

DOI: 10.13745/j.esf.sf.2025.7.19

坳陷湖盆湖底扇致密砂岩储层质量差异分布:以鄂尔多斯盆地合水地区延长组长 6 油组为例

王武荣^{1,2}, 刘显阳³, 岳大力^{1,2,*}, 万晓龙^{1,2,4}, 刘瑞璟^{1,2}, 李士祥⁵, 卢浩^{1,2},
刘建⁵, 吴光圳^{1,2}, 吴胜和^{1,2}

1. 中国石油大学(北京)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

3. 中国石油长庆油田分公司, 陕西 西安 710018

4. 中国石油长庆油田分公司第十一采油厂, 陕西 西安 710299

5. 中国石油长庆油田分公司勘探开发研究院, 陕西 西安 710018

WANG Wurong^{1,2}, LIU Xianyang³, YUE Dali^{1,2,*}, WAN Xiaolong^{1,2,4}, LIU Ruijing^{1,2},
LI Shixiang⁵, LU Hao^{1,2}, LIU Jian⁵, WU Guangzhen^{1,2}, WU Shenghe^{1,2}

1. State Key Laboratory of Petroleum Resources and Engineering, China University of Petroleum (Beijing), Beijing 102249, China

2. College of Geosciences, China University of Petroleum (Beijing), Beijing 102249, China

3. Changqing Oilfield Company, PetroChina, Xi'an 710018, China

4. The 11th Oil Production Plant, Changqing Oilfield Company, PetroChina, Xi'an 710299, China

5. Research Institute of Exploration & Development, Changqing Oilfield Company, PetroChina, Xi'an 710018, China

WANG Wurong, LIU Xianyang, YUE Dali, et al. Distribution of quality difference of tight sandstone reservoirs in sub-lacustrine fan of depression lacustrine basin: A case study of Chang 6 oil-bearing interval of Yanchang Formation in Heshui area, Ordos Basin, China. *Earth Science Frontiers*, 2025, 32(5): 000-000

Abstract: Tight reservoirs of sublacustrine fans are currently a hot topic in continental lacustrine basin research and an important target for tight oil and gas exploration and development. This paper takes the tight sandstone reservoir of the sublacustrine fan in the Chang 6 oil-bearing interval of the Yanchang Formation in the Heshui area as the research object. By integrating core sample test data and well logging data, the distribution of matrix reservoir quality controlled by sedimentation and diagenesis was studied. The reservoir quality of the Chang 6 tight sandstone in the study area is classified into types I, II, and III. Type I reservoirs are characterized by large intergranular-intragranular pores and wide strip-shaped throats, with porosity mainly $>10\%$ and permeability mainly >0.1 mD. Type II reservoirs are dominated by small intergranular pores and wide strip-shaped throats, with porosity mainly ranging from 3% to 12% and permeability mainly from 0.01 to 0.1 mD. Type III reservoirs primarily consist of intragranular pores, micropores, and narrow strip-shaped throats, or micropores and narrow strip-shaped throats, with porosity mainly $<5\%$ and permeability mainly <0.01 mD. Type I reservoirs are mainly distributed as strips or lenses in the middle of channel branches and lobe mainbodies. Type II reservoirs, the most widely distributed type, primarily occur as sheets at the edges of channel branches and within the main parts of lobes. Type III reservoirs are mainly distributed as skirts at lobe margins. The most favorable reservoir combination, comprising the band-shaped type I and sheet-shaped type II reservoirs, is primarily developed in small layers exhibiting sheet-like sandbodies. The thicknesses of both type I and II reservoirs increase significantly with

收稿日期: 2024-11-25; 修回日期: 2025-07-21

基金项目: 国家自然科学基金项目(42302128, 42272186, 42472179), 中国石油大学(北京)科研基金资助项目(2462023YJRC039)

作者简介: 王武荣(1993—), 女, 博士, 副教授, 硕士生导师, 主要从事油气田开发地质相关研究。E-mail: wwrr@cup.edu.cn

* 通信作者简介: 岳大力(1974—), 男, 博士, 教授, 博士生导师, 主要从事油气田开发地质相关研究。E-mail: yuedali@cup.edu.cn

increasing small-layer sandbody thickness. When the small-layer sandbody thickness exceeds 10 m, the thickness of the type II reservoir shows a more pronounced increasing trend than that of the type I reservoir. Conversely, when the small-layer sandbody thickness is less than 10 m, type III reservoirs are significantly developed.

Keywords: sublacustrine fan; tight sandstone; reservoir quality; Triassic Yanchang Formation; Ordos Basin

摘要:湖底扇致密储层是当前陆相湖盆研究的热点及致密油气勘探开发的重要目标。本文以合水地区长6湖底扇致密砂岩储层为研究对象,通过大量岩心分析测试及测井资料,开展沉积与成岩共同控制的基质储层质量差异分布研究。研究区长6致密砂岩储层质量可分为3类,其中I类储层以大粒间孔-粒内孔-宽片状喉道组合为主,孔隙度主要大于10%,渗透率主要大于0.1 mD;II类储层以小粒间孔-宽片状喉道组合为主,孔隙度主要为3%~12%,渗透率主要为0.01~0.1 mD;III类储层主要发育粒内孔-微孔隙群-窄片状喉道组合、微孔隙群-窄片状喉道组合,孔隙度主要小于5%,渗透率主要小于0.01 mD。I类储层主要分布在支水道及朵叶主体的中部,呈条带状或透镜状展布;II类储层分布最为广泛,主要呈连片状分布在支水道边部和朵叶主体部位;III类储层主要呈裙带状分布在朵叶侧缘。宽带状I类与连片状II类储层组合为最有利的储层组合,主要发育在砂体连片状展布的小层。I、II类储层的厚度随小层砂体厚度增加而明显增大,当小层砂体厚度大于10 m时,II类比I类储层的增大趋势更显著,而小层砂体厚度小于10 m时,III类储层明显发育。

关键词:湖底扇;致密砂岩;储层质量;三叠系延长组;鄂尔多斯盆地

中图分类号:P618.13 **文献标志码:**A **文章编号:**1005-2321(2025)05-0000-00

0 引言

随着水平钻井和压裂技术的不断发展,致密油气已成为一种非常重要的非常规油气资源^[1-5]。中国致密油气的地质储量丰富、分布范围广泛,在鄂尔多斯盆地、四川盆地、松辽盆地、渤海湾盆地和准噶尔盆地等地区均实现了致密油气的商业开采^[4,6]。我国目前的行业标准 GB/T 34906-2017 将储集在渗透率 ≤ 1 mD 或覆压基质渗透率 ≤ 0.1 mD 的致密砂岩中的石油定义为致密砂岩油^[7]。鄂尔多斯盆地延长组的致密砂岩油资源潜力巨大,是我国当前致密油勘探与开发的重要目标^[8]。前人研究表明,致密砂岩油藏在初期的产能主要依靠压裂裂缝及其连通的天然裂缝的贡献,而在开采中后期基质储层质量对于开发井产能的贡献可达到70%以上^[9-10]。因此,开展致密砂岩基质储层质量研究,对于提高致密油的采收率具有重要意义。

