

文章编号: 1000-0550(2013)04-0672-11

柴达木盆地致密油形成的地质条件及勘探潜力分析

付锁堂¹ 张道伟¹ 薛建勤¹ 张晓宝²

(1. 中国石油青海油田公司, 甘肃 敦煌 736202; 2. 中国科学院地质与地球物理研究所兰州油气资源研究中心, 兰州 730000)

摘要 柴达木盆地具备致密油形成的地质条件。柴达木盆地大面积分布的中下侏罗统(J_{1+2})半深湖相泥岩、第三系下干柴沟组(E_3)、上干柴沟组(N_1)半深湖及深湖相烃源岩和与其互层或位于其附近的滨浅湖相砂体或碳酸盐岩构成了对致密油形成非常有利的源储共生关系。柴北缘侏罗系湖相烃源岩有机碳平均1.85%, 有机质类型以I-II₂型为主, 处于成熟—高成熟阶段, 具有较好的生油潜力。柴西第三系烃源岩有机碳一般在0.4%~1.2%, 有机质类型以I-II₁型为主, R_0 分布在0.4%~1.2%范围内, 处于生油窗内。与国内其它盆地相比, 柴西第三系烃源岩具有烃转化率较高的特点。碎屑岩储集空间以残余粒间孔和溶蚀孔隙为主, 孔隙度3.8%~10.2%, 渗透率 $0.1\sim 2.0\times 10^{-3}\mu\text{m}^2$, 储层具有单层厚度较薄、纵向上多层叠加、累计厚度较大、平面上多油层复合叠置分布的特点。碳酸盐岩储集空间以溶蚀孔和层间收缩缝为主, 孔隙度5%~7%, 渗透率 $0.2\sim 0.7\times 10^{-3}\mu\text{m}^2$, 储层层数较多, 单层厚度薄, 多沉积相带控制, 具有横向广覆连片分布的特点。古构造斜坡区和生油凹陷中心是致密油分布集中区。致密油可能的成藏组合包括源内包裹组合、源上广覆组合、源下依伏组合和源侧披覆组合等四种。柴达木盆地致密油资源丰富、潜力大, 初步估算资源量在 $8.16\sim 10.46\times 10^8\text{t}$ 。通过成藏条件分析, 认为柴西扎哈泉—乌南、小梁山—南翼山、七个泉—跃进和柴北缘冷湖等四个有利勘探区带可作为近期致密油勘探的首选目标。

关键词 有利区带 勘探潜力 地质条件 致密油 柴达木盆地

第一作者简介 付锁堂 男 1962年出生 教授级高级工程师 油气勘探研究及管理 E-mail: fstqh@petrochina.com.cn

中图分类号 P618 TE122 **文献标志码** A

0 引言

伴随着石油勘探开发技术的不断进步, 非常规油气如油砂、煤层气、页岩油气和致密油气等已引起广泛关注, 并得到有效开发, 在油气储量和产量中所占比例也逐年提高^[1, 2]。近年来, 致密油已成为非常规油气勘探的又一新热点, 在西方被誉为“黑金”^[3, 4]。致密油勘探开发技术发展最快的是美国, 目前已发现致密油盆地19个, 可采储量约为 $23\times 10^8\text{t}$, 主要集中在巴肯和鹰滩的页岩区带内, 储集岩为致密砂岩和灰岩, 借助水平井和分段压裂技术已开始实现大规模开发^[5]。国内致密油勘探开发技术发展处于领先地位的是鄂尔多斯盆地, 已在延长组的致密砂岩中探明地质储量 $24\times 10^8\text{t}$, 准噶尔盆地和四川盆地在致密碳酸盐岩中也找到了数量可观的致密油资源^[6]。

在柴达木盆地油气勘探过程^[10]中也已开展了致密油地质条件研究, 并发现了具有致密油特征^[1~9]的油气。早在上个世纪九十年代以前, 对柴西北区的咸水泉、油泉子和柴北缘的潜西、鱼卡等构造进行钻探

时, 就在烃源岩层段及其附近的致密砂岩中见到良好油气显示。最近十年里, 在柴西南区红柳泉、跃进一号勘探下干柴沟组下段(E_3^1)主要目的层时, 在下干柴沟组上段(E_3^2)与烃源岩互层的灰岩层段均见油气显示^[11, 12]。4口井见低产油流。近两年在致密油地质条件分析的基础上有针对性地对乌南下油砂山组(N_2^1)、小梁山上油砂山组(N_2^2)、南翼山下油砂山组(N_2^1)低渗致密油藏进行了勘探, 取得了重要进展, 形成了规模储量接替区。但致密油形成地质条件的研究在柴达木盆地还处于起步阶段, 总体地质认识程度低, 影响了致密油的勘探。本文试图利用老井、老区复查资料, 并结合石油地质实验数据, 分析柴达木盆地致密油形成的沉积环境、源储共生关系、烃源岩条件、储层特征和分布、构造背景和成藏组合, 预测其勘探潜力和有利区带, 为今后致密油的勘探奠定基础。

