

北美页岩油气革命及启示—Bakken 页岩油气藏大数据实例分析

于荣泽^{1,2,3}, 邹才能^{1,2,3*}, 赵群^{1,2,3}, 张晓伟^{1,2,3}, 陈艳鹏^{1,2,3}, 董大忠^{1,2,3}, 赵素平^{1,2,3}, 孙钦平^{1,2,3}, 王欣⁴

(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, 河北 廊坊 065007;

3. 中国石油天然气集团有限公司煤岩气重点实验室, 河北 廊坊 065007;

4. 中国石油天然气股份有限公司西南油气田分公司油气工艺研究院, 四川 成都 610017)

摘要: 依托近 2.6 万口水平井全生命周期大数据, 采用数理统计、随机森林与 Pareto 多目标优化方法, 揭示了 Bakken 页岩油气藏工程技术与开发效益的协同演化规律。研究表明, 通过工程参数的持续迭代, 水平段长由 2150m 延伸至 5217m, 加砂强度由 0.29t/m 提升至 1.54t/m, 钻井周期压缩至 40d, 驱动单井 EUR 倍增至 10.6×10^4 t, 同时单位油当量钻压成本由 89 美元/t 降至 45 美元/t, 形成了显著的“产量上升、成本下降”效益剪刀差。基于大数据规律, 首次建立了“垂深—水垂比”与“垂深—水平段长—加砂强度”三维协同优化图版, 量化了深层高脆性页岩油开发的参数适配区间。研究为我国陆相页岩油破解开发瓶颈、实现从“经验驱动”向“数智驱动”转型提供了可量化的技术范式。

关键词: 页岩油气; Bakken; 工程技术指标; EUR; 成本效益; 大数据分析; 启示

中图分类号: F426.22; F471.2

收稿日期: 2026-1-20

Shale Revolution in North America and Its Implications: A Data-Drive Analysis of the Bakken Shale Play

Yu Rongze^{1,2,3}, Zou Caineng^{1,2,3*}, Zhao Qun^{1,2,3}, Zhang Xiaowei^{1,2,3}, Chen Yanpeng^{1,2,3}, Dong Dazhong^{1,2,3}, Zhao Suping^{1,2,3}, Sun Qiping^{1,2,3}, Wang Xin⁴

(1. PetroChina Research Institute of Petroleum Exploration & Development, Beijing 100083, China;

2. National Energy Shale Gas R&D (Experiment) Center, Langfang, Hebei 065007, China;

3. CNPC Key Laboratory of Coal-Rock Gas, Langfang 065007, Hebei China;

4. Oil and Gas Technology Research Institute, Southwest Oil & Gas Field Company, PetroChina, Chengdu 610017, China)

Abstract: Based on full-lifecycle big data from nearly 26,000 horizontal wells, and using mathematical statistics, random forest, and Pareto multi-objective optimization, this study reveals the synergistic evolution between engineering technologies and development performance in the Bakken shale play. Continuous iteration of engineering parameters extended the lateral length from 2,150 m to 5,217 m, increased proppant intensity from 0.29 t/m to 1.54 t/m, and reduced the drilling cycle to 40 d. As a result, the estimated ultimate recovery (EUR) per well doubled to 10.6×10^4 t, while the drilling and fracturing cost per unit oil equivalent dropped from 89 USD/t to 45 USD/t, creating a significant “rising production, falling cost” beneficial scissors gap. Based on big-data patterns, we establish for the first time a “true vertical depth vs. water-to-vertical ratio” chart and a “true vertical depth vs. lateral length vs. proppant intensity” three-dimensional collaborative optimization chart, quantifying parameter adaptation intervals for deep, high-brittleness shale oil development. This study provides a quantifiable technical paradigm for China’s continental shale oil to overcome development bottlenecks and transition from an

基金项目: 中国石油天然气股份有限公司重大科技专项“页岩油气开发机理与体积开发技术研究”(编号: 2023ZZ08)

作者简介: 于荣泽(1983—), 高级工程师, 博士, 主要从事非常规油气开发及数智平台建设相关研究工作。E-mail: yurongze2002@163.com, ORCID: 0009-0005-9654-7266

*通信作者: 邹才能(1963—), 中国科学院院士, 博士, 主要从事常规—非常规油气地质学理论与勘探、新能源技术、能源战略、碳中和等领域的研究工作。E-mail: zcn@petrochina.com.cn, ORCID: 0000-0001-5912-1729

experience-driven to a digital intelligence-driven approach.

Keywords: Shale oil and gas; Bakken; Engineering technical parameters; EUR (Estimated Ultimate Recovery); Cost efficiency; Big-data analysis; Implications

在全球“碳达峰、碳中和”战略目标加速落地的背景下，能源结构向清洁化、低碳化转型已成为国际共识，第三次能源转型正以“低碳化—清洁化—高效化”为核心全面推进(邹才能 等, 2022)。天然气作为衔接传统化石能源与可再生能源的关键“桥梁能源”，在可再生能源体系完全成熟前的过渡阶段，与石油共同承担着保障能源安全、支撑经济社会发展的“压舱石”作用(Jablonská and Králík, 2023)。页岩油气凭借其巨大的资源基数、较高的能量密度及日趋成熟的产业链，已成为全球能源供应的关键增长极，2023 年全球页岩油气产量达 $12.6 \times 10^8 \text{t}$ 油当量，占全球油气总产量的 14.9%，其开发效率与碳排放强度直接影响全球碳中和进程(Zou et al., 2023)。国际能源署研究表明，2035 年前页岩油气仍将是实现能源安全与温室气体减排双重目标的核心过渡资源，而 BP《能源展望》预测，到 2035 年全球页岩油气产量当量将占非常规总产量的 55%以上(EIA, 2026)。北美率先实现的“页岩油气革命”不仅彻底改变了其能源自给格局，更重塑了全球能源市场与地缘政治，标志着非常规油气资源已成为现代能源体系不可或缺的支柱(贾承造 等, 2023)。系统揭示其成功开发的内在规律，对我国实现页岩油气规模化效益开发、提升能源自主保障能力具有重大战略意义。

北美地区作为全球“页岩革命”的策源地与核心区，凭借水平井钻井与多段水力压裂技术的率先突破及持续规模化工程迭代，已发展成为全球开发成熟度最高、产量贡献最大的非常规油气产业集群(翁定为 等, 2023)。该地区页岩油气资源类型完备，藏系丰富，广泛分布于 Appalachian、Permian、Williston、Fort Worth 等多个盆地(表 1)。其中，Appalachian 盆地的 Marcellus 巨型常压页岩气、Permian 盆地的 Wolf camp、Williston 盆地的 Bakken 以及 Fort Worth 盆地的 Barnett 为典型代表，构成了北美页岩油气开采的四大支柱(McMahon et al., 2024)。这些主力页岩油气藏普遍具备优越的地质禀赋，储层有机质丰度普遍超过 2%、有机质成熟度 0.8%~2.5%、脆性矿物含量主体超 50%且有效厚度可观，为水平井体积压裂技术的规模化应用与持续优化提供了理想的地质舞台(邹才能 等, 2017)，持续的技术迭代催生了显著的规模效应与开发效益。2025 年，美国页岩油产量 $4.64 \times 10^8 \text{t}$ ，页岩气产量 $9007 \times 10^8 \text{m}^3$ ，页岩油气产量当量占其国内油气总产量当量的 68%，彻底扭转了其能源对外依存格局(EIA, 2026)。表 1 系统汇总的北美 13 套主力页岩层系，累计投产井超 60 万口，累积产油超 $28 \times 10^8 \text{t}$ ，累积产气超 $3.2 \times 10^{12} \text{m}^3$ ，揭示了页岩油气大规模商业开发的可行性与卓越经济性，为全球同类资源的勘探开发提供了参考借鉴(邹才能 等, 2020; Gaswirth et al., 2013; Egenhoff and Fishman, 2013; Tang et al., 2024; 李志明 等, 2015; 周庆凡 等, 2025; 边瑞康 等, 2014; EIA, 2011; Jarvie, 2012; McMahon 等, 2024; Robison, 2012; Hammes et al., 2011; Hammes

et al., 2012; Engelder et al., 2012; Cicero et al., 2025; Higley and Cox, 2007; Ryder, 2008; Romero and Philp, 2012; 于荣泽 等, 2022a; 于荣泽 等, 2022b; 于荣泽 等, 2023a; 于荣泽 等, 2023b; 于荣泽 等, 2025; 孙健 等, 2018)。

Williston 盆地的 Bakken 页岩是北美页岩油气开发的“技术试验田”与“效益标杆”，具有极强的典型性与借鉴价值（贾承造 等, 2023; 李志明 等, 2015）。该页岩油气藏形成于深海—半深海沉积环境，以富有机质页岩夹持粉砂岩/细砂岩的“三明治”结构为特征，有机质丰度 6%~12%、脆性矿物含量 60%~80%、有机质成熟度 0.8%~1.3%、压力系数 1.20~1.60，页岩油可采资源量达 9.5×10^8 t, 2024 年产量仍保持 6200×10^4 t 的高位。我国陆相页岩油资源丰富，主要分布于松辽、鄂尔多斯、准噶尔等盆地，但普遍面临储层非均质性强、原油黏度高、压力系数低、单井采收率不足 10%等瓶颈，效益开发难度大。Bakken 在超压储层改造、长水平段高效钻井、地质—工程甜点精准匹配等方面的成熟经验，与我国四川盆地、准噶尔盆地等主力页岩油产区的地质条件高度类比，可为我国破解“甜点识别精度低、单井产量差异大、开发成本高”等难题提供直接对标范式。

本文以 Bakken 页岩油气藏为研究对象，依托中国石油勘探开发研究院非常规油气数智平台（Totalsoph Unconventional Oil&Gas Platform, UOG），整合其近 2.6 万口水平井“钻井—压裂—生产—成本”全生命周期大数据。采用数理统计、随机森林算法及 Pareto 多目标优化等方法，系统开展“地质—工程—经济”一体化研究，重点剖析工程技术的迭代规律、开发指标及成本的动态演化，建立“垂深—段长—加砂强度”三维优化图版，量化揭示地质禀赋与工程参数对开发效益的耦合机制。研究成果旨在系统总结 Bakken 页岩油气藏的成功开发模式，为我国陆相页岩油，特别是深层低渗高脆性页岩油藏，提供从地质认知、技术适配到成本管控的全链条实践依据，助力国家能源安全与碳中和目标实现。