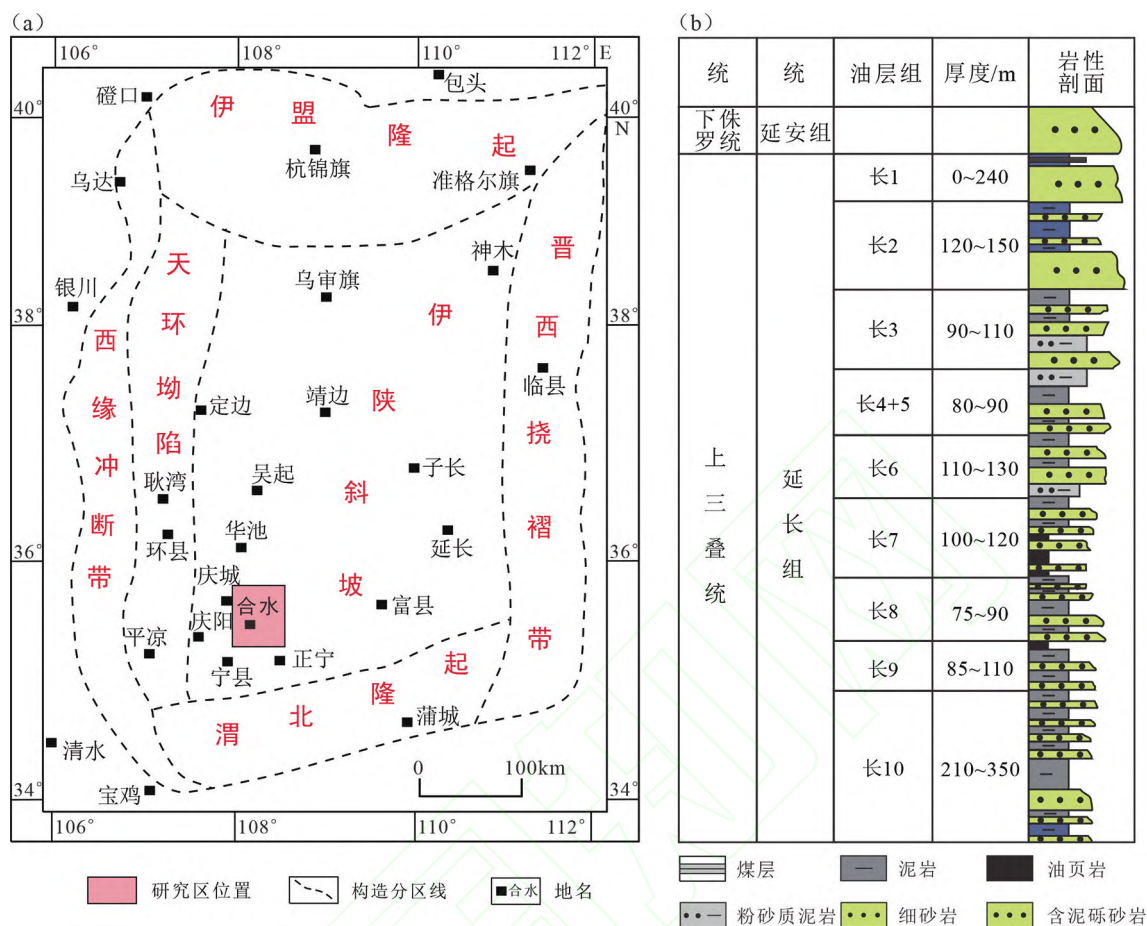
储层质量差异分布对于致密油气分布具有重要的控制作用^[11],同时受控于沉积构型分布^[9]。近年来,在我国鄂尔多斯、松辽、渤海湾等盆地均发现了湖底扇油藏^[12-15],储层内部结构复杂、储层质量差异显著,导致部分水平井油层钻遇率较低、增产稳产难度较大,亟需开展湖底扇储层质量差异分布规律及分布模式相关研究。前人已对河流和三角洲等沉积相的储层质量特征及差异分布开展了大量研

究^[16-20],但对于深水重力流储层的相关研究仍然相对薄弱。相比于储层相对均质的海相重力流沉积,湖相重力流致密砂岩的成分变化显著、岩相特征更加复杂^[21-22]。对于海底扇沉积构型模式及储层质量差异分布特征在近年来已有一些新的研究进展^[23-25],但针对坳陷湖盆发育的砂质碎屑流和浊流主控的湖底扇致密砂岩储层,沉积构型约束下的不同质量储层的几何形态、规模以及分布规律仍需深入研究。同时,沉积构型分布及成岩演化差异共同约束下的湖底扇储层质量差异空间分布模式也尚未建立。

针对上述存在问题,本文以鄂尔多斯盆地合水地区延长组长6湖底扇致密砂岩储层为研究对象,应用测井以及各类岩心分析测试资料,开展沉积与成岩共同控制下的湖底扇致密砂岩储层质量差异空间分布模式研究。本文研究成果对于丰富湖相深水致密储层研究理论、指导深水致密油气勘探与开发具有重要意义,同时能够为类似湖相深水致密储层研究提供有效借鉴。

1 区域地质概况

合水地区位于鄂尔多斯盆地西南部(图1a^[26]),地处甘肃省庆阳市内,勘探面积约3000 km²。鄂尔多斯盆地是中国第二大沉积盆地,整个盆地的面积约为 26×10^4 km²。该盆地是典型的坳陷迁移多旋



a—鄂尔多斯盆地合水地区地质简图;b—三叠系延长组地层剖面。

图1 鄂尔多斯盆地合水地区地质简图及延长组地层剖面

(a 引自文献[26];b 据文献[32-33]修改)

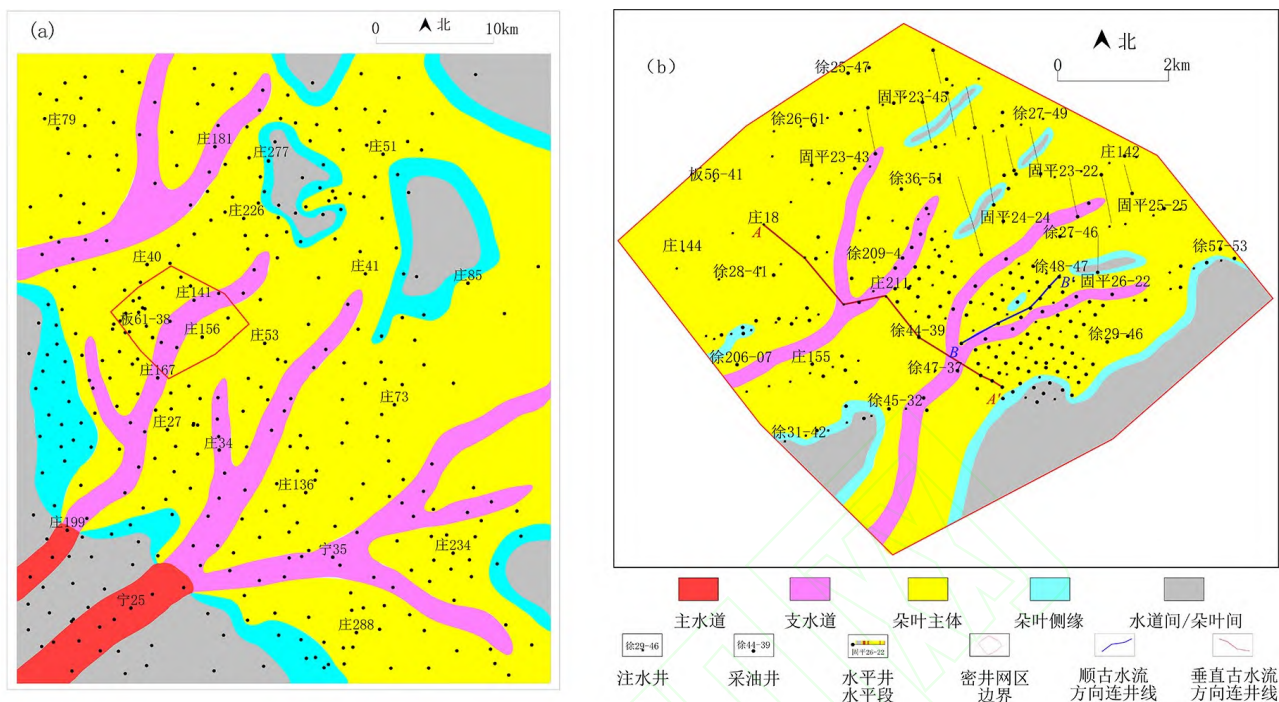
Fig. 1 Geological sketch map and stratigraphic characteristics of Yanchang Formation in the Heshui area of the Ordos Basin. a adapted from [26]; b modified after [32-33].

