

第七章 注水与采水

第一节 注水水质

一、制定注水水质指标要考虑的因素

1. 注水过程中油层伤害的因素

注水引起油层伤害的主要原因有两个：一是与储层性质不相配伍的注入水水质；另一是不合理的处理方式及工艺。

注入水水质与储层特性不符、不配伍表现在对地层空隙的堵塞，从而造成吸水能力下降，注入压力上升。

不溶物对地层的堵塞来源于以下因素：

- ①注入水中外来的机械杂质及悬浮物；
- ②注入系统中的腐蚀产物；
- ③各种环境下生长的细菌；
- ④油及其乳化物。

注入水与地层水不配伍可能引起的损害有以下表现：

- ①注入水与地层水直接生成沉淀；
- ②注入水中溶解氧引起的沉淀；
- ③水中硫化氢（ H_2S ）引起的沉淀；
- ④水中二氧化碳（ CO_2 ）引起的沉淀；

注入水与地层岩石配伍性及注入条件变化可能引起的损害：

- ①矿化物敏感引起地层中水敏物质的膨胀、分散与迁移；
- ②流速敏感性引起地层中微粒的迁移；
- ③温度和压力变化引起的水垢及沉淀析出。

上述的损害因素集中反映了注入水质的重要作用。为了确定符合油层特性的注水水质指标，必须高度重视岩性的分析，需要系统地进行地层损害评价工作。推荐评价地层损害实验程序见图 7-1-1。

通过实验可以得出以下结果：

- ①借助于电镜扫描、X 射线衍射和薄片而进行的岩石学分析结果。
- ②速敏、水敏、盐敏、体积流量和正反向等分析的结果。

在此基础上，结合地层水分析资料，确定符合油藏特性的注水水质指标。

2. 油田开发对注水水质的基本要求

海上注水开发的油田，其注入水的来源也是多种多样的，一般有海水、地下水、污水等。这些水都要经过严格的处理，达到本油田制定的注入水水质标准后才能注入。目前我国海上油田注入水水质标准的制定因油田不同而不同，一般参照碎屑岩油藏注水水质推荐指标（SY/T 5329—94），同时结合海上油田的实际制定水质标准。对于用多种水源和混注的注水方式，其水质也必须做相互的配伍和地层水的配伍，及对地层损害的评价试验，根据试验结

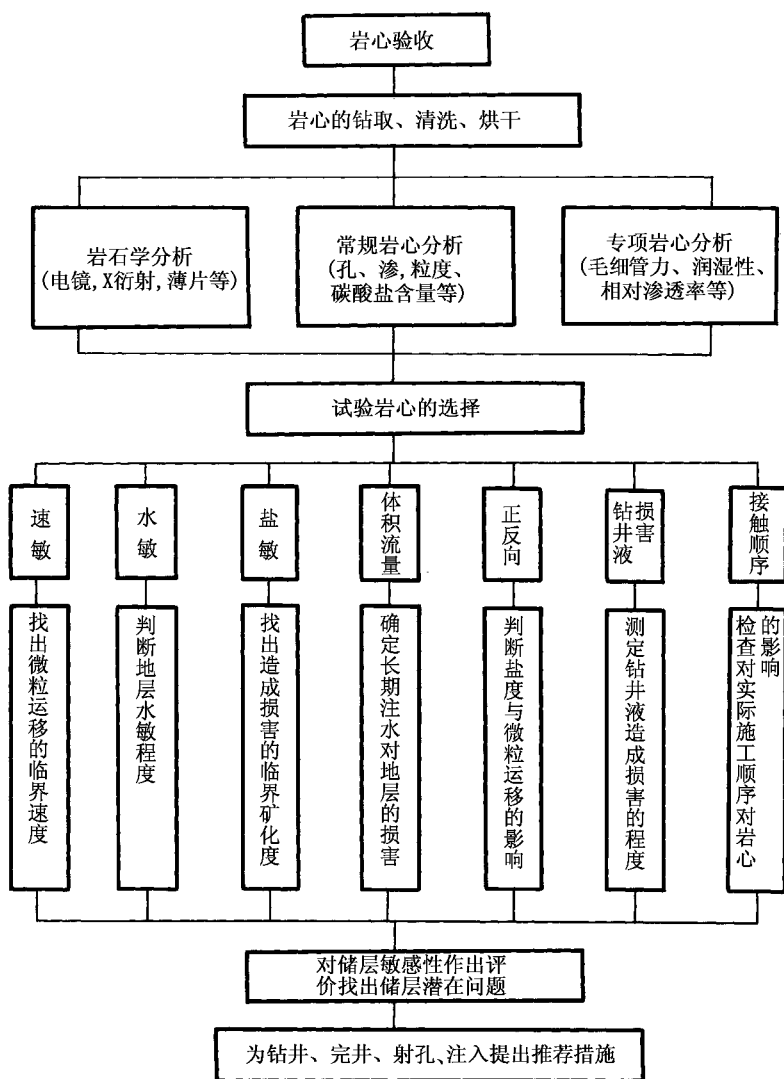


图 7-1-1 评价地层损害试验推荐程序

果制定本油田具体的水质标准。

二、水质标准及分析方法

1. 海上油田水质推荐指标

参照碎屑岩油藏注水水质推荐指标 (SY/T 5329—94), 结合海上油田实际, 在此推荐七项指标进行控制。

①悬浮物固体含量及颗粒直径、腐生菌 (TGB), 硫酸盐还原菌 (SRB) 和滤膜系数 (MF) 指标见表 7-1-1。

②含油量指标见表 7-1-2。

③总含铁量应小于 0.5mg/L。

④溶解氧含量指标: 回注污水溶解氧浓度小于 1.0mg/L, 其他注入水溶解氧浓度应小于 2.0mg/L。

⑤平均腐蚀率应小于或等于 0.076mm/a。

表 7-1-1 推荐海上油田注水水质指标

注入层渗透率 μm^2	悬浮固体含量 mg/L	颗粒直径 μm	SRB 个/mL	TGB 个/mL	MF 值
≤ 0.1	≤ 1.0	≤ 2.0	$< 10^2$	$< 10^2$	≥ 20
$0.1 \sim 0.6$	≤ 3.0	≤ 3.0	$< 10^2$	$< 10^3$	≥ 15
> 0.6	≤ 5.0	≤ 4.0	$< 10^2$	$< 10^4$	≥ 10

注：悬浮固体含量不包括含油量。

表 7-1-2 推荐含油污水作为注入水含油指标

注入层渗透率, μm^2	含油量, mg/L
≤ 0.1	≤ 5.0
> 0.1	≤ 10.0

⑥游离二氧化碳应小于或等于 1.0mg/L。

⑦硫化物（指二价硫）：在清水中不应含硫化物，回注污水中硫化物浓度应小于 2.0mg/L。

2. 油藏注水水质分析方法

参照碎屑岩油藏注水水质推荐指标 SY/T 5329—94 并结合海上油田实际而制定。

(1) 取样前的准备和采集水样要求

- ①采集注水系统的应具有代表性；
- ②取样前应准备好接头和胶皮管线，以便于取样端与注水系统的连接；
- ③取样前打开取样阀门，以 5~6L/min 的流速畅流 3min 后再取样；
- ④溶解氧、游离二氧化碳、硫化物、总含铁量和滤膜系数需在现场及时测定；
- ⑤腐生菌、硫酸盐还原菌含量分析应在现场接种，同时测定水温，室内培养。若无测试瓶，应现场取样，24h 内送实验室接种；
- ⑥含油量分析取样时，不得用所取水样冲洗取样瓶，应该直接取样；
- ⑦采样后应随即贴上标签，标签上应注明取样日期、时间、地点、取样条件及取样人姓名。

(2) 悬浮固体含量分析

1) 原理

推荐采用滤膜过滤法（也可采用比浊法或浊度仪法测定）。该法系让水通过已称至恒重的滤膜，根据过滤水的体积和膜的增重，计算水中悬浮固体的含量。

2) 设备及材料

- ①微孔薄膜过滤实验仪：410 型或其它同类仪器；
- ②真空泵；
- ③微波炉或烘箱；
- ④1/10000 天平；
- ⑤滤膜： $\phi 47\text{mm}$ ，孔径 $0.45\mu\text{m}$ ；
- ⑥装有氮气的钢瓶；

⑦量筒：1000mL；

⑧不含铅汽油。

3) 分析步骤

①将滤膜放入蒸馏水中浸泡 30min，并用蒸馏水洗 3~4 次；

②取出滤膜放在微波炉中，在 70℃ 下烘 3min 或在烘箱中 90℃ 下烘 30min，取出后放入干燥器中冷却至室温，称重；

③按上条重复操作，直至恒重（二次称量差小于 0.2mg）；

④将欲测水样装入微孔薄膜过滤实验仪中，并将已恒重的滤膜用水润湿后装到微孔滤器上；

⑤用氮气加压，使薄膜过滤实验仪内压力保持在 0.1~0.15MPa，打开阀门过滤水样，并记录流出体积；

⑥用镊子从滤器中取出滤膜并烘干，用汽油冲洗滤膜直到滤液无色为止（至少 4 次），取出滤膜烘干；

⑦再用蒸馏水洗滤膜至水中无氯离子；

⑧再按②和③条步骤操作。

4) 计算结果

悬浮固体含量按下式计算：

$$C_x = (m_h - m_q) / V_w \quad (7-1-1)$$

式中 C_x ——悬浮固体含量，mg/L

m_q ——试验前滤膜质量，mg；

m_h ——试验后滤膜质量，mg；

V_w ——通过滤膜的水样体积，L。

5) 注意事项

①若水样不含油，则在分析步骤中可省去洗油操作。

②若水中悬浮固体含量较低，则应增加过滤水样的体积。

(3) 悬浮固体颗粒直径中值

1) 原理

TA II 型库尔特颗粒计数器是一种运用电子学方法测量颗粒直径的仪器。其关键传感元件是管壁中心打有一个标准孔径的小孔管（孔径值在 30~2000 μ m 之间）。分析水样中的悬浮颗粒时，将小孔管插入水中（或电解质中），其溶液就不断地通过小孔进入小孔管，因小孔本身直径较小，其电阻相对溶液本身就较大，这样就在小孔附近（包括小孔本身）产生一个电敏感区。这时在内外电极间接通一恒定的电流，当颗粒通过小孔时，它就瞬间改变了二电极之间的电阻，产生一个幅度上正比于颗粒体积大小的、短暂的电压脉冲。利用这种方法就将颗粒体积大小转变为电压脉冲信号，测定出水中颗粒的分布（若无此仪器，亦可采用同类仪器）

2) 仪器、材料和试剂

①TA II 型库尔特颗粒计数器（或同类仪器）；

②过滤器及孔径为 0.45 μ m 的滤膜；

③烧杯：1000mL，量筒：1000mL；

④氯化钠（分析纯）；

⑤标准颗粒：校正仪器用的标准颗粒可采用直径为 2.09, 8.70, 13.7, 19.1, 39.4 μm 的 LATEX 标准颗粒或直径相近的其它标准颗粒。

3) 分析水样前的准备工作

①配制电解质溶液或购买现货 称取分析纯氯化钠 20g 于烧杯中, 加入蒸馏水 1000mL 使其溶解, 用孔径为 0.45 μm 的滤膜过滤, 使水中所含颗粒符合测定要求;

②选用合适的小孔管和适宜的标准颗粒对仪器进行校正, 校正方法详见仪器说明书;

③悬浮颗粒含量较高的水样, 应采用上述所配制的电解质溶液进行稀释。

4) 分析步骤

①取水样 150~200mL 直接放到样品架上;

②取五种分析方法的一种, 一般采用虹吸方式, 即将取样方式开关指向压力计, 同时选择进样体积开关, 使之指向需要的体积;

③按照仪器操作规程进行操作。

5) 打印内容

打印内容包括:

①每一个通道(颗粒直径范围)的颗粒数目与颗粒体积百分数;

②水样中的颗粒总数目;

③各通道(颗粒直径范围)的累积颗粒数目和累积体积百分数。

6) 计算结果

①原水样中每个通道(颗粒直径范围)的颗粒数目按下式计算:

$$N = 1000n(V_s + V_d) / V_y V_s \quad (7-1-2)$$

式中 N ——原水样中每个通道的颗粒数目, 个/mL;

n ——分析测得的每个通道体积 V_y 中的颗粒数目, 个/ μL ;

V_y ——压力计取样体积, μL ;

V_s ——杯中加入被测水样体积, mL;

V_d ——杯中加入电解质溶液体积, mL。

②水样中颗粒体积计算:

(a) 每个通道颗粒体积按下式计算:

$$V = 10^{-3} \pi D^3 N / 6 \quad (7-1-3)$$

式中 V ——每个通道所含颗粒体积, mm^3/m^3 ;

D ——对应通道的颗粒直径, μm ;

N ——对应通道的颗粒数, 个/mL;

π ——圆周率。

(b) 水样中颗粒总体积按下式计算:

$$V = V_1 + V_2 + V_3 + \dots + V_{16} \quad (7-1-4)$$

式中 V ——颗粒总体积, mm^3/m^3 ;

V_1, V_2, \dots, V_{16} ——各个通道的颗粒体积, mm^3/m^3 。

(c) 颗粒直径中值的确定: 以颗粒直径为横坐标, 颗粒累加体积百分数为纵坐标作图, 在图上颗粒累加体积 50% 时所对应的直径为颗粒直径中值。

(4) 总铁含量分析

总铁含量的测定推荐采用测铁管法，也可采用磺基水杨酸比色法或硫氰酸盐比色法。下面介绍一下测铁管法。

1) 原理

测铁管是根据邻菲绕啉比色测铁的原理制成的。酸化后的水样进入测试管内与显色剂反应，生成桔红色的液体，然后与标准色阶比较，以确定水中含铁量。

2) 分析步骤

①用取样杯取 10mL 水样，加入 0.4 mL (8 滴) 1:1 盐酸，用测试管在杯中搅匀，等待 5 分钟让水中铁充分溶解。

②用小砂轮在离测试管（总铁管或二价铁管）尖端 6mm 处划一折痕插入杯中，折断测试管尖端部分，水样自动进入管内。

③取出测试管，反复颠倒数次，每次让管中气泡从管子一端运动到另一端，使显色剂与水样充分混合。

④2 分钟后将测试管和标准比色管进行比较；含量小于 1mg/L 时，用圆筒形比色架；含量大于 1mg/L 时，用板形标准比色架，色度相同者即为水样的含铁量，介于两个标准管之间时取平均值。

3) 注意事项

①水样酸化后，若样品与显色剂反应时间过短，则测定结果偏低。因此，测定时一定要等足够的时间以后再进行下一步骤操作。

②若水样含铁量超过 10mg/L，则预先用蒸馏水稀释后再测定，测定结果乘以稀释倍数即为原水样中的含铁量。

③用总铁测试管测得的含量减去二价铁测得的含量，即为水样中三价铁的含量。

(5) 含油量的测定

推荐采用红外线法，也可采用分光光度比色法及荧光比色法。

红外线法主要采用 POC-100 和 Oil-20 红外含油分析仪

①四氯化碳提取—非分散红外线吸收法的测定原理：四氯化碳可以很好地溶解油脂，而不与水混合， $3.4\sim 3.5\mu\text{m}$ 吸收带不致被吸收。另一方面，油分中存在着根据 $3.4\sim 3.5\mu\text{m}$ 碳氢化合物特有 CH ， CH_2 ， CH_3 等基的对称伸缩运动的吸收带，因此试样中的油分一旦转溶于四氯化碳，然后导入吸收池中时，可由 $3.4\sim 3.5\mu\text{m}$ 的吸水量测定出油分的浓度。

②测定含油量时的注意事项：

(a) 使用的器具、容器预先要洗净；

(b) 仪器的样品室内绝对不能进水（POC-100 型含油分析仪测定过程中石英槽的方向要保持一致）；

(c) 分液漏斗旋塞部位绝对不能涂凡士林等油脂，建议使用聚四氯乙烯旋塞；

(d) 测定一组样品过程中，要使用预先分散均匀的洁净的四氯化碳；

(e) 仪器要开机预热约 20 分钟；摇动分液漏斗 200 次或 2 分钟以上进行萃取；萃取液静置 15 分钟以上，才能进行下一步操作；

(f) 不能使用脱脂棉或滤纸过滤四氯化碳萃取液，否则，因滤纸等吸附油，含油量将会改变；

(g) 分液漏斗里加进的全部液量，应以少于漏斗容量的 $3/4$ 为宜；

(h) 甲苯、乙醇、丙酮、表明活性剂等多种物质混入，对测定结果会产生影响，应尽可能

能避免；

(i) 由于摇动，漏斗的内部压力可能增加，有时增加得太多可能有危险。因此，有必要在摇动操作过程中，颠倒漏斗，打开旋塞，平衡内外部压力；

(j) 含油量分析取样时，不得用所取水样冲洗取样瓶，应该直接取样；

在测试过程中，测量室内或石英槽内绝对不能有气泡，否则影响测试结果。

(6) 溶解氧含量测定

溶解氧含量测定推荐采用测氧管比色法，也可采用靛胭脂比色法或碘量法。仅对测氧管比色法进行介绍。

①原理：将测氧管在流动水中折断，由于测氧管的负压作用，水样被吸入管内。水中的溶解氧与管内试剂发生化学反应而显蓝色或红色，颜色的深浅与溶解氧含量成正比。显色后与标准色阶对比，即可测出水中溶解氧含量。

