

松辽盆地长岭断陷龙凤山次凹营城组-沙河子组致密砂岩储层孔隙演化特征

朱鑫达¹, 曲希玉^{1*}, 闫振¹, 毛少华²

1. 中国石油大学(华东)地球科学与技术学院, 青岛 266580

2. 陕西省地质调查院, 西安 710000

摘要 以松辽盆地长岭断陷龙凤山次凹下白垩统营城组和沙河子组致密砂岩储层为研究对象, 针对储层成岩及孔隙演化特征认识不清的问题, 在储层特征、成岩相划分的基础上, 应用常规岩矿分析测试技术定量恢复主要成岩相的孔隙演化过程。研究认为: (1) 目的层主要岩石类型为岩屑砂岩, 结构成熟度较低, 分选、磨圆较差; (2) 典型的储层成岩作用类型为压实和胶结作用, 成岩阶段为中成岩B期, 成岩共生序列为: 早期压实-绿泥石胶结-浊沸石胶结-早期钙质胶结-一期溶蚀-硅质胶结-二期溶蚀-晚期钙质胶结; (3) 典型成岩相包括绿泥石胶结成岩相、浊沸石胶结成岩相和酸性溶蚀成岩相, 各成岩相均经历了压实及胶结作用减孔, 以及两期溶蚀作用增孔的过程; (4) 综合孔隙演化特征及致密气成藏期的认识, 建立了先致密后成藏模式和先成藏后致密模式两种储层演化模式。

关键词 龙凤山次凹; 成岩; 致密储层; 孔隙演化

国内外油气勘探与开发实践证明, 致密砂岩油气是非常规油气中最有潜力的勘探方向之一, 也成为全球非常规油气勘探开发的热点领域^[1-4]。致密油气藏具有储量可观、分布广泛等优势, 但也存在产量低、开采难度大等问题^[5-10]。近年来松辽盆地长岭断陷致密气的勘探取得重大突破, 陆续在B210井区、B220井区及B5井区等的沙河子组和营城组获得了工业产量稳定的致密气^[11-13]。前人根据成岩作用特征和主要成岩矿物特征, 对研究区的

成岩相进行划分。针对研究区储层孔隙演化的恢复, 主要从单个层位或岩相出发, 依据“反演回剥”法对相应取样点的孔隙演化进行分析研究。但该区致密储层成岩及孔隙演化特征的研究仍明显不足, 严重制约了下一步的油气勘探工作。为解决上述问题, 本研究以长岭断陷龙凤山次凹下白垩统营城组及沙河子组致密储层为研究对象, 基于常规物性分析、铸体薄片观察、包裹体测温等技术, 结合反演回剥法这一孔隙演化回归方法, 对主要成岩相的

收稿日期: 2023-04-27; 修回日期: 2023-10-21

基金项目: 山东省自然科学基金面上项目(ZR2020MD027)

作者简介: 朱鑫达, 硕士研究生, 研究方向为成岩作用及优质储层形成机理, 电子信箱: 1412425834@qq.com; 曲希玉(通信作者), 副教授, 研究方向为流体-岩石相互作用、优质储层及致密储层, 电子信箱: quxiyu@upc.edu.cn

引用格式: 朱鑫达, 曲希玉, 闫振, 等. 松辽盆地长岭断陷龙凤山次凹营城组-沙河子组致密砂岩储层孔隙演化特征[J].

科技导报, 2024, 42(23): 119-134; doi: 10.3981/j.issn.1000-7857.2023.04.00645

储层孔隙变化进行量化的计算,明确孔隙演化特征及其与储层致密的关系。

1 区域地质概况

长岭断陷位于松辽盆地中央坳陷区南缘。整体展布方向与松辽盆地一致^[14]。平面上,长岭断陷

可以划分为前神子次凹、所图低凸带、长岭次凹、达尔罕断凸带、查干花次凹、苏公坨断阶带、北正镇断阶带和东岭鼻状构造带等次级构造单元^[15-18],如图1(a)所示。研究区龙凤山次凹是长岭断陷南部发育的大型箕状断陷,西邻北正镇断阶带南端,北靠达尔罕断裂带,南邻常发屯隆起,受到了西部NE向拆离断层控制^[19],总体面积约300 km²,如图1(b)所示。

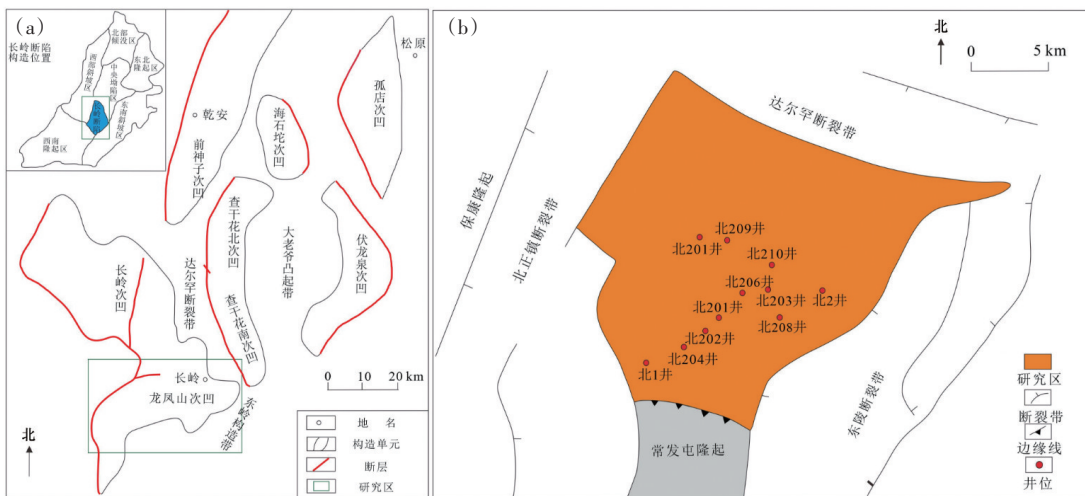


图1 龙凤山次凹构造位置及井位分布^[18]

龙凤山次凹下白垩统自下而上发育有沙河子组、营城组及登娄库组。本文研究的目的层位为下白垩统营城组与沙河子组。沙河子组自下而上可分为4个层段,发育辫状河三角洲相和湖沼碎屑岩沉积^[20-21],岩性主要为深色泥岩与砂砾岩。与下伏火石岭组局部不整合接触。营城组发育扇三角洲、辫状河三角洲、浅湖及半深湖相沉积,整体上表现为水动力较强的三角洲沉积环境。营城组自上而下可分为7个砂组,发育中-细砾岩、砂砾岩、中-粗砂岩、细-粉砂岩及泥岩^[22],底部与沙河子组呈假整合接触,顶部发育不同程度的风化剥蚀,与登娄库组底部呈不整合接触^[12,23](图2)。

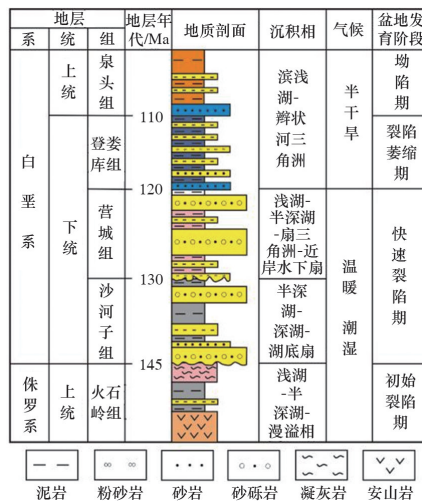


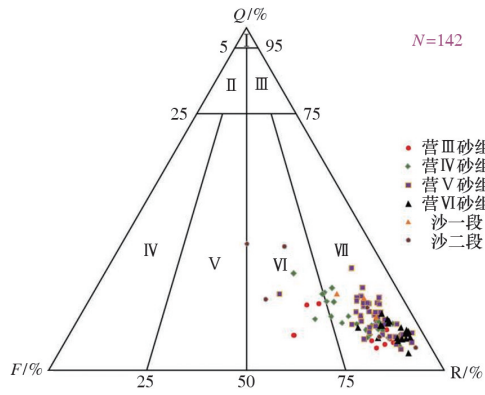
图2 龙凤山次凹地层剖面分布^[12]

2 储层基本特征

2.1 岩石学特征

通过142块岩石薄片的镜下鉴定发现,研究区致密砂岩多为岩屑砂岩(图3)。营Ⅳ砂组、营Ⅵ砂组、沙二段中有少量长石岩屑砂岩。

研究区营城组及沙河子组致密储层的骨架颗粒主要为岩屑、长石、石英及少量的云母,前三者的体积分数平均占比约69.5%、14.9%及14.2%(图4)。岩屑类型主要是火成岩岩屑、变质岩岩屑及极少量的沉积岩岩屑(图5),火成岩岩屑及变质岩岩屑含量分别占骨架颗粒总量约45.1%和23.4%。致



