

沙三段储层展布与剩余储量差异化表征

范晓乐

胜利油田东胜精攻石油开发集团股份有限公司, 山东 东营

收稿日期: 2026年8月3日; 录用日期: 2026年9月3日; 发布日期: 2026年9月14日

摘要

针对断块低渗透油藏高含水期砂体精细刻画难度大、剩余油富集规律不清的技术瓶颈, 采用动静态结合的研究方法, 以沙河街组三段(沙三段)为研究对象, 开展多尺度储层非均质性与剩余储量差异化表征研究。通过引入测井相分析、地震属性优选及相控地质统计学建模等定量化表征技术, 结合生产动态曲线分段拟合、含水上升率判别与井间连通性分析, 构建了“静态构型-动态响应-剩余储量”一体化预测流程。结合开采十年以上老井的动态递减特征, 优化调整注采井网, 形成注水驱替流场重构技术, 配套实施下部储层限流改造、堵水提液等综合开发措施。研究结果表明, 实现了沙三段砂体展布的定量化刻画, 精准识别出断层边缘与低渗透夹层控制的绕流剩余油富集区。经现场试验井组治理后, 平均单井日产油由1.18 t升至4.98 t, 综合含水由96.4%降至82.7%, 阶段累计增油超过4500 t, 老井自然递减率由1.3%降至0.3%。有效实现了断块高含水油藏的控水增油与持续稳产。

关键词

沙三段, 断块油藏, 低渗透

Distribution Pattern and Differential Characterization of Reservoirs in the Sha-3 Formation and Their Remaining Reserves

Xiaole Fan

Dongsheng Jingong Petroleum Development Group Co., Ltd., Shengli Oilfield, Dongying Shandong

Received: August 3, 2026; accepted: September 3, 2026; published: September 14, 2026

Abstract

To address the technical bottlenecks associated with the difficulty of fine characterization of

sandstone bodies in high-water-cut periods of fault-block low-permeability reservoirs, where the patterns governing residual oil enrichment remain unclear, this study employs a combined static and dynamic research approach. Using the Shahejie Formation Member 3 (Sha-3 Member) as the study object, this work conducts a multi-scale investigation into the heterogeneity of the reservoir and the differential characterization of residual reserves. By integrating quantitative characterization techniques such as well logging facies analysis, seismic attribute optimization, and phase-controlled geostatistical modeling, along with segmental fitting of production dynamics curves, discrimination of water-cut rising rates, and inter-well connectivity analysis, this study establishes an integrated prediction workflow encompassing “static configuration-dynamic response-residual reserves”. By leveraging the dynamic decline characteristics observed in wells with over a decade of production history, this study optimizes and adjusts the injection-production well network to develop a water injection displacement flow field reconstruction technology, complemented by comprehensive development measures such as restricted-flow modification of lower reservoir zones and water blocking for liquid recovery. The results demonstrate that quantitative characterization of the sandbody distribution within the Sha-3 Member has been achieved, enabling precise identification of residual oil enrichment zones controlled by fault edges and low-permeability interbeds. Following treatment of the field test well group, the average daily oil production per well increased from 1.18 t to 4.98 t, the overall water cut decreased from 96.4% to 82.7%, the cumulative oil production increase over the stage exceeded 4500 t, and the natural decline rate of the old well decreased from 1.3% to 0.3%. This approach effectively achieves water control and oil recovery enhancement, as well as sustained stable production in fault-block high-water-cut reservoirs.

