

柴北缘平台地区路乐河组砂岩储层特征

孙国强¹ 刘伟明^{1,2} 王波³ 徐丽³ 康健³ 王海成³

(1.甘肃省油气资源研究重点实验室/中国科学院油气资源研究重点实验室 兰州 730000;
2.中国科学院大学 北京 100049;3.中国石油青海油田公司勘探开发研究院 甘肃敦煌 736202)

摘要 以重点钻井的岩芯样品和薄片的观察为基础,结合扫描电镜、X衍射、储层物性和压汞等化验资料的分析,对柴达木盆地平台地区路乐河组砂岩储层的物性特征及其主控因素进行了研究。结果表明路乐河组砂岩储层的岩石类型以岩屑砂岩和长石质岩屑砂岩为主,颗粒分选和磨圆中等—较差,成分成熟度和结构成熟度中等—较低;储层物性表现为以中孔—中渗为主,低孔—低渗为辅的特征,且孔隙度和渗透率相关性好;原生粒间孔是最主要的孔隙类型,约占70%,其次是粒间溶孔和粒内溶孔。压实作用和胶结作用分别减少了路乐河组砂岩储层原始孔隙的31.8%和29.5%,是其物性条件变差的最主要因素。在成岩演化早期阶段,碳酸盐胶结物增强了储集岩的抗压实能力,有效抵御压实作用在成岩阶段早期对储集岩粒间孔隙的破坏;在成岩演化晚期阶段,碳酸盐胶结物又为溶蚀作用提供了空间和物质基础,形成部分次生溶蚀孔隙,对平台地区路乐河组储层的物性又有一定程度的改善。

关键词 储集岩 物性特征 碳酸盐胶结物 路乐河组 平台地区

第一作者简介 孙国强 男 1977年出生 博士 副研究员 石油地质及沉积构造 E-mail:sguoqiang@lzb.ac.cn

中图分类号 P618.13 **文献标识码** A

0 引言

柴达木盆地是我国西部一个大型的中—新生代陆相含油气盆地,盆地面积约12万平方公里^[1]。平台地区位于柴达木盆地北缘二级构造单元(以下简称“柴北缘”)赛什腾凹陷的北部,是赛什腾山前带最主要的有利勘探区域之一^[2]。青海油田公司近几年在平台地区的油气勘探中获得了成功,其中平1井,平3井,平101井等都获得了工业油气流,显示了该区域广阔的油气勘探前景。前人对柴北缘地区新生界的储集砂岩进行了研究^[3-5],但是针对路乐河组的研究相对较少。而路乐河组砂岩作为平台地区最主要的储集岩类型,是制约该区域下一步油气勘探的关键因素。因此,本文以路乐河组储集砂岩的岩芯样品为主要研究对象,对其岩石学类型、物性特征、孔隙结构、成岩作用及其物性主控因素等方面进行了研究,以期查明平台地区路乐河组储集砂岩的特征及形成机制。

1 地质概况

平台地区古近系地层分布广泛且发育齐全,自下

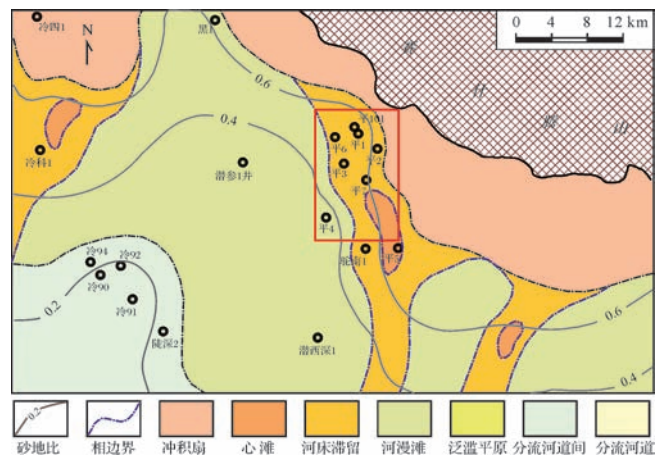


图1 柴北缘山前带路乐河组沉积相平面分布图

Fig.1 Planar distribution of sedimentary facies about the Lulehe Formation in the northern margin of the Qaidam Basin

而上依次为:路乐河组(E_{1+2})、下干柴沟组下段(E_3^1)和下干柴沟组上段(E_3^2);新近系地层以上干柴沟组(N_1)为主,上干柴沟组以上地层在本区多被抬升剥蚀。路乐河组(E_{1+2})作为平台地区最主要的目的层段,为一套辫状河河流相沉积^[6],主要发育河床滞留、心滩、河漫滩和泛滥平原等沉积微相(图1)。岩

性以杂色砾岩、细砾岩及粗砂岩夹棕褐色泥质粉砂岩和泥岩为主。

2 储集岩特征

2.1 岩石学特征

通过对平台地区重点钻井岩芯样品观察、薄片鉴定和 X 衍射等资料的分析,显示平台地区路乐河组储集砂岩的主要成分依次为:岩屑、石英和长石。岩屑成分以石英岩、板岩及千枚岩等变质岩为主,含少量的花岗岩。总体含量变化大,在 15%~73%之间,平均为 38.4%;石英的含量较低且变化大,在 13%~60%之间,平均为 31.9%;长石的含量平均为 26.7%。根据赵澄林等划分碎屑岩成分三角图的模板^[7],平台地区储集砂岩主要为岩屑砂岩和长石质岩屑砂岩,其次为岩屑质长石砂岩和长石砂岩(图 2)。储集岩中碎屑颗粒的粒度较粗,以细砾岩、粗砂岩、中砂岩和细砂岩为主,结构成熟度中等—较低,成分成熟度也较低。分选以中等—差为主,磨圆以次棱角—次圆状为主(图 3a)。碎屑颗粒之间主要以点—线式接触关系为主(图 3b),胶结类型主要是以颗粒支撑为主的

