

## 第五章 注 水

通过注水井向油层注水补充能量，保持油层压力，是在依靠天然能量进行采油之后，或油田开发早期为了提高采收率和采油速度而被广泛采用的一项重要的开发措施。

在我国大部分油田采用早期注水开发。经过多年的实践在多油层、小断块、低渗透和稠油油藏进行注水开发方面逐步形成了适合油藏特点的配套技术，特别是近些年来，对注水油田高含水期为实现“控水稳油”发展了以注水井调剖为核心的注水配套新工艺。

本章就水质处理、注水工艺和改善吸水剖面等基本问题加以介绍。

### 5.1 水源、水质及注水系统

#### 5.1.1 水源及水质要求

油田注水要求水源的水量充足、水质稳定。水源的选择既要考虑到水质处理工艺简便，又要满足油田日注水量的要求及设计年限内所需要的总注水量。

目前作为注水用的水源有：

##### (1) 地面水源

江、河、湖、泉的地面淡水已广泛应用于注水。随着国家建设的发展，工农业对这种水源使用也愈来愈广，加上可能遇到自然干旱，对注水可能供不应求。所以使用这种水源要得到有关部门的批准。地面水源的特点是：水质随着季节变化很大、高含氧、携带大量悬浮物和各种微生物。

浅海和海上油田注水，一般用海水。它既多又方便，但其高含氧和盐、腐蚀性强、悬浮的固体颗粒随季节变化大，为改善这一点，通常钻一些浅井到海底以下，使其过滤从而减少水的机械杂质。

##### (2) 来自河床等冲积层水源

它是通过在河床打一些浅井到冲积层的顶部而得到的淡水水源。其特点是：水量稳定，水质变化不大，通常无腐蚀性；由于自然过滤，混浊度不受季节影响；水中含氧稳定便于处理，但由于硫酸还原菌深埋地下，这种水仍可能受到它的污染。

##### (3) 地层水水源

地层水水源是根据地质资料，通过钻探而找到的地下淡水或盐水水源。能找到高压、高产量的淡水层最好，盐水层也行。若找不到单一水层，多层水也可以，但应注意，不同水层的水彼此不能产生化学反应而结垢。盐水的好处，可以防止注水所引起的粘土膨胀。

##### (4) 油层采出水

有些油田可能随同原油采出很多地层水或注入水，对这些水考虑回注是合理的。当然，

这些水必须是适应于注水要求(或经过简单处理之后)。

注水对油层的损害是众所周知的，特别对低孔低渗油藏，制定合理水质标准是保证油田正常注水的关键。注水引起的油层损害主要是堵塞、腐蚀和结垢三大类型。因此制定水质要从这三方面着手。

关于水质的标准，我国石油工业部于 1979 年、1983 年都作出过若干规定。实践表明，对水质的要求应根据油藏孔隙结构和渗透性分级、流体物理化学性质以及水源的水型通过试验来确定。水质主要控制指标见表 5-1，水质辅助性指标包括溶解氧、硫化氢、侵蚀性二氧化碳和铁质的含量以及 pH 值等。水质主要控制指标已达到注水要求，注水又较顺利，可不考虑辅助性指标，如果达不到要求，为查其原因可进一步检测辅助性指标。在实际工作中往往是在表 5-1 的基础上根据具体油藏特点制定相应的控制指标。

表 5-1 水质主要控制指标

注入层平均空气渗透率, $\times 10^{-3} \mu m^2$		< 100			100~600			> 600		
标准分级		A1	A2	A3	B1	B2	B3	C1	C2	C3
控制指标	悬浮固体含量, mg/l	<1.0	<2.0	<3.0	<3.0	<4.0	<5.0	<5.0	<7.0	<10.0
	悬浮物颗粒直径中值, $\mu m$	<1.0	<1.5	<2.0	<2.0	<2.5	<3.0	<3.0	<3.5	<4.0
	含油量, mg/l	<5.0	<6.0	<8.0	<8.0	<10.0	<15.0	<15.0	<20	<30
	平均腐蚀率, mm/a	<0.076								
	点腐蚀	A1、B1、C1 级：试片各面都无点腐蚀 A2、B2、C2 级：试片有轻微点腐蚀 A3、B3、C3 级：试片有明显点腐蚀								
	SRB 菌, 个/ml	0	<10	<25	0	<10	<25	0	<10	<25
	铁细菌, 个/ml	<10 <sup>3</sup>			<10 <sup>4</sup>			<10 <sup>5</sup>		
	腐生菌, 个/ml	<10 <sup>3</sup>			<10 <sup>4</sup>			<10 <sup>5</sup>		

注：清水水质指标中去掉含油量。

### 5.1.2 注入水处理技术

在水源确定的基础上，一般要进行水质处理。水源不同水处理工艺不同，现场上常用的水质处理措施有以下几种：

#### (1) 沉淀

来自地面水源的水，总是含有一定数量的机械杂质，因此在处理上首先是沉淀，以便除去机械杂质。其方法就是让水在沉淀池(罐)内有一定的停留时间，使其中所悬浮的固体颗粒借自身的重力而沉淀下来。沉淀池结构如图 5-1 所示。

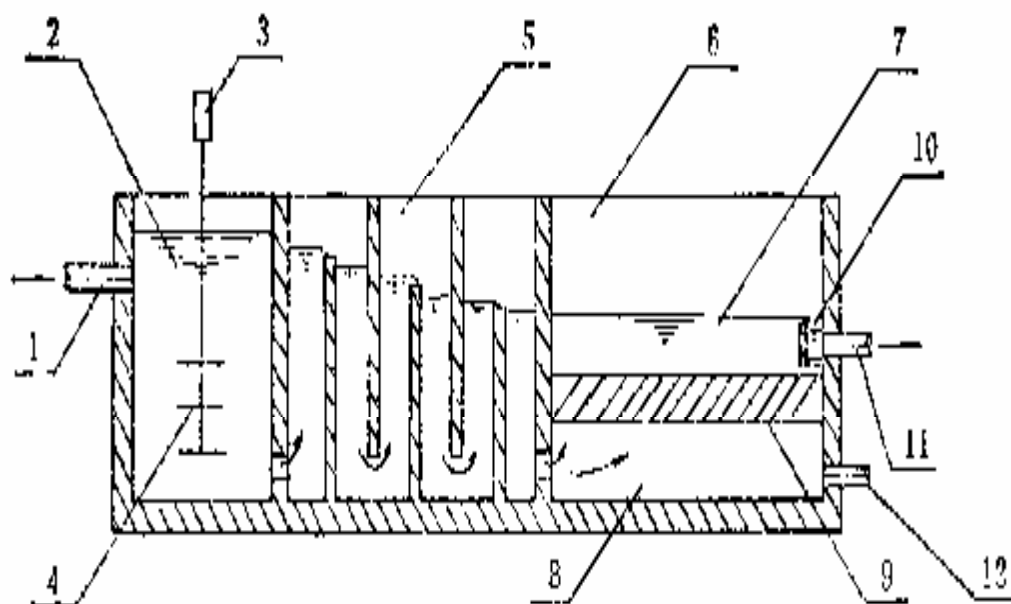
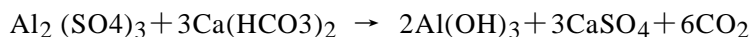


图 5-1 反应沉淀池结构示意图

- 1—进水管；2—机械反应池；3—搅拌机；4—叶轮；5—隔板反应池；  
6—斜板沉淀池；7—清水区；8—积泥区；9—斜板；10—集水槽；  
11—出水管；12—排泥管

沉淀时要有足够的沉降时间，以便使悬浮固体凝聚并沉淀下来。一般在池或罐内还装有迂回挡板，利于颗粒凝聚与沉淀。

为了加速水中的悬浮物和非溶性化合物的沉淀，可在沉淀过程中加入聚凝剂。常用的聚凝剂为硫酸铝，它和碱性盐如碳酸氢钙作用后则形成絮状沉淀物，其化学反应式如下：



聚凝剂形成的絮状沉淀物带着悬浮物一起下沉，可加快沉降速度。当水的 pH 值为 5~8 时，硫酸铝的聚凝效果好；当 pH 值为 8~9 时，硫酸亚铁对形成非溶性的氢氧化铁的聚凝效果好。其它化学聚凝剂还有：硫酸铁 $[\text{Fe}_2(\text{SO}_4)_3]$ 、三氯化铁 $[\text{FeCl}_3]$ 和偏铝酸钠 $[\text{NaAlO}_2]$ 等，有时还需加碱(如石灰)来提高水的 pH 值，以便加速聚凝过程。由于石灰和二氧化碳、碳酸氢钙等起化学反应生成碳酸钙，而碳酸钙可经过聚凝沉淀和过滤除去。

## (2) 过滤

来自沉淀池的水往往还含有少量很细的悬浮物和细菌，为了除去这类物质必须进行过

滤处理。即使来自无需沉淀的地下水，也常需要过滤。

过滤设备常用过滤池或过滤器，内装石英砂、大理石屑、无烟煤屑及硅藻土等。水从上向下经砂层、砾石支撑层，然后从池底出水管流入澄清池加以澄清。

正确选用过滤材料，对滤池正常工作意义很大，滤料颗粒的大小、形状、组成以及滤料层厚度，对于过滤池的过滤速度、滤污能力、工作周期等有着直接的影响。使用的过滤材料，必须符合下列要求：有足够的机械强度，以免冲洗时颗粒过度磨损和破碎而降低滤池的工作周期；对于过滤的水有足够的化学稳定性；价格低廉等。

过滤是将水中的悬浮杂质、聚凝物和细菌等拦阻在滤料层表面，形成一个软泥薄层“滤膜”。这层滤膜起着附加滤料层的作用。在快速滤池期间，滤料表面往往没有形成滤膜，水中很多微小悬浮物被带入滤料层而拦阻下来。

滤池的工作强度是用过滤速度来表示。过滤速度是指在单位时间内，从单位面积滤池通过的水量，一般用  $\text{m}^3/(\text{m}^2 \cdot \text{h})$ ，或  $\text{m}/\text{h}$  来表示。按滤速来分，滤池可分为慢速滤池，其滤速为  $0.1 \sim 0.3 \text{m}/\text{h}$ ；快速滤池，其滤速在  $15 \text{m}/\text{h}$  以上。滤池中的水面与大气接触，利用滤池与底部水管出口，或水管相连的清水池水位标高差进行过滤的，叫做重力式滤池；滤池完全密封，水在一定压力下通过滤池叫压力滤罐。油田常用压力滤罐，如图 5-2 所示。

压力式滤罐是一个立式或卧式的密闭金属容器，是由滤料层、支撑介质(砾石垫料层)和进水管、排水管、洗水管等组成。为了除去滤料层过滤的污物，要定时进行反冲洗，在反冲时滤料层要完全浮起来，而支撑介质则不动，一般反冲速度约在  $30 \sim 70 \text{m}/\text{h}$  范围。

还需指出，过滤后的水中杂质含量应小于  $2 \text{mg}/\text{l}$  才算合格。

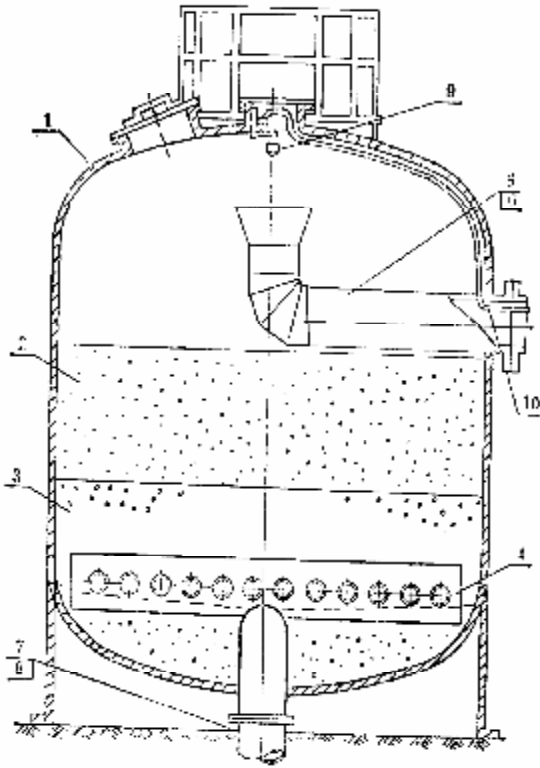


图 5-2 压力式滤罐示意图

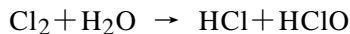
1—罐体；2—滤料层；3—垫料层；4—集配水管；5—进水管；  
6—反冲洗排水管；7—出水管；8—反冲洗进水管；9—自动排气阀；10—排气管

地面水处理系统采用一级精细过滤器对注入水进行精细过滤，在注水井井口安装磁清渣器可进行二次处理。

### (3) 杀菌

地面水中多数含有藻类、粪类、铁菌或硫酸还原菌，在注入水时必须将这些物质除掉以防止堵塞油层和腐蚀管柱。因此，要进行杀菌。考虑到细菌适应性强，一般选用两种以上杀菌剂使用，以免细菌产生抗药性。

常用的杀菌剂有氯或其它化合物，如次氯酸、次氯酸盐及氟酸钙，甲醛既有杀菌又有防腐作用。氯气杀菌时，由于和水作用而生成次氯酸：

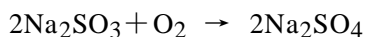


而次氯酸是一种不稳定的化合物，分解后产生新生态的氧 $[\text{O}]$ ， $[\text{O}]$ 是强氧化剂，可以杀菌。

#### (4) 脱氧

氧是造成注水系统腐蚀的最主要最直接的因素，也是其它水质指标能否达到标准的关键。地面水和雨水由于和空气接触，总是溶有一定量的氧，有的水源还含有碳酸气和硫化氢气体，应设法除去。下面就脱氧问题作一简单介绍。而除去碳酸气和硫化氢气体在原理上和脱氧(化学法和真空法)有相似之处。

