

中一加科技交流资料

编号:8889-8

恒定压差下岩心 注泡沫的原油采收率

中国石油天然气总公司
石油勘探开发科学研究院
一九九一年十一月

054196

TE31

040

TE31/040

编者提要

为了提高蒸汽驱采油效率,方法之一是改变蒸汽流向,阻止汽窜。加拿大 ARC 研究院作了大量注泡沫和凝胶剂试验,取得了一些进展。该试验报告采用 Suntech IV 和 SD1000 添加剂,在压差不变条件下,改变注入速度和浓度,观察流速和驱油效果。结果表明,从岩心试验情况看,注活性剂可使蒸汽流度降低 15,使 90% 的蒸汽分流转移;比纯注蒸汽采收率增加 50%;同时证明加入 N_2 气没有明显效果。

在这次研究中,不能连续调节注活性剂的速度,从而不能控制活性剂的浓度。今后应研究 N_2 、活性剂和蒸汽保持恒定的比值,全面研究活性剂浓度、流度降低和改善采收率之间的关系。

报告中详细说明了试验用材料、装备及试验操作和结果,可供我们做类似试验的同志参考。

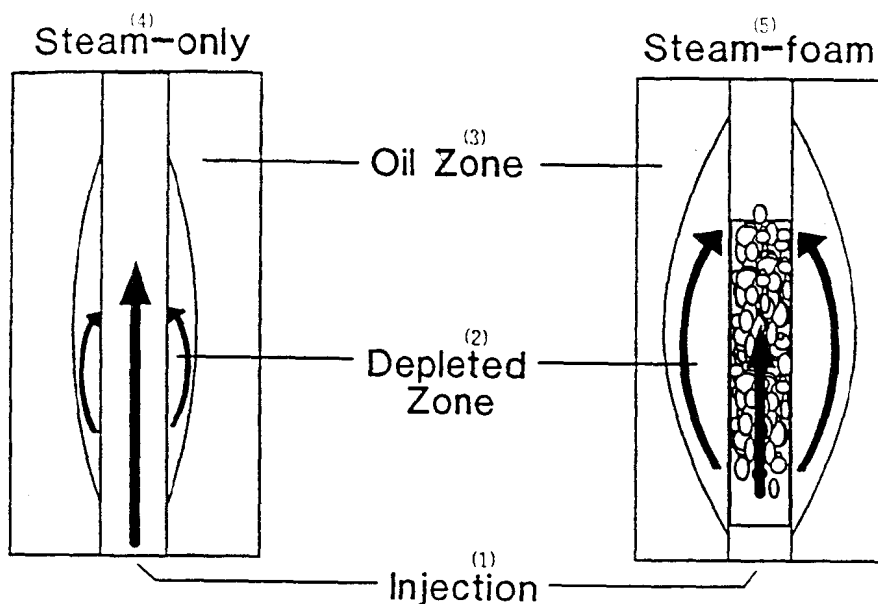
恒定压差下岩心注泡沫的 原油采收率

M. Kink Green

E. Eddy Isaacs

一、引言

实验研究^[1-4]表明在蒸汽驱过程中当蒸汽恒定速度注入时活性剂可以大大提高油砂岩心的采收率。在蒸汽吞吐情况下注活性剂同样也得出有利的结果^[5]。另外,若干现场试验研究^[6-8]已显示了注泡沫活性剂提高原油采收率的潜力。原油采收率的提高被认为是由于泡沫的形成(有或没有非凝结气),使蒸汽从高渗透和低含油饱和度带转移至岩心或油藏的原油富集区^[3]。岩心中泡沫的转移作用如图1所示。在只注入蒸汽的情况下高渗透率通道(人工放置)发生蒸汽窜流,注入泡沫活性剂后蒸汽转移发生了。



油砂岩心蒸汽驱过程中泡沫使蒸汽转移作用示意图

①注入 ②枯竭区 ③富油区 ④蒸汽 ⑤蒸汽泡沫

尽管岩心研究的结果是肯定的,但必须考虑这些结果在油藏情况下的适用性。如图2所示,注入活性剂后原油采收率的增加是随着岩心压差大大增加情况下发生的,油藏中发生如此大的压力梯度增加似乎是不合理的。实际上,活性剂使流度降低,如果结果是流动速度的降低而不是压差的增大,有可能使泡沫破裂,因为有证据表明产生泡沫有一个流动速度下限。

