

二氧化碳强化采油增产技术研究

李少民

中国石油化工股份有限公司胜利油田分公司滨南采油厂

DOI:10.12238/jpm.v3i10.5398

[摘要] 研究区域有三个稠油区块, 采出程度仅 6.83%。目前主要存在油层物性差、压力较低、气窜等问题。通过开展二氧化碳强化采油增产技术研究, 利用 CO₂溶解降粘、增能助排及解堵作用, 降低注汽压力、提高蒸汽利用率, 提高单井产量, 改善稠油区块开发效果。

[关键词] 稠油区块; 二氧化碳; 降粘解堵; 增产

Research on carbon dioxide

Li Shaomin

Binnan Oil Production Plant, Shengli Oilfield Company, Sinopec Limited

[Abstract] There are three heavy oil blocks in the study area, with only 6.83% extracted. At present, there are mainly problems such as poor oil layer material property, low pressure and gas flow. By carrying out research on carbon dioxide enhanced production increase technology, using the effect of CO₂ dissolution, energy increase and drainage, and unplugging, to reduce steam injection pressure, improve steam utilization rate, improve the output of single well, and improve the development effect of thick oil block.

[Key words] heavy oil block; carbon dioxide; reduce viscosity and unplugging; increase production

前言

随着油气田勘探开发技术的不断完善与成熟, 油气田勘探开发在我国已经逐步深入, 而近些年主要以低渗透油田开发为主, 该类油田石油地质储量丰富, 未动用储量占全国未动用储量总数 50%以上, 产油量所占的比例也在逐年增大, 然而低渗透油田储层地质条件差, 有效开发难度大, 因此, 探索开发该类油田越来越受到人们的重视。影响低渗透油田开发效果的主要因素分为以下几点:

(1) 储层孔喉小, 比表面积大, 导致渗透率极低; (2) 渗流规律不遵守达西定律, 为非达西流特征, 启动压力梯度大; (3) 以消耗天然能量方式开采, 地层压力下降快, 产量急剧递减; (4) 注水开采见效慢, 产量上升不显著; (5) 油井见水后产液及产油指数大幅降低, 稳产难度大; (6) 砂岩油藏发生水窜、水淹现象严重。CO₂驱最早源于国外, 经过近几十年的不断发展, 在国内各大油田也得到了普遍的应用, 注 CO₂驱油已成为提高低渗透油藏采收率的一种有效方法, 尤其是对于通过注水开发难以建立起有效驱动体系的低渗透油藏。与常规的水驱相比, CO₂驱具有降低原油粘度、增加原油流动能力, 改善原油与水的流度比、降低油水界面张力, 能够使原油体积膨胀, 形成类似于天然的溶解气驱, 提高渗透率和酸化解堵作用等优点。为此, 油田开展注 CO₂驱矿场试验, 研究 CO₂驱在低渗透油田提高采收率的可行性。

1、二氧化碳增油机理

相同油藏物性、相同含水饱和度, 原油粘度是含水高低的主要因素, 原油粘度越高含水越高, 过大时原油无法正常采出。该井组油井普遍具有原油粘度高、流度小、井口产气量少的特点。根据该井组油藏的特点, 开展注 CO₂驱矿场试验, 研究 CO₂驱在低渗油田提高采收率的可行性。

CO₂吞吐作为一门新的采油技术, 其增产原理主要包括以下几个方面:

(1) 使原油体积膨胀。CO₂是一种易溶解于原油的气体。在 CO₂吞吐注入过程中, CO₂驱替地层水远离井筒, 并与地层剩余油接触, 使原油的体积大幅度膨胀。

(2) 降低原油粘度。当原油溶解一定的 CO₂后, 原油的粘度将大大降低。(3) 萃取作用。在地层条件下, 未被地层油溶解的 CO₂气相密度较高, CO₂吞吐浸泡期间, 能气化或萃取原油中的轻质成分。

(4) 对岩石的酸化作用。溶解了 CO₂的水溶液略显酸性, 在 CO₂吞吐注入及浸泡过程中, 溶解有 CO₂的地层水可与地层基质相互反应。

(5) 气体流动携带和酸化解堵作用。在 CO₂注入过程中, CO₂-水混合物由于酸化作用解除无机垢堵塞, 从而解除近井地带污染, 恢复单井产能。

(6) 形成内部溶解气驱。由于注入 CO₂在原油中的溶解,

随原油中溶解气量增加, 井筒附近和油藏内部压力增加, 地层能量增加。

2、二氧化碳增油工艺及参数优化研究

(1) 二氧化碳选井条件

油藏条件: 1、采出程度小于 20%; 2、吞吐周期小于 10 个; 3、综合含水小于 90%; 4、汽窜通道条数小于 3 条, 见窜时间大于 1 天。

井筒条件: 1、无套损情况; 2、井下无机械卡封封隔器;

