

# 深水油区多油田组合开发及产量接替优化

陈民锋<sup>1</sup>, 时建虎<sup>2</sup>, 朱学谦<sup>3</sup>, 黄安琪<sup>1</sup>

[1. 中国石油大学(北京)石油工程学院, 北京 102249; 2. 中国石化集团 新星石油有限责任公司, 北京 100083;

3. 中国石化 石油勘探开发研究院, 北京 100083]

**摘要:**对由多个油田组成的海外深水开发项目区块, 高效开发的关键是针对不同油田的特点, 统筹规划不同油田投产次序和产量接替的组合方式, 实现有效开发时间内的整个开发项目的最大收益。文中基于深水油田特点及开发要求, 通过3个方面的研究来实现深水油区不同油田组合的储量动用及产量接替优化。一是建立深水油田储量分级评价标准, 并利用数学综合评价方法确定不同油田的储量等级; 二是通过分析深水油田产量运行主控因素, 建立不同等级储量的关键开发指标预测模型, 可作为不同油田组合开发下产量运行计算的基础; 三是建立满足不同限制条件、开发效益最大的数学模型, 并利用过程控制理论进行计算, 优化得到不同储量等级油田的组合方式和逐次动用程序。将本文方法应用在XF深水油区的开发部署中, 基于油田实际数据, 进行了不同条件下、多个油田储量动用及产量接替方式的计算, 优化结果符合实际开发需求, 提高了深水油田开发决策的科学性。

**关键词:**数学模型; 优化计算; 产量接替; 储量分类; 组合开发; 深水油田

中图分类号: TE327

文献标识码: A

## Joint development and production replacement for development optimization of multiple oilfields in deepwater oil region

Chen Minfeng<sup>1</sup>, Shi Jianhu<sup>2</sup>, Zhu Xueqian<sup>3</sup>, Huang Anqi<sup>1</sup>

(1. School of Petroleum Engineering, China University of Petroleum, Beijing 102249, China; 2. SINOPEC Star Co., Ltd., Beijing 100083, China; 3. Petroleum Exploration & Production Research Institute, SINOPEC, Beijing 100083, China)

**Abstract:** For a highly efficient development of overseas deepwater blocks composed of several oilfields, one should make an optimized master plan for producer on-stream sequence and production replacement, and tailor field development strategies for each oilfield according to their unique features. This also ensures the maximum project profits through the effective development optimization. Based on the features and requirements of joint development of multiple deepwater oilfields, we suggested three studies to be carried out to optimize reserve development and production replacement in various scenarios of combined deepwater oilfields development. (1) We established the evaluation standards for reserves ranking through comprehensive mathematical evaluation methods, and clarified the reserve ranks for various oilfields; (2) We established the prediction models for key development indexes for varying reserve levels via the analysis of main controlling factors for production and operation in deepwater oilfields, which can be used as the basis for the calculation of production operation under joint development of different oilfields; (3) We established the mathematical model to satisfy various constraints and to maximize project NPV profits. Process control theories were applied to select the best combination pattern and the optimized drilling sequence for varying ranks of reserves. Application of the methods proposed in this study to the development and deployment of XF deepwater oil region based on the actual oilfield data, we calculated the petroleum reserves for development and the strategy of production replacement to optimize multiple oilfields development under different conditions. The results meet the actual development requirements, so ultimately enhancing the reliability of deepwater oilfield development decisions.

**Key words:** mathematical model, optimization calculation, production replacement, reserve classification, joint develop-

收稿日期: 2017-01-10; 修订日期: 2018-03-16。

第一作者简介: 陈民锋(1971—), 男, 博士、副研究员, 油田开发系统理论方法和提高采收率技术。E-mail: cmfllp96@126.com。

基金项目: 国家科技重大专项(2016ZX05033-005-007)。

ment of multiple fields, deepwater oilfield

深水区油气资源储量丰富,深水油气勘探已成为国际石油公司竞相投资的热门领域,全球18个深水盆地(水深>500 m)均已进行了勘探开发<sup>[1-3]</sup>。近年来,我国也有西非等深水油田的海外项目陆续投入开发。深水油气田与浅海及陆上油气田勘探开发相比,具有技术要求高、作业难度大以及投资风险大等问题<sup>[4-6]</sup>;另外由于海上平台使用寿命、开采合同期限等影响,在合同期内获得最大效益是深水油田开发的基本原则,因此采取高速开采的模式已成为深水油田有效开发的共识<sup>[7]</sup>。

对于国外已投产的深水油田,各石油公司为达到深水油田高投入和高回报的目的,开展了油井产能优化设计研究,提高单井经济效益,从而提高油田经济效益<sup>[8-11]</sup>。其开采方式要是利用天然气顶、边底水能量进行衰竭开发,部分油田采用注水、注气开发;但目前尚未形成一套系统、完善的深水油田油藏评价技术,多个油田组合开发和产量接替的高效开发决策方法,也未总结出一套适合深水油田的高效开发模式<sup>[12-15]</sup>。而国内深水油气田的勘探开发还处于起步阶段,深水油气田大井距注采井网优化、储量动用与接替的高效开发方案设计等理论和技术还有待于深入研究。

## 1 深水油田特点及高效开发要求

### 1.1 深水油田特点及要求

当前,在全球18个深水盆地均已进行了勘探,但大部分深水油气勘探开发活动集中在大西洋两岸的美国墨西哥湾、西非沿海(主要是安哥拉和尼日利亚)以及南美的巴西沿海。

对目前已经开发的深水油田进行总结分析,其地质特点主要是:沉积相主要为深水扇和浊积流沉积,属构造-岩性油藏,水深为500~1 500 m;大都属于低粘度、高孔高渗和高丰度类型的油藏,储量丰度多大于 $300 \times 10^4 \text{ t/km}^2$ ,原油粘度多小于 $5 \text{ mPa} \cdot \text{s}$ ,孔隙度多在20%~25%,而渗透率一般大于 $1\,000 \times 10^{-3} \mu\text{m}^2$ <sup>[8-9]</sup>。已开发深水油田的开发策略及特点如下。

1) 基本开发方式:对位置集中、多个油田构成的油田群,为满足开发的储量规模要求,大都采取多油田组合或联合开发的方式;多采用“先天然能量、后能量补充”开采方式,主要包括天然能量(边底水+

溶解气)+注水开发;如果采用注水开发,注水井多部署在油藏含油边界外围;井网密度一般为 $0.7 \sim 1.0 \text{ km}^2/\text{口}$ 。

2) 开发井投产模式:各个生产阶段的开发总井数呈现先增加后减少,或始终保持不变,即在稳产期一般会投入最多的井数,而在产量上升期和递减期,一般会适当减少投入的井数或关井以降低开发成本。

3) 油田生产模式:产量变化曲线呈不对称的“Λ字型”或“窄梯形”,高产稳定期短,一般为1年左右,进入递减期的产量递减快;生产阶段可分为产量上升期(1~3年)、稳产期(1~5年)、递减期(4~6年)和生产后期四个阶段。

