

引用格式:吴昊镗,彭小龙,朱苏阳,等.基于数值模拟法与油藏开发经营一体化思想的页岩油藏经济决策研究[J].油气藏评价与开发,2021,11(3):404-413.

WU Haoqiang, PENG Xiaolong, ZHU Suyang, et al. Economic decision of shale reservoir based on numerical simulation and integration of reservoir development and management[J]. Petroleum Reservoir Evaluation and Development, 2021, 11(3):404-413.

DOI: 10.13809/j.cnki.cn32-1825/te.2021.03.016

基于数值模拟法与油藏开发经营一体化思想的 页岩油藏经济决策研究

吴昊镗,彭小龙,朱苏阳,唐杰鸿,王超文,邓鹏

(西南石油大学油气藏地质及开发工程国家重点实验室,四川成都610500)

摘要:页岩油开发前期的投资大且采收率较低,经济损失风险较大。因此,需要结合不同开发方式对其进行经济决策研究。对此,基于数值模拟法与油藏开发经营一体化的思想,首先建立经济决策体系与油价指标预测,再通过多种数值模拟方案组合优选,完善了一套针对不同阶段、不同油价下的开发方式选择的新方法。以大港油田沧东凹陷孔二段页岩油为例,进行了不同整体开发方案指标预测,最后基于油藏开发经营一体化思想进行了不同国际油价下的开发方案优选。通过对比单一开采方案与组合式开采方案的累计净现值的变化,发现采收率较高的单一开采方式不一定为经济最优方案,最终得出了不同油价区间的最具经济效益的开发方案,形成了一套页岩油藏经济高效开发方案的优选方法。

关键词:页岩油;数值模拟;开发经营;国际油价;经济决策

中图分类号:TE349

文献标识码:A

Economic decision of shale reservoir based on numerical simulation and integration of reservoir development and management

WU Haoqiang, PENG Xiaolong, ZHU Suyang, TANG Jiehong, WANG Chaowen, DENG Peng

(State Key Laboratory of Oil and Gas Reservoir Geology and Exploitation, Southwest Petroleum University, Chengdu, Sichuan 610500, China)

Abstract: In the early stage of shale oil development, the investment is large and the recovery factor is low, bringing great risk of economic loss. Therefore, it is necessary to combine different development methods to study its economic decision. To this end, based on the idea of the integration of numerical simulation method and reservoir development and management, firstly, the economic decision-making system and oil price index prediction are established, and then a series of new methods for the selection of development mode at different stages and different oil prices are improved through the combination and optimization of various numerical simulation schemes. Taking the shale oil of Kong-2 Member in Cangdong Sag of Dagang Oilfield as an example, different overall development program indexes are predicted. Finally, based on the idea of reservoir development and management integration, the suitable development programs for different international oil prices are selected. By comparing the changes of the cumulative net present value of the single production plan and the combined production plan, it is found that the single production method with higher recovery factor is not necessarily the economic optimal plan. Finally, the most economical development plan with different oil price ranges is obtained, and a set of optimal method for the economic and efficient development plan of shale reservoir is formed.

Key words: shale oil, numerical simulation, development and management, international oil price, economic decision

收稿日期:2020-10-27。

第一作者简介:吴昊镗(1998—),男,在读硕士研究生,从事油藏工程基础方面的研究工作。地址:四川省成都市新都区新都大道8号西南石油大学国家重点实验室,邮政编码:610500。E-mail:2207909538@qq.com

通信作者简介:彭小龙(1973—),男,博士,教授,从事油藏工程以及复杂油气藏数值模拟方面的研究工作。地址:四川省成都市新都区新都大道8号西南石油大学国家重点实验室,邮政编码:610500。E-mail:peng_xl@126.com

基金项目:“十三五”国家科技油气重大专项“超高压有水气藏产能评价及气水流动模拟方法”(2016ZX05015002-005)。

近年我国油气资源对外依存度已经突破70%,目前油气市场需求情况需要大力开发国内油气以保障国家能源战略安全。全球的非常规油气勘探开发已进入活跃期,页岩气、致密油、致密气产量快速增长。我国页岩油储量资源丰富,截至2020年,中国目前已探明中低成熟度页岩油原位转化技术可采资源储量为 $(700 \sim 900) \times 10^8$ t;中等油价(60~65美元/桶)下的经济可采储量为 $(150 \sim 200) \times 10^8$ t;中高成熟度页岩油地质资源储量约为 100×10^8 t,位居世界第三,具有较好的接替潜力^[1-2]。

页岩油等非常规能源的开发具有投资规模大、投资回收期长等特点,成本是常规油气勘探开发成本的数倍甚至数十倍,且投资风险巨大。因此,页岩油的经济开发方式研究至关重要。2016年,SAINI等^[3]通过当时的油价计算投资回收期,认为即使在低油价情况下,直井蒸汽辅助重力驱对于稠油油藏开发仍然是一个经济型的开发方式。2017年,LIU等^[4]针对中国辽河油田煤基合成天然气(SNG)的开发,利用盈亏平衡分析方法得到相应的盈亏平衡原油价格为62美元/桶,因此在当时的油价下,开发煤基合成天然气可能导致严重的经济风险。2020年,HUANG等^[5]从净现值和投资回收期两个方面分析计算了页岩油开发中等油价下的采用热蒸汽驱的开发方式的投资回报率问题。2020年,SONG等^[6]通过室内试验

分析了基于CO₂吞吐的致密油提高采收率方法,但从经济角度,二氧化碳的气源需要获得发电厂、炼油厂或CO₂储气库等的稳定支持,否则CO₂吞吐的经济性难以保障。

目前的研究均针对某一种非常规油气的开发方式从当时油价情况来评价开发方式的合理性和经济性,并没有从油价预测以及油价波动的角度出发,在不同的开发阶段以及不同油价条件下选择相应的开发方式。因此,本文基于油藏开发经营一体化思想,对页岩油藏在不同油价、不同开发阶段的开发方式进行了经济优选,设计不同的提高采收率方式组合进行指标预测,优选不同油价、不同开发阶段的开发方式。

1 沧东凹陷孔二段页岩油开发难点

研究区块位于大港油田渤海湾盆地沧东凹陷孔店组二段地区背斜构造KN9井高部位^[7],如图1所示,主要目的层为E₂¹,E₂²和E₂³油组,岩性以细粒沉积物为主,埋藏深度为3 700~4 200 m,属于中—高等埋深储层。该区块海拔高度为20~35 m,平均海拔为21.5 m,大陆性季风气候,年平均温度为11℃,最高温度为35℃,最低温度为-19.5℃,年平均降水量为550~600 mm。其边界为构造带,区块内目前

