石油钻探技术
PETROLEUM DRILLING TECHNIQUES
中国科学引文数据库（CSCD）来源期刊
全国中文核心期刊
美国《化学文摘》（CA）收录期刊
俄罗斯《文摘杂志》（AJ）收录期刊
EBSCO学术数据库收录期刊（美）
AAPG协会期刊出版平台收录期刊（美）
中国科技论文统计源期刊
RCCSE中国核心学术期刊

厚油层注采井间注入水纵向波及程度定量研究

张静 郑彬 李红英 刘玉娟 闫志明

Quantitative Study of Vertical Sweep Degree Between Injection andProduction Wells in Thick Oil Layers

ZHANG Jing, ZHENG Bin, LI Hongying, LIU Yujuan, YAN Zhiming

在线阅读 View online: http://doi.org/10.11911/syztjs.2021124

您可能感兴趣的其他文章

Articles you may be interested in

基于储层物性时变的稠油底水油藏高含水期精细挖潜技术

A New Potential Fine Trapping Technology for High Water Cut Stage in Heavy Oil Reservoirs with Bottom Water Based on Physical Properties of the Reservoir Varying over Time

石油钻探技术. 2020, 48(4): 111–117 http://doi.org/10.11911/syztjs.2020021

高产井地层特征的热流耦合温度反演新方法

A New Thermal Fluid Coupling Temperature Inversion for the Formation Characteristics of High–Yield Wells

石油钻探技术. 2020, 48(4): 118–123 http://doi.org/10.11911/syztjs.2020062

页岩油水平井压裂渗吸驱油数值模拟研究

Numerical Simulation of Oil Displacement by Fracturing Imbibition in Horizontal Shale Oil Wells

石油钻探技术. 2021, 49(4): 143–149 http://doi.org/10.11911/syztjs.2021083

玛湖凹陷风城组页岩油巨厚储层直井体积压裂关键技术

Key Technology of Volumetric Fracturing in Vertical Wells of Hugely Thick Shale Oil Reservoirs in the Fengcheng Formation of the Mahu Sag

石油钻探技术. 2021, 49(4): 99–105 http://doi.org/10.11911/syztjs.2021092

电加热稠油热采井筒温度场数值计算方法

Numerical Calculation Method of the Wellbore Temperature Field for Electric Heating Heavy Oil Thermal Recovery

石油钻探技术. 2019, 47(5): 110–115 http://doi.org/10.11911/syztjs.2019109

东营凹陷陆相页岩油强化缝网改造生产制度优化研究

Production System Optimization for Enhanced Fracture Network Stimulation in Continental Shale Oil Reservoirs in the Dongying Sag

石油钻探技术. 2021, 49(4): 71–77 http://doi.org/10.11911/syztjs.2021074

扫码关注公众号，获取更多信息！

◀油气开发▶

doi:10.11911/syztjs.2021124

引用格式：张静，郑彬，李红英，等. 厚油层注采井间注入水纵向波及程度定量研究 [J]. 石油钻探技术，2022, 50(2)：118-125.

ZHANG Jing, ZHENG Bin, LI Hongying, et al. Quantitative study of vertical sweep degree between injection and production wells in thick oil layers [J]. Petroleum Drilling Techniques, 2022, 50(2): 118-125.

厚油层注采井间注入水纵向波及程度定量研究

张 静[1]， 郑 彬[1]， 李红英[1]， 刘玉娟[1]， 闫志明[2]

（1. 中海石油 (中国) 有限公司天津分公司渤海石油研究院，天津 300459；2. 东北石油大学石油工程学院，黑龙江大庆 163318）

摘 要：注水开发油藏经过注入水的长期冲刷，在进入高含水、高采出程度阶段后，剩余油分布零散，纵向水淹异常复杂。这种问题在厚油层油藏尤为突出。为了定量研究厚油层注采井间注入水纵向波及程度，以渗流理论为基础，考虑油水两相流动、有效渗透率和密度随饱和度的变化，建立了水滴质点在平面和纵向的运动方程，形成了完整描述厚油层注采井间注入水纵向波及的数学模型。以 L 油田为例进行了计算分析，结果表明：注采量越大，原油黏度越大，注采井距越小，渗透率越小，含水率越低，渗透率变化程度越高，注入水纵向波及程度越高；油层厚度仅对水滴质点运移路径产生影响，不会影响波及程度；厚油层注采量界限为 180 m^3/d，原油黏度界限为 200 mPa·s，定油层厚度时注采强度界限为 3.00 m^3/(d·m)，定注采强度时油层厚度界限为 30 m。研究结果表明，厚油层注水开发时，注入水受重力作用向下渗流，纵向波及程度随之降低，影响采收率。定量研究厚油层注采井间注入水的纵向波及程度，可以为认识剩余油分布和提高纵向波及程度提供理论指导。

关键词：厚油层；注采井间；纵向波及程度；重力作用；运移路径；数学模型

中图分类号：TE348 **文献标志码：**A **文章编号：**1001–0890(2022)02–0118–08

Quantitative Study of Vertical Sweep Degree Between Injection and Production Wells in Thick Oil Layers

ZHANG Jing[1], ZHENG Bin[1], LI Hongying[1], LIU Yujuan[1], YAN Zhiming[2]

(1. *Bohai Oilfield Research Institute, Tianjin Branch of CNOOC Ltd., Tianjin,* 300459*, China*; 2. *School of Petroleum Engineering, Northeast Petroleum University, Daqing, Heilongjiang,* 163318*, China*)

