

聚合物凝胶溶液在岩心内动态运移及成胶形态的实验研究

钱志鸿¹, 汤元春¹, 袁玉峰¹, 顾春元², 朱伟民¹, 邓秀模¹

(1.中国石化江苏油田分公司石油工程技术研究院, 江苏 扬州 225009; 2.上海大学, 上海 200040)

摘要:为探索更多聚合物凝胶在岩心中运移和封堵的信息,设计不同工艺参数的物模实验,并采用核磁共振成像技术对实验过程进行扫描跟踪,获得了凝胶溶液进入岩心、在岩心中运移、成胶后注水等阶段模拟图像。结果表明:聚合物凝胶溶液进入高低渗岩心时不存在明显的先后顺序,其选择性主要表现为高低渗岩心进入剂量的差别;在岩心中运移推进时,凝胶溶液前端会出现一定程度的“指进现象”,指进发生位置受岩心非均质性和重力双重影响,合理的注入速度和凝胶溶液黏度可以有效减轻指进程度;凝胶溶液注入剂量越大,聚集性越好,抗稀释能力越强;凝胶在高渗部位成胶促使注入水转向低渗,其放置的深度和成胶后的强度决定了低渗岩心启动的程度。

关键词:凝胶;核磁共振;动态运移;成胶形态;选择性

中图分类号:TE357 **文献标志码:**A

Visualization of gel migration and gel formation in core

QIAN Zhihong¹, TANG Yuanchun¹, YUAN Yufeng¹, GU Chunyuan², ZHU Weimin¹, DENG Xiumo¹

(1. *Petroleum Engineering Technology Research Institute of Jiangsu Oilfield Company, SINOPEC, Yangzhou 225009, China*; 2. *Shanghai University, Shanghai 200040, China*)

Abstract: In order to obtain the information of gel migration and plugging in the core, it was designed the physical model experiments with different injected parameters, and the nuclear magnetic resonance (NMR) imaging technology was used to scan and track experimental processes. And then it was obtained visualization images for gel entering core, migration in core, and water injection after gelling. Experimental results show that there is no obvious sequence in the gel entering core, of which the selectivity is mainly shown by the difference between the doses into high and low permeability layers. When the gel is transported in the core pores, a certain degree of “fingering phenomenon” can occur at the front end of the gel, and the occurrence position of fingering is dually affected by the heterogeneity of core and the gravity. Reasonable injection rate and gel viscosity can effectively reduce the fingering degree. The higher the dose of gel implantation is, the better the aggregation is, and the stronger the anti-dilution ability is. The plugging of the hypertonic part causes the injected water to turn to low permeability. The depth and intensity of the gel placement determine the degree of low permeability starting.

Key words: gel; nuclear magnetic resonance; dynamic migration; gel formation; selectivity

国内大部分油田都存在明显的纵向和平面非均质性,在注水开发过程中,易形成了水驱优势通道,造成注入水快速窜进,导致低效、无效水驱,造成注水系统能耗损失及后端大量污水处理负担。通过调剖封堵这些优势通道,改善油藏的非均质性是改善水驱开发效果、提高原油采收率的关键^[1]。在众多的调剖体系中,聚合物类凝胶是现阶段应用最广泛的一类调剖剂^[2-4]。从文献报道分布来看,主要集中在聚合物凝胶配方研发、工艺优化、效果评价等方面^[5-6],聚合物凝胶溶液在油藏孔道中的动态运

移特征、成胶规律及后续注入水绕流等研究报道较少。

近几年来,国内一些学者开始在室内对调剖物模进行可视化研究,从研究技术手段来分主要有3种:①微观可视化模型是通过事先压制或刻蚀一定的孔隙网络结构来模拟真实岩心结构,它的特点是

收稿日期:2019-04-01;改回日期:2019-07-31。

第一作者简介:钱志鸿(1984—),工程师,主要从事调剖堵水工作。E-mail:qianzh.jsyt@sinopec.com。

实验过程可透过玻璃直接观察,是目前被应用最多的一项技术,但是该模型的不足是无法真实模拟堵剂三维运移^[7-9];②CT技术可以较真实地描述岩石内部的微观结构特征,近年来也被应用于调剖物模可视化研究,冷光耀、侯吉瑞等利用该技术研究了淀粉凝胶在裂缝性岩心中的运移规律^[10],吕静、刘玉章等成功采用该技术研究了水平井置坝封堵提高采收率的机理^[11],但是CT仪器比较昂贵,作为研究可视化的手段应用频率不高;③核磁共振成像通过外加梯度磁场检测所发射出的电磁波绘制成图像,也能够反映岩心内部结构,目前利用核磁共振技术研究调剖机理多数采用原油为介质,通过可视化描述调剖前后原油的形态变化来反映液流转向作用,无法反馈凝胶的真实形态^[12-14]。