②测氧管的测量范围：0~0.1，0~1.0，0~12mg/L。

③分析步骤：

(a) 打开取样阀门，以 5~6L/min 的流速使水畅流 3min；

(b) 将测氧塑料杯与取样胶管相接（不能漏气），将流速调至 0.5~1.0L/min，把测氧管插入杯内，待水流稳定后用力下按使测氧管尖端折断；

(c) 用食指在水面下按紧断口，取出测氧管擦干管壁并颠倒数次，直到水溶液混匀为止；

(d) 立即同标准色管比较，直接读出溶解氧含量。

④误差：平行样绝对误差不超过标准系列的一个分度值。

(7) 平均腐蚀率测定

一般采用腐蚀挂片失重法。

1) 原理

将试片悬挂在注水体系内，正常生产条件下 $30 \pm 2d$ 后取出，根据试验前后试片的损失量计算平均腐蚀率。

2) 材料及试剂

①滤纸；

②干燥器，游标卡尺（精度 0.02mm），1/10000 天平；

③石油醚（分析纯），丙酮（分析纯），污水乙醇（分析纯），柠檬酸三铵（分析纯）：d7701 缓蚀剂或同类产品。

3) 试片的加工

①材质：应以现场实际使用的钢材加工试片，一般可使用 A3 钢。

②试片形状及尺寸 采用长方形，外形尺寸 $L \times b \times h$ 为 $76 \times 13 \times 1.5\text{mm}$ ，在一端距边线 10mm 处钻一直径 8mm 小孔并打号。

③试片加工要求 试片经刨、磨工序使其表面粗糙度 Ra 为 $0.63 \sim 1.25\mu\text{m}$ 。

4) 准备工作

①用游标卡尺测量试片尺寸并计算其表面积。

②用石油醚脱脂，再用无水乙醇清洗，取出试片用滤纸擦干，放于干燥器中 4 小时后称重，称重至 0.1mg。

5) 配制试片清洗液

①称取柠檬酸三铵 10g 加入 90mL 蒸馏水使其溶解，使用时应在水浴上将溶液加热到 60℃。

②在 5%～10% 的盐酸溶液中加 1～2 滴的 7701 缓蚀剂（或同类产品）。

6) 现场挂片

将准备好的试片固定在试片夹座上，然后安装到注水流程上。应使其试片侧面迎着水流方向，挂片时间 $30 \pm 2d$ 。

7) 试验后试片处理

将试片取出，用滤纸轻轻擦去油污。用丙酮洗油后放入清洗液中 1～5 分钟（清洗时可用毛刷轻轻刷洗），试片清洗后用蒸馏水冲洗，再用乙醇脱水并用滤纸擦干表面，将其存放于干燥器中 4 小时后称重。

8) 计算结果

$$F = (m_{gf} - m_{hf}) \times 3650 / St\rho \quad (7-1-5)$$

式中 F ——平均腐蚀率，mm/a；

m_{gf} ， m_{hf} ——试验前、后试片质量，g；

S ——试片表面积， cm^2 ；

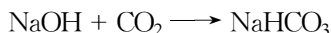
t ——挂片时间，d；

ρ ——试片材质密度， g/cm^3 。

(8) 游离二氧化碳含量分析

1) 原理

游离二氧化碳能定量地与氢氧根离子发生化学反应，反应式如下：



因此，可以用酸碱滴定法进行测定。

2) 材料及试剂

①刻度三角瓶 250mL，注射器或碱式滴定管 5、25mL，注射器或移液管 1.0mL；

②滤纸；

③0.1% 酚酞溶液；

④酒石酸钾钠（分析纯），苯二甲酸氢钾（分析纯），氢氧化钠（分析纯）。

3) 准备工作

①称取 0.1g 酚酞溶于 50mL、95% 乙醇内，再加 50 mL 蒸馏水，用 0.0100mol/L 氢氧化钠标准溶液滴至微红色。

②称取 50g 酒石酸钾钠溶于蒸馏水中，稀释至 100mL。

③0.05mol/L 氢氧化钠溶液的配制与标定。

4) 分析步骤

打开取样阀门让水畅流 3 分钟，快速取水样 1000mL 于三角瓶内。向水样中迅速加入酒石酸钾钠溶液 1mL 及 4 滴酚酞溶液。在白色滤纸背景下，用氢氧化钠标准溶液滴定至溶液呈粉红色在 30 秒内不消失为终点，记下消耗的氢氧化钠标准溶液体积。

5) 计算结果

$$C_r = V_{wq} M_q / V_w \times 44 \times 1000 \quad (7-1-6)$$

式中 C_r ——游离二氧化碳含量，mg/L；

V_{wq} ——滴定水样消耗氢氧化钠标准溶液体积, mL;

V_w ——取样体积, mL;

M_q ——氢氧化钠标准溶液浓度, mol/L。

6) 误差

平行试验误差不超过 10%。

(9) 硫化物(指二价硫)含量分析

推荐采用液体测硫管比色法,也可采用固体测硫管比色法或亚甲基蓝比色法。

液体测硫管比色法介绍如下。

1) 原理

根据在酸性溶液中,硫离子可与对二甲氨基苯胺盐酸盐和三氯化铁作用生成次甲基蓝的原理制成测硫管,用于测定水中硫化物 $[S^{2-}]$ 的含量。

2) 分析步骤

①取 10mL 水样于取样杯中,加入一滴测硫显色剂 A,再立即加入 1.0mL 测硫显色剂 B (显色剂不得少于 1.0mL,否则水样进入管内的白色絮状物不溶解),迅速用测硫管搅动溶液,静置 2 分钟。

②用小砂轮在离测试管端 6mm 处划一圈折痕,插入杯中,折断测试管尖端部分,水样自动进入管内。

③取出测试管,堵住开口处,颠倒数次,每次使管中气泡从一端运行到另一端,直到管中白色絮状物溶解为止(颠倒混合后白色絮状物不溶解是因为水样取得过多或显色剂加得过多)。

④静置 5 分钟,将测试管与标准比色管比较(硫化物少于 1mg/L 时用圆筒比色架,硫化物大于 1mg/L 时用板形比色架),色度相同者即为水样的硫化物含量,介于两个标准管之间者取平均值。

3) 注意事项

①水样中亚硫酸盐不超过 80mg/L 时不影响测定结果;有大量还原剂存在时会影响显色。

②水中硫化物含量超过 10mg/L 时,需预先用无硫离子蒸馏水稀释后再测定,得出结果再乘以稀释倍数即为硫化物含量。

(10) 腐生菌(TGB)和硫酸盐还原菌(SRB)含量分析

1) 原理

采用绝迹稀释法,即将预测定的水样用无菌注射器逐级注入到测试瓶中进行接种稀释,送试验室培养。根据细菌瓶阳性反应和稀释倍数,计算出水样中的细菌数目。

2) 材料

①腐生菌(TGB)测试瓶和硫酸盐还原菌(SRB)测试瓶;

②1mL 注射器(灭菌);

③恒温培养箱。

3) 分析步骤

细菌测定推荐采用三次重复法,也可采用二次重复法。

①将测试瓶排成一组,并依次编上序号;

②取样前将取样阀门打开,以 5~6L/min 的流速畅流 3min 后再用灭菌后的取样瓶取样;

③用无菌注射器取 1.0mL 水样注入 1 号瓶内,充分振荡。

- ④用另一支无菌注射器从 1 号瓶内取 1.0mL 溶液注入到 2 号瓶中，充分振荡。
- ⑤再更换一支无菌注射器从 2 号瓶中取 1.0mL 溶液注入到 3 号瓶内，充分振荡。
- ⑥依次类推，一直稀释到最后一瓶为止。
- ⑦将上述测试瓶放入恒温箱中（培养温度控制在现场水温 $\pm 5^{\circ}\text{C}$ ），SRB 菌 2 周后读数，TGB 菌一周后读数。

4) 细菌生长鉴别

SRB 瓶中液体变黑或有黑色沉淀即表示有硫酸盐还原菌；TGB 瓶内液体由红变黄或浑浊，即表示有腐生菌。

5) 菌量计算

- ①稀释法二次重复菌量统计查表 7-1-3。
- ②稀释法三次重复菌量统计查表 7-1-4。
- ③重复样细菌计数示例见表 7-1-5。

表 7-1-3 稀释法二次重复菌量统计表

生长指标	菌量，个/mL	生长指标	菌量，个/mL	生长指标	菌量，个/mL
000	0.0	110	1.3	211	13.0
001	0.5	111	2.0	212	20.0
010	0.5	120	2.0	220	25.0
011	0.9	121	3.0	221	70.0
020	0.9	200	2.5	222	110.0
100	0.6	201	5.0		
101	1.2	210	6.0		

表 7-1-4 稀释法三次重复菌量统计表

生长指标	菌量，个/mL	生长指标	菌量，个/mL	生长指标	菌量，个/mL
000	0.0	201	1.4	302	6.5
001	0.3	202	2.0	310	4.5
010	0.3	210	1.5	311	7.5
011	0.6	211	2.0	312	11.5
020	0.6	212	3.0	313	16.0
100	0.4	220	2.0	320	9.5
101	0.7	221	3.0	321	15.0
102	1.1	222	3.5	322	20.0
110	0.7	223	4.0	323	30.0
111	1.1	230	3.0	330	25.0
120	1.1	231	3.5	331	45.0
121	1.5	232	4.0	332	110.0
130	1.6	300	2.5	333	140.0
200	0.9	301	4.0		

表 7-1-5 重复样细菌计数

示例	细菌 观察					生长指标	菌量 个/mL
	1 号瓶	2 号瓶	3 号瓶	4 号瓶	5 号瓶		
	0 级	1 级	2 级	3 级	4 级		
1	++	++	-	-	-	200×10^1	2.5×10^1
2	+-	-	-	-	-	100×10^0	0.6×10^0
3	+++	+++	+++	+-	---	320×10^2	9.5×10^2
4	+++	+++		+++	+++	$\geq 2.5 \times 10^4$	$\geq 2.5 \times 10^4$

细菌的查表只与重复度有关，菌量数由稀释法二次重复（表 7-1-3）或三次重复（表 7-1-4）统计表中查出近似值，再扩大相应的次方数即可。细菌生长结果示例见表 7-1-5。

(11) 滤膜系数分析

1) 原理

滤膜系数（MF）是在特定条件（指滤膜的直径、孔径、过滤时的压力和过滤水的体积）下，水通过滤膜所需时间的函数。

MF 值的大小是衡量水对滤膜的细微孔道堵塞程度的综合性指标。

2) 仪器及材料

- ①微孔薄膜过滤试验仪：410 型或国产 BG—1 型；
- ②量筒（1000mL）；
- ③滤膜： $\phi 47\text{mm}$ ，平均孔径 $0.45\mu\text{m}$ ；
- ④秒表，氮气瓶。

3) 分析步骤

- ①取样前将取样阀门打开，以 $5\sim 6\text{L}/\text{min}$ 的流速畅流 3 分钟后再取样；
- ②将仪器装好，用预测水洗涤储水器三次，从进水管口注入欲测水样 3500mL，关闭进水阀门；
- ③手握滤头使其出水口垂直向上并低于储水容器液面，打开滤器出口阀，排尽管中气泡；
- ④将滤膜润湿，贴在滤板上，旋紧滤板排去气泡，关闭出口阀；
- ⑤接通气源，调节进气阀使容器内压力为 0.14MPa ，并保持此压力到试验结束；
- ⑥将滤头放在量筒口，打开出口阀门，同时启动秒表计时，待滤出水至 1000mL 刻线时停表，并记下滤出时间 t 。
- ⑦关闭出水阀，关闭气源，取出滤膜，放掉储水器中的水。

4) 计算结果

$$MF = 1000/20t \tag{7-1-7}$$

式中 t ——过滤 1000mL 水样所需时间，min；

MF ——滤膜系数。

5) 误差

$MF \geq 20$ 时，平行样误差不大于最小值的 5%； MF 值在 $15\sim 20$ 范围内时，平行试验误差不大于最小值的 10%； $MF < 15$ 时，平行试验误差不大于最小值的 20%。

3. 水质分析用主要仪器设备

见表 7-1-6。

表 7-1-6 水质分析用主要仪器设备表

序号	分析项目	名称及型号	规格	生产厂家
1	悬浮固体含量 滤膜系数	微孔薄膜过滤器 BG-1 型		江苏无锡石油仪器设备厂
		微孔薄膜	$\phi 47\text{mm}$ ，孔径 $0.45\mu\text{m}$	上海天丰药厂
		砂芯过滤活动装置 M-50 型	容积 250mL	上海玻璃总厂
2	悬浮固体颗粒直径	库尔特 I 型颗粒计数器及 II 型颗粒计数器	$0.5\sim 32\mu\text{m}$	英国
3	铁含量	测铁管 $\text{Fe}-\text{HX}-\text{Fe}^{2+}$ ， $\text{Fe}-\text{HX}$ —总铁，两种管合定一套标准比色板	$0\sim 10\text{mg/L}$ $0\sim 1\text{mg/L}$	北京华光化学试剂厂及郑州化学试剂厂
4	含油量	分光光度计	$0\sim 1000\text{mg/L}$	上海分析仪器厂等
		POC100 及 OiL20 含油分析仪	$0\sim 100\text{mg/L}$	日本
5	溶解氧	测氧管 O-HX-0.1 型；DO-HX-1.0 型；DO-HX-12 型；三种测氧管各需一套相应的标准比色板	分别为 $0\sim 0.1\text{mg/L}$ $0.1\sim 1\text{mg/L}$ $0\sim 12\text{mg/L}$	北京华光化学试剂厂及郑州化学试剂厂
6	腐蚀率	腐蚀测定仪 1120 型	$0\sim 1000\text{MPY}$	美国 ROHRBAC K COSACO SYSTEMS
		腐蚀测定仪 M103 型	$0\sim 1000\text{MPY}$	美国 PETLOK
		腐蚀测定仪		沈阳腐蚀研究所
7	硫化物	测硫管 S-HX-10 型	$0\sim 10\text{mg/L}$	北京华光化学试剂厂
8	腐生菌含量 (TGB)	细菌培养瓶 TGB 型		北京华光化学试剂厂
9	硫酸盐还原菌 (SRB)	细菌培养瓶 SRB 型		北京华光化学试剂厂

三、评价注水水源水质与油层相适应性的方法

1. 分析资料

应分析注入水与油层水各种离子浓度。主要分析项目有：钠、钾（或钠与钾总量）、钙、镁、钡、锶、三价铁、二价铁、铝等阳离子；氯、碳酸根、重碳酸根、二价硫、硫酸根等阴离子；可溶性二氧化硅、游离二氧化碳、硫化氢；pH 值及水的总矿化度。

还应分析油层岩样的阳离子交换容量（C.E.C 值）。

2. 评价方法

①含钡、锶、钙离子的水与含有硫酸根离子的水混合时，必须考虑硫酸盐结垢问题，经试验或计算认为不能生成沉淀时才可注入，否则应该进行处理。

②二价硫离子含量高的水与含有二价铁离子的水混注时，必须考虑硫化亚铁结垢的问题，应经处理才可注入。

③当碳酸氢根和碳酸根离子含量较高的水与钙、镁、钡、锶、二价铁等离子含量较高的水相混时，应考虑碳酸盐结垢的问题。

④当水中游离二氧化碳逸出时往往使水的 pH 值升高，易产生碳酸盐沉淀，因此采用此

种水做注水水源时，也应重视碳酸盐结垢的问题。

⑤根据化学溶度积原理可以初步判断各种离子在水中的稳定性。易生成沉淀的化合物溶度积见表 7-1-7。

表 7-1-7 化合物溶解度表

化合物名称	溶度积（25℃）	化合物名称	溶度积（25℃）
BaSO ₄	1.1×10^{-10}	BaCO ₃	8.0×10^{-9}
SrSO ₄	2.8×10^{-7}	SrCO ₃	1×10^{-9}
CaCO ₃	4.8×10^{-10}	Fe（OH） ₃	3.8×10^{-38}
CaSO ₄	6.1×10^{-5}	FeCO ₃	2.5×10^{-11}
FeS	4.0×10^{-19}		

当两种水（注入水与注入水，或注入水与油层水）相混后，如果某化合物的阳离子浓度（mol/L）与阴离子浓度（mol/L）的乘积大于该化合物的溶度积时，提示可能有沉淀生成，应进行室内混配试验，以确定是否可混。

⑥C.E.C 值大于 0.09mmol/g（按一价离子计算）时，就不能忽视粘土的水化膨胀。

⑦室内进行天然岩心注水试验，一般情况下，水测渗透率下降值应小于 20%。

第二节 注水工艺

要使油田合理注水，取得最佳的水驱效果，必须选择与油藏性质和开发要求相适应的注水工艺。目前海上油田的注水分为合注和分层注水两种方式。合注就是在同一压力条件下对各吸水层实施笼统注水；分注就是针对各油层不同的渗透性能进行控制注水，对渗透性好吸水能力强的层适当的控制注水；对渗透性差、吸水能力弱的层则加强注水，尽量使注入水在高、中、低渗透层中发挥应有的作用。通过分层注水，可使层间矛盾得到调整，地层能量得到合理补充，降低油井含水上升速度，所以注水井实行分层配注，是实现油田稳产、高产和提高油田无水采收率和最终采收率的有效措施。

在海上油田主要有单管分层注水和双管分层注水。单管分注主要是通过井下安装多级封隔器和配水器来实现的，其配注和测试钢丝作业量大，双管分注完井工艺复杂，但配水技术简单，分层注水量容易控制。

一、注水管柱

1. 合注管柱

合注管柱主要适用于某些油田开发初期注水或油井转注初期的注水；适用于只有一个油层或虽有几个油层，但油层物性非常接近层间矛盾差异小的油田注水。另外对于各注水层间纵向连通性好，其间没有明显隔层的多油层油田也采用合注管柱注水。