I: 石英砂岩 II: 岩屑石英砂岩 III: 石英岩屑砂岩
 IV: 长石砂岩 V: 岩屑长石砂岩 VI: 长石岩屑砂岩
 VII: 岩屑砂岩

图3 研究区砂岩分类三角图

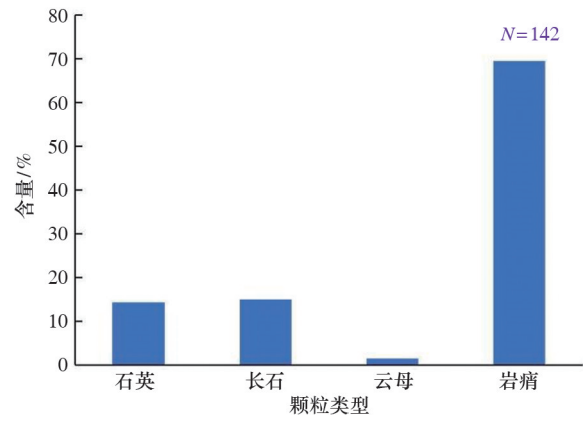
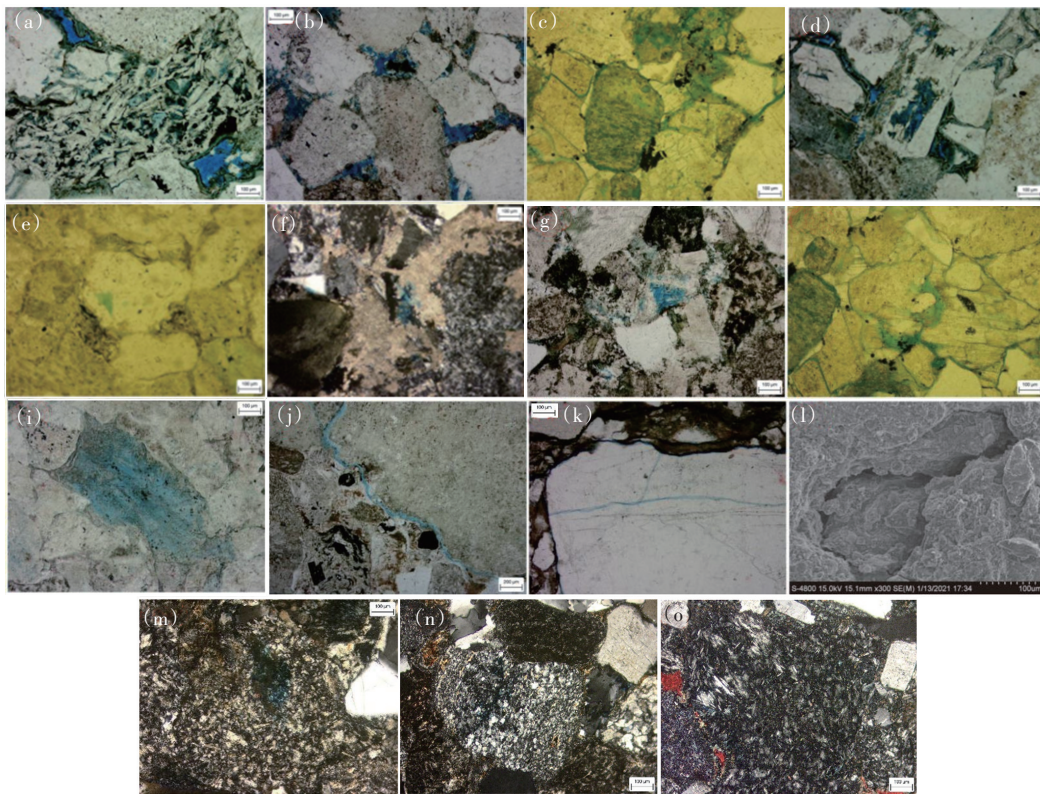


图4 储层骨架颗粒分布直方图



注:(a) 安山岩岩屑溶蚀,北202井,3112.75 m(-);(b) 粒间残余原生孔,北204井,2389.4 m,(-);(c) 酸性喷出岩岩屑溶蚀,北206井,3243.61 m,(-);(d) 长石颗粒溶蚀,北202井,3112.75 m,(-);(e) 变质石英岩岩屑溶蚀,北206井,3363.81 m,(-);(f) 钙质胶结物溶蚀,北210井,4129.95m,(+);(g) 浊沸石胶结物溶蚀孔,北206井,3235.57 m,(-);(h) 浊沸石胶结物溶蚀孔,北206井,3243.61 m,(-);(i) 铸模孔,北210井,3948.6 m,(-);(j) 贴粒缝,北206井,3347.36 m,(-);(k) 贴粒缝及微裂缝,北208井,3261.45 m,(-);(l) 裂缝,北204井,2368.28 m,(SEM);(m) 酸性喷出岩岩屑,北210井,3945.03 m,(+);(n) 变质岩岩屑,北206井,3364.04 m,(+);(o) 安山岩岩屑,北206井,3237.58 m,(+)

图5 研究区储集空间及溶蚀作用类型镜下照片

密储层以细砂岩和粗砂岩为主,中砂岩次之,砾岩及粉砂岩含量较低。整体上分选、磨圆较差,结构成熟度较低,颗粒支撑与杂基支撑并存,接触关系较复杂,点接触、线接触及凹凸接触均可见。

通过 XRD 实验结果和铸体薄片镜下观察发现,营城组致密储层的杂基含量较低,总体含量约占填隙物总量的 4.2%,沙河子组杂基含量相对较高,各胶结物含量在 1%~40% 之间变化。填隙物主要有黏土胶结物、钙质胶结物、硅质胶结物、少量的浊沸石、菱铁矿及黄铁矿等,含量分别为 36.3%、36.2%、15.5%、5.1%、1.9% 及 0.1%。

2.2 储集空间类型及特征

通过 33 块样品的铸体薄片及扫描电镜观察发现,研究区营城组及沙河子组储层的储集空间主要为原生孔、次生孔及裂缝(图 5),其分布分别占总面孔率的 38.2%、60.3% 及 1.5%(图 6)。原生孔、次生孔及裂缝分别占岩石总体积的 1.52%、2.4%、0.08%。原生孔主要为原生粒间孔,次生孔主要包

括长石及岩屑颗粒的粒内溶孔、颗粒边缘溶蚀及粒间溶蚀孔。

研究区残余原生孔多为绿泥石包壳保存下来的,形状较为规则,部分硅质胶结物依附颗粒生长胶结,未完全充填粒间孔,形状上呈不规则的港湾状。研究区次生孔隙主要为粒内溶蚀孔,且粒内溶孔多为安山岩岩屑及酸性喷出岩岩屑内溶蚀微孔,有少量的长石颗粒粒内的溶蚀及颗粒边缘的溶蚀,呈溶蚀港湾状。粒间溶蚀孔以浊沸石溶孔为主。研究区贴裂缝及微裂缝发育,但作为储集空间的含量占比却不高。贴裂缝发育于颗粒周边,连通性较差。微裂缝切穿颗粒,宽度较小,有良好的连通性,可以作为有效的储集空间及油气等流体运移的通道。

2.3 储集物性特征

通过储层物性数据的分析可知,沙河子组整体物性较差(图 7),平均孔隙度为 2.13%,平均渗透率为 $0.28 \times 10^{-3} \mu\text{m}^2$ 。沙一段根据实测孔隙度数据显示整体上孔隙度低于 4.50%,平均孔隙度为 2.72%,整体渗透率均值为 $0.91 \times 10^{-3} \mu\text{m}^2$;沙二段砂组孔隙度多分布在 1.00%~2.00% 之间,均值为 1.67%,渗透率极差,均值约 $0.07 \times 10^{-3} \mu\text{m}^2$ 。营城组整体物性较沙河子组好(图 8),平均孔隙度为 4.16%,平均渗透率为 $0.68 \times 10^{-3} \mu\text{m}^2$ 。其中,营 III 砂组平均孔隙度为 6.15%,平均渗透率为 $2.64 \times 10^{-3} \mu\text{m}^2$;营 IV 砂组平均孔隙度为 2.95%,平均渗透率为 $0.40 \times 10^{-3} \mu\text{m}^2$;营 V 砂组平均孔隙度为 5.23%,平均渗透率为 $0.34 \times 10^{-3} \mu\text{m}^2$;营 VI 砂组平均孔隙度为 2.32%,平均渗透率为 $0.07 \times 10^{-3} \mu\text{m}^2$ 。

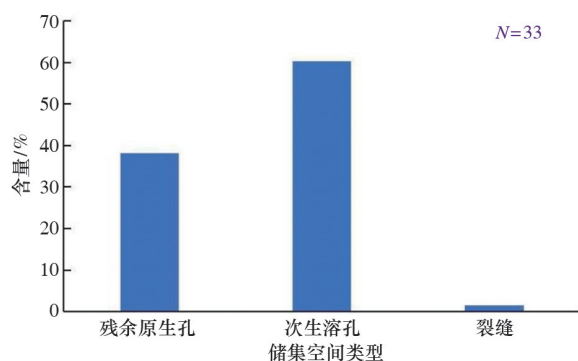
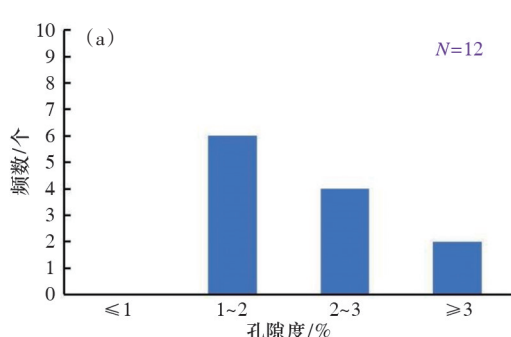
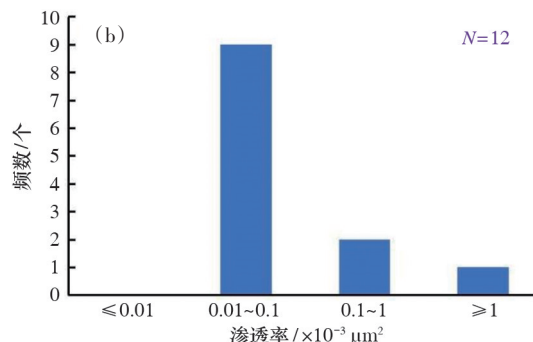


