

中国陆相致密油形成机理与富集规律

朱如凯^{1,2,3}, 邹才能^{1,2}, 吴松涛^{1,2,3}, 杨智¹, 毛治国^{1,2,3}, 杨海波⁴, 范春怡⁴,
惠潇⁵, 崔景伟^{1,2,3}, 苏玲^{1,2,3}, 王焕第⁶

(1. 中国石油勘探开发研究院, 北京 100083; 2. 国家能源致密油气研发中心, 北京 100083;
3. 中国石油天然气集团公司油气储层重点实验室, 北京 100083; 4. 中国石油新疆油田分公司, 新疆克拉玛依 834000;
5. 中国石油长庆油田分公司, 陕西西安 710016; 6. 石油工业出版社, 北京 100011)

摘要:中国致密油主要分布在中、新生代陆相含油气盆地中, 发育与湖相生油岩共生或接触、大面积分布的致密砂岩油或致密碳酸盐岩油。近年来, 陆相致密油勘探开发取得重大进展, 截至2018年底, 中国陆相致密油已建成产能 315.5×10^4 t, 2018年年产量约 105×10^4 t。中国陆相致密油以湖相富有机质页岩为主要烃源岩, 多发育于淡水、半咸水-咸水环境, 厚度一般为几十至几百米, 有机碳含量为 0.4%~16.0%, 镜质体反射率为 0.5%~1.3%, 适宜的火山作用、低沉积速率、缺氧还原环境、海水入侵与水体分层是富有机质页岩形成的重要影响因素。中国陆相致密油储层类型包括致密砂岩、致密碳酸盐岩、致密混积岩和致密凝灰岩等, 储集层非均质性强、物性差; 覆压基质渗透率多小于或等于 $0.1 \times 10^{-3} \mu\text{m}^2$, 以纳米级孔喉系统为主, 孔喉半径小, 主体直径 40~900 nm, 孔隙结构复杂; 压力系数 0.7~1.8, 既有超压, 也有负压; 地层能量、原油品质变化大, 原油密度 $0.75 \sim 0.92 \text{ g/cm}^3$ 。中国陆相致密油地质资源量为 178.20×10^8 t, 技术可采资源量为 17.65×10^8 t, 主要分布在鄂尔多斯盆地、渤海湾盆地、松辽盆地、准噶尔盆地和柴达木盆地。提出“甜点区(段)”概念, “甜点区”多发育在宽缓背景下的局部微构造区, 是指在平面上成熟优质烃源岩分布范围内, 具有工业价值的致密油高产富集区; “甜点段”是指在剖面上源-储共生的黑色页岩层系内, 人工改造可形成工业价值的致密油高产层段。源岩品质和源-储组合类型控制“甜点区”平面分布范围。资源评价方法、“六特性”测井识别、高精度三维地震、水平井平台式生产及人工油藏开发等“甜点区(段)”评价方法, 可支撑致密油有效开发。

关键词: 细粒沉积; “甜点区”; 致密储层; 陆相致密油; 中、新生代陆相含油气盆地

中图分类号: TE122.1

文献标识码: A

Mechanism for generation and accumulation of continental tight oil in China

Zhu Rukai^{1,2,3}, Zou Caineng^{1,2}, Wu Songtao^{1,2,3}, Yang Zhi¹, Mao Zhiguo^{1,2,3}, Yang Haibo⁴, Fan Chunyi⁴,
Hui Xiao⁵, Cui Jingwei^{1,2,3}, Su Ling^{1,2,3}, Wang Huandi⁶

(1. Research Institute of Petroleum Exploration and Development, PetroChina, Beijing 100083, China; 2. National Energy Tight Oil and Gas R & D Center, Beijing 100083, China; 3. Key Laboratory of Oil and Gas Reservoir, CNPC, Beijing 100083, China;
4. Xinjiang Oilfield Company Ltd., PetroChina, Karamay, Xinjiang 834000, China; 5. Changqing Oilfield Company Ltd., PetroChina, Xi'an, Shaanxi 710016; 6. Petroleum Industry Press, Beijing 100011, China)

Abstract: Chinese tight oil is mainly distributed in continental petroliferous basins of the Mesozoic to Cenozoic, where tight sandstone oil or tight carbonate oil reservoirs are distributed in large areas and are interlayered with or in contact with lacustrine petroleum source rocks. Recently, great progress has been made in continental tight oil exploration and development. By the end of 2018, an annual production capacity of 3.155 million tons was built for Chinese continental tight oil, and its production rate reached 1.05 million tons in 2018. Lacustrine organic-rich shale in China serves as the main hydrocarbon source rocks of the Chinese continental tight oil. Most of the shale was deposited in fresh, brackish-to-saline water environments with a thickness of tens of to several hundred meters, having a total organic carbon (TOC) content of 0.4% to 16% and a vitrinite reflectance (R_o) of 0.5% to 1.3%. Appropriate volcanism, low sedimentation rate, anoxic

收稿日期: 2019-07-22; 修订日期: 2019-09-02。

第一作者简介: 朱如凯(1968—), 男, 教授级高级工程师, 沉积储层与非常规油气地质研究。E-mail: zrk@petrochina.com.cn。

基金项目: 国家重点基础研究发展计划(973计划)项目(2014CB239000); 国家科技重大专项(2017ZX05001); 中国石油科技重大专项(2019B-03, 2019E-26)。

and reducing environment, transgression, and stratification of water body are dominant factors controlling the quality of organic-rich shales. Chinese continental tight oil reservoirs include tight sandstone, tight carbonate rock, tight peperite, and tight tuffite, featuring strong heterogeneity and poor physical properties. Their overlying matrix permeability tends to be less than or equal to $0.1 \times 10^{-3} \mu\text{m}^2$. Nano-scale pore throats, complex in structure and with a diameter ranging between 40 nm and 900 nm, are dominant in the reservoir space. Their pressure coefficient varies from 0.7 to 1.8, indicating the coexistence of overpressure and pressure deficiency. Their aquifer energy and oil property vary greatly, with an oil density of 0.75 g/cm^3 to 0.92 g/cm^3 . The continental tight oil in place and technically recoverable resources in China are $178.20 \times 10^8 \text{ t}$ and $17.65 \times 10^8 \text{ t}$ respectively, mainly distributed in the Ordos Basin, Bohai Bay Basin, Songliao Basin, Junggar Basin and Qaidam Basin. In conclusion, we put forward the concept of “sweet spot zone (section)”, which tends to develop in local, low amplitude structures in a wide, gentle structure setting. A sweet spot zone refers to a tight oil-rich area with commercial productivity within the distribution area of mature high-quality source rocks; while a sweet spot section refers to a high productivity interval of tight oil with commercial value through artificial stimulation, located in the black shale section intercalated by tight reservoir layers. The source rock quality and the type of source-reservoir configuration serve to control the lateral distribution of the sweet spot zones. Sweet spot zone (section) evaluation methods, including resource assessment technique, logging identification of the “six properties”, high-resolution 3D seismic imaging, horizontal well production from well pads, and artificial reservoir alternation, may facilitate the efficient development of tight oil.

Key words: fine-grained sediment, sweet spot zone, tight reservoir, continental tight oil, terrestrial petroliferous basin of the Mesozoic to Cenozoic

致密油是一种非常规石油资源,基本特点是烃源岩处于生油窗,源-储互层或紧邻,储层致密,覆压基质渗透率 $\leq 0.1 \times 10^{-3} \mu\text{m}^2$ (空气渗透率 $< 1 \times 10^{-3} \mu\text{m}^2$),单井无自然产能或自然产能低于商业石油产量下限,但在一定经济条件和技术措施下可获得商业石油产量。致密油与成熟烃源岩中已生成并滞留在页岩地层中聚集的页岩油有明显差异,在页岩油中,储层渗透率很低,页岩既是生油岩,又是储集岩^[1]。

中国致密油主要分布在中、新生代陆相含油气盆地中,发育与湖相生油岩共生或接触、大面积分布的致密砂岩油或致密碳酸盐岩油。2008年开始,借鉴美国非常规油气勘探开发的成功经验,中国开始加强非常规油气成藏条件研究和工程技术攻关。通过开辟开发试验区和产业化示范区,致密油勘探开发取得重大成果,形成了陆相致密油富集理论,以及“甜点”预测、“三品质”评价、快速钻完井和规模改造配套技术^[1-8]。中国陆相致密油攻关取得重大进展,成为非常规石油发展的热点。中国致密油主要分布于鄂尔多斯、松辽、准噶尔(含三塘湖)和渤海湾4个陆相盆地^[1,6,9-14],以中生界、新生界页岩层系为主,包括三叠系、白垩系、二叠系、古近系、新近系和侏罗系等^[6,9,13-14]。中国陆相页岩油热演化程度总体较低[镜质体反射率(R_o)多介于 $0.5\% \sim 1.3\%$],分布面积相对较小(几百至上万平方千米),孔隙度变化

较大(孔隙度介于 $3\% \sim 15\%$),油质一般较重(原油密度多大于 0.85 g/cm^3),地层压力差异大(压力系数 $0.6 \sim 2.2$)。初步预测,技术可采资源量致密油约 $(10 \sim 20) \times 10^8 \text{ t}$ 。2018年,中国致密油产量 $105 \times 10^4 \text{ t}$ 。

本文在研究分析了中国陆相富有机质页岩发育模式、致密储层特征及致密油富集规律基础上,评价了中国陆相致密油资源潜力,分析了致密油“甜点区”形成主控因素,探索了“甜点区”评价参数标准,建立了评价工作方法和流程。这对于中国陆相致密油产业发展有重要意义。

1 中国陆相湖盆细粒沉积模式与富有机质页岩分布

中国陆相湖盆富有机质页岩形成于二叠纪、三叠纪、侏罗纪、白垩纪、新近纪和古近纪等多个时代。其中,二叠纪在准噶尔盆地发育风城组(P_2f)、夏子街组(P_2x)和乌尔禾组(P_2-w)页岩;三叠纪在鄂尔多斯盆地发育延长组九段(T_3y^9)和延长组七段(T_3y^7)页岩^[6,13,15-17];侏罗纪在中、西部地区形成大范围含煤建造,但在四川盆地为内陆浅湖-半深水湖相沉积,早-中侏罗世发育了自流井组(J_1-z)页岩;白垩纪在松辽盆地发育青山口组(K_1q)、嫩江组(K_1n)、沙河子组

(K_1s)和营城组(K_1g)页岩^[6,13];古近纪在渤海湾盆地发育沙河街组一段(E_3s^1)、沙河街组三段(E_3s^3)、沙河街组四段(E_3s^4)和孔店组(E_3k)页岩^[18-19]。湖相富有机质页岩为松辽、渤海湾、鄂尔多斯和准噶尔等大型产油区的主力烃源岩。

形成富有机质页岩的主控因素为原始生产力和有机质保存条件。Bradley 和 Eugster^[20]提出季节性分层的淡水湖最深部水体循环对流受阻而缺氧,常常发育厚层富有机质页岩。咸水湖可能更有利于有机质保存,因为水体分层状态更稳定。半咸水湖常常与外界局限连通,高生产率、缺少碎屑稀释以及无硫化还原细菌的活动可能是富有机质页岩形成的关键因素^[21]。沉积环境恢复是揭示富有机质页岩成因和分布特征的基础,可以利用元素地球化学和同位素分析等方法及古气候、古生产力、古盐度、古氧化还原性、古生物、古水深和事件作用等参数,判断古环境。通过对鄂尔多斯盆地延长组、松辽盆地青山口组和准噶尔盆地芦草沟组富有机质页岩开展详细的岩石学特征、沉积组构、元素地球化学和有机碳含量(TOC)等分析,认为适宜的火山作用、低沉积速率、缺氧还原环境、海水入侵

