

准噶尔盆地腹部下侏罗统三工河组储层物性—含油性特征及主控因素分析



王金铎¹⁾, 许淑梅^{2,3,4)}, 张关龙¹⁾, 任新成¹⁾, 曾治平¹⁾,
武向峰¹⁾, 舒鹏程^{2,3)}, 冯怀伟⁵⁾

- 1) 中石化股份公司胜利油田分公司勘探开发研究院, 山东东营, 257000;
- 2) 中国海洋大学海底科学与探测技术教育部重点实验室, 山东青岛, 266100;
- 3) 中国海洋大学海洋地球科学学院, 山东青岛, 266100;
- 4) 海洋高等研究院/深海圈层与地球系统前沿中心, 山东青岛, 266100;
- 5) 潍坊科技学院, 山东潍坊, 262700

内容提要:为解决准噶尔盆地腹部沙窝地、莫西庄和征沙村三地区下侏罗统三工河组砂岩储层物性—含油性差异大及控制因素不清的问题,本文通过岩芯描述、铸体薄片和扫描电镜分析,依据物性数据及压汞资料,对研究区三工河组储集空间特征、孔渗特征及孔喉结构特征进行了详细的研究,通过隔夹层分析、岩屑成分及含量分析、成岩特征研究等方法探讨了制约研究区三工河组储层物性—含油性关系的主控因素,研究表明沙窝地和莫西庄小区三工河组储层埋深相对较浅,主要以中粗孔喉和较细孔喉的原生(残留)孔隙为主;征沙村小区埋藏较深,以细孔喉和微孔喉的次生孔隙及裂缝发育为特色。在此基础上探讨了三工河组储层物性的控制因素,研究认为埋藏深度为影响储层发育的主要因素;沉积微相和砂体成因类型为控制储层发育的基础;低地温梯度延迟了压实效应等,有效保存了原生孔隙;塑性岩屑含量、储层的隔层和夹层因素,即储层的非均质性在某种程度上影响砂体的储集性。

关键词:储层物性—含油性;主控因素;下侏罗统三工河组;准噶尔盆地腹部

准噶尔盆地是一个经历了自晚古生代至第四纪多期构造运动而形成的大型叠合盆地,下侏罗统三工河组粗粒辫状河三角洲沉积几乎淤浅整个湖盆(陈发景等,2005;马宗晋等,2008;赵淑娟等,2014;许淑梅等,2020;庞志超等,2020),研究区位于准噶尔盆地腹部西侧,自南向北有沙窝地、莫西庄、征沙村3个小区(图1a, b),3个小区下侏罗统三工河组具有埋深差异大,低地温梯度的地质背景(邱楠生,2002;赵文智等,2000;张福顺等,2008;吴海生等,2017)。随着本区油气资源的发现,许多学者针对不同的研究目的与研究资料,对准噶尔盆地腹部地区三工河组开展了层序地层、储层成岩特征及成岩阶段、储层特征和油气成藏规律等方面的研究(张冬玲等,2005;杜秀娟等,2008;崔金栋等,2012;匡立春等,2013;陈林等,2013;张江华等,2014;Feng

Youliang et al., 2015; 胡才志等,2015; Xi Kelai et al., 2015; 金若时等,2016; Cao Binfeng et al., 2017; 孟蕾等,2019; Qiao Juncheng et al., 2020; 许淑梅等,2020; 胡瀚文等,2020; 王杰青等,2021; 徐小童等,2021),而对于研究区沙窝地、莫西庄和征沙村3个小区之间下侏罗统三工河组砂岩储层物性—含油性差异及主控因素缺乏系统的研究,制约本区油气资源的进一步勘探开发。

针对上述问题,本文通过研究区38口井的岩芯观察,结合岩石铸体薄片观察、扫描电镜分析和压汞分析,基于储层沉积学的基本原理,在充分考虑地层差异埋深及地温梯度对三工河组辫状河三角洲砂体储层物性—含油性的影响,研究了三工河组粗粒辫状河三角洲前缘砂体的物性—含油性特征,对其主控因素进行深入系统的探讨,明确了研究区三工河

注:本文为中石化胜利油田分公司科技攻关项目(编号:30200018-21-ZC0613-0075)的成果。

收稿日期:2021-11-14;改回日期:2021-12-24;网络首发:2022-01-20;责任编辑:刘志强。Doi: 10.16509/j.georeview.2022.01.041

作者简介:王金铎,男,1966年生,博士,教授级高级工程师,长期从事石油勘探和开发的研究工作;Email: wangjinduo_slyt@sinopet.com。

通讯作者:许淑梅,女,1970年生,教授,长期从事沉积学和盆地分析研究;Email: 905534327@qq.com, xsm@ouc.edu.cn。

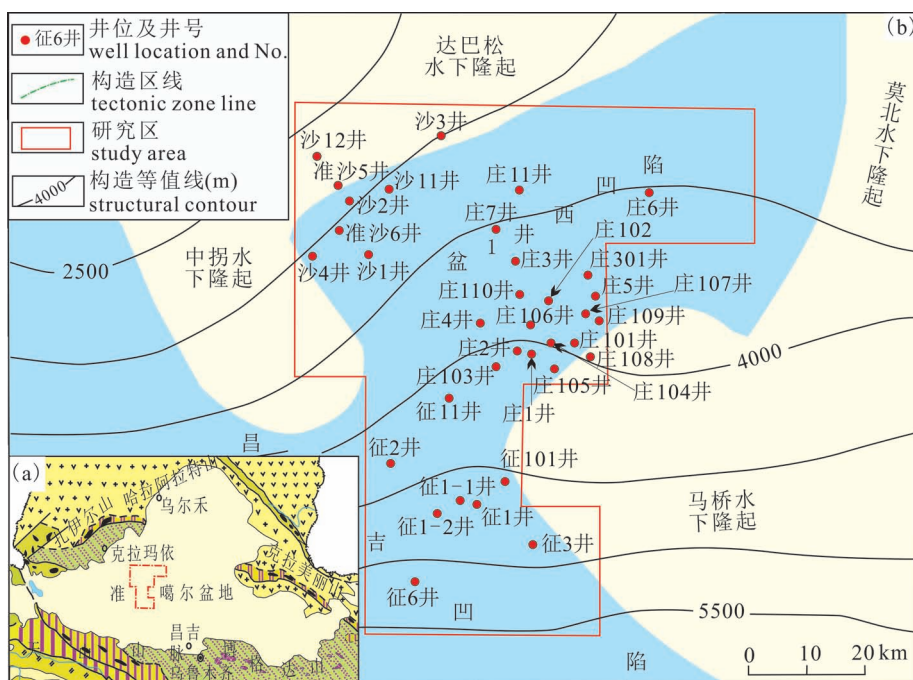


图1 准噶尔盆地腹部西侧构造单元位置(a)及井位图(b)

Fig. 1 Tectonic unit location (a) and well location map (b) in the west side of the abdomen of Junggar Basin

组储层物性—含油性主控因素。

1 区域地质背景

准噶尔盆地为石炭纪至第四纪发展起来的板内复合叠加盆地(陈发景等,2005;马宗晋等,2008;赵淑娟等,2014)。侏罗系三工河组沉积期,准噶尔盆地为坡度较缓、水体较浅的半封闭湖盆,其周缘是由古生代弧盆及裂谷系演化而成的低矮造山带(李忠等,2013;徐学义等,2016)。其中研究区处于准噶尔盆地腹部稍偏西位置,面积约为 3648 km²,主体位于盆1井西凹陷与昌吉凹陷北斜坡,东西两侧为马桥凸起、中拐凸起及达巴松凸起(路成,2016,林会喜等,2019)。研究区自北向南划分为3个小区,依次为沙窝地、莫西庄和征沙村小区,分别位于坳陷带斜坡上部(北部)、中部和底部(南部)(图1a,b)。3个小区的三工河组在南北向上呈现极大的埋深差异:北部沙窝地小区埋深 3100~3900 m,中部莫西庄小区埋深 3500~4700 m,南部征沙村小区埋深 4300~5200 m(王杰青等,2021)。研究区三工河组为湿润气候条件下湖盆扩张期发育的一套正旋回的粗碎屑岩系,沉积厚度较大(130~560 m),总体呈下细中粗上细的沉积特征,按岩性组合特征自下而上可划分为三段:三工河组一段(J_1s_1)、三工河组二段

(J_1s_2)、三工河组三段(J_1s_3)。三工河组一段(J_1s_1)以灰色、深灰色泥岩、粉砂质泥岩为主,细砂岩呈薄夹层出现,纵向具有“泥包砂”的特征,自下而上“砂泥比”降低。三工河组二段(J_1s_2)为辫状河前缘三角洲砂体的主要发育层位,可进一步划分为下亚段($J_1s_2^1$)和上亚段($J_1s_2^2$):下亚段总体以砂砾岩为主,自下而上主要由砾岩、含砾砂岩、粗—中砂岩、细砂岩及顶部的薄层砂质泥岩组成;上亚段自下而上包括灰色细砾岩、含砾砂岩、粗—中砂岩、细砂岩及上部互层沉积的薄层粉砂岩和泥岩,纵向具有“砂包泥”的特征。三工河组二段砂体为有利的油气储集层段,是本文研究的主要目的层段。三

工河组三段(J_1s_3)为一套半深湖—深湖相深灰色泥岩沉积,夹零星的薄层粉砂岩和细砂岩层,自下而上“砂泥比”降低(图2)。

依据大量测井和取芯资料数据对研究区小层进行了精细和对比,将三工河组二段下亚段可划分出4个砂组,二段上亚段可划分出3个砂组。第1~3砂组主要为辫状河三角洲前缘水下分流河道砂体,岩性主要由浅灰色、灰色厚层细砾岩、砂砾岩、粗—中砂岩及细砂岩组成,沉积物粒度较粗,正粒序层理、槽状交错层理、板状层理和较大型斜层理发育;砾岩和砂砾岩的砾石成分复杂,包括花岗岩、白云岩、灰岩、硅质岩、凝灰岩、砂岩、泥岩、千枚岩岩屑等,整体表现出自底向顶粒度逐渐变细、单砂体厚度逐渐变薄等特征,“砂泥比”很高。单砂体厚几米至几十米,总砂组厚 50~80 m,各井厚度变化不大。第4砂组主要为辫状三角洲水下分流河道和河口坝砂体,岩性多为灰色中—细砂岩与粉砂岩,最顶部为灰色泥岩、粉砂质泥岩,具有典型的反粒序层理,另外也常见小型斜层理、沙纹状和沙波状层理,单砂体厚度一般不超过 10 m,总砂组厚度为 5~30 m。第5砂组亦为辫状河三角洲前缘水下分流河道砂体,岩性主要为灰色砂砾岩、粗—中砂岩和细砂岩,沉积物粒度较粗,“砂泥比”较高,单砂体厚度一般小于 15

