

<https://doi.org/10.3799/dqkx.2022.422>



中国陆相页岩油示范区发展现状及建设可行性评价指标体系

蔚远江^{1,2}, 王红岩^{1,2}, 刘德勋^{1,2}, 赵群^{1,2}, 李晓波^{1,2}, 武瑾^{1,2}, 夏遵义^{1,2}

1. 中国石油勘探开发研究院, 北京 100083
2. 国家能源页岩气研发(实验)中心, 北京 100083

摘要: 页岩油示范区建设对引领和推动我国陆相页岩油规模效益开发、产业持续发展意义重大。基于现有国家级页岩油示范区发展现状与建设进展跟踪评述及其面临形势与挑战分析, 创建了(拟建)示范区可行性评价方法、评价参数与指标体系。研究表明: 我国已建陇东、吉木萨尔、古龙、济阳 4 个国家级页岩油示范区, 取得 2 项重大战略突破与储量发现、5 方面关键技术突破和集成创新, 多项工程技术参数实现了阶梯式跨越提升、地质工程一体化应用与提质增效, 形成了组织管理、生产施工、技术攻关、措施保障四方面机制模式与重要经验。示范区发育三种页岩油类型, 个别成效低于审批规划目标, 增储上产、规模效益开发潜力与压力并存。根据页岩油可行性评价重点内容、主要方法和指标体系构建原则, 建立起由资源可行性、地质条件可行性、开发技术可行性、环保节能可行性、经济可行性、风险对策可行性 6 个大类一级指标、18 类二级指标、126 个三级指标组成的页岩油示范区可行性评价参数与指标体系框架。4 个国家级页岩油示范区建设推进总体顺利、平稳发展, 可行性评价指标体系在内容上注重资源与地质特性、开发技术与经济评价结合, 在方法上突出参数类比法、经济评价法与综合分析法、排队比选法结合, 在指标上加强了新时期“双碳”背景下环保节能降碳、风险与对策分析的可行性评价, 可为我国页岩油示范区可行性评价和建设提供决策参考依据。

关键词: 陆相页岩油; 国家级示范区; 发展现状; 可行性; 评价方法; 评价参数; 评价指标体系; 石油地质学。

中图分类号: P618.13

文章编号: 1000-2383(2023)01-191-15

收稿日期: 2022-04-20

Development Status and Feasibility Evaluation Index System of Continental Shale Oil Demonstration Area in China

Yu Yuanjiang^{1,2}, Wang Hongyan^{1,2}, Liu Dexun^{1,2}, Zhao Qun^{1,2}, Li Xiaobo^{1,2}, Wu Jin^{1,2}, Xia Zunyi^{1,2}

1. PetroChina Research Institute of Petroleum Exploration & Development, Beijing 100083, China
2. National Energy Shale Gas R&D (Experiment) Center, Beijing 100083, China

Abstract: The construction of shale oil demonstration area is of great significance to leading and promoting the scale benefit development of continental shale oil and the sustainable development of the industry in China. Based on the development status and construction progress of the existing national shale oil demonstration area, as well as the analysis of the situation and challenges faced, the feasibility evaluation method, evaluation parameters and index system of the (proposed) demonstration area are

基金项目: 中国石油天然气集团有限公司重点课题(No.2020D-5010-35); 中国石油天然气股份有限公司重点项目(No.2021DJ19)。

作者简介: 蔚远江(1966—), 男, 高级工程师, 博士, 主要从事非常规油气地质综合评价与规划部署、沉积学与盆地分析。ORCID: 0000-0003-0091-6628. E-mail: 724631322@qq.com

引用格式: 蔚远江, 王红岩, 刘德勋, 赵群, 李晓波, 武瑾, 夏遵义, 2023. 中国陆相页岩油示范区发展现状及建设可行性评价指标体系. 地球科学, 48(1): 191-205.

Citation: Yu Yuanjiang, Wang Hongyan, Liu Dexun, Zhao Qun, Li Xiaobo, Wu Jin, Xia Zunyi, 2023. Development Status and Feasibility Evaluation Index System of Continental Shale Oil Demonstration Area in China. *Earth Science*, 48(1): 191-205.

established. China's Longdong, Jimusar, Gulong and Jiyang demonstration areas have made two major strategic breakthroughs and reserves discovery of shale oil, five key technological breakthroughs and integrated innovation. A number of engineering and technical parameters have achieved step-by-step leapfrog upgrading, geology-engineering integration application, quality improvement and efficiency increase, forming the mechanism mode and gaining important experience in four aspects: organization and management, production and construction, technical breakthrough and measure guarantee. There are three types of shale oil developed in the demonstration area, individual achievements are lower than the approval planning objectives, potential and pressure of increasing reserves and production as well as scale benefit development coexist. According to the key contents, main methods and parameter-index system construction principles of shale oil feasibility evaluation, six categories of primary indicators (including resource feasibility, geological condition feasibility, development technology feasibility, environmental protection and energy conservation feasibility, economic feasibility and risk countermeasure feasibility), 18 categories of secondary indicators, 126 three-level indicators are established, which constitutes the feasibility evaluation index system framework of shale oil demonstration. In general, the construction of three national shale oil demonstration areas has been smoothly promoted and developed steadily. The feasibility evaluation parameter-index system pays attention to the combination of resources and geological characteristics, development technology and economic evaluation in terms of content, highlights the combination of parameter analogy method, economic evaluation method and comprehensive analysis method and queuing comparison method in terms of methods, and strengthens the feasibility evaluation of environmental protection, energy conservation and carbon reduction, risk and countermeasure analysis under the background of "dual carbon" goals in the new era. It is expected to provide decision-making reference for the feasibility evaluation and construction of shale oil demonstration areas in China.

Key words: continental shale oil; national demonstration area; development status; feasibility; evaluation method; evaluation parameter; evaluation index system; petroleum geology.

0 引言

页岩油国家级示范区(基地)是指经国家能源局或自然资源部批准,在推进页岩油产业创新和新技术发展方面先行先试、探索经验、做出示范的区域,对加快发展非常规油气新兴产业、加快转变油气产业发展方式具有重要的引领、示范、带动作用。我国陆相页岩油资源丰富,分布于松辽、鄂尔多斯、准噶尔、渤海湾等大型沉积盆地(邹才能等,2022),2021年产量 268×10^4 t。陆相页岩油将成为我国石油增储上产的重要补充和战略接替领域,加快发展是助力能源安全保障的现实途径。开展页岩油国家级示范区建设可行性评价,对引领和推动陆相页岩油规模效益开发、产业持续发展意义重大,将为页岩油降本增效积累经验、为增储上产做出贡献。

可行性评价是项目投资决策的基础,也是项目评价的重要前提和基础工作。国外的相关研究早期主要集中于项目可行性评价,联合国20世纪70年代组织编写了《项目评价准则》一书(Dasgupta *et al.*, 1972;童瑶,2019),1995年最早研究并建立了项目可持续发展评价指标体系(任立文,2021)。国内的研究多集中于各自行业与专业领域、多个维度构建可行性评价指标体系与层次分析法等的量化评价,1981年中国政府颁布项目可行性审核条例至今,相

关评价理论和方法已较成熟(童瑶,2019;任立文,2021)。近期有学者阐述了个别示范区内页岩油形成地质条件与评价技术(王小军等,2019;李国欣等,2021;何小东等,2022)、资源经济性评价方法与甜点评价技术(朱文丽,2015;黄旭楠等,2016;梁兴等,2016,2020;牛卫涛等,2021),对“双碳”目标下页岩油示范区可行性评价、各类关键评价参数与指标体系、经济可行性的研究极少涉及。目前缺乏页岩油示范区可行性评价参数与标准,尚未建立业内比较公认的页岩油示范区可行性评价指标体系。本文基于综合研究,提出了基于资源储量潜力、地质条件、技术发展、经济可行性、环保节能、风险对策因素来评估页岩油示范区可行性的方法和相关指标体系,以期为我国页岩油示范区可行性评价和建设提供决策参考依据。