Abstract: After a long-term scouring by injected water, the remaining oil distribution is scattered and vertical water flooding is extremely complex in reservoirs developed by water flooding, especially in the reservoirs with thick oil layers. For quantitative study of vertical sweep degree between injection and production wells in thick oil layers, motion equations of water droplets in planar and vertical directions were built based on seepage theory and giving due consideration to the oil-water two-phase flow, effective permeability, and density variation with saturation. A complete set of mathematical models describing the vertical sweep between injection and production wells in thick oil layers was developed. Taking L Oilfield as an example, according to the analysis results, the following findings could be found: a greater injection-production rate, a greater viscosity of crude oil, tighter injection-production well spacing, a lower permeability, a lower water cut, and a higher permeability change degree meant a higher vertical sweep degree of the injected water. Most affected by the thickness of the oil layers was the migration path of the water droplets instead of the sweep degree. Moreover, the injection-production rate limit in thick oil layers was 180 m^3/d, and the viscosity limit of crude oil was 200 mPa·s.The limit of injection-production intensity was 3.00 m^3/(d·m) when the oil layer thickness was fixed, and the limit of oil layer thickness was 30 m when the injection-production intensity was fixed. The results show that for the thick oil layers developed by water flooding, the injected water infiltrates downward due to gravity, which reduces the vertical sweep degree and recovery. In a nutshell, quantitatively evaluating the vertical sweep degree between injection and production wells in thick oil layers can provide theoretical guidance for understanding the remaining oil distribution and improving the vertical sweep degree.

收稿日期：2021-06-30；**改回日期：**2021-11-10。

作者简介：张静（1985—），女，山东寿光人，2008 年毕业于中国石油大学（华东）机械设计制造及其自动化专业，2011 年获中国石油大学（华东）油气田开发工程专业硕士学位，工程师，主要从事油气田开发方面的研究工作。E-mail: zhangjing26@cnooc.com.cn。

基金项目：中海石油（中国）有限公司重大专项“海上砂岩油田剩余油地质成因及精准挖潜研究”(编号：YXKY-2019-KFSC-01) 资助。

Key words: thick oil layer; spacing between injection and production wells; vertical sweep degree; gravity effect; migration path; mathematical model

注水开发油藏经过注入水的长期冲刷，进入“双高”（高含水、高采出程度）阶段后面临产量递减较快、年采出程度较低和低效循环严重等问题。剩余油表现为“整体高度分散，局部相对富集”，注采井间纵向波及规律异常复杂，剩余油主控因素不清、分布不明，使油田挖潜难度越来越大。该问题在厚油层油藏尤为突出。若了解注采井间注入水的纵向波及规律和能达到的波及程度，就可以有效进行油田后期的开发调整和剩余油挖潜，对进一步提高采收率具有重要作用[1−2]。

在水驱开发厚油层纵向波及程度方面，国内外学者针对纵向渗透率差异造成单层含水上升快、各层采收率不均一等问题已开展了大量研究，并建立了相关计算模型[3−16]。但是，现有研究多考虑纵向渗透率差异，较少考虑重力作用，而重力作用是影响厚油层纵向波及的重要因素之一，有必要在研究纵向波及问题时加以考虑。为此，笔者以渗流理论为基础，考虑油水两相流动、有效渗透率，以密度随饱和度变化描述重力影响，建立了水滴质点在平面和纵向的运动方程，形成了可完整描述厚油层注采井间注入水纵向波及规律的数学模型；并以 L 油田为例，计算分析了注采量、油层厚度、注采井距、渗透率、原油黏度、含水率和渗透率变化程度等参数与注采井间水滴质点运移路径、纵向波及程度的关系，以及厚油层注采井间注入水的纵向波及规律。研究表明，注入水的纵向波及程度不仅受纵向渗透率差异影响，重力作用也使注入水向下渗流，降低纵向波及程度，影响采收率。

1　数学模型的建立

假设封闭、水平、均质地层中存在油水两相流动，岩石和流体均不可压缩，渗流符合达西定律，储层流体均为牛顿流体，且流动处于热力学平衡状态，流体流动过程中无特殊物理化学反应。在此假设下建立数学模型。

1.1　平面质点运移速度

假设在均质无限大地层中有等产量的一源（注水井 B）和一汇（生产井 A），源汇之间距离为 $2d$，如图 1 所示（图 1 中：$-q$ 为 B 井注水量，m^3/d；q 为 A 井产液量，m^3/d；r_1 为 A 井到任一点 M 的距离，m；r_2 为 B 井到任一点 M 的距离，m；v 为水滴质点平面运移速度，m/d；v_1 为水滴质点平面运移切向分速度，m/d；v_2 为水滴质点平面运移法向分速度，m/d）。

