

Study of Steam Channeling Profile Control Agent and Profile Control and Displacement Technology in Thermal Recovery of Heavy Oil Reservoir

Chunsheng Wang¹, Yingfan Sun¹, Chao Liang¹, Yang Liu¹, Ning Lv²

¹Northeast Petroleum University, Daqing Heilongjiang

²Daqing Oilfield Downhole Service Company, Daqing Heilongjiang

Email: sun_yingfan@163.com

Received: Mar. 2nd 2016; accepted: Mar. 24th, 2016; published: Mar. 28th, 2016

Copyright © 2016 by authors and Hans Publishers Inc.

This work is licensed under the Creative Commons Attribution International License (CC BY).

<http://creativecommons.org/licenses/by/4.0/>



Open Access

Abstract

To the oil reservoir conditions of heterogeneity, high temperature, an anti-high temperature gel profile control agent is developed. We use simple variable method to optimize the ratio of component of anti-high temperature gel profile control agent and evaluate its static and dynamic performance. Combined the experimental data with CMG numerical simulation software, the profile process parameters are optimized. The formula of anti-high temperature gel profile control agent system is: 0.03% coagulant aid + 2.75% cross-linking agent I + 2.1% cross-linking II + 8% high temperature resistant main agent, the gelling viscosity is between 2000 - 5000 mPa·s, PH = 6 - 8 is applied, heat-resistant > 280°C, plugging rate > 90.39%. The low-pressure low-emission injection with single fluid method is used. The optimized radius of profile control is 20 m, period of validity is 11 - 12 months. After the three years' application of the profile control technology, the prediction of the incremental oil rate is 5.98%, and the water cut is decreased by 0.81%. This study provides theoretical basis for high-temperature profile control technology research and has a guiding significance for site construction applications.

Keywords

Thermal Recovery, Steam Channeling, Profile Control and Displacement, Single Liquid Process

稠油油藏热采汽窜调驱剂及调驱技术研究

王春生¹, 孙英蕃¹, 梁超¹, 刘洋¹, 吕宁²

¹东北石油大学, 黑龙江 大庆
²大庆油田井下作业分公司, 黑龙江 大庆
Email: sun_yingfan@163.com

收稿日期: 2016年3月2日; 录用日期: 2016年3月24日; 发布日期: 2016年3月28日

摘要

本次研究针对非均质、高温油藏条件, 研制出一种抗高温凝胶调驱剂。采用单一变量法进行耐高温调驱体系成分配比优化, 对其进行静态评价、动态评价; 利用实验数据结合CMG数值模拟软件优化调驱工艺参数。耐高温凝胶类调驱剂体系配方: 0.03%助凝剂 + 2.75%交联剂I + 2.1%交联剂II + 8%耐高温主剂; 成胶粘度2000~5000 mPa·s, 适用pH = 6~8, 耐温 > 280℃、封堵率 > 90.39%; 采用单液法低压低排注入, 优化出调剖半径20 m, 有效期11~12个月, 预测调剖技术应用区块三年后增油率5.98%, 含水率下降0.81%。本次研究为高温调剖技术研究提供理论基础, 对现场调剖实践具有指导意义。

关键词

热采, 汽窜, 调驱, 单液法

1. 引言

蒸汽驱开发进入中后期, 油藏非均质性严重导致蒸汽出现超覆和指进现象[1], 高温蒸汽窜流至生产井井底导致采出液含水率升高, 出砂和举升困难, 泵效降低等问题[2]。针对上述问题, 可以采用高温调驱技术解决[3]。目前, 国内外针对高温调剖技术的研究仅限于对汽井或油井进井地带进行封堵[4], 缺少具有低流动性的高温凝胶堵剂[5]。耐高温调驱剂可以有效调整地层平面及纵向上吸汽不均的问题[6], 并能作为前缘驱替介质[7], 满足耐温要求条件下能有效改善流度比, 提高蒸汽波及体积[8], 并且可以向远井地带运移, 达到深部调剖的目的[9] [10]。

本次研究采用改性技术提高传统耐高温主剂耐温能力, 并与助凝剂以及两种交联剂形成四元共聚凝胶胶体; 耐高温主剂经腐殖酸经硝化氧解后引入钠介质中和, 腐殖酸硝化氧解后, 耐温性提高。耐高温测试实验表明, 体系生成凝胶至少能耐温 280℃。体系具有低流动变形性, 通过室内完善的评价体系, 系统描述调驱剂对于地层环境的敏感性、适应性及有效性, 结合数值模拟方法评价调剖效果, 优化调剖半径, 为高温调剖技术研究提供借鉴和参考, 对现场施工应用具有指导意义。

