

文章编号:1009-9603(2021)04-0046-09

DOI:10.13673/j.cnki.cn37-1359/te.2021.04.005

柴达木盆地西部下干柴沟组下段碎屑岩 储层物性差异主控因素分析

伍劲¹,刘占国¹,朱超¹,官清顺¹,宋光永¹,刘灿星²

(1. 中国石油杭州地质研究院,浙江 杭州 310023; 2. 中国石油大学(北京)地球科学学院,北京 102249)

摘要:利用大量的岩心实验分析资料系统地研究了柴达木盆地西部同沉积体系 and 不同区带之间下干柴沟组下段碎屑岩储层物性差异的主控因素,指出沉积环境、岩石学特征、砂体厚度、地层埋藏史、地温梯度背景和湖水古盐度的不同是造成储层物性差异的重要因素。柴达木盆地西部下干柴沟组下段广泛发育的三角洲平原分流河道砂、三角洲前缘水下分流河道砂和滨浅湖滩坝砂是优质储层发育的基本条件。储层砂体厚度、杂基含量和碎屑粒径是储层物性的重要控制因素,成岩作用对储层的演化和储集性能具有决定性作用,其中压实作用对储层物性影响最大,胶结作用是局部区带储层物性重要控制因素。同沉积体系三角洲平原分流河道砂的碎屑颗粒分选和杂基含量控制储层压实程度的差异,三角洲前缘水下分流河道砂和滨浅湖滩坝砂厚度控制了储层胶结强度差异;不同区带地层埋藏史和地温梯度背景造成储层的较大压实差异,湖水古盐度沿盐湖中心环带状分布造成储层在平面上的胶结强度差异。

关键词:同沉积体系;不同区带;储层物性差异;压实作用;胶结作用;柴达木盆地

中图分类号:TE122

文献标识码:A

Main controlling factors of clastic reservoir property difference of Lower Ganchaigou Formation in western Qaidam Basin

WU Jin¹, LIU Zhanguo¹, ZHU Chao¹, GONG Qingshun¹, SONG Guangyong¹, LIU Canxing²

(1. Hangzhou Research Institute of Geology, PetroChina, Hangzhou City, Zhejiang Province, 310023, China;

2. College of Geosciences, China University of Petroleum (Beijing), Beijing City, 102249, China)

Abstract: According to massive data from core experiments, we systematically studied the main controlling factors of the clastic reservoir property difference in the Lower Member of the Lower Ganchaigou Formation within the same sedimentary system but different plays in the western Qaidam Basin. The results reveal that the variations in sedimentary environment, lithological characteristics, sand body thickness, burial history, geothermal gradients and lake water paleosalinity contribute heavily to the reservoir property difference. The distributary channel sand in the delta plain, the underwater distributary channel sand at the delta front and the beach-bar sand in the shore-shallow lake facies are widely developed in the Lower Member of the Lower Ganchaigou Formation of the western Qaidam Basin, providing a basis for high-quality reservoirs. Sand body thickness, matrix content and clastic particle are the important controlling factors of reservoir properties. Diagenesis plays a decisive role in reservoir evolution and properties, among which compaction has the strongest impact on reservoir properties, while cementation is a significant controlling factor in the local play. In the same sedimentary system, the difference in reservoir compaction strength is dominated by clastic particle sorting and matrix content of the distributary channel sand in the delta plain. Moreover, the variation in reservoir cementation strength is controlled by the particle size and thickness of both the distributary channel sand at the delta front and the beach-bar sand in the shore-shallow lake facies. In different plays, different burial history and geothermal gradients result in the great variation in reservoir compac-

收稿日期:2021-03-02。

作者简介:伍劲(1990—),男,四川成都人,工程师,硕士,从事沉积储层研究工作。E-mail:wuj_hz@petrochina.com.cn。

基金项目:国家“十三五”科技重大专项“大型岩性油气藏形成主控因素与有利区带评价”(2017ZX05001002),中国石油科技部项目“大型陆相沉积盆地砂体类型及控藏机制”(2019B-0309)。

tion, while the circular and banded distribution of lake water paleosalinity around the salt lake center lead to the reservoir cementation difference on the plane.

Key words: same sedimentary system; different plays; reservoir property difference; compaction; cementation; Qaidam Basin

柴达木盆地西部石油地质条件十分优越^[1-3],红狮凹陷和茫崖凹陷发育的下干柴沟组上段(E_3^2)和上干柴沟组(N_1)2套主力咸化湖相烃源岩为其提供丰富的油源^[4-5],区域上发育的大型走滑-旋扭构造带具有构造应力集中的特点,有利于油气的聚集^[6-7]。柴达木盆地西部构造圈闭形成于早期强烈构造活动,晚期较弱的构造活动有利于油气的保存^[8]。现今已经在柴达木盆地西部发现了10余个油气田,主要分布于西北部的南翼山和油泉子地区,阿尔金山前西段的咸水泉地区,柴达木盆地西南部的七个泉、红柳泉、跃进、尕斯、乌南、昆北等地区^[2-3,9]。柴达木盆地西部在下干柴沟组下段沉积时期发育6个不同物源控制的三角洲沉积体系^[10-11],发育大量三角洲河道砂和滨浅湖滩坝砂,具有优质储层发育的基本条件,但该区碎屑岩储层储集性能在时空上变化大,成为影响该区深层碎屑岩油气勘探的重要因素^[12]。

前人对柴达木盆地西部下干柴沟组下段碎屑岩储层做过局部的研究工作。马达德等认为柴达木盆地西南部地区古近系砂岩储层的孔隙类型以原生孔隙为主,储层岩性、埋藏深度和埋藏方式不同是导致储层差异压实减孔的主要原因,硬石膏和方解石胶结是影响局部地区储层储集性能的主要因素^[12-13]。张道伟等对比研究红柳泉和跃进地区下干柴沟组下段储层认为,三角洲前缘水下分流河道砂储层物性要好于三角洲前缘席状砂和滨浅湖滩坝砂,主要是因为前者相对于后者具有较强的沉积水动力和较大的砂体厚度,胶结作用弱^[14]。欧成华等认为阿尔金山前西段干柴沟-咸水泉地区下干柴沟组下段扇三角洲相砂岩储集体的成分和结构成熟度低,压实作用和胶结作用造成了区内储集体孔隙空间的大量损失^[15]。牟中海等对红柳泉地区下干柴沟组下段碎屑岩储层研究认为,沉积微相和胶结作用是造成该区储层差异的主要因素^[16]。周广照等认为压实作用和胶结作用是导致阿尔金山前东段古近系辫状河三角洲相砂岩储层致密的主要原因^[17]。前人对下干柴沟组下段储层特征研究侧重于局部地区,对柴达木盆地西部整体对比研究较少。笔者利用柴达木盆地西部70余口钻井的岩心铸体薄片和物性等分析测试资料,整体对比研究了

