

# 渤海 A 油田转注方案研究及实施效果分析

温慧芸,阳晓燕,吴小张,张占华

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

通讯作者:Email:huiyun113@163.com

项目支持:中海石油(中国)有限公司天津分公司科研项目“渤海‘双高’油田挖潜关键技术研究”(YXKY-2018-TJ-04)

引用:温慧芸,阳晓燕,吴小张,等. 渤海 A 油田转注方案研究及实施效果分析[J]. 油气井测试,2020,29(2):27-31.

Cite: WEN Huiyun, YANG Xiaoyan, WU Xiaozhang, et al. Study and effect analysis of the injection scheme of oil wells in Bohai A Oilfield [J]. Well Testing, 2020,29(2):27-31.

**摘要** 渤海 A 油田具有高地饱压差、低黏的特点,投产后衰竭开采 22 年,地层压力由 29.50 MPa 下降到注水前的 21.58 MPa,低于 22.50 MPa 的原油饱和压力,油井脱气严重,产量递减明显。为了尽快恢复地层压力,在建立精细地质模型的基础上,采用数值模拟软件对 5 口先期排液井转注时机以及转注后注采比进行了数模研究。结果表明,油井转注越早,地层压力恢复越早,累积产油量越多。在注水初期,以 1.05 的日注采比注水,既能使地层压力得到有效恢复,又能使油田注水后期取得较高采收率。该研究结果可有效指导油田转注方案的实施。

**关键词** 试油试采;地层压力;转注方案;数值模拟;转注时机;注采比;应用效果

**中图分类号**:TE353 **文献标识码**:B **DOI**:10.19680/j.cnki.1004-4388.2020.02.005

## Study and effect analysis of the injection scheme of oil wells in Bohai A Oilfield

WEN Huiyun, YANG Xiaoyan, WU Xiaozhang, ZHANG Zhanhua

Bohai Petroleum Research Institute, Tianjin Branch, CNOOC, Tianjin 300459, China

**Abstract:** Bohai A Oilfield is characteristic of high pressure difference between formation pressure and saturated pressure and low viscosity. After depletion and production for 22 years, the formation pressure drops from 29.50 MPa to 21.58 MPa before water injection, which is lower than the saturated pressure of crude oil 22.5 MPa, and the degassing of oil well is serious. In order to recover the formation pressure as soon as possible, this paper carries out the numerical simulation study on the injection occasion of the transfer of the five oil wells and the injection-production ratio after the transfer with the numerical simulation software based on the establishment of the fine geological model. The results show that the earlier the oil well transfer, the earlier the formation pressure recovery time is, the more cumulative oil production is. In the initial stage of water injection, the injection of water with a daily injection ratio of 1.05 can not only effectively recover the formation pressure, but also achieve higher recovery rate in the later stage of oilfield water injection. The results of this study can effectively guide the implementation of oilfield transfer programs.

**Keywords:** oil testing; formation pressure; transfer plan; numerical simulation; transfer occasion; injection-production ratio; application effect

一般而言,常规油藏开发先以衰竭方式开采,待油层压力降到某一水平时再注水<sup>[1-3]</sup>。同时国内外通过实验研究<sup>[4-6]</sup>和数值模拟研究发现<sup>[7-9]</sup>,油田开发过程中,地层压力维持在饱和压力的 85% 以上,能够使油田取得较好的开发效果。而对于因为某些原因不能及时注水开发的油田、在地层压力远低于泡点压力之后开始注水的油田,通过择机转注,优化注采比,也取得了较好的开发效果<sup>[10-11]</sup>。而渤海 A 油田介于两种类型开发之间,由于种种原因,没能及时注水,地层压力降至

饱和压力附近。生产动态表明,油田开发效果不断变差,油井严重脱气,产量下降。针对油田存在的现状,在转注时机问题研究的基础上,通过优选注采比,制定了油田地层压力的恢复方案,指导油田注水井合理转注。

### 1 油田概况

渤中 A 油田位于渤中 34 构造群北部,该构造群属于济阳拗陷东北部的黄河口凹陷中央部位,总体构造面貌是一个被断层复杂化的背斜构造。该

油田主力含油层段为古近系东二下段J砂层以及东三段I和II油组;储层主要为长石石英砂岩,颗粒分选中等;孔隙类型以粒间孔为主,孔隙连通性好。岩心分析孔隙度14.0%~23.6%,平均渗透率为343.0 mD,具有中孔、中渗的储集物性特征。油田压力梯度为0.971 MPa/100 m,压力系数1.02,地温梯度2.95 °C/100 m,属于正常温度、压力系统。油田原油具有饱和压力高(14.31~27.21 MPa,平均22.50 MPa)、地饱压差大(3.55~11.65 MPa,平均8.00 MPa)、溶解汽油比中等(103~203 m<sup>3</sup>/m<sup>3</sup>,平均120 m<sup>3</sup>/m<sup>3</sup>)、地层原油黏度低(0.38~0.76 mPa·s,平均0.50 mPa·s)等特点。