与水体分层是富有机质页岩形成的重要影响因素(图1)。

1.1 适宜的火山作用造成藻类勃发

火山灰泛指大小在0.01~2 mm的火山喷发产生的碎屑物质,主要包括玻屑、晶屑和岩屑;小于0.01 mm的碎屑物质被称为火山尘。火山灰和火山尘沉积成岩形成凝灰岩。火山灰含有丰富的易溶性铁盐等营养物质,能促进藻类爆发性生长,有利于提高湖盆原始生产力。特别是P元素,与页岩中有机质富集密切相关。页岩 TOC 与 P_2O_5 含量有较好的相关关系,凝灰岩控制P元素分布和 TOC 含量^[22-24]。火山灰沉积厚度与释放的营养物质浓度成正比,适量沉降的火山灰能促进藻类勃发。Duggen等^[25]实验表明:一层厚度为1 mm、面积为1 dm²的火山灰(约20 g)沉降在相同面积的50 m高度(相当于透光层厚度)的水柱中,可大幅增加营养物质浓度,其中Fe浓度增加0.4~2.4 nmol/L(即增加海洋Fe含量1~5倍),Zn浓度增加0.1~1.1 nmol/L。距离火山口越近,火山灰沉积厚度越大,海洋和湖泊获得的营养物质浓度越高,藻类勃发

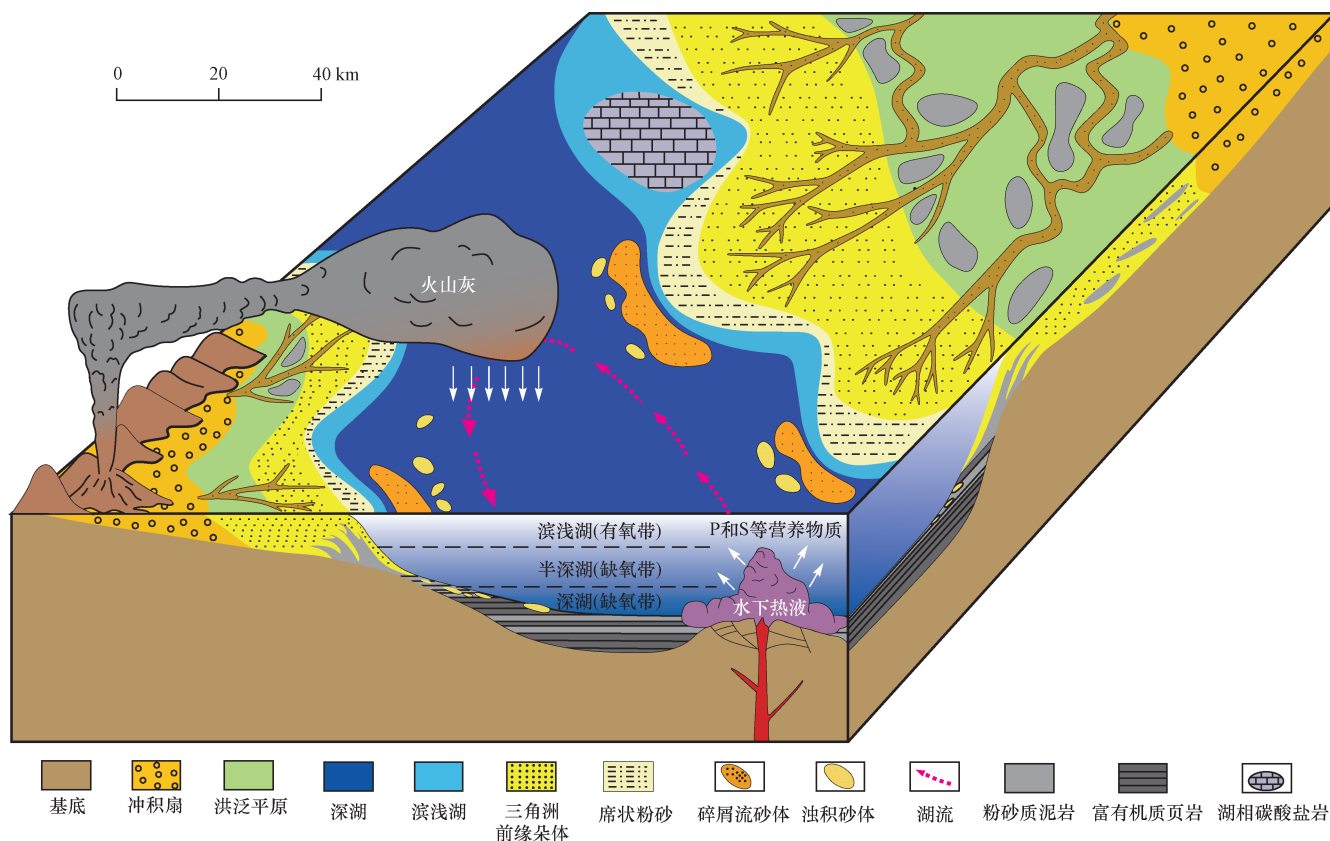


图1 中国陆相湖盆细粒沉积岩沉积模式

Fig. 1 The deposition model of fine-grained sedimentary rocks in continental lacustrine basins in China

可能性越大。需要注意的是,火山灰不仅能释放铁、氮和磷等营养物质,也释放出 Cu, Cd, Pb, Zn, H₂S 和 SO₂ 等有毒物质;其中, Cu²⁺ 具有很强毒性,浓度过高会严重抑制浮游生物的生长^[26]。对于水体有限的湖泊,近距离火山喷发还会释放大量氯化氢和氯气等有毒气体,并大幅提升水温、降低 pH 值,造成生物大规模死亡;只有在适量火山灰沉积的情况下,火山灰才会对有机质富集起到积极作用。

中国陆相湖盆优质烃源岩常与凝灰岩共生,如鄂尔多斯盆地延长组七段(长7段)、松辽盆地青山口组一段、渤海湾盆地沙河街组三段和四段^[19]、准噶尔盆地芦草沟组及三塘湖盆地芦草沟组等^[3,27],均广泛发育薄层-纹层状凝灰岩。凝灰岩常见颜色为浅灰色、浅黄色、紫红色等,单层厚度一般为 10~100 mm,最厚可达数米,主要来自火山喷发活动,具有粒序纹层结构、大气降落等明显沉积特征。多次厘米级及其以下火山灰沉降可促使藻类高频勃发,在远离物源深湖区可形成缺氧还原环境,有利于藻类纹层保存;多次喷发的火山发育带周边深水湖泊最有利于形成大面积厚层富有机质页岩^[28]。以鄂尔多斯盆地长7段为例,野外剖面和岩心观察发现,凝灰岩段与富有机质页岩伴生,胶磷矿发育,富有机质泥页岩中夹持的火山灰厚度绝大多数为厘米至毫米级,火山灰层数越多,优质烃源岩厚度越大。在远离物源的深湖区,长7段底部的沉凝灰岩累计厚度与高有机质丰度油页岩厚度呈良好正相关关系^[29],如 Z8 井共识别出凝灰岩超过 180 层,衣食村剖面发育 156 层凝灰岩,岩性以玻屑、晶屑凝灰岩为主,厚度以厘米级为主,XRF 分析显示 U, Mo, Fe 和 Cu 等无机元素含量在凝灰岩发育的层段富集。与凝灰岩共生的油页岩中藻类极为丰富,凝灰岩层自身也富含蓝藻化石和超微生物化石^[17,30-31]。这些生物化石外形上有球形、椭球形等,常常具有胶磷矿和黄铁矿的外壳,内部为有机质;常见磷结核和胶磷矿。原生厚胶磷矿外壳和生物膜壳快速黄铁矿化是长7有机质得以保存的主要影响因素。这些化石层段多出现在长7³底部,表现出短暂的“勃发-消亡”特征,并常常出现在凝灰质纹层附近,证实火山喷发、湖底热液活动等为其触发机制。鄂尔多斯盆地延长组长7段发育延长期最大的湖盆,深湖面积宽广。与区域构造活动相伴随的地震、火山喷发与湖底热水活动等突发地质事件,促进了富营养湖盆的形成,诱发了高的生物生产力,造成了十分有利于有机质保存的缺氧环境,有利于有机质的富集。长7期凝灰岩与烃源岩在平面展布上具有一致性(图2)。

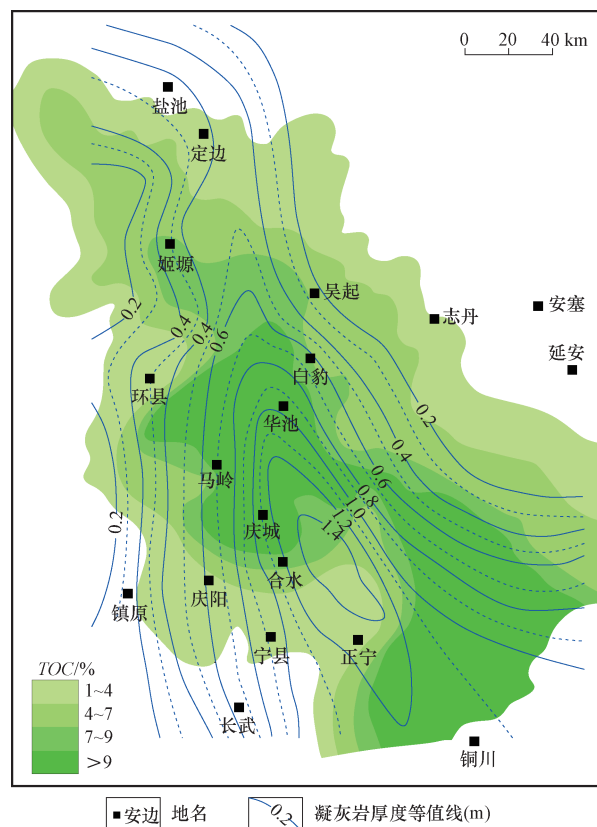


图2 鄂尔多斯盆地长7³富有机质页岩
TOC含量与凝灰岩分布叠合图

Fig. 2 Superimposition of TOC content in organic-rich shales and tuff rock distribution in Chang 7³, Ordos Basin

1.2 低沉积速率和深部热液流体有利于有机质形成

沉积速率是影响沉积物中有机质丰度的重要因素^[32],沉积速率对有机质的富集作用具有两面性。当沉积速率在一定范围内时,沉积速率增加减少了有机质被氧化降解的时间,使得有机质埋藏效率提高^[33];但当沉积速率超过临界值时,沉积速率过大而产生的稀释作用导致单位质量沉积物中有机质含量下降。Tyson^[34]认为在古海洋中沉积速率的临界值为 5 cm/ka,即当沉积速率小于 5 cm/ka 时,随着沉积速率的增加,有机质富集程度升高,但同时也受到氧化还原程度的影响;沉积速率超过 5 cm/ka 之后,随着沉积速率的增加,有机质富集程度降低;沉积速率超过 35 cm/ka 之后,TOC 不会受到海底氧化还原程度的影响。Ding^[35]通过对二连盆地的多个次级凹陷进行分析得到了相似的结论,认为当沉积速率小于 5 cm/ka 左右时,TOC 的富集受控于水体的氧化还原程度;当沉积速率超过 5 cm/ka 的时候,古生产力为主要的影响因素。

鄂尔多斯盆地长7油层组的烃源岩有机质主要来

自低等水生生物,与陆源碎屑注入关系较小,物源注入的影响主要体现在有机质的埋藏效率和稀释作用两个方面。只有适当的沉积速率才会对有机质富集起到积极作用。长7沉积期强烈的构造活动导致湖盆的快速沉降,使得沉降速率大于物源的供给速率,为欠补偿沉积^[36];总稀土元素含量相对较低,也反映了较少的陆源碎屑供给^[16]。有学者认为长7沉积平均速率为1.31 cm/ka,其中长7³沉积速率为1.15 cm/ka,长7²沉积速率为1.35 cm/ka,长7¹沉积速率为1.44 cm/ka。也有学者计算长7的平均沉积速率为7.9 cm/ka。作者根据鄂尔多斯盆地南部铜川地区瑶典镇衣食村剖面长7³段剖面实测和精确的凝灰岩锆石同位素测年,计算平均速率为5.0 cm/ka。同时根据旋回地层学分析,计算不同层段的沉积速率,发现沉积速率与TOC含量具有很好的一致性(图3),较低的沉积速率有利于有机质的富集。