4) 一般生产能力较强,但采油速度适中的油田(初期、稳产期采油速度为3%左右),多个油田(区块)组合开发、产量逐次接替下,其稳产期较长,有效开发时间内可以取得较好的效果。

目前我国有权益的海外XF深水油区的开发项目,是由多个油田和区块等组成的油田群,这些储量单元位置相距较近,但地质特点和流体性质存在一定的差异。单独开发的效益较差或无法有效开发,而组合开发又受到钻井和施工工作量、集输成本和投资规模等的限制。因此,为获得合同期内最大的产油量和开发效益,需要对这些相对独立的油田、区块统筹规划,根据各个油田、区块的特点,优化组合各单元储量的投产次序和投产规模(即优先开发高等级储量,在产量递减时适时再开发后备储量,在资金投入和工作量都受限的条件下,保持合理采油速度和较长稳产期),实现整个油田的高效开发。

### 1.2 深水油区多油田组合开发优化步骤

基于深水油区基本特点和开发需要<sup>[8-10]</sup>,对深水油区多油田组合开发优化的总体技术路线,包括以下3个方面的研究。

1) 建立深水油田储量分级评价标准,并利用数学综合评价方法确定不同油田的储量等级。

2) 分析并确定深水油田产量运行主控因素,建立不同等级储量的关键开发指标预测模型。

3) 建立满足不同限制条件、开发效益目标最大的数学模型,并利用过程控制理论进行计算,优化出不同储量等级油田组合开发下的投产次序和投产规模。

根据总体技术路线,确定深水油田组合开发及产量接替优化的具体实施步骤(图1)。

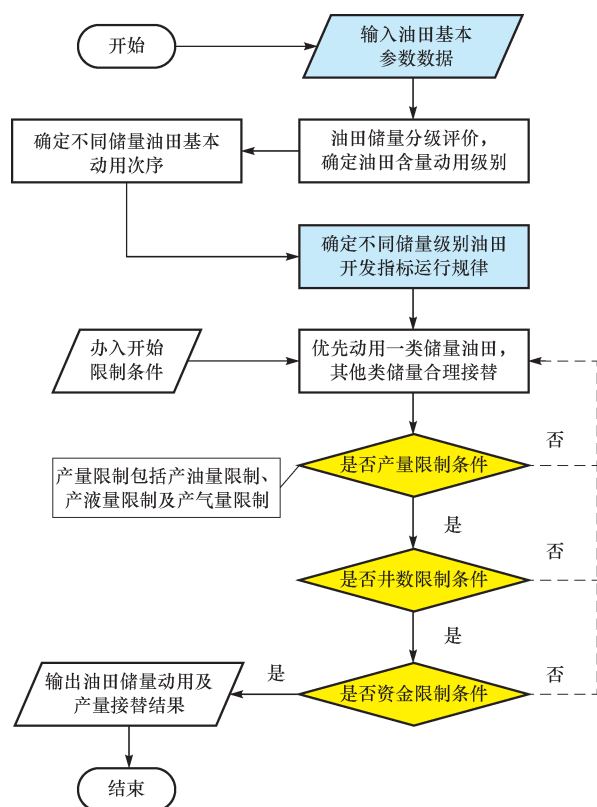


图1 深水油田组合开发产量接替优化步骤

Fig. 1 Steps of joint development and production replacement for development optimization in deepwater oilfields

1) 第一步:输入油田基本参数(包括油田水深、油藏埋深、储量大小、面积、储量丰度、孔隙度、渗透率、粘度、地饱压差及注采井距)。

2) 第二步:利用数学综合评价方法进行储量评价,确定不同油田储量等级。

3) 第三步:建立储量动用原则(优先动用一类储量油田,其它等级储量逐次接替)<sup>[11]</sup>,进而确定油田储量基本动用次序和投产规模(一次全部开发或多次部分开发)。

4) 第四步:根据油田储量等级和基本参数,选择不同储量等级相应开发指标预测模型。

5) 第五步:输入深水油田开发限制条件,1级为产量(产油、产液和产气)限制,2级为钻井井数限制,3级为投入资金限制。

6) 第六步:依据限制条件逐步进行优化计算,直到满足所有限制条件;输出不同油田组合开发下的投产次序、投产规模及产量接替结果。

## 2 不同等级储量关键开发指标预测

### 2.1 深水油区不同等级储量分类评价

系统调研和分析国外典型深水油田的勘探开发过

程(西非水域、墨西哥湾水域、巴西水域、欧洲地区和太平洋地区)资料,整理总结资料相对完整的32个已开发深水油田的数据。从油藏地质特征、流体性质和开发策略、开采规律和开发效果等方面,建立深水油田储量评价样本库;通过开发效果、地质—开发的相应关系的分析,建立适用于深水油田储量分级的评价方法。

#### 2.1.1 建立深水油田储量分级评价标准

建立评价标准是深水油田储量分级评价的前提与基础,具体步骤如下。

1) 确定深水油田储量分级评价指标:影响开发技术实施的指标,主要有水深和油藏深度;影响开发效果的指标,主要是储量规模、储量丰度、孔隙度、渗透率、原油粘度和地饱压差等。

2) 对已开发深水油田进行筛选,建立储量分类评价的数据样本库。

3) 根据深水油田各评价指标的分布特点,基于数学统计方法分析,初步建立各评价指标的分布规律和分级区间。

4) 通过实际已开发深水油田地质条件和开发效果的关联性分析,结合目前已有的行业相关分类基础,来修正各评价指标的分级区间。

5) 利用建立的各指标分级标准进行储量初步分级评价,并与实际深水油田开发效果对比分析,验证、完善储量分级标准。

依照以上程序来逐步确定深水油田储量评价指标集及分级标准,结果见表1。

#### 2.1.2 深水油田储量分级评价

在对实际目标深水油田进行储量分级评价时,采取以下步骤完成。

1) 确定目标深水油田的8个评价指标,并核实数据的准确性。

2) 基于建立的深水油田储量评价指标及分级标准,对单个评价指标进行分级。

3) 采用数学分析方法——模糊聚类方法(或其他方法等),对各评价指标进行计算,确定目标深水油田储量等级;这样可以综合多因素的影响,全面反映油田的储量特点。

4) 根据深水油田特点、储量分级结果数据分布范围、区间变化等,将深水油田储量评价的结果分为4个等级,一类代表储量等级“好”,二类代表储量等级“较好”,三类代表储量等级“中等”,四类代表储量等级“较差”。

