

文章编号: 1000-7393(2006)04-0040-04

# HSG 冻胶调剖堵水剂室内评价\*

高 建 岳湘安 侯吉瑞

(中国石油大学提高采收率研究中心, 北京 102249)

**摘要:** 针对吉林油田低渗透、裂缝油藏注水开发后期注水窜流严重的特点, 研制出新型冻胶调剖堵水剂 HSG。对 HSG 成胶前溶胶体系的表现黏度影响因素进行了分析, 分析认为在相同剪切速率下溶胶体系表现黏度随共聚物浓度、矿化度、碱含量的增加而增大, 并表现出剪切稀释特性, 黏温测试表明溶胶体系表现黏度随温度升高而下降; 对 HSG 成胶后冻胶体系的强度进行了测定, 确定其屈服应力值为 3500 Pa 振荡剪切应力扫描确定了冻胶体系的线性黏弹性区域, 频率扫描确定该冻胶为强冻胶体系; 2 组并联填砂管选择注入试验表明, HSG 溶胶体系具有良好的选择注入能力, 能达到优先进入高渗透层的目的; 20 m 超长填砂管封堵试验表明, HSG 溶胶体系的注入压力梯度为 0.82 MPa/m, 具有易于注入的特点, HSG 成胶后的封堵强度为 17.54 MPa/m, 具有较强的封堵能力。该研究为 HSG 冻胶调剖堵水剂现场应用提供了借鉴。

**关键词:** 冻胶; 流变性; 调剖堵水; 性能评价

**中图分类号:** TE357.46 **文献标识码:** A

吉林油田是低渗透裂缝砂岩油藏, 存在天然裂缝、人工裂缝和特高渗透层等窜流通道, 经过长期水驱后, 油藏物性空间分布的非均质性和各向异性加剧。虽然窜流通道所在油层的厚度很小, 有的仅几厘米, 但其吸水量可达注水量的 80%~90%。聚合物驱和通常意义上的“调剖”均不能适应具有窜流通道油藏的开采<sup>[1]</sup>。为此, 中国石油大学提高采收率研究中心研制了新型冻胶调剖堵水剂 HSG, 该堵水剂主要由共聚物、复合交联剂、引发剂等成分组成, 室内试验表明, HSG 调剖堵水剂具有良好的选择注入性能、成胶后封堵强度高等特点。

## 1 HSG 溶胶体系表现黏度影响因素

溶胶是指共聚物基液与交联剂、引发剂混合之后, 在形成冻胶之前处于溶液状态且含有局部交联的聚合物, 是具有稳态剪切流动能力的体系<sup>[2]</sup>。

HSG 调剖堵水剂的流变参数测试采用德国 HAAKE 公司生产的 RS600 流变仪, 对成胶前的溶胶测试采用锥板传感系统 C60/1 Ti

### 1.1 质量浓度对溶胶体系表现黏度的影响

配制了共聚物质量浓度为 7%、8%、9% 和 10%

的溶胶体系, 上述体系在烧杯中呈半透明状态, 且具有乳光现象。在 30℃ 下, 分别测定了溶胶体系的表现黏度, 如图 1 所示。

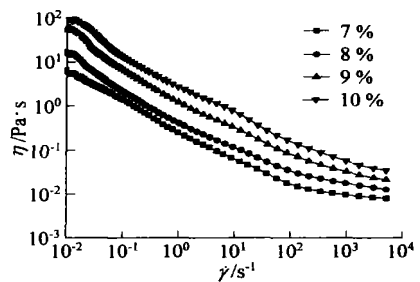


图 1 不同质量浓度溶胶体系表现黏度

随着共聚物质量浓度增加, 相同剪切速率下溶胶体系表现黏度也随之增加。对于同一浓度溶胶体系, 随着剪切速率的增大, 表现黏度降低, 呈现出一般高分子溶液的剪切变稀效应。

### 1.2 矿化度对溶胶体系表现黏度的影响

在 30℃ 下, 分别测定了共聚物浓度为 8%, 矿化度分别为 2500 mg/L、5000 mg/L 和 7500 mg/L 溶胶体系的表现黏度, 试验表明, 随着矿化度的增加, 相同剪切速率下溶胶体系的表现黏度随之增加。因