回克拉通盆地,构造相对简单,可划分为6个一级构造单元^[27],包括北部的伊盟隆起、南部的渭北隆起、中部的伊陕斜坡、东部的晋西挠褶带、西部的天环坳陷和西缘冲断带。在晚三叠世印支期,扬子板块向北与华北板块挤压碰撞,秦岭造山带快速隆升,导致鄂尔多斯盆地的西南部受到强烈挤压,在盆地西南部形成了较陡的湖盆坡折带^[28],并在坡折带下方形成了大面积的深水重力流沉积体^[29]。合水地区位于伊陕斜坡西南部,构造稳定平缓^[30],为倾角小于1°的西倾单斜。典型密井网区位于合水地区中部,分布面积约90 km²,断层和天然裂缝不太发育^[31],水平井和常规定向井的平均井距约250 m,是本文中致密储层质量分布预测的重点区块。

上三叠统延长组是鄂尔多斯盆地油气勘探的重要层段之一(图1b^[32-33])。延长组自下而上可划分为10个油组,即长10至长1油组^[32],其中长6油

组为本文重点研究层位。研究区长6油组埋藏深度为1 400~2 000 m,厚度为110~130 m,其内部自下而上可划分为3个砂组,即长6₃、长6₂和长6₁砂组。传统分层方案认为延长组的地层呈“近等厚式”^[34],而笔者通过井震结合研究认为研究区地层结构样式呈“进积-不等厚式”^[35],地层厚度由南西北向东北方向逐渐减薄,并重新建立了合水地区延长组的地层格架,其中在密井网区地层厚度变化不大,目的层长6₃和长6₂砂组自下而上可细分为3个和2个小层,即长6₃³、长6₃²、长6₃¹、长6₂²、长6₂¹小层。

长6沉积期是重力流沉积发育的主要时期,合水地区在长6时期发育半深湖-深湖背景下来自西南物源的具有供给水道的湖底扇沉积^[26,36](图2^[26]),主要发育3种岩相类型^[36],即交错层理细砂岩(Sc)、块状层理细砂岩(Sm)、粉砂到极细粒



a—合水地区长 6_3 砂组复合砂体分布;b—密井网区长 6_2^2 小层复合砂体分布。

图2 合水地区砂组和密井网区小层复合砂体分布

(引自文献[26])

Fig. 2 Distributions of composite sandbodies in sand group of Heshui area and small layer of dense well area. Adapted from [26].

砂岩(Ss)。针对合水地区中部的典型密井网区,笔者已开展了湖底扇构型精细表征,共识别出了主水道、支水道、朵叶主体、朵叶侧缘、水道间及朵叶间共6种构型单元类型,并建立了湖底扇储层半定量-定量构型模式^[26],是本文基质储层质量差异分布表征的重要基础。

合水地区长6储层岩石类型以长石岩屑砂岩和岩屑长石砂岩为主,颗粒分选性差-中等,磨圆度多为棱角-次棱角状。长6储层物性较差,孔隙度主要为1%~13%,平均孔隙度约为8%,渗透率主要为0.001~0.65 mD,平均渗透率约为0.09 mD,为典型的致密砂岩^[33]。合水地区长6致密砂岩孔隙结构复杂^[36-37],不同岩相通常经历不同的成岩演化过程^[36],导致储层非均质性较强、储层质量差异分布规律不清,亟需进行深入攻关。

2 储层质量分级方案及解释标准

2.1 储层质量分级方案

储层质量类型决定着储层的渗流能力与开发潜力^[9,38]。致密储层中流体表现为非线性渗流^[39-40],

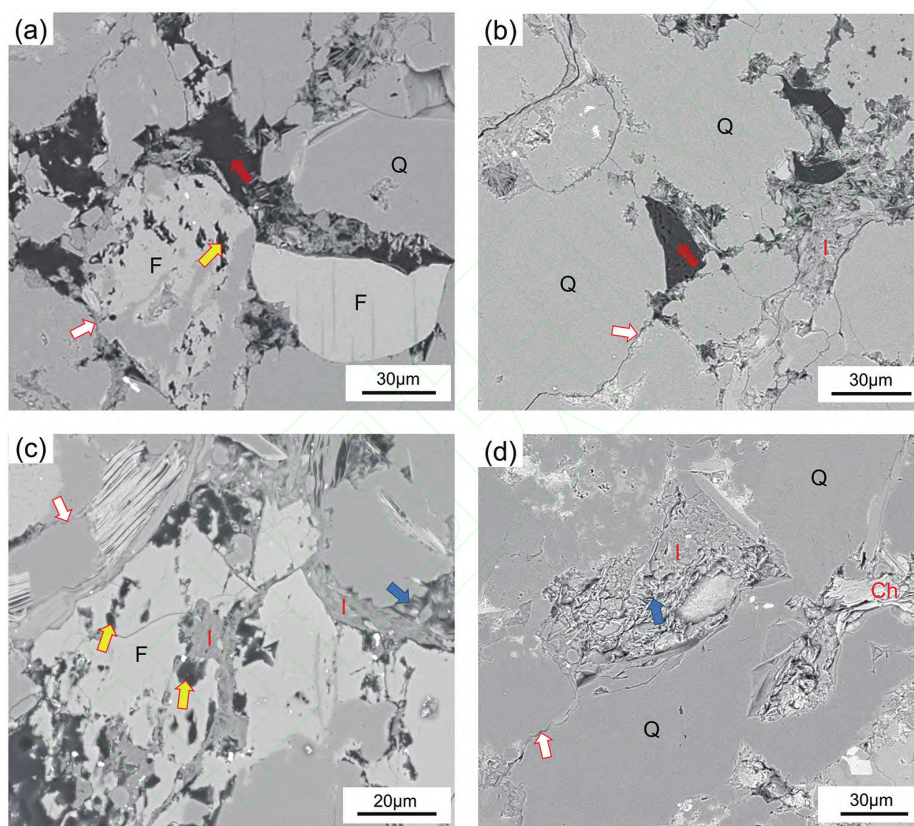
可动流体饱和度是更优于渗透率来表征其流体渗流特征及进行储层质量分级的关键参数^[41-44]。基于笔者对合水地区不同岩相致密砂岩成岩演化差异的研究^[36],综合物性、孔隙结构、成岩作用与流体可动性差异,对合水地区长6致密砂岩储层质量进行分级,建立储层质量分级方案。

