



DOI: 10.11885/j.issn.1674-5086.2020.08.02.01

文章编号: 1674-5086(2022)01-0100-13

中图分类号: TE341

文献标志码: A

平行水平井网水驱剩余油分布规律实验研究

罗宪波¹, 唐洪^{2*}, 张章¹, 杨俊杰², 张俊¹

1. 中海石油(中国)有限公司天津分公司, 天津 滨海新区 300452; 2. 西南石油大学地球科学与技术学院, 四川 成都 610500

摘要: 海洋油田狭窄的开发环境与高开发成本, 促进了水平井开发方式在海上油田注水开发中广泛应用。针对中国海上油田储层多为三角洲碎屑岩沉积, 储层非均质性强, 目前采用平行水平井网注水开发效果欠佳, 大量剩余油存在的实际情况, 采用水驱油物理模拟实验方法, 研究了驱替速度和储层非均质性对平行水平井网水驱剩余油分布规律的影响。实验结果表明, 均质储层中的采出程度较非均质储层高, 剩余油分布于采油井趾部附近; 驱替速度的变化不会影响均质储层剩余油分布位置; 在渗透率级差不同的平面非均质储层中, 级差大、储层高渗透带的渗透率较小的非均质储层见水晚, 最终采出程度和平均驱油效率略高于级差小、渗透率较高的储层, 剩余油均主要位于中、低渗透区采油井跟部—中部附近区域; 级差小, 渗透率高的储层中剩余油分布于低渗透区采油井跟部附近区域。平行井网更适合在较低的驱替速度; 平行水平井网更适合于级差较大、储层渗透率最大值较小的非均质储层, 该研究为油田水平井网设计方案提供了理论和技术支持。

关键词: 剩余油分布; 平行水平井网; 驱替实验; 驱替规律; 影响因素

An Experimental Study on the Distribution of Residual Oil by Water Flooding in Parallel Horizontal Well Pattern

LUO Xianbo¹, TANG Hong^{2*}, ZHANG Zhang¹, YANG Junjie², ZHANG Jun¹

1. Tianjin Branch, CNOOC China Limited, Binhai New Area, Tianjin 300452, China

2. School of Geoscience and Technology, Southwest Petroleum University, Chengdu, Sichuan 610500, China

Abstract: The narrow development environment and high development cost of offshore oil fields have promoted the wide application of horizontal well development methods in water injection development in offshore oil fields. In view of the fact that most of the reservoirs in China's offshore oilfields are delta clastic deposits with strong reservoir heterogeneity, the current parallel horizontal well pattern water injection development is not good in effectiveness, and a large amount of remaining oil remains underground. The effects of displacement velocity and reservoir heterogeneity on the distribution of remaining oil from water flooding in parallel horizontal well pattern are studied by means of water flooding physical simulation experiment. The experimental results show that the degree of recovery in homogeneous reservoirs is higher than that in heterogeneous reservoirs, and the remaining oil is distributed near the toe of the production well. The change of displacement velocity will not affect the distribution of remaining oil in homogeneous reservoir. In the plane heterogeneous reservoirs with different permeability contrast, the higher the stage difference is, the later the water breakthrough occurs in the heterogeneous reservoir with lower permeability in the high permeability zone, and the ultimate recovery degree and average oil displacement efficiency are slightly higher than those with small permeability contrast and high permeability zone. The remaining oil is mainly located in the area near the heel-central part of the production well in the middle and low permeability zones. The remaining oil in the reservoirs with small grade difference and high permeability value in the high permeability zone is distributed in the area near the heel of the production well in the low permeability zone. The experimental study has concluded that parallel well pattern conditions are more suitable for lower displacement speeds and parallel horizontal well patterns are more suitable for heterogeneous reservoirs with larger grade differences and smaller maximum reservoir permeability, which provides theoretical and technical support for the design of horizontal well pattern in oilfield.

Keywords: remaining oil distribution; parallel horizontal well pattern; displacement experiment; displacement law; influence factor

网络出版地址: <http://kns.cnki.net/kcms/detail/51.1718.TE.20211229.1420.004.html>

罗宪波, 唐洪, 张章, 等. 平行水平井网水驱剩余油分布规律实验研究[J]. 西南石油大学学报(自然科学版), 2022, 44(1): 100-112.

LUO Xianbo, TANG Hong, ZHANG Zhang, et al. An Experimental Study on the Distribution of Residual Oil by Water Flooding in Parallel Horizontal Well Pattern[J]. Journal of Southwest Petroleum University (Science & Technology Edition), 2022, 44(1): 100-112.

* 收稿日期: 2020-08-02 网络出版时间: 2021-12-30

通信作者: 唐洪, E-mail: 737307945@qq.com

基金项目: 国家科技重大专项(2016ZX05058-001); 油气藏地质及开发工程国家重点实验室基金(PLN1521)

引 言

水驱剩余油研究一直是老油田挖潜关注的焦点,早在 1975 年,美国就成立了剩余油饱和度委员会,前苏联也专门打了二十几口井来研究水驱剩余油的分布规律^[1]，“六五”期间,中国才开始对对剩余油进行研究^[2]。学者们对于剩余有不同的定义:Chierici^[3]率先将剩余油定义油藏中可以通过各种挖潜手段采出的油;郭平等^[4]将剩余油定义为通过对地质的深入认识以及技术的升级以后能开采的原油;闫伟超等^[5]则认为经过不同方式开采以后油藏中仍然滞留的那一部分原油为剩余油,包括驱替过程中未被注水波及以及无法被采出的残余油。

目前认为,剩余油分布受地质和开发因素共同控制。其中,地质类因素主要包括储层非均质性、构造及断层等;开发类因素主要包括注采井型、注采井网完善程度、注采方式与注采强度等^[6-7]。近年来,人们对绝对剩余油含量及其微观分布因素的研究越来越深入,实验手段也越来越先进,研究表明,储集岩的孔隙几何形态、润湿性及孔喉比大小等是剩余油形成的主要影响因素^[8-9]。李伟等^[10]认为,储层物性、孔隙类型、油层润湿性与敏感性及岩石热导率影响着剩余油的微观分布状态。徐艳梅等^[11]认为,不同沉积环境对剩余油分布具有较大的影响:在大规模河道砂岩沉积储层中,剩余油主要分布在断层及油层边角地带的滞留区,构造高部位及正向微型构造区。施尚明等^[12]研究了储层非均质性对剩余油分布的影响,认为剩余油主要分布在储层渗透率级差大、物性较差的单砂层内,非均质性越强,储层采出程度越低,剩余油储量越高。齐兆英等^[13]认为,油藏边缘区是剩余油富集区。胡志成等^[14-15]认为,剩余油分布模式与沉积韵律、隔夹层及沉积微相的组合方式有关,其中韵律类型、隔夹层控制着剩余油的垂向富集模式,剩余油富集于夹层和韵律共同形成的渗流能力弱的部位。在影响剩余油分布的开发因素中,最重要的因素是注采系统的完善程度及其与地质因素的配置关系。张凤奎^[16]认为,低渗透、薄油层、多油层组、非均质性强、连片性差的砂岩油藏中剩余油主要分布于注采井距较大、注采井网不完善区,套管损坏井区,受井网控制程度很低的中小油砂体,油藏边部的部分油砂体,在油层内部两口油井之间或注水井之间也是

剩余油的富集区^[17]。

20 世纪 90 年代,水平井在油田开发中得到广泛应用,水平井网对剩余油分布影响也成为人们关注的重点^[18-23]。其水平井网类型包括“平行、交错、四点、五点、七点、九点”规则水平井网和不规则井网^[24-25]。Aggour 等^[26]利用赫尔-肖模型研究了底水油藏水平井位置和驱替速度对采收率以及底水和气顶运动规律的影响,认为水平井到油气界面距离和到油水界面距离比为 5:3 时,驱替效果最好;在没有气顶或底水指进的情况下,驱替速度越大,效果越好。王家禄等^[27]利用二维平板模型研究了水平井水平段长度和生产压差对水脊突破井筒时间的以及无水采收率和最终采收率的影响,认为水平段越长,生产压差越小,水脊形成越晚,井筒见水时间越迟,采收率越高,为开展水平井长度优化研究提供了参考。潘毅等^[28]采用大尺寸二维物理模型对多层砂岩注水驱替规律进行研究,认为注水驱替速度越小,无水采油期越长,产水率上升越缓慢,采出程度越高。