该区下干柴沟组下段同沉积体系内、不同区带之间储层物性差异及其主控因素。结果表明,在同沉积体系内,储层杂基含量、碎屑颗粒粒度和胶结物含量差异显著,主要受控于沉积微相类型和砂体厚度;不同区带储层压实强度和胶结强度具有显著差异,主要受控于埋藏方式、最大古埋深、地温梯度背景和湖水古盐度。

1 区域地质概况

柴达木盆地西部西北以阿尔金山为界,西南以昆仑山为界,东以鄂博梁-弯西为界,勘探面积约为 $3 \times 10^4 \text{ km}^2$,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^[18-19]。纵向上发育8套地层,即路乐河组、下干柴沟组下段、下干柴沟组上段、上干柴沟组、下油砂山组、上油砂山组、狮子沟组和七个泉组。下干柴沟组下段沉积时期,古气候相对湿润,物源补给充分,湖平面相对稳定上升,发育6大沉积物源,由北往南分别为:阿尔金东段物源、阿尔金西段物源、阿拉尔物源、铁木里克物源、祁漫塔格-东柴山物源和弯西-甘森物源^[10]。阿尔金东段物源控制柴西北南翼山和油泉子地区的沉积,为辫状河三角洲沉积;阿尔金西段物源控制干柴沟和咸水泉地区的沉积,为近物源的扇三角洲沉积;阿拉尔物源主要控制红柳泉地区的沉积,为辫状河三角洲沉积;铁木里克物源控制尕斯和跃进地区的沉积,为辫状河三角洲沉积;祁漫塔格-东柴山物源控制昆北、扎哈泉和东柴山地区的沉积,为辫状河三角洲沉积;弯西-甘森物源控制弯西、甘森和黄石地区沉积,为辫状河三角洲沉积(图1)。

2 储层基本特征

柴达木盆地西部下干柴沟组下段碎屑岩储层以三角洲河道砂和滨浅湖滩坝砂为主,储层岩石类型主要为岩屑长石砂岩和长石岩屑砂岩,少量长石砂岩和岩屑砂岩(图2),储层现今埋深为2 500~5 000 m,孔隙度为2%~25%,储集空间类型主要为原生粒间孔,少量次生溶蚀孔和裂缝。物性资料统

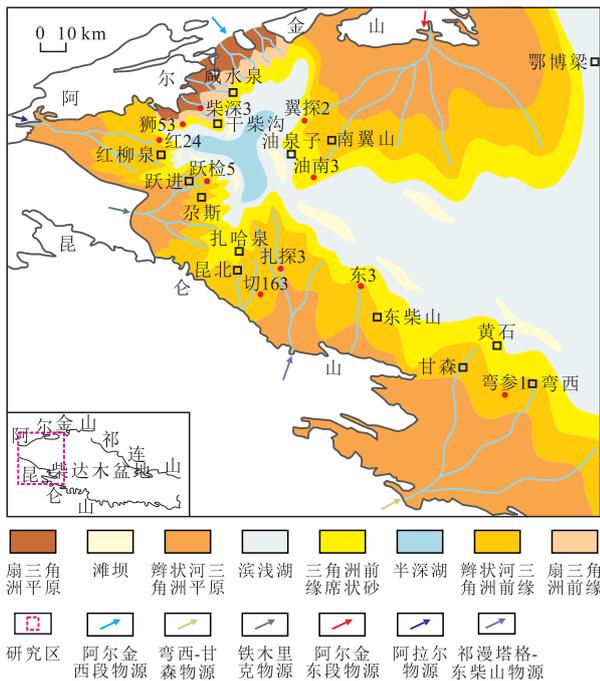


图1 柴达木盆地西部下干柴沟组下段IV砂组沉积微相

Fig.1 Sedimentary microfacies of sand group IV in Lower Member of Lower Ganchaigou Formation in western Qaidam Basin

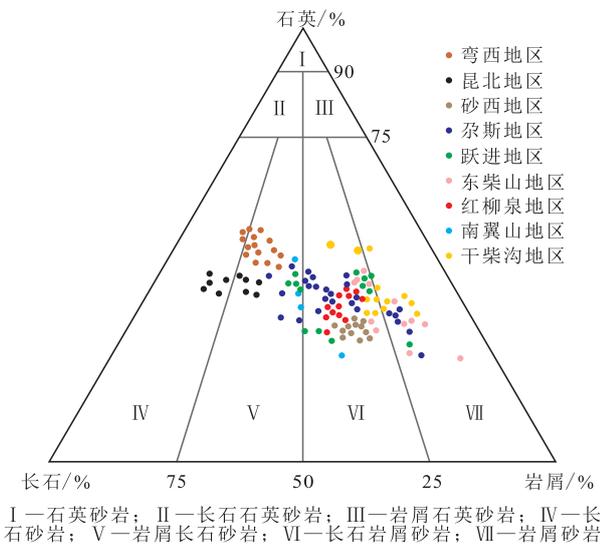


图2 柴达木盆地西部下干柴沟组下段碎屑岩储层岩石成分三角图

Fig.2 Triangular diagram of rock compositions of clastic reservoirs in Lower Member of Lower Ganchaigou Formation in western Qaidam Basin

计表明,同一沉积体系内不同沉积微相储层物性差异较大,以铁木里克物源控制的跃进和尕斯地区为例,其储层孔隙度为2%~20%。其中三角洲平原分流河道砂储层杂基含量高(图3a),孔隙度平均值为10.5%;三角洲前缘水下分流河道砂储层杂基和胶结物含量低(图3b),孔隙度平均值为18%;滨浅湖滩坝砂储层胶结物含量高(图3c),孔隙度平均值为

