\frac{1620.0}{t}$	

①公式中量油时间 t 均为 s。

(二) 玻璃管电极法量油的油量计算

日产油量计算公式

$$Q = \frac{Shn\rho_{盐水}}{T} \times 60 \times 24 \qquad (3—3)$$

式中 Q——日产油量，t / d。

S——分离器内横截面积，m^2；

h——量油高度（即电极距离），m；

n——计算器记录的量油次数；

$\rho_{盐水}$——盐水密度，$\rho_{盐水} = 1.1t / m^3$；

T——累计量油时间（即电钟读数），min。

(三) 翻斗自动量油装置及油量计算

1.结构

翻斗自动量油装置主要由四个部分组成，即油气分离缓冲装置、计量翻转装置、液面控制器和计量信号远传指示部分，见图3—1。

2.原理

翻斗流量计是利用计量斗内装有液体后，由于重心位移失去平衡而翻转的原理制成。其中一个斗处于进油位置时、另一斗处于排油位置。当进油斗达到翻转重量时便翻转成为排油状态，这时排油斗立即进入进油位置。如此循环往复，实现连续计量。

3.计算公式

当日产量小于 10t / d 时

$$Q = 86.4\frac{Gn}{t} \qquad (3—4)$$

式中 Q——日产量，t / d；

G——每斗标定液体重量，kg；

t——计量时间，s；

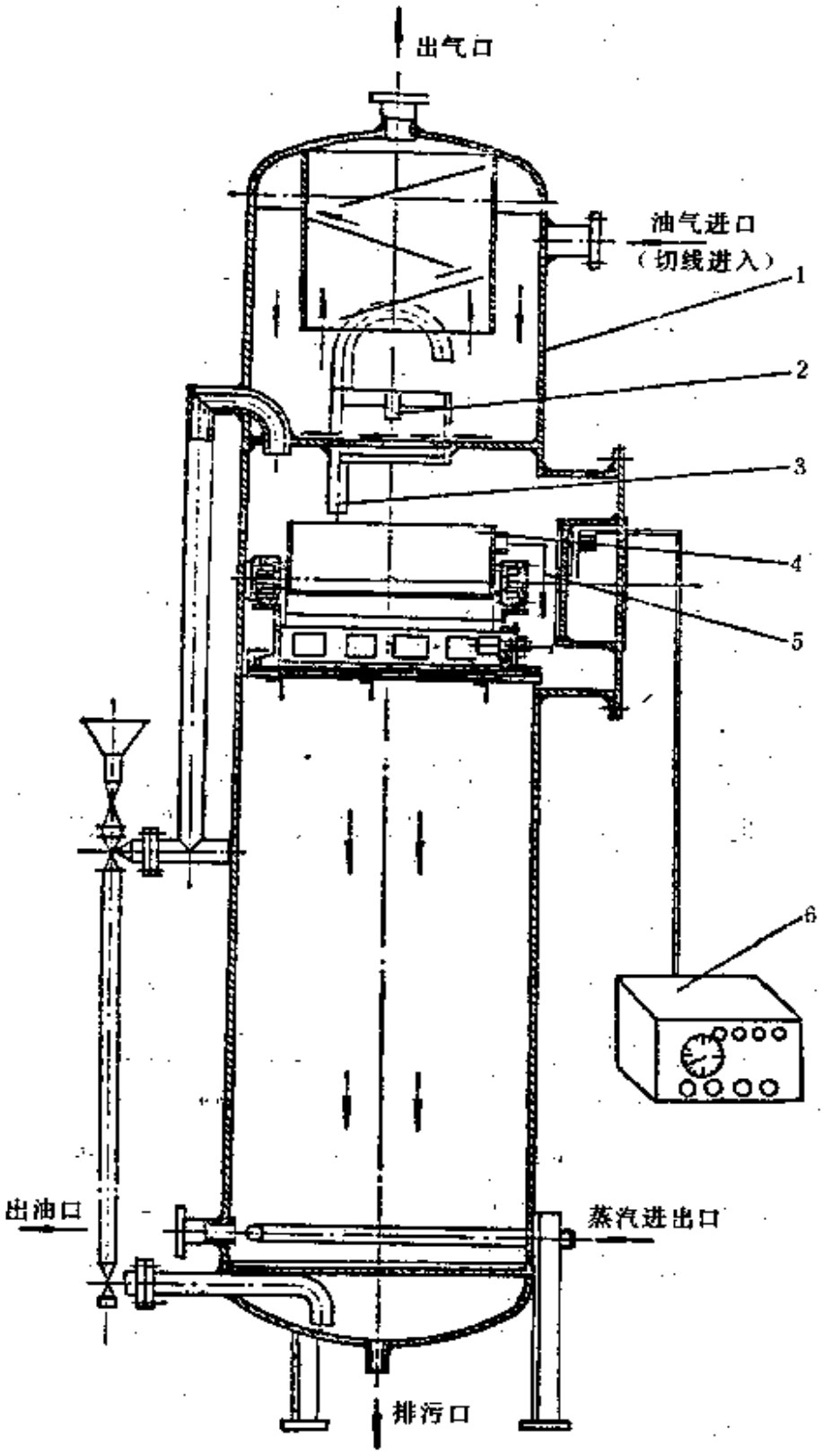


图 3—1　翻斗流量计结构图

1—油气分离装置；2—缓冲装置；3—平衡管；4—计量翻斗；

5—发信装置；6—二次仪表

n——在 t 时间内所翻的斗数。

当日产量大于 10t／d 时，应增加漏失量。

$$Q = 86.4[\frac{(G+\lambda)\ n}{t}] \qquad (3—5)$$

式中 λ——每斗在不同产量下附加的漏失量，kg／斗，见表 3—2。

表 3—2 不同产量时应添加的漏失量

Q,t／d	10	20	30	40	50	60	70	80	90	100
λ,kg／斗	0	0.13	0.26	0.39	0.52	0.65	0.78	0.91	1.04	1.17

4.使用与维修

(1) 翻斗分离器与 FB7301 型等二次仪表配套使用，可实现对原油的定时计斗或定斗计时。

(2) 使用中要求计量翻斗不卡不扭，翻转自如。

(3) 冬季使用翻斗流量计要注意保温，应保证油不沾斗。

(4) 翻斗不翻应检查分离器出油闸门是否开启及出油管有无堵塞。

(四) 涡轮流量计

1.结构

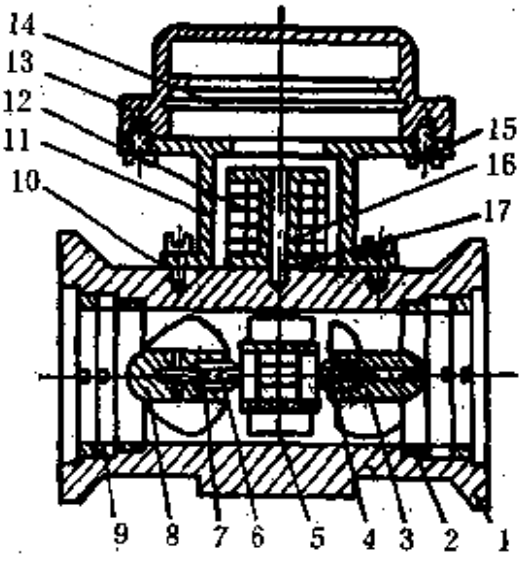


图 3—2 涡轮流量计变送器结构

1—外套；2—压环；3—后导流器；4—后轴套；5—叶轮；6—轴；7—前轴套；8—前导流器；9—压圈；10—垫片；11—线圈外罩；12—线圈；13—放大器外罩；14—压紧钢丝；15—螺钉；16—线圈骨架；17—磁钢

涡轮流量计由涡轮流量计变送器（图 3—2）、前置放大器及指示或累积式显示仪表组成。

2.工作原理

当液体流入涡轮流量变送器时，涡轮在液体的冲动下旋转，其转速大小与流量大小成正比。利用电磁感应原理，将涡轮转速转换成相应的电讯号，再经前置放大器放大后进入显示仪表，讯号的频率与流量大小成一定的比例关系，因此，测得讯号频率值就可以得到流量。当变送器与指示式显示仪表配套使用时，可测液体的容积流量；当与累积式显示仪表配用时，可计量某段时间内流过的流体总量。

3.技术参数

见表 3—3。

4.使用与维修

(1) 涡轮流量计计量原油时，必须在工作条件下进行实液检定，保证其使用精度。

(2) 涡轮流量计的计量精度受流态的影响，变送器前后的直管段应在严格同心的条件组装成一整体，不得随意拆卸。

(3) 涡轮流量计前后的直管段应分别为管径的 15 倍和 5 倍。

(4) 涡轮流量计的公称直径，一般要比配管小一级到二级。

(5) 故障及排除方法见表 3—4。

(五) 刮板流量计

1.结构

刮板流量计有凸轮式和弹性式两种型式，都是由流量计主体、连接部分和表头（指示器）组成。

1) 凸轮式刮板流量计结构　见图 3—3。

凸轮式刮板流量计的主体部分主要由滚柱、凸轮、刮板、转子筒和壳体等组成。壳体内腔是一圆形空筒，转子是一个能转动的空心薄壁圆筒，筒边开有四个槽，互成 90°，可让刮板在槽内伸出缩进。四个刮板由两根连杆连接，互成 90°，在空间交

表 3—3　LW 型涡轮流量变送器技术参数

型号		LW-4	LW-6	LW-10	LW-15	LW-25	LW-40
口径，mm		4	6	10	15	25	40
测量范围（水）	最小流量,L／s		0.028	0.069	0.166	0.44	0.889
	最大流量,L／s		0.17	0.44	1.11	2.77	5.55
	最小流量,L／s				0.17	0.4	1
	最大流量,L／s				1.1	2.4	6
工作压力，MPa		16					
压力损失		≤0.25%					

续表

型号		LW-50	LW-80	LW-100	LW-150	LW-200	制造厂
口径，mm		50	80	100	150	200	
测量范围（水）	最小流量,L/s	1.66	4.44	6.94	13.89	27.77	上海自动化仪表九厂
	最大流量，L/s	11.11	27.77	44.44	88.89	166.6	
	最小流量,L/s	1.8	4.5		15	30	开封仪表厂
	最大流量，L/s	10	27	45	75	150	
工作压力，MPa		6.4					
压力损失		≤0.25%					

注：①变送器的精度等级分0.5和1级两种。

②工作环境温度为-20～100℃，相对湿度不大于80%。

表 3—4　涡轮流量计常见故障及排除方法

故障现象	可能的原因	排除方法
显示仪表不工作	(1) 变送器—放大器—显示仪表间断路或短路	(1) 检查线路，使之正常
	(2) 信号检测器线圈断线	(2) 更换线圈，线圈输出信号不小于 10mV
	(3) 显示仪表故障	(3) 参照显示仪说明书排除之
	(4) 变送器本身故障	(4) 拆下变送器检查
显示仪表不稳定或不符合流量变化的规律	(1) 存在外界电磁场的干扰	(1) 将变送器、放大器，显示仪表间导线屏蔽，良好接地，并远离动力线
	(2) 显示仪表故障	(2) 参照显示仪表说明书排除
	(3) 叶轮上挂有脏物	(3) 清洗变送器，并应装过滤器
	(4) 前置放大器故障	(4) 检修或更换放大器，放大器输出不小于 2V
	(5) 轴或轴承严重磨损	(5) 更换轴或轴承
	(6) 流量太小，造成信号太弱	(6) 按正常使用范围使用

叉，互不干扰，并在相应的刮板一方各有一个小滚柱。四个小滚柱分别在一个不动的、具有一定曲线形状的凸轮上滚动，从而使刮板时而伸出，时而缩回。

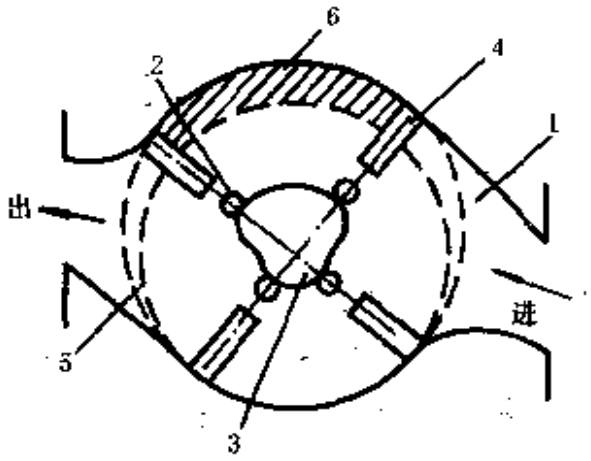


图 3—3　凸轮式刮板流量计结构

1—壳体；2—滚柱；3—凸轮；4—刮板；5—转子筒；6—计量室

(2) 弹性式刮板流量计结构　见图 3—4。

弹性刮板流量计是由主机、磁性联轴器和表头三部分组成。

1) 主机　其作用是把通过流量计的液体流量变成与流量成正比的转动量。

2) 磁性联轴器　其作用是将主机转子的转动同步地传递至表头，同时起密封作用。

3) 表头部分　由一简单的齿轮系和记数器组成。该部分的作用是调整容差、系数转换和数据显示，起到流量累积记录和信号远传等作用。

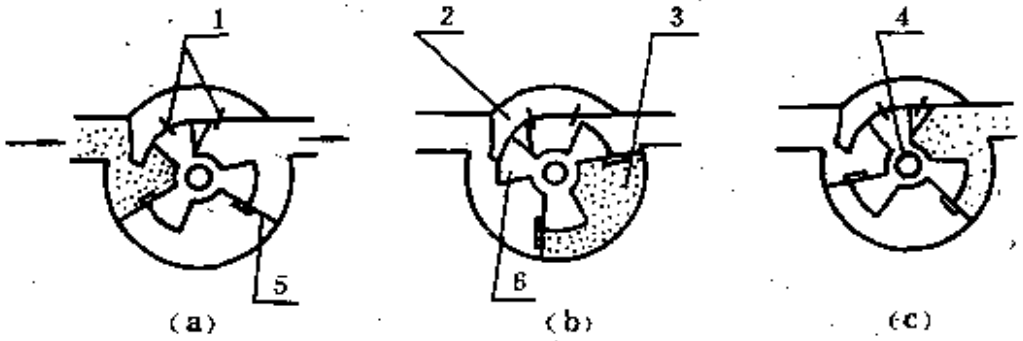


图 3—4　凹线式刮板流量计结构

1—密封条；2—档块；3—计量腔；4—主轴；5—刮板；6—转子轮毂

2.计量原理

当被计量液体流经流量计时推动刮板和转子旋转，与此同时，刮板沿着特殊的轨迹成放射状的伸出或缩回，但每两个相对的刮板端面之间的距离是一定值。所以，在刮板连续转动时，在两个相邻的刮板、转子、壳体内腔及上、下盖板间就形成了一个

容积固定的计量空间。转子每转一圈，就可排出三个或四个同样闭合的体积（精确的计量空间）的液量。根据与介质流量成正比的旋转体转速或刮板旋转频率，通过磁性联轴器，将与介质流量成正比的旋转体转速或刮板旋转频率变换成电脉冲数，远传到二次仪表进行脉冲记数和显示出流量值。

3.技术参数

见表 3—5。

4.常见故障及排除

见表 3—6。

（六）腰轮流量计

1.结构

腰轮流量计有立式和卧式两种结构形式，立式流量计结构紧凑，能有效地利用空间减少占地面积。不论哪种结构形式的流量计，都由流量计主体部分、连接部分和表头（指示器）等组成。见表 3—6。

2.计量原理

腰轮流量计对液体进行计数是通过计量室和腰轮（转子）来实现的。每当腰轮转动一圈，便排出四个计量室的体积量（图 3—7）。该体积量在流量计设计时就已确定，只要记录腰轮转动的次数，就可得到被计量介质的体积量。腰轮（转子）是靠液体通过流量计产生的压差转动。

3.技术参数

见表 3—7。

4.使用与维修

(1) 仪表应根据需要安装固定在任何角度上均可，但使用场所不得有腐蚀性气体。

(2) 仪表必须安装在特制的过滤器后面，以免油中的杂质进入表内而损坏仪表，影响精度。

表 3—5　凸轮式刮板流量计技术参数

型号	口径	流量范围 Q、m^3/h	转数 n r/s	线速度 V m/s	Q/n L/v	计量室半径 R cm	转子半径 r dm	R/r	凸轮大圆弧 R′ dm	凸轮小圆弧 r′ dm	刮板宽度 b dm	刮板长度 L dm	刮板对数
LQB—50	50	5～40	383	4.5	1.74	0.95	0.70	1.356	0.37	0.12	0.063	1.42	2
LQB—80	80	18～90	353	5.0	4.25	1.35	1.00	1.35	0.50	0.15	0.08	1.77	2
LQB—100	100	27～135	302	5.5	7.46	1.55	1.15	1.35	0.62	0.22	0.09	2.26	2
LQB—150	150	45～225	302	5.7	12.4	1.80	1.30	1.352	0.75	0.28	0.10	2.80	2
LQB—200	200	80～400	254	6.0	26.3	2.25	1.70	1.32	1.00	0.45	0.14	4.05	2
LQB—250	250	110～550	221	6.0	41.5	2.60	1.90	1.367	1.30	0.60	0.16	4.60	2
LQB—300	300	200～1000	187.3	6.08	89	3.10	2.26	1.37	1.55	0.71	0.20	6.87	3

表 3—6　弹性刮板流量计常见故障产生原因及排除方法

故障现象	产生原因	故障排除方法
指针运转不稳定	(1) 介质中含气量大 (2) 流量太小，阀门不密封	(1) 采取消气措施或装消气器 (2) 在规定的流量范围内使用 (3) 检查或更换阀门
阀门关闭，指针仍缓慢步进	(1) 系统中有残存的封闭气体 (2) 阀门不密封	(1) 排除死角（如压力表、导压管）中的封闭气体 (2) 维修或更换阀门
计量误差突然增大 (1) 示值明显增大 (2) 示值明显偏小	(1) 介质中混有气体 (2) 转子部件损坏，泄流量增大 (3) 密封条损坏	(1) 降低含气量 (2) 更换转子 (3) 更换密封条
管道中有液体流动，传感器不转动	(1) 叶片严重变形损坏 (2) 侧板磨损过度 (3) 挡桥密封条损坏	(1) 更换叶片组件 (2) 侧板翻面或更换 (3) 更换挡桥密封条
传感器运转正常，计数器上没有流量显示	(1) 磁性联轴器滑动代替了磁性联锁 (2) 外磁钢内孔与蜗杆不同轴 (3) 蜗杆蜗轮对磨损严重	(1) 检查磁性联轴器部件的装配质量 (2) 检查外磁钢同轴度 (3) 检查外磁钢与蜗杆的同轴度 (4) 更换蜗杆蜗轮
开启阀门，传感器不工作，管道无流体流出	传感器内部残存的流体凝固失去流动性	拆开传感器，除去凝固物，恢复其流动性

(3) 流经仪表的液体流动方向应与法兰上箭头指示方向一致。

(4) 故障及处理方法见表 3—8。

表 3—7　膜轮流量计主要技术参数

名称		参数	名称	参数
口径，mm		40，80，150，250	压力损失，MPa	<0.04
测量范围	最小流量，m^3/h	1.5，6，25，65	环境温度，℃	0～50
	最大流量，m^3/h	15，60，250，650	相对湿度，%	<85
基本误差，%		±0.5	湿度补偿装置基本误差，%	±0.2
介质粘度，MPa·s		30～500	发信器电源电压，V	+12
介质相对密度		0.8～1.1	计数脉冲幅值，V	3±1.5
温度补偿范围，℃		30～90	传输距离，m	<200
额定工作压力，MPa		1.0 和 1.6	发信器负载阻抗，kΩ	>1.5

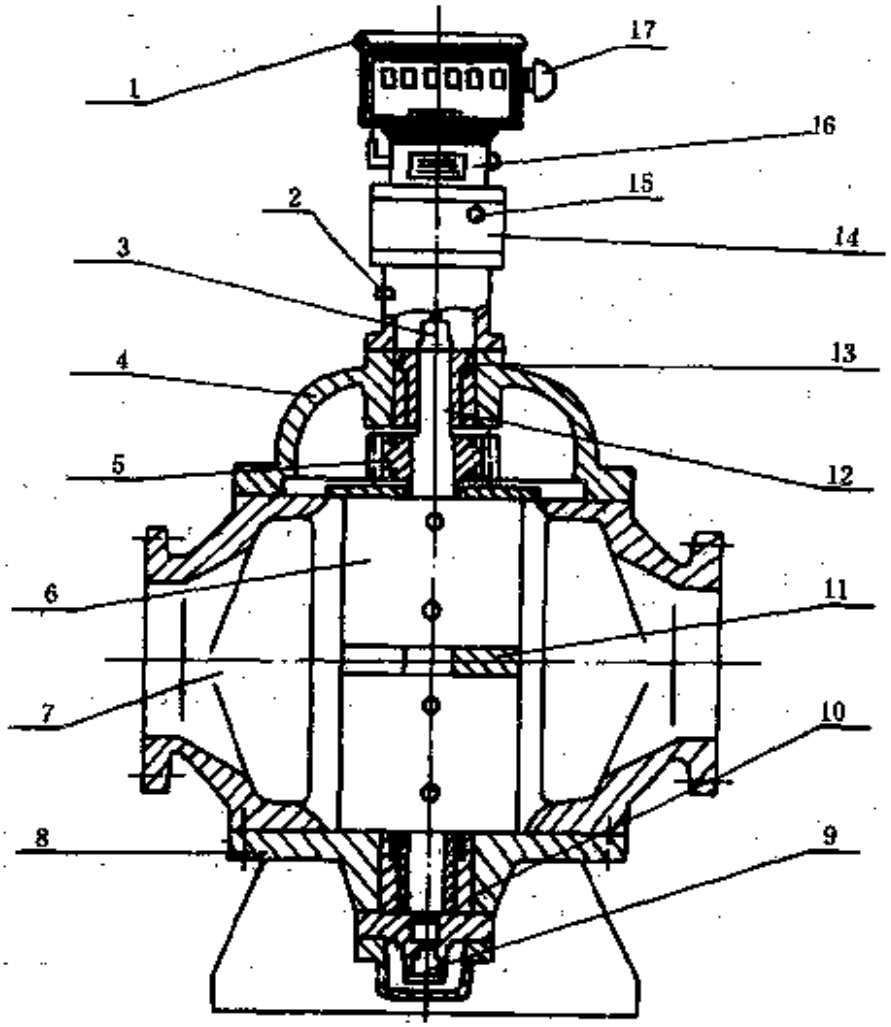


图 3—5 立式腰轮流量计结构图

1—计数器；2—排气旋塞；3—连轴座；4—上盖；5—出轴密封；6—腰轮；7—壳体；8—上盖；9—止推轴承座；10—止推轴承；11—中间隔板；12—腰轮轴；13—径向轴承；14—出轴密封；15—油环；16—修正器；17—手轮

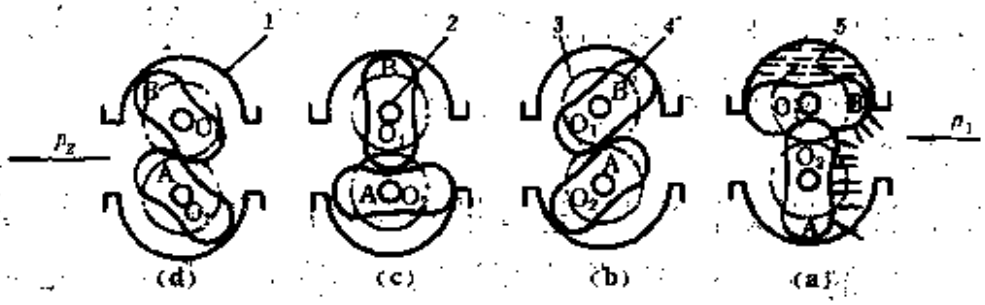


图 3—6 腰轮转动的不同部位

1—壳体；2—轴；3—驱动齿轮；4—腰轮；5—计量室

表 3—8 腰轮流量计常见故障及处理方法

现象	原因	处理方法
腰轮不转	(1) 管道中有脏物卡死 (2) 被测液体凝固	(1) 清洗管道、过滤器和流量计 (2) 加热熔解液体
腰轮转动而指针不动或时走时停	(1) 表头拨叉脱节 (2) 表头变速器进入脏物 (3) 指针或计数器卡死 (4) 变速器有脱节	将表头拆下，用手转动拨叉，仪表转动灵活，则表头与轴的拨销脱节；如果不是，应逐级检查
轴向密封联结轴漏油	密封填料磨损	拧紧压盖或更换填料
超差补偿及小流量误差偏负	腰轮与壳体相碰，可能因轴承磨损或因固定驱动齿轮主体移位	更换轴承，检查驱动齿轮，轮体是否转动，固定齿轮的螺钉是否松动
误差变化过大	液流有大的脉冲或含有气体	减少脉动或加消气器

(七) 椭圆齿轮流量计

1.结构

见图 3—7。

椭圆齿轮流量计主要由椭圆齿轮、计量室、盖板、密封联轴器和计数机构等部分组成。

2.原理

流量计的计量主要是通过计量室和装在室内的一对椭圆齿轮与盖板形成的月牙形空腔作为流量的计量单位。椭圆齿轮靠流量计进出口处的压力差推动而旋转，从而不断地把进口处的液体经月牙形空腔计量后送到出口处（见图 3—8），由密封联轴器将椭

圆齿轮旋转的总数以及旋转的快慢，传递给计数机构或显示仪表示出通过液体总量和瞬时流量。

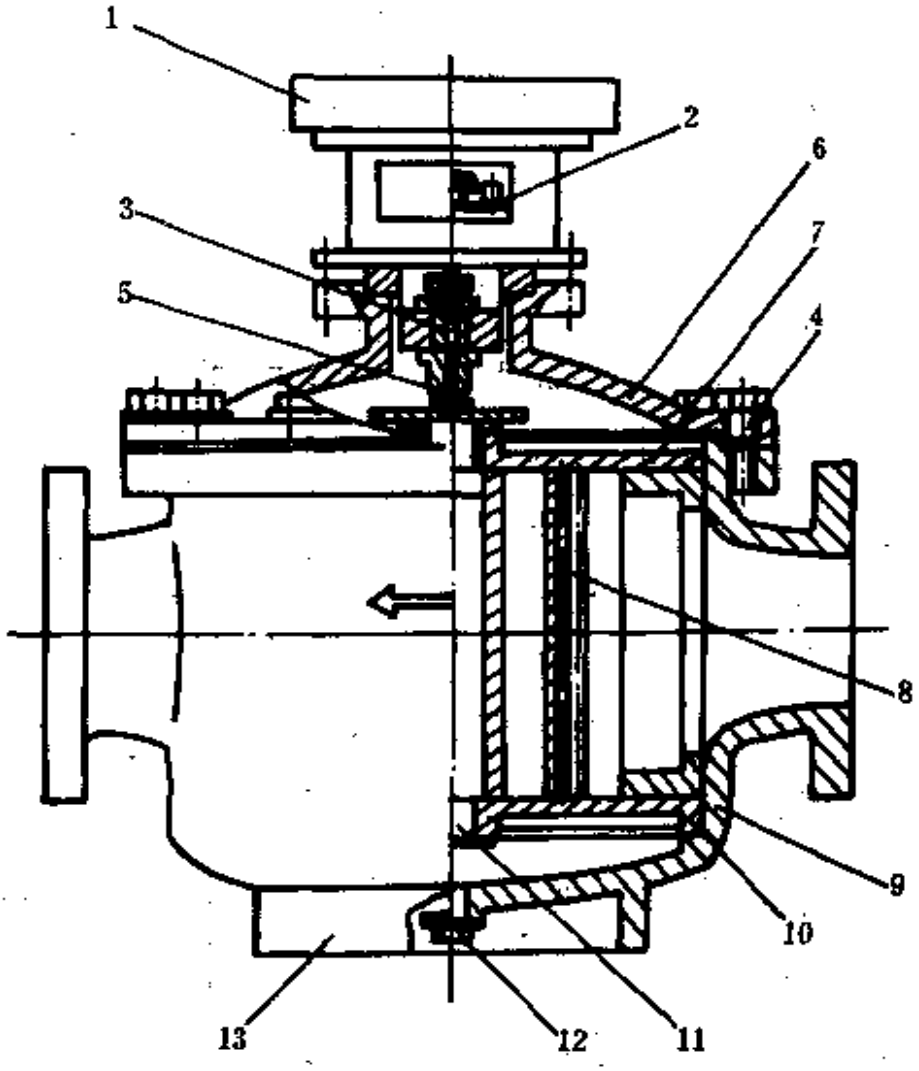


图 3—7　椭圆齿轮流量计结构

1—表盖；2—减速机构；3—轴向密封联轴器；4—连接螺栓；5—传动齿轮；6—盖；7—上盖板；8—椭圆齿轮；9—计量箱；10—下盖板；11—椭圆齿轮轴；12—油箱；13—壳体