综合调研结果可知,在井网对剩余油分布影响研究中的成果大多数都是针对直井注采系统的。在水平井网的研究中主要集中在水平井位置、长度、驱替速度等对开发效果的影响,很少涉及水平井井网、储层非均质性等对剩余油分布规律的影响。根据相似原理进行模型设计,同时结合典型非均质油藏储层特征,设计了基于水平井网的平板填砂水驱油物理模拟实验,分析研究在不同非均质储层及水驱速度条件下剩余油分布特征,为认清平行水平井网水驱油效果和剩余油分布规律提供依据,为油田生产调整提供参考。

1 物理模拟实验装置及模型设计

合理的物理模拟模型,要满足模拟储层与模型的几何形态相似、属性相近、影响驱油效果的要素一致。

1.1 物理模型设计地质依据

本次实验基于中国海上某油藏的地质、开发数据开展。

该油藏储层为三角洲前缘碎屑岩沉积,储层岩性以细粒和中—细粒岩屑长石砂岩和长石岩屑砂岩为主,碎屑颗粒为石英、长石、岩屑及少量的云母和重矿物;储层颗粒疏松,孔隙较为发育,连通

性好,孔隙类型以粒间孔为主,含少量颗粒溶蚀孔,成岩作用小;储层物性好,孔隙度 12.5%~42.3%,主要集中在 25.0%~40.0%;平均 30.6%(图 1);渗透率 7.3~6 830.0 mD,主要集中在 100.0~5 000.0 mD,平均 1 687.0 mD(图 2),储层具有高孔高渗的储集物性特征,孔渗关系图显示孔渗相关性好(图 3)。

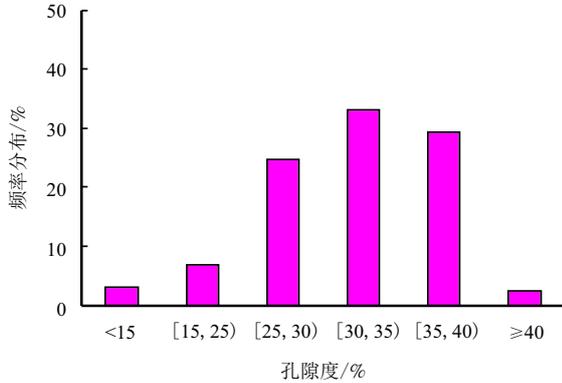


图 1 孔隙度分布直方图
Fig. 1 Porosity distribution histogram

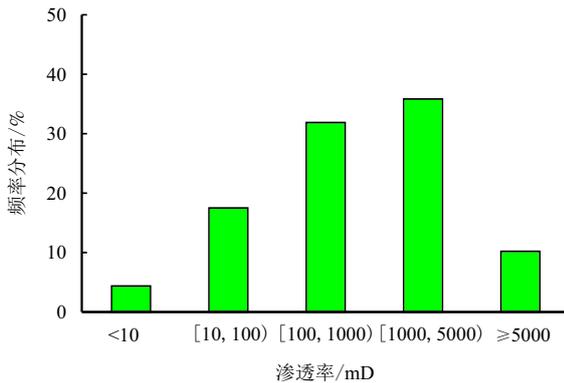


图 2 渗透率分布直方图
Fig. 2 Permeability distribution histogram

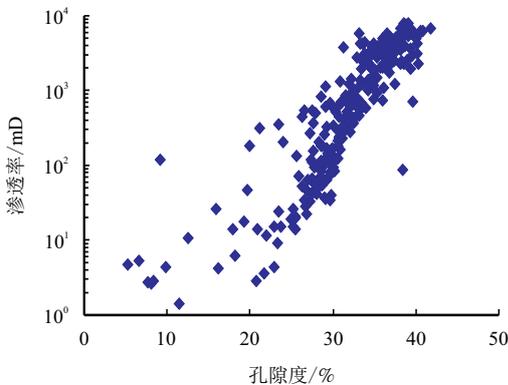


图 3 孔渗关系图
Fig. 3 Relationship between porosity and permeability

油藏储层平面非均质性较强,井组内部渗透率级差为 2~6(图 4)。该油藏地下原油黏度

8.21~11.74 mPa·s,平均 10.00 mPa·s 左右,饱和压力 8.23~11.76 MPa,压力梯度 0.968 MPa/hm,油藏温度梯度为 2.80 °C/hm。地层水总矿化度为 1 483~2 050 mg/L,平均为 1 788 mg/L。油藏目前的采出程度仅 20% 左右,含水率在 77% 左右,因此,储层中剩余油大量分布,具有巨大的挖潜潜力。

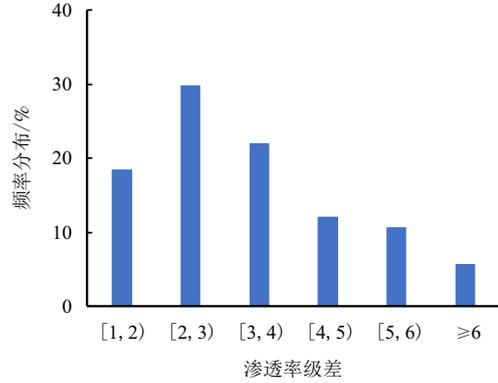


图 4 井组内注采井渗透率级差分布直方图
Fig. 4 Permeability difference distribution histogram of injection and production wells in well group

1.2 物理模拟实验装置

考虑到本文仅针对平行水平井井网下的水驱开发效果及剩余油分布规律进行研究,在满足基于油藏三角洲前缘碎屑岩储层特征的属性要求和影响实验效果的要素要求基础上,通过几何相似原则,设计并制作平板填砂模型水驱油渗流系统,如图 5、图 6 所示。

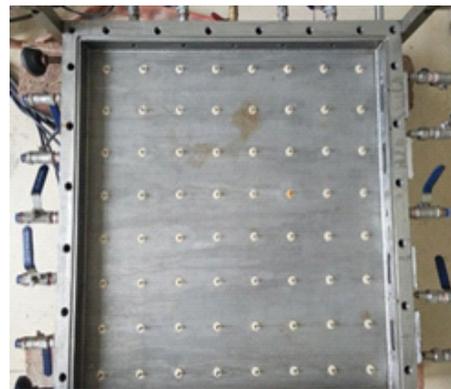


图 5 实验装置实物图
Fig. 5 Physical image of the device

该系统的核心部分是平板模型,其有效容积为 500 mm×500 mm×30 mm,模型内部为 8×8 电极阵列,可以随时观测水驱油过程中平板模型不同部位的电阻率变化,可通过反演求取剩余油饱和度。此外,物理模型还包括输入和输出设备,输入设备包括用于控制注入水驱替速度的流量蠕动泵和多个用于

