

蔡来星,卢双舫,肖国林,等.论优质源储耦合关系的控藏作用:对比松南致密油与松北致密气成藏条件.吉林大学学报(地球科学版),2018,48(1):15-28. doi: 10.13278/j.cnki.jjuese.20160357.

Cai Laixing, Lu Shuangfang, Xiao Guolin, et al. Controlling Action of Space-Time Coupling Relationship Between High-Quality Source Rocks and High-Quality Reservoirs: Contrasting Accumulation Conditions of Tight Oil in the Southern Songliao Basin with Tight Gas in the Northern Songliao Basin. Journal of Jilin University (Earth Science Edition), 2018, 48(1): 15-28. doi: 10.13278/j.cnki.jjuese.20160357.

论优质源储耦合关系的控藏作用: 对比松南致密油与松北致密气成藏条件

蔡来星^{1,2}, 卢双舫³, 肖国林^{1,2}, 王蛟^{1,2}, 吴志强^{1,2}, 郭兴伟^{1,2}, 侯方辉^{1,2}

1. 青岛海洋地质研究所, 山东 青岛 266071

2. 青岛海洋科学与技术国家实验室/海洋矿产资源评价与探测技术功能实验室, 山东 青岛 266237

3. 中国石油大学(华东)非常规油气与新能源研究院, 山东 青岛 266580

摘要:为了更清晰地理解优质烃源岩和优质储层的耦合关系在致密油气成藏过程中的控制作用,本文应用地化测试、恒速压汞、常规压汞、含烃流体包裹体等多种资料,对比了松辽盆地南部致密油和松辽盆地北部致密气的成藏条件。研究表明:1)优质源岩生、排烃中心基本吻合超压高值区,超压到达的边界就是致密油气富集边界。2)孔喉结构约束下的松南泉四段优质储层渗透率下限为 $0.10 \times 10^{-3} \mu\text{m}^2$,松北沙河子组优质储层的渗透率下限为 $0.05 \times 10^{-3} \mu\text{m}^2$ 。3)时间上,形成致密油气藏的前提条件是源储之间应具备“先致密后成藏”的匹配关系,这是决定其成藏机理的根本;空间上,2个研究区的“甜点区”均发育在近源、强压、高渗的优质源储叠合部位,其展布特征受控于优质源储的空间耦合关系。

关键词:控藏作用;时空耦合关系;优质源岩;优质储层;松辽盆地

doi:10.13278/j.cnki.jjuese.20160357

中图分类号:P618.13

文献标志码:A

Controlling Action of Space-Time Coupling Relationship Between High-Quality Source Rocks and High-Quality Reservoirs: Contrasting Accumulation Conditions of Tight Oil in the Southern Songliao Basin with Tight Gas in the Northern Songliao Basin

Cai Laixing^{1,2}, Lu Shuangfang³, Xiao Guolin^{1,2}, Wang Jiao^{1,2},

Wu Zhiqiang^{1,2}, Guo Xingwei^{1,2}, Hou Fanghui^{1,2}

收稿日期:2016-12-15

作者简介:蔡来星(1985—),男,在站博士后,主要从事油气地质学方向的研究, E-mail: qingxin717717@126.com

通信作者:卢双舫(1962—),男,教授,博士生导师,主要从事油气地质学及油气地球化学方面的研究, E-mail: lushuangfang@qq.com

基金项目:青岛市应用基础研究项目(2016239);鳌山科技创新计划项目(2015ASKJ03);国家地质调查专项项目(121201102000150009-14);国家自然科学基金项目(41776081,41402182)

Supported by Applied Basic Research Program of Qingdao(2016239), Science & Technology Innovation Program of Aoshan(2015ASKJ03), National Special Geological Survey Program of China(121201102000150009-14) and National Natural Science Foundation of China(41776081,41402182)

1. Qingdao Institute of Marine Geology, Qingdao 266071, Shandong, China
2. Qingdao National Laboratory for Marine Science and Technology/Evaluation and Detection Technology Laboratory of Marine Mineral Resources, Qingdao 266237, Shandong, China
3. Research Institute of Unconventional Petroleum and Renewable Energy, China University of Petroleum (East China), Qingdao 266580, Shandong, China

Abstract: In the forming process of tight sandstone oil and gas reservoirs, the spatial-temporal coupling relationship between high-quality source rocks and high-quality reservoirs is a crucial factor controlling the reservoir types and abundance. In order to better understand its controlling function, we applied the geochemical data, constant-rate mercury injection experiment, conventional mercury injection experiment, and fluid inclusions and other analytical data in the study area, and compared the tight oil reservoir in the southern Songliao basin with the tight gas reservoir in the northern Songliao basin. The distribution of a hydrocarbon generation and expulsion center of high quality source rocks is basically consistent with the overpressure zone, and its boundary limits the scope of tight oil-gas accumulation area. Besides, under the constraint of pore-throat structure, the lowest permeability of high-quality reservoirs is defined as $0.1 \times 10^{-3} \mu\text{m}^2$ in the fourth member of the Lower Cretaceous Quantou Formation (K_1q_4) in the southern Songliao basin, while $0.05 \times 10^{-3} \mu\text{m}^2$ in the Lower Cretaceous Shahezi Formation (K_1Sh) in the northern Songliao basin. Furthermore, one of the preconditions for forming tight oil-gas reservoirs is that the tighten period of reservoir should be earlier than that of the main hydrocarbon expulsion of source rock, which is the basis of the reservoir-forming mechanism. Spatially, the ‘reservoir sweet spots’ are developed always in the intersection of high-quality source rocks and high-quality reservoirs, where powerful pressure and high permeability and other geologic features are available.

Key words: controlling function; space-time coupling relationship; high-quality source rocks; high-quality reservoirs; Songliao basin

0 前言

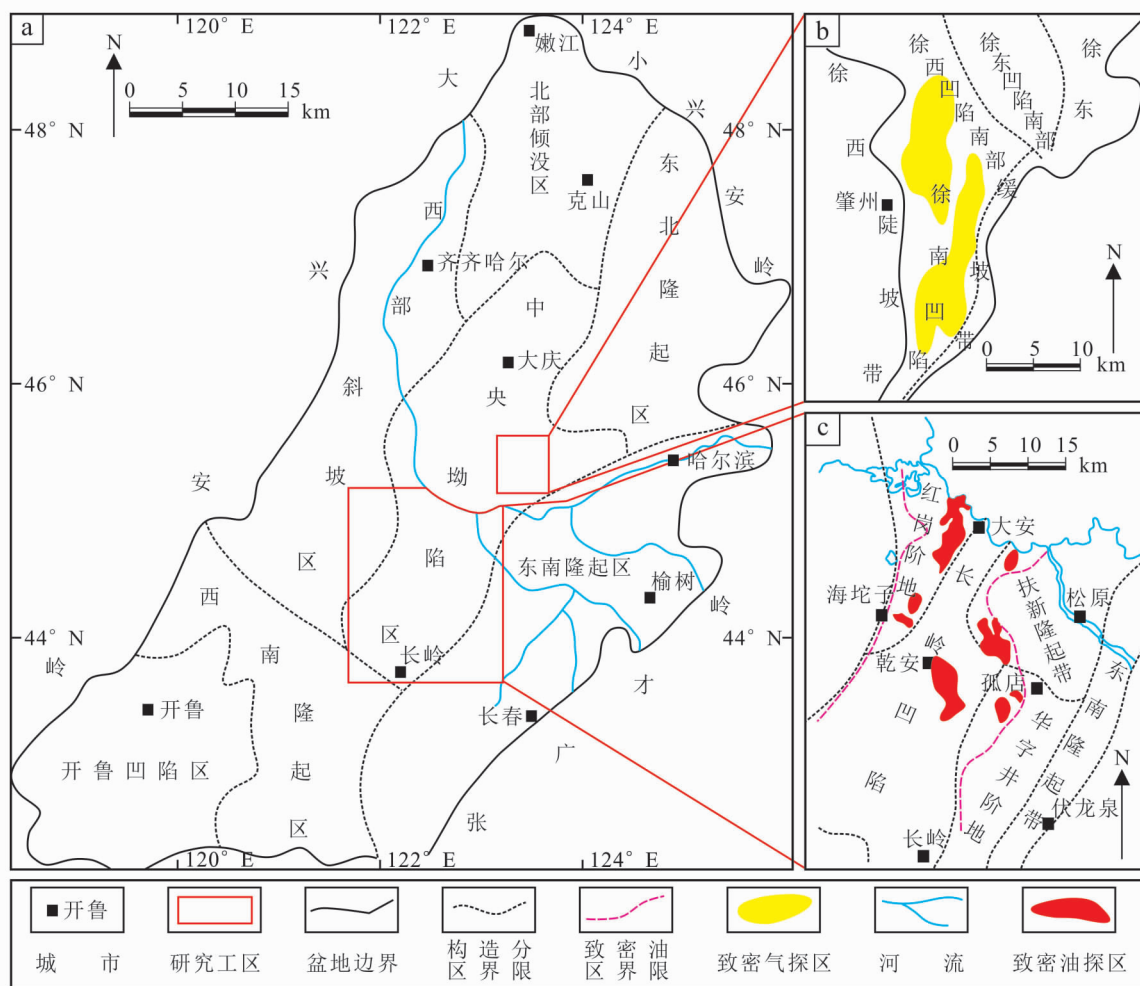
北美威利斯顿盆地 Bakken 地层和德克萨斯州南部 Eagle Ford 地层等 19 个盆地相继探获致密油^[1-3]以及尤因塔等 23 个盆地中 900 多个致密气田的陆续发现^[1,4],表明致密油气已成为全球非常规油气勘探的战略性突破领域。对于中国而言,致密油可采资源量为 $43.7 \times 10^8 \text{ t}$,位居全球第三^[5],但由于致密储层中常见的纳米级孔喉系统存在强大的毛管阻力,导致油气在源储压差作用下多以扩散形式就近发生短距离运移,而不存在明显或固定界限的成藏圈闭^[6-8];所以,优质烃源岩和优质储集层叠置形成的“甜点区”成为致密油气勘探的核心^[9-10]。致密油藏与致密气藏在赋存特征、运聚机理、成藏模式等方面存在共通性,且多数学者已普遍认识到两者的形成均受控于源、储、运等多种地质要素^[6,9-11],并针对源储岩性组合、油气排运期和储层致密期的匹配关系等方面做了单因素分析^[12-14];部分学者虽已