表1 深水油田储量评价指标集及分级标准

Table 1 Evaluation index system and classification criteria of reserves in deepwater oilfields

| 指标   |                                                  | 评价指标分级标准 |             |             |        |
|------|--------------------------------------------------|----------|-------------|-------------|--------|
| 一级   | 二级                                               | 一类       | 二类          | 三类          | 四类     |
| 油田位置 | 水深/m                                             | <400     | 400~1 000   | 1 000~1 500 | >1 500 |
|      | 油田埋深/m                                           | <1 800   | 1 800~2 800 | 2 800~4 000 | >4 000 |
| 储量性质 | 储量规模/( $10^8 \text{ m}^3$ )                      | >2.5     | 1.0~2.5     | 0.5~1.0     | <0.5   |
|      | 储量丰度/( $10^4 \text{ m}^3 \cdot \text{km}^{-2}$ ) | >600     | 400~600     | 100~400     | <100   |
| 储层性质 | 孔隙度/%                                            | >30.0    | 27.0~30.0   | 25.0~27.0   | <25.0  |
|      | 渗透率/( $10^{-3} \mu\text{m}^2$ )                  | >1 800   | 1 200~1 800 | 600~1 200   | <600   |
| 原油性质 | 原油粘度/( $\text{mPa} \cdot \text{s}$ )             | <0.5     | 0.5~1.5     | 1.5~5.0     | >5.0   |
|      | 地饱压差/MPa                                         | >8.0     | 5.0~8.0     | 2.0~5.0     | <2.0   |

深水油田的储量等级确定后,其产量运行规律可选用后续“不同等级储量开发指标预测”新模型,分别进行生产动态的预测。

## 2.2 不同等级储量开发指标预测

系统总结已开发深水油田生产规律,其采油速度基本呈现图2所示“窄梯形”的特点。

1) 采油速度变化:对于条件一定的油藏,存在极限采油速度,而油田实际采油速度的大小受到开发井距、油藏物性参数等的影响。

极限采油速度的含义为:在油田物性、流体性质、开发条件等一定的情况下,油井采取最大产液量时对应的采油速度,是油田开发过程中采油速度的取值上限。

2) 稳产时间变化:油田在极限采油速度以下,以一定的采油速度生产时,油田存在一定的稳产期,其长短受到初产采油速度、开发井距、油藏物性参数等的影响。

3) 产量递减变化:在稳产期后,呈现不同的递减变化。油田产量递减率一般受到储量规模、储层和流体性质、天然能量大小和能量补给速度、开发方式和开

发政策等的影响。对于一定储量规模和地质条件的油田,按照正常开发的方式,产量递减率主要受到递减前的采油速度,开发井距和油藏物性参数的影响。

基于已开发深水油田开发规律认识,结合油藏工程理论研究和机理模型数值模拟,建立深水油田不同等级储量开发指标预测新模型。预测模型中各参数基准值的取值范围为:油藏渗透率为  $100 \times 10^{-3} \sim 3\,000 \times 10^{-3} \mu\text{m}^2$ ,地下原油粘度为  $0.1 \sim 100 \text{ mPa} \cdot \text{s}$ ,地饱压差为  $1.0 \sim 15.0 \text{ MPa}$ ,注采井距为  $500 \sim 3\,000 \text{ m}$ 。

在实际应用选择预测模型时处理原则为:①渗透率超过  $2\,000 \times 10^{-3} \mu\text{m}^2$  后,一般都属于高渗的级别,如果实际油藏渗透率大于预测模型参数上限时,选择渗透率上限对应的预测模型;②当地饱压差大于  $15.0 \text{ MPa}$  时,一般都属于高地饱压差油藏,其可利用的天然能量相对充足,在可行的开采速度内,一般都不会出现压力受限的问题,如果实际油藏地饱压差大于预测模型参数上限时,选择地饱压差上限对应的预测模型。

### 2.2.1 极限采油速度的确定

对于不同储量等级的油田,其极限采油速度与渗透率、原油粘度、地饱压差以及注采井距等的变化关系可分别表示如下。

一类储量极限采油速度的计算公式为:

$$V_{\text{lim}} = 5.646 \left( \frac{K}{1\,000} \right)^{1.007} e^{-0.232\mu_o} \mu_o^{-0.304} \times (1.096p_{\text{eb}} + 1.417)^{0.829} \left( \frac{D}{1\,000} \right)^{-1.79} \quad (1)$$

二类储量极限采油速度的计算公式为:

$$V_{\text{lim}} = 6.211 \left( \frac{K}{1\,000} \right)^{1.004} e^{-0.256\mu_o} \mu_o^{-0.271} \times (1.241p_{\text{eb}} + 1.49)^{0.818} \left( \frac{D}{1\,000} \right)^{-1.765} \quad (2)$$

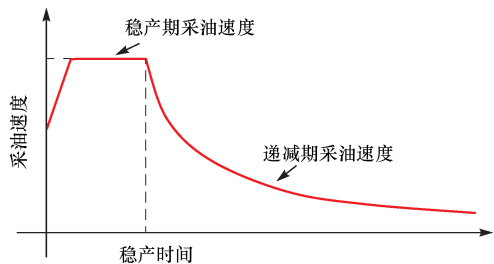


图2 不同开发阶段采油速度变化示意图

Fig. 2 Schematic map showing the changes in annual oil recovery rate at different development stages

三类储量极限采油速度的计算公式为:

$$V_{\text{lim}} = 6.336 \left( \frac{K}{1000} \right)^{1.04} e^{-0.241\mu_o} \mu_o^{-0.284} \times (1.586p_{\text{eb}} + 1.428)^{0.848} \left( \frac{D}{1000} \right)^{-1.755} \quad (3)$$

四类储量极限采油速度的计算公式为:

$$V_{\text{lim}} = 5.984 \left( \frac{K}{1000} \right)^{1.013} e^{-0.234\mu_o} \mu_o^{-0.286} \times (2.201p_{\text{eb}} + 1.272)^{0.941} \left( \frac{D}{1000} \right)^{-1.746} \quad (4)$$

式中:  $V_{\text{lim}}$  为极限采油速度, %;  $K$  为渗透率,  $10^{-3} \mu\text{m}^2$ ;  $\mu_o$  为原油粘度,  $\text{mPa} \cdot \text{s}$ ;  $p_{\text{eb}}$  为地饱压差,  $\text{MPa}$ ;  $D$  为注采井距,  $\text{m}$ 。

### 2.2.2 稳产时间的预测

对于不同储量等级的油田,在给定条件下,其稳产时间与渗透率、原油粘度、地饱压差、注采井距和采油速度等的关系可分别表示如下。

一类储量稳产时间的预测公式为:

$$T_w = \begin{cases} (-4.888\ln\mu_o + 16.079) V_o^{-0.067\ln\mu_o-0.921}, & V_o \leq V_{\text{lim}} \\ 0, & V_o > V_{\text{lim}} \end{cases} \quad (5)$$

一类储量采出程度的预测公式为:

$$R_m = \begin{cases} [2.303V_o^{0.071}(\ln T + 9.136)T^{-0.027} - 24.499] \ln K^{-0.607} \times (\mu_o + 0.328)^{-0.348} (p_{\text{eb}} + 37.911)^{0.426} \ln D^{0.426} + 8.263, & T > T_w \\ V_o T_w, & T \leq T_w \end{cases} \quad (9)$$

