

油井重复压裂技术 在马西油田的应用及认识

李文瑞 李延美 何志勇

(大港石油管理局)

摘要 大港油田大部分油井都经过压裂改造措施,这些压裂过的井经过一段时间生产后,目前都已失去增产效果,如何使用压裂技术再一次提高油井产量,无疑对这类老油田有着重要意义。本文以马西油区为例,较全面地介绍了马西重复压裂的做法,对重复压裂工艺方法、选井原则、压裂时机进行分析探讨。

主题词 马西油田 油井 重复压裂 研究 应用 增产效果 分析

作者简介 李文瑞,1942年生。1966年毕业于北京石油学院采油专业,曾任副总工程师,现任科委副主任,教授级高级工程师,享受政府津贴的国家级有突出贡献的专家。李延美,1943年生。1970年毕业于成都地质学院,现任钻采工艺研究院副总工程师,高级工程师。何志勇,1962年生。1983年毕业于西南石油学院,现任钻采工艺研究院压裂室副主任,高级工程师。

油井重复压裂是指对一个油层或油层段实施两次以上的压裂施工,达到提高油井产能的目的。

马西油田投入开发的初期,油井普遍进行了压裂改造,获得了很好的增产效果,在油田的开发过程中,依据油井出现的矛盾,后来又在17口井上进行了25井次的重复压裂,再一次使油井恢复高产,说明压裂在该油田不能一劳永逸,同时也说明重复压裂在该油田是延长油井自喷期和增产的有效途径。

一、马西油田地质概况及开发效果

马西油田构造完整,油层相对集中在70~80m的井段内,埋深3785.6~4030.8m,油层厚度较大,但物性差,孔隙度13%,有效渗透率 $3 \times 10^{-3} \mu\text{m}^2$ (见表1),是一个层状低渗透砂岩油藏。

马西油田1978年发现,1981年投入开发,设计油井22口,注水井12口,以500m井距正方形井网,五点法面积注水开发。由于地层渗透率低,开发的主要工艺措施是压裂投产,压裂使产能增加到2.7倍,效果非常显著,见表2。

马西油田已开发14年,采油速度保持在2%以上稳产8年,到1991年采出程度已达27%,年均含水为26.5%,之所以取得这一好的开发指标,除具有良好的地质条件和先进的开发方案设计外,以压裂为主的配套工艺技术起了重要的保证作用。重复压裂应用的成功,也是该油田取得好的开发效果主要手段之一。

表 1 马西油田地质参数

| 层位 | 平均有效厚度 (m) | 油层物性 | | | 油层埋藏深度 (m) | 压力系数 | 地层温度 (°C) | 压力 (MPa) | | |
|------|---------------|------------|--|----|---------------|-----------------|--------------|-------------|-------|-------|
| | | 孔隙度 (%) | 渗透率 ($\times 10^{-4}\mu\text{m}^2$) | | | | | 饱和度 (%) | 原始 | 饱和 |
| | | | 空气 | 有效 | | | | | | |
| 板Ⅱ | 13 | 14 | 7 | 3 | 65 | 3 785.6~3 938.6 | 0.147 | 147 | 56.39 | |
| 板Ⅲ | 16 | 13 | 14 | 3 | 65 | 3 884.6~4 030.8 | 0.147 | 150 | 56.98 | 38.54 |
| 板Ⅱ+Ⅲ | 25 | 13.6 | 11 | 3 | 65 | 3 785.6~4 030.8 | 0.147 | 149 | 56.78 | 38.54 |

表 2 马西油田首次压裂效果对比

| 项目 | 井数 | 单井产液 (t/d) | 单井产油 (t/d) | 油田产液 (t/d) | 油田产油 (t/d) | 综合含水 (%) | 有效期 (d) | 平均单井增油 (t) |
|-----|----|---------------|---------------|---------------|---------------|-------------|------------|---------------|
| 压前 | 23 | 20.4 | 18.6 | 470 | 427 | 9.15 | | |
| 压后 | 23 | 56.1 | 49.6 | 1 291 | 1 141 | 11.6 | 476 | 7 500 |
| 增加量 | | 35.7 | 31.0 | 821 | 714 | 2.45 | | |