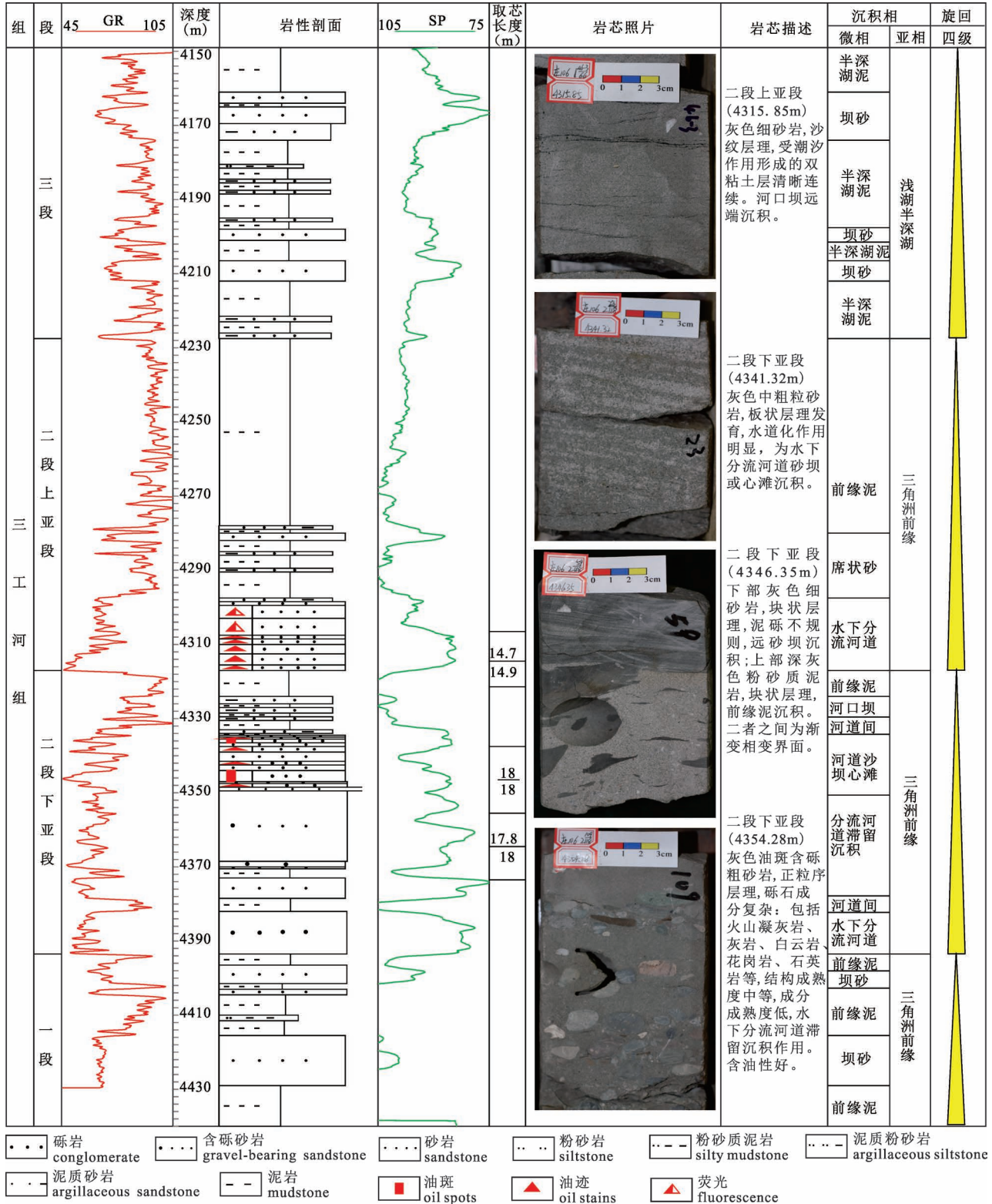


图 2 准噶尔盆地腹部西侧庄 106 井剖面旋回性划分及沉积相综合柱状图(井位见图 1b)

Fig. 2 The division of sedimentary cycle and sedimentary facies of the Well Zhuang-106 in west side of the abdomen of Junggar Basin (the well location shown in Fig. 1b)

m,总砂组厚度为 5~17 m。第 6、7 砂组主要为远砂坝席状砂砂体,水平层理、沙波层理及沙纹层理发育,岩性主要为细砂岩、粉砂岩及泥质粉砂岩,单层砂体较薄,单砂体厚大多不超过 3 m,总砂组厚度为

育,岩性主要为细砂岩、粉砂岩及泥质粉砂岩,单层砂体较薄,单砂体厚大多不超过 3 m,总砂组厚度为

4~26 m(图 3)。

2 研究区三工河组二段储层物性—含油性特征

2.1 储集空间特征

根据对沙窝地沙 2 井中砂岩扫描电镜观察,岩性为中砂岩,分选好、磨圆中等,颗粒呈点—线接触,原生粒间空隙发育,其砂岩空隙内部及颗粒边缘无明显溶蚀,杂基含量少,图中的白色尖头指向宽大的三角形粒间空隙(图 4a, b),因此,研究区浅埋藏的北部沙窝地小区和中部莫西庄小区三工河组二段砂体以原生孔隙为主,压实作用弱。

根据对南部征沙村小区征 1、征 3、征 11 井砂岩扫描电镜及铸体薄片观察,三工河组二段碎屑颗粒呈凹凸—镶嵌状接触,砂体孔隙类型以次生孔隙和超压微裂缝为主。次生孔隙主要为碎屑颗粒的易溶组分发生溶蚀而形成,主要包括粒间溶孔(图 4b)和粒内溶孔(图 e, f)。粒间溶孔主要为长石颗粒和岩屑边缘发生溶解而形成的不规则状粒间溶扩孔;粒内溶孔主要见于长石颗粒及少量岩屑的内部溶蚀。征沙村小区三工河组二段常见长石,岩屑等溶蚀以及某些自生矿物的析出和交代现象,包括粒间孔溶蚀、粒内孔溶蚀、石英次生加大、黏土矿物发育等,以粒间长石溶蚀最为常见。长石颗粒溶蚀形成次生溶蚀孔隙,溶蚀形成的孔洞内易被黏土矿物充填,长石颗粒表面黏土化,溶蚀处易出现石英次生加大现象(图 4c),另外,在溶蚀孔隙内还可能出现长石等矿物的再生长现象(图 4d)。相对于沙窝地和莫西庄地区,由于征沙村研究区埋藏较深,溶蚀作用较为发育,以次生孔隙发育为主(图 4g),此外,征沙村三工河组二段砂岩夹于三工河组一段和三工河组三段大套厚层泥岩之间得,石英等脆性颗粒破碎形成超压成因微裂缝(图 4h)。

2.2 孔渗特征

通过对研究区储层物性数据统计分析,莫西庄

小区三工河组储层孔隙度主要分布于 5%~20%,总含量达 92.2%,其中孔隙度为 10%~15%的储层含量达 50.94%,平均要比沙窝地高 3%左右,储层以中高孔和中低孔储层为主;储层渗透率主要分布于 $0.1\times 10^{-3}\mu\text{m}^2$ 到 $500\times 10^{-3}\mu\text{m}^2$,其中 $0.1\times 10^{-3}\mu\text{m}^2$ 到 $1\times 10^{-3}\mu\text{m}^2$ 的储层含量为 26.58%, $1\times 10^{-3}\mu\text{m}^2$ 到 $10\times 10^{-3}\mu\text{m}^2$ 的储层含量为 37.57%, $10\times 10^{-3}\mu\text{m}^2$ 到 $50\times 10^{-3}\mu\text{m}^2$ 的储层含量为 17.24%,大于 $50\times 10^{-3}\mu\text{m}^2$ 的储层含量为 12.57%。

沙窝地小区三工河组储层孔隙度主要分布于 5%~20%,总含量达 94.05%,其中孔隙度为 10%~15%的中孔储层含量达 47.52%,以中孔储层为主;渗透率主要分布于 $0.1\times 10^{-3}\mu\text{m}^2$ 到 $50\times 10^{-3}\mu\text{m}^2$,其中 $1\times 10^{-3}\mu\text{m}^2$ 到 $10\times 10^{-3}\mu\text{m}^2$ 的储层含量为 58.42%,大于 $10\times 10^{-3}\mu\text{m}^2$ 的储层含量为 23.76%,储层的渗透率较高,以中渗储层为主。

征沙村小区三工河组储层埋深大,压实作用强,储层物性差。储层孔隙度主要分布于 0%~15%,以特低渗和低渗储层为主;渗透率主要分布于 $0.1\times 10^{-3}\mu\text{m}^2$ 到 $10\times 10^{-3}\mu\text{m}^2$,其中 $0.1\times 10^{-3}\mu\text{m}^2$ 到 $1\times 10^{-3}\mu\text{m}^2$ 的储层含量为 44.94%, $1\times 10^{-3}\mu\text{m}^2$ 到 $10\times 10^{-3}\mu\text{m}^2$ 的储层含量为 43.67%,储层主要为超低渗和特低渗储层。

2.3 孔喉结构

储层毛管压力曲线的形态及排驱压力等参数是描述储层孔喉结构并对其进行分类的主要变量。依据排驱压力、及毛管压力中值和孔喉半径,将研究区三工河组二段储层孔喉结构分为 4 类(表 1)。

中粗喉型:最大孔喉半径大,平均值为 $18.09\mu\text{m}$,排驱压力和毛管中值压力均较小,平均值分别为 0.049 MPa 和 1.785 MPa。该类孔喉连通性良好,主要发育于水下分流河道砂坝和心滩的中、粗砂岩中。由进汞饱和度曲线可知(平均 64.62%)(图 5a),中粗喉型孔喉分选好,粗歪度。具该类孔喉结构的砂岩孔隙度主要分布在 10%~18%,平均值为

表 1 准噶尔盆地腹部西侧三工河组储层孔喉结构分类表

Table 1 Classification of pore throat structure of the Sangonghe Formation in west side of the abdomen of Junggar Basin

孔喉结构类型	中粗喉型	较细喉型	细喉型	微喉型
最大孔喉半径(μm)	10~50	5~10	1~5	<1
孔隙度(%):最大/平均/最小	18.2/14.77/8.6	15.9/13.13/10.5	16.8/10.92/3.1	18.1/7.66/2.3
渗透率($\times 10^{-3}\mu\text{m}^2$):最大/平均/最小	642/91.3/9.39	76.4/23.73/3.97	68.2/4.8/0.05	24.80/1.2/0.03
排驱压力 Pd/MPa:最大/平均/最小	0.073/0.049/0.018	0.117/0.116/0.116	0.733/0.358/0.154	4.577/1.763/0.737
毛管中值压力 Pc50/MPa:最大/平均/最小	30.902/3.605/0.073	17.021/2.432/0.991	51.304/7.138/0.973	114.343/31.121/4.471

