

引用格式: 郑懿琼, 张涛, 刘海英, 等. 近废型稠油油藏火驱效益开发新思路[J]. 油气藏评价与开发, 2024, 14(3): 504-509.

ZHENG Yiqiong, ZHANG Tao, LIU Haiying, et al. New strategies of beneficial development of in-situ combustion in nearly abandoned heavy oil reservoirs[J]. Petroleum Reservoir Evaluation and Development, 2024, 14(3): 504-509.

DOI: 10.13809/j.cnki.cn32-1825/te.2024.03.020

近废型稠油油藏火驱效益开发新思路

郑懿琼¹, 张涛², 刘海英¹, 阮聪慧¹, 邹帅¹

(1. 中国石油新疆油田公司勘探开发研究院, 新疆 克拉玛依 834000; 2. 中国石油大学(华东)经济管理学院, 山东 青岛 266580)

摘要: 近废型稠油油藏难以通过常规开发方式有效动用剩余储量, 火驱技术为此类油藏进一步提高采收率提供方向。现阶段, 火驱技术已趋于成熟, 但由于成本投入大、经济性差, 火驱技术的推广应用面临困境。通过引入量本利分析法中的盈亏平衡模型和敏感性分析, 从多维度的经营视角, 揭示不同油价年产量和成本的平衡关系, 明确影响火驱经济性的关键指标, 进而推动生产运行优化和决策效能提升。研究结果表明, 由于储层前后认识差距大, 投入力度大于产出力度, 同时管控方向不明确, 导致火驱成本有效性低, 持续开发经营风险认识不足, 影响油藏开发投入决策。研究结果为火驱的经营效益提升指明方向, 也为近废型稠油油藏效益开发提供管理新思路。

关键词: 近废型稠油油藏; 火驱技术; 效益提升; 量本利分析法; 决策优化

中图分类号: TE357

文献标识码: A

New strategies of beneficial development of in-situ combustion in nearly abandoned heavy oil reservoirs

ZHENG Yiqiong¹, ZHANG Tao², LIU Haiying¹, RUAN Conghui¹, ZOU Shuai¹

(1. Research Institute of Exploration and Development, Xinjiang Oilfield Company, PetroChina, Karamay, Xinjiang 834000, China;
2. School of Economics and Management, China University of Petroleum (East China), Qingdao, Shandong 266580, China)

Abstract: Nearly abandoned heavy oil reservoirs present significant challenges for effective reserve utilization using conventional development methods. In-situ combustion technology emerges as a promising solution to enhance recovery from such reservoirs, although its widespread adoption is hindered by high investment costs and economic inefficiencies. This study employs a break-even model and sensitivity analysis within a volume-cost-benefit framework to explore the equilibrium between oil production costs and revenues under varying oil price scenarios from a multidimensional operational perspective. This approach clarifies the critical economic indices of fire-flooding operations and aims to optimize production operations and decision-making effectiveness. The findings reveal significant gaps in pre- and post-operation understanding of the reservoir, where inputs often surpass outputs, coupled with a lack of clear control strategies. These factors contribute to the low cost-effectiveness of in-situ combustion and insufficient grasp of sustained development and operational risks, ultimately impacting investment decisions in reservoir development. The study not only directs improvements in operational efficiency for in-situ combustion but also offers technical support and introduces new management strategies for the effective development of nearly abandoned heavy oil reservoirs.

Keywords: nearly abandoned heavy oil reservoir; in-situ combustion technology; beneficial enhancement; quantitative cost benefit analysis; decision optimization

20世纪50年代中国开始探索稠油开发, 现今经历了70多年的开发, 整体已进入注蒸汽生产中后期, 接近废弃状态的稠油油藏不断增多^[1], 普遍具有采油

速度慢、采出程度高、开采成本高、经济效益差等共同特点^[2-3]。随着全球能源需求的增加和石油资源的不断消耗, 近废型稠油油藏的开发和利用引起广泛

收稿日期: 2023-12-06。

第一作者简介: 郑懿琼(1988—), 女, 本科, 工程师, 从事油气田开发、成本管控等方面的研究工作。地址: 新疆维吾尔自治区克拉玛依市准噶尔路29号, 邮政编码: 834000。E-mail: zyg88060718@163.com

通信作者简介: 张涛(1980—), 男, 博士, 教授, 从事油田生产经营管理教学与研究工作。地址: 山东省青岛市黄岛区长江西路66号, 邮政编码: 266580。E-mail: zhangtao@upc.edu.cn

基金项目: 国家自然科学基金项目“不对称信息下项目调度和资源规划的多方协同优化研究”(71801224)。

关注,在开发技术、数值模拟、监测等方面都进行了大量的研究^[4-8]。国外对近废型稠油油藏一般采取蒸汽辅助重力泄油技术(SAGD)^[9]、化学降黏、微生物采油等方式提高采收率,由于火驱技术难度大、经济效益差以及不符合环保需求的原因,火驱开发较少^[10-15]。近年来,火驱技术日趋成熟,同时国家政策支持 and 资金扶持使得火驱技术在国内得到推广^[16-17]。新疆油田、辽河油田均针对近废型稠油油藏开展了火驱规模实验并取得了成功^[18]。

