

# 水平井堵水工艺数值模拟优化

贾永康,李翔,鞠野,王晓龙,刘光普,王硕

中海油田服务股份有限公司油田生产事业部 天津 300459

通讯作者:Email: jiajk2@cosl.com.cn

引用:贾永康,李翔,鞠野,等. 水平井堵水工艺数值模拟优化[J]. 油气井测试,2022,31(1):41-46.

Cite: JIA Yongkang, LI Xiang, JU Ye, et al. Numerical simulation optimization of water plugging technology in horizontal wells[J]. Well Testing, 2022, 31(1):41-46.

**摘要** 针对渤海油田水平生产井平均综合含水率高、动用采出程度低的实际问题,结合 A 井资料,建立单井数值模拟模型,研究水平井产液量、避水高度、垂直与水平方向渗透率比值、油水黏度比对水平井含水上升率的影响,并利用油藏数值模拟技术对堵剂注入量、段塞组合、注入速度及焖井时间等参数进行优化。结果表明,产液量、垂直与水平方向渗透率比值、油水黏度比增大、避水高度减小,均会导致含水上升率增大;选择适量的堵剂注入量,避免过度封堵;注入速度对堵水效果影响不大;优化后的段塞组合配合一定的焖井时间,堵水效果更优。优化后的堵剂体系能够达到较好的控水增油效果,对泡沫堵水工艺的推广与实施具有指导意义。

**关键词** 渤海油田;水平井;堵水;堵剂注入量;油藏数值模拟;控水增油;焖井时间

**中图分类号**:TE357 **文献标识码**:B **DOI**:10.19680/j.cnki.1004-4388.2022.01.007

## Numerical simulation optimization of water plugging technology in horizontal wells

JIA Yongkang, LI Xiang, JU Ye, WANG Xiaolong, LIU Guangpu, WANG Shuo

Production Optimization Department, China Oilfield Services Limited, Tianjin 300459, China

**Abstract:** The horizontal wells in Bohai oilfield suffer from the problems of high average composite water cut and low recovery percent of reserves. Based on the data of Well A, a single-well numerical simulation model is established to analyze the effects of liquid production, water avoidance height, vertical-horizontal permeability ratio and oil-water viscosity ratio on water cut rise of horizontal wells. Then, the reservoir numerical simulation technology is used to optimize the parameters such as dosage of plugging agent, slug combination, injection rate and soaking time. The results show that (1) the increase of liquid production, vertical-horizontal permeability ratio and oil-water viscosity ratio and the decrease of water avoidance height lead to the increase of water cut rise; (2) an appropriate dosage of plugging agent can be selected to avoid excessive plugging; (3) the injection rate has little effect on the water plugging effect; and (4) the optimized slug combination can be used in a certain soaking time to realize better plugging effect. The optimized plugging agent system can achieve better water control and oil increasing effect, and it is of guiding significance to the implementation of foam water plugging technology.

**Keywords:** Bohai oilfield; horizontal well; water shutoff; dosage of plugging agent; reservoir numerical simulation; water control and oil increase; soaking time

水平井由于其泄油面积大,空间利用率高等特点<sup>[1]</sup>,已广泛应用于海上油田的开发。在水平井开采过程中,一旦发生边水“指进”、底水“脊进”的突破,水平井含水上升十分迅速,产油量下降很快<sup>[2]</sup>,目前渤海油田的水平生产井平均综合含水率已超过 92.6%,动用采出程度仅 10.1%。因此,精确预测水平井的水淹规律并实施有效控水措施十分重要<sup>[3-4]</sup>。然而目前的边底水油藏水平井堵水工艺数学模型预测精度低,计算结果与实际相差太大<sup>[5-6]</sup>。对水平井出水机理的研

究是水平井高效开发的重要基础,在参考相关文献的基础上<sup>[7-10]</sup>,总结了水平井出水的主要影响因素。

水平井出水的主要影响因素可以分为两类:(1)油藏地质因素:储层的地质特点是影响水平井出水的根本因素,利用水平井技术开采裂缝性油藏,与水平段相连通的裂缝是地层水流入井筒的通道,这在裂缝油藏中,是最常见的出水方式,如果地层垂向渗透率大,油水界面之上没有有效的夹隔层阻挡,底水会迅速沿着垂直方向向上锥进,造成油井出水,储层的油水性质,

