

# 海上中轻质油藏提液策略研究与应用

温慧芸<sup>1,2</sup>

1. 天然气水合物国家重点实验室 北京 102209

2. 中海油研究总院有限责任公司 北京 100028

通讯作者: Email: huiyun113@163.com

项目支持: 中海石油(中国)有限公司科研课题“天然气水合物国家重点实验室 2022 年自主前瞻基础研究课题”(2022-KJYFPT-SHW)

引用: 温慧芸. 海上中轻质油藏提液策略研究与应用[J]. 油气井测试, 2022, 31(5): 64-69.

Cite: WEN Huiyun. Research and application of liquid enhancement strategy for offshore medium-light oil reservoirs[J]. Well Testing, 2022, 31(5): 64-69.

**摘要** 为解决油田中、高含水阶段面临的产量递减快,控水稳油难等问题,采用油藏工程方法和数值模拟方法相结合的手段,对中轻质油藏 M 油田提液可行性、提液时机、提液幅度等几个方面进行研究。结果表明:中轻质油田低含水阶段、中含水阶段和高含水阶段的可采储量约占油田最终可采储量的 1/3,适合进行全寿命提液;M 油田初期提液的时机为综合含水达到 40%,合理提液压差为 1.5~2.0 MPa;后期提液的时机为综合含水达到 80%,合理提液压差为 2.0~2.5 MPa。经在 M 油田前期和后期提液实例应用,取得了较好的效果,为中轻质油田的提液技术提供了理论依据。

**关键词** 中轻质油藏;全寿命提液;提液机理;提液可行性;提液时机;提液幅度;无因次采液指数;无因次采油指数

**中图分类号**: TE357      **文献标识码**: B      **DOI**: 10.19680/j.cnki.1004-4388.2022.05.013

## Research and application of liquid enhancement strategy for offshore medium-light oil reservoirs

WEN Huiyun<sup>1,2</sup>

1. State Key Laboratory of Natural Gas Hydrates, Beijing 102209, China

2. CNOOC Research Institute Co., Ltd, Beijing 100028, China

**Abstract:** In the stages of development with medium and high water cut, oilfields often suffer from the problems of rapid production decline and difficulty in controlling water and stabilizing oil. By integrating reservoir engineering method with numerical simulation method, a research was conducted on M oilfield, a medium-light oil reservoir, from the aspects such as feasibility, timing and extent of liquid enhancement. The results show that the recoverable reserves in the low water-cut, medium water-cut or high water-cut stage of the medium-light oilfield account for about 1/3 of the ultimate recoverable reserves, allowing the feasibility of lifecycle liquid enhancement. The liquid enhancement in M oilfield can be performed at the time when the total water cut reaches 40% and the reasonable pressure difference ranges from 1.5 MPa to 2.0 MPa in the early stage, or at the time when the total water cut reaches 80% and the reasonable pressure difference ranges from 2.0 MPa to 2.5 MPa in the late stage. Application in M oilfield reveals good results of liquid enhancement in the early and late stages, which provide a theoretical basis on liquid enhancement in medium-light oilfields.

**Keywords:** medium-light oil reservoir; lifecycle liquid enhancement; liquid enhancement mechanism; liquid enhancement feasibility; liquid enhancement timing; liquid enhancement extent; dimensionless liquid productivity index; dimensionless oil recovery index

在高风险、高投资的背景下,海上油田开发一般采用“少井高产”的方式,而提液成为海上油田最经济有效的增产稳产手段。提液可加速油田开发、延缓油井产量递减、提高油井经济采油量。然而油田(油井)采液量的提高并不是无限度的,它不仅与油层本身的油层物性、原油物性及注采井网有关,而且直接受到工艺设备及经济效益的影响。部分油田在追求最大采液量的过程中,换来的却是含水的上升,产油量的继续递减。因此,需要选择合理