常用的化学除氧剂有亚硫酸钠( $\text{Na}_2\text{SO}_3$ )、二氧化硫( $\text{SO}_2$ )和联氨( $\text{N}_2\text{H}_4$ )等，最常用的是亚硫酸钠，它价格低廉处理方便，反应式如下：



每除去  $1\text{mg/l}$  的氧需加  $7.88\text{mg/l}$  无结晶水的亚硫酸钠，投加时可适当有余量。水温低含氧少时，上述反应慢，可加催化剂硫酸钙( $\text{CaSO}_4$ )促进反应。

利用天然气对水进行逆流冲刷除去水中的氧也是一项有效措施。其原理是：脱氧前水表面空气压力为  $10\text{MPa}$ ，空气中的氧约占  $1/5$ ，故氧在空气中的分压约为  $2\text{MPa}$ ，当天然气逆流冲刷时，它冲淡了空气中的氧，从而使得水表面氧的分压降低，水中的氧便从水中分离出来，被天然气带走，随后又冲淡又带走，最后把水中的氧除掉。另外，天然气还有吸收氧的能力，在不断地冲刷过程中把氧带走。将  $1\text{m}^3$  的水中含氧从  $10\text{mg/l}$  降到  $1\text{mg/l}$ ，约需用  $0.3\text{m}^3$  的天然气。脱氧后的天然气可以回收更新并可作为燃料。

真空脱氧，其原理是用抽空设备(蒸气喷射器)将脱氧塔抽成真空，从而把塔内水中的氧气分离出来并被抽掉，如图 5-3 所示。通过喷嘴的高速空气在喷射器内造成低压，使塔内水中的氧分离出来被蒸气带走。为了使水中的氧气易于脱出，塔内装有許多小瓷环。真空脱氧的流程如图 5-4 所示。

#### (5) 曝晒

当水源含有大量的过饱和碳酸盐(如重碳酸钙、重碳酸镁和重碳酸亚铁等)时，由于它们极不稳定，当注入地层后由于温度升高可能产生碳酸盐沉淀而堵塞油层。因此需预先进行曝晒处理将碳酸盐沉淀下来使水质稳定。

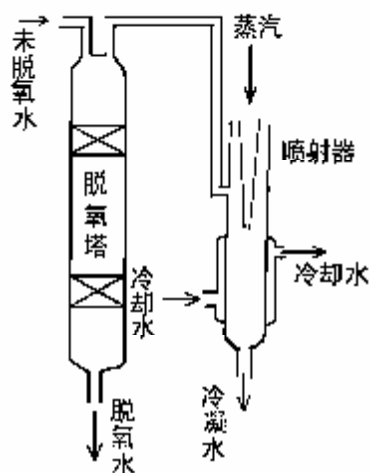


图 5-3 真空脱氧示意图

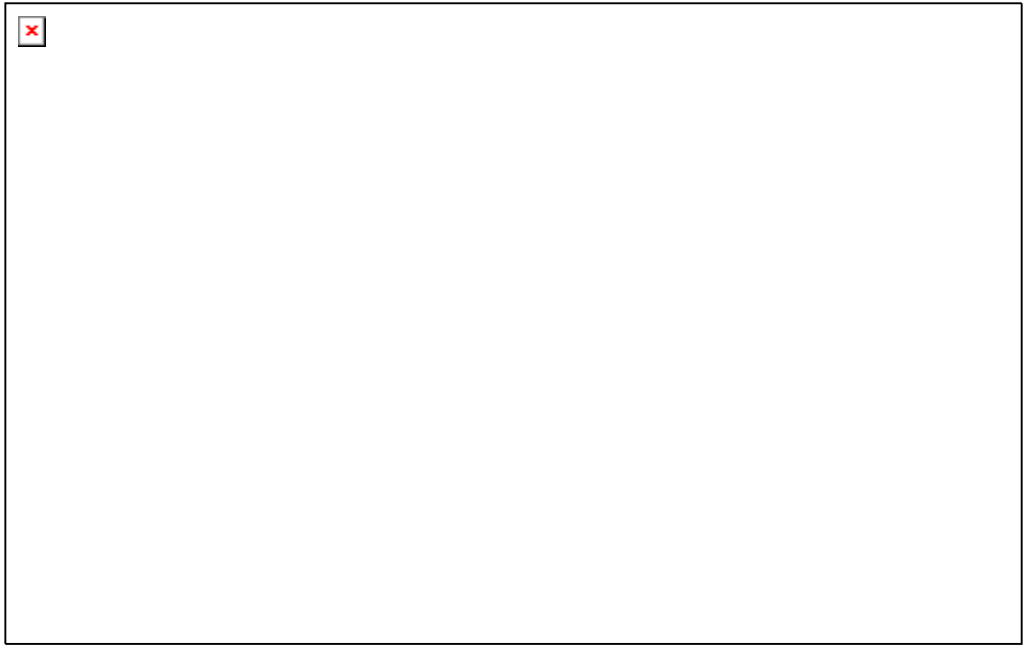


图 5-4 真空脱氧流程图

1—脱氧塔；2—一级喷射器；3—中间冷却；4—二级喷射器；5—消音器；  
6—外输泵；7—脱氧泵；8—脱氧后储水池；9—原油储水池；10—水封槽

含油污水是油田开发过程中不可避免的产物。随着油田开发时间的延长，产出的污水也随之增加，因而污水回注意义重大。其优点是：① 污水中含表面活性物质，能提高洗油能力；② 高矿化度污水回注后，不会使粘土颗粒膨胀而降低渗透率；③ 污水回注保护了环境，提高了水的利用率。

污水回注应解决下列问题：

- ① 处理后的污水应达到注水水质标准；
- ② 水在设备和管线中既不产生堵塞性结垢，又不产生严重腐蚀；
- ③ 和地层水不起化学反应生成沉淀以免堵塞油层。

含油污水处理的目的主要是除去油及悬浮物。一般污水处理的过程包括沉降、撇油、凝絮、浮选、过滤，加抑垢、防腐、杀菌及其它化学药剂等。具体工艺和流程各套注水系统有不同之处，但都是依据具体情况来设计的。图 5-5 是目前油田常用的混凝除油、重力式石英砂过滤处理含油污水工艺流程图。

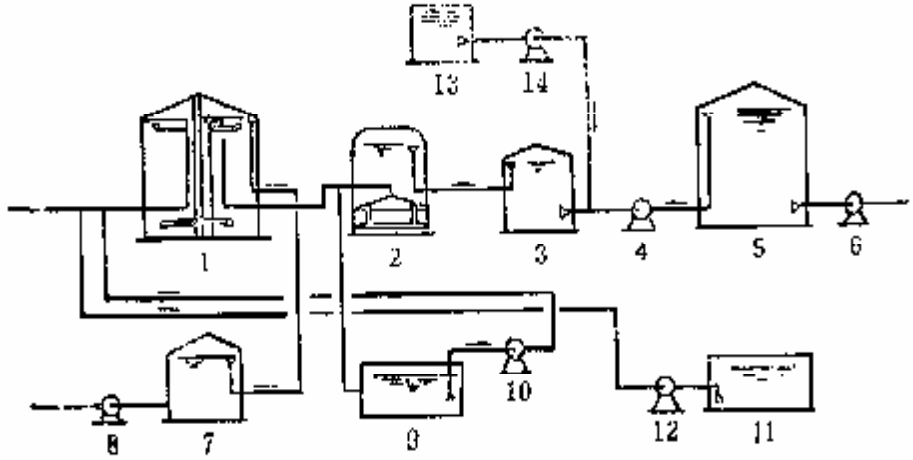


图 5-5 含油污水处理流程图

- 1—除油管；2—单阀过滤罐；3—缓冲水管；4—输油泵；5—注水泵；  
 6—高压注水泵；7—污油罐；8—输油泵；9—污水回收池；10—回收水泵；  
 11—凝剂溶药池；12—加药泵；13—杀菌剂溶药罐；14—加杀菌剂泵

### 5.1.3 注水地面系统

从水源到注水井的注水地面系统通常包括水源泵站、水处理站、注水站、配水间和注水井。水源水经处理后达到油田注水水质标准后，被送到注水站。

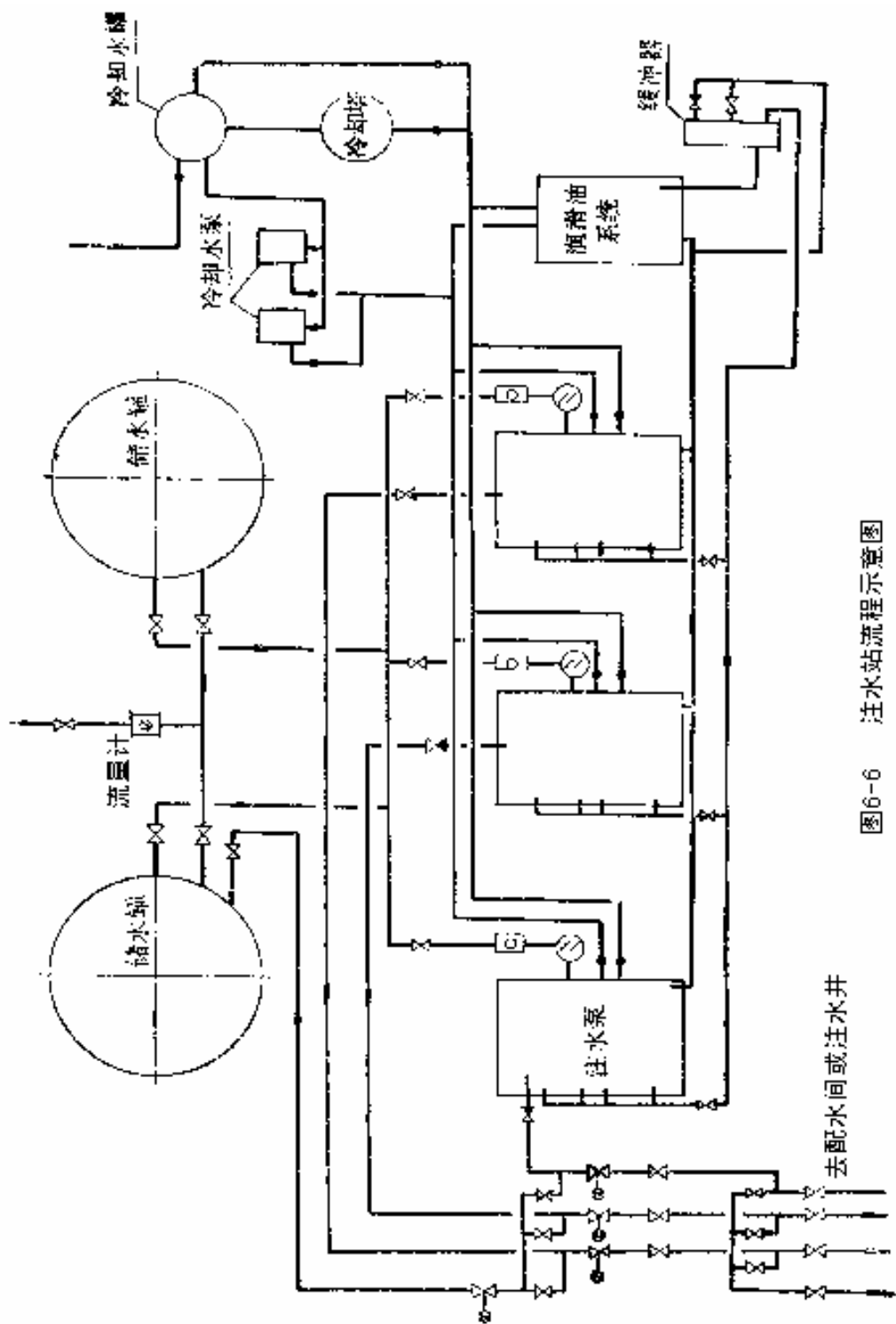


图6-6 注水站流程示意图

(1) 注水站 注水站的主要作用是将来水升压，以满足注水井对注入压力的要求。站

内注水工艺流程主要考虑满足注水水质、计量、操作管理及分层注水等方面的要求。其工艺流程为：来水进站→计量→水质处理→储水灌→泵出。注水站的主要设施有：储存水的储罐，它具有储备作用（为注水泵储备一定水量，防止因停水而造成缺水停泵现象）、缓冲作用（避免因供水管网压力不稳影响注水泵正常工作及其它系统的供水量及水质）、分离作用（使水中较大的固体颗粒物质、砂石等可沉降于灌底，含油污水中较大颗粒的油滴可浮于水面，便于集中回收处理）；给注入水增压的高压泵组(多级离心泵或柱塞泵)；计量水量的流量计和将高压水向各配水间分配的分水器等。流程示意图如图 5-6 所示。

(2) **配水间** 用来调节、控制和计量一口注水井注水量，主要设施为分水器、正常注水和旁通备用管汇；压力表和流量计。配水间一般分为单井配水间和多井配水间两种。

(3) **注水井** 注入水从地面进入地层的通道，井口装置与自喷井相似，不同点是无清蜡闸门，不装油嘴，同时承压高。井口有一套控制设备，它的主要作用是：悬挂井内管柱；密封油、套环形空间；控制注水和洗井方式，如正注、反注、合注、正洗、反洗和进行井下作业。除井口装置外，注水井内还根据注水要求（分注、合注、洗井）下有相应的注水管柱。

#### 5.1.4 注水井投注程序

注水井从完钻到正常注水，一般要经过排液、洗井、试注之后才能转入正常的注水。

(1) **排液** 排液的目的在于清除油层内的堵塞物，在井底附近造成适当的低压带，为进水创造有利条件，并采出部分弹性储量，减少注水井排或注水井附近的能量损失，有利于注水井排拉成水线。