新疆油田红山嘴稠油油藏蒸汽热采阶段采出程度已达到32.5%,开发中后期呈现出地层压力下降、剩余油离散、注蒸汽热效率低等问题,导致稳产难度加大^[19]。为提高采收率,先后开展了转汽驱试验、过热蒸汽吞吐试验、蒸汽驱转热水驱等研究,均未能改善开发效果,基本处于废弃状态^[20]。鉴于火驱技术在浅层稠油单层火驱项目中均有成功案例,且红山嘴稠油油藏各参数均符合火驱开发条件,开辟13个井组进行火驱先导实验^[21],项目评价期内采收率提高36.0%。现阶段火驱研究主要围绕油藏适应性条件^[22]、注采动态主控因素及其影响规律^[23]、注采工艺参数优化^[24]、开发指标预测评价^[25]等方面展开,均是从火驱技术提高采收率角度进行的研究,缺少以经营视角对火驱技术应用经济效益的评估。为了更全面地评估火驱技术的经济性,需要将生产和经营进行有机融合,推动可持续性效益开发,才能明确火驱技术推广的应用价值。

针对火驱技术在近废型稠油油藏应用中能耗高、成本投入大、效益经营理念不足等问题,创新性引入量本利分析法中的盈亏平衡分析和敏感性分析,从经济角度剖析火驱全生命周期内的效益情况。综合产油量、成本、管理等多方因素,并将生产和经营指标充分融合,以经营结果为突破口,识别出生产和管理端的薄弱环节,为火驱效果评估提供更加全面的视角。通过研究帮助管理者判断决策的可行性和风险,合理进行资源配置,并在生产经营管理的过程中根据实际情况采取动态调整策略,以实现成本有效控制和效益提升,对近废型稠油油藏火驱采油技术进一步推广应用也具有现实意义。

1 火驱效益开发模型构建

由于投入产出比法只考虑项目投入资金与产出

资金的比例,并未区分固定和可变成本,且固定成本在项目运行过程中是不可避免的,不随产出的变化而变化,因而可能会低估或高估项目的经济效益。同时传统配置重产量轻效益,但不匹配的产量和成本配置结构无法为火驱经济有效开发提供指导。为解决这一问题,引入量本利分析法中的盈亏平衡分析^[26-27]。该方法是研究目标单位处于保本状态下量本利关系的一种定量分析方法^[28],可以综合考虑地质条件、技术手段、经济环境等因素,确定油藏的产量和成本,明确实际生产能力与符合经济性需求之间的差距,帮助油藏识别生产经营中的风险,为开发决策提供参考依据。盈亏平衡模型结果如图1所示。

为了使传统的盈亏平衡分析更符合火驱开发的实际情况,在掌握盈亏平衡分析有关知识的基础上,将其与火驱开发中的关键参数进行融合。通过分析火驱年产量、生产成本、利润之间的关系,可以更好地了解火驱生产经营中的潜在风险和机会^[29-30],关系模型见式(1):

$$P=S-C \quad (1)$$

式中: P 为火驱利润,单位万元; S 为火驱销售收入,单位万元; C 为火驱总成本,单位万元。

其中:

$$S=pTRQ \quad (2)$$

式中: p 为当前油价,单位美元/桶; T 为吨桶比; R 为汇率; Q 为火驱年产油量,单位 10^4 t。

$$C=C_v+C_f=c_vQ+C_f \quad (3)$$

式中: C_v 为火驱变动成本,单位万元; C_f 为火驱固定成本,单位万元; c_v 为火驱吨油变动成本,单位元/t。

当油藏生产经营达到盈亏平衡时,原油销售的利润 $P=0$,此时就可以测算实现盈亏平衡时需要达到的原油产量,计算模型见式(4):

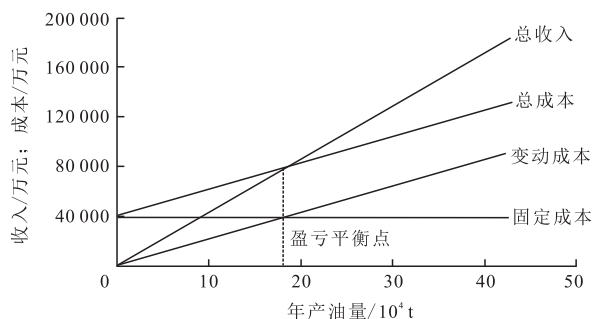


图1 量本利分析法盈亏平衡点关系

Fig. 1 Cost-volume-profit analysis for break-even point relationship

$$pTRQ - c_v Q - C_f = 0 \quad (4)$$

将式(4)整理后得:

$$Q = C_f / (pTR - c_v) \quad (5)$$

通过开展盈亏平衡分析,一是评估油藏火驱开发的可行性,帮助判断油藏开发的盈利能力;二是制定油藏经济开发策略,包括确定不同管理层面下的产量界限,从而有针对性地采取措施提高油藏经济产量;三是优化资源配置,针对剩余油分布及火驱见效情况合理分配,提高油藏的经济效益。其实际意义在于可以评估不同开发场景下的风险和回报,有助于油田企业了解在何种生产经营条件下能够实现盈利或亏损,进而制定出更加科学合理的经营策略,实现油藏储量价值最大化和效益最优目标^[31]。

