



成岩作用对深水致密砂岩储层微观非均质性的影响 ——以鄂尔多斯盆地合水地区长7油层组为例

曹江骏, 陈朝兵, 程皇辉, 朱玉杰, 罗静兰, 王茜, 马迪娜·马吾提汗

引用本文:

曹江骏, 陈朝兵, 程皇辉, 等. 成岩作用对深水致密砂岩储层微观非均质性的影响 ——以鄂尔多斯盆地合水地区长7油层组为例[J]. 沉积学报, 2021, 39(4): 1031–1046.

CAO JiangJun, CHEN ChaoBing, CHEN HuangHui, et al. Effect of Diagenesis on Microheterogeneity of Deepwater Tight Sandstone Reservoirs: A case study from the Triassic Chang 7 oil-bearing formation in Heshui area, Ordos Basin, NW China[J]. *Acta Sedimentologica Sinica*, 2021, 39(4): 1031–1046.

相似文章推荐 (请使用火狐或IE浏览器查看文章)

Similar articles recommended (Please use Firefox or IE to view the article)

鄂尔多斯盆地镇泾地区长8段储层非均质性及其结构模式

Heterogeneity and Structural Pattern of Chang 8 Reservoir in Zhenjing Area, Ordos Basin

沉积学报. 2020, 38(5): 1088–1098 <https://doi.org/10.14027/j.issn.1000-0550.2020.039>

致密砂岩储层致密化与成藏史耦合关系研究——以鄂尔多斯南部镇原—泾川地区延长组长8油层组为例

The Coupling Relationship of Reservoir Densification History and Hydrocarbon Emplacement in Tight Sandstone Reservoir: A case study of the Chang 8 Oil Member, Yanchang Formation, southern Ordos Basin

沉积学报. 2018, 36(2): 401–414 <https://doi.org/10.14027/j.issn.1000-0550.2018.029>

准噶尔盆地玛北地区三叠系百口泉组储层成岩相特征

Diagenetic Facies of Triassic Baikouquan Formation in Mabei Area, Junggar Basin

沉积学报. 2018, 36(2): 354–365 <https://doi.org/10.14027/j.issn.1000-0550.2018.030>

鄂尔多斯盆地LX地区山西组储层成岩演化及成岩相研究

Diagenetic Evolution and Facies of Shanxi Formation in LX Area of Ordos Basin

沉积学报. 2016, 34(3): 594–605 <https://doi.org/10.14027/j.cnki.cjxb.2016.03.017>

鄂尔多斯盆地镇北地区延长组长4+5致密油层成岩作用及成岩相

Diagenesis and Diagenetic Lithofacies of Tight Reservoir of Chang4+5 Member of Yanchang Formation in Zhenbei, Ordos Basin

沉积学报. 2015, 33(5): 1000–1012 <https://doi.org/10.14027/j.cnki.cjxb.2015.05.016>

文章编号:1000-0550(2021)04-1031-16

DOI: 10.14027/j.issn.1000-0550.2020.040

成岩作用对深水致密砂岩储层微观非均质性的影响 ——以鄂尔多斯盆地合水地区长7油层组为例

曹江骏¹, 陈朝兵², 程皇辉³, 朱玉杰⁴, 罗静兰¹, 王茜², 马迪娜·马吾提汗³

1. 西北大学地质学系/大陆动力学国家重点实验室, 西安 710069

2. 西安石油大学地球科学与工程学院, 西安 710065

3. 中国石油天然气股份有限公司新疆油田分公司准东采油厂, 新疆阜康 831511

4. 中国石油天然气股份有限公司长庆油田分公司第二采气厂, 西安 710200

摘要 鄂尔多斯盆地上三叠统延长组长7深水砂岩储集体发育,但受成岩作用影响导致储层孔渗低、物性差,微观非均质性强。通过铸体薄片、扫描电镜、黏土矿物XRD分析、高压压汞等资料,结合前人研究成果及孔隙演化规律,对盆内合水地区长7深水致密砂岩储层成岩作用进行研究,旨在找出影响储层微观非均质性的主要成岩作用类型,并在此基础上定量表征储层微观非均质性,更好地预测有利储层分布。结果表明:1)胶结作用与溶蚀作用分别控制了储层原生及次生孔隙的大小,是影响储层微观非均质性的两类主要成岩作用,从120 Ma之后,储层开始受其影响,微观非均质性变强;2)胶结—溶蚀指数影响着储层微观孔喉结构,胶结—溶蚀指数越小,储层孔隙含量越高、渗流能力越强。提出以胶结—溶蚀指数为标准,定量表征储层微观非均质性;3)根据胶结—溶蚀指数,将研究区储层分为三类:I类为弱胶结—强溶蚀区,胶结—溶蚀指数在小于0.55,微观非均质性最弱,是有利储层分布的主要区域;II类为中等胶结—溶蚀区,胶结—溶蚀指数在0.55~0.80之间,微观非均质性中等;III类为强胶结—弱溶蚀区,胶结—溶蚀指数大于0.80,微观非均质性最强。平面上,有利储层主要分布在研究区马岭—固城—盘客—九岷一带,以条带状、片状分布。

关键词 成岩作用;胶结—溶蚀指数;有利储层;长7油层组;合水地区;鄂尔多斯盆地

第一作者简介 曹江骏,男,1993年出生,博士研究生,储层沉积及成岩作用,E-mail: 282945358@qq.com

通信作者 罗静兰,女,教授,E-mail: jlluo@nwu.edu.cn

中图分类号 P618.13 **文献标志码** A

0 引言

随着油气勘探开发技术的不断进步与发展,常规油气勘探已远远不能满足生产的需求,油气勘探开始从常规油气转向非常规油气,致密砂岩储层的研究已逐渐成为目前普遍关注的焦点。与常规砂岩储层高孔渗特征不同,致密砂岩储层微观非均质性强、物性差、孔隙喉道基本丧失渗流能力,严重阻碍了油气的运移。因此,致密砂岩储层微观非均质性研究已成为国内外专家学者亟需解决的问题,众学者分别从不同角度对其进行了论述。例如以大量试

验为依据提出与总结影响孔喉复杂程度的相关参数、方法来定量表征储层的微观非均质性^[1-2];通过研究多尺度下不同类型孔喉连通性及组合特征来表征储层微观非均质性大小,以此确定“甜点区”的分布^[3];以层序地层学原理为指导,通过研究短期基准面旋回的变化及其对应沉积物颗粒及填隙物的不同,来表征储层微观非均质性大小^[4];通过分析成岩作用中储层孔喉结构差异性来表征储层微观非均质性大小^[5-8]等。整体上,致密砂岩储层微观非均质性的研究已有一定进展,但多以三角洲砂体为研究对象,而针对深水重力流砂体的研究则相对较少,深水

收稿日期:2020-02-08; 收修改稿日期:2020-05-29

基金项目 国家科技重大专项(2017ZX05008-004-004-001, 2016ZX05050006);国家自然科学基金(41802140);陕西省自然科学基金研究计划项目(2019JQ-257);山东省沉积成矿作用与沉积成矿重点实验室开放基金(DMSM2019007)[**Foundation:** National Science and Technology Major Project, No. 2017ZX05008-004-004-001, 2016ZX05050006; National Natural Science Foundation of China, No. 41802140; Shaanxi Provincial Natural Science Basic Research Program, No. 2019JQ-257; The Open Foundation of Shandong Key Laboratory of Depositional Mineralization & Sedimentary Minerals, No. DMSM2019007]

重力流砂体粒度细、泥质含量高、孔喉结构复杂,其微观非均质性的研究对评价储层,寻找有利储层有着重要的意义。

合水地区作为鄂尔多斯盆地陇东地区重要的产油基地,其主力油层组长6、长8砂体规模大、连通性好、油源充足,目前已在石油勘探中发现了多个亿吨级规模储量区。近年来,针对合水地区长7油层组的石油勘探也获得了突破,发现了大规模巨厚型储集体,尤其是近期庆城10亿吨大油田的发现,更是展现出了长7巨大的勘探前景。合水地区长7沉积期为鄂尔多斯湖盆鼎盛发育时期,除发育了盆地中最重要的烃源岩外,深水砂岩储集体丰富,油气优先向本段砂岩储层运移,形成“自生自储”式油藏。但长7深水重力流沉积环境复杂多变,砂岩成岩作用强烈,导致储层整体较为致密,微观非均质性强,石油多富集于其中某一段,连片性差,有利储层分布不明显,给平面预测带来了很大的困难。本文在分析长7储层特征的基础上,重点研究了成岩作用对储层微观非均质性的影响,总结以成岩作用为主控因素的储层

微观非均质性定量评价参数,并以此为依据确定了有利储层分布规律,为鄂尔多斯盆地合水及周边地区致密砂岩储层的研究提供借鉴与思路。

1 区域地质概况

鄂尔多斯盆地北起阴山,南抵秦岭,东达吕梁山,西至六盘山,总面积为37万平方公里。盆地以伊蒙隆起、西缘逆冲带、天环坳陷、伊陕斜坡、晋西挠褶带和渭北隆起六大构造单元为主(图1a),地势上表现为不对称的西陡东缓^[9]。其主力产油层系上三叠系延长组、侏罗系延安组为一套大型淡水内陆湖泊沉积。其中,上三叠统延长期经历了湖盆扩张—萎缩—消亡的水进、水退过程,在此过程中持续沉积了一套以三角洲—河流—湖泊—平原相为主的陆源碎屑沉积体系,根据沉积旋回自下而上发育10个油层组^[10](图1b)。合水地区位于鄂尔多斯盆地西南部,北靠华池,南抵宁县,东达塔尔湾,西至庆阳,构造位置处于伊陕斜坡中下部的庆阳鼻状构造带上。