1 盆地概况

1.1 区域地质特征：“三明治”结构奠定资源富集与高效动用根基

Bakken 页岩油气藏位于北美中部的 Williston 克拉通内拗陷盆地，其稳定的构造背景为巨型页岩油气资源的形成与保存提供了得天独厚的条件（图 1）。盆地横跨美国北达科他州、蒙大拿州及加拿大萨斯喀彻温省，总面积 52×10^4 km²，是北美大陆内部典型的沉积单元（McMahon, et al., 2024）。相较于受多期造山运动强烈改造的 Appalachian 前陆盆地或具复杂次级构造单元的 Permian 盆地，Williston 盆地自晚古生代以来构造活动微弱，整体呈平缓西倾的单斜，未经历大规模断裂与强烈褶皱，这种“弱改造”特征最大限度地保护了原生烃类与地层超压系统，是 Bakken 页岩油气得以大规模富集并长期保持高产的关键构造前提。

表 1 北美典型页岩油气藏地质特征统计表

Tab. 1 Comparison of geological and engineering parameters of major shale plays in North America

分类		Bakken	Barnett	Bone Spring	Eagle Ford	Fayetteville	Haynesville	Marcellus	Mississippian	Niobrara-Codell	Spraberry	Utica	Wolf camp	Woodford
基本信息	所属盆地	Williston	Fort Worth	Permian	Western Gulf	Arkoma	Gulf Coast	Appalachian	Arkoma	Denver	Permian	Appalachian	Permian	Anadarko
	盆地类型	克拉通	前陆	裂谷-被动	被动大陆	前陆	被动大陆	前陆	前陆	前陆盆地	克拉通	前陆	裂谷-被动	前陆
	油气类型	轻质油/伴生气	干气/凝析油	油/湿气	油/湿气	干气	干气	干气/湿气	轻质油/湿气	油/湿气	油/湿气	油/湿气	油/湿气	干气/凝析油
资源规模	油气藏面积（km ² ）	520000	20000	9500	26000	15000	23000	246000	12000	11000	8200	28000	18000	65000
	可采资源量-油（10 ⁴ t）	9.5	0.15	1.1	1.5	0.03	0.05	0.1	0.4	0.7	0.9	0.5	3.5	0.3
	可采资源量-气（10 ¹² m ³ ）	0.9	1.24	0.5	0.9	1.07	1.3	25	1.5	0.3	0.4	6.2	1.1	1.8
地质特征	沉积环境	深海-半深海	深水陆棚	深水扇/陆棚	深水陆棚	浅海陆棚	深海	深水陆棚	浅海陆棚	浅海陆棚-湖泊	浅水陆棚	深水陆棚	深水陆棚	深水陆棚
	TOC（%）	6~12	2.5~3.5	2.0~4.0	2.5~6.0	2.0~9.0	2.0~5.5	3.0~8.0	2.0~5.0	2.0~4.0	2.0~3.5	1.0~4.0	2.5~5.0	3.0~8.0
	Ro（%）	0.8~1.3	0.8~1.4	0.9~1.3	1.0~2.2	1.5~2.5	1.8~2.5	1.6~3.5	0.9~1.4	0.9~1.3	0.8~1.1	1.2~2.5	0.9~1.4	1.0~2.5
	埋深（m）	2400~3400	900~3000	1800~4300	1200~4200	300~2500	2500~5000	1000~2500	1800~3000	1500~2500	1500~3200	1500~3000	1800~4200	1500~3000
	地层岩性	富硅质页岩与粉砂岩/细砂岩的“三明治”结构	钙质-硅质混合页岩	页岩-砂岩互层	灰岩质页岩/泥灰岩	硅质页岩	钙质页岩	钙质-硅质混合页岩	硅质-钙质混合页岩、灰岩与粉砂岩互层	白垩（灰岩）与硅质页岩的规则互层	粉砂岩、碳酸盐岩与页岩的薄互层	钙质页岩与灰岩的组合	钙质页岩、灰岩、粉砂岩与砂岩的复杂互层	富有机质硅质页岩
	有效厚度（m）	10~40	30~120	30~90	15~90	15~60	30~100	15~65	20~60	15~60	30~80	30~150	60~180	30~200
	孔隙度（%）	4~12	4~7	5~9	8~12	5~10	8~12	6~10	6~10	6~12	4~7	4~10	6~10	4~10
	天然裂缝	高	高	中	中-高	中	中-高	高	中	中	中	中	中-高	高
	脆性矿物（%）	60~80	50~65	55~70	50~70	40~60	65~75	40~60	50~70	45~65	50~65	50~70	60~75	50~70
	杨氏模量（GPa）	25~45	15~35	25~40	25~40	15~30	35~45	20~40	20~35	15~30	20~35	25~40	30~45	20~35
	泊松比	0.16~0.24	0.15~0.25	0.20~0.27	0.18~0.28	0.20~0.30	0.18~0.25	0.15~0.25	0.18~0.25	0.20~0.28	0.22~0.28	0.18~0.26	0.18~0.26	0.18~0.28
	含油/气饱和度（%）	70~85	70~80	60~75	65~80	60~75	70~80	55~80	60~75	60~75	55~70	60~75	65~80	65~80
	压力系数	1.20~1.60	1.00~1.10	1.10~1.40	1.20~1.80	0.90~1.10	1.62~2.12	0.90~1.10	1.10~1.40	1.10~1.40	1.00~1.20	1.10~1.60	1.20~1.60	1.10~1.50
开发规模	年产规模-油（10 ⁴ t/a）	6200	—	5700	5000	—	—	—	1500	2300	4400	—	17500	420
	年产规模-气（10 ⁸ m ³ /a）	270	180	430	440	80	1300	2700	200	287	260	680	1800	260
	截至 2024 年底井数（口）	26000	40000	15000	36000	6600	13000	138000	16000	32000	15000	5700	115000	8500

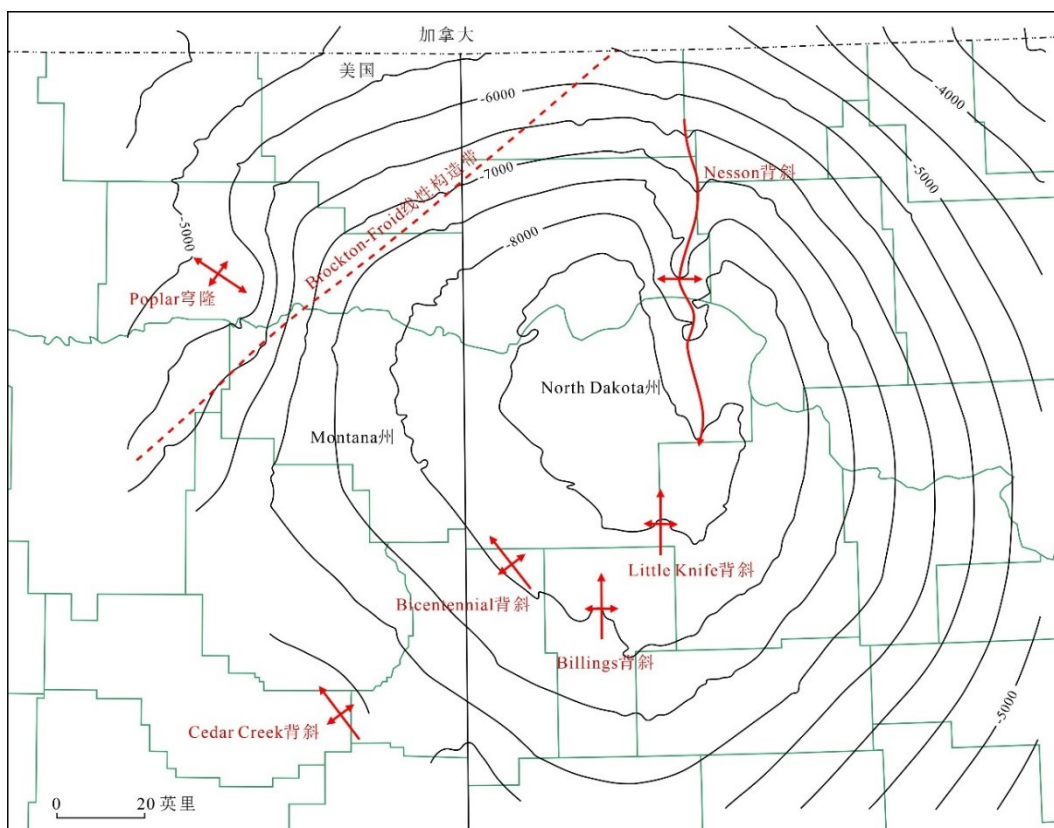


图 1 Bakken 页岩油气藏构造图

Fig. 1 Tectonic map of the Bakken shale play

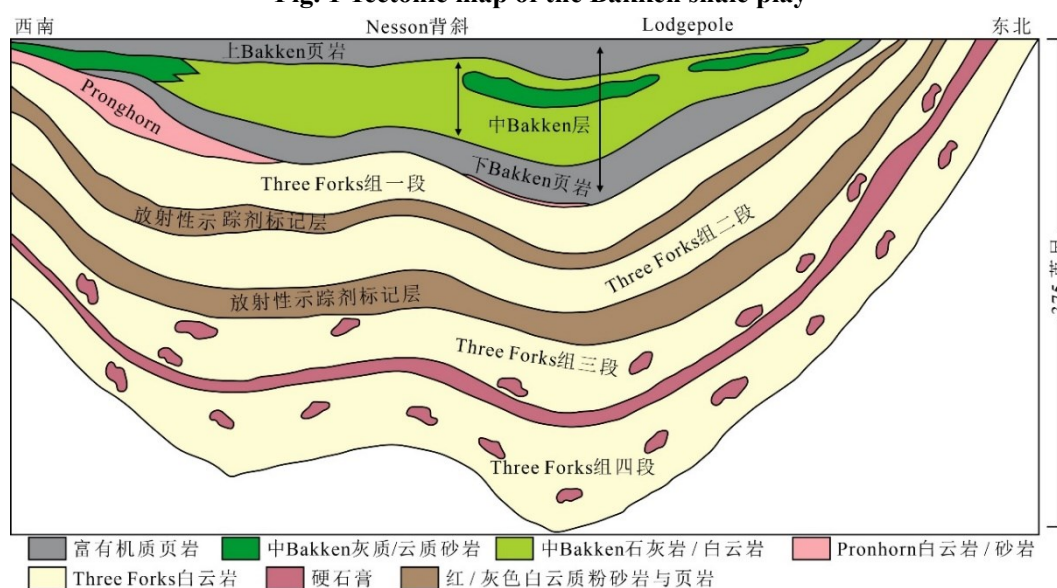


图 2 Bakken 页岩油气藏地层剖面图

Fig. 2 Stratigraphic profile of the Bakken shale play

Bakken 组形成于晚泥盆世—早密西西比世，沉积于一次大规模海侵事件形成的深海—半深海缺氧环境，其“三明治”地层结构是地质与工程甜点高度耦合的典范。垂向上，Bakken 组可明确划分为三个连续沉积的单元（图 2），包括下段 Bakken 页岩（Lower Bakken Shale, 10~15m）、中段 Bakken 砂岩/粉砂岩（Middle Bakken Member, 8~30m）和上段 Bakken 页岩（Upper Bakken Shale,