也是造成水平井出水的原因,在垂向上,油水界面受到的力主要是油水重力差及生产压差,随着地层流体的采出,井底生产压差逐渐变大,油水界面发生变形。对于稠油油藏来说,油水黏度比较高,维持油水界面稳定的生产压差越小,水平井生产更容易出水<sup>[11-13]</sup>。(2)人为因素:水平井在底水油藏的位置影响水平井的突破时间,水平井的产液速度、水平段的长度和含水的突破有一定的关系。主要是水平段越长,单位生产压差越小,无水采油期和最终采收率增加<sup>[14-16]</sup>。

本文通过数值模拟方法,结合渤海某油田 A 井模型,针对底水稠油油藏,研究水平井产液量、避水高度、垂直与水平方向渗透率比值、油水黏度比与水平井含水上升率的关系,分析出水规律,并对三相纳米泡沫堵水工艺参数进行了优化设计,为在底水油藏基础上的高含水水平井综合治理提供了理论依据和实践指导。

1 单井模型建立

A 井为一口水平生产井,水平段长度 213.2 m,使用 139.7 mm 优质筛管进行防砂,采用普通合采管柱。该井于 2013 年 10 月 18 日投产,2015 年 1 月 28 日,含水升至 98%,日产液 410 m<sup>3</sup>,日产油 7.5 m<sup>3</sup>。2 d 后,因含水率过高且平台处理流程受限,对该井实施手动关井。

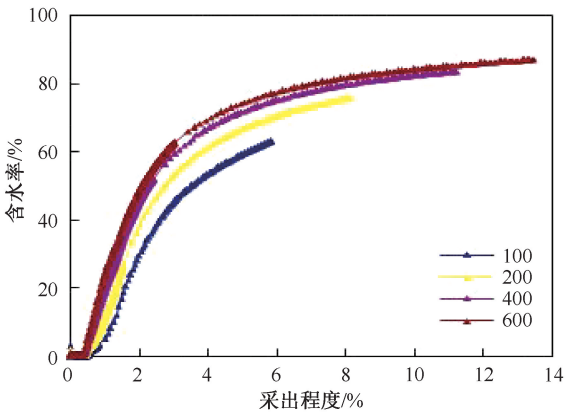
以该井具体地质数据为模型参数(表 1),利用 CMG 油藏数值模拟软件建立典型单井油藏地质模型,对影响水平井含水上升的单因素进行研究,所选的研究因素包括:日产液量、垂直与水平方向渗透率比值、油水黏度比。

表 1 A 井基本地质数据

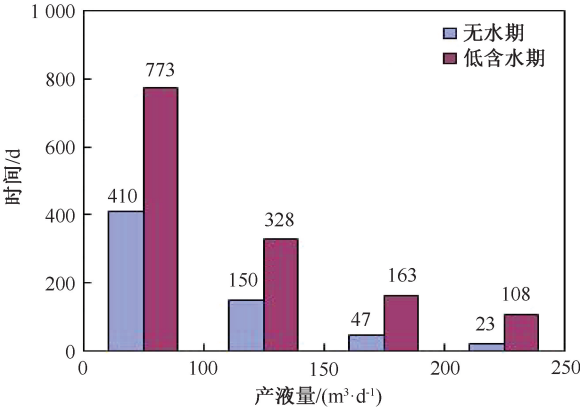
Table 1 Basic geological parameters of Well A			
参数	数值	参数	数值
水平段长度/m	225	原始含油饱和度/%	70
避水高度/m	45	原始地层温度/℃	58
原始地层压力/MPa	12	原油密度/(kg/m <sup>3</sup> )	936
孔隙度/%	35	原油黏度/(mPa·s)	559
水平方向渗透率/(10 <sup>-3</sup> μm <sup>2</sup> )	3 087	地层水黏度/(mPa·s)	1
垂向渗透率/(10 <sup>-3</sup> μm <sup>2</sup> )	1 543	地层水密度/(kg/m <sup>3</sup> )	1 000
油层中深/m	1 100	油层厚度/m	3.5
油藏地质储量/万吨	17.42	目前产液/m <sup>3</sup> /d	176.83
目前累产油/万吨	1.62	目前含水/%	92.35

