

文章编号:1009-3850(2011)02-0091-08

贝尔凹陷苏德尔特构造带南屯组 火山碎屑沉积岩储层特征及成岩作用研究

肖莹莹^{1,2}, 樊太亮^{1,2}, 王宏语^{1,2}

(1. 中国地质大学(北京) 能源学院, 北京 100083; 2. 海相储层演化与油气富集机理教育部
重点实验室, 北京 100083)

摘要:贝尔凹陷苏德尔特构造带南屯组一段 I-IV 油组为火山碎屑沉积岩储层,岩性为凝灰质砂砾岩、凝灰质砂岩、含凝灰泥岩和沉凝灰岩。该含油层段的储层物性与埋深没有直接关系。凝灰质颗粒大小对储层物性影响很大。I 油组凝灰质砂砾岩以中-高孔、低渗-特低渗为主; II、III 油组凝灰质砂岩以中-低孔、特低渗-超低渗为主; IV 油组含凝灰泥岩以低孔隙度、特低渗-超低渗为主。凝灰质砂砾岩、凝灰质砂岩、含凝灰泥岩的主要成岩作用为压实作用、胶结作用和重结晶作用。压实作用和胶结作用是使储层孔隙变小、物性变差的因素; 矿物的多形转变作用产生脱玻化孔, 有助于微小喉道的发育。

关键词:火山碎屑沉积岩; 苏德尔特构造带; 南屯组一段; 储层特征; 成岩作用

中图分类号:TE122.2⁺22

文献标识码:A

火山碎屑岩是(volcaniclastic rock)是火山作用(包括地下火山作用)形成的各种火山碎屑物,堆积后经多种成岩方式固结而成的岩石^[1,2]。火山碎屑岩中除火山碎屑物外,还可含有一定数量的正常沉积物或熔岩物质(作为胶结物)。火山碎屑沉积岩是火山碎屑岩向沉积岩过渡的类型^[3]。

长期以来,沉积岩一直是油气勘探开发中储层研究的主要对象,对沉积盆地中的火山碎屑岩缺少足够的关注。火山碎屑沉积岩,介于火山碎屑岩和普通碎屑岩之间,其储层研究相对更少。中国东部发育许多中生代火山岩盆地(或拗陷),如银根盆地、二连盆地、海拉尔盆地以及渤海湾盆地和松辽盆地,江汉盆地中的江陵凹陷、渤海湾盆地济阳拗陷中的潍北凹陷、惠民凹陷、东营凹陷以及下辽河凹陷的东部凹陷等^[4]。随着油气勘探的不断深入,火山碎屑沉积岩储层越来越得到大家的重视,因此

搞清火山碎屑沉积岩的物性具有重要意义。

海拉尔盆地是我国东部重要的油气藏勘探区,贝尔凹陷是海拉尔盆地贝尔湖拗陷内的一个二级构造单元(图1),苏德尔特构造带面积约200km²,是在贝尔凹陷古隆起背景上发育的大型构造(图2),构造主体部位以控制构造带的断层与地层形成圈闭。贝尔凹陷白垩系南屯组储集层特征较复杂,沉积环境及成岩作用对储集层物性的影响较大^[5-7]。因此对其储层和成岩作用的研究具有现实意义。

1 地层

研究区基底为古生界和前古生界,沉积盖层为中生界三叠系、白垩系和新生界,自下而上为:三叠系布达特群浅变质碎屑岩系,白垩系铜钵庙组、南屯组、大磨拐河组、伊敏组、青元岗组,以及新生界

收稿日期:2010-04-20; 改回日期:2010-09-16

作者简介:肖莹莹(1981—),女,博士研究生,主要从事油气勘探与成岩作用研究

资助项目:大庆油田有限责任公司勘探开发研究院“海拉尔盆地苏德尔特油田兴安岭群储层结构特征研究”项目

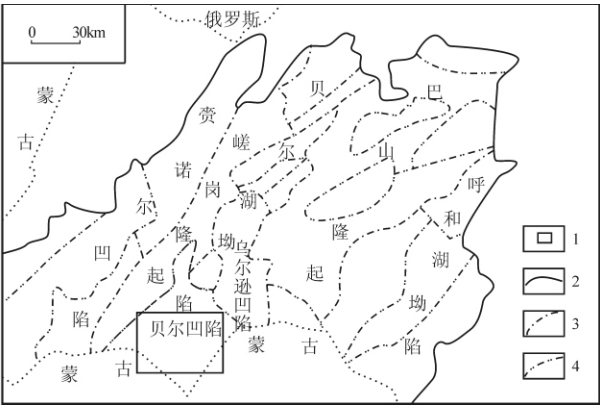


图1 贝尔凹陷在海拉尔盆地的位置图(据参考文献^[4])
1. 研究区; 2. 盆地边界; 3. 一级构造单元界线; 4. 二级构造单元界线

Fig.1 Location of the Buir depression in the Hailar Basin (after Yang Maoxin et al. , 2003)
1 = study area; 2 = basin boundary; 3 = first-order tectonic boundary; 4 = second-order tectonic boundary

