

沉积和成岩作用对湖相重力流 致密砂岩储层质量的影响

——以鄂尔多斯盆地合水地区长7段为例

霍宏亮^{1, 2)}, 刘成林^{1, 2)}, 李闻达^{1, 2)}, 臧起彪^{1, 2)}, 李国雄^{1, 2)},
卢振东^{1, 2)}, 苏加佳^{1, 2)}, 杨易卓^{1, 2)}

1) 油气资源与工程全国重点实验室, 北京, 102249;

2) 中国石油大学(北京)地球科学学院, 北京, 102249



www.
geojournals.cn/georev

内容摘要:为揭示深水重力流沉积致密砂岩储层发育特征及分布规律,笔者等以鄂尔多斯盆地合水地区三叠系延长组7段(简称长7段)为例,通过岩芯描述、铸体薄片以及扫描电镜观察,结合物性数据以及分析化验资料对研究区长7段沉积、储层岩石学、孔隙类型以及成岩作用特征进行了分析,在沉积和成岩作用特征研究基础上探讨了优质储层的形成机理,据此建立了湖相深水重力流致密砂岩储层质量的演化模式。结果表明:合水地区长7段储层岩性以长石岩屑砂岩为主,孔隙类型主要为溶蚀孔和残余粒间孔,属于特低孔—超低渗储层,主要成岩作用为压实、胶结和溶蚀作用。重力流致密砂岩储层质量受沉积相和成岩作用共同影响,限制性水道中沉积的砂体由于具有强的抗压实能力、少的伊利石和碳酸盐矿物含量以及较多长石、岩屑溶蚀孔隙,储层质量最好。不同沉积环境中的砂岩在颗粒粒度、分选、沉积厚度方面存在差异,通过影响成岩作用类型与强度综合控制储层质量。研究成果可为相同类型储层的预测和评价提供参考。

关键词:重力流;致密砂岩;沉积相;成岩作用;储层质量;长7段;鄂尔多斯盆地

致密砂岩储层在全球范围内广泛分布,是全球油气资源增储上产的重点领域(贾承造等, 2012; 邹才能等, 2012; 刘显阳等, 2023)。致密砂岩储层一般是指覆压基质渗透率小于 $0.1 \times 10^{-3} \mu\text{m}^2$ 、孔隙度小于 10% 的砂岩储层(贾承造等, 2012; 邹才能等, 2012)。与常规储层相比,致密砂岩储层通常具有储层物性差、孔喉半径小、基质渗透率低、成岩差异大、应力敏感性强、非均质性强等特点,使致密砂岩油藏预测和产量预测成为一项挑战(罗晓容等, 2016; 吴松涛等, 2020; 赵家锐等, 2020; 陈富瑜等, 2022)。储层质量评价对于预测致密砂岩中“甜点”的分布至关重要,在石油勘探中具有重要意义(朱筱敏等, 2018)。致密砂岩储层经历了复杂的沉积和成岩作用,储层质量也是沉积和成岩作用共同作用的结果(孙宁亮等, 2017)。矿物成分、晶粒尺寸和分选等沉积因素控制着原始孔隙结构,并强烈影响随后的成岩演化(Xiao Hui et al., 2019)。成岩

作用通过机械(如压实)和化学相互作用(如胶结、溶蚀)改变原始孔隙空间、大小和分布,从而导致孔隙度和渗透率的变化(孙宁亮等, 2017; Zhao Shijie et al., 2022)。

近年来,我国相继在鄂尔多斯盆地、松辽盆地以及准噶尔盆地发现储量巨大的致密油气资源(杨华等, 2013; 郭睿良等, 2018; Feng Dehao et al., 2023)。发育在半深湖—深湖背景下的鄂尔多斯盆地三叠系重力流沉积蕴藏着丰富的致密油气资源,特别是庆城 10 亿吨级大油田的发现使得重力流沉积得到众多学者的关注(张家强等, 2021; 周新平等, 2021)。然而,重力流沉积背景下的致密砂岩储层岩性变化快、砂体连续性差以及非均质性强的特征严重制约了油气资源的高效开发(周新平等, 2021)。近年来,国内外学者针对鄂尔多斯盆地三叠系延长组 7 段(下简称长 7 段)重力流沉积储层开展了大量研究,研究重点主要集中在沉积物源(王林等, 2024)、

注:本文为国家重点研发计划项目(编号:2021YFA071900)的成果。

收稿日期:2024-01-03;改回日期:2024-05-12;网络首发:2024-05-20;责任编辑:刘志强。Doi: 10.16509/j.georeview.2024.05.041

作者简介:霍宏亮,男,1996年生,博士研究生,研究方向:非常规油气地质;Email: 694200908@qq.com。通讯作者:刘成林,男,1970年生,教授,博士生导师,主要从事油气资源评价和非常规油气地质等方面的教学和研究;Email: lclzgx@126.com。

古地貌(吕奇奇等,2022)、储层特征(封从军等,2017;董姜畅等,2021;肖玲等,2023)、孔隙结构特征(Xiao Dianshi et al., 2018;陈富瑜等,2022)、成岩演化特征(祝海华等,2024)以及非均质性(陈富瑜等,2022)等方面,但对储层沉积和成岩作用的相互作用以及沉积和成岩作用对储层质量的影响研究相对薄弱。

因此,笔者等以合水地区长7段为例,通过测录井资料、岩芯分析以及多种实验对研究区重力流致密砂岩样品进行储层特征分析,并讨论了沉积和成岩作用之间相互作用以及对储层质量的影响,以求为理解和与预测同类型优质储层提供参考。

1 研究区概况

鄂尔多斯盆地(图1a)是一个富含油气的多旋回克拉通盆地,面积为 $25 \times 10^4 \text{ km}^2$,由6个二级构造单元组成:伊蒙隆起、伊陕斜坡、天环坳陷、西缘逆冲带、晋西断褶带、渭北隆起(图1a)(Xiao Hui et al., 2019;刘显阳等,2023)。鄂尔多斯盆地三叠系延长组致密油资源丰富,延长组由灰白色砂岩、深灰色泥岩、碳质页岩和煤层组成,根据沉积旋回及岩性特征可划分为长1~长10十个亚段(图1b)(朱筱敏等,2015;姚东升等,2024)。长7段底部发育一套优质的烃源岩,由于构造热事件的影响,油气生成在白垩纪达到顶峰,油气通过砂体和裂缝迁移到与之相邻

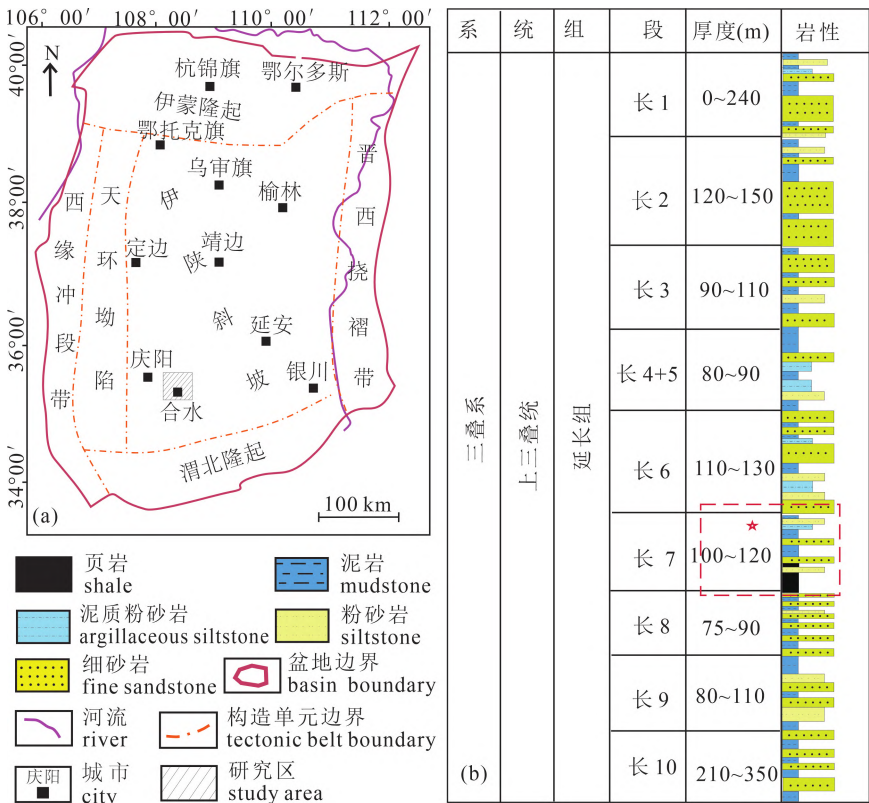


图1 鄂尔多斯盆地合水地区构造位置(a)及地层特征(b)(据罗晓容等,2016 修改)
Fig. 1 Structural location (a) and stratigraphic characteristics (b) of Heshui area, Ordos Basin (modified from Luo Xiaorong et al., 2016&)

的储层中(Zhang Quanpei et al., 2022;祝海华等,2024)。

合水地区位于伊陕斜坡西南缘(图1a),区内构造较为稳定,长7段是由砂质碎屑流沉积、砂质碎屑流—浊流混合沉积和浊流沉积组成的重力流沉积系统,重力流背景下形成的致密砂岩在全区广泛分布,控制着油气的分布与聚集(姚东升等,2024)。在前人研究的基础上(吕奇奇等,2022;王林等,2024),根据对研究区测录井资料进行分析,可以将研究区长7段划分以下3种沉积亚相:限制性水道、非限制性水道以及前端朵体沉积(表1)。限制性水道主要为砂质碎屑流在斜坡带末端沉积的产物,砂质碎屑流砂体比较发育,以块

表1 鄂尔多斯盆地合水地区长7段沉积亚相划分及测井响应特征(据吕奇奇等,2022)
Table 1 Sedimentary surfaces division and logging response characteristics of the Chang-7 Member (the 7th Member, Yanchang Formation, Triassic) in the Heshui area (from Lü Qiqi et al., 2022&)

沉积相	沉积亚相	砂纸碎屑流占重力流砂体比例	岩相类型	GR 曲线类型	水道规模(单砂体厚度(m))
沟道型重力流	限制性水道	>70%	块状层理细砂岩为主、正粒序粉砂—细砂岩相次之	光滑箱型为主	4~7.5
	非限制性水道	5%~70%	正粒序粉砂—细砂岩相与块状层理细砂岩共同发育	箱型或钟型	3~5.5
	前端朵体	<5%	正粒序粉砂—细砂岩相为主	指状	0.3~1

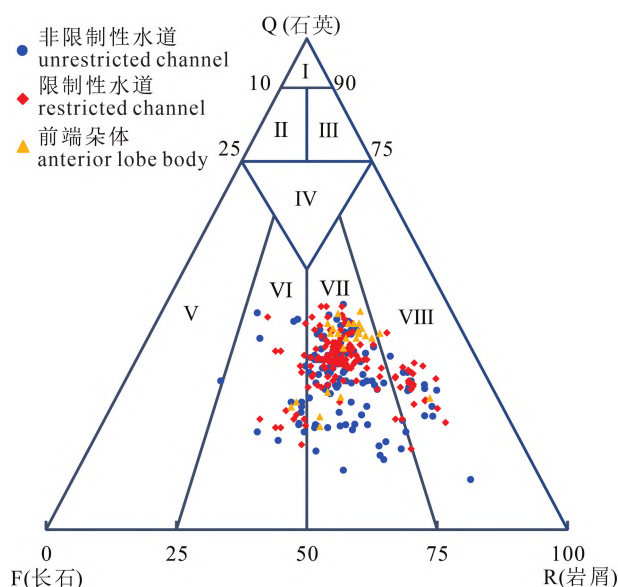


图2 鄂尔多斯盆地合水地区长7段致密砂岩储层岩性三角图

Fig. 2 Lithological triangle map of the Chang-7 Member tight sandstone reservoir in Heshui area, Ordos Basin

I—石英砂岩; II—长石质石英砂岩; III—岩屑质石英砂岩; IV—长石岩屑质石英砂岩; V—长石砂岩; VI—岩屑质长石砂岩; VII—长石质岩屑砂岩; VIII—岩屑砂岩

I—Quartz sandstone; II—feldspathic quartz sandstone; III—lithic quartz sandstone; IV—feldspathic lithic quartz sandstone; V—arkose; VI—lithic arkose; VII—feldspathic litharenite; VIII—litharenite

状层理细砂岩相为主,其形成的单砂体厚度较厚,*GR*曲线以箱型为典型特征。非限制性水道主要为砂质碎屑流和浊流沉积混合形成的产物,砂质碎屑流发育规模相对较小,粒度较细,主要发育正粒序粉砂—细砂岩相和块状层理细砂岩相,单砂体厚度较

薄,*GR*曲线以钟型为主。前端朵体是在非限制性水道的基础上,流体进一步前推的结果,以浊流沉积为主,主要发育在距离物源较远的地区,砂体发育规模小,单砂体厚度较薄,以正粒序粉砂—细砂岩相为主,*GR*曲线形态多为指状。

