

稠油冷采增产技术研究

李万军^[1] 方勇^[2]

(1. 江汉油田分公司清河采油厂生产运行部, 山东 寿光 262700;
2. 江汉油田分公司清河采油厂采油管理一区, 山东 寿光 262700)

摘要 八面河稠油资源分布广泛, 储层差异大, 开采效果较差, 尤其是二类稠油开采难度大, 单井产量低, 除蒸汽吞吐外, 冷采开发一直未突破核心和关键技术, 严重制约了这类资源的开采效果和效益, 随着稠油蒸汽吞吐轮次逐渐增加, 选井难度越来越大, 成本不断增加, 低油价条件下, 亟需攻关低成本、低风险冷采开发接替技术来实现稠油井增产。

关键词 稠油 冷采 增产技术

中图分类号: TE345

文献标识码: A

文章编号: 1007-0745(2021)05-0004-03

八面河稠油区块主要分布在面22、面120和面138区块, 构造位置处于东营凹陷南斜坡中南段, 目前开井301口, 日均液量8.3m³, 日均油量1.3t, 平均粘度4370mpa.s(见表1)。

稠油井非常规开产普遍低产低液, 主要原因是地层状态下原油的粘度较高, 在地层中流动性差, 在井筒中举升困难, 光杆不同步现象普遍, 管理难度大, 导致油井不能正常生产, 开采效率低^[1]。

针对稠油井存在的问题, 主要开展三个方面的研究内容: 一是开展井筒稠油流变特性研究; 二是根据稠油流变特性研究得出的结论, 开展掺水加药降粘工艺效果评价, 形成了适合八面河油田稠油油井的掺水降粘工艺; 三是开展稠油冷采增产工艺技术研究(开展包括微生物采油、提高大斜度稠油水平井生产压差等稠油增产技术研究), 取得适合八面河油田稠油冷采增产的认识。

1 开展井筒稠油的流变特性研究

1.1 深度与温度的关系

八面河油田稠油油藏埋藏深度一般在800-1300米, 根据常规油管的井筒温度分布公式, 可以计算出井筒内各个深度的液体温度。

常规油管的井筒温度分布公式:

$$T=T_0+mx+\frac{mw_1}{K_e}[1-\exp\frac{-K_e(H-x)}{w_1}]$$

T₀为地表层温度, 东营平均14℃;

x为计算点深度, m;

m为地温梯度, °C/m;

K_e为传热系数, 一般为1.12w(m·°C);

C为混合液的比热容, J/(kg·°C);

W为混合液质量流量, kg/s;

q为产液量, m³;

ρ为产液密度, kg/m³。

从公式可以得出八面河油田稠油油藏地层原油温度约62℃。

1.2 温度和含水对稠油粘度的影响

原油粘度随着温度的升高而降低, 取样在不同温度、不

同含水情况作粘度测试实验, 从实验数据可以看出, 含水越高, 油水两相粘度越低, 含水在70%的时候粘度降幅最大^[2](见表1)。

1.3 管道含水分析实验

利用管道加热器, 对管道中油样, 在不同温度下进行含水分析。温度在54℃含水为91.5%, 温度在45℃含水为94.9%, 温度在35℃含水为98.1%, 说明低温时, 测得的油样含水高; 高温时, 测得的含水更低。

借鉴胜利油田环道流体含水与温度实验, 对管道中同一批油样, 在不同温度下进行含水分析, 低温时, 测得的油样含水高, 说明低温下部分原油粘到了管壁上, 所以管道中流动的油样含水更高, 与我们的现场测试吻合^[3]。

2 开展掺水加药降粘工艺研究及效果评价

2.1 井筒掺水, 改善稠油井井筒流动性

用掺水装置向油套环空掺热水, 可以有效改善低含水稠油在井筒内的流动性, 解决光杆缓下等问题。对不同粘度不同含水的油井进行井筒掺水优化, 确保最佳掺水。

选取了M120-6-P2作为地下掺水井优化实验, 分别对没有掺水和掺1方水、掺2方水、掺3方水进行各项数据对比, 结果如表3。从表3数据可以看出, 该井在掺2方水的时候为最佳掺水。以此类推, 将全厂19口地下掺水井进行了掺水优化实验, 确定了每口井的最佳掺水。

通过以上实验, 取得了一定的认识: 井筒掺水可以人为改变油水两相的流动性质, 由油包水型转换为水包油型, 大大降低原油粘度, 同时可以增加井液温度, 实现管道含水下降。从我们现场掺水效果来看, 粘度小于3000mpa.s, 含水大于70%掺水控制在0.5-1m³/d, 含水小于70%掺水控制在1-1.5m³/d; 粘度在3000-6000mpa.s之间, 含水大于70%掺水控制在1-1.5m³/d, 含水小于70%掺水控制在1.5-2m³/d; 粘度大于6000mpa.s, 含水大于70%掺水控制在1.5-2m³/d, 含水小于70%掺水控制在2-2.5m³/d。

