

白音查干凹陷腾格尔组储层物性控制因素分析

孙利^{1,2}, 李建革¹, 郝生跃¹, 周庆华³, 姜宝益²

1. 北京交通大学中国产业安全研究中心, 北京 100044

2. 中国华电集团科学技术研究总院, 北京 100035

3. 中国石油大学(北京)地球科学学院, 北京 102249

摘要 针对白音查干凹陷储层研究的薄弱环节,应用储层地质学理论及方法,依据岩心、录井、测井和分析化验资料,对白音查干凹陷主力油层下白垩统腾格尔组储层的岩石学特征、孔隙类型、孔隙结构以及物性特征进行分析,研究了储层物性的控制因素。结果表明,腾格尔组储层物性的优劣明显受控于沉积相带的展布,优质储层物性发育于扇三角洲前缘、辫状河三角洲前缘亚相中的河口坝微相、水下分流河道微相、远砂坝微相等沉积相带;成岩作用是控制腾格尔组储层物性的次要因素,其中压实作用使储层物性变差明显,胶结作用的影响表现为双重性,而溶蚀作用具有建设性。研究揭示,优质储层分布与有利沉积相带展布具有较高的一致性。

关键词 储层物性;控制因素;沉积相带;成岩作用

中图分类号 P512.2

文献标志码 A

doi 10.3981/j.issn.1000-7857.2014.15.009

Controlling Factors on the Reservoir's Physical Property in the Tengger Formation of Baiyingchagan Sag

SUN Li^{1,2}, LI Jiange¹, HAO Shengyue¹, ZHOU Qinghua³, JIANG Baoyi²

1. China Center for Industrial Security Research, Beijing Jiaotong University, Beijing 100044, China

2. China Huadian Science and Technology Institute, Beijing 100035, China

3. College of Geosciences, China University of Petroleum, Beijing 102249, China

Abstract The main controlling factors on reservoir's physical properties are the bottleneck in the oilfield development in Baiyingchagan Sag. With respect to the Tengger formation, the major reservoir in the lower cretaceous system, on the basis of the related theory and the method of the reservoir geology, by using core logging, well logging and testing data, the petrological characteristics, the pore types, the pore structure and the physical characteristics are studied, and its main controlling factors are revealed. It is indicated that the reservoir physical properties are obviously controlled by the distribution of sedimentary facies, especially, the microfacies, the high quality reservoirs would distribute along the debouch bar microfacies, the underwater distributary channel microfacies, the sand dam within the fan-delta front and the braided river delta front. Moreover, the diagenetic reformation is the secondary controlling factor for the reservoir physical property of Tengger formation, among which the compaction has an obvious effect to cause a poor physical property, the cementation is responsible for the dualism effect, and the dissolution plays a constructive role. Finally, it is revealed that the high quality reservoir distribution and the favorable sedimentary facies belt distribution are closely related with each other.

Keywords reservoir properties; control factors; sedimentary facies; diagenesis

收稿日期:2014-03-03;修回日期:2014-04-20

基金项目:国家科技重大专项(2011ZX05009)

作者简介:孙利,博士后,高级工程师,研究方向为油气田勘探开发、油气产业安全等,电子信箱:sunli_zy@163.com

引用格式:孙利,李建革,郝生跃,等.白音查干凹陷腾格尔组储层物性控制因素分析[J].科技导报,2014,32(15):62-68.

二连盆地白音查干凹陷勘探始于20世纪80年代,经过20多年的油气勘探和研究,取得了一定的勘探成果和一些重要的认识。该凹陷构造上整体呈北断南超、东高西低,具有东西分区、南北分带的特点,沉积体系发育具有物源多、规模小、相变快、岩性及岩石成分复杂等特征^[1,2]。目前,在白音查干凹陷北部陡坡带的桑合构造、古尔构造和南部斜坡带的达尔其西构造已实现油气勘探重大突破,探明石油地质储量 1000×10^4 t以上,已经成为中原油田重要的储量、产量接替区^[3-5]。但随着勘探开发的深入,许多深层次的矛盾逐渐暴露出来,特别是针对白音查干凹陷储层物性研究相对薄弱,储层物性的主控因素不清楚,已经严重影响到开发的推进。储层物性是衡量储层品质的重要指标,研究其控制因素对储层认识具有重要的意义,将直接影响到油气勘探开发的部署与方向^[6-8]。本文运用储层地质学有关理论及方法,研究白音查干凹陷主力油层下白垩统腾格尔组的储层物性特征及其控制因素。

