

文章编号: 0253- 9985(2004) 01- 0097- 05

油田注水开发中水源混配防垢技术

潘爱芳^{1,2}, 曲志浩¹, 马润勇³

(1. 西北大学地质学系, 陕西西安 710069; 2. 西安建筑科技大学理学院, 陕西西安 710055;

3. 长安大学地质工程与测绘学院, 陕西西安 710054)

摘要: 为解决油田结垢伤害问题, 国内外采用了多种除垢方法, 如加防垢剂、酸洗除垢、高压射水流除垢等, 并针对不同油田、结垢特点开发了不同的除垢、防垢产品。但到目前还没有一种经济实用、简单易行、高效无污染的方法。水源混配防垢技术是将地层水或油田污水与注入水混合, 在地表以最佳比例混配, 用 $\text{Ca}(\text{OH})_2$ 溶液调节 pH 值, 当 pH 值大于 8.35, 溶液中 Ca^{2+} , Ba^{2+} , Sr^{2+} , Fe^{3+} , Fe^{2+} 等阳离子和 OH^- , CO_3^{2-} , HCO_3^- , SO_4^{2-} , S^{2-} 等阴离子发生反应, 全部生成沉淀。一方面可去除水中的成垢离子, 避免地层水和注入水在油层内相遇结垢, 达到保护油层的目的; 另一方面, 使铁进入腐蚀钝化区, 防止输水管道的结垢与锈蚀。通过模型实验研究, 该方法不仅可防止油层结垢伤害、输水管道的结垢与锈蚀, 实现油田污水的再利用, 大大降低采油成本, 而且也适用于各种油田的注水开发。

关键词: 结垢机理; 注入水; 油田污水; 防垢措施; 水源混配

中图分类号: TE 357. 61

文献标识码: A

Scale control through water mixing in waterflooding oilfields

Pan Aifang^{1,2} Qū Zhihao¹ Ma Runyong³

(1. Geological Department of Northwest University, Xi'an, Shaanxi; 2. Xi'an University of Architecture and Technology, Xi'an, Shaanxi;

3. College of Geological Engineering and Geometry, Chang'an University, Xi'an, Shaanxi)

Abstract: Scale control through water mixing is an economically applicable, simple, highly effective and pollution free technology. Injection water is mixed with formation water or produced water in optimum proportion at surface. $\text{Ca}(\text{OH})_2$ solution is used to control pH value. All the cations, such as Ba^{2+} , Ca^{2+} , Fe^{3+} , Fe^{2+} and Sr^{2+} and anions, such as OH^- , CO_3^{2-} , HCO_3^- , SO_4^{2-} and S^{2-} will be precipitated from the solution through reaction when the pH value in the mixed water is above 8.35. On the one hand, the scale-forming ions are removed and scaling is prevented when formation water mix with injection water in oil reservoir, so as to protect the oil reservoir. On the other hand, iron would be in a passivation state of corrosion, and water pipeline would be prevented from scaling and rusting. Experimental studies show that this technology can not only control scaling and damaging of oil reservoir and scaling and rusting of water pipeline, so as to realize reutilization of produced water and to reduce production cost, but is also applicable for waterflooding in various oilfields.

Key words: scaling mechanism; injection water; produced water; scale prevention; water mixing

结垢是油田注水开发过程中产生油层伤害的常见问题。油田结垢的最主要原因是油田开采时注入水与地层水的不配伍, 导致注入水中所含的成垢阴离子与地层水中的成垢阳离子相遇而产生沉淀, 并沉积在油层中以及集输管道内, 形成各种

类型的油田结垢。目前采用的主要是加防垢剂、除垢剂结合机械方法以达到防垢、除垢的目的。由于不同油田中成垢离子的种类不同, 所使用的除垢、防垢方法也不同, 因此进一步增大了除垢难度。尽管国内外已有不少关于油层结垢的研究报