1 陆相页岩油示范区发展现状

我国目前建有4个国家级页岩油开发示范区(基地),包括中国石油陇东、古龙、吉木萨尔和中国石化胜利济阳示范区。重点对中国石油3个示范区按照设立时间进行简述。

1.1 陇东国家级页岩油开发示范基地

1.1.1 勘探开发进展与储量产量 该示范基地于

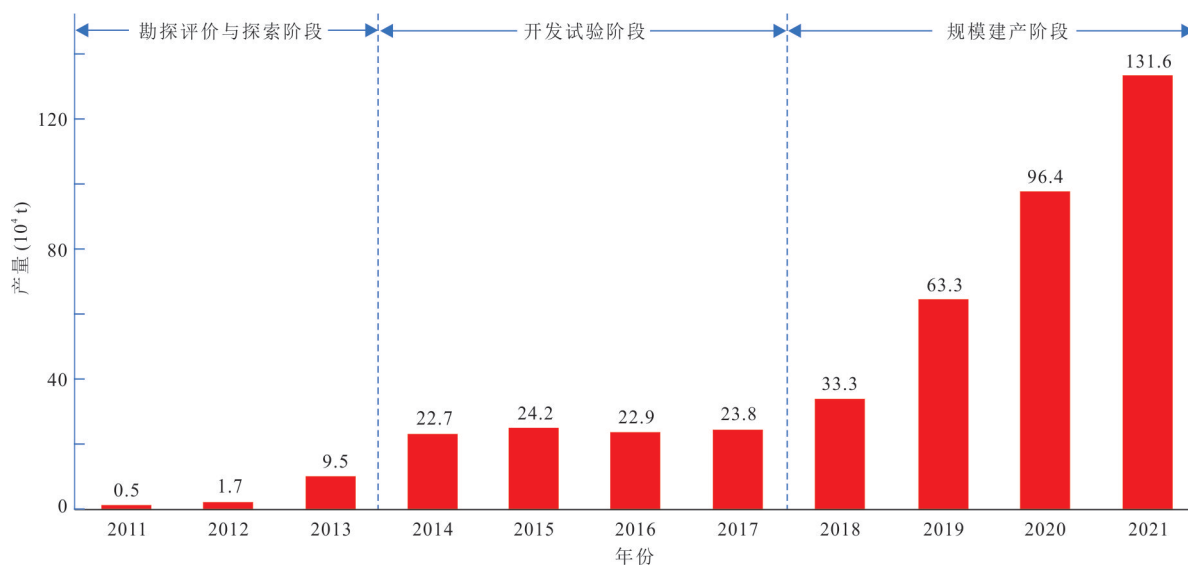


图1 陇东页岩油示范区发展阶段及历年产量分布

Fig.1 Development stage and annual output of Longdong shale oil demonstration area

据《长庆油田公司2021年度油田开发工作报告》,中国石油长庆油田公司,2021

2018年依托“十三五”国家科技重大专项《鄂尔多斯盆地致密油开发示范工程》建立,由中国石油长庆油田公司庆城油田作业区开发管理.其位于鄂尔多斯盆地陇东地区,面积约6 100 km²,开发层系为延长组长7油层组,主要分布在华池、合水地区.至2021年底,发现了中国首个10亿吨级页岩油整装大油田——庆城油田(焦方正,2021;张矿生等,2022),累计提交三级地质储量14.78×10⁸ t,其中新增原油探明地质储量10.51×10⁸ t,勘探获重大战略突破与地质储量发现登上了油气十大新闻榜(薛婷等,2021).

陇东地区页岩油先后经历了勘探评价与探索(2011—2013年)、开发试验(2014—2017年)、规模建产(2018年至今)3个发展阶段(图1).截止2021年底,完钻水平井577口,其中水平段2 000 m以上“一趟钻”33口,一趟钻比例48.5%,全部实现大井丛部署、单平台5部钻机工厂化作业;投产水平井383口,平均水平段长1 682 m,单井日产油11~18 t,单井平均年累产油达到4 577 t,2021年产量131.6×10⁴ t(图1),率先初步建成国内首个百万吨整装页岩油开发示范基地(薛婷等,2021;张矿生等,2022).

1.1.2 关键技术进展与攻关成效 近3年陇东示范基地开展各类现场攻关试验852井次,集成创新以“水平井+体积压裂”为核心的五大技术系列18项配套技术,取得了五方面关键技术突破(中国石油长庆油田公司,2021),实现了地质工

程一体化应用与规模效益开发.

一是创新了页岩油储层多学科“甜点”优选和“甜点”分类评价技术,提高了油层钻遇率.筛选了有效孔隙度、油层厚度、含油饱和度、岩石力学及经济效益等关键参数表征页岩薄储层,采用多学科“甜点”优选和分类评价、地质工程一体化大数据分析和多参数融合图像技术,构建了页岩油“甜点”分类评价标准,筛选了纵向、平面和水平段甜点以及630×10⁴ t建产目标区和目标小层,砂体钻遇率由74%提高至89.2%,水平井油层钻遇率由72.3%提高至79.3%.

二是创新了小井距、大井丛、立体式、长水平井、大平台、扇形井网布井技术,实现了多薄层有效动用.攻关黄土塬地面小井场多层水平井交错布井等技术,应用数值模拟、矿场实践和工程经济效益评价等多因素方法,结合重力流沉积砂体横向连续性、储层非均质性,优化合理水平段长度为1 500~2 000 m、单层水平井合理开发井距为300~400 m,建成10口井以上大平台15座(229口井)、占总井数的30.1%.单平台部署井数由1~2口提升到6~8口,最大平台布井数由6口增加到31口,平台控制储量由360×10⁴ t上升至1 020×10⁴ t,水平井初期采油速度由0.8%提高到1.8%,采收率由6.0%提高到9.0%,实现了页岩油多小层薄砂体叠合储量一次性全部动用.

三是创立了页岩油水平井超前补能降递减开

发技术,单井产量大幅提升.制定了压后闷井渗吸制度,攻关页岩油水平井超前补能开发技术,将 1 500 m 水平段长水平井的入地液量优化为 $(2.8\sim 3.0)\times 10^4\text{ m}^3$,地层压力系数由 0.8 大幅提升到 1.3 左右,单井初期产量由前期的 9.6 t/d 上升到 18.0 t/d,单井第一年累计产油量由 2 380 t 上升到 5 256 t,单井估算最终可采储量由 $1.8\times 10^4\text{ t}$ 提高至 $2.6\times 10^4\text{ t}$ (张矿生等,2022).

四是创建陆相低压(压力系数 0.7~0.8)页岩油效益开发模式,实现了工厂化效益建产.针对长 7 页岩油压力系数低、天然能量不足、整体递减较大、稳产难度大等特点集中攻关,形成“区域分步接替、有序集中作业”结合“超大井丛布井钻井、试油、投产三同向协同开发”为核心的黄土源地貌工厂化作业新模式,平均钻井周期由 29.1 天缩短至 18 天,试油周期由 45 天缩短至 28 天,综合压裂效率由 1.25 段/天提高至 3.2 段/天,工厂化作业周期缩短至 49 天,产建贡献率提高 5% 左右,实现了提速提效.以“多簇射孔+可溶球座硬分段+暂堵软分簇”为核心的细分切割体积压裂工艺技术助力产油能力比常规井增加超过 10 倍,占地面积下降六成以上,控制储量 $1\ 000\times 10^4\text{ t}$ (中国石油长庆油田公司,2021),实现以最少的用地尽可能多地开发地下储量,指标水平比肩北美.

五是创新了陆相页岩油深层超长水平井钻井技术,刷新数项钻井参数,实现了地质工程一体化应用.形成深层水平井激进钻井、井身结构优化、降摩减阻、超长水平段钻完井、无固相水基钻井液等 8 大特色技术,在业内首次采用水基钻井液、双漂浮套管下入技术,实现超长水平段井的优质安全钻完井.建成亚洲陆上最大页岩油长水平井平台——华 H100 平台,创造了单井平均钻井周期 14.7 天(最短 7.7 天)、单井平台钻井周期 181 天、国内陆上最大偏移距 1 266 m 等 18 项纪录,提速达 42%.将亚洲陆上水平井最长水平段纪录由 2 040 m(华 H100 平台)快速提升到 3 332 m(庆 H37-9 井)、4 088 m(华 H50-7 井,井深 6 266 m)和 5 060 m(华 H90-3 井,井深 7 339 m).

1.1.3 组织管理创新与实施效果 陇东示范区创新管理模式,整体开发效果好于预期,建设成效及社会经济效益显著.一是组建页岩油一体化科研攻关团队和一体化项目管理架构,通过“平台设计、生产组织、过程考核、投资控制、安全环保”责权下沉,

实施“一个平台、一个工厂”的一体化生产运行组织,促进了管理水平提升.2021 年倒逼测算 4 个平台单井井筒工程费用降至 $2\ 000\times 10^4$ 元,推动了提质增效与成本控降(中国石油长庆油田公司,2021).

二是构建水平井一体化智能化远程决策支持系统,实现“现场数据实时传输,后台系统自动预警,远程专家决策指挥”,大幅提高了开发技术管理水平和质量管控能力,整体开发效果好于预期.

三是全力推行开放、共享的新型生产组织模式,实行“项目部+专业化”管理机制和“双平台长”负责制,形成甲乙双方高效协作团队,全生命周期平台化管理考核等新举措让科学管理步入一体化运行,以“八包”为主要内容的一体化总包模式构建了风险共担、利益共享的甲乙双方命运共同体合作新机制,并为带动老区脱贫攻坚、推动地方经济发展作出了积极贡献.

1.2 吉木萨尔国家级陆相页岩油示范区

1.2.1 勘探开发进展与储量产量 示范区于 2019 年 10 月 15 日通过论证设立,由中国石油新疆油田公司吉庆油田作业区开发管理.吉木萨尔凹陷面积 $1\ 278\text{ km}^2$,地处新疆北部的准噶尔盆地东部,距乌鲁木齐市 150 km,已落实有利区资源量 $11.12\times 10^8\text{ t}$;示范区面积 130 km^2 ,开发层系为芦草沟组(P_2l).