1 区域地质背景

白音查干凹陷构造位置上处于二连盆地西缘,是川井坳

陷的一个次级单元。该凹陷同二连盆地一样是发育在海西褶皱基底之上的中生代沉积盆地,为受边界正断层控制、整体呈北断南超的箕状凹陷,其中主要有7个构造单带,即塔拉断裂构造带、查干超覆带、嘎顺斜坡带、西部洼陷带、东部洼陷带、白音—翁特断裂构造带和南部斜坡带,如图1所示。整个凹陷呈北东向展布,南面与赛呼都格隆起相邻,北部、西部与巴音宝力格隆起(索伦山)相接,南北宽15~28 km,东西长约150 km,凹陷面积约5000 km²。白音查干凹陷发育在古生界变质岩和岩浆岩基底之上的沉积断陷湖盆,自上而下沉积有上白垩统二连达布苏组、中生界下白垩统赛汉塔拉组、都林木组、腾格尔组、阿尔善组5套地层,沉积厚度大于3000 m。其中,腾格尔组主要为辫状河三角洲、扇三角洲、湖相等沉积,整体上砂岩横向变化比较大,具有下粗上细、下灰上红等特征,从北向南、从盆地边缘到盆地中央沉积物粒度由粗逐渐变细,而红层含量由东向西逐渐减少;碎屑岩岩性主要包括白云质泥岩、灰色泥岩、棕红色泥岩、紫红色泥岩、粉砂质泥岩、白云质粉砂、泥质粉砂岩、粉砂岩、含砾不等粒砂岩、细砂岩和浅灰色砾状砂岩等。

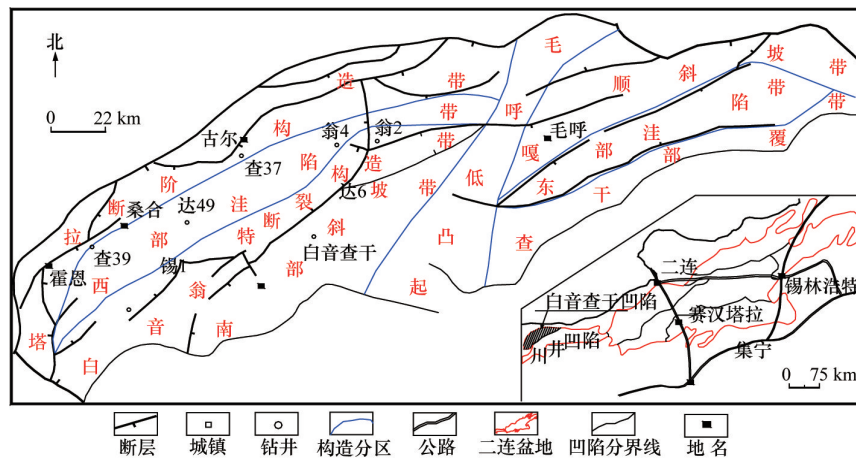


图1 白音查干凹陷构造单元划分

Fig. 1 Division of tectonic units of Baiyinchagan Sag

2 储层特征

2.1 岩石学特征

白音查干凹陷腾格尔组砂岩主要为长石砂岩,岩屑质长石砂岩次之,长石质岩屑砂岩较少,如图2所示。石英含量30%~60%,长石含量较多(斜长石及钾长石少见),最高可达60%。岩屑主要为变质岩屑和花岗岩屑,含量5%~20%。填隙物含量最高可达37%,主要为钙质胶结物,部分含有黏土杂基。岩石碎屑从粗砂到细砂均有,粒度分布范围大,分选磨圆较差,多为次棱角状,为颗粒支撑、孔隙胶结,机械压实作用明显,钙质胶结物胶结作用强烈,且颗粒间接触方式以点、线为主,可见缝合式接触关系。

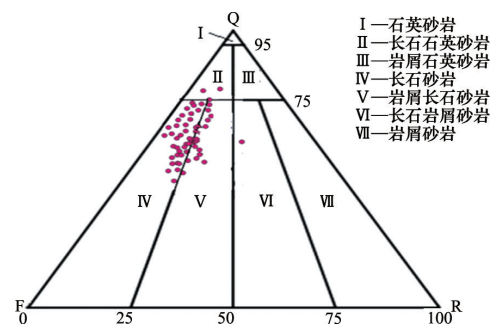


图2 碎屑岩类型三角分类图(89个样品)

Fig. 2 Triangular diagram for clastic rocks (89 samples of sandstone samples in total)

2.2 孔隙类型

白音查干腾格尔组储集空间主要以孔隙为主,其孔隙类

型包括粒间孔、粒内孔隙、微裂缝和晶间微孔等,其中粒间孔和次生溶孔为主要的孔隙类型(表1)。

表1 白音查干腾格尔组储层孔隙分类

Table 1 Reservoir pore classification in the Tengger formation of Baiyinchagan Sag

| 分类依据 | | 类型 | 孔隙特征 |
|------|------|---------------------------|---|
| 成因 | 结构 | | |
| 原生孔隙 | 粒间孔隙 | | 一般呈三角形产出,孔径较大,可因压实作用或胶结作用而变小,连通性一般较好 |
| | 微孔隙 | | 原生黏土基质中的孔隙 |
| 次生孔隙 | | 粒间溶孔 | 碎屑颗粒及胶结物明显溶蚀,胶结物残留很少,超大孔隙常见 |
| | | 粒间孔隙 | 沿颗粒与胶结物接触界面溶蚀扩大而成,一般围绕碎屑颗粒分布,并多和粒间溶孔及伸长状孔隙相连通 |
| | | 伸长状孔隙 | 呈伸长状,沿贴粒孔隙发育或过度溶蚀而成 |
| | 粒内孔隙 | 蜂窝状孔隙 | 多发育于石英颗粒中,呈不规则蜂窝状 |
| | | 铸模孔 | 颗粒被溶蚀殆尽,保留其原始形态 |
| | 微孔隙 | 晶间微孔 | 自生碳酸盐矿物或黏土矿物晶间发育的微孔隙 |
| | | 晶内微孔 | |
| 收缩孔隙 | | 泥质粉砂岩中基质脱水收缩而成 | |
| 微裂缝 | | 因机械压实而成,可发育于粒间及粒内,并可延伸几mm | |