提出“相势耦合”^[15]“动力圈闭”^[16]等概念,但却忽视了针对源储时空耦合关系展开研究并进一步分析其控藏作用。本文针对这一薄弱环节,以致密油气资源丰富的松辽盆地为靶区,通过 TOC、物性、恒速压汞、常规压汞、含烃流体包裹体等资料,对比松南中央坳陷区泉四段致密油和松北肇州区块沙河子组致密气的成藏条件,系统总结优质源储的耦合特征并探讨其控藏作用,以期为致密油气藏勘探提供新思路。

1 地质背景

以嫩江、松花江一系为界,松辽盆地(图 1a)被划分为南、北 2 个探区,其中,肇州区块(图 1b)位于松辽盆地北部徐家围子断陷内,松南中央坳陷区(图 1c)位于松辽盆地南部。

松南中央坳陷区面积约 $1.72 \times 10^4 \text{ km}^2$,南起长岭、西接海坨、东到扶余,可分为红岗阶地、长岭凹陷、扶新隆起带、华字井阶地和东南隆起带共 5 个次



a.松辽盆地地理位置及构造分区图;b.松北肇州致密气探区地理位置及构造分区图;c.松南中央坳陷致密油探区地理位置及构造分区图。

图1 研究区地理位置及构造分区图^[17-18]

Fig.1 Geographic location and division map of tectonic elements in the study area

级构造单元^[17](图1c)。晚白垩世,泉四段发育一套大型浅水三角洲水下分流河道沉积^[18-19];演变至青山口组一段沉积时期,长岭凹陷内广泛发育一套灰黑色泥岩、油页岩以及泥岩与(泥质)粉砂岩互层的岩性组合,厚度为25~110 m并稳定展布^[17]。“上生下储、源储紧邻”的岩性组合关系,使得上覆青一段源岩排出的烃类物质在异常高压推动下运移至泉四段(自下至上分别为IV—I砂组)致密储层成藏^[20]。致密油主要分布在长岭凹陷和斜坡带的红岗阶地、华字井阶地内,预测其地质储量约 10×10^8 t且已发现了多个致密油藏^[17](图1b)。

肇州区块面积约1 369 km²,西接徐西断裂,东临尚平—朝阳沟隆起,整体呈西断东超、西陡东缓的结构,可划分为徐西陡坡带、徐西凹陷南部、徐南凹

陷、徐东凹陷南部、徐东缓坡带5个次级构造单元(图1b)。早白垩世沙河子组(由下至上分为SQ1—SQ4四段)沉积时期,沉积中心接收来自东、西部斜坡的陆源碎屑物质,形成陡坡扇三角洲和缓坡辫状河三角洲砂体,湖盆中心发育厚约200 m的大套暗色泥岩层^[21],预测其致密气资源量达 $2\,395 \times 10^8$ m³并在ZHS12井、CS6井等区块发现工业气流^[18]。

显然,2个研究区具有相似的岩石组合类型,其源储配置关系均呈紧密接触。不同的是,松南致密油为广覆式“上生下储”结构,青一段源岩既是生油层也是盖层^[17];而松北肇州区块沙河子组湖相泥岩与三角洲相砂砾岩交互发育,表现为“三明治”式的源储叠置结构^[18,21]。

2 成藏条件对比

2.1 优质源岩发育特征

2.1.1 烃源岩地化特征

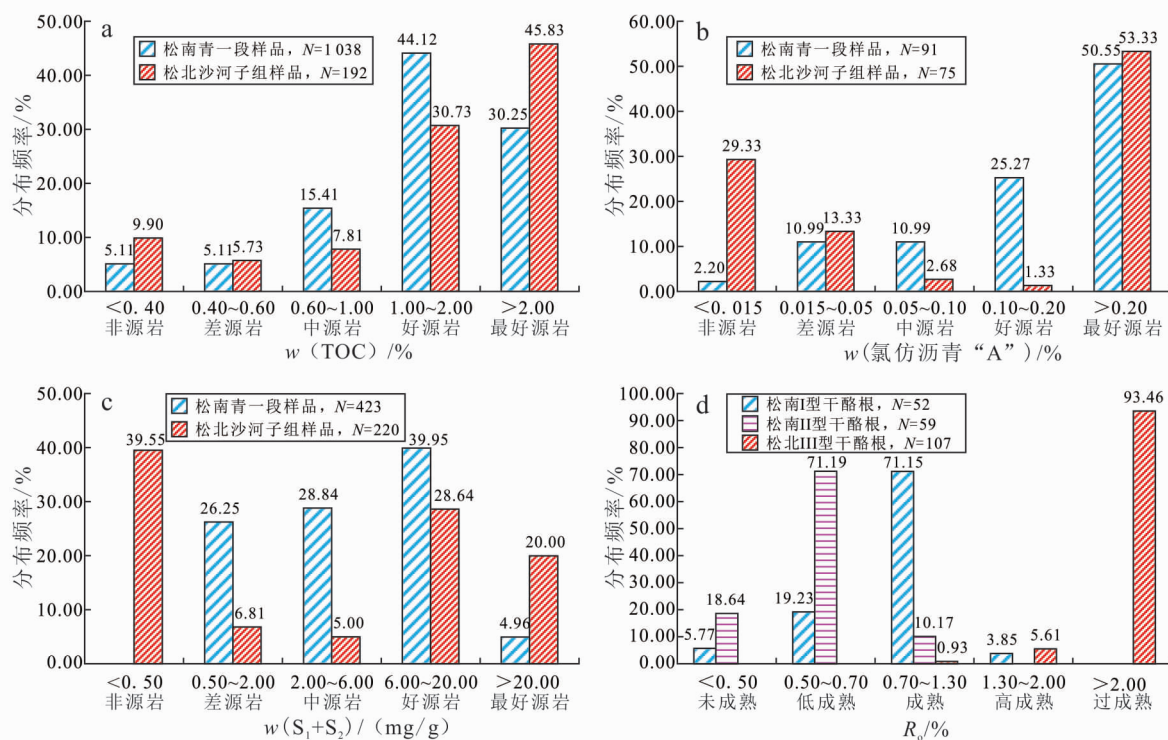
依据陆相烃源岩地球化学评价标准(SY/T 5735—1995)^[22]:在松南青一段1 038个实测 $w(\text{TOC})$ 中,约94.89%的样品具有生烃能力,其中更有74.37%的样品达到“好—最好源岩”级别(图2a); $w(\text{氯仿沥青“A”})$ 统计结果显示,青一段主要发育最好级别的源岩,其占总数的50.50%,其次为好源岩(图2b);图2c表明,青一段泥岩的生烃潜力 $w(\text{S}_1+\text{S}_2)$ 主要分布在“中等—好源岩”级别,占总数的68.79%;研究区源岩有机质类型主要为I型和II₁型且多数都达到成熟阶段,在工区52个I型干酪根样品中,有40个样品的镜质体反射率 $R_o \geq 0.70\%$,在59个II型干酪根样品中,约81.36%的样品进入生烃门限^[23](图2d)。对于松北肇州区块沙河子组,实测 $w(\text{TOC})$ 中约84.37%的样品达到中等以上源岩级别,其中“最好源岩”分布频率最高(图2a),与 $w(\text{氯仿沥青“A”})$ 统计结果一致(图2b);由 $w(\text{S}_1+\text{S}_2)$ 分布特征可以看出,研究区以“好—最好

源岩”为主(图2c),部分非烃源岩主要为河道间灰色泥岩;沙河子组源岩的有机质类型以III型为主, R_o 值统计结果显示约99.07%的样品都已进入高成熟—过成熟阶段。

