

文章编号:1006-396X(2010)01-0080-06

氮气泡沫驱发泡剂优选及油层适应性室内实验

岳玉全^{1,2}, 郑之初¹, 张世民²

(1. 中国科学院力学研究所, 北京 100080; 2. 中国石油辽河油田分公司锦州采油厂, 辽宁凌海 121209)

摘 要: 氮气泡沫驱是普通稠油开采后期的一种经济可行的接替技术, 可以大幅度提高剩余油采收率。氮气泡沫驱取得效果的一个重要前提是选择发泡性能好, 泡沫阻力大的发泡剂。采用静态和动态实验对几种初选的发泡剂进行了优选, 选出了性能最优的发泡剂; 并进行了可视化实验, 对氮气泡沫驱油层适应性进行了研究, 表明非均质模型泡沫驱效率均低于均质模型, 但在残余油状态下, 非均质模型泡沫驱增油效果要明显高于均质模型。储层非均质性越严重, 水驱残余油状态下, 泡沫驱油的增产效果越显著。对于非均质严重的储层, 矿场泡沫驱油增产效果更好。

关键词: 氮气泡沫驱; 发泡剂; 油层适应性

中图分类号: TE327

文献标识码: A

doi:10.3696/j.issn.1006-396X.2010.01.019

Selection of Foam Agent and Adaptability of Formation for Nitrogen Foam Displacement

YUE Yu-quan^{1,2}, ZHENG Zhi-chu¹, ZHANG Shi-min²

(1. Institute of Mechanics, Chinese Academy of Sciences, Beijing 100080, P. R. China;

2. Jinzhou Oil Production Plant, Liaohe Oilfield Branch of PetroChina, Linghai Liaoning 121209, P. R. China)

Received 3 March 2008; revised 19 November 2009; accepted 16 December 2009

Abstract: Nitrogen foam displacement is an alternative technique for heavy oil and can enhance the oil recovery. Foam agent is optimally selected from several ones based on foam performance by static and dynamic tests. Visual experiments are performed to study the adaptability of formation, and it is show that oil recovery is lower in heterogeneous formation than that in homogeneous formation. However, under condition of residual oil, the increment of recovery in heterogeneous formation is larger than that in homogeneous one. The more heterogeneous the porous media is, the higher the increment of oil recovery and the better the efficiency of foam displacement.

Key words: Nitrogen foam displacement; Foam agent; Formation adaptability

Corresponding author. Tel.: +86-427-7550413; fax: +86-427-7550413; e-mail: zsm57268@163.com

氮气泡沫驱是指在油田开发后期, 将发泡剂溶液(一种表面活性剂溶液)与从空气中分离出的氮气在线混合, 产生离散的泡沫, 利用泡沫液具有高视粘度和选择性优先封堵高含水大孔道的特性进行驱油, 克服热力采油中遇到的重力超覆、汽窜和指进等问题, 从而提高原油采收率的一种三次采油增产措施^[1-4]。氮气泡沫驱对提高中质稠油油田的采收率是一种可行的方法, 具有巨大的经济效益。

关于泡沫的产生及在多孔介质中的运移已有大量的研究^[5-10]。在泡沫驱采油技术中, 一个关键的问题是选择合适的表面活性剂作为发泡剂, 具有发泡量大、稳定时间长和增加阻力明显等特征。在一定的经济成本下, 选择合适的发泡剂质量分数。在实际的油藏中, 地层大多是非均质的, 采用水驱、蒸汽驱等常规方法常出现驱替前沿不均, 波及效率不高, 采收率低等缺点。本文从氮气泡沫驱发泡剂的优选和对油层非均质的适应性两方面展开研究, 为氮气泡沫驱采油技术的应用提供支持。

