

低渗砂岩油藏水流优势通道形成原因综述

王月获, 谢晓惠, 杨丕辉, 臧梓涵, 谭辉凡, 余俊霖, 袁其科

重庆科技大学石油与天然气工程学院, 重庆

收稿日期: 2025年9月10日; 录用日期: 2025年10月13日; 发布日期: 2025年11月10日

摘要

我国低渗砂岩油藏分布广泛, 具有渗透性差、非均质性严重、储层敏感性强等特点, 在注水开发后期会出现差异渗流现象, 使得水流逐渐集中在某些区域, 形成水流优势通道, 造成注入液利用率低、层内及层间矛盾加剧、水驱效率降低等现象, 严重影响油田注水开发效益。目前, 针对优势渗流通道形成机理问题, 各大油田相关研究机构也开展了油田地质等系列研究。综合各油田优势渗流通道类型, 可分为三种: 一是层间矛盾形成的优势渗流通道, 二是层内矛盾形成的高渗透条带, 三是储层平面非均质性、注采不平衡形成的优势渗流通道。现有研究表明, 优势通道形成的影响因素分为外在条件和内在因素, 外在条件包括注入速度、累计注采量、注采强度、注入压差等控制条件以及注采工艺等工艺因素, 内在因素包括油藏自身的胶结程度、沉积环境等自身物性条件和流体特征。

关键词

低渗油藏, 砂岩油藏, 优势通道, 形成原因, 影响因素

A Review of the Reasons for the Formation of Water Flow Advantage Seepage Channels in Low-Permeability Sandstone Reservoirs

Yuedi Wang, Xiaohui Xie, Pihui Yang, Zihan Zang, Huifan Tan, Junlin Yu, Qike Yuan

School of Petroleum and Natural Gas Engineering, Chongqing University of Science and Technology, Chongqing

Received: September 10, 2025; accepted: October 13, 2025; published: November 10, 2025

Abstract

Low-permeability sandstone reservoirs are widely distributed in China, characterized by poor permeability, severe heterogeneity, and high reservoir sensitivity. During the later stages of waterflooding development, differential flow phenomena emerge, causing water flow to gradually

文章引用: 王月获, 谢晓惠, 杨丕辉, 臧梓涵, 谭辉凡, 余俊霖, 袁其科. 低渗砂岩油藏水流优势通道形成原因综述[J]. 矿山工程, 2025, 13(6): 1252-1259. DOI: 10.12677/me.2025.136139

concentrate in certain areas and form dominant flow pathways. This results in low injection fluid utilization, intensified intra- and inter-layer contradictions, and reduced waterflood efficiency, severely impacting the benefits of waterflooding development in oilfields. Currently, major oilfield research institutions have conducted geological studies to investigate the formation mechanisms of dominant flow pathways. Based on observations across various fields, these pathways can be categorized into three types: 1) Dominant flow pathways formed by inter-layer conflicts; 2) High-permeability zones created by intra-layer conflicts; 3) Dominant flow pathways arising from horizontal reservoir heterogeneity and injection-production imbalances. Existing research indicates that factors influencing dominant flow path formation can be categorized into external conditions and intrinsic factors. External conditions include control parameters such as injection rate, cumulative injection-production volume, injection-production intensity, and injection pressure differential, as well as process factors like injection-production techniques. Intrinsic factors encompass reservoir-specific properties such as cementation degree and depositional environment, along with fluid characteristics.

Keywords

Low Permeability Reservoir, Sandstone Reservoir, Advantage Channels, Reasons for Formation, Influencing Factors

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

低渗砂岩油藏作为我国石油资源的重要组成部分，近年来在油气勘探和开发中发挥着日益重要的作用。相较于高渗透油藏，国内低渗透油田具有油藏类型单一、储层物性差、非均质性强、天然裂缝发育、油层含水饱和度高、储层敏感性强等地质特征[1]，这给油藏的开发带来了巨大挑战。在水驱开发过程中，水流优势通道的形成及其动态演化成为影响油藏开发效果的关键因素之一。水流优势通道通常表现为水流优先通过某些高渗或连通性好的通道，导致注入水逐渐集中在某些区域，增加水油比，降低采收率，加剧油藏剩余油的损失，严重制约低渗油藏的经济效益和开发寿命。