二类储量采出程度的预测公式为:

$$R_m = \begin{cases} [2.34V_o^{0.065}(\ln T + 9.653)T^{-0.027} - 25.945] \ln K^{-0.641} \times (\mu_o + 0.29)^{-0.357} (p_{\text{eb}} + 44.123)^{0.486} \ln D^{0.792} + 7.892, & T > T_w \\ V_o T_w, & T \leq T_w \end{cases} \quad (10)$$

三类储量采出程度的预测公式为:

$$R_m = \begin{cases} [2.417V_o^{0.074}(\ln T + 9.857)T^{-0.017} - 27.744] \ln K^{-0.541} \times (\mu_o + 0.25)^{-0.37} (p_{\text{eb}} + 34.06)^{0.447} \ln D^{0.705} + 7.615, & T > T_w \\ V_o T_w, & T \leq T_w \end{cases} \quad (11)$$

四类储量采出程度的预测公式为:

$$R_m = \begin{cases} [2.414V_o^{0.088}(\ln T + 9.254)T^{-0.008} - 26.802] \ln K^{-0.404} \times (\mu_o + 0.41)^{-0.425} (p_{\text{eb}} + 29.478)^{0.392} \ln D^{0.64} + 7.752, & T > T_w \\ V_o T_w, & T \leq T_w \end{cases} \quad (12)$$

二类储量稳产时间的预测公式为:

$$T_w = \begin{cases} (-5.072\ln\mu_o + 16.466) V_o^{-0.071\ln\mu_o-0.931}, & V_o \leq V_{\text{lim}} \\ 0, & V_o > V_{\text{lim}} \end{cases} \quad (6)$$

三类储量稳产时间的预测公式为:

$$T_w = \begin{cases} (-5.177\ln\mu_o + 16.644) V_o^{-0.077\ln\mu_o-0.943}, & V_o \leq V_{\text{lim}} \\ 0, & V_o > V_{\text{lim}} \end{cases} \quad (7)$$

四类储量稳产时间的预测公式为:

$$T_w = \begin{cases} (-5.384\ln\mu_o + 17.048) V_o^{-0.083\ln\mu_o-0.974}, & V_o \leq V_{\text{lim}} \\ 0, & V_o > V_{\text{lim}} \end{cases} \quad (8)$$

式中:  $T_w$  为稳产时间, a;  $V_o$  为油田采油速度, %;  $V_{\text{lim}}$  为极限采油速度, %;  $K$  为渗透率,  $10^{-3} \mu\text{m}^2$ ;  $\mu_o$  为原油粘度,  $\text{mPa} \cdot \text{s}$ ;  $p_{\text{eb}}$  为地饱压差,  $\text{MPa}$ ;  $D$  为注采井距,  $\text{m}$ 。

### 2.2.3 采出程度的预测

对于不同储量等级的油田,在给定条件下,以小于极限采油速度的初产速度生产,其采出程度与渗透率、原油粘度、地饱压差、注采井距、采油速度和生产时间的关系可分别表示如下。

式中:  $R_m$  为油田采出程度, %;  $T, T_w$  分别为生产时间、稳产时间, a;  $V_o$  为油田采油速度, %;  $K$  为渗透率,  $10^{-3} \mu\text{m}^2$ ;  $\mu_o$  为原油粘度,  $\text{mPa} \cdot \text{s}$ ;  $p_{eb}$  为地饱压差, MPa;  $D$  为注采井距, m。

### 3 深水多油田组合开发及产量接替优化

#### 3.1 深水油田储量动用原则

深水油田的目标开发项目一般为油田群, 包括多个油田(油田名 A, 油田名 B, 油田名 C, ……), 每个油田可能又包含多个区块和砂体, 这些独立的区块和砂体可通称为单个储量单元。

为统一表述, 将油田群命名为一级名称, 油田命名为二级名称, 区块和砂体命名为三级名称。对于不同的油田, 可把处理为多个独立的储量单元; 这样对于多油田的组合开发, 则变为多个独立储量单元的组合开发和产量逐次接替。深水油田整体开发储量动用基本原则为: ①对于多个油田(储量单元)组合开发, 先开发主力单元, 邻近非主力储量单元逐次接替; ②对每个油田(储量单元)分别进行储量等级分级评价, 按储量大小(先大后小)、按开发难易(先易后难)的原则, 根据储量等级评价结果进行初步排序, 并选择开发主体。

#### 3.2 优化目标及过程控制因素

##### 3.2.1 优化目标与过程控制

根据深水油田开发特点和要求, 多油田组合开发及产量接替优化目标为: 在不同约束条件下, 在合同规定的时间内获得最大的累积产油量。

在优化计算过程中, 需要综合考虑, 年产液量保持在合理水平, 维持年产油量稳定生产, 年钻井工作量、生产成本和投资在限定范围内。则整个多油田组合开发的过程控制如下。

1) 对单个油田(储量单元)来说, 采取定液生产, 随着生产进行, 含水率升高, 产油量降低; 对多个油田组合的整体来说, 要维持产油量在稳定水平, 需要其它储量单元适时接替生产。

2) 随着接替油田(储量单元)增多, 产液量增多, 但每年产液量不能超过年处理液量(受到集输管线最大输送量等限制), 并在整个合同期内获得有最大累积产油量。

3) 由于受到深水钻机、深水平台等设备的限制,

每年的钻井总数只能在一定范围。

4) 每年投资额不能超过一定限额, 优化后的总生产投资达到最小。

综上所述, 多油田组合开发及产量接替优化的结果表现为: 在有效开发期内, 各油田的投产次序和投产时间、年钻井数和年产油量大小。

##### 3.2.2 过程控制决策描述

单个油田(储量单元)开发过程控制为: ①假定一个油田(储量单元)的钻井工作量在当年就可完成, 当年就可投产; ②油田(储量单元)定液生产, 油田整体能够注采平衡; ③年产油量 = 采油速度 × 油田地质储量, 采油速度大小需要优化计算的过程变量, 反映该油田投产次序、产量运行安排; ④随着开采时间进行, 年产油量逐年递减, 年产水量逐年增加。

当多个油田(储量单元)组合开发时, 其开发过程控制如下: ①总产量 = 各投产油田(储量单元)产量和; ②为满足总产量要求, 各油田(储量单元)按照动用次序接替投入开发; ③当所有油田(储量单元)全部投产后, 随着开采时间进行(开采程度的加深), 总产油量呈逐年递减态势。

#### 3.3 多目标优化模型的建立

##### 3.3.1 组合开发过程变量及其描述

基于以上优化目标与过程控制因素分析, 确定相应开发过程的变量, 具体见表2与表3。

表2 组合开发过程中的控制变量

Table 2 Controlling variables in the process of joint development

| 类别                | 数学描述及说明                                                                       |
|-------------------|-------------------------------------------------------------------------------|
| 决策变量( $b_{ij}$ )  | $b_{i,k} = 1$ , 表示第 $i$ 个储量单元从第 $k$ 年开始投入开发, 有 $b_{i,j} = 1, j = k, \dots, m$ |
| 产油量( $Q_{oi,j}$ ) | $Q_{oi,j} = b_{i,j} V_{k,i,j} N_i$                                            |
| 产液量( $Q_{li,j}$ ) | $Q_{li,j} = b_{i,j} V_{k,i,k} N_i$                                            |
| 产气量( $Q_{gi,j}$ ) | $Q_{gi,j} = Q_{oi,j} R_p$                                                     |
| 资金量( $P_{ij}$ )   | $P_{i,j} = b_{i,j} (PO_{i,j} + PL_{i,j} + PW_{i,j})$                          |
| 容忍度( $\theta$ )   | 目标产油量 $Q_o$ , 目标产油量容忍区间 $[Q_o(1 - \theta), Q_o(1 + \theta)]$                  |