根据成因,粒间孔可以划分为原生剩余粒间孔、溶蚀粒间孔和残余粒间孔。原生剩余粒间孔比原始孔隙相对缩小,是压实作用保存下来的原始孔隙。残余粒间孔是由于原生剩余粒间孔被一些矿物成分充填而使孔隙空间变小的一类孔隙。溶蚀粒间孔是由于酸性介质条件下粒间充填物(高岭石、白云石、方解石等)发生溶蚀的一类孔隙。这三类孔隙都是由原生孔隙而来的,严格区分较为困难,通常归并为粒间孔,如图3(a)、图3(b)所示。晶间微孔通常都是小孔隙,存在

于自生矿物颗粒之间,大小由于自生矿物的晶粒大小、成分不同而有差异,如图3(c)所示。高岭石的晶间孔径在结晶良好的情况下可达 $5 \sim 20 \mu\text{m}$,一般细晶高岭石比粗粒高岭石的晶间孔径小,伊利石、绿泥石比高岭石的晶间孔径小。微裂缝包括粒缘微裂缝和构造微裂缝,在孔隙总量中占极小比例,部分已经充填。构造微裂缝一般未充填,切穿岩石颗粒。粒缘微裂缝可能与岩石溶蚀作用有关,基本上沿颗粒边缘分布,如图3(d)所示。

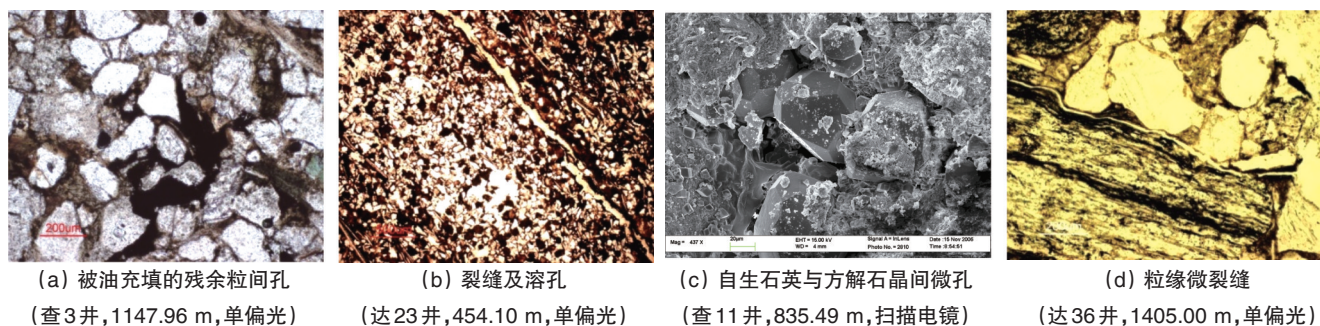


图3 腾格尔组储层孔隙类型

Fig. 3 Reservoir pore types in Tengger Formation

2.3 孔隙结构

孔隙结构特征是评价储层的重要依据,是指岩石所具有的喉道和孔隙的分布、大小、几何形状及连通关系,是油田开发研究的重要内容之一,可以较为真实地反映储层的储集面貌。研究区储层的排驱压力 $0.01 \sim 1 \text{ MPa}$,最大喉道半径 $0.63 \sim 63 \mu\text{m}$,中值压力 $0.8 \sim 25.84 \text{ MPa}$,平均喉道半径 $0.1 \sim 21.54 \mu\text{m}$,孔隙度 $11.5\% \sim 23.1\%$,渗透率 $0.067 \times 10^{-3} \sim 200 \times 10^{-3} \mu\text{m}^2$,孔隙结构类型可以分为I~IV类,其中II类占绝大多数(表2)。

2.4 孔渗性特征

腾格尔组储层的孔隙度 $5\% \sim 31.9\%$,平均孔隙度 14.82% ,孔隙度值主要分布在 $5\% \sim 25\%$,占总样品数的 82% ;渗透率 $0.0191 \times 10^{-3} \sim 1654 \times 10^{-3} \mu\text{m}^2$,平均渗透率 $366.52 \times 10^{-3} \mu\text{m}^2$,渗透率在区间 $0.1 \times 10^{-3} \sim 1000 \times 10^{-3} \mu\text{m}^2$ 的岩样占 86% ,渗透率大于 $1.0 \times 10^{-3} \mu\text{m}^2$ 的样品占 64% (表3)。渗透率与孔隙度的相关性很强,随着孔隙度的增加,渗透率也相应提高,表明腾格尔组储层为孔隙型,连通性好;渗透率随孔隙度的变好而变好,孔隙发育程度控制着渗透率的变化。

