

油田堵水调剖译文集

P.M. 常 等著

刘翔鸮 李宇乡 罗洪友 等译

油田堵水调剖译文集

石油工业出版社

学(北京)

7.6-53

01

石油工业出版社

101633

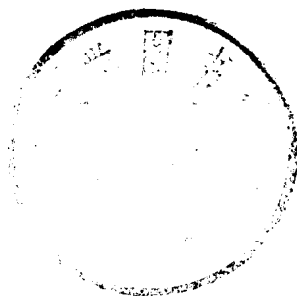
TE357.6-53

001

油田堵水调剖译文集

P. M. 常 等著

刘翔鹄 李宇乡 罗洪友 等译



石油工业出版社

内 容 提 要

本书共收集翻译了 20 篇近年来国外油田堵水调剖方面的专题文章。内容包括有关化学处理剂、室内试验方法、现场处理工艺技术及数字模拟研究等。

本书适用于从事油田堵水、调剖工作的科研人员及工程技术人员使用,对石油院校采油工程专业师生也有裨益。

图书在版编目(CIP)数据

油田堵水调剖译文集 / 刘翔鹗等译.

北京: 石油工业出版社, 1995.8

ISBN 7-5021-1393-2

I. 油…

II. 刘…

III. 油田—堵水—译文—文集

IV. TE358-53

石油工业出版社出版

(100011 北京安定门外安华里 2 区 1 号楼)

石油工业出版社印刷厂排版印刷

新华书店北京发行所发行

*

787×1092 毫米 16 开 $12\frac{3}{4}$ 印张 319 千字 印 1-1500

1995 年 8 月北京第 1 版 1995 年 8 月北京第 1 次印刷

定价: 12.00 元

前 言

控水稳油技术是实现稳定东部战略方针的关键技术。堵水、调剖和区块整体处理又是控水稳油技术不可缺少的基本组成部分。

为了进一步提高我国各油田堵水调剖的技术水平，我们查阅了 89 年以来 SPE 及独联体油气杂志有关这方面的文章，根据我国油田的具体现状，从中挑选翻译了二十篇。内容涉及新型高温调剖剂的现场应用、利用氧化铝在孔隙介质中的沉淀调整吸水剖面、用聚丙烯酰胺 / 羧酸铬 (III) 处理近井地带、高温油井的聚合物堵水技术、孔隙介质中黄胞胶 / Cr^{3+} 凝胶的选择性堵水、用于高温调剖的新型生物聚合物等等。以供各油田及科研院所的有关人员参考、借鉴。

由于译者水平有限，书中难免有错误和缺点，希广大读者批评指正。

译 者

1993 年 8 月

目 录

一种新型高温调剖剂实验室研究和现场评价	(1)
一种用于油井堵水的新型凝胶的现场评价	(12)
用聚合物处理改善油气井的水 / 油和水 / 气相对渗透率	(25)
封堵地层水的化学剂	(34)
利用氧化铝在孔隙介质中的沉淀调整吸水剖面	(37)
用于调整注水井吸水剖面的二氧化硅凝胶的制备方法	(47)
用聚丙烯酰胺 / 羧酸铬(III)处理近井地带	(49)
一种新型调剖剂及其工艺技术	(63)
化学凝胶在天然裂缝性碳酸岩油层采油井的堵水设计和现场应用	(69)
高温油井的聚合物堵水	(85)
交联聚合物在油田地层控制中的应用——天然聚合物与合成聚合物的比较	(95)
高剪切速率对黄胞胶和铬(III)体系就地胶结的影响	(100)
孔隙介质中黄胞胶 / Cr^{3+} 体系的就地凝胶	(110)
孔隙介质中黄胞胶 / Cr^{3+} 凝胶的选择性堵水	(123)
一种用于高温调剖的新型生物聚合物 第一部分——室内实验	(135)
一种用于高温调剖的新型生物聚合物 第二部分——现场试验结果	(141)
生产井的凝胶堵水处理	(147)
聚合物凝胶封堵非均质地层的单井数值模拟	(162)
降低渗透率垂向波及处理的模拟	(177)
用可交联的羟乙基纤维素控制 Flexture 高渗走向带海上完井的液体滤失	(186)

一种新型高温调剖剂实验室研究和现场评价

P. W. Chang 等

杨长祜 译

李宇乡 校

摘 要

本文报导了一种新型注水用高温调剖剂“FLOPERM”325型实验室研究和初期现场试验情况。

该新型调剖剂是人工合成热固型材料，使用浓度为注入盐水的1%~2%。在温度高达105℃(221°F)时，它的成胶时间从几小时到10天的范围内都可以控制，成胶地点从井筒到地层内任何距离均可变换。在填砂装置中，模拟油层条件下进行成胶动态试验，该新的调剖剂体系使地层对盐水的渗透率降低90%，而对油仍能保持近乎原始的渗透率值。同时在填砂模型中，保持92℃(197°F)的温度，胶体稳定时间可超过10个月左右。

1984年3月在ARCO公司Nelson Minnelusa区块的一口注水井(地层温度197°F(92℃))，进行注入试验，在两天半的时间内，向地层注入2000bbl该调剖剂溶液。注水剖面表明：注入的盐水从水流通通道转到油层，在处理后的几个月内，已见到增加产油量降低含水比的效果，并仍在延续。

一、前 言

“剖面调整”是提高原油采收率的一种手段，其方法是借助将水注进以前驱扫状况较差的油层，这种方法是将胶状段塞挤入近井水淹层高渗透带，借助胶状段塞，降低目的层对注入流体的渗透率，从而，调整流动剖面，把注入流体转向含有残余油量较多的油层。