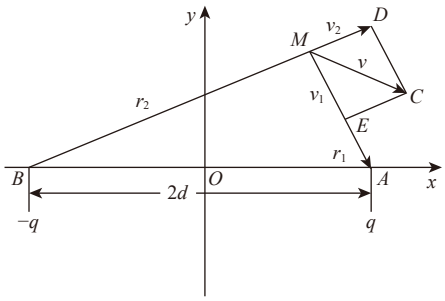


图 1　一源一汇示意

Fig.1　One source and one sink

当地层中只有 A 井工作时，v_1 可表示为[17]：

$$v_1 = \frac{q}{S} = \frac{q}{2\pi h r_1} = \frac{q_h}{2\pi r_1} \tag{1}$$

式中：S 为渗流面积，m^2；h 为油层有效厚度，m；q_h 为产液强度，m^2/d。

当地层中只有 B 井工作时，v_2 可表示为[17]：

$$v_2 = \frac{q}{A} = \frac{q}{2\pi h r_2} = \frac{q_h}{2\pi r_2} \tag{2}$$

当 A 井、B 井同时工作时，根据三角形相似理论，v 可表示为：

$$v = \frac{q_h d}{\pi}\frac{1}{r_1 r_2} \tag{3}$$

由式（3）可知，r_1 与 r_2 的乘积越小，v 越大。

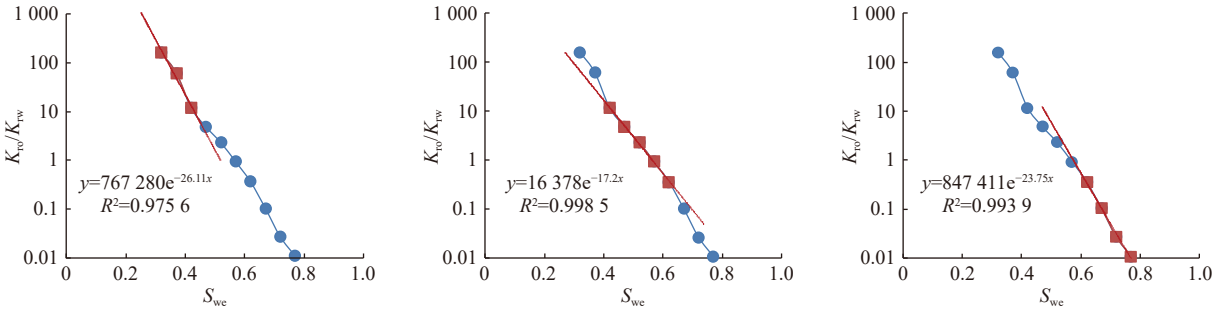
1.2　纵向质点运移速度

基于油水相对渗透率曲线，计算得到了油水两相相对渗透率与出口端含水饱和度关系曲线（见图 2；图中，K_{ro} 为油相相对渗透率，K_{rw} 为水相相对渗透率，S_{we} 为出口端含水饱和度）。

图 2 所示曲线在中含水时期呈现为直线段，而在低含水和高含水时期发生偏离。为了更好地拟合，采用“三段法”分别对低含水期、中含水期和高含水期进行拟合，每段直线的表达式为：

$$\lg\frac{K_{ro}}{K_{rw}} - \lg A_i = -B_i S_{we} \tag{4}$$

式中：A_i 为第 i 段直线延长线在纵轴上的截距；B_i 为第 i 段直线的斜率；i 表示含水时期，包括低含水期、中含水期或高含水期。



(a) 低含水期　　(b) 中含水期　　(c) 高含水期

图 2　相对渗透率与出口端含水饱和度关系曲线

Fig.2　Relation between relative permeability and water saturation at the outlet end

根据分流量公式，含水率可表示为：

$$f_w = \frac{q_w}{q_o + q_w} = \frac{1}{1 + \frac{\mu_w}{\mu_o}\frac{K_{ro}}{K_{rw}}} \tag{5}$$

式中：f_w 为含水率；q_w 为产水量，m^3/d；q_o 为产油量，m^3/d；μ_w 为水相黏度，mPa·s；μ_o 为油相黏度，mPa·s。

将式(5)代入式(4)，可得出口端含水饱和度与含水率关系式：

$$S_{we} = \frac{1}{B_i}\ln\left(A_i\frac{\mu_w}{\mu_o}\right) - \frac{1}{B_i}\ln\left(\frac{1-f_w}{f_w}\right) \tag{6}$$

由式(6)可得，含水率导数计算公式为：

$$\frac{df_w}{dS_{we}} = f_w' = \frac{A_iB_i\frac{\mu_w}{\mu_o}e^{-B_iS_{we}}}{\left(1 + A_i\frac{\mu_w}{\mu_o}e^{-B_iS_{we}}\right)^2} \tag{7}$$

式中：f_w'为含水率一阶导数。

由 Welge 方程可知，油水两相区平均含水饱和度与出口端含水饱和度之间存在如下关系[18]：

$$\overline{S}_w = S_{we} + \frac{1-f_w}{\frac{df_w}{dS_{we}}} \tag{8}$$

式中：$\overline{S}_w$为油水两相区平均含水饱和度。

垂直方向上，压力主要受重力和浮力影响，其压力梯度为：

$$\frac{\partial p}{\partial Z} = \Delta\rho g \tag{9}$$

式中：p 为压力，MPa；Z 为垂向深度，m；$\Delta\rho$ 为密度差，kg/m^3；g 为重力加速度，取 9.8 m/s^2。

根据达西定律，可得：

$$v = \frac{Q}{A_z} = \frac{K_z\partial p}{\mu\partial z} \tag{10}$$

式中：Q 为流量，m^3/d；A_z 为垂直于流动方向的横截面积，m^2；μ 为流体黏度，mPa·s；K_z 为垂向渗透率，mD。

可得水滴质点纵向运移速度表达式为：

$$v(z) = \frac{K_z\partial p}{\mu\partial z} = \frac{K_z}{\mu}\Delta\rho g \tag{11}$$

式中：$v(z)$ 为水滴质点纵向运移速度，m/d。

水滴质点在油水混合物运移过程中，密度差随含水饱和度变化而变化，导致其所受浮力变化，此时，密度差的表达式为：

$$\Delta\rho = [\rho_w\overline{S}_w + \rho_o(1-\overline{S}_w)] - \rho_w \tag{12}$$