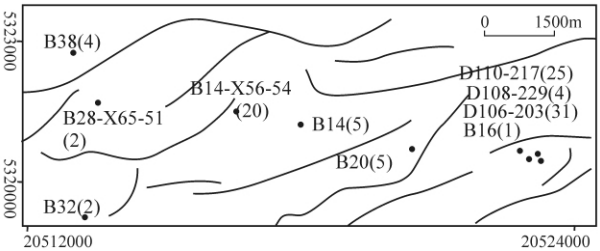


图2 苏德尔特构造带取芯井及取样分布(括号内为取样个数)
Fig.2 Sampling sites in the Sudert structural belt

(表1) 。研究区内的主要含油层位为南屯组一段黑色泥岩为主、砂泥岩互层、夹凝灰岩(图3) 。

贝尔凹陷苏德尔特构造带南屯组一段为主要含油地层,分为 I、II、III、IV 四个油组(图3) 。岩心观察及铸体薄片镜下鉴定表明,I ~ IV 油组中都含有火山碎屑岩,成分复杂,结构成熟度和成分成熟度均较低。

I ~ IV 油组中都有凝灰岩岩屑存在。I 油组以灰色凝灰质砾岩为主,砾石成分有熔接凝灰岩。II 油组以凝灰质砂砾岩为主,夹凝灰质砂岩和凝灰质粉砂质泥岩。III 油组以凝灰质砂岩为主,夹含凝灰粉砂质泥岩、含凝灰泥质粉砂岩。IV 油组凝灰质含量最低,但颗粒粒度很小,为含凝灰泥岩或含凝灰粉砂质泥岩。

表1 贝尔凹陷苏德尔特构造带地层表

Table 1 Stratigraphic division for the Sudert structural belt

地 层				岩 性 简 述
系	群	组	段	
新 生 界				腐植土、粘土、流砂及杂色砂砾层和胶结粹散的砂泥岩、砂砾岩
白 垩 系	贝尔湖群	青元岗组		紫红/灰绿色泥岩与灰色泥质粉砂岩、粉砂岩、杂色砂砾岩呈不等厚互层
		扎赉诺尔群	伊敏组	
	大磨拐河组		上部为黑灰色砂泥岩、部分地区夹煤层；下部为大段厚层黑色泥岩夹有砂岩	
	南屯组		二段	砂泥岩薄互层、夹煤层
			一段	黑色泥岩为主、砂泥岩互层，夹凝灰岩
	铜钵庙组		厚层砂砾岩、夹薄层砂泥岩	
三叠系	布达特群			浅变质碎屑岩系
古 生 界				

2 储层特征

对取自研究区内含油层段 6 口井 85 个样品进行铸体薄片镜下鉴定分析表明,该区岩石中的颗粒组成大多为爆发相石英晶屑、凝灰岩岩屑和玻屑,含量达40% ~ 50%,磨圆度较差。由于火山灰、火山屑降落在水盆中,在水化学作用下成岩,因此归为火山碎屑沉积岩,而非正常沉积岩或一般火山碎屑岩。依据火山碎屑的粒度,主要岩性定名为:凝灰质砂岩(tuffaceous sandstone)、凝灰质泥岩(tuffaceous mudstone);其中凝灰质成分较少的定为含凝灰砂泥岩。填隙物主要是玻屑、细小的岩屑,大多为玻屑脱玻化形成的硅质胶结。部分样品为完全为硅质胶结,部分为半胶结,未胶结的部分就成为孔隙。少部分为沉积火山碎屑岩亚类,定名为沉凝灰岩。

砂岩中石英颗粒粒径大多在 0.1 ~ 0.5mm 之间,岩屑和长石分选较差,以粗砂岩、中砂岩、细砂岩为主,粉砂岩或泥质粉砂岩较少。碎屑颗粒磨圆度较差,岩屑、长石多为次棱角状,石英为次棱角-次圆状,分选差-中等,结构成熟度低。