收稿日期: 2008-03-03

作者简介: 岳玉全(1963-), 男, 辽宁义县, 高级工程师, 博士。

基金项目: 中国石油集团公司资助项目(2008B-1001)。

1 发泡剂优选

发泡剂作为氮气泡沫驱采油的主要驱替配液用剂,其性能的好坏对开发效果起到至关重要的作用。因此,进行合理筛选、有效检测与测试是一项十分重要的质量和性能保证工作。发泡剂的优选包括静态、动态测试评价方法。发泡性能是发泡剂最重要的指标之一,通过静态方法对不同的发泡剂在标准状况(常温、常压)下对其发泡性能进行测试,研究发泡量和半衰期等评价指标。评价泡沫液性能的另一个重要指标是阻力因子,反映了泡沫液较普通气-液二相流在多孔介质中渗流时增加阻力的能力,阻力因子越大,泡沫封堵能力越好,驱油效果越好。通过动态方法可以对发泡剂的能力进行优选。

1.1 静态实验

1.1.1 实验方法 静态实验通过测试发泡剂的发泡量和泡沫半衰期来评价发泡剂的性能。模拟实验选用编号分别为 1 - 4 的 4 种发泡剂(添加牺牲剂或稳定剂,有较好的抗盐性),其发泡性能测试方法如下:首先将发泡剂原液配制成 0.5%、1%、1.5% 和 2% 4 个质量分数不同的发泡剂溶液,体积为 100 mL;然后将其中一种溶液倒入搅拌器中,在 7 000 r/min 的速度下搅拌 3 ~ 5 min 的时间;搅拌停止后以最快的速度将搅拌液倒入带有刻度的量筒中,并记录量筒中泡沫总高度,记录泡沫总高度随时间的变化,测试泡沫的半衰期(泡沫高度衰减一半所对应的时间。半衰期越长,泡沫越稳定)。一种发泡剂实验结束后,再将另一质量分数的发泡剂溶液倒入搅拌器中,重复上次过程,评价不同发泡剂发泡性能并进行优选。

1.1.2 实验结果及分析 4 种发泡剂在不同质量分数下的发泡量、半衰期的变化趋势见图 1。

从图 1(a)可以看出,不同类型的发泡剂发泡量随质量分数增加而增加;相同质量分数下,不同类型发泡剂发泡量不同,4# 发泡量最大,2#、3# 次之,1# 最差。从图 1(b)可以看出,虽然 4# 发泡量最大,但其半衰期最短,非常不稳定,而 2#、3# 的半衰期较长,且比较稳定。从图 1 还可以看出,发泡剂质量分数低到 0.5% 时,发泡量明显偏小,半衰期偏短,故泡沫液质量分数不可取太低;质量分数高到 1.5% 时,发泡量和半衰期与质量分数为 1% 时相比差距不大,从经济成本考虑,质量分数越低越好,因此质量分数最佳结果是 1%。在质量分数为 1% 时,从发泡量来看 2#、4# 和 3# 泡沫剂要好一些,但是从半衰期的角度来看 2# 和 3# 稳定性好。综合分析选 2#、3# 发泡剂为较好的发泡剂。

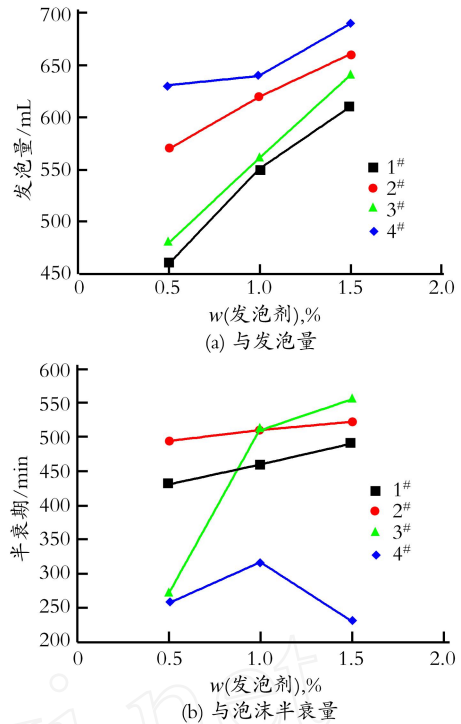


Fig. 1 Relationship between foam volume, foam half - life and concentration of foam agent

