

化学平衡模型在模拟油层注 不配伍水研究中的应用

L. Bertero, G. L. Chierici, AGIP SPA

G. Gottardi, E. Mesini, U. of Bologna

G. Mormino, AGIP SPA

罗知翊 译

油 工 校

摘 要

注水工程中遇到的麻烦之一,是潜在的注入水和油层盐水间化学不配伍性引起的结垢问题。用在实验室里模拟油层条件的岩心试验来评价注入水与油层盐水的化学配伍性,其实用价值是有限的;因为它只能再现最初接触的情况。

将一种油层流体流动/热平衡模拟程序与一种化学平衡计算机编码结合起来,提出了一种数值模型。这种模型(AGIPS)允许我们考虑注入水温度发生变化和注入水与油层盐水混合时计算在油层任何一点和各井之中水垢形成量随时间变化的情况。

此外,模型还可计算油层中的温度和压力剖面,以及它们随时间变化的关系,并在计算时考虑因形成水垢导致渗透率降低的情况。

本文提出的化学平衡编码,已用拟合不配伍水混合时形成水垢的试验数据予以证实。还提供了应用AGIPS模型模拟五点法注水井网注入不配伍水的例子。该例表明,在油层中形成水垢不致损害注水作业。而在采油井中形成水垢的事实是人们所关心的。在生产井中形成水垢,是由于注入水沿着不同长度的流动通道接近生产井;在井筒附近与油层盐水混合而造成的。

一、引 言

注水提高原油采收率,是石油工业久已采用的方法。在油田开发早期注水保持油层压力,或采用边外注水及面积注水进行二次采油,两者均需将大量的水注入油层。

在计划注水作业时,注入水的选择是至关重要的因素。在海上油田中,最方便的(而且是最便宜的)水源是大海本身;在陆上油田里,一般是用浅水层里的水作注入水。只有当其他水源无法利用时,才会采用河水,因为河水一般都含有很多的悬浮物和微生物。

在所有情况下,优良的注入水所应具备的先决条件是它必须不伤害井的吸水能力和改变油层流体的特性。注入水在泵入注水井之前应不含悬浮颗粒、有机物质、氧和酸性气体(二氧化碳和硫化氢)。注入水中的无机微粒可能在井下形成滤饼和使注水井堵塞^[1]。藻类和其他活生物体可能在油层中生成伤害吸水指数的胶体。当这些问题出现后,用反洗和酸洗作业来处

理注水井是惯用的方法。

注入水带入油层的细菌可能繁殖起来并在地层中运移,而且能代谢地层原油及盐水。虽然微生物已被考虑作为提高原油采收率的潜在方法,石油界人士仍然认为将细菌引入油层会成为问题的根源。特别当注入水中有硫酸盐还原菌时情况更是如此;因为它们代谢地层水中的硫酸盐,形成硫化氢。在注水作业中必须连续地或分批地加入杀菌剂。

含氧及酸性气体的注入水使地面及井下设备都发生腐蚀,从而可危及设备的安全运行;而且,随注入水运移的腐蚀垢渣可能在井下积累并引起井下堵塞。用真空法使注入水脱气或用烃类气体汽提(stripping)脱气,是石油工业中的常用方法。

水一旦进入含油地层,还会出现两个问题:即注入水与地层岩石的配伍性和注入水与地层盐水的配伍性问题。

油层岩石往往含有分散在孔隙中或分布在油层层间或互层中的页岩中。这些页岩是与地层水平衡的。环境中离子强度(大致与盐度相当)的任何变化,均会导致页岩粒子的重新排列。如果注入水的盐度高于地层盐水,页岩结构会崩塌,页岩薄片因而崩离并在注入水中移动,可能使地层的某一部分(一般是渗透性最高的部分)发生堵塞。这样,就可能使岩石的非均质性降低,从而使原油驱替效率得到改善。

当注入水的盐度低于地层盐水时,页岩结构将会膨胀。这将使油层岩石的泥质小层(其渗透率较小)的渗透率更加减小^[2-3],从而使岩石渗透率的不均匀性增大。结果,使原油采收率受到损失。

而且,注入水可能溶解油层岩石中的矿物,使注入水的成分发生变化,影响它与地层盐水的配伍性。

一个更有争议的问题是注入水是否必须完全与地层盐水配伍(换一句话说,注入水与地层水混合时形成任何不溶性物质或水垢,就认为是不能接受的),或者说是否允许有一定程度的不配伍性。

这一问题,将在后面详细讨论。

二、在注水作业中沿注入水流通道形成水垢

在注水井口的注入水温度,一般远低于油层温度。当注入水沿注水管柱向下运移时,将使周围地层冷却,而水本身的温度和压力渐增。

如果水在地面是处于饱和状态,且其所含盐类的溶解度是随温度的升高而降低(例如无水石膏),水垢就会沿注水管柱产生。

如果水进入了油层,将会出现三种主要的现象:

- (1) 沿着水流通道(流道),水的温度将因与油层岩石和流体的热交换而增高;
- (2) 沿着流道,压力降低;
- (3) 注入水与油层盐水混合。

在油层中可以找出两个前沿,一个热前沿和一个混合前沿,它们以不同的速度移动,热前沿落在混合前沿之后(图1)。由于热扩散(就热前沿而言)和水动力扩散,以及岩石非均质性导致的分散作用,这些前沿是呈S形的。在后面,我们将称它们为“带”而不称为“前沿”。

