

文章编号: 1000-0747(2017)02-0196-09 DOI: 10.11698/PED.2017.02.03

柴达木盆地西部地区致密油地质特征及勘探领域

刘占国¹, 朱超¹, 李森明¹, 薛建勤², 官清顺¹,
王艳清¹, 王鹏², 夏志远¹, 宋光永¹

(1. 中国石油杭州地质研究院, 杭州 310023; 2. 中国石油青海油田公司勘探开发研究院, 甘肃敦煌 736202)

基金项目: 中国石油科技重大专项(2016E-0101; 2016B-0303)

摘要: 应用大量钻井和实验分析资料, 对柴达木盆地西部地区(简称柴西地区)致密油沉积环境、源储及配置组合地质特征进行综合分析, 预测出四大致密油勘探领域。柴西地区自古近纪以来受青藏高原持续挤压隆升作用影响, 沉积环境具三大显著特征: ①继承性的古斜坡和凹陷相间的古地貌; ②相对湿润到干旱频繁交替变化的古气候; ③高频震荡升降演化的湖平面和古盐度。在其控制下, 古近纪末期至新近纪早期发育了两套规模大、生烃效率高的主力烃源岩, 发育了碎屑岩和碳酸盐岩两类规模致密储集层, 形成了源储间互、源储共生和源储侧交3种有利致密油源储组合类型。评价预测结果揭示柴西地区存在咸化湖泊碳酸盐岩、浅湖滩坝砂岩、三角洲前缘砂岩和深湖重力流砂岩4类致密油储集层类型及勘探领域, 时空分布具层位集中、规律性强、有利面积大等特点, 其中咸化湖泊碳酸盐岩和浅湖滩坝砂岩致密油勘探潜力最大。图6表2参21

关键词: 致密油; 地质特征; 勘探领域; 柴达木盆地; 致密储集层

中图分类号: TE122.2

文献标识码: A

Geological features and exploration fields of tight oil in the Cenozoic of western Qaidam Basin, NW China

LIU Zhanguo¹, ZHU Chao¹, LI Senming¹, XUE Jianqin², GONG Qingshun¹, WANG Yanqing¹,
WANG Peng², XIA Zhiyuan¹, SONG Guangyong¹

(1. PetroChina Hangzhou Research Institute of Geology, Hangzhou 310023, China; 2. Exploration and Development Institute of PetroChina Qinghai Oil Field Company, Dunhuang 736202, China)

Abstract: Using a large amount of drilling and experimental analysis data, this paper evaluates four potential fields of tight oil exploration in western Qaidam Basin from comprehensive analysis of geological conditions such as sedimentary environments, source rock evaluations, reservoir characteristics, and source-reservoir relationships. Influenced by continuous uplift of Tibet Plateau since Paleogene, the sedimentary environment of the western Qaidam Basin exhibits three characteristics: (1) a paleo-topographic configuration consisted of inherited slopes, depressions and paleohighs; (2) frequent alternation of relative humid and arid paleoclimate; and (3) oscillation of salinity and level of the paleo-lake water. Preferential paleo-environment resulted in two sets of large-scale source rocks with high efficiency and two types of large-scale tight reservoir rocks (siliclastic and carbonate), deposited during the late Paleogene to early Neogene. The above source and reservoir rocks form favorable spatial relationships which can be classified into three categories: symbiotic, inter and lateral. Based on sedimentary environments and reservoir types, tight oil resource in western Qaidam Basin can be divided into four types, corresponding to four exploration fields: salty lacustrine carbonate tight oil, shallow lake beach-bar sandstone tight oil, delta-front-sandstone tight oil and deep lake gravity-flow-sandstone tight oil. The temporal and spatial distribution of tight oil has characteristics of layer concentration, strong regularity and large favorable area, in which the saline lacustrine carbonate and shallow lake beach-bar sandstone tight oil are the best exploration targets in the western Qaidam Basin.

Key words: tight oil; geological features; exploration fields; Qaidam Basin; tight reservoir

引用: 刘占国, 朱超, 李森明, 等. 柴达木盆地西部地区致密油地质特征及勘探领域[J]. 石油勘探与开发, 2017, 44(2): 196-204.
LIU Zhanguo, ZHU Chao, LI Senming, et al. Geological features and exploration fields of tight oil in the Cenozoic of western Qaidam Basin, NW China[J]. Petroleum Exploration and Development, 2017, 44(2): 196-204.

0 引言

柴达木盆地受特殊地质条件影响, 低孔、低渗油田广泛分布^[1], 自2011年引入致密油气勘探新理论以

来, 对盆地致密油气资源有了新的认识, 其中柴达木盆地西部(以下简称柴西)地区扎哈泉地区扎2井新近系上干柴沟组(N₁)滩坝砂岩致密油的发现, 拉开了柴达木盆地致密油勘探的序幕。截至2015年底, 在

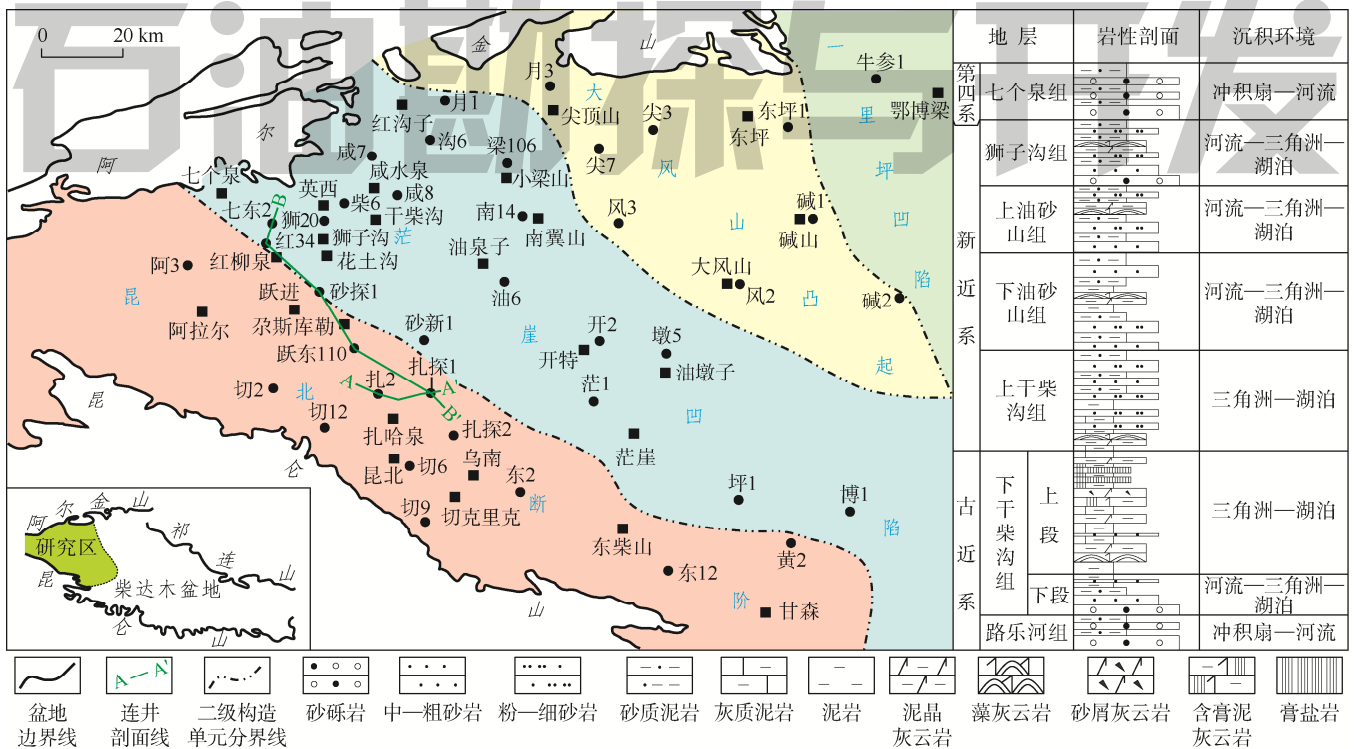
柴西共部署石油预探井40余口，其中致密油见油气显示并约30口，获工业油流井20余口，展现出良好的致密油勘探前景，已经成为柴达木盆地重要的油气勘探新领域^[2-3]。

