

开采关,对保持中国石油工业长期稳定乃至跨越式发展都具有里程碑意义。

1 研究背景

中国石油供应安全形势严峻,石油优质储量发现和产量稳定均面临挑战:①国内主要含油气盆地石油资源探明程度越来越高,发现规模效益储量的难度加大,且新增石油探明储量的品质持续变差,低渗—特低渗—致密油储量占比达 65%,低丰度—特低丰度储量占比达 70%^[1];②国内已开发主力油田稳产难度加大,含水率逐年增加,年综合递减率达 5%~6%,新建产能难以弥补老油田产量递减;③中低油价下石油企业效益下滑,盈亏平衡油价较高,效益生产压力加大。2017 年全国石油产量为 1.92×10^8 t,石油对外依存度达 67.4%。寻找石油资源接替领域、保障原油稳产甚至上产、降低石油对外依存度,已经成为保障国家能源安全的迫切需要。

工程技术领域关键技术的创新,增强了对非常规油气资源有效开发利用的可能性和可靠性。“页岩气革命”主要是依靠水平井和体积压裂改造技术,通过打碎地下含天然气页岩地层,进而建立众多的渗流通道,提高单井产量,实现了页岩气的商业开发利用。将页岩气商业开发利用技术复制到致密油领域,又成功实现了对致密油资源的大规模开发利用。这场以美国主导的“页岩油气革命”,改变了全球能源供应版图,对世界地缘政治格局也产生了重大影响^[2-7]。水平井体积压裂技术,基本解决了成熟—过成熟阶段(R_p 值为 1.0%~2.9%)非常规页岩层系中滞留油气资源的大规模开发利用问题。然而,有效开发中低成熟度页岩层系中的油气资源,包括页岩中尚未排出的液态烃和尚未转化的有机物(这些统称为页岩油),也需要有针对性地开发关键技术。页岩油的地下原位转化是最具潜力的接替资源,中国石油勘探开发研究院利用全球页岩数据库资料,估计全球页岩油技术可采资源量约 1.4×10^{12} t,是常规石油资源总量的近 3 倍。依靠钻采技术创新,“页岩油革命”会是油气行业即将来临的一场新革命,并非遥不可及,非常值得期待。

2 页岩油的发展现状

2.1 中国页岩油发展进程

中国页岩油的发展大致经历了 3 个阶段:①早期的泥页岩裂缝型“常规石油”兼探阶段。2010 年以前,伴随着松辽、渤海湾以及江汉等盆地规模油气勘探,

烃源层系均有泥页岩裂缝型油气藏的发现。如松辽盆地南部吉林探区最早在大安构造上钻探的大 4 并于白垩系青山口组泥页岩段获油 2.66 t/d,新北构造钻探的 24 口并于白垩系青山口组、姚家组、嫩一段泥页岩获工业油流并累产超过 3×10^4 t;北部大庆探区古龙凹陷钻探的英 12 井等 6 口并于青山口组泥页岩段获工业油流等。但泥页岩裂缝型油藏总体储、产量规模有限,评价工作难以展开,页岩油发展进程缓慢。②直井、水平井体积压裂“致密油”主探阶段。2010 年以来,受“页岩油气革命”的影响和启发,长庆、大庆、胜利、大港等油田不断攻关致密油“甜点区(段)”预测评价、钻完井降本提产等关键技术,积极开展成熟—高成熟页岩砂岩互层段孔隙型石油开发试验技术攻关,在多层系取得新进展。如渤海湾盆地沧东凹陷钻探的孔南 9、官 1608 等 2 口并于古近系孔二段页岩层系试获高产工业油流,近期完钻的官东 1701 H 和官东 1702 H 两口水平井,水平段页岩油层钻遇率达 96%,见到良好效果;又如鄂尔多斯盆地宁 148 等 8 口并于上三叠统长 7 段页岩段获工业油流,松辽盆地古龙凹陷松页油 1 等 2 口并于青一段页岩段获工业油流,济阳坳陷 8 口直井、4 口水平井试获工业油流或见到良好油气显示,江汉盆地古近系潜江组盐间页岩段见良好油气显示等。从实践看,互层型页岩油展示出有资源潜力,但存在单井产量低、稳产工艺技术尚不成熟,仍需持续攻关等问题。③油页岩原位加热转化“人造石油”探索阶段。油页岩是指埋深 300 m 以浅至地表出露的富含液体石油和尚未转化有机质的页岩地层。油页岩的地面提炼过程,俗称“人造石油”,在 20 世纪 40 年代日本侵略中国时期就有了,近期油页岩的地面转化又有新探索。2015 年以来,针对松辽盆地青山口组油页岩,选择吉林探区开展原位转化技术探索与现场先导试验,通过国际合作、钻井岩心分析和现场试验,建立了油页岩原位转化的丰度下限标准,并采用压裂燃烧、化学干馏、临界水等方法,现场试验获得了少量的人造石油。另外,中国石油勘探开发研究院与壳牌石油公司(以下简称壳牌)连续几年开展合作,针对鄂尔多斯盆地上三叠统延长组长 7 段富有机质页岩,以新完钻的 2 口井密闭取心样品分析和岩心热模拟实验为基础,开展了中低成熟度(R_p 值小于 1.0%)页岩油原位加热转化潜力与可行性研究,初步设计提出了试验开采方案,页岩油原位转化攻关试验不久将有望进入实施阶段。

2.2 页岩油原位转化技术现状

总体看,壳牌、埃克森美孚、道达尔等多家国际

大石油公司非常重视油页岩资源开发利用，很早就致力于油页岩 (R_o 值小于 0.5%) 原位转化技术研发和现场试验^[8]。目前以壳牌的原位转化技术 (ICP, In-situ Conversion Process) 最成熟^[9]。从各油公司原位转化技术内涵看，小井距水平井 (水平井井距 6~20 m)、准确控制井眼轨迹技术、加热管、自控温技术与加热方式等是原位转化技术的核心。统计全球 10 余家公司的原位加热方式，主要有 3 种 (见表 1)。

