

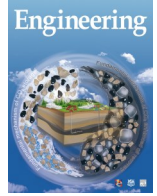


ELSEVIER

Contents lists available at ScienceDirect

Engineering

journal homepage: [www.elsevier.com/locate/eng](http://www.elsevier.com/locate/eng)



Research  
Unconventional and Intelligent Oil & Gas Engineering—Article

## 中国非常规油气开发的“一全六化”系统工程方法论

李国欣<sup>a,b</sup>, 鲜成钢<sup>a,\*</sup>, 刘合<sup>c</sup>

<sup>a</sup> State Key Laboratory of Petroleum Resources and Prospecting, China University of Petroleum (Beijing), Beijing 102249, China

<sup>b</sup> PetroChina Qinghai Oil Co., Ltd., Mangya 817500, China

<sup>c</sup> PetroChina Research Institute of Petroleum Exploration & Development, Beijing 100083, China

### ARTICLE INFO

#### Article history:

Received 7 October 2021

Revised 27 February 2022

Accepted 8 May 2022

Available online 26 July 2022

#### 关键词

非常规油气资源

系统工程

理念变革

全生命周期管理

地质-工程一体化

### 摘要

非常规油气已经成为我国油气增储上产的最重要现实资源,但目前产量规模与巨大的资源量和快速增长的探明地质储量不匹配,技术、成本、管理和理念四个层次的挑战制约了规模效益开发。在实践的基础上,提出和阐述了“一全六化”系统工程方法论,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、数字化管理及绿色化发展,并在吉木萨尔陆相页岩油等国家示范区得到了良好应用。本文提出了“非常规不代表低效益”和“非常规不等于低采收率”等颠覆性观点,指出管理者和开发专家必须始终把效益目标根植于内心,必须以理念变革推动管理革命,实现大幅度降本增效并引领技术发展。

© 2022 THE AUTHORS. Published by Elsevier LTD on behalf of Chinese Academy of Engineering and Higher Education Press Limited Company. This is an open access article under the CC BY-NC-ND license (<http://creativecommons.org/licenses/by-nc-nd/4.0/>).

## 1. 引言

经过十多年的探索,我国非常规油气开发取得了重要突破和长足进展,主体技术与美国的差距迅速缩小并接近,部分单项技术参数或指标已经达到美国主流水平[1–20]。但我国非常规油气开发规模与美国相比差距极大,与我国巨大的非常规油气资源相比也极不匹配[21],且部分非常规油气项目桶油成本居高不下,亟待提高抗风险能力和可持续发展潜力[21–23]。为此,本文在理论分析和实践先导基础上提出“一全六化”系统工程方法论,以期助力中国非常规油气效益开发。

## 2. 我国非常规油气勘探开发现状及存在的挑战

我国具有丰富的非常规油气资源。根据“十三五”全国油气资源评价结果,我国陆上页岩油资源量达 $2.83 \times 10^{10}$  t,致密油资源量达 $1.39 \times 10^{10}$  t。截至2020年年底,我国已探明页岩油与致密油的地质储量分别为 $7.580 \times 10^8$  t及 $2.758 \times 10^9$  t;陆上页岩气资源量达 $1.22 \times 10^{14}$  m<sup>3</sup>,技术可采资源量为 $2.2 \times 10^{13}$  m<sup>3</sup>[1–13]。此外,还有丰富的致密气及煤层气资源[1–13]。

非常规油气资源已经成为国内油气增储上产的最重要现实领域。2019年,国内非常规油气产量已达 $7.668 \times 10^7$  t油当量,占油气总产量的23%,其中非常规气产量占天然气总产量的35%(包括致密砂岩气 $4.10 \times 10^{10}$  m<sup>3</sup>、页岩气

\* Corresponding author.

E-mail address: [xianchenggang@cup.edu.cn](mailto:xianchenggang@cup.edu.cn) (C. Xian).

1.54 × 10<sup>10</sup> m<sup>3</sup>、煤层气 5.90 × 10<sup>9</sup> m<sup>3</sup>）、非常规油产量占国内原油总产量的 11%（包括致密油 2.3 × 10<sup>6</sup> t、油页岩岩油 1.5 × 10<sup>6</sup> t、稠油 1.5 × 10<sup>7</sup> t、油砂 2.0 × 10<sup>6</sup> t）[3-11]。根据国家能源局在 2021 年 12 月 24 日召开的“2022 年全国能源工作会议”发布的数据，2021 年国内页岩油和页岩气产量及煤层气利用量分别达 2.4 × 10<sup>6</sup> t、2.3 × 10<sup>10</sup> m<sup>3</sup> 和 7.7 × 10<sup>9</sup> m<sup>3</sup>。

非常规油气产量在国内油气总产量占比将逐年增加，其中致密油气和页岩油气产量的年增长量和年增长率远超常规油气资源，在国内油气总产量基本盘和保障国家油气供给安全底线中的重要性也越来越大。但是，在技术、成本、管理和理念四个层次存在的瓶颈性挑战，制约着我国非常规油气资源的效益开发。

### 2.1. 技术挑战

我国以陆相为主的非常规油气资源实现效益开发面临较大技术挑战，主要表现在：

- 基础地质认识不足，建立平面上“甜点区”（“sweet area”）与纵向上“甜点段”（“sweet interval”）分级评价标准规范困难[6-7,21-23]；
- 水平井钻井难度显著提升，表现为优质储层钻遇率低、钻井周期长、工程成本高，制约了大井丛平台立体开发模式的应用和推广[15,19,24-26]；
- 岩性特征、岩石结构、多尺度非均质性和微观渗流机制复杂，储层改造材料和工艺技术的适应性差异大，较大程度上限制了体积压裂效果，提高单井产量和预测最终累积产量（EUR）难度大[16-20,24-26]；
- 薄互层发育、强非均质储层高分辨率、高精度建模难度大，基于混合井型或多层水平井立体开发的精准布井、产能预测及多元协同优化不确定性高，开发方案及部署策略的适应性差异大；
- 数据基础和工程经验相对薄弱，多学科数据存在“孤岛”现象，设备装备智能化率不高，地下井网系统、地上井场及集输系统、远程作业及决策系统的集成共享技

术有待提升[11,23,27-29]。

### 2.2. 成本挑战

非常规油气其地质特性决定了需要持续钻井以维持产能，在全生命周期中需要持续投入大量的资源、人力、技术和资金，因此，只有持续降低桶油成本、不断突破成本极限，才能增强项目抗风险能力和盈利能力。现阶段我国非常规油气开发当量桶油成本较高，与规模效益开发要求还有很大差距[11,21-23]。根据国内有关公司报道，在相近钻井深度和水平段长度条件下，国内页岩油井钻井周期和单井建井投资远超北美洲。以页岩油项目完全成本为例，至 2020 年，鄂尔多斯盆地庆城油田长 7 页岩油为 52 美元/桶、准噶尔盆地吉木萨尔芦草沟组页岩油为 72 美元/桶，部分地区因处于开发试验初期价格更高达 90 美元/桶以上。与之对照，2017 年以来，美国各大主要致密油/页岩油盆地按年产量归一化桶油成本已经降到 50 美元/每桶以下，普遍低于 WTI 原油价格。到 2020 年，美国致密油/页岩油当量桶油成本再创新低[30]。

