

阿姆河盆地中-下侏罗统砂岩储层特征

常海亮¹, 郑荣才¹, 王 强²

(1. 成都理工大学 油气藏地质及开发工程国家重点实验室, 四川 成都 610059;

2. 中国石油 川庆钻探工程有限公司 地质勘探开发研究院, 四川 成都 610051)

摘要:根据铸体薄片鉴定和扫描电镜、物性、压汞、镜质体反射率及声发射实验等分析,认为阿姆河盆地中-下侏罗统砂岩储层以细-中粒岩屑砂岩为主,控制储层发育的成岩作用有压实、胶结、溶解和破裂作用。以早期占据原始孔隙,晚期充填次生孔隙的多期碳酸盐、硅质及粘土矿物的胶结作用影响最大,以长石、岩屑和方解石等不稳定组分溶解产生次生孔隙对形成储层的贡献最重要。储集空间为少量剩余原生粒间孔、粒间和粒内溶孔、晶间微孔及少量裂缝组合,储层具特低孔、特低渗性质。储层发育受多种因素控制:沉积微相控制储层发育位置;持续稳定的构造沉降决定了早-中成岩阶段成岩作用的发育程度;压实作用、早期碳酸盐和后期硅质的胶结作用是造成储层致密化的主要原因;孔隙流体性质的变化是促使不稳定颗粒组分和胶结物溶解、形成次生孔隙、晚期高岭石及伊利石沉淀的主要因素;破裂作用极大地改善储层渗透性,但储层发育程度有限。以物性和孔隙结构参数将储层分为3类,Ⅰ类储层发育弱,Ⅱ类储集性能差,储层开发风险超大。

关键词:成岩作用;砂岩储层;中-下侏罗统;阿姆河盆地

中图分类号:TE122.2

文献标识码:A

Characteristics of lower-middle Jurassic sandstone reservoirs in Amu Darya Basin, Turkmenistan

Chang Hailiang¹, Zheng Rongcai¹, Wang Qiang²

(1. State Key Laboratory of Oil and Gas Reservoir Geology and Exploitation, Chengdu University of Technology, Chengdu, Sichuan 610059, China; 2. Geological Exploration and Development Research Institute, CNPC Chuanqing Drilling Engineering Company Limited, Chengdu, Sichuan 610059, China)

Abstract: Analyses based on data of casting thin sections, SEM, porosity and permeability analysis, mercury injection test, vitrinite reflectance and acoustic emission test reveal that lithic sandstone with fine to medium grain sizes dominate the sandstone reservoirs in the Lower-Middle Jurassic in Amu Darya Basin. Their formation was controlled by various genesis processes including compaction, cementation, dissolution and fracturing, among which, the most predominant is the multi-stage cementation of carbonate, siliceous and clay minerals that filled up primary pores first and later secondary pores. Secondary pores formed by the dissolution of the unstable components such as feldspar, debris and calcite, contributed the most to the formation of the reservoirs. Reservoir space was composed of remanent intergranular pores, intergranular and intragranular dissolved pores, intercrystalline micropores and fractures, causing ultra-low porosity and permeability in reservoirs. The development of the reservoir was interfered by many factors: sedimentary microfacies determined the location of the reservoirs; sustained steady tectonic subsidence controlled the early and middle stages of diagenesis; compaction and cementation caused tight formations; pore fluid changes facilitated dissolution of unstable components and cements and formed secondary pores, and the precipitation of later kaolinite and illite; and fracturing activities improved the permeability of the reservoirs. However, development of the reservoirs was confined to some extent. The reservoir may be grouped into three classes based on physical parameters and pore structures. Among them, classes I and II are poor in quality, assuming high development risk.

Key words: diagenesis; sandstone reservoir; Lower-Middle Jurassic; Amu Darya Basin

阿姆河盆地右岸区块是目前中国石油海外投资规模最大的天然气项目区块,也是“西气东输”工程向中

收稿日期:2015-01-14;修订日期:2015-09-20。

第一作者简介:常海亮(1986—),男,博士生,沉积学。E-mail:hlchang1986@qq.com。

通讯作者简介:郑荣才(1950—),男,教授、博士生导师,沉积学和石油地质学。E-mail:zhengrc@cdut.edu.cn。

国输气的境外第一站。中国石油(土库曼斯坦)阿姆河天然气公司已取得包括萨曼杰佩、亚希尔杰佩和奥贾尔雷等多个超大型和大、中型气田在内的阿姆河右岸A和B两个区块的勘探开发权^[1]。近10年来,该合同区块的勘探开发及研究多集中在中-上侏罗统碳酸盐岩及构造方面^[1-7],并已取得卓有成效的勘探开发成果及经济效益,而对中-下侏罗统砂岩储层的勘探和研究程度仍很低,原因与该储层埋藏深度大和缺乏有效储集条件而未能形成气藏有关。近期有部分文献依据对该地层单元的砂岩储层钻探资料的相关分析,认为合同区块内的中-下侏罗统砂岩具有良好的勘探前景^[8-9]。鉴于中国石油(土库曼斯坦)阿姆河天然气公司的勘探开发权限范围包括了该套砂岩,并考虑到该套砂岩储层具有较大的分布范围和厚度,以及毗邻下侏罗统烃源岩发育的特点,在合同区块内被列为具备资源潜力的接替层系,因而有必要对该地层单元砂岩的基本特征进行研究和评价。

1 地质背景

阿姆河盆地大地构造上位于中亚构造域中、西部,是在海西期褶皱变质基底和三叠纪裂谷系统上发展起来的断陷盆地。该盆地自下而上划分为基底、过渡层和地台盖层3个构造层系,区域构造被划分为科佩塔特山前拗陷、中央卡拉库姆隆起、阿姆河拗陷和查尔朱阶地等众多大型构造单元^[1](图1)。基底为晚古生代强烈褶皱和高度变质花岗岩、中-基性火山岩、碎屑岩、变质岩和三叠系微变质的碎屑岩,埋深变化大^[10]。侏罗纪-白垩纪阿姆河盆地保持稳定沉降,在区域海侵及周缘构造运动的控制下,盆地内广泛发育了一套不整合超覆于古生代地层之上的陆相含煤碎屑岩建造,并作为盆地内重要的烃源岩之一。研究区所在的查尔朱阶地构造位置上夹于布哈拉与查尔朱两条正断裂之间,早侏罗世由于构造运动的影响,查尔朱阶地由北西向东南方向沉降并伴随强烈的沉积作用,地层厚度较大,整体由南向北明显减薄^[11]。对研究区的石