2 实例分析

2.1 火驱成本指标构成

红山嘴稠油油藏在进行火驱开发前已停产十几年,先导实验取得成功后在全区范围内进行火驱工业推广,但受开发条件的制约,投入逐年加大。生产成本整体呈现上升趋势,至2022年突破5亿元,其中折旧折耗占比最大,为39%。即使排除折旧折耗的影响,操作成本依然逐年增加,年均增幅为16%,操作成本为2 487元/t,较方案预期的1 257元/t超出约1倍,较常规稠油超出46.8%。但年产量与操作成本的变动趋势并不一致,年产量不仅整体滞后,而且2021年达到峰值后呈现下降趋势。因此,2022年在中、重质油结算油价高达91美元/桶的情况下,依然处于亏损状态。其中,蒸汽费用指标影响较大,在基本运行费中的占比高达47%,且在方案部署阶段并未涉及该项费用。

盈亏平衡分析法在分析生产成本、产油量、利润之间的关系时,还需区分固定成本与可变成本。因此,在运用盈亏平衡分析模式之前先明确红山嘴稠油油藏的固定成本及可变成本:

1) 固定成本

固定成本是指不考虑生产与否或产量高低,只考虑油田在维持基本生产和经营能力下必需的开支。红山嘴稠油油藏火驱固定成本包括测井试井费、生产人员工资、折旧折耗、维护及修理费、厂矿管理费、摊销费、其他管理费用和财务费用。

2) 可变成本

可变成本即浮动生产要素需要支付的费用,受产量影响大,一般在实际生产过程开始之后才需要支付。红山嘴稠油油藏可变成本包括稠油热采费、油气处理费、运输费、直接材料费、直接动力费、井下作业费。

2.2 生产经营盈亏平衡分析

运用盈亏平衡分析模型,结合实际开发现状进行产量及成本预测,再按照近3a油价波动趋势(平均75美元/桶),分别选取65、75、85美元/桶作为测算油价。通过盈亏平衡分析模型测算2023年在3种不同油价下,实现生产成本、操作成本、运行成本盈亏平衡所需要达到的产油量。运算结果如下:生产成本盈亏平衡产油量分别为 142.8×10^4 t(油价为65美元/桶)、 45.8×10^4 t(油价为75美元/桶)、 27.6×10^4 t(油价为85美元/桶);操作成本盈亏平衡产油量分别为 75.1×10^4 t(油价为65美元/桶)、 24.2×10^4 t(油价为75美元/桶)、 14.6×10^4 t(油价为85美元/桶)。运行成本无须考虑产油量均可实现盈亏平衡。

以上是基于不同油价下,红山嘴稠油油藏火驱各生产成本对应的盈亏平衡产量测算,当油价从85美元/桶下降至75、65美元/桶时,盈亏平衡产油量上升幅度分别为165%、310%,即表明随着油价的降低产油量成倍数增长。红山嘴稠油油藏火驱产油量介于 $(11 \sim 13) \times 10^4$ t/a,产油量趋势均明显低于生产成本和操作成本的盈亏平衡需求产量。为进一步明确火驱经济效益,依然以2023年预算成本为基数,以实际生产能力为底线,再次运用盈亏平衡分析模型,分别测算同时考虑固定和可变成本,仅考虑可变成本2种不同情况下的产量变化趋势。

如图2a所示,在同时考虑固定和可变成本的情况下,随着油价下降,盈亏平衡产油量不断攀升。以当前火驱实际的生产能力(11.5×10^4 t/a),油价需要大于122美元/桶才可实现盈亏平衡,但根据挪威能源咨询机构的研究预测,未来5a内油价的峰值预计为91美元/桶。这项研究表明,火驱现阶段仅具备一定的产量效益,但成本投入需求及油价变动趋势使火驱并不具备经济效益。如图2b所示,在仅考虑可变成本的情况下,以现阶段的油价及生产能力均能实现盈亏平衡,但若油价跌破60美元/桶,将无法维持可变成本,表明以现阶段的生产 and 经营水平,抗风险能力低,受油价影响大。