二、重复压裂效果及工艺选择

1. 重复压裂效果 1980年至1995年7月在马西油田进行重复压裂25井次,有效19井次,截至1995年7月底,累计增原油 $15.1 \times 10^4\text{t}$,平均每井次增油6 071t,投入产出比1:10以上,效益显著,为油田稳产起了重要作用。

2. 重复压裂工艺选择

(1) 压裂液的选用。根据马西油田油层埋藏深、地温高的特点,重复压裂选用了“112 高温压裂液”。该压裂液较早期使用的“CMC 压裂液”有着更好的热稳定性,150°C下恒温100min粘度仍可保持 $100\text{mPa}\cdot\text{s}$ 左右;滤失系数为 $0.38 \times 10^{-3}\text{m}/\text{min}^{1/2}$;由于可延缓交联,泵送时摩阻低,现场实测, $\varnothing 88.9\text{mm}$ 油管内的注入速度 $3\text{m}^3/\text{min}$ 时,其摩阻相当于清水摩阻的50%左右;高温下破胶水化彻底,破胶后残渣在水溶液中的浓度为0.0084%~0.035%之间。

(2) 支撑剂的选择。马西油田油层人工裂缝闭合压力范围为30~40MPa,在这一闭合压力下,国内天然石英砂支撑导流能力不足 $20\mu\text{m}^2\cdot\text{cm}$,而国产高强度陶粒在35MPa闭合压力下, $5\text{kg}/\text{m}^2$ 的浓度,导流能力大于 $80\mu\text{m}^2\cdot\text{cm}$,强度较高,故在该区压裂时,选用高强度陶粒作为支撑剂。

(3) 选择油套混进的注液方法。压裂施工中从油管及油管和套管环形空间同时注液的方法称为油套混进。

马西油田油套管为N80钢级,最小壁厚7.72mm的 $\varnothing 140\text{mm}$ 套管,允许抗内压54MPa。由于套管允许抗内压高,确保了施工泵压小的注液方式,可使地面泵压较油管注入降低一半以上,不但节省了水马力,而且提高地面的安全性,因此除了个别井必须用油管注液以外,压裂施

工中全部选用了油套混进的注液方法。

(4)选用了投球分选压工艺。对首次压裂后的井进行了测试分析,见表3。压后再作业的深24和深6-2井表皮系数明显高于其它未作业井,证明压后再作业对油层会带来新的伤害。根据分析结果,对需分选压的井,均采用了压后无需再作业投球施工工艺,使油层伤害得以避免。

表3 修井液对压裂后油层二次伤害对比

| 类别 | 井号 | 压裂日期 | 测试日期 | 表皮系数 | 备注 |
|-------------|------|------------|------------|-------|--------|
| 压裂后 作业井 | 深24 | 1984.02.28 | 1984.06.13 | -1.59 | 压后清水冲砂 |
| | 深6-2 | 1983.01.26 | 1983.06.28 | +6.98 | 压后卤水冲砂 |
| 压裂后 未作业井 | 深5-5 | 1983.06.9 | 1983.10.13 | -3.63 | 压后开井生产 |
| | 深5-4 | 1983.05.25 | 1983.10.14 | -5.29 | 压后开井生产 |
| | 深13 | 1984.01.26 | 1984.06.09 | -3.72 | 压后开井生产 |

(5)重复压裂规模的选择。马西油田井距500m,油水井进行了水力压裂投产,裂缝半长大于130m,见表4。目前需重复压裂的部分井含水达40%以上,最高已达90%,为防止重复压裂造成水窜,选择施工规模不大于首次压裂规模,加砂量控制在首次加砂量的50%~90%,见表5。