3.技术参数

见表 3—9。

4.使用及维修

(1) 流量计安装时，应使输入与输出管道处于同一中心线上，流体流动方向与仪表外壳上所标箭头方向一致。

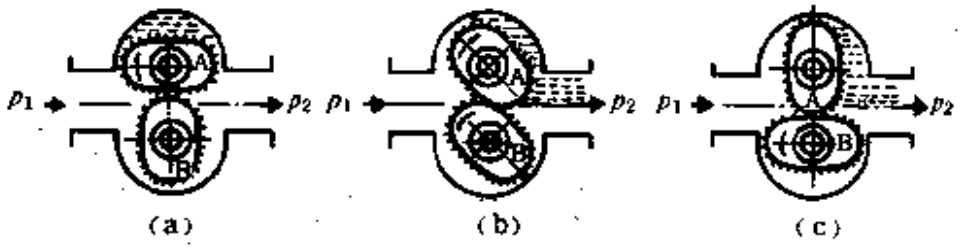


图 3—8　椭圆齿轮运转原理图

表 3—9　椭圆齿轮流量计技术参数

型号	口径 mm	最大流量 m^3/h	最小流量 m^3/h	积累误差 %	工作压力 MPa	压力损失 kPa	工作温度 ℃	工作液粘度 MPa·s
LC−10	10	0.5	0.05					
LC−15	15	1.8	0.18					
LC−20	20	3.0	0.30					
LC−25	25	6.0	0.60					
LC−40	40	15	1.5					
LC−50	50	30	3.0	±0.5	1.6	＜20	−10～120	0.6～500
LC−80	80	60	6.0					
LC−$^{100}_{150}$A	100	120	12					
LC−150	150 150	190	19					
LC−200	200	340	34					
LC−250	250	500	50					

(2) 当被测液体含有气体时，流量计前应安装气体分离器。

(3) 压力损失与液体流量的平方成正比。液体粘度增加，压力损失也增大。

(4) 故障的检查及排除方法见表 3—10。

表 3—10 椭圆齿轮流量计故障的检查及排除

故障现象	原因	排除方法	备注
椭圆齿轮不转	(1) 管道中有杂物 (2) 被测液体含杂质多 (3) 过滤器损坏，杂质进入表内卡住齿轮	拆洗仪表与管道 修理过滤器	
轴向密封联轴器漏液	密封填料磨损或缺乏密封油	拧紧压盖或更换填料，加填料油	
指针转动不稳定或时走时停	指针、垫圈等有松动或转动件转动不灵活	重新紧固，消除不灵活现象	
小流量误差偏负过大	椭圆齿轮与计量箱壁相碰，可能是因轴承磨损或计量箱壁变形	更换轴承，修理计量箱壁和齿轮变形处，使转动灵活	修理后要重新校定
误差变化过大	流体有大的脉动或含有气体	减少脉动或加装气体分离器	
误差过大，但最大最小误差之差不超过±1%	使用期超过或检修后间隙发生变化	重新校验调整	

二、测　　气

(一) 孔板流量计

1.孔板流量计结构及原理

孔板流量计是根据气体流经孔板装置所形成压差的变化来测量流量。结构原理和测气流程见图 3-9 和图 3-10。

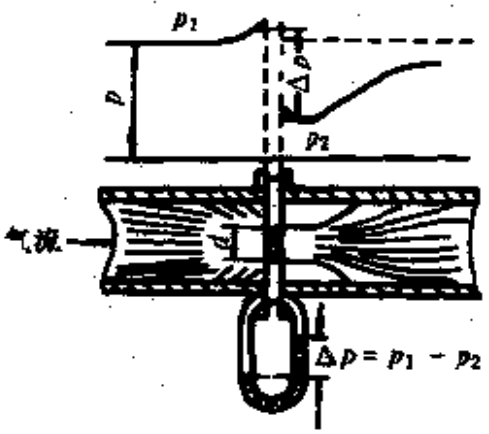


图 3—9　孔板测气原理

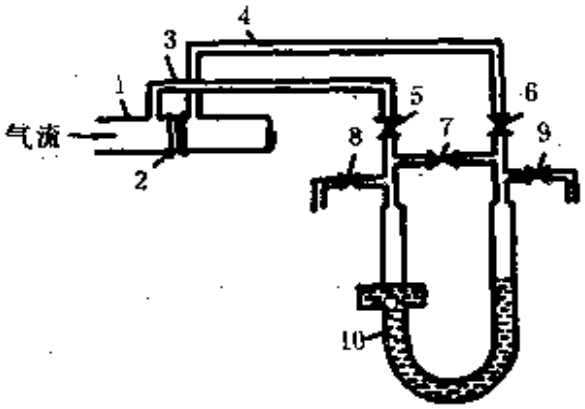


图 3—10　测气流程示意图

1—出气管线；2—档档；3—上流连线；4—下流连线；5—上流阀；6—下流阀；7—平衡阀；8、9—放空阀；10—“U”形玻璃管（内装水银）

2.气量计算

$$Q = 3.238\alpha\varepsilon d^2\sqrt{\frac{293}{T}}\sqrt{\frac{1}{r_g}}\sqrt{\frac{1}{Z}}\sqrt{Hp} \qquad (3—6)$$

为便于使用，现场常取 $\varepsilon \approx 1$，$p < 1.5\text{MPa}$，$Z = 1$，则计算公式简化为

$$Q = C\sqrt{Hp} \qquad (3—7)$$

其中

$$C = 3.238\alpha d^2 \sqrt{\frac{293}{T}} \sqrt{\frac{1}{r_g}} \qquad (3—8)$$

式中 Q——气流量，m^3/d (20℃，0.1MPa)；

p——孔板上流静压，MPa；

d——孔板直径，mm；

Z——天然气压缩系数；

T——孔板前气流温度，K；

H——压差，mmHg（实测）；

r_g——天然气相对密度；

ε——天然气膨胀系数；

α——流量系数。

根据不同的测气管径和孔板直径编制成简化公式见表 3—11。

3.装接方法

根据测量孔板前后压力的导压管的位置不同，流量计装接方法有以下四种：

(1) 法兰接法　见图 3—11。

一般采用下流压为静压，相应温度为气流温度。

(2) 管式接法　见图 3—12。

一般采用上流压为静压，相应温度为气流温度。

(3) 喉式接法　见图 3—13。

一般采用下流压为静压，相应温度为气流温度。

(4) 边角接法　见图 3—14。

边角接法又称环槽式，它的上、下流取压管位于孔板前后端面处。用孔板前后的静压为压差，用其中一个压力（一般采用上流压力）为静压，相应温度为气流温度。这种接法应用很广，本手册所列孔板流量系数 α 值与气体膨胀系数 ε 值均属该接法。

表3—11 测气简化公式

类型	孔板直径,mm		管线直径 mm	d	α	t ℃	r_g	测气公式
	主孔板	副孔板						
50.8mm 双孔板	7	12.08	50	7	0.6920	50	0.62	$Q=\frac{13.3}{\sqrt{Hp}}$
							0.70	$Q=\frac{124.9}{\sqrt{Hp}}$
	10	17.21	50	10	0.6922	50	0.62	$Q=\frac{271.0}{\sqrt{Hp}}$
							0.70	$Q=\frac{255.2}{\sqrt{Hp}}$
	13	22.38	50	13	0.6926	50	0.62	$Q=\frac{458.5}{\sqrt{Hp}}$
							0.70	$Q=\frac{433.2}{\sqrt{Hp}}$
	15	25.82	50	15	0.6931	50	0.62	$Q=\frac{610.3}{\sqrt{Hp}}$
							0.70	$Q=\frac{575.5}{\sqrt{Hp}}$
	17	29.04	50	17	0.6939	50	0.62	$Q=\frac{784.2}{\sqrt{Hp}}$
							0.70	$Q=\frac{739.0}{\sqrt{Hp}}$
	20	33.37	50	20	0.6960	50	0.62	$Q=\frac{1090.0}{\sqrt{Hp}}$
							0.70	$Q=\frac{1024.5}{\sqrt{Hp}}$
	25	39.40	50	25	0.7036	50	0.62	$Q=\frac{1721.5}{\sqrt{Hp}}$
							0.70	$Q=\frac{1619.9}{\sqrt{Hp}}$

续表

类型	孔板直径,mm		管线直径 mm	d	α	t ℃	r_g	测气公式
	主孔板	副孔板						
76.2mm 双孔板	10	17.21	80	10	0.6920	50	0.62	$Q=271.0\sqrt{Hp}$
							0.70	$Q=255.2\sqrt{Hp}$
	12	20.65	80	12	0.6921	50	0.62	$Q=390.2\sqrt{Hp}$
							0.70	$Q=366.8\sqrt{Hp}$
	15	25.83	80	15	0.6922	50	0.62	$Q=609.7\sqrt{Hp}$
							0.70	$Q=573.6\sqrt{Hp}$
	20	34.42	80	20	0.6925	50	0.62	$Q=1084.6\sqrt{Hp}$
							0.70	$Q=1020.4\sqrt{Hp}$
	25	42.96	80	25	0.6933	50	0.62	$Q=1696.2\sqrt{Hp}$
							0.70	$Q=1596.2\sqrt{Hp}$
	30	50.61	80	30	0.6950	50	0.62	$Q=2448.7\sqrt{Hp}$
							0.70	$Q=2304.2\sqrt{Hp}$

续表

类型	孔板直径,mm		管线直径 mm	d	α	t ℃	r_g	测气公式
	主孔板	副孔板						
76.2mm 单孔板	10		80	10	0.6099	50	0.62	$Q=239.1\sqrt{Hp}$
							0.70	$Q=224.5\sqrt{Hp}$
	12		80	12	0.6099	50	0.62	$Q=341.8\sqrt{Hp}$
							0.70	$Q=323.5\sqrt{Hp}$
	15		80	15	0.6110	50	0.62	$Q=537.6\sqrt{Hp}$
							0.70	$Q=506.0\sqrt{Hp}$
	20		80	20	0.6110	50	0.62	$Q=955.0\sqrt{Hp}$
							0.70	$Q=898.0\sqrt{Hp}$
	25		80	25	0.6132	50	0.62	$Q=1500.7\sqrt{Hp}$
							0.70	$Q=1412.2\sqrt{Hp}$
	30		80	30	0.6177	50	0.62	$Q=2176.2\sqrt{Hp}$
							0.70	$Q=2047.8\sqrt{HP}$

4.孔板（图 3—15）

孔板材料　耐腐蚀耐磨损的不锈钢或镀铬碳钢。

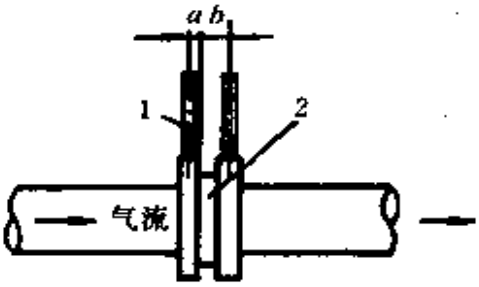


图 3—11　法兰接法

1—测压管；2—孔板；a=25.4mm；b=29.0～31mm

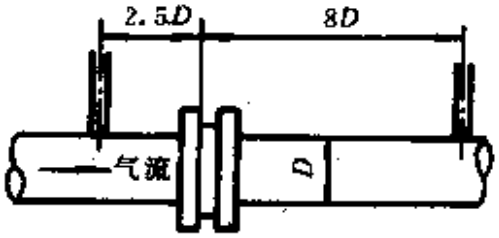


图 3—12　管式接法

孔板厚度　圆柱形部分厚度 $b \leqslant 0.1D$（D 为测气管直径），b=3～6mm，孔眼部分厚度 $a < 0.02D$。

孔板圆锥角为 45°，孔板表面加工要求高精度抛光，进口边缘尖锐，不得有毛刺、缺口或圆角等。

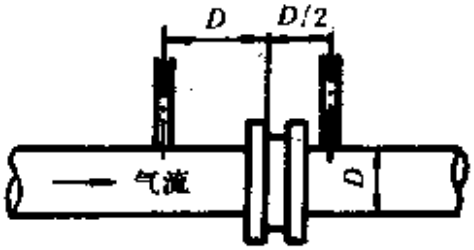


图 3-13　喉式接法

选用孔板时，应考虑孔板的孔径 d 与测气管直径 D 的比值，须使 $0.2 < d/D < 0.8$。在 0.4～0.6 间为宜。

为避免因气体的流速和相对密度变化而引起流量系数变化过大，在截面积较小（D<50mm)的管道上常采用双孔板节流装置，如图 3—16。

双孔板和标准孔板的气量计算方法相同，但所用流量系数不同，计算双孔板的气量时，公式中 d 为主孔板直径。见表 3—15。

5.测气计算系数

(1) 天然气压缩系数 Z 值

天然气压缩系数 Z 值查图 3—17。

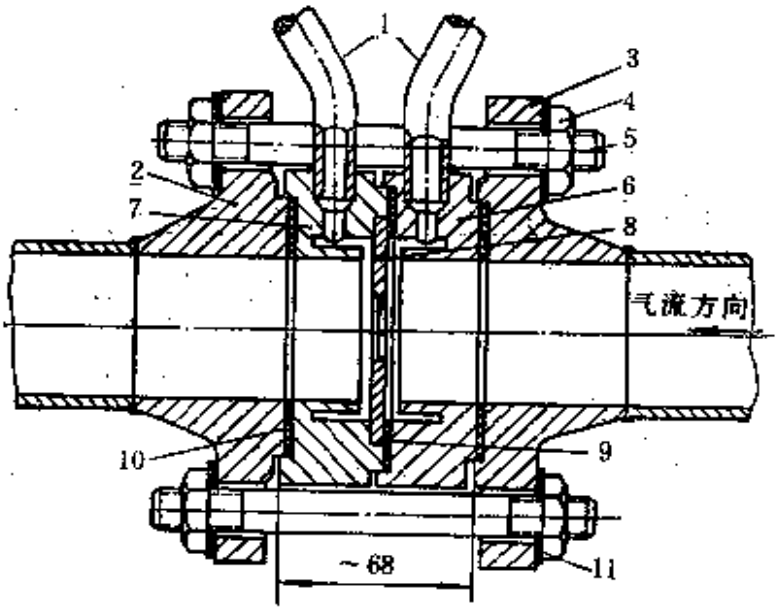


图 3—14　边角接法

1—导压管；2、3—法兰；4—螺母；5—双头螺栓；6—前环室；7—后环室；8—孔板；9、10、11—垫片

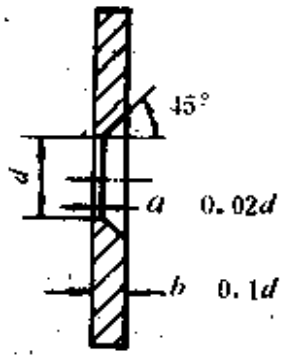


图 3—15　标准孔板

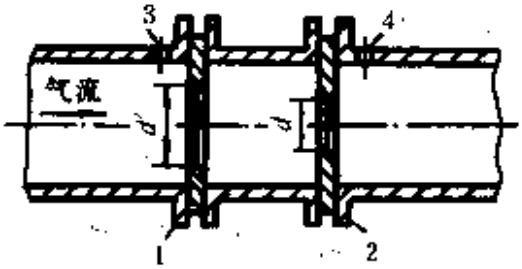


图 3—16　双孔板装置

1—副孔板；2—主孔板 3—接上流导压管；4—接下流导压管；d—主孔板孔板；d'—副孔板孔径

天然气压缩系数的 $\frac{1}{Z}$ 及 $\sqrt{\frac{1}{Z}}$ 数值见表 3—12 和 3—13。

(2) 气体膨胀系数 ε 值　查图 3—18。

(3) 孔板流量系数 α 值

单孔板流量系数 α 值查表 3—14。

双孔板流量系数 α 值查表 3—15。

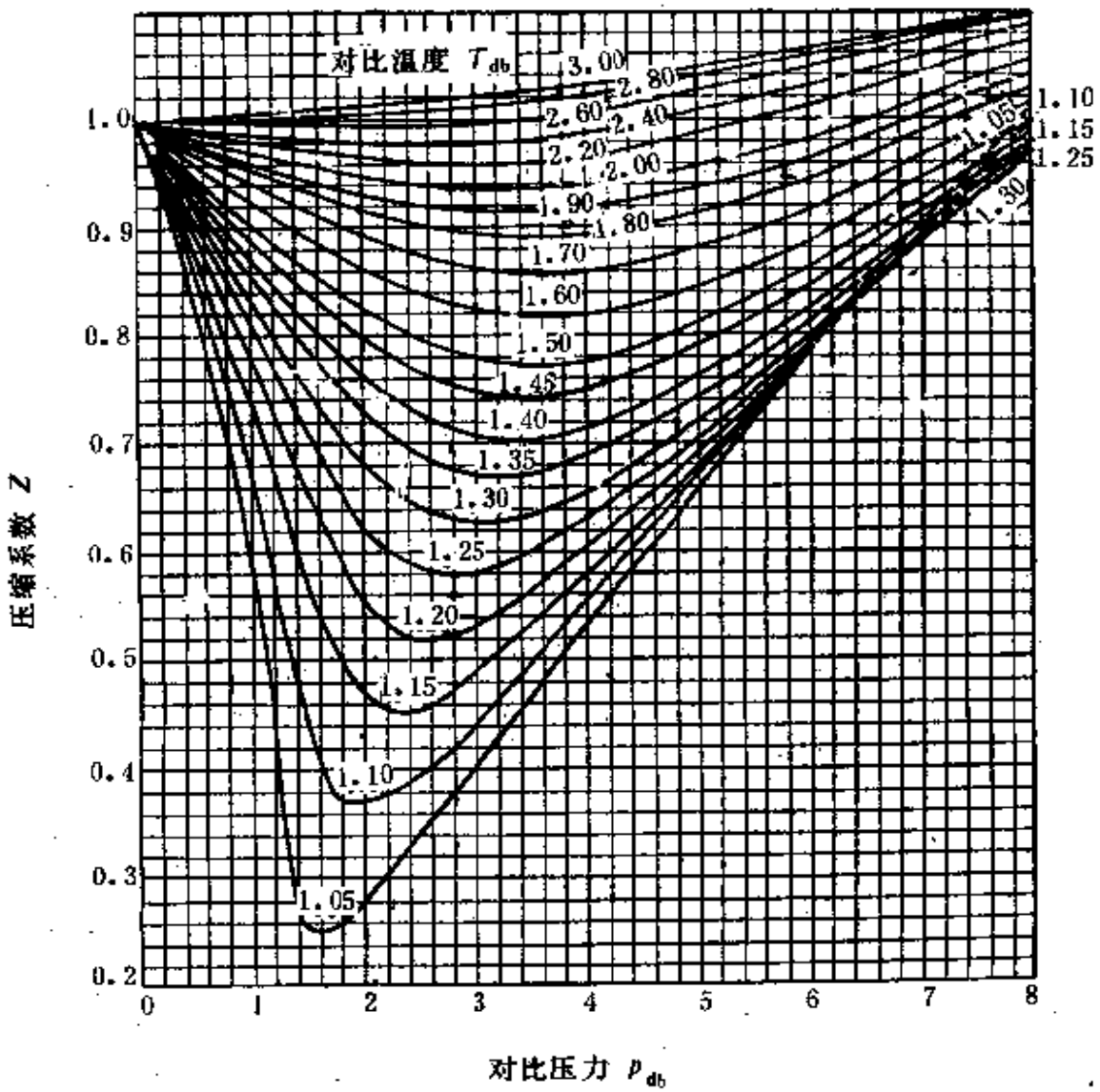


图 3—17　天然气压缩系数图

p_{db}——对比压力，$p_{db}=\dfrac{p}{p_L}$

p——天然气上流压力，MPa（绝对）；

p_L——天然气平均临界压力，MPa（绝对）；

T_{db}——对比温度，$T_{db}=\dfrac{T}{T_L}$

T——天然气上流温度，K；　　T_L——天然气平均临界温度，K

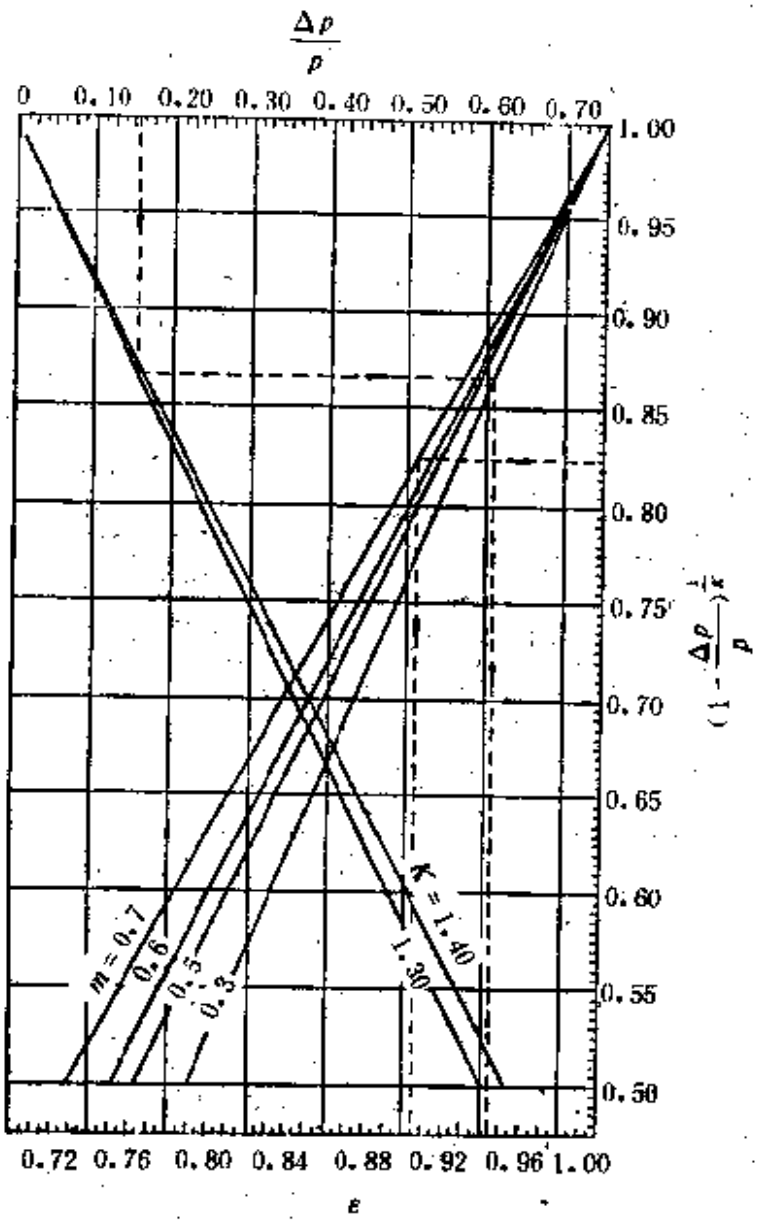


图 3—18　气体膨胀系数 ε 值

m—— $(\frac{\text{孔径}d}{\text{管内径}D})^2$；　　p——静压（绝对压力），MPa；

K——气体绝热指数；　　Δp——压差，MPa

表 3—12　天然气压缩系数的$\frac{1}{Z}$及$\sqrt{\frac{1}{Z}}$数值表（一）

对比压力 p_{db}	对比温度 T_{db}					
	1.2		1.4		1.6	
	$\frac{1}{Z}$	$\sqrt{\frac{1}{Z}}$	$\frac{1}{Z}$	$\sqrt{\frac{1}{Z}}$	$\frac{1}{Z}$	$\sqrt{\frac{1}{Z}}$
0.020	1.004	1.002	1.002	1.001	1.001	1
0.021	1.004	1.002	1.003	1.001	1.001	1
0.022	1.005	1.002	1.003	1.001	1.001	1
0.023	1.005	1.002	1.003	1.001	1.001	1
0.024	1.005	1.002	1.003	1.001	1.002	1.001
0.025	1.005	1.002	1.003	1.001	1.002	1.001
0.026	1.006	1.003	1.003	1.001	1.002	1.001
0.027	1.006	1.003	1.003	1.001	1.002	1.001
0.028	1.006	1.003	1.003	1.001	1.002	1.001
0.029	1.006	1.003	1.004	1.002	1.002	1.001
0.030	1.006	1.003	1.004	1.002	1.002	1.001
0.031	1.007	1.003	1.004	1.002	1.002	1.001
0.032	1.007	1.003	1.004	1.002	1.002	1.001
0.033	1.007	1.003	1.004	1.002	1.002	1.001
0.034	1.007	1.003	1.004	1.002	1.002	1.001
0.035	1.007	1.003	1.004	1.002	1.002	1.001
0.036	1.008	1.004	1.004	1.002	1.002	1.001
0.037	1.008	1.004	1.005	1.002	1.002	1.001
0.038	1.008	1.004	1.005	1.002	1.003	1.001
0.039	1.008	1.004	1.005	1.002	1.003	1.001
0.040	1.009	1.004	1.005	1.002	1.003	1.001
0.041	1.009	1.004	1.005	1.002	1.003	1.001
0.042	1.009	1.004	1.005	1.002	1.003	1.001
0.043	1.009	1.004	1.005	1.002	1.003	1.001
0.044	1.009	1.004	1.005	1.002	1.003	1.001
0.045	1.010	1.005	1.006	1.003	1.003	1.001
0.046	1.010	1.005	1.006	1.003	1.003	1.001
0.047	1.010	1.005	1.006	1.003	1.003	1.001
0.048	1.010	1.005	1.006	1.003	1.003	1.001

续表

对比压力 p_{db}	对比温度 T_{db}					
	1.2		1.4		1.6	
	$\frac{1}{Z}$	$\sqrt{\frac{1}{Z}}$	$\frac{1}{Z}$	$\sqrt{\frac{1}{Z}}$	$\frac{1}{Z}$	$\sqrt{\frac{1}{Z}}$
0.049	1.010	1.005	1.006	1.003	1.003	1.001
0.050	1.010	1.005	1.006	1.003	1.003	1.001
0.051	1.011	1.005	1.006	1.003	1.003	1.001
0.052	1.011	1.005	1.007	1.003	1.003	1.001
0.053	1.011	1.005	1.007	1.003	1.004	1.002
0.054	1.011	1.005	1.007	1.003	1.004	1.002
0.055	1.012	1.006	1.007	1.003	1.004	1.002
0.056	1.012	1.006	1.007	1.003	1.004	1.002
0.057	1.012	1.006	1.007	1.003	1.004	1.002
0.058	1.012	1.006	1.007	1.003	1.004	1.002
0.059	1.012	1.006	1.007	1.003	1.004	1.002
0.060	1.013	1.006	1.008	1.004	1.004	1.002
0.061	1.013	1.006	1.008	1.004	1.004	1.002
0.062	1.013	1.006	1.008	1.004	1.004	1.002
0.063	1.013	1.006	1.008	1.004	1.004	1.002
0.064	1.014	1.007	1.008	1.004	1.004	1.002
0.065	1.014	1.007	1.008	1.004	1.004	1.002
0.066	1.014	1.007	1.008	1.004	1.004	1.002
0.067	1.014	1.007	1.008	1.004	1.005	1.002
0.068	1.014	1.007	1.009	1.004	1.005	1.002
0.069	1.015	1.007	1.009	1.004	1.005	1.002
0.070	1.015	1.007	1.009	1.004	1.005	1.002

表 3—13　天然气压缩系数的$\frac{1}{Z}$及$\sqrt{\frac{1}{Z}}$数值表（二）

对比压力 p_{db}	对比温度 T_{db}											
	1.2		1.3		1.4		1.5		1.6		1.8	
	$\frac{1}{Z}$	$\sqrt{\frac{1}{Z}}$	$\frac{1}{Z}$	$\sqrt{\frac{1}{Z}}$	$\frac{1}{Z}$	$\sqrt{\frac{1}{Z}}$	$\frac{1}{Z}$	$\sqrt{\frac{1}{Z}}$	$\frac{1}{Z}$	$\sqrt{\frac{1}{Z}}$	$\frac{1}{Z}$	$\sqrt{\frac{1}{Z}}$
0.10	1.021	1.010	–	–	1.012	1.006	–	–	1.006	1.003	–	–
0.15	1.033	1.016	–	–	1.018	1.009	–	–	1.010	1.005	–	–
0.20	1.045	1.022	–	–	1.024	1.012	–	–	1.013	1.006	–	–
0.25	1.056	1.028	–	–	1.030	1.015	–	–	1.016	1.008	–	–
0.30	1.067	1.033	–	–	1.036	1.018	–	–	1.019	1.009	–	–
0.35	1.080	1.039	–	–	1.042	1.021	–	–	1.022	1.011	–	–
0.40	1.092	1.045	–	–	1.049	1.024	–	–	1.026	1.013	–	–
0.45	1.105	1.051	–	–	1.054	1.027	–	–	1.029	1.014	–	–
0.50	1.117	1.057	–	–	1.060	1.030	–	–	1.032	1.016	–	–
0.55	1.131	1.063	1.092	1.045	1.067	1.033	1.052	1.026	1.035	1.017	1.027	1.013
0.60	1.145	1.070	1.101	1.049	1.074	1.036	1.057	1.028	1.038	1.019	1.029	1.014
0.65	1.159	1.076	1.111	1.054	1.080	1.039	1.062	1.031	1.043	1.021	1.032	1.016
0.70	1.174	1.084	1.120	1.058	1.087	1.042	1.067	1.033	1.045	1.023	1.034	1.017
0.75	1.189	1.090	1.130	1.063	1.094	1.046	1.072	1.035	1.049	1.024	1.036	1.018
0.80	1.205	1.097	1.140	1.068	1.101	1.049	1.078	1.038	1.053	1.026	1.038	1.019