式中：ρ_w 为水相密度，kg/L；ρ_o 为油相密度，kg/L。

将式(12)代入式(11)，可得油水两相流动时水滴质点纵向运移速度表达式为：

$$v'(z) = K_z\frac{K_{rw}}{\mu_w}(\rho_o - \rho_w)(1-\overline{S}_w)g \tag{13}$$

式中：$v'(z)$ 为水滴质点纵向运移速度，m/d。

将式(6)、式(7)和式(8)代入式(13)，可得：

$$v'(z) = K_zg\frac{K_{rw}}{\mu_w}(\rho_o - \rho_w)\cdot \left[1 - \frac{1}{B_i}\ln\frac{A_i\frac{\mu_w}{\mu_o}}{\frac{1-f_w}{f_w}} + \frac{(1-f_w)\left(1 + A_i\frac{\mu_w}{\mu_o}e^{-B_iS_{we}}\right)^2}{A_iB_i\frac{\mu_w}{\mu_o}e^{-B_iS_{we}}}\right] \tag{14}$$

将注采井距 L 分割成 n 个微元，设水滴质点流经第 j 个微元所需时间为Δt_j，则其在第 j 个微元纵向运移距离为$\Delta t_jv'(z)$。水滴质点整个运移过程被分割成 n 个微元中的运移，则纵向运移距离为：

$$H = \sum_{j=1}^{n}\Delta t_jv'_j(z) \tag{15}$$

注水井最顶部水滴质点在重力、浮力和驱替力共同作用下，以近似“对数曲线”的路径运移，不能波及油井侧的顶部区域，形成“死油区”（见图 3）。此时，纵向波及程度为：

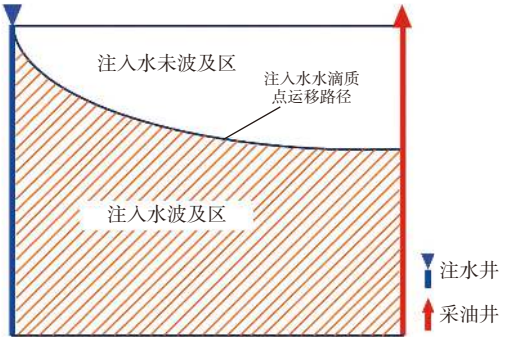


图 3　注入水波及范围示意

Fig.3　Vertical sweep range of injected water

$$E=\frac{S_1}{S_1+S_2}\times 100\% \tag{16}$$

式中：E 为纵向波及程度；S_1 为注入水波及区域面积，m^2；S_2 为注入水未波及区域面积，m^2。

2　实例分析

L 油田东营组东二下亚段为主力含油层系，自上而下发育Ⅰ、Ⅱ、Ⅲ和Ⅳ油层组，Ⅱ、Ⅲ为主力油层组，由于受区域西北方向物源的控制发育辫状河三角洲前缘沉积。主力油层组储层平均厚度 89.40 m，其中Ⅱ油层组平均厚度 45 m，属于厚油层。该油田 2005 年投入开发，从初期内部加密，到变井网、转流线，历经多轮次调整后，采出程度达到 30 %，综合含水率达到 85%，已进入高含水、高采出程度的“双高”阶段。

将注采井距划分为 0.01 m 的微元，保持注采平衡，以注采井距 300 m、平面渗透率 1 500 mD、垂向水平渗透率比值 0.3、厚度 45 m、油水密度差 150 kg/L、产量 150 m^3/d、原油黏度 10 mPa·s 为计算参数，采用所建数学模型，计算分析了不同注采量、油层厚度、注采井距、渗透率、原油黏度、含水率和渗透率变化程度下，水滴质点的运移路径和纵向波及程度。

2.1　注采量

计算不同注采量（q）下注水井最顶部水滴质点运移到生产井过程中的运移路径和纵向波及程度，结果如图 4 所示。

由图 4（a）可知，注采量越大，水滴质点的平面运移速度越大，纵向运移速度越小。当注采量大于 100 m^3/d 时，注水井顶部水滴质点可在纵向上运移到达油层底部前到达生产井；当其不大于 100 m^3/d 时，水滴质点先运移至油层底部，后再沿油层底部运移至生产井，注采量从 50 m^3/d 增加至 500 m^3/d，纵向波及程度从 40.11% 提高至 90.98%。

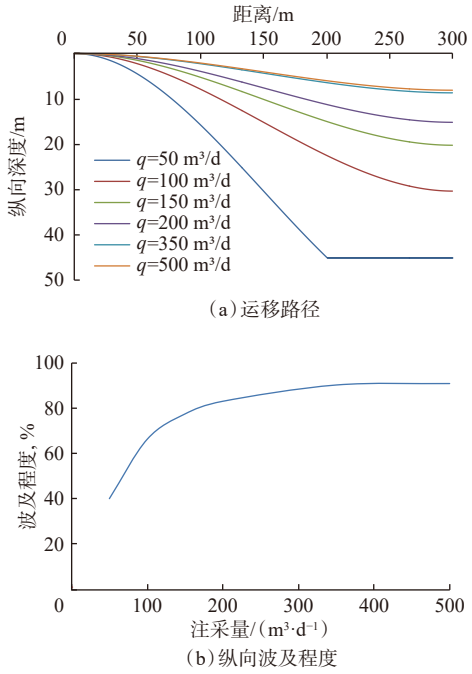


图 4　不同注采量下水滴质点纵向波及示意

Fig. 4　Vertical sweep of water droplets at different injection-production rates

由图 4（b）可知，纵向波及程度随着注采量增大而提高，且提高速度变缓。当注采量达到 180 m^3/d 时，纵向波及程度增幅趋缓，即注采量界限为 180 m^3/d，对应的纵向波及程度为 81.75 %。

