

查干凹陷下白垩统扇三角洲相储层特征及物性影响因素

魏巍^{1,2},朱筱敏^{1,2},谈明轩^{1,2},国殿斌³,苏惠³,赵其磊³,蒋飞虎³(1. 中国石油大学 地球科学学院,北京 102249; 2. 中国石油大学 油气资源与探测国家重点实验室,北京 102249;
3. 中国石化 中原油田分公司 石油勘探开发研究院,河南 濮阳 457001)

摘要:为了阐明查干凹陷下白垩统储层特征及其对储层物性影响,应用岩心、薄片及储层分析资料,通过储层岩石学特征、沉积作用和成岩作用分析,表明下白垩统扇三角洲砂体由岩屑长石砂岩和长石岩屑砂岩构成,具有低成分成熟度、低结构成熟度和高胶结物含量的“两低一高”特征,为近源、快速堆积成因。储层物性整体较致密,属于特低孔-特低渗透型(孔隙度平均为6.3%,渗透率平均为 $7.78 \times 10^{-3} \mu\text{m}^2$),发育细-微喉,储集空间以残余原生粒间孔和粒间溶孔为主,主要受控于碎屑粒径、压实程度、碳酸盐含量及有机酸来源。有利储层主要分布于扇三角洲前缘水下分流河道砂(砾)岩中,其次是席状砂和河口坝沉积的细砂岩。纵向上,次生孔隙发育带发育在2 100~2 800 m,对应有有机质成熟阶段,释放大量的有机酸对砂岩长石颗粒和碳酸盐胶结物发生强烈溶蚀,扩大粒间和粒内孔隙,有效改善储层质量。因此,优势沉积微相、强溶蚀带及次生孔隙发育带是有利储层的主控因素。

关键词:储层物性;成岩作用;扇三角洲;下白垩统,查干凹陷

中图分类号:TE122.2

文献标识码:A

Reservoir characteristics and influences on poroperm characteristics of the Lower Cretaceous fan-delta facies in Chagan Depression

Wei Wei^{1,2}, Zhu Xiaomin^{1,2}, Tan Mingxuan^{1,2}, Guo Dianbin^{1,3}, Su Hui³, Zhao Qilei³, Jiang Feihu³

(1. College of Geosciences, China University of Petroleum, Beijing 102249, China; 2. State Key Laboratory of Petroleum Resource and Prospecting, China University of Petroleum, Beijing 102249, China; 3. Research Institute of Petroleum Exploration and Development, Zhongyuan Oilfield Company, SINOPEC, Puyang, Henan 457001, China)

Abstract: In order to reveal the reservoir characteristics and their influences on poroperm characteristics of the Lower Cretaceous in Chagan Depression, core, thin-section, and reservoir analysis data were utilized to research the petrological characteristics, sedimentation and diagenesis of the reservoirs. The results show that the sandbodies of fan-delta facies in the Lower Cretaceous consist of lithicarkose and feldspathic litharenite with low compositional maturity, low maturity structure and high cement content, which are originated from proximal and rapid accumulation. The reservoir is relatively tight as a whole and is of ultra-low porosity and permeability reservoir type (with average porosity of 6.3% and permeability of $7.78 \times 10^{-3} \mu\text{m}^2$). Thin-tiny throats are well developed and the reservoir spaces are dominated by residual primary and dissolved intergranular pores, and their development are controlled by particle size, compaction, cementation, content of carbonate and the origin of organic acid. The favorable reservoir is mainly distributed in the sandstones (conglomerates) of the subaqueous distributary channel of fan delta front, followed by fine sandstones in sand sheet and mouth bar. Vertically, the secondary porosity zone is mainly developed in the depth interval of 2 100–2 800 m, which corresponds to the maturity stage of organic matters. The mature organic matter released large amount of organic acid which strongly dissolved the feldspar particles and carbonate cement, enlarged intergranular and intragranular pores and effectively enhanced reservoir quality. Obviously, favorable sedimentary microfacies, strong dissolution zone and secondary porosity zone are the main factors controlling favorable reservoir distribution.

Key words: reservoir property, diagenesis, fan delta, Lower Cretaceous, Chagan Depression

查干凹陷是银根-额济纳旗盆地中勘探程度最高和评价较有利的沉积单元。自20世纪50年代至今,历经稠油到稀油的勘探,越来越多的高产油井表明其

具有丰富的资源潜力,亟需勘探突破。但前人主要致力于层序地层、构造演化及油气成藏方面的研究^[1-9],对下白垩统储层物性特征及其影响因素的研究较

收稿日期:2014-04-10;修订日期:2015-05-06。

第一作者简介:魏巍(1988—),女,博士研究生,沉积学与储层地质学。E-mail: hunqiu8854@gmail.com。

基金项目:国家油气重大专项(2011ZX05001-002, 2011ZX05009-002)。

少^[10]。查干凹陷深层油气主要聚集在巴音戈壁组和苏红图组扇三角洲砂体中,发育岩性-构造油藏,除受构造控制外,岩性和物性是油气聚集的主控因素。因此,分析储层特征及物性影响因素是解决油气勘探的关键问题。本文利用最新勘探成果和地质资料,通过岩心、铸体薄片及普通薄片的分析鉴定,结合扫描电镜、储层物性、压汞等资料,研究查干凹陷下白垩统扇三角洲砂体岩石特征及物性特征,分析物性主控因素,为优质储层预测和油气勘探提供更为可靠的地质依据。

1 区域地质概况

银根-额济纳旗盆地(简称“银-额盆地”)位于

四大板块(塔里木、哈萨克斯坦、西伯利亚和华北板块)结合部位,是一个勘探程度较低的盆地。查干凹陷位于内蒙古乌拉特后旗,银-额盆地的东北端,北东长60 km,北西宽40 km,勘探面积约2 000 km²(图1),是一个断、坳复合的中、新生代凹陷,主要发育下白垩统,自下而上发育巴音戈壁组一段(巴一段)(K_{1b})、巴二段(K_{2b})、苏红图组一段(苏一段)(K_{1s})、苏二段(K_{2s})和银根组,与其下的二叠系及其上的上白垩统呈角度不整合^[3,11-12]。巴音戈壁组沉积时期,受燕山Ⅲ幕构造运动影响,湖盆进入初始断陷期,主要发育近岸水下扇和扇三角洲相,凹陷中部为滨浅湖沉积,发育厚层烃源岩。苏红图组沉积初期,受燕山Ⅲ幕构造运动影响,凹陷内断陷活动更强烈,伴有多期火山喷发,发育多套