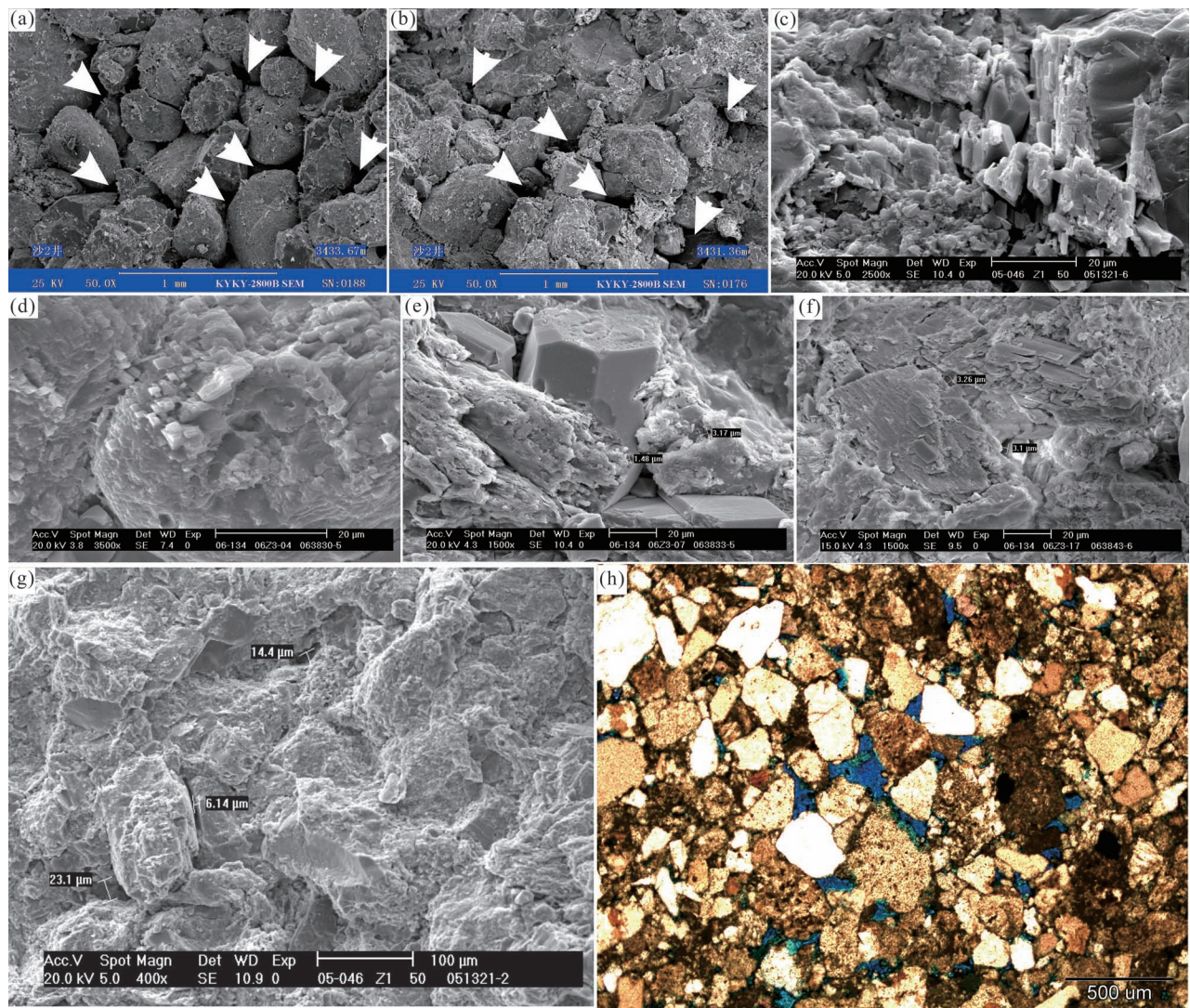


图 4 准噶尔盆地腹部西侧三工河组砂体储集空间特征照片

Fig. 4 Spatial characteristics of sand reservoir in the Sangonghe Formation of the west side of the abdomen of Junggar Basin
(a) 沙 2 井, $J_1s_2^1$, 3433.67 m, 原生粒间孔; (b) 沙 2 井, $J_1s_2^1$, 3431.36 m 原生粒间孔; (c) 征 1 井, $J_1s_2^2$, 4800.85 m, 长石溶蚀表面黏土化, 溶蚀处见石英次生加大; (d) 征 3 井, J_1s_3 , 4969.4 m, 长石溶蚀产生粒内孔洞, 表面长石雏晶再生长; (e) 征 3 井, $J_1s_2^2$, 5062.43 m, 长石颗粒被溶蚀, 见溶蚀孔隙; (f) 征 3 井, $J_1s_2^1$, 5110.33 m, 长石溶蚀形成次生溶蚀孔隙; (g) 征 1 井, $J_1s_2^2$, 5062.43 m, 强压实形成的次生裂隙; (h) 征 1 井, 4800.85 m, $J_1s_2^2$, 中砂岩, 微裂缝放大, 见残余的沥青
(a) the Well Sha-2, $J_1s_2^1$, 3343.67 m, primary intergranular pores; (b) the Well Sha-2, $J_1s_2^1$, 3431.36 m, primary intergranular pores; (c) the Well Zheng-1, $J_1s_2^2$, 4800.85 m, the surface of feldspar is clayed by dissolution, and the secondary growth of quartz is seen in the dissolution; (d) the Well Zheng-3, J_1s_3 , 4969.4 m, feldspar dissolution produces intragranular pores, and surface feldspar crystals re-grow; (e) the Well Zheng-3, $J_1s_2^2$, 5062.43 m, feldspar particles are corroded, see corrosion pores; (f) the Well Zheng-3, $J_1s_2^1$, 5110.33 m, feldspar dissolves to form secondary dissolution pores; (g) the Well Zheng-1, $J_1s_2^2$, 5062.43 m, secondary fractures formed by strong compaction; (h) the Well Zheng-1, 4800.85 m, $J_1s_2^2$, medium sandstone, microcracks enlarged, see residual bitumen

14.77%;渗透率值主要分布在 $(50\sim500)\times10^{-3}\mu\text{m}^2$ 的范围内,平均 $91.30\times10^{-3}\mu\text{m}^2$,属于低孔中渗型储层。
较细喉型:最大孔喉半径较大,平均值为6.34 μm ,排驱压力与毛管压力中值较小,平均值分别为

0.116 MPa 和 2.432 MPa。该类孔喉连通性相对较好,主要发育于河口坝细砂岩及水下分流河道滞留沉积的含砾砂岩中。由其进汞饱和度曲线可知(平均36.61%)(图5b),较细喉型孔喉分选较好,粗歪度。该类孔喉结构孔隙度主要分布在10%~15%,

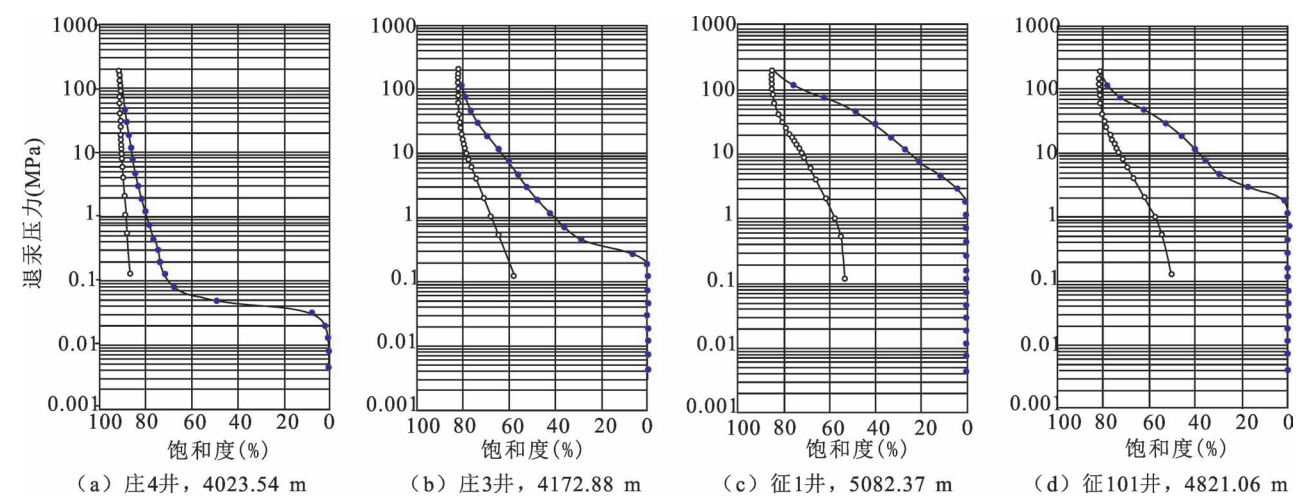


图 5 准噶尔盆地腹部西侧三工河组储层压汞曲线特征(井位见图 1b)

Fig. 5 Mercury injection curve characteristics of reservoir of the Sangonghe Formation in west side of the abdomen of Junggar Basin (the well location shown in Fig. 1b)

平均为 13.13%,渗透率值主要分布在 $(1\sim100)\times10^{-3}\mu\text{m}^2$,平均为 $23.73\times10^{-3}\mu\text{m}^2$,属于低孔低渗型储层。

细喉型:最大孔喉半径较小,平均值为 $2.56\mu\text{m}$,排驱压力与毛管中值压力均较大,平均为 0.358MPa 和 7.138MPa ,该类孔喉连通性很差,主要发育于远砂坝及席状砂微相的细砂岩和粉砂岩。由进汞饱和度曲线可知(平均 17.02%)(图 5c),细喉型孔喉分选差,细歪度。该类孔喉结构孔隙度主要分布在 $5\%\sim15\%$,平均为 10.92% ,渗透率主要分布在 $(0.1\sim10)\times10^{-3}\mu\text{m}^2$ 。平均为 $4.80\times10^{-3}\mu\text{m}^2$,属于低孔特低渗储层。

微喉型:最大孔喉半径最小,平均值为 $0.52\mu\text{m}$,排驱压力与毛管中值压力均较大,平均为 1.763MPa 和 31.121MPa ,该类孔喉连通性最差,主要发育于席状砂微相的泥质粉砂岩及粉砂岩中。由进汞饱和度曲线可知(平均 21.59%)(图 5d),微喉型孔喉分选差,细歪度。该类孔喉结构孔隙度主要分布在 $1\%\sim10\%$,平均为 7.66% ,渗透率主要分布在 $(0.01\sim1)\times10^{-3}\mu\text{m}^2$,平均为 $1.20\times10^{-3}\mu\text{m}^2$,属于特低孔超低渗储层。

2.4 储层含油性特征

通过对 3 个小区砂体含油性厚度的统计分析发现(图 6),沙窝地小区主要以荧光、油斑、油迹为主。荧光砂岩累积厚度为 70.80m ,平均厚度为 11.80m ,油迹砂岩累积厚度为 22.10m ,平均厚度为 3.68m ,油斑砂岩厚度为 37.80m ,平均厚度为 6.30m ,

油浸砂岩厚度较薄仅为 2.40m ;莫西庄小区各类含油砂岩较多,且分布均匀,尤以油斑砂岩厚度较大,油斑砂岩厚度累积 157m ,平均厚度为 14.27m ,荧光砂岩为 81.80m ,平均厚度为 7.44m ,油迹砂岩为 75.38m ,平均厚度为 5.38m ,油浸砂岩为 47.80m ,平均厚度为 6.83m ;征沙村小区含油砂岩中,油迹及油斑砂体厚度较大,油迹砂岩厚度累积为 75.76m ,平均厚度为 10.82m ,油斑砂岩为 96.03m ,平均厚度为 13.72m ,荧光砂岩为 55.7m ,平均厚度为 13.93m ,油浸砂岩为 32.47m ,平均厚度为 8.12m 。通过对各小区含油性含油砂岩平均厚度对比分析发现,征沙村小区三工河组二段砂岩整体含油性能良好,莫西庄小区较好,沙窝地小区较差。