对比一系列地化参数发现,2个研究区的烃源岩均具有丰度高、类型好、生烃潜力大的特征,且多数处于成熟—高成熟阶段,均可为油气藏的形成提供充足的物质基础。但无论从有机质丰度还是成熟度角度来看,松北肇州区块沙河子组源岩都较松南青一段源岩略好,尤其是“最好源岩”的分布频率较高。

2.1.2 优质烃源岩空间展布特征

致密油气藏多为源储接触型油气聚集,因此,优质烃源岩的发育成为必不可少的地质条件^[24]。据调研^[17,25-26],2.0%可视为松南青一段和松北沙河子组优质烃源岩所对应的 $w(\text{TOC})$ 下限。在松南致密油区,青一段下部 $w(\text{TOC})$ 平均值明显较上段高,是优质源岩集中发育层段;在长岭凹陷和东部华字井阶地位置,青一下段优质源岩的累计厚度可达50 m且横向接连成片,尤以让59井和孤56井区发育,而青一上段的优质源岩累计厚度仅为10 m左



N 为样品数。

图2 研究区烃源岩地化特征频率分布直方图

Fig.2 Frequency distribution histogram on geochemical characteristics of source rocks in the study area

右并呈零散分布^[17]。在平面上,优质烃源岩厚度由湖盆边缘向沉积中心渐增,厚度大于40 m的优质源岩主要发育在长岭凹陷、大安、海坨子一带和靠近东部华字井阶地的两井地区,其中:主要生烃中心位于凹陷中部以及长岭凹陷与西部斜坡接替位置,生烃强度高达 $300 \times 10^4 \sim 320 \times 10^4 \text{ t/km}^2$;次要生烃中心分布位于乾安、大安等处,生烃强度也达到 $150 \times 10^4 \sim 200 \times 10^4 \text{ t/km}^2$ (图3a);同时,排烃强度大于 $50 \times 10^4 \text{ t/km}^2$ 的区域完全涵盖了泉四段致密油藏富集范围。

受深水、还原环境和高生产力等因素控制^[27],松北肇州区块沙河子组优质烃源岩主要发育在湖盆范围明显扩张的SQ3和SQ2段沉积时期, $w(\text{TOC})$ 的平均值分别为1.56%和1.32%。其中:SQ3为最有利层段,累计优质源岩最厚近30 m;SQ2次之,累计优质源岩最厚约18 m;而SQ1和SQ4段受沉积环境所限,泥地比较低^[20]且 $w(\text{TOC})$ 平均值约为0.9%,优质源岩累计厚度仅9.5 m左右。在平面上, $w(\text{TOC})$ 高值区与湖盆沉积中心相吻合,主要集中在徐南凹陷的ZHS13和ZHS15井区,生

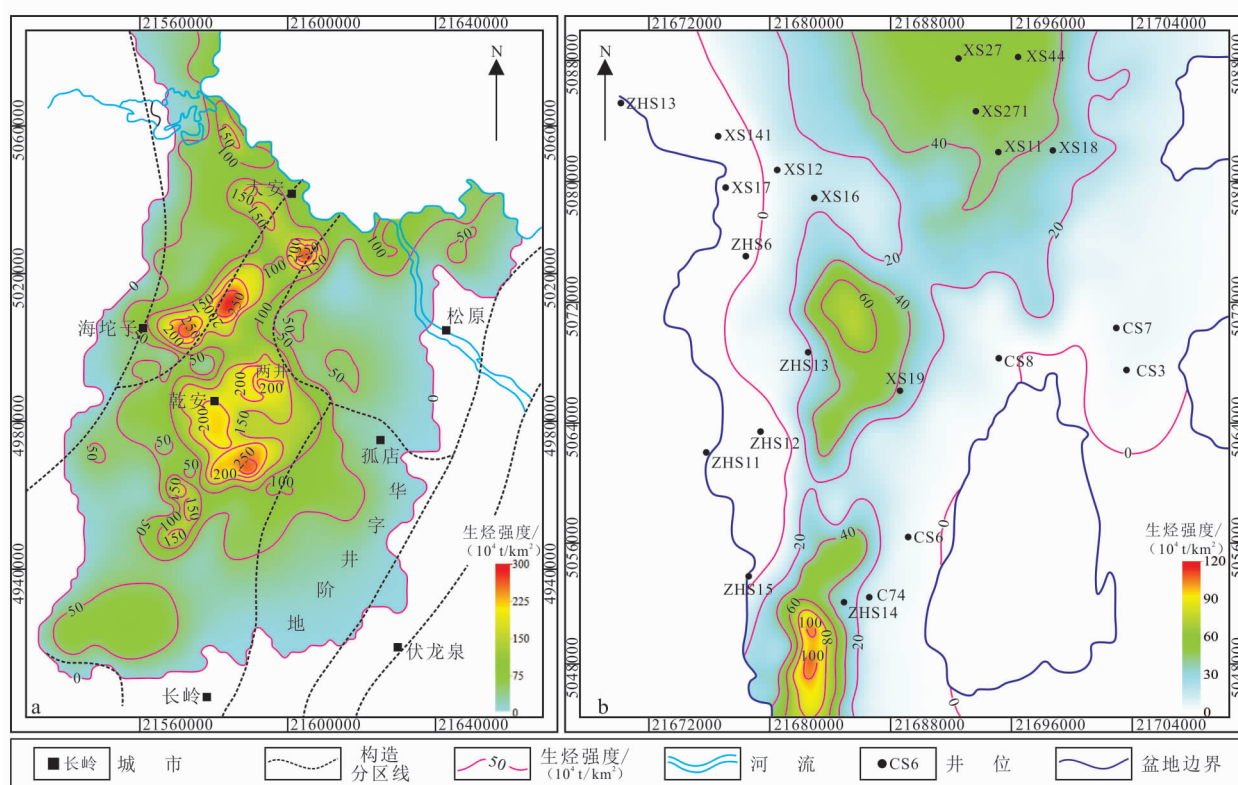
气强度最高可达 $100 \times 10^8 \text{ m}^3/\text{km}^2$ (图3b);而处于湖盆斜坡带的扇三角洲和辫状河三角洲沉积区,河道间泥岩的生气强度多在 $10 \times 10^8 \text{ m}^3/\text{km}^2$ 以下。

2.2 优质储层发育特征

2.2.1 储层物性特征

松南泉四段储层主要发育中、细砂岩和粉砂岩,岩石类型以岩屑长石砂岩和长石岩屑砂岩为主,储集空间类型及其特征可概括为“主见原生粒间孔、次见粒内溶扩孔、可见颗粒微裂缝、少见胶结物溶孔、偶见黏土晶间孔”。研究区内5396个实测物性数据统计结果表明,孔隙度(φ)分布频率呈单峰型,集中分布在4%~12%的样品占78.31%(图4a);渗透率 $k \leq 1.0 \times 10^{-3} \mu\text{m}^2$ 的样品高达89.51%,其中, $k \leq 0.2 \times 10^{-3} \mu\text{m}^2$ 的样品占67.85%(图4b)。

松北肇州区块沙河子组主要发育砂岩和砂砾岩2类储层,岩石类型与松南泉四段相同,储集空间可见原生孔隙、次生溶孔和少量微裂缝;但由于坡陡、近源等特征使得其成分成熟度和结构成熟度较松南泉四段砂岩更低。实测物性统计结果(图4)显示:孔隙度集中分布在0.0%~4.0%且近90.00%的样



a.松南青一段;b.松北沙河子组。

图3 研究区生烃强度等值线图

Fig.3 Contour map of hydrocarbon-generating intensity in the study area

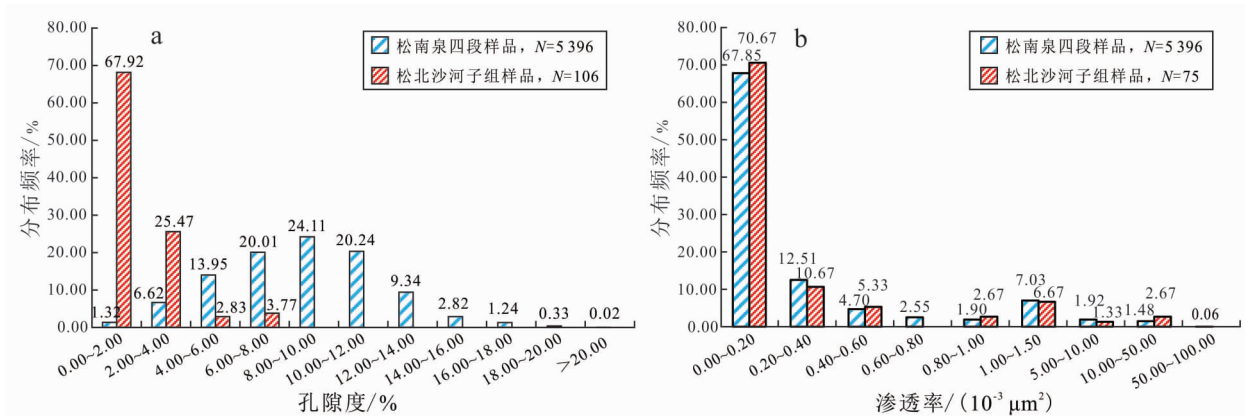


图 4 研究区储层物性特征频率分布直方图

Fig.4 Frequency distribution histogram on physical property characteristics of reservoir in the study area