图6 储集空间类型分布直方图



(a) 沙河子组实测孔隙度频率分布直方图



(b) 沙河子组实测渗透率频率分布直方图

图7 研究区沙河子组储层孔渗分布直方图

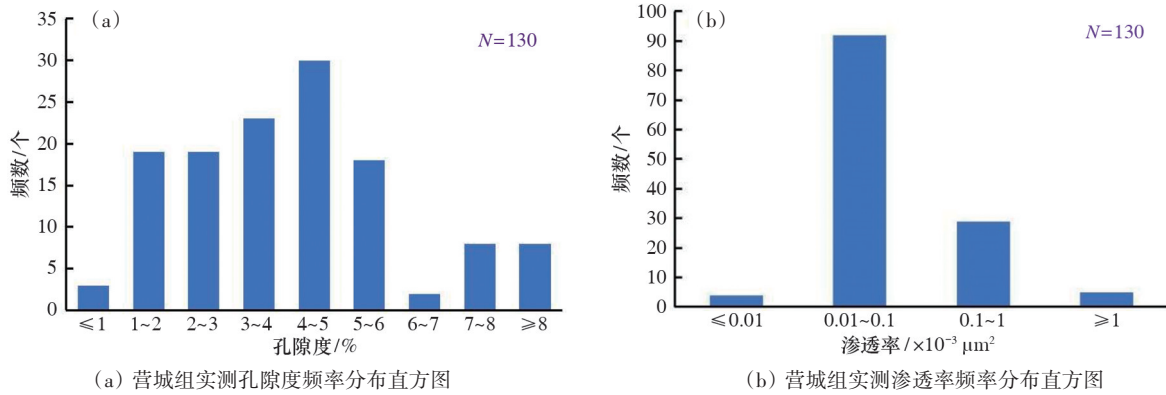


图8 研究区营城组储层孔渗分布直方图

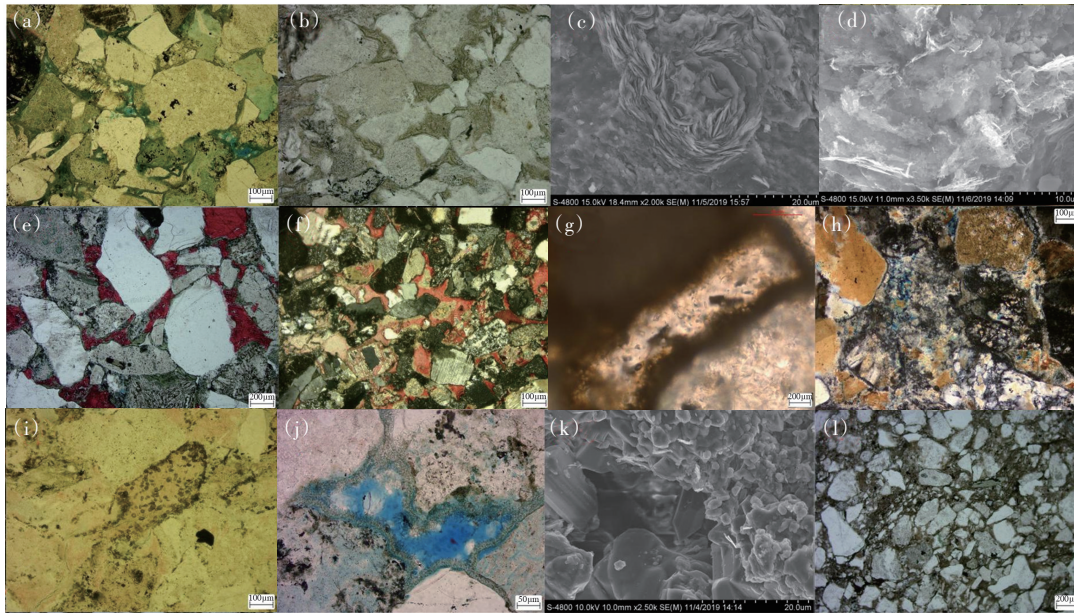
3 成岩作用特征

3.1 主要成岩作用类型

3.1.1 压实作用

研究区营城组及沙河子组致密储层压实作用在偏光显微镜下表现为:1) 骨架颗粒整体上呈点接触-线接触,局部呈线接触-凹凸接触,部分层段

压实强烈,颗粒呈定向排列,如图9(a)所示。2) 云母颗粒、片岩岩屑等塑性颗粒受应力挤压发生弯曲变形,如图9(b)所示。3) 石英、长石等脆性颗粒受到挤压破裂,裂缝基本被杂基或自生硅质胶结物充填,如图9(c)所示。4) 部分层段绿泥石包壳胶结保留较多的原生孔,硅质胶结及钙质胶结强烈的层段,压实作用较弱。



注:(a) 颗粒呈线-凹凸接触,北209井,3397.85 m,(-);(b) 塑性颗粒被压变形,北201井,3398.01 m,(-);(c) 石英颗粒被压破裂,北210井,3949.97 m,(+);(d) 绿泥石包壳胶结,北202井,3117.8 m,(-);(e) 绿泥石孔隙式胶结,北206井,3349.76 m,(-);(f) 玫瑰花状绿泥石,北210井,3945.33 m,(SEM);(g) 伊蒙混层,北210井,4129.95 m,(SEM);(h) 早期方解石胶结,北206井,3237.58 m,(-);(i) 白云石及方解石胶结,北206井,3404.4 m,(+);(j) 晚期方解石胶结,北202井,3112.75 m,(-);(k) 浊沸石胶结,北210井,3945.03 m,(+);(l) 菱铁矿胶结,北204井,2881.3 m,(-);(m) 粒间硅质胶结,北202井,3117.8 m,(-);(n) 粒间自生石英,北210井,3945.33 m,(SEM);(o) 黄铁矿胶结,北208井,3261.45 m,(-)

图9 研究区成岩作用特征镜下照片

3.1.2 胶结作用

主要有泥质胶结(绿泥石胶结、伊利石胶结及伊蒙混层),钙质胶结(白云石胶结、方解石胶结,极少量的菱铁矿胶结),硅质胶结及浊沸石胶结。营IV砂组和营VI砂组钙质胶结物最为发育,营V砂组和营IV砂组泥质胶结物最发育。

1) 泥质胶结。泥质胶结物是研究区营城组和沙河子组致密储层最主要的胶结物类型之一,占孔隙物总量约36.3%,其分布具有不均一性,绝对含量分布于2%~25%之间,以绿泥石胶结物(图9(d)~(f))和伊蒙混层(图9(g))为主。绿泥石胶结是研究区中典型的胶结作用类型,其相对含量为34.3%,是影响储层物性的主要因素。绿泥石胶结物产出状态呈包壳状,粒间残余原生孔发育,同时有少量自形粒状的自生石英胶结物依附颗粒及绿泥石包壳外侧生长,分布不均一,有部分层段绿泥石胶结物呈孔隙式胶结,完全堵塞粒间原生孔。绿泥石颗粒包膜较薄,厚度常在2~5 μm 左右;绿泥石包壳厚度在15~50 μm 之间,垂直于颗粒边缘并包裹颗粒向外生长。绿泥石胶结物对石英次生加大有一定程度上的抑制作用,区内的石英次生加大不发育,在绿泥石胶结物含量低的层段少见石英次生加大边。绿泥石胶结物对储层质量具有明显的双重作用,一方面,绿泥石呈包膜、包壳形式胶结,一定程度上增强了储层的抗压实能力^[24],有效保存了粒间残余原生孔;另一方面,绿泥石胶结含量过高时,又堵塞了孔隙,极大降低了储层的质量。

2) 硅质胶结。硅质胶结是研究区普遍分布的胶结类型之一,硅质胶结物平均含量占孔隙物总量的15.5%左右。研究区营城组和沙河子组致密储层硅质胶结的产状主要有两种,即石英次生加大和自生雏晶石英。由于研究区绿泥石胶结发育,较大程度上抑制了石英次生加大的发育,单偏光下仅在少量绿泥石含量较低的层段偶见一期石英次生加大。自生雏晶石英以蛋白石及玉髓为主,呈隐晶-微晶结构,连晶集合体形式充填粒间孔,或呈单晶形式依附颗粒周围或绿泥石包壳向外生长(图9(m)和(n))。硅质胶结物的物质来源有两种猜测^[25],其一,早期岩屑溶蚀提供大量离子来源;其

二,区内活跃的火山活动为硅质胶结物的形成提供了大量的 SiO_2 。

3) 钙质胶结。钙质胶结是碎屑岩储层普遍发育的胶结类型(图9(h)(i)(j)(l)),共包括方解石、白云石及菱铁矿等胶结类型,大体上分为两期。研究区营城组和沙河子组致密储层钙质胶结以方解石胶结为主,白云石次之,有少量的菱铁矿。营城组和沙河子组致密储层的方解石及白云石胶结具有较大的不均一性,含量分布分别为0%~45%、0%~17%,平均绝对含量分别为24.9%、11.3%,主要集中在营V砂组和营IV砂组。

4) 浊沸石胶结。浊沸石含量占孔隙物总量的5.1%。浊沸石胶结物单偏光下呈白色、灰白色镜下,具一组完全解理,正交偏光下呈一级灰白、黄白干涉色,产状呈连晶状展布完全充填孔隙,部分层段浊沸石溶蚀后,硅质胶结物和钙质胶结物充填原来的溶蚀孔(图9(k))。前人的研究表明^[10],研究区浊沸石胶结物对储层的质量有积极的作用,浊沸石溶蚀多沿解理缝呈放射状溶蚀扩大,起到了增加储层的储集空间及较好的连通孔缝的作用,使储层的质量有一定的改善。但是,根据镜下观察鉴定结果显示,浊沸石溶蚀并不强烈,通过孔渗分析发现,浊沸石发育的层段,孔渗平均值相较于钙质和硅质胶结物发育层段较好。因此,浊沸石胶结物对储层质量有一定影响,但影响并不强烈。

5) 其他胶结类型。其他的胶结类型主要有黄铁矿等,其含量占孔隙物总量的0.1%。单偏光下,黄铁矿胶结物呈黑色块状,呈单体或集合体形式充填粒间孔隙或粒内溶孔;正交偏光下呈黑色,无消光(图9(o))。研究区营城组和沙河子组致密储层的黄铁矿胶结物含量较低,对储层质量基本没影响。