1 盆地地质概况

柴达木盆地位于青藏高原北部, 其大地构造位置居古亚洲构造域和古特提斯—喜马拉雅构造域的结

收稿日期: 2012-06-25; 收修稿日期: 2012-08-27

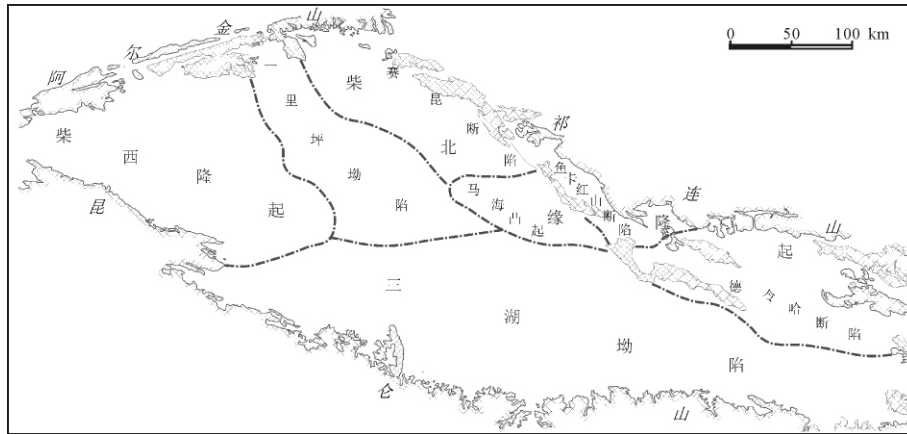


图1 柴达木盆地构造单元划分

Fig. 1 The tectonic units of the Qaidam basin

合部,是在具有元古界变质结晶基底和古生界褶皱变形基底的地块上于印支运动后发育起来的一个中、新生代陆相含油气沉积盆地。盆地面积 $12.1 \times 10^4 \text{ km}^2$, 中、新生代沉积岩分布面积 $9.6 \times 10^4 \text{ km}^2$ 。前人根据现今凹凸分布、主要控制断裂及基底性质,充分考虑沉积时的原盆地构造格局,并结合石油地质条件和油气勘探需要,将柴达木盆地划分为4个一级构造单元(图1),即:柴西隆起、一里坪坳陷、三湖坳陷和柴北缘隆起。三叠纪晚期的印支运动,结束了柴达木地块的海侵历史,并逐渐进入陆相盆地演化时期,形成块断沉降带,奠定了侏罗纪盆地的基本格局。中侏罗世末期的燕山运动,使早、中侏罗世的断陷盆地发生反转,盆地的沉积、沉降中心向南、向东偏移,快速堆积了一套上侏罗统一白垩系的红色碎屑岩建造,盆地北部和广大腹部地区处于剥蚀状态。古近纪的喜马拉雅运动,使盆地古地形逐渐由中生代的南高北低转化为北高南低、东高西低,沉积中心随之向南、向西迁移,沉积湖盆也迅速发展壮大,在盆地中西部地区沉积了巨厚的暗色泥岩。新近纪至第四纪的喜马拉雅运动,使盆地周缘山系进一步隆升,盆地西部结束了坳陷的发展时期而进入褶皱回返阶段,沉积中心逐渐向东迁移,到第四纪,沉积中心已迁移到东部三湖地区,形成第四纪新坳陷。受上述构造沉积演化的控制,柴达木盆地自下而上发育了下侏罗统小煤沟组(J_1)、中侏罗统大煤沟组(J_2)、上侏罗统红水沟组(J_3)、下白垩统犬牙沟组(K_1)、上白垩统、古近系路乐河组(E_{1+2})、下干柴沟组下段(E_3^1)、下干柴沟组上段(E_3^2)、新近系上干柴沟组(N_1)、下油砂山组(N_2^1)、上油砂山组(N_2^2)、狮子沟组(N_2^3)和第四系

(Q_{1+2}) (图2)。侏罗系地层主要分布在柴达木盆地北缘地区(简称柴北缘),白垩系在盆地零星分布,主要集中在阿尔金山前和祁连山前,古近系和新近系在全盆地广泛分布。

2 致密油气形成的地质条件

2.1 沉积环境条件

烃源岩、储层和源储共生关系是致密油气形成的三个重要的地质条件^[1-6],而沉积环境及其演化又控制了致密油气形成的烃源岩、储层和源储共生关系,因此本文将沉积环境及其演化作为致密油气形成的基础地质条件进行讨论。

早侏罗世时期,柴达木盆地受南北向弱伸展作用力的影响,依附于早期正断层形成一系列规模较小、相互独立的断陷,在冷湖—潜西、鄂博梁—伊克雅乌汝一带发育半深湖—深湖相沉积,湖泊周边沉积了辫状河三角洲、滨浅湖相砂体。中侏罗世时期,受构造运动的影响,盆地西部抬升,祁连山前和德令哈地区相对下沉,沉积中心向东向北转移至鱼卡—红山、德令哈地区,西部鱼卡—红山地区,发育浅湖—半深湖相,湖泊周缘形成了辫状河三角洲及滨浅湖砂体;东部德令哈地区水体较浅,形成大面积浅湖相沉积。

自晚古新世开始,以柴达木微板块为主要载体接受第三纪沉积,而此时的沉积中心随着西部挤压应力的加强也在不断地自西向东迁移^[13]。柴西地区在 E_3^1 时期湖水面积开始扩大,略有向东迁移的迹象,半深湖区主要发育在七个泉、狮子沟、扎哈泉一带,其周边大面积发育辫状河三角洲前缘沉积; E_3^2 继承了 E_3^1 的沉积体系,湖水面积进一步扩大,并明显向东

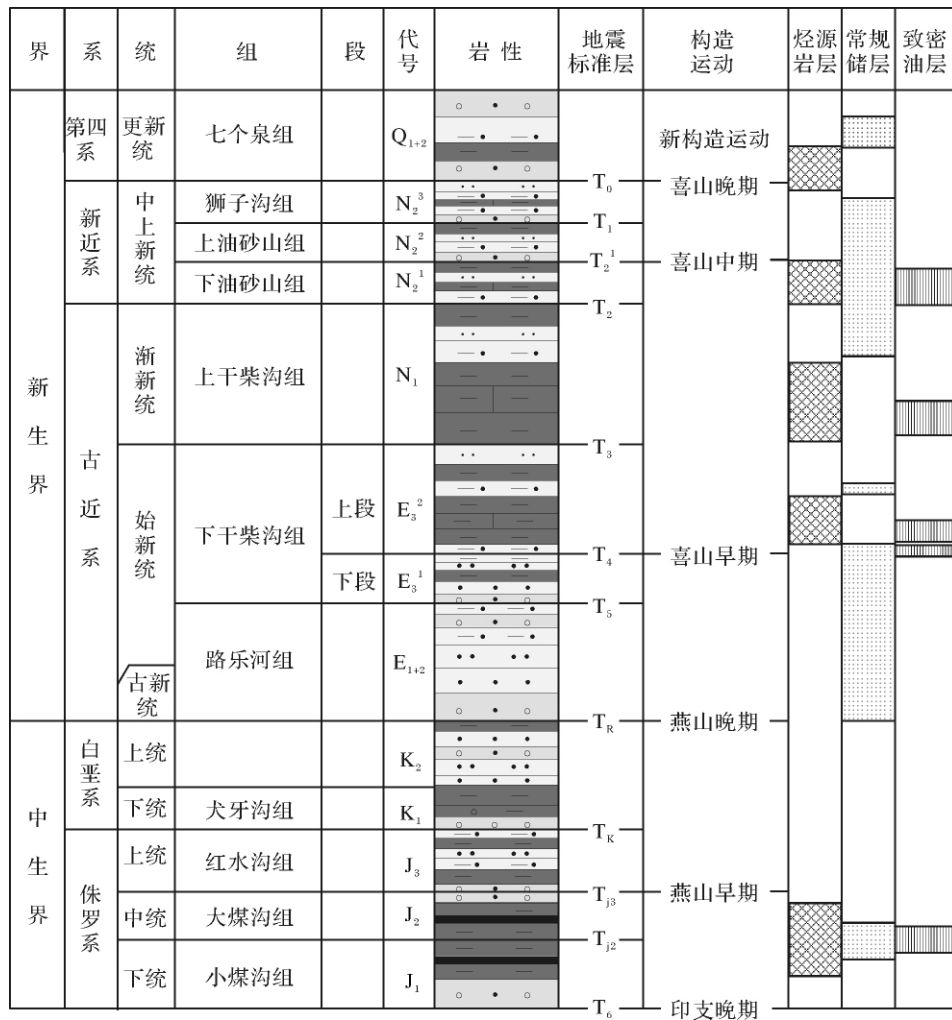


图2 柴达木盆地地层及生储盖层分布图

Fig. 2 Strata and source-reservoir-cap beds in the Qaidam basin

迁移,首次使全盆地接受大面积沉积,半深湖区主要分布在七个泉—狮子沟—茫崖一带,跃进地区也发育湖相沉积,在红柳泉—乌南地区主要发育滨浅湖—半深湖相的滩坝或泥灰坪。N₁时期柴达木湖盆面积更为广阔,半深湖区在狮子沟—茫崖一带,向北扩至南翼山—大风山地区,在红柳泉—乌南地区主要发育辫状河三角洲前缘水下分流河道与滨浅湖滩坝。N₂¹时期,湖盆向东南迁移,西部沉积区凹陷中心由英雄岭凹陷扩大至茫崖,向北扩至小梁山—南翼山—大风山地区。在E₃²~N₁时期由于湖盆演化进入区域构造活动较稳定期,陆源碎屑输入量减小,沉积速率明显变小,湖平面处于上升阶段并达到高峰,滨浅湖环境中出现相对高地或隆起区,形成湖面相对稳定、含氧充足的清水环境,促进了碳酸盐岩的发育。