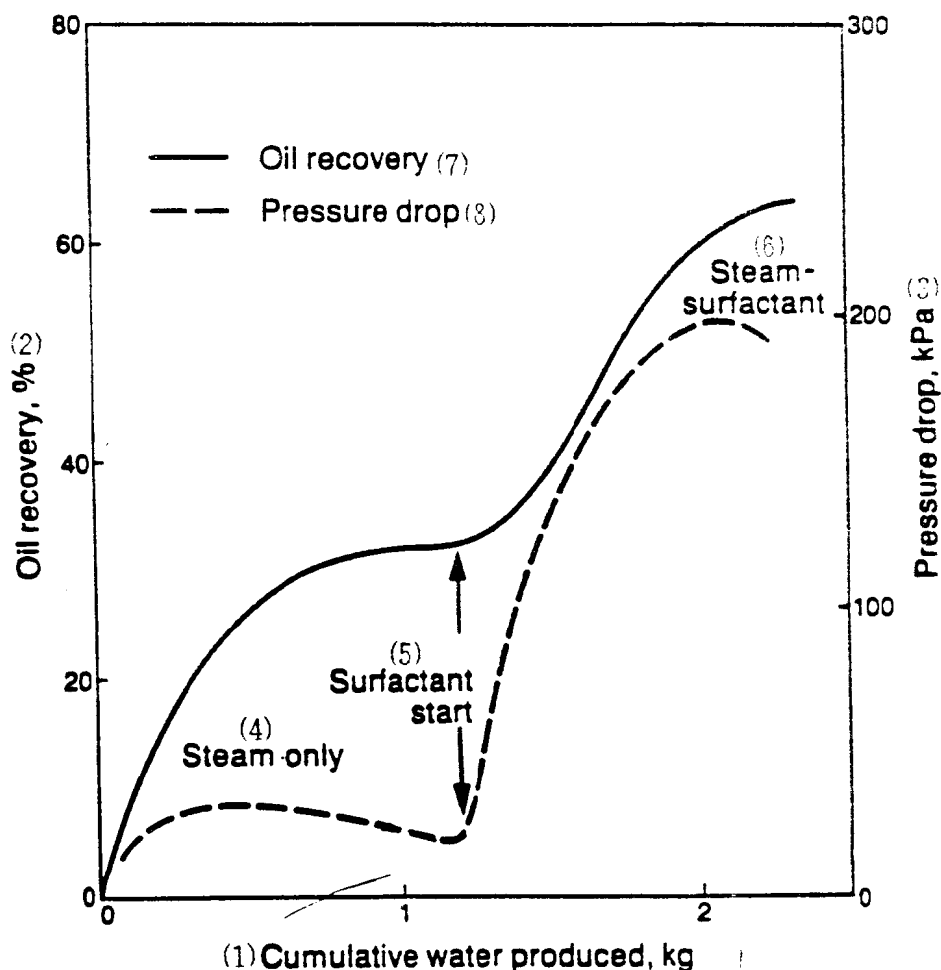


图2 蒸汽驱过程恒定流速下活性剂对原油采收率和压差的影响。

- ①累积产水 kg ②原油采收率% ③压差 KPa ④仅注蒸汽 ⑤活性剂开始注入
⑥蒸汽——活性剂 ⑦——原油采收率 ⑧——压差

另一个要考虑的因素与许多定流量试验的实验方法有关,这些试验中注入饱和蒸汽,控制恒定的背压,压差增大导致注入压力的升高,从而使得注入温度也升高。这样,注入温度升高的影响与蒸汽转移的影响混合在一起。有可能在压力梯度不变的条件下,添加活性剂并不能改善蒸汽驱的采收率。

本研究中检验了在恒定压差下泡沫的稳定性,研究了一些参数如活性剂浓度、非凝结气的一同注入等的影响。这些因素在以前的定流研究中都已作了考虑。

二、实 验

2.1. 物料

来自 Suncor 油矿 McMurray 油层的高 API 度油砂是艾伯塔研究院样品库提供的,用这些油砂制作岩心。首先去除油砂中的粘土和非砂粒的岩石,在一只聚乙烯袋子中搓碎,使油砂均匀,均匀油砂含有 13.5wt% 的重油。流动通道使用的是 20—40 目或 80—120 目的压裂用的砂,其初始绝对渗透率分别为 80 和 $10\mu\text{m}^2$ 。SunTech N 由太阳精炼贸易公司(Sun Marketing and Refining)提供,Chaser SD1000 由 Chevron 公司提供,氮气由 Linda 公司提供。

2.2. 岩心制备

岩心是用空气锤在一个塑料管子(直径 9.4 厘米)充填 300 余克油砂制备而成。然后冷冻,贮藏至使用为止。试验前把岩心装在厚度为 0.2cm 的园柱形铅套内(直径 9.4 厘米,长 31 厘米),一个中心开有 0.4 厘米小孔的不锈钢底盖紧紧固定住铅套,整个铅套安装在一个压力容器内。底盖有“O”形圈作密封,并用喉箍卡住。每块冷冻岩心切成长 19 厘米,在其轴中心钻一个 2 厘米的小孔。然后,岩心装入铅套内,岩心放在一铅盘(中心开 1.5 厘米的小孔)和两张 80 和 200 目滤网上,滤网覆盖住底盖的小孔,岩心的钻孔充填压裂砂作为初始流动通道(连通通道)。另两层滤网放置在岩心和顶盖上面,与底盖一样紧紧固定住。

用热电偶监测岩心进出口端的温度,一个三点热电偶放置在轴心与铅套之间,测定岩心上部、中部、下部的温度。使用传感器连续地监测压力,传感器(Rosemont)直接连在盖外面的上下管线上。

2.3. 实验装置和试验步骤

实验装置示意图如图 3,压力容器充满 3.5MPa(500psi)的氮气,模拟岩心的上覆岩层压力。岩心用盘绕在外侧的恒温加热带加热。用一充满蛭石的薄金属园筒来隔热。试验前有一预热阶段,使岩心温度预热至 100°C 。预热时维持注入小流量的水(0.1 克/分),使岩心流动通道保持畅通。

一旦岩心温度达到 100°C ,水通过 210°C 的蒸汽加热套形成蒸汽,从岩心的底部注入。压力容器进口注入管线上也环绕着一个蒸汽加热套防止管壁热量的散失。活性剂浓溶液(4%)或纯水用 ISCO 注射泵通过背压管线排入蒸汽流中,注入速度可以定期改换。在注入活性剂——氮气实验中,活性剂到达岩心稍后一段时间,氮气由一个 Matheson 8240 型质量流量控制器注入蒸汽流中。沿注入和采出管线都通以蒸汽,减小热量损耗,防止管线堵塞。

从岩心产生的流体由两个 Jerguson 可见玻璃容器组成的采集系统收集起来,采集系统安装在烘箱内,温度保持 90°C 。产出液在两个容器中交替收集,一个容器收集时,另一个容器排空并重新加压。控制注入压力和背压分别为 740KPa 和 700KPa,使岩心两端的压差保持约 40KPa。注入压力是通过以一定速度泵入注入水(衡量泵)和连续通过两个 Mitey Mite 背压阀卸掉过量水来控制的。分流的水返回盛装注入水的容器,其重量连续地监测,以提供正

确的蒸汽注入速度。由于分流水是在 N_2 和活性剂注入的上游分流走的,因此 N_2 与活性剂的比例是恒定的,而活性剂的浓度则不恒定了。背压在 Jerguxon 容器下游通过一个由计算机控制的阀门控制,少量的氮气充入系统中。