表 1 油页岩原位转化加热方式基本情况表

加热方式	公司	方法
热传导	Shell	电加热棒加热
	EGL	蒸汽循环管线加热
	IEP	燃料电池棒加热
对流+传导	美孚石油	电介质加热
	PetroProbe	热有机气体加热
	雪佛龙	热 CO ₂ 气体加热
	Mountain West	热有机气体加热
辐射+传导	雷神	电磁波
	LLNL	
	凤凰石油	微波加热

壳牌致力油页岩原位加热转化技术研发，已有 20 余年的室内和现场试验历史，累计投入研发经费约 30 亿美元，ICP 技术成熟度已超过 80%，加热工艺与关键设备等技术难题基本得到解决。目前壳牌利用研发的技术，已在美国科罗拉多州、加拿大阿尔伯达省、约旦等地进行了 38 个井组现场试验，基本具备工业化应用条件。特别是 2003—2005 年间，壳牌在美国绿河页岩 South Mahogany 试验区开展的油页岩原位转化先导试验取得成功。本次先导试验采用直井井网加热，方案设计 2 口生产井、16 口加热井，直井垂直井深 93 m，加热层段厚度 38 m。加热过程为缓慢加热升温，累计加热作业时间 15 个月，累计产油 256 t，标定采收率 62%。经现场先导试验验证，新的加热器制造工艺成熟、生产流程配套、技术可行。页岩油原位转化技术的核心设备是加热管，目前国外已成功研制长度超过 4 000 m、地下保持恒温 600~800 °C 超长加热管，平均寿命 5 年以上。与早期的油页岩近地表原位转化技术相比，无论是核心技术、开采深度、产油率、投资回报，还是开发利用潜力等，都有明显差异。其中地下原位转化技术又在污染物排放、地表环境保护等方面有优势。

国内也非常关注油页岩及中低成熟度页岩油资源开发利用问题，原位转化技术研究也有新进展。①2005 年吉林省与壳牌合作，成立合资公司开展油页岩原位转化可行性研究，并在舒兰、敦化、松原等地钻油页岩

岩井 3 口，但钻井岩心分析揭示，吉林省发育的油页岩含油率丰度和净地比等参数均低于壳牌原位转化选区下限标准，壳牌最终放弃了该项合作。②2014 年众城公司对吉林省扶余—长春岭青山口组页岩开展油页岩原位转化+化学干馏先导试验，初试期间产油 5.20 t，中试期间产油 8.86 t。③2015 年吉林大学与以色列合作，开展近临界水法 (SCW) 油页岩原位转化先导试验，产出了少量原油。④2013 年以来，中国石油勘探开发研究院与壳牌合作，对准噶尔盆地二叠系芦草沟组页岩和鄂尔多斯盆地延长组长 7 段富有机质页岩开展基础研究，经过近 5 年攻关，在原有技术基础上，针对中国陆相中低成熟度富有机质页岩特点，研究提出利用地下“水平井电加热轻质化”高效转化技术，开发利用页岩油资源。该技术适用于埋深 300~3 000 m 的页岩油富集区，有望大大拓展页岩油资源的开发利用空间。

3 页岩油地下原位转化的内涵

3.1 页岩油地下原位转化的最佳成熟度窗口

页岩油地下原位转化的资源潜力，主要决定于页岩层系中尚未转化有机质的生烃潜力和已生成尚未排出的滞留烃数量。显然中低成熟度、高丰度页岩是原位转化的理想对象。陆相页岩 I 型、II₁ 型有机质生烃模拟实验表明 (见图 1)，当 R_o 值达到 0.5% 时，页岩

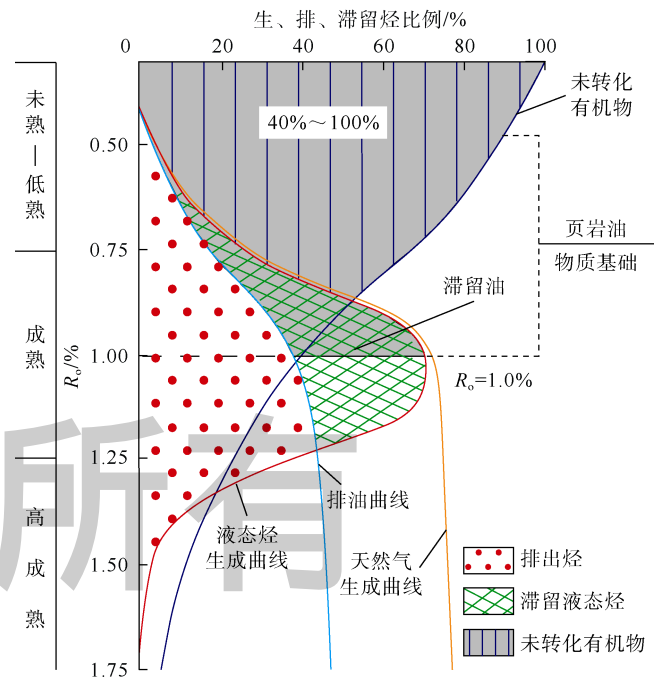


图 1 页岩生、排、滞留烃模式 (基于蒂索模式修改)

中有机质的转化潜力约为原始生烃潜力的 90%；当 R_o 值达到 1.0% 时，页岩中有机质的转化潜力约为原始生烃潜力的 40%；而在 R_o 值为 1.0% 左右，滞留烃量达到最大值，约占总生烃量的 25%。因此，页岩油原位转化潜力，除页岩中的有机质丰度外， R_o 值也是影响转化潜力的关键因素。对比分析中国、美国和约旦 3 个地区不同热演化程度的页岩有机质生烃转化潜力（见图 2），总体上随着 R_o 值增加而降低。随着热演化程度增加，页岩中有机质逐步转化成烃类物质，滞留烃量呈先增后减的变化趋势，其中 R_o 值为 0.5%~1.0% 的阶段滞留液态烃数量最大，尚未转化的有机质占比较大，因而是页岩原位转化的最佳成熟度窗口。窗口内滞留于页岩中的液态烃高达 25%，未转化有机质可达 40%~90%（见图 1）。

