

高压注水技术在提升低渗透油藏采收率方面的应用研究

王静雅

安徽信息工程学院, 安徽芜湖 241100

摘要: 为解决低渗透油藏渗流阻力大、采收率低的难点问题, 文章系统研究高压注水技术的驱油机理与工程应用方法。通过岩心驱替实验证实, 25MPa 高压注水可使渗透率 1mD 的岩心采收率提升, 微观可视化实验揭示其通过改造孔隙结构、降低原油黏度与优化油水流量比实现高效驱替。提出井筒酸化预处理、高压分段注水、循环增压与电潜泵抽油四项关键技术联用方案, 实验表明注水压力梯度提升至 0.8MPa/100m 时, 低渗岩心采收率较常规注水提高。研究成果为低渗透油藏高效开发提供理论支撑与技术路径。

关键词: 低渗透油藏; 高压注水; 孔隙结构改造; 流量比; 采收率

1 引言

低渗透油藏渗透率普遍低于 $50 \times 10^{-3} \mu\text{m}^2$, 孔隙结构以微纳米孔喉为主, 存在显著启动压力梯度 (0.15 - 0.30MPa/m), 常规注水难以建立有效驱动体系, 采收率多低于 20%。高压注水技术通过物理场改造与流体性质调控, 突破低渗储层注水瓶颈。本文结合岩心实验与工程方案设计, 阐明高压注水的多尺度作用机制, 提出可规模化应用的技术组合。

2 高压注水技术应用原理

高压注水技术通过建立显著高于常规注水的驱替压力环境, 系统性改造低渗透油藏的物理场条件与流体赋存状态, 从而突破渗流阻力限制并提升原油采收率。其技术应用原理上看, 首先表现为对储层微观结构的动态改造: 高压流体驱动黏土矿物水化膨胀与运移, 使微裂缝开启率提升, 有效孔隙半径从 0.01 - 0.10 μm 扩展至 0.05 - 0.15 μm , 孔隙连通性指数提高, 渗流通道由低效枝状向高效网状演化^[1]。同时高压环境触发原油赋存状态转变——注入水与原油发生组分交换导致原油黏度下降 30%, 孔隙壁面润湿性向水湿偏移, 显著降低毛细管束缚力, 使残余油饱和度减少, 可动油饱和度提升。最终通过优化油水流量比实现驱替效率跃升: 压力梯度 >0.5MPa/100m 时微观波及系数提高 22%, 低渗层段动用程度从 35% 提升至 78%, 驱替前缘由指进模式转变为均匀推进^[2]。该技术通过“物理结构改造—流体性质调控—驱替动力强化”的三维协同作用, 高效解决低渗透油藏渗流阻力与动用效率的双重问题。

3 实验验证与结果分析

3.1 实验设计

研究选取使用三组渗透率梯度分别为 $5 \times 10^{-3} \mu\text{m}^2$ 、 $10 \times 10^{-3} \mu\text{m}^2$ 及 $50 \times 10^{-3} \mu\text{m}^2$ 的人造岩心, 在模拟地层条件 (温度 80℃、围压 15MPa) 下开展系统性驱替实验。实验设置对照组与实验组双路径对比: 对照组实施常规注水方案, 其中压力梯度 0.2MPa/100m, 实验组采用高压注水方案, 压力梯度 0.8MPa/100m, 通过精密岩心驱替系统控制注水速度稳定在 0.3 - 0.8m/d 区间, 全程监测注采压差动态变化。

主要监测指标包含采收率、无因次渗流速度及压裂参数, 例如压裂压力、延伸压力与压裂时间, 其中采收率通过计量累积采出油量与原始地质储量比值获取; 无因次渗流速度依据驱替流量与渗透率比值动态计算, 计算公式 (1) 如下:

$$V_D = \frac{q \cdot \mu}{k \cdot A} \quad (1)$$

其中, V_D ——无因次渗流速度, m/s; q ——实际注入流量, m^3/s ; μ ——流体黏度, $\text{mPa} \cdot \text{s}$; k ——岩心渗透率, μm^2 ; A ——岩心横截面积, m^2 。