2.3 指标敏感性分析

在火驱开发的过程中,许多因素都可能对效益产生影响,如地质因素中的地层压力、渗透率、原油性质,工程因素中的井位、注采方式、注入量,开发因素中的采油速度、空气油比、采收率,成本因素中的折旧折耗、操作成本、基本运行成本。在这4类因素中,一定存在某一项或多项指标对开发效益的影响最大。因此,通过单因素敏感性分析法,每次只允许一个指标变化而假定其他指标保持不变,同时将利润固定在某一指定标准下,如陆上特殊油气开采的基准收益率为6%,推断达到理想盈利状态时某种指标的变动幅度范围。根据变动幅度范围的高低判断对经济效益影响最大的关键指标,为成本管控提供方向。

红山嘴稠油油藏火驱工业推广项目预计可实施15 a,按照2018—2022年实际发生的投资、生产、成本、油价等趋势测算出全生命周期内项目内部收益率为-3.8%。为进一步明确影响火驱经济效益的关键指标,按照敏感性分析原理,通过测算得出在所有的指标中原油价格、操作成本、投资情况变动幅度最大。在内部收益率达到6%的情况下,需满足以下任一条件:①原油价格需要从实际测算油价61美元/桶上升至96美元/桶,变动幅度为57.4%;②单位操作成本需要从实际测算2771元/t下降至970元/t,变动幅度为65.0%;③单井投资从实际测算289万元下降至52万元,变动幅度为82.0%。

根据测算的结果,单井投资需要控降的幅度最大,但红山嘴稠油油藏火驱已完成投资,在项目评价期内也无扩大规模计划,此项指标无控降空间。油价目前还处于高位,但整体趋势受国内外环境影响,并不具有主观能动性。因此,可控降的指标主要是

操作成本。结合成本构成的分析结果,其中蒸汽费、动力费为重点管控对象,对应生产的注入环节,提示在火驱开发优化的过程中还需要针对蒸汽用量和注空气能耗进行优化^[32]。

3 火驱效益开发建议

3.1 储层情况再认识,优化开发投入决策

红山嘴稠油油藏由于停产多年,储层认识存在滞后(表1),尤其以原油黏度的变化对火驱开发影响效果最大。高黏度原油富含胶质沥青质,容易形成焦炭,阻碍火焰传播;同时杂原子硫、氧、氮含量偏高,在燃烧过程中消耗大量活化能,难以形成良好的燃烧过程。在储层认识不清的情况下,无法为火驱的设计和实施提供科学依据。因此,在近废型稠油油藏实施火驱前建议进行储层再认识,准确评估油藏的开发潜力和风险,确定合理的开发方案,确保火驱开发的经济效益和可行性。

3.2 加强油藏工程研究,提高成本有效性

近年来,近废型稠油油藏火驱投入力度始终大于产出力度,且与常规稠油相比,吨油生产成本超出约90%。主要由于重质油经燃烧产生大量的热能和燃烧气,驱动原油流向生产井,而燃烧气中包含硫化

表1 方案与实际地质参数对比

Table 1 Comparison between scheme and actual geological parameters

分项	有效厚度/m	孔隙度/%	渗透率/ $10^{-3} \mu\text{m}^2$	20℃原油黏度/(mPa·s)	火驱前地层压力/MPa
方案	9.6	25.4	760	7 000	4.5
实际	9.1	25.2	633	16 291	2.8

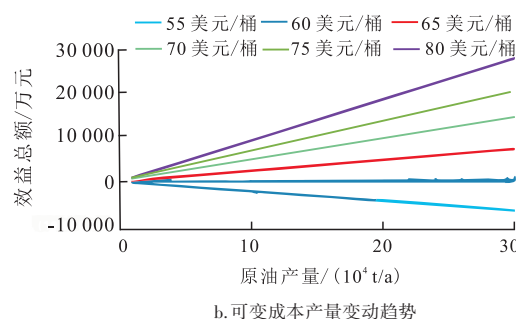
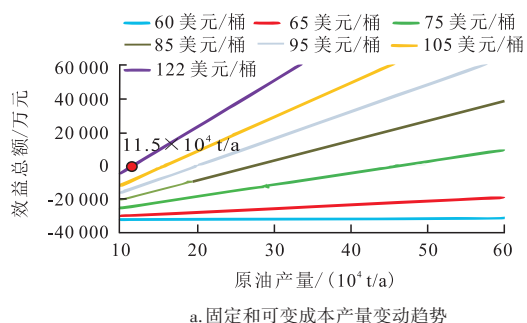


图2 不同油价产量变化趋势

Fig. 2 Production trends of different oil prices

氢气体,按环保要求需要脱硫排放。另一方面,火线未波及区域原油流动性差,需要进行吞吐引效才能维持正常生产。相较常规稠油火驱,需要增加空气压缩机费用、蒸汽费用、脱硫剂材料费等,导致在相同的生产能力下,火驱模式需要耗费更高的成本。因此,从火驱参数监测、数值模拟、动态分析等方面加强油藏工程研究,促进火驱开发优化,进而降低生产成本,提高火驱成本有效性。