上部储层主要为火山碎屑沉积岩,其次为沉积

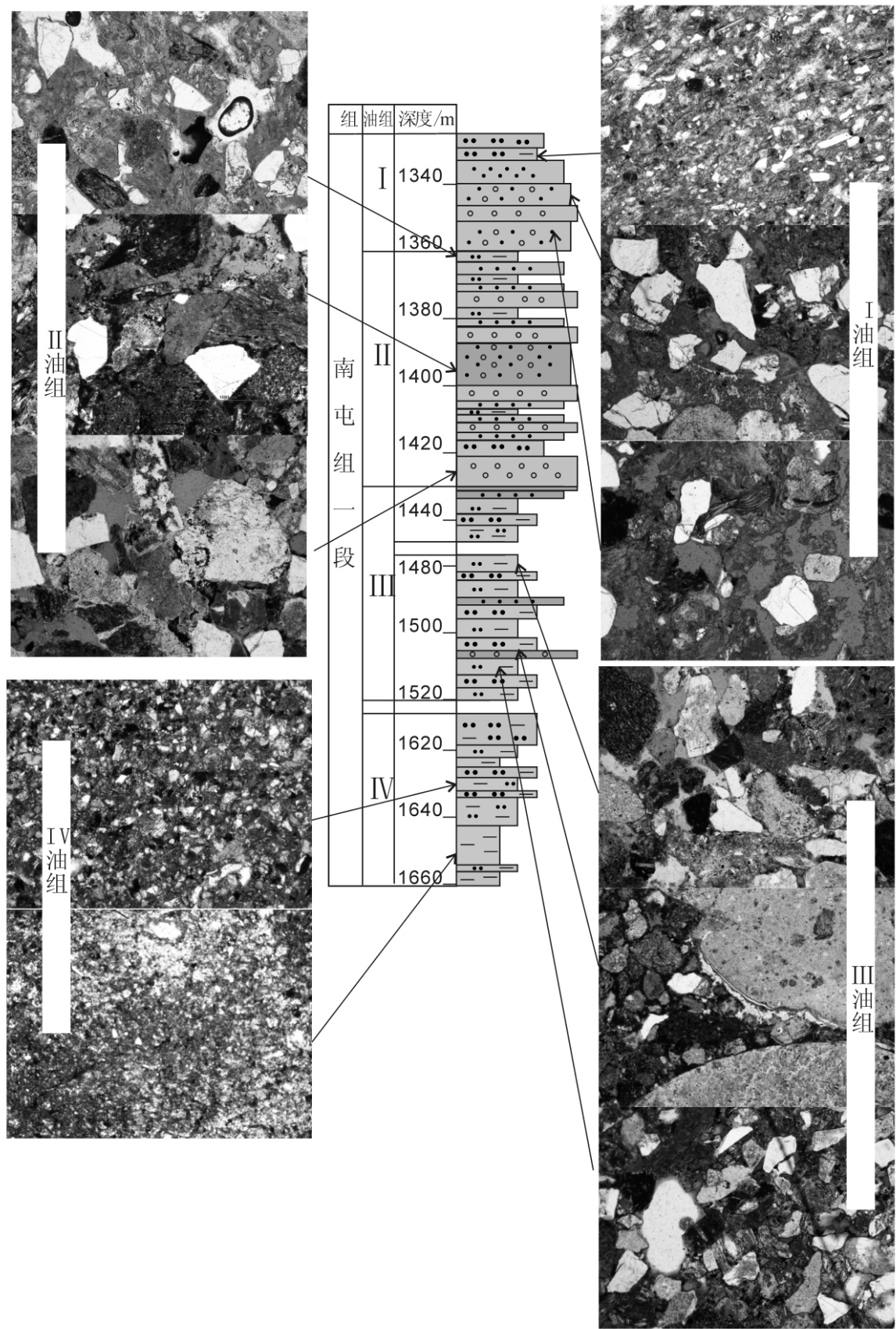
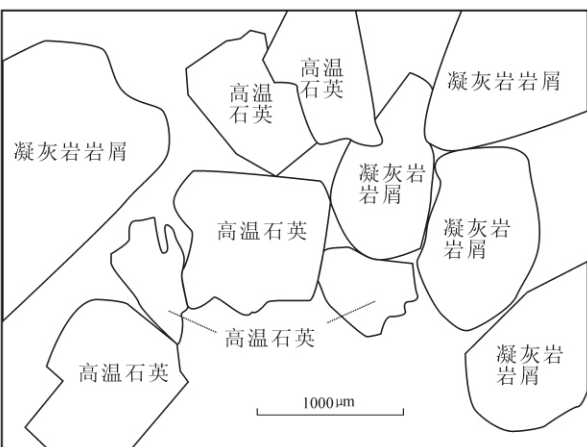
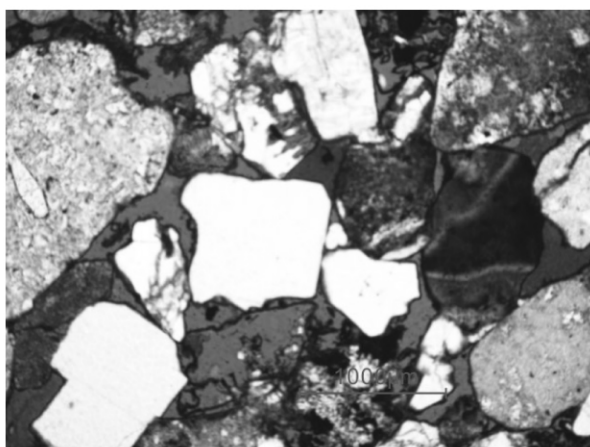


图3 德 106-203A 井南屯组一段取芯柱状图

Fig. 3 Columnar cores from the first member of the Nantun Formation through the De 106-203A well

火山碎屑岩。下部储层岩石类型主要为凝灰质砂砾岩、砂岩。凝灰质砂岩是火山碎屑岩和沉积岩的过渡类型,主要由玻屑、晶屑和岩屑组成,另有暗色矿物,如云母等。因此南屯组一段为火山碎屑沉积岩储层。

石英多为火山喷发岩中的高温石英。当岩石冷却至573°C以下,高温石英不稳定,会转变为低温石英,但这种石英仍保留着石英的六方晶系外形。因此,具有石英外形的碎屑石英颗粒是来源于喷出岩的证据。另外颗粒具有破裂纹、港湾状熔蚀边缘等也都是喷出岩石石英的特征。喷出岩石石英多为单晶,不具波状消光,不含包裹体,表面光洁(图4)。