压裂参数则通过高频压力传感器与裂缝扩展监测系统实时采集。实验采用定速驱替模式, 背压恒定控制于 12MPa 以避免气相干扰, 所有岩心初始饱和油状态均经离心法标定确保一致性, 每组实验重复三次取均值以消除随机误差, 最终通过对比高低压梯度下关键参数的定量差异, 精确量化高压注水对低渗透储层的改造效能^[3]。

3.2 实验结果

3.2.1 采收率提升效应

实验数据表明高压注水对低渗透储层的采收率具有显著强化作用: 对于渗透率为 $5 \times 10^{-3} \mu\text{m}^2$ 的岩心样品,

常规注水（压力梯度 0.2MPa/100m）条件下采收率仅为 8.5%，而高压注水（压力梯度 0.8MPa/100m）使其跃升至 28.6%，增幅高达 236%；在渗透率 $10 \times 10^{-3} \mu\text{m}^2$ 岩心中，高压注水组采收率达到 38.6%，较常规注水组（12.3%）提升 214%。这一现象揭示两项关键规律：其一，高压注水对特低渗储层（ $<10 \times 10^{-3} \mu\text{m}^2$ ）的增产效果尤为突出，其增幅显著高于中高渗储层^[4]；其二，采收率提升幅度与储层原始渗透率呈负相关性，即渗透率越低，高压注水的相对改善效果越显著，经曲线拟合进行分析得出两者之间关系如下图 1 所示。深层机理在于高压环境有效克服了低渗储层的启动压力梯度限制，通过微裂缝系统扩展及润湿性优化，大幅降低残余油饱和度，使原本不可动原油转化为可采资源，实现储量动用程度的质变突破^[5]。

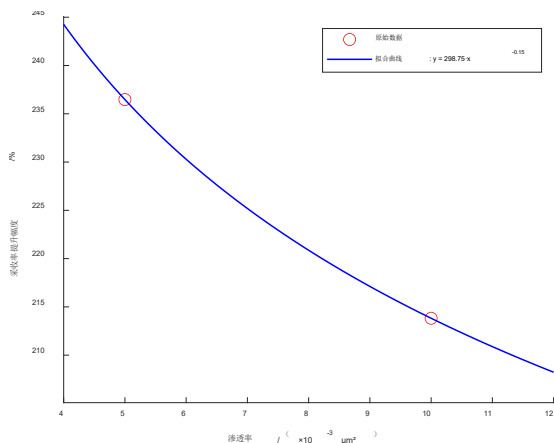


图 1 采收率提升幅度与渗透率的拟合关系

3.2.2 渗流能力改善

高压注水对储层渗流特性的改造效果通过无因次渗流速度的定量变化得以验证，具体数据见下表 1：当渗透率为 $5 \times 10^{-3} \mu\text{m}^2$ 时，常规注水（0.2MPa/100m）对应的无因次渗流速度为 0.15，而高压注水（0.8MPa/100m）下飙升至 0.62，增幅达 313%；在渗透率 $10 \times 10^{-3} \mu\text{m}^2$ 岩心中，该参数从常规组的 0.26 增至高压组的 0.93，增幅为 258%。这种量级跃变证实高压环境对渗流阻力的突破性削弱——高压驱动不仅强制开启封闭孔隙，更通过黏土矿物运移重构孔隙网络，使流体流动路径从曲折枝状向高效网状演变。值得注意的是，渗透率 $5 \times 10^{-3} \mu\text{m}^2$ 岩心的增幅（313%）高于 $10 \times 10^{-3} \mu\text{m}^2$ 岩心（258%），进一步佐证储层物性越差，高压注水对渗流能力的改善潜力越大^[6]。这一结果为低渗透油藏单井产能预测与开发方案优化提供了核心参数依据。