### 2.3. 管理挑战

以资产项目为基本单元实施全生命周期管理，是国际油公司经过长期实践证明的有效管理模式，也是非常规油气资源效益动用最有效的组织模式。这种模式特别重视开展系统性前期研究，用充足的时间和资金投入产生较大的价值影响，为整个资产项目价值链优化奠定基础（图 1）[31]。目前，我国非常规油气开发项目仍然采用传统的学科专业接力式管理，不同阶段、流程和环节之间存在着衔接不畅甚至脱节的问题，及时输入机制、动态反馈机制和适时调整机制不完善，各个学科实现交叉融合的难度大，各专业子系统的局部最优化并不能保证整个系统的全局最优化，尚未实现全生命周期管理，已经不适应非常规油气工业快速反应、及时调整、整体优化的要求（见附录 A 中的图 S1）。

### 2.4. 理念挑战

与常规油气资源相比，非常规油气资源虽然是一种相

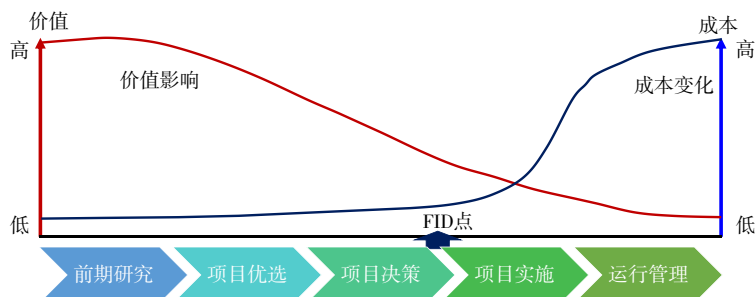


图 1. 油气资产项目成本-价值曲线示意图。需强调指出：一个稳定的流程优于无流程[31]。

对“低品位、劣质化”的资源，但是非常规油气绝不能简单等同于低采收率和低效益。国外的实践表明，非常规油气完全可以获得高采收率[32-37]；北美洲通过持续降低桶油成本，实现了强震荡油价下非常规油气的规模效益开发[30]。在我国，相当多非常规油气开发项目在油田层面的方案编制甚至总部层面的顶层设计时，将其等同于“低采收率、低效益”，缺省设定10%以下的采收率，以及在一定油价下较低收益率甚至负收益率，拘泥于还原论层层分解、条块分割方式和传统思维定式，自我限制了发展和创新空间[38]。

总体而言，在我国非常规油气效益开发面临的四个层次挑战中，技术挑战是现状、成本挑战是表象、管理挑战是症结、理念挑战是核心（图2）。只有解决理念问题，才能理顺管理症结，才能坚持成本底线思维、实施全生命周期管理、开展全流程优化，进而突破完全成本高的表象。因此，必须以创新的理念为引领，以管理变革为突破口和关键抓手推动管理革命，加速我国非常规油气规模效益开发，保障国内油气供给，服务国家能源安全战略，适应“碳达峰”“碳中和”国家战略新要求。

### 3. 非常规油气效益开发“一全六化”方法论

基于系统工程，提出了中国油公司非常规油气效益开发“一全六化”方法论，包括7个要素，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、数字化管理及绿色化发展（图3）。

以资产项目为基本单元，在具体操作中实施全生命周期管理，项目投资按照全过程详细核算与评价，以追求关

键优化指标最大化。由于非常规油气开发具有独特的地质和工程约束性，在项目推进过程中，需要各部门、各学科、各系统之间相互联系、相互协同，同时与政府、社会、环境及第三方单位密切互动；需要在认识上不断积累更新、技术与管理学习曲线不断迭代进步，并针对关键需求及其动态变化做出快速前瞻性反应与及时调整[39-44]。“一全六化”方法论运用整体思维与辩证思维，从勘探阶段就开始顶层设计，充分聚焦技术、管理、人与市场各个方面，以推动规划、流程和管理机制的优化和创新。本文建议的方法论目的在于以最终采出油气最大化为目标，创新组织各类资源最优化运行，提升我国非常规油气规模效益开发能力。

#### 3.1. 全生命周期管理

全生命周期管理涉及在资产项目全过程中实现合理经济指标下最大化采收率的最终目标（图4），在实施中以边界清晰的资产区块设置独立项目，采用“项目单设、投资单列、方案单审、成本单核、产量单计、效益单评”并综合考虑底线成本、收益率和采收率的倒逼机制，测算项目全生命周期效益，结合跨责任部门的一体化管理，在从勘探到弃置各阶段可接受的成本偏离条件下（表1），最优化各子阶段关键任务，真正实现“事前算盈、事中干赢、事后真赢”。

非常规油气项目作为一个系统，必须以系统工程的观点分析和认识其整体性、层次性、复杂性、开放性和动态性。在项目中，以“点、线、面”思路组织多学科交叉和多部门协同，“点”厘清关键技术难题，“线”确保各阶段和流程的程序连接，“面”形成实施和应用机制[45]。以

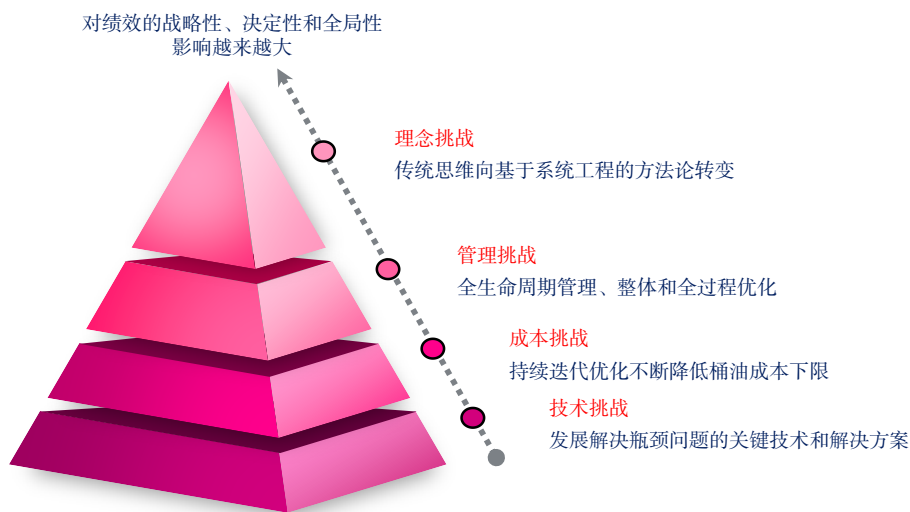


图2. 我国非常规油气效益开发“挑战金字塔”的四个层次。

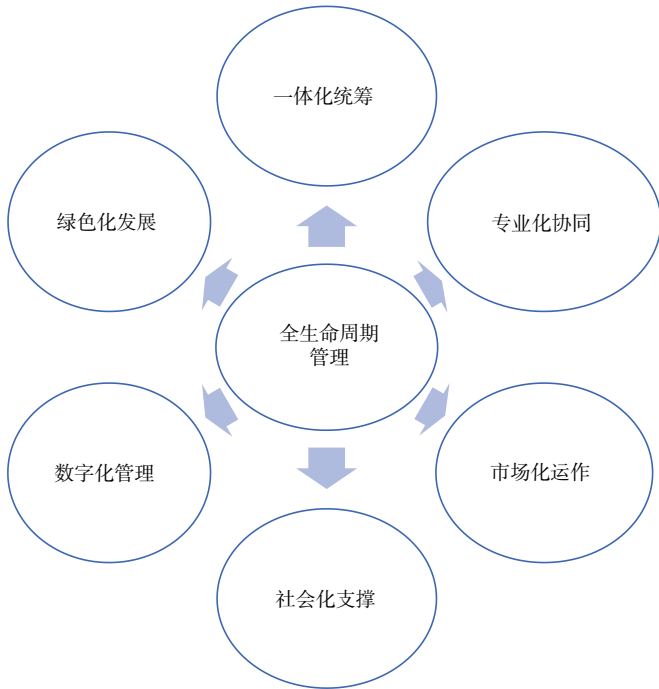


图3. “一全六化”系统工程方法论简图。

数据融合和知识共享为基础，实现全要素、各阶段、全过程无缝衔接，构建物理-事理-人理系统学习曲线[46]，达到在初级阶段用现有理论和技术组成可靠有效大系统、在高级阶段用先进理论和技术组成高效卓越大系统的目的。为此，提出了一个普适的全生命周期管理概念模型。该模型的X轴定义资产项目各个阶段及其明确的任务清单、Y轴确定研究与规划程序、Z轴对应地质-工程一体化各个关键任务流程。基于大数据和人工智能优化赋能，地质-

