

文章编号: 1000-0550(2013)02-0350-08

白音查干凹陷桑合地区腾格尔组储层特征及主控因素分析

邓已寻^{1,3} 纪友亮² 徐深谋³ 黄佩³ 郭勋³

(1. 中国地质大学能源学院 北京 100083; 2. 中国石油大学地球科学学院 北京 102249;

3. 中国石油化工股份有限公司中原油田分公司勘探开发科学研究院 河南濮阳 457001)

摘要 白音查干凹陷桑合地区腾格尔组碎屑岩储层岩性主要为长石砂岩、岩屑长石砂岩和长石岩屑砂岩, 填隙物以钙质胶结物为主, 孔隙式胶结。储集空间类型主要为原生孔隙, 以点状、片状喉道为主, 具有喉道半径差别大, 分选差, 孔隙连通性差等孔隙结构特征。沉积环境及成岩作用为该区储层发育的主控因素。扇三角洲平原和前缘过渡带为有利储层发育区。压实及胶结作用通过减小孔隙空间及填充喉道对储层起破坏性作用; 溶蚀作用则通过形成次生溶孔对储层起建设性作用。纵向上, 发育两个储层物性异常带; 平面上, 扇三角洲平原与前缘相的过渡带为近物源、多物源、快速堆积模式, 压实作用占主导地位, 沉积相带与成岩相带共同作用形成平衡带。多种控制因素的综合效应, 是该平衡带储层物性变好的主要原因。

关键词 白音查干凹陷 桑合地区 储层特征 主控因素

第一作者简介 邓已寻 男 1971年 出生 博士研究生 石油地质 E-mail: dengyixun@sohu.com

中图分类号 TE122.2+3 **文献标志码** A

0 引言

白音查干凹陷位于二连盆地西缘川井坳陷北部, 为受北部塔拉断层和南部白音翁特断层共同控制的北断南超型箕状凹陷(图1), 自下而上发育下白垩统阿尔善组、腾格尔组、都红木组和赛汉塔拉组沉积盖层^[1-4]。桑合地区位于白音查干凹陷西部桑合洼陷的北部陡坡带, 勘探面积约120 km², 区内的桑合油田为该凹陷的主力油田之一^[4], 主要的开发层系为

都一段。该区腾格尔组埋深900~2 500 m, 储层相对致密, 常规试油及压裂改造的效果普遍较差, 严重制约了该区油气勘探的成效(图1)。

前人已对凹陷整体和南部斜坡带做了大量的研究工作^[1-6], 取得了一些重要成果, 而桑合地区的研究多侧重于构造系统、沉积相或成藏方面的研究, 在储层特征及控制因素方面的研究相对较少。已有研究表明: 桑合地区主要发育扇三角洲沉积^[4], 油藏多为岩性一构造油气藏, 除受构造控制外, 岩性和物性

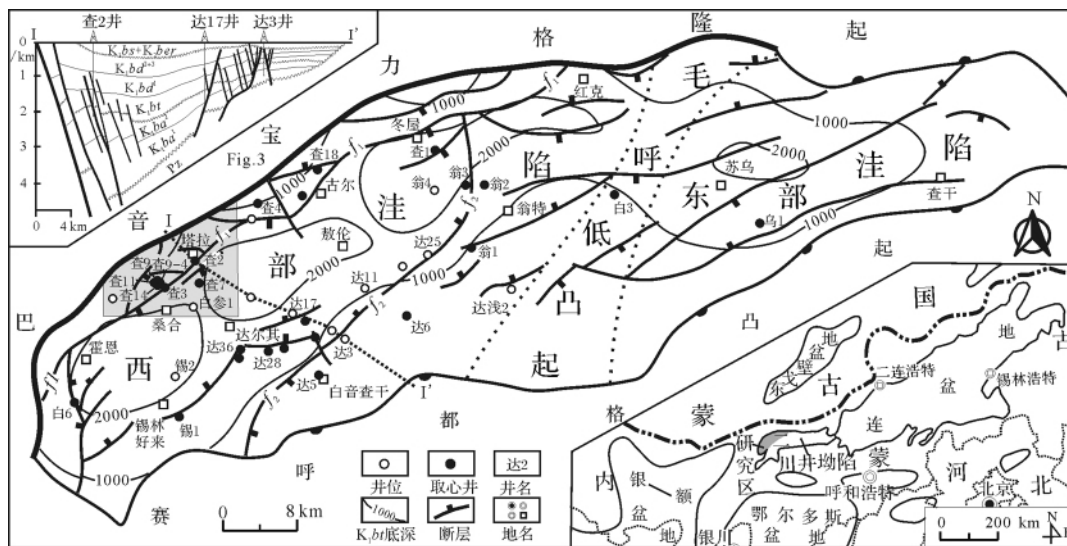


图1 白音查干凹陷地理位置及腾格尔组顶构造略图

Fig. 1 Tectonic sketchmap of Tenggeer Formation of Baiyinchagan Sag with its geographical location

收稿日期: 2012-04-20; 收修改稿日期: 2012-06-13

对油藏的聚集有较大影响。因此,笔者综合利用岩芯、录测井和分析化验资料,着重研究了桑合地区碎屑岩储集层特征,明确了储层发育的主控因素,藉此为该地区油气勘探、开发和评价工作提供地质依据。