Keywords

Sha-3 Formation, Fault-Block Reservoir, Low-Permeability

Copyright © 2026 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

陆相断块低渗透油藏受断裂发育、强非均质性和注采不完善影响, 长期注水后剩余油分布复杂。研究区沙三段为典型低渗透油藏, 砂体类型多、孔隙结构复杂、物性差异大, 老区稳产困难[1]。开采超十年的老井因注水冲刷形成局部裂缝和高渗条带, 水淹加剧、含水率上升、自然递减难以控制, 常规层段调整已不适用, 需结合静态精细表征与动态水驱流场演变综合研究[2][3]。目前储层表征多限于宏观模型, 微观孔隙演化及流场重构机理研究不足, 难以指导潜力层深部开发。为此, 需建立集砂体展布、动态饱和度和监测、井网优化和井下配套于一体的立体调整体系, 核心是明确微小层间砂体连通性与剩余储量空间分布关系[4]。针对沙三段扇三角洲砂体纵向叠置频繁、横向变化大的特点, 依托高精度三维地震及钻井、测井资料, 开展多学科一体化研究, 精准定位剩余油富集区, 为高效挖潜提供地质依据。

国内外学者在低渗透断块油藏剩余油表征方面已取得大量成果, 但多数研究侧重于宏观静态模型或单一动态指标, 缺乏对多尺度非均质性与动态水驱路径的耦合分析。本文在前人工作的基础上, 创新性地将砂体构型定量刻画与十年期生产动态历史匹配相结合, 建立“构型单元-渗流屏障-剩余油富集”的三级判别体系, 并配套提出差异化流场重构方案, 以期同类油藏提供可复制的一体化调整技术模板[5][6]。

2. 区域地质背景与沙三段砂体展布特征

2.1. 构造与地层简况

研究区位于东部断陷盆地中部复杂断块带，受多期构造应力叠加，断裂系统发育，以北东、北东东向断层为主，交错切割形成多个小型复杂断块。主力含油层系为沙河街组三段(沙三段)，整体为深灰色泥岩夹砂岩沉积，具快速沉降、快速充填特征。纵向分沙三下、沙三中、沙三上三个亚段，其中沙三中亚段为重点研究层段，也是老井增产主要潜力层位[7]。多期构造抬升与剥蚀导致不同断块地层发育完整性差异大，断块边缘储层厚度突变常见，增大了地层对比与构造解释难度。

沙三段沉积期物源供给充足，沉降与堆积速率匹配，利于大面积砂体发育；沉积相带纵向交替、多旋回特征明显，反映古水动力条件多变[8]。各小层泥岩隔层厚度不均，砂体横向对接、纵向叠置局部发育，层间非均质性强，是影响水驱开发效果的主要地质因素。

2.2. 储层沉积相与砂体空间分布特征

沙三段以扇三角洲前缘、湖底扇浊积岩沉积为主，受复杂的构造演化影响，古水流方向及砂体运移通道变化不定。水下分流河道为区内最优储集体，砂体呈条带状、透镜状从盆缘到盆地中心逐渐变厚，单砂体厚度一般在 3~8 m 之间。由于湖浪、沿岸流冲刷改造，河道边缘的水下分流间湾、河口坝砂体规模小，整体储层物性差；浊积扇砂体多孤立分布在深湖泥岩中，呈透镜状分布，横向连通性差，部分储量在原始地层下呈封闭滞留状态[9]。沉积作用形成的强储层非均质性，造成砂体空间分布零散、变化大，给老区提升注采对应率带来困难。

砂体平面叠置关系对水驱开发效果有重要影响，河道频繁分叉汇合处砂岩厚度大、储层物性好，储能和供液能力强，而河道边缘砂体尖灭速度快，渗透率级差可达几十倍，注水开发时容易出现严重的水驱单指突进现象，研究区砂体空间接触模式分为切叠型、孤立型、接触型三种。