表4 利用压力恢复资料计算裂缝半长和表皮系数

| 井号 | 测压日期 | 裂缝半长(m) | 表皮系数 |
|------|------------|---------|-------|
| 深15 | 1980.11.21 | 130 | -5.65 |
| 深21 | 1986.02.18 | 214 | -7.45 |
| 深4-2 | 1982.10.19 | 152 | -5.82 |
| 深16 | 1980.03.17 | 184 | -6.00 |

表5 部分重复压裂井施工规模反压裂效果

| 井号 | 施工日期 | 加砂量(m ³) | 工作制度(mm) | | 产量对比(t/d) | | 备注 |
|--------|------------|----------------------|----------|----|-----------|------|------|
| | | | 压前 | 压后 | 压前 | 压后 | |
| 深15 | 1980.06.09 | 23 | 6 | 5 | 29.5 | 83.6 | 投球压裂 |
| | 1989.03.18 | 15 | 6 | 6 | 21.2 | 30.4 | |
| | 1994.12.22 | 13.6 | 7 | 5 | 8.8 | 26.0 | |
| 深4-4 | 1985.02.11 | 15 | 5 | 5 | 16.1 | 47.3 | 投球压裂 |
| | 1989.06.07 | 10 | 抽 | 喷 | 14.4 | 26.6 | |
| | 1995.02.05 | 13.5 | 7 | 4 | 5.0 | 23.8 | |
| 深5-4-2 | 1985.01.09 | 16 | 5 | 5 | 17.7 | 39.0 | 投球压裂 |
| | 1994.10.25 | 15 | 7 | 5 | 10.4 | 22.7 | |
| 深5-5-2 | 1985.01.31 | 30 | / | / | 13.6 | 42.2 | |
| | 1995.02.22 | 15 | 6 | 4 | 12.1 | 34.4 | |
| 深13 | 1984.01.26 | 30 | 6 | 6 | 30.0 | 73.0 | 投球压裂 |
| | 1994.04.30 | 20 | 6 | 5 | 5.7 | 36.0 | |
| 深7-3 | 1982.09.05 | 19.5 | 5 | 5 | 20.7 | 49.0 | |
| | 1986.02.22 | 12.2 | 5 | 5 | 11.1 | 20.8 | |
| 深3-5 | 1986.09.16 | 25.6 | 5 | 5 | 0 | 26.4 | |
| | 1995 | 14.02 | / | / | 4.9 | 15.8 | |

三、对重复压裂的认识

在马西油田的各个开发阶段都选井进行重复压裂,有些井已重复压裂两次,同样获得很好的增产效果,如深4-4井,压裂效果见图1。经多年实践,重复压裂获得了较大的成功,总结分析成功的认识为:

1. 重复压裂的成功,在于对油井可供改造的潜力认识较为清楚,工艺措施针对性较强。马西油田开发初期,对油田虽经普遍压裂,从生产过程中的测试资料看,有些油层仍处于未动用状态,如深13井,生产中的5个层在重复压裂前就有15号和17号两个层微动或未动。这些动用差的层为重复压裂提供了工作对象。

从压后井温资料看,多层合压不是每个层都能压开并得到同等程度的改造。如11-4-3井,压裂后经井温检查,19号和20号得到较大程度的改造,26号层被改造程度较差,28号层没有被压开,见图2。这些改造不充分和没有得到改造的层将是重复压裂的潜力层。