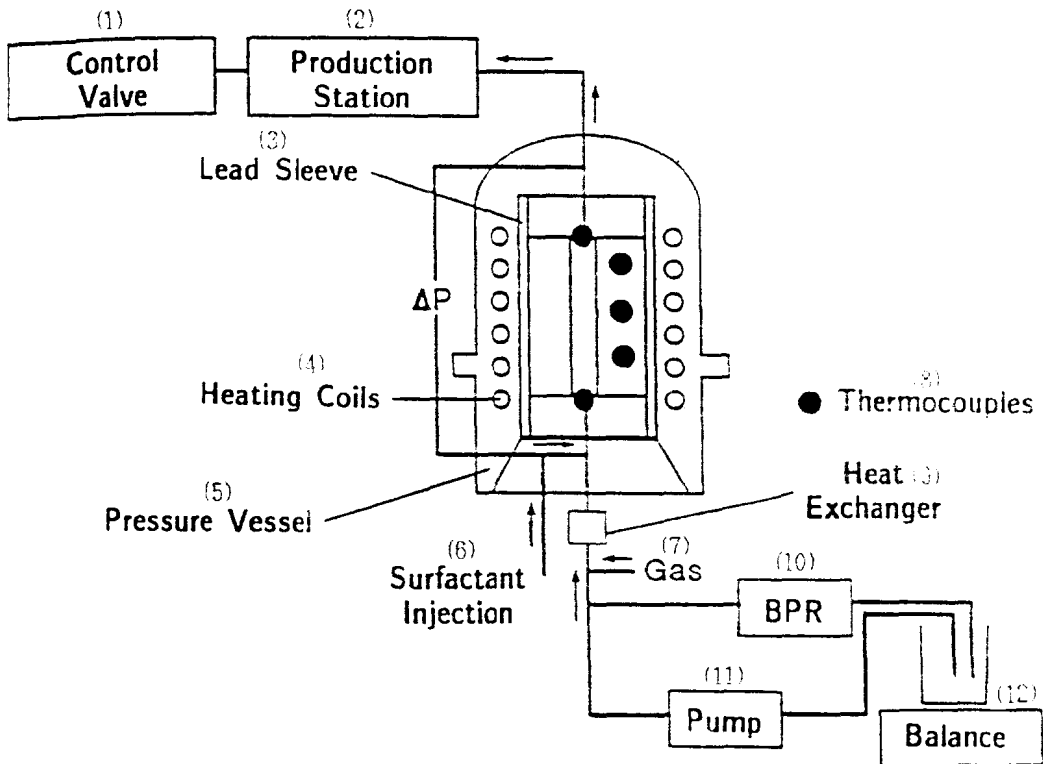


图 3 驱替实验装置示意图

①控制阀;②取样台③铅套④加热盘管⑤压力容器⑥活性剂注入
⑦气体⑧热电偶⑨热交换器⑩背压控制阀⑪泵⑫天平

2.4. 分析方法

使用 Dean Strark 抽提法分析产出流体样,用过的岩心和管线清洗液中所含的油、水、固体。原油采收率是基于流体和岩心分析计算出,计算时假设产出流体都是非挥发性的,且岩心中没有残留任何流体。考虑到大多数活性剂可能在产出流体中,因为它们是相互接触产生的,因此这是一个合理的假设。活性剂不可能被原油吸附留在岩心中,因活性剂与这些原油可能从未接触。砂粒对活性剂的有效吸附可能不显著。

三、实验结果

实验注入蒸汽和注入蒸汽——活性剂阶段的采收率数据和实验参数列表 1。实验 1 (SunJeeh IV) 如图 4 所示, 对应于试验的注入蒸汽和注入蒸汽——活性剂阶段, 原油采收率非常清晰地分成两段。总的趋势与以前报道的定流量试验观察到的相似^[1]。

表 1 实验参数和采收率

实验顺序	活性剂	N ₂ 注入速度 标准立方厘米	实验前后 * 有效渗透率 μm^2	原油采收率		
				蒸汽	活性剂	总和
1	SunTech IV	—	80/20	28	12	40
2	Chaser SD1000	—	55/15	29	16	45
3	SunTech IV	200	85/50	28	22	50
4	SunTech IV	100	50/30	33	11	45
5	Chaser SD1000	100	60/20	17	17	34

* 注: 使用初始流动通道的截面面积计算

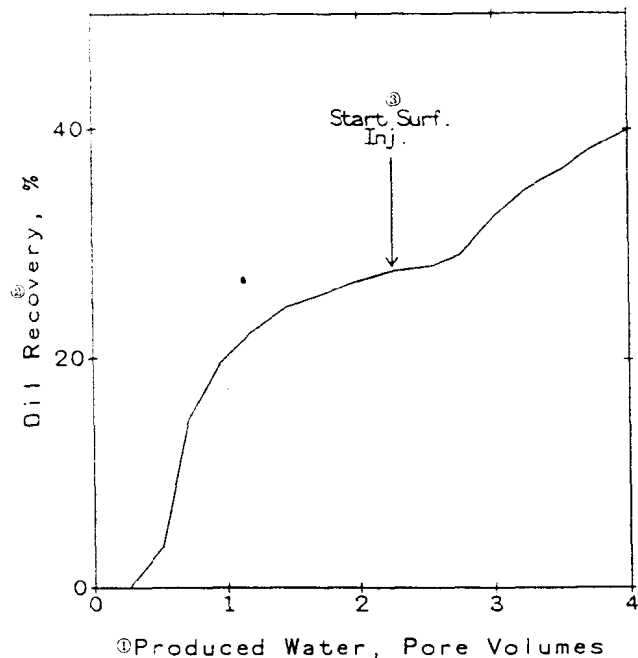


图 4 恒定压差下活性剂对原油采收率的影响(实验 I)

①产出水 孔隙体积倍数②原油采收率%③开始注入活性剂

图 5 显示了实验 I 达到的压差控制水平, 实验中, 平均 ΔP 是 42KPa, 其标准偏差为 12KPa 其它一些实验中, 由于实验条件不同, 压差没有该实验控制得好。对应的流速变化见图 6, 一开始注入速度是相当高的, 但当原油进入流动通道时迅速下降(为维持稳定压差), 然后, 随着原油在流动通道内的驱扫干净和产油量的下降, 注入速度逐渐上升。当活性剂以 30 毫升/小时速度, 对应于注入浓度为 2 克/升注入时, 流速立即开始下降, 连续降低直到活性剂注入速度降至 10 毫升/小时。在这个活性剂注入速度下, 蒸汽达到一个大约 2 毫升/分(水当量)的平衡流速。当活性剂注入速度进一步降至 6 毫升/小时, 流动速度升至 3 毫升/分, 当活性剂注入速度减小至 3 毫升/小时时, 蒸汽注入速度开始迅速上升, 至实验结束时速度达到 10 毫升/分。由于蒸汽的注入速度是变化的, 而活性剂的注入速度保持不变, 因此在大多数实验中注入活性剂浓度是变化的。图 7 可见在实验 I 中活性剂浓度计算值随流动速度和活性剂注入速度的变化而变化。在其它实验中流动速度和浓度也有相似的趋势。