在精细地质研究成果基础上，储层砂体对比图清楚地显示了沙三段纵向小层空间对应关系和断层遮挡地质特征(如图 1)。

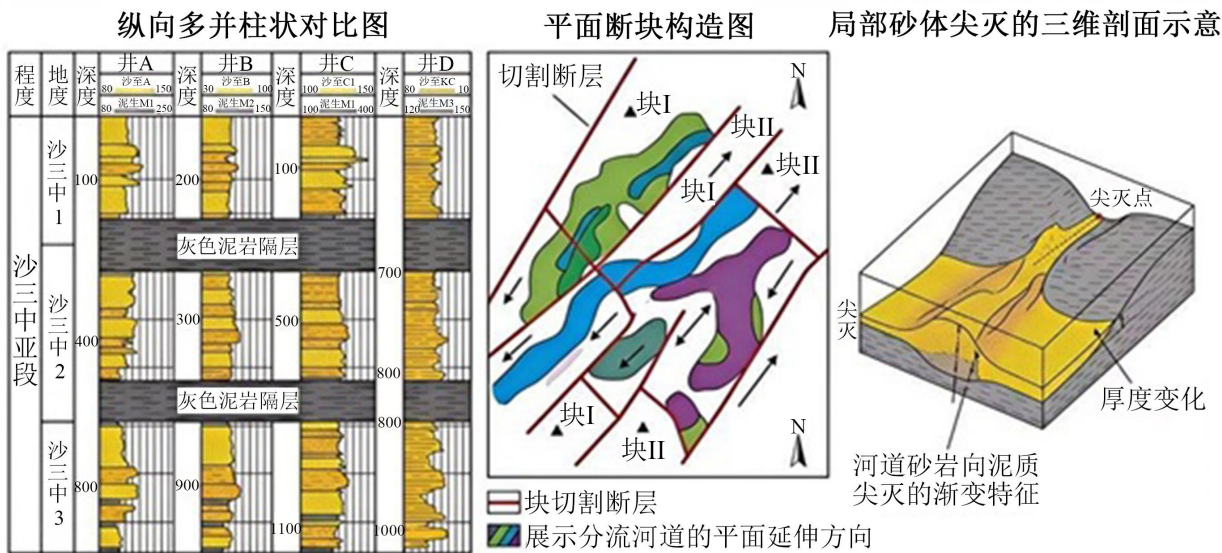


Figure 1. Comparison of sub-layers in the Sha-3 formation reservoir and planar structural diagram of Sandbody distribution
图 1. 沙三段储层小层对比及砂体展布平面结构图

根据砂体立体展布规律可知，断层附近砂体受到构造应力的挤压作用，微裂缝系统发育，对应的生产井初期产量高、产量递减快，容易沿裂缝快速水淹；远离主断层的河道中心砂体开采特征比较稳定，但是注采井距偏大、地层压力保持水平低，形成了地层能量不足和剩余储量富集的开发矛盾。因此后续的井网调整要打破均匀布井的思想，对不同的砂体发育区段采取不同的注采结构方案。

3. 研究方法与技术流程

为系统解决沙三段低渗透断块油藏砂体刻画与剩余油预测难题，本研究建立了涵盖“数据预处理-静态构型建模-动态响应分析-剩余储量综合判别”的四步法技术流程。

(1) 砂体定量表征技术：基于研究区 300 余口井的测井曲线(自然伽马、电阻率、声波时差、密度)，开展测井相分析，建立水下分流河道、河口坝、分流间湾、浊积扇等典型沉积相的测井响应模板。同时，优选对砂体厚度和物性敏感的地震属性(均方根振幅、瞬时频率、相干体)，采用相控序贯高斯模拟方法，构建三维砂体展布模型，网格精度为 $25\text{ m} \times 25\text{ m} \times 0.5\text{ m}$ ，实现单砂体厚度、宽度及延伸方向的量化输出。

(2) 动态生产数据分析：收集研究区 2010~2025 年共 15 年的生产历史数据(日产油、日产液、含水率、井底流压、注入量)，采用 Arps 递减曲线分段拟合，识别各井组不同阶段的递减指数和递减率；利用含水上升率曲线(WOR)判别水驱特征，结合 Hall 曲线和井间示踪剂监测资料，判断优势水驱通道及井间连通方向。

(3) 剩余储量差异化预测：将静态构型模型与动态饱和度监测(过套管电阻率测井、碳氧比能谱测井)相结合，运用油藏数值模拟软件(CMG-GEM)建立黑油模型，历史拟合精度达到 85%以上。在此基础上，依据渗流屏障(断层、尖灭带、泥岩隔层)和流动方向(主流线、绕流区)划分剩余油富集单元，最终输出三类富集模式的平面分布图。