2. 调驱剂体系配比优化实验

2.1. 助凝剂 HPAM 对调驱剂体系的影响

根据时间—粘度曲线以及观察法判断成胶时间。运用单一变量法, 综合考虑成胶时间和成胶粘度等因素, 优化出满足封堵要求的调驱剂体系成分含量[6]。模拟地层温度 200℃, 调驱剂溶液 PH = 7。

主剂含量为 6 wt.%, 交联剂 I 含量 2.2 wt.%, 交联剂 II 含量 2.1 wt.%, 考察 HPAM 含量对调驱剂体系成胶时间、成胶粘度的影响, 如图 1。

如图 1 所示, HPAM 含量与溶液初始粘度成正比, 对体系成胶时间和成胶粘度影响不大。HPAM 含量增加, 成胶粘度增大, 成胶时间减少, 综合考虑, 选择 HPAM 含量 0.03%。

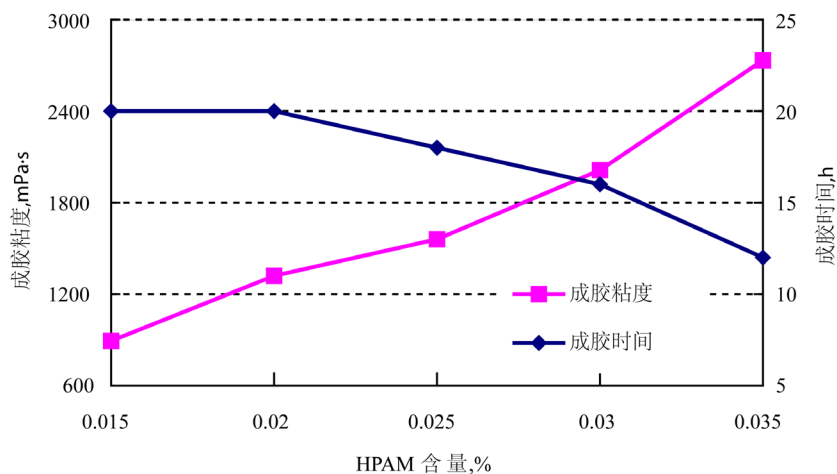


Figure 1. The influence of HPAM on the gelling time and the gelling viscosity
图 1. HPAM 含量对成胶时间、成胶粘度的影响

2.2. 耐高温主剂对调驱剂体系的影响

选取 HPAM 含量 0.03 wt.%, 交联剂 I 含量 2.2 wt.%, 交联剂 II 含量为 2.1 wt.%, 分别考察耐高温主剂含量对调驱剂体系成胶时间、成胶粘度的影响, 如图 2。

如图 2 所示, 主剂含量小于 10% 时, 主剂含量与成胶粘度、成胶时间成正比; 当主剂含量大于 10% 时, 体系成胶时间降低; 随着主剂含量增加, 调驱剂溶液初始粘度增加, 综合成胶时间和成胶粘度, 选取主剂含量为 8%。

2.3. 交联剂 I 对调驱剂体系的影响

选取主剂含量为 8 wt.%, HPAM 含量 0.03 wt.%, 交联剂 II 含量 2.1 wt.%, 考察交联剂 I 质量分数对调驱剂体系成胶时间、成胶粘度的影响, 如图 3。

交联剂 I 含量在 1.65%~3.85% 时, 成胶规律非单调变化, 当交联剂 I 含量为 2.75% 时, 此时交联剂 I 与交联剂 II 摩尔比为: $n(\text{交联剂 I}):n(\text{交联剂 II}) = 2.5:7.0$, 成胶粘度达到最大, 并且成胶时间出现下降趋势。相应成胶粘度满足要求, 故选择交联剂 I 含量为 2.75%。

2.4. 交联剂 II 对调驱剂体系的影响

实验选取主剂含量 8 wt.%, HPAM 含量 0.03 wt.%, 交联剂 I 含量 2.75 wt.%, 考察交联剂 II 质量分数对调驱剂体系成胶时间、成胶粘度的影响, 如图 4。