柴西地区致密油勘探已初见成效，但由于其储集层类型复杂多样，且大都具有单层厚度薄(1~8 m)、层数多、横向分布不连续等特征，使其致密油“甜点”区地质评价难度较大。因此，本文应用区内大量钻井和实验分析资料，在前人认识基础上，从沉积环境分析入手，对该区致密油形成的源、储及其配置组合和成藏地质特征进行了进一步阐述，最后从沉积环境及

储集层类型角度对该区致密油进行了分类和勘探领域评价，以期为该致密油下步勘探提供地质依据。

1 区域地质概况

柴西地区勘探面积约 $3 \times 10^4 \text{ km}^2$ ，西起阿尔金山东缘，东以鄂博梁—甘森一线为界，从南到北可划分为昆北断阶、茫崖凹陷、大风山凸起、一里坪凹陷4个二级构造单元^[3-4]。柴西地区新生界划分如图1所示，分别为路乐河组(E_{1+2})、下干柴沟组下段(E_3^1)、下干柴沟组上段(E_3^2)、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)和七个泉组(Q)。



2 致密油地质特征

2.1 沉积环境特征

古构造恢复研究表明，在古近纪末期至新近纪早期，受青藏高原持续隆升挤压作用影响，柴西地区发育一系列同沉积逆断层^[5]，在其控制下区内形成了继承性的古斜坡和凹隆相间的古地貌格局。其中盆缘古斜坡包括柴西南(昆北断阶带)、柴西北(大风山凸起带)两大缓坡区和阿尔金山前陡坡区^[6]；古凹陷区主要发育在现今茫崖凹陷内，包括红柳泉—狮子沟、扎哈泉—切克里克、小梁山—南翼山、茫崖西和茫崖东五大沉积洼陷^[1]，各洼陷区之间由古斜坡和古低隆分隔。与此同时，盆地海拔持续增高^[7-9]，古纬度持续北移^[10]，盆

内古植物孢粉、黏土矿物和沉积岩类型组合揭示柴西地区古近纪以来古气候经历了相对湿润到干旱的频繁交替变化，同时盛行西北风^[11-13]。受古气候控制，湖盆古水体盐度和湖平面经历了高频震荡升降演化历程^[14-15]。在古构造、古气候及古水体的共同控制作用下，柴西地区在古近纪末期至新近纪早期形成了有利的致密油源、储及配置组合。

E_3^1 沉积期，古气候相对湿润，物源补给充分，湖平面相对稳定上升，凹陷中心主要位于红柳泉—狮子沟地区，近洼陷中心。红柳泉缓坡区大规模辫状河三角洲前缘砂体与烃源岩侧向指状交叉，七个泉—红沟子陡坡区厚层近岸水下扇—浊积扇砂体直接被烃源岩包裹，从而形成了三角洲前缘和深湖重力流砂岩两种

有利的致密油储集层。

$E_3^2-N_1$ 沉积早期,柴西地区致密油有利源、储及配置组合最为发育。纵向上,由湖平面上升-弱咸化期、湖平面初始下降-半咸化期和湖平面快速下降-咸化期 3 个单旋回组成了多类型的致密油源储配置沉积叠加组合。湖平面上升-弱咸化期,物源补给相对充分,古斜坡、古低隆区和洼陷区广泛发育优质烃源岩,在陡坡区和同沉积断层下盘发育近岸水下扇和浊积扇砂体,以形成深湖重力流砂岩致密油源储配置组合为主。湖平面初始下降-半咸化期,古低隆区和洼陷区以优质烃源岩沉积为主,在物源补给相对充分的缓坡区,三角洲进积砂体在由西北盛行风控制形成的波浪-湖流共同作用下形成了大规模滩坝砂体,其与下伏烃源岩形成了有利的滩坝砂岩致密油源储配置组合;在物源补给相对匮乏的缓坡区,古盐度相对较高,陆源碎屑与湖相碳酸盐岩混合沉积储集体发育,其与下伏烃源岩形成了有利的混积岩致密油源储配置组合。湖平面快速下降-咸化期,盆地周缘物缘补给总体匮乏,湖盆古盐度总体升高,洼陷中心以烃源岩和膏盐岩沉积为主,古斜坡和古低隆区泥晶灰云岩、颗粒灰云岩和藻灰云岩 3 类湖相碳酸盐岩储集体大规模发育,与洼陷中心烃源岩形成了侧向对接(古斜坡区)和下生上储(古低隆区)的有利碳酸盐岩致密油源储配置组合。

平面上, E_3^2 沉积期湖盆范围最大,凹陷中心以半深湖—深湖相烃源岩沉积为主,阿尔金山前七个泉—红沟子地区主要发育近岸水下扇碎屑岩致密油储集层;柴西南红柳泉—跃进斜坡区以灰云坪、藻丘—颗粒滩致密油储集层为主;狮子沟—干柴沟水下古低隆区发育颗粒滩—灰云坪致密油储集层;乌南—茫崖—大风山以东地区广泛发育灰云坪致密油储集层;柴西北斜坡区以滩坝致密油储集层为主(见图 2a)。 N_1 沉积早期,在持续构造挤压作用影响下,相对 E_3^2 时期半深湖—深湖范围有所减小,集中分布在小梁山—咸水泉、干柴沟—茫崖。该时期大规模发育滩坝砂岩和藻丘—颗粒滩—灰云坪碳酸盐岩两类致密油储集层,其中滩坝砂岩致密油储集层在柴西南斜坡区沿半深湖—深湖相区呈带状展布;藻丘—颗粒滩—灰云坪碳酸盐岩致密油储集层大面积分布在柴西北斜坡区(见图 2b)。

