

# 油井结垢影响因素与防垢工艺研究

胡庆榆

辽河油田公司曙光采油厂工艺研究所

DOI:10.12238/jpm.v3i6.5016

**[摘要]** 油田生产过程中的油气井、地面管线和地层内的结垢问题严重影响了油气田的正常生产,造成较大的经济损失,而且随着油田开采时间的延续,产液中含水率的不断上升,产生结垢的问题愈来愈明显。因此,需对油田开发生产过程中的结垢成因、机理和影响因素等进行研究,以便制定有效的防垢措施。

**[关键词]** 油井; 结垢特点; 组分; 防垢措施

中图分类号: S220.6 文献标识码: A

## Study on Influencing Factors of oil well scaling and anti scaling technology

Qingyu Hu

Process Research Institute of Shuguang oil production plant of Liaohe Oilfield Company

**[Abstract]** the scaling problems in oil and gas wells, surface pipelines and strata during the production of oil fields have seriously affected the normal production of oil and gas fields, resulting in great economic losses. Moreover, with the extension of oil field exploitation time, the water content in the produced liquid is rising, and the scaling problem is becoming more and more obvious. Therefore, it is necessary to study the cause, mechanism and influencing factors of scaling in the process of oilfield development and production, so as to formulate effective anti scaling measures.

**[Key words]** oil well; Scaling characteristics; Components; Anti scaling measures

近年来,随着注水开采技术的不断成熟,油田的采油率得到了显著提升,然而注水过程中引起的原有油层平衡的打破,造成了各种油层伤害问题的出现,最典型的的就是结垢问题,本文针对该问题从地层水、注入水水质入手,结合油田采油区油井结垢的特点和垢的组分,对油井结垢的机理进行了分析,归纳了结垢的影响因素,并结合油田的生产实际提出了化学防垢方案和工艺方法。

表1 A、B油组地层水分析报告

井号	PH值	钾+钠 (mg/L)	钙 (mg/L)	镁 (mg/L)	氯根 (mg/L)	重碳酸根 (mg/L)	硫酸根 (mg/L)	矿化度 (mg/L)	水型
H1	6.3	31882	7315	4258	74377	218	0	118050	氯化钙
H2	5.4	20205	2575	1277	39269	266	0	63592	氯化钙
H3	7.1	20272	2132	2521	42156	375	0	67457	氯化镁
H4	7.1	20406	2399	1810	40809	291	0	65714	氯化镁
H5	6.4	20513	2575	1419	40039	358	91	64995	氯化钙
H6	5.9	23000	6144	4081	58133	159	0	91517	氯化镁
H7	6.0	30854	7607	3903	72267	230	0	114861	氯化钙
H8	4.5	31358	6876	3903	71476	48	514	114175	氯化钙

## 1 结垢特点及组分分析

### 1.1 油田地层水、注入水基本情况

油田主力产层为A、B油组也有一定储量。A、B油组地层水分析结果见表1水。A油组地层水为CaCl型, B油组为Na<sub>2</sub>CO<sub>3</sub>型。

表2 A、B油组地层水分析报告

井号	PH值	钾+钠 (mg/L)	钙 (mg/L)	镁 (mg/L)	氯根 (mg/L)	重碳酸根 (mg/L)	硫酸根 (mg/L)	矿化度 (mg/L)	水型
P1	7.1	7223	70	312	10972	2058	0	20636	重碳酸钠
P2	7.6	6923	70	270	10202	2373	0	19837	重碳酸钠
P3	8.3	5860	23	234	5275	5769	0	18117	重碳酸钠
P4	7.3	6759	70	170	8085	5085	0	20169	重碳酸钠

表3 注水井口水质分析报告

监测点	溶解氧 (mg/L)	SRB (个/mL)	粒径中值 (μm)	悬浮物 (mg/L)	含油量 (mg/L)	平均腐蚀率 (mm/a)	注入层位
	标准	≤0.50	≤10	≤1.0	≤1.0	≤5.0	0.076
H12	注水井口	1.0	25	2.5	6.5	0	Ch2
H1A	注水井口	1.0	6	1.7	0.33	0	/
H3A	注水井口	3.0	0.6	1.9	1.67	0	Ch2
H9	注水井口	0.6	0.6	1.9	0.25	0	/

