

水平井储量动用程度评价新方法及应用

吴晓慧 雷 源 陈存良 王 雨 杨 明

中海石油(中国)有限公司天津分公司, 天津 300459

摘 要:渤海南部油田部分中轻质油藏储层物性非均质性较强,强非均质性导致水平井段储量动用程度出现差异大、开发效果差的问题。针对上述问题,在水平井测试数据缺少的条件下,利用流管法绘制不同储层物性条件下水平井含水率与采出程度理论关系曲线,通过实际生产数据与理论曲线对比,定性评价水平井段储量动用程度,在此基础上,以渗透率级差和低渗段储量比例建立了水平井段剩余可采程度预测图版,并引入评价参数——低渗段剩余可采程度,将水平井段储量动用程度及挖潜潜力大小定量划分为4种类型,并制定了相应挖潜策略。研究成果在BZ油田现场应用,取得了日增油265 m³的较好效果,可为中轻质油藏的水平井挖潜提供一定借鉴。

关键词:水平井;储量动用程度;主控因素;定量表征;挖潜策略

DOI:10.3969/j.issn.1006-5539.2022.03.010

A new method for evaluating the reserves producing degree of horizontal well and its application

WU Xiaohui, LEI Yuan, CHEN Cunliang, WANG Yu, YANG Ming

CNOOC China Ltd., Tianjin Branch, Tianjin, 300459, China

Abstract: Due to the fact that the heterogeneity of some light oil reservoirs in the southern Bohai oilfield is strong and the difference of production in horizontal well section is obvious, the development effect of horizontal wells is poor. But there are few horizontal well test data at present. Aiming at the problem, the research and application of a new method for evaluating the production degree of horizontal well have been carried out using reservoir engineering methods. The theoretical relationship curve between water cut and recovery degree of horizontal well under different reservoir physical properties is calculated using multi-flow tube model. Based on this theoretical curve, the uneven production degree of horizontal section is qualitatively evaluated. On this basis, the permeability gradient and reserve proportion of low permeability section are used as the main controlling factors for the production degree of horizontal well, and a prediction chart of the remaining recoverable degree of the horizontal section is established. An evaluation parameters—the remaining recoverable degree of the low-permeability section—is introduced to quantitatively evaluate the production degree of horizontal well and the subsequent tapping potential. According to the tapping potential of remaining oil, the production degree of horizontal well can be divided into four types, corresponding to different potential tapping strategies. The research has been applied in the BZ oilfield, effectively guiding to tapping the remaining oil potential of horizontal wells. After the adjustment, the total daily oil production of BZ oilfield has been increased by 265 cubic meters per day.

收稿日期:2021-10-13

基金项目:国家科技重大专项“渤海油田加密调整及提高采收率油藏工程技术示范”(2016ZX05058001)

作者简介:吴晓慧(1987-),女,河北张家口人,高级工程师,硕士,主要从事油气田开发方面研究工作。E-mail:wuxh21@

cnooc.com.cn

Keywords: Horizontal well; Reserves producing degree; Main controlling factors; Quantitative characterization; Potential tapping strategy

0 前言

渤海南部油田部分中轻质油藏以水平井开发为主。一般情况下,水平井较直井可有效提高水驱波及效率,取得更好的开发效果。然而当水平井钻遇储层物性非均质性较强时,实际生产往往达不到预期开发效果^[1-3]。受储层非均质性、“跟趾”效应、井眼轨迹变化等因素影响,部分水平井段贡献极低甚至无贡献,造成一些水平井低效生产,部分储量难以动用^[4-8]。由于该区块水平井测试数据少^[9],如何定量评价水平井段储量动用程度成为此类油藏后期调整挖潜的重要课题。

1 水平井储量动用程度定性分析

研究表明流管法建立的水平井含水率与采出程度曲线^[10-12]可以较好描述注水开发油藏水平井的开发效果,且流管法具有方程简单、计算速度快的特点。流管法是把注采井间描述为不同尺寸的多根流管,用多根流管描述渗透率的非均质性,每根流管代表井组内具有相同渗透率的渗流单元。假设单根流管水驱油过程为活塞式驱替,通过多根流管的叠加即可描述出储层非均质条件下的水平井非活塞式驱替的效果。本次研究利用流管法,建立注水开发油藏水平井不同储层物性条件下含水率与采出程度理论关系曲线。