表2 锡3-69井孔隙结构压汞曲线参数

Table 2 Pore structure parameters curves after mercury injection in Xi3-69 Well

| 井深/m | 排驱压力/MPa | 最大喉道半径/ μm | 平均喉道半径/ μm | 中值压力/MPa | 中值半径/ μm | 孔隙度/% | 渗透率/ $10^{-3}\mu\text{m}^2$ | 喉道分选系数 | 偏度 | 孔隙结构类型 |
|---------|----------|-----------------------|-----------------------|----------|---------------------|-------|-----------------------------|--------|------|--------|
| 1776.02 | 0.2 | 2.5 | 0.78 | 2.67 | 0.28 | 19.00 | 3.38 | 2.01 | 1.56 | I |
| 1782.27 | 0.05 | 10 | 2.57 | 0.80 | 0.92 | 13.10 | 39.20 | 1.85 | 0.30 | I |
| 1792.80 | 0.05 | 2.5 | 1.59 | 5.95 | 0.12 | 16.90 | 0.66 | 2.14 | 0.77 | III |
| 1804.17 | 1 | 0.63 | 0.1 | 25.84 | 0.03 | 11.50 | 0.07 | 3.16 | 1.32 | III |
| 1819.99 | 0.01 | 63 | 1.29 | 6.00 | 0.12 | 14.30 | 49.50 | 3.46 | 0.04 | IV |
| 1825.44 | 0.01 | 63 | 21.54 | — | — | 21.10 | 200 | 4.05 | 2.41 | II |
| 1828.06 | 0.01 | 63 | 9.1 | 0.99 | 0.74 | 20.60 | 116 | 2.96 | 1.28 | II |
| 1828.35 | 0.1 | 6.3 | 1.76 | 1.06 | 0.70 | 23.10 | 9.06 | 2.70 | 2.07 | I |

表3 腾格尔组孔隙度与渗透率分布

Table 3 Distribution relationship between porosity and permeability in Tengger Formation

| 类别 | 孔隙度分布区 | 孔隙度分布频 | 渗透率分布区间 | 渗透率分布频 |
|------|--------|--------|--------------------------|--------|
| | 间/% | 率/% | / $10^{-3}\mu\text{m}^2$ | 率/% |
| 腾格尔组 | 5~10 | 8 | 0~0.1 | 14 |
| | 10~15 | 24 | 0.1~1.0 | 22 |
| | 15~20 | 16 | 1.0~10 | 20 |
| | 20~25 | 23 | 10~100 | 21 |
| | 25~30 | 10 | 100~1000 | 20 |
| | >30 | 8 | >1000 | 3 |

3 储层物性的主要影响因素

根据普通薄片、铸体薄片、阴极发光薄片、扫描电镜、物性、碳酸盐含量等方面的资料和数据,对白音查干凹陷腾格尔组碎屑岩储层物性的影响因素进行研究,认为储层形成环境及成岩作用是该区域储层物性两个主要影响因素。

3.1 沉积环境

沉积环境是储层的载体,碎屑岩储层的特性与沉积时的各种沉积作用(搬运、沉积、改造及水动力条件等)有着密切

的关系,特别是沉积微相对储层物性的影响和控制作用非常明显^[9,10]。白音查干凹陷腾格尔组发育湖相、辫状河三角洲、扇三角洲等沉积相,如图4所示。受其典型的北断南超构造格局的影响,凹陷北部为扇三角洲沉积体系,受季节性洪水控制作用明显,凹陷南部为辫状河三角洲,主要受河流控制,储层物性明显受控于沉积相和沉积微相,整体表现为北部断陷区储层物性比南部超覆区要差。

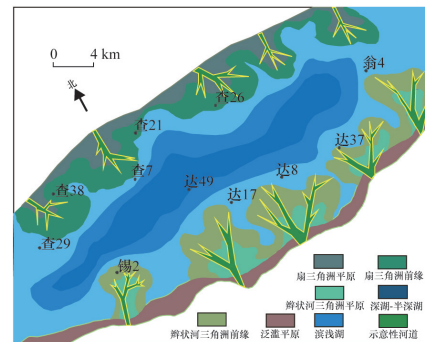


图4 白音查干凹陷腾格尔组沉积相
Fig. 4 Faces map for the Tengger Formation in Baiyinchagan Sag

腾格尔组对完钻井储层物性及沉积微相的统计结果如表4所示。

表4 腾格尔组沉积微相储层物性统计

Table 4 Statistics of reservoir physical properties within various microfacies in the Tengger Formation

