

Formation Damage of Injection Analyzing and Chemical Injection Increase Technology Study in Jiyuan Oilfield

Zhiwu He^{1,2}, Ning Liu^{1,2}, Zhenyun Zhang^{1,2}, Ningjun Li^{1,2}

¹Oil & Gas Technology Research Institute Changqing Oilfield Company, Xi'an

²National Engineering Laboratory for Exploration and Development of Low Permeability Oil and Gas Fields, Xi'an

Email: hzw_cq@petrochina.com.cn

Received: May 30th, 2013; revised: Jul. 20th, 2013; accepted: Aug. 4th, 2013

Copyright © 2013 Zhiwu He et al. This is an open access article distributed under the Creative Commons Attribution License, which permits unrestricted use, distribution, and reproduction in any medium, provided the original work is properly cited.

Abstract: Jiyuan oilfield is an oil field with extremely low permeability. During the waterflooding process, because the injection water can not be concurrent with formation water, the scales at reservoir pore-throat will influence the water-flood development of oilfield. In this article, according to the analysis of injection water and formation water quality, scaling experiments of water flows, evaluations for water injection reservoir damage, it makes clear that the incompatibility of injection water and formation water is one of the main causes of formation damage. YHS-1 was employed as the cleaning agent of barium and strontium sulfate scale to relieve the reservoir scale blockage effectively and restore the reservoir permeability consequently.

Keywords: Jiyuan Oil Field; Waterflooding; Compatibility; Barium and Strontium Sulfate Scale; Reservoir Damage; Cleaning Agent

姬塬油田储层注水伤害分析与化学增注技术研究

何治武^{1,2}, 刘宁^{1,2}, 张振云^{1,2}, 李宁军^{1,2}

¹长庆油田公司油气工艺研究院, 西安

²低渗透油气田勘探开发国家工程实验室, 西安

Email: hzw_cq@petrochina.com.cn

收稿日期: 2013年5月30日; 修回日期: 2013年7月20日; 录用日期: 2013年8月4日

摘要: 姬塬油田属特低渗油田, 在注水开发过程中, 因注入水与地层水严重不配伍, 导致储层孔喉结垢, 影响油田注水开发。本文通过对注入水与地层水分析、水管路流动结垢实验、注水储层伤害评价等, 认为注入水与地层水不配伍是造成储层伤害的主要原因之一。开发了能够溶解硫酸钡锶垢的 YHS-1 清垢剂, 有效解除储层结垢堵塞, 恢复储层渗透率。

关键词: 姬塬油田; 注水开发; 配伍性; 硫酸钡锶垢; 储层伤害; 清垢剂

1. 引言

姬塬油田位于鄂尔多斯盆地西部, 属特低渗油藏。主力开发层位为三叠系延长组, 地层水中富含 Ba²⁺、Sr²⁺离子, 与注入水中 SO₄²⁻ 在地层相遇形成难以清除的硫酸钡锶沉淀, 堵塞储层孔喉, 致使注水压

力上升, 影响油田开发效果^[1]。本文通过对注入水与地层水分析, 水质管路流动结垢实验, 注水储层伤害评价, 得出注入水与地层水不配伍是导致储层伤害的主要原因之一, 开发了 YHS-1 清垢剂, 能够溶解因注水开发在储层孔喉中产生的碳酸钙、硫酸钡锶沉淀,

有效解除注水开发造成的储层伤害，恢复地层渗透率。

2. 注入水与地层水的配伍性分析

2.1. 水质分析

姬塬油田主要开发层位三叠系延长组长 6、长 8、长 9 油层，矿化度在 120~140 mg/l，富含 Ca^{2+} 、 Mg^{2+} 、 Ba^{2+} 、 Sr^{2+} 等。注入水为矿化度较高的白垩系洛河层水，富含 SO_4^{2-} ，矿化度在 5~12 g/l，水源充足，水质稳定^[2]，水质分析如表 1。

2.2. 水质配伍性分析

采用水化学结垢预测软件 Scalechem 对注入水与地层水在油层温度下的结垢趋势进行分析，见图 1、图 2、图 3，从分析结果可以看出，水质结垢以 BaSO_4 为主， CaCO_3 垢次之。

2.3. 水流动管路结垢实验

室内实验按照注入水与地层水的不同比例，用平流泵向 $\phi 4 \text{ mm}$ 不锈钢管路同时注入地层水和注入水，进行管路循环结垢实验。如果两种水不相容，就会在管壁上沉积一层沉淀物，根据循环管路前后质量变化计算出结垢量。实验压力：16 MPa；实验温度：60℃；管路长度：5 m。实验流程示意图见图 4 所示。

