

# B1块精细地质模型建立与剩余油分布研究

李贤杰

中国石化江苏油田分公司勘探开发研究院, 江苏 扬州

收稿日期: 2026年3月23日; 录用日期: 2026年5月1日; 发布日期: 2026年5月13日

## 摘要

B1块受长期开采的影响, 剩余油高度分散、零碎, 层间、平面和层内剩余油分布研究不充分, 潜力认识不清, 影响后续开发措施的调整效果。为提高研究区油藏开发效果, 对B1块开展精细油藏地质研究, 在建立精细地质模型的基础上进行数值模拟, 认识到, B1块剩余油以次流线区域井间未动用剩余油和构造高部位剩余油为主, 厚层上部剩余油饱和度普遍高于下部, 上部采出程度比下部低4%~8%。主力厚层上部剩余油富集。开发上需摒弃笼统厚层开发思路, 坚持上部富集区精准施策、下部强水区控水稳油的差异化技术体系, 通过靶向上部布井、分层注采调控、差异化三采适配, 实现层内顶部难采剩余油高效挖潜。

## 关键词

苏北盆地, 地质建模, 油藏数值模拟, 厚油层, 剩余油分布

# Establishment of Fine Geological Model for Block B1 and Study on Remaining Oil Distribution

Xianjie Li

Research Institute of Exploration and Development, Sinopec Jiangsu Oilfield Branch, Yangzhou Jiangsu

Received: March 23, 2026; accepted: May 1, 2026; published: May 13, 2026

## Abstract

Due to long-term mining, the remaining oil in Block B1 is highly dispersed and fragmented, with insufficient research on the distribution of remaining oil between layers, planes, and within layers. The potential is unclear, which affects the adjustment effect of subsequent development measures. In order to improve the development effect of oil reservoirs in the research area, a detailed geological

study of the B1 block was conducted. Based on the establishment of a detailed geological model, numerical simulations were carried out. It was recognized that the remaining oil in the B1 block is mainly composed of unused remaining oil between wells in the secondary flow line area and remaining oil in the high part of the structure. The remaining oil saturation in the upper part of the thick layer is generally higher than that in the lower part, and the recovery degree in the upper part is 4%~8% lower than that in the lower part. The remaining oil in the upper part of the main thick layer is enriched. In development, it is essential to abandon the generalized and thick-layered approach, adhering instead to a differentiated technical system that employs precise measures in the upper enriched zone and controls water while stabilizing oil production in the lower high-water zone. By targeting well placement in the upper section, implementing stratified injection-production regulation, and adopting tailored three-phase recovery methods, the efficient extraction of difficult-to-recover remaining oil in the upper part of the formation can be achieved.

## Keywords

Subei Basin, Geological Modeling, Reservoir Numerical Simulation, Thick Oil Layer, Remaining Oil Distribution

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

目前东部油田大部分区块已进入高含水、特高含水阶段，剩余油分布越来越复杂，开采难度增大，而储层中仍有较多的剩余油残留，剩余油的分布直接影响了油藏开发的效益，因此剩余油的表征和有效动用能大幅提高老区开发的潜力。目前，对非均质储层的剩余油分布特征和主控因素研究一直是热点[1][2]，如何有效预测和开采剩余油成为油田增储上产的重要工作。

B1 块经多年的开发，动用地质储量 125 万吨，标定采收率 22.6%，表明 B1 块在开发后期仍存在局部剩余富集，因此亟需对该油田精细建模，为后续开发方案的调整提供有力依据。