致密砂岩的孔隙结构非常复杂,在同一块致密砂岩样品中往往存在多种孔隙和喉道的类型,且不同类型的孔隙和喉道所占比例不同,形成不同的喉组合配置关系。根据不同类型孔隙所占面孔率的比例及主要喉道类型进行分类(表1),合水地区长6致密砂岩主要存在4种孔喉组合配置关系,包括大粒间孔-粒内孔-宽片状喉道组合(图3a)、小粒间孔-宽片状喉道组合(图3b)、粒内孔-微孔隙群-窄片状喉道组合(图3c)及微孔隙群-窄片状喉道组合(图3d)。大粒间孔与小粒间孔中的可动流体饱和度分布具有明显差异,可依据核磁共振 T_2 谱中弛豫时间 T_{21} 和 T_{22} 进行划分^[6]。

合水地区长6致密砂岩基质储层质量由好到差依次可分为I、II和III类,不同类型储层对应不同的孔隙结构特征、成岩特征以及不同的可动流体分布(表2)。

表 1 合水地区长 6 致密砂岩不同孔喉组合配置关系解释标准
Table 1 Interpretation standard of different pore-throat configurations of the Chang 6 tight sandstones in the Heshui area

孔喉组合类型	孔隙类型比例/%				喉道类型比例/%	
	大粒间孔	小粒间孔	粒内孔	微孔隙群	宽片状	窄片状
大粒间孔-粒内孔-宽片状喉道	>50	<25	>25	<25	>50	<50
小粒间孔-宽片状喉道	<25	>50	<25	<25	>50	<50
粒内孔-微孔隙群-窄片状喉道	<25	<25	>50	>25	<50	>50
微孔隙群-窄片状喉道	<25	<25	<25	>50	<50	>50



a—交错层理细砂岩中大粒间孔-粒内孔-宽片状喉道组合(庄 199 井, 1 505.2 m); b—块状层理细砂岩中的小粒间孔-宽片状喉道组合(庄 115 井, 1 571.94 m); c—交错层理细砂岩中的粒内孔-微孔隙群-窄片状喉道组合(庄 127 井, 1 479.2 m); d—发生强压实作用的粉砂岩中的微孔隙群-窄片状喉道组合(庄 127 井, 1 483.65 m)。Q 为石英; F 为长石; I 为伊利石黏土矿物; Ch 为绿泥石黏土矿物; 红色箭头为粒间孔; 黄色箭头为溶蚀孔; 蓝色箭头为微孔隙; 白色箭头为喉道。

图 3 合水地区长 6 致密砂岩背散射扫描电镜图像中的孔喉组合特征

Fig. 3 Backscattered electron (BSE) images showing the characteristics of pore-throat combinations of the Chang 6 tight sandstones in the Heshui area

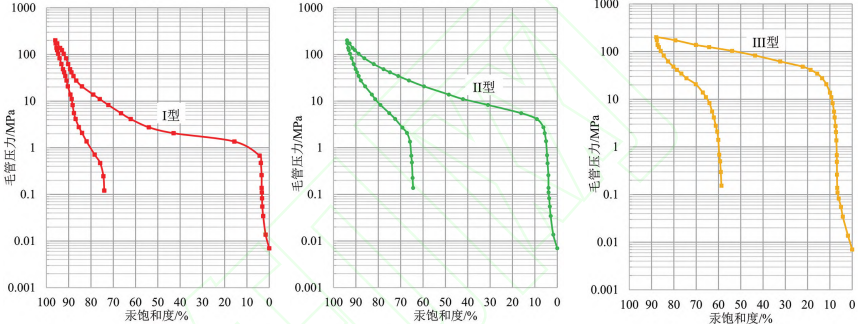
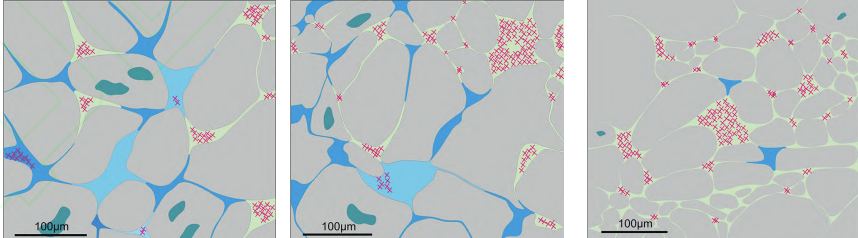
I 类储层孔喉组合以大粒间孔-粒内孔-宽片状喉道为主(图 3a), 发育大粒间孔、粒内溶蚀孔及宽片状喉道, 偶见缩颈型喉道; 压汞曲线表现为 I 型(表 2), 排驱压力主要小于 1 MPa; 孔隙内流体可动性较好, 可动流体饱和度主要大于 35%。该类储层主要发育在交错层理细砂岩(Sc)中部, 溶解作用较

强、胶结作用较弱(图 3a); 储层物性最好, 孔隙度主要大于 10%, 渗透率主要大于 0.1 mD。

II 类储层主要发育小粒间孔-宽片状喉道组合(图 3b), 以小粒间孔为主, 可见少量大粒间孔和粒内溶蚀孔; 压汞曲线表现为 II 型(表 2), 排驱压力主要小于 5 MPa; 孔隙内的流体可动性中等, 可动流体

表 2 合水地区长 6 致密砂岩基质储层质量分级方案

Table 2 Classification scheme of the reservoir quality of the Chang 6 tight sandstones in the Heshui area

储层质量分类		I 类	II 类	III 类
储层物性	孔隙度/%	>10	3~12	<5
	渗透率/mD	>0.1	0.01~0.1	<0.01
孔隙结构类型		I 类	II 类	III 类
孔隙类型		大粒间孔和粒内溶蚀孔为主,少量小粒间孔	小粒间孔为主,少量大粒间孔或粒内溶蚀孔	微孔隙群或粒内溶蚀孔为主
喉道类型		宽片状喉道为主,偶见缩颈型喉道	宽片状喉道为主	窄片状喉道或管束状喉道为主
孔喉组合类型		大粒间孔-粒内孔-宽片状喉道组合	小粒间孔-宽片状喉道组合	粒内孔-微孔隙群-窄片状喉道、微孔隙群-窄片状喉道组合
孔隙结构特征	高压压汞曲线 (引自文献[33])			
沉积与成岩特征	主要岩相类型	交错层理细砂岩(Sc)中部	块状层理细砂岩(Sm)中部	砂泥界面附近 Sc 和 Sm 岩相以及粉砂到极细粒砂岩(Ss)
	成岩作用特征	溶解作用较强 胶结作用较弱	溶解作用中等 胶结作用较弱	强胶结作用或 强压实作用
可动流体	可动流体饱和度/%	>35	15~40	<15
	流体可动性	较好	中等	较差
可动流体	可动流体分布模式图 (引自文献[6])			

注:可动流体分布模式图中浅蓝色为大粒间孔及其连接的喉道,深蓝色为小粒间孔及其连接的喉道,墨绿色为粒内孔,浅绿色为微孔隙群,红色十字代表黏土矿物。

饱和度主要分布在 15%~40%。该类储层主要发育在块状层理细砂岩(Sm)中部,溶解作用中等、胶结作用较弱(图 3b);储层物性中等,孔隙度主要分布在 3%~12%,渗透率主要分布在 0.01~0.1 mD。

III 类储层孔隙类型以微孔隙群或粒内溶蚀孔为主,喉道以窄片状喉道及管束状喉道为主,孔喉组合主要为粒内孔-微孔隙群-窄片状喉道(图 3c)、微孔隙群-窄片状喉道(图 3d);压汞曲线表现为 III 型(表 2),排驱压力主要小于 15 MPa;孔隙内的流体