\*基金项目: 国家“十五”科技攻关项目专题“低渗非均质砂岩油藏深部封堵与改造关键技术研究”(2003BA613A-07-05)。

作者简介: 高建, 1974 年生。中国石油大学(北京)油气田开发专业 2004 级博士生。研究方向为油气田开发和采油化学。

E-mail: gaojiancor@126.com

为随着矿化度的增加,高分子链受到卷曲,起连接作用的分子链节弹性拉伸作用增强,分子链网络反抗形变能力增加<sup>[3]</sup>。

### 1.3 碱含量对溶胶体系表观黏度的影响

在 30℃下,分别测定了共聚物浓度为 8%,碱含量分别为 0.05%、0.1%、0.15%溶胶体系的表观黏度,试验表明,碱含量对 HSG 溶胶体系表观黏度的影响与矿化度的影响基本相似,当含碱量增加时,相同剪切速率下溶胶体系的表观黏度也随之增加。

### 1.4 溶胶体系黏温测试

测试共聚物质量浓度为 8%、矿化度为 5000 mg/L 的溶胶体系在 20~60℃的黏温曲线,见图 2。

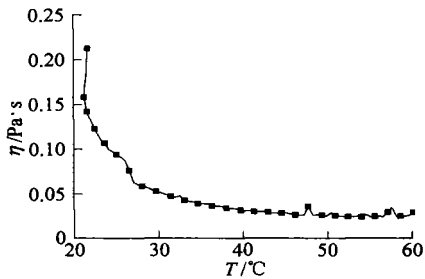


图 2 HSG 溶胶体系黏温曲线

当温度在 20~27℃之间时,溶胶体系表观黏度随温度下降较快,由 0.22 Pa·s 下降到 0.055 Pa·s。当温度高于 27℃时,溶胶体系表观黏度随温度下降较平缓。这是因为在低温下,共聚物分子之间存在以氢键力为主的作用力,当温度升高,溶胶体系中共聚物分子热运动加剧,分子之间的作用力被破坏,体系表观黏度下降。

## 2 HSG 成胶后冻胶体系的强度测定

HSG 调剖堵水剂成胶后的冻胶体系为固体状态,对其流变参数测试采用 RS600 流变仪,测试系统为带齿防滑平板传感系统 PP20。

冻胶是指共聚物在溶液中发生化学交联形成的具有整体空间网络结构的凝胶,受准静态应力作用时显示弹塑性体性质,在弹性极限内受交变应力作用时显示黏弹性体性质<sup>[2]</sup>。

### 2.1 冻胶屈服应力

屈服应力是应力施加条件的函数,在应力施加条件一定时,屈服应力仅表现为冻胶结构的函数<sup>[4]</sup>。将冻胶作为黏弹性固体处理,采用准稳态剪切测量方法,在 30℃、剪切速率 0.3 s<sup>-1</sup>条件下,测量时间为 300 s 测定冻胶体系的屈服应力,见图 3。

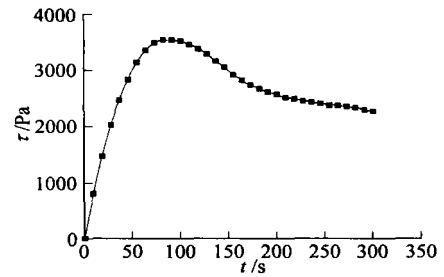


图 3 冻胶屈服应力

在恒定剪切速率下,冻胶体系所受的剪切应力逐渐增加,在 90 s 时达到峰值,此冻胶的屈服应力为 3500 Pa。在  $t=0\sim 90$  s 冻胶呈现出黏弹性固体特征,其内部结构没有受到破坏; $t>90$  s 时,冻胶体系所受的剪切应力逐渐减小,表明其内部结构受到一定程度的破坏,但是体系仍受到网络结构的限制,呈现出一定的黏性流动特征。