道^[1~5],但至今尚未寻找到一种经济实用、简单易行,且普遍适用于各种油田的除垢、防垢方法。许多研究者认为,把两种或两种以上不配伍的水相混合是非常错误的,因此人们通常认为,在实际操作中应尽量避免两种水混合注入^[6,7]。作者以为^[8],正因为如此,反而可以利用地层水或油田污水作为除垢的沉淀剂,使地层水与注入水在流入输水管道之前,以能够实现沉淀完全的比例混合,使成垢的阴阳离子提前完全沉淀,从源头上消除成垢源物质,防患于未然。

1 机理分析

1.1 注水开发油田结垢机理

注水开发过程中,影响注水系统结垢的因素很多,当 HCO_3^- , CO_3^{2-} , SO_4^{2-} 等阴离子, Mg^{2+} ,

Ca^{2+} , Sr^{2+} , Ba^{2+} 等阳离子存在时就会形成 BaCO_3 , SrCO_3 , MgCO_3 , CaCO_3 , CaSO_4 , MgSO_4 , SrSO_4 , BaSO_4 等沉淀^[9,10],这是注水开发中油田结垢的内因;而温度、压力、pH 值等物理化学因素的变化是外因。如果能够将成垢的阴离子、阳离子除去,无论外因如何变化,结垢都不会再产生,除垢、防垢的问题也就不再成为难题了。

某油田地层水及注入水水质分析结果(表 1)显示,油田地层水成垢阳离子为 Ca^{2+} , Ba^{2+} , Sr^{2+} 等,注入水中成垢阴离子主要为 SO_4^{2-} 和少量的 HCO_3^- ,如果地层水和注入水在地层中相遇,必然生成 CaSO_4 , BaSO_4 , SrSO_4 等沉淀。当温度压力等物理化学条件发生变化时,也可能产生少量的 CaCO_3 , BaCO_3 , SrCO_3 等沉淀。

表 1 某油田水质分析结果

Table 1 Results of water analysis in an oilfield

水类型	不同离子含量/($\text{mg}\cdot\text{L}^{-1}$)								矿化类型	总矿化度
	$\text{K}^+ + \text{Na}^+$	Ca^{2+}	Mg^{2+}	$\text{Ba}^{2+} + \text{Sr}^{2+}$	Cl^-	SO_4^{2-}	HCO_3^-	CO_3^{2-}		
地层水	37 684	4 759	8 422	2 167	69 970	0	185	0	CaCl_2	115.607
注入水	1 401	260	164	0	1 066	2 659	120	0	Na_2SO_4	5.67

1.2 水源混配防垢法防垢机理

将地层水和注入水分别进行水质分析,计算二者的混合比例,使其混合后所含的成垢阴、阳离子能够进行完全反应沉淀。按计算比例,将地层水和注入水混配,再用 $\text{Ca}(\text{OH})_2$ 调整 pH 值,使 pH 值大于 8.35。水中会不断析出碳酸钙沉淀,直至完全沉淀。此时,铁进入腐蚀钝化区,防止了管道的腐蚀,可在除垢的同时,也有效保护了集输管线及其采油设备。

由于在注入水开发中,要不断向储层中注水,储层中地层水的各种离子含量处于动态变化中,因此,在使用本方法时,要定期分析地层水或油田污水,进行相应的模拟实验,根据水中各种离子含量的变化,改变水源混配比例,使其达到一个动态平衡,以确保最大限度地去除成垢离子。

2 试验研究

2.1 水源混配实验

2.1.1 实验方法及步骤

实验方法:用地层水和注入水以不同的比例

混合,找出地层水与注入水混合后结垢最大的比例。

试验优点:具有快速、简单、可同时进行大批量试验等。

实验步骤如下:

1) 将地层水与注入水以不同比例混合(表 2),观察沉淀情况。滤出清水并将沉淀物沉降,阴干称重;

2) 将滤出的清水(以下称混合水)加热到接近油层温度,观察沉淀情况;

3) 向混合水中加入 $\text{Ca}(\text{OH})_2$,调节溶液的 pH 值,观察沉淀情况;