工程一体化模型和方法贯穿多学科融合、跨部门协同、多目标优化、流程再造、分层次决策和全生命周期优化，从而支持资产项目的全局最优和实现路径最优（图5）。

### 3.2. 一体化统筹

一体化统筹围绕掌控资源、建设产能和获得产量三大业务主线，以资产项目为单元，通盘考虑内部系统和外部系统，掌握各系统之间、系统内部各子系统及其要素之间的相互联系和相互作用，开展总体设计和流程规划，在国家油公司现行管理架构和运营架构下建立全新的、可操作的组织管理架构和运行模式，促进跨系统、跨部门、跨学科、跨专业和跨层级的协同（见附录A中的图S2）。

一体化统筹包括六个关键内容：勘探开发一体化、地质-工程一体化、地面地下一体化、科研-生产一体化、生产-经营一体化、设计-监督一体化。

- 勘探开发一体化：强化顶层规划、整体布局，随滚动勘探和评价的进展，动态调整开发方案与部署策略，提高决策效率、降低项目技术经济风险。在总结昭通国家页岩气示范区实践的基础上，提出了勘探开发一体化通用路线图（见附录A图S3）[39]，可以针对不同非常规气类型定制具体和详细的技术内容。

- 地质-工程一体化：明确项目各子系统在不同运行阶段的流程和关键要素，打破学科执念、专业壁垒和管理界限，通过迭代学习持续改进全局系统和各子系统，提高方案符合率、技术有效性和作业效率，管控地质不确定性，降低工程风险，支撑全生命周期管理优化（图6）[39]。

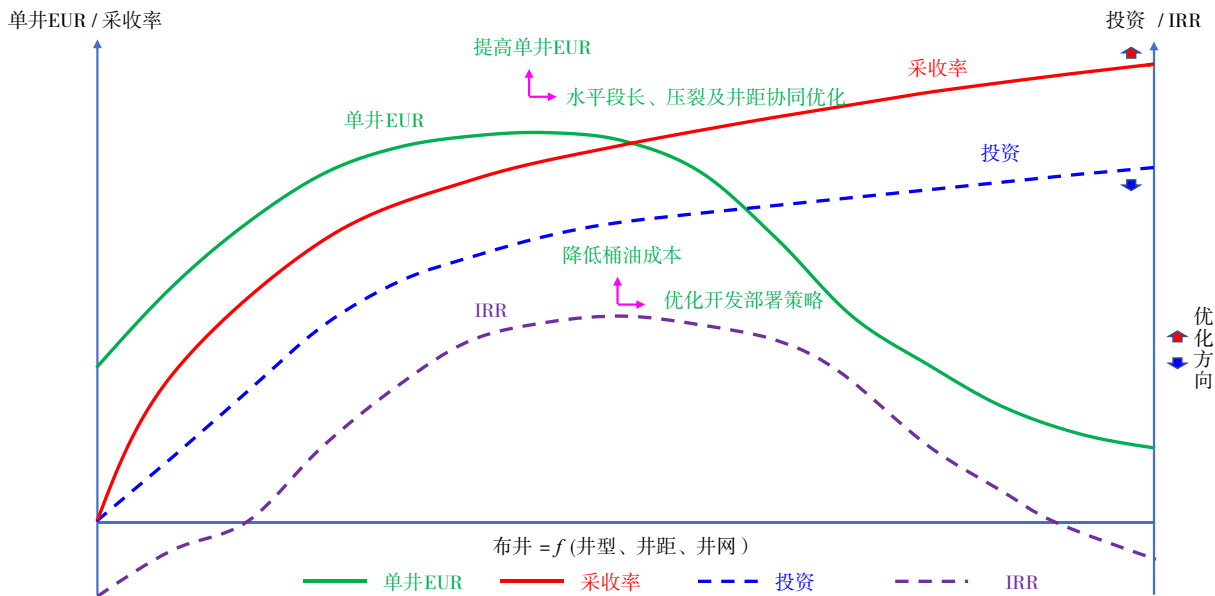


图4. 推荐的非常规油气开发全生命周期优化模型。EUR：预测最终累积产量；IRR：内部收益率； $f$ ：函数。

表1 非常规油气开发全生命周期管理框架

阶段	子阶段	可接受成本变动	关键任务	牵头部门
勘探	勘探	-20%~50%	有利区勘查 地质甜点优选 资源评价	勘探部门
评价	评价	-20%~50%	开发目标选区评价 甜点区和甜点段评价 技术与经济风险分类评估	评价和规划部门
	试采	-15%~35%	顶层设计 开发目标优先级排序 概念开发方案和试采	
开发	方案	-10%~15%	确定最佳开发目标 优选主体工程技术方案 技术与经济风险评估与量化	开发公司或采油厂
	实施	依据方案执行,根据需要迭代调整	强化执行效率与效益 开发方案变更管理 作业和经济风险管理	
	生产	根据生产评估进行优化	油田管理策略与运行图 生产优化与提产提效 监测、举升和井下作业	
	提高采收率	基于经济和环境指标	提高采收率方案的技术经济可行性 提高采收率矿场试验和评估 提高采收率实施及评价	
	弃置	依据环境法规和社会责任	退役计划 可再生能源和/或再利用方案 环境风险和社会责任评估	