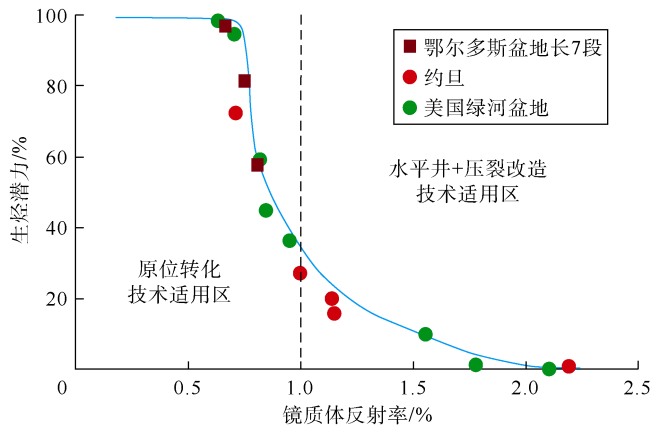


图 2 不同地区页岩生烃转化潜力

3.2 页岩油地下原位转化内涵

目前已有的调研、实验和现场先导试验均表明，地下原位加热是实现页岩油规模开发利用的最优选项。页岩油地下原位转化可称之为“地下炼厂”，是利用水平井电加热轻质化技术，持续对埋深 300~3000 m 的富有机质页岩层段加热，使多类有机质发生轻质化转化的物理化学过程，其中重油、沥青等有机物会大规模向轻质油和天然气转化，并将焦炭和 CO_2 等污染物留在地下，对环境保护是有利的。理论上，利用电加热器向地下页岩层注入热量，主要经历 2 个动态演变过程，实现生烃、增压、成储、保压与提高采收率的目标：①蓄热生烃增压过程。加热阶段初期，页岩段温度缓慢升高，地层压力随热膨胀而增加。当温度持续上升到一定水平（约 280 °C）^[10]，轻烃气和石油开始产生。温度进一步升高，气油比变大，页岩段内流体流动能力显著增加，油气流动生产能力已经具备。②成储保温保压提高流度过程。加热到后期，

温度达到峰值（约 330 °C）^[10]，页岩段因热作用发生层理剥离，书页状层间微裂缝大规模形成，页岩段具备规模储集与输导油气能力（见图 3），气油比进一步升高，生成的气体中含有大量的 C_3S 和 C_4S （一种很好的溶剂），与高温裂解产生的天然气和轻质油相结合，使液态烃黏度降低、流动性增强，这样页岩段完全具备了规模储集油气、允许油气流动的能力，又因持续加热，保持相对恒温，油气不断生成和气油比增高的过程使地层压力可以保压，油气生产过程得以持续，直至生烃过程中止。整个页岩段原位加热转化过程可以达到很高的采收率。

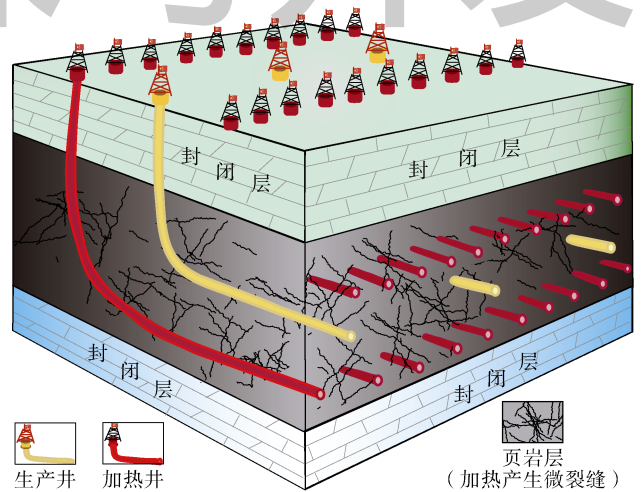


图 3 原位转化页岩油的立体模式

因此，页岩油地下原位加热转化，可以实现从高能耗、高污染的“地上炼油厂”模式，发展到优质清洁的“地下炼油厂”模式，从而实现页岩油的清洁高效开发利用。

3.3 页岩油地下原位转化的技术优势和适用条件

页岩油地下原位转化，主要有 3 方面的技术优势。一是地下原位转化过程可实现清洁开采。无需水力压裂、占地少、无尾渣废料、无空气污染、基本没有地下水污染，可以最大限度减少开采过程对生态环境的破坏。二是原位转化油气资源采出程度高。原位转化过程中会产生超压流体系统和微裂缝系统，增加了页岩地层的渗流通道、驱动力及高效泄流能力，可实现相当高的原油采出率，最终采出率可达 60%~70%。三是地下原位加热转化的油品质量好。地下高温条件下，页岩地层中未转化的有机质通过人工加热加速降解形成轻质油和天然气；残存于页岩中的重油和沥青通过热裂解形成低碳数烃，黏度显著降低。

经过多年研究与现场试验探索，适合地下原位转

化的页岩油,须满足以下5个条件:一是页岩集中段有机质丰度要高,TOC平均值大于6%,而且越大越好,另外,有机质类型以I、II₁型干酪根为好,产液态烃能力强;二是页岩集中段厚度一般大于15 m,净地比大于0.8;三是页岩热演化程度适中, R_o 值一般为0.5%~1.0%;四是埋藏深度、分布面积适宜,埋深小于3 000 m,连续分布面积大于50 km²;五是页岩目的层段具有较好的顶底板封闭条件,遮挡层厚度应大于2 m,断层不发育,且地层含水率小于5%,不存在活动水。

4 页岩油原位转化的战略地位

4.1 页岩油地下原位转化的战略地位

经过近60年的勘探开发实践,中国陆上大多数易发现又优质的油气藏多数已被找到,且都已投入开发数十年。待发现的常规油气资源还占相当大数量,但多数分布在现有理论、技术与资料有价值信息的判读盲区内,需要认识、技术创新与研究精细度提高才能找到,做到这一点需要时间准备。