1 储层岩石学特征

按 Folk 的砂岩分类^[7],桑合地区腾格尔组岩石类型主要为长石砂岩、岩屑长石砂岩和长石岩屑砂岩,少量长石石英砂岩和岩屑石英砂岩(图2)。碎屑组份以石英和长石为主,次为岩屑。石英组份含量变化在20%~80%,平均含量为39%;长石含量较多,主要为斜长石与钾长石,最高含量可达70%,平均32%;岩屑平均含量约25%,主要为花岗岩屑和变质岩屑。成分成熟度指数 $Q/(F+R)$ 值为0.3~0.8,平均为0.68,显示其较低的成分成熟度。

胶结物主要为方解石和白云石,含量最高可达45%,平均9.68%,个别岩石样品中见少量硬石膏胶结物;部分岩石样品中含有粘土杂基,含量为2%~23%,平均约7%;碎屑颗粒粒度分布范围较大,从中细粒到粗粒都有分布,并且含有砾石,分选中等偏差,磨圆度多为次圆一次棱角状,点一线接触为主,颗粒支撑,胶结方式主要为孔隙式胶结。

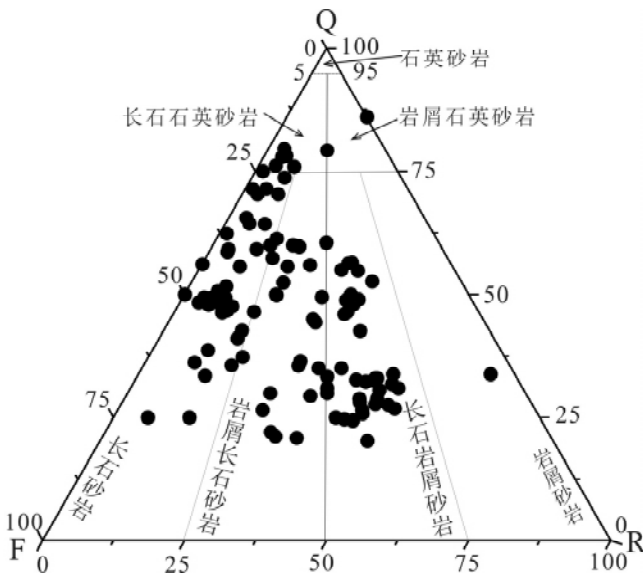


图2 桑合地区腾格尔组岩石成分分类图

Fig.2 Q—F—R triangle diagram of the sandstone classification of Tenger Formation in Sanghe area

2 储集空间类型

桑合地区197块砂岩样品的显微镜下分析表明,

腾格尔组发育的孔隙类型包括:原生粒间孔、残余粒间孔、粒内微孔、粒内溶孔、胶结物内溶孔及裂缝孔隙等。其中,主要的孔隙类型为粒间孔,粒内溶孔次之,粒内微孔,裂缝孔隙所占比例较小。

2.1 原生孔隙

包括沉积后未遭受过溶蚀或胶结等重大成岩作用而形成的原生粒间孔及岩石形成后经过机械压实和胶结等作用而形成的残余粒间孔^[8,9]。

镜下观察统计了103张铸体薄片后发现,桑合地区腾格尔组机械压实及硅质胶结作用(石英长石次生加大)强烈,导致原生孔隙保存一般,约占总储集空间的13%。相对而言,残余粒间孔较为丰富,其形状不规则,棱角突出,内部充填物较少,占总储集空间的60%左右(图3A)。

2.2 次生孔隙

研究区次生孔隙主要包括粒间溶孔、粒内溶孔和粒内微孔等3类,粒间溶孔与粒内溶孔为主要次生孔隙类型。粒间溶孔主要由长石边缘发生溶蚀或方解石和白云石等胶结物溶解而成,颗粒边缘常呈不规则的港湾状,占总储集空间的11.5%(图3B);粒内溶孔主要是发生在长石碎屑颗粒和岩屑碎屑颗粒内部,由溶蚀溶解作用形成,常见长石颗粒被溶解成星斑状,该类孔隙占总孔隙的9%(图3C)。粒内溶孔虽对储层孔隙度有一定的贡献,但其连通性较差,总体上对储层储集性能的改善作用不大;粒内微孔主要有自生石英与方解石晶间微孔和高岭石晶间微孔等,该类孔隙含量较少,只占总孔隙的0.7%(图3D、E)。

2.3 裂缝

研究区内裂缝主要包括由构造运动形成的构造裂缝和成岩过程中形成的成岩裂缝。桑合地区构造作用力较强,目的层构造裂缝发育,占总储集空间的3.7%。此类裂缝常切穿岩屑、长石等柔性颗粒或绕过石英等刚性颗粒,在层内延伸较远(图3F);成岩裂缝在储层中总量极少,部分已充填,未充填的裂缝主要起到孔隙之间的连通作用。总体而言,裂缝的存在沟通了储层内部的独立孔隙,在一定程度上改善了储层的渗透性。

3 储层孔隙结构

孔隙喉道是影响储层渗流能力的主要因素,其大小及形态则受控于岩石颗粒间的接触关系、胶结类型以及颗粒本身形状及大小^[8,9]。桑合地区腾格尔组主要发育点状、片状喉道(图3A、B),表明该区压实

