

准噶尔盆地莫西庄地区三工河组二段储层微观特征及有效储层控制因素

刘传鹏

(中国石化胜利油田分公司西部新区研究中心, 山东 东营 257001)

摘要:通过普通薄片和铸体薄片观察、孔隙显微图像分析、扫描电镜和阴极发光等测试手段,研究了莫西庄地区三工河组二段储层岩石学、孔隙类型和成岩作用等微观特征,分析了低渗储层的形成原因和相对优质储层的主控因素。研究表明:砂岩以成分成熟度较低的长石岩屑砂岩为主,含少量岩屑砂岩,软岩屑塑性变形强烈或假杂基化,对储层物性和含油性影响大;砂岩孔隙类型主要为次生溶蚀孔,其次为剩余原生粒间孔;强烈的压实作用、方解石和高岭石胶结作用是导致储层低渗的主要原因。优质储层表现为粗粒、低含量软岩屑-弱方解石和高岭石胶结-强溶蚀作用的微观特征。优质储层形成的主要控制因素包括软岩屑含量、晚期溶蚀作用和有利的沉积相带,河道砂体旋回中、下部储层是有效储层发育的有利部位。

关键词:低渗储层;微观特征;成岩作用;主控因素;莫西庄地区

中图分类号: P618.130.2¹ **文献标志码:** A **文章编号:** 1000-3657(2013)05-1515-08

莫西庄地区位于准噶尔盆地中石化登记区中部 1 区块的东部,根据二叠系构造区划,处在盆地中央拗陷带马桥凸起与盆 1 井西凹陷的斜坡过渡带^[1]。侏罗系构造总体为南倾的单斜,略表现出 NE-SW 向的低幅鼻状构造背景^[2]。钻井揭示,侏罗系三工河组二段(J_{1s_2})是主要的含油层段,根据岩性组合特征划分为上亚段($J_{1s_2}^1$)和下亚段($J_{1s_2}^2$)。 $J_{1s_2}^1$ 为“泥包砂”的岩性组合,属曲流河三角洲沉积,砂体孤立存在,连通性差; $J_{1s_2}^2$ 表现为块状厚砂体纵向叠置的特点,属辫状河三角洲前缘沉积,砂体侧向上连续、分布稳定^[1,3]。本区岩性及构造-岩性油藏是主要勘探对象^[4]。

自 2002 年庄 1 井发现工业油流以来,莫西庄地区先后完钻了 16 口探井和评价井,多数井均在 J_{1s_2} 获得了良好的油气显示,提交了千万吨级的储量规模,展示出良好的勘探前景。然而,由于莫西庄地区 J_{1s_2} 埋深较大,储层物性差和非均质性强的特点非常突出^[1,5],对优质储层的特征和主控因素认识不足,

极大影响了进一步勘探开发的进程。笔者采用普通和铸体薄片鉴定,显微图像分析、扫描电镜和阴极发光等测试手段,研究了 J_{1s_2} 储层的沉积组构、孔隙类型及成岩作用等微观特征,分析了低渗储层的成因和有效储层的主控因素,这一研究对莫西庄地区乃至中部 1 区块侏罗系的深入勘探和增储上有重要指导作用。

1 储层特征概况

根据钻井岩心观察,莫西庄地区 J_{1s_2} 储层以灰色、浅褐灰色中、细砂岩为主,其次为浅灰色粗砂岩、砂砾岩、含砾粗砂岩和粉砂岩。尽管不同类型的岩性中都发现了油气显示,但中、粗砂岩含油级别显著高于细砂岩和粉细砂岩,而粉砂岩则少见显示^[5-7]。

通过 14 口井 1623 块样品的实物性数据统计(图 1), $J_{1s_2}^1$ 砂岩孔隙度为 1.01%~19.0%,平均为 12.02%,渗透率为 $0.01 \times 10^{-3} \sim 427 \times 10^{-3} \mu\text{m}^2$,平均为

收稿日期:2012-11-21;改回日期:2013-03-13

基金项目:国家科技重大专项课题(2011ZX05002-002)资助。

作者简介:刘传鹏,男,1968 年生,博士,高级工程师,主要从事地质勘探综合研究;E-mail:lchuanp@163.com。

$23.31 \times 10^{-3} \mu\text{m}^2$; J_{1s_2} 砂岩孔隙度为 1.52%~22.6%, 平均为 12.39%, 渗透率为 $0.01 \times 10^{-3} \sim 642 \times 10^{-3} \mu\text{m}^2$, 平均为 $39.10 \times 10^{-3} \mu\text{m}^2$ 。按照国家储量委员会颁布的碎屑岩储层物性分级标准^[8], J_{1s_2} 总体属于低孔-特低孔、低渗-超低渗储层。含油砂岩的物性明显好于不含油砂岩(图 1), 很多含油砂岩达到中孔、中渗储层级别, 而孔隙度低于 9%、渗透率低于 $0.3 \times 10^{-3} \mu\text{m}^2$ 的砂岩多不含油, 为有效储层的物性下限, 明确低渗储层的成因机理及控制因素是在低渗储层背景下找到相对优质“甜点”储层的关键。