2.2 烃源岩特征

柴西地区湖相烃源岩形成于半咸水—咸水环境,碳酸盐岩含量均较高,一般为 20%~35%,局部高达 45%。前人研究表明,柴西地区古近系—新近系咸化湖盆烃源岩生烃母质以丛粒藻(又称葡萄球藻)和颗石

藻为主^[16],其本身含有大量可溶有机物,在低温条件下,无需达到通常的生油门限温度即可大量生烃,是一种非常好的生烃母质^[17-18]。烃源岩模拟实验表明,柴西地区烃源岩产液态烃高峰对应的有机质成熟度(R_o)值为 0.52%,当 R_o 值大于 1.32% 后以产气为主。据此范围,结合前人对该区优质烃源岩分布范围研究成果^[1],对主力致密油烃源岩层段有机质类型、生烃指标、累计厚度和分布面积进行了统计(见表 1)。

E_3^2 沉积期烃源岩最为发育,平面叠合面积约 $1.2 \times 10^4 \text{ km}^2$,其中 R_o 值在 0.50%~1.32% 范围内对应的烃源岩叠合面积为 $5.1 \times 10^3 \text{ km}^2$,厚度为 100~1 000 m,有机质类型以 I—II₁ 型为主,总有机碳含量(TOC)为 0.4%~1.2%,平均为 0.63%,氯仿沥青“A”含量平均为 0.102 1%,生烃潜力指数(S_1+S_2)为 3.357 mg/g。 N_1 沉积期烃源岩平面叠合面积约 $1.0 \times 10^4 \text{ km}^2$,其中 R_o 值在 0.50%~1.32% 范围对应的烃源岩叠合面积为 $9.9 \times 10^3 \text{ km}^2$,厚度约 100~700 m,岩性以暗色泥岩和灰泥岩为主,有机质类型以 I—II₁ 型为主,TOC 值为 0.4%~1.2%,平均为 0.48%,氯仿沥青“A”含量平均为 0.076 0%,生烃潜力指数(S_1+S_2)为 2.301 5 mg/g。

由此可见,虽然柴西地区致密油烃源岩有机质丰度较低,但其发育规模大、生烃效率高,为致密油勘探奠定了良好的资源基础。

2.3 致密油储集层特征

依据区内已发现的致密油储集层大量岩心、薄片和实验分析资料,柴西地区主要发育碎屑岩和碳酸盐岩两大类致密油储集层岩石类型,多具混积特征。碎屑岩致密油储集层以粉砂—细砂岩为主,颗粒成分主要为岩屑和长石,石英含量较低;填隙物成分中方解石和硬石膏胶结物含量普遍较高,含少量灰泥杂基;储集空间类型主要为剩余原生孔、少量溶孔和微裂缝(见图 3a、3b)。碳酸盐岩致密油储集层以泥晶灰云岩、颗粒灰云岩和藻灰云岩为主,多含粉—细砂和黏土陆源碎屑。其中泥晶灰云岩成分以泥—粉晶白云石和方解石为主,陆源黏土含量普遍在 25%~50%,多发育斑块状硬石膏,储集空间类型以膏模孔、白云石晶间孔和裂缝为主(见图 3c);颗粒灰云岩颗粒成分主要为砂屑和鲕粒,普遍含陆源粉—细砂,粒间方解石和硬石膏胶结物发育,储集空间类型以硬石膏胶结物溶孔为主(见图 3d);藻灰云岩根据成分和产状可细分为藻叠层、藻团块和藻纹层灰云岩 3 种类型,储集空间类型主要为藻格架和藻屑溶孔(见图 3e、3f)。