| 相 | 亚相 | 微相 | 样品数 | 孔隙度所占比例/% | | | | | 碳酸盐含量/% | | |
|--------|-----|------|-----|-----------|------|-------|-------|------|---------|------|-----|
| | | | | 平均值 | >25 | 15~25 | 10~15 | <10 | 平均值 | 最大值 | 最小值 |
| 辫状河三角洲 | 平原 | 辫状河道 | 17 | 5.4 | — | 0 | 0 | 100 | 7.0 | 15.2 | 0.1 |
| | 前缘 | 分流河道 | 22 | 22.7 | 54.5 | 13.6 | 9.1 | 22.7 | 15.3 | 24.8 | 0.8 |
| | 前缘 | 水道侧翼 | 11 | 15.9 | 9.1 | 27.3 | 45.5 | 18.2 | 4.0 | 7.9 | 0.4 |
| | 前缘 | 河口坝 | 46 | 25.2 | 63 | 17.4 | 0 | 19.6 | 16.3 | 56.4 | 0.5 |
| | 前缘 | 远砂坝 | 14 | 29.4 | 83.3 | 16.7 | 0 | 0 | 5.0 | 5.7 | — |
| 湖泊 | 前缘 | 席状砂 | 14 | 18.5 | 14.3 | 42.9 | 28.6 | 14.3 | 12.4 | 48.2 | 0.8 |
| | 滨浅湖 | 滩坝 | 8 | 13.5 | 25 | 25 | 50 | 0 | 6 | 10.8 | 1 |
| | 湖 | 湖湾 | 25 | 14.8 | 4 | 36 | 40 | 20 | — | — | — |

统计结果表明,白音查干凹陷储层物性最好的是扇三角洲前缘、辫状河三角洲前缘亚相中的河口坝微相、水下分流河道微相、远砂坝微相等沉积类型,水下分流河道侧翼、前缘的席状砂等微相次之,这些微相中的储层平均孔隙度为18%,其中孔隙度大于15%的样品超过68%,这说明以牵引流为主的沉积环境下形成的储层物性普遍较优。而在其他沉积环境下,由于储层杂基含量高、分选差,成岩作用过程中储层孔隙空间损失较大,物性相对变差,例如扇三角洲、辫状河三角洲的平原亚相中发育的辫状河道微相,平均孔隙度只有5%,是所有微相中物性最差的;另外,湖相沉积中,在受波浪作用影响较强的区域,如滨浅湖亚相中,易形成砂质滩坝,在腾格尔组储层中的滨浅湖亚相砂质滩坝的储层孔隙度为10%~15%,在整个储层中处于中等偏下。

3.2 成岩作用对储层物性的影响

3.2.1 压实与压溶作用

研究表明,压实作用是使储层物性变差的最主要的因素之一。储层由于上覆地层压力作用,使组成储层的沉积物体积减少,内部颗粒堆积紧密,密度增大,同时随深度增加储层胶结作用增强,孔、渗性随之变差^[11,12]。显微镜下观察发现,由于强压实作用,砂岩中的碎屑组分以线-凹凸状接触为主,接触十分紧密,原生粒间孔中可见胶结物充填,云母由于挤压而变形甚至出现折断。在研究区腾格尔组物性受机械压实作用控制明显,表现为孔隙度、渗透率随深度变大具有明显的变小趋势,如图5所示。

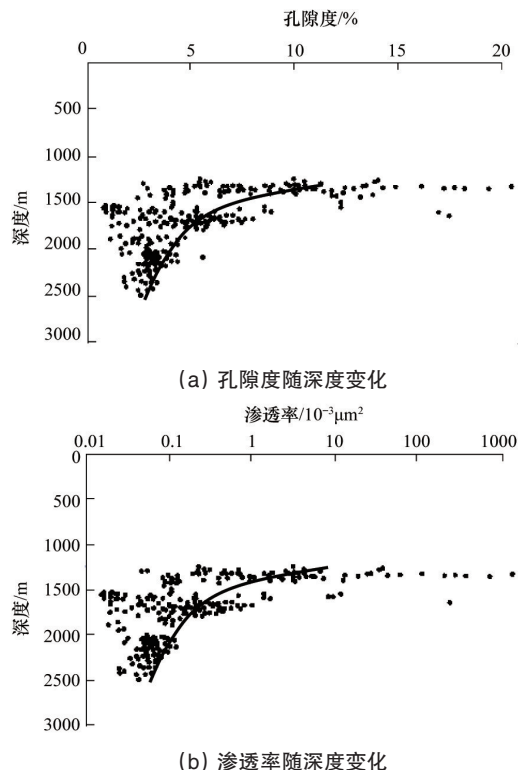


图5 腾格尔组物性随深度的变化关系

Fig. 5 Physical property variation against depth in the Tengger formation

3.2.2 胶结作用

研究区储层主要为碳酸盐胶结。碳酸盐胶结物在腾格尔组的不同成岩阶段均有发育,只是在成分和晶体大小方面有一定差异。对于储层物性的影响碳酸盐胶结物表现为双重性,在成岩作用早期阶段生成的碳酸盐胶结物,一方面可充填次生孔隙和残余原生孔隙,对砂岩孔隙起堵塞作用,使粒度较粗、分选良好的砂岩成为低孔低渗砂岩;另一方面碳酸盐的存在使储层岩石的抗压实能力大大增强,可以有效缓解对储层孔隙的破坏,同时也为后期酸性流体进入储层时,发生溶蚀作用提供良好的物质基础^[13-15]。

