

塔河碳酸盐岩油藏含水率与自然递减率关系模型研究

周香玲

中国石化石油勘探开发研究院油田开发所, 北京

收稿日期: 2025年2月18日; 录用日期: 2025年3月14日; 发布日期: 2025年3月26日

摘要

塔河碳酸盐岩油藏作为典型的复杂油气藏, 其含水率上升对自然递减率的影响显著。随着开发程度的深入, 尤其是缝洞型油藏的高产井, 约71%的高产井因含水上升导致产量递减, 严重影响油田稳产。本文通过分析塔河碳酸盐岩油藏的实际生产数据, 结合油藏工程理论, 建立含水上升率对油藏自然递减影响的关系模型, 绘制关系曲线。结果表明, 塔河碳酸盐岩油藏含水率上升与自然递减率呈显著非线性正相关, 随着含水率的增加, 油藏的自然递减率呈现加速趋势, 主要原因是有效渗透率下降和驱替效率降低, 本研究为塔河碳酸盐岩油藏稳产提供了理论依据。

关键词

塔河碳酸盐岩, 含水率, 自然递减, 定量化关系

Study on the Relationship Model between Water Cut and Natural Decline Rate in the Tahe Carbonate Reservoir

Xiangling Zhou

Oilfield Development Department, Sinopec Research Institute of Petroleum Exploration and Development, Beijing

Received: Feb. 18th, 2025; accepted: Mar. 14th, 2025; published: Mar. 26th, 2025

Abstract

As a typical complex oil and gas reservoir, the Tahe carbonate reservoir exhibits a significant impact of water cut rise on the natural decline rate. With the deepening of development, particularly in

fractured-vuggy reservoirs, approximately 71% of high-yield wells experience production decline due to increasing water cut, severely affecting the stabilization of oilfield production. By analyzing actual production data from the Tahe carbonate reservoir and integrating reservoir engineering theories, this study establishes a relational model between water cut rise rate and natural decline rate and then draws the relationship curve. The results reveal a significant nonlinear positive correlation between water cut rise and natural decline rate in the Tahe carbonate reservoir. As the water cut increases, the natural decline rate accelerates, primarily attributed to decreased effective permeability and reduced displacement efficiency. This research provides a theoretical foundation for stabilizing production in the Tahe carbonate reservoir.

Keywords

Tower River Carbonate Rock, Water Content, Natural Decline Rate, Quantitative Relationship

Copyright © 2025 by author(s) and Hans Publishers Inc.

This work is licensed under the Creative Commons Attribution International License (CC BY 4.0).

<http://creativecommons.org/licenses/by/4.0/>



Open Access

1. 引言

近几年塔河油田的碳酸盐岩油藏由于含水持续上升递减加大,对油田稳产极为不利,在含水上升与递减的关系方面前期研究多为定性分析,总体上随着含水率的增加,递减加大,但含水率的大小如何影响自然递减的高低目前没有建立关系模型进行量化表征,本文基于塔河碳酸盐岩油藏动态数据,结合 Arps 递减模型和含水率影响因子,探索建立塔河碳酸盐岩油藏含水率及自然递减率的非线性关系式,通过关系模型可以预测不同含水率下的自然递减率,为制定开发策略提供依据,对塔河碳酸盐岩油藏保障稳定生产至关重要。

2. 含水率对自然递减的影响机制

含水率是油藏中水相流量占总流量的比例。塔河油田的碳酸盐岩油藏具有复杂的缝洞结构、较强的非均质性、油水运动复杂的特点,其开发过程中含水率的变化对自然递减规律有着显著影响,直接关系到油田产量的持续稳定[1]。随着开发的进行,含水率上升会导致:

(1) 油相相对渗透率下降,原油流动能力降低。随着含水率的上升,油相的相对渗透率降低,油的流动阻力增大,而水相在孔隙中的流动能力增强,导致油的产量下降,从而加速了自然递减率[2]。

(2) 无效循环增加,水驱效率下降。随着含水率的增加,注水压锥手段是油田控水的主要手段,对塔河西部断控油藏,注入水沿着主干断裂的高渗透通道快速流动,水驱通道内剩余油充满程度逐渐升高,形成无效循环,而无法有效驱替原油。这种无效循环不仅浪费了注入的水,还会导致水淹井的增多,进一步降低油井的采油效率[3]。