表 2 根据储集层岩石类型对柴西地区致密油储集

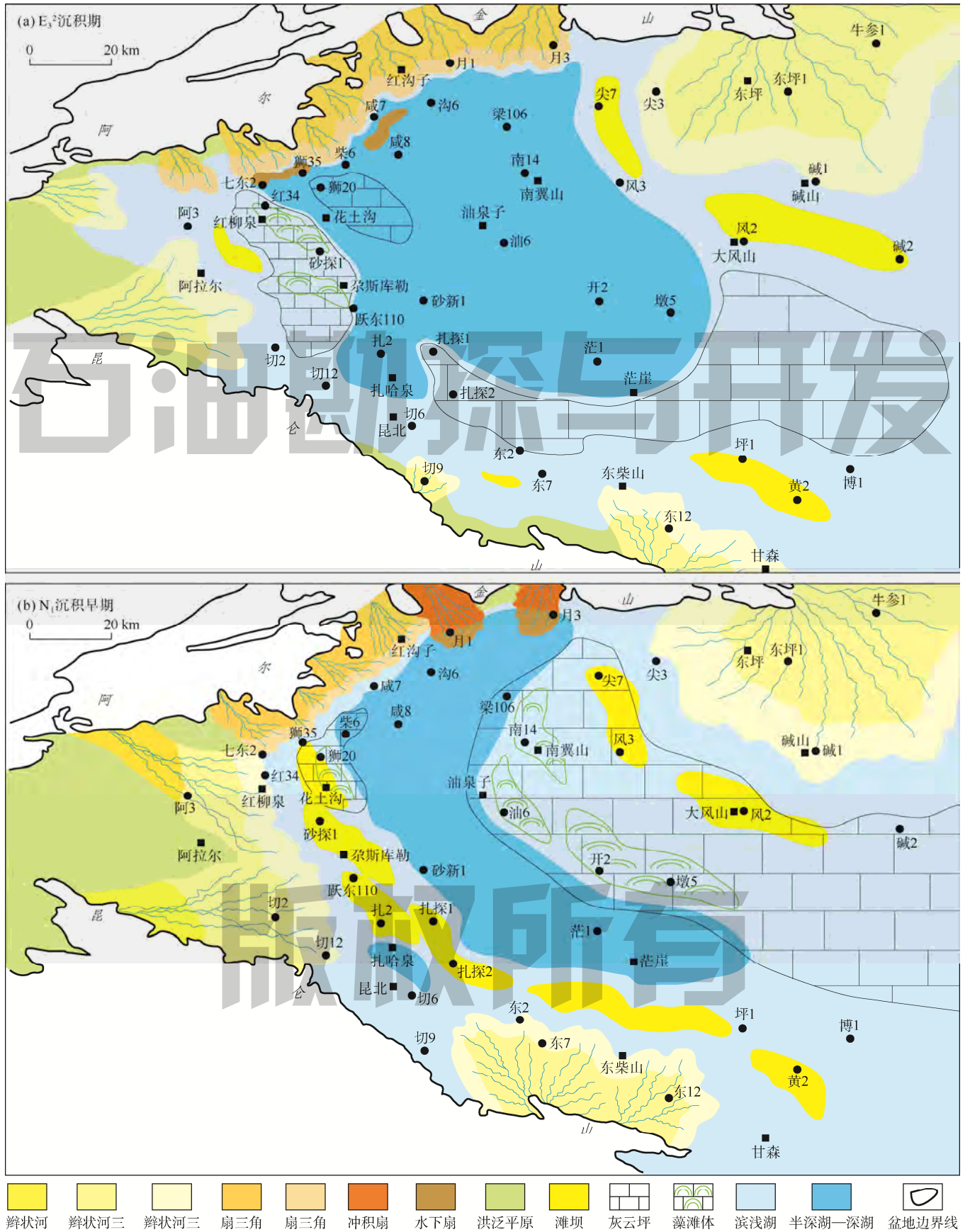


图2 柴西地区 E_{3-2} — N_1 沉积早期沉积相平面图

表 1 柴西地区致密油烃源岩特征综合统计表

地层	TOC 均值/%	氯仿沥青“ A ”含量/%	烃含量/ 10^{-6}	$(S_1+S_2)/(mg \cdot g^{-1})$	$R_o/\%$	有机质类型	厚度/m	面积/ km^2
N_1	0.48 (762)	0.076 0 (183)	1 074 (72)	2.301 5 (82)	0.50~1.32	I—II ₁	100~700	9.9×10^3
E_3^2	0.63 (836)	0.102 1 (428)	705 (128)	3.357 0 (68)	0.50~1.32	I—II ₁	100~1 000	5.1×10^3

注：表中仅统计了主力生油烃源岩特征数据；括号内数值为样品数

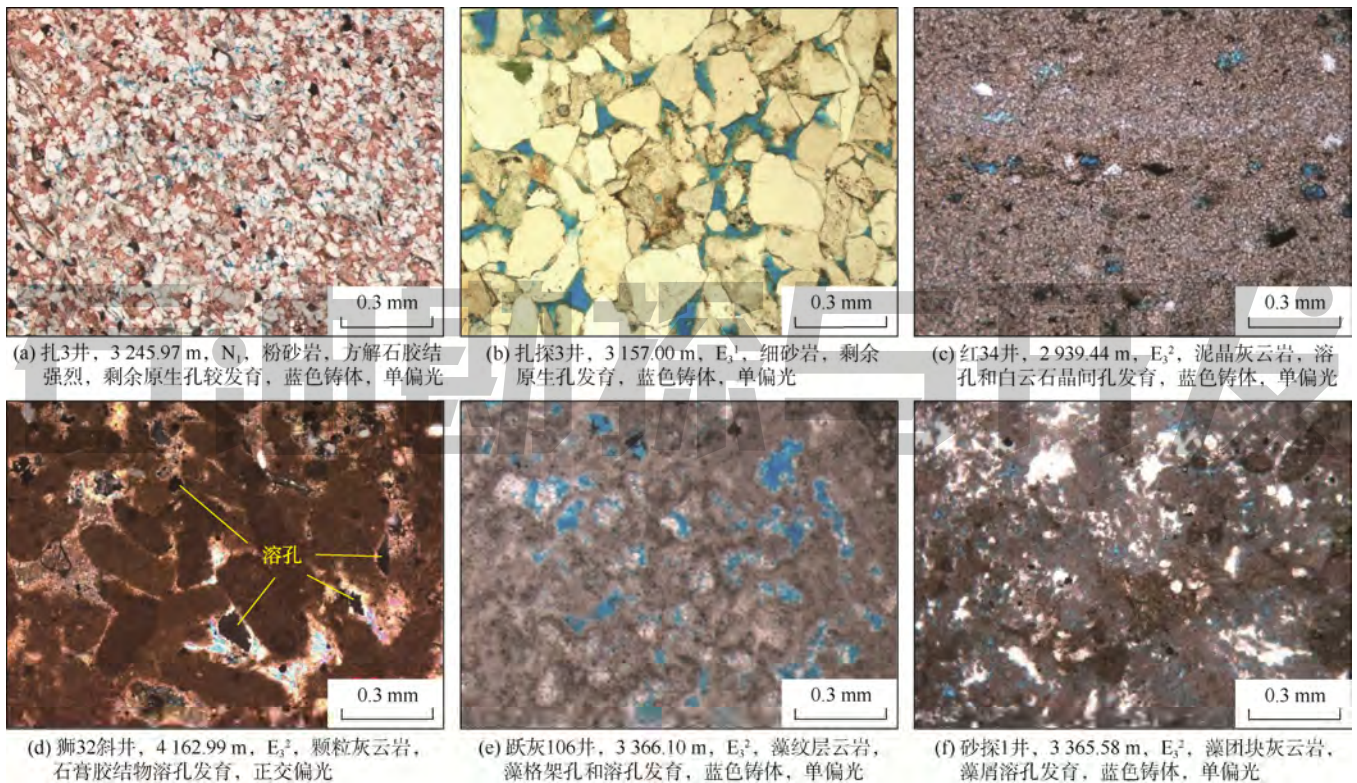


图 3 柴西地区致密油储集层微观特征

表 2 柴西地区致密油储集层特征综合统计表

储集层岩性	储集空间	孔隙度/%	渗透率/ $10^{-3} \mu m^2$	沉积微相	分布层位	代表地区	代表井
粉砂岩	剩余原生孔为主，次为溶孔	2.4~7.8	0.05~0.67	滩坝	N_1 、 E_3^2	扎哈泉、乌南、大风山、尖顶山	扎探 1、乌 26、尖 7
细砂岩	剩余原生孔为主，次为溶孔	3.3~9.3	0.10~0.75	油积水道、三角洲前缘水下分流河道	N_1 、 E_3^2 、 E_3^1	扎哈泉、七个泉、红沟子、红柳泉、东柴山	扎 2、七芯 1、沟 5、红 118、扎探 3
藻/颗粒灰云岩	溶孔为主，次为裂缝	5.3~9.9	0.13~1.00	颗粒滩、藻丘	N_1 、 E_3^2	尔斯、跃西、狮子沟、南翼山、咸水泉	跃灰 1、狮 43、咸 7、南 5
泥晶灰云岩	溶孔为主，次为晶间孔和微裂缝	2.9~7.2	0.05~0.68	灰云坪	N_1 、 E_3^2	红柳泉、咸水泉、干柴沟、油泉子、开特、风西	红 38、咸 20、柴 6、油 6、开 2、风 3

注：储集层岩性是指以该类岩性为主，多数具有混积岩特征

层特征进行了综合统计。可以看出，致密油储集层孔隙度为 2.4%~9.9%，渗透率为 $(0.05 \sim 1.00) \times 10^{-3} \mu m^2$ 。其中藻灰云岩和颗粒灰云岩储集层物性最好，其次为细砂岩，粉砂岩和泥晶灰云岩储集层物性均较差。根据中国主要盆地致密储集层物性划分标准^[19-20]，可以把柴西地区致密油储集层划分为 3 类（见图 4）：I 类储集层孔隙度为 7%~10%，满足此标准的主要是藻/颗粒灰云岩和细砂岩，典型地区有红柳泉 E_3^1 三角洲前缘砂岩、七个泉 E_3^2 重力流砂岩以及南翼山、咸水泉