3.1.3 溶蚀作用

研究区营城组和沙河子组致密储层经历了多期次的酸碱流体演化,溶蚀作用呈现多期次的酸碱溶蚀特征。整体上看,研究区目标层位酸性溶蚀较强。酸性溶蚀作用大体可以分为两期,第一期溶蚀发生在中成岩A1期,储层的碱性物质发生了较弱程度上的溶蚀,溶蚀对象为安山岩岩屑及酸性喷出岩岩屑。第二期酸性溶蚀发生在中成岩A1期晚期

到中成岩B1期,溶蚀对象主要为长石、岩屑颗粒及浊沸石胶结物等(图5)。研究区目的层位碱性溶蚀较弱,发生在晚期方解石胶结后,多呈石英颗粒的溶蚀及片岩岩屑内石英颗粒的溶蚀,溶孔一般呈不规则的形态。镜下现象为晚期方解石胶结物包裹溶蚀的石英颗粒,但溶孔并未被充填。

3.2 成岩共生序列

通过对各种成岩矿物共生组合及成岩作用发生的先后关系,结合流体包裹体测温等实验综合分析,认为研究区营城组和沙河子组致密储层处于中成岩B期,研究区营城组和沙河子组致密储层的成岩演化共生序列为:早期压实-绿泥石胶结-浊沸石胶结-早期钙质胶结-一期溶蚀-硅质胶结-二期溶蚀(颗粒溶蚀和浊沸石胶结物等溶蚀)-晚期钙质胶结(图10)。

3.3 成岩相

通过铸体薄片定性分析及扫描电镜、XRD等定量分析,明确了研究区营城组及沙河子组致密砂岩储层存在多种单相胶结成岩矿物和两相甚至多相的成岩矿物组合的特征,确定了成岩作用类型及强度。在此基础上,结合主要成岩矿物组合类型、各组分的相对含量以及典型成岩现象,对研究区营城组和沙河子组储层进行成岩相类型进行划分。依据在各成岩相中,主要矿物组分含量及成岩现象

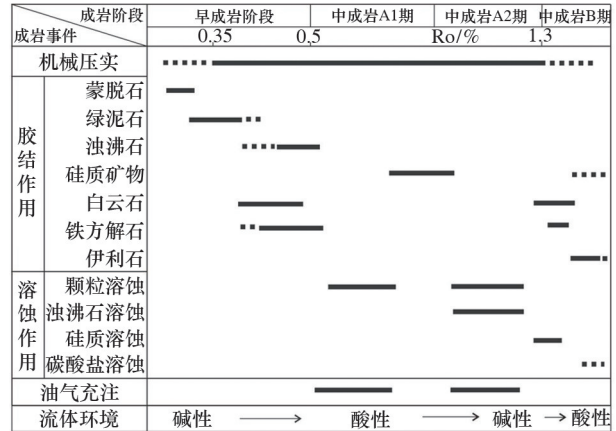
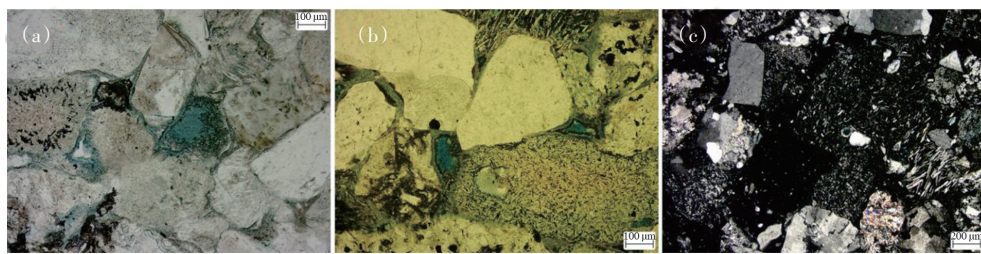


图10 研究区营城组和沙河子组储层成岩共生序列图

占岩石总组分的8%以上的原则。共划分出3种成岩相类型:(1)绿泥石胶结成岩相;(2)浊沸石胶结成岩相;(3)酸性溶蚀成岩相。

3.3.1 绿泥石胶结成岩相

绿泥石胶结成岩相的成岩作用类型主要为压实作用及胶结作用。整体压实强度中等,表现为颗粒呈点-线接触,整体脆性颗粒含量高于塑性颗粒,塑性颗粒微变形。该成岩相钙质胶结较弱,以白云石为主,有极少量的方解石。整体上看,绿泥石胶结物含量是其他胶结物的2倍以上。溶蚀作用以岩屑和长石的粒内溶蚀为主,基本未见颗粒边缘溶蚀,安山岩岩屑内的部分溶蚀孔有绿泥石膜(图11)。



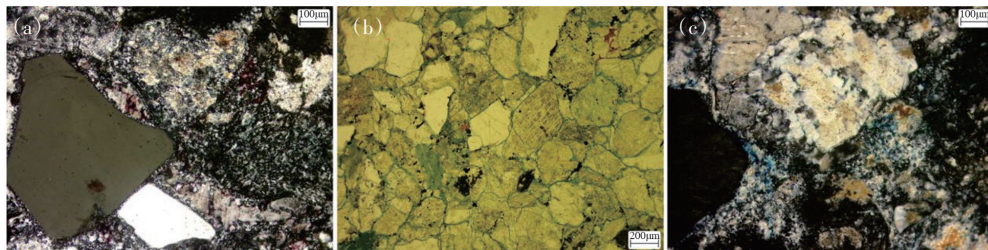
注:(a) 绿泥石包壳,硅质微弱胶结,保存原生孔,北210井,3949.15 m,(-);(b) 绿泥石包壳,保存粒间原生孔,粒内溶蚀微孔,北202井,3112.75 m,(-);(c) 绿泥石包壳,粒内溶蚀微孔,北202井,3112.75 m,(+)

图11 研究区绿泥石胶结成岩相镜下特征照片

3.3.2 浊沸石胶结成岩相

浊沸石胶结成岩相主要发育于北210井及北206井中,骨架颗粒以细碎屑为主,脆性颗粒含量高。主要的成岩作用为胶结作用,主要的胶结物类型为浊沸石,其次为绿泥石,绿泥石含量较低,基本

呈包膜状依附颗粒周围,厚度约2~5 μm。溶蚀强度弱-中等,溶蚀对象主要是粒间浊沸石胶结物,溶蚀孔缝沿浊沸石解理溶蚀扩大,粒内溶孔含量较低,主要为岩屑内的溶蚀微孔(图12)。



注:(a) 浊沸石胶结溶蚀, 微弱的绿泥石包膜, 北 210 井, 3945.63 m, (+); (b) 浊沸石完全充填孔隙, 贴粒缝发育, 粒内溶蚀微孔, 北 206 井, 3243.61 m, (-); (c) 硅质胶结物溶蚀较强, 北 210 井, 3945.95 m, (+)

图 12 研究区浊沸石胶结成岩相镜下特征照片

3.3.3 酸性溶蚀成岩相

酸性溶蚀成岩相的成岩作用以溶蚀作用为主, 但由于研究区整体上溶蚀作用较弱, 且为致密储层, 在研究区分布较为局限。其胶结物类型较多, 但含量一般较低, 主要以绿泥石、钙质和硅质为主。该成岩相一般分布在岩屑砂岩中, 塑性颗粒含量与脆性

颗粒含量相仿, 安山岩岩屑和酸性喷出岩岩屑含量较高, 溶蚀以粒内溶孔为主, 主要为安山岩岩屑和酸性喷出岩岩屑的粒内溶蚀微孔。整体上压实作用强度弱到中等, 颗粒呈点-线接触, 研究区酸性溶蚀成岩相镜下特征照片见图 13。储层物性一般较好, 孔隙度多在 5%~8% 以上, 是优质的油气储集场所。

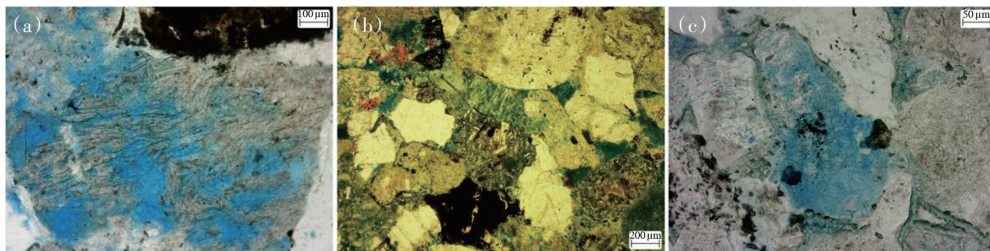


图 13 研究区酸性溶蚀成岩相镜下特征照片

注:(a) 岩屑内溶蚀孔, 北 210 井, 3946.45 m, (-); (b) 粒间残余原生孔, 粒内溶蚀孔发育, 北 204 井, 2389.4 m, (-); (c) 绿泥石包壳, 粒内溶蚀孔发育, 北 210 井, 3948.3 m, (-)

4 孔隙演化特征

4.1 孔隙恢复流程

根据铸体薄片、场发射扫描电镜、流体包裹体等实验分析资料, 对储层的成岩作用共生序列进行明确。通过成岩作用共生序列, 结合各成岩相的孔隙演化特征划分出四个孔隙演化阶段, 并对四个阶段的成岩序列进行详细地分析。

通过对储层岩石铸体薄片的分析鉴定, 选取各成岩相典型深度处的薄片拍摄四个视域下的照片, 将四张照片依次拼接, 利用相关图像分析软件可以得到该视域下的各成岩相的孔隙结构状态。根据样品所经历的成岩作用先后顺序, 采用反演回剥法, 从拼接照片的现今孔隙结构开始依次剥除各成岩作用造成孔隙结构的变化, 再根据所划分的成岩阶段, 对

应确定各阶段下的孔隙状态及面孔率变化量。

根据研究区目标层位实测的孔隙度与对应深度的实测面孔率数据, 建立二者函数关系模型, 再依据建立的模型才能将定量统计得到的面孔率转化为孔隙度, 继而得到划定的各成岩阶段的孔隙度变化值, 才能精准的恢复储层孔隙度演化过程。