本研究采用无信号的重水代替普通水配制凝胶溶液,保证了凝胶溶液与驱替水的信号区分,从而实现了利用核磁成像技术直接对岩心中的凝胶进行可视化成像,进而研究聚合物凝胶溶液在非均质岩心中的分流、运移和封堵情况。

1 实验设计

1.1 实验材料

实验材料主要包括人造非均质岩心、重水(D₂O)、聚合物、交联剂、氟油等。其中重水(D₂O)是由氘和氧组成的化合物,相对分子质量20.027 5,由于氘与氢的性质差别极小,因此重水和普通水也很相似。非均质人造岩心直径2.5 cm,长度10 cm,级差为5,

是由 $1\,500\times 10^{-3}\,\mu\text{m}^2$ 与 $300\times 10^{-3}\,\mu\text{m}^2$ 两种渗透率的半岩心柱体组成。聚合物凝胶溶液采用重水配制而成,成胶后黏度分别为3 031 mPa·s、5 978 mPa·s。

实验仪器:主要有ISCO柱塞泵,MINI MR低场核磁共振成像岩心驱替系统,HAKKE流变仪等。

1.2 调剖物模过程核磁成像基本原理

核磁共振检测过程中需要将不同流体的信号的弛豫时间进行区分。

凝胶的主体成分为水,所以凝胶和水的信号无法直接区分。而重水无信号,但其它性能与普通水相似,因此使用重水替代普通水对凝胶性质基本没有影响。室内实验对重水配制的凝胶溶液进行了T₂谱和图像检测,均无信号显示,验证了可以采用此方法区分水和凝胶溶液的信号,实现岩心中水和凝胶溶液的形态区分,从而更直观地观察注入、运移、成胶等过程凝胶的形态。

1.3 实验方案与步骤

1.3.1 岩心预处理

切割、烘干岩心;磁性检测,通过矢状面和横断面成像效果判断岩心的磁性强弱。水驱,计算岩心的水测渗透率和孔隙度。

1.3.2 核磁共振参数调试

将岩心放入磁体后,通过核磁成像确定岩心位置,使其处于磁场中心。对矢状面和横截面的切片厚度、切片间隔和切片位置进行设置(见图1)。本实验中所有矢状面和横截面图形均为上半部为高渗部分,下半部为低渗部分。

