

'94 国际石油与石油
化工科技研讨会论文

长庆低渗注水油田 地层结垢机理及防垢技术

朱义吾 赵作滋 巨全义 黄月明 徐安新
(长庆石油勘探局)

1994 年 9 月 北京

长庆低渗注水油田 地层结垢机理及防垢技术

摘 要

本文研究了长庆马岭低渗透注水油田地层结垢技术。通过钻结垢检查井,直观观察证实了地层结垢的存在,研究了地层垢矿物微观特征与识别新生垢矿物的方法,利用微观物理模型探讨了结垢机理,并建立起一套先进实用的结垢倾向预测数学模型和配套的结垢防治技术。

引 言

在油田开发过程中,为了保持油层压力,提高原油采收率,一般都采用注水开发。在注水过程中一个重要问题就是注入水可能伤害井的吸水能力与改变油层流体特性。由于注入水与地层水的化学不相容性,以及在采油过程中热力学条件与水动力学条件的变化,引起注水地层结垢,亦是造成油层伤害的重要因素。

长庆马岭油田 1987 年投入开发,已注水 15 年,油田进入中高含水期。该油田注入水为白垩系洛河层地下水,总矿化度 $2\sim 3\text{g/L}$, SO_4^{2-} 含量 1051mL/L , Na_2SO_4 水型,而主要产层侏罗系的 Y9、Y10 地层总矿 $15\sim 130\text{g/L}$,高含 Ba^{2+} 、 Sr^{2+} 及 Ca^{2+} ,水型 CaCl_2 型。由于不同层位产出水或产出水与注入水的不相容性,势必会在油层内产生结垢。

为了直接证实油层内是否结垢,并研究地层结垢的机理及防治方法,我们先后完钻 10 口结垢检查井,进行现场岩芯观察与描述,发现水洗油层的一些异常点,通过十余种先进的理化检测手段,在 6 口井、48 个不同岩芯中发现新生石膏及含锶重晶石;利用微观物理模型及岩芯水驱试验,在微观孔隙发现沉积的晶体,并研究了其分布特征及对岩芯的损害;研究成功预测结垢趋势的计算机软件,建立了有效的防垢体系。这些技术在油田的推广应用,已取得良好的效果。

注水开发油田地层垢的鉴别 方法和微观特征

1. 地层垢的鉴别方法

结垢检查井布置于油区油水井之间,这是水油交替,注入水和油层水相互作用的敏感部位,从而,检查井岩芯便是研究的基本对象。岩芯的现场观察包括了岩性、油层水洗及残余油分布特征,以及特殊的条带、斑块、斑点、裂隙等结构构造。

经典的显微镜岩石学和矿物学方法是识别垢矿物的基本方法。根据成垢矿物趋势评价,垢矿物结晶微细,天青石和重晶石垢的晶粒大小 $20\mu\text{m}$,玫瑰花状的垢团也仅 $50\mu\text{m}$ 。这就需要用偏光显微镜在放大 $10\sim 1000$ 倍的工作条件下仔细研究注水油层的微观特征,如颗粒表面状况、粘土胶结物、孔壁附着物、喉道口生长的次生矿物等。

对水洗砂岩进行阴极发光分析,根据痕量敏感元素检查垢矿物存在的可能性也是识别方法之一。基于同一类矿物可以有不同的发光,它们反映不同的成矿条件,根据阴极发光的颜色、强度可以判别垢矿物的成因特征。如含二价锰高的钙垢发橙光、含铁高的钙垢不发光,锶含量高的重晶石垢发蓝光,而锶含量低的重晶石垢不发光等。

X 衍射是众所周知的基本的成份鉴定方法,它的基本原理是不同垢型的晶体结构不同,其衍射角和衍射峰不同。重晶石垢的峰值是 $3.43\text{\AA}$ 、 $3.57\text{\AA}$ 、 $3.096\text{\AA}$ 。石膏垢的特征峰值是 $2.87\text{\AA}$ 、 $4.28\text{\AA}$ 、 $3.49\text{\AA}$ 、 $2.849\text{\AA}$ 、 $7.61\text{\AA}$ 。上述硫酸盐垢的含量 $<1\%$ 。