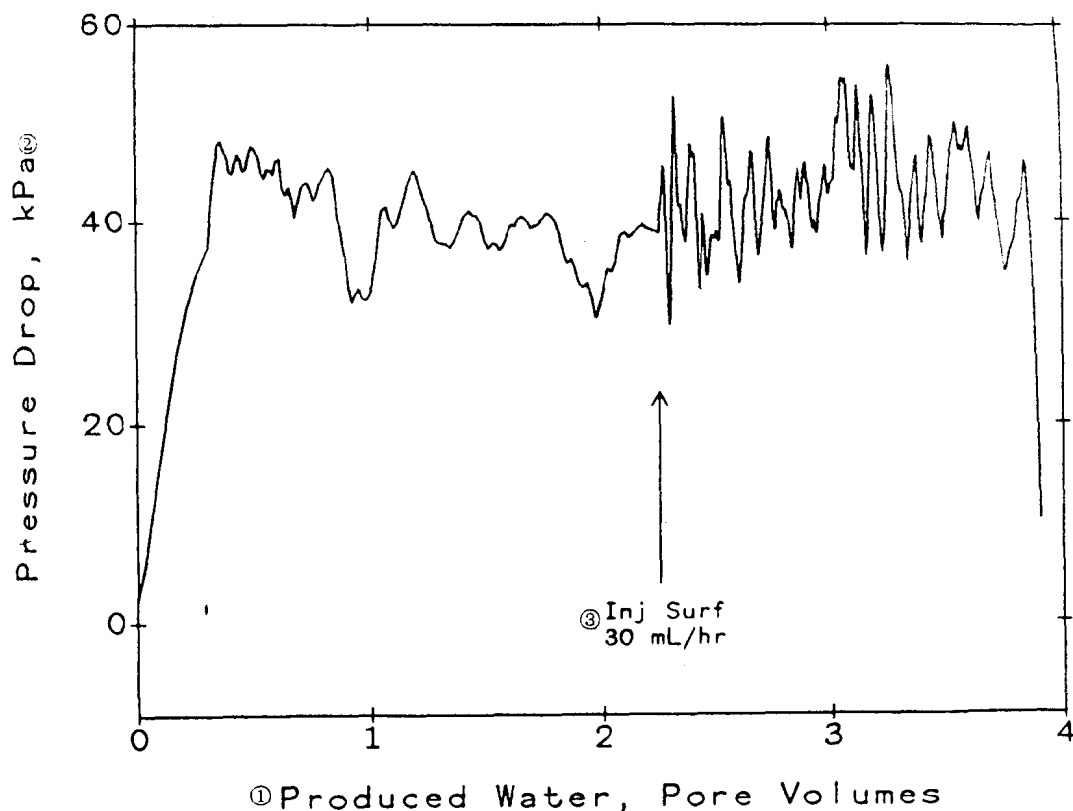


图 5 实验 I 中(SunmTech IV)压差的控制

①产出水 孔隙体积倍数②压差 KPa③注入活性剂 30 毫升/小时

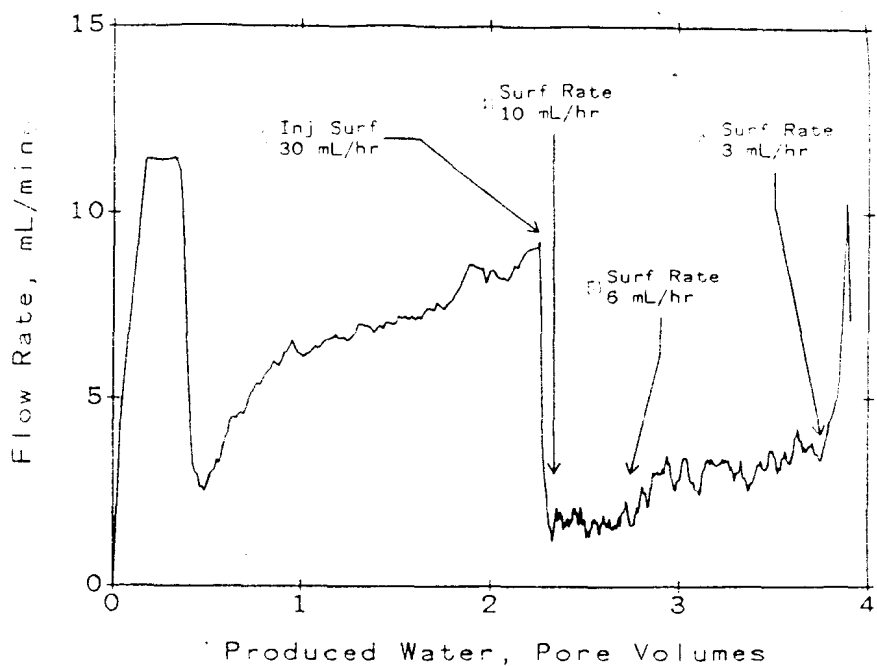


图 6 实验 I 的流速变化曲线

- ①产出水 孔隙体积倍数②流速毫升/分③注活性剂 30 毫升/小时
④活性剂速度 10 毫升/小时⑤活性剂速度 6 毫升/小时⑥活性剂速度 3 毫升/小时

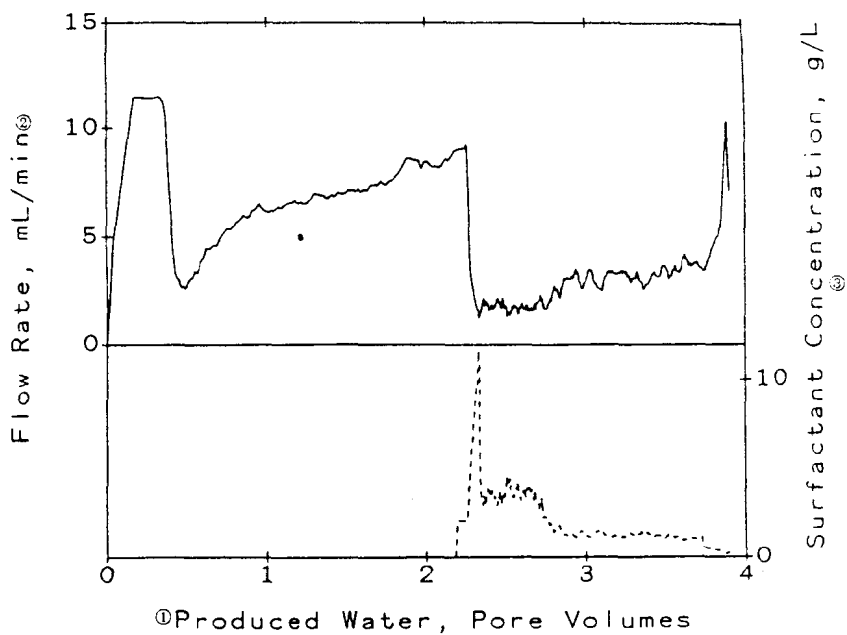


图 7 实验 I 中的流速和活性剂浓度

- ①产出水 孔隙体积倍数②流速毫升/分③活性剂浓度克/升

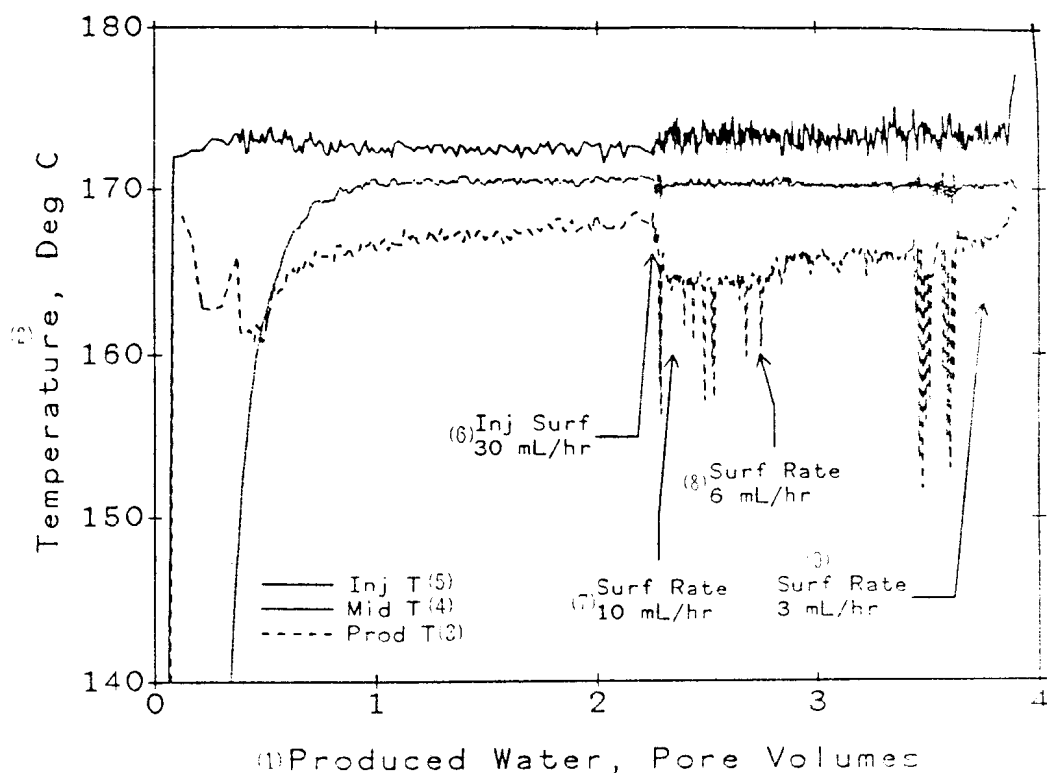


图 8 实验 I 中沿岩心的温度分布

- ①产出水 孔隙体积倍数②温度℃③产出端温度④中部温度⑤注入端温度
⑥注入活性剂 30 毫升/小时⑦活性剂速度 10 毫升/小时⑧活性剂速度 6 毫升/小时
⑨活性剂速度 3 毫升/小时

图 8 显示了实验 I 中岩心从注入端到产出端的温度变化。注入端和岩心较下部位在整个过程中温度保持不变,但产出端由于注入活性剂使流速降低而使温度下降,岩心上部的温度(图中未画出)稍后降低。低产出温度对应于产出水(冷凝),而不是产出蒸汽。当活性剂注入速度降低时,通过岩心的流速增加,各点温度逐渐上升。