2 储层微观特征与储层有效性

为了更加全面、清楚地认识储层低渗的成因和相对优质储层的控制因素, 本次研究采集到 179 块不同含油性的岩心样品, 开展了系统的普通和铸体薄片观察, 同时结合显微图像分析、扫描电镜、阴极发光等测试手段, 对储层岩石学、孔隙类型和成岩作用等微观特征进行了研究, 认为储层具有以下三个方面的特征。

2.1 储层岩石类型以低成分成熟度的长石岩屑砂岩为主

岩石薄片镜下鉴定和统计表明(图 2), J_{1s_2} 砂岩成分成熟度较低, 岩石类型以长石岩屑砂岩为主, 含少量岩屑砂岩。碎屑颗粒组分中的石英含量一般低于 55%, 为 12%~58%, 主要来源于火山岩及变质岩

母岩。长石颗粒含量为 5%~34%, 主要为斜长石和钾长石系列, 中等程度蚀变, 普遍遭受了溶蚀。岩屑含量高, 为 22%~70%, 且类型多样, 以火山岩(包括安山岩、流纹岩、粗面岩、玄武岩和凝灰岩等)、变质岩岩屑(包括变质石英、千枚岩、绢云片岩和泥板岩等)为主, 见少量沉积岩(泥岩)岩屑, 其中千枚岩、绢云片岩、凝灰岩及泥质岩等软岩屑发生了强烈的塑性变形, 轮廓不清楚, 含油砂岩的软岩屑含量明显低于不含油砂岩。

碎屑颗粒的中值粒径主要分布在 0.11~0.8 mm, 分选程度中等偏好, 刚性颗粒(石英、长石、变质石英岩和基性火山岩岩屑等)以次棱角-次圆状为主, 软岩屑呈弯曲条带状。颗粒接触关系以点-线状、线状接触为主, 局部呈凹凸状接触。填隙物中的

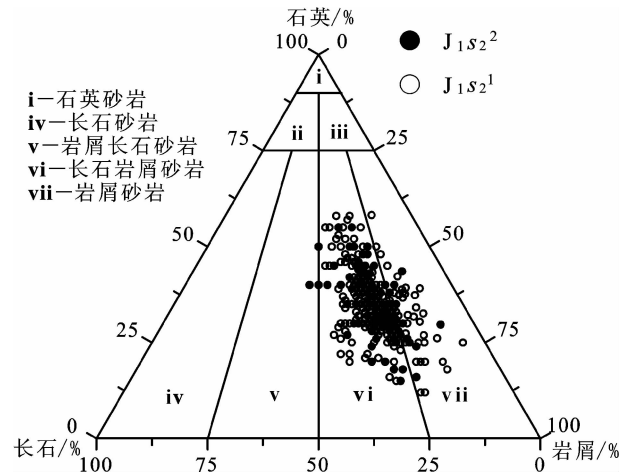


图 2 莫西庄地区三工河组二段砂岩组分三角图
Fig.2 Diagenetic composition of J_{1s_2} sandstone in Moxizhuang area

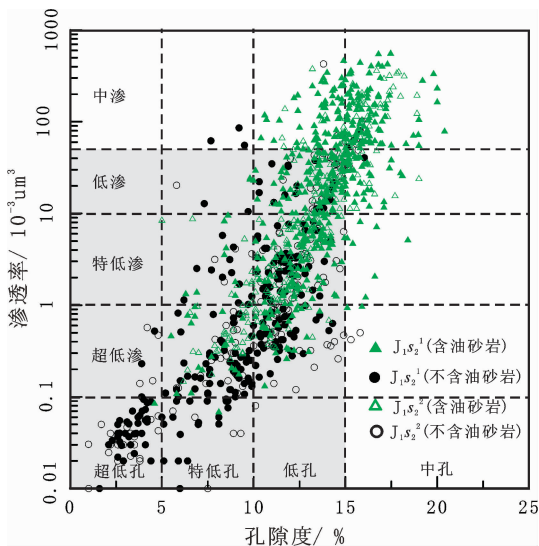


图 1 莫西庄地区 J_{1s_2} 孔隙度和渗透率统计图
Fig.1 Porosity and permeability statistical graph of J_{1s_2} in Moxizhuang area

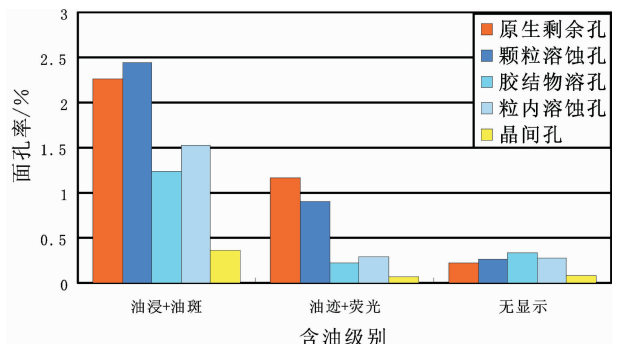


图 3 不同含油级别砂岩样品孔隙类型统计直方图
Fig.3 Pore type statistical histogram of different oil-bearing grade sandstones

泥质杂基含量较低,一般小于4%;胶结物含量变化大,介于0.2%~36%,胶结物类型多样,主要为方解石、含铁方解石、高岭石和硅质,次为白云石、绿泥石及黄铁矿,以孔隙式和接触式胶结为主。

