

<https://doi.org/10.3799/dqkx.2026.161>



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 2 072 m 延伸至 3 553 m, 加砂强度由 0.29 t/m 提升至 1.54 t/m, 钻井周期压缩至 50 d, 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。该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; 石油地质学。

中图分类号: P618.13

文章编号: 1000-2383(2026)07-2838-16

收稿日期: 2026-01-20

Shale Revolution in North America and Its Implications: A Data-Drive Analysis of 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 Qiping⁴, Wang Xin⁴

1. PetroChina Research Institute of Petroleum Exploration & Development, Beijing 100083, China
2. National Energy Shale Gas R&D (Experiment) Center, Langfang 065007, China
3. CNPC Key Laboratory of Coal-Rock Gas, Langfang 065007, 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

基金项目: 中国石油天然气股份有限公司重大科技专项(No. 2023ZZ08)。

作者简介: 于荣泽(1983—), 男, 高级工程师, 博士, 从事非常规油气数智平台建设及开发相关研究。ORCID: 0009-0005-9654-7266。E-mail: yurongze2002@163.com

* **通讯作者:** 邹才能, ORCID: 0000-0001-5912-1729。E-mail: zcn@petrochina.com.cn

引用格式: 于荣泽, 邹才能, 赵群, 张晓伟, 陈艳鹏, 董大忠, 赵素平, 孙钦平, 王欣, 2026. 北美页岩油气革命及启示: Bakken 页岩油气藏大数据实例分析. 地球科学, 51(7): 2838—2853.

Citation: Yu Rongze, Zou Caineng, Zhao Qun, Zhang Xiaowei, Chen Yanpeng, Dong Dazhong, Zhao Suping, Sun Qiping, Wang Xin, 2026. Shale Revolution in North America and Its Implications: A Data-Drive Analysis of Bakken Shale Play. *Earth Science*, 51(7): 2838—2853.

development performance in the Bakken shale play. Continuous iteration of engineering parameters extended the lateral length from 2 072 m to 3 553 m, increased proppant intensity from 0.29 t/m to 1.54 t/m, and reduced the drilling cycle to 50 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 experience-driven to a digital intelligence-driven approach.

Key words: shale oil and gas; Bakken; engineering technical parameter; EUR (Estimated Ultimate Recovery); cost efficiency; big-data analysis; implication; petroleum geology.

0 引言

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).非常规油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,与常规油气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12.6亿吨油当量,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, 2026a).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(翁定方等, 2023).北美发育多类型页岩油气资源,广泛分布于 Appalachian、Permian、Williston、FortWorth 等多

个具世界级规模的盆地(表1).其中尤以 Appalachian 盆地的 Marcellus 巨型常压页岩气、Permian 盆地的 Wolfcamp、Williston 盆地的 Bakken 以及 Fort-Worth 盆地的 Barnett 为代表,构成了北美页岩油气开采的四大支柱(McMahon *et al.*, 2024).这些主力产区普遍具备优越的地质禀赋:有机质丰度高(TOC 普遍 $>2\%$)、热演化程度适中($R_o=0.8\% \sim 2.5\%$)、脆性矿物含量高($>50\%$)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 4.64×10^8 t,页岩气产量 $9\ 166 \times 10^8$ m³,页岩油气产量当量占其国内油气总产量当量的69%,彻底扭转了其能源对外依存格局(EIA, 2026b).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,累计产油超 28×10^8 t,产气超 3.2×10^{12} m³,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(Robison, 1997; Higley and Cox, 2007; Ryder, 2008; EIA, 2011; Hammes *et al.*, 2011; Engelder *et al.*, 2009; Romero and Philp, 2012; Engelder *et al.*, 2013; Gaswirth *et al.*, 2013; 边瑞康等, 2014; 李志明等, 2015; 孙健等, 2018; 周庆凡等, 2019; 邹才能等, 2020; 于荣泽等, 2022a, 2022b, 2023a, 2023b, 2025; McMahon *et al.*, 2024; Tang *et al.*, 2024; Cicero *et al.*, 2025).

Williston 盆地的 Bakken 页岩是北美页岩油开发的“技术试验田”与“效益标杆”,具有极强的典型性与借鉴价值(李志明等, 2015; 贾承造等, 2023).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,具备高有机质丰度(TOC $=6\% \sim 12\%$)、高脆性

表 1 北美典型页岩油气藏地质特征														
Table 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	Wolfcamp	Woodford	
	Williston	Fort Worth	Permian	Western Gulf	Arkoma	Gulf Coast	Appalachian	Arkoma	Denver	Permian	Appalachian	Permian	Anadarko	
所属盆地	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	
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	
油气藏面积(km ²)	520 000	20 000	9 500	26 000	15 000	23 000	246 000	12 000	11 000	8 200	28 000	18 000	65 000	
资源规模	可采资源量-油(10 ⁸ t)	10.1	0.15	19.1	11.6	0.03	0.2	0.1	0.4	2.4	5.7	0.25	71.3	2.2
	可采资源量-气(10 ¹² m ³)	0.9	1.24	0.91	1.87	1.07	5.0	2.73	1.5	0.25	0.09	3.3	7.5	0.8
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	
R _o (%)	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)	2 400~3 400	900~3 000	1 800~4 300	1 200~4 200	300~2 500	2 500~5 000	1 000~2 500	1 800~3 000	1 500~2 500	1 500~3 200	1 500~3 000	1 800~4 200	1 500~3 000	
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	灰岩-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	灰岩、粉砂岩与砂岩的复杂互层	富有机质硅质页岩	
地质特征	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)	5 969	-	7 000	5 108	-	-	-	580	2 304	4 750	-	17 000	401
	年产规模-气(10 ⁸ m ³ /a)	224	195	500	444	100	1 368	2 617	248	265	240	577	1 500	299
	截至2025年底井数(口)	26 500	40 000	18 000	36 500	6 600	13 500	150 000	16 000	31 000	25 000	5 700	113 000	8 500

矿物含量(60%~80%)、适宜热演化程度($R_o=0.8\%\sim 1.3\%$)及超压环境(压力系数为1.20~1.60)等优质储层禀赋,2025年产量仍保持 $8\,194\times 10^4$ t油当量。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。

基于此,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(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克拉通内坳陷盆地,其稳定的构造背景为巨型页岩油资源的形成与保存提供了得天独厚的条件(图1)。该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,总面积约 52×10^4 km²,是北美大陆内部典型的古老、稳定沉积单元(McMahon *et al.*, 2024)。相较于受多期造山运动强烈改造的Appalachian前陆盆地(Marcellus)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。