可动性较差,可动流体饱和度主要小于 15%。该类储层主要发育在易发生强压实作用的粉砂到极细粒砂岩(Ss)(图 3d)或易发生强胶结作用的砂泥界面附近的块状层理细砂岩(Sm)、交错层理细砂岩(Sc)(图 3c);储层物性最差,孔隙度主要小于 5%,渗透率主要小于 0.01 mD。

2.2 储层质量单井解释标准

通过岩心标定测井,合水地区目的层不同类型的基质储层具有不同的测井响应特征,其中自然伽马、声波时差和密度曲线特征具有明显差异,可作为

识别基质储层类型的主要参数。Fisher 判别法是已被广泛用于预测事物类别归属的一种线性判别方法^[45-46],其可将多维问题转化为低维问题,从而更直观地对数据类型进行预测。本文利用 Fisher 判别模型对不同类型储层的测井数据进行判别分析,确定了研究区 I 类、II 类和 III 类储层的判别函数(表 3),即可得到各类储层的测井解释模型。从回判验证的结果可以看出(表 4),I 类、II 类和 III 类储层的判准率分别为 88.2%、80.5% 和 86.0%,平均判准率为 84.9%,可达到识别储层类型的精度要求。在此基础上,利用不同类型基质储层的判别函数,对非取心井的基质储层质量进行单井解释。

3 储层质量差异分布特征及规律

根据基质储层质量的分级方案以及不同质量基质储层的单井测井解释模型,对密井网区单井储层质量进行划分,明确储层质量单井分布特征;结合笔者针对研究区半定量-定量沉积构型表征以及不同岩相致密砂岩成岩演化差异的研究成果^[26,36],在沉积构型分布及成岩差异的控制下对基质储层质量分布进行预测,明确研究区长 6 湖底扇致密砂岩储层质量差异空间分布特征,包括储层质量的侧向及顺源的分布规律、储层质量的垂向演化特征以及储层质量的平面分布样式。

3.1 储层质量单井分布特征

合水地区长 6 致密砂岩储层以 II 类储层为主,I

类和 III 类储层相对较少(图 4)。根据基质储层质量的单井解释结果(图 5^[36]),在垂向上相对优质的 I 类和 II 类储层主要发育在小层砂体的中部,其中 II 类储层多发育于朵叶主体部位,I 类储层多发育于支水道或朵叶主体的中部,支水道分布范围较小,进而 I 类储层占比相对较少;III 类储层多发育于小层砂体的顶底以及薄砂体内,在砂泥界面附近的砂岩易形成致密的碳酸盐胶结条带,导致储层物性变差,且在薄砂体内易发生强烈压实作用形成非常致密的储层。通过对不同类型储层的厚度与小层砂体厚度之间的关系进行分析(图 6),随着小层砂体厚度的增加,相对优质的 I 类和 II 类储层的厚度明显增加,而 III 类储层的厚度变化不明显,主要小于 3 m。当小层砂体厚度大于 10 m 时,随着小层砂体厚度的增加,II 类储层比 I 类储层厚度具有更加明显的增大趋势;当小层砂体的厚度小于 10 m 时,III 类储层明显发育。

3.2 储层质量侧向及顺源分布规律

合水地区密井网区长 6 致密砂岩基质储层质量分布预测的结果表明,构型单元内部的不同岩相经历了不同的成岩作用,导致在侧向和顺源方向上基质储层质量均具有较大差异。根据垂直古水流方向基质储层质量分布(图 7),以块状层理细砂岩为主的朵叶主体中部主要发育厚层的 II 类储层,局部发育透镜状的 I 类储层和薄层的 III 类储层;以粉砂岩到极细砂岩为主的朵叶侧缘厚度主要小于 2 m,常发生强压实作用或强胶结作用,基本上都为 III 类

表 3 合水地区长 6 致密砂岩储层的 Fisher 判别函数系数

Table 3 Fisher discriminant function coefficients of the Chang 6 tight sandstone reservoir in the Heshui area

储层类别	声波时差/ $(\mu\text{s}\cdot\text{m}^{-1})$	自然伽马/API	密度/ $(\text{g}\cdot\text{cm}^{-3})$	常量
I 类	12.449	-3.894	798.137	-2 275.876
II 类	12.072	-3.757	801.042	-2 208.483
III 类	11.891	-3.690	810.315	-2 198.242

表 4 合水地区长 6 致密砂岩不同类型储层的 Fisher 判别结果

Table 4 Fisher discrimination results of different types of the Chang 6 tight sandstone reservoir in the Heshui area

储层质量		预测结果			合计	
		I 类储层	II 类储层	III 类储层		
初始数据	计数	I 类储层	15	2	0	17
		II 类储层	10	120	19	149
		III 类储层	1	5	37	43
	回判率/%	I 类储层	88.2	11.8	0	100.0
		II 类储层	6.7	80.5	12.8	100.0
		III 类储层	2.3	11.6	86.0	100.0

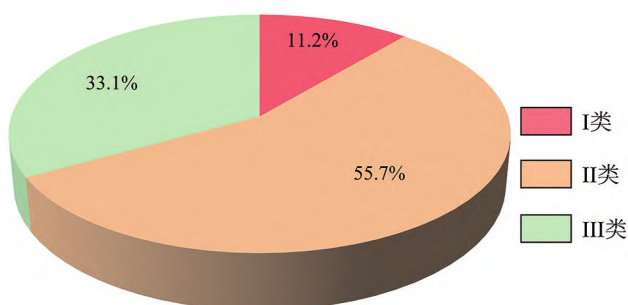


图4 合水地区长6油组不同类型基质储层所占比例饼状图

Fig. 4 Pie chart showing the proportion of different types of matrix reservoirs in the Chang 6 oil-bearing interval in the Heshui area

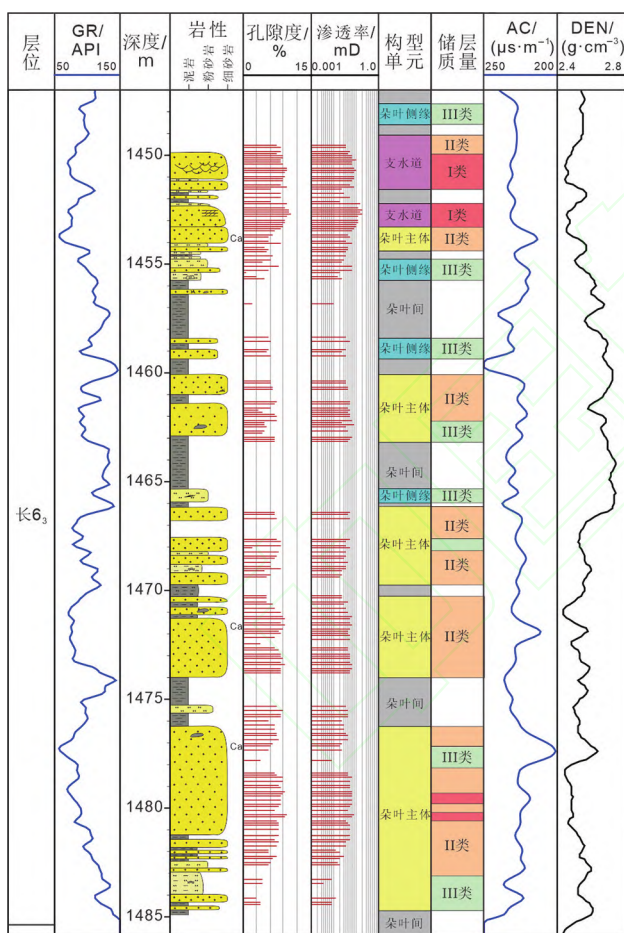


图5 合水地区庄127井基质储层质量的解释结果
(据文献[36]修改)

Fig. 5 Interpretation results of the matrix reservoir quality of Well Z127 in the Heshui area. Modified after [36].