2.2 储层孔隙类型以次生溶蚀孔隙为主

前人对三工河组储层的孔隙类型说法不一,多数认为主要是次生溶蚀孔隙^[9,10],也有人认为以原生孔隙为主^[11,12]。本次研究通过铸体薄片观察和显微图像分析,对不同类型孔隙的面孔率进行了统计发现(图3),研究区含油和不含油储层的孔隙类型均以次生溶蚀孔为主,其次为原生剩余粒间孔和晶间微孔。

原生剩余粒间孔多为规则的三角形或多边形(图4-A),孔隙边缘平直,颗粒及边缘无明显溶蚀现象,其所占比例较低。次生溶孔可分为颗粒溶孔、胶结物溶孔和粒内溶孔,其中颗粒溶孔边缘多呈不规则的多边形,主要为长石溶孔,颗粒边缘呈港湾状(图4-B),在含油砂岩中其占总孔隙的比例较大;胶结物溶孔一般为方解石的选择性溶蚀(图4-C),可见残留未溶的胶结物;粒内溶孔主要为长石粒内溶孔(图4-D)和含长石的火山岩屑溶孔(图4-E),少见岩屑粒内溶孔和长石完全溶蚀形成的铸模孔。晶间微孔主要是自生高岭石晶间的小孔隙(图4-F),其在总孔隙中所占比例很低。此外,岩石薄片可见少量的微裂缝,但多已被炭屑和沥青充填,不能作为有效的储集空间。

2.3 储层物性受成岩作用改造强烈

莫西庄地区 $J_{1,2}$ 储层在埋藏过程中经历了一系列复杂的成岩作用,其中压实作用、胶结作用和溶蚀作用对储层物性和含油性的影响最大。

(1)压实作用是高软岩屑含量砂岩致密化的最主要原因

莫西庄地区 $J_{1,2}$ 现今储层埋深为4200~4500 m,普遍遭受了强烈的压实改造,压实作用是造成储层低渗的主要原因。镜下观察表明,因岩石颗粒组分不同,压实作用对储层物性影响的方式有所差异。抗压强度较高的刚性颗粒主要表现为旋转、错动变形,伴有旋转错动后的定向,使得颗粒间呈点-线、线状紧密接触,降低了孔隙度(图5-A),在压实作用下,常见脆性长石颗粒的压断现象。而软岩屑颗粒则发生强烈的压扁、压弯等塑性变形(图5-B),与刚性颗粒呈线-凹凸接触,部分软岩屑甚至发生了假杂基化,颗粒间呈假杂基支撑,导致储层孔、渗性变差。此

外,常见一些紧密接触的颗粒边缘存在明显的溶蚀痕迹,反映成岩过程中新增的溶蚀孔隙曾经受到了补充压实作用的破坏。

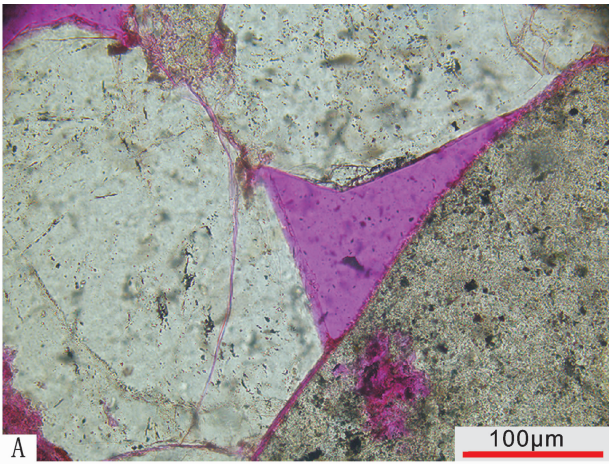
(2)胶结作用是低软岩屑含量砂岩致密化的重要原因

研究区胶结作用同样受岩石组分的影响,表现出截然不同的特点。软岩屑含量较高的砂岩内成岩胶结作用较弱,除高岭石和伊利石等粘土矿物之外,偶见少量的硅质胶结物,几乎未见其他成岩矿物,反映胶结作用对储层物性的影响远不如压实作用。

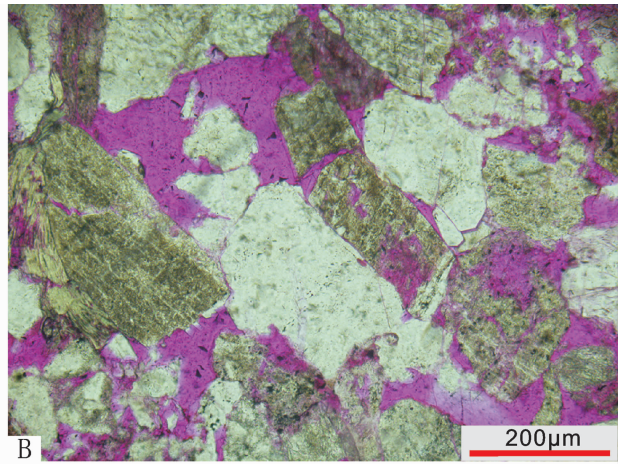
而在软岩屑含量较低的储层中,成岩流体活动频繁,胶结作用类型包括碳酸盐、粘土矿物和硅质胶结等,前二者是储层致密化的重要原因。碳酸盐胶结物十分发育,以方解石和铁方解石为主,有多期性,早期常表现为连晶式充填大量原始粒间孔隙(图5-C),反映方解石胶结发生时孔隙发育;晚期方解石多被铁化成铁方解石,呈不规则斑状或星点状分布(图5-D)。从成岩动态过程来看,这些方解石胶结物在堵塞孔隙的同时,能够阻止孔隙遭受压实作用的破坏,为后期储层次生改造提供了基础。粘土矿物胶结主要为高岭石和绿泥石胶结,其中高岭石胶结对储层质量影响大,常表现为大量手风琴状或蠕虫状高岭石充填原始粒间孔隙(图5-E),降低了孔隙度,部分方解石晶形粗大,发育晶间微孔(图4-F);绿泥石含量较低,一般以衬垫式包裹在颗粒的外围(图5-F),因绿泥石膜的厚度薄,未能起到抑制成岩矿物结晶的作用,常在绿泥石膜外见高岭石、自生石英和长石等胶结物(图5-G)。硅质胶结作用也很普遍,主要表现为I-II级石英次生加大,但由于侵占孔隙的体积少,对储层物性影响作用有限。