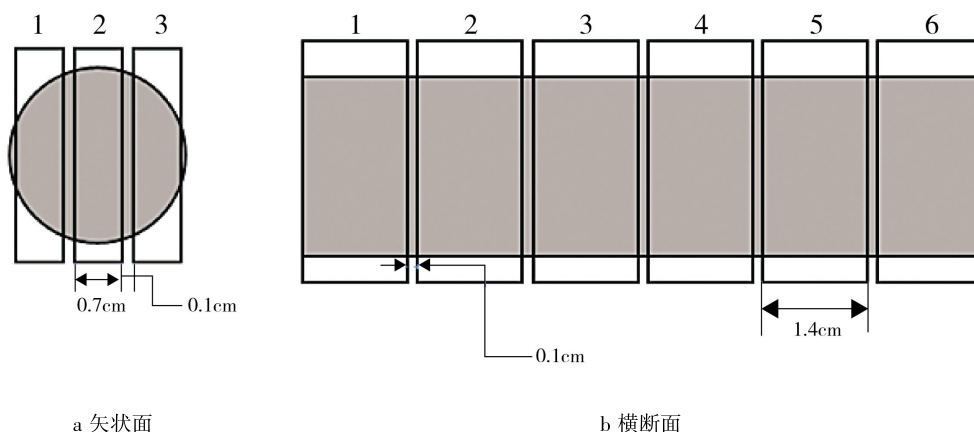


图1 岩心矢状面和横断面的切片位置选择

1.3.3 驱替实验

实验过程:水驱,注入速度0.5 mL/min,记录水驱压力,并对岩心扫描成像;改变某一工艺参数(注

入速度、质量分数、注入段塞量、顶替水量等)注入凝胶溶液,分别进行扫描成像;凝胶溶液完成注入后候凝,扫描成像;继续水驱,记录压力,并按阶段

扫描成像。

实验参数变化设计：

- (1)注入速度变化实验：分别按照0.5 mL/min、1 mL/min、2 mL/min速度注入凝胶溶液0.2 PV，每个速度注入凝胶溶液后进行扫描成像；
- (2)质量分数变化实验：同等条件下，向2块岩心中分别注入质量分数0.2%、0.4%的凝胶溶液0.6 PV，并进行扫描成像；
- (3)注入段塞量变化实验：按照0.5m L/min速度，向3块岩心中分别注入0.2 PV、0.4 PV、0.6 PV的凝胶溶液，并进行扫描成像；
- (4)段塞组合实验：按照0.5 mL /min速度，向岩心中注入0.2 PV凝胶溶液+0.1 PV水+0.2 PV凝胶溶液的组合理段塞，并进行扫描成像；
- (5)顶替量变化实验：同等条件下，对3块均已注入0.4 PV凝胶溶液的岩心，分别再顶替0 PV、0.1 PV、0.2 PV的水，并进行扫描成像；
- (6)后续水驱实验：上述实验，候凝后进行水驱，设计先按0.5 mL /min速度水驱，再提高至1 mL /min、2 mL /min速度水驱，每个速度注入稳定时，进行一次扫描成像。

2 实验结果与分析

2.1 凝胶溶液的选择性

设计质量分数0.2%、0.4%的凝胶溶液注入岩心，作注凝胶溶液过程中的T2谱变化趋势图(见图2)。由岩心中流体的核磁共振成像机制可知流体在岩心中的弛豫时间与岩心中的孔径大小具有一一对应的关系，信号幅度可表征对应孔径中流体的体积。

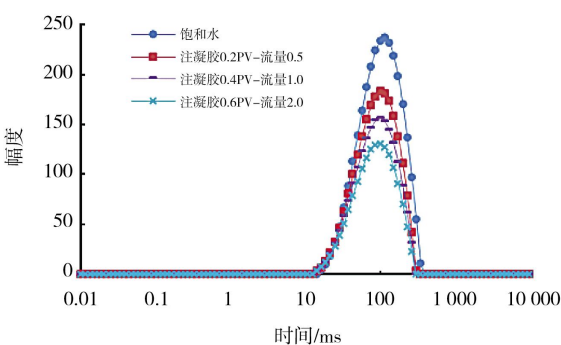


图2 质量分数0.2%凝胶溶液注入过程T2谱

由图可知，而随着注入凝胶溶液PV数的增加以及注入速度(流量)的增大，水峰面积下降较明显，这表明无信号的重水凝胶溶液逐渐进入岩心中，驱替有信号的水从岩心出口端流出，使岩心中水的含量减少。同时，峰的顶点对应横坐标位置没有发生明显的偏移，即弛豫时间没发生明显变化，说明在注入过程中，凝胶溶液在高低渗岩心中运移驱赶水的速度相对均衡，未发生孔径分布比例的变化，说明凝胶溶液进入级差5:1的非均质岩心的时间几乎是同时的。

比较凝胶溶液进入岩心前后的横断面信号强弱分布图(见图3)可知，尽管2种不同质量分数的凝胶溶液进入此级差的非均质岩心的时间几乎是同时的，但从高低渗岩心凝胶溶液信号的强弱差别来看，变化比较明显，高渗部分信号明显减弱，而低渗减弱的程度相对较小，说明凝胶溶液在单位时间内主要进入的是高渗部分。从两种凝胶溶液进入岩心前后横断面信号减弱的差值比较来看，质量分数0.4%的凝胶溶液注入过程高低渗信号减弱的幅度差异更大，说明质量分数越高时，高渗分配进入量越大，即选择性越好。