1.1 产液量

分别设置日产液量为 100 m<sup>3</sup>/d、200 m<sup>3</sup>/d、400 m<sup>3</sup>/d、600 m<sup>3</sup>/d 进行油藏数值模拟运算,其它参数不变。油藏模拟结果见图 1。



(a) 采出程度-含水率曲线



(b) 产液量变化柱状图

图 1 水平井不同产液量开采变化曲线  
Fig. 1 The curve of the change of the liquid production in horizontal well production

从图 1 可以看出,随着日产液量的增加,水平井含水上升速度增加,无水期(含水小于 2%)和低含水期(含水小于 40%)生产时间缩短,并且水平井出水后,在相同采出程度下的含水率增大,造成这种现象的原因是日产液量越高,水平井生产压差和底水锥进速度越大,含水上升速度越快。

1.2 避水高度

分别设置水平井距初始油水边界的距离为 0.2 H、0.4 H、0.6 H、0.8 H(H 为油层厚度),其它条件不变,进行油藏数值模拟计算,结果见图 2。

从图 2 可以看出,避水距离越小,水平井的含水上升速度越快,相同采出程度下的含水率越高,并且水平井的无水采出期越短,无水采出程度越低。因此利用水平井开采底水油藏时,垂向位置一般位于油藏的中上部。

1.3 垂向渗透率与水平渗透率比值

分别设置垂向渗透率与水平渗透率比值为 0.05、0.1、0.2、0.4、0.8,进行油藏数值模拟运算,其它参数不变。油藏模拟结果见图 3。

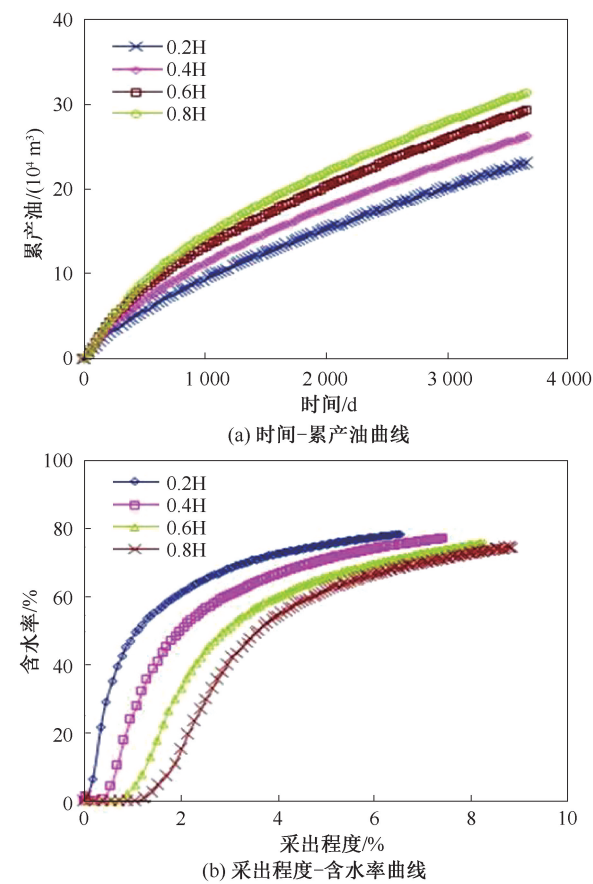


图 2 水平井不同避水高度开采变化曲线  
Fig. 2 The mining change curve of horizontal wells with different heights of water avoidance

从图 3 可以看出,随着垂向渗透率与水平渗透率比值增高,水平井含水上升速度增加,并且水平井出水后,在相同采出程度下的含水率增高,造成这种现象的原因是垂向渗透率与水平渗透率比值越大,垂向渗透率越大,水平底水锥进速度越大,含水上升速度越快。