4.2 各成岩阶段孔隙度变化量计算

4.2.1 初始孔隙度恢复

根据 M.Scherer^[26](1988) 提出的经验公式(1)计算储层的初始孔隙度:

$$\Phi_{\text{初始}} = 20.91 + 22.90/S_0 \quad (1)$$

$$S_0 = P_{25}/P_{75} \quad (2)$$

式中, P_{25} 和 P_{75} 为粒度累积曲线含量分别在 25% 处和 75% 处的粒度值(mm), 本文中由图像粒度分析软件计算获取; S_0 为分选系数(表 1)。

表1 各成岩相初始孔隙度数据表

成岩相类型	井号	深度	P_{75} 值	P_{25} 值	S_o 值	初始孔隙度/ $\varphi_{\text{初始}}$ (%)
绿泥石胶结成岩相	北202井	3112.75	2.23	3.24	1.45	36.71
浊沸石胶结成岩相	北210井	3945.95	1.65	2.52	1.53	35.84
酸性溶蚀成岩相	北204井	2388.46	1.40	2.44	1.74	34.10

4.2.2 晚期压实减孔量

根据研究区储层的埋藏演化史可知,研究区营城组和沙河子组致密碎屑岩储层早期最大埋深在1200 m左右,现今埋藏深度多超过3500 m。储层固结状态受到早期垂向压实应力的影响,储层晚期埋藏压实在超过储层早期最大埋深后才开始产生垂向上的压实应力,即晚期埋藏压实减孔受到埋深的制约,其减孔量一般较小。结合研究区实际情况,储层初次抬升剥蚀后再埋藏受到胶结作用影响较大,压实效果不明显,晚期钙质胶结之后,即埋深超过3000 m之后,储层受胶结影响变小,晚期缓慢埋藏,可认为晚期埋藏压实的大量减孔阶段,晚期压实减孔率每400 m~500 m减孔约1%。以该晚期压实减孔率为基础,结合储层总压实减孔率与各成岩相储层实际情况,即可得到晚期压实减孔量。

4.2.3 早期压实减孔量

在综合上述研究的基础上,通过公式(3)^[27]对早期压实减孔量进行定量计算:

$$\Phi_{\text{早期压实}} = \Phi_{\text{初始}} - \Phi_{\text{胶结}} - \Phi_{\text{晚期压实}} - \Phi_{\text{构造挤压}} + \Phi_{\text{溶蚀}} - \Phi_{\text{现今}} \quad (3)$$

式中, $\Phi_{\text{初始}}$ 为储层初始孔隙度,通过计算获得; $\Phi_{\text{胶结}}$ 为储层各胶结作用减孔量; $\Phi_{\text{晚期压实}}$ 为储层晚期压实减孔量; $\Phi_{\text{构造挤压}}$ 为储层构造压实减孔量; $\Phi_{\text{溶蚀}}$ 为储层溶蚀作用增孔量; $\Phi_{\text{现今}}$ 为储层现今孔隙度。

以上数据通过图像分析软件获得,结合研究区实际情况,认为研究区储层孔隙结构受构造压实减孔影响极小,近似认为 $\Phi_{\text{构造挤压}} \approx 0$ 。

4.2.4 致密储层物性上限

不考虑水动力和异常压力作用,气体运移主要考虑浮力和毛管阻力相互作用影响。若天然气所受毛管阻力大于浮力,则不能在浮力作用下向上运移。当浮力增大至超过毛细管力之后,天然气在浮力作用下向上运移驱替储集层孔隙水,再构造高部位聚集藏。浮力受限的临界状态(毛管阻力等于浮力)

下孔喉半径为最大孔喉半径,即为致密上限状态。

长岭地区致密气聚集的临界喉道半径为0.32 μm 。基于高压压汞测试,建立半径均值与孔隙度的相关性,求取临界喉道半径0.32 μm 对应的孔隙度上限为7.95%~8.00%。结合孔隙度与渗透率相关性,渗透率上限为0.103 md。即在长岭地区储层孔隙度小于8%时,储层致密。

4.3 建立孔隙演化曲线

根据上述的分析计算过程,可以获得绿泥石胶结成岩相各成岩阶段演化过程中的孔隙度变化值,确定各成岩阶段完成后的孔隙度值。结合研究区的成岩共生序列和演化阶段,建立绿泥石胶结成岩相的孔隙度演化曲线,完成对营城组和沙河子组致密储层的孔隙度恢复(表2)。

最终以反演回剥法为理论依据^[28],结合图像分析结果,将研究区的孔隙结构从现今状态下向初始沉积压实状态下逐步回归,利用CorelDraw软件按照各成岩相拼接结果视域下的图像进行绘制,得到选定的特征成岩阶段的孔隙结构状态,实现研究区营城组和沙河子组致密储层孔隙演化阶段孔隙结构的完全恢复。

4.4 主要成岩相的孔隙演化特征

4.4.1 绿泥石胶结成岩相孔隙演化特征

该成岩相压实作用大量减孔,使储层接近致密,硅质胶结使孔隙度降低至致密界限之下,是导致储层前期致密的最终因素;而后期钙质胶结导致储层在溶蚀改造后再次致密。

该深度的初始孔隙度为36.71%。早期压实处于早成岩阶段,储层在埋藏初期快速压实,早期埋藏减孔极大,孔隙度减小约20.51%。绿泥石及黄铁矿胶结处于早成岩阶段,两种胶结作用减孔7.30%;一期溶蚀处于中成岩A1期,是第一期油气充注有机酸流体形成的溶蚀作用,该成岩作用增孔量为1.20%;晚期硅质胶结处于中成岩A1期,该成

表2 各成岩相孔隙演化各阶段孔隙度变化数据统计

成岩相	绿泥石胶结		浊沸石胶结		酸性溶蚀	
井号	B202井		B210井		B204井	
深度/m	3112.75		3945.95		2388.46	
孔隙度变化值/ φ	$\Delta\varphi$	φ	$\Delta\varphi$	φ	$\Delta\varphi$	φ
初始孔隙度	—	36.71	—	35.84	—	34.10
早期压实减孔	-20.51	16.20	-23.06	12.78	-23.56	10.54
绿泥石胶结减孔	-7.30	8.90	-2.61	10.17	-5.35	5.19
早期钙质胶结减孔	—	—	—	—	-1.74	3.45
孔隙变化	—	—	-10.04	0.13	—	—
1%	—	—	—	—	—	—
第一期溶蚀增孔	1.20	10.10	1.22	1.35	2.35	5.80
硅质胶结减孔	-2.74	7.36	—	—	-2.39	3.41
第二期溶蚀增孔	1.58	8.94	7.21	8.56	6.94	10.35
晚期钙质胶结减孔	-1.02	7.92	—	—	-1.21	9.14
晚期压实减孔	-2.44	5.48	-3.67	4.89	-2.98	6.16
现今孔隙度	—	5.48	—	4.89	—	6.16

岩作用减孔2.74%，营城组储层在硅质胶结作用时期内致密；二期溶蚀处于中成岩A1期末-中成岩A2期中段，该成岩作用增孔1.58%，此时，储层由于溶蚀改造，孔隙度再次大于致密界限8%；晚期钙质胶结处于中成岩A2期-中成岩B期，该成岩作用减孔1.02%，胶结物以方解石为主，呈单体或集合体形式胶结。晚期压实处于中成岩A2期-中成岩B

期，储层处于构造抬升及后期缓慢沉降阶段，晚期压实减孔较小，减孔约2.44%。现今孔隙度为5.48%，以粒间原生孔为主。该成岩相孔隙演化过程概括为：压实作用使粒间原生孔大量减少，以绿泥石为主的胶结物胶结作充填粒间孔，溶蚀作用提供少量次生孔隙(图14)。该成岩相中压实作用及绿泥石胶结是使储层物性变差的主要控制因素。

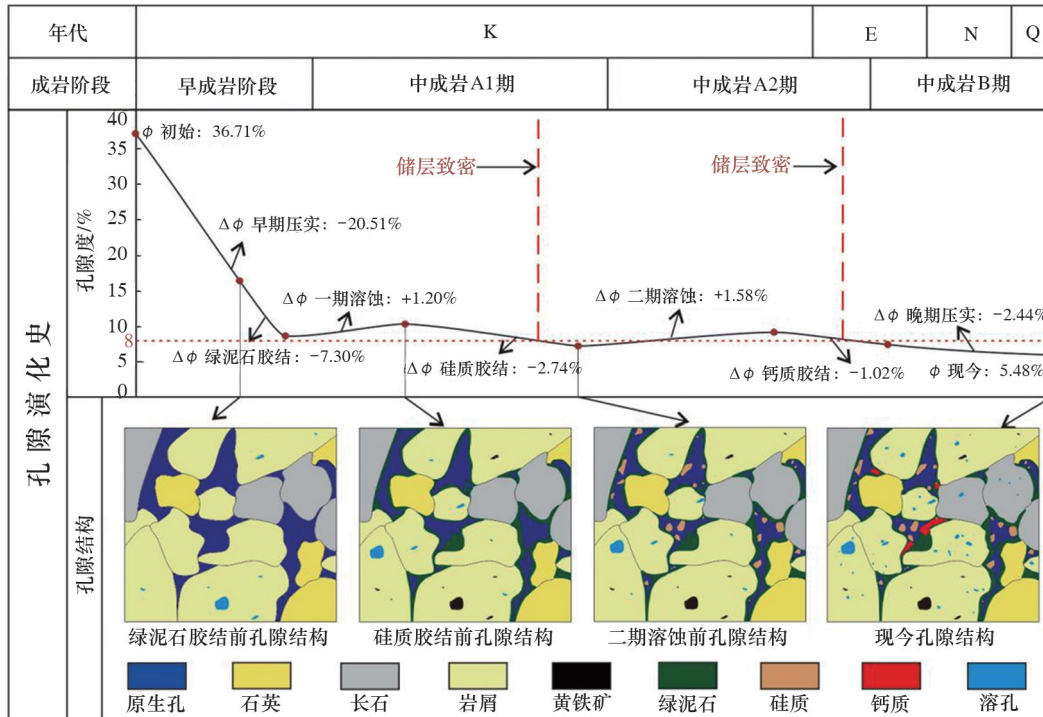


图14 绿泥石胶结成岩相孔隙演化模式图(北202井, 3112.75 m)