## 2. 区域地质概况

B1 断块位于苏北盆地，为一向北倾的断鼻状构造层状油藏。B1 断块分为三套层系开发，分别为： $K_{2t_1^1}$ 、 $K_{2t_1^2}$ 、 $K_{2t_1^3}$ ，其中主力小层共 4 个( $K_{2t_1^{1-3}}$ 、 $K_{2t_1^{1-4}}$ 、 $K_{2t_1^{2-1}}$ 、 $K_{2t_1^{3-1}}$ )；主力层砂体分布受沉积微相控制，分布面积广，连续性好，厚度大，平均砂体厚度 7 m 以上，部分井区砂厚达到 10 m 以上；整体平均孔隙度 21.2%，平均渗透率 142.6 mD，属于中孔、中渗储层。B1 断块 2006 年 6 月 10 月投入开发，2008 年 8 月实施人工注水，2012 年实施局部注采井网完善，2015 年至今处于低速采油阶段。现有井网水驱控制程度为 92.2%，水驱动用程度为 85.1%，目前注采井网相对完善，水驱动用程度相对较高。但油藏剩余油高度分散，挖潜难度大[3]-[5]。亟需对该区块精细建模及剩余油分析，为后续开发方案的调整提供有力依据。

## 3. 地质模型的建立

### 3.1. 构造模型的建立

构造建模主要包括两个部分，即断层模型和砂体层面模型[6][7]。

### 3.1.1. 断层模型建立

先由地震解释的断层数据或平面构造图上数字化的断层线生成初始断层模型，再由单井上的断点数据进行精细地校正得到断层模型(图 1)。

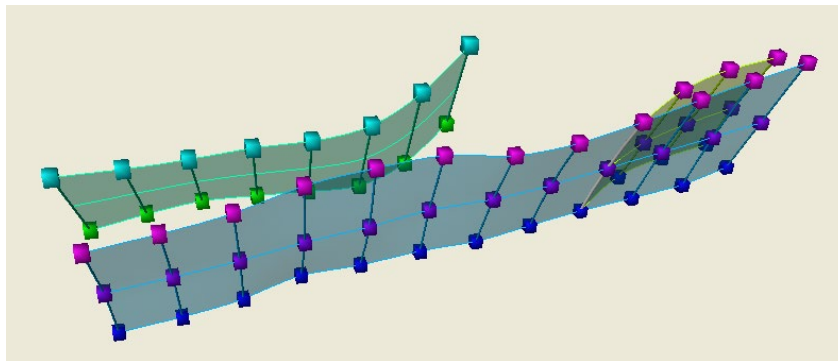


Figure 1. Fault model of block B1  
图 1. B1 断块断层模型

### 3.1.2. 层面模型建立

将单砂体分成多个更小一级的沉积单元。以厚砂体中较稳定的泥质隔层为界面，将 B1 断块  $k_2t_1^{2-1}$  细分为  $2^{1-1}$  和  $2^{1-2}$  两个沉积单元，将 B1 断块  $k_2t_1^{3-1}$  细分为  $3^{1-1}$  和  $3^{1-2}$  两个沉积单元(图 2)。