2.2 烃源岩条件

晚印支以来,受构造活动影响,柴达木盆地沉积中心不断迁移,在纵向上自侏罗纪到第三纪沉积了三套互不叠置的优质烃源岩,分别是柴北缘中下侏罗统(J₁₊₂)及柴西下干柴沟组(E₃)和柴西上干柴沟组(N₁)烃源岩,具有丰度较高、类型好、生烃潜力大等特点,为致密油的形成奠定了物质基础(图3)。

柴北缘侏罗系烃源岩主要发育在冷湖、伊北和鱼卡等凹陷,岩性为湖沼相泥岩、炭质泥岩,厚度在500~3000m,分布较广。烃源岩有机质丰度较高,有机碳平均1.85%,有机质类型以I—II₂型为主,有机质成熟度在成熟—高成熟阶段,具有较好的生油潜力。

柴西下干柴沟组上段(E₃²)烃源岩主要发育在红狮、扎哈泉、英雄岭和小梁山四个主力生烃凹陷,岩性以暗色泥岩和泥灰岩为主,厚度介于100~1000m,

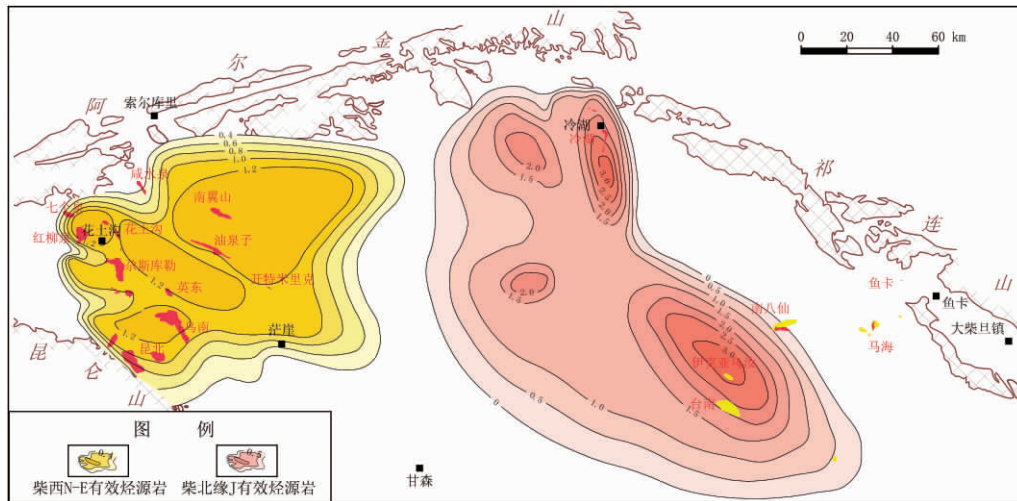


图 3 柴达木盆地烃源岩分布图

Fig. 3 Source distribution in the Qaidam basin

面积 $1.2 \times 10^4 \text{ km}^2$, 有效烃源岩有机碳一般在 0.4% ~ 1.2%, 有机质类型以 I—II₁ 型为主。在柴西南的红狮、扎哈泉、英雄岭凹陷埋藏深度一般在 3 500 ~ 4 600 m, 有机质成熟度 R_o 分布在 0.6% ~ 1.2% 范围内。

柴西上干柴沟组 (N_1) 烃源岩主要发育在狮子沟—英东—乌南以北的广大区域, 岩性以暗色泥岩和泥灰岩为主, 厚度在 100 ~ 700 m 之间, 面积 10 000 km^2 , 有效烃源岩有机碳一般在 0.4% ~ 0.8%, 有机质类型以 I—II₁ 型为主, 有机质成熟度相对较低, R_o 在 0.4% ~ 1.2% 范围内。

与国内其它盆地相比, 柴达木盆地第三系烃源岩虽然有机质丰度不高, 但在特殊的咸化湖盆沉积过程中, 源岩具有烃转化率较高的特点, 在有机碳含量相

同的条件下有机质烃转化率高达 30% 以上, 远高于其它盆地淡水湖相烃源岩(表 1)。

2.3 储层条件

2.3.1 储层类型及分布

通过对以往油气勘探成果的复查, 按照致密油的形成条件, 柴达木盆地致密油储层岩性分为碎屑岩和碳酸盐岩两大类(表 2)。碎屑岩普遍具有单层厚度较薄, 纵向上数个砂层叠加, 平面上延伸较远的特点, 柴北缘砂体较柴西厚。碳酸盐岩连片性较好, 层数较多, 单层薄, 累计厚度较大。碎屑岩储层主要分布在柴西南跃进—乌南地区、阿尔金山前以及柴北缘冷湖—九龙山地区, 碳酸盐岩储层主要分布于柴西南的红柳泉—跃进和柴西北的小梁山—南翼山一带(图 4)。

表 1 柴达木盆地与其它盆地烃源岩产烃率对比

Table 1 Comparison of hydrocarbon production ratio of source rock in the Qaidam basin with those in other basins

盆地/凹陷	柴达木盆地	泌阳凹陷	松辽盆地
有机质类型	咸化湖相 I—II ₁ 型	腐泥型	混合型
产液态烃高峰烃源岩成熟度 R_o /%	0.52	1.03	0.83 ~ 1.3
液态烃最高产率(kg/tCorg)	341.5	297.6	64.7 ~ 74.5

表 2 柴达木盆地致密油储集岩性特征

Table 2 Characteristics of tight oil reservoir rocks in the Qaidam basin

致密油储集岩性	储集空间类型(按发育程度排列)	分布层位	分布地区
碎屑岩	粉砂岩	N_1	柴西乌南—扎哈泉地区
	砂岩		
碳酸盐岩	粒内、粒间溶孔, 层间缝, 晶间孔, 原生孔隙	E_3^2 、 N_1	柴西红柳泉地区、尕斯地区、小梁山地区
	晶间孔, 层间缝		
	粒间孔, 粒内溶孔		