## 2 油田开采特征及存在问题

渤中A油田整体为滚动开发的模型。1994~2007年为局部开发阶段,储量评价阶段(OIP)认为油田储量较小,主力油层在西北方向具有一定的边水能量。所以,油田初期仅2-3D井1口井自喷生产,依靠天然能量开发。该阶段油井生产特征主要表现为采油速度低,基本不递减,不含水。2007年,油田实施油田整体开发方案(ODP),P1井和3-2D井投入生产,天然能量开发。该阶段油井生产特征主要表现为投产8个月后,产量出现递减,含水为2.0%~5.0%,气油比维持在167 m<sup>3</sup>/m<sup>3</sup>。截至2012年底,油田采出程度10.0%,含水为5.0%。后期地质油藏认识随油田生产逐步加深,动态分析认为,区块平面展布范围变大,井控程度不足。2013~2015年对油田进行了综合调整,综合调整井自2015年6月~2016年6月陆续投产,共投产11口调整井,期间P11井开始转注,油田日产油量达820 m<sup>3</sup>。该阶段地层压力下降较大,接近油藏饱和压力,油井生产特征表现为单井生产气油比不断升高,从167 m<sup>3</sup>/m<sup>3</sup>上升至278 m<sup>3</sup>/m<sup>3</sup>,产量递减,采出程度14.1%。所以,针对5口先期排液井,本文进行了注水井转注方案的油藏数值模拟研究,对转注时机、合理注采比进行研究分析,确定转注方案。

## 3 转注方案研究

为了改善油田的开发效果,结合A油田的构造特征、流体性质、物性参数建立油藏数值模拟模型,进行分析研究。

### 3.1 油藏动态拟合

结合油田地质油藏特征,充分利用已有地震、测井、地质等原始资料,使用 Schlumberger 公司的 Petrel RE 数模建模一体化软件进行模型研究。首先建立了地质模型,包括构造模型、沉积相模型及物性参数模型(孔隙度模型、渗透率模型、饱和度模型)<sup>[12]</sup>,然后对地质模型进行粗化,以便油藏模型进行模拟计算。粗化后平面网格步长50 m,纵向网格步长1 m,油藏及体参数均采用该油田的实际资料,采用 Petrel RE 黑油模型输入动态参数,在油藏初始化和地质储量拟合的基础上,对油田和单井的地层压力、含水率、气油比以及单井流压等进行历史拟合<sup>[13]</sup>。历史拟合的工作制度要求:注水井定注入量,采油井定地面产油量,单井及油田压力、含水率、气油比进行历史拟合,拟合过程中所调整的油藏参数与油田实际基本保持一致<sup>[14]</sup>。

图1、图2分别给出了P1井井底流压拟合曲线和日产液量、气油比拟合曲线。从拟合效果看,本次单井拟合率达到了89.0%,油田整体拟合效果与油田实际生产情况一致(图3、图4)。

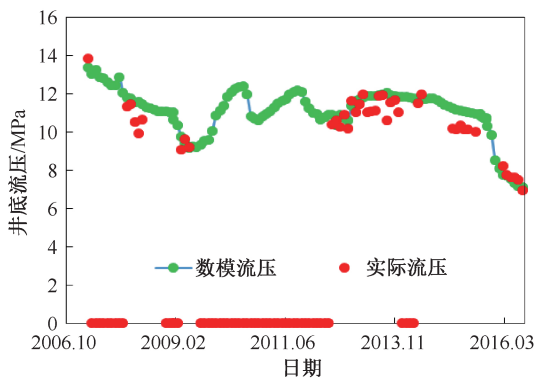


图1 A油田P1井井底流压拟合曲线  
Fig.1 Bottom hole flow pressure fitting curve of P1 well in A Oilfield