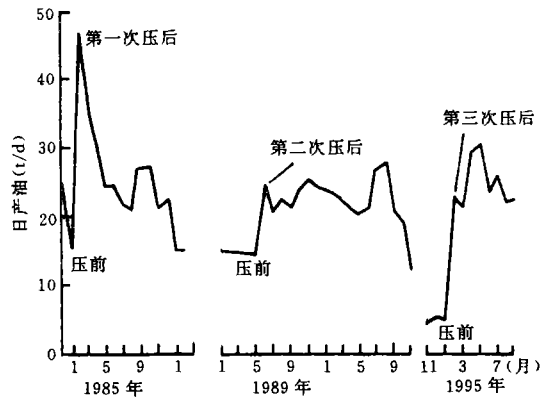


图1 深4-4井重复压裂效果对比曲线

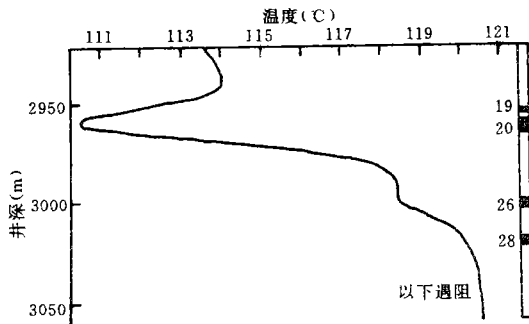


图2 深11-4-3井压后井温曲线

表6 油井生产过程中表皮系数变化

| 井号 | 测试日期 | 解释渗透率 (μm^2) | 表皮系数 |
|------|----------|------------------------------|--------|
| 深15 | 89.5.18 | 0.00072 | -4.3 |
| | 89.10.29 | 0.0002 | -0.6 |
| 深4-2 | 82.10.19 | 0.00114 | -5.83 |
| | 87.5.14 | 0.0005 | -3.59 |
| 深13 | 87.5.22 | 0.00023 | -3.61 |
| | 88.10.13 | 0.00015 | -2.547 |
| 深6-4 | 88.4.12 | 0.001 | -4.252 |
| | 88.10.19 | 0.00026 | -0.541 |

油井生产过程中的测试资料表明,在压裂后生产过程中油层会受到伤害,见表6。现场4口井的测试,表皮系数随开采时间的增长有增大的趋势,地层渗透率则不断下降,在深6-2井修井起油管时,从井底带出了不溶于水的结垢物,都说明生产过程中地层受到了新的伤害,因此有压裂解堵的必要。

针对油井生产过程中,油层受到新的伤害或者是未动层,压裂采用投球分压选压工艺,使原主力层增产,未动层得到了动用,如深13井。该井压前日产油5.65t,压后日产油达到了36.0t,原动层日产增至15.0t,原未动的17号层,压后日产达21.0t,占全井产量的58.4%。深4-4井压前含水高达58%,压后含水降至2%以下,也说明各层动用程度经压裂发生了变化。

2. 重复压裂的选井原则

(1)油井地层压力较高,生产压差不断增大而产液量逐渐下降的井可进行重复压裂解堵。如深8-6井,生产层为单层,厚20m,地层压力42.98MPa,1987年5月的生产压差为6.0MPa,日产液42.12m³,7月生产压差增大至7.12MPa,日产液量降至33.05m³,显然地层有新的伤害,于是进行了重复压裂,日产由10.3t升至37.4t,累计增油1.9×10⁴t,获得了理想的增产效果。

(2)多层合采时,尚有未动层存在的井可选择压裂,这类井即使含水较高,仍应是重压的对象。如前面谈及的深13井和深4-4井,压前含水分别在40%和50%以上,重复压裂后均获得好的增产效果,特别值得一提的是深4-4井,重压后,油产量增加近6倍,而含水由58%降至2%以下,见图3。深5-3井也是同样,重压后,油产量增加20余倍,而含水最低时下降20多个百分点,见图4。以上资料说明这类井选用重复压裂是可行的。

