

'94 国际石油与石油
化工科技研讨会论文

表面活性剂—碱—聚合物复合驱 及其在油田提高石油采收率的应用

袁 红 楼诸红 杨承志 宋万超
(石油勘探开发科学研究院) (胜利石油管理局)

1994 年 9 月 北京

表面活性剂—碱—聚合物复合驱及其在油田提高石油采收率的应用

摘 要

本文介绍了针对高酸值原油、石蜡基原油进行的表面活性剂—碱—聚合物复合驱研究,探讨了碱及不同类型表面活性剂复配对体系界面张力性质的影响及作用机理。研究所得的两种(ASP)复合体系,分别采用了石油磺酸钠与非离子表面活性剂(triton 系列),及石油磺酸钠与石油羧酸钠的复配表面活性剂。当表面活性剂总浓度低于 0.5%(重量)时,瞬态界面张力可达 10^{-4} mN/m,平衡界面张力可达 $10^{-3} \sim 10^{-2}$ mN/m,;同时,这两种体系的驱油效率都达到了微乳状液体系驱油的水平,但化学剂用量却降低了 10 倍以上。在胜利油田孤东小井距试验区成功地实施了我国首例 ASP 先导试验,结果表明石油采收率进一步增加,油井综合含水显著降低。

前 言

表面活性剂—碱—聚合物(ASP)复合驱油技术是近年来发展起来的一种三次采油新技术。众所周知,表面活性剂驱油尽管驱油效率高,但驱油剂中的表面活性剂成本太高;碱水驱能同酸性原油就地生成表面活性剂,因而成本低,但由于驱替过程中的碱损耗大,粘性指进严重,至今未有成功的先例;同样,聚合物驱油虽能提高波及效率进而提高采收率,然而却不能降低残余油饱和度。表面活性剂—碱—聚合物复合驱技术试图综合上述三种化学驱的优点,弥补单一化学驱油技术的不足,大量研究表明^[1~8],在复合驱油剂体系中,碱与原油中酸性物质产生的表面活性剂与加入的表面活性剂之间,碱与表面活性剂,及它们同聚合物之间存在有复杂的关系,驱油剂中有机添加剂与无机添加剂之间制约、控制表面活性剂在各相态中的分配,及其在界面上的排列,从而可以制约控制超低界面张力的形成,碱又影响驱油剂在岩石中的消耗,因此,合理的调配它们之间的关系,可以得到高效率的体系。

化学驱替过程中,驱替水溶液与原油之间的界面张力(IFT)与化学剂的组成和原油性质密切相关。本文介绍了高酸值与蜡基原油的表面活性剂—碱—聚合物复合驱体系配方的研究;对蜡基

油,ASP 体系中的复合表面活性剂是由石油羧酸盐和石油磺酸盐配伍而成;对酸性原油,由于石油中含有天然有机酸,碱能同其就地形成石油酸皂,同时采用了非离子表面活性剂(triton)系列同适当的石油磺酸盐配伍。通过调节溶液的 pH 值和溶液的离子强度控制复合表面活性剂分子在石油—表面活性剂溶液界面上的分布和界面吸附层的结构以形成超低界面张力。研究得到的两种 ASP 体系,当表面活性剂浓度低于 0.5%(重量)时,瞬态界面张力低于 10^{-4} mN/m,平衡界面张力可达到或低于 $10^{-3} \sim 10^{-2}$ mN/m。同时,驱油试验表明,两种体系的驱油效率都达到了微乳液体系的水平,但化学驱油剂的用量却降低了 10 倍以上。

在胜利油田孤东小井距试验区实施了我国首例 ASP 复合驱先导试验,结果表明石油采收率明显增加,油井含水显著降低。

实 验

界面张力测量:采用美国 Texa500 型及德国 Kruss 公司生产的 Site04 型旋滴界面张力仪。

粘度测量:应用美国 Brookfield 型 RTV 粘度计测定。

表面活性剂:石油羧酸盐表面活性剂(FYG),石油磺酸盐表面活性剂(CY—1,FSP,TSP,AQY 等),非离子表面活性剂(OP 系列),

碱剂:氢氧化钠,碳酸钠,硅酸钠;

聚合物:美国 Pfizer 公司的 3330S、1275A 及 3430 部分水解聚丙烯酰胺。

原油:酸性原油——取自胜利油田孤东小井距试验区,原油酸值为 3.11KOHmg/g;平均油层温度 68℃;

蜡基原油——取自大庆油田西南库脱气原油,平均油层温度 45℃,地下原油粘度 8.6~10.6mPa.s。

实验用平均地层水组成见表 1。

表 1 平均油田地层水组成

组份	大庆油田, g/L	胜利孤东油田, g/L
NaCl	2.294	2.451
KCl	0.013	—
CaCl ₂	0.042	0.033
MgCl ₂ · 6H ₂ O	0.017	0.042
Na ₂ SO ₄	0.075	0.018
NaHCO ₃	1.860	0.679
Na ₂ CO ₃	—	0.058
总矿化度	4,456	3,281

结果与讨论

1. 高酸值原油的 ASP 复合驱体系溶液性质

(1)表面活性剂筛选与复配表面活性剂体系研究

对酸值较高的胜利油田孤东原油,通过固定聚合物 3530 浓度 1000ppm,碱为 1.0%Na₂CO₃,在油层温度 68℃,3281ppm 盐水条件下,测定界面张力,对十几种石油磺酸钠产品进行了研究筛选,其中以 CY—1 型石油磺酸钠的界面张性质最为理想。

图 1 是不同浓度的 CY—1 型石油磺酸钠——1.0%Na₂CO₃——1000ppm3530 聚合物体系的动态界面张力曲线。当 CY—1 的浓度为 0.1%~0.5%范围内时,界面张力最低值均处在 10⁻³~10⁻⁴mN/m 范围内。尤其当 CY—1 的浓度为 0.5%时,界面张力最低值为 6.5×10⁻⁴mN/m。界面张力均在 30 分钟内达到最低值。稳态界面张力可达到 10⁻³mN/m 数量级。