4) 向不同比例的混合水中分别滴加地层水,观察沉淀情况;

5) 向不同比例的混合水中分别滴加注入水,观察沉淀情况。

2.1.2 实验结果及分析

1) 常温常压下,地层水和注入水以任何比例相混合均可产生白色沉淀(表 2)。

2) 滤出的清水不调节 pH 值时,加热到接近真

表 2 地层水与注入水以不同比例混合后沉淀特征

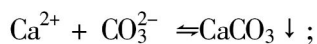
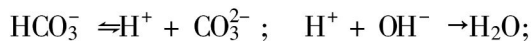
Table 2 Characteristics of precipitation after mixing formation water and injection water in different proportions

混配水型	(地层水:注入水) 不同比例下的结垢量/mg					
	1:2	1:3	1:4	1:5	1:6	1:7
地层水与注入水相遇	120.00	124.10	126.65	126.65	126.65	126.65
地层水与混合水相遇	-	-	-	60.98	105.33	120.98
注入水与混合水相遇	126.55	98.59	-	-	-	-

注:“-”无沉淀产生。

实油层温度后又有少量白色沉淀产生。原因是 pH 值小于 8.35 时, 水中几乎没有 CO_3^{2-} , 全部以 HCO_3^- 离子的形式存在。而金属离子与 HCO_3^- 离子结合生成的盐类, 溶解度很大, 故不会析出沉淀^[11]; 但当温度升高时, CO_2 从水中逸出, 当 pH 值大于 8.35 时, 会有沉淀析出。

3) 调节溶液 pH 值, 使 pH 大于 8.35, 部分 HCO_3^- 与碱反应生成 CO_3^{2-} 离子, 则有以下化学平衡



由于溶液中有足量的 Ca^{2+} 存在, 使得碳酸钙沉淀不断析出, 化学平衡向右移动, 直到 HCO_3^- 全部转变为 CO_3^{2-} 并与 Ca^{2+} 形成 CaCO_3 沉淀, 则能够同时除去水中的 CO_2 , HCO_3^- , CO_3^{2-} , 使碳酸盐和重碳酸盐在流入输水管道前沉淀而被消除。

4) 地层水与注入水以 1:4 的比例混配后, 产生的沉淀量最大, 达 126.65 mg (表 2)。此时结垢程度亦最高。将 pH 值调成大于 8.35, 溶液中 Ca^{2+} , Ba^{2+} , Sr^{2+} , Fe^{3+} , Fe^{2+} 等阳离子与 OH^- , CO_3^{2-} , HCO_3^- , SO_4^{2-} , S^{2-} 等阴离子可相互反应, 全部生成沉淀, 静止 1 h, 沉淀完全沉降。

5) 试验结果 (表 2) 显示, 以 1:4 的比例混配地层水与注入水, 并将 pH 值调节至大于 8.35 后, 将滤出清水再加入注入水、地层水或加温到真实油层温度, 均不产生沉淀。

2.2 微观模型流动实验

2.2.1 实验设备及实验模型

实验设备包括: 1) 显微摄像、照相系统 (主体为高级体视显微镜, 配有摄像机、录像机、监视器、照相机等, 可以随时观察模型中流体的运行状态, 也可以随时录像、照相); 2) 加压测试系统 (采用氮

气瓶或电子蠕动泵加压, 用数字压力仪测量压力); 3) 辅助设备 (机械真空泵、721 分光光度计、数字浊度仪、过滤装置、加热装置等)。实验流程如图 1 所示。

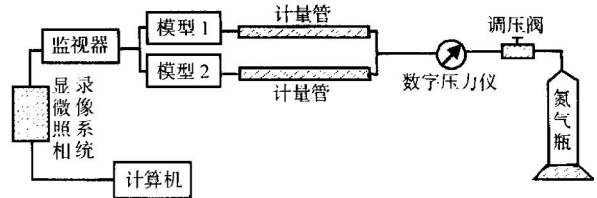


图 1 微观模型流动实验流程装置图

Fig. 1 Installation diagram of flow experiment with microvisual models

试验模型的选取: 采用真实砂岩微观模型制作技术^[12], 制造出真实砂岩微观孔隙模型。模型尺寸为 $2\text{ cm} \times 2\text{ cm} \times 0.35\text{ cm}$ 。