2.2　油层厚度

计算不同油层厚度（h）下水滴质点运移路径和纵向波及程度，结果如图 5 所示。

从图 5 可以看出，不同油层厚度下的水滴质点运移路径不同，注水井顶部水滴质点均能在纵向上运移到达油层底部前到达生产井，但纵向波及程度为定值（77.55%）。

下面分 2 种情况进行研究：1）定油层厚度条件下注采强度对注采井间注入水纵向波及的影响；2）定注采强度条件下油层厚度对注采井间注入水纵向波及的影响。

1）定油层厚度下注采强度的影响。定油层厚度为 45 m，计算不同注采强度（q_h）下水滴质点运移路径和纵向波及程度，结果如图 6 所示。

由图 6（a）可知，当注采强度大于 2.22 m^3/(d·m) 时，注水井顶部水滴质点可在纵向上运移到达油层底部之前到达生产井；当其小于 2.22 m^3/(d·m) 时，水滴质点则先运移到油层底部，后再沿油层底部运移到生产井。

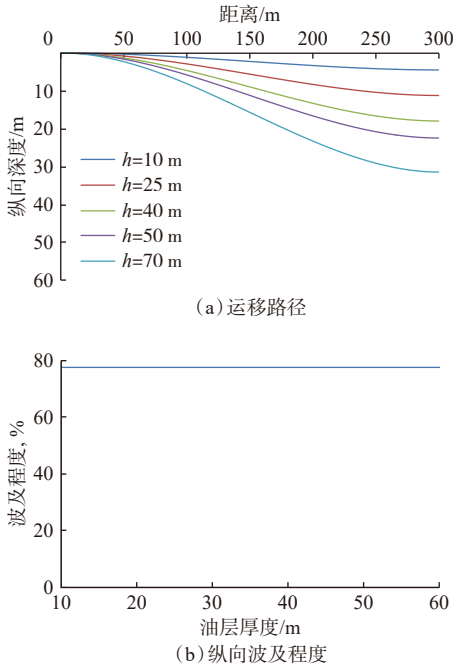


图 5　不同油层厚度下水滴质点纵向波及示意

Fig. 5　Vertical sweep of water droplets at different oil layer thicknesses

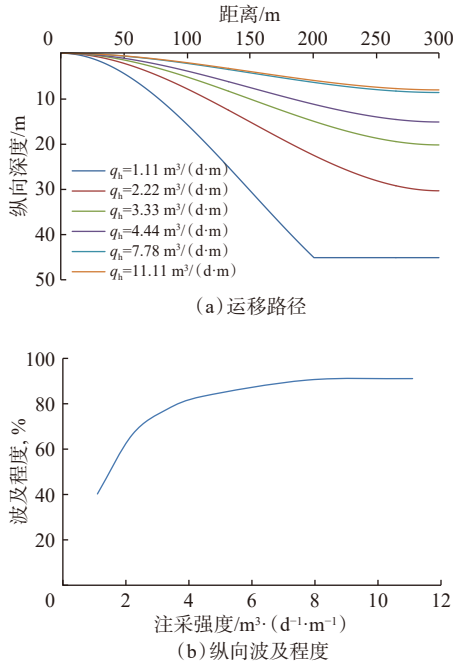


图 6　油层厚度一定时不同注采强度下水滴质点纵向波及示意

Fig. 6　Vertical sweep of water droplets at different injection-production intensities under a fixed oil layer thickness

由图 6(b)可知，纵向波及程度随着注采强度增大而提高。当注采强度大于 3.00 m^3/(d·m) 时，纵向波及程度增幅趋缓，即注采强度界限为 3.00 m^3/(d·m)。

2)定注采强度下油层厚度的影响。定注采强度为 3.33 m^3/(d·m)，计算不同油层厚度(h)下水滴质点运移路径和纵向波及程度，结果如图 7 所示。

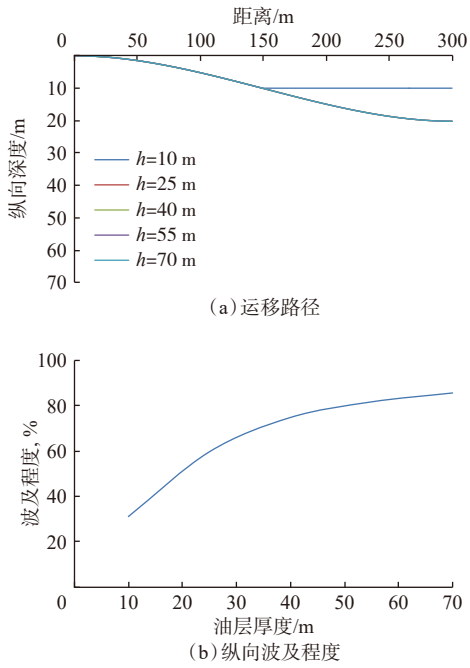


图 7　注采强度一定时不同油层厚度下水滴质点纵向波及示意

Fig.7　Vertical sweep of water droplets at different oil layer thicknesses under a fixed injection-production intensity

由图 7(a)可知，当油层厚度大于 10 m 时，注水井顶部水滴质点可在纵向运移到油层底部前到达生产井；当油层厚度小于 10 m 时，水滴质点先运移到油层底部、然后再沿油层底部运移至生产井，不同油层厚度下水滴质点从注水井到生产井的运移路径完全重合。

由图 7(b)可知，纵向波及程度随油层厚度增大而提高。当油层厚度达到 30 m 时，纵向波及程度增幅趋缓，即油层厚度界限为 30 m。

2.3　注采井距

计算不同注采井距(D)下水滴质点运移路径和纵向波及程度，结果如图 8 所示。

由图 8(a)可知，当注采井距小于 400 m 时，注水井顶部水滴质点可在纵向上运移至油层底部前到达生产井；当其不小于 400 m 时，注水井顶部水滴质点先运移至油层底部，再沿油层底部运移至生产井。