4 德 106-203A # 1349.78m 10 × 5 单偏光照片及素描图
Fig. 4 Micrograph (10 × 5, plane-polarized light) and drawing of the samples from the depth of 1349.78 m of the De 106-203A well

贝尔凹陷南屯组一段储层的埋藏中深度与储层特征没有直接关系(图5,图6)。但储层的粒度对储层影响很大(图3)。在贝尔凹陷南屯组一段Ⅰ~Ⅳ油组中,虽然每个油组都有粒度从细到粗的韵律,但Ⅳ油组颗粒最细,以凝灰质泥岩、含凝灰粉砂

质泥岩为主,孔隙度也最差;Ⅲ油组颗粒比Ⅳ油组要粗,以凝灰质细砂岩为主,夹含凝灰粉砂质泥岩和凝灰质砂岩,反映了水动力条件比早期的Ⅳ油组水动力要强;Ⅱ油组岩石粒度较粗,以凝灰质砂砾岩为主,夹凝灰质砂岩和凝灰质粉砂质泥岩。孔隙类型以残余粒间孔和粒间孔为主,物性比Ⅰ油组略差。Ⅲ油组以凝灰质砂岩为主,夹含凝灰粉砂质泥岩、含凝灰泥质粉砂岩,由于玻屑含量高的影响,样品镜下观察到的孔隙结构相对较差。Ⅳ油组凝灰质含量最低,但颗粒粒度很小,为含凝灰泥岩或含凝灰粉砂质泥岩,以残余粒间孔为主,物性很差。

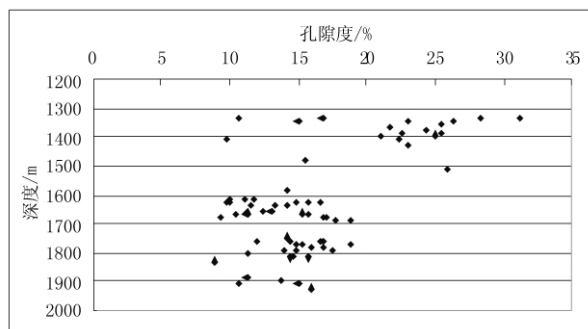


图5 南屯组一段孔隙度与埋深的关系

Fig. 5 Porosity vs. burial depth diagram for the first member of the Nantun Formation

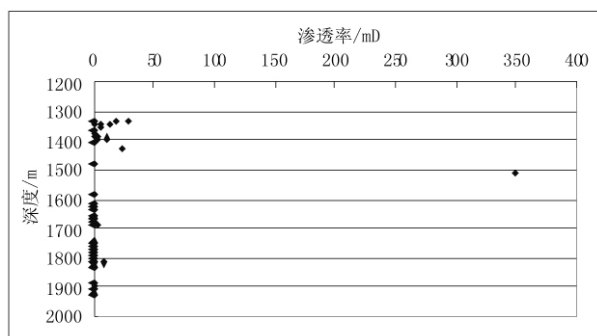


图6 南屯组一段渗透率与埋深的关系

Fig. 6 Permeability vs. burial depth diagram for the first member of the Nantun Formation

当颗粒较大且基质较少时(多为颗粒支撑),储层的物性较好,如南屯组一段Ⅰ油组(图3);从压汞曲线形态及各特征分析,喉属于粗态型:该类孔喉的毛管压力曲线总体表现为排驱压力小、汞饱和度中值压力低、最大汞饱和度值高。曲线整体向左下方靠拢,凹向右上方,表明歪度较粗,各级别孔喉均发育,但以孔喉半径以4.0~16.0 μm的大孔喉为主,大孔喉对渗透率的贡献值最大;渗透率为

$20.700 \times 10^{-3} \mu\text{m}^2$,孔隙度为25.100% (图 7); 当粒度较小基质含量高时,物性很差(如南屯组一段 IV 油组) (图 3); 从压汞曲线形态及各特征分析,该孔喉属于偏粗态型,该类孔喉的毛管压力曲线总体表现为排驱压力较小、未饱和度中值较高、最大汞饱

和度值较低; 曲线呈一近45°直线不发育平台段,表明分选差,各级别孔喉均发育,其中以半径0.10 ~ 1.00 μm 的小孔喉为主,渗透率非常低为 $0.010 \times 10^{-3} \mu\text{m}^2$,孔隙度为5.600% (图 8)。