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。其全球闻名的“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):下段Bakken页岩(Lower Bakken Shale, 10~15 m)、中段Bakken砂岩/粉砂岩(Middle Bakken Member, 8~30 m)和上段Bakken页岩(Upper Bakken Shale, 3~12 m),其下与Three Forks组白云岩、其上与Mississippian系碳酸盐岩均为整合接触。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”一体式成藏组合。上、下段富有机质页岩(TOC=6%~12%)在成熟阶段($R_o=0.8\%\sim 1.3\%$)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,这套结构也为立体开发提供了地质基础,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能量驱动。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 10.1×10^8 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页岩的勘探开发史,堪称北美“页岩革命”的完整缩影与经典范式。其历程清晰呈现了从传统地质认知、到工程技术突破、再到产业规模化与精益化管理的完整演进轨迹。依据主导技术范式、市场驱动逻辑与产业成熟度的根本性转变,可划分为常规发现、试验突破、规模化扩张与精益优化4个特征鲜明的阶段。系统剖析这一历程,不仅是

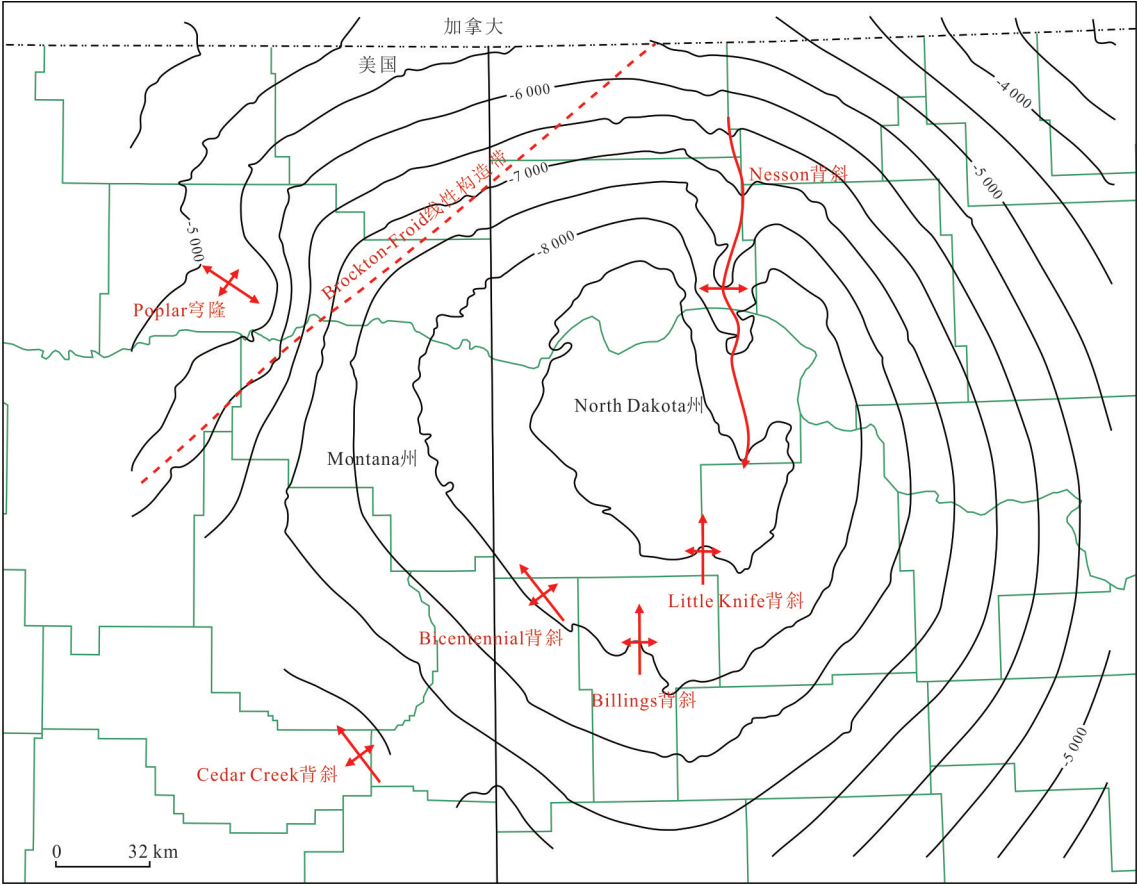


图 1 Bakken 页岩油气藏构造图
Fig.1 Tectonic map of the Bakken shale play

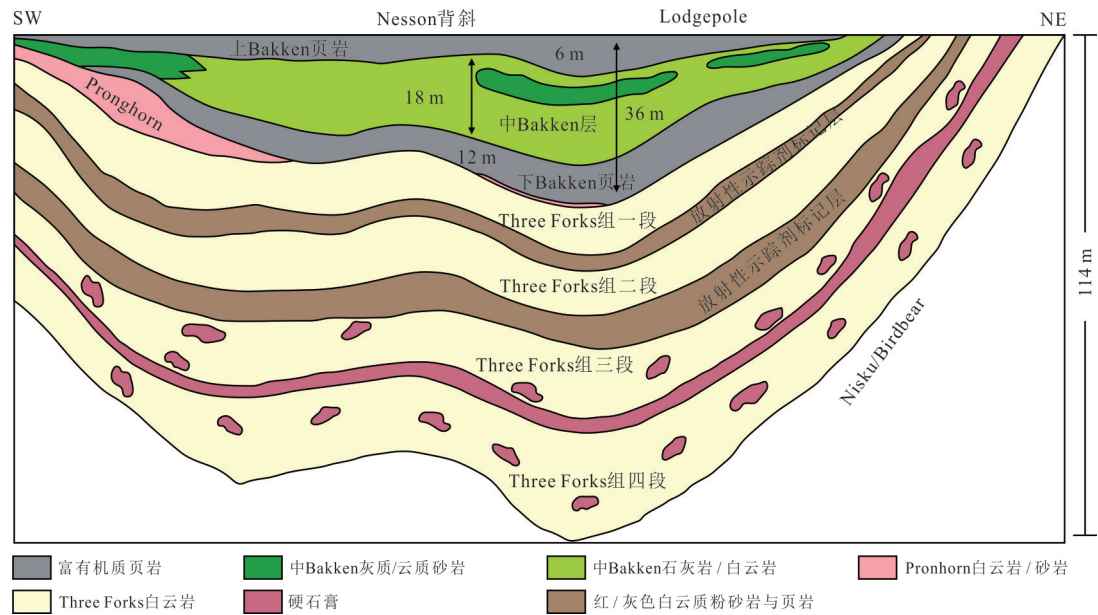


图 2 Bakken 页岩油气藏地层剖面图
Fig.2 Stratigraphic profile of the Bakken shale play

对一个超级页岩油气藏开发史的总结,更是理解技术迭代如何驱动非常规资源从理论走向商业、从狂热扩张回归理性效益的关键。常规发现阶段(1950—1999年),其典型特征在