(3)溶蚀作用是储层物性改善的重要原因

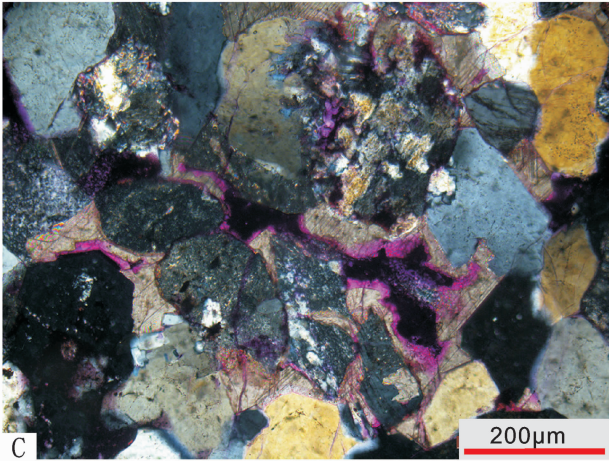
铸体薄片观察表明(图4), $J_{1,2}$ 含油砂岩普遍遭受了强烈的溶蚀作用,孔隙类型以次生溶孔为主,溶蚀作用是改善储层物性的主要成岩作用。溶蚀作用主要表现为长石、岩屑颗粒以及方解石胶结物等不稳定组分的酸性溶解。粒间方解石溶蚀的规模较大,且有选择性,常见同一样品局部连晶式致密胶结,其他部分只有少量溶蚀残留的方解石胶结物。长石颗粒的溶蚀一般沿颗粒边缘、颗粒内裂纹和解理缝发生,产生港湾状、条带状颗粒边缘溶蚀,溶蚀强烈的情况下形成蜂窝状或残骸状溶孔,溶孔附近未见到长石溶蚀产物高岭石的原地沉淀,表明孔隙的连通性好。



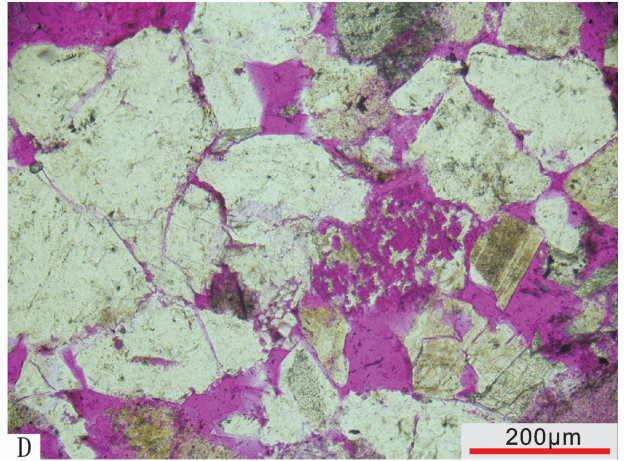
A 庄101, 4351.87m, J_1s_2 , 三角形的原生粒间孔隙, 铸体薄片, 单偏光



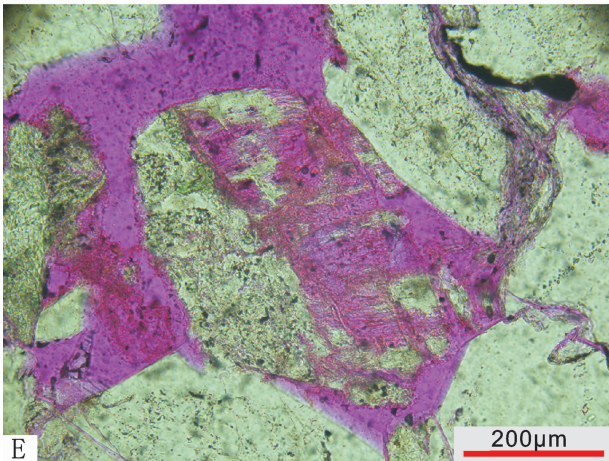
B 庄102, 4271.9m, J_1s_2 , 长石颗粒边缘溶蚀孔隙, 铸体薄片, 单偏光