我国许多油田已然迈向了含水率大于 85% 的高含水开发中后期，少数油田甚至达到 90% 以上，水流优势通道的存在，使得注水低效无效循环日益严重，驱油效果大不如前，给油田开发稳产带来了很大的困难[2]。为了有效控制和改善水流优势通道，必须深入理解影响其形成和发展的各种内外在因素。近年来，随着地质勘探技术的不断进步、油藏表征手段的提升以及数值模拟与实验研究的广泛应用，低渗砂岩油藏水流优势通道的成因机制得到了更为系统和全面的认识。本文旨在系统综述低渗砂岩油藏形成水流优势通道的主要影响因素，涵盖地质特征、物理属性、注水参数及开发工艺等方面，探讨其作用机理和相互关系，为油藏开发方案优化提供理论依据和技术指导，推动低渗砂岩油藏的高效稳定开发，促进我国油气资源的可持续利用。

2. 水流优势通道概述

2.1. 定义与表现

水流优势通道指注入的水优先沿储层中高渗透、孔隙连通性好的条带流动，形成局部水流速度显著高于周围区域的“通道”，使水驱油过程产生不均匀流动。

水流优势通道可表现为：水窜现象明显，水在采油井附近快速突破，造成早期含水；高渗透通道延伸迅速，导致部分油层未被有效波及；水驱效率整体下降，油藏剩余油分布聚集在低渗或封闭区域。

2.2. 开发效果影响

水流优势通道显著影响低渗砂岩油藏的开发效果，导致采收率下降、经济效益受损及油田寿命缩短，是制约油藏有效开发的关键问题。针对这些影响，必须加强对形成机理的理解及注采参数的优化，采取科学有效的调控措施。

2.2.1. 含水率快速上升

优势水流通道一般在经过多年注水开发的老油田中最为常见，由于经过长时间的水洗作用，注入水不断对储层进行冲刷，最后形成了在某一方向上固定流动的通道[3]。水流优势通道的存在最直接、最严重的开发影响之一便是导致注入水利用率低，最终油水井的产水量急剧上升，含水率快速达到 80%以上甚至更高(图 1)。以某典型华北低渗砂岩油田为例，经过 2 年水驱后，含水率从初期的约 30%迅速攀升至 85%以上，高于同期其他注采井组 20~30 个百分点；在某新疆某矿区，出现水流优势通道后，部分注水井产水率达到 90%，采出水量迅猛增长，且水窜井占总产井比例从 10%提升至 30%以上，严重影响生产稳定性。通过油藏含水率随采出程度的上升的趋势评价出这个油藏的最终采出程度[4]。以渤南油田义 37 块沙 4 段油藏为例，根据其相渗曲线数据绘制的关系曲线可知，此类油藏油井随含水上升采油采液指数降低的幅度非常大[5]。

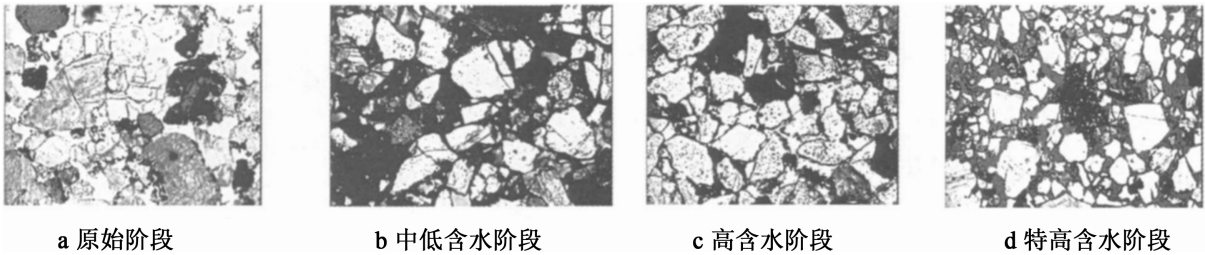


Figure 1. Changes in pore water content during water injection development

图 1. 注水开发不同时期孔隙中的含水变化

在注水开发前期，随着注入量的增加，含水率快速升高，水波及体积扩大，进入高含水期，含水率增速变缓，优势通道逐渐形成，进入特高含水阶段，含水率接近极限，此时剩余油分散，驱替难度进一步增大。

