

# 中国石油（601857.SH）

## 页岩油未来有望迎来快速上产期

优于大市

## ◆ 公司研究 · 公司快评

## ◆ 石油石化 · 炼化及贸易

## ◆ 投资评级：优于大市（维持）

证券分析师： 杨林  
证券分析师： 薛聪

010-88005379  
010-88005107

yanglin6@guosen.com.cn  
xuecong@guosen.com.cn

执证编码：S0980520120002  
执证编码：S0980520120001

### 事项：

近日，我国首个页岩油水力压裂试验场在长庆庆城油田正式建成，为提高单井产量及下一步页岩油效益开发提供坚实基础。

### 国信化工观点：

1) **页岩油分布广泛，美国凭借页岩油革命实现能源独立：**页岩油主要分布在北美和欧亚大陆，截至 2017 年底，全球页岩油地质资源总量为 9368 亿吨，技术可采资源量为 618 亿吨，可采资源量排名前三的分别为美国、俄罗斯和中国。美国页岩油开发最为成功，2000 年以来，随着水平井和分段压裂等技术在页岩油勘探开发中的探索应用，美国页岩油开发成本不断降低，实现了多个页岩油项目的商业性开发。美国页岩油的快速发展使曾经全球最大的油气进口国美国实现了“能源独立”，深刻改变了世界油气供给格局。据 EIA 预测，在基准情景下，2040 年美国的页岩油产量将达到 154.4 万立方米，约占美国石油总产量的 67.3%。

2) **我国页岩油赋存条件复杂，目前处于效益建产阶段，未来前景广阔。**中国的页岩油资源主要赋存于陆相地层中，与北美地区相比中国富有机质页岩具有“一深、二杂、三多”的特点。这些特点决定了中国页岩油气的资源特征与美国广泛发育的海相页岩油气的资源特征有着显著的差别。我国鄂尔多斯盆地、松辽盆地、渤海湾盆地、准噶尔盆地和四川盆地等 5 大盆地的页岩油地质资源量均超过 20 亿吨，合计在我国页岩油地质资源量占比超过 95%。中国的页岩油开发起步较晚，还处于总体规划到技术突破的阶段，离实现工程巨大变革和全面规模效益开发阶段尚有差距，但从资源基础、工程技术能力和产量预期来看，中国具备页岩油革命能够取得成功的基本条件。2022 年我国页岩油产量首次突破 340 万吨，较 2018 年产量翻了两倍。

3) **中国石油不断推进技术创新与管理创新，页岩油开发成果不断涌现。**经过多年技术攻关和实践，中石油已初步形成适合中国陆相页岩油地质开发特征的页岩油开发评价方法与技术。中国石油坚持“全生命周期管理”理念，探索形成了“一全六化”页岩油勘探开发模式，推进“五提产、五降本”系统工程，建立多个市场主体共同参与、平等竞争的市场机制，推动内部市场承包商联动创效，搭建油气生产物联网系统，促进了规模增储、效益开发。庆城油田是我国目前探明储量规模最大的页岩油油田，预计 2025 年页岩油产量超 300 万吨；吉庆油田是我国首个国家级陆相页岩油示范区，预计 2025 年产量页岩油产量达 140 万吨；大庆油田长期探索页岩油力争 2025 年产油量达 100 万吨；大港油田目前处于效益开发先导阶段，2025 年产量有望达 25 万吨。

1) 4) **投资建议：**我们维持对公司 2024-2026 年归母净利润 1735/1863/2029 亿元的预测，摊薄 EPS 分别为 0.95/1.02/1.11 元，对于当前 A 股 PE 为 11.2/10.5/9.6x，对于 H 股 PE 为 7.8/7.3/6.7x，维持“优于大市”评级。

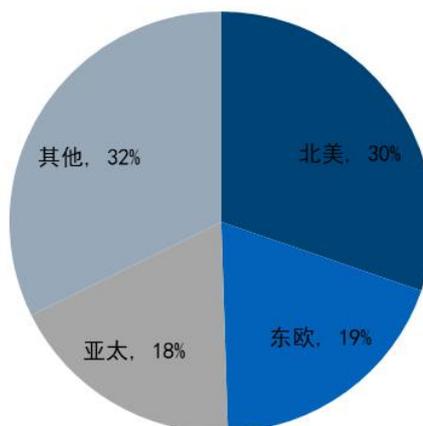
## 评论：

### 页岩油概述与美国页岩油革命

页岩油是指已经生成但仍滞留于富有机质泥页岩微米、纳米级储集空间中的石油。从页岩油的概念而言，国外油气行业所界定的页岩油具有广义性，泛指了含泥页岩层系中页岩、砂岩、碳酸盐岩等各层位石油资源的统称，更接近国内所指的致密油的概念。EIA 和 USGS 有关研究和报告中页岩油和致密油相互替代的情况也非常普遍。从严格意义上讲，美国实际勘探开发的页岩油大致包括了国内业界所指的页岩油和部分类型的致密油。中国将致密油和页岩油进行了区分，简单来说，页岩油无自然产能或低于工业石油产量下限，需采用特殊工艺技术措施才能获得工业石油产量，而致密油在一定经济条件和技术措施下可以获得商业石油产量。

**全球页岩油资源丰富，分布广泛。**截至 2017 年底，全球页岩油地质资源总量为 9368.4 亿吨，技术可采资源量为 618.5 亿吨，主要分布在北美和欧亚大陆。北美地区页岩油技术可采资源量为 185.5 亿吨，占比 30%；其次为包括俄罗斯在内的东欧地区，技术可采资源量为 117.5 亿吨，占比 19%；亚太地区可采资源量为 111.3 亿吨，占全球的 18%，技术可采资源量排名前三的国家依次为美国（21%）、俄罗斯（14%）和中国（7%）。

图1：全球页岩油分布

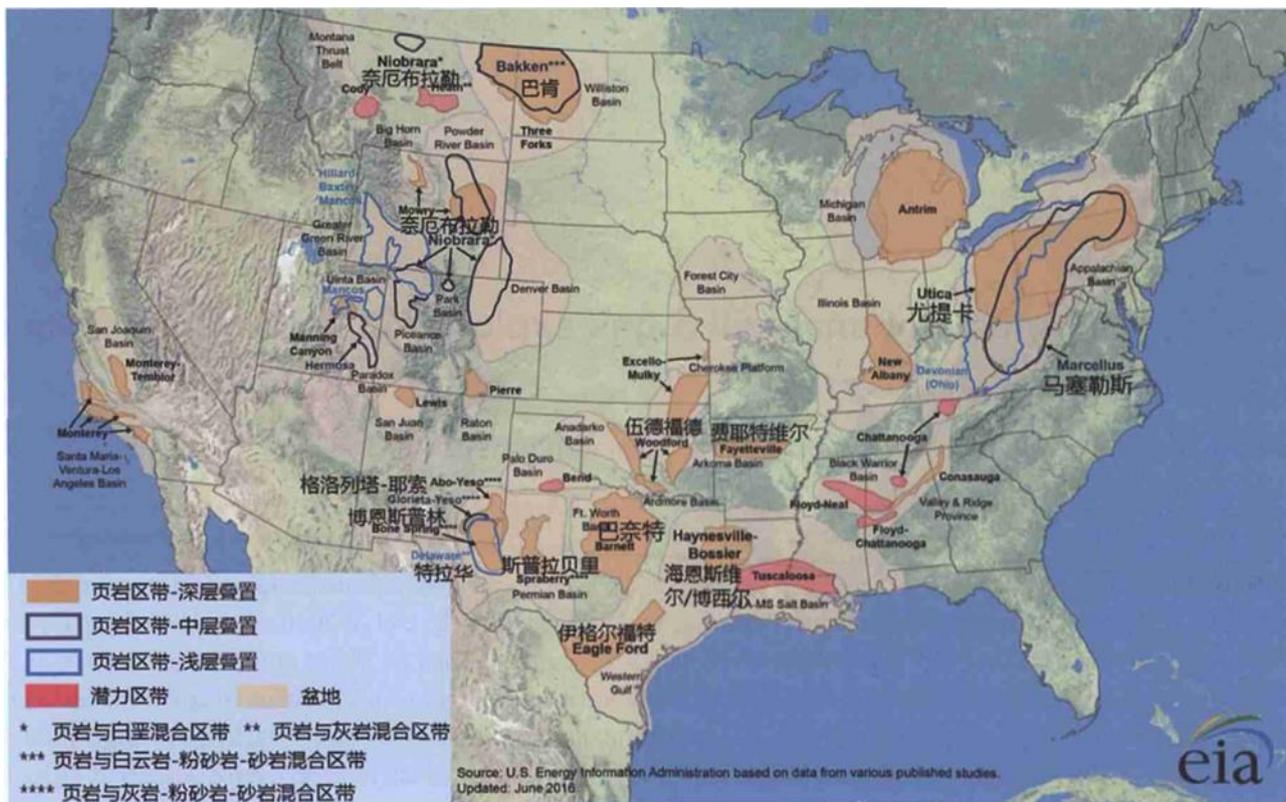


资料来源：方圆，张万益，马芬，等，《全球页岩油资源分布与开发现状》，矿产保护与利用，2019，39(05):126-134，国信证券经济研究所整理

**美国页岩油开发最为成功，加拿大、中国、俄罗斯等国紧随其后。**2000 年以来，随着水平井和分段压裂技术在页岩油勘探开发中的探索应用，美国实现了多个页岩油项目的商业性开发。2020 年，美国页岩油产量达 3.5 亿吨，占其石油总产量的 50% 以上，石油年产量超过沙特阿拉伯，居世界第一。此外，加拿大的页岩油产量也在不断增加，其他国家如中国、俄罗斯、阿根廷等，对页岩油的开发仍然处于早期阶段。