合注管柱的优点是管柱结构简单，现场容易操作，缺点是开采过程中层间矛盾明显，单层吸水量无法控制，注入水容易沿高渗层突进，造成高渗层过早见水或水淹，直接影响中低渗透层的水驱效果。

①单油管注水管柱：注入水由地面控制直接进入地层。

②水力压差封隔器注水管柱（图 7-2-1）：管柱上带有水力压差封隔器，当油管内的注水压力达一定值时，封隔器膨胀，将注入层以上的套管环空封隔开，以防止套管脏物进入

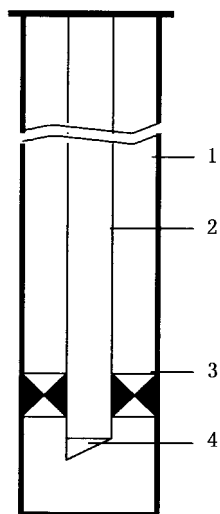


图 7-2-1 水力压差
封隔注水管柱

1—套管；2—油管；
3—封隔器；4—引鞋

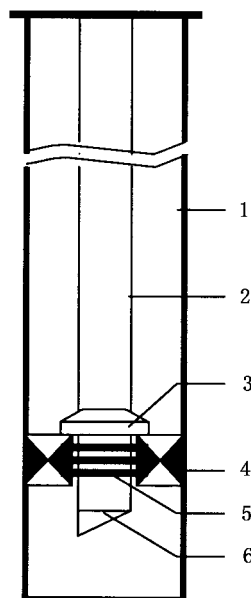


图 7-2-2 永久封隔器
注水管柱

1—套管；2—油管；3—定位
接头；4—封隔器；5—插入
密封；6—引鞋

地层。

由于水力压差式封隔器受注水压力波动的影响，封隔器寿命短，已逐渐被可反洗井的压缩式封隔器所取代。

③永久封隔器注水管柱（图 7-2-2）：使用这种管柱时，必须根据管柱受力效应对油管伸缩量进行精确计算，防止插入密封件上升移出封隔器密封筒之上。

2. 分层注水管柱

对两个或两个以上注水层系，且层系之间渗透率差异比较大，都应采用分层注水管柱。分层注水管柱按配水器及管柱结构一般有固定配水管柱、活动配水管柱、偏心配水管柱、一投三分配水管柱及双管配水管柱。

目前比较通用的分层注水管柱主要有以下几种组合形式，可以根据实际需要分别选用。

（1）固定配水管柱

①结构：由扩张式封隔器及固定配水器（节流器）等构成。

②技术要求：各级配水器的开启压力必须大于 0.7MPa，以保证封隔器坐封。

③缺点：更换水嘴必须起出管柱。

（2）活动配水管柱

①结构：由扩张式封隔器及空心配水器等构成。

②技术要求：各级配水器的芯子直径是由上而下从大到小的，故从下而上逐级投送，从上至下逐级投捞。

③缺点：受内通径的限制，其使用级数受到限制，一般三级，最高五级。

（3）偏心配水管柱

偏心配水管柱是目前国内外用得最多的分层注水管柱，管柱组合主要包括：油管、偏心配水器、注水封隔器。

偏心配水管柱的最大优点，是在注水管柱上根据需要安装多个偏心配水器，在不动管柱的情况下可以采用钢丝投捞更换任一级水嘴。其缺点是钢丝作业的工作量大。

1) 偏心配水管柱（Ⅰ）（用于深井分层注水）

①结构：由压缩式封隔器和偏心配水器等构成。

②技术要求：封隔器（压缩式）应按编号顺序下井；各级配水器堵塞器的编号不能搞错，以免数据混乱，资料不清。

2) 偏心配水管柱（Ⅱ）

①结构：主要由扩张式封隔器和偏心配水器等构成。

②技术要求：各级配水器的水咀压力损失必须大于 0.7MPa 以保证封隔器密封；各级配

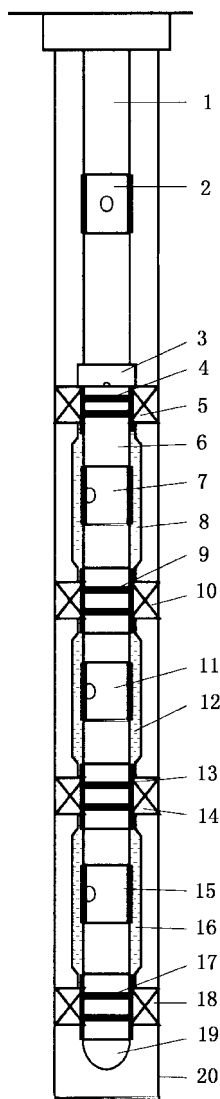


图 7-2-3 先期砾石充填防砂井偏心配水管柱

1—油管；2—“XO”滑套；3—直槽定位器；4—插入密封；5—防砂封隔器；6—油管；7— $\phi 95$ 偏心配水器；8—防砂筛管；9—3.88in MSN；10—防砂封隔器；11— $\phi 95$ 偏心配水器；12—防砂筛管；13—3.88in MSN；14—防砂封隔器；15— $\phi 95$ 偏心配水器；16—防砂筛管；17—3.88in MSN；18—防砂封隔器；19—导向器（2 $\frac{7}{8}$ in 盲堵）20—9 $\frac{5}{8}$ in 套管

水器的编号不能搞错。

③缺点：水力扩张封隔器的胶筒不适应深井高温要求。

3) 可洗井偏心配水管柱

①结构：可洗井封隔器、偏心配水器和球座等构成。

②技术要求：坐封压力必须在 15MPa 以上，以确保封隔器完全密封；分层注水必须与压缩式封隔器配合使用。

③缺点：洗井通道易堵塞。

上述管柱可参阅海上油气田完井手册。

4) 绕丝筛管砾石充填防砂井偏心配水管柱（适用于 9 $\frac{5}{8}$ in 套管）

①结构：由直槽定位器、插入密封、偏心配水器组成（图 7-2-3）。

②技术要求：管柱设计时应仔细计算由于注水压力和温度所产生的综合应力变量之和进行配管，以确保管柱在自由收缩或自由伸长时各层间的密封件不移出防砂封隔器密封段之外；各级配水器堵塞器的编号不能搞错。

③缺点：不能直接用注水管柱进行洗井作业，若要洗井必须起出目前井下管柱，下入洗井管柱。

（4）一投三分配水管柱

一投三分配水管柱主要是一次投捞可同时更换三个层段的水嘴。其投捞方式有液力投捞和钢丝投捞，前者主要用于非砾石充填防砂井，在陆地油田广泛应用，该技术已发展至两投五分或三投七分，后者主要用于海上油田先期砾石充填防砂井。

1) 液力投捞一投三分配水管柱

①结构：由上封隔器、配水封隔器、配水器、下封隔器及连通器组成（图 7-2-4）。

②技术要求：坐封压力必须在 15MPa 以上，以确保封隔器完全密封；坐封后继续提压至 19MPa 以上，以确保连通器打开。

③缺点：洗井通道易堵塞。

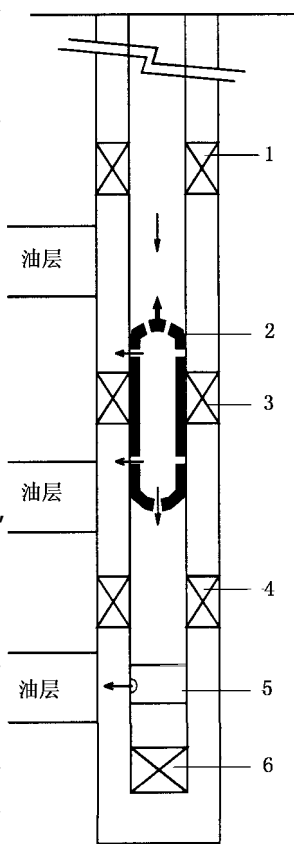


图 7-2-4 液力投捞分层注水管柱图

1—上封隔器；2—配水器；3—配水封隔器；4—下封隔器；5—连通器；6—死堵

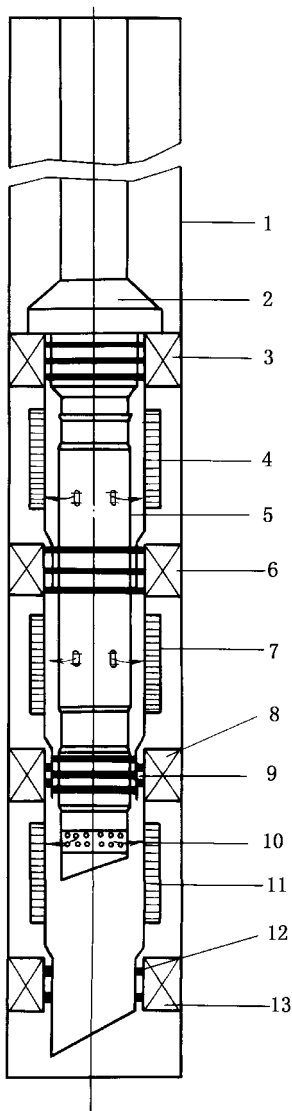


图 7-2-5 钢丝投捞一投三分层配水管柱图

- 1—套管；2—直槽定位器；
3、6、8、13—防砂封隔器；
4、7、11—防砂筛管；5—
一投三分配水器；9、12—
插入密封；10—带孔管

1. 注水压力计算

(1) 破裂压力计算

在已知地层破裂压力梯度 G ，通常采用下式计算井口破裂压力：

$$p'_{\text{破}} = p_{\text{破}} + p_f - p_w \quad (7-2-1)$$

$$p_{\text{破}} = Gh \quad (7-2-2)$$

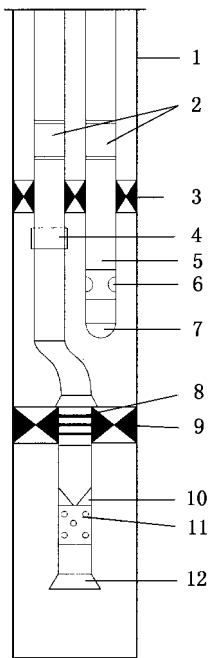


图 7-2-6 双管分层注水管柱

- 1—套管；2—伸缩短节；
3—双管分隔器；4—旋转
接头；5—油管；6—滑套；
7—球堵；8—插入密封；
9—单管封隔器；10—坐
落接头；11—带孔管；
12—引鞋

双管井口装置两翼装可调水嘴，调节水量，下部分层封隔器可用永久封隔器或液压封隔器，上部双管封隔器为液压坐封，上提解封封隔器，管柱带有伸缩、旋转接头及坐落接头、滑套等工具（图 7-2-6）。

2) 技术要求

管柱要分段考虑温度效应，分段配伸缩接头。同时还要考虑管柱长期不动，井底污垢的洗井措施和油管腐蚀情况，必要时应使用涂层油管。

二、注水工艺参数设计

2) 钢丝投捞一投三分配水管柱（用于海上防砂井）

①结构：由直槽定位器、插入密封、一投三分配水器等组成（图 7-2-5）。

②技术要求：管柱设计时应仔细计算由于注水压力和温度效应所产生的综合应力变量，精密配管，以确保管柱在自由收缩或自由伸长时各层间的密封件不移出防砂封隔器密封段之外；配水器投捞时严格通井。

③缺点：对三层以上先期砾石充填防砂井的分层注水，此技术受到限制。

(5) 双管分层注水管柱

目前，海上应用不少，其特点是分层的注水量较大。由于分层注水量由地面控制，可减少深井斜井投捞配水的钢丝作业量，减少事故。但由于作业复杂，封隔器费用较贵，因此管柱需考虑多种情况及需要，做到一次下井，长期不动，适用于套管直径较大的井中。

1) 结构

式中 $p'_{\text{破}}$ ——井口破裂压力, MPa;
 $p_{\text{破}}$ ——井底破裂压力, MPa;
 G ——破裂压力梯度, MPa/m;
 h ——油层中部深度, m;
 p_w ——井筒水柱压力, MPa;
 p_f ——注入水通过油管时摩阻, MPa。

在常规注水情况下, 要求注水压力不能超过破裂压力的 80%~90%。

(2) 注水压力计算

当油层在控制注水时, 注水压力由下式计算:

$$p_{\text{wh}} = \Delta p + p_f + \Delta p_{\text{启动}} + p_r - p_w \quad (7-2-3)$$

其中 $\Delta p = Q/K \quad (7-2-4)$

$$p_f = 9.8 \times 10^{-2} \lambda \frac{hV^2}{D^2g} \quad (7-2-5)$$

$$V = \frac{4Q}{\pi D^2} \quad (7-2-6)$$

$$Re = \frac{Dvp}{\mu} \quad (7-2-7)$$

$Re < 2800$ 时,

$$\lambda = -\frac{64}{Re}$$

$2800 < Re < 10000$,

$$\lambda = \frac{0.3164}{\sqrt[4]{Re}}$$

$Re > 10000$, $\lambda = 0.0032 + 0.221Re^{-0.237}$

式中 p_{wh} ——井口注水压力, MPa;
 Δp ——注水压差, MPa;
 Q ——注水量, m^3/d ;
 $\Delta p_{\text{启动}}$ ——启动压差, MPa;
 p_r ——地层平均压力, MPa;
 K ——吸水指数, $\text{m}^3/(\text{d} \cdot \text{MPa})$;
 D ——油管内径, m;
 V ——注入水在油管中流速, m/s;
 g ——重力加速度, m/s^2 ;
 λ ——摩阻系数, 与雷诺数 Re 有关;
 ρ ——水的密度, kg/m^3 ;
 μ ——水的动力粘度, $\text{Pa} \cdot \text{s}$;
 v ——水的流速, m/s。

2. 注水管柱设计

(1) 注水管柱设计原则

①应能满足配注所需的功能要求，满足油层对注水量的要求。

②应能满足井下作业、配水测试作业要求。

③设计应考虑井况，满足安全要求。

④应能满足防腐要求。

(2) 注水管柱设计内容

1) 管柱类型选择

根据油层、井身结构情况配注方案的要求，选择注水管柱类型，主要包括分层注水管柱和笼统注水管柱两种。

2) 井下工具选择及要求

根据管柱类型，选择适用的井下工具，主要包括：分层配水工具、分层封隔工具、调节管柱伸缩的工具及其它配套工具。

对工具的选择应考虑以下要求：

①强度及压力等级，要符合生产及工作条件要求。

②工具的尺寸，工具的外形尺寸符合作业要求，内通径符合作业层测试要求。

③工具材质及密封件材质要符合流体性质、井下温度、压力、环境及工作条件等要求。

④工具的结构、开启下入起出等动作应协调一致符合生产及作业要求。

3) 管柱受力计算

管柱起下措施作业及生产过程中，都要受到内外压力、温度、重力等影响，因此应对管柱受力及伸缩长度进行分析计算，确认管柱是否合理。对管柱的分析计算，在理论计算的基础上，校核各段管柱的安全系数。

三、分层注水

1. 分层注水工具

(1) 分层注水用封隔器

分层注水用封隔器，其作用主要是将不同吸水能力的层段隔离开，以便对各层进行分层配注。常规注水井，封隔器直接随注水管柱下入井筒，这种方式我国陆地油田较常用，其封隔器类型主要有水压差式封隔器和水力压缩封隔器，海上油田部分井需先期套管内砾石充填防砂完井，因此，分层封隔器已随先期砾石充填防砂完井管柱下入井底，同时实现分层的目的。目前我国海上油田注水井所用封隔器，大多采用液压坐封单管、双管封隔器（例如 BAKER 的“FH”型、“A-5”型、“T-2DRS”型和 HALLIBURTON 的“RH”型、“PHL”型和“RDH”型、CAMCO 的“Hydro-5”型等）。除此之外，常用的注水封隔器还有以下几种：

1) 扩张式封隔器

分层注水常用的扩张式封隔器有 K344 型（陆上油田常用）。

①结构：见图 7-2-7。

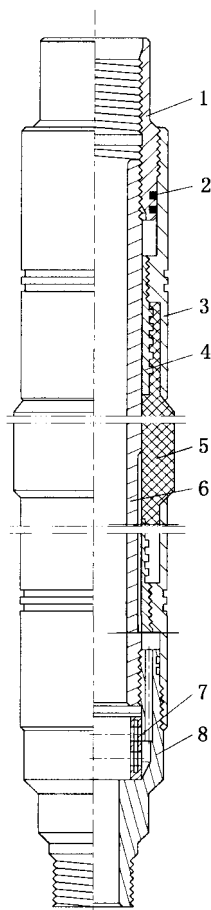


图 7-2-7 K334 型封隔器结构示意图

1—上接头；2—“O”形胶圈；3—胶筒座；4—硫化心子；5—胶筒；6—中心管；7—滤网罩；8—下接头

- ②工作原理：从油管内加液压，当油管内外压差达 0.5~0.7MPa，液压经滤网罩，下接头的孔眼和中心管的水槽，作用于胶筒的内腔，使胶筒胀大，密封油套管环形空间。
- 放掉油管内的压力，使其油管内外压差低于 0.5~0.7MPa 时，胶筒即收回解封。
- ③技术规范：见表 7-2-1。

表 7-2-1 K344 型封隔器技术规范

项 目		型 号		
		K344-110	K344-135	K344-95
最小内径, mm		62	62	50
长度, mm		920	920	870
油管内外压差, MPa		0.5~0.7	0.5~0.7	0.5~0.7
封隔器	全长, mm	500	520	490
	工作面长度, mm	240	280	240
工作压差, MPa		12	12	12
工作温度, ℃		50	50	50
适应套管内径, mm		117~132	140~154	102~127
连接螺纹		2⅝inTBG	2⅝inTBG	2⅝inTBG