从上述分析可以看出,准噶尔盆地腹部沙窝地、莫西庄和征沙村三个小区三工河组储层总体为低孔低渗特征,但不同小区的砂体孔隙类型不同、且具有不同的孔喉结构特征。研究过程中发现,除了差异埋深这个主控因素外,盆地的沉积微相类型、低地温梯度、沉积砂体的塑性岩屑含量等也是影响储层物性的比较显著的因素。下面对这些因素逐一进行分析,进一步阐明这些因素对研究区储层物性的制约作用和影响程度。

3 储层物性—含油性主控因素分析

3.1 沉积微相对储层物性的“相控”

沉积微相是影响砂体物性及储层发育的物质基础(赵虹等,2005;何幼斌等,2007)。研究区主要为

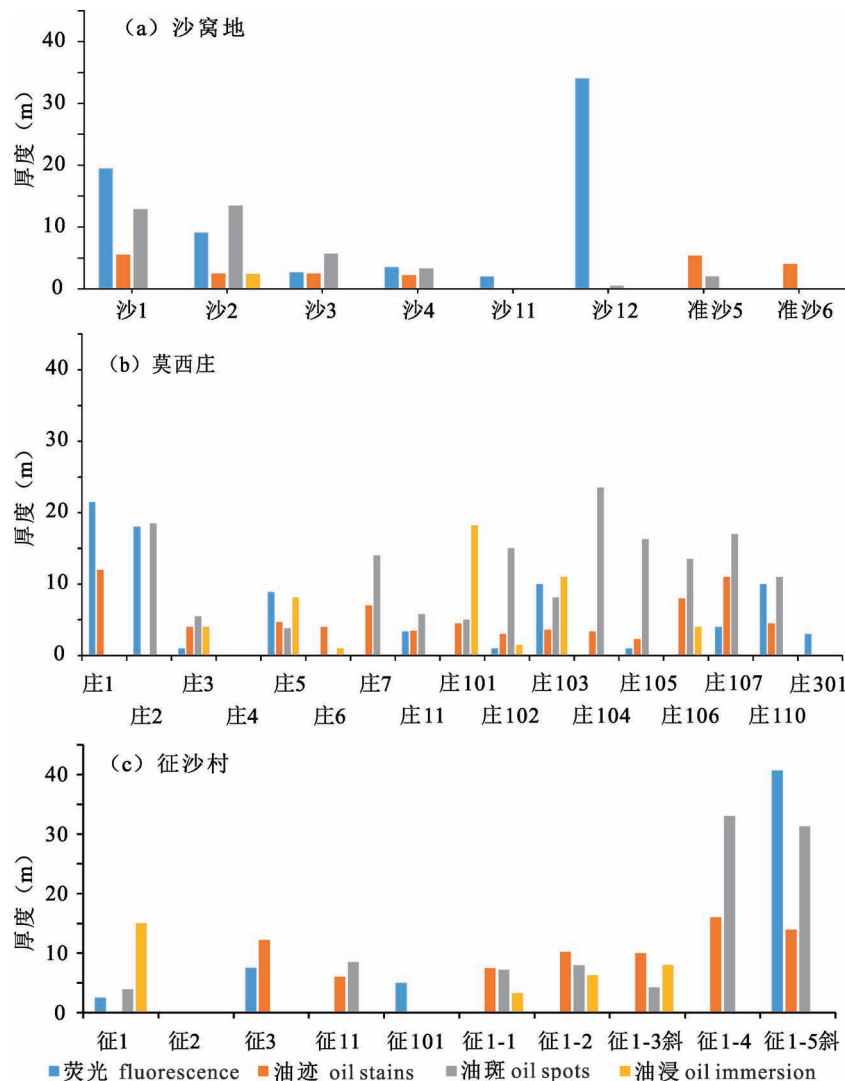


图 6 准噶尔盆地腹部西侧 3 小区含油砂岩厚度统计(井位见图 1b)

Fig. 6 Thickness statistics of oil-bearing sandstone in 3 districts of the west side of the abdomen of Junggar Basin (the well location shown in Fig. 1b)

辫状河三角洲前缘亚相砂体,进一步可分为水下分流河道、河口坝、远砂坝和席状砂等微相。

笔者等对各微相砂体物性进行了统计:水下分流河道砂体以粗粒碎屑岩为主,平均孔隙度和渗透率分别为 12.09% 和 $32.00\times10^{-3}\mu\text{m}^2$,是有利的油气储集砂体(表 2);辫状河三角洲河口坝砂体以中

砂岩和细砂岩为主,平均孔隙度和渗透率分别为 6.71% 和 $7.13\times10^{-3}\mu\text{m}^2$,属于较有利的油气储集砂体(表 2);远砂坝和席状砂以细砂岩和粉细砂岩为主,平均孔隙度和渗透率分别为 5.50% 和 $0.31\times10^{-3}\mu\text{m}^2$,属于最不利的油气储集砂体(表 2)。由此可见,高能环境下形成的水下分流河道砂体,砂、砾被强烈淘洗致使粒间杂基含量低,原生孔隙保存较好,孔喉结构主要为中粗喉型,且砂体发育面积广、厚度大,储层物性最好。其次为河口坝砂体,次生孔隙发育,孔喉结构主要为较细喉型,储层物性相对较好。远砂坝席状砂砂体孔隙度渗透率较低,次生孔隙发育较差,孔喉结构以细喉型和微喉型为主,物性较差。可见,沉积微相不仅是影响砂体物性及储层发育的物质基础,而且对储层的物性及时空展布规律具有明显的控制作用。

3.2 埋深差异对储层物性—含油性的“深控”

沙窝地、莫西庄和征沙村三个小区侏罗系三工河组二段砂体埋深差异较大,北部沙窝地和中部莫西庄两个小区三工河组二段辫状河前缘三角洲砂体埋藏相对较浅(3090~4436 m),为浅埋藏区。浅埋藏区碎屑砂岩压实作用中等偏强,常表

现为碎屑颗粒间以点—线接触为主(图 7a—f),原生粒间孔隙得以保存并成为该区的主要储集空间类型。浅埋藏区三工河组砂体孔隙度主要集中于 5%~15%,平均值为 11.47%,渗透率值主要集中于 $(0.1\sim500)\times10^{-3}\mu\text{m}^2$,平均值为 $30.74\times10^{-3}\mu\text{m}^2$ 。

相较于北部的浅埋藏区,南部征沙村小区三工

表 2 准噶尔盆地腹部西侧三工河组沉积微相与储层物性关系表

Table 2 The relationship between sedimentary microfacies and reservoir physical property of the Sangonghe Formation in west side of the abdomen of Junggar Basin

沉积微相	主要岩性	孔隙度(%)：最大/平均/最小	渗透率($\times10^{-3}\mu\text{m}^2$)：最大/平均/最小	样品数(个)
水下分流河道	粗粒碎屑岩	39.36/12.09/1.01	642/32/1.01	1049
河口坝	中砂岩和细砂岩	13.9/6.72/1.6	276/7.13/0.004	112
远砂坝、席状砂	细砂岩和粉细砂岩	6.93/5.50/2.92	1.152/0.31/0.033	29

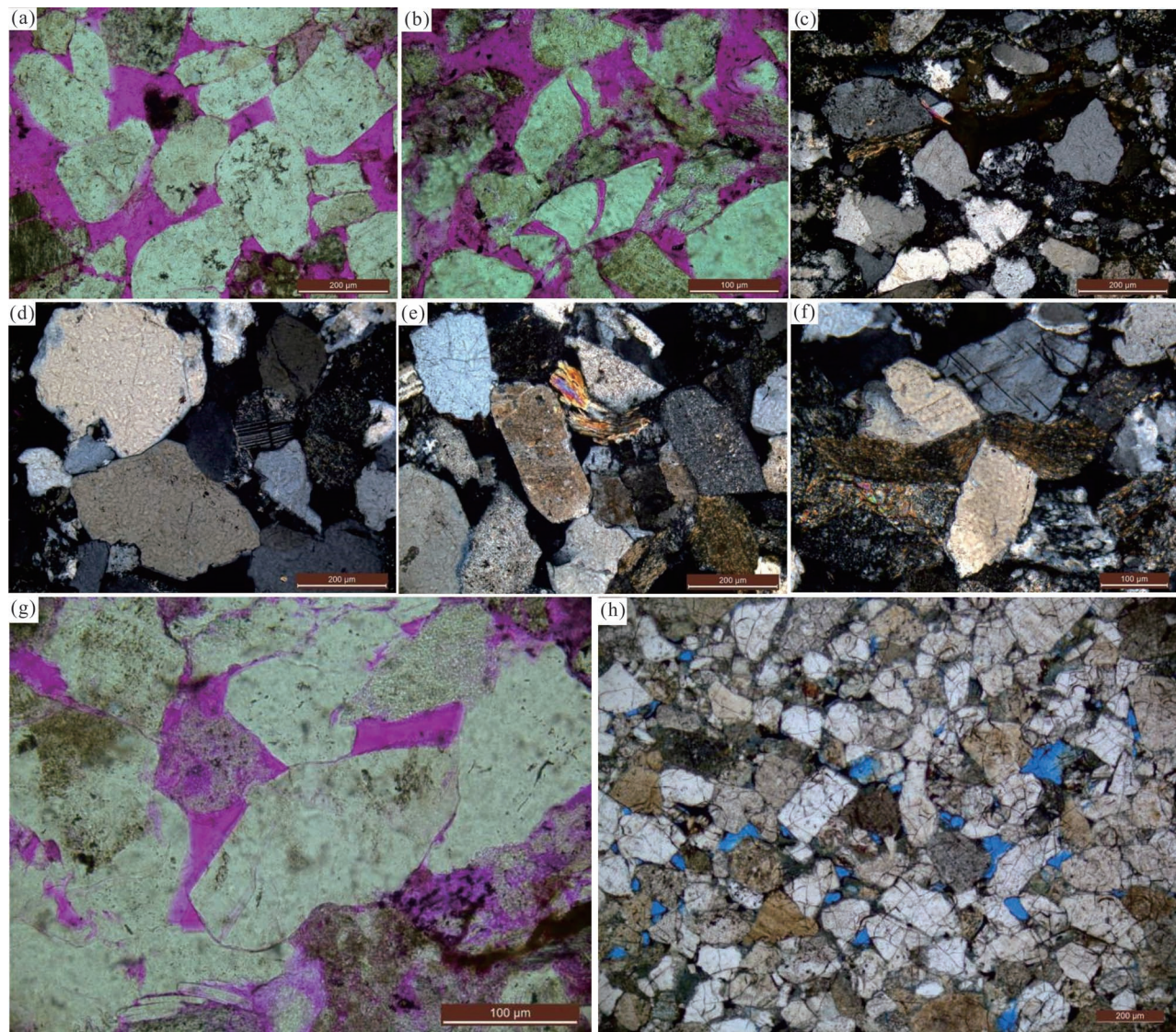


图 7 准噶尔盆地腹部西侧三工河组砂体埋深差异下压实作用结果

Fig. 7 The differential compaction of detrital particles in the west side of the abdomen of Junggar Basin