**美国页岩油快速发展，使美国实现了能源独立。**美国在近 50 年的发展中，页岩油气异军突起，使曾经全球最大的油气进口国美国实现了“能源独立”，深刻改变了世界油气供给格局。全美页岩油资源分布呈东多西少、主要赋存区占主导、其他区域零星分布的特点，Bakken、Eagle Ford 页岩区带、Permian 盆地是美国主要的页岩油产区，总技术可采储量高达 262 亿吨，占全美页岩油总量的 80%。其中 Permian 盆地为美国丰度最好、产量最高的页岩油富集带，Bakken 和 Eagle Ford 页岩区带位居二、三位，而 Wolfcamp、Spraberry 及 Fortworth 等盆地虽也有页岩油发现，但受储量、地质环境等条件的限制，开发价值不高。Bakken 盆地最早实现页岩油成功开发。

图2：美国页岩油主要生产区带



资料来源：EIA，国信证券经济研究所整理

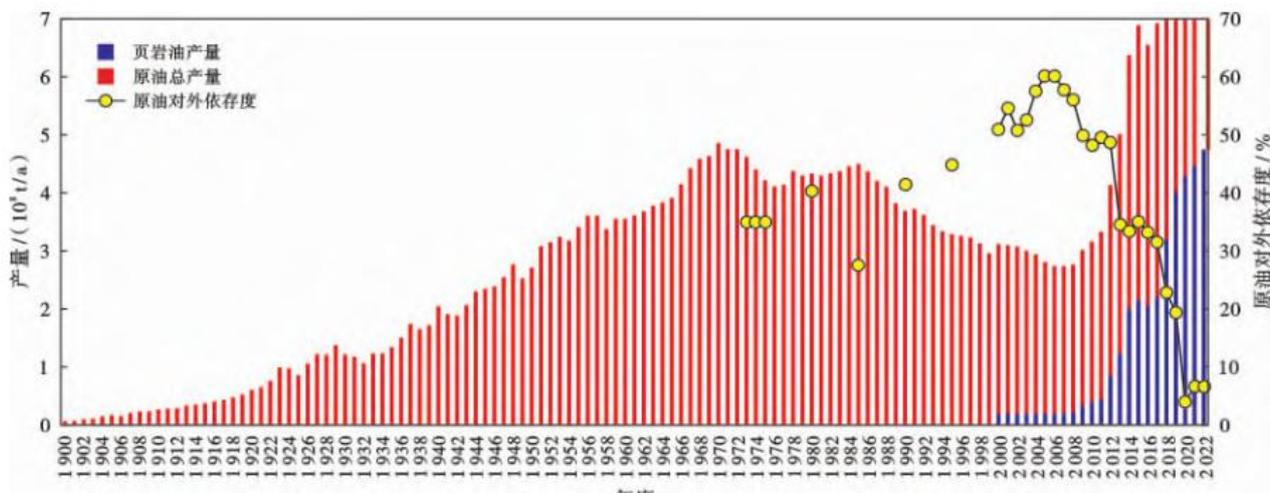
美国的页岩油发展大致可划分为 3 个阶段，分别为发现探索阶段、转变思路和技术突破阶段以及快速发展阶段。

**发现探索阶段（1999 年之前）：**1953 年发现了 Antelope 油田，建立了 Bakken 组和 Three Forks 组油气生产系统，1961 年 Shell 公司在 Billings 鼻状构造区发现了较好的沉积区带，认识到 Bakken 组上段页岩可以生成油气。Bakken 组上段页岩的第一口水平井于 1987 年开钻，水平段长 794 米，该井的成功钻探揭开了 Bakken 组上段页岩水平井钻井的新时代。到 20 世纪 90 年代，有超过 20 家公司参与了相关的勘探开发活动。但随着 20 世纪 90 年代油价的显著下降，以及 Bakken 组上段页岩产量不稳定及产量衰减等问题影响，Bakken 组重新回到次要勘探开发目的层的状态。

**思路转变与技术突破阶段（2000–2008 年）：**Bakken 组中段的水平井钻井开始于 2000 年，发现了 Elm Coulee 油田，对每口水平井均进行了加砂或水力压裂，估计整个油田的最终可采储量大于 3180 万立方米，截至 2011 年底，该油田完钻水平井已超过 4000 口。随着水平井和水力压裂技术的成功应用，页岩油产量得以迅速提高。

**快速发展阶段（2009 年至今）：**由于 2009 年起美国国内天然气价格持续低迷，因此各公司纷纷转向页岩油领域，Bakken 页岩区的作业量和产量快速提升。以水平井分段压裂技术的应用为标志，页岩油勘探开发工作进一步向其他页岩区拓展，美国页岩油正式进入快速发展阶段。Eagle Ford、二叠纪盆地成为新的页岩油勘探开发热点地区，每年页岩油新钻井数及单井产量持续攀升，页岩油产量占比迅速增大。根据 EIA 统计数据，2011 年美国页岩油产量首次突破 5000 万吨，2012 年达 1 亿吨，2014 年达 2 亿吨，2018 年美国页岩油产量达到 3.2 亿吨，占美国石油总产量的 58.7%，据 EIA 预测，在基准情景下，2040 年美国的页岩油产量将达到 154.4 亿立方米，约占美国石油总产量的 67.3%。

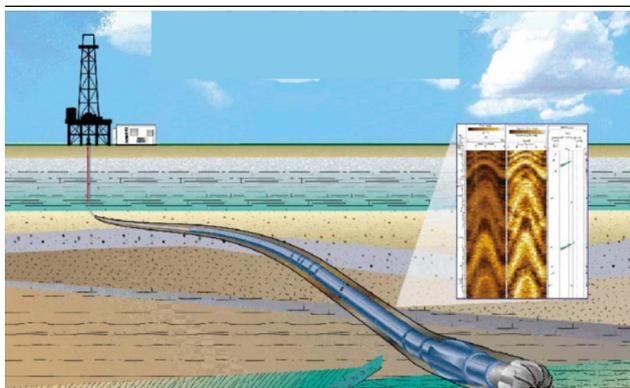
图3: 美国原油产量与页岩油产量



资料来源: 孙龙德, 刘合, 朱如凯, 等, 《中国页岩油革命值得关注的十个问题》, 石油学报, 2023, 44(12):2007-2019, 国信证券经济研究所整理

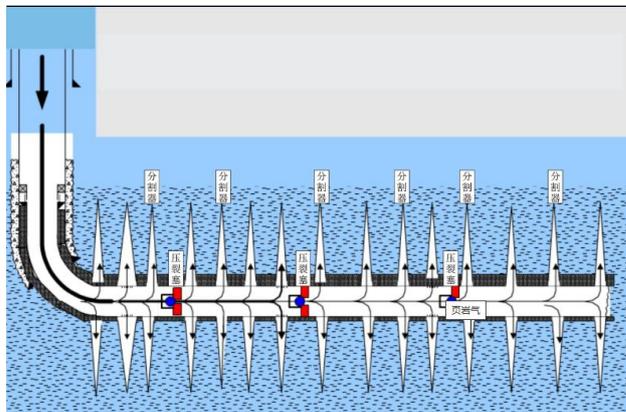
美国页岩油开发通过复制页岩气开发技术实现了产量的跨越式突破, 其中两个关键技术为水平井钻井技术和水力压裂技术。美国统计数据中页岩油是致密油的重要组成部分, 2004年美国仅有约15%的致密油通过水平井生产, 2018年大幅增加至97%。据ENVERUS数据, 2010年美国Permian盆地水平井平均长度为3879英尺, 2022年增加至10000英尺。2015-2016年的全球油价暴跌后, 美国油气公司优化了水平井压裂技术, 提高了页岩油的单井产量。

图4: 水平井示意图



资料来源: 朝刚, 李建青, 《页岩气开采的“武功秘籍”》, 自然资源部中国地质调查局科普办公室, 2019, 国信证券经济研究所整理

图5: 水平井分段压裂示意图

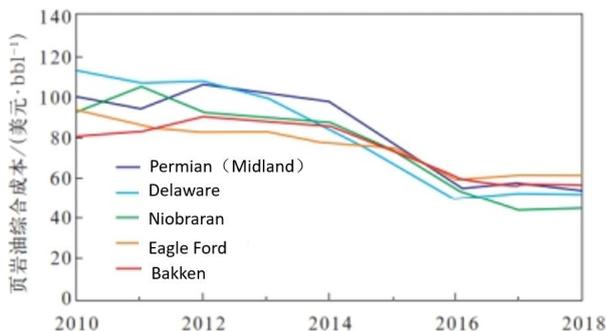


资料来源: 朝刚, 李建青, 《页岩气开采的“武功秘籍”》, 自然资源部中国地质调查局科普办公室, 2019, 国信证券经济研究所整理

持续的技术进步促进美国页岩油开发成本不断下降。美国页岩油开发技术包括选区与甜点评价、超长水平井、“一趟钻”钻井、立体井网（多分支）布井、细切割及重复水力压裂等技术。美国页岩油开发采取“工厂式”密集钻水平井的方法, 目前美国生产页岩油的水平井超过10万口, 钻井规模化降低了生产成本; 由于钻头技术的改进, 从过去钻完一口水平井要更换多次钻头, 发展到不用更换钻头“一趟钻”即可完成钻井, 最长水平段可一次钻进近6000米。钻井用时从2008年的35-40天, 减少到2018年的10天左右, 效率提高了3-4倍; 完井设计从最初的裸井一段压裂, 发展到目前水平井压裂分30-65段; 压裂完井时间从原来的3-4周, 发展到目前的不到2周, 如果同时考虑到压裂段的增加, 单段压裂完井效率提高了5-6倍。在不断增加完井难度和复杂性的前提下, 整体钻完井周期从原来的7-8周降低到目