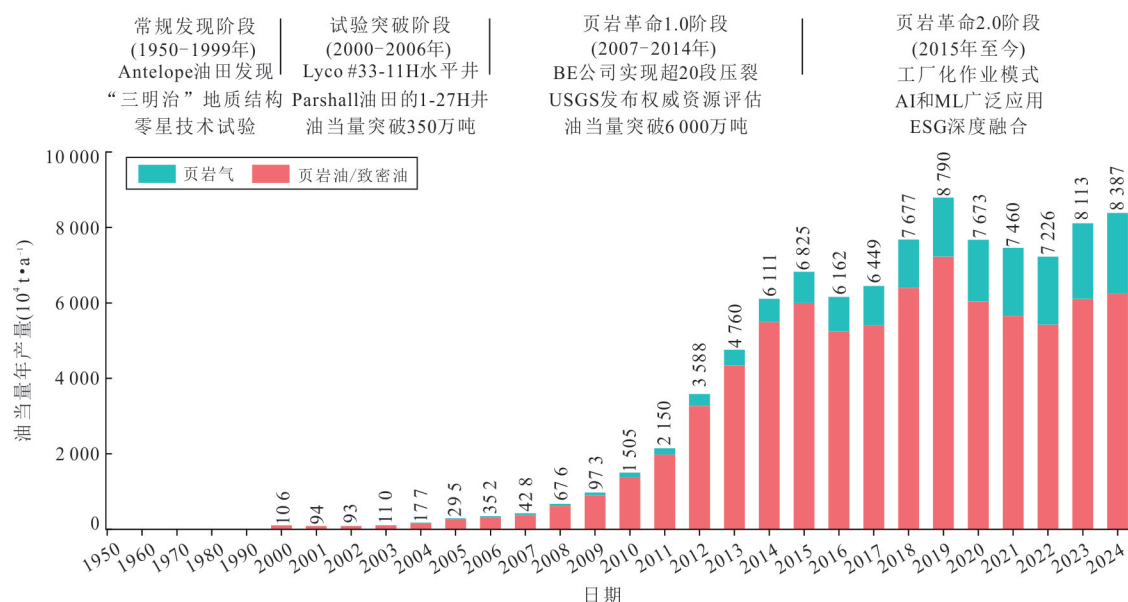


图3 Bakken页岩油气藏勘探开发历程

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

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.尽管 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,但直至 1977 年壳牌公司的 8 口直井压裂试验,单井日产量仍仅 20~40 桶,经济效益极差.至 1994 年,北达科他地质调查局(NDGS)首次估算其地质资源量约 100×10^8 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解放 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;至 2006 年,Continental Resources 公司的“发现井”实现了技术经济性双突破.这些标志性事件共同证明,“长水平段+多段压裂”是解锁 Bakken 页岩油气资源的关键技术,为大规模商业开发奠定了

技术基础.

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规模扩张.标志性进展包括:2008 年美国地质调查局(USGS)发布震撼性资源评估,引发矿权争夺;2012 年年产油突破 $3 500 \times 10^4$ 吨,使北达科他州跃居全美第二产油区;2013 年 USGS 将技术可采资源量大幅上调,确立了其全球巨型页岩油藏的地位.然而,爆炸式增长也暴露出基础设施瓶颈和对高油价的脆弱依赖.2014 年,累计钻井超 15 000 口,年产油当量突破 $6 000 \times 10^4$ t,奠定了其作为美国页岩油核心产区的霸主地位.

页岩革命 2.0 阶段(2015 年至今),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(AI)与机器学习(ML)为核心驱动力的全链条精益优化.2015 年起,行业通过“工厂化”批量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,AI 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 AI 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。在运营层面,数字化与自动化深入渗透,ExxonMobil 等公司推广自动化钻机,将平均钻井周期缩短至 7.5 天。环境、社会与治理(ESG)目标也借力于技术,电动压裂设备普及、基于物联网的甲烷泄漏监测与 AI 识别系统将排放强度控制在 0.2% 以下。至 2025 年,全区在严格的资本约束下,年产量当量仍稳健维持在超 $8\,000\times 10^4$ t 的高位平台,标志着 Bakken 已全面进入一个以数据驱动决策、智能优化运营、成本领先且绿色低碳为特征的成熟发展新纪元。

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,形成了与“高脆性、超压、薄互层‘三明治’结构”高度适配的先进工程体系,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。本部分基于 UOG 平台整合的 Bakken 页岩近 2.6 万口水平井“钻井-工程”全链条大数据,从井型结构、完钻参数、作业效率等多维度,系统剖析其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。

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 至 2014 年的规模化扩张阶段,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,但水平井的主导地位坚不可摧,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%,标志着井型选择已进入高度标准化、定型化的“绝对稳态”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 Bakken 组“优质烃源岩(上/下段)-致密储层(中段)”这一“三明治”结构的横向接触面积,从而在超压系统的驱动下,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+大规模体积压裂”的技术路径奠定了根本性的井筒条件。

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 Bakken 组“三明治”结构中最优烃源岩-储层耦合带的匹配精度。基于近 2.6 万口井大数据分析,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(P25~P75)为 3 100~3 350 m,平均值 3 185 m,P50 中位值 3 243 m,M50 值 3 235 m。从年际演化看,完钻垂深经历了持续的深化过程:2010 年前勘探试验阶段,M50 值约为 2 817 m;2010—2014 年规模化扩张期,随着核心甜点区(如 MiddleBakken)的明确,M50 值于 2014 年达到 3 271 m;2015 年后,开发逐步向深层 Three Fors 组接替层系拓展,2024 年 M50 完钻垂深值达到 3 253 m。Bakken 页岩油气藏完钻垂深趋势体现了工程靶窗对最优地质禀赋的动态追踪与锁定。

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(P25~P75)为 6 000~6 500 m,平均值 6 158 m,P50 中位值 6 080 m,M50 加权值 6 292 m。其动态演化清晰反映了“长水平段”战略的实施路径:2010 年前,M50 测深约为 5 183 m;2010—2014 年,在产量最大化驱动下,测深快速攀升,M50 值于 2014 年达到 6 250 m;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,M50 值于 2020 年达到 6 452 m,2024 年进一步增至 6 907 m,累计增幅 34.2%,年均增幅约 2.1%。近年来,测深增速与水平段长增幅同步收敛,