排液时间可根据油层性质和开发方案来决定，排液的强度以不损伤油层结构为原则。

(2) **洗井** 注水井在排液之后还需要进行洗井。洗井的目的是把井筒内的腐蚀物、杂质等污物冲洗出来，避免油层被污物堵塞，影响注水。

洗井方式有两种：一种是正洗，水从油管进井，从油套环形空间返回地面；另一种是反洗，水从油套环形空间进井，从油管返回地面。

洗井时要注意洗井质量和进出口水量，要求油层达到微吐，严防漏失。在油层压力低于静水柱压力时，可采用注混气或泡沫负压洗井，将井壁及近井地带的堵塞物清洗掉，然后升压至近平衡，替出井内不清洁的水，再升压采用注热水或活性水正压洗井，将井筒内和近井地带清洗干净，做到进出口水质完全一致时为止。

为防止粘土颗粒的膨胀和运移，在注水井投注或油井转注前需进行防膨处理；由于钻井或排液生产过程中油层受到储层损害时，则在投（转）注前需要进行解堵预处理。

(3) **试注** 试注的目的在于确定能否将水注入油层并取得油层吸水启动压力和吸水指数等资料，根据要求注入量选定注入压力。因此，试注时要进行注水井测试，求出注水压力和地层吸水能力。地层吸水能力大小一般用吸水指数表示。如果试注效果好(可与邻井

同类油层吸水能力相比较),即可进行转注;如果效果不好,要进行调整或采用酸浸、酸化、压裂等措施,直至合格为止。

(4) **转注** 注水井通过排液、洗井、试注,取全取准试注的资料,并绘出注水指示曲线,再经过配水就可以转为正常注水。

## 5.2 注水井吸水能力分析

### 5.2.1 注水井吸水能力

(1) **注水井指示曲线** 稳定流动条件下,注入压力与注水量之间的关系曲线。如图 5-7 所示。

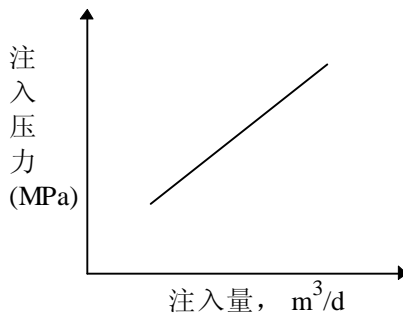


图 5-7 注水井指示曲线

(2) **吸水指数** 单位注水压差下的日注水量,单位为  $\text{m}^3/(\text{d} \cdot \text{MPa})$ 。

$$\text{吸水指数} = \frac{\text{日注水量}}{\text{注水压差}} = \frac{\text{日注水量}}{\text{注水井流压} - \text{注水井静压}}$$

吸水指数的大小表示地层吸水能力的好坏,正常生产时,不可能经常关井测注水井静压,所以采用测指示曲线的办法取得在不同流压下的注水量,用下式计算吸水指数:

$$\text{吸水指数} = \frac{\text{两种工作制度下日注水量之差}}{\text{相应两种工作制度下流压之差}}$$

在进行不同地层吸水能力对比分析时,需采用“比吸水指数”或称“每米吸水指数”为指标,它是地层吸水指数除以地层有效厚度所得的数值,单位为  $\text{m}^3/(\text{d} \cdot \text{MPa} \cdot \text{m})$ ,也表示一米厚地层在一个兆帕注水压差下的日注水量。

(3) **视吸水指数** 用吸水指数进行分析时,需对注水井进行测试取得流压资料后才能进行。在日常分析中,为及时掌握吸水能力的变化情况,常采用视吸水指数表示吸水能力。

它是日注水量除以井口压力,单位为  $\text{m}^3/(\text{d} \cdot \text{MPa})$ 。

$$\text{视吸水指数} = \frac{\text{日注水量}}{\text{井口压力}}$$

在未进行分层注水的情况下，若采用油管注水，则上式中的井口压力取套管压力；若采用套管注水，则上式中的井口压力取油管压力。

### 5.2.2 影响吸水能力的因素

根据现场资料和实验室研究，影响注水井吸水能力下降的因素可综合为四个方面。

(1) 与注水井井下作业及注水井管理操作等有关因素。主要包括：进行作业时，因用泥浆压井使泥浆浸入注水层造成堵塞；由于酸化等措施不当或注水操作不平稳而破坏地层岩石结构，造成砂堵；未按规定洗井，井筒不清洁，井内的污物随注入水带入地层造成堵塞。

(2) 与水质有关的因素。

1) 注入水与设备和管线的腐蚀产物(如氢氧化铁  $\text{Fe}(\text{OH})_3$  及硫化亚铁  $\text{FeS}$  等)造成的堵塞，以及水在管线内产生垢( $\text{CaCO}_3$ 、 $\text{BaSO}_4$ )等的堵塞。

2) 注入水中所含的某些微生物(如硫酸盐还原菌、铁菌等)，除了自身堵塞作用外，其代谢产物也会造成堵塞。

3) 注入水中所带的细小泥砂等杂质堵塞地层。

4) 注入水中含有在油层内可能产生沉淀的不稳定盐类。如注入水中所溶解的重碳酸盐，在注水过程中由于温度和压力的变化，可能在油层中生成碳酸盐沉淀。

(3) 组成油层的粘土矿物遇水后发生膨胀。

(4) 注水井地层压力上升。

前三方面是指在注水过程中，由于地层孔道被各种堵塞物堵塞，使吸水能力降低，第四方面则是注水过程中的正常现象。根据一些油田注水井取样分析，其堵塞物一般为硫化亚铁、氢氧化铁、碳酸钙、泥质、藻类与细菌等。为了防止和解除堵塞，下面就产生这些堵塞的原因作一简要分析。

(1) 铁的沉淀 在油田注水过程中，往往发现注入水在水源、净化站或注水站出口含铁量很低，但经过地面管线到达井底的过程中，含铁量逐渐增加。表 5-2 所列某油田某区注入水中总含铁量沿流程的变化情况。

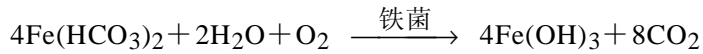
表 5-2 某区注入水总含铁量沿流程的变化

取样点	来水	大罐	泵出口	3-24井	4-3井	4-27井	6-3井	6-5井底
Fe 毫克/升	0.21	0.14	0.29	0.72	1.23	2.38	2.96	4.43

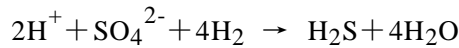
含铁量上升，说明注入水对管壁产生了腐蚀，有时腐蚀产物占注水井所排出的固体沉淀物的 40~50%左右。注水过程中腐蚀所产生的堵塞物主要是氢氧化铁和硫化亚铁。

① 氢氧化铁的生成 根据电化学腐蚀原理, 铁的二价离子  $\text{Fe}^{2+}$  进入水中, 生成氢氧化亚铁  $\text{Fe}(\text{OH})_2$ , 注入水中溶解的氧进一步将  $\text{Fe}(\text{OH})_2$  氧化, 生成氢氧化铁  $\text{Fe}(\text{OH})_3$ 。生成的氢氧化铁, 当水的 pH 值在 3.3~3.5 时, 处于胶体质点状态; 当 pH 值接近于 6~6.5 时, 处于凝胶状态; 当 pH 值 > 8.7 时, 呈棉絮状的胶体物, 特别当 pH 值 > 4~4.5 以后的氢氧化铁, 注入地层后将发生明显的堵塞作用, 从而降低吸水能力。

当注入水中含有铁菌时, 铁菌的代谢作用也会产生  $\text{Fe}(\text{OH})_3$  的沉淀。水中的铁菌由它周围环境(水)中吸取二价铁盐和氧, 而同时在它的机体内进行近似于下列方程的反应, 从而生成氢氧化铁沉淀:



② 硫化亚铁( $\text{FeS}$ )沉淀的生成 当注入水含有硫化氢( $\text{H}_2\text{S}$ )时, 其腐蚀变得更加严重。 $\text{H}_2\text{S}$  与电化学腐蚀产生的二价铁作用生成硫化亚铁( $\text{FeS}$ )的黑色沉淀物。即使注入水中没有溶解  $\text{H}_2\text{S}$  气体, 当含有硫酸盐还原菌时, 也会由于水中的硫酸根  $\text{SO}_4^{2-}$  被这种菌还原成  $\text{H}_2\text{S}$ :

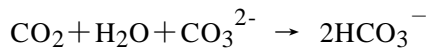


而  $\text{H}_2\text{S}$  将与  $\text{Fe}^{2+}$  生成硫化亚铁沉淀。

在一些注水井内排出的水为黑色, 并带有臭鸡蛋味就是含有  $\text{H}_2\text{S}$  和  $\text{FeS}$  的缘故。

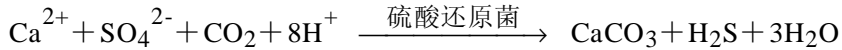
(2) 碳酸盐沉淀 当注入水溶解有重碳酸钙、重碳酸镁等不稳定盐类时, 注入地层后, 由于温度变化, 这些溶解盐被析出生成沉淀, 堵塞地层孔道, 降低吸水能力。

水中游离的二氧化碳、重碳酸根及碳酸根在一定的条件下, 保持着一定的平衡关系:



当水注入地层后, 由于温度升高, 将使重碳酸盐发生分解, 平衡左移, 溶液中的  $\text{CO}_3^{2-}$  的浓度增大。当水中含有大量的钙离子  $\text{Ca}^{2+}$  时, 在一定条件下将会有  $\text{CaCO}_3$  从水中析出, 而造成堵塞。

另外, 在水中硫酸盐还原菌的作用下, 由下面的反应也会生成白色的  $\text{CaCO}_3$  沉淀。



(3) **细菌堵塞** 根据国内外一些研究表明,注入水中含有的细菌(如硫酸盐还原菌、铁菌等)在注水系统和地层中的繁殖将引起地层孔隙的堵塞,使吸水能力降低。这些菌的繁殖除了菌体本身会造成地层堵塞外,还由于它们的代谢作用生成的硫化亚铁 FeS 及氢氧化铁 Fe(OH)<sub>3</sub> 沉淀而堵塞地层。

硫酸盐还原菌的生存和繁殖不需要氧,是厌氧性细菌,它能适应环境上的较大差异,生长的温度范围 283~313K, pH 值在 4.0~9.6。其适宜温度为 298~308K,适宜的 pH 值为 6.7~7.3。而经过脱氧的水,正是厌氧性硫酸盐还原菌生存和繁殖的适宜环境。例如某油田注入水进入净化站处理前细菌含量较低( $2.5 \times 10^2$  个/ml),进入脱氧塔后的密闭流程中时,则得到大量繁殖,含菌量迅速增加,到注水井口时,可高达  $1.1 \times 10^4$  个/ml。

铁菌与硫酸盐还原菌相反,它离开氧便不能生长和繁殖。但由于注入水中往往含有氧,因而给它的生长和繁殖了造成了一定的条件。

由于注入水中所含细菌和水一起进入地层而在一定范围内生长繁殖,根据对一些井的调查,带入地层的硫酸盐还原菌按排液量计算的活泼发育半径约 3~5 米。因此,菌体和代谢产物对地层造成的堵塞不只是在井壁渗滤表面,而且会发生在较深地带。这样,在解除细菌所造成的堵塞时将增加一定的困难。

(4) **粘土膨胀** 由于许多油层岩石均存在着粘土夹层,而岩石胶结物中亦含有一定数量的粘土,因而在油层注水过程中,往往由于粘土遇水膨胀造成地层堵塞甚至由于粘土膨胀后使岩石颗粒之间的联系变弱,严重者,在井壁处造成岩层崩解而坍塌。

粘土遇水膨胀的能力,与构成粘土矿物的类型和含量有关。根据研究,蒙脱石组成的粘土矿物膨胀性最大,而高岭石组成的粘土膨胀性最小。膨胀的程度随蒙脱石组矿物含量的增加而增大。粘土膨胀的大小与水的性质有关,通常淡水比盐水使粘土膨胀的大。由于地层水含盐量高,因而一般注地层水比注地面水引起的粘土膨胀小。此外,粘土中小颗粒含量愈多,膨胀性愈大。

由于不同油田油层岩石中粘土含量与组成不同,以及注入水性质不同,因此粘土的膨胀程度以及对注水井吸水能力的影响程度也有所不同,有的甚至没有明显影响。

在注水过程中,上述影响吸水能力的各问题可能同时出现,但在不同条件下,它们各自对注水井吸水能力的影响程度却有所不同。因此,对具体情况应作具体分析,从调查研究入手,分析影响吸水能力降低的因素,找出主要矛盾,然后加以解决。

### 5.2.3 改善吸水能力的措施

针对油层吸水能力下降的不同原因,应采用不同的措施防止吸水能力下降。在注水过

程中应当采取以预防为主措施，防止对油层产生堵塞。为了避免泥浆侵害油层或因措施、操作不当引起井底堵塞，一般在注水井进行井下作业时，采取不压井不放喷作业，慎重而正确地进行酸化。

油田的实践证明，在注水过程中使吸水能力下降的主要原因是水质及注水系统的管理。因此在注水过程中，要防止注水井吸水能力下降，首先必须保证水质符合要求，尽量避免由于水质不合格所引起的各种堵塞。

注水井日常管理的好坏，对于预防注水井吸水能力下降有着重大影响，应当注意以下几方面问题：

- ① 及时取水样化验分析，发现水质不合格时，应立即采取措施，保证不把不合格的水注入油层；
- ② 按规定冲洗地面管线、储水设备和洗井，保证地面管线、储水设备和井内清洁；
- ③ 保证平稳注水，减少波动，以免破坏油层结构和防止管壁上的腐蚀物污染水质和堵塞油层。