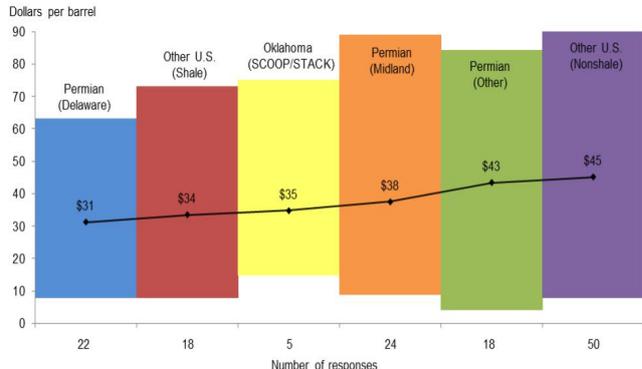
前的3周左右。

图6: 2010-2018 美国主要页岩油产区的综合开发成本变化



资料来源: 杨雷, 金之钧, 《全球页岩油发展及展望》, 中国石油勘探, 2019, 24 (05): 553-559, 国信证券经济研究所整理

图7: 2024 年一季度美国各地页岩油运营成本



资料来源: Federal Reserve Bank of Dallas, 国信证券经济研究所整理

## 中国页岩油资源

页岩油是未来我国原油稳产的重要资源领域。中国是一个“富煤、少油、缺气”的国家,我国实现“双碳”目标的基本路径是减煤、稳油、增气,大力发展可再生能源。在可再生能源具备足够规模,形成有效接替之前,国内2亿吨原油年产量的硬稳定是中国深入推进能源革命、建设新型能源体系的必要条件。目前,中国东部陆上油气勘探处于中高勘探程度阶段,且老油田进入开发后期阶段,面临高含水、储量动用难度大等问题,给原油产量硬稳定的目标带来了诸多挑战。页岩油开发利用对稳定国内原油产量,实现“双碳”目标意义重大。

我国陆相页岩油资源潜力大、分布广,具备加快发展的基础。2017年EIA发布中国页岩油技术可采资源量为43.9亿吨,位居世界第三位。近年来,随着勘探开发技术的进步,页岩油产量快速增长,中国石油企业“十四五”规划均将页岩油作为重点开发领域,预计2025年中国可实现页岩油年产量650万吨。未来5-10年是页岩油发展关键期,对于缓解我国油气供给形势、保持我国原油2亿吨稳产具有重要意义。

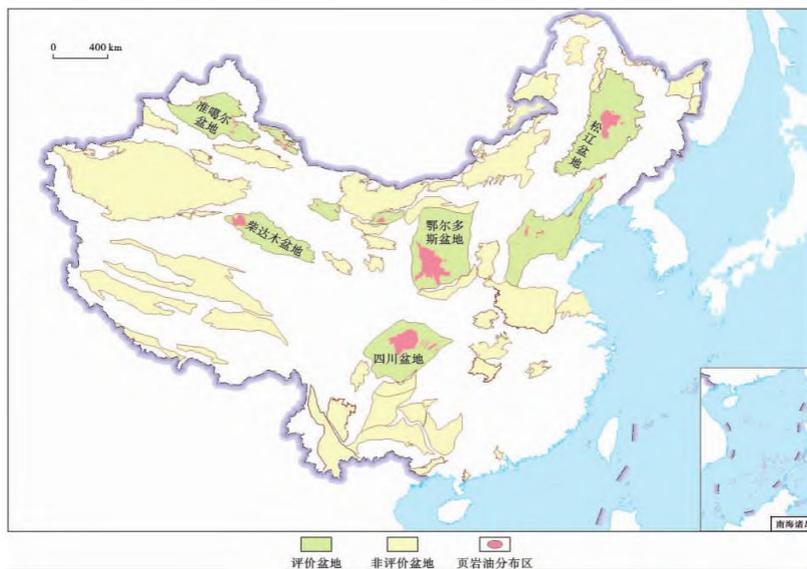
图8: 不同机构对我国陆相页岩油地质资源的评价(亿吨)



资料来源: 包书景, 葛明娜, 徐兴友, 等, 《我国陆相页岩油勘探开发进展与发展建议》, 中国地质, 2023, 50 (05): 1343-1354, 国信证券经济研究所整理, 国信证券经济研究所整理

中国页岩油主要分布在鄂尔多斯、松辽、渤海湾、准噶尔和四川五大盆地。中国页岩油在鄂尔多斯、松辽、准噶尔、柴达木、渤海湾、四川、三塘湖、酒泉等盆地均有分布。据中国石油勘探开发院数据，全国 10 大盆地的页岩油地质资源总量为 319.0 亿吨，技术可采资源总量为 22.8 亿吨。鄂尔多斯盆地、松辽盆地、渤海湾盆地、准噶尔盆地和四川盆地 5 大盆地的页岩油地质资源量均超过 20 亿吨，在页岩油地质资源量中的总占比超 95%。

图9：中国陆相页岩油分布



资料来源：王建，郭秋麟，赵晨蕾，等，《中国主要盆地页岩油气资源潜力及发展前景》，石油学报，2023，44(12)：2033-2044，国信证券经济研究所整理

表1：中国重点盆地页岩油资源评价结果

序号	名称	地质资源量 (亿吨)	技术可采资源量 (亿吨)	地质资源量占比 (%)	技术可采资源量占比 (%)
1	鄂尔多斯	107.30	10.26	33.64	45.04
2	松辽	77.28	3.82	24.23	16.77
3	渤海湾	75.19	4.51	23.57	19.80
4	准噶尔	25.14	1.81	7.88	7.95
5	四川	20.93	1.43	6.56	6.28
6	柴达木	5.93	0.45	1.86	1.98
7	三塘湖	3.95	0.20	1.24	0.88
8	雅布赖	1.64	0.11	0.51	0.48
9	酒泉	1.37	0.17	0.43	0.75
10	开鲁	0.26	0.02	0.08	0.09
	合计	318.99	22.78		

资料来源：王建，郭秋麟，赵晨蕾，等，《中国主要盆地页岩油气资源潜力及发展前景》，石油学报，2023，44(12)：2033-2044，国信证券经济研究所整理

目前我国主要开发中高成熟度页岩油，中低页岩油资源总量巨大，前景可期。按照有机质热成熟度的高低，我国陆上页岩油分为中低成熟度和中高成熟度两大类。根据 2019 年自然资源部初步评价，中高成熟度页岩油地质资源量为 145 亿至 215 亿吨，中低成熟度页岩油技术可采资源量为 200 亿至 250 亿吨。中高成熟度页岩油在我国起步较早，现实性强，已开展相关工业试验。中低成熟度页岩油资源总量巨大，需要通过地下原位加热，把多类有机物降质改造，产生轻质油和天然气。中低成熟度页岩油开发正在进行先导试验研究，一旦取得技术和经济突破，有望在我国油气增储上产建设中发挥重要支撑作用，前景可期。

表2: 按有机质成熟度划分陆相页岩油的分类与特征

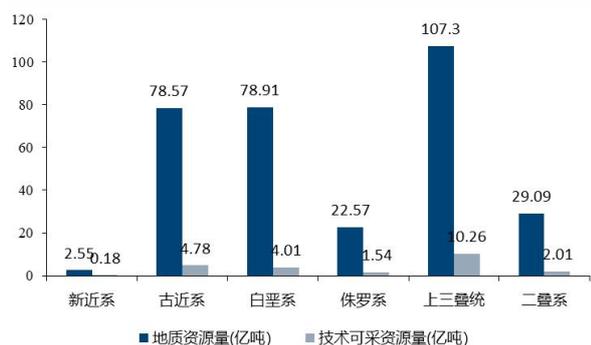
类型	赋存状态	储集空间	开发技术	开发必要条件
中低成熟度	已生成的滞留石油烃+沥青、固体页岩内有机质+固态有机物转化后留下的空间	地下原位加热转化技术	技术可行性+经济性+生产规模性	
中高成熟度	已生成的石油烃在地层中的滞留	页岩内有机孔+多类成因裂缝	水平井+体积压裂改造技术	单井产量+累计采出量经济性