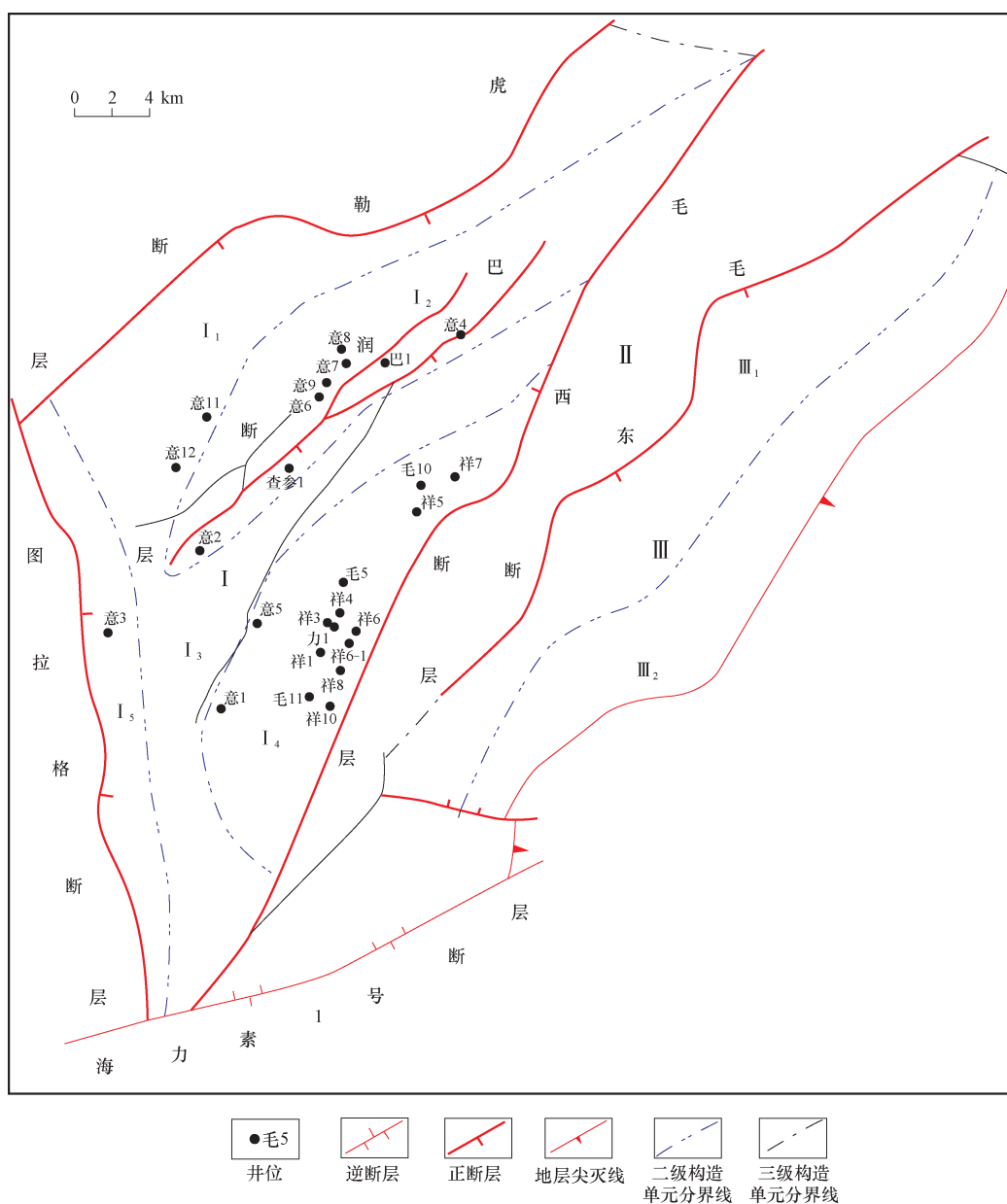


图1 查干凹陷地理位置及构造区划

Fig. 1 Location and structure units of Chagan Depression

I. 西部次凹: I₁. 虎勒洼陷, I₂. 巴润中央构造带, I₃. 银根洼陷, I₄. 乌力吉断鼻构造带, I₅. 图拉格断层陡岸带;
II. 毛墩次凸: 中央隆起; III. 东部次凹: III₁. 罕塔庙洼陷带, III₂. 五华单斜带, III₃. 海力素冲断带

火山岩-滨浅湖-扇三角洲相沉积组合^[7,12]。银根组沉积期,断层活动减弱,为断-坳转化期,主要发育冲积-河流相。银根组沉积末期,受燕山Ⅳ幕构造运动的影响,凹陷发生大幅度的抬升。乌兰苏海图组沉积期,断陷活动停止,进入稳定拗陷阶段^[6,8,13]。以构造-沉积为背景,查干凹陷具有“二凹一凸”的特点,发育西部次凹、毛墩次凸和东部次凹^[7]。西部次凹为主要勘探区,巴音戈壁组和苏红图组扇三角洲砂(砾)岩是本文重点研究层段。

2 储层特征

2.1 岩石学特征

9口井218块样品的薄片鉴定表明,查干凹陷下白垩统扇三角洲砂体主要为长石岩屑砂岩,少量岩屑砂岩和岩屑长石砂岩(图2)。碎屑组分主要为石英(Q)、长石(F)和岩屑(R),石英平均含量为34.13%。长石平均含量为21.84%,以斜长石为主。岩屑平均含量为44.03%,主要为花岗岩、变质岩和少量碳酸盐岩屑。成分成熟度较低,指数 $Q/(F+R)$ 值为0.08~0.85,平均为0.54。

储层中的岩石粒级宽泛,从砾岩到粉砂岩及泥岩均有分布,整体以粗粒碎屑岩为主。碎屑颗粒呈棱角-次棱角状,分选差-中等。以颗粒支撑为主,多为点-线、线-点接触。填隙物包括杂基和胶结物,杂基以泥质为主,平均含量为6.7%,胶结物以碳酸盐为主,平均含量为11%,其中方解石(包括含铁方解石)占胶结物含量的60%,白云石(包括含铁白云石)占39.4%,还有少量黄铁矿。胶结类型主要为孔隙式胶结,偶有基底胶结。整体上,查干凹陷下白垩统碎屑岩为近源堆积,具有低成分成熟度、低结构成熟度和高胶结物含量的“两低一高”特征。

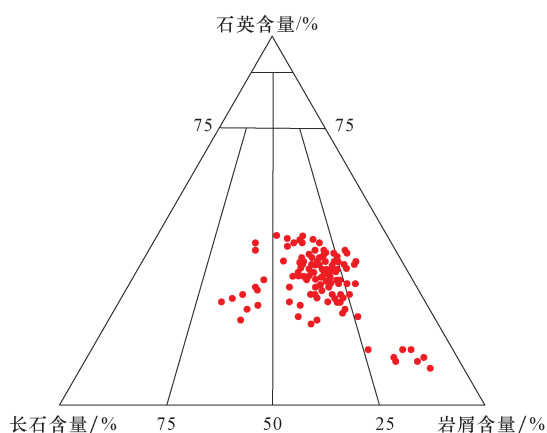


图2 查干凹陷下白垩统扇三角洲相碎屑岩三角图

Fig. 2 Detrital composition of fan-delta facies clastic reservoir in the Lower Cretaceous in Chagan Depression