大量的室内研究^[8~10]表明:阴离子表面活性剂石油磺酸盐与非离子表面活性剂之间存在着很好的协同效应。为此,我们研究了 CY—1 石油磺酸钠和 OP—10 非离子表面活性剂的复配作用。

图 2 为 CY—1 与 OP—10 按不同比例复配时,复配表面活性剂——碱(1.0%Na₂CO₃)——聚合物(1000ppm3530)复合体系与孤东原油间的瞬态最低界面张力随复配比变化曲线。由图可见, CY—1 与 OP—10 复配后,其三元复合体系与原油间的动态界面张力最小值比单独采用 OP—10 的体系要低;当 CY—1 与 OP—10 按 1:1 复配时,动界面张力最小值为 9.65×10⁻⁴mN/m, CY—1 与 OP—10 按 3:1 复配时,动界面张力最小值为最低,为 4.06×10⁻⁴mN/m。复配表面活性剂体系的界面张力性质与两种活性剂的复配比例密切相关。

(2)碱对复合体系界面张力性质影响

图 3 为碳酸钠浓度分别为 0.5%,0.8%,1.0%,1.2%的碱水溶液与胜利油田孤东原油之间的动态界面张力曲线。由图可知:在不使用表面活性剂的情况下,碱剂(Na₂CO₃)可降低油水界面张力,随碱浓度增加,界面张力降低幅度增加;当 Na₂CO₃ 的浓度为 1.0%—1.2%时,体系的油水界面张力最低值可降至 10⁻²mN/m 范围,随时间的延长,界面张力上升幅度不是很大。

图 4 为 1.0%Na₂CO₃ 与不同浓度的 3530 聚合物组成的二元复合体系与胜利原油之间的界面张力曲线。同样也可以看到:当聚合物浓度为 1000ppm 时,油水相一接触界面张力就处于 6×10⁻²mN/m 左右,虽后,略有上升,但幅度不大,界成张力变化比较平稳。

综上所述:对于酸性原油,尽管碱可同石油中所含有的机酸就地生成石油酸皂类表面活性物质,降低油水界面张力,但单纯的碱降低体系油水界面张力的能力是有限的。

与前述的 CY—1—1.0%Na₂CO₃——1000ppm3530 聚合物,及 CY1—1——OP—10——1.0%Na₂CO₃——1000ppm3530 聚合物两个 ASP 三元复合体系的界面张力性质比较可以看到:引入表面活性剂的 ASP 复合体系,油水瞬态最低界面张力可进一步降至 10⁻⁴mN/m 数量级,平衡界面张力也降至 10⁻³mN/m 数量级;可以说碱同原油中的有机酸形成的石油酸皂与表面活性剂之间的协同效应是显著的,它们之间协同作用,使得表面活性剂在油水界面上吸附与排列更有利于形成超低界面张力。

2. 石蜡基原油的 ASP 复合驱油体系溶液性质研究

(1) 石油羧酸盐表面活性剂及其与石油磺酸盐复配体系研究

对于酸性组份含量极少的石蜡基大庆原油, 针对其原油组成结构特点, 在平均油层温度 45°C , 平均地层水矿化度为 4456mg/l 条件下, 对石油羧酸盐(FYG)表面活性剂, 三种石油磺酸钠, 及石油羧酸钠与石油磺酸钠表面活性剂复配体系与蜡基油之间的界面张力性质进行了研究。

图 5 为 1.0% 的 FYG 分别与两种不同的碱 ($1.0\%\text{Na}_2\text{CO}_3$, $1.5\%\text{Na}_2\text{CO}_3$) 形成的二元复合体系的界面张力随时间变化情况。由图可以看到: 对于碱型为 $1.0\%\text{NaOH}$ 的二元复合体系, 其油水界面张力在 2 分钟即达到最低值 $1.4 \times 10^{-3}\text{mN/m}$, 随后界面张力迅速上升, 并大于 1mN/m ; 而对于 $1.5\%\text{Na}_2\text{CO}_3$ — $1.0\%\text{FYG}$ 复合体系, 其油水界面张力在 1 分钟时为最低值 $2.3 \times 10^{-2}\text{mN/m}$, 随后界面张力上升至 10^{-1}mN/m 数量级。比较上述两个体系可以看到: 体系的 pH 值, 对羧酸盐表面活性剂体系的界面张力性质影响显著, 强碱(高 pH 值)条件下石油羧酸盐表面活性剂体系与石蜡基大庆原油间的瞬态界面张力最低值可达到 10^{-3}mN/m 数量级, 即高 pH 值条件对低张力的形成更为有利。这一现象可以认为是与石油羧酸盐在强碱的环境中进一步皂化, 使得体系的 RCOO^- 浓度增加, 与原油接触后, 更有利于其界面吸附层的形成。我们利用这一特点, 通过调节体系的 pH 值, 控制表面活性剂分子油水界面上的分布, 以形成所需的超低界面张力。石油羧酸盐 FYG 体系的油水界面张力在达到最低值后迅速上升的现象, 一方面与大庆原油高含蜡的特点有关, 另一个重要的因素则在于 FYG 型石油羧酸盐表面活性剂的非极性基团部分的结构有关, 其界面吸附膜结构不够牢固, 极易破坏, 表现出界面张力在达到最低后迅速上升。

考虑到羧酸盐类表面活性剂具有价格低廉, 来源广, 其水溶性通常比相同分子量分布的石油磺酸盐好的特点, 并可通过调整体系的 pH 值控制表面活性剂分子在油水界面上的分布。因此, 它同适当结构的石油磺酸钠的配伍有可能进一步调节表面活性剂在界面层的排列与分布。

图 6 为碱剂分别为 $1.0\%\text{NaOH}$ 与 $1.0\%\text{Na}_2\text{CO}_3$ 时, $0.5\%\text{FYG}$ 与 $0.5\%\text{CY-1}$ 复配表面活性剂体系的界面张力随时间变化曲线。由图可知:

1) 碱 ($1.0\%\text{Na}_2\text{OH}$ 或 $1.0\%\text{Na}_2\text{CO}_3$) 与复配表面活性剂 FYG—CY—1 组成的复合体系与原油接触后, 在较短的时间内油水界面张力最低值即可达到 10^{-4}mN/m 数量, 随后界面张力上升, 但在 70—90 分钟内体系的界面张力仍可维持在 10^{-2}mN/m 数量级, 即通过与 CY—1 复配, 延长了维持低张力的时间, 使 FYG 体系的界面张力性质得到了改善。