资料来源: 周雪, 《美国页岩油勘探发现状及其对中国的启示》, 现代化工, 2022, 42 (07): 5-9, 国信证券经济研究所整理

我国页岩主要为陆相页岩, 赋存条件复杂。根据页岩沉积环境, 将页岩划分为海相、海陆过渡相和陆相页岩。中国的页岩油资源主要赋存于陆相地层中, 与北美地区相比, 中国富有机质页岩具有“一深、二杂、三多”的特点。“一深”指富有机质页岩的埋深大(埋深在 3500 米以深的页岩约占 65%); “二杂”指富有机质页岩的形成演化历史复杂、地表条件复杂; “三多”指富有机质页岩的类型多样、页岩的形成与分布时代广泛(多期)、页岩油气富集及成藏的控制因素众多。这些特点决定了中国页岩油气的资源特征与美国广泛发育的海相页岩油气的资源特征有着显著的差别。

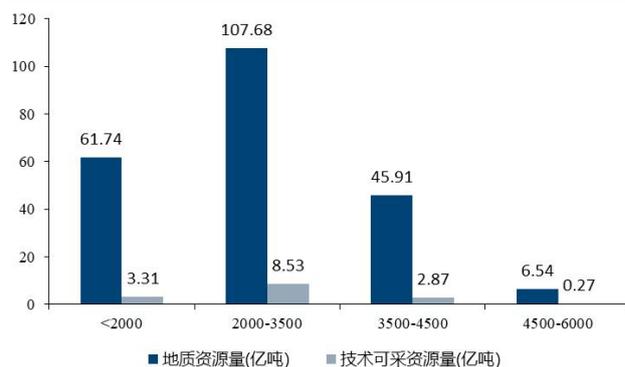
中国页岩油资源主要分布在白垩系、上三叠统和古近系, 埋深大部分小于 3500 米。中国页岩油的主要分布层系按照地层从新到老依次为新近系、古近系、白垩系、侏罗系、上三叠统和二叠系, 页岩油资源主要集中在白垩系、上三叠统和古近系。中国重点盆地的页岩油资源主要富集在浅层(埋深<2000 米)和中—深层(埋深为 2000-3500 米)页岩中, 浅层页岩油地质资源量和技术可采资源量分别为 61.8 亿吨、3.3 亿吨, 中—深层页岩油地质资源量和技术可采资源量分别为 107.7 亿吨、8.5 亿吨。

图10: 中国重点盆地页岩油资源分布层系



资料来源: 王建, 郭秋麟, 赵晨雷, 等, 《中国主要盆地页岩油气资源潜力及发展前景》, 石油学报, 2023, 44 (12): 2033-2044, 国信证券经济研究所整理

图11: 中国重点盆地页岩油资源分布深度



资料来源: 王建, 郭秋麟, 赵晨雷, 等, 《中国主要盆地页岩油气资源潜力及发展前景》, 石油学报, 2023, 44 (12): 2033-2044, 国信证券经济研究所整理

中国陆上页岩油勘探大致经历 3 个主要阶段:

- 1) 勘探探索阶段 (1970-1998 年):** 相继在渤海湾盆地、江汉盆地、松辽盆地等泥页岩裂缝获得突破, 同时鄂尔多斯盆地直井压裂砂岩获得工业油流, 但受限于钻井和压裂工艺技术, 未获实质性勘探突破。
- 2) 快速突破阶段 (2009-2018 年):** 鄂尔多斯盆地、准噶尔盆地、渤海湾盆地相继获得突破, 水平钻井、体积压裂技术逐步应用, 单井产量提升, 实现了夹层型与混积型页岩油勘探快速突破。
- 3) 多类页岩油规模勘探、逐步效益建产阶段 (2018 年至今):** 松辽盆地古龙凹陷的历史性突破, 揭开页岩型页岩油的勘探序幕。同时夹层型和混积型页岩油规模勘探不断扩大, 效益建产逐渐实现。相继建成鄂尔多斯盆地陇东页岩油示范区、准噶尔盆地吉木萨尔芦草沟组国家级陆相页岩油示范区、大庆古龙陆相页岩油国家级示范区以及渤海湾盆地济阳坳陷沙河街组国家级示范区, 页岩油勘探开发进入新阶段。2022 年页岩油产量首次突破 340 万吨, 较 2018 年的产量翻了两番。其中长庆油田庆城页岩油初步实现规模效益开发, 已形成 200 万吨生产规模。

图12: 中国页岩油勘探历程



资料来源: 王建, 郭秋麟, 赵晨蕾, 等, 《中国主要盆地页岩油气资源潜力及发展前景》, 石油学报, 2023, 44(12):2033-2044, 国信证券经济研究所整理

**对比美国页岩油发展历史, 中国页岩油开发大体需要经历 3 个阶段:**

**第一阶段: 资源边际开发阶段, 以油藏评价、技术攻关配套、开发先导试验及小规模开发为主, 投资成本较高 (高于常规油), 负向拉动作用明显;**

**第二阶段: 可规模开发、产能正向拉动阶段, 技术明显进步、大幅度提高单井可采储量 (EUR), 投资成本大幅度下降, 百万吨产能投资低于特低渗透储层或致密油, 实现正向拉动, 从而进入大规模开发;**

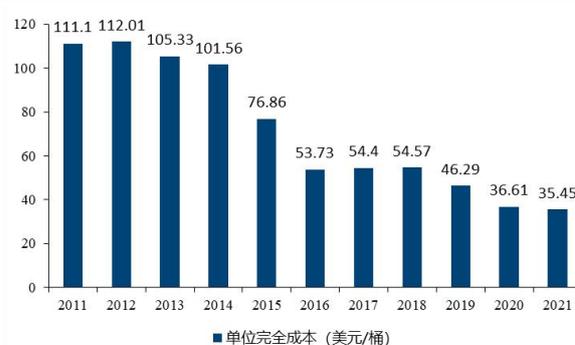
**第三阶段: 进一步提高采收率阶段, 不同于美国页岩油资本市场的短周期、高衰竭开采模式, 中国页岩油开发要着眼于将资源最大化转为产量, 要以提高采收率为核心, 采收率要达到 20%-30%。**

目前中国页岩油处于资源边际开发阶段, 但中国具备页岩油革命成功的条件。中国的页岩油开发起步较晚, 还处于总体规划到技术突破的阶段, 离实现工程巨大变革和全面规模效益开发阶段尚有差距, 但从资源基础、工程技术能力和产量预期来看, 中国具备页岩油革命能够取得成功的基本条件。关键在于技术进步大幅度提高单井 EUR, 美国二叠盆地单井 EUR 从初期的 2 万吨提高至目前的 8 万吨以上, 极大地促动了桶油完全成本的降低, 从 2014 年的 101.5 美元降低至 2022 年的 36.6 美元。我国页岩油革命要成功, 必须要有理念突破和管理创新, 坚持全生命周期管理模式、一体化统筹、专业化协同、市场化运作、社会化支持、数字化管理、绿色化发展的“一全六化”非常规发展管理理念。

图13: 美国二叠盆地与古龙页岩油单井可采储量对比



图14: 美国二叠盆地桶油完全成本变化



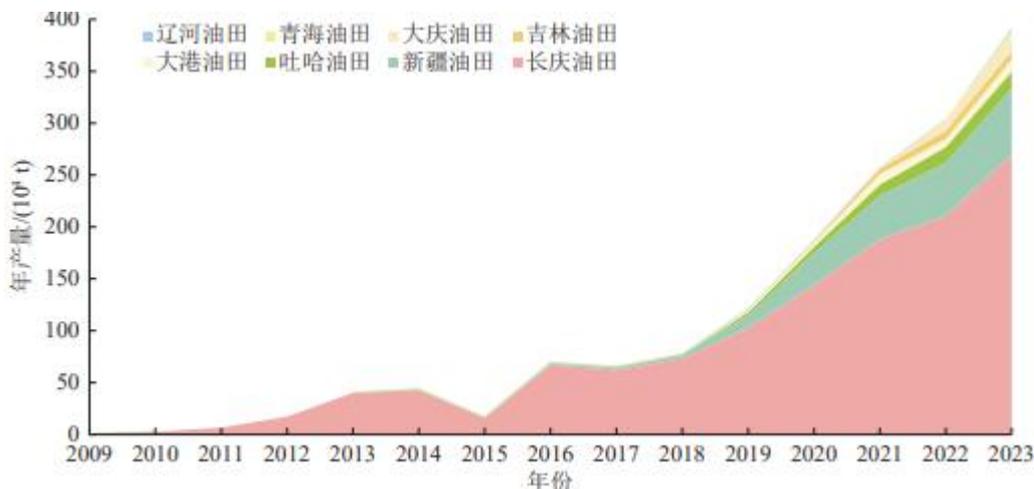
资料来源: 孙龙德, 刘合, 朱如凯, 等, 《中国页岩油革命值得关注的十个问题》, 石油学报, 2023, 44(12):2007-2019, 国信证券经济研究所整理

资料来源: 孙龙德, 刘合, 朱如凯, 等, 《中国页岩油革命值得关注的十个问题》, 石油学报, 2023, 44(12):2007-2019, 国信证券经济研究所整理

## 中国石油页岩油情况

中国石油天然气集团公司（中国石油）页岩油地质资源量约 201 亿吨，主体分布于鄂尔多斯、松辽、渤海湾、准噶尔 4 大盆地（地质资源量共计 172 亿吨），年产量自 2010 年的 2.5 万吨增至 2023 年的 391.6 万吨，呈现了良好开发前景。