在垢矿物鉴定方法中,元素分析也是其中之一。初步认为,垢矿物中的 I、Br、B、F 等非金属元素源于地层水,V、Cu、Co、Pb、Zn 等亲硫元素与管结腐蚀有关,而 Ti、Mn、Ba、Sr、Li 的成因更为复杂。重晶石垢以高的 Ba、Sr 和低的 Cu、P、Zn 为特征,石膏垢除高 Ca 值外,Ba、Sr 较高而 Mn 为低值。

在硫酸钡型水垢中发现了大量的锶。经分析在所有的硫酸盐沉积中,其硫酸锶的含量占浓度的1.2%~15.9%的范围。本区注水地层钡垢含Sr从微量到24.7%(表1)。

电子探针、扫描电子显微镜、能谱分析则具有高的放大倍率、高的分辨率和岩样的非破坏性分析等特点。电镜下可以细致的观察新生垢矿物微细形貌,图像清晰且立体感强。而能谱仪、电子探针等可提供8号氧元素至92号铀元素、或几乎所有金属元素的定性、定量分析数据。

对于垢矿物中萤光有机包裹体分析,也是一种垢矿物的识别方法,因为新生垢矿物是油水两相共存、油层中注入水不断增高的背景下形成的,这就是说油层中早已存在的微小油滴可能会以原生烃类包裹体的产状赋存于垢矿物之中。事实上,井底石膏垢中大量萤光有机包裹体的发现已得到证实。

用CLSM共聚焦激光显微镜来研究垢矿物的形态和分布规律也是极好的一种方法。激光显微镜的分辨率为0.2 μ m,放大倍数达600~20 000倍。它可以在170 μ m厚度范围内任意切面进行图像处理,这样就能再现垢矿物微细结构。

上述地层垢识别方法既有定性的,又有定量

的,既有直接的,又有间接的,应用这些识别方法需要相互结合补充和相互验证。

2. 注水地层含垢量的初步计算

电镜和能谱的贡献是地层垢的定性分析,化学分析则可获得垢矿物的定量数据,而薄片鉴定、X衍射等则进一步校正化学分析的含垢量。

我们进行地层垢的计算结果(表2)表明新中10井注水油层垢型为石膏,含量0.41%,含垢层段占油层厚度65.6%。化学分析显示可能含0.02%钡垢。所以垢含量为0.43%。石膏垢有四种产状:即分散条片状微晶,细小的晶芽晶簇、与粘土混生团块以及膏质绒球。20 μ m左右的石膏质绒球的孔隙充填是主要类型。

在241-1井,含钡、膏混合垢段18.36m,占油层厚度55.7%。所以钡、膏混合型是214-1井注水油层中主要垢型。垢矿物含量是0.01%~1.19%,平均0.44%。膏垢为0.36%,钡垢为0.09%。油层下部相对富含钡垢,钡垢含量的最大值为0.42%。膏垢、钡垢呈团块状、绒球状孔隙充填为主,其大小为5~20 μ m,单晶大小1 μ m。与垢矿物伴生的尚有高岭石、水云母、闪锌矿等,偶见微米级板条状钡垢。从垢样分析结果,含Sr3.39%~24.7%。

表1 钡垢类矿物化学成份对比表

项 目 类 型	产 状	形 态	大小 (μ m)	元 素 wt%									
				Ca	Sr	Ba	Fe	Al	Si	K	Na	O	S
原生重晶石	胶结物	板柱	150			37.4		7.11	8.11	0.33		38.09	8.9
地面垢(1)	管线内	土块状	500	0.63		58.26		1.03	4.11			20.77	15.2
地面垢(2)	管线内	土块状	50	0.63	17.55	26.46						33.77	9.89
地面垢(3)	管线内	集合体	150	1.20	3.39	40.73	2.05					42.10	9.76
油层垢(1)	孔隙充填	集合体	20	0.13	17.82	19.32	0.92	3.74	5.80	0.06	0.25	42.20	9.76
油层垢(2)	斑 点	集合体	50	0.86	24.7	19.22	1.49	2.27	6.33			34.41	10.73