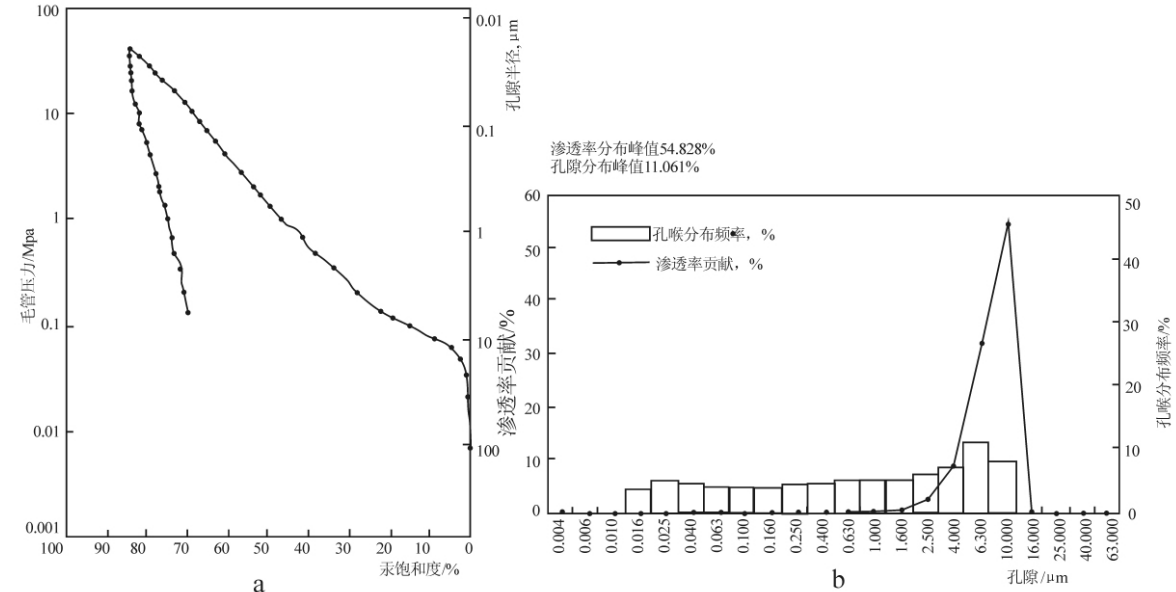


图 7 德 106-203A 深度 1334.50 ~ 1344.08m 毛管压力曲线图及孔隙分布图
a. 毛管压力曲线; b. 孔隙分布图

Fig. 7 Capillary pressure curve (a) and porosity distribution (b) at the depth of 1334.50 – 1344.08 m of the De 106 – 203A well

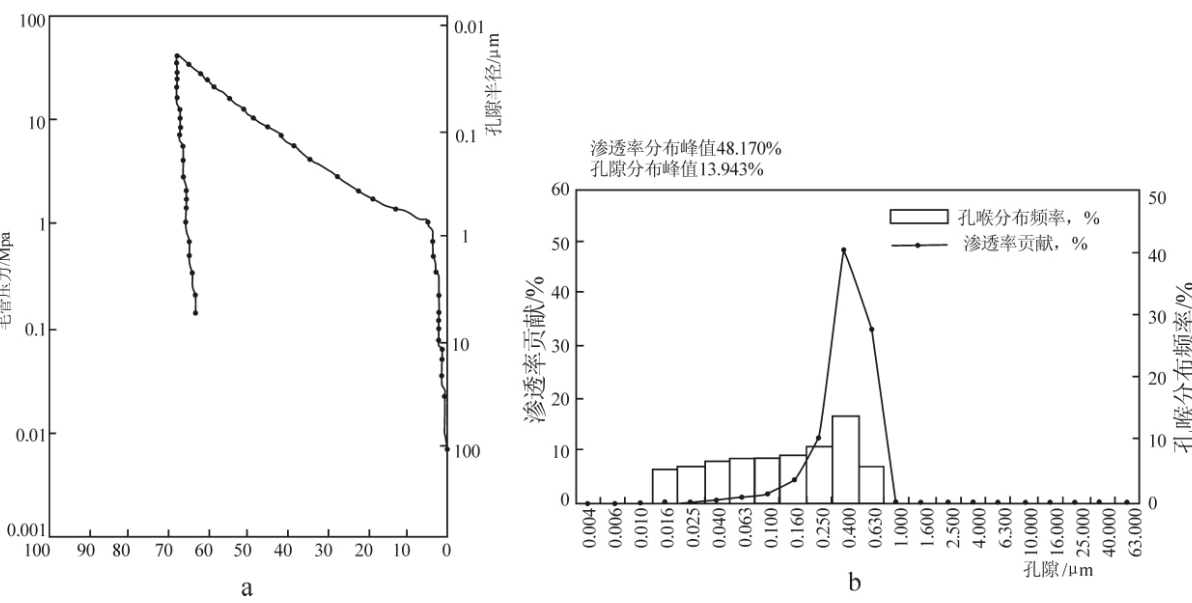


图 8 德 106-203A 深度 1677.90 ~ 1686.85m 毛管压力曲线图及孔隙分布图
a. 毛管压力曲线; b. 孔隙分布图

Fig. 8 Capillary pressure curve (a) and porosity distribution (b) at the depth of 1677.90 – 1686.85m of the De 106 – 203A well

储层物性间存在较大差异性,按照中石油SY/T6285-1997储层划分标准,I油组储层物性最好,以中-高孔、低渗-特低渗为主;II、III油组以中-低孔、特低渗-超低渗为主;IV油组物性相对最差,以中-低孔隙度、特低渗-超低渗为主,并有部分砂岩致密非渗透层。