2) 碱性的强弱, 对 FYG 石油羧酸盐与 CY—1 石油磺酸盐复配表面活性剂体系界面张力性质影响较对单一石油羧酸盐体系的影响要小。

图 7 是碱为 $1.5\%\text{Na}_2\text{CO}_3$ 表面活性剂总浓度为 1.0% 时, 复合体系的最低界面张力值与表面活性剂复配比关系曲线。由图可知, FYG 与 CY—1 的复配比在 $1:4 \sim 4:1$ 较宽的范围内均可获得 $10^{-4} \sim 10^{-3}\text{mN/m}$ 数量级的超低界面张力。

(2) 石蜡基原油的 ASP 复合驱油体系中碱的作用机理研究与碱型选择

我们曾试验了单纯的 $1.0\%\text{NaOH}$ 及 $1.5\%\text{Na}_2\text{CO}_3$ 水溶液与原油间的界面张力性质, 结果表明其油水界面张力均大于 1mN/m , 说明大庆这种典型的石蜡基原油中可与碱反应就地形成表面活性剂的酸性含量物质极少。同样, 单一的 $1.0\%\text{CY-1}$ 石油磺酸盐与 $1.0\%\text{FYG}$ 石油羧酸盐水溶液与大庆原油之间的界面张力也均大于 1mN/m 。由前述研究可以看到碱与石油羧酸盐, 碱与石油磺酸盐, 及碱与石油羧酸盐—石油磺酸盐组成的 AS 复合体系的油水界面张力最低值却可达到 $10^{-3} \sim 10^{-4}\text{mN/m}$ 的超低范围, 可以说碱与表面活性剂之间存在着显著的协同效应。那么对蜡基油而言, 碱在降低复合体系, 特别是碱与石油磺酸盐复合体系与原油间的界面张力过程中的作用是什么呢?

表 2 不同浓度无机盐的离子强度 I 计算结果

	Na_2CO_3			NaOH	NaCl
百分比浓度	0.5%	1.0%	1.5%	1.0%	1.5%
离子强度 I	0.14	0.28	0.43	0.25	0.26
PH	10.1	10.3	10.5	13.4	7.0

图 8 是 CY—1 石油磺酸盐分别与不同浓度的 Na_2CO_3 , 以及与 $1.0\%\text{NaOH}$, $1.5\%\text{NaCl}$ 组

成的复合体系界面张力随时间变化情况。不同浓度碱的 pH 值,与无机的离子强度计算结果见表 2。

由图 8 可以看到:

1) 随 Na_2CO_3 浓度增加,体系的瞬态最低界面张力显著降低,即由 10^{-2} 降至 $10^{-4} \sim 10^{-5} \text{mN/m}$ 数量级。 Na_2CO_3 溶液体系 pH 值随碱溶度增加变化并不很显著 ($10.1 \sim 10.5$),但离子强度由 0.14 增加至 0.43。

2) 同样,比较 0.5%CY—1——1.0% Na_2CO_3 (pH10.3) 及 0.5%CY—1 石油磺酸盐——1.0% NaOH (pH13.0) 两个复合体系,后者 pH 值较前者高很多,但离子强度 I 值很接近 (0.25~0.28),其界面张力性质也类似。

3) 以相同离子强度的 NaCl 代替碱,尽管 pH 只有 7,但体系的最低界面张力同样达到 10^{-4}mN/m 数量级。

综上,我们认为对蜡基油,当碱与石油磺酸盐复配时,碱的主要作用在于改善体系含盐度,或者说改善体系的离子强度,从而调节表面活性剂分

子在油水相的平衡分布,当表面活性剂在油相与水相中的分配比接近 1 时,油水界面张力值最低。

基于上述研究,在确定使用石油羧酸盐 (FYG) 与石油磺酸钠 (CY—1) 复配表面活性剂之后,对蜡基油的 ASP 复合驱油体系配方中碱剂的选择,通过大量研究我们最终确定 0.28%NaOH 与 1.2% Na_2CO_3 的混合碱为最佳,一方面通过加入少量的强碱 NaOH 使体系具有适当高的 pH 值,有利于改善石油羧酸盐表面活性剂的分配比;另一方面使用较高浓度的 Na_2CO_3 ,从而增加了体系的含盐度,则有利于控制石油磺酸盐的分配比,从而使 ASP 复合体系具有最佳的溶液性质。

3. 岩心驱替试验

分别取胜利油田孤东小井距试验区与大庆油田洗油后油砂,干燥后模拟试验区油层参数,将油砂填充于聚四氟乙烯和不锈钢制作的岩心夹持器中,在模拟油层温度,地层水、注入水矿化度条件下,进行岩心驱油试验,以检验最佳 ASP 复合体系的驱油效果,并对注入段塞方式进行对比,主要实验参数及结果见表 3,由表 3 可见:

表 3 岩心驱油试验参数及结果

		胜利孤东原油		大庆原油		
		1	2	1	2	3
绝对渗透率(md)		2990	3019	962	961	934.7
原始油饱和度($S_{oi}\%$)		77.80	71.72	63.4	69.0	69.4
注入速度(ml/h)		14.0	14.0	12.0	12.0	12.0
驱油剂组成		① $\begin{cases} S 0.4\% \\ A 1.0\% \end{cases}$ ② $\begin{cases} S 0.4\% \\ A 1.0\% \\ P 0.1\% \end{cases}$ ③ $P 0.1\%$	① $\begin{cases} S 0.40\% \\ A 1.0\% \\ P 0.1\% \end{cases}$ ② $P 0.08\%$	① $\begin{cases} A 1.48\% \\ S 0.5\% \\ P 0.12\% \end{cases}$ ② $P 0.06\%$	① $P 0.06\%$ ② $\begin{cases} A 1.48\% \\ S 0.5\% \\ P 0.12\% \end{cases}$ ③ $P 0.06\%$	① $A 1.48\%$ ② $\begin{cases} A 1.48\% \\ S 0.5\% \\ P 0.12\% \end{cases}$ ③ $P 0.12\%$
注入体积(PV)		① 0.2 ② 0.2 ③ 0.2	① 0.3 ② 0.2	① 0.3 ② 0.2	① 0.2 ② 0.3 ③ 0.2	① 0.2 ② 0.3 ③ 0.2
采收率 %OOIP	$\eta_{水驱}$	67.5	71.3	48.0	55.8	62.3
	$\eta_{化学}$	15.8	9.5	17.7	18.4	17.2
	$\eta_{总}$	83.3	80.9	65.7	74.2	79.5
化学驱油效率	占原始油 %OOIP	15.8	9.5	17.7	18.4	17.2
	占残余油 %ROIP	48.5	33.3	35.5	41.7	45.6