注入水产生的水垢沉淀，可能出现在混合带之后，这可能是由于温度和压力的变化而引起的。当水中含有随温度的增加和压力的降低而使其溶解度降低的盐类时，则更是如此。

在混合带之前，岩石孔隙中只有地层盐水（和油）。在混合带之后，只有与该处地层温度和压力平衡了的注入水（和残余油）。在混合带中，注入水中的化学组分与地层盐水中的化学组分在该处的温度和压力下相互反应而发生不溶盐类的沉淀。

其余的清水继续向前移动，它再与地层盐水混合；在不同的压力条件下，水垢沉淀可以再次发生。这样的循环反复进行，直到剩余的清水抵达生产井时为止。

在生产井中，压力和温度沿管柱向上到地面而逐渐降低，到地面设备里，热力学条件发生更进一步的变化，这可再次使水垢形成。通常，当井筒中压力降落显著而温度几乎没有什么变化时，这些水垢在井筒中造成的损害最为严重^[4]。

三、用化学平衡模型模拟注不配伍水

用地层盐水预先饱和的岩心（最常用的是1英寸的岩心块），在模拟的油层条件下进行水驱试验，以评价注入水和地层盐水的配伍性，是石油工业中常使用的方法。这种试验只能再现首次接触时的混合现象；它没有再现对于注入热的热效应，也没有再现地层盐水与注入水（在地层条件下已平衡了的）之间的多次平衡现象。因而，这些试验只应作为对比评选各种潜在注入水水源的工具。

为了获得将某种类型的水注入到某一特定油田中可能造成损害的可靠资料，找出那些最可能形成水垢的地点，并评价可能的补救措施，必须求助于专门以耦合方式模拟下述现象的不平常的数值模型：

（1）沿着水驱作业的温度及压力剖面，在注入水中，以及在注入水与地层盐水的混合物中的化学平衡；

（2）在水驱作业期间，油层内及井筒内压力和温度随时间的变化。

AGIPS是这类模型中的一种，下面讨论将其应用于一个实际油田中的情况。

四、化学平衡计算机编码

评价水驱作业中水垢形成的化学平衡计算机编码，是由EQ3/EQ6计算机编码^[5]派生而来的（在它的最新改型^[6]EQ3NR中，采用EQ3的专门程序）；这种编码是由加利福尼亚大学Lawrence Livermore试验室发展的，并仍在改进中。

应当指出，EQ3/EQ6只计算平衡时体系的状态。在计算机程序中没有涉及固体形成及沉淀（例如粘附到油管壁上）的动力学。

水溶液的平衡化学同时取决于许多因素。这些因素包括：

（1）全体阳离子及阴离子的浓度，

（2）溶解气体的分压；

（3）温度；

（4）pH值；

（5）氧化还原对的氧化态，专门的术语是氧化还原电势（Eh），或电子活度（pe），

或平衡氧逸度 (equilibrium oxygen fugacity, 平衡氧的有效分压; f_{O_2});

- (6) 与碳酸盐及重碳酸盐相关的碱度平衡;
- (7) 离子强度 (ionic strength, 它们影响化学活性);
- (8) 活性系数;
- (9) 可能生成的固态矿物质的溶解度。

EQ3NR是一种地球化学的水组分形成/溶解度的软件包, 它由输入分析数据计算在指定温度和溶解气体分压下, 水溶液达平衡时的化学组分(即离子、中性组分及络合物等)的分布状态。输入EQ3NR的数据包括溶解成分(离子及气体)浓度的全部分析值, 也包括pH值、碱度、电性平衡和相平衡(溶解度)等的制约条件。

EQ3NR配有一原始数据文件, 包括在0-25-60-100-150-200-250-300℃等温度条件下一些水组分的种类和数目, 以及气体和矿物的热力学数据组; 这些数据组涉及的压力条件是: 温度在不高于100℃时为0.1兆帕, 在较高的温度下则为蒸汽/液态水的平衡压力, 在上述所有温度下压力为50兆帕。此外, 还包括在上述温度条件下各反应的热力学平衡常数。

用一数据库预处理程序 EQTL 来识别原始数据文件, 检查每一反应的质量和电荷的平衡, 并将温度结点上的所有热力学数据拟合为插值多项式。EQ3NR及EQ6应用EQTL产生的插值多项式的系数, 来代替结点数据。

用EQ3NR计算水相组分形成模型的输入制约条件是:

- (1) 主要水相组分的规定浓度;
- (2) 每一主要组分的规定活度;
- (3) 对一些气体的规定相(态)平衡;
- (4) 对一些纯矿物的规定相(态)平衡;
- (5) 平衡重碳酸盐或碳酸盐的特定碱度;
- (6) 由电荷平衡制约的特定主要组分;
- (7) 在平衡时氧化还原对的氧化态。