交联剂 II 含量与体系成胶粘度成正比, 同成胶时间成反比, 起到促进交联反应进行, 提高凝胶强度的作用。通过配比优化实验最终得到调驱剂配方为 0.03% 助凝剂 + 2.75% 交联剂 I + 2.1% 交联剂 II + 8% 耐高温主剂。

3. 调驱剂体系静态性能评价

3.1. 温度对成胶性能的影响

考察温度对三种凝胶体系成胶时间和成胶强度的影响, 考察温度设置为 200℃、240℃、280℃。实验结果如表 1 所示, 调驱剂在 240℃ 下, 成胶粘度较大, 在 200℃ 和 280℃ 下成胶粘度均在 1000 mPa·s~3000 mPa·s 的范围内, 满足对低流动性调驱剂粘度要求。

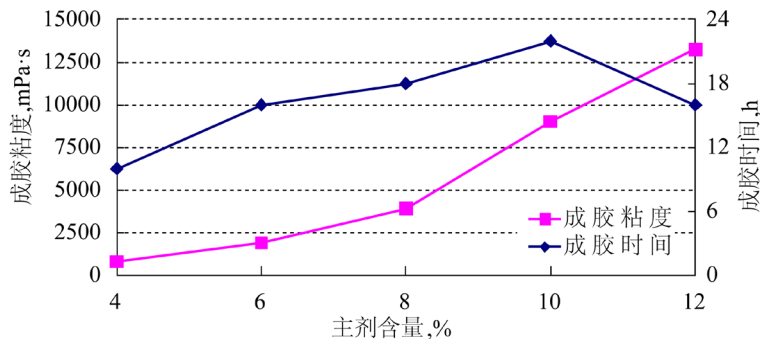


Figure 2. The influence of the content of main agent on the gelling time and the gelling viscosity

图 2. 主剂含量对成胶时间、成胶粘度的影响

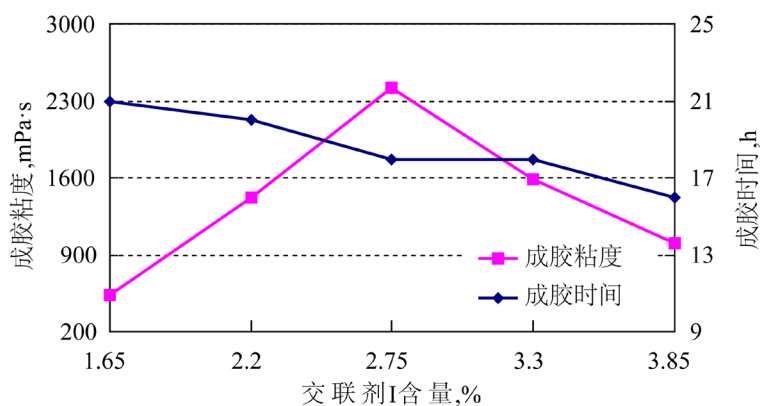


Figure 3. The influence of the content of cross-linking agent I on the gelling time and the gelling viscosity

图 3. 交联剂 I 含量对成胶时间、成胶粘度的影响

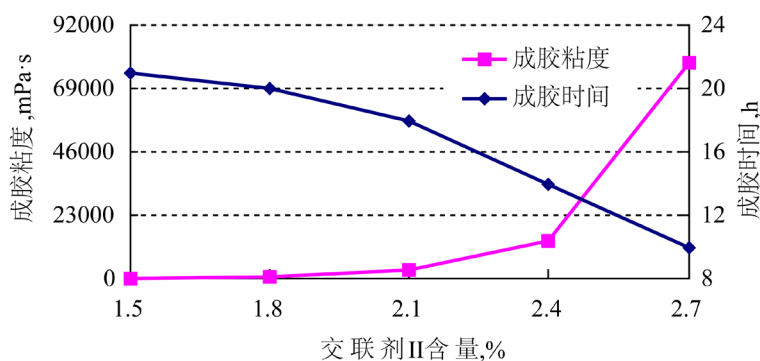


Figure 4. The influence of the content of cross-linking agent II on the gelling time and the gelling viscosity