3.3 完善效益经营理念,推进可持续发展

火驱作为三次采油技术,其效益性是技术具备推广应用条件的重要考虑因素之一。在火驱工业化推广过程中,效益理念没有得到足够重视,造成投入不断增加、效益变差等问题。因此,需要将以效益为优先的价值导向落实到生产经营各环节中,针对技术应用与效益运营的矛盾,不断完善生产经营管理各环节,优化生产部署,合理配置资源,加强成本管理和控制,提高火驱采油技术应用的效益,进而推进火驱采油技术实现可持续发展。

4 结论

基于近废型稠油油藏红山嘴火驱实际的生产经营情况,采用考虑油藏产销量及成本变动情况的盈亏平衡模型,根据火驱产量和成本的平衡关系趋势发现规律:以现阶段红山嘴稠油油藏火驱的经营管理水平及被重视程度,在全生命周期内难以实现效益开发。另一方面,敏感性分析明确了影响经济效益的关键指标及成本冗余量,清晰了成本投入对效益的影响规律,为其实现降本增效和投入决策优化提供参考。

1) 关于近废型稠油油藏火驱开发的整体研究,现阶段主要集中在工艺技术等提高采收率方面。研究首次从经营的角度出发,创新性引入量本利分析法,对火驱效益进行全面的测算。这种新的视角不仅丰富了火驱研究的内涵,也为其余近废型稠油油藏火驱开发可行性评估提供新的决策依据。

2) 依据经营视角促进生产和经营进行有机结合,实现了火驱技术在生产和经营2个层面的协同优化。帮助油藏管理者了解全面的生产经营情况,进而从传统的“产量优先”观念转变为“效益并行”,做出更加科学合理的决策,助力效益提升,进而实现火驱采油技术的可持续发展。

参考文献

- [1] 方吉超,李晓琦,计秉玉,等.中国稠油蒸汽吞吐后提高采收率接替技术前景[J].断块油气田,2022,29(3):378-382.
FANG Jichao, LI Xiaoqi, JI Bingyu, et al. Prospect of replacement technology for enhanced oil recovery after cyclic steam stimulation of heavy oil in China[J]. Fault-Block Oil and Gas Field, 2022, 29(3): 378-382.
- [2] 孙焕泉,杨勇,王海涛,等.特高含水油藏剩余油分布特征与提高采收率新技术[J].中国石油大学学报(自然科学版),2023,47(5):90-102.
SUN Huanquan, YANG Yong, WANG Haitao, et al. Distribution characteristics of remaining oil in extra-high water cut reservoirs and new technologies for enhancing oil recovery [J]. Journal of China University of Petroleum (Edition of Natural Science), 2023, 47(5): 90-102.
- [3] 郭鸿,夏岩,陈雷,等.废弃油气井改造的地热井换热性能影响因素模拟研究[J].油气藏评价与开发,2022,12(6):850-858.
GUO Hong, XIA Yan, CHEN Lei, et al. Numerical simulation on influence factors of heat transfer performance of geothermal wells which transformed from abandoned oil and gas wells[J]. Petroleum Reservoir Evaluation and Development, 2022, 12(6): 850-858.
- [4] 刘晨,冯其红,何逸凡,等.基于投影寻踪模型的特高含水油藏剩余油可采潜力评价方法[J].油气地质与采收率,2024,31(1):137-144.
LIU Chen, FENG Qihong, HE Yifan, et al. Assessment method for remaining oil recoverable potential in ultra-high water-cut reservoirs based on projection pursuit model[J]. Petroleum Geology and Recovery Efficiency, 2024, 31(1): 137-144.
- [5] SHARMA J, DEAN J, ALJABERI F, et al. In-situ combustion in Bellevue field in Louisiana: History, current state and future strategies[J]. Fuel, 2021, 284: 118992.
- [6] 刘小鸿,吴婷婷,葛涛涛,等.稠油和超稠油原位提高采收率技术[J].当代化工,2023,52(5):1224-1230.
LIU Xiaohong, WU Tingting, GE Taotao, et al. Analysis on in-situ enhanced oil recovery technology for heavy oil and extra-heavy oil[J]. Contemporary Chemical Industry, 2023, 52(5): 1224-1230.
- [7] 费永涛,刘宇,胡德鹏,等.井楼油田稠油油藏延长生命周期开发对策[J].石油地质与工程,2023,37(6):72-75.
FEI Yongtao, LIU Yu, HU Depeng, et al. Development strategies for extending the life cycle of heavy oil reservoirs in Jinglou Oilfield[J]. Petroleum Geology & Engineering, 2023, 37(6): 72-75.
- [8] 姚国平.稠油加密井水洗油层资源再利用潜力分析[J].石油地质与工程,2023,37(4):56-60.
YAO Guoping. Analysis of potential reuse of heavy oil infill well water washing reservoir resources[J]. Petroleum Geology & Engineering, 2023, 37(4): 56-60.
- [9] 杨浩哲,杨果,周晓义,等.SAGD中后期多介质强化提高开发效果技术[J].油气地质与采收率,2023,30(4):123-129.
YANG Haozhe, YANG Guo, ZHOU Xiaoyi, et al. Multi-media intensification in the middle and late stages of SAGD to improve the development effect technology[J]. Petroleum Geology and Recovery Efficiency, 2023, 30(4): 123-129.
- [10] 伦增珉,王海涛,张超,等.稠油油藏CO₂与化学剂协同强化