品渗透率不足 $1.00 \times 10^{-3} \mu\text{m}^2$, 属于典型的致密储层; 同时, 也有少部分样品具有相对高孔、高渗的特征, 但其总体物性较松南泉四段砂岩更致密。

2.2.2 孔喉结构约束下的优质储层物性下限

有学者^[28]指出, 致密储层中的孔隙半径相差不大, 其物性高低主要体现在孔喉结构的非均质性上, 即喉道半径越大、大喉道分布频率越高, 样品渗透率越强。对比常规压汞数据发现: 松南泉四段致密砂岩样品的孔喉半径集中分布在 $0.016\ 00 \sim 1.000\ 00 \mu\text{m}$ 范围内 (图 5a), 而松北肇州区块沙河子组储层的孔喉半径则小于 $0.160\ 00 \mu\text{m}$ 且较为分散 (图 5b), 这便是造成其物性差的根本原因; 同时, 2 个研究区的分析结果均表明, 在致密储层中, 对渗透率起主要贡献的孔喉主要为半径较大的部分, 虽然其分布频率多小于半数, 但在孔喉半径峰值处, 渗透率贡献值却可迅速增至 70% 左右 (图 5)。所以, 致密储层的品质主要是由较大半径的孔喉所控制, 其大小及分布频率是区分不同级别储层的根本所在。

与常规压汞相比, 恒速压汞可以很好地将孔隙和喉道区别开来, 进而定量分析孔隙、喉道和孔喉比参数的大小^[29]。以松南查 45 井样品为例, 1、2、3 号岩心的孔隙度分别为 4.79%、4.18%、4.14%, 渗透率分别为 0.043×10^{-3} 、 0.035×10^{-3} 、 $0.030 \times 10^{-3} \mu\text{m}^2$, 虽然其物性差别不大, 但 1 号样品处日产油 1.35 t, 而 3 号样品却不含油。究其原因, 虽然 3 块样品的孔隙半径发育特征近乎一致, 孔隙半径峰值分布范围均为 $120 \sim 150 \mu\text{m}$, 甚至不含油的 3 号样品孔隙结构还要优于 1、2 号样品 (图 6a); 但饱含

油的 1 号样品最大喉道半径峰值具有“高而宽”的特征, 其分布范围为 $0.35 \sim 0.55 \mu\text{m}$, 频率之和近于 95%, 中含油的 2 号样品, 最大喉道半径峰值表现为“低而窄”的特征, 范围为 $0.32 \sim 0.45 \mu\text{m}$, 不含油的 3 号样品同样具有一个“低而窄”的峰值, 且喉道半径明显低于 1、2 号样品, 范围为 $0.25 \sim 0.30 \mu\text{m}$ (图 6b)。该组数据揭示, 喉道半径大小及发育特征才是制约储层品质的本质因素, 喉道半径越大, 储层品质越好, 含油饱和度越高; 反之, 则含油性变差甚至不具备储集能力。进而, 通过对比区内油层和干层样品的最大喉道半径可以看出, 在半径小于 $0.30 \mu\text{m}$ 的喉道内, 充注压力不足以克服毛管阻力使油气在孔喉内运移 (图 6b)。

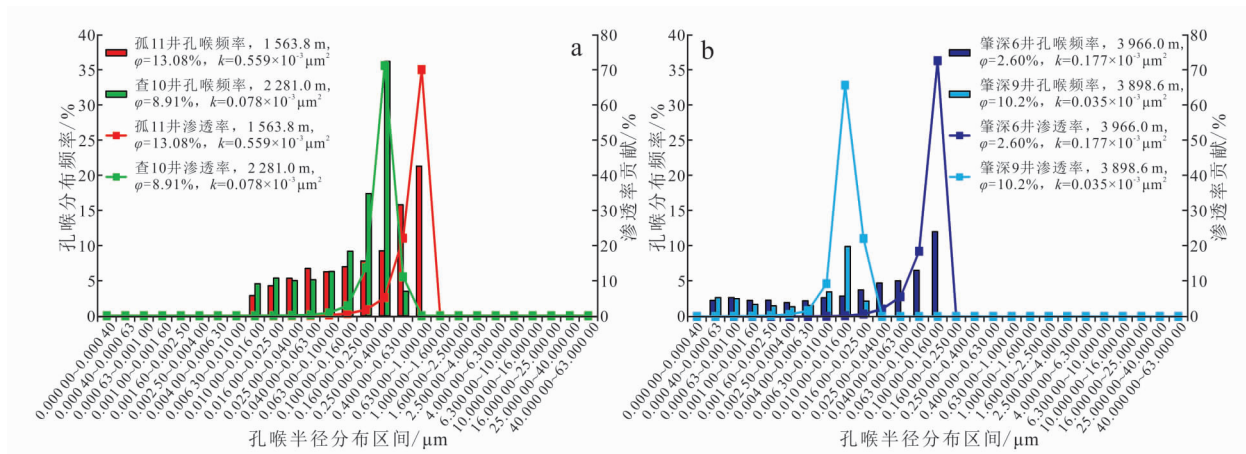
基于优劣储层孔喉结构的差异性, 利用大量常规压汞数据, 统计孔喉半径分布区间与相应的进汞量贡献率, 可清晰地将松南泉四段致密砂岩划分为优质储层、有效储层和无效储层 3 类 (图 7a)。其中: 优质储层的孔喉半径峰值分布在 $0.100\ 00 \sim 0.630\ 00 \mu\text{m}$, 其进汞量所占比例为 15.00% ~ 25.00%, 相应的渗透率下限为 $0.10 \times 10^{-3} \mu\text{m}^2$; 有效储层发育一个进汞量比例为 17.00% ~ 28.00% 的主峰, 所对应的孔喉半径区间为 $0.010\ 00 \sim 0.100\ 00 \mu\text{m}$, 渗透率下限为 $0.05 \times 10^{-3} \mu\text{m}^2$ (图 7b)。图 7c 显示, 肇州沙河子组致密储层的孔喉半径更为窄小且分散, 最大进汞量的比例仅为 10.00% 左右 (限于资料丰度, 借鉴徐家围子断陷沙河子组部分数据)。但对于天然气而言, 其流体黏度和运移阻力远低于石油, 即便在较低的启动压力梯度下, 这些半径更为细小的喉道也可作为有效的运移路径存

在。其中,优质储层的孔喉半径峰值分布在 $0.016\ 00\sim 0.250\ 00\ \mu\text{m}$ 范围内,所对应的渗透率下限可厘定为 $0.05\times 10^{-3}\ \mu\text{m}^2$ (图7d),这同样与前人的研究成果一致^[30]。

2.2.3 优质储层空间展布特征

在松南致密油区,泉四段优质储层呈“遍布全区、集中发育”的特征。平面上:最有利区为长岭凹陷和华字井阶地与扶新隆起交界的两井地区、红岗阶地斜坡带以及华字井阶地孤店西南部,整体接连成片;次有利区位于乾安北部并呈河道状延伸;而乾安以南的优质储层多为零星分布的河口坝砂体,不仅厚度减薄且展布范围明显变小。纵向上:三砂组物性最高,优质储层在全区内均有发育并以东、西两

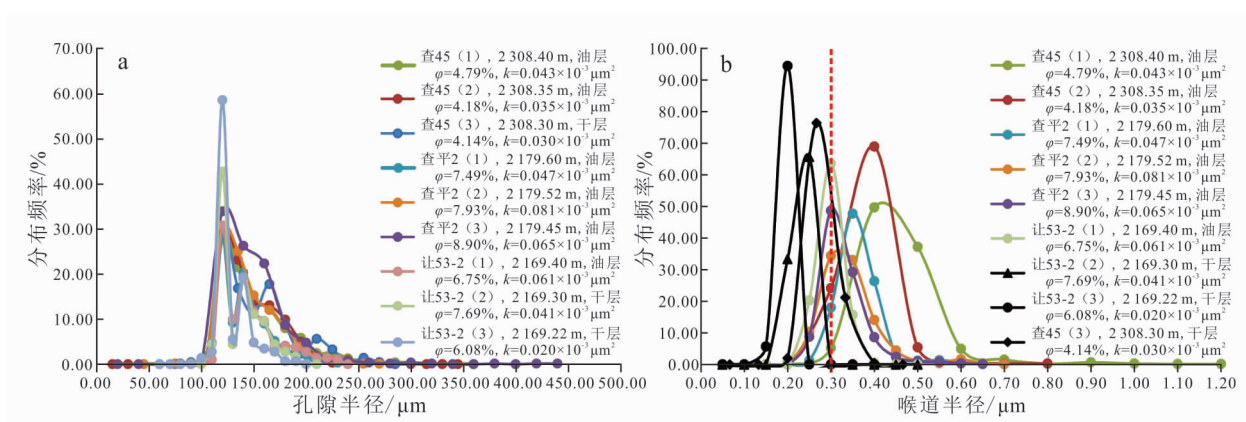
侧的斜坡带最为集中;四砂组物性最差,仅在扶新隆起和华字井阶地零散分布(图8a)。比较而言,肇州沙河子组储层不仅整体更为致密,且优质储层所占比例也明显低于松南泉四段。研究区内仅发育2个小范围的高渗区块,分别为靠近西部陡坡带的XS12-ZHS12扇三角洲前缘和徐东凹陷的XS44-XS904辫状河三角洲前缘;另外,在徐西凹陷西北处和工区东南角各存在一个条带状优质砂体;在剖面上,底部SQ1和顶部SQ4时期湖盆大范围萎缩,大套砂砾岩体靠近湖盆边缘快速堆积,使得砂体物性极差;SQ3时期,湖盆急剧扩张,连片发育的三角洲前缘砂体遭受频繁冲洗,为优质储层集中发育层段(图8b)。