实现均衡饱和流体的阀门。输出设备包括 LCR 电桥分析仪和计算机: 电桥分析仪检测电极并输出测量的电阻率参数; 计算机用于处理电阻率参数, 通过

对数据进行相应处理, 将其转化为含水饱和度值, 并以图像形式显示在计算机屏幕上, 以便实时观察水驱过程中电阻率的变化和剩余油分布变化规律。

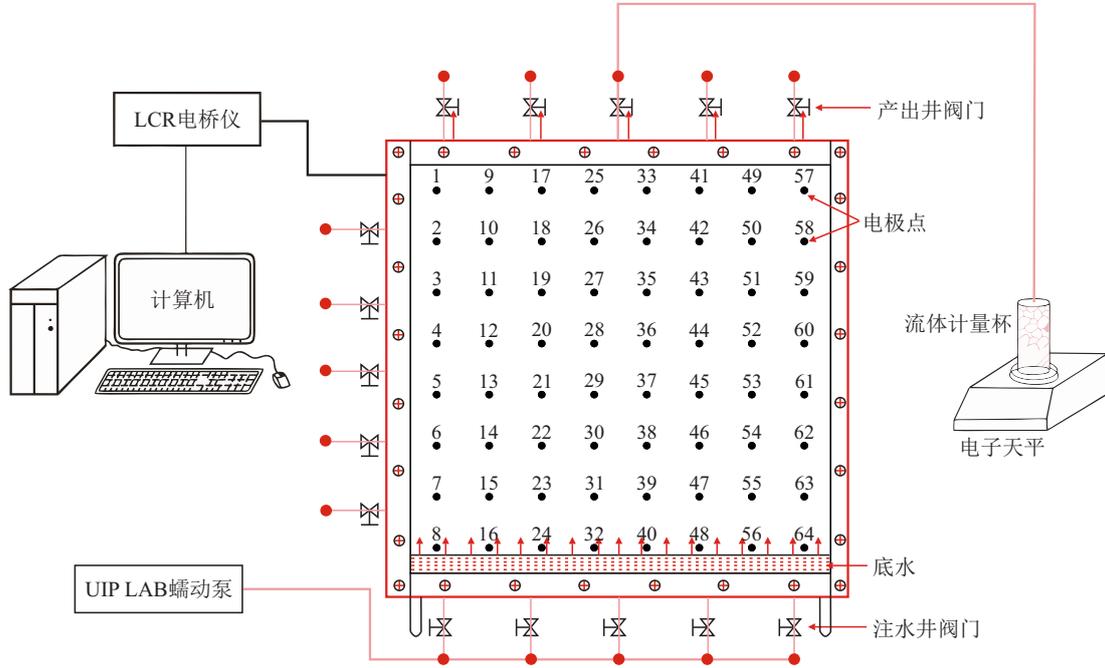


图 6 实验装置原理示意图

Fig. 6 Experimental schematic diagram of device

1.3 物理实验参数及模型设计

为了简化物理模型设计影响因素及其对实验结果的影响, 采用物理模型的孔渗物性与储层孔渗物性一致的设计思路, 以满足物理模型设计属性相近要求。根据研究的海上三角洲前缘油田储层物性参数, 设计并制作的均质和非均质 3 组储层实验模型的属性参数分别为: 均质储层模型孔隙度为 30.6%, 渗透率 1 600 mD; 非均质储层模型的级差分别为 4 和 6。排列顺序从左至右的渗透率组合分别为 500, 1 000, 3 000 mD 和 800, 1 600, 3 200 mD(图7)。均质储层实验模型及结果是对比研究的基础。

按照油藏及模型的影响驱油效果要素一致性要求, 井网布置如图 7 所示, 蓝色柱状体为注水井; 红色柱状体为采油井。在非均质模型中注水井和采油井均贯穿了不同渗透率储层带, 其跟部位于低渗部位, 趾部位于高渗部位。

通过物理模型与实际油藏产量比值恒定, 来选择实验流体物性值及实验参数, 以满足物理模型与实际油藏的驱替效果及剩余油分布影响要素一致性要求。

基本理论公式为

$$\frac{q_m}{q_f} = \frac{\left(\frac{l_m}{l_f}\right)^2 \frac{K_m}{K_f} \frac{\Delta\rho_m}{\Delta\rho_f}}{\frac{\mu_m}{\mu_f}} \quad (1)$$

$$\frac{L_m}{l_m} = \frac{L_f}{l_f} \quad (2)$$

式中: q_m —模型实注量, m^3/d ;

q_f —原型实注量, m^3/d ;

l_m —模型水平段长度, m;

l_f —原型水平段长度, m;

K_m —模型渗透率, mD;

K_f —原型渗透率, mD;

$\Delta\rho_m$ —模型油水密度差, g/cm^3 ;

$\Delta\rho_f$ —原型油水密度差, g/cm^3 ;

μ_m —模型水黏度, mPa·s;

μ_f —原型水黏度, mPa·s;

L_m —模型井距, m;

L_f —原型井距, m。

根据式(1)、式(2)将油田原始地层参数如井筒长度, 注采井距及注水量等参数换算得到物理实验中的相关参数(表 1)。实验室井筒长度为 33.5 cm, 注采井间距离为 33.5 cm; 实验室条件下

水黏度为 1 mPa·s, 油黏度为 20 mPa·s; 注水速度为 0.743~8.16 mL/min, 考虑到实验模型相对较小, 且注水速度过快容易导致水窜, 实验效果不好, 最后

选择注入速度为 1 和 4 mL/min 作为本次实验注水驱替速度。实验温度保持在 20 °C 左右, 标准大气压。

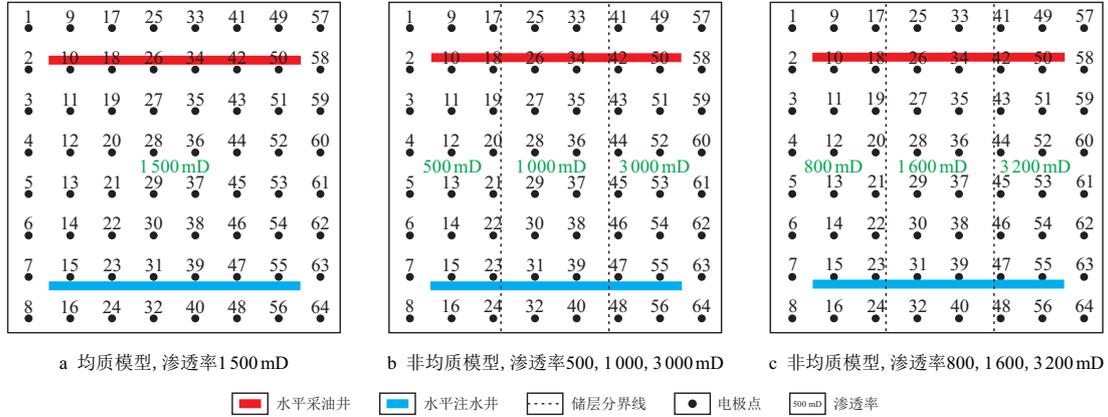


图 7 储层实验模型设计和井网布置图
Fig. 7 Reservoir experimental model design and well pattern layout

表 1 原型参数与模型参数对比表

Tab. 1 Comparison of prototype parameters and model parameters

参数来源	水相黏度/ (mPa·s)	油相黏度/ (mPa·s)	水密度/ (g·cm ⁻³)	油密度/ (g·cm ⁻³)	注采井距/m	水平段 长度/m	油水密度差/ (g·cm ⁻³)	实注量/ (m ³ ·d ⁻¹)
油田	0.5	10	1.000 0	0.897 5	400.000	400.000	0.102 5	62.000~680.000
模型	1.0	20	1.000 0	0.873 6	0.335	0.335	0.126 4	0.018~0.743

2 实验原理、方案及步骤

利用设计的实验物理模型, 可研究储层非均质性特征、驱油速度对水驱油效果及剩余油分布规律的影响。

2.1 实验原理

在物理模拟实验中计量的产油量、产水量和储层电阻率等参数, 利用式(3)、式(4)和式(5)计算含水率、采出程度、含水饱和度, 建立水驱特征曲线和含水饱和度分布图, 从而分析水驱油规律和剩余油分布规律。

(1) 含水率

$$f_w = \frac{q_w}{q_w + q_o} \times 100\% \quad (3)$$

式中: f_w —含水率, %;

q_w —产水量, mL;

q_o —产油量, mL。

采出程度

$$R = \frac{N_p}{V_o} \times 100\% \quad (4)$$

式中: R —采出程度, %;

N_p —某时间的累积采油量, mL;

V_o —模型中注入油量; mL。

(2) 含水饱和度

$$S_w = \frac{n \sqrt{a'b'R_w}}{\phi^m R_t} \quad (5)$$

式中: S_w —含水饱和度, %;

n —饱和度指数, 无因次;

a' —与岩性有关的岩性系数, 无因次;

b' —与岩性有关的常数, 无因次;