时刻为 t 时,单根流管的渗流阻力为:

$$R(i) = \frac{1}{K(i)} \left[\int_{r_w}^{L_f} \frac{1}{A_i \left(\frac{k_{ro}}{\mu_o} + \frac{k_{rw}}{\mu_w} \right)} d\xi + \int_{L_f}^{L_i-r_w} \frac{1}{A_i \frac{k_{ro}(S_{wc})}{\mu_o}} d\xi \right] \quad (1)$$

式中: $R(i)$ 为第 i 根流管的渗流阻力,MPa/(m³/d); $K(i)$ 为第 i 根流管的储层渗透率,mD; A_i 为第 i 根流管的横截面积,m²; r_w 为水平井井筒半径,m; L_f 为水驱前缘距注水井的距离,m; k_{ro} 为油相相对渗透率; μ_o 为地层原油黏度,mPa·s; μ_w 为地层水黏度,mPa·s; ξ 为流线长度,m; L_i 为第 i 根流管总长度,m; K_{rw} 为水相相对渗透率; $K_{ro}(S_{wc})$ 为束缚水饱和度条件下的油相相对渗透率。

每根流管的产液量为:

$$q(i) = Q \frac{\frac{1}{R(i)}}{\sum_{i=1}^N \frac{1}{R(i)}} \quad (2)$$

式中: $q(i)$ 为第 i 根流管的产液量,m³/d; Q 为总注水量,m³/d; N 为流管总数。

根据相渗曲线拟合及等饱和度面移动方程,求出每根流管出口端的含水率为:

$$f_w(i) = \frac{1}{1 + \frac{\mu_w}{\mu_o} \times \frac{k_{ro}(S_{wi})(1 - S_{wd})^{n_o}}{k_{rw}(S_{or})S_{wd}^{n_w}}} \quad (3)$$

式中: $f_w(i)$ 为第 i 根流管的含水率; S_{wi} 为束缚水饱和度; S_{wd} 为出口处的含水饱和度; n_o 为油相指数; n_w 为水相指数; S_{or} 为残余油饱和度。

则每根流管的产油量为:

$$q_o(i) = q(i) \times (1 - f_w(i)) \quad (4)$$

t 时刻,水平井整井的含水率为:

$$f_w = \frac{\sum_{i=1}^N (q(i) \times f_w(i))}{Q} \quad (5)$$

对式(4)进行积分并除以原始地质储量,可得 t 时刻水平井的采出程度为:

$$R_o = \frac{\sum_{i=1}^N (q(i) \times (1 - f_w(i)))}{\sum_{i=1}^N (\varphi_i \times A_i \times (1 - S_{wi}) \times L_i)} \quad (6)$$

式中: R_o 为 t 时刻水平井的采出程度; φ_i 为第 i 根流管的储层孔隙度。 $q_o(i)$ 为第 i 根流管的产油量,m³/d; f_w 为水平井的含水率。

将油田实际相渗曲线、不同层位的油水黏度分布范围、注采井距等参数带入到公式中,计算出相应实际条件下的含水率和采出程度,并建立 BZ 油田不同原油黏度下的注水开发油藏水平井含水率与采出程度对比曲线,见图 1。通过对比水平井实际生产数据与该理论曲线的重合度,定性判定水平井动用程度。

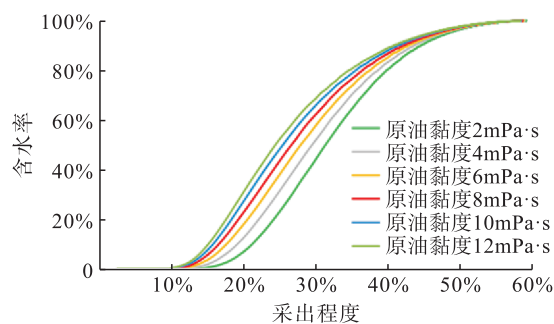


图 1 不同原油黏度下水平井含水率与采出程度理论关系曲线图

Fig. 1 Theoretical relationship curves of water cut and recovery degree of horizontal well under different oil viscosity