2 储层基本特征

2.1 岩石学特征

通过碎屑岩薄片观察鉴定揭示了合水地区长7段致密砂岩储层的碎屑组成,统计结果显示,研究区长7小层中石英含量平均为37.5%,长石含量平均为24.2%,岩屑含量平均是38.3%。根据碎屑岩分类标准(Smith, 1988),合水地区长7段储层岩性以岩屑长石砂岩和长石岩屑砂岩为主(图2),不同沉积亚相中形成的砂岩类型差别不大。研究区内的致密砂岩成熟度较低,分选较差至中等,以次棱角状和次圆状为主。

2.2 物性特征

物性参数是致密砂岩储层质量评价的重要参数,对214个研究区致密储层的实测物性数据进行统计,合水地区长7段致密砂岩的孔隙度和渗透率范围分布较广(图3a),孔隙度分布范围为0.77%~17.45%,平均为9.83%,主要分布在8%~12%之间。渗透率分布在 $(0.001 \sim 20.37) \times 10^{-3} \mu\text{m}^2$ 之间(图3b),平均为 $0.158 \times 10^{-3} \mu\text{m}^2$,大多数样品渗透率小于 $1 \times 10^{-3} \mu\text{m}^2$,整体上属于特低孔—超低渗储层(图3c)。不同沉积亚相的储层物性表现出较大差异,在限制性水道中的砂岩具有良好的物理性质,非限制性水道次之,前端朵体中储层物性最差。

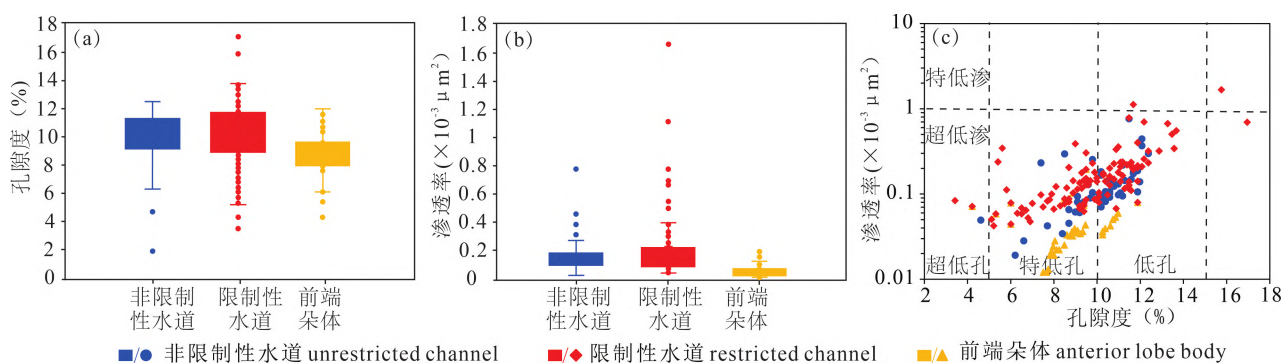


图3 鄂尔多斯盆地合水地区重力流致密砂岩储层物性分布特征

Fig. 3 Physical property distribution characteristics of gravity flow tight sandstone reservoir in Heshui area, Ordos Basin

(a) 储层孔隙度分布箱形图; (b) 储层渗透率分布箱形图; (c) 孔隙度与渗透率交汇图

(a) Histogram of reservoir porosity distribution; (b) histogram of reservoir permeability distribution;

(c) intersection diagram of porosity and permeability

2.3 孔隙类型和特征

根据铸体薄片和扫描电子显微镜下观察,确定研究区主要发育以下几种类型孔隙:残余粒间孔、溶蚀孔、晶间孔以及一些微裂缝。残余粒间孔是指经过沉积和成岩作用改造后的碎屑颗粒原始格架之间的残留的孔隙(王瑞飞等,2009;付金华等,2015)。残余粒间孔隙为流体流动和储集提供了空间基础,该类孔隙中的酸性流体也为次生孔隙发育提供了条件。在研究区内,其孔隙形态随着胶结物含量和成岩改造的差异而不同,但总体而言边缘平直、轮廓清

晰,多呈三角形和几何多边形产出(图 4a)。溶蚀孔主要由长石、岩屑以及碳酸盐胶结溶解形成,是研究区最重要的孔隙类型之一。溶蚀作用主要沿长石和岩屑边缘或者长石内部解理发生溶蚀(图 4b、e),随着溶蚀程度加大,有些长石颗粒甚至完全溶蚀形成铸模孔(图 4d),粒内溶蚀相对少见(图 4c)。溶蚀孔隙的形态多不规则,一般为颗粒边缘凹凸不平或呈港湾状。晶间孔是指晶体矿物之间的孔隙,在研究区长 7 段储层中,晶间孔多发育在伊利石、绿泥石和伊蒙混层等黏土矿物集合体之间,其孔径较小,但

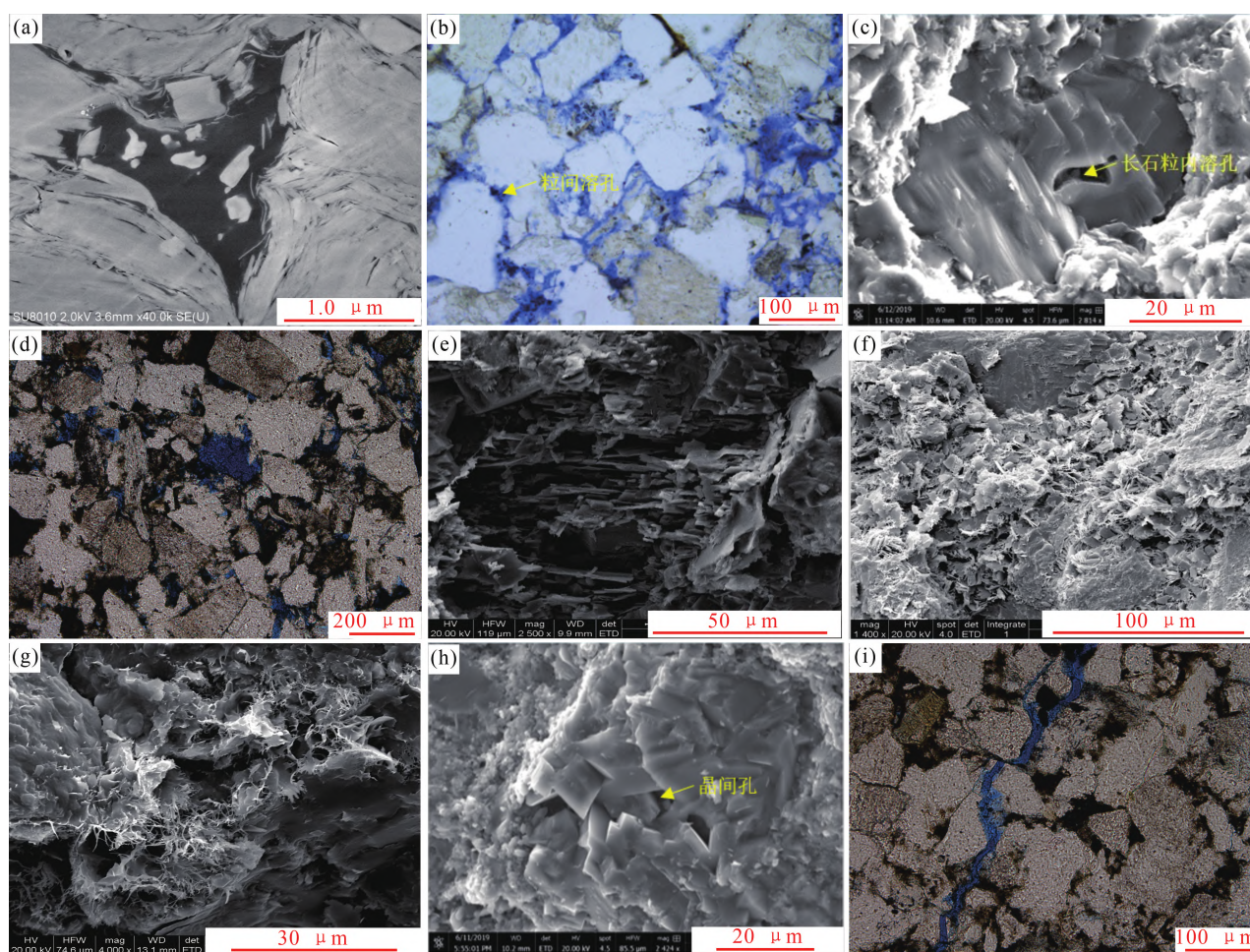


图 4 鄂尔多斯盆地合水地区重力流致密砂岩的孔隙类型及特征

Fig. 4 Pore types and characteristics of gravity flow tight sandstone in Heshui area, Ordos Basin

(a) 残余粒间孔,宁 223 井,长 7 段,1451.25 m;(b) 视域下多为粒间溶孔和粒内溶孔,宁 223 井,长 7 段,1451.25 m;(c) 长石发生溶蚀产生孔隙,正 40 井,长 7 段,1476.78 m;(d) 溶蚀孔发育,乐 205 井,长 7 段,1645.20 m;(e) 长石发生溶蚀产生孔隙,乐 23 井,长 7 段,1645.20 m;(f) 粒间高岭石、伊利石等黏土矿物充填孔隙,宁 46 井,长 7 段,2042.39 m;(g) 伊利石充填粒间孔隙,宁 223 井,长 7 段,1442.75 m;(h) 钠长石重结晶,残余晶间孔中充填自生石英,正 40 井,长 7 段,1461.5 m;(i) 微裂缝,乐 23 井,长 7 段,1672.03 m

(a) Residual intergranular pore, the Well Ning-223, Chang-7 Member, 1451.25 m; (b) intergranular pores and intragranular pores, the Well Ning-223, Chang-7 Mm., 1451.25 m; (c) feldspar corrosion produces pores, the Well Zheng-40, Chang-7 Mm., 1476.78 m; (d) corrosion hole development, the Well Le-205, Chang-7 Mm., 1645.20 m; (e) dissolution pore of feldspar, the Well Le-23, Chang-7 Mm., 1645.20 m; (f) intergranular kaolinite, illite and other clay minerals filling pores, the Well Ning-46, Chang-7 Mm., 2042.39 m; (g) illite filling intergranular pores, the Well Ning-223, Chang-7 Mm., 1442.75 m; (h) albite recrystallization, residual intergranular pores filled with autogenous quartz, the Well Zheng-40, Chang-7Mm., 1461.5 m; (i) microfracture, the Well Le-23, Chang-7 Mm., 1672.03 m

其对储层的储集能力具有重要影响(图4f—h)。铸体薄片观察显示,研究区发育少量微裂缝(图4i),可以有效地增加储层的渗透率,改善储层的渗流能力,是致密储层良好的油气运移通道。

2.4 成岩作用类型及特征

2.4.1 压实作用

压实作用是指沉积物以及岩石在沉积过程中由于上覆压力的作用下变得越来越致密的过程(郭轩豪等,2021)。由镜下观察可以发现,储层中填隙物、云母含量较为丰富,碎屑颗粒多有定向一半定向排列趋势(图5a),颗粒之间的接触关系以线接触为主,少见凹凸接触(图5b),石英、长石等刚性颗粒在压力作用下发生破裂(图5c、d),喷出岩屑、泥岩岩屑、云母及粒间杂基受压变形明显,片状矿物云母被压开,紧贴颗粒弯曲变形(图5f)。刚性颗粒的破裂,塑性岩屑和部分矿物的强烈变形,表明合水地区长7段储层受压实作用改造明显。

2.4.2 胶结作用

合水地区长7段重力流致密砂岩储层的胶结作用非常强烈,主要包括硅质胶结、碳酸盐胶结和黏土

矿物胶结。

(1)硅质胶结。硅质胶结主要表现为自生石英微晶充填粒间孔隙、次生石英加大现象。研究区储层中硅质胶结广泛分布,但是含量较低,含量约为0.5%~4.3%,可能是由于早期成岩中,钾长石和火山物质的大量溶解使得流体环境变成碱性,硅质胶结作用较弱。自生石英晶体常与高岭石、伊利石等黏土矿物一起充填在残余孔隙中(图6a—c)。硅质胶结占据了部分孔隙空间,使孔隙变小、喉道变窄,在一定程度上降低了储层的孔隙度,但是由于石英是刚性颗粒,抗压能力强,因此又可以在后续的成岩过程中抵御部分压实作用,从而保护原生孔隙。

(2)碳酸盐胶结。长石的溶蚀以及黏土矿物之间的相互演化为碳酸盐胶结提供了充足的物质基础和有利的形成条件(祝海华等,2024)。通过薄片、扫描电镜和阴极发光观察可知,合水地区长7段储层存在多期碳酸盐胶结物发育,且分布极不均匀。碳酸盐胶结物堵塞原生粒间孔和次生溶蚀孔隙,对于致密储层的物性具有明显的破坏作用。其中,方解石胶结主要呈颗粒间亮晶胶结物产出,在粒间孔