的提液时机和提液幅度,形成提液技术体系,使油田保持合理产量,减缓产量递减<sup>[1-2]</sup>。

在渤海油田,绥中 36-1、旅大 10-1、秦皇岛 32-6 等稠油油田对提液时机、提液幅度等方面的研究比较深入,尤其是边底水油藏中后期,提液已经成为这些油田重要的挖潜措施<sup>[3-5]</sup>。而目前国内在海上中轻质油藏中,刘鑫等<sup>[6]</sup>采用油藏工程和数值模拟方法,研究了海上砂岩油藏中高含水期提液可行性及提液时机。刘晨等<sup>[7]</sup>基于渗流理论建立海上油

并无因次采液指数与含水率的定量表征关系,并提出了油井无因次历史最大合理生产压差的确定方法和油井最大产液量的计算方法。闫正和等<sup>[8]</sup>采用精细油藏数值模拟方法与油藏工程方法,开展了影响流场重构的主控因素分析,提出流场表征参数,应用提液潜力指数表征不同区域的提液潜力大小,对油藏流场进行定量表征。综上,目前关于海上中轻质油藏全寿命提液策略的研究较少,为了能够有效指导中轻质油藏提液的开发效果,本文以水驱开发规律研究为基础,结合数值模拟方法,研究了中轻质油藏不同含水阶段提液的可行性及提液幅度。

## 1 油田概况

M 油田主要是受岩性和构造双重因素控制的岩性-构造油藏,浅水三角洲沉积。孔隙度分布范围 12.6%~41.7%,平均 31.6%,渗透率分布范围 11~6 820 mD,储层具有高孔、高渗的储集物性特征。主力油组岩性主要为中-细粒砂岩和细砂岩,非均质性较突出,渗透率变异系数为 0.88 左右。油田原油地面密度 0.889~0.906 g/cm<sup>3</sup>,地面黏度 17.81~36.15 mPa·s。地层原油黏度 11.7 mPa·s,饱和压力 11.09~13.21 MPa,地饱压差 0.0~0.39 MPa,原始溶解气油比 37~46 m<sup>3</sup>/m<sup>3</sup>,体积系数 1.104~1.121。

## 2 油田水驱开发规律

主要产油贡献阶段、含水上升以及无因次采油、采液指数变化规律等基本反映了油田开发的总体特征。将童宪章理论曲线、含水上率曲线和无因次采油采液指数曲线表达形式相结合,通过已有的实际生产数据计算油田及单井生产的特征参数,进而描述其开发规律,将对油田的合理、有效开发以及中轻质油田的提液研究具有重要的指导意义。

### 2.1 产油规律

童氏图版法<sup>[9]</sup>和改进的童氏图版<sup>[10-12]</sup>目前已成为我国注水开发油田标定开发中后期可采储量的主要方法之一。应用改进的童氏图版绘制了新的图版,并把 M 油田实际数据影射上去,可以发现实际数据与采收率为 30% 的理论曲线拟合的非常好,如图 1 所示。因此,在分析 M 油田的水驱开发规律时借用了此条理论曲线。从图版中可以发现以下几点重要的规律:

(1) 采收率越低,低、中含水阶段( $f_w < 80\%$ )所

占的采出程度越低,而且差距较大;反观高含水阶段的采出程度随着采收率的增加仅从 11% 增加到 15%。

(2) 当采收率从 15% 变化到 50% 时,高含水阶段占各自采收率的比例从 73.1% 下降到 29.0%,说明采收率越低,高含水阶段采出程度占总采收率的比例越大。但即使高含水阶段所占采收率比例最小的也是 29.0%,将近 1/3,说明无论油田最终采收率多大,高含水阶段对于整个采收率的贡献都是不容忽视的。

