

致密岩油的研究进展、存在问题和发展趋势

王震亮^{1,2}

(1.大陆动力学国家重点实验室(西北大学),西安 710069; 2.西北大学地质学系,西安 710069)

摘要:致密岩油是我国石油勘探比较现实的接替领域。致密岩油研究的难点在于:致密化过程与不同级别孔隙对石油迁移的影响,石油可否发生明显运移;是否全部为连续性油气聚集。近年来,人们总结出国内致密岩油的主要地质特征,初步探索了致密岩油的形成分布、富集成藏特征,逐步建立了纳米级孔喉的观测技术。国外研究认为,致密岩层内的流体流动受控于优势孔隙—喉道的分布,中孔网络与有机质内的大孔相连,提高了致密岩层的渗透性;致密油在富集过程中也会发生明显的侧向运移;连续性油气聚集模型不能准确反映威利斯顿盆地和大绿河盆地的油气资源潜力。今后应关注:岩石致密化过程和微米—纳米级孔喉的形成分布、致密岩油的赋存状态和运移成藏机理、我国致密岩油的资源潜力评价指标等3个关键科学问题。

关键词:致密岩油;孔隙结构;赋存状态;运移和成藏;资源潜力

中图分类号:TE132.2

文献标识码:A

Research progress, existing problem and development trend of tight rock oil

Wang Zhenliang^{1,2}

(1.State Key Laboratory of Continental Dynamics, Northwest University, Xi'an, Shaanxi 710069, China;

2.Department of Geology, Northwest University, Xi'an, Shaanxi 710069, China)

Abstract: Tight rock oil is a more realistic exploration domain of oil fields to succeed. The difficulties in tight rock oil research include the impact of tight process and different porosity classes on petroleum migration, whether petroleum has been transported or not, and whether all the reservoirs are continuous. In recent years, the main geologic features of domestic tight rock oil has been concluded, a preliminary discussion of the generation, distribution and accumulation of tight rock oil has been carried out, and an observation and measurement technique of nano-class pores has been established gradually. By contrast, the overseas researchers suggest that the fluid flow in tight rocks is controlled by the distribution of dominant pore-throat size. The networks of mesopores are observed to connect with large macropores within organic matter, which would obviously increase permeability in tight rocks. The obvious lateral migration of tight rock oil may take place during enrichment process. The model of continuous hydrocarbon accumulation could not evaluate accurately the resource potential in both the Williston Basin and the Greater Green River Basin. In near future, three crucial scientific problems should be focused on: rock tightening process and the relative distribution of micro- and nano- pore and throat structure, the occurrence state and migration and accumulation mechanisms of tight rock oil, as well as the evaluating indicators of resource potential of Chinese tight rock oil.

Key words: tight rock oil; pore structure; occurrence state; migration and accumulation; resource potential

随着油气勘探和开发技术的提高,以及油气等能源价格的不断增长,非常规的致密岩油资源已成为油气地质研究和油气勘探的焦点之一。尽管人们对常规含油气系统内控制油气生成、运移和聚集的主要过程已经有了较为充分的理解,能够进行基本可信的资源评价,但在潜在的、具有一定连续性的非常规资源内,资源评价的结果往往具有较大的模糊性^[1]。例如,目前基于圈闭大小和采收率假定的

资源估算方法,一般是根据常规含油气系统推导出来的,并不完全适用于非常规含油气系统。因为在非常规油气系统内的一些不确定因素,如与渗透率和有机质吸附能力^[2]及矿物表面相关的油气饱和度、滞留潜力以及隐蔽性油气藏的圈闭机制^[3-4]上升为主控因素。与此同时,对非常规油气采收率参数论述较少,并强烈依赖于井距与钻井和/或压裂技术。为了迎接致密油气成藏组合带来的重大

收稿日期:2013-06-24;修订日期:2013-10-08。

作者简介:王震亮(1966—),男,博士,教授(二级),从事油气地质学教学和研究工作。E-mail: wangzl@nwu.edu.cn。

基金项目:国家自然科学基金面上项目(41172122)、国家高技术研究发展计划“863”计划项目(2012AA050103)联合资助。

挑战,迫切需要将致密岩油的研究深入到演化过程和对假设的实际资料检验等 2 个主要方面,有关资源评价及其预测方法也须进行相应的修订^[5]。目前有关致密岩油的研究逐渐受到国内油气行业的重视,但在石油的赋存状态、储集方式、运移成藏、资源评价等方面的研究还比较薄弱,甚至有很大争议。作者在对国内外致密岩油研究的大量重要文献调研基础上,结合相应的研究体会,试图梳理出致密岩油国内外的研究现状、存在问题和发展趋势,以期能对我国致密岩油的全面、深入研究有一定促进作用。

1 致密岩油的含义

致密油是致密岩(储层)油的习称,对其定义目前尚不统一。贾承造等认为,致密岩油是指以吸附或游离状态赋存于生油岩中,或与生油岩互层、紧邻的致密砂岩、致密碳酸盐岩等储集岩中,未经过大规模长距离运移的石油聚集^[6]。储层孔隙度小于 10%,渗透率小于 $1 \times 10^{-3} \mu\text{m}^2$ (基质覆压渗透率小于 $0.1 \times 10^{-3} \mu\text{m}^2$),孔喉直径 $d_n < 1 \mu\text{m}$;单井无自然产能;无明显传统意义上“藏”边界的概念。对其定义也有广义和狭义之分^[7],本文采用广义内容,即主要包括致密砂岩(或灰岩)油和页岩油。

对于渗透率小于 $1 \times 10^{-3} \mu\text{m}^2$ 的致密储层,长庆油田根据筛选出的 4 个分类参数:启动压力梯度、有效孔喉体积分数、主流喉道半径、可动流体饱和度进行分类评价,发现渗透率与启动压力梯度成反比,与其它 3 个因素成正比,构建了一个综合性四元分类系数 F_{eci} ^[8]:

$$F_{\text{eci}} = \ln \frac{(\phi_e / \phi_{\text{emax}})(S_o / A_{\text{omax}})(r_m / r_{\text{mmax}})}{\lambda / \lambda_{\text{max}}} \quad (1)$$

式中, ϕ_e : 有效孔隙度; S_o : 可动流体饱和度; r_m : 主流喉道半径; λ : 启动压力梯度。据此提出,在 $k = (0.1 \sim 1) \times 10^{-3} \mu\text{m}^2$ 时, $F_{\text{eci}} = 1.5 \sim 4.0$ 为超低渗 I 类, $F_{\text{eci}} = 0 \sim 1.5$ 为超低渗 II 类, $F_{\text{eci}} = -2.0 \sim 0$ 为超低渗 III 类。三者的界限分别对应于储层渗透率分别为 0.5×10^{-3} , 0.3×10^{-3} , $0.1 \times 10^{-3} \mu\text{m}^2$, 并以此级别为依据,进行了超低渗储层开发技术的攻关。