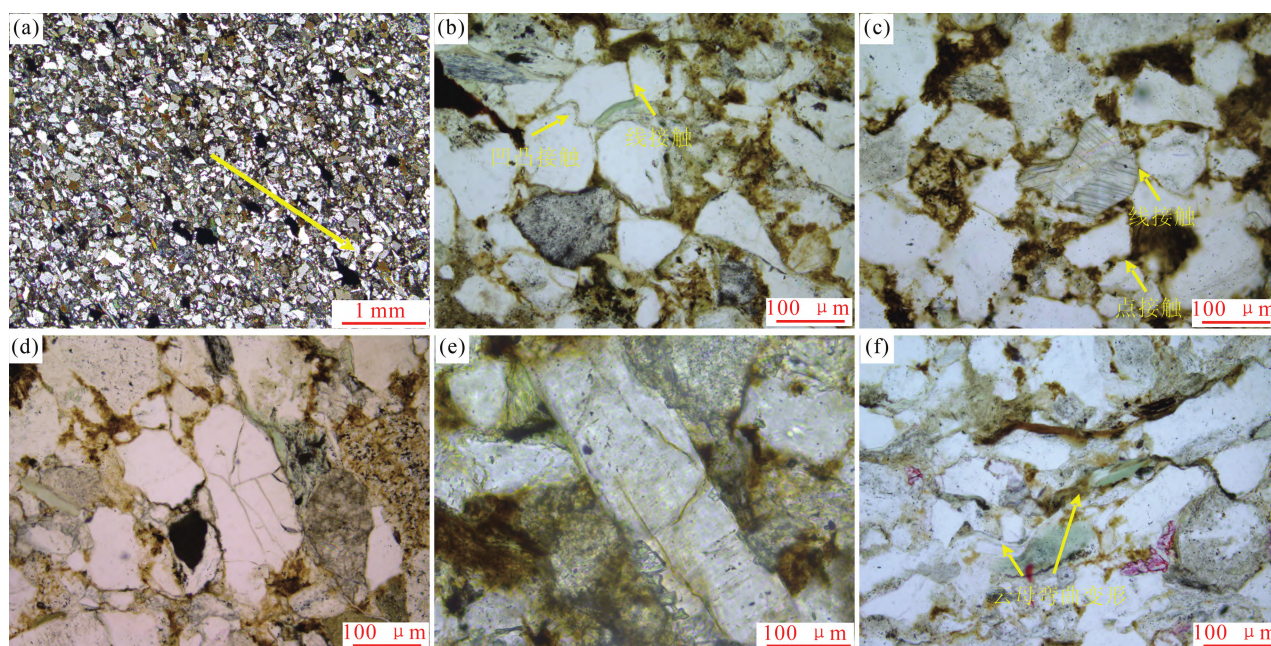


图5 鄂尔多斯盆地合水地区长7段致密砂岩储层压实作用镜下特征

Fig. 5 Compaction micro characteristics of tight sandstone reservoirs of the Chang-7 Member in Heshui area, Ordos Basin

(a) 碎屑定向排列,宁223井,长7段,1443.75 m; (b) 点、线接触以及凹凸接触,宁223井,长7段,1443.75 m; (c) 点、线接触,宁223井,长7段,1483.18 m; (d) 石英颗粒破裂,宁223井,长7段,1442.75 m; (e) 颗粒破裂被充填,乐206井,长7段,1376.5 m; (f) 云母弯曲变形,乐206井,长7段,1377.2 m

(a) Directional arrangement of debris, the Well Ning-223, Chang-7 Mm., 1443.75 m; (b) point, line contact, and concave—convex contact, the Well Ning-223, Chang-7 Mm., 1443.75 m; (c) point line contact, the Well Ning-223, Chang-7 Mm., 1483.18 m; (d) quartz particle rupture, the Well Ning-223, Chang-7 Mm., 1442.75 m; (e) particle rupture filled, the Well Le-206, Chang-7 Mm., 1376.5 m; (f) mica bending deformation, the Well Le-206, Chang-7 Mm., 1377.2 m

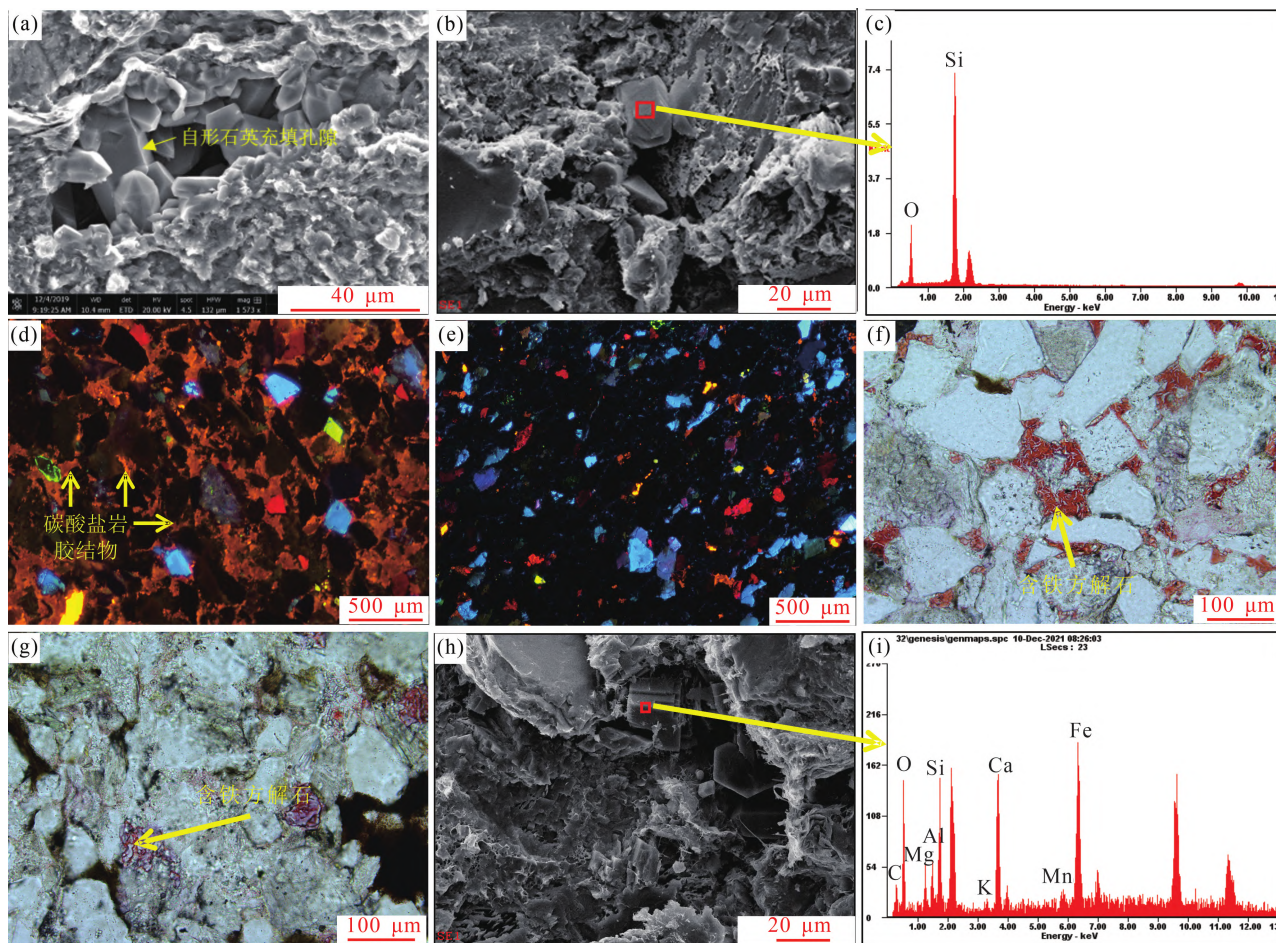


图6 鄂尔多斯盆地合水地区长7段重力流致密砂岩储层硅质和碳酸盐胶结物镜下特征

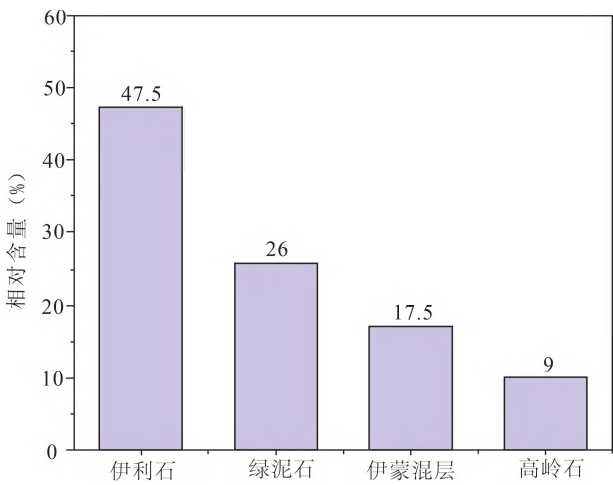
Fig. 6 Micro characteristics of siliceous and carbonate cementation in gravity flow tight sandstone reservoirs of the Chang-7 Member in Heshui area, Ordos Basin

(a) 自形石英充填孔隙, 宁223井, 长7段, 1451.65 m; (b) 石英次生加大, 乐206井, 长7段, 1377.2 m; (c) 石英次生加大能谱特征, 乐206井, 长7段, 1377.2 m; (d) 碳酸盐胶结发育, 宁223井, 长7段, 1451.65 m; (e) 碳酸盐胶结少量发育, 宁223井, 长7段, 1482.3 m; (f) 含铁方解石镜下特征, 庄164, 长7段, 1695.42 m; (g) 含铁方解石镜下特征, 庄164, 长7段, 1707.34 m; (h) 含铁白云石镜下特征, 宁223井, 长7段, 1481.8 m; (i) 含铁白云石能谱特征, 宁223井, 长7段, 1481.8 m

(a) Automorphic quartz filling pores, the Well Ning-223, Chang-7 Mm., 1451.65 m; (b) quartz secondary enlargement, the Well Le-206, Chang-7 Mm., 1377.2 m; (c) quartz secondary enlargement, energy spectrum characteristics, the Well Le-206, Chang-7 Mm., 1377.2 m; (d) carbonate cementation development, the Well Ning-223, Chang-7 Mm., 1451.65 m; (e) carbonate cementation not developed, the Well Ning-223, Chang-7 Mm., 1482.3 m; (f) ferrous calcite microscopic characteristics, the Well Zhuang-164, Chang-7 Mm., 1695.42 m; (g) ferrous calcite microscopic characteristics, the Well Zhuang-164, Chang-7 Mm., 1707.34 m; (h) ferrous dolomite microscopic characteristics, the Well Ning-223, Chang-7 Mm., 1481.8 m; (i) ferrous dolomite energy spectrum characteristics, the Well Ning-223, Chang-7 Mm., 1481.8 m

隙中连片分布,被茜素红—S试剂染成红色(图6f), 阴极发光下呈桔红色(图6d,e)。此外,还有少量含铁方解石以紫红色胶结物形式充填在孔隙之间,阴极发光下呈暗红色,表明研究区的方解石胶结主要有两期(图6g)。铁白云石则常以自形晶存在于颗粒间孔和颗粒溶孔中(图6h,i),其出现的时间晚于颗粒溶蚀。溶蚀之后才发生的碳酸盐岩胶结沉淀,错过了生烃过程中大量有机酸的排出,难以再被溶蚀形成次生溶孔,导致了储层物性的降低。

(3) 黏土矿物胶结。黏土矿物是研究区最为重要的胶结物类型,其类型和含量对于致密储层的质量有很大的影响,根据XRD全岩黏土实验结果,研究区的黏土矿物含量介于6.96%~19.42%,平均为11.22%。黏土矿物类型以伊利石为主,相对含量平均值达到47%,其次是绿泥石,占25%,伊蒙混层和高岭石含量相对较低(图7)。根据扫描电镜观察结果,伊利石多以发丝状、搭桥状自生伊利石充填孔隙中,对储层的孔喉空间有很强的破坏作用,从而降低



了储层的渗透能力。绿泥石是研究区仅次于伊利石的黏土矿物类型,其出现形式多样,如颗粒环边(图

图 7 合水地区长 7 段重力流致密砂岩储层黏土矿物
相对含量分布图

Fig. 7 Relative content of clay minerals in each small
layer of the Chang-7 Member in Heshui Area

8d)和叶片状(图 8c)。研究区蒙脱石含量极少,大部分处于向伊利石转化的过渡状态,即伊蒙混层(图 8e),常呈蜂窝状分布于颗粒之间或矿物颗粒表面。高岭石含量较低,通常以片状或书页状集合体的形式分布在颗粒表面(图 8f)。

