

**创新点/亮点:** 开发了环保型页岩油开发策略, 解决了资源开发与环保之间复杂矛盾, 油气产量年增长率达 30%, 清洁能源替代年增长率达 5%。

**引用格式:** 马立军, 王骁睿, 赵倩倩, 姬靖皓. 页岩油环保型开发策略实现资源开发和环境保护协调发展 [J]. 石油钻采工艺, 2024, 46(5): 635-650. // MA Lijun, WANG Xiaorui, ZHAO Qianqian, JI Jinghao. Realizing coordinated development of resource exploitation and environmental protection through environmentally friendly development strategies for shale oil [J]. Oil Drilling & Production Technology, 2024, 46(5): 635-650.

## 页岩油环保型开发策略实现资源开发和环境保护协调发展

马立军, 王骁睿, 赵倩倩\*, 姬靖皓

中国石油天然气股份有限公司长庆油田页岩油开发分公司, 甘肃庆阳

\*通信作者: 赵倩倩, 电子邮箱: [zhaoqianq\\_cq@petrochina.com.cn](mailto:zhaoqianq_cq@petrochina.com.cn)

**摘要:** (目的意义) 庆城油田地处黄河流域生态保护区, 随着国内页岩油革命的深入推进, 庆城页岩油进入到规模开发阶段, 而页岩油资源的开采必然会对环境、生态、资源造成影响。为解决资源开发与环境保护矛盾, 研究庆城页岩油生态开发策略, 建设环境友好型和资源节约型绿色油田, 推动绿色低碳发展, 实现页岩油可持续、高质量的开发。(方法过程) 文章从保障国家能源安全、践行“双碳”发展战略、保护生态环境、提高开发效益等方面出发, 分析研究页岩油非常规资源开发与生态保护之间存在的主要矛盾, 制定相应的开发与保护策略, 并在开发实践中加以应用。(结果现象) 形成了长庆页岩油环保型开发策略, 在保护自然生态环境的前提下推动了页岩油资源高效开发, 油气产量年均增长率达 30%, 清洁能源替代年增长率达 5%, 建成了国内最大规模的页岩油开发示范基地, 实现了庆城油田的绿色低碳发展转型。(结论建议) 长庆页岩油实施环保型开发策略, 加快页岩油资源的规模勘探开发, 有力支撑了长庆油田页岩油产量突破  $200 \times 10^4$  t, 建立了页岩油资源开发与环境保护协调发展的思路指导, 为国内类似油田可持续发展战略规划提供思路。

**关键词/主题词:** 页岩油; 开发策略; 环境保护; 绿色低碳; 环境友好; 资源节约; 可持续; 高质量

中图分类号: TE09 文献标识码: A DOI: [10.13639/j.odpt.202411041](https://doi.org/10.13639/j.odpt.202411041)

收稿日期: 2024-04-26; 修回日期: 2024-07-02; 录用日期: 2024-08-26; 编辑: 杨春莉

## Realizing coordinated development of resource exploitation and environmental protection through environmentally friendly development strategies for shale oil

MA Lijun, WANG Xiaorui, ZHAO Qianqian\*, JI Jinghao

PetroChina Company Limited Changqing Oilfield Shale Oil Development Branch, Qingyang, Gansu Province, 745000, China

\*Corresponding author. ZHAO Qianqian, E-mail addresses: [zhaoqianq\\_cq@petrochina.com.cn](mailto:zhaoqianq_cq@petrochina.com.cn)

**Abstract:** (Purpose and Significance) Qingcheng Oilfield is located within the Ecological Protection Zone of the Yellow River Basin. With the deepening advancement of the domestic shale oil revolution, Qingcheng shale oil has entered a stage of large-scale development. However, the extraction of shale oil resources inevitably impacts the environment, ecology, and resources. To resolve the contradiction between resource development and environmental protection, we studied ecological development strategies for Qingcheng shale oil, aimed at building an environmentally friendly and resource-efficient green oilfield, promoting green and low-carbon development, and achieving sustainable and high-quality shale oil exploitation. (Methods and Processes) Starting from aspects such as safeguarding national energy security, implementing the "dual carbon" development strategy, protecting the ecological environment, and improving development efficiency, this paper analyzes and studies the main contradictions between unconventional shale oil resource development and ecological protection. Corresponding development and protection strategies are formulated and applied in practical development. (Results and Phenomena) The environmentally friendly development strategy for Changqing shale oil has been formed, which promotes efficient shale oil resource development while protecting the natural ecological environment. The average annual growth rate of oil and gas production has reached 30%, and the annual growth rate of clean energy substitution has reached 5%. The largest shale oil development demonstration base in China has been established, achieving a green and low-

carbon development transformation for Qingcheng Oilfield. (Conclusions and Recommendations) By implementing the environmentally friendly development strategy for Changqing shale oil, the scale exploration and development of shale oil resources have been accelerated, effectively supporting the production of Changqing Oilfield's shale oil to exceed 2 million tons. A guiding framework for the coordinated development of shale oil resource development and environmental protection has been established, providing insights for sustainable development strategic planning for similar domestic oilfields.

**Key words:** Shale oil; Development strategy; Environmental protection; Green and low-carbon; Environmentally friendly; Resource conservation; Sustainable; High-quality

<https://doi.org/10.13639/j.odpt.202411041>

Received 26 April 2024; Revised in revised form 2 July 2024; Accepted 26 August 2024

## 0 引言

减少碳排放、推动绿色低碳发展成为全球气候变化问题日益严峻背景下国际社会的共识。中国作为世界上最大的能源消费国和二氧化碳排放国,正在积极响应全球减排倡议,推动经济结构和能源结构转型升级,力争在 2030 年前实现碳达峰,在 2060 年前实现碳中和。在国家“双碳”战略的推动下,石油石化行业面临着从依赖化石能源向发展清洁能源转变的压力,正在加快技术创新和产业结构调整,努力降低能源消耗和减少碳排放。一方面,石油石化企业正在通过提高能源利用效率、采用先进的环保技术、发展碳捕集与存储(CCUS)技术等措施,来减少生产过程中的碳排放。另一方面,行业也在积极探索和发展新能源和可再生能源,比如太阳能、风能、氢能、地热等,以减少对传统化石能源的依赖。

立足于中国的油气资源禀赋,页岩油是油田未来增储上产的战略接替资源。2022 年年底,中共中央、国务院印发了《扩大内需战略规划纲要(2022—2035 年)》,纲要第三十二条措施“强化能源资源安全保障”中,明确提出“推动页岩气稳产增产、提升页岩油开发规模”,国内页岩油规模效益开采已上升至国家战略规划的高度<sup>[1]</sup>。面对“双碳”目标,页岩油资源开发也要积极探寻多能互补、绿色低碳的转型路径,坚持走资源节约、环境友好的发展之路。

地处鄂尔多斯盆地的庆城油田页岩油资源十分丰富,探明地质储量  $11.54 \times 10^8$  t,发现国内探明储量规模最大的整装页岩油田<sup>[2]</sup>。历经了早期勘探、评价与技术攻关、规模勘探开发三个阶段,页岩油勘探开发技术取得了重大突破,率先实现了规模效益开发,建成国内首个百万吨页岩油开发基地。2023 年庆城油田页岩油产量达到  $269.9 \times 10^4$  t,产量规模居国内各大油田第一,处于行业领先地位。2023 年中国石油出台《中国石油推动页岩油气革命行动方案》,规划部署了页岩油“三步走”发展战略,继续加大页岩油资源开发和上产速度,计划到 2030 年整个中国石油页岩油产量要达到  $1000 \times 10^4$  t 以上,产量占比达到原油生产总产量的 10% 以上。而页岩油资源的规模开采对环境、生态、资源会造成一定影响<sup>[3]</sup>,如何在保证页岩油产量稳定增长的同时减少环境影响,如何通过技术创新和管理改进实现低碳发展,成为页岩油开发实践中亟须解决的问题。

因此,我们提出研究页岩油的生态开发策略,坚持在保护中开发、在开发中保护,以建设环境友好型石油开采企业为目标,加大产量规模增长,提高开发效益,推广土地、水资源保护,做到节能控碳减排,以绿色生产组织方式和环境保护技术,推动庆城页岩油绿色发展和可持续开发,保障庆城页岩油大油田的高效开发。

## 1 方法过程

### 1.1 室内研究

立足于国家战略部署和政策导向,基于页岩油资源可持续开发与环境资源保护之间的影响分析,从增储上产保障能源安全、低成本开发降低开发投入、节约利用保护自然资源、绿色低碳促进发展转型四个方面对

页岩油生态开发策略进行研究。

### 1.1.1 页岩油增储上产措施研究

(1)我国石油对外依存度高达 73%, 能源安全面临严峻挑战。随着国内大多数常规油气开发进入中后期, 页岩油成为稳住油气产量基本盘的战略接替资源<sup>[4]</sup>。中国页岩油资源丰富, 据国际能源信息署预测, 中国页岩油技术可开采量约  $43.93 \times 10^8$  t, 仅次于美国、俄罗斯, 居世界第三, 远高于国内常规油气资源量, 主要分布在鄂尔多斯、松辽、准噶尔、四川、渤海湾 5 个大型盆地和柴达木、江汉、苏北等 8 个中小型盆地<sup>[5]</sup>, 其中, 地处鄂尔多斯盆地的庆城油田页岩油资源十分丰富, 其资源量达  $90 \times 10^8$  t, 排名国内油田第二, 探明储量规模居国内各大油田第一, 开发增产潜力巨大<sup>[6]</sup>。因此, 加快页岩油增储上产是立足中国现有油气资源禀赋、确保油气产业链供应链安全稳定运行的战略选择, 对保障国家能源安全意义重大。同时, 中国石油将页岩油等非常规资源的开发列入石油行业领域大力布局发展的战略性新兴产业之一<sup>[7]</sup>, 加快推进页岩油资源开发也是低碳经济背景下石油企业因地制宜发展新质生产力、推动传统能源产业转型的重要抉择, 是在能源行业控降煤炭消费、建立绿色低碳循环体系的发展要求<sup>[8]</sup>。加快推进页岩油增储上产是页岩油资源生态开发的首要策略。