图15：中国石油页岩油历年产量



资料来源：赵喆，白斌，刘畅，等，《中国石油陆上中-高成熟度页岩油勘探现状、进展与未来思考》，石油与天然气地质，2024，45(02):327-340，国信证券经济研究所整理

### 中石油页岩油技术创新：

经过多年技术攻关和实践，中石油已初步形成适合中国陆相页岩油地质开发特征的页岩油开发评价方法与技术，主要包括岩相评价、储集性表征、可动性评价、可压性评价、产能评价及地质建模-数值模拟一体化“甜点”分析技术。

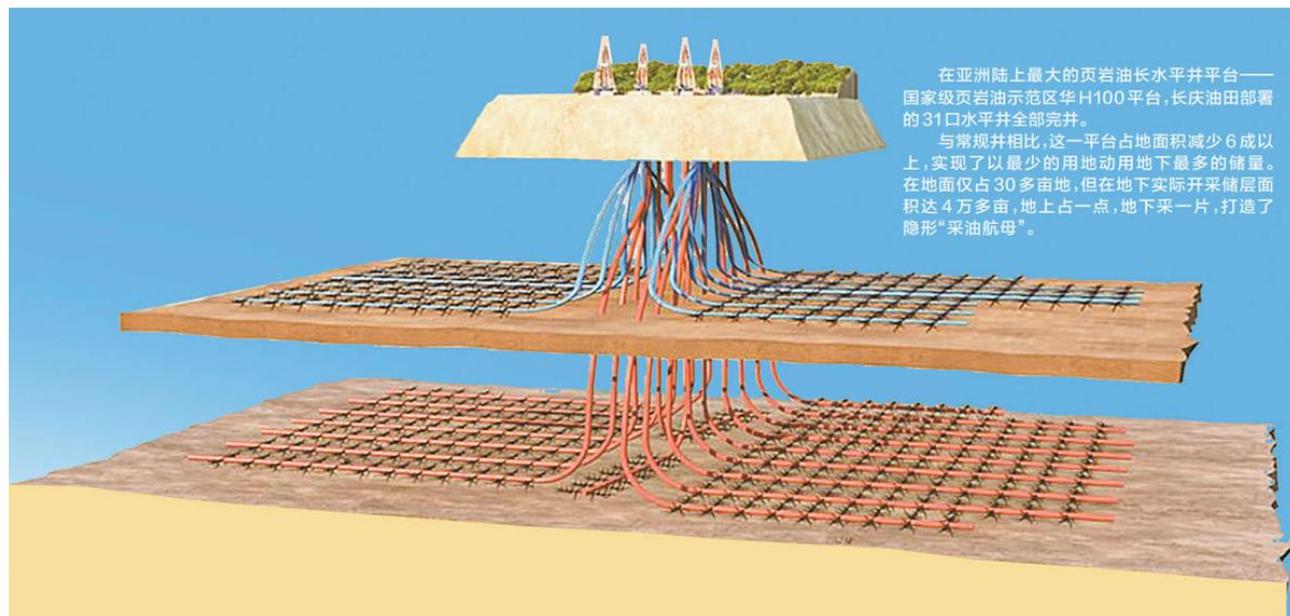
**页岩油地球物理“甜点”识别与预测技术：**应用三维地震高精度曲率、井控地震相、高分辨率反演等技术精细刻画微构造和页岩分布，形成了三维地震岩性、含油性、变系数脆性等多信息融合甜点预测技术，水平井甜点段钻遇率提高 10.5%，单井产量提升 86%；综合页岩油储层厚度、物性、视电阻增大率等参数构建了视储能系数模型，进行测井产能预测，庆城油田 82 口试油井图版符合率达到 81.7%，有效支撑了庆城油田探明储量提交。

**长水平井段优快钻完井技术与大平台丛式井立体开发技术模式：**地质工程一体化全生命周期管理，已成为页岩油规模效益开发的重要理念。水平井与大规模体积压裂成为中高熟陆相页岩油开发重要手段。针对大面积连续分布的页岩油资源丰度较低和储层物性较差特征，创新采用三维地震多属性精细刻画与旋转地质导向相结合技术，实现了长水平井段钻探控制更大面积的目标。中国石油在鄂尔多斯盆地实施的华 H90-3 井水平井段长达 5060 米，刷新亚洲陆上最长水平井纪录；针对中国复杂的地表地貌条件和地下构造特征，以及陆相页岩油层段多、厚度大的特点，创新形成了水平井小井距、大平台和丛式井立体开发技术模式；庆城页岩油田华 H100 平台布井数达 31 口，纵向上实现了单平台三层系的一次性动用，节约土面积 217.84 平方千米，平均钻井周期降至 18 天，为庆城 300 万吨页岩油产能建设提供了有力支撑。

**细分切割体积压裂技术工艺与“一段一策”差异化压裂模式：**中石油长庆油田针对鄂尔多斯盆地长 7 段页岩油储层裂缝条带状分布和低压特点，研发了以“多簇射孔密布缝+可溶球座硬封隔+暂堵转向软分簇”为核心的细分切割压裂技术工艺，创建了“造缝、补能、渗吸”一体化体积压裂模式，单井平均初期产量由前期的 9.6 吨/天提升到 18.6 吨/天，单井 EUR 由前期 1.8 万吨提升 2.6 万吨；针对页岩油储层物性差、非均质性强的特点，通过精细评价储层岩石力学参数和可压性指数，制定了“一段一策”差异化压裂施工模

式，采用超密切割、连续铺砂和多级暂堵转向等工艺技术，提高裂缝导流能力，实现致密页岩油储层的有效改造。创新形成了以“水平井+体积压裂”为核心的页岩油“甜点”优选、三维丛式水平井优快钻完井等五大技术系列，催生了 10 亿吨规模页岩油探明储量顺利发现，建成了亚洲陆上最大水平井平台华 H100 平台，与常规井相比，平台占地面积减少 6 成以上，实现了以最少的用地动用地下最多的储量。在地面仅占 30 多亩地，但在地下实际开采储层面积达 4 万多亩，打造了隐形“采油航母”。

图16: 长庆油田华 H100 平台



资料来源：公司官网，国信证券经济研究所整理

## 中石油页岩油运营模式创新

中国石油坚持“全生命周期管理”理念，探索形成了“一全六化”页岩油勘探开发模式，推进“五提产、五降本”系统工程，建立多个市场主体共同参与、平等竞争的市场机制，推动内部市场承包商联动创效，搭建油气生产物联网系统，促进了规模增储、效益开发。大庆古龙按照“会战传统+项目管理+市场化模式”，成立页岩油勘探开发会战前线指挥部，构建“六化”全生命周期管理体系，建设形成了以“精确甜点预测与靶层优选、立体开发井网设计与排采制度优化、水平井优快钻完井、缝控体积改造 2.0”为核心的地质工程一体化技术体系，建立“百万吨百人”高效模式。吉木萨尔构建“新型油田作业区+项目经理部”综合管理体制，做实责任主体。长庆油田建立油气田勘探开发一体化事业部，成立页岩油开发分公司，创新大项目组产建开发模式，构建“中石油队伍、社会化资源、内部模拟市场主体”三位一体的市场化体系，推行物资采购“工厂到现场”直达，实施智能化配套工程，促进了页岩油效益开发。

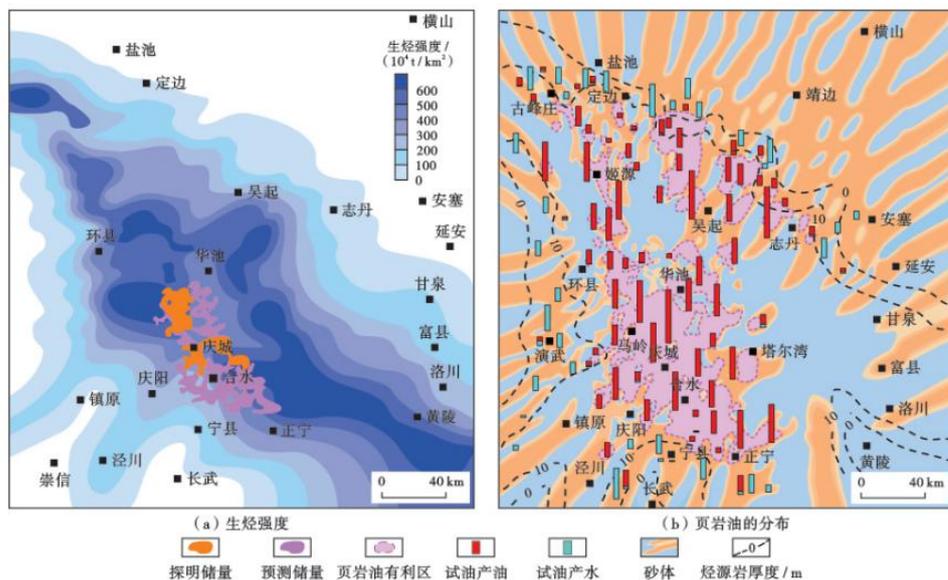
## 庆城油田页岩油开发

**庆城油田是我国目前探明储量规模最大的页岩油油田。**庆城油田处于鄂尔多斯盆地伊陕斜坡西南部，其行政区隶属于甘肃省庆城县、合水县及华池县。2019 年，中国石油长庆油田公司在鄂尔多斯盆地伊陕斜坡西南部庆城地区长 7 油岩层组的生油岩层系内发现了 10 亿吨级源内非常规大油田-庆城油田，至 2022 年底，评价资源量 35 亿吨，累计落实地质储量 18.4 亿吨，探明地质储量 11.5 亿吨。该地区整体呈层薄、非均质性强等特点，堪称“磨刀石中的磨刀石”，开发难度极大。