2.4.3 溶蚀作用

溶蚀作用是指在酸性或碱性条件下储层中不稳定矿物成分(如长石、岩屑等)进行溶解的过程(刘卫彬等,2017;祝海华等,2024)。根据铸体薄片和扫描电镜观察结果,研究区储层中溶蚀作用非常发育,

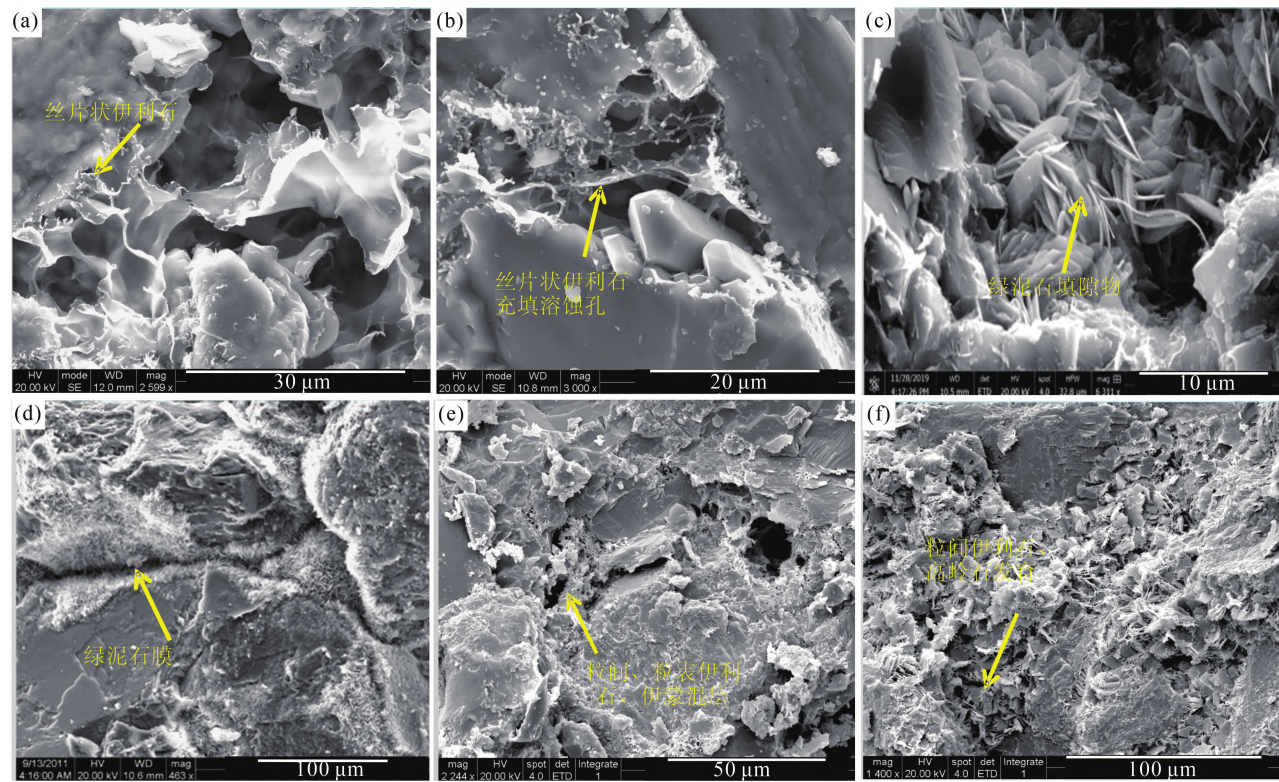


图 8 合水地区长 7 段重力流致密砂岩储层黏土矿物镜下特征

Fig. 8 Micro characteristics of clay minerals in the Chang-7 Mm. gravity flow tight sandstone reservoir in Heshui area

- (a) 粒间溶孔中充填丝片状伊利石,庄 226 井,长 7 段,1701.79 m;(b) 粒间杂基溶蚀蚀变伊利石,残余溶孔充填,庄 226 井,长 7 段,1701.34 m;(c) 绿泥石黏土矿物充填孔隙,正 40 井,长 7 段,1381.2 m;(d) 绿泥石膜附着矿物表面,板 4 井,长 7 段,1837.04 m;(e) 粒间、粒表伊利石、伊蒙混层发育,宁 46 井,长 7 段,2037.02 m;(f) 粒间伊利石、高岭石发育,宁 46 井,长 7 段,2042.39 m
- (a) Intergranular dissolved pores filled with flaky illite clay, the Well Zhuang-226, Chang-7 Mm. , 1701.79 m; (b) intergranular matrix dissolved altered illite, residual dissolved pores filled, the Well Zhuang-226, Chang-7 Mm. , 1701.34 m; (c) chlorite clay mineral filled pores, the Well Zheng-40, Chang-7 Mm. , 1381.2 m; (d) chlorite film attached to mineral surface, the Well Ban-4, Chang-7 Mm. , 1837.04 m; (e) intergranular and granular surface illite and illite—mica mixed layer development, the Well Ning-46, Chang-7 Mm. , 2037.02 m; (f) intergranular illite and kaolinite development, the Well Ning-46, Chang-7 Mm. , 2042.39 m

可见大面积长石、岩屑的溶蚀现象(图4b)。其中粒内溶蚀孔隙多以点状孤立分布在矿物表面(图4c),粒间溶蚀孔隙呈带状或网状在研究区内广泛分布(图4b)。

3 储层质量影响因素

3.1 沉积特征对储层质量的影响

孔隙度和渗透率是表征储层质量的重要参数,面孔率在一定程度上也能反映储层质量的好坏。沉积环境控制着致密砂岩储层的粒度、分选和砂体厚度,从而导致储层质量的差异(Li Jian et al., 2021)。本次研究利用 Trask 于 1932 年提出的分选

系数(S_0)用来定量表示储层颗粒的分选特征(陈朝兵等, 2021), 更小的 S_0 往往代表着储层颗粒具有良好的分选特征, 计算公式如下(Beard and Weyl, 1973):

$$S_0 = \sqrt{\frac{P_{25}}{P_{75}}} \quad (1)$$

其中 P_{25} 和 P_{75} 分别是对应晶粒尺寸累积概率曲线的 25% 和 75% 的粒径(mm)。

根据统计结果, 限制性水道亚相形成的致密砂岩 S_0 平均为 1.32, 低于非限制性水道亚相形成的致密砂岩(S_0 平均为 1.41), 前端朵体形成的砂岩 S_0 最高, 平均为 1.50, 说明限制性水道内的储层分选

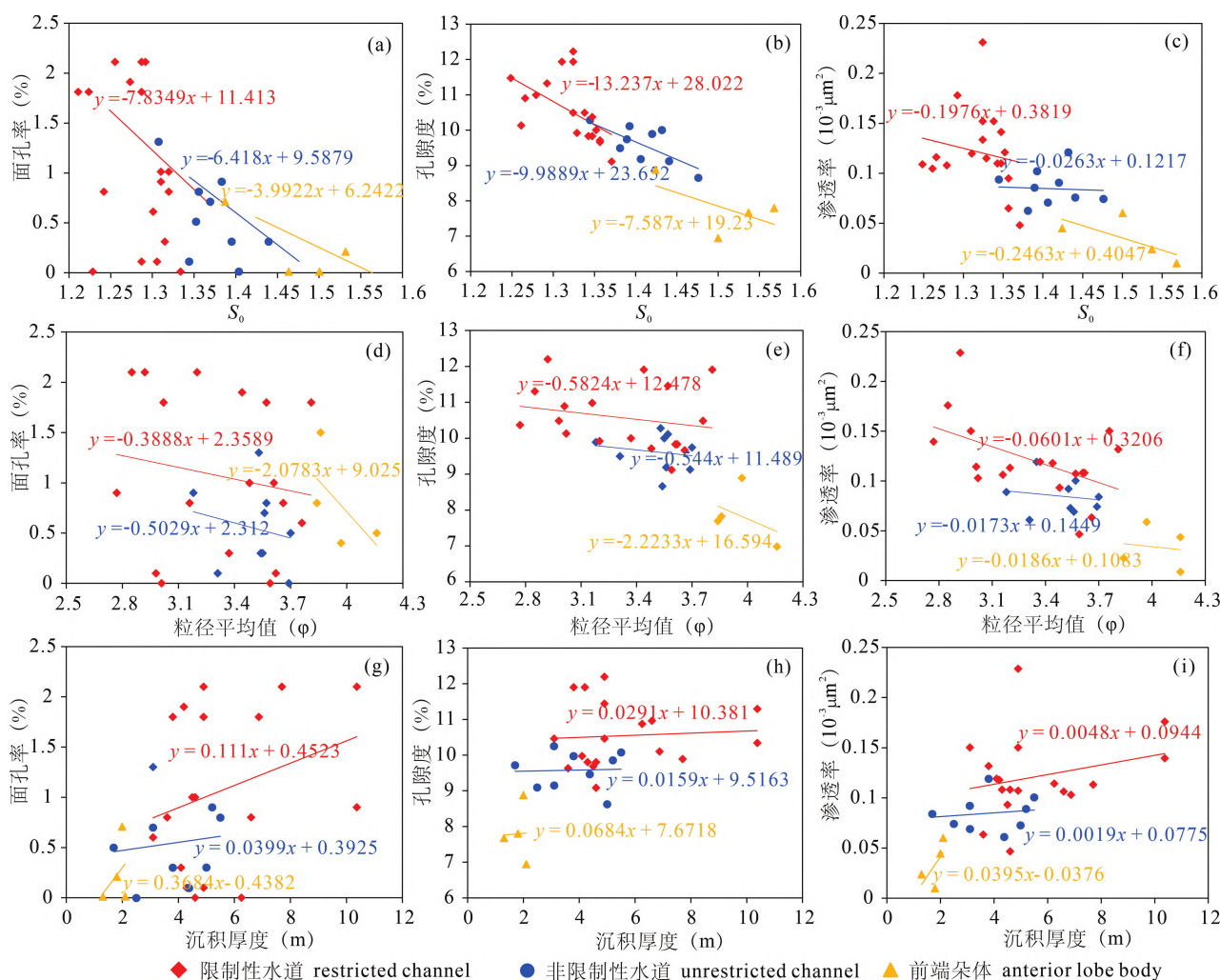


图9 沉积作用对合水地区长7段致密砂岩储层质量的影响

Fig. 9 Influence of sedimentation on the quality of gravity flow tight sandstone reservoir in the Chang-7 Member in Heshui area
(a) S_0 与面孔率的关系; (b) S_0 与孔隙度的关系; (c) S_0 与渗透率的关系; (d) 粒径平均值与面孔率的关系; (e) 粒径平均值与孔隙度的关系; (f) 粒径平均值与渗透率的关系; (g) 砂体厚度与面孔率的关系; (h) 砂体厚度与孔隙度的关系; (i) 砂体厚度与渗透率的关系
(a) Relationship between S_0 and surface porosity; (b) relationship between S_0 and porosity; (c) relationship between S_0 and permeability; (d) relationship between average particle size and surface porosity; (e) relationship between average particle size and porosity; (f) relationship between average particle size and permeability; (g) relationship between sand body thickness and surface porosity; (h) relationship between sand body thickness and porosity; (i) relationship between sand body thickness and permeability

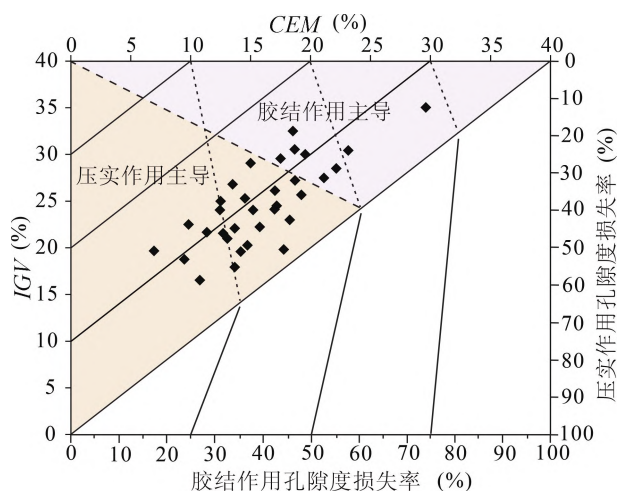


图10 压实和胶结作用对储层孔隙度的影响
(Ehrenberg, 1989, 1995)

Fig. 10 Influence of compaction and cementation on reservoir porosity (Ehrenberg, 1989, 1995)

要优于其他两种亚相内储层。 S_0 总体与储层面孔率、孔隙度以及渗透率之间呈负相关关系(图9a—c),说明颗粒分选特征对储层质量有一定的控制作用。此外,不同沉积环境中形成的储层粒度也存在一定的差异。限制性水道亚相形成的致密砂岩的平均粒径(φ)为3.32,低于非限制水道的3.49和前端朵体的4.03。整体上储层质量与砂岩平均粒径 φ 值呈负相关关系(图9d—f),表明粒径越大的砂岩储集层往往具有更好的质量。砂岩厚度在一定程度上也能反映沉积环境的差异(姚东升等,2024)。可以看出(图9g—i),砂体厚度小于4 m时,储层面孔率和孔隙度要远小于砂体厚度大于4 m的值。此外,不同沉积亚相中储层的面孔率、孔隙度以及渗透率与砂体厚度之间均表现为一定的正相关关系,表明较厚的砂体通常发育质量较好的储层。