注入水为浅层地下水,矿化度为2990.83mg/L, pH值为6.5, 总硬度、永久硬度、暂时硬度分别为1217.57, 1034.45, 183.12 mg/L, 总碱度为183.12, 其所含 $K^+$ 、 $Na^+$ 、 $Mg^{2+}$ 、 $Ca^{2+}$ 、 $Cl^-$ 、 $SO_4^{2-}$ 、 $HCO_3^-$ 分别为655.74, 216.38, 131.14, 1034.95, 729.21, 223.41 mg/L。H12、H3A井悬浮物含量分别为6.5mg/L, 1.67mg/L超过了悬浮物含量标准。原油伴生气中富含 $CO_2$ , 达到6%。由此可以看出, 地层水、注入水中的 $Ca^{2+}$ 、 $Mg^{2+}$ 、 $HCO_3^-$ 及原油伴生气中 $CO_2$ 含量较多, 为生成碳酸钙、碳酸亚铁垢提供了重要的物质基础。

### 1.2 油井结垢特点

泵以上部位结垢较轻或不结垢; 抽油泵固定凡尔、尾管、双防管、沉砂管位置结垢严重, 以H8井为例, 不到1a的时间, 双防管内结垢厚度达3~5mm; D654井根据生产和修井作业显示, 井筒附近地层和炮眼结垢严重。油井垢大都呈黑灰色, 外观有油垢, 质地坚硬, 垢本身有微孔, 呈蜂窝状, 断面杂质沉积纹理清楚。

### 1.3 垢组分分析

对H6和D7等油井的垢样进行了分析, 垢的主要成分为可酸溶的碳酸钙, 同时含有少量的碳酸亚铁、碳酸镁及腐蚀产物。酸不溶物主要是有机质油类和 $SiO_2$ 微粒。

## 2 水质、垢质化验

### 2.1 水样化验分析

(1) 离子成分测定结果。选取有代表性结垢区块水样进行化验, 由表中可见, 产出水中存在一定浓度的成垢离子, 主要的阳离子有钙离子、镁离子, 此外, 还含有少量的铁离子; 主要的阴离子有碳酸根离子、硫酸根离子, 碳酸氢根离子也是一种潜在的阴离子型成垢离子, 当压力、二氧化碳浓度、pH值变化时, 可以转化为碳酸根离子, 参与碳酸盐垢的形成, 硫酸根离子的存在, 可能产生一定的硫酸盐垢。根据离子的种类及含量分析, 分析形成的垢主要为碳酸盐垢。

(2) 矿化度测定结果。注入水矿化在1500左右, 地层水矿化度在9000左右。

表4 水样化验统计表

井别	碳酸根	碳酸氢根	钙离子	镁离子	氯离子	硫酸根	铁离子	总矿化度
注入水1	12	359	143	76.7	134	45	0.1	1256
注入水2	27	285	124	98	256	37	0.2	1583
采出水1	91	815	216	192	2752	75	4.7	9521
采出水2	56	521	195	206	2364	25	53.7	8574

### 2.2 垢样化验分析

四口井取得了油井结垢样品, 经过化验分析, 确定垢样的主要成分是以碳酸钙、碳酸镁为主, 并夹杂着粘土、泥沙、原油和铁腐蚀物的无机垢混合物, 且取样井矿化度较高, 接近地层水, 表明注水基本不受效, 分析垢样主要组分来自地层水离子浓度大幅下降成分。

## 3 垢质成因及结垢规律

### 3.1 油井结垢机理

最常见水垢有 $CaCO_3$ 和 $MgCO_3$ 。在注水开发采油中, 最易形成的垢为碳酸盐垢, 其次是硫酸盐垢。形成水垢的原因主要有两个

方面: 一方面是油田地层水与注入水的不配伍性造成的, 如: 含有 $CO_3^{2-}$ 的地面水, 同存有大量 $Mg^{2+}$ 、 $Ca^{2+}$ 的地层水混合形成 $CaCO_3$ 、 $MgCO_3$ 沉淀; 另一方面是水质条件发生变化造成的, 可分化学因素和物理因素两种。物理因素如: 在地层温度下, 地层水为盐(NaCl)饱和, 随着地层水沿井筒上升, 温度下降而盐析出, 产生结垢。化学因素是指采油工艺中, 由于使用化学药剂引发的负面效应。例如: 砂岩地层同碱反应产生可溶性硅酸盐, 同其它到达油井的含镁、钙离子的地层水混合形成垢。