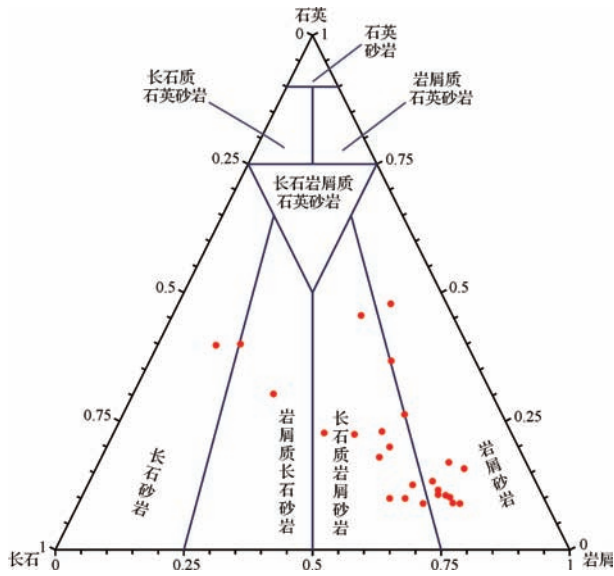


图 2 平台地区路乐河组碎屑岩成分三角图

Fig.2 Triangle diagram of sandstone components in Pingtai area

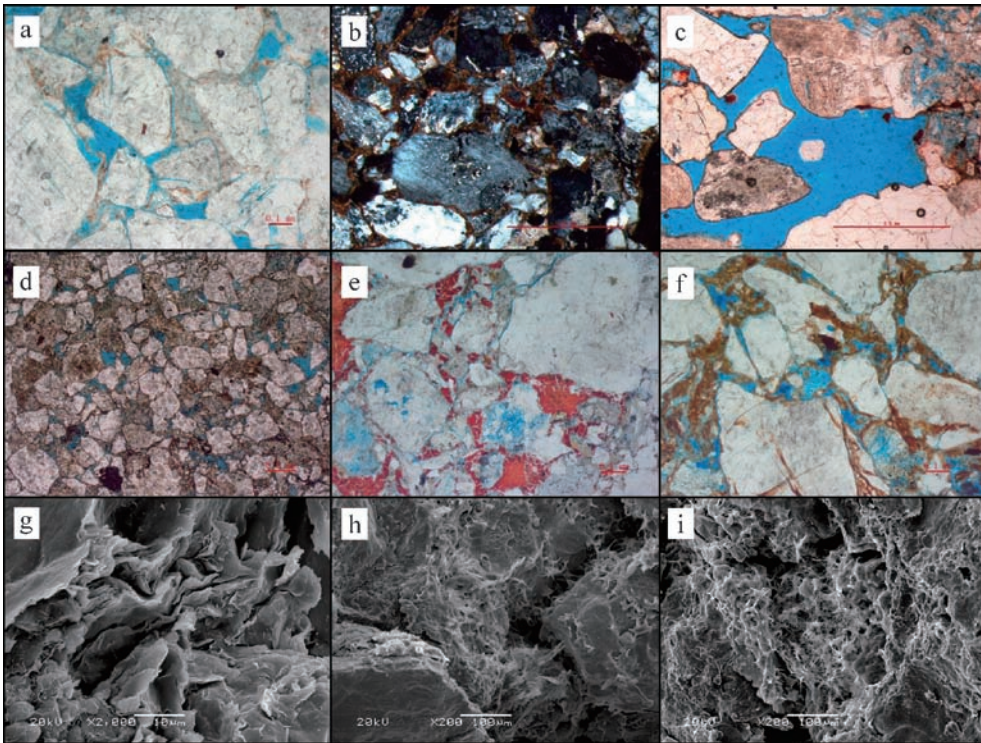


图 3 平台地区路乐河组储集砂岩结构特征

a.平 1 井,1 114.03 m, E₁₊₂, 中—粗粒长石岩屑砂岩,分选中等,次棱角—次圆状,点—线接触为主,(-)×100;b.平 5 井,1 319.39 m, E₁₊₂, 中—粗粒长石岩屑砂岩,分选差,次棱角—次圆状,点接触为主,孔隙不发育,(+)×100;c.平 3 井,1 050.87 m, E₁₊₂, 巨—粗粒岩屑砂岩,分选中等,次棱角—次圆状,原生粒间孔发育,部分次生溶蚀孔隙,(-)×100;d.平 1 井,1 114.85 m, E₁₊₂, 粗粒岩屑砂岩,颗粒之间以点—线接触为主,(-)×25;e.平 1 井,1 114.1 5m, E₁₊₂, 粗粒长石岩屑砂岩,分选磨圆较差,粒间孔隙中发育方解石,(-)×100;f.平 1 井,1 115.80 m, E₁₊₂, 粗粒长石岩屑砂岩,沿粒间孔隙边缘发生溶蚀作用,溶蚀孔隙发育,(-)×100;g.平 1 井,1 115.74 m, E₁₊₂, 红褐色含砾粗砂岩,粒间杂基受压变形,×2 000;h.平 1 井,1 114.75 m, E₁₊₂, 红褐色粗砂岩,残余粒间孔间发育丝状伊利石,×200;i.平 1 井,1 116.23 m, E₁₊₂, 褐色粗砂岩,粒间自生伊利石及溶蚀现象,×200。

Fig.3 Structural features of sandstones reservoirs in the Lulehe Formation in Pingtai area