2 水平井储量动用程度定量分析

在上述定性评价水平井动用程度的基础上,为进一步定量评估水平井动用程度及靶向评估水平井剩余油

富集位置及挖潜潜力大小,开展水平井储量动用程度定量研究。目前部分学者针对水平井的水淹及动用的影响因素开展了相关研究,表明影响水平井动用不均的主要因素为:储层非均质性、井眼轨迹变化、“跟趾”效应、油水黏度比及产液强度^[13-16]。矿场实践表明,对于井眼轨迹距油水界面距离无较大变化、原油黏度变化范围不大、产液强度稳定的水平生产井,影响水平段动用不均的关键因素为水平井开采层段的储层非均质性。而储层的非均质程度不仅与渗透率级差有关,还与不同渗透率段的储量占比有直接的关系^[17-18]。正确认识储层非均质性对水平井动用程度的影响,可有效指导水平井后期开发策略的调整。本次利用数值模拟手段研究储层非均质性对水平井动用程度的影响,模型各项参数均来自BZ油田实际资料。建立1注1采水平井开发的机理模型,储层平均渗透率1 000 mD,原油黏度8.0 mPa·s,注采比1.0。

2.1 渗透率级差的影响

为研究储层渗透率级差对水平井动用程度的影响,在上述机理模型的基础上,将注采井间储层分为相对高渗段与相对低渗段两段,相对高渗段和相对低渗段的储量比例为1:1,通过改变水平井不同段的渗透率级差设计14个方案。水驱至含水90%时,各方案的剩余油饱和度分布见图2。由不同渗透率级差条件下的剩余油饱和度对比图可知,由于储层非均质性,相对低渗段动用程度远低于均质水平。在高低渗储量比例一定的条件下,渗透率级差越大,相对低渗段的剩余油越富集。

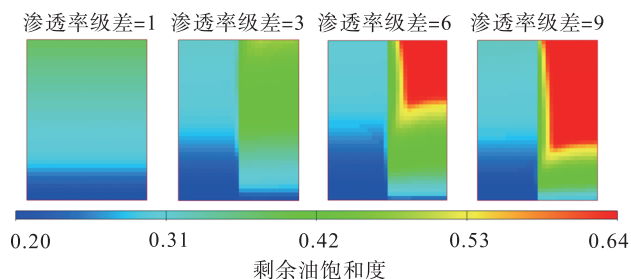


图2 不同渗透率级差下的剩余油饱和度分布图
(含水率=90%)

Fig. 2 Distribution of remaining oil saturation under different permeability contrast (water cut = 90%)

为准确评价水平井进入特高含水阶段后的各段动用情况及挖潜潜力大小,引入评价参数相对低渗段剩余可采程度,定义其等于相对低渗段在均质条件下的可采储量减掉目前累产油后除以均质条件下的可采储量,公式中所有参数均对应含水率90%时的数值。

根据上述定义可知,相对低渗段剩余可采程度越大,即在进入特高含水期后,该水平井相对低渗段周边剩余油越富集。根据上述实验结果可知,在高低渗储量比例一定的条件下,渗透率级差越大,相对低渗段动用程度越低,即相对低渗段剩余可采程度越大,相对低渗