注:  $V_{k,i,j}$  为第  $i$  个油田(储量单元), 与第  $k$  年开发, 在第  $j$  年的产油速度;  $V_{k,i,k}$  为第  $i$  个油田(储量单元)在第  $k$  年开发的初始产油速度;  $N_i$  为第  $i$  个油田(储量单元)的地质储量;  $R_p$  为生产气油比。

表 3 多油田组合开发过程中的计算变量

Table 3 Calculation of variables in the process of joint development for multiple oilfields

| 类别   | 具体描述       |                                                               | 变量之间的关系               |
|------|------------|---------------------------------------------------------------|-----------------------|
| 生产变量 | $q_{oj}$   | 第 $i$ 个油田(储量单元),第 $j$ 年的日产油量                                  | 与采油速度、井网密度等是关于时间的函数关系 |
|      | $q_{lj}$   | 第 $i$ 个油田(储量单元),第 $j$ 年的日产液量                                  | 等于储量单元的初始产油量          |
|      | $q_{gj}$   | 第 $i$ 个油田(储量单元),第 $j$ 年的日产气量                                  | 由生产气油比决定              |
|      | $Q_{oj}$   | 第 $i$ 个油田(储量单元),第 $j$ 年的年产油量                                  | $q_{oj} \times 365$ 天 |
|      | $Q_{lj}$   | 第 $i$ 个油田(储量单元)单元,第 $j$ 年的年产液量                                | $q_{lj} \times 365$ 天 |
|      | $Q_{gj}$   | 第 $i$ 个油田(储量单元),第 $j$ 年的年产气量                                  | $q_{gj} \times 365$ 天 |
|      | $W_{ij}$   | 第 $i$ 个油田(储量单元),第 $j$ 年投入的钻井数                                 | 根据井网密度计算钻井数           |
| 投入变量 | $PW_{i,j}$ | 第 $i$ 个油田(储量单元),第 $j$ 年增加钻井数所投入钻井费用                           | 与投入井数有关               |
|      | $PO_{i,j}$ | 第 $i$ 个油田(储量单元),第 $j$ 年与年产油量有关的生产费用                           | 与累积产油量有关              |
|      | $PL_{i,j}$ | 第 $i$ 个油田(储量单元),第 $j$ 年与年产液量有关的生产费用                           | 与累积产液量有关              |
| 决策变量 | $b_{ij}$   | 第 $i$ 个油田(储量单元),第 $j$ 年的生产开关,取值 0/1,(0 表示未开采,1 表示开采)          | 决定油田(储量单元)是否生产        |
|      | $u_{rj}$   | 剩余的第 $r$ 个油田(储量单元),第 $j$ 年的接替生产开关,取值 0/1,(0 表示不接替开采,1 表示接替开采) | 决定油田(储量单元)是否接替生产      |
| 其他变量 | $Q_{oj}$   | 油田(储量单元)第 $j$ 年产油量                                            | 每年各储量单元产油量总和          |
|      | $Q_{lj}$   | 油田(储量单元)第 $j$ 年产液量                                            | 每年各储量单元产液量总和          |
|      | $Q_{gj}$   | 油田(储量单元)第 $j$ 年产气量                                            | 每年各储量单元产气量总和          |

优化计算过程中容忍度设置<sup>[16]</sup>,特指油田年产油量大小可以在一定时间范围内、出现一定幅度的波动,以保证油田组合开发优化结果的可操作性。如容忍度为 0.01,限定年产油量大小为  $Q_0$ ,则模型中允许优化计算的年产油量在  $(0.99 \times \sim 1.01) Q_0$ 。

3.3.2 优化模型的数学描述

数学模型包括目标函数及限制条件。

1) 目标函数:在合同期内,多个油田(储量单元)陆续投入开发,累积产油量达到最大,数学表达式:

$$\text{Max}Q = \sum_{i=1}^N \sum_{j=1}^T Q_{oi,j} \tag{13}$$

2) 限制条件一:年产出量限制。在合同期内,油田(储量单元)年产油量要达到目标产油量的要求,低于经济极限产油量的油田(储量单元)要适时停止生产;每年产液量、产气量不能超过最大年处理液量和年处理气量。

① 年产油量约束:  $Q_{\text{omin}} \leq \sum_{i=1}^N Q_{oi,j} \leq Q_{\text{omax}} \tag{14}$

② 年产液量约束:  $\sum_{i=1}^N Q_{li,j} \leq Q_{\text{lmax}} \tag{15}$

③ 年产气量约束:  $\sum_{i=1}^N Q_{gi,j} \leq Q_{\text{gmax}} \tag{16}$

3) 限制条件二:钻井工作量限制,每年钻井能力

有限,每年新投入的井数不能超过额度。数学表达式:

$$\sum_{i=1}^N W_{i,j} \leq L \tag{17}$$

4) 限制条件三:资金投入限制。每年在油田(储量单元)投入的资金不能超过该年投入资金许可度;在合同期内,总投资不能超过总投入资金许可度<sup>[17-18]</sup>。数学表达式:

$$\sum_{i=1}^N P_{i,j} \leq P_{\text{max}}, \sum_{j=1}^T \sum_{i=1}^N P_{i,j} \leq \sum \tag{18}$$

式中, $Q_{\text{omin}}, Q_{\text{omax}}$  分别为年产油量的下限、上限, $10^4 \text{ m}^3$ ;  $Q_{\text{lmax}}$  为年产液量的上限, $10^4 \text{ m}^3$ ;  $Q_{\text{gmax}}$  为年产气量的上限, $10^4 \text{ m}^3$ ;  $L$  为年投产井总数限制,口;  $P_{\text{max}}$  为年投入资金的限制, $10^8 \text{ CNY}$ (人民币元);  $\sum$  为总投入资金的限制, $10^8 \text{ CNY}$ (人民币元);  $T$  为开发时间,a;  $N$  为投入开发的油田(储量单元)总数,个。