④使用条件及特点：扩张式封隔器必须与节流器配套使用。其优点是结构简单，不能单独坐封封隔器；缺点是必须在油管内外造成一定的压差方能正常工作。

2) 可洗井分层注水封隔器

陆上油田用可洗井封隔器有“DQY141-114”型、“DQY341-114”型、“ZYY341-114”型及“ZHY341-114”型等。下面以 DQY341-114 型可洗井封隔器为例说明。

①结构：见图 7-2-8。

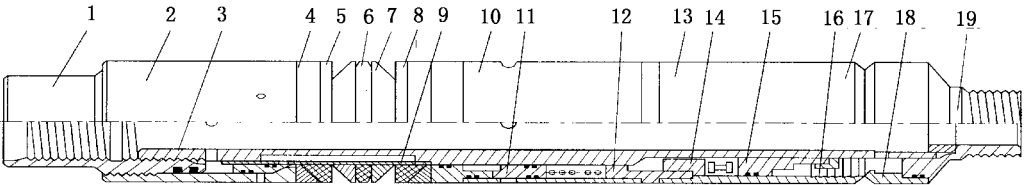


图 7-2-8 DQY341-114 型可洗井封隔器

- 1—上接头；2—调节环；3—中心管；4—斜隔环；5—上胶筒；6—中胶筒；7—锥环；8—下胶筒；
- 9—外中心管；10—承压套；11—洗井活塞；12—承压接头；13—活塞套；14—销钉挂；
- 15—卸压活塞；16—卡簧；17—下活塞套；18—下接头；19—锁块支撑套

②工作原理：

(a) 坐封。当封隔器随着管柱下到井里预定深度后，坐好井口。从油管加液压，高压液体经中心管的水分眼进入到活塞腔内，推动洗井活塞，洗井活塞又推动承压座、辅助胶筒、锥环上行，这时压缩中胶筒，直径变大，封隔油套管环形空间。同时辅助胶筒被锥隔环锥开，其端面压在中胶筒上，起 支撑保护作用。在压缩胶筒的同时，工作筒上行卡在大卡簧上，这时封隔器处于工作状态。

(b) 洗井。接好洗井管线，倒流程、关闭生产闸门，打开洗井闸门，慢慢打开套管闸

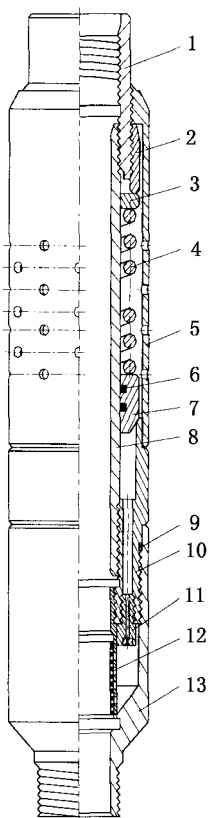


图 7-2-9 KGD-110 配水器

1—上接头；2—调节环；
3—垫环；4—压簧；5—
护罩；6、9—“O”形密
封圈；7—阀；8—中心管；
10—阀接头；11—水嘴；
12—滤罩；13—下接头

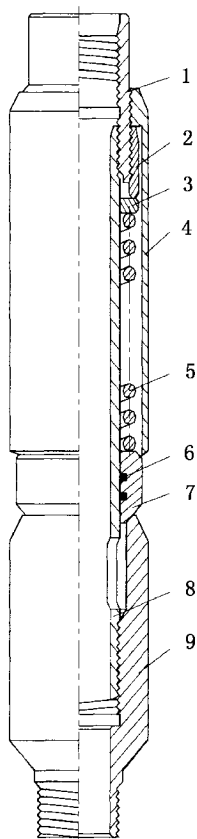


图 7-2-10 KGD-110 节流器

1—上接头；2—调节环；
3—垫环；4—护罩；5—
压簧；6—“O”形密封
圈；7—阀；8—中心管；
9—阀座接头

门，由低压到高压慢慢地洗。当洗井排量达到 $25\text{m}^3/\text{h}$ 左右时，压力要保持稳定，最高不得超过 6MPa ，当洗井合格后（一般洗 4 个小时即可），这时倒流程，该井又可恢复正常注水。

（c）卸压。需要更换管柱时，在井口投入 2in 的钢球坐于卸压密封段上，再打开生产闸门，高压水憋压，只要压力超过 10MPa 即可剪断固定销钉，此时密封段下移，锁块失去内支撑，这时上提管柱拉断卸压锁钉，胶筒恢复原状，封隔器解封，管柱就可以顺利起出。

③技术规范见表 7-2-2。

（2）分层配水器

目前国内普遍使用的配水器有固定配水器（如 KGD-110 配水器），活动式配水器（如 KHD-114 配水器），偏心配水器（如 KPX-113 配水器），一投三分配水器等。

1）固定式分层配水器

①KGD-110 配水器：

（a）结构见图 7-2-9。

（b）工作原理：油管加液压，经滤罩、水嘴和阀接头的孔眼作用在阀上。阀压缩弹簧，离开阀座接头上行，阀启开，高压水经油、套管环形空间注入地层。

（c）技术规范见表 7-2-3。

②KGD-110 节流器：

（a）结构见图 7-2-10。

表 7-2-2 压缩式封隔器技术规范

项 目	型 号			
	DQY141-114	DQY341-114	ZYY341-114	ZHY341-114
最小内径, mm	54	54	55	48
总长, mm	1560	1260	1235	1156
坐封压力, MPa	15~16	6~8	8~12	14~15
工作压力, MPa	15	15	25	15
洗井通道, cm	9.68	10.03	12	12
反洗压力, MPa		0.2~0.3	0.1	0.4~0.6
解封负荷, kN		20~25	10~15	25~30
工作温度, °C	70	70	120	120
适应套管内径, mm	117~132	117~127	120~124	117~132
连接螺纹	$2\frac{3}{8}\text{inTBG}$	$2\frac{3}{8}\text{inTBG}$	$2\frac{3}{8}\text{inTBG}$	$2\frac{3}{8}\text{inTBG}$

表 7-2-3 固定配水工具技术规范

项 目		KGD-110 配水器	KGD-110 节流器
最大外径, mm		110	110
最小内径, mm		60	62
总长, mm		638	638
连接螺纹		2 $\frac{3}{8}$ TBG	2 $\frac{3}{8}$ TBG
阀启开压力, MPa		0.5~0.7	0.5~0.7
井下工作压差, MPa		12	12
最大试验压差, MPa		25~30	25~30
水嘴数量, 个		2~4	—
总重量, kg		17	18
弹簧	直径, mm	12	12
	外径, mm	99	99
	内径, mm	75	75
	圈数	8.5	8.5
	长度, mm	190	190

(b) 工作原理：油管加液压，经中心管水槽作用在阀上，阀压缩压簧离开阀座接头，阀启开，注入水经油、套管环形空间注入地层。

(c) 技术规范见表 7-2-3。

2) 活动式配水工具

①KHD-114 配水器：

(a) 结构如图 7-2-11 所示。可用专用工具投捞的活动部分又叫芯子。配水嘴装在芯子上用以控制注入各层的水量，一个芯子装一个水嘴。芯子依靠密封段上的台肩定位在注水工作筒上。芯子和注水工作筒之间靠密封圈密封。球座可防止弹簧被卡死。

(b) 工作原理：油管加液压，高压水从注水工作筒的竖槽流出，通过导向头的小孔进入芯子，经过配水嘴顶开阀球产生压力降，从注水工作筒的侧壁孔进入套管，实现分层注水。

(c) 技术规范：见表 7-2-4。

②KHD-106 型（原 JH0651 型配水器）：

(a) 结构见图 7-2-12。

(b) 工作原理：从油管加液压，液压经过水嘴作用在阀上，阀压缩压簧，离开阀座接头上行，阀启开，高压水经油、套管环形空间注入地层。

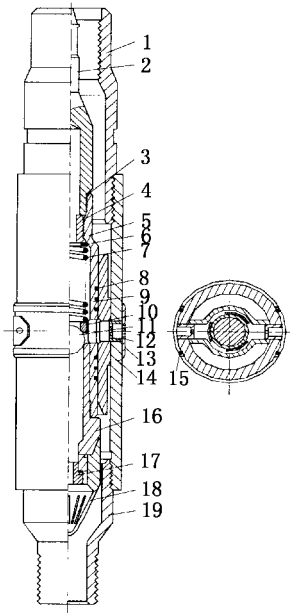


图 7-2-11 KHD-114 配水器

1—上接头；2—打捞头；3、8—“O”形密封圈；4—调杆；5—密封套；6—弹簧压片；7—弹簧；9—保护圈；10—弹簧座；11—阀球；12—防砂套；13—防砂盖；14—出水套总成；15—固定螺钉；16—阀座；17—配水嘴；18—锥体；19—下接头

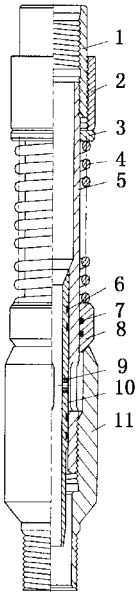


图 7-2-12 KHD-106 型配水器结构

1—上接头；2—调节环；3—垫环；4—压簧；5—中心管；6、7—“O”形密封圈；8—阀；9—水嘴；10—芯子；11—阀座接头

表 7-2-4 KHD-114 配水器技术规范

类 别		KHD-114 配水器
设计外径, mm		114
分水工作筒内径 mm	甲	52
	乙	48
	丙	44
	丁	38
芯子外径 mm	甲	51
	乙	47
	丙	43
	丁	37
连接螺纹		2 $\frac{7}{8}$ EUE
阀启开压力, MPa		0.5~0.7
地面测试耐压, MPa		15
总长, mm		636

(c) 技术规范：见表 7-2-5。

表 7-2-5 KHD-106 配水器技术规范

参 数	级 数		
	甲	乙	丙
总长, mm	540	540	540
最大外径, mm	106	106	106
中心管最小内径, mm	57	48	40
芯子最小通径, mm	46	40	30
阀启开压力, MPa	0.5~0.7	0.5~0.7	0.5~0.7

3) 偏心配水工具

①KPX-113 (原 DDG0656-2 型) 配水器：

(a) 结构如图 7-2-13 所示。由工作筒 (图 7-2-14) 和堵塞器 (图 7-2-15) 组成。

(b) 工作原理：正常注水时，堵塞器靠支撑座的 $\phi 22\text{mm}$ 台阶坐于工作筒导向主体的偏孔内，凸轮卡于偏孔上部的扩孔处 (因凸轮在打捞杆的下端和扭簧的作用下可上下来回转动，故堵塞器能进入工作筒导向主体的偏孔，并被卡住而不飞出)，堵塞器密封段上下两组四道“O”形胶圈封住偏孔的出液孔，注入水即经堵塞器滤罩、水嘴、密封段的出液槽和工作筒导向主体的偏孔进入油套管环形空间后进入地层。

捞堵塞器：将投捞器的投捞头接打捞器，收拢锁紧投捞爪，用录井钢丝将投捞器下过配水器工作筒，然后上提到工作筒上部，凸轮过工作筒主通道遇阻而向下转动，顶起控制杆，投捞爪失锁向外转出张开。再下放投捞器，投捞器沿工作筒导向主体的螺旋面运动顺开槽而下。待下放遇阻时，打捞器已捞住堵塞器的打捞杆，再上提投捞器，堵塞器打捞杆压缩弹簧上行，下

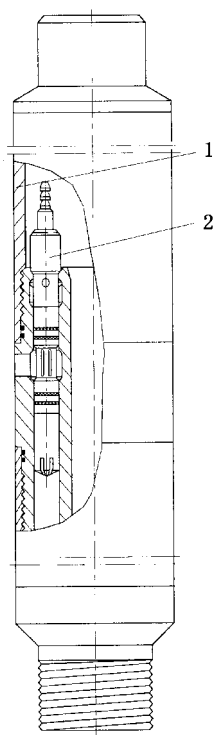


图 7-2-13 KPX
-113 配水器

1—工作筒；
2—堵塞器

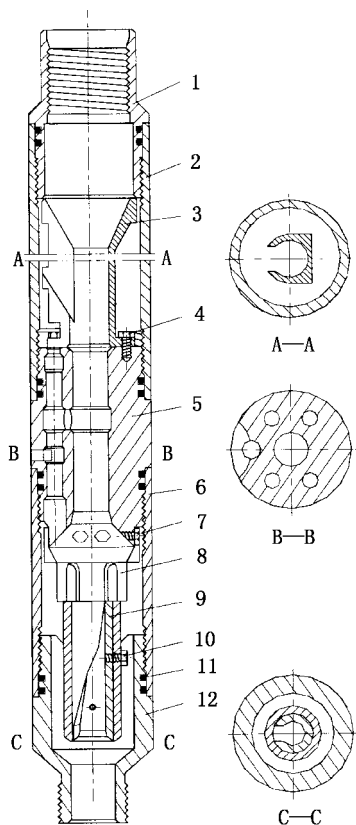


图 7-2-14 KPX-113 配水器工作筒
1—上接头；2—上连接套；3—扶正体；4—
螺钉；5—工作筒主体；6—下连接套；7—
螺钉；8—支架；9—导向体；10—螺
钉；11—“O”形密封圈；12—下接头

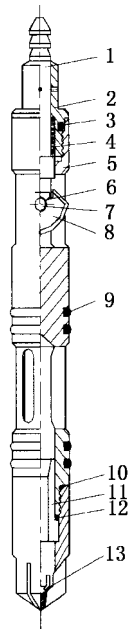


图 7-2-15 KPX-113
堵塞器

1—打捞头；2—压盖；
3、9、10、12—“O”形
密封圈；4—压簧；5—堵
塞器；6—扭簧；7—轴；
8—凸轮；11—水嘴；
13—滤罩

端与凸轮脱离接触，凸轮在扭簧的作用下向下转动而内收，堵塞器被捞出工作筒起到地面。

投堵塞器：将投捞器的投捞头接投送器，将堵塞器的头部插入投送器内，用剪钉将堵塞器压盖和投送器连接好，按上述施工步骤将堵塞器下入工作筒导向主体的偏孔内。上提投捞器，由于凸轮的支撑面卡于偏孔的上部扩孔内，结果剪钉被剪断，堵塞器留于工作筒内，投捞器被起出。

(c) 主要技术参数：

总长	790mm
最大外径	113mm
最小通径	46mm
偏孔直径	20mm
堵塞器最大直径	22mm
工作压力	15MPa

(d) KPX-113 配水器投捞器结构如图 7-2-16 所示。主要技术参数如下：

总长	1700mm
最大外径	44mm

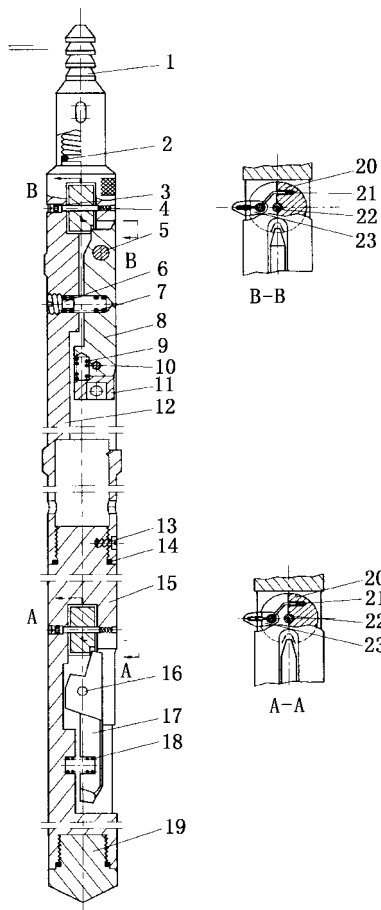


图 7-2-16 KPX-113 配水器投捞器

- 1—绳帽；2、3、14—“O”形密封圈；
4、5、10、13—螺钉；6—销钉；
7、9、18—压簧；8—投捞爪；
11—投捞头；12—投捞体；15—导
向体；16—轴；17—导向爪；19—导
向头；20—锁轮；21—扭簧；22—锁
轮轴；23—锁块

4) 一投三分配水器

此配水器是为海上 7in 套管先期砾石充填防砂并分
层配水而设计的，对该配水器工作筒改造后也适用于
9 $\frac{5}{8}$ in 套管防砂井。

①结构：由可用专用工具投捞的活动部分（图 7-2-17）又叫芯子和工作筒（图 7-2-18）组成。配水嘴装在芯子上，用于控制注入各层的水量。一个芯子上可以安装多个水嘴，同时完成三层配注。芯子依靠上部的台阶定位在工作筒上。芯子和工作筒之间靠密封圈密封。

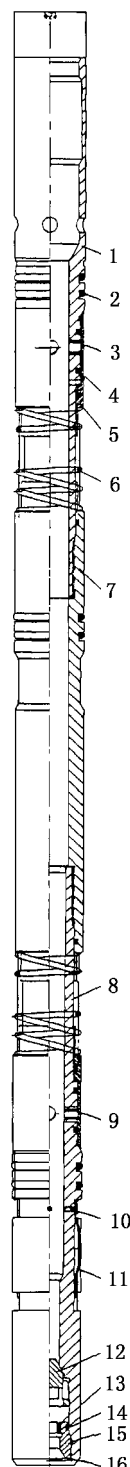


图 7-2-17 一投三分配水器芯子

- 1—级配水体；2、4、14—胶圈；
3—小水嘴；5—滑套；6—弹簧；7—连接杆；
8—二级配水体；9—小水嘴；10—紧固螺钉；
11—扶正弹簧；12—单流阀；13—大水嘴；
15—水嘴座；16—卡簧