作用及胶结作用较强。

铸体图像统计结果显示,研究区目的层砂岩面孔率为0.4%~9.93%,平均2.04%,反映样品的孔隙度低,多为差和低级别的储层。喉道宽度最大值为

13.76~45.84 μm ,最小值为4.25 μm ,单个样品喉道宽度平均值为11.99~21.76 μm 。喉道分布直方图反映样品喉道宽度峰值多集中于15~20 μm ,位于图解中值段,反映喉道中等。

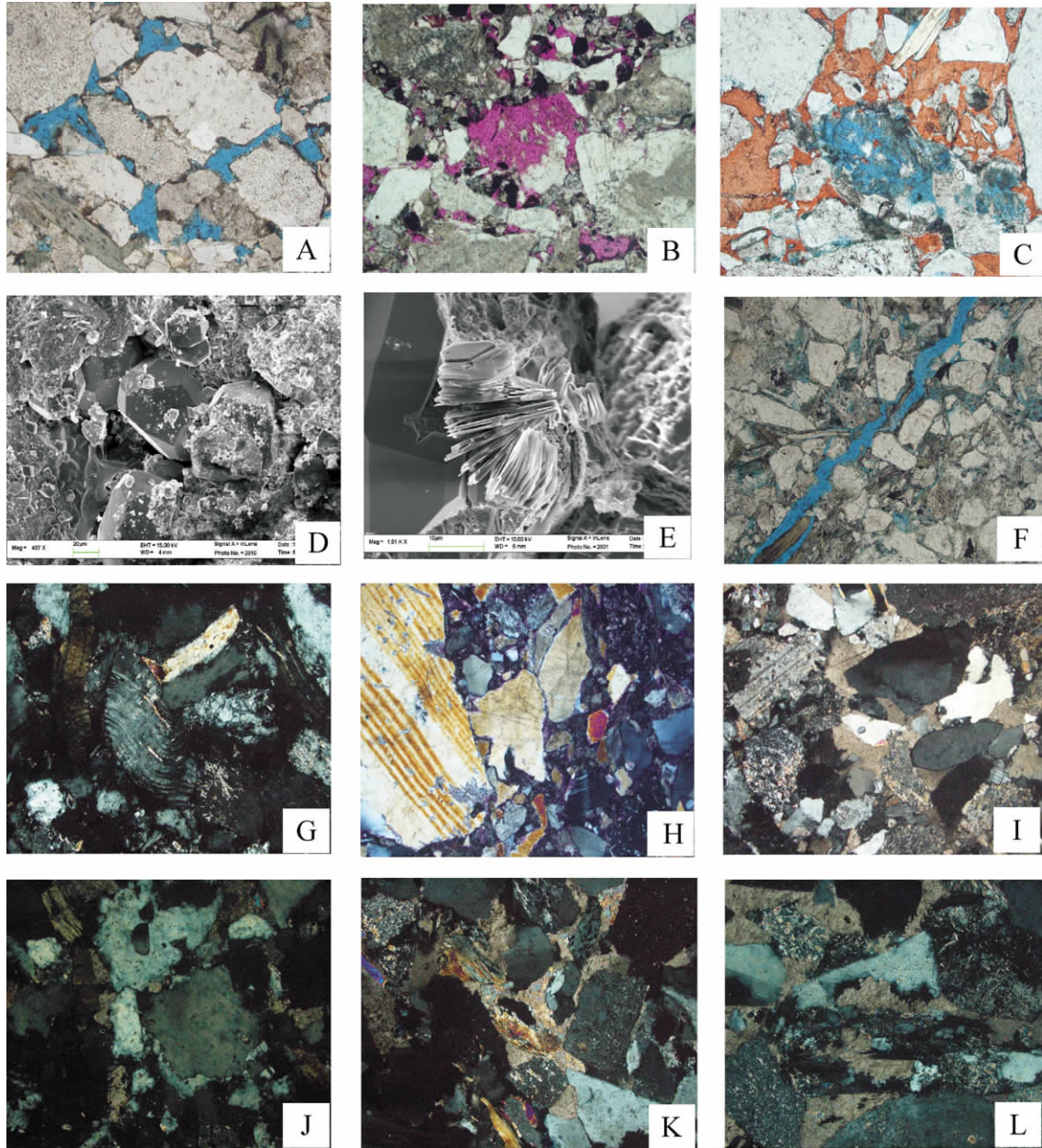


图3 桑合地区腾格尔组砂岩显微照片

A. 查5井, \downarrow 023.18 m, 原生粒间孔, 残余粒间孔, $10\times 10(-)$; B. 查2井, \downarrow 326 m, 长石粒内溶孔, 铸模孔, 孔径0.5 mm, $10\times 10(-)$; C. 查5井, \downarrow 375.25 m, 溶解作用, 岩屑粒内溶孔, 钙质胶结作用, $10\times 10(-)$; D. 查11井, 自生石英与方解石晶间微孔, 835.49m, 扫描电镜; E. 高岭石晶间微孔, 达28井, \downarrow 071.10 m, 扫描电镜; F. 查18井, \downarrow 101.50 m, 裂缝, 宽0.03~0.3 mm, $10\times 10(-)$; G. 查3井, \downarrow 326.78 m, 机械压实作用, 斜长石聚片双晶弯曲, $10\times 10(+)$; H. 查2井, \downarrow 474.96 m, 压溶作用, 颗粒间凹凸接触, $10\times 2(-)$; I. 查21井, 843.00 m, 钙质胶结作用, 连生结构, $10\times 4(+)$; J. 查3井, \downarrow 326.78 m, 硅质胶结作用, 石英次生加大边, $10\times 10(+)$; K. 查5井, \downarrow 023.18 m, 硬石膏胶结物, 连生结构, $10\times 10(+)$; L. 查9井, \downarrow 117.49 m, 交代结构, 方解石交代石英和岩屑, $10\times 10(+)$