2.2.2. 剩余油困境

水流优势通道使驱替前缘变得不规则，将注入水限定在高渗透带，油藏其他低渗或封闭区域长时间未被有效波及，造成油水驱替的不均匀性。许多油田已经进入到特高含水开发阶段，由于经过了多年的注水开发，地下的油、气、水分布特征、储层孔渗特性以及地下流体的渗流方式都已经发生了巨大的变化，因而导致目前地下剩余油的分布高度零散，油层的非均质性也更加严重，难以开发[3]。并且，采油率长期滞后，油藏整体采收率仅达 20%~25%，远低于水驱经济采收率指标 40%以上。为提高低渗透裂缝型油藏水驱波及体积与驱油效率，改善调剖效果，有必要研究适合该类油藏的新型调剖体系[7]。

2.2.3. 经济效益影响

大量水流占据高渗通道不仅加速油井产水，增加采油和水处理成本，同时对增注水处理设备、分离

设备造成负担。某西部油田数据统计表明,产水量增加导致水处理费用提高 20%~30%,直接拉低了油田的经济效益,部分油藏因含水率过高而不得不提前封井或更换开发方案[4]。此外,高含水也加剧了地层压力管理难度,增加了地层破裂风险[6]。

2.2.4. 生产动态与开发寿命受限

水流优势通道形成后,开发动态呈现高含水早期稳定水流,而后油量快速下降,油井寿命缩短。数据显示,低渗砂岩油藏水驱进入高含水期的时间比高渗油藏早 1~2 年,平均压力维持时间缩短 10%~15%。这直接影响油藏长期稳产能力及后期潜力挖掘,限制了油田资源的高效利用[4] [5]。

2.3. 研究现状

国内外对水流优势通道的研究大多集中在岩心试验、数值模拟及现场监测技术上。国内就低渗透油藏资源储层特征、渗流机理以及开发技术等课题进行了持续性的研究,在低渗透油藏渗流机理方面提出了非达西渗流特征、流固耦合作用等[8],国外则多在微观流动机制和纳米技术调剖上取得进展。尽管成果丰富,但针对低渗砂岩油藏复杂非均质性和多动态因素耦合特征的综合研究仍不足。

3. 形成原因分析

3.1. 外在条件因素

低渗砂岩油藏具有与中高渗透率油藏不同的渗流特征,其开发效果的好坏受多种因素影响,受注入速度、注入压力、注入量等因素的制约,同时还受注采工艺水平的限制,动态生产过程中的各种变化也对优势通道的形成产生着影响[9]。

3.1.1. 注水参数

研究表明,超出地层破裂压力的注入会诱发裂缝形成,刺激水流进入裂缝渗流场,加剧水流优势通道产生[9];注入量过大造成储层压力快速提高,引发水流偏集中;注入速度过快会导致水偏好流入高渗通道,减少了水的均匀波及体积[10]。

注入量与注水效果呈正相关,高注水量提高储层压力,有利扩大水驱波及体积,但超过一定阈值后,水流易集中进入高渗区,形成优势通道;同时,合理控制注水速率对降低水流偏好效果显著,为确保压驱形成的微破裂带集中于注入目的层,避免水窜,在满足注入的条件下,应适当控制注入速度;并且,压驱时的井底压力与破裂压力应接近,避免生产主裂缝,可根据破裂压力、液柱压力、不同排量时的摩阻压力计算施工压力[9]。

3.1.2. 注采工艺

不合理的井网布局易形成某些区域水驱效果差,激化通道形成,射孔方式及层位选择也影响着注水均匀性和有效覆盖度。

所以,合理调整射孔层位和井网密度可改善注水覆盖率,均匀压力场使水驱波均匀推进。结合调剖剂注入、交替注油注水(WAG)等工艺,可调节压力场和水流路径,有效提高注水均匀性,减缓水流优势通道形成。

3.2. 内在地质因素

除开发过程中一系列外在条件因素的影响,还存在着孔喉分布、有效压力变化、裂缝等影响渗流的因素[12]。地层沉积环境、储层物理性质、天然裂缝与断层等内在地质因素,无一不影响着优势通道的形成。