实验后对所使用的岩心进行检验,实验使用了 SunTech IV 活性剂的岩心,显示出两个差别很大的区域,围绕着注入通道有一个圆锥形区域,在这个区域含油很少(<2wt%)另一个区域颜色较暗,富含油,含油浓度约为 8%。在使用 Chaser SD1000 的实验岩心中也观察到类似的情况,不过其两区域的差别相对不太明显。

四 讨 论

4.1 采收率数据的可重现性

如表 1 所列数据,仅注蒸汽采收率在五次实验中有四次实验具有很好的一致性。五次实

验的温度数据显示岩心是慢慢加热的,可能是加热盘管与岩心的热接触不好,然而这是否能足以解释相当低的采收率还不清楚。

4.2 流度降低

如上面对实验 I 所讨论的,当活性剂注入速度改变时,流速迅速作出反应,总的来说,使用 SunTech IV 时,能相当快地达到平衡流速。流速随着活性剂的注入降低显示了泡沫的形成;在流动通道中起泡降低了岩心中蒸汽的流度;降低了注入率。结果,更多的水从背压控制阀中分流出,净流动速度降低。在一个油藏窜流通道内流度的降低估计可能使得蒸汽转移至油藏的其它区域。

图 9 是实验 I 的计算蒸汽流度和活性剂浓度。蒸汽流度简单地处理作流速与压差 ΔP 之比,假设所有注入岩心的水在流动通道内均以蒸汽的形式存在的。实验 2 的流度,活性剂浓度曲线如图 10,Chaser SD1000 与 SunTech IV 相比,产生流度降低似乎需要相当长的时间;一个 2 克/升的初始注入浓度约过了 20 分钟流度才降低了 2/3,而在实验 I 中,注入同样浓度的 SunTech IV 迅速产生流速和流度的急剧降低。在以前的研究中^[9]已证明泡沫形成时间是活性剂类型的一个特性,而且,性能最好的活性剂并不一定有最短的形成泡沫时间。因此,如果 Chaser SD1000 在同样的活性剂注入速度下继续注入较长一段时间,有可能最终产生同样大的流度降低。