中国的沉积盆地演化与地质条件决定了中国是一个非常规油气资源比较丰富的国家,且勘探程度比较低,只要坚持技术创新和管理创新,非常规油气资源会在保持中国油气工业持续健康发展中担当重任。页岩层中赋存着大量滞留液态烃和未转化有机物,是非常规石油资源开发利用的重大接替领域。如能实现页岩油地下原位转化的商业开发利用,将实现从“高点

找油”经“下洼找油”到“进源找油”的重大进展^[11-13],这会是找油人的“圆梦之旅”,石油工业由此实现的理论技术创新,将会推动中国油气供应安全发生重大改观。

赋存于页岩层中的液体石油,因页岩本身的孔渗性极差(孔隙度小于3%,渗透率小于 $1 \times 10^{-9} \mu\text{m}^2$)而难以流动,可动油饱和度极低,常规技术难以商业开发利用。地下原位转化技术可以使页岩中的滞留液态烃进一步热裂解形成轻质油和天然气,也可以使尚未转化的有机物发生人造热降解生成油气的过程。因此,原位电加热转化技术是页岩油规模效益开发利用的“杀手锏”技术。

基于实验室数据和已有地质资料,本文评价中国陆相页岩油资源相当丰富,技术可采石油资源量约(700~900) $\times 10^8$ t,是中国常规石油技术可采资源总量的3~4倍。主要分布在鄂尔多斯、松辽和准噶尔3大拗陷型沉积盆地内,也是中国油气生产的主要油气区。按照现有页岩油气产率数据,结合数值模拟结果,预测在油价377~409美元/m³(60~65美元/bbl)条件下,中国页岩油经济可采资源量约(200~250) $\times 10^8$ t,与中国常规石油技术可采资源总量相当;天然气技术可采资源量约(60~65) $\times 10^{12}$ m³,是中国常规天然气资源总量的3倍^[14]。其中鄂尔多斯、松辽和准噶尔3大盆地页岩油技术可采资源量约(570~680) $\times 10^8$ t(见表2),占陆上页岩油技术可采资源总量的80%以上。

表2 鄂尔多斯、松辽、准噶尔盆地页岩主要地质参数

盆地	层位	孔隙度/ %	R_o / %	TOC/ %	含油 饱和度/%	地层压力 系数	气油比/ (m ³ ·m ⁻³)	原油密度/ (g·cm ⁻³)	厚度/ m	石油技术可采 资源量/10 ⁸ t	天然气技术可采 资源量/10 ¹² m ³
鄂尔多斯	延长组7段	3~7	0.60~1.00	5~38	80~90	0.70~1.05	5~30	0.85	22	400~450	约30~35
松辽	嫩江组一段	3~8	0.40~0.85	2~12	40~90	1.10~1.80	8~40	0.90	15	120~150	约9~10
准噶尔	芦草沟组	5~8	0.70~0.95	2~16	80~95	1.20~1.58	1~30	0.92	120	50~80	约4~5

4.2 页岩油与致密油的主要区别

本文提到的页岩油,是指埋藏深度大于300 m的中低成熟度(R_o 值小于1.0%)富有机质页岩层中赋存的石油和多类有机物的统称,包括地下已经形成的石油烃、沥青和尚未转化的有机物质。而致密油则是指储集在与生油岩间互分布的致密砂岩和致密碳酸盐岩地层中的石油。

页岩油与致密油的主要区别有3方面:一是烃类物质不同。页岩油包含已转化形成的各类烃和未转化的各类有机物两部分,是源内自生自储;而致密油全部是邻近生油岩中生成并排出的石油,是近源他生自储。二是天然储渗能力不同。页岩油储集层的孔渗都

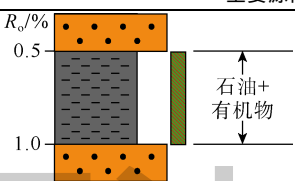
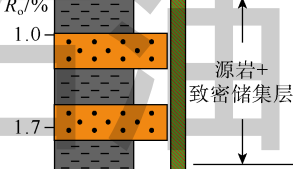
极低(孔隙度小于3%,渗透率小于 $1 \times 10^{-9} \mu\text{m}^2$);致密油储集层的孔渗条件相对较好,孔隙度一般大于6%,多数在10%以上,但渗透率极低,一般小于 $1 \times 10^{-3} \mu\text{m}^2$;三是陆相页岩层往往塑性大,脆性矿物含量低,利用人工压裂改造技术难以形成有效的人造流动通道,所以人工改造后的单井初始产量低,单井累计产油量小,无法实现规模商业开采。

美国所称的页岩油与致密油与本文所指的页岩油有所不同,美国所指的页岩油实际上相当于本文所称的致密油。此外,美国的页岩油(致密油)主要产自海相地层,在储集层的连续性、分布面积与累计厚度、原油成熟度及油质和油气比等方面均有良好条件(见

表 3), 所以单井初始产量高, 累计产油量较大。美国页岩油(致密油)的开发主要使用水平井和多段水力

压裂, 这些技术适合中国陆相致密油的开采, 并不适合于页岩油的开发。

表 3 中国与美国页岩油地质特征及开采技术差异比较

国别	主要源储组合	运移特点	有机质成熟度	开采技术
中国	 <p>高丰度烃源岩段, 包括已转化未排出的石油和未转化有机物两部分</p>	未经运移, 属源岩内部残留有机物	处于未熟—成熟早期阶段 ($R_o < 1.0\%$)	水平井+压裂改造不能开发利用
美国	 <p>与高 TOC 烃源岩呈互层分布</p>	经浓度扩散或短距离运移	处于湿气阶段 (R_o 值为 $1.0\% \sim 1.7\%$)	水平井+压裂改造可以开发利用