a. 松南泉四段样品; b. 松北沙河子组样品

图5 研究区孔喉半径-渗透率贡献关系图

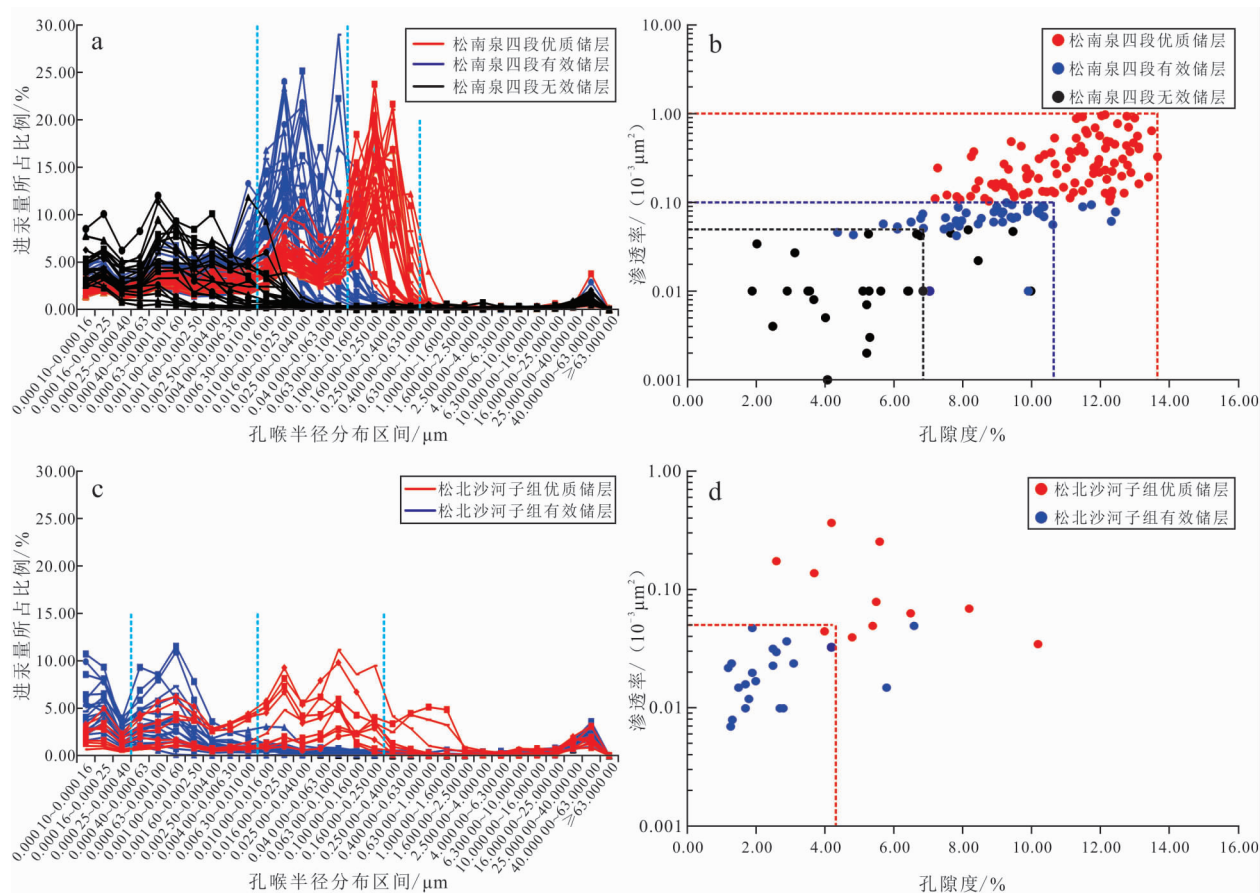
Fig.5 Relationship diagram between pore throat radius and contributions of permeability in the study area



括号内数字为岩心号。

图6 松南泉四段致密储层孔隙半径/喉道半径频率分布特征

Fig.6 Frequency distribution histogram on pore radius and throat radius in tight reservoir of Q4 Formation in southern Songliao basin



a、b.松南泉四段;c、d.松北沙河子组。

图 7 研究区致密储层分类方案

Fig.7 Classification scheme of tight reservoir in the study area

2.3 异常高压发育特征

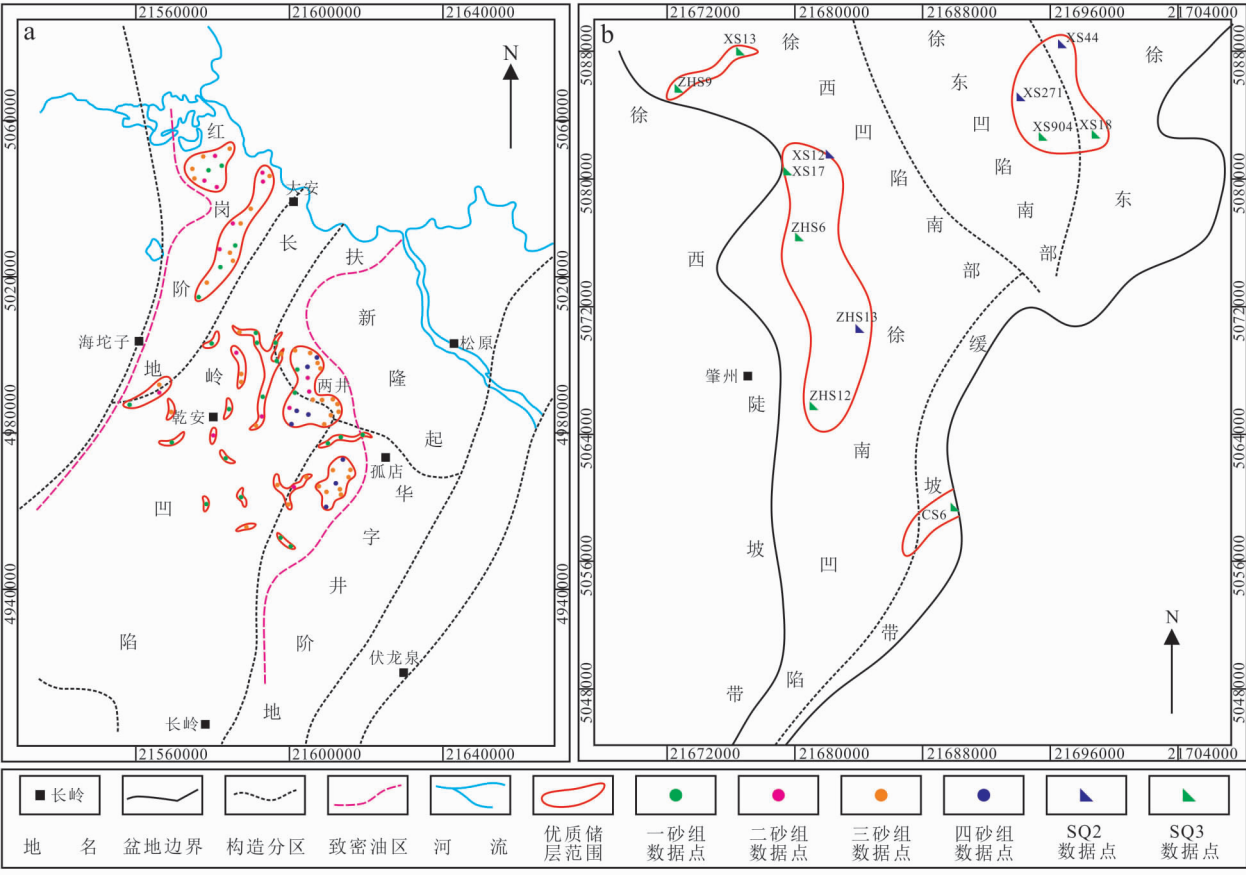
油气向致密储层中充注的主要动力是生烃超压,其强度是决定含烃饱和度大小和能否成藏的关键因素^[16]。据计算,即便烃源岩仅含 10% 的干酪根,当其消耗一半时就可产生 10 MPa 的超压,这远高于油气在致密储层中运移所需的排驱压力^[16,31]。分析松南青一段古超压发育特征发现,高于 10 MPa 的超压范围完全覆盖了泉四段致密油区。其中:异常高压中心主要发育在凹陷中、北部和大安西部,超压值高达 20~25 MPa;红岗阶地的古超压主要发育在靠近沉积中心的斜坡带位置,超压值基本处于 15~18 MPa 范围内;而东部扶新隆起和华字井阶地的超压则相对不发育,多小于 15 MPa^[17]。同样,在欠压实和生烃增压双重机制下,肇州区块沙河子组的异常高压分布范围为 10~16 MPa,3 个高值区均处于凹陷中心,整体呈“南高北低”的展布特征;至湖盆斜坡的砂体发育区,古超压值多小于 12 MPa,