1.3 海水入侵与水体分层促成黑色页岩形成

松辽盆地青山口组暗色泥岩和油页岩层序中常夹薄层粉砂岩,粉砂岩中具各种牵引流构造,在斜坡相带中发育同沉积滑塌层,反映其明显受周期性底流作用的影响。黑色页岩层序的同位素组成和环境地化指标特征说明,周期性底流出现与周期性海水注入密切相关。通过对盆地多口井硼元素分析,发现哈14井、徐11井、葡53井和查19井均存在硼异常,说明海侵范围波及到齐家-古龙洼陷、三肇洼陷和长岭洼陷的边缘,覆盖盆地三分之二的区域(图4)。

海水侵入带来大量营养物质,造成湖盆水体富含营养,水生低等生物如藻类大量繁殖,提高了湖盆生产力。这些环境地化指标变化与海平面波动趋势相吻合。王璞珺^[37]通过生物事件和矿物特征的系统分析,推测松辽盆地白垩纪湖盆的盐度分层与海水注入形成的底流有关,周期性海水注入是形成底流的重要因素。海水盐度、密度和有机质丰度均较相应的淡水高,导致水体分层,使底层水呈厌氧状态,有利于黑色页岩形成。

松辽盆地自晚侏罗世后期进入主断陷期,发育大量同生正断层,最大断距达3 000 m,形成了一系列次一级地堑式断陷,控制了同期发育的多断陷中以白垩纪初期湖相泥岩为主的烃源岩的形成与分布。晚白垩世盆地整体进入拗陷发育阶段,整体沉降,在青山口组沉积期和嫩江组沉积期发生两次大规模湖侵,形成大面积展布的两套优质烃源岩。青山口组优质烃源岩厚度大,分布面积广,有机质丰度高,有效烃源岩控制范

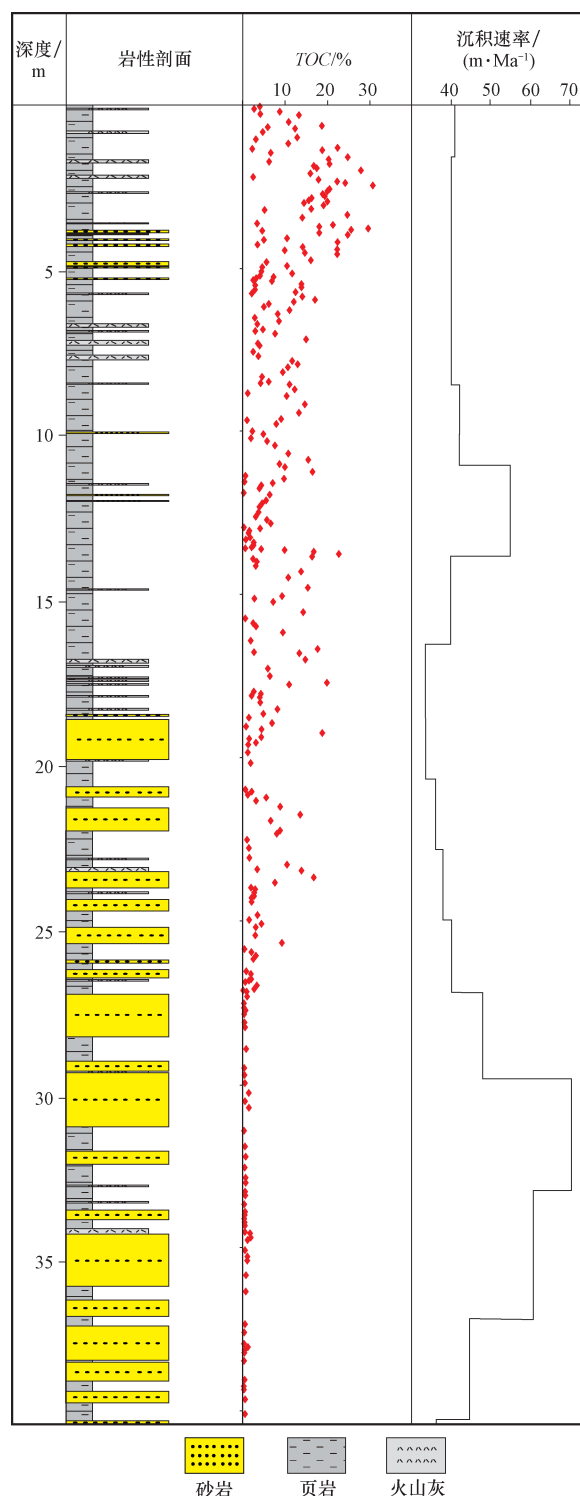


图3 鄂尔多斯盆地铜川地区衣食村剖面长7³段富有机质页岩TOC含量与沉积速率关系

Fig. 3 The correlation between TOC content in organic-rich shales and sedimentary rate in the Chang 7³ of the Yishicun outcrop, Tongchuan area, Ordos Basin

围内普遍含油,最大含油面积18 000 km²,以中央拗陷区为中心呈环带状分布。青(青山口组)一段暗色泥岩平均厚60 m,青二段和青三段暗色泥岩一般厚

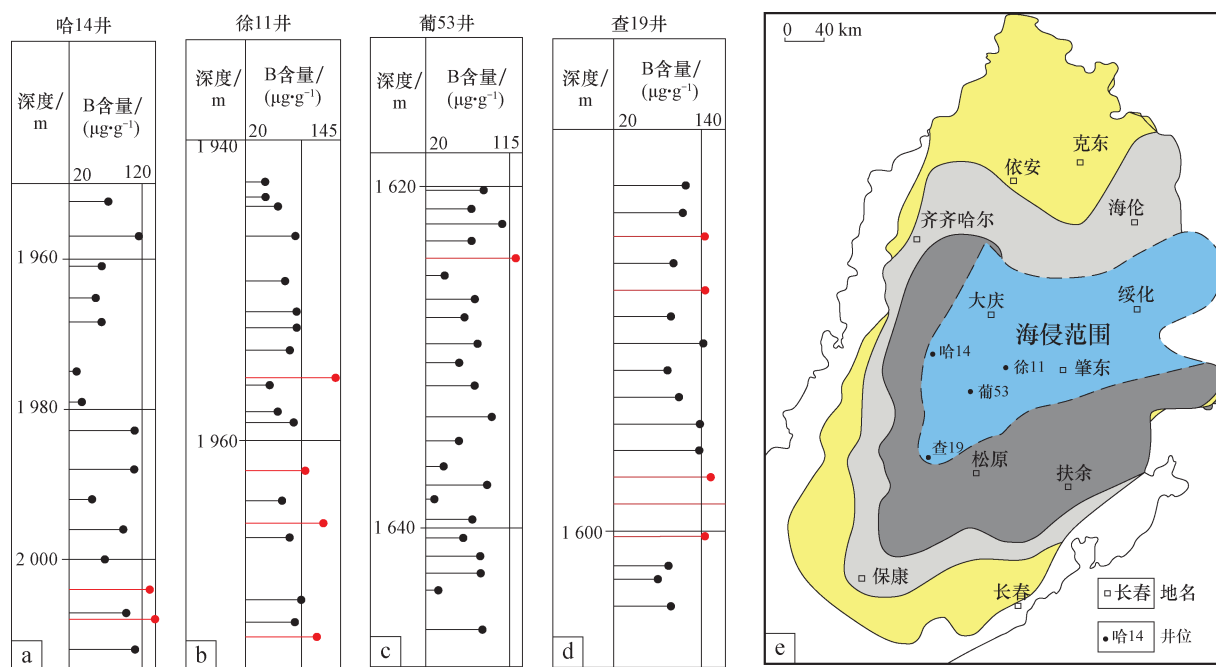


图4 松辽盆地典型井硼元素异常(a—d)及海侵范围(e)

Fig. 4 Boron anomaly(a - d) in typical wells and extent of transgression(e) in the Songliao Basin

250 ~ 500 m;青一段 TOC 含量平均为 2.13%,最高可达 8.68%,有机质类型以 I 型和 II₁ 型为主。

2 中国陆相致密储层类型与特征

中国陆相致密油储层类型包括致密砂岩、致密碳酸盐岩、致密混积岩和致密沉凝灰岩等。致密储层孔隙结构不同于常规砂岩储层,其孔喉直径小、连通性差、非均质性强。中国致密储层在多个盆地皆有发育,特别是大型盆地,如鄂尔多斯、松辽、准噶尔、四川和渤海湾等盆地。由于每个盆地特殊的构造演化历史、沉积充填过程及油气运聚期次,导致不同盆地致密油储层的分布与类型具有差异。

2.1 致密砂岩

致密砂岩是中国陆相致密储层重要的储集类型,在四大盆地中、新生代地层中皆有发育,重点层系包括鄂尔多斯盆地三叠系长7段、松辽盆地白垩系扶杨油层与高台子油层、四川盆地侏罗系凉高山组与沙溪庙组及柴达木盆地新近系上干柴沟组等。沉积相主体为三角洲前缘水下分流河道与河口坝沉积,在湖盆中心部位发育重力流沉积。

中国致密砂岩具有成分成熟度与结构成熟度较低的特征。以鄂尔多斯盆地三叠系长7段为例,XRD 结果揭示石英含量中等,长石含量相对较高,粘土矿物类型以伊/蒙混层、绿泥石和高岭石为主。岩性以长石砂

岩、岩屑长石砂岩与长石岩屑砂岩为主。整体处于中成岩阶段,压实作用强,岩石薄片可见颗粒以线-凹凸接触为主,黑云母等塑性颗粒呈定向排列(图 5a₁),胶结作用发育,方解石和铁方解石等碳酸盐胶结发育(图 5a₂),可见石英自生加大(图 5a₃),溶蚀作用发育程度差别大,整体非均质性强。

致密砂岩物性较差,整体孔隙度普遍低于 12%,空气渗透率小于 $1.0 \times 10^{-3} \mu\text{m}^2$ 。铸体薄片与扫描电镜研究表明,储集空间以粒间溶孔和颗粒溶蚀孔为主,见少量原生孔隙发育,局部发育铸模孔(图 5a₂)。溶蚀组分以长石和岩屑等为主(图 5a₃—a₅),溶蚀孔内多发育高岭石和绿泥石等粘土矿物充填(图 5a₅)。三维孔隙结构与储层物性具有正相关关系,一般孔隙度大于 8%,三维空间内孔隙分布较均匀,连通性中等。如鄂尔多斯盆地长7致密砂岩(图 5a₆),孔隙直径较小,主体的孔隙直径小于 500 nm。

密闭取心样品含油饱和度结果表明,中国不同地区致密砂岩含油饱和度具有明显差异。松辽盆地扶杨油层致密砂岩含油饱和度相对较低,介于 10% ~ 70%,平均含油饱和度小于 50%;四川盆地沙溪庙组致密砂岩含油饱和度变化大,介于 10% ~ 80%,平均值小于 60%;鄂尔多斯盆地长7致密砂岩含油饱和度相对较高,介于 60% ~ 90%,平均值大于 75%。