2.2.2 地层水、注入水反复驱替实验

用油田真实地层水、注入水和真实砂岩微观孔隙模型, 进行注入水与地层水之间的反复驱替实验后, 将模型置于显微镜下观察成垢特征。

注入水驱地层水到 3~4PV (PV: 注入水孔隙体积倍数) 时, 镜下即可看到有细小的白色垢晶生成, 部分生长在喉道表面, 另一部分随流体运移, 使渗透率和驱油效率降低。反复驱替实验后, 有大量白色沉淀生成, 成垢晶体达 $2\sim 3\text{ }\mu\text{m}$, 垢晶体呈流纹状分布 (图 2)。尤其是入口处由于孔隙较大, 地层水滞留多, 注入水经过量多, 结垢量也较多, 且结垢物分布量由大到小。在石英颗粒、矿物



图 2 模型孔隙内形成的白色垢 (照片)

Fig. 2 White scales formed in pore space of the model (photo)

颗粒乃至胶结物表面都形成了白色斑点状垢晶体(图 3)。矿物颗粒间较大孔隙中还可形成晶簇。成垢物的沉积,使原来的大孔隙变成了小喉道;原

来的小喉道绝大部分被完全堵塞;原来的大通道中生长出晶簇。这使得流体在运移过程中受到较大阻力,导致渗透率大幅下降(图 4)。

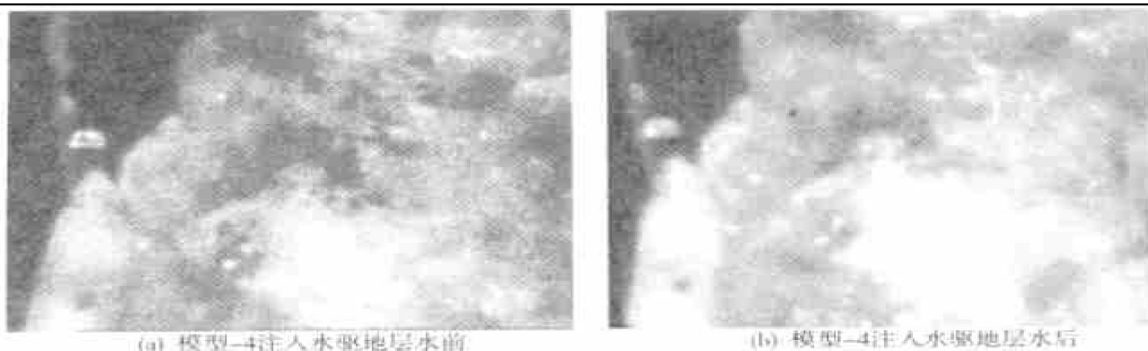


图 3 注入水驱替地层水前、后模型孔隙特征对比图(照片)

Fig. 3 Comparison of pore features in the model before and after injection water displacing formation water (photo)

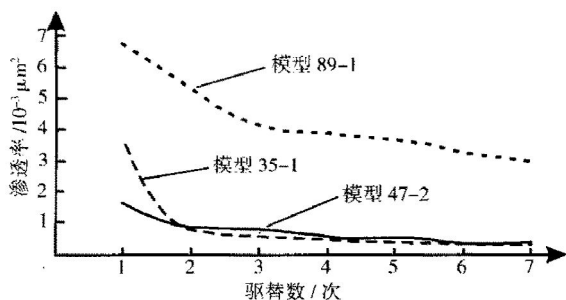


图 4 注入水-地层水反复驱替渗透率变化图

Fig. 4 Variation of permeability when repeatedly displacing formation water with injection water