3~12m)。Bakken 上部和下部分别与 Three Forks 组白云岩和 Mississippian 系碳酸盐岩整合接触。这套“优质烃源岩（上/下段）—致密储层（中段）—有效盖层（上段）”在垂向上紧密共生，构成了完美的“源—储—盖”成藏组合。Bakken 上段和下段富有机质页岩在成熟阶段生成的轻质原油，只需进行极短距离的垂向运移即可充注到中段的粉砂岩/细砂岩储层中，成藏效率极高。此外，该结构也为立体开发提供了地质基础，其下伏的 Three Forks 组白云质粉砂岩已成为重要的接替产层，进一步拓展了资源动用范围。

Bakken 页岩油气藏的储层禀赋突出体现为“高丰度、超压、高脆性”三位一体的优越组合。首先，烃源岩品质卓越，以 I 型海相干酪根为主，生油潜力巨大。其次，得益于快速生烃与稳定构造背景，储层普遍发育强超压系统，压力系数高达 1.20~1.60，为初期高产和长期稳产提供了充足的天然能量。第三，无论是作为储层的中段砂岩，还是作为烃源岩的页岩段，脆性矿物含量（石英+碳酸盐岩）均高达 60%~80%，岩石力学性质优越，非常有利于水力压裂形成复杂的网状裂缝。尽管基质渗透率极低，但通过“长水平井+大规模体积压裂”的工程手段，能够有效沟通天然微裂缝与人工裂缝，从而将巨大的地质资源量转化为经济可采储量。根据美国地质调查局（USGS）最新评估，Bakken 页岩油技术可采资源量达 $9.5 \times 10^8 \text{t}$ ，这一巨大的资源禀赋是其成为北美页岩油革命先驱和长期稳产核心的坚实根基（Gaswirth et al., 2013）。

1.2 勘探开发历程：四阶段跃迁驱动认知革命与产业成熟

Bakken 页岩油气藏的勘探开发历程堪称北美“页岩革命”的完整缩影与经典范式，清晰展现了从传统地质认识建立、工程技术取得关键性突破，再到产业规模化开发与精细化管控的完整演化路径。依据主导技术模式、市场驱动逻辑与产业成熟度的阶段性重大变革，可将其开发进程划分常规发现、试验突破、规模扩张与精益优化四个特征鲜明的阶段。深入剖析该演化过程，既能系统总结巨型页岩油藏的工业化开发经验，也有助于揭示技术迭代推动非常规油气资源实现商业化利用、行业由粗放式规模扩张转向效益优先发展的内在规律。

常规发现阶段（1950~1999 年），其典型特征在于行业将 Bakken 组完全置于常规油气勘探框架下，视其为下伏油藏的烃源岩而非独立储层。本阶段勘探以寻找背斜、鼻状构造等圈闭为核心，开发完全依赖直井并结合原始的单段压裂技术，产能高度受限于随机分布的天然裂缝。1951 年，Antelope 1 井已获得油流揭示了其含油性，后续在 Cedar Creek 背斜等区也有零星开发。1977 年，壳牌公司实施 8 口直井压裂试验，单井日产量仍仅 20~40 桶，整体经济效益有限。1994 年，北达科他地质调查局（NDGS）首次估算其地质资源量 $100 \times 10^8 \text{t}$ ，但极低的产能使行业普遍认定其为“不可动用的致密烃源岩”，巨大的资源潜力在技术与认知的双重局限下长期沉寂。

试验突破阶段（2000～2006 年），核心特征是从“烃源岩”到“储层”的认知革命与水平井技术可行性的成功验证。本阶段以先驱公司的小规模工程试验为主导，目标在于验证水平井钻井与多段压裂能否释放 Bakken 的产能。2000 年，Lyco 公司的#33-11H 井作为首口成功的水平井初期日产量达 250 桶。2004～2006 年，EOG 公司在 Parshall 油田的 1H 井获得高产稳产，引发了该区的开发热潮。2005 年监管机构批准了大井组单元和密集钻井许可。2006 年，Continental Resources 公司的“发现井”实现了技术经济性双突破。上述标志性事件表明，“长水平段水平井+分段压裂”是解锁 Bakken 资源有效开发的核心技术。2006 年，Bakken 页岩油气藏年产油当量突破 $350\times 10^4\text{t}$ ，为大规模商业开发扫清了最关键的技术障碍。

页岩革命 1.0 阶段（2007～2014 年），典型特征是在高油价与资本狂热驱动下，以“机械助力效率”为核心的工程技术快速标准化与产量指数级增长。2008 年，美国地质调查局（USGS）发布的资源评价报告引发了矿权争夺。2012 年，Bakken 页岩油气藏年产油当量突破 $3500\times 10^4\text{t}$ ，使北达科他州跃居全美第二产油区。2013 年，USGS 将该页岩油气藏评价技术可采资源量大幅上调至 $9.5\times 10^8\text{t}$ ，确立了其全球巨型页岩油气藏的地位。然而，产量规模快速增长也暴露出基础设施瓶颈和对高油价的高敏感性。2014 年，Bakken 页岩油气藏累计钻井超 15000 口，年产油当量突破 $6000\times 10^4\text{t}$ ，奠定了其作为美国页岩油核心产区的地位。

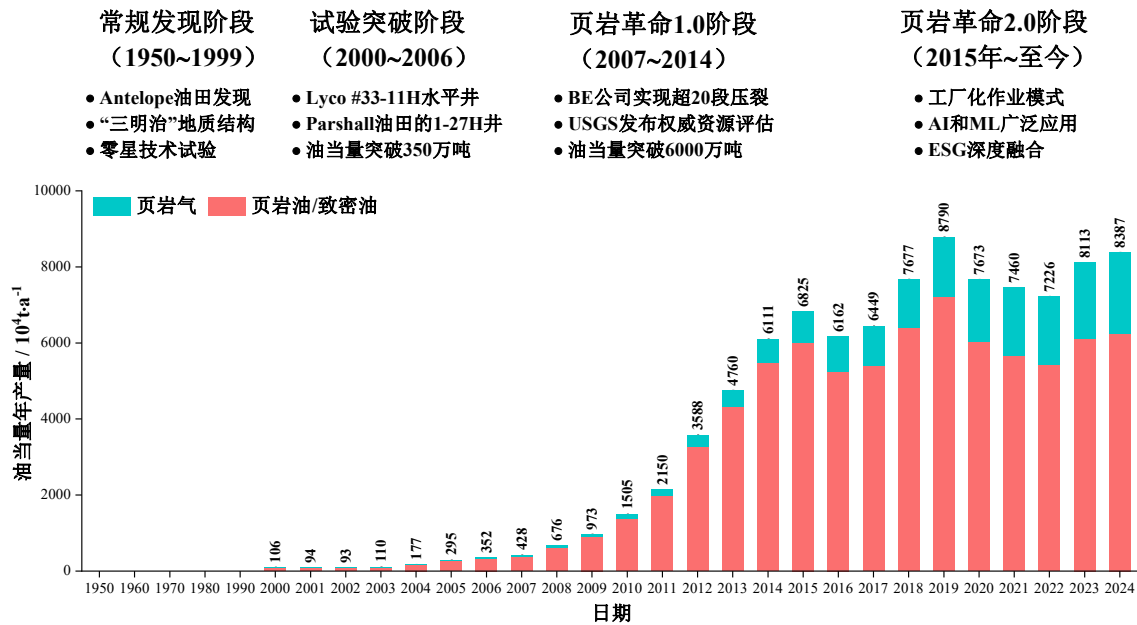


图 3 Bakken 页岩油气藏勘探开发历程

Fig. 3 Exploration and development history of the Bakken shale oil and gas reservoir

页岩革命 2.0 阶段（2015 年一至今），核心特征是在低油价持久冲击与资本市场纪律严格约束下，行业发展逻辑发生根本性转变，从“产量最大化”转向“效益最大化与可持续发展”。技术演进

的主线从规模扩张升级为以大数据、人工智能与机器学习为核心驱动力的全链条精益优化。2015年起，行业通过“工厂化”作业与供应链本地化实现首次成本重构。2018年后，开发重点转入核心区精细挖潜，大数据分析平台开始整合地质、钻井、压裂与生产数据，利用机器学习算法进行甜点预测、井网优化与产量递减分析。2020年以来，大数据人工智能驱动的实时压裂优化成为常态，通过井下微地震、分布式光纤传感等实时数据反馈，动态调整泵注程序与加砂策略，使单井 EUR 平均提升 10%~15%。同时，基于大数据人工智能模型的重复压裂候选井筛选与设计，使老井增产效率大幅提升。依托各类新技术，区域环境、社会与治理（ESG）建设稳步推进。至 2024 年，Bakken 页岩油气年产量当量稳定在 $8000 \times 10^4 \text{t}$ ，也标志着该页岩油气藏已进入以数据驱动决策、智能优化运营、成本领先且绿色低碳为特征的成熟发展阶段。

2 页岩油气工程技术特征

2.1 钻井工程技术特征

钻井工程技术是实现页岩油气资源从“地质潜力”向“经济产能”转化的首要环节与核心载体。Bakken 页岩油气藏作为北美页岩油革命的先驱与效益开发标杆，其钻井技术在二十余年的规模化实践中，历经了从早期探索、技术突破到全面优化、精益管理的完整迭代，形成了高度适配的工程技术体系，呈现出“水平井绝对主导、水平段持续延伸、钻井效率系统性跃升”的鲜明技术特征。基于水平井钻井数据，从井型结构、完钻参数、作业效率等多维度，系统剖析钻井技术的演化规律与发展趋势，量化揭示工程参数与储层禀赋、开发效益之间的内在关联与协同优化路径。为提升数据分析结果的科学性与可靠性，本文将累计频率 25%~75%对应的数值区间划定为指标主体区间，并取该区间内有效样本的算术平均值，定义为中数平均值（M50）。M50 值统计方法可有效规避异常数据干扰，客观反映指标整体水平。为全方位刻画指标分布特征，下文所有关键技术指标均同步采用算术平均值、P50 中位数及 M50 值三种形式开展统计与分析。