(3) 井筒举升能耗增加,生产压差受限。含水率上升后,产液中水的比例增加,导致井筒内的流体密度增大,举升所需的能量也随之增加[4],地层流体粘度、井筒内流体性质发生变化,进而地层压力的保持水平受到影响,导致生产压差受限[5]。为了维持一定的生产压差,需要增加注水强度,但这又会进一步加剧含水率的上升。

这些因素共同作用,导致自然递减率随含水率上升而增大。

3. 自然递减率与含水率的关系模型推导

实际开发数据表明,自然递减率与含水率的关系并非完全线性,因此,引入二次项[6][7]来描述非线性

性效应:

$$D = a + b \cdot f_w^2$$

其中 D : 自然递减率, 通常用年递减率(单位: %/年)表示。

a : 基础递减率(与储层物性、压力相关, 不包括含水上升影响)。

b : 含水率对递减率的线性影响系数。

c : 含水率的非线性影响系数, 反映高含水阶段的加剧效应。

f_w : 含水率(%)。

(1) 构建误差函数。

$$E(a, b, c) = \sum_{i=1}^N \left(D_i - (a + b \cdot f_{w,i} + c \cdot f_{w,i}^2) \right)^2$$

对于 N 组数据点 $(f_{w,i}, D_i)$, 定义误差函数:

对 $E(a, b, c)$ 分别对于 a 、 b 、 c 求偏导, 并令其为零, 得到以下方程组:

$$\begin{cases} \frac{\partial E}{\partial a} = -2 \sum_{i=1}^N (D_i - a - b \cdot f_{w,i} - c \cdot f_{w,i}^2) = 0 \\ \frac{\partial E}{\partial b} = -2 \sum_{i=1}^N (D_i - a - b \cdot f_{w,i} - c \cdot f_{w,i}^2) \cdot f_{w,i} = 0 \\ \frac{\partial E}{\partial c} = -2 \sum_{i=1}^N (D_i - a - b \cdot f_{w,i} - c \cdot f_{w,i}^2) \cdot f_{w,i}^2 = 0 \end{cases}$$

(2) 确定模型参数。塔河碳酸盐岩油藏近 10 年含水率及自然递减率实际数据, 采用最小二乘法拟合数据[8], 确定模型参数 a 、 b 、 c , 最终拟合结果为: $a = 0.08$; $b = 0.18$; $c = 0.001$, 建立自然递减率与含水率模型关系式为:

$$D = 0.08 + 0.18 \cdot f_w + 0.001 \cdot f_w^2$$

4. 自然递减率与含水率关系曲线

依据自然递减率和含水率关系模型, 含水率 f_w 从 20% 到 80%, 计算对应的自然递减率 D , 绘制塔河碳酸盐岩油藏自然递减率与含水率关系曲线见图 1, 曲线特征: 低含水阶段($f_w < 40\%$), 近似线性增长, 含水每升 10%, D 增约 1.5%~2.2%; 中高含水阶段($f_w > 60\%$), 非线性加速增长, 含水每升 10%, D 增约 3.2%~3.5% (曲线斜率增大)。

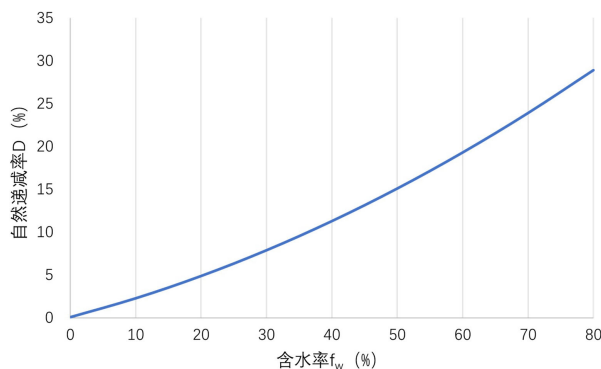


Figure 1. Relationship curve between natural decline rate and water cut in the Tahe carbonate reservoir