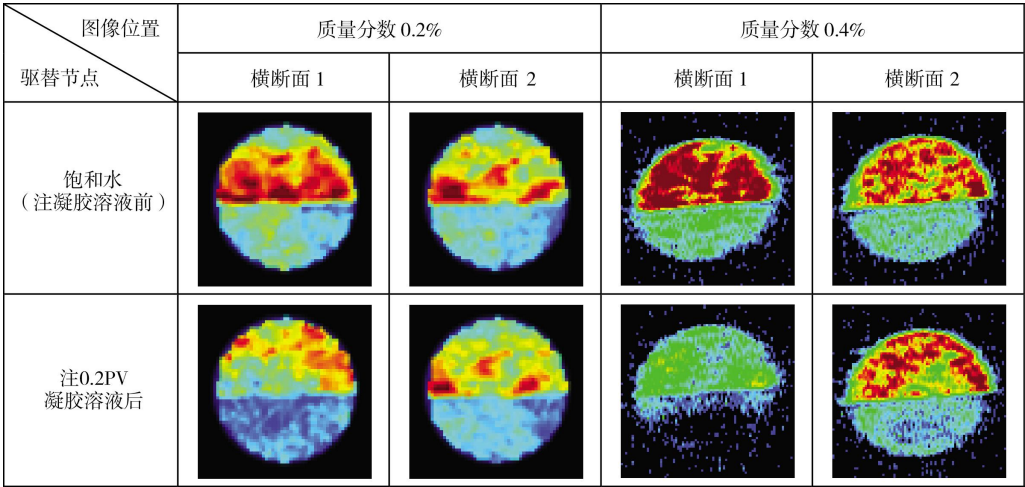


图3 凝胶溶液注入岩心时横断面信号强弱分布

2.2 凝胶溶液在岩心中运移推进形态

2.2.1 岩心运移时凝胶溶液前端的形态

实验设计质量分数0.2%、0.4%凝胶溶液分别以1 mL/min、2 mL/min的注入速度注入岩心（见图4），比较不同情况下的矢状面变化情况。在相同注入速度下，质量分数0.2%凝胶溶液在高渗区运移的距离更远，说明黏度越低，凝胶溶液在岩心中推进速度越快；从凝胶溶液前端的形态来看，质量分数0.2%凝胶溶液前端形态整体呈三角状突进，而质量分数0.4%凝胶溶液前端相对比较均匀，说明随着注入深度的加深，低质量分数凝胶溶液前端已开始出现指进，而高质量分数凝胶溶液前端仍能保持较好地整体性推进。

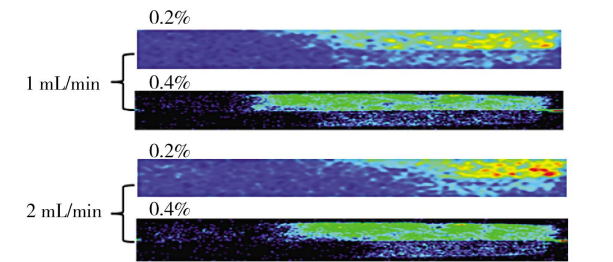


图4 不同注入速度下凝胶溶液前端运移特征

实验中，将质量分数0.2%凝胶溶液以0.5 mL/min速度注胶0.4 PV，上层高渗部分明显观察到进入较多凝胶溶液，但凝胶溶液前端推进相对比较均匀；以1.0 mL/min注胶到0.6 PV时，上层凝胶溶液的前端形态表现为下三角，下层开始略显三角特征；以2.0 mL/min继续注胶0.2 PV，即到0.8 PV时，上层凝胶溶液的下三角形态更加明显，下层开始略显三角特征。说明凝胶溶液注入速度越快，越容易造成凝胶溶液前端推进不均，从实验来看在高渗部位凝胶溶液更容易出现指进（见图5）。