表2 垢 矿 物 定 量 表

井 号	膏 垢			钡 垢			垢总量 %	X 衍 射		能 谱
	CaO %	原生白云石 %	膏 垢 %	Sr+Ba %	原生重晶石 %	钡 垢 %		CaSO ₄ %	BaSO ₄ %	
新中 10	0.22		0.68	0.0125		0.020	0.70			膏 垢
新中 10	0.15	0.1	0.37				0.37			膏 垢
新中 10	0.08		0.24	0.0020		0.003	0.24			膏 垢
241-1	0.07		0.21	0.0110		0.020	0.23		<1	钡膏垢
241-1	0.15		0.46	0.0110		0.020	0.48	<1	<1	膏 垢
241-1	0.07		0.21	0.0130		0.020	0.23	<1	<1	无
241-1	0.37	3.0		0.0050		0.010	0.01	<1	<1	钡 垢
241-1	3.24	9.5	1.01	0.1030		0.180	1.19		<1	膏钡垢
241-1	1.03	3.0	0.37	0.3060	0.1	0.420	0.79			钡 垢

注水地层结垢的物理模型

1. 用油层岩芯进行地层结垢物理模拟实验

在结垢物理模拟实验中,设计了一套特殊的实验装置,保证地层水和注入水在岩芯内部混合,实验岩芯是油层实际岩芯,经预处理及测试孔渗。实验用油层水取自南 75 井,总矿 107g/L, Ba^{2+} 167mg/L,注入水为洛河水并模拟地层温度。

岩芯实验前在几个断面做 CT 扫描、电镜、能谱以及 X 衍射等分析。实验时测定五种注水方式下的渗透率来判断结垢对岩芯的伤害。实验完成后用蒸馏水处理岩芯,再测孔隙度,第二次 CT 扫描、电镜和能谱 X 衍射分析,通过前后对比来判断结垢量。从表 3 中可以看出,影响结垢程度的因素主要是注水方式,且 1:1 时结垢最严重,渗透率下降最大。

表 3 岩芯结垢流动试验结果基础数据表

井号	样号	常规孔隙度 %	常规渗透率	地层水渗透率	注水方式 注水:地层水	注水速度 ml/min	结垢后 渗透率	渗透率 降低 百分数
南检 1 井	N1	15.3	16.73	26	1:2	0.6	1.8	44.8
	N2	16.8	52.76	27	1:2	0.6	5.12	18.3
	N3	14.1	250	14.1	1:2	1.2	11.0	22.0
	N4	16.8	547	54.0	1:2	1.2	29.0	46.3
北 77-4 井	N5	16.3	8.23	3.35	纯注入水	0.3	2.97	11.3
	N6	13.7	5.63	1.92	1:1	0.6	0.005	99.7
	N7	12.6	8.94	1.59	1:3	0.6	11.0	36.5
北 185-2 井	N8	14.7	6.96	1.14	纯注入水	0.3	0.97	14.7
	N9	18.2	10.90	0.02	1:1	0.6	0.03	98.5
	N10	16.7	52.26	8.7	1:3	0.6	5.28	23.1

渗透率: $\times 10^{-3} \mu\text{m}^2$

从表 4 的结垢实验前后孔隙度变化来看,实验后孔隙度普遍下降。注水方式为 1:1 时下降最大。我们假定孔隙度的减少为增加的新生垢矿物, N6 号样品全岩 X 衍射分析结果重晶石垢量为 0.96%。

CT 扫描结果证明实验后岩芯内部结垢现象是十分明显的(图 1)。电镜和能谱结果也证明了垢矿物的存在和分布特征。一些高锶重晶石垢主要出现在石英表面和高岭土表面上,部分垢堵塞

在喉道处,电镜扫描中还发现了少量的石膏垢和碳酸钙垢(图 2、图 3)。

表 4 岩芯结垢流动试验前后孔隙度的变化 %

样号	N1	N2	N3	N4	N5	N6	N7	N8	N9	N10
试验前孔隙度	15.3	16.3	14.1	16.8	16.3	13.7	12.6	14.7	18.2	16.7
试验后孔隙度	15.0	16.5	13.5	15.8	16.2	12.8	12.3	14.5	17.6	16.4
孔隙度减少值	0.3	0.3	0.6	1.0	0.1	0.9	0.3	0.2	0.6	0.3
折算垢物占总矿物的百分数	0.35	0.36	0.69	1.2	0.12	1.00	0.34	0.24	0.73	0.36