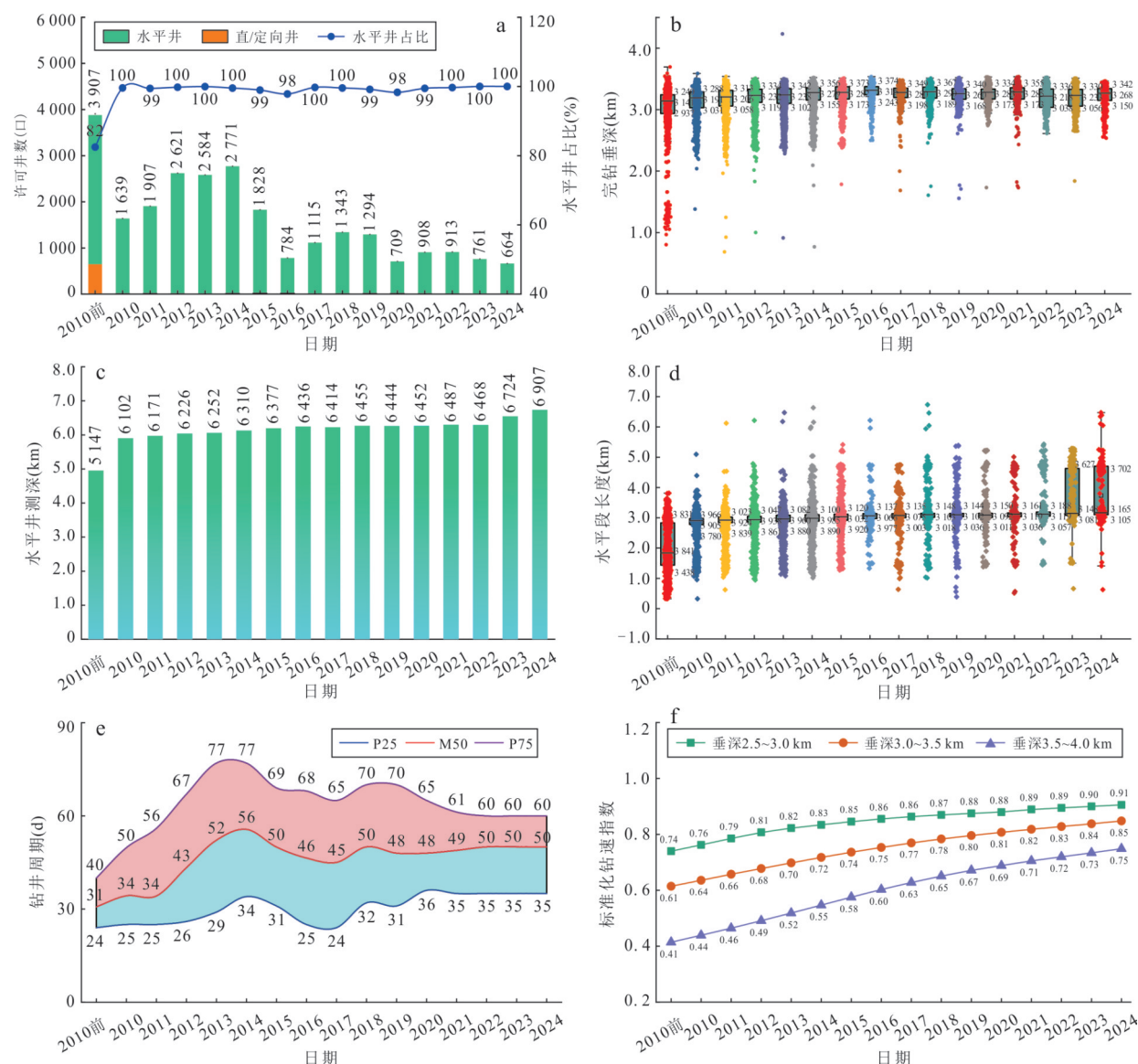


图4 Bakken页岩油气藏水平井钻井技术指标

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

a. 历年钻井数量及构成; b. 水平井完钻垂深; c. 水平井测深; d. 完钻水平段长; e. 水平井钻井周期; f. 标准钻速指数

表明在现有技术经济条件下,通过增加测深以扩大储层接触面积的工程策略已实现优化平衡,井眼结构进入成熟稳态。

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(P25~P75)为2 300~3 400 m,平均值2 899 m,P50中位值2 880 m,M50加权值2 883 m。其年际变化轨迹揭示了显著的技术学习曲线:2010年前,M50水平段长约2 072 m;2010—2014年,伴随密切割压裂技术推

广,段长快速提升,M50值于2014年达到2 950 m;2015—2018年经历平台整理后,在地质导向与钻井工艺进步推动下,段长再次启动延伸,M50值于2020年突破3 000 m,至2024年达到3 553 m,15年累计增幅高达71.4%,年均增幅约4.1%。值得注意的是,近五年增幅已收敛至4%~5%区间,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“阶梯式压缩后趋稳”的优化态势(图 4e),主体区间(P25~P75)为 40~83 天,平均值 63 天,P50 中位值 60 天,M50 值 61 天。其年际演化与技术进步及管理变革同步:2010 年前,M50 周期 31 天;2010—2014 年,随着标准化作业推广,效率初步提升,M50 值于 2014 年增至 56 天;2015 年后,在低油价倒逼下,PDC 钻头、旋转导向系统及“井工厂”批钻模式实现规模化应用,钻井周期进入快速下行通道,M50 值于 2020 年缩短至 48 天,2024 年钻井周期小幅回升稳定在 50 天,尽管水平段长和水平井测深逐年增加,近 5 年钻井周期基本保持稳定。

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化处理,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 至 2024 年间全垂深谱系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”的演进规律。具体而言,2 500~3 000 m 主力开发层段的指数从 2010 年前的 0.74 提升至 2024 年的 0.91,累计增幅 23.0%;3 000~3 500 m 段从 0.61 增至 0.85,累计增幅 39.3%;而 3 500~4 000 m 深层段的提升最为显著,从 0.41 跃升至 0.75,累计增幅高达 82.9%。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,深层段因旋转导向、高性能 PDC 钻头等关键技术的集中突破而增幅居首;2016 年后,效率提升进入增幅收窄、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% 的区间内,2023—2024 年增幅已基本同步。这一量化规律清晰揭示,钻井技术的迭代升级不仅带来了全盆地作业效率的普适性提升,更对深层、高应力区段实现了突破性“解缚”,显著对冲了因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。本部分基于 UOG 平台整合的近 2.6 万口水平井压裂大数据,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,量化揭示其与地质甜点、工程效率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网络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(P25~P75)为 70~100 m,平均值 92 m,P50 中位值 88 m,M50 加权值 87 m。以 M50 值为基准的动态分析显示,其演变经历了 3 个阶段:2010 年前为 108 m;2010—2016 年进入快速加密通道,于 2015 年降至 72 m 的阶段性的低点,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考量,段间距理性回调并稳定在 82~93 m 区间,2024 年为 82 m。这一“密-疏-衡”的演变轨迹,标志着段间距设计已从追求极限加密,转向与储层非均质性及经济极限深度匹配的成熟阶段。

