

压驱技术在油藏开发中的应用

何富裕

(胜利油田东胜精改石油开发集团股份有限公司)

摘要:选取油田A区块作为先导试验区块,探索压驱注水技术在低渗油藏中的适应性。A区块为一深层高温高压中低渗稀油岩性油藏,属于三角洲前缘滑塌浊积岩储层,四周有断层遮挡,砂体相对封闭,井网完善,注水井存在启动压力梯度,渗流阻力大,注采不均衡,采出程度低,常规注水开发方式适用性较差。本文阐述了油藏工程设计方案,优化了压驱技术现场实施过程管控,总结了压驱适应性认识,研究了压驱见效差异的影响因素,探索了通过动态调控实现均衡驱替,为同类型油藏压驱技术的推广应用提供借鉴。

关键词:压驱注水;动态调控;均衡驱替;低渗稀油岩性油藏

压驱注水技术是通过超高压快速注水,补充地层能量,油水井间建立有效驱替,解决低渗油藏普遍存在的水驱效果差、注采两难的开发问题。

1 A 区块基本概况

1.1 油藏地质特征

油田A区块构造上位于东营凹陷中央隆起带西端,受两条近北东—南西走向的断层控制,地层倾角 $8\sim 11^\circ$,属于三角洲前缘滑塌浊积岩沉积。含油面积 0.5km^2 ,地质质量 $52.0\times 10^4\text{t}$,标定采收率 15.7% 。本次试验目的层为沙三中1含油砂组,主力层为 1^2 、 1^3 。砂体展布广,呈扇形、条带状分布,发育较为稳定。油层埋藏深,压实作用强,物性较差。平均孔隙度 22.2% ,有效渗透率 $11.7\times 10^{-3}\mu\text{m}^2$,属于中孔低渗储层。具有非-弱酸敏、非碱敏、弱盐敏、弱-中等水敏、非速敏特征。原油性质好,地下原油密度为 $0.7804\text{g}/\text{cm}^3$,粘度为 $4.49\text{MPa}\cdot\text{s}$,地层水矿化度为 $111562\sim 186294\text{mg}/\text{L}$,水型为CaCl₂型。原始地层压力 48.67MPa ,折算压力系数为1.5,地层温度为 136.6°C ,地温梯度为 $4.2^\circ\text{C}/100\text{m}$ 。综上所述,该油藏为深层高温高压中低渗稀油岩性油藏。

1.2 开发现状及存在问题

A区块采用五点法面积井网,井距 $240\text{m}\sim 300\text{m}$,井网储量控制程度 100% ,注采井网完善,井层注采对应率 100% ,静态连通率高。核注翼采开发模式,油水井数5;2.调整期,区块日产液 $14\text{t}/\text{d}$,日产油 $11\text{t}/\text{d}$,综合含水 17.0% ,采油速度 0.58% ,处于低采油速度、低采出程度、低含水的开发阶段。存在问题:

(1) 剩余油普遍分布,纵向动用程度存在差异。

A区块采出程度仅为 6.5% ,动用程度低。剩余油普遍分布,主力层动用程度略高,纵向上动用程度存在差异。

(2) 前期注水见效显著,后期吸水能力逐年下降。

初期注水情况较好,日注 $45\text{m}^3/\text{d}$,油井受效显著,液量增加1.8倍,油量增加1.7倍,减缓单井产能递减速度。2017年后,注水井吸水能力下降,水井欠注严重,油井产能下降快,持续保持低速开发水平。

(3) 地层能量保持差,常规注水开发采收率低。

目前地层压力 23.6MPa ,压力系数 0.72 ,压力保持水平仅为 48.5% ,递减法预测采收率仅为 14.6% ,存在大幅提高采收率的潜力。

2.压驱注水技术在A区块的应用

2.1 压驱注水技术基本原理

压驱注水技术是将水力压裂与注水相结合,通过高压差、高流速、高孔隙压力的注水方式,迫使物性较差的储层短时间内大量吸水,快速补充地层能量,恢复地层压力。压驱过程中,引发裂缝拓展拓宽,提高储层渗透率。压驱快速注入形成高压力场,渗流速度增大,促进小孔隙、低渗带吸水,改变常规压差下水运动路径规律,提高驱油效率。

2.2 油藏方案设计

制定压驱油藏工程方案设计,优化现场设施适配,探索压驱注水技术在低渗油藏中的适应性。

(1) 合理设计配注,降低水窜风险。利用物质平衡法绘制不同注采比下地层压力变化曲线,明确压驱注水量与地层压力间的关系。结合油藏数值模拟结果,设计总注入量 $3.4\times 10^6\text{m}^3$ 。