续表

对比压力 p_{db}	对比温度 T_{db}											
	1.2		1.3		1.4		1.5		1.6		1.8	
	$\frac{1}{Z}$	$\sqrt{\frac{1}{Z}}$	$\frac{1}{Z}$	$\sqrt{\frac{1}{Z}}$	$\frac{1}{Z}$	$\sqrt{\frac{1}{Z}}$	$\frac{1}{Z}$	$\sqrt{\frac{1}{Z}}$	$\frac{1}{Z}$	$\sqrt{\frac{1}{Z}}$	$\frac{1}{Z}$	$\sqrt{\frac{1}{Z}}$
0.85	1.221	1.105	1.151	1.072	1.107	1.052	1.083	1.040	1.056	1.028	1.040	1.020
0.90	1.239	1.113	1.160	1.077	1.115	1.056	1.088	1.043	1.059	1.029	1.042	1.021
0.95	1.256	1.121	1.172	1.083	1.121	1.058	1.094	1.046	1.063	1.031	1.044	1.022
1.00	1.274	1.129	1.183	1.087	1.129	1.062	1.100	1.049	1.066	1.033	1.045	1.022
1.05	1.292	1.137	1.193	1.092	1.136	1.066	1.105	1.051	1.070	1.034	1.047	1.023
1.10	1.311	1.145	1.205	1.097	1.143	1.069	1.110	1.054	1.073	1.035	1.048	1.024
1.15	1.330	1.153	1.215	1.102	1.151	1.072	1.115	1.056	1.075	1.036	1.050	1.025
1.20	1.350	1.162	1.227	1.108	1.157	1.075	1.120	1.058	1.079	1.038	1.052	1.026
1.25	1.370	1.170	1.238	1.113	1.166	1.080	1.125	1.060	1.082	1.040	1.054	1.027
1.30	1.389	1.179	1.250	1.118	1.174	1.084	1.130	1.063	1.086	1.042	1.056	1.028
1.35	1.408	1.186	1.263	1.123	1.182	1.087	1.135	1.065	1.089	1.043	1.057	1.028
1.40	1.431	1.196	1.276	1.130	1.190	1.091	1.139	1.067	1.092	1.045	1.059	1.029
1.45	1.451	1.204	1.289	1.135	1.198	1.095	1.144	1.070	1.095	1.046	1.060	1.030
1.50	1.473	1.213	1.302	1.141	1.206	1.098	1.149	1.072	1.099	1.048	1.063	1.031

表 3—14　单孔板的流量系数 α

d/D	Dg50	Dg100	Dg200	Dg300	d/D	D_g50	D_g100	D_g200	D_g300
0.20	—	0.6085	0.6041	0.6007	0.46	0.6309	0.6259	0.6204	0.6171
0.22	—	0.6088	0.6042	0.6009	0.47	0.6326	0.6275	0.6219	0.6186
0.24	0.6129	0.6092	0.6045	0.6012	0.48	0.6340	0.6292	0.6236	0.6203
0.26	0.6134	0.6097	0.6050	0.6016	0.49	0.6363	0.6310	0.6253	0.6221
0.28	0.6141	0.6103	0.6055	0.6022	0.50	0.6382	0.6328	0.6271	0.6240
0.30	0.6151	0.6111	0.6063	0.6028	0.51	0.6403	0.6348	0.6290	0.6259
0.32	0.6164	0.6122	0.6072	0.6038	0.52	0.6424	0.6368	0.6310	0.6273
0.34	0.6179	0.6134	0.6084	0.6043	0.53	0.6446	0.6380	0.6330	0.6300
0.36	0.6195	0.6148	0.6097	0.6063	0.54	0.6458	0.6411	0.6351	0.6322
0.38	0.6214	0.6166	0.6113	0.6079	0.55	0.6494	0.6436	0.6375	0.6345
0.40	0.6234	0.6184	0.6131	0.6098	0.56	0.6521	0.6461	0.6406	0.6370
0.41	0.6241	0.6195	0.6141	0.6107	0.57	0.6549	0.6489	0.6427	0.6397
0.42	0.6253	0.6206	0.6152	0.6119	0.58	0.6579	0.6516	0.6455	0.6425
0.43	0.6266	0.6218	0.6161	0.6181	0.59	0.6611	0.6549	0.6486	0.6455
0.44	0.6280	0.6231	0.6176	0.6143	0.60	0.6644	0.6582	0.6517	0.6486
0.45	0.6294	0.6245	0.6190	0.6156	0.61	0.6679	0.6617	0.6531	0.6520

续表

d/D	Dg50	Dg100	Dg200	Dg300	d/D	D_g50	D_g100	D_g200	D_g300
0.62	0.6716	0.6653	0.6586	0.6555	0.77	0.7577	0.7498	0.7418	0.7367
0.63	0.6755	0.6691	0.6628	0.6591	0.78	0.7661	0.7581	0.7499	0.7447
0.64	0.6795	0.6730	0.6663	0.6630	0.79	0.7749	0.7669	0.7585	0.7531
0.65	0.6838	0.6773	0.6704	0.6670	0.80	0.7845	0.7762	0.7677	0.7621
0.66	0.6883	0.6816	0.6747	0.6712	0.81	0.7947	0.7863	0.7777	0.7718
0.67	0.6930	0.6863	0.6792	0.6757	0.82	0.8060	0.7973	0.7885	0.7824
0.68	0.6983	0.6915	0.6843	0.6806	0.83	0.8183	0.8094	0.8004	0.7941
0.69	0.7035	0.6966	0.6894	0.6856	0.84	0.8311	0.8220	0.8128	0.8062
0.70	0.7091	0.7021	0.6948	0.6909	0.85	0.8447	0.8354	0.8260	0.8291
0.71	0.7147	0.7089	0.7005	0.6965	0.86	0.8595	0.8500	0.8403	0.8331
0.72	0.7212	0.7140	0.7066	0.7023	0.87	0.8755	0.8657	0.8557	0.8483
0.73	0.7277	0.7204	0.7129	0.7085	0.88	0.8928	0.8826	0.8724	0.8647
0.74	0.7347	0.7273	0.7196	0.7151	0.89	0.9116	0.9012	0.8906	0.8826
0.75	0.7419	0.7344	0.7266	0.7219	0.90	0.9321	0.9233	0.9103	0.9020
0.76	0.7499	0.7421	0.7342	0.7282					

注:D—测气管线内径,mm;

d—孔板孔径,mm。

表 3—15　双孔板的流量系数 α

d/D	d'/D	α	d/D	d'/D	α	d/D	d'/D	α
0.00	0.0000	0.6920	0.15	0.2582	0.6921	0.30	0.5164	0.6931
0.01	0.0172	0.6920	0.16	0.2754	0.6921	0.31	0.5330	0.6933
0.02	0.0344	0.6920	0.17	0.2926	0.6921	0.32	0.5512	0.6935
0.03	0.0516	0.6920	0.18	0.3098	0.6921	0.33	0.5651	0.6937
0.04	0.0688	0.6920	0.19	0.3270	0.6922	0.34	0.5807	0.6938
0.05	0.0861	0.6920	0.20	0.3442	0.6922	0.35	0.5959	0.6942
0.06	0.1033	0.6920	0.21	0.3615	0.6922	0.36	0.6109	0.6945
0.07	0.1205	0.6920	0.22	0.3787	0.6923	0.37	0.6255	0.6948
0.08	0.1377	0.6920	0.23	0.3959	0.6924	0.38	0.6397	0.6952
0.09	0.1550	0.6920	0.24	0.4131	0.6924	0.39	0.6537	0.6956
0.10	0.1721	0.6920	0.25	0.4303	0.6925	0.40	0.6674	0.6960
0.11	0.1833	0.6920	0.26	0.4475	0.6926	0.41	0.6807	0.6965
0.12	0.2065	0.6920	0.27	0.4657	0.6927	0.42	0.6937	0.6971
0.13	0.2238	0.6920	0.28	0.4819	0.6929	0.43	0.7065	0.6975
0.14	0.2410	0.6920	0.29	0.4991	0.6930	0.44	0.7199	0.6983

续表

d/D	d'/D	α	d/D	d'/D	α	d/D	d'/D	α
0.45	0.7311	0.6990	0.58	0.8629	0.7159	0.71	0.9480	0.7584
0.46	0.7430	0.6998	0.59	0.8711	0.7180	0.72	0.9545	0.7634
0.47	0.7545	0.7005	0.60	0.8790	0.7203	0.73	0.9577	0.7686
0.48	0.7658	0.7018	0.61	0.8867	0.7227	0.74	0.9612	0.7743
0.49	0.7768	0.7025	0.62	0.8940	0.7253	0.75	0.9652	0.7802
0.50	0.7875	0.7036	0.63	0.9002	0.7281	0.76	0.9688	0.7865
0.51	0.7979	0.7047	0.64	0.9079	0.7311	0.77	0.9722	0.7929
0.52	0.8082	0.7060	0.65	0.9144	0.7343	0.78	0.9756	0.8003
0.53	0.8179	0.7073	0.66	0.9207	0.7371	0.79	0.9784	0.8077
0.54	0.8275	0.7088	0.67	0.9266	0.7413	0.80	0.9811	0.8157
0.55	0.8388	0.7110	0.68	0.9324	0.7452	0.81	0.9836	0.8241
0.56	0.8458	0.7120	0.69	0.9378	0.7493	0.82	0.9869	0.8329
0.57	0.8546	0.7138	0.70	0.9430	0.7537	0.83	0.9880	0.8423

注:D—测气管线内径,mm;d—主孔板孔径,mm;d′—副孔板孔径,mm。

（二）气体腰轮流量计

气体腰轮流量计是一种容积式流量计，具有量程宽、压力损失低、计量精度高等特点，适用于油井伴生气精确计量。

1.结构

气体腰轮流量计由主机和表头两部分组成，如图 3—19 所示。

主机中的转子同步驱动齿轮、壳体及前后隔板、轴承等是决定流量性能好坏的关键部件。

表头主要包括壳体、磁性联轴器（内磁钢）、减速齿轮系、校正齿轮组、积算计数器、发讯磁钢、电传感器件（发讯器）等。

2.工作原理

气体腰轮流量计与量油的腰轮流量计的测量原理相同，这里不再重复。

气体腰轮流量计转子转动的周数通过磁性联轴器、减速齿轮系传递到积算计数器，从而指示出气体的流量值，同时与转子同步旋转的发讯磁钢通过传感器每转向二次仪表发出三个脉冲信号。该流量计配套二次仪表，可以实现温度、压力的自动补偿，直接显示气体的标准体积量，见图 3—20。

3.技术参数

见表 3—16。

表 3—16　气体腰轮流量计技术参数

型号	公称通径 mm	工作压力 MPa	工作温度 ℃	流量范围 m^3/h	压力损失 Pa	精度等级
LLQ50	50	1	0～80	8.5～85	400	1
LLQ-40	40	1	0～80	4.25～42.5	400	1

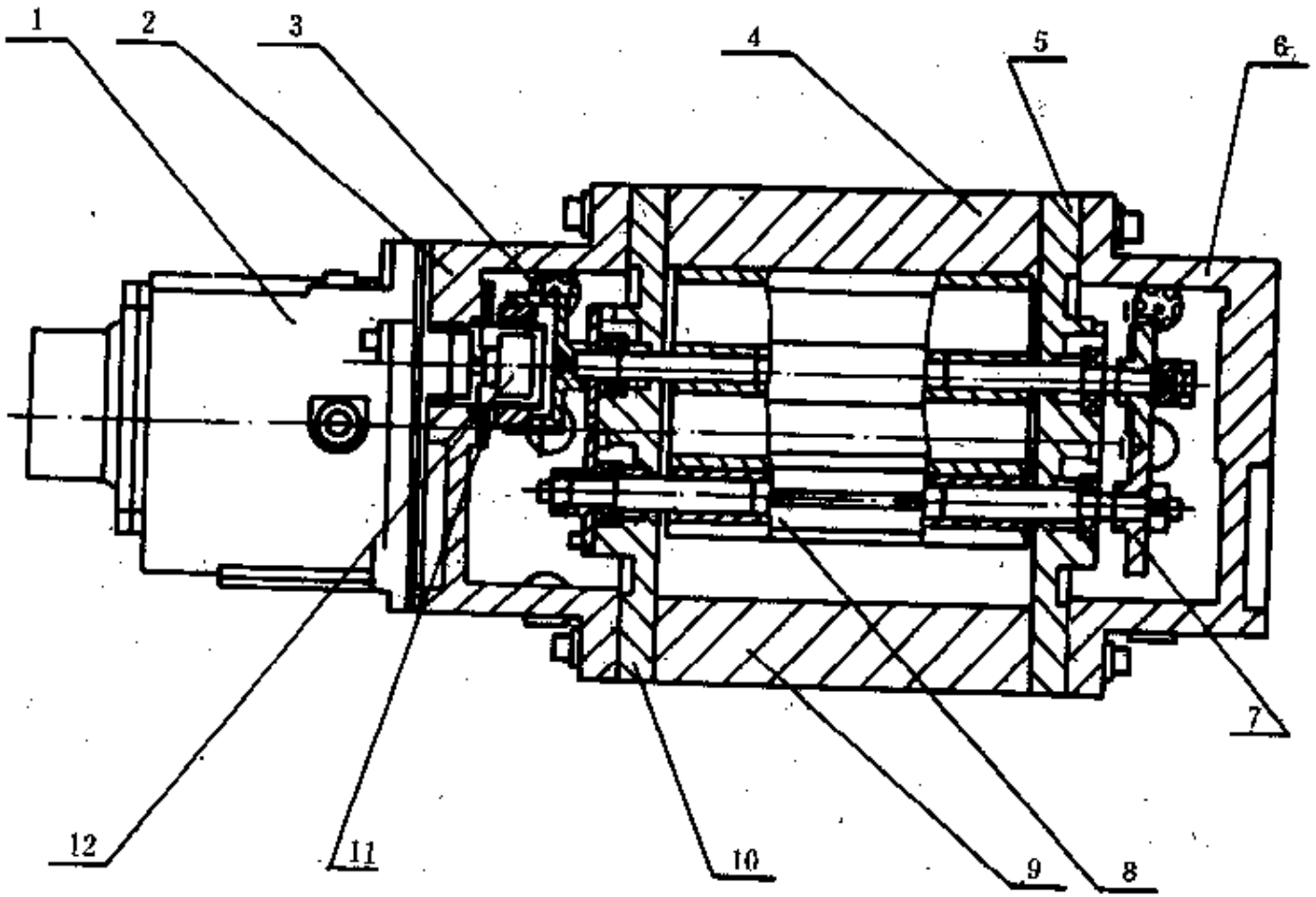


图 3—19 气体腰轮流量计结构图

1—表头；2—前端盖；3—磁性联轴器（外磁钢）；4—壳体；5—后隔板；6—后端盖；7—驱动齿轮及甩油片；8—转子；9—轴承；10—前隔板；11—密封帽；12—磁性联轴器（内磁钢）

4.气体腰轮流量计的选用

气体腰轮流量计参数表中给出的流量范围是指工作条件下的流量，而通常所说的产气量是指标准状态（0.101325MPa，20℃）下的流量。因此，选用时应将油井最大产气量换算为工作状态下的气量，然后根据流量计参数表进行选择。

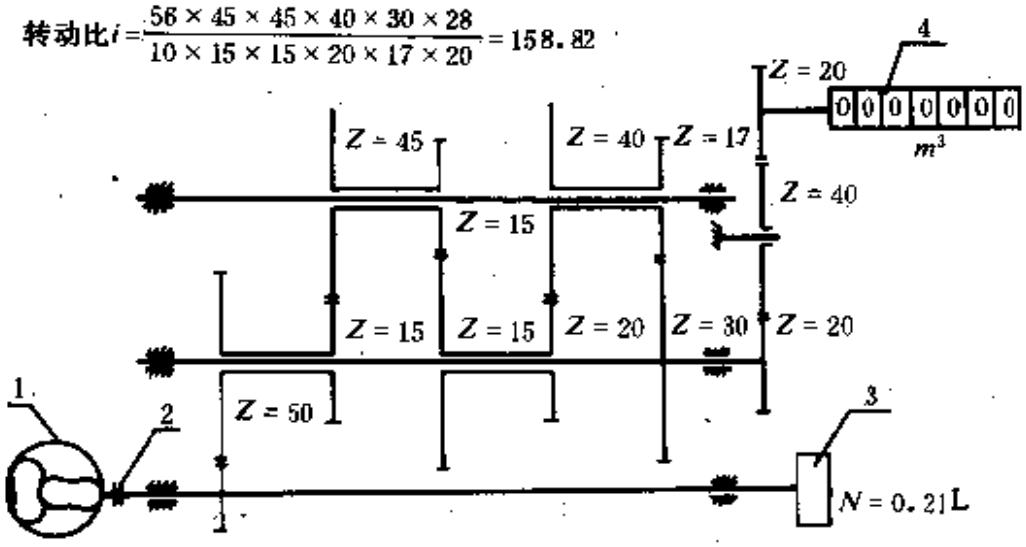


图 3—20　气体腰轮流量计表头传动示意图

1—主机；2—磁性联轴器；3—发讯磁钢；4—计数器

标准状态和工作状态下的流量换算公式如下：

$$Q_n = K_T K_p Q \tag{3—9}$$

式中　Q_n——标准状态（0.101325MPa，20℃）下的气体量，标 m^3/h；

K_T——温度修正系数，

$$K_T = \frac{273.15+20}{273.15+t} \tag{3—10}$$

K_p——压力修正系数，

$$K_p = \frac{p + p_a}{p_n} \tag{3—11}$$

t——工作状态下气体温度，℃；

p——工作状态下气体压力，MPa；

p_a——工作地点的大气压力，MPa；

p_n——标准大气压力，$P_n = 0.101325$MPa；

Q——流量计流量，m^3/h。

例 3—1 计量间分离器排气管的工作压力为 0.15MPa，工作温度为 35℃，产气量为 180 标 m^3/h，试选择气体腰轮流量计。

解 根据式（3—9）

$$\begin{aligned} Q &= Q_n / (K_T K_p) \\ &= 180 / \left(\frac{273.15 + 20}{273.15 + 35} \times \frac{0.10146 + 0.15}{0.101325}\right) \\ &= 77.92 \ (m^3/h) \end{aligned}$$

查表 3—17，选用 LLQ—50 型气体腰轮流量计。

5.使用与维修

(1) 流量计投入运行时，应首先打开旁通阀和进口阀，然后再打开出口阀，使流量计先低速运转几分钟，仔细听是否有摩擦声和振动声。如无问题，可逐渐关小旁通阀，直到气流全部通过流量计。

(2) 流量计计数器指示的流量为工况下实际流过的气体体积。若需换算为标准状态下气体体积，可按下式进行

$$Q_n = \frac{(273.15 + 20)\quad (p + p_a)}{0.101325\quad (273.15 + t)} Q$$

式中符号意义同前。

(3) 气体腰轮流量计常见故障原因及处理方法见表 3—17。

表 3—17 气体腰轮流量计常见故障及处理方法

故障现象	原因分析	处理方法
记录器无流量	管路不通或流量计内部件未装好 仪表连接有问题 表头磁性连轴器不起作用	检查管路进出口阀是否打开，流量计拆下的部件是否都装好 检查仪表连接是否正确 检查传动销是否切断，停止并重新运转流量计
流量低	流量计量程太大 流量计旁通泄流	增大流量或换小口径流量计 检查旁通各阀是否关严
差压高	转子与壳体摩擦或运转时间太长 润滑油太多，太稠 转子、壳体或其它部件上有沉垢 轴承磨损	用手转动转子是否灵活，拆下端盖，重新固定转子，检查流量计位置 检查油位，更换润滑油 拆下清洗并更换损坏件 更换轴承
振动	流量计水平未校准 转子与壳体摩擦 轴承或齿轮磨损 转子有沉垢	校准流量计水平 其余见上

(三) LQR 型旋叶容积式气体流量计

1.结构

旋叶容积式流量计由以下三个主体部分构成（参见图 3—

21)：

(1) 由两个同心圆筒构成的环形计量室；

(2) 在被测气流驱动下，可以自由转动的四片旋叶组件。旋叶间恒定的计量室可通过定容积的气体。

(3) 与四片旋叶组件同方向旋转的活门。其作用是防止气流从进出口间直接流通。

2.工作原理

如图 3—21 所示，流量计工作过程如下：

位置Ⅰ　当气体进入入口 A 时，在进出气流的压差作用下，旋叶组件转动，同时通过齿轮转动活门，这时旋叶 V_2 正处在活门凹面内。

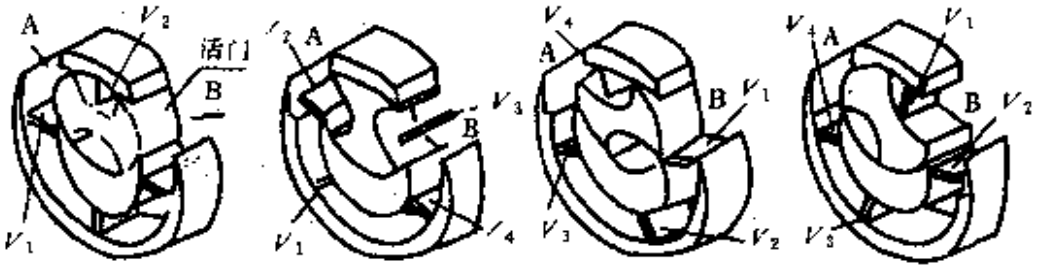


图 3—21　旋叶容积式流量计测量原理图

位置Ⅱ　旋叶 V_2 已通过活门凹处，在气流推动下继续转动，气体已进入活门凹面处。

位置Ⅲ　旋叶 V_4 正通过活门，此时旋叶 V_1 抵达出口 B 处。从图中可以看出，弧形计量室内至少有两片旋叶提供对气体的密封，而活门则起大面积密封的作用。

位置Ⅳ　旋叶 V_1 正进入治凹口，而被计量的气体从出口 B 处排出。这样周而复始地计量气体体积流量。

3.技术参数

主要技术参数和典型特性曲线见表 3—18 和图 3—22。

表 3—18　旋叶容积式流量计技术参数

型号	通径 mm	最大流量 m^3/h	工作温度 ℃	精度等计
LQR—50	50	100	−40～+60	1.5
LQR—80	80	100	−40～+60	1.5

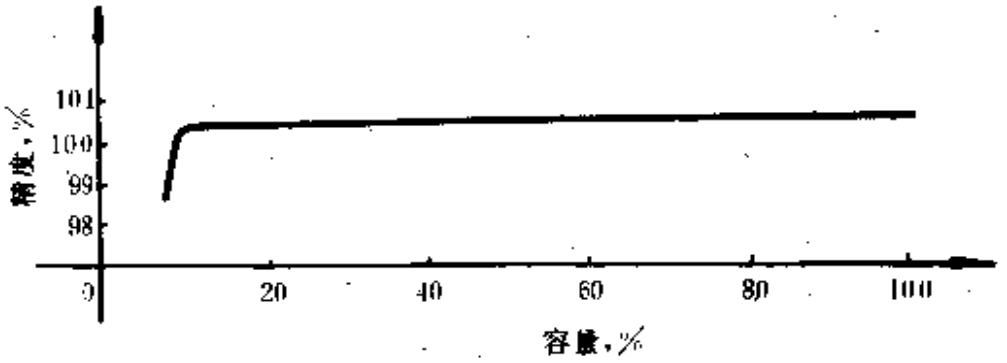


图 3—22　旋叶容积式流量计典型特性典线

流量与压力对应表见表 3—19。

4.使用与维修

(1) 流量计显示的读数是在管道实际的工作压力和温度下的实际容量体积，可按式 (3—9) 换算成标准状态下的体积。

(2) 安装时，可以改变流量计中换向蜗杆的位置，以适应不同流向的气流，而表体位置保持不变。

(3) 应根据介质净化程度及使用时间的长短，来定期清洗和更换轴承及滚轮等易损件。

表 3—19　旋叶容积式流量计流量与压力对应表

工作压力，kPa		2	5	10	20	50	100	200	300	500	700
流量 m^3/h	LQR—50	102	105	110	120	149	199	295	590	790	890
	LQR—80	160	168	176	192	240	320	475	630	950	1270
工作压力，kPa		800	900	1000	1200	1500	1900	2000	3000	3500	4000
流量 m^3/h	LQR—50	490	1090	1170	1280	1580	1980	2050	3050	3550	4050
	LQR—86	1420	1580	1740	2050	2550	3150	3300	4900	5700	6500

三、原油含水率测量

原油含水率的测量准确与否，直接影响着原油产量的准确。原油含水率可用化验方法确定，在集油站和输油站也采用测量仪表。原油含水率的测量仪表属于分析仪表类，目前常用的有微波法原油含水分析仪、电容法原油含水分析仪、短波吸收法原油含水分析仪和差压法原油含水分析仪等，这些仪表的在线分析误差均为±3%。

(一) 微波原油含水分析仪

1.原理

该仪器采用微波失衡电桥电路，根据匹配魔T的特性，利用含水原油与无水原油电阻的差异，用微波反映到传感器上，从而引起相位差异，返回时桥路失去平衡。根据此信号与含水成比例关系，测出原油的含水率。

测量原理图见图3—23。

2.技术参数

型号	WST-2
测量范围	含水量0～20%的原油
分辨能力	0.025%含水量
精度	±0.05%
工作方式	连续测量
输出方式	功率表头或记录仪
消耗功率	＜2000W
使用条件	原油温度范围40～60℃
	进口压力0.18～0.25MPa
	环境温度15～35℃
	电源50Hz　22V±10%
	要求防震

(二) 电容法原油含水分析仪

1.结构原理

该仪器利用原油乳化液的介电系数是含水率的函数这一原理，用特制的电容探头检测原油介电系数的变化，并通过专用的电子线路实现被测量与电量的转换，由此测量原油的含水率。

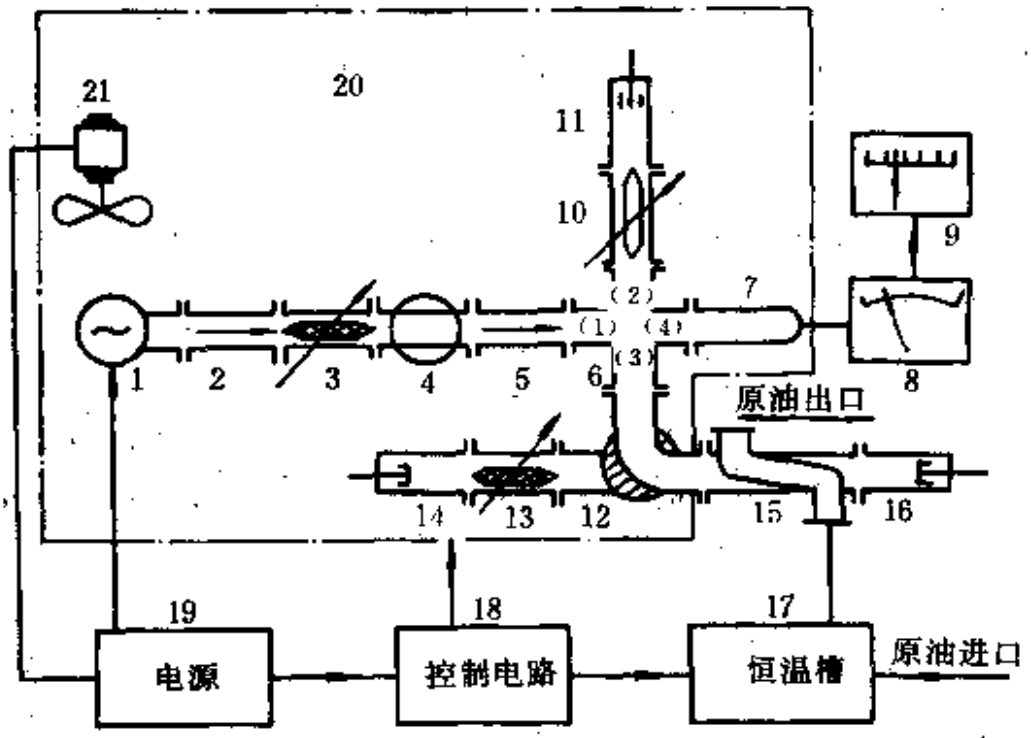


图 3—23　微波原油含水分析仪原理图

1—微波源；2—隔离器；3，10，13—可变衰减器；4—频率计；5—魔 T；7—热敏电阻检波器；8—小功率计；9—记录仪；11，14，16—可调短路活塞；12—波导开关；15—传感器；17—油样恒温槽；18—恒温控制电路；19—电源；20—主机恒温箱；21—风扇电动机