(1)对胜利油田孤东试验区,最佳配方体系为0.4%表面活性剂+1.0%Na₂CO₃+1000ppm3530s。其采收率(OOIP)曲线、采油曲线及压力曲线示于图9。化学驱采收率达15.80%(OOIP)和48.55%(ROIP)。注完段塞后压力比注水时上升约一倍,段塞后形成了非常明显的油墙,油墙之后开始产出表面活性剂和聚合物。多段塞(三段塞方式)有利于化学驱油效率的提高。

(2)对大庆原油,最佳配方体系为:0.3% FYG-0.2%CY-1, 0.28%NaOH-1.2%Na₂CO₃, 1200ppm1275A。化学驱采收率达18.46%(OOIP)和41.67%(ROIP)。多段塞方式驱油效率为最佳。

4. ASP 复合驱在油田现场应用

孤东油田馆陶组油藏小井距开发试验区采用50m井距的五点法平衡面积井网,由15口井组成试验井组。包括1口中心采油井——试7井,4口注水井(新试3、试6、试8、试11),8口平衡井(试1.2.3.4.5.9.10.12.13井)和2口观察井(试3、观1井)。井组外围还有6口压力监测井。

复合驱油试验前,试7井含水98%以上,水驱采出程度54.55%,基本处于水驱残余油状态。

在室内驱油试验的基础上,充分考虑油藏的实际情况,现场化学剂的注入方式采用如下四个段塞:

第一段塞 0.05PV(0.1%3530S)

第二段塞 0.05PV(1.5%Na₂CO₃+0.2%OP-10+0.2CY-1)

第三段塞 0.35PV(1.5%Na₂CO₃+0.2%OP-10+0.2%CY-1+3530S)

第四段塞 0.1PV(0.05%3530s)

根据试验区油层的实际注入能力、各井区剩余储量的比例,四口注水井井组注采比和试验区注采比保持1.0左右,对试验区油水井进行了配产配注。

复合驱油试验按方案设计要求于1992年8月现场实施,顺序注入各级段塞。在第三段塞注入的中后期,试验区9口生产井先后全部见到效果。见效最佳期综合含水下降22.1%,截止93年11月,已累积增油1.8万t,其中试7井含水量最大下降13.5%,累积增油1347t,提高采收率10.4%,提高剩余油采收率23.5%。可见,中国首例ASP三元复合驱油试验是成功的。

结 论

(1)应用表面活性剂—碱—聚合物复合驱油体系,在较低表面活性剂浓度下可有效的将油水瞬态最低界面张力降至 $10^{-4} \sim 10^{-3}$ mN/m数量级,平衡界面张力也可达到 $10^{-3} \sim 10^{-2}$ mN/m。

(2)针对两种不同类型原油的ASP复合体系,碱的作用机理不同:

对于酸值较高的原油,碱与原油中的酸性物质反应,就地产生石油酸皂类,与加入的表面活性剂共同作用,使得表面活性剂在油水界面形成的界面吸附膜结构更有利于降低界面张力;

对于石蜡基原油,碱的主要作用则在于改善体系的含盐度或改善体系的离子强度,从而调节表面活性剂在油—水相的平衡分布,可获得最低的油水界面张力。

(3)溶液体系pH值对石油羧酸盐体系的界面张力影响显著,可通过调整体系的pH值控制羧酸盐表面活性剂在油水界面上的分布以及界面吸附膜的结构。

(4)室内岩心驱替实验与油田现场实施结果均表明表面活性剂—碱—聚合物复合驱油体系可以降低驱油成本有效的提高石油采收率。

致 谢

十分感谢中国石油天然气总公司科技局、石油勘探开发科学研究院、胜利石油管理局、大庆石油管理局及胶体与界面科学联合实验室对本工作的大力支持,并对韩大匡、刘仁君、张景存、沈娟华、王宝喻、曹绪龙、高树棠、贾文萃、唐善璞、张丽芬、张伟、俞家镛、赵滩、钱越英等人对研究作出的重要贡献深表感谢。

参 考 文 献

- 1 Nelson R E, Lawson J B, Thigpen D K and Stegemeier G L. Cosurfactant Enhanced Alkline Flooding, SPE/DOE 12672, presented at Fourth Symposium on Enhanced Oil Recovery, Tulsa, April 1984.
- 2 Krumine P H, Falcone J S Jr. and Capbell T C. Surfactant Flooding 1; The Effect of Alkaline Additives on IFT, Surfactant Adsorption, and Recovery Efficiencies, Soc. Pet. Eng. J. (Aug. 1982) 503~513.
- 3 Krumine P H, Falcone J S Jr. and Capbell T C. Surfactant Flooding 2; The Effect of Alkaline Ad-

ditives on Permeability and Sweep Efficiency, Soc. Pet. Eng. J (Dec. 1982). 983~992.

- 4 Krumine P H, Falcone J S Jr. Surfactant Polymer and Alkali Interactions in Chemical Flooding Processes, paper SPE 1178 presented at the International Symposium on oilfield and Geothermal Chemistry, Denver, June 1983.
- 5 Holm L W and Robertson S D. Improved Micellar Polymer Flooding with High PH Chemicals, J. Pet Tech. (Jan, 1981) 161~1972.
- 6 Schuler P J, Lerner R M and Kuhne D L. Improving Chemical Flood Efficiency with Micellar/Alkaline/Polymer Processes, Paper SPE 14934 Presented at the SPE/DOE Fifth Symposium on Enhanced Oil Recovery of Society of Petroleum Engineers and the Department of Energy held in Tulsa, April 20~30, 1986.

ment of Energy held in Tulsa, April 20~30, 1986.