**庆城油田目前处于规模开发示范区建设阶段。**鄂尔多斯盆地长 7 油层组页岩油的早期勘探和基础地质研究可以追溯到 20 世纪 70 年代。勘探开发过程以 2011 年和 2017 年为界可划分为 3 个阶段：2011 年之前为生

烃评价和兼探认识阶段；2011-2017 年为勘探评价、探索技术和提产提效阶段；2018 年以来为整体勘探与水平井规模开发示范区建设阶段。

图17: 庆城油田页岩油分布情况



资料来源：付锁堂，付金华，牛小兵，等，《庆城油田成藏条件及勘探开发关键技术》，石油学报，2020，41(07):777-795，国信证券经济研究所整理

**通过技术研发，庆城油田实现了规模效益开发。**通过自主研发技术，庆城油田长7油层组页岩油储层实现了“千方砂、万方液、十方排量”的水平井体积压裂目标。井下微地震监测结果表明，体积压裂后形成的复杂裂缝体系有利于提高单井产量。创新形成了高密度细分切割、压裂前注水补能、提升油水置换率3项核心设计，研发了长水平段细分切割体积压裂技术，研制了可溶球座多功能驱油型滑溜水2项关键工具材料，集成了关键参数经济优化、多簇裂缝精细控制、工具材料自研自产3项降本措施，攻关形成了特色的长水平井细分切割体积压裂技术，实现了庆城油田页岩油规模效益开发。

图18: 庆城油田水平井的水力压裂设计及关键参数变化



资料来源：付锁堂，付金华，牛小兵，等，《庆城油田成藏条件及勘探开发关键技术》，石油学报，2020，41(07):777-795，国信证券经济研究所整理

庆城油田建设国内首个水力压裂试验场，对推广非常规油气开发技术意义重大。2024年6月20日，在庆城油田，国内首个水力压裂试验场顺利完成2口检查井现场取心工作，并完成了岩心基础资料及各项配套测试资料的搜集整理，这标志着我国首个页岩油水力压裂试验场正式建成。该试验场集成光纤、微地震、示踪剂等多种先进测试分析手段，并开展取心验证，进而分析水力压裂裂缝特征，深化认识不同压裂工艺的裂缝扩展形态、支撑裂缝分布、支撑剂运移等关键问题，为井网井距优化、段簇设计、压裂顺序及提高采收率研究等提供依据，为后续工程地质方案优化调整提供了直观可靠的第一手资料，对助推非常规油气开发技术升级及实现页岩油规模效益开发具有重大意义。

图19: 庆城油田国内首个水力压裂试验场



资料来源：公司官网，国信证券经济研究所整理

庆城油田预计2025年页岩油产量超300万吨。通过页岩油试验区的技术探索和庆城油田的勘探开发实践，中国石油长庆油田公司在地震、测井、储层改造等方面已形成一系列关键配套技术，实现了页岩油规模勘探开发的实质性突破。2022年庆城油田年产量达到164万吨。预计“十四五”末，庆城油田页岩油产能将超过500万吨，产量超300万吨，相当于增加一个中型油田。

### 吉庆油田页岩油开发

吉庆油田是我国首个国家级陆相页岩油示范区，目前处于技术定型和规模化扩产阶段。由新疆油田公司吉庆油田作业区开发管理的新疆吉木萨尔国家级陆相页岩油示范区，是中国首个国家级陆相页岩油示范区。吉庆油田作业区位于准噶尔盆地东部，面积1278平方千米，资源储量估算超过10亿吨。2023年，吉木萨尔凹陷页岩油产量达到63.5万吨。吉木萨尔页岩油的勘探开发可以划分为3个阶段：

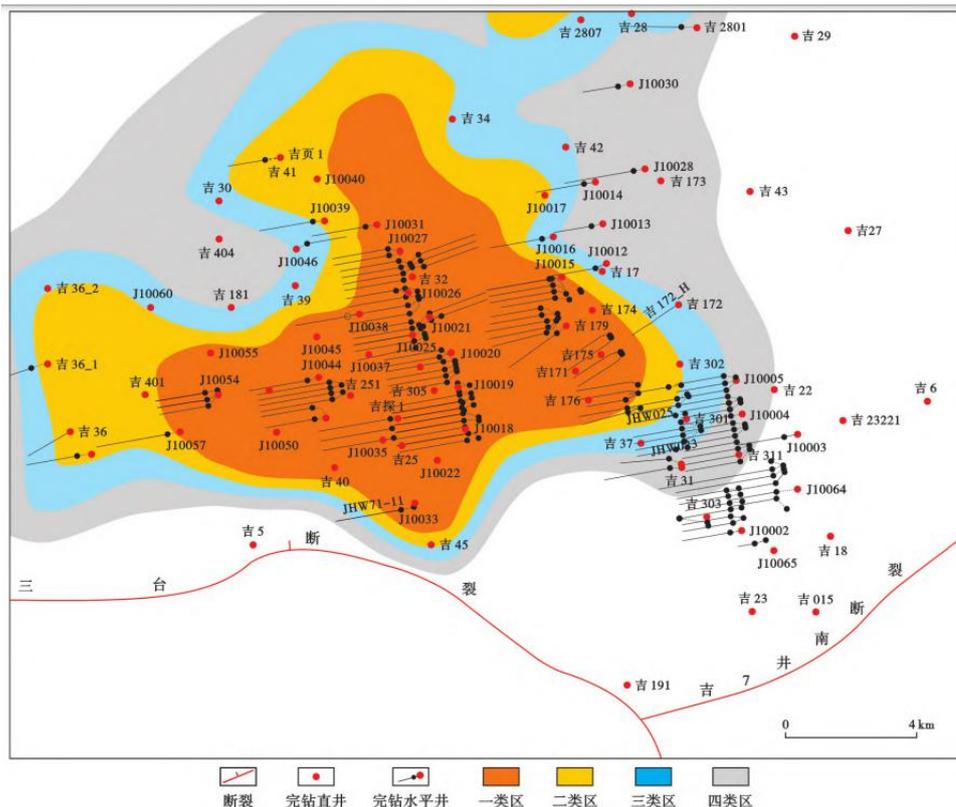
(1) 勘探及开发先导试验阶段（2011-2015年）：2011年，吉25井在芦二段获得产量为18.3吨/天的工业油流，提交预测地质储量6115万吨。在这一阶段通过开展不同完井方式和不同压裂工艺的开发先导性试验，试验井在初期的井均产油量为21.0吨/天，一年期产油量仅2110吨，生产效果未达预期。主要原因是一类油层钻遇率低（平均为33.9%），储层改造的加砂强度较低（平均为0.9m<sup>3</sup>/m）。

(2) 评价及工业化试验阶段（2016-2020）：通过强化“甜点”选区、优化水平井设计、精细控制钻井轨迹，2016年在“上甜点段”部署实施了JHW023井、JHW025井两口水平井，其优质储层的钻遇率达85%以上。采用套管完井、密切割、大排量、大砂量压裂工艺进行储层改造，加砂强度达2.0m<sup>3</sup>/m，两口井投产后一年期的累积产油量均突破万吨。该阶段累积探明石油地质储量为1.53亿吨，预测储量为2.76亿吨。

2020年3月，国家能源局、自然资源部联合，在吉木萨尔凹陷设立了“新疆吉木萨尔国家级陆相页岩油示范区”。

(3) 技术定型及规模化建产阶段（2021年至今）：该阶段水平井立体开发模式形成，钻井、压裂工艺技术实现了成熟配套，降本提产效益明显。单井评估的最终可采储量(EUR)提高到3.82万吨，单井的钻压成本下降了42.7%，油藏进入规模化建产阶段。截至2023年底，吉木萨尔凹陷昌吉页岩油田累计完钻水平井252口，开井181口，产油量为2423吨/天，含水率为55.7%。昌吉页岩油田累计新建产能157.5万吨，产油量达63.5万吨，累积产油量为216.0万吨，预测最终采收率可达12.6%。

图20: 吉木萨尔页岩油井位分布



资料来源：吴宝成，吴承美，谭强，等，《准噶尔盆地吉木萨尔凹陷昌吉页岩油成藏条件及勘探开发关键技术》，石油学报，2024，45(02):437-460，国信证券经济研究所整理

公司通过科研攻关，提高了“黄金靶体”钻遇率，有效降低了开发成本。吉木萨尔凹陷的页岩油为源-储一体，决定水平井产能高低的关键因素是“甜点”中的“黄金靶体”，即一、二类“甜点”的油层。吉木萨尔凹陷页岩油“黄金靶体”的厚度为1.5-2.0米，井轨迹的控制难度很大，中国石油新疆油田公司为提高其钻遇率进行了技术攻关，“黄金靶体”钻遇率从43.4%提升至83.6%，资源动用程度由50%提高至89%，单井综合投资降至4500万元，实现了效益建产。