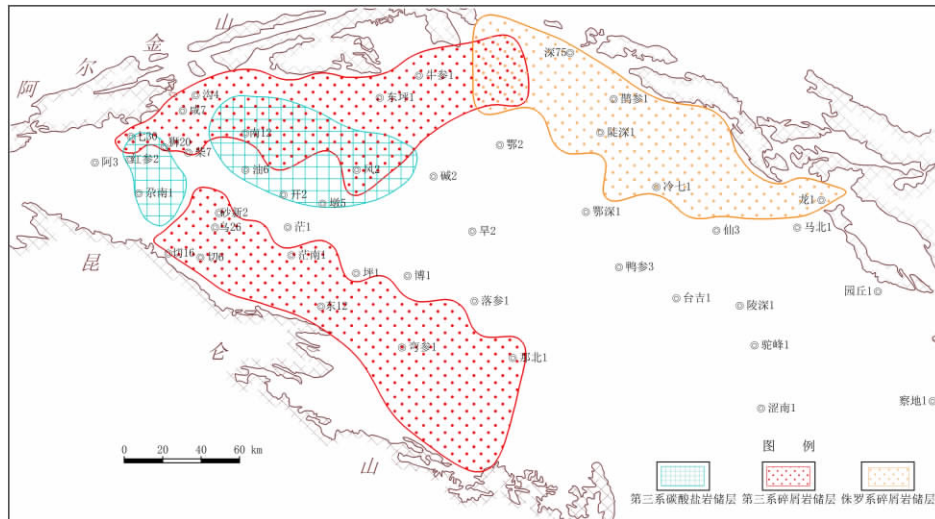


图4 柴达木盆地致密油储层平面分布图

Fig. 4 Horizontal distribution of tight oil reservoir rocks in the Qaidam basin

2.3.2 岩石学特征

根据录井和岩芯资料分析,总结了柴达木盆地两类致密油储集岩特征(表2)。柴西地区碎屑岩储层多为长石岩屑砂岩和岩屑砂岩,成分成熟度低,泥质杂基含量较高(图版 I-a),并经常伴有灰质。碳酸盐岩包括藻灰岩(图版 I-c)、泥晶灰岩、颗粒灰岩等,常与碎屑岩互层出现,胶结物为钙质、泥质或硬石膏。柴北缘致密油储集岩性主要为致密砂岩,主要以中细砂岩为主,长石岩屑含量较高,压实作用强烈,颗粒间凹凸接触明显(图版 I-b)。

2.3.3 储集空间类型及其特征

通过岩石薄片鉴定,碎屑岩储集空间以原生粒间孔为主,其次为溶蚀孔,局部裂缝较发育。柴西地区粉砂岩受沉积微相的影响,泥质和灰质含量较多,原生粒间孔多为残余粒间孔(图版 I-d),在成岩压实作用下粒间孔逐渐缩小,有的仅剩粒缘缝(图版 I-e, g)。后期的风化淋滤溶蚀容易形成溶蚀孔(图版 I-h, i)。构造运动使致密脆性岩石裂缝局部发育。碳酸盐岩储集空间包括原生孔隙、次生孔隙和裂缝三大类。原生孔隙多受沉积环境控制,包括生物体腔孔(图版 I-j)和粒间孔,浅滩和藻丘微相原生孔隙比较发育。次生孔隙和层间缝是主要的孔缝类型,次生孔隙包括晶间孔(图版 I-f)、粒内溶孔(图版 I-k)、粒间溶孔、石膏溶孔以及成岩收缩缝溶蚀扩大孔在藻丘微相的藻叠层石灰岩、藻团块灰岩和藻泥晶灰岩中发育。裂缝包括成岩裂缝(图版 I)和构造裂缝,主要发育于湖湾微相的含粉砂(粉砂质)泥晶灰岩中。柴

北缘致密砂岩的压实作用较柴西地区强烈。

2.3.4 物性特征

据岩芯物性统计,柴达木盆地致密油储层孔隙度平均值在4%~9.4%,渗透率平均值在 $0.2 \times 10^{-3} \sim 1 \times 10^{-3} \mu\text{m}^2$,多数小于 $1 \times 10^{-3} \mu\text{m}^2$,储层类型属于特低孔特低渗储层。其中,柴北缘地区中下侏罗统(J_{1+2})孔隙度在3.8%~10.2%之间,平均为6.3%;渗透率在 $0.1 \times 10^{-3} \sim 2 \times 10^{-3} \mu\text{m}^2$ 之间,平均 $0.79 \times 10^{-3} \mu\text{m}^2$ 。柴西地区下干柴沟组上段(E_3^2)物性普遍比上干柴沟组(N_1)要小,孔隙度一般在5%~7%,渗透率 $0.2 \times 10^{-3} \sim 0.7 \times 10^{-3} \mu\text{m}^2$,上干柴沟组(N_1)孔隙度在6%~8%,渗透率小于 $0.4 \times 10^{-3} \sim 0.8 \times 10^{-3} \mu\text{m}^2$ 。

通过成岩作用分析认为,柴北缘致密砂岩物性主要受压实和溶蚀作用双重控制,其强度要比柴西地区大,颗粒间见凹凸接触,粒间孔多数已成粒缘缝,物性比柴西差。柴西地区粉砂岩的物性主要受沉积作用和后期的压实、胶结作用共同控制,不同地区有差异,如乌南地区主要是钙质和灰泥质减孔为主,扎哈泉地区则是压实减孔为主,少量的钙质减孔。碳酸盐岩储层物性主要受表生的淡水风化淋滤作用和构造作用的影响,胶结作用是其致密的主要原因,其次才是压实作用。

2.4 源储共生关系

源储共生关系是致密油气形成最重要的地质条件之一^[1~6]。源储共生关系主要受沉积特征及其演化的控制。如前所述,柴北缘冷湖地区和鱼卡地区中

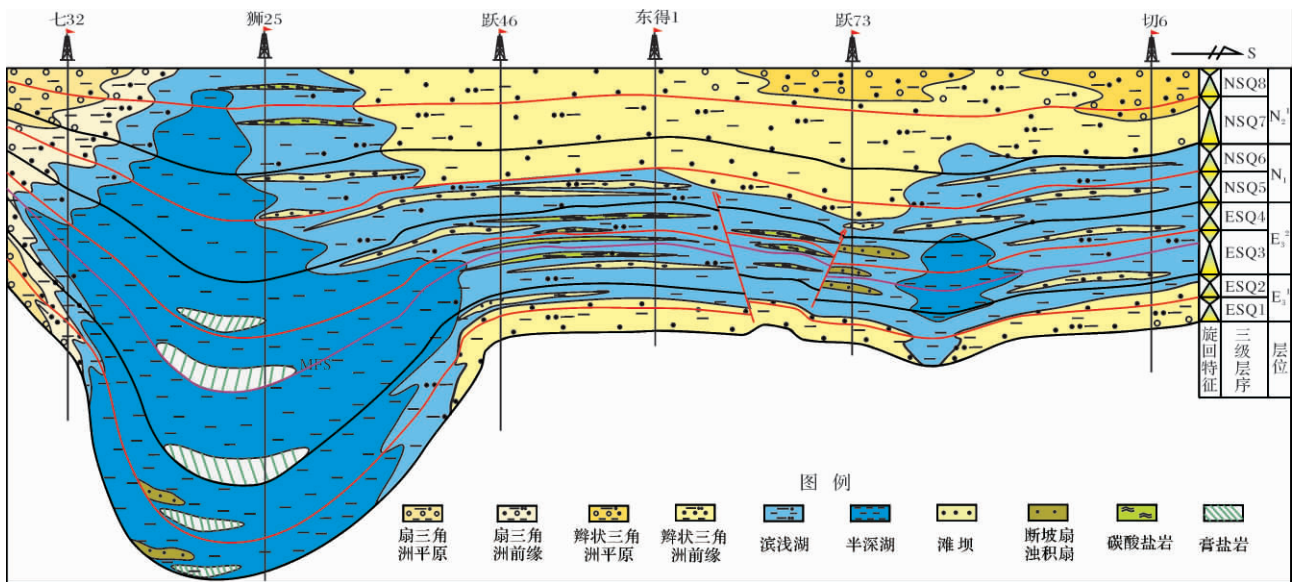


图5 柴西七个泉—昆北地区源储配置剖面图

Fig.5 Section of source-reservoir combination of the Qigequan-Kunbei area in the Qaidam basin