调剖剂注入设计，即注入胶液量、在地层内成胶定位深度、胶体动态等参数，是油藏和所用胶体系特性的函数。剖面调整的概念也可以应用到采油井，通过控制油水比或油气比来抑制水锥或气锥。剖面调整的概念还可以应用到调整注蒸汽、注CO₂、注气混相驱等注入剖面调整中。

用金属交联的聚丙烯酰胺和黄胞胶体系进行剖面调整是最好的证明，聚丙烯酰胺在低盐度和低硬度的注入盐水中，用三价金属铬(Cr³⁺)或铝(Al³⁺)离子交联成胶，得到广泛应用。用铬交联黄胞胶体系，对现场所遇到各种范围矿化度和硬度的注入水均适用，因为它对盐度和硬度均不敏感。剖面调整的特点为：处理费用低、反应时间快、风险小、处理投资回收快。

聚丙烯酰胺和多糖类凝胶体系，由于热稳定性的原因，在油藏温度高于160°F(71℃)使用时就成问题。这种温度使用极限是由于发生离子型或至少部分为离子型交联的结果，高温调剖剂急需寻找基于共价化学交联的新型成胶体系。

文献中报导了许多类型的转向剂，其中有些可用于高温，如注蒸汽和水。这些材料选用范围很广，从低分子量单体到高分子量聚合物，在油层中成胶时，无论是停止在某处，还是

处于流动状态，均以离子和共键交联。

通常，该体系受温度、盐度、pH 值范围所限，其实例包括以下各种体系：

- (1) 阳离子 / 阴离子聚合物；
- (2) 各种活性和非活性木质素磺酸盐；
- (3) 丹宁 / 乙醛热活性剂；
- (4) 酸基催化剂糠醇；
- (5) 聚丙烯酸 / 环氧树脂乳化剂；
- (6) 含有酚醛树脂和稳定剂的聚合物和成胶剂；
- (7) 含有粘性酚醛树脂发泡组分；
- (8) 聚乙烯醇 / 二醛基化学剂。

本文所述的是新型 FLOPERM325 高温调剖剂在实验室的研究情况和 ARCO 公司 Nelson Minnelusa 区块注水井 (197 ° F 即 92℃) 现场试验情况。

二、凝胶调剖剂的开发

1. 高温凝胶的动态目标

油田所用转向剂的关键特性是低浓度使用时具有调剖功能，同时经济性亦令人满意。最理想的胶体使用浓度在 1000~10000ppm 范围以内。呈水相交联聚合物网络，可以提供在地层内适宜的成胶位置，凝胶稳定性好，并具有调剖剂所必要的特性。

将来共键交联剂的出现，可克服目前常规工业用转向剂热稳定性差的问题，从而提供在油层温度下，耐热稳定性可达几年的最佳转向剂。

胶化过程动力学特征是凝胶剂成胶特性中另一个重要的可变特性。成胶反应时间必须可控，且能延长至足以使溶胶驱替进入地层后，在远离井眼 50~100ft 处定位成胶。因此，凝胶必须具有成胶时间从几小时到几天内可变化的能力。

高温体系的凝胶，必须具有下列特性：

- (1) 具备有选择性进入高渗透层的能力；
- (2) 矿化度和硬度与驱替或注入的盐水相配伍；
- (3) 与地层配伍性好；
- (4) 化学处理降解后，使地层恢复原来的渗透值。

2. 实验室测试程序

实验室设计了利用一组新型成胶剂来获得上述凝胶动态参数的测试程序。

第一步是评价胶化动力学的成胶方法。用安瓿在目的层温度下进行与盐水配伍性与热稳定性测量，成胶情况明显可见。记录成胶时间、胶的质量（即包括溶胶在地层内沉淀、脱水、收缩、降解、机械稳定状况等）。在目的层温度下，储存 30 天后，评价胶体的稳定性。

由图 1 所示的装置，采用充填砂柱和岩心，对成胶定位和成胶动态进行评价试验。充填砂柱是将硅质砂充填到直径为 1in.，长度为 12in.，两端带有端帽的不锈钢管中，在进出口监测压力，进出口分别连接 2in.管子。充填砂柱的渗透率，由填入专用不同目数的混合砂样来控制。岩心试验将 Berea 岩心装在进出口带有承压接头岩心夹持器内进行试验。填砂管或岩心夹持器在所要求的温度值下安装在空气浴烘箱内。试验流程出口装有一个回压调节阀，以防止注入盐水蒸发汽化。在中间容器里 (Temco Accumuator) 的液体，由定容积泵

(Milton-Roy Constametric) 以恒压或恒速驱替进入空隙介质中，压力和流出物的流量连续监测，并将流出物收集后进行化学分析。

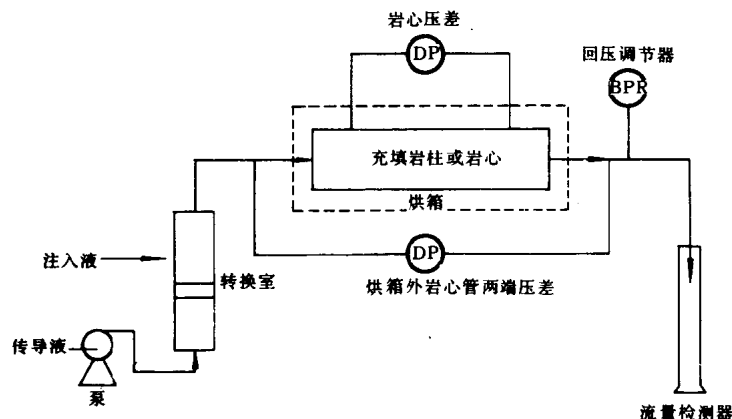


图1 评价凝胶动态填砂或岩心装置图

测量渗透率变化值按下述程序进行：首先，在真空条件下，岩心空隙用盐水饱和。在岩心夹持器内，通过加围压的流体加盖层压力，用不同流动速率向岩心内注入盐水，以测定对盐水的相渗透率值；然后再注入油，测定在残余水条件下油相渗透率；再次注入盐水，直到最终，测定在残余油条件下水相渗透率。然后，再向岩心孔隙空间注入溶胶液，之后，将进口阀关闭一段时间，使溶胶胶凝并定位。入口处准备一个安瓿，以确定成胶时间、成胶位置。岩心孔隙介质按盐水→油→盐水顺序注入，与成胶后的渗透率进行对比。