由图 8(b)可知，纵向波及程度随着注采井距增大逐渐降低；注采井距从 100 m 增至 500 m，纵向波及程度从 97.45 % 降低至 42.25 %。

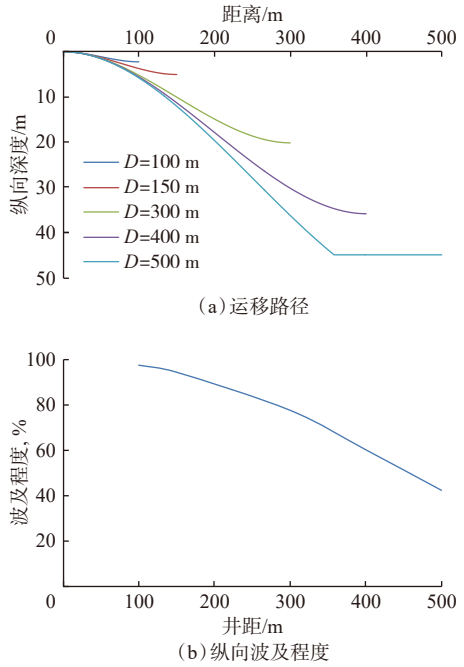


图 8　不同注采井距下水滴质点纵向波及示意

Fig. 8　Vertical sweep of water droplets at different injection-production well spacings

2.4　平均渗透率

计算不同平均渗透率(K)下水滴质点运移路径和纵向波及程度，结果如图 9 所示。

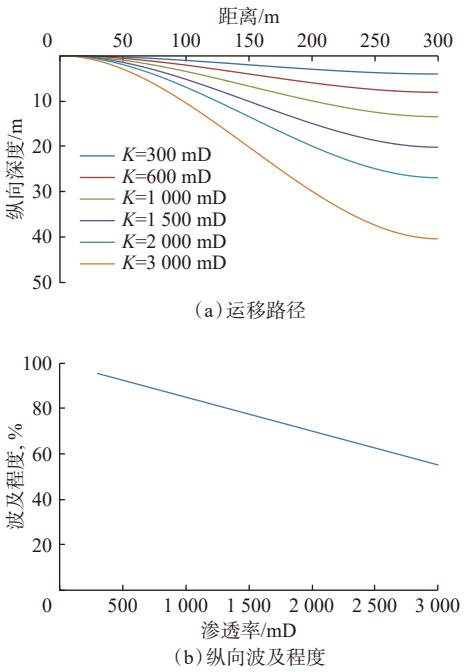


图 9　不同渗透率下水滴质点纵向波及示意

Fig.9　Vertical sweep of water droplets at different permeabilities

由图 9(a)可知，当渗透率为 300～3 000 mD 时，注水井顶部水滴质点可在纵向上运移到油层底部前到达生产井。渗透率越大，纵向波及程度越低，渗透率从 300 mD 增大至 3 000 mD，纵向波及程度从 95.46% 降低至 55.16%。

由图 9(b)可知，对于厚油层，注采量一定时，水滴质点的平面运移速度一定，由于纵向渗透率与平面渗透率成定比，纵向渗透率随平面渗透率增大而增大，在重力作用下，水滴质点纵向运移速度会增大，导致纵向波及面积减小，纵向波及程度降低。

2.5　原油黏度

分析 L 油田地层原油黏度与地面原油密度数据，二者关系可回归为指数关系，其表达式为：

$$\ln\mu_o = -49.270\,6 + 0.056\,69\rho_{oa} \tag{17}$$

式中：μ_o 为地层原油黏度，mPa·s；ρ_{oa} 为 20 ℃ 下地面原油密度，kg/L。

计算原油黏度分别为 5, 10, 20, 50, 80 和 100 mPa·s（对应的原油密度分别为 897.52, 909.75, 921.97, 938.14, 946.43 和 950.36 kg/m^3）时水滴质点的运移路径和纵向波及程度，结果如图 10 所示。

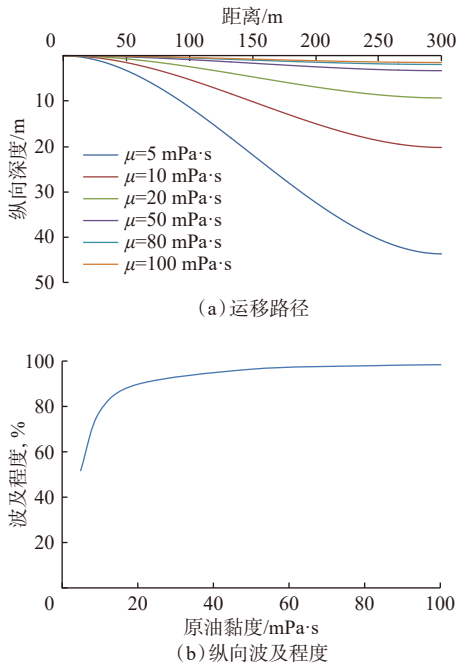


图 10　不同原油黏度下水滴质点纵向波及示意

Fig.10　Vertical sweep of water droplets at different crude oil viscosities

由图 10(a)可知，原油黏度为 5～100 mPa·s 时，注水井顶部水滴质点均可在纵向上运移到油层底部前到达生产井。

由图 10(b)可知，纵向波及程度随原油黏度增达而提高。当原油黏度大于 20 mPa·s 时，纵向波及程度增幅趋缓，即原油黏度界限为 20 mPa·s，对应纵

向波及程度为 89.66%。原油黏度从 5 mPa·s 增至 100 mPa·s，纵向波及程度从 51.58 % 提高至 98.29%。

对于厚油层，原油黏度增大，纵向波及程度提高，一方面是由于注采量不变，原油黏度增大造成压力增大，使得纵向波及程度提高；另一方面是由于注采量不变，水滴质点在平面上推进的速度一定，原油黏度增大，水滴质点在纵向上运移阻力增大，运移速度减小，注水井顶部水滴质点在纵向上运移距离缩短，纵向波及面积增大，原油黏度增大在一定程度上克服了重力作用。