(4) 方案优化与效果跟踪：采用响应面法对注采井距、分层注水量、脉冲周期等关键参数进行多方案对比，优选最优调控策略，并在现场试验井组中实施，每月跟踪动态指标，及时修正模型参数，形成“预测-实施-反馈”闭环调整机制。

4. 储层差异化表征与剩余储量分布规律

4.1. 储层物性非均质性评价

沙三段低渗透储层最主要的特征就是孔隙结构具有很强的非均质性，从而决定着低渗油藏驱替机理的复杂性。研究区储层平均孔隙度为 11%~15%，平均空气渗透率为 1.2~5.8 mD，属于典型的低渗透砂岩储层。储层微观孔隙主要为次生溶蚀孔，孔喉半径微小、分布范围较广，独特的孔隙结构使储层具有很强的应力敏感性，地层压力下降后渗透率会呈不可逆衰减，大大增加了低渗储层的渗流阻力(如表 1)。

Table 1. Reservoir properties and heterogeneity parameters of typical well groups in the Es₃ member

表 1. 沙三段典型井组储层物性及非均质性参数表

井组编号	主力小层	平均孔隙度(%)	平均渗透率(mD)	变异系数	突进系数	砂岩厚度(m)	储层分类
S3-1 井组	沙三中 1	13.5	4.2	0.65	3.2	12.4	I 类较好储层
S3-2 井组	沙三中 2	11.2	1.8	0.82	4.5	8.6	II 类中等储层
S3-3 井组	沙三中 3	10.5	0.9	0.88	5.1	6.2	III 类较差储层
S3-4 井组	沙三中 2	12.1	2.5	0.74	3.8	9.5	II 类中等储层

从表 1 数据可知(见表 1), 研究区不同的小层、不同的井组储层物性以及均质程度差别很大。S3-1 井组沙三中 1 小层变异系数为 0.65、突进系数为 3.2, 储层均质性较好, 水驱控制程度高, 是研究区累计产油的主力贡献层。S3-3 井组沙三中 3 小层渗透率仅为 0.9 mD, 变异系数、突进系数分别为 0.88、5.1, 纵向和平面非均质性很强。储层物性极端差异造成常规笼统注水开发模式下, 注入水沿高渗透层快速指进, 特低渗透层难以被有效驱替, 这也是高含水老井综合含水率超 90%, 但仍有大量低渗砂体因为无法建立有效驱替压力体系而未动用的核心原因。

4.2. 剩余储量多因素响应与差异化表征

剩余油分布受砂体发育、孔隙非均质性及长期注采动态共同控制, 经十年以上水驱, 油水界面重塑, 剩余油呈高度分散和差异化特征。注入水运移受微裂缝、渗透率屏障、断层等约束, 主流线形成水淹通道, 非主流线则产生绕流未波及区, 大量剩余油滞留。

研究将其划分为三类富集模式: ① 断层边角遮挡型, 紧邻高渗河道但被断层封闭, 注水无法波及, 形成低压高饱和度富集区; ② 层间物性差异型, 高渗层快速突进屏蔽中低渗层, 致其基本保持原始含油状态; ③ 平面绕流盲区型, 水沿优势通道推进, 两翼油滴受毛管力束缚难以启动。针对三类模式分别制定差异化井网调整与工艺挖潜措施。

该方法融合静态地质参数、动态演化规律、生产历史及过套管饱和度和测井等多源数据, 构建立体评价体系。对高含水老井, 能有效突破高含水表象, 精准定位未动用潜力层位, 显著降低补孔、改造等作业的盲目性, 实现剩余油精确挖潜。