段井周围剩余油富集。在高低渗储量比为1:1的情况下,相对低渗段剩余可采程度与渗透率级差呈较好的对数关系,见图3。

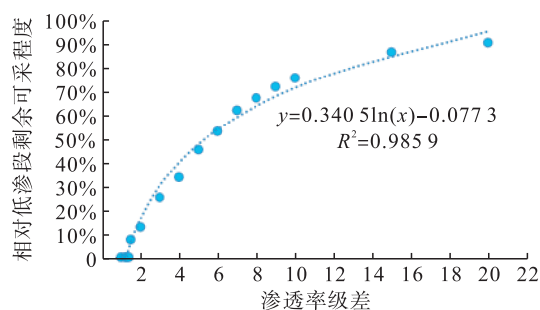


图3 相对低渗段剩余可采程度与渗透率级差的关系曲线图

Fig. 3 Relationship curve between remaining recoverable degree of the relative low-permeability section and permeability contrast

2.2 高低渗储量比例的影响

在上述机理模型的基础上,将注采井间储层分为相对高渗段与相对低渗段两段,渗透率级差设置为4,通过改变相对低渗段储量占比设计了9个方案。水驱至含水90%时,各方案的剩余油饱和度分布见图4。同时建立不同相对低渗段储量占比条件下的相对低渗段剩余可采程度关系曲线,见图5。

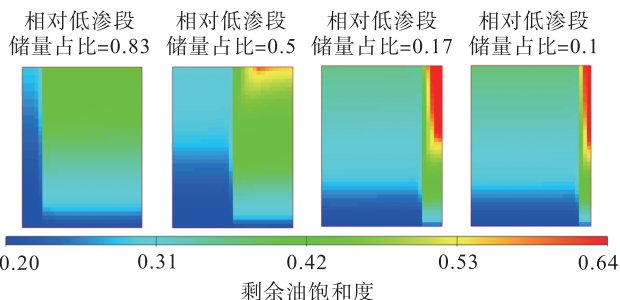


图4 不同相对低渗段储量占比条件下的剩余油饱和度分布图
(含水率=90%)

Fig. 4 Distribution of remaining oil saturation under different reserve proportion of relative low-permeability section (water cut = 90%)

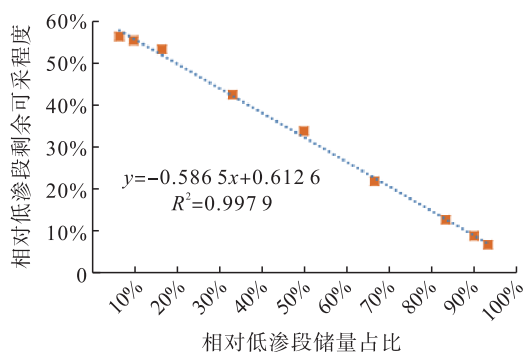


图5 相对低渗段剩余可采程度与相对低渗段储量占比的关系曲线图

Fig. 5 Relationship curve between remaining recoverable degree of the relative low-permeability section and different reserve proportion of relative low-permeability section

根据上述实验结果可知,在渗透率级差一定的条件下,相对低渗段储量占比越小,相对低渗段井周围动用越差、剩余油越富集,相对低渗段剩余可采程度越大。而在渗透率级差为4的条件下,相对低渗段剩余可采程度与相对低渗段储量比例呈较好的线性关系。

2.3 水平井周边剩余油分布及挖潜方向

为进一步研究不同渗透率级差和相对低渗段储量占比条件下的水平井动用情况,通过改变上述两项参数设计方案共计40个。根据实验结果建立不同渗透率级差下的相对低渗段剩余可采程度与相对低渗段储量占比理论图版,见图6,研究发现不同级差下相对低渗段剩余可采程度与相对低渗段储量比例关系并不相同,但整体趋势一致。相对低渗段剩余可采程度随着渗透率级差的增大而提高;相对低渗段剩余可采程度随着低渗段储量占比的增大而降低;当渗透率级差大于等于4时,相对低渗段剩余可采程度随相对低渗段储量占比的增大而降低的幅度越来越大,呈明显的两段式规律,第一段呈现相对低渗段剩余可采程度随相对低渗段储量占比的增大而降低的幅度较小的规律,第二段呈现相对低渗段剩余可采程度随低渗段储量占比的增大而降低的幅度较大的规律。且渗透率级差越大,两段式分界点处的相对低渗段储量占比越大。