电容传感器结构示意图见图 3—24。

2.技术参数

测量范围　　含水率 0～50%

温度飘移量　　<0.5%，10～40℃时

静态飘移量　　<1%，8h 内

非线性度　　优于 1%

电源　　24V DC±15%

功率消耗　　<3W

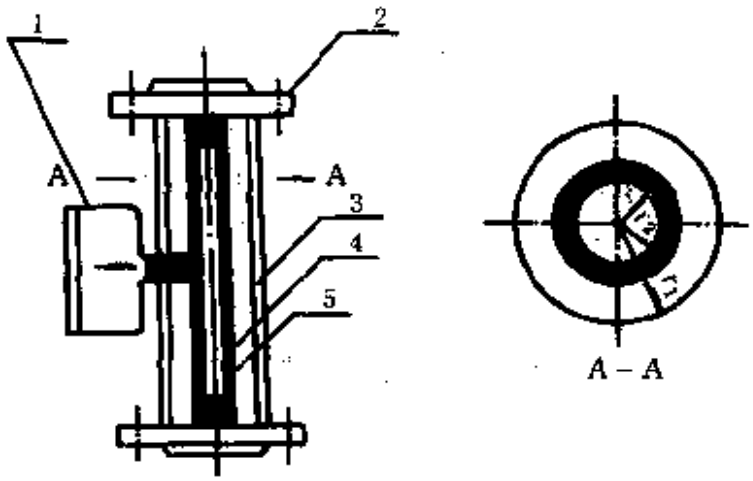


图 3—24　电容传感器结构示意图

1—电容变送器；2—传感法兰；3—传感器筒体；4—探头补偿衬套；；

r—电容探头半径；r_1—电容筒体内径

3.使用与维修

(1) 该仪器要求在油包水型原油乳化液中使用。

(2) 常见故障分析见表 3—20。

(三) 振动式密度计

1.结构

见图 3—25。

2.原理

如图 3—25 所示，振动管是密度计的主要部件，是一个振动元件。振动管在振动过程中，使检测线圈的磁阻发生周期性变化，这样就在检测线圈中感应出与振动管振动频率相一致的交流电信号，此信号的振荡周期与流经振动管的液体质量成正比。用检测线圈组取出振动管的振动信号。这样，当含水原油从振动管中流过时，即可测量其振动频率，从而按照一定的函数关系就可以计算出流过液体的密度。激磁线用作维持振动管等幅振动。

表 3—20　原油电容含水分析仪故障分析

故障现象	原因分析
无输出	(1) 电源或讯号输出线开路或虚焊 (2) 供电电源接反，仪表不工作 (3) 振荡器停振，振荡管损坏或电感线圈开路 (4) 电容探头引出线断或虚焊 (5) 恒流级 3DG27 损坏或取样电路开路 (6) 恒流级 62.5Ω 电阻虚焊或开路
误差大	(1) 未标定准确，应重新标定 (2) 进分析仪前油水分离效果太差，含游离水太多
输出波动大	(1) 油中含大量游离气 (2) 油中含大量游离水 (3) 电路中个别元件出现虚焊点（因长期锈蚀）

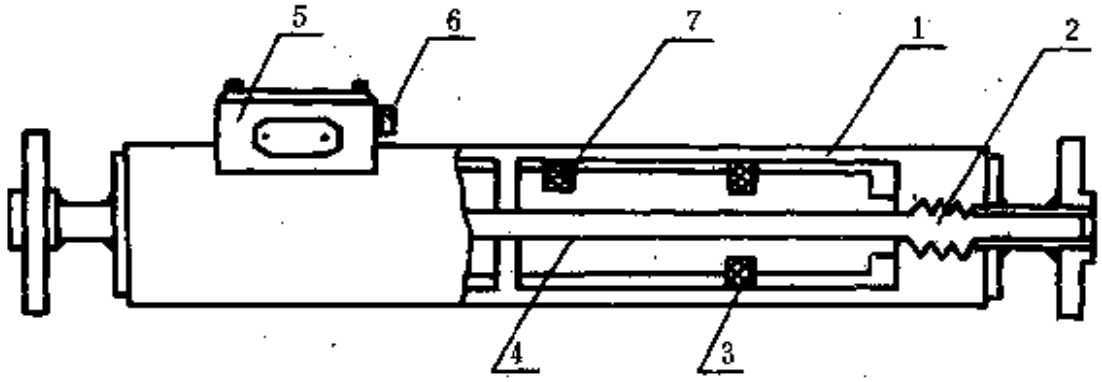


图 3—25　8840 型振动式密度计

1—外壳；2—减振器；3—激磁线圈；4—振动管；5—鞍状微型放大器；6—电缆入口；7—检测线圈

振动式密度计的电原理框图见图 3—26。

3.技术参数

见表 3—21。

表 3—21 振动式密度计技术参数表

参数	型号		
	SMI	SMJ-1	8840 型
密度测量范围 kg/m^3	700～1000	700～1000	600～1200
温度范围，℃	20～70	10～80	−30～80
温度修正系数 (g/cm^3) /℃	0.5	0.3	典型 ± 0.1 最大 ± 0.3 密度为 850kg / m^3， 无补偿时
压力范围，MPa	0～6	常压 1.6 高压 6	0～5
压力修正系数 (g/cm^3) / MPa	0.1	0.3	± 2 密度为 850kg / cm^3， 压力为 3MPa， 无补偿时
综合极限误差 kg/m^3	1	1	0.0005
输出信号	0～9V 周期脉冲方波	大于 4.5V 矩形方波	0～15V 脉冲信号
工作电压，V	+24，+5	24	15～18（30mA）
防爆等级	B_2C		dBⅡT_4
外形尺寸，mm	600×160×180		φ155×1030
重量，kg	50	35	15

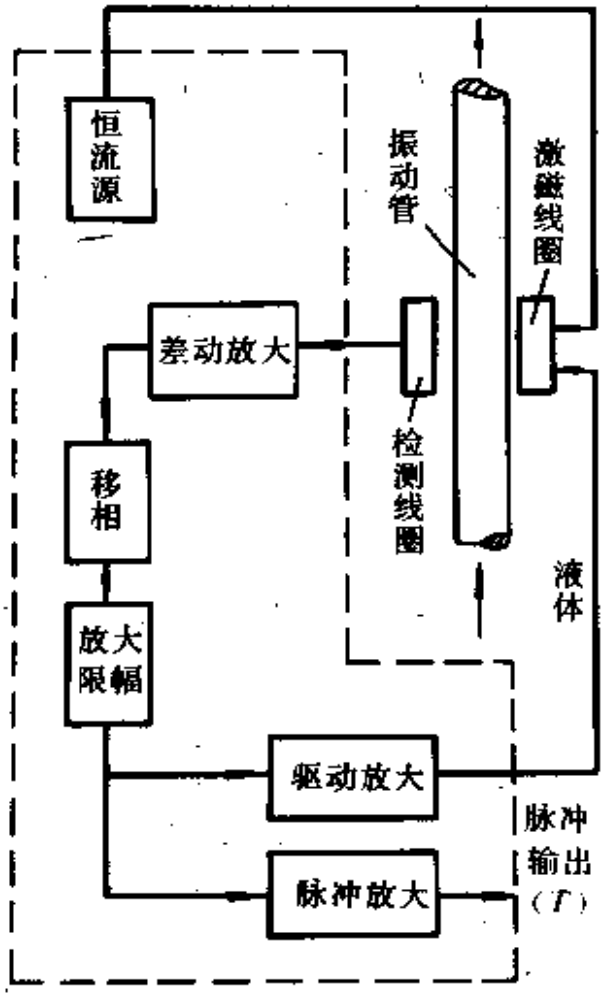


图 3—26　振动式密度计电原理框图

4.使用与维修

（1）为避免使用中振动剧烈，安装密度计时，底脚应加橡胶垫减震。

（2）为避免产生气泡，确保测量精度要求，密度计应采取垂直安装形式，液体应自下而上流过。

（3）为保持振动管内壁清洁，确保测量精度，必须定期清洗振动管。清洗时先用汽油将管道及波纹管内的附着物清洗掉，待汽油挥发干后，再用肥皂水冲洗振动管内壁，最后用清水或自来水冲洗。

（4）密度计经维修和清洗后，应重新进行检定。

（四）差压式含水分析仪

1.结构

差压式含水分析仪是一种在线连续测量仪表。由差压比率管、差压变送器、温度变送器、温度传感器、刮板流量计、光电发讯器和主机（包括打印机、双隔离配电器及齐纳安全栅等）组成。

2.原理

差压式含水分析仪由一次仪表提供三个信号。即垂直安装在油气分离器下游特制取压管段上的比率管，将被测介质的质量变化转变为差压变化，再经差压变送器变换为相应的模拟电压信号；安装在管道上的温度传感器经温度变送器输出的相应温度模

拟电压信号；流量计提供的流量脉冲信号。这三个信号同时输送到微电脑中进行数据处理，最后得到各种条件下的净油体积和原油含水率。

3.技术参数

被测介质密度	油 0.75～0.999kg / m^3
	水 1.00～1.25kg / m^3
测量精度	±3%
电源	220V AC 50Hz
防爆等级	HⅢe
环境温度	−10～40℃

第四章　分层采油工艺技术

自喷井分层采油可分为单管封隔器分采、双管分采和油套管分采三种方式。

一、单管封隔器分层采油

单管封隔器分层采油是在油井中下入多级封隔器将油层分隔开，利用井中下入机械卡堵器的方法，对各油层控制不同的回压，适当地控制高渗透层的采油量，相对地加强中，低渗透层的采油量及封堵高含水层，以达到分采目的的方法。

(一) 管柱结构

单管封隔器分层采油管柱按配产器结构可分为中心式、偏心式及滑式三种。

中心式分采管柱示意图见图 4—1，4—2。

偏心式分采管柱示意图见图 4—3，4—4。

滑套式分采管柱示意图见图 4—5，4—6。

(二) 井下工具

井下工具主要是由封隔器、配产器及其它配套工具组成。不同形式的井下工具组合，可用作分层试油、开采、堵水等工艺措施。每一种工艺措施对封隔器、配产器都有各自的特殊要求。然而，它们的基本要求是下得去，封得严、耐得久、起得出、动作灵活，能多层使用。下面介绍几种分采中应用比较广泛的井下工具。

*1.*江汉 Y341—114 型封隔器

(1) 用途　主要用于分层试油、采油和找水、堵水。

(2) 结构　见图 4—7。

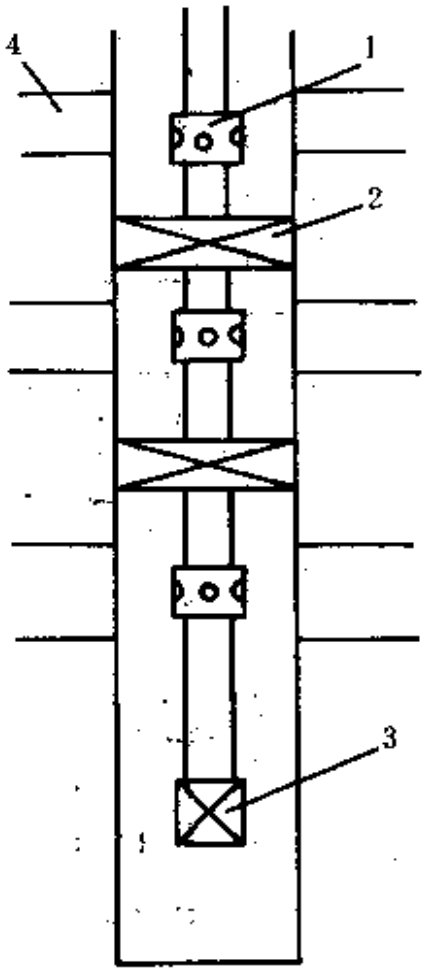


图 4—1 中心式分采管柱示意图（一）

1—中心式配产器；2—水力压缩式封隔器；3—丝堵；4—油层

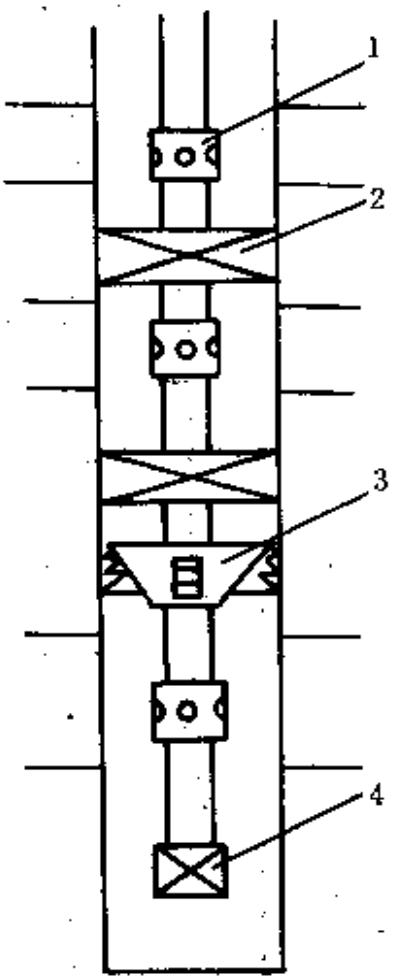


图 4—2 中心式分采管柱示意图（二）

1—中心式配产器；2—支撑式封隔器；3—支撑卡瓦；4—丝堵

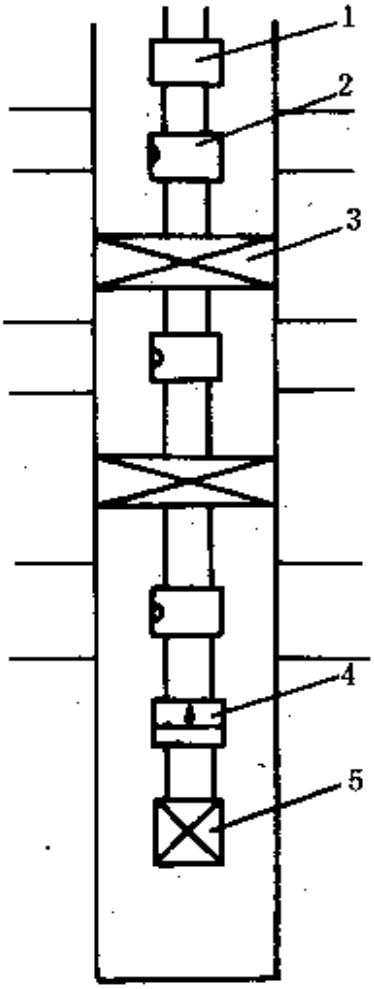


图 4—3　偏心式分采管柱示意图（一）

1—工作筒；2—偏心式配产器；3—水力压缩式封隔器；4—撞击筒；5—丝堵

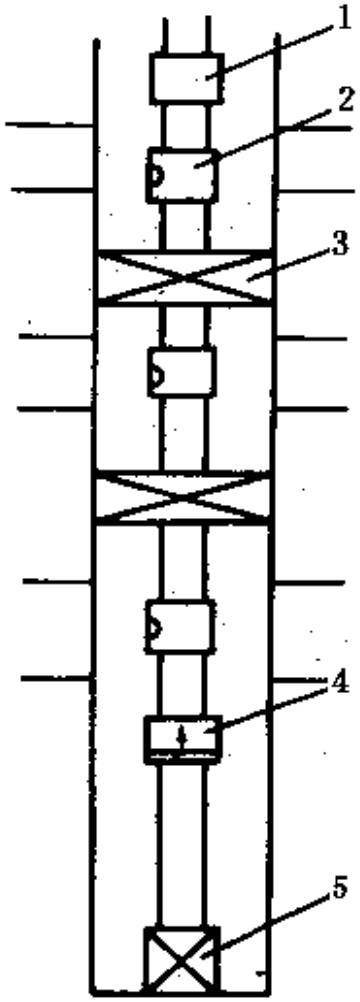


图 4—4　偏心式分采管柱示意图（二）

1—堵塞器；2—偏心式配产器；3—支撑式封隔器；4—撞击筒；5—丝堵

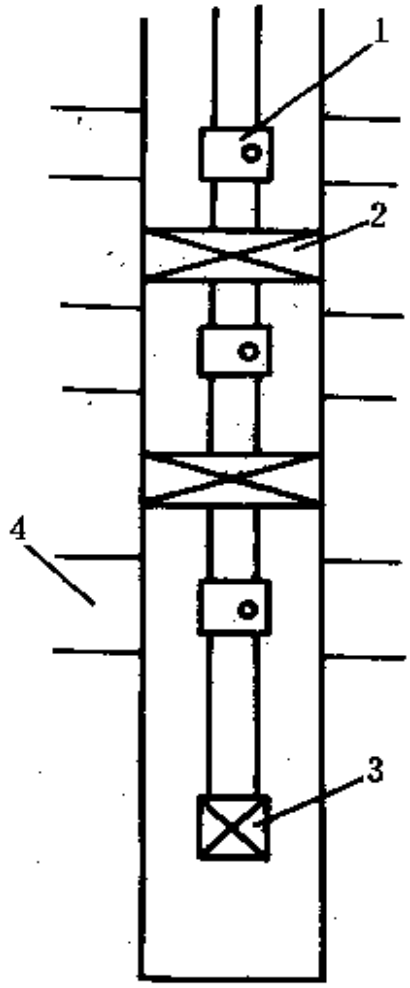


图 4—5 滑套式分采管柱示意图（一）

1—滑套式堵水器；2—水力压缩式封隔器；3—丝堵；4—油层

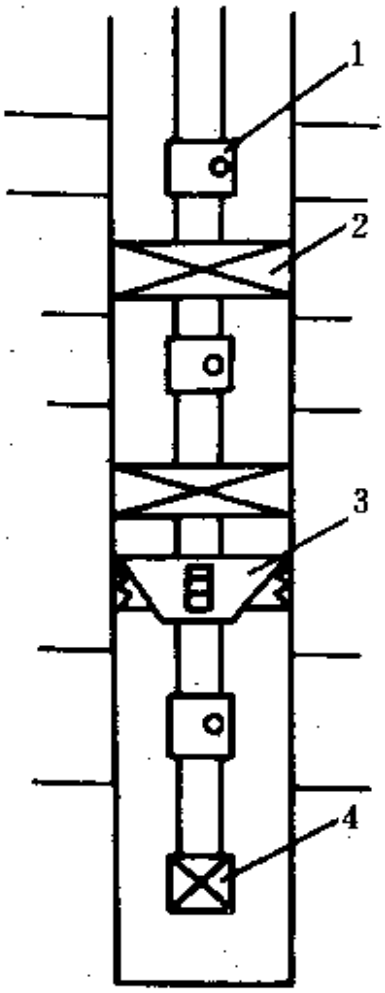


图 4—6 滑套式分采管柱示意图（二）

1—滑套式堵水器；2—支撑式封隔器；3—支撑卡瓦；4—丝堵

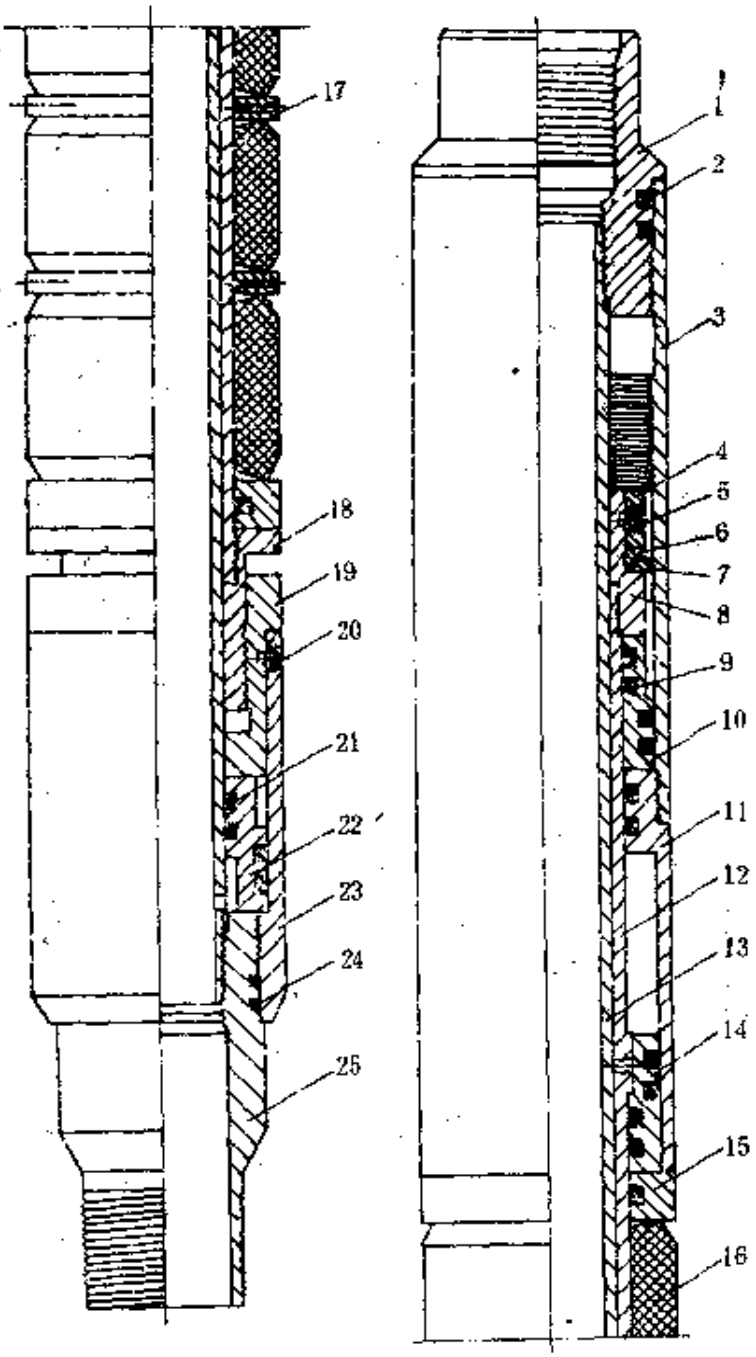


图 4—7　江汉 Y341—114 型封隔器

1—上接头；2，9，21，24—"O"型密封圈；3—锁套；4—解封剪钉座；5—解封剪钉；6—锥环；7—锁环；8—锁紧座；10—上平衡活塞；11—缸套；12—外中心管；13—内中心管；14—下平衡活塞；15—密封环；16—胶筒；17—隔环；18—上调节环；19—下调节环；20—坐封剪钉；22—坐封活塞；23—活塞套；25—下接头

(3) 工作原理

坐封：从油管内加液压，液压经内中心管的孔眼作用在坐封活塞上，坐封剪钉被剪断，坐封活塞推动上、下调节环、外中心管和锁紧座等一起上行压缩胶筒，使胶筒直径变大，封隔油套环形空间。油管泄压，因锥环在胶筒的弹力作用下，将锁环锥开，并卡在锁套内的锯齿螺纹处（锁环和，其齿形相同，但方向相反）使上、下调节环、外中心管和锁紧座不能退回，胶筒就始终处于胀开状态。

工作时：下压大，上推胶筒，解封锁钉不受力，封隔器不会解封。上压大，下推胶筒，上调节环，下调节环和外中心管，从而使解封剪钉受到向下的剪切；但也上推上平衡活塞、下平衡活塞和外中心管，从而又使解封剪钉受到向上的剪切。因两级平衡活塞向上作用力在设计时正好使其合力等于胶筒向下的作用力（受力面积相等），故二力大小相等，方向相反，解封锁钉不受力，封隔器不会解封。

解封：上提油管柱。因上接头、锁套、缸套、内中心管和下接头等件与管柱相接向上运动，而锁紧座、外中心管、上调节环和下调节环等件依靠胶筒与套管的摩擦力而不动。结果解封剪钉被剪断，解封剪钉座、锥环和锁环被卡在锁套内，随管柱向上运动，此时锁紧座、外中心管、上调节环、下调节环和坐封活塞在胶筒的弹力作用下退回，胶筒也就收回解封。

(4) 技术规范

总长	1180mm
最小通径	50mm
最大外径	114mm
坐封压力	15MPa
工作压力	15MPa
工作温度	120℃

2.大庆 Y344 型封隔器

(1) 用途　主要用于分层采油、找水、堵水热说清蜡等。

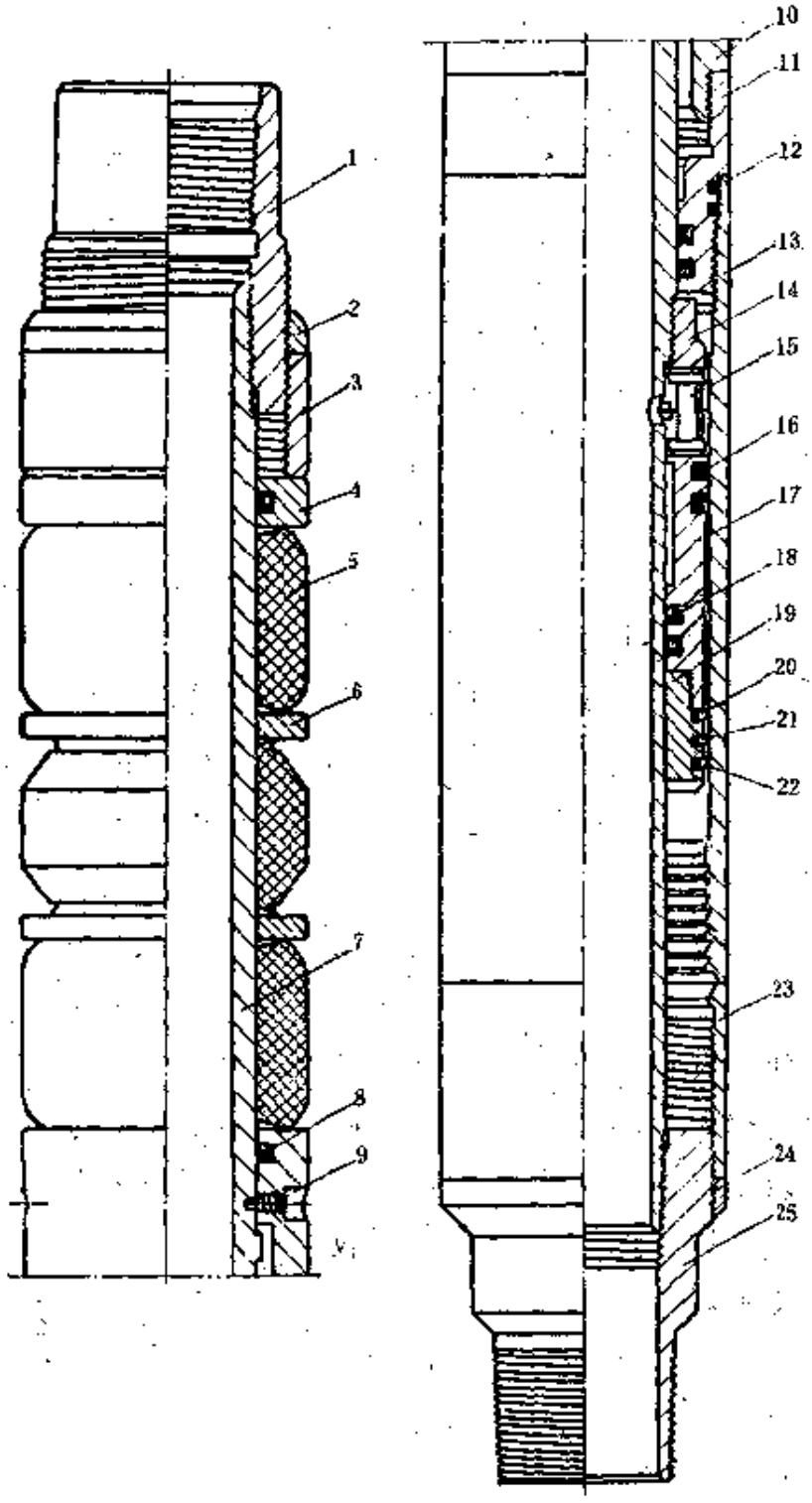


图 4—8　大庆 Y344 型封隔器

1—上接头；2—上并帽；3—调节环；4—密封环；5—胶筒；6—隔环；7—中心管；8，12，16，18—"O"型密封环；9—剪钉；10—际压套；11—承压接头；13—活塞套；14—拉钉挂；15—解封拉钉；17—活塞；19—卡簧压帽；20—卡簧；21—衬簧；22—卡簧挂圈；23—上并帽；24—下并帽；25—下接头

(2) 结构　见图 4—8。

(3) 工作原理

坐封：从油管内加液压。液压经中心管的孔眼作用在承压接头上，剪钉被剪断，推动活塞套、承压套和承压接头，上行压缩胶筒，使胶筒直径变大，封隔油、套管环形空间；同时液压经中心管的孔眼又作用在活塞上，但坐封压力不足以使解封拉钉拉断，活塞固定不动。油管泄压，由于活塞套被卡簧卡住，活塞套、承压接头和承压套则在胶筒的弹力作用下不能退回。胶筒就始终处于封隔油、套管环形空间状态。

解封：油管加液压。液压经中心管的孔眼作用在承压接头上，推动活塞套、承压接头和承压套上行，直到承压接头的内台阶与中心管的外台阶接触。同时，液压经中心管的孔眼作用在活塞上，解封拉钉被拉断，此时活塞的承压面大于承压接头的承压面，所以活塞就在液压和胶筒的弹力作用下带着活塞套、承压接头和承压套下行，胶筒就收回解封。

(4) 技术规范　见表 4—1。

表 4—1　大庆 Y344 型封隔器主要技术参数

技术参数	型　号	
	大庆 Y344—14	大庆 Y344—14
总长，mm	1070	1085
最大外径，mm	114	140
最小通径，mm	52	62
坐封压力，MPa	12	12
工作压力，MPa	上压<8 下压 15	上压<8 下压 15
工作温度，℃	90	90
解封压力，MPa	20	20