* 折算垢物占总矿物的百分数是用孔隙度减少值 $\div$ (1-结垢试验后的孔隙度)来估算的。

2. 用微观光刻模型进行结垢物理模拟实验

用模拟马岭油层岩芯孔隙结构特征制成的光刻模型在微观实验流程中进行了常温结垢流动实验。通过显微观察发现垢晶体生长缓慢。在孔隙处,由于流速高,一般不利于垢晶体的生长。相反,在大孔隙里及孔壁粗糙的地方易生长垢。有些孔壁上的垢晶体在水流作用下发生迁移,并可能在喉道处滞留下来逐步生长成较大的晶体而堵塞喉道。一旦发生这种情况会严重影响渗透率(图 4)。

3. 用实际砂岩模型进行结垢流动模拟实验

由于实际岩芯存在粘土矿物及颗粒之间的压溶和成岩后生作用,使孔道表面极为复杂。实验方法和光刻模型相同。通过录相明显地看到在孔隙中新生长的垢晶体的存在(图 5)。这些新生的垢晶体主要分布在较大的孔隙里和孔壁上,孔隙中的细微粘土矿物微粒作为晶体生长的核心,易于垢晶体的生长。当垢晶体在水流作用下堵塞喉道时,会使渗透率急剧下降,从而引起断面孔隙度的下降。

地层硫酸盐结垢趋势预测

研究开发快速准确的结垢预测技术,在注水油田开发的建立有效的防垢体系中十分必要。本研究从基本热力学理论出发,结合油田现场实际形成新的预测模型,具有广泛的适用性和较高的准确度。

1. 结垢预测模型

(1) 输入数据

该预测模型输入主要资料有:地层水与注入水组分分析数据,准确的 PH、不稳定气体组分(CO_2 、 H_2S 等)含量;储层岩石成分;原始温度、随压力条件以及在开发过程中的变化值等。

预测模型在按各模块的要求,输入必要的数
据,即可完成随水质组分、温度、压力改变结垢趋势的预测。

(2)模型特点

实际的预测模型是由溶解度关系方程,溶度积方程、Pitzer 方程和溶解—沉淀平衡方程等九个非线性方程组构成,由沉淀盐的活度系数和 K_{sp} 随温度、压力变化的实验数据建立一个联立方程组,用该方程组计算不同条件下成垢矿物的溶解度。之后采用优化迭代法求解 SO_4^{2-} 做为公用离子时 BaSO_4 、 SrSO_4 、 CaSO_4 发生共同竞相沉淀的情况,通过地层各种不同温度和压力下硫酸盐的过饱和度和沉淀量的计算来预测硫酸盐的结垢趋势,结果可以以图(表)形式输出。

该模型采用多种语言混联技术,引进汉字系统,设计表格、图形输入、输出功能,形成可在微机使用的多功能人机对话系统,其性能和预测结果与国外最新研究成果相比较,是先进和可靠的,对油田进行实际预测,与现场情况相符合。

2. 马岭油田地层硫酸盐结垢趋势预测实例

马岭油田地层水与注入水水质资料如表 5 所示,将其输入预测模型,并输入油田生产中实际条件(表 6),即得到地层结垢趋势的预测结果(图 6~图 9)。

表 5 马岭油田地层水与注入水水质资料

水组分 (mg/L)	地层水	注入水
Na^+	35104	1361
Mg^{2+}	525	33
Ca^{2+}	3309	31
Sr^{2+}	545	0
Ba^{2+}	327	0
Cl^-	65492	479
HCO_3^-	115	157
Fe^{2+}	0	0

可以看出,在地层条件下,当注入水含量占 10% 时 BaSO_4 结垢量最大,之后随着注入水含量的增加 BaSO_4 结垢量减少;当注入水含量达 20%

时, SrSO_4 结垢开始形成,至 45% 时结垢量最大,在油层无 CaSO_4 生成。在井中及地面,结垢主要为 BaSO_4 。

表 6 油田各部位物理参数

油藏静压	20MPa	储层温度	60℃
井底流压	16MPa	井底温度	50℃
井口压力	1.0MPa	井口温度	25℃
地面设备压力	0.1MPa	地面温度	20℃

地层结垢的防治措施及效果

注水地层结垢,直接危害油田生产。多年来,我们在大量室内防垢剂评价筛选、物理化学模型试验的基础上,针对油田生产实际,研究实施几项油田防垢技术,取得良好的效果。

1. 新注水开发油田在注水站投加防垢剂

消除水质上的不相容性,是防止注水地层结垢的根本措施,但限于油田的地理环境和水处理的工艺与成本,目前尚无法做到。因而从注水站投加防垢剂仍为一项防止地层结垢的重要措施。