图 1 发泡剂质量分数与发泡量和泡沫半衰期之间的关系

1.2 动态实验

上面从静态角度评价不同的发泡剂发泡量及稳定性。下面从动态的角度来研究发泡剂性能,测试地层温度(50)条件下,不同发泡剂在不同质量分数、不同气液体积比下在填砂圆管模型中的阻力因子,根据阻力因子的大小来判断每一种发泡剂在地层中的驱油效果,由此选出驱替效果最好的发泡剂用于矿场驱油。

阻力因子定义为泡沫液在多孔介质中渗流时产生的压降与相同气液体积比条件下不加入发泡剂气液二相流在多孔介质中渗流时产生的压降之比。该参数反映了由于发泡剂加入,发泡后引发渗流阻力的增加。增加值越大,说明泡沫的封堵效果越好。

1.2.1 实验流程及实验方法 用于评价的实验模型为填砂圆管模型,直径为 2.1 cm,长度为 19.5 cm,用河砂充填成符合渗透率要求的模型,抽真空、饱和水进行阻力因子测试实验。模型具体物性参数见表 1。

实验过程为将水和氮气按照一定的气液体积比注入模型,测试不同气水比下的流动压力;将注入水改为一定质量分数的发泡剂溶液进行与上面对应的气液体积比驱替实验,记录模型驱替过程中的压力变化,直到压力稳定为止。计算不同发泡剂在不同质量分数下的阻力因子。实验流程如图 2 所示。

表 1 阻力因子测试模型物性参数

Table 1 Physical parameters of the models for drag force factor

模型号	试剂号	长度/cm	直径/cm	孔隙体积/mL	孔隙度, %	水测渗透率(mdarcy)
1	1 [#]	19.5	2.1	23.49	34.80	5 100
2	2 [#]	19.5	2.1	26.99	39.98	6 468
3	3 [#]	19.5	2.1	21.69	32.13	5 914
4	4 [#]	19.5	2.1	25.52	37.80	5 175

试验温度 50 ℃, 注入液体速度 2 mL/min, 3[#] 剂实验测得测试不同气水的流动压力与阻力因子结果如表 2 所示。

表 2 3[#] 发泡剂的阻力因子测试结果Table 2 Results of test for drag force factor in 3[#] foam agent

气液 体积比	阻力因子				稳定压力/MPa			
	0.5 %	1.0 %	1.5 %	2.0 %	0.5 %	1.0 %	1.5 %	2.0 %
8 1	111.3	137.6	137.6	133.9	1.001	1.239	1.239	1.205
4 1	120.7	128.7	128.7	127.3	0.966	1.030	1.030	1.018
3 1	119.2	141.5	144.5	142.0	0.834	0.991	1.012	0.994
2 1	113.6	140.2	142.2	140.2	0.682	0.841	0.853	0.841
1 1	15.4	22.5	24.9	24.0	0.077	0.112	0.125	0.120

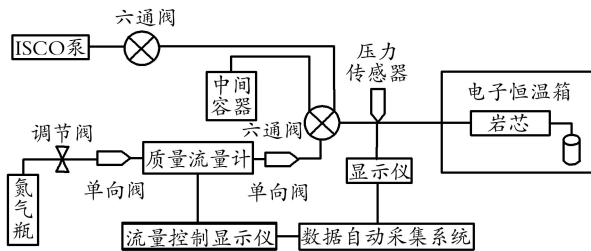


Fig. 2 Flow sheet of drag force test

图 2 阻力因子测试实验流程示意

1.2.2 实验结果及分析 4 种发泡剂在不同质量分数、不同气液体积比条件下的阻力因子见图 3。由图 3 可知 3[#] 发泡剂的阻力因子最高, 2[#] 次之, 1[#] 和 4[#] 发泡剂的阻力因子最低, 综合静态实验的结果, 将 3[#] 发泡剂作为优选的结果。质量分数对阻力因子影响较大, 当质量分数为 0.5 % 时阻力因子很低, 但当质量分数增加到 1 % 或继续增加到 2 % 时, 阻力因子不再有很大的改变, 说明发泡剂质量分数的优选值应该是 1 %。相同质量分数的发泡剂溶液与气液体积比有以下对应关系: 阻力因子首先随气液体积比增加而增加, 当气液体积比增到 3 1 或 4 1 后, 阻力因子不再继续增加, 相反还会随气液体积比的增加而降低, 同时还可以发现如果气液体积比太低, 小于或等于 1 时, 阻力因子就会太小, 达不到