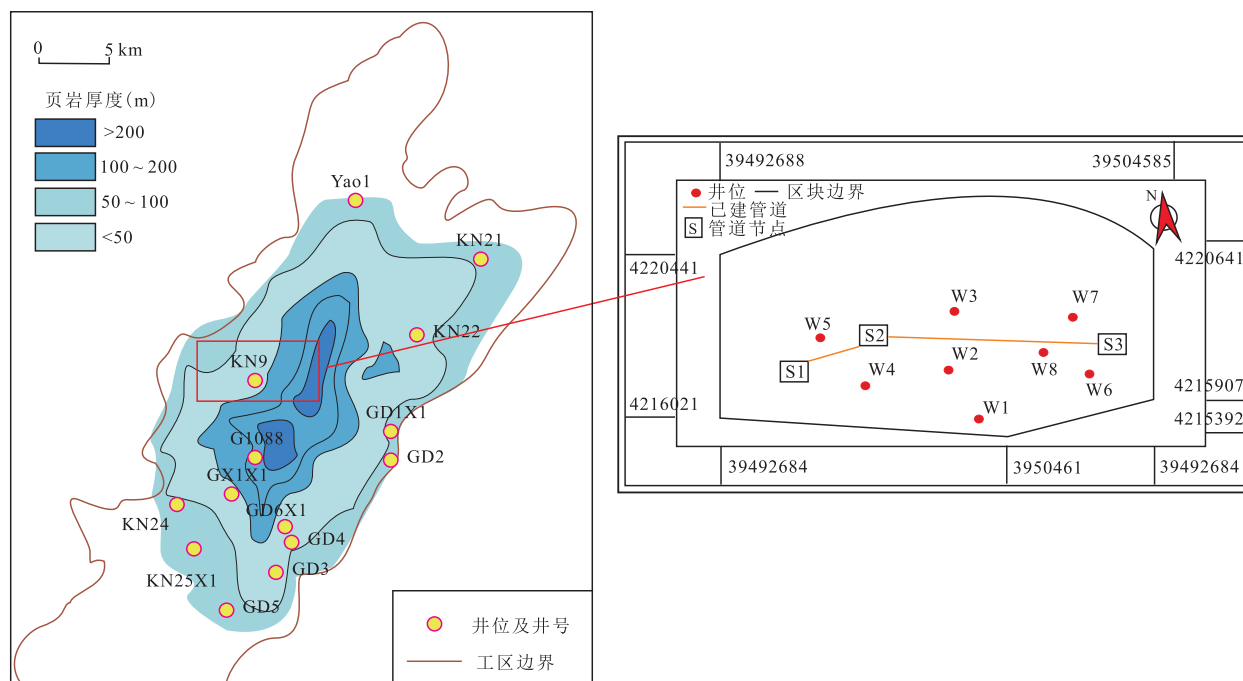


图1 沧东凹陷孔二段研究工区井位分布^[7]

Fig. 1 Well location distribution in the study area in the Kong-2 Member in Cangdong Sag

完钻 W1—W8 采油井 8 口,其中 W1—W6 为直井,W7 和 W8 为水平井。

目的层 E₂ 段整体均较致密,孔隙度多分布在 5% 以下,非裂缝发育区渗透率一般小于 $1 \times 10^{-3} \mu\text{m}^2$,且岩石脆性指数大,脆性指数平均为 72.4。油藏类型为岩性油藏、构造岩性油藏与页岩油叠置连片分布^[8-10],属于中型、高丰度、高埋深油藏,且多层系发育,原油中等黏度,高含蜡含胶,构造缝发育。工区页岩油藏性质统计如表 1 所示。

根据目标油藏的性质评价,可以总结开发难点:1)埋深较深,开发风险较高且方案容错率较低;2)油藏压力正常,体积压裂衰竭式开发压力下降较快,后期需要有效补充能量;3)储层的致密程度决定了水平井体积压裂的开采方式,前期和后期投入都十分巨大,如何在油藏的开发中期(稳产)、后期(递减)选择开发方式使得在不同的国际油价下降本增效,需要进行页岩油藏开发经营一体化的经济决策研究。

2 页岩油藏开发经营一体化的经济决策研究

2.1 经济决策流程

本文提出了采用油藏开发经营一体化的决策方法,对目标工区页岩油藏在不同的国际油价下进行

表 1 工区页岩油藏性质统计

Table 1 Statistic of properties of shale reservoir in work area

油藏性质	取值	油藏性质	取值
原油相对密度 (g/cm^3)	0.870 6	原始地层压力 (MPa)	42.73
原油平均黏度 ($\text{mPa}\cdot\text{s}$)	15.57	地层水水型	CaCl ₂ 型
原油平均蜡含量 (%)	28	地层水矿化度(mg/L)	11 983
原油平均胶含量 (%)	26.5	原油饱和压力(MPa)	11.34
储层平均孔隙度 (%)	3.9	溶解汽油比(m^3/m^3)	46
储层平均埋深(m)	4 100	储层平均渗透率 ($10^{-3} \mu\text{m}^2$)	0.8
岩石平均脆性指数	72.4	储层有效厚度(m)	90 ~ 110
油藏压力系数	0.97 ~ 1.10	油藏温度梯度 ($^{\circ}\text{C}/100 \text{ m}$)	2.86 ~ 3.12
原油地质储量 (10^8 m^3)	0.728	原油储量丰度 ($10^4 \text{ t}/\text{km}^2$)	559.17

开发方式的选择。首先,根据目标油藏的地质模型,依照《致密油评价方法:GB/T 34906—2017》^[11],选择纵向和平面上的地质优质“甜点”区,建立开发机理模型,根据此机理模型运用油藏工程方法和数值模拟法进行水平井一直井联合模式的注 CO₂,CH₄和 N₂ 驱替,以及 CO₂ 吞吐的开发方式参数设计。其次将不同的提高采收率方式进行组合设计,形成 7 套完整的整体开发方案,通过数值模拟进行指标预测。然后依据未来二十年的国际油价预测,运用经济评价方法和公式计算累计净现值与收益率,从中选择出不同区间的国际油价下的最优开发方案,据此形成一套完整的页岩油藏开发前中后期的组合整体方法,最后对此方案进行经济评价并与其他单一方案进行对比,评价该方案的优劣性。图 2 为页岩油藏开发经营一体化的经济决策流程图。