为了恢复注水井的注水能力，改善吸水能力差油层的注入量，通常采用酸化、压裂增注及水力振荡和水力射流等井底处理措施。

### (1) 压裂增注

压裂是实现油层增注的常用手段之一。可分为普通压裂和分层压裂。普通压裂适用于吸水指数低，注水压力高的低渗地层和严重污染地层，对于目的层尽可能用封隔器卡开。而对油层较厚、层内岩性差异大或多油层层间差异大，均可采用分层压裂实现增注，以改善层间矛盾。

对水井通常采用清水做为压裂液。携砂液和顶替液应根据油层的岩性，选择适当的防膨剂加入工作液中，以防止水敏矿物膨胀或迁移。

注水井采取压裂增注措施时，其压裂规模不宜过大，并注意裂缝方位，以免引起水窜，降低波及效率。

### (2) 酸化增注

油层吸水能力下降，绝大多数是由于油层被堵塞所引起。因此，要恢复油层吸水能力，就必须解除堵塞。造成堵塞的原因不同，解堵的方法也不同。酸化是注水井解堵增注的重要措施。一方面酸化可用来解除井底堵塞物，另一方面可用来提高中低渗透层的绝对渗透率，原理与一般酸处理相同。

注水过程中造成油层堵塞的各种堵塞物可大体分为两类：

一类是无机物堵塞，其中可被盐酸溶解的主要有  $\text{CaCO}_3$ 、 $\text{FeS}$  及  $\text{Fe}(\text{OH})_3$ 。泥质堵塞物虽然不溶于盐酸，但土酸（盐酸和氢氟酸的混合物）对它有较大的溶解能力。因此，清除无机堵塞物时，通常用盐酸或土酸处理。此外，还可以采用磷酸、硫酸等进行酸处理。

另一类是有机堵塞物，即藻类和细菌。细菌随注入水进入油层，在井底周围生长繁殖，

要清除它们的堵塞，就要对井底附近采取杀菌措施。例如某油田曾用注入甲醛水溶液进行油层内的杀菌现场试验，获得了一定的效果。但对细菌代谢作用产物造成的堵塞，此法是不能清除的。这些代谢产物主要是 FeS 沉淀，可进行酸处理。所以，在有细菌堵塞的情况下总是把杀菌与酸化处理联合进行，这样既可杀菌，又可清除细菌代谢产物及其它沉淀物对油层的堵塞。

注水井酸处理的方法除一般的盐酸和土酸处理之外，还根据油层具体情况采用不同酸处理方法，下面介绍一些油田曾采用的方法。

### ① 稀酸活性液不排液法

在注水井注入浓度较低的盐酸和氢氟酸混合液，其特点是酸液挤入后不排液。因为酸液浓度低，反应后的产物量少，靠注入水挤入油层深部扩散，工艺上比较简单。使用的配方是：盐酸 2~5%，氢氟酸 0.5%，甲醛 0.5~1%，活性剂 0.2~0.5%。一般用量为每米厚油层 2~5m<sup>3</sup> 增注液。此法一般有效期较短，增注幅度不大。

### ② 醋酸缓冲—稀酸活性液增注

先注入由醋酸 15%+烧碱 1.56%配成的 pH=4.0 的溶液做前缘缓冲液，接着注入盐酸 0.5%+氢氟酸 0.5%+甲醛 0.5~1%+活性剂 0.2~0.5%配制成的稀酸活性液；最后再注入后缓冲液（成分同前缓冲液）。

稀酸活性液的作用是解除井底堵塞。因为根据对注水井排液取样分析，所得的固体沉淀物中有 70~90%左右是硫化铁、氧化铁、碳酸钙、泥质等，它们大都是可以被盐酸溶解的物质。如  $2\text{HCl} + \text{FeS} \rightarrow \text{FeCl}_2 + \text{H}_2\text{S}$ 。将反应物排出油层就可达到解堵的目的。

通常酸化后排液的目的就是为了排出反应产物，以免重新造成堵塞。但采用排液的办法，既增加了施工工艺内容，又会因大量排液而降低注水井油层压力。注酸后采用不排液方式，则反应产物随水推进。当酸液扩散稀释，pH 值升高到 3.5 以上时，被溶解的堵塞物有一部分又重新析出，在油层内部造成堵塞。为了解决这个问题，提出了注入稀酸活性液之前和之后注入一定体积的醋酸缓冲液，使醋酸在推进到一定距离之内总是保持酸性（即使 pH 值升小于 3.5）。所用缓冲液在被水稀释 380~400 倍时，其 pH 值仍然低于要求。

醋酸缓冲—稀酸活性液增注工艺的优点是工艺简便（不动井口、不停注、不排液），节省人力和设备，又初步解决了 FeS 在井底附近重新沉淀的问题。施工时只需先用大排量（20~40m<sup>3</sup>/h）洗井。实践证明，对于结构较疏松，用一般酸化浓度处理后易出砂的注水井是一项可增注又不会造成出砂的行之有效的增注措施。

### ③ 逆土酸增注法

它是低渗透泥质胶结油层增注的一个有效方法。它与土酸处理法的原理相同，即用 HCl 溶解碳酸钙，用 HF 溶解泥质、石英砂等。但不同点是 HF 的用量大于 HCl，HCl 浓度 2%，HF 浓度 6%，所以称为逆土酸。在处理工艺上，因使用 HF 的浓度较大，岩石泥质胶结被溶解后易引起出砂。为避免出砂，施工时在井壁附近留 0.5~1.0m 井壁防砂环，不用

酸液浸泡。此措施效果明显，施工后尚未发现出砂现象。

#### ④ 胶束（活性柴油）逆土酸增注法

针对稠油、低渗透层试验成功的一种增注方法。它的原理是先用胶束或活性柴油溶解和驱替稠油，解除稠油堵塞，然后用逆土酸溶解泥质等，提高油层的绝对渗透率。胶束是表面活性剂、油、水三者在一定条件下组成的互溶、单相透明体系，对稠油、蜡、胶质沥青质等具有较强的增溶能力。活性柴油是往柴油中加入一定量活性剂配制而成的，对油也具有很好的溶解能力。室内和现场试验证明，胶束（活性柴油）逆土酸联合施工，比单独用胶束（活性柴油）和单独用逆土酸增注的效果都好。因为它不仅解决了稠油堵塞问题，还提高了油层的绝对渗透率，而如果不用胶束（活性柴油）解除稠油堵塞，逆土酸增注就不能充分发挥作用，不能大幅度提高绝对渗透率。试验中曾出现 HF 浓度大（7.4%），处理量大（ $5\text{m}^3/\text{m}$ ）而在处理后引起水井出砂问题。采用 HF 浓度 6%，用量  $1\sim 2\text{m}^3/\text{m}$  处理，施工后未出现出砂现象。

#### (3) 粘土防膨

对于含粘土砂岩油藏的开采，如何防止水敏、速敏、酸敏是一个十分重要的问题，是直接关系到能否开发和开发好这类油藏的重要问题。。

注防膨剂是防止注水过程中粘土膨胀的有效措施。粘土防膨剂包括：无机盐类，如 KCl、 $\text{NH}_4\text{Cl}$ ，此类试剂虽然能防止不膨型粘土的分散、运移及膨胀型粘土的膨胀，但有效期短；无机物表面活性剂，如铁盐类，此类试剂对施工条件要求严，成本高，有效期短；离子型表面活性剂，如聚季胺，此类试剂有效期长，成本较低，施工容易；无机盐和有机物混合的处理剂也已开始应用。

由于粘土矿物成分和储层岩石的差异，没有一种固定的现成防膨剂通用于各类油层。欲取得理想的防膨效果，必须经过精心的室内筛选。

① 初选 将储层的岩屑粉碎过筛，在一定的强度下，将其加入到有防膨剂的水（或注入用的水）中，浸泡一定的时间，对比其前后的重量变化。其变化最小的防膨剂及配方为最佳者，即初选完成；

② 渗流防膨效果评价的流动实验 将初选的防膨剂加入到注入水中，经岩心模拟注入试验，测定其渗透率的变化值，如果变化小即初选正确，可用于现场，否则重新初选，再经渗流防膨效果评价。

注水井常常发生无机与有机物的复合性堵塞，则应采取复合措施解堵。

### 5.3 分层注水技术

由于油层各层系的不均质性，因而它们的吸水能力各不相同。只有采取分层注水的方法才能提高注水效率。

### 5.3.1 分层吸水能力及测试方法

分层吸水能力可用指示曲线、吸水指数、视吸水指数等指标表示，还可用相对吸水量来表示。相对吸水量是指在同一注入压力下，某一层吸水量占全井吸水量的百分数，即：

$$\text{相对吸水量} = \frac{\text{小层吸水量}}{\text{全井吸水量}}$$

相对吸水量是用来表示各小层相对吸水能力的指标。有了各小层的相对水量，就可以由全井指示曲线，绘出各小层的分层指示曲线，而不必进行分层测试。

分层注水指示曲线是注水层段注入压力与注入量的相关曲线。指示曲线的形状主要取决于油层条件和井下配水工具工作状况。因此，同一层段在不同时间里的指示曲线的变化，反映了油层吸水能力的变化及井下工具的工作情况。图 5-8 是某井分层指示曲线。

目前分层吸水能力的测试方法主要有两类，一类是测定注水井的吸水剖面；另一类是在注水过程中直接进行分层测试。前者是用各层的相对吸水量来表示分层吸水能力的大小，后者是用分层测试整理分层指示曲线，并求得分层吸水指数来表示分层吸水能力的好坏。

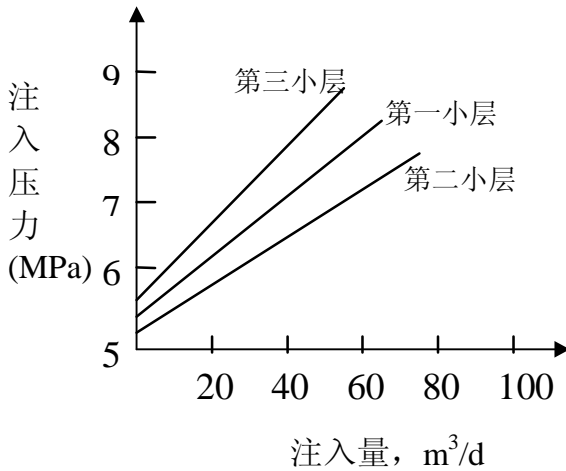


图 6-8 某井分层指示曲线

#### (1) 放射性同位素载体法测吸水剖面

测吸水剖面就是在一定的压力下测定沿井筒各射开层段的注入量(即分层的吸水量)，目的是为了掌握各小层的吸水能力，以作为合理分层配注的依据。

放射性同位素载体法是将吸附有放射性同位素(如  $\text{Zn}^{65}$ 、 $\text{Ag}^{110}$  等)离子的固相载体加入水中，调配成一定浓度的活化悬浮液。在正常注水条件下将悬浮液注入井内后，利用放

放射性仪器在井筒内沿吸水剖面测量放射性强度。当活化悬浮液注入井内时，与正常注水时一样，悬浮液将按井筒剖面原有吸水能力按比例进入各层。由于所选择的固相载体颗粒直径稍大于地层孔隙，它就被滤积在岩层表面，而清水进入深处。另外，固相载体又具有牢固的吸附性和能均匀悬浮，所以吸水量大的层，岩层表面滤积的固相载体就多，仪器测得的放射性强度就大，反之，则小，即地层的吸水量、对应射孔井段滤积的载体量、放射性强度三者之间成正比关系。对施工前后两次放射性测井曲线进行对比，施工后放射性曲线所增加的异常值就反映了对应层的吸水能力。如图 5-9 所示。