5.3%。在相同沉积微相背景下,不同沉积体系之间的储层性质差异显著,以三角洲前缘水下分流河道砂储层为例。阿尔金山东段物源控制的南翼山地区和祁漫塔格-东柴山物源控制的东柴山地区储层压实强烈,碎屑颗粒呈线-凹凸接触,石英碎屑颗粒具有压溶现象(图3d),孔隙度为2%~4%;阿尔金山东段物源控制的油泉子地区和阿拉尔物源控制的红柳泉地区储层硬石膏和方解石胶结强(图3e,3f),孔隙度为2%~5%;铁木里克物源控制的跃进和尕斯地区、祁漫塔格-东柴山物源控制的昆北地区和弯西-甘森物源控制的弯西地区储层杂基含量低,胶结弱,压实弱(图3b—3h),孔隙度集中分布在10%~15%;阿尔金山西段物源控制的咸水泉和干柴沟地区储层分选和磨圆差、杂基含量高(图3i,3j),孔隙度集中分布在3%~6%。

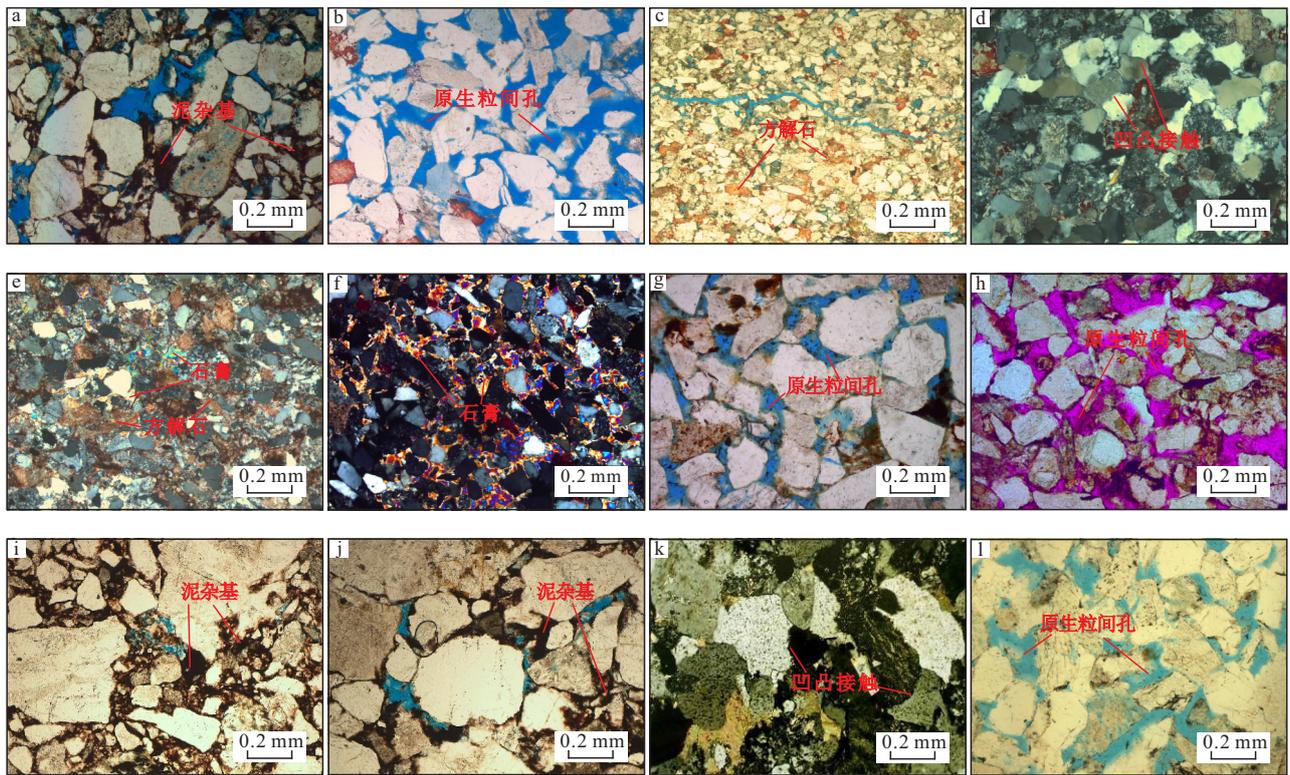
3 储层物性差异主控因素

3.1 同沉积体系储层物性差异

在相同构造背景区带内,同沉积体系储层埋深压实条件相似,储层物性差异性主要表现为不同沉积微相储层物性差异和同一沉积微相单砂体储层内部不同部位物性差异。以铁木里克物源辫状河三角洲沉积体系为例,其孔隙度从大到小依次是辫状河三角洲前缘水下分流河道砂、辫状河三角洲平原分流河道砂和滨浅湖滩坝砂,且厚层砂体中部物性要好于距离砂泥岩界面较近的部位。造成这些差异的原因主要与沉积作用和后期成岩作用差异相关。

3.1.1 沉积作用

在相同构造背景区带内,同沉积体系内砂体的沉积作用差异主要表现在沉积微相、砂体厚度和岩石学特征的较大差异,使得储层性质也存在明显不同。跃进和尕斯地区下干柴沟组下段为受铁木里克物源控制的辫状河三角洲沉积,发育辫状河三角洲平原分流河道、辫状河三角洲前缘水下分流河道和滨浅湖滩坝3种沉积微相储集体。岩心观察及铸体薄片鉴定资料分析表明,辫状河三角洲前缘水下分流河道单砂体厚度为0.34~2.93 m,平均厚度为1.21 m,岩性以细砂岩和含砾中-粗砂岩为主,分选中等—好,泥杂基含量为2%~3%,孔隙度平均值为18%;辫状河三角洲平原分流河道单砂体厚度为0.16~3.48 m,平均厚度为1.14 m,岩性以砂砾岩和砾状砂岩为主,分选中等—差,泥杂基含量为4%~