### 2.2 冻胶振荡剪切应力扫描<sup>[5,6]</sup>

在频率 0.1 Hz 温度 30℃,剪切应力 10~10 000 Pa 范围内对冻胶样品进行振荡剪切应力扫描,测量曲线见图 4。

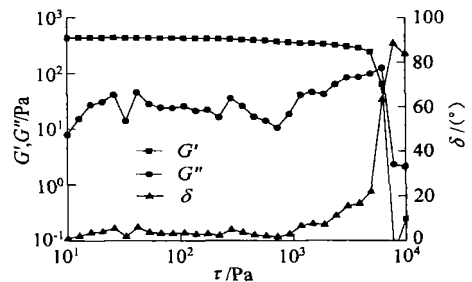


图 4 冻胶振荡剪切应力扫描曲线

储能模量  $G'$  的大小反映了黏弹流体的弹性大小,而耗能模量  $G''$  则反映了黏弹流体黏性大小。储能模量  $G'$  曲线存在拐点,此拐点为线性黏弹性区域与非线性黏弹性区域的突变点。由图 4 中可以看出,在线性黏弹性区域,储能模量  $G'$  值远大于耗能模量  $G''$  值,损耗角  $\delta$  在 1~10° 之间,说明在该区域冻胶体系表现出较强的弹性。在非线性黏弹性区域,随着剪切应力的增加,储能模量急剧降低,说明冻胶网络结构已经被破坏,冻胶的弹性迅速下降。

### 2.3 冻胶振荡频率扫描

由振荡剪切应力扫描确定出了冻胶体系的线性黏弹性区域,在该区域内取剪切应力 100 Pa 在温度 30℃、角频率 0.1~100 rad/s 范围内对冻胶体系进行振荡频率扫描,测得储能模量曲线。扫描曲线表

明,角频率在 0.1~100 rad/s 范围内,储能模量  $G' > 350 \text{ Pa}$  根据冻胶强度评价标准<sup>[3]</sup>,HSG 成胶后的冻胶为强冻胶体系。

### 3 HSG 选择性注入试验

采用规格为  $\text{O}25 \text{ mm} \times 300 \text{ mm}$  的并联填砂管,将地质露头砂按不同的粒度配比填充 2 组不同渗透率级差。试验步骤如下: (1)用橡皮锤将地质露头砸碎,经振动筛筛选成不同粒度级别的露头砂颗粒; (2)将地质露头砂颗粒放在恒温箱内烘干 24 h; (3)将不同粒度配比的露头砂颗粒混合均匀,填入填砂管中压实; (4)填砂管抽真空,饱和地层水,计量饱和水体积; (5)按图 5 所示的流程连接好,放入  $30^\circ\text{C}$  恒温箱老化 48 h; (6)用模拟地层水测定各填砂管的水测渗透率。填砂管具体参数见表 1。

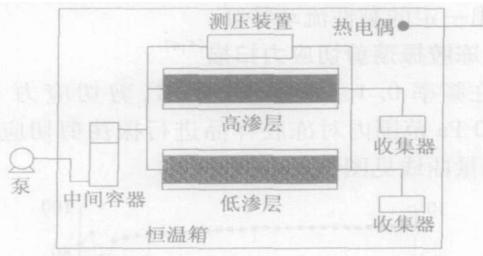


图 5 并联填砂管选择性注入流程

表 1 两组并联填砂管基本参数

编号	水测渗透率	渗透率级差	孔隙度
	$/10^{-3} \mu\text{m}^2$		
高渗 H1	3791	86	35
低渗 L1	44		34
高渗 H2	121	4.4	34
低渗 L2	27		34

以流量  $2 \text{ cm}^3 / \text{min}$  对填砂管进行地层水驱替,待高低渗层出口端流量稳定,记录地层水流量。然后改注 HSG 溶胶体系,待高低渗层出口端流量稳定,记录 HSG 溶胶分流量,见表 2、表 3。

表 2 第 1 组并联填砂管驱替压力及流量分配

流体类型	压力	流量 $/\text{cm}^3 \cdot \text{min}^{-1}$		分流率	
	MPa	L1	H1	L1	H1
地层水	0.008	0.02	1.98	0.010	0.990
HSG 堵剂	0.320	0.01	1.99	0.005	0.995

表 3 第 2 组并联填砂管驱替压力及流量分配数据

流体类型	压力	流量 $/\text{cm}^3 \cdot \text{min}^{-1}$		分流率	
	MPa	L1	H1	L1	H1
地层水	0.34	0.60	1.40	0.300	0.700
HSG 堵剂	13.4	0.21	1.79	0.105	0.895