3.2 成岩作用对储层质量的影响

3.2.1 压实作用

压实作用显著减小了储层的孔隙空间,是导致储层致密化的重要因素。以分选、储层面孔率以及胶结数据对研究区压实作用进行了分析。根据公式(2)对原始孔隙度(OP)进行了恢复,并根据式(3)对压实减小孔隙度($COPL$)进行了计算(Paxton et al., 2002; Ehrenberg, 1989)。

$$OP = 20.91 + \frac{22.9}{S_0} \quad (2)$$

$$COPL = OP - \frac{IGV \times (1 - OP)}{1 - IGV} \quad (3)$$

$$CEPL = \frac{(OP - COPL) \times IGV \times (1 - OP)}{1 - IGV} \quad (4)$$

其中,粒间体积百分比(IGV)=100%-岩石骨架颗粒体积。

根据计算结果,研究区储层的原始孔隙度35.51%~39.07%之间,平均值为37.67%。 $COPL$ 分布在13.52%~22.91%之间,平均值为18.23%。根据镜下薄片观察结果,大多数颗粒具有点接触、丰富的线接触和凹凸接触,刚性颗粒受挤压破裂(图5d)等现象证实了研究区储层受到了压实作用的强烈改造。此外,胶结物(CEM)与粒间体积百分比(IGV)的关系图表明(图10)压实作用在原生孔隙减少的过程中占据主导地位。

3.2.2 胶结作用

胶结作用是致密砂岩储层质量降低的另一重要因素,根据式(4)对胶结减小孔隙度($CEPL$)进行了计算(Ehrenberg, 1989),平均 $CEPL$ 为9.76%,表明研究区储层受胶结作用影响显著(图10)。碳酸盐矿物、黏土矿物以及自生石英是研究区最重要的胶结物,它们对储集层质量的影响存在差异。

研究区黏土矿物含量丰富,这些黏土胶结物的存在会显著影响储层质量,其中伊利石和绿泥石被广泛认为是储层质量的重要控制因素(王林等,2024;姚东升等,2024;祝海华等,2024)。伊利石含量与孔隙度、渗透率呈明显的负相关关系,随着伊利石含量的增加,储层质量明显变差(图11a—c),表明伊利石的大量发育对储层质量有较强的破坏作用。虽然伊利石中包含许多晶间孔(图4g),但是伊利石会通过充填孔隙、堵塞喉道降低储层的渗透性。伊利石的大量发育是导致研究区储层质量变差的重要因素。

绿泥石是研究区内含量仅次于伊利石含量的黏土矿物,目前普遍认为,充填在孔隙的绿泥石通过堵塞孔隙空间和喉道,降低储层的渗透率,而石英颗粒表面的绿泥石包膜,在固结岩石颗粒骨架的同时,能阻碍硅质胶结作用,对孔隙度的保存有积极作用(谢武仁等,2010)。根据扫描电镜观察结果,可以看出研究区内绿泥石主要以前者形式存在于储层孔隙中(图8c),对储层质量具有一定的破坏性,其与储层质量之间的负相关性证明了这一点(图11d—f)。高岭石和伊蒙混层对储层质量的影响与伊利石类似,主要以充填孔隙、堵塞喉道的形式降低储层的质量(图11g—l)(Fan Aiping et al., 2019)。

薄片观察表明,碳酸盐胶结物以含铁方解石和

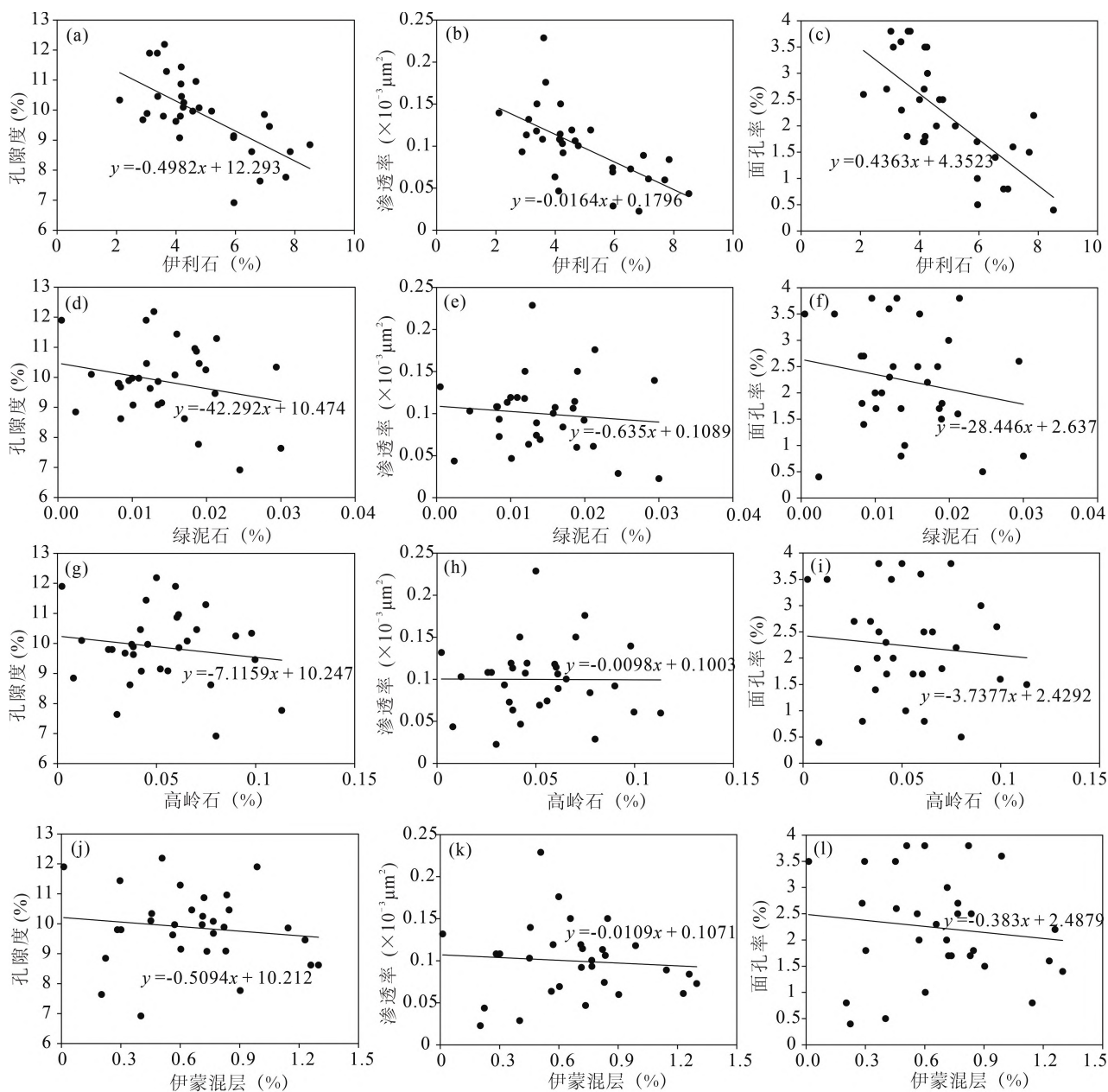


图 11 不同类型黏土矿物胶结对合水地区长 7 段储层质量的影响

Fig. 11 Influence of cementation on the quality of gravity flow tight sandstone reservoir in the Chang-7 Member in Heshui area

(a) 伊利石含量—孔隙度; (b) 伊利石含量—渗透率; (c) 伊利石含量—面孔率; (d) 绿泥石含量—孔隙度; (e) 绿泥石含量—渗透率; (f) 绿泥石含量—面孔率; (g) 高岭石含量—孔隙度; (h) 高岭石含量—渗透率; (i) 高岭石含量—面孔率; (j) 伊蒙混层含量—孔隙度; (k) 伊蒙混层含量—渗透率; (l) 伊蒙混层含量—面孔率

(a) Illite content—porosity; (b) illite content—permeability; (c) illite content—facial rate; (d) chlorite content—porosity; (e) chlorite content—permeability; (f) chlorite content—facial rate; (g) kaolinite content—porosity; (h) kaolinite content—permeability; (i) kaolinite content—facial rate; (j) content of illite—montmorillonite mixed layer clay (I/S content)—the porosity; (k) I/S content—permeability; (l) I/S content—facial ratio

白云石为主。即使碳酸盐胶结物能够抑制压实损失的孔隙度 (Fan Aiping et al., 2019), 高含量的碳酸盐胶结物也明显恶化了储层质量, 碳酸盐矿物含量与储层质量的关系 (图 12a—c) 证明了这一点。硅

质胶结物含量与储层质量之间关系较弱 (图 12d—f), 然而, 孔隙度、渗透率和石英胶结含量之间的弱相关性并不能说明石英对储层质量是利还是不利。先前研究表明, 石英的次生加大稳定了岩石框

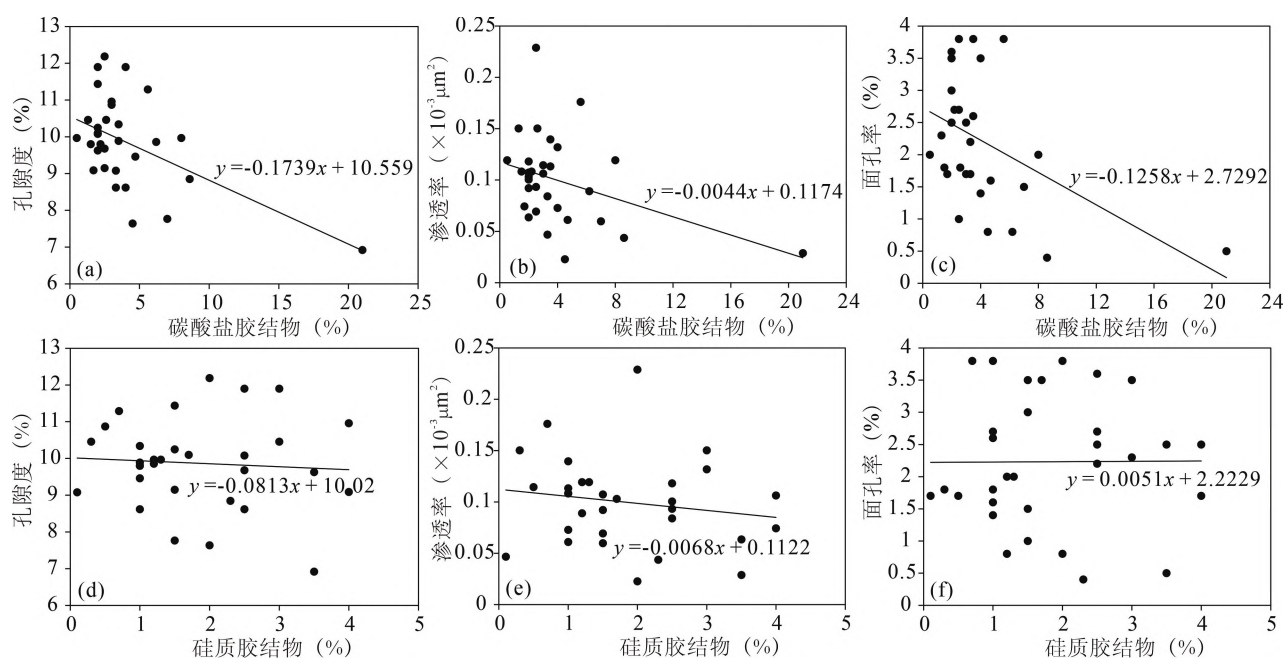


图12 碳酸盐以及硅质胶结对含水地区长7段储层质量的影响

Fig. 12 Influence of cementation on the quality of gravity flow tight sandstone reservoir in the Chang-7 Member in Heshui area

(a) 碳酸盐胶结物含量—孔隙度;(b) 碳酸盐胶结物含量—渗透率;(c) 碳酸盐胶结物含量—面孔率;

(d) 硅质胶结物含量—渗透率;(e) 硅质胶结物含量—孔隙度;(f) 硅质胶结物含量—面孔率

(a) The relationship between carbonate cement content and porosity; (b) The relationship between carbonate cement content and permeability; (c) The relationship between carbonate cement content and facial ratio; (d) The relationship between siliceous cement content and permeability; (e) The relationship between siliceous cement content and porosity; (f) siliceous cement content and permeability

架,以抵抗压实引起的孔隙度降低(Li Jian et al., 2021;郭轩豪等,2021)。但是以石英聚合体形式充填在孔隙中的自生石英会大大降低孔隙度(张哨楠等,1998)。虽然石英性质比较稳定,当外部条件变化时,石英也会发生一定的溶蚀(郭轩豪,2021)。研究区内硅质胶结物含量普遍小于5%,对储层质量影响较小。