(2)成本是决定产业发展的根本因素, 页岩油也不例外<sup>[9]</sup>。按照 2020 年国家颁布的《页岩油地质评价方法》(GB/T 38718—2020) 定义, 页岩油是指“赋存于富有机质页岩层系中的石油”, 无自然产能或低于工业石油产量下限。页岩油开发主要依靠“水平井+体积压裂”技术, 初期产量高但递减大, 导致投资成本相较于常规开发高, 效益开发面临挑战。庆城油田页岩油开发同样面临产建投资大、开发成本高、经济效益差等问题, 一直以来都难以实现规模化效益化的开发。近年来随关键核心技术的攻关, 虽然取得了一定的突破, 基本实现效益开发, 但相较于常规资源开发, 页岩油开发投资成本高仍然较高, 如图 1 所示。

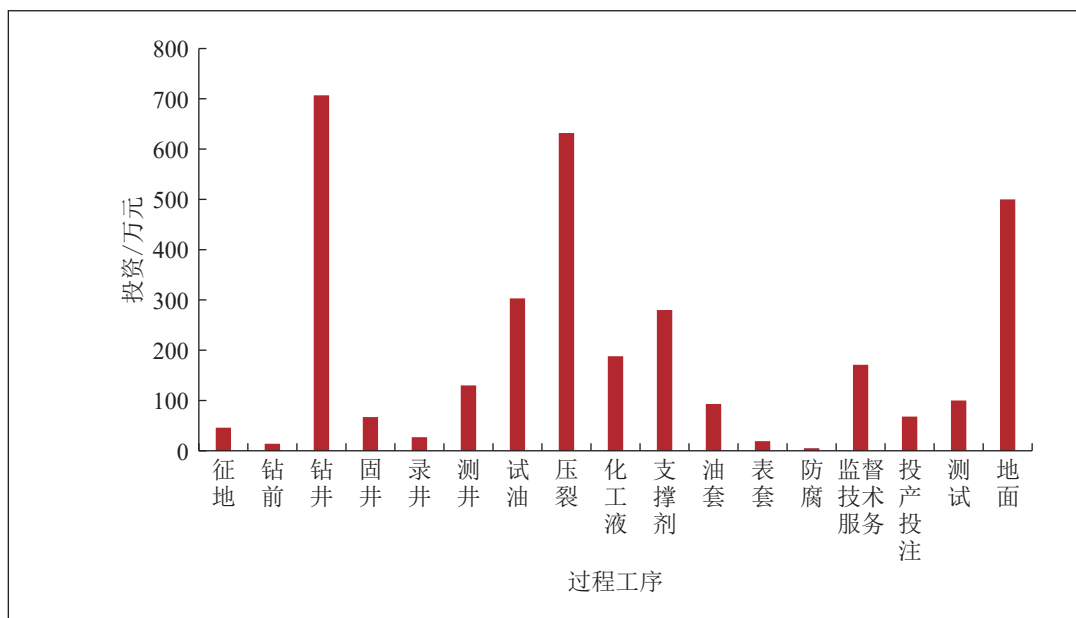


图 1 2023 年庆城页岩油水平井标准井投资构成

Fig. 1 Investment Composition of Standard Horizontal Wells for Shale Oil in Qingcheng in 2023

从图 1 中可以看出, 庆城页岩油的水平井开发投资包含征地、手续办理、钻井、固井、录井、测井、试油压裂、化工液、支撑剂、油套、表套、防腐、监督技术服务、投产投注、测试、地面建设等过程, 总投资达 33,500,000 元, 是常规开发的数十倍<sup>[10]</sup>。其中钻井投入 7,070,000 元, 占到总投资的 21.1%, 压裂投入 6,320,000 元, 占到总投资的 18.9%, 地面建设投入 5,000,000 元, 占到总投资的 14.9%, 这三个过程投资合计超过总投资的 50%。

由此,页岩油开发建设各环节投资成本仍有较大降控空间,需要大力实施低成本开发策略,持续探索完善页岩油的开发技术与管理模式,对设计、建设、开发、管理的全链条全要素控投资、降成本、增效益<sup>[11]</sup>,控降开发成本是庆城油田页岩油实施的生态开发策略之一。

### 1.1.2 页岩油开发背景下的环保措施研究

(1)节约利用土地和水资。保护土地和节约水资源均是我国的基本国策。庆城油田地处陇东黄土高原,黄土地貌发育,受水流侵蚀影响,土质疏松、节理发育、植被稀疏,加上集中降水且暴雨天气频发,极易发生水土流失,形成了沟壑纵深、沟谷众多、地面破碎的黄土地貌特征。石油开采往往要占用大量土地、消耗大量水资源,尤其对页岩油资源的动用开发,建产钻试、体积压裂等工序用水量大。经现场统计,2023 年页岩油压裂水平井 171 口,整体入地液量为  $392.9 \times 10^4 \text{ m}^3$ ,平均每口井供水  $2.6 \times 10^4 \text{ m}^3$ ,压裂用水  $2.3 \times 10^4 \text{ m}^3$ ,占整体用水量的 88.5%,但黄土塬地貌干旱缺水,且分布不均,仅靠地表水和浅层水难以满足页岩油资源大规模开发的需求,页岩油资源开发往往需要花费大量投入建设供水系统,以满足大规模跨区域调用的需求,水资源较为短缺。且压后返排液量大,单井回用仅占整体用水量 5.4%,返排液的合理处理及回收利用极为重要。另外,页岩油开发建设需要大量土地资源,管线铺设、场站建设等占用大量土地,而黄土塬地貌沟壑纵横,林地、水源等保护区大量分布,土地资源十分紧缺<sup>[12]</sup>。因此,需要采取集约节约的用地、用水策略以缓解快速建产需求矛盾,才能加快页岩油资源开发。

(2)全面推进清洁绿色生产。随着全球对于环境保护和气候变化的日益关注,碳排放成为衡量企业社会责任和环境友好度的重要指标,对企业的国际形象和市场竞争力产生了深远影响。在低碳经济背景下,石油石化行业必须有效制定和实施碳减排策略,积极调整能源结构,通过发展和利用清洁能源来降低碳排放,实现绿色、可持续发展<sup>[13]</sup>。庆城油田地处黄河流域生态环境保护区,担负生态环境保护重大责任。针对页岩油开采产生大量钻井岩屑、泥浆、污油泥等废弃物易对环境造成影响,需采用清洁生产技术减少资源浪费和环境影响。同时,页岩油开发的过程也会消耗大量能源,同时伴随产出大量石油伴生气,属于高耗能、高碳排放行业,需采取相应节能减排措施进行控降<sup>[14]</sup>。另外,庆城页岩油所处区域风光热资源丰富,具备发展清洁能源的天然优势,也需要在开发的同时加大在清洁能源领域的研发投入,积极拓展天然气、太阳能和风能等在内的多元化清洁能源利用途径。基于以上分析,实施绿色低碳开发生产,也是页岩油生态开发的重要策略之一。

## 1.2 现场实践

通过践行生态开发策略,有效应对页岩油开发中的环境、资源冲突,实现了绿色低碳发展,推动地方经济社会进步,增强了核心竞争力和价值创造力,在行业内树立起了安全和谐、平安稳定、环境友好的良好发展形象。

### 1.2.1 建成国内最大的页岩油开发示范基地

庆城油田以每年  $40 \times 10^4 \text{ t}$  规模推动页岩油快速上产,年产量达到  $270 \times 10^4 \text{ t}$ ,占国内页岩油产量的 2/3,增幅 30% 位居行业首位,建成国内最大页岩油开发示范基地<sup>[15]</sup>,展现了负责任、有温度、敢担当的企业形象。

(1)加大储量资源增长与探明。在陆相淡水湖盆页岩油成藏理论指导下,通过一体化攻关,率先实现了夹层型页岩油规模增储,提交三级储量  $18.15 \times 10^8 \text{ t}$ ,探明夹层型页岩油地质储量  $11.54 \times 10^8 \text{ t}$ 。围绕页岩油新类型持续加大攻关力度,加快纹层型储量升级,拓展泥纹型勘探开发新领域<sup>[16]</sup>,提交纹层型预测储量  $2.05 \times 10^8 \text{ t}$ ,纹层型、泥纹型页岩油可新增资源量  $59 \times 10^8 \text{ t}$ ,总资源量有望能够突破  $100 \times 10^8 \text{ t}$ ,夯实可持续发展的资源基础,如图 2 所示。

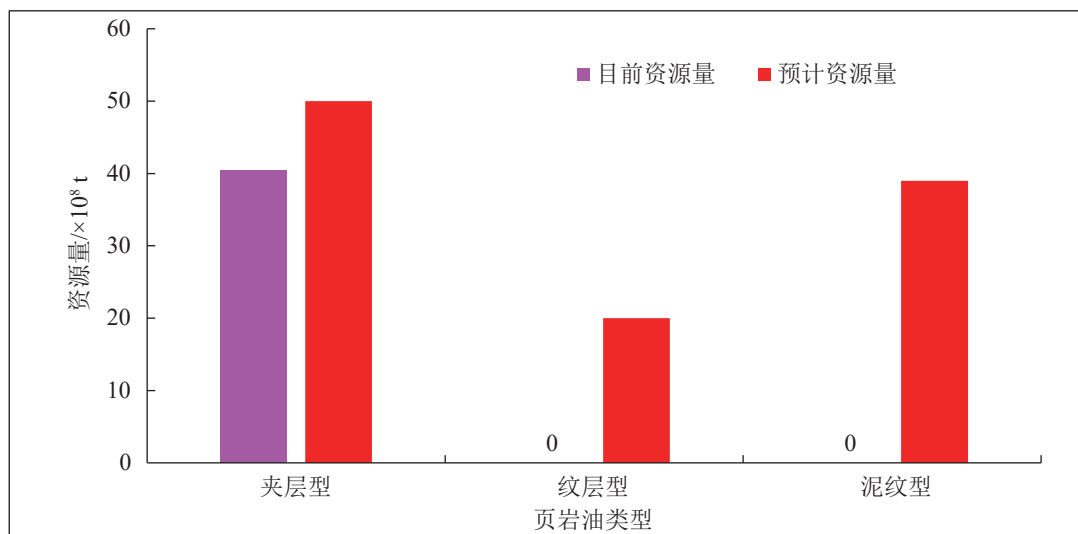


图2 庆城油田页岩油分类型资源量预测

Fig. 2 Prediction of shale oil resource volumes by type in Qingcheng Oilfield

从图2中可以看出,庆城油田动用开发页岩油资源主要为夹层型,储量达到  $40.5 \times 10^8$  t,随着地质理论创新、工程技术进步和勘探程度提高,资源量可增加至  $50 \times 10^8$  t。目前纹层型、泥纹型页岩油资源量仍未探明,但风险勘探展现出较好的前景,纹层型页岩油资源量预计可增加  $20 \times 10^8$  t,泥纹型页岩油资源量预计可增加  $39 \times 10^8$  t,具有较大增储空间,有望成为新的接替领域。