2.2 数值模拟方案设计

该页岩油藏天然能量不足,水平井多段压裂后衰竭式开发效果不理想,采收率不足 10%,需要进行能量补充。大规模体积压裂改造后,地层较深,注水条件困难,传统水驱开发方式容易水窜。气体在储层中流动的阻力比水在储层中流动的阻力小得多,因此有注入压力低、更易于与原油接触且不会造成储层敏感性等问题特点,是一种较为合理的提高采收率措施^[12]。

本文首先建立页岩油藏的机理模型,通过数值

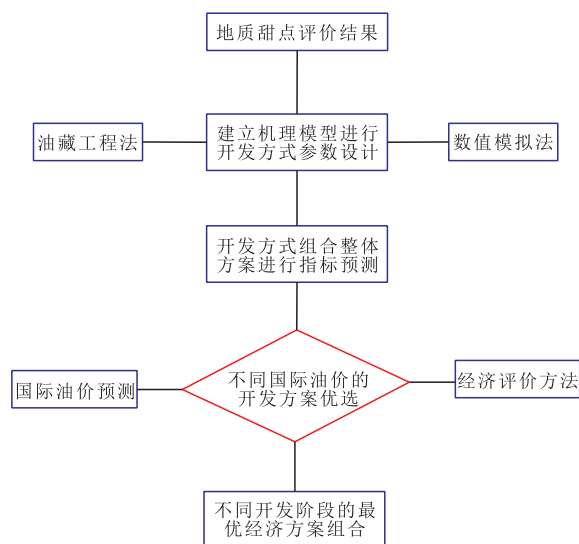


图 2 页岩油藏开发经营一体化的经济决策流程

Fig. 2 Economic decision-making process of integration of shale reservoir development and management

模拟和油藏工程法进行不同注气介质、不同注气开发方式的注气参数设计,设计了CO₂、CH₄、N₂的注气驱替以及CO₂吞吐的注气参数和矿场数值模拟方案流程(图3)。

首先,通过KN9井工区的地质模型识别地质开发区,选择1块“甜点”区域建立页岩油藏机理模型,在机理模型中首先依据单井的裂缝特征及展布规律在Petrel软件中建立双孔介质模型来表征地层中的裂缝展布特征(图4a),该区块要包括构造缝、层理缝、差异压实缝及异常高压缝等4类裂缝,其中以构造缝为主,不同地层组合模式均有分布。其次,基于

t-Navigator软件的嵌入式离散裂缝技术,通过设置不同的压裂缝半长、导流能力以及导流衰减参数模拟水平井水平段分段体积压裂的主裂缝和次级裂缝^[13]。然后针对不同的注气开发方式进行注气参数的设计,其中注气驱替的参数设计中,分别对CO₂、CH₄和N₂设计了注气量、注气周期和注气部位;注气吞吐的参数设计中,重点设计了CO₂吞吐的焖井时间、吞吐轮次、周期注气量和注气压力,最后进行不同的提高采收率方式对比。

其次,将4种提高采收率方式进行组合,设计了7种组合开发方式的整体方案,分为3种开发模式,在优选的纵向地质“甜点”区块E₁、E₃和E₅层位进行水平井布井或直井加密注气(图4b),通过整体数值模拟进行方案指标预测,将此作为经济评价的依据和基础。

其中,组合式开发方案设计如表2所示,纵向上3层开发层系按照“甜点”区块依次布井,水平井方位与最大水平主应力方位垂直。通过油藏工程法和数值模拟法设计了合理的配产方式、开发速度和标定采收率。

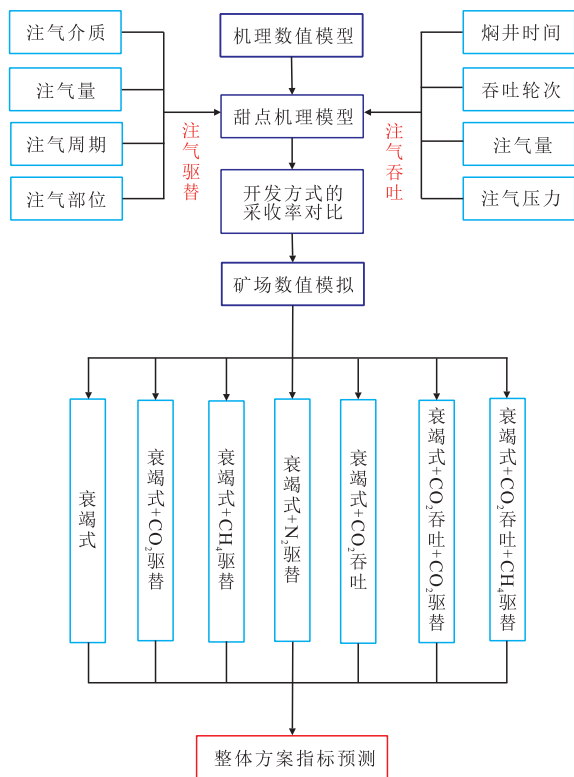


图3 数值模拟方案流程

Fig. 3 Flow chart of numerical simulation scheme

2.3 页岩油藏经济评价方法

本文按照国家计委颁布的经济评价方法与参数的要求,根据国家现行财税制度和价格体系,结合油田开发的实际情况,对方案的投资成本及盈利进行估算。对油藏工程设计的技术上可行的开发方案进行评价,考察了不同方案的盈利能力、清偿能力等财务状况,据以判别方案的财务可行性。

财务净现值(FNPV),又称累计净现值,是反映项目在计算期内获利能力的动态评价指标。一个项目的财务净现值是指项目按基准收益率或设定的折现率,将各年的净现金流量折现到建设起点的现值

表2 组合式开发方案设计

Table 2 Designs of combined development scheme

方案模式	井数	井型	改造形式	开发单元	部署时间(a)	采油速度 (%)	合理配产 (m ³ /d)	标定采收率 (%)
衰竭式+CO ₂ 驱替	205	水平井+直井	体积压裂	E ₁ , E ₃ , E ₅	10~20, 5~15, 1~10	1.2	25~30	15~20
衰竭式+CH ₄ 驱替								
衰竭式+N ₂ 驱替								
衰竭式+CO ₂ 吞吐	185	水平井	体积压裂	E ₁ , E ₃ , E ₅	10~20, 5~15, 1~10	1.2	25~30	15~20
衰竭式+CO ₂ 吞吐+CO ₂ 驱替	205	水平井+直井	体积压裂	E ₁ , E ₃ , E ₅	10~20, 5~15, 1~10	1.2	25~30	15~20
衰竭式+CO ₂ 吞吐+CH ₄ 驱替								