吉庆油田产能建设加快，预计2025年产量页岩油产量达140万吨。截至2024年一季度，吉庆油田围绕页岩油开发已取得1项理论创新与7项技术突破，陆相页岩油开发技术整体达到国际领先水平。截至2023年底，吉庆油田作业区页岩油累计完钻产能井252口，建成产能129.3万吨，2023年吉木萨尔页岩油产量达到63.5万吨，2024年页岩油计划产量突破90万吨，较2023年增加30万吨。按照计划，吉庆油田作业区今年将完成钻井100口，压裂井110口，2025年页岩油年产量将达到140万吨。

## 大庆古龙页岩油开发

**大庆油田长期探索页岩油，2020 年获得突破。**松辽盆地是世界十大超级盆地之一，大庆油田位于松辽盆地北部，20 世纪 80 年代开始探索页岩油。2016 年以来，中国地质调查局联合大庆油田实施了松辽盆地陆相页岩油科技攻坚战，针对青山口组部署实施的 7 口钻井均获工业油气流，其中，松辽盆地北部松页岩油 1HF 井、松页岩油 2HF 井日产页岩油分别为 14.37 立方米、10.06 立方米，松辽盆地南部吉页岩油 1HF 井日产页岩油 16.4 立方米，引领带动了松辽盆地的页岩油勘查。2020 年 4 月，为探索古龙凹陷深部青山口组泥页岩油气富集规律而钻探的古页岩油平 1 井试油，试油期间最高日产油 30.52 吨，日产气 13032 立方米，成为古龙凹陷陆相页岩油勘探的战略突破井。

**古龙页岩油资源禀赋好，价值高。**与国内“非常规”油气开采成本高、递减快相比，古龙页岩油具有“三高”特点，游离烃的含量高、气油比高、压力系数高，因此流动性较好，易高产。油的品质好、密度低、黏度低、烃质组分高，一吨油可以产出 27% 的轻烃，天然气里面还有大量乙烷，价值较普通页岩油气更高。

**能源局批准古龙油田设立国家级示范区，力争 2025 年产量达 100 万吨。**2021 年公司提交石油预测地质储量 12.68 亿吨，开辟了 5 个先导试验井组。经国家能源局批准正式设立大庆油田古龙陆相页岩油国家级示范区。2023 年成功交规模探明储量超 2 亿吨，青山口组 Q9 油层新部署的水平井全部达产达效，截至 2023 年底，示范区累产油 27.8 万吨。庆油田古龙陆相页岩油国家级示范区覆盖面积 2778 平方公里，设计水平井井位 500 口，建设产能 300 万吨，力争 2025 年年产量 100 万吨以上。

图21：大庆油田古龙陆相页岩油国家级示范区



资料来源：公司官网，国信证券经济研究所整理

**古龙页岩油是大庆油田战略接替资源，发展前景广阔。**古龙页岩油地质储量 30 亿吨为目标，推动页岩油成为油田新的战略增长点。中长期规划致力于解决剩余储采比低、储采失衡的问题，支撑油田稳产，建成页岩油勘探开发国家示范区，引领中国陆相页岩油革命。

## 大港油田页岩油开发

**大港油田目前处于效益开发先导阶段。**大港油田探区内页岩油资源丰富，主要分布在沧东凹陷孔二段和歧口凹陷沙三段、沙一段，早在 2013 年就开始陆相页岩油探索。经历研究探索、勘探突破、产能评价、先导试验 4 个阶段，目前基本实现效益开发。

(1) 2013 年开始，在常规油气勘探开发研究成果的基础上，中国石油大港油田开始进行页岩油的基础地

质研究，以落实页岩油富集规律。同时，公司对对沧东凹陷老井复查与改造，通过压裂改造与试油测试，有 13 口井获得工业油流；

(2) 2017 年以后，大港油田设计了两口先导试验水平井，均稳定生产 700 天以上，累计产油量达 2 万吨以上，实现了页岩油水平井高产稳产的重大突破，为后期页岩油水平井的部署和经济化勘探开发奠定了重要基础；

(3) 2019-2021 年，在勘探获得突破基础上，总结形成了适合黄骅坳陷的页岩油开发模式，页岩油日产油量 3 年上了 3 个台阶，2021 年建成 10 万吨/年生产能力，率先在渤海湾盆地实现湖相页岩油工业化开发；

(4) 2022 年至今，沧东凹陷孔二段页岩油正处于效益开发先导试验阶段，依靠地质认识和工程技术进步，逐步提高单井产量。2022 年，在产能评价的基础上，优选沧东凹陷页岩油 5 号平台开展先导试验，测试单井峰值产量为 39.6-122.3 吨，单井评估的最终可采储量（EUR）为 4.34-4.47 万吨，建成了 10 万吨级效益开发示范平台。2024 年大港油田新建成效益开发试验平台，试采实现产量效益达标。至此，大港油田在沧东、歧口两个凹陷均建立效益开发先导试验平台，形成了陆相纹层型页岩油效益建产技术序列。大港油田依靠地质认识和工程技术进步，逐步提高单井产量。

图22: 沧东凹陷页岩油开发阶段划分图



资料来源：周立宏，陈长伟，杨飞，等，《渤海湾盆地沧东凹陷页岩油效益开发探索与突破》，中国石油勘探，2023，28(04):24-33，国信证券经济研究所整理

**大港页岩油 2025 年产量有望达 25 万吨。**大港油田页岩油走过 10 年艰辛探索历程，沧东凹陷孔二段形成一套可复制的效益开发技术序列，公司结合大港油田页岩油复杂小断块、纵向甜点多的特点，制定了“以效益开发为中心，边评价边实施”开发原则，按照“成熟区拓展效益建产规模、接替区加强效益建产试验、潜力区加大勘探评价力度”整体思路，力争实现 2025 年 25 万吨、2030 年 50 万吨和 2035 年 100 万吨页岩油上产目标。

**2025 年我国页岩油产量预计为 650 万吨，公司产量占据大部分，2030 年我国页岩油产量预计达到 1000 万吨，成为我国原油稳产 2 亿吨重要保障。**预计 2025 年我国页岩油产量为 650 万吨，中国石油庆城油田页岩油产量预计超 300 万吨；吉庆油田作业区页岩油年产量将达到 140 万吨；2025 年吉木萨尔页岩油原油产量预计将达到 140 万吨；古龙页岩油力争 2025 年年产油量 100 万吨以上；大港页岩油产量达到 25 万吨。2023 年中国石油和化学工业联合会副会长孙伟善表示，2026 年-2030 年通过升级和优化技术，持续降低成本，中国页岩油产量预计达到 1000 万吨/年以上，成为中国原油年产 2 亿吨以上稳定的重要保障。

**◆ 投资建议：**

我们维持对公司 2024-2026 年归母净利润 1735/1863/2029 亿元的预测，摊薄 EPS 分别为 0.95/1.02/1.11 元，对于当前 A 股 PE 为 11.2/10.5/9.6x，对于 H 股 PE 为 7.8/7.3/6.7x，维持“优于大市”评级。

表1: 可比公司估值表

公司代码	公司名称	投资评级	收盘价	EPS			PE			PB
				2023	2024E	2025E	2023	2024E	2025E	2024E
601857.SH	中国石油	优于大市	10.64	0.88	0.95	1.02	8.0	11.2	10.5	1.3
600938.SH	中国海油	优于大市	34.59	2.60	3.15	3.29	8.1	11.0	10.5	2.3
0857.HK	中国石油股份	无评级	8.25	0.88	0.96	1.02	5.3	7.8	7.4	0.9
0883.HK	中国海洋石油	无评级	22.95	2.60	3.03	3.25	4.5	6.9	6.4	1.4

数据来源：Wind，国信证券经济研究所整理（注：数据截至 2024 年 7 月 9 日，中国海油数据来自国信证券经济研究所预测，其余可比公司数据均来自 Wind 一致预期）

**◆ 风险提示**

原油价格大幅波动的风险；自然灾害频发的风险；新项目投产不及预期的风险；地缘政治风险；政策风险等。

**相关研究报告：**

- 《中国石油（601857.SH）-非常规天然气业务将迎来快速发展》——2024-05-22
- 《中国石油（601857.SH）-油气产量稳步增长，化工业务实现盈利》——2024-04-30
- 《中国石油（601857.SH）-积极践行“分子炼油”，持续推进“减油增化”》——2024-04-18
- 《中国石油（601857.SH）-业绩再创历史新高，天然气推动长期增长》——2024-03-26
- 《中国石油（601857.SH）-原油价格持续上行，积极落实市值管理考核》——2024-02-23