但也完全满足了天然气运移的动力需求^[20,32]。可见,2 个研究区内的超压高值区和源岩生、排烃中心基本吻合,古超压值均由沉积中心向湖盆边缘递减。在油源和气泵的双重保障下,烃类物质优先充注至近源砂体,超压边界控制了致密油气富集范围。无论砂体是否具备优势运移通道,油气充注距离均随超压的增大而变远,不同的是当存在油源断层时,油气下排深度随古超压增大呈线性增长趋势,最深可达 140 m;而在远断层砂体中,两者正相关关系明显减弱^[17]。

3 优质源储耦合关系及其控藏作用

3.1 时间匹配关系控制油气成藏类型及机理

松南青一段烃源岩排烃特征分析结果显示:暗色泥岩在埋深达到 1 000 m 时,其生烃量已满足自身残留需求并逐渐排出,但此时排烃量极低;1 000~1600 m 深度区间为烃源岩少量排烃阶段,



a.松南泉四段;b.松北沙河子组。

图 8 研究区优质储层平面分布图

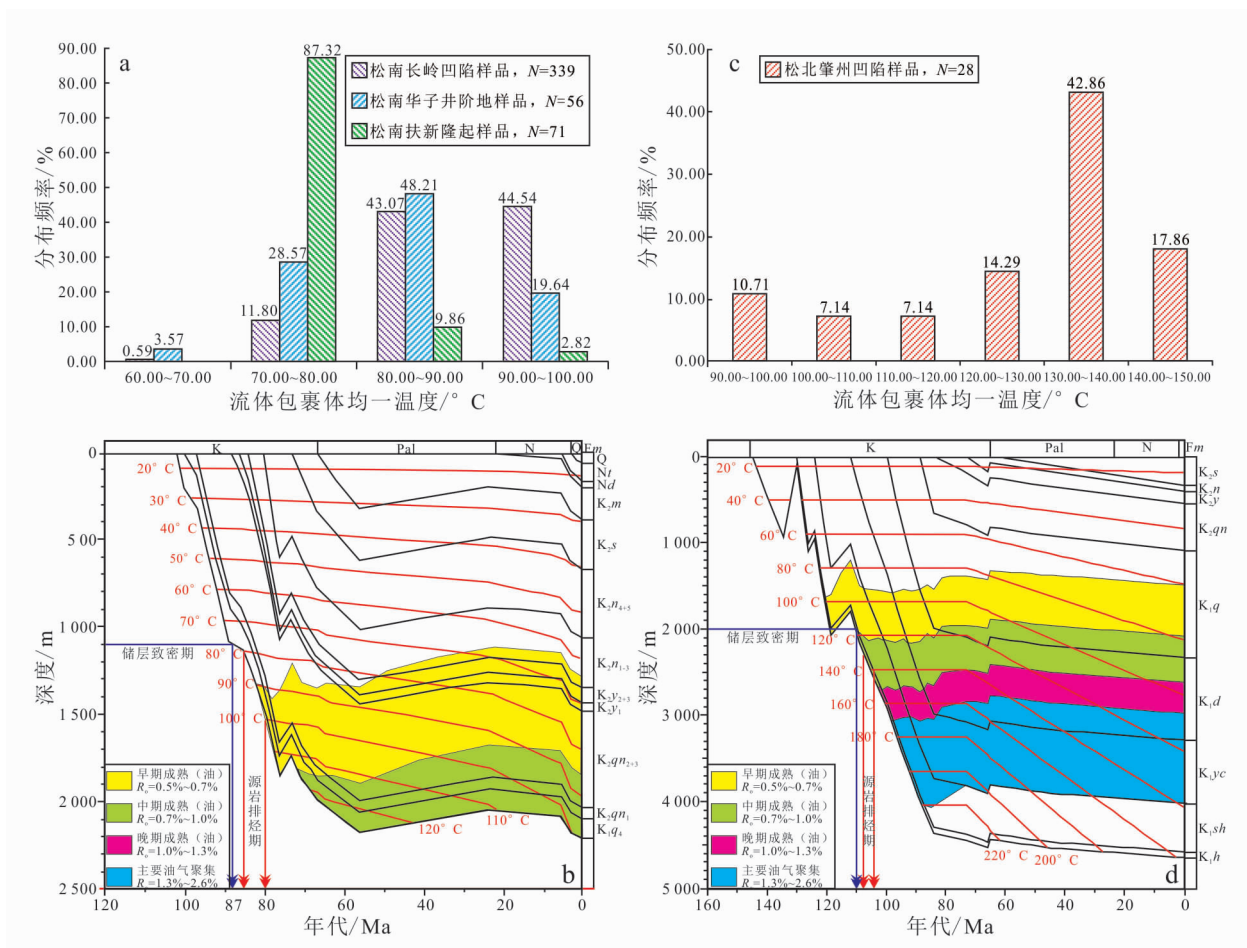
Fig.8 Plane distribution map of high-quality reservoir in the study area

岩石累计排烃量虽缓慢增加但最大不超过 20 mg/g;当埋深达到 1 600 m 后源岩累计排烃量迅速增长且在 2 000 m 时达到 60 mg/g,此时距今约 80 Ma 左右;在 2 000 m 以下,单位质量泥岩的最大排烃量基本维持在 60~70 mg/g,为大量排烃阶段。同时,松南泉四段储层中含油包裹体的均一温度普遍在 100 ℃ 以下,其中:长岭凹陷的包裹体均一温度主要分布在 80~100 ℃;华字井阶地的包裹体均一温度主峰为 70~90 ℃;而分布在 70~80 ℃ 之间的样品占扶新隆起包裹体的绝大多数(图 9a)。由此看来,虽然均一温度分布范围较广但仍呈单峰形态,结合区内埋藏史和热史恢复,认为在距今 85 Ma 时青一段源岩生成的石油开始充注至泉四段储层并于距今约 80 Ma 时达到最大运移规模(图

9b)。然而通过剖析渗透率随埋深的演化关系发现,泉四段储层在埋深达到 1 100 m 时已进入致密阶段,距今约 87 Ma^①,因此,可确定松南致密油为“先致密后成藏”型油藏。

肇州沙河子组储层中主要发育气烃包裹体,多沿石英次生加大边的微裂隙成带状分布,荧光显示为深灰色,均一温度分布在 90~150 ℃,形态同样呈单峰型且峰值集中在 130~140 ℃(图 9c),对应的源岩生气时间为距今 105~107 Ma。但沙河子组储层在埋深为 2 400 m 时就有近 95% 样品的渗透率低于 $1.00 \times 10^{-3} \mu\text{m}^2$,表明此时早已进入致密阶段,因此,推测其开始致密的时间约为距今 110 Ma 甚至更早^②(图 9d),这就决定了研究区气藏类型同样为“先致密后成藏”型。

① 卢双舫,黄文彪,蔡来星,等. 松南扶余油层致密油成藏规律研究. 松原:吉林油田勘探开发研究院,2014.
② 卢双舫,肖佃师. 徐家围子断陷沙河子组致密砂砾岩储层微观结构表征. 大庆:大庆油田勘探开发研究院,2015.



a. 松南泉四段含烃流体包裹体均一温度分布特征; b. 松南 C21 井埋藏史、热史演化特征; c. 松北沙河子组含烃流体包裹体均一温度分布特征; d. 松北 ZHS14 井埋藏史、热史演化特征。

图 9 研究区油气充注期与储层致密期耦合关系图

Fig.9 Relationship diagram between hydrocarbon accumulation period and reservoir compaction period in the study area

显然,致密储层形成时间早于源岩排烃期才是决定油气渗流机理的基础要素。唯有当油气在超微纳米级别的孔喉中运移时,浮力才不足以克服毛细管力、岩壁摩擦力以及流体间剪切应力等阻力之和并以低速非达西渗流为主,此时存在启动压力梯度。当充注压力(异常高压)大于启动压力时,油气才会缓慢、优先充注至致密砂岩中阻力较小的大孔喉中成藏;而随着大量排烃阶段的到来,充注动力将持续增大直至突破临界压力梯度,油气开始在储层中做短距离运移并进一步充注较小半径的孔喉,显示拟线性渗透的特征^[33];然而,对于半径小于充注下限的剩余孔喉而言,无论增加充注压力还是延长充注时间,都无法继续驱替储层中的水并增加其含油饱和度^[34],这也是致密油气藏通常含油饱和度较低且油水分异较差的原因。所以,形成致密油气藏的首