一般来说,储层中碳酸盐含量随深度的逐渐增加会慢慢减小,其含量与孔隙度、渗透率具有明显的负相关性,孔渗性随碳酸盐含量变化关系图表明,随着碳酸盐含量的增加,孔隙度、渗透率呈现递减趋势,可能是早期碳酸盐胶结物普遍发育,充填孔隙,使储层物性变差。对研究区所含碳酸盐含量和储层物性的研究能更好地为今后对有利勘探区的预测做好引导作用。腾格尔组碳酸盐含量范围为0.9%~37.1%,平均值10.13%。腾格尔组上部处于早成岩B期—中成岩A期,其胶结作用较发育,物性略差,而腾格尔组下部由于处于中成岩A期—B期,其溶蚀作用较为发育,故碳酸盐胶结物含量较少,其孔渗性也相对较好,如图6所示。

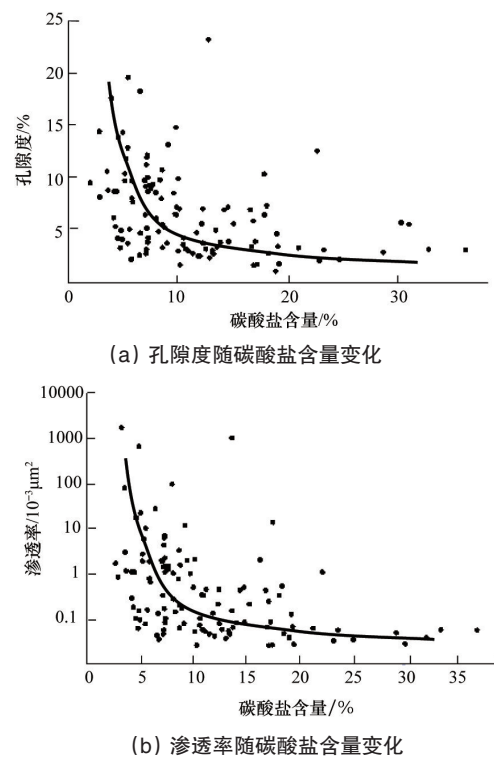


图6 腾格尔组物性随碳酸盐含量的变化关系

Fig. 6 Physical property variation against carbonate content in the Tengger Formation

3.2.3 溶蚀作用

随着有机质成熟度的演化,当镜质体反射率(R_o)为0.5%~1.3%时,有机质处于低成熟—成熟阶段,将产生较多

的有机酸,此时砂岩进入中成岩 A 期成岩阶段。长石这类铝硅酸盐矿物骨架颗粒在有机酸的作用下将失去稳定性,致使火山碎屑、长石等发生溶解、溶蚀作用,这是储层砂岩次生孔隙产生的重要成因。如图 7 所示,查 35 井的孔隙度、渗透率基本上随着深度的增加而减小。但在埋深 1800~2100 m 处孔隙度、渗透率变大,出现较高值区,其原因可能是此埋深与中成岩 A 期相对应,处于有机质演化的“液态窗”。从查 35 井相应深度的 R_o 值可以看出, R_o 值为 0.76% 左右,有机质成熟,生成油气,同时产生大量羧酸和二氧化碳,使得溶蚀作用发育,产成次生溶蚀孔隙,从而储层物性得以改善,如表 5 所示。

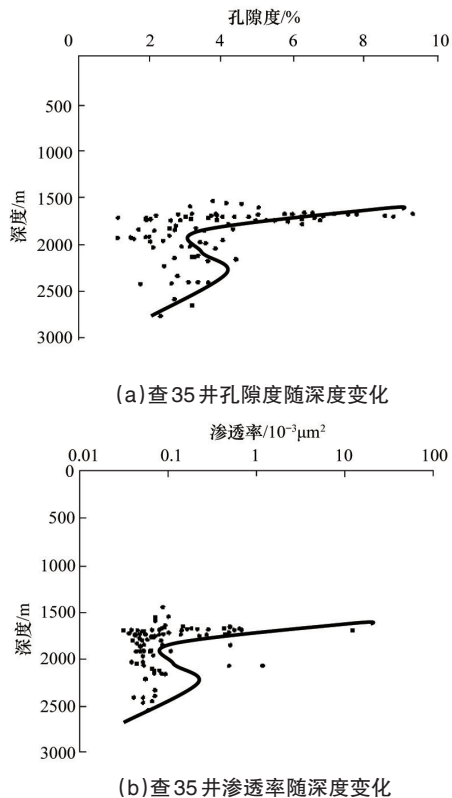


图 7 查 35 井物性随深度的变化关系

Fig. 7 Physical property variation against depth for well Za35 in the Tengger formation