Fig. 3 Optical photomicrographs of sandstones of Tenggeer Formation in Sanghe area

4 储层物性

砂岩储层的孔隙度和渗透率是反映储层储集性能和渗滤条件的2个最基本参数^[10]。本次共分析了310块样品的岩芯物性资料,结果表明桑合地区储层的孔隙度分布在1.9%~20.5%之间,平均为10.2%;渗透率为 $0.01 \times 10^{-3} \mu\text{m}^2 \sim 337 \times 10^{-3} \mu\text{m}^2$,平均为 $16 \times 10^{-3} \mu\text{m}^2$,具有低孔、低渗的储层特征。统计数据显示,桑合地区砂岩储层的孔隙度和渗透率具有较好的正相关性(图4),渗透率的变化主要受孔隙发育程度控制,为典型的孔隙型储层。

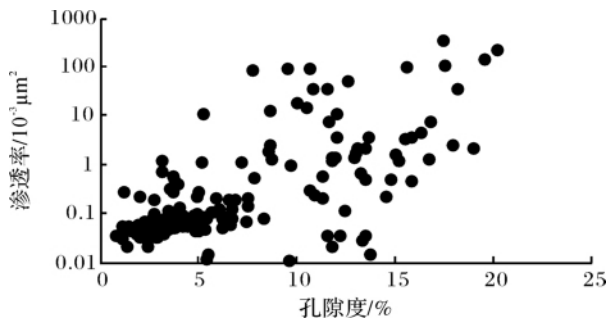


图4 桑合地区孔隙度与渗透率关系图

Fig. 4 The relationship between porosity and permeability in Sanghe area

5 储层控制因素

5.1 沉积环境对储层的控制

沉积环境对储层物性的影响主要体现在不同沉积相带储层物性不同^[11]。对于埋深差别不大的储集层来说,碎屑岩的沉积环境、碎屑颗粒物理性质是影响储层物性的主要控制因素。

桑合地区腾格尔组主要发育扇三角洲沉积,具有近物源、快速堆积的特点。从区域沉积相图和物性剖面图上可以看出,在扇三角洲平原和前缘过渡带上的如查3、查5、查9及查14等井,孔隙度和渗透率均以中等—好级别为主,位于扇三角洲平原内侧和前缘外侧的查12井及查2井,孔隙度和渗透率均以较差级别为主(图5、图6)。从断陷盆地边缘向中心过渡带储层有变好的趋势,反映出沉积相带对孔隙度和渗透率的控制作用。

此外,物源差异造成的成岩矿物类型分区对储层物性具有较强的控制作用。研究区1600~1900m井段发育物性异常低值区,在对应的深度段,石英含量显著减少,岩屑和长石等塑性矿物含量明显增加,

特别是岩屑平均含量高达50%。在本区沉积物快速搬运和堆积的大背景下,物源区塑性矿物含量高,成熟度低,更容易被压实而丧失孔隙,使物性明显变差(图7)。

5.2 埋藏深度对储层的控制

桑合地区腾格尔组储层在不同的深度段上物性变化很大,一般是随着深度的增加,其物性变差(图7)。由此可见埋藏深度对本区的储层有一定的控制作用。在不同的埋深阶段,储层所经历的成岩阶段不一致,从而造成了在不同埋深情况下,储层所经历的成岩作用也存在差别,这进一步影响着储层的物性。由于本区储层埋深变化较快,压实作用导致储层储渗性能明显降低;另一方面,部分埋深较大、经历过较强成岩作用的储层段溶蚀溶解作用发育,也可以形成相对较好的储集性能。

5.3 成岩作用对储层的控制

成岩作用对储层起着建设性或者破坏性的影响^[12]。破坏性成岩作用主要是通过占据孔隙空间而达到破坏储层的目的,常见的破坏性成岩作用包括压实作用与胶结作用等;建设性成岩作用为溶蚀作用和交代作用。其中,溶蚀作用是产生次生孔隙的重要成岩类型。

5.3.1 破坏性成岩作用对储层物性的影响

压实作用是区内最具破坏性的成岩作用。薄片资料显示矿物颗粒之间多以点—线接触为主,部分矿物颗粒被挤压变形,如斜长石聚片双晶挤压弯曲(图3G)、颗粒之间线接触和凹凸接触等(图3H)。从查12井至查2井一线(AA剖面),碎屑颗粒由点—线接触为主逐渐过渡到线接触占较大比重,反映从盆地边缘到中心地带压实作用逐渐增强。随着埋深增加到一定程度,储层的孔隙度、渗透率开始转向低值区,即孔隙度、渗透率随着深度的增加而降低。在对应的深度段,胶结物以及杂基含量并未发生较大变化,压实作用对储层物性的影响起主导作用(图7)。