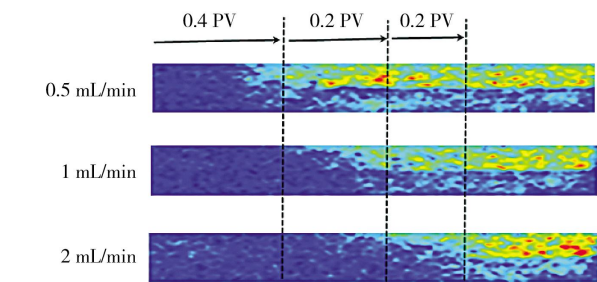


图5 质量分数0.2%的凝胶溶液在不同注入速度时的前端形态

实验中凝胶溶液的前端突进形态均表现为下三角形状，分析认为主要是凝胶溶液运移过程中受重力作用的影响，即凝胶溶液在同一渗透率部分，也会因为重力作用出现下部聚集较多的情况，导致下部的凝胶溶液推进更快。实验中质量分数0.4%凝胶溶液前端形态虽然基本呈整体前进，但在高低渗结合位置也出现少量凝胶溶液指进现象，分析认为由于岩心制作的原因此处的渗透率相对较高，所以易在此处发生指进现象，说明岩心的非均质性是凝胶溶液突进重要影响因素，即非均质性越强，凝胶溶液越易往该高渗部位突进。

2.2.2 凝胶溶液整体运移稳定性

实验以同样速度（0.5 mL/min）、同样质量分数（0.4%）注入不同剂量（0.2、0.4 PV）的凝胶溶液，之后均顶替0.2 PV的清水，比较不同剂量下凝胶溶液的运移形态（见图6）。

从实验中矢状面变化来看，注0.4 PV凝胶溶液后，岩心高渗端信号比注0.2 PV的凝胶溶液下降更为明显，主要是因为0.2 PV的量凝胶溶液前端在注入过程中被岩心中的水稀释，信号改变较0.4 PV要小，说明注入剂量越大凝胶溶液聚集性越好，越容易整体运移，抗稀释能力越强，有利于成胶封堵；在

驱替阶段 剂量	饱和水阶段	注凝胶溶液	顶替水阶段
0.2 PV 凝胶溶液			
0.4 PV 凝胶溶液			

图6 不同剂量凝胶溶液注入过程矢状面变化

顶替0.2 PV清水后，均可以观察到凝胶溶液段塞向岩心中部推进了一定距离，证明了后置顶替可以起到推动凝胶溶液运移的作用，但是凝胶溶液的运移形态不是理想状态的段塞式推进，在高渗下部有明

显变亮的水信号，说明注入水也会受非均质性的影响而突进，形成一定的水道，这启示我们在设计调剖后置顶替段塞时，必须兼顾顶替作用和被稀释的风险，合理设计后置顶替的量。

实验考察了多段塞间隔注入的工艺中凝胶溶液运移特征(见图7),从实验来看,采用0.2 PV凝胶溶液+0.1 PV水+0.2 PV凝胶溶液的方式,完成0.4 PV的凝胶溶液注入时,第一段凝胶溶液的运移位置能达到接近岩心1/2位置处,说明这种中间隔离的段塞

注入方式也能实现段塞式推进。但是从阴影面积分布来看,中间隔离水信号明显大于0.1 PV的量,说明凝胶溶液段塞与中间隔离水的段塞的边缘存在一定互溶现象,因此,方案设计时,中间隔离的剂量须控制好,保证不会对主段塞起到太大稀释作用。

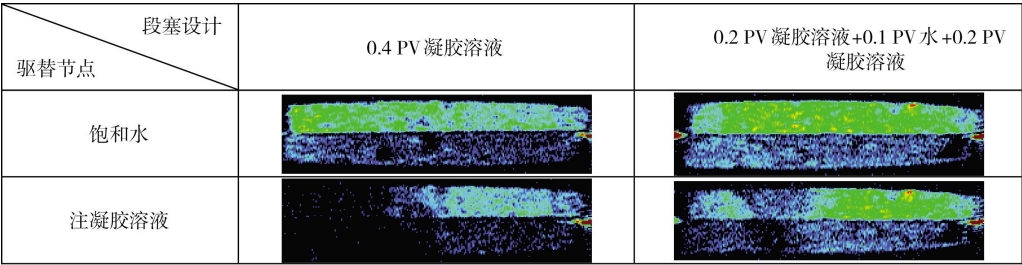


图7 凝胶溶液笼统、分段注入过程矢状面变化

2.3 液流转向作用

在凝胶溶液完全成胶后,设计不同注入速度的后续注水,分析凝胶耐冲刷性和后续水绕流情况(见图8)。实验结果显示,凝胶溶液成胶后,用注入速度(流量)0.5 mL/min驱替0.8 PV水时,水峰发生左移,说明凝胶在高渗孔道起到了封堵作用,后续注入水开始大量进入了小孔道,即启动了低渗层;注水从0.8 PV到1.5 PV,水峰位置没有明显变化,说明这期间由于注水速度不变,注入水在高低渗分配没有明显变化,注入水处于均衡推进,没有进一步启动低渗;当以1 mL/min注入速度注水至2.5 PV时,水峰顶点峰又略向左移动,说明提高注入速度后高低渗进液比例发生变化,低渗进入量增多,发生了转向作用;提高水驱速度到2.0 mL/min时,峰仍有小幅左移变化,说明后续注入水稳定后,通过提高注水速度,就会打破这种平衡状态,液流转向作用会再次发生。