N_1 藻/颗粒灰云岩；II 类储集层孔隙度为 4%~7%，4 种岩石类型储集层均可达此范围，柴西地区主要为该类致密油储集层；III 类储集层孔隙度小于 4%，这类储集层岩性以泥晶灰云岩和粉砂岩为主，尽管物性较差，但裂缝普遍发育，而且分布区域相对更靠近湖盆中心，因此也是该区有利储集层类型。

整体上，柴西地区致密油储集层具岩性类型复杂、储集层非均质性强、单层厚度薄、层数多、纵向叠置、横向不连续等特征，故其“甜点”区的评价及预测具

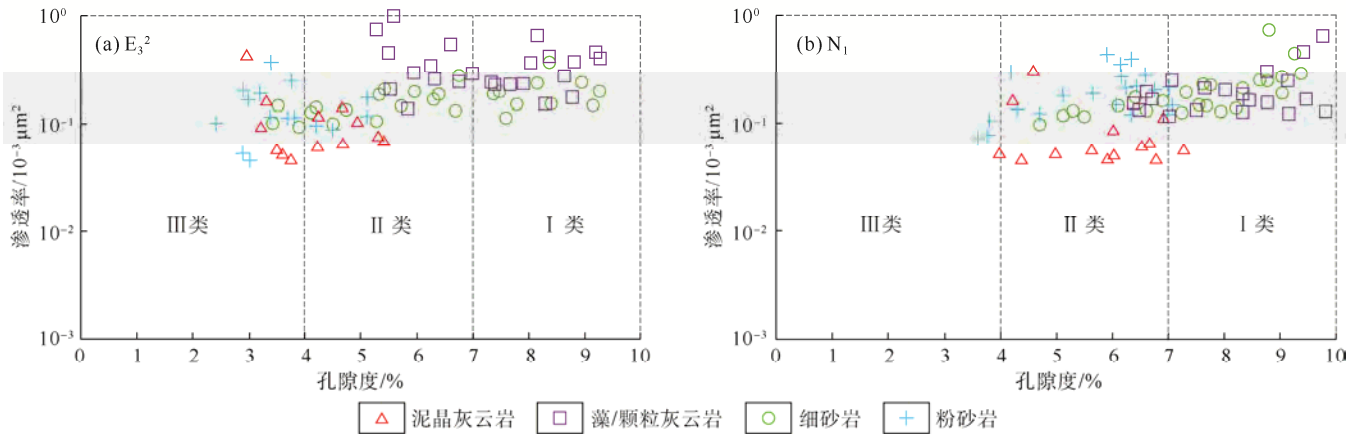


图4 柴西地区致密油储集层物性散点图

有较大难度^[21]。通过对该区致密油储集层沉积环境、岩石结构和成岩作用综合研究，发现除晚期构造裂缝改造储集层外，各层系甜点储集层基质孔隙发育主要受沉积古构造背景和沉积微相控制。对碎屑岩致密油储集层的控制作用主要体现在：在相同压实和胶结作用导致储集层致密化背景下，优势微相区砂岩结构成熟度、成分成熟度和单层厚度相对较高，更易于原生孔隙保存，例如扎哈泉 N₁ 致密油甜点储集层主要分布在滩坝主体和浊积水道优势微相区，高产、稳产。对碳酸盐岩致密油储集层的控制作用主要体现在：沉积古构造背景控制了柴西地区各类碳酸盐岩分布，其中在同沉积逆断层上盘和凹陷中心古低隆区，主要以颗粒滩和藻丘沉积为主，且更易于暴露溶蚀形成甜点储集层，如跃进和英西地区 E₃² 致密油储集层；在近凹陷中心远离物源波及区，古盐度较高，灰云坪储集层泥质含量低，白云石化程度高，溶孔和白云石晶间孔发育。

2.4 源储组合特征

通过上述致密油沉积环境分析，柴西地区致密油源、储组合可以划分为3种类型：①源、储共生组合，

即储集体包裹于烃源岩之中，如柴西南七个泉 E₃² 重力流砂岩致密油；②源、储间互组合，即浅湖相碳酸盐岩或滩坝砂岩与烃源岩互层，主要发育在古斜坡区或者洼中低隆区，受水体震荡升降影响，浅湖与半深湖交替出现，如英西、红柳泉 E₃² 碳酸盐岩致密油及扎哈泉 N₁ 滩坝砂岩致密油；③源、储侧交组合，即储集体与烃源岩侧向对接，油气直接转移至侧方储集层，这类储集层主要为三角洲前缘砂，如红柳泉 E₃¹ 致密油。相对而言，源、储间互组合类型在柴西地区最为发育（见图5）。

2.5 油气运移特征

柴西油气运移的驱动力主要为地层异常流体压力，即剩余压力。源储共生及源储间互组合的致密油运聚方式为油气在剩余压差的作用下克服毛细管力束缚，以渗流的方式直接注入与其接触的储集体微孔中聚集成藏；源储侧交组合的排烃方式为油气借助剩余压力差呈“活塞式”短距离侧向充注至储集层中^[2]。相比而言，源储共生或间互组合的油气充注方式更加简单、高效。

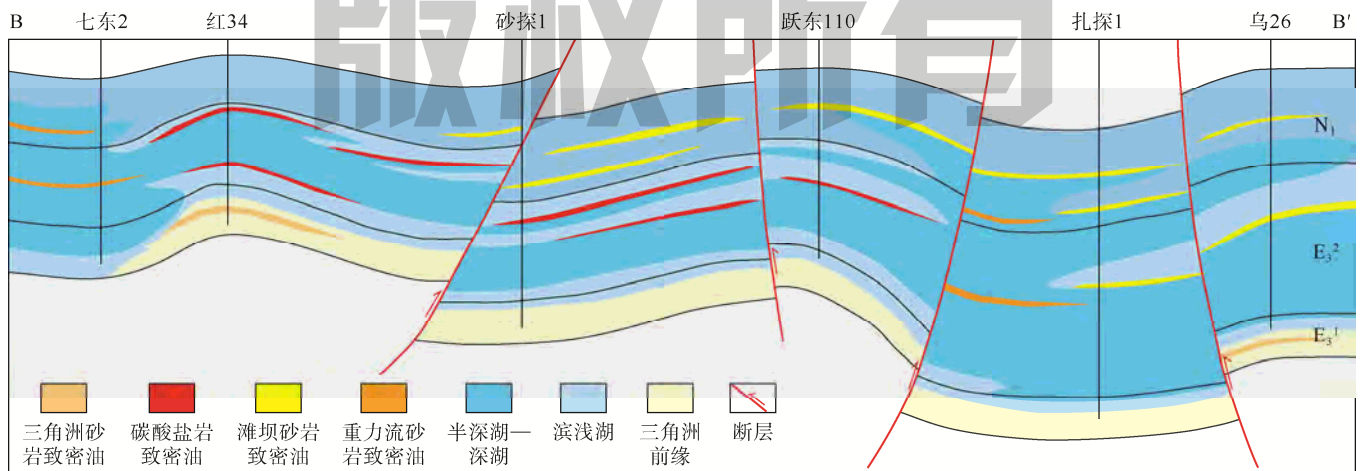


图5 柴西地区致密油类型及源储组合特征（剖面位置见图1）

3 致密油类型及勘探领域

本文从沉积环境和储集层类型角度,结合柴西地区致密油勘探实践,将区内致密油划分为4种类型(见图6):咸化湖泊碳酸盐岩致密油;浅湖滩坝砂岩致密

油;三角洲前缘砂岩致密油;深湖重力流砂岩致密油。在此基础上,依据已发现的各类致密油储集层物性、厚度、面积和含油饱和度等参数,结合有利源储组合沉积展布规律,评价、预测了4类致密油勘探领域的潜力和分布(见图6)。