a—砂西51井,3 942.7 m,不等粒岩屑长石砂岩,辫状河三角洲平原分流河道砂,分选差,填隙物以泥杂基为主,原生粒间孔发育;b—跃检5井,3 412.1 m,细中粒长石岩屑砂岩,辫状河三角洲前缘水下分流河道砂,少量方解石胶结物,原生粒间孔发育;c—跃检5井,3 346 m,含灰细粒长石砂岩,滨浅湖滩坝砂,发育大量方解石胶结物,发育少量原生粒间孔和裂缝;d—翼探2井,4 613.1 m,细中粒长石岩屑砂岩,辫状河三角洲前缘水下分流河道砂,分选、磨圆好,压实强,发育大量硅质胶结物,孔隙不发育;e—油南3井,4 853.2 m,含灰细粒岩屑长石砂岩,滨浅湖滩坝砂,孔隙被大量方解石和硬石膏胶结物充填,孔隙不发育;f—红116井,3 370.7 m,含膏细粒长石岩屑砂岩,辫状河三角洲前缘水下分流河道砂,发育大量石膏胶结物,孔隙不发育;g—弯参1井,2 821 m,粗中粒长石岩屑砂岩,辫状河三角洲前缘水下分流河道砂,发育少量胶结物,粒间孔发育;h—切6井,1 706.3 m,细粒长石岩屑砂岩,辫状河三角洲前缘水下分流河道砂,发育少量胶结物,原生粒间孔发育;i—柴深3井,2 033.4 m,含泥含砾不等粒长石岩屑砂岩,扇三角洲平原分流河道砂,填隙物以大量泥杂基为主,发育少量残余原生粒间孔及粒间溶孔;j—柴深3井,2 033.25 m,含泥砾不等粒长石岩屑砂岩,扇三角洲平原分流河道砂,填隙物以大量泥杂基为主,发育少量残余原生粒间孔及粒间溶孔;k—东3井,2 695 m,细中粒长石岩屑砂岩,辫状河三角洲前缘水下分流河道砂,石英、长石加大强烈,颗粒凹凸接触;l—跃北11井,4 442.4 m,细中粒岩屑长石砂岩,辫状河三角洲前缘水下分流河道砂,发育大量原生粒间孔

图3 柴达木盆地西部不同区带下干柴沟组下段碎屑岩储层镜下观察特征

Fig.3 Microscopic characteristics of clastic reservoirs in Lower Member of Lower Ganchaigou Formation in different plays of western Qaidam Basin

15%,孔隙度平均值为10%,物性与泥杂基含量呈明显负相关关系(图4)。滩坝单砂体厚度为0.1~1.9 m,平均厚度为0.7 m,岩性以细砂岩和粉砂岩为主。在排除胶结作用影响前提下,滩坝储集体物性与岩石粒径密切相关,细砂级储层物性最好。储层粒径越细,碎屑组分中岩屑含量越高,抗压实能力越差,且在相同压实条件下,粗粒级储层的孔隙和喉道要大于细粒级储层。统计表明,在埋藏深度、填隙物和溶蚀量相似的情况下,不同粒级滩坝储层的孔隙度和渗透率由大到小依次是细砂岩、粉细砂岩、粉砂岩(图5)。

3.1.2 成岩作用

同沉积体系内不同沉积微相储层成岩差异会导致储层性质不同。以跃进和尕斯地区为例,大量岩石薄片观察统计分析表明,储层压实程度和溶蚀程度相似,主要的成岩差异为胶结作用强度不同。研究区胶结物类型主要为碳酸盐和硬石膏,胶结物含量与孔隙度呈明显负相关关系(图6a),随着胶结物含量增加,胶结类型由接触式胶结转变为基底-孔隙式或连晶式胶结,对原生粒间孔破坏严重,当胶结物含量大于15%时,储层孔隙度减小到5%以下。大量岩石薄片观察分析显示,在排除杂基影响

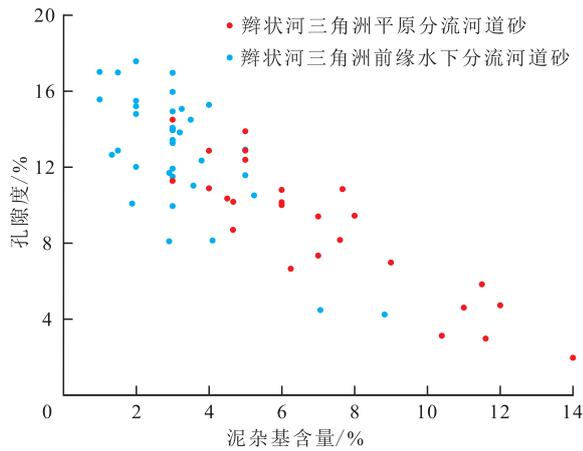


图4 跃进和尕斯地区下干柴沟组下段不同沉积微相储层泥杂基含量与孔隙度关系

Fig.4 Cross plot of mud matrix content and porosity in reservoirs with different sedimentary microfacies in Lower Member of Lower Ganchaigou Formation in Yuejin and Gasi areas

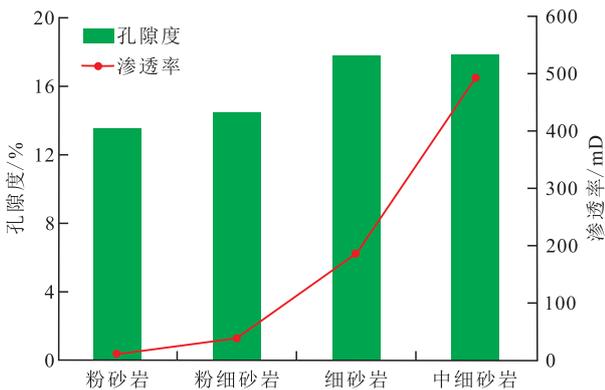
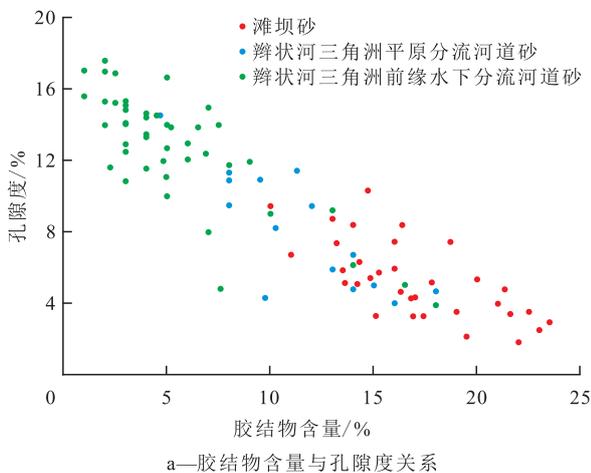