一套平行的充填砂柱试验装置，是用两个垂直于该平行充填砂柱的测试系统组装而成，以便评价成胶的位置。在这些试验中，所用充填砂柱渗透率之间的差值大约相差 10 倍，最后注入一倍孔隙体积的溶胶液，然后，按上述注入盐水→油→盐水的顺序注入流体，对比凝胶定位后使渗透率降低的结果。

3.FLOPERM325 的特性

FLOPERM325 型凝胶体系，应用于 Nelson Minnelusa 区块的油藏最合适的范围为：温度 197 °F (92℃)；注入盐水中总的溶解固体量，10800ppm；地层盐水中总的溶解固体量为 5400ppm。表 1 列出油藏简况，在本文“现场试验”一节中将详细阐述。

1) 胶凝动力学

FLOPERM325 型胶液是注入前在地面预先混合的双组分(325R 和 325F)所组成的二级包装体系，其中含有两种附加成分（一种用于缓速胶化，一种用于加速胶化），根据需要使成胶速率可以在很宽的时间间隔范围内予以控制，如图 2。

胶凝过程开始之前，溶胶和注入盐水粘度相同，当溶液被保持在胶凝温度时，在形成明显的凝胶之前（此时凝胶相分开），粘度一直保持在图 3 中下部的基线值，凝胶析出时粘度突然上升，如图 3 所示。

胶凝过程的时域特性是胶凝过程中的重要性能，可以利用它预计胶凝段塞挤入地层所欲达定位之处。

表 1

Nelson Minneleusa 区块 油藏和原油特性		水分析		
			注入盐水 (Muddy)	产出盐水 (Minnelusa)
宾夕法尼亚砂岩		Na ⁺	4215	18152
平均深度(ft)	8700.00	K ⁺	11	459
平均孔隙度(%)	16.70	Ca ²⁺	43	576
平均空气渗透率(mD)	90.00	Mg ²⁺	10	134
渗透率范围(mD)	1-300.00	Cl ⁻	5800	25800
平均净厚度(ft)	10.50	SO ₄ ²⁻	30	4933
束缚水饱和度(%)	26.00	HCO ₃ ⁻	1366	668
目前含水饱和度(%)	34.00	TDS	10781	50383
原始含油饱和度(%)	74.00	pH	8.0	6.4
剩余油饱和度(%)	21.30			
原始地层压力(lb/in ²)	2613.00			
目前地层压力(lb/in ²)	1174.00			
原油比重(API)	21.20			
原油粘度(cP)	12.00			
原油地层体积系数(地层桶/地面桶)	1.07			
地层水粘度(cP)	0.35			
地层水体积系数(地层桶/地面桶)	1.03			

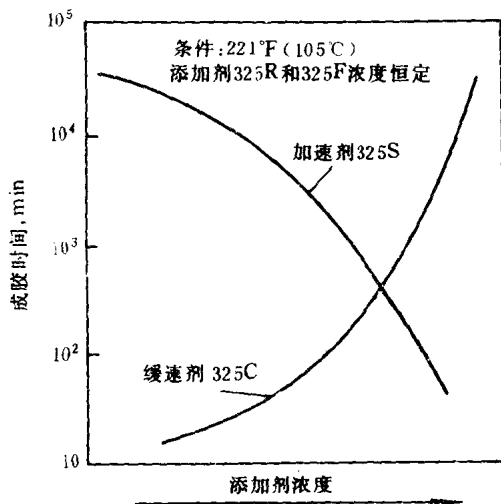


图 2 FLOPERM325 型胶液的成胶速率
(添加剂 325C 和 325S 的影响)

2) 填砂岩样渗透率降低

FLOPERM325 型凝胶体系另一个重要特性是在油层剩余油的条件下, 在孔隙介质中能降低对盐水的渗透率。由图 4 可知, 在剩余油条件下, 该调剖剂使盐水相渗透率降低 91% (由 209mD 降到 19.2mD)。渗透率降低程度可借助所用胶的浓度不同来调节, 基本上与孔隙介质的原始渗透率无关 (试验岩样原始渗透率范围 10~1000mD)。对注水调整吸水剖面来说, 该凝胶剂使盐水相渗透率优选降低的程度, 是一项十分有用的胶凝特性。

一套两根平行填砂岩心管所进行的试验, 证实了其中高渗透填砂管中, FLOPERM 有选择性定位胶凝的特性, 模

拟现场从生产的油层中隔开薄的水层实际上是不可能的。上述试验装置中,两根平行填砂装置的渗透率分别为 76.7 和 1140mD,注入盐水流量比为 1:10,注入一倍孔隙体积的胶液后,按规定时间关闭试验,使堵剂胶凝,测量两根岩心管对盐水的渗透率,结果表明:仅在高渗透充填管内,渗透率值降低很大。经堵剂处理后两根充填管通过盐水流量大体相等,如图 5 所示。

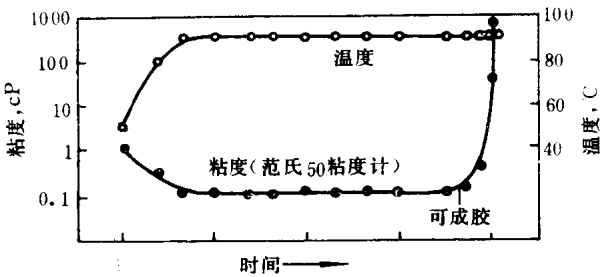


图 3 FLOPERM325 型胶液粘度与时间的关系(92℃)