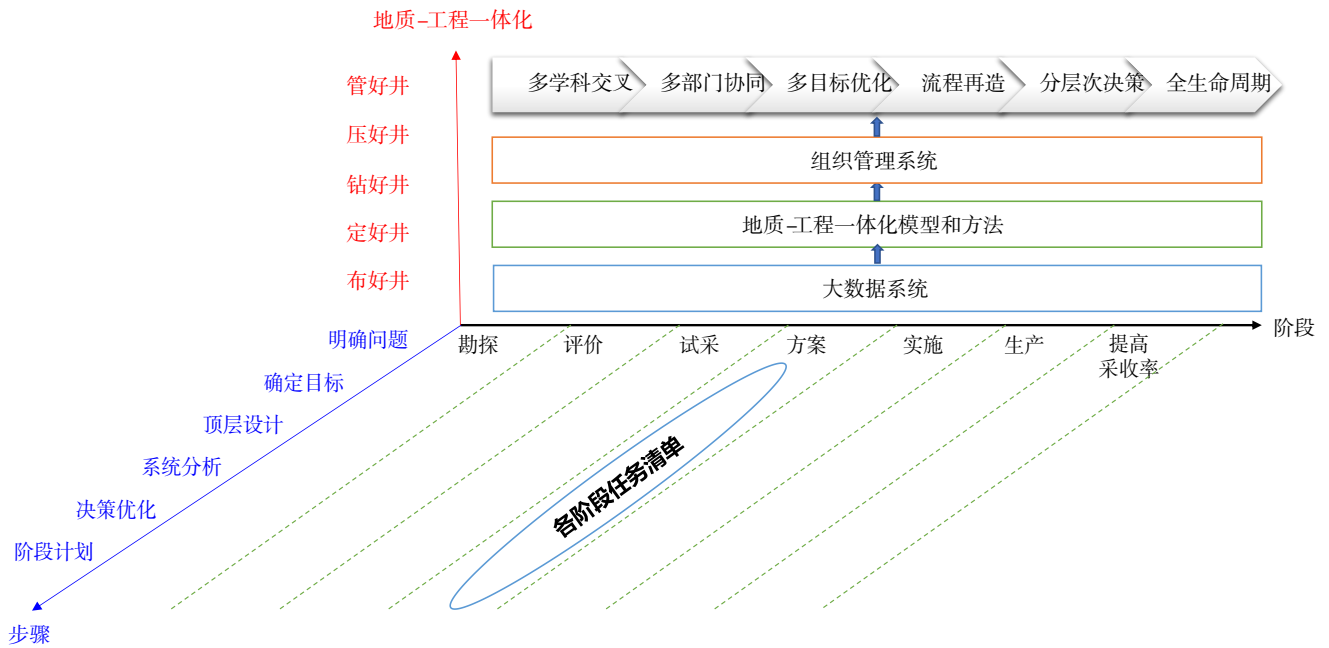


图5. 全生命周期管理通用概念模型。

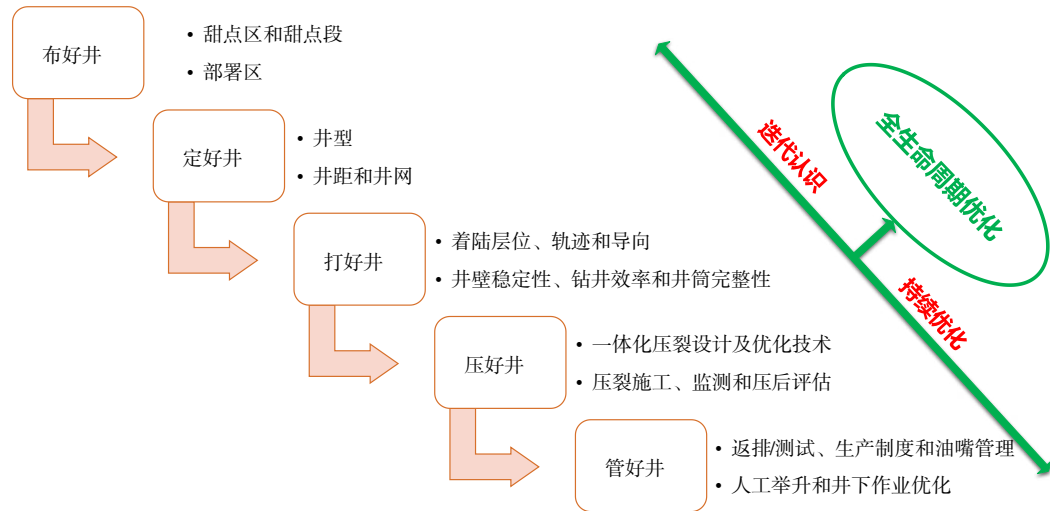


图6. 推荐的地质-工程一体化通用流程。

• 地面地下一体化：在首要考虑资源最大化有效动用的同时，兼顾地面人文地理条件、环境生态约束以及由此带来的工程复杂性。从全局角度优化如基地、仓储、供水、电力、运输和道路等基础设施布局，强化地面子系统、环境子系统和供应链子系统与开发总体方案的协调性和动态弹性，从而提高项目的保障能力并降低相关成本[40]。

• 科研-生产一体化：针对项目专门建立多学科一体化研究团队，支撑从勘探到开发利用所有阶段的全过程优化。研究人员要尽可能靠前部署、融入生产一线，与各个工程子系统紧密结合、及时互动，根据现场重大需求和实施变化，整合内部和外部研究力量开展分阶段攻关，及时高效调整研究重点，进一步提高方案部署水平和工程实施效率（图7）。

• 生产-经营一体化：服从项目全生命周期整体质量要求和关键指标，以大基层ERP系统为抓手，各阶段从顶层设计、方案部署到各项工程作业，精细化方案设计、流程管控和成本管理，不断提高经济效益、降低成本、提

升抗风险能力和盈利能力[31,47-49]。

• 设计-监督一体化：用强有力的监督监理手段，严格执行和高质量实施相关技术方案；油公司保证对经过系统性论证和决策的项目方案不折不扣地落实；强化流程管理与监督监理的掌控，做到任务清晰、责任明确、反馈迅速、决策及时。

### 3.3. 专业化协同

一个非常规油气开发项目通常需要多种专业子公司、多家单位和部门共同完成，来自不同方面的人员具有不同的专业背景和从业经历，涉及多家服务队伍、多个专业流程、数十项业务活动、数百个工作环节或 workflow，此外还需配套集中营地、钻完井和压裂材料、通信网络、应急材料、发电设备、后勤保障和外部协调等。因此，技术方案和实施流程必须优化组合并针对性优选专业化服务队伍，实施基于资源共享、技术共享和流程共享的专业化协同[31,39-43]，从而大幅度提高项目效率和效益，并保障相关服务方的利益。附录A中的图S4为针对压裂子系统的专业化协同示意图，它包括多个业务流程，每个业务流程

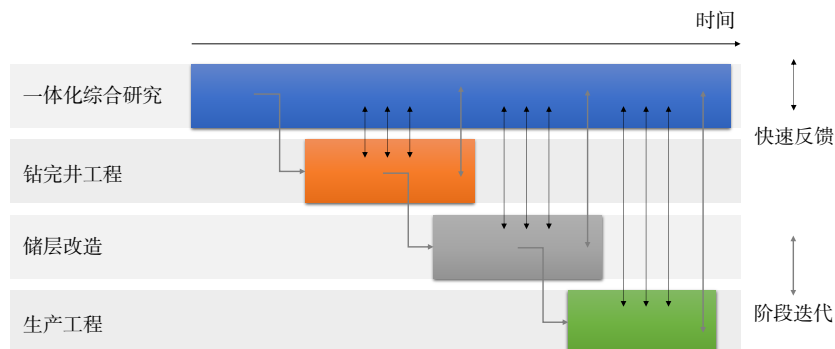


图7. 多学科研究与作业协同工作框架。

下有多个业务活动，每个业务活动又包括多个 workflow。

### 3.4. 市场化运作

充分发挥市场在资源配置中的决定性作用，大力组织和推进市场化运作，既是国家改革的方向，也是非常规油气效益开发的必然选择[45,49]。要从我国非常规油气开发大系统的角度，建立经营者和服务方利益共享、风险共担和合作共赢的理念与机制，培育市场化良性竞争环境。油公司首先要开放内部技术服务市场，油公司之间逐步彼此开放技术服务市场，最终各个油公司要循序渐进地向社会全面开放非常规油气领域的技术服务市场。以资产项目为基础，创新管理机制、考核评价制度和商业模式，保证高质量、高性价比服务，促进各利益相关方和参与者共同发展，共同实现各方成本递减、效益递增，形成市场化运作合作范式。