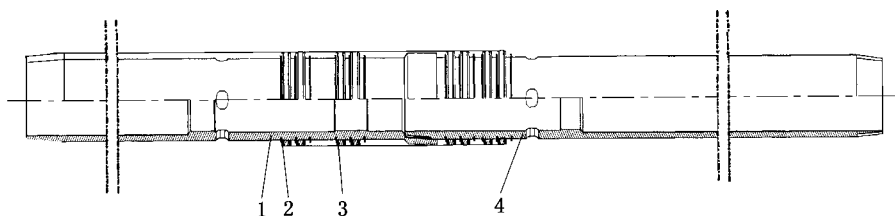


图 7-2-18 一投三分配水器工作简

1—工作简上接头；2—挡圈；3—密封总成；4—工作简下接头

②工作原理：带密封件及两道出水孔的配水工作简与注水管柱连接，下入预定深度。配水工作简定位于 7in 套管完砂完井管柱中的第二个防砂封隔器密封光管内。通过工作简上的密封件对井下管柱进行三层分隔。把装有可撤换水嘴的配水器从井口投入，自由落体坐落于井下的配水器工作简内。通过配水器上密封盘根与配水器工作简配合实现分层密封，上、中两层径向水嘴分别对准配水工作简的上、下两道出水孔，注入水分别流向一、二两层段；最下一层轴向水嘴与配水管柱配合流入第三层段，从而配水器实现对三个层段的配注。

③主要技术参数：

工作简：

总长：1770mm

最大外径： $\phi 83.6\text{mm}$

最大工作压差：25MPa

最高工作温度：90℃

配水器的芯子：

总长：1140mm

最大外径： $\phi 58\text{mm}$

最大工作压差：25MPa

最小工作压差：0.29MPa

最高工作温度：90℃

2. 分层配水技术

(1) 分层配水指示曲线

分层注水指示曲线是注水层段注入压力，与注水量的相关曲线。指示曲线的形状主要取决于地层和井下配水工具的工作状态。因此，同一层段在同一时间和不同的时间的指示曲线的变化，反映了油层吸水能力的变化及井下工具的工作情况。图 7-2-19 是某井分层指示曲线。

(2) 嘴损曲线

配水嘴尺寸、配水量和通过配水嘴的节流损失三者的定量关系曲线称为嘴

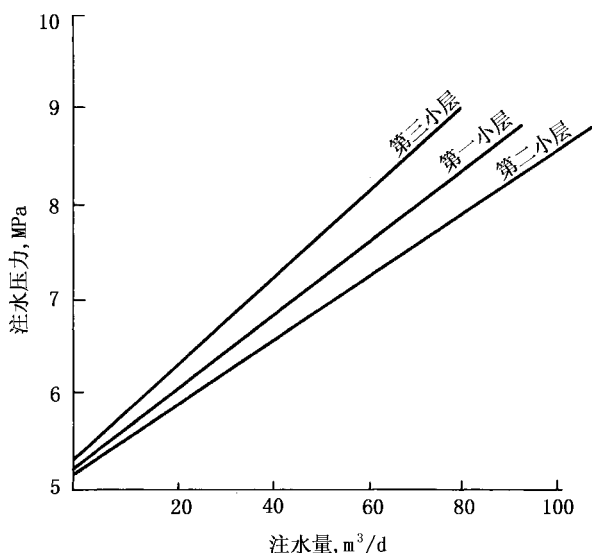


图 7-2-19 某井分层指示曲线

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。KPX-112 配水器和 KGD-110 配水器和一投三分配水器的嘴损曲线见图 7-2-20、7-2-21 和 7-2-22。

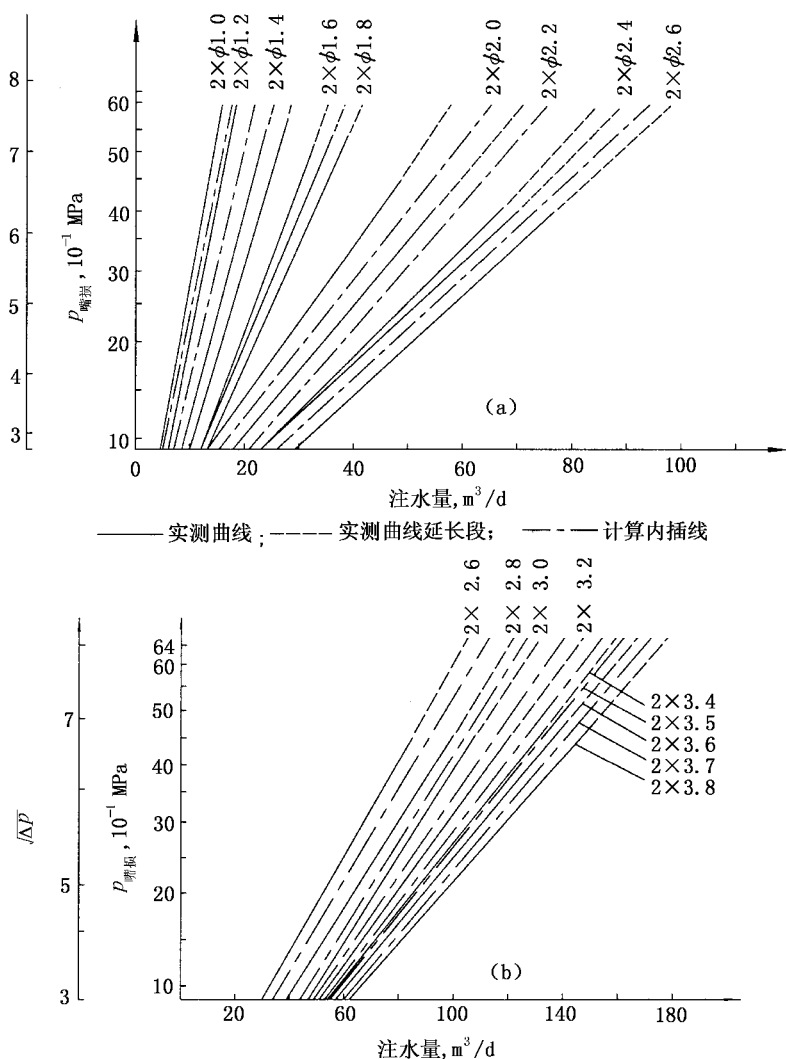


图 7-2-20 KPX-112 配水器嘴损曲线

(3) 井下水嘴的选择

基本原理是利用嘴损求得配水嘴的大小。

1) 嘴损曲线法

- ①根据吸水剖面成果及完井指示曲线绘制层段吸水指示曲线。
- ②在分层指示曲线上查出与各层段配注量相对应的井口注水压力。
- ③根据全井配注量及油管深度计算或查图版(图 7-2-23)管损曲线求出管损。
- ④根据注水泵可能达到的压力及地层破裂压力，确定井口注水压力。
- ⑤计算嘴损压力：

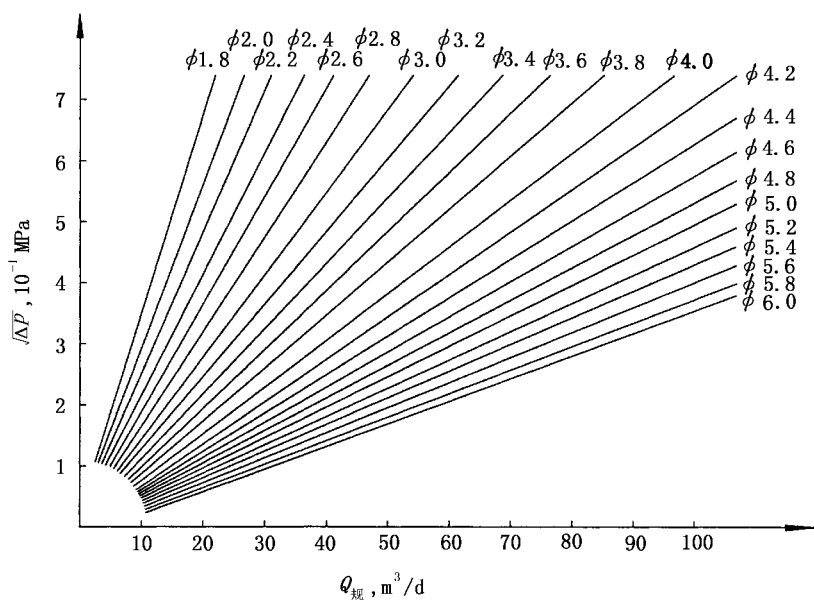


图 7-2-21 KGD-110 配水器嘴损曲线

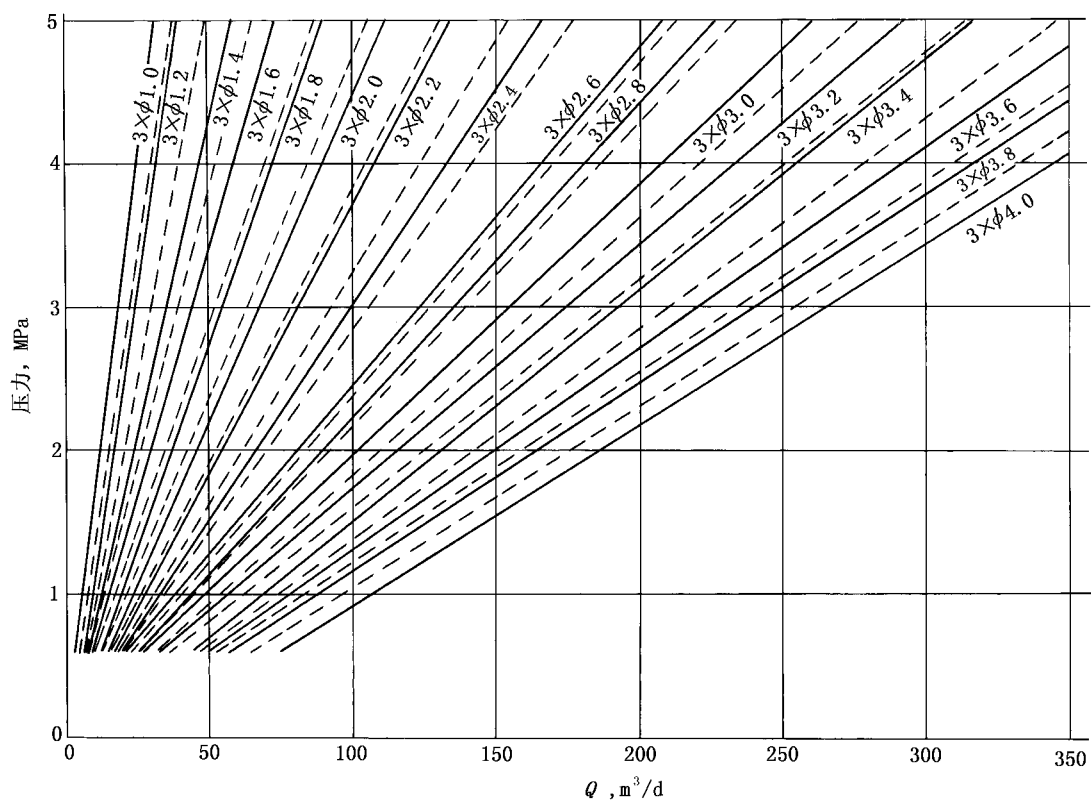


图 7-2-22 一投三分配水器嘴损曲线

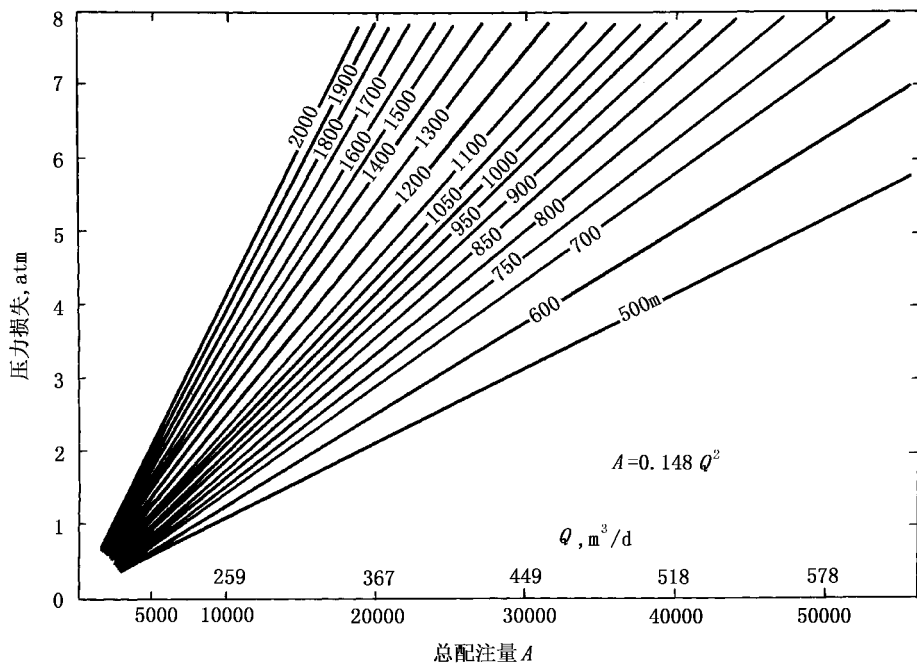


图 7-2-23 2 1/8in 油管阻力损失曲线

$$p_{\text{嘴损}} = p_{\text{井口}} - p_{\text{配}} - p_{\text{管损}} \quad (7-2-8)$$

式中 $p_{\text{嘴损}}$ ——通过水嘴的压力损失，MPa；
 $p_{\text{井口}}$ ——井口压力，MPa；
 $p_{\text{配}}$ ——达到配注水量时的井口压力，MPa；
 $p_{\text{管损}}$ ——注水时管柱的沿程压力损失，MPa。

例：某井下入 2 1/2in 油管，油管深度为 1000m，设计井口注水压力为 10.13MPa，分层配注量第一层为 34m³/d，第二层为 39m³/d，第三层为 24m³/d，试选择 745-4 配水器的配水嘴尺寸。该井测得分层吸水剖面资料及全井指示曲线资料如表 7-2-6、7-2-7 所示。

表 7-2-6 层段相对吸水量表

层 段	相对吸水量 %
第一小层	33.3
第二小层	39.6
第三小层	27.1

解：

第一步：根据层段相对吸水量和全井指示曲线数据，做出分层指示曲线数据表，见表 7-2-8。

第二步：据表 7-2-8 画出分层指示曲线，如图 7-2-19。

第三步：在分层指示曲线上，根据分层配注量找出分层井口有效注水压力 $p_{\text{配}}$ ，如表 7

- 2 - 9。

表 7-2-7 全井指示曲线数据表

注水方式	油压 MPa	注水量 m ³ /d
正注	8.2	230
正注	7.8	196
正注	7.3	156
正注	6.8	120

表 7-2-8 分层指示曲线数据表

井口注水压力，MPa		8.2	7.8	7.3	6.8
分层注水量 m ³	第一小层	76.6	65.2	52.0	39.9
	第二小层	91.0	77.6	61.8	47.8
	第三小层	62.4	53.2	62.4	32.6

表 7-2-9 分层井口有效注水压力

层位	配注量，m ³ /d	分层井口有效注水压力，MPa
第一小层	34	6.55
第二小层	39	6.45
第三小层	24	6.40

第四步：根据全井总配注量计算：

$$A = 0.148Q^2 = 0.148 \times 97^2 = 1390$$

油管深为 1000m，查得管损为 0.024MPa。

第五步：设计井口注水压力为 10.13MPa，求嘴损（表 7-2-10）。

表 7-2-10 分层所需嘴损表

层 位	嘴 损，MPa
第一小层	$p_{\text{嘴损}} = 10.0 - 0.024 - 6.55 = 3.426$
第二小层	$p_{\text{嘴损}} = 10.0 - 0.024 - 6.45 = 3.526$
第三小层	$p_{\text{嘴损}} = 10.0 - 0.024 - 6.40 = 3.574$

第六步：根据 $p_{\text{嘴损}}$ ， $Q_{\text{配}}$ 在图 7-2-20 上查得各层嘴子尺寸，分别为 $2 \times \phi 1.8$ 、 $2 \times \phi 1.9$ 、 $2 \times \phi 1.5$ 。

第七步：整理结果如表 7-2-11。

2) 原理推算法

是一种比较简单并且准确的方法。其选择步骤如下：

①求真实分层指示曲线井的有效注水压力和层段吸水量所绘制的分层指示曲线，作为真实分层指示曲线实测的资料，提供井口压力和层段吸水量。但井口压力不能代表油层或层段

吸水的有效压力，须按下式求有效注水压力：

$$p_{\text{有效}} = p_{\text{井口}} - p_{\text{嘴损}} \tag{7-2-9}$$

表 7-2-11 分层配注表

层 位	配注量 m³/d	设计井口注水压力 MPa	管 损 MPa	分层井口配注压力 MPa	嘴 损 MPa	水嘴尺寸 (水嘴数目×水嘴直径) mm
第一小层	34	10.0	0.024	6.55	3.426	2×1.8
第二小层	29	10.0	0.024	6.45	3.526	2×1.7
第三小层	24	10.0	0.024	6.45	3.574	2×1.5
全 井	97	10.0				

将各层段的实测井口压力点按上述方法求得相应有效注水压力，再与对应的实际层段吸水量绘制成真实分层指示曲线。矿场为简便和减少注水井波动，往往每层只选用两个压力点（假定注水量波动不大）。

②求嘴损差。在真实分层指示曲线上，配注压力下原水嘴的实际注入量和配注量所对应的压力差，即为嘴损差 Δp 。

③推算新水嘴。在嘴损曲线上，用实际注入量和原水嘴尺寸线交点所对应的嘴损压力值，按 Δp 的正负，向上或向下载取 Δp ，与配注量相交于某一水嘴尺寸线上，这一水嘴尺寸即为所求的水嘴。