下侏罗统半深湖—深湖相泥岩和与其互层或位于其附近的辫状河三角洲及滨浅湖相砂体为致密油气的形成构建了良好的源储配置关系(图2)。柴西地区第三系广泛发育的半深湖—深湖相泥岩和与其互层或位于其附近的辫状河三角洲和滨浅湖相砂体、粒屑灰岩、藻灰岩等为致密油的形成构成了良好的源储共生关系(图2,图5)。

2.5 大地构造位置

致密油以自生自储为特点,所以其分布离最初的生油区往往不远。从致密油储层的分布与烃源岩分布关系来看,柴达木盆地致密油藏多处于生烃凹陷中心,如小梁山—南翼山,或紧邻生烃凹陷的构造斜坡区,如七个泉—跃进、扎哈泉、乌南 N_1 油藏。因此主力生烃凹陷控制致密油藏分布。

2.5.1 构造斜坡区

柴西地区构造斜坡背景较发育,持续发育三大古斜坡区:七个泉—红柳泉—砂西斜坡区、跃进斜坡区和乌南斜坡区。柴西地区斜坡背景对致密油藏形成十分有利,原因有两点:一是斜坡区紧邻生烃凹陷,发育大量的优质烃源岩,油源条件充足,构造高部位可能发育构造油藏,斜坡部位不仅可能发育岩性油气藏,而且也是致密油储存的良好区带;二是古斜坡在湖盆演化发展期($E_3^2-N_1$)发生了多期次湖进湖退^[14,15],湖退体系域发育辫状河三角洲前缘砂体、滨浅湖滩坝砂体,加之干旱古气候的影响,具有咸化湖盆的特点,在浅湖区域还发育藻灰岩等碳酸盐岩,因

此特殊的沉积环境为致密油的生成与储存提供了条件。

2.5.2 生烃凹陷中心

生烃凹陷中心是烃源岩厚度最大、生烃潜力最强的区域,同时也是致密细碎屑岩或碳酸盐岩较发育的区域,受湖平面的周期性升降的控制,这一区域垂向上烃源岩和致密储层频繁互层,可以形成良好的源储共生关系,为致密油的形成创造了良好的条件。最典型的代表性区域是小梁山—南翼山区带,该区 $E_3^2-N_1$ 和 N_2^1 和 N_2^2 时期一直处在湖盆中心区域,泥质烃源岩和碎屑岩、灰岩储层都非常发育,平面上烃源岩大面积连续分布,储层基本分布在烃源岩的范围内,垂向上烃源岩和储层互层分布,为致密油的成藏奠定了非常好的配置关系。

2.6 致密油分布与成藏组合

根据致密油形成的沉积环境、源储共生关系、源岩条件和储层特征与分布分析,柴达木盆地可能存在碎屑岩和碳酸盐两种类型致密油,分布在 J_{1+2} 、 E_3^2 、 N_1 三套层系内。其中 J_{1+2} 致密油可能以碎屑岩为主,分布在柴北缘的冷湖和九龙山地区,储层厚度在 3~22 m,纵向上储层分布少,但横向上分布稳定; E_3^2 致密油可能以碳酸盐岩为主,主要分布在柴西南区,储层厚度在 2~11 m,多数在 3~6 m,纵向上储层分布较多,横向上分布较稳定; N_1 致密油可能以碎屑岩为主,在柴西地区分布较广,储层厚度在 2~4 m,纵向上油层分布少,横向上延伸较远(图6)。

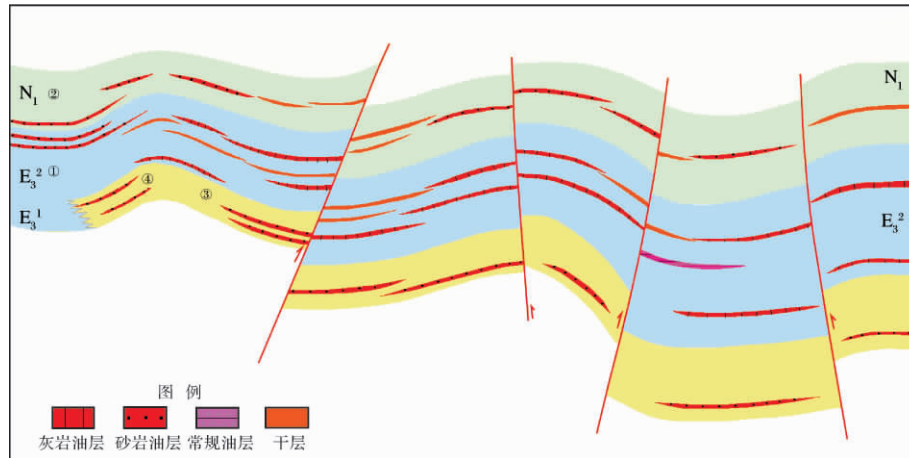


图6 柴西南区致密油成藏组合示意图(1:20万)

①源内包裹组合;②源上广覆组合;③源下依伏组合;④源侧披覆组合

Fig. 6 The profile of pool forming group of the tight oil in the Qaidam basin

①Inner source widely distributed group; ②Over source widely overlaid group; ③Lower source layered group; ④Beside source covered group

据致密油形成的地质条件分析及源储的配置关系,其可能主要存在四种类型成藏组合(图6):

① 源内包裹组合

即储层与源岩互层式接触或储层呈席状、透镜状直接包裹于源岩中。该组合经常出现在湖侵范围较大,且湖平面频繁波动的时期,往往表现为半深海相的泥质烃源岩与碳酸盐岩或滨浅湖相、三角洲前缘相砂岩互层。随着地层埋深加大,由于压实作用和石英、方解石、石膏等的胶结作用,储层逐渐致密化;同时烃源岩也逐渐成熟,开始排烃,油气在源储压差作用下克服毛细管力,以渗流扩散的方式直接注入储集体的纳米级孔隙中,并将地层水驱替或部分驱替出储层而成藏,或者滞留在源岩中形成致密油,如跃进、南翼山 E_3^2 等。

② 源上广覆组合

即储层位于大面积分布的烃源岩之上。该组合经常出现在大规模湖侵期后的湖退期,烃源岩常为半深海相泥岩,储层常为滨浅湖相或三角洲前缘砂岩。随着地层埋深加大,储层在压实和胶结等作用的影响下逐渐致密化,大面积分布的烃源岩生成的油气在源储压差的作用下短距离垂向运移至上覆致密藻灰岩、泥灰岩及砂岩等储层中成藏,如扎哈泉、乌南 N_1 。

③ 源下依伏组合

即储层位于大面积分布的烃源岩之下。该组合往往先出现大范围湖退,继而发生大规模的湖侵,烃源岩为半深湖相泥岩,储层为退积型滨浅湖或三角洲前缘砂体。随着地层埋深的加大,由于压实作用、胶

结作用等的影响,储层逐渐致密化;烃源岩也逐渐趋于成熟,大量生成的油气短距离垂向运移至下伏致密藻灰岩、泥灰岩及砂岩等储层中成藏。

④ 源侧披覆组合

即储层位于烃源岩的侧翼,与其呈指状交错。该组合往往出现在滨浅湖或三角洲前缘与半深海相的交接地带。随着地层埋深的加大,储层逐渐致密化,烃源岩逐渐成熟,生成的油气克服毛细管阻力呈“活塞式”短距离侧向运移至与烃源岩呈指状交互,披盖于构造斜坡上的致密藻灰岩、泥灰岩及砂岩等储层中成藏,如红柳泉、七个泉 E_3^1 。