油地质特征的相关分析亦已指出,中-下侏罗统烃源岩虽然可以生烃,但生烃量却有限^[12],然而区块所在的查尔朱阶地位于盆地内多个区域生烃的运移方向上^[8,12],极大程度地弥补了其自身烃源不足的问题,理论上对油气的聚集十分有利,但在生产中并未获得工业气流,其原因被认为与储层储集条件较差有关。

2 储层特征

阿姆河盆地右岸合同区内钻获中-下侏罗统砂岩地层的井很少,以位于桑迪克雷隆起带上的Ber-21和Yan-23两口井钻入中-下侏罗统的地层为最多,但所取岩心也仅数十米,能带回国内进行岩心分析的样品和资料就更少了。因而,仅就现有的资料而言,难以对阿姆河盆地右岸区域中-下侏罗统砂岩储层进行精细刻画,但对储层基本特征进行描述,为评价合同区内中-下侏罗统砂岩资源潜力提供储层方面的地质信息,仍具有非常重要的意义。

2.1 储层岩石学特征

通过对合同区内中-下侏罗统砂岩储层的15件薄片镜下鉴定,认为储层岩性主要为细-中粒岩屑砂岩,次为中-粗粒岩屑砂岩,少量为中-粗粒岩屑石英砂岩。碎屑组分中石英含量为18%~78%,平均为50.33%,以单晶石英为主,次为多晶石英;长石含量为1%~9%,平均为4.89%,斜长石居多,钾长石次之;岩屑含量为20%~77%,平均为44.78%,主要为泥板岩、千枚岩岩屑,其次为石英岩、石英片岩岩屑,沉积岩岩屑含量较低。填隙物中杂基含量一般低于3%,胶结物以碳酸盐和硅质矿物为主,自生粘土矿物次之,含量为1%~10%,平均为6.50%,局部碳酸盐胶结物含量可高达27%。碎屑颗粒分选中等-较好;磨圆度较差,以次棱角-次圆状为主;支撑方式多为颗粒支撑;接触关系以线-凹凸接触为主,局部可见点-线接触;多为镶嵌式胶结,局部为基底式胶结。总体上,研究区



图1 阿姆河盆地右岸区域构造(转引自参考文献[1]和[4],有改动)

Fig.1 Regional tectonic map of right bank of the Amu Darya Basin(modified from reference[1,4])

储层具有成分成熟度低而结构成熟度中等偏高的近源快速堆积的特点。

2.2 储层成岩作用特征

2.2.1 压实作用

研究区砂岩储层埋深曾超过 4 000 m^[13-14],属中-深埋藏深度范畴,压实作用强烈,可达Ⅲ级以上。在偏光显微镜下,可见颗粒多呈线-凹凸接触关系(图 2a),泥岩、千枚岩岩屑等塑性颗粒被挤压变形而占据孔隙空间,或被刚性颗粒嵌入,刚性颗粒如长石等受挤压破碎(图 2b),岩心中可见压溶缝合线。由于压实作用对储层伤害具有不可逆性,极大程度地减少了储集空间,这是造成储层致密化的主要原因。

2.2.2 胶结作用

胶结作用对储层影响具有增加其抗压实能力和减少孔隙空间的两重性,但主体以减孔隙为主,这是造成储层致密化的又一个重要原因。常见的胶结物以碳酸盐矿物为主,其次为硅质矿物及自生粘土矿物。

1) 碳酸盐矿物胶结

碳酸盐矿物胶结是研究区中-下侏罗统砂岩中最重要的胶结类型,可识别出早、晚两期胶结。早期胶结以方解石为主,占据原始孔隙,多呈孔隙式-基底式胶结,颗粒间相互接触较弱(图 2c),未占据长石及岩屑溶孔。扫描电镜下可见早期方解石胶结物表面附着有自生石英晶体和粘土矿物,说明此类胶结发生在硅质及粘土矿物胶结和不稳定碎屑组分溶解之前,为浅埋藏成岩环境早成岩阶段的产物,由于早期较强的方解石胶结作用增加了沉积物的抗压实能力,所以发育早期方解石胶结的部位碎屑颗粒多呈点接触(图 2c)。晚期胶结以铁方解石和铁白云石为主,镜下可见两类碳酸盐胶结物充填长石和岩屑等不稳定碎屑组分被溶蚀后形成的次生溶孔(图 2d),或沿部分溶蚀后的长石边缘呈阶梯状胶结,局部可见被溶蚀的长石呈残余体分布于胶结物内,表明晚期碳酸盐胶结作用形成于有效压实和溶蚀作用之后。

2) 硅质胶结

硅质胶结以石英次生加大为主,加大边对石英碎屑的包覆不完全,尺度多小于 20 μm,为Ⅱ-Ⅲ级加大,含量为 0.5%~1.0%。扫描电镜下次生石英晶体呈六方锥状自形晶簇充填于粒间孔隙,晶柱长度小于 50 μm,直径多小于 25 μm,或呈共轴生长于碎屑石英表面,晶面完整、清洁且晶棱清晰(图 2e,f)。依据硅质胶结发生在早期方解石胶结之后,可推断硅质胶结物 SiO₂ 主要来源于储层内部的物质转换,如由石英碎屑压溶、长石等不稳定组分溶解及粘土矿物成岩转化

等过程提供硅质。

3) 自生粘土矿物胶结

可识别的自生粘土矿物有伊利石、伊/蒙混层、高岭石及少量绿泥石,主要以孔隙环边、孔隙充填和孔隙桥接方式出现,对孔隙的充填一般不完全。其来源主要为砂岩中不稳定组分的转化,如:①长石、千枚岩岩屑不同程度的溶解,伴随有高岭石、伊利石附着于颗粒表面生长;②高岭石边缘丝状伊利石化、蒙脱石向伊/蒙混层和伊利石的连续转化;③长石经热液溶蚀后形成保留长石假象的高岭石集合体(图 2a,g);④少量晚期绿泥石充填孔隙(图 2h)。

2.2.3 溶解作用

溶解作用是研究区中-下侏罗统砂岩储层中形成次生孔隙的重要成岩作用类型,镜下可见:①长石颗粒多沿解理缝或边缘发生溶解形成形态各异,呈蜂窝状、窗格状的次生孔隙,部分长石边缘被溶解成呈阶梯状或蚕蚀状;②不稳定岩屑如泥岩、千枚岩等岩屑内部或边缘发生溶解,形成粒内或粒间溶孔,孔隙形态不规则,边缘多呈毛发状;③早期方解石胶结物的溶解也可形成次生孔隙(图 2c),但此类孔隙所占比重很小。