5. 老油田高含水期开发动态分析与调整实践

5.1. 生产动态特征与递减规律分析

研究区老井平均生产年限超过十年, 已经全部进入了高含水后期的开采阶段, 生产动态具有“两高一快”的特点。含水率高, 随着水驱开发程度的加深, 注入水沿着裂缝、高渗透砂体突进, 单井含水率超过 90%, 形成了高液量维持产能的恶性循环; 产量递减率高, 由于地层压力亏缺、低渗层堵塞、孔喉变形等原因, 油井流动压力不断下降, 自然递减率峰值超过 15%, 稳产形势十分严峻; 含水上升速度快, 部分井组注采对应关系不合理, 注入水单向突进, 突发性水淹时有发生, 造成产量迅速下降, 目前生产现状要求分析产量递减的主要原因, 找出高含水开发的症结。通过对生产数据进行递减阶段划分和曲线拟合分析, 找出老井自然递减率居高不下的原因, 即优势水驱通道形成之后, 对非主流线砂体起到能量屏蔽作用, 单井只有 1 到 2 个优势小层连通且水淹、持续产液, 其余中低渗透层由于驱替压差不够而停止供液, 造成整体产量迅速下降。含水上升率曲线特征也证明了该机制, 当含水率超过 85%以后, 水驱曲线上翘, 储层无效水循环量急剧增大, 水驱开发效率明显降低。

5.2. 注采井网完善与精细流场重构

针对沙三段断块低渗透油藏常规井网适应性差的问题, 依据砂体展布与剩余储量差异化特征, 构建精细流场重塑技术。一是沿断层走向与分流河道空间展布, 将规则井网改造为异形不等距井网, 缩短剩余油富集区注采井距; 二是对纵向渗透率级差大的叠置砂体实施精细分层注水, 抑制高渗层无效注水, 提高低渗未动用层注水压力, 措施后低渗小层地层压力上升约 4.5 MPa, 水驱控制程度显著提升。

针对低渗透储层强应力敏感性和高启动压力梯度, 流场重构关键在于注水压力精确控制。依据地层承压试验确定合理压力区间, 采用周期性温和注水与脉冲注水相结合的方式。通过间歇注水-停注交替, 利用毛细管自吸和压力再分布, 促使致密基岩与高渗通道间油水置换: 停注阶段基岩原油在毛管力作用

下运移至微裂缝和优势通道，复注后有效采出，从而抑制老井递减，实现老区开发良性循环。

6. 下步措施优化与潜力层分级动用

针对高含水低渗透老井单一井网优化难以稳产的问题，配套形成储层改造与堵水提液一体化技术，包括近井解堵酸化、压裂疏通渗流通道、精准堵水阻断无效循环，实现地层能量向中低渗潜力层定向调配。依据储层差异建立老井分级动用体系，划分三类梯队，分别实施大排量化学堵水、高含水层封堵 + 潜力层补孔压裂、断块区小半径侧钻等措施，降低实施盲目性。在沙三段核心区块选取 4 个典型老井组开展现场试验，综合实施流场重构、分层注水、储层改造及堵水控水。治理后井组平均单井日产油由 1.18 t 升至 4.98 t，综合含水由 96.4% 降至 82.7%，阶段累计增油分别为 1420 t、1310 t、780 t、1050 t；平均月度递减率由 1.3% 降至 0.3%，多向水驱波及实现潜力层长效稳产，解决了常规措施见效快、递减快、有效期短的难题，为高含水老油田稳产增效提供了可靠技术保障。

此外，我们对试验井组的措施经济性进行了初步评估：按当前国际油价 65 美元/桶(折合人民币约 3200 元/吨)计算，4 个井组累计增油 4560 t，新增产值约 1459 万元，扣除措施成本(包括压裂、堵水、分层工具及作业费用约 620 万元)，净增效益约 839 万元，投资回收期约为 5.2 个月，具有较好的经济可行性。同时，我们也识别出该技术体系的局限性：对于特低渗(<0.5 mD)且天然裂缝不发育的纯泥质粉砂岩储层，注水启动压力过高，脉冲注水效果不明显，需考虑前置 CO₂ 增能或水力压裂扩缝等辅助手段。