3 致密油勘探潜力及目标

以上研究表明,柴达木盆地主要存在柴北缘 J_{1+2} 、柴西 N_1-N_2 和 E_3^2 三大致密油勘探领域,初步估计总资源量约 $8.86 \sim 10.86 \times 10^8$ t(表3)。中下侏罗统(J_{1+2})的高丰度烃源岩与湖相砂岩形成侏罗系致密油勘探领域,分布面积 3500 km^2 ,资源量 $0.7 \sim 1.05 \times 10^8$ t。早第三纪湖盆中心主要位于柴西南区, E_3^2 优质烃源岩与源内或源上砂岩和碳酸盐岩储层组成下第三系致密油藏,勘探面积 $1.26 \times 10^4 \text{ km}^2$,资源量 $5.04 \sim 6.30 \times 10^8$ t。受湖盆迁移影响,盆地 N_1-N_2 湖盆中心主要位于柴西北区,上第三系广覆式烃源岩和与其互层或位于其上的致密砂岩和碳酸盐岩储层形成上第三系致密油藏,勘探面积 $1.04 \times 10^4 \text{ km}^2$,资源量 $3.12 \sim 4.16 \times 10^8$ t。

通过致密油形成条件分析和老井复查,优选出四

大致密油勘探目标(图7): 七个泉—跃进斜坡区 E_3^2 、扎哈泉—乌南斜坡区 N_1 、南翼山—小梁山区带 N_1 — N_2 、冷湖 J_1 。各地区可能的致密油藏特征见表3。

(1) 扎哈泉—乌南 N_1 致密油勘探区带

该区西起扎哈泉,东到乌南,致密油主要目的层为 N_1 湖相地层,勘探面积 800 km^2 ,致密油资源量 $0.7 \sim 0.9 \times 10^8 \text{ t}$,油藏埋深 $2\ 700 \sim 3\ 500 \text{ m}$,邻近乌南、跃东油田,便于勘探开发。根据钻井情况,截止目前共计36口井在 N_1 见良好显示,致密油勘探潜力大。

(2) 小梁山—南翼山 N_1 — N_2 致密油区带

本区紧邻小梁山生烃凹陷,西起小梁山,东到南翼山,主要目的层为 N_1 — N_2 层段,勘探面积 $1\ 800 \text{ km}^2$,致密油资源量 $1.62 \sim 2.34 \times 10^8 \text{ t}$,油藏埋深 $1\ 500 \sim 2\ 500 \text{ m}$,广覆的 N_1 烃源岩普遍进入生烃高

峰,有利于形成致密油。

(3) 七个泉—跃进 E_3^2 致密油区带

本区西起七个泉,东到跃进,主要目的层为 E_3^2 灰层段,勘探面积 900 km^2 ,致密油资源量 $1.53 \sim 1.87 \times 10^8 \text{ t}$,油藏埋深 $2\ 500 \sim 4\ 500 \text{ m}$,紧邻红柳泉、尔斯库勒老油区,设施齐全便利。多口井钻井过程中见到良好油气显示,致密油勘探潜力较大。

(4) 柴北缘冷湖地区 J_1 致密油勘探区带

本区包括冷湖三号、四号及五号地区,致密油主要目的层为侏罗系 J_1 湖相地层,有利勘探面积 500 km^2 ,油藏埋深在 $2\ 000 \sim 4\ 500 \text{ m}$,资源量为 $6\ 000 \times 10^4 \text{ t}$ 。该区带油气成藏条件优越,烃源岩丰度高、厚度大、分布广,厚度约 700 m 。钻井过程中多口井见到良好油气显示,致密油勘探潜力可观。

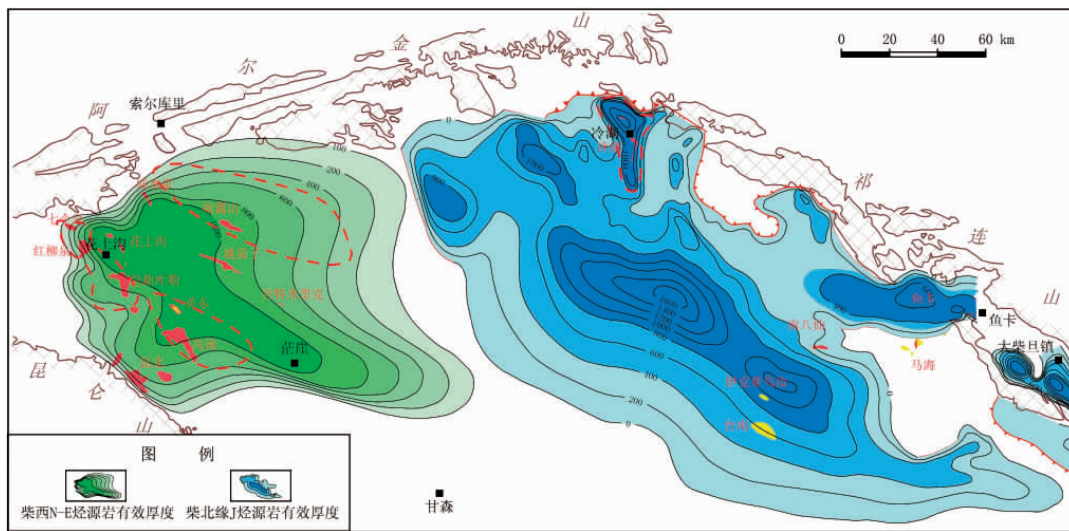


图7 柴达木盆地烃源岩分布和致密油勘探区带

Fig. 6 The source rock distribution and tight oil exploration prospects

表3 柴达木盆地典型致密油形成的地质条件及有利勘探区带

Table 3 The geological conditions of tight oil formation and tight oil exploration prospects

特征	红柳泉地区	扎哈泉地区	乌南地区	小梁山地区	冷湖五号	
分布面积/ km^2	35	25	25	11.5	24	
埋深/m	2700 ~ 3300	3200 ~ 3400	2000 ~ 2500	1500 ~ 2000	3500 ~ 4500	
层位	E_3^2	N_1	N_1	N_2	J_1	
烃源岩	岩性	暗色泥岩、泥灰岩	暗色泥岩	暗色泥岩、泥灰岩	煤系泥岩	
	TOC/%	0.6 ~ 1.2	0.8 ~ 1.2	0.4 ~ 0.8	1.85	
	Ro/%	0.6 ~ 1.1	0.6 ~ 1.2	0.4 ~ 1.2	0.88 ~ 1.65	
储层	储层岩性	泥灰岩	粉砂岩	粉砂岩	泥质粉砂岩、泥灰岩	砂岩
	单层厚度/m	2 ~ 6	3 ~ 8	2 ~ 6	3 ~ 10	2.8 ~ 8
	孔隙度/%	5.4	7.3	8.8	9.4	6.1
	渗透率/ $\times 10^{-3} \mu\text{m}^2$	0.68	0.2	0.75	1	0.8
	主要储集空间	晶间孔、溶孔	残余原生粒间孔、粒缘缝	残余原生粒间孔	晶间孔、溶孔	粒缘缝、粒内溶孔
	预计储量/ $\times 10^4 \text{ t}$	5300	3600	5000	2300	2000