2.1.1 井型结构：从多元探索到水平井绝对主导

井型结构的演变是技术路径选择与经济性判断最直观的体现。Bakken 页岩油气藏的井型演化清晰呈现了从“直井/定向井试探”到“水平井绝对主导”的根本性范式转变（图 4a）。2010 年以前，开发处于技术与认知的探索期，井型呈现多元并存特征，水平井占比已达 82%，直井与定向井仍占 18%，主要用于储层含油性验证与早期产能评价。2010 年起，随着水平井多段压裂技术在核心区的成功验证与快速推广，井型结构发生颠覆性转变。2010—2014 年的规模扩张阶段，水平井占比已稳定在 99%~100%，直井与定向井基本退出新增钻井序列。此后，尽管年度钻井数量受市场与油价影响而波动，2015 年至今占比始终维持在 98%以上，2023 年与 2024 年更是连续两年达到 100%，标志

着井型已进入水平井主导阶段定型阶段。这一结构性革命的深层逻辑，源于水平井能够最大限度地增加井筒与储层横向接触面积，实现单井控制储量与初始产能的数量级提升。直井与定向井的退出，不仅宣告了传统开发方式在 Bakken 的终结，更确立了水平井作为全球页岩油气高效开发不可替代的工程基石地位，为后续“长水平段水平井+大规模体积压裂”的技术路径奠定了井筒条件。

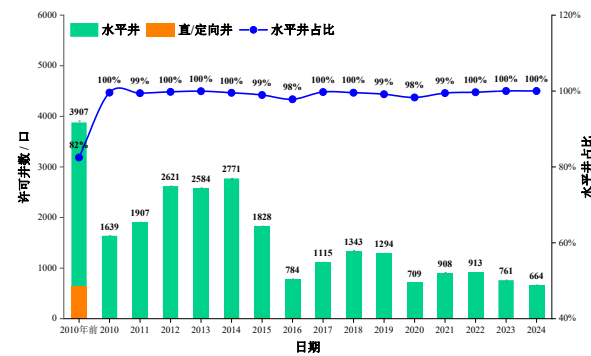


图 4a 历年钻井数量及构成

Fig.4a Drilled well number and composition

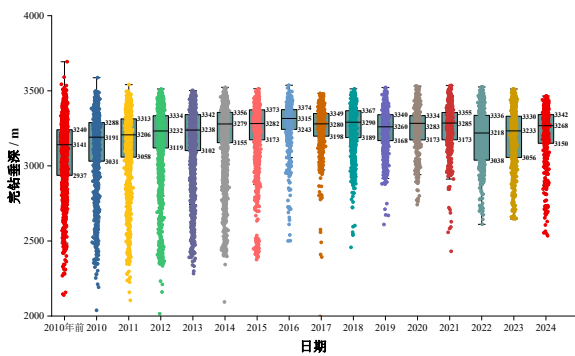


图 4b 水平井完钻垂深

Fig.4b Vertical depth of horizontal wells

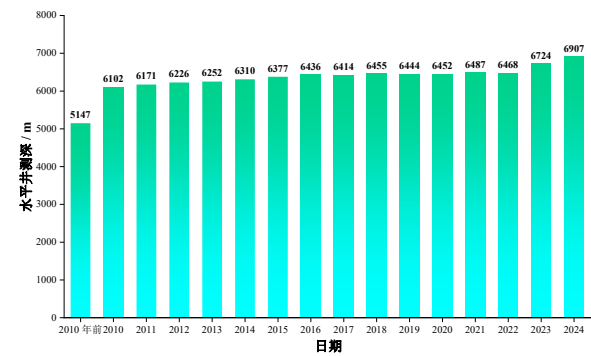


图 4c 水平井测深

Fig.4c Measured depth of horizontal wells

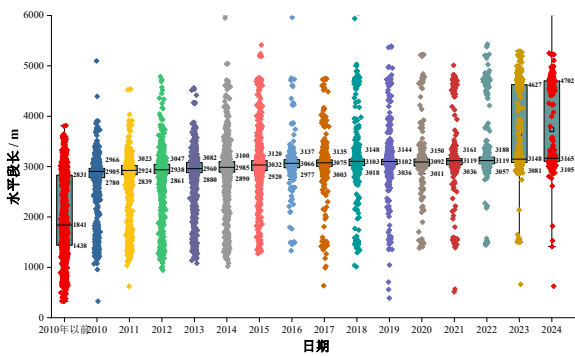


图 4d 完钻水平段长

Fig.4d Lateral length of horizontal wells

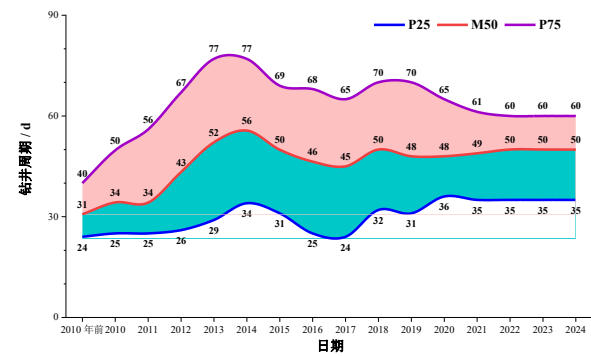


图 4e 水平井钻井周期

Fig.4e Drilling cycle of horizontal wells

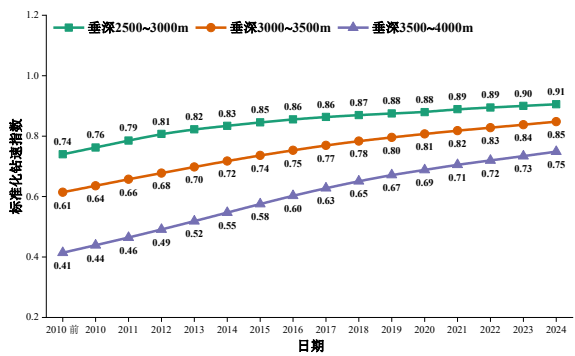


图 4f 标准钻速指数

Fig.4f Standardized drilling speed index

图 4 Bakken 页岩油气藏水平井钻井技术指标

Fig. 4 Horizontal well drilling technical indicators of the Bakken shale play

2.1.2 完钻垂深：向深层超压甜点持续精准延伸

完钻垂深是水平井地质靶体定位的核心，直接决定了钻井工程与储层的匹配精度。Bakken 页岩

水平井完钻垂深整体呈现分布集中、主体区间明确的特征（图 4b），其主体区间为 2400~4000m，平均值 3358m，P50 值 3227m，M50 值 3209m。分年 M50 值统计结果显示，水平井完钻垂深经历了持续的深化过程。2010 年前勘探试验阶段，完钻垂深为 2817m。2010—2014 年规模扩张阶段，完钻垂深快速增加，M50 值在 2014 年达到 3367m。2015 年后，开发继续向深层接替层系拓展，M50 值于 2020 年突破 4200m，至 2024 年已达到 4467m，十五年间累计增幅达 58.4%，年均增幅 2.9%。

2.1.3 完钻测深：持续延伸驱动规模效益，结构趋近成熟稳态

完钻测深是表征井眼总延伸规模、衡量单井控制储量与钻井工程量的关键参数。Bakken 页岩水平井测深整体呈现“持续延伸、后期趋稳”的显著特征（图 4c），主体区间为 4600~7600m，平均值 6158m，P50 值 6080m，M50 值 6137m。分年 M50 值统计结果显示，2010 年前，水平井测深为 5183m。2010—2014 年，在产量最大化驱动下，测深快速攀升，水平井测深在 2014 年达到 6250m。2015 年后，伴随水平段极限延伸与技术优化，测深进入稳定增长通道，水平井测深于 2020 年达到 7877m，2024 年进一步增至 8750m，累计增幅 68.8%，年均增幅 3.1%。近年来，测深增速与水平段长增幅同步收敛，表明在现有技术经济条件下，水平井测深指标已进入优化平衡阶段。

2.1.4 水平段长：极限延伸博弈效益，逼近技术经济最优解

水平段长是最大化储层接触面积、提升单井 EUR（估算最终可采储量）的核心工程杠杆。Bakken 页岩水平段长整体呈现快速延伸后增速趋缓的演化特征（图 4d），主体区间 2300~3400m，平均值 2899m，P50 值 2880m，M50 值 2883m。分年 M50 值统计结果显示，2010 年前开发初期阶段，水平段长仅为 2150m。2010—2014 年，随密切割压裂技术推广，水平段长快速增加，在 2014 年达到 2950m。2015—2018 年，在地质导向与钻井工艺进步推动下，水平段长继续增加，在 2020 年突破 4280m，至 2024 年达到 5217m，十五年期间累计增幅高达 142.6%，年均增幅 5.9%。2020—2024 年水平段长增幅放缓，标志着水平段长的延伸正逐渐逼近当前地质—工程—经济多维约束下的综合效益边界，未来的增长将更加依赖于颠覆性技术突破与全生命周期成本的精细化管控。

2.1.5 钻井周期：效率跃升对冲复杂度，精益管理驱动持续提速

钻井周期是综合反映钻井技术水平、作业组织效率与成本控制能力的关键指标。Bakken 页岩水平井钻井周期整体呈现“阶梯式下降后趋稳”的优化态势（图 4e），主体区间 40~83d，平均值 63d，P50 值 60d，M50 值 61d。分年 M50 值统计结果显示，2010 年前钻井效率较低，钻井周期 85d。2010—2014 年，钻井效率初步提升，钻井周期在 2014 年降至 66d。2015 年后，PDC 钻头、旋转导向系统及“工厂化”作业模式实现规模化应用，钻井周期呈快速下降趋势，2020 年缩短至 48d，2024 年进一步降至 40d，累计降幅 52.9%，年均降幅 4.1%。2020—2024 年钻井周期降幅放缓，表明在现有技