3 成岩作用及对储层的影响

3.1 压实作用

研究区压实作用是造成孔隙减少的主要原因^[9]。主要反映在抗压性弱的碎屑岩(千枚岩、泥岩等)的塑性变形,刚性碎屑颗粒(石英、长石、火山岩碎屑等)的错动间因缝合接触而变形,主要表现为片状矿物黑云母被压弯压折、碎裂等。贝尔凹陷苏德尔特构造带内,机械压实作用在偏光显微镜下主要表现为刚性颗粒间以点、线接触为主(图9a),塑性颗粒间因缝合接触而变形,主要表现为片状矿物黑云母被压弯压折(图9b)。凝灰岩岩屑主要为晶屑岩屑凝灰岩和玻晶屑凝灰岩,岩屑内部机械压实作用较强,表现为晶屑的脆性破裂和塑性岩屑间呈凹凸接触和缝合线接触。随着埋深的增加,压实作用逐渐增强,孔隙变小、喉道变窄、储集层物性变差。

喉道主要受压实作用的影响。喉道为颗粒间可变动面的收缩部分,即孔隙的缩小部分^[9]。这种喉道类型往往发育于以粒间孔隙为主的凝灰质含砾粗砂岩储集层中。岩石结构多为颗粒支撑、胶结物较少甚至没有(图9c)。当砂粒颗粒被压实而排列比较紧密时,虽然保留下来的孔隙可以比较大,但颗粒间的喉道却大大变窄。

3.2 胶结作用

胶结作用是一种重要的化学成岩作用,是指自生矿物在沉积物孔隙中沉淀并使沉积物固结为岩石的作用。研究区储层存在两种胶结方式,一种为硅质胶结,一种为碳酸岩胶结。

1. 硅质胶结

贝尔凹陷南屯组一段硅质胶结物来自火山岩碎屑溶解提供的硅,以及蛋白石重结晶释放出的硅。氧化硅胶结物可以呈晶质和非晶质两种形态,非晶质的是蛋白石,晶质的为石英。火山碎屑砂岩中蛋白石胶结物广泛分布,它明显来自火山玻璃蚀变(图9d,图9e)。由于蛋白石的沉淀相对较快,蛋白石过饱和水难于长期处于稳定状态或超长距离运移,因此其硅质来源于附近的火山碎屑岩。

由于硅质将孔隙部分或全部胶结,使得孔隙度降低,连通性变差。成岩过程中,胶结作用阻碍了颗粒的进一步紧密化。

2. 碳酸盐胶结

火山碎屑沉积岩中碳酸盐胶结是影响储层物性的重要因素之一。一方面,它使原生孔隙大幅度减少,使储层物性受到损害;另一方面,它的出现可阻碍压实作用的进行。成岩作用后期,构造过程中形成的碳酸盐溶液,充填于砾石的粒间缝中(图9f),一般为完全胶结,对孔隙度和渗透率的破坏很大。

硅质胶结和碳酸盐岩胶结,使粒间孔减小。当硅质胶结物含量较高时,原生的粒间孔隙有时可以被完全堵塞。硅质胶结物中的微孔隙($<0.5\mu\text{m}$ 的孔隙)本身既是孔隙又是喉道,这些微孔隙像一支支微毛细管,交叉地分布在胶结物中组成管状喉道(图9g)。

3.3 矿物多形转变作用

矿物多形转变作用是一种较复杂的重结晶作用。在一般情况下,当一种矿物转变为另一种更稳定的矿物相时,发生晶格、形状及大小的变化。研究区火山碎屑沉积岩埋藏成岩作用过程中,最常见的是非晶质蛋白石向玉髓及石英的转变(图9d);其中,非晶质蛋白石来源于火山玻璃脱玻化过程。

火山玻璃脱玻化形成矿物时发生体积的缩小,从而形成微孔隙,另外火山玻璃脱玻化形成的铝硅酸盐等矿物在酸性流体的作用下发生溶蚀,又产生了溶蚀孔隙。研究区内所观察到的孔隙为脱玻化孔和矿物溶蚀孔,由于这两种孔隙难以区分,故统称为脱玻化溶蚀孔。简称脱玻化孔^[10]。矿物的多形转变作用形成了大量的脱玻化孔(图9h,图9i)。有助于微小喉道的发育。

矿物解理缝主要是指长石和云母等的矿物中常见的片状或楔形解理缝,其宽度都小于 $0.1\mu\text{m}$ 。溶蚀首先沿长石颗粒边缘、解理缝或双晶纹发生,进而逐渐使长石颗粒缩小或只留下残骸(图9j)。石英晶屑表面由于火山喷发作用会留下炸痕(图9k),炸痕内部的空间称为炸痕内孔隙,此类孔隙虽然能被人工铸体充填,但一般为不含烃的无效孔隙,对渗透率贡献极小。矿物解理缝和矿物炸痕内孔隙,都是属于原生形成,后期改造对这类孔隙的影响极小。