储层；以交错层理细砂岩为主的支水道主体部位主要发育 I 类储层，而在支水道边部通常发育 II 类储层，局部发育 III 类储层；以细砂岩为主的朵叶体和支水道的顶底部常发生强胶结作用，多发育 III 类

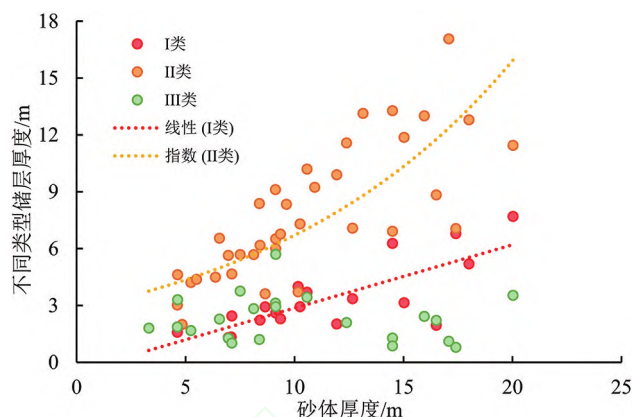


图6 合水地区不同类型基质储层的厚度与小层砂体厚度之间的关系

Fig. 6 Cross-plot showing the relationship between the thickness of different types of matrix reservoirs and the sandbody thickness of small layers in the Heshui area.

储层。总体上，从支水道中心部位向边缘、从朵叶主体向朵叶侧缘，基质储层质量由好变差。

相对而言，顺古水流方向比垂直古水流方向的基质储层质量变化小（图7，图8）。研究区物源为南西方向，在靠近物源的位置，I类储层比较发育，而在远离物源的位置，主要发育 II 类储层，局部发育透镜状的 III 类储层。从南西到北东方向，在朵叶砂体中 I 类储层的规模逐渐减小，II 类储层和 III 类储层的规模逐渐变大。整体而言，顺古水流方向基质储层质量呈现由好变差的趋势。

3.3 储层质量垂向演化特征

密井网区各小层的基质储层质量均以 II 类储层为主，但不同类型基质储层在各小层的分布范围及规模有明显差异。研究区湖底扇发育的基质储层质量类型及规模与基准面旋回的变化密切相关（图9）。从长 6_3^3 到长 6_3^2 小层、长 6_3^1 到长 6_2^2 小层，短期基准面分别呈下降趋势，密井网区 I 类和 II 类储层的分布范围和平均厚度增加，III 类储层分布范围和平均厚度减小（图7，图9）；反之，随着短期基准面在长 6_2^2 到长 6_2^1 小层不断上升，I 类储层和 II 类储层的分布范围及在垂向上的平均厚度明显减小，III 类储层分布范围和平均厚度明显增加（图7，图9）。整体而言，长 6_3^3 小层 I、II 类储层平均厚度最大，分别约为 6 m 和 12 m，而长 6_2^1 小层的 III 类储层平均厚度最大，约为 4 m。

3.4 储层质量平面分布样式

尽管在剖面上砂体不同部位表现出不同的储层

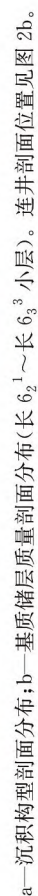
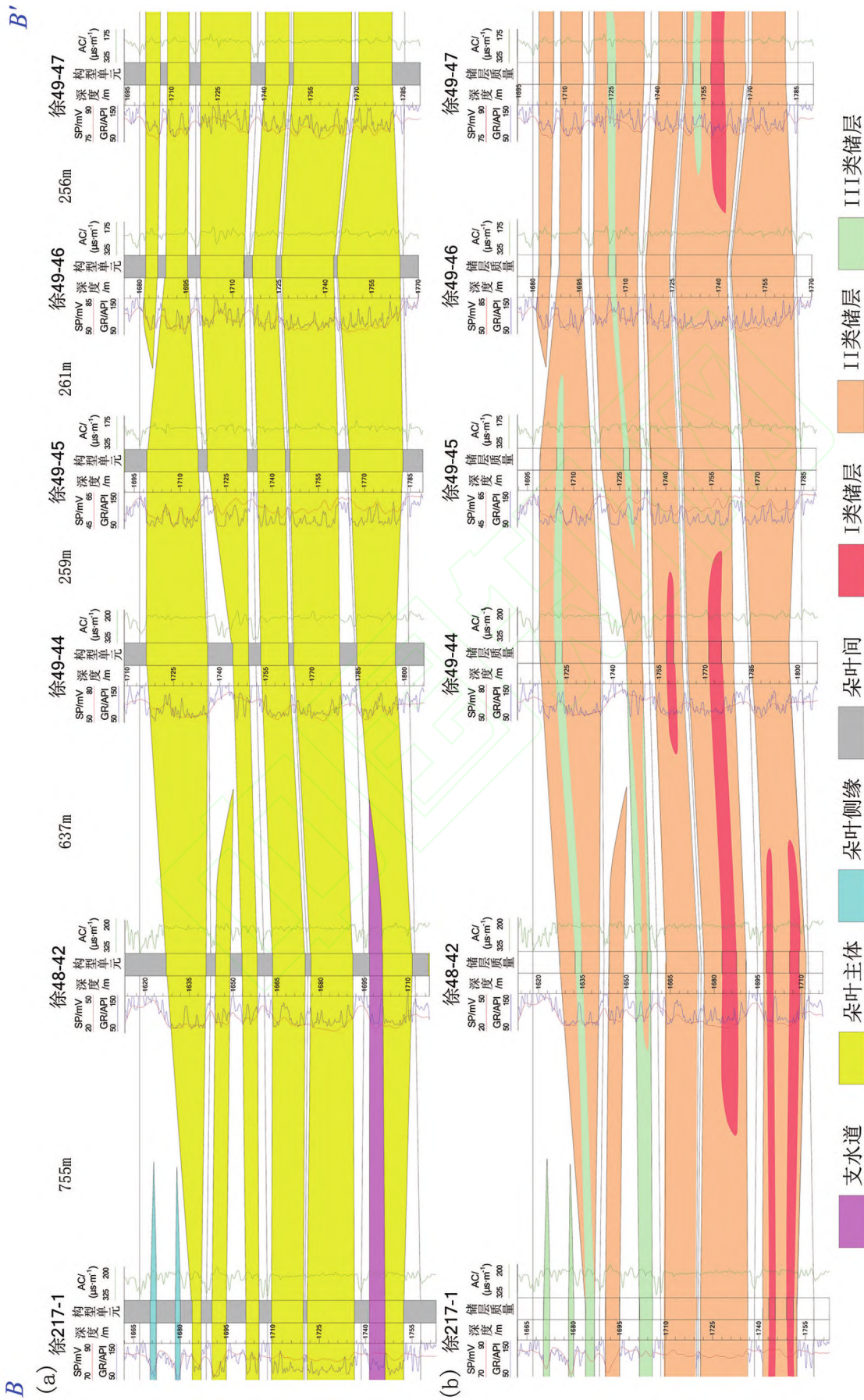