由表 1、表 2、表 3 可知,高低渗透层水测渗透率级差越大,高渗透层的吸水能力越强,地层水分流率也越大。注入 HSG 调剖堵水剂后,2 组填砂管高渗透层对 HSG 调剖堵水剂的分流率均大于对地层水分流率。高低渗透层的渗透率级差越大,HSG 调剖堵水剂在高渗层中的分流率越大。由此可见,HSG 调剖堵水剂具有良好的选择注入性,能达到封堵高渗透层的目的。

### 4 20 m 超长填砂管封堵试验

#### 4.1 实验装置和流程

填砂管长 20 m,内径 2.54 cm,充填粒度为 40~160 目地质露头砂,填砂管参数见表 4。

表 4 填砂管参数

填砂质量	填砂体积	孔隙度	平均水测渗透率
kg	$/\text{m}^3$	%	$/10^{-3} \mu\text{m}^2$
14.53	9800	36	3500

实验装置主要由高压恒速泵、中间容器、压力传感器、压力数据采集系统、液体自动收集装置和大型恒温箱组成,实验流程见图 6。

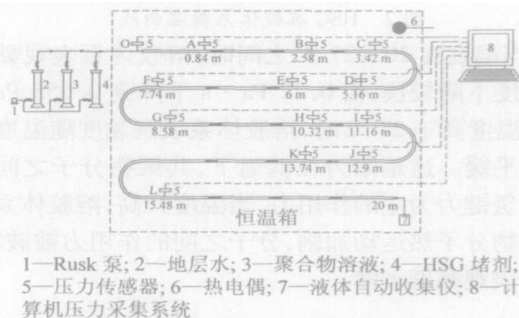


图 6 20m 超长填砂管封堵试验流程图

#### 4.2 试验步骤<sup>[7]</sup>

(1)填砂管的准备,记录所填地质露头砂的粒度组成和质量。

(2)抽真空,饱和模拟地层水,记录饱和和地层水体积,在  $30^\circ\text{C}$  恒温箱中老化 7 d。

(3)分别以流量  $1 \text{ cm}^3 / \text{min}$ 、 $2 \text{ cm}^3 / \text{min}$ 、 $3 \text{ cm}^3 / \text{min}$ 、 $4 \text{ cm}^3 / \text{min}$ 、 $5 \text{ cm}^3 / \text{min}$  进行水测渗透率。

(4)以流量  $2 \text{ cm}^3 / \text{min}$  注入分子量 1800 万、浓度  $1.2 \text{ g/L}$  聚合物溶液前置段塞,设计注入长度为 1 m,每隔 1 m 采集各测压点压力。

(5)以流量  $4 \text{ cm}^3 / \text{min}$  注入共聚物浓度为 8% 的 HSG 调剖堵水剂,设计注入长度为 8 m,每隔 5 m 采集各点压力。

(6)以流量  $2 \text{ cm}^3/\text{min}$  注入分子量为 1800 万、浓度为  $4 \text{ g/L}$  聚合物溶液后置段塞, 设计注入长度为  $1 \text{ m}$ , 每隔  $1 \text{ m}$  采集各点压力。

(7)将剩余 HSG 调剖堵水剂倒出在烧杯中, 封口, 置于  $30^\circ\text{C}$  恒温箱中, 观察静态成胶情况。待静态成胶 48 h 后, 以流量  $2 \text{ cm}^3/\text{min}$  对填砂管进行地层水驱替, 测定 HSG 调剖堵水剂在填砂管中的封堵情况。