另外一种常见的破坏性成岩作用为胶结作用,胶结物主要为碳酸盐类胶结物,少量为硫酸盐类和硅质胶结物,对储层孔隙的发育起着重要的封堵作用。砂岩中碳酸盐类胶结物主要为方解石与白云石,方解石含量为1%~30%,白云石含量为1%~25%,二者以显晶粒结构呈星散状充填于孔隙之内(图3I),或以嵌晶结构呈斑块状将其它矿物颗粒包裹在内(图3C);硫酸盐胶结物主要为硬石膏和石膏,含量为0.5%~3%,多呈斑块状胶结颗粒,在层内分布不均匀,对

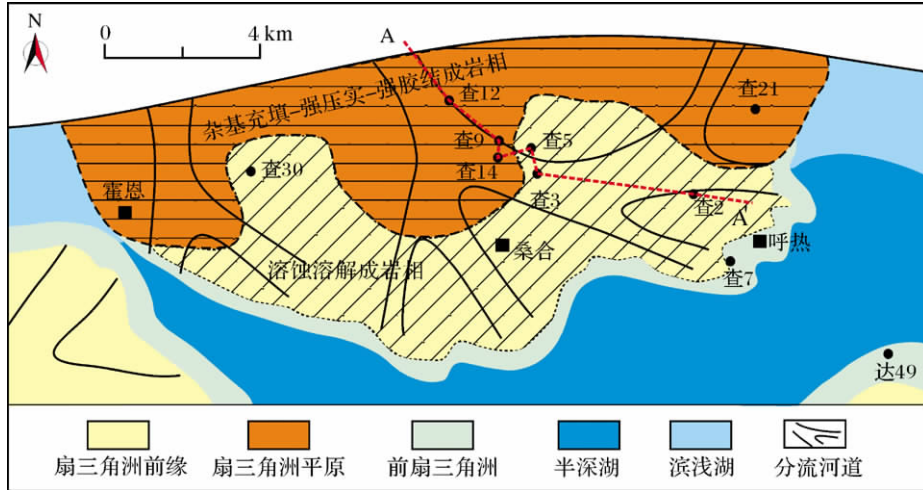


图5 桑合地区腾格尔组沉积相与成岩相叠合图

Fig. 5 The composite figure of sedimentary facies and diagenetic facies of Tenggeer Formation in Sanghe area

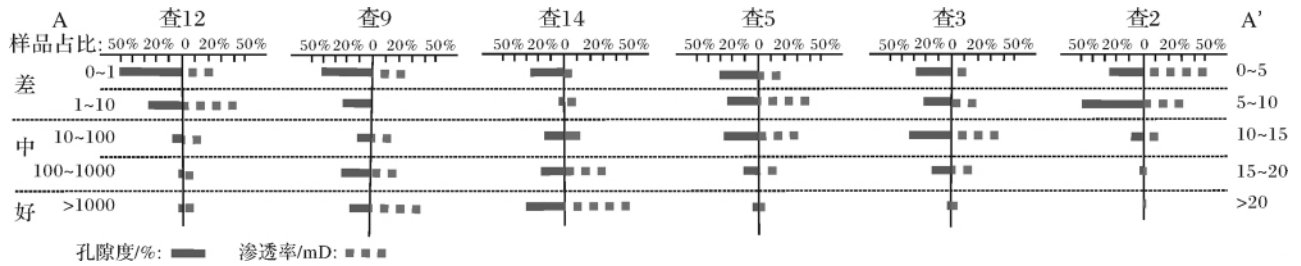


图6 桑合地区腾格尔组物性剖面

Fig. 6 The property section of Tenggeer Formation in Sanghe area

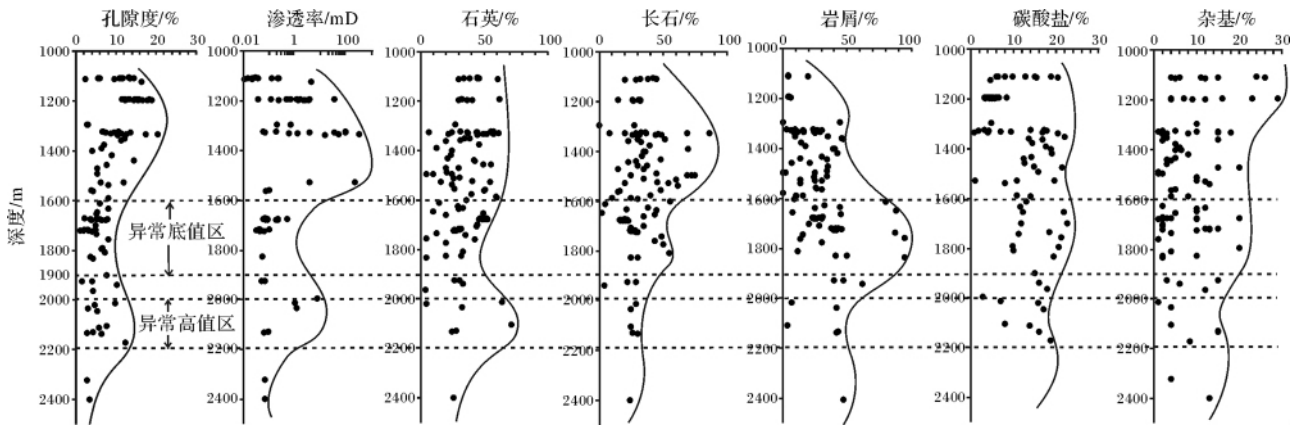


图7 桑合地区腾格尔组储层物性与成岩矿物关系图

Fig. 7 Relationship of reservoir quality and diagenetic minerals of Tenggeer Formation in Sanghe area