4 结论

(1) 柴达木盆地大面积分布的中下侏罗统(J_{1+2})半深湖相泥岩、下干柴沟组(E_3)、上干柴沟组(N_1)半深湖及深湖相烃源岩和与烃源岩互层或位于其附近的滨浅湖相砂体或碳酸盐岩,构成了对致密油形成非常有利的源储共生关系。柴达木盆地致密油主要分布在下中下侏罗统(J_{1+2})、下干柴沟组(E_3)和上干柴沟组(N_1)的优质烃源岩层内或附近。

(2) 柴北缘侏罗系烃源岩有机质丰度较高,有机碳平均1.85%,有机质类型以I—II₂型为主,有机质成熟度在成熟—高成熟阶段,具有较好的生油潜力。柴西第三系下干柴沟组(E_3^2)和上干柴沟组(N_1)烃源岩有机碳一般在0.4%~1.2%,有机质类型以I—II₁型为主,有机质成熟度 R_o 分布在0.4%~1.2%范围内,处于生油窗内。与国内其它盆地相比,柴达木盆地第三系烃源岩具有烃转化率较高的特点。

(3) 柴达木盆地致密油存在碎屑岩和碳酸盐岩两类储层。沉积环境主要为滨浅湖滩坝、藻滩体、灰坪。碎屑岩储集空间类型为残余粒间孔、粒缘缝、溶蚀孔隙,砂体具有单层厚度较薄,纵向上数个砂体叠加,平面上延伸较远的特征。藻灰岩储集空间为原生孔、溶蚀孔和层间收缩缝,具有连片性较好,层数较多,单层厚度薄,累计较厚的特点。储层类型为特低孔特低渗储层。

(4) 构造斜坡区和生烃凹陷中心区是致密油分布集中带。致密油藏可能的成藏组合有源内包裹组合、源上广覆组合、源下广伏组合、源侧披覆组合等四种,其分布主要受生烃凹陷控制。

(5) 优选出柴西扎哈泉—乌南、小梁山—南翼山、七个泉—跃进和柴北缘冷湖等四大致密油勘探目标区,初步估算资源量在 $8.16 \sim 10.46 \times 10^8$ t。

在柴达木盆地既存在构造、岩性和地层等常规油气藏,也存在致密油气、页岩油气等非常规油气藏,勘探前景十分广阔。考虑到地质认识程度、勘探开发工艺技术、开发成本、环境效应等,柴达木盆地油气勘探应遵循先常规油气,后非常规油气;先致密油气,后页岩油气的原则进行。

参考文献(References)

1 邹才能,董大忠,王社教,等. 中国页岩气形成机理、地质特征及资源潜力[J]. 石油勘探与开发, 2010, 37(6): 641-652 [Zou

Caineng, Dong Dazhong, Wang Shejiao, et al. Geological characteristics formation mechanism and resource potential of shale gas in China [J]. Petroleum Exploration and Development, 2010, 37(6): 641-652

2 雷群,王红岩,赵群,等. 国内外非常规油气资源勘探发现现状及建议[J]. 天然气工业, 2008, 28(12): 7-10 [Lei Qun, Wang Hongyan, Zhao Qun, et al. Status analysis and advices on exploration and development of unconventional hydrocarbon resources [J]. Natural Gas Industry, 2008, 28(12): 7-10]

3 李玉喜,张金川. 我国非常规油气资源类型和潜力[J]. 国际石油经济, 2011, 19(3): 61-67 [Li Yuxi, Zhang Jinchuan. Types of unconventional oil and gas resources in China and their development potential [J]. International Petroleum Economics, 2011, 19(3): 61-67]

4 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): 342-350 [Jia Chengzao, Zou Caineng, Li Jianzhong, et al. Assessment criteria, main types, basic features the tight oil in China and resource prospects of the tight oil in China [J]. Acta Petrolei Sinica, 2012, 33(3): 342-350]

5 Daniel A, Brain B, Bobbi J C, et al. Evaluation implication of hydraulic fracturing in shale gas reservoirs [C]. SPE Americas E&P Environment and Safety Conference: San Antonio, Texas, 2009

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 Law B E, Curtis J B. Introduction to unconventional petroleum systems [J]. AAPG Bulletin, 2002, 86(11): 1851-1852

8 Law B E. Basin-centered gas systems [J]. AAPG Bulletin, 2002, 86(11): 1891-1919

9 Schmoker J W. Resource-assessment perspectives for unconventional gas systems [J]. AAPG Bulletin, 2002, 86(11): 1993-1999

10 付锁堂. 柴达木盆地西部油气成藏主控因素与有利勘探方向[J]. 沉积学报, 2010, 28(2): 373-379 [Fu Suotang. Key controlling factors of oil and gas accumulation in the western Qaidam Basin and its implications for favorable exploration direction [J]. Acta Sedimentologica Sinica, 2010, 28(2): 373-379]

11 马达德,寿建峰,胡勇,等. 柴达木盆地柴西南区碎屑岩储层形成的主控因素分析[J]. 沉积学报, 2005, 23(4): 589-595 [Ma Dade, Shou Jianfeng, Hu Yong, et al. Analysis of the main controlling factors on the formation of clastic reservoirs in the southwestern area of the Qaidam Basin [J]. Acta Sedimentologica Sinica, 2005, 23(4): 589-595]

12 林承焰,刘伟,刘键,等. 柴达木盆地油泉子油田中孔低渗型藻灰岩储层测井评价[J]. 西安石油大学学报: 自然科学版, 2009, 24(1): 25-28 [Lin Chengyan, Liu Wei, Liu Jian, et al. Well logging evaluation of the algal limestone reservoirs with middle-porosity and low-permeability in Youquanzi Oilfield of Qaidam Basin [J]. Journal

- of Xi'an Shiyou University: Natural Science Edition, 2009, 24(1): 25-28]
- 13 张敏,尹成明,寿建峰,等. 柴达木盆地西部地区古近系及新近系碳酸盐岩沉积相[J]. 古地理学报, 2004, 6(4): 391-400 [Zhang Min, Yin Chengming, Shou Jianfen, et al. Sedimentary facies of carbonate rocks of the Paleogene and Neogene in western Qaidam Basin [J]. Journal of Palaeogeography, 2004, 6(4): 391-400]
- 14 党玉琪,熊继辉,刘震,等. 柴达木盆地油气成藏的主控因素[J]. 石油与天然气地质, 2004, 25(6): 614-619 [Dang Yuqi, Xiong Jihui, Liu Zhen, et al. Main factors controlling hydrocarbon accumulation in Qaidam basin [J]. Oil & Gas Geology, 2004, 25(6): 614-619]
- 15 陈子料,寿建峰,王少依. 柴达木盆地花土沟油区上干柴沟组—下油砂山组碳酸盐岩储层特征[J]. 成都理工学院学报, 2001, 28(1): 53-58 [Chen Ziliao, Shou Jianfeng, Wang Shaoyi. Carbonates reservoir features of Shangganhaigou to Xiayoushashan Formation in Huatugou area, Qaidam Basin [J]. Journal of Chengdu Institute of Technology, 2001, 28(1): 53-58]