3.胜利 Y342—114 型封隔器

(1) 用途　主要用于分层采油和测试。

(2) 结构　如图 4—9 所示。

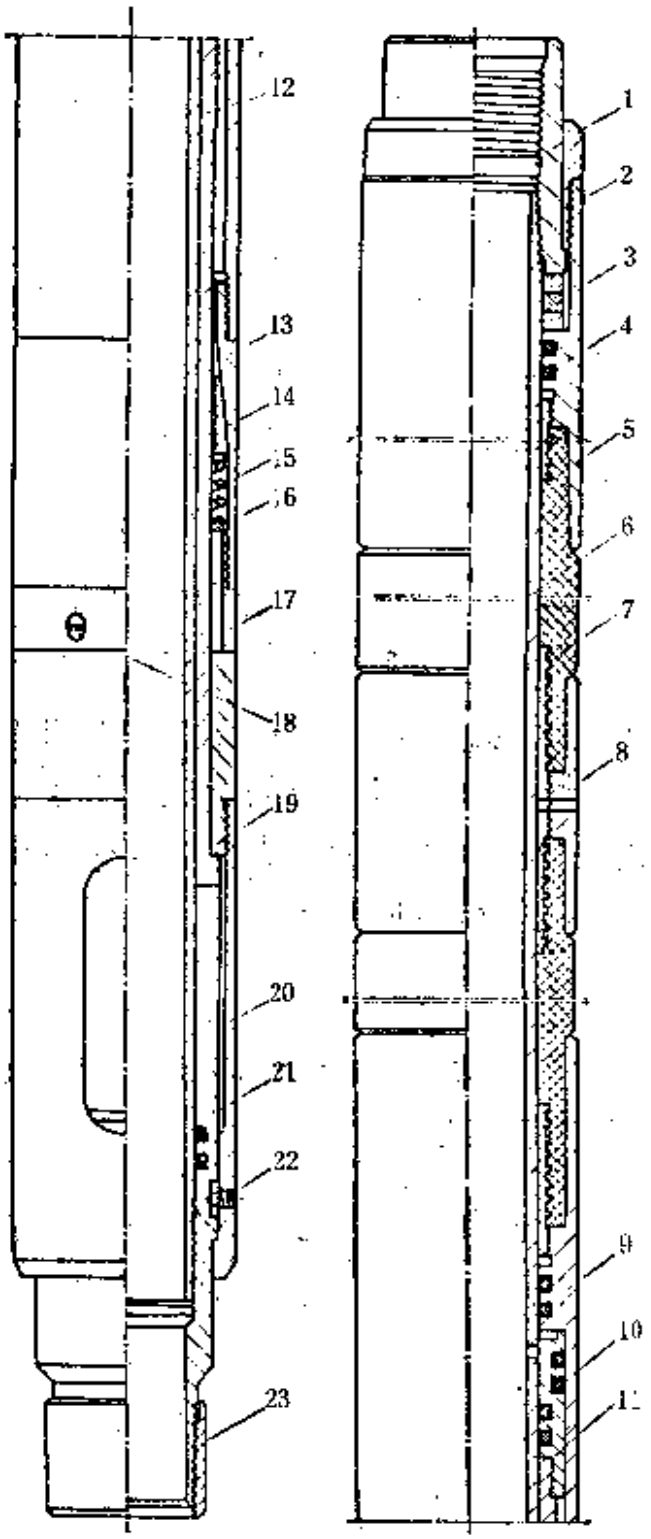


图 4—9　胜利 Y342-114 型封隔器结构

1—上接头；2—承压环；3—调节环；4，10—"O"型密封圈；5—上胶筒座；6—中心管；7—胶筒；8—胶筒座；9—下胶筒座；11—活塞；12—上权；13—卡瓦座；14—卡瓦；15—弹簧；16—弹簧弹片；17—弹簧座；18—剪钉；19—挡权；20—外套；21—下权；22—锁钉；23—护丝

(3) 工作原理

坐封：从油管加液压，液压经中心管的孔眼作用在下胶筒座上，推动其带着卡瓦座和弹簧座、弹簧垫片、弹簧和卡瓦一起上行压缩胶筒，使胶筒直径变大，封隔油、套管环形空间。泄压后，下胶筒座和卡瓦座在胶筒的弹力作用下，下推卡瓦，但卡瓦卡在上权上，使下胶筒不能退回，胶筒就始终处于封隔油、套管环形空间状态。

解封：正转油管，除上接头、中心管和下权的随着转动外，其余各件则因胶筒与套管间的摩擦力都固定不动。当下权被转动90°时，下胶筒座、活塞、上权、卡瓦和卡瓦座及弹簧和弹簧座等一起在胶筒弹力的作用下下行，上、下权成牙嵌形啮合，胶筒收回解封。

(4) 技术规范

总长	1680mm
最小通径	62mm
坐封压力	16MPa
工作压力	8MPa
工作温度	70℃

4.胜利 Y211—114 型封隔器

(1) 用途　主要用于分层采油、试油、找水和堵水。

(2) 结构　如图 4—10 所示。

(3) 工作原理

坐封：按所需坐封高度上提管柱后下放管柱。因扶正器依靠弹簧的张力造成扶正块与套管壁的摩擦力沿轨道中心管的轨迹槽运动，滑环锁钉就从短槽的上死点运动到坐封位置长槽的上死点，卡瓦被锥体锥开成撑开状态卡在套管内壁上。同时固定剪钉在一定管柱重量的作用下被剪断，上接头、中心管一起下行，压缩胶筒，使其直径变大，从而封隔油、套管环形空间。

解封：上提管柱。上接头和中心管一起上行。结果滑环锁钉运动到下死点，锥体退出卡瓦，卡瓦收回解卡；同时，胶筒也收

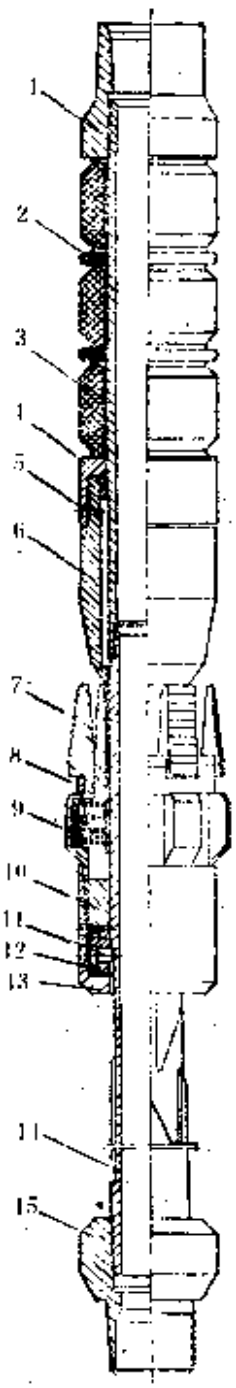


图 4—10　胜利 Y211—114 型封隔器

1—上接头；2—隔环；3—胶筒；4—锥环帽；5—固定销钉；6—锥体；7—扶正卡瓦；8—卡瓦簧；9—弹簧；10—卡瓦沟槽；11—滑环销钉；12—滑环；13—托环；14—轨迹管；15—下接头

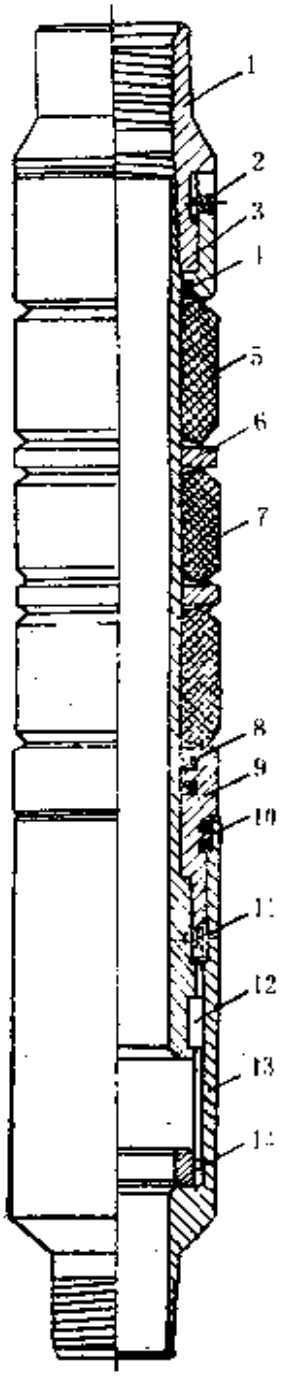


图 4—11　胜利 Y111 型封隔器

1—上接头；2—锁钉；3—调节环；4，8，10—“O”型密封圈；5—胶筒；6—隔环；7—中心管；9—承压接压；11—坐封剪钉；12—键；13—下接头；14—压缩距垫环

回解封。

(4) 技术规范

总长	1435mm
最大外径	114mm
最小通径	49mm
扶正块外径	张开 138mm
	压缩 115mm
坐封载荷	60～80kN
工作压力	上压 15MPa
	下压 8MPa
工作温度	120℃
防坐距	350mm

5.胜利 Y111 型封隔器

(1) 用途　用于分层试油、采油、找水和堵水。属支撑式封隔器，可单独使用，也可与卡瓦封隔器或支撑卡瓦配套使用。

(2) 结构　如图 4—11 所示。

(3) 工作原理

坐封：按所需坐封高度（油管挂距顶丝法兰高度）下放管柱。因承压接头和下接头与尾管（或卡瓦封隔器、或支撑卡瓦）相接，以井底（或卡瓦式封隔器、或支撑卡瓦）为支点，坐封剪钉在一定管柱重力作用下被剪断则上接头、调节环、中心管和键一起下行，压缩胶筒，使胶的外径变大，封隔油套管环形空间。

解封：上提管柱，胶筒就收回恢复原状

(4) 技术规范　见表 4—2。

6.胜利 Y341-114 型封隔器

(1) 用途　与卡瓦封隔器等井下工具配套，用于分层采油、分层试油和找水、堵水。

(2) 结构　如图 4—12 所示。

(3) 工作原理

坐封：作为下支撑点的卡瓦封隔器或支撑卡瓦坐好后，从油

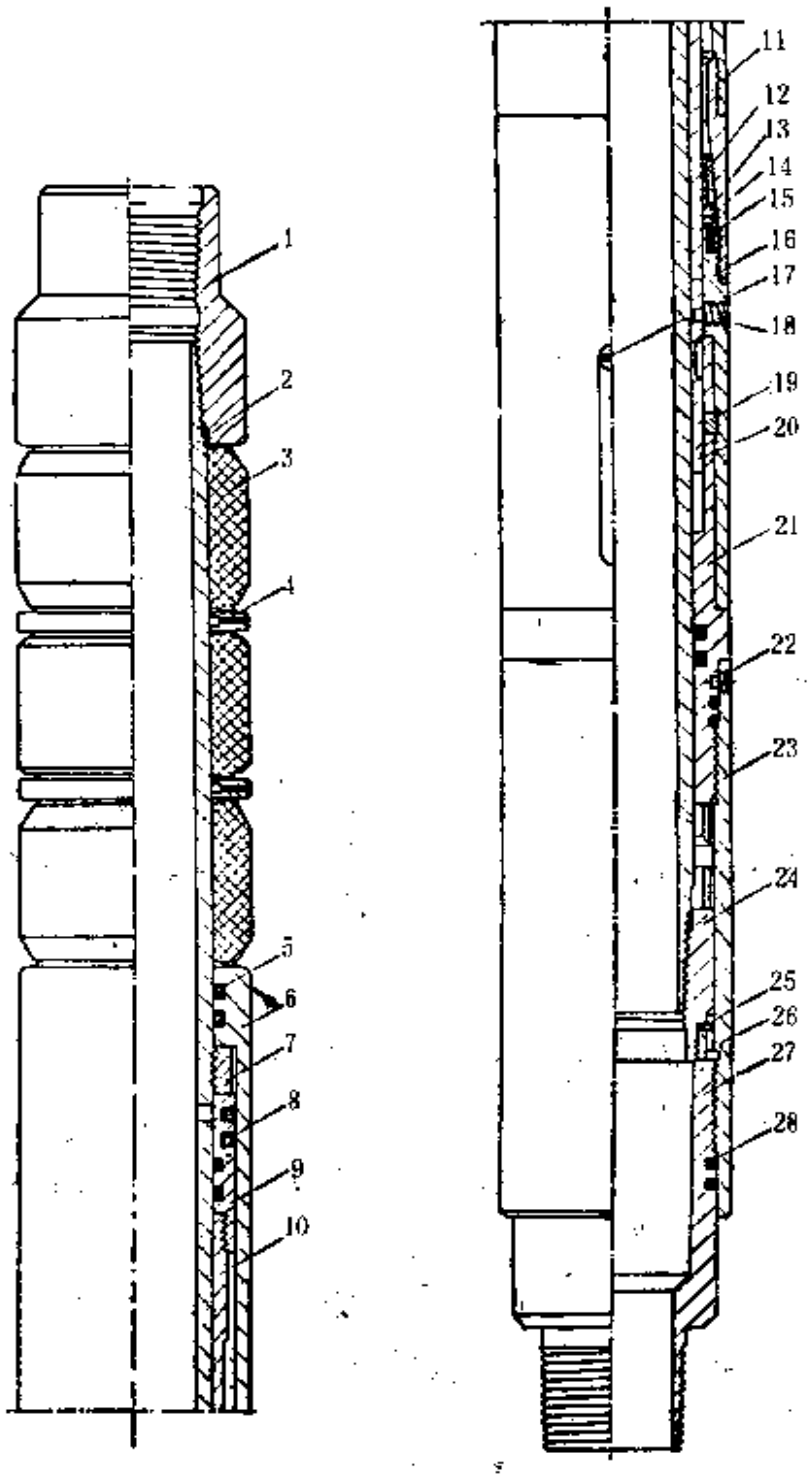


图 4—12　胜利 Y341-114 型封隔器结构

1—上接头；2—中心管；3—胶筒；4—隔环；5、8—“O”型密封圈；6—液缸外套；7—限位环；9—活塞；10—卡套；11—卡瓦座；12—卡瓦；13—卡瓦垫片；14—弹簧座；15—弹簧；16—弹簧座；17—助释锁；18—剪钉；19—卡块；20—锁套；21—中间接头；22—防松锁；23—承拉套；24—卡簧座；25—卡簧；26—卡簧挡环；27—下部接头

4—2 胜利 Y111 型封隔器主要技术参数

技术参数	型号	
	胜利 Y111—114	胜利 Y111—150
总长，mm	790	1040
最大外径，mm	114	150
最小通径，mm	62	78
坐封载荷，kN	60～80	100～120
工作压力，MPa	8	8
工作温度，℃	120	120
适用套管，in	$5^1/_2$～$5^3/_4$	7

管内加液压，经中心管的孔眼作用在活塞上，剪钉被剪断，推动活塞、卡套和锁套下行，卡块则被挤入锁套的外槽，液缸外套就带着卡瓦座和弹簧等（件 11～18）一起上行压缩胶筒，使胶筒的直径变大，封隔油、套管环形空间。泄压后，液缸外套和卡瓦座在胶筒的弹力作用下下推卡瓦，但卡瓦卡在卡套上，卡瓦座不能退回，胶筒了就始终处于封隔油、套管环形空间状态。

解封：上提油管柱。上接头、中心管、限位环和卡簧座上行，胶筒就收回解封。解封后，卡簧卡在承拉套环形槽内，以锁住胶筒不再受压，而影响起管柱。

(4) 技术规范

总长　　1485mm
最大外径　　114mm
最小通径　　62mm
坐封压力　　20MPa
工作压力　　8MPa
工作温度　　120℃

7.大庆 Y341—114 型封隔器

(1) 用途　主要用于分层采油、堵水、试油和气举找水等。

(2) 结构　如图 4—13 所示。

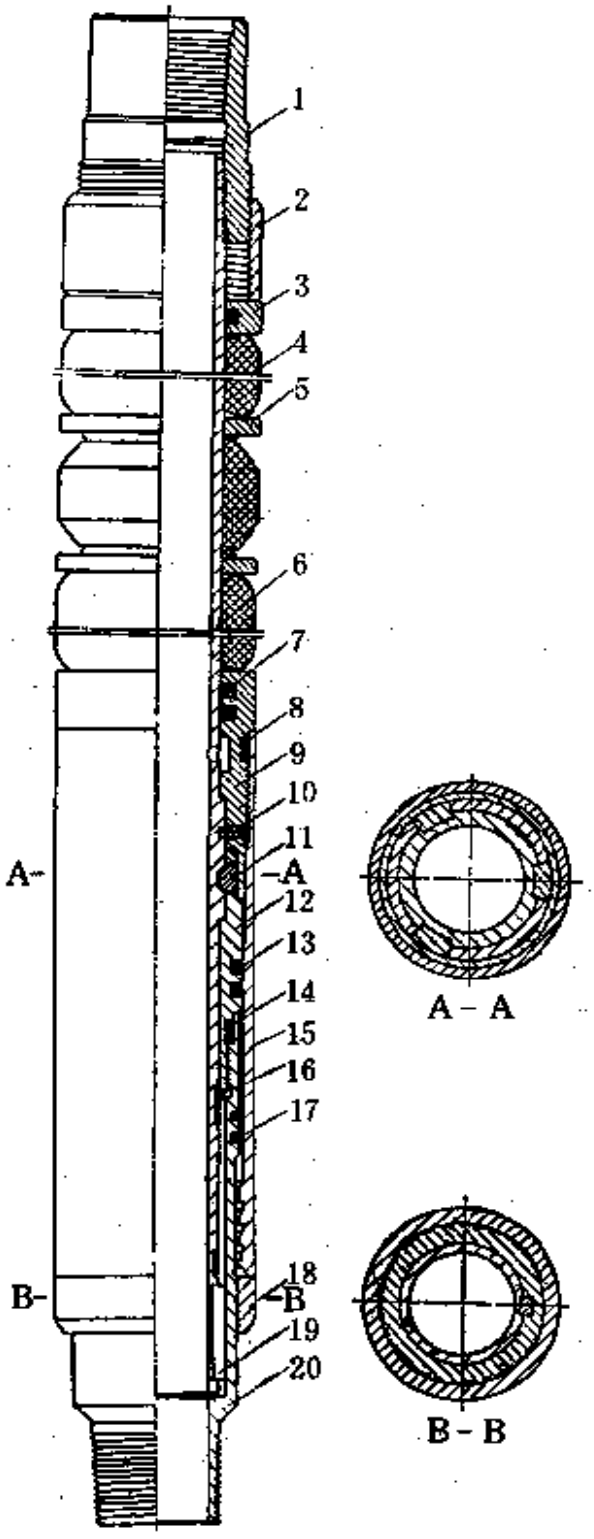


图 4—13　大庆 Y341-114 型封隔器结构

1—上接头；2—调节环；3—挡环；4—胶筒；5—隔环；6—中心管；7，8，13，14—“O”型密封圈；9—活塞；10—剪钉；11—卡块；12—悬挂体；15—活塞套；16 卡簧；17—大卡簧；18—保护环；19—键；20—下接头

(3) 工作原理

坐封：油管内加液压。液压经中心管的孔眼作用在活塞上，剪钉被剪断，活塞和活塞套上行压缩胶筒，使其直径变大，封隔油、套管环形空间。泄压后，由于活塞被大卡簧卡住，胶筒始终处于胀开状态。

解封：上提管柱。因上接头、调节环、中心管和键与管柱相连向上运动，而其余各件则依靠胶筒与套管的摩擦力不动。因坐封时活塞上行，使卡块失去外支承，结果卡块被挤出，胶筒就收回解封。为防止起封隔器时遇阻误使封隔器释放，设计 3 卡簧。解封后小卡簧正好卡在中心管的下部小槽中。

(4) 技术规范

总长	880mm
最大外径	114mm
最小通径	62mm
坐封压力	13MPa
工作压力	上压 15MPa
	下压<8MPa
工作温度	90℃

8.大庆 KHD-110（原庆 652-3 型）配产器

(1) 用途　主要用于自喷井中心式分采管柱分层配产和堵水，最多能下入五级

(2) 结构　如图 4—14 所示

(3) 工作原理　当堵塞器密封段装上油嘴后，投入工作筒内，则油嘴对封隔层段的油层起控制生产的作用。若将油嘴换成死堵投入工作筒内，侧壁孔就被堵死，而将油层关闭。而竖槽上下连通，不影响其它层位的生产.

(4) 技术规范　见表 4—3。

9.胜利 KHD-110 型配产器

(1) 用途　主要用于自喷井中心式分采管柱分层配产、堵水和试油。

表 4—3　大庆 KHD-110 配产器技术规范

技术参数	配水器级别					
	甲	乙	丙	丙Ⅰ	丙Ⅱ	丁
适用套管，mm (in)	139.7～168.3 ($5^1/_2$～$6^5/_8$)					
最大外径，mm	110					
连接油管，mm (in)	62 ($2^1/_2$)					
试验压力，MPa	15					
工作压力，MPa	12					
适用井温，℃	50					
长度，mm	680					
工作筒内径，mm	52	48	44	45	41.5	38
堵塞器最大外径，mm	54	50	46	46.5	43	40
密封段外径，mm	51	47	43	44	40.5	37
密封槽外径，mm	43	38	36	37.6	34.1	30
重量，kg	23					

注：①用5kN的力将堵塞器提出工作筒。

②丙级和丙Ⅰ级不能通用。

(2) 结构　堵塞器结构如图 4—15 所示

(3) 工作原理　同大庆 KHD—110 型配水器。

(4) 技术规范　见表 4—4。

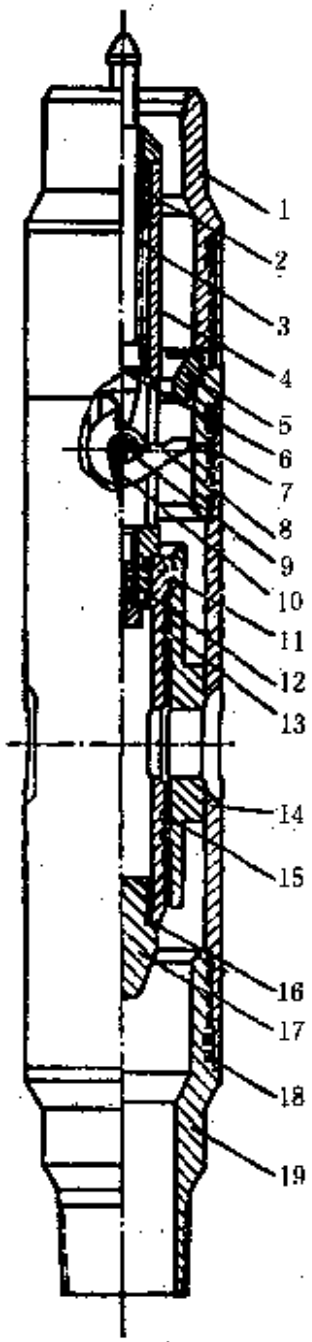


图 4—14　大庆 KHD—110 型配产器

1—上接头；2—挡环套；3—弹簧；4—套筒；5—凸轮座；6—打捞头；7—短节；8—凸轮；9—凸轮轴；10—扭簧；11—密封段；12—油嘴；13，15，16，18—型密封圈；14—工作筒；17—导向头；19—下接头

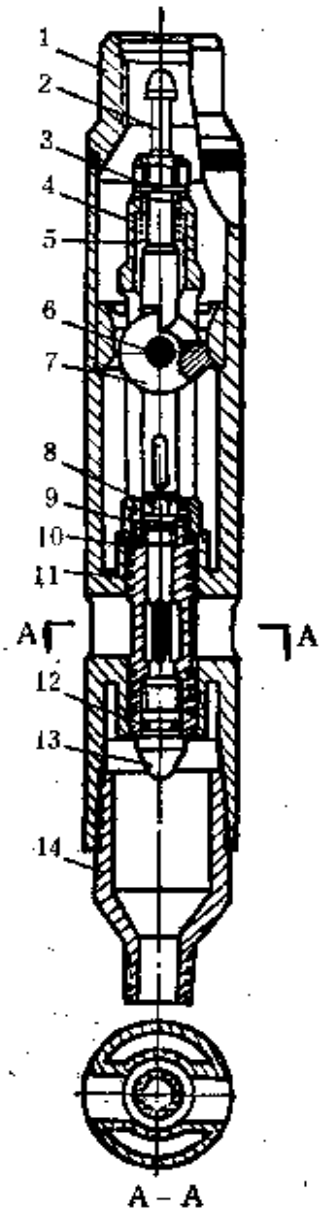


图 4—15　胜利 KHD—110 型配产器堵塞器

1—壳体；2—打捞头；3—导键；4—支撑套；5—弹簧；6—心轴；7—支撑块；8—油嘴；9，11，12—"O"型密封圈；10—密封段；13—丝堵；14—下接头

表 4—4　胜利 KHD—110 型配产器技术规范

参数	型号		
	KHD—110A	KHD—110B	KHD—110C
适用套管规范，mm (in)	>139.7 ($5^1/_2$)		
最大外径，mm	110		
长度，mm	730	735	710
堵塞器密封段直径，mm	53	47	41
工作筒内径，mm	54	48	42
堵塞器密封圈尺寸，mm	$\phi 44\times\phi 33\times\phi 5.5$		
工作压力，MPa	15		

注：堵塞器密封圈每一种用量为 8 个。

*10.*大庆 KPX—113 型（原庆 665 型）配产器

(1) 用途　用于自喷井偏心式分采管柱分层配产和堵水、试油。

(2) 结构　主要由偏心工作筒和堵塞器组成。撞击筒和投捞器则为打开投捞器和投捞堵塞器的工具。

1) 工作筒　见图 4—16。主体上有一个偏孔（偏心工作筒），里面装堵塞器。在两侧有竖槽，用于连通上下油管通道。导向体是用来控制堵塞器的偏心方向；扶正体则是扶正堵塞器，使其能顺利地进入偏孔内。

2) 堵塞器　见图 4—17。在密封段内部装有憋压胀开封隔器起密封作用的凡尔，其下面装有油嘴，用于配产。再下则装有活塞、顶杆、剪断销钉和拉簧条件，用于不压井作业时封堵油嘴通道。

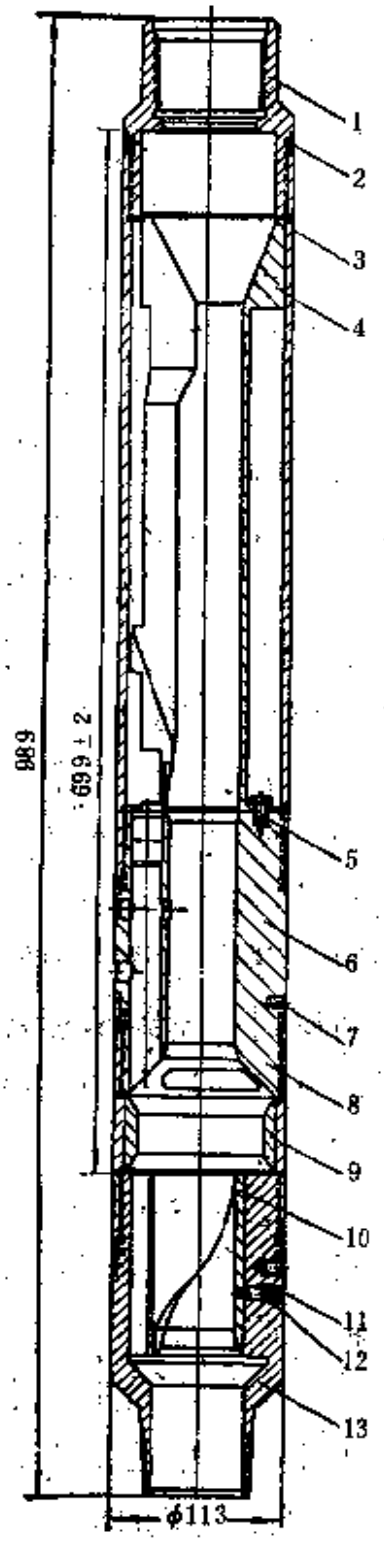


图 4—16 大庆 KPX-113 型配水器工作筒

1—上接头；2、12—"O"型密封圈；3—上连接套；4—扶正体；5—螺钉；6—工作筒主体；7、11—定位螺钉；8—下连接套；9—限位环；10—导向体；13—下接头

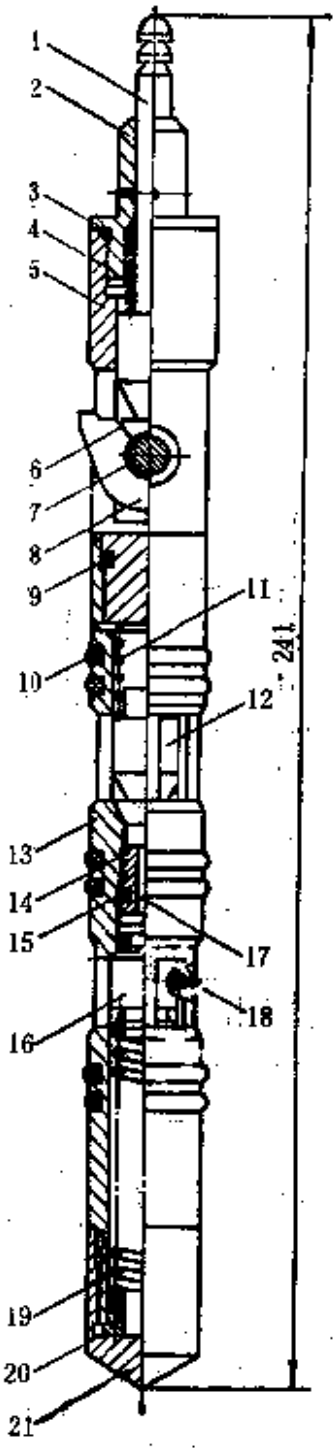


图 4—17 大庆 KPX-113 型配水器堵塞

1—打捞杆；2—压帽；3、9、10、15—"O"型密封圈；4—压簧；5—支撑座；6—扭簧；7—轴；8—凸轮；11—凡尔弹簧；12—凡尔；13—密封段；14—油嘴；16—小活塞；17—顶杆；18—剪断销钉；19—拉簧；20—拉簧锚；21—导向头