2.2.4 破裂作用

破裂作用形成的裂缝是改善储层孔渗性质的重要因素之一。钻井岩心中可观察到裂缝主要为构造成因的水平裂缝和低角度裂缝,而高角度斜交裂缝和垂直裂缝相对较少甚至不发育。关于构造裂缝形成期次的研究方法较多,声发射实验被用来确定储层裂缝发育期次取得良好效果^[15-17]。通过对研究区中-下侏罗统砂岩储层声发射实验结果分析,对应声发射实验 AE 曲线上的③,②,① 3 个 Kaiser 效应点(图 3),认为中-下侏罗统砂岩储层中至少发育有 3 个构造裂缝期次,与上覆碳酸盐岩储层的声发射实验结果所判断的构造裂缝发育期次相一致^[15],分别形成于晚燕山期、早喜马拉雅期和喜马拉雅中期。

2.3 成岩阶段与成岩序列

2.3.1 成岩阶段划分

根据中华人民共和国石油天然气行业“碎屑岩成岩阶段划分”标准(SY/T 5477—2003)^[18],结合岩石结构、自生矿物类型等,伊/蒙混层比为 10~15,泥岩的镜质体反射率为 1.72%等数据,确定合同区内中-下侏罗统砂岩储层处于中成岩阶段 B 期-晚成岩阶段早期,有机质演化已进入成熟-过成熟阶段,与前人的研究成果和认识基本一致^[8,13]。

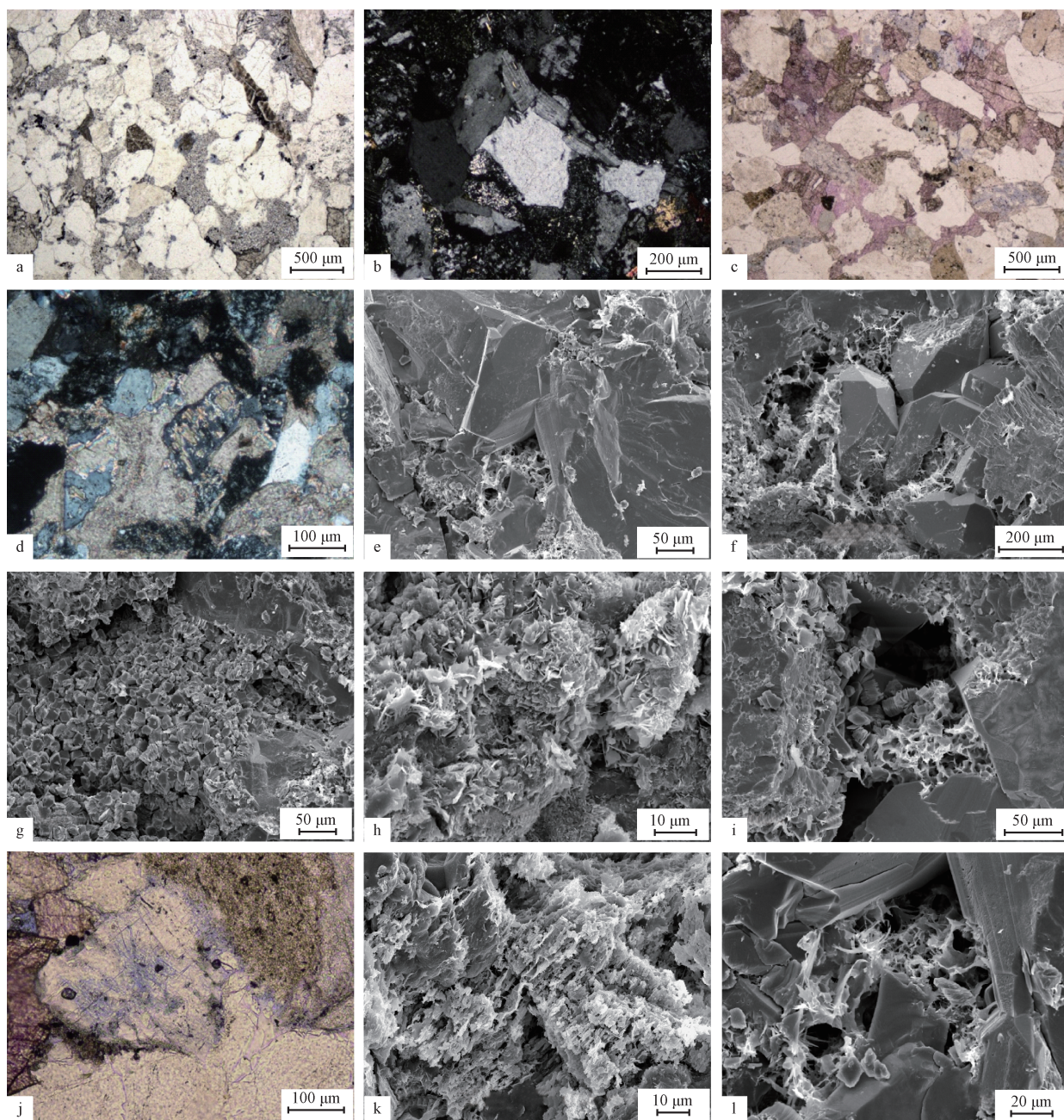


图2 研究区中-下侏罗统砂岩储层储集空间类型及成岩作用特征

Fig. 2 Reservoir space types and diagenetic characteristics of the Lower-Middle Jurassic sandstone reservoirs in the study area

a. 高岭石质粗-中粒岩屑石英砂岩,碎屑颗粒呈凹凸-线接触关系,长石经热液溶蚀后形成的高岭石具长石假象,埋深3 542.95 m, Ber-21井,铸体薄片(+); b. 中粒岩屑砂岩,长石被挤压破碎,埋深3 288.70 m, Ber-21井,铸体薄片(+); c. 中-粗粒岩屑砂岩,早期方解石呈基底式胶结,颗粒呈点-线接触,局部早期方解石被溶解形成次生孔隙,埋深3 286.20 m, Ber-21井,铸体薄片(-); d. 钙质中粒岩屑砂岩,发育长石粒内溶孔和铸模孔,部分溶孔被晚期方解石充填,埋深3 818.40 m, Yan-23井,铸体薄片(+); e. 高岭石质粗-中粒岩屑石英砂岩,石英次生加大普遍且强烈,石英颗粒间呈镶嵌状,见粒间残留孔隙,埋深3 542.95 m, Ber-21井,扫描电镜; f. 细粒岩屑石英砂岩,石英次生加大Ⅲ级,次生石英晶体呈镶嵌状,表面附着片丝状伊利石,见晶间孔隙及次生溶蚀孔隙,埋深3 545.00 m, Ber-21井,扫描电镜; g. 高岭石质粗-中粒岩屑石英砂岩,书页状高岭石集合体充填于粒间孔隙中,见次生孔缝及晶间微孔隙,埋深3 542.95 m, Ber-21井,扫描电镜; h. 细粒岩屑砂岩,片丝状伊利石及叶片状绿泥石充填于粒间孔隙中,埋深3 292.70 m, Ber-21井,扫描电镜; i. 中-细粒岩屑石英砂岩,剩余原生粒间孔及晶间微孔,书页状高岭石集合体及似蜂巢结构伊/蒙混层充填于孔隙中,二者内部保存有晶间微孔,埋深3 545.00 m, Ber-21井,扫描电镜; j. 中-粗粒岩屑砂岩,粒间溶孔及粒内溶孔,粒间溶孔发育于长石颗粒与泥岩颗粒之间,粒内溶孔发育于长石内部,孔隙边缘均呈毛发状,埋深3 286.20 m, Ber-21井,铸体薄片(-); k. 中粒岩屑砂岩,长石晶体沿解理被强烈溶蚀,形成的次生孔隙呈窗格状分布,表面附着少量片丝状伊利石,埋深3 284.10 m, Ber-21井,扫描电镜; l. 高岭石质粗-中粒岩屑石英砂岩,石英次生加大,剩余粒间孔中充填片丝状伊/蒙混层,其内保存良好的晶间微孔,埋深3 542.95 m, Ber-21井,扫描电镜