(a) 沙 1 井, $J_1s_2^1$, 3662.15 m, 刚性颗粒间多为点接触, 少量线接触; (b) 沙 1 井, $J_1s_2^1$, 3679 m, 刚性长石颗粒被压断; (c) 沙 1 井, $J_1s_2^1$, 3670.8 m, 软岩屑含量高的部分基本为线—凹凸状致密接触; (d) 庄 101 井, $J_1s_2^1$, 4341.65 m, 刚性颗粒的线—凹凸接触, 少量长石颗粒被压断; (e) 庄 101 井, $J_1s_2^1$, 4341.65 m, 刚性颗粒间的点接触和线接触; (f) 庄 3 井, $J_1s_2^1$, 4169.94 m, 千枚岩屑在压实作用下发生强烈塑性变形; (g) 征 1 井, $J_1s_2^2$, 4813 m, 颗粒间多为线接触, 孔隙相对减小; (h) 征 1-1 井, $J_1s_2^2$, 4785.68 m, 孔隙发育较差, 颗粒间多以线接触为主

(a) The Well Sha-1, $J_1s_2^1$, 3662.15 m, the rigid particles are mostly in point contact with a small amount of line contact; (b) the Well Sha-1, $J_1s_2^1$, 3679 m, the rigid feldspar particles are crushed; (c) the Well Sha-1, $J_1s_2^1$, 670.8 m, the part with high content of soft cuttings is basically linear—concave—convex compact contact; (d) the Well Zhuang-101, $J_1s_2^1$, 4341.65 m, rigid particle line—concave contact, a few feldspar particles were crushed; (e) the Well Zhuang-101, $J_1s_2^1$, 4341.65 m, point and line contact between rigid particles; (f) the Well Zhuang-3, $J_1s_2^1$, 4169.94 m, phyllite cuttings undergo strong plastic deformation under compaction; (g) the Well Zheng-1, $J_1s_2^2$, 4813 m, most of the grains are in line contact, and the pores are relatively reduced; (h) the Well Zheng-1-1, $J_1s_2^2$, 4785.68 m, the pores are poorly developed, most of the particles are in line contact

河组二段辫状河前缘三角洲砂体埋藏深度较深, 深度在 4493~5080 m, 为深埋藏区。深埋藏区砂岩遭受强烈的压实作用, 即使抗压实能力较强的石英、长石等刚性颗粒也会发生旋转、错动变形, 而抗压实能

表 3 中国东、中、西部沉积盆地不同地温梯度对孔隙度的影响 (据寿建峰等, 2005 修改)

Table 3 Effects of different geothermal gradients on porosity in sedimentary basins in eastern and western China
(modified from Shou Jianfeng et al. , 2005&)

盆地 (由东至西)	地温梯度 (℃/100 m)	盆地类型	不同埋藏深度(m) 条件下的孔隙度(%)				
			3500	4000	4500	5000	5500
松辽盆地	3.0~4.5	热盆	7	4.85	3.21	1.23	0.07
鄂尔多斯盆地	2.5~3.0	中热盆	9	7	5	3	1
准噶尔盆地	1.9~2.1	冷盆	16	13	11	9	5

力弱的塑性岩屑则易发生压弯、压扁,甚至发生假杂基化,碎屑颗粒间以线接触和凹凸接触为主(图 7g, h)。强烈的压实作用使得征沙村小区三工河组砂体原生孔隙极不发育,储集空间以次生孔隙和微裂缝为主。征沙村小区三工河组砂体孔隙度主要集中于 5%~10%,平均值为 8.23%,渗透率值主要集中于 $(0.1\sim10)\times10^{-3}\mu\text{m}^2$,平均值为 $2.30\times10^{-3}\mu\text{m}^2$ 。因此,将浅埋藏区和深埋藏区储集空间类型与孔隙度和渗透率值相结合并进行对比分析发现,埋深差异对研究区三工河组储层物性影响极大,是导致研究区深、浅埋藏区三工河组储层孔隙类型和物性差异的首要因素。

3.3 低地温梯度对储层物性—含油性的“温控”

地温梯度的高低对原生孔隙的保存具有消极或积极的作用。准噶尔盆地与我国中、东部盆地相比属于典型的“冷”盆,地温梯度约为 1.9~2.1℃/100 m。中部地区的鄂尔多斯盆地地温梯度为 2.5~3.0℃/100 m,属于中热盆;东部地区的松辽盆地的地温梯度为 3.0~4.5℃/100 m,属于热盆(表 3)(寿建峰等,2005)。准噶尔盆地侏罗纪低地温梯度使其储层成岩作用进程相对于正常地温梯度盆地的成岩作用进展较为缓慢,因此自然延缓了压实作用进程,从而对储层的原生孔隙起到积极的保护作用(高崇龙等,2017)。不同地热盆地的地温梯度与砂岩孔隙度关系的研究表明,砂岩原生孔隙的保存程度明显受盆地地温梯度的影响(表 3);低地温梯度的准噶尔盆地在储层埋深约 4500 m 时,仍能具有 11%的平均孔隙度;而维持 11%的孔隙度,鄂尔多斯盆地砂体的埋深不能超过 2800 m;松辽盆地沉积砂层的埋深在 2100 m 才能保持 11%的孔隙度(寿建峰等,1998)。在相同埋深情况下(3500~5000 m),高地温梯度的松辽盆地储层类型以特低孔特低渗为主,而低地温梯度的准噶尔盆地仍然以低

孔低渗为主。因此,较低的地温梯度能够有效保存砂体孔隙,从而改善储层物性。

3.4 塑性岩屑含量对储层物性—含油性的影响

塑性岩屑或刚性组分含量决定着储层物性压实损失的大小,而砂岩碎屑成分根本上取决于母源区性质及物源条件(高崇龙等,2017)。根据岩芯及镜下岩屑观察,3 个小区三工河组岩屑成分与扎伊尔山、哈拉阿拉特山及克拉美丽山岩石组合基本一致。沙窝地物源主要来源于泥盆纪洋壳残片组成的扎伊尔山,而莫西庄和征沙村小区物源主要来自克拉美丽山和哈拉阿拉特山(张曰静,2012)。三工河组粗碎屑辫状河三角洲前缘砂体以岩屑长石砂岩和长石岩屑砂岩为主,岩屑成分复杂,包括花岗岩、白云岩、灰岩、砂岩、硅质岩等刚性岩屑和凝灰岩、泥岩、千枚岩等塑性岩屑,成分成熟度较低、结构成熟度中等(图 8)。

沙窝地小区三工河组二段油浸、油斑砂岩中塑性岩屑含量为 12.19%,油迹、荧光砂岩中塑性岩屑含量为 22.23%,不含油砂岩中塑性岩屑含量为 27.82%。莫西庄小区三工河组二段油浸、油斑砂岩中塑性岩屑含量为 15.74%,而在含油性较差的油迹、荧光砂岩中塑性岩屑含量为 24.10%,不含油砂岩中塑性岩屑含量为 27.05%。征沙村小区三工河

表 4 准噶尔盆地腹部西侧三工河组砂岩碎屑组分统计表

Table 4 Statistical table of sandstone clastic components of the Sangonghe Formation in west side of the abdomen of Junggar Basin

地区	含油性	石英(%)	长石(%)	刚性岩屑(%)	塑性岩屑(%)
沙窝地	油浸、油斑砂岩	37.46	19.26	29.97	12.19
	油迹、荧光砂岩	39.17	16.95	20.32	22.23
	不含油砂岩	37.22	17.43	17.53	27.82
莫西庄	油浸、油斑砂岩	35.82	18.97	28.61	15.74
	油迹、荧光砂岩	32.64	19.00	23.77	24.10
	不含油砂岩	34.76	19.39	17.50	27.05
征沙村	油浸、油斑砂岩	53.10	17.08	17.23	12.57
	油迹、荧光砂岩	49.25	19.25	15.96	18.29
	不含油砂岩	52.27	18.57	11.26	17.84

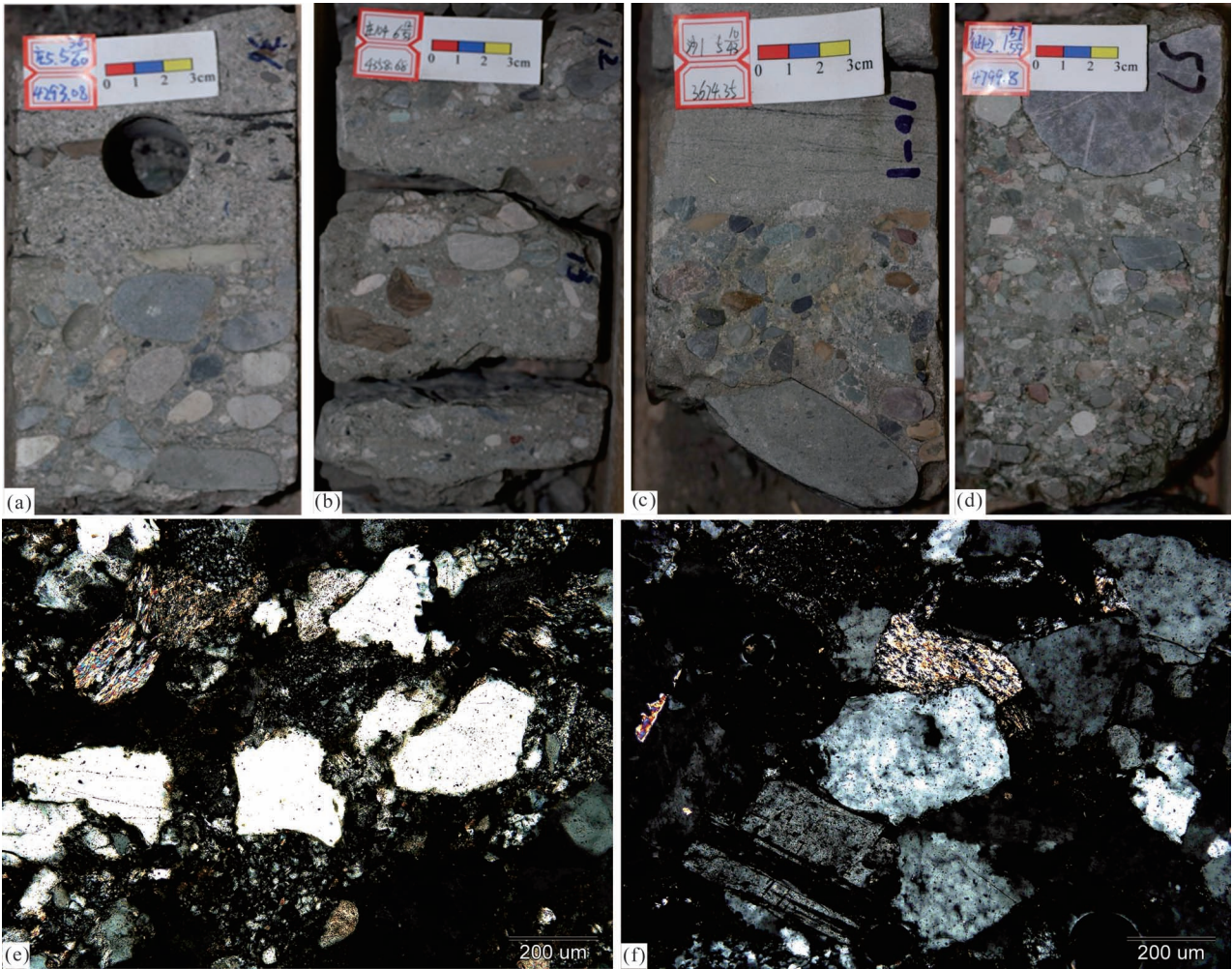


图 8 准噶尔盆地腹部西侧三工河组岩芯及镜下岩屑照片

Fig. 8 Detrital photographs of rock cores and cuttings from the Sangonghe Formation in west side of the abdomen of Junggar Basin