2.2 致密碳酸盐岩

致密碳酸盐岩在中国四川盆地侏罗系大安寨段、

渤海湾盆地古近系沙(沙河街组)三段和沙四段及柴达木盆地古近系下干柴沟组等均见油气产出,整体为一套浅湖相碳酸盐岩沉积。中国致密碳酸盐岩主要集中在中、新生代,而且形成时期盆地主要以陆源碎屑沉积为主。因此,中国致密碳酸盐岩储层时空分布相对有限,具有储层厚度较小、空间展布规模较局限的特征;以沙河街组为例,致密碳酸盐岩主要集中在束鹿凹陷、东营凹陷和沧东凹陷等地区,有效储层横向变化快,最大累计厚度普遍小于150 m,展布面积约500 km²。岩性以灰岩为主,白云岩发育比例较低;如四川盆地大安寨组和渤海湾盆地沙三段,以致密介壳灰岩、泥灰岩为主,生物介壳含量较高,岩心和薄片表现为亮晶方解石与泥晶方解石混合沉积特征。

中国陆相致密碳酸盐岩储层物性较致密砂岩物性更差。如四川盆地大安寨组介壳灰岩孔隙度主体小于2%,2 297个样品孔隙度平均值仅为0.97%,空气渗透率主体小于 $0.1 \times 10^{-3} \mu\text{m}^2$,平均值为 $0.07 \times 10^{-3} \mu\text{m}^2$;薄片观察极少见溶蚀孔隙发育(图5b₁,b₂),扫描电镜观察发现孔隙以方解石溶蚀孔为主(图5b₃),见裂缝发育(图5b₅),局部发育方解石溶蚀孔与裂缝相互沟通的现象(图5b₄);CT三维孔喉系统显示,致密碳酸盐岩储层具有裂缝发育、孔喉相对孤立及局部发育较大的溶蚀孔隙等特征(图5b₆),裂缝呈现定向排列特征。

与致密砂岩类似,中国致密碳酸盐岩储层也呈现出纳米级孔喉系统占据储集空间主体的特征,孔喉直径峰值小于100 nm,且纳米孔比例比致密砂岩要更高一些。密闭取心样品含油饱和度结果表明,致密碳酸盐岩含油饱和度整体较高。如四川盆地大安寨组介壳灰岩含油饱和度较高,介于60%~90%,平均含油饱和度达80%;渤海湾盆地沙三段致密泥灰岩平均含油饱和度也达到了65%。受储集空间不发育及物性差的影响,中国陆相致密碳酸盐岩储层可动流体饱和度普遍低于致密砂岩储层。四川盆地大安寨组介壳灰岩可动流体饱和度低于10%,主体集中在孔喉直径小于1 μm 的储集空间内;渤海湾盆地沙三段致密泥灰岩可动流体饱和度约20%,其中孔喉直径小于1 μm 的储集空间比例达到17%。

2.3 致密混积岩

致密混积岩是中国陆相致密油一类特殊的储层,以准噶尔盆地吉木萨尔凹陷上二叠统芦草沟组为典型代表;此外,渤海湾盆地沧东凹陷古近系孔店组、柴达木盆地古近系混积岩也显示出良好的勘探潜力。与致密砂岩和致密碳酸盐岩相比,致密混积岩

储层在时空上分布更为局限,储层厚度与横向展布变化快。

准噶尔盆地芦草沟组混积岩具有岩性复杂和矿物成分多样的特征。岩性主要以过渡性岩类为主,包括云质粉-细砂岩、云屑砂岩、砂屑云岩及微晶-泥晶云岩,整体粘土矿物含量偏低。根据139块XRD资料,准噶尔盆地芦草沟组混积岩石英含量为20.9%,钾长石含量3.6%,斜长石含量21.8%,方解石含量11.9%,白云石含量24.5%,铁白云石含量1.7%,黄铁矿含量0.9%,粘土矿物含量13.3%,其他组分含量1.4%;渤海湾盆地孔店组混积岩石英含量16%,钾长石含量6%,斜长石含量12%,方解石含量9%,白云石含量26%,黄铁矿含量1%,菱铁矿含量1%,方沸石含量14%,粘土矿物含量16%。岩心与薄片资料表明,混积岩储层粒度细,粒径小于0.25 mm,主体粒径介于0.062 5~0.125 0 mm,岩心中可见纹层结构发育,并在薄片发育残留沥青与微晶白云石颗粒。

混积岩储层物性范围大,孔隙度介于4%~14%,平均值为8.36%;空气渗透率差异较大,从小于 $0.01 \times 10^{-3} \mu\text{m}^2$ 到 $10 \times 10^{-3} \mu\text{m}^2$ 以上,平均渗透率 $2.59 \times 10^{-3} \mu\text{m}^2$ 。薄片与扫描电镜结果表明,准噶尔盆地芦草沟组混积岩孔隙发育差异性大,其中白云质砂岩与砂屑云岩储层性质最好,孔隙发育程度最高,见粒间孔及粒内溶蚀孔发育(图5c₃—c₅);储集空间主体由石英、白云石和钠长石等骨架颗粒构成孔隙格架,内部发育原生白云石晶体(图5c₃)、伊/蒙混层及绿泥石充填(图5c₅),并发育石油或残余沥青充填孔隙中(图5c₄)。CT重构的三维孔喉系统表明,致密混积岩孔隙整体分布性较好,裂缝发育程度要低于致密碳酸盐岩(图5c₆)。

从孔径分布看,致密混积岩孔喉直径介于致密砂岩与致密碳酸盐岩之间。高压压汞分析表明,具连通性的孔喉系统孔径相对较小,直径小于1 μm 的连通性孔喉系统占储集空间的比例达到89%,直径小于100 nm的连通性孔喉系统占储集空间比例超过35%。根据密闭取心岩心样品含油饱和度测定结果,准噶尔盆地芦草沟组混积岩储层含油饱和度较高,含油饱和度主体介于80%~95%,平均含油饱和度约90%。

2.4 致密沉凝灰岩

致密沉凝灰岩是中国陆相致密油最为特殊的一类储层类型,主要分布在中国吐哈-三塘湖盆地上二叠统条湖组(表1),整体为一套火山喷发后期火山灰“空

表 1 中美主要海相与陆相致密油类比参数
Table 1 Comparison of analog parameters of marine and continental tight oil in China and North America

主要盆地含油 页岩层系	烃源性		储集性			流动性			可压性	规模性			经济性	
	TOC/%	R_o /%	岩性	厚度/m	孔隙度/%	原油密度/ ($g \cdot cm^{-3}$)	含油饱和度/ %	压力系数	脆性矿物 含量/%	单井累产/ ($10^4 t$)	分布面积/ ($10^4 km^2$)	资源量/ ($10^8 t$)	埋深/m	地表条件
Williston 盆地 Bakken 组	10~20	0.7~1.0	粉砂岩、云质 砂岩、白云岩	20~50	5~12	0.82	68	1.3~1.6	>70	7.8	5.8	82	2 100~3 300	平原
Western Gulf 盆地 Eagle Ford 组	3~7	0.5~2.0	泥灰岩	10~50	6~12	0.84	70	1.3~1.8	>80	4.3	5.2	76	1 000~3 400	平原
Permian 盆地 Wolfcamp 组	2~5	0.6~1.5	泥灰岩	30~120	8~12	0.82	65~80	1.5	>70	2.6	20	72	2 200~3 300	平原
鄂尔多斯盆地 延长组 7 段	3~16	0.7~1.2	粉-细砂岩	10~40	7~13	0.80~0.86	60~80	0.7~0.8	>80	2~4	10	35~40	1 000~2 600	黄土塬
松辽盆地 白垩系	0.9~3.8	0.5~1.3	粉-细砂岩	5~30	2~15	0.78~0.87	50	1.20~1.58	>50	2~4	5~10	20~30	1 600~2 650	平原、沼泽
准噶尔盆地 二叠系	4~16	0.6~1.1	云质粉砂岩、 泥质白云岩	20~50	6~20	0.88~0.92	80~90	1.1~1.3	>80	1~4	0.5~1.0	15~20	2 300~4 500	戈壁、草地
四川盆地 侏罗系	1.0~2.4	0.5~1.3	粉-细砂岩、 介壳灰岩	10~60	0.2~7.0	0.76~0.87	40~50	1.23~1.72	>60	1~3	3~5	10~12	1 400~3 200	丘陵
渤海湾盆地 沙河街组、 孔店组	1.5~3.5	0.5~1.3	粉-细砂岩、 碳酸盐岩	100~200	5~10	0.67~0.86	50	1.24~1.80	>50	1~4	5~10	20~25	1 800~4 300	平原
柴达木盆地 古近系、新近系	0.4~1.2	0.6~1.3	泥灰岩、藻灰 岩、粉砂岩	100~150	5~8	0.85~0.88	60	1.3~1.4	>70	2~3	1~3	3~5	2 500~4 000	山地
三塘湖盆地 二叠系	1~6	0.6~1.3	泥灰岩、灰质 白云岩、沉凝 灰岩	10~100	3~13	0.85~0.90	40~50	1.0~1.2	>80	2~3	0.5~1.0	0.9~1.2	1 800~4 000	戈壁
吐哈盆地 侏罗系	1~5	0.5~0.9	粉-细砂岩	30~200	4~10	0.75~0.85	50	0.7~0.9	>50	1~2	0.7~1.0	1.0~1.5	2 000~3 500	戈壁

降”水中形成的火山碎屑岩,厚度主要受湖盆古地形的控制。与上述致密砂岩、致密碳酸盐岩及致密混积岩相比,致密沉凝灰岩的分布范围更为局限,主要集中在吐哈盆地马朗凹陷与条湖凹陷,具有东南部厚度大、西北部厚度小的特征,整个地层厚度约 500 m,展布面积 1 000 km²。

三塘湖盆地条湖组沉凝灰岩以玻屑和晶屑火山灰沉凝灰岩为主,含有一定的有机质碎屑组分,粘土矿物含量低。薄片鉴定结果表明,晶屑主要是石英、钠长石及少量钾长石,未见辉石和橄榄石等偏碱性的暗色矿物(图 5d₁, d₂)。铸体薄片与场发射扫描电镜结果表明,沉凝灰岩储层储集空间包括原生孔与次生孔,以微孔为主,常见的微孔有粒间孔、粒内溶孔、有机质孔、晶内孔和晶间孔(包括脱玻化形成的晶间孔)(图 5d₃, d₄)。其中,溶蚀微孔(图 5d₃)和脱玻化形成的晶间孔(图 5d₄)是最重要的储集空间。CT 重构的三维孔喉系统表明,致密沉凝灰岩孔隙整体较大,分布性较好(图 5d₆)

三塘湖盆地条湖组沉凝灰岩储层物性具有明显的“高孔低渗”特征。根据 69 个样品的物性统计结果,孔隙度普遍大于 5%,其中孔隙度大于 16% 的样品占 59.5%,孔隙度峰值区间为 14% ~ 20%,平均孔隙度为 17.77%;空气渗透率小于 $0.5 \times 10^{-3} \mu\text{m}^2$ 的样品占 92%,其中有 32% 的样品渗透率低于 $0.05 \times 10^{-3} \mu\text{m}^2$,平均空气渗透率为 $0.18 \times 10^{-3} \mu\text{m}^2$ 。高压压汞样品分析结果表明,条湖组沉凝灰岩储层中微米级孔喉系统与亚微米-纳米级孔喉系统比例相当,直径大于 1 μm 的孔喉系统比例占 47.9%;直径小于 1 μm 的孔喉系统比例占 52.1%,其中直径小于 100 nm 的纳米级孔喉系统比例为 19.3%。这也与条湖组沉凝灰岩储层特殊的孔隙结构特征相印证。密闭取心含油饱和度分析结果表明,条湖组沉凝灰岩储层饱和度差异性较大,主体介于 50% ~ 90%;其中,62.7% 的样品含油饱和度大于 60%,最大可达 92%。