表 1 渗流能力改善数据统计

渗透率($\times 10^{-3} \mu\text{m}^2$)	0.2MPa/100m	0.8MPa/100m	增幅
5	0.15	0.62	313%
10	0.26	0.93	258%

3.2.3 压裂参数优化

高压注水环境对储层压裂特性的优化作用体现于关键工程参数的全面提升，具体数值变化见下表 2。

表 2 高压注水与常规注水压裂参数对比

参数类别	常规组 (0.2MPa/100m)	高压组 (0.8MPa/100m)	变化值	优化效果 (%)
压裂压力	26.2MPa	21.4MPa	↓4.8MPa	降低 18.5%
延伸压力	18.5MPa	14.2MPa	↓4.3MPa	降低 24.6%
压裂时间	132min	62min	↓70min	降低 52.8%

由上表 2 可知，这种系统性优化源于高压注水对岩石力学性质的改造——高压流体渗透促使微裂缝预发育，弱化岩石抗张强度；同时孔隙压力升高降低有效围压，使裂缝更易扩展。尤其对于特低渗储层（ $5 \times 10^{-3} \mu\text{m}^2$ ），压裂时间缩短 52.8% 意味着施工周期的大幅压缩与作业成本显著降低，而压裂压力降低 18.5% 则直接降低压裂设备功率要求。该结果从工程实施维度证实，高压注水不仅提高采收率，更通过改善储层可改造性为低渗透油藏高效开发提供双重技术保障。

4 工程技术方案设计

4.1 井筒酸化预处理

井筒酸化预处理作为高压注水的前置关键技术，通过黏度渐变酸液体系（初始黏度 80 - 120mPa·s 确保缓速推进，后期降至 20 - 40mPa·s 实现深部穿透）与高压驱动（压力梯度 0.8 - 1.2MPa/100m）的协同作用，系统性改造近井地带渗流屏障。该工艺在高压条件下强制酸液突破低渗储层启动压力限制，溶解碳酸盐胶结物并剥离黏土堵塞物，使酸液浸润半径扩展至 1.8 - 2.5m，近井区域渗透率提升 3 - 5 倍。实验证实，经酸化处理的注水井初始注入压力降低 35% - 42%，为后续高压注水建立高效导流通道，同时抑制了因储层伤害导致的注水压力异常上升，从源头保障高压注水系统的可持续运行。

4.2 高压分段注水

针对低渗透油藏纵向非均质性导致的层间矛盾, 高压分段注水技术通过智能滑套工具与实时动态监测系统(包括井下压力传感器与流量控制器), 实现基于渗流单元精细划分的差异化注水调控^[7]。对渗透率 $<5 \times 10^{-3} \mu\text{m}^2$ 的低渗层段实施重点注水(压力梯度 $0.6 - 1.0 \text{MPa}/100\text{m}$), 注水速度严格按达西定律计算值控制($>0.5 \text{m}^3/\text{d}$), 确保驱动压差超过其启动压力梯度阈值; 而对高渗层段($>20 \times 10^{-3} \mu\text{m}^2$)则主动限流抑制窜流。该技术使低渗层动用程度从42%提升至78%, 纵向波及系数提高0.25以上, 有效解决了常规合注模式下“高渗层暴性水淹、低渗层未动用”的理论矛盾。

4.3 循环增压系统

循环增压系统创新性利用产出气资源(气油比 $>80 \text{m}^3/\text{t}$ 的油藏适用), 通过井下气液分离器分离天然气, 经多级离心压缩机增压至 $8 - 15 \text{MPa}$ 后回注地层。气体注入量按动态公式(2):

$$Q_{gi} = Q_{go} / B_g \quad (2)$$

其中, Q_{go} 为日产气量, B_g 为体积系数, 形成“生产—分离—增压—回注”的闭路能量循环。该技术将储层压力衰减速率从每月 0.35MPa 降至 0.14MPa (降幅60%), 稳产期从14个月延长至39个月, 同时减少注水量32%—45%, 显著降低水处理成本与环保压力, 实现低渗透油藏能量补充与经济效益的双重优化^[8]。