3.2.3 溶蚀作用

通常认为,矿物溶解引起的次生孔隙度(例如长石、岩石碎片和碳酸盐胶结)可以改善储层质量(丁一等,2013;祝海华等,2024)。根据薄片观察结果,研究区内原生孔隙比例很低,次生溶蚀孔隙是主要的孔隙类型(详见2.3节),其中长石溶蚀孔含量最高,长石的溶蚀通常沿着颗粒边缘或解理面进行,伴随着伊利石和石英胶结物在附近孔隙中沉淀。溶蚀孔含量与孔隙度、渗透率和面孔率都存在一定的正相关关系(图13),这是由于溶蚀作用导致了大量溶蚀孔隙的发育,有效地扩展了储层的储集空间并增大了孔隙之间的连通性,极大地改善储层的储集性能和渗流能力。

3.3 优质储层形成机理

基于储层质量控制因素的分析,明确了沉积环境和成岩作用控制着重力流沉积背景下优质致密砂岩储层的形成与分布特征。图9中可以看出,质量最好的储层通常发育在水动力强的限制性水道环境中,随着流体进一步向湖盆推进,沉积亚相逐渐由限制性水道转变为非限制性水道,储层质量也随之逐渐变差。至沉积末端,前端朵体内发育着质量最差的储层,表明沉积相控制了储层质量。

储层压实程度受颗粒大小及分选的影响,在前端朵体中的砂岩由于分选较差以及更小的粒度更容易被压实(图14a、b、d)。此外,由于前端朵体沉积亚相中含有较多的云母、泥岩碎屑、千枚岩碎屑、片岩碎屑和基质(田建锋等,2013),这些碎屑在压实作用下更易变形并挤压到孔隙空间中,导致储层质量变差(图5f)。砂体厚度对储层压实作用强度有一定影响(图14c),前端朵体中砂岩最为明显,这是因为较薄的砂体通常是浊流成因,其中的塑性颗粒以及杂基含量高,易于被压实。

不同沉积环境中砂体胶结作用强度存在差异

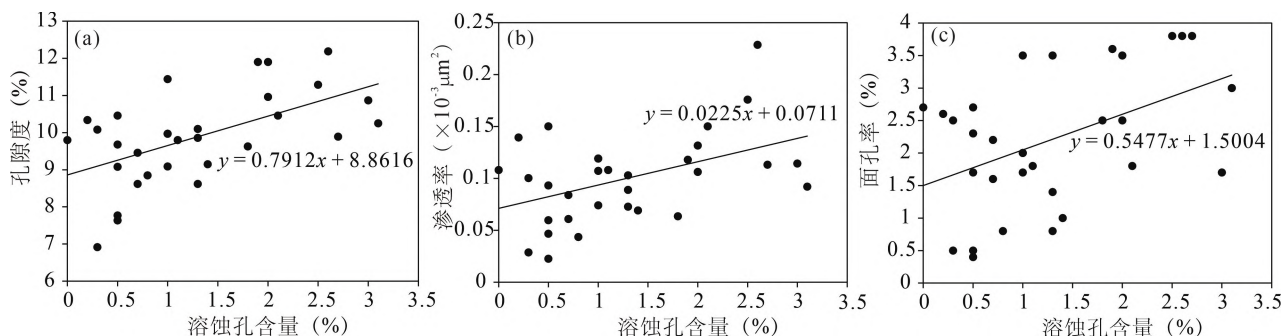


图 13 溶蚀孔含量与储层孔隙度、渗透率和面孔率的关系

Fig. 13 Relationship between dissolution pore content and quality of gravity flow tight sandstone reservoir in the Chang-7 Member in Heshui area

(a) 溶蚀孔含量—孔隙度; (b) 溶蚀孔含量—渗透率; (c) 溶蚀孔含量—面孔率

(a) solution pore content—porosity; (b) solution pore content—permeability; (c) dissolution pore content—surface rate

(图 14a—c), 前端朵体内的砂体受胶结作用影响最强, 其次为非限制性水道内的砂体, 限制性水道内的砂体受胶结作用影响最小 (图 14e)。前已述及, 伊利石是研究内长 7 段储层含量最高的黏土矿物, 也是导致储层质量变差的关键因素。根据前人研究,

研究区伊利石主要为大量蒙脱石等杂基转化的产物 (田建锋等, 2013), 由于前端朵体沉积中含有较多的杂基含量, 为伊利石的大量发育提供了条件, 其通过填充孔隙, 堵塞喉道降低了储层质量。碳酸盐胶结对储层质量有一定的影响, 可以看到, 高碳酸盐胶

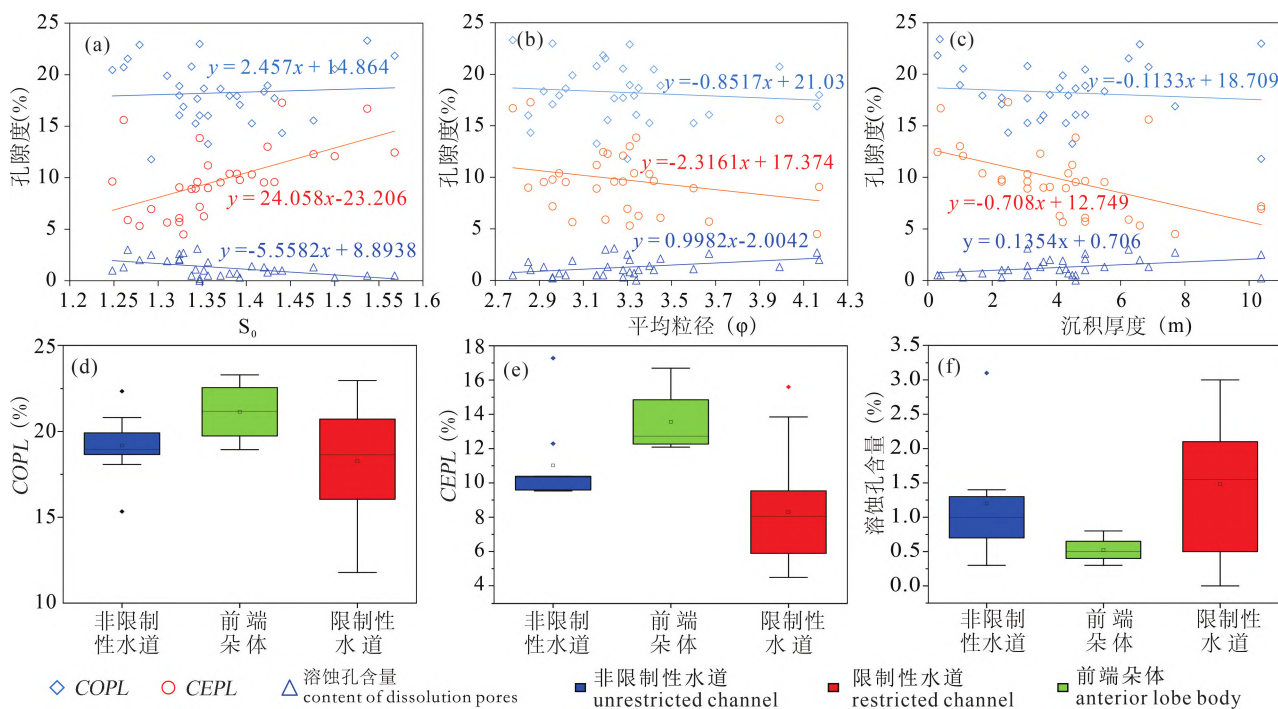


图 14 合水地区长 7 段储层沉积环境对压实作用的影响

Fig. 14 Influence of compaction on the quality of gravity flow tight sandstone reservoir in the Chang-7 Member in Heshui area

(a) S_0 —COPL、CEPL 和溶蚀孔隙含量; (b) 粒径平均值—COPL、CEPL 和溶蚀孔含量; (c) 沉积厚度—COPL、CEPL 和溶蚀含量;

(d) 不同沉积亚相储层的 COPL; (e) 不同沉积亚相储层的 CEPL; (f) 不同沉积亚相储层的溶蚀孔含量

(a) S_0 —COPL, CEPL and solution pore content; (b) average particle size—COPL, CEPL and content of solution pores; (c) deposition thickness—COPL, CEPL and solution content; (d) COPL—sedimentary subfacies reservoirs; (e) CEPL—sedimentary subfacies reservoirs; (f) solution pore content—sedimentary subfacies reservoirs

结物含量储层主要分布在前端朵体亚相的薄砂体内 (图 6d),这是由于碳酸盐胶结所需的 Ca^{2+} 主要来自临近的泥岩,通常在砂泥交界处碳酸盐胶结发育 (姚东升等,2024)。因此前端朵体内形成的薄层砂体往往含有较多的胶结物,导致储层质量变差。与其他两种沉积环境相比,限制性水道储层含

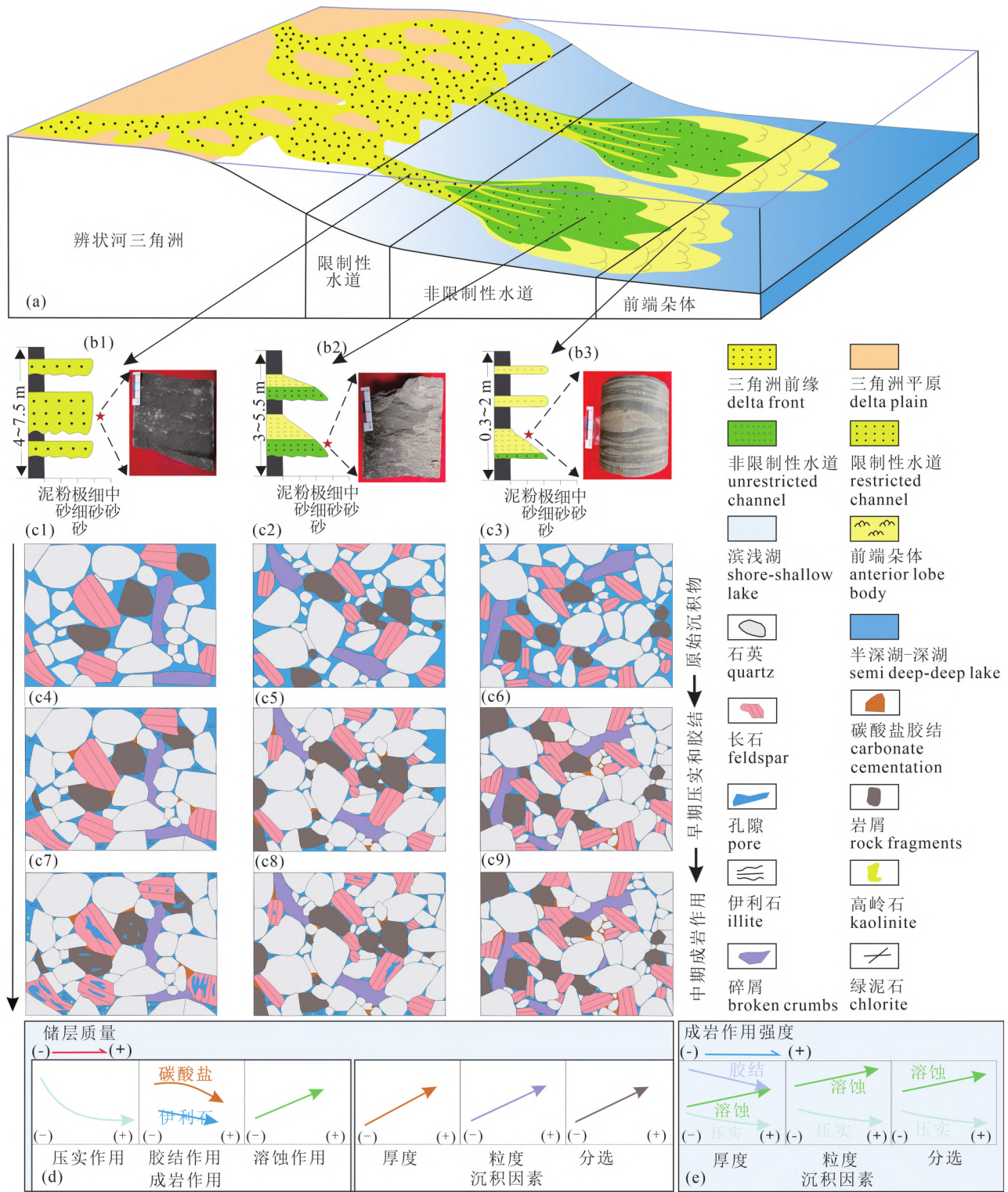


图 15 深水湖相重力流致密砂岩储层沉积和成岩作用时空分布及储层演化示意图

Fig. 15 Spatial and temporal distribution of sedimentation and diagenesis and reservoir evolution of deep-water lacustrine gravity flow tight sandstone reservoirs

