

# Effect of dynamic reservoir geological change on oil recovery and development scheme

Qian Cai

China Liaohe Oilfield Ciyutuo Oil Production Plant, Shenyang, Liaoning, 110206, China

## Abstract

Reservoir geological conditions undergo continuous evolution during long-term development, profoundly influencing technical decisions and economic efficiency in oil recovery engineering. This study focuses on the dynamic updating mechanism of reservoir geological models during development, systematically analyzing the role of production data and monitoring data in revealing geological conflicts. Through tracking surveys of typical reservoirs, it is found that permeability field reconstruction, reservoir pressure redistribution, and formation of dominant flow channels constitute core factors affecting development effectiveness. The spatiotemporal evolution patterns of remaining oil distribution demonstrate that traditional homogeneous displacement models exhibit significant limitations when facing complex geological variations. Development plan adjustment strategies based on dynamic geological understanding can significantly enhance recovery rates while reducing development costs. Numerical simulation results show that precisely targeted adjustment plans can increase recovery rates by 8-12 percentage points compared to conventional approaches. This study provides theoretical foundations and practical guidance for efficient development of similar complex reservoirs.

## Keywords

Reservoir geological changes; Dynamic model updating; Remaining oil distribution; Development plan adjustment; Recovery rate improvement

## 油藏动态地质变化对采油开发方案的影响

蔡倩

中国石油辽河油田茨榆坨采油厂, 中国·辽宁 沈阳 110206

## 摘要

油藏地质条件在长期开发过程中持续演变, 这种动态变化深刻影响着采油工程的技术决策与经济效益。本研究聚焦于开发过程中油藏地质模型的动态更新机制, 系统分析了生产数据与监测资料在揭示地质矛盾中的作用。通过对典型油藏的跟踪调研, 发现渗透率场重构、储层压力重分布以及优势渗流通道的形成构成了影响开发效果的核心要素。剩余油分布的时空演化规律表明, 传统均匀驱替模式在面对复杂地质变化时存在明显局限性。基于动态地质认识的开发方案调整策略, 能够显著提升采收率并降低开发成本。数值模拟结果显示, 精准靶向的调整方案相比常规方案可提高采收率8~12个百分点。本研究为类似复杂油藏的高效开发提供了理论依据和实践指导。

## 关键词

油藏地质变化; 动态模型更新; 剩余油分布; 开发方案调整; 采收率提升

## 1 引言

油藏开发过程本质上是地质条件持续演化与工程技术不断适应的动态博弈过程。传统静态地质模型在初期方案设计中发挥了重要作用, 然而长期注水开发引发的储层物性变化、流体重分布以及优势渗流通道发育等现象, 使得原有地质认识与实际生产表现之间的偏差日益凸显。含水上升速度超出预期、局部水淹与大面积低动用并存、注采压力系统失衡等矛盾现象在国内外众多油田普遍存在, 反映出开发方案对地质动态变化响应滞后的根本问题。建立基于生产数据的

地质模型动态更新机制, 准确捕捉渗透率场重构、压力系统分隔等关键参数的时变特征, 进而优化调整开发策略, 已成为提升采收率、改善开发效果的核心技术路径。

## 2 基于生产动态与监测资料的油藏地质模型动态更新

### 2.1 案例油藏初始地质模型与开发方案回顾

某大型砂岩油藏构造相对简单, 发育三套储层, 孔隙度 18%~28%, 渗透率 50-800mD, 初始模型将储层划分为高、中、低渗三类单元。原始方案采用五点法井网, 井距 600 米, 注采比 1.2, 设计预期稳产期 8~10 年。然而投产第 3 年含水率即达 60%, 远超预期, 部分注水井压力持续攀升而对应采油井产液量增幅有限。对比分析揭示原有地质认识存在

【作者简介】蔡倩(1989-), 女, 中国辽宁沈阳人, 本科, 助理工程师, 从事石油工程研究。

三方面偏差：储层连通性评价过于乐观，断层渗流控制作用被低估，局部高渗条带发育程度判断不足，这些偏差直接导致注水波及效率偏低和剩余油分布复杂化<sup>[1]</sup>。

## 2.2 开发过程中揭示地质矛盾的产生动态特征分析

系统梳理5年生产数据发现典型地质矛盾特征表现在三个方面。注水井压力响应呈现明显分化，部分井组压力梯度达0.8-1.2MPa/m，暗示低渗夹层阻挡，而另一部分井组压力长期维持低位且响应敏感，反映高渗通道存在。采油井产液结构不均衡，仅35%的井达到设计预期，高产井日产液量超设计值2-3倍但含水上升偏快，低产井产量低于预期50%以上且含水上升缓慢。井间示踪剂测试显示相邻井组突破时间差异巨大，从15天到180天以上，相差超过10倍，这种差异无法用初始模型的均质化处理解释，必须考虑储层强非均质性特征。