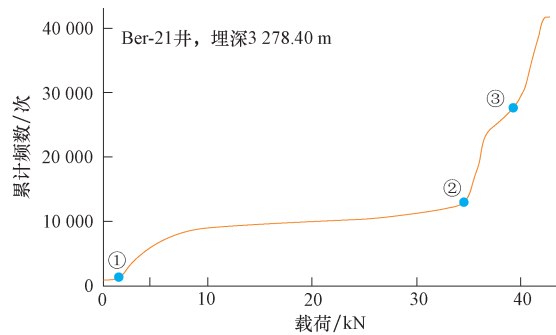


图 3 研究区中 - 下侏罗统砂岩储层声发射实验 AE 曲线
Fig. 3 AE plot of acoustic emission test on the sandstone reservoirs in the Lower-Middle Jurassic of the study area

2.3.2 成岩作用序列

自生矿物的生成顺序和接触关系被用来有效地确定成岩作用序列^[19-20]。研究区主要有如下几个特点：①储层中可见碎屑颗粒呈点 - 线接触,早期方解石胶结物占据原始孔隙,呈孔隙式和部分基底式胶结,反映早期方解石胶结作用发生在有效压实作用之前;②成岩期含有机酸流体的注入使部分长石、岩屑和早期方解石胶结物溶解,形成的次生孔隙为后期碳酸盐矿物,如铁方解石和铁白云石充填;③扫描电镜下可见早期方解石晶面上附着生长有自生石英,自生石英表面进一步附着生长有高岭石和伊利石,说明前者形成较早

而后者依次稍晚;④高岭石边缘常发育有丝缕状伊利石化,被溶蚀的自生石英表面也生长有伊利石,反映较晚期的成岩流体性质由酸性向碱性转化的过程。根据以上成岩现象,可确定研究区中 - 下侏罗统砂岩储层的成岩演化序列为:早期方解石胶结和机械压实作用—有机酸流体注入引起的不稳定组分溶解和次生孔隙形成—次生孔隙中自生粘土矿物、石英和少量钠长石的沉淀和胶结作用—高岭石沉淀—酸性成岩流体向碱性成岩流体转化过程中的晚期高岭石伊利石化、自生石英溶解和铁方解石、铁白云石胶结作用—构造破裂作用(图 4)。

2.4 储集特征

2.4.1 储集空间类型

合同区内中 - 下侏罗统砂岩储层的储集空间包括孔隙和裂缝两种主要类型。前者可细分为原生孔隙和次生孔隙两类,后者主要为构造成因的裂缝。

1) 原生孔隙

由于压实和胶结作用发育强烈,原生孔隙遭到很大程度破坏,常以碳酸盐、粘土矿物及硅质充填胶结后的剩余原生粒间孔形式产出(图 2i),形态不规则,孔径为 0.01 ~ 0.10 mm,主要集中在 0.03 ~ 0.08 mm,以小孔为主。

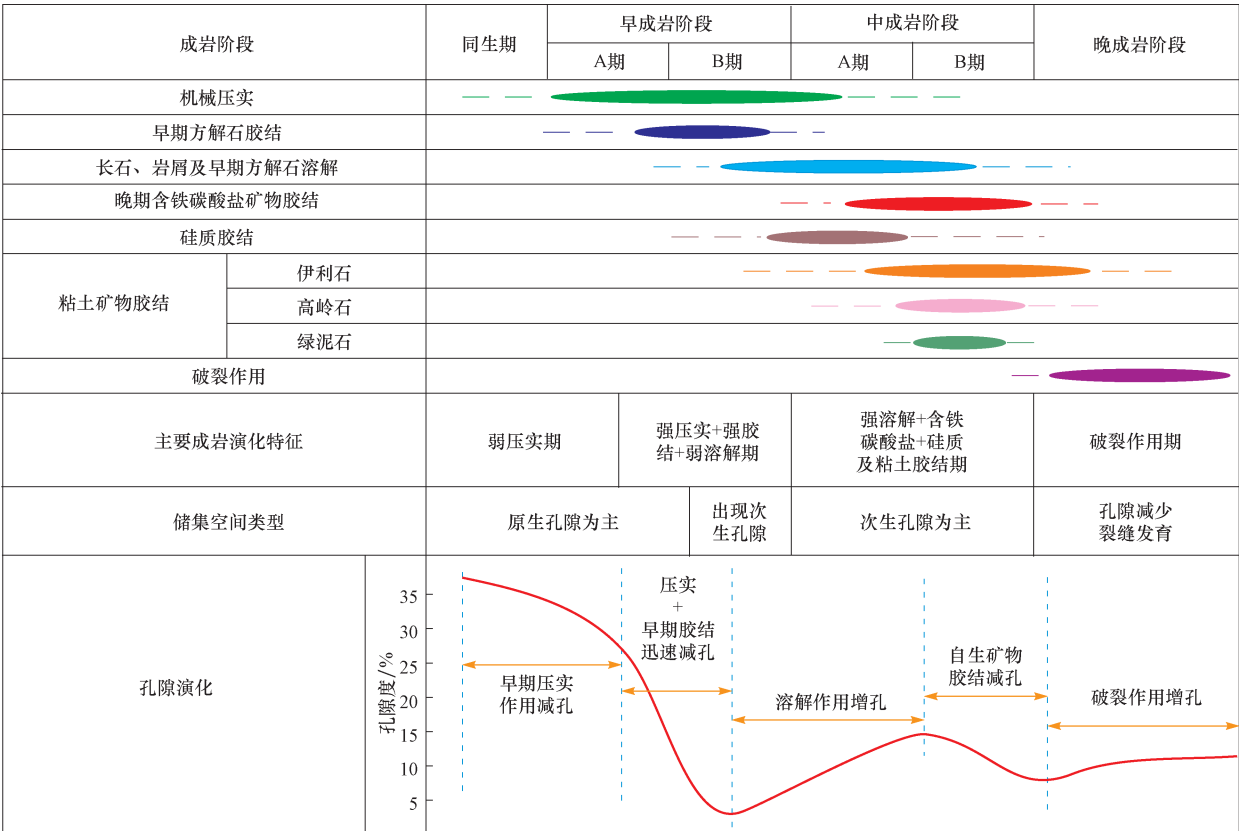


图 4 研究区中 - 下侏罗统砂岩储层成岩演化序列
Fig. 4 Diagenesis sequence of the Lower-Middle Jurassic sandstone reservoirs in the study area