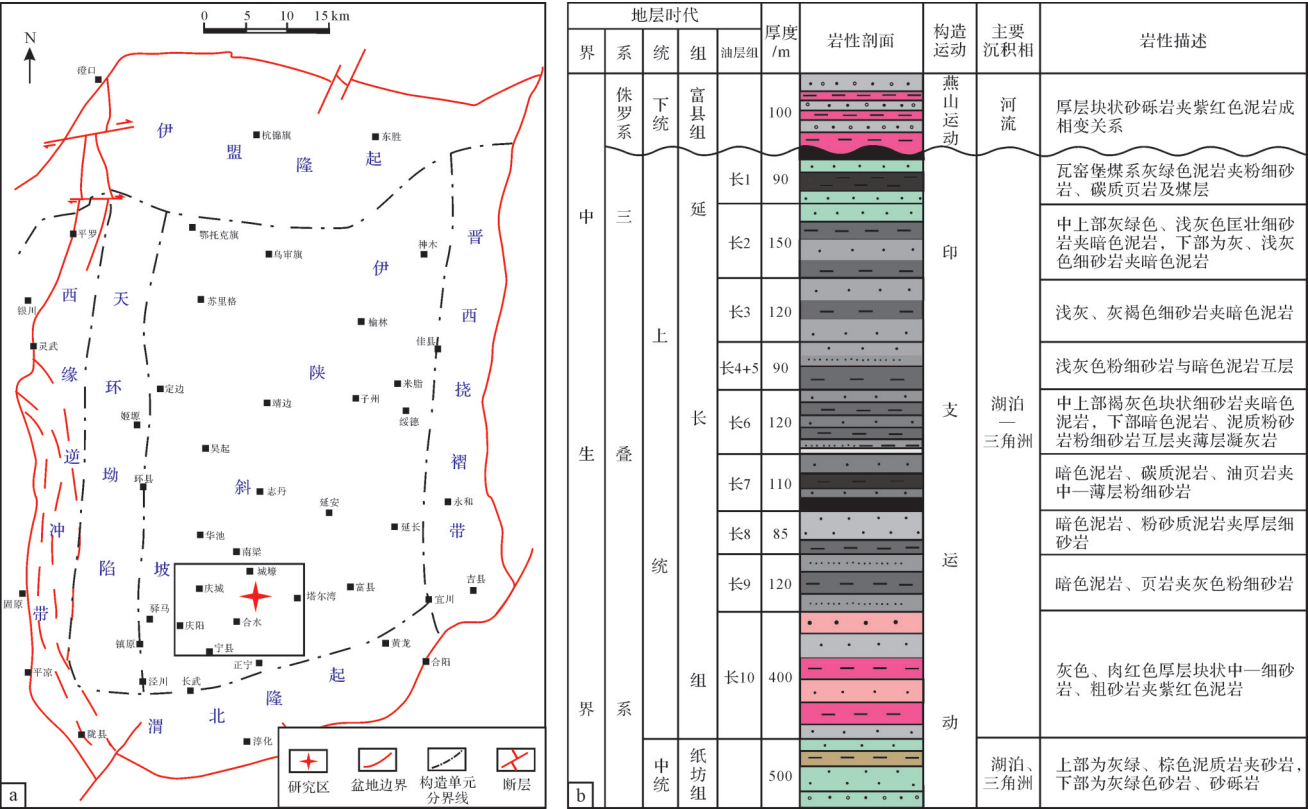


图1 研究区位置及延长组地层柱状图

Fig.1 Study area location and stratigraphic histogram of the Yanchang Formation

2 储层特征

2.1 沉积特征

晚三叠世初期,由于受扬子板块与华北板块碰撞影响,秦岭造山带隆起,导致鄂尔多斯盆地沉降中心迁移至西南部合水地区一带,盆地剧烈沉降,并在长7沉积期时湖盆面积达到最大^[11]。该时期,位于沉降中心的合水地区处于深湖—半深湖沉积环境,广泛接受了在强水动力条件下来自三角洲前缘的大量沉积物,而当沉积物入湖后,水动力条件骤然减弱,在自身重力的作用下,大面积卸载,形成的砂质碎屑流及浊流砂体以扇体状在湖盆底部沉积,叠加分布^[12],是区内长7油层组主要的储层类型^[13-14]。

2.2 岩性特征

为研究储层岩性,以Folk^[15]的砂岩分类为标准,对区内248口井的980个长7砂岩铸体薄片样品进行统计,长7砂质碎屑流及浊流砂体均以岩屑长石砂岩与长石岩屑砂岩为主(图2),碎屑组分为高石英、低长石、低岩屑,石英平均含量为40.14%,长石平均含量为22.07%,岩屑平均含量为18.76%,以沉积岩岩屑为主(10.04%),其次为变质岩岩屑(5.76%),火成岩岩屑最少(2.96%)。砂岩粒径均以细粒(平均占总量的74.20%)为主;颗粒分选均以中等(平均占总量的48.30%)为主,其次为差(平均占总量的24.10%);磨圆度以次棱角状(平均占总量的90.00%)为主。整体上,砂岩结构成熟度均较低。

2.3 孔隙特征

铸体薄片统计结果表明,区内长7储层孔隙类型以溶蚀孔为主(主要为长石溶孔与岩屑溶孔),其次为剩余粒间孔,晶间微孔与微裂隙含量最少(表1)。且砂质碎屑流储层较浊流储层整体孔隙较为发育,平均面孔率略高。

3 储层成岩作用及孔隙演化

以扫描电镜、黏土矿物XRD分析、物性、图像粒度及铸体薄片资料为基础,对储层成岩作用及孔隙

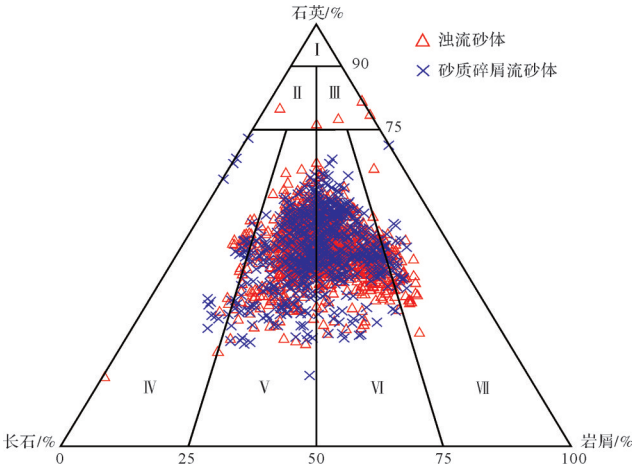


图2 合水地区长7砂岩类型及成分图
I. 石英砂岩; II. 长石石英砂岩; III. 岩屑石英砂岩;
IV. 长石砂岩; V. 岩屑长石砂岩; VI. 长石岩屑砂岩; VII. 岩屑砂岩
Fig.2 Sandstone type and composition diagram of
Chang 7 oil-bearing formation in Heshui area:
I. quartz arenite; II. subarkose; III. sublitharenite; IV. arkose;
V. lithic arkose; VI. feldspathic litharenite; VII. litharenite

演化进行了分析,探讨了不同成岩作用对储层孔隙演化的影响,并建立成岩、孔隙演化综合模式图,最终确定了影响储层微观非均质性的主要成岩作用类型。

3.1 压实作用

实作用主要发生在早成岩B期前,镜下主要表现为岩屑、云母等塑性成分发生挤压、变形成为假杂基充填于孔隙中(图3a);长石、石英等刚性成分发生破裂,二次排列等^[16]。随着深度的增加,压实作用使不发生任何接触的颗粒相互挤压,使其接触状态依次为点接触、线接触、凹凸接触、缝合线接触,从机械压实逐渐向化学压溶作用过渡。铸体薄片统计表明,长7不同类型储层颗粒间接触方式均以线接触(占总量的59.50%)、点一线接触(占总量的34.10%)为主,少量凹凸接触(占总量的4.30%)和缝合线接触(占总量的2.10%),因此长7主要发生机械压实作用,基本不发育化学压溶作用。

Beard *et al.*^[17]认为,早期地层被压实前,初始孔隙度与颗粒的分选系数有关,即 $\phi_i=20.91+22.90/S_0$,

表1 合水地区长7油层组孔隙类型及平均含量统计表

Table 1 Statistics of pore types and average content of Chang 7 oil-bearing formation, Heshui area							
储层类型	剩余粒间孔/%	长石溶孔/%	岩屑溶孔/%	晶间微孔/%	微裂隙/%	面孔率/%	样品数/个
砂质碎屑流	0.74	0.95	0.16	0.06	0.02	1.93	418
浊流	0.32	0.66	0.38	0.17	0.03	1.56	562
平均	0.53	0.81	0.27	0.12	0.03	1.76	980

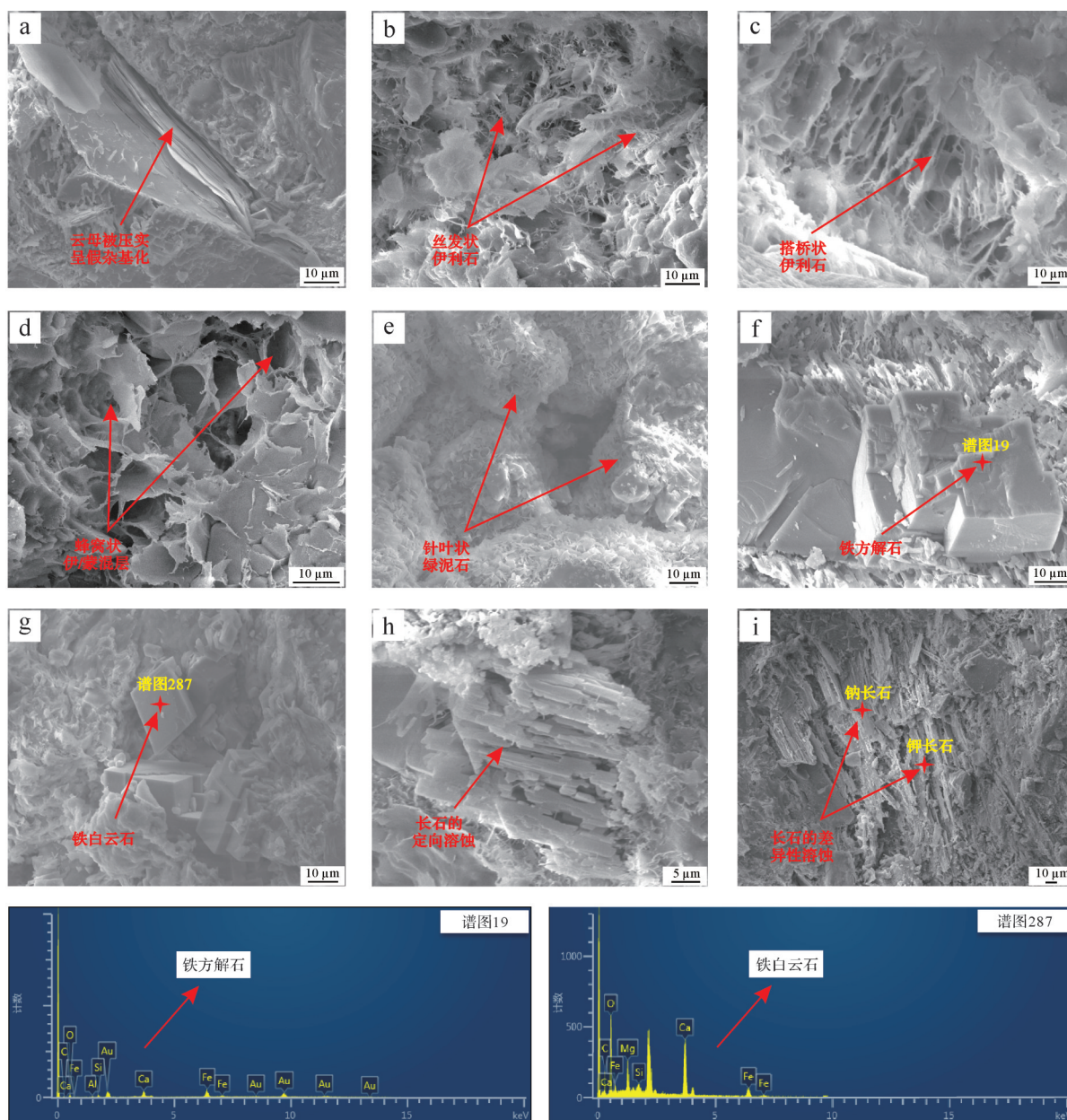


图3 合水地区长7储层成岩作用特征的SEM照片

(a) N175井, 长₇₂, 1 757 m, 云母被压实变形呈假杂基化充填孔隙; (b) N142井, 长₇₂, 1 709 m, 丝发状伊利石胶结孔隙; (c) B29井, 长₇₁, 1 950 m, 搭桥状伊利石胶结孔隙; (d) N142井, 长₇₂, 1 709 m, 蜂窝状伊/蒙混层胶结孔隙; (e) B33井, 长₇₁, 1 877 m, 针叶状绿泥石膜附着在孔隙表面; (f) Z225井, 长₇₁, 1 779 m, 铁方解石充填(附能谱图); (g) C12, 长₇₁, 2 029 m, 铁白云石充填(附能谱图); (h) Z225井, 长₇₁, 1 779 m, 长石定向溶蚀; (i) B33井, 长₇₂, 1 903 m, 碱性长石的差异溶蚀