(3) 对于 M 油田这种类型采收率的曲线,高含水阶段的采收率贡献了 47.2%,与低、中含水阶段的采油基本上是平分秋色的。

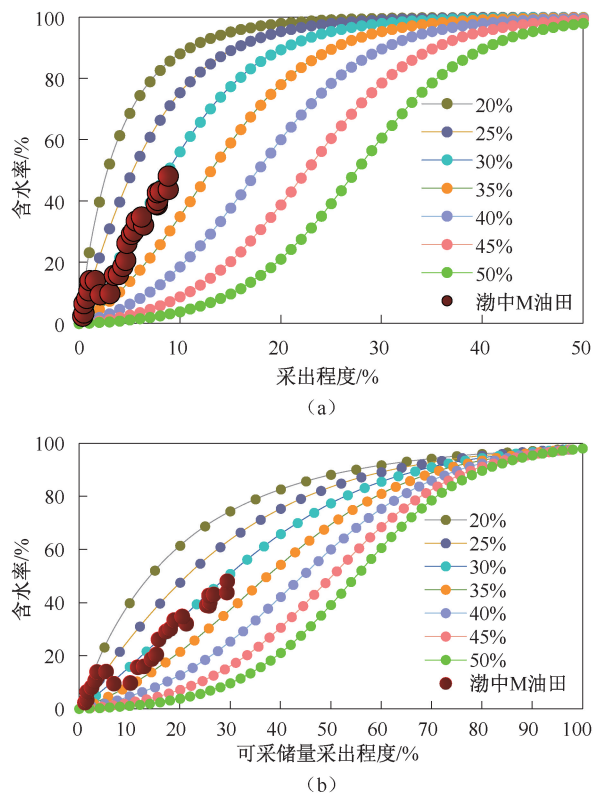


图 1 改进的童氏图版  
Fig. 1 improved Tong's plate

综上,在条件允许的情况下,早期和后期都应该合理提液,即全寿命提液。

### 2.2 含水上升规律

含水上率率为每采出 1% 的地质储量的含水率上升值<sup>[13]</sup>,可由式 1 计算。

$$f'_w = \frac{df_w}{dR} \times 100 \quad (1)$$

根据上式,计算了采收率为 30% 这条理论曲线的含水上率率,如图 2 所示。

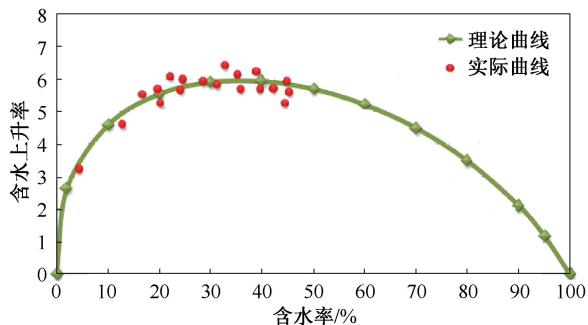


图2 M油田理论含水上升率

Fig. 2 theoretical water cut rise rate of M Oilfield

通过对图2的分析可以得出,M油田初期含水上升速度逐渐增大,在35%左右达到最大值,之后逐渐下降,是一条“左偏”型的含水上升率,目前正处于含水上升速度下降阶段。

### 2.3 无因次采液、采油指数变化规律

从理论上讲,油藏进入中高含水期后,采液指数的上升证明了油藏具有提高提液量的能力。在生产中,油藏可通过不断放大压差的方法达到提高提液量的目的。但对于中轻质高饱和油藏,由于放大生产压差的余地不大以及产液能力的限制,能否提高提液量,主要取决于采液指数<sup>[14]</sup>。

采液指数表示油井单位压差下的日产液量,反映油井产液能力的大小,其数学表达式为

$$J_L = \frac{q_L}{P_R - P_{wf}} \quad (2)$$

式中: $J_L$  为采液指数,  $\text{m}^3/(\text{d} \cdot \text{MPa})$ ;  $q_L$  为日产液量,  $\text{m}^3/\text{d}$ 。

由平面径向流的产能公式,结合式(3)可以得到采液指数关系式

$$J_L = \frac{2\pi Kh}{\ln(r_o/r_w)} \cdot \left( \frac{K_{ro}}{\mu_o} + \frac{K_{rw}}{\mu_w} \right) \quad (3)$$

无因次采液指数为某一含水下的采液指数与含水率为零时的采液指数(即采油指数)之比<sup>[15]</sup>,是评价不同含水条件下油井采液能力的指标。它只与储层类型和油藏流体性质有关<sup>[16]</sup>,不同储层无因次采液指数随含水的变化规律不同。无因次采液指数随含水的变化可由相对渗透率曲线计算求得。