图5 跃进和尕斯地区下干柴沟组下段不同粒度滩坝储层物性分布

Fig.5 Reservoir property distribution of beach-bar sandbodies in different particle sizes in Lower member of Lower Ganchaigou Formation in Yuejin and Gasi areas

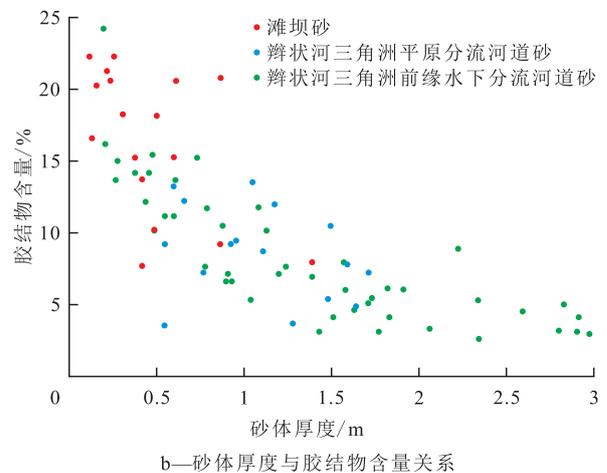


a—胶结物含量与孔隙度关系

的前提下,辫状河三角洲平原分流河道砂和前缘水下分流河道砂胶结物含量平均值较小,前者孔隙度平均值为10.5%,胶结物含量平均值为7.5%,后者孔隙度平均值为18%,胶结物含量平均值为5.5%;滩坝砂胶结物含量高,平均值为14.3%,孔隙度平均值为5.24%。不同沉积微相砂体胶结强度的差异主要与咸化湖盆水体古盐度和砂体厚度有关,柴达木盆地西部下干柴沟组下段沉积时期,原始湖盆为高盐度的盐湖,原始沉积水介质中含有大量的Ca²⁺,Na⁺,Mg²⁺,Cl⁻,SO₄²⁻和CO₃²⁻,这些原始沉积水介质进入砂岩中可形成大量的碳酸盐和硫酸盐胶结物。滩坝砂离盐湖中心近,水体古盐度高,导致早期碳酸盐胶结十分强烈。相比之下,河流注入的淡水稀释了辫状河三角洲前缘砂体沉积时的水体盐度,因此胶结作用相对较弱。各沉积微相砂体厚度与胶结物含量关系(图6b)表明,相同沉积微相砂体的差异胶结受砂体厚度控制,砂体胶结强度与厚度呈负相关关系,表现为厚度小于0.5 m的辫状河三角洲前缘水下分流河道砂和滩坝砂易发生整体强胶结,胶结物含量平均值大于10%;随着砂体厚度增加,胶结物含量平均值减少,砂体厚度大于1.5 m时,胶结物含量平均值小于5%。同一水下分流河道砂体内不同部位胶结强度也有差异,胶结物含量与砂体距砂泥岩界面距离相关,强胶结部位主要集中在距离砂泥岩界面0.5 m左右的范围内,胶结物含量大于10%,物性较差,由砂泥岩界面向砂体中部,胶结物含量变少,物性变好。

3.2 不同区带储层物性差异

不同区带储层物性差异性主要受控于沉积作用和成岩作用。不同沉积环境下形成的储层具有



b—砂体厚度与胶结物含量关系

图6 跃进和尕斯地区下干柴沟组下段各沉积微相储层胶结物含量与孔隙度、砂体厚度关系

Fig.6 Relationship of cement content with porosity and sandbody thickness of reservoirs with different sedimentary microfacies in Lower Member of Lower Ganchaigou Formation in Yuejin and Gasi areas

不同的岩石组构,会造成储层物性差异,如储层碎屑颗粒的分选和磨圆,填隙物中泥杂基含量等。在相同沉积微相背景下,经历不同成岩作用的储层物性差异显著,主要受控于成岩环境的不同,如埋藏方式、最大古埋深、地温梯度和湖水古盐度。

3.2.1 沉积作用

岩心观察和薄片资料分析表明,阿尔金西段物源发育近物源扇三角洲沉积,搬运距离近,储层岩性以砾岩和砂砾岩为主,碎屑分异性较差,粒度粗、分选差,杂基含量高(图3i)。阿尔金东段物源、阿拉尔物源、铁木里克物源、祁漫塔格-东柴山物源和弯西-森甘物源发育缓坡型辫状河三角洲沉积,搬运距离远,储层沉积组构好,泥杂基含量低,物性较好(图3b—3h)。

3.2.2 成岩作用

3.2.2.1 压实作用

通过岩石铸体薄片观察可定量统计出砂岩胶结减孔量和溶蚀增孔量,进而可计算出储层的压实减孔量。大量铸体薄片统计分析表明,柴达木盆地西部下干柴沟组下段储层由压实作用损失的孔隙度平均值为13%~30%,不同区带储层差异压实显著。受阿尔金东段物源控制的南翼山地区和受祁漫塔格-东柴山物源控制的东柴山地区储层压实减孔量最大,可达30%,其次为受阿尔金西段物源控

制地区,压实减孔量可达20%。受铁木里克物源控制的跃进和尕斯地区和受阿拉尔物源控制的红柳泉地区储层压实减孔量小,平均值为13%~15%。在相同或相似岩石粒径和填隙物含量背景下,储层压实减孔量主要受控于地层的埋藏方式和地温梯度背景。

储层经历的埋藏史不同可以造成储层物性的较大差异(图7)。相同埋深和岩性的储层相比,东柴山地区下干柴沟组下段储层与尕斯地区差异显著。东柴山地区下干柴沟组下段现今埋深小于2500 m,孔隙度一般小于5%,物性差;尕斯地区下干柴沟组下段储层埋深约为3300 m,孔隙度为12%~18%,物性好。造成两个地区储层差异的原因有两方面,一是据镜质组反射率推算出东柴山地区下干柴沟组下段曾经历过的最大古埋深为4500 m左右;二是埋藏史分析表明东柴山地区下干柴沟组下段沉积后埋藏速度较快(图7b),这种早期快速深埋的埋藏方式可以加快压实成岩作用的进行^[12]。而尕斯地区古近纪和新近纪一直处于稳定的沉降过程,目前埋深即为最大埋深(图7d),该区下干柴沟组下段沉积后的埋藏速度比东柴山地区约小1倍。上述埋藏史差异导致东柴山地区下干柴沟组下段储层成岩压实强烈,储层碎屑颗粒呈线-凹凸接触(图3k),储层压实减孔量为30%;尕斯地区下