(2)加快储量资源的动用开发。借鉴北美页岩油“水平井+体积压裂”的开发理念<sup>[17]</sup>,开展科技创新和管理改革,创新攻关三维地震甜点优选、三维优快钻完井、水平井可溶球座细分切割体积压裂等建产技术<sup>[18]</sup>,以及黄土塬特色高效工厂化作业、智能集约地面建设、扁平化劳动组织架构、市场化运作机制等管理模式,推动页岩油产建提速提效,以年部署产能  $100 \times 10^4$  t的速度推进规模建产,保障了庆城油田页岩油开发每年  $30 \times 10^4$  t到  $40 \times 10^4$  t的产量增幅。

(3)实施老井稳产压舱石工程。针对页岩油产量递减大、气油比变化快、采收率低的技术难题<sup>[19]</sup>,深化产量递减及气油比变化规律研究,开展页岩油不同类型能量采收率贡献研究,如图3所示。

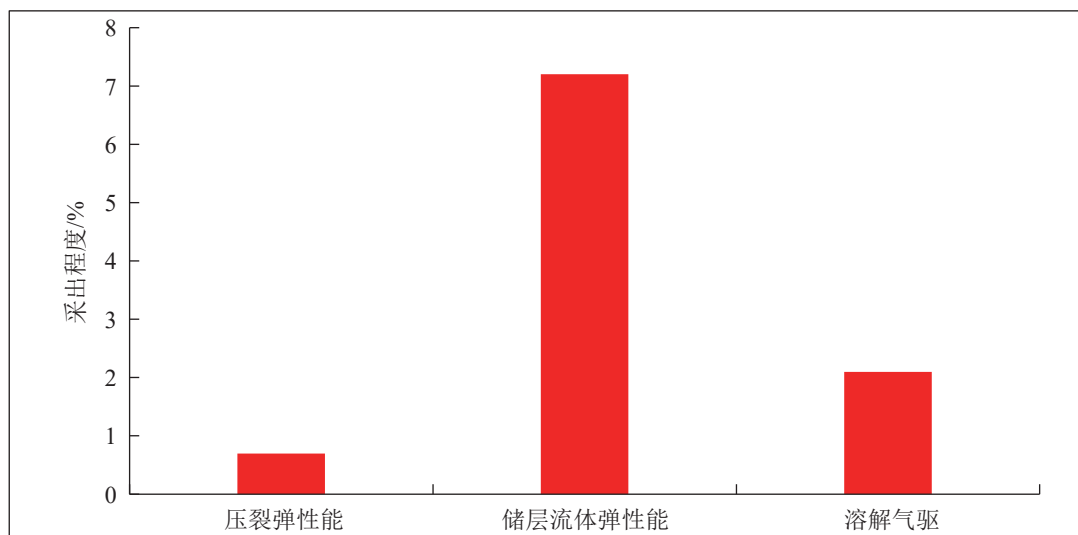


图3 不同能量类型采收率贡献研究

Fig. 3 Study on the Contribution of Different Energy Types to Recovery Efficiency

从图 3 中可以看出,庆城油田页岩油开发采出程度达 10%,在生产过程中驱替能量主要有压裂液弹性驱、岩石和流体弹性驱、溶解气驱,其中压裂液弹性能贡献采收率仅为 0.7%,溶解气驱贡献 2.1%,岩石和流体弹性驱对采收率贡献最大达到 7.2%。

结合以上规律研究,探索试验二氧化碳补能、活性纳米水驱、重复压裂改造等提高采收率技术,优化“初期强排快见油、见油控排防出砂、稳压生产保能量”稳产技术政策<sup>[20]</sup>,制定了“连续、稳定、按量”放喷排液技术规范,如表 1 所示。

表 1 页岩油平井分阶段技术政策表  
Table 1 Technical Policy Table for Staged Development of Horizontal Wells in Shale Oil Production

| 单井<br>分类       | 高含水阶段<br>(含水90%-60%)         |         |           | 中含水阶段<br>(含水60%-40%)           |         |           | 低含水阶段<br>(含水<40%)              |      |           |
|----------------|------------------------------|---------|-----------|--------------------------------|---------|-----------|--------------------------------|------|-----------|
|                | 返排强度/<br>(m <sup>3</sup> /d) | 流饱比     | 动液面/<br>m | 百米采液强度/<br>(m <sup>3</sup> /d) | 流饱比     | 动液面/<br>m | 百米采液强度/<br>(m <sup>3</sup> /d) | 流饱比  | 动液面/<br>m |
| 水平段>1500 m     | 3.0~4.0                      | ≥1.6    | <300      | 1.8~2.0                        | 1.2~1.5 | 400~600   | 1.0~1.2                        | ≥1.0 | <800      |
| 水平段1000~1500 m | 2.5~3.0                      | 1.4~1.6 | 300~500   | 1.5~1.8                        | 1.0~1.2 | 600~800   | 0.9~1.0                        | ≥0.8 | <1000     |
| 水平段<1000 m     | 2.0~2.3                      | 1.2~1.4 | 500~800   | 1.0~1.5                        | 0.8~1.0 | 800~1000  | 0.6~0.9                        | ≥0.8 | <1000     |

从表 1 中可以看出,庆城页岩油开发按照单井水平段长度的不同,细分了高含水阶段(含水 90%~60%)、中含水阶段(含水 60%~40%)、低含水阶段(含水<40%)的开发技术政策,高含水阶段合理流饱比控制在 1.2~1.6,动液面控制在 200~800 m;中含水阶段合理流饱比 0.8~1.5,动液面控制在 400~1 000 m;低含水阶段合理流饱比 0.8~1.0,动液面控制在 800~1 000 m。

经现场生产实践总结得出,合理流饱比是稳压生产的关键,围绕合理流饱比控制,探索形成定液降压、稳压限液、控压稳液降控递减技术,延长开发稳产期,自然递减控制在 16.3%、单井 EUR(评估最终可采储量)达到 2.8×10<sup>4</sup> t 以上。

(4)优化采油工艺技术配套。针对页岩油井筒“砂、蜡、垢、气、磨”突出矛盾,建立“以防为主、动态治理”的页岩油井筒防治体系,形成了页岩油高效清防蜡、全生命周期防垢、无杆举升工艺等特色技术,井筒维护性作业频次下降 50%。同时,针对黄土塬地形复杂问题,页岩油单井初期液量高、气量大的特点,推行立体式布置、工厂化预制、模块化建设,应用同步回转装置<sup>[21]</sup>,推动传统“平台—增压点—联合站”两级布站向“平台直进联合站”一级布站模式转变,实现橇装集成、快速建站,减少了地面设备和建设环节,缩短建设周期 25%,保障了页岩油的快速规模上产。

1.2.2 引领了国内陆相页岩油规模效益开发

庆城油田率先实现了国内陆相页岩油规模效益开发<sup>[22]</sup>,将完全成本控制在 53 美元/桶,近三年累计营业收入 1 257 亿元,利润总额达到 459 亿元,百万吨规模用工在 200 人以内,人均利润 623 亿元,是同规模传统采油单位的十倍,各项经营管理指标达到行业领先水平。

(1)控降单井投资,基于业务流程梳理,围绕地质建模与产建关键环节,推行“全场景、多专业、多维度”地质工程一体化开发<sup>[23]</sup>,创新“一体化总包+专业总承包”市场化运行机制,在钻井、固井、试油、压裂等工程作业中实施一体化总包,对试油压裂工程作业中实施专业总承包,不断优化控压钻井工作量、压裂改造方案等,工程作业费用下降 8%,单井投资由 34,270,000 元控降至 32,520,000 元。

(2)优化建产模式,结合多层系、立体式、大平台布井模式<sup>[24]</sup>,探索以“水电路讯超前共建、多级连续供蓄水、钻试多机组同步同向作业、远程智能决策支持”为核心的工厂化作业模式,钻井周期缩短 38%,压裂效率提升 40.1%,作业效率提高 15% 以上。推进集约化橇装化地面建设,应用“密闭集输、集中稳定、伴生气回收、返排液循环利用”工艺,采用“移动+固定”和橇体拼接建站方式,场站建设周期缩短 50%,投资降

低 10% 至 20%。

(3) 提高单井产量, 针对部分井油层钻遇率低、储量动用程度低、含水下降慢、吐砂结垢严重等问题, 优化“甜点”评价标准、布井模式, 固化井网参数, 探索二氧化碳体积压裂等提产技术, 迭代升级体积压裂技术体系<sup>[25]</sup>, 将合理闷井时间由 60 d 优化为 30 d, 见油周期由 120 d 下降至 26 d, 平均单井产量提升 10%, 进一步摊薄开发成本。

(4) 控降人工成本, 创新两级扁平化劳动组织架构, 取消了传统作业区管理层级, 三级机构由常规采油厂的 22 个压减至 8 个, 形成降维式扁平化管理模式, 较常规采油开发管理架构更扁平、机构设置更精简、劳动组织更高效, 管理人工成本更低。同时, 推行市场化的运行机制, 在工程技术服务、第三方审计监督、科技创新攻关、后勤物资经营等多维度、多领域开展市场化合作<sup>[26]</sup>, 市场化业务占比达到 70%, 自有用工压减为常规采油厂的 1/10。深度应用数智化赋能提效, 创新采供服务一体化总包的资产轻量化运行模式, 推动“大监控”生产组织方式改革, 进一步提高劳动效率, 压减用工数量, 降低管理成本。