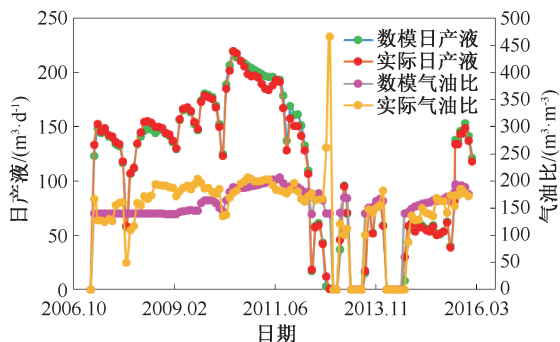


图2 A油田P1井日产液量、气油比拟合曲线  
Fig.2 Fitting curves of daily liquid production and gas-oil ratio of P1 well in A Oilfield

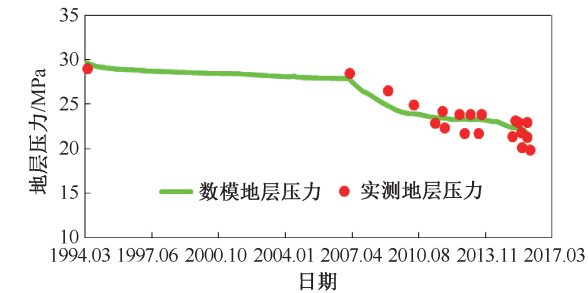


图 3 A 油田地层压力拟合曲线  
Fig.3 Formation pressure fitting curve of A Oilfield

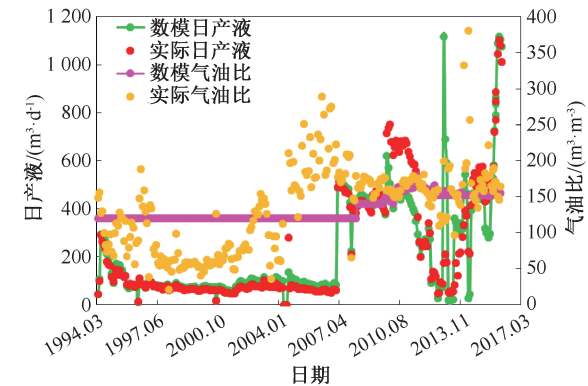


图 4 A 油田日产液量、气油比拟合曲线  
Fig.4 Fitting curves of daily liquid production and gas-oil ratio of A Oilfield

3.2 转注井位优选

A24 井、A28 井、A29 井、A35 井和 B13 井井位图如图 5 所示,开发层位均为东营组。

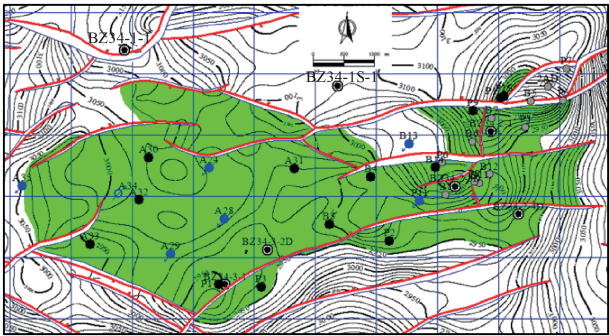


图 5 A 油田井位示意图  
Fig.5 Well locations in A Oilfield

A24 井和 A28 井 2015 年 10 月投产,A29 井、A35 井和 B13 井 2016 年投产。A24 井、A28 井和 A29 井初期产能较高,A35 井处于油藏边部,投产初期高含水,基本不产油,B13 井投产后高含水,日产油量很低。首先考虑到 A35 井和 B13 井高含水,优选 A35 井作为转注井,其次结合油田注采井网以及储层连通性,优选 A24 井和 A29 井作为转注井。在以上研究方案的基础上,对比了分别转注 A28 井和 B3 井产量指标,认为转注 A28 井比转

注 B3 井多提高油田采收 0.3%。最终优选 A24 井、A28 井、A29 井、A35 井和 B13 井作转注井。

3.3 转注时机研究

以不同的时间节点为转注时机,研究不同转注时间下油藏的累计产油量和采收率,从而获得一个最佳转注时机<sup>[15]</sup>。5 口先期排液井中 A29 井为最后投产的一口井,投产时间为 2016 年 6 月,综合考虑油田设计的注水井先期排液半年以及尽快恢复油田地层压力的需求,本次设计了 5 个转注方案(表 1、图 6)。

表 1 渤海 A 油田 5 种转注方案指标对比  
Table 1 Index comparison of five injection schemes in Bohai A Oilfield