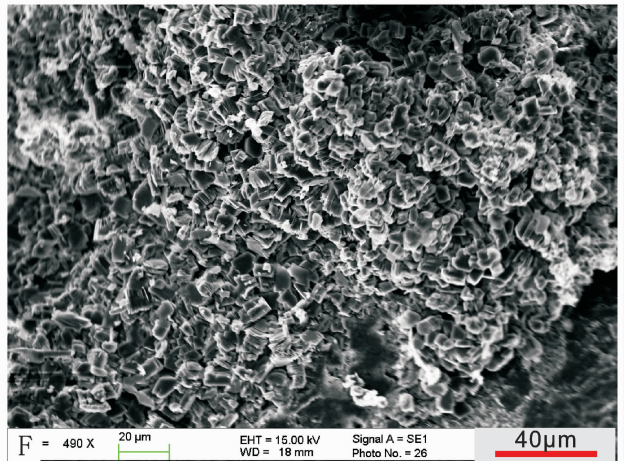
C 庄2, 4368.84m, J_1s_2 , 方解石胶结物溶蚀孔隙, 铸体薄片, 正交光



D 庄3, 4160.1m, J_1s_2 , 长石粒内溶蚀孔隙, 铸体薄片, 单偏光

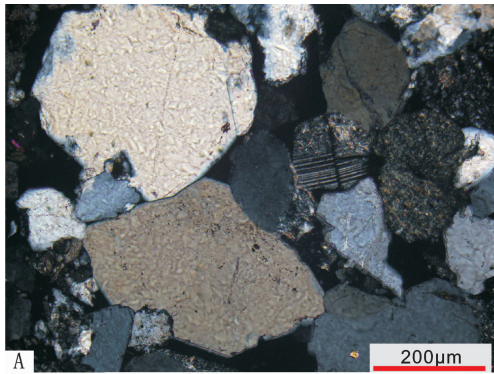


E 庄101, 4332.1m, J_1s_2 , 岩屑粒内溶蚀孔隙, 铸体薄片, 单偏光



F 庄101, 4340.55m, J_1s_2 , 高龄石晶间微孔, 扫描电镜

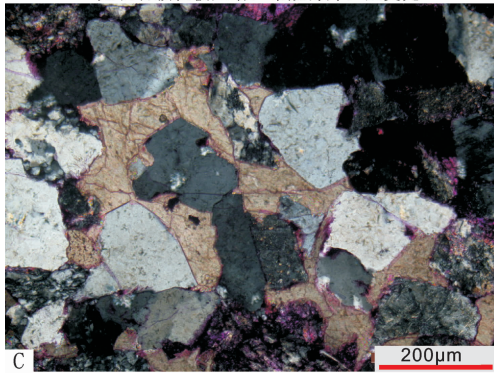
图4 莫西庄地区三工河组二段储层孔隙类型显微照片
Fig.4 Reservoir microscopic characteristics of J_1s_2 in Moxizhuang area



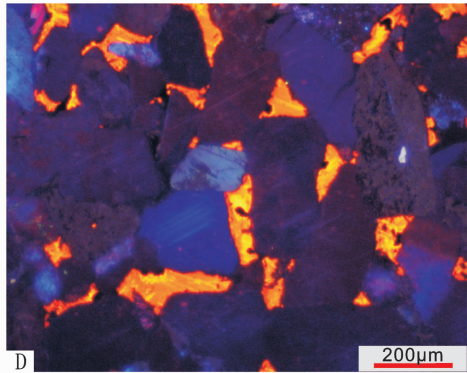
A 庄101,4341.65 m, 刚性颗粒的点一线接触, 见长石颗粒被压断, 常规薄片, 正交光



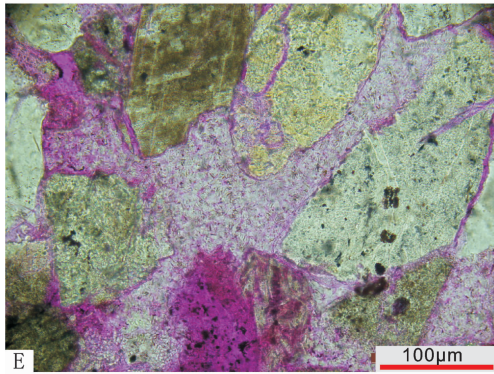
B 庄3, 4169.94m, 千枚岩软岩强烈塑性变形, 常规薄片, 正交光



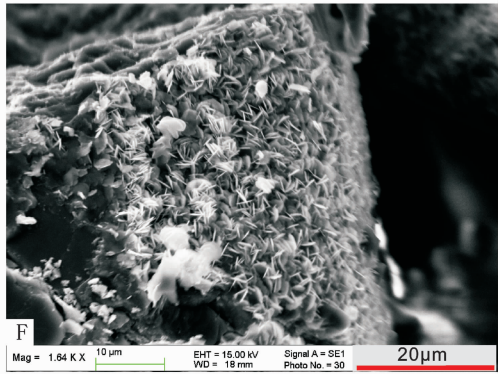
C 庄103, 4339.4 m, 连晶式方解石胶结, 铸体薄片, 正交光



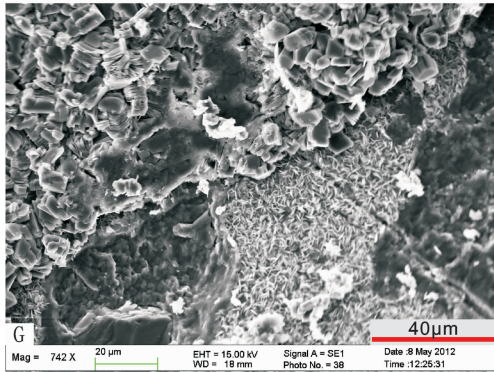
D 庄103, 4339.4m, 发橘红色的粒状铁方解石胶结, 铸体薄片, 阴极发光