2) 次生孔隙

次生孔隙包括粒间溶孔、粒内溶孔、铸模孔、碳酸盐胶结物内溶孔及晶间微孔等。

粒间溶孔分布于中粒岩屑砂岩中,是岩屑、长石颗粒边缘溶解形成的孔隙(图 2j),孔壁呈溶蚀港湾状或毛刺状,大小悬殊,连通性好,对储层贡献较大。粒内溶孔和铸模孔多是长石及岩屑等不稳定组分经溶蚀而成(图 2d,j,k)。各类粒间溶孔、粒内溶孔和铸模孔形态各异,大小悬殊,孔径主要分布于 0.02 ~ 0.20 mm,以小-中孔为主。

胶结物内溶孔较少见,孔径一般为 0.02 ~ 0.10 mm,以小-微孔为主。

此外,还发育有次生粘土矿物的晶间微孔,如高岭石、伊利石、伊/蒙混层等粘土矿物集合体中的晶间微孔(图 2i,l)。

3) 裂缝

砂岩储层中有效裂缝主要为中-晚成岩阶段形成的构造裂缝,缝宽为 0.01 ~ 0.20 mm,多集中于 0.025 ~ 0.10 mm,个别可达 0.50 mm;裂缝分布密度较小,一般低于 1 条/m,多为低开启度的平缝和低角度缝。此外,成岩过程中由差异压实作用形成的压实破裂缝也在一定程度上增加了有效储集空间;但由压溶形成的缝合线缝因压溶残余充填物多且闭合度高,对改善储层的孔渗性一般无意义。

2.4.2 储层物性特征

合同区内中-下侏罗统砂岩储层 8 件样品的孔隙度分布范围为 3.55% ~ 10.05%,集中分布在 8% ~ 10%,平均值为 8.13%;渗透率分布范围为 $0.01 \times 10^{-3} \sim 11.24 \times 10^{-3} \mu\text{m}^2$,集中分布在 $0.01 \times 10^{-3} \sim 0.05 \times 10^{-3} \mu\text{m}^2$,平均值为 $1.44 \times 10^{-3} \mu\text{m}^2$ 。依据《中华人民共和国石油天然气行业标准 SY/T 6285—2011》^[21],该砂岩属于特低孔、特低渗储层。砂岩孔隙度与渗透率相关性不明显,相关系数仅为 0.031 3。孔隙之间的连通性一般至较差,为一类储集能力,主要依赖基质孔隙度,而渗流能力在较大程度上依赖于裂缝,具有双重介质裂缝-孔隙型储层性质。

2.4.3 储层孔隙结构特征

8 件样品的压汞数据(表 1)显示,砂岩储层的最

大孔喉半径为 0.13 ~ 1.36 μm ,平均值为 0.37 μm ,中值孔喉半径为 0.02 ~ 0.52 μm ,平均值为 0.11 μm ,最大孔喉半径及中值孔喉半径普遍偏小,以细喉和微喉为主,缺乏中、大喉;分选系数分布于 1.69 ~ 3.15,平均值为 2.04,孔喉分选性较差;歪度分布于 -0.41 ~ 0.75,平均值为 0.13,为单峰细歪度。从总体上看,合同区内中-下侏罗统砂岩储层的孔隙结构普遍较差,与储层物性普遍较差的性质相一致。

3 储层主控因素分析和评价

3.1 主控因素分析

3.1.1 构造背景对储层发育的控制

微观领域的成岩作用无疑受宏观领域的构造运动影响,相应的成岩作用机理也不一样,由此影响储层的成岩序列和孔隙演化^[22]。侏罗纪-白垩纪阿姆河盆地持续稳定沉降,由于受正断层的控制,研究区所在的查尔朱阶地沉积地层相对较厚,伴随盆地沉降及区域海侵的进行,研究区中-下侏罗统砂岩储层之上连续沉积了较厚的晚侏罗世石灰岩与膏盐层及白垩系的碎屑岩层,为中-下侏罗统砂岩储层较长时间地处于稳定的深埋藏成岩环境奠定了基础。

3.1.2 沉积微相对储层发育的控制

通过对钻井岩心沉积相及物性特征分析,认为合同区内中-下侏罗统属于三角洲沉积体系,已钻井主要位于三角洲前缘亚相带,可识别出水下分流河道、水下天然堤、水下决口扇、分流间湾、河口坝、远砂坝及前三角洲泥 7 个沉积微相。本次研究对采自水下分流河道、水下天然堤、水下决口扇及河口坝微相的 8 件砂岩样品进行物性分析,结果(表 2)表明储层物性明显受沉积微相控制,其中以水下分流河道微相的砂体物性为最好,而其他微相类型的砂体物性普遍很差,大多数不利于储层发育。

3.1.3 成岩作用对储层发育的控制

1) 压实作用与储层发育关系

研究区中-下侏罗统砂岩储层中压实作用发育强烈,碎屑颗粒之间多呈线-凹凸接触,原生孔隙保存极

表 1 研究区中-下侏罗统砂岩储层孔隙结构特征参数统计

Table 1 Statistics of characteristic parameters of porosity texture of the Lower-Middle Jurassic sandstone reservoirs in the study area

孔隙特征参数	孔隙度/%	渗透率/ ($10^{-3} \mu\text{m}^2$)	孔隙体积/ cm^3	排驱压力/MPa	中值压力/MPa	最大孔喉半径/ μm	中值孔喉半径/ μm	最小非饱和孔喉 体积百分比/%	分选系数	变异系数	均值	歪度
最小值	3.55	0.01	0.38	0.55	1.44	0.13	0.02	5.49	1.69	0.12	11.99	-0.41
最大值	10.02	11.24	1.13	5.63	35.30	1.36	0.52	24.06	3.15	0.26	14.74	0.75
平均值	8.13	1.44	0.85	3.54	17.06	0.37	0.11	13.70	2.04	0.15	13.91	0.13