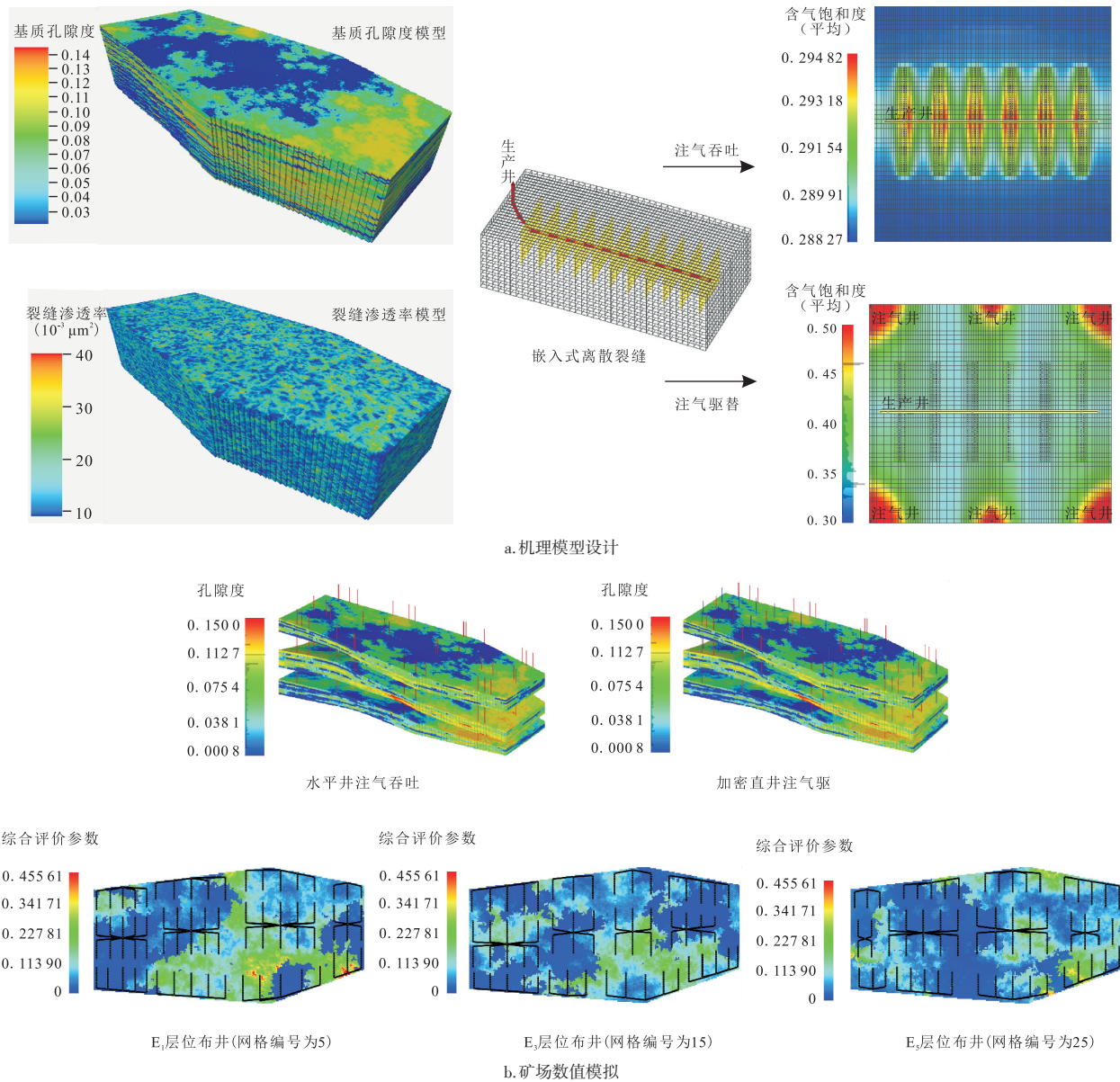


图4 机理模型与整体模型设计
Fig. 4 Designs of mechanism model and overall model

之和,其表达式可表示为:

$$FNPV = \sum_{i=1}^n (CI - CO)(1 + i_c)^{-i} \quad (1)$$

式中: $FNPV$ 为财务净现值,亿元; CI 为现金流入量,亿元; CO 为现金流出量,亿元; n 为计算期, a ; i_c 为基准收益率或设定的收益率,%。

财务内部收益率($FIRR$)是指能使项目评价期内净现金流量现值累计等于0时的折现率。该指标越大越好,一般情况下,内部收益率大于等于最低可接受收益率时,说明投资获利水平达到要求,表明项目是可行的。 $FIRR$ 作为折现率满足式:

$$\sum_{i=1}^n (CI - CO)_i (1 + FIRR)^{-i} = 0 \quad (2)$$

式中: $FIRR$ 为财务内部收益率,%。

投资回收期(P)是指以项目的净收益回收项目投资所需的时间,一般以 a 为单位。投资回收期越短,表明项目投资回收越快,抗风险能力越强。项目投资回收期(P)计算公式如下:

$$\sum_{i=1}^P (CI - CO)_i = 0 \quad (3)$$

财务净现值可通过现金流量表中的净现金流量求得。净现值大于0时,表明项目获利能力达到基准

收益率或设定折现率水平,基准收益率取12%^[14-15]。

由于该页岩油油藏地质工程方面的特殊性,结合开发形势与开发难点,经济评价部分着重考虑了4项成本因素:1)高埋深储层的高费用压裂投资成本;2)工作液、返排液与采出液的环保处理成本;3)水平井水平段采油过程中防蜡防胶的费用成本;4)不同的注气介质成本以及压缩机的成本。具体成本因素和金额如表3所示。

首先对未来二十年的国际油价进行预测,其次采用经济评价公式计算7种整体开发方案在不同国际油价区间的累计净现值与投资回收期,由此优选出不同国际油价区间的最优开发方案,最后按照生产的前中后期设计出一套完整的开发方案,将此方