图 4. 交联剂 II 含量对成胶时间、成胶粘度的影响

Table 1. The influence of temperature on gelling time and viscosity

表 1. 温度对成胶时间、成胶粘度的影响

温度/°C	200	240	280
成胶粘度/mPa·s	2423	37,592	1123
成胶时间/h	20	17	11

3.2. 矿化度对成胶性能的影响

通过对试验区测井解释分析, 地层水主要为 NaHCO_3 型碱性水, PH 值 = 7, 温度为 200°C , 考察矿化度对成胶性能影响, 如表 2 所示。

实验结果表明, 矿化度对调驱剂成胶粘度影响程度较大, 矿化度 1600 mg/L 时, 成胶粘度 $2200\text{ mPa}\cdot\text{s}$ 左右, 矿化度大于 3200 mg/L 时, 调驱体系成胶效果变差, 成胶粘度降至 $400\text{ mPa}\cdot\text{s}$ 以内。

3.3. PH 值对成胶性能的影响

根据辽河油田锦 45 蒸汽驱先导试验区测井解释成果, 选定 pH 值考察范围为 6~9, 反应温度为 200°C , 考察 pH 值对成胶时间、成胶粘度的影响, 如表 3 所示。

实验结果表明, pH 值对调驱剂成胶粘度和成胶时间影响较大, 成胶粘度在 pH 值 = 6~7 范围内变化不大。当 pH = 8 时, 成胶粘度变小。总体成胶时间随 pH 值增加而增长。由表中数据可知, 当 pH = 9 时, 调驱体系不能成胶。

4. 调驱剂体系动态性能评价

4.1. 封堵率、残余阻力系数

将填砂管抽真空, 饱和水, 测孔隙体积和封堵前渗透率, 以 1 ml/min 恒速向填砂管中驱替 3 PV 调剖剂, 密封后放入 200°C 恒温箱中候凝 12 小时至成胶, 考察不同地层温度下, 调驱剂对地层的封堵率和残余阻力系数 RRF。

如表 4 所示, 240°C 时, 调驱剂封堵率最大, 调驱剂封堵率达到 96.47%, 而反应温度为 200°C 和 280°C 时, 虽然封堵率降低, 但仍在 90% 以上, 满足高温调驱需要。

4.2. 耐冲刷性和热稳定性

1) 耐冲刷性

实验室室内以 3 ml/min 速度模拟注汽井注入蒸汽, 模拟温度为 280°C , 蒸汽冲刷填砂管 30 倍空隙体积, 设置回压 2.4 MPa , 冲刷结束后, 测定填砂管水相渗透率, 对比耐冲前后封堵率如表 5 所示。

调驱剂在 15 PV 蒸汽冲刷下, 封堵率在 89% 以上, 蒸汽冲刷量增至 30 PV, 下降至 49.56%, 渗透率下降一半, 足以调整地层吸气剖面, 也从另一面反映出调剖剂可降解, 可解堵的特性。

2) 热稳定性

由于高温条件下, 大多数聚合物容易降解水化, 蒸汽驱中未直接接受高温蒸汽冲刷的调剖剂在高温地层中的保留时间可以由热稳定性来衡量, 实验模拟地层温度 280°C , 通过封堵率随时间的改变值考察调驱剂热稳定性。

如图 5 所示, 调驱剂剂 10 天内封堵率仍达到 85% 以上, 调驱剂成胶胶体稳定, 在高温条件下会出现轻微降解, 从第八天开始热稳定性开始呈现平稳趋势。

5. 调驱工艺数值模拟及效果评价

结合实验提供主剂非线性粘度曲线、等温吸附曲线、最大吸附量、残余阻力系数等参数, 利用数值模拟预测生产效果, 优选调剖半径, 并对封堵效果进行评价。

调驱剂采用单液低压低排方式注入, 注入速度需控制在 $0.2\text{ m}^3/\text{min}\sim 0.4\text{ m}^3/\text{min}$ 以内, 选取注入过程中的爬坡压力为 $3.0\text{ MPa}\sim 5.0\text{ MPa}$, 不超过地层破裂压力的 80%, 顶替液一般为整个调剖用量的 15%。封堵半径分别选取 5 m, 10 m, 15 m, 20 m, 25 m, 封堵后, 预测 3 年内生产效果。

Table 2. The influence of salinity on gelling time and viscosity
表 2. 矿化度对成胶时间、成胶粘度的影响

序号	矿化度 mg/L	成胶时间/h	成胶粘度/mPa·s
1	1600	14	2190
2	3200	13	60
3	4800	15	312

Table 3. The influence of pH on gelling time and viscosity
表 3. PH 值对成胶时间、成胶粘度的影响