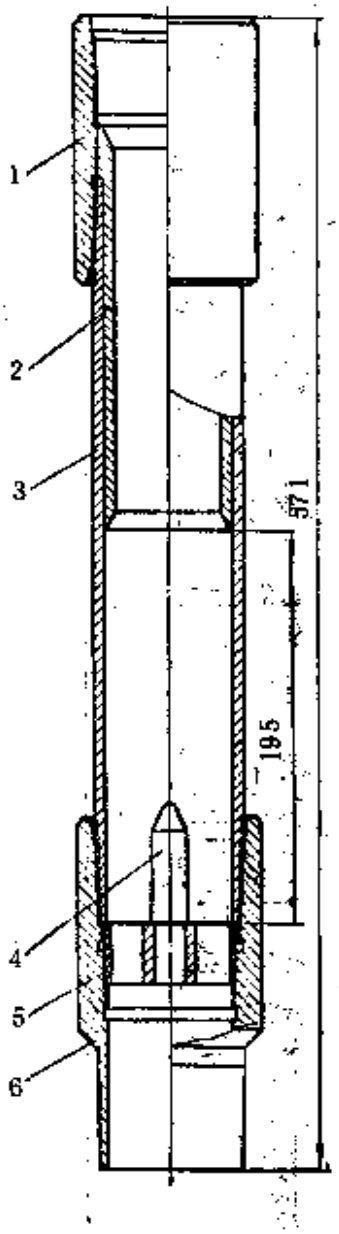


图 4—18 撞击筒

1—油管接箍；2—扶正筒；3—短节；4—撞击头；5—撞击头座；6—接头

3）撞击筒 见图 4—18。连接在最下一级堵塞器下面，撞击打开投捞器。目前油田已革新成功提挂式投捞和测试装置，撞击筒可不再用。

(3) 工作原理 配产器下井时，堵塞器装在工作筒的偏心筒内，撞击筒接在最下一级配产器的下部，再下接 10～20m 的沉砂尾管，末端装上堵头。在每两个堵塞器之间装有封隔器。当配产器随管柱下至设计井深后，从油管内加液压，压力通过堵塞器（见图 4—18），油嘴通道下压小活塞剪断销钉，由于拉簧的作用，使小活塞和顶杆下移到进油槽以下。此时凡尔下落座在密封段的凡尔座上，而起密封作用。继续加液压则使封隔器胶筒胀大而座封，密封油套管环形空间。此后油井各油层分别流经各配产器的油嘴进行分采。

如果某一油层的井下油嘴直径不合理需更换时，可从油管下入打捞器至井底碰撞撞击筒的撞击头，则打捞器（见图 4—19）的定向爪、主打捞爪和副打捞爪张开。然后上提打捞器至需要更换油嘴的堵塞器工作筒上部，再下放打捞器，则打捞器的定向爪自动滑入工作筒导向体的竖槽内，此时主打捞爪自动对准堵塞器的方向捞住配产器的打捞杆。上提打捞器至地面，即可取出配产器的堵塞器。更换堵塞器的油嘴后，将堵塞器装在打捞器主打捞爪的压送接头上，并锁住打捞爪和定向爪后下井，当下至井底

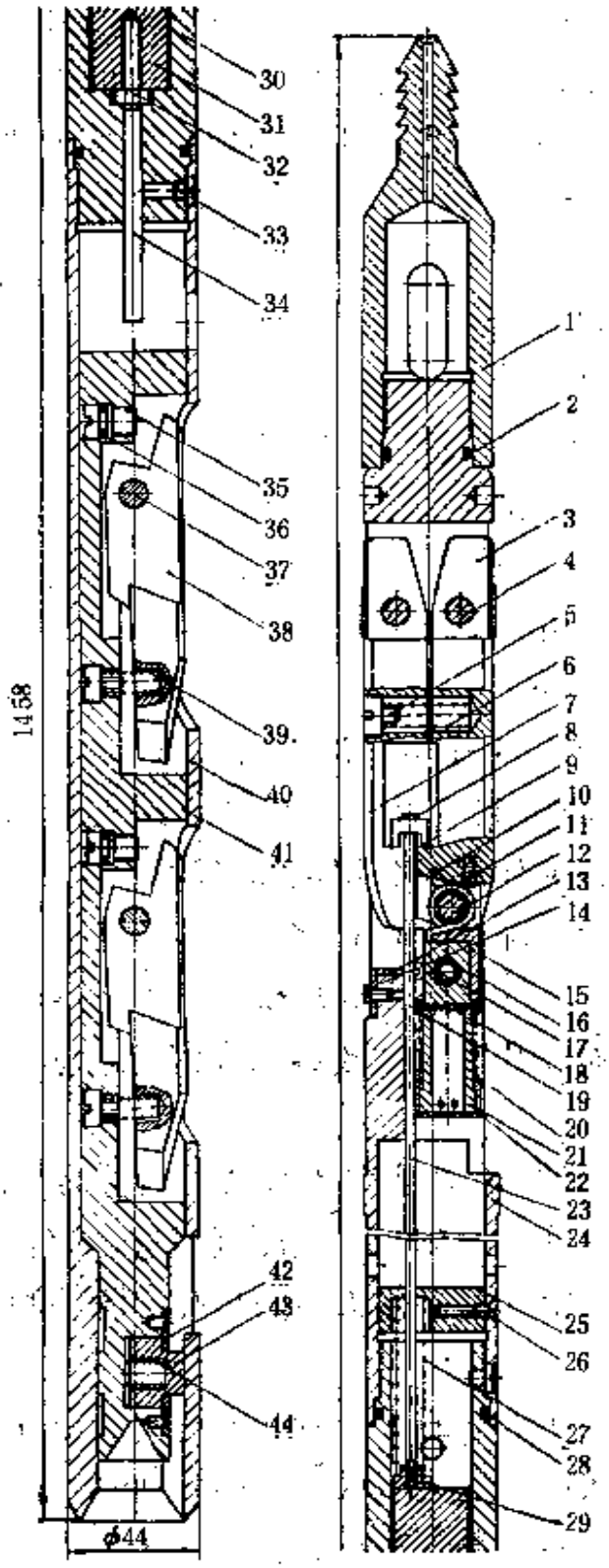


图 4—19 大庆 KPX-113 型型配产器投捞器

1—绳帽；2，16，28，36—"O"型密封圈；3—主投捞爪；4—投捞爪轴；5—弹簧压紧螺钉；6—投捞爪弹簧；7—副探捞爪；8—压紧螺帽；9—锁块；10—扭簧；11，35—调整螺钉；12—投捞器轴；13—扭簧；11，35—调整螺钉；12—投捞器轴；13—扶正片；14—螺钉；15—投捞接头；17—固定螺钉；18—销钉；19—垫片；20，27—压紧弹簧；21—压送接头；22—压送接头外套；23—拉杆；24—投捞器主体；25—定位块；26—定位螺钉；29—弹簧帽；30—接头；31—顶帽；32—压紧帽；33—定向螺钉；34—压杆；37—定向爪轴；38—定向爪；39—定向爪弹簧；40—定向芯子外套；41—定向芯子；42—定位滑块锁紧片；43—定位滑块；44—定位滑块弹簧

碰撞撞击头，使定向爪张开，上提打捞器至需要更换油嘴的配产器上部，下放打捞器则装在其上的换好油嘴的堵塞器就自动进入工作筒的偏心筒内，此时堵塞器的凸轮卡在偏心筒内不能再上移。上提打捞器则剪断打捞器上压送接头和堵塞器上压帽的连接剪钉，使打捞器与堵塞器分开，堵塞器留在工作筒内，而打捞器即可起出地面。

(4) 技术规范

工作筒最大外径	113mm
工作筒最小通径	46mm
偏心筒内径	20mm
工作筒长	989mm
偏心堵塞器长	241mm
打捞器外径	44mm
打捞器长	1458mm

*11.*大庆 KHT—114 型（原大 654—1 型）滑套堵水器

(1) 用途　主要用于滑套式分采管柱分层采油、堵水和测试。可实现不压井起下管柱，开关任意级分层采油目的。

(2) 结构　如图 4—20 所示。配套工具有移位器（用于开关堵水器，见图 4—21）、测试密封段（用于分层测试，见图 4—22）和防喷堵塞器（用于堵水器过孔密封失效后二次密封，见图 4—23）。

(3) 工作原理　管柱的油套管通道是靠堵水器的滑套控制的。工作筒总成由双层管组成，其间形成"桥"式油流通道。滑套上有通孔，周围方向有对称的 8 个孔。下接头内的扩孔台阶供测试密封段测试定位用。

下管柱时，滑套的定位爪卡在卡套的下台阶处，滑套的出油孔避开了工作筒总成的油套管通道，呈关闭状态。起管柱时，由于定位爪移位时的轴向收缩力远大于滑套本身的重力，能防止飞油管和突然卡住安全卡瓦时因惯性力的作用使滑套移位而喷油的现象发生，从而实现不压井下油管。

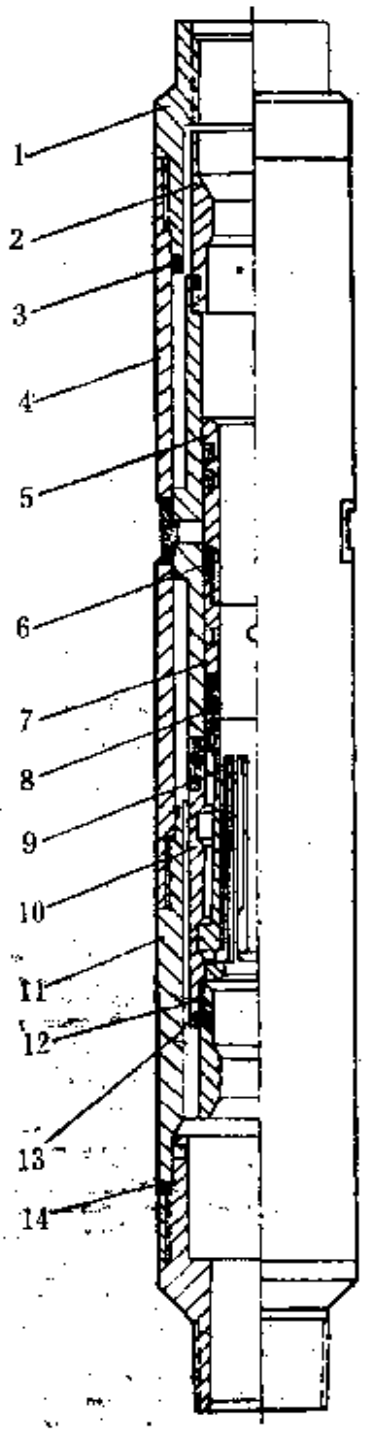


图 4—20 大庆 KHT—114 型堵水器

1—上接头；2—上限位头；3，6，13—“O”型密封圈；4—工作筒总成；5—滑套上节；7—滑套下节；8—定位爪；9—卡套；10—中间接头；11—下限制头；13—下接头

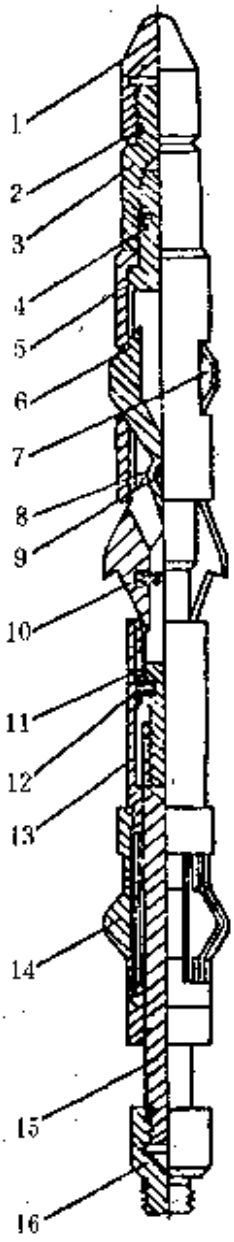


图 4—21 移位器

1—导向头；2—防松密封圈；3—上接头；4—中心杆；5—保护套；6—移位爪Ⅰ；7—移位爪Ⅱ；8—轴套；9—安全销；10—弹簧；11—限位环；12—固定销钉；13—收回器；14—控制套；15—长杆；16—下接头

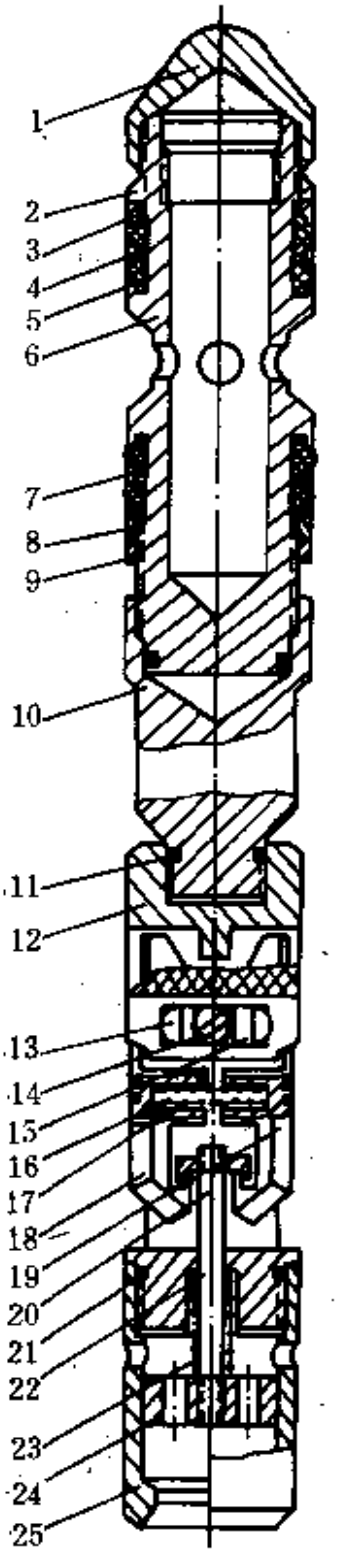


图 4—22　测试密封段

1—护丝；2—上备帽；3—上移位环；4—上隔环；5，11，21—"O"型密封圈；6—密封段；7—下隔环；8—下移动环；9—下备帽；10—中间接头；12—定位器主体；13—定位爪轴；14—螺钉；15—压板；16—弹簧压板；17—定位爪弹簧；18—定位爪卜；19—定位爪；20—顶杆挂；22—顶杆；23—顶杆弹簧；24—座开帽；25—保护套

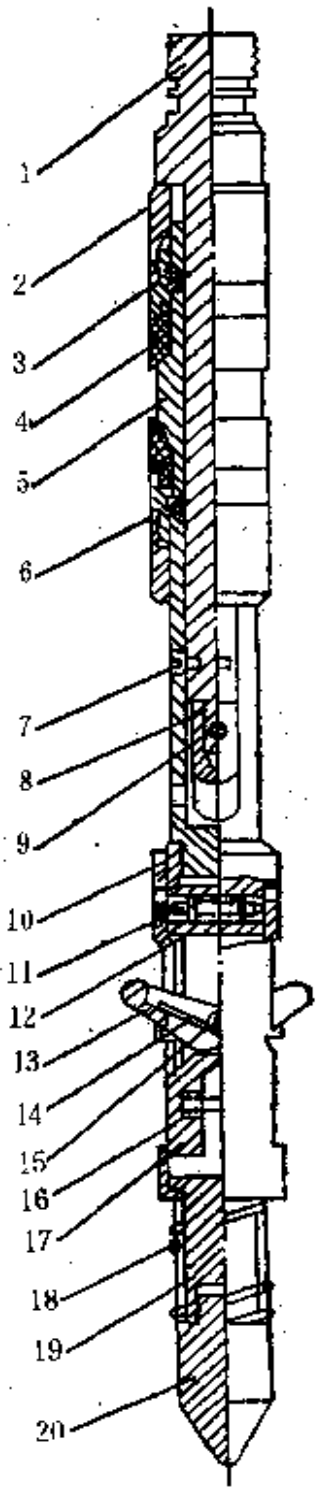


图 4—23　防喷堵塞器

1—震击杆；2—备帽；3—卡套；4—皮碗；5—密封段；6—卡簧；7—剪断销钉；8—震击块；9—丢手销钉；10—保护套；11—销钉；12—压簧；13—上定位爪；14—扭簧；15—定位爪轴；16—压簧；17—下定位爪；18—弹簧；19—定位主体；20—导向头

1）全部打开堵水器滑套　下完油管柱和封隔器坐封后需要验证封隔器密封时，必须将滑套的出油孔与工作筒总成的油套管通道连通，可利用录井钢丝将带加重杆的倒装移位器不装收回器、控制套和定位套）下过最后一级堵水器 2～3m 后，上提移位器，移位爪钩住滑套的定位爪下端面，继续上提移位器，滑套就向上移动定位爪进入卡套上扩孔部位后，此时限位爪进入下限位头内孔处而将移位爪收拢，移位器通过该级滑套，使滑套的出油孔与工作筒总成的油套管通道沟通，定位爪控制了滑套位置不下移，完成了最下一级滑套的打开动作。移位器继续上提，可逐级将关闭的堵水器全部打开，这样只需下一次移位器，即可由下而上逐级打开全井堵水器。堵水器打开后，用密封段深井压力计和油管内综合测试仪分别验证封隔器的密封性能和测试分层液量、产油量及含水率。

2）全部关闭堵水器滑套　起管柱时，需要将管柱中所有堵水器关闭，用钢丝将带加重杆正装的移位器（移位爪向下，不装收回器控制套和定位套）下入油管内，移位爪处于张开状态，从上而下当移位爪遇到未关闭的滑套时，移位爪坐于滑套上端面呈遇阻显示，只需将移位器上提下放，反复往下顿几次，滑套即下移，定位爪进入卡套下面的扩孔部位，滑套的出油孔避井工作筒总成的油套管通道，此时限位爪进入上限位头将移位爪收拢，而通过该级滑套，完成了该级堵水器的关闭动作。如此操作可将全井堵水器全部关闭。这样只需下一次移位器就可以由上而下逐级关闭全井堵水器，继而可进行不压井、不放喷起管柱的施工。

3）打开任意一级或数级滑套　用钢丝将带加重杆的倒装移位器（装收回器、控制套和定位套）下入油管。由于其控制套的外径大于限住头的内径，当移位器通过不需要打开的堵水器时，借助工具向下的冲力压缩控制的外径，使整个移位器能轻易地通过该级堵水器。当移位器快要下至需要打开的堵水器时，应缓慢下放，使其上控制套坐在上限位头上。由于移位器处于张开状态并已通过堵水器，再上提时，移位爪即钩住滑套下端面，带动滑

套上移至移位器的限位爪进入下限位头的上部内孔中（内径缩小），限位爪收缩同时带动移位爪收缩，移位器即可通该彼堵水器而完成打开动作。上提移位器通过不需打开的堵水器时，由于移位器的控制套在下限位头处遇阻带动收回器，促使移位爪收拔而不能钩住滑套的下端面通过堵水器。对于需要打开的其它级堵水器，可重复上述动作。

4）关闭任意一级或数级滑套　用钢丝将带加重杆长杆连接的正装移位器（装收回器、控制套和定位器）下入油管，借助收回器将移位爪收拢，使其能顺利通过各级堵水器。当移位器下至欲要关闭的最下一级堵水器以下 1～2m 后，缓慢上提移位器……，以下工作原理同 2）。上提移位器时，施加一定的拉力可使控制套外径收拢，可以顺利通过不需开关的各级堵水器，可实现只下一次移位器可以关闭管柱中任意一级或数级的滑套。

(4) 技术规范

最大外径	114mm
最小通径	46mm
总长	792mm
工作压力	25MPa
进液孔	ϕ MPa
进液孔	ϕ 8mm × 8
连接螺纹	$2^{7}/_{8}$TBG
重量	28kg

12.KQW−114（原 DQ0552）型支撑卡瓦

(1) 用途　接在封隔器下部，用作管柱的下支点，用于坐封支撑式封隔器和克服封隔器因受上压所产生的向下推力，防止管柱向下移动。

(2) 结构　如图 4—24 所示。

(3) 工作原理　由件 613 组成的扶正器依靠弹簧的弹力，造成摩擦块与套管的摩擦力，扶正器通过滑环销钉，就能沿中心管的轨道槽运动。因卡瓦是嵌在扶正器座的槽内，故卡瓦也随扶正

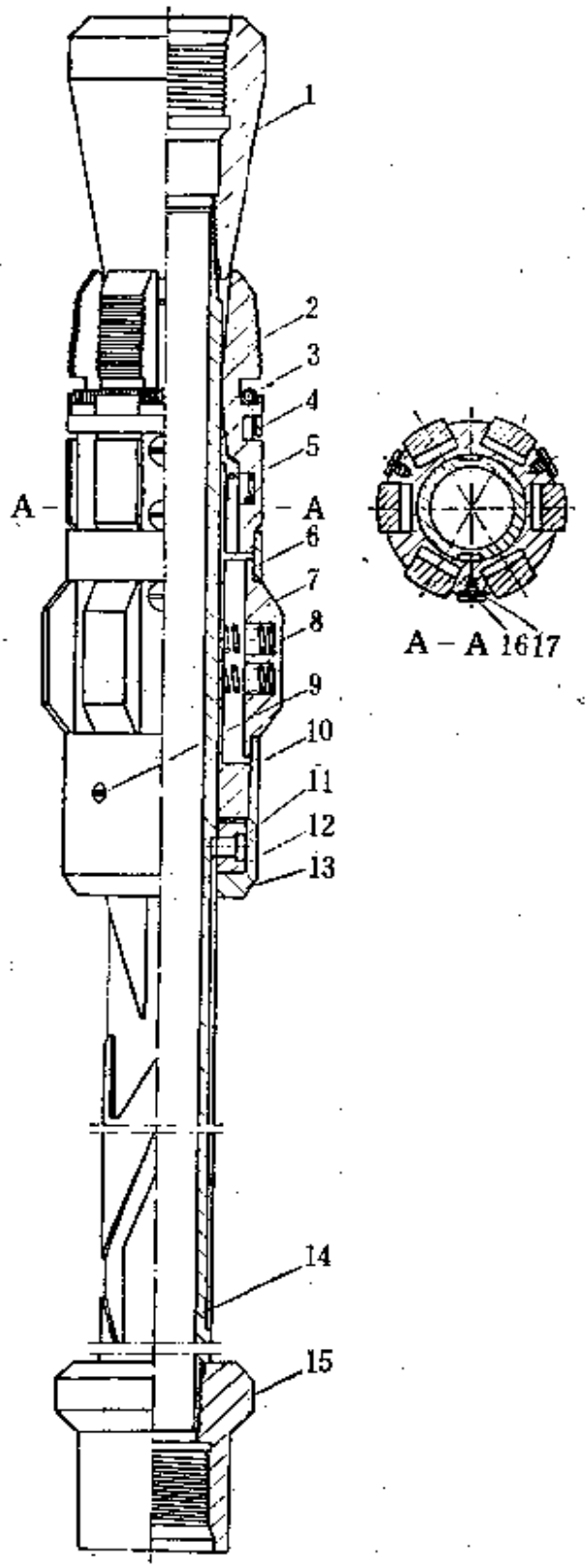


图 4—24　KQW—114 型支撑卡瓦

1—谁体；2—卡瓦；3—箍簧；4—上限位环；5—内压簧；6—下限位环；7—摩擦块；8—外压簧；9—螺钉；10—卡瓦扶正座；11—滑环销钉；12—滑环；13—托环；14—中心管；15—下接头；16—固定螺钉；17—垫圈

器一起运动。下管柱时，滑环销钉位于轨道槽的上死点，卡瓦处于收拢状态。

坐卡时，按所需坐卡高度，上提管柱后下放管柱，滑环销钉就从上死点运动到上滑槽，卡瓦也就处于撑开（被锥体锥开）坐卡状态，卡瓦就卡牢在套管内壁上。

解卡时，上提管柱，滑环销钉由上滑槽运动到中间点，锥体退出卡瓦，则卡瓦就在簧箍的作用下收回解卡。

(4) 技术规范

总长	1050mm
最大外径	114mm
防坐距	<350mm
适用套管内径	122～132mm

(三) 井下油嘴选择

单管封隔器分层采油，各层段要求的生产流压和产量各不相同，可选择各层段生产的最低流压作为生产流压，在高产层中装节流器——井下油嘴，控制高产层的流量，从而达到分层段按指标配产的要求。

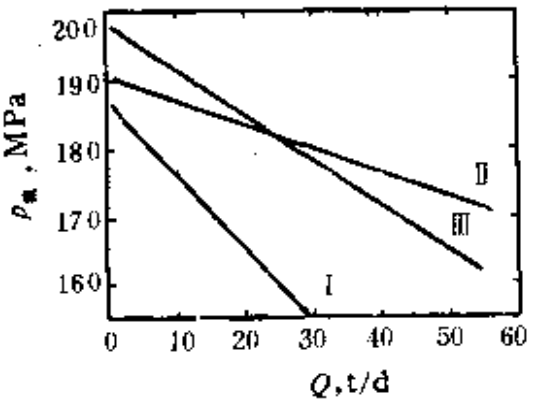


图 4—25 分层指示曲线

Ⅰ，Ⅱ，Ⅲ—配产层段

井下油嘴的选择，可根据分层指示曲线及嘴损曲线来决定。

1.分层指标曲线和嘴损曲线

(1) 分层指示曲线 在不同井口油嘴下，测得各配产层段的稳，定流压与产量间的关系曲线，称为分层指示曲线。如图 4—25 所示。利用此图确定配产流压。

(2) 嘴损曲线 流体通过油嘴节流产生压差损失，在不同的

压差下，得出相应的不同流量关系曲线，称为嘴损曲线，如图 4--26。

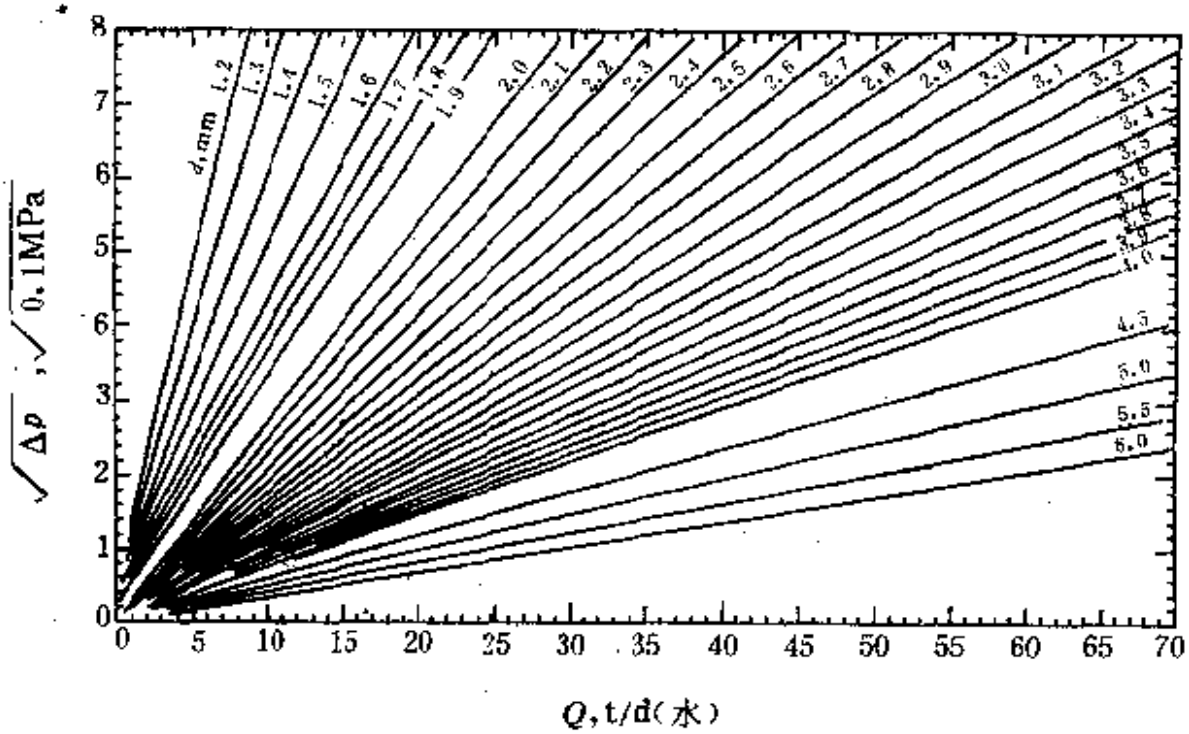


图 4—26　嘴损曲线

2.井下油嘴选择步骤

首先按已规定的配产指标，在分层指示曲线上确定配产流压 $p_{配}$。然后在各层配产流压中选择出分层最低流压，作为全井的生产流压 $p_{流}$。各层配产流压与全井生产流压的差值即为各层所需的嘴损压力。