Fig.3 SEM micrographs showing microscopic characteristics of diagenesis in Chang 7 reservoir, Heshui area

(a) well N175, Chang 7₂, 1 757 m, mica is compacted and deformed to fill the pores with pseudomatrixization; (b) well N142, Chang 7₂, 1 709 m, fibrous illite cemented pore; (c) well B29, Chang 7₁, 1 950 m, pore-bridging illite cemented pore; (d) well N142, Chang 7₂, 1 709 m, honeycomb mixed-layer illite/smectite cemented pore; (e) well B33, Chang 7₁, 1 877m, coniferous chlorite coatings adheres to pore surface; (f) well Z225, Chang 7₁, 1 779 m, filling pores with ferrocalcite, attached energy spectrum; (g) well C12, Chang 7₁, 2 029 m, filling pores with ankerite, attached energy spectrum; (h) well Z225, Chang 7₁, 1 779 m, directional dissolution of feldspar; (i) well B33, Chang 7₂, 1 903 m, differential dissolution of alkali feldspar

$S_0 = (P_{25}/P_{75})^{1/2}$ (ϕ_1 为初始孔隙度, S_0 为 Trask 分选系数, P_{25} 为砂岩粒度概率累计频率中 25% 所对应的颗粒直径, P_{75} 为砂岩粒度概率累计频率中 75% 所对应的颗粒直径)。由图像粒度资料计算得出, 平均初始孔隙度浊流储层为 36.99%、砂质碎屑流储层为 36.80%。

压实作用后剩余孔隙度与面孔率及胶结物含量有关, 即 $\phi_2 = W + (P_1 + P_2) \times P_M / P_T$ [18], 压实减孔率为 $(\phi_1 - \phi_2) / \phi_1 \times 100\%$ (ϕ_2 为压实作用后的孔隙度, W 为胶结物含量, P_1 为剩余粒间孔面孔率, P_2 为微孔面孔率, P_M 为实测孔隙度, P_T 为总面孔率)。经计算, 压实

作用后平均剩余孔隙度浊流储层为23.11%,压实作用平均减少了13.88%的孔隙度,减孔率为37.52%;砂质碎屑流储层为22.37%,压实作用平均减少了14.43%的孔隙度,减孔率为39.21%。压实作用对砂质碎屑流及浊流储层影响无较大差异。

3.2 胶结作用

铸体薄片及黏土矿物XRD衍射资料统计表明,长7储层胶结物类型以自生黏土矿物为主(包括伊利石、高岭石、绿泥石、伊/蒙混层),其次为碳酸盐(包括方解石、铁方解石、白云石、铁白云石),硅质含量最少(表2)。

3.2.1 自生黏土矿物胶结

自生黏土矿物主要为成岩过程中由水—岩反而导致沉淀于孔喉内部的黏土矿物^[19],与原生黏土矿物相比,主要区别为自生型黏土矿物镜下晶型较好、外表干净,原生黏土矿物镜下晶型较差、外表粗糙,这也是镜下判断自生型与原生黏土矿物的主要方式之一。

伊利石为长7含量最高的胶结物,扫描电镜下以丝发状(图3b)、搭桥状(图3c)胶结孔隙。其长度及弯曲度使砂岩中大孔隙变成小孔隙,粗喉道变为细喉道,降低物性,对储层起到破坏作用,在早成岩B期到晚成岩阶段均有生成(表3)^[20]。伊利石多发育于深水沉积环境中,这是因为随着水体变深,泥质含量逐渐变多,黏土颗粒也逐渐增加,造成颗粒中渗滤

蒙脱石大量生成^[21],而在砂岩成岩过程中蒙脱石可以逐渐向伊/蒙混层转化,并最终形成伊利石,因此泥质含量相对较高的浊流储层伊利石含量较高,而砂质碎屑流储层伊利石含量则相对较低。

伊/蒙混层为蒙脱石向伊利石转化的过度产物,主要生成于早成岩A期之后,扫描电镜下主要以蜂窝状充填孔隙(图3d),统计结果显示,伊/蒙混层在长7储层中含量极少,平均在0.10%左右,对储层影响可以忽略不计。

自生绿泥石在电镜下呈两种形态充填孔隙^[22-23]:1)呈针叶状以薄膜衬边形式附着于孔隙表面(图3e),阻止了石英次生加大,减缓了压实作用对孔隙的破坏,对储层起到建设性的作用,主要形成于早成岩A期;2)呈玫瑰花状、绒球状充填于孔隙,减少孔隙体积,降低了流体的流动空间,对储层起到破坏作用,主要形成于中成岩A期到晚成岩阶段(表3)。自生绿泥石主要通过以下两种方式形成。1)当埋藏深度较深时,黏土矿物中的绿/蒙混层大量向绿泥石转化,从而使绿泥石含量增高。2)当水动力较强时,通常会携带黑云母、火成岩岩屑等从母岩区风化破碎而形成的暗色矿物,使沉积物在搬运的过程中携带大量的Fe²⁺和Mg²⁺,形成富铁、镁的沉积环境,为绿泥石的形成提供有利条件^[24]。在以牵引流为主的长8三角洲前缘砂体中通常会有大量绿泥石的形成,而以重力流为主的长7储层中绿泥石较少。

表2 合水地区成长7储层胶结物类型及平均量统计表

Table 2 Statistics of cement types and average content of Chang 7 oil-bearing formation, Heshui area											
储层类型	自生黏土矿物/%				碳酸盐/%				硅质%	胶结物含量/%	样品数/个
	伊利石	高岭石	绿泥石	伊/蒙混层	方解石	铁方解石	白云石	铁白云石			
砂质碎屑流	5.26	0.44	1.70	0.09	0.18	2.80	0.04	2.22	1.30	14.03	418
浊流	9.20	1.36	1.76	0.13	0.14	2.72	0.06	2.04	1.10	18.51	562
平均	7.23	0.90	1.73	0.11	0.16	2.76	0.05	2.13	1.20	16.27	980

表3 碎屑岩成岩阶段划分标准简化版(SY/T5477—2003,据参考文献[21],有修改)

Table 3 Simplified standard of diagenetic stage division of clastic rocks (SY/T5477-2003, modified from reference [21])					
成岩阶段	同生阶段	早成岩阶段		中成岩阶段	
		A期	B期	A期	B期
古地温/℃	常温	常温~65	65~85	85~140	140~170
R _r /%		<0.35	0.35~0.50	0.50~1.30	1.30~2.00
I/S中的S/%		>70	70~50	50~15	<15
颗粒接触关系		点状		点—线状	线—缝合线状
自生碳酸盐岩矿物	泥晶	微晶	亮晶	含铁碳酸岩	含铁碳酸岩
自生石英			I级加大	II级加大	III级加大
自生黏土矿物		蒙脱石绿泥石膜	蒙脱石高岭石伊/蒙混层	伊/蒙混层伊利石高岭石绿泥石	伊/蒙混层伊利石绿泥石
孔隙	原始粒间孔	剩余粒间孔	剩余粒间孔	次生溶孔	裂缝

自生高岭石通常镜下表现为以六方板状、蠕虫状、书页状充填孔隙。早期高岭石主要由黏土类物质在成岩过程中转化而成,形成于早成岩B期,后期高岭石主要为长石溶蚀的产物,形成于中成岩A期(表3)。高岭石晶间微孔较为发育,晶间微孔可与粒间孔连通。但高岭石充填时,将大孔隙分割成小孔隙、粗吼道堵塞成细吼道,降低了储层的物性^[25]。

3.2.2 硅质胶结

硅质胶结物在长7储层中普遍发育,但含量相对较低,镜下主要有两种胶结方式:1)石英自生加大边充填孔隙,加大边最高可达Ⅱ级,造成了储层孔喉形态发生改变;2)石英单晶充填孔隙,单晶占据了孔喉空间、减小了孔喉体积^[21]。总体上,硅质胶结物均堵塞孔喉空间,降低了储层物性,对储层起到了破坏作用,主要形成于早成岩A期之后(表3)。

3.2.3 碳酸盐胶结

碳酸盐是长7储层中除黏土矿物外含量最多的胶结物,碳酸盐胶结伴随着整个成岩过程。在早成岩阶段以泥晶、亮晶、微晶状方解石产出,中成岩及晚成岩阶段以晶粒及连晶状产出,主要为含铁碳酸盐(表3)。早期碳酸盐的形成主要受黏土矿物转化、长石溶解的控制,而富铁、镁离子矿物(云母、凝灰岩、白云岩等)则为后期含铁碳酸盐的形成提供了物质基础^[26]。长7碳酸盐胶结物中,铁方解石(图3f)含量最高,铁白云石(图3g)次之,方解石与白云石基本不发育。碳酸盐胶结物的充填占据了孔隙体积,加剧了储层致密化程度。

压实、胶结作用后剩余孔隙度可由 $\phi_3=(P_1 \times P_M)/P_T$ 计算得出^[27],胶结减孔率为 $(\phi_2 - \phi_3)/\phi_1 \times 100\%$ 。经计算,胶结作用后平均剩余孔隙度浊流储层为2.52%,胶结作用平均减少了20.59%的孔隙度,胶结减孔率为55.66%;砂质碎屑流储层为4.02%,胶结作用平均减少了18.35%的孔隙度,胶结减孔率49.86%。可以看出,由于胶结物含量的差异性,导致胶结作用对浊流储层影响大于砂质碎屑流储层。

3.3 溶蚀作用

研究区长7油层组是一套富含有机质的泥岩、粉砂岩与细砂岩互层沉积层序,且泥岩作为烃源岩大量发育,在其成岩阶段中大量有机质向烃类物质转化,释放出以CO₂为主的酸性气体,使孔隙流体呈酸性。同时,烃源岩在生烃过程中,大量的干酪根被分解形成有机酸^[28-29]。砂岩中的易容颗粒在这些酸性

热液侵入下大量被溶解,形成溶蚀孔。溶蚀作用主要发生在中成岩阶段,表现为长石、岩屑等易溶骨架颗粒在酸性介质的条件下发生溶解,形成次生孔隙^[30]。区内最普遍的溶蚀现象为长石的差异溶蚀,特征为流体沿长石解理缝方向发生溶蚀作用,多数长石颗粒部分溶解,少数颗粒全部溶解,主要发生在钾长石中,呈镂空状、窄片状分布(图3h),钠长石晶面较完整,溶蚀程度较弱,常发育次生加大(图3i)。

溶蚀作用增加的孔隙度可由 $\phi_4=(P_3 \times P_M)/P_T$ 计算得出^[27],溶蚀增孔率为 $\phi_4/\phi_1 \times 100\%$ (P_3 为溶蚀孔面孔率)。经计算,溶蚀作用平均贡献的孔隙度浊流储层为4.83%,溶蚀增孔率为13.06%,砂质碎屑流储层为5.50%,溶蚀增孔率为14.95%。说明溶蚀作用对砂质碎屑流储层的影响略强于浊流储层。