序号	pH 值	成胶时间/h	成胶粘度/mPa·s
1	6	15	1918
2	7	17	2020
3	8	21	901.2
4	9	不成胶	不成胶

Table 4. Result of plugging ratio and residual resistance factor
表 4. 封堵率、残余阻力系数测试结果

温度/°C	气测渗透率 /md	水测渗透率/md		封堵率/%	RRF
		堵前	堵后		
200	3467	801	69	91.39	11.61
240	2619	708	25	96.47	28.32
280	3576	770	34	90.39	10.41

Table 5. The results of scouring test
表 5. 耐冲刷性测试结果

气测渗透率 /md	水测渗透率/md				30 PV 封堵率/%
	堵前	堵后	15 PV	30 PV	
3467	804	69	132	404	49.56

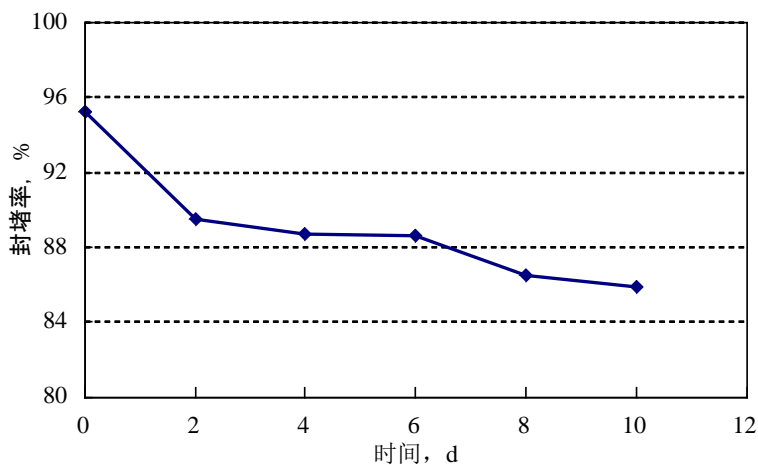


Figure 5. Variation curve of time-plugging rate
图 5. 时间 - 封堵率变化曲线

1) 日产油

如图 6 所示, 调驱半径为 20 m, 增油效果明显上升, 三年累产油增加 5.98%, 调驱效果较好, 调驱有效期从 2013 年 7 月 5 日调驱开始到 2014 年中旬。

2) 降低含水率

由于调驱半径为 5 m、10 m、15 m 日产油量差距不大, 后续研究主要对调驱半径为 20 m 与未调驱进行对比。

如图 7 所示, 调驱半径 20 m, 试验区三年平均含水率为 85.54%, 未调剖时三年平均含水率 86.35%, 平均下降 0.81%。当调驱半径 20 m 时含水率降到最小值 82.77%, 起到稳油控水效果。

6. 结论

1) 经过硝化改性后的耐高温主剂, 与交联剂, 助凝剂在高温下能生成高粘度半固体四元共聚凝胶胶体, 耐高温性能达到 280℃ 以上; 调驱剂具有低变形流动性, 可以向地层深部运移, 达到深部调剖的目的; 该耐高温凝胶型调驱剂适合稠油油藏热采汽窜治理, 调节平面、纵向吸气剖面;

2) 调驱剂体系初始粘度低, 成胶温度范围广, 适用 pH 值 = 6~8, 封堵率大于 90.39%, 具有良好的热稳定性和耐冲刷性, 并可以随蒸汽冲刷解堵;

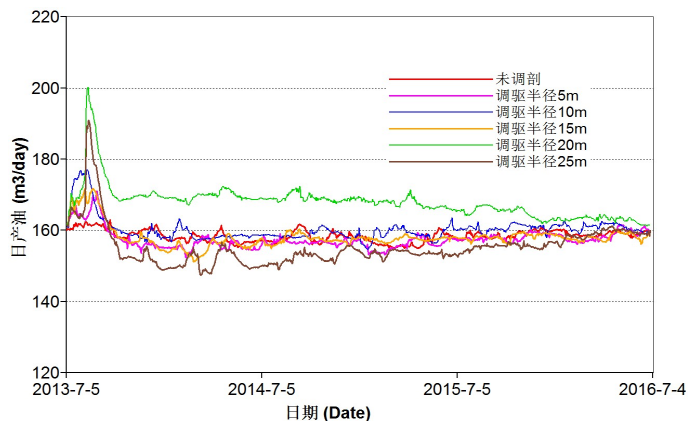


Figure 6. Daily oil production curve of the test work area under different plugging radius