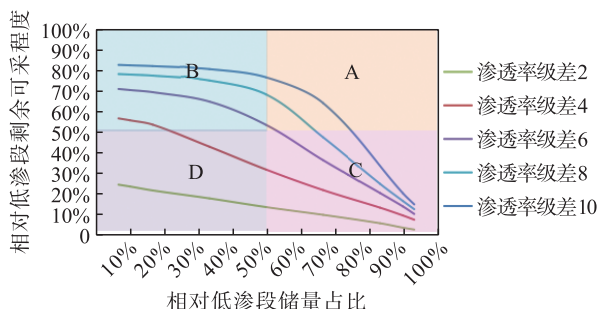


图6 相对低渗段剩余可采程度理论图版

Fig. 6 Theoretical chart of remaining recoverable degree of the low-permeability section

由于整个水平井周围剩余可采储量由相对低渗段储量和相对低渗段剩余可采程度综合决定,故综合考虑BZ油田的平均单井井控储量及当前油价条件下的调整井累产油下限,分别以相对低渗段剩余可采程度50%和相对低渗段储量占比50%为界进行分类,共分4个类型,并分别制定相应的挖潜策略^[19]。图6中A类型相对低渗段储量占比>50%,相对低渗段剩余可采程度>50%,水平井有较长低渗段,且相对低渗段周边剩余油富集,建议周围增打调整井;B类型相对低渗段储量占比<50%,相对低渗段剩余可采程度>50%,水平井存在较短相对低渗段,相对低渗段周边剩余油富集,建议调驱改善平面驱替不均衡情况;C类型相对低渗段储量占比>50%,相对低渗段剩余可采程度<50%,水平井存在较长

低渗段,相对低渗段周边存在一定剩余油,建议实施调驱措施来进一步动用相对低渗段剩余油;D类型相对低渗段储量占比<50%,相对低渗段剩余可采程度<50%,水平井存在较短相对低渗段,且相对低渗段周边剩余油相对较少,建议提液。

上述分类及挖潜策略的制定可根据所应用油田的油井实际井控储量及调整井挖潜的经济下限等情况进行实时调整。

3 现场应用

BZ油田位于渤海南部海域,为中轻质油复杂断块油藏,主力含油层位为明化镇组,多采用水平井开发。由于该油田储层非均质性强,部分水平井含水上升快,水平段产出剖面不均,开发效果较差。因此准确评估BZ油田水平井储量动用程度及剩余潜力对后续剩余油挖潜尤为重要。

将BZ油田水平生产井的实际生产数据点投到水平井含水率与采出程度理论关系曲线上,对比实际数据与理论曲线的重合度,定性判定水平井动用程度。然后将水平生产井的实际水平段储层参数投到相对低渗段剩余可采程度理论图版,根据水平井实际所在潜力区域判定剩余油挖潜潜力及挖潜方向。以开采同一含油层位的A29H井、A15H井和D4H井为例,见图7~8。

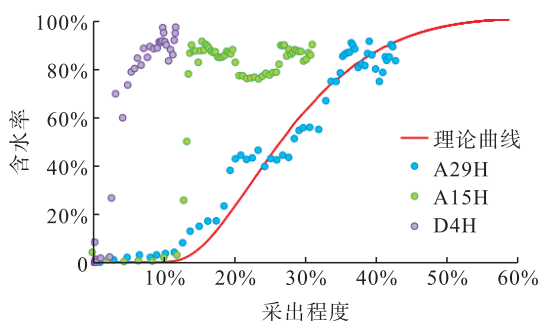


图7 水平井含水率与采出程度理论关系曲线应用图

Fig. 7 Application of water cut and recovery degree of horizontal well curve

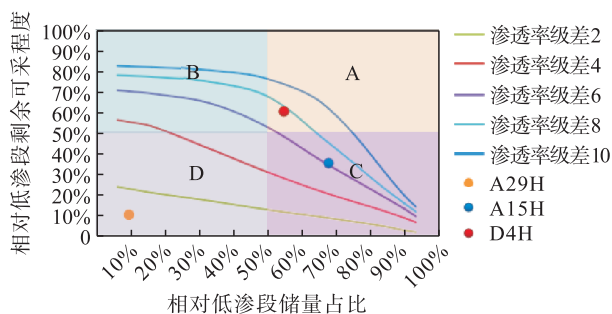


图8 相对低渗段剩余可采程度理论图版应用图

Fig. 8 Application of remaining recoverable degree of the relative low-permeability section theoretical chart