表 5 查 35 井腾格尔组 R_o 值

Table 5 R_o values from Well Za35 in the Tengger Formation

| 深度/m | R_o /% | 测点数 |
|--------|----------|-----|
| 1745.9 | 0.62 | 30 |
| 1824.0 | 0.76 | 34 |

3.3 储层物性的主控因素

沉积环境决定着碎屑岩形成时的水动力条件、距物源区的远近及母岩性质,因此也就决定了碎屑的颗粒粒级、分选、

磨圆程度,以及碎屑与填隙物的组成,这是决定其能否成为储集岩及储集性能的先天性条件;而碎屑岩成岩改造作用主要影响岩石的孔隙类型、孔隙数量、孔隙结构、孔隙分布及渗透性强弱等物理特征,是控制储层物性的重要后天性因素。综合分析认为,音查干凹陷腾格尔组储层物性受沉积相作用的控制更为明显,而成岩作用虽然对储层改造作用明显,但其影响力远不及沉积作用。如表 4 所示,河口坝微相碳酸盐胶结物平均含量 16.3%,平均孔隙度 25.2%,表明虽然经历较强的成岩作用,但物性仍然较好,而滩坝微相碳酸盐胶结物平均含量 10.8%,平均孔隙度仅 13.5%,物性条件无明显改善。因此,研究区域储层物性最好的是河口坝微相、水下分流河道微相、远砂坝微相等先天物性好的沉积类型,而沉积时物性条件差的相带并没有因受成岩作用影响而变好。也就是说,沉积时物性条件好的区域,现在依然孔渗性能优越,成岩作用并没有从根本上改变储层物性分布规律。

4 有利储层发育区带预测

储层的物性主要受沉积相和成岩作用的影响,但在不同区域其影响程度差异较大。白音查干凹陷腾格尔组储层的沉积作用对其物性的控制更为明显,因此,主要通过沉积成因砂体分析,并结合成岩作用对腾格尔组有利储层发育区带进行预测。白音查干凹陷主要砂体类型是辫状河三角洲砂体、扇三角洲砂体。钻探结果表明,在这些成因砂体类型中,以辫状河三角洲前缘砂、扇三角洲前缘砂及浊积砂的储油条件最好,这些相带处于岩相过渡带,分选程度高、物性好,同时距离油源近,是油气富集的最佳场所。根据沉积相和储层厚度平面分布,也可以看出辫状河三角洲分布于凹陷南部斜坡带,主要出现在锡林好来、达尔其西、达尔其和翁特地区,储层物性较好,形成了油气富集;在陡岸带,主要发育扇三角洲砂体,其中前缘亚相中的主水道、分支水道和前缘砂是良好的储集空间,如图 8 所示。例如,在达尔其构造上钻探的达 18 井,属于分支河道沉积,处于中成岩 B 期,该井录井显示各类油气 92 m,电解油层 21.8 m,测试获得日产 15 t 高产工业油流;而在滨浅湖相带处于中成岩 A 期的达 49 井,腾格尔组储层物性较差,试油均为干层。

5 结论

1) 白音查干凹陷腾格尔组砂岩以长石砂岩为主,其次为岩屑质长石砂岩,粒度分布范围大,分选磨圆较差,多为次棱角状;颗粒支撑,孔隙胶结,机械压实作用明显,钙质胶结物胶结作用强烈;颗粒间接触方式以点-线为主,亦有缝合式接触关系。腾格尔组储层类型主要为孔隙型,储层渗透率与孔隙度相关性好,随着孔隙度的增加,渗透率也相应提高。

2) 受北断南超的构造格局的影响,白音查干凹陷的沉积相发育类型在其南部和北部表现出较大的差异性,北部为扇三角洲,南部为辫状河三角洲,由于储层物性明显受控于沉

积相,整体表现为北部断陷区储层物性比南部超覆区要差。成岩作用是决定储层物性好坏的次要因素,机械压实作用直接控制着储层的物性特征,碳酸盐胶结物对储层物性的影响表现为双重性,溶蚀作用的存在使得储层物性得以改善。

3) 根据储层的受控因素分析结果,优质储层主要发育区与有利沉积相带展布区有较好的一致性,研究区南部的辫状河三角洲前缘砂、北部的扇三角洲前缘砂等发育区是未来开发部署的有利储层区带。

参考文献(References)

[1] 张立强, 陈发亮, 蔡其新. 白音查干凹陷缓坡带多物源方向及其模式探讨[J]. 西南石油大学学报: 自然科学版, 2011, 33(6): 60-68.
Zhang Liqiang, Chen Faliang, Cai Qixin. Multi-provenance model of lower cretaceous in the south slope of Baiyinchagan Sag[J]. Journal of Southwest Petroleum University: Science & Technology Edition, 2011, 33(6): 60-68.

[2] 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 Xindong, Lin Chunming, Li Yanli, et al. Sedimentary facies in the early cretaceous tenggeer formation of Baiyinchagan Sag[J]. Acta Sedimento-logica Sinica, 2008, 26(4): 593-601.