术体系下，水平井钻井提速空间收窄，未来钻井将从“单纯提速”转向“提效、降耗、智能化”的协同优化的综合优化模式。

2.1.6 标准钻速指数：技术驱动全谱系跃升，深层赋能效果显著

标准钻速指数是基于 UOG 平台大数据分析方法构建的核心效率评价指标，通过“标准井”模型统一井身结构，并采用无因次化与加权归一处理，有效消除了垂深、年代及作业差异的干扰，实现了对钻井技术真实进步幅度的跨时空精准度量。Bakken 页岩油气藏标准钻速指数的系统反演表明，2010—2024 年全垂深钻井效率实现了系统性、阶梯式跃升，整体呈现“技术快速扩散期增速显著、成熟优化期增幅收敛”的演化规律。垂深 2500~3000m 主力开发区间的标准指数从 2010 年前的 0.74 提升至 2024 年的 0.91，累计增幅 23%。垂深 3000~3500m 区间标准钻速指数从 0.61 增至 0.85，累计增幅 39.3%。垂深 3500~4000m 区间的标准钻速指数提升最为显著，从 0.41 跃升至 0.75，累计增幅高达 82.9%。以 M50 值为基准的分年演化轨迹显示，2010—2015 年为效率快速提升期，各区间年均增幅介于 1.4%至 6.0%之间。深层水平井钻井因旋转导向、高性能 PDC 钻头等关键技术的集中突破而增幅居首。2016 年后，钻井效率提升进入增幅放缓趋稳的平台期，各区间年均增幅逐步收敛并稳定在 0.6%~2.0%区间。钻井技术的迭代升级不仅带来了全盆地作业效率的普遍提升，也减缓了埋深增加带来的固有成本压力，为 Bakken 页岩持续向深层资源拓展与经济有效开发奠定了坚实的效率基础。

2.2 压裂工艺技术特征

压裂工艺是实现页岩储层“体积改造”与产能释放的核心引擎，其参数优化与技术创新直接决定了复杂缝网的构建质量与单井的长期经济性。Bakken 页岩作为北美页岩革命的“技术试验田”，其压裂技术历经二十余年从试验探索到数据驱动智能优化的完整迭代，形成了以“密切割、大液量、高加砂、精砂比”为核心的高度成熟体系。基于水平井压裂数据，系统剖析平均段间距、用液强度、加砂强度及砂液比四大关键参数的演化规律，量化揭示 Bakken 页岩油气藏水平井压裂与地质甜点及开发效益的协同优化机制，为页岩油藏的压裂设计提供精准范式。

2.2.1 平均段间距：由密趋疏锁定经济间距，实现高效平衡动用

平均段间距是调控裂缝密度与储层接触均匀性的关键参数。Bakken 页岩水平井段间距整体呈现“快速加密、理性回调、趋于稳定”的演化特征，主体区间 70~100m，平均值 92m，P50 值 88m，M50 值 87m。分年 M50 值统计结果显示，压裂段间距演变经历了三个阶段。2010 年前开发初期阶段段间距 108m。2010—2016 年进入快速下降阶段，段间距于 2015 年降至 72m 的阶段性低点，累计降幅达 33.3%。2017 年后，基于对井间干扰与成本效益的综合优化，段间距理性回调并稳定在 82~

93m 区间，2024 年为 82m。压裂段间距初期快速下降，中后期趋稳小幅回调也表明段间距设计已从追求极限加密，转向技术经济匹配的成熟阶段。

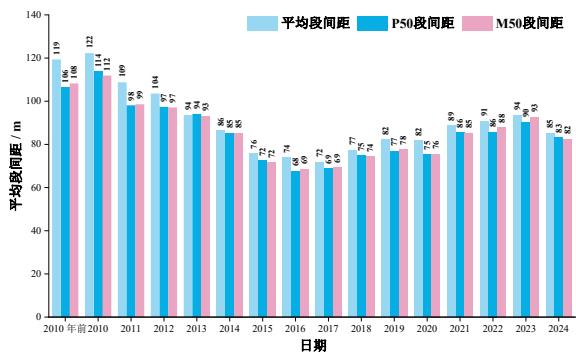


图 5a 平均段间距
Fig.5a Average stage spacing

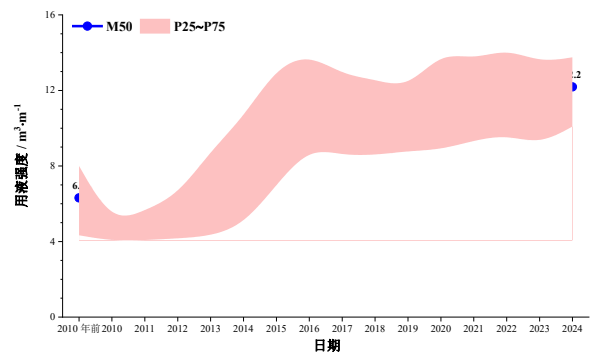


图 5b 用液强度
Fig.5b Fracturing fluid intensity

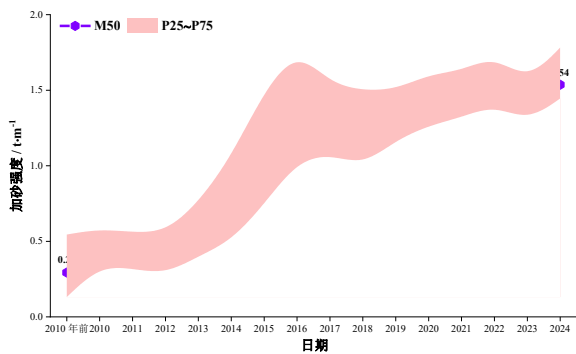


图 5c 加砂强度
Fig.5c Proppant intensity

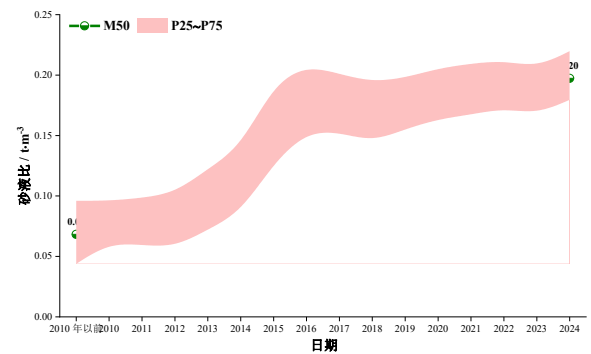


图 5d 砂液比
Fig.5d Proppant-fluid ratio

图 5 Bakken 页岩油气藏水平井压裂技术指标

Fig. 5 Horizontal well fracturing technical indicators of the Bakken shale play

2.2.2 用液强度：阶梯攀升确立大液量框架，平台波动步入边际优化

用液强度是保障裂缝起裂、延伸与形成复杂缝网的物质基础。Bakken 页岩用液强度整体呈现“先探后升、阶梯锁定”的稳健增长态势，主体区间 6.2~12.5m³/m，平均值 9.8m³/m，P50 值 9.5m³/m，M50 值 9.5m³/m。分年 M50 值统计结果显示，2010 年前初期阶段用液强度 6.3m³/m，2010—2012 年技术探索期略降至 4.4~4.8m³/m。2013 年后，用液强度进入持续增长期，于 2015 年突破 10.0m³/m。2016—2024 年，用液强度在 10.4~12.2m³/m 的高位平台小幅波动，2024 年达 12.2m³/m，累计增幅 93.7%。当前普遍采用高用液强度压裂模式，优化重点已从单纯增液转向液效提升与成本管控。

2.2.3 加砂强度：跨越增长奠定高导流基础，高位微调逼近效益边界

加砂强度是决定裂缝长期导流能力与单井 EUR 的核心工程要素。Bakken 页岩加砂强度整体完成了从低起点到高平台的跨越式增长，主体区间 0.40~1.40t/m，平均值 0.92t/m，P50 值 0.73t/m，M50 值 0.82t/m。分年统计结果显示，2010 年前初期阶段加砂强度 M50 值仅为 0.29t/m。2010—2015

年伴随技术突破快速跃升，加砂强度 M50 值在 2015 年已增加至 1.17t/m。2016 年后加砂强度进入高位优化期，M50 值在 1.27~1.54t/m 区间微幅调整，2024 年 M50 值为 1.54t/m，累计增幅高达 431%。Bakken 页岩油气藏近五年压裂加砂强度增幅显著收窄，表明加砂强度已逼近当前设备能力与经济效益的边界。

2.2.4 砂液比：稳步提效优化携砂性能，窄幅波动锁定黄金区间

砂液比是综合衡量压裂液携砂效率与施工安全经济性的关键指标。Bakken 页岩砂液比整体呈现“稳步提升、高位趋稳”的优化趋势，主体区间 0.11~0.15t/m³，平均值 0.13 t/m³，P50 值 0.13 t/m³，M50 值 0.13t/m³。分年 M50 值统计结果显示，2010 年前开发初期砂液比仅为 0.07t/m³。2010—2016 年，随滑溜水体系普遍应用及泵送工艺技术的快速升级，砂液比在 2016 年达到 0.18t/m³。2017 年至今，砂液比在 0.17~0.20t/m³ 的狭窄区间内保持稳定，2024 年为 0.20t/m³，累计增幅 186%。压裂砂液比窄幅波动特征表明，砂液比已优化至兼顾高携砂性能与可泵送性的“黄金区间”，标志着压裂液体系与支撑剂输送工艺的高度成熟。

3 页岩油气开发指标

开发指标是衡量页岩油气藏开发效果的核心标尺，直接反映地质禀赋、工程技术适配性与开发策略的综合成效。Bakken 页岩油气藏作为北美页岩油效益开发的标杆，其单井产量构成、首年油当量产量及 EUR 等关键指标的动态演化，不仅记录了技术迭代与管理优化的实践轨迹，更为全球同类资源开发提供了量化参照。基于水平井开发指标分析，系统梳理产量构成、初期产能与单井最终可采储量的演化规律，量化地质认知深化升与工程技术创新对开发效果的驱动作用。

3.1 单井产量构成：原油主导占比缓降，反映开发重心动态调整

单井产量构成是反映油藏流体产出特征与开发价值的基础指标。Bakken 页岩水平井单井产量构成整体呈现原油主导、伴生气占比稳步提升的特征，原油产量占比主体区间 57%~91%，平均值 73%，P50 值 76%，M50 值 75%。分年 M50 值统计结果显示，原油占比 M50 值由 2010 年前的 84%呈线性下降至 2024 年降至 61%，分年变化轨迹平稳。

3.2 千米段长首年油当量产量：稳健攀升后高位趋稳，表征初期改造效率优化

千米段长首年油当量产量是剔除水平段长差异、精准衡量单井初期产能与储层改造效果的核心指标。Bakken 页岩油气藏水平井千米段长首年油当量产量整体呈现“稳健攀升、高位趋稳”的演化态势，主体区间 3600~9300t/km，平均值 6910t/km，P50 值 6013t/km，M50 值 6158t/km。分年 M50 值统计结果显示，千米段长首年油当量产量由 2010 年前的 5355t/km 稳步提升至 2023 年的 6490t/km，年均增幅 2.2%。2024 年，千米段长首年油当量产量快速提升至 7335t/km，较 2023 年增幅 13%，十