表 2 研究区沉积微相与孔渗关系

Table 2 Relations between sedimentary microfacies and porosity as well as permeability in the study area

沉积微相	样品数/个	岩性	孔隙度/%	渗透率/ ($10^{-3} \mu\text{m}^2$)
水下分流河道	4	中粒、中-粗粒岩屑砂岩	7.92~10.05 (9.27)	0.010~11.240 (2.830)
水下天然堤	2	细粒岩屑砂岩、泥质粉砂岩	8.22~9.49 (8.86)	0.0147~0.0153 (0.015)
水下决口扇	1	泥质粉砂岩	6.73	0.084
河口坝	1	中-细粒钙质岩屑砂岩	3.55	0.078

注:括号内为平均值。

少。一般认为,原生孔隙度为压实损失的孔隙度与剩余原生孔隙度之和。砂岩原生孔隙度一般为 35%~40%,本文取值 38%。由于压实作用后部分剩余原生孔隙被后期自生矿物充填,故在计算压实损失孔隙度时将此类矿物含量归入剩余原生孔隙,即负孔隙度。通过计算,储层因受机械压实作用损失的孔隙度为 29%~34%,平均值为 32%,表明压实作用对原生孔隙造成了极大的损害,是造成砂岩储层致密化的最重要原因。

2) 胶结作用与储层发育关系

① 早期方解石胶结

部分砂岩储层早期方解石胶结强烈,含量高达 20%以上,但分布不均匀,对储层的影响主要是:a) 占据孔隙空间,这是大幅度降低原生孔隙度和造成砂岩储层致密化的又一重要原因;b) 可形成很强的抗压实结构,但因为原生孔隙被方解石完全充填,增强的抗压实能力对原生孔隙保护无意义;c) 虽然可为后期注入的酸性流体溶蚀和形成次生溶孔提供物质基础,但此类胶结较强烈,对成岩流体的运移造成障碍,这是导致次生孔隙发育较弱的因素之一。

② 硅质胶结

硅质胶结主要表现为石英次生加大,强度为Ⅱ-Ⅲ级,扫描电镜下可见自形晶面发育,局部相互连接,是伴随成岩强度和压溶作用增强而沉淀的自生矿物,主要形成于石英碎屑的周围和占据剩余原生孔隙,部分充填各类溶孔。硅质胶结程度远不如碳酸盐矿物胶结强烈,但由于其往往充填堵塞孔隙空间中的喉道(图 2e,f),以及本身的难溶性及致密性,可对储层造成较严重的破坏。

③ 自生粘土矿物

自生粘土矿物的形成和成岩转化及其对孔隙的充填和胶结作用明显地影响着储层发育:一方面,此类胶结作用增加储层抗压实能力,有利于孔隙保存;

另一方面,自生粘土矿物往往占据储集空间,降低储层孔隙度,并在开发过程中引起储层的各种敏感性反应,降低储层的孔、渗性。伊利石、高岭石等粘土矿物在占据粒间孔隙的同时,通过晶体搭架的形式将其转换成晶间微孔。前人利用 BES(背散电子显微镜)对砂岩中自生粘土矿物晶间孔隙的研究表明,在一个被自生粘土矿物充填的孔隙中,该孔隙的 43%~63%转化为充填该孔隙的粘土矿物晶间孔(表 3)^[23]。综合分析认为,自生粘土矿物胶结和充填作用对储层发育的影响虽然是负面的,但同时也形成了较多晶间微孔。

3) 溶解作用与储层发育关系

中、晚成岩阶段含有机酸流体的注入导致砂岩中不稳定颗粒组分及早期方解石胶结物发生溶解,形成粒间溶孔、粒内溶孔等次生孔隙,可有效地改善储层的储集性能,是合同区内中-下侏罗统砂岩储层的主要储集空间之一,其面孔率为 0.5%~2%。不稳定组分被溶解产生次生孔隙的同时,伴随 SiO_2 及 K^+ , Na^+ , Ca^{2+} , Fe^{2+} , Mg^{2+} 等离子的溶离和释放,由于合同区内中-下侏罗统砂岩储层相对封闭,这些组分大部分并未被带走,而是在原地或附近停留,以沉淀自生矿物的形式为后期胶结作用提供物质来源,从而对储层有一定程度的损害,但溶解作用总体以产生次生孔隙的建设性为主。

4) 破裂作用与储层发育关系

破裂作用形成的裂缝虽然规模不大,但对改善储层储集性和渗透性起着积极作用。本次测试的含微裂缝样品的渗透率达 $11.24 \times 10^{-3} \mu\text{m}^2$,远高于同层位不含微裂缝的样品,可见裂缝在改善储层渗透性方面是很明显的。但是与上覆碳酸盐岩储层中裂缝发育特征^[15]相比较,二者相差很大,其原因是砂岩相对于碳酸盐岩具有较低的脆性,在构造应力作用下由破裂形成裂缝的难度远大于碳酸盐岩,而且裂缝规模远小于碳酸盐岩。因此,较小的裂缝发育规模也是限制储层发育的关键因素之一。

3.2 储层评价

根据储层岩石学特征、物性特征和孔隙结构参数等指标,采用以物性和孔隙结构为核心的综合分类方

表 3 研究区砂岩 BES 图像下粘土矿物的微孔隙度

Table 3 Clay mineral microporosity from BES images of sandstones in the study area

粘土矿物	孔隙度/%	孔隙度平均值/%	标准差	样品数/个
高岭石	15~61	43	10.6	52
绿泥石	44~58	51	4.2	10
伊利石	47~76	63	10.3	5

表 4 研究区中 - 下侏罗统砂岩储层分类

Table 5 Classification of the Lower-Middle Jurassic sandstone reservoirs in the study area

储层类别	I 类	II 类	III 类
岩性	粗 - 中粒、中粒岩屑石英砂岩	中粒、中 - 粗粒、细粒岩屑砂岩	细粒岩屑砂岩、粗粉砂岩、粉砂质泥岩
孔隙度/%	>9	5 ~ 9	<5
渗透率/ ($10^{-3} \mu\text{m}^2$)	>10	0.03 ~ 10	<0.03
排驱压力/ MPa	<1	1 ~ 5	>5
中值压力/ MPa	<5	5 ~ 17	>17
中值孔喉 半径/ μm	>0.5	0.03 ~ 0.5	<0.03
沉积微相	水下分流河道	水下分流河道和河口坝	水下天然堤和水下决口扇
综合评价	中等 - 较好储层	很差储层	很差 - 非储层

案,依据现有资料对研究区中 - 下侏罗统砂岩储层进行综合分类,可划分出 3 个类别(表 4)。其中, I 类为中等 - 较好储层, II 类为很差储层, III 类为非储层。