R_w —地层水电阻率, $\Omega \cdot m$;

ϕ —孔隙度, %;

m —胶结指数, 无因次;

R_t —地层电阻率, $\Omega \cdot m$ 。

此外, 利用实验数据的甲型水驱特征曲线回归得到的斜率和截距值, 可计算出模型的可采储量、动态储量、死油区储量、采收率和平均驱油效率等参数。

(3) 可采储量

$$V_p = \lg \frac{f_w}{2.3b(1 - f_w)} - a \quad (6)$$

式中: V_p —可采储量, mL;

a —水驱特征直线的截距;

b —水驱特征直线的斜率。

(4) 动态储量和死油区储量

$$D_p = \frac{7.5422}{b^{-0.964}} \quad (7)$$

$$M_p = V_o - V_p \quad (8)$$

式中: D_p —动态储量, mL;

M_p —死油区储量, mL。

(5) 采收率和平均驱油效率

$$E_R = \frac{V_p}{V_o} \times 100\% \quad (9)$$

$$E_D = \frac{V_p}{D_p} \times 100\% \quad (10)$$

式中: E_R —采收率, %;

E_D —平均驱油效率, %。

2.2 实验方案

本次研究共设计了 4 组实验, 探究在其他实验参数不变的情况下, 驱替速度和储层平面非均质性对驱油效率的影响。首先, 选取驱替速度分别为 1 和 4 mL/min 的均质模型进行实验, 研究驱替速度变化对剩余油分布的影响, 得到驱替速度为 1 mL/min 时效果更好的结论; 然后, 选定驱替速度为 1 mL/min, 选取渗透率级差为 4 和级差为 6 的两组实验结果对比, 分析储层平面非均质性对剩余油分布的影响。

2.3 实验方法

各组物理模拟实验步骤如下。

(1) 实验模型制作

对于不同的物理模型, 分别采用不同配比的 40~70 目的石英砂和水泥混合, 在相同压力下进行压实密封。此外, 在平板填砂前, 为了避免流体在模型中受边界效应影响, 需要对模型内部使用固体胶粗化。

(2) 模型饱和水

通过模型试压不漏后, 纵向放置模型, 连接模型腔体面板上的电极和进口阀门, 打开电桥仪、计算机和蠕动泵, 从底部缓慢注水, 直到模型中的水向顶部出口溢出, 观察电极显示值稳定后, 将模型底部的注水阀门关闭, 通过注入水体积与模型体积比值, 计算模型的孔隙度。

(3) 模型饱和油

在上一步骤模型竖直放置状态下, 打开底部阀门, 使用蠕动泵从模型顶部阀门缓慢注油, 直至模型底部的排水口不在出水, 此时停止注油, 并且使模型顶底部阀门均处于关闭状态, 计量注入油的体积。为保证模型充分被注入油所饱和, 在首次停注油后需要静置模型 8 h 以上, 然后再反复多次继续往模型中注入油, 直至模型电阻率电极数值分布显示均质。

(4) 水驱油实验

将模型水平放置, 按实验要求设定 UIP LAB 蠕动泵注水速度, 从水平注水井进行注水驱油实验, 记录 LCR 电桥仪显示数据。待注水至 3 PV 时, 关闭蠕动泵, 结束实验并记录产出井产水、产油体积, 进而计算出采出程度、采油速度、含水率等参数。

(5) 模型物性参数测试

实验结束后, 对物理模型取样, 测量物性参数。

(6) 水驱特征与剩余油分布分析

根据生产测试实验数据, 分析水驱特征规律; 然后对比分析不同阶段电极阵列测试数据及其反演结果, 总结剩余油的形成及分布规律, 并讨论驱替速度和储层平面非均质性对剩余油分布的影响。

3 实验结果与讨论

3.1 实验结果

3.1.1 均质储层平行水平井网水驱油实验结果

表 2、图 8、图 9 是在均质储层模型中采用不同驱替速度时, 当水平井注水, 平行水平井生产的实验结果。对比不同驱替速度下的产液曲线, 可以发现以下规律。

(1) 均质模型中在不同驱替速度下, 水平采油井的生产动态特征均展现为无水采油期、含水快速上升期和含水缓慢上升期 3 个典型水驱开发阶段。

(2) 受流场的影响, 低驱替速度见水时间晚于高驱替速度的见水时间, 见水时采出程度高于高驱替速度。

表 2 不同驱替速度下均质储层水驱油实验预测参数

Tab. 2 Experimental prediction parameters in homogeneous reservoir under different displacement rates

实验组号	驱替速度/ (mL·min ⁻¹)	模型油量/ mL	可采储量/ mL	动态储量/ mL	死油区储 量/mL	采收 率/%	平均驱油 效率/%
1	1	1 570	906.26	1 509.30	60.70	57.72	60.05
2	4	1 543	859.30	1 441.57	101.43	55.69	59.61

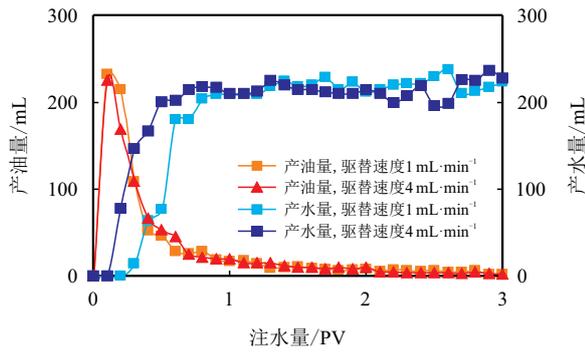


图 8 均质储层平行水平井网水驱油实验产油量和产水量曲线

Fig. 8 Curves of oil/water production in parallel horizontal well pattern water drive experiment in homogeneous reservoir

(3) 低驱替速度下,水平井的采油速度和累产油量(或采收率)两个开发效果参数明显高于低驱替速度条件下的两个开发效果参数,反映了在均质储层中采用低速平行水平井网开发的优点。

(4) 不同驱替速度下均质储层产油量规律非常相似,但产水量的规律差异较大。表现为高速条件下产水量明显高于低速,说明高速条件下注入水向水平井方向出现明显水窜。

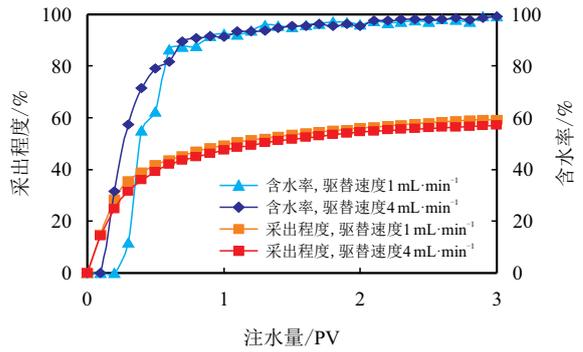


图 9 均质储层平行水平井网水驱油实验采出程度含水率曲线

Fig. 9 The actual recovery degree and water cut curve of parallel horizontal well pattern water drive in homogeneous reservoir

(5) 从含水率 98% 的采出程度或注水 3 PV 时可以看出,高驱替速度均质储层采出程度低,剩余油数量多,说明均质储层不适合于高速开发。

3.1.2 非均质储层水驱油实验结果

表 3、图 10 和图 11 是在非均质储层模型中采用驱替速度为 1 mL/min 时,当水平井注水,平行水平井生产的实验结果。对比分析均质模型和两种非均质模型的产液曲线,发现有以下规律。

表 3 不同驱替速度下不同类储层平行水平井网水驱油实验数据对比表

Tab. 3 Comparison of experimental data of parallel horizontal well pattern water drive in homogeneous or heterogeneous reservoirs at different displacement rates

平均渗透率/mD	最大渗透率/mD	渗透率级差	驱替速度/(mL·min ⁻¹)	见水时注入量/PV	见水时采出程度/%	含水 98% 时采出程度/%	注入 3 PV 时含水率/%	注入 3 PV 时采出程度/%
1 500	1 500	1	1	0.25	36.98	58.30	99.16	59.24
1 500	1 500	1	4	0.10	20.52	55.20	99.13	51.36
1 867	3 200	4	1	0.21	22.59	49.80	99.58	50.64
1 500	3 000	6	1	0.22	32.68	49.99	99.16	51.36