3.4 储层成岩—孔隙演化时序

对成岩作用及孔隙演化分析的基础上,结合前人研究成果,以石油部碎屑岩成岩阶段划分标准为参考(表3),通过镜下观察及长7埋藏热演化史,建立了储层埋藏—成岩—孔隙演化过程模式图(图4),研究了储层成岩—孔隙演化时序关系。

研究区长7储层孔隙演化经历了浅层的压实作用(1 100 m以上地层)、中层的压实、胶结作用(1 100~1 500 m)及深层的胶结、溶蚀作用(1 500 m以下地层)三个过程,成岩阶段达中成岩A期^[31]。从223~159 Ma的同生阶段—早成岩A期,储层孔隙丧失主要以压实作用为主,但早期的绿泥石膜在一定程度上减缓了压实强度,使储层平均减少了14.16%的孔隙度;从159~120 Ma的早成岩B期,胶结作用逐渐替代压实作用成为储层孔隙丧失最主要的成岩作用,大量早期黏土类物质中的渗滤蒙脱石开始向高岭石及伊蒙混层转化,同时硅质胶结物也开始形成,但该时期胶结程度不高,仅有少量胶结物胶结孔隙;在120 Ma之后的中成岩A期,随着埋藏深度的进一步加深,储层中的伊/蒙混层开始向伊利石转化,碳酸盐也随之向铁碳酸盐转化,加之后期绿泥石的形成,多种胶结物共同胶结孔隙,胶结强度达到最大,使储层平均减少了19.47%的孔隙度,储层孔喉均质程度及连通性急剧下降。胶结作用进行的同时,大规模溶蚀作用也开始发生,有机酸的溶蚀在另一程度上又增加了储层的次生孔隙,但部分被后期胶结物胶结,仅存的次生孔隙平均为储层贡献了5.15%的孔隙度,使储层物性得到一定恢复。

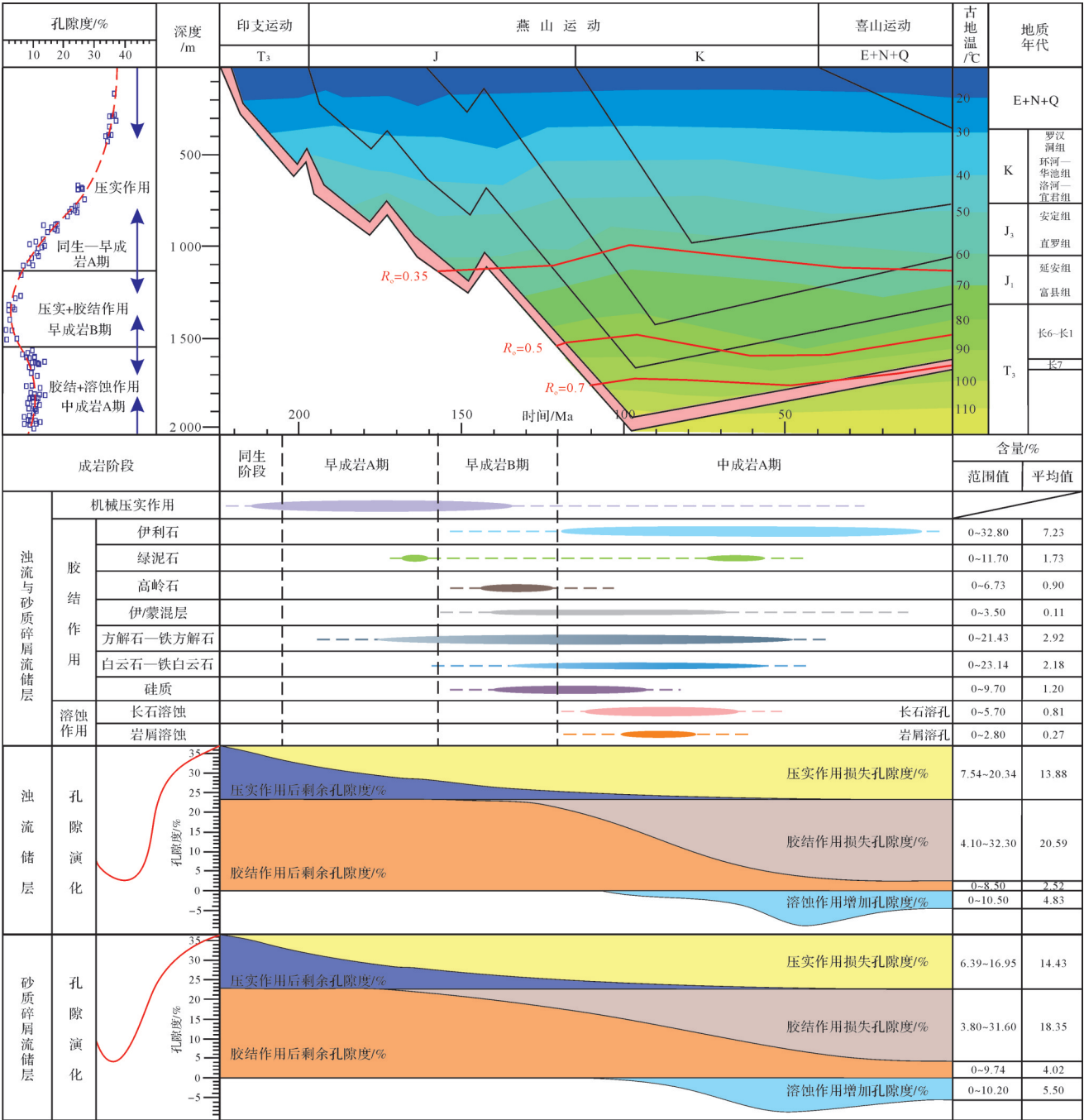


图4 合水地区长7储层埋藏—成岩—孔隙演化过程模式图

Fig.4 Integrated pattern diagram of burial-diagenesis-pore evolution process of Chang 7 reservoir, Heshui area

通过研究压实、胶结减孔率及溶蚀增孔率与物性相关性表明,压实减孔率与物性相关性不大、胶结减孔率与物性呈负相关性、溶蚀增孔率与物性呈正相关性。说明胶结与溶蚀作用是影响储层微观孔喉结构主要的成岩作用类型(图5)。究其原因,对区内1 022口单井长7上覆地层厚度统计表明,上覆地层厚度为1 425~1 984 m,主要集中在1 600~1 900 m(超

过总量的75%),上覆地层较为平缓,且区内不同储层碎屑组分含量基本相同,承受上覆岩层压力程度无较大差别,压实作用虽减少孔隙,但损失的孔隙含量差异较小,对储层微观非均质性影响不大。而区内不同类型储层胶结物含量的差异,导致胶结作用对储层胶结程度不均一,从而影响了储层的微观非均质性。在此条件下,当酸性介质进入孔喉空间时,

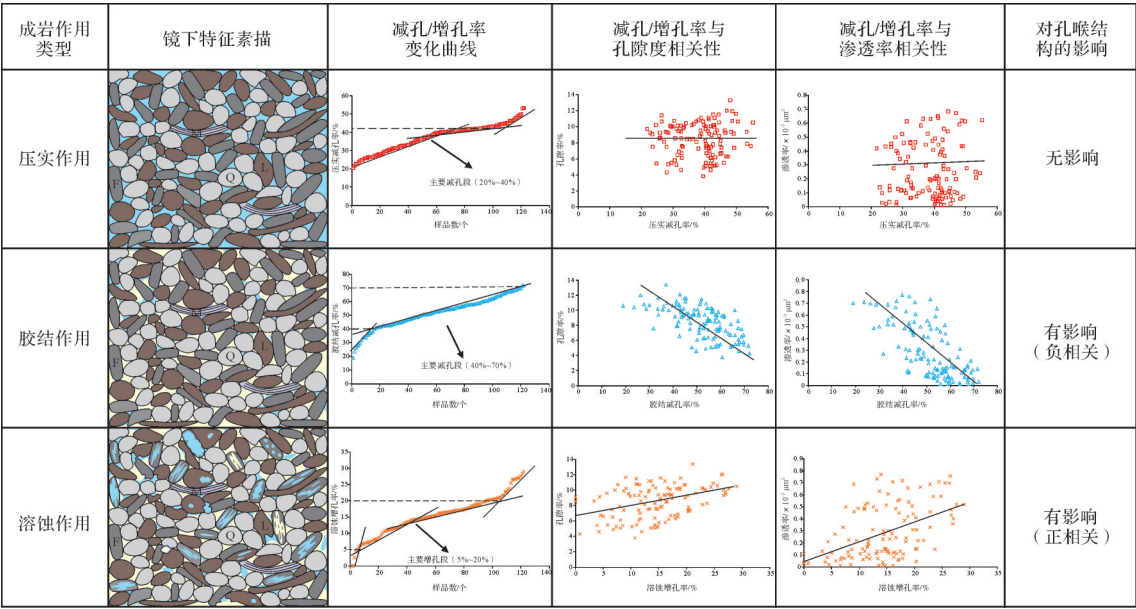


图5 合水地区长7储层成岩作用与物性相关性

Fig.5 Correlation between diagenesis and physical properties of Chang 7 reservoir, Heshui area

孔喉结构好的储层酸性介质易于流通,溶蚀强度较大、孔喉结构差的储层,酸性介质不易流通,溶蚀强度小,从而影响了储层的微观非均质性。

4 成岩作用对储层微观非均质性的影响

4.1 微观非均质性特征

微观非均质性系指储层内颗粒分选及填隙物含量的差异性所导致的孔喉结构非均质性,是评价储层,寻找“甜点区”的有利依据之一^[32]。高压压汞法以通过在恒定压力下将非润湿性水银注入到岩样孔隙中,当毛管压力平衡时,记录其压力及进汞饱和度的变化,得到毛管压力曲线,并以此计算出各项微观孔喉结构参数为目标^[33-34],是储层微观非均质性研究适用性最强、范围最广的分析测试手段。

通过对133个砂岩样品的高压压汞数据分析表明,长7储层微观孔喉结构参数上限与下限差异较大,微观非均质性较强。但相比较而言,砂质碎屑流

储层排驱压力、中值压力、变异系数、分选系数较小,孔渗值较大,整体上孔喉结构略好于浊流储层,微观非均质性稍弱(表4)。根据对储层微观孔喉参数及毛管压力曲线形态的研究,将研究区长7储层的毛管压力曲线分为三种类型。

I型曲线中间平台低平宽缓,进汞曲线与退汞曲线相交角度较小,微观孔喉结构最好。具有此类曲线特征的砂体受胶结作用影响较低、溶蚀作用影响较高,储层物性最好,微观非均质性最弱。通过样品类型及测井相识别发现,该类曲线多以砂质碎屑流砂体为主(图6a)。II型曲线中间平台较为宽缓,进汞曲线与退汞曲线相交角度变大,微观孔喉结构较I型曲线有所变差。具有此类曲线特征的砂体受胶结作用影响增强、溶蚀作用影响减弱,储层物性有所下降,微观非均质性中等。通过样品类型及测井相识别发现,该类曲线多以砂质碎屑流为主,浊流次之的混合沉积型砂体(图6b)。III型曲线中间平台高陡窄小,进汞曲线与退汞曲线相交角度近乎垂直,微观孔喉结构最差。具有此类曲线特征的砂体受胶结