描述上述各输入制约的数学表达式, 是应用一种修正的Newton-Raphson算法以 EQ3NR 求解的。此程序计算在平衡时各种水相组分的浓度和有关矿物的饱和指数SI:

$$SI = \log \left(\frac{\text{反应的活度积}}{\text{同一反应的热力学平衡常数}} \right)$$

当 $SI > 0$ 时, 相应矿物(或水垢)就可能沉淀; 然而, EQ3NR 并不提供有关沉淀的数量。

将EQ3NR的输出作为EQ6的输入, 以此计算溶液中分离出来的矿物量。

EQ6是一种反应历程程序, 它预测反应体系的历程, 也就是说, 它计算反应参数改变时单个水相组分的浓度变化。应用修正的Newton-Raphson算法, EQ6可解出描述化学元素质量平衡、电性平衡、真实离子强度、按化学当量计算的离子强度以及关于纯矿物(即成垢固体)的质量作用定律的非线性方程组。

EQ6试找可能的矿物量和矿物组以及水相组分, 以满足制约方程的要求。为了这个目的, EQ6采用一种选择程序, 将一暂时选定的矿物组添加一种矿物或删除一种矿物, 或者用一种矿物代替另一种矿物予以修改。对于每个暂时选用的组, EQ6都寻求出一个满足所有制约方程的解。如果证实其不可能时, EQ6就会寻求另外的矿物组。这一程序连续进行, 直到

发现一组矿物满足了所有制约条件为止。假设此解为唯一解。

此后, 打印出从溶液中分离出来的每一矿物的重量和名称。

五、油层计算机程序编码

油层计算机程序AGIPS是一种有限差分数值模型, 它可计算随空间及时间而变化的压力及温度分布, 也可计算由于温度变化和由于注入水和地层盐水间的不配伍性而产生的水垢量。

输入的数据是: 油层几何形状, 岩石特性(孔隙度、渗透率、热容、导热率), 原始油饱和度分布, 原始油层温度和压力, 地层盐水及注入水的化学成份, 地层流体的热容, 注入水的温度, 注水井的注入水量及油井的产量, 等等。

计算机编码由四个主要循环构成: 即适时外层循环, 混合循环, 温度循环和化学循环。

适时外层循环用于计算与温度相关的压力分布和由前期时间步产生的渗透率分布。累计注入及采出数据是经适时校正的。

混合循环用来计算各模块中水的成分及水饱和度。最后, 每一模块中各种成分的浓度, 按在时间步里驱替的孔隙体积百分数, 与其上游模块中水的各种成分的浓度变成线性相关。

在温度循环中, 根据注入及采出流体的焓及岩石的热容, 由焓平衡计算每一模块的新温度。周围地层的热流动可以考虑作为任选项。

在化学循环中, 每一模块里的水垢量由调用子程序EQ3SUB和EQ6SUB来计算。EQ3SUB由EQ3NR导出, 而且由主程序调用来计算每一模块的基本水相组分摩尔浓度的平衡初始估计值。EQ6SUB由EQ6导出并被调用来计算每一模块在此时间步里由于注入水与模块中残存水混合以及由于温度变化而形成的水垢量。在每一模块中存在的水垢累积量是适时校正的, 而相对渗透率的降低由实验的渗透率/孔隙度关系导出(参阅附录)。

就混合带之前的模块而言(明确地说, 这些模块也是在热带之前), 对EQ3SUB及EQ6SUB的调用是跳跃式的。而且, 对不含过饱和矿物的那些模块(根据EQ3SUB子程序的计算), 不调用EQ6SUB子程序。

对于每一时步及所有模块, AGIPS都打印出作为其输出的温度及压力值, 在此时间步内形成的水垢容积和质量以及它们的累计值, 现有的孔隙度及渗透率值, 以及混合参数等数据。

程序中包含一个热再起动程序; 在发生失误或机械失灵的情况下, 它可避免数据及计算时间的损失。

AGIPS是一种非常复杂的程序, 这种程序在IBM3083这样的快速计算机上模拟一个含有几百模块的油藏的完全水驱过程时, 其中心处理器(CPU)可能需要很多小时的处理时间, 因此, 在研究二维数组时, 其应用是有限的。

当压力分布是一种拟稳态, 而且化学平衡受压力变化的影响不很大时, 设计了一种有趣的简化方法, 使计算时间大为减少。

在此情况下, 计算方法作如下修正: 据拟稳态压力分布计算出等势线及流线, 并将油层分划成许多井组区。每一井组区再分划成具有相等流动阻力的流道(即各流道具有相同的吸水能力)。在此基础上, 提出如下假设: (1) 流体的驱替是沿由流线限定的流道发生; (2) 在相邻的流道之间不存在热交换; (3) 流道中的流动阻力不随时间变化($M=1$)。

每一井组区都选择一种基本岩石容积(V_B), 并将流道分划成若干个具有同样 V_B 的块^[7,8]。

显然, 各个流道所拥有的块数是各不相同的 (见图 2)。

沿每一井组区最长的流道 (也就是说, 含块数最多的流道) 发生的流体驱替、热行为和水垢形成行为, 都用 AGIPS 模型的一维变换来研究。所得结果, 用来计算所有其余流道中随时间变化的温度、饱和度和水垢形成状况。其余的流道是较短的, 因而所含块数也较少。