### 1.2.3 创建了庆城页岩油绿色低碳示范区

创建了资源节约、环境友好、安全生产的庆城页岩油绿色低碳示范区, 形成油、气、光、电、热多能互补相辅的新型能源供应体系, 有效控制和降低碳排放, 清洁能源替代率达 12%, 累计生产绿电  $2652 \times 10^4 \text{ kW} \cdot \text{h}$ 、回收伴生气量  $127.7 \times 10^4 \text{ m}^3$ 、节约标煤 9800 t, 场站道路绿化率 100%, 减排二氧化碳  $3.3 \times 10^4 \text{ t}$ , 实现了绿色低碳开发, 在行业发展和绿色经济建设中起到集中示范、带动引领作用。

(1) 集约高效利用土地资源。推进土地集约高效利用, 推行大井丛、多层系、立体式开发, 创新应用超长水平井开发技术<sup>[27]</sup>, 集中规划建设大平台, 针对林缘、水源等环境保护区储量无法动用问题, 创新研究扇形井网布井开发方式<sup>[28]</sup>, 在不占用保护区土地前提下有效动用地下储量, 如图 4 所示。

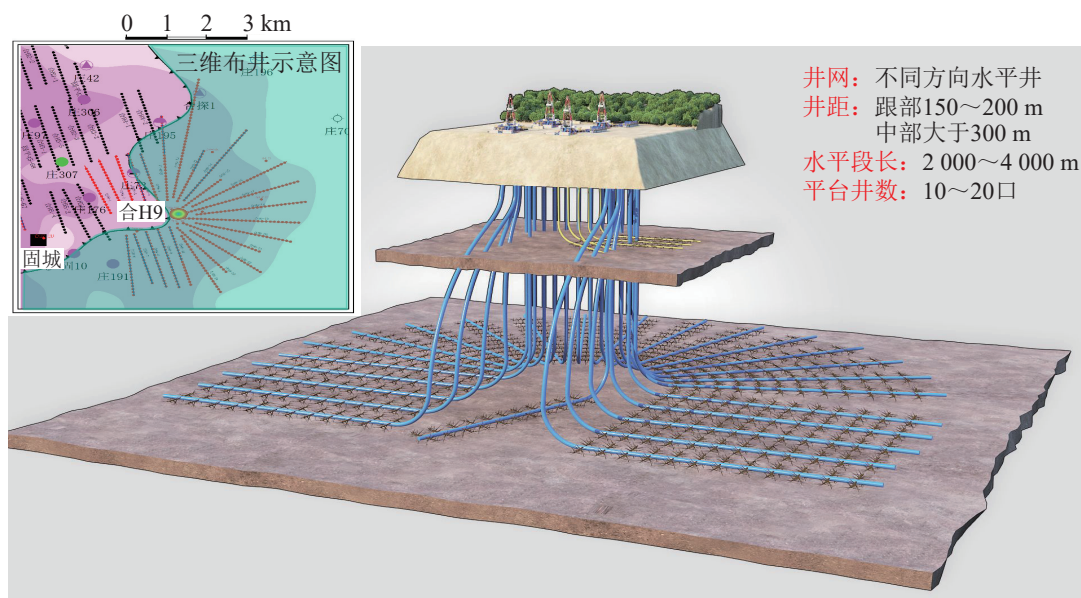


图 4 储量受限区扇形井网模式图

Fig. 4 Fan-shaped Well Pattern Diagram for Reserve-Constrained Areas

从图 4 中可以看出, 在储量受限区实施扇形井网开发, 采用变井距、变角度、分区域精准改造, 井距跟部 150~200 m、中部大于 300 m, 在平台地面用地受限背景下提高储量动用, 经测算动用储量由 50% 提高到了 85%。

另外, 针对黄土塬地形地貌复杂问题, 集成油气水系统、集中立体布置, 在地面流程建设中推行井站合建、多站合建、一级布站、立体建站, 系统规划利用油区废弃井场、井站空闲土地, 提高地面建设用地集约程

度,同规模下较常规采油单位节约用地达 60%。

(2)大力开展水资源综合利用。从源头设计进行减量,结合储层特征对压裂液进行差异化设计,优化地质工程技术参数和配液体系,压裂用液强度由每米  $23 \text{ m}^3$  调整至  $20 \text{ m}^3$ ,源头消减钻井、压裂和施工组织等用水量,如图 5 所示。

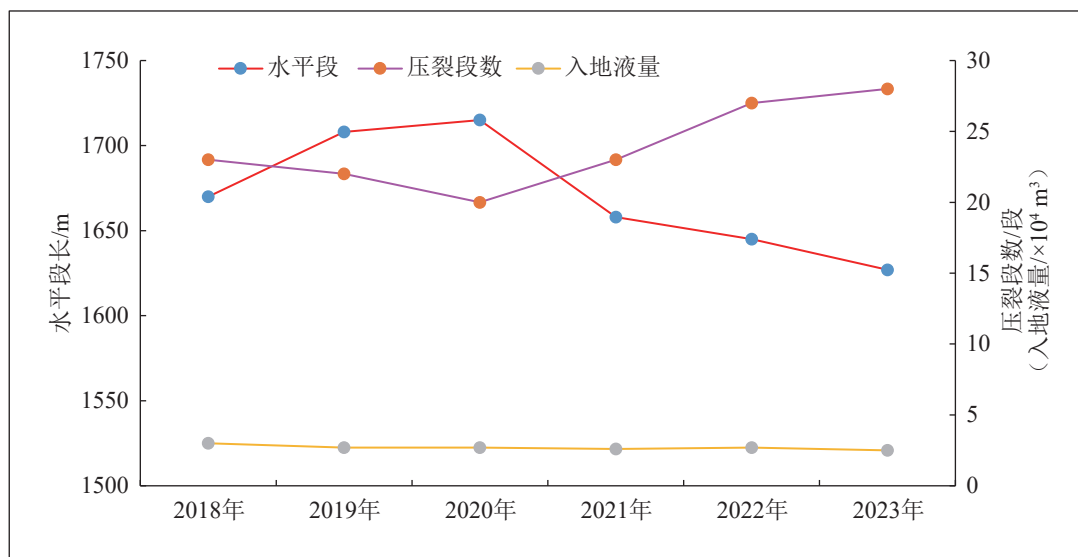


图 5 2018—2023 年水平井关键参数对比

Fig. 5 Comparison of Key Parameters of Horizontal Wells from 2018 to 2023

从图 5 中可以看出,自 2018 年以来对水平井体积压裂参数不断调整,压裂段数由 23 段提高到 28 段,水平段长度由 1670 m 下降到 1627 m,整体入地液量由最高  $3.0 \times 10^4 \text{ m}^3$  降低至  $2.5 \times 10^4 \text{ m}^3$ ,通过参数优化设计调整,大幅降低了压裂等关键工序的用水量。

大力攻关介质替代技术,试验攻关二氧化碳泡沫减水压裂,液氮、液化石油气无水压裂等介质替代技术,持续扩大应用规模,经现场试验,  $1 \text{ m}^3$  液态二氧化碳可替代减少  $3 \text{ m}^3$  用水量,在减少用水量的同时可提高单井产量,如图 6 所示。

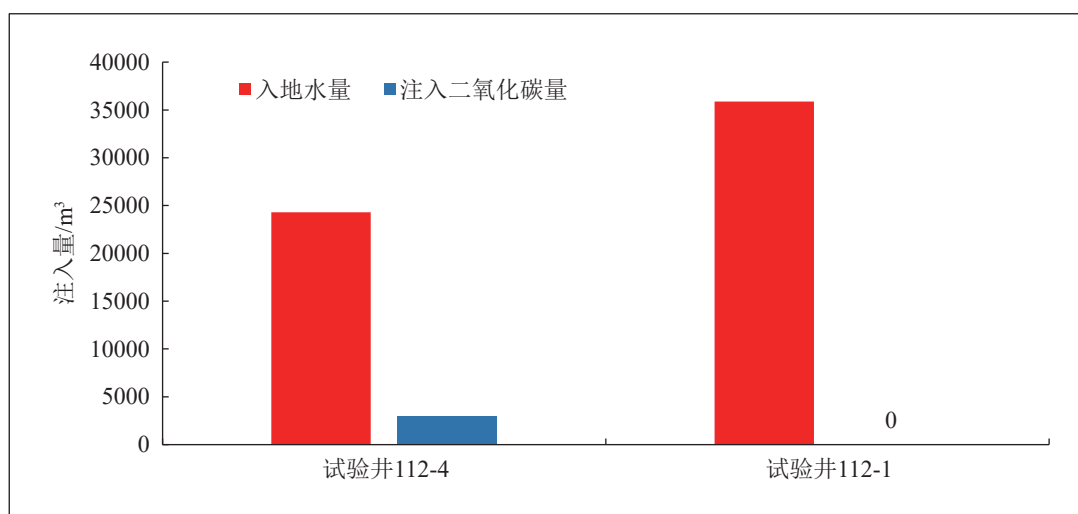


图 6 二氧化碳压裂试验井注入量对比

Fig. 6 Comparison of Injection Volumes in Carbon Dioxide Fracturing Test Wells Fracturing

从图 6 中可以看出, 二氧化碳压裂试验 112-4 井采用水力压裂和二氧化碳压裂组合, 压裂用水  $2.43 \times 10^4 \text{ m}^3$ 、用二氧化碳  $0.3 \times 10^4 \text{ m}^3$ , 对比单纯水力压裂试验 112-1 井、压裂用水  $3.5862 \times 10^4 \text{ m}^3$ , 减少用水量  $1.1562 \times 10^4 \text{ m}^3$ , 换算注入  $1 \text{ m}^3$  液态二氧化碳可替代减少  $3 \text{ m}^3$  用水量。

开展水资源重复回收利用, 对页岩油生产过程中的返排液、采出水回收进行水质达标处理, 创新水资源高效利用处理工艺关键技术的应用新场景, 大力研发钻井液压滤回配、新型耐盐压裂体系、放喷液直接高效回用等技术, 将处理后的采出水等用于洗井、冲砂、调剖作业以及跨区域调水回注驱油, 打造全生命周期水资源高效回收利用新模式, 重复利用率达到 50% 以上, 年重复利用水量  $60 \times 10^4 \text{ m}^3$ , 重复利用率达到 50% 以上。