3) 简易法

对于调整水量不大的层段选配较准确。其简易计算如下：

$$d_2 = d_1 \sqrt{Q_1/Q_2} \tag{7-2-10}$$

式中 d_1 ——原用水嘴直径，mm；
 d_2 ——需调整水嘴直径，mm；
 Q_1 ——原注入量，m³；
 Q_2 ——配水量，m³。

简易法和推算法计算的水嘴相比约大 0.1~0.15mm，可根据层段性质将简易法求得的水嘴尺寸加以调整，对于限制层可减少些，加强层可稍增大。一般视配注水量和压力的大小，减少或增大 0.1~0.2mm。

实际进行水量量配时，也可根据经验进行调整水嘴尺寸的，由于其准确度不高，因此一般不能只凭经验来调整配水嘴。

4) 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认真分析，及时掌握地层变化情况，找出变化原因。

③每次调整配水嘴必须检查原水嘴及配水管柱，修正实测资料的准确程度。

④一般注水合格率各油田都有一定界限标准，达到此界限以内，便可认为合格。

四、注水井解堵增注

注水井堵塞，实质上是一种地层伤害，其结果是造成注水量下降，甚至注不进水，这是

油田开发过程中存在的重要问题之一，越来越受到人们的普遍关注。为了避免地层伤害，国内外许多专家长期致力于这方面的研究，目前已形成了从钻井、完井、射孔到整个开发过程的系列的保护油气层技术。

1. 注水井堵塞的类型

引起注水井堵塞的原因很多，但根据不同的堵塞机理可归纳为以下几种类型：

- ①外来液体与地层岩石矿物不配伍造成的堵塞；
- ②外来液体与地层流体不配伍造成的堵塞；
- ③毛细现象造成的堵塞；
- ④固体颗粒侵入或运移造成的堵塞；
- ⑤工艺措施引起的堵塞；
- ⑥微生物和浮游生物及其代谢产物造成的堵塞。

无论哪一种原因造成的堵塞，地层本身的内在条件是主要原因。当地层不能适应外界条件变化时，就会导致地层渗透率下降，造成堵塞。

2. 解堵增注方法

为解决包括近井地带在内的油气层的伤害问题，提高注水井吸水能力和注水开发油田的最终采收率，世界上一些大的石油公司联合科研机构和大学做了大量的研究工作。目前注水井的解堵增注方法大致可分为两类：一类是物理法（包括机械法）；另一类是化学法。每一种方法都有其自身特点和适用范围，只有正确使用，才能达到预期的目的；否则不仅注水能力无法恢复，还可能引起更严重的地层伤害，甚至造成重大的经济损失。

（1）物理解堵增注法

1) 负压脉冲法

负压效应是液体产生张力继而断开的一种亚稳定状态。负压效应的实质是以脉冲形式出现的一种能量转换形式，这种能量可产生多种效应。

净化效应：施工过程中，工作介质在连续交变压力作用下，在油流通道中会产生“水击”现象。被圈闭的液体在负压作用下，迅速地冲向井筒，并能有效地剥蚀孔壁上的沉积物，使射孔部分的孔道得到疏通；在瞬间放压过程中，促使挤入油流通道中的介质全部吐出，继而排到地面，由此强化了液体对近井地带的清洗作业，从而达到净化渗流通道、解除堵塞的目的。

疲劳扩展效应：岩石在交变压力作用下会降低岩石的强度（疲劳破坏），使岩石产生微裂缝或微裂隙。多次的分级升压和瞬时降压（升压时不得超过地层破裂压力），使地层原生裂缝延伸，新裂缝扩展，从而达到提高地层渗透率、疏通孔道的目的。

排挤效应：堵塞地层的乳化液和残余水，在周期性负压作用下将被排出；而堵塞地层的颗粒则在正反方向载荷作用下，被推移到裂缝和孔隙的扩展处，这有助于颗粒脱离原位置而被破坏，从而改善流体的流动通道。

洗涤效应：处理前后必须进行正、反循环洗井，若采用活性水作为工作介质，还能起到洗涤作用。

根据工艺方法的不同，负压地层处理工艺可分为：

- 采用开关井口闸门实现循环脉冲法；
- 采用两同心管和附件的负压脉冲法；
- 采用喷射装置和封隔器实现负压脉冲法。

虽然三种方法的施工工艺有些不同，但对地层来说都是建立一个瞬时的、周期性的、可控制的负压，恢复和改善油层的渗流特性。第一种方法工艺简单，但效果没有后两种好；第二种方法效果好，但工艺要复杂些；第三种方法是在前两种方法的基础上改进的。

第一种方法即为压力改变法。循环脉冲处理的实质在于向井筒内注入工作液，逐级提高井内压力并迅速降压，对地层造成脉冲作用。注入工作液时，井筒内的最高压力不得超过地层破裂压力。多次循环脉冲处理后可降低岩石的结构强度，形成微裂缝，扩大岩层内部孔隙空间（此时岩石总骨架没有受到破坏）。

第三种方法的工作原理是地面泵组将高压工作液经油管泵入喷射器喷嘴，由于喷嘴直径很小，液体产生节流，使高压工作液的流速增大，此时压力大大降低，从而与井底之间形成高压差，并在给定时间内，保持高压差不变，保证液体从近井地带高速流入井筒，在喉管内与工作液混合后经扩散管、油套环空返出地面。

负压脉冲解堵增注法适用于清除地层堵塞物和改造低渗透层，对微粒运移等原因造成的深部堵塞，该方法的解堵成功率不高。

2) 水力脉冲振动法

水力脉冲振动解堵技术借助于一种专门装置——水力振动器，该技术利用流体流过腔形结构体时产生的周期性剧烈振动，在注水层或采出层井段产生振荡冲击波，并将该波传递到地层孔道中，使井筒和地层特别是井壁附近的堵塞物与孔道壁间的结合力在疲劳应力作用下遭到破坏，松动脱落或疲劳破碎的机械杂质在洗井过程中被排出井筒；与此同时，在周期性的、可控制的、强烈的膨胀—压缩波作用下，地层还会产生疲劳裂缝网，随着波动的深入，逐渐撑开地层深处，达到提高渗透率和增加注水量的目的。它主要适用于油层埋藏深、油层压力较高的低渗透油田的解堵增注。

3) 超声波振动法

由经典物理学得知，超声波的特性有：方向性好，能定向传播；穿透力强，在液体、固体中传播时衰减很慢，但在气体中衰减迅速，几乎不能传播；具有反射、折射、散射等波的共性，并遵循相应的定律。

超声波处理地层时主要作用有：

机械振动作用，该作用破坏了吸附在孔隙表面的表面膜，从而增大了孔隙的有效尺寸，还可对井底沉积物产生机械破坏；

空化作用，该作用是指在超声波的作用下，液体中空泡成长和崩溃的过程以及随之发生的一系列现象；

热作用，它可以改善油水的流动性；

降低油水界面张力作用，它有利于油水两相流动。

由超声波的特性和作用可知，它可以穿透油层的固体和液体而直接作用于油层内部，可以改变油水的物理化学性质，降低粘度和界面张力；能有效地破坏并清除岩石孔隙中的堵塞物；不仅能清除渗滤面的堵塞，还可以清除远离裂缝的岩石孔道的堵塞，并使岩石中微裂隙增加，扩大渗流通道，影响流体物性和流态，大幅度地增加注水量。

4) 挤压填砂法

恢复严重堵塞注水井吸水能力的挤压填砂处理技术实际是一种解堵压裂。该法是靠形成一条穿过堵塞带的高导流能力的短裂缝，把注水井与油藏未堵塞部分连通起来。

5) 高能气体压裂处理法

高能气体压裂是利用火药或火箭推进剂快速燃烧产生的大量高温高压气体以脉冲加载方式作用于地层，当作用力超过岩石的破裂压力时，井筒周围的岩层即被压裂产生多条自井眼呈放射状的多方位径向裂缝，使地层中不相交的天然裂缝扩大并与井筒连通，以清除井筒附近的堵塞物，有效地改善地层的渗透性。

火药或火箭推进剂的燃烧主要产生一氧化碳、二氧化碳、氮气和氯化氢等气体。氯化氢与水形成盐酸溶液，起到酸化地层的作用；二氧化碳可降低原油粘度和油水两相间的界面张力。

高能气体压裂的主要作用有：机械造缝作用、脉冲作用和热化学作用。

高能气体压裂对于采用砾石充填、预制筛管等防砂方式完井的油水井不适用。

6) 磁化水增注

在一定的磁场作用下，水分子按抗磁方向有序地排列，并产生一系列的物理和化学变化，这种改变有利于提高注水井的吸水能力。磁化效应可产生以下几种作用：降低水的表面张力；抑制水中腐生菌的繁殖；明显减少水中的悬浮固体颗粒并使其变小；防垢；净化注入水水质；抑制粘土矿物膨胀；提高注入水的溶解度；降粘。

以上这些作用都是提高注水井吸水能力的因素。

磁化装置一般有两种形式：一种是用电磁铁建立磁场；另一种是用永磁铁建立磁场。由于电磁铁体积大，安装不方便，因而很少在现场实际使用，绝大部分磁化装置都采用稀土永磁材料。注水井的磁增注器可以安装在地面注水管线上，也可以随油管下入井内；为了方便管理，大多数在地面上安装。

在使用磁增注技术时必须注意以下几点：

①采用磁增注的井不受管柱限制，但根本不吸水的井不会产生增注效果。增注效果与流速有关，流速过快不易获得好效果。

②对于不吸水的井应首先采取解堵措施，然后再采用磁增注技术。

③磁增注是一个缓慢的过程，要在1~3个月后才能明显地看到增注效果。

目前磁增注的机理尚不清楚，影响磁增注效果的因素复杂，且不易控制。

7) 提高注水压力，增加注水强度

通过提高注水压力，可增加注水强度，提高注水量，但提高后的注水压力也应以不高于油层破裂压力为限。

提高注水压力，只能将井底附近的堵塞物推向地层深处，对于高渗透油藏，解除固体颗粒造成的堵塞有一定的效果，但对有机垢、油污、乳状液等造成的堵塞就不能采用此法解堵。因为当提高注水压力时，这些油污、乳状液等被推向地层深处，随着水的不断注入，这种由界面张力、贾敏效应等造成的阻力将越来越大，这种在地层深处形成的堵塞比近井地带的堵塞更难去除。

此法曾在许多油田使用，均不能最终解除堵塞，只能用于暂时提高注水量，经过一段时间后注水量又下降到原来水平。

8) 其它技术方法

①控制注水和采油速度：对于胶结强度较弱的疏松砂岩油藏，应控制注水和采油速度，防止出砂和颗粒运移。控制注采速度，保持注采平衡，也可以防止或减缓指进、水锥和水堵，还可以改善油水相对渗透率，对防止盐类的沉积也有一定作用。

②机械法除水垢：对于水垢造成的堵塞可用机械方法清除，如射孔法可以解除射孔孔眼

的水垢；对于化学不活泼的水垢，如硫酸钡（ BaSO_4 ）、硫酸锶（ SrSO_4 ）等，可用钻磨、打眼、补孔等机械方法清除。不过，最好还是防止水垢的形成和沉积。

（2）化学解堵增注法

1）酸化解堵法

酸化解堵是一种有效的解堵增注措施，可以解除由于固体颗粒、机械杂质、垢、细菌等因素引起的堵塞。目前采用的酸化有酸洗、基岩酸化和压裂酸化三种。

2）沥青、胶质类有机沉积物的清除方法

胶质沥青质是一种由碳、氢、氧、氮、硫等元素组成的复杂的极性高分子混合物（其分子结构中既有芳香环，也有环烷环以及杂环），在原油中以稳定胶束的形式存在，当受到地层中不稳定因素影响时，将沉积下来堵塞地层。在油田开发过程中，有许多注水井是从采油井转注的，因此，这些胶质沥青质沉积物也就影响了吸水能力。

对于胶质沥青质类有机物造成的近井地带及井下装置的污染，很难用常规的机械法或热法清除，但它可用甲苯或二甲苯等芳香族溶剂清除，如果能同时添加开链或环化的胺类增溶剂，还可进一步增大其溶解能力。

近年来，国内外在清除有机物沉积污染方面用得较多的还有反向乳化液，这是一种油包水型乳化液，由两种或两种以上互不相溶或弱相溶的液体组成。

3）井底自生泡沫脉冲法

该方法是利用注入井底的化学试剂在化学反应过程中释放出大量热和气态氮来处理地层。其主要作用有：加热近井地带；在井底附近造成压差，提高地下流体流向井底的渗流速度；利用自生泡沫系统加强井底的净化作用。

此外，起泡剂还具有良好的表面活性，可大大降低界面张力，从而有效地排除近井地带的各种堵塞物。

4）聚合物伤害清除法

在注聚合物驱油或采油井堵水或注水井调剖过程中，聚合物对地层造成的伤害可以使用过硼酸钠、漂白粉或过氧化氢等强氧化剂清除，但以过硼酸钠最理想。

5）防垢除垢法

垢既可清除又可防止，也可以将井重新射孔或压裂以避开原先的结垢地区，但射孔和压裂均为暂时性的补救措施，因为垢很快又会重新生成。对于结垢的处理和预防，一般采用以下两种方法：

①挤注法处理。该法是在井筒周围挤进防垢剂，通过地层吸附和络合反应，使其滞留于地层孔隙中，起到长期防垢的作用。为了提高防垢剂的使用效率，一般在注入防垢剂前，选定某种表面活性剂溶液作为前置液和洗井液使用，利用其洗涤、分散、助溶、破乳等多种功能，使防垢剂在地层油水中充分混溶，顺利运移，药效得到充分发挥，同时也可使用清垢剂溶液溶垢除垢，达到最佳处理效果。

②在注入水中投加防垢剂，使防垢剂随注入水一起深入油层，达到长期防垢的目的。

6）乳化液堵塞的清除方法

当近井地带存在乳化液且乳化液液珠半径大于地层孔隙喉道半径时，乳化液会对流体产生阻碍作用，这就是通常所说的“贾敏效应”。另外，在注水过程中混进的污油和井底附近的油层油（油层纵向上非均质严重，吸水剖面不均匀，近井地带存在“死油区”）都将对注入水的渗流产生阻碍作用，造成地层孔隙的堵塞。其处理方法是：对油外相型乳化液，可用

甲苯、二甲苯、柴油等破乳；对水外相型乳化液，可用含水乙醇、氯化钾盐水或干净的地层盐水破乳。

7) 水堵的清除方法

当水进入低渗透层时，由于其毛细管小，表面或界面张力很大，若水与固相间的接触角小于 90°，则毛细管压力将大于井底压力，这时已进入其中的水，就会堵塞地层孔隙。通过向处理液中加入表面活性剂，可降低表面张力，使液固相接触角增大，以预防水堵；加入二氧化碳或含有二氧化碳和表面活性剂的乙醇，也可降低水的表面张力。

8) 微生物和浮游生物及其代谢产物堵塞的清除方法

注入水中的微生物和浮游生物及其代谢产物对地层孔隙和射孔炮眼的堵塞可用 5% ~ 10% 的过氧化氢或过硼酸钠水溶液进行处理。

注水井解堵增注方法一览表见表 7-2-12。

表 7-2-12 注水井解堵增注方法一览表

解堵增注方法	功 能	适 用 范 围	优 点
1. 负压脉冲法	负压脉冲法可产生以下几种效应：净化效应，疲劳扩展效应，排挤效应和洗涤效应	适用于解除地层堵塞和改造低渗透层	施工工艺简单，施工费用低；一井次施工费用仅为酸化的 1/3，压裂的 1/10；不会造成二次伤害
2. 水力脉冲振动法	振动使堵塞物松动脱落，可解除近井地带粘土颗粒、机械杂质堵塞，清除孔隙中的堵塞物	适用于油层埋藏深，油层压力较高的低渗透油田的解堵增注，特别适用于井壁解堵	解堵效果与酸化效果相当，但成本比酸化低得多
3. 超声波振动法	清除污物，形成地层裂缝，改变流体物性和流态	适用于致密地层、裸眼井	不会造成环境污染
4. 电磁波—超声波综合处理法	利用高频电磁波产生的热量加热地层，超声波则用于提高地层渗透率	适用于致密地层、裸眼井；用于清除沥青质、胶质、蜡等堵塞	不会造成环境污染
5. 电动液压法和电爆炸法	在电压脉冲波作用下，近井地带的岩石被破碎、扁压和相对弯曲，形成微裂缝网，尤其适用于解除盐垢堵塞	适用于致密地层、裸眼井的近井地带解堵	可选择性处理目的层，不会造成环境污染
6. 挤压填砂处理法	在井底附近形成一条短的高导流能力的填砂裂缝，穿过堵塞带，把注水井与油藏未堵塞部分连接起来，是一种解堵压裂	适用于软地层、酸化无效地层或易发生水敏、酸敏的地层；适用于裸眼井	处理规模小，增注效果好，其成本低于酸化成本
7. 高能气体压裂处理法	在目的层产生多条多方位径向裂缝，改善地层渗透性	用于解除近井地带堵塞；固井质量差的井、采用砾石充填和预制筛管等防砂方式完井的油水井不能使用；适用于致密地层、裸眼井	不会对地层产生水敏、酸敏等副作用，形成的裂缝不受地应力影响，可压出多方位裂缝