4 结 论

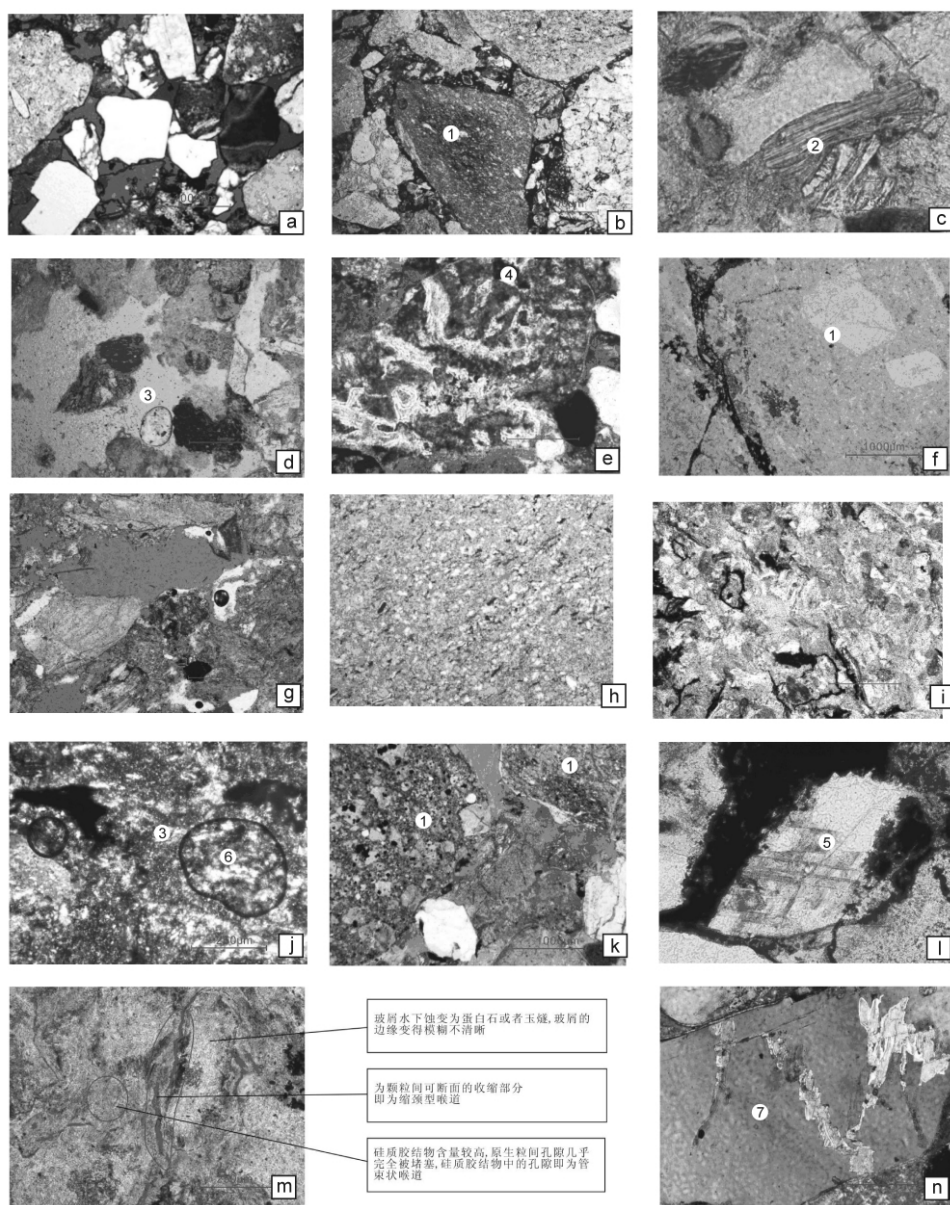


图9 贝尔凹陷苏德尔特构造带南屯组一段储集空间类型铸体薄片镜下照片

a. 贝 32 井, 2092.79m, 10×5, 单偏光, 复成分砾岩, 砾石之间及微颗粒之间为点线接触; b. 德 110-217 井, 1622.86m, 10×20, 单偏光, 片状矿物黑云母被压弯; c. 德 106-203A, 1372.02m, 10×5, 单偏光, 凝灰质粗砂岩中的孔隙和孔喉; d. 德 108-229A, 1420.57m, 10×5, 单偏光, 凝灰质砂砾岩中的大孔喉; e. 贝 20 井, 1905.07m, 10×20, 正交偏光, 气泡被硅质胶结, 硅质重结晶为玉髓; f. 德 110-217A 井, 1613.36m, 10×5, 单偏光, 火山玻璃遇水蚀变为蛋白石胶结岩屑; g. 贝 14-X56-54, 1841.08m, 10×5, 单偏光, 变质角砾岩, 颗粒之间黑色填隙物为碳酸盐, 为后期碳酸钙溶液灌入裂缝中形成; h. 贝 32 井, 2092.79m, 10×5, 单偏光, 复成分砾岩之砾石成分-细砂岩, 砾石内部压实作用强烈使孔隙极差