- 7 Frank F J Lin, Georger J Besserer and Malcolm Pitts J Laboratory Evaluation of Gosslinked Polymer and Alkaline-Polymer-Surfactant Flood, J. C. P. T. Nov~Dec. 54~65, 1987
- 8 Clark S R, Terra Resources Lnc., Pitts M J, Surtek Lnc. and Smith S M. Terra Resources Inc; Design and Application of an Alkaline-Surfactant-Polymer Recovery System to the West Kiehl Field, Paper SPE 17538 presented at the SPE Rocky Regional Meeting, held in Casper, W. Y. May 11~13, 1988.
- 9 Jeff Rudim and Darash T Wasan. Surfactant-Enhanced Alkaline Flooding; Buffering at Intermediate Alkaline PH, SPE Reservoir Engineering, November 1993.

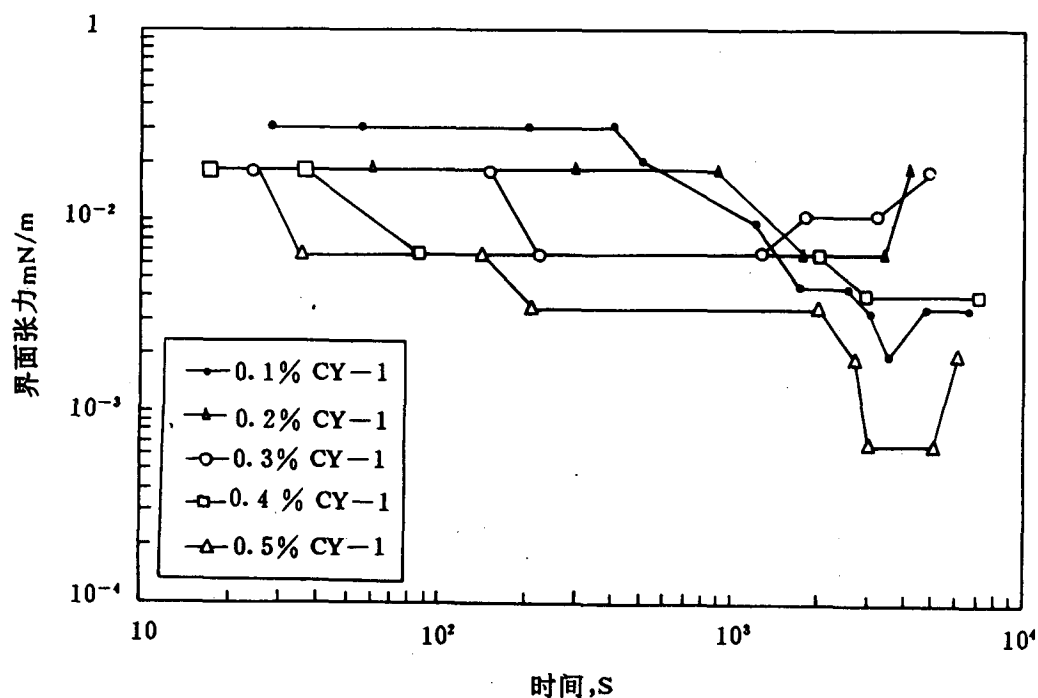


图1 不同浓度CY-1石油磺酸钠—1.0% Na₂CO₃—1000ppm3530
聚合物体系界面张力变化与时间关系曲线