从 1985 年至今,在长庆马岭油田南二注水站及安塞油田王三注水站投加防垢剂,以解决注水地层的结垢问题。应用的防垢剂视油层物理条件如温度、压力、孔隙特性等与化学条件如地层水 PH、水质情况、岩矿组分来确定。在注水站加药后,选择见水油井进行监测,地层产出水中,成垢离子(如 Ba^{2+})与防垢剂残余浓度呈现良好的依赖关系。从而证明地层与井下结垢得到有效控制,生产稳定,技术上是成功的。

2. 近井地层采用挤注法处理技术

经过三年多大量的室内研究和现场条件下模拟试验,逐步探索并确立了适用于低渗透油田近井地层结垢的挤注法处理技术。

(1)挤注法处理的基本原理

挤注法处理技术的基本原理是将防垢剂挤进井筒周围一定处理范围的地层内,通过吸附作用和络合沉淀反应,防垢剂滞留于多孔介质中,然后随着开井生产,藉其解析于产出水中,缓慢释放,起到长效防垢的目的。

在这一工艺中,用表面活性剂充分洗井,并做为前置液,利用其洗涤、分散、助溶、破乳等多种性能,使其它药剂在地层油水相中良好混溶和顺利运移,充分发挥效力。同时使用溶垢解堵措施,可

获得更佳效果。

(2) 挤注法工艺技术

根据油层结垢特征与程度,来确定挤注处理半径,从理论上讲,处理半径越大越好。但考虑到施工设备与药剂成本,一般选在 2~5m。

药剂浓度按一般资料介绍为 5%~10%,用量依油层厚度、孔隙度及处理半径等计算确定。

对于长庆低渗、低产油田,产液量低,按上述浓度势必加入体积小,难以凑效。所以我们一般配制 0.5%~1%,注入量则为数十方。

挤注处理采用先清后防,简易流程为:

洗井→注前置液→注防垢剂→注顶替液→关井 24h→洗井→下泵生产

(3) 油田现场应用效果及分析

近年来,我们在油田进行了数十井次的现场试验,油井处理成功率 100%。据部分油井统计,已累计增液 25 000m³,增油 7 816t,获得了显著的经济效益。

3. 应用井例

(1) 马岭油田中 240 井因结垢经常进行酸化处理,虽有一定效果,但有效期短,或见效不明显。1992 年 5 月,对该井进行清防垢综合处理,日产液从 4m³ 上升到 49m³,日增油 11t 以上,到年底仍生产正常,累计增液 17 200m³,增油 1 820t(产液动态曲线见图 10)。

(2) 安塞油田王 21-14 井,1990 年 6 月投产,1990 年 12 月修井时,发现井下结垢,主要为 CaCO₃。修井后日产液 2.9m³,产油 2.2t。1991 年 6 月再度修井,仍发现结垢堵塞。1991 年 10 月对该井进行挤注防垢剂处理,产能逐渐恢复,防垢有效期已达 400 天以上,修井周期延长近 3 倍,达到了国外挤注处理有效期一年的同类水平(图 11)。

以上井例,说明挤注法处理技术对近井地层结垢有明显的解堵增产,延长检泵周期的效果。这

一技术在油田进一步推广,显示了防垢解堵恢复油井产能的巨大潜力和良好前景。

结论与认识

1. 通过钻取结垢检查井,取芯鉴定分析,证明注水油层存在新生的垢矿物,类型以膏垢、钡(锶)垢为主。垢矿物产状以粒间孔隙,粗喉道孔隙充填为主,垢矿物可使油层损失 3.3%~10%的孔隙度。

2. 应用微观物理模型与岩芯注水模拟试验研究了结垢的形成规律与分布情况。在油层内部和油井附近,由于可流动的地层水比例越来越高而使结垢对地层的损害愈加严重。岩芯流动试验结果表明结垢可使渗透率下降 11.3%~99.7%。