4.4.2 浊沸石胶结成岩相孔隙演化特征

该成岩相绿泥石胶结强度低,孔隙度降低幅度不大;压实作用前期大量减孔;浊沸石胶结大量降低孔隙度,近乎完全充填粒间孔隙,储层达到致密;后期溶蚀改造,使储层短暂恢复至常规储层,晚期缓慢沉降压实作用使储层再次致密。

该深度的初始孔隙度为35.84%。早期压实处于早成岩阶段,储层在埋藏初期快速压实,早期埋藏减孔极大,孔隙度减小约23.06%。早期的绿泥石及黄铁矿胶结处于早成岩阶段,两种胶结作用共减孔2.61%;浊沸石胶结处于早成岩阶段末期-中成岩A1早期,该期浊沸石胶结以连晶形式为主,充填粒间孔隙,该期胶结作用减孔10.04%,储层在该成岩作用时期内致密,浊沸石与早期钙质胶结同期

发生,两者不共存;一期溶蚀处于中成岩A1期,为第一期油气充注有机酸流体形成的溶蚀作用,该成岩作用增孔量为1.22%;二期溶蚀处于中成岩A1期末-中成岩A2期中段,该成岩作用增孔7.21%。晚期压实处于中成岩A2期末-中成岩B期,储层缓慢沉降,压实减孔较小,减孔约3.67%;现今孔隙度为4.89%,粒间溶蚀孔及粒内溶蚀孔并存,粒间溶蚀孔主要为浊沸石溶孔。该成岩相孔隙演化过程概括为:压实作用使粒间原生孔大量减少,以浊沸石为主的胶结物堵塞粒间原生孔,溶蚀作用提供较多次生孔隙,使储层物性一定程度上得到改善(图15)。该成岩相中压实作用及浊沸石胶结是使储层物性变差的主要控制因素。

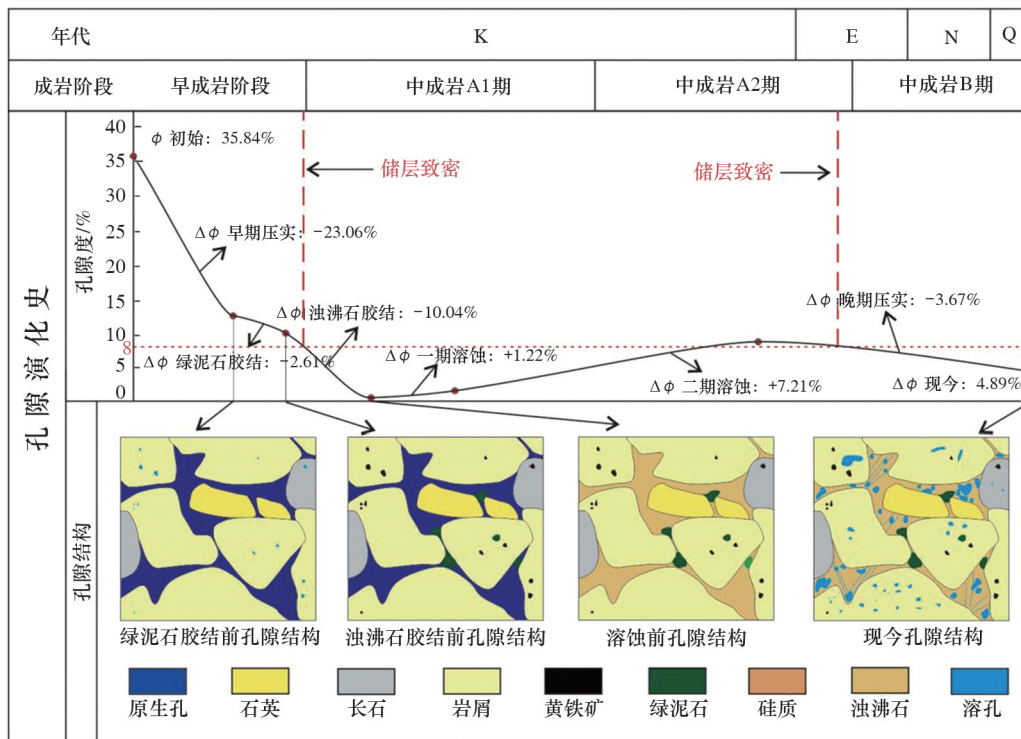


图15 浊沸石胶结成岩相孔隙演化模式图(北210井,3945.95 m)

4.4.3 酸性溶蚀成岩相孔隙演化特征

该成岩相早期快速埋藏压实导致储层孔隙度大幅降低,绿泥石胶结导致储层致密;早期钙质胶结使储层孔隙度降到最低;两期溶蚀改造使储层变为常规储层,晚期钙质胶结导致储层最终致密。

该深度的初始孔隙度为34.10%。早期压实处

于早成岩阶段,储层在埋藏初期快速压实,早期埋藏减孔极大,孔隙度减小约23.56%。早期的绿泥石及黄铁矿胶结处于早成岩阶段,两种胶结作用共减孔5.35%,储层在该成岩作用时期内致密;早期钙质胶结处于早成岩阶段末期-中成岩A1早期,该期钙质胶结以连晶形式的方解石为主,充填粒间孔

隙,该期钙质胶结减孔 1.74%;一期溶蚀处于中成岩 A1 期,为第一期油气充注有机酸流体形成的溶蚀作用,该成岩作用增孔量为 2.35%;二期溶蚀处于中成岩 A1 期末-中成岩 A2 期中段,该成岩作用增孔 6.94%,使储层孔隙度大于 8%,变为常规储层;晚期钙质胶结处于中成岩 A2 期-中成岩 B 期,胶结物主要为单晶或集合体形式出现的方解石,该成岩作用减孔 1.21%。晚期压实处于中成岩 A2 期

末期-中成岩 B 期,储层缓慢沉降,压实减孔较小,减孔约 2.98%,储层晚期压实作用时期内最终致密。现今孔隙度为 6.16%,以粒内溶蚀孔为主。该成岩相孔隙演化过程概括为:压实作用大量减孔,以绿泥石及方解石胶结物堵塞粒间孔隙,溶蚀作用提供较多次生孔隙,使储层物性一定程度上得到改善(图 15)。该成岩相中溶蚀作用是使储层物性变好主要控制因素。

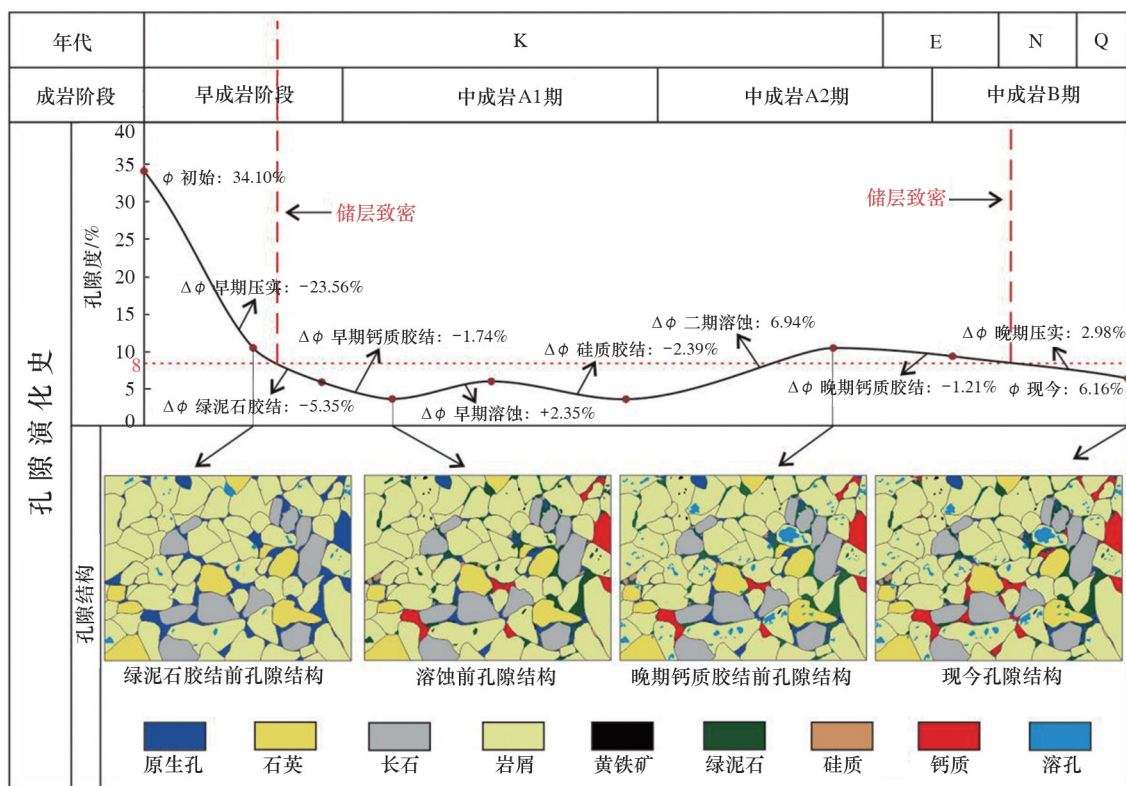


图 16 酸性溶蚀成岩相孔隙演化模式图(北 204 井, 2388.46 m)

5 储层演化模式

5.1 包裹体特征分析

对研究区流体包裹体样品进行分析测试,分析结果显示研究区大部分烃类为甲烷,有少量的液烃,整体上成熟度及丰度较高。

从包裹体产出状态来看(图 17(a)(b)(c)),研究区目标层位中的包裹体多为次生包裹体,宿主矿物及产出位置多为石英期后裂缝及裂缝面、长石溶蚀孔洞;少量原生包裹体,宿主矿物为方解石。包裹体以气液两相为主,占有包裹体总量的 90%