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(P25~P75)为 6.2~12.5 m³/m,平均值 9.8 m³/m,P50 中位值 9.5 m³/m,M50 值 9.5 m³/m。分年演化以 M50 值为线索:2010 年前为 6.3 m³/m,2010~2012 年技术探索期略降至 4.4~4.8 m³/m;随后进入持续增长期,于 2015 年突破 10.0 m³/m;2016—2024 年,M50 值在 10.4~12.2 m³/m 的高位平台窄幅波动,2024 年达 12.2 m³/m,累计增幅 93.7%。近年来增幅收敛,表明“大液量”压裂模式已成为行业标准,当前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(估算最终可采储量)的核心工程要素。Bakken 页岩加砂强度整体完成了从低起点

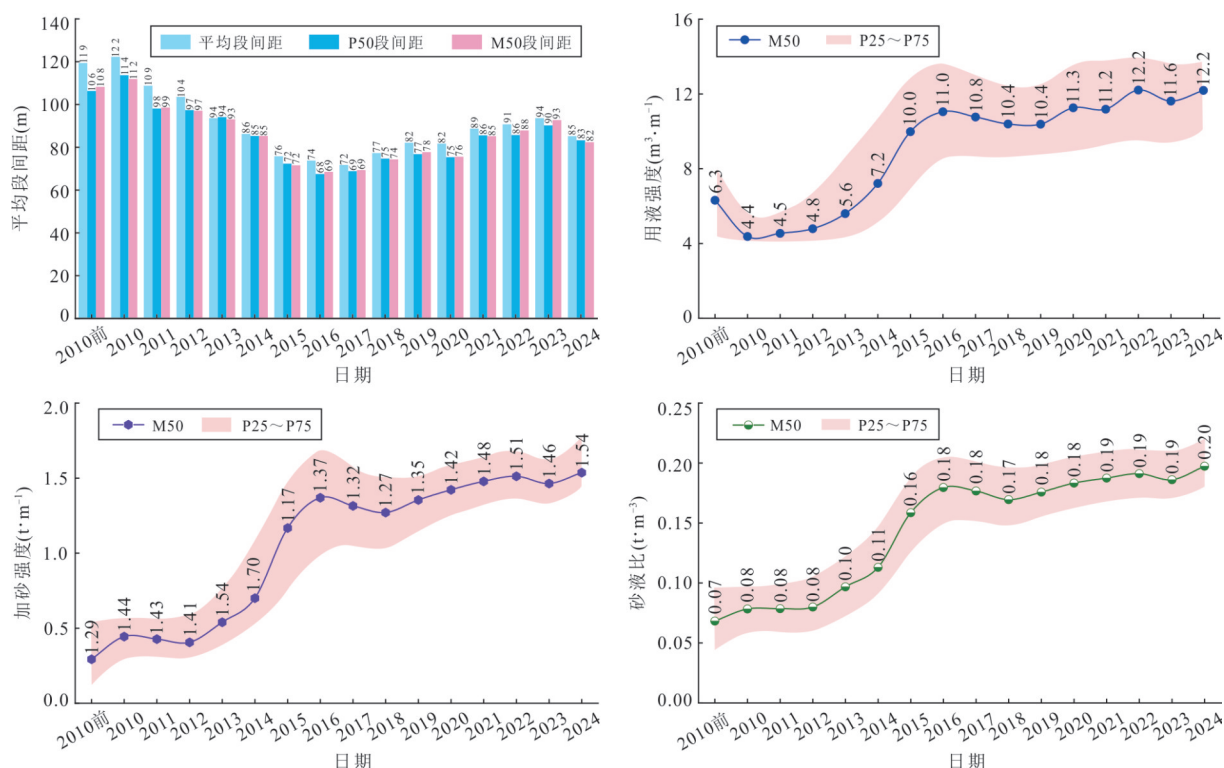


图5 Bakken页岩油气藏水平井压裂技术指标

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

a. 平均段间距; b. 用液强度; c. 加砂强度; d. 砂液比

到高平台的跨越式增长,主体区间(P25~P75)为0.40~1.40 t/m,平均值0.92 t/m, P50中位值0.73 t/m, M50值0.82 t/m. M50值的演变轨迹极为显著:2010年前仅为0.29 t/m; 2010—2015年伴随技术突破快速跃升,至2015年已达1.17 t/m; 2016年后进入高位优化期,在1.27~1.54 t/m区间小幅调整,2024年为1.54 t/m,累计增幅高达431%。近五年增幅显著收窄,显示加砂强度已逼近当前设备能力与经济效益的边界,“高强度加砂”已成为经济有效开发的必备条件。

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(P25~P75)为0.11~0.15,平均值0.13, P50中位值0.13, M50值0.13. 以M50值量化其年际变化:2010年前基础值为0.07; 2010—2016年随着滑溜水体系及泵送工艺的进步快速提升,至2016年达到0.18; 2017年至今, M50值在0.17~0.20的狭窄区间内保持稳定,2024年为0.20,累计增幅186%。这一窄幅波动态势表明,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与资源动用效率的核心标尺,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(估算最终可采储量)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. 本部分基于UOG平台整合的近2.6万口水水平井全生命周期生产大数据,系统剖析产量结构、初始产能及最终可采量的演化规律,量化揭示地质认识深化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(P25~P75)为57%~