这种模式在类似试验中每次均可获得。借助选择性进行层内定位胶凝,能够不用封隔器就可以分隔开目的层。

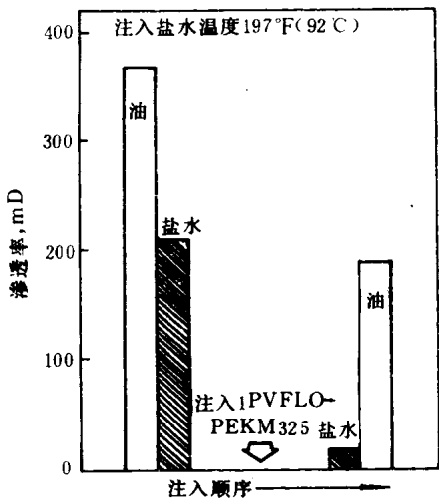


图 4 FLOPERM325 对盐水和油渗透率选择性降低的试验结果

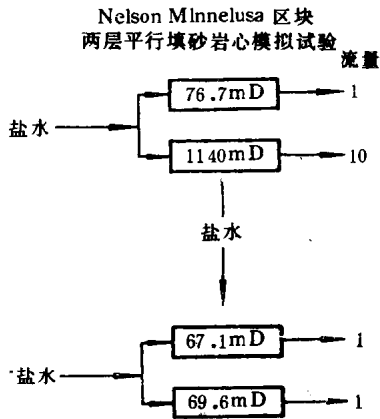


图 5 FLOPERM325 对渗透率降低的选择性

3) 热稳定性

在氨瓶中预处理胶凝热稳定试验,对 FLOPERM325 型凝胶,经目测检验判断,在温度为 105℃时,经一年多时间性能稳定。填砂管内评价凝胶热稳定性的方法是:采用测定在 92℃静态条件下,填砂管内凝胶对盐水渗透率降低的值,如图 6 所示。所用的凝胶,保持其有效降低盐水流动之性能时间长达 340 天以上。在对比研究中,考察了在温度为 90℃时,填砂管内凝胶降解情况。聚丙烯酰胺/Cr³⁺和黄胞胶/Cr³⁺两个体系,渗透率降到初始值的 70%左右,在 70℃时,该两种离子交联型体系呈现脱水收缩。

4) 耐盐性能

在胶凝动力学研究中,得知在 90~115℃温度范围内,配置凝胶的盐水中,全部溶解的固体含量仅小于 2%时,所获得的凝胶倍数和质量非常适用。过去在 ARCO 公司 Nelson

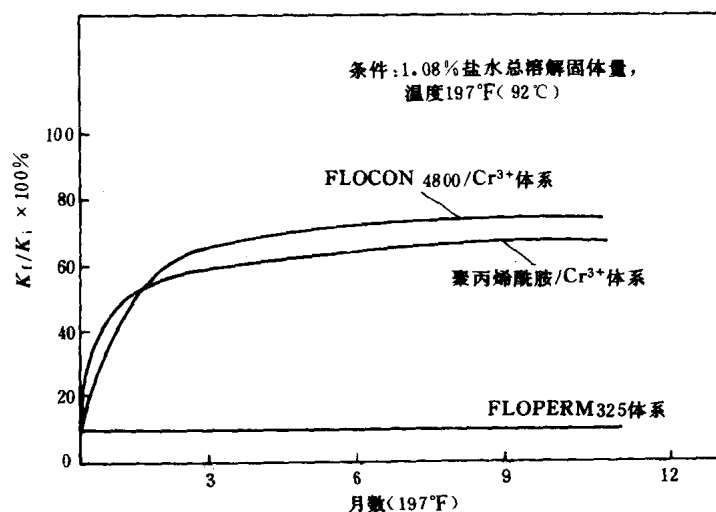
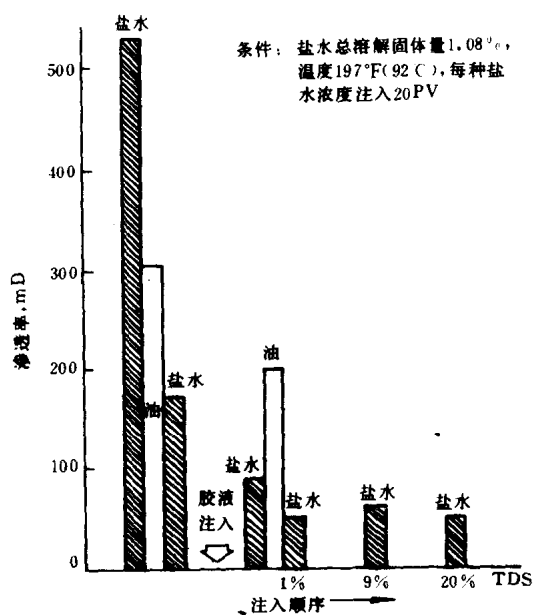
图6 FLOPERM325、聚丙烯酰胺/Cr³⁺、黄胞胶/Cr³⁺体系填砂管热稳定性动态比较

图 7 FLOPERM325 在填砂岩心中对高矿化度注入液的稳定性

Minnelusa 区块处理地层时, 现场用盐水中全部溶解的固体量多达 5%。在用高矿化度高硬度盐水注入期间, 必须确定所驱替胶液在注入过程中要保持它的功能完整性, 就要将该胶液对高矿化度高硬度盐水用填砂岩心进行系统试验, 每个浓度注入岩心的液体量应高于 20 倍孔隙体积。如图 7 所示。注入盐水的矿化度和硬度对最终渗透率没有影响。