为适应这种方法, 二维水驱过程可用许多大为简化的 (因而是更快速的) 一维储层模型来模拟。当每一井组区最短的流道已完全为注入水驱替时, 在采油井的底部, 注入水与由其余流道流入的地层盐水混合。此种情况一直继续到所有流道均为注入水驱替为止。水的混合可能导致水垢形成, 因而损害了井筒附近的渗透性, 并在采油管柱中发生水垢沉积。

AGIPS 程序的子程序计算从不同流道到达井筒的各种水在采油井底混合时所生成的水垢量 (如果生成水垢的话)。

六、化学平衡计算机编码的验证

已完成了不配伍水体系的实验性混合试验, 并用这些试验的结果验证了本文所述的 EQ3-NR/EQ6 计算机编码的可靠性。

研究了 3 个注入水/油层盐水体系, 它们全都与北非的实际油田有关。它们的化学分析结果列在表 1 及表 2 中。在这三个体系中, 注入水里硫酸盐含量高, 油层水中则有高的钙、锶含量 (体系 3 中还含钡)。这暗示注入水与油层水混合时, 将会发生硫酸盐沉淀。

表 1 1 号及 2 号水体系的成分 (毫克/升)

油 层 温 度	1 号 水 体 系		2 号 水 体 系	
	150℃		95℃	
水 成 分	注 入 水	油 层 水	注 入 水	油 层 水
Na ⁺	3935	51850	12946	31731
K ⁺	125	415	520	1230
NH ₄ ⁺	24	180	<0.1	448
Ca ⁺⁺	585	16200	544	21667
Mg ⁺⁺	175	870	1423	4187
Sr ⁺⁺	17	790	7	664
Ba ⁺⁺	<0.4	10	<0.4	28
Fe ⁺⁺	<0.1	74	<0.1	22
Cl ⁻	5400	107750	24380	97965
F ⁻	6.5	<0.1	1.5	86
Br ⁻	14.6	512	164	1309
I ⁻	<0.5	0.6	<0.1	<0.1
SO ₄ ⁼	3060	76	3231	177
HCO ₃ ⁻	117	165	91	<0.5
H ₂ BO ₃ ⁻	<0.5	721	<0.5	585
SiO ₂	28	27	<0.1	11
pH	7.80	5.35	7.85	5.43

表 2 3号水体系的成份(毫克/升)油层温度 95℃

水的成分	注入水	油层水
Na ⁺	750	91667
K ⁺	0	430
Ca ⁺⁺	267	21196
Mg ⁺⁺	190	528
Sr ⁺⁺	0	1016
Ba ⁺⁺	0	474
Cl ⁻	1532	184428
SO ₄ ⁼	869	0
HCO ₃ ⁻	112	360
pH	8.00	5.85

应当注意,所有三个体系的油层水均以高离子浓度为特征(分别为3.8、3.1及6.1摩尔/公斤),而且,它们与注入水混合后的离子浓度也是不低的。

对每一体系的注入水和油层水均制备了一系列的不同比例的混合物。每一种混合物都放在一压力罐中,用惰性气体(N₂)加压到1兆帕,并加热到油层温度。在试验期间,定时摇动压力罐。

压力罐在恒定的油层温度下保持5天,以保证达到化学平衡。在此期间,通过一毛细转输管线,经过冷凝器、过滤器及其末端的控制阀,定期进行取样。这样的安排,使取得的样品具有代表性,而且不会干扰所试混合物的平衡。

每一试样的化学成分都用原子吸收光谱及离子色谱法进行测定。而沉淀出来的水垢量,则以混合物原始成分及最后成分的差数来计算。

试验末期,将压力罐快速冷却,并将沉淀收集起来,进行称重和分析;并用X-射线衍射分析来核实沉淀的组成。

实验数据如图3、图4及图5所示。图中也列出了由化学平衡计算机编码EQ3NR/EQ6预测的结果。

预测值和实验数据之间的相似是很明显的,而且,我们确信,即使试验体系中离子的浓度很高,化学平衡计算机编码也是有效的。

七、应用AGIPS计算机编码模拟注入不配伍水的实例

为了说明AGIPS计算机编码的应用,这里提出一个在正五点法注水网中进行注水的过程(单井控制面积10英亩或40,470米²)。

为了强调注入水和油层盐水间不配伍性的严重影响,模拟了将水注入一个含水层(Sw=1)的假想情况。用本文中认为具有最大不配伍性的体系1(参阅表1)来研究此种情况。可以看出,在此体系中,注入水被加热到油层温度(150℃)以及地层盐水与注入水混合这两种作用均导致水垢生成。

一个均匀油层的岩石特性列在表3中。表中还列出了温度、流体及流速等各种数据。用

此种岩石进行模拟。

表 3 用于验证AGIPS的数据

井网：正五点法
井组面积：10英亩(40,470米²)
井距：284.5米(933.4英尺)
油层厚度：10米(32.8英尺)
油层岩石性质：
孔隙度：12.5%
渗透率：0.1微米²(101.3毫达西)
水饱和度：100%
比热：2.3兆焦耳/公斤×K(550英热单位/磅×°F)
温度值：
地层：150℃(302°F)
注入水：25℃(77°F)
注水速度=采出速度：2米³/小时×井数(302桶/天×井数)