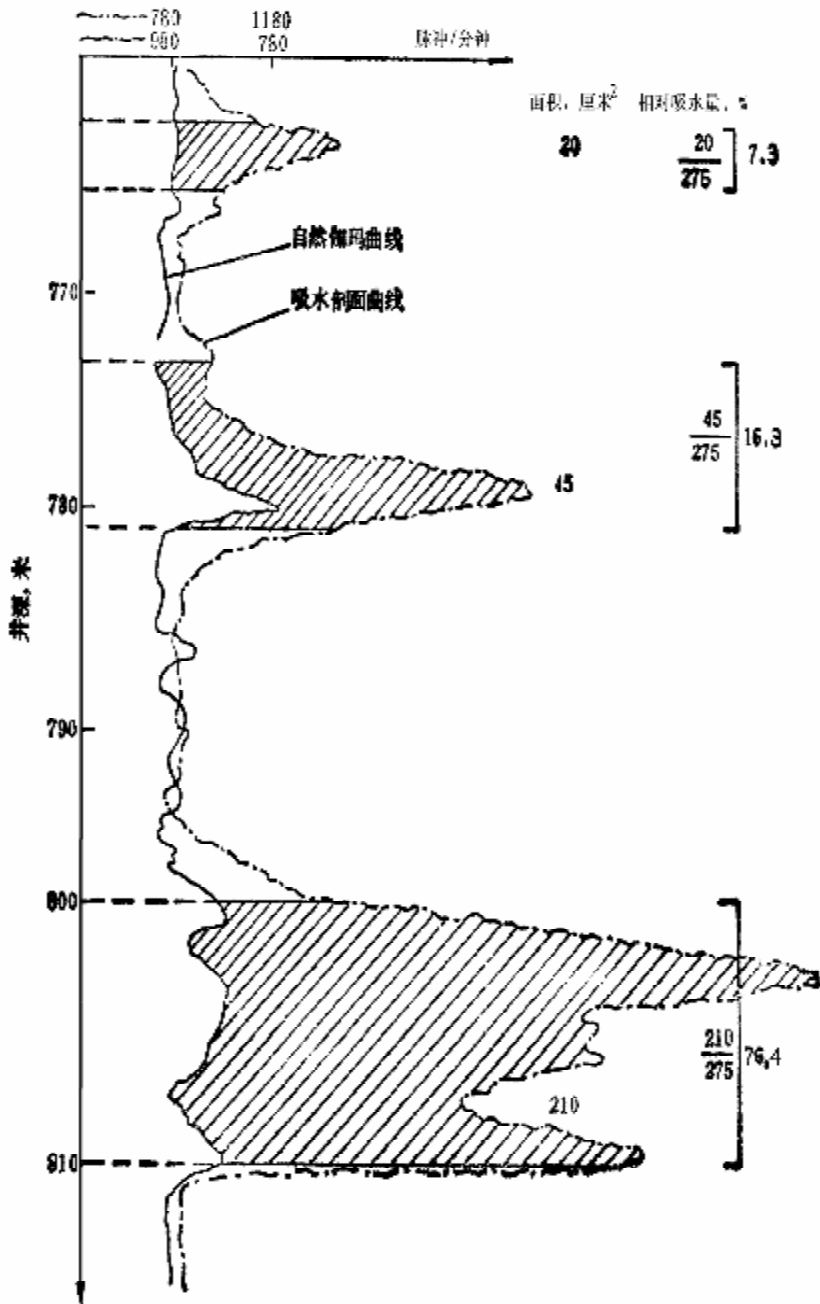


图 5-9 载体法测吸水剖面曲线

(2) 投球法分层测试

投球测试法所用测试管柱如图 5-10 所示。包括油管、封隔器、配水器、球座、底部凡尔。

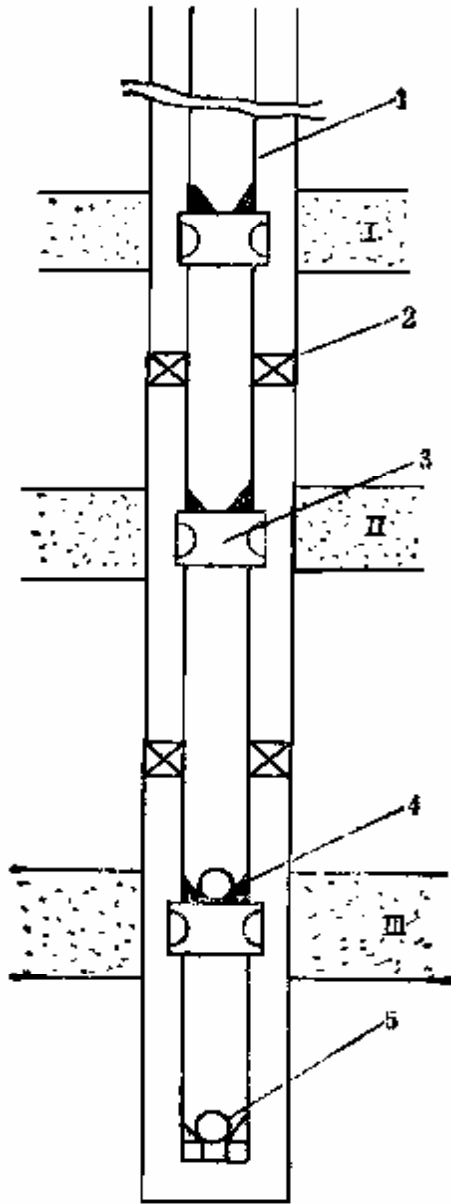


图 5-10 投球测试管柱示意图

1—油管；2—封隔器；3—配水器；4—球座；5—底部凡尔

1) 测全井指示曲线 所谓全井指示曲线，就是井下各注水层段在该井下管柱条件下同时吸水时，注入压力和全井吸水量的关系曲线。测试时通常测四至五个点，即分别测出四至五个不同注入压力和相应的全井注水量。每个测点之间的压力相差 0.5~1.0 兆帕，其中一个点的压力为正常注水压力。测各压力点下的注水量必须在注水稳定之后，其稳定时

间视注水层情况而定，一般为 30 分钟左右。

2) 测分层指示曲线 测得全井资料后，开始测分层指示曲线。其方法是先投小球入井，小球座在最下一级球座上，将最下一层封住(如图为第Ⅲ层)，然后对其上第Ⅰ和第Ⅱ层进行测试，同样测出四至五个不同压力下的注水量，每个压力点都稳定注水 30 分钟以上，每个控制点的注入压力应与全井测试时相同。其次投入第二个球将Ⅱ层段封住，便可测得第Ⅰ层段(最上一层)的资料，依此类推，如果井下分注三层，投球两个，井下分注五层，则需从下到上逐级投入由小直径到大直径的四个球，进行测试。

3) 资料整理 分层测试得到的资料经整理后便可得出分层指示曲线。

投第一个球后的注水量为第Ⅰ层段和第Ⅱ层段注水量之和，投第二个球后的注水量为第Ⅰ层段的注水量。全井注水量是Ⅰ、Ⅱ、Ⅲ三个层段同时吸水时的注水量。

第Ⅰ层段注水量=投最后一个球后测得的注水量；第Ⅱ层段注水量=(投第一个球后的注水量)-(投第二个球后的注水量)；第Ⅲ层段注水量=(全井注水量)-(投第一个球后的注水量)。

将全部测试成果整理列表，见表 5-3。由表中数据可绘出各分层的注入压力与注水量的关系曲线—分层指示曲线。

一般在正常注水情况下，为了检查各层段配水的准确程度，判断井下工具的工作状况，了解各层段吸水能力的相对变化情况而进行分层测试时，均采用井下原有的注水管柱进行测试。只有在为了准确掌握分层吸水能力和调配各层水量时，才专门下入由 745-5 组成的测试管柱，两者的测试方法相同。

表 5-3 分层测试成果表

注入压力, MPa	10	9	8	7	6
层 段	注入水量, m <sup>3</sup> /d				
全 井	741	671	602	533	465
Ⅰ + Ⅱ	396	351	313	272	232
Ⅰ	124	110	96	83	69
Ⅱ	272	241	217	189	163
Ⅲ	345	320	289	261	233

4) 分层指示曲线的压力校正 用注入压力和相应的各小层的注水量绘制各小层的指示曲线是井口注入压力与小层吸水量之间的关系曲线，由于注入水通过油管、水嘴和打开节流器阀时要产生压力损失，所以各小层真正对注水有效的井口压力要小于测试时得到的实测井口压力。而且在同一井口注入压力下，每个小层因安装有不同直径的水嘴或不带水嘴，所以各小层的实际注水压力是不同的。不装水嘴时的实际注水压力最大，水嘴直径

愈小，水通过水嘴时的压力损失愈大，则实际注水压力就愈小。因此，按井口实测注水压力的指示曲线，并不能反映地层真实的吸水规律。为了消除井下设备产生的压力损失对地层吸水规律的影响，应该对实测井口注入压力进行校正，即减去井内设备的压力损失，用有效井口压力与注水量能绘制真实反映地层吸水能力的井口指示曲线。有效井口压力可用下式计算：

$$P_{ef} = P_{pm} - P_{fr} - P_{zf} - P_v - P_p \quad (5-1)$$

式中  $P_{ef}$ —有效(井口)注水压力，MPa；

$P_{pm}$ —实测井口注水压力，MPa；

$P_{fr}$ —注入水通过油管时的压力损失(可查手册)，MPa；

$P_{zf}$ —注入水通过水嘴时的压力损失(可查嘴损曲线)，MPa；

$P_v$ —注入水打开配水器节流阀时所产生的压力损失，根据配套使用的 475—8 型封隔器的要求，为 0.5~0.7 兆帕；

$P_p$ —注入水通过射孔孔眼的压力损失，Mpa。

计算出有效压力之后，就可以绘制出油层真实的指示曲线。显然，用实测井口压力的指示曲线不仅与注水层性质有关，而且与井下设备和配水工具的尺寸有关。而校正后的井口真实指示曲线则与井下设备和配水工具等无关。

真实反映注水层的吸水能力应当采用地层指示曲线来描述。地层指示曲线是注入水经过配水嘴后真实作用于地层的流压与该地层吸水量的关系曲线。真实流压由下式计算：

$$P_{ewf} = P_{pm} + P_w - P_{fr} - P_{zf} - P_v - P_p \quad (5-2)$$

式中  $P_{ewf}$ —油层真实注水压力，MPa；

$P_{pm}$ —实测井口注水压力，MPa；

$P_w$ —井筒水柱所形成的压力，MPa；

$P_{fr}$ —注入水通过油管时的压力损失(可查手册)，MPa；

$P_{zf}$ —注入水通过水嘴时的压力损失(可查嘴损曲线)，MPa；

$P_v$ —注入水打开配水器节流阀时所产生的压力损失，MPa。

### (3) 浮子式流量计法

浮子式流量计是利用与被测试管柱配套的密封及定位装置密封，并定位于被测层段的配水器上。使注入地层的全部液体流量通过仪器的锥管，冲动锥管里的浮子。浮子产生位移并带动记录笔，而记录笔与弹簧相连接。当液流冲动浮子向下位移，弹簧被拉长时，笔尖随之下移。当冲击力和弹簧反力平衡时，笔尖就相对稳定于这一位置。同时，时钟带动装有记录卡片的记录纸筒旋转，这样笔尖就可在记录卡片上画出一定高度的台阶。在不同流量下，画出的台阶的高度也不同，于是便可记录出流量的变化。

以庆 104 型浮子流量计为例其具体测试方法是：用录井钢丝将仪器下在固定配水器的配水管柱内，在控制注水降低注水压力的情况下，将仪器下到预定深度。然后提高注水压

力打开定位器，放大注水压力后，控制到正常注水压力稳定 30 分钟后才能测试。稳定后，将仪器定位于最下一层，每测 4 分钟上提 5m，再放回原处，再测 4 分钟上提到上一层，这样自下而上测试到最顶层。仪器在各个层段停留时测得的流量等于包括该层段注水量在内的以下各层段注水量之和。用仪器在每个层段记录的流量减去其下面一个区段处所记录的流量，即为该层段本身的流量。

在使用偏心配水器分层注水的注水井，分层测试是采用 106 型浮子流量计配接偏心配水测试密封段，在偏心配水管柱中进行的。它是先将仪器下到井底，让定位器撞击打开定位爪。其它测试同上。

#### (4) 井温测井法

注水井中的温度分布及停注后的温度恢复是受各种因素控制的，可以利用这些差别来分析吸水层的位置、厚度，以便在油层开采中提供地层吸水的情况。

在讨论注水或停注后所引起的井筒中温度变化的大小以前，应当有一条供比较的基线。这条基线是注水井停注相当长的时间，使井筒上下各处和地层温度达到平稳后，测出的井温随深度而变化的曲线，叫做井温基线，如图 5-11 中的 A。它可以用下列方程表示：

$$T_x = T_{avg} + X/\alpha \quad (5-3)$$

式中  $T_x$ —静止条件下，井筒任意深度的温度， $^{\circ}\text{C}$ ；

$X$ —从地面算起的深度， $\text{m}$ ；

$T_{avg}$ —地表常年平均温度， $^{\circ}\text{C}$ ；

$\alpha$ —地温梯度， $\text{m}/^{\circ}\text{C}$ 。

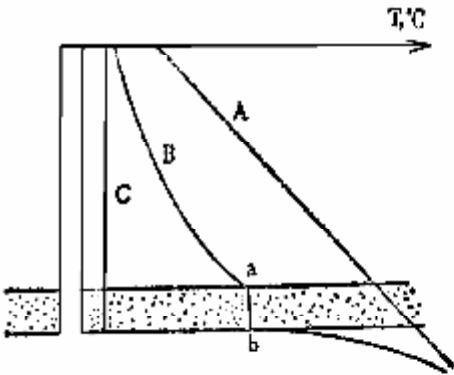


图 5-11 各种情况下的井温曲线

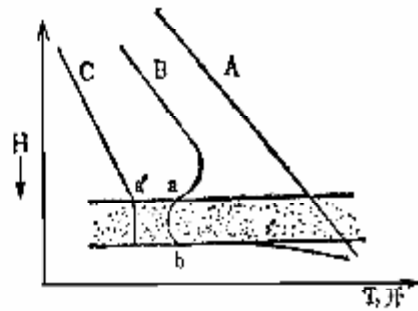


图 5-12 井温分布曲线

从地面向井中注冷水后，由于井筒及地层受到冷却，井中的温度分布偏离了地温曲线 A，偏离程度与注入速度、注入水的地面温度以及累计注入量有关。图 5-11 上的 B、C 曲线就是在有限注入速度与无限注入速度下的井温分布曲线。这两线是用计算机模拟出来

的，说明注入速度对温度分布曲线的影响。注入速度较低时，水有足够的时间和地层进行热交换，则偏离程度小。曲线 C 实际上是得不到的，只是一种极限情况。有了这两条曲线，对其它注入速度下的井温分布情况，大体上可以有个估计。

值得注意的是吸水层中的温度分布沿油层厚度基本上是一条直线，如图 5-11 中的 a-b 所示。吸水层以下的温度曲线急剧地回到地温曲线的数值。

停注后的井温分布曲线则随停注后的时间而定，图 5-12 中 A 是地温曲线，C 是在注水过程中的温度分布曲线，B 是停注后若干时间的曲线。现在来分析 B 曲线的形状。

吸水层位以上的地层由于水泥环及油层的传热系数很差，虽然经过长时间的注入，其温度仍然比较接近原始地温。因此，吸水层以上井筒周围的温度梯度较大，停注后温度恢复的也较快。但是，在吸水层中由于大量冷水注入地层很远，使地层得到很大的冷却，这样井底附近的径向温度梯度便很低，因此吸水层位的温度恢复很慢。停注后井中温度分布在吸水层处出现很大的温度负异常就是这个原因，这也为鉴别吸水层位提供了重要的依据。