储层物性影响较大且使储层具有较强的非均质性 (图3K); 硅质胶结物多以石英次生加大边形式出现, 但含量较少破坏作用有限 (图3J)。本区腾格尔组胶结物含量随埋深加大略有降低, 但变化范围不大 (图7)。胶结物含量较高的区域主要分布在区块的

北部, 且与孔隙度和渗透率有较好的负相关性, 对储层物性起重要破坏作用 (图8)。

5.3.2 建设性成岩作用对储层物性的影响

桑合地区腾格尔组溶蚀作用发育, 溶蚀对象主要为长石颗粒、岩屑颗粒以及碳酸盐岩岩屑颗粒, 杂基

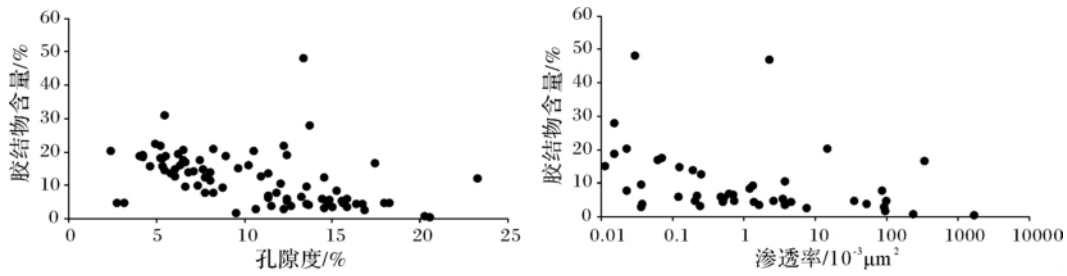


图 8 桑合地区腾格尔组储层物性与胶结物含量关系图

Fig. 8 The relationship between reservoir quality and content of cement in Sanghe area

内的溶蚀现象较为少见。碎屑颗粒经溶蚀后多形成边缘呈港湾状的粒间溶孔或表面呈“蜂窝状”的粒内溶孔(图 3B、C)。研究区溶蚀作用主要发育在碎屑颗粒分选较好的区域,如桑合地区南部的扇三角洲前缘地区(图 5),呈现出从北往南溶蚀作用增强的趋势。纵向上 2 000 ~ 2 200 m 井段为物性异常高值区,也是区内溶蚀作用相对发育带。该区带内石英含量相对较高,长石和岩屑含量呈明显低值,碳酸盐和杂基含量也有小幅减少(图 7)。分析原因可能是由于物源区石英等刚性颗粒含量增加,压实作用对储层的孔隙空间及喉道破坏能力相对减弱。此外,一直分布较为稳定的碳酸盐胶结物在该段含量有减少,说明溶蚀作用对储层物性的改善起到了一定作用。

交代作用多发育在区块南部,发育程度一般,最常见的是方解石和白云石在充填粒间孔隙时对碎屑长石、石英和岩屑的交代,被交代的碎屑可呈残余状甚至交代假象(图 3L)。这种作用造成物质成分的带入和带出,对储层孔隙有一定的改善作用,但效果极其有限。

5.3.3 成岩相对储层的控制

桑合地区扇三角洲平原相带处于杂基充填—强压实—强胶结成岩相带,扇三角洲前缘主要位于溶蚀溶解成岩相带(图 5)。物性剖面显示,处于两类成岩相过渡带的储层物性明显好于其它成岩相带(图 6);单井成岩相剖面也反映位于过渡相带附近的查 3 井储层物性要明显好于处于杂基充填—强压实—强胶结成岩相带的查 9 井,尤其是渗透率增大明显,可达 1 个数量级(图 9),这说明成岩相对储层物性控制作用明显。

成岩相和沉积相过渡带的储层物性好于其它相带,究其原因可能是位于过渡带的砂岩储层埋深适中,压实作用对储层物性的破坏作用有限(图 9)。该过渡带沉积物有一定的搬运距离,碎屑颗粒分选磨圆