3 中国陆相致密油地质特征与富集规律

3.1 致密油地质特征

与北美海相致密油相比,中国陆相致密油分布具有独特的地质属性,下面重点阐述中国陆相致密油和美国海相致密油地质特征对比。

1) 中国致密油以陆相沉积为主,主要与陆相优质生油岩共生,分布较稳定,面积中、小,主要分布在中、新生界页岩层系,断陷、坳陷和前陆等盆地都有分布,

生油凹陷数量多;TOC 值范围跨度较大,一般为 2% ~ 15%;热演化程度较低, R_o 一般为 0.5% ~ 1.3%。美国致密油以海相沉积为主,主要与海相优质生油岩共生,分布稳定,面积大,主要分布在古生界和中生界页岩层系;页岩层系 TOC 含量中等,一般为 2% ~ 6%;热演化程度较高, R_o 一般为 0.7% ~ 1.5%。

2) 中国致密油储层非均质性强,横向变化大,受陆源碎屑影响大;一般填隙物含量较高,孔隙度相对较低,致密储层孔隙度一般为 5% ~ 12%,以微-纳米级孔喉系统为主。美国致密油储层以海相沉积为主,分布稳定,储层非均质性相对较弱,受陆源影响较小;填隙物含量较低,孔隙度相对较高,孔隙度一般在 5% ~ 13%,最高为 15%。

3) 中国致密油主要分布于凹陷区及斜坡带,分布面积、规模相对较小,一般单个面积小于 2 000 km²,地层累计厚度大;含油饱和度变化较大,一般介于 50% ~ 90%,可动液态烃部分含量相对较低。美国致密油主要分布在宽缓陆棚,分布范围较大,地层累计厚度较小;含油饱和度较高,一般介于 60% ~ 80%,可动液态烃部分含量相对较高。

4) 中国陆相地层普遍经历较强烈、复杂的晚期构造运动,对保存条件有一定影响,压力系数变化大,地温梯度较低,一般介于 20 ~ 40 °C/km^[38],致密油既有超压,也有负压;油质相对较重,气/油比较低。美国海相地层构造较为稳定,保存条件较好,页岩层系以超压为主,地温梯度较高,一般介于 30 ~ 50 °C/km^[39];海相致密油多为轻质油和凝析油,油质较轻,气/油比高。

5) 中国致密油开发刚起步,个别地区处于先期探索阶段,目前单井产量较低,一般水平段体积压裂后的单井稳定产量在 10 ~ 30 t/d;开发试验时间较短,单井累计产量较低,一般为 $(0.5 \sim 2.5) \times 10^4$ t。美国致密油已实现规模开发,单井产量一般较高,一般水平段体积压裂后的单井稳定产量在 30 ~ 100 t/d;单井累计产量较高,一般为 $(3 \sim 10) \times 10^4$ t,一般前 1 ~ 2 年的单井累计产量可占到预测累计总产量的一半以上。

综上,中国陆相致密油与美国海相致密油相比,有很多复杂性和特殊性:一是烃源岩热演化程度较低(R_o 一般为 0.5% ~ 1.3%),导致油质偏重;二是填隙物含量较高、储层致密,导致储层孔隙度较低(3% ~ 10%);三是运聚不充分,导致储层流体压力较低(压力系数一般为 0.8 ~ 1.4),地层气/油比较低(气/油比一般为几十 m³/t);四是储集体规模小,单井累计产量较低[一般为 $(0.5 \sim 2.0) \times 10^4$ t]。中国陆相致密油各

主要盆地均存在明显“短板”,要实现工业化大规模开发,理论技术已遇到很大的挑战。

3.2 中国陆相致密油富集规律

致密油聚集机理核心是“近源成藏”。烃类初次运移受源-储压差、供烃界面窗口和孔喉结构等控制,近源烃类聚集主要受长期供烃指向、优势运移孔喉系统和规模储集空间等时空匹配控制。生烃增压是致密油有效运聚动力。模拟实验证实,增压瞬时最高值达38 MPa。充注物理模拟实验同样揭示出致密油聚集具阶段性,呈先快后慢、指数式增长,最终含油饱和度大于65%。大面积连续分布的致密油形成富集规律有以下特征。

1) 大型宽缓构造背景。原始沉积时构造平缓、坡度较小,现今地层一般较平缓;处于同一构造背景的区域应有较大分布面积,连续型分布,局部富集。含油面积一般可达几百到几万平方千米,石油储量丰度和产量不受构造控制,局部“甜点”富集;平面上主要分布于盆地斜坡和坳陷中心区。持续沉降盆地的斜坡带和坳陷中心区是致密油发育有利区。

2) 广覆式优质成熟烃源岩。烃源岩以Ⅰ型和Ⅱ型为主,多数TOC大于2%,热演化成熟度(R_o)为0.5%~1.3%,分布面积较大。

3) 微-纳米级孔喉为主的致密砂岩或致密湖相碳酸盐岩。覆压基质渗透率小于 $0.1 \times 10^{-3} \mu\text{m}^2$ 的储层所占比例大于70%,分布面积较大。

4) 源-储间互或上、下紧密接触。发育于优质成熟烃源岩内部或与其紧密接触的致密储层组成有效生-储组合,纵向上主要分布于与成熟的Ⅰ型和Ⅱ型烃源岩共生的致密储层中,以中、浅层为主。优质成熟烃源岩内部或与之相邻的致密湖相碳酸盐岩、致密砂岩是主要分布层系。从源-储位置关系看,致密油可以划分为4种类型:源-储互层型、源下储上型、源上储下型和源-储一体型。源-储互层型是指致密油储层与生油岩呈薄层状多层叠置,如鄂尔多斯盆地上三叠统长7段和准噶尔盆地吉木萨尔凹陷芦苇沟组等;源下储上型是指致密油储层紧邻生油岩的顶面,如四川盆地中侏罗统沙溪庙组一段和柴达木盆地柴西坳陷古近系-新近系等;源上储下型是指致密油储层紧邻生油岩的底面,如松辽盆地下白垩统扶余油层等;源-储一体型是指致密油储层与源岩为同一套地层,如松辽盆地下白垩统青山口组一段及三塘湖盆地条湖组、芦苇沟组等^[40]。

5) 一次运移或短距离二次运移为主。石油运移

以扩散聚集为主,浮力作用受限,以非达西渗流为主。生烃增压和油-水密度差是主要运聚动力;生油期与储层致密化期具有多期性;以中质或重质油为主,发育轻质油或凝析油;地层水以束缚水为主赋存,可动水不发育;无明显圈闭界限,无统一油-水界面,无统一压力系统;含油边界受岩性和物性控制,圈闭边界不明显,可存在多个油-水界面和压力系统。

3.3 中国陆相致密油资源潜力与勘探方向

中国致密油分布范围广、类型多,发育与湖相生油岩共生或接触、大面积分布的致密砂岩油或致密碳酸盐岩油,具有广阔的勘探前景。2018年,国家973项目《中国陆相致密油(页岩油)形成机理与富集规律》完成了中国9个重点盆地的致密油资源评价,测算致密油地质资源量为 $178.20 \times 10^8 \text{ t}$,技术可采资源量为 $17.65 \times 10^8 \text{ t}$ 。鄂尔多斯盆地资源最丰富,可采资源量为 $5.44 \times 10^8 \text{ t}$;其次为渤海湾盆地,可采资源量为 $4.21 \times 10^8 \text{ t}$;第三为松辽盆地,可采资源量为 $3.75 \times 10^8 \text{ t}$ 。从盆地类型看,克拉通盆地资源最丰富,可采资源量为 $9.25 \times 10^8 \text{ t}$;其次为裂谷盆地,可采资源量为 $7.96 \times 10^8 \text{ t}$;前陆盆地资源最少,可采资源量为 $2.02 \times 10^8 \text{ t}$ 。从分布层系看,致密油主要富集在中生界,可采资源量为 $10.92 \times 10^8 \text{ t}$;其次为新生界,可采资源量为 $4.91 \times 10^8 \text{ t}$;古生界可采资源量为 $1.82 \times 10^8 \text{ t}$;致密油分布主力层系为三叠系、白垩系和古近系。从储层岩性看,砂岩致密油可采资源量为 $10.48 \times 10^8 \text{ t}$;混积岩致密油可采资源量为 $2.28 \times 10^8 \text{ t}$;碳酸盐岩致密油可采资源量为 $4.65 \times 10^8 \text{ t}$;沉凝灰岩致密油可采资源量为 $0.24 \times 10^8 \text{ t}$ ^[40]。

目前,松辽盆地的扶余油层砂岩致密油、鄂尔多斯盆地的长7砂岩致密油和三塘湖盆地的条湖组沉凝灰岩致密油已实现规模开发,其他地区也有工业产量^[1]。鄂尔多斯盆地陇东与新安边地区长7段优质烃源岩与砂体配置良好,是最有利的致密油勘探领域;松辽盆地北部长垣南、三肇、齐家-古龙西斜坡和南部大遐字井、鳞字井、别字井、新北-新庙的扶余油层资源丰度较高,勘探前景广阔;渤海湾盆地辽河坳陷西部凹陷、冀中坳陷束鹿凹陷和济阳坳陷沾化凹陷等沙河街组已获致密油工业产量,勘探潜力较大。

4 致密油“甜点区”形成主控因素与评价

4.1 地质内涵

不同勘探阶段与不同油气资源,需要不同的找油

思想。一般勘探早、中期立足常规油气资源,主要是“源控论”以“顺源找油”,立足有效供烃范围,“顺藤摸瓜”,寻找构造或岩性-地层圈闭油气藏。中、后期立足非常规油气资源,主要是“进源找油”,立足富油气生烃层系,“追根溯源”,逼近烃源或进入烃源,寻找近源致密油气或源内页岩油气、煤层气等层状非圈闭资源。从常规向非常规延伸,找油思想从单体型圈闭“顺源找油”,深入到生烃层系“进源找油”。

“进源找油”内涵就是逼近或进入生油层系中,寻找源内滞留的页岩油和近源分布的致密油资源,突破传统寻找经过大规模二次运移、圈闭油气聚集的“源外找油”理念与方法。“进源找油”使石油勘探的研究思路、技术方法和开发方式等发生了一系列改变。从“顺源找油”到“进源找油”,是石油勘探从常规向非常规石油找油的趋势。

“甜点区(段)”是指在源-储共生含油页岩层系发育区(段),目前经济技术条件下可优先勘探开发的非常规石油富集高产的目标区(段),一般具有较大分布范围、一定厚度规模、优质烃源岩、较好储层物性、较高含油气饱和度、较轻油质、较高地层能量(高气/油比、高地层压力)、较高脆性指数和天然裂缝与局部构造发育等特征。致密油“甜点区”是指在平面上成熟优质烃源岩分布范围内,具有工业价值的石油高产富集区。致密油“甜点段”是指在剖面上源-储共生的黑色页岩层系内,人工改造可形成工业价值的石油高产层段。

4.2 研究思路

评价优选“甜点区(段)”是致密油“进源找油”的核心,贯穿整个勘探开发全过程。致密油具有两个基本特征:①油气大面积连续分布,资源丰度低;②无自然工业产能,经“人工”改造产油。因此,“进源找油”包括寻找“较高资源丰度区(段)”和易于形成“人工渗透率区(段)”两个内容。致密油“甜点区(段)”,是指在源-储共生页岩层系发育区,目前经济技术条件下可优先勘探开发的非常规石油相对富集高产的目标区。在目前技术条件下,依靠水平井体积压裂和平台式“工厂化”作业等技术,“较高资源丰度区(段)”一般为有一定构造背景、长期处于石油聚集方向的有利区带(段),这是“甜点区(段)”评价的地质属性;“人工渗透率区(段)”一般为天然裂缝发育、脆性矿物含量较高和水平应力差较小的有利区带(段),这是“甜点区(段)”评价的工程属性。