无因次采液指数  $J_{LD}$  可表示为

$$J_{LD} = \frac{K_{ro}}{K_{roi}} + \frac{\mu_o}{\mu_w} \cdot \frac{B_o}{B_w} \cdot K_{rw} \quad (4)$$

式中: $K_{ro}$ 、 $K_{rw}$  为油相和水相的相对渗透率; $K_{roi}$  为油相初始相对渗透率; $\mu_o$ 、 $\mu_w$  为油和水的黏度,  $\text{mPa} \cdot \text{s}$ ;

$B_o$ 、 $B_w$  为油和水的体积系数。

同样,也可以得到无因次采油指数  $J_{LD}$  的计算公式

$$J_{LD} = \frac{K_{ro}}{K_{roi}} \quad (5)$$

由式(4)、(5)可以看出,在不考虑流体性质随压力变化的条件下,无因次采液、采油指数只与油和水的相对渗透率有关。

因此,建立含水与相对渗透率间的关系,即分流方程

$$f_w = \frac{1}{1 + \frac{K_{ro}}{K_{rw}} \cdot \frac{\mu_w}{\mu_o} \cdot \frac{B_w}{B_o}} \quad (6)$$

即可得到无因次采液、采油指数随含水的变化关系。

无因次采油、采液指数只与储层类型和油藏流体性质有关,不同储层无因次采油、采液指数随含水的变化规律不同。二者随含水的变化均可由相对渗透率曲线计算求得。根据M油田实际的相渗曲线,绘制了油田的无因次采油、采液指数曲线,如图3、图4。

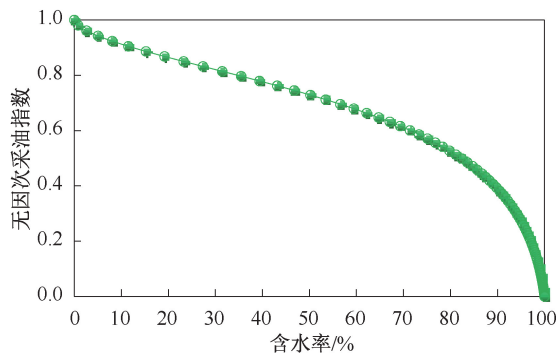


图3 M油田无因次采油指数

Fig. 3 dimensionless oil recovery index of M Oilfield

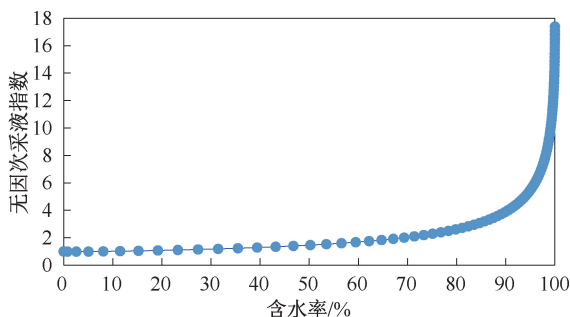


图4 M油田无因次采液指数

Fig. 4 dimensionless fluid production index of M Oilfield

由M油田无因次采油指数可以看出,M油田日产油能力随着含水的上升全过程下降比较均匀,因

此从无因次采油指数的变化规律来看前后期均适合提液;由 M 油田无因次采液指数也可以看出,随含水增加无因次采液指数逐渐上升,前期就具备一定产液能力,可以适当提液,随着无因次采液指数增加越来越快,提液能力也越来越充足。

### 3 油田提液策略

提液的本质是以液带油,加速油田开发。不同含水期提液效果不同,过早提液只会放大储层非均质性,导致层间指进或层内舌进,提液时机对水驱效果至关重要<sup>[17]</sup>。纵向上提液可以启动低渗透层,同时可以改善由于层间干扰造成的储层原油动用不相同的状况,增加产油层的厚度,最终可以提高油藏的采收率;平面上可以扩大波及体积,从而提高油藏动用程度。