方案	方案描述	采收率/%
方案 1	5 口井均不转注	29.46
方案 2	全部注水井 2016 年 7 月 15 日转注	32.91
方案 3	A35、A24 井 7 月 15 日转注,A28、A29、B13 井 9 月 15 日转注	32.86
方案 4	全部注水井 9 月 15 日转注	32.81
方案 5	全部注水井 2017 年 1 月 1 日转注	32.73

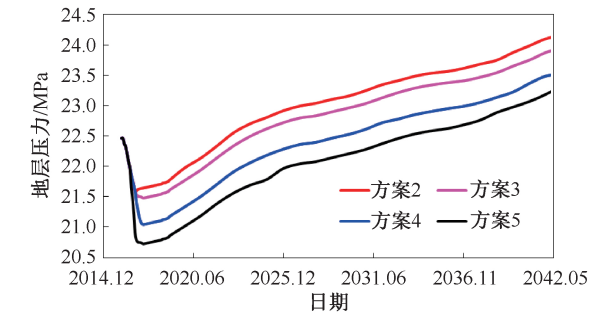


图 6 不同转注时机下地层压力恢复曲线对比  
Fig.6 Comparison of formation pressure recovery curves under different injection occasions

对比了 5 个方案累产油、地层压力恢复速度认为:①转注时机对油田采收率影响不明显,但转注越早,对应地层压力恢复越早,累积产油量越多;②转注后油田采收率比转注前提高了 3.45%。

3.4 注采比优选

对于注水开发油田来说,地层压力是一项重要指标,主要是通过调整注水来控制地层压力<sup>[16]</sup>,而注采比是表征油田注水开发过程中注采平衡状况,反映产液量、注水量与地层压力之间联系的一个综合性指标<sup>[17]</sup>。合理的注采比不仅能够使油藏保持合理的地层压力,有效的控制油井含水上升的速度<sup>[18]</sup>,同时也能保证油田单井充足的产能,从而获得较高的采收率。



在转注时机确定的基础上,结合油田目前生产实际情况,本次设计 3 个方案,设计注采比分别为 1.05、1.10、1.15(表 2,图 7)。

表 2 渤海 A 油田 3 种不同注采比方案指标对比  
Table 2 Index comparison of three different injection production ratio schemes in Bohai A Oilfield

方案	方案描述	采收率/%
方案 1	以注采比 1.05 注水	32.91
方案 2	以注采比 1.10 注水	32.60
方案 3	以注采比 1.15 注水	32.41

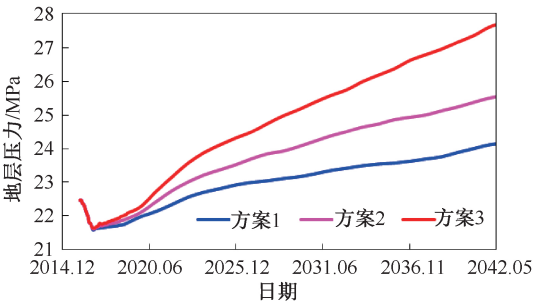


图 7 不同注采比下地层压力恢复曲线对比  
Fig.7 Comparison of formation pressure recovery curves under different injection production ratios

从表 2 和图 7 可见,注采比越大,地层压力恢复快,3 个方案地层压力都维持在地层饱和压力以上,但油田累积产油量相对较少,主要原因是注采比大,采油井含水上 升快,采收率降低。因此,推荐 1.05 注采比缓慢恢复地层压力,同时获取最大累产油量。

4 转注效果分析

由于海上作业的特殊性,2016 年 10 月-2017 年 3 月 5 口转注井陆续实施了转注。通过酸化、分层调配,各注水井注水量达到了油田需求,使油田压力水平逐渐提升,区块产量明显升高。油田日产油由注水前 594 m<sup>3</sup> 增至 842 m<sup>3</sup>,气油比由 287 m<sup>3</sup>/m<sup>3</sup> 下降至 220 m<sup>3</sup>/m<sup>3</sup>,注采比维持在 1.03~1.14 之间(图 8)。

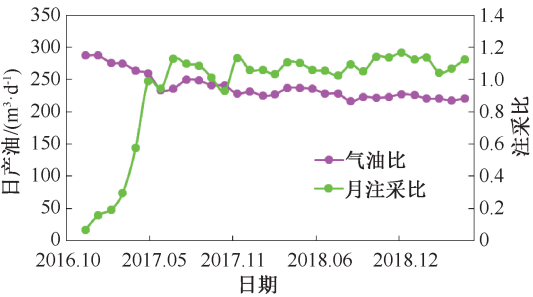


图 8 油田注采比和气油比变化曲线  
Fig.8 Curves of injection production ratios and gas-oil ratio of oilfield