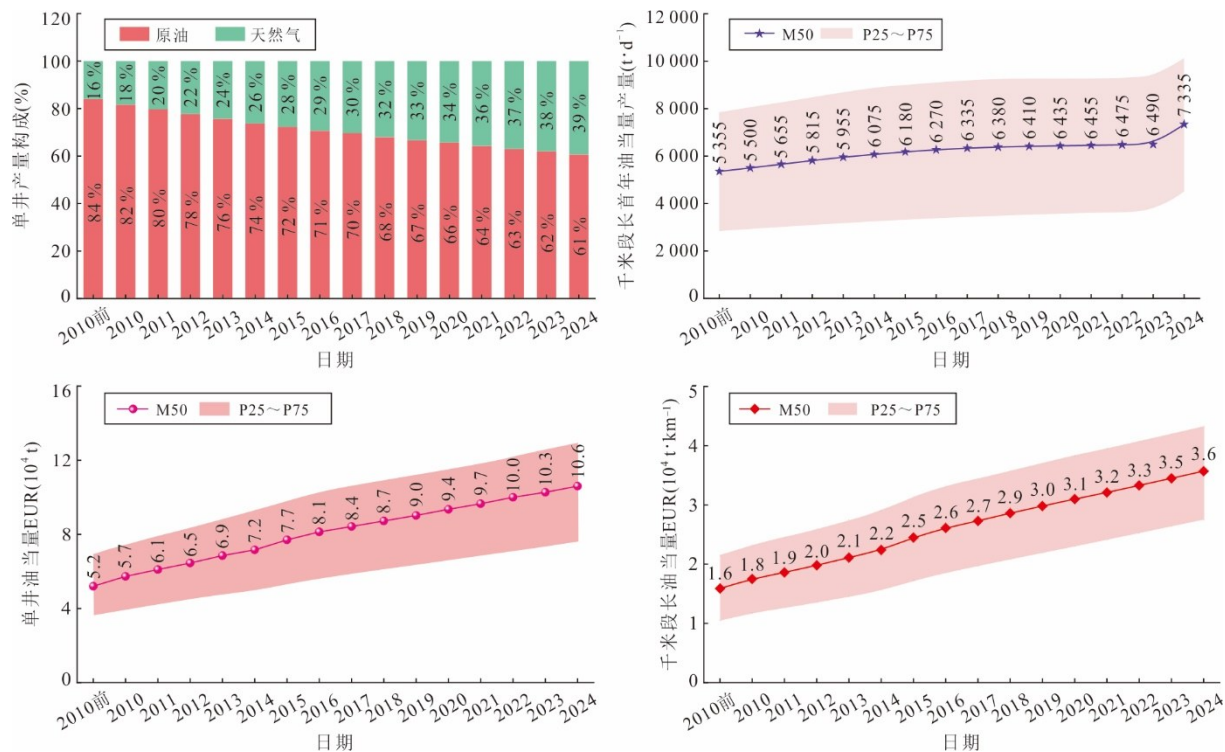


图6 Bakken页岩油气藏水平井开发指标
Fig.6 Horizontal well development indicators of the Bakken shale play

91%，平均值73%，P50中位值76%，M50值75%。以M50值为基准的动态分析显示，原油占比从2010年前的84%呈线性下降趋势，至2024年降至61%，累计降幅达27.4%，年均降幅约2.1%。与对应，天然气产量占比(M50值)从16%相应提升至39%。分年变化轨迹平稳，年降幅基本维持在1.5%~2.7%之间，这一趋势与开发过程中储层压力自然递减、生产气油比上升的规律相符，同时也映射出开发目标随市场价格与工艺适应性而进行的动态调整，但原油始终占据主导地位，确保了轻质页岩油开发的核心经济性。

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效率与储层改造效果的核心标准化指标。Bakken页岩该指标整体呈现“稳健攀升、高位趋稳”的演化态势，主体区间(P25~P75)为3 600~9 300 t/km，平均值6 910 t/km，P50中位值6 013 t/km，M50值6 158 t/km。以M50值为核心的分年演化显示，其从2010年前的5 355 t/km，以年均约2.2%的增速稳步提升至2023年的6 490 t/km。值得注意的是，2024年该指标实现显著跃升，M50值增至7 335 t/km，较2023年增幅高达13.0%，十五年间累

计增幅37.0%。这一增长路径表明，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，2024年的跃升可能标志着新一代压裂技术或超级甜点区的突破性应用。

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整体实现了跨越式倍增，主体区间(P25~P75)为(3.6~12.9)×10⁴ t，平均值8.0×10⁴ t，P50中位值7.2×10⁴ t，M50值7.3×10⁴ t。聚焦M50值的年际变化，其从2010年前的5.2×10⁴ t持续强劲增长至2024年的10.6×10⁴ t，累计增幅高达103.8%，年均增幅约5.2%。增长过程可分为两个阶段：2010—2015年为加速增长期，年均增幅介于5.4%~10.2%之间，技术突破效应显著；2016年后增速趋于稳健但仍保持韧性，年均增幅稳定在2.7%~7.5%的区间。这一持续的倍增轨迹，雄辩地证明了“长水平段+高强度体积压裂+大数据优化”技术路径对单井控制储量与最终采收率的根本性提升作用。

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(P25~P75)为 $(1.1\sim 4.3)\times 10^4$ t/km,平均值 2.8×10^4 t/km, P50 中位值 2.5×10^4 t/km, M50 值 2.5×10^4 t/km。从 M50 值的动态演变来看,其从 2010 年前的 1.6×10^4 t/km 显著增长至 2024 年的 3.6×10^4 t/km,累计增幅达 125%,年均增幅约 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。增长轨迹显示,2010—2015 年为快速增长期,年均增幅多超过 6.0%;2016 年后,随着高强度压裂等技术全面普及,增幅收敛至 3.5%~4.8% 区间,呈现边际效益递减但绝对增量依然可观的成熟期特征。这标志着通过现有工程技术体系提升单位长度采收效率的空间正在收窄,未来进一步突破需依赖新一代压裂技术或提高采收率方法的创新。

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。本文基于近 2.6 万口水平井全生命周期成本大数据,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(P25~P75)为 555~709 万美元,平均值 636 万美元, P50 中位值 612 万美元, M50 值 613 万美元。以 M50 值为基准的分年分析显示,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%,年均增幅约 2.7%。成本构成始终保持稳定格局:钻井成本占比维持在 46%~47%,其 M50 值从 243 万美元增至 346 万美元;压裂成本占比稳定在 53%~54%,其

M50 值从 279 万美元增至 403 万美元。这一“压裂主导”的固化结构及成本的刚性增长,直接反映了“高强度加砂与大液量”压裂模式带来的材料消耗增加,是工程规模持续强化的直接经济体现。

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(P25~P75)为 11.3~13.7 万美元/km,平均值 13.2 万美元/km, P50 中位值 12.4 万美元/km, M50 值 12.4 万美元/km。从 M50 值的年际变化来看,其从 2010 年前的 11.4 万美元/km,以年均约 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,表明通过固井材料体系升级、工艺标准化及高效工具应用,已有效对冲了因井深增加带来的潜在成本上升,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(P25~P75)为 90~120 万美元/km,平均值 109 万美元/km, P50 中位值 103 万美元/km, M50 值 104 万美元/km。分年聚焦 M50 值,其从 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%,年均增幅约 2.0%。演化过程可分为两个阶段:2015 年之前,受压裂规模快速扩大驱动,年均增幅超过 2.5%;2016 年之后,伴随“井工厂”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%。这一成本走势与加砂强度提升轨迹高度耦合,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。