解堵增注方法	功 能	适 用 范 围	优 点
8. 磁化水增注	磁场可降低水的表面张力、抑制细菌繁殖、使悬浮固体颗粒变小和减少、可防垢、可抑制粘土膨胀、可降粘和净化水质	流速为零的井处理无效；流速太快处理效果不好；影响磁增注效果的因素复杂，且不易控制；适用于解堵后增注	不受井身结构的限制
9. 提高注水压力，增加注水强度	通过提高注水压力，可克服注水阻力，增加注水量	不能彻底解除堵塞，还将引起地层的深部堵塞，只能暂时增注；注水压力不得超过地层破裂压力	
10. 机械法清除水垢	对不溶于水和酸的水垢可用射孔、钻磨、打眼等方法清除	只适用于清除射孔孔眼等处的水垢，是一种很被动的方法，不能长期解堵	
11. 酸化解堵法	可解除固体颗粒、机械杂质、垢、细菌等原因引起的堵塞	不发生酸敏的地层	技术简单、有效
12. 胶质、沥青质堵塞清除法	可用芳烃（甲苯、二甲苯等）来清除	胶质、沥青质堵塞	施工简单、费用低，不会造成环境污染，不损伤地层
13. 井底自生泡沫脉冲法	能清除近井地带的各种堵塞物，同时也能降低原油浓度	稠油	加热近井地带，净化井底，可降低界面张力和原油粘度
14. 聚合物伤害消除法	可用过硼酸钠、漂白粉或过氧化氢等强氧化剂来消除，以过硼酸钠效果最佳	适用于清除聚合物堵塞	施工简单、费用低，不会造成环境污染，不损伤地层
15. 乳化液堵塞清除法	对油外相型乳化液，可用甲苯、二甲苯、柴油等来破乳；对水外相型乳化液，可用乙醇、盐水破乳	适用于清除乳化液堵塞	施工简单、费用低，不会造成环境污染，不损伤地层
16. 微生物和浮游生物及其代谢产物堵塞清除法	可用5%~10%的过氧化氢或过硼酸钠水溶液解堵	适用于清除微生物和浮游生物及其代谢产物造成的堵塞	施工简单、费用低，不会造成环境污染，不损伤地层
17. 注热水法	可降低原油粘度，减小水驱阻力，有利于清除井底附近的原油等污物	可用于开采高粘原油，但必须防止指进现象和波及系数低等情况发生	施工简单，但平台必须有加热装置

五、油井转注及注水井投注前的预处理

1. 油井转注和（或）注水井投注前的准备工作

（1）转注井排水

对于不同的油田或同一油田不同的开发区块，因地下能量情况和注水工作要求不同，其

排液要求也不同。排液的目的主要有三个：

①在井底附近形成低压区。油井在转注前一般都有一个排液生产过程，其目的是为了在注水井井底附近形成一个低压区，以使水更容易进入地层。

②吐出井下脏物，减小注水阻力。在钻井、完井和修井过程中，不可避免地在井底附近造成污染（脏物漏入地层），使得井壁附近的渗流阻力增大。转注井排液，可较有效地排除污染，减小井壁附近的渗流阻力，从而减小注水阻力。

③采出更多的地下原油。油田开发采用早期内部注水方案时，计划中的注水井打在纯油区或油水过渡带内，每口注水井都控制着一定的含油面积，这些储存在注水井周围的大量的地下原油，只有通过注水井排液才能生产出来，而且这也是很可观的一部分原油产量。

（2）确认井身结构完好

在注水过程中，注水井井身所承受的压力，始终比油井在生产过程中承受的压力要大。因此，要保证注水工作的顺利进行，就必须有完好的井身结构，绝不能匆忙将存在套管漏失、破裂、严重变形、井壁坍塌、管外串槽等问题的油井转注或注水井投注；否则，无法保证以后的分层配注、测试等作业的顺利进行。

（3）井口装置符合注水要求

注水井的井口装置比油井的井口装置耐压程度要高，油井转注或注水井投注之前，应换或装上能承受较高压力的采油树；同时，井口装置还要满足油井转注或注水井投注后经常进行的反循环洗井等施工的要求。

（4）注水系统要完善

在油井转注或注水井投注之前，必须提前做好注水系统的完善工作，主要包括：通井、全套注水流程的试运转、计量仪表的校验等，以确保如期注水。

（5）注入水水质要合格

转注或投注前必须用经处理符合注入水水质标准的干净水对注入水所流经的容器、管线、井筒和井底进行彻底的冲洗，并经化验分析表明进出口水质一致后，方可转注或投注。

2. 油井转注或注水井投注时的注意事项

①在洗井和注水过程中，开、关闸门一定要平稳缓慢，调整流量时绝不能猛关或猛开闸门。一旦转注或投注后就不能随便停注，更不许放溢。严防注入水在地层中倒流，导致井底附近的死油和其它脏物反吐，堵塞渗滤面；否则，将严重影响注水工作的顺利进行。

②严防脏物、脏水漏入污染地层。

3. 油井转注和（或）注水井投注预处理施工步骤

①洗井、压井：有些转注井在转注之前要进行洗井作业，以清除注水管柱上、井筒内及筛管（或套管）壁上在生产过程中积存的死油、铁锈、机械杂质等脏物；有些转注井要改下注水管柱，故需进行洗井、压井作业。选择的洗井液和压井液必须与地层矿物及其流体配伍，以不会对地层造成伤害为原则。计算洗井液、压井液密度时，以静液柱压力既不会发生井涌、井喷，又不致于造成漏失为原则。

②起出原井下生产管柱，下入冲砂洗井管柱进行冲砂洗井：为安全顺利地起出原井下生产管柱，防止井喷，在起管柱时始终保持井内液柱压力。为彻底清除生产过程中积存在井筒、筛管（或套管）壁上及井底的死油、铁锈、机械杂质、地层砂及井下落物等脏物，要进行冲砂洗井作业；一般采用正冲反洗方式进行冲砂洗井，要求一直冲至人工井底并且进出口水质一致时为止。

③起出冲砂洗井管柱，下入注水管柱。

④注表面活性剂增注：为提高地层的吸水能力，对有些地层条件较差的井或人为原因造成污染的井往往需要注表面活性剂增注，表面活性剂注入地层后可起到如下作用：

- (a) 溶解无机和有机积垢，疏通油水通道，解除地层堵塞；
- (b) 降低界面张力，变毛细管阻力为推动力，改善地层岩石表面的润湿性；
- (c) 增强注入水的分散性和渗透性，洗涤残余油，提高水驱油效率；
- (d) 抑制粘土矿物的水化膨胀和分散运移；
- (e) 降低摩擦阻力，减小沿程动力损失等。

⑤试注水，测指示曲线：油井转注或注水井投注后，注水量达不到配注要求时，还可采取酸化、压裂、挤注化学解堵剂解堵等工艺措施，以提高地层的吸水能力来满足配注要求。

4. 埕北油田、绥中 36—1 油田和渤中 34—2/4 油田油井转注和注水井投注实例

中国海洋石油总公司渤海公司针对埕北油田和绥中 36—1 油田油层埋藏浅、胶结疏松、成岩性差、同属砂岩油田的特点，在注水井完井时采用了先期砾石充填防砂和地面预充填防砂两种方式完井；针对渤中 34—2/4 油田油层埋藏深、胶结致密、成岩性好、属砂岩油田的特点，在注水井完井时采用了管内射孔后直接下入注水管柱（未进行防砂处理）的方式完井。根据上述三个油田的完井方式，同时考虑到埕北、绥中 36—1 两油田生产的原油物性差、属高粘重质稠油，而渤中 34—2/4 油田生产的原油物性好、属轻质原油，因此这些油田在油井转注和注水井投注过程中采取了以下四种方式：

- ①先期部位的井进行排液，转注时直接注水，如埕北油田 A26 井、A11 井；
- ②气顶高压井采取强压井，然后再进行预处理，如埕北油田 A25 井；
- ③不排液，不进行预处理，直接注水，如渤中 34—2/4 油田 P3、P6；

④先期排液，转注时进行预处理，如埕北油田 B18 井、绥中 36—1 油田 A8 井等。实践证明：采用先期砾石充填防砂和地面预充填防砂方式完井的重质稠油油田的注水井，在投（转）注前进行预处理后，注水压力低，地层吸水好，能够满足配注要求；而未进行预处理直接转注后，注水压力高，地层吸水能力差，往往达不到配注要求。采用管内射孔后直接下入注水管柱（未进行防砂处理）完井的轻质油油田的注水井，不排液，不进行预处理，直接注水时，也能满足配注要求。

六、示踪剂的评选、检测、注入与解释

示踪剂是指易溶在极低浓度下仍能检测出、能指示溶解它的液体在多孔介质中的存在、流动方向和渗流速度的物质。

在注水开发的油藏中使用水溶性示踪剂，已有多年的历史。最初只是用来定性地了解地下流体的运动状况，即判断油井见水时的来水方向及水线推进速度；到了 60 年代中期，Brigham 和 Smith 提出五点井网中示踪剂流体流动特性的预测方法才使得示踪剂资料的解释向着定量化发展；目前已经能够定量地解释井间油层的分层状况及动用状况，注采井间的波及状况，油层的非均质状况，评价措施效果，其应用领域愈来愈广，应用规模愈来愈大，已经发展成为一门井间监测技术。在三次采油的矿场试验中，为了防止昂贵注入流体的流失，把示踪剂资料作为了解油层非均质特征的重要手段，并依此为依据，提出原油采收率的改进措施。因此采用示踪剂进行井间监测已成为重要的油藏工程手段。

目前，国外对注水示踪剂的运用十分广泛，已日益显示出示踪剂对油田开发的重要性。国内大庆、胜利油田在 60 年代对示踪剂进行过筛选，并在矿场投入使用。近年来，大庆、

大港、玉门等油田在三次采油试验中都应用了示踪剂。

1. 示踪剂的筛选原则

理想的示踪剂应能与携带示踪剂的流体前沿以相同的速度向前移动，无吸—脱滞后作用及扩散—弥散前置现象。由于实际使用的示踪剂存在极少量的吸—脱作用，仍然会导致注入的示踪剂略微滞后于流体；而扩散—弥散作用又会导致注入的示踪剂超前，但由于前面提及的吸—脱作用非常小，所以在油田实际应用过程中一般都不考虑吸—脱滞后作用。

所筛选的示踪剂应满足下列条件：

- ①待注油层及油层水和注入水中含量极少或相对稳定；
- ②溶于水而不溶于油；
- ③化学稳定，生物稳定，不与待注油层及流体发生化学反应而产生沉淀；
- ④突破—洗提曲线同氯离子的相近，认为它接近注入水的前缘；
- ⑤待注油层对示踪剂的吸附小（示踪剂在地层内滞留量小）；
- ⑥分析方法简单可靠，分析误差不超过 5%，灵敏度高；
- ⑦使用浓度低而又无毒无害，对测井无影响；
- ⑧价格便宜，货源广；
- ⑨如果同时使用几种示踪剂，要求示踪剂彼此间无干扰，在取样分析时，彼此也无干扰，并能满足定量检测要求。

示踪剂背景浓度的高低直接影响到示踪剂在采油井中的检测精度及注水井中示踪剂的投入量，并影响到产出曲线的评价分析。理想状态下示踪剂的背景浓度应为零，背景浓度高，就要投入大量的示踪剂才能在此基础上得到一个较明显的产出峰值，所以，从经济角度考虑，背景浓度过高的示踪剂一般不宜采用。

到目前为止，国内外在油田生产中使用的示踪剂主要有以下四类：

①放射性同位素示踪剂：主要是指含氚的化合物，如氚水等。它的优点是用量少，可检出浓度低，不影响自然 γ 射线测井，价格低等；缺点是需要由专门部门进行投放和检测，在油田生产中一般不易采用。

②染料类：主要为荧光染料，如荧光素钠。优点是检出浓度低；缺点是在地层表面吸附量大，地层中的一些成分会消除荧光，该物质在地层停留时间超过 5 天时不能使用。这类示踪剂主要用于检测井间地层裂缝。

③低分子醇：主要包括甲醇、乙醇、正丙醇、异丙醇等。优点是水溶性好，易用色谱法检出；缺点是生物稳定性差，因而必须与杀菌剂一起使用，取样时也要加入杀菌剂，以防生物降解引发浓度改变。

④易检出的无机阴离子（即化学示踪剂）：主要包括 CNS^- 、 NO_3^- 、 PO_4^{3-} 、 F^- 、 Br^- 、 I^- 等。由于砂岩地层表面带负电荷，阴离子示踪剂在地层中不易被吸附，消耗很少，所以 CNS^- 、 NO_3^- 、 PO_4^{3-} 、 F^- 、 Br^- 、 I^- 等也是较好的无机阴离子示踪剂。

除以上四类主要的示踪剂外，有的油田还以甲醛、苯酚等作为示踪剂使用。

在油田作业中，最可取的示踪剂有：氚水、 NH_4CNS 、 NH_4NO_3 、 NaI 、乙醇和荧光素钠。因化学示踪剂的分析操作简单、可靠、灵敏度高，并且货源广、无毒，对环境无污染；而染料、低分子醇类示踪剂存在需要杀菌和仪器分析等操作问题；使用放射性同位素示踪剂又将带来环境、劳保和需要专门的人员、设备等一系列问题，所以以化学示踪剂的应用范围最广。

示踪剂的筛选程序如下：

- ①示踪剂药品及分析仪器准备；
- ②确定分析方法及制作标准曲线；
- ③试验背景浓度测定；
- ④示踪剂与地层及地层流体配伍性研究；
- ⑤示踪剂静态吸附实验；
- ⑥示踪剂抗干扰实验；
- ⑦人造岩心物理模拟实验；
- ⑧示踪剂现场试验。

2. 示踪剂的检测方法

目前化学示踪剂常规的检测分析方法有两种：一种是仪器分析法，主要是指使用离子色谱仪进行分析，该方法所使用的仪器较贵，样品的预处理较复杂，特别是对矿化度（主要指 Cl^- ）较高的油藏，需要加预处理柱，并要对该柱定期更换或再生；否则， Cl^- 峰对所测定的示踪剂产出峰影响极大，但该方法操作简单，适用于大批量的检测，检测精度相对较高。另一种方法是化学比色法，该方法目前国内各油田应用较广泛，其主要原因是操作简单、可靠，不需要特殊的仪器，但工作量较大。

选用检测方法的主要原则是：在满足灵敏度、精度的条件下，对所采用的分析方法力求简单、方便。下面以 NO_3^- 、 CNS^- 、 I^- 三种无机阴离子示踪剂和甲醛为例简单介绍一下分析方法和分析原理。

（1）硝酸根离子（ NO_3^- ）分析法（锌粉还原法）

原理：在含有 NH_4Cl 的酸性溶液中加入锌粉，使 NO_3^- 还原为 NO_2^- ，然后加入GR试剂显色，用比色法测定。

（2）硝酸根离子（ NO_3^- ）分析法（紫外法）

原理：利用 NO_3^- 在220nm处有特征吸收峰来测定 NO_3^- 含量。水溶液中有有机物在220nm处也有吸收，但 NO_3^- 在275nm处没有吸收峰，因此，在275nm处进行另一次测量，校正后即可测出 NO_3^- 含量。

（3）硫氰酸根离子（ CNS^- ）分析法

原理：在酸性条件下，三价铁离子与硫氰酸根离子反应生成深红色络合物 $\text{Fe}(\text{CNS})_3$ ，溶液颜色的深浅与硫氰酸根离子浓度成正比。

（4）碘离子（ I^- ）的测定（比色法）

原理：将水样中的碘化物用饱和溴水在酸性溶液中氧化成碘酸盐，所得的碘酸盐可将碘化钾中的碘定量释出，遇淀粉溶液产生蓝色，溶液颜色的深浅与其含量有关。

（5）甲醛（ HCHO ）的分析方法（盐酸苯肼法）

原理：甲醛与盐酸苯肼和铁氰化钾反应生成橙红色物质，溶液颜色的强度与甲醛含量成正比。

3. 示踪剂的用量计算、注入、资料录取与解释

（1）示踪剂用量的确定

示踪剂用量取决于所考虑地层的体积、示踪剂在地层岩石表面的吸附量、地层的非均质性及底边水的稀释作用等因素，当今世界上还没有一种考虑以上所有因素的示踪剂用量计算

公式。国内有人使用下面的公式计算示踪剂的用量：

$$G = 16SV \quad (7-2-11)$$

式中 V ——段塞部分地层的孔隙体积, m^3 ;

S ——示踪剂检出的最低浓度, g/m^3 。

Brigham-Smith 针对五点布井、均质地层及注采比为 1:1 的情况, 考虑示踪剂段塞前后水的稀释作用, 得出计算示踪剂用量的公式如下:

$$G = 1.44 \times 10^{-2} h \phi S_w C_p r^{0.265} L^{1.735} \quad (7-2-12)$$

式中 G ——示踪剂用量, t ;

ϕ ——地层孔隙度, %;

S_w ——地层含水饱和度, %;

C_p ——从油井中采出的示踪剂的峰值, mg/L ;

h ——处理层段厚度, m ;

L ——注采井距, 10^2m ;

r ——分散常数 (0.0153m)。

(2) 示踪剂的注入、资料录取与解释

注入示踪剂必须待油井含水超过 10% 后方可注入, 含水在 30% ~ 60% 之间时注入最合理。注入示踪剂的矿场施工时间不宜太长, 一般都在短时间内以较高的浓度注入地层。注入前先将选定的示踪剂配成水溶液, 用接近注水压力的压力值注入到注水井中, 注完示踪剂后要保持平稳注水, 然后对周围油井进行取样监测, 做出示踪剂产出曲线。

根据示踪剂产出曲线和峰值的变化可以跟踪注入水的地下流向, 根据产出时间可以判断注入水在某个方向上的推进速度, 用曲线经计算和历史拟合可求出出水层和强水淹层的厚度、渗透率和最大孔道的半径。