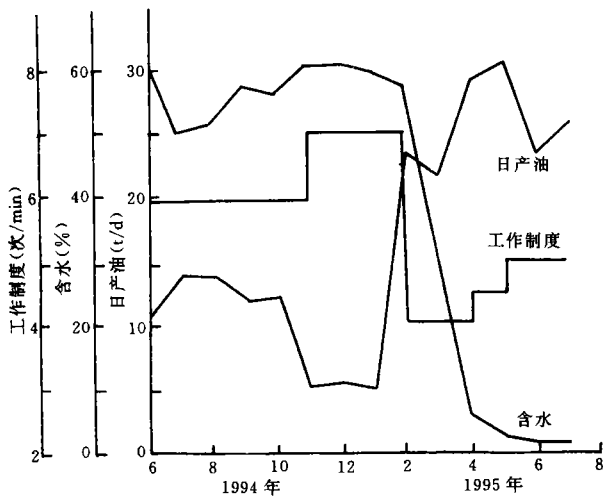


图3 港深4-4井压裂效果对比图

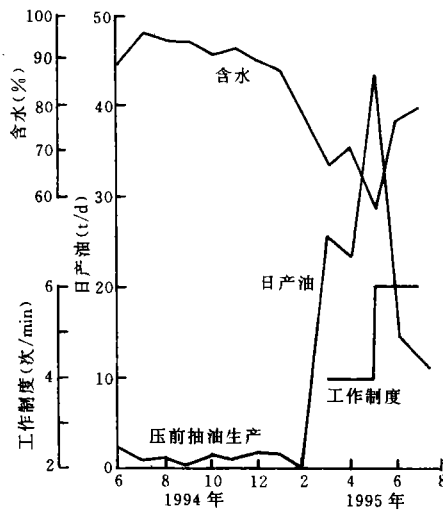


图4 港深5-3井压裂效果对比图

表7 重复压裂井效果对比

| 井号 | 施工日期 | 日产油(t/d) | | 日产油 增加倍数 | 含水(%) | | 含水上升 百分点 |
|--------|------------|----------|-------|-------------|-------|------|-------------|
| | | 压前 | 压后 | | 压前 | 压后 | |
| 深5-4-2 | 1994.10.25 | 10.35 | 56 | 5.40 | 45 | 62 | 17 |
| 深15 | 1994.12.22 | 8.81 | 26 | 2.95 | 20 | 26 | 6 |
| 深13 | 1994.09.30 | 5.65 | 36 | 6.40 | 40 | 63 | 23 |
| 深5-5-2 | 1995.02.22 | 12.07 | 34 | 2.80 | 11 | 36 | 25 |
| 深4-4 | 1995.02.05 | 4.97 | 30 | 6.00 | 58 | 2 | -56 |
| 深5-3 | 1995.03.01 | 1.69 | 43 | 25.40 | 88 | 78 | -10 |
| 深3-5 | 1995.06.09 | 4.9 | 15.78 | 3.22 | 7.4 | 23.9 | 16.5 |
| 深8-6 | 1995.02.25 | 22.14 | 27 | 1.22 | 0.7 | 2.6 | 1.9 |

早期重复压裂井,压前含水较低,压后含水也没有明显的增加。近2年施工的井相当一部

分压前含水40%以上,重复压裂后,有些井的含水虽有不同程度的上升,个别井的上升幅度达到了20个百分点以上,但增油幅度比水的增大幅度更大,没有1口井造成水淹,达到了提高单井产量的目的。部分井压后产量及含水变化见表7。

3. 重复压裂时机的选择 选择适当的时机进行重复压裂是提高有效成功率的关键。

在马西油田地层压力变化的各个阶段进行重复压裂25井次,通过对重复压裂井的效果分析,地层压力的高低对重复压裂效果起着主导作用,见图5。25井次的重复压裂井有15井次是在1983~1989年间施工的,此间地层压力已由原始地层压力56.78MPa降至35MPa左右,压降为21.78MPa,地层压力最低时只有31MPa,由于地层压降大,这期间施工井有8井次无经济效益,占施工井次的53.3%。进入1994年以后,地层压力由1992年的32.35MPa经注水回升至44.52MPa,为原始地层压力的78.4%,地层压降减少至12.26MPa,在这一较高的压力阶段进行重复压裂8井次,口口井有经济效益,有效成功率100%,截止1995年8月底,8口井已累增原油25523t,气 $6384 \times 10^3 \text{m}^3$,平均每井次增油3190t,压裂效果较地层压力较低时的(1983~1989年间)施工井大幅度提高,因此重复压裂一定要选在地层压力较高时的有利时机进行。马西油田重复压裂的有利时机应为地层压降不低于22%为好。