五年间累计增幅 37%。千米段长首年油当量产量变化规律表明，通过长水平段、高强度压裂及地质甜点精准匹配，储层初期产能释放效率得到了系统性提升。

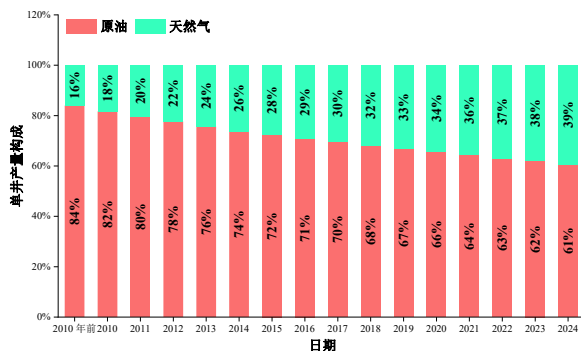


图 6a 单井产量构成

Fig.6a Well production composition

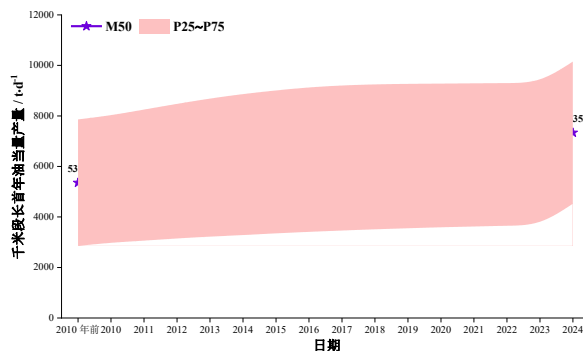


图 6b 千米段长首年油当量产量

Fig. 6b Oil-equivalent production per kilometer of lateral length in the first year

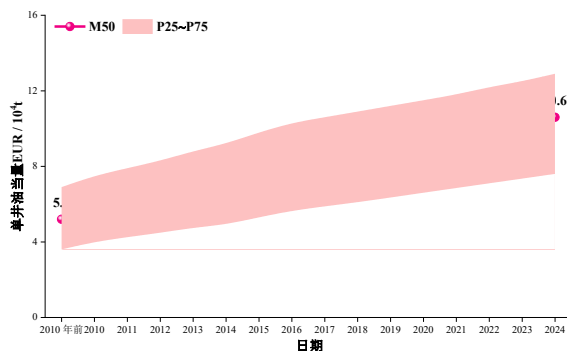


图 6c 单井油当量 EUR

Fig. 6c Well oil-equivalent EUR

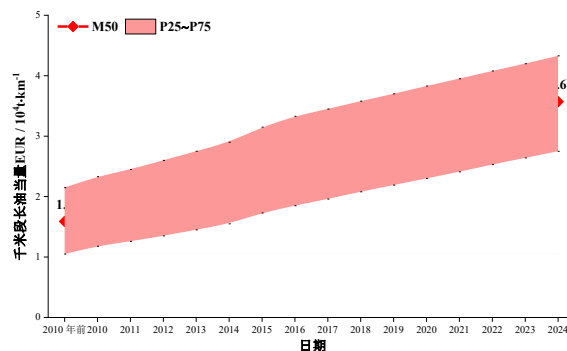


图 6d 千米段长油当量 EUR

Fig. 6d Oil-equivalent EUR per kilometer of lateral length

图 6 Bakken 页岩油气藏水平井开发指标

Fig. 6 Horizontal well development indicators of the Bakken shale play

3.3 单井油当量 EUR：跨越式倍增彰显技术根本驱动

单井油当量 EUR 是评估页岩油藏资源动用潜力与开发经济价值的终极核心指标。Bakken 页岩单井油当量 EUR 整体实现了跨越式增加，主体区间 $3.6 \sim 12.9 \times 10^4$ t，平均值 8.0×10^4 t，P50 值 7.2×10^4 t，M50 值 7.3×10^4 t。分年 M50 值统计结果显示，单井油当量 EUR 由 2010 年前的 5.2×10^4 t 持续增加至 2024 年的 10.6×10^4 t，累计增幅 103.8%，年均增幅 5.2%。单井油当量 EUR 提升划分为两个阶段，2010—2015 年为加速增长期，年均增幅 5.4%~10.2%，技术突破效应显著。2016 年后增速趋于稳定仍保持韧性，年均增幅 2.7%~7.5%。单井油当量 EUR 增长趋势也表明“长水平段水平井+高强度体积压裂+大数据人工智能优化”技术路径对单井开发效果的提升作用。

3.4 千米段长油当量 EUR：系统性提升彰显技术迭代，驱动边际效益释放

千米段长油当量 EUR 是消除水平段长影响、客观评价储层单位长度资源禀赋与改造有效性的核

心标准化指标。Bakken 页岩该指标整体呈现系统性、持续性提升的特征，主体区间 $1.1 \times 10^4 \text{t} \sim 4.3 \times 10^4 \text{t/km}$ ，平均值 $2.8 \times 10^4 \text{t/km}$ ，P50 值 $2.5 \times 10^4 \text{t/km}$ ，M50 值 $2.5 \times 10^4 \text{t/km}$ 。分年 M50 值统计结果显示，千米段长油当量 EUR 由 2010 年前 $1.6 \times 10^4 \text{t/km}$ 快速提升至 2024 年的 $3.6 \times 10^4 \text{t/km}$ ，累计增幅 125%，年均增幅 5.6%，增幅高于单井 EUR，凸显了单位长度储层动用效率的更快进步。2010—2015 年为快速增长期，年均增幅超 6.0%。2016 年后，随高强度压裂等技术全面普及，千米段长油当量 EUR 增幅放缓至 3.5%~4.8%，进入成熟稳定阶段。现有工程技术体系下，单位长度储层动用效率已逐步收窄，想要实现产能进一步突破，需研发新型压裂工艺与提高采收率技术进一步提高开发效果。

4 页岩油气成本特征

成本管控是页岩油气实现规模效益开发的生命线，直接决定项目的经济可行性与市场竞争力。Bakken 页岩油气藏作为北美页岩革命的效益标杆，其成本结构在历经油价周期波动与技术持续迭代后，已形成一套高度成熟、动态优化的管控体系。基于水平井工程成本数据，从单井钻压总成本及构成、千米测深固井成本、千米段长压裂成本及单位油当量 EUR 钻压成本四个维度，系统剖析 Bakken 页岩成本演化规律与降本路径，量化揭示工程效率提升、规模效应与技术进步对成本结构的深刻影响，为我国页岩油效益开发提供关键经济对标。

4.1 钻压成本及构成：结构稳定固化压裂主导，刚性上升映射工程强化

单井钻压成本及构成是表征页岩油藏开发整体投入与投资分配的核心指标。Bakken 页岩水平井单井钻压总成本整体呈现“持续刚性上升、结构高度稳定”的特征，主体区间为 555~709 万美元，平均值 636 万美元，P50 值 612 万美元，M50 值 613 万美元。分年 M50 值统计结果显示，单井总成本从 2010 年前的 522 万美元阶梯式增长至 2024 年的 749 万美元，累计增幅 43.5%，年均增幅 2.7%。单井钻压成本构成保持稳定，钻井成本占比 46%~47%，从 243 万美元增至 346 万美元。压裂成本占比 53%~54%，从 279 万美元增至 403 万美元。

4.2 千米测深固井成本：线性微增凸显工艺成熟，有效对冲深井溢价

千米测深固井成本是衡量井筒建造成本效率与深井技术溢价的关键标准化指标。Bakken 页岩该成本整体呈现“稳健线性微增、波动幅度极小”的演化趋势，主体区间 11.3~13.7 万美元/km，平均值 13.2 万美元/km，P50 值 12.4 万美元/km，M50 值 12.4 万美元/km。分年 M50 值统计结果显示，千米测深固井成本从 2010 年前的 11.4 万美元/km，以年均 1.1% 的平缓增速稳步提升至 2024 年的 13.5 万美元/km，累计增幅 18.4%。各年度增幅自 2012 年后基本收敛在 0.7%~0.8% 的极窄区间，这一缓慢增长趋势与垂深年均 2.9% 的增幅形成对比，体现了该环节技术的成熟与成本可控性。

4.3 千米段长压裂成本：缓坡上行呼应强度提升，规模效应驱动增速趋稳

千米段长压裂成本是表征储层单位长度压裂改造投入强度与经济性的核心标尺。Bakken 页岩该成本整体呈现“持续温和上涨、后期增速趋缓”的态势，主体区间 90~120 万美元/km，平均值 109 万美元/km，P50 值 103 万美元/km，M50 值 104 万美元/km。分年 M50 值统计结果显示，千米段长压裂成本从 2010 年前的 95 万美元/km 逐步攀升至 2024 年的 128 万美元/km，累计增幅 34.7%，年均增幅 2.0%。2015 年之前，受压裂规模快速增长的驱动，千米段长压裂成本年均增幅超过 2.5%。2016 年之后，伴随“工厂化”作业模式普及与供应链优化带来的规模效应释放，年均增幅收窄至 1.6%~1.8%。千米段长压裂成本走势与加砂强度增加趋势高度耦合，表明成本增长主因是改造强度的实质性增加，当前已随高强度压裂模式定型而进入边际优化阶段。