- 蒸汽驱机制[J]. 中国石油大学学报(自然科学版), 2023, 47(6): 72-79.
- LEN Zengmin, WANG Haitao, ZHANG Chao, et al. Enhanced steam drive mechanism of CO₂ and chemical synergism in thick oil reservoirs[J]. Journal of China University of Petroleum (Edition of Natural Science), 2023, 47(6): 72-79.
- [11] 李洪毅, 黄致新, 唐亮, 等. 稠油开采中多元热复合流体相态的研究进展[J]. 油气地质与采收率, 2024, 31(1): 87-102.
- LI Hongyi, HUANG Zhixin, TANG Liang, et al. Research advances in phase behavior of multi-component thermal fluids in heavy oil production[J]. Petroleum Geology and Recovery Efficiency, 2024, 31(1): 87-102.
- [12] 张华珍, 徐海云, 张焕芝, 等. 2022 国外油气田开发技术进展[J]. 世界石油工业, 2023, 30(3): 53-60.
- ZHANG Huazhen, XU Haiyun, ZHANG Huanzhi, et al. Progress of oil and gas field development technologies in 2022[J]. World Petroleum Industry, 2023, 30(3): 53-60.
- [13] CARTWRIGHT S, SAMOIL S, LAWTON B, et al. Enhancing reservoir engineering workflows with augmented and virtual reality[C]// Paper SPE-208880-MS presented at the SPE Canadian Energy Technology Conference, Calgary, Alberta, Canada, March 16-17, 2022.
- [14] DOWNEY R, VENEPALLI K, ERDLE J, et al. A Superior shale oil EOR method for the Permian Basin[C]// Paper SPE-206186-MS presented at the SPE Annual Technical Conference and Exhibition, Dubai, UAE, September 21-23, 2021.
- [15] 雷征东, 王正茂, 慕立俊, 等. 致密油多场重构驱渗结合提高采收率技术[J]. 石油勘探与开发, 2024, 51(1): 137-146.
- LEI Zhengdong, WANG Zhengmao, MU Lijun, et al. A technique for enhancing tight oil recovery by multi-field reconstruction and combined displacement and imbibition[J]. Petroleum Exploration and Development, 2024, 51(1): 137-146.
- [16] 李燕敏. 杜66块稠油火驱改善效益技术对策[J]. 世界石油工业, 2021, 28(5): 78-82.
- LI Yanmin. Technical countermeasures for improving efficiency of heavy oil fire-flooding in Du66 Block[J]. World Petroleum Industry, 2021, 28(5): 78-82.
- [17] 袁士宝, 孙健, 宫宇宁, 等. 多层稠油油藏对向火驱开采方法研究[J]. 非常规油气, 2023, 10(2): 26-32.
- YUAN Shibao, SUN Jian, GONG Yuning, et al. Study on mining method of opposite fireflooding in multi-layer heavy oil reservoir[J]. Unconventional Oil and Gas, 2023, 10(2): 26-32.
- [18] 孙焕泉, 刘慧卿, 王海涛, 等. 中国稠油热采开发技术与发展方向[J]. 石油学报, 2022, 43(11): 1664-1674.
- SUN Huanquan, LIU Huiqing, WANG Haitao, et al. Development technology and direction of thermal recovery of heavy oil in China[J]. Acta Petrolei Sinica, 2022, 43(11): 1664-1674.
- [19] 袁士宝, 宋佳, 任梓寒, 等. 基于机器学习的火驱注采井间连通性研究——以红浅1井区火驱先导试验区为例[J]. 中国海上油气, 2023, 35(2): 93-100.
- YUAN Shibao, SONG Jia, REN Zihan, et al. Study on connectivity between fire flooding injection and production wells based on machine learning: A case study of Hongqian1 fire flooding pilot test area[J]. China Offshore Oil and Gas, 2023, 35(2): 93-100.
- [20] ZHAO R B, SUN Z Q, SUN X G, et al. Effect of secondary water body on the in-situ combustion behaviors[J]. Fuel, 2022, 316: 123303.
- [21] 张祝新, 夏国朝, 陈洪艳, 等. 基于非线性渗流的低渗透油藏极限注采井距计算方法[J]. 钻采工艺, 2023, 46(6): 59-65.
- ZHANG Zhuxin, XIA Guochao, CHEN Hongyan, et al. Calculation method of limit injection-production well spacing in low permeability reservoirs based on nonlinear seepage[J]. Drilling and Production Technology, 2023, 46(6): 59-65.
- [22] 王磊, 穆化巍, 陈洪, 等. 蒙古林砾岩稠油油藏火驱配套举升工艺[J]. 石油钻采工艺, 2023, 45(3): 340-348.
- WANG Lei, MU Huawei, CHEN Hong, et al. Fire-driven lifting process in Mongolia forest conglomerate heavy oil reservoir[J]. Oil Drilling and Production Technology, 2023, 45(3): 340-348.
- [23] YUAN S B, ZHANG Y P, JIAO P G, et al. Research on in-situ combustion oxidation model based on different diameter particle accumulation[J]. Journal of Petroleum Science and Engineering, 2022, 216(9): 110804.
- [24] 刘海英, 王帅, 温宁宁, 等. 基于PCA-DEA方法和Malmquist指数的单井措施费投入产出效率评价[J]. 中国矿业, 2023, 32(10): 54-61.
- LIU Haiying, WANG Shuai, WEN Ningning, et al. Input-output efficiency evaluation of single well measure costs based on PCA-DEA method and Malmquist index[J]. China Mining Magazine, 2023, 32(10): 54-61.
- [25] 糜利栋, 曾大乾, 刘华, 等. 中国石化地下储气库一体化综合平台研发与应用[J]. 油气藏评价与开发, 2023, 13(6): 781-788.
- MI Lidong, ZENG Daqian, LIU Hua, et al. Development and application of Sinopec integrated management platform for underground gas storage[J]. Petroleum Reservoir Evaluation and Development, 2023, 13(6): 781-788.
- [26] 朱刚普. 成品油销售企业量本利分析研究——以加油站促销活动分析为例[J]. 中国总会计师, 2023, 21(5): 40-45.
- ZHU Gangpu. Research on volume-cost-benefit analysis of refined oil sales enterprises: An example of analyzing promotional activities of gas stations[J]. China Chief Financial Officer, 2023, 21(5): 40-45.
- [27] 夏初阳, 王超, 熊靓, 等. 国际大石油公司近10年战略变化探析[J]. 世界石油工业, 2022, 29(1): 13-19.
- XIA Chuyang, WANG Chao, XIONG Liang, et al. Preliminary analysis on ten-year strategies amendment of international oil companies[J]. World Petroleum Industry, 2022, 29(1): 13-19.
- [28] 王高峰, 廖广志, 李宏斌, 等. CO₂驱气机理与提高采收率评价模型[J]. 油气藏评价与开发, 2022, 12(5): 734-740.
- WANG Gaofeng, LIAO Guangzhi, LI Hongbin, et al. Mechanism and calculation model of EOR by CO₂ flooding[J]. Petroleum Reservoir Evaluation and Development, 2022, 12(5): 734-740.
- [29] 姚红生, 肖翠, 陈贞龙, 等. 延川南深部煤层气高效开发调整对策研究[J]. 油气藏评价与开发, 2022, 12(4): 545-555.
- YAO Hongsheng, XIAO Cui, CHEN Zhenlong, et al. Adjustment countermeasures for efficient development of deep coalbed methane in southern Yanchuan CBM Field[J]. Petroleum Reservoir Evaluation and Development, 2022, 12(4): 545-555.