截止 2019 年 7 月,油田整体地层压力由注水前的 21.58 MPa 上升为 22.34 MPa,注水后油田采出程度增至 20.2%。

通过对比周边采油井日产液量、日产油量、流压和气油比几个关键参数,整体上,采油井在注水井转注 12~17 个月后才开始见效,对应的地层压力为饱和压力的 96.0%。例如 A28 井转注后,周边采油井 A31 于 2017 年 11 月生产流压止降回稳,日产油量渐渐上升,气油比大幅度降低(图 9)。

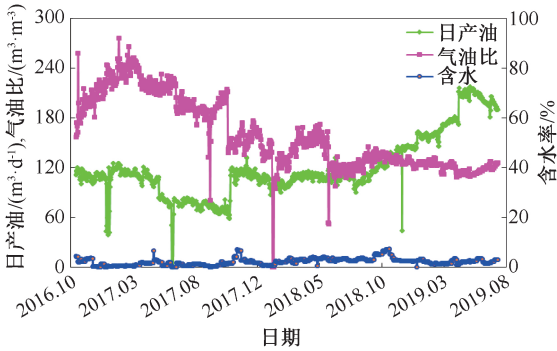


图 9 A31 井日产油量、气油比及含水率变化曲线  
Fig.9 Curves of daily oil production, gas-oil ratio and water cut of well A31

5 结论

- (1)对于渤海 A 油田,应尽快实施转注方案,转注时对应的地层压力应该维持在饱和压力的 96% 以上,对应的产油速度最高,原油流动性较好。
- (2)转注方案实施后,采用 1.05 的注采比,既能保持油田合理的地层压力,又不会引起油井含水率上升过快。转注后,油田生产形势得到了很大的改善,也为类似油田的开发提供了可靠的技术经验。

致谢:感谢中海石油(中国)有限公司天津分公司渤海石油研究院同意本文公开发表。

参考文献

[1] 马世煜. 大港断块油田注水开发综合调整效果[J]. 石油学报,1984,5(2):47-54.  
MA Shiyu. Result of overall readjustment of development by water flooding in the Dagang fault-block oil field [J]. Acta Petrolei Sinica, 1984,5(2):47-54.

[2] 张胜利,黄咏梅,牛明超,等. 埕岛油田跟踪优化注水开发及效果[J]. 西南石油学院学报,2003,25(5):46-48.  
ZHANG Shengli, HUANG Yongmei, NIU Mingchao, et al. Tracking optimum development by water injection and achieve effect in Chengdao Oilfield [J]. Journal of Southwest Petroleum Institute, 2003,25(5):46-48.