有更多的溶蚀孔含量,溶蚀作用明显更为发育(图14f)。不同沉积环境下的储层在经历早期的差异压实和胶结作用后,导致油气充注难度存在差异,限制性水道中储层有机酸更易充注,次生溶蚀孔隙更为发育,非限制性水道中储层次之,而前端朵体中储层由于受压实作用影响以及含有较多的伊利石和碳酸盐矿物等胶结物,有机酸难以进入储层,导致溶蚀作用发育程度较低,形成了质量最差的储层。

3.4 储层分布特征及模式

在以上分析的基础上,本次研究基于合水地区长7段储层特征提出重力流沉积背景下的致密砂岩储层质量演化模式(图15):沉积和成岩作用共同控制着重力流致密砂岩优质储层的发育和分布,有利沉积环境为重力流优质储层的发育提供了良好的物质基础,通过影响成岩类型和强度综合控制储层质量。位于坡折带末端以砂质碎屑流为主的限制性水道亚相沉积砂体由于具有较大的砂体厚度、好的分选以及大的粒度,同时发生较强的溶蚀作用以及弱的压实和胶结作用,往往发育质量最好的储层。随着砂质碎屑流继续向前推进,储层粒度逐渐变小,分选变差,砂体厚度变薄,成岩流体更难进入储层,同时压实和胶结作用更加发育,导致储层质量相对较差,在平面上主要以分支状分布在限制性水道远端。当流体进一步向湖盆推进,逐步由砂质碎屑流转化为浊流,在前端朵体沉积环境下形成了粒度小、砂体厚度薄以及分选差的储层,在受到较强的压实和胶结作用改造后,成岩流体难以进入,溶蚀作用基本不发育,形成了质量最差的储层。研究表明,在评估致密砂岩储层质量时,将沉积和成岩作用联系起来能更好的理解优质储层的成因和分布。

4 结论

(1)合水地区长7段为一套重力流沉积体系,可划分为三种沉积亚相:限制性水道、非限制性水道以及前端朵体。限制性水道中形成的砂岩粒度大、分选好,沉积厚度大,伊利石和碳酸盐胶结物含量较低,次生溶蚀孔隙含量高,孔隙度和渗透率较高,储层质量最好。非限制性水道中的储层次之,前端朵体中的储层质量最差。

(2)研究区的成岩作用主要包括机械压实和伊利石、碳酸盐等矿物的胶结,以及长石、岩屑等矿物的溶蚀作用。压实作用是降低储层质量的最重要因素,伊利石、碳酸盐等矿物胶结导致孔隙空间减小、孔喉连通性变差,进一步恶化了储层质量,长石、岩

屑等矿物的溶蚀改善了储层质量。

(3)不同沉积环境形成的储层在粒度、分选和沉积厚度等方面存在差异,导致发生差异成岩作用,进而影响储层质量,据此建立了重力流沉积背景下的致密砂岩储层质量演化模式。粒度越粗、分选越好、厚度越大,压实和胶结作用强度越低,溶蚀作用更加发育,储层质量越好。

致谢:衷心感谢长庆油田分公司提供的基础资料,感谢责任编辑认真、专业、细致的审阅、指导和帮助,感谢审稿专家提供的宝贵意见!

参考文献 / References

- (The literature whose publishing year followed by a “&” is in Chinese with English abstract; The literature whose publishing year followed by a “#” is in Chinese without English abstract)
- 陈朝兵,付玲,陈新晶,张涛,解宇航,王泓波,朱玉双. 2021. 致密砂岩微观非均质性定量评价方法研究——以鄂尔多斯盆地华庆地区延长组长6油层组为例. 沉积学报, 39(5): 1086~1099.
- 陈富瑜,周勇,杨栋吉,万宏峰. 2022. 基于分形理论的致密砂岩储层孔隙结构研究——以鄂尔多斯盆地庆城地区延长组长7段为例. 中国矿业大学学报, 51(5): 941~955.
- 陈富瑜,周勇,杨栋吉,万宏峰. 2022. 基于分形理论的致密砂岩储层孔隙结构研究——以鄂尔多斯盆地庆城地区延长组长7段为例. 中国矿业大学学报, 51(5): 941~955.
- 丁一,李智武,冯逢,翟中华,孙玮,汤聪,张葳,张长俊,刘树根. 2013. 川中龙岗地区下侏罗统自流井组大安寨段湖相混合沉积及其致密油勘探意义. 地质论评, 59(02): 389~400.
- 董姜畅,王爱国,樊志强,孙勃,蒲磊,刘鹏飞,胡瑞,张卫刚. 2021. 鄂尔多斯盆地中部延长组长7段致密储层成因及控制因素. 断块油气田, 28(4): 446~451.
- 封从军,张敏,李达明,赵兴辉. 2017. 鄂尔多斯盆地西南地区延长组长7段致密砂岩储层岩性测井识别. 地质论评, 63(S1): 79~80.
- 付金华,喻建,徐黎明,牛小兵,冯胜斌,王秀娟,尤源,李涛. 2015. 鄂尔多斯盆地致密油勘探开发新进展及规模富集可开发主控因素. 中国石油勘探, 20(5): 9~19.
- 郭睿良,陈小东,马晓峰,马静,王琪,陈霖. 2018. 鄂尔多斯盆地陇东地区延长组长7段致密储层水平向可动流体特征及其影响因素分析. 天然气地球科学, 29(5): 665~674.
- 郭轩豪,谭成仟,赵军辉,赵信,王进. 2021. 成岩作用对致密砂岩储层微观结构的影响差异——以鄂尔多斯盆地姬塬和镇北地区长7段为例. 天然气地球科学, 32(6): 826~835.
- 贾承造,邹才能,李建忠,李登华,郑民. 2012. 中国致密油评价标准、主要类型、基本特征及资源前景. 石油学报, 33(3): 343~350.
- 刘卫彬,张世奇,李世臻,王丹丹,张文浩,林燕华. 2017. 东濮凹陷沙三段异常高孔带发育特征及成因机制. 地质论评, 63(S1): 77~78.
- 刘显阳,李士祥,周新平,陈修,刘江艳,郭芪恒,魏嘉怡,廖永乐. 2023. 鄂尔多斯盆地石油勘探新领域、新类型及资源潜力. 石油学报, 44(12): 2070~2090.
- 罗晓容,王忠楠,雷裕红,胡才志,王香增,张丽霞,贺永红,张立宽,程明. 2016. 特超低渗砂岩油藏储层非均质性特征与成藏模式——以鄂尔多斯盆地西部延长组下组合为例. 石油学报, 37(S1): 87~98.

- 吕奇奇, 付金华, 罗顺社, 李士祥, 周新平, 蒲宇新, 闫红果. 2022. 坳陷湖盆重力流水道—朵叶复合体沉积特征及模式——以鄂尔多斯盆地西南部三叠系延长组长7段为例. 石油勘探与开发, 49(6): 1143~1156.
- 孙宁亮, 钟建华, 刘绍光, 田东恩, 刘闯, 曹梦春, 杨冠群, 郝兵. 2017. 鄂尔多斯盆地南部延长组重力流致密储层成岩作用及物性演化. 地球科学, 42(10): 1802~1816.
- 田建锋, 高永利, 张蓬勃, 王秀娟, 杨友运. 2013. 鄂尔多斯盆地合水地区长7致密油储层伊利石成因. 石油与天然气地质, 34(5): 700~707.
- 王林, 吕奇奇, 张严, 周浩, 张蕾, 罗奥, 陈乐康. 2024. 鄂尔多斯盆地西南部长7油层组深水重力流沉积岩相特征及分布模式. 沉积学报, 1~19.
- 王瑞飞, 沈平平, 宋子齐, 杨华. 2009. 特低渗透砂岩油藏储层微观孔喉特征. 石油学报, 30(4): 560~563+569.
- 吴松涛, 朱如凯, 崔景伟, 毛治国, 刘可禹, 王晓琦. 2020. 非常规储层孔隙结构表征: 思路、思考与展望. 地质论评, 66(S1): 151~154.
- 肖玲, 陈曦, 雷宁, 易涛, 郭文杰. 2023. 鄂尔多斯盆地合水地区三叠系长7段页岩油储层特征及主控因素. 岩性油气藏, 35(2): 80~93.
- 谢武仁, 杨威, 赵杏媛, 魏国齐, 谢增业, 金惠, 陈刚. 2010. 川中地区须家河组绿泥石对储集层物性的影响. 石油勘探与开发, 37(6): 674~679.
- 杨华, 李士祥, 刘显阳. 2013. 鄂尔多斯盆地致密油、页岩油特征及资源潜力. 石油学报, 34(1): 1~11.
- 姚东升, 陈冬霞, 李莎, 成铭, 王福伟, 马勇, 鲜本忠. 2024. 差异源储结构下储层发育机制及其对油气富集的影响——以鄂尔多斯盆地庆城地区长7₁₋₂段为例. 中国矿业大学学报, 53(2): 346~363.
- 张家强, 李士祥, 李宏伟, 周新平, 刘江艳, 郭睿良, 陈俊霖, 李树同. 2021. 鄂尔多斯盆地延长组7油层组湖盆远端重力流沉积与深水油气勘探——以城页水平井区长73小层为例. 石油学报, 42(5): 570~587.
- 张哨楠, Qing Hairuo, Bjorlykke K. 1998. 川西致密砂岩的石英次生加大及其对储层的影响. 地质论评, 44(6): 649~655+675.
- 赵家锐, 祝海华, 冯小哲. 2020. 鄂尔多斯盆地苏里格地区下石盒子组致密气储层孔隙结构分类及影响因素. 地质论评, 66(S1): 112~114.
- 周新平, 何青, 刘江艳, 李士祥, 杨田. 2021. 鄂尔多斯盆地三叠系延长组7段深水碎屑流沉积特征及成因. 石油与天然气地质, 42(5): 1063~1077.
- 朱筱敏, 刘芬, 朱世发, 徐黎明, 牛小兵, 梁晓伟. 2015. 鄂尔多斯盆地陇东地区延长组物源区构造属性研究. 高校地质学报, 21(3): 416~425.
- 朱筱敏, 潘荣, 朱世发, 魏巍, 叶蕾. 2018. 致密储层研究进展和热点问题分析. 地学前缘, 25(2): 141~146.
- 邹才能, 朱如凯, 吴松涛, 杨智, 陶士振, 袁选俊, 侯连华, 杨华, 徐春春, 李登华, 白斌, 王岚. 2012. 常规与非常规油气聚集类型、特征、机理及展望——以中国致密油和致密气为例. 石油学报, 33(2): 173~187.
- Beard D C, Weyl P K. 1973. Influence of texture on porosity and permeability of unconsolidated sand. AAPG bulletin, 57(2): 349~369.
- Chen Fuyu, Zhou Yong, Yang Dongji, Wan Hongfeng. 2022. Study of pore structure of tight sandstone reservoir based on fractal theory: A case study from Chang 7 tight sandstone of Yanchang Formation in Qingcheng Area, Ordos Basin. Journal of China University of Mining & Technology, 51(5): 941~955.
- Chen Zhaobing, Fu Ling, Chen Xinjing, Zhang Tao, Xie Yuhang, Wang Hongbo, Zhu Yushuang. 2021. Quantitative Evaluation Method for Micro Heterogeneity of Tight Sandstone: A case study of Chang-6 reservoir of Yanchang Formation in Huaqing Area, Ordos Basin. Acta Sedimentologica Sinica, 39(5): 1086~1099.
- Dong Jiangchang, Wang Aiguo, Fan Zhiqiang, Sun Bo, Pu Lei, Liu Pengfei, Hu Rui, Zhang Weigang. 2021. Origin and dominated factors of Chang 7 Member tight reservoirs in Yanchang Formation, central Ordos Basin. Fault-Block Oil & Gas Field, 28(4): 446~451.
- Ehrenberg S N. 1989. Assessing the relative importance of compaction processes and cementation to reduction of porosity in sandstones: Discussion; compaction and porosity evolution of Pliocene sandstones, Ventura Basin, California; DISCUSSION. AAPG Bulletin, 73.
- Ehrenberg S N. 1995. Measuring sandstone compaction from modal analyses of thin sections; how to do it and what the results mean. Journal of Sedimentary Research, 65: 369~379.
- Fan Aiping, Yang Renchao, Lenhardt N, Wang Meng, Han Zuozhen, Li Jinbu, Li Yijun, Zhao Zhongjun. 2019. Cementation and porosity evolution of tight sandstone reservoirs in the Permian Sulige gas field, Ordos Basin (central China). Marine and Petroleum Geology, 103: 276~293.
- Feng Congjun, Zhang Min, Li Daming, Zhao Xinghui. 2017. Lithology identification of tight sandstone reservoir; Chang 7 Member of Upper Triassic Yanchang Formation, southwestern Ordos basi, China. Geological Review, 63(S1): 79~80.
- Feng Dehao, Liu Chenglin, Feng Xiaolong, Wang Xinpei, Awan R S, Yang Xiaoyi, Xu Nuo, Wu Yunfei, Wu Yuping, Zang Qibiao. 2023. Movable fluid evaluation of tight sandstone reservoirs in lacustrine delta front setting: Occurrence characteristics, multiple control factors, and prediction model. Marine and Petroleum Geology, 155: 106393.
- Fu Jinhua, Yu Jian, Xu Liming, Niu Xiaobing, Feng Shengbin, Wang Xiujuan, You Yuan, Li Tao. 2015. New progress in exploration and development of tight oil in Ordos Basin and main controlling factors of large-scale enrichment and exploitable capacity. China Petroleum Exploration, 20(5): 9~19.
- Guo Ruiliang, Chen Xiaodong, Ma Xiaofeng, Ma Jing, Wang Qi, Chen Lin. 2018. Analysis of the characteristics and its influencing factors of horizontal movable fluid in the Chang 7 tight reservoir in Longdong Area, Ordos Basin. Natural Gas Geoscience, 29(5): 665~674.
- Guo Xuanhao, Tan Chengqian, Zhao Junhui, Zhao Xin, Wang Jin. 2021. Different influence of diagenesis on micro pore—throat characteristics of tight sandstone reservoirs; Case study of the Triassic Chang 7 Member in Jiyuan and Zhenbei areas, Ordos Basin. Natural Gas Geoscience, 32(6): 826~835.
- Jia Chengzao, Zou Caineng, Li Jianzhong, Li Denghua, Zheng Min. 2012. Assessment criteria, main types, basic features and resource prospects of the tight oil in China. Acta Petrolei Sinica, 33(3): 343~350.
- Li Jian, Zhang Xiang, Tian Jingchun, Liang Qingshao, Cao Tongsheng. 2021. Effects of deposition and diagenesis on sandstone reservoir quality: A case study of Permian sandstones formed in a braided river sedimentary system, northern Ordos Basin, Northern China. Journal of Asian Earth Sciences, 213: 104745.
- Liu Weibin, Zhang Shiqi, Li Shizhen, Wang Dandan, Zhang Wenhao, Lin Yanhua. 2017. Characteristics and origin of anomalously high porosity zones in the 3rd Member of the shahejie formation, Eocene (Es3) in the Dongpu depression. Geological Review, 63(S1): 77