以上,气液比 $\leq 5\%$;单一相态包裹体多为气烃包裹体,约占 5%~10%,极少量的液烃包裹体;单井数据中,B210 井的气烃包裹体占 90% 以上。烃类包裹体单偏光下多呈无色-灰白色,荧光显示呈淡黄色-蓝色-蓝绿色-无荧光显示,气烃包裹体荧光显示呈淡蓝色-蓝色-无荧光显示,有机质成熟度高。单偏光下,各宿主中的包裹体呈串珠状或成群分布,不同其次的串珠状包裹体相互切穿。测验结果显示,整体上包裹体的大小分布极不均匀,小到 $1\ \mu\text{m}\times 2\ \mu\text{m}$,大到 $34\ \mu\text{m}\times 6\ \mu\text{m}$,形态上呈椭圆状-圆状,分布较密集(图 17(d)(e)(f))。

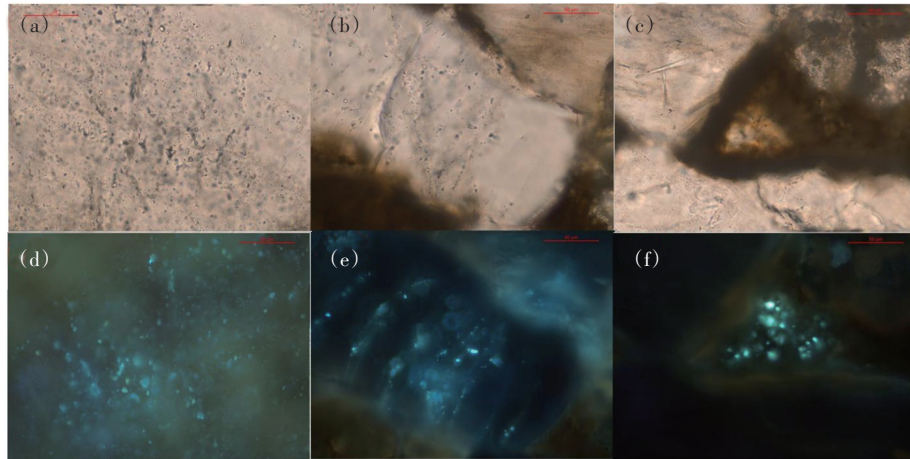


图17 研究区流体包裹体镜下特征

注:(a)石英期后裂缝内的流体包裹体,B210井,4129.65 m,营Ⅵ砂组,(-);(b)长石孔洞内的流体包裹体,B206井,3234.89 m,营Ⅲ砂组,(-);(c)晚期方解石胶结物中的包裹体,B202井,3112.75 m,营Ⅴ砂组,(-);(d)粒间荧光呈淡黄色-黄绿色,方解石胶结物荧光呈蓝色-蓝绿色,B202井,3112.75 m,营Ⅴ砂组,(UV激发荧光);(e)粒间呈淡黄绿色-淡蓝色,碎屑颗粒内呈蓝色荧光,B206井,3234.89 m,营Ⅲ砂组,(UV激发荧光);(f)粒间孔隙中呈淡蓝绿色荧光,B210井,3944.85 m,营Ⅴ砂组,(UV激发荧光)

根据测验结果显示,包裹体均一温度分布范围广,具有两个峰值(图18)。据实验结果显示,研究区共有两期油气充注。第一期为液烃为主的轻质油和少量凝析气,成熟度相对较高,荧光显示呈淡蓝色-蓝色-蓝绿色,均一温度分布在 80°C ~ 110°C 之间,充注高峰为 100°C ~ 110°C 之间,平均温度为 103.05°C ,该期油气充注对应的地层年代在105 Ma~100 Ma之间,处于登娄库组沉积中期抬升期;第二期以气烃为主,主要为凝析气,单偏光下呈无色,荧光显示呈蓝色-无荧光显示,有机质成熟度高,均一温度分布在 120°C ~ 150°C 之间。

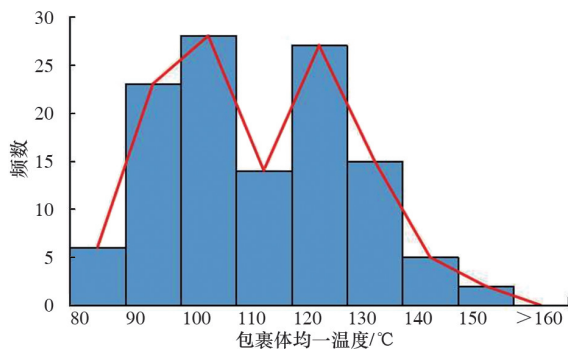


图18 均一温度分布统计

5.2 成藏模式划分

根据流体包裹体特征,研究区营城组和沙河子

组储层共经历了两期油气成藏,第一期油气成藏时间约105 Ma~100 Ma之间,第二期油气成藏时间约95 Ma~80 Ma之间。北204井、北206井等井位主要成藏期为第一期,北202井、北210井等井位主要成藏期为第二期。从各成岩相来看,绿泥石胶结成岩相、浊沸石胶结成岩相及酸性溶蚀成岩相储层均有含烃类包裹体,油气丰度较高。根据孔隙演化结果显示,大部分储层在早成岩末期-中成岩A期之间致密,结合单井成藏时间和丰度分析,储层成藏时间晚于储层的致密时间,因此,将研究区储层共划分两种演化模式,即先致密后成藏模式和先成藏后致密模式。

如果储层致密化过程发生在源岩生排烃高峰期天然气充注之后,即储层后致密,称为“先成藏后致密型”。如果储层致密化过程发生在源岩生排烃高峰期天然气充注之前,即储层先致密,则称为“先致密后成藏型”。不同致密砂岩气藏成藏条件的主要差异在于“先致密后成藏型”气藏气体注入的时候,储层已经致密,依靠分子膨胀力成藏(浮力不起作用),大面积凹陷或斜坡部位成藏“先成藏后致密型”气藏气体注入发生在致密储层形成之前,成藏的时候属于常规气藏,天然气依靠浮力成藏,天然气局部或高点成藏^[29]。

绿泥石胶结成岩相、浊沸石胶结成岩相及酸性溶蚀成岩相发育先致密后成藏模式,均为早期强胶结导致储层孔隙度最终降低至致密界限以下,其致密时间均约在中成岩 A1 期早期,致密时间约在

110 Ma 左右,而第一期油气充注约在中成岩 A1 期早期-中期之间,充时间为 105 Ma 之后。因此,这 3 种成岩相为先致密后成藏的储层演化模式(图 19)。

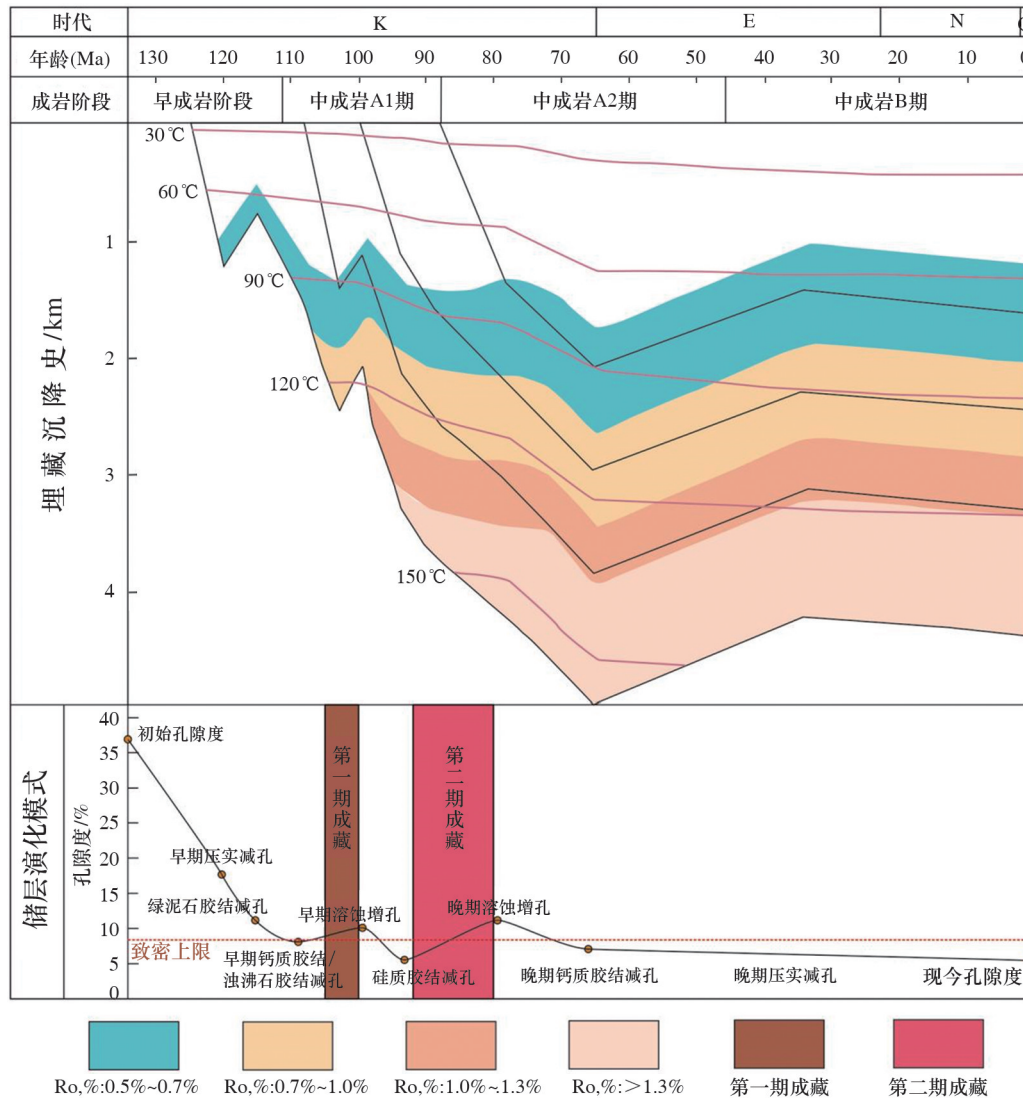


图 19 研究区致密储层演化模式图^[30]