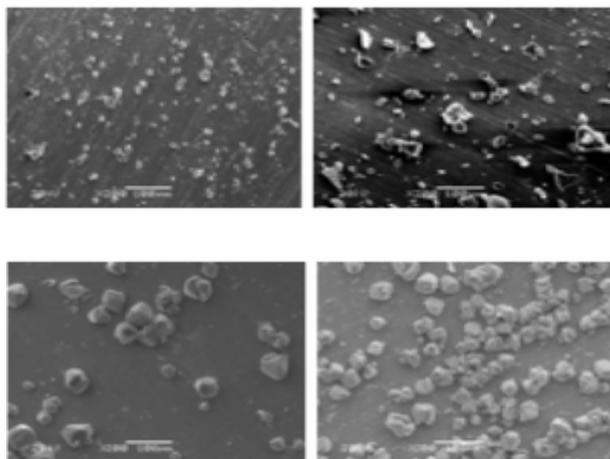


图1 垢的聚集长大过程

### 3.2 结垢外在因素变化规律

(1) 温度: 井筒深度从上到下温度不断升高。随着温度的升高, 碳酸盐垢在水中的溶解度不断降低析出。即井底较上部容易结垢。

(2) 气压: 产出液从地层进入井筒时, 存在压力突降, 尤其是 $CO_2$ 分压下降并溢出, 使 $CaCO_3$ 分子析出导致结垢。即接近射孔部分油管容易结垢。

(3) 酸碱度: 酸碱度越高, 碳酸钙溶解度越低, 结垢倾向越大。即pH酸碱度越高越易结垢。

(4) 流速: 当流速较低时, 原油中所携带的固相粒子和排泄物沉降聚集概率增加, 井筒垢沉积概率明显上升, 特别是在管柱结构发生变化的位置。井筒结垢的影响因素很多, 最为主要的内在因素是采出水离子成分, 主要外在因素是温度、压力、pH值、流速。

### 3.3 动态模拟实验

以油田实注参数条件为基础, 因产出水pH值变化小, 动态实验中固定pH值为7.5, 改变其它结垢条件, 分别为温度、钙离子浓度、流速, 设计9组实验, 测定在结垢管中循环72h后的结垢量。

(1) 流速、钙离子不变, 随温度的增加, 结垢量增大, 当温度小于 $50^{\circ}C$ 时结垢量小, 当温度达到 $70^{\circ}C$ , 结垢量增加较大, 再随温度的升高, 结垢量增加幅度变小, 因此, 对于结垢量最大时的温度在 $70^{\circ}C$ 左右。

(2) 温度、钙离子不变, 流速对结垢量有一定影响, 随流速的增加, 结垢量减少, 当流速大于1.0ml/min时, 结垢量降低幅度变小。

(3) 钙离子含量对结垢量影响较大, 随着钙离子含量的增加, 结垢量增大。

油井生产过程中, 随着油流沿油管上升, 在压力不断降低的环境中, 地层水中的CO<sub>2</sub>不断逸出, 化学反应向生成碳酸盐垢的方向进行。由于井流物中的杂质微粒, 作为晶核能促使碳酸盐在较低过饱和条件下析出晶体。悬浮的杂质微粒与析出的碳酸盐晶体, 受到沿管柱的切力和管壁表面的吸引力、范德华力、油类的粘结作用, 结果使以杂质微粒为主和析出的碳酸盐结晶迭加在一起, 在管壁某些滞留区沉积并聚积起来。碳酸盐垢是由Ca<sup>2+</sup>、Mg<sup>2+</sup>和CO<sub>3</sub><sup>2-</sup>或HCO<sub>3</sub><sup>-</sup>结合而生成的。碳酸盐垢通常产生于压力降低、温度升高的部位。从井底到井口是一个压力不断降低的过程, 但是根据达西方程可知压力降主要产生在井底附近到炮眼这一段, 而且炮眼附近截面变化大, 井壁形状发生了改变, 属于易结垢的地段, 压降和形状变化的综合影响使结垢增多。有杆泵口以下及泵固定凡尔、尾管、双防管等位置结垢严重的主要原因是由于有杆泵抽吸作用造成泵入口处压力低, CO<sub>2</sub>逸出量大, 在这种碳酸盐过饱和的条件下碳酸钙垢极易析出。