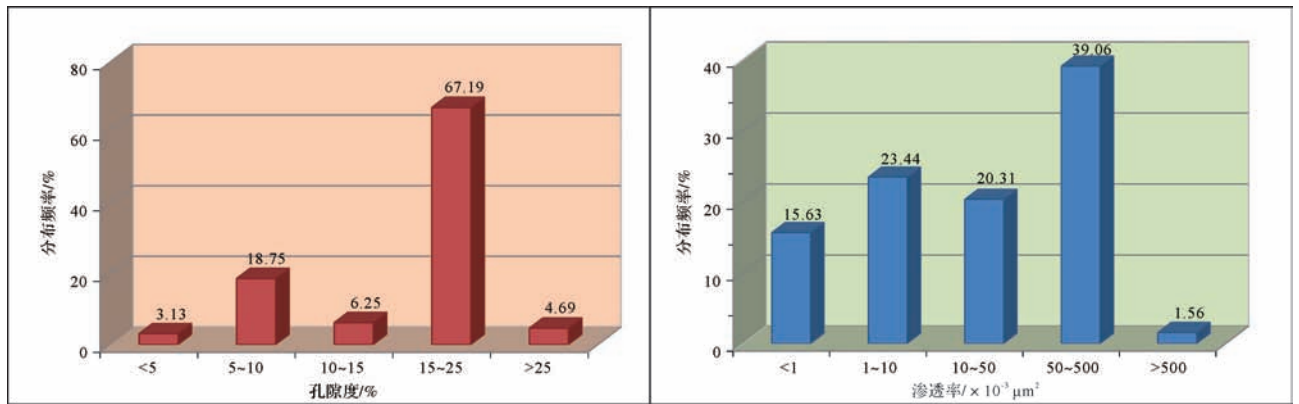


图4 平台地区路乐河组储集砂岩孔隙度和渗透率分布频率图

Fig.4 Histogram of porosity and permeability of the Lulehe Formation in the Pingtai area

孔隙型,部分为基底型(图3c)。据统计,填隙物组分约占10.75%,包括6.44%的胶结物和4.31%的杂基。

2.2 物性特征

柴北缘平台地区路乐河组砂岩储层的物性分析表明,储层孔隙度为3.82%~26.67%,平均为16.55%。频率分析显示(图4,左图),孔隙度分布在15%~25%的样品最多,约占总数的67.19%,属于中孔;其次分布在5%~10%的样品占18.75%,属于特低孔;孔隙度分布在10%~15%之间的低孔样品约占6.25%;孔隙度>25%的高孔样品占4.69%;孔隙度<5%的超低孔样品占3.13%。总之,平台地区路乐河组砂岩储层中低孔以下样品累计占28.13%,中孔样品占67.19%,样品总体表现为以中孔为主,低孔—特低孔为辅的特征。

储层渗透率为 $0.05 \times 10^{-3} \sim 558.18 \times 10^{-3} \mu\text{m}^2$,平均值为 $87.81 \times 10^{-3} \mu\text{m}^2$ 。频率分析显示(图4,右图),渗透率分布在 $50 \times 10^{-3} \sim 500 \times 10^{-3} \mu\text{m}^2$ 的样品数最多,占分析样品数的39.06%,属于中渗;渗透率在 $10 \times 10^{-3} \sim 50 \times 10^{-3} \mu\text{m}^2$ 的低渗透样品占20.31%;渗透率> $500 \times 10^{-3} \mu\text{m}^2$ 的高渗透样品仅占1.56%;其余则为渗透率< $10 \times 10^{-3} \mu\text{m}^2$ 特低渗和超低渗样品共占39.07%。这说明平台地区路乐河组砂岩储层总体表现以中渗为主,低渗透和特低渗为辅的特征。以上储层物性分类是根据石油行业标准(SY/T 6285—2011)来划分的。

通过对平台地区路乐河组储层样品孔隙度和渗透率的相关性分析,显示孔隙度和渗透率在对数坐标中具有较好的正相关关系(图5), R^2 值达到了0.7023,并且在孔隙度>15%的区域,这种相关性更为明显。说明平台地区路乐河组储集砂岩的孔隙类

型主要是以原生粒间孔隙为主,渗透率主要受控于孔隙发育的程度^[8-9],渗滤通道主要是与孔隙有关的粒间孔隙而非粒内溶孔或裂缝等其他通道,总体属于孔隙型储层^[10-11]。

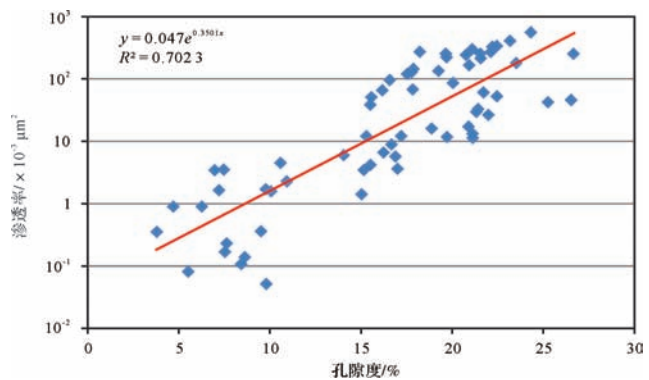


图5 平台地区路乐河组储层孔—渗相关图

Fig.5 Relationship between permeability and porosity of the Lulehe Formation sandstone in the Pingtai area

2.3 孔隙结构类型

通过对平台地区平1井,平2井和平101井等多口重点探井的岩石铸体薄片观察分析表明,路乐河组储集砂岩的物性条件较好,孔隙发育,孔隙分布大小均匀且连通性好(图3a)。孔隙类型以原生粒间孔为主,其次是粒间溶孔和粒内溶孔(图3c)。储层的孔隙结构是岩石的微观物理性质,指岩石所具有的孔隙和喉道的几何形态、大小、分布及其相互连通关系等,比常规储层物性更能全面深入的反映储层的产能、渗透能力及储集性能^[12-15]。孔隙的存在是油气储集的前提条件,但是油气能否运移成藏并被有效开采,则需要储层有一定的渗透能力。根据储集岩样品的毛细管压力曲线特征和储层物性特征,将平台地区路乐