由于井网对称，只模拟了井组面积的1/8。将模型面积分为5个流道；最长的流道分为35个基本模块（参阅第5节），而最短的流道只包含17个基本模块。

总计用844个基本模块（或岩块）代表了整个井组区。由于用的模块量大，所以详细地描述了水驱作业中出现的热行为、动力学行为及化学行为。

注入水突破到采油井中时的温度分布，示于图6。在发生突破时，孔隙中出现的水垢量（以孔隙体积的百分数表示）如图7所示。显然，在油层中形成的水垢量是很小的，因而，由水垢导致的渗透率降低，差不多可以忽视。

在各采油井井底发生突破后，因水的混合（作用）沿不同通道移动而生成的沉淀量，表示在图8中。AGIPS不能提供粘附在油管壁上那部分水垢数量的资料，而它们是可能造成堵塞的；我们只能推测它们很可能引起一些麻烦。

八、结 论

模拟由于注入热的不稳定性以及注入水与油层盐水间的不配伍性而在油层及油井中发生的化学变化，AGIPS是一种非常得力的工具。发展了一种AGIPS的改型，它也能模拟注入水与油藏岩石间的反应。

AGIPS真实地模拟了水驱过程中各种流体的热、动力学和化学行为。必须指出，在AGIPS计算机编码中，假设平衡状态是存在的；AGIPS不能模拟反应的动力学、岩石孔隙中微粒的运移及水垢在油管壁上的粘附等情况。

在对比评价各种可供采用的注入水源，以及它们与油层环境的反应时，AGIPS在灵敏性方面，有其独到之处。

参 考 文 献

1. Berkman, J.H., and Davidson, D.H. : "Measuring Water Quality and Predicting Well Impairment", J. Pet. Tech. (July 1972) 865 - 873; Trans. AIME 253.
2. Mungan, N. : "Permeability Reduction Through Changes in pH and Salinity", J. Pet. Tech. (December 1965) 1449 - 1453; Trans. AIME 234.
3. Gray, D.H., and Rex, R.W. : "Formation Damage in Sandstone Caused by Clay Dispersion and Migration", Proc., 14th Conf. on Clays and Clay Minerals, (1966) 32, 18, Pergamon Press, London.
4. Khelil, C., Harouaka, A., and Delhoume, A. : "Water Injection in Algeria - Problems and Solutions", Paper SPE 7762 presented at the Middle East Oil Technical Conference of SPE (Manama, Bahrain, 25-29 March 1979).
5. Wolery, T.J. : "Calculation of Chemical Equilibrium Between Aqueous Solution and Minerals : The EQ3/EQ6 Software Package", Lawrence Livermore Laboratory, Report UCRL - 52658, February 1, 1979.
6. Wolery, T.J. : "EQ3NR - A Computer Program for Geochemical Aqueous Speciation - Solubility Calculations : User's Guide and Documentation", Lawrence Livermore Laboratory, Report UCRL-53414, April 18, 1983.
7. Higgins, R.V., and Leighton, A.J. : "A Computer Model to Calculate Two-Phase Flow in Any Irregularly Bounded Porous Medium", J. Pet. Tech. (June 1982) 679 - 683; Trans. AIME 225.
8. Rincon, A.C., Diaz-Munoz, J., and Farouq Ali, S.M. : "Sweep Efficiency in Steamflooding", J. Can. Pet. Tech. (July - Sept. 1970), 9 (3), 175-184.
9. Vetter, O.J., Kandarpa, V., Harouaka, A. : "Prediction of Scale Problems Due to Injection of Incompatible Waters", J. Pet. Tech. (February 1982) 273-284; Trans. AIME 273.
10. Caudle, B.H., Slobod, R.L., and Brownscombe, E.R. : "Further Developments in the Laboratory Determination of Relative Permeability", Trans., AIME (1951) 192, 145-150.

附录 孔隙中水垢形成对渗透率损害的测定

为了定量地评价油层岩石孔隙中形成水垢导致的渗透率降低情况，设计了一台装置，它能使两种水流单独地在岩心试样孔隙中不断混合。

此设备基本上是宾夕法尼亚州^[10]的相对渗透率计，仪器的进口端(见图A-1)是专门设计的，可避免两种水流在其进入岩心试样之前发生任何接触。

在进口端中有两组同心槽。“偶数”槽(图A-1)，是用来供应注入水的，而那些“奇数槽”则是供应油层盐水的。一块氯丁橡胶片放置在进口端和岩心的流入面之间，氯丁橡胶片上，顺着进口端上的沟槽，密密地射有直径为0.2毫米的微孔。

岩心试样安装在有机玻璃筒中，用油层盐水使其100%饱和并称重。用出口端收集流出的流体。

将进口端、氯丁橡胶片、岩心试样和出口端组装起来，用空气压缩机将它们压在一起，将此总成放在一个强制循环的恒温控制浴中。

在恒速下将地层盐水和注入水同时泵入岩心(因而两种水的比率是恒定的)；在岩心流入面和流出面间的压差，用压力传感器测量并予以记录。

定时将岩心卸下并称重，以测量在孔隙中形成的水垢量。在岩心两个端面上，应无水垢饼出现；如果发现有水垢饼，即应停止试验并将试验报废，因为它们的结果是无意义的。

图A-2中示出了渗透率降低与形成的水垢量(以孔隙体积表示)的关系曲线。在此试验里，两种不配伍水样是用稀 Na_2SO_4 和 BaCl_2 溶液加在0.8M氯化钠盐水中进行模拟的。试验所用试样是砂岩岩心，它们的原始孔隙度和空气渗透率值均列在图A-2中。