#### 3.1 提液机理

油田的产液量,产油量和含水率三者之间的关系是<sup>[18]</sup>

$$Q_o = Q_L(1 - f_w) \quad (7)$$

随着含水率上升,要保持稳产,就必须提高产液量。油田注水开发实践表明,随着含水上升,采油指数下降,因此要保持稳产,必须放大生产压差提高单井产液量。

在不同含水阶段,含水每上升 1% 时保持稳产所需要的液量增长幅度是不同的。当含水在 40% 以前,含水每上升 1%,保持稳产所需的液量增幅不超过 1.69%,这时液量增幅并不大,可以说在一般情况下是能够做到这一点的。当含水在 40%~80% 之间时,含水每上升 1%,液量的增幅为 1.69%~5.26%,液量增长幅度逐渐增大,保持稳产所需提液的难度正在逐渐变大。当含水超过 80% 以后,含水每上升 1%,液量增长幅度急剧增大,特别是含水在 90% 时,液量增幅为 11.1%,要保持稳产对提液的压力越来越大。因此,随着油田含水的上升,一方面要不断提高采液量以延缓油田产量递减,另一方面也要控制油田含水上升速度,以减轻对提液的压力。

由达西定律与油藏工程知识可知,油井产液量由生产压差和地层流动系数决定。因此,可适当采取增产增注措施、改善渗流条件、扩大生产压差、提高供液能力与采液能力等办法,提高油井的产液量,以保持合理的采油速度和较长的稳产期。通

常,油井提液主要通过降低井底流压,增加生产压差来实现。这样位于渗透率低区块启动压力较高的原油才能开始流动,从而增加水驱波及效率,提高油藏驱油效率。

#### 3.2 提液时机

油藏的最佳提液时机是指在这期间开始提液,能使油藏在提液期内具有较高的开采水平,能较合理地利用注入水能量,并保证油井具有较高的水驱驱油效率。因此根据研究,油藏提液从无因次产液指数大于 1 后开始进入逐渐强提,这时说明油藏已经具备提液条件,到油水两相的相对渗透率平衡点所对应的含水率之前即油藏处于水驱油阶段这一期间为油井的最佳提液时期。

M 油田无因次采液、采油指数曲线(图 5)表明,初期随着含水的上升,无因次采液指数的导数越来越大,也就是说无因次采液指数上升速度越来越快,且特高含水之前无因次采油指数的下降速度变化不大。由此,认为 M 油田初期就具备提液的能力。但提液不能造成含水的剧烈上升,因此不宜在含水上升速度加快的阶段提液。

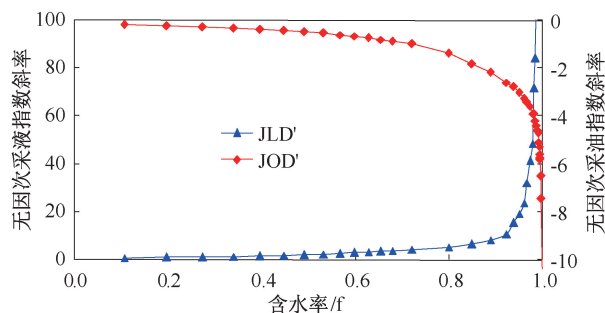


图 5 M 油田无因次采液、采油指数导数曲线  
Fig. 5 derivative curve of dimensionless fluid production and oil production index in M Oilfield

由图 5 可知,M 油田综合含水在 35% 左右时含水上升速度最大,随后逐渐下降,因此把含水率 40% 作为初期适当提液的时机。随着含水的继续上升,无因次采液指数的导数在  $f_w = 80\%$  时出现一个明显增大的拐点,也就是说,M 油田在  $f_w > 80\%$  后进行后期大幅度提液。

#### 3.3 提液幅度

常规注水开发的油藏提液时渗透率、油层厚度、原油黏度、供油半径和井筒半径都是定值,确定合理的提液幅度就是确定合理的提液压差。本文以 M 油田实际参数建立理论模型,如图 6 所示。