2.2 孔隙类型及结构特征

薄片观察表明,下白垩统碎屑岩储集空间类型为原生孔隙和次生孔隙。原生孔隙主要为残余原生粒间孔和杂基间微孔,次生孔隙包括粒间溶孔、粒内溶孔和晶间微孔,局部见微裂隙。深层 K_1b 孔隙类型主要为粒间溶孔(图3a),占总孔隙的45.9%,其次为残余原生粒间孔和粒内溶孔,占总孔隙的22.9%、26.4%,杂基间微孔最少,占总孔隙的4.78%。上部 K_1s 砂体储集空间类型以残余原生粒间孔(图3b)和粒间溶孔为主,占总孔隙的28.5%和25.4%,其次为杂基间微孔和粒内溶孔(图3c),占总孔隙的14.6%和13.8%,晶间微孔和微裂隙最少,所占比均小于10%。统计表明,下白垩统储层孔隙类型受埋深影响较大, K_1b 主要发育次生孔隙,受成岩作用影响大,同 K_1b 储层相比, K_1s 储层埋藏浅,保留部分原始孔隙特征,原生和次生孔隙均发育。

通过毛细管压力法,结合铸体薄片和扫描电镜等微观分析, K_1b 储层排驱压力为0.01~30 MPa,平均为2.5 MPa,平均喉道半径为0.01~16.35 μm ,平均为1.47 μm ,饱和度中值压力平均为29.93 MPa,最大进汞饱和度为67.86%,退汞效率平均为32.07%。孔隙结构特征为微喉储层,渗透性较差,储集性能和原始产能均较低。 K_1s 储层排驱压力为0.01~20 MPa,平均为1.21 MPa,喉道半径为0.01~24.03 μm ,平均为1.31 μm ,饱和度中值压力平均为20.17 MPa,最大进汞饱和度平均为74.47%,退汞效率平均为29.41%。 K_1s 发育细-微喉储层,较 K_1b 储层的渗透性、物性和孔隙结构有明显改善,原始产能也有所提高。

2.3 物性特征

13口井332块样品的岩心物性数据表明,研究区下白垩统扇三角洲砂体孔隙度为0.9%~26.2%,平均为6.3%,渗透率为 $(0.015 \sim 142) \times 10^{-3} \mu\text{m}^2$,平均为 $7.78 \times 10^{-3} \mu\text{m}^2$,属于特低孔、特低渗型储层(图4)。储层物性受埋深影响较大, K_1b 和 K_1s 平均孔隙度分别为6.20%和10.08%,平均渗透率分别为 $1.132 \times 10^{-3} \mu\text{m}^2$ 和 $1.124 \times 10^{-3} \mu\text{m}^2$ 。统计数据显示,下白垩统储层孔隙度和渗透率相关性(R)较好,呈指数关系(图5), $R^2=0.65$,表明储层的渗滤通道主要受控于孔隙,属于孔隙型储层。

3 储层主控因素

查干凹陷下白垩统储层物性主要受沉积、成岩和构造作用影响。沉积作用不仅控制着砂岩的成分、结构,

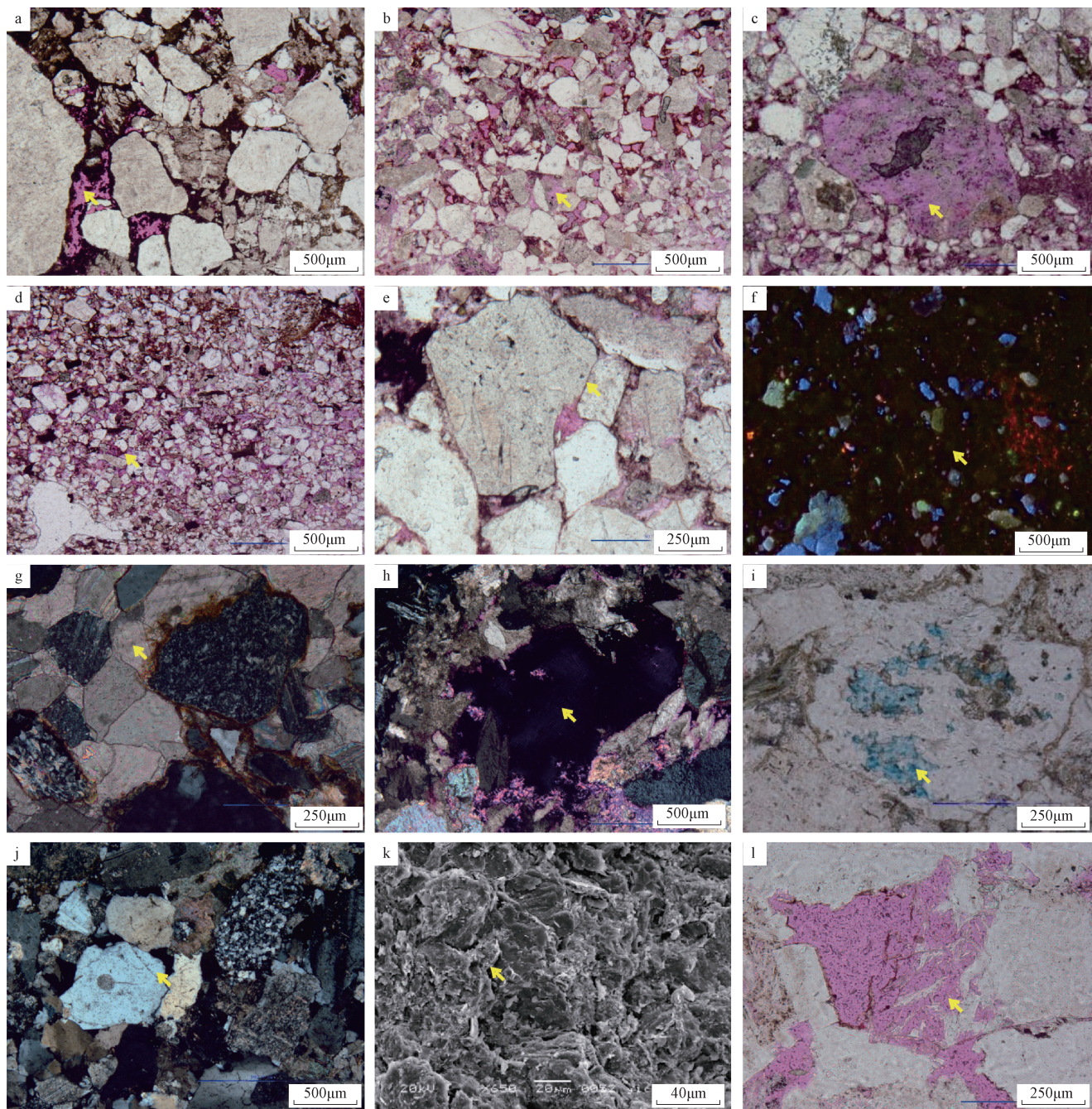


图3 查干凹陷下白垩统储层微观特征

Fig. 3 Reservoir microscopic characteristics in the Lower Cretaceous in Chagan Depression