Fig. 7 Profile distribution of the architecture and matrix reservoir quality perpendicular to the paleocurrent direction in the dense well area of the Heshui area



a—沉积构型剖面分布;b—基质储层质量剖面分布(长 6_2^1 ~长 6_3^3 小层)。连井剖面位置见图2b。

图8 合水地区密井网区顺古水流方向构型及基质储层质量剖面分布图

Fig. 8 Profile distribution of the architecture and matrix reservoir quality parameters in the dense well area of the Heshui area

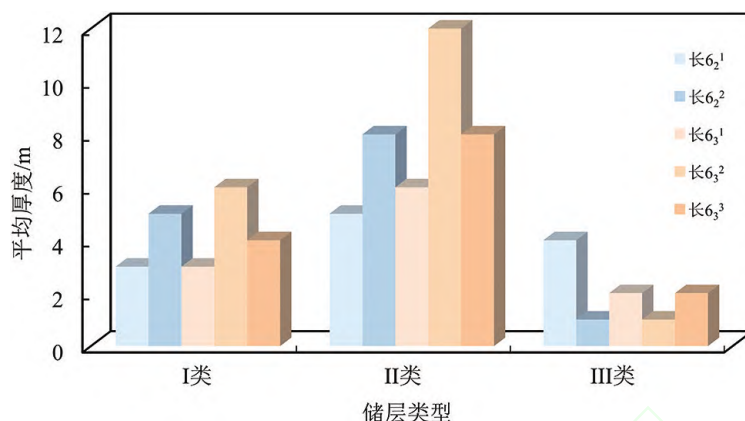


图9 合水地区密井网区长 6_3^3 小层—长 6_2^1 小层不同类型储层的平均厚度

Fig. 9 Histogram showing the average thickness of different types of matrix reservoirs in the Chang 6_3^3 small layer to Chang 6_2^1 small layer in the dense well area of the Heshui area

质量(图7,图8),储层质量的平面分布仅展现了优势储层质量的分布。平面上,研究区湖底扇致密砂岩储层相对优势的I类和II类储层比较发育,而III类储层分布较少(图10和图11)。小层内部的基质储层质量也表现出不同的分布样式,可分为以下4种类型。

(1)宽带状I类与连片状II类储层组合。该类型主要分布在支水道砂体和朵叶主体都十分发育、砂体呈连片状展布的小层。密井网区的长 6_2^2 小层和长 6_3^2 小层主要发育该类分布样式,小层内I类

储层主要呈宽带状分布在支水道和朵叶主体的中部,II类储层主要呈连片状分布在朵叶主体中,也可分布在水道边缘(图10)。在同一构型单元中,由于岩相组合类型、成岩演化过程不同,可导致储层质量差异。如图10所示,庄211井和庄183井均发育支水道沉积,其中庄211井交错层理细砂岩表现为I类储层,溶解作用相对较强、胶结作用相对较弱,而庄183井块状层理细砂岩表现为II类储层,溶解作用相对中等、胶结作用相对较弱。

(2)窄带状I类与连片状II类储层组合。该类型

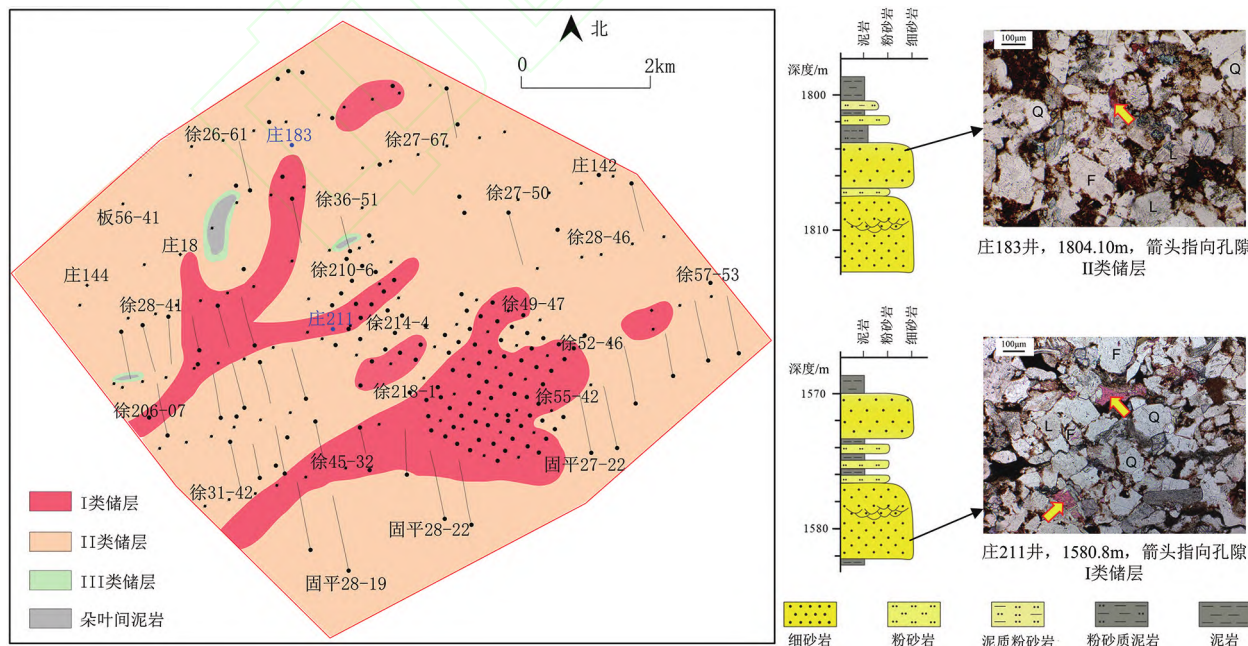


图10 合水地区密井网区长 6_3^2 小层基质储层质量平面分布

Fig. 10 Plane distribution of the matrix reservoir quality of the Chang 6_3^2 small layer in the dense well area of the Heshui area

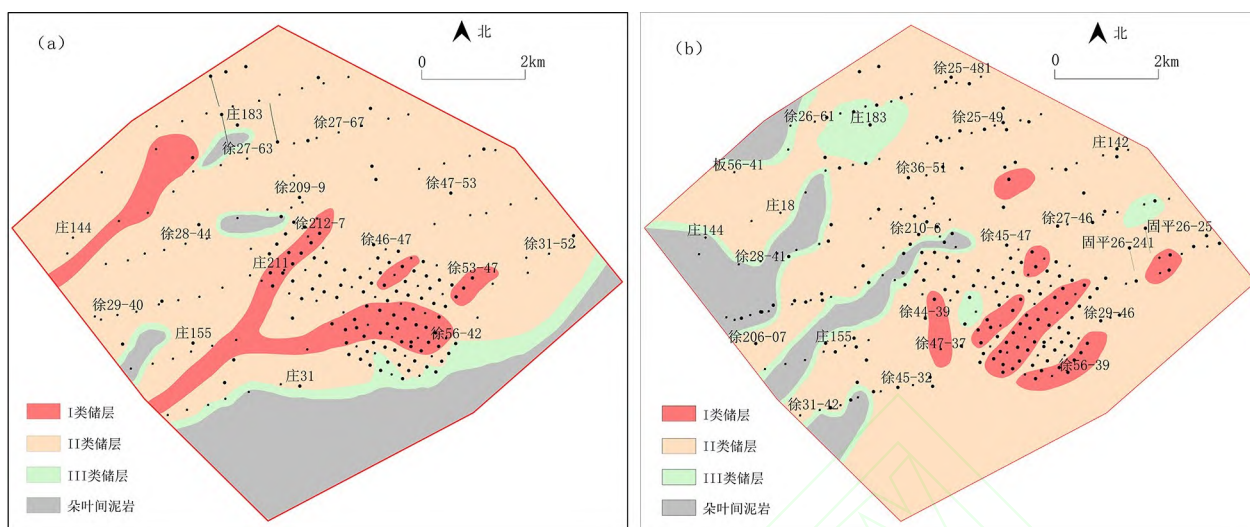
a—长 6_3^3 小层; b—长 6_2^1 小层。

图 11 合水地区密井网区基质储层质量平面分布

Fig. 11 Plane distributions of the matrix reservoir quality in the dense well area of the Heshui area