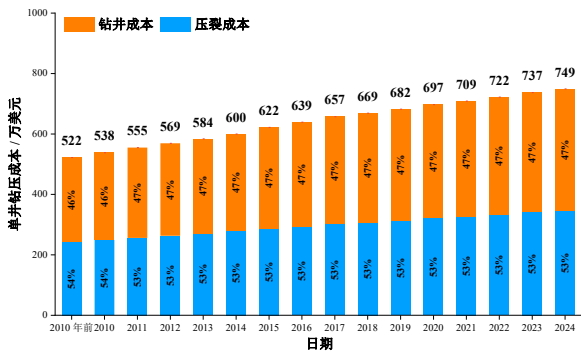


图 7a 单井钻压成本及构成

Fig. 7a Well drilling-fracturing cost and composition

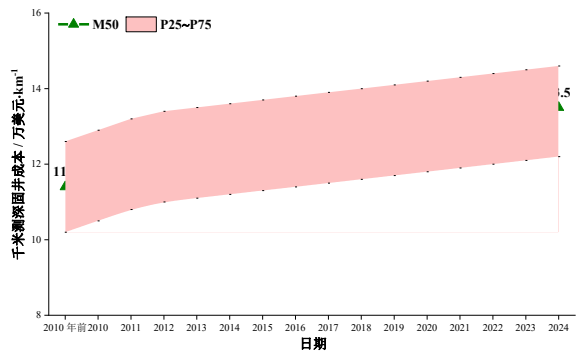


图 7b 千米测深固井成本

Fig. 7b Cementing cost per kilometer of measured depth

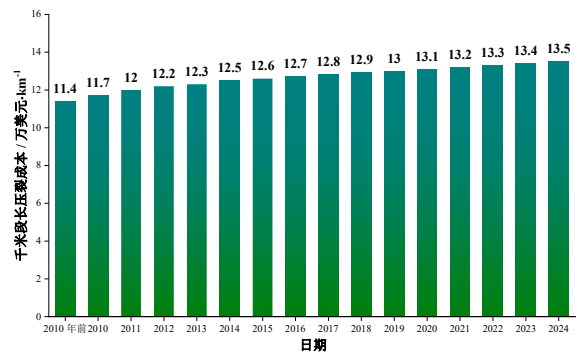


图 7c 千米段长压裂成本

Fig. 7c Fracturing cost per kilometer of lateral length

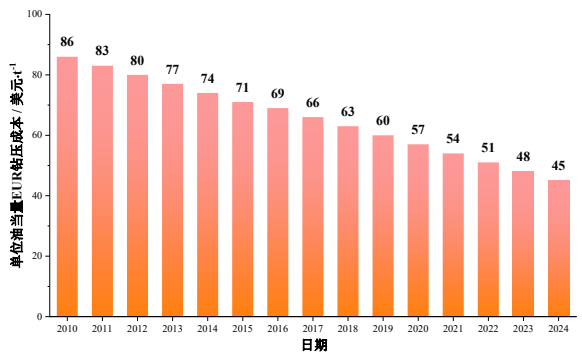


图 7d 单位油当量 EUR 钻压成本

Fig. 7d Drilling and fracturing cost per unit of oil-equivalent EUR

图 7 Bakken 页岩油气藏水平井钻压成本指标

Fig. 7 Drilling and fracturing cost indicators of horizontal wells in the Bakken shale play

4.4 单位油当量 EUR 钻压成本：技术赋能驱动效益跃升，核心经济指标持续下探

单位油当量 EUR 钻压成本是打通“工程投入-油气产出”链路、衡量全生命周期开发经济效益的终极指标。Bakken 页岩该成本整体呈现“持续快速下降、降幅逐步扩大”的优化趋势，主体区间

50~100 美元/t, 平均值 80 美元/t, P50 值 70 美元/t, M50 值 71 美元/t。分年 M50 值统计结果显示, 单位油当量 EUR 钻压成本从 2010 年前的 89 美元/t 持续下降至 2024 年的 45 美元/t, 累计降幅 49.4%, 年均降幅 4.4%。单位油当量 EUR 钻压成本分年降幅呈现扩大趋势, 从 2010 年的 3.4% 逐步加大至 2024 年的 6.3%, 这与同期单井 EUR 累计增长 142% 形成对比, 表明长水平段、高强度压裂及地质工程一体化等技术进步对产能提升效益超越钻压成本的刚性上涨, 标志着 Bakken 页岩开发已全面进入以技术突破驱动经济效益跨越的成熟低成本时代。

5 对我国页岩油气开发的启示

Bakken 页岩油气藏作为北美页岩革命的“技术试验田”与“效益标杆”, 其二十余年的规模化开发实践, 形成了一套以“长水平段、高强度压裂、大数据驱动”为核心的技术—经济协同优化体系。我国陆相页岩油资源丰富, 但普遍面临储层非均质性强、原油黏度高、单井 EUR 低、开发成本高等挑战。Bakken 在超压储层改造、水平段延伸、地质工程一体化等方面的成熟经验, 尤其是其基于海量数据构建的工程参数优化图版, 为我国页岩油效益开发提供了可量化、可对标、可复用的技术参照。本章结合 Bakken 实例分析成果, 重点从水垂比优化与垂深—水平段长—加砂强度协同设计两个维度, 提炼对我国页岩油气开发具有直接指导意义的工程图版与参数适配规律。

5.1 水垂比：建立垂深量化标准，规避长水平段工程风险

水垂比是平衡钻井工程风险与储层接触效率的关键参数。Bakken 基于海量数据形成的图版清晰揭示了“垂深增加, 水垂比递减”的客观规律 (图 8a), 垂深 2000m、2500m、3000m、3500m 对应的水垂比 M50 值分别为 1.25、1.10、0.98、0.85。随垂深增加, 井眼轨迹控制难度与摩阻扭矩显著增大, 需通过适度降低水垂比来保障钻井安全与井身质量。对我国而言, 首要启示是需建立“按垂深对标设计”的量化标准。在保障钻井安全与井眼质量的前提下, 追求储层高效动用, 坚决避免为追求理论上的“长水平段”而盲目提高水垂比, 从而引发钻井复杂事故、压裂改造不均等一系列连锁工程问题。

5.2 垂深-水平段长-加砂强度：构建三维优化图版，驱动设计从“经验”走向“数智”

加砂强度是决定页岩储层裂缝导流能力与改造体积的核心压裂参数, 其优化必须与垂深及水平段长进行系统性协同。依托 UOG 平台, 采用三倍标准差方法剔除异常样本, 按水平段长 1000~1500m 至 4500~5000m 划分为 8 个区间, 构建“技术目标 EUR 最大化+经济目标单位当量 EUR 钻压成本最小化”双目标函数分析框架。通过统计各水平段长分组内不同加砂强度区间的 EUR 均值与成本均值, 筛选两类目标下的最优加砂强度区间, 再按技术与经济权重各 50% 加权得到最终合理加砂强度, 并基于最小二乘法拟合加砂强度与水平段长的线性关系。Bakken 大数据分析表明, 在同一垂深区间

内，加砂强度随水平段长增加呈线性递增。其核心启示在于我国页岩油压裂设计必须从传统的“单点优化”升级为大数据驱动的“垂深—水平段长—加砂强度”三维协同优化模式。在盆地或区块层面整合钻井、压裂、生产及成本全生命周期数据，建立标准化数据库。借鉴双目标优化与数理统计方法，构建适用于本土地应力、压力系数及脆性指数等地质力学特性的量化优化图版。最后，将图版成果集成至地质工程一体化平台，实现的精细化、智能化压裂设计。

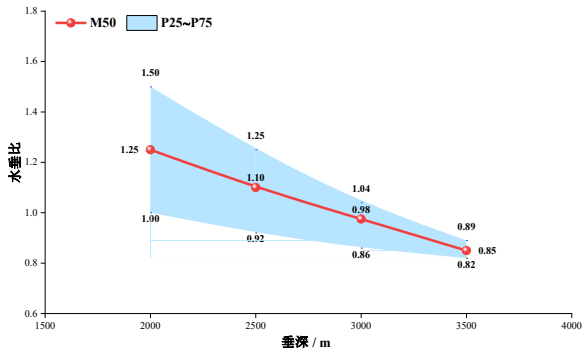


图 8a 水垂比图版

Fig. 8a Lateral-vertical ratio chart

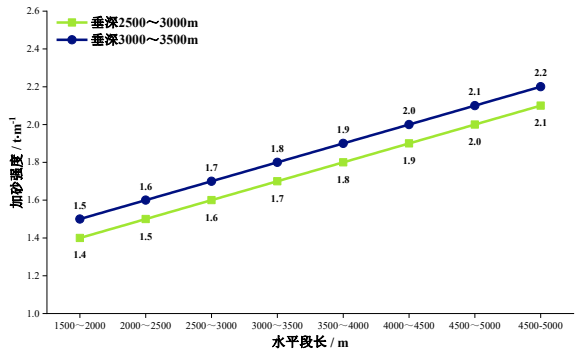


图 8b 垂深-水平段长-加砂强度图版

Fig. 8b vertical depth vs. lateral length vs. proppant intensity Chart

图 8 Bakken 页岩油气藏水平井关键指标图版

Fig. 8 Key indicator charts of horizontal wells in the Bakken shale play

6 结论与展望

北美 Bakken 页岩油气藏的规模化开发历程，集中体现了页岩油气从地质认知突破、工程技术革命到数据驱动精益管理的完整演进路径，为全球同类资源开发提供了系统性的技术—经济参照。本文依托 UOG 平台对 Bakken 近 2.6 万口水平井“地质—工程—生产—成本”全生命周期大数据的系统分析，主要形成以下结论：

(1) Bakken 页岩油气藏具备得天独厚的成藏与开发条件。晚泥盆世—早密西西比世形成的“三明治”地层结构，构建了高效的源—储—盖组合，叠加高有机质丰度、高脆性矿物含量与强地层超压等优质储层特征，为水平井钻完井和体积压裂技术应用、油气长期高产稳产奠定了坚实地质基础。

(2) 水平井工程参数持续升级，水平段长从 2150m 延伸至 5217m、加砂强度由 0.29t/m 提升至 1.54t/m、段间距经初期快速下降和中后期趋稳回升后稳定在 80~90m 区间、压裂砂液比稳步提高至 0.17~0.20t/m³ 区间、平均钻井周期由 85d 缩短至 40d，深层水平井钻井效率提升尤为显著。

(3) 工程技术的持续创新有效实现“增产降本”的综合效益。在钻压总成本上升 43.5% 的背景下，单井油当量 EUR 从 5.2×10⁴t 增长至 10.6×10⁴t，增幅 103.8%。千米段长油当量 EUR 从 2010 年前的 1.6×10⁴t/km 显著增长至 2024 年的 3.6×10⁴t/km，累计增幅 125%。单位油当量 EUR 钻压成本

从 89 美元/t 持续降至 45 美元/t, 累计降幅 49.4%, 标志着开发进入“技术提产主导、效益持续释放”的成熟阶段。

(4) Bakken 页岩油气藏的开发模式可为我国陆相页岩油发展提供重要借鉴。基于该区数据建立的垂深—水垂比、垂深—水平段长—加砂强度协同优化图版, 形成了可量化的工程设计标准。国内页岩油开发可参考该思路, 加快由传统经验设计转向大数据支撑的数智化协同设计, 助力陆相页岩油实现规模效益开发。