- a. 粒间溶孔,方解石胶结物溶蚀,意4井,埋深1 645.64 m;b. 残余原生粒间孔,毛12井,埋深1 099.84 m;c. 毛12井,埋深1 088.7 m,粒内溶孔;
d. 点接触,毛12井,埋深1 088.11 m;e. 线接触,毛11井,埋深2 083.61 m;f. 泥晶方解石,毛12井,埋深1 088.11 m;g. 方解石胶结物,意7井,埋深2 142.18 m;h. 早期方解石胶结物溶蚀,晚期碳酸盐胶结,意2井,埋深2 695.45 m;i. 铁白云石交代岩屑,晶形较好,颗粒小,意6井,埋深1 754.3 m;
j. 石英次生加大边,样2井,埋深2 888.07 m;k. 片丝状伊利石充填于颗粒之间,意6井,埋深1 760.53 m;l. 长石溶蚀孔,样2井,埋深2 888.37 m

还决定储层原始孔隙度^[14-17],成岩作用决定储层的最终物性^[18-23],而构造作用控制了形成砂岩储层的原始沉积环境和沉积体系。本文从以上三方面讨论其对储层物性的影响。

3.1 沉积作用

沉积环境是影响储层储集性能的地质基础,决定了储层的岩石组分、含量和砂体展布等,影响储层的原

始孔隙度与渗透率。本文主要讨论沉积结构和沉积相对储层物性的影响。

3.1.1 沉积结构

查干凹陷下白垩统为近源沉积,横向上,粒度变化明显,控制着储层孔、渗分布,对储层孔隙度的影响更显著(图6)。17口井981块样品分析结果表明,物性较好的储层岩石类型是细砂岩,分选中-好、碳酸盐胶结物含量低,

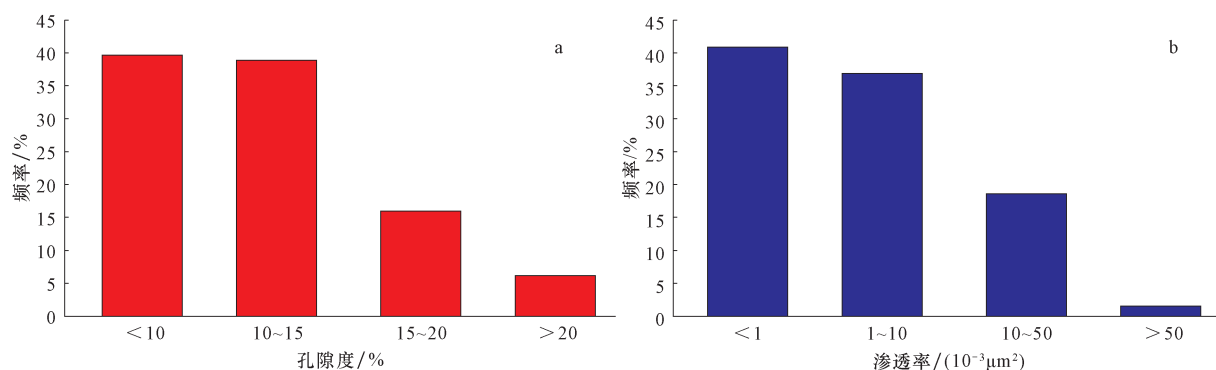


图4 查干凹陷下白垩统扇三角洲相储层孔隙度和渗透率分布频率直方图

Fig. 4 Histogram of porosity and permeability of fan-delta facies reservoir in the Lower Cretaceous in Chagan Depression

a. 孔隙度; b. 渗透率

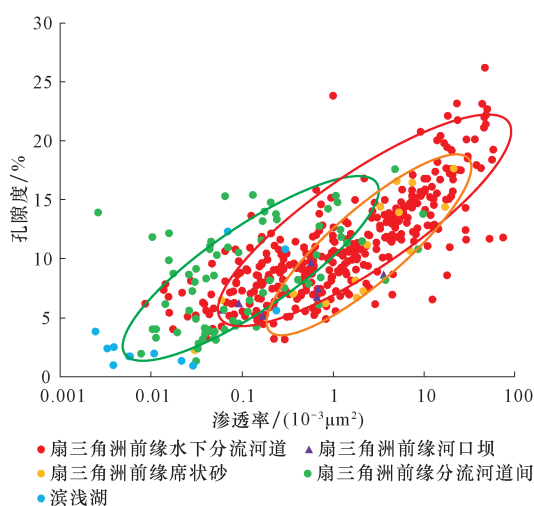


图5 查干凹陷下白垩统扇三角洲相储层孔隙度和渗透率关系

Fig. 5 Relationship between porosity and permeability of the fan-delta facies reservoir in Lower Cretaceous in Chagan Depression

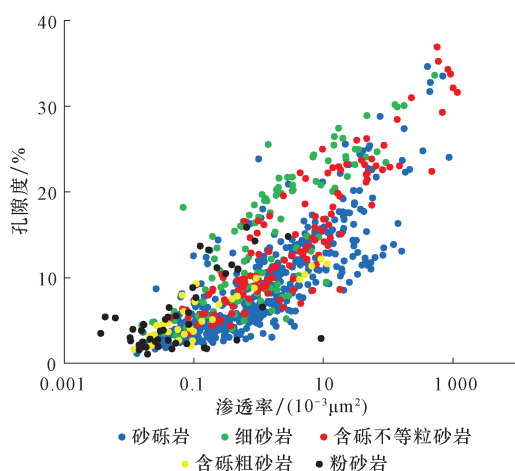


图6 查干凹陷下白垩统砂岩粒径与孔隙度和渗透率的相关性

Fig. 6 Relationship of grain size with porosity and permeability in the Lower Cretaceous sandstone in Chagan Depression

平均为 6.79%, 孔隙度变化在 2.9% ~ 33.6%, 平均为 13.6%, 渗透率为 $(0.016 \sim 525.230) \times 10^{-3} \mu\text{m}^2$, 平均为 $12.930 \times 10^{-3} \mu\text{m}^2$; 而分选差、碳酸盐胶结不均匀的

含砾不等粒砂岩和砂砾岩(碳酸盐含量为 0.5% ~ 28%, 平均为 10%), 孔、渗变化较大, 孔隙度为 1.1% ~ 36.8%, 渗透率为 $(0.013 \sim 1178.670) \times 10^{-3} \mu\text{m}^2$, 非均质性强, 属于相对不利的储层; 储层物性较差的是胶结强的粉砂岩(碳酸盐含量平均为 17.5%)和分选性差的含砾粗砂岩, 平均孔隙度分别为 5.4% 和 5.8%, 平均渗透率分别为 $0.379 \times 10^{-3} \mu\text{m}^2$ 和 $1.540 \times 10^{-3} \mu\text{m}^2$ 。分析认为: ①对于粒度适中、分选性较好、胶结弱的岩石颗粒, 孔、渗较好; ②粒度较粗的碎屑格架也具有较好的物性, 一方面由于粗粒岩石形成于水动力条件比较强的环境, 泥质充填少, 岩石具有较高的原始孔隙空间, 另一方面原生孔隙度高的粗粒岩可形成大量早期碳酸盐胶结物, 为晚期有机酸溶蚀提供物质基础, 形成大量溶孔。因此粒径是影响研究区储层储集性能的重要因素之一。