河组砂岩储层的孔隙结构分为两类(图6)。

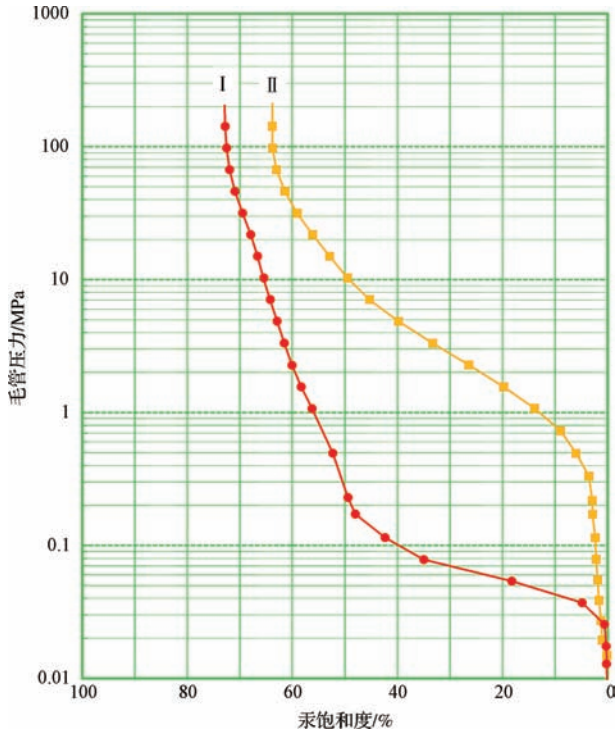


图6 平台地区路乐河组储层压汞毛细管压力曲线

Fig.6 Capillary pressure curves of reservoir in Pingtai area

(1) 类孔隙占60%左右,主要以图中曲线I为代表,其孔隙度在15%~25%之间,渗透率 $>50 \times 10^{-3} \mu\text{m}^2$,曲线形态以粗歪度为主,并且出现一小斜度平台,分选好,孔喉大小出现两个相对集中段,排驱压力一般小于 $<0.1 \text{ MPa}$,平均为 0.056 MPa ,最大连通孔喉半径值主要集中在 $9.69 \sim 21.62 \mu\text{m}$ 之间。

(2) 类孔隙占40%左右,以图中曲线II为代表,其孔隙度 $<15\%$,渗透率 $<50 \times 10^{-3} \mu\text{m}^2$,曲线形态以偏粗歪度为主,并且出现一倾斜平台,平台角度中等,分选也相对较好,孔喉大小出现两个相对集中段,排驱压力较大,一般在 $0.1 \sim 1 \text{ MPa}$ 之间,平均为 0.24 MPa ,最大连通孔喉半径值主要集中在 $1.52 \sim 4.60 \mu\text{m}$ 之间,平均为 $3.61 \mu\text{m}$ 。

3 储集岩成岩作用特征

通过分析平台地区路乐河组储集岩中成岩矿物的分布特征,相互关系以及碎屑颗粒之间的接触关系等,认为在路乐河组砂岩储层中,对物性条件影响较大的有压实作用、胶结作用和溶蚀作用。根据成岩作用对储集岩内孔隙的改善和破坏情况,将成岩作用分为建设性成岩作用和破坏性成岩作用。破坏性成岩

作用主要包括压实作用、胶结作用和自生矿物的形成等;建设性成岩作用主要有溶蚀作用和溶解作用^[16-18]。一般情况下,砂岩储层在埋藏成岩演化的过程中会遭受强烈的机械压实作用,主要表现为碎屑颗粒的变形、重排以及产生裂缝等,其作用的强度主要取决于碎屑岩的原始成分和埋藏过程^[8]。胶结作用对储层物性条件的影响主要表现在胶结物的成分和胶结方式上。平台地区路乐河组储集岩主要以碳酸盐(方解石和少量的白云石)胶结为主,其中方解石含量高,分布广,对储层物性影响最为明显。自生的黏土矿物也较为发育,主要充填于孔隙和喉道,后期成岩作用也很难对其改造,对储层的渗透率有一定影响。

3.1 压实作用

前人研究表明^[19],压实作用在碎屑岩成岩阶段的早期,能大幅度减少原生孔隙,是碎屑岩储层致密化的主要因素之一。如果胶结物在储集岩成岩阶段早期不发育的情况下,压实作用可使原始粒间孔隙降低26%。平台地区路乐河组砂岩在成岩过程中经历了一定程度的压实作用,主要表现为储集岩中颗粒间接触较为紧密,部分颗粒之间以点—线接触为主(图3d),颗粒间杂基受挤压变形等特征(图3g)。

3.2 胶结作用

胶结作用也是碎屑岩储层致密化的主要因素之一^[20]。平台地区路乐河组储集岩的胶结物主要有泥质胶结、碳酸盐胶结和自生黏土矿物等。碳酸盐胶结物以方解石为主,主要充填于碎屑颗粒周围及颗粒之间的孔隙内(图3e)。前人的研究表明^[21-22],这类方解石胶结物主要是在成岩阶段早期,从富含钙离子的孔隙水中沉淀而形成的。由于其形成时间较早,加强了碎屑颗粒之间的固结程度,从而有效的抵御了压实作用对碎屑岩原生孔隙的破坏。且由于其形成较早,结晶程度低,在成岩阶段的中晚期容易发生溶解作用,有利于形成次生的溶蚀孔隙,对储层的物性条件会有一定程度的改善。自生黏土矿物主要包括伊利石、蒙脱石、绿泥石及伊/蒙混层等(图3h),含量变化较大,在5.9%~45.0%之间,平均含量达到了21.0%(表1、图3),对储层的物性条件也有一定的影响。

3.3 溶蚀作用

在溶蚀作用发生的过程中,碎屑岩储层内的碎屑颗粒、胶结物和杂基等各种组分都有可能被溶解形成次生的溶蚀孔隙^[20,23-24]。次生的溶蚀孔隙是砂岩储层致密化后物性条件改善的重要原因^[25-26]。通过分