展望未来, Bakken 页岩开发已全面进入以数据智能、低碳运营与极限降本为核心的新阶段。随着人工智能、物联网、实时动态优化等技术的深度融合, 页岩油气开发将进一步向“精准化、智能化、绿色化”方向发展。我国应充分借鉴 Bakken 等北美先进产区的技术体系与管理经验, 加快构建自主可控的页岩油气数智化平台, 推动地质认识深化、工程参数优化与成本管控协同, 最终实现陆相页岩油的规模效益开发, 为国家能源安全与碳中和目标提供坚实支撑。

致谢

在本论文研究过程中, 衷心感谢相关数据服务机构及 UOG 项目团队的大力支持。

References

- [1] Bian, R.K., Wu, X.L., Bao, S.J., et al., 2014. Distribution and Accumulation Characteristics of Shale Oil in the United States. *Journal of Xi'an Shiyou University (Natural Science Edition)*, (1): 1-9, 14-15 (in Chinese).
- [2] Cicero, A.D., Schenk, C.J., Lagesse, J.H., et al., 2025. Assessment of Undiscovered Continuous and Conventional Oil and Gas Resources in the Woodford and Barnett Shales of the Permian Basin Province, Texas and New Mexico. U.S. Geological Survey, Reston.
- [3] Engelder, T., Lash, G.G., Uzcátegui, R.S., 2009. Joint Sets That Enhance Production from Middle and Upper Devonian Gas Shales of the Appalachian Basin. *AAPG Bulletin*, 93(7): 857-889.
- [4] Egenhoff, S.O., Fishman, N.S., 2013. Traces in the Dark—Sedimentary Processes and Facies Gradients in the Upper Shale Member of the Upper Devonian-Lower Mississippian Bakken Formation, Williston Basin, North Dakota, USA. *Journal of Sedimentary Research*, 83(9): 803-824.
- [5] Gaswirth, S.B., Marra, K.R., Cook, T.A., et al., 2013. Assessment of Undiscovered Oil Resources in the Bakken and Three Forks Formations, Williston Basin Province, Montana, North Dakota, and South Dakota. U.S. Geological Survey, Reston.
- [6] Hammes, U., Gale, J.F.W., 2012. Geology and Fracture Characterization of the Haynesville Shale, East Texas and Northwest Louisiana. *AAPG Bulletin*, 96(6): 1035-1058.
- [7] Hammes, U., Hamlin, H.S., Ewing, T.E., 2011. Geologic Analysis of the Upper Mississippian Fayetteville Shale, Arkansas, U.S.A. *AAPG Bulletin*, 95(2): 173-198.
- [8] Higley, D.K., Cox, D.O., 2007. Oil and Gas Exploration Potential of the Niobrara Formation, Denver Basin, Colorado, Kansas, Nebraska, and Wyoming. U.S. Geological Survey, Reston.
- [9] Jablonská, Š., Králík, T., 2023. Natural Gas as a Transition Bridge by 2035 and Its Transmission Capacities Adequacy. *Energy Sources, Part B: Economics, Planning, and Policy*, 18(1): 1-12.
- [10] Jarvie, D.M., 2012. Shale Resource Systems for Oil and Gas: Part 2—Shale Oil Resource Systems. *AAPG Bulletin*, 96(1): 61-83.
- [11] Jia, C.Z., Jiang, L., Zhao, W., 2023. The Shale Revolution and Basic Geological Theory Problems of Shale and Tight Oil and Gas. *Journal of Earth Science*, 8(6): 695-706 (in Chinese).
- [12] Li, Z.M., Rui, X.Q., Li, M.W., et al., 2015. Characteristics of Typical Hybrid Shale Oil System in North America and Its Implications. *Journal of*

Jilin University (Earth Science Edition), 45(4): 1060-1072 (in Chinese).

- [13] McMahon, T.P., Larson, T.E., Zhang, T., et al., 2024. Geologic Characteristics, Exploration and Production Progress of Shale Oil and Gas in the United States: An Overview. *Petroleum Exploration and Development*, 51(4): 807-828.
- [14] Robison, C.R., 2012. The Eagle Ford Shale: A Renaissance in South Texas. *AAPG Bulletin*, 96(9): 1601-1606.
- [15] Romero, A.M., Philp, R.P., 2012. Organic Geochemistry of the Woodford Shale, Southeastern Oklahoma: How Variable Can Shales Be? *AAPG Bulletin*, 96(3): 493-516.
- [16] Ryder, R.T., 2008. Assessment of Appalachian Basin Oil and Gas Resources: Utica-Lower Paleozoic Total Petroleum System. U.S. Geological Survey, Reston.
- [17] Sun, J., Yi, J.Z., Hu, D.G., et al., 2018. Geological Characteristics of Major Shale Formations in North America. China Petrochemical Press, Beijing (in Chinese).
- [18] Tang, H., He, G., Ni, Y., et al., 2024. Production Decline Curve Analysis of Shale Oil Wells: A Case Study of Bakken, Eagle Ford and Permian. *Petroleum Science*, 21(6): 4262-4277.
- [19] U.S. Energy Information Administration, 2011. Review of Emerging Resources: U.S. Shale Gas and Shale Oil Plays. U.S. Department of Energy, Washington D.C. <https://www.eia.gov>.
- [20] U.S. Energy Information Administration, 2026. Annual Energy Outlook 2026 Release Presentation. U.S. Energy Information Administration, Washington D.C. https://www.eia.gov/outlooks/aeo/pdf/AEO2026_Release_Presentation.pdf.
- [21] U.S. Energy Information Administration, 2026. Maps: Oil and Gas Exploration, Resources, and Production. <https://www.eia.gov/maps/maps.htm>.
- [22] Weng, D.W., Li, Y., Fu, H.F., et al., 2023. Progress and Development Direction of Shale Oil and Gas Reservoir Reconstruction Technologies in China and the United States. *Acta Petrolei Sinica*, 44(12): 1-13 (in Chinese).
- [23] Yu, R.Z., Zhang, X.W., Hu, Z.H., et al., 2022. Marcellus Shale Gas Reservoir Development Performances. Petroleum Industry Press, Beijing (in Chinese).
- [24] Yu, R.Z., Zhang, X.W., Gao, J.L., et al., 2023. Barnett Shale Gas Reservoir Development Performances. Petroleum Industry Press, Beijing (in Chinese).
- [25] Yu, R.Z., Gao, J.L., Zhang, X.W., et al., 2025. Utica Deep Shale Oil and Gas Reservoir Development Performances. Petroleum Industry Press, Beijing (in Chinese).
- [26] Yu, R.Z., Xiong, W., Zhao, Q., et al., 2022. Haynesville Deep Shale Gas Reservoir Development Performances. Petroleum Industry Press, Beijing (in Chinese).
- [27] Yu, R.Z., Zhang, X.W., Hu, Z.M., et al., 2023. Eagle Ford Deep Shale Oil and Gas Reservoir Development Performances. Petroleum Industry Press, Beijing (in Chinese).
- [28] Zhou, Q.F., Jin, Z.J., Yang, G.F., et al., 2025. Current Status and Prospect of Shale Oil Exploration and Development in the United States. *Petroleum Exploration and Development*, 52(1): 1-15 (in Chinese).
- [29] Zou, C.N., Yang, Z., Li, G.X., et al., 2022. Why Can China Realize the Continental “Shale Oil Revolution”? *Earth Science*, 47(5): 1553-1556.
- [30] Zou, C.N., Yang, Z., Zhang, G.S., et al., 2023. Theory, Technology and Practice of Unconventional Petroleum Geology. *Journal of Earth Science*, 34(4): 951-965.
- [31] Zou, C.N., Zhao, Q., Dong, D.Z., et al., 2017. Basic Characteristics, Main Challenges and Future Prospects of Shale Gas. *Natural Gas Geoscience*, 28(12): 1781-1796 (in Chinese with English abstract).
- [32] Zou, C.N., Pan, S.Q., Jing, Z.H., et al., 2020. Shale Oil and Gas Revolution and Its Impacts. *Acta Petrolei Sinica*, 41(1): 1-12 (in Chinese).

附中文参考文献

- [1] 边瑞康, 武晓玲, 包书景, 等, 2014. 美国页岩油分布规律及成藏特点. *西安石油大学学报 (自然科学版)*, (1): 1-9, 14-15.
- [2] 李志明, 芮晓庆, 李茂文, 等, 2015. 北美典型混合页岩油系统特征及启示. *吉林大学学报 (地球科学版)*, 45 (4): 1060-1072.
- [3] 贾承造, 姜林, 赵文. 2023. 页岩油气革命与页岩油气、致密油气基础地质理论问题. *地球科学*, 8 (6): 695-706.
- [4] 孙健, 易积正, 胡德高, 等, 2018. 北美主要页岩层系油气地质特征. 北京: 中国石化出版社.
- [5] 翁定为, 李阳, 付海峰, 等, 2023. 中美页岩油气储层改造技术进展及发展方向. *石油学报*, 44 (12): 1-13.
- [6] 周庆凡, 金之钧, 杨国丰, 等, 2025. 美国页岩油勘探开发现状与前景展望. *石油勘探与开发*, 52 (1): 1-15.

- [7] 邹才能, 杨智, 李国欣, 等, 2022. 中国为什么可以实现陆相 “页岩油革命”? 地球科学, 47 (5): 1553-1556.
- [8] 邹才能, 赵群, 董大忠, 等, 2017. 页岩气基本特征、主要挑战与未来前景. 天然气地球科学, 28 (12): 1781-1796.
- [9] 邹才能, 潘松圻, 荆振华, 等, 2020. 页岩油气革命及影响. 石油学报, 41 (1): 1-12.
- [10] 邹才能, 杨智, 张国生, 等, 2023. 非常规油气地质理论、技术与实践. 地球科学, 34 (4): 951-965.
- [11] 于荣泽, 张晓伟, 胡志明, 2022. Marcellus 页岩气藏开发特征. 北京: 石油工业出版社.
- [12] 于荣泽, 熊伟, 赵群, 等, 2022. Haynesville 深层页岩气藏开发特征. 北京: 石油工业出版社.
- [13] 于荣泽, 张晓伟, 胡志明, 等, 2023. Eagle Ford 深层页岩油气藏开发特征. 北京: 石油工业出版社.
- [14] 于荣泽, 张晓伟, 高金亮, 等, 2023. Barnett 页岩气藏开发特征. 北京: 石油工业出版社.
- [15] 于荣泽, 高金亮, 张晓伟, 等, 2025. Utica 深层页岩油气藏开发特征. 北京: 石油工业出版社.