2.6　含水率

计算了不同含水率(f_w)下水滴质点运移路径和纵向波及程度，结果如图 11 所示。

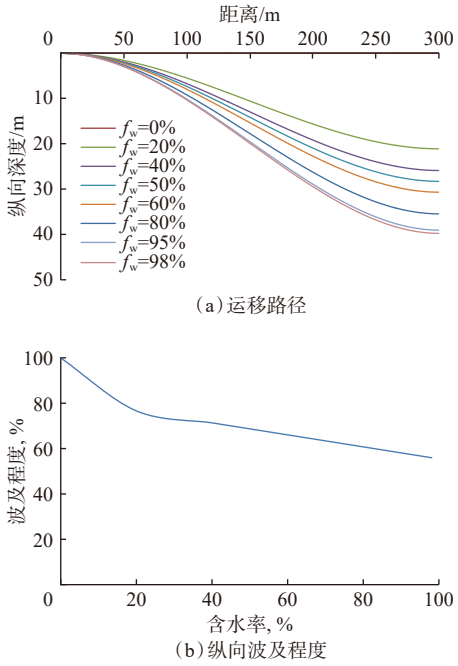


图 11　不同含水率下水滴质点纵向波及示意

Fig.11　Vertical sweep of water droplets at different water cuts

由图 11 可知，含水率由 0% 变化到 98% 的过程中，注水井顶部水滴质点可在纵向上运移到油层底部前到达生产井，纵向波及程度随含水率增加而降低，纵向波及程度由 100% 降低至 55.81%。

2.7　渗透率变化幅度

将 45 m 厚油层划分为 45 小层，每小层设定一个渗透率，确保平均渗透率为 1 500 mD。计算了不同渗透率变化幅度(ΔK)下水滴质点运移路径和纵向波及程度，结果如图 12 所示。

由图 12 可知，对于不同渗透率变化幅度，注水井顶部水滴质点均能够在纵向上运移到达油层底部

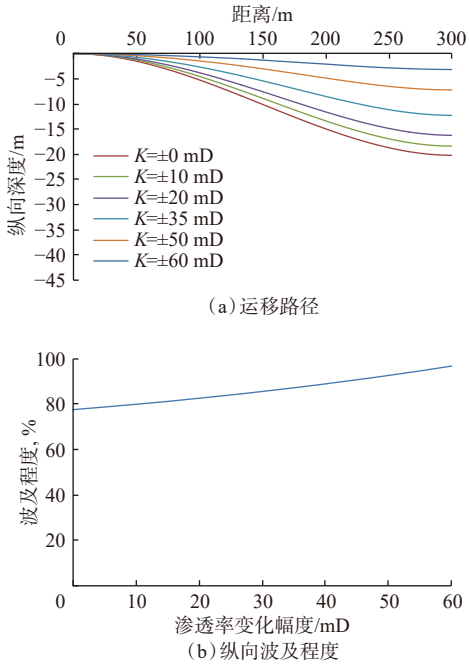


图 12　不同渗透率变化幅度下水滴质点纵向波及示意

Fig. 12　Vertical sweep of water droplets at different change extents of permeability

之前到达生产井。渗透率变化幅度越大，渗透率级差越大，纵向移动距离越短，纵向波及程度越高，纵向波及程度从 77.55% 提高至 96.77%。

3　结　论

1)厚油层水驱开发过程中，纵向波及程度受注采量等因素影响明显，注采量越大，纵向波及程度越高；注采量大于界限值 180 m^3/d 时，纵向波及程度增幅趋缓。当注采量一定时，注采井距越小，渗透率越小，含水率越低，渗透率变化幅度越大，纵向波及程度越高。

2)纵向波及程度不受油层厚度影响，但不同油层厚度下质点的运移路径有所不同，注采强度和油层厚度均存在界限值。

3)原油黏度可一定程度上克服重力对质点纵向运移起作用，原油黏度越大，纵向波及程度越高，当原油黏度达于界限值 200 mPa·s 时，纵向波及程度增幅趋缓。

参　考　文　献

References

[1]　郭迎春，曲全工，曹小朋，等. 注采优化提高平面非均质低渗油藏井网水驱波及效率 [J]. 石油钻采工艺，2020，42(2)：214–221.

GUO Yingchun, QU Quangong, CAO Xiaopeng, et al. Improvement of waterflooding sweeping efficiency of the well patterns in low-permeability oil reservoirs with plane heterogeneity based on injection and production optimization[J]. Oil Drilling & Production Technology, 2020, 42(2): 214–221.

[2] 宋先知, 李嘉成, 石宇, 等. 多分支井地热系统注采性能室内实验研究 [J]. 石油钻探技术, 2021, 49(1): 81–87.
SONG Xianzhi, LI Jiacheng, SHI Yu, et al. Laboratory-scale experimental study on the injection-production performance of a multilateral-well enhanced geothermal system[J]. Petroleum Drilling Techniques, 2021, 49(1): 81–87.

[3] 陈存良, 马奎前, 王相, 等. 基于最大注水效率的平面均衡驱替方法 [J]. 石油钻探技术, 2021, 49(3): 124–128.
CHEN Cunliang, MA Kuiqian, WANG Xiang, et al. Research on the planar equilibrium displacement based on maximum water injection efficiency[J]. Petroleum Drilling Techniques, 2021, 49(3): 124–128.