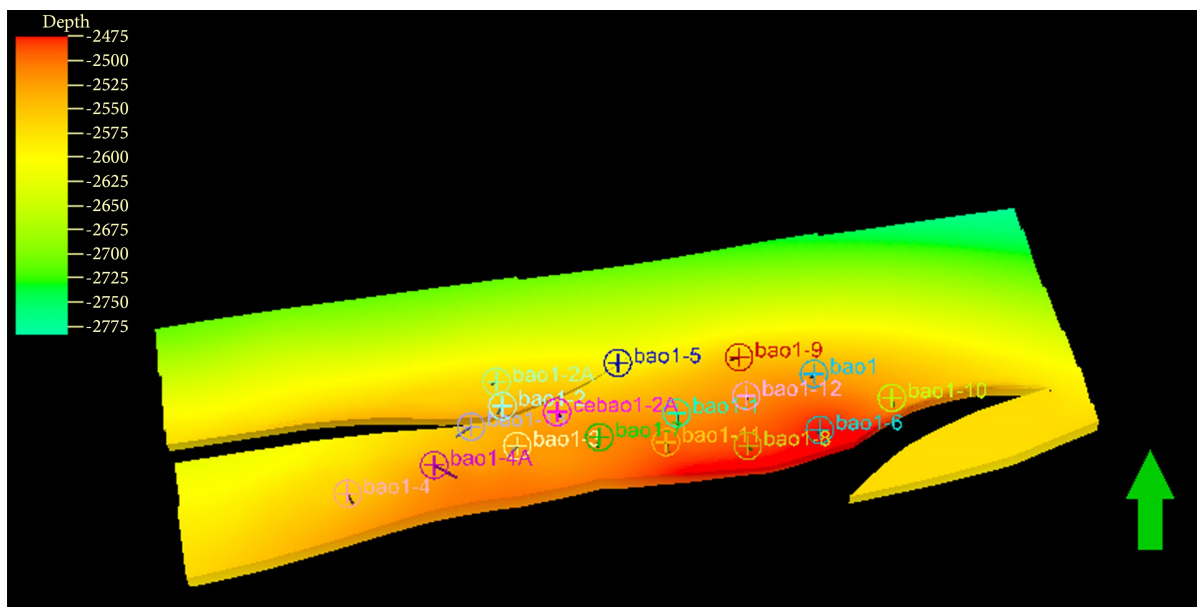


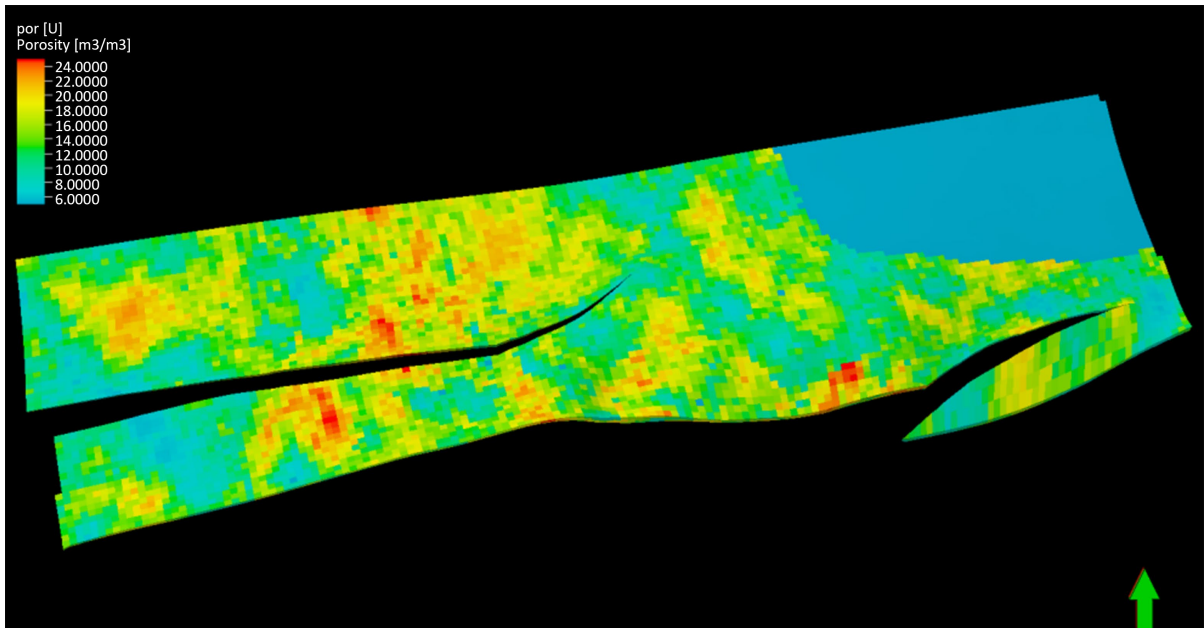
Figure 2. Construction model of B1 block  $K_2t_1^{3-1}$   
图 2. B1 断块  $K_2t_1^{3-1}$  构造模型