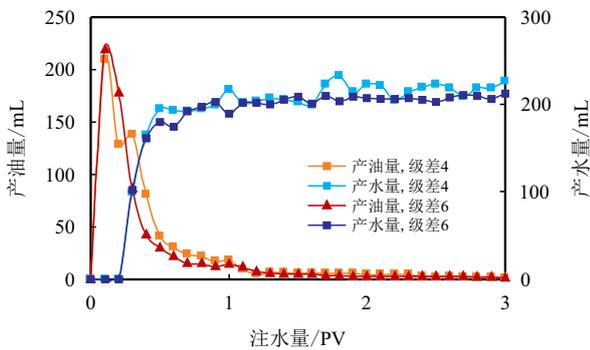


图 10 水驱油实验产水量和产油量变化曲线

Fig. 10 Water production and oil production curves in water flooding experiment

(1) 3 种不同的储层模型中,水平采油井的生产动态特征均展现为无水采油期、含水快速上升期和含水缓慢上升期 3 个典型水驱开发阶段。

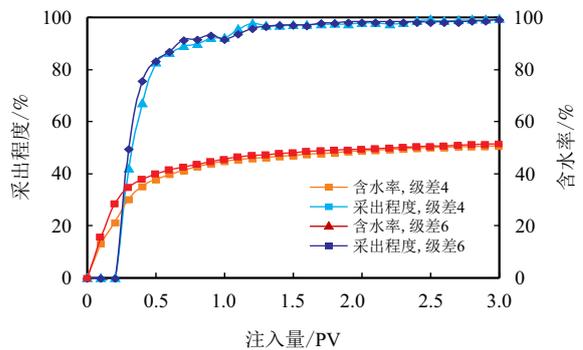


图 11 含水率和采出程度变化曲线

Fig. 11 Recovery degree and water-cut curves in water flooding experiment

(2) 受流场的影响,非均质模型见水时间早于均质模型,而对于非均质储层而言,级差大的储层见水时间早于级差小的储层。从见水时的采出程度

看, 均质储层的采出程度高于非均质储层, 级差大、平均渗透率低的非均质储层高于级差小、平均渗透率高的储层。

(3) 级差大、平均渗透率低的非均质储层中水平井的采油速度和累产油量(或采收率)两个开发效果参数略高于级差小、平均渗透率高的储层。

(4) 两种非均质储层产油量和产水量规律略有相似, 存在弱小差异。表现为开发中后期产水率级差小、平均渗透率高的非均质储层产水量略高于级差大、平均渗透率低的储层, 说明尽管储层非均质

级差小, 但注入水中后期在渗透率的高值区水窜更明显。

(5) 从含水率 98% 的采出程度或最终采出程度可以看出, 级差小、平均渗透率高的非均质储层采出程度低, 剩余油数量多, 说明平面上存在渗透率非常高的非均质储层不适合于采用平行水平网。

3.2 驱替速度对剩余油分布的影响

图 12 和图 13 显示了在均质储层模型中分别采用不同驱替速度开展平行水平井网水驱油实验的含油饱和度变化情况。

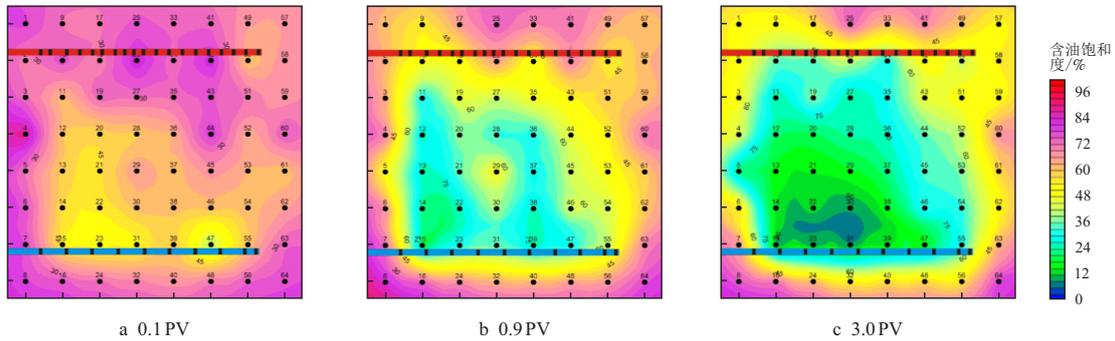


图 12 驱替速度 1 mL/min 时均质储层中不同注入量下含油饱和度分布图

Fig. 12 Oil saturation distribution at different water injection volume in homogeneous reservoir (injection rate 1 mL/min)

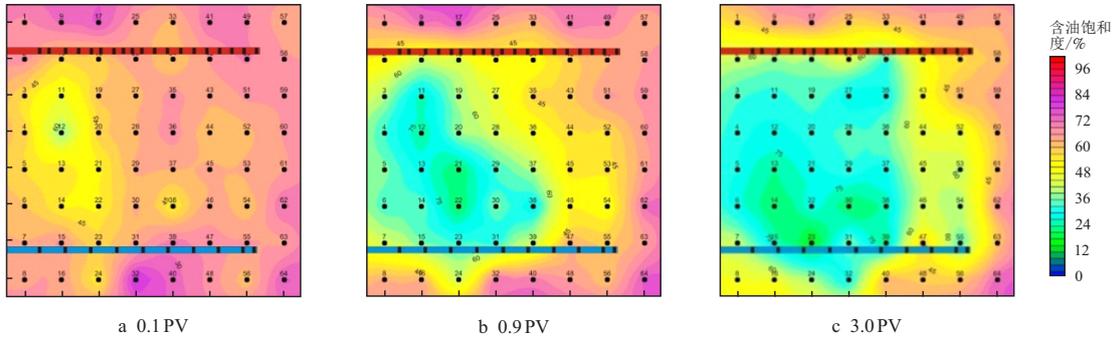


图 13 驱替速度 4 mL/min 时均质储层中不同注入量下含油饱和度分布图

Fig. 13 Oil saturation distribution at different water injection volume in homogeneous reservoir (injection rate 4 mL/min)

实验表明, 注入水在进入储层以后整体向注水井方向渗流, 渗流速度在注水井的跟部最快, 向注水井和采油的趾部逐渐减慢。到实验结束时, 在注水井的跟部含水饱和度附近最高, 剩余油较少, 向采油井跟部和注水井的趾部方向含水饱和度明显降低, 剩余油数量增加。剩余油均主要分布在采油井的趾部附近。当驱替速度较高时, 剩余油向注水井的趾部延伸, 分布范围更大些。这是因为驱替速度越大时, 在注水井跟部处压力越大, 在储层中形成注采井间的压力梯度越大, 注入水在注采井的跟部间渗流越快, 更容易形成渗流优势通道, 导致其见

水早, 采出程度更低。

利用均质储层在不同驱替速度下的实验数据绘制和计算的甲型水驱特征曲线及含水率为 98% 时的可采储量、动态储量、死油区储量、采收率和平均驱油效率结果如表 3、图 14 所示。

分析发现: (1) 均质模型中低驱替速度条件下预测的可采储量、动态储量、采收率和平均驱油效率均高于高速条件; (2) 两次驱替速度条件下的采收率相差 1.58%, 与实验获得的水驱油规律具有一致性, 也反映出均质储平行水平井网更适合采用低速驱替度。