表4 合水地区长7储层压汞曲线特征参数统计表

Table 4 Statistics of mercury-injection curve characteristic parameters of Chang 7 reservoirs, Heshui area													
储层类型	排驱压力/MPa		中值压力/MPa		变异系数		分选系数		孔隙度/%		渗透率/ $\times 10^{-3} \mu\text{m}^2$		样品数/个
	范围值	平均值	范围值	平均值	范围值	平均值	范围值	平均值	范围值	平均值	范围值	平均值	
砂质碎屑流	0.40~14.13	2.63	1.80~23.75	7.69	0.19~0.91	0.56	0.55~3.69	2.02	4.20~12.40	9.19	0.08~0.75	0.28	51
浊流	0.61~14.70	3.49	2.36~48.28	10.9	0.23~0.94	0.65	1.02~3.89	2.35	2.80~12.30	8.03	0.03~0.69	0.19	82

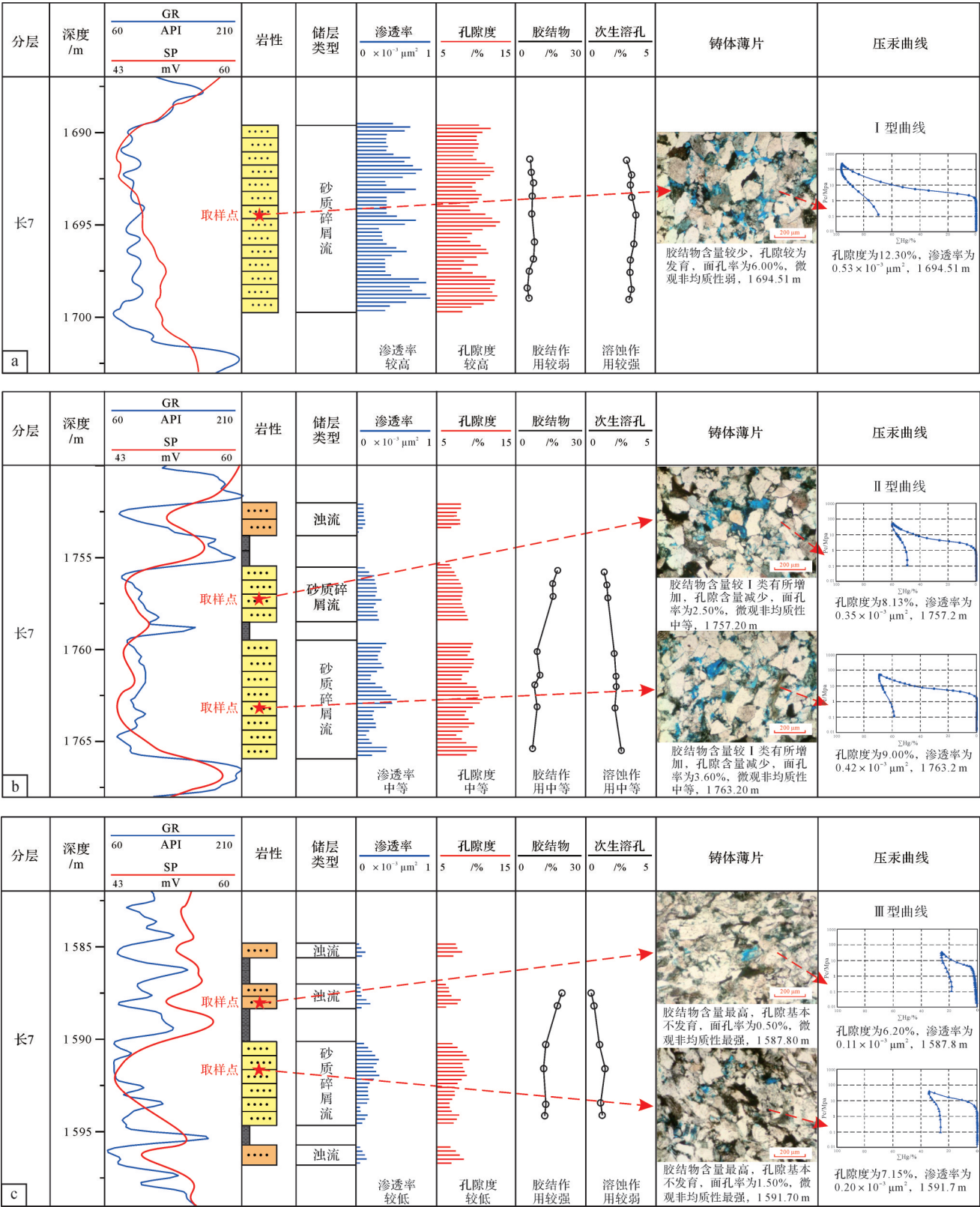


图6 合水地区长7储层毛管压力曲线特征

(a)N142井,砂质碎屑流砂体;(b)N175井,砂质碎屑流+浊流沉积砂体;(c)L20井,浊流+砂质碎屑流砂体

Fig.6 Capillary pressure curve characteristics of Chang 7 reservoirs in Heshui area

(a) well N142-sand body from sandy debris flow; (b) well N175, sand body from sandy debris flow and turbidity flow; (c) well L20, sand body from turbidity flow and sandy debris flow

作用影响较高、溶蚀作用影响较低,储层物性最差,微观非均质性最强。通过样品类型及测井相识别表明,具有该类曲线特征的砂体以浊流为主,砂质碎屑流次之的混合沉积型砂体(图6c)。

4.2 胶结—溶蚀指数

前文研究表明,胶结与溶蚀作用控制了长7储层的微观非均质性。如何根据胶结与溶蚀作用的强弱定量评价储层的微观非均质性,对寻找微观非均质性较弱、孔喉结构较好、渗流能力较强的优质储层有着重要的意义。基于以上原因,结合前人研究成果及薄片资料,采用胶结—溶蚀指数定量表征了胶结、溶蚀作用的强度。

胶结强度可由胶结物体积分数/(胶结物体积分数+粒间孔体积分数)进行定量表征^[35],为方便研究,将其值命名为胶结指数(Cementation Index)。原理为剩余粒间孔与胶结物体积分数之和为胶结作用前的粒间孔大小,若胶结物体积分数与胶结作用前的粒间孔比值越接近1,则说明剩余粒间孔越被胶结物胶结殆尽,胶结作用越强。溶蚀强度可由易容矿物体积分数/(易容矿物体积分数+溶蚀孔体积分数)进行定量表征(易容矿物主要为长石与岩屑,溶蚀孔主要为长石溶孔与岩屑溶孔),为方便研究,将其值命名为溶蚀指数(Dissolution Index)。原理为易容矿物与溶蚀孔体积分数之和为易容矿物未被溶蚀前的总体积分数,而易容矿物的体积分数与溶蚀前易容矿物的体积分数比值越接近1,说明溶蚀孔发育越少,溶蚀作用越弱。而为评价胶结强度与溶蚀强度对储层的综合影响,采用数学上计算概率事件的原理,即相互独立的两个事件A与B同时发生的概率为 $P(A) \times P(B)$ 。因此,胶结强度与溶蚀强度对储层的综合影响为胶结指数乘以溶蚀指数,将其值命名为胶结—溶蚀指数(Cementation-Dissolution Index),简称C-D指数,该值越接近1,说明储层的孔隙越少,渗流能力越弱,微观非均质性越强。

以248口单井的980个铸体薄片资料为基础,经计算,区内长7砂质碎屑流储层的C-D指数集中在0.29~0.99,平均为0.74、浊流储层的C-D指数集中在0.40~0.99,平均为0.87。在此基础上,将133个压汞样品与同一深度段的C-D指数进行匹配,做出C-D指数与储层不同微观孔喉结构参数散点图(图7a~f)。图7表明,C-D指数与孔隙度、渗透率呈负相关性,与分选系数、变异系数、排驱压力、中值压力呈正相关性,说明

C-D指数对储层微观非均质性起着重要的影响。

根据133个高压压汞样品的孔渗值做出物性分布曲线图,其曲线拐点的变化可反应孔渗值分布区间的变化。因此,按曲线拐点的变化情况可将研究区分为三类。其中,I类地区为弱胶结—强溶蚀区,该区域储层孔隙度大于10.00%、渗透率大于 $0.50 \times 10^{-3} \mu\text{m}^2$,微观非均质性最弱,为相对高渗区;II类区域为中等胶结—溶蚀区,该区域储层孔隙度介于8.00%~10.00%、渗透率介于 $(0.25 \sim 0.50) \times 10^{-3} \mu\text{m}^2$,微观非均质性中等;III类区域为强胶结—弱蚀区,该区域储层孔隙度小于8.0%、渗透率小于 $0.25 \times 10^{-3} \mu\text{m}^2$,微观非均质性最强(图8a,b)。以此为基础,通过区分不同区域孔渗值所对应的C-D指数大小,确定了不同范围C-D指数的非均质性强弱(图8c,d)。结果显示:长7储层C-D系数小于0.55,微观非均质性最弱,多以砂质碎屑流储层为主;C-D系数为0.55~0.80,微观非均质性中等,多以砂质碎屑流+浊流混合沉积为主;C-D系数值为大于0.80,微观非均质性最强,多以浊流+砂质碎屑流混合沉积为主。

在此基础上,结合高压压汞曲线后发现三类地区与三种压汞曲线形态对应性良好。其中,弱胶结—强溶蚀区以I型压汞曲线为主;中等胶结—溶蚀区以II型压汞曲线为主;强胶结—弱蚀区以III型压汞曲线为主。最终,建立了以胶结、溶蚀作用为影响的微观非均质性评价标准(表5)。

4.3 有利储层分布规律

对248口单井的980个C-D指数值进行分类汇总,将各单井所对应的平均C-D指数投影到平面图上,以上述微观非均质性评价标准为校正,结合研究区物源方向,在研究区边界范围内绘制了C-D指数平面分布图,对区内微观非均质性较弱、孔喉结构较好、物性较高的有利储层进行平面预测(图9)。

根据C-D指数的变化情况,合水地区长7油层组中微观非均质性较弱、孔喉结构较好、物性较高的有利储层主要发育于马岭—固城—盘客—九岷一带(弱胶结—强溶蚀区),以条带状、片状分布,可形成有利的岩性油藏,为首要勘探目标区。以此为界限,西部可见中等胶结—溶蚀区,偶见弱胶结—强溶蚀区,储层微观非均质性中等,物性良好,为次要勘探目标区;东部主要为强胶结—弱溶蚀区,储层微观非均质性较强,物性较差,难以形成大规模具有工业价值的岩性油藏。