2011 年吉 25 井芦草沟组获 18.25 t/d 高产而发现示范区、2012 年首口水平井(吉 172-H)压裂获 69.5 t/d 高产至今,经历了探索发现(2011 年之前)、先导试验(2012—2014 年)、技术突破(2015—2017 年)、规模试验(2018—2019 年)、建产效益开发(2019 年至今)5 个发展阶段.截止 2021 年底,累计探明地质储量 $1.53\times 10^8\text{ t}$ 、三级地质储量 $4.54\times 10^8\text{ t}$;完钻水平井 138 口,单层井距 200 m,平均水平段长 1 858 m,投产水平井 78 口,建成产能 $80.5\times 10^4\text{ t}$,年产油量 $42.6\times 10^4\text{ t}$,比 2020 年($32.2\times 10^4\text{ t}$)增产 $10.4\times 10^4\text{ t}$.总体看,示范区建设扎实推进,量效齐增.

1.2.2 关键技术进展与攻关成效 吉木萨尔示范区集成创新 4 项勘探开发配套技术,多项参数指标国内第一,实现了地质工程一体化应用与提质增效.近年来,提出了咸化湖相页岩油赋存富集规律、云质混积岩沉积模式、夹层型页岩油甜点分布及分类标准,集成创新了页岩油资源潜力及地质评价、“甜点”表征及分类评价预测、配套工程、开发评价 4 项勘探开发配套技术,不断深化地质工程一体化综

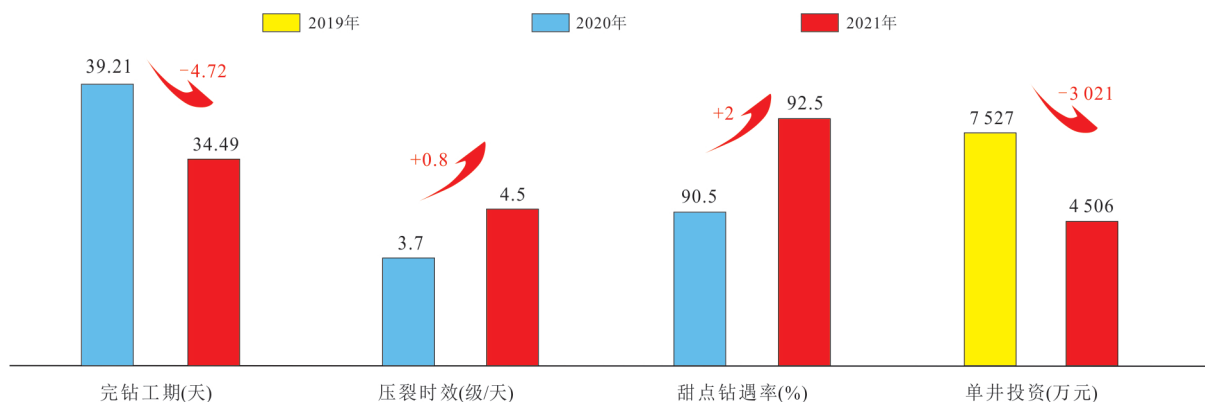


图2 吉木萨尔页岩油示范区提速、提效、提质对比

Fig.2 Comparison of speed, efficiency and quality improvement in Jimusar shale oil demonstration area

据《新疆油田公司2021年度油气田开发工作报告》,中国石油新疆油田公司,2021

合研究及应用,甜点钻遇率平均达90%以上.应用“无杆泵采油+单井在线计量+无线数据传输+视频监控”技术实现了新型无人采油模式的重大突破,采油效率进一步提升(叶俊华等,2021).

示范区自主建产首批压裂井,应用体积压裂2.0工艺,通过加密切割、加大砂液量实现单井大幅提产.58号平台部署体积开发试验水平井8口、水平段长1800m,50天完成全部312级施工,下甜点立体交错井网整体动用,形成立体开发平台整体压裂技术体系(王俊超等,2022),总施工用液量 $55.1 \times 10^4 \text{ m}^3$ 、总石英砂量高达近 $6 \times 10^4 \text{ m}^3$,平均单井液量近 $7 \times 10^4 \text{ m}^3$ 、加砂量7000 m^3 、加砂强度 $4.0 \text{ m}^3/\text{m}$ (图2),创造了单井每米加砂量、一次性拉链式作业井数、施工组织规模、单日施工级数等多个国内页岩油水平井施工的第一纪录.集成应用配套技术和大平台布井,实现了4000m埋深下2m薄靶区油层钻遇率超过90%、一类油层钻遇率达到80%,平均周期缩短至44天,单井平均初期日产油达到50t、单井平均累产油突破 $1 \times 10^4 \text{ t}$;J10043H井试验前置二氧化碳压裂补充能量技术,EUR提高10000t以上.

1.2.3 组织管理创新与实施效果 创新产能建设市场化机制和多井施工管理新模式,降本增效显著,为规模效益开发积累了重要经验.以经济效益为中心.市场化为导向,首次将新井钻井纳入市场化试点中,以压裂各环节单项直购方式降低成本,并充分考虑大宗物资市场价格指数来合理确定工程成本基数,单井投资控降至 4506×10^4 元,降幅40.1%;总投资同口径对比降幅48.9%,降本增效显著.创建了多井施工新模式,同一个58号平台8口水平井开发试验井组同时展开拉

链式压裂作业,在示范区建设中具有里程碑意义,并已在中国石油推广(谢建勇等,2022).

1.3 古龙国家级陆相页岩油示范区

1.3.1 勘探开发进展与储量产量 示范区于2021年8月28日正式挂牌建设,位于松辽盆地北部齐家-古龙凹陷,分布面积2778 km^2 ,开发层系为青山口组青一段底部,一类层为开发“黄金靶体”.古页岩油平1井为其战略突破井,2019年完钻井深4300m,水平段长1562m;2020年试获日产油13.5t、气8712 m^3 ,累产油气当量超过 $1 \times 10^4 \text{ t}$.

中国石油大庆油田公司古龙页岩油经历了常规油与泥岩裂缝油藏发现(1981-1997年)、页岩油水平井开发初步探索(1998-2010年)、页岩油研究和认识(2011-2017年)、页岩油试验突破(2018-2019年)、重大突破与规模开发(2020至今)5个发展阶段.至2021年底,英页1H、古页2HC井相继获日产油气当量31.4t、19.4t高产,落实含油面积1413 km^2 ,纯页岩型页岩油勘探获重大战略突破,新增预测地质储量 $12.68 \times 10^8 \text{ t}$.2018年以来,累计完钻探井、评价井72口,完成压裂70口,已有67口井见油、42口井获工业油流,其中轻质油带含油富集,井井见油、层层见油,直井日产油0.01~7.9t/d,水平井10.7~38.1t/d;立足轻质油带,部署5个开发先导试验井组70口井,完钻69口井,完成压裂22口,其中1号试验井组12口井试采全部获工业油流并投产,日产油131.8t、气 $8.1 \times 10^4 \text{ m}^3$,已累产油 $171 \times 10^4 \text{ t}$,累计建产能 $123 \times 10^4 \text{ t}$.

1.3.2 关键技术进展与攻关成效 古龙示范区深化开发甜点评价与黄金靶层认识,优快钻井及“一趟钻”提速技术不断突破,引领水平井指标实现阶

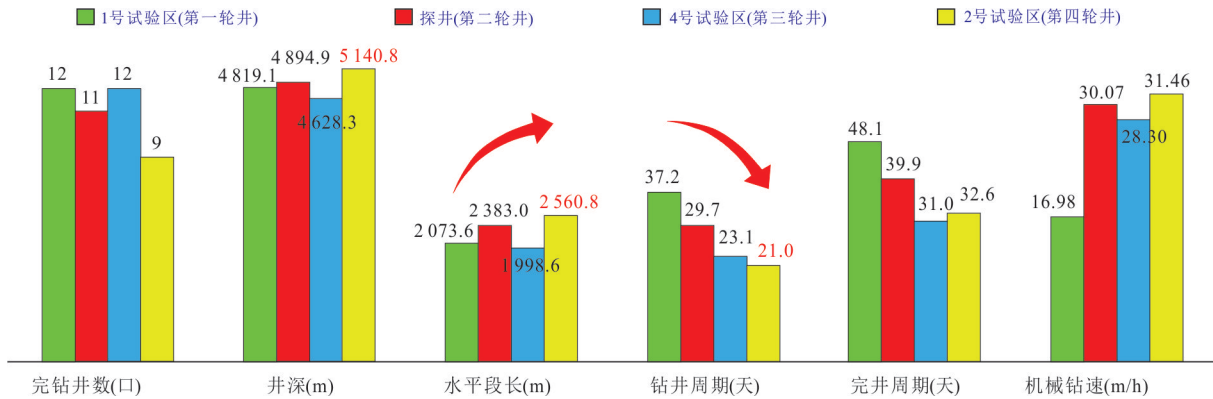


图3 古龙页岩油示范区2021年完钻水平井三开井段“一趟钻”指标情况

Fig.3 “One trip drilling” index of the third spud section of horizontal wells completed in Gulong shale oil demonstration area in 2021
据《工程技术研究院2021年开发年会报告》,中国石油工程技术研究院,2021

梯式跨越,开发出高品位页岩油.近年突出页岩油可动油评价研究,认为富有机质页岩 S_1 、氯仿沥青A等滞留烃含量均高,含油性最佳.紧邻优质源岩的中等TOC页岩发育较大孔隙,轻烃富集,可动性最好,为“黄金靶层”.攻关优质页岩油储层形成机制及评价技术、选区评价及“甜点”预测技术,建立了纯页岩型页岩油开发甜点评价标准.