案与其他单一方案进行对比,评价其优劣性。

3 结果与讨论

3.1 机理模型模拟结果

通过截取地质模型中的“甜点”区块作为机理模型试验区,针对不同的注气提高采收率方式进行数值模拟分析,以周期注气法、控制注气速度和注气部位来对比CO₂、CH₄和N₂的原油采收率。机理模型采用数值模拟当中双重介质类型之一双孔双渗模型^[16-18],网格数量为50×50×25,网格尺寸为30 m×30 m(图5)。水平井水平段长度为1 350 m,压裂部位通过嵌入式离散裂缝技术以模拟水平井体积压裂。基质渗透率平均为0.125×10⁻³ μm²,裂缝渗透率平均为1.25×10⁻³ μm²,有6口直井,注气部位为低部位。

根据现场实际的压裂效果来看,以W7井为例,在优质区块井段4 345~5 278 m,共压裂7段,压裂总液量为24 089.28 m³,总砂量为1 087.83 m³,日产液98.0 m³,日产油27.8 m³。根据数模中针对W7井进行的压裂缝参数设置,发现裂缝高度对产油效果影响较大,但现场达不到数模中所设置的缝高,对此缝长进行优化设计,设计每段缝长大约为100 m,达到了现场的压裂效果。所以在后期开发设计里,水平井每段的压裂缝长均设置为100 m。

首先控制3种气体介质的累计注气量相同,均为0.4 PV,根据调研页岩油的CO₂注气时机^[12, 19-20],当大于70%原始压力时补充能量,换油率较高,但增油量较低;当小于70%原始压力时补充能量,增油量增加幅度减小,换油率大幅度下降,因此选择地层压力为原始地层压力的70%时注气,水平井生产的时间相

表3 页岩油藏开发特别考虑的成本因素
Table 3 Cost factors specially considered in shale reservoir development

类别	项目	金额
压裂投资	设备动迁费(元)	1 000
	现场配液费(元)	1 500
	材料费(元)	200
	运输费(万元/井)	50
	人工费(万元/井)	60
举升投资	井口装置费(万元/井)	80
	年防蜡防胶费用(万元/井)	100
	井下装置费(万元/井)	100
注气费用	注CO ₂ (元/t)	500
	注N ₂ (元/t)	1 200
	注烃类气(元/m ³)	0.5
	注CO ₂ 、CH ₄ 压缩机(万元/台)	30
	注N ₂ 压缩机(万元/台)	20
产液处理	采油气费用(元/m ³)	440
	污水处理(元/m ³)	50

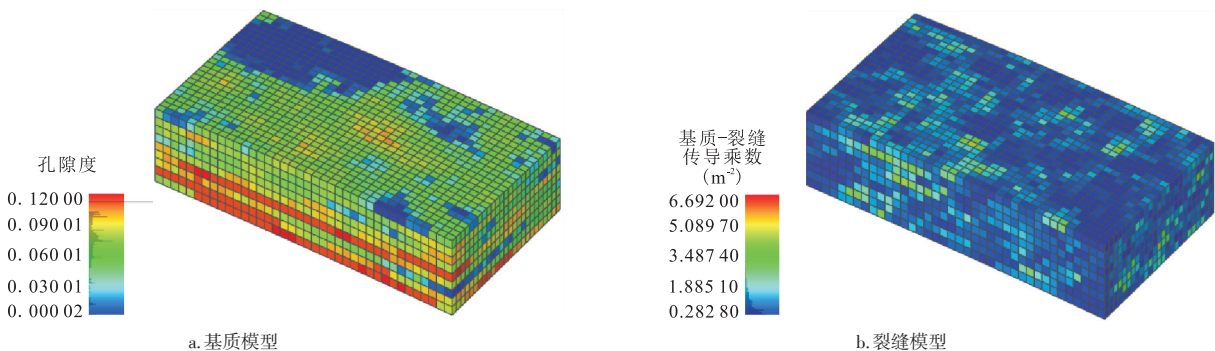


图5 沧东凹陷孔二段页岩油“甜点”机理模型

Fig. 5 Mechanism model of shale oil “sweet spot” in Kong-2 Member in Cangdong depression

同,为20 a。

根据模拟结果可知,相同的注入体积,水平井的见气时间早,CO₂的气驱前缘的推进速度要远大于CH₄和N₂,且注CO₂驱油的采收率最大。CH₄与N₂相比,在低渗透油藏中,CH₄的注气提高采收率效果要大于N₂,这是因为在低渗储层中,岩石连通孔隙小,CH₄完全溶于原油中,为混相驱,降低了油气的界面张力,减少了气驱过程中的阻力。另外一种开发方式为CO₂吞吐采油,在这种开发方式下CO₂能够提高原油采收率是因为注入气体与地层中的流体相互接触,导致原油膨胀、原油黏度下降、地层压力上升,从而使储层中的页岩油更易在地层中流动至生产井中被采出(图6)。

对比4种注气开发方式的机理模型采收率(图7)可知,在相同的注入体积下,CO₂驱替的注气采收率为30.17%,其他3种开发方式采收率分别为CH₄驱替

27.6%,N₂驱替26.9%,CO₂吞吐26.1%。然而,不同开发方式的注气成本各异,因此,需要在矿场模型中进一步耦合经济因素来判断哪种开发方式是最合适的。

3.2 目标油藏采收率对比

通过机理模型的注气方案参数设计,将其应用于整体模型的数值模拟研究,设计了单一的衰竭式开发(方案1)、衰竭式+CO₂驱替(方案2)、衰竭式+CH₄驱替(方案3)、衰竭式+N₂驱替(方案4)、衰竭式+CO₂吞吐(方案5)、衰竭式+CO₂吞吐+CO₂驱替(方案6)和衰竭式+CO₂吞吐+CH₄驱替(方案7)等7种整体开发方案,注气的总体积量控制为0.4 PV,生产年限为20 a,以下是每种方案的采收率对比,其中衰竭式+CO₂驱替方案的采收率最高,达到了22.90%(图8)。