1.4 油水黏度比

分别设置油水黏度比为 1、8、20、180 进行油藏数值模拟运算,其它参数不变。油藏模拟结果见图 4。

从图 4 可以看出,随着油水黏度比增大,水平井无水采油期缩短,含水上升速度增加,并且水平井出水后,在相同采出程度下的含水率逐渐升高。造成这种现象的原因是油水黏度比越大,油水的流度比越大,水的相对流速越大,水平井底水锥进速度越大,含水上升速度越快。

2 堵水参数优化

A 井采出程度低,根据测井资料推测水平段中部为主要出水点,预测关井压锥效果较好,设计采

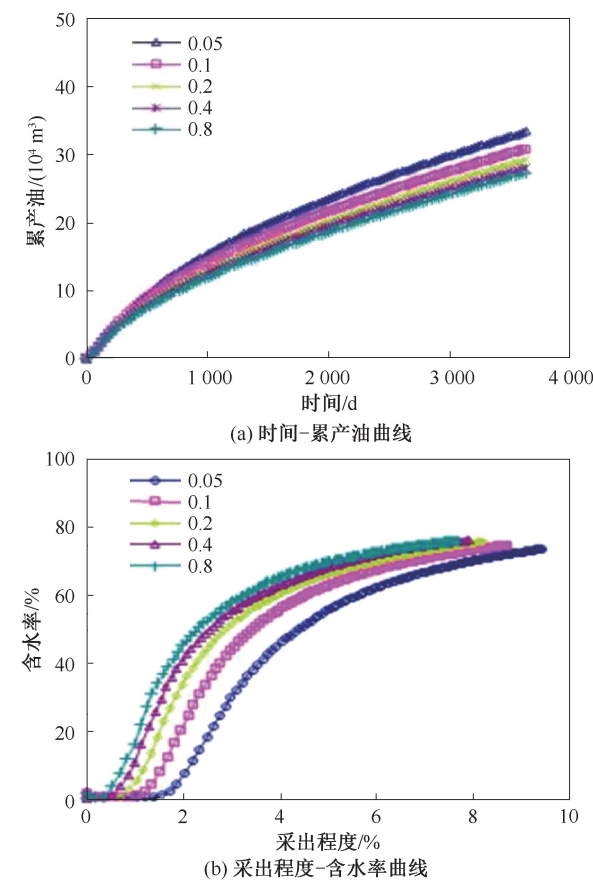


图 3 水平井不同 KV/KH 开采变化曲线  
Fig. 3 The mining change curve of horizontal wells with different KV/KH

用水平井三相纳米泡沫自控选择性堵水技术,重点对注入量、段塞组合、注入速度和焖井时间进行了工艺参数优化设计。

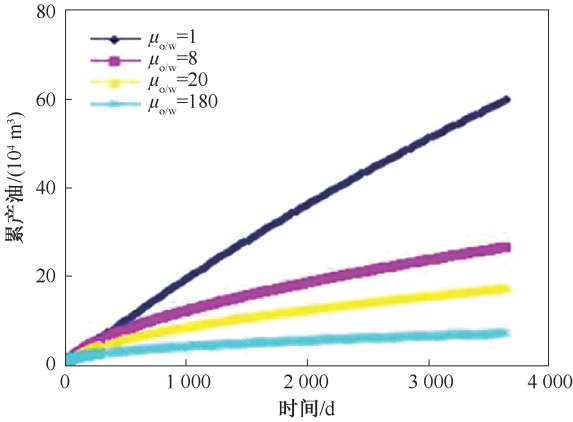
2.1 设计方案

结合前期物模实验研究成果推荐参数,设计不同注入量(推荐注入量 0.05~0.2PV),设计不同段塞组合(稳泡剂浓度 0.2%~0.3%、起泡剂 0.4%~0.5%,气液比 1:1 或 2:1)、结合现场实际不同注入速度、不同焖井时间,共设计方案 20 种,进行数值模拟计算。