3.1.2 沉积相

影响储层物性的地质因素中, 沉积相对储层的物性及时空展布规律具有明显的控制作用。在同一沉积相带中, 由于水动力条件的变化, 沉积物成分不同, 孔、渗有差异。查干凹陷巴音戈壁组和苏红图组沉积时期处于暖温气候、较深水湖泊环境, 物源主要来自湖盆四周的凸起, 边缘发育扇三角洲砂砾岩体, 具有近源、快速堆积的特点。研究区井位主要分布在扇三角洲前缘, 其沉积微相进一步分为水下分流河道、席状砂、河口坝及分流河道间。统计表明, 沉积相对储层物性的分布具有明显的控制作用(图5)。优势沉积微相为扇三角洲前缘水下分流河道, 形成于水动力强的沉积环境, 以粗粒碎屑岩为主, 孔、渗较高, 分别为 3.14% ~ 26.20% 和 $(0.009 \sim 879) \times 10^{-3} \mu\text{m}^2$, 平均孔、渗分别为 14.73% 和 $9.480 \times 10^{-3} \mu\text{m}^2$, 是最有利的油气储集砂体; 其次为扇三角洲前缘席状砂和河口坝砂体, 主要发育细砂岩和粉砂岩, 平均孔隙度分别为 10.57% 和 7.07%, 平均渗透率分别为 $5.06 \times 10^{-3} \mu\text{m}^2$ 和 $0.83 \times 10^{-3} \mu\text{m}^2$, 属于较有利的油气储集砂体; 而分流河

道间的砂体,形成于水动力弱的沉积环境,发育粉砂岩,物性最差,平均孔隙度为6.22%,平均渗透率为 $0.48 \times 10^{-3} \mu\text{m}^2$,属于不利储层。由此可见,沉积微相对储层物性有明显的控制作用。

3.2 成岩作用

通过普通薄片和铸体薄片观察,结合扫描电镜和阴极发光研究,表明查干凹陷下白垩统碎屑岩颗粒和储集空间受到了强烈的成岩作用改造,主要经历了压实、胶结及溶蚀作用。其中,压实和胶结是破坏性成岩作用,降低储层物性,而溶蚀作用有效的改善储层物性及储集性能。

3.2.1 压实减孔

薄片资料显示研究区下白垩统遭受较强压实作用,随着埋深增加,地层压力增大,砂砾岩中塑性颗粒如云母,发生弯曲变形,碎屑颗粒的接触关系由点接触变为线接触。当碳酸钙胶结物大量出现时,压实作用受抑制,对储层物性的影响将逐渐减弱(图3d)。相反,碳酸钙胶结弱的岩石,受机械压实影响明显,颗粒之间以线-凹凸接触为主(图3e)。

3.2.2 胶结作用堵塞孔隙

胶结作用是查干凹陷下白垩统碎屑岩储层中最具有影响力,严重破坏储层物性的一种成岩作用。研究区常见碳酸盐胶结物,其次是长英质和自生粘土矿物。

查干凹陷下白垩统碳酸盐胶结物主要是方解石、白云石、含铁方解石和含铁白云石。含量主要为2%~20%,部分高达35%。早期碳酸盐胶结物处于900~1600 m,以方解石为主,平均含量为11%左右,形成于干旱环境,地层孔隙水中的饱和碳酸钙沉淀,充填孔隙(图3f)。然而,早期形成的碳酸盐胶结物对孔隙有保护作用,一方面支撑颗粒,减缓压实作用对储层粒间孔隙的破坏(图3g)。另一方面,为后期有机酸溶蚀提供可溶物质(图3h)。成岩中晚期形成的碳酸盐胶结物处于3100~3500 m,以含铁碳酸盐为主,平均含量为13%,表现为交代早期碳酸盐、长石和岩屑等不稳定组分,或以自形晶结构填充粒间、粒内孔,降低储层物性,使岩石更致密(图3i)。硅质胶结主要以石英加大边的形式出现。随着埋深增加,粘土矿物之间的转化以及硅酸盐矿物溶蚀,释放过量的 SiO_2 进入孔隙流体中,形成石英次生加大边或自形石英晶体(图3j),降低储层物性。但由于早期碳酸盐胶结严重,研究区石英次生加大边级别较低,对储层物性影响较小。

粘土矿物的转化是导致储层物性下降的另一个主

要因素。研究区常见的粘土矿物有高岭石、绿泥石、伊利石和伊/蒙混层,多充填于粒间孔隙中。其中,伊利石最为发育,常呈不规则的细小晶片出现,其集合体呈片丝状或片状分布于孔隙中(图3k)。从1000 m到3000 m,随埋深和温度增加,高岭石和蒙皂石发生伊利石化,伊利石相对含量逐渐增加,由25%增到65%(图7)。因此,伊利石含量增高也是导致储层物性降低的主控因素^[24]。

3.2.3 溶蚀作用改善储层物性

查干凹陷下白垩统储层的溶蚀作用很普遍,主要表现为长石、岩屑和碳酸盐胶结物的部分溶蚀甚至全部溶蚀,形成次生孔隙,改善储层物性^[25-30]。长石溶蚀主要形成粒内溶孔或铸模孔^[28-34](图3l),碳酸盐胶结物溶蚀形成粒间溶孔(图3h),这些溶孔有效的改善孔隙连通性,提高储层物性。统计表明,次生孔隙主要为碳酸盐胶结物溶蚀导致,长石、岩屑溶孔仅占总孔隙的5.9%,对储层物性影响较小。次生孔隙发育带主要发育在2100~2800 m,对应有机质成熟阶段($0.5\% < R_o < 1.3\%$),也对应着碳酸盐胶结物含量减少段(图8)。在2300~2700 m,碳酸盐胶结物含量下降到最低,平均含量为5%,有机质处于大量生烃排酸阶段,孔隙度增加,最高达18%,次生孔隙发育,铸体薄片可见方解石胶结物的大量溶蚀(图3h)。综上所述,碳酸盐胶结和富伊利石是导致下白垩统储层物

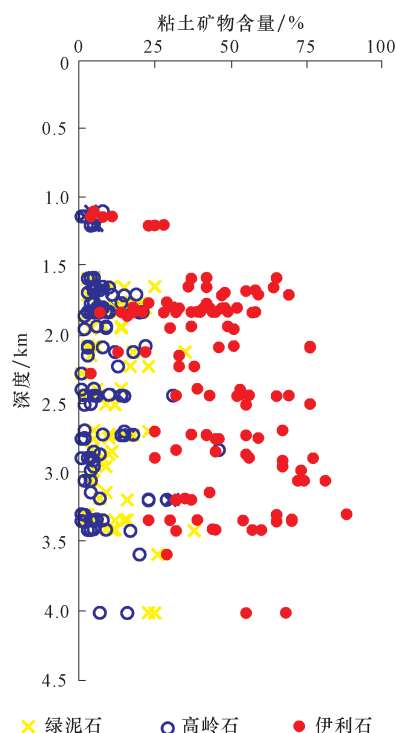


图7 查干凹陷粘土矿物相对含量与深度关系
Fig. 7 Relationship between the relative contents of clay minerals and depth in Chagan Depression