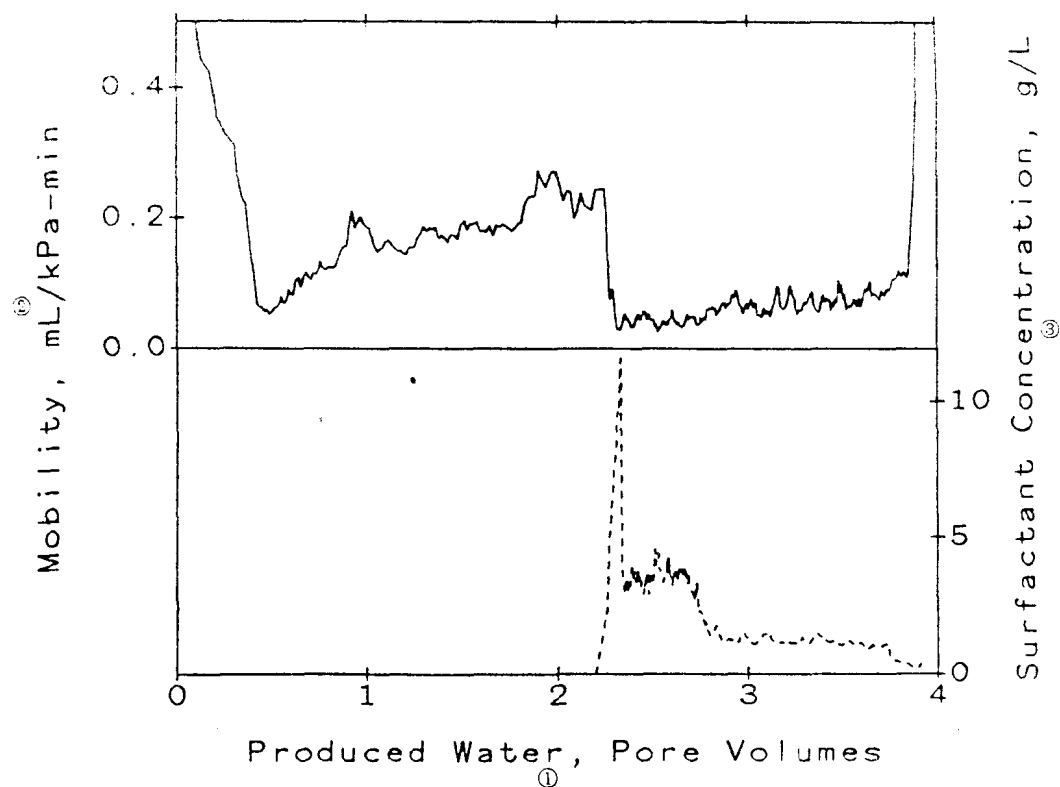


图 9 实验 I 根据流速(克/分)和压差(KPa)计算的蒸汽流度和活性剂浓度

①产出水 孔隙体积倍数②流度 毫升/KPa 分③活性剂浓度 克/分

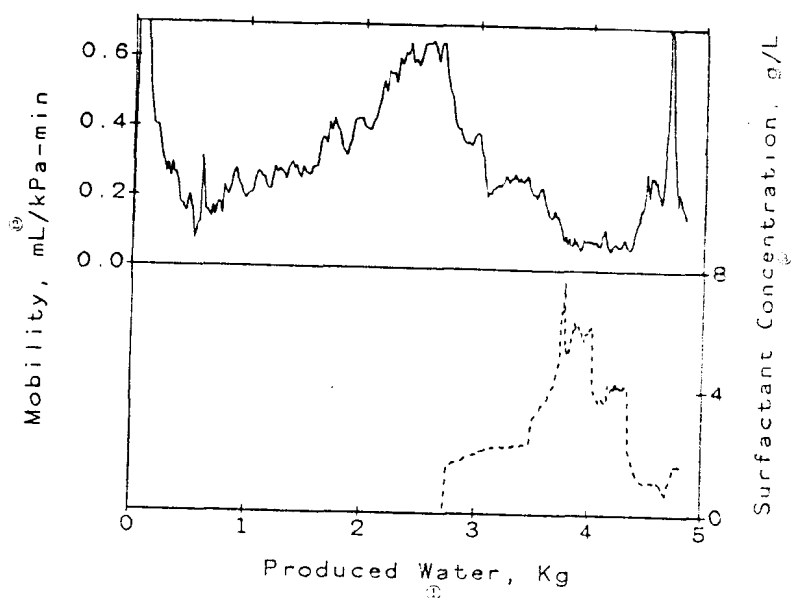


图 10 实验 2(SD1000)的计算蒸汽流度和活性剂浓度

①产出水 孔隙体积倍数*②流度毫升/KPa 分③活性剂浓度、克/分

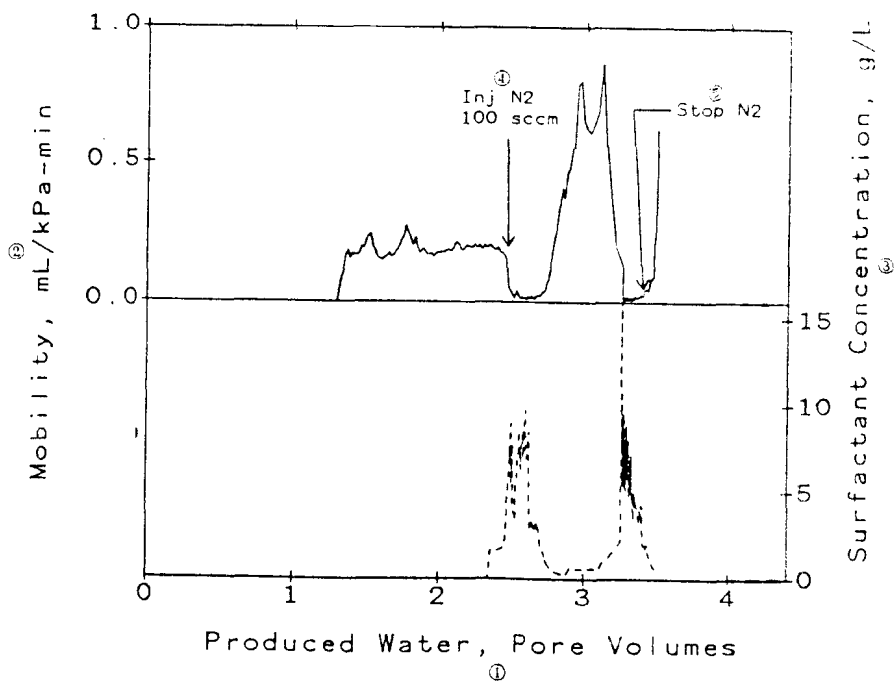


图 11 实验 3(SunTech IV + N₂)的计算蒸汽流度和活性剂浓度

①产出水 孔隙体积倍数②流度 毫升/KPa 分③活性剂浓度克/升
④注入 N₂100SCCm⑤停注 N₂

图 11 显示了实验 4 的流度——活性剂浓度状况。在该实验中, SunTech IV 注入使流速降低, N_2 以 100 标准立方厘米/分 (SCCM) 的速度在活性剂产出后即开始注入。 N_2 注入达到的流度降低值与没有 N_2 观察到的似乎相似 (注意: 在产出 3 倍孔隙体积水附近的流度峰值是由于注入活性剂浓度降低, 泡沫破裂产生的)。在实验快结束时, 停止注入 N_2 , 泡沫迅速破裂, 这可能反映了一相对弱的泡沫 (低活性剂浓度) 受突然干扰的结果。