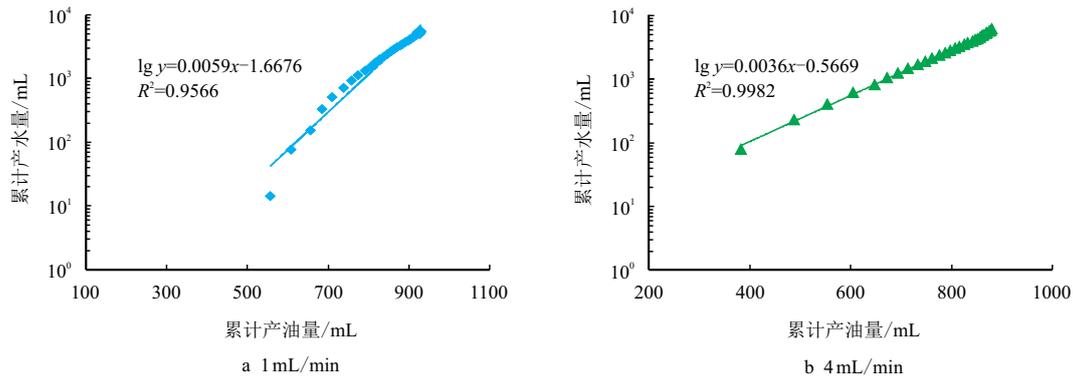


图 14 均质储层不同驱替速度实验甲型水驱特征曲线

Fig. 14 Type A water drive characteristic curve water flooding experiment at different displacement rates in homogeneous reservoir

3.3 储层非均质对剩余油分布的影响

井网水驱油实验过程中 8×8 电极阵列测试数据分析的含油饱和度变化结果。

图 15 和图 16 是两种非均质储层模型平行水平

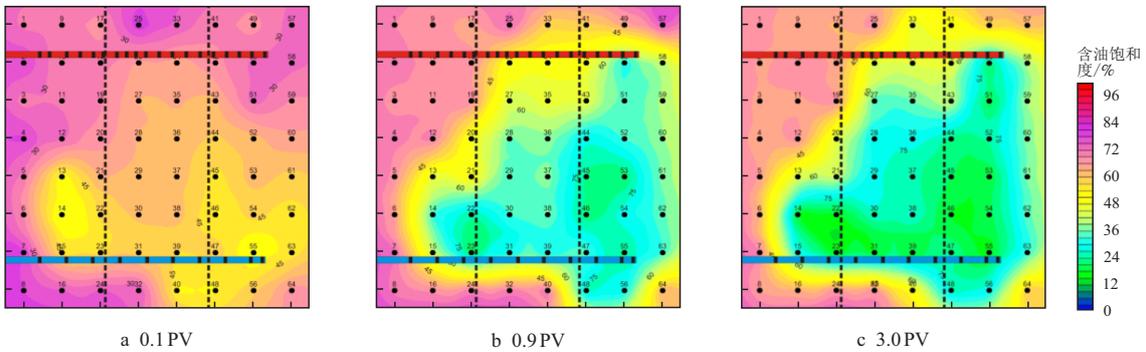


图 15 渗透率级差为 4 时非均质储层平行水井网水驱油实验中含油饱和度图

Fig. 15 Oil saturation in water drive experiment of parallel well pattern in heterogeneous reservoir at permeability differential is 4

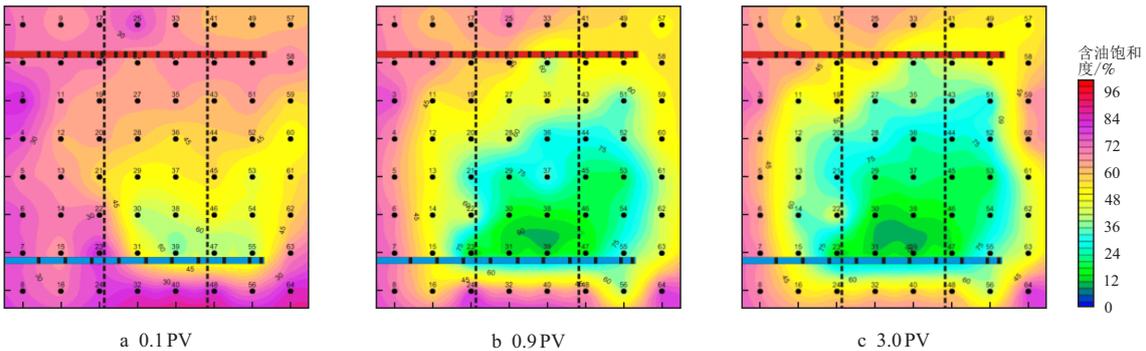


图 16 渗透率级差 6 时非均质储层平行水井网水驱油实验中含油饱和度图

Fig. 16 Oil saturation in water drive experiment of parallel well pattern in heterogeneous reservoir at permeability differential is 6

图 15 和图 16 中,注入水在进入储层以后整体向注水井方向渗流,当不同的储层条件,渗流速度不同,主流线位置不同,剩余油分布位置也不相同。在渗透率级差为 1 的均质储层中,渗流速度在注水井的跟部最快,向注水井和采油的趾部逐渐减慢,实验结束时在注水井的跟部含水饱和度附近最高,剩余油最少,向采油井跟部和注水井的趾部方向含

水饱和度明显降低,剩余油数量增加。

由图 15 和图 16 可见,剩余油主要分布在采油井的趾部附近:在储层渗透率级差为 4 的模型中,渗流速度在注水井的趾部最快,向注水井和采油井的跟部逐渐减慢,实验结束时在注水井的趾部附近含水饱和度最高,剩余油最少,向采油井跟部和注水井的跟部方向含水饱和度明显降低,剩余油数量增加。

剩余油主要分布于中、低渗透区采油井跟部—中部附近区域, 低渗区范围大于中渗区; 在储层渗透率级差为 6 的模型中, 渗流速度在注水井的中部最快, 向注水井跟部和趾部以及采油井方向明显减慢, 采油井趾部方向略快于跟部方向。实验结束时, 在注水井的中部附近含水饱和度最高, 剩余油最少, 向注水井跟部和趾部以及采油井方向含水饱和度明显降低, 剩余油数量增加。剩余油主要分布在低渗透区采油井跟部附近区域, 范围较前种储层小。

在均质储层中, 注水井跟部—采油井跟部区域压力梯度最大, 是注入水的主要流动方向。而在非均质储层中, 由于注水井趾部处于高渗储层区, 注入水在该区启动压力低, 流动性增强, 其主流线迁移为注水井中—趾部到采油井的中—趾部, 由此造成均质储层和非均质储层的剩余油分布区域不同; 同时由于非均质储层中注入水在高渗区易形成水窜, 在储层渗透率级差为 4 的高渗区(渗透率为

3 200 mD) 大于渗透率级差为 6 的储层, 注入水在高渗区渗流更快, 造成非均质储层较均质储层水洗范围小, 非均质储层中高渗区渗透率值大的储层带渗流快, 均质储层采出程度高于非均质储层; 非均质储层中高渗区渗透率值更大的采出程度更低。

表 4 和图 17 是利用非均质储层模型实验数据绘制和计算的甲型水驱特征曲线及含水率为 98% 时的可采储量、动态储量、死油区储量、采收率和平均驱油效率。分析表明: (1) 在相同驱替速度条件下, 均质模型中预测的可采储量、动态储量、采收率和平均驱油效率均高于非均质储层, 但低于级差高、平均渗透率相同的非均质储层; (2) 两个非均质模型的采收率相差 8.91%, 与实验获得的水驱油规律具有一致性, 也反映出储层平面非均质性对采收率的影响总体小, 平行水平井网更适用于高渗带渗透率值较小的非均质储层, 而不适合于渗透率级差小、渗透率最大值非常大的非均质储层。

表 4 不同渗透率级差非均质储层平行水平井网水驱油实验预测数据对比表
Tab. 4 Comparison of experimental prediction of parallel horizontal well pattern in heterogeneous reservoirs at different permeability gradients

实验组号	渗透率级差	驱替速度/ (mL · min ⁻¹)	模型油量/ mL	可采储量/ mL	动态储量/ mL	死油区储量/ mL	采收率/ %	平均驱油 效率/%
1	均质模型	1	1 570	906.26	1 509.30	60.70	57.72	60.05
2	4	1	1 575	709.98	1 222.93	352.07	45.08	58.06
3	6	1	1 520	725.90	1 246.50	273.50	47.76	58.24