(a) 庄 5 井, $J_1s_2^1$, 4293.08 m, 砂砾岩(岩屑为灰岩);(b) 庄 104 井, $J_1s_2^1$, 4358.68 m, 砂砾岩(岩屑为灰岩、白云岩、花岗岩和石英等);(c) 砂 1 井, $J_1s_2^2$, 4674.35 m, 砂砾岩(岩屑为灰岩、花岗岩和石英等);(d) 征 1-2 井, 4799.8 m, 砂砾岩(岩屑为灰岩、花岗岩和石英等);(e) 砂 1 井, $J_1s_2^1$, 3633.54 m, 中粒岩屑砂岩(岩屑为花岗岩、粉砂岩、千枚岩、火山岩);(f) 庄 105 井, $J_1s_2^1$, 4383.79 m, 含砾岩屑粗砂岩(岩屑为花岗岩、火山凝灰岩)

(a) the Well Zhuang-5, $J_1s_2^1$, 4293.08 m, glutenite (detritus are limestone); (b) the Well Zhuang-104, $J_1s_2^1$, 4358.68 m, glutenite (detritus are limestone, dolostone, granite and quartz, etc.); (c) the Well Sha-1, $J_1s_2^2$, 4674.35 m, glutenite (detritus are limestone, granite and quartz, etc.); (d) the Well Zheng-1-2, 4799.8 m, glutenite (detritus are limestone, granite and quartz, etc.); (e) the Well Sha-1, $J_1s_2^1$, 3633.54 m, medium-grained lithic sandstone (detritus are granite, siltstone, phyllite and volcanic rock); (f) the Well Zhuang-105, $J_1s_2^1$, 4383.79 m, gravel-bearing lithic gritstone (detritus are granite and volcanic tuff)

组二段油浸、油斑中塑性岩屑含量为 12.57%, 油迹、荧光砂岩中塑性岩屑含量为 18.29%, 不含油砂岩中塑性岩屑含量为 17.84%(表 4)。三个小区含油性较好的油浸、油斑砂岩中, 塑性岩屑含量均明显低于含油性较差的油迹、荧光砂岩和不含油砂岩。一定量塑性岩屑的存在使得压实作用的效果进一步增强, 且随着压实作用进行塑性岩屑发生假杂基化

也不利于原生孔隙的保存。随着塑性岩屑含量的升高, 砂体孔隙度逐渐降低, 因而导致储层含油性逐渐变差。

3.5 隔夹层对储层物性—含油性的“层控”

通过比对含油层段的隔夹层分布特征发现三工河组二段储层油气主要分布在隔夹层发育段(图 9)。三工河组二段储层内部发育 7 套全区可对比

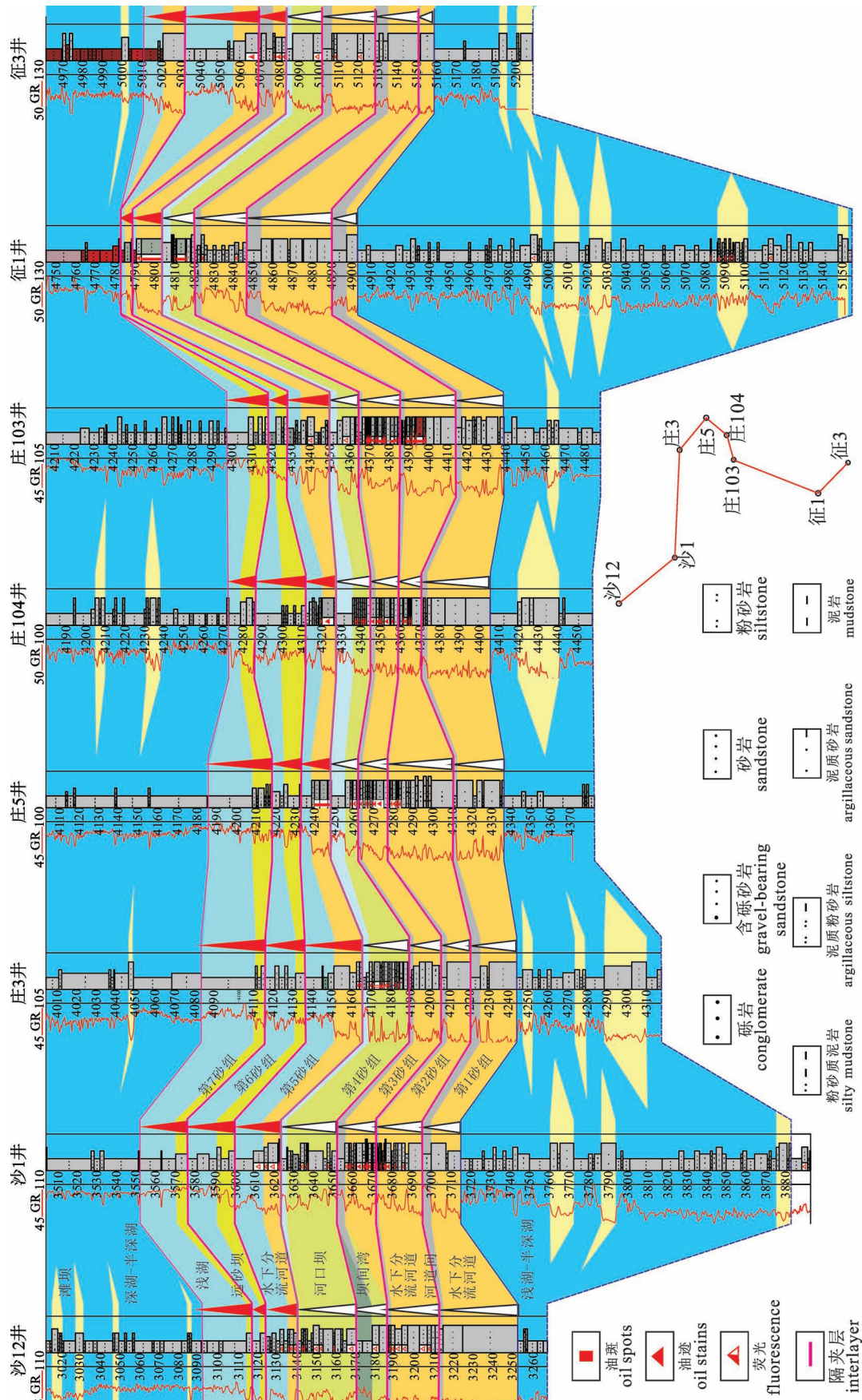


图9 准噶尔盆地腹部西侧三工河组二段储层内稳定分布的7套致密泥岩隔层

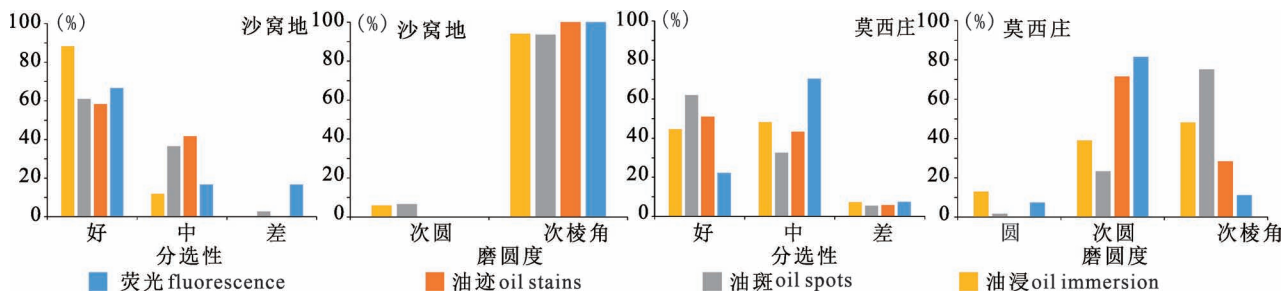


图 10 准噶尔盆地腹部西侧沙窝地和莫西庄含油砂岩分选性和磨圆度对比

Fig. 10 Comparison of sortability and roundness of oil-bearing sandstone in Shawodi and Moxizhuang regions of west side of the abdomen of Junggar Basin

的致密泥岩隔层,且砂体内部还发育有不同类型的夹层。隔夹层的存在会影响储层物性及油气的运移,尤其是隔层的厚度及侧向延伸长度对储层含油性的影响较大,而夹层的存在则对砂体的孔渗性能有较大影响。

第 1 砂组砂体厚度大,为低孔特低渗型储层,全区 36 口井均无油气显示,同时 1 砂组砂体顶部存在着致密泥岩隔层,该隔层厚度较小,不能对油气的运移起到很好的封闭作用,因此 1 砂组砂体几乎无油气显示;第 2 砂组砂体厚度大,为低孔中渗型储层,其含油性能一般,第 2 砂组顶部存在的致密泥岩隔层厚度较小,仅为 1.5~2.5 m,对油气的运移不能起到很好的封堵效果;第 3 砂组砂体单体厚度中等,为低孔中渗型储层,含油性良好,主要为油迹、油斑砂岩,第 3 砂组砂体顶部隔层厚度为 2~3 m,对油气的封堵能力一般;第 4 砂组砂体单体厚度中等,为低孔低渗型储层,其含油性能很好,含油砂岩主要为油迹、油斑及油浸砂岩,第 4 砂组砂体顶部隔层厚度为 3.5~5.4 m,对油气的封堵能力良好,因此第 4 砂组含油性能良好;第 5 砂组砂体单体厚度较薄,为低孔特低渗型储层,其含油性良好,含油砂岩主要为油浸、油斑砂岩,第 5 砂组砂体顶部隔层厚度为 6~8 m,对油气的封堵能力良好,因此油气能很好的保存在第 5 砂组储层内;第 6 砂组砂体单体厚度较薄,为低孔特低渗型储层,其含油性能一般,由于第 5 砂组顶部隔层的封堵,因此第 6 砂组砂体几乎不含油;第 7 砂组砂体厚度较薄,为低孔特低渗型储层,第 7 砂组被两套厚度较大的隔夹层封堵,因此第 7 砂组在全区无油气显示。由上述统计结果可知,隔夹层的厚度对储层物性及含油性有着一定的影响。