## 3.2. 属性模型的建立

地质模型中储层参数主要指的是储层物性参数，一般包含孔隙度、渗透率、净毛比等参数。

### 3.2.1. 孔隙度模型建立

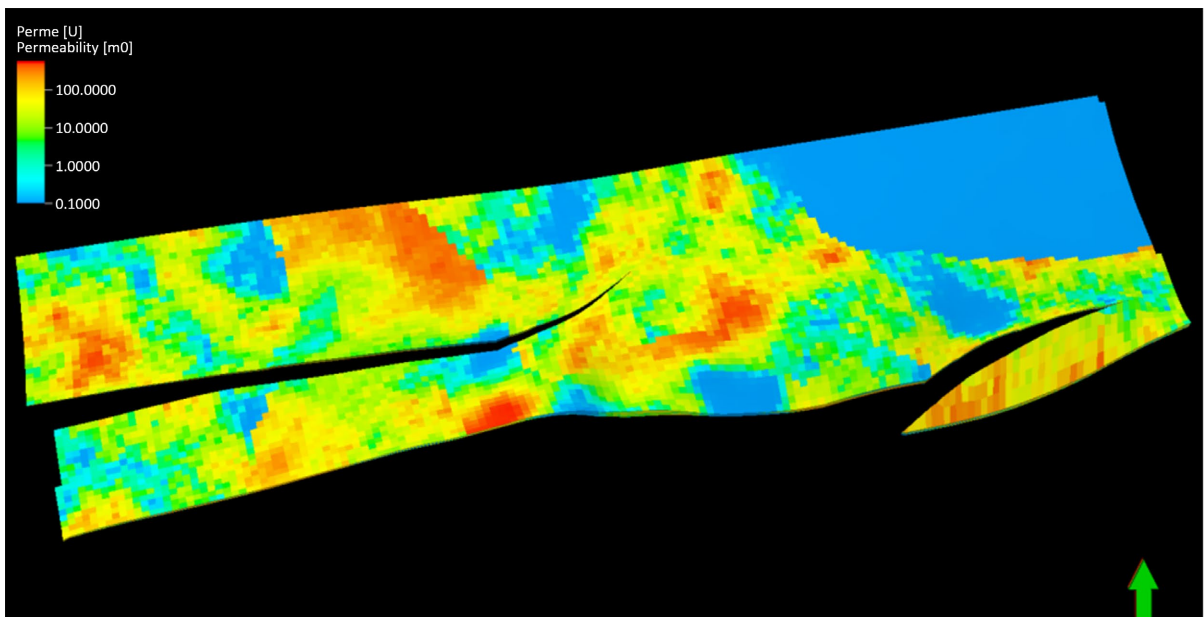
本次采用岩相约束下的序贯高斯模拟方法来进行储层孔隙度的模拟(图 3)。



**Figure 3.** Porosity model of block  $K_2t_1^{1-3}$  in B1  
**图 3.** B1 断块  $K_2t_1^{1-3}$  孔隙度模型

### 3.2.2. 渗透率模型建立

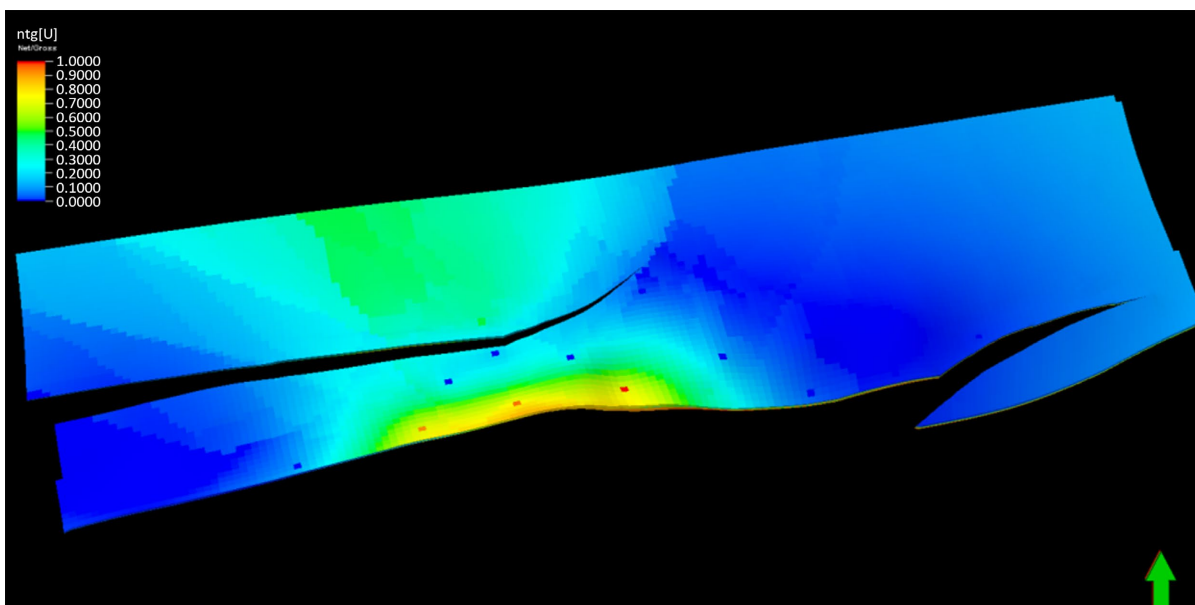
通过岩心分析,渗透率与孔隙度相关性较好,在渗透率模拟时,以孔隙度作为渗透率的协约束条件,在变差函数的控制对储层渗透率进行模拟,得到储层渗透率模型(图 4)。



**Figure 4.** Permeability model of block  $K_2t_1^{1-3}$  in B1  
**图 4.** B1 断块  $K_2t_1^{1-3}$  渗透率模型

### 3.2.3. 净毛比模型建立

净毛比模型是数值模拟的一个关键参数,采用了特殊加权平均法的克里金方法(图 5)。



**Figure 5.** B1 Fragment  $K_{2t_1}^{1-3}$  static hair ratio model  
**图 5.** B1 断块  $K_{2t_1}^{1-3}$  静毛比模型

### 3.3. 储量计算

基于地质模型储量 125.4 万吨,与容积法计算储量结果(131 万吨)吻合度 95.8%,与动用储量结果一致。

## 4. 剩余油分布研究

以数值模拟手段为基础,结合动态分析,开展了剩余油分布研究[8]。