泡沫驱油的效果, 而且 4 种发泡剂阻力因子在测试过程中都存在着这一现象, 说明每一种泡沫在驱油过程中都存在着一个最佳气液体积比, 该值从图中可以清楚地看到。

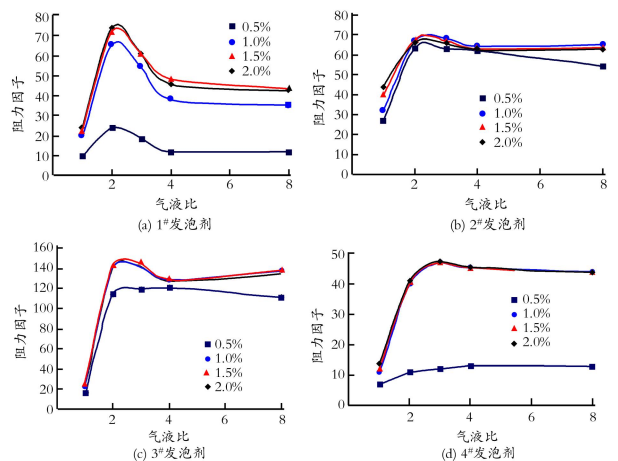


Fig. 3 Variation of drag force factor with gas - liquid ratio and concentration of foam agent

图 3 阻力因子随发泡剂质量分数及气液体积比的变化

综合阻力因子测试实验和静态实验, 优选 3[#] 发泡剂作为下一步驱油实验的研究对象, 最佳质量分数 1 %, 最佳气液体积比介于 2 到 4 之间。下面室内实验研究选择最佳气液体积比为 3 1。

2 泡沫驱油层非均质适应性研究

由于玻璃模型的可视性效果好,可以清楚地看到模型水驱油至残余油时的油水分布状态,以及在残余油状态下泡沫驱油的过程,开展可视化实验可以帮助认识泡沫驱的驱油机理,了解泡沫在地层条件动态变化规律,有效指导泡沫驱开发方案设计。下面对均质和非均质及非均质不同渗透率级差的平板玻璃模型,分别进行水驱后再泡沫驱的可视化实验,研究泡沫驱对油藏的适应性。

2.1 平板模型制作

平板可视模型实验基础参数如表 3 所示。首先将玻璃模型三面密封,在没有密封的一面充填沙子。充填砂子目数主要 20 - 40 目,60 - 80 目,80 - 120 目和 200 目。填充完毕后用 HY876 双组份环氧胶

粘结,固化后就可以用来进行实验。长、宽、高尺寸为:20 cm × 15 cm × 0.5 cm。制作了两类模型一为均质模型,入口位于右下角,出口在左上角;另一种为 3 层非均质韵律模型,级差分别为 2 和 4,模型入口以边水形式均匀注入,但出口分设在 3 个层里(见图 4)。