7. 讨论

本研究结果与国内外同类油藏调整案例相比，既有共性也有特色。例如，文献[3]针对扇三角洲油藏高含水期剩余油分布模式，强调了构型单元对剩余油的控制，但未深入耦合动态水驱路径；文献[5]提出的流场重构模型在注水油田取得了较好效果，但其研究对象为渗透率相对较高的砂岩，未涉及低渗透断块的强应力敏感性。本研究的创新点在于将砂体定量构型、十年期动态递减规律和三类富集模式有机统一，并针对性设计异形井网与脉冲注水组合策略，现场效果显著，且经济评价为正。

然而，本技术体系在推广中仍面临挑战：一是研究区断块破碎，不同断块之间砂体对比难度大，三维模型的预测精度受限于井距(平均 300~400 m)，对井间砂体尖灭位置的判断仍存在不确定性；二是随着注水开发的延长，地层压力恢复后可能诱发微裂缝的重新开启，导致水窜风险增加，需要持续监测四维地震或微地震响应。未来可结合数字孪生技术和人工智能历史拟合方法，实现实时动态更新，同时探索 CO₂ 驱替与封存的可行性，兼顾增产与碳减排双重目标。

8. 结论

本次沙三段断块低渗透油藏研究及控水增油实践，证明了多学科协同开发技术体系是正确的、行之有效的。经过细致的地质刻画，清楚地认识了断裂复杂区扇三角洲砂体的叠置、尖灭的空间分布特点，明晰了断层遮挡、层间屏蔽、平面绕流三种剩余油差异富集模式，准确地指明了老区挖潜的方向。通过优化分层注水、脉冲式温和注水实现流场重构，配合分级储层改造、靶向堵水提液工艺，创建了井上井下一体化立体调控开发体系，有效地抑制了老井产量递减，激发了低渗未动用潜力层的开发潜力，大幅度地提高了高含水老油田的开发效果，对于同类油藏精细稳产开发有较强的借鉴意义。同时，研究表明，该技术体系在渗透率低于 0.5 mD 且裂缝不发育的极端致密储层中适用性有限，需辅助前置增能措施；经济评价显示投资回收期短、效益明显，但长期稳产仍需持续动态监测与模型迭代。今后可以利用数字孪生、人工智能技术建立动态油藏数值模拟系统来提高开发调整的精确度，也可以研究致密油藏 CO₂ 驱替和地质封存技术，兼顾油田稳产增效和绿色低碳开发的需求，实现资源开发与生态效益共同发展。

参考文献

- [1] 王春伟, 韩淑乔, 杜焕福, 等. 东营凹陷低渗透岩性油藏储层非均质性特征及水驱剩余油分布规律[J]. 海洋地质前沿, 2024, 40(1): 36-43.
- [2] 吴穹颢, 穆朋飞, 张立安, 等. 黄河口凹陷沙三段储层水淹定量评价[J]. 复杂油气藏, 2023, 16(1): 62-69.
- [3] 唐韵, 洪亚飞, 张顺康. 高含水期扇三角洲油藏基于储层构型的剩余油分布模式研究[J]. 复杂油气藏, 2023, 16(3): 329-334+342.
- [4] 王恩博. 复杂断块油藏高含水期剩余油分布规律研究[J]. 石化技术, 2024, 31(3): 208-210.
- [5] 张静, 刘玉娟, 刘东, 等. 注水油田高含水期流场重构模型研究与应用[J]. 重庆科技学院学报(自然科学版), 2021, 23(1): 6-10.
- [6] 王联果. 断块油藏高含水期剩余油分布特征及分区控水技术研究[J]. 石化技术, 2021, 28(8): 67-68.
- [7] 樊兆琪, 程林松, 耿昌浩, 等. 低渗透油藏储层非均质性评价与井网调整新方法[J]. 石油钻探技术, 2013, 41(2): 93-98.
- [8] 赵卫卫, 李得路, 查明. 陆相断陷盆地砂岩透镜体油藏成藏过程物理模拟[J]. 石油实验地质, 2012, 34(4): 438-444+450.
- [9] 范菲, 马炳杰. 高含水期油藏微观剩余油赋存状态定量描述方法研究[J]. 内蒙古石油化工, 2015, 41(1): 44-46.