$$p_{嘴损} = p_{配} - p_{流}$$

最后在嘴损曲线图板上根据各层配产指标和各层所需要的嘴损压力，查得井下油嘴尺寸。

例 4—1：某井有三组油层，已知所测得的分层指示曲线如

图 4—25。全井配产 65t／，其中第一层 15t／d，第二层 30t／d，第三层 20t／d。请选井下油嘴。

第一步　从分层指示曲线上查出各层所对应的流压。

第一层 17MPa；第二层 18MPa；第三层 18.5MPa。

第二步　用最低流压法进行配产。第一层最低，不装油嘴，确定全井流压为 17MPa。

第三步　计算其它两层的嘴损。

第二层　$p_{嘴损}=p_{配}-p_{流}=18-17=$ MPa。

第三层　$p_{嘴损}=18.5-17=1.5$MPa

第四步　查嘴损曲线板，得出第二层为 4mm 油嘴；第三层为 3.5mm 油嘴。

对于嘴损曲线上查不到的井下油嘴而又无法估计其近似程度时，可选用同一压差下已知邻近层的产量 Q_1 及油嘴 d_1。设该层配产指标为 $Q_{配}$，则可计算该层所需井下油嘴尺寸 $d_{需}$。

$$d_{需}=d_1\sqrt{\frac{Q_{配}}{Q_1}}$$

如果查出或计算出的理论油嘴尺寸，在实际上没有，一时又无法加工时，允许实际油嘴与理论油嘴误差 0.1mm。

二、双管分层采油

套管内下入两根油管柱，分别开采上、下两组油层。这种分采方法适用于上、下油层地层压力差大或高含水油层和油层油井的分采。可避免油层的层间干扰。

1.管柱结构

如图 4—27 所示，油管柱分为主管和副管两根。主管下至下部油层，并在上、下两组油层间用一封隔器分隔环形空间，单采下部油层，副管单采上部油层。

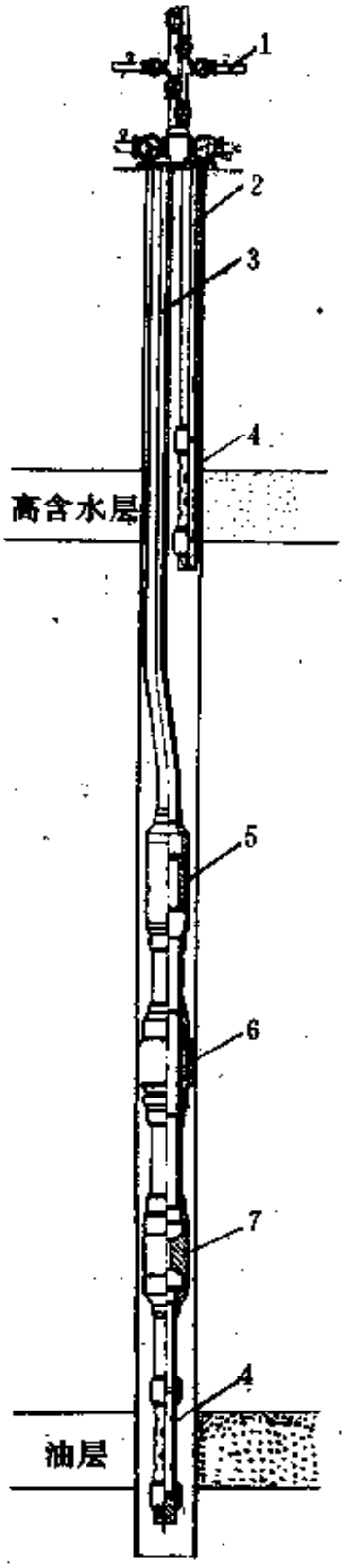


图 4—27　双管分采管柱结构

1—双管采油树；2—副管；3—主管；4—筛管；5—连通器；6—封隔器；7—工作筒

连通器用于封隔器未解封前作业施工时，连通封隔器上部主油管与环形空间（上下油层连通），便于泵入压井液压井。

工作筒和堵塞器配套，用于封堵主油管通道，以坐封封隔器。

2.双管采油树

结构见图 4—28。

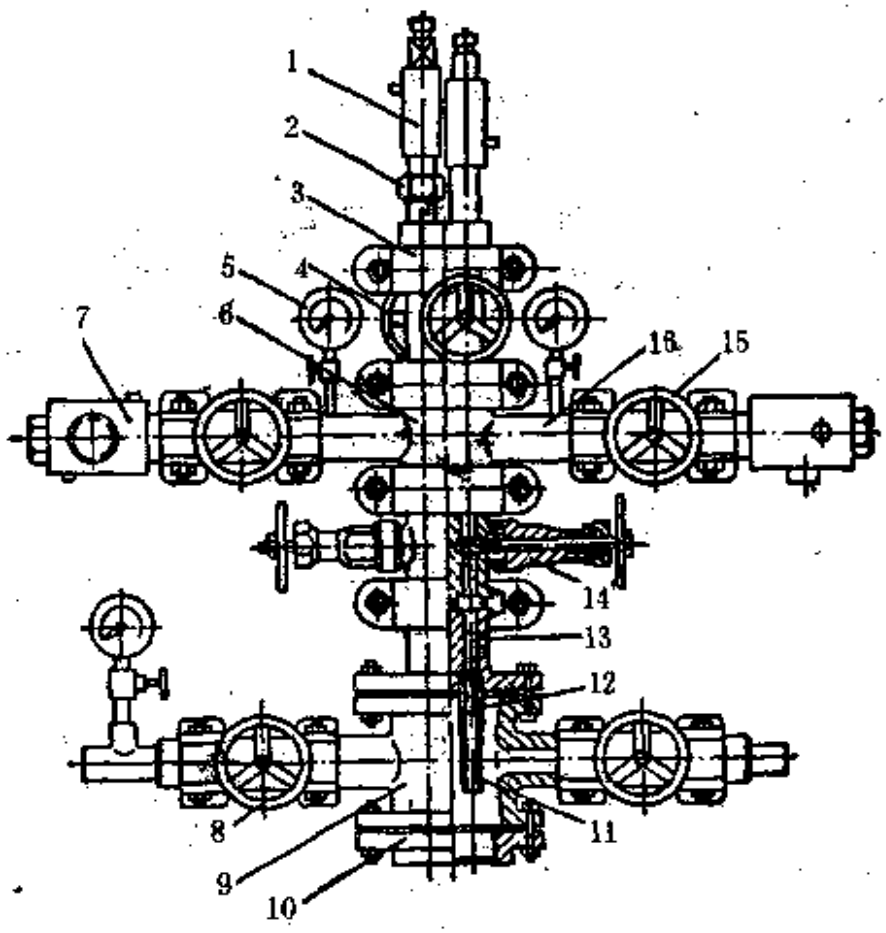


图 4—28　双管采油树

1—防喷管；2—高压活接；3—卡箍；4—清蜡闸门；5—压力表；6—四通；7—油嘴套；8—套管闸门；9—大四通；10—度流兰；11—正反螺纹短节；12—油管挂；13—上法兰；14—双孔阀；15—生产闸门；16—双三通

塔里木油田双管整体采油树结构见图 4—29。

3.技术要求

(1) 双管分采适用于油层性质差异大，而基本上可以分为两大层段的油井，可彻底解决两层段间的干扰和矛盾，充分发挥各层段的潜力，大幅度提高采油速度。

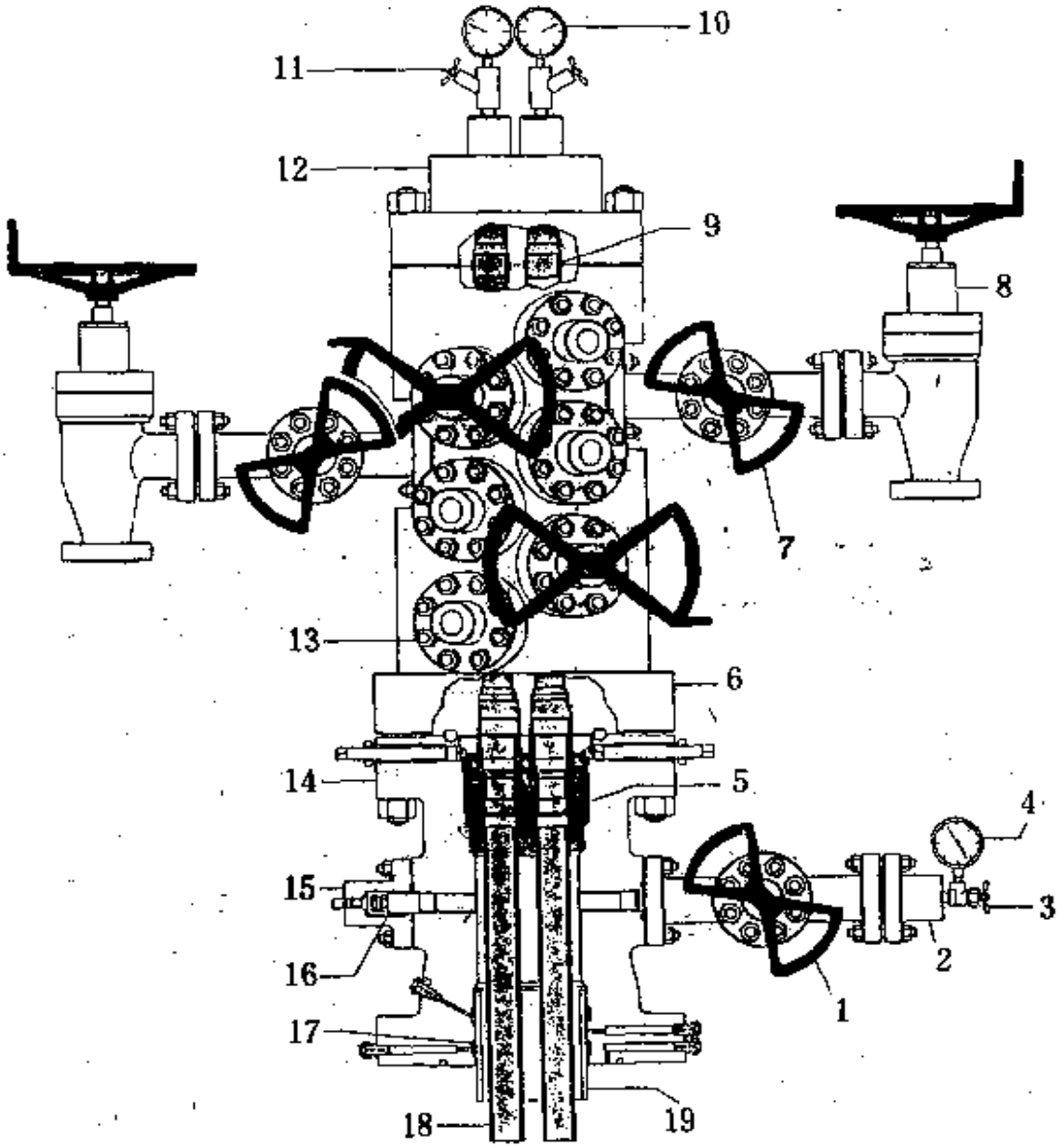


图 4—29 塔里木双管整体采油树

1—VG300 型闸阀；2—盲法兰；3—压力表针阀；4—压力表；5—油管挂；6—双管整体采油树；7—VG300 型闸阀；8—可变节流器；9—"D"型金属密封；10—压力表；11—压力表针阀；12—顶部变径接头；13—VG300 型闸阀；14—双密封油管四通；15—盲法兰；16—VR 型堵头；17—BT 密封；18—油管；19—套管

(2) 双管分采作业施工较复杂，井口起下管柱时需使用双管吊卡。当压井液压井失效而发生井喷时，需要使用双管并联器。

三、油套管分采

1.油套管简易分采

用封隔器将上、下油层隔开，上层由套管生产，下层由油管生产，如图 4—30 所示。

此种分采方法适用于上层地层能量大于下层地层能量的自喷井。

2.油套管互换分采

用两个封隔器，上部为换向封隔器，上面油层由油管生产，下面油层由套管生产。管柱结构如图 4—31 所示。适用于下层能量大于上层能量的自喷井。

换向油管堵塞器技术规范：

堵塞器总长	184mm
外径	46mm
下层生产孔直径	14mm
上层生产孔直径	14mm

3.上、下油层轮换分采

油井内下入一级封隔器，将上、下油层隔开。封隔器上面接轮换采油工作筒。轮采芯子有直孔和斜孔两种。当需要采上层时，采用侧孔芯子；当需要采下层时，采用直孔芯子。这种方法适用于两套油层，需要各套油层分别轮换生产的自喷井。

管柱结构见图 4—32。

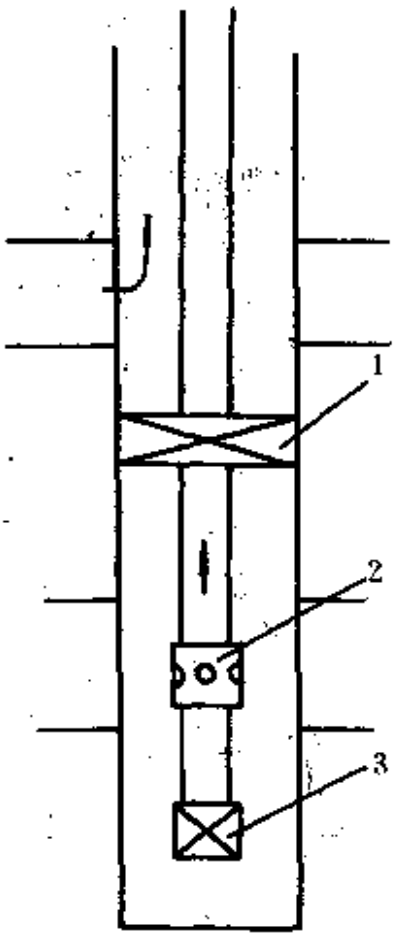


图 4—30 油套管简易分采管柱

1—封隔器；2—配产器或堵水器；3—油管堵塞器工作筒

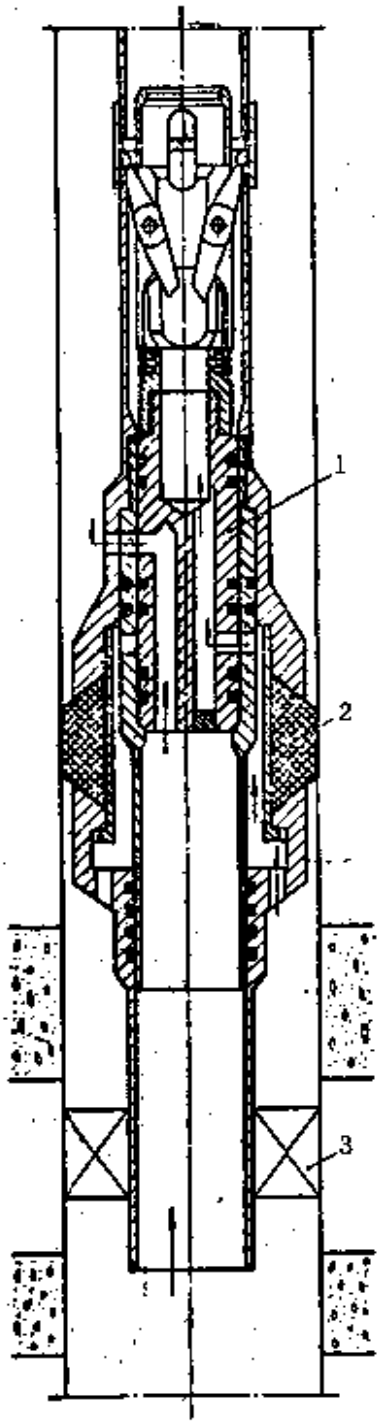


图 4—31　油套管互换分采示意图

1—换向油管堵塞器；2—换向封隔器；3—卡瓦封隔器

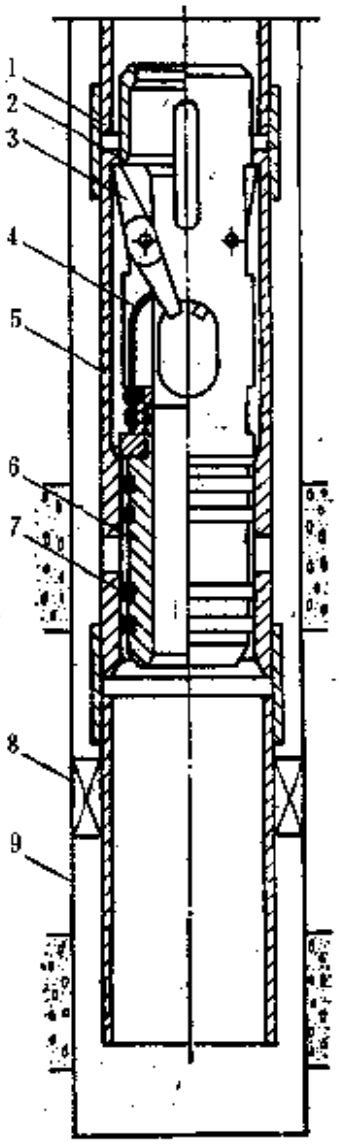


图 4—32　上下油层轮换分采示意图

1—油管；2—卡头；3—卡子；4—簧片；5—工作筒；6—轮采芯子；7—密封圈；8—封隔器；9—套管

轮采芯子技术规范:

芯子总长	282mm
卡头外径	42mm
内径	18mm
轮采芯子外径	39mm

4.技术要求

(1) 油套管分层采油一般只能用于两套油层油井的分采。

(2) 除轮换分采外，由于油流皆要通过油、套管环形空间，对于结蜡严重的井不宜采用。

第五章　清防蜡工艺技术

石油主要是由多种碳氢化合物组成的，石蜡是其组分之一。原油的含蜡量和蜡的构成，皆因原油的类型不同而差异较大。

在油层条件下，石油所含的蜡处于溶解状态。随着生产过程中温度和压力的降低及溶解气的分离，溶解在原油中的石蜡便以结晶的形态析出，聚集并沉积在油管管壁和抽油杆上，出现结蜡现象。

油井结蜡使油流通道变小，阻力增大，直接影响油井的正常生产。所以清蜡和防蜡是油井生产管理中的重要内容。

根据对结蜡机理的认识和长期实践经验，防止油井结蜡可以从下面三个方面着手：

(1) 抑制石蜡结晶的析出和聚积；

(2) 创造不利于石蜡结晶在油管管壁和抽油杆表面上沉积的条件；

(3) 采用机械手段和化学方法清除结蜡。

一、机 械 清 蜡

(一) 原理

用机械方法定期清除油管内壁上的结蜡，依靠油流将清下的蜡带出。清蜡时，必须根据油井生产过程中的结蜡规律，经过反复实践，确定出合理的结蜡深度及周期，定时间、定深度清(刮)蜡。

(二) 清蜡设备和工具

1. 电动绞车

结构和技术规范见图 5—1 和表 5—1。

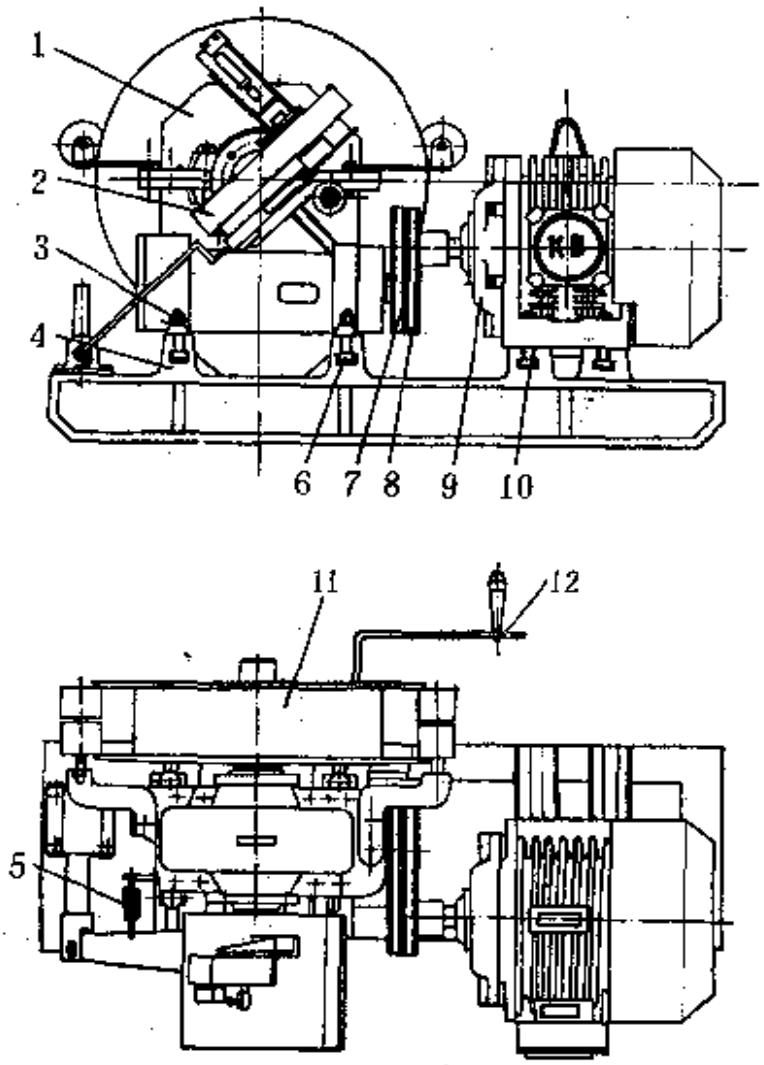


图 5—1　电动绞车

1—涡轮减速器；2—排钢丝计数装置；3—螺母；
4—底座；5—拉簧；6，10—T形螺栓；7—电动机皮带轮；
8—三角皮带；9—防爆电动机；11—滚筒；12—手把

表 5—1　电动绞车技术规范

电动机功率，kW	2	钢丝直径，mm	1.8
电动机转速，r / min	1000	滚筒直径，mm	322
传动比	59	滚筒宽度，mm	100
平均绳速，m / min	20	绞车总重量，kg	300
容绳量，m	1500		

2. 刮蜡片

刮蜡片主要有“8”字形和舌形两种。常用的“8”字形刮蜡片结构和技术规范见图 5—2 和表 5—2。

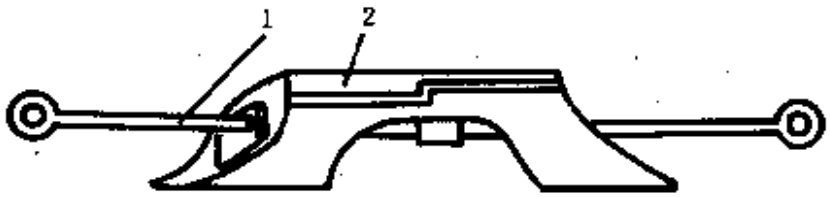


图 5—2 “8”形刮蜡片

1—拉杆；2—刀页

表 5—2 “8”形刮蜡片技术规范

油管公称尺寸，in	刮蜡片外径，mm	备　　注
$1\frac{1}{2}$	37.5～38.5	用 ϕ38×3.5mm 无缝钢管加工
2	47.5～48.5	用 $1\frac{1}{2}$″油管加工
$2\frac{1}{2}$	58～60	用 2″油管加工

3. 清蜡钻头

清蜡钻头用于结蜡较严重的自喷井。有单麻花钻头、双麻花钻头和矛刺钻头三种。结构和技术规范见图 5—3、5—4、5—5 和表 5—3。

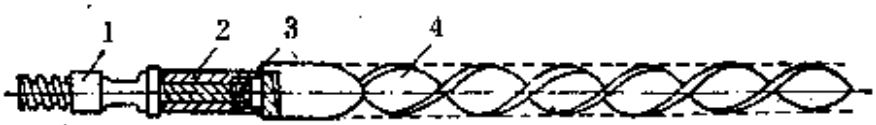


图 5—3 单麻花钻头

1—接头；2—活环；3—销子；4—麻花钻头



图 5—4　双麻花钻头

1—接头；2—销子；3—活环；4—左旋麻花钻头；

5—销子；6—连接活环；7—右旋麻花钻头

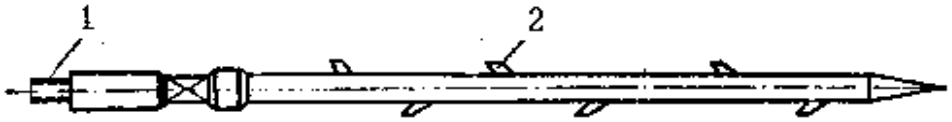


图 5—5　矛刺钻头

1—接头；2—矛刺钻头

表 5—3　清蜡钻头技术规范

钻头类型	油管内使用直径，mm.		长度	接头螺纹(方螺纹)	
	$2\frac{1}{2}$″ 油管	2″ 油管	mm	直径，mm	螺距，mm
单麻花钻头	57.15	46.04	800～1500	33	4
双麻花钻头	57.15	46.04	1000～2000	33	4
矛刺钻头	44.45	44.45	1000	33	4

注：单麻花钻头花距应为90～70mm；双麻花钻头上半节要长些，下半节有三个麻花即可。

4. 清蜡钢丝

技术规范见表 5—4。

表 5—4　钢丝技术规范

直径，mm	截面积 mm^2	100m 重量 kg	1kg 长度 m	抗拉强度 kN/mm^2	反复弯曲次数	每盘长度 m
1.4	1.54	1.21	86.64	1.9～2.3	17	
1.6	2.01	1.58	63.29	1.85～2.2	13	根据用户要求供应，每盘上用铭牌注明
1.8	2.54	2.00	50.0	1.8～2.1	10	
2.0	3.14	2.47	40.49	1.8～2.0	9	
2.2	3.80	2.99	33.44	1.7～1.9	8	
2.5	4.91	3.84	26.04	1.65～1.8	7	
2.8	6.16	4.83	20.70	1.6～1.75	9	

二、内衬油管防蜡

（一）防蜡原理

采用使油管内壁表面光滑，并改善管壁表面的润湿性（变为亲水憎油）的方法，使原油中析出的蜡不易在其上沉积以延缓结蜡速度，延长清蜡周期，来达到防蜡的目的。有琉璃油管、涂料油管和玻璃衬里油管多种，下面重点介绍玻璃衬里油管。

（二）玻璃衬里油管性能要求及检验

1. 玻璃配方

见表 5—5。

表 5—5　玻璃配方

成分	SiO_2	Al_2O_3	Fe_2O_3	B_2O_3	CaO	MgO	Na_2O	As_2O_3
含量，%	74.2	4.5	0.3	1.0	5.3	0.4	14.0	0.3

2. 性能要求及检验

(1) 外观　玻璃衬里油管两端螺纹应完好无损，管端部玻璃衬里完好。油管整体允许挠度小于或等于 30mm，管内衬里表面

光滑平整，无起泡、结石和明显条纹。璃璃层厚度应为 0.4～0.7mm。

(2) 性能及检验

1) 耐酸性能　40℃恒温条件下，玻璃衬里试样在土酸中浸泡 48 小时，失量小于 0.95g / cm^2。

检验方法：取三段 50mm 玻璃管，分别放入土酸、盐酸和硫酸中，在 40℃下恒温放置 48 小时，取出称重计算其单位面积的失量。

2) 耐碱性能　40℃恒温条件下，玻璃衬里试样在 8%NaOH 溶液中浸泡 48 小时，失量小于 0.0022g / cm^2。

检验方法：取一段 500mm 玻璃管，放人 8%的 NaOH 溶液中，在 40℃下恒温放置 48 小时，取出称重计算其单位面积的失量。

3) 耐冷热急变性能

耐急热性能　截取一段 300mm 玻璃衬里油管，用冷冻机降温至−40℃保持 15 分钟，取出立即用 120℃蒸汽急热 12 分钟，并保温 15 分钟后，观察玻璃衬层应无炸裂。

耐急冷性能　截取一段 300mm 玻璃衬里油管，加热到 120℃并保温 15 分钟后，取出立即冷冻到−40℃，保温 15 分钟后，观察玻璃衬里应无炸裂。

4) 拉伸性能　取玻璃衬里油管试样 200mm，在材料试验机上加拉力 280N，观察玻璃衬层应不炸裂。

5) 扭转性能　取两头带接箍的玻璃衬里油管试样 1000mm，一端用台虎钳夹紧，另一端加 1176N · m 的扭力，扭转两次，观察两夹点间的衬层应不炸裂。

6) 耐压性能　在玻璃内衬油管内加水压 20MPa，稳压 1 分钟，泄压后观察衬层应无炸裂处。

7) 冲击性能　将玻璃内衬油管从距地面 1.4m 高处推落在柏油地面上，观察衬层应不炸裂。

3. 使用条件

(1) 玻璃衬里油管对于不含水的低产油井和稠油井，防蜡效果较差。

(2) 避免与含氢氯酸的介质接触，以防玻璃衬里腐蚀。

(3) 作业施工中，应在两根玻璃衬里油管之间的接箍中，放入合适大小的带玻璃衬里的衬环，以避免接箍部位结蜡。

(4) 玻璃衬里油管与化学防蜡剂配合使用，效果更好。

(5) 有杆泵抽油井一般不使用玻璃衬里油管。

三、井下自控电热电缆防蜡

井下电热电缆防蜡是利用电能转化为热能，通过补偿液体从油层流到井口产生的热损失的方式，来保持原油的温度高于结蜡的温度，防止原油中蜡的析出，以达到防蜡的目的。目前推广使用的是井下自控电热电缆。

美国瑞侃（Reychem）公司是井下自控电热电缆的专利厂家，其产品已在我国辽河、胜利、大港、青海和吐哈等油田使用，效果较好。

(一) 结构

见图 5—6。

(二) 电缆自控原理

自控伴热电缆内部有两根相距约 10mm 的平行导线，两导线间有一半导电的塑料层，是发热元件。电流由一根导线流经半导电塑料至另一根导线，半导电塑料因而生热。由于该半导电塑料有热胀冷缩而改变其电阻的特性，因而它所通过的电流大小就会随着温度而变化，发热量也不同，如图 5—7 所示。