图 1. 塔河碳酸盐岩油藏自然递减率与含水率关系曲线

5. 总结

通过曲线分析表明：含水率 60% 为自然递减率加速增长的分界点。塔河碳酸盐岩油藏综合含水处于中高含水期[9]，依据关系曲线，自然递减呈加速增长阶段，部分主力区块在开发中后期含水率可能已超过 60%~80%，尤其在高产缝洞单元或进入水驱阶段的井区，含水上升趋势显著[10]，因此，应制定合理开发对策控制塔河碳酸盐岩油藏含水率，降低非线性加剧效应是保障油田稳产重要手段[11]，同时自然递减率与含水率的关系模型的建立为塔河油田制定差异化控水策略提供了理论依据，结合现场实际提出不同时期控水措施：

(1) 含水 < 60% 时：通过优化油嘴、泵径、冲程冲次等生产参数，严格控制生产压差，延缓见水时间；对于断溶体油藏，堵水 - 调流一体化，实现控水稳产；对于缓慢出水型油井，在单元低部位注水以保持油藏能量，从而控制含水率的上升。

(2) 含水 > 60% 时：井组由注水增油抑水向注气、气水协同转变，由井组注气驱油向单元井网均衡驱替转变，有效控制单元内整体油水界面抬升，减缓水侵；注入气位置上由原来的“低注高采”向“高注低采”井网转换，可以有效调控油藏中的流度比，使油相和气相的流动更加协调，进一步扩大波及体积，有效降低油藏含水上升率。

参考文献

- [1] 任玉林, 李江龙, 黄孝特. 塔河油田碳酸盐岩油藏开发技术政策研究[J]. 油气地质与采收率, 2004, 11(5): 57-59.
- [2] 高冬, 胡荣, 王元. 降低杏河西自然递减率方法研究与探讨[J]. 石油钻采工艺, 2017, 35(10): 20-24.
- [3] 郑松青, 杨敏, 康志江, 刘中春, 龙喜彬, 刘坤岩, 李小波, 张世亮. 塔河油田缝洞型碳酸盐岩油藏水驱后剩余油分布主控因素与提高采收率途径[J]. 石油勘探与开发, 2019, 46(4): 746-754.
- [4] 朱婧, 张烈辉, 吴峰, 等. 塔河碳酸盐岩缝洞性油藏单井递减规律研究[J]. 重庆科技学院学报(自然科学版), 2009, 11(2): 14-16.
- [5] 李菊花, 高文君. 中国石油吐哈油田分公司勘探开发研究院, 杨永利, 等. 水驱油田产量自然递减率多因素分析模型的建立[J]. 新疆石油地质, 2005, 26(6): 65-67.
- [6] Dawn, S., Bakshi, A.K., Mohanty, P.K., Chatterjee, S., Sahoo, B.K. and Sapra, B.K. (2025) Characterizing Interplanetary Magnetic Field Fluctuations at Arctic Using Cosmic Ray Secondaries—An Approach with Machine Learning. *Astroparticle Physics*, **167**, Article 103087. <https://doi.org/10.1016/j.astropartphys.2025.103087>
- [7] Savin, M.J. (2024) Faster DunedinPACE, an Epigenetic Clock for Pace of Biological Aging, Is Associated with Accelerated Cognitive Aging among Older Adults in the Framingham Heart Study. *Alzheimer's & Dementia*, **20**, e083616. <https://doi.org/10.1002/alz.083616>
- [8] 郭立群. 数据区对最小二乘法拟合函数系数偏差的影响[J]. 物理实验, 1993, 13(2): 70-72.
- [9] 郑玲丽, 朱冰倩, 张宇豪, 等. 缝洞型碳酸盐岩油藏水驱特征曲线类型及适应性——以塔河油田为例[J]. 油气藏评价与开发, 2024, 14(6): 899-907.
- [10] 胡文革, 马龙杰, 汪彦, 等. 关于塔里木盆地深层油气藏高效开发的实践与思考[J]. 油气藏评价与开发, 2024, 14(4): 519-528.
- [11] 胡文革, 李小波, 杨敏, 等. 塔河油田碳酸盐岩缝洞型油藏井网优化[J]. 新疆石油地质, 2023, 44(4): 429-434.