5) 可恢复性

可恢复性是指进行调剖处理的地层渗透率需要恢复,意即使凝胶降解。人们发现氧化剂如次氯酸盐和无机酸溶液二者恢复已降低的渗透率是很有效的,如图 8 所示。注入一倍孔隙体积浓度为 8% 的盐酸,使盐水渗透率恢复为原始渗透率的 8%,再注入一倍孔隙体积浓度为 80% 的盐酸,几乎使渗透

率完全得到恢复。该可恢复性的基础是使用凝胶的浓度不能超过堵塞裂缝通道的浓度, 这样, 可以借助注入可恢复性溶液, 允许其穿透凝胶层而降解。

三、现场试验描述

1.说明:

由 ARCO 油气公司作业的 Nelson Minnelusa 区块位于 Campbell 县 WY 镇的西 Rozet 油田, 该区块面积和井位如图 9 所示。该油田 1973 年 6 月发现, 并完成 F. L Nelson^{4#}

井。F. L Nelson^{5#}井和联邦政府 22-6 井在 1978 年钻成后，油田的限度范围和油水接触关系轮廓已清楚，这两口井均为干井。1983 年 5 月 Nelson Minnelusa 区块联合开采，于 1983 年 4 月第一口注水井开始注水。注水初期将联邦政府钻的 22-6 井变成注水井，称 WI-1 井。随着油田进一步开发，在 1984 年 1 月钻补充井 Nelson^{6#}井，1984 年 10 月 Nelson^{5#}井转为注水井，这是目前该油田的开发现状。

2.地质和油藏特性

Nelson Minnelusa 区块是 Powder 河盆地 Minnelesa 断层走向带的一部分，油层圈闭内的砂体

向北、东、南三个方向逐渐变薄，Minnelesa 砂层是由二叠系 Opeche 页岩覆盖的二叠系砂岩。该区块内 Minnelusa 地层包括 A、B、C 三个砂层，除 Nelson^{5#}井周围 B 层砂体贫瘠以外，其它区域 A 层磨蚀缺失，留下的 B 层砂体普遍较厚，因此，B 层是该区内主要生产层。下面分布的 C 层以含水为主。B 层与 C 层之间被一层薄的白云岩分开，若 B 和 C 层之间连通，将导致过早出水。

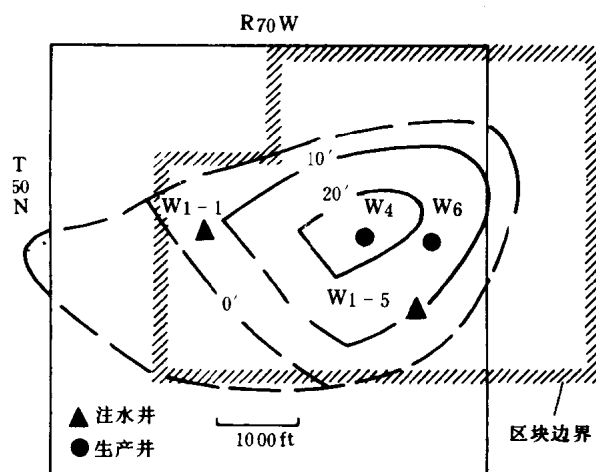


图9 Nelson Minnelusa 区块净砂层等厚度

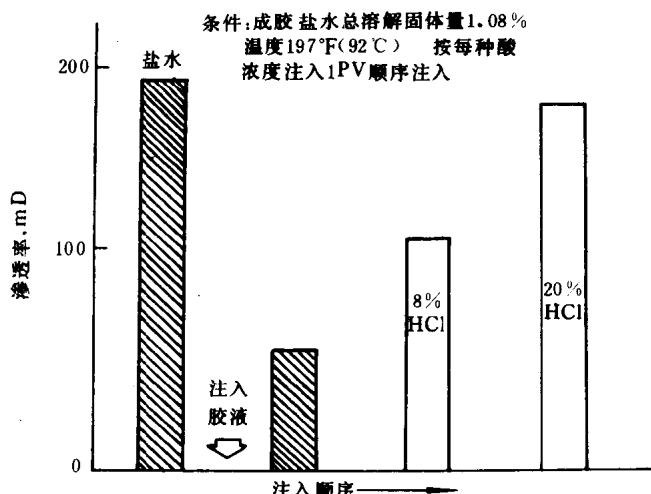


图8 FLOPERM325 型凝胶对填砂岩心渗透率降低的恢复

在该区 440acre 的边界内，油田面积 229acre，油层平均净厚度 10.5ft，含油层总体积 2406acre-ft。油藏平均温度 197°F (92°C)，平均深度 8700ft，油藏产出原油呈酸性，相对密度为 21.2° API，原油粘度 12cP，平均孔隙度 16.7%，束缚水饱和度为 26%。单位面积单位厚度原始地质储量为 916STB/acre-ft，或者总原始地质储量为 2205000STB，油藏或流体特性见表 1。

3.一次采油动态

该油田一次采油驱动能量是液体膨胀和弱水驱相结合，井底压力从油田发现时的 2613lb/in² 到开始注水时已降到 1100lb/in²，截至 1983 年 5 月累计采油 193553STB，占原始地质储量的 8.8%，这个数字高于 Minnelusa 油藏常规的一次采油采收率 (5%)。

4.二次采油动态

油田注水评估工作在 1981 年末开始，Minnelusa 油藏开采历史表明：由于该油藏气油比低和弱水驱，因此，注水后压力立即增加，而且增加速度令人惊奇。可惜，由于油层有通