#### 4 影响结垢的因素

- (1) 由水型决定, 例如CaCl型水质会容易生成CaCO<sub>3</sub>沉淀;
- (2) 在压力降较大的地方容易结垢, CO<sub>2</sub>逸出量大(抽油泵附近位置管杆结垢以及近井地带的结垢堵塞地层);
- (3) 地层水中的各类杂质颗粒含量的多少(H8井产出液脏, 导致结垢严重);
- (4) 地层水、注入水中的Ca<sup>2+</sup>、Mg<sup>2+</sup>、HCO<sub>3</sub><sup>-</sup>及原油伴生气中CO<sub>2</sub>含量较多, 为生成碳酸钙、碳酸亚铁垢提供了重要的物质基础。
- (5) 多层合采的油井, 因为其地层水之间的不配伍性, 导致结垢加剧。

#### 5 防垢方案

##### 5.1 阻垢剂选用要求及防垢机理

###### 5.1.1 选用要求

阻垢剂使用浓度低, 可以准确测定; 与地层岩石和地层流体相配伍及所用有关化学剂相配伍; 在地层地质条件下可长期稳定; 在地层岩石中有较大的吸附量和适中的解吸附速率。

###### 5.1.2 防垢机理

(1) 螯合(络合)机理。阻垢剂在水中解离后的阴离子与地层水中成垢的阳离子通过反应产生螯合(络合)生成稳定的水溶性

环状结垢, 防止或延缓水中的无机物质形成垢的沉淀。

(2) 吸附机理。阻垢剂的吸附通过2种极力起作用, 一是晶格畸变机理, 由于阻垢剂的吸附, 使垢表面的正常结垢状态受到干扰, 抑制垢的晶体长大; 二是静电排斥机理, 阻垢剂在垢或结垢表面吸附, 形成扩散双电层, 使垢表面带电, 抑制垢晶体间的聚结。

##### 5.2 防垢合理方案

###### 5.2.1 挤注阻垢剂

对于近井地带容易堵塞的井, 除了酸化解堵之外, 定期的向一些结垢严重井挤注低浓度阻垢剂:

- (1) 前置液: 氯化钾溶液;
- (2) 阻垢剂: 先高质量浓度后低浓度注入;
- (3) 后置液: 用氯化钾顶替到设计位置;
- (4) 关井: 关井一段时间, 以便产生吸附效果, 使阻垢剂滞留在地层内;
- (5) 回采: 恢复生产, 阻垢剂缓慢释放并溶解随产出液采出。

###### 5.2.2 日常加药

- (1) 从井口滴加阻垢剂, 在井口增加自动滴注阻垢剂的设备;
- (2) 尾管装入固体阻垢剂, 其阻垢时间可达半年以上。

#### 6 结论

- (1) 油田地层水含有丰富的Ca<sup>2+</sup>、Mg<sup>2+</sup>和CO<sub>3</sub><sup>2-</sup>或HCO<sub>3</sub><sup>-</sup>是油井结垢的主要因素。
- (2) 结垢的过程与水的特征有着紧密的相依关系, 研究和探索其间的规律性, 对油田结垢的预测和防治, 保持油田稳产是十分重要的。

(3) 对结垢油井采取解堵处理、向储层挤注阻垢剂、井口滴加阻垢剂、下入固体阻垢剂等一系列工艺措施在油田应用, 可取得较好的防垢效果。

#### [参考文献]

- [1] 刘亮. 注水开发油田油层结垢机理与防垢措施[J]. 中国石油和化工标准与质量, 2013, 33(11): 145.
- [2] 郑强. 防垢剂的吸附特性及挤注寿命研究[D]. 中国石油大学(华东)硕士学位论文, 2009: 1-13.
- [3] 潘爱芳, 曲志浩, 马润勇. 油田注水开发中水源混配防垢技术[J]. 石油与天然气地质, 2004(01): 97-101.