自控电热电缆上的每一点都可以自动根据环境温度（井温）的变化来调整电流大小。环境温度升高，电流下降；环境温度降低，电流增大，使之达到温度恒定而始终高于结蜡温度。勿需担心油管过热和电缆烧坏的问题，而且节能。

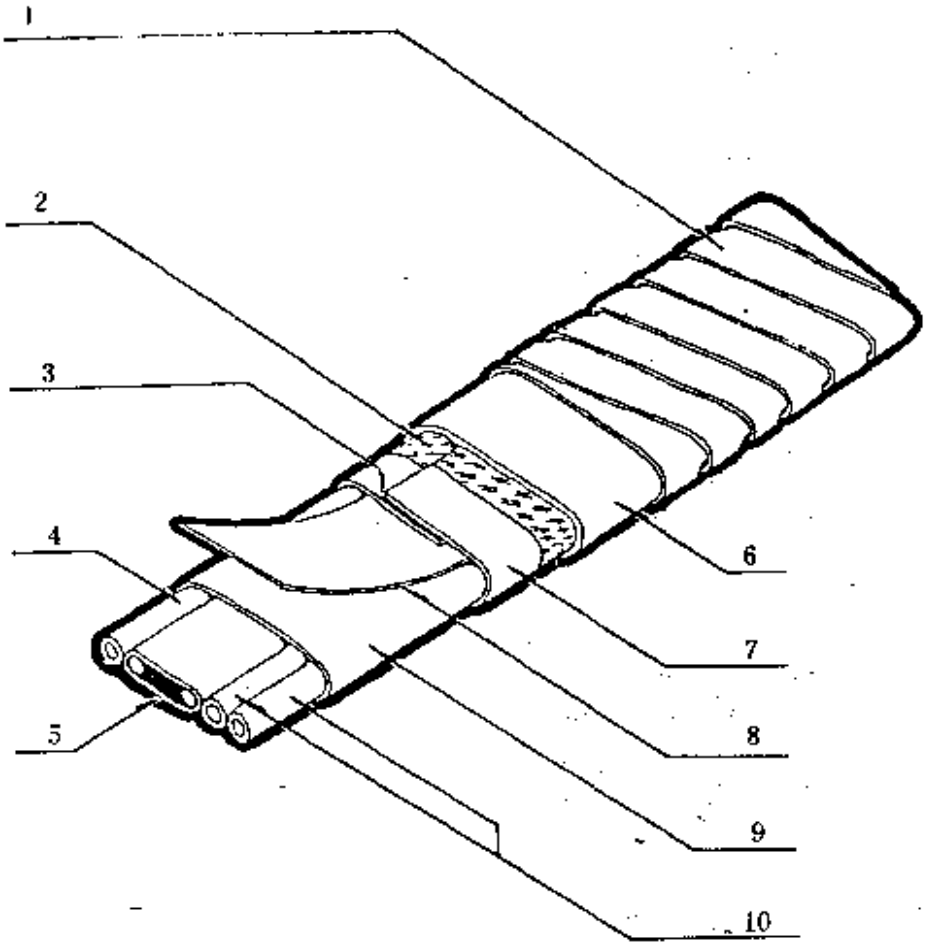


图 5—6　井下自控电热电缆结构示意图

1—金属铠装外套；2—聚酯薄膜；3—粘胶；4—零线；5—自控电热电缆；6—外层氟聚合物保护套；7—不锈钢箔铠装；8—接地铜箔；9—内层氟聚合物保护套；10—导电母线

(三) 井下自控电热电缆井设计

井下自控电热电缆井的设计较繁琐，一般采用计算机软件进行。设计计算过程简述如下：

(1) 输入油井数据

油管尺寸和深度　　套管尺寸和深度

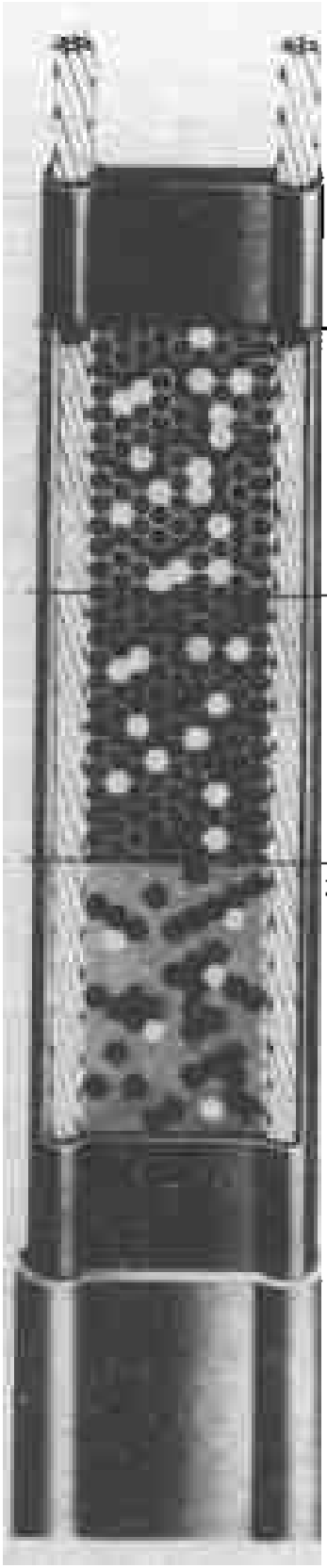

同一条电热电缆在不同环境温度下，会发出不同的热量：
1.环境温度低时，导电塑料微观收缩，增加电流通路，也增加发热量。
2.环境温度升高后，导电塑料微观膨胀，切断一些电流通路，使得发热量下降。
3.环境温度升高到一定值后，导电塑料有较大的膨胀，几乎切断所有电流通路，发热量近于零。

图 5--7　电缆自控原理图

套管外水泥返高　　拐点（析蜡点）
气油比和含水比　　原油粘度
原油相对密度　　地层温度
日产量　　地温梯度
结蜡深度　　井口油温
井口压力　　加电缆后希望达到井口温度
原油凝固点

若为抽油井尚需如下数据：

泵挂深度　　冲程
动液面深度　　冲数

(2) 计算油井井下各点深度的流动原油温度，作出原始温度剖面曲线。

原始温度剖面曲线是基于任何深度流动的原油平均温度可视为油层温度和深度的线性函数的假设而作出的。可用下列公式表示：

$$T_x = T_r - \alpha H \tag{5—1}$$

$$T_x = T_s + \alpha\ (H - x) \tag{5—2}$$

$$\alpha = \frac{T_r - T_s}{H} \tag{5—3}$$

式中　T_x——深度为 x 的流动原油温度，℃；

T_r——油层温度，℃；

α——流动原油温度梯度，℃／m；

x——距油层的距离，m；

T_s——井口流动原油温度，℃；

H——井深，m。

由于 T_r 和 T_s 在稳流条件下是常数，则 T_x 是 x 的线性函数，作出的原始温度剖面是具有稳定斜率 α 的一条直线。

(3) 根据原始温度剖面确定液体温度的临界点深度（临界点是凝固点或拐点以上 6～8℃）。据此可初定电热电缆的长度。

(4) 假定散热范围是距井筒 20m 半径的圆柱范围，计算从临界点到地面沿油管加热的热量，通过变化的热量确定出保持液体高于临界温度所需的热能，并计算出最终温度剖面。

(5) 根据电热电缆参数和选定的长度，计算电缆的发热量与所需热能比较，由此可选择电缆的类型、功率及电压等。

由于井下自控电热电缆的发热元件只有与 20QTV（600V AC 级）型自控伴热电缆相同的一种，因此，若计算所选长度的电缆总放热量小于所需热能时，需加长电热电缆长度，以达到热量平衡。

滑轮与滚筒的位置

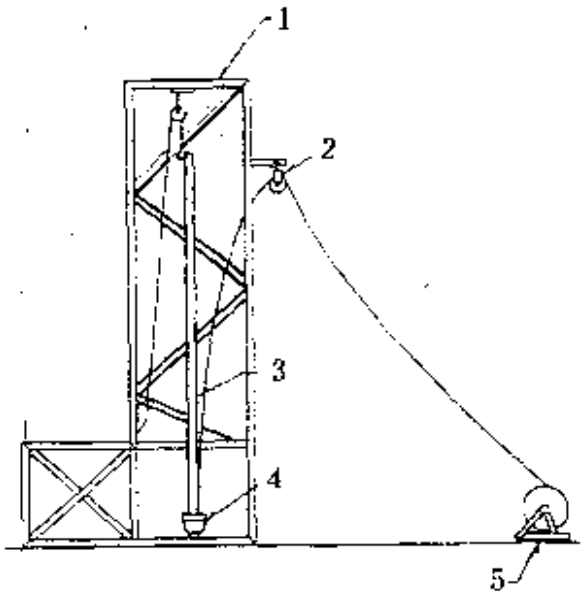


图 5—8 电缆下井井口操作位置图

1—井架；2—导向滑轮；3—油管；4—井口；5—电缆滚筒

(四) 施工操作

1. 电缆滚筒与滑轮的位置

电缆滚筒的位置摆放应与作业机成 90° 角。在井架上挂导向滑轮，使其与滚筒成一直线，以便于作业机操作（见图 5—8）。

2. 电缆安装

(1) 尾帽和端部密封件安装 确定电缆尾端在油管上的位置，该位置点应与电缆的设计长度相符合。先将电热电缆的端部

密封件安装在油管上，再将电缆缚在油管上，并使用卡子将绳帽固定。

(2) 热电缆护套（槽钢）安装　热电缆护套用金属箍（钢卡子）固定在油管上，上、下护套之间是由槽孔和槽耳连接在一起的。护套的作用是保护电缆，并把热电缆压紧在油管上，促进热传导。

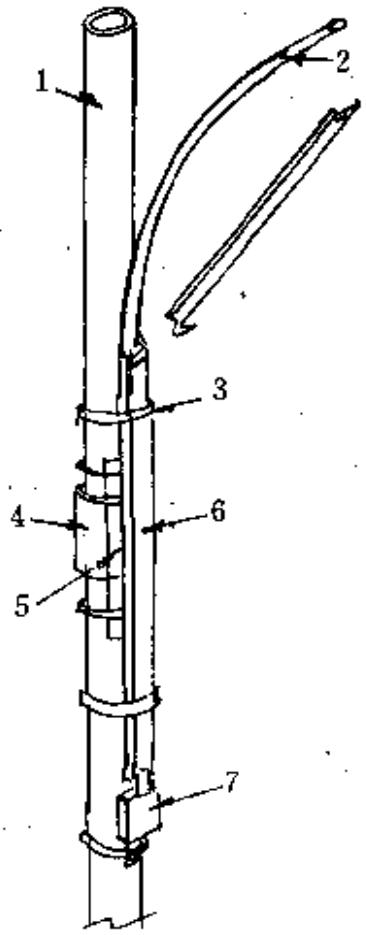


图 5—9　电缆管柱安装示意图

1—油管；2—接箍；3—接箍处金属垫片；4—尾帽；5—电缆护套；6—钢卡子；7—电热电缆

护套的连接步骤如下：

1) 先将护套的槽耳放入下端护套的槽孔内，然后向上压紧耳部；

2) 将电热电缆放入护套内，然后用手将护套推靠在油管上；

3) 用打卡工具将护套固定在油管上（接头处打一个卡子，护套中间打一个卡子）。

下油管并重复上述步骤，直至安装完电缆。

注意在油管接箍处应加金属板衬垫。

电缆护套安装图见图 5—9 和 5—10。

(3) 井口电缆出口　热电缆的剩余端应从井口专用油管头穿出，并压紧密封部件。施工过程中，应小心防止电缆的机械损伤。

(4) 电力连接　当电热电缆进入井口密封套后，电缆应连接在距井口至少 4.5m 的接线箱内。接线箱另一端用电源线与至少距井口 15m 以外的控制箱连接。接线箱的作用是防止套管气经电缆进入控制箱。如图 5—11 所示。

（五）注意事项

（1）目前生产的井下自控电热电缆的最大长度为1000m。如遇需伴热深度超过1000m的井时，其上部可加接电力电缆直至井口。

（2）电热电缆缚设在油管外壁上，要求油套管环形空间的液体不与电缆接触。若遇抽油井动液面高于电热电缆尾端的井，必须用封隔器隔开。

（3）井斜超过20°的井不能使用自控电热电缆。

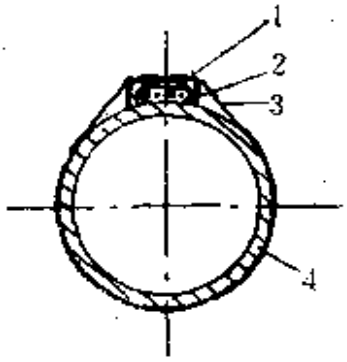


图5—10　电缆安装剖面图

1—电热电缆；2—护套；3—卡子；4—油管

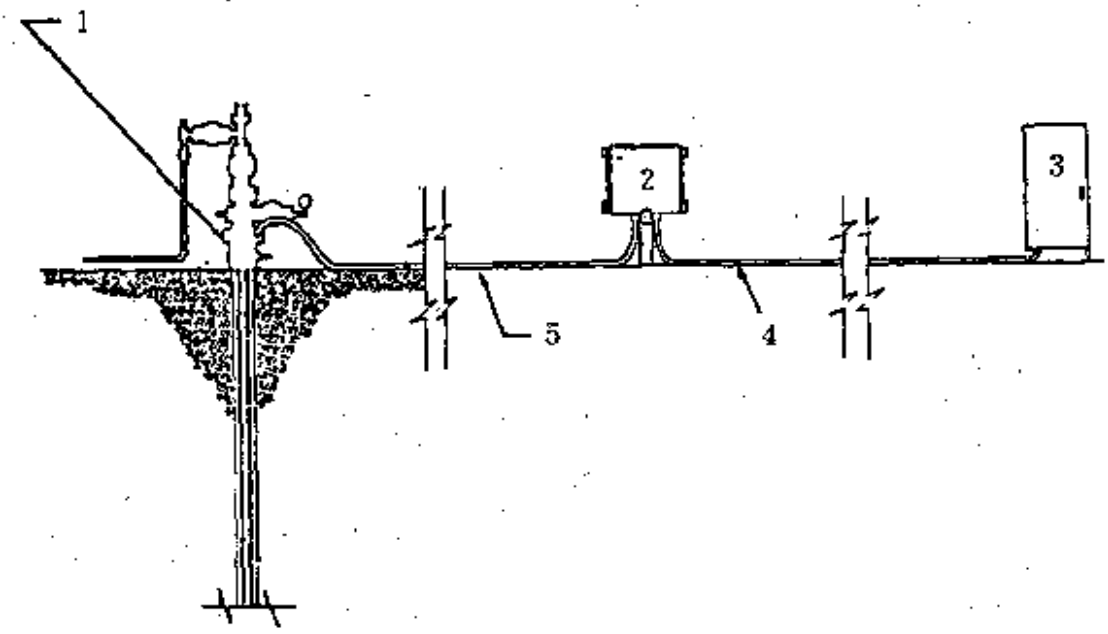


图5—11　电热电缆井电力安装图

1—井口；2—接线箱；3—控制箱；4—电力电缆；5—电热电缆

四、化学清蜡防蜡

（一）作用原理

在油套管环形空间中加入液体化学剂，化学剂在原油中溶解

混合后，可以改变原油中蜡晶之间的集聚状况和蜡晶与油管壁之间的接触状况，达到阻止蜡晶聚结、沉积、溶化结蜡或延缓结蜡的目的。

化学清蜡防蜡剂按其作用不同，可分为防蜡剂、清蜡剂和清防蜡剂三类。

(1) 防蜡剂　主要是以表面活性剂和高分子聚合物组成。表面活性剂的作用是在油管壁和抽油杆表面和蜡晶微粒表面上均可形成一层活性水膜，可以阻止已析出的蜡晶微粒聚结和沉积。高分子聚合物的作用则是在原油中形成网格结构，蜡晶微粒被分散在网络中，避免了蜡晶微粒之间相互接触长大。

(2) 清蜡剂　清蜡剂的主要成分是一类溶蜡性能很强的化学溶剂，分为油基和水基两大类。油基清蜡剂的溶蜡能力强，但由于含有芳香烃类及硫、氯化物等，易燃且有毒，在施工中要特别注意安全；水基清蜡剂适用于含水油井，现场应用较多。

(3) 清防蜡剂　清防蜡剂是由表面活性剂、互溶剂和溶蜡剂等复配而成。表面活性剂可使油管管壁和抽油杆等结蜡表面转为亲水表面，不利于蜡晶的聚结和沉积；溶蜡剂可将已结的蜡溶解掉；互溶剂则是促使表面活性剂和溶蜡剂溶合在一起，组成清防蜡剂。

(二) 常用配方

1. 大庆Ⅱ号清防蜡剂

(1) 配方

配方一

轻溶剂油	56%
直馏溶剂汽油 ($120^{\#}$)	40.7%
聚丙烯酰胺	0.1%
$AE_{(69)}$ 10017	0.2%
水	3%

上述为重量百分比。制成品为乳状液，相对密度 0.8。

配方二

铂重整塔底油	30%
直馏溶剂汽油（120#）	66.6%
聚丙烯酰胺	0.1%
T-渗透剂	0.3%

上述为重量百分比。制成品为乳状液，相对密度 0.8。

(2) 使用范围　用于自喷井和抽油机井，代替机械清蜡或热洗清蜡，清蜡周期一般为两个月。此类清蜡剂成本较低，属易燃易爆物品，注意安全。

2. 河南油田化学清蜡剂

(1) 配方

配方一

$AE_{(169)}$ 0604	100mg／L（占油浓度）
T-渗透剂	0.3mg／L（占油浓度）
水	1000mg／L（占油浓度）

配方二

$AE_{(99)}$ 0604	80mg／L（占油浓度）
ZY-150	10mg／L（占油浓度）
水	1000mg／L（占油浓度）

(2) 使用范围　用于自喷井或抽油机井，可延长热洗周期三倍以上。

3. 中原油田 ZY-1 型清蜡剂

(1) 配方

SAE（活性剂）	4%
四氯化碳	10%
重芳香烃	30%
轻质油	30%
水	26%

制成品为乳状液（水包油型），相对密度 0.96，pH 值 7.2。

(2) 使用范围　主要用于抽油井清蜡，可延长热洗周期一倍以上，亦可用于自喷井。本清蜡剂成本较低，使用安全。

4. EVA 固体防蜡剂

(1) 机理　EVA 固体防蜡剂采用粒状聚乙烯和聚乙烯与乙烯—醋酸乙烯酯共聚物（EVA）复配的固体防蜡块。这些线性高分子化合物能够缓慢地溶解在原油中，使原来卷曲状态的分子舒展开来，形成遍及整个原油体系的网状结构。因为这些化合物的分子中有与石蜡分子相同的链节结构—(CH_2—CH_2)—。所以原油中析出的微小蜡晶能被吸附在分子网络上，随油流把微蜡晶带走，防止或减少了蜡晶的聚集、长大和沉积，产生防蜡作用。

固体防蜡剂装在防蜡管内，接在油流入口附近，其深度取决于防蜡剂的溶解温度。

(2) 配方

配方一

聚乙烯	38%
EVA	20%
柴油	25.5%
硅油	10%
二丁酯	5%
抗氧剂	1%
爽滑剂	0.5%

适用温度 38～40℃，深度≤1130m。

配方二

聚乙烯	22%
EVA	30%
煤油	30%
萘	8%
破乳剂	10%

适用温度 36～39℃，深度≤1050m。

配方三

聚乙烯	22%

EVA	28%
煤油	45%
二丁酯	5%

适用温度 31～33℃，深度≤640m。

(3) 使用范围　用于自喷井和抽油机井防蜡，防蜡周期平均延长一倍。亦可与其它清防蜡剂配套使用，防蜡效果更佳。

5. 中原 ZY-1 型固体防蜡剂

(1) 配方

高压聚乙烯	30%
EVA	15%
柴油（$O^{\#}$）	50%
甲基硅油	3%
萘	2%

制成品溶点 72℃，密度 0.9g / cm^3。防蜡剂形状和防蜡管结构见图 5—12 和 5—13。



图 5—12　固体防蜡剂

(2) 使用范围　适用于抽油井及自喷井，防蜡周期 3～6 个月。

6. 大庆Ⅲ号清防蜡剂

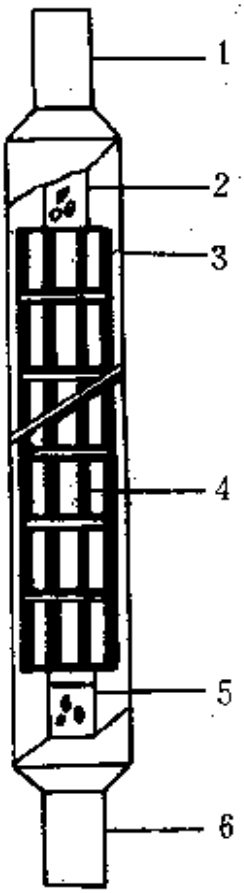


图 5—13 防蜡管结构

1—提升短节；2—上内伸管；3—筒体；4—防蜡剂；5—下内伸管；6—提升短节

配方一

AE $_{(169)}$ 1910	1.0%
聚丙烯酰胺	0.5%
水（85～95℃）	98.5%

配方二

AE $_{(169)}$ 1910	0.5%
T-渗透剂	0.3%
三聚磷酸钠	0.2%
水（85～95℃）	98.7%

(2) 使用范围 适用于自喷井和抽油机井。防蜡周期自喷井 3～5 天，抽油机井 30 天左右。

7. 曙光一号清防蜡剂

(1) 配方

轻质油	59%
甲苯	17%
二甲苯	8%
重芳烃	0.7%
AE $_{(169)}$ 1910	0.3%
水	15%

(2) 使用范围 适用于自喷井和抽油井清防蜡，可延长清蜡周期 1～2 倍。

8. DW-8102 和 DW-8105 清防蜡剂

(1) 配方

DW-8102 配方

AP $_{(129)}$ 212	0.16%
OP1021	0.2%
拉开粉	0.24%
甲苯	5.4%
水	94%

DW-8105 配方

$AP_{(129)}$ 113	21%
$AE_{(69)}$ 10017	14%
OP1021	30%
甲醇	35%

(2) 使用范围　适用于自喷井和抽油机井，可延长清蜡周期1～3倍。

(三) 加药车

加药车是利用车载泵，将各组分的清防蜡剂混合，定期泵入油套管环形空间的专用车载设备。主要由装载汽车、加药泵和药剂罐组成。

主要技术参数见表 5—6。

表 5—6　加药车主要技术参数

型号	装载车辆	泵型号	工作压力 MPa	排量 m^3/h	罐容积 m^3	制造厂
JYC-60	CA-30	3DT-60/4.5	6	4.5	药剂箱：2.3 压力箱：0.3	兰州通用机械厂
JYC	CA-30A		8	1		哈尔滨石油配件厂
JYC-I	CA-30A		8	8		
JYC-Ⅱ	CA-30A		20	3.5	2.5	
			8	8	2.5	

五、磁防蜡技术

(一) 用途

将磁钢按一定结构形式装配下入井内，油流通过磁防蜡器切割磁力线后，可抑制蜡晶微粒的聚结和长大，减轻结蜡程度，延长油井清蜡周期。自喷井和抽油井均可使用。

(二) 结构

常用磁防蜡器有三种结构形式:

(1) 固定式　结构见图 5—14，可用于抽油井和自喷井。施工时连接在油管柱上下入井内。

(2) 投捞式　结构见图 5—15，用于自喷井。井内下入工作筒，将其投入井内坐在工作筒上，使油流全部通过磁防蜡器。

(3) 杆式　接在抽油杆柱上下入井内。

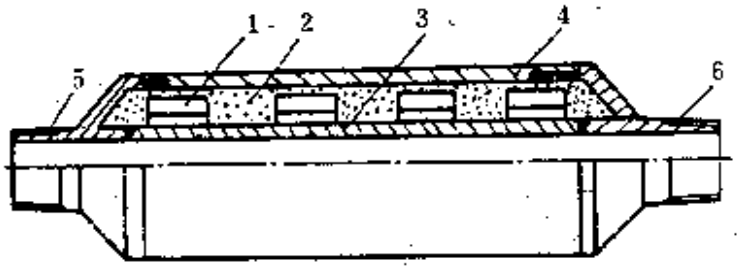


图 5—14　固定式磁防蜡器结构图

1—永磁材料（磁钢）；2—填充物；3—不锈钢内管；4—外管；5,6—上、下接头

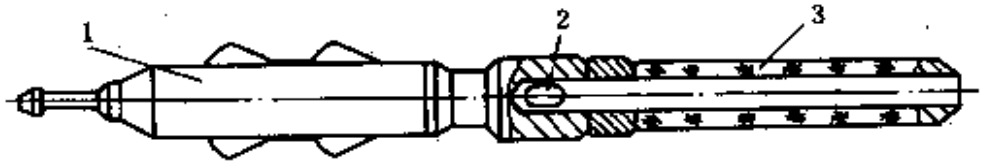


图 5—15　投捞式磁防蜡器结构图

1—打捞头总成；2—出油孔；3—永磁材料（磁钢）

(三) 技术规范

见表 5—7～5—10。

(四) 使用注意事项

(1) 工作环境温度对磁性材料的磁场强度影响很大，直接影

表 5—7　固定式磁防蜡器技术规范

型号	外径 mm	内径 mm	长度 mm	连接油管螺纹	工作载荷 kN	中心磁场强度 T	磁性材料	使用温度 ℃	备注
NFL-89/43	89	43	500	$2\frac{7}{8}$TBG	300	0.2	$SmCo_5$	100	
						0.22	NaFeB	75	
NFL-89/44	89	44	600		250	0.1～0.2	$Sm_2(CuCoFeZr)_{17}$	200	
NFL-89/58	89	58	450		600	0.1	$SmCo_5$	100	
						0.12	NaFeB	75	
NFL-107/50	107	50	500		300	0.15	$SmCo_5$	100	
						0.165	NaFeB	75	
NFL-107/52	107	52	500		300	0.14	$SmCo_5$	100	
						0.155	NaFeB	75	
		50～52				0.18～0.2	$SmCo_5$	100	
						0.3～0.4			
						0.23～0.25	NaFeB	75	
						0.4～0.5			
						0.3	$SmCo_5$	100	用于自喷井
						0.35～0.4	NaFeB	75	

续表

型号	外径	内径	长度	连接油管螺纹	工作载荷 kN	中心磁场强度 T	磁性材料	使用温度 ℃	备注
	mm								
NFL-107/60	107	60	500	$2\frac{7}{8}$TBG	250	0.1	$Sm_2(CuCoFeZr)_{17}$	200	
NFL-107/62	107	62	500		300	0.1～0.13		200	
					600	0.12	$SmCo_5$	100	
						0.14	NaFeB	75	
YFL-96/52	96	52	550			0.15	NaFeB	90	
YFL-107/58	107	58	560			0.15	$SmCo_5$	100	
YFL-107/62	107	62	600		420	0	$Sm_2(CuCoFeZr)_{17}$	200	
						0	$SmCo_5$	150	
			400	$2\frac{7}{8}$UPTBG	640	0.4	NaFeB	50	
						0.45	$SmCo_5$	150	
YFL-108/52	108	52	500	$2\frac{7}{8}$TBG	300	0.1～0.2	$SmCo_5$	150	

注：NFL——内磁型，YFL——外磁型。

响磁防蜡器的防蜡效果。如钕铁硼永磁材料处于 80℃ 环境 2 小时后，磁场强度可下降 30%。现场应用时，应根据结蜡深度选择磁防蜡器磁性材料的类型（使用温度），并选择和控制适当的下入深度和热洗温度。

（2）磁防蜡器单级有效作用距离约 300～1000m，应根据井的结蜡程度，采用单级或多磁防蜡器的结构形式。

表 5—8　投捞式磁防蜡器技术规范

型号	外径	内径	长度	工作载荷 kN	中心磁场强度 T	磁性材料	使用温度 ℃	安装部位
	mm							
FL-52/30	52	30	560	10	0.1～0.11	$SmCo_5$	100	井下工作筒
FL-52/30	52	30	560	10	0.11～0.14	NaFeB	75	

表 5—9　油嘴磁防蜡器技术规范

型号	最大外径	内径	长度	中心磁场强度
	mm			T
FL-50/15	50	2～15	65	0.1～1.0

表 5—10　抽油杆磁防蜡器技术规范

型号	外径	长度	中心杆直径	联接螺纹	抽油杆材料	表面磁感应强度 mT	使用温度 ℃	结构形式	安装位置
	mm								
GCFL-1	42	682			35CrMo	≥180	120	内磁式非接触型	结蜡点前
GCFL-2	45	696							
GCFL-3	50	715							

(3) 下井前，应测试磁防蜡器的中心磁场强度。若测定值低于产品说明书给出的额定值 30%，该防蜡器为不合格产品，不准下井使用。

(4) 磁防蜡器不但有防蜡效果，降粘作用也较明显，在稠油井中使用效果也较好，但没有防结盐作用。

(5) 在运输和安装使用过程中，磁防蜡器应避免剧烈震动。存放时，应远距电磁源至少 5m。