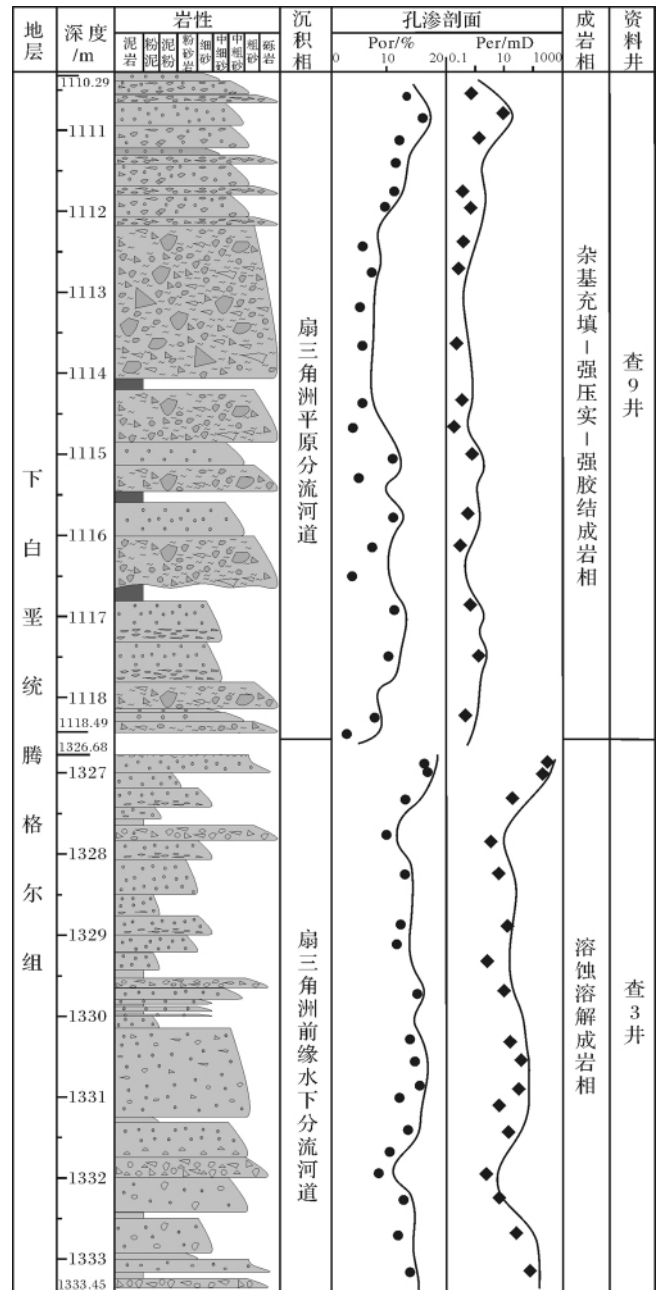


图 9 桑合地区腾格尔组成岩相剖面图

Fig. 9 The diagenetic facies section of Tenggeer formation in Sanghe area

变好,杂基及软岩屑含量减少,矿物成份成熟度有所增加,且处于溶蚀溶解成岩相带附近,胶结作用发育程度受到限制,这在一定程度上使大量原生孔隙得以保留。此外,地层中的有机质在成熟早期脱羧产生大量有机酸使岩石中的不稳定组分如长石、岩屑和碳酸盐胶结物发生溶蚀,产生次生溶蚀孔隙,这也进一步改善了储层物性。

总之,上述因素的综合效应可能是该区过渡带储层物性变好的主要原因。这可视为在近物源、多物源、快速堆积模式下,压实作用占主导地位,沉积相带与成岩相带共同作用的平衡带。

6 结论

(1) 该区碎屑岩主要以长石砂岩、岩屑长石砂岩和长石岩屑砂岩为主,成分成熟度较低、填隙物主要为钙质胶结物,以方解石和白云石为主,颗粒间点-线接触,颗粒支撑,孔隙式胶结为主。

(2) 储层的储集空间类型主要为原生孔隙,以点状、片状喉道为主,具有喉道半径差别大,分选差,孔隙连通性差等孔隙结构特征。

(3) 沉积环境及成岩作用为该区储层发育的主控因素。扇三角洲平原和前缘过渡带为有利储层发育区。压实及胶结作用通过减小孔隙空间及填充喉道对储层起破坏性作用;溶蚀作用则通过形成次生溶孔对储层起建设性作用。

(4) 纵向上,发育两个储层物性异常带;平面上,扇三角洲平原与前缘相带的过渡带为近物源、多物源、快速堆积模式,压实作用占主导地位,沉积相带与成岩相带共同作用形成平衡带。

参考文献(References)

- 1 池英柳,张万选,李潍连,等. 白音查干凹陷有利勘探目标预测[J]. 断块油气田,1997,4(6): 5-10 [Chi Yingliu, Zhang Wanxuan, Li Weilian, *et al.* Evaluation of the prospective targets in the Baiyinchagan Sub-basin [J]. Fault-Block of Oil and Gas Field, 1997, 4(6): 5-10]
- 2 张福顺. 白音查干凹陷扇三角洲与辫状河三角洲沉积[J]. 地球学