全区共 14 口生产井,其中 13 口井累产油、累产水、日产油、含水率拟合效果较好,拟合率达 92%。

### 4.1. 层间剩余油分布

层间纵向吸水不均衡导致各主力层采出程度差异大,主力层  $K_{2t_1}^{2-1}$  和  $K_{2t_1}^{3-1}$  采出程度介于 27%~29% 之间,主力层  $K_{2t_1}^{1-3}$  和  $K_{2t_1}^{1-4}$  相对较低(16%~20%)。剩余储量主要集中于 4 个主力层位,其中  $K_{2t_1}^{1-3}$ 、 $K_{2t_1}^{1-4}$  和  $K_{2t_1}^{2-1}$  3 个层剩余地质储量在 20 万吨以上(表 1)。

**Table 1.** Original (remaining) reserves and recovery status of each layer in block B1  
**表 1.** B1 块各小层原始(剩余)储量、采出程度表

砂体	地质储量/万吨	剩余储量/万吨	采出程度
$K_{2t_1}^{1-1}$	6.84	6.81	0.4%
$K_{2t_1}^{1-3}$	23.53	19.58	16.8%
$K_{2t_1}^{1-4}$	30.77	24.42	20.6%
$K_{2t_1}^{1-5}$	4.71	4.17	11.5%
$K_{2t_1}^{1-6}$	4.11	4.03	1.9%
$K_{2t_1}^{2-1}$	30.10	21.29	29.3%
$K_{2t_1}^{2-2}$	8.03	7.59	5.5%
$K_{2t_1}^{3-1}$	13.80	10.04	27.2%
$K_{2t_1}^{3-2}$	0.74	0.66	10.8%