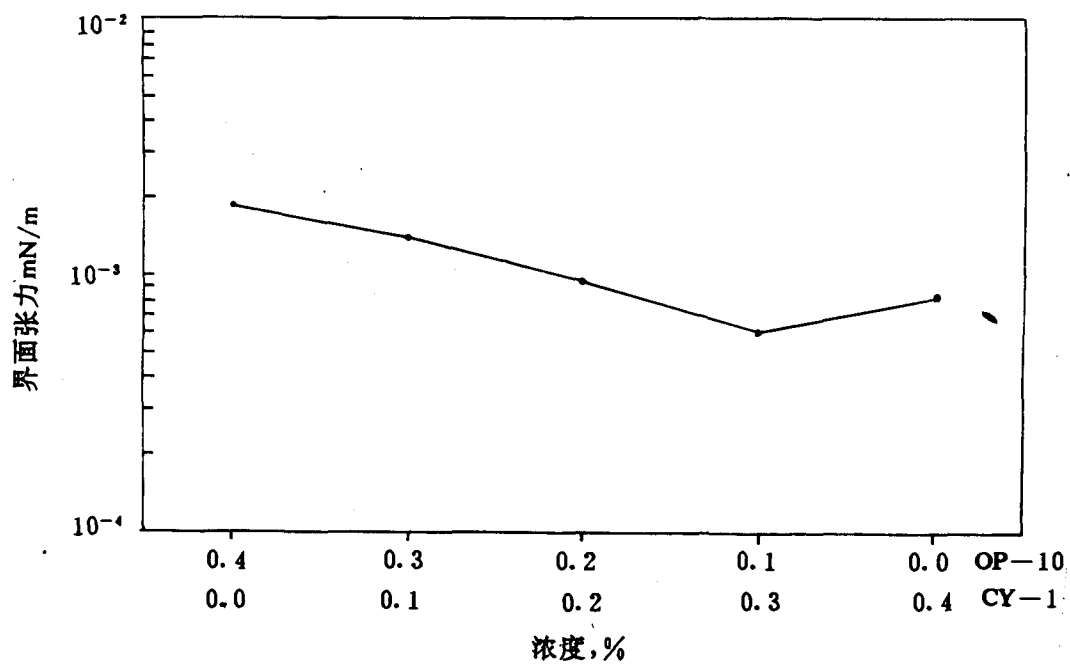


图2 最低界面张力与表面活性剂复配比关系曲线
CY-1/OP-10—1.0Na₂CO₃—1000ppm3530

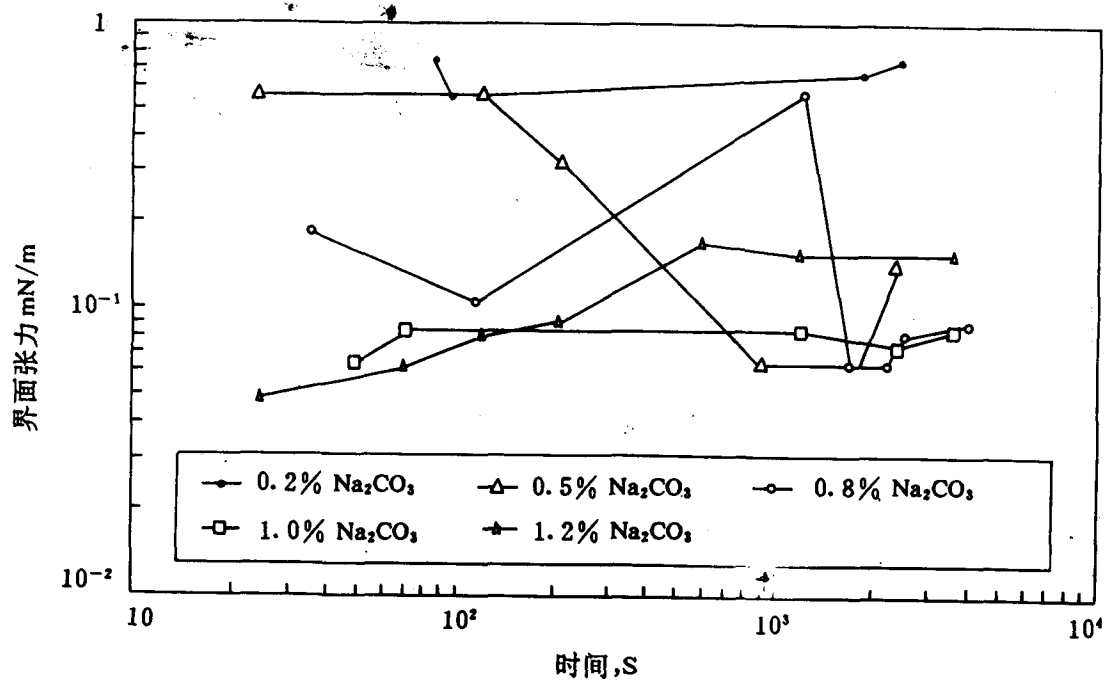


图3 不同浓度碳酸钠溶液体系界面张力变化与时间关系曲线

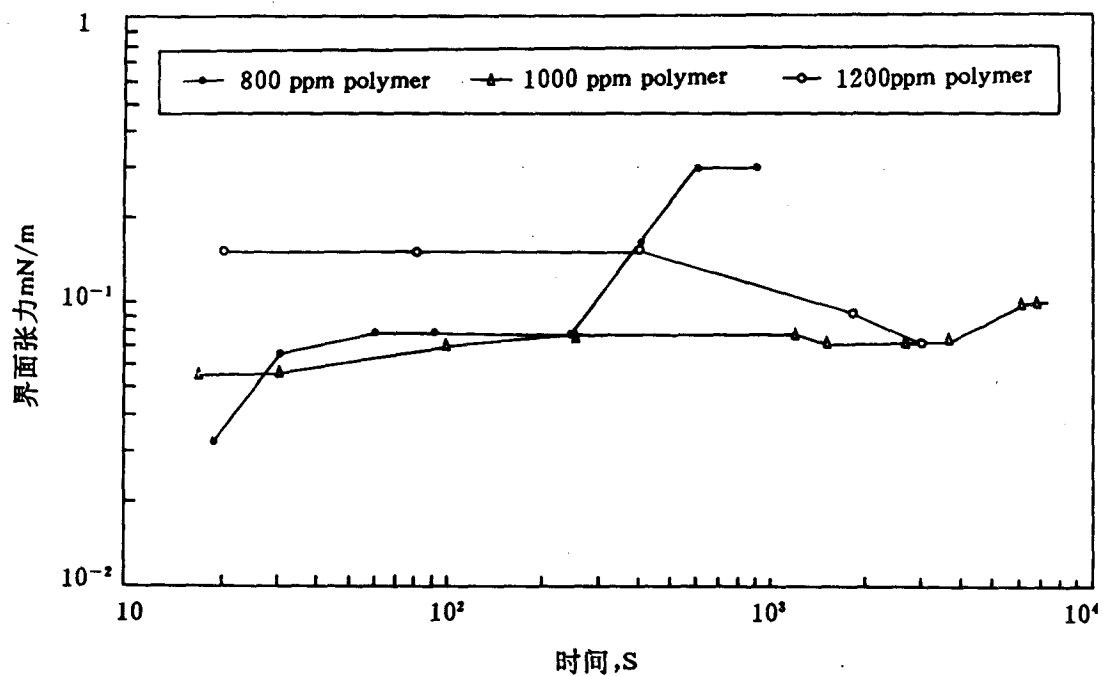


图4 1.0%Na₂CO₃与不同浓度3530聚合物组成的二元复合体系界面张力变化与时间关系曲线

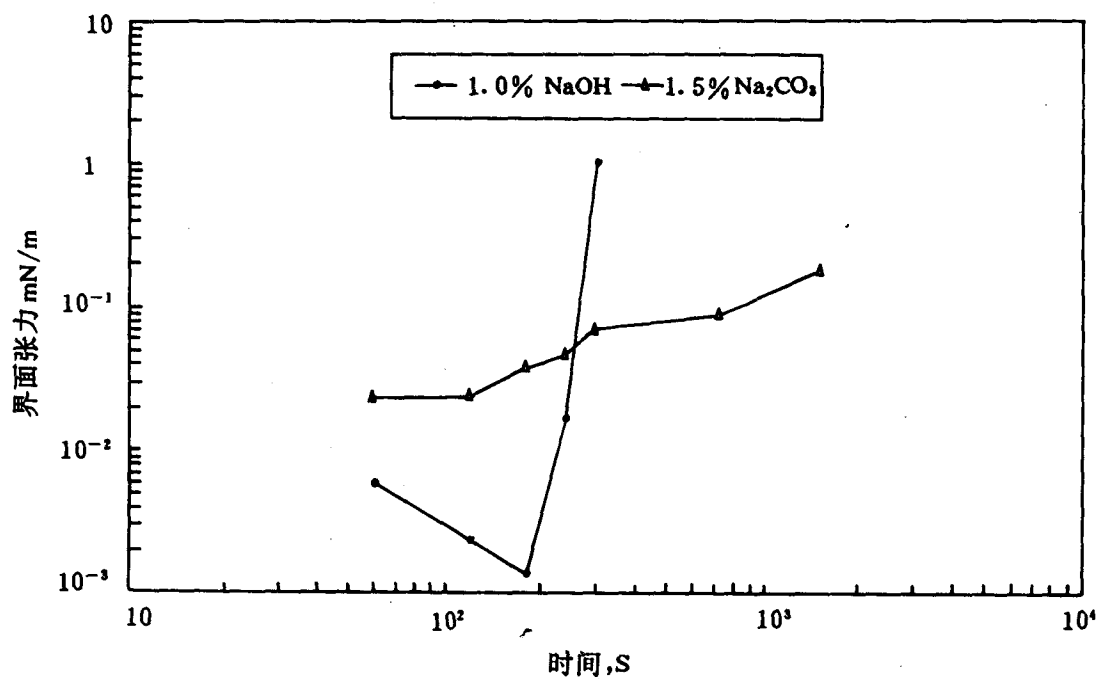


图5 0.5%FYG-1.0%Na₂CO₃,0.5%FYG-1.5%Na₂CO₃二元复合体系的界面张力变化与时间关系曲线