2 致密油(页岩油)的研究意义和难点

2.1 致密岩油——国内石油勘探的现实接替领域

随着油气工业的发展,在有待勘探开发的油气资源中,常规油气所占比例越来越少,非常规油气逐渐成为重点。油气勘探开发领域从常规油气向

非常规油气跨越,是石油工业发展的必然趋势^[9]。在非常规油气中,致密岩油处于重要地位,2003—2008 年,我国主要沉积盆地的新增石油储量中,低—特低渗石油所占比例从 69.1% 提高到 87% (6 年平均占到 73.5%)^[8],因而是我国石油勘探最现实的接替领域。

根据国土资源部等部委联合完成的“新一轮全国油气资源评价”,在我国可采的石油资源中,致密岩油占 2/5。采用资源丰度类比法进行的预测和初步评价认为,中国主要盆地致密岩油地质资源总量为 $(106.7 \sim 111.5) \times 10^8 \text{ t}$,可采资源量为 $(13 \sim 14) \times 10^8 \text{ t}$ ^[6]。鄂尔多斯、准噶尔、松辽、渤海湾、四川等盆地的致密岩油资源丰富,是未来勘探的重点。

据预测,鄂尔多斯盆地的致密岩油地质资源量为 $(35 \sim 40) \times 10^8 \text{ t}$ ^[9]。其中仅长 6、长 7 段的致密砂岩油资源近 $20 \times 10^8 \text{ t}$,长 7 段页岩油资源约 $11 \times 10^8 \text{ t}$ 。近 10 年,先后在鄂尔多斯盆地延长组发现了西峰、姬塬、华庆等 3 个低渗—超低渗(多为致密砂岩)油田,已探明石油地质储量十余亿吨,可形成 $(24 \sim 26) \times 10^8 \text{ t}$ 的储量规模,并在国内率先实现了规模、有效开发,成为原油上产的重要资源^[8]。目前,长庆油田致密砂岩油年产量已超过 $4 \times 10^6 \text{ t}$,成为建成“西部大庆”的重要支撑。

2.2 美国威利斯顿盆地巴肯组——致密岩油勘探开发的成功代表

最近 10 年,美国致密油的勘探、开发取得重大进展^[10]。2000 年在威利斯顿盆地上泥盆统巴肯(Bakken)组中的低渗透白云质粉砂岩中发现了大规模致密油资源,勘探获得突破。此外,还有白垩系鹰滩(Eagle Ford)组、涅布拉拉(Niobrara)组的碳酸盐岩或砂岩储层。致密油主要形成于烃源岩内部的储集夹层,如巴肯组可分为上、中、下 3 段,其上、下段为黑色含沥青的页岩/泥岩组成的烃源岩,中段粉砂岩、细砂岩和粉砂质白云岩组成的储层。其次发育在紧邻烃源岩上、下的储集岩内,且储油层具备一定的基质孔隙度。威利斯顿盆地巴肯组、德克萨斯南部鹰滩组致密油分别以海相页岩和海相泥灰岩为源岩,其中的有机碳含量分别达 5%~20% 和 3%~7%,生烃潜量($S_1 + S_2$)高,最高可达 101.4 mg/g。威利斯顿盆地巴肯组大于 10 m 的烃源岩面积约 $15 \times 10^4 \text{ km}^2$,占盆地总面积的 60%。烃源岩的成熟度(R_o)为 0.6%~1.0% 间,致密油的密度为 0.81~0.83 g/cm³,原油黏度为 0.3~0.4 mPa·s,为典型的轻质油;发育异常压力,压力系数 1.35~1.58。威利斯顿盆地巴肯组致密油储层的物性存在一定

差别:美国境内孔隙度 2%~9% (平均 4.9%), 渗透率 $(0.001 \sim 1) \times 10^{-3} \mu\text{m}^2$ (平均 $0.05 \times 10^{-3} \mu\text{m}^2$); 而在加拿大, 孔隙度 1%~16% (平均 9.4%), 渗透率 $(0.01 \sim 10) \times 10^{-3} \mu\text{m}^2$ (平均 $0.3 \times 10^{-3} \mu\text{m}^2$)。威利斯顿盆地 Elm Coulee 油田储层物性与石油产量的关系表明, 孔隙度大于 6%, 且裂缝较为发育时, 其单井的最终可采储量 (EUR) 最高。2005 年以来, 借鉴页岩气的勘探开发思路与技术, 产量快速上升, 2011 年美国致密油产量达 $0.3 \times 10^8 \text{ t}$, 一举扭转了美国持续 24 年的石油产量下跌趋势。

从威利斯顿盆地巴肯组致密油的勘探、开发实践看, 需要综合静态、动态资料找“甜点”^[10]。利用测井资料建立了大量的静态地质模型, 如密度孔隙度、中子孔隙度、表观密度、产层厚度、伽马射线、电阻率等模型, 在此基础上形成一个基于井的储层特征参数集。结合已建立的有机碳模型、热成熟度模型、矿物成分模型等, 利用地质统计学, 将数据集转化为网格模型, 生成储层特征图。将这些静态模型与动态模型 (产量统计模型、流动及储层压力模型) 相结合, 通过模糊识别技术, 成功用于“甜点”识别, 指导井位部署。

2.3 致密岩油研究中的难点

与常规储层相比, 非常规致密储层的孔隙结构更为复杂, 相渗曲线上存在较宽范围的“渗透率枷锁”^[11], 即在油、水两相的相对渗透率—饱和度曲线上, 2 条相渗曲线并非如常规储层那样交叉, 而是分布于各自高饱和度的两端, 其间存在较宽广的饱和度间隔, 无论是水相还是油相均不流动。同时, 致密储层内可不同程度地发育裂缝, 大大提高了游离相油气运移、成藏和产出时的输导能力。此外, 由于构造—沉积—成岩作用“三位一体”式的综合作用, 造成致密储层的非均质性严重, 油、气产能“甜点” (Sweet Spots) 的形成机制复杂。因此, 油气地质学关于油气藏形成的一般原理很难适用此类储层和油气聚集, 按照连通性储层提交的油、气储量与地质实际间存在较大偏差, 等等, 这影响了对致密岩油研究的广度和深度。

目前在非常规致密岩油领域内, 仍然存在一些国际性的科学难题, 如: (1) 影响储层致密化的构造、沉积和成岩控制因素及其对致密化的贡献评价; (2) 不同级别孔隙和孔隙结构的识别, 在大、中、小 3 个级别孔隙共存 (但比例变化很大) 条件下, 油气是否一定富集于最小的纳米级孔隙内; (3) 在高有机质含量的烃源岩, 其间夹持或上、下相邻致密储层内, 油、气的赋存状态 (游离态、吸附

态、分子扩散) 及其运移、富集规律, 是否一定不发生较长距离的运移; (4) 在成岩演化序列下, 储层致密化过程内, 流体动力与输导性能的联合作用, 对油气运移和成藏的影响是什么? 程度如何? (5) 致密岩油的富集规律是否全部为连续性聚集, 有无可能存在其它聚集类型?