## 4.2. 平面剩余油分布

$K_2t_1^{1-3}$ 层目前采出程度 16.8%，剩余油饱和度  $>0.6$  占比 46%，波及系数相对较低(55.9%)，水驱未波及区域主要位于西部；以构造高部位剩余油为主。

$K_2t_1^{1-4}$ 层目前采出程度 20.7%，剩余油饱和度  $>0.6$  占比 56%，波及系数仅 45.4%；以次流线区域井间未动用剩余油为主。

$K_2t_1^{2-1}$ 层目前采出程度 29.6%，波及系数 79.7%，目前剩余油饱和度  $<0.5$  占比 64%；以次流线区井间动用程度较低的剩余油为主。

$K_2t_1^{3-1}$ 层目前采出程度 27.2%，波及系数 73.7%，目前剩余油饱和度  $<0.4$  占比 40%， $>0.6$  占比 28%；以构造高部位剩余油为主。

## 4.3. 层内剩余油分布

主力厚层层内剩余油纵向分布差异明显，厚层上部剩余油饱和度普遍高于下部，上部采出程度比下部低 4%~8%。主力厚层上部剩余油富集(图 6)。

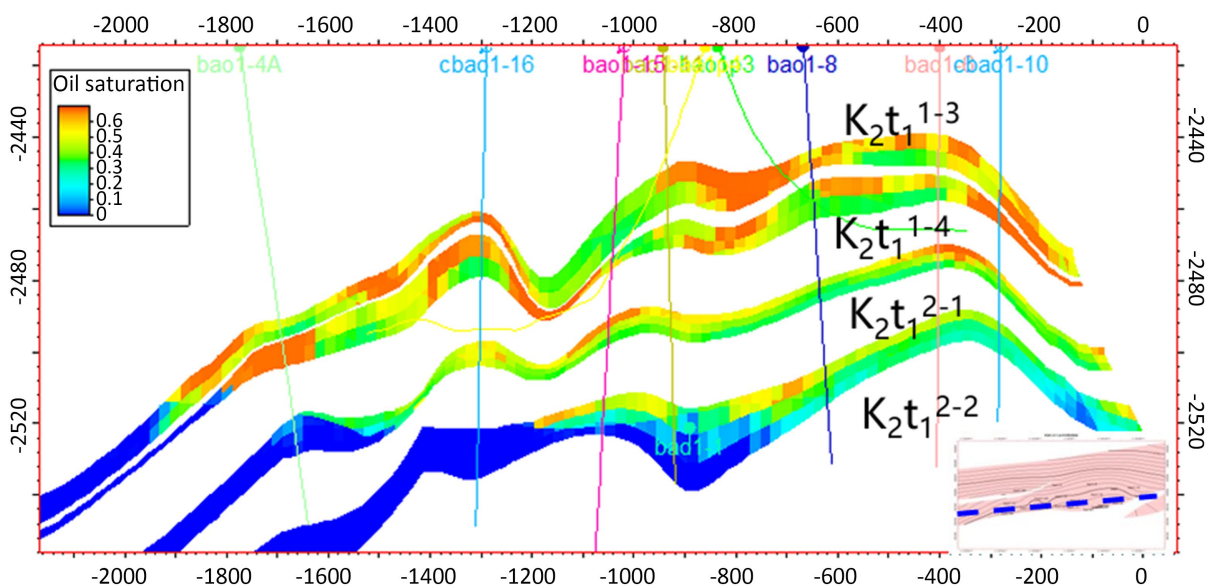


Figure 6. Profile of remaining oil saturation in the main sub-layer

图 6. 主力小层剩余油饱和度剖面图

B1 块目前井网控制及动用程度较高，但由于层间非均质性导致纵向不同层吸水差异大，纵向动用不均衡。平面上主流线动用好，次流线动用差，层内厚油层上部动用差。驱油效率有进一步提高的潜力。