3. 在物理模型与化学溶度积原理基础上,研制成功预测结垢的数学模型软件系统,对国外文献的大量实例及长庆油田油水样进行系统预测,与实际情况十分吻合。

4. 对于注水地层结垢,采取符合现场实际的化学处理剂及处理工艺,已经取得优良的技术成果和显著的经济效益,油田已基本形成有效的防垢体系。

参考文献

- 1 朱国华. 成岩后生作用对砂岩储层储油物性的影响及其地质意义,内部报告,1982
- 2 黄月明. 陕甘宁盆地南部低渗砂岩的成岩作用及其地质意义,内部报告,1987
- 3 李兆麟. 试验地球化学,南京大学出版社,1987
- 4 Todd A C. Barium and strontium Sulfate Solid—Solution Scale Formation at Elevated Temperature, SPE (FEB. 1992)
- 5 巨全义,管慧珠. 油田开发过程中的化学防垢技术,石油钻采工艺,1990,12(4)
- 6 葛家理. 油气层渗流力学,石油工业出版社,1982 年 4 月第 1 版

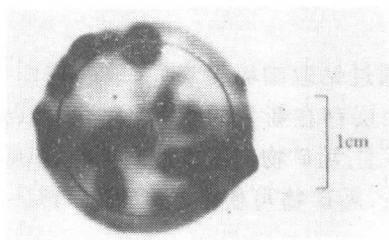


图 1 N6 样品岩芯内部结垢 CT 图



图 2 N9 样品高岭土表面重晶石垢

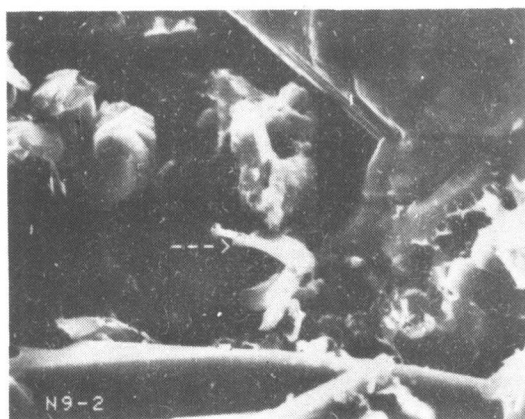


图 3 粘土表面生成的石膏垢

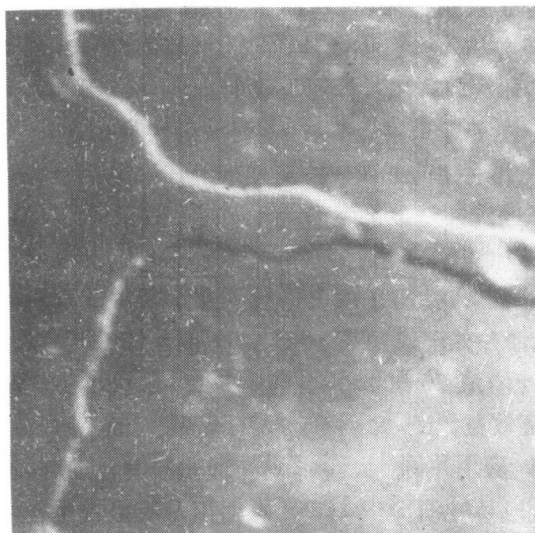


图 4 堵塞在喉道处的垢晶体



图 5 孔壁上新生长的垢晶体

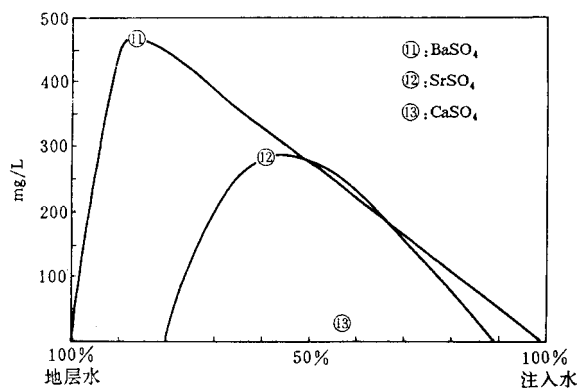


图 6 油藏硫酸盐结垢趋势预测
(模拟地层水, 洛河层注入水)