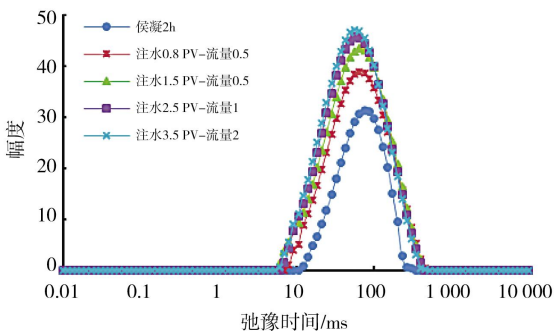


图8 凝胶成胶后后续水驱T2谱(0.4 PV)

比较注水不同阶段的凝胶信号(见图9),可以发现,随着注水PV数的增加,凝胶整体在不断向前推进,逐渐有部分凝胶被驱替出岩心。到达一定PV

数后,高渗部分阴影基本消失,这主要是因为注入水进入了凝胶内部所致。对比可见,后续水驱注入后,低渗进口端信号逐渐加强,甚至超过调剖前的强度,说明调剖起到较好的液流转向作用。从整个过程看,低渗信号有一个快速加强到缓慢变化转变过程,当注水达到3 PV后,低渗不再变化,表明此时高渗部分的凝胶已被突破,从而失去调剖封堵转向的作用,这也说明了高渗部分的封堵强度和深度是整个调剖封堵稳定性的关键,决定了低渗启动的程度。

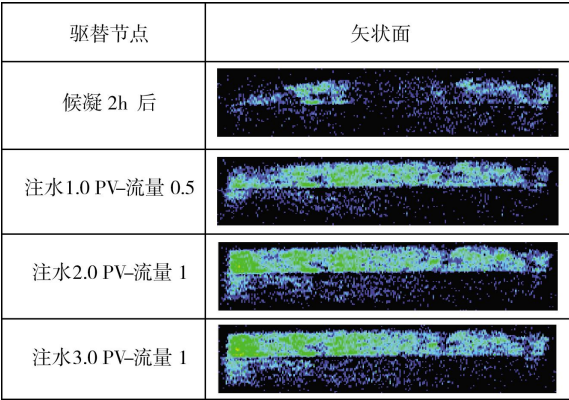


图9 后续注水时矢状面变化

3 结论与建议

- (1)在5:1级差条件下,凝胶溶液注入非均质岩心时未出现预期的选择性进入现象,而是表现为高低渗进入量比例差别,因此在高低渗级差较小时调剖,需提前做好低渗层的保护措施,防止调剖过程对其误伤害,影响调剖效果。
- (2)凝胶溶液在岩心推进时段塞前端会出现局部突进的情况,突进发生位置受岩(下转第 83 页)

在S2-10井内下入腐蚀挂环,5个月后取出,采用生物防腐技术后,油管内壁腐蚀速率由6 mm/a,下降至0.3 mm/a。

4.2 双封卡采管柱满足生产需要

SD油田共有套损井12口,通过双封卡采治理恢复生产井11口(1口井因产量低未治理),施工一次成功率100%。双封卡采工艺具有三个优点:①满足生物防腐技术加药的要求;②满足清防蜡的要求;③管柱安全可靠、方便后期作业。目前9口井的平均生产时间为8个月,最长时间生产时间已超过20个月。

5 结论

(1)通过对SD油田套损井生产特征、腐蚀情况的分析,确定了硫酸盐还原菌是引起套损的主因。

(2)针对SD油田套损井现状,从优选防腐技术

和套损井修复两方面开展治理,应用生物防腐技术和双封卡采技术在现场应用取得了良好效果,通过治理腐蚀速率大大降低,套损井恢复生产,工艺成功率100%。

参考文献:

- [1] 康宜恩,黄海,孙杰. 帅垛油田油井蜡卡规律研究及治理对策[J]. 油气藏评价与开发, 2012, 4(6): 53-56.
- [2] 付亚荣,田炜,刘宏伟,等. 油井防腐的生化处理技术[J]. 中国油田化学品, 2010, 5(8): 34-35.
- [3] 田华东. 注水井环空生物防腐技术的研究与应用[J]. 内蒙古石油化工, 2009, 8(9): 23-25.
- [4] 陈全柱,刘世英,华嘉泉. 复杂套损井修复新工艺初探[J]. 中国化工贸易, 2014, 2(36): 25-26.
- [5] 刘合,金岩松. 套损井最佳修井时机和修井策略研究[J]. 石油钻采工艺, 2004, 5(26): 23-26.

(编辑 韩 枫)

(上接第79页)心非均质性和重力双重影响;在调剖工艺上,提高前端凝胶溶液质量分数和降低注入速度有利段塞整体推进,保证最终的封堵效果。

(3)凝胶溶液注入量越多,聚集性越好,抗稀释能力越好。因此在考虑经济性前提下,可以适当加大调剖剂量;同时,工艺设计中作为隔离和后端顶替的清水段塞,必须严格控制用量,防止出现稀释作用而影响成胶强度。

(4)恢复水驱后,高渗处凝胶承受着大部分注水的冲击,因此这部分凝胶的强度和放置深度也决定了低渗启动程度;在调剖后,提高注入速度可以在一定程度上强化液流转向效果,因此建议调剖恢复注水后一段时间提高注水井日配注量,扩大调剖液流转向效果。

参考文献:

- [1] 曾流芳,刘炳官,刘玉章,等. 水驱优势通道对水驱开发效果的影响因素研究[J]. 江汉石油学院学报, 2004, 26(2): 126-127.
- [2] 郭雄华,冯其红,李淑霞. 高含水期油田堵调综合治理方法[J]. 石油大学学报(自然科学版), 2010, 24(5): 35-38.
- [3] 石志敏,刘国生,毛为成,等. 双河油田特高含水期油藏深度调剖技术试验研究[J]. 石油钻探技术, 2005, 33(4): 63-65.
- [4] 李科星,邓秀模,钱志鸿,等. JSF-1复合调剖体系的研制

与应用[J]. 油田化学, 2010, 27(4): 411-415.

- [5] 熊春明,唐孝芬. 国内外堵水调剖技术最新进展及发展趋势[J]. 石油勘探与开发, 2007, 34(1): 83-88.
- [6] 赵福麟,张贵才,周洪涛,等. 调剖堵水的潜力、限度和发展趋势[J]. 石油大学学报(自然科学版), 1999, 23(1): 49-54.
- [7] 狄勤丰,华帅,顾春元,等. 岩心微流动的核磁共振可视化研究[J]. 实验流体力学, 2016, 30(3): 98-103.
- [8] 何勇明,樊中海,孙尚如. 低渗透储层渗流机理研究现状及展望[J]. 石油地质与工程, 2008, 22(3): 5-7.
- [9] 陈霆,孙志刚. 不同化学驱油体系微观驱油机理评价方法[J]. 石油钻探技术, 2013, 41(2): 87-92.
- [10] 冷光耀,侯吉瑞. 利用CT技术研究裂缝性油藏改性淀粉凝胶调堵液流转向[J]. 油田化学, 2016, 33(4): 629-632.
- [11] 吕静,刘玉章,高建,等. 应用CT研究水平井置胶成坝深部液流转向机理[J]. 石油勘探与开发, 2011, 38(6): 733-737.
- [12] 周元龙,姜汉桥,王川,等. 核磁共振研究聚合物微球调驱微观渗流机理[J]. 西安石油大学学报(自然科学版), 2013, 28(1): 70-75.
- [13] 王为民,郭和坤,孙佃庆,等. 用核磁共振成像技术研究聚合物驱油过程[J]. 石油学报, 1997, 18(04): 54-60.
- [14] 赵越超,宋永臣,郝敏,等. 磁共振成像在CO₂驱油中的应用[J]. 大连理工大学学报, 2012, 52(1): 23-28.

(编辑 韩 枫)