表1 平台地区路乐河组砂岩储层X衍射分析数据表

Table 1 The X-ray diffraction analysis of Lulehe Formation in Pingtai area

井号	埋深/m	层位	黏土矿物相对含量/%				混层比/%S	黏土矿物 /%
			S	I/S	I	C	I/S	
平1井	1 114.4	E ₁₊₂	70	13	10	7	5	27.2
平2井	929.86	E ₁₊₂	—	67	10	7	5	5.9
平2井	930.23	E ₁₊₂	—	30	15	18	5	18.8
平3井	1 405.54	E ₁₊₂	—	67	56	14	5	16.1
平3井	1 406.54	E ₁₊₂	61	17	25	8	5	17.4
平3井	1 409.31	E ₁₊₂	—	56	19	3	5	10.7
平3井	1 410.39	E ₁₊₂	13	49	34	10	5	14.4
平3井	1 410.87	E ₁₊₂	—	70	20	18	5	16.7
平5井	765.16	E ₁₊₂	—	49	21	9	5	39.6
平5井	765.43	E ₁₊₂	—	26	47	4	8	45
平5井	1 319.49	E ₁₊₂	27	63	68	6	13	18.1
平5井	1 319.58	E ₁₊₂	30	54	9	1	5	22.4

标准:SY/T 5163-1995

注:S+I/S+I+K+C/C/S=101或99为小数修约为整数所致,非数据偏差。按有关标准规定,将混层比大于70%的I/S划入蒙脱石。

说明:S.蒙脱石;I/S.伊/蒙混层;I.伊利石;K.高岭石;C.绿泥石;C/S.绿/蒙混层;混层比,例如20%,表明伊/蒙或绿/蒙混层中蒙脱石含量为20。

析平台地区路乐河组砂岩储层中的溶蚀作用发现,包括碳酸盐胶结物、长石颗粒、岩屑和杂基在内的各种组分都发生了不同程度的溶解作用,并形成了粒间溶蚀孔隙及粒内溶蚀孔隙等多种类型的次生溶蚀孔隙(图3f,i),有效的改善了储集岩物性条件。

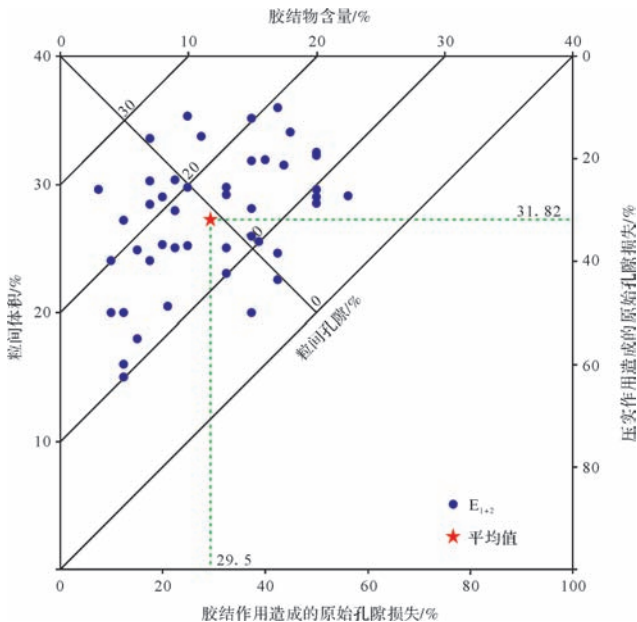


图7 平台地区路乐河组砂岩储层中成岩作用与孔隙度关系

Fig.7 Reservoir diagenesis and porosity evolution of Lulehe

Formation sandstones in Pingtai area

4 储层物性条件影响因素分析

压实作用对储层物性的影响除了与埋藏深度有关外,还与储集岩的成分成熟度和结构成熟度密切相

关^[27]。平台地区路乐河组储集岩的成分成熟度较低,岩屑含量高,且成分主要为板岩及千枚岩等软变质岩类碎屑。Pittman *et al.*^[28]认为,在相同粒度条件下,砂岩中塑性岩屑的含量越高就越容易被压实。结构成熟度低及分选和磨圆差,也同样不利于抵抗压实作用^[27]。何周等^[29]的研究表明,碎屑岩中泥质杂基在压实过程中可起到润滑剂的作用,促进压实作用的进行。而研究区储集岩中泥质杂基的含量也较高,最高可达20%。通过压实作用和胶结作用对储集岩中孔隙度影响的定量分析(图7),以及孔隙度在成岩过程中的演化过程分析(图8),表明平台地区路乐河组储集砂岩中,压实作用减少了31.8%的原始孔隙,胶结作用也减少了29.5%的原始孔隙,说明胶结作用和压实作用对原始孔隙都有一定程度的破坏,且作用强度基本相同。根据岩芯样品实测的孔隙度与深度的关系(图9),在成岩阶段早期由于压实作用的不断加强和碳酸盐胶结物的充填,孔隙度逐渐减小;埋藏深度超过1 400 m以后,孔隙度又开始增大,并出现一个峰值,这主要是由于流体的溶解作用,次生溶蚀孔隙开始发育,使储层的物性条件又有所改善。

5 结论

(1) 平台地区路乐河组砂岩储层主要以岩屑砂岩和长石质岩屑砂岩为主,孔隙度在3.82%~26.66%之间,平均值为16.55%。总体表现以中孔储层为主,低孔—特低孔储层为辅的特征;渗透率在 $0.05 \times 10^{-3} \sim 558.18 \times 10^{-3} \mu\text{m}^2$ 之间,平均值为 $87.81 \times 10^{-3} \mu\text{m}^2$ 。

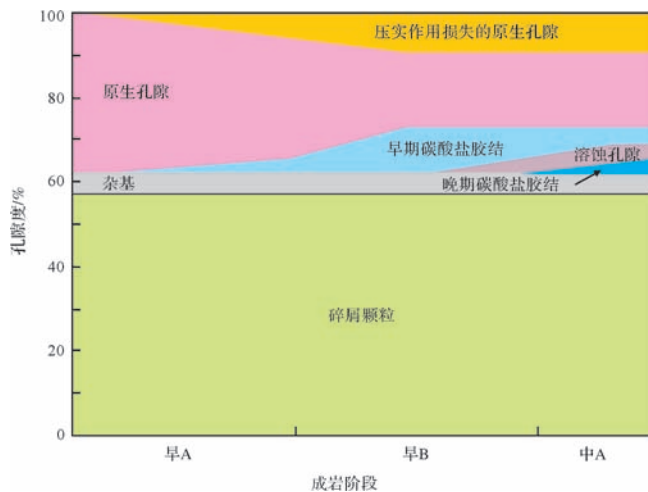


图8 平台地区路乐河组砂岩储层的孔隙演化过程
Fig.8 Pore evolutionary process of Lulehe Formation sandstones in Pingtai area