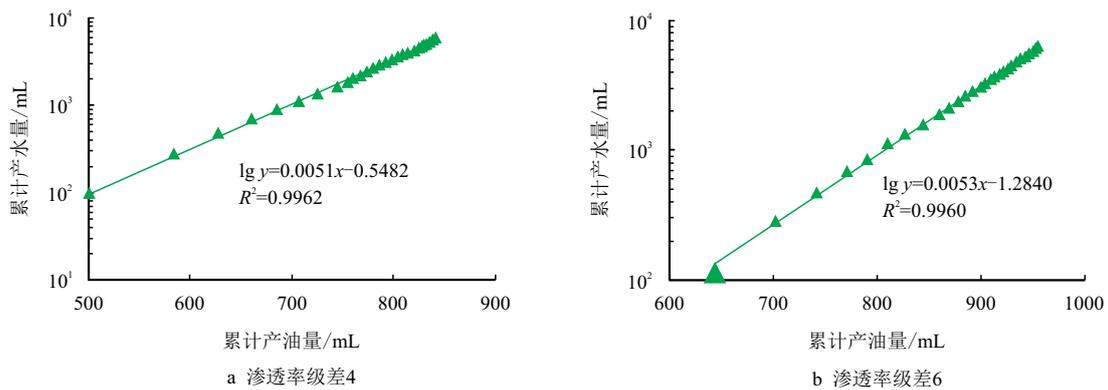


图 17 非均质储层中平行水平井网水驱油实验甲型水驱特征曲线
Fig. 17 Type A water drive characteristic curve of parallel well pattern in heterogeneous reservoir

4 结 论

(1) 在均质储层中采用不同驱替速度平行水平井网进行开发, 低驱替速度条件下见水时间晚, 见水时采出程度高, 最终采收率高。剩余油分布于采油井趾部附近, 高速条件下剩余油分布向注水井趾

部方向扩展。因此, 平行水平井网更适用于较低驱替速度的开发情况。

(2) 采用相同驱替速度水平井网在均质、不同极差非均质的 3 类储层中进行开发, 非均质储层见水时间最早, 但最终采收率及平均驱油效率均低于均质储层; 在不同极差的非均质储层中, 渗透率极

差较大,平均渗透率较小的非均质储层见水时间晚,最终采收率及平均驱油效率高。因此,水平井网更适合于极差较大、平均渗透率较小的非均质储层。

(3)在不同的非均质储层中采用平行井网开发时,在储层渗透率级差为4的模型中,剩余油主要分布于中、低渗透区采油井跟部—中部附近区域,低渗区范围大于中渗区;在储层渗透率级差为6的模型中,剩余油主要分布于低渗透区采油井跟部附近区域,范围较前种储层小。

参考文献

- [1] 王小东. 高含水油田剩余油分布规律研究[D]. 西安: 西安石油大学, 2013.
WANG Xiaodong. Study on distribution law of remaining oil in high water cut oilfield[D]. Xi'an: Xi'an Petroleum University, 2013.
- [2] 刘宝珺, 谢俊, 张金亮. 我国剩余油技术研究现状与进展[J]. 西北地质, 2004, 37(4): 1-6. doi: 10.3969/j.issn.1009-6248.2004.04.001
LIU Baojun, XIE Jun, ZHANG Jinliang. Present situation and advance of remaining oil research technology in China[J]. Northwest Geology, 2004, 37(4): 1-6. doi: 10.3969/j.issn.1009-6248.2004.04.001
- [3] CHIERICI G L. Economically improving oil recovery by advanced reservoir management[J]. Journal of Petroleum Science and Engineering, 1992, 8(3): 205-219. doi: 10.1016/0920-4105(92)90034-X
- [4] 郭平, 冉新权, 徐艳梅, 等. 剩余油分布研究方法[M]. 北京: 石油工业出版社, 2007.
GUO Ping, RAN Xinquan, XU Yanmei, et al. Research method of remaining oil distribution[M]. Beijing: Petroleum Industry Press, 2007.
- [5] 闫伟超, 孙建孟. 微观剩余油研究现状分析[J]. 地球物理学进展, 2016, 31(5): 2198-2211. doi: 10.6038/pg-20160544
YAN Weichao, SUN Jianmeng. Analysis of research present situation of microscopic remaining oil[J]. Progress in Geophysics, 2016, 31(5): 2198-2211. doi: 10.6038/pg-20160544
- [6] 袁梦影. 东营凹陷大芦湖油田樊29块沙三中亚段剩余油分布研究[D]. 青岛: 中国石油大学(华东), 2015.
YUAN Mengying. Research on remaining oil distribution of the middle Es3 Member in Block Fan 29 of Daluhu Oilfield, Dongying Sag[D]. Qiangdao: China University of Petroleum (East China), 2015.
- [7] 伍轶鸣, 唐仲华, 卞万江, 等. 哈得油田薄砂层油藏双台阶水平井注水开采数值模拟及剩余油分布规律研究[J]. 工程地球物理学报, 2011, 8(2): 231-236. doi: 10.3969/j.issn.1672-7940.2011.02.019
WU Yiming, TANG Zhonghua, BIAN Wanjiang, et al. Numerical simulation of flooding recovery by two step horizontal well and study of remaining oil distribution in deep-thin sandy reservoir of Hade Oilfield[J]. Chinese Journal of Engineering Geophysics, 2011, 8(2): 231-236. doi: 10.3969/j.issn.1672-7940.2011.02.019
- [8] 陈亮, 彭仕密, 聂昌谋. 胡状集油田胡十二块剩余油微观形成机理研究[J]. 断块油气田, 1997(4): 43-45.
CHEN Liang, PENG Shimi, NIE Changmou. Micromechanism of remaining oil generation in No.12 Fault-block, Huzhuangji Oilfield[J]. Fault-Block Oil and Gas Fields, 1997(4): 43-45.
- [9] 唐国庆. 应用微观透明模型研究枣园油田孔二段油藏水驱残余油形成机理[J]. 石油勘探与开发, 1992, 19(5): 75-80.
TANG Guoqing. A visible micro-model study of the mechanism of residual after flooding in K2, Zaoyuan Oilfield[J]. Petroleum Exploration and Development, 1992, 19(5): 75-80.
- [10] 李伟, 王石, 李忠利. 稠油油藏剩余油微观分布及其影响因素的试验研究[J]. 特种油气藏, 1996, 3(3): 39-43.
LI Wei, WANG Shi, LI Zhongli. Micro distribution of remaining oil and its influence element in heavy oil reservoir[J]. Special Oil and Gas Reservoir, 1996, 3(3): 39-43.
- [11] 徐艳梅, 郭平, 黄伟岗, 等. 剩余油分布的影响因素[J]. 西南石油学院学报, 2005, 27(6): 29-32. doi: 10.3863/j.issn.1674-5086.2005.06.008
XU Yanmei, GUO Ping, HUANG Weigang, et al. Factors that influenced remind oil distribution[J]. Journal of Southwest Petroleum Institute, 2005, 27(6): 29-32. doi: 10.3863/j.issn.1674-5086.2005.06.008
- [12] 施尚明, 张博, 朱贺, 等. 大庆杏北地区剩余油分布影响因素研究[J]. 科学技术与工程, 2012, 12(1): 168-171. doi: 10.3969/j.issn.1671-1815.2012.01.040
SHI Shangming, ZHANG Bo, ZHU He, et al. Analysis on the influential factors of remaining oil distribution rules in Daqing Xingbei Area[J]. Science and Technology and Engineering, 2012, 12(1): 168-171. doi: 10.3969/j.issn.1671-1815.2012.01.040
- [13] 齐兆英, 李阳, 吴东军, 等. 石家庄注水区剩余油分布规律及影响因素分析[J]. 中国石油和化工标准与