水流动管路结垢实验，水质按注入水与地层水不同比例的混合水样(注入水：地层水 = 1:0、1:9、2:8、3:7、1:1、0:1)，测试管路累计结垢量随时间变化曲线。在相同实验条件下，随管路循环实验时间的增加，管路结垢量呈上升趋势；单一注入水、地层水结垢量相对较小，实验结果如图 5 所示。

3. 注水储层伤害评价

3.1. 注水储层伤害评价

注水对储层的伤害评价采用水质流动动态实验评价^[3]，模拟地层温度和压力状态，在低于临界流速下进行恒流驱替。

实验岩芯采用储层岩芯(样品已洗净原油)，抽空，用地层水饱和，用注入水、地层水及不同比例混合水作驱替液，水样均用 G4 玻璃砂芯漏斗过滤。混合水驱替实验是将岩芯夹持器入口端改为两个入口，将注入水与地层水同时注入，在岩芯中逐步混合，整个实验流程放置在 60℃ 恒温箱中。实验流程示意图见图 6。

实验方法：先将地层水驱替入岩芯，直至岩芯的液相渗透率稳定后，得出地层的液相渗透率 $K_{地}$ ；再注入不同比例的混合水样，直至液相渗透率稳定后，得出混合水样的液相渗透率 $K_{混}$ 。地层岩芯伤害率的计算方法是：

$$D_{损} = \frac{\bar{K}_{地} - \bar{K}_{混}}{\bar{K}_{地}} \times 100\% \quad (1)$$

式中： $\bar{D}_{损}$ ——岩芯渗透率损害率，%；

$\bar{K}_{混}$ ——用地层水测定的岩芯液相渗透率的平均值， $10^{-3} \mu\text{m}^2$ ；

$\bar{K}_{地}$ ——用不同比例混合水样测定的岩芯液相渗透率的平均值， $10^{-3} \mu\text{m}^2$ 。

3.2. 实验结果

实验用不同水样进行驱替岩芯，测试水样的伤害渗透率，计算岩芯渗透率伤害率(表 2)。

从岩芯伤害实验结果可以看出，单一注入水的伤害最大，平均岩芯渗透率伤害率为 47.25%，注入水与地层水混注，随着注入水比例的增加，岩芯伤害呈增

Table 1. Analysis of injection water and formation water in Jiyuan Oilfield (mg/l)
表 1. 姬塬油田注入水和地层水水质分析(单位 mg/l)

层位	Cl^-	HCO_3^-	SO_4^{2-}	Na^+/K^+	$\text{Mg}^{2+}/\text{Ca}^{2+}$	$\text{Sr}^{2+}/\text{Ba}^{2+}$	总矿化度	水型
洛河	1032.4	39.0	2852.3	1145.4	578.3	11.3	5657	硫酸钠
长 6	36687.3	113.3	18.7	21376.2	1255.5	3097.6	62548.2	氯化钙
长 8	49499.5	129.0	23.2	28745.4	1507.1	5077.4	84979.5	氯化钙
长 9	19868.0	72.8	13.1	11860.1	495.9	1457.2	33767.1	氯化钙

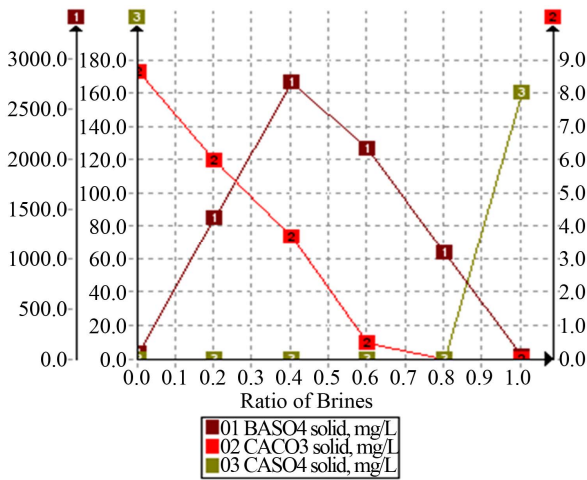


Figure 1. Scaling tendency graph between injection water and Chang 6 formation water
图 1. 注入水与长 6 层水结垢趋势图

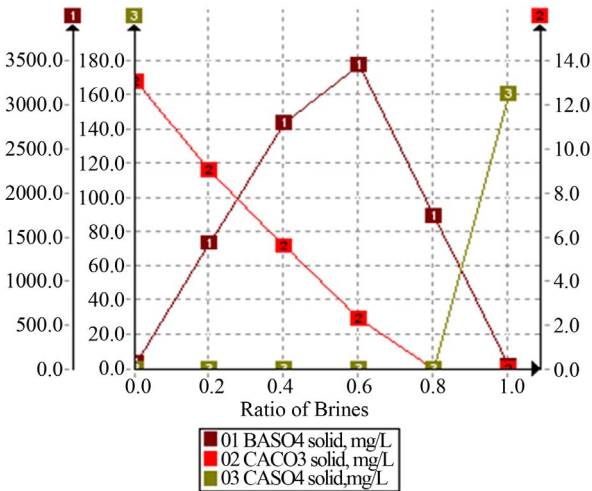


Figure 2. Scaling tendency graph between injection water and Chang 8 formation water
图 2. 注入水与长 8 层水结垢趋势图