对实验 1—5 的视平衡流速点计算了相对于仅注蒸汽的流度降低, 使用活性剂注入前瞬间的蒸汽流度作为每次实验仅注蒸汽的流度值。 SunTech IV 和 SD1000 的计算结果分别总结在图 12 和图 13 中。必须注意这些相对流度降低只是估计值, 因为在实验中蒸汽饱和度并不一定恒定, 所有情况下可能都没有达到稳定状态条件 (尤其是 Chaswr SD1000 的实验)。根据这些结果, 在本实验条件下, SunTech IV 和 Chaswr SD1000 似乎产生大致相同的流度降低值, 而 N_2 的一同注入并没有提高流度降低值, 对于 Chaswr SD1000 来说, 注入 N_2 甚至可能是不利的。一个重要的观察结果是在这里得到的流度降低与以前恒定流速研究^[1]得到的流度降低是相似的。

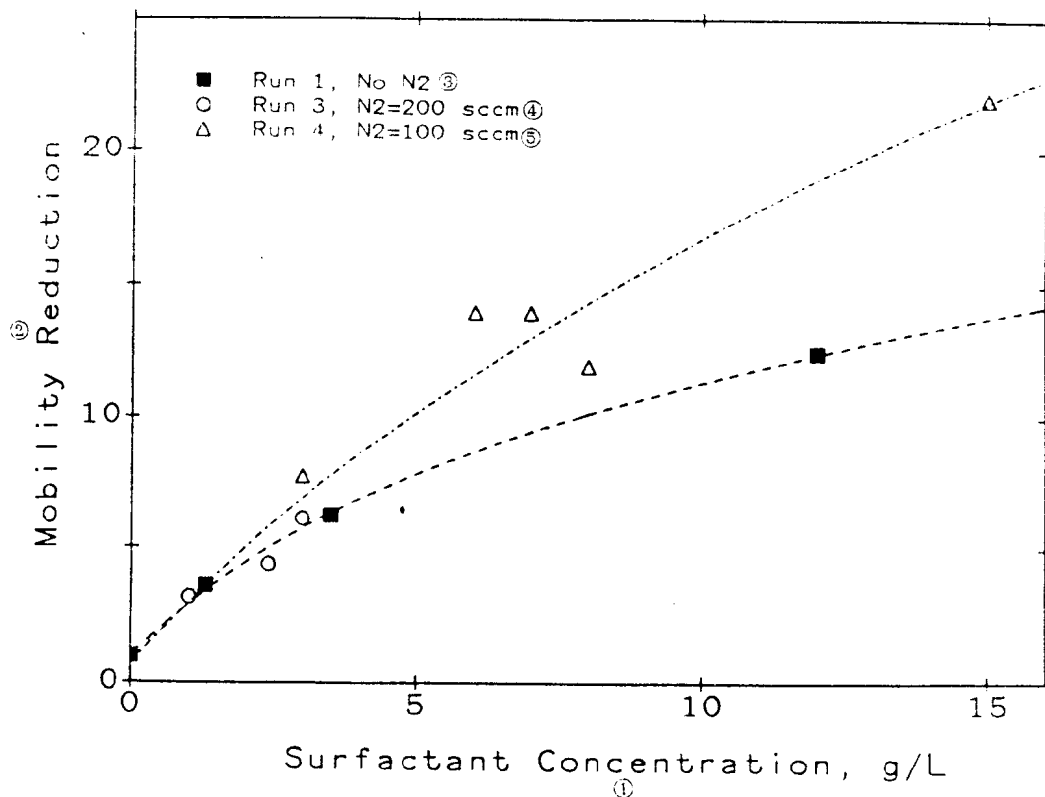


图 12 注 SunTech IV 得到的相对仅注蒸汽的流度降低
仅注蒸汽流度假设为注入活性剂前瞬间的流度

①活性剂浓度 克/升②流度降低③实验 1 没有 N_2
④实验 3 $N_2=200\text{sccm}$ ⑤实验 4 $N_2=100\text{sccm}$