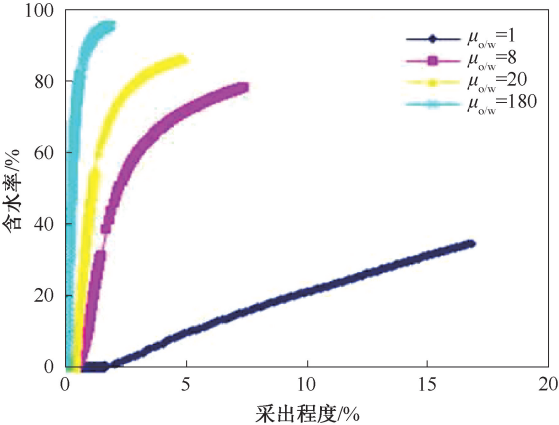
2.2 堵剂注入量

分别设置注入量为 0.05 PV、0.1 PV、0.15 PV、0.2 PV 进行油藏数值模拟运算,其它段塞组合(稳泡剂浓度 0.2%、起泡剂 0.4%,气液比 1:1)、注入速度(100 m<sup>3</sup>/d)、焖井时间(3 d)参数不变。油藏模拟结果见图 5。

从图 5 可以看出,随注入量的增加,措施增油量增加,但在 0.1 PV 后增速略有降低,考虑到泡沫剂的封堵强度和现场实施经济效益,推荐注入段塞 0.1 PV。



(a) 时间-累产油曲线



(b) 采出程度-含水率曲线

图 4 水平井不同油水黏度比开采变化曲线

Fig. 4 The mining change curve of horizontal wells with different oil-water viscosity ratios

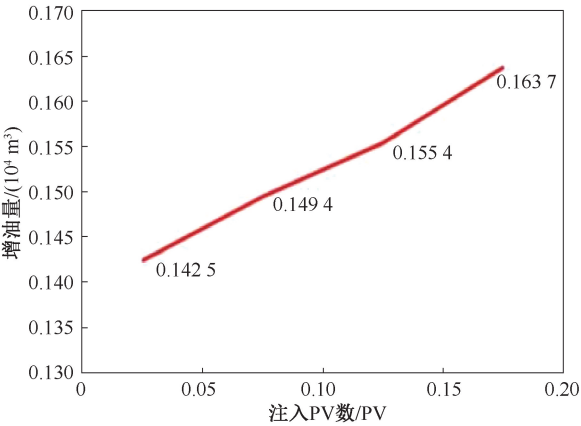


图 5 不同注入段塞泡沫堵水增油效果

Fig. 5 EOR effect of water plugging by foam with different injection slugs

2.3 段塞组合

分别设置稳泡剂浓度 0.2%~0.3%、起泡剂浓度 0.4~0.5%,气液比 1:1或 2:1进行油藏数值模拟运算,其它注入量 0.1 PV、注入速度(100 m<sup>3</sup>/d)、焖井时间(3 d)参数不变。油藏模拟结果见表 2。

从表 2 可以看出,起泡剂浓度、稳泡剂浓度和气液比是相互影响的,以增油幅度最高的方案 8、9 来讲,当起泡剂浓度、稳泡剂浓度较低的时候,气液比应保持在 1:1,当起泡剂浓度、稳泡剂浓度较高的时候,气液比应保持在 2:1,考虑到泡沫剂的封堵强度和现场实施经济效益,推荐起泡剂浓度为 0.4%,稳泡剂浓度为 0.2%,气液比为 1:1。

表 2 不同注入配方泡沫堵水增油效果  
Table 2 EOR effect of water plugging by foam with different injection formula