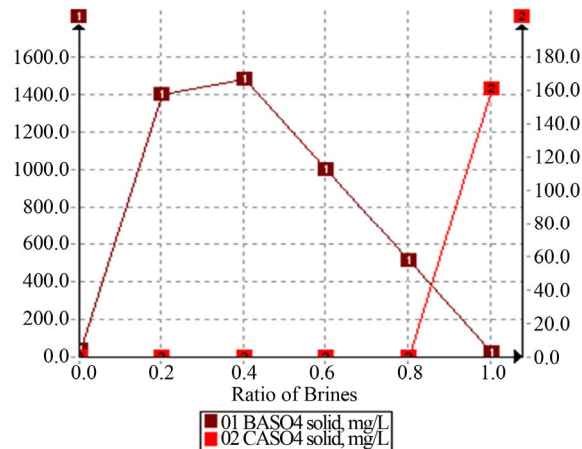


Figure 3. Scaling tendency graph between injection water and Chang 9 formation water
图 3. 注入水与长 9 层水结垢趋势图

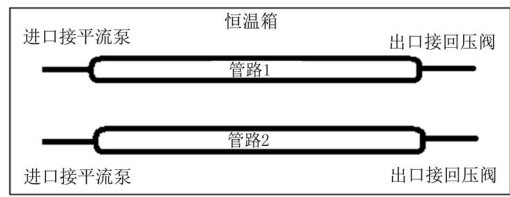


Figure 4. Scaling diagram of pipeline water flow
图 4. 水流动管路结垢示意图

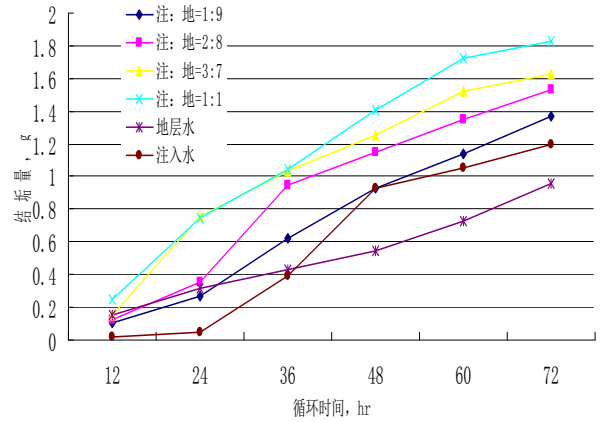


Figure 5. The scaling rate changes with time when injected water and stratum water mixed with different proportion
图 5. 注入水与地层水不同比例混合结垢量随时间变化曲线

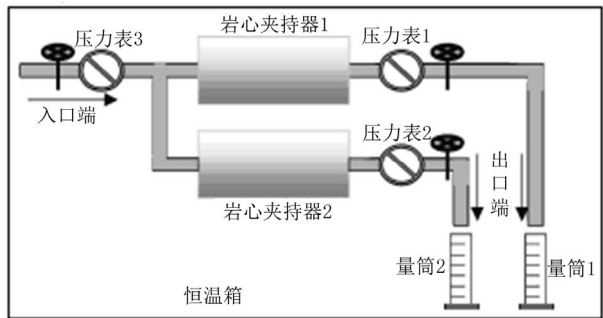


Figure 6. Diagram of Reservoir damage evaluation experiment for water injection
图 6. 注水储层伤害评价实验流程示意图

4. 注水化学清垢剂研究

针对注入水与地层水不配伍在地层产生以 Ba (Sr) SO₄ 为主的堵塞伤害, 致使注水压力升高, 注水量达不到生产配注要求, 给生产带来极大危害, 开发了一种三元复配注水清垢剂 YHS-1, 对油田常见的 BaSO₄、SrSO₄、CaCO₃、CaSO₄ 均有较强的溶解能力, pH 为 11~12, 对岩芯溶蚀率低, 伤害小, 对钢材腐蚀量低^[4]。

4.1. 清垢剂岩芯增注评价

将注水伤害评价后的岩芯, 再反向注入清垢剂,

Table 2. The damage rate of different water sample crossing the core
表 2. 不同水样通过岩芯时对岩芯的损害率