道与含水层 C 层连通；经常见到有些井注水早期突破。注水研究结果表明：注水能够增加相当多的产油量，所以采用这项工艺。

1983 年 4 月在 Nelson Minnelusa 区块开始注水，当时油田只有一口油井为 Nelson4^二井，日产油 105 桶，日产水 294bbl。有一口注水井为 Nelson WI-1 井，日注水量 2000bbl。到 1983 年，油井日产油量降到 95bbl，日产水量增到 420bbl，见图 13。为了弄清楚注水井对油井的影响，WI-1 井日注水量减少到 1000bbl，油井产水量相应降低。但是，在一个月后，油井产水再次升高。由于结果不理想，在注水井进行吸水剖面测试，以便确定水流通道。

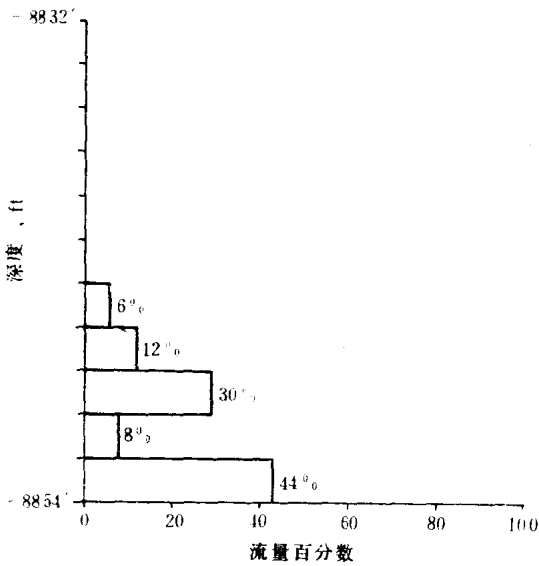


图 10 Nelson WI-1 井示踪测试吸水剖面图

WI-1 井射孔段从 8832~8854ft，共射孔层段 22ft，吸水剖面测量结果表明：88% 的水量注进射孔段最下部 8848~8854ft 处，只有下部 6ft 吸水，然而，上部 12ft 没有吸水（图 10 所示）。

对注入井和采油井做了测井相关分析，证实注水井最下部 2~4ft 与油井下部含水层对应（含水量 100%），因此，通过注水井驱扫的油量很少。评价结果，若将原注水井射孔段挤水泥封堵，向上部油层重新射孔，这样费用很高。于是提出注聚合物调整吸水剖面，减少意外事故，以获得长期效果。由于油藏温度为 197 °F (92℃)，采用常规聚合物不行，代之以新的 FLOPERM325 型高温调剖剂进行试验。

四、现场试验

1.现场试验设计和施工

凝胶剂堵水注入设计内容包括：提出适宜的封堵半径、注胶液速度、水相渗透率降低等资料。试验目的在于把 Nelson W I-1 井下部与含水层相连通的射孔段封堵，使注入盐水转向没有吸水的上部射孔层段。

Nelson Minnelasa 区块现场试验和实际用量见表 2，其注入步骤如下。

表 2 Nelson Minnelusa 区块 WI-1 井现场注入试验

步骤	工作目标	各步持续时间(h)
I	处理井眼和油管	0~12
II	远距凝胶驱替	12~57
III	井眼附近凝胶驱替	57~61.5
IV	油管冲洗	60~61.5
V	关井	61.5~278
FLOPERM325 总注入量(bbl)		2000

第一步：清洗井筒，油管内注入缓速剂，以防止过早交联。接着将注入下部渗透层的流体进行转向。

第二步：注入主体凝胶段塞，采用一种技巧，使胶液在油藏温度下能经受 48 小时，其中驱替定位胶凝时间为 45 小时。

第三步：在连续 3 小时注入冷的流体之后，接着调定两小时内注入一个凝胶段塞，多次这样注入后，井眼温度低于地层温度，为确保井眼附近胶凝；实际注入凝胶段塞的时间不应超过两小时。

第四步：最后用 325C 缓速剂将油管内溶胶液顶替进地层。

全部注入之后，关井九天，保证驱替半径地层内通过的全部胶液都胶凝。注入作业是不均衡的，溶胶注入速率 900bbl/d ，总注入量 2000bbl 。注入期间记录井口压力略有上升，其值从 750lb/in^2 上升到 850lb/in^2 ，由此说明胶的粘度增加。

2. 注入井反应

胶液全部注入九天后，Nelson WI-1 井重新开始注水，为保持注入凝胶整体性，重新开始注水工作逐渐延续两天之久。在 750lb/in^2 压力下，注入量稳定在 450bbl/d ，处理之前在 750lb/in^2 压力下，该井注入量为 800bbl/d 。处理前后均测试吸水剖面，上述处理后注入量和注入压力值保持一个多月。

注前和注后示踪剂和温度吸水剖面测试结果如图 11 和图 12 所示。

处理后表明，从 8832~8844ft 段上部 12ft 井段仍未吸水。结论认为是该井当初完井投产时井眼堵塞所致，这些层射孔均未射开，或

者说射孔未曾穿透地层，并对该层补孔的可能性作了评价。射孔井段下部 10ft 吸水剖面已经改变，因此，图 11 示踪剂表明：44% 的水流通道已被封堵，注水井转向井筒上部射孔段 4~6ft。不同注入流量下温度剖面表明（如图 12 所示）：凝胶封堵前上部储层温度高，下部射开层温度低。处理之后原吸水量明显降低，凝胶进入 8846~8868ft 井段。剖面测试完成后，WI-1 井注水量大约增加到 800bbl/d ，在增加注水量的过程中，出现压力波动现象，引起人们关注的是近井地带凝胶是否被破坏，或者从井眼小距离范围内可能被驱替。从生产井情况来看，这种波动尚未发现明显的负效应。

3. 生产井反应

全部区块通过测量每口井的产油量和产水量，处理后对生产井的反应进行评价，采用时间/产量和水油比（WOR）与累计产量关系的曲线，其结果如图 13~16 所示。评价仅用处理前七个月的生产资料进行。