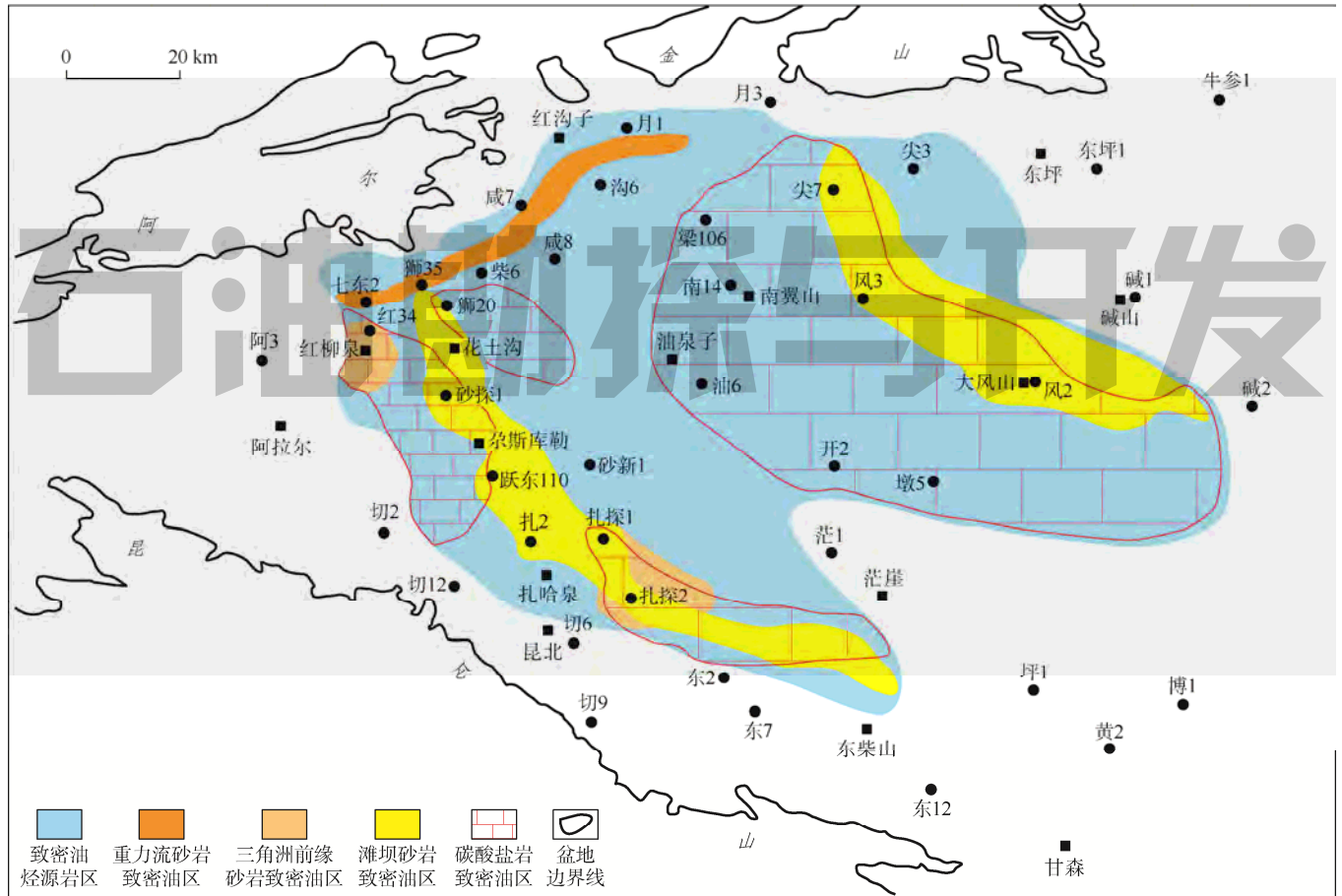


图6 柴西地区致密油类型及勘探领域(致密油烃源岩为 E_3-N_1 , R_o 值为0.50%~1.32%烃源岩的叠合分布区)

① $E_3^2-N_1$ 咸化湖泊碳酸盐岩致密油勘探领域。预测 E_3^2 有利勘探面积约 $1\,392\text{ km}^2$,资源量约 $(1.52\sim 1.75)\times 10^8\text{ t}$,主要分布在柴西南红柳泉—跃进和乌南—东柴山斜坡区,以及狮子沟—干柴沟古低隆区,埋藏深度 $2\,500\sim 4\,500\text{ m}$,其中红柳泉—跃进地区勘探程度较高,乌南—东柴山斜坡和狮子沟—干柴沟古低隆区是下步勘探重点区带。预测 N_1 有利勘探面积可达 $3\,821\text{ km}^2$,资源量约 $(3.28\sim 4.05)\times 10^8\text{ t}$,主要分布在柴西北尖顶山—小梁山—南翼山—油泉子—开特—油墩子—碱山地区,埋藏深度 $2\,000\sim 3\,500\text{ m}$,该领域目前发现的致密油储集层仅局限在构造高部位,低部位勘探潜力巨大。

② $E_3^2-N_1$ 浅湖滩坝砂岩致密油勘探领域。预测 E_3^2 有利勘探面积约 $1\,042\text{ km}^2$,资源量约 $(0.95\sim 1.23)\times$

10^8 t ,主要分布在柴西北尖顶山—大风山地区,埋藏深度 $2\,500\sim 4\,500\text{ m}$,目前尚无致密油发现。预测 N_1 有利勘探面积约 $1\,980\text{ km}^2$,资源量约 $(2.75\sim 2.96)\times 10^8\text{ t}$,在柴西南和柴西北均呈带状分布,其中柴西南主要分布在红柳泉—跃进—扎哈泉—乌南—东柴山斜坡带,近年来该带滩坝砂岩致密油勘探连续获得重大发现,在扎哈泉—乌南—东柴山地区向湖盆中心区依然存在较大的拓展勘探潜力;在柴西北分布与 E_3^2 勘探领域基本叠置,埋藏深度 $2\,000\sim 3\,500\text{ m}$,该领域目前发现的致密油储集层仅局限在构造高部位,低部位勘探潜力巨大。