- 术研究[J]. 煤炭科学技术, 2022, 50(9): 121-129.
- YAO Hongsheng, YANG Song, LIU Xiao, et al. Research on efficiency-enhancing development technology of multiple fracturing in low-efficiency CBM wells[J]. Coal Science and Technology, 2022, 50(9): 121-129.
- [16] 雷群, 胥云, 才博, 等. 页岩油气水平井压裂技术进展与展望[J]. 石油勘探与开发, 2022, 49(1): 166-172.
- LEI Qun, XU Yun, CAI Bo, et al. Progress and prospects of horizontal well fracturing technology for shale oil and gas reservoirs[J]. Petroleum Exploration and Development, 2022, 49(1): 166-172.
- [17] 胥云, 雷群, 陈铭, 等. 体积改造技术理论研究进展与发展方向[J]. 石油勘探与开发, 2018, 45(5): 874-887.
- XU Yun, LEI Qun, CHEN Ming, et al. Progress and development of volume stimulation techniques[J]. Petroleum Exploration and Development, 2018, 45(5): 874-887.
- [18] 刘小明. 大庆油田致密油水平井体积改造技术发展与建议[J]. 石油地质与工程, 2023, 37(4): 108-112.
- LIU Xiaoming. Development and suggestions for volume transformation of tight oil by horizontal wells in Daqing Oilfield[J]. Petroleum Geology & Engineering, 2023, 37(4): 108-112.
- [19] PERSON C M, GRIFFIN L, WRIGHT C, et al. Breaking up is hard to do: Creating hydraulic fracture complexity in the Bakken central basin[C]// Paper SPE-163827-MS presented at the SPE Hydraulic Fracturing Technology Conference, The Woodlands, Texas, USA, February 2013.
- [20] 王世禄. 松辽盆地古龙页岩油水平井压裂施工参数优化[J]. 石油地质与工程, 2023, 37(5): 94-99.
- WANG Shilu. Optimization of fracturing construction parameters for Gulong shale oil with horizontal wells in Songliao Basin[J]. Petroleum Geology & Engineering, 2023, 37(5): 94-99.
- [21] FISHER M K, HEINZE J R, HARRIS C D, et al. Optimizing horizontal completion techniques in the Barnett shale using microseismic fracture mapping[J]. Journal of Petroleum Technology, 2005, 57(3): 41-42.
- [22] 雷群, 管保山, 才博, 等. 储集层改造技术进展及发展方向[J]. 石油勘探与开发, 2019, 46(3): 580-587.
- LEI Qun, GUAN Baoshan, CAI Bo, et al. Technological progress and prospects of reservoir stimulation[J]. Petroleum Exploration and Development, 2019, 46(3): 580-587.
- [23] 沈骋, 郭兴午, 陈马林, 等. 深层页岩气水平井储层压裂改造技术[J]. 天然气工业, 2019, 39(10): 68-75.
- SHEN Cheng, GUO Xingwu, CHEN Malin, et al. Horizontal well fracturing stimulation technology for deep shale gas reservoirs[J]. Natural Gas Industry, 2019, 39(10): 68-75.
- [24] 杨松, 刘晓, 申建, 等. 延川南气田近薄层煤层气开发实践及其示范意义[J]. 天然气工业, 2023, 43(8): 90-97.
- YANG Song, LIU Xiao, SHEN Jian, et al. Development practice of near-thin bed CBM in the Yanchuannan gas field and its demonstration significance[J]. Natural Gas Industry, 2023, 43(8): 90-97.
- [25] 姚红生, 陈贞龙, 郭涛, 等. 延川南深部煤层气地质工程一体化压裂增产实践[J]. 油气藏评价与开发, 2021, 11(3): 291-296.
- YAO Hongsheng, CHEN Zhenlong, GUO Tao, et al. Stimulation practice of geology-engineering integration fracturing for deep CBM in Yanchuannan Field[J]. Reservoir Evaluation and Development, 2021, 11(3): 291-296.
- [26] 曹运兴, 石玢, 田林, 等. 低渗低压煤层水平井密集多簇压裂高效开发技术及应用[J]. 煤炭学报, 2020, 45(10): 3512-3521.
- CAO Yunxing, SHI Bin, TIAN Lin, et al. Development and application of dense multi-cluster fracturing in horizontal wells for low permeability and low pressure coal reservoir[J]. Journal of China Coal Society, 2020, 45(10): 3512-3521.
- [27] 徐凤银, 闫霞, 李曙光, 等. 鄂尔多斯盆地东缘深部(层)煤层气勘探开发理论技术难点与对策[J]. 煤田地质与勘探, 2023, 51(1): 115-130.
- XU Fengyin, YAN Xia, LI Shuguang, et al. Theoretical and technological difficulties and countermeasures of deep CBM exploration and development in the eastern edge of Ordos Basin[J]. Coal Geology & Exploration, 2023, 51(1): 115-130.
- [28] 余琪祥, 罗宇, 曹倩, 等. 准噶尔盆地东北缘深层煤层气勘探前景[J]. 天然气地球科学, 2023, 34(5): 888-899.
- YU Qixiang, LUO Yu, CAO Qian, et al. Exploration prospect of deep coalbed methane in the northeastern margin of Junggar Basin[J]. Natural Gas Geoscience, 2023, 34(5): 888-899.