[4] 王朝明, 孔令军, 袁凯旋, 等. 特高含水后期油藏水驱效果评价方法 [J]. 石油钻探技术, 2020, 48(3): 108–113.
WANG Chaoming, KONG Lingjun, YUAN Kaixuan,et al. Evaluation method of water flooding effect in reservoirs with ultra-high water cut[J]. Petroleum Drilling Techniques, 2020, 48(3): 108–113.

[5] 郑松青, 杨敏, 康志江, 等. 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.
ZHENG Songqing, YANG Min, KANG Zhijiang, et al. Controlling factors of remaining oil distribution after water flooding and enhanced oil recovery methods for fracture-cavity carbonate reservoirs in Tahe Oilfield[J]. Petroleum Exploration and Development, 2019, 46(4): 746–754.

[6] 杨敏, 李小波, 谭涛, 等. 古暗河油藏剩余油分布规律及挖潜对策研究: 以塔河油田 TK440 井区为例 [J]. 油气藏评价与开发, 2020, 10(2): 43–48.
YANG Min, LI Xiaobo, TAN Tao, et al. Remaining oil distribution and potential tapping measures for palaeo-subterranean river reservoirs: a case study of TK440 well area in Tahe Oilfield[J]. Reservoir Evaluation and Development, 2020, 10(2): 43–48.

[7] 杨玲智, 刘延青, 胡改星, 等. 长庆油田同心验封测调一体化分层注水技术 [J]. 石油钻探技术, 2020, 48(2): 113–117.
YANG Lingzhi, LIU Yanqing, HU Gaixing, et al. Stratified water injection technology of concentric seal-check, logging and adjustment integration in Changqing Oilfield[J]. Petroleum Drilling Techniques, 2020, 48(2): 113–117.

[8] 刘斌, 张玉梅, 张汶, 等. 层内纵向非均质性对稠油油藏剩余油分布的影响研究 [J]. 科学技术与工程, 2015, 15(26): 161–164.
LIU Bin, ZHANG Yumei, ZHANG Wen, et al. The vertical heterogeneity affecting of residual oil distribution in heavy oil reservoir[J]. Science Technology and Engineering, 2015, 15(26): 161–164.

[9] 王智林, 杨胜来, 雷浩, 等. 海上厚油层注聚时机对波及效率及前缘的影响研究 [J]. 科学技术与工程, 2017, 17(2): 197–202.
WANG Zhilin, YANG Shenglai, LEI Hao, et al. Influence of polymer injecting occasion on the sweep efficiency and sweep front in reservoirs with thick heterogeneous oil layers[J]. Science Technology and Engineering, 2017, 17(2): 197–202.

[10] 关云, 曹仁义, 徐锋, 等. 厚油层水驱开发效果及其影响因素分析 [J]. 断块油气田, 2018, 25(6): 766–770.
GUAN Yun, CAO Renyi, XU Feng, et al. Effect and influencing factors on water flooding development of thick reservoir[J]. Fault-Block Oil & Gas Field, 2018, 25(6): 766–770.

[11] 孙鹏霄, 闫志明. LD10-1 油田不同韵律性厚油层剩余油富集规律 [J]. 中外能源, 2020, 25(9): 41–48.
SUN Pengxiao, YAN Zhiming. Enrichment law of remaining oil in different rhythmic thick oil reservoirs in LD10-1 Oilfield[J]. Sino-Global Energy, 2020, 25(9): 41–48.

[12] 张静, 廖新武, 闫志明. 井间夹层对厚油层剩余油分布的控制机理 [J]. 中外能源, 2020, 25(8): 34–40.
ZHANG Jing, LIAO Xinwu, YAN Zhiming. Control mechanism of interlayer between wells on remaining oil distribution in thick reservoirs[J]. Sino-Global Energy, 2020, 25(8): 34–40.

[13] 张瑾琳, 吴向红, 晋剑利, 等. 水驱厚层油藏纵向波及系数预测新模型 [J]. 特种油气藏, 2017, 24(2): 103–106.
ZHANG Jinlin, WU Xianghong, JIN Jianli, et al. A new vertical sweep efficiency prediction model for water-flooding thick oil reservoirs[J]. Special Oil & Gas Reservoirs, 2017, 24(2): 103–106.

[14] 孙召勃, 李云鹏, 贾晓飞, 等. 基于驱替定量表征的高含水油田注水井分层配注量确定方法 [J]. 石油钻探技术, 2018, 46(2): 87–91.
SUN Zhaobo, LI Yunpeng, JIA Xiaofei, et al. A method to determine the layered injection allocation rates for water injection wells in high water cut oilfield based on displacement quantitative characterization[J]. Petroleum Drilling Techniques, 2018, 46(2): 87–91.

[15] 杜晓康, 李治平, 田丰. 偏心反九点井网见水波及系数研究 [J]. 特种油气藏, 2017, 24(4): 127–131.
DU Xiaokang, LI Zhiping, TIAN Feng. Research on water breakthrough sweep efficiency of eccentric inverted nine spot flooding pattern[J]. Special Oil & Gas Reservoirs, 2017, 24(4): 127–131.

[16] 贾贻勇, 李永康. 胜坨油田套损井分层注水及测调技术 [J]. 石油钻探技术, 2021, 49(2): 107–112.
JIA Yiyong, LI Yongkang. Techniques of layering injection and the measurement-adjustment towards wells with casing damage in Shengtuo Oilfield[J]. Petroleum Drilling Techniques, 2021, 49(2): 107–112.

[17] 翟云芳. 渗流力学 [M]. 3 版. 北京: 石油工业出版社, 2009.
ZHAI Yunfang. Seepage mechanics[M]. 3rd ed. Beijing: Petroleum Industry Press, 2009.

[18] WELGE H J. A simplified method for computing oil recovery by gas or water drive[J]. Journal of Petroleum Technology, 1952, 4(4): 91–98.

[编辑　曹耐]