性变差的主要因素,而碳酸盐溶蚀是改善储层物性的决定性因素。

3.3 构造作用

查干凹陷下白垩统埋藏过程中,受燕山Ⅲ,Ⅳ,Ⅴ幕构造运动影响,发生不同程度的抬升剥蚀。其中,银根组沉积末期,受燕山Ⅳ幕构造运动的影响,凹陷抬升幅度最大,苏红图组被抬升到浅层,局部发生剥蚀,剥蚀量为600~1100 m^[9]。整体上,构造应力作用对碎屑岩储层物性的影响,一方面,处于盆地边缘,埋藏较浅的苏红图组,遭受大气水淋滤,发生溶蚀;另一方面,

由于构造活动,连通到地表的毛西断层开启,大气水沿断层进入深层,溶蚀碳酸盐,形成次生孔隙。由物性剖面图可见,从盆地边缘向中心过渡, K_1b 孔隙度逐渐变差,毛西断层附近的样6-1井储层孔隙度最高(图9),反映构造活动对孔隙度有一定的控制作用。

4 结论

1) 查干凹陷下白垩统主要发育扇三角洲砂体,以岩屑长石砂(砾)岩和长石岩屑砂(砾)岩为主,具有低成分成熟度、低结构成熟度和高胶结物含量的“两低一

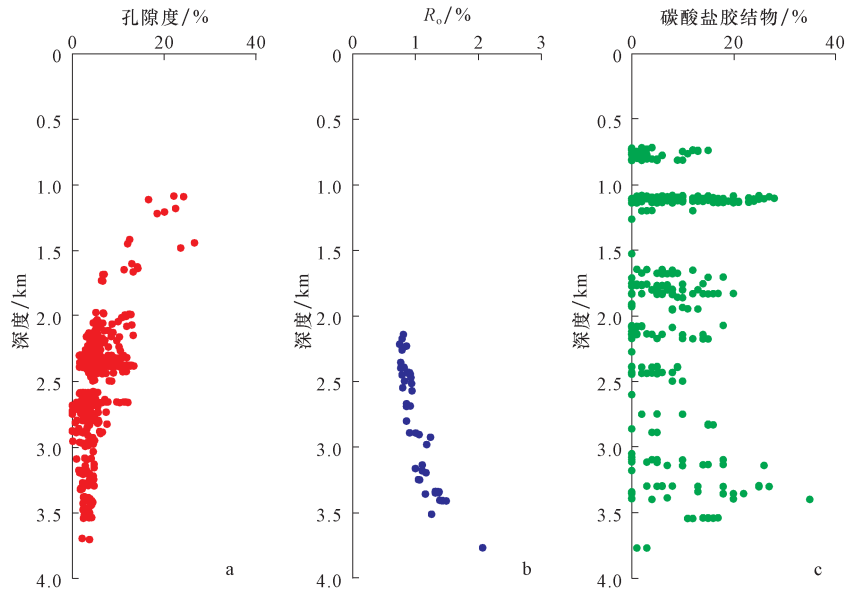


图8 查干凹陷下白垩统碳酸盐溶蚀作用对储层物性的影响

Fig. 8 Influences of carbonate cement dissolution on reservoir physical property in the Lower Cretaceous in Chagan Depression

a. 孔隙度与深度关系; b. R_o 与深度关系; c. 碳酸盐胶结物含量与深度的关系

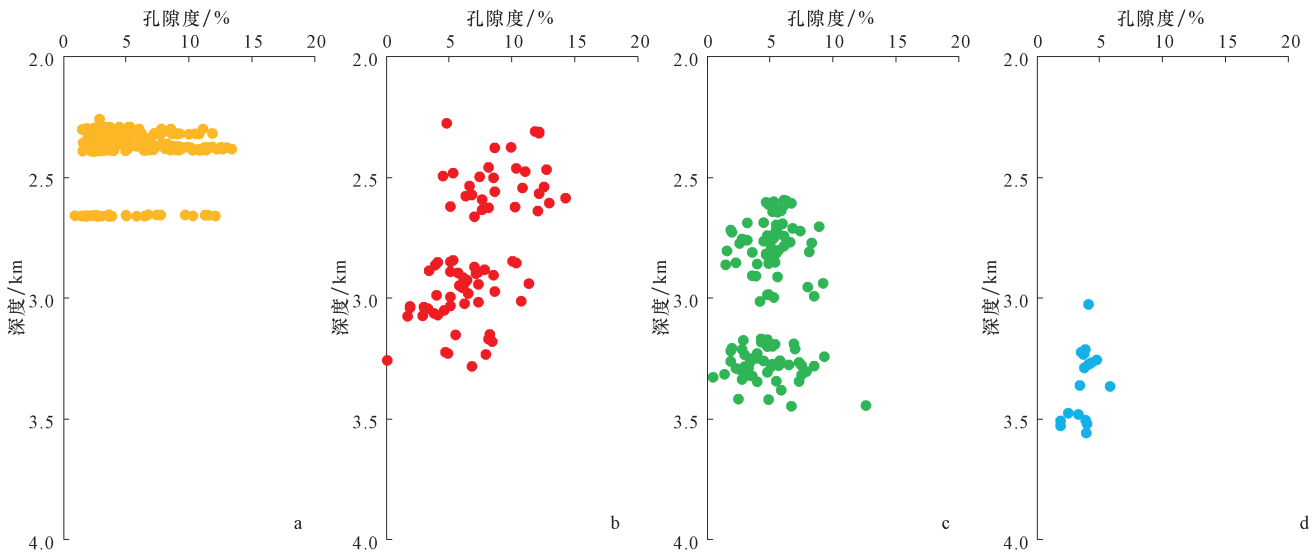


图9 查干凹陷巴音戈壁组孔隙度剖面

Fig. 9 Porosity section of the Bayingebi Formation in Chagan Depression

a. 样6-1井; b. 力1-1井; c. 样3井; d. 意5井

高”特征。储层物性整体较致密,属于特低孔、特低渗型。

2) 下白垩统苏红图组砂体储集空间类型以残余原生粒间孔和粒间溶孔为主,孔隙的形成与保存主要受控于碎屑组分、粒径及沉积微相,水动力越强,碎屑颗粒越粗,原生孔隙越发育。深部巴音戈壁组受较强压实和胶结作用,主要发育微喉储层,渗透性较差,主要储集空间类型为次生溶蚀孔,溶孔主要由碳酸盐胶结物溶蚀导致,发育程度受控于碎屑粒径、碳酸盐含量及有机酸的来源,也与距断层的远近有关。