Fig. 9 Micrographs showing the reservoir spaces in the first member of the Nantun Formation

a. Point contacts between the gravels and micrograins of the polymictic conglomerate at the depth of 2092.79 m of the Bei-32 well, 10×5, plane-polarized light; b. Bending of biotite at the depth of 1622.86 m of the De 110-217 well, 10×20, plane-polarized light; c. Porosity and pore throats in the tuffaceous sandstones at the depth of 1372.02 m of the De 106-203 A well, 10×5, plane-polarized light; d. Macropore throats in the tuffaceous sandstone and conglomerate at the depth of 1420.57 m of the De 108-229A well, 10×5, plane-polarized light; e. Siliceous cementation at the depth of 1905.07 m of the Bei-20 well, 10×20, cross-polarized light; f. Cementation of lithoclastics by opal at the depth of 1613.36 m of the De 110-217A well, 10×5, plane-polarized light; g. Metamorphic breccias at the depth of 1841.08 m of the Bei 14-X56-54 well, 10×5, plane-polarized light; h. Poor porosity in fine-grained sandstone at the depth of 2092.79 m of the Bei-32 well, 10×5, plane-polarized light

(1) 南屯组一段 I ~ IV 油组中普遍发育火山碎屑沉积岩储层: 包括凝灰质砂砾岩、凝灰质砂岩、含凝灰泥岩、熔结凝灰岩、弱熔结凝灰岩和沉凝灰岩。

(2) 该含油层段的储层物性与埋深没有直接关系, 凝灰质颗粒大小对储层物性影响很大。I 油组储层物性最好, 以中-高孔、低渗-特低渗为主; II、III 油组以中-低孔、特低渗-超低渗为主; IV 油组物性相对最差, 以中-低孔隙度、特低渗-超低渗为主, 并有部分砂岩致密非渗透层。

(3) 凝灰质砂砾岩、凝灰质砂岩、含凝灰泥岩储层的主要成岩作用为压实作用、胶结作用和重结晶作用。压实作用和胶结作用普遍存在, 是使储层孔隙变小变差的因素。矿物的多形转变作用产生脱玻化孔, 有助于微小喉道的发育。

参考文献:

[1] 邱家骧主编. 岩浆岩岩石学 [M]. 地质出版社, 1985: 172

- 189.

- [2] 路凤香, 桑隆康主编. 岩石学 [M]. 地质出版社, 2002. 108 - 115.
- [3] 王宏斌, 王璞珺, 陈弘. 中国东部中生代火山 - 碎屑 - 凝灰岩储层研究综述. [J]. 世界综述, 1997, 16(3): 34 - 41.
- [4] 杨懋新, 杨树锋, 陈汉林, 等. 乌尔逊凹陷滑脱型构造样式与油气成藏 [J]. 浙江大学学报(理学版), 2003, 30(5): 597 - 600.
- [5] 刘林玉, 陈刚, 柳益群, 等. 碎屑岩储集层次生孔隙发育的影响因素 [J]. 沉积学报, 1998, 16(2): 97 - 101.
- [6] 罗群, 庞雄奇. 断陷盆地群的含油气系统特征 - 以海拉尔盆地乌尔逊、贝尔凹陷为例 [J]. 新疆石油地质, 2003, 24(1): 27 - 31.
- [7] 田成, 李艳军, 曾卫东, 等. 海拉尔盆地贝尔凹陷储集层成岩与孔渗结构特征 [J]. 地质科技情报, 2004, 23(4): 83 - 86.
- [8] 郑浚茂, 庞明. 碎屑储集岩的成岩作用研究 [M]. 武汉: 中国地质大学出版社, 1989.
- [9] 罗蛰潭, 王允诚编著. 油气储集层的孔隙结构 [M]. 科学出版社, 1986.
- [10] 赵海玲, 黄微, 王成, 等. 火山岩中脱玻化孔及其对储层的贡献 [J]. 石油与天然气地质, 2009, 30(1): 47 - 58.

Characteristics and diagenesis of the volcanoclastic rock reservoirs from the Nantun Formation within the Sudert structural zone in the Buir depression

XIAO Ying-ying^{1,2}, FAN Tai-liang^{1,2}, WANG Hong-yu^{1,2}

(1. School of Energy Resources, China University of Geosciences, Beijing 100083, China; 2. Key Laboratory of Marine Reservoir Evolution and Hydrocarbon Accumulation Mechanism, Ministry of Education, Beijing 100083, China)

Abstract: The oil measures I to IV in the first member of the Nantun Formation in the Sudert structural belt, Buir depression are made up of the volcanoclastic rock reservoirs including tuffaceous sandstone and conglomerate, tuffaceous sandstone, tuffaceous mudstone and sedimentary tuff. The contents and grain sizes of tuff have consequences for the porosity and permeability of the hydrocarbon reservoirs. The tuffaceous sandstone and conglomerate from the oil measures I have moderate to high porosity and low to extra-low permeability. The tuffaceous sandstones from the oil measures II and III have moderate to low porosity and extra-low to ultra-low permeability. The tuffaceous mudstones from the oil measures IV have low porosity and extra-low to ultra-low permeability. The diagenesis of the above-mentioned tuffaceous sandstone and conglomerate, tuffaceous sandstone and tuffaceous mudstone include compaction, cementation and recrystallization, of which the former two act as the key factors resulting in the production of poor porosity and permeability. The devitrification pores caused by the polymorphic phase transition of minerals may facilitate to the development of the micropore throats.

Key words: volcanoclastic rock; Sudert structural belt; first member of the Nantun Formation; hydrocarbon reservoirs; diagenesis