但是,采收率高的方案不一定是经济最优的方案,因此,本研究基于油藏开发经营一体化思想,通

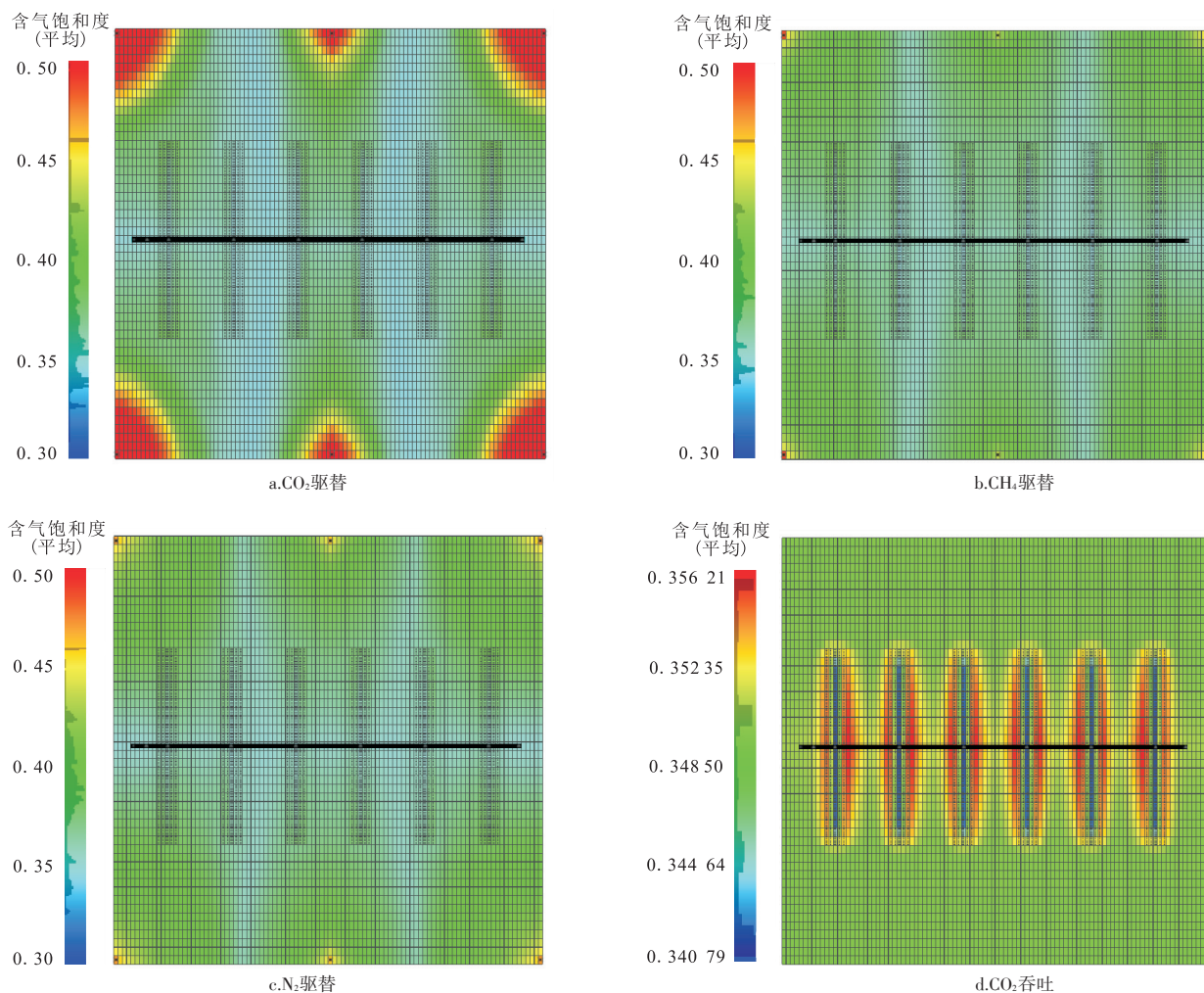


图6 第20年不同的注气开发方式的含气饱和度对比

Fig. 6 Comparison of gas saturation of different gas injection development methods at 20th year

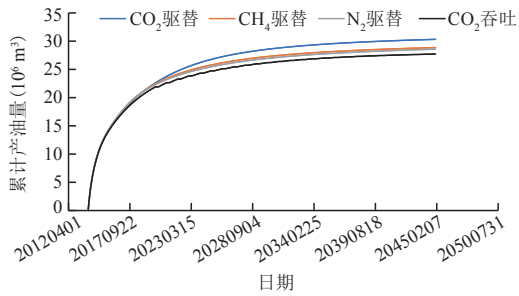


图7 不同的注气开发方式的采出程度对比
Fig. 7 Comparison of recovery degree of different gas injection development methods

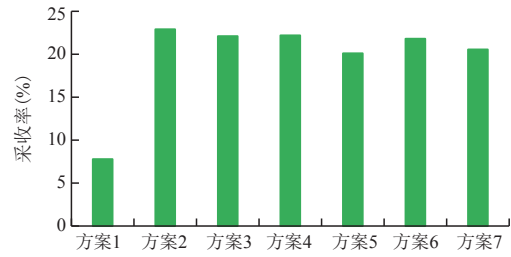
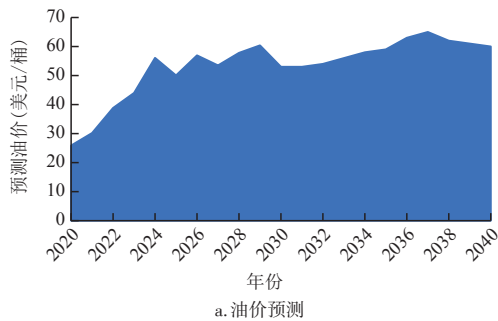
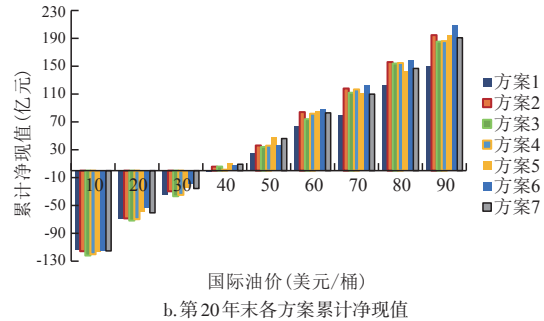


图8 整体方案的采收率对比
Fig. 8 Recovery comparison of the overall plans



a. 油价预测



b. 第20年末各方案累计净现值

图9 油价预测与累计净现值计算

Fig. 9 Oil price forecast and cumulative net present value calculation

过页岩油藏的经济评价方法进一步判断每种开发方案的经济可行性。

3.3 考虑不同油价的经济决策

目前国际形势变化较大,导致了油价波动较大,如何根据不同的国际油价选择在不同时间段经济最优的方案是一个难点。因此本文首先基于Lasso和Xgboost组合预测方法^[21],预测了未来二十年的原油价格走向,此预测方法在油价预测中精度更高、泛化能力更强,可以更好地反映油价和各主要影响因素之间的非线性关系。利用该方法从原油供给、原油需求、原油库存和金融因素4个维度共选取了美国原油生产成本、WTI原油期货价格、中国原油产量等10个主要影响因素,按照影响因素的重要性系数预测了未来二十年的原油价格趋势(图9a)。其次,利用第2章中的财务净现值计算方法计算了在不同的国际油价下,每种开发方案的第20年末的累计净现值(图9b)。