致密油“经济甜点区”包括“地质甜点区(段)、工

程甜点区(段)、效益甜点区(段)”,只有3个“甜点区(段)”匹配叠置才能有效开采。“地质甜点区(段)”着眼于源岩品质($R_o = 0.85\% \sim 1.30\%$, $TOC > 2\%$)、储集能力(致密油孔隙度 $> 8\%$)、渗流能力(地层压力、渗透率、天然裂缝、原油品质等)、资源丰度(含油饱和度 $> 50\%$, 资源丰度 $> 20 \times 10^4 \text{ t/km}^2$)和资源规模(资源量 $> 1 \times 10^8 \text{ t}$, 单井累产 $> 2 \times 10^4 \text{ t}$)等综合评价。“工程甜点区(段)”着眼于岩石脆性(致密储层脆性矿物含量 $> 70\%$)、应力大小(地应力 $< 40 \text{ MPa}$)、各向异性(水平应力差 $< 10 \text{ MPa}$)、埋藏深度($< 3500 \text{ m}$)和地表条件(基础设施、水力电力供应、交通运输等条件优越)等综合评价。“效益甜点区(段)”着眼于油价变化(油价 $> 70 \text{ 美元/bbl}$)、市场机制(工程服务公司、管道公司、销售公司等市场化)、管理方式(研发、作业、运输、销售等程序无缝链接)、政策支撑(财政补贴、新技术研发激励基金等)和环境保护(符合环境保护法规定、绿色作业)等综合评价(图6;表2)。

4.3 应用实例

4.3.1 鄂尔多斯盆地

鄂尔多斯盆地中生界长7致密油大面积分布,面积 $10 \times 10^4 \text{ km}^2$,其中致密油储量规模大于 $20 \times 10^8 \text{ t}$ ^[2,4-5,12,41](图7)。纵向上,延长组页岩层系下部为页岩油段,上部为致密油段,致密油“甜点区”主要受均质块状砂体分布控制(图8)。延长组最大湖侵期——长7油层组沉积期,半深湖-深湖相沉积广泛,以厚层深灰、灰黑色泥岩、页岩沉积为主,厚度由几米到几十米,分布面积 $5.4 \times 10^4 \text{ km}^2$ 。根据113块样品分析统计,延长组下段泥页岩有机质丰度高,TOC值一般介

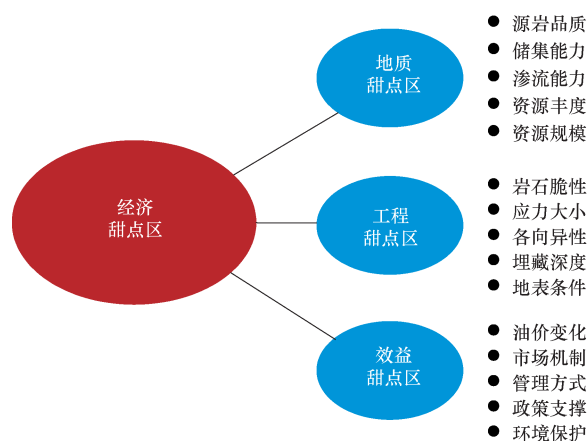


图6 致密油“甜点区”评价三品质要素

Fig.6 Top three quality proxies for the assessment of sweet spot zone of tight oil in shale formations

表 2 致密油“甜点区”地质评价标准

Table 2 Geological evalation standards for the sweet spot zone of tight oil

评价内容	参数	甜点区分级指标 (P_i)		
		I 级 (P_{iI})	II 级 (P_{iII})	III 级 (P_{iIII})
岩性	储层有效厚度/m	>15	15~10	10~5
	储地比	砂岩含量/%	>80	80~75
		碳酸盐岩含量/%	>70	70~60
	泥质含量/%	<15	15~20	20~30
	面积/km ²	>50	50~30	<30
	埋藏深度/m	<3 500	3 500~4 500	>4 500
物性	孔隙度/%	碎屑岩	>12	12~8
		碳酸盐岩	>7	7~4
	覆盖渗透率/(10 ⁻³ μm ²)	0.1~0.05	0.05~0.01	0.01~0.001
含油性	含油饱和度/%	>65	65~50	50~40
	地面原油密度/(g·cm ⁻³)	<0.75	0.75~0.85	0.85~0.92
	气/油比	>100	100~10	<10
烃源岩特性	有效厚度/m	>20	20~15	15~5
	有机质类型	I 型、II ₁ 型	II ₁ 型为主	II ₂ 型为主
	平均 TOC/%	>2	2~1	1~0.5
	成熟度(R_o)/%	1.1~0.9	0.9~0.8	0.8~0.6
	面积/km ²	>300	300~150	<150
脆性因子	泊松比	<0.2	0.2~0.3	0.3~0.4
	杨氏模量/(10 ⁴ MPa)	>3	3~2	2~1
地应力特性	水平两向主应力倍数	≈1	1~1.5	1.5~2
	孔隙压力系数	>1.2	1.2~1.0	1.0~0.8
经济性	投资收益率/%	>10	10~5	<5

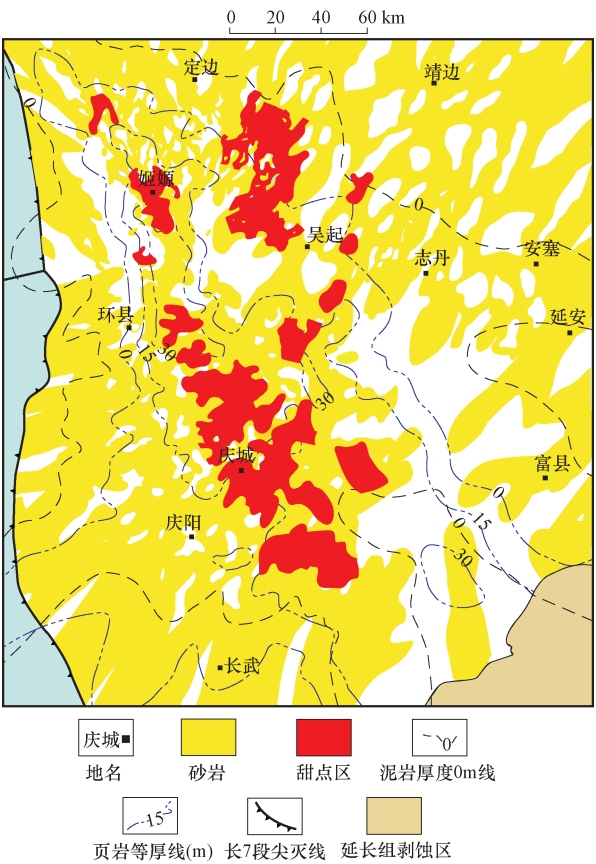


图 7 鄂尔多斯盆地上三叠统长 7 致密油“甜点区”分布
Fig. 7 Distribution of tight oil sweet spot zones in the Upper Triassic Chang 7 member, Ordos Basin

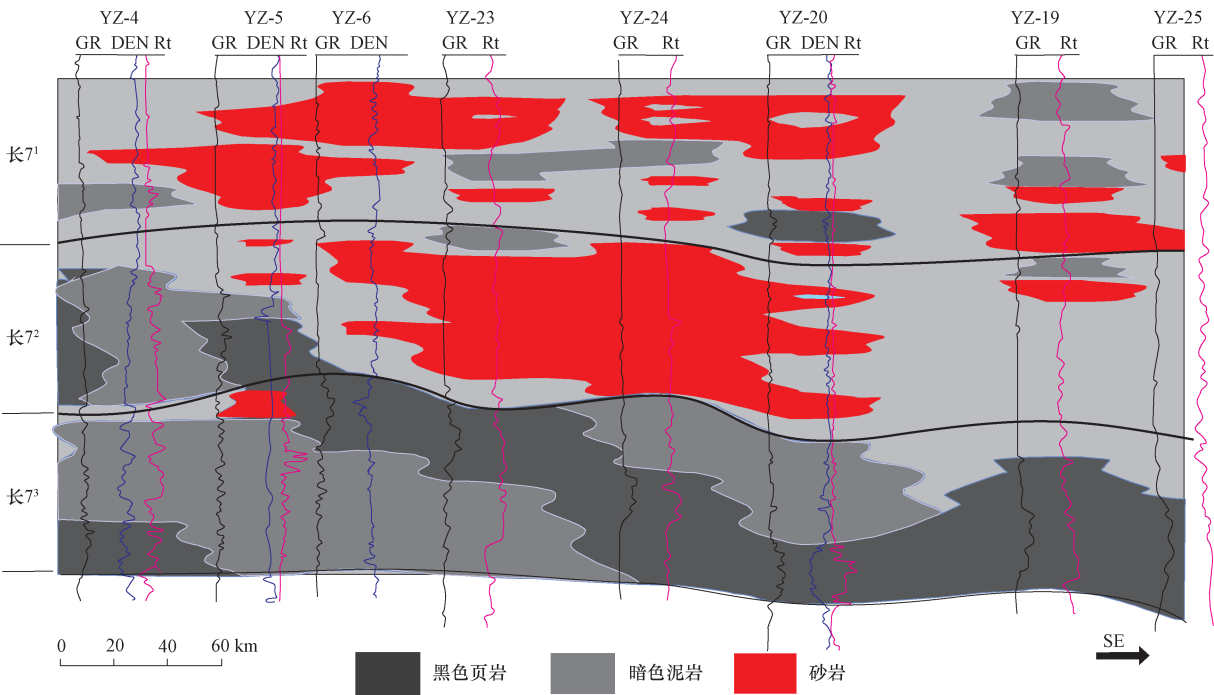


图 8 鄂尔多斯盆地上三叠统长 7 连续型致密油地层剖面
Fig. 8 The stratigraphic section of continuous tight oil formation in the Upper Triassic Chang 7 member, Ordos Basin

于3%~16%,平均值为9.3%;I-II₁型干酪根,处于成熟-高成熟阶段, R_o 为0.7%~1.1%;长7泥页岩总生烃量 $(1\ 200\sim1\ 800)\times10^8\text{t}$,平均排烃率约40%~70%,黑色泥页岩内滞留巨量的液态烃资源;页岩油开发的主要制约因素是粘土矿物含量高(一般为40%~50%)、孔隙不发育(孔隙度一般为0.5%~4.0%)及地层压力低。致密油分布受两套沉积物源体系控制:1)北东向物源体系影响下的缓坡三角洲前缘沉积,源-储组合主要为薄层夹互型,源岩厚度较小,致密油为运移型石油聚集;2)南西向物源体系影响下的陡坡重力流沉积,源-储组合主要为厚层底生型,源岩厚度较大,致密油为近源型石油聚集。根据71块样品分析统计,致密油储层孔隙度较高(一般为6%~16%,平均值8%),渗透率较低(一般低于 $0.3\times10^{-3}\mu\text{m}^2$),脆性矿物含量高(一般为65%~85%),含油饱和度一般为60%~80%,致密油为近源型石油聚集。

4.3.2 准噶尔盆地

准噶尔盆地吉木萨尔凹陷芦草沟组具有丰富的致密油资源(图9,图10),纵向上发育两个“甜点段”,“甜点区”分布主要受成熟度及富有机质页岩-高孔隙致密储层厚度控制。上“甜点段”致密油运移聚集、页岩油原位滞留,平面上分布于凹陷大部,“甜点区”主要分布在凹陷中部;下“甜点段”致密油、页岩油均原位聚集,整个凹陷均有分布,“甜点区”主要分布在

凹陷中、西部。源岩条件较好,TOC平均为5%~6%; R_o 介于0.8%~1.1%,II型干酪根;云质粉-细砂岩等优质储层发育,储层物性较好,基质孔发育,孔隙度在6%~20%,渗透率整体小于 $1\times10^{-3}\mu\text{m}^2$,微-细孔喉为主,连通性好;含油性较好,含油饱和度一般大于70%,原油密度 $0.88\sim0.89\text{g/cm}^3$,基本不含水;储层脆性较好,脆性矿物含量高,脆性指数大于60%,弹性模量大于 $1.0\times10^4\text{MPa}$,泊松比小于0.35;水平地应力差值较小,一般小于6MPa,利于体积压裂。