[3] 光兴毅, 朱伟厚, 孙玉生, 等. 白音查干油田小断块油藏开发影响因素分析[J]. 断块油气田, 2011, 18(6): 780-782.
Guang Xingyi, Zhu Weiyou, Sun Yusheng, et al. Influencing factors on development of small fault block oil reservoir in Baiyinchagan oil field [J]. Fault-Block Oil&Gas Field, 2011, 18(6): 780-782.

[4] 翟中军, 肖利平, 王瑞庭, 等. 白音查干凹陷烃源岩评价[J]. 石油天然气学报, 2010, 32(3): 170-175.
Zhai Zhongjun, Xiao Liping, Wang Ruiting, et al. Evaluation of rocks in the Baiyinchagan Sag[J]. Journal of Oil and Gas Technology, 2010, 32(3): 170-175.

[5] 邓己寻, 张放东, 库国正, 等. 白音查干凹陷达尔其地区油藏地质特征研究[J]. 油气地质与采收率, 2004, 11(1): 23-27.
Deng Yixun, Zhang Fangdong, Ku Gouzheng, et al. Research the reservoir geologic characteristic of Baiyinchagan Sag[J]. Petroleum Geology and Recovery Efficiency, 2004, 11(1): 23-27.

[6] Kontorovich A E, Vakulenko L G, Kazanekov V A, et al. Sedimentogenesis and resource potential of middle-upper Bathonian reservoirs in the physics, 2010 Middle Ob' region[J]. Russian Geology and Geo-

physics, 2010, 51(2): 147-158.

[7] Hammer E, Mork M B E, Naess A. Facies controls on the distribution of diagenesis and compaction in fluvial-deltaic deposit[J]. Marine and Petroleum Geology, 2010, 27(8): 1737-1751.

[8] Jardim C M, De Ros L F, Kezer J M. Reservoir quality assessment and petrofacies of the lower Cretaceous siliciclastic, carbonate and hybrid arenites from the Jequitinhonha basin, eastern Brazil[J]. Journal of Petroleum Geology, 2011, 34(3): 305-335.

[9] 张莉, 朱筱敏, 钟大康, 等. 惠民凹陷古近系砂岩储层物性控制因素评价[J]. 吉林大学学报: 地球科学版, 2007, 37(1): 105-111.
Zhang Li, Zhu Xiaomin, Zhong Dakang, et al. Evaluation on controlling factors of Paleogene sandstone reservoir in Huimin Sag[J]. Journal of Jilin University: Earth Science Edition, 2007, 37(1): 105-111.

[10] Houseknecht D W. Assessing the relative importance of compaction processes and cementation to reduction of porosity in sandstones[J]. AAPG bulletin, 1987, 71(6): 633-642.

[11] Curtis C D. Link Between Aluminum Mobility and Destruction of Secondary Porosity: Geologic Notes[J]. AAPG Bulletin, 1983, 67(3): 380-384.

[12] Ajdukiewicz J M, Lander R H. Sandstone reservoir quality prediction: The state of the art[J]. AAPG bulletin, 2010, 94(8): 1083-1091.

[13] 孙红花, 李旭平, 钟建华. 辽河西部凹陷南段沙三段致密砂岩储层物性特征及主控因素分析[J]. 岩性油气藏, 2012, 25(6): 53-62.
Sun Honghua, Li Xuping, Zhong Jianhua. Characteristics and controlling factors of tight sandstone reservoir of the third member of Shahejie Formation in the southern West Depression, Liaohe Basin[J]. Lithologic Reservoirs, 2012, 25(6): 53-62.

[14] 胡玉双, 乔柱, 乔德武, 等. 松辽盆地徐家围子断陷登二段致密砂岩之有利储层预测[J]. 矿物岩石地球化学通报, 2012, 31(4): 331-339.
Hu Yushuan, Qiao Zhu, Qiao Dewu, et al. Better Reservoir Prediction of the Tight Sandstones in the Member 2 of the Denglouku Formation in the Xujiaweizi Rift Depression of the Songliao Basin[J]. Bulletin of Mineralogy, Petrology and Geochemistry, 2012, 31(4): 331-339.

[15] 祝海华, 钟大康, 张亚雄, 等. 川南地区三叠系须家河组致密砂岩孔隙类型及物性控制因素[J]. 石油与天然气地质, 2014, 35(1): 65-76.
Zhu Haihua, Zhong Dakan, Zhan Yaxiong, et al. Pore types and controlling factors on porosity and permeability of Upper Triassic Xujiahe tight sandstone reservoir in Southern Sichuan Basin[J]. Oil & Gas Geology, 2014, 35(1): 65-76.

(责任编辑 韩星明)

《科技导报》“研究论文”栏目征稿

“研究论文”栏目专门发表自然科学、工程技术领域具有创新性的研究论文,要求学术价值显著、实验数据完整、具有原始性和创造性,同时应重点突出、文字精炼、引证及数据准确、图表清晰,并附中、英文摘要以及作者姓名、所在单位、通信地址、关键词等信息。在线投稿:www.kjdb.org。