水平井优快钻井及“一趟钻”提速技术不断突破(图3).一是攻关古页2井区油基钻井液高效乳化剂、井壁稳定性、井壁失稳风险预警、顶驱扭摆4项技术,页岩垮塌问题得到根本性改善,制定了油基钻井液性能技术规范.二是研究古页油平1试验井组“钻井设计优化、工序工艺简化、数据分析量化、施工方案细化、施工模板固化”,松页1井区完成3口提速示范井,平均钻井周期缩短至21天,最短钻井周期缩短到13.77天,完井周期缩短至31天,平均机械转速提高到31.46 m/h(图3),水平段长提高到“一趟钻”的2560.8 m,水平井偏移距提升至900 m以上,平均完钻井深4691 m(李玉海等,2022),单井投资控降至 4000×10^4 元以下,GY2-Q1-H4井创下钻井周期最短、斜段钻进最快纪录.

创新形成“逆混合、限流射孔、复合提产”压裂主体工艺,开发出高品位的古龙页岩油.其具有“三高”(高游离烃含量、高气油比、高压系数)特点,流动性较好,易高产.因为原油品质好、密度低、粘度低、胶质组分高,一吨页岩油可以分离出27%的轻烃,天然气里面还有大量乙烷,所以“更值钱”.

1.3.3 组织管理创新与实施效果 通过管理创新,建立了生产组织“共享模式”和最优“学习曲线”绘制,取得了组织、生产、技术、措施保障四方面经验.

一是坚强有力的组织保障.大庆油田公司成立钻井“双提”工作组,推行平台双项目长负责制,全面提升钻井施工技术支持能力,提速效果显著.大庆钻探工程公司将其作为头等大事,成立古龙页岩油工作专班和前线指挥部,由领导专家带队靠前指挥,全力保障高效生产.

二是优快高效的生产保障.大庆钻探工程公司制定“分秒必争”施工管理办法,倒排施工计划,对标计划大表,将每个工序时间量化,确保工序无缝衔接、施工分秒必争.

三是坚强有力的技术保障.以高黏土矿物页岩井壁稳定技术、“三大两高”钻井参数、长水平段“一趟钻”配套技术为核心的技术系列,极大地保障了页岩油水平井实现大提速.

四是精准及时的措施保障.定期组织召开技术例会,针对现场实际情况,充分发挥各领域专家的专业特长,及时分析总结,准确施策,坚持“一层一分析、一段一论证”,提升技术应用效果.

综上,古龙示范区积累了工厂化大平台高效钻完井施工经验,推进了钻井施工管理的规范化、精细化、标准化,提升了页岩油钻井施工能力和技术水平,对未来市场价值、竞争力、业务拓展都将具有支撑作用.

2 陆相页岩油示范区面临问题与挑战

2.1 三种页岩油差异较明显,规模效益开发难度大

已建示范区发育源储一体型、源储分异型、纯

表 1 不同类型陆相页岩油示范区特征及与北美典型海相页岩油对比

Table 1 Characteristics of different types of continental shale oil demonstration areas and comparison with typical marine shale oil in North America

区块	Bakken 页岩油	Eagle Ford 页岩油	陇东页岩油	吉木萨尔页岩油	古龙页岩油
细分类型	源储分异型	源储分异型	源储分异型+少量纯页岩型	源储一体型	纯页岩型+源储分异型
沉积环境	浅海厌氧陆棚相	浅海厌氧陆棚相	陆相淡水湖盆	陆相咸化湖盆	陆相淡水湖盆
含油层	D ₃ -C ₁ , Bakken 组	K ₃ , Eagle Ford 组	延长组长 7 段	芦草沟组芦一二段	青山口组青一段
储集岩性	含泥云质粉砂岩、极细砂岩、页岩	泥灰岩、黑色钙质页岩	粉砂岩-细砂岩	泥质粉-极细砂岩、砂屑云岩、云屑砂岩	层状/纹层状页岩、泥质/含泥粉砂岩
源储关系	源间	源内	源间	源内	源内、源下
深度(m)	2 100~3 300	1 200~4 300	1 000~2 800	2 340~4 500	1 800~2 500
单层厚度(平均值)(m)	15~35(30)	15~100(80)	20~60(33)	0.5~5.0(1.0)	0.15~5(4)
累计厚度(m)		20~90	4~124	150~300	90~260
平均 TOC(%)	5~12.0	4~7	5.8~13.8	0.2~19.9	1.4~4.5, 主体>2.0
裂缝发育程度	很发育	很发育	0.2~0.3	欠发育	0.012~0.046
孔隙度(平均值)(%)	10~15(7.0)	5~14(11.0)	5.8~14.6(8.3~9.2)	11.2~13.8(12.5)	4~14(6.2~9.8)
渗透率(平均值)(mD)	0.01~0.1(0.04)	0.001~0.002	0.03~0.25(0.07~0.09)	0.002~0.6(0.07)	0.2~2, 水平 0.2~6.94
R ₀ (%)	0.5~1.3	0.7~1.4	0.85~1.15	0.6~1.2	1.0~1.7
含油饱和度(%)	68~75	55~88	73~76	65~95	48~73.2
气油比(m ³ /m ³)	89~249.2	240	>100	17.0, 生产<15	25~100, 与 R ₀ 成正比增减, 生产 60~500
地层压力系数	1.6~1.8	1.4~1.7	0.64~0.87	1.26~1.68	1.2~1.58
地层原油粘度(mPa·s)	0.45	/	0.75	50.27~123.20(50℃)	<0.80
流度(mD/mPa·s)	0.67	/	0.40	0.000 08~0.000 20	0.10~0.27
估算最终可采储量 EUR(10 ⁴ t)	5.0~7.8	3.9~4.3	2.3~2.6	3.3~4.8	1.7
资源丰度(10 ⁴ t/km ²)	68.0	151.0	38.1~45.9	35.0~76.9	12.1

页岩型三种陆相页岩油,都有良好勘探潜力.总体上,其为陆相淡水或咸化湖盆环境,沉积微相变化快,岩性复杂多变、以细粒沉积岩和混积岩为主,厚度不稳定、变化大,储层非均质性强,孔喉直径变化大;发育大面积优质烃源岩,甜点段含油、甜点区富集,富集区平面叠合面积大;主体热演化程度、压力系数、气油比、流度偏低,地层原油粘度高.这与北美页岩油存在明显差异(表 1),其为浅海陆棚相环境,地质条件相对优越,沉积环境、地质构造稳定,分布面积广、厚度大,热成熟度高、埋深适中,页岩层压力高、含油饱和度高、气油比高、流动性较好.

其中,古龙示范区主体发育纯页岩型页岩油,其资源禀赋条件和储集层特征都具有特殊性,不同于国内外的其他类型页岩油(孙龙德等,2021).一是有机质丰度高,资源品质优.地层压力系数高、高压区面积大,地层原油粘度小(表 1),气油

比随成熟度增高逐渐变大,生产气油比达 400 m³/m³以上,可动油指数高(100~400 mg/g),超过北美 Eagle Ford 页岩油(100~200 mg/g).二是储集空间具有有机、无机双重成因,主要由基质孔隙-页理缝组成.三是主要为黏土质长英页岩,黏土矿物含量高(平均 35.6%),高伊利石含量致脆性增大,显著改善了储集层可压性.四是页理型、纹层型页岩厚度占比达 95% 以上,白云岩、介壳灰岩和粉砂岩纹层厚度很薄,页理缝发育,孔隙度高(平均 6.2%~9.8%),可作为优质工程甜点层.上述 4 方面独特性、迄今尚无大规模商业开发的成功案例(孙龙德等,2021),都说明北美的成熟地质理论、工程技术与开发经验无法直接照搬使用.