以上讲的是一个吸水层的情况。实际上油井多数是多层吸水，在这种情况下能否区别出来，一方面要看温度计的精度及下入仪器的速度，另外也要看两个吸水层相隔的距离。如果靠的很近，例如 10m 左右的两个吸水层就难以检查出来。

有些情况下对井温曲线可以进行一些定量的解释，由于井下情况复杂，这些解释有的可靠，有的只能参考。

### 5.3.2 分层注水管柱

为了解决层间矛盾，调整油层平面上注入水分布不均匀的状况，以控制油井含水上升和油田综合含水率的上升速度，提高油田的开采效果，需进行分层注水。

分层注水的工艺方法比较多，如油、套管分层注水、单管分层配水、多管分层注水等。单管配水器多层段配水的方式，是井中只下一根管柱，利用封隔器将整个注水井段封隔成几个互不相通的层段，每个层段都装有配水器。注入水从油管入井，由每个层段配水器上的水嘴控制水量，注入到各层段的地层中。

单管分层注水管柱，按配水器结构，可分为固定配水管柱、活动配水管柱和偏心配水管柱。

由于固定配水管柱不便于调配水量已不再使用，而偏心配水管柱可比活动配水管柱进行更多级的分层注水，而且具有测试起下工作量小和测试效率高等优点，因而广泛应用。单管封隔器分层注水管柱见图 5-13、图 5-14、图 5-15 所示。

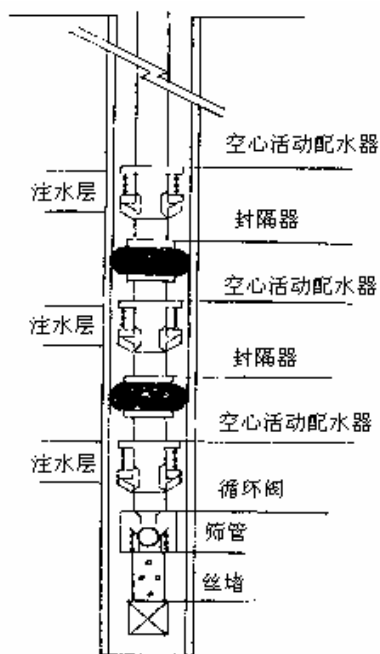


图 5-13 活动配水管柱图

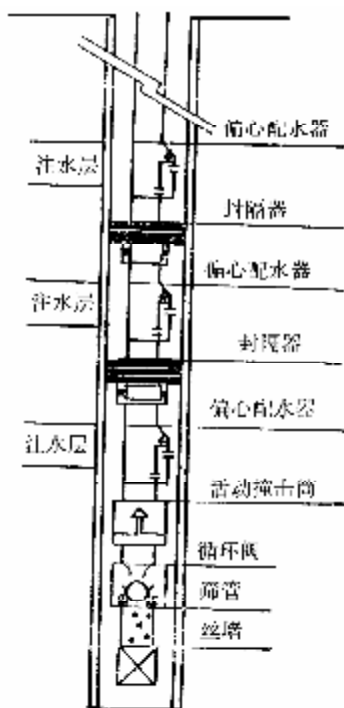


图 5-14 偏心配水管柱图 (I)

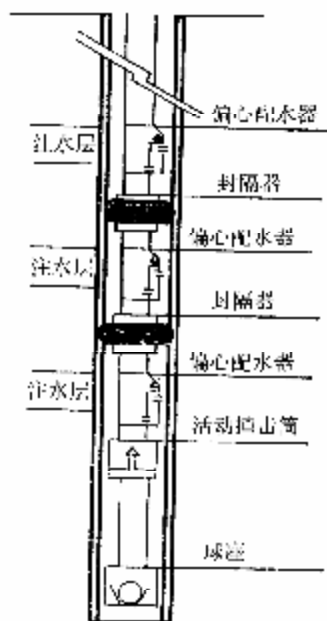


图 5-15 偏心配水管柱图 (II)

活动配水管柱的结构如图 5-13 所示，主要由扩张式封隔器和空心配水器等组成。此类配水器存在的问题是受内通径的限制，使其使用级数受到限制。

偏心配水管柱的结构如图 5-14、图 5-15 所示。偏心配水管柱（I）主要由压缩式封隔器和偏心配水器等组成，而偏心配水管柱（II）主要由扩张式封隔器和偏心配水器等组成。

封隔器是用于井下层与层之间封隔的设备，主要由固定、密封和控制三部分组成。用途不同，各类封隔器结构也不相同。按封隔器封隔件工作原理，可分为自封式（靠封隔件外径与套管内径的过盈和压差实现密封）、压缩式（靠轴向力压缩封隔件使其直径变大）、楔入式（靠楔入件楔入密封件，使封隔件直径变大）和扩张式（在一定液体压力作用于封隔件内腔使封隔件直径变大）四大类。可洗井分层注水封隔器其特点是密封状态受油管与油套环空压差变化的影响。

分层配水管柱设计的主要依据是各注水层的注水指示曲线，它是反映注水层吸水能力的曲线。另一个依据就是配水嘴的嘴损曲线，它反映了水嘴尺寸、配水量和通过配水嘴时的节流损失三者之间的定量关系，不同结构的配水器的嘴损曲线也不相同。

## 5.4 注水指示曲线的分析和应用

按实测井口压力绘制的指示曲线，不仅反映油层情况，而且还与井下配水工具的工作状况有关。因此，通过对井口指示曲线形状的特征和曲线斜率变化的分析就可以了解油层吸水能力及其变化，判断井下配水工具的工作状况，作为进行分层配水计算的主要依据。

### 5.4.1 指示曲线的几种形状

图 5-16 为一般分层测试时可能遇到的几种指示曲线的形状。

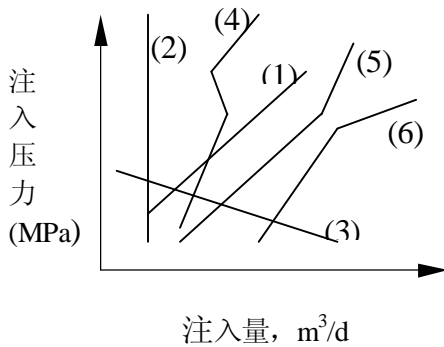


图 6-16 几种指示曲线的形状

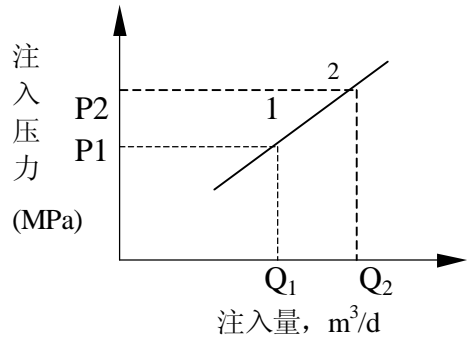


图 6-17 由指示曲线求吸水指数

#### (1) 直线型指示曲线

图 5-16 中第一种直线为递增式，它反映了油层吸水量与注入压力成正比。在直线上任取两点（图 5-17），由相应的注入压力  $P_1$ 、 $P_2$  及注入量  $Q_1$ 、 $Q_2$ ，用下式可计算出油层的吸水指数  $K$ ：

$$K = \frac{Q_2 - Q_1}{P_2 - P_1} \quad \text{m}^3/(\text{d} \cdot \text{MPa}) \quad (5-4)$$

由上式可看出，直线斜率的倒数即为吸水指数。用指示曲线计算吸水指数时，应用有效指示曲线，即应用有效注水压力与相应注水量绘制的指示曲线。

图 5-16 中第二种为垂直式指示曲线，这种类型曲线出现在油层渗透力很差的情况下，产生这种情况的原因有以下几种：

- ① 油层性质很差，虽然泵压增加了，但注水量没有增加；
- ② 仪表不灵或测试有误差；
- ③ 井下管柱有问题，如水嘴堵死等。

图 5-16 中第三种为递减式，是一种不正常的曲线，不能应用。出现这种情况的原因是仪表、设备等有问题。

## （2）折线型指示曲线

图 5-16 中第四种为曲拐式，反应仪器设备有问题，不能应用。

图 5-16 中第五种为上翘式，除了与仪表、操作、设备有关外，还与油层性质有关。这种情况可出现在油层条件差、连通性不好或不连通的“死胡同”油层。在这种油层注入的水不易扩散，油层压力升高，注入水受到阻力越来越大，使注入量增值减少，造成指示曲线上翘。

图 5-16 中第六种为折线式，表示有新油层在注入压力较高时开始吸水，或是当注入压力增加到一定程度后，油层产生微小裂缝，使油层吸水量增大，是正常指示曲线。

当注水量很大而配水嘴直径很小时，在水嘴喉部以后可能产生汽穴现象，出现如图 5-18 所示的曲线。直线 AB 就是出现汽穴现象的结果。实验结果表明，在一定的嘴前压力下，当嘴前与嘴后的压差  $\Delta P > \Delta P_{cr}$  时，注水量  $Q$  将保持为常数，其值等于  $Q_{cr}$ ， $\Delta P_{cr}$ 、 $Q_{cr}$  可通过实验测出。这一特性可运用于液流的流量自动控制。在测试过程中遇到这种情况时，也可提供解释依据。

有汽穴现象存在时，在嘴子的汽穴部位将产生严重的“汽蚀”斑痕。

## 5.4.2 用指示曲线分析油层吸水能力的变化

由于正确的指示曲线反映了油层吸水规律和吸水能力的大小，因而对比不同时间内所测得的指示曲线，就可以了解油层吸水能力的变化。

### （1）几种典型曲线

如图 5-19、图 5-20、图 5-21、图 5-22 所示。

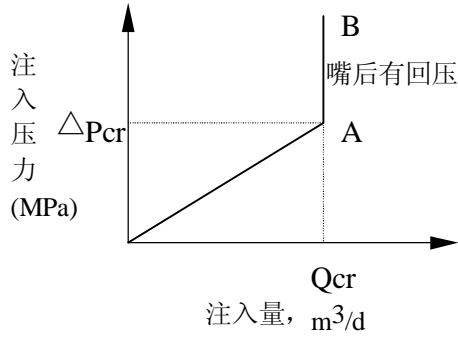


图 6-18 嘴后有回压出现汽穴时的嘴损曲线

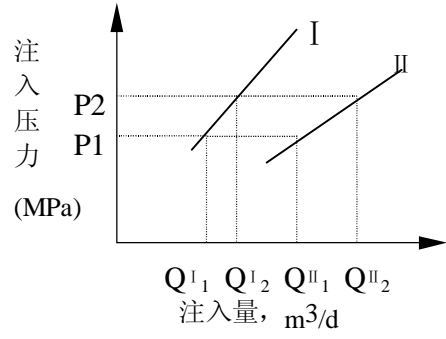


图 6-19 曲线右移，斜率变小，吸水能力增强

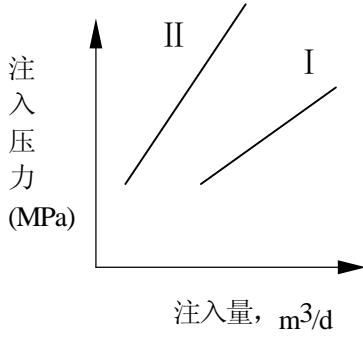


图 6-20 曲线左移，斜率变大，吸水能力下降

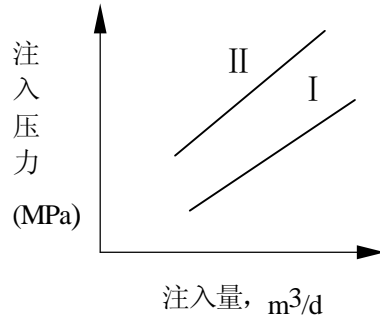


图 6-21 曲线平行上移，吸水能力未变，油层压力升高

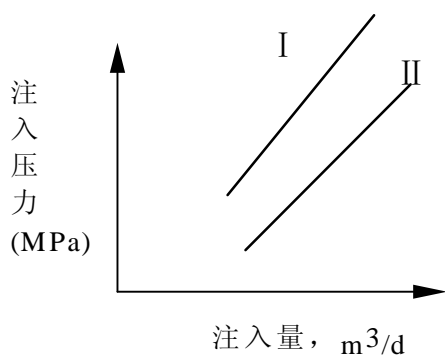


图 6-22 曲线平行下移，吸水能力未变，油层压力下降

## (2) 应用指示曲线分析油层吸水能力的变化应注意事项

① 严格地讲，分析油层吸水能力的变化，必须用有效压力来绘制油层真实指示曲线。若用井口实测注水压力绘制的指示曲线，必须是在同一管柱结构的情况下所测得的指示曲线，而且只能对比其吸水能力的相对变化。不同管柱结构下所测得的指示曲线，由于井内压力损失不同，不能用它们来进行对比和研究油层吸水能力的变化。只有把它们加以校正后用有效压力绘制出指示曲线时，才能用于对比和研究油层吸水能力的真实变化。

② 由于井下工具工作状况的变化，也会影响指示曲线，因此，用指示曲线对比来分析油层吸水能力时，应考虑井下工具工作状况的改变对指示曲线的影响，以免得出错误的解释。

### 5.4.3 井下配水工具工作状况的判断

分层注水时，井下工具的各个部分，由于各种原因可能发生各种故障，所测指示曲线也会有各种变化。所以，根据指示曲线的变化，可能对井下工具工作状况进行分析判断。

#### (1) 封隔器失效

造成封隔器失效的主要原因是：封隔器胶皮筒变形或破裂，使胶皮筒无法密封；配水器弹簧失灵及管柱底部阀不严，使油管内外压差达不到封隔器胶皮筒胀开所需要的压力差。封隔器失效后就达不到分层注水的目的，因此，要随时注意观察封隔器是否密封。