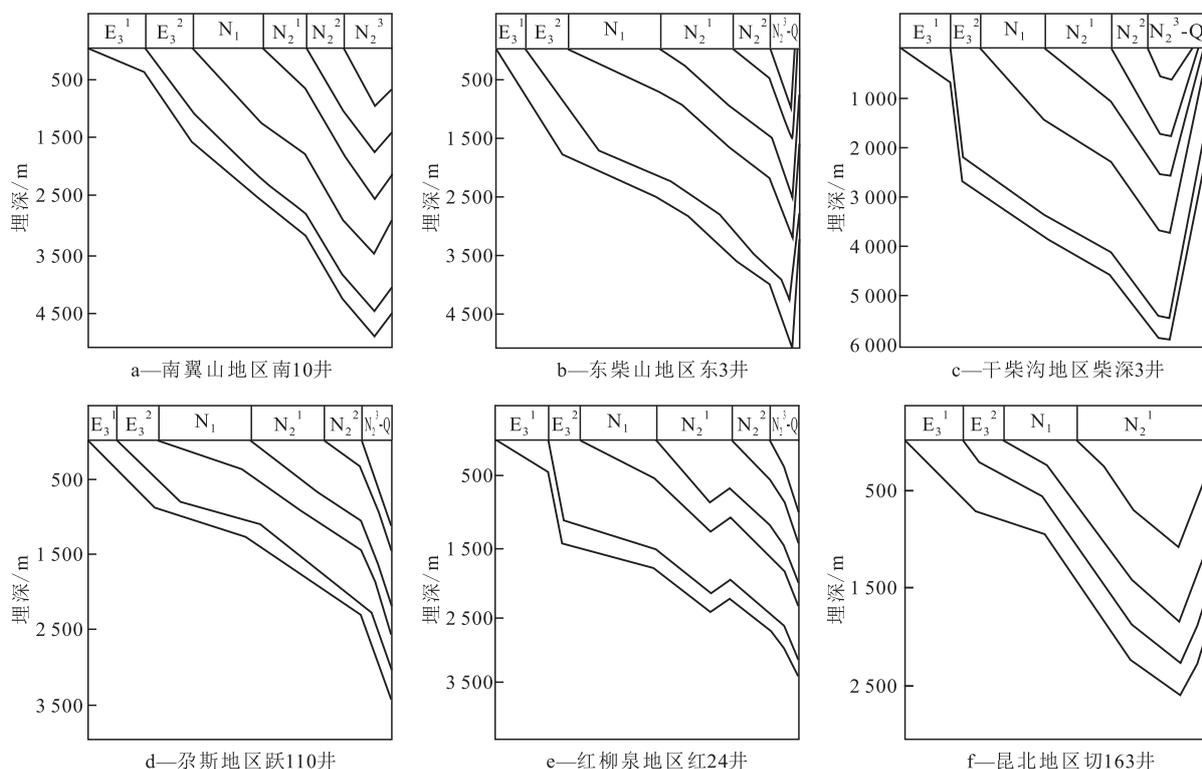


图7 柴达木盆地西部各地区地层埋藏史

Fig.7 Burial history of different areas in western Qaidam Basin

干柴沟组下段储层压实强度较弱,碎屑颗粒之间呈点-线接触,压实减孔量为13%。阿尔金西段物源控制的干柴沟地区柴深3井下干柴沟组下段储层现今埋深约为2 000 m,岩心薄片显示储层压实强烈,压实减孔量约为20%,地层埋藏史恢复显示,下干柴沟组下段最大古埋深可达5 800 m(图7c),后期抬升至现今埋深,最大古埋深较深是导致该区储层强烈压实的主要原因。尕斯、红柳泉和昆北地区埋藏史恢复均显示下干柴沟组下段经历的最大古埋深较浅(图7d—f),且地温梯度较低,储层压实减孔量小。

相似最大古埋深和相似岩性储层相比,不同地温梯度背景区的储层差异显著。以南翼山地区和跃进地区下干柴沟组下段储层对比为例,南翼山地区地层埋藏史显示,下干柴沟组下段基本上为持续稳定沉降,后期仅经历小幅度抬升,现今埋深与最大古埋深相差不大(图7a),地温梯度为3.2~3.5 °C/hm^[20-21];翼探2井在埋深约为4 612~4 617 m取心下干柴沟组下段辫状河三角洲前缘水下分流河道砂,岩石薄片观察显示储层压实强烈,碎屑颗粒呈线-凹凸接触,石英颗粒之间见大量压溶缝合线接触,几乎不可见原生粒间孔(图3d),孔隙度小于5%,储层压实减孔量为30%。尕斯地区埋藏史显示,下干柴沟组持续稳定沉降,现今埋深为最大古埋深(图7d),地温梯度为2.6~2.8 °C/hm^[20-21];跃北1井在埋深约为4 441~4 444 m取心下干柴沟组下段辫状河三角洲前缘水下分流河道砂,岩石薄片观察显示储层压实弱,碎屑颗粒呈点-线接触,大量原生粒间孔保存(图3l),孔隙度平均值约为15%,储层压实减孔量仅为14%。高地温梯度区砂岩压实速率比低地温梯度区高,主要是因为高温可引起岩石的抗压能力减弱,更容易发生塑性变形,从而使得压实作用增强。通过对大量不同地温梯度区钻井进行埋藏史恢复,选取下干柴沟组下段最大古埋深约为4 000 m的钻井,且选取辫状河三角洲前缘水下分流河道细砂岩进行岩石薄片观察,分析相同最大古埋深和相同岩性背景条件下,地温梯度与压实减孔量之间的关系。结果表明,相同沉积微相和相同岩性的砂岩在埋深相同时,地温梯度越高地区的砂岩压实减孔量越大,地温梯度增加1 °C/hm,压实减孔量可增加15%。