### 3.5. 社会化支撑

依托当地政府和社会的“轻量化”经营，是实现非常规油气效益开发的重要举措。开发项目的运行模式要求充分利用社会网络和公共资源获取专业化服务，提升基础设施保障能力，优化供应链配置以及获得公众支持，避免形成“大而全、小而全”但缺乏专业性和效费比的自循环支持服务系统。把充分利用社会支持、从外部获取高效率和高服务质量变成一种理念和项目运行常态，从买装备、买产品变为买服务或租赁服务，从内部全自主变为充分依托可靠的服务提供方，将部分投资转化为成本，尽可能降低项目投入的固定资产。

### 3.6. 数字化管理

数字化和以数字化为基础的智能化正在助推社会和行业加速转型，与之适应的组织管理架构变革和流程优化与再造，成倍甚至成数量级地提高了油气行业快速响应能力、作业效率和决策可靠性。与2014年相比，美国2020年页岩油气的产量均增加了近一倍，数字化智能化在大幅度提高劳动生产率和作业效率、降低成本中发挥了关键性作用[50-51]。

我国油气行业的数字化目前处于快速发展阶段[29]。非常规油气项目实施全面数字化建设，应以数字化油气田和大数据系统为基础，实现全面知识感知与发现、自动生产、实时监测与诊断、预测预警、协同研究、全生命周期多目标多层次优化、一体化运营、节能降耗与碳减排，以及智能决策。通过大数据和人工智能赋能驱动，促进生产方式、管理架构、运营模型和再造的流程模式更加高效率、高质量。附录A中的图S5建议了非常规油气开发项

目简化的数字化管理架构。

### 3.7. 绿色化发展

绿色化开发是新时期油气行业的重要使命。与常规油气项目相比，非常规油气项目由于需要持续高强度钻井和压裂，面临更大的环境和碳减排压力。在“碳达峰”“碳中和”硬约束下，非常规油气项目必须从一开始就建立绿色化发展理念，通过技术进步和管理转型，实现项目与自然环境的和谐统一。

绿色化发展具体体现在五个方面：①生产过程清洁化，应用绿色环保材料和清洁生产工艺技术，从源头上减少废弃物产生；②废弃物资源化，保障废水、固废、废气等资源化循环利用，建设“无废”项目；③道路土地集约化，大力推行大井丛平台开发方式，实现井场标准化建设和一体化、预制化施工；④场站建设生态化，加快油气田矿区绿化和生态修复，开展碳汇林、碳中和林建设；⑤产业链低碳化，通过技术装备改进升级和数字化智能化赋能、项目建设与运营流程闭环改造、项目建设与运营用能的绿色新能源替代等一系列措施，推进非常规油气项目与CO<sub>2</sub>封存与利用（CCUS）集成，实现节能降耗、节约水资源、管控温室气体和挥发性有机物（VOC）减排。

## 4. “一全六化”系统工程方法论对非常规油气效益开发的意义

非常规油气开发是由相互联系、相互依赖、相互制约和相互作用的众多跨学科、跨领域、跨层次组成部分形成的复杂系统。实现非常规油气效益开发，需要遵循系统工程方法论。“一全六化”概念的提出，就是系统工程方法论在非常规油气开发中的具体体现，主要表现在如下四个方面。

### 4.1. “一全六化”体现了非常规油气开发系统的整体性

一个非常规油气开发项目，主要涉及国家油公司勘探与生产板块和工程服务板块两大内部系统以及外部系统，各系统又可以进一步细分为众多相关子系统。从工程与生产上，涉及规划、地质、评价、钻井、采油、地面、运行、维护及其他专业领域的业务活动；从组织管理上，涉及设计单位、科研院所、技术服务、钻探与工程企业、开发公司、油田建设、采油单位、机关部门等职能机构；外部环境系统涉及地方政府、服务企业、环境生态、基础设施、后勤运输、物资保障及其他利益相关方。

在项目中，各部分通过一体化统筹、专业化协同和社

会化运作，相互作用、相互依赖、分工合作、融合发展，共同推动项目整体最优化。一个非常规油气开发项目也是一项共生系统工程，通过实施“一全六化”进行要素重组、系统优化与整合，构建互惠共生和一体化共生模式与环境，实现“1+1>2”系统涌现效应；各利益相关方通过包容协调、合作共赢，促进自身发展，提升共同利益的“蝴蝶效应”，体现了全局优化思想和系统工程整体性原则。

#### 4.2. “一全六化”实现非常规油气开发系统层次性最优化

一个非常规油气开发项目包括多个子系统，如钻完井工程子系统和压裂工程子系统等及其更低一级要素；同时它又是从属于一个大型国有公司整个油气勘探与生产大系统中的一个子系统，并进一步服务于国家油气供给安全复杂大系统，具有鲜明的层次性系统结构。“一全六化”方法论就是针对非常规油气开发系统跨学科、跨领域和跨层级的普遍特点，优化系统层次结构，保障各子系统各司其职并高效率、高质量运行，实现我国非常规油气规模效益开发。

我国油气勘探开发已经进入“常非并举”时代，非常规油气资源是国内稳定原油产量、扩大天然气产量最现实和最主要的增量部分，是我国油气工业长期发展的战略选择[6-7,9-10]，非常规油气年产量在国内油气年产量的占比将逐年增加[11-13,19]。通过实施“一全六化”实现提质增效、降低桶油成本、大幅度提高采收率和绿色化发展，实现资源大规模效益动用和大幅度提高年产量，将极大拓展非常规油气的发展空间，服务于国家油气供给安全保障和国家“双碳战略”。此外，从国家油公司发展空间、发展利益和发展战略多个维度，“一全六化”方法论也体现了非常规油气开发系统层次性耦合优化的要求。

#### 4.3. “一全六化”有效应对非常规油气开发系统复杂性

非常规油气开发系统除了其固有的复杂性，如系统内部整体与局部、子系统结构和要素及其定性和定量模型演化、子系统之间和各要素之间的相互作用，存在不确定性、非线性和模糊性，我国非常规油气开发还有其特殊的复杂性。

首先，我国非常规油气“多源、多期、多向”的地质特征给开发带来了极大的理论与技术挑战[6-7,22-23]：古龙纯页岩型页岩油的开发更是没有先例可以借鉴，英雄岭高原山地式页岩油等也异于其他，适应性理论和技术均进入了“无人区”[26]。

其次，在组织管理上当前主要沿用常规油气开发项目

的模式，阶段上由不同部门各管一段；同一部门不同专业背景的员工和专家没有有效协同，缺乏互动交流；管理上实行逐层细分的垂直管理，规划计划上针对各子系统、下属部门和下级单位在不同阶段或时间段设置独立目标(图1)。同时，国家油公司由于历史原因形成的勘探与生产子系统和工程技术子系统之间关联交易，相对固化、缺乏弹性和灵活性，也值得关注。

再次，我国非常规油气开发项目有更复杂的外部环境制约，需要考虑油气供给的长期稳定性、当地国民经济发展的支撑性、环境生态的承载性和基础设施的约束性。

针对这些复杂性，“一全六化”方法论运用全生命周期管理和一体化统筹实现时间和空间维度的整体优化、协调整体与局部的关系，用专业化协同打破学科、专业和领域壁垒，强化交叉融合，用市场化运作和社会化支撑构建与外部系统的共生发展，用数字化管理综合集成基础理论与技术体系、组织管理体系及知识与经验体系，将物理、事理和人理及其相互作用过程统一起来[46]，用绿色化、低碳化可持续发展理念，实现人与自然的和谐共生。