第三节 采水工艺

一、水源的种类及要求

海上油田注水的水源主要有以下几种: 海水、生产污水、浅层水或几种水源混合水。

无论采用哪种方式的注水水源, 除要求水量充足、取水方便、经济合理外, 还必须符合以下基本要求:

- ①水质稳定, 与油层水相混时不产生沉淀;
- ②注入水注入油层后, 不会导致粘土矿物水化膨胀;
- ③不得携带大量悬浮物、微生物和浮游生物及其代谢产物, 以防堵塞注水井渗滤端面;
- ④对水处理及注入设施腐蚀性小;
- ⑤当一种水源水量不足需要第二种水源时, 应首先进行室内试验, 证实两种水的配伍性好, 对油层无伤害后方可注入。

二、海水水质及取水方式的调查研究

1. 海水水质的调查

(1) 调查与取样

应在选取的海区调查位置进行不同季节 (夏季、风季) 定取样时间密度和不同深度取样。

(2) 分析研究内容

应对下列项目在不同季节、风向、海流时进行研究分析：

浮游生物（动、植物）含量；微生物（各种菌类）含量及种类；悬浮固体含量及性质；溶解气体；pH 值；碱度；混浊度；氧需含量。

2. 取水方式及水处理方法研究

①取水方式：根据研究报告，提出合理的海水抽取深度范围及取水设施和安装位置。对于渤海湾水深小于 15m 海域中取水，应加装沉箱工艺来解决悬浮固相颗粒及生物等问题。

②海水水质处理应根据水质调研情况和水质要求来进行处理。

3. 实例

绥中 36—1 油田开发试验区和渤中 34—2/4 油田采用注海水的方式开发（绥中 36—1 油田 A32 井除外）。虽然海水取之不尽、用之不竭，还具有能抑制粘土矿物水化膨胀等特点，但从海水中悬浮固体含量及粒径分布、微生物含量等项指标看，表层海水、中层海水和底层海水还是有区别的，因此，必须进行海水水质调查，以选择适宜的海水抽取深度。

中国海洋石油总公司渤海公司分别于 1988 年 9 月和 11 月委托英国 Oil Plus 股份有限公司对绥中 36—1 油田开发试验区所处海域（海水平均深度为 32.5m）进行了两次海水水质调查，调查时取样深度分别为 5m、10m、15m 和 20m，通过对海水中悬浮固体含量及粒径分布、微生物含量、氯需容量、混浊度、滤膜系数、水质的 API 分析等项指标的全面调查，并研究了各项指标随水深的变化特点，最后得出：绥中 36—1 油田开发试验区所处海域海水水质与世界其它海域相比，其水质较差；两次调查都显示有大量的细小颗粒存在，并且悬浮固体含量较高（第一次调查时悬浮固体含量为 0.9~9.8mg/L，第二次调查时悬浮固体含量为 3.6~10.6mg/L，英国北海油田所处海域悬浮固体含量为 0.3mg/L），这是由于无机陆源沉淀物及生物或底栖生物颗粒干扰所致。考虑到悬浮固体颗粒浓度及分布随水深的变化、气候影响、潮汐和海底暗流的运动、季节更替、水面污染物、生物活动的影响和平台碎屑的最大透入深度等因素，选定的最佳取水深度为海面以下 10m 左右（若取水过深，可能导致海底临近海床的固体颗粒被携带上来）。

三、地层水的调查研究和开采

抽取浅层水注入深部油层是一种很好的办法。渤海油田充分利用环渤海地区浅层上第三系馆陶组地下水水源充足、分布稳定、容易处理、取水方便、与油层矿物及流体配伍性好等特点，在埕北油田采用混注方式（生产污水中掺入一定量的馆陶浅层水）实施点状注水；在绥中 36—1 油田开发试验区个别注水井（A32）进行了同井抽注试验（同井抽取馆陶浅层组地下水回注东营组深部油层；若开发上需要，还可将 A32 井采出的馆陶浅层水注入该油田其它注水井中）。

1. 地层水的调查研究

(1) 水层的水文地质调查研究

对供水层进行水文地质研究，对水层分布、成因，水体的封闭及开放、补充区域供水的动态情况都需作论证，需要提供压降、供水量、水质的变化及稳定情况。对供水水源进行可行论证。

(2) 进行水层的试水

需要提供产水量、压降、水质分析及水层岩石颗粒直径分布情况等数据，根据压力降落数据提供封闭边界情况，为采水井机泵及完井设计和水质处理工艺设计提供详细资料。

2. 采水管柱

(1) 埕北油田

埕北油田布置的采水井有 A27、A28、B27 和 B28 井，为避免采水时水层大量出砂，四口采水井在完井时均采用了预充填筛管方式进行防砂，其防砂筛管示意图见图 7-3-1。下面以 B28 井为例介绍埕北油田采水井的情况，B28 井基础数据见表 7-3-1。

B28 井下入潜水电泵抽取浅层馆陶水供该油田注水、原油处理流程脱盐等使用，该井完井采水管柱示意图见图 7-3-2。

埕北油田浅层地下水由地下水泵（P—301）从采水井中泵到地面后首先流入地下水砂洗涤器（V—303），在砂洗涤器中把砂子除去，然后分配到各用户，多余的地下水则通过一个压力控制阀返回到采水井中。

1) 地下水泵（P—301）主要规格

类型：立式离心泵，潜水电泵

设计排量：25m³/h

吸入/排出压力：1.8MPa

采水深度：大约 150m

材料：外壳 ASTM B148—74

叶轮 ASTM B148—74

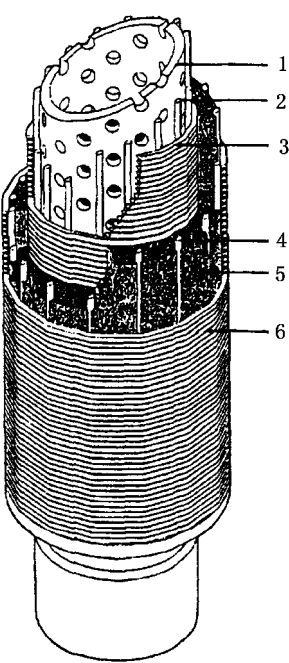


图 7-3-1 预充填筛管示意图

1—基管；2—内筋条；3—内绕丝层；4—外筋条；5—树脂胶结的砾石充填层；6—外绕丝层

表 7-3-1 埕北油田 B28 井基础数据表

水深 m	设计井深 m	完钻井深 m	油层套管下入深度 m	人工井底 m	油层套管 in	采水管 in	射开水层深度 m
16.75	1580	1548	1543.02	1542.70	7	3½	647.5~760, 782.5~813

2) 地下水砂洗涤器（V—303）

类型：立式

尺寸：0.8m（内径）×2.7m（圆筒长度）

设计排量：515m³/d

设计压力：0.35MPa

设计温度：65℃

操作压力：0.15MPa

操作温度：50℃

材料：ASTM A516—60

可除砂尺寸：250μm 或更大一些

(2) 绥中 36—1 油田

目前在绥中 36—1 油田开发试验区布置的采水井只有 A32 井一口，并在该井进行了同井抽注试验。A32 井基础数据见表 7-3-2，油水层射孔井段见表 7-3-3。

国外对同井抽注技术的研究始于 20 世纪 70 年代，到目前为止，前苏联、美国、沙特阿

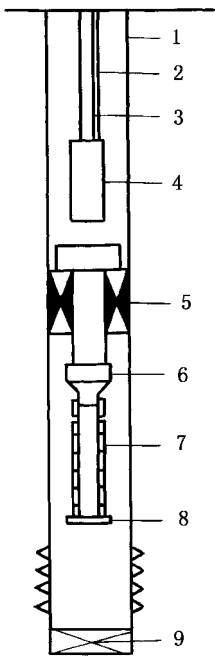


图 7-3-2 埕北油田 B28 井完井采水管柱示意图

- 1—7in 套管；2—电缆；
- 3—3in 排出管；4—潜水电泵；5—“SGP”砾石充填封隔器；6—大小头；
- 7—3½in 预充填筛管；
- 8—盲堵；9—5½inEZ—SV 桥塞

拉伯等国家的一些油田使用过同井抽注技术进行油田注水，并收到了很好的注水效果。

同井抽注技术就是把油井中的油、水层都射开，同井下入注水和采水管柱，油层和水层通过油层顶部封隔器隔开，水层中的水通过潜水电泵增压经井口高压过滤器过滤后注到同井的油层或其它卫星注水井中，其注水压力和注水量可以通过回流流程和调节阀调节，这样使注水和采水一体化，实现了一井多用的目的。

同井抽注技术实施密闭注水，注入水受污染的机会少，注入水水质较为稳定；还可省去或简化复杂的地面水处理系统、注入系统（包括海底管线）及相关设备，也不需要单独打水源井，大大降低油田开发投资，提高油田开发的经济效益。

同井抽注技术采用的抽水泵和注水泵为同一台电潜泵，使用时可以根据同井抽注井或卫星注水井的注水量和最大注水压力选择合适排量和功率的电潜泵机组；该项技术的关键技术有：同井抽注双管管柱的设计（要求注水管柱和采水管柱互不干扰，并便于进行起下作业；能实现注入水的分层配注，便于实施分层解堵增注及调整吸水剖面等采油工艺措施）、井口设备技术（能实现注入水的计量，包括双管分体采油树、子母式油管挂等）、小直径大排量潜水电泵技术、注入水的精细过滤技术和水层防砂及穿越密封定位技术。

从辽河油田、大港油田开发和利用地下水的情况看，环渤海地区馆陶组地下水水源充足、分布稳定。绥中 36—1 油田地下水供水能力研究结果表明：该油田馆陶组平均沉积厚度为 280m，且连续均匀分布，储水条件优越，辽东大断层为馆陶组地层阻水边界，辽西断层为馆陶组半透水边界，油区范围内上第三系总储水量为 $1.3 \times 10^8 \text{m}^3$ ，地下水单井供水能力大于 $2500 \text{m}^3/\text{d}$ ，完全可以满足油田

采水需要；油田全面开发后采用分段开采方案采水 17 年、布置 34 口采水井、累计采水量 $1.2 \times 10^8 \text{m}^3$ 时，最大影响范围 6000km^2 ，油田区域以外 40km 水位降小于 37m，中心水位降 88~111m（形成一个水位降漏斗），这些为绥中 36—1 油田采用同井抽注技术提供了良好的条件。

表 7-3-2 绥中 36—1 油田 A32 井基础数据表

水深 m	射开油层套管 in	最大井斜	实探人工井底 m	拐点 m
31	7	58.1°	2191.61	1625

表 7-3-3 绥中 36-1 油田 A32 井射孔井段表

油 层, m	水 层, m
1856.8~1858.8, 1864.2~1874.4, 1892.8~1908.8	1455.0~1462.0, 1465.7~1471.0
1919.2~1951.6, 1969.9~1974.6, 1987.2~2003.4	1473.0~1479.0, 1481.0~1491.0
2020.6~2027.4, 2041.2~2049.2, 2052.0~2065.8	1513.0~1531.0
2077.6~2093.8, 2152.8~2168.2	

在选择采水井抽水测试层段时要尽可能选择颗粒粗、泥质含量较少的砂层作为试水层段，同时试水层段还要足够长，以保证有足够的水量供给来满足潜水电泵连续抽水的需要。1994 年 11 月下旬至 12 月上旬对 A32 井试水时下入 200QJ50－156/12 型潜水电泵（扬程 156m，额定排量 50m³/h）抽水，泵头下至井口以下 142.69m，泵管直径 3.5in；测试管下至井口以下 96.78m，管径 2.3in。A32 井抽水试验时选择了三个落程进行试验，试验时落差用出水闸门控制，各落程数据见表 7－3－4。

表 7－3－4 绥中 36—1 油田 A32 井抽水试验数据表

落程	水量 m ³ /d	稳定时间/延续时间 h	水温 ℃	水位降深 m
3	1733.18	24/42	48	10.34
2	1125.79	24/30	48	5.80
1	681.65	24/32	47	3.05

由于绥中 36—1 地区馆陶组含水层颗粒粗、透水性、富水性均较好，所以抽水开始后，水位马上达到基本稳定；小落程抽水结束后，观测的静水位为井口以下 7.91m。水质分析结果表明：绥中 36—1 地区馆陶组地下水矿化度高达 9491.1～9509.0mg/L，其中主要离子 Cl⁻ 含量高达 5849.2mg/L、Na⁺ 含量为 2580.0～2600.0mg/L、Ca²⁺ 含量为 571.1mg/L、Mg²⁺ 含量为 237.1mg/L，pH 值为 7.45～7.86，溶解氧含量小于 1.0mg/L，硫化氢含量为 0.1mg/L，悬浮固体含量为 3.2mg/L，另外还含有少量有害微量元素（未超过国家规定的饮用水标准），属于矿化度高、硬度大的氯化钠型（按舒卡列夫分类法划分）咸水，超过了国家规定的矿化度 1000mg/L 的饮用水标准（其中 Cl⁻ 超过规定的 250mg/L 标准的 23.4 倍，总硬度超过规定的 450mg/L 标准的 5.3 倍，总铁含量超过规定的 0.3mg/L 标准的 10 倍，NO₂⁻ 超过规定的 0.005mg/L 标准的 53 倍）。

A32 井是绥中 36—1 油田开发试验区内原设计的一口注水井，因该油田油层胶结疏松、成岩性差，所以完井时在 A32 井油层下入 4½in 预充填筛管进行防砂。因 A32 井馆陶组地层埋藏浅、岩石胶结程度差，为避免正常采水后水层大量出砂，在完井时下入 40 目～60 目 Pall 公司金属棉复合筛管（Pall—PMM）对水层进行防砂，其防砂筛管示意图见图 7－3－3。

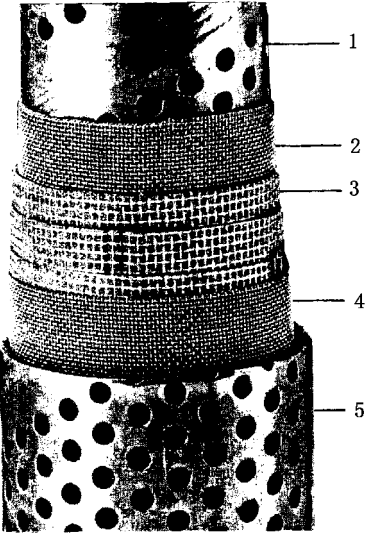


图 7－3－3 金属棉
复合筛管示意图

1—基管；2—内滤网；3—金属
粉末或金属纤维烧结的介质网；
4—外滤网；5—保护套

A32 井同井抽注水管柱见图 7－3－4。
①A32 井井下潜水电泵悬挂深度为 230m，其机组主要参数如下：

排量：800m³/d
扬程：800m

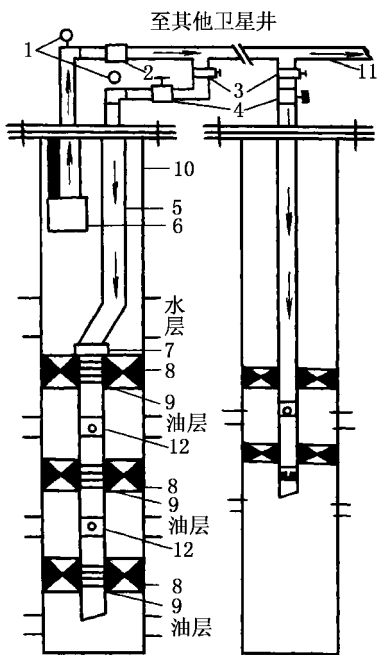


图 7-3-4 同井抽注及卫星井注水管柱

- 1—压力表；2—过滤器；3—节流阀；
4—计量表；5—油管；6—电潜泵；
7—定位接头；8—封隔器；9—密封
总成；10—套管；11—地面管线；
12—配水器

机组直径：小于 120mm

电机功率：130.5kW

电流：46A

电压：2369V

②金属棉复合筛管 (Pall—PMM) 具有如下性能：

耐压能力：63MPa

可弯屈度：3°/ft

防砂能力：能防住 90% 40 目~60 目的砂粒

经过水质分析及岩心、配伍等试验，最后确定采取密闭方式，进行过滤和加药就可达到水质要求进行注水。因此设计了地面设施和工艺流程，其井口高压过滤器为：

外形：圆筒状，由五个耐腐蚀滤筒并联组成，每个滤筒安装一个滤芯

尺寸：1500×400×2000mm

过滤能力：30m³/h

耐压能力：21MPa

耐温能力：80℃

最大过滤压差：0.5MPa

滤出水水质：机械杂质颗粒 $\leq 3.0\mu\text{m}$ ，机械杂质含量 $\leq 3.0\text{mg/L}$

(3) 双管分体采油树

耐压能力：21MPa

参 考 文 献

- [1] 郭旭光，李生莉，周蔚云．负压法地层解堵增注工艺．石油钻采工艺，1994，2
- [2] 王兴刚，张长青．水力振动解堵增注技术的应用．石油钻采工艺，1992，2
- [3] 路斌，严炽培．超声波提高油气渗流速度的机理研究．石油钻采工艺，1992.5
- [4] 胡博仲，刘顺生，杨宝君．解除近井地层污染技术．石油钻采工艺，1995.4
- [5] 刘发喜，秦发动．高能气体压裂施工工艺及其发展趋势．石油钻采工艺，1993.2
- [6] SPE17111
- [7] 万仁薄，罗英俊主编．采油技术手册．北京：石油工业出版社
- [8] 《海上油气田完井手册》编委会．海上油气田完井手册．北京：石油工业出版社，1998，3

参 考 资 料

- [1] 王浦潭，郭呈柱主编．海洋采油工程．渤海石油公司
- [2] 绥中 36—1 油田开发注水设施概念性研究报告．美国 Oilplus 公司