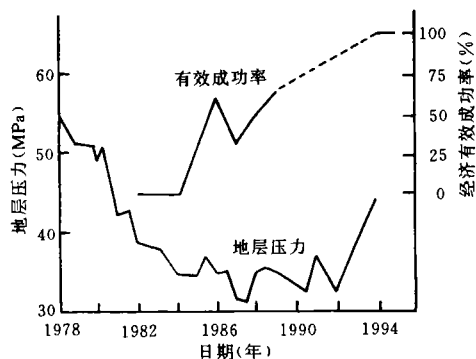


图5 马西油田压裂效果与地层压力关系曲线

较高的压力阶段进行重复压裂8井次,口口井有经济效益,有效成功率100%,截止1995年8月底,8口井已累增原油25523t,气 $6384 \times 10^3 \text{m}^3$,平均每井次增油3190t,压裂效果较地层压力较低时的(1983~1989年间)施工井大幅度提高,因此重复压裂一定要选在地层压力较高时的有利时机进行。马西油田重复压裂的有利时机应为地层压降不低于22%为好。

四、结论

通过对马西油田重复压裂的实践及所取得成果的认识,得出如下结论:

1. 对低渗透多层注水开发的油田,重复压裂可调整开发中的层间矛盾,是提高开发效果的手段之一。
2. 选准压裂时机是重复压裂取得高效的重要条件,压裂时机应选在地层压力较高的阶段进行。
3. 对含水较高的油井,重复压裂一定要控制施工规模,以免引起水窜,其规模应不大于首次压裂规模。

作者附言:参加本项工作的还有程运甫、韩振元、刘河、宋友贵、王卫东、薛长秀等同志,在此表示谢意。

(收稿日期 1995-12-25)

[编辑 郑秀娟]

塔里木胜利钻井公司60160队创一项全国钻井新纪录

本报讯 塔里木胜利钻井公司60160钻井队以总包方式承钻的塔中4-6-30井,于3月28日4时30分完钻,完钻井深3738米,钻井周期为18天21小时30分,创同类井钻井周期最短全国新纪录。该井于3月9日7时开钻,设计井深3700米,全井平均机械钻速为13.03米/小时。

(转载自1996年4月8日《中国石油报》)

CAN THE LIGHTWEIGHT DRILLING FLUID PREVENT FORMATION DAMAGE?

by Yang Zhenjie

Abstract In drilling, the positive pressure difference can damage and protect the oil and gas zone. The key problem is rapidly to form the tight cake. Because of the low differential pressure on balanced drilling or near balanced drilling, it is harmful to form and strengthen high quality cake. So it is easy to damage oil and gas zone. If the shielding temporary close technology is used, a suitable high positive differential pressure is benefit to form the strong and good quality filter cake. At the same time, it makes the well control safe and well wall stable. So it is much suitable for formation damage prevention.

Subject heading Drilling fluid density differential pressure filter cake filtrate solid shielding formation damage prevention

EFFECT OF LONG — CORE ACID FLOW TESTING ON OPTIMIZATION OF SANDSTONE ACIDIZING DESIGN

by Wang Xugang, Hu En'an, Jiang Jianfang, Jiang Weidong

Abstract Acid core flow testing, which core is typically short core plugs, is a common method for studying sandstone acidization. In this study, the long core plug is used in acid core flow testing. The flow testing results with long core show that the pad chlorhydric acid and lower concentration fluorhydric acid are useful to improve acidization effectiveness. Analysis of spent acid indicates that the setting of hydrated silica will be produced during acidizing under high temperature conditions. However, according to short core acid flow testing, higher concentration acid is helpful to increasing permeability. Comparing the testing results of long core and short core, the conclusion has been obtained that acidizing design based only on short core studies is misleading. This paper also gives an introduction to the effectiveness of sandstone acidizing based on long core acid flowing testing by several field examples.