封隔器失效的主要表现为：油套压平衡；注水压力不变（或下降），而注入量上升（因封隔器失效造成上下层串通，使吸水能力高的控制层段注水量增加）。

#### ① 第一级封隔器失效的判断：

第一级封隔器的密封性可通过注水过程中油、套压及注水量的变化来判断。有下述情

况者封隔器不密封。

正注井：油、套压平衡；或注水量突然增加，油压相应下降，套压上升。

合注井：油、套压平衡；改正注后，套压随油压变化而变化。

② 第一级以下各级封隔器密封性的判断：

多级封隔器一级以下若有一级不密封，则油压下降（或稳定），套压不变，注水量上升。若要具体判断是哪一级不密封，则要通过分层测试来验证。

(2) 配水嘴故障

图 5-23、图 5-24、图 5-25、图 5-26 分别为水嘴堵塞、水嘴孔眼被刺大、水嘴掉落和底部阀不密封指示曲线。

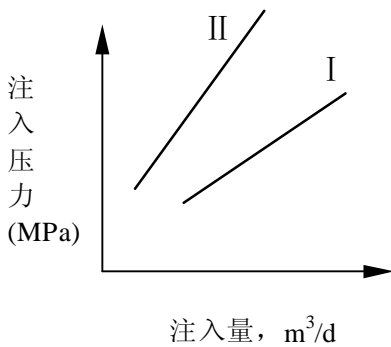


图 6-23 水嘴堵塞

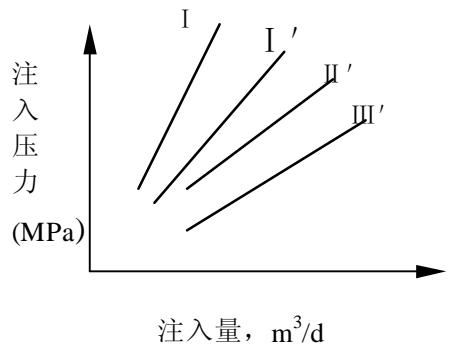


图 6-24 水嘴孔眼被刺大

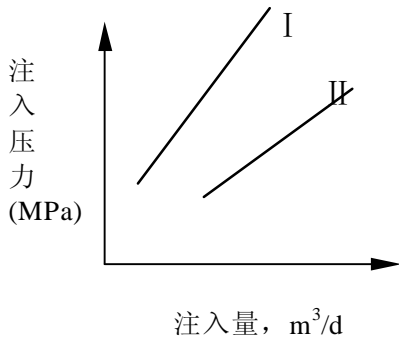


图 6-25 掉水嘴前后指示曲线

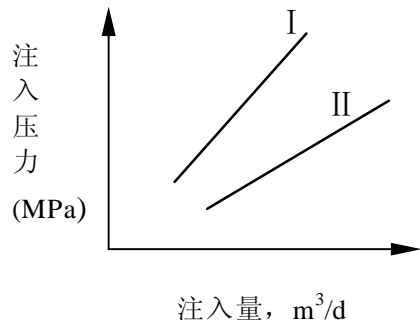


图 6-26 底部阀不密封

#### 5.4.4 配注准确程度和分配层段注水量检查

注水井投入正常注水之后，还需要定期进行分层测试，用分层测试所得的资料检查配注的准确程度，并为正确分配层段的注水量提供可靠依据。

(1) 检查配注准确程度的方法

配注误差可用来表示配注准确程度，其定义式为：

$$\text{配注误差} = \frac{\text{设计配注量} - \text{实际注水量}}{\text{设计配注量}} \times 100\%$$

各井及各层段设计配注量，是根据注采平衡关系及油水在油层内运动规律的分析结果确定的，配水管柱（包括水嘴）就是按此要求设计的。但实际注水后，注入量往往与规定的配注量不相等，实际注水量就是指在正常注水压力下该层段的注入量。由于分层测试时要求其中有一个点的井口压力与正常注水时压力相同，因此，实际注入量可由分层测试结果上直接得到。如果分层测试资料没有一个点的压力与正常注水时的注入压力相同，则可用内插法从层段指示曲线上查得实际注入压力下的各层段的实际注入量。按上面公式即可求得配注误差。

配注误差为“正”说明未达到注入量，称欠注；配注误差为“负”则说明注入量超过配注量，为超注。

配注误差在某一规定范围内，则该层称为合格层；相反，配注误差大于某一规定范围，则称为不合格层。不同性质的注入层段有不同的配注误差合格标准。

在计算得出各层段是否合格之后，可以进一步计算全井的层段合格率：

$$\text{层段合格率} = \frac{\text{合格层段数}}{\text{注入层段数}} \times 100\%$$

## （2） 分配层段注水量

在计算各个层段的累计注入量，分析各层注采平衡情况和检查层段配注指标完成情况时，都首先需要了解各层段注入量。但正常注水时一般只测得全井注水量，为了获得每个层段的注水量要将全井注入量按下述方法分配给各个层段。

首先用近期的分层测试资料整理成层段指示曲线，在曲线上求出目前正常注水压力下各层注水量及全井注水量。再由下式计算此注入压力下各层段的相对注水量：

$$\text{某层段相对注水量} = \frac{\text{某层段注水量}}{\text{全井注水量}} \times 100\%$$

然后把目前实测全井注水量按上式计算的比例分配给各层段：

目前某层段注水量=[某层段相对注水量]×[全井实测注水量]

例如，某注水井分三个层段注水，已测得层段指示曲线如图 5-27 所示。正常注水井口压力为 8.5MPa，目前全井注水量为 230m<sup>3</sup>/d，三个层段目前的日注水量的分配方法如下：

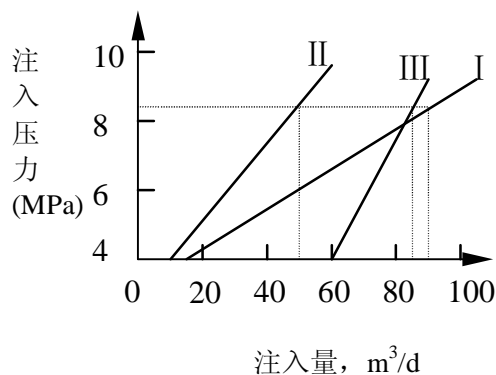


图 6-27 某井实测层段指示曲线

① 由图 5-27 层段指示曲线上查出 8.5MPa 下各层段的注水量和全井注水量，并计算出各层段相对注水量，列于表 5-4 所示。

表 5-4 各层段相对注水量

层 段	I	II	III	全井
注水量, $\text{m}^3/\text{d}$	88	51	81.5	220.5
相对注水量, %	39.9	23.1	37.0	100

② 计算层段注水量如下：

第 I 层段日注水量 =  $230 \times 39.9 = 91.7 \text{ m}^3/\text{d}$

第 II 层段日注水量 =  $230 \times 23.1 = 53.2 \text{ m}^3/\text{d}$

第 III 层段日注水量 =  $230 \times 37.0 = 85.1 \text{ m}^3/\text{d}$

#### 5.4.5 嘴损曲线与配水嘴的选择

配水嘴尺寸、配水量和通过配水嘴的节流损失三者之间的定量关系曲线称为嘴损曲线。各种配水器的嘴损曲线各异，可以在实验室，通过地面模拟试验来确定。试验时，固定嘴前压力，然后控制出口改变回压，以求得不同压力下的流量。

KGD-110 配水器的嘴损曲线见图 5-28。

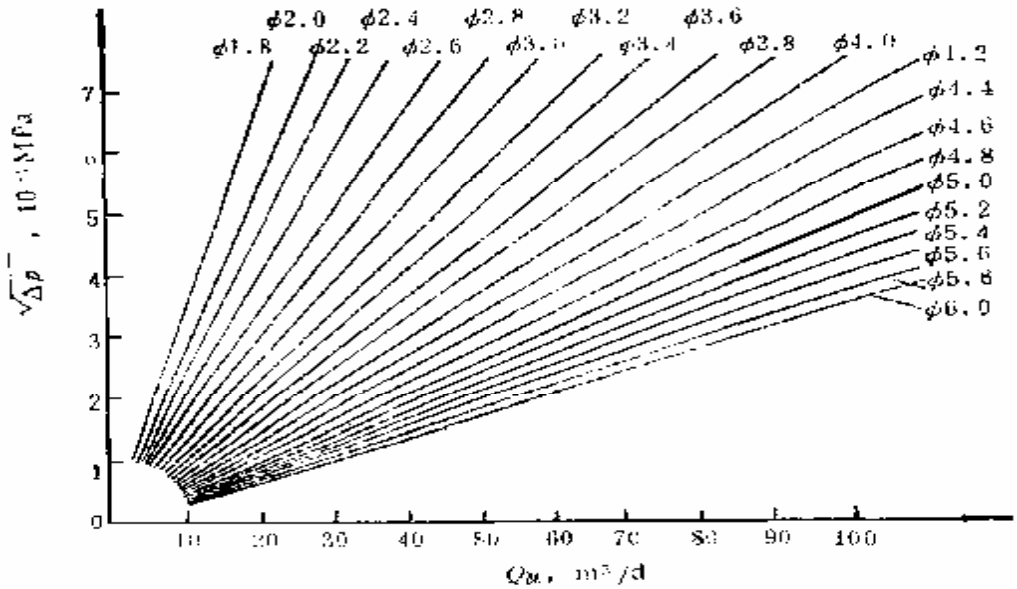


图 5-28 KGD-110 配水器嘴损曲线

注水井的分层定量配水是通过配水嘴来实现的，因此，分层定量配水可以归结为选择配水嘴问题。

分层配水的实质是在井口压力相同的情况下，利用配水嘴节流损失的大小对各层段的注水量进行控制，达到分层定量配水的目的。因此，可以通过配水嘴需要降低的压力值（即嘴损）来求得配水嘴尺寸。

当油层无控制（不装水嘴）注水时，注入量和注入压力间的关系如下：

$$Q=K \cdot \Delta P$$

$$\Delta P=P_t+P_H-P_{fr}-P_e$$

$$P=P_t+P_H-P_{fr}$$

当油层控制（装上水嘴）注水时，则：

$$Q_d=K \cdot \Delta P_d$$

$$\Delta P_d=P_t+P_H-P_{fr}-P_{cf}-P_e$$

$$P_d=P_t+P_H-P_{fr}$$

式中  $Q$ —分层无控制时的注入量， $\text{m}^3/\text{d}$ ；

$Q_d$ —分层控制时的注入量， $\text{m}^3/\text{d}$ ；

$P_t$ —井口注入压力，MPa；

$P_H$ —静水柱压力，MPa；

$P_{fr}$ —注水时油管内沿程损失，MPa；

$P_{cf}$ —注水时配水嘴所造成的压力损失, MPa;

$P_e$ —油层开始吸水时的井底压力, MPa;

$K$ —油层吸水指数,  $m^3/(d \cdot MPa)$ ;

$P$ —无控制注水时的有效注入压力, MPa;

$P_d$ —控制注水时的有效注入压力, MPa。

注水层段水嘴直径选择有两种类型。一类是新投注井, 在投注前先用 475-8 封隔器和 745-5 定压单流阀等组成的管柱进行分层测试 (即各层段不加水嘴)。然后用此测试资料选择水嘴。第二类是已注水的井, 用正常注水之管柱 (即各层段已带有水嘴) 进行分层测试, 查各层段水嘴大小能否达到配注要求。下面介绍这两类注水井水嘴选配的方法。

### (1) 新投注井水嘴选择方法

- ① 用 745-5 定压单流阀等组成的注水管柱进行投球测试。
- ② 整理出分层及全井指示曲线 (按实测井口注入压力绘制)。如图 5-29 所示。
- ③ 用各层段配注量  $Q_d$  在分层指示曲线上查得各层的配注压力  $P_d$ 。
- ④ 用已确定的井口压力减分层配水压力就可得各层的井口嘴损。
- ⑤ 根据各层需要的嘴损和配注量, 在相应的嘴损曲线图 5-30 上即可查得应选用的水嘴大小和个数。

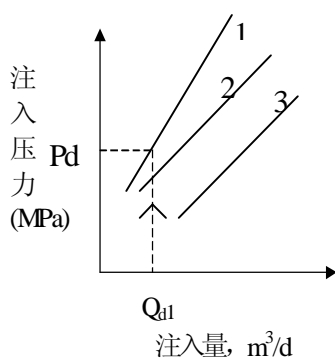


图6-29 层段指示曲线

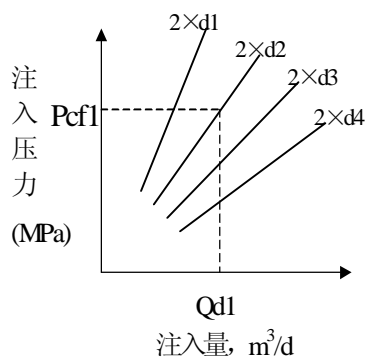


图6-30 嘴损曲线

### (2) 带有水嘴井的水嘴调配

在已下配水管柱的井, 经过测试, 水量达不到配注方案要求时, 需立即进行调整。调整步骤如下:

- ① 根据下入管柱投球测试资料整理出各层段的指示曲线;
- ② 根据分层配注  $Q_d$  要求, 在层段指示曲线上求出相应的井口分层配注压力  $P_d'$ ;
- ③ 根据实际情况确定井口注入压力  $P_i'$ ;

④ 求出水嘴损失

$$P_{cf}' = P_d' - P_i'$$

⑤ 由嘴损曲线求出水嘴直径。方法如下：在嘴损曲线上，先由目前注水量  $Q_0$  作一垂线与目前已下的水嘴直径  $d_0$  线相交，由此交点作一水平线，再由与  $P_{cf}$  轴相交点向上或向下取一段等于  $P_{cf}'$ ，并由此点作水平线，与从  $Q_d$  作的垂线相交于某水嘴直线  $d$  线上，该  $d$  即为此需要的水嘴直径，如图 5-31 所示。关于  $P_{cf}'$  是向上或向下选取，则根据  $Q_0$  与  $Q_d$  关系而定， $Q_0 > Q_d$  则向上取，反之则向下取。