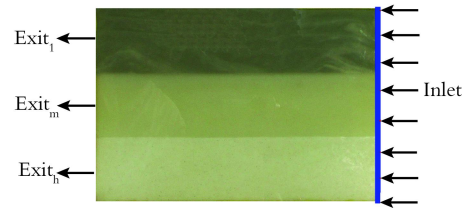


Fig. 4 Diagram of heterogeneous porous media
图 4 非均质正韵律模型的平面示意

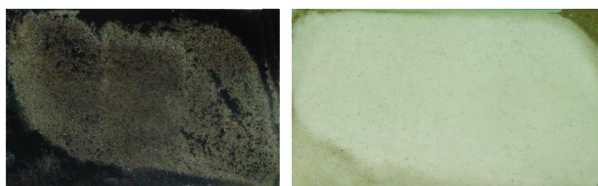
表 3 平板可视模型实验基础参数

Table 3 Fundamental parameters of the flat-panel model

模型	温度/ ($^{\circ}\text{C}$)	注入速度/ ($\text{mL} \cdot \text{min}^{-1}$)	空气渗透率 $\times 10^3 / \mu\text{m}^2$	原油密度/ ($\text{g} \cdot \text{cm}^{-3}$)	脱气粘度(50 $^{\circ}\text{C}$)/ ($\text{mPa} \cdot \text{s}$)
均质	50	2	6 468 ~ 5 914	0.936 6	152.5
小级差非均质	50	2	4 635 ~ 10 864	0.936 6	152.5
大级差非均质	50	2	4 392 ~ 16 721	0.936 6	152.5

2.2 实验结果及分析

2.2.1 均质模型 实验过程是先进行水驱至残余油,再进行依照上面实验得到的最优参数进行泡沫驱油,以便进行水驱效率、水驱加后续泡沫驱效率比较,认识水驱与氮气泡沫驱的不同动态特点。水驱油过程中模型颜色变化不是十分明显,波及范围没有达到模型全部,说明水驱油效率偏低。注入水一开始也是主要沿着对角线流动驱油,随着驱替过程的进行,注入水继续沿着对角线前进,直到模型出口,同时注入水在对角线两侧的波及范围也在不断扩大。到水驱结束时,注入水沿着注采对角线以纺锤形状分布,在另外两角没波及到。最终水驱采收率为 69.22 % (见图 5(a))。



(a) 水驱油状态 (b) 泡沫驱油结束状态

Fig. 5 End state of water flood in 1[#] homogeneous media

图 5 1[#] 均质模型水驱油和泡沫驱油结束状态

在水驱至残余油结束后,接着进行泡沫驱的实

验。泡沫进入模型后模型内的颜色明显变浅,而且泡沫波及到的地方与没有波及到的地方存在着明显的反差,说明在残余油状态下,泡沫驱油提高采收率效果显著,模型入口在泡沫持续驱替过程中开始变白,波及范围增加。同时泡沫注入压力也开始明显上升。驱替最后模型中几乎没有残余油存在,效果非常显著(见图 5(b))。

可以发现水驱后改注泡沫,残余油状态下泡沫的封堵效果良好,采收率较水驱明显增加,含水率显著降低,直到含水率达到 100 % 实验结束。

总结 1[#] 模型水驱和泡沫驱的实验结果,可以发现饱和油模型在水驱到残余油后再进行泡沫驱效果十分显著,可大大提高原油采收率。因此,在储层进行泡沫驱油时,首先注水驱油或其他驱油方式到残余油状态,然后再改注泡沫,尽量使油田储层开发达到高效,经济的合理化开采。

2.2.2 非均质模型 2[#] 模型是正韵律非均质模型,由 3 种目数的河砂充填而成,模型级差为 2 (见图 4)。模型抽真空直接饱和原油,然后以 2 mL/min 的速度进行边水驱油到残余油状态,之后以 3 (气 3 mL/min + 液 1 mL/min) 的气液体积比进行泡沫驱。

水驱时注入水大部分沿着下部高渗层流动,少量注入水在中低渗层中流动。采出程度较低,整个模型水驱油采收率不高,只有 62.3%。采收率主要集中在高、中渗层的出口采出,低渗层出口没有出油(见图 6a)。

图 6b 到图 6e 表示水驱后进行泡沫驱替剩余油在不同时刻模型中剩余油的分布状态。从图 6b 和图 6c 可以看到泡沫开始进入到模型的过程,泡沫同样首先进入下部高渗层中,由于高渗层含有饱和度低,发泡效果好且稳定性好,泡沫封堵能力高,驱替压力升高,驱替液进入中渗层,驱油效果表现得十分明显,残余油明显减少。

图 6d 表明泡沫在下部高渗层中的驱替效果越来越明显,逐渐变白;同时中低渗层中泡沫驱效果也更加显著,颜色明显变浅,残余油显著减少,且入口

处也开始变白;低渗层泡沫驱效果稍差一些,但对最右侧图,低渗层波及面积也明显增大,且颜色变浅,不过,低渗层的油在流动过程中大部分先进入中渗层,然后通过中渗层的出口被驱出。