上述问题的深刻解析, 将会进一步完善致密岩油的富集和成藏理论, 同时也为致密岩油的资源潜力评价, 构建更为切合地质实际的方法技术, 具有重要科学意义。

3 致密岩油的国内研究现状

在国内的长期油气勘探实践中, 对于类似鄂尔多斯盆地延长组的致密储层 (特—超低渗储层), 人们曾用“井井见油、井井不流”对其做了形象的描述。近年来, 有关致密岩油的研究和实验技术取得了长足的进展, 主要表现在:

3.1 国内致密岩油的主要地质特征

目前在鄂尔多斯盆地三叠系延长组、四川盆地侏罗系大安寨组、准噶尔盆地东部吉木萨尔凹陷二叠系芦草沟组等获得工业发现, 松辽盆地青山口组 (扶—杨油层)、渤海湾盆地沙河街组等致密岩油区具有良好资源前景。邹才能等认为, 国内致密岩油的主要地质特征是^[11]:

①圈闭界限不明确。如鄂尔多斯盆地延长组致密岩油区石油大面积连续分布, 不具明确圈闭边界, 石油在平面上呈连续或准连续状分布于整个盆地。

②油水分布复杂, 非浮力聚集或浮力驱动不显著, 未见明显水动力效应, 无统一油水界限和压力系统。

③常发育异常压力, 裂缝高产。可发育异常高压 (大部分盆地) 或异常低压 (鄂尔多斯盆地)。四川盆地侏罗系致密岩油在裂缝发育区往往能获得高产, 形成“甜点区”。

④非达西渗流为主。致密砂岩基质渗透率普遍为 $(0.001 \sim 0.5) \times 10^{-3} \mu\text{m}^2$, 导致石油在进入储层时以“非达西流”的方式渗流。

⑤短距离运移为主。石油排出烃源岩后, 多数就近在紧邻源岩的致密储层富集。

⑥主要发育纳米级孔喉连通体系。鄂尔多斯盆地长 6 油层组致密砂岩孔喉半径小于 $0.1 \mu\text{m}$ 的孔喉约占总体孔喉的 65.1%, 纳米级孔喉所占比例最高, 且孔喉系统具有一定连通性。

3.2 致密岩油的形成分布、富集成藏特征

我国致密岩油以陆相湖盆沉积为主, 烃源岩与

储层一体化或紧邻接触,储集砂体与烃源岩在侧向指状交叉、垂向上频繁互层,大大提高了源、储之间的接触面积,生一储一盖形成了典型的“三明治”结构^[12-13],是大范围富集成藏的重要基础。主要表现为薄饼式、似层状和集群式成藏,保证了成藏的规模性,表现为大面积、大范围成藏。从而提升了叠合盆地中深层和坳陷盆地斜坡低部位—坳陷区油气资源发现潜力^[14-15]。

根据致密砂岩气藏烃源岩生排烃高峰期与储层致密演化史间的关系,将致密砂岩气藏划分为 2 种类型:储层先期致密深盆气藏型与储层后期致密气藏型^[16]。前者主要沿凹陷中心、前陆侧缘斜坡、构造斜坡分布,后者表现为早期常规聚集、晚期致密化改造、复式成藏等阶段。这为研究致密岩油的成岩—成藏关系提供重要借鉴。

通过对低渗储层成岩过程、沥青赋存状态的观察,发现陇东地区长 8¹ 段内石油在 multi 期成岩背景下,至少发生了 3 期石油充注^[17],即侏罗纪晚期长 8¹ 段孔渗良好的储层内油气充注,形成常规油藏;其后因各种成岩作用持续进行而储层致密化;生烃高峰——早白垩世,致密储层内石油沿早期运移形成的亲油性的路径网络和优势输导通道,发生侧向运移、聚集成藏。

研究认为,鄂尔多斯盆地伊陕斜坡三叠系延长组中、下组合主要为致密和近致密砂岩油藏,其成藏模式是介于常规与非常规油藏或连续与不连续型油气聚集之间的一种过渡类型,可称为“准连续型油藏或油气聚集”^[18]。

从运聚动力和成藏方式看,致密储层内的石油成藏机制以超压充注为主,无一定圈闭形态,石油聚集成藏的范围为超压传递到达的边界,超压梯度大,油充注的距离和圈闭滞留的范围就大,含油饱和度也相对高。可将这种运移充注的方式称为“动力圈闭”^[19],既表示油被超压充注到低渗透致密储层中的重要成藏作用,也反映出低渗透致密储层能够滞留油气、聚集成藏的三维空间范围。

3.3 纳米级孔隙的观测技术

致密油储层的微观—超微观孔隙结构,包括微米级(>1 μm)和纳米级(<1 μm)孔隙。前者主要通过铸体薄片分析即可,后者必须借助场发射扫描电镜等实验技术方可实现^[20]。

直接观察法:包括激光共聚焦显微镜(LSCM)、扫描电镜(SEM)、环境扫描电镜(ESEM)等分析技术。

间接测定法:包括气体吸附法、同步辐射小角

X 射线散射(SAXS)技术、岩心压汞分析、核磁共振技术。

数值模拟重构法:包括 X 射线断层三维扫描(X-CT)、聚焦离子束成像(FIB)技术等。

3.4 典型代表——鄂尔多斯盆地延长组具有发育致密岩油的优越地质条件

1980 年代中期,长庆油田在鄂尔多斯盆地长 6—长 7 段发现了深湖重力流砂岩致密岩油^[6]。晚三叠世,鄂尔多斯盆地周边构造运动频繁,火山和地震多发,具备发育重力流沉积的条件。长 7 段沉积时盆地处于最大湖泛期,湖盆中心与斜坡发育大面积的砂质碎屑流和浊积扇砂体。长 6 段沉积时,随着湖盆逐渐萎缩,侵蚀基准面持续降低,三角洲前缘砂体重力滑塌普遍。重力流沉积的砂岩厚度一般 5~25 m,以细砂、极细砂为主,孔喉细小,主要储集空间为残余粒间孔、溶蚀孔和晶间孔,孔隙度一般 4%~10%,渗透率一般小于 $0.3 \times 10^{-3} \mu\text{m}^2$ 。三叠系主力生油岩为长 7 油层组,特别是油页岩段有机质丰度较高,有机碳含量为 13.75%,生烃潜量平均为 43.58 mg/g,氯仿沥青“A”含量平均 0.896%,氢指数(I_H)为 200~400 mg/g,干酪根类型以 II₁ 型为主, R_o 为 0.7%~1.16%。油页岩累计厚度大于 20 m 的分布区域沿湖盆 NW-SE 向展布,分布面积 $2.5 \times 10^4 \text{ km}^2$,油页岩平均厚度 11.2 m,密度为 2.12 g/cm^3 ,重量 $9\,940 \times 10^8 \text{ t}$ 。每克油页岩残留液态烃含量平均为 2.64 mg。油页岩含油率 3.5% 以上可达到工业品位,长 7 油层组达此标准的有效油页岩比例约为 40%,计算鄂尔多斯盆地长 7 油层组页岩油资源量超过 $10 \times 10^8 \text{ t}$ ^[21]。如果考虑长 7 段以下的长 8 油层组致密岩油,则资源潜力更大。延长组致密砂岩储层中大多数连通的孔喉直径大于临界孔喉直径,满足油气在致密储层中运移的条件。根据致密岩油层与生油岩层的接触关系,形成了 3 种致密岩油储集层类型:①致密块状砂岩储层;②砂岩—泥岩互层型储层;③油页岩型致密储层。