Exploration Potential and Geological Conditions of Tight Oil in the Qaidam Basin

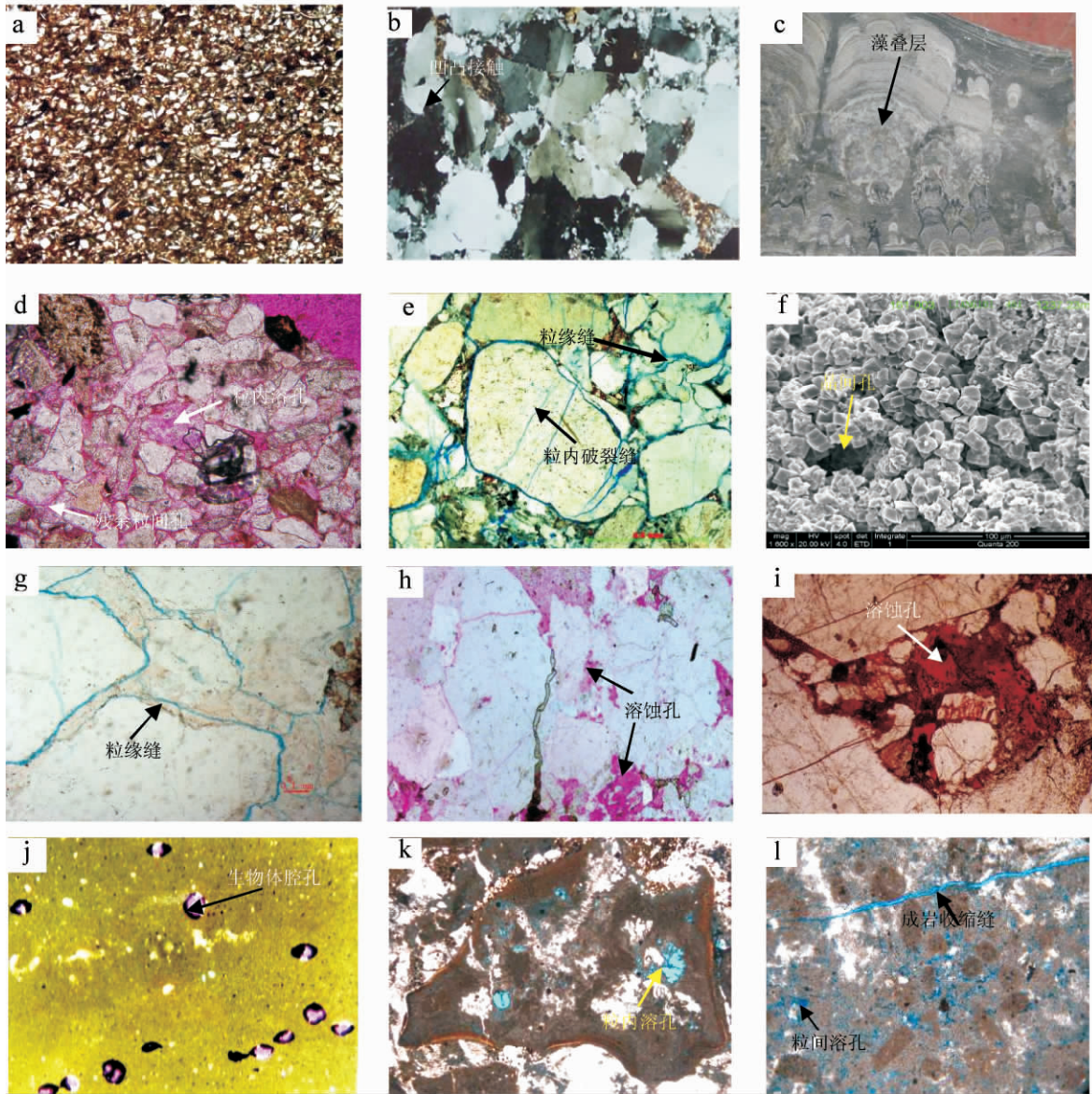
FU Suo-tang¹ ZHANG Dao-wei¹ XUE Jian-qin¹ ZHANG Xiao-bao²

(1. Qinghai Oil Field Company, CNPC, Dunhuang, Gansu 732000;

2. Lanzhou Center for Oil and Gas, Institute of Geology and Geophysics, CAS, 730000)

Abstract: There are geological conditions for the formation of tight oil in the Qaidam basin. The Middle and Lower Jurassic semi-deep lacustrine facies mudstone and the Tertiary semi-deep lake facies to deep lake facies mudstone are widely distributed in the Qaidam basin, which constitutes a favorable relationship of source and reservoir coexistence for the formation of tight oil with bank to shallow lake facies sand body or carbonate rock which is interbedded with or situated near the source rocks. The Jurassic source rocks in the northern margin of the Qaidam basin have an average organic carbon value of 1.85, I-II₂ organic types and a maturity range from mature stage to over mature stage with better oil generation potential. The Tertiary source rocks in the west of the Qaidam basin have a range of organic carbon from 0.4% to 1.2%, I-II₁ organic types and a Ro value from 0.4% to 1.2% within an oil generation window. Compared to other Chinese basins, the degree of hydrocarbon inversion of the Tertiary source rocks is high. The clastic reservoir space is dominated by remained intergranular pores and corroded pores with porosity from 3.8% to 10.2% and permeability from $0.1 \times 10^{-3} \mu\text{m}^2$ to $2 \times 10^{-3} \mu\text{m}^2$. The reservoir rocks have characteristics of thinner single beds, vertical multilayer's superimposition, thicker accumulated thickness and many horizontal oil beds overlaid. The reservoir space of the carbonate rock is predominated by corroded pores and interbedded contracted cracks with porosity from 5% to 7% and permeability from $0.2 \times 10^{-3} \mu\text{m}^2$ to $0.7 \times 10^{-3} \mu\text{m}^2$. The reservoir rock is characterized by more single beds, thinner single beds, more sedimentary facies controlled and horizontal widely continuous oil beds. The groups of oil reservoir formation include four types, that is, inner source included group, upper source widely distributed model, lower source layered group, and beside source covered group, which are mainly controlled by source depressions. The tight oil in the Qaidam basin is enriched and has a great potential, being estimated the resource yield ranges from 8.16 to 10.46×10^8 Tons. After the analysis of reservoir forming conditions, we think that four favorable exploration areas, i. e., Zhahaquan-Wunan, Xiaoliangshan-Nanyishan and Qigequan-Yaojin in the western Qaidam basin and Lenghu in the northern Qaidam basin, can be served as current exploration targets.

Key words: favorable exploration areas; exploration potential; geological characteristics; tight oil; Qaidam basin



图版 I 说明 a. 乌 106 井 2 188.86 m, 含泥粉砂岩, 50 ×; b. 冷科 1 井 4 319.53 m, 粗砂岩, 25 ×; c. 跃灰 105 井, 3 025.08 m, 藻叠层灰岩; d. 绿 2 井, 2 280.3 m, N₁, 粉细砂岩, 200 ×; e. 扎 3 井, 3 012.24 m, N₁, 长石砂岩, 100 ×; f. 梁 101 井, 1 237.23 m, N₂², 藻泥晶灰岩; g. 龙 1 井, 1 738.43 m, J₂, 粗砂岩, 50 ×; h. 冷科 1 井, 4 312.33 m, J₁, 粗砂岩, 50 ×; i. 鱼 33 井, J₂, 长石内溶孔及粒间溶孔, 50 ×; j. 跃灰 1 井, 3 228.6 m, E₃², 藻泥晶灰岩, 50 ×; k. 跃灰 104 井, 2 992.55 m, E₃², 藻屑灰岩, 50 ×; l. 红 34 井, 2 912.53 m, E₃², 颗粒灰岩, 10 ×。