## 2.3 关键动态地质参数（渗透率场与储层压力）的时变表征

基于生产历史拟合技术建立的动态地质参数场显示，更新后的渗透率场发育5~7条高渗条带，渗透率达1500-2000mD，呈NE-SW向展布，条带间低渗区域渗透率低于100mD，形成渗流屏障。储层压力场从初期均匀分布逐渐分化为高压区与低压区并存格局，高渗条带上游压力系数达1.3-1.5，低渗区域压力系数维持0.8-0.9。这种压力分化导致流体流动方向重新调整，径向流转变为沿高渗条带的线性流，注入水优先沿高渗通道推进而低渗区域动用不足。压力梯度分析表明高渗条带内压力梯度仅0.02-0.05MPa/m，条带边缘区域则高达0.2-0.3MPa/m。

## 3 考虑地质变化的剩余油分布演化与开发矛盾诊断

### 3.1 基于更新模型的剩余油饱和度场精细刻画

利用更新后的动态地质模型重新计算剩余油饱和度分布后发现，实际剩余油分布呈现出更强的非均质性和复杂空间格局<sup>[2]</sup>。高渗条带区域剩余油饱和度普遍偏低，平均为0.25-0.35，局部甚至低于0.15，已接近残余油饱和度，继续提高采收率潜力有限；而低渗区域和条带边缘剩余油饱和度仍维持在0.55-0.70的高位，比初始预测高出0.15-0.25。垂向分布上，由于重力分异和注采参数影响，顶部小层剩余油饱和度降至0.30以下，底部小层仍保持在0.60以上，这种垂向差异化特征为后续层系优化提供了重要依据。通过关联分析发现，渗透率变异系数是控制剩余油分布的关键因素，当其超过0.6时，剩余油分布不均匀性急剧增加，局部富集程度可达背景值的3倍-5倍。

### 3.2 优势渗流通道的识别与量化描述

基于流线分布分析和示踪剂测试建立的识别方法表明，全油藏共发育7条主要优势渗流通道，总延伸长度约15公里，占储层总长度的25%。这些通道宽度变化较大，主干

通道宽200~400米，支干通道宽50~150米，通道内流线密度比周边区域高5-8倍，形成明显的“水流高速公路”。通道主要沿古河道或高能沉积相带发育，砂体厚度大、泥质含量低，渗透率普遍超过1000mD，次级通道多与裂缝发育带相关，渗透率可达2000-3000mD。值得注意的是，通道具有自强化效应，随着注水开发推进，高速水流冲刷使主要通道有效厚度比开发初期增加15%~25%，渗透率增幅达30%~50%，这种正反馈机制进一步加剧了水驱的不均匀性。

## 3.3 储层非均质性加剧与压力系统分隔的诊断

长期注水开发不仅改变了储层物性特征，还重塑了压力场空间结构，储层非均质性呈现逐步加剧趋势。压力干扰测试结果显示，井间压力传导能力发生显著分化，高渗通道区域压力传导系数比初期提高2-3倍，而低渗区域则下降20%~40%，这种分化导致储层压力系统分隔化，原本统一的压力场被割裂为若干相对独立的压力单元。各单元间连通程度明显减弱，压力均衡时间从初期几小时延长至数天甚至数周，严重影响注入水波及范围，导致局部压力亏空与过高并存。储层渗透率变异系数从初期的0.45增加到当前的0.78，分布偏态性更加明显，非均质性强化使后续开发调整面临更大挑战<sup>[3]</sup>。

## 3.4 当前开发方案低效成因的再认识

通过综合分析地质变化与开发表现关系，明确了当前方案低效的根本原因主要表现为三个方面的不适应性：井网布局与地质特征不匹配、注采参数设置缺乏针对性、开发层系组合不够合理。井网布局不匹配体现在对优势渗流通道控制不力，现有规则化布置未充分考虑储层非均质特征，部分井位处于高渗通道导致注入水快速窜流，而另一些井位远离高渗带致使储层动用不足。注采参数设置存在“一刀切”问题，统一的注采比和压力控制标准无法适应不同区域地质差异，高渗区域需要降低注水强度控制注水压力，低渗区域则需要提高注水压力和注采比。开发层系组合采用的统一射孔方式忽略了各小层间渗透率差异和剩余油分布特征，高渗层过度开发与低渗层动用不足并存，层间矛盾日益突出，需要建立基于层系特征的差异化开发体系。

## 4 基于动态地质模型的开发方案调整与效果预测

### 4.1 调整方案设计：从均匀驱替到精准靶向

基于动态地质认识，制定了以精准靶向为核心的开发方案调整策略，该策略摒弃了传统均匀驱替理念，转向基于地质特征的差异化开发模式<sup>[4]</sup>。针对高渗通道区域采用“控制+疏导”策略，在通道上游布置控制井降低注水压力和调整注水速度以延缓水驱前缘推进，同时在通道下游增设疏导井加快高含水产液排出，避免水体在通道末端聚集，有效延长有效驱替时间。对于低渗区域和剩余油富集区实施“激活+强化”策略，通过加密井网或水平井技术提高储层接