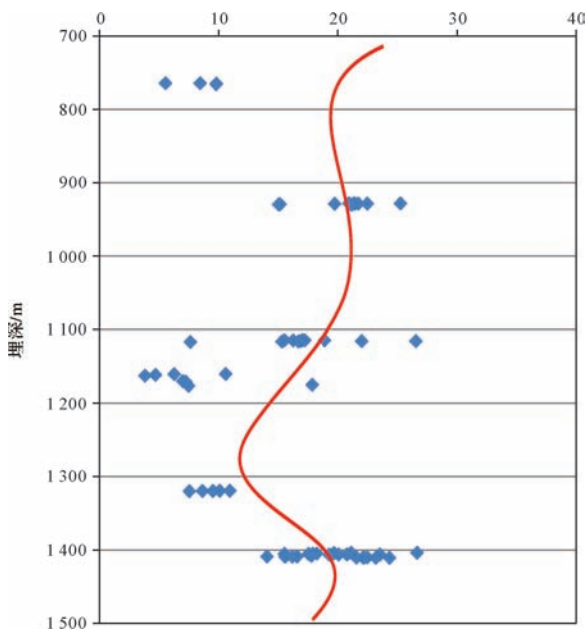


图9 平台地区路乐河组储层实测孔隙度与深度关系
Fig.9 The relation of depth with porosity of reservoir in Pingtai area

总体表现以中渗储层为主,低渗透和特低渗储层为辅的特征。储集砂岩的渗透率主要受控于孔隙度发育的程度,渗滤通道以粒间孔隙为主,属于孔隙型储层。

(2) 孔隙类型以原生粒间孔为主,少量发育粒间溶孔和粒内溶孔;孔隙结构主要分为两种类型: I类是孔隙度在 15%~25% 之间,渗透率大于 $50 \times 10^{-3} \mu\text{m}^2$,排驱压力一般小于 $<0.1 \text{ MPa}$,平均为 0.056 MPa ,最大连通孔喉半径值主要集中在 $9.69 \sim 21.62$

μm 之间; II类是孔隙度 $<15\%$,渗透率 $<50 \times 10^{-3} \mu\text{m}^2$,排驱压力一般在 $0.1 \sim 1 \text{ MPa}$ 之间,平均为 0.24 MPa ,最大连通孔喉半径值主要集中在 $1.52 \sim 4.60 \mu\text{m}$ 之间,平均 $3.61 \mu\text{m}$ 。

(3) 平台地区路乐河组储集岩经历了一定程度的压实作用,碎屑颗粒之间接触较为紧密,部分颗粒之间以点—线接触为主,粒间杂基受挤压变形;自生矿物主要以碳酸盐胶结物和黏土矿物为主,主要包括方解石、白云石、伊利石、蒙脱石、绿泥石及伊/蒙混层等。压实作用和胶结作用分别减少了原始孔隙的 31.8% 和 29.5%,对储层物性有较大影响;在埋藏大于 1400 m 的深度,由于溶蚀作用形成的次生孔隙开始发育,储层物性条件有所改善。

参考文献 (References)

- 孙国强,郑建京,苏龙,等. 柴达木盆地西北区中—新生代构造演化过程研究[J]. 天然气地球科学, 2010, 21(2): 212-217. [Sun Guoqiang, Zheng Jianjing, Su Long, et al. Mesozoic-Cenozoic tectonic evolution in northwestern Qaidam Basin [J]. Natural Gas Geoscience, 2010, 21(2): 212-217.]
- 张敏,尹成明,陈琰. 柴达木盆地北缘含油气系统与油气勘探方向[J]. 沉积学报, 2005, 23(1): 143-149. [Zhang Min, Yin Chengming, Chen Yan. Strategy of hydrocarbon exploration in the petroleum system of the northern Qaidam Basin [J]. Acta Sedimentologica Sinica, 2005, 23(1): 143-149.]
- 王鹏,赵澄林. 柴达木盆地北缘地区第三系碎屑岩储层沉积相特征[J]. 石油大学学报:自然科学版, 2001, 25(1): 12-15. [Wang Peng, Zhao Chenglin. Characteristics of Tertiary reservoir sedimentary facies in the north part of Qaidam Basin [J]. Journal of the University of Petroleum, China, 2001, 25(1): 12-15.]
- 陈吉,谢梅,史基安,等. 柴北缘马北地区下干柴沟组储层特征[J]. 天然气地球科学, 2011, 22(5): 821-826. [Chen Ji, Xie Mei, Shi Ji'an, et al. Reservoir characteristics of Xiaganchaigou Formation in Ma-bei area of northern Qaidam Basin [J]. Natural Gas Geoscience, 2011, 22(5): 821-826.]
- 贾艳艳,史基安,申玉山,等. 柴北缘冷湖五号构造上干柴沟组储层特征研究[J]. 西南石油大学学报:自然科学版, 2013, 35(4): 43-50. [Jia Yanyan, Shi Ji'an, Shen Yushan, et al. Research of structural reservoir in No. 5 unit of Lenghu area [J]. Journal of Southwest Petroleum University: Science & Technology Edition, 2013, 35(4): 43-50.]
- 田继先,张平,张林,等. 柴达木盆地北缘山前带平台地区天然气成藏条件及勘探方向[J]. 天然气地球科学, 2014, 25(4): 526-531. [Tian Jixian, Sun Ping, Zhang Lin, et al. Accumulation conditions of natural gas and exploration domains in Pingtai area, piedmont zone of the North Qaidam [J]. Natural Gas Geoscience, 2014, 25(4): 526-531.]
- 赵澄林,朱筱敏. 沉积岩石学[M]. 3版. 北京:石油工业出版社, 2001:102. [Zhao Chenglin, Zhu Xiaomin. Sedimentary Petrology [M]. 2001:102.]