2.2.3 混合水、注入水反复驱替实验

用经处理后的混合水和真实砂岩微观孔隙模型,进行反复驱替实验后,将模型置于显微镜下观察成垢特征。结果未见结垢现象发生,模型渗透率保持稳定(图 5)。

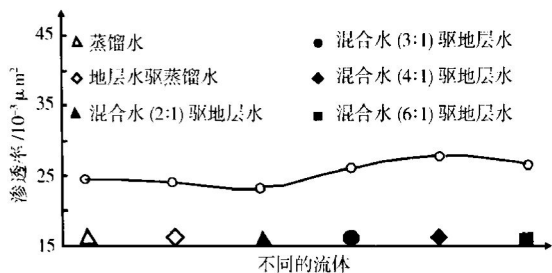


图 5 不同比例混合水驱地层水渗透率变化图

Fig. 5 Variation of permeability when displacing formation water with mixed water in different proportions

2.2.4 实验结果分析

1) 未经处理的注入水驱地层水,或注入水和地层水相互反复驱替,均形成白色结垢。结垢量与驱替次数成正比。

2) 注入水驱地层水 3~4PV 后,模型渗透率最多降低达 41.6%,平均降低 23.8%;注入水与地层水相互反复驱替两次后,渗透率出现大幅度下降,最高降幅达 83.1%,平均降低 53.1%;相互反复驱替 6 次后,渗透率最高降低幅度达 96.4%,平均降低 79.9%,见表 3。

3) 用处理之后的混合水,对模型进行地层水与混合水反复驱替后置于镜下观察,未见结垢物生成,渗透率保持稳定。

3 结论

1) 水源混配防垢法突破了传统的防垢、除垢思路,把地层水或油田污水作为除垢的沉淀剂,在地表提前消除混合水中的成垢离子,提前对硫酸盐垢、碳酸盐垢、铁的化合物等各种成垢物进行一次性清除,使得这些成垢物在油层与输水管线中不再出现。

2) 这种防垢方法,消除了注入水中的成垢离子,等于消除了结垢的内因。因此,不管外界的物理化学条件如何变化,都不再会发生沉淀。所以不再受温度、压力等各种外界因素的影响。

3) 由于所用的除垢沉淀剂来自油田自身,因此,对各类注水开发油田都适用。

表 3 注入水与地层水反复驱替后渗透率表

Table 3 List of permeability after repeatedly displacing formation water with injection water

流体类型	饱和地层水	注入水	地层水	注入水	地层水	注入水	地层水	注入水	地层水
驱替数/次	—	1	2	3	4	5	6	7	8
体积/PV	2	4	2	4	2	4	2	4	2
渗透率 $/ (10^{-3} \mu\text{m}^2)$	模型 1	7.37	6.68	5.30	4.11	3.95	3.64	3.32	2.99
	模型 2	4.68	3.52	0.79	0.48	0.37	0.21	0.17	0.18
	模型 3	1.74	1.58	0.87	0.84	0.58	0.54	0.21	0.26
渗透率降低 百分比/%	模型 1	—	9.4	28.1	44.2	46.4	50.6	55.0	59.4
	模型 2	—	24.8	83.1	89.7	92.1	95.5	96.4	96.2
	模型 3	—	9.2	50.0	51.7	66.7	69.1	88.2	85.3

4) 当 pH 大于 8.35 时,铁进入腐蚀钝化区,防止了铁的腐蚀,保证了除垢的同时,有效保护了输管线及其采油设备。

5) 储层岩石中所含的多数成垢离子矿物,容易在酸性介质中与地层水发生反应。经处理后的混合水呈弱碱性,可有效抑制水岩反应的发生,使储层岩石的成垢离子不再频繁地从岩石中溶解而进入地层水。地层水中成垢离子的浓度将不再随注水开发进程而增大,使其步入良性循环轨道。

6) 该方法不但防止了油层结垢伤害的产生,解决了集输管线及其采油设备的结垢与锈蚀问题,还可以实现油田污水再利用,从而大大降低采油成本。不失为一个较为理想的、经济实用、切实有效的防垢方法。