#### 4.4. “一全六化”适应复杂系统的开放性

非常规油气开发系统对于外部环境和其他系统也是一个开放系统，主要体现在几个方面。第一是非常规油气开发项目的固有开发模式，首先要求持续不断地降低桶油成本以增强项目的抗风险能力，进而要求不断地改进理论技术体系和组织管理体系；第二是需要持续不断地钻井以实现在油田、盆地和行业层面所期望的稳产目标，在此过程中有源源不断的人力、技术、资金和资源大规模投入，以及产出大量的数据与信息、知识和经验、理论与技术；第三是各子系统、各学科、各专业和各领域需要共享数据和信息、知识和经验，相互反馈并不断优化。比如，大井丛平台多层系立体开发的出现，要求转变开发理念，改变方案优化模式，创新发展钻完井工程、压裂和生产等工程工艺技术，建立适应性组织管理体系和相关流程[32,52-53]。

非常规油气开发要充分适应社会和行业的发展趋势和需求变化，充分利用大数据和人工智能等信息技术，借鉴和利用其他行业的先进技术和组织管理经验，强化和提升系统学习能力，更有效保障规模效益开发。“一全六化”方法论倡导作业者和服务方共生共赢发展模式，强调构建新型组织管理方式，通过迭代优化建立各种学习曲线，适应了非常规油气开发系统的开放性要求。

总之，“一全六化”方法论针对非常规油气开发系统的整体性、层次性、复杂性和开放性，旨在通过从总体上把握、整体上最优为目标解决问题，是定性到定量综合集



成系统工程思想和方法论。它遵循了将多学科多领域相结合、宏观与微观相结合、整体与局部相统一、理论技术与知识经验相结合、工程生产与组织管理相结合，能够有力地保障非常规油气规模效益开发的规划、决策、部署和实施的科学性、预见性、适应性、有效性和准确性。整体着眼、统筹考虑、部分着手、各方协调，力争利用最少的人力、物力和财力在最短的时间内，达到当前条件下的整体目标和实施方案的最优化；通过系统学习，对理论技术体系、组织管理体系和知识经验体系持续迭代更新，实现全生命周期条件下的动态优化。

## 5. 应用案例:吉木萨尔陆相页岩油示范区

### 5.1. 项目概况

吉木萨尔凹陷面积 1170 km<sup>2</sup>，2010 年实现了陆相页岩油勘探突破，其后获批建设我国第一个国家级页岩油示范区[54-55]。经过 10 年“三起三落”的曲折探索，到 2020 年示范区未能完全达到“技术上可行，经济上也必须可行”的要求，未能实现效益开发的整体性突破。

从 2020 年开始，中国石油天然气股份有限公司新疆油田分公司转变思路和机制，运用“一全六化”系统工程方法论，在 2021 年实施的 58 号小井距立体开发平台，从管理、技术到经济指标上取得了决定性突破，掌握了打开全面效益开发大门的技术和管理两把钥匙。

### 5.2. “一全六化”系统工程方法论主要实践

示范区以“底线油价、效益倒算”的原则，按照全生命周期管理模式的要求，在管理组织架构、目标、方法和手段各个方面进行变革；在全生命周期组织管理架构下，组建页岩油项目经理部，按照系统工程项目管理原则推进技术方案到生产实施的一体化统筹；以页岩油项目经理部为核心，从管理线和技术线对利益相关方在技术、经济、安全环保、社会责任等目标上实施整体权衡，充分发挥专业队伍在其专业领域的优势，实现跨部门、跨层级和跨领域的专业化协同。

示范区突破了传统关联交易的桎梏，对各项服务需求推行系统内和系统外的全面市场化，推进“不限额、不封顶、不托底、责权利对等”的竞争机制，加快和持续培育良性竞争市场；地方政府、本地企业和当地承包商在基础设施、供水供电、道路交通、后勤保障、仓储物流等提供公共支撑和社会化服务，降低成本、重复利用资源、节能降耗，同时减轻环保压力。

示范区打造数字化油田，覆盖从建产到生产全过程，

大幅度降低了操作成本，提高了快速决策与响应能力及管理效率，有力保障了“低能耗、低风险、低人工、高效率、高可靠性”的目标；着力打造绿色环保低碳油气开发新模式，通过技术进步强化工程子系统的节能、降耗和减排，逐步扩大 CO<sub>2</sub> 前置压裂、CO<sub>2</sub> 吞吐等技术试验，实现提高采收率与 CO<sub>2</sub> 地下封存一体化；强化环境保护工程和流程优化，确保钻屑不落地，泥浆和压裂液资源化重复利用，创新发展微生物绿色循环低成本增效开发技术，提升示范区的绿色化效益开发能力。

### 5.3. 应用效果

吉木萨尔陆相页岩油示范区从 2020 年开始推行“一全六化”系统工程方法论以来，迄今已经见到良好效果。第一是投资管控成效显著；2021 年投产的 8 口井折算到 2019 年工艺指标，按照市场化价格单井投资下降 54%（图 8），其中，单位进尺钻井费用下降 57%，单方液压裂费用下降 42%。第二是按照地质工程一体化设计施工的 58# 平台生产效果逐步显现；该平台 2021 年 5 月下旬开井生产，与前期投产井同期对比，相同油嘴制度下日产液量、日产油量、含水下降速度都达到了最好水平。第三是通过市场化自主经营，坚持事前算赢、量效兼顾，示范区原开发方案指标可以大幅度提升，在每桶 45 美元底线油价下，可以在 2026 年实现项目扭亏为盈，预测项目利润 66.66 亿元（见附录 A 中的图 S6）；按照市场化对新区开发方案进行调整，预计新区 2027 年实现正现金流、累计现金流 134.6 亿元，预计新老区合计 2028 年实现正现金流、累计现金流 96.8 亿元。与原方案相比，按市场化调整后的方案的盈利能力大幅度提升。

## 6. 结论和建议

在当前条件下，通过理念变革，推动管理革命，引领技术创新，从而实现非常规油气效益开发“技术上可行、经济上也可行”的目标。在总结过去实践和认识的基础上，提出了“一全六化”系统工程方法论，是针对非常规油气开发系统、以资产项目为基本单元的系统工程管理理念和技术；适应我国非常规油气的独特性和开发特点，提出了在合理经济指标下最大化采收率的全生命周期优化目标。

为实现我国非常规油气规模效益开发，管理者和开发专家务必根植效益信念。“一全六化”系统工程方法论在非常规油气开发实践中取得了良好的应用效果，表明理念转变带来的管理变革、全局与局部有机结合的系统优化，