可以根据图9b得到在不同的国际油价情况下累计净现值最高的方案选择(图10)。该图表示了孔二段KN9井区开发的未来二十年中,油田可以根据不同油价现状决定目前的开发方式。油价低迷时(小于20美元/桶),建议采取衰竭式开发能使得油田的损失

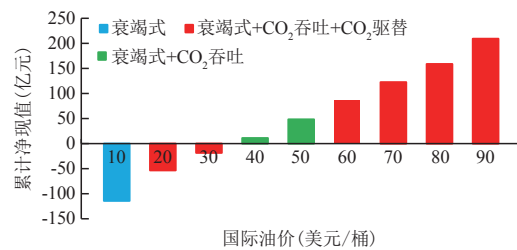


图10 不同油价区间的最优开采策略

Fig. 10 Optimal exploitation strategy in different oil price range

降到最低;油价在20~40美元/桶和大于60美元/桶时,建议采取衰竭式+CO₂吞吐+CO₂驱替的开发方式;油价位于40~60美元/桶时建议采取衰竭式+CO₂吞吐的开发方式,以此能达到油田的经济效益最大化。

3.4 结果讨论

根据前面的计算结果,依照国际油价的变化趋势,以第10年为界限,将开发过程分为两个部分,前10a以衰竭式+CO₂吞吐方案为主,后10a加大力度,部署直井加密,进行注CO₂驱替的开采措施,能使得开采效益最大化。对比7种方案的净现值(NPV)变化,根据每个时间段的油价变化,可以认为衰竭式+CO₂吞吐+CO₂/CH₄驱替的组合方案与单一化的衰竭

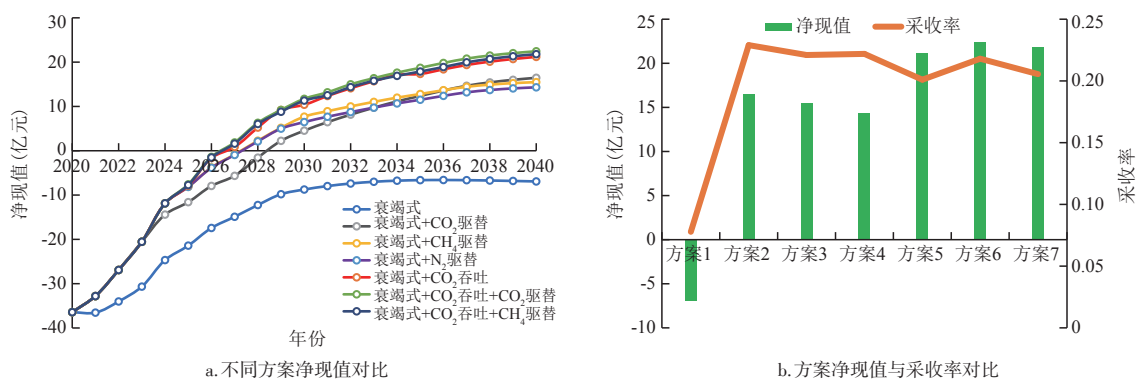


图11 方案数值模拟结果与经济效益对比

Fig. 11 Simulation results and comparison of economic benefits of different schemes over time

式+CO₂吞吐的方案净现值后期最高,且相差较小(图11a)。虽然,方案2衰竭式+CO₂驱替的开发方式得到的最终采收率高,但并不是经济效益最好的方案,相反,组合式的开发方案衰竭式+CO₂吞吐+CO₂/CH₄驱替的经济效益更好(图11b)。因此,在油价变动的情况下,组合式的开发方案选择更有利于提升油田的经济效益。

4 结论

1) 根据数值模拟结果以及经济评价方法的计算得到,采收率最高的方案并不一定是经济最优方案。非常规油气的开发方式需要考虑油价的变化情况来考虑经济与盈亏平衡,以评价开发方式的合理性,可以通过数值模拟方法,联系油价的变动预测,选择不同阶段、不同油价的最佳开发方式。

2) 对于页岩油藏的开发经济决策,本文基于数值模拟的方法以及油藏开发经营一体化思想,设计了不同的提高采收率方式组合进行指标预测,再运用油藏开发经营一体化的方法,优选了不同油价下、不同开发阶段的开发方式,其中组合式的开发方案衰竭式+CO₂吞吐+CO₂/CH₄驱替可以让油田在运营过程中前期效益损失降到最低并使开发中后期的经济效益最大化。

3) 针对本文的目标油藏孔二段页岩油KN9井区,通过经济决策,给出了在预测国际油价的基础上,最佳的整体开发方案为衰竭式+CO₂吞吐+CO₂/CH₄驱替,该方案是否切实可行,还得根据现场的实际情况来看决定,比如注气是否能注入,CO₂/CH₄气源等工程因素。