3、出砂不严重。

(2) 二氧化碳段塞设计

表 1 不同油藏二氧化碳段塞设计

序号	油藏类型	段塞设计	
		汽窜、边水影响	无汽窜、边水影响
1	中深层特、超稠油	调剂剂+(降粘剂)+N ₂ +CO ₂ +蒸汽	N ₂ +(降粘剂)+N ₂ +CO ₂ +蒸汽
2	浅层特、超稠油	调剂剂+降粘剂+N ₂ +CO ₂ +蒸汽	N ₂ +降粘剂+N ₂ +CO ₂ +蒸汽
3	边水油藏	N ₂ +调剂剂+N ₂ +CO ₂ +蒸汽	N ₂ +CO ₂ +蒸汽
4	热采高凝油	调剂剂+N ₂ +降粘剂+N ₂ +CO ₂ +蒸汽	N ₂ +降粘剂+CO ₂ +蒸汽
5	常采高凝油	N ₂ +降粘剂+CO ₂	降粘剂+CO ₂
6	热采普通稠油	调剂剂+N ₂ +CO ₂ +蒸汽	N ₂ +CO ₂ +蒸汽
7	常采普通稠油	N ₂ +CO ₂	CO ₂

(3) 二氧化碳工艺参数设计

水平井按圆柱体模型设计, 注入量的确定除了考虑油层的物性参数以外, 还充分考虑了 CO₂ 在标准状况下油和水的溶解度。标准状况下 R_o=50m³/t、R_w=18m³/t, 波及系数 E_{swp}=0.2~0.3。

$$Q_{CO_2} = \frac{V_p \cdot S_o \cdot \frac{\rho_o}{B_o} \cdot R_o + V_p(1 - S_o)R_w}{509}$$

$$V_p = 3.14 \cdot a \cdot b \cdot h \cdot \varphi \cdot E_{swp}$$

斜、直井按圆柱体模型设计。考虑到油层薄, 2-5m, 直井模型由椭球体模型优化为圆柱体模型。

$$Q_{CO_2} = \frac{V_p \cdot S_o \cdot \frac{\rho_o}{B_o} \cdot R_o + V_p(1 - S_o)R_w}{509}$$

$$V_p = 3.14 \cdot r^2 \cdot h \cdot \varphi \cdot E_{swp}$$

(4) 结合实际生产情况, 校正实验室数据

开发人员密切跟进各项实验进度, 并对多项实验数据进行总结, 并结合油藏特性和驱动类型, 和生产数据对注气量、注气压力、注气方式、注气速度进行优化, 得到开发效果最优的优化后的数据用来指导实际生产。如根据油藏软件给出适合井组的最优地层压力是 20MPa, 而在实际生产中, 开发人员发现在地层压力大于 15MPa 时, 压力的上升已经无法带来油井有效增油, 因此在后续的生产中将注气压力定为 15MPa。

表 2 二氧化碳注气井参数优化表

名称	项目	注气速度	注气压力	注气量
实验室数据		18t/d	20MPa	0.3PV (3.25 万吨)
调整后的生产数据		15t/d	15MPa	0.45PV (4.41 万吨)

经过对注气井和油井的后期开发中动态调整, 井组的开发形势明显好转。

(5) 完善制度, 减小二氧化碳刺漏发生几率

为了确保二氧化碳驱采油的安全生产, 针对井口刺漏的问题, 开发人员认真总结了事故发生的原因如下为二氧化碳驱及二氧化碳注入工艺项目属于实施初期无经验, 对注入安全风险的风险识别和井控安全识别不到位, 井口采油树在天气突然降温以及低温注入的条件下未进行井口防冻处理。开发人员完善了二氧化碳注气技术管理规定, 对井口刺漏的情况做了详细要求: (1) 提高二氧化碳驱注入前期的准备要求; (2) 做好二氧化碳井口防冻; 冬季缠好电加热带; 做好包裹处理; (3) 针对应急反应时间短, 管理难度大等特点, 成立井控应急班组, 设专人管理井控抢险物资; (4) 进一步开展二氧化碳采油工艺风险识别工作。开发人员组织井组相关生产和测试人员学习, 加强危险控制意识, 将二氧化碳注气的井口刺漏风险降到零。