总之,国内对非常规致密岩油(页岩油)的研究已经起步,但总体上处于引进、吸收阶段。目前已形成了中国致密岩油总体分布特征的认识,对一些盆地进行了初步资源评价,针对致密岩油气的成藏要素、成岩—成藏时序、成藏机理进行了初步探讨,但对致密岩油的形成分布、赋存状态、富集规模和资源潜力等核心问题和主要方面亟待深入探讨。

4 致密油(气)的国外研究进展

发育于烃源岩内部的油、气(页岩油、气),储

集性夹层或其上、下相邻储层(如致密油、气),其所依赖的特殊储层孔隙结构、流动单元、油气储存能力大小,能否运移,是否成藏,以及其资源潜力大小,是国外致密油、气近年研究的重点。

4.1 储层孔隙结构和流动单元

致密油气藏以表征困难而著名,研究常规储层所形成的常规方法不适合于致密油气藏。为此,Clarkson等提出致密粉砂岩和页岩气藏中流动单元和孔隙结构分析的新方法,以表征致密气藏的渗透率非均质性和孔隙结构,并用于流动单元识别^[22]。采用的方法是:(1)将剖面渗透率用于表征致密气岩心中精细级别(<2.5 cm)的垂向非均质性,完成的测量数据超过500个;(2)在围限压力下岩心柱上收集到的脉冲衰减渗透率测量,将剖面渗透率校正到原地应力条件下,剖面渗透率13个点的平均值与测井解释孔隙度测量建立关系;(3)应用 N_2 吸附—致密气的新方法估算致密气藏样品的孔隙大小分布。应用PDPK-400(CoreLab)探针渗透仪,通过岩心表面被氧环封闭的探针尖端测量压裂衰减的速率,在约2.5 cm的层段获得了剖面渗透率数据,渗透率的测定范围为 $0.001 \times 10^{-3} \sim 20 \mu m^2$ 。孔隙—喉道分布是渗透率的重要控制因素,优势孔隙—喉道直径控制了压汞所示的流体流动,一些对应力敏感的贡献可能由样品中的微裂缝引起。测量了3个样品的 N_2 吸附等温线,发现等温线与有关孔隙形态和孔隙大小分布有关。2个样品吸附—解吸曲线并不重叠,形成一条滞后回线。研究结果表明,较大孔隙范围内的峰值与优势孔隙大小的独立估算对应良好,而较小孔隙范围内的峰值可能与黏土含量有关。

与常规储层相比,致密岩油存在于更加细小的孔隙—喉道系统内,如页岩油气存在于页岩的微孔—纳米孔内,但常规的研究手段难以奏效。Hildenbrand等曾应用注入Hg和伍德合金、SEM、XRD(X射线探伤)和颗粒大小分析对泥岩孔隙空间形态开展了初步研究^[23],研究第三系泥岩的微构造和相关搬运过程,伍德合金的优点是能看到“冻”的注入过程,最小的孔隙铸体直径小于40 nm,而最大的瓶形孔隙直径可达 $5 \mu m$ 。后者可见于所有样品,常围绕粉砂或砂粒的出现。

Slatt等研究了巴内特和福沃德含气页岩的孔隙类型对认识细粒岩石中油气运移通道的贡献,发现Barnett和Woodford页岩内不同的孔隙类型^[24]。扫描电镜揭示,2套页岩内出现了孔隙性絮凝物。现今页岩内诱发的微沉积构造和结构,以

及保存下来的絮凝物,说明这一过程在搬运和沉积期间的活动性。絮凝物间孔隙空间是开放的,能为气体分子提供储存空间,以及通过页岩的渗透通道。孔隙也见于有机质内,后者可以是分散颗粒,也可是泥岩黏土颗粒的薄膜。Barnett页岩内也常见孔隙性粪粒。保存的化石碎片,如有机质为壁的孢子、无机海绵骨针具有洞状中央小舱,在埋藏后部分保留或完全打开。粒间孔隙位于不同矿物的颗粒(如黄铁矿草莓状结核)之间。页岩基质内的微通道,可作为泄露或显微沉积构造的分界面,也可为油气运移提供渗透性通道。还常见微裂缝,其出现可能与矿物晶体结构有关。

Chalmers等通过孔隙形状、比重测量、表面积和场发射扫描电镜和透射电镜分析表征Barnett等5个页岩单元含气页岩的纳米级孔隙系统^[25]。为了解这些岩石的孔隙系统,需进行总孔隙度、孔隙大小分布、表面积、有机地化、矿物组成和扫描电镜完成的图像分析等工作。研究发现,较高孔隙度的样品中孔的丰度较大。随着总孔隙度增加,微孔体积相对增加,而中孔和大孔的总体积减小。聚焦的离子束磨削、场发射扫描电镜、透射电镜提供了孔隙分布和形态的高分辨率(约5 nm)图像,虽提供了页岩气储层的可视化,但在统计上该方法并非十分有效。大孔和中孔可见于粒间孔,或受限于富干酪根集合体,未显示任何优势方向或排列平行于页岩纹层。中孔网络与富干酪根集合体内较大的大孔相连。这将明显提高致密储层的物性,特别是渗透性。

4.2 致密储层内的油气储存能力

研究发现,致密储层内油气的储存能力和赋存状态,取决于烃源岩的有机质含量、微孔体积、黏土矿物类型、岩石中Si/Al比大小(硅质/富石英的相对含量)等因素。

Ross等探讨了页岩组分和孔隙结构对页岩气藏气储存潜力的重要性^[26]。认为页岩成分和组构对孔隙结构和甲烷吸附有重要意义,西加拿大盆地泥盆系—石炭系(D-C)和侏罗系页岩具有复杂的、非均质性孔隙体积分布,发育低压 CO_2 和 N_2 吸附、高压Hg孔隙度。热成熟的D-C页岩($R_o = 1.6\% \sim 2.5\%$), CO_2 微孔体积在 $0.3 \sim 1.2 \text{ cm}^3/\text{g}$, N_2 比表面积 $5 \sim 31 \text{ m}^2/\text{g}$ 。侏罗系页岩($R_o = 0.9\% \sim 1.3\%$)发育较小的微孔,对应值分别为 $0.23 \sim 0.63 \text{ cm}^3/\text{hg}$ (CO_2)和 $1 \sim 9 \text{ m}^2/\text{g}$ (N_2)。干、湿平衡的页岩上高压 CH_4 等温线显示,随着总TOC增大气体吸附量增加。D-C页岩内的 CH_4 吸附量随着