- 报,2005,26(6): 553-556 [Zhang Fushun. Fan delta and braided delta sediments in Baiyinchagan depression [J]. Acta Geoscientica Sinica, 2005, 26(6): 553-556]
- 3 许书堂,张洪波,张同周,等. 白音查干凹陷储层成岩作用及其纵向分带特征[J]. 大庆石油地质与开发,2005,24(4): 4-7 [Xu Shutang, Zhang Hongbo, Zhang Tongzhou, *et al.* Reservoir diagenesis and its vertical zoning of Baiyinchagan depression [J]. Petroleum Geology & Oilfield Development in Daqing, 2005, 24(4): 4-7]
- 4 李艳丽,林春明,岳信东,等. 白音查干凹陷桑合地区早白垩世都红木组一段沉积演化及物源研究[J]. 中国地质,2009,36(1): 214-228 [Li Yangli, Lin Chunming, Yue Xingdong, *et al.* Sedimentary evolution and source provenance in the first Member of Duhongmu Formation of Lower Cretaceous in Sanghe Area, Baiyinchagan Sag [J]. Geology in China, 2009, 36(1): 214-228]
- 5 岳信东,林春明,李艳丽,等. 二连盆地白音查干凹陷下白垩统腾格尔组沉积相[J]. 沉积学报,2008,26(4): 593-601 [Yue Xingdong, Lin Chunming, Li Yanli, *et al.* Sedimentary facies in the Early Cretaceous Tenggeer Formation of Baiyinchagan Depression, Erlian Basin [J]. Acta Sedimentologica Sinica, 2008, 26(4): 593-601]
- 6 王桂成,王秀林,张放东,等. 白音查干凹陷地质新认识及勘探潜力[J]. 断块油气田,2004,11(6): 22-24 [Wang Guicheng, Wang Xiulin, Zhang Fangdong, *et al.* New geological understandings and exploration potential of Baiyinchagan depression [J]. Fault-Block Oil & Gas Field, 2004, 11(6): 22-24]
- 7 Folk R L, Petrology of Sedimentary Rocks [M]. Austin: Hemp-hills, 1968: 170-173
- 8 冯增昭. 沉积岩石学 [M]. 北京: 石油工业出版社,1993: 84-155 [Feng Zengzhao. Sedimentary Petrology [M]. Beijing: Petroleum Industry Press, 1993: 84-155]
- 9 于兴河. 碎屑岩系油气储层沉积学 [M]. 北京: 石油工业出版社, 2008: 34-47 [Yu Xinghe. Clastic Petroleum Reservoir Sedimentology [M]. Beijing: Petroleum Industry Press, 2008: 34-47]
- 10 Taylor J C M, *et al.* Sandstone as reservoir rocks [J]. Developments in Petroleum Geology, 1977: 147-196
- 11 Tillman RW, Weber K J. Reservoir sedimentology [J]. SEPM Special Publication (Tulsa Oklahoma, USA), 1987, 40: 19-26
- 12 漆滨汶,林春明,邱桂强,等. 山东省牛庄洼陷古近系沙河街组沙三中亚段储集层成岩作用研究[J]. 沉积学报,2007,25(1): 99-109 [Qi Binwen, Lin Chunming, Qiu Guiqiang, *et al.* Diagenesis of reservoir of the intermediate section of Member 3 of Shahejie Formation of Paleogene in Niuzhuang Sub-sag, Shandong Province [J]. Acta Sedimentologica Sinica, 2007, 25(1): 99-109]

Characteristics and Main Controlling Factors of Tenggeer Formation Reservoir in Sanghe Area , Baiyinchagan Sag

DENG Yi-xun^{1 3} JI You-liang² XU Shen-mou³ HUANG Pei³ GUO Xun³

(1. School of Energy Resources , China University of Geosciences , Beijing 100083;

2. School of Geosciences , China University of Petroleum(Beijing) , Beijing 102249;

3. Research Institute of Exploration and Development , Zhongyuan Oilfield , SINOPEC , Puyang Henan 457001)

Abstract: Reservoir rocks of Tenggeer Formation in Sanghe area of Baiyinchagan Sag , mainly consists of arkose , lithic arkose and feldspathic litharenite. The main interstitial matter is carbonate , basically comprised by calcite and dolomite. Cementation type is pore cementation. The primary intergranular pores are the main reservoir spaces. The pore structure is characterized by small pore throat radius , poor connection and poor sorting. The reservoir porosity and permeability has a good positive correlation and the reservoir permeability is mainly controlled by the pore abundance.

The primary controlling factors of reservoirs in this area are sedimentary environment , burial depth and diagenesis. Sedimentary facies , clastic particle's physical property and differences of diagenetic minerals significantly controlled the physical properties of reservoirs. The component of diagenetic minerals are influenced by the sedimentary facies and the lithology at provenance. The 1 600-1 900 m well section shows abnormal lower value of physical properties with the plastic minerals such as debris and feldspar significantly increased. Burial depth in this area also have some control effect on physical properties. Generally , reservoir physical properties becomes poor with the increasing of burial depth. In addition , diagenesis have exerted great effects on the properties of reservoir rocks. The most destructive diagenesis is compaction , it is one of major affecting factors for poor reservoir physical properties in the study area. Compaction and cementation are the main pore destroyers , which reduce the pore space and block pore throat. Dissolution play a constructive role in forming secondary solution pores , it obviously improved the reservoir properties. In 2 000-2 200 m range , it developed a dissolution zone. In this zone , the reservoir physical properties become better.

Transitional area of fan delta plain and fan delta front is the favorable zone in the study area. The transitional zone is a balance area with the joint influence of depositional facies , burial depth and diagenesis. This balance area tends to have the features of proximal provenance and multiple origins with rapidly deposited sediments , where compaction is the dominate diagenesis. The reservoir physical properties in this balance area is controlled by many factors , and its favorable physical properties is the contribution of their comprehensive effects.

Key words: Baiyinchagan Sag; Sanghe area; characteristics of reservoir; main controlling factors