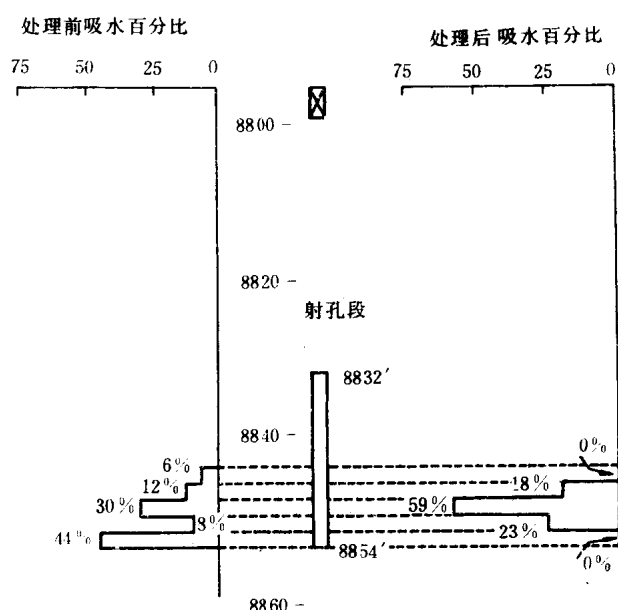


图 11 Nelson WI-1 井凝胶处理前后示踪剂吸水剖面

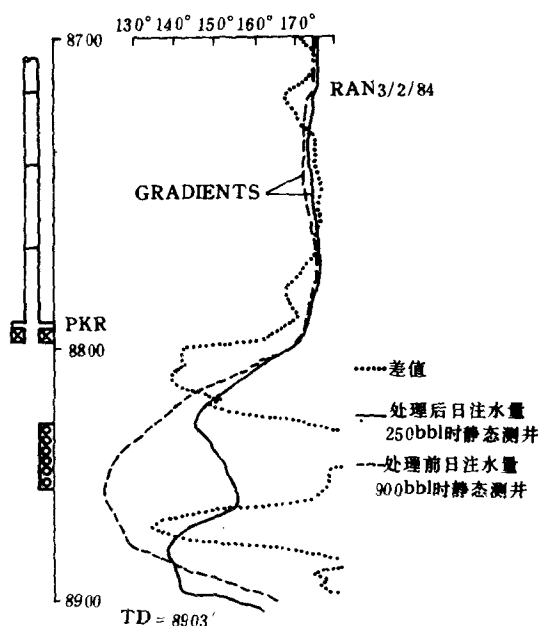


图 12 NELSON WI-1 井凝胶处理前后温度
吸水剖面

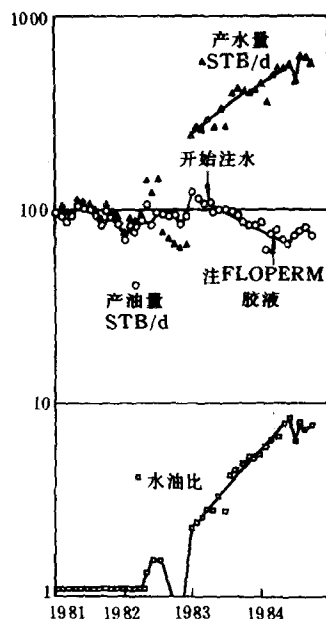


图 13 Nelson 4 井时间—产量图

最早明显见到调剖效果的是 Nelson 6^井，如图 14 所示。处理后大约两个月，该井日产油量增加 13bbl，产水量每天几乎下降 155bbl，大约 4 个月内日产油量持续增加，每天产油量增加 20bbl，达六个月之久。

Nelson 4^井增产效果继之。该井时间 / 产量图如图 13 所示。

WI-1 井处理后，大约在三个月内，该井产量下降，此后，产油量逐渐增加，在全部处理效果评价期内，每天增油量 13bbl，产水量稳定，图 13 还表示该井水油比变化情况。

在胶液注入三月之后，整个区块时间 / 产量变化图也表明：产油量增加，在此期间且合理稳定上升，如图 15 所示。

在胶液注入之后，该区块产水量也变化，有下降趋势。但是，水油比曲线在向上爬的斜线上有明显陡降，如图 16 所示。

4. 讨论

WI-1 井用注凝胶前的注入压力来恢复注水，日注水量降低 40%，这一现象表明注入凝胶是成功的。处理后的温度和示踪测井均表明：该井注入水已从与下部孔道沟通的射孔段转向上部吸水很少的射孔段，这种考虑很重要，因为射孔段下部 2ft 与生产层下部油水接触层有关。遗憾的是 Nelson 4^井水未注入射孔段上部，其原因如上所述，这些层没有射开。

正如有效注水所期望那样，在凝胶注入评价期间，Nelson 4^井和 6^井日产量分别增加 20 和 13bbl/d，同期，4^井含水比稍有下降，6^井含水比稳定。Nelson 4^井反应早而且效果明显，这主要是因为它离 WI-1 井较近，井内液面高，现有采油设备不会抽空。根据这个结果，由于 4^井与 6^井距离较近，通常由 4^井生产的原油将被转移到 6^井生产。

总而言之，采用 FLOPERM 处理注水井以后，从注水井和生产井反应表明，经过一定时间间隔的研究，说明这种处理是成功的。要在这种凝胶处理注水井之前就确定该次处理作