总体看,我国陆相页岩油勘探开发理论技术尚不成熟,富集机理认识不清,甜点靶体钻遇率偏低、产量衰减快,有效突破和规模效益

开发面临挑战,需要持续探索开发示范,创新发展中国特色的理论、技术。

2.2 储量产量持续发展的潜力与压力并存

陇东示范区建设较顺利,页岩油产量好于规划目标。其资源潜力大、落实程度高,合计探明 3.59×10^8 t,已动用近 50%。原规划 2021 年长 7 页岩油产量 109×10^4 t,实际达产 131.6×10^4 t,超出年计划 20.7%。规划“十四五”新增探明储量 6.5×10^8 t,动用 6.2×10^8 t,2025 年产量 362×10^4 t。面临主要挑战是合理水平井参数与改造规模参数等难以模拟和有效表征,仅能现场试验确定;成本高,体积压裂自然能量开发的采收率仅 6%~8%,需提高压裂施工效率;后续建产开发主要依赖动用新增探明储量,效益开发有提升空间。

吉木萨尔示范区建设条件复杂,产量不及规划预期。其发育上、下两套甜点体,资源较落实,原规划目标为 2021 年达产 100×10^4 t,2025 年达产 200×10^4 t 并稳产 8 年。实际达产 42.6×10^4 t,低于年计划 57.4%。面临主要挑战是源-储频繁互层,岩性复杂多变,储层渗透性差,上产压力大,急待提高优质甜点钻遇率。

古龙示范区建设时间短,示范成效尚不清晰。其地层压力高(压力系数 >1.2)、成熟度高($>1.2\%$),原油物性好(原油密度 <0.83 g/cm³)、品质好(油质轻,粘度小)、气油比高(>50 m³/m³),划分出常规稀油带和轻质油带,以轻质油带为主,潜力巨大,将是近期勘探开发的重点。面临主要挑战是纯页岩储层聚油机理不清,初期产量较低、单井投资成本较高,单井最终可采储量低于经济动用门限、尚无储量计算标准,针对纯页岩型页岩油的井网、井排距、水平段长度、压裂参数以及合理生产制度等规模效益开发配套主体技术尚未形成(孙龙德等,2021),未来边探明边开发,滚动增储和规模建产上产压力大。

2.3 急待统一可行性评价方法与指标体系

中国石化胜利济阳页岩油国家级示范区于 2022 年 8 月 25 日正式揭牌、启动建设,准备申报创建页岩油国家级开发示范区的还有中国石油大港油田沧东凹陷页岩油等。其中,胜利油田济阳坳陷页岩油埋藏深(3 000~5 000 m),连续厚度大(平均 300~500 m),成熟度较低,油质更稠,在国际上尚无成功开发的先例。2020 年 FYP1 井在沙四段首次试获中演化程度页岩油峰值日产油 171 t、气 1.58 ×

10^4 m³,创下国内页岩油单井日产量最高纪录;2021 年 BYP5 井试获高演化程度层状富碳酸盐页岩油峰值日产油 160 t 油当量,NX124 井试获低演化程度富碳酸盐纹层状页岩油峰值日产油 43.2 t,新增页岩油预测地质储量 4.58×10^8 t。初步测算济阳坳陷沙四上亚段、沙三下亚段低、中、高演化程度页岩油资源量合计为 41×10^8 t(刘惠民,2022),开发潜力巨大。目前已有 20 余口生产井,90% 累产过千吨;4 口页岩油探井初期日产油均超百吨,开辟了规模增储上产新领域。

中国石油大港油田沧东凹陷页岩油主要发育孔二段页岩层系夹少量薄层碎屑岩及碳酸盐岩储层,大面积连片分布于古湖盆低斜坡-中心区,油层厚度大,储层物性差、直井产量初期高但稳产难。通过甜点识别方法、精准钻探轨迹设计、低成本压裂改造 3 个勘探开发关键技术的研发与应用,2018 年评价优选混积岩、碳酸盐岩页岩油富集区带 6 个,部署探井 20 口,南皮-孔西斜坡 KN9 井、GD6x1 井、GD13 井、G1608 井等 15 口探(直)井在不同层段相继获得工业油流,其中 GD6x1 井 4 135.5~4 164.8 m 段日产油 32.6 t,KN9 井 3 402~3 424 m 段日产油 5.42 t、压裂后日产油 29.6 t。两口先导试验水平井 GD1701H 最高日产油 75.9 t/d、目前日产 21~24 t/d, GD1702H 井压裂初产达 61 t/d,目前稳产 20~25 t/d,平均日产 22 t(Yu *et al.*, 2022)。2019 年开展老井复查和水平井勘探,新完钻 26 口水平井,甜点钻遇率均达到 100%,其中 5 口已投产水平井获得稳定产量,日产油稳定在 80 t 以上,实现了纯页岩型陆相页岩油勘探开发的重大突破(周立宏等,2021)。到 2021 年底,共有 37 口井获工业油流,已完钻水平井 46 口、其中水平段长度大于 1 000 m 的井有 17 口,累计投产井 37 口、2021 年产量 10.5×10^4 t,开始进入工业化开发探索阶段。

总体看,我国各家油田公司探区所处盆地的资源规模不相同,地质特征与条件有差异,急待统一建立一套可行性评价方法与指标体系,以便开展可行性评价,尽最大可能发挥引领作用、达到示范效果。

3 中国陆相页岩油示范区建设可行性评价方法

3.1 页岩油示范区初选设立基本条件

结合前述示范区综合条件和建设经验总结,参

考中国国家工程实验室、工程中心及其他相关文件,初选设立国家级页岩油示范区,应主要遵循6项基本条件:(1)井控程度高,试油试采效果好,资源落实可靠;(2)地层厚度大、物性好,产量落实;(3)建产区地面配套设施较完善;(4)具有典型代表性和先导试验区,可复制、可推广;(5)地质认识相对清楚,综合评价最优;(6)地处生态环保区红线之外。

3.2 示范区可行性评价重点内容

页岩油示范区的可行性评价,是对拟投资建设或拟批准项目进行技术可行性、经济可行性等全面分析、辅助决策的科学方法和工作程序。即通过一系列调查研究,在市场或现场调研、技术条件和资源条件等方面分析研究基础上,进行财务、经济、技术可行性的系统论证与综合评价,旨在追求其在技术上的先进性与适用性、经济上的合理性和盈利性、环保上的安全性、可操作性及其与社会的相互适应性,从而确定建设项目是否可行,为投资决策提供更科学可靠的决策依据。

结合前文进展与现状剖析,重点从以下6个方面展开分析:

(1)资源可行性评价。重点分析示范区页岩油的资源条件,包括资源规模与可利用量、资源品质与富集程度、资源赋存条件与落实程度、资源开发价值、地面开采条件等。

(2)地质条件可行性评价。应注重突出页岩油的“六性”评价,包括页岩层系岩性(岩电特性)及分布、烃源性(生烃特性)及分布、储集性(储油特性、储层连续性、孔隙连通性)及分布、含油性及分布(李水福等,2019)、可动性(流动性)及分布、可压性(脆性、成缝性)及分布,等。

(3)开发技术可行性评价。主要评价技术先进性、适用性、成熟度(综合评价技术精度与符合率水平,压裂改造技术效率与水平,开发优化技术的建产规模、效率与水平,钻井工艺的钻井效率与水平,地面工程技术的集输规模、处理能力与水平等),技术方案设计的科学性、合理性,进行比选和评价。

(4)经济可行性评价。重点分析资本预算、投资方案、经济效益的科学性、客观性与合理性,评价(拟建)示范区的财务盈利能力、(股东)投资收益大小、现金流量计划及债务清偿能力;分析其在实现区域经济发展目标、有效配置经济资源、增加供应等方面的效益。评价过程中应

重点关注和保证经济评价遵循5项原则(“有无对比”、效益与费用计算口径一致、收益与风险权衡、定量与定性分析结合以定量分析为主、动态与静态分析结合以动态分析为主)的原则。

(5)环境保护与节能可行性评价。主要以法规、三废排放标准为基础,针对示范区建设和生产对环境的影响程度和范围,分析环境条件、环保投资、环保措施合理性,定性和定量评价能耗指标水平状况与节能、降耗、降碳措施可行性。

(6)风险因素及对策可行性评价。主要是剖析(拟建)示范区的资源与地质风险、技术风险、市场风险、财务风险、组织风险、法律风险、经济及社会风险等因素,针对不确定性因素对评价指标的影响、原油市场与价格的预测(田艳华和刘建明,2012)强化盈亏平衡分析和敏感性分析,评价示范区在不同情景下的适应能力和抗风险能力、风险规避对策的合理性与可行性,做好风险预测及风险把控,为全过程的风险管理和科学化、民主化决策提供依据。

3.3 示范区可行性评价主要方法

总的来说,目前国内外项目可行性评价的方法有问卷调查法、文献梳理法、专家打分评价法、经济分析法、数据包络分析法、层次分析(AHP)评价法、模糊评价法、主成分分析法、集对分析法、灰色关联度分析法、基于SPSS的评价指标多元统计分析法等。

页岩油开发尚处于产业发展的早期或前期阶段,示范区设立至今仅有3~4年,建设时间短、数据资料少。从实际出发考虑,影响页岩油示范区建设成效的因素比较复杂,除资源、地质、开发技术之外,还有一系列经济指标等因素,评价论证时需综合分析对比。故本文建议从资源条件、地质条件、开发技术、经济效益、环保节能、风险对策6个维度,开展页岩油示范区的可行性评价。采用指标分析法、要素评价法、经济评价法、综合分析法进行示范区单项可行性评价(图4)。进一步采用问卷调查法、专家打分评价法,对全部页岩油(拟建)示范区进行打分和比较,开展可行性评价的排队优选,提出示范区建设优选排序及评价建议(图4)。