3.6 砂岩颗粒分选及磨圆对储层物性—含油性的影响

通过对 3 个小区颗粒分选的对比较分析发现,沙

窝地和莫西庄小区砂岩的分选较好,油浸、油斑砂岩中分选好—中等所占比重较大,油迹、荧光砂岩中分选略差。由于征沙村小区颗粒分选及磨圆度数据较少,因此征沙村小区不同分选程度的砂岩,其含油性规律不明显。研究区不同含油级别砂岩的磨圆度均以次棱角状至次圆状为主,不同小区略有差异。

沙窝地小区棱角状砂岩基本为不含油砂岩,油浸油斑砂岩磨圆度主要为次棱角状;莫西庄小区油浸油斑砂岩磨圆度主要为次圆至次棱角状,荧光砂岩和油迹砂岩磨圆度主要为次圆(图 10)。尽管统计数据在一定程度上受取样所限,但这一结果从一定程度上反映出研究区不同含油性砂岩在分选和磨圆上的规律性;研究区目的层砂岩均以次棱角状、次圆状砂岩为主,分选好至中等。不同含油性砂岩在结构上分异性明显,粒度较粗、分选较好、磨圆较好的砂岩中油浸油斑砂岩所占比例较高,不含油砂岩多数表现为粒度较细、分选较差、磨圆一般等特征。

4 结论

(1) 准噶尔盆地腹部侏罗系三工河组主要发育辫状河三角洲沉积砂体,主要以岩屑长石砂岩和长石岩屑砂岩为主,成分成熟度较低、结构成熟度中等,整体为低孔低渗型储层。北部沙窝地小区和中部莫西庄小区三工河组储层埋深相对较浅,主要以中粗孔喉和较细孔喉的原生(残留)孔隙为主;南部征沙村小区埋藏较深,以细孔喉和微孔喉的次生孔隙及微裂缝发育为特色。

(2) 影响研究区三工河组二段储层物性的主控因素主要包括埋深差异、地温梯度、塑性岩屑含量及沉积微相等。埋藏深度为影响储层发育的首要因素;沉积微相和砂体成因类型为控制储层发育的基础;低地温梯度延迟了压实效应等,有效保存了原生孔隙;结构成熟度和成分成熟度、软岩屑含量、储层

的隔层和夹层因素,即储层的非均质性在某种程度上影响砂体的储集性。

参 考 文 献 / References

(The literature whose publishing year followed by a “&” is in Chinese with English abstract; The literature whose publishing year followed by a “#” is in Chinese without English abstract)

陈发景, 汪新文, 汪新伟. 2005. 准噶尔盆地的原型和构造演化. 地质学前沿, 12(3): 77~89.

陈林, 许涛, 张立宽, 刘传鹏, 缪灏. 2013. 准噶尔盆地中部 1 区块侏罗系三工河组毯砂成岩演化及其物性演化分析. 东北石油大学学报, 37(5): 10~16.

崔金栋, 郭建华, 李群. 2012. 准噶尔盆地莫西庄地区侏罗系三工河组层序地层学研究. 中南大学学报(自然科学版), 43(6): 2222~2230.

杜秀娟, 刘月萍, 郭莉, 郑亚斌, 孙建平. 2008. 莫西庄油田三工河组油气成藏主控因素分析. 西南石油大学学报(自然科学版), 30(1): 1~4.

何幼斌, 王文广. 2007. 沉积岩与沉积相. 北京: 石油工业出版社: 1~290.

胡才志, 张立宽, 罗晓容, 赵洪, 杨彬, 曹斌风, 雷裕红, 程明, 李超. 2015. 准噶尔盆地腹部莫西庄地区三工河组低孔渗砂岩储层成岩与孔隙演化研究. 天然气地球科学, 26(12): 2254~2266.

胡瀚文, 张元元, 郭召杰, 卓勤功. 2020. 准噶尔盆地南缘深层侏罗系储层沥青成因及其对油气成藏得启示. 地质学报, 94(6): 1883~1895.

高崇龙, 纪友亮, 高志勇, 王建, 任影, 刘大卫, 段小兵, 桓芝俊, 程同冉. 2017. 准噶尔盆地腹部深层储层物性保存过程多因素耦合分析. 沉积学报, 35(3): 577~591.

匡立春, 雷德文, 唐勇, 孔玉华, 斯春松, 徐洋, 陈能贵, 丁靖, 吴海生, 王斌, 李啸, 孙靖. 2013. 准噶尔盆地侏罗—白垩系沉积特征和岩性地层油气藏. 北京: 石油工业出版社: 1~156.

金若时, 程银行, 杨君, 奥琼, 李建国, 李艳锋, 周小希. 2016. 准噶尔盆地侏罗纪含铀岩系的层序划分与对比. 地质学报, 90(12): 3293~3309.

李忠, 彭守涛. 2013. 天山南北麓中—新生界碎屑锆石 U-Pb 年代学记录、物源体系分析与陆内盆地演化. 岩石学报, 29(3): 739~755.

林会喜, 王建伟, 曹建军, 任新成. 2019. 准噶尔盆地中部地区侏罗系压扭断裂体系样式及其空藏作用研究. 地质学报, 93(12): 3259~3268.

路成. 2016. 准噶尔盆地中部 1、3 区块老井测井二次解释研究. 新疆大学, 1~76.

马宗晋, 曲国胜, 李涛, 赵瑞斌, 许建东. 2008. 准噶尔盆地盆山构造耦合与分段性. 新疆石油地质, 29(3): 271~277.

孟蕾, 王敏, 关丽, 张顺. 2019. 莫西庄油田侏罗系三工河组储层四性关系研究. 地质论评, 65(z1): 167~168.

邱楠生. 2002. 中国西部地区沉积盆地热演化和成烃史分析. 石油勘探与开发, 29(1): 6~8.

庞志超, 焦悦, 袁波, 王家林, 魏凌云, 唐雪颖, 周彦希, 吴朝东. 2020. 准噶尔盆地南缘二叠—三叠纪原型盆地性质与沉积环境演化. 地质学报, 94(6): 1813~1838.

寿建峰, 张惠良, 斯春松, 王鑫, 陈子焯, 王少依. 2005. 砂岩动力成岩作用. 北京: 石油工业出版社: 1~147.

寿建峰, 朱国华. 1998. 砂岩储层孔隙度保存的定量预测研究. 地

质科学, 33(2): 244~250.

王杰青, 许淑梅, 任新成, 池鑫琪, 舒鹏程, 刘弦, 孔家豪. 2021. 准噶尔盆地腹部西侧侏罗系三工河组储层成岩作用及控制因素. 石油学报, 42(3): 319~331.

吴海生, 郑孟林, 何文军, 杨彤远, 陈磊, 郭建辰, 杨翼波. 2017. 准噶尔盆地腹部地层压力异常特征与控制因素. 石油与天然气地质, 38(6): 1135~1146.

许淑梅, 李萌, 王金铎, 任新成, 池鑫琪, 舒鹏程, 王杰青, 刘弦. 2020. 准噶尔盆地腹部下侏罗统三工河组旋回样式及砂体叠置规律. 古地理论, 22(2): 221~234.

徐小童, 张立宽, 冶明泽, 张立强, 修金磊, 曾治平, 曹斌风, 李超, 雷裕红, 程明, 胡才志. 2021. 深层砂岩储层成岩作用差异性及其与储层质量的关系—以准噶尔盆地中部征沙村地区侏罗系为例. 天然气地球科学, 32(7): 1022~1036.

徐学义, 王洪亮, 陈勇璐. 2016. 中国天山及邻区地质. 北京: 地质出版社: 1~175.

张冬玲, 鲍志东, 王建伟, 杨文秀. 2005. 准噶尔盆地中部下侏罗统三工河组二段沉积相及储层特征. 古地理论, (2): 185~196.

张福顺, 朱允辉, 王芙蓉. 2008. 准噶尔盆地腹部深埋储层次生孔隙成因机理研究. 沉积学报, 26(3): 469~478.

张江华, 刘传虎, 朱桂林, 董臣强, 周晋科. 2014. 准中 1 区三工河组低渗储层特征及成岩作用演化. 断块油气田, 21(5): 590~593.

张曰静. 2012. 准噶尔盆地腹部下侏罗统三工河组物源体系分析. 新疆石油地质, 33(5): 540~542.

赵虹, 党彝, 党永潮, 姚韦萍. 2005. 安塞油田延长组储集层特征及物性影响因素分析. 地球科学与环境学报, 27(4): 45~48.

赵淑娟, 李三忠, 刘鑫, 楼达, 索艳慧, 戴黎明, 孙文军, 李涛, 王学斌, 杨朝. 2014. 准噶尔盆地东缘构造: 阿尔泰与北天山造山带交接转换的陆内过程. 中国科学: 地球科学, 44(10): 2130~2141.

赵文智, 靳久强, 薛良清. 2000. 中国西北地区侏罗纪原型盆地形成与演化. 北京: 地质出版社: 1~106.

Cao Binfeng, Luo Xiaorong, Zhang Likuan, Sui Fenggui, Lin Huixi, Lei Yuhong. 2017. Diagenetic evolution of deep sandstones and multiple-stage oil entrapment: A case study from the Lower Jurassic Sangonghe Formation in the Fukang Sag, central Junggar Basin (NW China). Journal of Petroleum Science and Engineering, 152: 136~155.

Chen Fajing, Wang Xinwen, Wang Xinwei. 2005&. Prototype and tectonic evolution of the Junggar basin, northwestern China. Earth Science Frontiers, 12(3): 77~89.

Chen Lin, Xu Tao, Zhang Likuan, Liu Chuanpeng, Miao Hao. 2013&. Analysis of the diagenesis evolution and porosity evolution of J1s carpet sand in block 1 of central Junggar basin. Journal of Northeast Petroleum University, 37(05): 10~16.

Cui Jindong, Guo Jianhua, Li Qun. 2012&. Sequence stratigraphy of Jurassic Sangonghe Formation in Moxizhuang Area, Junggar Basin. Journal of Central South University (Science and Technology), 43(6): 2222~2230.

Du Xiujian, Liu Yueping, Guo Li, Zheng Yabin, Sun Jianping. 2008&. Main Control Factors of Hydrocarbon Accumulation in Sangonghe Reservoir Moxizhuang Oilfield. Journal of Southwest Petroleum University (Science & Technology Edition), 30(1): 1~4.