方案	不同浓度泡沫配方	累计产油/ (10 <sup>4</sup> m <sup>3</sup> )	累计增油/ (10 <sup>4</sup> m <sup>3</sup> )
5	起泡剂 0.4%, 稳泡剂 0.3%, 气液比 2:1	1.860 4	0.134 1
6	起泡剂 0.4%, 稳泡剂 0.3%, 气液比 1:1	1.867 7	0.141 4
7	起泡剂 0.4%, 稳泡剂 0.2%, 气液比 2:1	1.885 9	0.159 6
8	起泡剂 0.4%, 稳泡剂 0.2%, 气液比 1:1	1.898 1	0.171 8
9	起泡剂 0.5%, 稳泡剂 0.3%, 气液比 2:1	1.915 3	0.189 0
10	起泡剂 0.5%, 稳泡剂 0.3%, 气液比 1:1	1.891 5	0.165 2
11	起泡剂 0.5%, 稳泡剂 0.2%, 气液比 2:1	1.870 8	0.144 5
12	起泡剂 0.5%, 稳泡剂 0.2%, 气液比 1:1	1.853 3	0.127 0

2.4 注入速度

分别设置注入速度为 50 m<sup>3</sup>/d、100 m<sup>3</sup>/d、150 m<sup>3</sup>/d、200 m<sup>3</sup>/d,其它例如焖井时间(3 d)等参数不变。油藏模拟结果见图 6。

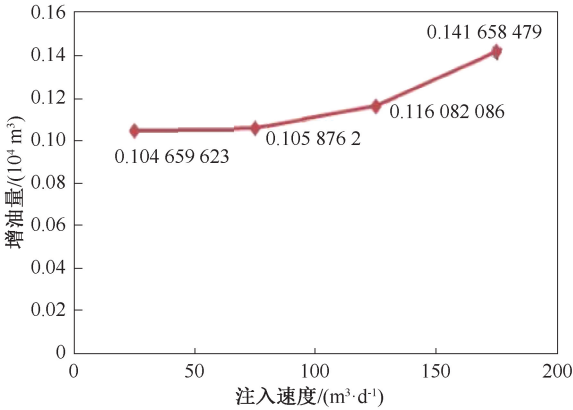


图 6 不同注入速度泡沫堵水增油效果

Fig. 6 EOR effect of water plugging by foam with different injection rates

从图 6 可以看出,随着注入速度的增加,累计增量逐渐增加,当注入速度大于 100 m<sup>3</sup>/d 后,增油幅度要明显高于 50 m<sup>3</sup>/d,实际注入过程建议注入



速度低于产液速度。最主要的原因是注气速度要根据泡沫特征值计算和实际油藏地下情况得到,在实际地层压力温度条件下要求起泡体积要大于150 ml,泡沫半衰期大于250 s,同时实际注入速度要保证井底压力小于地层破裂压力,这些都需要实践经验不断摸索而非数模结论,总的来说不同注入速度下,累计增油差别不大,推荐注入速度 $100 \text{ m}^3/\text{d}$ 。

## 2.5 焖井时间

分别选取焖井时间1 d、3 d、5 d、7 d,其它参数不变。油藏模拟结果见图7。

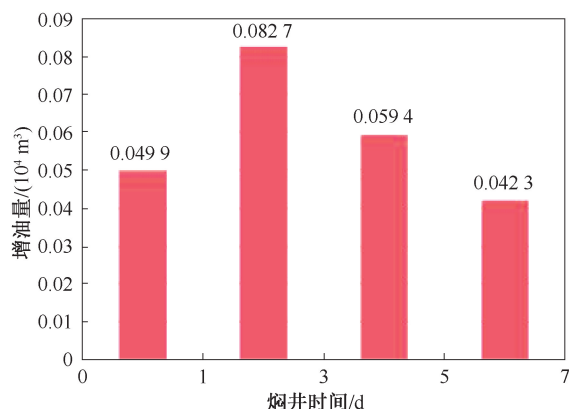


图7 不同焖井时间泡沫堵水增油效果

Fig.7 EOR effect of water plugging by foam with different braising time

从图7可以看出,当焖井时间大于3 d后,随着焖井时间的增加,累计增油量逐渐降低,从控制作业时间和保持最佳泡沫堵水效果来说,推荐焖井时间3 d。

## 3 效果预测及评价

由于油田开发后期持续不断地挖潜,剩余油的分布已相当零乱,不同区域表现出的措施规律都不尽相同,仅仅依靠经验对措施进行预测、部署的难度越来越大,另一方面目前还缺乏对这些措施效果具体、量化、系统的分析与评价,使得在进行措施选择、部署和效果预测时,不能充分利用以往的经验,在比较大的程度上影响了油井作业措施的优化部署和经济效益,迫切需要能够对措施效果进行评价、预测及指导未来措施工作。