A29H井实际生产数据与水平井含水率与采出程度理论关系曲线重复度高,生产动态规律与理论基本一致,说明该井周边储层较均质,根据地质资料计算该井渗透率级差仅为1.5,相对低渗段储量占比10%,通过相对低渗段剩余可采程度理论图版计算该井相对低渗段剩余可采程度仅10%,属于D类,建议实施提液措施。对A29H井实施提液措施后,日产液增加 160 m^3 ,日产油增加 58 m^3 ,含水率无明显变化,效果显著。

A15H井实际生产数据在低含水阶段与水平井含水率与采出程度理论关系曲线重合度高,但后期发生严重水窜,含水率急速上升,实际生产数据位于水平井动用程度诊断曲线的上侧,说明目前该井水平段存在明显的非均质性,导致水平段周边储量动用不充分,实际动用程度低。分析该井地质油藏特征,该井原始测井渗透率级差为2.8,利用渗流通道定量识别方法判定该井存在水窜通道^[20],综合利用数值模拟手段反演A15H井水窜后渗透率级差为6,相对低渗段储量占比70%,根据相对低渗段剩余可采程度理论图版,计算出该井目前相对低渗段剩余可采程度35%,属于C类,可对相应注水井实施调驱措施。对相应注水井A10H实施调驱措施3个月,含水率下降11%,日产油增加 21 m^3 ,降水增油效果显著。

D4H井实际生产数据始终位于水平井含水率与采出程度理论关系曲线的上侧,生产过程中含水率出现急剧上升,说明该井水平段非均质性较强,相对高渗段的暴性水淹导致水平段相对低渗段储量动用较差,整个水平段实际动用程度低。D4H井水平段长245 m,水平段渗透率主要分两段,跟端段渗透率明显高于趾端段渗透率,渗透率级差为8,相对低渗段储量占比55%。基于相对低渗段剩余可采程度理论图版,预测D4H井相对低渗段剩余可采程度为60%,判定该井属于A类,即水平井整体动用差,水平井有较长低渗段且剩余油富集,根据该井井控储量、井区标定技术采收率及相对低渗段剩余可采程度,计算出该井相对低渗段的剩余可采储量近 $5 \times 10^4\text{ m}^3$ 。考虑到该井目前日产油仅 3 m^3 ,含水率已达92%,日产水平已低于日产油经济下限,且维持生产仍难动用趾端剩余油,因此,将D4H井侧钻至趾端附近,侧钻井D4H1井投产后日产油 80 m^3 ,含水率1%,在有效动用趾端剩余油的同时,也进一步验证了上述理论研究的准确性。

通过水平井含水率与采出程度理论关系曲线与相对低渗段剩余可采程度理论图版的应用,对BZ油田水平采油井的水平段周边储量动用程度进行分析。指导对应注水井实施调驱措施2口,提液3口,部署调整井挖潜剩余油2口,合计日增油 265 m^3 ,开发效果改善明显。

4 结论

1)利用流管法建立了水平井含水率与采出程度理论关系曲线,通过实际生产数据与理论曲线对比定性评估了水平井实际的储量动用程度。

2)以渗透率级差和相对低渗段储量比例为水平井储量动用程度的主控因素,建立了水平段剩余可采程度预测图版,并引入了评价参数相对低渗段剩余可采程度,定量评价了水平井动用情况。将水平井段储量动用程度及挖潜潜力大小定量划分为4种类型,并制定了相应挖潜策略。

3)研究成果应用到BZ油田,有效指导了7口水平井动用程度认识及剩余油挖潜,合计日增油 265 m^3 ,效果明显。

参考文献:

- [1] 贺丰果,岳湘安,李良川,等.底水油藏非均质性对水平井开采特性的影响[J].石油钻采工艺,2009,31(4):63-66.
HE Fengguo, YUE Xiang'an, LI Liangchuan, et al. A simulation experiment of the impact of bottom water oil reservoirs heterogeneity on production characteristics of horizontal wells [J]. Oil Drilling & Production Technology, 2009, 31 (4): 63-66.
- [2] 王树平,袁向春,刘传喜,等.平面非均质储层水平井产能计算[J].大庆石油学院学报,2010,34(2):64-67.
WANG Shuping, YUAN Xiangchun, LIU Chuanxi, et al. Deliverability prediction method for horizontal wells for reservoirs with heterogeneity in horizontal direction [J]. Journal of Daqing Petroleum Institute, 2010, 34 (2): 64-67.
- [3] 张欣.渗透率非均质对水平井入流规律影响分析[J].特种油气藏,2010,17(2):88-90.
ZHANG Xin. The effect of permeability heterogeneity on inflow performance in horizontal wells [J]. Special Oil and Gas Reservoirs, 2010, 17 (2): 88-90.
- [4] 周代余,江同文,冯积累,等.底水油藏水平井水淹动态和水淹模式研究[J].石油学报,2004,25(6):73-77.
ZHOU Daiyu, JIANG Tongwen, FENG Jilei, et al. Waterflooding performance and pattern in horizontal well with bottom water reservoir [J]. Acta Petrolei Sinica, 2004, 25 (6): 73-77.
- [5] 王敬,刘慧卿,刘松原,等.非均质底水油藏水平井水淹规律研究[J].石油学报,2010,31(6):970-974.
WANG Jing, LIU Huiqing, LIU Songyuan, et al. A flooding law in horizontal wells of heterogeneous reservoirs with bottom water [J]. Acta Petrolei Sinica, 2010, 31 (6): 970-974.
- [6] 吴晓慧,王雨,杨明.注水油藏水平井含水变化规律研究[J].天然气与石油,2020,38(5):58-63.