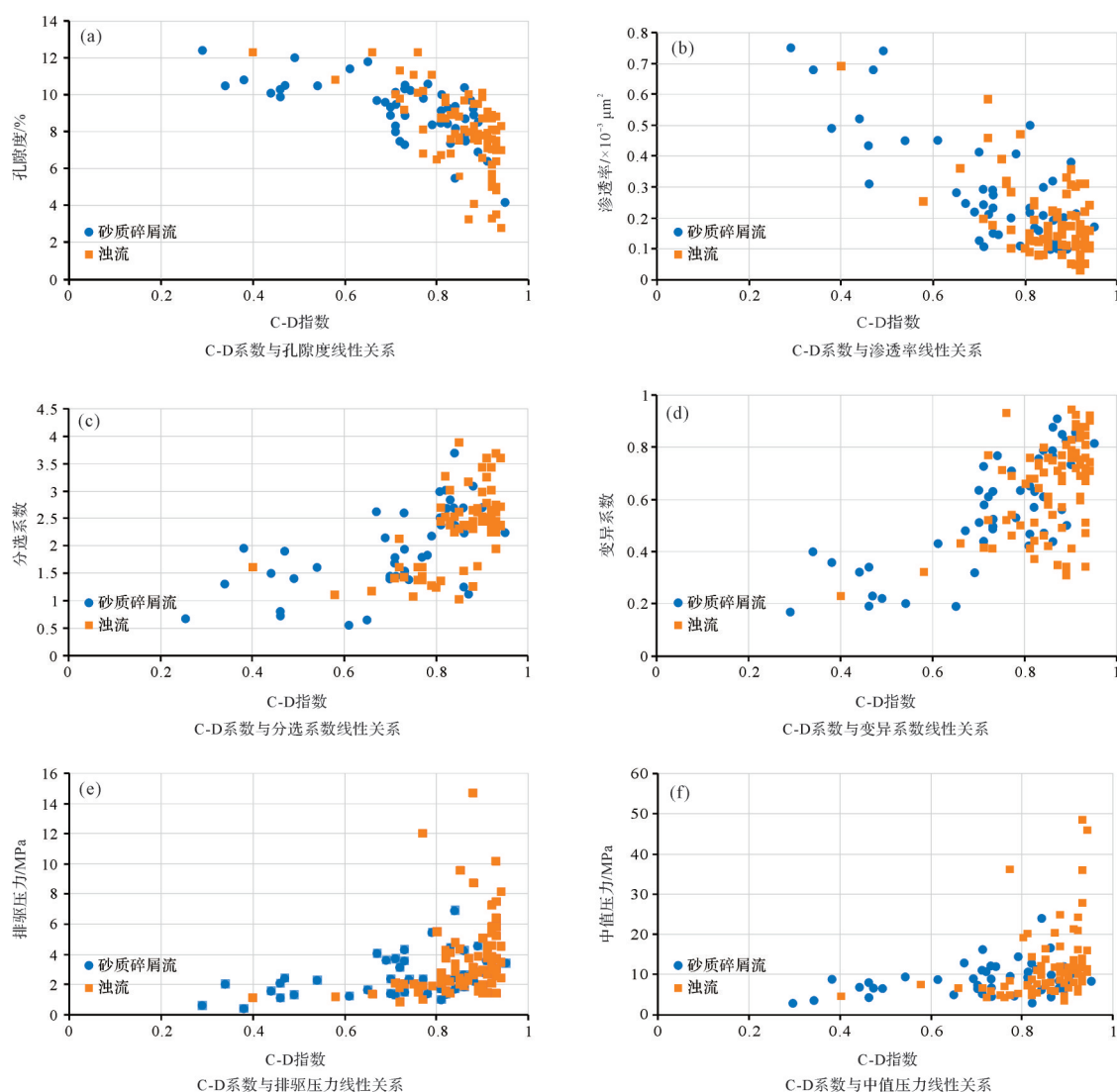


图7 合水地区长7储层C-D系数与微观非均质性参数散点图

Fig.7 Cementation-dissolution index and microheterogeneity parameters scattergram for Chang 7 reservoirs, Heshui area

时建超等^[36]在对合水地区长7油层组深水重力流沉积特征及砂体结构的研究中,通过测井相与岩芯相观察发现,长7沉积期,砂质碎屑流储层主要分布于城关—王家大庄—盘客—九岷以西,而浊流储层主要分布于城关—王家大庄—盘客—九岷以东。张晓辉等^[37]对陇东地区长7油层组沉积特征及演化规律研究表明,受南部物源控制,西南—中部的宁县—合水地区以砂质碎屑流、浊流混合沉积为主,且随着湖盆的衰退,富砂区逐渐向湖盆中心(玄马—板桥—固城—合水一带)推进,砂体连片发育,厚度较大,多为砂质碎屑流沉积。罗静兰等^[38]对鄂尔多斯盆地西南缘长6、长8沉积体系及物源方向研究表明,由于受构造转化的影响,长8、长6沉积期物源供给方向存在较大差异,长8沉积

期以西南物源为主,长6沉积期以东北物源为主。从长8期到长6期,西南物源减弱,东北物源增强,而长7期正是两大物源体系转换的过度时期,两大物源交汇于研究区中部的玄马—板桥—固城—合水一带。

基于上述前人研究成果,结合有利储层分布规律,长7沉积期,研究区马岭—固城—盘客—九岷一带为物源交汇区,形成以砂质碎屑流连续沉积为主的厚层砂体。前文研究表明,砂质碎屑流与浊流储层胶结物含量存在差异性,而大规模胶结作用发生的中成岩A期(120 Ma之后),胶结物含量相对较低的砂质碎屑流储层受其影响较小,储层渗流能力强,酸性热液易于流动,从而大规模进行溶蚀,形成弱胶结—强溶蚀区,发育有利储层。

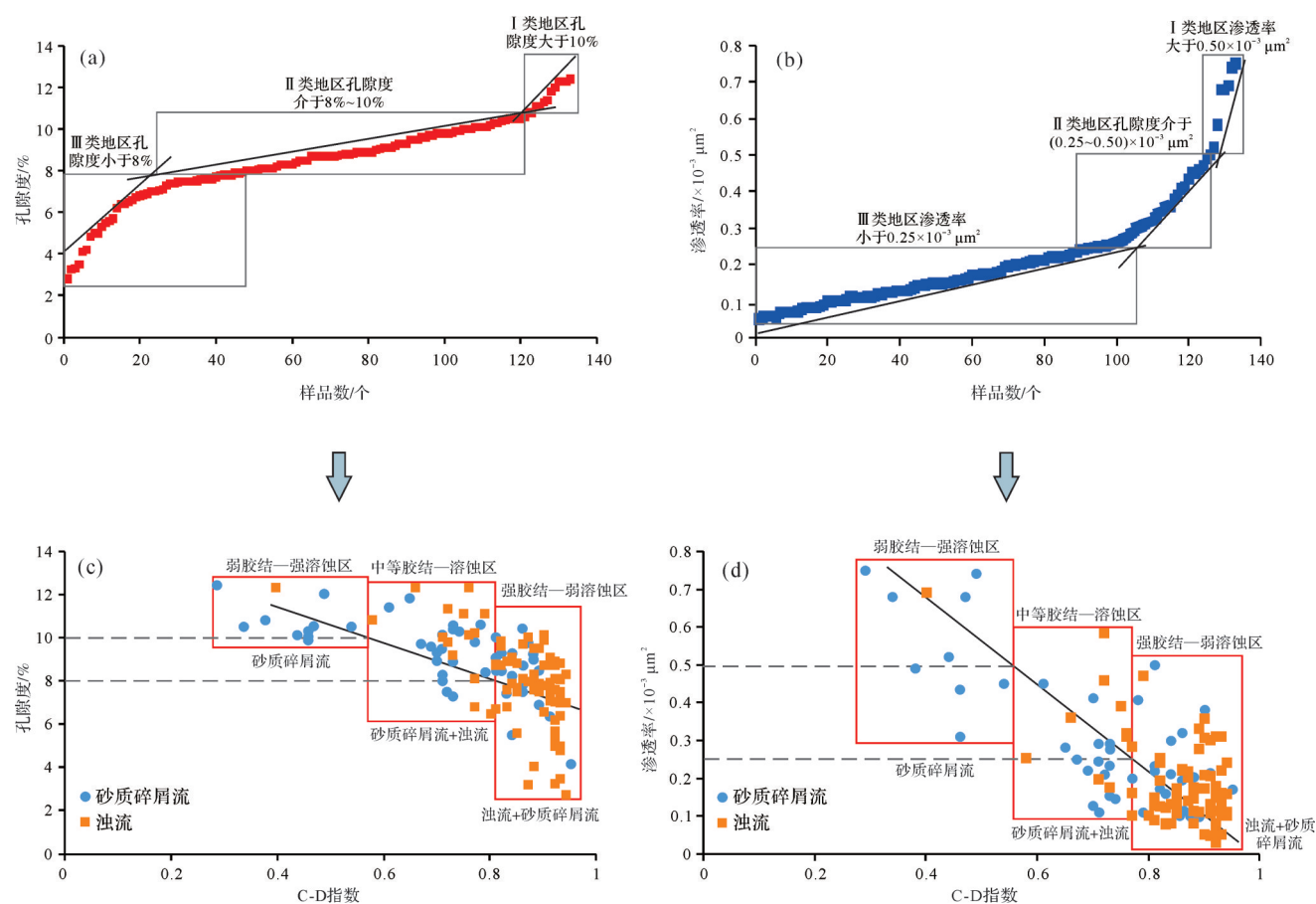


图8 合水地区长7储层C-D系数分类标准

Fig.8 Cementation-dissolution index classification standard for Chang 7 reservoirs, Heshui area

表5 合水地区长7储层微观非均质性评价标准

Table 5 Evaluation standard for microheterogeneity of Chang 7 reservoirs, Heshui area

层位	分区	C-D系数	孔隙度/%	渗透率/ $\times 10^{-3} \mu\text{m}^2$	压汞曲线	储层类型	微观非均质性
长7	弱胶结—强溶蚀区	<0.55	>10.00	>0.50	I型	砂质碎屑流	弱
	中等胶结—溶蚀区	$0.55\sim 0.80$	$8.00\sim 10.00$	$0.25\sim 0.50$	II型	砂质碎屑流+浊流	中
	强胶结—弱溶蚀区	>0.80	<8.00	<0.25	III型	浊流+砂质碎屑流	强

5 结论

(1) 胶结、溶蚀作用是影响区内长7储层微观非均质性的主要成岩作用。胶结作用控制了储层原始孔喉结构特征,对浊流储层的影响高于砂质碎屑流储层,溶蚀作用控制了储层次生孔喉结构特征,对浊流储层的影响低于砂质碎屑流储层。

(2) 根据微观非均质性的差异可将研究区分为三类, I类地区为弱胶结—强溶蚀区,储层胶结—溶蚀系数小于0.55,孔隙度大于10.00%,渗透率大于 $0.50\times 10^{-3} \mu\text{m}^2$,压汞曲线以I型为主,微观非均质性最弱,为相对高渗区; II类区域为中等胶结—溶蚀

区,储层胶结—溶蚀系数为0.55~0.80,孔隙度介于8.00%~10.00%,渗透率介于 $(0.25\sim 0.50)\times 10^{-3} \mu\text{m}^2$,压汞曲线以II型为主,微观非均质性中等; III类区域为强胶结—弱蚀区,储层胶结—溶蚀系数大于0.80,孔隙度小于8.00%,渗透率小于 $0.25\times 10^{-3} \mu\text{m}^2$,压汞曲线以III型为主,微观非均质性最强。

(3) 大约在120 Ma之后,胶结作用的增强及溶蚀作用的发生使储层微观非均质性开始受到影响,由于砂质碎屑流与浊流储层成岩作用的差异,导致平面上胶结与溶蚀强度的不同。其中,有利储层发育的弱胶结—强溶蚀区主要位于马岭—固城—盘客—九岷一线。