## 4.4. 剩余油主控因素分析

分析认为，主力厚层整体为水体向上变深、发育基准面上升半旋回、粒度向上变细的沉积序列，旋回下部：水动力强、沉积物分选好、粒度粗、孔隙渗透率高、孔喉连通性优；注水开发阶段，水流优势通道发育，水驱波及体积大，油气易被驱替，长期高效动用，采出程度高。旋回上部：随基准面持续上升，水动力减弱，沉积物粒度逐渐变细、泥质含量增高、孔渗物性变差、储层非均质性强；原生渗流阻力大，注水难以有效波及，先天具备剩余油富集的沉积基础。同时，注水开发受重力分异影响，注入水易沿高渗下部优势通道下沉推进，进一步优先驱替下部原油；上部细粒低渗段长期处于次流线、弱驱替区，易

形成大规模层内顶部滞留型剩余油。

## 5. 结论

1) 建立了 B1 断块的精细地质模型, 对储量进行复算, 吻合度 95.8%, 表明建立的地质模型有较高的可靠性。

2) 本块已进入高含水期, 主力层采出程度差异较大, 主力层  $K_{2t_1}^{1-3}$  和  $K_{2t_1}^{1-4}$  采出程度相对较低 (16%~20%)。

3) B1 块剩余油以次流线区域井间未动用剩余油和构造高部位剩余油为主, 主力厚层层内剩余油纵向分布差异明显, 厚层上部剩余油饱和度普遍高于下部, 上部采出程度比下部低 4%~8%。主力厚层上部剩余油富集。

4) 基准面上升半旋回控制下粒度上细下粗、物性上差下优的原生沉积格局, 叠加隔夹层储层构型遮挡、注水重力窜流开发影响, 是主力厚层上部剩余油富集、纵向采出程度差 4%~8%的根本地质原因; 开发上需摒弃笼统厚层开发思路, 坚持上部富集区精准施策、下部强水区控水稳油的差异化技术体系, 通过靶向上部布井、分层注采调控、差异化三采适配, 实现层内顶部难采剩余油高效挖潜。

## 参考文献

- [1] 王敬, 徐智远, 刘俊源, 冯键宇, 王琦, 焦玉卫, 张琪, 刘慧卿. 断控缝洞型油藏底水驱剩余油分布规律及挖潜策略[J]. 石油勘探与开发, 2024, 51(5): 1101-1113.
- [2] 刘卫东, 谭成仟, 刘心如, 王福龙, 郭怡妮, 祝雨芬. 鄂尔多斯盆地元东地区富县组低渗油藏剩余油分布主控因素研究[J]. 河北地质大学学报, 2025, 48(5): 57-66.
- [3] 俞启泰. 关于剩余油研究的探讨[J]. 石油勘探与开发, 1997(2): 46-50, 99.
- [4] 常学军, 廖保方. 油藏精细描述在老区调整挖潜中的初步实践[J]. 石油学报, 2000, 21(4): 114-118.
- [5] 胡春锋, 郑可, 王德龙, 等. 濮城油田低渗透油藏高含水后期剩余油分布研究[J]. 石油天然气学报, 2009, 31(5): 345-348.
- [6] 王武学, 赵家宏, 刘军, 等. 三维地质建模技术在大布苏地区花 29 区块的应用[J]. 石油天然气学报, 2010, 32(2): 191-194.
- [7] 彭博, 杨辉廷, 彭云晖. 油气藏三维地质建模研究进展[J]. 石化技术, 2023, 30(12): 175-177.
- [8] 王健, 谢华锋. 轮南油田中高含水期液流改向数值模拟研究[J]. 石油地质与工程, 2011, 25(3): 90-92.