(3) 全面应用清洁生产技术。推广应用密闭作业、钢制平台+高分子软体平台等油泥不落地技术, 回收落地泥浆、油泥等开展减量化, 严控建设、生产、管理全过程污染物产生, 综合减量率达到 95%, 累计减量化处置油泥  $13.3 \times 10^4 \text{ t}$ 。通过机械分离、化学热洗、生物处理等对油泥固废进行无害化处理, 去除其中石油烃等污染物, 将经过无害化处置的泥浆、泥饼等用于堵水调剖、铺垫道路、制成建筑材料等, 实现资源化利用。

(4) 推动节能减排降碳。加强节能降耗管控, 建立能耗监测系统, 实时监测重点环节能耗情况, 将节能减排工作纳入绩效考核, 及时发现并解决能耗异常问题。实施节能技术改造和设备升级, 应用“电代油”钻井压裂技术, 提高开发电气化率, 引进节能电机、无功补偿、变频输油、高效相变加热炉等高效节能设备, 优化简化工艺流程, 减少生产中能源消耗, 庆城页岩油吨油单耗由  $34.2 \text{ kg}$  标煤下降至  $31.2 \text{ kg}$  标煤, 优于上游平均水平, 如图 7 所示。

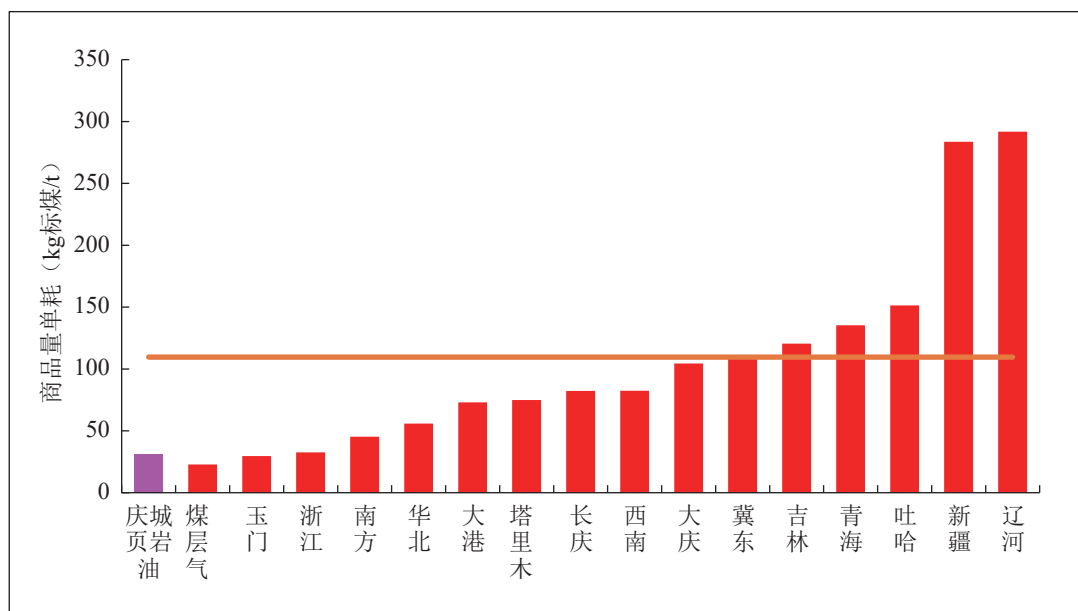


图 7 上游企业油气商品量单耗 (kg 标煤/吨)

Fig. 7 Unit Consumption of Oil and Gas Commodities by Upstream Enterprises (kg of Standard Coal per Ton)

从图 7 中可以看出, 上游企业平均吨油单耗  $109.6 \text{ kg}$  标煤, 其中辽河和新疆油田吨油单耗较高分别为  $283.6 \text{ kg}$  标煤和  $291.8 \text{ kg}$  标煤, 煤层气和玉门油田最低, 分别为  $22.8 \text{ kg}$  标煤、 $29.6 \text{ kg}$  标煤, 长庆油田吨油单耗处于居中水平为  $82.3 \text{ kg}$  标煤, 庆城油田页岩油吨油单耗为  $31.2 \text{ kg}$  标煤, 优于长庆油田整体水平, 接近上游企业最优水平。

推进伴生气综合回收利用, 按照“应收尽收、全额回收、系统配套、管网互通”的思路, 通过平台定压集

气、油气密闭集输、零散气回收、伴生气集中处理等技术,大力发展轻烃生产和燃气发电产业,将伴生气加工制成轻烃、压缩天然气 (CNG)、液化天然气 (LNG) 等销售产品,富余气量用于燃气发电,日回收伴生气  $59.3 \times 10^4 \text{ m}^3$ ,年燃气发电量  $5\,620 \times 10^4 \text{ kW} \cdot \text{h}$ ,年产轻烃和 LNG  $15 \times 10^4 \text{ t}$ 。2021 年至 2024 年,庆城页岩油开发伴生气处理场站数量由 3 座增加至 11 座,日处理气量由  $9.7 \times 10^4 \text{ m}^3$  增加至  $59.3 \times 10^4 \text{ m}^3$ ,年减排二氧化碳  $75 \times 10^4 \text{ t}$ ,预计 2025 年可达到  $74 \times 10^4 \text{ m}^3$ ,可实现减排二氧化碳  $93 \times 10^4 \text{ t}$ 。

(5)推动新能源产业发展。多元化布局光伏发电、CCUS、清洁热力、等新能源产业,充分发挥页岩油大平台土地资源优势和自消纳便利,在井站闲置土地建设分布式光伏,总装机规模达到  $10.88 \text{ MW}$ ,年发绿电  $1\,500 \times 10^4 \text{ kW} \cdot \text{h}$ ,如图 8 所示。

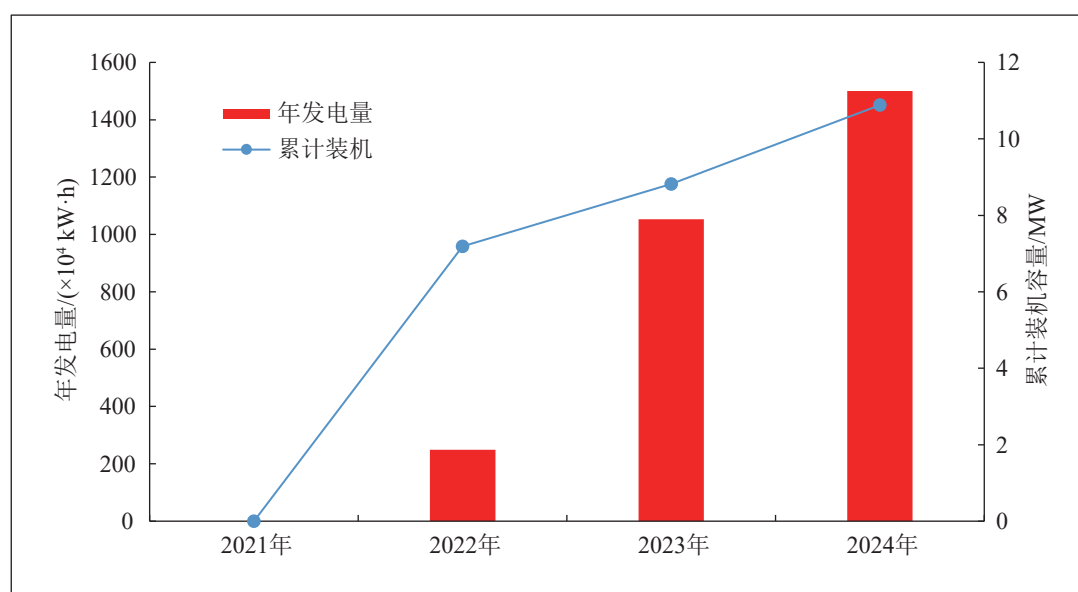


图 8 庆城页岩油分布式光伏发电量统计

Fig. 8 Statistics of photovoltaic power generation over the years for Qingcheng shale oil

从图 8 中可以看出,2022 年庆城页岩油利用大平台土地资源便利,规模建设分布式光伏发电项目,当年装机达  $7.185 \text{ MW}$ 、年发电量  $249 \times 10^4 \text{ kW} \cdot \text{h}$ ,2023 年、2024 年继续利用闲置空地开展分布式光伏建设,装机规模和年发电能力逐步提升,2024 年年发绿电预计突破  $1\,500 \times 10^4 \text{ kW} \cdot \text{h}$ ,折合油气当量  $3\,208 \text{ t}$ 。

同时,基于页岩油准自然能量开发特性,积极探索试验 CCUS 二次补能和二氧化碳前置压裂等协同碳埋存与高效驱油技术<sup>[29]</sup>,年埋碳  $14 \times 10^4 \text{ t}$ ;大力布局清洁热力新项目,对页岩油开发过程中的地热和生产过程中的余热进行综合利用改造,实施清洁热力替代,减少流程热能消耗和环境污染,年节电  $168.6 \times 10^4 \text{ kW} \cdot \text{h}$ 、减排二氧化碳  $289.6 \text{ t}$ 。

## 2 结果现象讨论

### 2.1 油气产量年增长率达 30% 原因分析

在页岩油资源勘探开发的过程中,油气生产单位注重生态环境保护,通过践行生态开发策略,实现了资源有效开发与生态环境保护协同发展的和谐统一,保障了页岩油资源的快速规模开发,庆城油田页岩油产量持续增长势头强劲,行业引领示范作用显著。如图 9 所示:

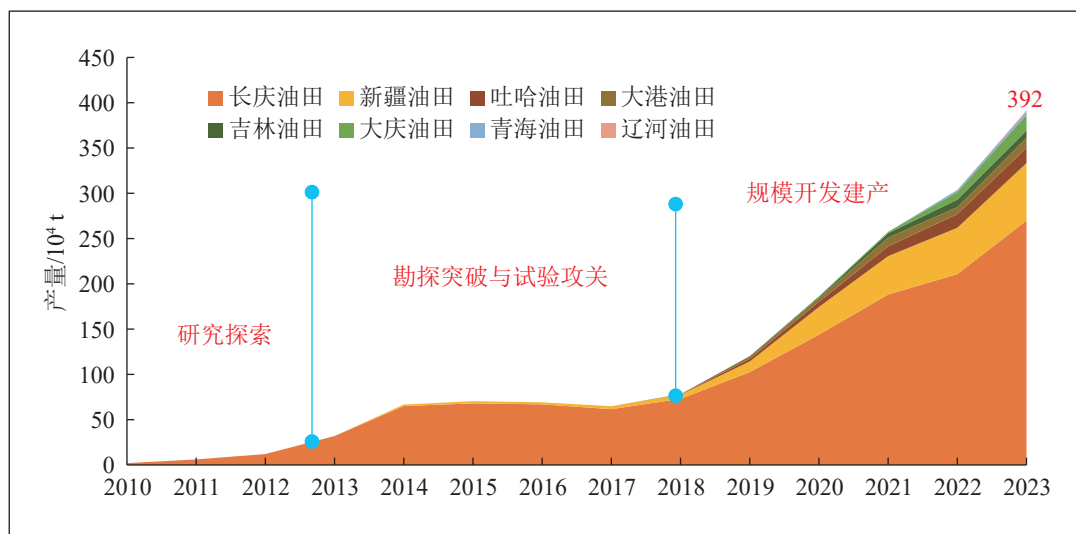


图9 中国页岩油产量增长剖面图

Fig. 9 Growth Profile of China's Shale Oil Production

从图9中可以看出,中国页岩油经历研究探索、勘探突破与试验攻关、规模开发建产三个阶段。长庆油田对页岩油开发研究探索的较早,自2010年开始,但当时受限于技术壁垒,整体产量较低,仅维持在 $10 \times 10^4 \text{ t}$ 规模。2013年开始进入勘探突破与试验攻关阶段,借鉴北美页岩油“水平井+多段压裂”技术<sup>[30]</sup>,加大勘探开发关键技术的试验攻关,年产量增长维持在 $70 \times 10^4 \text{ t}$ 左右,具备一定规模,这一阶段新疆油田刚开始起步研究页岩油资源开发,产量规模较小。至2018年,页岩油勘探开发关键技术取得突破性进展,掀起了中国陆相页岩油革命浪潮,页岩油产量规模逐年大幅攀升。长庆庆城油田页岩油、新疆吉木萨尔页岩油初步实现规模开发,实现了页岩油工业起步。这其中尤以长庆庆城页岩油产量攀升势头强劲,以年产量 $30 \times 10^4 \text{ t}$ 到 $40 \times 10^4 \text{ t}$ 的增幅规模上产,年均产量增幅达到了30%以上,2023年页岩油产量达到 $269.9 \times 10^4 \text{ t}$ ,占到国内页岩油总产量的2/3,产量增幅、速度、规模均领先于同行业,在各大油田行业中引领示范作用显著。

通过总结分析近年来的开发实践,庆城页岩油产量快速增长主要得益于以下四方面原因:

(1)增储上产的政策导向。中国页岩油储量丰富,具有较大的潜在产量空间。国家作出加大油气资源勘探开发力度的战略部署,将页岩油等非常规资源作为油田重要的战略接替资源,先后在准噶尔盆地吉木萨尔凹陷二叠系、鄂尔多斯盆地三叠系、渤海湾盆地古近系、松辽盆地白垩系、四川盆地侏罗系和苏北盆地古近系等取得重大突破和积极进展,新疆吉木萨尔、大庆古龙、胜利济阳3个国家级示范区建设持续推进<sup>[31]</sup>,国家政策的引导和支持推动了页岩油的快速增储上产。从国家政策层面引领了页岩油开发。

(2)丰富的储量资源基础。据“十三五”全国资源评价,中国石油陆上中高熟页岩油资源量 $201 \times 10^8 \text{ t}$ ,占全国71%。主要分布在鄂尔多斯、松辽、渤海湾、准噶尔等盆地,落实页岩油三级储量 $44 \times 10^8 \text{ t}$ ,其中探明储量 $14.08 \times 10^8 \text{ t}$ <sup>[32]</sup>。庆城油田位于鄂尔多斯盆地中南部,累计提交石油探明地质储量 $11.54 \times 10^8 \text{ t}$ ,是中国已探明储量规模最大的页岩油田。鄂尔多斯盆地、松辽盆地、渤海湾盆地、准噶尔盆地页岩油地质资源量丰富,是中国石油页岩油开发上产的主要区域。其中鄂尔多斯盆地页岩油地质资源量达 $60.5 \times 10^8 \text{ t}$ ,占中国石油页岩油资源量的30.1%,其勘探开发主要区域为庆城油田三叠系长7页岩油,累计提交探明储量 $11.54 \times 10^8 \text{ t}$ ,占中国石油页岩油总探明储量的82%,具备规模开发、快速上产的先天资源基础。

(3)关键技术的创新与突破。庆城油田是中国开发时间较长、开发规模最大的页岩油田,开发页岩油类型主要为夹层型,地质构造条件复杂,整体储层非均质性强,原油性质变化大,实现规模效益开发难度大。早在2011年,在庆城油田陇东地区就率先部署,开辟了西233、庄183、宁89中国陆上首个页岩油水平井试验区,借鉴北美页岩油“水平井+体积压裂”的开发理念,技术攻关取得了重大突破,坚定了盆地页岩油规模

效益勘探开发的信心。2018 年至今,通过持续深化基础理论研究、加强技术攻关创新,在地质“甜点”优选、改造工艺、合理生产制度等方面取得了一系列突破,形成了长 7 页岩油地质工程一体化的主体开发技术体系,如图 10 所示。

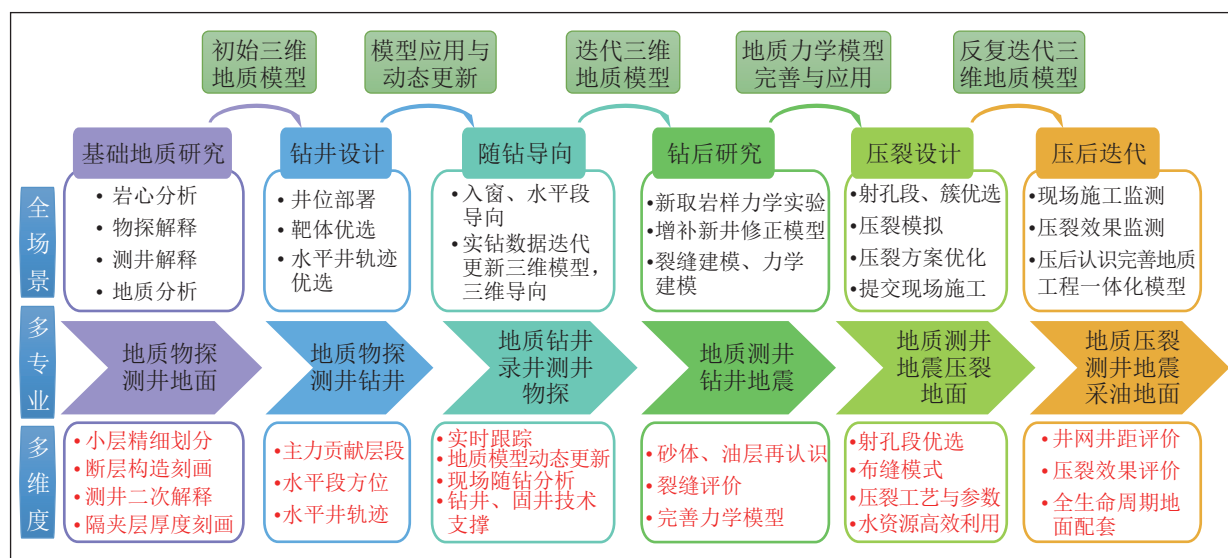


图 10 地质工程一体化开发技术体系

Fig. 10 Integrated geological engineering development technology system

从图 10 中可以看出,庆城页岩油地质工程一体化开发技术创新涵盖基础地质研究、钻井设计、随钻导向、钻后研究、压裂设计、压后迭代多场景,地质、物探、钻测录井、地面、采油等多专业,水平井轨迹、井网井距评价、裂缝评价、砂体油层认识等多维度,创新应用三维地震、地球物理测井、地质力学建模、地质甜点优选等技术,形成页岩油高效产建一体化 workflow,推动体积压裂技术不断迭代升级,基础理论研究和工程技术水平不断提升,支撑实现庆城油田长 7 页岩油规模效益开发。

(4)运营模式的提效改革。中国工程院刘合院士研究团队发表的《中国非常规油气开发的“一全六化”系统工程方法论》,提出了非常规油气效益开发的“一全六化”方法论,即全生命周期管理、一体化统筹、专业化协同、市场化运作、社会化支撑、数字化管理、绿色化发展,对实现资源大规模效益动用和大幅度提高年产量提供了指导借鉴,在吉木萨尔页岩油应用取得良好效果。庆城页岩油深入总结借鉴“一全六化”页岩油勘探开发理念,在页岩油革命中着力推动生产关系、生产力、管理方式三方面进行颠覆性变革,推行“扁平化”组织模式改革<sup>[33]</sup>,搭建油气生产物联网系统,创新大项目组产建开发模式,构建“一体化总包+专业总承包”的市场化运行机制,推行“以量换价”“工厂直达现场”等规模采购降本模式,形成了“架构扁平化、运行市场化、生产数智化”的页岩油开发管理模式,实现组织体系更加科学、资源配置合理优化、油藏经营策略灵活高效和生产运行管控有力,推动页岩油开发质量、效率提升。

## 2.2 清洁能源替代年增长率达 5% 原因分析

庆城油田聚焦国家“双碳”目标,在实现页岩油规模上产的同时兼顾油田降耗、减碳、增绿,多元化加快发展新能源业务,规模实施清洁生产,推进节能降耗减碳,清洁能源利用规模不断扩大,清洁能源替代率大幅提升。