图 6. 不同封堵半径下试验区日产油曲线

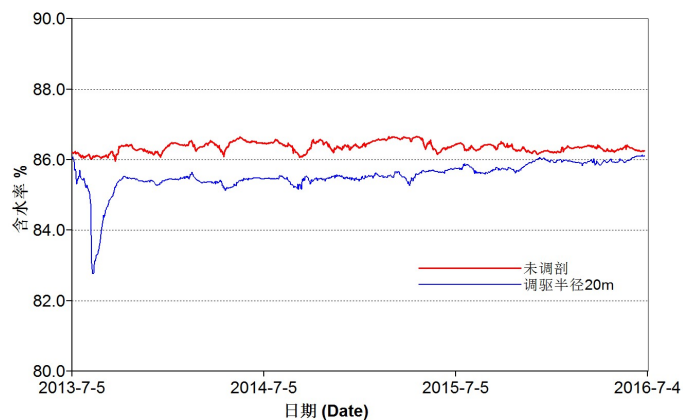


Figure 7. Moisture content curve in different plugging radius

图 7. 不同封堵半径含水率对比曲线

3) 调驱剂宜采用单液法低压低排注入方式, 封堵半径 20 m, 有效期 11~12 个月, 能有效提高产油量, 降低含水率, 降低汽窜井筒温度, 后续仍有较好的稳油控水能力, 数值模拟参数设置均采用实际实验数据以及实际生产数据, 具有较高参考价值。

致 谢

感谢各位老师和同仁们在撰写论文期间对我的帮助, 无私的为我提供资料和软件指导, 用严谨的科研精神一直鼓励着我, 大家追求真理、献身科学、严以律己、宽以待人的崇高品质对我将是永远的鞭策。

基金项目

东北石油大学研究生创新科研项目资助: “蒸汽驱新型调驱剂应用效果研究”(项目编号 YJSCX2015-016NEPU)。

参考文献 (References)

- [1] 高迎杰. 齐 40 块蒸汽驱高温汽窜防治技术研究[J]. 大观周刊, 2012(19): 113-113.
- [2] 张兴文. 齐 40 块蒸汽驱综合调控技术研究与应用[D]: [硕士学位论文]. 大庆: 东北石油大学, 2013.
- [3] 张文玉, 路群祥, 周建华, 等. 河南油田稠油热采井组合封窜技术及应用[J]. 石油地质与工程, 2012, 26(2): 110-111.
- [4] 段友智. 稠油热采化学调驱复合体系研究[D]: [博士学位论文]. 北京: 中国石油大学, 2010.
- [5] 叶银珠, 王正波. 可动凝胶深部调驱数值模拟研究现状及发展方向[J]. 内蒙古石油化工, 2010, 36(009): 157-160.
- [6] 穆停华. 交联聚合物驱数值模拟研究[D]: [硕士学位论文]. 青岛: 中国石油大学, 2011.
- [7] Feng, Q.-H., Wang, S., Liu, P., Ge, P.Y., Shi, S.B., Sun, Y.L., *et al.* (2012) Numerical Simulation for the Profile Control Combination Process of Steam Foam and Stiff Particles. *SPE Heavy Oil Conference-Canada*, Calgary, 12-14 June 2012, SPE-150088-MS.
- [8] Meng, Q.B., Wang, C.J., Liu, H.Q., Wang, J., Hong, C., Dong, X.H. and Liu, Y.G. (2012) A Novel High-Temperature Gel to Control the Steam Channeling in Heavy Oil Reservoir. *SPE Heavy Oil Conference-Canada*, Calgary, 12-14 June 2012, SPE-170049-MS.
- [9] Samir, M.A., Hassan, W., Kamal, S., Hassan, A., Draz, M. and Waheed, S.A. (2010) Evaluating Steam Injection Profile with High Temperature Memory PLT. *North Africa Technical Conference and Exhibition*, Cairo, 14-17 February 2010, SPE-128263-MS. <http://dx.doi.org/10.2118/128263-ms>
- [10] Bauer, S., Gronewald, P., Hamilton, J., LaPlant, D. and Mansure, A. (2005) High-Temperature Plug Formation with Silicates. *SPE International Symposium on Oilfield Chemistry*, The Woodlands, 2-4 February 2005, SPE-92339-MS. <http://dx.doi.org/10.2118/92339-ms>