触面积,配合压裂改造等增产措施激活低动用储层,同时适当提高注水强度建立有效驱替压力梯度。层系调整方面建立了基于剩余油分布的分层开发序列,优先开发剩余油饱和度高、经济效益好的层系,暂时封堵过度水洗的高含水层,这种时序化开发策略能够集中优势资源提高单位投入产出效率。井网调整遵循“因地制宜、分类治理”原则,在高渗条带垂直方向布置加密井并形成对优势通道的有效切割,在低渗区域沿等渗透率线布置井排最大化储层接触面积,新井位选择充分考虑了地质约束条件和经济效益平衡。

#### 4.2 方案数值模拟与开发指标预测

利用精细化地质模型开展的调整方案数值模拟研究显示,相比基础方案在多个关键指标上实现了显著改善。采收率提升效果明显,预测调整方案最终采收率可达52.3%,比基础方案提高8.7个百分点,其中高渗区域采收率提升4.2个百分点,低渗区域采收率提升达到12.5个百分点,这种差异化提升效果验证了精准靶向策略的有效性。含水控制取得积极进展,调整方案实施后全油藏平均含水上升速度放缓,年递增率从4.8%降至2.1%,高渗区域含水上升得到有效控制,部分井组甚至出现短期含水回落现象,低渗区域含水上升虽有所加快但在可接受范围内。压力场分布趋于合理,通过差异化注采调整各区域压力梯度分布更加均匀,高压区域压力得到有效释放、低压区域压力得到及时补充,井间压力差异减小30%~40%,有利于建立稳定驱替系统。单井经济效益显著改善,调整方案下低效井比例从35%降至15%,新钻井成功率提升至85%以上,单井平均日产油量提高25%,单井投资回收期缩短1.5年,这些指标改善为方案推广实施提供了经济支撑。

#### 4.3 方案经济性与风险评价

基于现金流分析方法建立的经济评价模型显示,在当前油价水平下调整方案净现值比基础方案增加2.8亿元,内部收益率提高3.2个百分点,投资回收期缩短0.8年。成本分析表明方案调整的主要投入集中在新井钻完井和老井改造两方面,新井投资占总投资60%、平均单井投资800万元,老井改造投资占40%包括压裂、堵水、射孔调整等措施、平均单井投资150万元。敏感性分析显示油价波动对方案经济性影响最为显著,当油价下降20%时调整方案仍能保持正收益但经济优势明显缩小,储层参数不确定性对方案效果也有一定影响但总体风险可控。风险因素主要包括地质认识不确定性、技术实施复杂性和市场环境变化性,分别通过建立多套方案和动态调整机制、试验井先行和分步实施、灵活投资节奏来应对控制和化解。项目投资采取分期实施策略降

低资金风险,计划分三期完成每期投资规模约占总投资三分之一,前期效果验证后再决定后续投资强度,既保证技术路线可靠性又维护投资灵活性。

#### 4.4 对类似油藏开发管理的启示

通过对该案例的深入分析,总结出若干具有普遍指导意义的开发管理启示,对同类型油藏开发具有重要参考价值。建立动态地质更新机制是提升开发效果的基础,传统静态地质模型难以适应长期开发需要,必须建立基于生产数据的动态更新体系,包括数据采集、模型校正、参数优化和方案调整四个环节形成闭环管理流程。精准靶向的开发理念是未来发展方向,面对日趋复杂的油藏条件粗放式均匀开发模式已显落后,必须基于精细地质认识针对不同区域特点制定差异化开发策略,实现资源配置最优化。技术集成应用是方案成功的关键,单一技术手段难以解决复杂开发问题,需要水平井、压裂、调剖等多种技术有机结合,技术选择应当服务于地质特征和开发目标,避免盲目跟风和技术堆砌。经济效益始终是评价标准的核心,任何技术方案都必须经过严格经济评价确保投入产出合理性,在当前低油价环境下更要注重方案经济可行性和风险控制能力。动态管理是保证效果的根本保障,油藏开发是长期过程,地质条件和技术环境都在不断变化,必须建立动态管理体系及时调整开发策略,确保方案始终适应实际情况变化。

### 5 结语

本研究通过对典型砂岩油藏开发过程中地质变化规律的深入分析,揭示了传统开发模式在适应动态地质条件方面的不足,提出了基于精准靶向理念的方案调整策略。研究表明,油藏地质条件的动态演化具有明显的规律性和可预测性,关键在于建立有效的识别与表征方法。优势渗流通道的发育、储层非均质性的加剧以及压力系统的分隔化构成了影响开发效果的主控因素。

#### 参考文献

- [1] 邵丽媛.油藏勘探中油藏精细描述技术的应用研究[J].中文科技期刊数据库(文摘版)工程技术,2025(4):184-187.
- [2] 景龙斌.春风油田储层物性演化规律及剩余油分布特征分析[J].中文科技期刊数据库(全文版)自然科学,2025(3):078-081.
- [3] 张雅巍.低渗透裂缝性油藏压裂水平井产能动态分析[J].科技资讯,2025,23(12):93-95.
- [4] 李凤磊,林承焰,任丽华,张国印,朱永峰,张银涛,关宝珠.基于地质成因的走滑断裂带岩溶缝洞型储层连通性与剩余油分布模式--以塔里木盆地为例[J].石油与天然气地质,2025,46(1):315-334.