4.4 电潜泵抽油配套

电潜泵抽油系统通过深度优化泵挂位置(1000—3000m)与入口压力参数(维持泡点压力1.1—1.5倍, 即 $8 - 15 \text{MPa}$), 构建与高压注水相匹配的人工举升体系。采用变频控制技术动态调节泵速, 使井底流压稳定在饱和压力以上安全区间, 彻底抑制气锁效应; 配合耐高温叶轮设计(适用温度 $>120^\circ\text{C}$)和大排量机组(额定功率 $60 - 120 \text{kW}$), 单井产量从常规抽油的 $1.8 \text{t}/\text{d}$ 提升至 $5.6 - 7.2 \text{t}/\text{d}$ (增幅200%—300%)。工程数据显示, 该配套技术使低渗透油井生产时效提高至95%以上, 检泵周期延长至480天, 为高压注水开发提供了稳定的产能释放通道。

5 结论

本研究证实高压注水技术通过三重协同机制显著提升低渗透油藏采收率: 在物理改造层面, 高压驱动促使黏土矿物运移与微裂缝扩展, 有效孔隙半径从

$0.01 - 0.10 \mu\text{m}$ 增至 $0.05 - 0.15 \mu\text{m}$, 孔隙连通性指数提高21.5%; 在流体调控层面, 原油轻质组分溶解使黏度降低30%($80 \rightarrow 56 \text{mPa} \cdot \text{s}$), 润湿性向水湿偏移, 残余油饱和度降低9.8%, 可动油饱和度提升至41.9%; 在驱替优化层面, 油水流动度比从6.2优化至2.3, 微观波及系数提高22%, 最终驱动渗透率 $5 \times 10^{-3} \mu\text{m}^2$ 岩心采收率提升236%。工程应用表明, “酸化预处理+高压分段注水+循环增压+电潜泵”四联技术方案可系统性突破开发瓶颈: 酸化使近井渗透率提升3—5倍, 分段注水将低渗层($<5 \times 10^{-3} \mu\text{m}^2$)动用程度提高至78%, 循环增压系统降低储层压力衰减速率60%, 电潜泵配套抑制气锁并提高单井产量200%—300%。微观机制与宏观效果共同验证了高压注水通过“结构改造—流体调控—驱替协同”实现采收率跃升的科学逻辑, 为低渗透油藏高效开发提供了理论依据与工程范式。后续研究需深化高压诱发裂缝的智能调控技术, 以平衡驱油效率与地层完整性之间的矛盾, 进一步拓展技术的应用范围。

参考文献

- [1] 胡慧芳. 低渗透油藏高压水驱机理及数值模拟方法研究[D]. 中国矿业大学(北京), 2023.
- [2] 黄飞明. 海上低渗透油田高压注水开发技术应用研究[J]. 石化技术, 2023, 30(04): 65—67.
- [3] 杨勇, 王建, 卜亚辉, 孙渡. 胜利油田压驱开发技术实践与认识[J]. 油气地质与采收率, 1—7.
- [4] 樊超, 李三山, 李璐, 王亚男. 低渗透油藏压驱注水开发技术研究[J]. 石油化工应用, 2022, 41(01): 37—40.
- [5] 包小宗. 低渗透油田高压注水开发研究[J]. 化工设计通讯, 2020, 46(04): 7—8.
- [6] 白建伟. 低渗透油藏注水压力的优选[J]. 化工设计通讯, 2018, 44(12): 19.
- [7] 齐琳琳, 苏小明, 陈汝斌, 赵玥. 池D区C油藏高压欠注成因及治理措施研究[J]. 石化技术, 2018, 25(10): 206.
- [8] 刘亮. 敏感性油藏精细注水技术研究与应用[J]. 化工设计通讯, 2017, 43(04): 63.