3.4 优化模型的求解

根据深水多油田组合开发及产量接替优化模型,基于限制条件和目标的要求,进行优化模型的网络规划计算设计,如图 3 所示。优化模型的网络规划计算关键点说明见表 4。

采用优化算法中的“分枝界定法”<sup>[19-21]</sup>,进行以上网络规划计算,计算步骤如图 4 所示。优化模型具

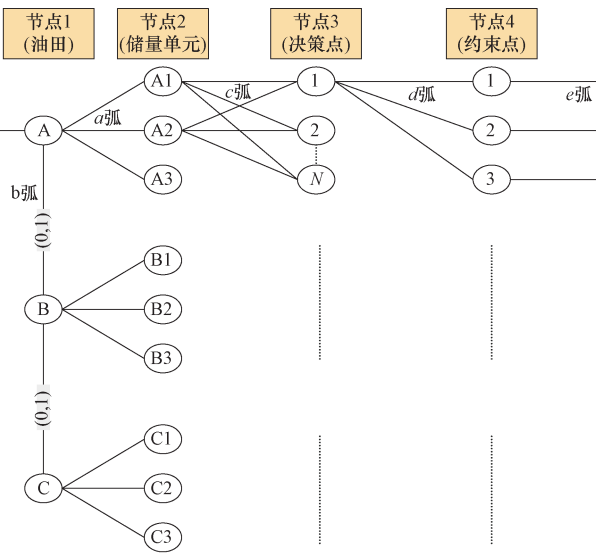


图 3 优化模型的网络规划计算示意图

Fig. 3 Schematic diagram displaying network planning calculation with optimization model

表 4 优化模型的网络规划计算说明

Table 4 Instruction for network programming calculation with optimization model

| 类别  | 具体含义                                                |
|-----|-----------------------------------------------------|
| 节点  | 节点 1 表示油田, A, B, C 为油田名                             |
|     | 节点 2 表示储量单元数, 如 A1, B2 等                            |
|     | 节点 3 表示储量单元开采决策量, $N$ 个                             |
|     | 节点 4 表示约束条件                                         |
| 过渡弧 | $a$ 弧 取值 0/1/2, 0 表示在合同期内储量单元不开采, 1 表示开采, 2 表示分两步开采 |
|     | $b$ 弧 取值 0/1, 0 表示不进行下个油田投产, 1 表示进行下个油田投产           |
|     | $c$ 弧 取值 0/1, 0 表示储量单元在该年开采, 1 表示不开采                |
|     | $d$ 弧 决策后各储量单元累积产油量及产液量                             |
|     | $e$ 弧 约束条件限制后得到最终的产油量和产液量                           |

体计算步骤为:①选择目标值中在容忍度范围内的油田(储量单元)首先进行分枝计算;②在约束条件控制下重新进行分枝判断;③按初步确定的油田(储量单元)储量动用次序,进行顺序选择分枝点;④按照图 3 与图 4 逐步进行计算,直到满足所有的条件,得到多油田组合开发优化结果。

4 深水 XF 油田应用分析

应用以上建立的方法,对实际 XF 深水油田进行储量动用能力分级评价、开发指标预测、油田(储量单

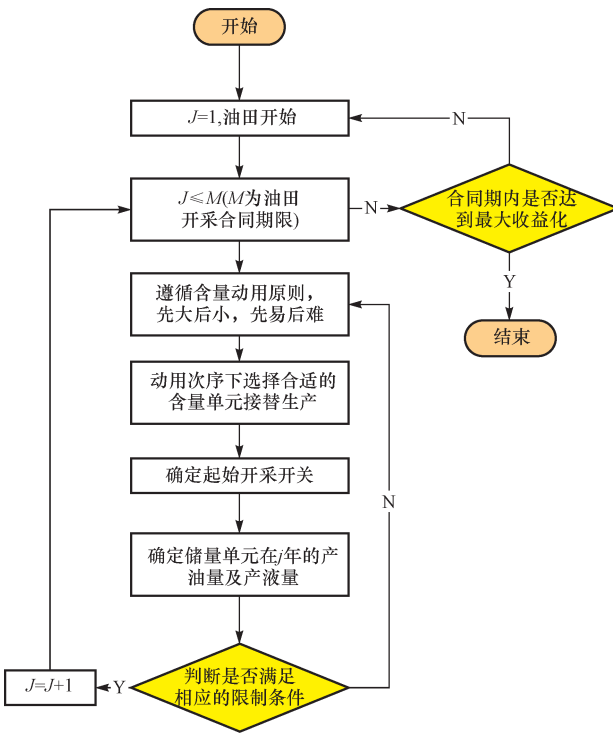


图 4 优化模型计算流程

Fig. 4 Computing process of optimization model

元)组合开发和产量接替优化计算,为 XF 深水油田高效开发提供技术指导。

4.1 油田条件及储量单元评价

XF 深水目标开发区共有 7 个油田(储量单元),各油田实际数据见表 5。

应用本文建立的储量等级评价方法,确定 XF 深水各油田储量等级。从评价结果来说,XF 深水油田整体储量等级较高,一类油田最好,二类油田较好,三类油田中等。

根据 XF 深水区 7 个油田的储量等级分级评价结果,按照深水油田储量动用基本原则,确定储量初步动用次序,结果见表 5 所示。

4.2 优化结果

根据 XF 深水区 7 个油田(储量单元)基本数据,确定各油田所属的储量等级,进而选择相应的开发指标预测模型进行生产运行预测。

XF 深水区多个油田(储量单元)组合开发优化目标为:在开发期 20 年内,累计产油量最大。

XF 深水区多个油田(储量单元)组合开发的限制条件包括 4 个方面。①年产油量限制: $2\,500 \times 10^4 \text{ m}^3$ ;年产液限制: $4\,000 \times 10^4 \text{ m}^3$ ;②年产气量限制: $10 \times 10^8 \text{ m}^3$ ;③年钻井工作量限制:50 口;④年资金投入限制: $200 \times 10^8 \text{ CNY}$ (CNY 为人民币元)。

表 5 XF 深水油区不同油田(储量单元)基本数据及评价结果

Table 5 Basic data and evaluation results for varying oilfields (reserve units) in XF deepwater oil region

| 类别       | 油田名称                                                      |        |        |        |        |        |          |
|----------|-----------------------------------------------------------|--------|--------|--------|--------|--------|----------|
|          | BR-MI                                                     | EU-S   | BR-Mb  | EU-F   | MX-G   | WA-G   | PO-L & C |
| 基本<br>参数 | 水深/m                                                      | 850    | 425    | 500    | 425    | 786    | 1 325    |
|          | 油藏埋深/m                                                    | 2 540  | 518    | 2 640  | 2 014  | 3 414  | 2 400    |
|          | 储量规模/(10 <sup>8</sup> m <sup>3</sup> )                    | 9.355  | 2.714  | 1.032  | 1.557  | 0.536  | 2.133    |
|          | 储量丰度/(10 <sup>4</sup> m <sup>3</sup> · km <sup>-2</sup> ) | 615.48 | 532.14 | 542.97 | 420.83 | 297.77 | 426.55   |
|          | 孔隙度/%                                                     | 28.0   | 27.0   | 27.0   | 27.0   | 30.0   | 27.0     |
|          | 渗透率/(10 <sup>-3</sup> μm <sup>2</sup> )                   | 3 348  | 1 250  | 1 700  | 800    | 4 000  | 4 200    |
|          | 原油粘度/(mPa · s)                                            | 6.0    | 3.0    | 2.0    | 3.5    | 0.8    | 1.0      |
| 分类<br>结果 | 地饱压差/MPa                                                  | 1.96   | 1.59   | 7.25   | 0.70   | 15.86  | 1.05     |
|          | 油田储量等级                                                    | 一类     | 一类     | 二类     | 二类     | 二类     | 三类       |
|          | 初步动用排序                                                    | A1     | A2     | B1     | B2     | B3     | C1       |