6 结论

1) 龙凤山次凹沙河子组及营城组以细砂和粗砂为主,中砂次之,砾石及粉砂含量较低。整体上分选、磨圆较差,结构成熟度较低,接触关系较复杂,点接触、线接触及凹凸接触均可见。沙河子组整体物性较差,平均孔渗分别为 2.13%、 $0.28 \times 10^{-3} \mu\text{m}^2$;营城组整体上物性较沙河子组好,平均孔渗

分别为 4.16%、 $0.68 \times 10^{-3} \mu\text{m}^2$ 。

2) 研究区营城组和沙河子组储层成岩作用类型主要有压实作用、胶结作用、溶蚀作用及交代作用等,其中压实作用及胶结作用较强。目标层为中成岩 B 期,成岩共生序列为早期压实-绿泥石胶结-浊沸石胶结-早期钙质胶结-一期溶蚀-硅质胶结-二期溶蚀-晚期钙质胶结。

3) 研究区营城组和沙河子组储层可划分为绿

泥石胶结成岩相、浊沸石胶结成岩相和酸性溶蚀成岩相。各成岩相都经历了压实作用和胶结作用的减孔影响,以及两期溶蚀作用的物性改善作用,并最终达到致密。

4) 研究区储层共经历了两期油气成藏,第一期油气成藏时间约 105 Ma~100 Ma 之间,第二期油气成藏时间约 95 Ma~80 Ma 之间,结合致密过程,划分了两种演化模式,即先致密后成藏模式和先成藏后致密模式。文中的绿泥石胶结成岩相、浊沸石胶结成岩相及酸性溶蚀成岩相均为先致密后成藏模式。

参考文献(References)

- [1] Holditch S A. Tight gas sands[J]. *Journal of Petroleum Technology*, 2006, 58(5): 86-93.
- [2] Nordeng S H. The Bakken petroleum system: An example of a continuous petroleum accumulation[J]. *North Dakota Department of Mineral Resources Newsletter*, 2009, 36(1): 21-24.
- [3] U W R, Bao J W, Hu B, et al. Trend and progress in global oil and gas exploration[J]. *Petroleum Exploration and Development*, 2013, 40(4): 409-413.
- [4] Zou C N, Zhang G Y, Tao S Z, et al. Geological features, major discoveries and unconventional petroleum geology in the global petroleum exploration[J]. *Petroleum Exploration and Development*, 2010, 37(2): 129-145.
- [5] 孙龙德, 邹才能, 贾爱林, 等. 中国致密油气发展特征与方向[J]. *石油勘探与开发*, 2019, 46(6): 12.
- [6] 李海平, 贾爱林, 何东博, 等. 中国石油的天然气开发技术进展及展望[J]. *天然气工业*, 2010, 30(1): 5-8.
- [7] 孙龙德, 伍晓林, 周万富, 等. 大庆油田化学驱提高采收率技术[J]. *石油勘探与开发*, 2018, 45(4): 636-645.
- [8] 杨涛, 张国生, 梁坤, 等. 全球致密气勘探开发进展及中国发展趋势预测[J]. *中国工程科学*, 2012, 14(6): 64-68.
- [9] 邹才能, 翟光明, 张光亚, 等. 全球常规-非常规油气形成分布、资源潜力及趋势预测[J]. *石油勘探与开发*, 2015, 42(1): 13-25.
- [10] 胡素云, 朱如凯, 吴松涛, 等. 中国陆相致密油效益勘探开发[J]. *石油勘探与开发*, 2018, 45(4): 737-748.
- [11] 秦都, 黄桂雄, 李瑞磊, 等. 松辽盆地南部断陷层碎屑岩天然气成藏主控因素分析——以长岭断陷龙凤山次凹为例[J]. *中国石油勘探*, 2016, 21(3): 52-61.
- [12] 袁静, 王尉, 朱建峰, 等. 松辽盆地长岭断陷龙凤山次凹下白垩统营城组物源与沉积相研究[J]. *天然气地球科学*, 2017, 28(1): 93-105.
- [13] 唐颖. 松辽盆地伏龙泉断陷源—汇体系特征与有利储集砂体预测[D]. 北京: 中国地质大学(北京), 2017.
- [14] 张玮, 李洪革, 李明杰. 松辽盆地南部长岭断陷区深层构造特征与天然气聚集[J]. *石油与天然气地质*, 2008(1): 120-127.
- [15] 陈娟, 张庆龙, 王良书, 等. 松辽盆地长岭断陷盆地断陷期构造转换及油气地质意义[J]. *地质学报*, 2008, 82(8): 1027-1035.
- [16] 闫伟鹏, 李建忠, 王立武, 等. 松辽盆地长岭断陷深层天然气资源潜力分析[J]. *现代地质*, 2009, 23(5): 902-907.
- [17] 张彦霞, 李海华, 王保华, 等. 松辽盆地长岭断陷深层天然气输导体系研究[J]. *石油实验地质*, 2012, 34(6): 582-586.
- [18] 左宗鑫, 陆建林, 王苗, 等. 松辽盆地长岭断陷断层特征及其控油气作用[J]. *石油实验地质*, 2019, 41(2): 200-206.
- [19] 范婕, 蒋有录, 刘景东, 等. 长岭断陷龙凤山地区断裂与油气运聚的关系[J]. *地球科学*, 2017, 42(10): 1817-1829.
- [20] 郭巍, 于文祥, 刘招君. 松辽盆地南部埋藏史[J]. *吉林大学学报(地球科学版)*, 2009, 39(3): 353-360.
- [21] 李浩, 陆建林, 左宗鑫, 等. 长岭断陷南部断陷层湖相优质烃源岩发育控制因素[J]. *石油与天然气地质*, 2015, 36(2): 209-218.
- [22] 刘曦翔, 张哨楠, 杨鹏, 等. 龙凤山地区营城组深层优质储层形成机理[J]. *岩性油气藏*, 2017, 29(2): 117-124.
- [23] 程日辉, 任延广, 沈艳杰, 等. 松辽盆地营城组火山岩冷却单元及地层结构分析[J]. *吉林大学学报(地球科学版)*, 2012, 42(5): 1338-1347.
- [24] 朱平, 黄思静, 李德敏, 等. 粘土矿物绿泥石对碎屑储集岩孔隙的保护[J]. *成都理工大学学报(自然科学版)*, 2004(2): 153-156.
- [25] Laura J C, Robert L, Matthew W T. Silicilastic diagenesis and fluid flow: Concepts and applications. Tulsa, Oklahoma[J]. *Society for sedimentary Geology*, 1996, 4: 1-27.
- [26] Scherer M, 侯瑞云. 影响砂岩孔隙度的参数——一种预测砂岩孔隙度的模式[J]. *地质科学译丛*, 1988(2): 74-79.
- [27] 张向津. 大牛地气田石炭—二叠系致密砂岩成岩演化定量分析[D]. 青岛: 中国石油大学(华东), 2014.
- [28] 王艳忠, 操应长, 蕙克来, 等. 碎屑岩储层地质历史时期孔隙度演化恢复方法——以济阳拗陷东营凹陷沙河

- 街组四段上亚段为例[J]. 石油学报, 2013, 34(6): 1100–1111.
- [29] 姜振学, 庞雄奇, 李峰, 等. 致密砂岩气藏成藏机理与类型划分[C]//中国矿物岩石地球化学学会. 中国矿物岩石地球化学学会第14届学术年会论文摘要专辑. 北京:《高校地质学报》编辑部, 2013: 1.
- [30] Wang W, Jiang Y L, Yuan J, et al. Characteristics and migration mechanisms of natural gas in tight sandstone reservoirs in the Longfengshan sag, Songliao Basin, China[J]. Journal of Petroleum Science and Engineering, 2019, 174: 1–12.

Characteristics of pore evolution in tight sandstone reservoirs of Yingcheng Formation–Shahezi Formation, Longfengshan Sub-sag in Changling fault depression, Songliao Basin

ZHU Xinda¹, QU Xiyu^{1*}, YAN Zhen¹, MAO Shaohua²

1. College of Earth Science and Technology, China University of Petroleum (East China), Qingdao 266580, China

2. Shaanxi Geological Survey Institute, Xi'an 710000, China

Abstract In response to clear understanding of reservoir rock-forming and pore evolution characteristics, this study takes the tight sandstone reservoir of the Lower Cretaceous Yingcheng Formation and Shahezi Formation in the Longfengshan Sub-sag of the Changling Fault depression in the Songliao Basin as the research object, and the pore evolution process of the main rock-forming phases is quantitatively recovered on the basis of reservoir characteristics and rock-forming phase delineation. The conclusions are as follows. The main rock type of the target formation is rock chip sandstone with low structural maturity and poor sorting and rounding; the typical type of reservoir diagenesis is compaction and cementation, the diagenetic stage is intermediate diagenetic stage B, and the diagenetic coeval sequence is: early compaction – chlorite cementation – turbidite cementation – early calcareous cementation – phase I dissolution – siliceous cementation – phase II dissolution – late calcareous cementation; the typical diagenetic phases include chlorite cementation diagenetic phase, turbidite cementation diagenetic phase and acidic dissolution diagenetic phase, and each diagenetic phase has undergone the process of compaction and cementation to reduce pore size, and two stages of dissolution to increase pore size; the pore evolution characteristics and the understanding of tight gas reservoir formation period are integrated, and two reservoir evolution models are established, namely the first tight and then reservoir formation model and the tight unresolved reservoir model.

Keywords Longfengshan sub-sag; rock formation; dense reservoir; pore evolution ●



(责任编辑 卫夏雯)