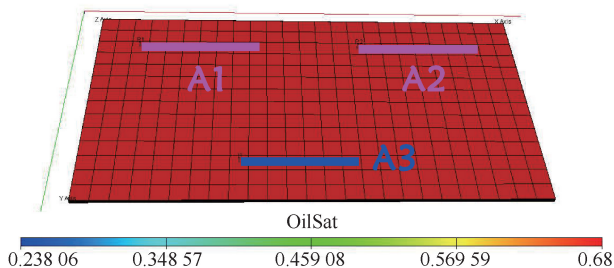


图 6 M 油田的概念模型

Fig. 6 conceptual model of M Oilfield

采用 M 油田典型的一注两采水平井井网,在综合含水率为 40%、60%、80% 时分别实施提液,设置生产压差分别为 1.0、1.5、2.0、2.5、3.0、4.0、5.0、5.5 MPa。当综合含水率为 40%、60% 时分别提液,生产压差均在 1.5~2.0 MPa 之间时采收率最大,如图 7(a) 所示,1.5~2.0 MPa 就是前期提液的合理压差;当综合含水率为 80% 提液,生产压差在 2.0~2.5 MPa 之间时采收率最大,如图 7(b) 所示,2.0~2.5 MPa 就是后期提液的合理压差。

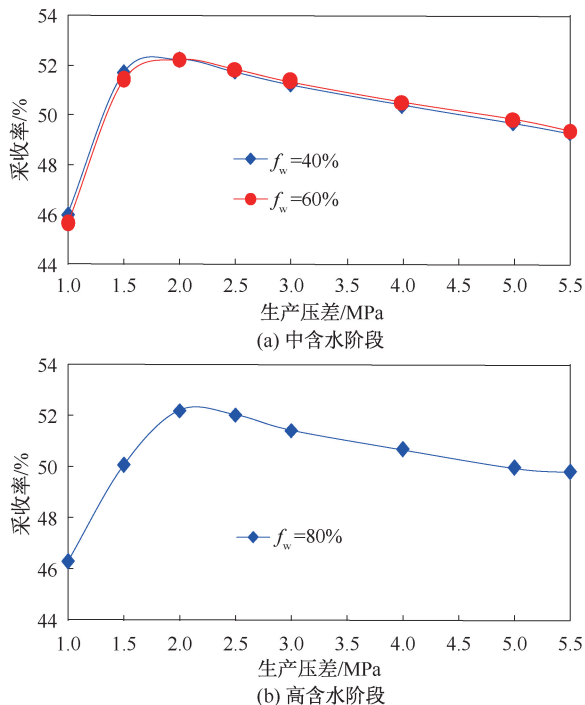


图 7 不同提液时机下生产压差与采收率的关系曲线

Fig. 7 relation curve between production pressure difference and oil recovery under different extraction times

## 4 油田提液实践与探索

对 M 油田前期提液和后期提液都进行了尝试。A1h 井为前期提液井,2018 年 12 月 26 日提液前,日产液 400 m<sup>3</sup>,日产油 180 m<sup>3</sup>,综合含水为 62%;提

液后,日产液逐渐上升到 700 m<sup>3</sup>,日产油 300 m<sup>3</sup>,综合含水逐渐下降,最低时达到 40%,如图 8 所示。

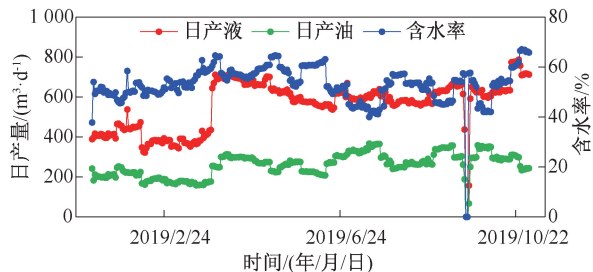


图 8 M 油田 A1h 井分配曲线

Fig. 8 Distribution curve of a1h well in M Oilfield

A2h 为后期提液井,提液前,日产油仅为 8 m<sup>3</sup>,日产液 180 m<sup>3</sup>,综合含水高达 95.6%,提液后,日产油增加到 55 m<sup>3</sup>,含水逐渐下降,最低时达到 82.3%,如图 9 所示。