3、现场应用及效果评价

选择区域主要目的层段沙三中 8 砂组的顶、底各有一层厚度 10m 左右的高阻泥岩, 电性特征明显, 容易对比; 沙三中亚段发育扇三角洲前缘亚相, 紧靠断层下降盘一侧分布, 与构造圈闭配置较好。层位层间、平面具有一定的非均质性; 试验目的层在井间油层分布稳定。综合分析认为该区块其流体性质已非常接近挥发油藏。为具有高气油比的轻质油藏。井组控制面积 0.14km², 有效厚度 11.6m, 平均孔隙度 15%, 平均渗透率 14.2mD, 控制储量 8.0×10⁴t, 控制体积 162×10⁴m³, 孔隙体积 24×10⁴m³。通过注入一定量的 CO₂ 气体后, 使原油增加溶解气量, 从而降低原油粘度、增加膨胀能, 改善原油流动性, 再通过后续注水达到稳定开发的目的。

3.1 A 井注 CO₂ 注入参数设计及要求

A 井设计注入 CO₂ 干气 1753 吨, 选用液态 CO₂ 作为注入剂, 日注入量 20 吨, 井组油井 3 口生产, 1 口关井观察。

(1) CO₂ 进入注入井井口的温度设计

要求 CO₂ 经过增压泵及加热装置进入注入井井口时的温度 ≥15℃。

(2) 最大注 CO₂ 压力设计

根据该区块储层裂缝重张压力, 为避免因储层裂缝重张形成气窜, 注 CO₂ 初期, 允许的注入井井口最大注入压力为 20MPa, 若注入压力高压于 20MPa 时停泵扩散压力。

(3) 注入速度设计

注入初期, 在确保井口注入压力不超过 20MPa 的前提下进行注入, 若注入能力大于 20t/d, 则控制注入量在 20t/d 以内, 若注入能力未达到 20t/d, 则按最大注入能力注入; 之后, 根据油水井动态反应情况进行相应调整。

(4) 资料录取要求

生产井和观察井换装与试验相符合的井口; 井口安装压力表; 配备能监测 CO₂ 气体的气体分析仪。

3.2 A 井组注 CO₂ 效果分析

A井于2019年6月开始注CO₂试验,累计注入CO₂ 1753t达到设计注入量,从油井生产产状及监测资料分析,A井组四口油井均见到注CO₂效果,井组日产油能力由注CO₂前的0.9t上升至1.5t,单井日产油增加0.6t,日产液增加3.2t,井组含水较注CO₂前下降5.3%。井组内的四口油井均有不同程度的少量见气现象,一口井气窜发生。

3.3 二氧化碳辅助吞吐现场应用

二氧化碳辅助吞吐现场应用4井次,有效率75%,阶段增油548吨。二氧化碳降粘冷采现场应用1口井,有效率100%,累计增油60吨。

4、结论

(1)研究明确了二氧化碳增产机理:主要为溶解降粘、混合传质、溶解气驱等作用;(2)研究明确了不同油藏二氧化碳强化采油技术工艺参数,形成了N₂+降粘剂+CO₂+蒸汽辅助吞吐工艺,N₂+油溶性降粘剂+CO₂的降粘冷采工艺;(3)在超临界态CO₂相环境中腐蚀速率随温度的升高而增大,90℃时达到最大

值0.1501mm/a;腐蚀速率均远高于油田腐蚀控制指标(0.076mm/a),面临严重的腐蚀失效风险;(4)筛选出的KY-10缓蚀剂在加药浓度300mg/L下,缓蚀率可达90%以上,同时采用氮气隔离二氧化碳工艺,可以有效缓解油井腐蚀问题;

[参考文献]

[1]周迅,牛保伦,等.二氧化碳驱油封存实践与认识[J].全国石油石化企业污染防治技术交流大会,2018,9。

[2]陈敏.国内外低渗透油田开发技术现状[J].中国石油和化工标准与质量,2012,32(1):155

[3]袁旭军,叶晓端,鲍为,等.低渗透油田开发的难点和主要对策[J].钻采工艺,2006,29(4):31-32

[4]张莹莹.低渗透油田提高采收率技术研究及应用[J].科技风,2012(15):86

[5]王其伟,郑经堂,曹绪龙,等.三次采油中泡沫的性能及矿场应用[J].中国石油大学学报:自然科学版,2008,32(3):93-97