TOC 和微孔体积的增加而增大,说明与有机质馏分有关的微孔隙主要控制了 CH_4 吸附量。但侏罗系页岩的吸附能力仅部分与微孔体积有关,大量的吸附气能力与表面积无关,暗示部分甲烷通过基质沥青质内的溶解而得以保存下来。可溶 CH_4 对 D-C 页岩内的气体储存没有起到主要作用,有机质的构造转化发生在热成岩期间,产生和/或打开了显微孔隙,故气体可吸附于上。因此,与侏罗系页岩相比,泥盆—石炭系页岩单位有机质重量可吸附更多的甲烷。无机物质影响了页岩的模式孔隙大小、总孔隙度和吸附特征。黏土矿物有能力将气吸附到其内部结构,吸附量取决于黏土类型。伊利石和蒙脱石的 CO_2 微孔体积分别是 $0.78, 0.79 \text{ cm}^3/\text{hg}$, N_2 比表面积 $25, 30 \text{ m}^2/\text{g}$, 吸附甲烷 $2.9, 2.1 \text{ cm}^3/\text{g}$ (干基), 这反映了黏土小片不规则表面间的微孔隙,可能与黏土晶体本身的大小有关。压汞孔隙度分析显示,富有机质页岩的总孔隙度大于富硅质页岩,由于开放的孔隙与铝硅酸盐部分相关。富黏土的沉积(低 Si/Al 比)具有单一模式的孔隙大小分布小于 10 nm , 平均总孔隙度为 5.65% 。硅质/富石英的页岩(高 Si/Al 比)用压汞分析显示没有任何微孔或中孔,总孔隙度平均为 1% (类似于燧石)。

4.3 油气在微孔内的分子迁移特征

已有研究显示,对页岩渗透率最可能有贡献的孔隙类型是:孔隙性絮凝物、有机质孔、微裂隙、微通道^[24]。如果粪粒和化石残余(如海绵骨针)与孢子相接触,并排列成足够厚的薄层或层状,也可提供一些渗透率。而沉积颗粒和矿物晶体(如黄铁矿)内的粒内孔,分散在页岩基质内,有可能不会贡献多大渗透率。尽管不可能透视气体分子通过页岩的运移,但可能捕捉到小油滴通过页岩运移的阶段。在扫描电镜照片上,加利福尼亚上中新统 Monterey 页岩内可见小油滴发生初次运移时的形态。应用相似的扫描电镜与加水热模拟实验技术,也可观察到福沃德页岩油气运移的阶段,事实上,气体分子的运移应比较大黏性小油滴的运移更为容易^[24]。

Teige 等根据低温环境扫描电镜虚拟颜色成像、注水的实验室模拟、岩心横截面的 CT 扫描和三维可视化成像,分析了油润湿通道形成过程中无裂缝盖层中的薄膜封闭渗漏机理^[27]。油气通过无裂缝泥岩盖层层序的渗漏,经常被想象为通过水润湿孔隙网络的油气渗流。通过这一过程发生的渗漏要求油气柱的浮力能够克服盖层孔隙的毛细管吸入压力。若不能克服,油气通过无水力破裂盖层

的渗漏将依赖油气的扩散,而这是极其缓慢的过程,导致油气在泥质岩中的滞留时间几乎无限。根据实验室的研究结果提出了油气通过无破裂页岩盖层渗漏的新模型:一是润湿性改变,二是毛细管封闭孔隙规模的流体流动。残余水通过储层,并进入盖层的这一流动,可导致在薄膜封闭下建立被油润湿的流动路径,导致封闭层内润湿性改变,从而允许封闭层以多相达西流的方式渗漏,而若封闭层亲水,且孔隙喉道足够小,则很难发生。模型也预测,流动路径只在局部形成,并发育为狭窄的渗漏通道,页岩内的残余油饱和度整体很低。这一研究的重要启示是:(1)毛细管封闭只在有限的时间段内奏效,在亲油流动路径通过封闭层建立后,允许薄膜渗漏,因此部分解释了大量巨型油田表现为动态、短期存在^[28];(2)石油可在页岩内通过亲油的流动路径而发生垂直运移。(3)页岩内残余油饱和度低,是因为运移的石油只能在分散的流动路径内的运动,受控于局部化润湿性改变。然而油的相对渗透率可能会相对较高,因为油可运移进入亲油的流动路径内。这一高的相对渗透率虽然 Okui 和 Waples 早已提出^[29],但没有解释为孔隙大小尺度上润湿性改变的结果。(4)盖层润湿性变化也将降低气的毛细管吸入压力,因此会降低其的封闭能力。由于气—油间的界面张力(γ)低于气—水间,游离相气运动将优先发生在亲油的流动路径内,而非封闭层的亲水带内。然而,随着石油酸被要求改变封闭层的润湿性,长期的毛细管捕获对不发育油柱的气藏比油藏(带或不带气顶)更可能有效。

Hildenbrand 等分析了非常规气系统的迁移特征,从而可为致密砂岩、页岩内石油分子的迁移提供重要证据^[30]。在非常规储集岩内,影响油气迁移的机制和过程主要包括:黏滞流、扩散、吸附和解吸。研究认为,页岩和煤的基质内气体迁移受控并受限于扩散作用。迁移取决于气体类型(如 CH_4 或 CO_2),可能受到强烈的吸附作用。在很多情况下,高毛细管门槛压力阻止了天然气以连续相通过输导性孔隙网络。与之形成对比的是,致密砂岩气储层允许气相发生毛细管控制下的黏滞流,因为在这些岩石的优势的流动条件下,要想确定含水饱和度和很难或几乎不可能,因此直接用有效气体渗透率和毛细管压力描述其中的两相(气/水)流,并在稳定态和非稳定态共存的饱和条件下,系统研究了这一关系。

4.4 致密岩油的运移和富集

众所周知,威利斯顿盆地的 Bakken 组是致密

油系统的第一个实例,也是现今勘探条件下最有利的非常规油成藏组合之一。尽管 Bakken 组油藏自发现以来已经开始生产,但有关排烃过程和运移距离的讨论仍然富有争议。Kuhn 等对美、加边界的威利斯顿盆地 Bakken 组低渗含油气系统进行了三维模拟研究,研究中将源岩地化分析结果与三维模型内盆地随时间的演化相结合^[5]。根据有效的沉积记录解释出进积—退积旋回与最大水深约 250 m。白垩纪期间落基山西部前陆盆地隆起、剥蚀引起碎屑物质大量流入,导致威利斯顿盆地处于最大埋深状态。而随后的晚白垩世和古近纪,逐渐增强的 Laramide 造山运动使盆地隆升,可能剥蚀厚度 550~700 m。该盆地的这一演化过程与我国的鄂尔多斯盆地多有相似之处。

Bakken 组页岩段的 w (TOC) 在 3%~25% 之间,主要由无定形的腐泥型干酪根组成。由于干酪根向油气的转变与随后的排烃作用,进入生油窗的样品 TOC 相对偏低。未成熟样品的 I_H 通常为 (540±20) mg/g,但随成熟度增加而降低,最小值约 (90±15) mg/g。