2021 年以来庆城油田页岩油产量稳定增长,年产量增幅均保持在  $30 \times 10^4$  t 以上,但清洁能源替代率 2021 年为 1%、2022 年为 2%,在页岩油规模上产过程中清洁能源比例较低,2023 年开始重视页岩油清洁能源替代工作,在开发建设页岩油同时加大清洁能源利用规模,在 2023 年、2024 年替代率大幅提升至 7%、12%,平均年增长达 5%,实现了页岩油产量规模和清洁能源同步增长。

结合实践分析, 庆城页岩油清洁能源能够快速增长, 主要得益于以下三方面原因。

(1) 国家战略部署和政策导向。中国将绿色发展纳入“五位一体”战略布局, 提出碳达峰、碳中和目标, 国家“双碳”战略加速推进, 政府监管日趋严格, 公众和社会对石油企业的环境责任更加关注, 随着能源产业链供应链快速重构, 统筹推进非常规油气开发和绿色低碳转型成为石油企业高质量发展的重要抉择。针对页岩油开发高能耗、高碳排放、高废弃物作业的特点, 庆城油田积极制定并实施相对应的发展政策和落实举措, 规划建设页岩油绿色低碳开发示范区, 在政策、投资上加大投入, 统筹推进油气供应安全和绿色发展, 在稳产增产的基础上, 持续加大清洁能源开发利用和生产用能替代, 推动了页岩油开发清洁能源替代率的大幅提升。

(2) 新能源与油气产业链高度融合。陆上油气开发业务与新能源业务具有天然的互补、融合特点, 油气能源企业不仅在勘探、开发、生产和运营方面具备丰富的技术经验和专业知识, 还拥有广泛的基础设施网络<sup>[34]</sup>, 在布局发展“油气、地热、风光发电、绿氢、储能”等多元供能产业方面具有得天独厚的优势。2023 年国家能源局印发的《加快油气勘探开发与新能源融合发展的行动方案》中就指出, 要推动传统油气生产向综合能源开发利用和新材料制造基地转型发展, 形成油气上游领域与新能源新产业融合、多能互补的发展新格局, 持续推动能源生产供应结构转型升级。庆城油田所处黄土高原风光电资源禀赋较好, 尤其页岩油开发具备大平台闲置土地资源、驱油补能技术需求、伴生气资源丰富等先天优势, 在自然资源、土地矿权、工程作业等方面具有便利条件, 且具有很强的新能源就地消纳能力, 具备持续规模化实施清洁能源替代的基础条件, 能够实现产业间协同互促和资源高效综合利用。

(3) 清洁生产技术的大力推广应用。很多油气企业都在积极布局风电、光伏、地热、氢能、储能、海洋能、LNG 冷能等新能源以及 CCUS 等低碳产业, 石油开发领域多元化的清洁能源替代技术为页岩油资源开发提供了成熟经验和参考借鉴。庆城油田在页岩油开发建设过程中同步配套应用清洁生产技术, 以生态效益开发为目标, 充分依托产区地貌特点、生产运行模式和绿色开发技术, 对勘探、产建、开发、管理的全业务领域、全流程环节优化能耗结构, 因地制宜推动风、光、热等绿能布局利用, 促进全方位降耗减排, 逐步构建形成效益建产、高效稳产、多资源协同利用的全生命周期绿色开采技术体系, 提高清洁能源使用率。

### 3 结论建议

(1) 页岩油生态开发策略有效解决石油资源开发与环境保护之间的矛盾, 在实现环境和资源保护的基础上, 推动了页岩油规模高效增储上产, 支撑保障了百万吨规模页岩油开发示范基地的快速建成。

(2) 页岩油生态开发策略仍然面临一些技术和资金难题, 如水资源重复利用、二氧化碳压裂等通常需要大量资金投入, 目前技术水平可能无法满足生态开发的需求, 还需要持续开展技术研发和创新。

(3) 页岩油生态开发符合当下油田企业低碳转型发展趋势, 与对标世界一流导向高度契合, 要持续将生态开发策略升级打造为发展的核心竞争力, 全面提升页岩油绿色低碳开发的引领力。同时, 控降化石能源、构建清洁能源体系是产业变革趋势, 要继续坚持多元化布局, 充分发挥新能源与油气产业链高度融合的优势, 大力发展新能源产业, 形成以油气生产为主、多能互补相辅的协同发展新模式。低成本、有效益的开发是页岩油规模上产的先决条件, 而技术创新和管理改革则是推动效益开发的“关键路径”, 要着力新型绿色采油技术研发, 融合数智化、市场化等要素推进管理变革, 以效益、效率提升带动页岩油规模上产和绿色转型。

#### 致谢

感谢中国石油长庆油田分公司为庆城油田页岩油生态开发策略研究提供的政策和技术支持, 致谢长庆油田 13 个页岩油工作专班为页岩油生态开发研究提供的实践和理论支撑。

#### 投稿声明

作者排名已征得全部作者的同意, 学术观点方面全部作者的观点均一致, 涉及的专利已经征得所有发

明人的同意且已签字确认, 文章涉及的内容不存在学术不端的问题。

### 署名贡献声明

马立军, 论文的研究设计, 在解决困难和复杂问题上给予指导。

王骁睿, 对文稿数据检验分析, 确保数据质量和准确性。

赵倩倩, 牵头撰写文章, 校对文稿。

姬靖皓, 参与撰写文稿, 进行数据收集整理、统计加工。

### 利益冲突说明

1. 论文不涉及企业技术商业秘密。

2. 专家审稿时没有需要避讳的问题。

### 数据可用性声明

本研究中涉及的所有原始数据、分析脚本及研究过程中产生的其他相关数据资料, 均已妥善保存并可通过合理请求获得。为确保数据的隐私与安全, 以及遵守相关伦理与法律要求, 部分敏感或个人信息已进行脱敏处理。研究者鼓励并欢迎其他学者基于本研究数据进行进一步的探索与分析。如有数据访问需求, 请通过电子邮件联系通信作者, 并在邮件中明确说明数据使用目的、研究计划以及预期的研究成果。我们将在收到请求后的合理时间内, 根据数据共享政策与程序, 对请求进行评估并作出回应。

### 参考文献

- [1] 段文凯. 中国页岩油规模化效益化开发探析 [J]. 云南化工, 2023, 50(7): 96-99. //DUAN Wenkai. Exploring the scale and efficiency of shale oil development in China [J]. Yunnan Chemical Technology, 2023, 50(7): 96-99.
- [2] 贾承造, 王祖纲, 姜林, 等. 中国页岩油勘探开发研究进展与科学技术问题 [J]. 世界石油工业, 2024, 31(4): 1-11. //JIA Chengzao, WANG Zugang, JIANG Lin, et al. Progress and key scientific and technological problems of shale oil exploration and development in China [J]. World Petroleum Industry, 2024, 31(4): 1-11.
- [3] 葛富民. 低碳经济背景下我国石油石化行业发展研究 [J]. 环渤海经济瞭望, 2024(7): 67-70. //GE Fumin. Research on the development of China's petroleum and petrochemical industry under the background of low-carbon economy [J]. Economic Outlook the Bohai Sea, 2024(7): 67-70.
- [4] 金之钧, 朱如凯, 梁新平, 等. 当前陆相页岩油勘探开发值得关注的几个问题 [J]. 石油勘探与开发, 2021, 48(6): 1276-1287. //JIN Zhijun, ZHU Rukai, LIANG Xinping, et al. Several issues worthy of attention in current lacustrine shale oil exploration and development [J]. Petroleum Exploration and Development, 2021, 48(6): 1276-1287.
- [5] 马跃, 向卿谊, 丁康乐. 国内外油页岩工业发展现状 [J]. 世界石油工业, 2024, 31(1): 16-25. //MA Yue, XIANG Qingyi, DING Kangle. Development of oil shale at home and abroad [J]. World Petroleum Industry, 2024, 31(1): 16-25.
- [6] 邹才能, 杨智, 李国欣, 等. 中国为什么可以实现陆相“页岩油革命”? [J]. 地球科学, 2022, 33(5): 1324-1327. //ZOU Caineng, YANG Zhi, LI Guoxin, et al. Why can China realize the continental Shale Oil Revolution? [J]. Journal of Earth Science, 2022, 33(5): 1324-1327.
- [7] 张博, 孙旭东, 刘颖, 等. 能源新技术新兴产业发展动态与 2035 战略对策 [J]. 中国工程科学, 2020, 22(2): 38-46. //ZHANG Bo, SUN Xudong, LIU Ying, et al. Development trends and strategic countermeasures of China's emerging energy technology industry toward 2035 [J]. Engineering Sciences, 2020, 22(2): 38-46.
- [8] 朱旭峰, 薛佳依, 魏俊杰. “双碳”目标下企业绿色转型和低碳发展的路径研究 [J]. 生态文明研究, 2024(5): 24-36. //ZHU Xufeng, XUE Jiayi, WEI Junjie. Research on the path of green transformation and low-carbon development of enterprises under the "Dual Carbon" target [J]. Journal of Eco-civilization Studies, 2024(5): 24-36.
- [9] 杨国丰, 周庆凡, 卢雪梅. 页岩油勘探开发成本研究 [J]. 中国石油勘探, 2019, 24(5): 576-588. //YANG Guofeng, ZHOU Qingfan, LU Xuemei. Study on the cost of shale oil exploration and development [J]. China Petroleum Exploration, 2019, 24(5): 576-588.
- [10] 杨晋玉, 陈晓平, 李超, 等. 基于经济效益评价的页岩油水平井加密调整参数优化——以鄂尔多斯盆地 XAB 油田长 7 页