Feng Youliang, Jiang Shu, Wang Chunfang. 2015. Sequence stratigraphy, sedimentary systems and petroleum plays in a low-

- accommodation basin; Middle to upper members of the Lower Jurassic Sangonghe Formation, Central Junggar Basin, Northwestern China. *Journal of Asian Earth Sciences*, 105: 85~103.
- He Youbin, Wang Wenguang. 2007#. *Sedimentary rocks and Sedimentary facies*. Beijing: Petroleum Industry Press: 1~290.
- Hu Cai Zhi, Zhang Li Kuan, Luo Xiaorong, Zhao Hong, Yang Bin, Cao Binfeng, Lei Yuhong, Cheng Ming, Li Chao. 2015#. Diagenesis and Porosity Evolution of the Low-porosity and Low-permeability Sandstones: Evidence from the Lower Jurassic Sangonghe Formation in Moxizhuang Area, Central Junggar Basin. *Natural Gas Geoscience*, 26(12): 2254~2266.
- Hu Hanwen, Zhang Yuanyuan, Guo Zhaojie, Zhuo Qingong. 2020#. Origins and hydrocarbon accumulation significance of bitumen in the deeply buried Jurassic reservoirs in the southern Junggar Basin. *Acta Geologica Sinica*, 94(6): 1883~1895.
- Gao Chonglong, Ji Youliang, Gao Zhiyong, Wang Jian, Ren Ying, Liu Dawei, Duan Xiaobing, Huan Zhijun, Cheng Tongran. 2017#. Multi-factor coupling analysis on property preservation process of deep buried favorable reservoir in hinterland of Junggar Basin. *Acta Sedimentologica Sinica*, 35(3): 577~591.
- Jin Ruoshi, Cheng Yinhang, Yang Jun, Ao Cong, Li Jianguo, Li Jianguo, Li Yanfeng, Zhou Xiaoxi. 2016#. Classification and correlation of Jurassic uranium-bearing series in the Junggar basin. *Acta Geologica Sinica*, 90(12): 3293~3309.
- Kuang Lichun, Lei Dewen, Tang Yong, Kong Yuhua, Si Chunsong, Xu Yang, Chen Nenggui, Ding Jing, Wu Haisheng, Wang Bin, Li Xiao, Sun Jing. 2013#. The sedimentary characteristics and lithostratigraphic reservoirs of Jurassic—Cretaceous in Junggar Basin. Beijing: Petroleum Industry Press: 1~156.
- Li Zhong, Peng Shoutao. 2013#. U-Pb geochronological records and Provenance system analysis of the Mesozoic—Cenozoic sandstone detrital zircons in the northern and southern Piedmonts of Tianshan, Northwest China; Responses to intracontinental basin range evolution. *Acta Petrologica Sinica*, 29(3): 739~755.
- Lin Huixi, Wang Jianwei, Cao Jianjun, Ren Xincheng. 2019#. Jurassic compression—torsion fault patterns of the central Junggar basin and their controlling role on reservoir. *Acta Geologica Sinica*, 93(12): 3259~3268.
- Lu Cheng. 2016#. Old well log in central of Junggar Basin reinterpreted. Xinjiang University: 1~76.
- Ma Zongjin, Qu Guosheng, Li Tao, Zhao Ruibin, Xu Jiandong. 2008#. Tectonic coupling and segmentation of marginal structural belt in Junggar basin. *Xinjiang Petroleum Geology*, 29(3): 271~277.
- Meng Lei, Wang Min, Guan Li, Zhang Shun. 2019#. Study on relationships of the four characters of Jurassic Sangonghe formation reservoir in Moxizhuang oilfield. *Geological Review*, 65(z1): 167~168.
- Qiao Juncheng, Zeng Jianhui, Ma Yong, Jiang Shu, Feng Sen, Hu Huiting. 2020. Effects of mineralogy on pore structure and fluid flow capacity of deeply buried sandstone reservoirs with a case study in the Junggar Basin. *Journal of Petroleum Science and Engineering*, 189: 106986.
- Qiu Yanan, Xue Shuhao. 1994#. Oil and gas reservoir evaluation technology. Beijing: Petroleum Industry Press: 1~343.
- Pang Zhichao, Jiao Yue, Yuan Bo, Wang Jialin, Wei Lingyun, Tang Xueying, Zhou Yanxi, Wu Chaodong. 2020#. Permian—Triassic depositional environmental evolution and the prototype basin of the southern Junggar Basin. *Acta Geologica Sinica*, 94(6): 1813~1838.
- Shou Jianfeng, Zhang Huiliang, Si Chunsong, Wang Xin, Chen Ziliao, Wang Shaoyi. 2005#. *Dynamic diagenesis of sandstone*. Beijing: Petroleum Industry Press: 1~147.
- Shou Jianfeng, Zhu Guohua. 1998#. Study on quantitative predication of porosity preservation in sandstone reservoirs. *Scientia Geologica Sinica*, 33(2): 244~250.
- Wang Jieqing, Xu Shumei, Ren Xincheng, Chi Xinqi, Shu Pengcheng, Xiu Xian, Kong Jiahao. 2001#. Diageneses and controlling factors of Jurassic Sangonghe Formation reservoirs on the west side of the hinterland of Junggar Basin. *Acta Petrologica Sinica*, 42(3): 319~331.
- Wu Haisheng, Zheng Menglin, He Wenjun, Yang Tongyuan, Chen Lei, Guo Jianchen, Yang Yibo. 2017#. Formation pressure anomalies and controlling factors in central Junggar Basin. *Oil & Gas Geology*, 38(6): 1135~1146.
- Xi Kelai, Cao Yingchang, Wang Yanzhong, Haile Beyene Girma, Zhang Xiangxiang, Zhang Jianghua, Jin Jiehua. 2015. Diagenesis and porosity—permeability evolution of low permeability reservoirs: A case study of Jurassic Sangonghe Formation in Block 1, central Junggar Basin, NW China. *Petroleum Exploration and Development Online*, 42(4): 475~485.
- Xu Shumei, Li Meng, Wang Jinduo, Ren Xincheng, Chi Xinqi, Shu Pengcheng, Wang Jieqing, Liu Xian. 2020#. Sedimentary cycle pattern and stacked style of sand-body of the Lower Jurassic Sangonghe Formation in belly of Junggar Basin. *Journal of Palaeogeography (Chinese Edition)*, 22(2): 221~234.
- Xu Xiaotong, Zhang Likuan, Ye Mingze, Zhang Liqiang, Xiu Jinlei, Zeng Zhiping, Cao Binfeng, Li Chao, Lei Yuhong, Cheng Ming, Hu Caizhi. 2021#. Different diagenesis of deep sandstone reservoir and its relationship with reservoir property: Case study of Jurassic in Zhengshacun area, central Junggar. *Natural Gas Geoscience*, 32(7): 1022~1036.
- Xu Xueyi, Wang Hongliang, Chen Juanlu. 2016#. *Geology of Tianshan Mountain and adjacent area, China*. Beijing: Geology Press: 1~175.
- Zhang Dongling, Bao Zhidong, Wang Jianwei, Yang Wenxiu. 2005#. Sedimentary facies and reservoir characters of the member 2 of Sangonghe Formation of Lower Jurassic in central Junggar Basin. *Journal of Palaeogeography*, 7(2): 185~196.
- Zhang Fushun, Zhu Yunhui, Wang Furong. 2008#. Forming Mechanism of Secondary Pores in Deep Buried Reservoirs of Junggar Basin. *Acta Sedimentologica Sinica*, 26(3): 469~478.
- Zhang Jianghua, Liu Chuanhu, Zhu Guilin, Dong Chenqiang, Zhou Jinke. 2014#. Characteristics of J₁s low permeability reservoir and diagenetic evolution in Block 1 of central Junggar Basin Fault-Block. *Oil & Gas Field*, 21(5): 590~593.
- Zhang Yuejing. 2012#. Provenance analysis of Jurassic Sangonghe Formation in hinterland of Junggar Basin. *Xinjiang Petroleum Geology*, 33(5): 540~542.
- Zhao Hong, Dang Ben, Dang Yongchao, Yao Weiping. 2005#. Characteristics of Yanchang Formation Reservoirs and Its Influence Factors in Ansai Oilfield. *Journal of Earth Sciences and Environment*, 27(4): 45~48.
- Zhao Shujuan, Li Sanzhong, Liu Xin, Lou Da, Suo Yanhui, Dai Liming, Sun Wenjun, Li Tao, Wang Xuebin, Yang Zhao. 2014#. Structures of the eastern Junggar Basin: Intracontinental transition between the North Tianshan and the Altai Orogens. *Scientia Sinica*

Terrae, 44(10): 2130~2141.
Zhao Wenzhi, Jin Jiuqiang, Xue Liangqing. 2000#. Formation and

Evolution of Jurassic Prototype Basin in Northwest China. Beijing:
Geological Publishing House; 1~106.

Reservoir physical properties and oil-bearing characteristics and
main controlling factors of the Lower Jurassic Sangonghe
Formation in the abdomen of Junggar Basin

WANG Jinduo¹⁾, XU Shumei^{2, 3, 4)}, ZHANG Guanlong¹⁾, ZENG Zhiping¹⁾, REN Xincheng¹⁾,
WU Xiangfeng¹⁾, SHU Pengcheng^{2,3)}, FENG Huaiwei⁵⁾

- 1) *The Exploration and Development Research Institute, Shengli Oilfield Sinopec, Dongying, Shandong, 257000;*
- 2) *Key Lab of Submarine Geosciences and Prospecting Techniques, Ministry of Education, Qingdao, Shandong, 266100;*
- 3) *College of Marine Geosciences, Ocean University of China, Qingdao, Shandong, 266100;*
- 4) *Frontiers Science Center for Deep Ocean Multispheres and Earth System, Qingdao, Shandong, 266100;*
- 5) *Weifang University of Science and Technology, Weifang, Shandong, 262700*

Objectives: In order to solve the problem of the difference in physical properties and oil-bearing of sandstone reservoirs in the Lower Jurassic Sangonghe Formation in Shawodi, Moxizhuang and Zhengshacun in the abdomen of Junggar Basin.

Methods: Based on the physical property data and mercury intrusion data, the spatial characteristics, porosity and permeability characteristics and pore throat structure characteristics of the Sangonghe Formation in the study area were analyzed in detail with scanning electron microscope analysis. The study of diagenetic characteristics and other methods explored the main controlling factors restricting the relationship between the physical properties and the oil-bearing properties in the study area.

Results: The primary pores with medium and coarse pore throats and finer pore throats are the main ones; the Zhengshacun community is buried deeper, and is characterized by secondary pores and cracks with fine pore throats and micro-pore throats.

Conclusions: The study concluded that the burial depth is the primary factor affecting the development of the reservoir; the sedimentary microfacies and the genetic type of sand bodies are the basis for controlling the development of the reservoir; the low geothermal gradient is delayed the compaction effect and effectively preserved the primary pores; the content of plastic cuttings, the barriers and interlayers of the reservoir, and diagenetic factors, that is, the heterogeneity of the reservoir affects the reservoir performance of the sand body to a certain extent.

Keywords: reservoir physical properties and oil-bearing; main controlling factors; the Jurassic Sangonghe Formation; the abdomen of Junggar Basin

Acknowledgements: Financially supported by Science and Technology Key Project of Shengli Oilfield of Sinopec (No. 30200018-21-ZC0613-0075).

First author: WANG Jinduo, male, born in 1966, Ph. D. , professor-level senior engineer, has long been engaged in research work of petroleum exploration and development; Email: wangjinduo.slyt@sinopec.com

Corresponding author: XU Shumei, female, born in 1970, professor, has long been engaged in studies of sedimentology and basin analysis; Email: 905534327@qq.com; xsm@ouc.edu.cn

Manuscript received on: 2021-11-14; Accepted on: 2021-12-24; Network published on: 2022-01-20
Doi: 10. 16509/j. georeview. 2022. 01. 041

Edited by: LIU Zhiqiang