3.2.2.2 胶结作用

柴达木盆地西部下干柴沟组下段碎屑岩储层的胶结物类型主要以碳酸盐和硬石膏为主,大量岩石薄片观察统计分析表明,各区带储层由胶结作用

损失的孔隙度平均值为3.5%~19.2%,储层差异胶结显著,胶结物含量和类型表现为沿湖盆中心呈环带状差异分布。离古盐湖中心较近的滨浅湖滩坝砂和辫状河三角洲前缘水下分流河道砂胶结严重,以红柳泉地区辫状河三角洲前缘水下分流河道砂和油泉子地区滨浅湖滩坝砂为例,砂岩胶结程度强,胶结减孔量可达19.2%,胶结物含量为18%~40%,成分主要为硬石膏、石膏和方解石,其中硬石膏和石膏含量为3%~20%,方解石含量为3%~17%,硬石膏和石膏多为连晶式胶结分布在孔隙之间。其他地区储层胶结减孔量在10%以下,胶结作用整体较弱。咸化湖盆储层胶结物类型和含量分布主要受水体古盐度控制,在距离盐湖中心较近的高咸化水体发育区,准同生-早成岩期储层发育连晶硬石膏和泥晶方解石胶结,胶结物含量高,减孔量大,物性差;在距离盐湖中心较远的低咸化水体发育区,储层胶结作用弱,减孔量小。利用微量元素恢复古盐度预测柴达木盆地西部下干柴沟组下段古盐度平面分布,盐度呈环带状分布,从盐湖中心向湖盆边缘逐渐减小。岩石薄片鉴定结果统计预测的柴达木盆地西部下干柴沟组下段碎屑岩胶结物含量分布(图8)也显示,从盐湖中心向湖盆边缘,胶结物含量逐渐变小,胶结物类型由硬石膏变为碳酸盐-硬石膏,湖盆边缘胶结物主要为碳酸盐。

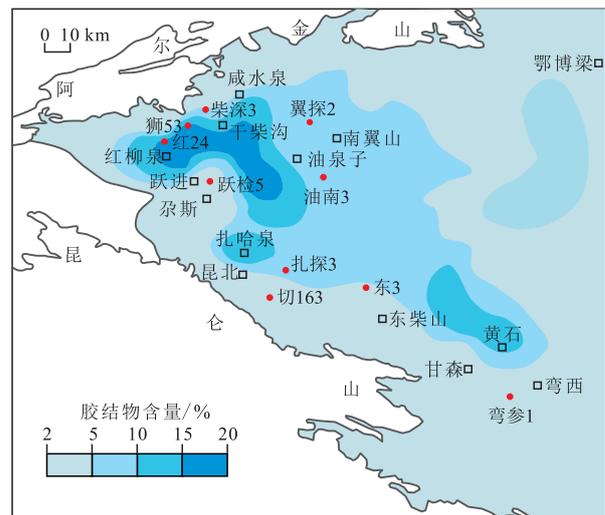


图8 柴达木盆地西部下干柴沟组下段储层胶结物含量平面分布

Fig.8 Planar distribution of reservoir cement content in Lower Member of Lower Ganchaigou Formation in western Qaidam Basin

4 结论

柴达木盆地西部下干柴沟组下段发育来自6大

物源的三角洲沉积体系,储层现今埋深为2 500~5 000 m,孔隙度为2%~25%,同沉积体系内储层物性差异大,辫状河三角洲前缘水下分流河道微相储层储集物性最好,其次是辫状河三角洲平原分流河道微相储层和滨浅湖滩坝微相中的细砂岩储层。不同区带储层差异显著,南翼山地区、东柴山地区和阿尔金西段物源控制地区储层压实强烈;油泉子和红柳泉地区储层胶结程度强;跃进和尕斯、昆北和弯西地区储层杂基含量低,胶结作用弱,压实作用弱。

同沉积体系内储层物性差异主要表现为不同沉积微相砂体物性差异和单砂体内部不同部位物性差异,受控于沉积作用和成岩作用。辫状河三角洲平原分流河道砂碎屑分选和杂基含量控制了压实强度,辫状河三角洲前缘水下分流河道砂和滨浅湖滩坝砂储层砂体厚度和粒度控制了胶结强度,表现为砂体厚度越薄,粒度越细,胶结作用越强。单砂体内部储集性差异主要受控于胶结作用,胶结强度与距砂泥岩界面距离呈负相关。

在同沉积微相背景下,不同区带储层物性差异主要受控于压实作用和胶结作用。储层压实强度的差异主要受控于最大古埋深、埋藏史和地温梯度,表现为最大古埋深越大、埋深速率越快和高地温梯度下储层压实越强烈。储层胶结作用差异主要受控于湖水古盐度的分布,胶结物含量从盐湖中心向湖盆边缘逐渐变小。