5 结论

1) 中国致密油分布范围广、类型多,勘探前景广阔,资源潜力较大。据估算,中国陆相致密油地质资源量为 $178.20\times10^8\text{t}$,技术可采资源量为 $17.65\times10^8\text{t}$,主要分布在鄂尔多斯盆地、松辽盆地和渤海湾盆地等,分布层系主要为中生界和新生界,岩性主要为致密砂岩、致密碳酸盐岩和致密混积岩。

2) 中国陆相生油岩主要发育在中、新生代断陷、坳陷和前陆盆地,主要分布于坳陷区及斜坡带,分布面积、规模相对较小,一般单个面积小于 $2\ 000\text{km}^2$,但累计厚度大。储集层非均质性强、物性差,覆压基质渗透率多小于或等于 $1\times10^{-3}\mu\text{m}^2$;压力系数变化大,既有超压,也有负压,油质相对较重;发育天然裂缝系统,单井产量一般较低。

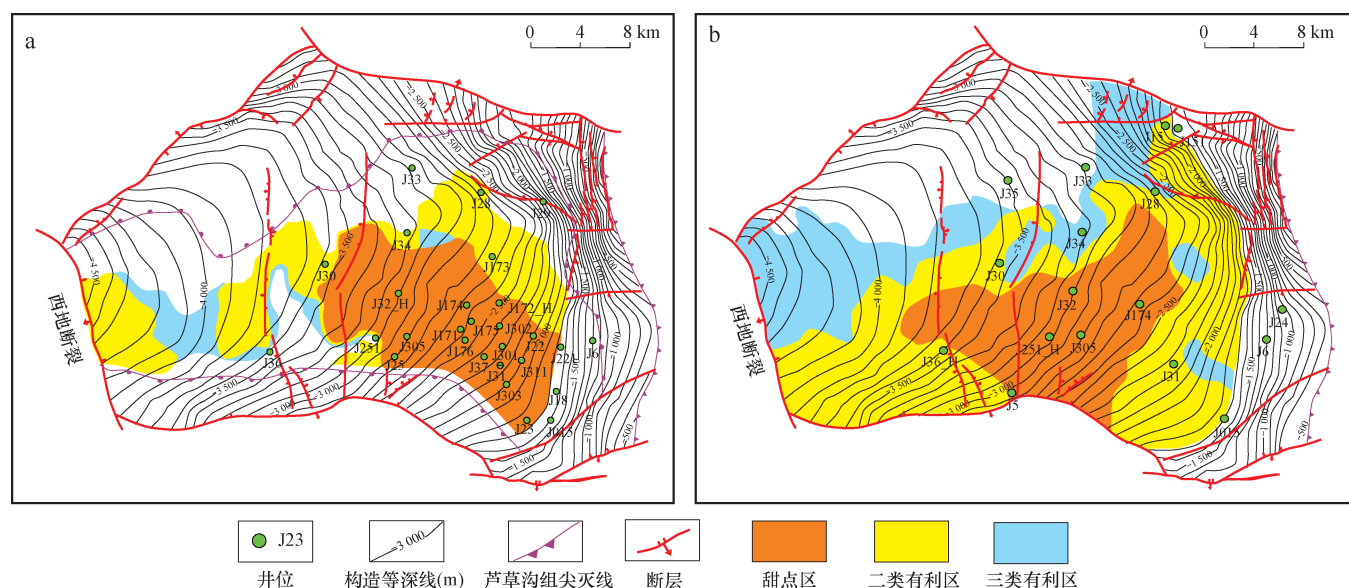


图9 准噶尔盆地吉木萨尔凹陷芦草沟组致密油“甜点区”分布

Fig. 9 The distribution of sweet spot zones of tight oil in the Lucaogou Formation of Jimsar Sag, Junggar Basin

a. “上甜点区”; b. “下甜点区”

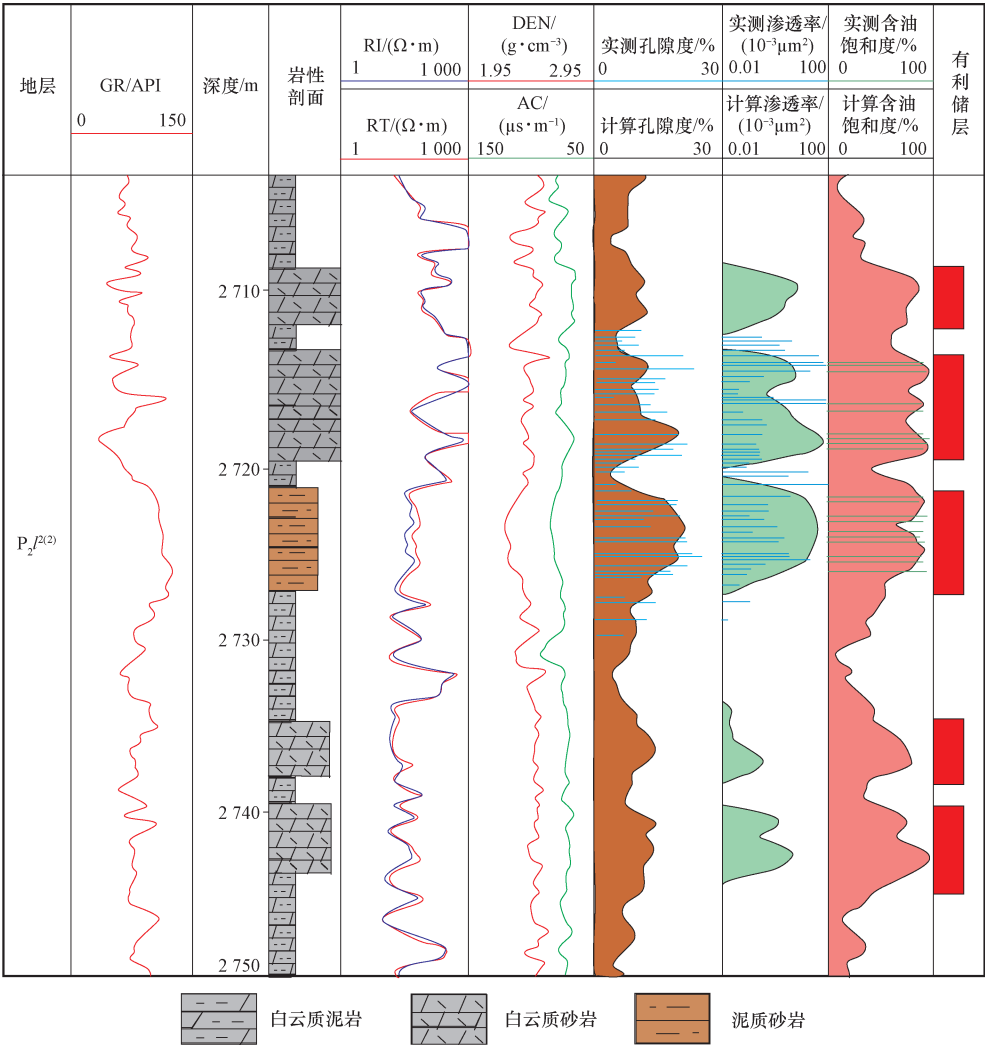


图 10 准噶尔盆地吉木萨尔凹陷芦草沟组致密油“甜点段”综合评价

Fig. 10 The comprehensive assessment of sweet spot sections of tight oil in the Lucaogou Formation of Jimsar Sag, Junggar Basin

3) 生烃增压是致密油有效运聚动力,持续沉降盆地的斜坡带和坳陷中心区是致密油发育有利区。优质成熟烃源岩广覆式分布,以Ⅰ型和Ⅱ型为主,多数 TOC 大于 2%,热演化成熟度 (R_o) 为 0.5%~1.3%。源-储间互或上、下紧密接触,有源-储互层型、源下储上型、源上储下型和源-储一体型 4 种类型。

4) 中国发育 4 种类型致密油储层,包括致密砂岩、致密碳酸盐岩、致密混积岩与致密沉凝灰岩储层。致密油储层具有类型多、分布广、厚度大的特征,但储层致密,以微-纳米孔喉系统为主,非均质性强。溶蚀孔隙与裂缝良好匹配区是寻找有利储层的最优位置。

5) 源灶供烃充足性与有效性是致密油规模形成的基础。致密油“甜点区”一般位于或邻近泥页岩排烃高值区,源岩品质和源-储组合类型控制“甜点区”平面分布范围;储集空间与可动流体是形成致密油“甜点区”的保障,“甜点区”多发育在宽缓背景下的局部

微构造区。“甜点区”评价包括烃源岩预测、储集层预测、脆性评价与预测、地应力评价和“甜点区”地震属性综合预测 5 项关键技术。

参 考 文 献

[1] 邹才能,陶士振,侯连华,等.非常规油气地质学[M].北京:地质出版社,2014.
Zou Caineng, Tao Shizhen, Hou Lianhua, et al. Unconventional petroleum geology[M]. Beijing: Geological Publishing House, 2014.

[2] 杨华,李士祥,刘显阳,等.鄂尔多斯盆地致密油、页岩油特征及资源潜力[J].石油学报,2012,34(1):1-11.
Yang Hua, Li Shixiang, Liu Xianyang, et al. Characteristics and resource prospects of tight oil and shale oil in Ordos Basin[J]. Acta Petrolei Sinica, 2012, 34(1): 1-11.

[3] 支东明,唐勇,杨智峰,等.准噶尔盆地吉木萨尔凹陷陆相页岩油地质特征与聚集机理[J].石油与天然气地质,2019,40(3):524-535.
Zhi Dongming, Tang Yong, Yang Zhifeng, et al. Geological characteristics and accumulation mechanism of continental shale oil in Jimu-