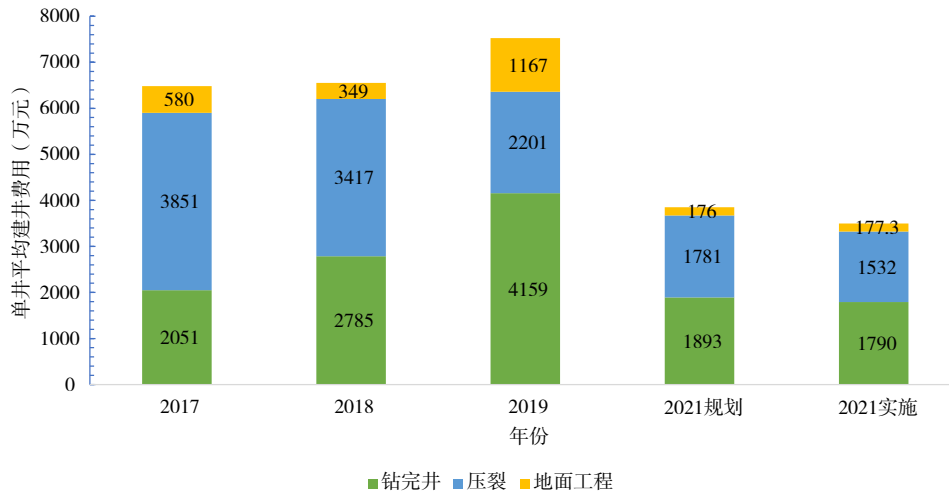


图8. 2017~2021年建井费用对比；“一全六化”方法论从2021年开始实施。

能够对非常规油气效益开发产生革命性驱动力并引领和推动技术发展，证明了“非常规油气不代表低效益、非常规油气不代表低采收率”的颠覆性观点，坚定了我国非常规油气能够在坚持底线成本条件下实现大规模效益开发的信心。

在保障国家能源供给安全和“碳达峰”“碳中和”国家战略下，实现大幅度进口替代是油气从业者必须要有的信心、决心和使命。“一全六化”系统工程方法论在其他类型油气资源开发中以及包括地热等地质能源开发中，均具有一定的借鉴意义。通过不断实践与认识完善，加强政策与制度保障，构建相应的大数据系统，培养具有系统工程思想和方法论的人才队伍，“一全六化”能够成为国家油公司乃至整个油气行业的重要方法论。

## 致谢

本文作者感谢中国石油大学(北京)唐旭教授在系统工程原理和相关论述上卓有成效的讨论和建议；感谢中国石油大学(北京)贾昀副教授在英文写作上的大力协助。本研究得到了国家自然科学基金基础科学中心项目(72088101)资助。

## Compliance with ethics guidelines

Guoxin Li, Chenggang Xian, and He Liu declare that they have no conflict of interest or financial conflicts to disclose.

## Appendix A. Supplementary dat

Supplementary data to this article can be found online at <https://doi.org/10.1016/j.eng.2022.05.018>.

## References

- [1] Sun L, Zou C, Jia A, Wei Y, Zhu R, Wu S, et al. Development characteristics and orientation of tight oil and gas in China. *Pet Explor Dev* 2019;46(6):1015–26. Chinese.
- [2] Du J, Hu S, Pang Z, Lin S, Hou L, Zhu R. The types, potentials and prospects of continental shale oil in China. *China Pet Explor* 2019;24 (5):560–8. Chinese.
- [3] Zhao W, Jia A, Wei Y, Wang J, Zhu H. Progress in shale gas exploration in China and prospects for future development. *China Pet Explor* 2020;25(1):31–44. Chinese.
- [4] Zhao W, Hu S, Hou L, Yang T, Li X, Guo B, et al. Types and resource potential of continental shale oil in China and its boundary with tight oil. *Pet Explor Dev* 2020;47(1):1–11. Chinese.
- [5] Hu S, Zhao W, Hou L, Yang Z, Zhu R, Wu S, et al. Development potential and technical strategy of continental shale oil in China. *Pet Explor Dev* 2020;47(4): 819–28. Chinese.
- [6] Jia C. Development challenges and future scientific and technological researches in China's petroleum industry upstream. *Acta Pet Sin* 2020;41(12): 1445–62. Chinese.
- [7] Jia C. China's petroleum industrial upstream technological development and its future research areas. *Pet Sci Technol Forum* 2021;40(3):1–10. Chinese.
- [8] Zhao W, Jia A, Wang K, Gao Y, Wei Y, Huang F. Theoretical and technological progress and development prospect of China's natural gas exploration and development in the 13th Five-Year Plan period. *Pet Sci Technol Forum* 2021; 40(3): 11–23. Chinese.
- [9] Zou C, Zhao Q, Wang H, Sun Q, Shao N, Hui Z, et al. Theory and technology of unconventional oil and gas exploration and development helps China increase oil and gas reserves and production. *Pet Sci Technol Forum* 2021; 40(3):72–9. Chinese.
- [10] Zou C, Zhao Q, Cong L, Wang H, Shi Z, Wu J, et al. Development progress, potential and prospect of shale gas in China. *Nat Gas Ind* 2021;41(1):1–14. Chinese.
- [11] Li G, Zhu R. Progress, challenges and key issues in the unconventional oil and gas development of CNPC. *China Pet Explor* 2020;25(2):1–13. Chinese.
- [12] He H, Fan T, Guo X, Yang T, Zheng M, Huang F, et al. PetroChina: major achievements in oil and gas exploration during the 13th Five-Year Plan period and development strategy for the 14th Five-Year Plan. *China Pet Explor* 2021; 26(1):17–30. Chinese.