## 财务预测与估值

资产负债表 (百万元)						利润表 (百万元)					
	2022	2023	2024E	2025E	2026E		2022	2023	2024E	2025E	2026E
现金及现金等价物	225049	269873	157768	161315	165604	营业收入	3239167	3011012	3105067	3198110	3295256
应收款项	116655	99802	102084	105143	108337	营业成本	2527935	2302385	2379404	2439531	2498769
存货净额	167751	180533	136180	139056	141883	营业税金及附加	276821	295015	279456	287830	296573
其他流动资产	100536	100908	93152	95943	98858	销售费用	68352	70260	68311	70358	72496
<b>流动资产合计</b>	<b>613867</b>	<b>658520</b>	<b>496588</b>	<b>508862</b>	<b>522086</b>	管理费用	50523	55023	51838	53280	54786
固定资产	659903	665611	712957	741951	755303	研发费用	20016	21957	21735	23986	26362
无形资产及其他	92960	92744	94034	95324	96615	财务费用	19614	18110	8117	4761	3203
投资性房地产	1037350	1054863	1054863	1054863	1054863	投资收益	(11140)	9554	10000	10000	10000
长期股权投资	269671	280972	283972	286972	289972	资产减值及公允价值变动	(39697)	(26948)	(27000)	(30000)	(30000)
<b>资产总计</b>	<b>2673751</b>	<b>2752710</b>	<b>2642414</b>	<b>2687972</b>	<b>2718839</b>	其他收入	(2521)	199	(21735)	(23986)	(26362)
短期借款及交易性金融负债	108936	156795	50000	50000	50000	营业利润	242564	253024	279205	298364	323067
应付款项	304747	309887	272359	278112	283767	营业外净收支	(29292)	(15566)	(20000)	(20000)	(20000)
其他流动负债	210580	222325	208137	212616	217035	<b>利润总额</b>	<b>213272</b>	<b>237458</b>	<b>259205</b>	<b>278364</b>	<b>303067</b>
<b>流动负债合计</b>	<b>624263</b>	<b>689007</b>	<b>530497</b>	<b>540728</b>	<b>550802</b>	所得税费用	49295	57167	64801	69591	75767
长期借款及应付债券	222478	143198	113198	83198	53198	少数股东损益	14602	19147	20901	22445	24437
其他长期负债	288907	289884	290384	290884	291384	<b>归属于母公司净利润</b>	<b>149375</b>	<b>161144</b>	<b>173503</b>	<b>186327</b>	<b>202863</b>
<b>长期负债合计</b>	<b>511385</b>	<b>433082</b>	<b>403582</b>	<b>374082</b>	<b>344582</b>	<b>现金流量表 (百万元)</b>					
<b>负债合计</b>	<b>1135648</b>	<b>1122089</b>	<b>934079</b>	<b>914810</b>	<b>895384</b>	净利润	149375	161144	173503	186327	202863
少数股东权益	168527	184211	192524	201452	211172	资产减值准备	9622	(8277)	2071	1420	677
股东权益	1369576	1446410	1515811	1571709	1612282	折旧摊销	200277	210347	177293	193296	209681
<b>负债和股东权益总计</b>	<b>2673751</b>	<b>2752710</b>	<b>2642414</b>	<b>2687972</b>	<b>2718839</b>	公允价值变动损失	39697	26948	27000	30000	30000
<b>关键财务与估值指标</b>						财务费用	19614	18110	8117	4761	3203
每股收益	0.82	0.88	0.95	1.02	1.11	营运资本变动	(14749)	(4229)	683	3425	2315
每股红利	0.42	0.58	0.57	0.71	0.89	其它	(2501)	14793	6242	7508	9043
每股净资产	7.48	7.90	8.28	8.59	8.81	<b>经营活动现金流</b>	<b>381721</b>	<b>400726</b>	<b>386792</b>	<b>421976</b>	<b>454579</b>
ROIC	14%	12%	14%	16%	17%	资本开支	0	(175695)	(255000)	(255000)	(255000)
ROE	11%	11%	11.4%	11.9%	12.6%	其它投资现金流	(3876)	(3528)	0	0	0
毛利率	22%	24%	23.37%	23.72%	24.17%	<b>投资活动现金流</b>	<b>(7663)</b>	<b>(190524)</b>	<b>(258000)</b>	<b>(258000)</b>	<b>(258000)</b>
EBIT Margin	9%	9%	10%	10%	11%	权益性融资	7317	4592	0	0	0
EBITDA Margin	15%	16%	16%	16%	17%	负债净变化	(28375)	(43465)	(30000)	(30000)	(30000)
收入增长	24%	-7%	3%	3%	3%	支付股利、利息	(76531)	(106304)	(104102)	(130429)	(162290)
净利润增长率	62%	8%	8%	7%	9%	其它融资现金流	(110050)	129568	(106795)	0	0
资产负债率	49%	47%	43%	42%	41%	<b>融资活动现金流</b>	<b>(312545)</b>	<b>(165378)</b>	<b>(240897)</b>	<b>(160429)</b>	<b>(192290)</b>
股息率	3.9%	5.5%	5.3%	6.7%	8.3%	<b>现金净变动</b>	<b>61513</b>	<b>44824</b>	<b>(112105)</b>	<b>3547</b>	<b>4289</b>
P/E	13.0	12.1	11.2	10.5	9.6	货币资金的期初余额	163536	225049	269873	157768	161315
P/B	1.4	1.3	1.3	1.2	1.2	货币资金的期末余额	225049	269873	157768	161315	165604
EV/EBITDA	6.2	6.4	6.0	5.5	5.1	企业自由现金流	0	232667	151217	184065	216698
						权益自由现金流	0	318770	8334	150494	184296

资料来源: Wind、国信证券经济研究所预测

## 免责声明

### 分析师声明

作者保证报告所采用的数据均来自合规渠道；分析逻辑基于作者的职业理解，通过合理判断并得出结论，力求独立、客观、公正，结论不受任何第三方的授意或影响；作者在过去、现在或未来未就其研究报告所提供的具体建议或所表述的意见直接或间接收取任何报酬，特此声明。

### 国信证券投资评级

投资评级标准	类别	级别	说明
报告中投资建议所涉及的评级（如有）分为股票评级和行业评级（另有说明的除外）。评级标准为报告发布日后6到12个月内的相对市场表现，也即报告发布日后的6到12个月内公司股价（或行业指数）相对同期相关证券市场代表性指数的涨跌幅作为基准。A股市场以沪深300指数（000300.SH）作为基准；新三板市场以三板成指（899001.CSI）为基准；香港市场以恒生指数（HSI.HI）作为基准；美国市场以标普500指数（SPX.GI）或纳斯达克指数（IXIC.GI）为基准。	股票 投资评级	优于大市	股价表现优于市场代表性指数10%以上
		中性	股价表现介于市场代表性指数±10%之间
		弱于大市	股价表现弱于市场代表性指数10%以上
		无评级	股价与市场代表性指数相比无明确观点
	行业 投资评级	优于大市	行业指数表现优于市场代表性指数10%以上
		中性	行业指数表现介于市场代表性指数±10%之间
		弱于大市	行业指数表现弱于市场代表性指数10%以上

### 重要声明

本报告由国信证券股份有限公司（已具备中国证监会许可的证券投资咨询业务资格）制作；报告版权归国信证券股份有限公司（以下简称“我公司”）所有。本报告仅供我公司客户使用，本公司不会因接收人收到本报告而视其为客户。未经书面许可，任何机构和个人不得以任何形式使用、复制或传播。任何有关本报告的摘要或节选都不代表本报告正式完整的观点，一切须以我公司向客户发布的本报告完整版本为准。

本报告基于已公开的资料或信息撰写，但我公司不保证该资料及信息的完整性、准确性。本报告所载的信息、资料、建议及推测仅反映我公司于本报告公开发布当日的判断，在不同时期，我公司可能撰写并发布与本报告所载资料、建议及推测不一致的报告。我公司不保证本报告所含信息及资料处于最新状态；我公司可能随时补充、更新和修订有关信息及资料，投资者应当自行关注相关更新和修订内容。我公司或关联机构可能会持有本报告中所提到的公司所发行的证券并进行交易，还可能为这些公司提供或争取提供投资银行、财务顾问或金融产品等相关服务。本公司的资产管理部门、自营部门以及其他投资业务部门可能独立做出与本报告中所提及的意见或建议不一致的投资决策。

本报告仅供参考之用，不构成出售或购买证券或其他投资标的的要约或邀请。在任何情况下，本报告中的信息和意见均不构成对任何个人的投资建议。任何形式的分享证券投资收益或者分担证券投资损失的书面或口头承诺均为无效。投资者应结合自己的投资目标和财务状况自行判断是否采用本报告所载内容和信息并自行承担风险，我公司及雇员对投资者使用本报告及其内容而造成的一切后果不承担任何法律责任。

### 证券投资咨询业务的说明

本公司具备中国证监会核准的证券投资咨询业务资格。证券投资咨询，是指从事证券投资咨询业务的机构及其投资咨询人员以下列形式为证券投资人或者客户提供证券投资分析、预测或者建议等直接或者间接有偿咨询服务的活动：接受投资人或者客户委托，提供证券投资咨询服务；举办有关证券投资咨询的讲座、报告会、分析会等；在报刊上发表证券投资咨询的文章、评论、报告，以及通过电台、电视台等公众传播媒体提供证券投资咨询服务；通过电话、传真、电脑网络等电信设备系统，提供证券投资咨询服务；中国证监会认定的其他形式。

发布证券研究报告是证券投资咨询业务的一种基本形式，指证券公司、证券投资咨询机构对证券及证券相关产品的价值、市场走势或者相关影响因素进行分析，形成证券估值、投资评级等投资分析意见，制作证券研究报告，并向客户发布的行为。

## 国信证券经济研究所

### 深圳

深圳市福田区福华一路 125 号国信金融大厦 36 层  
邮编：518046 总机：0755-82130833

### 上海

上海浦东民生路 1199 弄证大五道口广场 1 号楼 12 层  
邮编：200135

### 北京

北京西城区金融大街兴盛街 6 号国信证券 9 层  
邮编：100032