4.3 重点盆地的页岩油资源条件与潜力

4.3.1 鄂尔多斯盆地延长组 7 段页岩油原位转化现实性最好

按照页岩油原位转化选区条件, 鄂尔多斯盆地延长组 7 段页岩可满足原位转化选区标准。

①富有机质页岩连续厚度大。据研究长 7 段页岩段有机质丰度大于 6% 的平均厚度为 16 m, 最大厚度为 60 m, 页岩分布面积约 $3 \times 10^4 \text{ km}^2$; 其中厚度大于 20 m 的面积占 50%, 约 $1.8 \times 10^4 \text{ km}^2$, 且分布连续稳定^[15-16]。

②有机质丰度高、类型好。长 7 段页岩 TOC 值为 5%~38%, 平均值为 13.8%; 有机质类型以 I、II₁ 型干酪根为主; 氢指数值较高, 最高可达 750 mg/g。统计表明, 长 7 段页岩氢指数值平面上大致可以分为 3 个区域, 在成熟度相近条件下 (R_o 值为 0.8% 左右), 西北部地区长 7 段页岩发育区氢指数值最高, 平均值为 550 mg/g; 中部地区氢指数值较低, 平均值为 350 mg/g; 东南部地区氢指数居中, 平均值为 450 mg/g。

③页岩层中滞留烃含量大。长 7 段页岩的含油量是页岩原位转化潜力的关键参数之一, 通过密闭取心可以获得准确参数。以近期完成的密闭取心井乐 85 井为例, 长 7 段页岩 R_o 值为 0.8%, 现场测定具有较高含量的游离气量, 最高为 $1.7 \text{ m}^3/\text{t}$, 平均值为 $1.0 \text{ m}^3/\text{t}$; 页岩含油量为 $8.80 \sim 26.77 \text{ mg/g}$, 平均值为 18.70 mg/g , 其中 C_{16} 轻质组分含量平均为 5.54 mg/g , 占总含油量的 31.4% (见图 4)。

④页岩残余生烃潜力大。TOC 值大于 6% 的页岩残余生烃潜力为 $27.53 \sim 132.23 \text{ mg/g}$, 平均值为 63.88 mg/g (见图 4)。

⑤长 7 段页岩含水饱和度和含水率低、不存在活

动水。首先, 从针对长 7 段纯页岩段的 7 口井压裂试油结果看, 均不产水; 其次, 从页岩层系密闭取心样品分析结果看, 页岩含水饱和度普遍小于 10%、含水率小于 0.3% (见图 4)。这一特点有助于原位转化加热过程中减少能量耗散, 提高热能利用率。

⑥页岩成熟度分布适中。盆地长 7 段页岩有机质成熟度分布范围较大, R_o 值为 0.5%~1.3%。但从有机质成熟度平面分布看, 小于 1.0% 的区域面积较大, 约占页岩总分布面积的 90% (见图 5), 原位转化潜力大。

⑦热模拟实验结果显示, 长 7 段页岩原位转化潜力大。两年前在壳牌原位转化实验室完成了 2 组热模拟实验: 岩心样品的 TOC 值为 23.7%、 R_o 值为 0.82%、氢指数值为 347 mg/g, 模拟结果是, 1 t 页岩的产油量为 36 kg、产气量为 22.5 m^3 ; 露头样品的 TOC 值为 24.7%、 R_o 值为 0.51%、氢指数值为 405 mg/g, 模拟结果是, 1 t 页岩的产油量为 52 kg、产气量为 26 m^3 。从模拟结果看, 生成的油品均为轻质油 (见图 6)。基于实际样品热模拟实验结果, 完成鄂尔多斯盆地长 7 段中—低成熟度页岩原位转化资源潜力评价, 表明盆地长 7 段页岩地下原位转化石油技术可采资源量约 $(400 \sim 450) \times 10^8 \text{ t}$ 、天然气技术可采资源量约 $(30 \sim 35) \times 10^{12} \text{ m}^3$ 。在油价 377~409 美元/ m^3 (60~65 美元/bbl) 时, 经济可采资源量约 $(150 \sim 180) \times 10^8 \text{ t}$, 是该盆地常规石油技术可采资源量的 4~5 倍, 潜力十分巨大。

壳牌对科罗拉多绿河页岩原位转化现场先导试验获得成功, 不仅验证了地下原位转化加热器制造工艺成熟、生产流程配套、技术可行, 同时也验证了实验室参数的合理性、用于资源预测的可行性。对比鄂尔多斯盆地长 7 段页岩与科罗拉多绿河页岩, 长 7 段页岩的