参 考 文 献

1 舒福昌,余维初,梅平. 宝浪油田注水结垢趋势预测及试验验证[J]. 江汉石油学院学报,2000,22(3): 87~ 89

2 关德,杨寨,魏光华. 油田注水系统结垢趋势预测及防垢研

究[J]. 油田化学,2001,18(2): 136~ 138

3 刘斌,杨琦,谈士海. 台兴油田注水水质对储层的伤害和对策[J]. 石油与天然气地质,2003,24(1): 87~ 96

4 Paulo J, Mackay E J, Menzies N, et al. Brine mixing complicates Alba field scale management [J]. Oil Exploration Technology, 2001, 99 (35): 79~ 91

5 Dyer S J, Graham G M. The effect of temperature and pressure on oil-field scale formation[J] Journal of Petroleum Science and Engineering, 2002, 35: 95~ 107

6 吴明,雷良才,刘水. 大庆采油五厂注水系统地面管线结垢原因研究[J]. 油田化学,2000,17(4): 321~ 326

7 李洪建,陈一健,王淑娣. SZ36- 1 油田三种水源水混注的实验研究[J]. 西南石油学院学报, 2002, 24(4): 33~ 36

8 潘爱芳,曲志浩,马润勇. 注水开发中油层结垢伤害机理与防治措施[J]. 长安大学学报(地球科学版),2003,25(4): 6~ 8

9 周根陶,郑永飞. 碳酸钙矿物低温化学合成及其同质多象转变矿物学机理研究[J]. 地质科学,2000,5(3): 325~ 335

10 陈友明,王秀兰,沙庆安,等. 室温常压下 $\text{Ca}^{2+} - \text{Mg}^{2+} - \text{HCO}_3^- - \text{H}_2\text{O}$ 体系的试验研究[J]. 地质科学,1979,(1): 22~ 36

11 张汉武,张立桅,林冰,等. 废水处理系统结垢现象的研究[J]. 化工生产与技术,1995,(7): 24~ 28

12 孔令荣,曲志浩. 砂岩微观模型两项驱替实验[J]. 石油勘探与开发,1991,18(3): 22~ 36

(上接第 96 页)

5 王永刚,李振春,邵雨. 利用地震资料预测储层裂缝发育带[J]. 石油大学学报(自然科学版),2000,24(4): 79~ 82

6 周路,白玉雷,李洪辉. 应用地震低速异常带特征研究轮南地区奥陶系古岩溶[J]. 石油勘探与开发,1998,25(1): 29~ 31

7 何发岐,周家驹,云露. 塔里木盆地塔河油田油气勘探新技术[J]. 石油实验地质,2001,23(3): 318~ 323

8 倪逸,杨慧珠,任颖. LDVR 方法在塔里木盆地油气勘探中的应用探讨[J]. 石油地球物理勘探,1998,33(2): 272~ 277

9 唐建明. 塔河油田石炭系储层油气预测方法[J]. 石油地球物理勘探,2002,37(4): 343~ 348

10 阎相宾. 塔河油田奥陶系碳酸盐岩储层特征[J]. 石油与天然

气地质,2002,23(3): 262~ 265

11 李宗杰,王勤聪. 塔北超深层碳酸盐岩储层预测方法和技术[J]. 石油与天然气地质,2002,23(1): 35~ 40

12 唐文榜. 地震反射法中薄煤层分辨能力的研究[J]. 地球物理学报,1987,30(6): 641~ 652

13 李洪辉,周东延,从祝安. 塔里木盆地地震反射异常体及其地质属性初探[J]. 石油勘探与开发,2001,28(2): 50~ 52

14 吴欣松,王福焕. 圈闭评价技术及其在塔里木盆地的应用[J]. 石油大学学报(自然科学版),1999,23(3): 13~ 17

15 李翎,魏斌,贺铎华. 塔河油田奥陶系碳酸盐岩储层的测井解释[J]. 石油与天然气地质,2002,23(1): 49~ 54