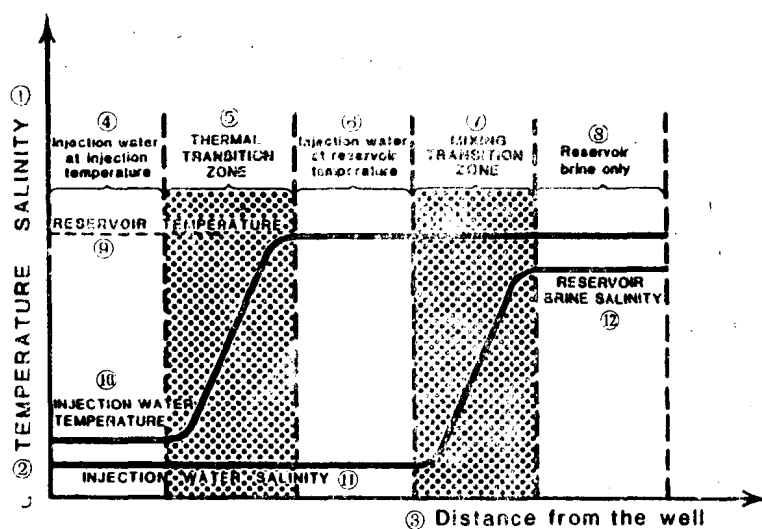


图 1 化学平衡模型中热过渡带（热前沿）与混合过渡带（混合前沿）示意图
 ①盐度；②温度；③离井的距离；④注入温度的注入水；⑤热过渡带；⑥油层温度的注入水；⑦混合过渡带；⑧纯油层盐水；⑨油层温度；⑩注入水温度；⑪注入水盐度；⑫油层盐水的盐度