- saer sag, Junggar Basin [J]. Oil & Gas Geology, 2019, 40(3): 524 – 535.
- [4] 姚泾利, 邓秀芹, 赵彦德, 等. 鄂尔多斯盆地延长组致密油特征[J]. 石油勘探与开发, 2013, 40(2): 150 – 158.
- Yao Jingli, Deng Xiuqin, Zhao Yande, et al. Characteristics of tight oil in Triassic Yanchang Formation, Ordos Basin [J]. Petroleum Exploration and Development, 2013, 40(2): 150 – 158.
- [5] 付金华, 喻建, 徐黎明, 等. 鄂尔多斯盆地致密油勘探开发新进展及规模富集可开发主控因素[J]. 中国石油勘探, 2015, 20(5): 9 – 19.
- Fu Jinhua, Yu Jian, Xu Liming, et al. New advances on tight oil exploration and development and key factors of tight oil enrichment in the Ordos Basin [J]. China Petroleum Exploration, 2015, 20(5): 9 – 19.
- [6] 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.
- [7] 朱如凯, 吴松涛, 苏玲, 等. 中国致密储层孔隙结构表征需注意的问题及未来发展方向[J]. 石油学报, 2016, 37(11): 1323 – 1336.
- Zhu Rukai, Wu Songtao, Su Ling, et al. Problems and future works of porous texture characterization of tight reservoirs in China [J]. Acta Petrolei Sinica, 2016, 37(11): 1323 – 1336.
- [8] 杜金虎, 何海清, 杨涛, 等. 中国致密油勘探进展及面临的挑战[J]. 中国石油勘探, 2014, 19(1): 1 – 9.
- Du Jinhu, He Haiqing, Yang Tao, et al. Progress in China's tight oil exploration and challenges [J]. China Petroleum Exploration, 2014, 19(1): 1 – 9.
- [9] 贾承造, 郑民, 张永峰. 中国非常规油气资源与勘探开发前景[J]. 石油勘探与开发, 2012, 39(2): 129 – 136.
- Jia Chengzao, Zheng Min, Zhang Yongfeng. Unconventional hydrocarbon resources in China and the prospect of exploration and development [J]. Petroleum Exploration and Development, 2012, 39(2): 129 – 136.
- [10] 金之钧, 白振瑞, 高波, 等. 中国迎来页岩油气革命了吗? [J]. 石油与天然气地质, 2019, 40(3): 451 – 458.
- Jin Zhijun, Bai Zhenrui, Gao Bo, et al. Has China ushered in the shale oil and gas revolution? [J]. Oil & Gas Geology, 2019, 40(3): 451 – 458.
- [11] 邹才能, 杨智, 陶士振, 等. 纳米油气与源储共生型油气聚集[J]. 石油勘探与开发, 2012, 39(1): 13 – 26.
- Zou Caineng, Yang Zhi, Tao Shizhen, et al. Nano-hydrocarbon and the accumulation in coexisting source and reservoir [J]. Petroleum Exploration and Development, 2012, 39(1): 13 – 26.
- [12] 邹才能, 朱如凯, 吴松涛, 等. 常规与非常规油气聚集类型、特征、机理及展望[J]. 石油学报, 2012, 33(2): 173 – 187.
- Zou Caineng, Zhu Rukai, Wu Songtao, et al. Types, characteristics, genesis and prospects of conventional and unconventional hydrocarbon accumulations [J]. Acta Petrolei Sinica, 2012, 33(2): 173 – 187.
- [13] 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.
- [14] 邹才能, 张国生, 杨智, 等. 非常规油气概念、特征、潜力及技术[J]. 石油勘探与开发, 2013, 40(4): 385 – 399, 454.
- Zou Caineng, Zhang Guosheng, Yang Zhi, et al. Geological concepts, characteristics, resource potential and key techniques of unconventional hydrocarbon: On unconventional petroleum geology [J]. Petroleum Exploration and Development, 2013, 40(4): 385 – 399, 454.
- [15] 吴 Songtao, 朱 Rukai, 杨 Zhi, 等. Distribution and characteristics of lacustrine tight oil reservoirs in China [J]. Journal of Asian Earth Sciences, 2019, 178: 20 – 36.
- [16] 张文正, 杨华, 杨奕华, 等. 鄂尔多斯盆地长7 优质烃源岩的岩石学、元素地球化学特征及发育环境[J]. 地球化学, 2008, 37(1): 59 – 64.
- Zhang Wenzheng, Yang Hua, Yang Yihua, et al. Petrology and element geochemistry and development of Yanchang Formation Chang-7 high quality source rocks in Ordos Basin [J]. Geochimica, 2008, 37(1): 59 – 64.
- [17] 张文正, 杨华, 彭平安, 等. 晚三叠世火山活动对鄂尔多斯盆地长7 优质烃源岩发育的影响[J]. 地球化学, 2009, 38(6): 573 – 582.
- Zhang Wenzheng, Yang Hua, Peng Ping'an, et al. The influence of Late Triassic volcanism on the development of Chang 7 high grade hydrocarbon source rock in Ordos Basin [J]. Geochimica, 2009, 38(6): 573 – 582.
- [18] 蒲秀刚, 周立宏, 韩文中, 等. 细粒相沉积地质特征与致密油勘探——以渤海湾盆地沧东凹陷孔店组二段为例[J]. 石油勘探与开发, 2016, 43(1): 24 – 34.
- Pu Xiugang, Zhou Lihong, Han Wenzhong, et al. Geologic features of fine-grained facies sedimentation and tight oil exploration: A case from the second member of Paleogene Kongdian Formation of Cangdong sag, Bohai Bay Basin [J]. Petroleum Exploration and Development, 2016, 43(1): 24 – 34.
- [19] 张林晔, 李钜源, 李政, 等. 北美页岩油气研究进展及对中国陆相页岩油气勘探的思考[J]. 地球科学进展, 2014, 29(6): 700 – 711.
- Zhang Linye, Li Juyuan, Li Zheng, et al. Advances in shale oil/gas research in North America and considerations on exploration for continental shale oil/gas in China [J]. Advances in Earth Science, 2014, 29(6): 700 – 711.
- [20] Bradley W H, Eugster H P. Geochemistry and paleolimnology of the trona deposits and associated authigenic minerals of the Green River Formation of Wyoming [R]. U. S. Geological Survey Professional Paper 496 – B, 1964: 71.
- [21] Surdam R C, Stanley K O. Effects of changes in drainage-basin boundaries on sedimentation in Eocene Lakes Gosiute and Uinta of Wyoming, Utah, and Colorado [J]. Geology, 1980, 8: 135 – 139.
- [22] Delmelf P, Lamert M, Dufrene Y, et al. Gas/aerosol-ash interaction in volcanic plumes: New insights from surface analyses of fine ash particles [J]. Earth and Planetary Science Letters, 2007, 259: 159 – 170.

- [23] Hofmann P, Ricken W, Schwark L, et al. Geochemical signature and related climatic-oceanographic processes for early Albian black shales; Site 417D, North Atlantic Ocean [J]. *Cretaceous Research*, 2001, 22: 243–257.
- [24] 袁伟, 柳广弟, 罗文斌. 鄂尔多斯盆地延长组长7段沉积速率及其对烃源岩有机质丰度的影响[J]. *西安石油大学学报(自然科学版)*, 2016, 31(5): 20–26.
- Yuan Wei, Liu Guangdi, Luo Wenbin. Deposition rate of the seventh member of Yangchang Formation, Ordos Basin and its impact on organic matter abundance of hydrocarbon source rock [J]. *Journal of Xi'an Shiyou University (Natural Science Edition)*, 2016, 31(5): 20–26.
- [25] Duggen S, Croot P, Schacht U, et al. Subduction zone volcanic ash can fertilize the surface ocean and stimulate phytoplankton growth: Evidence from biogeochemical experiments and satellite data [J]. *Geophysical Research Letters*, 2007, 34: L01612e.
- [26] Duggen S, Olgun N, Croot P, et al. The role of airborne volcanic ash for the surface ocean biogeochemical iron cycle: A review [J]. *Biogeosciences*, 2010, 7(3): 827–844.
- [27] 梁浩, 李新宁, 马强, 等. 三塘湖盆地条湖组致密油地质特征及勘探潜力[J]. *石油勘探与开发*, 2014, 41(5): 563–572.
- Liang Hao, Li Xinning, Ma Qiang, et al. Geological features and exploration potential of Permian Tiaohu Formation tight oil, Santanghu Basin, NW China [J]. *Petroleum Exploration and Development*, 2014, 41(5): 563–572.
- [28] 李登华, 李建忠, 黄金亮, 等. 火山灰对页岩油气成藏的重要作用及其启示[J]. *天然气工业*, 2014, 34(5): 56–65.
- Li Denghua, Li Jianzhong, Huang Jinliang, et al. 2014. An important role of volcanic ash in the formation of shale plays and its inspiration [J]. *Natural Gas Industry*, 2014, 34(5): 56–65.
- [29] 邱欣卫, 刘池洋, 李元昊, 等. 鄂尔多斯盆地延长组凝灰岩夹层展布特征及其地质意义[J]. *沉积学报*, 2009, 27(6): 1138–1146.
- Qiu Xinwei, Liu Chiyang, Li Yuanhao, et al. Distribution characteristics and geological significance of tuff interlayers in Yanchang Formation of Ordos Basin [J]. *Acta Sedimentologica Sinica*, 2009, 27(6): 1138–1146.
- [30] 张文正, 杨华, 解丽琴, 等. 鄂尔多斯盆地延长组长7优质烃源岩中超微化石的发现及意义[J]. *古生物学报*, 2011, 50(1): 109–117.
- Zhang Wenzheng, Yang Hua, Xie Liqin, et al. Discovery of micro- and nanofossils in high-grade hydrocarbon source rocks of the Triassic Formation Chang 7 Member in Ordos Basin and its significance [J]. *Acta Palaeontologica Sinica*, 2011, 50(1): 109–117.
- [31] 吉利明, 徐金鲤, 宋之光. 鄂尔多斯盆地延长组湖相蓝藻及其油源意义[J]. *微体古生物学报*, 2012, 29(3): 270–281.
- Ji Liming, Xu Jinli, Song Zhiguang. Lacustrine cyanobacteria from the Yanchang Formation in the Ordos Basin and its implication of oil source [J]. *Acta Micropalaeontologica Sinica*, 2012, 29(3): 270–281.
- [32] 雷勇, 冯庆来, 桂碧雯. 安徽巢湖平顶山剖面上二叠统大隆组有机质富集的地球生物学模式[J]. *古地理论*, 2010, 12(2): 202–211.
- Lei Yong, Feng Qinglai, Gui Biwen. Geobiological model for organic enrichment in the Upper Permian Dalong Formation of Pingdingshan section at Chaohu, Anhui [J]. *Journal of Palaeogeography*, 2010, 12(2): 202–211.
- [33] Betts J N, Holland H D. The oxygen content of ocean bottom waters, the burial efficiency of organic carbon, and the regulation of atmospheric oxygen [J]. *Global & Planetary Change*, 1991, 97(1–2): 5.
- [34] Tyson R V. Sedimentation rate, dilution, preservation and total organic carbon: Some results of a modelling study [J]. *Organic Geochemistry*, 2001, 32(2): 333–339.
- [35] Ding Xiujian, Liu Guangdi, Zha Ming, et al. Relationship between total organic carbon content and sedimentation rate in ancient lacustrine sediments: A case study of Erlian Basin, northern China [J]. *Journal of Geochemical Exploration*, 2015, 149(1): 22–29.
- [36] 熊林芳, 刘池阳, 邱欣卫, 等. 鄂尔多斯盆地晚三叠世构造活动及对优质烃源岩发育的影响[J]. *地质科技情报*, 2015, 34(2): 109–115.
- Xiong Linfang, Liu Chiyang, Qiu Xinwei, et al. Tectonic activity of Late Triassic in Ordos Basin and its effect on the formation of high quality source rocks [J]. *Geological Science and Technology Information*, 2015, 34(2): 109–115.
- [37] 王璞珺, 高有峰, 程日辉, 等. 松科1井南孔白垩系青山口组二、三段沉积序列精细描述: 岩石地层、沉积相与旋回地层[J]. *地学前缘*, 2009, 16(2): 288–313.
- Wang Pujun, Gao Youfeng, Cheng Rihui, et al. Description of Cretaceous sedimentary sequence of the second and third member of the Qingshankou Formation recovered by CCSD-SK-1 borehole in Songliao Basin: Lithostratigraphy, sedimentary facies and cyclic stratigraphy [J]. *Earth Science Frontiers*, 2009, 16(2): 288–313.
- [38] 邱振, 孙桓, 王清晨, 等. 瓜德鲁普统一乐平统全球界线层型剖面沉积相和层序地层[J]. *沉积学报*, 2014, 32(3): 429–441.
- Qiu Zhen, Sun Shu, Wang Qingchen, et al. Facies and sequence stratigraphy of the global stratotype sections for the boundary between the Guadalupian and Lopingian [J]. *Acta Sedimentologica Sinica*, 2014, 32(3): 429–441.
- [39] Andrew D H, Bradley D R, Moldovan J M. Organic geochemistry of oil and source rock strata of the Ordos Basin, North-Central China [J]. *AAPG Bulletin*, 2007, 91: 1273–1293.
- [40] 李登华, 刘卓亚, 张国生, 等. 中美致密油成藏条件、分布特征和开发现状对比与启示[J]. *天然气地球科学*, 2017, 28(7): 1126–1138.
- Li Denghua, Liu Zhaoya, Zhang Guosheng, et al. Comparison and revelation of tight accumulation conditions, distribution characteristics and development status between China and U. S. [J]. *Natural Gas Geoscience*, 2017, 28(7): 1126–1138.
- [41] Wu Songtao, Zou Caineng, Zhu Rukai, et al. Characteristics and origin of tight oil accumulations in the Upper Triassic Yanchang Formation of the Ordos Basin, North-Central China [J]. *Acta Geologica Sinica (English Edition)*, 2016, 90(5): 1804–1817.