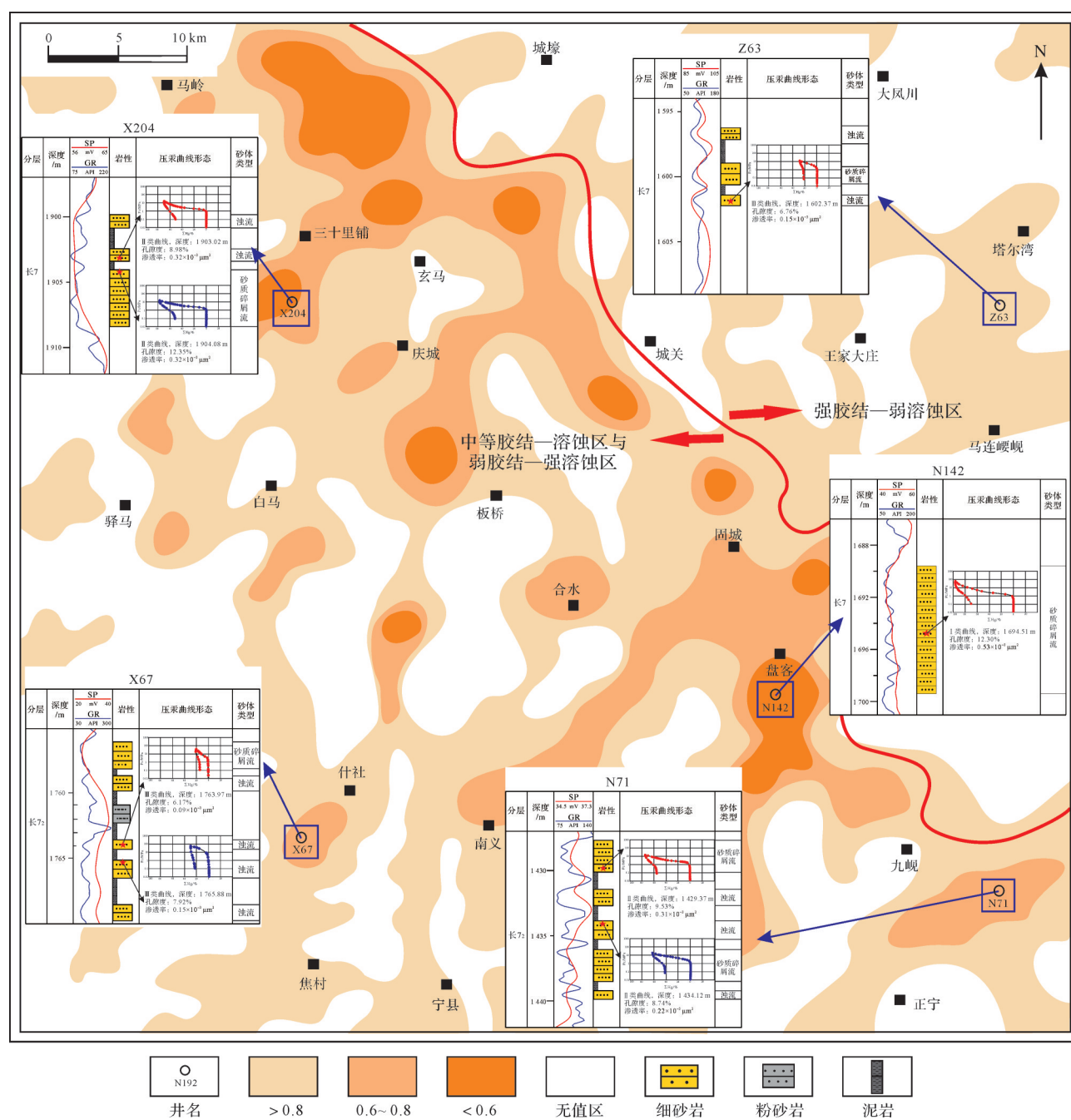


图9 合水地区长7储层C-D系数平面分布图

Fig.9 Cementation-dissolution index (horizontal distribution) for Chang 7 reservoirs, Heshui area

参考文献(References)

- [1] 卢晨刚,张遂安,毛潇潇,等. 致密砂岩微观孔隙非均质性定量表征及储层意义:以鄂尔多斯盆地X地区山西组为例[J]. 石油实验地质, 2017, 39(4): 556-561. [Lu Chengang, Zhang Suian, Mao Xiaoxiao, et al. Quantitative characterization of microscopic pore heterogeneity in tight sandstones and its reservoir significance: A case study of the Shanxi Formation in X area, Ordos Basin [J]. Petroleum Geology and Experiment, 2017, 39(4): 556-561.]
- [2] Du S H, Pang S, Shi Y M. Quantitative characterization on the microscopic pore heterogeneity of tight oil sandstone reservoir by considering both the resolution and representativeness [J]. Journal of Petroleum Science and Engineering, 2018, 169: 388-392.
- [3] 李易霖,张云峰,尹淑丽,等. 致密砂岩储集空间多尺度表征:以松辽盆地齐家地区高台子油层为例[J]. 石油与天然气地质, 2016, 39(6): 915-922. [Li Yilin, Zhang Yunfeng, Yin Shuli, et al. Characterization of the pore space in tight sandstone reservoirs

- from macroscopic and microscopic perspectives: A case study of Gaotaizi reservoir in Qijia area, the Songliao Basin[J]. *Oil & Gas Geology*, 2016, 39(6): 915-922.]
- [4] 柳妮,唐群英,刘静,等. 准噶尔盆地阜东斜坡头屯河组微观非均质性与重点短期基准面旋回[J]. *石油实验地质*, 2019, 41(2): 234-242. [Liu Ni, Tang Qunying, Liu Jing, et al. Microscopic heterogeneity of Toutunhe Formation and its relationship with crucial short-term base level cycle in Fudong slope area, Junggar Basin[J]. *Petroleum Geology and Experiment*, 2019, 41(2): 234-242.]
- [5] Gier S, Worden R H, Johns W D, et al. Diagenesis and reservoir quality of Miocene sandstones in the Vienna Basin, Austria[J]. *Marine and Petroleum Geology*, 2008, 25(8): 681-695.
- [6] Schmid S, Worden R H, Fisher Q J. Diagenesis and reservoir quality of the Sherwood Sandstone (Triassic), Corrib Field, Slyne Basin, west of Ireland[J]. *Marine and Petroleum Geology*, 2004, 21(3): 299-315.
- [7] Qiao J C, Zeng J H, Jiang S, et al. Impacts of sedimentology and diagenesis on pore structure and reservoir quality in tight oil sandstone reservoirs: Implications for macroscopic and microscopic heterogeneities [J]. *Marine and Petroleum Geology*, 2020, 111: 279-300.
- [8] 谢启超,冯波,宋鹏,等. 合水地区长7致密砂岩储层微观孔喉结构分形特征[J]. *断块油气田*, 2019, 26(2): 215-219. [Xie Qichao, Feng Bo, Song Peng, et al. Fractal characteristics of microscopic pore-throat structures of Chang 7 tight sandstone reservoirs, Heshui area, Ordos Basin[J]. *Fault-Block Oil and Gas Field*, 2019, 26(2): 215-219.]
- [9] 李德生. 重新认识鄂尔多斯盆地油气地质学[J]. *石油勘探与开发*, 2004, 31(6): 1-7. [Li Desheng. Return to petroleum geology of Ordos Basin[J]. *Petroleum Exploration and Development*, 2004, 31(6): 1-7.]
- [10] 李士春,冯朝荣,殷世江. 鄂尔多斯盆地南部中生界延长组沉积体系与油气富集[J]. *岩性油气藏*, 2010, 22(2): 79-83, 115. [Li Shichun, Feng Chaorong, Yin Shijiang. Sedimentary system and hydrocarbon enrichment of Yanchang Formation in southern Ordos Basin[J]. *Lithologic Reservoirs*, 2010, 22(2): 79-83, 115.]
- [11] 李昱霏. 鄂尔多斯盆地延长组长7—长6段沉积古地理研究[D]. 北京: 中国地质大学(北京), 2015. [Li Yufei. Paleogeography research of the Ordos Basin in Chang7 and Chang6 formation[D]. Beijing: China University of Geosciences (Beijing), 2015.]
- [12] 吴冬,朱筱敏,马爱钰,等. 鄂尔多斯盆地合水—塔尔湾地区长6—长10油层组沉积相研究[J]. *中国地质*, 2015, 42(6): 1822-1836. [Wu Dong, Zhu Xiaomin, Ma Aiyu, et al. Sedimentary facies of the Chang6-Chang10 intervals in Heshui-Ta'erwan area, Ordos Basin[J]. *Geology in China*, 2015, 42(6): 1822-1836.]
- [13] 廖纪佳,朱筱敏,邓秀芹,等. 鄂尔多斯盆地陇东地区延长组重力流沉积特征及其模式[J]. *地学前缘*, 2013, 20(2): 29-39. [Liao Jijia, Zhu Xiaomin, Deng Xiuqin, et al. Sedimentary characteristics and model of gravity flow in Triassic Yanchang Formation of Longdong area in Ordos Basin[J]. *Earth Science Frontiers*, 2013, 20(2): 29-39.]
- [14] 刘芬,朱筱敏,李洋,等. 鄂尔多斯盆地西南部延长组重力流沉积特征及相模式[J]. *石油勘探与开发*, 2015, 42(5): 577-588. [Liu Fen, Zhu Xiaomin, Li Yang, et al. Sedimentary characteristics and facies model of gravity flow deposits of Late Triassic Yanchang Formation in southwestern Ordos Basin, NW China[J]. *Petroleum Exploration and Development*, 2015, 42(5): 577-588.]
- [15] Folk R L. *Petrology of sedimentary rocks*: Austin[M]. Texas: Hemphill Publishing Company, 1968.
- [16] Wang A, Zhong D K, Zhu H H, et al. Depositional and diagenetic controls on the reservoir quality of Upper Triassic Chang-7 tight oil sandstones, southwestern Ordos Basin, China[J]. *Geosciences Journal*, 2019, 23(3): 471-488.
- [17] Beard D C, Weyl P K. Influence of texture on porosity and permeability of unconsolidated Sand[J]. *AAPG Bulletin*, 1973, 57(2): 349-369.
- [18] 任大忠,孙卫,屈雪峰,等. 鄂尔多斯盆地延长组长6储层成岩作用特征及孔隙度致密演化[J]. *中南大学学报(自然科学版)*, 2016, 47(8): 2706-2714. [Ren Dazhong, Sun Wei, Qu Xuefeng, et al. Characteristic of diagenesis and pore dense evolution of Chang 6 reservoir of Triassic Yanchang Formation, Ordos Basin[J]. *Journal of Central South University (Science and Technology)*, 2016, 47(8): 2706-2714.]
- [19] 袁晓蕾,姚光庆,杨香华,等. 自生粘土矿物对文昌A凹陷深部储层的制约[J]. *地球科学*, 2019, 44(3): 909-918. [Yuan Xiaoliang, Yao Guangqing, Yang Xianghua, et al. Constraints of authigenic clay minerals on deep reservoirs in Wenchang A Sag[J]. *Earth Science*, 2019, 44(3): 909-918.]
- [20] Wang A, Zhong D K, Zhu H H, et al. Diagenetic features of illite in Upper Triassic Chang-7 tight oil sandstones, Ordos Basin [J]. *Geosciences Journal*, 2019, 23(2): 281-298.
- [21] 刘军龙. 鄂尔多斯盆地三叠系延长组长7油层组沉积体系与储层特征研究[D]. 西安: 西北大学, 2018. [Liu Junlong. Sedimentary system and reservoir characteristics of Chang 7 member of the triassic Yanchang Formation in Ordos Basin[D]. Xi'an: Northwest University, 2018.]
- [22] 周晓峰,丁黎,杨卫国,等. 鄂尔多斯盆地延长组长8油层组砂岩中绿泥石膜的生长模式[J]. *岩性油气藏*, 2017, 29(4): 1-10. [Zhou Xiaofeng, Ding Li, Yang Weiguo, et al. Growth pattern of chlorite film in Chang 8 sandstone of Yanchang Formation in Ordos Basin[J]. *Lithologic Reservoirs*, 2017, 29(4): 1-10.]
- [23] 周晓峰,李书恒,于均民,等. 砂岩中绿泥石膜形貌和组成的成岩过程响应: 以鄂尔多斯盆地陇东地区长8砂岩为例[J]. *地质科技情报*, 2019, 38(2): 110-116. [Zhou Xiaofeng, Li