- 3rd ed. Beijing: Petroleum industry Press, 2001: 102.]
- 8 陈国俊, 吕成福, 王琪, 等. 珠江口盆地深水白云凹陷储层孔隙特征及影响因素[J]. 石油学报, 2010, 31(4): 566-572. [Chen Guojun, Lü Chengfu, Wang Qi, et al. Characteristics of pore evolution and its controlling factors of Baiyun sag in deepwater area of Pearl River Mouth Basin[J]. Acta Petrolei Sinica, 2010, 31(4): 566-572.]
 - 9 王国仓, 孙敏卓, 王鹏, 等. 柴北缘马北8号构造下干柴沟组下段砂岩储层特征[J]. 石油学报, 2012, 33(2): 241-249. [Wang Guocang, Sun Minzhuo, Wang Peng, et al. Characteristics of the lower part of the Xiaganchaigou Formation in the Mabei-VIII structure in the northern margin, Qaidam Basin [J]. Acta Petrolei Sinica, 2012, 33(2): 241-249.]
 - 10 张满卿, 李熙喆, 谢武仁. 鄂尔多斯盆地山2段砂岩储层的孔隙类型与孔隙结构[J]. 天然气地球科学, 2008, 19(4): 480-486. [Zhang Manlang, Li Xizhe, Xie Wuren. Pore types and pore texture of sandstone reservoir of the 2nd member of Shanxi Formation, Ordos Basin[J]. Natural Gas Geoscience, 2008, 19(4): 480-486.]
 - 11 胡明毅, 沈娇, 胡蝶. 西湖凹陷平湖构造带平湖组砂岩储层特征及其主控因素[J]. 石油与天然气地质, 2013, 34(2): 185-191. [Hu Mingyi, Shen Jiao, Hu Die. Reservoir characteristics and its main controlling factors of the Pinghu Formation in Pinghu structural belt, Xihu depression[J]. Oil and Gas Geology, 2013, 34(2): 185-191.]
 - 12 屈争辉, 姜波, 王超勇. 柴北缘石泉滩和冷湖三号储层特征对比研究[J]. 中国矿业大学学报, 2007, 36(6): 837-842. [Qu Zhenghui, Jiang Bo, Wang Chaoyong. Contrast research on reservoir characteristics between Shiquantan and Lenghu 3 in northern margin of Qaidam Basin [J]. Journal of China University of Mining & Technology, 2007, 36(6): 837-842.]
 - 13 嵇喜准, 王琪, 郝乐伟, 等. 柴北缘中部下干柴沟组下段成岩演化与储层评价[J]. 兰州大学学报: 自然科学版, 2009, 45(4): 23-29. [Zhuo Xizhun, Wang Qi, Hao Lewei, et al. Diagenetic evolution and reservoir assessment about the lower part of Xiaganchaigou Formation in the central areas of northern Qaidam Basin [J]. Journal of Lanzhou University: Natural Sciences, 2009, 45(4): 23-29.]
 - 14 Makowita A, Lander R H, Milliken K L. Diagenetic modeling to assess the relative timing of quartz cementation and brittle grain processes during compaction[J]. AAPG Bulletin, 2006, 90(6): 873-885.
 - 15 Lash G G, Engelder T. Thickness trends and sequence stratigraphy of the Middle Devonian Marcellus Formation, Appalachian Basin: implications for Acadian foreland basin evolution [J]. AAPG Bulletin, 2011, 95(1): 61-103.
 - 16 嵇喜准, 王琪, 陈国俊, 等. 恩平凹陷恩平组下段成岩过程分析与储层动态评价[J]. 沉积学报, 2008, 26(2): 257-264, 282. [Zhuo Xizhun, Wang Qi, Chen Guojun, et al. Analysis of diagenetic process and dynamic reservoir assessment on the lower part of Enping Fm., Enping sag [J]. Acta Sedimentologica Sinica, 2008, 26(2): 257-264, 282.]
 - 17 吕成福, 陈国俊, 杜贵超, 等. 酒东坳陷营垒凹陷下白垩统储层孔隙特征及其影响因素研究[J]. 沉积学报, 2010, 28(3): 556-562. [Lv Chengfu, Chen Guojun, Du Guichao, et al. Characteristics of pore evolution and its controls of Lower Cretaceous reservoir in Ying'er depression, Jiudong Basin [J]. Acta Sedimentologica Sinica, 2010, 28(3): 556-562.]
 - 18 王金鹏, 彭仕宓, 赵艳杰, 等. 鄂尔多斯盆地合水地区长6-8段储层成岩作用及孔隙演化[J]. 石油天然气学报(江汉石油学院学报), 2008, 30(2): 170-174. [Wang Jinpeng, Peng Shimi, Zhao Yanjie, et al. Reservoir diagenesis and porosity evolution of Chang 6-8 Heshui area in Ordos Basin [J]. Journal of Oil and Gas Technology (JJPI), 2008, 30(2): 170-174.]
 - 19 郑凌茂, 应凤祥. 煤系地层(酸性水介质)的砂岩储层特征及成岩模式[J]. 石油学报, 1997, 18(4): 19-24. [Zheng Junmao, Ying Fengxiang. Reservoir characteristics and diagenetic model of sandstone intercalated in coal-bearing strata (acid water medium) [J]. Acta Petrolei Sinica, 1997, 18(4): 19-24.]
 - 20 Paxton S T, Szabo J O, Ajdukiewicz J M, et al. Construction of an intergranular volume compaction curve for evaluating and predicting compaction and porosity loss in rigid-grain sandstone reservoirs [J]. AAPG Bulletin, 2002, 86(12): 2047-2067.
 - 21 孙致学, 孙治雷, 鲁洪江, 等. 砂岩储集层中碳酸盐胶结物特征——以鄂尔多斯盆地中南部延长组为例[J]. 石油勘探与开发, 2010, 37(5): 543-551. [Sun Zhixue, Sun Zhilei, Lu Hongjiang, et al. Characteristics of carbonate cements in sandstone reservoirs: A case from Yanchang Formation, middle and southern Ordos Basin, China [J]. Petroleum Exploration and Development, 2010, 37(5): 543-551.]
 - 22 孙国强, 马进业, 王海峰, 等. 柴达木盆地北缘马北地区碳酸盐胶结物特征及意义[J]. 石油实验地质, 2012, 34(2): 134-139. [Sun Guoqiang, Ma Jinye, Wang Haifeng, et al. Characteristics and significances of carbonate cements in northern Mahai region, northern margin of Qaidam Basin [J]. Petroleum Geology & Experiment, 2012, 34(2): 134-139.]
 - 23 鲁新川, 刘振宇, 鲁阳, 等. 克一百地区二叠系成岩作用[J]. 断块油气田, 2010, 17(4): 397-401. [Lu Xinchuan, Liu Zhenyu, Lu Yang, et al. Diagenesis of Permian reservoir in Ke-Bai area [J]. Fault-Block Oil and Gas Field, 2010, 17(4): 397-401.]
 - 24 张顺存, 刘振宇, 刘巍, 等. 准噶尔盆地西北缘克一百断裂下盘二叠系砂砾岩储层成岩相研究[J]. 岩性油气藏, 2010, 22(4): 43-51. [Zhang Shuncun, Liu Zhenyu, Liu Wei, et al. Diagenesis facies of Permian sandy conglomerate reservoir in footwall of Kebai Fault in northwestern margin of Junggar Basin [J]. Lithologic Reservoirs, 2010, 22(4): 43-51.]
 - 25 朱如凯, 赵霞, 刘柳红, 等. 四川盆地须家河组沉积体系与有利储集层分布[J]. 石油勘探与开发, 2009, 36(1): 46-55. [Zhu Rukai, Zhao Xia, Liu Lihong, et al. Depositional system and favorable reservoir distribution of Xujiahe Formation in Sichuan Basin [J]. Petroleum Exploration and Development, 2009, 36(1): 46-55.]
 - 26 刘锐娥, 孙粉锦, 拜文华, 等. 苏里格庙盒8气层次生孔隙成因及孔隙演化模式探讨[J]. 石油勘探与开发, 2002, 29(4): 47-49. [Liu Rui'e, Sun Fenjin, Bai Wenhua, et al. An approach to the generating mechanism of secondary pores and pore evolution model of He 8 gas layer in Suligemiao gas field [J]. Petroleum Exploration and Development, 2002, 29(4): 47-49.]