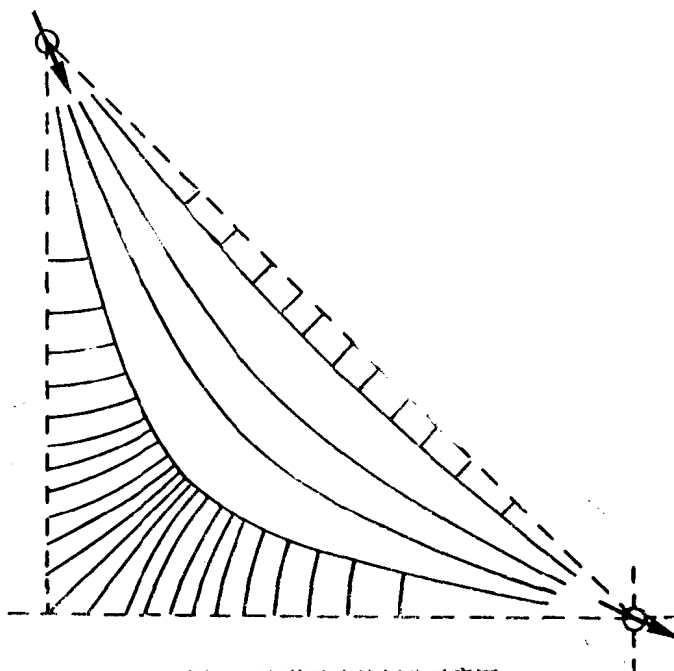


图 2 流道及块的划分示意图

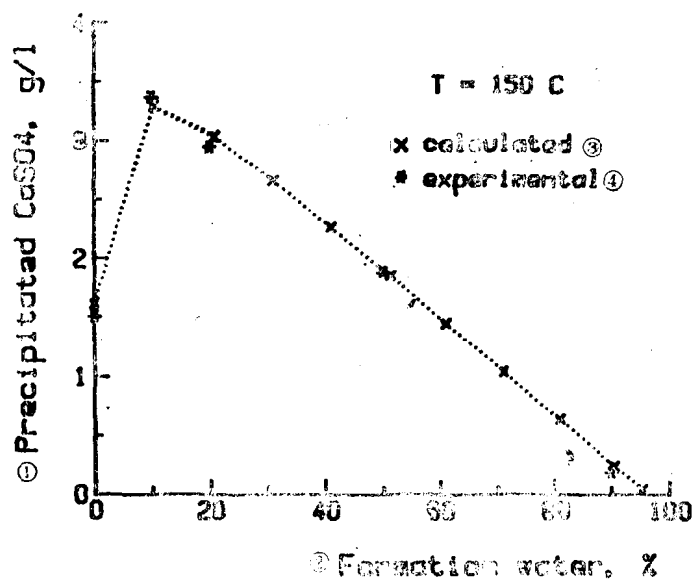


图 3 地层水与注入水混合生成的沉淀量

①沉淀出的硫酸钙量, 克/升; ②地层水, %; ③计算值; ④实验值

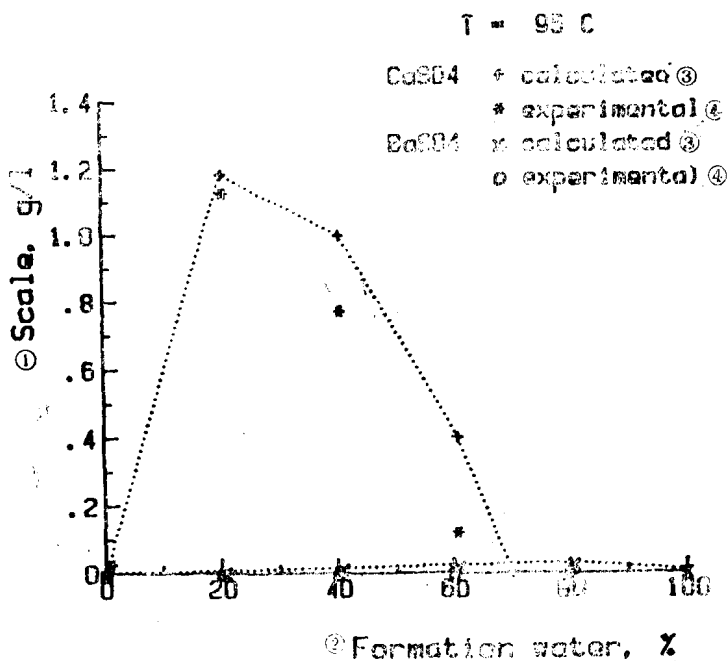


图 4 地层水与注入水混合生成的沉淀量

①水垢量, 克/升; ②地层水, %; ③计算值; ④实验值

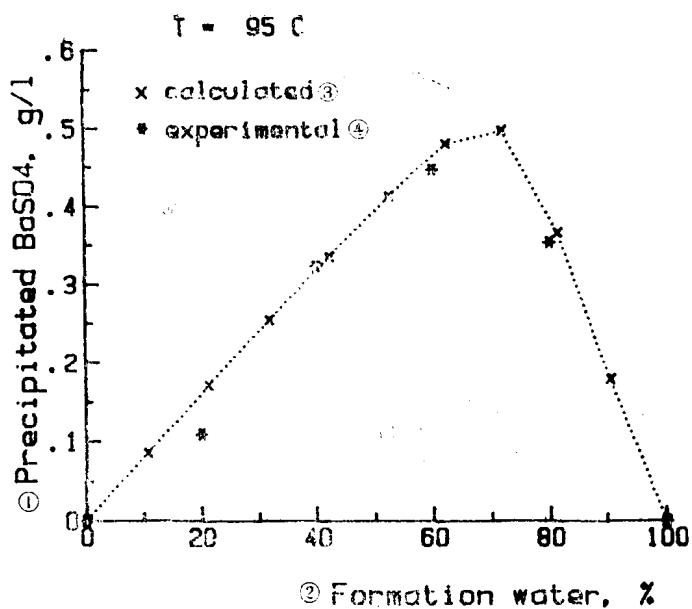


图 5 地层水与注入水混合生成的沉淀量

①沉淀出的硫酸钡量，克/升；②地层水，%；③计算值；④实验值

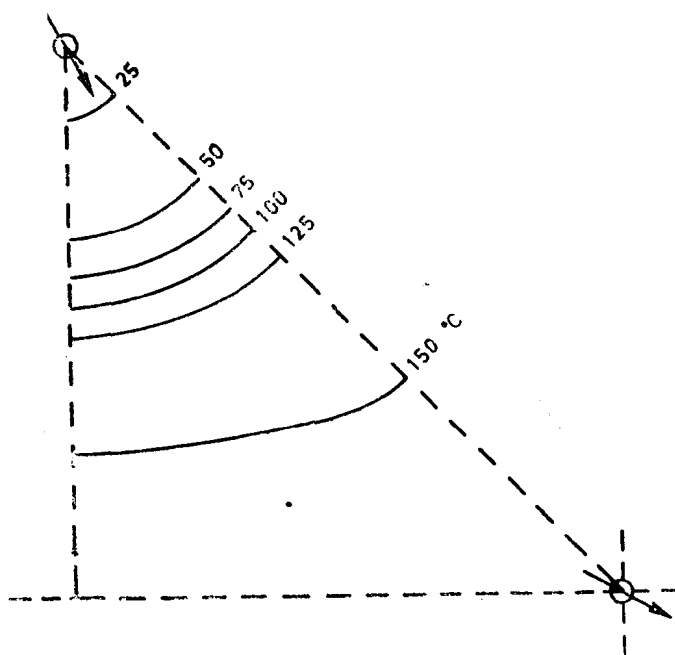