具体到6个维度的分项评价,如开发技术可行性评价方法主要有参数类比法、对比表格法、价值工程法、综合费用效率法、盈亏平衡点法、设备寿命周期费用法、损益法等。风险对策可行性评价方法,

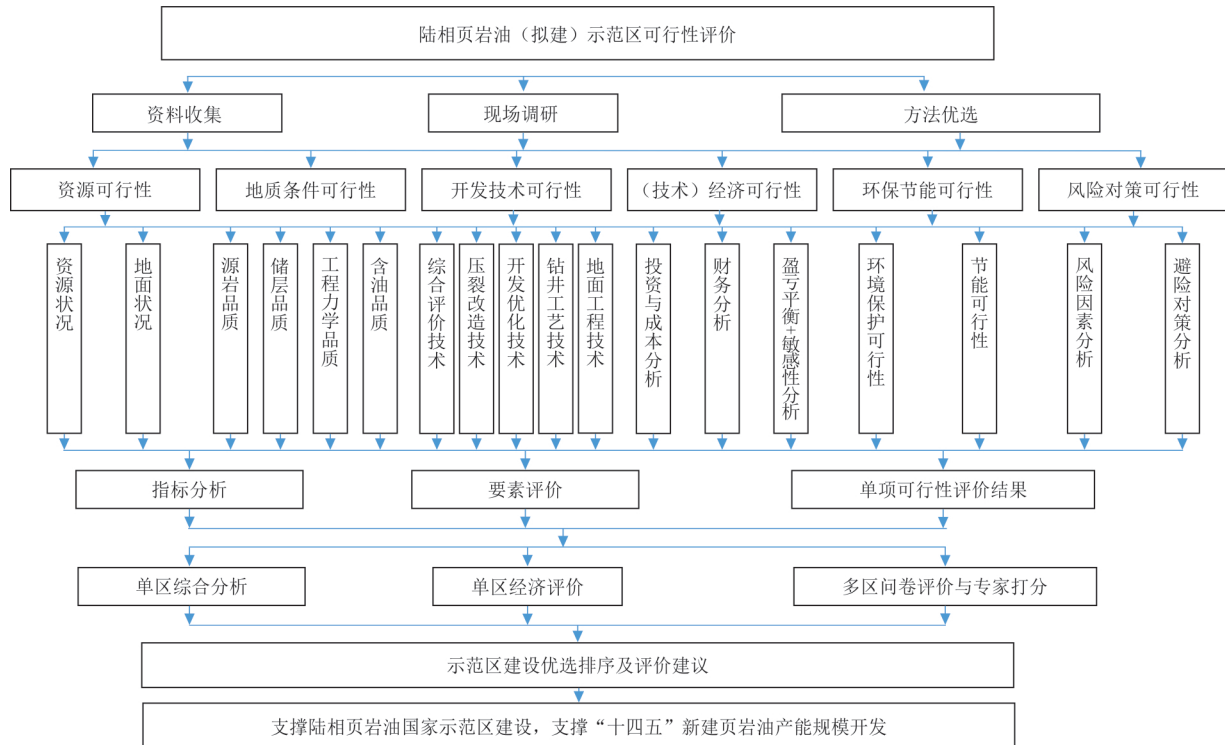


图4 页岩油(拟建)示范区可行性评价方法与技术流程图

Fig.4 Feasibility evaluation method and technical flow chart of shale oil (proposed) demonstration area

可根据具体情况,选用专家调查法、层次分析法、概率树分析法、CIM模型及蒙特卡洛模拟分析法中的一种或几种方法组合使用.经济可行性评价重点分析财务和经济风险,依据《中国石油天然气集团公司油气勘探开发投资项目经济评价方法(2017)》,采用“折现现金流量法”对经济效益进行测算;在敏感性分析基础上,采用概率树分析法、蒙特卡洛模拟分析法确定各变量的变化区间及概率分布,计算财务内部收益率、内部收益率 \geq 基准收益率的累计概率和标准差;再运用定量分析与定性分析方法,分析风险因素发生的可能性及其带来经济损失的程度.

多个(拟建)示范区的排队比选,可采用效益比选法(净现值比较、净年值比较差额投资内部收益率法)、费用比选法、最低价格比选法等开展评价.今后视资料和数据情况,可采用层次分析法对指标体系进行一致性检验与权重计算,或采用模糊综合评价法对构建的指标体系进行实证检验,进而优化完善,以支撑陆相页岩油国家示范区建设和“十四五”新建页岩油产能规模开发.

4 中国大陆页岩油示范区可行性评价参数与指标体系

4.1 可行性评价参数与指标体系构建原则

示范区可行性评价的核心,是评价参数与指标体系的构建.在构建指标体系时,应遵循如下原则:

(1)系统性原则.确定指标体系时应从地质工程一体化和系统工程的角度出发,可行性评价应根据各个指标之间一定的逻辑关系,将各级指标分层次地联系起来,进行系统设计、系统评估.每个指标都能从某一侧面反映出(拟建)示范区的客观现状与实际水平.这些指标既相对独立又相互关联,是一个有机统一的共同体.应考虑多方面影响因素,对各方面进行综合性评价.建立起完善的可行性评价指标体系,旨在全面地反映所测评(拟建)示范区的开发价值,对示范区进行清晰全面地评价.

(2)科学性原则.可行性评价指标体系的科学与否直接关系到评价结论的准确与精度.构建指标体系时,指标的选取、权重的确定,各个指标的界定、描述与计算必须以地质科学理论为依

据,也要考虑到数据的可收集性和可靠性。每一个评价指标的选择和计算应有明晰的内涵和延伸,层次分明,设计规范,科学地体现系统整体。

(3)代表性原则。所选取的评价指标应具有代表性,能够准确反映示范区的地质特征与典型状况。需要选择和设计能够代表页岩油主体价值及规律性的核心指标,并且考虑指标对页岩油主体价值和开发潜力的影响程度。

(4)可操作性原则。可行性评价指标选择上,需要注意各关联指标的计量单位和计算方法的一致性,指标要简单明了、方便获取。要基于现有资料、可以获得的国家权威性统计文献,选用相对成熟和公认的指标来评价页岩油示范区。避免在理论层面上非常完美,而在实际操作中难以实现。难以获取的数据指标应该舍弃或用相近指标替代。

(5)独立性原则。在评价指标的选取和计算上,应以独立的观点进行考虑。选取没有相互重叠和相互包含的指标,在进行可行性评价时也要将众多指标中的相互交叉部分剔除。

4.2 可行性评价参数优选与指标体系构建

主要依据前述初选设立基本条件、评价主要内容、评价参数与指标体系构建原则,针对页岩油独特资源与地质特性、开发技术与经济条件,可从资源可行性、地质条件可行性、开发技术可行性、环保节能可行性、经济可行性、风险对策可行性6个方面,优选、建立示范区可行性评价参数和指标体系。进一步可根据评价领域、属性特征、衡量指标进行分级分类,本文划分为如下三级、总共150个细化指标(表2)。

准则性参数/一级指标:是概括示范区建设基本前提和基本条件、说明其可行性基本依据与主要规则的参数,一般必须全部符合该级别参数要求方能设立,具有“一票否决”的作用。参数评价后多为相应的定性标准,也称作一级指标或准则层指标,包括页岩油的资源可行性、地质条件可行性、开发技术可行性、环保节能可行性、经济可行性、风险对策可行性6个大类指标。

要素性参数/二级指标:是反映示范区主体性质特征、重要组成部分、建设综合条件必不可少的参数,评价后多为相应的定性标准。是进行可行性评价的关键指标,是对6个大类一级指标的细化与分解,包括资源状况、储层品质、压裂改造技术等18个小类二级指标。各类

页岩油(拟建)示范区的二级指标基本一致,但也因各自特色存在一定特殊性。如经济可行性指标可细化、分解为投资与成本分析、财务分析、盈亏平衡与敏感性分析3小类二级指标。

指标性参数/三级指标:是描述示范区基本属性和特征、基本组成和构成单元、基本条件和现状水平的参数,评价后多以相应的定量数值表征、极少部分为定性描述。是对各类二级指标的分解,各类页岩油(拟建)示范区可行性评价指标的特殊性主要通过126个三级指标体现。如投资与成本分析指标可分解为勘探投资、产能建设投资、单井钻井投资、钻井/压裂/地面工程投资、安全环保投资、单井投资、百万吨投资、总投资,单位产量/储量开发成本、建井综合成本、单位操作成本13个三级指标,其指标内涵是总体反映资本投入状况,用于评价资本预算、投资方案的科学性、客观性与合理性,分析技术的经济性。

上述6个大类一级参数指标的评价,也可看作(拟建)示范区的分类评价,并通过二级、三级参数和指标的研究与评价去具体实施、细化落实。比如地质评价示范,主要考察地质条件和资源可行性,并通过页岩油的“六性”评价、资源储量参数和指标展示出来;水平井优快钻井示范,主要考察开发技术可行性中钻井工艺技术的技术水平与先进性、适用性,并通过相关评价参数和指标展示出来;井网高效开发示范,主要考察开发技术可行性和经济可行性,并通过开发优化技术先进性、适用性、经济性、投资收益性、经济适应性和抗风险性评价参数和指标展示出来。各类(拟建)示范区,因其地质条件、现有技术、环保特性、区域政策的差异而呈现出各自特色,从而在其具有优势的分类领域上引领着国内页岩油勘探开发。