### 4.3 试验结果

4.3.1 HSG 溶胶渗流特性 以流量  $2 \text{ cm}^3/\text{min}$  注入共聚物浓度为 8% 的 HSG 调剖堵水剂, 其注入压力随 HSG 调剖堵水剂注入孔隙体积倍数关系见图 7。

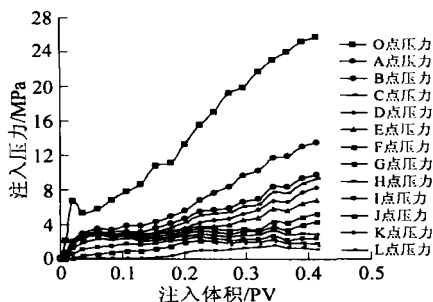


图 7 注入压力随 HSG 注入孔隙体积倍数变化

由图 7 可知, 各测压点的压力随 HSG 调剖堵水剂注入孔隙体积倍数增加而增大, 当达到设计注入长度  $8 \text{ m}$  时, 各测压点压力达到最大, 此时测压点 O 压力为  $25 \text{ MPa}$  而距入口端  $0.84 \text{ m}$  的测压点 A 的压力只有  $13 \text{ MPa}$  L 测压点的压力为  $1 \text{ MPa}$  测压点 A 与 L 之间的压差  $\Delta p_{AL}$  为  $12 \text{ MPa}$  HSG 调剖堵水剂在测压点 A 与 L 之间 ( $L_{AL} = 14.64 \text{ m}$ ) 注入压力梯度为  $\Delta p_{AL}/L_{AL} = 0.82 \text{ MPa/m}$ , 由此可见, HSG 调剖堵水剂具有良好的注入性能。注入点 O 压力远高于其他测压点压力原因在于端面效应的影响。

4.3.2 封堵强度评价 待 HSG 调剖堵水剂静态成胶 48 h 后, 用地层水以流量为  $2 \text{ cm}^3/\text{min}$  测试 HSG 调剖堵水剂在填砂管中的封堵效果。每隔  $1 \text{ m}$  采集 10 个压力点, 测量各测压点压力。

随着水驱的进行, 测压点 O、A、B 和 C 点压力逐渐变大, 当驱替时间达到  $90 \text{ min}$  时, 注入端 O 点的压力达到  $60 \text{ MPa}$  达到测试量程的最大值, 停止测试。此时距注入端  $3.42 \text{ m}$  处的压力传感器 C 开始

缓慢起压, 而后面的压力传感器 D、E、F、G、H、I、J、K、L 均未起压, 说明堵剂 HSG 封堵后注入水突破过程中压力只达到测压点 C 而未波及到后面的测压点。测压点 O、C 两点间的压差  $\Delta p_{OC}$  为  $60 \text{ MPa}$  HSG 调剖堵水剂封堵强度为  $\Delta p_{OC}/L_{OC} = 17.54 \text{ MPa/m}$ , 由此可见, HSG 具有较强的封堵能力。

## 5 结论与认识

(1) HSG 成胶前溶胶体系的表观黏度随共聚物浓度、矿化度、碱含量的增加而增大。当温度大于  $27^\circ\text{C}$  时, 溶胶表观黏度随温度下降较平缓。

(2) HSG 成胶后为强冻胶体系, 具有较强的黏弹特性, 体系的屈服应力值为  $3500 \text{ Pa}$ 。

(3) 通过 2 组并联填砂管地层水和 HSG 调堵剂选择注入试验表明, HSG 溶胶体系具有良好的选择注入能力, 能达到优先进入高渗透层的目的。

(4)  $20 \text{ m}$  超长填砂管封堵试验表明, 调堵剂 HSG 注入压力梯度为  $0.82 \text{ MPa/m}$ , 具有易于注入的特点, 成胶后封堵强度为  $17.54 \text{ MPa/m}$ , 表明该调堵剂具有较强的封堵能力。

### 参考文献:

- [1] 于国栋. 裂缝型低渗透砂岩油藏调剖剂[J]. 石油钻采工艺, 2004, 26(1): 65-68
- [2] SY/T 6296-1997 采油用聚合物冻胶强度的测定流变参数法[S].
- [3] GEHARD Schramm. 实用流变测量学[M]. 李晓晖译. 北京: 石油工业出版社, 1998
- [4] COLLYER A A, CLEGG D W. Rheological measurement[M]. Chapman & Hall, 1998
- [5] CATHERINE Taylor. Rheological characterisation of mixed gels of mucin and alginate[J]. Carbohydrate Polymers, 2005, (59): 189-195.
- [6] MAURRO Roversi. Rheological properties of protein-surfactant based gels[J]. Journal of Colloid and Interface Science, 2005, (284): 470-476
- [7] SY/T 5336-1196 岩心常规分析方法[S].