- 质量, 2019, 39(18): 165–166. doi: 10.3969/j.issn.1673-4076.2019.18.079
- QI Zhaoying, LI Yang, WU Dongjun, et al. Distribution of remaining oil and analysis of influencing factors in Shijiahe water injection area[J]. *China Petroleum and Chemical Industry Standards and Quality*, 2019, 39(18): 165–166. doi: 10.3969/j.issn.1673-4076.2019.18.079
- [14] 胡志成, 胡望水, 雷秋艳, 等. 高集油田剩余油影响因素及其分布研究[J]. *石油天然气学报*, 2013, 35(12): 50–55. doi: 10.3969/j.issn.1000-9752.2013.12.009
- HU Zhicheng, HU Wangshui, LEI Qiuyan, et al. The influential factors and distribution of remaining oil in Gaoji Oilfield[J]. *Journal of Oil and Gas Technology*, 2013, 35(12): 50–55. doi: 10.3969/j.issn.1000-9752.2013.12.009
- [15] 戴胜群. 东濮凹陷胡状集非均质油藏剩余油分布与挖潜研究[D]. 北京: 中国地质大学(北京), 2006.
- DAI Shengqun. Study on distribution and potential-tapping of remaining oil in reservoir with heterogeneity of Dongpuxian Huzhuangji Oilfield[D]. Beijing: China University of Geosciences (Beijing), 2006.
- [16] 张凤奎. 马岭油田剩余油分布规律及综合挖潜[J]. *石油勘探与开发*, 1998, 25(2): 3–5. doi: 10.3321/j.issn:1000-0747.1998.02.018
- ZHANG Fengkui. A study on the distribution and production potential of the remaining oil in Maling Oilfield[J]. *Petroleum Exploration and Development*, 1998, 25(2): 3–5. doi: 10.3321/j.issn:1000-0747.1998.02.018
- [17] 魏纪德, 杜庆龙, 林春明, 等. 大庆油田剩余油的影响因素及分布[J]. *石油与天然气地质*, 2001, 22(1): 57–59. doi: 10.11743/ogg20010113
- WEI Jide, DU Qinglong, LIN Chunming, et al. Distribution characteristics and controlled factors of residual oils in Daqing Oilfield[J]. *Petroleum & Natural Gas Geology*, 2001, 22(1): 57–59. doi: 10.11743/ogg20010113
- [18] 郎兆新, 张丽华, 程林松, 等. 水平井与直井联合开采问题——五点法面积井网[J]. *石油大学学报(自然科学版)*, 1993, 17(6): 50–55.
- LANG Zhaoxin, ZHANG Lihua, CHENG Linsong, et al. Combined production of vertical and horizontal wells — A 5-spot well pattern[J]. *Journal of The University of Petroleum, China*, 1993, 17(6): 50–55.
- [19] 程林松, 郎兆新. 水平井五点井网的研究及对比[J]. *大庆石油地质与开发*, 1994, 13(4): 27–31.
- CHENG Linsong, LANG Zhaoxin. Reservoir engineering study and comparison of five spot pattern of horizontal well[J]. *Petroleum Geology & Oil Field Development in Daqing*, 1994, 13(4): 27–31.
- [20] 葛家理, 王德民, 曲德斌, 等. 水平井与直井联合面积布井的开发理论研究(二)——七点法面积井网[J]. *石油勘探与开发*, 1995, 22(2): 47–50.
- GE Jiali, WANG Demin, QU Debin, et al. A combination of vertical and horizontal wells, in a 7-spot well pattern[J]. *Petroleum Exploration and Development*, 1995, 22(2): 47–50.
- [21] 李春兰, 程林松, 张丽华, 等. 水平井九点井网产能研究[J]. *西南石油学院学报*, 1998, 20(1): 3–5. doi: 10.3863/j.issn.1674-5086.1998.01.013
- LI Chunlan, CHENG Linsong, ZHANG Lihua, et al. The study on productivity of horizontal well 9-spot patterns[J]. *Journal of Southwest Petroleum Institute*, 1998, 20(1): 3–5. doi: 10.3863/j.issn.1674-5086.1998.01.013
- [22] 李春兰, 程林松, 郎兆新, 等. 水平井九点井网沿水平段井筒流体流速分布规律[J]. *石油大学学报(自然科学版)*, 1998, 22(1): 34–36. doi: 10.1109/ISIC.1999.-796628
- LI Chunlan, CHENG Linsong, LANG Zhaoxin, et al. Fluid flow ratio along horizontal wellbore in 9-spot patterns[J]. *Journal of the University of Petroleum, China (Edition of Natural Science)*, 1998, 22(1): 34–36. doi: 10.1109/ISIC.-1999.796628
- [23] 范子菲, 方宏长. 四点法和三角形井网水平井产能公式研究[J]. *大庆石油地质与开发*, 1996, 15(4): 31–37.
- FAN Zifei, FANG Hongchang. Productivity formula of horizontal wells in four spot and triangular patterns[J]. *Petroleum Geology & Oilfield Development in Daqing*, 1996, 15(4): 31–37.
- [24] 程林松, 郎兆新, 张丽华. 水平井五点法面积井网的数值模拟研究[J]. *石油勘探与开发*, 1994, 21(6): 53–58.
- CHENG Linsong, LANG Zhaoxin, ZHANG Lihua. Numerical simulation of horizontal and vertical well pattern[J]. *Petroleum Exploration and Development*, 1994, 21(6): 53–58.
- [25] 彭昱强, 涂彬, 魏俊之, 等. 油气田开发井网研究综述[J]. *大庆石油地质与开发*, 2002, 21(6): 22–25. doi: 10.3969/j.issn.1000-3754.2002.06.009
- PENG Yuqiang, TU Bin, WEI Junzhi, et al. The summarization of the studies on the well patterns during the development of an oil and gas field[J]. *Daqing Petroleum Geology and Development*, 2002, 21(6): 22–25. doi: 10.-3969/j.issn.1000-3754.2002.06.009
- [26] AGGOUR M A, KHAN I S. Hele-shaw model study of horizontal well performance in reservoir with gas cap and bottom water drive[J]. *Petroleum Science and Technology*, 2001, 19(5–6): 661–672. doi: 10.1081/LFT-100105281

- [27] 王家禄, 刘玉章, 江如意, 等. 水平井开采底水油藏水脊脊进规律的物理模拟[J]. 石油勘探与开发, 2007, 34(5): 590–593. doi: 10.3321/j.issn:1000-0747-2007.05.013

WANG Jialu, LIU Yuzhang, JIANG Ruyi, et al. 2-D physical modeling of water coning of horizontal well production in bottom water driving reservoirs[J]. Petroleum Exploration and Development, 2007, 34(5): 590–593. doi: 10.3321/j.issn:1000-0747.2007.05.013

- [28] 潘毅, 董卫军, 冯靛. 多层砂岩油藏可视化模型水驱油物模实验研究[J]. 西南石油大学学报(自然科学版), 2012, 34(6): 79–86. doi: 10.3863/j.issn.1674-5086.2012.06.011

PAN Yi, DONG Weijun, FENG Liang. Experimental research of physical simulation on visual model water flooding flow character of multi-layer sandstone reservoir[J]. Journal of Southwest Petroleum University (Science & Technology Edition), 2012, 34(6): 79–86. doi: 10.3863/j.issn.1674-5086.2012.06.011

作者简介



罗宪波, 1975 年生, 男, 汉族, 河北博野人, 教授级高级工程师, 博士, 主要从事油气藏开发等方面的研究工作。E-mail: luoxb@cnooc.com.cn



唐洪, 1973 年生, 女, 汉族, 四川中江人, 教授, 博士, 主要从事油气田开发地质方面的研究和教学工作。E-mail: 737307945@qq.com



张章, 1985 年生, 男, 汉族, 河北满城人, 高级工程师, 博士, 主要从事油气田开发研究工作。E-mail: zhangzhang2@cnooc.com.cn



杨俊杰, 1995 年生, 男, 汉族, 四川巴中人, 硕士研究生, 主要从事油气田开发地质等方面的研究。E-mail: 648791951@qq.com



张俊, 1981 年生, 男, 汉族, 四川雅安人, 高级工程师, 硕士, 主要从事油气田开发研究及生产管理工作。E-mail: zj7258@126.com

编辑: 王旭东

编辑部网址: <http://zk.swpu.com>