- ~78.
- Liu Xianyang, Li Shixiang, Zhou Xinping, Chen Xiu, Liu Jiangyan, Guo Qiheng, Wei Jiayi, Liao Yongle. 2023&. New fields, new types and resource potentials of petroleum exploration in Ordos Basin. *Acta Petrolei Sinica*, 44(12): 2070~2090.
- Luo Xiaorong, Wang Zhongnan, Lei Yuhong, Hu Caizhi, Wang Xiangzeng, Zhang Lixia, He Yonghong, Zhang Likuan, Cheng Ming. 2016&. Heterogeneity characteristics and accumulation model of ultra-low permeability sandstone reservoirs: A case study of the lower part of Yanchang Formation in the western Ordos Basin, China. *Acta Petrolei Sinica*, 37(S1): 87~98.
- Lyu Qiqi, Fu Jinhua, Luo Shunshu, Li Shixiang, Zhou Xinping, Pu Yuxin, Yan Hongguo. 2022&. Sedimentary characteristics and model of gravity flow channel-lobe complex in a depression lake basin: A case study of Chang 7 Member of Triassic Yanchang Formation in southwestern Ordos Basin, NW China. *Petroleum Exploration and Development*, 49(6): 1143~1156.
- Sun Ningliang, Zhong Jianhua, Liu Shaoguang, Tian Dongen, Liu Chuang, Cao Mengchun, Yang Guanqun, Hao Bing. 2017&. Diagenesis and physical property evolution of gravity flow tight reservoir of Yanchang Formation in southern Ordos Basin. *Earth Science*, 42(10): 1802~1816.
- Szab S T, Paxton J O. 2002. Construction of an intergranular volume compaction curve for evaluating and predicting compaction and porosity loss in rigid-grain sandstone reservoirs. *AAPG Bulletin*, 86(12): 2047~2067.
- Tian Jianfeng, Gao Yongli, Zhang Pengbo, Wang Xiujuan, Yang Youyun. 2013&. Genesis of illite in Chang 7 tight oil reservoir in Heshui Area, Ordos Basin. *Oil & Gas Geology*, 34(5): 700~707.
- Wang Lin, Lü Qiqi, Zhang Yan, Zhou Hao, Zhang Lei, Luo Ao, Chen Lekang. 2022&. Lithofacies Characteristics and Distribution Patterns of Deep Water Gravity Flow Sedimentation in the Chang 7 Oil Formation in the Southwest Ordos Basin. *Acta Sedimentologica Sinica*, 1~19.
- Wang Ruifei, Shen Pingping, Song Ziqi, Yang Hua. 2009&. Characteristics of micro-pore throat in ultra-low permeability sandstone reservoir. *Acta Petrolei Sinica*, 30(4): 560~563+569.
- Wu Songtao, Zhu Rukai, Cui Jingwei, Mao Zhiguo, Liu Keyu, Wang Xiaoqi. 2020&. Characterization of pore structure in unconventional reservoirs: Thinking, thinking and prospect. *Geological Review*, 66(S1): 151~154.
- Xiao Dianshi, Jiang Shu, Thul D, Lu Shuangfang, Zhang Luchuan, Li Bo. 2018. Impacts of clay on pore structure, storage and percolation of tight sandstones from the Songliao Basin, China: Implications for genetic classification of tight sandstone reservoirs. *Fuel*, 211: 390~404.
- Xiao Hui, Wang Haonan, Yang Yindi, K E Changyan, She Haiqin. 2019. Influence of diagenetic evolution on tight sandstone reservoir flow capacity: Chang 8 reservoir of Yanchang Formation in southern Maling, Ordos Basin. *Petroleum Geology & Experiment*.
- Xiao Ling, Chen Xi, Lei Ning, Yi Tao, Guo Wenjie. 2023&. Characteristics and main controlling factors of shale oil reservoirs of Triassic Chang 7 Member in Heshui Area, Ordos Basin. *Lithologic Reservoirs*, 35(2): 80~93.
- Xie Wuren, Yang Wei, Zhao Xingyuan, Wei Guoqi, Xie Zengye, Jin Hui, Chen Gang. 2010&. Influences of chlorite on reservoir physical properties of the Xujiache Formation in the central part of Sichuan Basin. *Petroleum Exploration and Development*, 37(6): 674~679.
- Yang Hua, Li Shixiang, Liu Xianyang. 2013&. Characteristics and resource prospects of tight oil and shale oil in Ordos Basin. *Acta Petrolei Sinica*, 34(1): 1~11.
- Yao Dongsheng, Chen Dongxia, Li Sha, Cheng Ming, Wang Fuwei, Ma Yong, Xian Benzong. 2024&. Reservoir development mechanism and its influence on oil and gas under differential source and reservoir structure: A case study from Chang 7₁₋₂ tight sandstone of Qingcheng Area, Ordos Basin. *Journal of China University of Mining & Technology*, 53(2): 346~363.
- Zhang Jiaqiang, Li Shixiang, Li Hongwei, Zhou Xinping, Liu Jiangyan, Guo Ruiliang, Chen Junlin, Li Shutong. 2021&. Gravity flow deposits in the distal lacustrine basin of the 7th reservoir group of Yanchang Formation and deepwater oil and gas exploration in Ordos Basin: A case study of Chang 73 sublayer of Chengye horizontal well region. *Acta Petrolei Sinica*, 42(5): 570~587.
- Zhang Shaonan, Hairuo Qing, Bjorlykke K. 1998&. Quartz overgrowths and their influence on the reservoir quality of tight sandstone in the western Sichuan Basin. *Geological Review*, 44(6): 649~655+675.
- Zhao Jianrui, Zhu Haihua, Feng Xiaozhe. 2020&. Pore structure classification and influencing factors of tight gas reservoirs in Xiashihezi Formation in Sulige Area, Ordos Basin. *Geological Review*, 66(S1): 112~114.
- Zhao Shijie, Fu Qiang, Fu Jinhua, Liu Xianyang, Li Shixiang, Zhang Guanyu, Teng Ji. 2022. Effect of authigenic clay minerals and carbonate cements on quality of tight sandstone reservoirs: Insight from Triassic tight sandstones in the Huaqing Area, Ordos Basin, Northern China. *Journal of Asian Earth Sciences*, 229: 105099.
- Zhou Xinping, He Qing, Liu Jiangyan, Li Shixiang, Yang Tian. 2021&. Features and origin of deep-water debris flow deposits in the Triassic Chang 7 Member, Ordos Basin. *Oil & Gas Geology*, 42(5): 1063~1077.
- Zhu Xiaomin, Liu Fen, Zhu Shifa, Xu Liming, Niu Xiaobing, Liang Xiaowei. 2015&. On the tectonic property of the provenance area of the Upper Triassic Yanchang Formation in Longdong Area, Ordos Basin. *Geological Journal of China Universities*, 21(3): 416~425.
- Zhu Xiaomin, Pan Rong, Zhu Shifa, Wei Wei, Ye Lei. 2018&. Research progress and core issues in tight reservoir exploration. *Earth Science Frontiers*, 25(2): 141~146.
- Zou Caineng, Zhu Rukai, Wu Songtao, Yang Zhi, Tao Shizhen, Yuan Xuanjun, Hou Lianhua, Yang Hua, Xu Chunchun, Li Denghua, Bai Bin, Wang Lan. 2012&. Types, characteristics, genesis and prospects of conventional and unconventional hydrocarbon accumulations: Taking tight oil and tight gas in China as an instance. *Acta Petrolei Sinica*, 33(2): 173~187.

Effect of sedimentation and diagenesis on the quality of lacustral gravity flow tight sandstone reservoirs

—A case study of the Chang-7 Member in Heshui area, Ordos Basin

HUO Hongliang^{1, 2)}, LIU Chenglin^{1, 2)}, LI Wenda^{1, 2)}, ZANG Qibiao^{1, 2)}, LI Guoxiong^{1, 2)},
LU Zhendong^{1, 2)}, SU Jiajia^{1, 2)}, YANG Yizhuo^{1, 2)}

1) National Key Laboratory of Petroleum Resources and Engineering, Beijing, 102249;

2) College of Earth Sciences, China University of Petroleum (Beijing), Beijing, 102249

Objectives: This paper aims to study the characteristics and distribution of tight sandstone reservoirs deposited by gravity flow in deep water. Specifically, the study focuses on the 7th Member, Yanchang Formation, Triassic (the Chang-7 Member), in Heshui area, Ordos Basin.

Methods: The analysis is conducted through the core description, cast thin slice, and scanning electron microscope observation. By combining physical property data and analytical laboratory data, the study analyzes the petrology, pore types, and diagenetic characteristics of the Chang-7 Member reservoir in the study area. Additionally, the formation mechanism of a high-quality reservoir is discussed based on sedimentary and diagenetic characteristics.

Results: The reservoirs of the Chang-7 Member in Heshui area mainly comprise feldspathic lithic sandstone. The pore types are mainly solution and residual intergranular pores, which belong to the ultra-low porosity and ultra-low permeability reservoirs. The main diagenetic processes are compaction, cementation, and dissolution. The quality of gravity flow tight sandstone reservoirs is controlled by sedimentary facies, compaction resistance, illite mineral content, and feldspar and other minerals dissolution. Reservoirs deposited in restricted channels generally have the best reservoir quality under relatively weak compaction, cementation, and strong dissolution. Sandstones in different sedimentary environments have differences in particle size, sorting, and sedimentary thickness, which can control reservoir quality by influencing diagenetic type and intensity.

Conclusions: There are differences in grain size, sorting and thickness of reservoirs formed in different sedimentary environments, which lead to differential diagenesis and affect reservoir quality. Based on this, a quality evolution model of tight sandstone reservoirs under gravity flow sedimentary background is established. The research results can provide a reference for predicting and evaluating the same type of reservoir.

Keywords: gravity flow; tight sandstone; sedimentary facies; diagenesis; reservoir quality; Chang-7 Member, Yanchang Formation; Ordos Basin

Acknowledgements: Heartfelt thanks to Changqing Oilfield Company for providing the basic information, thanks to the editors for their careful, professional, and meticulous review, guidance, and help, and thanks to the reviewers for their valuable advice

First author: HUO Hongliang, male, born in 1996, Ph. D., student at China University of Petroleum (Beijing), research interests: unconventional petroleum geology; Email: 694200908@qq.com

Corresponding author: LIU Chenglin, male, born in 1970, professor, doctoral supervisor, is mainly engaged in the teaching and research of oil and gas resource evaluation and unconventional oil and gas geology; Email: lclzgx@126.com

Manuscript received on: 2024-01-03; Accepted on: 2024-05-12; Published online on: 2024-05-20

Doi: 10.16509/j.georeview.2024.05.041

Edited by: LIU Zhiqiang