③ E_3^1 三角洲前缘砂岩致密油勘探领域。该类致密油发育于 E_3^1 ,预测有利勘探面积约 355 km^2 ,资源量约 $(0.44\sim 0.61)\times 10^8\text{ t}$,主要分布在柴西南红柳泉和

乌南斜坡区,埋藏深度3 000~4 500 m。其中红柳泉地区勘探开发程度已较高,近年来扎探1、扎探2等井在乌南斜坡区发现了致密油储集层,表明该区具备一定勘探潜力。

④E₃²-N₁深湖重力流砂岩致密油勘探领域。该类致密油主要发育在阿尔金山前陡坡带,目前在七个泉已经发现该类致密油,在狮北、咸水泉和红沟子地区钻井均揭示该类致密油的存在,预测该区有利勘探面积累计406 km²,资源量约(0.47~0.79)×10⁸ t,埋藏深度3 000~4 500 m。此外在柴西南扎哈泉地区N₁也发育少量该类致密油。

4 结论

柴西地区自古近纪以来受青藏高原持续挤压隆升作用影响,沉积环境具三大显著特征:①继承性的古斜坡和凹隆相间的古地貌;②相对湿润到干旱频繁交替变化的古气候;③高频震荡升降演化的湖平面和古盐度。

在沉积环境控制下,柴西地区自古近纪末期至新近纪早期发育了两套规模大、生烃效率高的主力烃源岩,发育了碎屑岩和碳酸盐岩两类规模致密油储集层,形成了源储间互、源储共生和源储侧交3种有利致密油源储组合类型。

从沉积环境和储集层类型角度,柴西地区存在咸化湖泊碳酸盐岩、浅湖滩坝砂岩、三角洲前缘砂岩和深湖重力流砂岩4类致密油类型及勘探领域。评价预测结果揭示柴西地区致密油资源量丰富,各类致密油时空分布具层位集中、规律性强、有利区面积大等特点,其中咸化湖泊碳酸盐岩和浅湖滩坝砂岩致密油勘探潜力最大。

参考文献:

- [1] 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.
- [2] 付锁堂, 张道伟, 薛建勤, 等. 柴达木盆地致密油形成的地质条件及勘探潜力分析[J]. 沉积学报, 2013, 31(4): 672-682.
FU Suotang, ZHANG Daowei, XUE Jianqin, et al. Exploration potential and geological conditions of tight oil in the Qaidam Basin [J]. Acta Sedimentologica Sinica, 2013, 31(4): 672-682.
- [3] 郭泽清, 孙平, 张春燕, 等. 柴达木盆地西部地区致密油气形成条件和勘探领域探讨[J]. 天然气地球科学, 2014, 25(9): 1366-1377.
GUO Zeqing, SUN Ping, ZHANG Chunyan, et al. Formation conditions of tight oil & gas and its exploration fields in the western Qaidam Basin[J]. Natural Gas Geoscience, 2014, 25(9): 1366-1377.
- [4] 杨超, 陈清华, 任来义, 等. 柴达木盆地构造单元划分[J]. 西南石油大学学报(自然科学版), 2012, 34(1): 25-33.
YANG Chao, CHEN Qinghua, REN Laiyi, et al. Tectonic units of the Qaidam Basin[J]. Journal of Southwest Petroleum University (Science & Technology Edition), 2012, 34(1): 25-33.
- [5] 吴婵, 阎存凤, 李海兵, 等. 柴达木盆地西部新生代构造演化及其对青藏高原北部生长过程的制约[J]. 岩石学报, 2013, 29(6): 2211-2222.
WU Chan, YAN Cunfeng, LI Haibing, et al. Cenozoic tectonic evolution of the western Qaidam Basin and its constrain on the growth of the northern Tibetan Plateau[J]. Acta Petrologica Sinica, 2013, 29(6): 2211-2222.
- [6] 万传治, 王鹏, 薛建勤, 等. 柴达木盆地柴西地区古近系—新近系致密油勘探潜力分析[J]. 岩性油气藏, 2015, 27(3): 26-31.
WAN Chuanzhi, WANG Peng, XUE Jianqin, et al. Exploration potential of tight oil of the Paleogene and Neogene in western Qaidam Basin[J]. Lithologic Reservoirs, 2015, 27(3): 26-31.
- [7] MULCH A, CHAMBERLAIN C P. Earth science: The rise and growth of Tibet[J]. Nature, 2006, 439(7077): 670-671.
- [8] ROWLEY D B, CURRIE B S. Palaeo-altimetry of the late Eocene to Miocene Lunpola Basin, central Tibet[J]. Nature, 2006, 439(7077): 677-681.
- [9] HARRIS N. The elevation history of the Tibetan Plateau and its implications for the Asian monsoon[J]. Palaeogeography, Palaeoclimatology, Palaeoecology, 2006, 241(1): 4-15.
- [10] 吴汉宁, 刘池阳, 张小会, 等. 用古地磁资料探讨柴达木地块构造演化[J]. 中国科学: 地球科学, 1997, 27(1): 9-14.
WU Hanning, LIU Chiyang, ZHANG Xiaohui, et al. Tectonic evolutions of Qaidam massif based on paleomagnetic measurements[J]. SCIENCE CHINA Earth Sciences, 1997, 27(1): 9-14.
- [11] 吴珍汉, 吴中海, 胡道功, 等. 青藏高原渐新世晚期隆升的地质证据[J]. 地质学报, 2007, 81(5): 577-587.
WU Zhenhan, WU Zhonghai, HU Daogong, et al. Geological evidences for the Tibetan Plateau Uplifted in late Oligocene[J]. Acta Geologica Sinica, 2007, 81(5): 577-587.
- [12] ZHISHENG A, KUTZBACH J E, PRELL W L, et al. Evolution of Asian monsoons and phased uplift of the Himalaya-Tibetan plateau since Late Miocene times[J]. Nature, 2001, 411(6833): 62-66.
- [13] 安芷生, 张培震, 王二七, 等. 中新世以来我国季风-干旱环境演化与青藏高原的生长[J]. 第四纪研究, 2006, 26(5): 678-693.
AN Zhisheng, ZHANG Peizhen, WANG Erqi, et al. Changes of the monsoon-arid environment in China and growth of the Tibetan Plateau since the Miocene[J]. Quaternary Sciences, 2006, 26(5): 678-693.
- [14] 杨藩, 乔子真, 张海泉, 等. 柴达木盆地新生代介形类动物群特征及环境意义[J]. 古地理学报, 2006, 8(2): 143-156.
YANG Fan, QIAO Zizhen, ZHANG Haiquan, et al. Features of the Cenozoic ostracod fauna and environmental significance in Qaidam Basin[J]. Journal of Palaeogeography, 2006, 8(2): 143-156.
- [15] 陈能贵, 王艳清, 徐峰, 等. 柴达木盆地新生界湖盆咸化特征及沉积响应[J]. 古地理学报, 2015, 17(3): 371-380.
CHEN Nenggui, WANG Yanqing, XU Feng, et al. Palaeosalinity characteristics and its sedimentary response to the Cenozoic salt-water lacustrine deposition in Qaidam Basin[J]. Journal of Palaeogeography, 2015, 17(3): 371-380.
- [16] 周凤英, 彭德华, 边立增, 等. 柴达木盆地未熟—低熟石油的生烃母质研究新进展[J]. 地质学报, 2002, 76(1): 107-113.