- 岩油藏为例 [J]. [中国石油勘探](#), 2023, 28(4): 129-138. //YANG Jinyu, CHEN Xiaoping, LI Chao, et al. Optimization of infill adjustment parameters of horizontal shale oil wells based on economic benefit evaluation: a case study of shale oil reservoir in the seventh member of Yanchang formation in XAB Oilfield, Ordos basin [J]. [China Petroleum Exploration](#), 2023, 28(4): 129-138.
- [11] 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.
- [12] 王斐, 朱国承, 霍富永, 等. 庆城油田长 7 页岩油地面工艺技术研究与应用 [J]. [油气田地面工程](#), 2023, 42(7): 56-60. //WANG Fei, ZHU Guocheng, HUO Fuyong, et al. Research and application of the surface technology of chang 7 shale oil in qingcheng oilfield [J]. [Oil-Gasfield Surface Engineering](#), 2023, 42(7): 56-60.
- [13] 王陶, 张志智, 孙潇磊. 低碳背景下碳市场的发展及其对石油石化行业的启示 [J]. [辽宁化工](#), 2020, 49(6): 647-650. //WANG Tao, ZHANG Zhizhi, SUN Xiaolei. Research on the development of carbon market based on the background of low carbon and its enlightenment to petroleum and petrochemical industry [J]. [Liaoning Chemical Industry](#), 2020, 49(6): 647-650.
- [14] 朱红钧, 李英媚, 陈俊文, 等. “双碳”目标下中国石油企业绿色减碳路径 [J]. [天然气工业](#), 2024, 44(4): 180-189. //ZHU Hongjun, LI Yingmei, CHEN Junwen, et al. Carbon reduction paths for Chinese oil companies under the carbon peaking and carbon neutrality goals [J]. [Natural Gas Industry](#), 2024, 44(4): 180-189.
- [15] 付金华, 王龙, 陈修, 等. 鄂尔多斯盆地长 7 页岩油勘探开发新进展及前景展望 [J]. [中国石油勘探](#), 2023, 28(5): 1-14. //FU Jinhua, WANG Long, CHEN Xiu, et al. Progress and prospects of shale oil exploration and development in the seventh member of Yanchang Formation in Ordos Basin [J]. [China Petroleum Exploration](#), 2023, 28(5): 1-14.
- [16] 高芸, 王蓓, 胡迤丹, 等. 2023 年中国天然气发展述评及 2024 年展望 [J]. [天然气工业](#), 2024, 44(2): 166-177. //GAO Yun, WANG Bei, HU Yidan, et al. Development of China's natural gas: Review 2023 and outlook 2024 [J]. [Natural Gas Industry](#), 2024, 44(2): 166-177.
- [17] 周雪. 美国页岩油勘探开发现状及其对中国的启示 [J]. [现代化工](#), 2022, 42(7): 5-9. //ZHOU Xue. The current status of shale oil exploration and development in the United States and its implications for China [J]. [Modern Chemical Industry](#), 2022, 42(7): 5-9.
- [18] 张矿生, 唐梅荣, 杜现飞, 等. 鄂尔多斯盆地页岩油水平井体积压裂改造策略思考 [J]. [天然气地球科学](#), 2021, 32(12): 1859-1866. //ZHANG Kuangsheng, TANG Meirong, DU Xianfei, et al. Considerations on the strategy of volume fracturing for shale oil horizontal wells in Ordos Basin [J]. [Natural Gas Geoscience](#), 2021, 32(12): 1859-1866.
- [19] 赵喆, 白斌, 刘畅, 等. 中国石油陆上中-高成熟度页岩油勘探现状、进展与未来思考 [J]. [石油与天然气地质](#), 2024, 45(2): 327-340. //ZHAO Zhe, BAI Bin, LIU Chang, et al. Current status, advances, and prospects of CNPC's exploration of onshore moderately to highly mature shale oil reservoirs [J]. [Oil & Gas Geology](#), 2024, 45(2): 327-340.
- [20] 冯立勇, 郭晨光, 冯三勇. 庆城油田西区长 7 油藏差异性及其稳产对策研究 [J]. [石油化工应用](#), 2023, 42(7): 74-78. //FENG Liyong, GUO Chenguang, FENG Sanyong. Research on reservoir heterogeneity and stable production strategies for Chang 7 reservoir in the western area of Qingcheng Oilfield [J]. [Petrochemical Industry Application](#), 2023, 42(7): 74-78.
- [21] 钟建伟, 黄战卫, 刘环宇, 等. 高气油比页岩油同步回转混输装置 [J]. [石油钻采工艺](#), 2024, 46(2): 258-266. //ZHONG Jianwei, HUANG Zhanwei, LIU Huanyu, et al. Synchronous rotary multiphase flow unit used for high gas/oil ratio shale oil mixed transport [J]. [Oil Drilling & Production Technology](#), 2024, 46(2): 258-266.
- [22] 党永潮, 梁晓伟, 罗锦昌, 等. 国家示范工程陆相湖盆夹层型页岩油高效开发技术 [J]. [石油钻采工艺](#), 2024, 46(2): 208-219. //DANG Yongchao, LIANG Xiaowei, LUO Jinchang, et al. High-efficiency development technology for interbedded shale oil in terrestrial lake basin of National demonstration project [J]. [Oil Drilling & Production Technology](#), 2024, 46(2): 208-219.
- [23] 慕立俊, 拜杰, 齐银, 等. 庆城夹层型页岩油地质工程一体化压裂技术 [J]. [石油钻探技术](#), 2023, 51(5): 33-41. //MU Lijun, BAI Jie, QI Yin, et al. Geological engineering integrated fracturing technology for qingcheng interlayer shale oil [J]. [Petroleum Drilling Techniques](#), 2023, 51(5): 33-41.

- [24] 李国欣, 吴志宇, 李桢, 等. 陆相源内非常规石油甜点优选与水平井立体开发技术实践——以鄂尔多斯盆地延长组 7 段为例 [J]. *石油学报*, 2021, 42(6): 736-750. //LI Guoxin, WU Zhiyu, LI Zhen, et al. Optimal selection of unconventional petroleum sweet spots inside continental source kitchens and actual application of three-dimensional development technology in horizontal wells: a case study of the Member 7 of Yanchang Formation in Ordos Basin [J]. *Acta Petrolei Sinica*, 2021, 42(6): 736-750.
- [25] 石道涵, 张矿生, 唐梅荣. 长庆油田页岩油水平井体积压裂技术发展与应用 [J]. *石油科技论坛*, 2022, 41(3): 10-17. //SHI Daohan, ZHANG Kuangsheng, TANG Meirong. Development and application of shale oil horizontal well volume fracturing technology in Changqing Oilfield [J]. *Petroleum Science and Technology Forum*, 2022, 41(3): 10-17.
- [26] 胡文瑞, 魏漪, 鲍敬伟. 鄂尔多斯盆地非常规油气开发技术与管理模式 [J]. *工程管理科技前沿*, 2023, 42(3): 1-10. //HU Wenrui, WEI Yi, BAO Jingwei. Development technology and management mode of unconventional oil and gas resources in Ordos Basin [J]. *Frontiers of Science & Technology of Engineering Management*, 2023, 42(3): 1-10.
- [27] 马立军, 梁晓伟, 贾剑波, 等. 陆相夹层型页岩油超长水平井开发技术 [J]. *石油钻采工艺*, 2024, 46(2): 220-227, 237. //MA Lijun, LIANG Xiaowei, JIA Jianbo, et al. Ultra-long horizontal well development technology for continental interbedded shale oil [J]. *Oil Drilling & Production Technology*, 2024, 46(2): 220-227, 237.
- [28] 何永宏, 李桢, 樊建明, 等. 鄂尔多斯盆地页岩油开发井网优化技术及实践——以庆城油田为例 [J]. *石油学报*, 2024, 45(4): 683-697. //HE Yonghong, LI Zhen, FAN Jianming, et al. Optimization technique of development well pattern of shale oil in Ordos Basin and its application: a case study of Qingcheng oilfield [J]. *Acta Petrolei Sinica*, 2024, 45(4): 683-697.
- [29] 廖广志, 王高峰, 王正茂, 等. 协同推进高效驱油与终极埋存加速形成 CCUS 新质生产力 [J]. *石油科技论坛*, 2024, 43(3): 1-9. //LIAO Guangzhi, WANG Gaofeng, WANG Zhengmao, et al. Collaborate for high-efficiency oil displacement and final burial; accelerate development of CCUS new quality productive forces [J]. *Petroleum Science and Technology Forum*, 2024, 43(3): 1-9.
- [30] MCMAHON T P, LARSON T E, ZHANG T, et al. 美国页岩油气地质特征及勘探开发进展 [J]. *石油勘探与开发*, 2024, 51(4): 807-828. //MCMAHON T P, LARSON T E, ZHANG T, et al. Geologic characteristics, exploration and production progress of shale oil and gas in the United States: an overview [J]. *Petroleum Exploration and Development*, 2024, 51(4): 807-828.
- [31] 刘慧民, 王敏生, 李中超, 等. 中国页岩油勘探开发面临的挑战与高效运营机制研究 [J]. *石油钻探技术*, 2024, 52(3): 1-10. //LIU Huimin, WANG Minsheng, LI Zhongchao, et al. Challenges and efficient operation mechanism of shale oil exploration and development in China [J]. *Petroleum Drilling Techniques*, 2024, 52(3): 1-10.
- [32] 周舟摘编. 2022 年全国油气勘探开发十大标志性成果发布 8 项成果由中国石油主导或参与 [J]. *天然气与石油*, 2023, 41(1): 119. //Selected by ZHOU Zhou. The top ten landmark achievements in national oil and gas exploration and development in 2022 were released, with 8 achievements led or participated by China National Petroleum Corporation [J]. *Natural Gas and Oil*, 2023, 41(1): 119.
- [33] 徐佳, 高鹏. "改"出新活力"革"出新路径: 长庆油田创新生产组织模式助推高质量发展纪实 [N]. *中国石油报*, 2022-12-13(4). //XU Jia, GAO Peng. "Transforming" into new vitality and "innovating" into new paths: Changqing Oilfield innovative production organization model to promote high-quality development documentary [N]. *China Petroleum Daily*, 2022-12-13(4).
- [34] 梁英波, 张国生, 张安, 等. 新型能源体系建设路径及油气与新能源融合发展的思考 [J]. *北京石油管理干部学院学报*, 2024, 31(2): 22-27. //LIANG Yingbo, ZHANG Guosheng, ZHANG An, et al. Thoughts on the development path of a new energy system and the integrated development of oil & gas with renewable energy [J]. *Journal of Beijing Petroleum Managers Training Institute*, 2024, 31(2): 22-27.