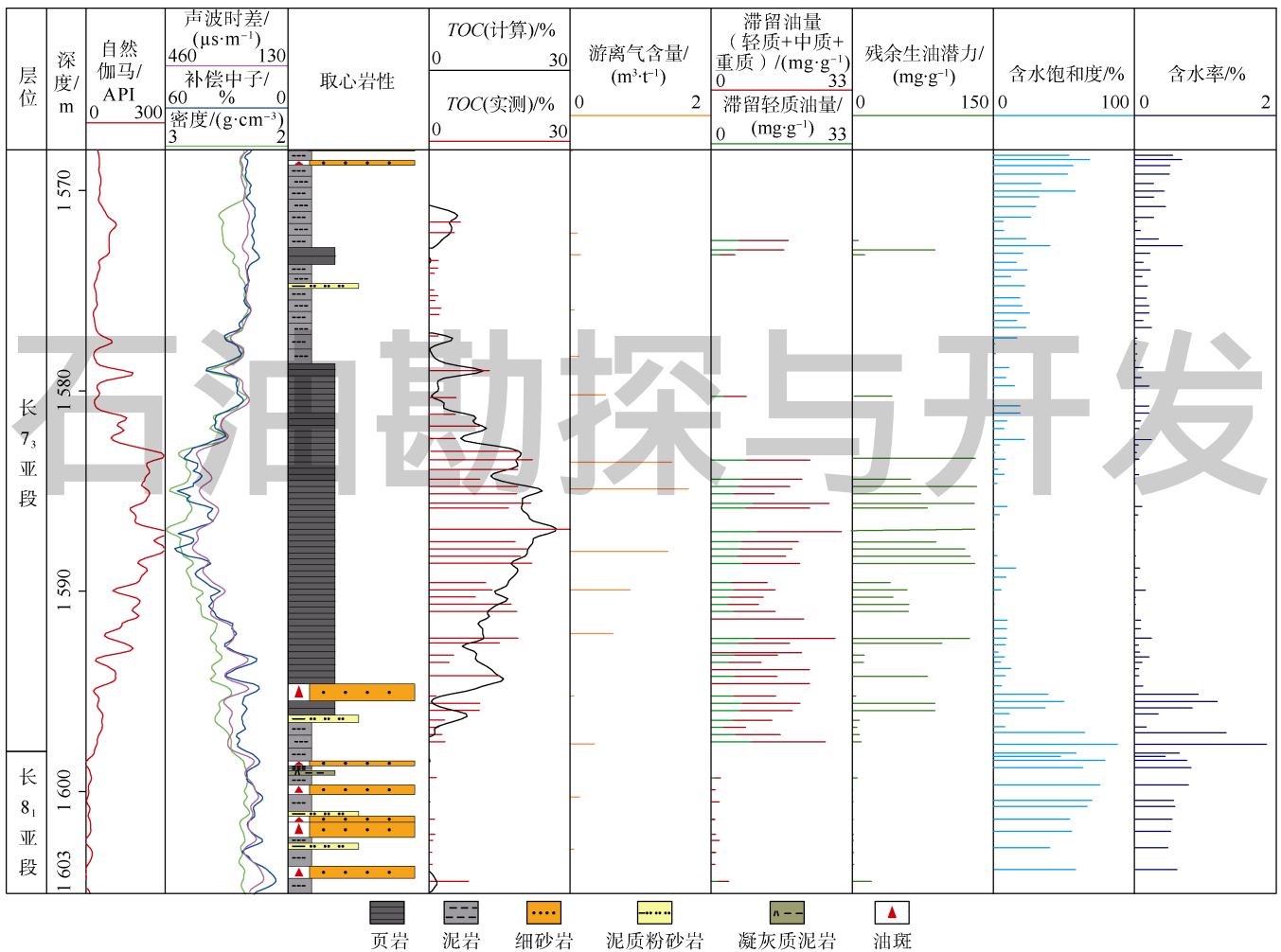


图4 鄂尔多斯盆地乐85井延长组7段页岩综合柱状图

含氮量、 R_o 值、页岩含水率、活动水以及地面设施等方面明显优于绿河页岩（见表4）。因此，有理由相信鄂尔多斯盆地长7段页岩原位转化条件比绿河更好。

4.3.2 松辽盆地嫩一段页岩油的基本条件与潜力

松辽盆地白垩系发育青山口组与嫩江组2套烃源岩，其中青山口组页岩为大庆长垣世界级大油田的主力烃源岩。对比青山口组与嫩江组烃源岩，青山口组烃源岩TOC平均值为3.8%、 R_o 值为0.8%~1.4%；嫩江组烃源岩TOC平均值为4.5%、 R_o 值普遍小于0.8%，成熟度偏低，页岩油原位转化潜力相对更好。

松辽盆地嫩江组一段页岩埋深小于1400m，分布面积约 $2.5\times 10^4\text{ km}^2$ 。其中TOC值大于6%的页岩集中段厚度为8~12m，TOC平均值为7%，分布面积约 $2\times 10^4\text{ km}^2$ ， R_o 值为0.4%~0.8%。对比松辽盆地嫩一段和鄂尔多斯盆地长7段页岩，松辽盆地嫩一段页岩氢指数值更高，是鄂尔多斯盆地长7段页岩的1.73倍（见图7），页岩油原位转化潜力值得关注。

借用鄂尔多斯盆地长7段页岩热模拟结果进行原

位转化潜力评价，松辽盆地嫩一段页岩原位转化技术可采资源量：石油为 $(120\sim 150)\times 10^8\text{ t}$ 、天然气为 $(9\sim 10)\times 10^{12}\text{ m}^3$ 。根据鄂尔多斯盆地长7段相似性类比，在油价377~409美元/ m^3 （60~65美元/bbl）条件下，经济可采资源量至少为 $(20\sim 25)\times 10^8\text{ t}$ 。

4.4 页岩油地下原位转化的战略意义

页岩油可能是石油工业下一个“革命者”，如能率先在中国实现页岩油商业开发的突破，不论对提高中国原油自给保障能力，还是引领世界石油工业未来发展都具有重要意义。

①页岩油地下原位转化技术突破，将有效解放潜力巨大的页岩油资源的开发利用，保障国内原油长期稳产甚至上产。经过一段时间技术攻关和先导试验准备，如技术与经济性有突破，中国页岩油原位转化原油产量可望达到年产油 $2\times 10^8\text{ t}$ 以上，稳产期可超过50年。到那时，中国原油对外依存度可以从目前的65%~70%，降至50%以下，安全性会大大改观。