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

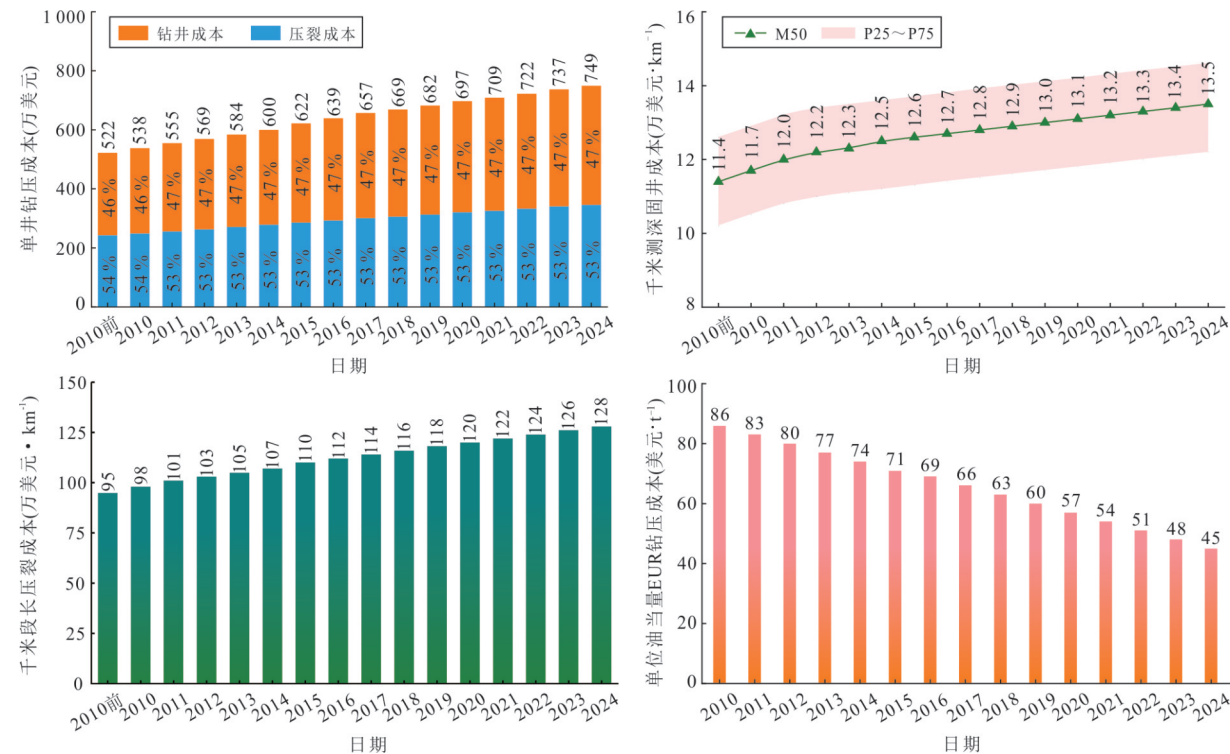


图7 Bakken页岩油气藏水平井钻压成本指标

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

(P25~P75)为50~100美元/t,平均值80美元/t, P50中位值70美元/t, M50加权值71美元/t.以M50值为观测核心,其从2010年前的89美元/t一路下降至2024年的45美元/t,累计降幅高达49.4%,年均降幅约4.4%.尤为重要的是,年际降幅呈现扩大趋势,从2010年的-3.4%逐步加大至2024年的-6.3%.这一加速下降轨迹与同期单井EUR累计增长142%形成强对冲,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2 000 m、2 500 m、3 000 m、3 500 m对应的水垂比M50值分别为1.25、1.10、0.98、0.85.这一规律的本质是,随着垂深增加,地应力抬升、井眼轨迹控制难度与摩阻扭矩显著增大,必须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.建议直接参照Bakken图版,为我国不同盆地建立“垂深-水垂比”推荐区间对照表.例如,对于鄂尔多斯盆地等垂深2 000~2 500 m的中浅层区块,可将水垂比设计在1.00~1.25区间;而对于四川盆地、准噶尔盆地等垂深3 000~3 500 m的深层区块,则应将水垂比严格控制在0.85~1.00的较低范围.核心

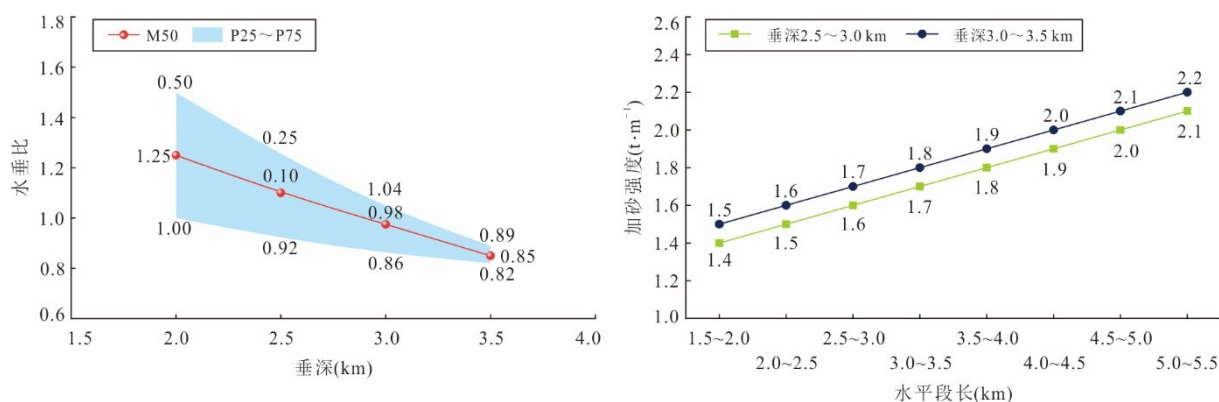


图8 Bakken页岩油气藏水平井关键指标图版

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

a.水垂比图版;b.垂深-水平段长-加砂强度图版

目标是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1 000~1 500 m至4 500~5 000 m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。具体实施路径包括:首先,打破数据孤岛,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;其次,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,实现对新井方案的实时精准推荐,并针对特殊储层进行区间微调,最终实现“一区一图版、一井一设计”的精细化、智能化压裂。

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。基于本文对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)优越的地质禀赋是Bakken成为页岩油效益标杆的根基。其经典的“三明治”地层结构(上/下段富有机质页岩-中段致密储层)实现了源-储-盖一体化,配合高有机质丰度($\text{TOC}=6\%\sim 12\%$)、强超压系统(压力系数为1.20~1.60)与高脆性矿物含量(60%~80%),为体积压裂与长期稳产提供了理想的地质条件。

(2)“长水平段+高强度压裂+大数据优化”构成其核心开发模式。工程参数持续迭代升级:水平段长从2 072 m延伸至3 553 m;加砂强度由0.29 t/m提升至1.54 t/m;段间距经加密后理性回调并稳定于80~90 m;砂液比稳步提高至0.17~0.20 t/m³的优化区间。钻井效率同步大幅提升,钻井周期稳定在50天,深层段钻速指数增幅高达82.9%。

(3)技术迭代驱动单井EUR显著提升并有效对冲成本上升。在钻压总成本上升43.5%的背景下,单井油当量EUR从 5.2×10^4 t增长至 10.6×10^4 t,增幅达103.8%;千米段长油当量EUR从2010年前的 1.6×10^4 t/km显著增长至2024年的 3.6×10^4 t/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,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)对我国页岩油效益开发形成直接对标与量化启示.基于Bakken实践提炼的“水垂比-垂深”关系图版与“垂深-水平段长-加砂强度”协同优化图版,为我国陆相页岩油参数设计提供了量化依据.建议在我国不同盆地建立垂深分级的水垂比推荐区间,并推动压裂设计从经验模式向“地质-工程-经济”一体化数据驱动模式转型.