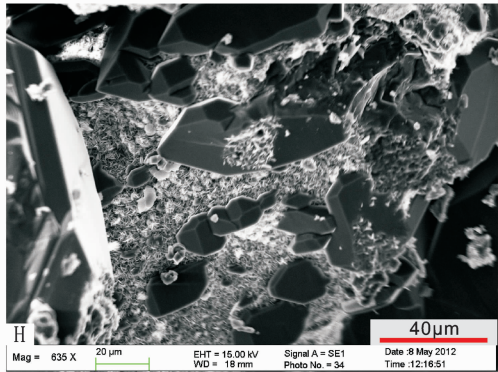
E 庄103, 4379.01 m, 粒间长石溶蚀孔内充填高岭石, 铸体薄片, 阴极发光



F 庄103, 4379.01 m, 颗粒外边自生绿泥石单晶多呈叶片状, 扫描电镜



G 庄103,4379.01m, 自生绿泥石膜外的自生高岭石, 扫描电镜



H 庄103,4379.01m, 自生绿泥石膜外的自生单晶石英, 扫描电镜

图 5 莫西庄地区三工河组二段储层成岩作用特征
Fig.5 Diagenetic features of J_2s_2 in Moxizhuang area

岩屑溶蚀通常沿着其内部长石矿物或裂缝发生。此外,在石英颗粒边缘或加大边也可以见到溶蚀特征,溶孔后期被方解石和高岭石等充填。

3 有效储层主控因素

根据不同含油性储层微观特征的研究和对比, J_{1S_2} 优质储层砂岩主要表现为粗粒、低软岩屑含量、弱方解石和高岭石胶结、强溶蚀作用的沉积-成岩特征,因而,有效储层的形成主要受以下三方面因素的控制。

3.1 低软岩屑含量是有效储层形成的基础

莫西庄地区 J_{1S_2} 储层内普遍含抗压能力较差的软岩屑,压实作用下易发生塑性变形。软岩屑含量高的砂岩在深埋过程中,大量软岩屑因强烈的变形或假杂基化(图 5-B),造成颗粒间紧密接触,几乎丧失所有原生孔隙,此类砂岩致密之后得不到后期的改造,物性极差,不能作为有效储集层。通过不同含油性样品内岩屑含量与面孔率的统计证实(图 6,图 7),软岩屑含量与储层物性和含油性有良好的相关性,随着软岩屑含量的降低,储层面孔率和含油级别显著变高。因而,砂岩中软岩屑含量是控制储层质量的关键因素,软岩屑含量低是形成优质储层的基础。

3.2 晚期溶蚀作用是有效储层发育的关键因素

研究区储层在强烈压实作用和胶结作用下,丧失了大部分的原生孔隙,特别是方解石和高岭石胶结作用主要发生在成岩早期,大量胶结物充填原始粒间孔隙导致物性迅速变差,如果砂岩物性不能得到有效改善,油气很难进入储层聚集(图 7)。目前被方解石和高岭石致密胶结的砂岩均不含油,物性较好的含油储层内均表现出长石颗粒及方解石胶结物的强烈溶蚀,只残留少量的粒间方解石。溶蚀作用形成了大量的次生孔隙,据岩石薄片统计,溶蚀增加的平均孔隙体积占总孔隙的 65%~70%,反映溶蚀作用对储层质量的改善起到了重要作用。

次生溶蚀孔隙的形成有多期性,主要与浅埋藏的大气水淋滤和深埋期有机酸溶解有关^[10,13],早期的溶蚀降低了砂岩抗压性,反而促使压实作用复活,储层物性不断变差;晚期侏罗系烃源岩成熟的酸性溶蚀过程中,颗粒骨架能起到有效的支撑作用,更重要的是溶蚀作用与晚期油气成藏匹配关系好^[5-7],次生溶蚀孔隙被油气占据能够得到很好的保存。因而,晚期的溶蚀改造是研究区优质储层形成的关键控制因素。

3.3 有利沉积相带控制了有效储层的发育规律

莫西庄地区 J_{1S_2} 储集砂体主要为三角洲前缘水下分流河道微相^[9],由于河道的频繁迁移和改道,纵向上形成多期叠加的正旋回砂体。受沉积水力环境变化的影响,不同部位的砂体结构、粒度、分选及杂基含量有较大差别,这种沉积结构的差异不但控制了砂岩原始的储集物性,还决定了后期埋藏过程中的成岩演化特征和溶蚀改造潜力。