要条件就是源储之间应具备“先致密后成藏”的时间耦合关系^[16],这决定了其在成藏机理上有别于常规低渗油气藏。

3.2 空间叠合部位控制“甜点”展布特征

在源储空间叠置关系方面,2个研究区有着明显不同。松南致密油区发育典型的源下广覆组合样式,大面积稳定分布的青一段源岩生成的油气在自身异常高压推动下,短距离垂向运移至下伏的泉四段致密砂岩储层中成藏;而在松北肇州沙河子组,致密储层分布在东西两侧的三角洲前缘相带中,砂体呈指状尖灭于湖相烃源岩之中形成“三明治式”源侧披覆组合,油源断裂是主要的运移通道。但相同的是,两种源储组合样式下的地质“甜点”均发育在紧邻优质烃源岩的优质储层中,两者缺一不可。如在松南泉四段致密储层中,虽然两井、大安、孤店、红岗

等地均发育连片的优质储层且已发现了多个致密油田,但从平面上看,近源的两井、大安油田日产油量平均为 2.61 t,远高于孤店油区的 0.88 t;同时,由于红岗优质储层远离生、排烃中心而缺乏油气聚集(图 3、图 8)。由纵向角度分析,泉四段砂体含油饱和度则由上至下逐渐降低,其中:与青一段源岩直接接触的一砂组储层含油饱和度最高达 73.2%,平均为 32.8%;二、三砂组储层的平均含油饱和度分别为 30.8% 和 27.9%;底部四砂组距上覆源岩最远,平均含油饱和度也最低,约 23.3%。同样的特征在松北肇州区块也有所体现,位于优质源储叠合部位的 ZHS12 井 SQ3 段日产气量达 18 301 m³/d,远高于生烃边缘 CS6 井的 341 m³/d;而 ZHS14、ZHS15 井虽近距离接触生烃中心,但砂体太过致密,天然气难以富集成藏(图 3、图 8)。

优质烃源岩不仅生烃时间较早,且生烃潜力是普通烃源岩的 6.09~7.38 倍^[35],排烃量也高于有效烃源岩 1 倍左右^[17],是油气成藏过程中的主力烃源岩。同时,生烃中心也是强超压发育位置,所以,致密油气“甜点”往往发育在近源、高渗的优质储层中。而从力学平衡角度来讲,致密储层中的油气运聚受充注动力和运移阻力的双重控制,动参数只有源储压差和孔喉半径,在一定的压力梯度下,油气总是优先充注孔喉半径大、渗透性好的砂体并形成“甜点”;而异常高压越大,油气充注距离就越远,砂体含烃饱和度也越高。

4 结论

1)对比 2 个研究工区发现,优质源岩强生、排烃中心与超压高值区基本吻合,两者共同控制致密油气富集范围。

2)基于孔喉结构差异性,孔喉结构约束下的松南泉四段优质储层渗透率下限为 $0.10 \times 10^{-3} \mu\text{m}^2$,松北沙河子组优质储层的渗透率下限为 $0.05 \times 10^{-3} \mu\text{m}^2$ 。

3)时间上,形成致密油气藏的前提条件是源储之间应具备“先致密后成藏”的匹配关系;空间上,2 个研究区的“甜点区”均发育在近源、强压、高渗的优质源储叠合部位,其展布特征受控于优质源储的空间耦合关系。

参考文献(References):

[1] EIA. Outlook for Shale Gas and Tight Oil Develop-

ment in the US [EB/OL]. [2013-05-14]. <http://www.eia.gov/pressroom/presentations>.

[2] IHS. Fields General [EB/OL]. [2013-11-05]. http://edin.ihsenergy.com/FME_kii SL2766444733.ZIP.

[3] 张君峰,毕海滨,许浩,等.国外致密油勘探开发新进展及借鉴意义[J]. 石油学报,2015,36(2):127-137.
Zhang Junfeng, Bi Haibin, Xu Hao, et al. New Progress and Reference Significance of Overseas Tight Oil Exploration and Development[J]. Acta Petrolei Sinica, 2015, 36(2):127-137.

[4] EIA. International Energy Outlook 2011 [EB/OL]. [2011-09-19]. http://www.eia.gov/pressroom/presentations/howard_09192011.pdf.

[5] EIA. Technically Recoverable Shale Oil and Shale Gas Resources: An Assessment of 137 Shale Formations in 41 Countries Outsidethe United States [R/OL]. [2013-10-01]. <http://www.eia.gov/analysis/studies/worldshalegas/pdf/fullreport.pdf>.

[6] 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:以中国致密油和致密气为例[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: Taking Tight Oil and Tight Gas in China as an Instance [J]. Acta Petrolei Sinica, 2012, 33(2): 173-187.

[7] 贾承造,邹才能,李建忠,等.中国致密油评价标准、主要类型、基本特征及资源前景[J].石油学报,2012,33(3):343-350.

Jia Chengzao, Zou Caineng, Li Jianzhong, et al. Assessment Criteria, Main Types, Basic Features and Resource Prospects of the Tighe Oil in China[J]. Acta Petrolei Sinica, 2012, 33(3):343-350.

[8] 姚涇利,赵彦德,邓秀芹,等.鄂尔多斯盆地延长组致密油成藏控制因素[J].吉林大学学报(地球科学版),2015,45(4):983-992.

Yao Jingli, Zhao Yande, Deng Xiuqin, et al. Controlling Factors of Tight Oil Reservoir in Triassic Yanchang Formation in Ordos Basin [J]. Journal of Jilin University(Earth Science Edition), 2015, 45(4): 983-992.

[9] 邹才能,杨智,朱如凯,等.中国非常规油气勘探开发与理论技术进展[J].地质学报,2015,89(6):979-1007.

Zou Caineng, Yang Zhi, Zhu Rukai, et al. Progress in China's Unconventional Oil & Gas Exploration and Development and Theoretical Technologies [J]. Acta

- Geological Sinica, 2015, 89(6): 979-1007.
- [10] 张新顺, 王红军, 马锋, 等. 致密油资源富集区与“甜点区”分布关系研究: 以美国威利斯顿盆地为例[J]. 石油实验地质, 2015, 37(5): 619-626.
- Zhang Xinshun, Wang Hongjun, Ma Feng, et al. Relationship Between Resource — Rich Regions and Sweet Spots for Tight Oils: A Case Study of the Williston Basin in the USA[J]. Petroleum Geology & Experiment, 2015, 37(5): 619-626.
- [11] 李剑, 魏国齐, 谢增业, 等. 中国致密砂岩大气田成藏机理与主控因素: 以鄂尔多斯盆地和四川盆地为例[J]. 石油学报, 2013, 34(增刊1): 14-28.
- Li Jian, Wei Guoqi, Xie Zengye, et al. Accumulation Mechanism and Main Controlling Factors of Large Tight Sandstone Gas Fields in China: Cases Study on Ordos Basin and Sichuan Basin [J]. Acta Petrolei Sinica, 2013, 34(Sup.1): 14-28.
- [12] 李建忠, 郑民, 陈晓明, 等. 非常规油气内涵辨析、源-储组合类型及中国非常规油气发展潜力[J]. 石油学报, 2015, 36(5): 521-532.
- Li Jianzhong, Zheng Min, Chen Xiaoming, et al. Connotation Analyses, Source-Reservoir Assemblage Types and Development Potential of Unconventional Hydrocarbon in China[J]. Acta Petrolei Sinica, 2015, 36(5): 521-532.
- [13] 施立志, 王卓卓, 张革, 等. 松辽盆地齐家地区致密油形成条件与分布规律[J]. 石油勘探与开发, 2015, 42(1): 44-50.
- Shi Lizhi, Wang Zhuozhuo, Zhang Ge, et al. Distribution and Formation of Tight Oil in Qijia Area, Songliao Basin, NE China [J]. Petroleum Exploration and Development, 2015, 42(1): 44-50.
- [14] 王红军, 卞从胜, 施振生. 四川盆地须家河组有效源储组合对天然气藏形成的控制作用[J]. 天然气地球科学, 2011, 22(1): 38-46.
- Wang Hongjun, Bian Congsheng, Shi Zhensheng. The Control Effect of the Effective Source — Reservoir Combinations to Gas Reservoir Formation in Xujiache Formation, Sichuan Basin [J]. Natural Gas Geoscience, 2011, 22(1): 38-46.
- [15] 庞雄奇, 李丕龙, 张善文, 等. 陆相断陷盆地相势耦合控藏作用及其基本模式[J]. 石油天然气地质, 2007, 28(5): 641-652.
- Pang Xiongqi, Li Pilong, Zhang Shanwen, et al. Control of Facies — Potential Coupling on Hydrocarbon Accumulation in Continental Faulted Basins and Its Basic Geological Models [J]. Oil & Gas Geology, 2007, 28(5): 641-652.
- [16] 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.
- Li Mingcheng, Li Jian. “Dynamic Trap”: A Main Action of Hydrocarbon Charging to Form Accumulations in Low Permeability-Tight Reservoir [J]. Acta Petrolei Sinica, 2010, 31(5): 718-722.
- [17] 蔡来星, 卢双舫, 黄文彪, 等. 上覆优质源岩对上生下储式致密油成藏的控制作用: 以松南中央拗陷区青一段泥岩为例[J]. 中国矿业大学学报, 2016, 45(2): 280-292.
- Cai Laixing, Lu Shuangfang, Huang Wenbiao, et al. Controlling Function of Overlying High — Quality Source Rocks on Above-Generation and Below-Storage Tight Oil Reservoir: Taking Mudstone in Qn_1 Formation at Central Depression in Southern Songliao Basin as an Instance [J]. Journal of China University of Mining & Technology, 2016, 45(2): 280-292.
- [18] 陆加敏, 刘超. 断陷盆地致密砂砾岩气成藏条件和资源潜力: 以松辽盆地徐家围子断陷下白垩统沙河子组为例[J]. 中国石油勘探, 2016, 21(2): 53-60.
- Lu Jiamin, Liu Chao. Accumulation Conditions and Resource Potential of Tight Glutenite Gas in Fault Depression Basins: A Case Study on Lower Cretaceous Shahezi Formation in Xujiaweizi Fault Depression, Songliao Basin [J]. China Petroleum Exploration, 2016, 21(2): 53-60.
- [19] 操应长, 蒯克来, 朱如凯, 等. 松辽盆地南部泉四段扶余油层致密砂岩储层微观孔喉结构特征[J]. 中国石油大学学报(自然科学版), 2015, 39(5): 7-17.
- Cao Yingchang, Xi Kelai, Zhu Rukai, et al. Microscopic Pore Throat Characteristics of Tight Sandstone Reservoirs in Fuyu Layer of the Fourth Member of Quantou Formation in Southern Songliao Basin[J]. Journal of China University of Petroleum (Edition of Natural Science), 2015, 39(5): 7-17.
- [20] 孙雨, 邓明, 马世忠, 等. 松辽盆地大安地区扶余油层致密砂岩油分布特征及控制因素[J]. 石油勘探与开发, 2015, 42(5): 589-597.
- Sun Yu, Deng Ming, Ma Shizhong, et al. Distribution and Controlling Factors of Tight Sandstone Oil in Fuyu Oil Layers of Da'an Area, Songliao Basin, NE China[J]. Petroleum Exploration and Development, 2015, 42(5): 589-597.
- [21] 蔡来星, 卢双舫, 李昂, 等. 松辽盆地肇州区块沙河子组层序格架特征及其对沉积和烃源岩的控制作用