- [3] 唐莉,刘惠,姜雪源. 大庆油田合理地层压力的保持水平[J]. 油气田地面工程,2006,25(1):11-12.  
TANG Li, LIU Hui, JIANG Xueyuan. Maintaining rational formation pressure in Daqing Oilfield [J]. Oil-Gasfield Surface Engineering, 2006,25(1):11-12.
- [4] 李波,李廷礼,张迎春. 高渗透砂岩油藏注水时机实验研究[J]. 石油学报,2007,28(1):78-82.  
LI Bo, LI Tingli, ZHANG Yingchun. Experiment research of water-flooding time in high-permeability sandstone reservoirs [J]. Acta Petrolei Sinica, 2007,28(1):78-82.
- [5] 王黎,饶良玉,李薇,等. 苏丹P油田注水时机实验及数值模拟研究[J]. 西南石油大学学报(自然科学版),2011,33(3):109-114.  
WANG Li, RAO Liangyu, LI Wei, et al. Experimental study and numerical simulation on P Oilfield in the process of water injection [J]. Journal of Southwest Petroleum University (Science & Technology Edition), 2011,33(3):109-114.
- [6] 张占华. 高地饱压差油藏合理压力水平研究新方法[J]. 重庆科技学院学报(自然科学版),2017,19(6):21-25.  
ZHANG Zhanhua. A new method for reasonable pressure retention level of high saturation pressure reservoir: A case study of K Oilfield in Bohai [J]. Journal of Chongqing University of Science and Technology (Natural Sciences Edition), 2017,19(6):21-25.
- [7] 葛丽珍,朱志强,程大勇. 河流相稠油油田合理注水时机实验研究[J]. 特种油气藏,2017,24(5):141-145.  
GE Lizhen, ZHU Zhiqiang, CHENG Dayong. Experimental study on reasonable water injection opportunity in heavy oil fields in fluvial facies [J]. Special Oil and Gas Reservoirs, 2017,24(5):141-145.
- [8] 姜永,刘洪洲,张振杰,等. 不同气顶指数油藏注采策略研究及应用[J]. 油气井测试,2017,26(4):25-27.  
JIANG Yong, LIU Hongzhou, ZHANG Zhenjie, et al. Research of reservoirs injecting strategy for different gas cap index and its application [J]. Well Testing, 2017,26(4):25-27.
- [9] 徐冬梅,曲丽,徐宏,等. 滩海深层稠油油藏开发方式研究[J]. 油气井测试,2005,14(2):31-33.  
XU Dongmei, QU Li, XU Hong, et al. Study for developing method of deep and heavy oil reservoir on offshore [J]. Well Testing, 2005,14(2):31-33.
- [10] 刘瑞果,王为民,苏进昌. 歧口18-1油田晚期注水研究[J]. 岩性油气藏,2009,21(1):116-119.  
LIU Ruiguo, WANG Weimin, SU Jinchang. Study on late water flooding in Qikou 18-1 Field [J]. Lithologic Reservoirs, 2009,21(1):116-119.
- [11] 史长林,杨丽娜,王欣然. 海上油田晚期注水开发实践[J]. 重庆科技学院学报(自然科学版),2018,20(3):21-24.  
SHI Changlin, YANG Lina, WANG Xinran. The Development Practice of Late Stage Water Flooding in Offshore Oilfield [J]. Journal of Chongqing University of Science and Technology (Natural Sciences Edition), 2018,20(3):21-24.
- [12] 吴小东,江聪,王龙,等. 基于地震及动态资料评价复杂断块油田潜力[J]. 长江大学学报(自科版),2018,15(19):22-25.  
WU Xiaozhang, JIANG Cong, WANG Long, et al. Evaluating the potential force of complex fault block oilfields based on seismic and dynamic data [J]. Journal of Yangtze University (Natural Science Edition), 2018,15(19):22-25.
- [13] 韩大匡,陈钦雷,闫存章. 油藏数值模拟基础[M]. 北京:石油工业出版社,1993:271-279.
- [14] 汪超,赵春明,张迎春,等. 绥中36-1油田转注方案的数值模拟研究及实施效果分析[J]. 中国海上油气,2005,17(2):105-107.  
WANG Chao, ZHAO Chunming, ZHANG Yingchun, et al. A numerical simulation of water injection plan and its effect analysis in SZ36-1 Oilfield [J]. China Offshore Oil and Gas, 2005,17(2):105-107.
- [15] 张洁. 复杂河流相油藏层系及井网调整研究[D]. 成都:西南石油大学,2016.  
ZHANG Jie. Reservoir series and well pattern adjustment of complex fluvial facies [J]. Chengdu: Southwest Petroleum University, 2016.
- [16] 方正,于珊珊,王怀婧,等. 留107断块注采井组平均地层压力计算方法[J]. 油气井测试,2019,28(2):73-78.  
FANG Zheng, YU Shanshan, WANG Huaijing, et al. Calculation method of average formation pressure of injection-production well group in Liu107 fault block [J]. Well Testing, 2019,28(2):73-78.
- [17] 钟德康. 注采比变化规律及矿场应用[J]. 石油勘探与开发,1997,24(6):65-69.  
ZHONG Dekang. Change pattern of injection-production ratio and its application in oil fields [J]. Petroleum Exploration and Development, 1997,24(6):65-69.
- [18] 周海燕,石洪福,刘斌,等. 海上稠油油藏半衰竭水驱开发压力恢复速度研究[J]. 特种油气藏,2018,25(4):87-90.  
ZHOU Haiyan, SHI Hongfu, LIU Bin, et al. Study on the pressure buildup rate of offshore heavy oil reservoirs developed in the mode of semi-depletion water flooding [J]. Special Oil & Gas Reservoirs, 2018,25(4):87-90.

编辑 刘振庆

第一作者简介:温慧芸,女,1986年出生,硕士,工程师,2012年毕业于中国石油大学(北京)油气田开发专业,目前主要从事油气田开发方面的研究工作。电话:022-66500916,18920214366;Email:huiyun113@163.com。通信地址:天津市滨海新区海川路2121号,邮政编码:300459。