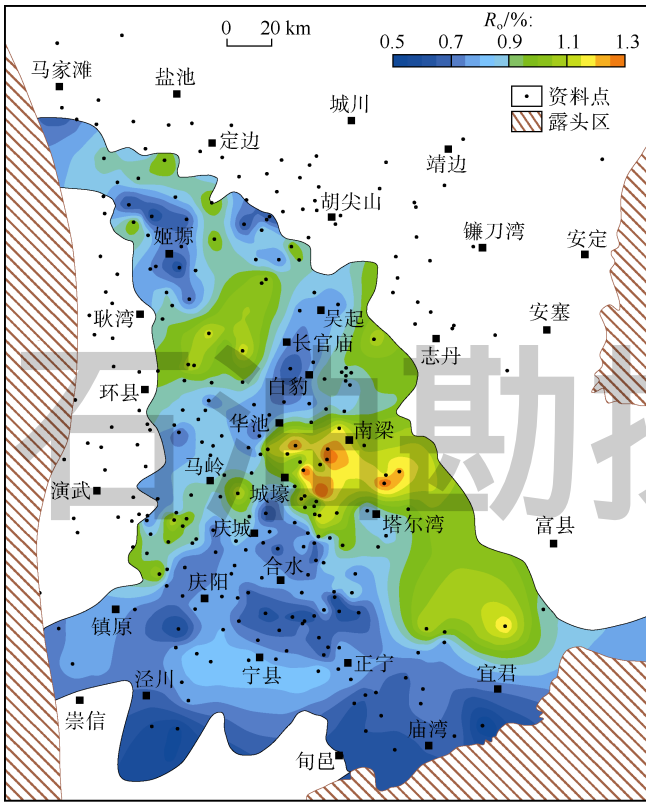


图 5 鄂尔多斯盆地长 7 段页岩 R_o 分布图

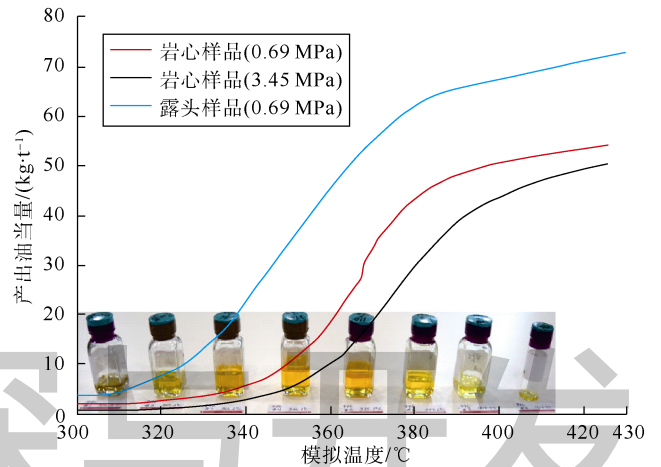


图 6 鄂尔多斯盆地长 7 段页岩模拟实验结果

②页岩油突破的科技含量高，有助于解决低品位石油储量难以大规模动用的难题。页岩油是石油资源开发利用最具挑战性的类型，攻克页岩油瓶颈技术，可以为特低渗乃至致密储集层石油、高黏度石油规模开发提供可借鉴的技术手段。目前，页岩油地下原位转化已经引起国际同行的广泛关注，如中国能在页岩油的规模开发利用方面先行一步，将在改变全球油气供应格局中扮演重要角色。

表 4 鄂尔多斯盆地长 7₃ 亚段页岩与科罗拉多绿河页岩主要特征对比

页岩/评价	生油潜力/%	目标层连续厚度/m	埋深/m	有机质类型	含硫量(黄铁矿)	含氮量	R_o %	页岩含水率/%	活动水	含盐量/%	热导率/(W/(m·K))	与之相邻致密油	基础设施
绿河	11~13	> 50	600~700	I	低	较高	<0.2	3~5	上部有，下部无	14	1	无	无
长 7 ₃ 亚段	7~13	10~70	500~2 500	II ₁ /I	较高	很低	0.6~1.2	<0.3	无	无	0.86~0.99	有	齐全
优劣	热利用率高	热损失相对较低	埋深增加、成本可能增加	生烃能力略低	硫化氢处理费增加	油品不需加氢脱氮	早期产油，现金流提前	减少水汽损耗	减少水汽损耗	减少盐分解损耗	略低，井距需稍小一些	合采可以提高致密油产量	降低前期投资，提高净现值

注：“+” — 优（好）；“-” — 劣（差）；优劣—长 7₃ 亚段页岩与科罗拉多绿河页岩相比

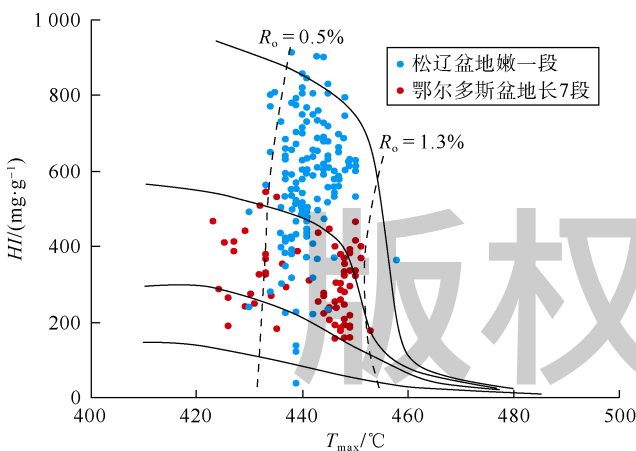


图 7 松辽盆地嫩一段与鄂尔多斯盆地长 7 段页岩氢指数对比图 (HI—氢指数; T_{max} —热解峰温)

5 结论

基于有机质生排烃演化机理，富有机质页岩中能成熟并排出母体的液态和气态烃类占页岩有机物总量的比例很小，相当多的有机物，包括已形成的液态烃、排烃后留下的重烃/沥青质和尚未转化的未成熟有机质，都残留在页岩内部，如果能够找到技术手段实现地下原位转化，就等于在地下建立了数座炼厂，会向地表输送源源不断、品质优良的油气，同时把污染物留在地下，实现资源开采与环境保护的协调发展，这正是本文倡导的真谛。

适宜页岩油地下原位转化的页岩需具备以下条件：①页岩集中段 TOC 值大于 6%，且越高越好，有

机质以 I 和 II₁ 类最优；②R_o 值为 0.5%~1.0%；③厚度大于 15 m；④埋深小于 3 000 m、面积大于 50 km²；⑤页岩段顶底板封闭性好；⑥地层含水率小于 5%等。

中国陆相页岩油原位转化资源主要分布在鄂尔多斯、松辽和准噶尔 3 大盆地陆相页岩层系，初步评价地下原位转化石油技术可采资源量约(700~900)×10⁸ t，油价 377~409 美元/m³ (60~65 美元/bbl) 条件下，经济可采资源量约(200~250)×10⁸ t，与常规石油技术可采资源总量相当；天然气技术可采资源量约(60~65)×10¹² m³，是中国常规天然气资源总量的 3 倍。其中鄂尔多斯盆地延长组 7 段页岩油原位转化现实性最好。