影响 Bakken 组石油运移的最重要参数是:孔隙度和渗透率及受沉降和压实的变化、生烃(动力学)的时间、垂向和侧向运移特征。进行油气运移模拟时,分别使用了 2 种不同的技术,即侵入渗逾(IP)和纯达西流。二者在油气运移的物理描述方面明显不同:基于渗逾的运移假定,在沉积盆地二次运移的时间刻度内,油气流动主要受孔隙介质内浮力与毛细管间平衡的控制;而达西流假定,流动速率受控于渗透率和流体黏度。达西流法用来假定能够正确描述流动过程,而渗逾法重建了模拟中针对一个时间步长的瞬间毛细管平衡位置。渗逾运移模拟结果显示,多数生成的烃从 Bakken 组源岩排出进入中段。中段内的聚集主要分布在盆地的深部区,代表了统计意义上非均质、低渗储层内被毛细管封闭的流体。随着孔、渗增加,较浅层段的毛细管入口压力降低,模拟的油气柱容易超过毛细管入口压力,流体在侧向上运移到盆地以外。而使用达西流模型计算时,中段饱和油孔隙的面积达到比源岩内更大的侧向范围,强化了其中发生更大距离的侧向运移,有效孔隙的油气饱和度从盆地中部高成熟区向上倾方向呈放射状降低。此外,2 种流动模型模拟的石油物理性质与多数实测的 Bakken 油藏产出情况吻合良好。Bakken 组石油系统的进一步分析揭示,它含有所有常规石油系统的元素,而主要的差别在于储层物性低、主要的圈闭

机制模糊不清。

美国怀俄明西南部大绿河盆地的低渗油气藏不是连续型气聚集或盆地中心气系统的一部分^[1],其中的产能取决于形成了不可思议的甜点(Sweet spots)。盆地内全部有重要意义的气田均出现在常规圈闭内的低渗、物性差的储集岩内,即构造、地层或复合圈闭内。研究表明,该盆地既非在区域上被气所饱和,也并未接近残余水饱和度,水的产出普遍且广泛。低渗储层具有独特的岩石物理特征,目前人们难以完整地理解这些属性,从而引起对地下流体分布的误解。多相流、气的有效渗透率作为含水饱和度和上覆负荷变化的函数,控制了气田分布和单井产能和储层性能。研究认为,与大绿河盆地中油气发现相似的低渗含气系统,其资源评价方式应与常规含油气系统相似和一致。

北美 Barnett 页岩内影响油气富集的关键地质因素主要包括^[31]:①较高的有机质丰度。Barnett 页岩原始总有机碳平均为 6.41%,95%来自 I 型干酪根;②较高的热演化程度。Barnett 页岩 $R_o = 1.0\% \sim 1.3\%$,初次和二次裂解产生了大量微米—纳米级的有机质孔;③相对较高的孔隙度。包括原生孔隙、有机质孔、未被胶结的微裂缝、超压保存的孔隙;④较好的保存条件。Barnett 页岩游离气占 80%,因此对顶底板的保存条件要求很高。Barnett 页岩上覆的 Marble Falls 组、下伏的 Chappel 组的灰岩隔层,创造了很好的顶底板保存条件,现今发育的 26.2 MPa 的超压是其保存条件好的有力印证。

4.5 资源潜力评价

国外致密岩油气等非常规资源评价方法,以类比法和统计法为主。类比法以美国地质调查局的 FORSPAN 法为代表,统计法包括体积法、单井储量估算法(EUR)、随机模拟法、发现过程法和油气资源空间分布预测法等。

Kuhn 等在校正过的盆地模型框架内,综合威利斯顿盆地 Bakken 组石油系统的附加参数,评价 2 套源岩层段的生烃^[5]。根据 Bakken 组源岩的特定组分动力学、TOC 图和 Bakken 组层段的等厚图,该组内将生成约 $508.8 \times 10^8 \text{ m}^3$ 的石油。聚集起来的、能够开发的实际数量很低。油气地质储量内预测的气/油比为 110~220,预测的石油重度约 $44.5^\circ \pm 2.5^\circ \text{ API}$,这与 500 多口井内有效的生产数据是一致的。基于达西流和渗逾的方法,模拟出低渗透 Bakken 组石油系统运移和聚集,总体上在 Bakken 组中段产生了相似的高饱和区的轮廓,并延伸至比上、下段的成熟和饱和区更大的空间范围。2 种方

法预测的资源评价差别巨大,石油地质储量从达西流的约 $492.9 \times 10^8 \text{ m}^3$ 到渗逾模型的约 $119.2 \times 10^8 \text{ m}^3$,模拟的生烃和储量体积都显著高于美国地调局假定的未发现资源,如果预测的地质储量体积具有代表性,则表明致密油的采收率是很低的(1%~5%)。这一研究结果还显示,将连续性油气资源的概念用于 Bakken 石油系统,可能会过高估计资源潜力,因此应予以高度重视和重新评价。

Ross 等应用综合地层评价表征西加拿大盆地泥盆系—下石炭统地层页岩气的资源潜力^[32],发现 Besa River、Horn River、Muskwa 和 Fort Simpson 组在地下的热成熟地层厚度超过 1 km,面积约 125 000 km^2 ,气资源潜力巨大。总的气容量范围在 $(6.56 \sim 65.62) \times 10^8 \text{ m}^3/\text{km}^2$ 之间。其中 Horn River 组(包括侧向匹配的 Besa River 组下段泥岩)、Muskwa 组和 Besa River 组上段页岩和泥岩, $w(\text{TOC})$ 高达 5.7%。Horn River 和 Muskwa 组的优势页岩气潜力区覆盖了 6 250 km^2 的广大范围,平均 TOC 含量较高(电测校正算出 $w(\text{TOC}) > 3\%$,地层厚度超过 200 m。气容量可达 $(10.94 \sim 26.25) \times 10^8 \text{ m}^3/\text{km}^2$ 之间,天然气地质储量可能超过 $11.32 \times 10^{12} \text{ m}^3$ 。其中的气大部分为高温、高压引起的游离气。Muskwa 页岩在储层温度 60~80 $^\circ\text{C}$ 下吸附气容量在 0.3~0.5 cm^3/g ,而 Besa River 泥岩和页岩储层温度超过了 130 $^\circ\text{C}$,吸附气容量低,小于 0.01 cm^3/g (Liard 盆地区域)。当总孔隙体积(0.4%~6.9%)被气饱和时,潜在的有利气容量范围为 1.2~9.5 cm^3/g 。矿物特征对总气容量具有重要作用。富碳酸盐岩的样品,指示了相邻的碳酸盐岩台地和海湾层序,常具有较低的有机碳含量($w(\text{TOC}) < 1\%$)和孔隙度容量($\phi < 1\%$),及伴随的较低气含量。沿碳酸盐 Slave Point 组边缘的向海方向,Muskwa 和下 Besa River 组泥岩为硅质,且富 TOC(石英含量高达 92%, $w(\text{TOC})$ 达 5%),最有利于页岩气藏勘探,因为脆性、富有机质和硅质的岩相可能增强了裂缝。但在一些地区,需在硅质含量和孔隙度间寻找平衡点,以达到气容量的最优化。

4.6 小结

(1) 致密岩岩石的孔隙—喉道分布是渗透率的主控因素,优势孔隙—喉道直径控制了流体流动。絮凝物间开放的孔隙空间,能为气体分子提供储存空间和通过页岩的渗透通道。页岩基质内的微通道(沉积—构造界面、微裂缝),均可为油气运移提供渗透性通道。较高孔隙度的样品中孔的丰度较大,中孔网络与富干酪根集合体内较大的大孔相连,将明显提高致密岩石的物性,特别是渗透性。