参考文献

- [1] 陈琰,雷涛,张国卿,等.柴达木盆地石油地质条件、资源潜力及勘探方向[J].海相油气地质,2019,24(2):64-74.
CHEN Yan, LEI Tao, ZHANG Guoqing, et al. The geological conditions, resource potential and exploration direction of oil in Qaidam Basin[J]. Marine Origin Petroleum Geology, 2019, 24(2): 64-74.
- [2] 付锁堂,马达德,陈琰,等.柴达木盆地油气勘探新进展[J].石油学报,2016,37(增刊1):1-10.
FU Suotang, MA Dade, CHEN Yan, et al. New advance of petroleum and gas exploration in Qaidam Basin[J]. Acta Petrolei Sinica, 2016, 37(Supplement 1): 1-10.
- [3] 张道伟,马达德,陈琰,等.柴达木盆地油气地质研究新进展及勘探成果[J].新疆石油地质,2019,40(5):505-512.
ZHANG Daowei, MA Dade, CHEN Yan, et al. Research progress on oil and gas geology and exploration practice in Qaidam Basin[J]. Xinjiang Petroleum Geology, 2019, 40(5): 505-512.
- [4] 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.
- [5] 张斌,何媛媛,陈琰,等.柴达木盆地西部咸化湖相优质烃源岩地球化学特征及成藏意义[J].石油学报,2017,38(10):1 158-1 167.
ZHANG Bin, HE Yuanyuan, CHEN Yan, et al. Geochemical characteristics and oil accumulation significance of the high quality saline lacustrine source rocks in the western Qaidam Basin, NW China[J]. Acta Petrolei Sinica, 2017, 38(10): 1 158-1 167.
- [6] 黄汉纯,周显强,王长利.柴达木盆地构造演化与石油富集规律[J].地质论评,1989,35(4):314-323.
HUANG Hanchun, ZHOU Xianqiang, WANG Changli. Tectonic evolution of the Qaidam Basin and the regularity of oil accumulation[J]. Geological Review, 1989, 35(4): 314-323.
- [7] 畅斌,张金功,尹成明,等.挤压盆地中单斜构造带岩性油藏成藏特征——以柴达木盆地西部地区红柳泉油田为例[J].西北大学学报:自然科学版,2013,43(2):247-252.
CHANG Bin, ZHANG Jingong, YIN Chengming, et al. The oil and gas accumulation mode of monoclinical structure lithologic reservoir in compressional basin: A case of Hongliuquan area, Western Qaidam Basin[J]. Journal of Northwest University: Natural Science Edition, 2013, 43(2): 247-252.
- [8] 戴俊生,曹代勇.柴达木盆地新生代构造样式的演化特点[J].地质论评,2000,46(5):455-460.
DAI Junsheng, CAO Daiyong. Evolution characteristics of Cenozoic structural style in the Qaidam Basin[J]. Geological Review, 2000, 46(5): 455-460.
- [9] 付锁堂.柴达木盆地油气勘探潜在领域[J].中国石油勘探,2016,21(5):1-10.
FU Suotang. Potential oil and gas exploration areas in Qaidam Basin[J]. China Petroleum Exploration, 2016, 21(5): 1-10.
- [10] 王艳清,宫清顺,夏志远,等.柴达木盆地西部地区渐新世沉积物源分析[J].中国地质,2012,39(2):426-435.
WANG Yanqing, GONG Qingshun, XIA Zhiyuan, et al. Provenance analysis of Oligocene sediments in western Qaidam Basin[J]. Geology in China, 2012, 39(2): 426-435.
- [11] 易定红,裴明利,曹正林,等.柴达木盆地西北部新近纪沉积体系演化及其控制因素[J].油气地质与采收率,2012,19(1):19-23.
YI Dinghong, PEI Mingli, CAO Zhenglin, et al. Analysis on sedimentary systems evolution and their control factors on Neogene, Northwest Qaidam Basin[J]. Petroleum Geology and Recovery Efficiency, 2012, 19(1): 19-23.
- [12] 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.
- [13] 马达德,王少依,寿建峰,等.柴达木盆地西南区古近系及新近系砂岩储层[J].古地理学报,2005,7(4):519-528.
MA Dade, WANG Shaoyi, SHOU Jianfeng, et al. Sandstone reser-

- voir of the Paleogene and Neogene in southwestern Qaidam Basin [J]. *Journal of Palaeogeography*, 2005, 7(4): 519-528.
- [14] 张道伟, 张顺存, 史基安. 红柳泉—跃进地区下干柴沟组下段 (E_3^1) I 和 II 砂层组的储层特征及其影响因素浅析[J]. *天然气地球科学*, 2010, 21(1): 26-32.
ZHANG Daowei, ZHANG Shuncun, SHI Ji'an. Reservoir characteristics of sand beds I and II in lower member of Xiaganchaigou Formation, Hongliuquan-Yuejin area and influence factors [J]. *Natural Gas Geoscience*, 2010, 21(1): 26-32.
- [15] 欧成华, 蒋书虹, 梁成钢, 等. 柴达木盆地干柴沟—咸水泉地区中深层储集层分布规律[J]. *特种油气藏*, 2011, 18(4): 11-13, 135.
OU Chenghua, JIANG Shuhong, LIANG Chenggang, et al. Reservoir distribution in the mid-deep formation of the Ganchaigou-Xianshuiquan region, Qaidam Basin [J]. *Special Oil & Gas Reservoirs*, 2011, 18(4): 11-13, 135.
- [16] 牟中海, 马力宁, 马达德, 等. 柴达木盆地红柳泉构造下干柴沟组下段岩性油藏主控因素[J]. *中国石油勘探*, 2014, 19(6): 24-32.
MOU Zhonghai, MA Lining, MA Dade, et al. Main controlling factors of lithologic reservoirs of lower Ganchaigou formation below Hongliuquan structure of Qaidam Basin [J]. *China Petroleum Exploration*, 2014, 19(6): 24-32.
- [17] 周广照, 陈庆, 崔高军, 等. 柴达木盆地阿尔金山前牛东气田古近系——新近系地质特征研究[J]. *西北大学学报: 自然科学版*, 2018, 48(1): 115-122.
ZHOU Guangzhao, CHEN Qing, CUI Gaojun, et al. Geological characteristics and main controlling factors of Paleogene-Neogene gas reservoir in the east of the Altun Mountains in the Qaidam Basin [J]. *Journal of Northwest University: Natural Science Edition*, 2018, 48(1): 115-122.
- [18] 戴俊生, 叶兴树, 汤良杰, 等. 柴达木盆地构造分区及其油气远景[J]. *地质科学*, 2003, 38(3): 291-296.
DAI Junsheng, YE Xingshu, TANG Liangjie, et al. Tectonic units and oil-gas potential of the Qaidam Basin [J]. *Chinese Journal of Geology*, 2003, 38(3): 291-296.
- [19] 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.
- [20] 李宗星, 高俊, 郑策, 等. 柴达木盆地现今大地热流与晚古生代以来构造—热演化[J]. *地球物理学报*, 2015, 58(10): 3 687-3 705.
LI Zongxing, GAO Jun, ZHENG Ce, et al. Present-day heat flow and tectonic-thermal evolution since the late Paleozoic time of the Qaidam Basin [J]. *Chinese Journal of Geophysics*, 2015, 58(10): 3 687-3 705.
- [21] 李宗星, 高俊, 李文飞, 等. 柴达木盆地地温场分布特征及控制因素[J]. *地学前缘*, 2016, 23(5): 23-32.
LI Zongxing, GAO Jun, LI Wenfei, et al. The characteristics of geothermal field and controlling factors in Qaidam Basin, Northwest China [J]. *Earth Science Frontiers*, 2016, 23(5): 23-32.

编辑 单体珍