Subject heading sandstone acidizing long core barrel core flow model laboratory testing residue setting field testing

APPLICATIONS OF ELASTIC MODULUS AND BIOT COEFFICIENT OF ROCK IN FRACTURING DESIGN

by Zhang Baoping, Shen Weibing, Shan Wenwen

Abstract With the development of petroleum industry, the study on rock are more and more important. The rock mechanics problems existing in wellbore stability, sand production prediction, land subsidence and fracture extension have been studied for about 20 years in China. Based on many experiments, this paper discusses the effect of rock modulus of elasticity on fracture shape and operating pressure, presents the testing method of Biot coefficient, and introduces its applications in calculation of horizontal stress.

Subject heading rock modulus of elasticity Biot Coefficient fracturing design fracture width fracture extension stress

APPLICATIONS OF REFRACTURING TECHNOLOGY IN MAXI OILFIELD

by Li Wenrui, Li Yanmei, He Zhiyong

Abstract Many oil wells have been treated by fracturing in Dagang oilfield. The fracturing treat-

• 108 •

ment will be become invalid after production for a certain time. How to increase oil production again using fracturing is important for the development of old oilfield. Taking the Maxi oilfield as example, this paper gives overall introduction to the multiple fracturing technology, selecting principle fracturing wells, and fracturing opportunity.

Subject heading Maxi Oilfield oil well multiple fracturing research application stimulation effect

STUDY ON FIELD TESTING FOR POLYMER FLOODING IN SANDSTONE RESERVOIR OF MENGGULIN OILFIELD

by Li Shanwei, Zhang Zhenqing, Yang Yongxiang, Zhang Xianmin

Abstract Based on the geological feature, development status and property of polymer selected, applying the methods of numerical simulation, computer software, optimal decision, comparative analysis and expert consultation etc., this paper discusses the feasibility of polymer injection technology, summarizes the testing results of polymer injection in A16 well, and presents proposals for the further work with the help of water injection, oil production, chemical profile regulation formation testing and indoor experiments. It is helpful to the field testing of polymerwater flooding.

Subject heading Menggulin Oilfield polymer water flooding sandstone reservoir displacement test water injection well pipe string parameter optimum field testing

SENSITIVITY STUDY ON INJECTION WAY OF POLYMER FLOODING

by Wang Xinhai, Wang Dechen, Guo Weizhong

Abstract This paper presents 6 ways of polymer injection, and studies the sensitivity of injection way on polymer water flooding results for the conditions of different heterogeneity, different anisotropy and different polymer injection time with the aid of three — dimension two — phase four — component polymer water flooding simulator. In general, the reservoir with the poor waterflooding effectiveness is sensitive to polymer injection way. For longitudinal intraformational heterogeneous reservoir, the normal sedimentary sequence is more sensitive than reverse sedimentary sequence to injection way; for the horizontal heterogeneous reservoir, the reservoir of main streamline with higher permeability is more sensitive than that with lower permeability; early polymer injection is more sensitive than late injection.

Subject heading polymer injection research mathematical simulation heterogeneity waterflood susceptibility anisotropy

SURFACTANTS FOR MOBILITY CONTROL IN STEAMFLOODING APPLICATION

by Sheng Deqiang, Zhang Lihong, Bai Yan

Abstract Based on the testing results on thermal stability and ability to lower steam mobility of surfactants, this paper systematically studies the effect of structure, molecular weight and concentration of aliphatic α — olefin sulphonate, as well as steam quality, non — condensable gas, electrolyte on foam efficiency. It is found that structure and molecular weight of surfactant are the overriding parameters to reduce steam mobility during steamflooding, and that the concentration has main effect on foam generation time and little effect on foam efficiency. The addition of small amounts of non — condensable gas is also very important on steam — foam efficiency. The presence of an electrolyte has some side — effects