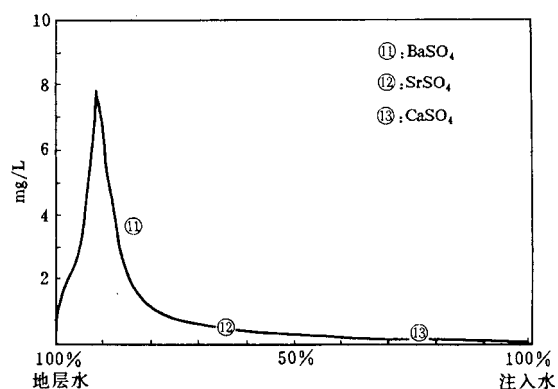


图 7 表皮硫酸盐结垢趋势预测
(模拟地层水, 洛河层注入水)

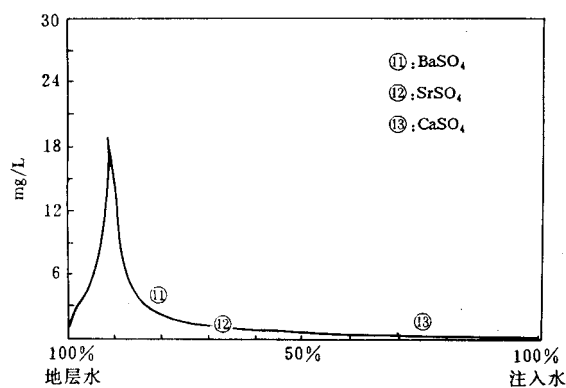


图 8 井中硫酸盐结垢趋势预测
(模拟地层水, 洛河层注入水)

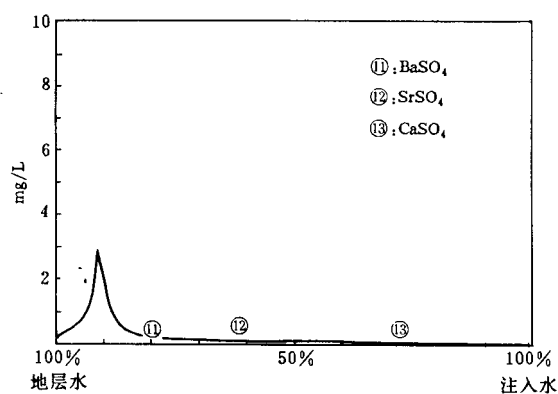


图 9 地面硫酸盐结垢趋势预测
(模拟地层水, 洛河层注入水)

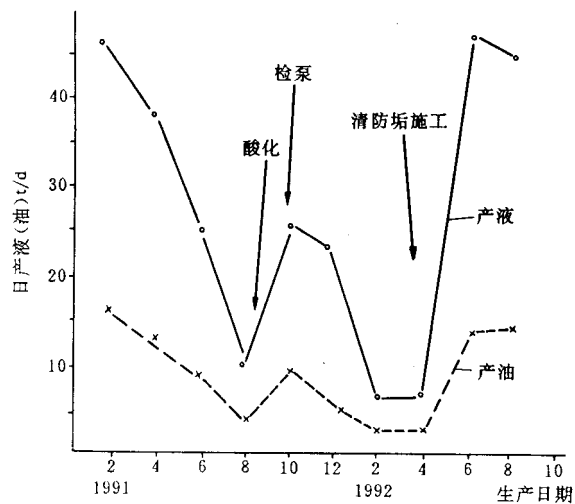


图 10 中 240 井清防垢施工前后产液动态

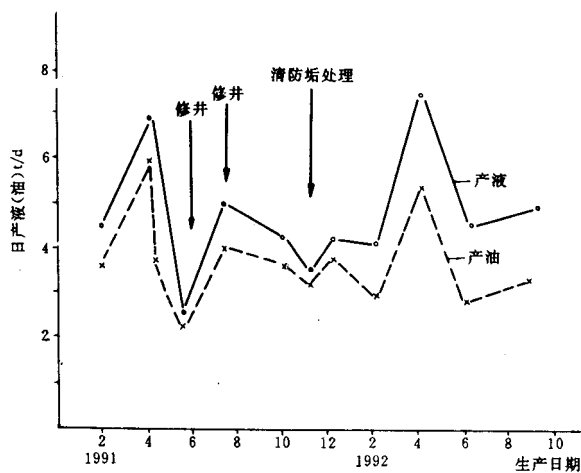


图 11 王 21-14 井施工前后生产动态

石油物探局制图印刷厂
照排印刷