2.2 套管加降粘剂, 改善稠油井筒流动性

部分稠油区块不具备掺水升温条件, 可以通过套管加降粘剂方式, 改善井筒流动性。首先对现有降粘剂进行各

表1 稠油井生产情况

区块	总井数(口)	开井数(口)	平均粘度(mpa.s)	液量(m ²)	油量(t)	含水(%)
M22	37	33	2508	10.7	1.4	86.9
M120	114	94	4995	10.2	1.2	88.2
M138	193	174	4386	6.8	1.3	80.9
合计	344	301	4370	8.3	1.3	84.3

表2 稠油油水两相流体粘温关系

M138-5-X5 油样	粘度 /mpa.s				
	40℃	50℃	60℃	70℃	80℃
36%	38431	15023	8900	5408	2806
掺水至 50%	30596	11967	6863	4298	2230
掺水至 60%	22944	8861	5090	3166	1654
掺水至 70%	11386	4374	2459	1518	816
掺水至 80%	9052	3447	1904	1147	649
掺水至 90%	6977	2580	1425	833	480

表3 M120-6-P2 井地下掺水实验(粘度: 2366mpa.s)

掺水量	液量(m ³)	油量(t)	含水(%)	最大负荷(KN)	最小负荷(KN)	折算应力(MPa)	井口温度(℃)
未掺水	5.5	2.3	57.9	81.7	15.6	102.6	16
1方掺水	7.3	2.1	71.2(带掺)	73.1	18.2	88.4	19
2方掺水	9.5	2.4	74.7(带掺)	66.4	25.5	72.7	21
3方掺水	10.9	1.5	86.3(带掺)	67.0	24.0	74.9	22

项参数检验,包括有机氯含量、降粘率、溶解性、PH值,凝点、乳液稳定性、自然沉降脱水率等。

其次在现有降粘剂的基础上,对降粘剂的浓度进行评价试验。通过实验,浓度达到0.2%时,降粘率满足要求^[4]。

同时,为了满足降粘剂与井液充分结合,对套管加药进行了改进,实现了连续滴加,改善了加药效果。目前井筒加降粘剂油井11口,通过摸索加药量,均能保证油井正常生产。

2.3 地面管线加降粘剂,降低井口回压

受地面管网热损失影响,地面原油流动性变差,原油粘在管壁上,导致井口回压增大、产量损失,严重时导致停井。

针对这种情况,研制了井口自动加药泵,主要是利用柱塞泵的原理,依靠抽油机光杆下行程与弹簧来获取动力,实现带压、计量加药的目的。

该装置主要的应用范围是没有地面掺水的油井。如M120-10-X17井,该井为拉油井,没有地面掺水,回压高,多次清洗地面管线效果不佳,安装该装置后,该井回压由原来最高的6MPa降低为0.7MPa,生产情况稳定。目前应用4井次,油井平均回压由3.2MPa下降到0.5MPa,效果明显。

3 开展稠油冷采增产工艺技术研究

3.1 开展了微生物采油工艺技术研究

微生物采油是指向油井中注入特殊的功能微生物,利用微生物对原油的作用,疏通近井地带渗流通道,提高洗

油效率和单井产量。主要机理是利用外、内源微生物结合,裂解原油、产生生物气、降粘,疏通孔道、改善原油流动性,提高单井产量^[5]。

一是开展外源菌筛选,通过实验结果,确定AP-1和9t作为该井吞吐用外源菌。

二是开展内源激活剂筛选。用产出液和注入水混合配制激活剂,每个配方2个平行样,各加10ml原油样品,通氮气除氧,60℃静置培养,然后对总菌数镜检,对原油进行乳化分散效果观察和气压检测,通过试压观察激活后总菌数和产气量得出结果。从实验数据可以看出,2号配方(0.4%碳源+0.2%氮源+0.1复合微量元素)的激活菌浓较高,产气最高,乳化分散较好,所以选择2号配方为该井的激活剂配方体系,体系确定后选择了两口井进行现场试验。

外源菌和激活剂注入总量设计:微生物吞吐剂总量按下式计算: $V=3.14R^2H\phi\beta$, 式中标记取值: V—注入用量, m³; R—处理半径, m; H—有效厚度, m; ϕ —孔隙度; β —用量系数(取1.3)。

J5-X257井设计量通过公式计算出:注入总量:300m³。微生物菌液10t,激活剂10t,现场用注入水稀释至280m³,CO240t,顶替液20m³。开井后,日产液量快速降低,后不出液,关井。

对于该井未达到增产目的进行了分析,主要是对产出液进行了显微镜镜检,观察细菌的浓度,开井后第四天取样,

含油量少,菌浓达到108个/mL,说明激活情况良好。施工考虑到伴注水对地层水敏伤害,使用的地层水伴注,可能存在配伍性差伤害地层。后期进行了酸化解堵,开井后最高日产液8.1t,目前日液4.5t,日油0.5t。

M14-3-X109井设计量:注入总量:200m³。微生物菌液8t,激活剂10t,现场用注入水稀释至180m³,CO240t,顶替液20m³。开井后,排液2天,日产液量降低,后不出液,关井。