在图 6e 中,下部的高渗层由于泡沫驱的作用,残余油饱和度基本上接近于零,由于泡沫对高渗层的封堵作用,中低渗层的泡沫驱油效果也十分明显,到泡沫驱替结束时,中渗层中的残余油饱和度也非常低,只在靠近出口的位置还有少量的残余油存在。低渗层中还残留一定量的原油,由于低渗层渗透率最低,整体泡沫驱替在低渗层中很难进行,大量的泡沫在入口处就改道进入中渗层,故到泡沫驱结束后,低渗层的颜色没有变白,还残留着一定量的原油。驱替过程中由于泡沫对中高渗层封堵效果,驱替压力一直在增加,直到含水率达到 100%。

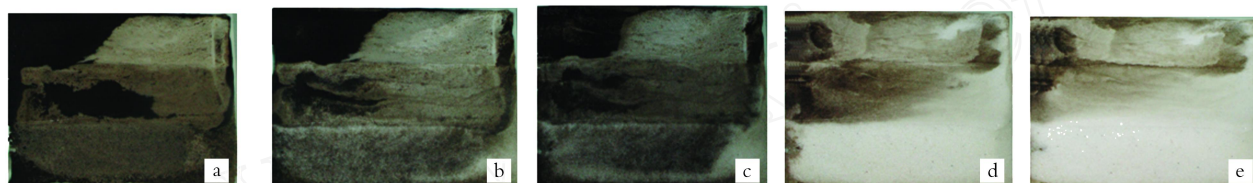


Fig. 6 Process of foam flood in 2# heterogeneous media

图 6 2# 非均质正韵律模型泡沫驱油过程

3# 模型级差为 4,其余参数及实验过程同 2# 模型。为便于比较,把其实验结果与 1# 和 2# 模型结果列于表 4 中。

表 4 不同模型水驱及泡沫驱采收率结果

Table 4 Results of water and foam flood in different media

采收率及增加值	1# 模型	2# 非均质模型	3# 非均质模型
水驱采收率, %	69.2	62.30	55.21
累计采收率率, %	95.6	90.92	91.66
增加值, %	26.4	28.62	36.45

从表 4 可以看出,均质模型水驱和泡沫驱采收率都高于非均质模型;水驱结束后,非均质模型泡沫驱采收率提高程度明显大于均质模型;非均质模型级差越大,其水驱效率越低,泡沫驱采收率提高程度越大。说明氮气泡沫驱对油藏非均质性有更好的适应性。

3 矿场应用实例分析

J10 块氮气泡沫试验区含油面积 0.68 km²,地质储量 2.598 × 10⁶ t,9 口注入井,对应 44 口采油井。方案预计在已采出 42.2% 的基础上,提高采收

率 15.6% (其中泡沫驱 5 年,采出程度 9.5%),最终采收率达到 57.8%,投入产出比 1:1.5 以上。实际 5 年期内,注水 1.094 × 10⁶ m³,注氮气 4.072 × 10⁵ m³ (折算地下),注药剂 7 999 t,采出程度为 9.9%,投入产出比 1:1.74 累计增油 1.61 × 10⁵ t 吨,阶段采出程度 11.2%,阶段提高采收率 6.2% (动态预测最终提高采收率 9.3%),总采出程度达到 53.3%,全面完成了方案阶段预期目标(见表 5)。

试验经历了水驱向泡沫驱转变和连续驱向段塞驱过渡这样曲折变化过程,期间通过工艺改造、扩建和多次动态注入参数优化调整,才逐步实现技术完善与配套,实现了方案的各项指标,突出表现在:

1) 井注入压力大幅上升,区块地层压力明显恢复:水井注入压力由 4 MPa 升到 9 MPa 以上;油井压力由平均 4 MPa 恢复到 6 MPa 左右,说明地层压力水平整体有所提高,具备调剖的基本特征和人工动力驱替采油条件。