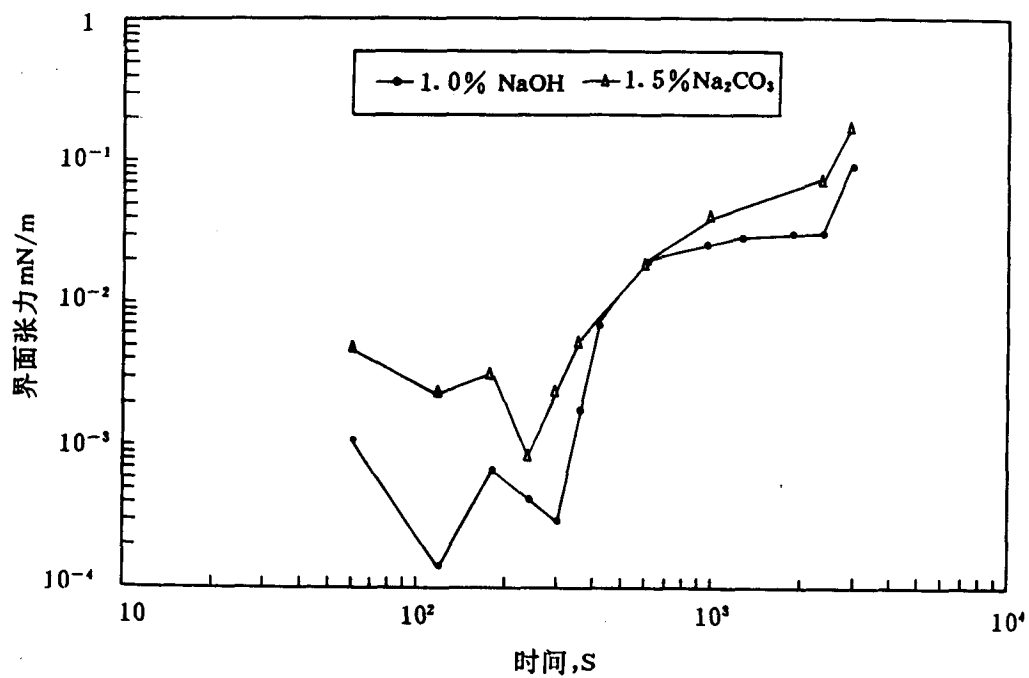


图6 碱剂分别为1.0%NaOH,1.0%Na₂CO₃时,0.5%FYG与0.5%CY-1复配表面活性剂体系界面张力变化与时间关系曲线

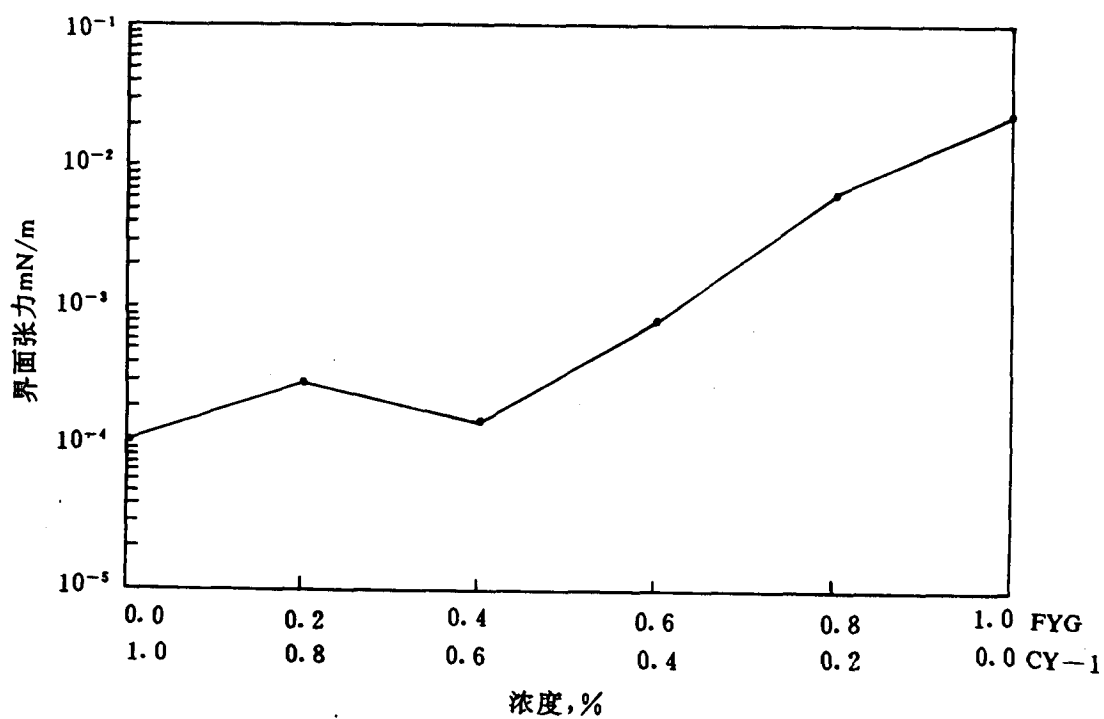


图7 最低界面张力值与表面活性剂复配比关系曲线

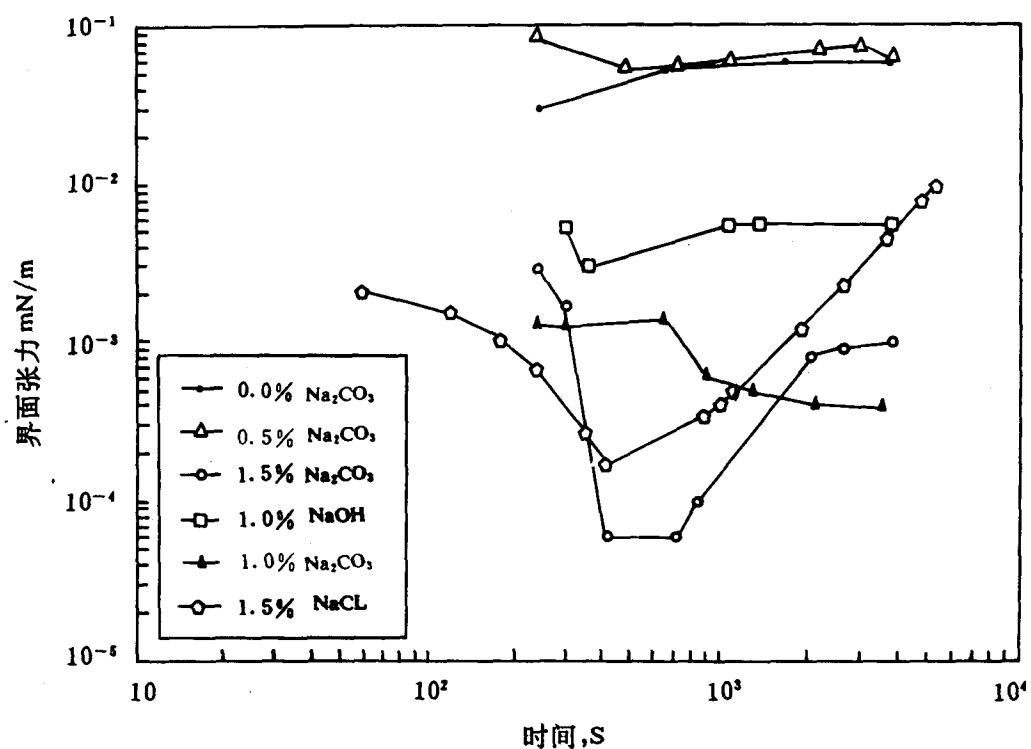


图 8 0.5%CY-1 在不同的无机盐及离子强度情况下的界面张力变化与时间关系

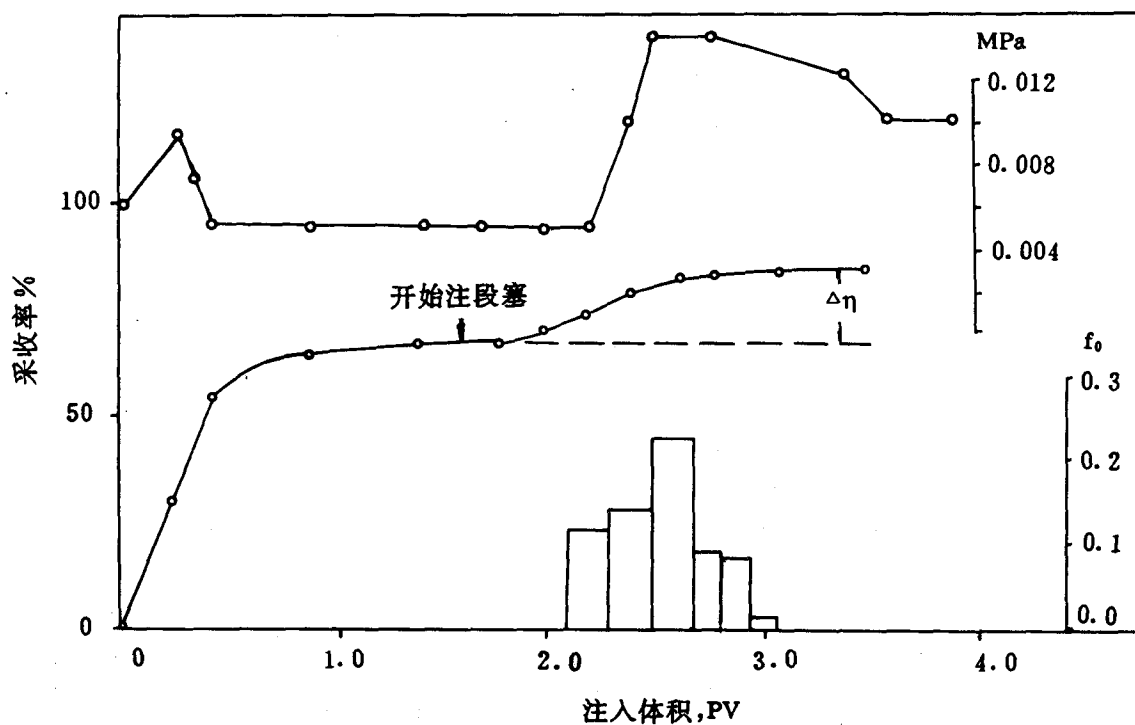


图 9 胜利孤东原油室内岩心驱替试验结果

石油物探局制图印刷厂
照排印刷