(2) 从致密储层内的油气储存能力看,页岩具有复杂的、非均质性孔隙体分布,发育低压 CO_2 和 N_2 吸附、高压 Hg 孔隙度。随着总有机碳增大,气体吸附量增加,甲烷也可通过基质沥青质内的溶解而保存下来。无机物质影响了页岩的模态孔隙大小、总孔隙度和吸附特征。黏土矿物可将气吸附到其内部结构,吸附量取决于黏土类型。

(3) 无论是致密性储层(砂岩、碳酸盐岩),还是作为烃源岩的页岩,均有提高岩石渗透率、促进油气分子迁移的孔隙类型。小油滴、小气泡可以在页岩内发生初次运移,促进运移的机理包括:润湿性改变、毛细管封闭孔隙规模的流体流动。烃源岩内的石油可在分散的亲油流动路径内很方便地发生初次运移。影响油气迁移的机制和过程主要包括:黏滞流、扩散、吸附和解吸等方式。

(4) 从北美威利斯顿盆地致密油的研究结果看,来自 Bakken 组上、下段的石油,向中段的致密储集岩运移和富集过程中,都会发生明显的侧向运移距离,该组石油系统含有常规石油系统的所有元素,差别仅在于储层物性低、主要的圈闭机制模糊不清。美国大绿河盆地的低渗油气藏也不是连续性的油气聚集,其高产能取决于发育了不可思议的“甜点”,多相流、气的有效渗透率作为含水饱和度和上覆负荷变化的函数,控制了气田分布和单井产能和储层性能。

(5) 应用该连续性油气聚集模型不能准确评价威利斯顿盆地和大绿河盆地的油气资源潜力。威利斯顿盆地 Bakken 组中段(粉砂岩段)产生了较高含油饱和度区域,其范围远大于上、下段烃源岩的成熟和饱和区,依次计算出的石油地质储量,远小于连续性油气聚集估算结果,与大绿河盆地中油气发现相似的低渗含气系统,其资源评价方式应与常规含油气系统相似。

5 我国致密油研究的发展趋势

目前在世界范围内,对非常规致密岩油的研究正处于起步和探索的关键阶段,如何针对我国非常规致密岩油的地质实际,形成适合中国地质特色的致密岩油富集成藏的理论 and 资源评价的方法技术,促进致密岩油的勘探和开发,是目前的首要任务。

为此,我国致密油研究和资源评价中应特别关注以下重要科学问题。

(1) 构造—沉积—成岩作用“三位一体”控制下的岩石致密化地质理论,微米—纳米级孔隙结构的分布规律;

①构造—沉积—成岩演化联合控制下岩石的致密过程及储层内的有利储—渗体分布。

②致密岩石内裂缝的分布规律及其渗透能力评价。

③岩石微观孔隙结构的识别(大孔、中孔、微孔所占比例)与流动单元划分。

④通过致密储层的岩石物理特征,认识岩石组构、孔隙形状、常规/有效渗透率、上覆负荷应力,预测低渗储层的性能及“甜点”的分布。

(2)致密岩油(页岩油)的地质特点、赋存状态和运移—成藏机理:

①非常规致密储层复杂孔隙结构对渗流流态的影响与油气成藏类型的界限;立足致密化作用的背景,确定非达西流流动的渗透率、喉道半径下限,分析致密背景下非均质性强的地区和层段,从而确定游离油气的富集规律。

②致密岩石内岩石组构、油/水的渗流方式与渗流规律;分析岩石组构与石油产出间的关系,研究不同含水饱和度和净负荷应力下的多相渗透率,并分析毛细管压力与净负荷应力的关系。

③致密岩石内石油的成藏动力、方式和机理;对比不甚连通储层内石油短距离运移的动力及与巨大毛细管阻力的相对大小;分析复杂相渗曲线对石油充注和成藏、油、水分异程度(宏观、微观)的影响;分别应用达西流和侵入渗逾(IP)2种模型,模拟致密储层内石油的成藏过程和机理。

④致密岩石内游离、吸附油的控制因素和富集规律;致密岩油的赋存状态(游离、吸附)及岩石组构、孔隙类型及其体积、有机质含量、黏土矿物类型等因素对不同相态石油的影响;探索不同温度、压力下致密砂岩、页岩内石油吸附量的变化和富集规律。

(3)我国致密岩油的资源潜力评价指标

①根据岩石的致密化与油气充注的相对时序,从渗透率和喉道半径等角度加以综合分类。

②“甜点”的发育规律;刻画主体低孔低渗段中的相对高孔高渗段(强非均质段),分析裂缝发育及其纵、横向连通程度、含油饱和度的分布规律,进行类似常规资源的潜力评价。

③吸附态石油资源潜力;应按有限元法确定石油吸附母体的范围(而不能取总平均值),具体反映总有机碳、氢指数、氧指数、生烃强度、体积等参数的变化,分别根据统计模型、数理模型综合评价该地区油气的吸附量和现有技术条件下可开采的技术储量。

④有利区带评价;致密油气评价的重点为“甜

点区”的评价,主要从烃源岩(有机碳含量、生烃潜力、镜质体反射率、厚度、分布面积)、储层(面积、厚度、物性、脆性)、经济性(埋藏深度、资源规模)等方面进行综合分析和评价。

这些亟待解决的重要问题,也从一个侧面反映了致密岩油领域在今后一个时期的发展趋势。

参考文献:

- [1] Shanley K W, Cluff R M, Robinson J W. Factors controlling prolific gas production from low-permeability sandstone reservoirs: Implications for resource assessment, prospect development, and risk analysis[J]. AAPG Bulletin, 2004, 88(8): 1083-1121.
- [2] Sandvik E I, Oung W A, Curry D J. Expulsion from hydrocarbon sources: The role of organic absorption[J]. Organic Geochemistry, 1992, 19(1/3): 77-87.
- [3] Curtis J B. Fractured shale-gas systems[J]. AAPG Bulletin, 2002, 86(11): 1921-1938.
- [4] Law B E. Basin-centered gas systems[J]. AAPG Bulletin, 2002, 86(11): 1891-1919.
- [5] Kuhn P P, Primio R D, Hill R, et al. Three-dimensional modeling study of the low-permeability petroleum system of the Bakken Formation[J]. AAPG Bulletin, 2012, 96(10): 1867-1897.
- [6] 贾承造, 邹才能, 李建忠, 等. 中国致密岩油评价标准、主要类型、基本特征及资源前景[J]. 石油学报, 2012, 33(3): 343-350.
- [7] 周庆凡, 杨国丰. 致密岩油与页岩油的概念与应用[J]. 石油与天然气地质, 2012, 33(4): 541-544, 570.
- [8] 杨华, 付金华. 超低渗透油藏勘探理论与技术[M]. 北京: 石油工业出版社, 2012.
- [9] 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.
- [10] 赵政璋, 杜金虎. 致密油气: 非常规油气资源现实的勘探开发领域[M]. 北京: 石油工业出版社, 2012.
- [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.
- [12] 赵文智, 汪泽成, 王红军, 等. 中国中、低丰度大油气田基本特征及形成条件[J]. 石油勘探与开发, 2008, 35(6): 641-650.
- [13] 赵文智, 胡素云, 王红军, 等. 中国中低丰度油气资源大型化成藏与分布[J]. 石油勘探与开发, 2013, 40(1): 1-13.
- [14] 宋岩, 洪峰. 四川盆地川西坳陷深盆地地质条件分析[J]. 石油勘探与开发, 2001, 28(2): 11-14.
- [15] 庞雄奇, 周新源, 姜振学, 等. 叠合盆地油气藏形成、演化与预测评价[J]. 地质学报, 2012, 86(1): 1-13.
- [16] 姜振学, 林世国, 庞雄奇, 等. 两种类型致密砂岩气藏对比[J]. 石油实验地质, 2006, 28(3): 210-213.
- [17] 罗晓容, 张刘平, 杨华, 等. 鄂尔多斯盆地陇东地区长¹段低渗油藏成藏过程[J]. 石油与天然气地质, 2010, 31(6): 770-778.
- [18] 赵靖舟, 白玉彬, 曹青, 等. 鄂尔多斯盆地连续型低渗透—致密砂岩大油田成藏模式[J]. 石油与天然气地质, 2012, 33(6): 811-827.
- [19] 李明诚, 李剑. “动力圈闭”: 低渗透致密储层中油气充注成藏的主要作用[J]. 石油学报, 2010, 31(5): 718-722.