2) 降水增产作用非常突出,单井含水降低 30% ~ 50%,产量增加 3 ~ 7 倍;试验区综合含水降低 8% ~ 10%,产量增加近 1 倍。

3) 入井的吸水剖面和生产井的产出剖面得到较大改善,油层动用程度由 67% 提高到 89%,提高了 22%。

4) 采出程度(11.2%)、平均采油速度(1.87%),比水驱提高采收率6.2%,动态预测最终提高采收率9.3%,采油速度提高1倍。

5) 效益显著,方案5年期限内,9井组累产油 25.63×10^4 t,总投入 1.50018×10^8 元,原油售价按方案设计1020元/t计算,净效益 1.11408×10^8 元,创效能力 2.228×10^7 元/a,单位操作成本585元/t,比方案设计低30元,投入产出比1:1.7。

通过矿场先导试验表明氮气泡沫驱采油可以提高原油采收率,效果显著,提高采收率9.3%,是普通稠油油田蒸汽吞吐开采后期经济有效、技术可行的接替技术。制取氮气技术和高压注入工艺技术成熟,且符合清洁、无害化环保要求。矿场实践表明,由于实际地质情况、开发历史的复杂性,在室内实验和数值模拟的基础上,在开发过程中需要根据实际情况不断进行动态调整,优化注入参数,实现泡沫驱高效开发,其中配套的监测技术是评价、调整的重要

依据和手段。

表5 方案实施前5年各项指标对比表

Table 5 Comparison between production index and project target

指标	方案	完成	差值
产油/(10^4 t)	24.66	25.63	0.97
注药剂/t	7 032	7 999	967
注氮气/(10^4 m ³)	2 570.4	2 239.6	- 330.8
注水/(10^4 m ³)	139.6	109.36	- 30.24
投资/(10^4 元)	3 854	1 695	- 2 159
操作成本/(10^4 元)	15 151.5	15 001.8	- 149.70
单位操作成本/(元·t ⁻¹)	614.42	585.32	- 29.09

参 考 文 献

- [1] Myers T J, Radke C J. Transient foam displacement in the presence of residual oil: experiment and simulation using a population - balance model [J]. Ind. eng. chem. res., 2000, 39:2725 - 2741.
- [2] Zhang Y, Yue X, Dong J, et al. New and effective foam flooding to recover oil in heterogeneous reservoir [C]. SPE paper 59367, presented at the 2000 SPE/DOE improved oil recovery symposium. Tulsa:[s. n.], 2000:3 - 5.
- [3] Apaydin O G, Kovscek A R. Transient foam flow in homogeneous porous media surfactant concentration and capillary end effects[C]. SPE 59286, the 2000 SPE/DOE improved oil recovery symposium. Tulsa:Oklahoma, 2000.
- [4] Tanzil D. Foam generation and propagation in heterogeneous porous media[D]. [S. L.]: PhD thesis, Rice University, 2001.
- [5] Tanzil D, Hirasaki G J, Miller C A. Mobility of foam in heterogeneous media: flow parallel and perpendicular to stratification[J]. Soc. petrol. eng. j., 2002, 7:203 - 212.
- [6] Koehler S A, Hilgenfeld S, Stone H A. A generalized view of foam drainage: experiment and theory [J]. Langmuir, 2000, 16:6327 - 6341.
- [7] Weaire D, Hutzler S, Cox S, et al. The fluid dynamics of foams [J]. J phys: condens matter, 2003, 15: S65 - S73.
- [8] Tanzil D, Hirasaki G J, Miller C A. Conditions for foam generation in homogeneous porous media [C]. SPE paper 75176, SPE/DOE improved oil recovery symposium. Tulsa:[s. n.], 2002:13 - 17.
- [9] Gauglitz P A, Friedmann F, Kam S I, et al. Foam generation in porous media [C]. SPE paper 75177, SPE/DOE improved oil recovery symposium. Tulsa:[s. n.], 2002:13 - 17.
- [10] Rossen W R. A critical review of Roof snap - off as a mechanism of steady - state foam generation in homogeneous porous media [J]. Colloids surf. A: physicochem. eng. aspects, 2003, 225:1 - 24.

(Ed.: W Y X, Z)