分流河道中、下部砂体形成于强水动力环境,粒度较粗,分选好,砂岩内泥质杂基和软岩屑含量低,

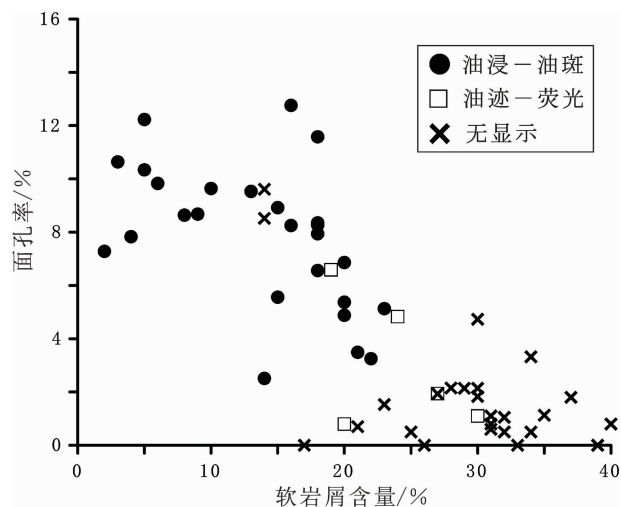


图 6 莫西庄地区 J_{1S_2} 不同含油级别储层软岩屑含量与面孔率统计关系

Fig.6 Statistic relationship between content of soft debris and surface porosity of different oil-bearing grade sandstones in J_{1S_2} of Moxizhuang area

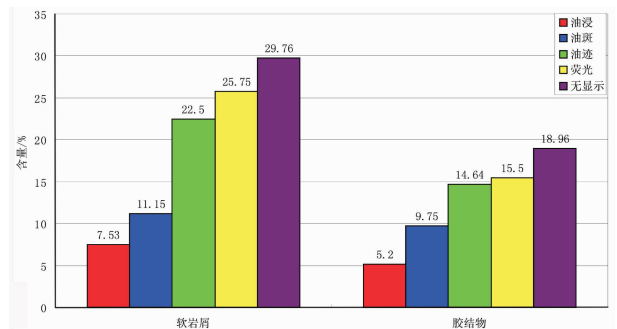


图 7 不同含油级别砂岩中软岩屑、主要胶结物含量直方图

Fig.7 Histogram showing pore types of soft debris and major cements of different oil-bearing grade sandstones

抗压实能力强, 剩余较多粒间孔隙使得流体活动比较通畅。早期胶结作用降低了储层的孔渗性, 但同时保存了大量原生粒间孔, 晚期酸性溶蚀作用形成大量次生溶孔, 改善了储层物性, 使之成为有效储层。而分流河道上部的砂岩粒度细, 软岩屑和杂基含量高, 软岩屑在压实作用下塑性变形或假杂基化, 导致物性迅速变差, 后期流体难以进入, 溶蚀作用弱, 物性得不到改善。因而, 研究区河道砂体旋回中、下部储层含油性好, 是优质储层发育的有利部位。

4 结 论

(1) 砂岩主要为成分成熟度低的长石岩屑砂岩, 软岩屑发生强烈塑性变形, 对储层物性和含油性影响较大, 软岩屑含量高, 则物性和含油性变差。

(2) 强压实作用、方解石和高岭石胶结是导致储层低渗的主要原因, 方解石胶结物、长石及火山岩岩屑的酸性溶蚀改善了储集性能, 孔隙类型以次生溶蚀孔为主。

(3) 优质储层表现为粗粒、低含量软岩屑、弱方解石和高岭石胶结、强溶蚀作用的微观特征, 其发育的主控因素包括软岩屑含量、晚期溶蚀作用和沉积作用, 河道砂体旋回的中、下部储层是有效储层发育的有利部位。

参考文献(References):