3.2.1. 沉积环境

不同沉积体系(如河道砂体、浅滩砂体)中颗粒尺寸分布和层理结构差异造成非均质性,沉积环境决定着砂体颗粒粒径及其分布。河道砂体通常粒度粗,分选好,易形成通道性高渗透带,这些高渗条带与周围低渗区域的渗透率级差(渗透率比值)是引发优势流的关键,一般来说,砂层越厚(大于1米),越容易形成这种优势水流通道。研究表明,当渗透率级差大于70时,极易形成优势渗流通道[11]。甚至有研究通过对克拉玛依油田X区克下组砂砾岩油藏的分析,提出渗透率大于 $950 \times 10^{-3} \mu\text{m}^2$ 、变异系数大于0.75、突进系数大于4.2等定量指标,可作为优势通道的识别标准[11]。

3.2.2. 储层物理性质

储层非均质性是形成水流优势通道的根本地质理由[13]。在非均质性较强的油层进行注水开发过程中,注入水一般会优先沿着高渗层流动,长期以往,高渗层的水洗程度将会明显高于低渗层。油田数据显示,渗透率分布对水流路径引导效果显著,渗透跳变带水流速度较周围快3~5倍[4]。

孔隙结构的复杂程度影响着储层渗流路径的多样性及水流分布均匀性。岩石的颗粒胶结程度不同,砂体运移所需要的驱替能量也不同,胶结物种类和分布决定岩石致密度,直接影响着孔隙连通性[15]。胶结致密且分布均匀的储层储存空间有限,水流通道受阻;反之,颗粒松散区则易成为水流路径。

3.2.3. 天然裂缝与断层

断层影响储层整体连通性和流场形态,裂缝发育提供了高渗透通道,极易成为水流偏好路径,引起注水水窜。低渗砂岩油藏大量发育自然微裂缝(图2),注水后裂缝通道成为水流快速突破路径,在注水压力作用下,尤其是当注水压力超过地层破裂压力时,这些微裂缝会张开、扩展并相互连通,急剧加剧水的窜流,导致水驱前缘快速突破[14]。

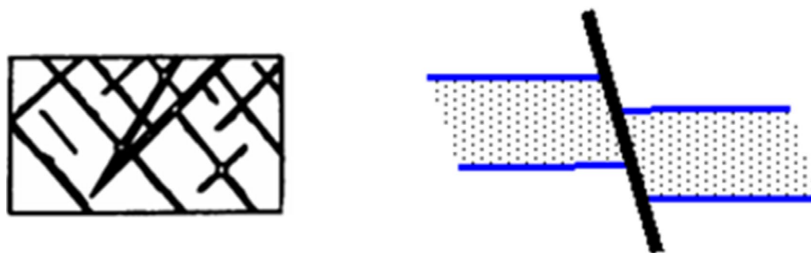


Figure 2. Natural fractures (left) and faults (right)
图2. 天然裂缝(左)与断层(右)

3.3. 流体动力学因素

3.3.1. 油水界面张力

高界面张力意味着强大的毛细管力,当油水界面张力较高时,油与水之间的相互排斥作用增强,形成明显的界面屏障,阻碍水的穿透油层中的油相区域,促使水沿着油相路径或孔隙结构中的高渗通道偏聚,从而形成优势通道;高界面张力还会导致油水界面较为平整,容易在高渗通道中聚集。通过注入表面活性剂降低界面张力,可以削弱毛细管力的负面影响,促进注入水进入低渗区,提高微观洗油效率,有利于油水的混合和迁移,减少水提前突破高渗通道的概率,促使注水路径进一步均匀分布[16]。

3.3.2. 润湿性

岩石偏向润湿性(多润湿水相)时,水更容易包围孔隙壁,形成连续水相薄膜,从而有利于水的均匀分布,减少局部偏流,抑制优势通道的发展;岩石偏向非润湿或油相润湿时,水难以在孔隙中形成连续水

膜，更容易沿着高渗通道快速运动，形成水窜(图 3)。可通过化学表面改性或添加润湿剂，提高岩石的水润湿性，有效减少偏流路径的形成。研究表明，将岩石润湿性由油相润湿调整为水相润湿，可显著延缓优势通道的扩展，提高水驱效率[17]。