参考文献

- [1] 李国欣,朱如凯. 中国石油非常规油气发展现状、挑战与关注问题[J]. 中国石油勘探, 2020, 25(2): 1-13.
LI Guoxin, ZHU Rukai. Progress, challenges and key issues of unconventional oil and gas development of CNPC[J]. China Petroleum Exploration, 2020, 25(2): 1-13.
- [2] 王民,石蕾,王文广,等. 中美页岩油、致密油发育的地球化学特征对比[J]. 岩性油气藏, 2014, 26(3): 67-73.
WANG Min, SHI Lei, WANG Wenguang, et al. Comparative study on geochemical characteristics of shale oil between China and U.S.A[J]. Lithologic Reservoirs, 2014, 26(3): 67-73.
- [3] SAINI D, JIMENEZ I, REEDY C D, et al. A pseudo-SAGD scoping model for evaluating economic viability of heavy oil projects[J]. Journal of Petroleum Science and Engineering, 2016, 137: 125-133.
- [4] LIU Y, QIAN Y, XIAO H H, et al. Techno-economic and environmental analysis of coal-based synthetic natural gas process in China[J]. Journal of Cleaner Production, 2017, 166: 417-424.
- [5] HUANG C, HOU H J, YU G, et al. Energy solutions for producing shale oil: Characteristics of energy demand and economic analysis of energy supply options[J]. Energy, 2020, 192: 116603.
- [6] SONG Z J, SONG Y L, LI Y Z, et al. A critical review of CO₂ enhanced oil recovery in tight oil reservoirs of North America and China[J]. Fuel, 2020, 276: 118006.
- [7] 赵贤正,周立宏,蒲秀刚,等. 断陷湖盆湖相页岩油形成有利条件及富集特征——以渤海湾盆地沧东凹陷孔店组二段为例[J]. 石油学报, 2019, 40(9): 1013-1029.
ZHAO Xianzheng, ZHOU Lihong, PU Xiugang, et al. Favorable formation conditions and enrichment characteristics of lacustrine shale oil in faulted lake basin: a case study of Member 2 of Kongdian Formation in Cangdong sag, Bohai Bay Basin[J]. Acta Petrolei Sinica, 2019, 40(9): 1013-1029.
- [8] 蒲秀刚,金凤鸣,韩文中,等. 陆相页岩油甜点地质特征与勘探关键技术——以沧东凹陷孔店组二段为例[J]. 石油学报, 2019, 40(8): 997-1012.
PU Xiugang, JIN Fengming, HAN Wenzhong, et al. Sweet spots geological characteristics and key exploration technologies of continental shale oil: a case study of Member 2 of Kongdian

- Formation in Cangdong sag[J]. *Acta Petrolei Sinica*, 2019, 40(8): 997-1012.
- [9] 蒲秀刚,时战楠,韩文中,等.陆相湖盆细粒沉积区页岩层系石油地质特征与油气发现——以黄骅坳陷沧东凹陷孔二段为例[J]. *油气地质与采收率*, 2019, 26(1): 46-58.
PU Xiugang, SHI Zhannan, HAN Wenzhong, et al. Petroleum geological characteristics and hydrocarbon discovery of shale system in fine-grained sedimentary area of lacustrine basin: A case study of Kong2 Member in Cangdong Sag, Huanghua Depression[J]. *Petroleum Geology and Recovery Factor*, 2019, 26(1): 46-58.
- [10] 刘小平,刘庆新,刘杰,等.黄骅坳陷沧东凹陷孔二段富有机质泥页岩地球化学特征[J]. *岩性油气藏*, 2015, 27(6): 15-22.
LIU Xiaoping, LIU Qingxin, LIU Jie, et al. Geochemical characteristics of organic-rich shales of the second member of Kongdian Formation in Cangdong Sag, Huanghua Depression [J]. *Lithologic Reservoirs*, 2015, 27(6): 15-22.
- [11] 全国石油天然气标准化技术委员会.致密油地质评价方法: GB/T 34906—2017[S].北京:中国标准出版社,2017.
National Technical Committee 355 on Petroleum of Standardization Administration of China. Geological evaluating methods for tight oil: GB/T 34906—2017[S]. Beijing: China Standards Press, 2017.
- [12] 宋海建.页岩油藏有效开发方式可行性研究[D].北京:中国石油大学(北京),2017.
SONG Hanjian. Feasibility study on effective development mode of shale oil reservoir[D]. Beijing: China University of Petroleum(Beijing), 2017.
- [13] 严侠,黄朝琴,姚军,等.基于模拟有限差分的嵌入式离散裂缝数学模型[J]. *中国科学(技术科学)*, 2014, 44(12): 1333-1342.
YAN Xia, HUANG Zhaoqin, YAO Jun, et al. The embeded discrete fracture model based on mimetic finite difference method[J]. *Scientia Sinica (Technologica)*, 2014, 44(12): 1333-1342.
- [14] 荆克尧,陈霞,欧阳婷萍.油田勘探开发项目经济评价基准收益率的确定方法[J]. *河南石油*, 2003, 17(6): 63-65.
JING Keyao, CHEN Xia, OUYANG Tingping. Calculation of base yield rate for economic evaluation of petroleum exploration and production projects[J]. *Henan Petroleum*, 2003, 17(6): 63-65.
- [15] 缪莉,孙仁金,荆克尧,等.油田开发项目基准收益率确定方法研究[J]. *河南石油*, 2005, 19(4): 88-90.
MIAO Li, SUN Renjin, JING Keyao, et al. Research on the determination method of the benchmark rate of return in oilfield development projects[J]. *Henan Petroleum*, 2005, 19(4): 88-90.
- [16] 刘建武.页岩储层的双孔形孔隙结构及其应用[D].合肥:中国科学技术大学,2019.
LIU Jianwu. Dual-pore-shape structure in shale and its application in reservoir characterization[D]. Hefei: China University of Science and Technology, 2019.
- [17] 李传亮.两种双重介质的对比与分析[J]. *岩性油气藏*, 2008, 20(4): 128-131.
LI Chuanliang. Two types of dual porosity media[J]. *Lithologic Reservoirs*, 2008, 20(4): 128-131.
- [18] 朱大伟,胡永乐,崔明月,等.局部网格加密嵌入式离散裂缝模型耦合预测压裂改造井产能[J]. *石油勘探与开发*, 2020, 47(2): 341-348.
ZHU Dudawei, HU Yongle, CUI Mingyue, et al. Productivity simulation of hydraulically fractured wells based on hybrid local grid refinement and embedded discrete fracture model[J]. *Petroleum Exploration and Development*, 2020, 47(2): 341-348.
- [19] 赵清民,伦增珉,章晓庆,等.页岩油注CO₂动用机理[J]. *石油与天然气地质*, 2019, 40(6): 1333-1338.
ZHAO Qingmin, LUN Zengmin, ZHANG Xiaoqing, et al. Mechanism of shale oil mobilization under CO₂ injection[J]. *Oil & Gas Geology*, 2019, 40(6): 1333-1338.
- [20] 尚胜祥.超临界CO₂和助溶剂混相提高页岩油采收率研究[D].青岛:中国石油大学(华东),2018.
SHANG Shengxiang. Study on enhanced shale oil recovery by supercritical CO₂ and cosolvent miscibility[D]. Qingdao: China University of Petroleum(East China), 2018.
- [21] 施国良,景志刚,范丽伟.基于Lasso和Xgboost的油价预测研究[J]. *工业技术经济*, 2018, 37(7): 31-37.
SHI Guoliang, JING Zhigang, FAN Liwei. Research on the original oil price prediction based on Lasso-Xgboost combination method[J]. *Industrial Technology & Economy*, 2018, 37(7): 31-37.

(编辑 王隽)