(2) 动态监测全程跟踪,掌控趋势变化。压驱水井自动监测压力、排量数据。2口油井安装毛细钢管监测地层压力变化,数据同步至手机及电脑终端。对于不具备信息化条件的油井,安装连续液面监测仪。

(3) 定制工艺配套,适配现场需求。该区块破裂压力较高 63MPa ,压驱井口选择干型井口。优化压驱管柱选型和入下深度,压裂并深下保护套管、未压裂并浅下减小摩阻。

2.3 矿场试验实施优化

基于油藏方案设计,优化压驱技术方案实施,全方位、多段点跟踪动态指标趋势变化。

2.3.1 优化压驱排量

研究注入参数对裂缝形态的影响(图1),阶梯升排量更有利于拓展裂缝长度,形成优势渗流通道;阶梯降排量有利于形成宽短缝,波及面积大,驱替更均衡。

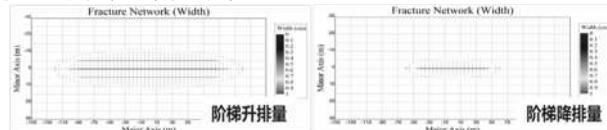


图1 不同注入方式下裂缝形态的变化模拟图

考虑2口注水井储层物性差异及压裂造缝的因素,对渗透性较好且存在压裂史的斜2井采用阶梯降排量方式注入,初期 $2.25\text{m}^3/\text{min}$ 大排量注入,后期降低排量至 $0.5\text{m}^3/\text{min}$,避免水线突进水淹。对渗透性较差且未实施压裂的斜3井采用阶梯升排量方式注入,初期排量 $1.0\text{m}^3/\text{min}$,逐步上调排量至 $1.5\text{m}^3/\text{min}$,扩大水驱波及范围。

2.3.2 错时交叉开井

根据历史开发注采连通关系及压力恢复情况,利用注采压差,错时交叉开井,重建流线分布。对历史注采关系不敏感、压力涨幅小、注采井距大的油井,缩短焖井时间,优先开井拉流线扩波及;注采对应较好、压力涨幅大、注采井距小的井,延长焖井时间,保证压力扩散均匀。制定开井顺序:斜66>斜61>A>斜64>斜65。

2.3.3 调整生产参数

周期性调整生产参数使油层内部产生波动压降,形成井底势差交变,扩大水驱波及范围。存在压裂史或位于优势流线方向的油井,如B井,压驱时受效更为敏感,起压早、升压快,开井后水淹水窜,高含水 96.9% ,随后延长焖井周期,多轮次间开控制水线突进,开井含水 7.5% ,呈现开井低含水现象,压力扩散后变参数生产控液稳流,日油稳定在 $3.0\text{t}/\text{d}$ 。

2.4 先导试验区块实施效果

压驱后,累注采比上升至1.51,地层压力恢复至 43.8MPa ,压力系数恢复至1.35,压力保持水平提高。对应受效油井5口均受效,初期均自喷,液量大幅提高,受效区日油由 9.8t 最高上升至 27.5t ,累增油 1817t 。

3 压驱矿场试验的认识

(1) 压驱注水具有裂缝增渗,扩大波及面积;高压促吸,提高驱油效率的技术优势。

(2) 变排量注入可以有效改善裂缝扩展形态,提高注入效果。阶梯升排量利于拓展裂缝长度,形成优势渗流通道;阶梯降排量利于形成宽短缝,扩大水驱波及面积。

(3) 人工干预注入端和采出端,调控注采压差,可以减少见效差异,降低井距、优势水驱通道等因素的影响。强波及高压区,延长焖井时间,用调控参数或周期采油的方式,实现均衡受效,防止水淹水窜;弱波及低压区,拉流线引效,放大生产压差,扩大波及面积。

(4) 储层物性、地应力方向、压力不均衡等差异性因素影响压驱见效方向。

参考文献:

- [1]代旭.大排量注水吞吐技术在致密油藏水平井中的应用.大庆石油地质与开发,2017.12,134-138.
- [2]赵玉民,张君龙,汪爱云.物质平衡方程在确定油田合理注采比中的应用.内蒙古石油化工,2012.22,134-136.
- [3]王骏,杨晓阳.低渗透油藏注水开发存在的问题与改进措施[J].石化技术,2020,v.27(03):175-176.