1) I 类储层

I 类储层岩性为粗 - 中粒、中粒岩屑石英砂岩,属水下分流河道微相。其孔隙度大于 9%,渗透率主要大于 $10 \times 10^{-3} \mu\text{m}^2$,裂缝相对较发育。储集空间为剩余原生粒间孔、晶间微孔和裂缝,多为中 - 小孔、细喉组合,孔隙结构和孔喉连通性中等,属于中等 - 较好储层。但限于研究区内裂缝发育较弱,故此类储层发育规模较小,也较为少见。

2) II 类储层

II 类储层岩性主要为中 - 粗粒和中 - 细粒岩屑砂岩,以水下分流河道和河口坝微相为主。储层孔隙度为 5% ~ 9%,渗透率为 $0.03 \times 10^{-3} \sim 10 \times 10^{-3} \mu\text{m}^2$ 。储集空间主要为粒间和粒内溶孔,少量剩余原生粒间孔和晶间微孔,为小孔、细 - 微喉组合,孔隙结构和孔喉连通性较差,属于较差储层。

3) III 类储层

III 类储层岩性为细粒岩屑砂岩、粗粉砂岩及粉砂质泥岩,属水下天然堤和水下决口扇微相。储层孔隙度小于 5%,渗透率小于 $0.03 \times 10^{-3} \mu\text{m}^2$ 。储集空间仅为少量剩余原生粒间孔与晶间微孔,为小 - 微孔、微喉型组合,孔隙结构和孔喉连通性很差,多数为很差的储层,部分为无效储层(或隔层)。

4 结论

1) 阿姆河右岸中 - 下侏罗统砂岩储层岩性以

细 - 中粒岩屑砂岩为主,次为中 - 粗粒岩屑砂岩。现阶段该储层处于中成岩阶段 B 期至晚成岩阶段,成岩作用类型主要有压实、胶结、溶解及破裂作用。其中,压实作用与胶结作用(多期碳酸盐矿物胶结、硅质及粘土矿物胶结)对储层破坏最大,溶解作用及破裂作用是有效储集空间形成的主要机制,但其发育有限。

2) 储层储集空间类型为少量剩余原生粒间孔、次生的粒间及粒内溶孔、晶间微孔及少量裂缝。储层属特低孔、特低渗储层,孔渗相关性差,孔隙小,连通性差,以细喉和微喉为主,缺乏中、大喉,储层孔隙结构、孔喉连通性及储集性能均较差或很差。

3) 储层成岩作用受到多个因素的影响。持续沉降的构造背景决定了该储层成岩作用长期处在深埋藏范畴下进行,沉积微相决定了不同物性储层发育位置。早期强烈的方解石胶结很大程度上阻碍了成岩流体的运移,从而影响次生孔隙的发育。早期呈酸性的孔隙流体是长石及不稳定组分溶解的主要动力,后期转变为碱性,促使晚期碳酸盐矿物胶结和高岭石发生伊利石化。

4) 以物性和孔隙结构为核心的综合分类方案将储层分为 3 类。I 类为中等 - 较好储层, II 类为很差储层, III 类为很差 - 非储层。I 类储层在合同区块发育很少,水下分流河道为有利储层发育的微相,也为 I 类储层分布的“甜心”位置。但综合评价结果认为,“阿姆河右岸中国石油合同区块内的中 - 下侏罗统砂岩储层很难取得高效勘探成果,投资风险超大”。

参 考 文 献

[1] 郑荣才,陈浩如,王强,等. 土库曼斯坦阿姆河盆地卡洛夫 - 牛津阶储层特征及控制因素分析[J]. 岩石学报,2014,30(3):779 - 788.
Zheng Rongcai, Chen Haoru, Wang Qiang, et al. The reservoir characteristics and their controlling factors of Callovian-Oxfordian carbonates in Amu Darya Basin [J]. Acta Petrologica Sinica, 2014, 30(3):779 - 788.

[2] 郑荣才,刘合年,吴蕾,等. 阿姆河盆地卡洛夫 - 牛津阶碳酸盐岩储层地球化学特征和成岩流体分析[J]. 岩石学报,2012,28(3):961 - 970.
Zheng Rongcai, Liu Henian, Wu Lei, et al. Geochemical characteristics and diagenetic fluid of the Callovian-Oxfordian carbonate reservoirs in Amu Darya Basin [J]. Acta Petrologica Sinica, 2012, 28(3):961 - 970.

[3] 文华国,宫博识,郑荣才,等. 土库曼斯坦萨曼杰佩气田卡洛夫 - 牛津阶碳酸盐岩沉积 - 成岩系统[J]. 吉林大学学报(自然科学版),2012,42(4):991 - 1002.
Wen Huaguo, Gong Boshu, Zheng Rongcai, et al. Deposition and diagenetic system of carbonate in Callovian-Oxfordian of Samandep gas-field, Turkmenistan [J]. Journal of Jilin University (Earth Science Edition), 2012, 42(4):991 - 1002.