3) 查干凹陷下白垩统为近源、快速堆积,粒径、沉积微相控制着储层原始孔、渗分布,后期成岩作用对储层进行了不同程度的破坏和改善。粗粒沉积的扇三角洲前缘水下分流河道砂体的物性最好,是最有利的油气储集砂体,其次是席状砂和河口坝沉积的细砂岩为较有利储集体。压实和碳酸盐胶结对储层起破坏性作用,而后期有机酸溶蚀碳酸盐和长石,形成次生孔隙发育带,对应2 100~2 800 m,构成深部有效储集空间。此外,构造作用促进盆地边缘储层的碳酸盐溶蚀,有效改善储层物性。

参 考 文 献

- [1] 王新民,郭彦如,马龙,等. 银-额盆地侏罗白垩系油气超系统特征及其勘探方向[J]. 地球科学进展,2001,16(4):490-495.
Wang Xinmin, Guo Yanru, Ma Long, et al. Yin' E Basin: characters of Jurassic and Cretaceous petroleum supersystem and prospecting area [J]. Advance in Earth Sciences, 2001, 16(4):490-495.
- [2] 郭彦如,于均民,樊太亮. 查干凹陷下白垩统层序地层格架与演化[J]. 石油与天然气地质,2002,23(2):166-169.
Guo Yanru, Yu Junmin, Fan Tailiang. Evolution and sequence stratigraphic framework of Lower Cretaceous in Chagan Depression [J]. Oil & Gas Geology, 2002, 23(2):166-169.
- [3] 王生朗,马维民,竺知新,等. 银根-额济纳旗盆地查干凹陷构造-沉积格架与油气勘探方向[J]. 石油实验地质,2002,24(4):296-300.
Wang Shenglang, Ma Weimin, Zhu Zhixin, et al. Structural-depositional framework and hydrocarbon exploration prospects in the Chagan depression, the Yingen-Ejinaqi basin [J]. Petroleum Geology & Experiment, 2002, 24(4):296-300.
- [4] 陈建平,刘明明,刘传虎,等. 深水环境层序边界及体系域的划分-以银额盆地查干凹陷下白垩统为例[J]. 石油勘探与开发,2005,32(1):27-29.
Chen Jianping, Liu Mingming, Liu Chuanhu, et al. Division of the sequence boundaries and system tracts in deep-water environment-A case study on the Lower Cretaceous in Chagan Sag, Yin' gen Basin [J]. Petroleum Exploration & Development, 2005, 32(1):27-29.
- [5] 王国力,吴茂炳. 查干凹陷下白垩统含油气系统特征及勘探方向[J]. 石油与天然气地质,2005,26(3):366-369.
Wang Guoli, Wu Maobing. Characteristics of Lower Cretaceous petroleum system in Chagan sag and exploration direction [J]. Oil & Gas Geology, 2005, 26(3):366-369.
- [6] 徐会永,蒋有录,张立强,等. 查干凹陷构造样式及其构造演化[J]. 油气地质与采收率,2008,15(4):13-15.
Xu Huiyong, Jiang Youlu, Zhang Liqiang, et al. Structural styles and evolution characteristics of Chagan Depression [J]. Petroleum Geology and Recovery Efficiency, 2008, 15(4):13-15.
- [7] 李聪,王德仁,蒋飞虎. 查干凹陷巴音戈壁组沉积演化及有利砂体分布预测[J]. 中国地质,2013,40(4):1169-1179.
Li Cong, Wang Deren, Jiang Feihu. The sedimentation evolution and favorable sand body distribution prognosis in Chagan sag of Bayingobi Formation [J]. Geology in China, 2013, 40(4):1169-1179.
- [8] 杨国臣,焦大庆,肖斌,等. 内蒙古银额盆地查干凹陷构造-层序-沉积特征盆地原型及其成因机制[J]. 古地理学报,2013,15(3):305-316.
Yang Guochen, Jiao Daqing, Xiao Bin, et al. Tectono-sequence-sedimentary characteristics, basin prototypes and their genetic mechanisms in Chagan sag of Yin-E Basin, Inner Mongolia [J]. Journal of Palaeogeography, 2013, 15(3):305-316.
- [9] 左银辉,马维民,邓已寻,等. 查干凹陷中新代热史及烃源岩热演化[J]. 地球科学-中国地质大学学报,2013,38(3):553-560.
Zuo Yinhui, Ma Weimin, Deng Yixun, et al. Mesozoic and Cenozoic thermal history and source rock thermal evolution history in the Chagan sag, Inner Mongolia [J]. Journal of China University of Geosciences, 2013, 38(3):553-560.
- [10] 魏巍,朱筱敏,国殿斌,等. 银-额盆地查干凹陷下白垩统碎屑岩储层成岩作用及对储层物性的影响[J]. 天然气地球科学,2014,25(12):1939-1948.
Wei Wei, Zhu Xiaomin, Guo Dianbin, et al. Diagenesis and its controls on reservoir quality of lower Cretaceous clastic rock reservoir in Chagan Depression of Yin-E Basin [J]. Nature Gas Geoscience, 2014, 25(12):1939-1948.
- [11] 杨国臣,焦大庆,肖斌,等. 查干凹陷白垩系至新生界不整合类型和特征[J]. 科技导报,2012,30(30):41-50.
Yang Guochen, Jiao Daqing, Xiao Bin, et al. [J]. Science & Technology Review, 2012, 30(30):41-50.
- [12] 吴少波,白玉宝,杨友运. 内蒙古银根盆地地下白垩统沉积相[J]. 古地理学报,2003,5(1):36-43.
Wu Shaobo, Bai Yubao, Yang Youyun. Sedimentary facies of the Lower Cretaceous of Yingen basin in inner Mongolia [J]. Journal of Palaeogeography, 2003, 5(1):36-43.
- [13] 李仁甫,陈清棠,范迎风,等. 内蒙古查干凹陷下白垩统层序地层格架与沉积体系分布[J]. 现代地质,2009,23(5):783-790.
Li Renfu, Chen Qingtang, Fan Yingfeng, et al. Sequence stratigraphic framework and sedimentary facies distribution of the Lower Cretaceous in Chagan Depression, Inner Mongolia [J]. Geoscience, 2009, 23(5):783-790.
- [14] Tobin R C, McClain T, Lieber R B, et al. Reservoir quality modeling of tight-gas sands in Wamsutter field: Integration of diagenesis, petroleum systems, and production data [J]. AAPG Bulletin, 2010, 94(8):1229-1266.
- [15] Kim J C, Lee Y I, Hisada K. Depositional and compositional controls on sandstone diagenesis, the Tetori Group (Middle Jurassic-Early Cretaceous), central Japan [J]. Sedimentary Geology, 2007, 195:183-202.
- [16] Hammer E, Mørk M B E, Næss A. Facies controls on the distribution