- WU Xiaohui, WANG Yu, YANG Ming, et al. The research on horizontal well water cut change regularity of waterflooding reservoir [J]. *Natural Gas and Oil*, 2020, 38 (5): 58-63.
- [7] 刘广为,周代余,姜汉桥,等.塔里木盆地海相砂岩油藏水平井水淹规律及其模式[J]. *石油勘探与开发*, 2018, 45 (1): 128-135.
- LIU Guangwei, ZHOU Daiyu, JIANG Hanqiao, et al. Water-out performance and pattern of horizontal wells for marine sandstone reservoirs in Tarim Basin, NW China [J]. *Petroleum Exploration and Development*, 2018, 45 (1): 128-135.
- [8] 郑俊德,高朝阳,石成方,等.水平井水淹机理数值模拟研究[J]. *石油学报*, 2006, 27 (5): 99-102.
- ZHENG Junde, GAO Chaoyang, SHI Chengfang, et al. Numerical simulation of watered-out mechanism in horizontal well [J]. *Acta Petrolei Sinica*, 2006, 27 (5): 99-102.
- [9] 邵立民.国内外水平井生产测试技术[J]. *油气井测试*, 2010, 25 (1): 73-74.
- SHAO Limin. Production test technology to horizontal well at home and abroad [J]. *Well Testing*, 2010, 25 (1): 73-74.
- [10] 李传亮,张学磊.管流与渗流的统一[J]. *新疆石油地质*, 2007, 28 (2): 252-253.
- LI Chuanliang, ZHANG Xuelei. Unification of flow equations in tubes and in porous media [J]. *Xinjiang Petroleum Geology*, 2007, 28 (2): 252-253.
- [11] 张宏友,邓琪,王美楠,等.含水率与采出程度关系理论曲线建立新方法[J]. *断块油气田*, 2018, 25 (3): 345-349.
- ZHANG Hongyou, DENG Qi, WANG Meinan, et al. New method for studying theoretical relationship curve between water cut and recovery percent [J]. *Fault-Block Oil and Gas Field*, 2018, 25 (3): 345-349.
- [12] 周瀛,唐海,吕栋梁,等.排状交错水平井井网面积波及效率研究[J]. *岩性油气藏*, 2012, 24 (5): 124-128.
- ZHOU Ying, TANG Hai, LYU Dongliang, et al. Areal sweep efficiency of staggered well pattern of horizontal wells in low permeability reservoirs [J]. *Lithologic Reservoirs*, 2012, 24 (5): 124-128.
- [13] 尹俊禄,赵丁楠,东甲山,等.底水油藏水平井水淹规律影响因素[J]. *油气地质与采收率*, 2012, 19 (4): 90-92.
- YIN Junlu, ZHAO Dingnan, DONG Jiashan, et al. Numerical simulation on factors affecting flooding mechanism of bottom-water reservoir in horizontal wells [J]. *Petroleum Geology and Recovery Efficiency*, 2012, 19 (4): 90-92.
- [14] 毕永斌,张梅,马桂芝,等.复杂断块油藏水平井见水特征及影响因素研究[J]. *断块油气田*, 2011, 18 (1): 79-82.
- BI Yongbin, ZHANG Mei, MA Guizhi, et al. Research on water breakthrough characteristics and influence factors of horizontal well in complex fault-block reservoir [J]. *Fault-Block Oil and Gas Field*, 2011, 18 (1): 79-82.
- [15] 王涛,赵进义.底水油藏水平井含水变化影响因素分析[J]. *岩性油气藏*, 2012, 24 (3): 103-107.
- WANG Tao, ZHAO Jinyi. Influencing factors of water cut for horizontal wells in bottom water reservoir [J]. *Lithologic Reservoirs*, 2012, 24 (3): 103-107.
- [16] 唐韵. CB油田水平井出水特征及影响因素研究[J]. *复杂油气藏*, 2015, 8 (3): 59-62.
- TANG Yun. Characteristics of water breakthrough of horizontal wells in CB oilfield and its influence factors [J]. *Complex Hydrocarbon Reservoirs*, 2015, 8 (3): 59-62.
- [17] 刘欣颖,胡平.非均质底水油藏水平井三维物理模拟实验[J]. *石油学报*, 2011, 32 (6): 1012-1016.
- LIU Xinying, HU Ping. A 3-D visible physical experiment on horizontal wells of heterogeneous reservoirs with bottom water [J]. *Acta Petrolei Sinica*, 2011, 32 (6): 1012-1016.
- [18] 郑强,刘慧卿,薛海庆,等.底水油藏水平井沿程水淹识别[J]. *油气地质与采收率*, 2012, 19 (1): 95-98.
- ZHENG Qiang, LIU Huiqing, XUE Haiqing, et al. Identification of waterflooding along horizontal wells in bottom-water drive reservoir [J]. *Petroleum Geology and Recovery Efficiency*, 2012, 19 (1): 95-98.
- [19] 苑志旺,杨宝泉,杨莉,等.深水浊积砂岩油田含水上升机理及优化注水技术——以西非尼日尔三角洲盆地AKPO油田为例[J]. *石油勘探与开发*, 2018, 45 (2): 287-296.
- YUAN Zhiwang, YANG Baoquan, YANG Li, et al. Water-cut rising mechanism and optimized water injection technology for deepwater turbidite sandstone oilfield: A case study of AKPO oilfield in Niger Delta Basin, west Africa [J]. *Petroleum Exploration and Development*, 2018, 45 (2): 287-296.
- [20] 吴晓慧,邓景夫,陈晓明,等.注采连通性计算及渗流通道的定量识别[J]. *特种油气藏*, 2019, 26 (3): 114-118.
- WU Xiaohui, DENG Jingfu, CHEN Xiaoming, et al. Calculation of injection-production connectivity and quantitative identification of flow channel [J]. *Special Oil & Gas Reservoirs*, 2019, 26 (3): 114-118.