根据A水平井CMG数模预测结果,三相纳米泡沫堵水工艺参数注入量0.1 PV,段塞组合为起泡剂0.4%,稳泡剂0.2%,气液比1:1,注入速度 $100 \text{ m}^3/\text{d}$ ,焖井时间3 d,预测初期日产油从措施前的 $13.7 \text{ m}^3/\text{d}$ 增加到措施后 $51.4 \text{ m}^3/\text{d}$ ,综合含水从

措施前的92.35%下降到措施后的70.76%,有效期89 d,累增油1 890 t。

## 4 结论

(1)从各个因素的分析来看,水平井避水高度越大,无水采出程度越高,而产液量、垂向与水平渗透率比值、油水黏度比越大,会导致底水锥进速度增大,使含水率迅速上升,缩短无水采油期,相同采出程度下含水率会更高。

(2)在一定范围内,随着堵剂注入量的增加,增油量也随之增加,但增速略有降低,超过这个范围,会存在过度封堵的风险,影响堵水效果。

(3)高起泡剂浓度、稳泡剂浓度对应高的气液比;不同注入速度,对累计增油差别影响不大,而焖井时间过多或过少都会大幅影响累计增油量。

(4)通过数值模拟预测,优化后的堵剂体系能够达到较好的控水增油效果,对泡沫堵水工艺的推广与实施具有指导意义。

致谢:感谢中海油田服务股份有限公司油田生产事业部同意本论文发表,感谢为本论文提供基础数据的工程技术人员。

## 参考文献

- [1] 张芟强,雷昊,于成超,等.南海西部底水油藏水平井含水上升规律分析及定量表征[J].复杂油气藏,2020,13(4):51-56.  
ZHANG Jiqiang, LEI Hao, YU Chengchao, et al. Analysis and quantitative characterization of water-cut rising law of horizontal wells in bottom water reservoir in western South China Sea[J]. Complex Hydrocarbon Reservoirs, 2020, 13(4):51-56.
- [2] 孙鹏霄,王凯,汤晨阳,等.底水稠油油藏水平井含水规律预测方法[J].科学技术与工程,2021,21(20):8421-8426.  
SUN Pengxiao, WANG Kai, TANG Chenyang, et al. Prediction and application of water production rule of horizontal well in heavy oil reservoir with bottom waterscience [J]. Technology and Engineering, 2021, 21(20):8421-8426.
- [3] 李小东.水平井C-AICD复合型智能控水装置数值模拟研究[J].西部探矿工程,2021,33(7):80-83.  
LI Xiaodong. Numerical simulation of horizontal well C-AICD compound intelligent water control device [J]. West-China Exploration Engineering, 2021, 33(7):80-83.
- [4] 任超群,罗佼,李文红,等.底水油藏水平井见水机理的物理和数值模拟研究[J].重庆科技学院学报(自然科学版),2021,23(3):1-5.  
REN Chaoqun, LUO Jiao, LI Wenhong, et al. Physical and numerical simulation research for water breakthrough mechanism of horizontal well in bottom water reservoir[J].