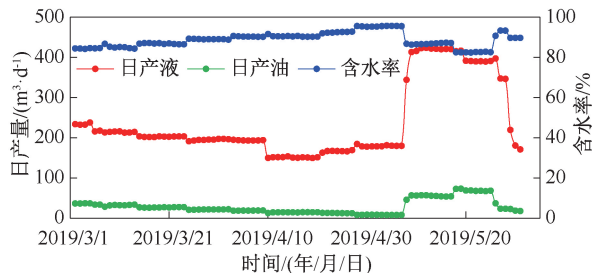


图 9 M 油田 A2h 井分配曲线

Fig. 9 Distribution curve of a1h well in M Oilfield

A1h 井和 A2h 井的提液均达到了通过以液带油实现高产稳产的目的。

## 5 结论

(1) 童氏图版表明不同采收率间的差距主要是在中、低含水阶段产生的;采收率越低,高含水阶段采出程度占各自采收率的比例越大,并且无论油田的最终采收率多大,高含水阶段对整个采收率的贡献都是不容忽视的。

(2) 通过无因次采油、采液指数的分析,M 油田适合前期适当提液,后期大幅度提液。综合含水为 40% 时可以进行初期提液,合理提液压差为 1.5~2.0 MPa;综合含水为 80% 时,可以进行大幅度提液,合理提液压差为 2.0~2.5 MPa。

致谢:感谢中海油研究总院有限责任公司同意本文公开发表。

## 参考文献

- [1] 王国民,高江取,胡心玲等. 强化排液研究及矿场应用[J]. 特种油气藏,2004,11(4):78-80,85.  
WANG Guomin, GAO Jiangqu, HU Xinling, et al. Forced