根据本文建立的深水油田产量接替优化方法和计算步骤,逐步计算不同限制条件下的多油田(储量单元)组合开发及产量接替方式,最后得到满足全部限制的储量接替优化结果。多油田组合开发优化结果如图 5—图 8 所示。

满足全部限制条件情况下,XF 深水区多油田投产

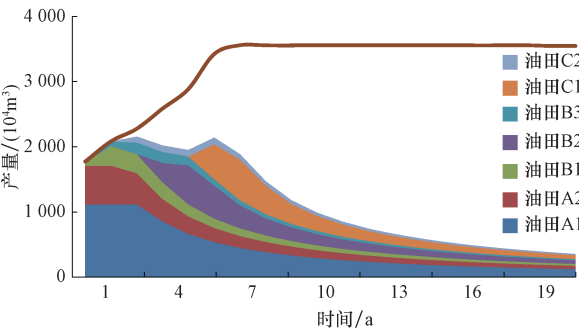


图 5 多油田组合开发优化后产油/产液量变化  
Fig. 5 Changes of oil/liquid production after the joint development optimization of multiple oilfields

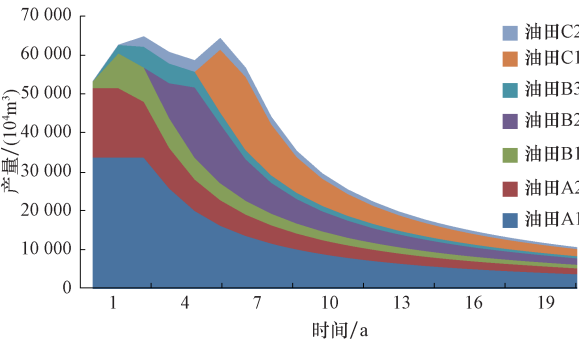


图 7 多油田组合开发优化后钻井工作量  
Fig. 7 Drilling sequence after the joint development optimization of multiple oilfields

情况及钻井工作量的优化结果,见表 6。从图 5—图 8 和表 6 结果可以看出:根据 XF 深水油田实际数据,基于累计产油量最大的目标和四个限制条件,得到多

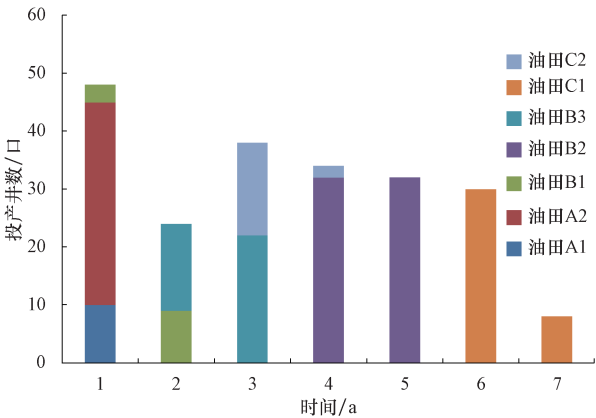


图 6 多油田组合开发优化后产气量变化  
Fig. 6 Changes of gas production after the joint development optimization of multiple oilfields

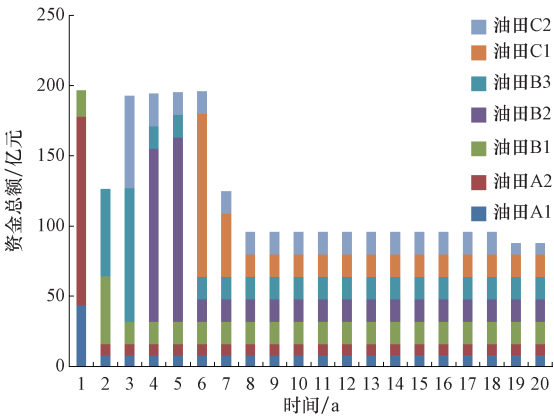


图 8 多油田组合开发优化后资金投入情况  
Fig. 8 Cost profile after the joint development optimization of multiple oilfields

表 6 XF 深水油田多油田组合开发优化部署结果

Table 6 Results of joint development optimization of multiple oilfields in XF deepwater oil region

| 油田         |       | 开发时间  |       |       |       |       |       |       |
|------------|-------|-------|-------|-------|-------|-------|-------|-------|
|            |       | 第 1 年 | 第 2 年 | 第 3 年 | 第 4 年 | 第 5 年 | 第 6 年 | 第 7 年 |
| BR-MI(A1)  | 投产状况  | 全部投产  | —     | —     | —     | —     | —     | —     |
|            | 钻井数/口 | 10    | —     | —     | —     | —     | —     | —     |
| EU-S(A2)   | 投产状况  | 全部投产  | —     | —     | —     | —     | —     | —     |
|            | 钻井数/口 | 35    | —     | —     | —     | —     | —     | —     |
| BR-Mb(B1)  | 投产状况  | 部分投产  | 部分投产  | —     | —     | —     | —     | —     |
|            | 钻井数/口 | 3     | 9     | —     | —     | —     | —     | —     |
| EU-F(B2)   | 投产状况  | —     | —     | —     | 部分投产  | 部分投产  | —     | —     |
|            | 钻井数/口 | —     | —     | —     | 32    | 32    | —     | —     |
| MX-G(B3)   | 投产状况  | —     | 部分投产  | 部分投产  | —     | —     | —     | —     |
|            | 钻井数/口 | —     | 15    | 22    | —     | —     | —     | —     |
| WA-G(C1)   | 投产状况  | —     | —     | —     | —     | —     | 部分投产  | 部分投产  |
|            | 钻井数/口 | —     | —     | —     | —     | —     | 30    | 8     |
| PO-L&C(C2) | 投产状况  | —     | —     | 部分投产  | 部分投产  | —     | —     | —     |
|            | 钻井数/口 | —     | —     | 16    | 2     | —     | —     | —     |
| 钻井数合计/口    |       | 48    | 24    | 38    | 34    | 32    | 30    | 8     |

油田组合开发的优化结果,可对 XF 深水油田的整体开发进行规划部署,进一步提高深水油田开发决策的科学性。

5 结论

- 1) 基于深水油田特点及开发需求,建立了储量分级评价、开发指标预测、多油田组合开发和产量接替的三级优化程序。
- 2) 本文建立的深水油田储量等级分级标准,以及不同储量等级开发指标预测方法,可为类似油田的生产动态预测提供借鉴。
- 3) 根据 XF 深水油田生产特点和开发要求,基于实际数据优化计算不同限制条件下的多油田组合开发方式,对 XF 深水油田开发的产量接替进行了规划部署,优化结果符合开发实际。
- 4) 本文建立的优化模型及优化方法,适合于多个油田组合开发或单个油田内部多个单元的整体规划部署,实际应用效果较好,可提高深水油田开发的系统性和科学性。

参 考 文 献

[1] 王桂林,段梦兰,冯玮,等. 深海油气田开发模式及控制因素分析[J]. 海洋工程,2011,29(3):139-145.  
Wang Guilin,Duan Menglan,Feng Wei,et al. Analysis of control factors in deepwater oil and gas field development[J]. The Ocean Engineering,2011,29(3):139-145.