(编辑 尹淑容)

(上接第509页)

- [30] 袁士义, 雷征东, 李军诗, 等. 陆相页岩油开发技术进展及规模效益开发对策思考[J]. 中国石油大学学报(自然科学版), 2023, 47(5): 13-24.
- YUAN Shiyi, LEI Zhengdong, LI Junshi, et al. Progress in technology for the development of continental shale oil and thoughts on the development of scale benefits and strategies[J]. Journal of China University of Petroleum (Edition of Natural Science), 2023, 47(5): 13-24.
- [31] 罗宪波, 常会江, 雷源, 等. 注水井优化配注方法应用现状及发展方向[J]. 油气藏评价与开发, 2023, 13(2): 223-232.
- LUO Xianbo, CHANG Huijiang, LEI Yuan, et al. Application status and development direction of optimal injection allocation method for water injection wells[J]. Petroleum Reservoir Evaluation and Development, 2023, 13(2): 223-232.
- [32] 于伟强, 毛敏, 杨毅, 等. 基于多参数敏感性分析的试井设计方法研究与应用[J]. 中国海上油气, 2023, 35(1): 89-97.
- YU Weiqiang, MAO Min, YANG Yi, et al. Research and application of well test design method based on multi-parameter sensitivity analysis[J]. China Offshore Oil and Gas, 2023, 35(1): 89-97.

(编辑 黄颖)