- 27 张杰,夏维民,徐丽,等. 柴北缘九龙山地区侏罗系致密砂岩储层成因分析[J]. 天然气地球科学, 2014, 25(增刊1): 71-78. [Zhang Jie, Xia Weimin, Xu Li, et al. Genesis of Jurassic tight sandstone reservoirs of Jiulongshan region in the northern Qaidam Basin [J]. Natural Gas Geoscience, 2014, 25(Suppl.1): 71-78.]
- 28 Pittman E D, Larese R E. Compaction of lithic sands; experimental results and applications [J]. AAPG Bulletin, 1991, 75(8): 1279-1299.
- 29 何周,史基安,唐勇,等. 准噶尔盆地西北缘二叠系碎屑岩储层成岩相与成岩演化研究[J]. 沉积学报, 2011, 29(6): 1069-1078. [He Zhou, Shi Ji'an, Tang Yong, et al. Characteristics of diagenesis and diagenetic facies of Permian clastic reservoir in northwest margin of Junggar Basin [J]. Acta Sedimentologica Sinica, 2011, 29(6): 1069-1078.]

Reservoir Characteristics of the Lulehe Formation in the Pingtai Area of northern Qaidam Basin

SUN GuoQiang¹ LIU WeiMing^{1,2} WANG Bo³ XU Li³ KANG Jian³ WANG HaiCheng³

(1. Key Laboratory of Petroleum Resources, Gansu Province/Key Laboratory of Petroleum Resources Research, Institute of Geology and Geophysics, Chinese Academy of Sciences, Lanzhou 730000, China;

2. University of Chinese Academy of Sciences, Beijing 100049, China;

3. Exploratory Development Institute of Qinghai Petroleum Administration, Dunhuang, Gansu 736202, China)

Abstract: Based on the observation of drilling core samples and thin sections, the physical property and influencing factors of sandstone reservoir of Lulehe Formation in the Pingtai region of Qaidam Basin were studied. Scanning electron microscopy, X-ray diffraction, reservoir properties and mercury injection and other information were mainly applied on this study. The result shows that the sandstone reservoirs of Lulehe Formation are mainly composed of lithic sandstone and feldspar lithic sandstone, with medium or low compositional maturity and textural maturity. Particle sorting and rounding are medium and poor. The performance of reservoir properties includes two major types: medium pore and permeability, low pore and permeability. Meanwhile, the correlation of the porosity and permeability is good. Pore type is primary intragranular pore, followed by a small amount of intergranular and intragranular dissolved pore. The original porosity of the reservoir were reduced by 31.8% and 29.5%, respectively, by compaction and cementation, which was the main factor for porosity-losing processes. Meanwhile carbonate cements has enhanced the ability of the resistance to compaction of reservoir rock. Therefore, it can effectively prevent compaction damage to the intergranular pore of reservoir rocks in the early diagenetic stage. Moreover, it provides space and material basis for the corrosion and dissolution of acidic fluid, which is beneficial to the formation of secondary corrosion pores and the improvements of reservoir properties.

Key words: reservoir characteristics; carbonate cements; Lulehe Formation; Pingtai area