业较长期有效，必须要有附加油水井动态资料。

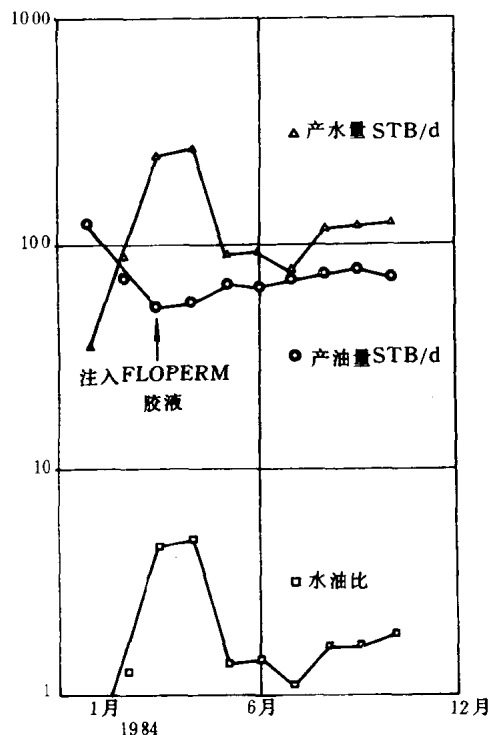


图 14 Nelson 6井时间—产量关系图

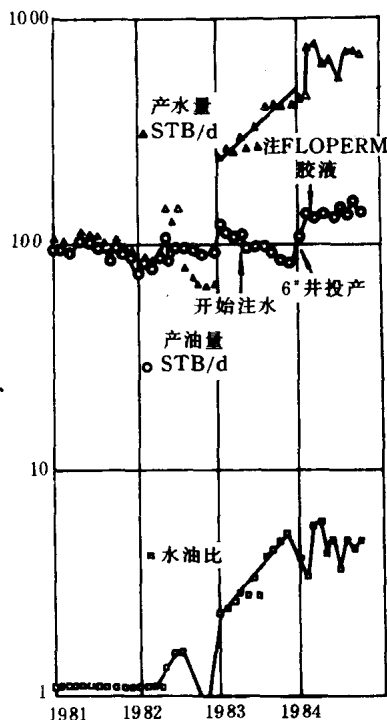


图 15 Nelson Minnelusa 区块时间—产量变化图

五、结 论

该项试验可以得到如下结论：

1. 实验室结论

- (1) 新的 FLOPERM 胶已开发用于高温油藏进行剖面调整；
- (2) 该凝胶体系可以控制调定胶凝时间，以便于驱替到距井筒不同距离；
- (3) 该胶液在高渗透层能选择性进入，使该层渗透率降低相当大；
- (4) 在温度高达 197°F (92°C) 地层中，持续 10 个月胶体热稳定性好。

2. Nelson Minnelusa 区块现场试验结论

- (1) 2000bbl FLOPERM325 型胶液，已成功注入地层，结果经过 9 天关井之后，注水量降低相当大，注入水已由高渗透层转入注进低渗透致密层；
- (2) 注水剖面测试表明：注入水从水流通道转向油层；
- (3) 在评价这次调剖试验期间，两口生产井产油量有很大反应；
- (4) 该项工程全部测试工作的成功，有待于长期研究所得的资料数据。

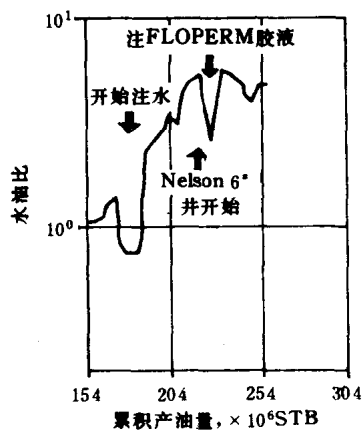


图 16 Nelson Minnelusa 区块水油比与累积产油量关系曲线

一种用于油井堵水的新型凝胶的现场评价

M. R. Avery 等

余诚刚 译

陈瑞宗 校

摘 要

目前已经采用一种新的化学方法来改善高含水油井的生产动态。这种方法基于中等分子量的阳离子聚丙烯酰胺与有机交联剂通过共价键结合而生成三维空间结构的凝胶。由于凝胶液是亲水的,故能优先进入高渗透出水层段,并通过调节凝胶液的 pH 值来控制成胶时间,一旦生成凝胶后就能减少水相有效渗透率而对油相渗透率影响甚微。

本文报导了 30 口油井用该方法处理的结果:油井产水量下降较多,部分油井产油量明显增加。这些结果将有助于说明该凝胶的封堵机理和现场的最佳应用条件。

一、前 言

油井大量出水是油田普遍存在的问题。对于新投产井而言,由于大量出水,将会影响钻井费用和基本投资的回收;对于老井,也因大量产水及处理费用的增加,将会缩短油井的经济开采期,甚至使油井报废和损失部分可采储量。

一般而言,油井出水是由于水锥或水沿大孔道窜流造成的。水锥发生在近井地带,当流体的压力梯度克服油水重力梯度差时即形成水锥,纵向渗透率高的地层会加速水锥的形成。由于存在裂缝或高渗透条带而造成水窜。油井出水的来源一般是来自底部水层或注水井。

常规的堵水方法一般采用机械卡封出水层或将水泥浆挤入水层后再重新补孔。采用非交联聚合物堵水也有过成功的例子。最近发表的一篇文章调查了过去十年来有关凝胶及其他化学方法堵水的情况,并列举了有关参考文献。

油井堵水的目的是要减少产水量,如有可能,也要增加产油量。但在水处理费用高的场合,就不必考虑用增油量来偿还堵水费用的问题。在一般情况下,则要求在合理的时间内,以增油量来支付堵水费用。根据堵水目的和现有的技术水平,确立这种改进凝胶的发展指标。

这种凝胶应有选择性,即能降低水相渗透率而对油相渗透率影响甚微。即使凝胶进入产油层,对产油量的减少程度也很小。

这种凝胶应当是多用途的,既能满足均质油层堵水又能满足裂缝油层堵水的要求。

这种凝胶在生产状态下是稳定的,以延长有效期。

一旦需要恢复被堵地层渗透率时,这种凝胶可被降解清除。

一种叫做 FLOPERM-500 聚丙烯酰胺类的新型凝胶已经问世并能满足上述指标。