镇向东以间湾沼泽相为主环境,煤层顶底板主要为泥岩,煤储层含气量在 15~18 m³/t 之间;而在研究区东部以分流河道为主环境一线,煤层平均含气量不足 10 m³/t。

4 结论

1) 韩城地区太原组主要发育潟湖—湖坪—障壁岛沉积和陆表海碳酸盐岩台地沉积,山西组为河控三角洲沉积。

2) 5 号煤形成于太原组沉积晚期,厚度较大,在全区发育稳定,厚煤带集中在东北端与西南端。3 号煤位于山西组中部,全区局部可采,富煤带分布范围与三角洲朵叶体分布范围一致。沉积环境同时控制着煤岩物性的变化和煤储层顶底板的岩性展布及厚度。总体而言,2 套主力煤层的有利开发区块为白马滩镇向东一带。

参考文献:

[1] 陈震. 韩城—合阳地区下二叠统煤层气富集的沉积条件 [M]//中石油煤层气有限责任公司,中联煤层气国家工程研究中心有限责任公司,编. 2010 年中国非常规天然气勘探开

发技术进展.北京:石油工业出版社,2011.

[2] 秦勇,傅雪海,傅国友,等.煤层气地质条件的沉积控制因素[M]//煤层气成藏机制及经济开发理论基础.北京:科学出版社,2005.

[3] 窦建伟,邵龙义,张鹏飞.河北省南部晚古生代含煤岩系层序地层研究[C]//层序地层学及其在油气勘探中的应用论文集.北京:石油工业出版社,1997:129-133.

[4] 贾建称.沁水盆地晚古生代含煤沉积体系及其控气作用[J].地球科学与环境学报,2007,29(4):374-382.

[5] 李明培,李智学,邵龙义,等.陕西省渭北煤田石炭—二叠系层序地层与聚煤作用研究[J].中国煤炭地质,2011,23(8):43-48.

[6] 赵庆波,孔祥文,赵奇.煤层气成藏条件及开采特征[J].石油与天然气地质,2012,33(4):552-560.

[7] Yao Yanbin, Liu Dameng, Qiu Yongkai. Variable gas content, saturation, and accumulation characteristics of Weibei coalbed methane pilot-production field in the southeastern Ordos Basin, China[J]. AAPG Bulletin, 2013, 97(8):1371-1393.

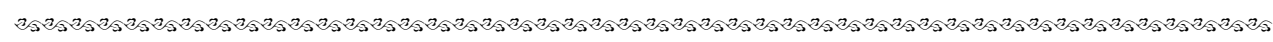
[8] 徐茂政,傅雪海.煤储层围岩成因类型划分及其封盖能力评述[J].江苏煤炭,1999,2(2):10-11.

[9] 秦勇,傅雪海,岳巍,等.沉积体系与煤层气储盖特征之关系探讨[J].古地理学报,2000,2(1):77-84.

[10] 傅家谟,刘德汉,盛国英.煤成烃地球化学[M].北京:科学出版社,1990.

[11] 刘占勇.白额勘探区含煤岩系沉积环境及其对煤层气富集的影响[J].河北工程大学学报:自然科学版,2012,29(2):53-57.

(编辑 黄娟)



(上接第 595 页)

[20] 邹才能.非常规油气地质[M].2 版.北京:地质出版社,2013.

[21] 杨华,李士祥,刘显阳.鄂尔多斯盆地致密岩油、页岩油特征及资源潜力[J].石油学报,2013,34(1):1-11.

[22] Clarkson C R, Jensen J L, Pedersen P K, et al. Innovative methods for flow-unit and pore-structure analyses in a tight siltstone and shale gas reservoir[J]. AAPG Bulletin, 2012, 96(2):355-374.

[23] Hildenbrand A, Urai J L. Investigation of the morphology of pore space in mudstones—first results[J]. Marine and Petroleum Geology, 2003, 20(10):1185-1200.

[24] Slatt R M, Brien N R O. Pore types in the Barnett and Woodford gas shales: Contribution to understanding gas storage and migration pathways in fine-grained rocks[J]. AAPG Bulletin, 2011, 95(12):2017-2030.

[25] Chalmers G R, Bustin R M, Power I M. Characterization of gas shale pore systems by porosimetry, pycnometry, surface area, and field emission scanning electron microscopy transmission electron microscopy image analyses: Examples from the Barnett, Woodford, Haynesville, Marcellus and Doig units[J]. AAPG Bulletin, 2012, 96(6):1099-1119.

[26] Ross D J K, Bustin R M. The importance of shale composition and pore structure upon gas storage potential of shale gas reservoirs[J].

Marine and Petroleum Geology, 2009, 26(6):916-927.

[27] Teige G M G, Hermanrud C, Rueslatten H G. Membrane Seal Leakage in Non-Fractured Caprocks by the Formation of Oil-Wet Flow Paths[J]. Journal of Petroleum Geology, 2011, 34(1):45-52.

[28] Macgregor D S. Factors controlling the destruction or preservation of giant light oilfields[J]. Petroleum Geoscience, 1996, 2(3):197-217.

[29] Okui A, Waples D W. Relative permeabilities and hydrocarbon expulsion from source rocks[C]//Dore A G, Augustson J H, Hermanrud C, et al, eds. Basin Modelling: Advances and Applications. Amsterdam: Norwegian Petroleum Society Conference, 1993:293-301.

[30] Hildenbrand A A, Ghanizadeh A, Krooss B M. Transport properties of unconventional gas systems[J]. Marine and Petroleum Geology, 2012, 31(1):90-99.

[31] 范昌育,王震亮.页岩气富集与高产的地质因素和过程[J].石油实验地质,2010,32(5):465-469.

[32] Ross D J K, Bustin R M. Characterizing the shale gas resource potential of Devonian-Mississippian strata in the Western Canada sedimentary basin: Application of an integrated formation evaluation[J]. AAPG Bulletin, 2008, 92(1):87-125.

(编辑 黄娟)