(修改稿收到日期 2006-06-23)

[编辑 景 暖]

is more reasonable and scientific

**Key words** Fuzzy Analytical Hierarchy Process (FAHP); fuzzy consistent matrix; profile control; decision making; block selection

LEI Zhan-xiang College of Petroleum Engineering in China University of Petroleum, Dongying 257061, Shandong China

**Laboratory evaluation of HSG profile modification gel**  
GAO Jian YUE Xiang an HOU Ji rui ODPT 2006 28 (4): 40 43

**Abstract** According to the characteristics of low permeability and fracturing reservoirs in Jilin Oilfield, a compound profile modification agent called HSG was developed in EOR Center of China University of Petroleum. The apparent viscosity of HSG sol rises with increased copolymer salinity and alkali concentration under the same shear rate. The HSG sol also had a property of shear thinning. Viscosity vs temperature test showed its apparent viscosity decreased with increased temperature. The yield stress of HSG gel was 3500 Pa. Linear viscoelasticity area was determined by oscillation shear sweep test and strong gel property of this sol was shown. The injection test of two parallel connection sand packed pipes showed that the sol had the attribute of preferentially entering high permeability zone. Profiling experiment with 20-meter sand packed pipe showed the injection pressure gradient of this sol was 0.82 MPa/m, and the gel had a strong shut-off property with a shut-off intension of 17.54 MPa/m.

**Key words** gel rheological properties; profile modification; performance evaluation

GAO Jian China University of Petroleum, Changping 102249, Beijing China

**Gas lift dewatering technology of Su 4 14 by using gas from adjacent wells** GAO Guim in ZHU Shim in LIU Dong CUI Jin bang LIXiang qi MA Feng qin SUN Wei-hua ODPT 2006 28(4): 44 45

**Abstract** Su 4 14 is a deep gas well with a depth of 4825 m. The output of liquid decreased gas Production greatly. A technical measure was carried out to bad the liquid in the wellbore and re-establish production difference by using gas from adjacent high pressure gas well. The production of Su 4 14 was resumed after the gas lift dewatering measure in August 2005 and  $1.37 \times 10^7 \text{ m}^3$  natural gas and  $2.0114 \times 10^3 \text{ t}$  oil were increased by April 2006. This technology has the characteristics of low investment and short construction period, which could be popularized to the production restoration of similar gas wells.

**Key words** natural gas; condensate gas reservoir; deep reservoir; water production; gas well; gas lift; dewatering; gas recovery

GAO Guim in Huabei Oilfield Fourth Oil Factory Langfang 065007, Hebei China

**Numerical simulation and application of working characteristic curve of screw pump** WEI Jide WU Wen xiang ZENG Yan GUO Jimin LIN Fu xin ODPT 2006 28 (4): 46 49

**Abstract** This paper presents a method that the working characteristic curve of screw pump could be quantitatively acquired by simulating method. The working characteristic curve could be used to evaluate the performance of screw pump under different configuration, operating mode and operating parameter. This method can be applied in providing support to well and pump selection, operating mode analysis and breakdown diagnosis. It can also be applied in establishing detecting criterion of screw pump, appraising product quality and diagnosing supply-ejection relationship.

**Key words** screw pump; characteristic curve; numerical simulation; application

WEI Jide<sup>1,2</sup>, 1. Daqing Petroleum Institute, Daqing 163453 Heilongjiang China, 2. Daqing Oil Production Research Institute, Daqing 163453 Heilongjiang China

**Integrative technology of sand control and water injection for injection well of sanding oil reservoir** XIN Lin tao ODPT 2006 28(4): 50 52

**Abstract** An integrative technology of sand control and water injection was presented to improve the injection efficiency and oil recovery. This technology contains new integrative pipe string for selective sand control and selective water injection, optimization of leading fittings such as distribution manifold, packer and releasing gadget of sand control pipe, and completion of setting, grappling, injection, sand-control, well cleanup, unfreezing and debugging. A technology of real-time packer sealing detecting is developed which will reduce ineffective injection string and improve reliability of sand control string. This technology has been applied in 32 wells in Shengli oil field for separated flooding. This technology is proved to be quite practical and owns a promising future of popularization.

**Key words** sanding reservoir; separated flooding; pipe string; sand control; real-time packer sealing detecting; packer

XIN Lin tao Shengli Oilfield Oil Production Institute Dongying 257000 Shandong China

**Corrosion inhibition property study of mannich alkali and its combinational system in phosphoric acid medium** SUN Ming qin ZHANG Kun ZHANG Guicai GE Jijiang HOU Zhiguang WANG Yong dong ODPT 2006 28(4): 53 55

**Abstract** To solve the corrosion in phosphoric acidizing, a kind of mannich alkali, DS-3, was developed by an imine-formation reaction. The corrosion inhibition effect of this alkali and its combinational system in phosphoric acid medium was measured by static