对于该井未达到增产目的进行了分析,认为主要原因:一是为二氧化碳冷伤害导致沥青质析出堵塞;二是激活剂与地层不配伍造成的颗粒型堵塞。从J5-X257井来看,单纯无机解堵无法有效解除地层堵塞,因此建议酸化与有机解堵剂进行复合解堵。

3.2 开展了提高稠油水平井生产压差技术研究

受油井井斜角的影响,普通泵的下泵深度一般不超过45度,限制了油井的生产压差。如M137-P11井,通过该井油藏基本数据,可以计算出该井的最佳下泵深度为1078m,受井斜的影响,该井实际下泵深度仅850m。

针对这种情况,引进了偏置阀抽油泵,该泵采用液力反馈技术,为杆柱下行提供动力,克服斜井、稠油井杆柱下行摩擦,同时泵阀采用弹簧复位球阀结构,适应水平井、

大斜度井生产。

目前下入偏置阀泵5井次,平均增加井斜15.0度,平均增加泵深132米,平均增加液量4.7方,平均增加油量0.4吨。

4 结论及建议

(1) 采取井筒掺水、加降粘剂能有效的改善稠油在井筒里的流动性,确保高粘度、低含水的油井正常生产;

(2) 微生物采油应充分考虑稠油的温敏性(二氧化碳对地层的冷伤害),在这个基础上再进行微生物降粘试验;

(3) 偏置阀泵能有效的提高大斜度井、水平井的下泵深度,增加生产压差,从而达到增加产量的目的。

参考文献:

- [1] 董长银,等.油管掺液稠油泵井筒流体温度分布计算[N].石油大学学报,2002,04(02):38-40.
- [2] 王霞,等.微生物采油技术的发展现状[J].石油地质与工程,1997,05(05):65-68.
- [3] 郑向峰.深化研究,多措并举,提高稠油井管理水平[Z].孤岛采油厂,2011,02.
- [4] 柴京伟.稠油降粘方法概述[J].科技创新与应用,2013(23):105.
- [5] 耿宏章,等.影响原油粘度因素的试验研究[N].青岛大学学报,2003,03(01):83-87.

(上接第3页)

6.2 检测设备

一系列500毫升从德国进口的喷雾罐被用作渗透测试,每组3罐,由高温清洗剂、高温渗透剂和高温显像剂组成。

6.3 检测方法

(1) 在工件表面喷洒hp-t清洗剂,彻底干燥;(2) 在试验区涂抹hp-t渗透剂,保存15分钟;(3) 在擦拭布上喷洒hp-t清洗剂,清洗工件表面;(4) 在工件表面喷洒hd-t成像剂20-30厘米,并在工件表面薄薄地涂抹;(5) 在成像剂的白底上,缺陷呈鲜红色。

6.4 实例

2020年8月,四川恢复了对非磁性钻铤内螺纹损伤的检测。无磁钻铤经清洗、渗透剂处理和显像后,接头状况良好^[2]。

7 结语

(1) 磁粉检测的优点有很多,主要有:操作简单、检测结果直观、检测成本低、检测效率高等优点,但其缺陷深度不可知,适用范围仅限于检测铁磁性材料表面和近表面的缺陷。检测钻具损伤时,常用于铁磁性钻具管螺纹损伤的检测,效果良好。

(2) 电磁测试技术主要是针对自动化测试,不但可以检测到缺陷的存在,而且根据检测到的漏磁场,可以检测到某些特征尺寸,例如缺陷的深度和长度,缺点是不能直观显示测试结果,而且测试结果容易受到周围环境的强电

磁干扰影响,例如中、高频感应加热设备,常用于铁磁性钻具管体损伤的检测。

(3) 超声波探伤具有灵敏度高、速度快、厚度大、低成本、无害、能够定位、定量检测缺陷的优点。然而,超声波探伤技术使用难度大,易受主客观因素的影响,检测结果难以保存。常用于测量管体的厚度、管体与接头的焊缝以及钻铤螺纹的损伤检测。

(4) 渗透测试由于其简便的操作方式,因此无需复杂设备,且成本低,能直观地显示缺陷,具有很高的灵敏度,可以找到1微米的缺陷宽度,但对于松散的粉末冶金和其他多孔材料不适用。检测钻具损伤应用中,主要用于检测非磁性钻铤内外管螺纹的损伤。

总之,石油钻井工具是井下作业不可缺少的专业工具,成本高、投入价格也高。因此,石油企业对石油钻具特别是螺纹的维护应加强,通过对荧光磁粉探伤技术进行不断地改进,有效地检测出螺纹和易产生疲劳裂纹的部件的应力集中程度,消除井下作业事故的隐患,保证石油生产的顺利进行,有效地提高石油企业的经济效益和社会效益。

参考文献:

- [1] 张哲,吕姗,张立民,等.油井管接箍表面磁粉探伤分析[J].科技传播,2013(04):178-223.
- [2] 刘启文.石油钻具缺陷的磁记忆检测试验研究[J].科技资讯,2013(14):63.