各项可行性评价分类指标的内涵见表2中注解,评价指标及其含义遵照相关规范界定。如经济可行性评价参数按《中国石油天然气集团有限公司投资项目经济评价参数(2019)》规范执行,结合现行财务税收政策并考虑油田实际确定经济参数取值。其中,原油价格采用阶梯油价;相关税费按中华人民共和国财政部等最新规定;页岩油开采基准收益率取6%,内部收益率大于基准收益率6%则表明经济可行;除上述规范、政策外,投资估算还需依据页岩油藏工程方案、钻采工程方案、地面工程方案、地面工程概算资料,以及历年实施井、标准化井场

表 2 页岩油示范区可行性评价参数与指标体系

Table 2 Summary of feasibility evaluation index system of shale oil demonstration area

准则性参数/ 一级指标	要素性参数/ 二级指标	指标性参数/三级指标	评价指标内涵
资源可行性	资源状况	资源量、三级(探明/控制/预测)储量	资源规模大小与潜力
		资源探明率、先导试验效果、储量动用率	探明潜力与落实程度
资源可行性	地面状况	资源丰度、探明面积、估算最终可采储量 EUR、储量丰度	资源品质与富集程度
		地形地貌、管线、示范区与管线距离、水源、示范区与水源距离	地面开采条件与建设难易度
地质条件 可行性	源岩品质	岩性、有效厚度、面积、有机质类型、有机碳含量 TOC、成熟度 R_o 、游离烃 S_1 (可动烃)	岩性(岩电特性)、烃源性(生烃特性)、可动性及分布
	储层品质	岩性、有效厚度及连续性、面积、(有效)孔隙度、渗透率、储地比、孔隙结构+裂缝	储集性(储油特性、储层连续性、孔隙连通性)及分布
	工程力学品质	脆性矿物含量、脆性指数、泊松比、杨氏模量、水平两项主应力差、孔隙/地层压力系数	可压性(脆性、成缝性)及分布
	含油品质	含油饱和度、地面原油密度、气油比、地层原油黏度、流度、可动油量、可动流体饱和度	含油性、流动性及分布
开发技术 可行性	综合评价技术	甜点层厚度、甜点区面积、(黄金)靶体评价符合率、地震分辨率、预测符合率、测井识别率、解释符合率	甜点规模、识别精度及评价符合率水平,技术先进性、适用性
	压裂改造技术	压裂工艺,水平段长、加砂强度、单井砂量;注入规模、排量;压裂段数/长度、每段簇数、压裂缝长、缝间距、压裂效率	压裂效率、压裂技术水平与先进性、适用性
	开发优化技术	动用面积、动用地质储量、油层动用率、钻井工作量、井网井距及开采方式、单井产量、水平井/单井 EUR,单井/平均采收率、水平井/年递减率、建产规模	产量、规模与建产效率,开发技术水平与先进性、可靠性
	钻井工艺技术	(黄金)靶体钻遇率、机械钻速、钻井液量及重复利用率、水平井建井周期、建井成本	钻井效率、技术水平与先进性、适用性
经济可行性	地面工程技术	官网集输规模、联合站处理能力、智能系统利用率	集输规模、处理能力、地面工程技术水平与先进性、适用性
	投资与成本分析	勘探投资、产能建设投资、单井钻井投资、钻井/压裂/地面工程投资、安全环保投资、单井投资、百万吨投资、总投资,单位产量(/可采储量)开发成本、建井综合成本、单位操作成本	资本投入状况,资本预算、投资方案科学性、客观性与合理性,技术经济性
	财务分析	评价期内利润总额、税后财务净现值、税后内部收益率、投资回收期、行业基准收益率(6%)	财务盈利能力、投资收益大小
环境保护与 节能可行性	盈亏平衡与敏感性分析	原油价格、产量、建设投资、操作成本,盈亏平衡点,敏感参数波动率	财务经济适应性和抗经济风险能力
	环境保护可行性	环境敏感性、三废(废水、废气、废渣)收集率、三液(钻井液、采出液、压裂返排液)重复利用率、诱发地质灾害可能性、站址绿化率	对环境保护影响程度、环保技术与措施先进性、可靠性、经济性与有效性
风险因素及 对策可行性	节能可行性	水、电、气、温节能降耗指标,低碳技术采用率	节能降耗程度与可行性
	风险因素分析	资源风险、地质风险、技术风险、市场风险、财务风险、经济风险、职业病危害、工程施工风险及社会风险,等	风险分析全面性、合理性
	避险对策分析	各项风险应对预案、主要风险避险对策	综合抗风险能力,避险对策合理性与可行性

的投资情况。

已建三类页岩油示范区的部分关键参数和指

标详见表 1 所示,显示了页岩油地质条件可行性

(“六性”参数)、资源可行性评价参数与指标的研究

和对比应用,也相应表明了评价体系的合理性。

5 主要结论与建议

(1)我国已建国家级页岩油示范区获得陇东源储分离型、古龙纯页岩型2项重大战略突破与储量发现,取得甜点优选评价、开发布井优化、超前补能降递减、效益开发建产、深层超长水平井钻井5方面关键技术突破与集成创新,实现了阶梯式跨越升级、地质工程一体化应用与提质增效,形成了管理模式创新、生产施工高效、技术攻关主推、措施保障得力四方面机制与重要经验。

(2)中国陆相页岩油示范区发育源储一体型、源储分异型、纯页岩型三类页岩油,部分成效低于审批规划目标,规模效益开发、增储上产潜力与挑战并存,急待建立一套可行性评价方法与参数指标体系。

(3)我国页岩油示范区应主要遵循6项基本条件初选设立,可行性评价重点展开资源可行性、地质条件可行性、开发技术可行性、环保节能可行性、经济可行性、风险对策可行性六项主要内容的多方法分析。

(4)中国陆相页岩油示范区可行性评价遵循5项原则构建评价参数与指标体系,构成框架包括资源可行性、地质条件可行性、开发技术可行性、环保节能可行性、经济可行性、风险对策可行性6个大类指标、18类二级指标、126个三级指标,据此开展分类评价、参数指标研究和对比应用,显示具有合理性。

(5)我国陆相页岩油示范区可行性评价应在内容上突出资源与地质特性、开发技术与经济评价,方法上突出参数类比法、经济评价法与综合分析法、排队比选法结合,指标上加强新时期“双碳”背景下环保节能降碳、风险与对策分析的可行性评价,以期为页岩油示范区可行性评价和建设提供决策参考依据。

References

Dasgupta, P., Sen, A., Marglin, S., 1972. Project Evaluation Criteria (Chinese Version). China Translation Publishing House, Beijing.

He, X.D., Zhang, J.C., Wang, J.C., et al., 2022. Optimization of Fracturing Cluster Spacing of Horizontal Wells with Natural Fractures: Taking Jimusar Shale

Oil as an Example. *Journal of Shenzhen University (Science and Engineering)*, 39(2): 134–141 (in Chinese with English abstract).

- Huang, X.N., Dong, D.Z., Wang, Y.M., et al., 2016. Economic Assessment Method of Unconventional Oil and Gas Resources and Case Study. *Natural Gas Geoscience*, 27(9): 1651–1658 (in Chinese with English abstract).
- Jiao, F.Z., 2021. FSV Estimation and Its Application to Development of Shale Oil via Volume Fracturing in the Ordos Basin. *Oil & Gas Geology*, 42(5): 1181–1188 (in Chinese with English abstract).
- Li, G.X., Wu, Z.Y., Li, Z., et al., 2021. 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. *Acta Petrolei Sinica*, 42(6): 736–750 (in Chinese with English abstract).
- Li, S.F., Hu, S.Z., Zhang, D.M., et al., 2019. Idea, Method and Application of Evaluating Shale Oil Potential by Free Hydrocarbon Difference. *Earth Science*, 44(3): 929–938 (in Chinese with English abstract).
- Li, Y.H., Li, B., Liu, C.P., et al., 2022. ROP Improvement Technology for Horizontal Shale Oil Wells in Daqing Oilfield. *Petroleum Drilling Techniques*, 50(5): 9–13 (in Chinese with English abstract).
- Liang, X., Wang, G.C., Xu, Z.Y., et al., 2016. Comprehensive Evaluation Technology for Shale Gas Sweet Spots in the Complex Marine Mountains, South China: A Case Study from Zhaotong National Shale Gas Demonstration Zone. *Natural Gas Industry*, 36(1): 33–42 (in Chinese with English abstract).
- Liang, X., Zhang, T.S., Shu, H.L., et al., 2020. Evaluation of Shale Gas Resource Potential of Longmaxi Formation in Zhaotong National Shale Gas Demonstration Area in the Northern Yunnan-Guizhou. *Geology in China*, 47(1): 72–87 (in Chinese with English abstract).
- Liu, H.M., 2022. Exploration Practice and Prospect of Shale Oil in Jiyang Depression. *China Petroleum Exploration*, 27(1): 73–87 (in Chinese with English abstract).
- Niu, W.T., Zhu, D.X., Jiang, L.W., et al., 2021. “Sweet Spot” Comprehensive Evaluation Technology of Complex Mountain Shale Gas Reservoir: Taking the Zhaotong National Shale Gas Demonstration Zone as an Example. *Natural Gas Geoscience*, 32(10): 1546–1558 (in Chinese with English abstract).
- PetroChina Changqing Oilfield Company, 2021. Key Technol-