- ZHOU Fengying, PENG Dehua, BIAN Lizeng, et al. Progress in the organic matter study of immature oils in the Qaidam Basin[J]. Acta Geologica Sinica, 2002, 76(1): 107-113.
- [17] 陈致林, 李素娟, 周光甲, 等. 现代葡萄球菌热解生成油、气和生物标志物特征[J]. 陆相石油地质, 1992(1): 48-53.
- CHEN Zhilin, LI Sujuan, ZHOU Guangjia, et al. Character on biomarker and oil from pyrogenation of *Botryococca braunii* kjitzing[J]. Non-marine Origin Petroleum Geology, 1992(1): 48-53.
- [18] 王新洲, 宋一涛, 王学军. 石油成因与排油物理模拟: 方法、机理及应用[M]. 东营: 石油大学出版社, 1996: 1-30.
- WANG Xinzhou, SONG Yitao, WANG Xuejun. Simulation on formation and discharge of oil: Method, mechanism and application[M]. Dongying: University of Petroleum Press, 1996: 1-30.
- [19] 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 tight oil in China[J]. Acta Petrolei Sinica, 2012, 33(3): 343-350.
- [20] 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.
- [21] 朱超, 斯春松, 宫清顺, 等. 柴达木盆地红柳泉地区致密油储层地震预测方法[J]. 石油学报, 2014, 35(6): 1106-1112.
- ZHU Chao, SI Chunsong, GONG Qingshun, et al. Seismic prediction method for tight oil reservoir in Hongliuquan area of Qaidam Basin[J]. Acta Petrolei Sinica, 2014, 35(6): 1106-1112.
- 第一作者简介: 刘占国(1980-), 男, 满族, 河北承德人, 中国石油杭州地质研究院高级工程师, 主要从事沉积储集层综合研究。地址: 浙江省杭州市西湖区西溪路920号, 杭州地质研究院, 邮政编码: 310023。E-mail: liuzg_hz@petrochina.com.cn
- 收稿日期: 2016-06-24 修回日期: 2017-02-08
- (编辑 黄昌武)

2016年中国石油十大科技进展

(1) 古老油气系统源灶多途径成烃理论突破有效指导深层勘探。主要技术进展包括: ①提出古老含气系统具有3类生气物质: 滞留烃、古油藏和“半聚半散”液态烃, 从而提升高一过成熟区天然气成藏地位。②发现地球轨道引力、大气环流和分层海洋化学环境控制着元古代一下古生代富有机质页岩沉积, 微生物类型与氧化还原条件决定了古老生烃母质的生油气性, 元古界7套优质烃源岩的发育为古老油气系统资源潜力评价和勘探前景预测提供了科学依据。③高温高压条件下有机-无机复合生烃机制, 揭示了不同水-岩体系加氢反应机制及其对天然气生成的贡献量, 过渡金属元素促进微生物繁殖及生烃演化, 为深层古老油气系统生油气提供了新途径。④提出古老地层中多源灶裂解气晚期生成是下古生界天然气规模成藏的关键因素, “多黄金带”富气理论拓展高一过成熟区勘探潜力, 裂解气充注与气洗分馏作用是次生凝析气藏形成的重要机制。**(2) 深层碳酸盐岩气藏开发技术突破有力支撑安岳大气田规模开发。**主要技术创新: ①深层低孔碳酸盐岩富集区预测技术, 小尺度裂缝及厘米级溶蚀孔洞发育区预测符合率超过88%。②裂缝-孔洞型非均质高压有水气藏动态预测技术, 生产效果预测符合率超过90%。③深层非均质储集层改造技术, 自主研发可降解暂堵球、纤维转向剂、转向酸、耐温180℃的胶凝酸和压裂液, 形成3种适应不同储集层特点、井型的分层转向技术, 作业成功率100%, 产量提高1.5~8.6倍。④高产含硫气田快速建产核心技术, 在国内首次实现大型含硫气田地面工程标准化、模块化、橇装化、工厂化建设。**(3) 全可溶桥塞水平井分段压裂技术工业试验取得重大突破。**主要技术创新: ①高强可溶材料技术, 可溶金属材料体系抗压强度达600MPa, 可溶高分子密封材料体系耐温50~150℃、耐压90MPa。②预制破片可溶卡瓦技术, 确保桥塞承压可靠、压后自行破碎。③仿生结构和材质组分优化技术, 桥塞溶解速度精准可控, 可实现同一井不同层段溶解可控, 也可实现不同区块、不同油气田压裂的个性化需求。**(4) PHR系列渣油加氢催化剂工业应用试验获得成功。****(5) 满足国V标准汽油生产系列成套技术有效支撑汽油质量升级。****(6) 医用聚烯烃树脂产业化技术开发及安全性评价取得重大突破。****(7) 微地震监测技术规模化应用取得重大进展。**在采集方面创新了基于微地震震源机制、信号传播效应、接收条件等多属性的微地震事件可探测距离分析方法; 在处理方面创新了基于VSP(垂直地震剖面)的速度模型优化技术、纵横波联合的精细速度模型校正技术、基于射孔信号的微地震事件识别和拾取技术、融合纵横波时差法与多尺度能量扫描的微地震定位技术; 在解释方面创新了基于椭圆拟合的裂缝几何形态描述技术、融合多学科数据的综合解释技术和微地震天然断层检测技术。**(8) 三品质测井评价技术突破有力支撑非常规油气勘探开发。**主要创新包括: ①首次提出非常规油气储集层的“七性参数”概念, 形成了“七性参数”计算方法。特别是建立了静态脆性指数测井表征新方法, 解决了静态脆性指数准确计算的世界性难题; 提出了页岩气双分子层吸附理论及高压吸附气含量计算模型, 有效提升了深层页岩气含气量计算的准确性。②首次建立生排烃效率测井计算新模型, 形成全深度剖面烃源岩品质评价新技术。③形成了宏观与微观相结合的储集层品质评价新技术, 有效解决了致密储集层精细评价及产能级别预测的技术难题。④形成了以可压性指数为核心的工程品质评价新技术, 形成了地质工程一体化油气“甜点”测井评价方法。**(9) 膨胀管裸眼封堵技术治理恶性井漏取得重大进展。**可在不改变原有井身结构的情况下, 有效封堵复杂地层、治理恶性井漏。在全面掌握膨胀管材料、连接螺纹、膨胀系统工具及工艺技术的基础上, 通过管材、连接、膨胀等关键技术的升级配套, 形成了可实现小直径下入、大直径膨胀的膨胀锥, 以及膨胀率大于20%的膨胀螺纹等核心技术。**(10) 天然气管道全尺寸爆破试验技术取得重大突破。**

(黄昌武 摘自《中国石油报》, 2017-01-13)