序号	岩芯号	水样名称	$K_{混} 10^{-3} \mu m^2$	$K_{地} 10^{-3} \mu m^2$	损害率%
1	h170 井 5(6/84)	注入水	0.5797	0.2999	48.27
2	h170 井 5(16/84)		1.0044	0.5411	46.13
3	h170 井 5(7/84) - 1		0.072	0.0607	15.6
4	h170 井 5(1/84)	注入水: 地层水为 1:9	1.9066	1.4564	23.61
5	h170 井 5(12/84)	注入水: 地层水为 2:8	1.8402	1.4699	20.12
6	h170 井 5(7/84) - 2		0.0861	0.0196	22.72
7	h170 井 5(19/84) - 1		0.0397	0.0311	21.64
8	h170 井 5(19/84) - 2		0.0382	0.0267	30.14
9	h170 井 5(14/84) - 1	注入水: 地层水为 3:7	0.4992	0.3308	33.72
10	h170 井 5(14/84) - 2		0.4739	0.3358	29.15
11	h109 井 5(63/105) - 1		0.0846	0.0595	29.74
12	h109 井 5(63/105) - 2	注入水: 地层水为 1:1	0.0721	0.052	27.89
13	h137 井 3(11/135) - 1		0.0374	0.0291	22.19
14	h137 井 3(11/135) - 2		0.0477	0.0332	30.47

Table 3. Increasing injection effect evaluation of Cleaning agent using in core
表 3. 清垢剂岩芯增注效果评价

序号	岩芯号	水样名称	$\bar{K}_{地} 10^{-3} \mu m^2$	$\bar{K}_{混} 10^{-3} \mu m^2$	$\bar{K}_{增注} 10^{-3} \mu m^2$	$\eta_{恢复率} \%$
1	h170 井 5(10/84) - 2	地层水	0.0467	/	0.0476	/
2	h170 井 5(23/84)		0.0452	/	0.0464	/
3	h170 井 5(19/84) - 1	注入水: 地层水 = 2:8	0.0397	0.0311	0.038	80.23
4	h170 井 5(19/84) - 2		0.0382	0.0267	0.0383	100.87
5	h170 井 5(14/84) - 1	注入水: 地层水 = 3:7	0.4992	0.3308	0.3731	25.12
6	h170 井 5(14/84) - 2		0.4739	0.3358	0.3599	17.45
7	h137 井 3(11/135) - 1	注入水: 地层水 = 1:1	0.0374	0.0291	0.0309	21.68
8	h137 井 3(11/135) - 2		0.0477	0.0322	0.0385	40.64
9	h170 井 5(6/84)	注入水	0.5794	0.2999	0.4116	39.96
10	h170 井 5(16/84)		1.0044	0.5411	0.6078	14.39

注入量为 2 倍孔隙体积, 注入后在岩芯中静置 2 小时, 再用地层水驱替岩芯, 测试注入清垢剂后的地层水渗透率。根据岩芯地层渗透率的变化计算岩芯恢复率。

$$\eta_{恢复率} = \frac{\bar{K}_{增注} - \bar{K}_{混}}{\bar{K}_{地} - \bar{K}_{混}} \times 100\% \quad (2)$$

式中: $\eta_{恢复率}$ ——岩芯的地层水渗透率恢复率的平均值, %; $\bar{K}_{增注}$ ——注入清垢剂岩芯的地层水渗透率

的平均值, $10^{-3} \mu m^2$ 。

4.2. 清垢剂效果评价

从清垢剂岩芯实验(表 3)结果可以看出, 清垢剂 YHS-1 对地层水注水的岩芯增注作用较小, 当注入水与地层水以 1:9、2:8 混合增注岩芯后, 在岩芯中产生结垢, 致使岩芯渗透率降低, 在清垢剂 YHS-1 溶蚀岩芯后, 岩芯渗透恢复率均有所提高, 平均达到 42.54%。

5. 认识与结论

1) 姬塬油田采用注水开发,注入水与地层水不配伍,是造成渗透率伤害的主要原因之一。

2) 针对注入水与地层水产生的硫酸钡锶沉淀,研究应用的 YHS-1 清垢剂能有效溶解硫酸钡,并对储层岩芯溶蚀小。

3) YHS-1 清垢剂能有效解除因注入水与地层水不配伍造成的储层伤害,有效恢复因水质不配伍产生的伤害。

参考文献 (References)

- [1] 宇霄, 苟立鹏, 张道发 (2011) 姬塬油田防垢技术研究与应用. *石油化工应用*, **3**, 94-99.
- [2] 王晓琳 (2002) 长庆低渗透油田注水水质稳定技术. *石油勘探与开发*, **29**, 77-79.
- [3] 国家经济贸易委员会 (2002) 储层敏感性流动实验评价方法, SY/T 5358-2002.
- [4] 何治武, 李宁军 (2009) YHS-1 硫酸钡清垢剂的研究与评价. 油田化学应用(会议论文), 第四届油田化学应用专业委员会.