- of diagenesis and compaction in fluvial – deltaic deposits[J]. Marine and Petroleum Geology, 2010, 27(8): 1737 – 1751.
- [17] Poursoltania M R, Gibling M R. Composition, porosity, and reservoir potential of the Middle Jurassic Kashafrud Formation, northeast Iran [J]. Marine and Petroleum Geology, 2011, 28(5): 1092 – 1110.
- [18] Morad S, Al-Ramadan K, Ketzer J M, et al. The impact of diagenesis on the heterogeneity of sandstone reservoirs: A review of the role of depositional facies and sequence stratigraphy [J]. AAPG Bulletin, 2010, 94(8): 1267 – 1309.
- [19] Karim A, Pe-Piper G, Piper D J W. Controls on diagenesis of Lower Cretaceous reservoir sandstones in the western Sable Subbasin, off shore Nova Scotia [J]. Sedimentary Geology, 2010, 224(1 – 4): 65 – 83.
- [20] Umara M, Friis H, Khan A S, et al. The effects of diagenesis on the reservoir characters in sandstones of the Late Cretaceous Pab Formation, Kirthar Fold Belt, southern Pakistan [J]. Journal of Asian Earth Sciences, 2011(2), 40: 622 – 635.
- [21] Shanley K W, Cluff R M, Robinson J W. Factors controlling prolific gas production from low permeability sandstone reservoirs: Implications for resource assessment, prospect development, and risk analysis [J]. AAPG Bulletin, 2004, 88(8): 1083 – 1121.
- [22] Anjos S M C, De Ros L F, De Souza R S, et al. Depositional and diagenetic control on the reservoir quality of Lower Cretaceous Pendencia sandstones, Potiguar rift basin, Brazil [J]. AAPG Bulletin, 2000, 84(11): 1719 – 1742.
- [23] 朱筱敏, 米立军, 钟大康, 等. 济阳坳陷古近系成岩作用及其对储层质量的影响[J]. 古地理学报, 2006, 8(3): 296 – 305.
- Zhu Xiaomin, Mi Lijun, Zhong Dakang, et al. Paleogene diagenesis and its control on reservoir quality in Jiyang Depression [J]. Journal of Palaeogeography, 2006, 8(3): 296 – 305.
- [24] 田建锋, 高永利, 张蓬勃, 等. 鄂尔多斯盆地合水地区长7致密油储层伊利石成因[J]. 石油与天然气地质, 2013, 34(5): 700 – 707.
- Tian Jianfeng, Gao Yongli, Zhang Pengbo, et al. Genesis of illite in Chang 7 tight oil reservoir in Heshui area, Ordos Basin [J]. Oil & Gas Geology, 2013, 34(5): 700 – 707.
- [25] 朱筱敏, 王英国, 钟大康, 等. 济阳坳陷古近系储层孔隙类型与次生孔隙成因[J]. 地质学报, 2007, 81(2): 197 – 205.
- Zhu Xiaomin, Wang Yingguo, Zhong Dakang, et al. Pore types and secondary pore evolution of Paleogene reservoir in the Jiyang Sag [J]. Acta Geologica Sinica, 2007, 81(2): 197 – 205.
- [26] 李红, 柳益群, 刘林玉, 等. 鄂尔多斯盆地西峰油田延长组长81低渗透储层成岩作用[J]. 石油与天然气地质, 2006, 27(2): 209 – 217.
- Li Hong, Liu Yiqun, Liu Linyu, et al. Diagenesis of Chang 81 reservoir with low permeability in Xifeng oilfield, Ordos basin [J]. Oil & Gas Geology, 2006, 27(2): 209 – 217.
- [27] 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 Dakang, Zhang 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.
- [28] 薛宗安, 赵玉宏, 吴义平, 等. 渤海湾盆地歧北斜坡沙河街组储层特征及形成原理[J]. 石油与天然气地质, 2015, 36(2): 280 – 287.
- Xue Zong'an, Zhao Yuhong, Wu Yiping, et al. Characteristics and forming mechanisms of reservoirs in the Shahejie Formation of Qibei slope, Bohai Bay Basin [J]. Oil & Gas Geology, 2015, 36(2): 280 – 287.
- [29] 史基安, 晋慧娟, 薛莲花, 等. 长石砂岩中长石溶解作用发育机理及其影响因素分析[J]. 沉积学报, 1994, 12(3): 67 – 75.
- Shi Jian, Jin Huijuan, Xue Lianhua, et al. Analysis on mechanism of feldspar dissolution and its influencing factors in feldspar-rich sandstones reservoir [J]. Acta Sedimentologica Sinica, 1994, 12(3): 67 – 75.
- [30] 于川淇, 宋晓蛟, 李景景, 等. 长石溶蚀作用对储层物性的影响——以渤海湾盆地东营凹陷为例[J]. 石油与天然气地质, 2013, 34(6): 765 – 770.
- Yu Chuanqi, Song Xiaojiao, Li Jingjing, et al. Impact of feldspar dissolution on reservoir physical properties: a case from Dongying Sag, the Bohai Bay Basin [J]. Oil & Gas Geology, 2013, 34(6): 765 – 770.
- [31] 黄思静, 黄可可, 冯立文, 等. 成岩过程中长石、高岭石、伊利石之间的物质交换与次生孔隙的形成: 来自鄂尔多斯盆地上古生界和川西凹陷三叠系须家河组的研究[J]. 地球化学, 2009, 38(5): 498 – 506.
- Huang Sijing, Huang Keke, Feng Liwen, et al. Mass exchanges among feldspar, kaolinite and illite and their influences on secondary porosity formation in clastic diagenesis—A case study on the Upper Paleozoic, Ordos Basin and Xujiahe Formation, Western Sichuan Depression [J]. Geochimica, 2009, 38(5): 498 – 506.
- [32] 宋土顺, 马锋, 刘立, 蒙启安, 等. 大庆长垣扶余油层砂岩中方解石胶结物的碳、氧同位素特征及其成因[J]. 石油与天然气地质, 2015, 36(2): 255 – 261.
- Song Tushun, Ma feng, Liu Li, Meng Qi'an, et al. Features and genesis of carbon-oxygen isotopes in calcite cement from sandstone in oil-bearing Fuyu layer of Daqing Placanticline [J]. Oil & Gas Geology, 2015, 36(2): 255 – 261.
- [33] 徐梦龙, 何治亮, 尹伟, 等. 鄂尔多斯盆地镇泾地区延长组8段致密砂岩储层特征及主控因素[J]. 石油与天然气地质, 2015, 36(2): 240 – 247.
- Xu Menglong, He Zhiliang, Yin Wei, et al. Characteristics and main controlling factors of tight sandstone reservoirs in the 8th member of the Yanchang Formation in Zhenjing area, Ordos Basin [J]. Oil & Gas Geology, 2015, 36(2): 240 – 247.
- [34] 张永旺, 曾溅辉, 曲正阳, 等. 东营凹陷砂岩储层自生高岭石发育特征与成因机制[J]. 石油与天然气地质, 2015, 36(1): 73 – 79.
- Zhang Yongwang, Zeng Jianhui, Qu Zhengyang, et al. Development characteristics and genetic mechanism of authigenic kaolinite in sandstone reservoirs of the Dongying Sag, Bohai Bay Basin [J]. Oil & Gas Geology, 2015, 36(1): 73 – 79.

(编辑 张亚雄)