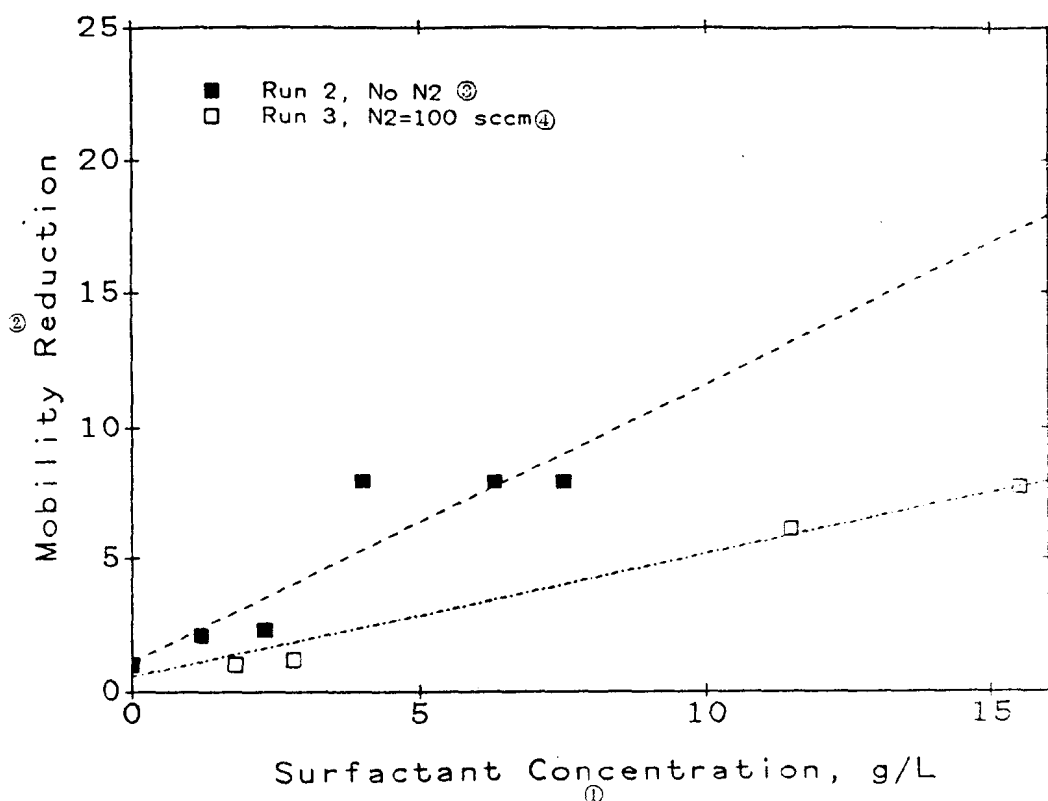


图 13 注 Chaser SD1000 得到的相对仅注蒸汽的流度降低

①活性剂浓度 克/升②流度降低③实验 2 没有 N_2 ④实验 3 $N_2=100\text{sccm}$

4.3 提高采收率

图 14 显示了实验 I 的油水比和流速。很显然尽管 SunTech IV 的注入确实显著增加了油水比,然而注活性剂后立即获得一个很低的流速却对应于一个低的油水比,而且直到流动速度增加一些后,油水比才开始上升。在后来的一些实验中使泡沫破裂,油水比能达到与仅注蒸汽阶段所达到峰值可以相比拟的值。其实质是可能有一个最佳堵塞度:足够高得使相当一部分蒸气转移至其它孔道,又不至于高得使流动速度降低到难以驱动稠油的程度。

表 1 的采收率数据画成图 15 的柱状图。在本研究条件下 SunTech IV 和 Chaser SD1000 提高原油采收率的能力似乎相差不大,伴注 N_2 提高采收率与那些没有伴注 N_2 的相似。尽管对实验 3 和实验 4 的结果进行比较可以得出注入高速度的 N_2 会得到较高的采收率,然而直接比较是困难的。

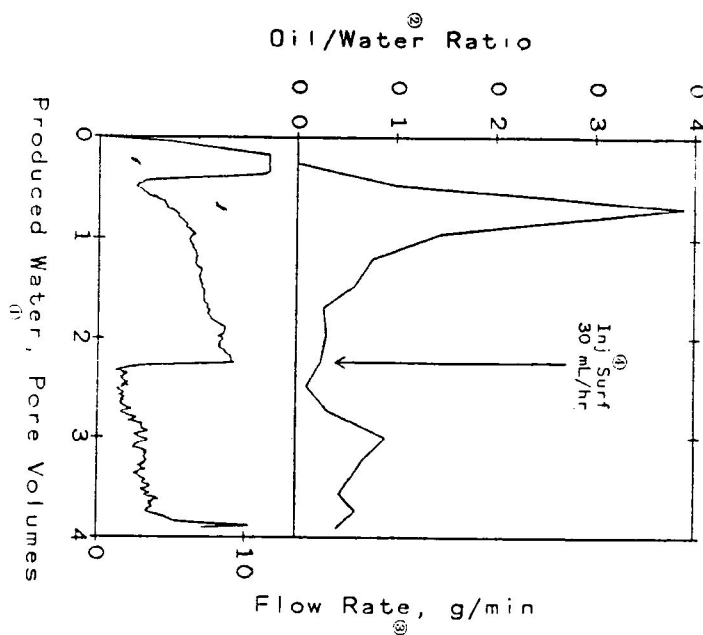


图 14 实验 I 中油水比和流动速度

①产出水 孔隙体积倍数②油水比③流动速度 克/分④注入表面活性剂 30 毫升/小时

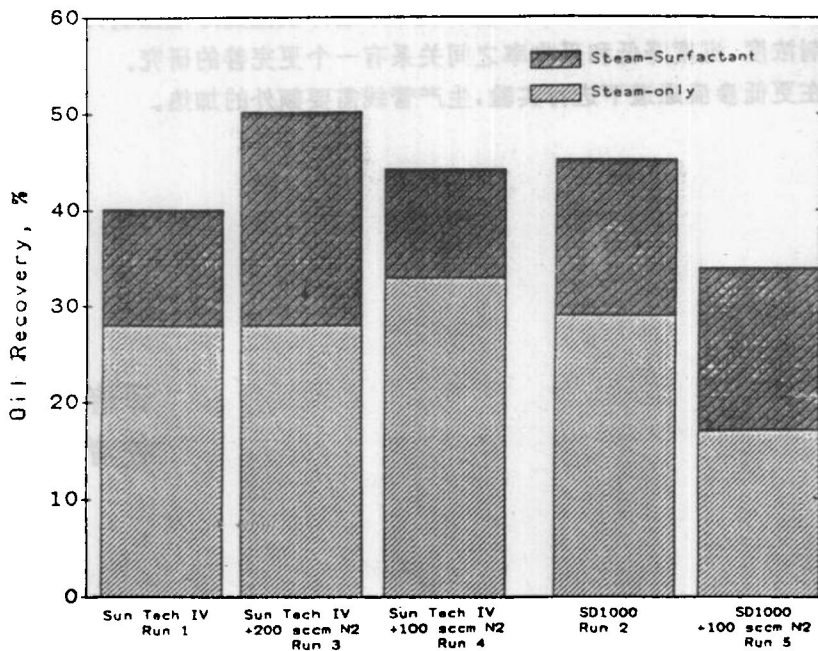


图 15 各次实验注蒸汽和注蒸汽——活性剂的采收率

- ①SunTech N 实验 1 ②SunTech N + 200ScmN₂ 实验 3
③SunTech N + 100ScmN₂ 实验 4④SD1000 实验 2
⑤SD1000+100scmN₂ 实验 5⑥原油采收率
⑦蒸汽——活性剂⑧仅注蒸汽

五、结 论

1. 恒定压差条件下,在一定的活性剂浓度范围内产生稳定泡沫是可能的,相对于仅注蒸汽的流度降低高达 15,相当于把大约 90%的注入蒸汽转移了。

2. 恒定压差下,活性剂的注入比仅注蒸汽增加 50%数量级的采收率。然而在极端流度降低情况下,产油量下降。

3. 试验的两种活性剂,SunTech N 和 Chaser SD1000,在流度降低和采收率增加方面都表现出相似的性能,在本研究条件下,伴随注入 N₂ 没有明显改善泡沫性能。

六、下一步计划

如上述讨论,由于活性剂注入速度不能被连续调节,注入浓度随流速的变化而变化。在将来的实验中,对设备和软件作出改进,使得 N₂ 和活性剂注入速度都可以随蒸汽速度的变化而变化,维持一个恒定的 N₂、活性剂、蒸汽之比。这样就能更好地控制,加快平衡速度的达到。对活性剂浓度、流度降低和采收率之间关系有一个更完善的研究。

为了能在更低渗流通道下进行实验,生产管线需要额外的加热。

译者:赵郭平

校者:王建设