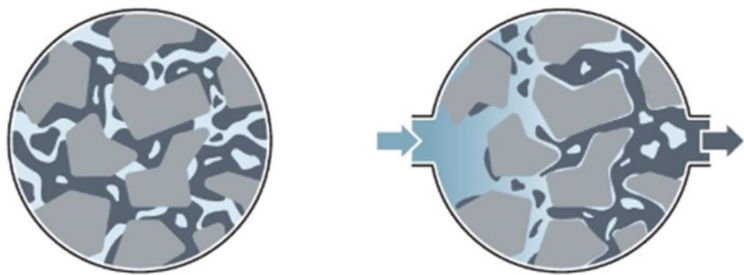


Figure 3. From lipophilic to hydrophilic
图 3. 从亲油型到亲水型

3.3.3. 黏度比

黏度比定义为水相黏度与油相黏度的比值，在驱油过程中，黏度比决定了两相之间的流动阻力差异，影响驱替效率与水流路径。

水驱油过程中，若水的黏度明显高于油，会导致水在流动中具有更大的黏性阻力，但同时也更容易沿高渗通道快速穿透，从而形成优势通道；当水与油的黏度相近或水黏度低于油时，有助于促进层间平衡和弥散流动。降低黏度比，有助于改善水的驱替势能，使水更均匀推进油层，减少偏流及水窜，减少优势通道的形成，黏度比越接近 1，驱油效率越高。可通过添加黏度调节剂，即在注水中加入不含污染物的调剖剂(如高分子聚合物)，来显著提高水黏度，从而降低黏度比，有效减少偏流；或调节油层条件，在油藏多发生偏流区域，施加温度提高油黏度，减少黏度比差异，增强水的渗流均匀性。

3.4. 小结

综上所述，低渗砂岩油藏优势通道的形成原因可由下表 1 清晰展现。

Table 1. Summary of causes of formation of dominant channels in low permeability sandstone reservoirs
表 1. 低渗砂岩油藏优势通道形成原因汇总

一级分类	二级分类	形成原因	控制或改善措施
外在条件因素	注水参数	① 注入压力过高 ② 注入量过大 ③ 注入速度过快	① 控制井底压力接近但不超过地层破裂压力 ② 合理控制注水量和注水速度，避免超过阈值
	注采工艺	① 不合理的井网布局 ② 射孔方式及层位选择不当	① 合理调整井网密度和射孔层位 ② 结合调剖剂注入、交替注油注水(WAG)等工艺，调节水流路径
内在地质因素	沉积环境	① 沉积体系差异 ② 渗透率级差 ③ 砂层厚度	属先天地质条件，难以改变，但可用于识别高风险区
	储层物理性质	① 储层非均质性 ② 孔隙结构复杂程度 ③ 颗粒胶结程度	属先天地质条件，难以改变

续表

流体动力学因素	天然裂缝与断层	① 天然微裂缝 ② 注水压力作用	严格控制注水压力低于地层破裂压力，防止裂缝激活
	油水界面张力	高界面张力	注入表面活性剂
	润湿性	油相润湿(亲油)	添加润湿剂
	黏度比	水的粘度远低于油的粘度	① 添加聚合物 ② 提高油藏温度

4. 认识

通过对低渗砂岩油藏水流优势通道形成原因的系统分析，我们认识到影响其形成的因素具有多尺度、多机理的复杂耦合特征，主要包括外在注采条件、内在地质特征、流体动力学作用三大类。高注入量、超出地层承压极限的压力、单一或不合理的注采策略，均易引发水偏聚和优势通道，影响开发效率；沉积环境决定了储层的高渗通道分布，非均质性使偏流路径易于形成和扩展；界面张力越高，偏流倾向越强；润湿性越偏水，相对均匀，偏流越少；黏度比高则促进偏聚，低则有利于分布均匀；此外，不合理的压力场和驱替方式也会加剧偏流路径，使得优势通道的快速发展。