- Shuheng, Yu Junmin, et al. Diagenetic process responses of morphologies and chemical compositions of chlorite rims in sandstones: A case from Chang 8 sandstone, Longdong area, Ordos Basin [J]. *Geological Science and Technology Information*, 2019, 38(2): 110-116.]
- [24] 兰叶芳, 黄思静, 吕杰. 储层砂岩中自生绿泥石对孔隙结构的影响: 来自鄂尔多斯盆地上三叠统延长组的研究结果 [J]. *地质通报*, 2011, 30(1): 134-140. [Lan Yefang, Huang Sijing, Lü Jie. Influences of authigenic chlorite on pore structure in sandstone reservoir: A case study from Upper Triassic Yanchang Formation in Ordos Basin, China [J]. *Geological Bulletin of China*, 2011, 30(1): 134-140.]
- [25] 邵淑晓, 曾溅辉, 张善文, 等. 东营凹陷沙河街组砂岩储层高岭石类型、特征及其成因 [J]. *沉积学报*, 2015, 33(6): 1204-1216. [Shao Shuxiao, Zeng Jianhui, Zhang Shanwen, et al. Types, characteristics and origin of kaolinite in sandstone reservoir of Shahejie Formation, Dongying Sag [J]. *Acta Sedimentologica Sinica*, 2015, 33(6): 1204-1216.]
- [26] 沈健. 鄂尔多斯盆地陇东地区致密砂岩储层碳酸盐胶结物特征及成因机理 [J]. *岩性油气藏*, 2020, 32(2): 24-32. [Shen Jian. Carbonate cementation characteristics and genetic mechanism of tight sandstone reservoirs in Longdong area, Ordos Basin [J]. *Lithologic Reservoirs*, 2020, 32(2): 24-32.]
- [27] 罗静兰, 罗晓容, 白玉彬, 等. 差异性成岩演化过程对储层致密化时序与孔隙演化的影响: 以鄂尔多斯盆地西南部长7致密浊积砂岩储层为例 [J]. *地球科学与环境学报*, 2016, 38(1): 79-92. [Luo Jinglan, Luo Xiaorong, Bai Yubin, et al. Impact of differential diagenetic evolution on the chronological tightening and pore evolution of tight sandstone reservoirs: A case study from the Chang-7 tight turbidite sandstone reservoir in the southwestern Ordos Basin [J]. *Journal of Earth Sciences and Environment*, 2016, 38(1): 79-92.]
- [28] 窦文超. 鄂尔多斯盆地西南部长6—长7段砂岩致密成因及非均质性研究 [D]. 北京: 中国石油大学(北京), 2018. [Dou Wenchao. Origin of tightness and reservoir heterogeneity of Chang 6-Chang 7 sandstones, southwest Ordos Basin [D]. Beijing: China University of Petroleum (Beijing), 2018.]
- [29] 陈启林, 黄成刚. 沉积岩中溶蚀作用对储集层的改造研究进展 [J]. *地球科学进展*, 2018, 33(11): 1112-1129. [Chen Qilin, Huang Chenggang. Research progress of modification of reservoirs by dissolution in sedimentary rock [J]. *Advances in Earth Science*, 2018, 33(11): 1112-1129.]
- [30] 陈威振, 田景春, 吕玉娟, 等. 陇东地区长9砂岩储层成岩作用及孔隙演化 [J]. *成都理工大学学报(自然科学版)*, 2019, 46(3): 342-353. [Chen Weizhen, Tian Jingchun, Lü Yujuan, et al. Diagenesis and pore evolution of Chang 9 Sandstone reservoir in Longdong area, Ordos Basin, China [J]. *Journal of Chengdu University of Technology (Science & Technology Edition)*, 2019, 46(3): 342-353.]
- [31] Lai J, Wang G W, Ran Y, et al. Impact of diagenesis on the reservoir quality of tight oil sandstones: The case of Upper Triassic Yanchang Formation Chang 7 oil layers in Ordos Basin, China [J]. *Journal of Petroleum Science and Engineering*, 2016, 145: 54-65.
- [32] 郝杰. 致密砂岩储层微观非均质性表征—吴起及邻区长6储层微观对比研究 [D]. 西安: 西北大学, 2018. [Hao Jie. Microscopic heterogeneity characteristics of tight sandstone reservoirs—microscopic comparison of Chang 6 reservoirs in Wuqi and surrounding area [D]. Xi'an: Northwest University, 2018.]
- [33] 张济华. 苏里格气田中部致密砂岩储层微观非均质性研究: 以苏X地区盒8段为例 [D]. 西安: 西安石油大学, 2018. [Zhang Jihua. Microscopic heterogeneity of tight sandstone reservoirs in the central Sulige gas field: A case study of He 8 in Su-X area [D]. Xi'an: Xi'an Shiyou University, 2018.]
- [34] 刘登科. 致密砂岩储层成岩演化及烃类充注与微视孔喉结构响应机制研究 [D]. 西安: 西北大学, 2019. [Liu Dengke. The responding mechanism between diagenetic evolution-hydrocarbon filling and microscopic pore-throat structures of tight sandstone reservoir [D]. Xi'an: Northwest University, 2019.]
- [35] 单祥, 郭华军, 郭旭光, 等. 低渗透储层孔隙结构影响因素及其定量评价: 以准噶尔盆地金龙2地区二叠系上乌尔禾组二段为例 [J]. *吉林大学学报(地球科学版)*, 2019, 49(3): 637-649. [Shan Xiang, Guo Huajun, Guo Xuguang, et al. Influencing factors and quantitative assessment of pore structure in low permeability reservoir: A case study of 2nd member of Permian upper Urho Formation in Jinlong 2 area, Junggar Basin [J]. *Journal of Jilin University (Earth Science Edition)*, 2019, 49(3): 637-649.]
- [36] 时建超, 屈雪峰, 雷启鸿, 等. 陆相湖盆深水重力流沉积特征、砂体结构研究及油气勘探意义: 以鄂尔多斯盆地上三叠统长7油层组为例 [J]. *地质与勘探*, 2018, 54(1): 183-192. [Shi Jianchao, Qu Xuefeng, Lei Qihong, et al. Sedimentary characteristics and sand architecture of gravity flows in terrestrial lacustrine basins: A case study of Chang 7 Formation of the Upper Triassic in Ordos Basin [J]. *Geology and Exploration*, 2018, 54(1): 183-192.]
- [37] 张晓辉, 冯顺彦, 梁晓伟, 等. 鄂尔多斯盆地陇东地区延长组长7段沉积微相及沉积演化特征 [J]. *地质学报*, 2020, 94(3): 957-967. [Zhang Xiaohui, Feng Shunyan, Liang Xiaowei, et al. Sedimentary microfacies identification and inferred evolution of the Chang 7 member of Yanchang Formation in the Longdong area, Ordos Basin [J]. *Acta Geologica Sinica*, 2020, 94(3): 957-967.]
- [38] 罗静兰, 李忠兴, 史成恩, 等. 鄂尔多斯盆地西南部上三叠统延长组长8、长6油层组的沉积体系与物源方向 [J]. *地质通报*, 2008, 27(1): 101-111. [Luo Jinglan, Li Zhongxing, Shi Cheng'en, et al. Depositional systems and provenance directions for the Chang 6 and Chang 8 reservoir groups of the Upper Triassic Yanchang Formation in the southwestern Ordos Basin, China [J]. *Geological Bulletin of China*, 2008, 27(1): 101-111.]

Effect of Diagenesis on Microheterogeneity of Deepwater Tight Sandstone Reservoirs: A case study from the Triassic Chang 7 oil-bearing formation in Heshui area, Ordos Basin, NW China

CAO JiangJun¹, CHEN ChaoBing², CHEN HuangHui³, ZHU YuJie⁴, LUO JingLan¹, WANG Xi²,
MA Dina · MA Wutihan³

1. Department of Geology/State Key Laboratory of Continental Dynamics, Northwest University, Xi'an 710069, China

2. School of Earth Sciences and Engineering, Xi'an Shiyou University, Xi'an 710065, China

3. Zhundong Production Plant, Xinjiang Oilfield Company, PetroChina, Fukang, Xinjiang 831511, China

4. No. 2 Gas Production Plant, Changqing Oilfield Company, PetroChina, Xi'an 710200, China

Abstract: Chang 7 deepwater sandstone reservoirs are developed in the Upper Triassic Yanchang Formation of the Ordos Basin; however, diagenetic effects have led to reservoirs with some cases of low porosity and low permeability, poor physical properties and strong microheterogeneity. In order to determine the main diagenesis types causing the microheterogeneity, the diagenesis of the Chang 7 deepwater tight sandstone reservoirs in the Heshui area of the Ordos Basin was studied by techniques including casting thin sections, scanning electron microscope, clay mineral XRD analysis, high-pressure mercury injection, among others — and also by studying the reported findings from previous research, using the pore evolution law. The microheterogeneity of reservoirs was quantitatively characterized in this way, allowing better prediction of the location of major reservoirs. The results show that: 1) Cementation and dissolution respectively control the size of primary pores and secondary pores, which play an important role in the microheterogeneity of reservoirs, and which began to be more marked after 120 Ma. 2) The micropore throat structure of reservoirs is indicated by the cementation-dissolution index (CDI): a smaller CDI indicates a higher porosity content and greater permeability. This index was adopted as the standard measure for quantitative characterization of the microheterogeneity of Chang 7 reservoirs. 3) The CDI suggests that the reservoirs in the study area may be divided into three types: Category I areas ($CDI < 0.55$) exhibit weak cementation and strong dissolution; they are the least heterogeneous and therefore contain the dominant reservoirs. Category II areas ($CDI = 0.55-0.80$) exhibit medium cementation and medium dissolution, with moderate microheterogeneity. Category III areas ($CDI > 0.80$) display strong cementation and weak dissolution, and therefore the strongest microheterogeneity. In plan, the dominant reservoirs are mainly located in the Maling-Gucheng-Panke-Jiuxian banded schistose zone where the matter-source intersection is located in the middle of the study area.

Key words: diagenesis; cementation-dissolution index; dominant reservoir; Chang 7 oil-bearing formation; Heshui area; Ordos Basin