- [J]. 吉林大学学报(地球科学版), 2015, 45(3): 724-735.
- Cai Laixing, Lu Shuangfang, Li Ang, et al. Sequence Stratigraphy Characteristics and Its Control Action on Sedimentary and Source Rock in Shahezi Formation of Zhaozhou Area in Songliao Basin[J]. Journal of Jilin University(Earth Science Edition), 2015, 45(3): 724-735.
- [22] SY/T 5735—1995 陆相烃源岩地球化学评价方法[S]. 北京: 石油工业出版社, 1996: 1-19.
- SY/T 5735—1995 Geochemical Evaluation Method of Continental Hydrocarbon Source Rocks [S]. Beijing: Petroleum Industry Press, 1996: 1-19.
- [23] 卢双舫, 李娇娜, 刘绍军, 等. 松辽盆地生油门限重新厘定及其意义[J]. 石油勘探与开发, 2009, 36(2): 166-173.
- Lu Shuangfang, Li Jiaona, Liu Shaojun, et al. Oil Generation Threshold Depth of Songliao Basin: Revision and Its Significance [J]. Petroleum Exploration and Development, 2009, 36(2): 166-173.
- [24] 白玉彬, 赵婧舟, 赵子龙, 等. 鄂尔多斯盆地志丹地区延长组长7致密油成藏条件与成藏特征[J]. 石油与天然气地质, 2013, 34(5): 631-639.
- Bai Yubin, Zhao Jingzhou, Zhao Zilong, et al. Accumulation Conditions of the Chang 7 Tight Oil Reservoir of the Yanchang Formation in Zhidan Area, Ordos Basin[J]. Oil & Gas Geology, 2013, 34(5): 631-639.
- [25] 郑红菊, 董月霞, 朱光有, 等. 南堡凹陷优质烃源岩的新发现[J]. 石油勘探与开发, 2007, 34(4): 385-391.
- Zheng Hongju, Dong Yuexia, Zhu Guangyou, et al. High-Quality Source Rocks in Nanpu Sag [J]. Petroleum Exploration and Development, 2007, 34(4): 385-391.
- [26] 卢双舫, 马延伶, 曹瑞成, 等. 优质烃源岩评价标准及其应用: 以海拉尔盆地乌尔逊凹陷为例[J]. 地球科学: 中国地质大学学报, 2012, 37(3): 535-544.
- Lu Shuangfang, Ma Yanling, Cao Ruicheng, et al. Evaluation Criteria of High-Quality Source Rocks and Its Applications: Taking the Wuerxun Sag in Hailaer Basin as an Example [J]. Earth Science: Journal of China University of Geosciences, 2012, 37(3): 535-544.
- [27] 李浩, 陆建林, 左宗鑫, 等. 长岭断陷南部断陷层湖相优质烃源岩发育控制因素[J]. 石油与天然气地质, 2015, 36(2): 209-218.
- Li Hao, Lu Jianlin, Zuo Zongxin, et al. Controlling Factors of High-Quality Lacustrine Hydrocarbon Source Rocks in Southern Changling Depression [J]. Oil & Gas Geology, 2015, 36(2): 209-218.
- [28] 曹青, 赵靖州, 刘新社, 等. 鄂尔多斯盆地东部致密砂岩气藏物性界限的确定[J]. 石油学报, 2013, 34(6): 1040-1048.
- Cao Qing, Zhao Jingzhou, Liu Xinshe, et al. Determination of Physical Property Limits for the Gas Accumulation in Tight Sandstone Reservoirs in the Eastern Ordos Basin [J]. Acta Petrolei Sinica, 2013, 34(6): 1040-1048.
- [29] 高永利, 孙卫, 张昕. 鄂尔多斯盆地延长组特低渗透储层微观地质成因[J]. 吉林大学学报(地球科学版), 2013, 43(1): 13-19.
- Gao Yongli, Sun Wei, Zhang Xin. Microscopic Geologic Origin for Ultra-Low Permeability Reservoir of Yanchang Groups, Ordos Basin [J]. Journal of Jilin University(Earth Science Edition), 2013, 43(1): 13-19.
- [30] 蔡来星, 卢双舫, 王蛟, 等. 松辽盆地北部肇州区块沙河子组致密储层主控因素[J]. 成都理工大学学报(自然科学版), 2016, 43(1): 24-34.
- Cai Laixing, Lu Shuangfang, Wang Jiao, et al. Characteristics and Controlling Factors of Tight Reservoir in Shahezi Formation of Zhaozhou, North Songliao Basin, China [J]. Journal of Chengdu University of Technology (Science & Technology Edition), 2016, 43(1): 24-34.
- [31] Swarbrick R E, Osborne M J. Mechanisms that Generate Abnormal Pressure: An Overview[C]// Law B E, Ulmishek G E, Slavin V I. Abnormal Pressures in Hydrocarbon Environments. [S.l.]: AAPG, 1998: 13-34.
- [32] 蔡来星, 卢双舫, 赵开宇, 徐家围子断陷南部沙河子组致密气成藏主控因素探讨及有利探区预测[J]. 石油天然气学报, 2015, 37(1/2): 1-8.
- Cai Laixing, Lu Shuangfang, Zhao Kaiyu. The Primary Controlling Factors of Tight Gas Reservoir in Shahezi Formation in the Southern Xujiaweizi Fault Depression and Prediction of Favorable Exploration Area [J]. Journal of Oil and Gas Technology, 2015, 37(1/2): 1-8.
- [33] 郑民, 李建忠, 吴晓智, 等. 致密储集层原油充注物理模拟: 以准噶尔盆地吉木萨尔凹陷芦草沟组为例[J]. 石油勘探与开发, 2016, 43(2): 1-9.
- Zheng Min, Li Jianzhong, Wu Xiaozhi, et al. Physical Modeling of Oil Charging in Tight Reservoirs: A Case

- Study of Lucaogou Formation in JimsarSag, Junggar Basin, NW China [J]. *Petroleum Exploration and Development*, 2016, 43(2): 1-9.
- [34] 刘震,刘静静,王伟,等.低孔渗砂岩石油充注临界条件实验:以西峰油田为例[J].*石油学报*, 2012, 33(6): 996-1002.
- Liu Zhen, Liu Jingjing, Wang Wei, et al. Experimental Analyses on Critical Conditions of Oil Charge for Low-Permeability Sandstones: A Case Study of Xifeng Oilfield, Ordos Basin [J]. *Acta Petrolei Sinica*, 2012, 33(6): 996-1002.
- [35] 李敬生.贝尔凹陷优质烃源岩的发现及其地质意义[J].*成都理工大学学报(自然科学版)*, 2013, 40(3): 326-332.
- Li Jingsheng. Discovery and Geological Significance of High-Quality Source Rock in Bei'er Sag of Hailaer Basin, China [J]. *Journal of Chengdu University of Technology (Science & Technology Edition)*, 2013, 40(3): 326-332.