- Journal of Chongqing University of Science and Technology (Natural Sciences Edition), 2021, 23(3): 1-5.
- [5] 王希贤. Ebano 油田裂缝发育模式及水平井开发优化研究[J]. 特种油气藏, 2021, 28(3): 69-75.
- WANG Xixian. Study on fracture development mode and horizontal well development optimization in ebano [J]. Oilfield Special Oil & Gas Reservoirs, 2021, 28(3): 69-75.
- [6] 常青, 刘音, 卢伟, 等. 微量物质示踪剂对页岩油水平井压后排液诊断技术[J]. 油气井测试, 2021, 30(3): 32-38.
- CHANG Qing, LIU Yin, LU Wei, et al. Diagnostic technology of trace substance tracer for backflow liquid after fracturing in shale oil horizontal well [J]. Well Testing, 2021, 30(3): 32-38.
- [7] 付建民, 马长亮, 赵杰. 渤海油田某水平生产井出水层位测试技术[J]. 油气井测试, 2021, 30(3): 39-44.
- FU Jianmin, MA Changliang, ZHAO Jie. Testing technology for water producing formation of a horizontal production well in Bohai Oilfield [J]. Well Testing, 2021, 30(3): 39-44.
- [8] 刘义坤, 王海栋, 李占东, 等. 一种底水油气藏水平井增产控水方法[P]. 黑龙江省: CN109899046B, 2021-10-22.
- [9] 迟杰, 张隆源, 张梦飞. 水平井油水混合物准三维非稳态渗流传质研究[J]. 化学工程师, 2021, 35(1): 16-19.
- CHI Jie, ZHANG Longyuan, ZHANG Mengfei. Study on quasi-3D unsteady percolation and mass transfer of oil-water mixtures in horizontal wells [J]. Chemical Engineer, 2021, 35(1): 16-19.
- [10] 李浩楠, 师耀利, 姚振华, 等. 玛18井区低渗透砂砾岩油藏水平井优化设计及产能预测[J]. 特种油气藏, 2021, 28(6): 83-89.
- LI Haonan, SHI Yaoli, YAO Zhenhua, et al. Design optimization and productivity prediction of horizontal wells in low-permeability conglomerate reservoir in well block Ma18[J]. Special Oil & Gas Reservoirs, 2021, 28(6): 83-89.
- [11] 田辉, 张旭阳, 易星宇, 等. 致密油藏长水平井衰竭式开发产量影响因素及效果评价方法——以玛18/玛131区块为例[J]. 科技和产业, 2021, 21(10): 309-313.
- TIAN Hui, ZHANG Xuyang, YI Xingyu, et al. Production rate influencing factors and evaluating methods of depleted horizontal wells in tight oil reservoir: taking Ma18/Ma131 as examples [J]. Science and technology and industry, 2021, 21(10): 309-313.
- [12] 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): 100-122.
- 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): 100-122.
- [13] 刘其伦, 刘文革, 张滢滢, 等. 水平井笼统堵水参数优化和产量预测方法的应用[C]//2019 油气田勘探与开发国际会议论文集, 2019: 2777-2784.
- LIU Qilun, LIU Wenge, ZHANG Yingying, et al. Application of method of parameters optimization of water plugging and production forecast about horizontal well and high-angle well [C]. //The 2019 International Field Exploration and Development Conference Proceedings, 2019: 2777-2784.
- [14] 薛宝庆, 代磊阳, 吕鹏, 等. 层内非均质油藏水平井二元堵水可视化实验研究[J]. 中国矿业, 2020, 29(S2): 180-184.
- XUE Baoqing, DAI Leiyang, LYU Peng et al. Visual experimental study on binary water shutoff of horizontal wells in heterogeneous reservoir [J]. China Mining Magazine, 2020, 29(S2): 180-184.
- [15] 甄宝生. 井下智能找水、堵水技术在渤海油田水平井中的应用[J]. 油气井测试, 2016, 25(4): 56-57.
- ZHEN Baosheng. Application of Intelligent Water Zone Identification And Water Shut-Off In Horizontal Wells In Bohai Offshore Oilfield [J]. Well Testing, 2016, 25(4): 56-57.
- [16] 张莹辉. 水平井堵剂及堵水工艺研究[J]. 石油化工应用, 2021, 40(10): 9-12, 33.
- ZHANG Yinghui. Research on plugging agent and water plugging technology of horizontal well [J]. Petrochemical Industry Application, 2021, 40(10): 9-12, 33.

编辑 刘振庆

**第一作者简介:**贾永康,男,1988年9月出生,采油工程师,硕士学位,2014年毕业于长江大学油气田开发工程专业,主要从事于海上油田增产技术的研究与应用。电话:022-59552307,15122953600;Email:jiayk2@cosl.com.cn。通信地址:天津市塘沽海洋高新技术开发区海川路1581号中海油田服务股份有限公司,邮编编码:300459。