- fluid discharge study and field application[J]. *Special Oil & Gas Reservoirs*, 2004, 11(4): 78–80, 85.
- [2] 王再山, 张成木. 《大庆长垣东部—低渗透油田开发技术探索与文集》(上册)[M]. 北京: 石油工业出版社, 2002: 25–36.
- [3] 岳宝林, 刘斌, 石鸿福, 等. 渤海不同黏度油藏水驱开发特征研究[J]. *非常规油气*, 2021, 8(4): 62–67.  
YUE Baolin, LIU Bin, SHI Hongfu, et al. Study on the development characteristics of water flooding in different viscosity reservoirs in Bohai Sea [J]. *Unconventional Oil & Gas*, 2021, 8(4): 62–67.
- [4] 杜伟. 海上强底水稠油油藏提液技术优化研究[D]. 中国石油大学(北京), 2020.
- [5] 王佩文, 刘春艳, 冯梅芳, 等. A 油田稠油油藏提液研究与实践[J]. *石油地质与工程*, 2016, 30(4): 103–105, 109.  
WANG Peiwen LIU Chunyan FENG Meifang, et al. A research and practice of liquid extraction from heavy oil reservoir in oilfield [J]. *Petroleum Geology and Engineering*, 2016, 30(4): 103–105, 109.
- [6] 刘鑫, 李文红, 彭小东, 等. 海上砂岩油藏提液可行性分析[J]. *石化技术*, 2015, 22(1): 29–30.  
LIU Xin, LI Wenhong, PENG Xiaodong, et al. Feasibility analysis of liquid extraction for offshore sandstone reservoir [J]. *Petrochemical Industry Technology*, 2015, 22(1): 29–30.
- [7] 刘晨, 张金庆, 周文胜, 等. 海上中高含水油田提液潜力动态计算方法[J]. *油气地质与采收率*, 2017, 24(4): 110–115.  
LIU Chen, ZHANG Jinqing, ZHOU Wensheng, et al. Dynamic calculation method for liquid production increase potential of offshore oilfield at high water cut stage [J]. *Petroleum Geology and Recovery Efficiency*, 2017, 24(4): 110–115.
- [8] 闫正和, 熊琪, 李伟, 等. 基于流场重构的海上强底水油藏提液研究[J]. *重庆科技学院学报(自然科学版)*, 2021, 23(5): 59–63, 69.  
YAN Zhenghe, XIONG Qi, LI Wei, et al. Research on fluid extraction of offshore strong bottom water reservoir based on flow field reconstruction [J]. *Journal of Chongqing University of Science and Technology (Natural Sciences Edition)*, 2021, 23(5): 59–63, 69.
- [9] 童宪章. 应用童氏水驱曲线分析方法解决国内外一些油田动态分析问题[J]. *新疆石油地质*, 1989, 10(3): 41–49.  
TONG Xianzhang. Application of tong's water drive performance curve analysis method to analyzing some reservoir performance problems in the world [J]. *Xinjiang Petroleum Geology*, 1989, 10(3): 41–49.
- [10] 陈元千. 水驱曲线关系式的推导[J]. *石油学报*, 1985, 6(2): 69–78.  
CHEN Yuanqian. Derivation of relationships of water drive curves [J]. *Acta Petrolei Sinica*, 1985, 6(2): 69–78.
- [11] 赫恩杰, 蒋明, 熊铁, 等. 童氏图版的改进及应用[J]. *新疆石油地质*, 2003, 24(3): 232–233.  
HE Enjie, JIANG Ming, XIONG Tie, et al. Modification and application of tong's chart method [J]. *Xinjiang Petroleum Geology*, 2003, 24(3): 232–233.
- [12] 薛颖, 石立华, 席天德. 童氏水驱曲线的改进及应用[J]. *西南石油大学学报(自然版)*, 2015, 37(1): 141–145.  
XUE Ying, SHI Lihua, XI Tiande. Tong's water drive curve improvement and its application [J]. *Journal of Southwest Petroleum University (Science & Technology Edition)*, 2015, 37(1): 141–145.
- [13] 贾林, 杨二龙, 董驰, 等. 改进童氏图版在葡北三区采收率预测中的应用[J]. *断块油气田*, 2019, 26(6): 734–737.  
JIA Lin, YANG Erlong, DONG Chi, et al. Application of improved Tong's chart to oil reservoir recovery prediction in Pubei 3 area [J]. *Fault-Block Oil & Gas Field*, 2019, 26(6): 734–737.
- [14] 许胜洋. 哈得逊油田水平井含水率上升模式研究[D]. 成都理工大学, 2015.  
XU Shengyang. The study of horizontal well water cut rising model in the hadexun oilfield [D]. *Chengdu University of Technology*, 2015.
- [15] 李传亮. 油藏工程原理[M]. 北京: 石油工业出版社, 2005.
- [16] 程仲平, 李洪海, 张修文. 注水开发油田提高采液量和稳油控水研究[J]. *断块油气田*, 1998, 5(6): 34–37.  
CHENG Zhongping, LI Honghai, ZHANG Xiuwen. Increasing discharge rate and controlling water cut for water flooding oilfield [J]. *Fault-Block Oil & Gas Field*, 1998, 5(6): 34–37.
- [17] 林江, 李志芬, 张琪. 不同含水条件下采液指数的预测方法研究[J]. *石油钻探技术*, 2003, 31(4): 43–45.  
LIN Jiang, LI Zhifen, ZHANG Qi. Study on liquid production index prediction for different water cut [J]. *Petroleum Drilling Techniques*, 2003, 31(4): 43–45.
- [18] 郑金定, 谢向威, 陈嫖, 等. 水驱开发油藏提液机理及其政策界限研究[J]. *长江大学学报(自科版)*, 2014, 11(26): 106–109.  
ZHENG Jinding, XIE Xiangwei, CHEN Liao, et al. Mechanism and limitation of policy for liquid extraction in water flooded reservoirs [J]. *Journal of Yangtze University (Natural Science Edition)*, 2014, 11(26): 106–109.

编辑 刘振庆

第一作者简介: 温慧芸, 女, 1986 年出生, 工程师, 硕士, 2012 年毕业于中国石油大学(北京)油气田开发专业, 现主要从事油气田开发工作。电话: 18511279168; Email: huiyun113@163.com。通信地址: 北京市昌平区蓬莱苑南街中海油科技园区+中海油研究总院, 邮政编码: 102299。