[2] 王莹莹,段梦兰,冯玮,等. 西非深水油气田典型开发模式分析[J]. 石油矿场机械,2010,39(11):1-8.  
Wang Yingying,Duan Menglan,Feng Wei,et al. Analysis of typical development models for deepwater oil and gas field in West Africa[J]. Oil Field Equipment,2010,39(11):1-8.

[3] 白云程,周晓惠,万群,等. 世界深水油气勘探现状及面临的挑战[J]. 特种油气藏,2008,15(2):7-10.  
Bai Yuncheng,Zhou Xiaohui,Wan Qun,et al. Deepwater oil and gas exploration status and challenges in the world[J]. Special Oil and Gas Reservoirs,2008,15(2):7-10.

[4] 吕福亮,贺训云,武金云,等. 世界深水油气勘探形势分析及对我国深水油气勘探的启示[J]. 海洋石油,2007,27(3):41-43.  
Lv Fuliang,He Xunyun,Wu Jinyun,et al. The current situation and trend of deepwater oil and gas exploration of the world and the inspiration for us[J]. Offshore Oil,2007,27(3):41-43.

[5] 刘杰鸣. 深海油气开发与科技进展[C]//中国深水油气开发工程高技术论坛论文集,2005:134-136.

- Liu Jieming. Development of deepwater oil and gas and progress in science and technology [C] // Proceedings of the China Deepwater Oil and Gas Development Project, 2005: 134–136.
- [6] 金春爽, 乔德武, 姜春艳. 国内外深水油气勘探新进展 [J]. 海洋地质动态, 2003, 19(10): 20–23.
- Jin Chunshuang, Qiao Dewu, Jiang Chunyan. Advances of oil and gas explorations in worldwide deepwater [J]. Marine Geology Letters, 2003, 19(10): 20–23.
- [7] Pettingill H S, Weimer P. Deepwater remains immature frontier [J]. Offshore, 2002(10): 48–50.
- [8] 陈民锋, 时建虎, 乔聪颖, 等. 基于可拓理论的深水油田储量分级评价方法研究 [J]. 复杂油气藏, 2016, 9(1): 50–54.
- Chen Minfeng, Shi Jianhu, Qiao Congying, et al. Evaluation method of reserve classification based on extension theory for deepwater oilfield [J]. Complex Hydrocarbon reservoirs, 2016, 9(1): 50–54.
- [9] 丁帅伟, 姜汉桥, 陈民锋, 等. 国外深水油田开发模式 [J]. 大庆石油地质与开发, 2013, 32(5): 41–47.
- Ding Shuaiwei, Jiang Hanqiao, Chen Minfeng, et al. Development models of overseas deepwater oilfields [J]. Petroleum Geology and Oilfield Development in Daqing, 2013, 32(5): 41–47.
- [10] 齐与峰, 赵永胜. 油气田开发系统工程方法专辑 [M]. 北京: 石油工业出版社, 1991.
- Qi Yufeng, Zhao Yongsheng. Oil and gas development system engineering method [M]. Beijing: Petroleum Industry Press, 1991.
- [11] 刘志斌, 丁辉, 高珉, 等. 油田开发规划产量构成优化模型及其应用 [J]. 石油学报, 2004, 25(1): 62–65.
- Liu Zhibin, Ding Hui, Gao Min, et al. Optimal model for oil production composition of oilfield development programming and its application [J]. Acta Petrolei Sinica, 2004, 25(1): 62–65.
- [12] 曲德斌, 武若霞. 油田开发规划科学预测的理论和实践 [J]. 石油学报, 2003, 23(2): 38–42.
- Qu Debin, Wu Rexia. Optimum study and simulator of oilfield development planning [J]. Acta Petrolei Sinica, 2003, 23(2): 38–42.
- [13] 王兴峰, 葛家理, 陈福明, 等. 三次采油指标预测及开发最优接替模型研究 [J]. 石油学报, 2001, 22(5): 43–47.
- Wang Xingfeng, Ge Jiali, Chen Fuming, et al. A mathematical model for optimal development scheduling of reservoirs in EOR [J]. Acta Petrolei Sinica, 2001, 22(5): 41–45.
- [14] 张凯, 李阳, 姚军. 等. 油藏生产优化理论研究 [J]. 石油学报, 2010, 31(1): 86–91.
- Zhang Kai, Li Yang, Yao Jun, et al. Theoretical research on production optimization of oil reservoirs [J]. Acta Petrolei Sinica, 2010, 31(1): 86–91.
- [15] 余华杰. 海上高含  $\text{CO}_2$  高含凝析油气顶油藏开发方式研究 [J]. 山东科技大学学报 (自然科学版), 2016, 35(2): 16–21. DOI: 10.16452/j.cnki.sdkjzk.2016.02.015.
- Yu Huajie. Development method of off shore gas cap reservoir with high  $\text{CO}_2$  and high condensate oil [J]. Journal of Shandong University of Science and Technology (Natural Science), 2016, 35(2): 16–21. DOI: 10.16452/j.cnki.sdkjzk.2016.02.015.
- [16] 现代应用数学手册编委会. 现代应用数学手册——运筹学与最优化理论卷 [M]. 北京: 清华大学出版社, 2000: 86–361.
- Handbook of modern applied mathematics. Handbook of modern applied mathematics; volume of operations research and optimization theory [M]. Beijing: Tsinghua University Press, 2000: 86–361.
- [17] McFarland James W, Lasdon Leon, et al. Development Planning and Management of Petroleum Reservoirs Using Tank Model and Non-linear Programming [J]. Operations Research, 1986, 34(1): 40–54.
- [18] Hiroaki Kuwano. On the fuzzy multi-objective linear programming problem: Goal Programming approach [J]. Fuzzy Sets and Systems, 1996, 82: 57–64.
- [19] Pal B B, Moitra B N, Maulik U. A goal Programming Procedure for fuzzy Multi objective linear fractional Programming Problem [J]. Fuzzy Sets and Systems, 2003, 139: 395–405.
- [20] Glover F, Klingman D. Network models in optimization and their application in practice [M]. New York: John Wiley & Sons Inc, 1993: 1–3.
- [21] 张在旭. 油田开发最优规划模型的求解 [J]. 石油大学学报 (自然科学), 1998, 22(4): 109–110.
- Zhang Zaixu. Solving method of optimum planning model for oilfield development [J]. Journal of the University of Petroleum, China, 1998, 22(4): 109–110.

(编辑 董立)