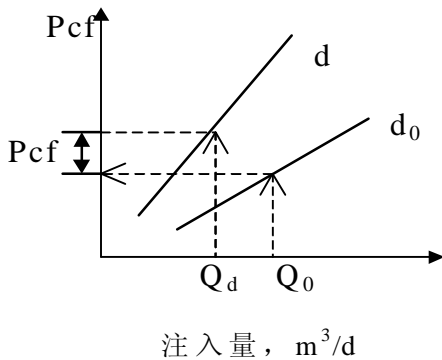


图 6-31 由水嘴曲线调配水嘴

带有水嘴的注水井的配水嘴大小调配，实际工作中也可根据经验进行调换。

### (3) 选择配水嘴注意事项

① 选择配水嘴的准确与否和测试资料准确程度有直接的关系。一般要求连续两次以上的测试资料基本相同，调整水嘴才能准

确；

- ② 要对水井的资料和动态等作经常分析，及时掌握油层变化情况，找出变化原因；
- ③ 每次调整配水嘴必须检查原水嘴与配水管柱，修正实测资料的准确程度。

## 5.5 注水井调剖

油层是不均质的。注入油层的水，常常 80~90% 的量为厚度不大的高渗透层所吸收，注水层吸水剖面很不均匀，且其不均质性常常随时间推移加剧，因为水对高渗层的冲刷，提高了它的渗透性，从而使它更容易受到冲刷。因此，注水油层常常出现局部的特高渗透性，使注水油层的吸水剖面更不均匀。

为了调整注水井的吸水剖面，提高注入水的波及系数，改善水驱效果，向地层中的高

渗透层注入化学药剂，药剂凝固或膨胀后，降低油层的渗透率，迫使注入水增加对低含水部位的驱油作用，这种工艺措施称为水井调剖。

### 5.5.1 调剖方法

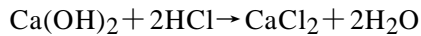
水井调剖封堵高渗透层可使用两种方法：

#### (1) 单液法

这一方法是向油层注入一种液体，液体进入油层后，依靠自身发生反应，随后变成的物质可封堵高渗透层，降低渗透率，实现堵水。

单液法可使用下列堵剂

① 石灰乳 石灰乳是氢氧化钙在水中的悬浮体。由于氢氧化钙的颗粒直径较大（大于  $10^{-5}$  cm），所以它特别适合于封堵裂缝性的高渗透层。而氢氧化钙可与盐酸反应生成可溶于水的氯化钙：



因此在不需要封堵时，可随时用盐酸解除。

② 硅酸溶胶 硅酸溶胶是一种典型的单液法堵剂，因处理时只将一种液体（硅酸溶胶）注入油层，经过一定时间，硅酸溶胶即胶凝变成硅酸凝胶，将高渗透层堵住。

硅酸溶胶是由水玻璃和活化剂反应生成。水玻璃又名硅酸钠。活化剂是指那些可使水玻璃先变成溶胶而随后变成凝胶的物质，如盐酸、硝酸、硫酸、氯化铵、碳酸铵等无机活化剂，甲酸、乙酸、乙酸铵、甲酸乙酯等有机活化剂。单液法用的硅酸溶胶通常用盐酸作活化剂，它与水玻璃反应如下：



③ 铬冻胶 铬冻胶是以  $\text{Cr}^{3+}$  作交联剂，交联含  $-\text{COONa}$  的高分子（如部分水解聚丙烯酰胺、钠羧甲基纤维素、钠羧甲基田菁胶等）而得到。

④ 硫酸 硫酸是利用油层中的钙（包括镁）源产生堵塞。若将浓硫酸或化工废液浓硫酸注入注水井，硫酸先与近井地带的碳酸盐（岩体或胶结物的碳酸盐）反应，增加了注水井的吸收能力，而产生的细小的硫酸钙将随酸液进入油层，并在适当的位置（如孔隙结构的喉部）沉积下来，形成堵塞。由于高渗透层进入更多的硫酸，因而有更多的硫酸钙，故堵塞主要发生在高渗透层。

⑤ 水包稠油 水包稠油是一种乳状液，它通过油珠在孔喉结构中液阻效应的叠加，增加高渗透层中水的流动阻力。例如用 1%NaOH 与比重为 0.973 的稠油，可配成含油 14%，平均油珠直径  $3\mu\text{m}$ ，粘度为  $200\text{mPa} \cdot \text{s}$  的乳状液。当将这种乳状液注入油层，注入量约

0.03 孔隙体积，就可有效地改变水的注入剖面。

## (2) 双液法

这一方法是向油层注入由隔离液隔开的两种可反应（或作用）的液体。若两种液体中的物质可发生反应，则把两种液体分别叫做第一反应液和第二反应液。当将这两种液体向油层内部推至一定距离后，隔离液将变薄至不起隔离作用，两种液体就可发生反应（或作用），产生封堵地层的物质。由于渗透层吸入更多堵剂，故封堵主要发生在高渗透层，达到调剖的目的。

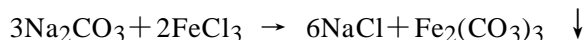
双液法可使用下列堵剂：

① 沉淀型堵剂 这类堵剂主要是无机堵剂。例如：

第一反应液            5~20% 碳酸钠

第二反应液            5~30% 三氯化铁

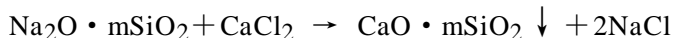
它们相遇后的反应为：



第一反应液            1~25% 硅酸钠

第二反应液            1~15% 氯化钙

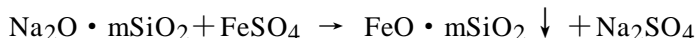
它们相遇后的反应为：



第一反应液            1~25% 硅酸钠

第二反应液            5~13% 硫酸亚铁

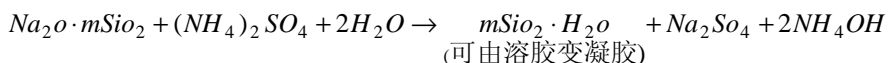
它们相遇后的反应为：



为使第二反应液易于进入第一反应液，要求将第一反应液稠化（例如加入 0.4~0.8% 的部分水解聚丙烯酰胺）。隔离液一般用水。为了防止水对反应液的稀释，可用烃类液体（如煤油、柴油），也可用其它液体，只要不与反应液反应的液体都可以使用。隔离液用量决定于要求沉淀沉积的位置。

为了提高封堵效果，双液法常采取多次处理。

② 凝胶型堵剂 这类堵剂由水玻璃和它的活化剂组成。例如以水玻璃作第一反应液，以硫酸铵作第二反应液，中间以隔离液（如水）隔开，两种工作液在地层相遇后发生的反应为：



所产生的凝胶，可封堵高渗透层。

③ 冻胶型堵剂 这类堵剂由聚合物和它的交联剂组成。如 HPAM 溶液和  $\text{KCr}(\text{SO}_4)_2$  溶液相遇后形成铬冻胶；HPAM 溶液和  $\text{CH}_2\text{O}$  溶液相遇后形成醛冻胶；PAM 溶液和  $\text{ZrOCl}_2$  溶液相遇后形成锆冻胶。

④ 胶体分散体型堵剂 泡沫和乳状液属这类堵剂。例如当用泡沫封堵高渗透层时，可向油层先后注入起泡剂水溶液和气体，它们在油层相遇后产生泡沫。通过泡沫中气泡气阻效应的叠加，使高渗透层产生封堵。

注水井调剖和封堵大孔道的选井条件可考虑以下几个方面：位于综合含水高、采出程度较低、剩余油饱和度较高的注水井；与井组内油井连通情况好的注水井；吸水和注水状况良好的注水井；固井质量好、无串槽和层间串漏现象的注水井。

注水井调剖施工设计的主要内容包括：处理井有关资料数据；确定施工前是否对井筒或油层采取预处理；施工所采用的管柱结构及地面流程；所需设备；所使用调剖剂的组成、性能及配制方法；计算并确定调剖剂的合理用量；施工步骤；注入压力及注入速度控制；后续工作包括关井要求及开井后的工作措施等。

注水井经调剖措施施工后，水井变化情况符合下列条件之一者可认为有效：①处理层吸水指数较调剖前下降 50% 以上；②吸水剖面发生明显合理变化，高吸水层降低吸水量，低吸水层增加吸水量 10% 以上；③压降曲线明显变缓。此外，根据水井实际情况可制定相应的标准。

水驱波及系数较低是注水开发油田水驱采收率不高的重要原因，它可分为平面波及系数和纵向波及系数。平面波及系数低主要是由于层内注采关系与砂体形态不相适应以及渗透率急剧变化，如出现窜流或绕流现象；而纵向波及系数低多发生在多层油藏，其层间渗透率差异大，低渗透层不吸水或吸水量过小。改善和提高水驱波及系数潜力巨大。在具体运用和调整过程中，可采用不同的方法。水动力学调整方法在国内外得到广泛应用，它包括改变液流方向法、周期注水法、强化采油法、优化高压注水法等。

### 5.5.2 示踪剂检测

为了了解掌握地层中是否有裂缝或高渗透层的存在，评价堵水、调剖效果，在油田堵水调剖中常使用示踪剂。示踪剂是指能随流体运动，易溶且在低浓度下仍可被检测，用以指示溶解它的液体在多孔介质中的存在、流动方向或渗透速度的物质。

良好的示踪剂应满足以下条件：在地层中的背景浓度低、滞流量少，与地层矿物不反应，与地层中的流体配伍，化学和生物稳定性好，易检出、灵敏度高，无毒、安全、对测井无影响，来源广、成本低。

最常用的水示踪剂有两大类：放射性示踪剂和化学示踪剂

放射性示踪剂，如氚水 ( $^3\text{HHO}$ )、氚化氢 ( $^3\text{HH}$ )、氚化丁醇 ( $^3\text{HC}_4\text{H}_8\text{OH}$ ) 等，此类示踪剂易检出、用量少、只放射  $\beta$  射线、易防护，不影响自然  $\gamma$  测井，而且价格便宜。

化学示踪剂，如硫氰酸铵 ( $\text{NH}_4\text{SNC}$ )、硝酸铵 ( $\text{NH}_4\text{NO}_3$ )、溴化钠 ( $\text{NaBr}$ )、碘化钠 ( $\text{NaI}$ ) 等，此种类示踪剂使用其中的阴离子 ( $\text{SNC}^-$ 、 $\text{NO}_3^-$ 、 $\text{Br}^-$ 、 $\text{I}^-$  等)，在油层表面吸附量少（因砂岩地层表面带负电），并易为分光光度检出。但化学示踪剂的用量大、成本高；注入前需进行大量的室内评价工作；由于用量大造成施工困难、工艺复杂；由于在地层中扩散、吸附，使得解释困难，影响测试结果。

示踪剂的用量决定于所投放油层的非均质性、体积（即井距、厚度、孔隙度）、含水饱和度、井网外侵入水的稀释效应和示踪剂在油层表面的吸附量等因素。目前还没有一个全面描述上述因素的计算公式。若按五点法布井、均质油层，并只考虑示踪剂段塞前后水的稀释作用，就可得到计算示踪剂用量的 Brigham-Smith 公式。

对放射性示踪剂，Brigham-Smith 公式为：

$$G=1.44 \times 10^7 h \Phi S_w C_p \alpha^{0.265} L^{1.735} \quad (5-5)$$

式中  $G$ —放射性示踪剂用量，Bq；  
 $h$ —油层厚度，m；  
 $\Phi$ —油层的孔隙度，小数；  
 $S_w$ —含水饱和度，小数；  
 $C_p$ —从油井采出示踪剂浓度的峰值，Bq/l；  
 $\alpha$ —分散常数，m；  
 $L$ —井距， $10^2\text{m}$ 。

对化学示踪剂，Brigham-Smith 公式为：

$$G=1.44 \times 10^{-2} h \Phi S_w C_p \alpha^{0.265} L^{1.735} \quad (5-6)$$

式中  $G$ —化学示踪剂用量，t；  
 $C_p$ —从油井采出示踪剂浓度的峰值，t/l。

其它符号意义同前。

示踪剂的投放和取样：

#### (1) 投放

放射性示踪剂是将应投放的剂量，由注水系统带入油层，化学示踪剂则一般配成 8~10% 溶液，以  $10 \sim 18\text{m}^3/\text{h}$  的速度注入油层。

## (2) 取样

① 投放示踪剂前 7 天，每天在相关的油井取样，得示踪剂的背景浓度。

② 从注示踪剂的时间起，在各相关油井取第一个水样，作为示踪剂的初始浓度。

③ 在开始的 7 天内，每天取两个样，监测油层是否存在裂缝或特高渗透层。若示踪剂出现，则加密取样，其加密程度由浓度变化的情况决定。

④ 若 7 天内不出现，则改一天取一个样，转入正常监测。示踪剂出现后，同样根据浓度变化情况，加密取样。

⑤ 第一个示踪剂峰值浓度过后，仍要取样分析，以监测第二、第三……个峰值浓度出现，因油层分几层，示踪剂浓度便有几个峰值。

⑥ 全部峰值出现以后，不要骤然中止取样，应采取渐减法，即 1 次/1 天→1 次/2 天→1 次/4 天……，继续取样一段时间，然后中止取样。

## 参 考 文 献

- 1 王鸿勋，张琪．采油工艺原理．北京：石油工业出版社，1989 年
- 2 万仁溥，罗英俊．采油技术手册（第二册）．北京：石油工业出版社，1992 年
- 3 赵福麟．采油化学．山东：石油大学出版社，1989 年