[4] 徐文礼,郑荣才,费怀义,等. 土库曼斯坦阿姆河盆地卡洛夫 - 牛

- 津阶沉积相特征[J]. 中国地质, 2012, 39(4): 954-964.
- Xu Wenli, Zheng Rongcai, Fei Huaiyi, et al. The sedimentary facies of Callovian-Oxfordian stage in Amu Darya Basin, Turkmenistan[J]. *Geology in China*, 2012, 39(4): 954-964.
- [5] 费怀义, 徐刚, 王强, 等. 阿姆河右岸区块气藏特征[J]. 天然气工业, 2010, 30(5): 13-17.
- Fei Huaiyi, Xu Gang, Wang Qiang, et al. Characteristics of gas reservoirs in the Amu Darya Right Bank Block, Turkmenistan[J]. *Natural Gas Industry*, 2010, 30(5): 13-17.
- [6] 李浩武, 童晓光, 王素花, 等. 阿姆河盆地侏罗系成藏组合地质特征及勘探潜力[J]. 天然气工业, 2010, 30(5): 6-12.
- Li Haowu, Tong Xiaoguang, Wang Suhua, et al. An analysis of geological characteristics and exploration potential of the Jurassic play, Amu Darya Basin[J]. *Natural Gas Industry*, 2010, 30(5): 6-12.
- [7] 聂明龙, 吴蕾, 孙林, 等. 阿姆河盆地查尔朱阶地及邻区盐相关断裂特征与油气地质意义[J]. 石油与天然气地质, 2013, 34(6): 803-808.
- Nie Minglong, Wu Lei, Sun Lin, et al. Salt-related fault characteristics and their petroleum geological significance in Zarzhu terrace and its adjacent areas, the Amu Darya Basin[J]. *Oil & Gas Geology*, 2013, 34(6): 803-808.
- [8] 郭永强, 刘洛夫, 朱胜利, 等. 阿姆达林盆地含油气系统划分与评价[J]. 石油勘探与开发, 2006, 33(4): 515-520.
- Guo Yongqiang, Liu Luofu, Zhu Shengli, et al. Classification and assessment of petroleum system in Amu Daria Basin[J]. *Petroleum Exploration and Development*, 2006, 33(4): 515-520.
- [9] Brookfield M E, Hashmat A. The geology and petroleum potential of the North Afghan platform and adjacent areas (northern Afghanistan, with parts of southern Turkmenistan, Uzbekistan and Tajikistan)[J]. *Earth Science Review*, 2001, 55(1): 41-71.
- [10] 徐文礼. 缓斜坡碳酸盐台地沉积模式——以土库曼斯坦阿姆河盆地中-上侏罗统卡洛夫-牛津阶为例[D]. 成都: 成都理工大学, 2013.
- Xu Wenli. Sedimentary mode of glaciis carbonate platform—taking Callovian-Oxfordian of Upper-Middle Jurassic in Amu-Darya basin of Turkmenistan as an example[D]. Chengdu: Chengdu University of Technology, 2013.
- [11] 张志伟, 何永垚, 王春生, 等. 中亚地区阿姆河盆地查尔朱、布哈拉阶地构造特征及演化[J]. 海相油气地质, 2010, 15(4): 48-56.
- Zhang Zhiwei, He Yonghao, Wang Chunsheng, et al. Structural characteristics and evolution of Chardzhou and Bukhara terraces in Amu-Darya Basin, Middle Asia[J]. *Marine Origin Petroleum Geology*, 2010, 15(4): 48-56.
- [12] 张津海, 柳益群, 周亮. 阿姆河盆地卡拉库里区块侏罗系油气地质条件分析[J]. 地质学报, 2012, 86(4): 651-660.
- Zhang Jinhai, Liu Yiqun, Zhou Liang. Analysis of petroleum geological characteristics of the Jurassic in Karakul Block, Amu-Darya Basin[J]. *Acta Geologica Sinica*, 2012, 86(4): 651-660.
- [13] 王强, 程绪彬, 费怀义, 等. 阿姆河右岸A区气藏成藏过程分析[J]. 天然气勘探与开发, 2012, 35(2): 1-4.
- Wang Qiang, Cheng Xubin, Fei Huaiyi, et al. Reservoir-forming process of a block in the right bank of the Amu Darya River[J]. *Natural Gas Exploration and Development*, 2012, 35(2): 1-4.
- [14] 徐剑良, 程绪彬, 吴蕾, 等. 阿姆河右岸区块构造演化与成藏条件[J]. 天然气工业, 2010, 30(5): 18-20.
- Xu Jianliang, Cheng Xubin, Wu Lei, et al. Structural evolution and hydrocarbon pooling conditions in the Amu Darya Right Bank Block, Turkmenistan[J]. *Natural Gas Industry*, 2010, 30(5): 18-20.
- [15] 徐文礼, 郑荣才, 费怀义, 等. 土库曼斯坦阿姆河右岸卡洛夫-牛津阶裂缝特征及形成期次[J]. 天然气工业, 2012, 32(4): 33-38.
- Xu Wenli, Zheng Rongcai, Fei Huaiyi, et al. Characteristics and timing of fracture in the Callovian-Oxfordian boundary of the right bank of the Amu Darya River, Turkmenistan[J]. *Natural Gas Industry*, 2012, 32(4): 33-38.
- [16] 郑荣才. 储层裂缝研究的新方法——声发射实验[J]. 石油与天然气地质, 1998, 19(3): 186-189.
- Zheng Rongcai. A new method of studying reservoir fractures: acoustic emission experiment[J]. *Oil & Gas Geology*, 1998, 19(3): 186-189.
- [17] 潘晓添, 郑荣才, 文华国, 等. 准噶尔盆地乌尔禾地区风城组云质致密油储层特征[J]. 成都理工大学学报(自然科学版), 2013, 40(3): 315-325.
- Pan Xiaotian, Zheng Rongcai, Wen Huaguo, et al. Tight oil reservoir of Permian Fengcheng Formation in Urho area, Junggar Basin, China[J]. *Journal of Chengdu University of Technology (Science & Technology Edition)*, 2013, 40(3): 315-325.
- [18] 国家经济贸易委员会. SY/T 5477—2003 中华人民共和国石油天然气行业标准[S]. 北京: 石油工业出版社, 2003.
- State of Economic and Trade Commission. SY/T 5477—2003 Oil and gas industry standard of the People's Republic of China[S]. Beijing: Petroleum Industry Press, 2003.
- [19] 谭晨曦, 李文厚, 张慧元, 等. 河流相致密砂岩储层成岩作用及其对储层的影响——以大牛地气田下石盒子组砂岩储层为例[J]. 矿物学报, 2011, 31(2): 211-220.
- Tan Chenxi, Li Wenhui, Zhang Huiyuan, et al. Diagenesis and its influence on reservoir quality of fluvial dense sandstone: a case study on the Xiashihezi formation in Daniudi gas field, Ordos Basin, China[J]. *Acta Mineralogica Sinica*, 2011, 31(2): 211-220.
- [20] 张枝焕, 王泽中, 李艳霞, 等. 黄骅坳陷三马地区中-深部储层成岩作用及主控因素分析[J]. 沉积学报, 2003, 21(4): 593-600.
- Zhang Zhihuan, Wang Zezhong, Li Yanxia, et al. Diagenesis of middle-deep clastic reservoir rocks and its controlling factors in Sanma area, Huanghua Depression[J]. *Acta Sedimentologica Sinica*, 2003, 21(4): 593-600.
- [21] 国家能源局. SY/T 6285—2011 中华人民共和国石油天然气行业标准[S]. 北京: 石油工业出版社, 2011.
- National Energy Administration. SY/T 6285—2011 Oil and gas industry standard of the People's Republic of China[S]. Beijing: Petroleum Industry Press, 2011.
- [22] 刘成林, 朱筱敏, 朱玉心, 等. 不同构造背景天然气储层成岩作用及孔隙演化特点[J]. 石油与天然气地质, 2005, 26(6): 746-753.
- Liu Chenglin, Zhu Xiaomin, Zhu Yuxin, et al. Characteristics of diagenesis and pore evolution of gas reservoirs formed in different tectonic settings[J]. *Oil & Gas Geology*, 2005, 26(6): 746-753.
- [23] Hurst A, Nadeau H P. Clay microporosity in reservoir sandstones: an application of quantitative electron microscopy in petrophysical evaluation[J]. *AAPG Bulletin*, 1995, 79(4): 563-573.