- [1] 丁卫星. 准噶尔盆地 MXZ 侏罗系三工河组二段油藏特征及成藏模式[J]. 中国西部油气地质, 2005, 1(2): 189-194.
Ding Weixing. Characteristics and accumulation model of reservoirs in member 2 of Sangonghe Formation, lower Jurassic, MXZ, Junggar basin [J]. West China Petroleum Geosciences, 2005, 1(2): 189-194(in Chinese with English abstract).
- [2] 毕研斌, 高山林, 朱允辉, 等. 准噶尔盆地莫西庄油田成藏模式[J]. 石油与天然气地质, 2011, 32(3): 318-327.
Bi Yanbin, Gao Shanlin, Zhu Yunhui, et al. Hydrocarbon accumulation patterns of Moxizhuang oilfield, the Junggar basin [J]. Oil & Gas Geology, 2011, 32(3): 318-327(in Chinese with English abstract).
- [3] 隋凤贵, 许涛, 乔玉雷. 准中地区三工河组三角洲砂体成因地质模型[J]. 新疆石油地质, 2012, 33(2): 142-145.
Sui Fenggui, Xu Tao, Qiao Yulei. Geologic model for delta sand genesis of Sangonghe Formation in central Junggar basin [J]. Xinjiang Petroleum Geology, 2012, 33(2): 142-145(in Chinese with English abstract).
- [4] 翟爱军, 孙培安. 准噶尔盆地中部 1 区块油藏类型及成藏模式研究[J]. 小型油气藏, 2006, 11(2): 5-10.
Zhai Aijun, Sun Peian. Research on reservoir type and hydrocarbon accumulation model in block 1 of central Junggar basin [J]. Small Hydrocarbon Reservoirs, 2006, 11(2): 5-10 (in Chinese with English abstract).
- [5] 景爱霞, 高晓歌. 准中 1 区块侏罗系三工河组二段储层及其含油性[J]. 中国西部油气地质, 2005, 1(2): 194-198.
Jing Aixia, Gao Xiaoge. Analysis of reservoir characteristics of member 2 of Jurassic Sangonghe Formation in Block 1 in central Junggar basin [J]. West China Petroleum Geosciences, 2005, 1(2): 194-198(in Chinese with English abstract).
- [6] 胡海燕, 李平平. 准噶尔永进地区深部储层的保存与发育机理[J]. 中国地质, 2007, 34(1): 81-85.
Hu Haiyan, Li Pingping. Preservation of deeply buried reservoirs in the Yongjin zone, Junggar basin, and its development mechanism [J]. Geology in China, 2007, 34 (1): 81-85 (in Chinese with English abstract).
- [7] 陈彬滔, 杨丽莎, 于兴河, 等. 准噶尔盆地南缘三工河组和西山窑组辫状河三角洲水动力条件与砂体分布规模定量分析[J]. 中国地质, 2012, 39(5): 1290-1298.
Chen Bintao, Yang Lisha, Yu Xinghe, et al. Quantitative analysis of hydrodynamic conditions and sand body distribution dimensions of the braided river delta in Sangonghe Formation and Xishanyao Formation on the south margin of Junggar basin [J]. Geology in China, 2012, 39(5): 1290-1298 (in Chinese with English abstract).
- [8] 裘亦楠, 薛叔浩. 油气储层评价技术[M]. 北京: 石油工业出版社, 1994.
Qiu Yanan, Xue Shuhao. Oil and Gas Reservoir Evaluation Technique[M]. Beijing: Petroleum Industry Press, 1994(in Chinese).
- [9] 王芙蓉, 何生, 洪太元. 准噶尔盆地腹部地区深埋储层物性特征及影响因素[J]. 新疆地质, 2006, 24(4): 423-428.
Wang Furong, He Sheng, Hong Taiyuan. Dominant factors affecting the reservoir properties of deeply buried bed in the center of Junggar basin [J]. Xinjiang Geology, 2006, 24 (4): 423-428(in Chinese with English abstract).
- [10] 张福顺, 朱允辉, 王芙蓉. 准噶尔盆地腹部深埋储层次生孔隙成因机理研究[J]. 沉积学报, 2008, 26(3): 469-479.
Zhang Fushun, Zhu Yunhui, Wang Furong. Forming mechanism of secondary pores in deep buried reservoirs of Junggar basin [J]. Acta Sedimentologica Sinica, 2008, 26 (3): 469-479 (in Chinese with English abstract).
- [11] 王卓飞, 蒋宜勤, 祝嗣全. 准噶尔盆地侏罗系低渗透油气储层特征及成因探讨[J]. 断块油气田, 2003, 10(5): 23-25.
Wan Zhuofei, Jiang Yiqin, Zhu Siquan. The characteristics of low Permeability reservoir in Jurassic in Junggar basin and discussion of its origin [J]. Fault-block Oil & Gas Field, 2003, 10 (5): 23-25(in Chinese with English abstract).
- [12] 金振奎, 苏奎, 苏妮娜. 准噶尔盆地腹部侏罗系深部优质储层成因[J]. 石油学报, 2011, 32(1): 25-32.
Jin Zhenkui, Su Kui, Su Nina. Origin of Jurassic deep burial high-quality reservoirs in the central Junggar basin [J]. Acta Petrolei

Simica, 2011, 32(1):25–32(in Chinese with English abstract).

- [13] 王芙蓉, 何生, 何治亮, 等. 准噶尔盆地腹部地区深层砂岩储层孔隙特征研究[J]. 石油实验地质, 2010, 32(6):547–553.

Wang Furong, He Sheng, He Zhiliang, et al. The reservoir

characteristic of deeply-buried sandstone in the center of Junggar basin[J]. Petroleum Geology & Experiment, 2010, 32(6):547–553 (in Chinese with English abstract).

Reservoir microscopic characteristics and effective reservoir control factors of J_{1s_2} in Moxizhuang area, Junggar Basin

LIU Chuan-peng

(Western New Prospect Research Center of Shengli Oilfield Company, Sinopec, Dongying 257001, Shandong, China)

Abstract: Through the analysis of casting thin sections and pore microscopic images, combined with scanning electron microscopy and cathodoluminescence images, the reservoir microscopic characteristics of J_{1s_2} in Moxizhuang area were studied, which included reservoir petrology, pore types, diagenesis etc. In addition, the factors responsible for the formation of low permeability reservoirs and the main controlling factors of relatively high quality reservoirs were analyzed. The results show that the sandstones are mainly feldspathic-lithic sandstones with low ingredients maturity, with a small amount of lithic sandstone. The soft debris has experienced strong plastic deformation, thus looking like matrix, which remarkably affects physical property and oil-bearing property of the reservoir. The pore type is mainly secondary pore and subordinately primary pore. Strong compaction, weak calcite and kaolinite cementation are the main factors responsible for the low permeability reservoirs. The high quality reservoirs have such microscopic characteristics as coarse grain size, low content of soft debris, weak calcite and kaolinite cementation and strong dissolution. So the main factors controlling high quality reservoirs should include the content of soft debris, late dissolution, and favorable sedimentary facies. In addition, the channel sand body cycles in the middle and lower reservoir are the favorable parts of the effective reservoir.

Key words: low permeability reservoir; microscopic feature; diagenesis; main controlling factors; Moxizhuang area

About the first author: LIU Chuan-peng, male, born in 1968, doctor, senior engineer, mainly engages in comprehensive research of oil and gas exploration; E-mail: lchuanp@163.com.