- [13] Guo X, Cai X, Liu J, Liu C, Cheng Z, Gao B, et al. Natural gas exploration progress of Sinopec during the 13th Five-Year Plan and prospect forecast during the 14th Five-Year Plan. *Nat Gas Ind* 2021;41(8):12–22. Chinese.
- [14] Sun J, Liu W. Strategic thinking and suggestions on high-end development of China's petroleum engineering technology and equipment. *Pet Sci Technol* 2021;40(3):43–55. Chinese.
- [15] Gao D. Some research advances in well engineering technology for unconventional hydrocarbon. *Nat Gas Ind* 2021;41(8):153–62. Chinese.
- [16] Lei Q, Wen D, Xiong S, Liu S, Liu H, Guan G, et al. Progress and development directions of shale oil stimulation technology of CNPC. *Pet Explor Dev* 2021; 48(5): 1035–42. Chinese.
- [17] Zhao J, Ren L, Jiang T, Hu D, Wu L, Wu J, et al. Ten years of gas shale fracturing in China: review and prospect. *Nat Gas Ind* 2021; 41(8): 121–42. Chinese.
- [18] Lu B. New progress and development proposals of Sinopec's petroleum engineering technologies. *Pet Drill Tech* 2021;49(1):1–10. Chinese.
- [19] He Z, Lie H, Jiang T. Challenges and countermeasures of effective development with large scale of deep shale gas in Sichuan Basin. *Reserv Eval Dev* 2021;11(2): 1–11. Chinese.
- [20] Jiang T, Wang H. The current status and development suggestions for Sinopec's staged fracturing technologies of horizontal shale oil wells. *Pet Drill Tech* 2021; 49(4):14–21. Chinese.
- [21] Jin Z, Bai Z, Gao B, Li M. Has China ushered in the shale oil and gas revolution? *Oil Gas Geol* 2019;40(3):451–8. Chinese.
- [22] Liu H, Meng S, Su J, Zhang G, Chen L. Reflections and suggestions on the development and engineering management of shale gas fracturing technology in China. *Nat Gas Ind* 2019;39(4):1–7. Chinese.
- [23] Liu H, Kuang K, Li G, Wang F, Jin X, Tao J, et al. Considerations and suggestions on optimizing completion methods of continental shale oil in China. *Acta Pet Sin* 2020;41(4):489–96. Chinese.
- [24] Jin Z, Wang G, Liu G, Gao B, Liu Q, Wang H, et al. Research progress and key scientific issues of continental shale oil in China. *Acta Pet Sin* 2021;42(7):821–35. Chinese.
- [25] Jin Z, Zhu R, Liang X, Shen Y. Several issues worthy of attention in current lacustrine shale oil exploration and development. *Pet Explor Dev* 2021;48(6): 1276–87. Chinese.
- [26] Sun L, Liu H, He W, Li G, Zhang S, Zhu R, et al. An analysis of major scientific problems and research paths of Gulong shale oil in Daqing Oilfield. *NE China. Pet Explor Dev* 2021;48(3):453–63. Chinese.
- [27] Li G, Wang F, Pi X, Liu H. Optimized application of geology-engineering integration data of unconventional oil and gas reservoirs. *China Pet Explor* 2019;24(2):147–52. Chinese.
- [28] Su J, Liu H. Challenge and development of big data application in petroleum engineering. *J China Univ Pet* 2020;36(3):1–6.
- [29] Kuang L, Liu H, He L, Ren Y, Luo K, Shi M, et al. Application and development trend of artificial intelligence in petroleum exploration and development. *Pet Explor Dev* 2021;48(1):1–11. Chinese.
- [30] Sochovka J, George K, Melcher H, Mayerhofer M, Weijers L, Poppel B, et al. Reducing the placement cost of a pound of proppant delivered downhole [presentation]. In: *SPE Hydraulic Fracturing Technology Conference and Exhibition*; 2021 May 4–6; online, 2021.
- [31] Li G, Luo K, Shi D. Key technologies, engineering management and important suggestions of shale oil/gas development: case study of a Duvernay shale project in Western Canada sedimentary basin. *Pet Explor Dev* 2020; 47(4): 791–802.
- [32] Li G, Qin J, Xian C, Fan X, Zhang J, Ding Y. Theoretical understandings, key technologies and practices of tight conglomerate oilfield efficient development: a case study of the Mahu Oilfield, Junggar Basin, NW China. *Pet Explor Dev* 2020;47(6):1185–97. Chinese.
- [33] Gherabati A, Browning J, Male F, Smye K, Walsh M, Ikonnikova S, et al. Evaluating hydrocarbon-in-place and recovery factor in a hybrid petroleum system: case of Bakken and Three Forks in North Dakota. In: *Unconventional Resources Technology Conference*; 2017 Jul 24–26; Austin, TX, USA; 2017.
- [34] Gherabati SA, Hammes U, Male F, Browning J. Assessment of hydrocarbon in place and recovery factors in the Eagle Ford shale play. *SPE Reserv Eval Eng* 2018;21(2):291–306.
- [35] Gherabati SA, Smye KM, McDaid G, Hamlin S. New engineering and geologic parameters to predict infill well performance in the Wolfcamp of the Delaware Basin. In: *Unconventional Resources Technology Conference*; 2020 Jul 20–22; online; 2020.
- [36] Qian Y, Male F, Ikonnikova SA, Smye K, McDaid G, Goodman E. Permian Delaware Basin Wolfcamp A formation productivity analysis and technically recoverable resource assessment. In: *Unconventional Resources Technology Conference*; 2020 Jul 20–22; online; 2020.
- [37] Boswell R, Carney BJ, Pool S. Using production data to constrain resource volumes and recovery efficiency in the Marcellus Play of West Virginia. In: *Proceedings of SPE Annual Technical Conference and Exhibition*; 2020 Oct 26–29; online. Richardson: OnePetro; 2020.
- [38] Hu W. Geology-engineering integration—a necessary way to realize profitable exploration and development of complex reservoirs. *China Pet Explor* 2017; 22(1): 1–5. Chinese.
- [39] Wu Q, Liang X, Xian C, Li X. Geoscience-to-production integration ensures effective and efficient South China marine shale gas development. *China Pet Explor* 2015;20(4):1–23. Chinese.
- [40] Rui Z, Cui K, Wang X, Chun JH, Li Y, Zhan Z, et al. A comprehensive investigation on the performance of oil and gas development in Nigeria: technical and non-technical analyses. *Energy* 2018;158:666–80.
- [41] Wu Q, Hu W, Li X. The phenomenon of “alienation” of geology-engineering integration in exploration and development of complicated oil and gas reservoirs, and related thoughts and suggestions. *China Pet Explor* 2018;23(2): 1–5. Chinese.
- [42] He X, Zhou P, Yang H, Wen W, Wu J, et al. Management practice and prospect for geology-engineering integration of shale gas. *Nat Gas Ind* 2022;42 (2):1–10.
- [43] Liang X, Guan B, Li J, Zhang C, Wang W, Li D, et al. Key technologies of shallow shale gas reservoir in mountainous area: taking Taiyang gas field in Zhaotong national shale gas demonstration area as an example. *Nat Gas Ind* 2021;41 (Suppl 1):124–32. Chinese.
- [44] Liang X, Shan C, Jiang P, Zhang C, Zhu D. Geology and engineering integration application in the whole life cycle of shallow shale gas wells. *J Southwest Pet Univ* 2021;40(3):1–18. Chinese.
- [45] Liu H, Li G, Yao Z, Jin X, Meng S, Su J. “Point-line-area” methodology of shale oil exploration and development. *Pet Sci Technol* 2020; 39(2): 1–5. Chinese.
- [46] Kou X, Gu J. A twenty-five-year review of WSR methodology: origin, connotation, comparison and outlook. *Manag Rev* 2021;33(5):3–14. Chinese.
- [47] Li G, Guo X, Du J, He H, Lin S, Fan Y, et al. Research and application of the index system model of exploration benchmarking management. *China Pet Explor* 2019;24(1):10–5. Chinese.
- [48] Xie Y, Cai D, Sun H. Exploration and effect of exploration and development integration in unconventional gas of CNOOC. *China Pet Explor* 2020; 25(2): 27–32. Chinese.
- [49] Li G, He H, Liang K, Zen S, Tian J, Zhang G, et al. China's oil and gas resource management reform and innovative practice of PetroChina. *China Pet Explor* 2021;26(2):45–54. Chinese.
- [50] Weijers L, Wright C, Mayerhofer M, Pearson M, Griffin L, Weddle P, et al. Trends in the North American frac industry: invention through the shale revolution. In: *Proceedings of SPE Hydraulic Fracturing Technology Conference and Exhibition*; 2019 Feb 5–7; The Woodlands, TX, USA. Richardson: OnePetro; 2019.
- [51] Jacobs T. These five companies are reinventing the US Frac Fleet. *J Pet Technol* 2019;71(8):30–5.
- [52] Jacobs T. “Dominant Project” raises key questions about future of cube drilling. *J Pet Technol* 2019;71(10):40–2.
- [53] Xiong H, Thompson A, Tackett J, Schellstede M. Unconventional reservoir development performance reviews—the Northern Midland Basin case study. In: *Proceedings of Unconventional Resources Technology Conference*; 2021 Jul 26–28; Houston, TX, USA; 2021.
- [54] Kuang L, Tang Y, Lei D, Chang Q, Ouyang M, Hou L, et al. Formation conditions and exploration potential of tight oil in the Permian saline lacustrine dolomitic rock, Junggar Basin, NW China. *Pet Explor Dev* 2012;39(6):700–11. Chinese.
- [55] Wang X, Yang Z, Guo X, Wang X, Feng Y, Huang L. Practices and prospects of shale oil exploration in Jimsar Sag of Junggar Basin. *Xinjiang Pet Geol* 2019; 40(4): 402–12. Chinese.