推动页岩油地下原位转化先在中国开展工业化试验、实现商业化突破，对国内石油稳产上产、技术升级换代等均有具有革命性的战略意义。国家应该积极关注并给予立项研究和先导试验经费支持。

参考文献：

- [1] 侯启军, 何海清, 李建忠, 等. 中国石油天然气股份有限公司近期油气勘探进展及前景展望[J]. 中国石油勘探, 2018, 23(1): 1-13. HOU Qijun, HE Haiqing, LI Jianzhong, et al. Recent progress and prospect of oil and gas exploration by PetroChina Company Limited [J]. China Petroleum Exploration, 2018, 23(1): 1-13.
- [2] 耶金·丹尼尔. 能源重塑世界[M]. 朱玉霖, 阎志敏, 译. 北京: 石油工业出版社, 2012: 212-231, 288-303. YERGIN D. Energy, security, and the remaking of the modern world[M]. ZHU Yuben, YAN Zhimin, Trans. Beijing: Petroleum Industry Press, 2012: 212-231, 288-303.
- [3] JARVIE D M. Shale resource systems for oil and gas: Part 2: Shale-oil resource systems[C]/BREYER J A. Shale reservoirs: Giant resources for the 21st century. Tulsa: AAPG, 2012: 89-119.
- [4] CANDER H. What is unconventional resources[R]. Long Beach: AAPG Annual Convention and Exhibition, 2012.
- [5] SARG J F. The Bakken: An unconventional petroleum and reservoir system[R]. Golden: Colorado School of Mines, 2012.
- [6] 邹才能, 杨智, 崔景伟, 等. 页岩油形成机制、地质特征及发展对策[J]. 石油勘探与开发, 2013, 40(1): 14-26. ZOU Caineng, YANG Zhi, CUI Jingwei, et al. Formation mechanism, geological characteristics and development strategy of nonmarine shale oil in China[J]. Petroleum Exploration and Development, 2013, 40(1): 14-26.
- [7] 杨智, 侯连华, 陶士振, 等. 致密油与页岩油形成条件与“甜点区”评价[J]. 石油勘探与开发, 2015, 42(5): 555-565. YANG Zhi, HOU Lianhua, TAO Shizhen, et al. Formation conditions and “sweet spot” evaluation of tight oil and shale oil[J]. Petroleum Exploration and Development, 2015, 42(5): 555-565.
- [8] 汪友平, 王益维, 孟祥龙, 等. 美国油页岩原位开采技术与启示[J]. 石油钻采工艺, 2013, 35(6): 55-59. WANG Youping, WANG Yiwei, MENG Xianglong, et al. Enlightenment of American's oil shale in-situ retorting technology[J]. Oil Drilling & Production Technology, 2013, 35(6): 55-59.
- [9] ALPAK F O, VINK J C, GAO G, et al. Techniques for effective simulation, optimization, and uncertainty quantification of the in-situ upgrading process[J]. Journal of Unconventional Oil & Gas Resources, 2013(S3/S4): 1-14.
- [10] KIBODEAUX K R. Evolution of porosity, permeability, and fluid saturations during thermal conversion of oil shale[R]. SPE 170733-MS, 2014.
- [11] 邱中建, 赵文智, 胡素云, 等. 我国天然气资源潜力及其在未来低碳经济发展中的重要地位[J]. 中国工程科学, 2011, 13(6): 81-87. QIU Zhongjian, ZHAO Wenzhi, HU Suyun, et al. The natural gas resource potential and its important status in the coming low-carbon economy[J]. China Engineering Sciences, 2011, 13(6): 81-87.
- [12] 赵文智, 胡素云, 李建忠, 等. 我国陆上油气勘探领域变化与启示[J]. 中国石油勘探, 2013, 18(4): 1-10. ZHAO Wenzhi, HU Suyun, LI Jianzhong, et al. Changes and enlightenment of onshore oil/gas exploration domain in China[J]. China Petroleum Exploration, 2013, 18(4): 1-10.
- [13] 赵文智, 邹才能, 汪泽成, 等. 富油气凹陷“满凹含油”论: 内涵与意义[J]. 石油勘探与开发, 2004, 31(2): 5-13. ZHAO Wenzhi, ZOU Caineng, WANG Zecheng, et al. The intension and signification of “Sag-wide Oil-Bearing Theory” in the hydrocarbon-rich depression with terrestrial origin[J]. Petroleum Exploration and Development, 2004, 31(2): 5-13.
- [14] 邱中建, 邓松涛. 中国油气勘探的新思维[J]. 石油学报, 2012, 33(S1): 1-5. QIU Zhongjian, DENG Songtao. New thinking of oil-gas exploration in China[J]. Acta Petrolei Sinica, 2012, 33(S1): 1-5.
- [15] 杨华, 牛小兵, 徐黎明, 等. 鄂尔多斯盆地三叠系长 7 段页岩油勘探潜力[J]. 石油勘探与开发, 2016, 43(4): 511-520. YANG Hua, NIU Xiaobing, XU Liming, et al. Exploration potential of shale oil in Chang 7 Member, Upper Triassic Yanchang Formation, Ordos Basin, NW China[J]. Petroleum Exploration and Development, 2016, 43(4): 511-520.
- [16] 付金华, 邓秀芹, 楚美娟, 等. 鄂尔多斯盆地延长组深水岩相发育特征及其石油地质意义[J]. 沉积学报, 2013, 31(5): 928-938. FU Jinhua, DENG Xiuqin, CHU Meijuan, et al. Features of deepwater lithofacies, Yanchang Formation in Ordos Basin and its petroleum significance[J]. Acta Sedimentologica Sinica, 2013, 31(5): 928-938.

第一作者简介: 赵文智(1958-), 男, 河北昌黎人, 博士, 中国石油勘探开发研究院教授级高级工程师, 中国工程院院士, 主要从事石油天然气地质综合研究和科研管理工作。地址: 北京市海淀区学院路 20 号, 中国石油勘探开发研究院, 邮政编码: 100083。E-mail: zzw@petrochina.com.cn

收稿日期: 2018-05-15 修回日期: 2018-05-19

(编辑 张朝军)