以上因素并非孤立存在，而是相互作用、共同影响优势通道的形成与演变。高渗高阶通道中的界面张力和润湿性变化会加剧偏聚，形成偏流核心区域；注水压力控制不当会放大渗透性差异的影响，促进优势通道扩展；黏度比的调整影响流动的不稳定性及偏流倾向，附加调控手段可改善流动状态。这种相互耦合机制决定了水流优势通道的形成既受到储层固有非均质的束缚，又由动态注采条件驱动。

综上所述，低渗砂岩油藏中水流优势通道的形成是多因素、多机理耦合的复杂过程。我们在开发管理中，应合理设计注采参数，利用化学调剖、改性润湿性、调节黏度等工艺手段改善储层条件，多方案联合应用，以科学的模型和技术手段为基础，动态调整，持续优化。未来的研究将不再局限于单一技术的突破，而是强调整合与创新。核心思路是：利用动态监测技术充当“眼睛”，凭借多尺度模拟技术构建“大脑”，最终通过智能材料和一体化决策这个“手脚”来执行精准调控。通过上述方向的深入研究，有望最终实现对低渗砂岩油藏水流优势通道的可预测、可预警、可调控，大幅提高原油采收率和开发经济效益。

参考文献

[1] 刘岩. 低渗储层裂缝特征及其对油气富集的控制作用[D]: [博士学位论文]. 成都: 成都理工大学, 2013.

[2] 张昕. 低渗透油藏凝胶调剖体系优选及注入参数优化研究[D]: [硕士学位论文]. 大庆: 东北石油大学, 2020.

[3] 姜瑀东. 大庆油田北一区断东高台子油层优势水流通道及其对剩余油控制作用研究[D]: [硕士学位论文]. 大庆: 东北石油大学, 2023.

[4] 罗银富. 低渗透砂岩油藏水驱开发效果评价指标与方法研究[D]: [硕士学位论文]. 成都: 西南石油学院, 2005.

[5] 王星. 低渗透率砂岩油藏开发对策研究[J]. 科技信息, 2009(10): 439-441.

[6] 沈琛. 试油测试工程监督[M]. 北京: 石油工业出版社, 2005.

[7] 赖南君, 叶仲斌, 舒政, 等. 适用于低渗透裂缝型油藏的新型调剖体系研制[J]. 油气地质与采收率, 2010, 17(3): 105-107+118.

[8] 白玉浩, 孟雯卓, 闵季涛, 等. 低渗透油藏渗流机理及开发技术分析[J]. 中国石油和化工标准与质量, 2021, 41(22): 172-173.

[9] 蔡新明, 黄艳梅, 金忠康. 江苏油田复杂断块低渗透油藏压驱研究与实践[J]. 复杂油气藏, 2023, 16(3): 343-346.

-
- [10] 舒萍, 刘启, 刘玉萍. 低渗透复杂砂岩气藏开发与储量复算[J]. 天然气勘探与开发, 2004(2): 31-35+3.
- [11] 窦琰, 陈平, 庞艳君, 等. 砂砾岩油藏水流优势通道定量识别与表征——以克拉玛依油田 X 区克下组为例[J]. 断块油气田, 2022, 29(1): 83-88.
- [12] 郑新权. 高温高压油气井试油技术文集[M]. 北京: 石油工业出版社, 1997.
- [13] 万宠文, 张英华, 刘书权. 严重非均质油藏优势渗流通道成因机制研究[J]. 西部探矿工程, 2006(11): 67-68.
- [14] 姜瑞忠, 于成超, 孔垂显, 等. 低渗透油藏优势渗流通道模型的建立及应用[J]. 特种油气藏, 2014, 21(5): 85-88+155.
- [15] 吕广忠, 张建乔, 孙业恒. 疏松砂岩油藏出砂机理室内试验研究[J]. 石油钻采工艺, 2005(5): 66-69+98-99.
- [16] 陈桂华, 吴光焕, 全宏, 等. 深层低渗透敏感稠油油藏降黏引驱技术研究及应用——以胜利油区王家岗油田王 152 块为例[J]. 油气地质与采收率, 2021, 28(6): 114-121.
- [17] 计玲, 陈科贵, 王刚, 等. 岩石润湿性机理研究[J]. 西部探矿工程, 2009, 21(7): 100-102.