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开发平台,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:本文研究数据来源于合规商业数据平台,在此对数据服务商提供的基础资料支持致以诚挚谢意.衷心感谢非常规油气数智平台(UOG)项目组全体成员在数据整理、方法设计与成果论证中给予的支持与帮助!

References

- Bian, R. K., Wu, X. L., Bao, S. J., et al., 2014. Distribution Law and Reservoir Forming Characteristics of Shale Oil in America. *Journal of Xi'an Shiyou University (Natural Science Edition)*, 29(1): 1—9, 14—15 (in Chinese with English abstract).
- 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.
- 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, U.S.A.. *Journal of Sedimentary Research*, 83(9): 803—824. <https://doi.org/10.2110/jsr.2013.60>
- 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. <https://doi.org/10.1306/03230908032>
- EIA, 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>
- EIA, 2026a. 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
- EIA, 2026b. Maps: Oil and Gas Exploration, Resources, and Production. <https://www.eia.gov/maps/maps.htm>
- 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.
- Hammes, U., Scott, H. H., Ewing, T. E., 2011. Geologic Analysis of the Upper Jurassic Haynesville Shale in East Texas and West Louisiana. *AAPG Bulletin*, 95(10): 1643—1666. <https://doi.org/10.1306/02141110128>
- 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.
- 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. <https://doi.org/10.1080/15567249.2023.2250781>
- Jia, C. Z., Jiang, L., Zhao, W., 2023. The Shale Revolution and Basic Geological Theory Problems of Shale and Tight Oil and Gas. *Petroleum Science Bulletin*, 8(6): 695—706 (in Chinese with English abstract).
- 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 with English abstract).
- 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): 925—948. [https://doi.org/10.1016/S1876-3804\(24\)60516-1](https://doi.org/10.1016/S1876-3804(24)60516-1)
- Robison, C.R., 1997. Hydrocarbon Source Rock Variability within the Austin Chalk and Eagle Ford Shale (Upper Cretaceous), East Texas, USA. *International Journal of Coal Geology*, 34: 287—305. [https://doi.org/0.1016/S0166-5162\(97\)00027-X](https://doi.org/0.1016/S0166-5162(97)00027-X)
- 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—517. <https://doi.org/10.1306/08101110194>
- Ryder, R. T., 2008. Assessment of Appalachian Basin Oil and Gas Resources: Utica-Lower Paleozoic Total Petroleum System. U.S. Geological Survey, Reston.
- 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).
- Tang, H. Y., He, G., Ni, Y. 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. <https://doi.org/10.1016/j.petsci.2024.07.029>
- Weng, D. W., Lei, Q., Guan, B. S., et al., 2023. Progress and Development Directions of Reservoir Stimulation Techniques for Shale Oil and Gas in China and the United States. *Acta Petrolei Sinica*, 44(12): 2297—2307 (in Chinese with English abstract).
- 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).
- Yu, R. Z., Xiong, W., Zhao, Q., et al., 2022a. Haynesville Deep Shale Gas Reservoir Development Performances. Petroleum Industry Press, Beijing (in Chinese).
- Yu, R. Z., Zhang, X. W., Hu, Z. M., et al., 2022b. Marcellus Shale Gas Reservoir Development Performances. Petroleum Industry Press, Beijing (in Chinese).
- Yu, R. Z., Zhang, X. W., Gao, J. L., et al., 2023a. Barnett Shale Gas Reservoir Development Performances. Petroleum Industry Press, Beijing (in Chinese).
- Yu, R. Z., Zhang, X. W., Hu, Z. M., et al., 2023b. Eagle Ford Deep Shale Oil and Gas Reservoir Development Performances. Petroleum Industry Press, Beijing (in Chinese).
- Zhou, Q. F., Jin, Z. J., Yang, G. F., et al., 2019. Shale Oil Exploration and Production in the U.S.: Status and Outlook. *Oil & Gas Geology*, 40(3): 469—477 (in Chinese with English abstract).
- Zou, C. N., Pan, S. Q., Jing, Z. H., et al., 2020. Shale Oil and Gas Revolution and Its Impact. *Acta Petrolei Sinica*, 41(1): 1—12 (in Chinese with English abstract).
- Zou, C. N., Yang, Z., Li, G. X., et al., 2022. Why can China Realize the Continental 'Shale Oil Revolution'? *Earth Science*, 47(10): 3860—3863 (in Chinese with English abstract).
- Zou, C. N., Yang, Z., Zhang, G. S., et al., 2023. Theory, Technology and Practice of Unconventional Petroleum Geology. *Earth Science*, 48(6): 2376—2397 (in Chinese with English abstract).
- Zou, C. N., Zhao, Q., Dong, D. Z., et al., 2017. Geological Characteristics, Main Challenges and Future Prospect of Shale Gas. *Natural Gas Geoscience*, 28(12): 1781—1796 (in Chinese with English abstract).

中文参考文献

- 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), 29(1): 1—9, 14—15.
- 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. 石油科学通报, 8(6): 695—706.
- 李志明, 芮晓庆, 黎茂稳, 等, 2015. 北美典型混合页岩油系统特征及其启示. 吉林大学学报(地球科学版), 45(4): 1060—1072.
- 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.
- 翁定为, 雷群, 管保山, 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): 2297—2307.
- 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.
- 于荣泽, 熊伟, 赵群, 等, 2022a. Haynesville 深层页岩气藏开发特征. 北京: 石油工业出版社.
- 于荣泽, 张晓伟, 胡志明, 2022b. Marcellus 页岩气藏开发特征. 北京: 石油工业出版社.
- 于荣泽, 张晓伟, 高金亮, 等, 2023a. Barnett 页岩气藏开发特征. 北京: 石油工业出版社.
- 于荣泽, 张晓伟, 胡志明, 等, 2023b. Eagle Ford 深层页岩油气藏开发特征. 北京: 石油工业出版社.
- 周庆凡, 金之钧, 杨国丰, 等, 2019. 美国页岩油勘探发现状与前景展望. 石油与天然气地质, 40(3): 469—477.
- 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.
- 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(10): 3860—3863.
- 邹才能, 杨智, 张国生, 等, 2023. 非常规油气地质学理论技术及实践. 地球科学, 48(6): 2376—2397.
- 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.