图 6 注入水突进到采油井中时油层温度的分布情况

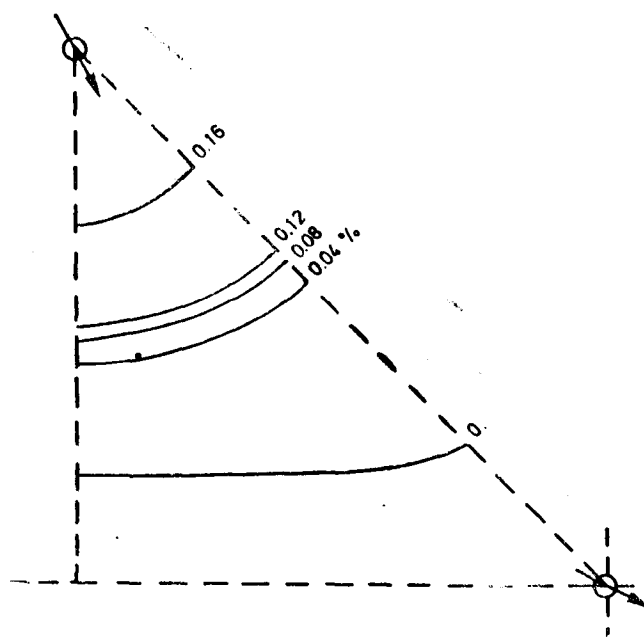


图 7 注入水突进到采油井中时孔隙中出现的水垢量 (以孔隙体积百分数表示)

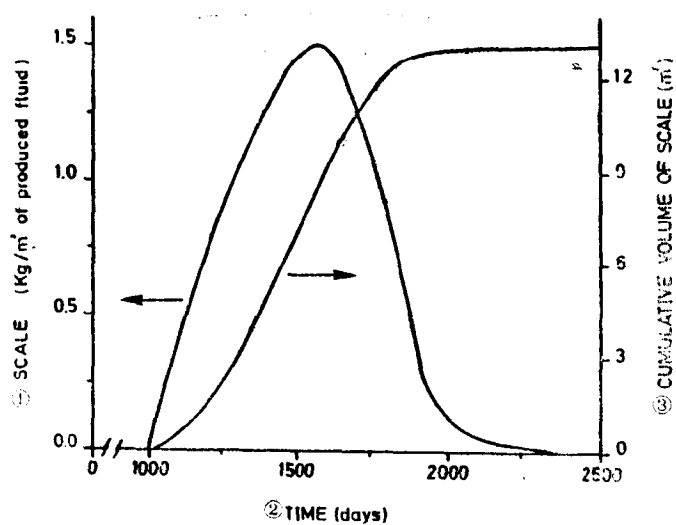


图 8 注入水在采油井底突破后形成的水垢量

①水垢(公斤/米³产出流体); ②时间, 天; ③水垢的累计体积, 米³

INJECTION HEAD ①

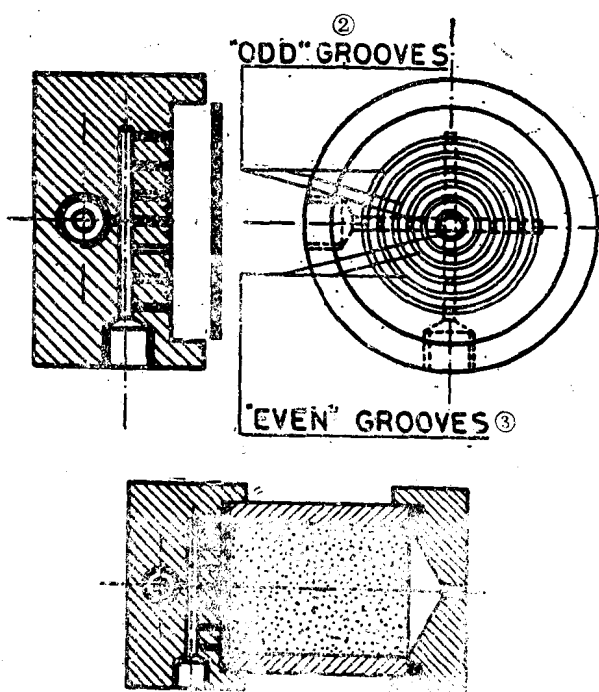


图 A-1 相对渗透率计进口端示意图

①注入端；②奇数槽；③偶数槽

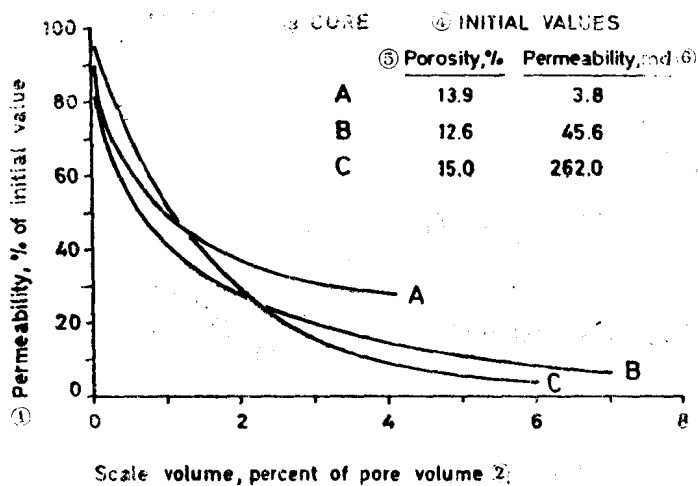


图 A-2 岩心流动试验结果

①渗透率，原始值的%；②水垢体积，孔隙体积%；③岩心；④原始值；
⑤孔隙度，%；⑥渗透率，毫达面