- ogies of Scale Benefit Development in Longdong Million Ton Shale Oil Demonstration Area. 2021 Achievement Registration: No. 9622021y0400 (in Chinese).
- Ren, L.W., 2021. Design and Implementation of Feasibility Evaluation System for New Energy Projects. *Resource Information and Engineering*, 36(3): 141–143 (in Chinese with English abstract).
- Sun, L.D., Liu, H., He, W.Y., et al., 2021. An Analysis of Major Scientific Problems and Research Paths of Gu-long Shale Oil in Daqing Oilfield, NE China. *Petroleum Exploration and Development*, 48(3): 453–463 (in Chinese with English abstract).
- Tian, Y.H., Liu, J.M., 2012. Some Suggestions on the Feasibility Study Report and Economic Evaluation of Oil and Gas Field Project Construction. *Western Finance and Accounting*, (4): 59–61 (in Chinese).
- Tong, Y., 2019. Study on the Index System and Method of Feasibility Evaluation of Shaanxi Province Characteristic Towns (Dissertation). Xidian University, Xi'an (in Chinese with English abstract).
- Wang, J.C., Li, J.C., Chen, X., et al., 2022. Research and Practice of Integrated Fracturing Design Technology for 3D Well Pattern of Permian Lucaogou Formation in Jimsar Depression in Junggar Basin. *Petroleum Science and Technology Forum*, 41(2): 62–68 (in Chinese with English abstract).
- Wang, X.J., Yang, Z.F., Guo, X.G., et al., 2019. Practices and Prospects of Shale Oil Exploration in Jimsar Sag of Junggar Basin. *Xinjiang Petroleum Geology*, 40(4): 402–413 (in Chinese with English abstract).
- Xie, J.Y., Cui, X.J., Li, W.B., et al., 2022. Exploration and Practice of Benefit Development of Shale Oil in Jimsar Sag, Junggar Basin. *China Petroleum Exploration*, 27(1): 99–110 (in Chinese with English abstract).
- Xue, T., Huang, T.J., Cheng, L.B., et al., 2021. Dominating Factors on Shale Oil Horizontal Well Productivity and Development Strategies Optimization in Qingcheng Oilfield, Ordos Basin. *Natural Gas Geoscience*, 32(12): 1880–1888 (in Chinese with English abstract).
- Ye, J.H., Gao, L., Chen, Y., et al., 2021. Exploration and Practice of Intelligent Oilfield Construction in Jimusar Shale Oil Development. *Intelligent Manufacturing*, (S1): 39–42, 74 (in Chinese).
- Yu, Y.J., Wang, Y.H., Wang, H.Y., et al., 2022. Examining and Applying the Theory of “Exploring Petroleum inside Source Kitchens” for Continental Shale Oil: A Case Study from the Kong 2 Member of the Cangdong Sag in the Bohai Bay Basin, China. *Energy Reports*, 8: 1174–1190. <https://doi.org/10.1016/j.egyr.2021.11.254>
- Zhang, K.S., Tang, M.R., Tao, L., et al., 2022. Horizontal Well Volumetric Fracturing Technology Integrating Fracturing, Energy Enhancement, and Imbibition for Shale Oil in Qingcheng Oilfield. *Petroleum Drilling Techniques*, 50(2): 9–15 (in Chinese with English abstract).
- Zhou, L.H., Chen, C.W., Han, G.M., et al., 2021. Difference Characteristics between Continental Shale Oil and Tight Oil and Exploration Practice: A Case from Huanghua Depression, Bohai Bay Basin. *Earth Science*, 46(2): 555–571 (in Chinese with English abstract).
- Zhu, W.L., 2015. Study on Economic Evaluation of Unconventional Oil and Gas Resources for Energy Company (Dissertation). China University of Geosciences, Beijing (in Chinese with English abstract).
- Zou, C.N., Yang, Z., Dong, D.Z., et al., 2022. Formation, Distribution and Prospect of Unconventional Hydrocarbons in Source Rock Strata in China. *Earth Science*, 47(5): 1517–1533 (in Chinese with English abstract).

附中文参考文献

- Dasgupta, P., Sen, A., Marglin, S., 1972. 项目评价准则 (中文版). 北京: 中国对外翻译出版社公司.
- 何小东, 张景臣, 王俊超, 等, 2022. 考虑天然裂缝条件下水平井压裂簇间距优化——以吉木萨尔页岩油为例. 深圳大学学报(理工版), 39(2): 134–141.
- 黄旭楠, 董大忠, 王玉满, 等, 2016. 非常规油气资源经济性评价方法与案例. 天然气地球科学, 27(9): 1651–1658.
- 焦方正, 2021. 鄂尔多斯盆地页岩油缝网波及研究及其在体积开发中的应用. 石油与天然气地质, 42(5): 1181–1188.
- 李国欣, 吴志宇, 李桢, 等, 2021. 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. 石油学报, 42(6): 736–750.
- 李水福, 胡守志, 张冬梅, 等, 2019. 自由烃差值法评价页岩含油性的思想、方法及应用. 地球科学, 44(3): 929–938.
- 李玉海, 李博, 柳长鹏, 等, 2022. 大庆油田页岩油水平井钻井提速技术. 石油钻探技术, 50(5): 9–13.
- 梁兴, 王高成, 徐政语, 等, 2016. 中国南方海相复杂山地页岩气储层甜点综合评价技术——以昭通国家级页岩气示范区为例. 天然气工业, 36(1): 33–42.
- 梁兴, 张廷山, 舒红林, 等, 2020. 滇黔北昭通示范区龙马溪组页岩气资源潜力评价. 中国地质, 47(1): 72–87.
- 刘惠民, 2022. 济阳坳陷页岩油勘探实践与前景展望. 中国石油勘探, 27(1): 73–87.
- 牛卫涛, 朱斗星, 蒋立伟, 等, 2021. 复杂山地页岩气藏“甜

- 点”综合评价技术——以昭通国家级页岩气示范区为例.天然气地球科学, 32(10): 1546—1558.
- 任立文, 2021.新建能源项目可行性评价系统的分析与设计.资源信息与工程, 36(3): 141—143.
- 孙龙德, 刘合, 何文渊, 等, 2021.大庆古龙页岩油重大科学问题与研究路径探析.石油勘探与开发, 48(3): 453—463.
- 田艳华, 刘建明, 2012.对油气田项目建设可行性研究报告及经济评价的几点建议.西部财会, (4): 59—61.
- 童瑶, 2019.陕西省特色小镇建设的可行性评价指标体系与方法研究(硕士学位论文).西安:西安电子科技大学.
- 王俊超, 李嘉成, 陈希, 等, 2022.准噶尔盆地吉木萨尔凹陷二叠系芦草沟组页岩油立体井网整体压裂设计技术研究与实践.石油科技论坛, 41(2): 62—68.
- 王小军, 杨智峰, 郭旭光, 等, 2019.准噶尔盆地吉木萨尔凹陷页岩油勘探实践与展望.新疆石油地质, 40(4): 402—413.
- 谢建勇, 崔新疆, 李文波, 等, 2022.准噶尔盆地吉木萨尔凹陷页岩油效益开发探索与实践.中国石油勘探, 27(1): 99—110.
- 薛婷, 黄天镜, 成良丙, 等, 2021.鄂尔多斯盆地庆城油田页岩油水平井产能主控因素及开发对策优化.天然气地球科学, 32(12): 1880—1888.
- 叶俊华, 高亮, 陈宇, 等, 2021.智能油田建设在吉木萨尔页岩油开发中的探索与实践.智能制造, (增刊1): 39—42, 74.
- 张矿生, 唐梅荣, 陶亮, 等, 2022.庆城油田页岩油水平井压增渗一体化体积压裂技术.石油钻探技术, 50(2): 9—15.
- 中国石油长庆油田公司, 2021.陇东百万吨页岩油示范区规模效益开发关键技术.2021成果登记号: 9622021Y0400.
- 周立宏, 陈长伟, 韩国猛, 等, 2021.陆相致密油与页岩油藏特征差异性及其勘探实践意义:以渤海湾盆地黄骅坳陷为例.地球科学, 46(2): 555—571.
- 朱文丽, 2015.能源企业非常规油气资源经济评价研究(硕士学位论文).北京:中国地质大学.
- 邹才能, 杨智, 董大忠, 等, 2022.非常规源岩层系油气形成分布与前景展望.地球科学, 47(5): 1517—1533.