型主要分布在朵叶间泥岩较为发育的长 6_3^1 和长 6_3^3 小层。小层内 I 类储层主要呈窄带状分布在支水道或朵叶体中部, II 类储层主要呈连片状分布在朵叶主体中, III 类储层主要是发育在以强压实或强胶结作用为主的粉细砂岩中, 主要呈裙带状分布在朵叶侧缘(图 11a)。

(3) 透镜状 I 类与连片状 II 类储层组合。该类型主要分布在朵叶间泥岩非常发育、砂体不连续展布的小层。密井网区的长 6_2^1 小层南东部位砂体发育该类储层组合, I 类储层呈透镜状零星分布在支水道和朵叶主体中部, II 类储层呈连片状分布在朵叶主体, III 类储层相对不发育(图 11b)。

(4) 宽带状 II 类与裙带状 III 类储层组合。该类型也主要分布在朵叶间泥岩非常发育、砂体不连续展布的小层。密井网区长 6_2^1 小层北西部位砂体发育该类储层组合, II 类储层呈宽带状分布在朵叶主体中, III 类储层呈裙带状分布在朵叶侧缘, I 类储层不发育(图 11b)。

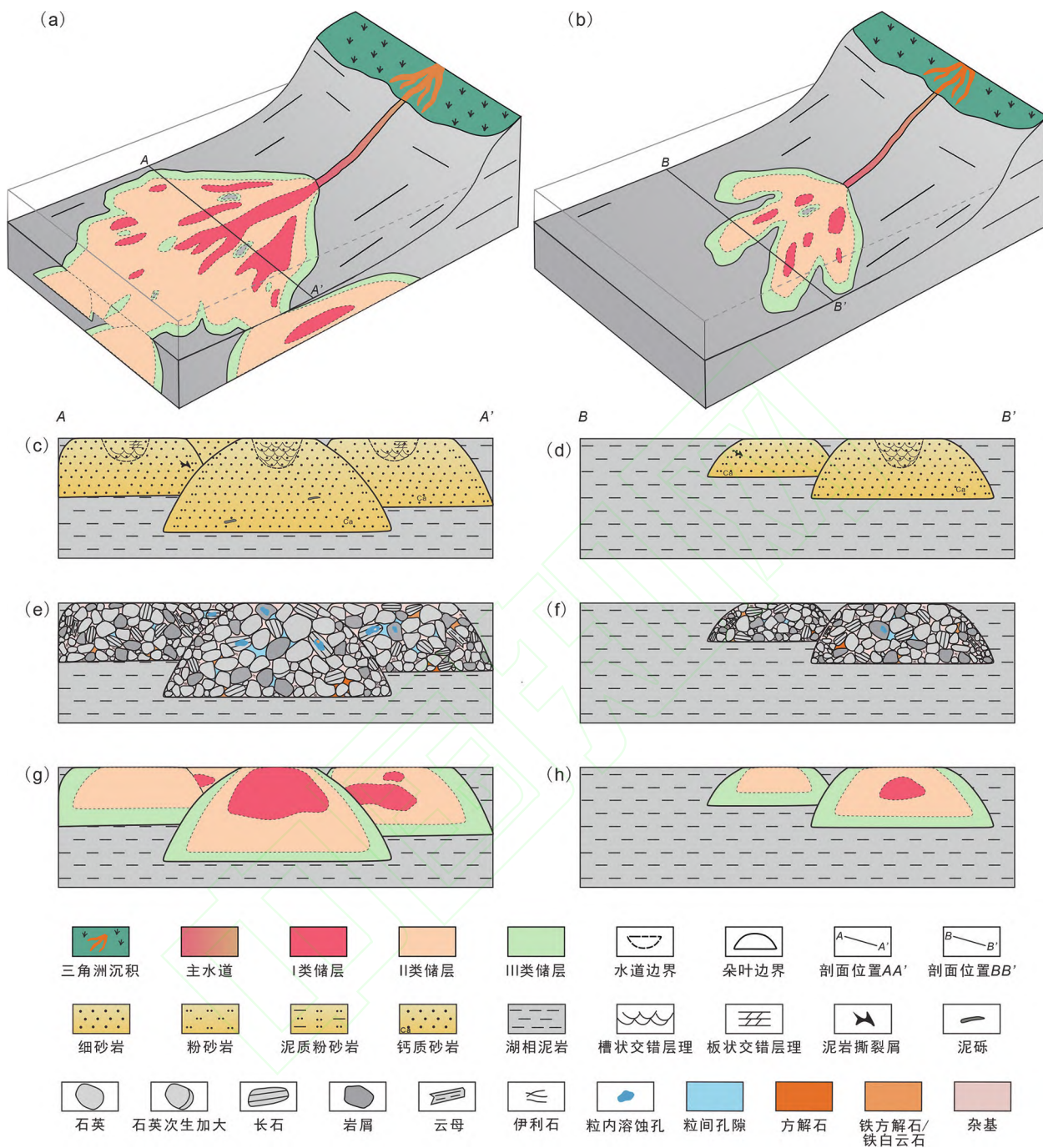
4 湖底扇致密砂岩储层质量差异空间分布模式

研究区湖底扇致密砂岩基质储层质量分布受到沉积构型和成岩作用共同控制, 不同岩相、不同构型单元类型及同一构型单元不同部位砂岩的成岩强度及基质储层质量存在明显差异, 建立了坳

陷湖盆湖底扇致密砂岩储层质量差异空间分布模式(图 12)。

湖底扇致密砂岩储层中 II 类储层分布最为广泛, I 类和 III 类储层分布相对较少。I 类储层主要发育在交错层理细砂岩 (Sc) 和块状层理细砂岩 (Sm) 中部, 溶解作用较强、胶结作用较弱, 主要分布在支水道和朵叶主体的中部, 呈条带状或透镜状展布; II 类储层主要发育在块状层理细砂岩 (Sm) 的中部, 溶解作用中等、胶结作用较弱, 分布在支水道的边部和朵叶主体部位, 主要呈连片状展布; III 类储层主要发育在朵叶体和支水道顶底部的细砂岩 (Sc 或 Sm) 中, 或朵叶侧缘的粉砂到极细粒砂岩 (Ss) 中, 主要发生强胶结作用或强压实作用, 主要呈裙带状分布在朵叶体边缘。整体而言, 在垂直古水流方向上, 基质储层质量的变化相对较大, 而在顺古水流方向上, 基质储层质量的变化相对较小; 从支水道的中心部位向边缘、从朵叶主体向朵叶边缘、从近物源到远物源位置, 基质储层质量由好变差。

致密砂岩基质储层质量分布样式与基准面旋回变化有关。湖底扇砂体呈连片状展布时, 主要发育宽带状 I 类与连片状 II 类储层组合、窄带状 I 类与连片状 II 类储层组合(图 12a); 湖底扇朵叶间泥岩非常发育时, 主要发育透镜状 I 类与连片状 II 类储层组合、宽带状 II 类与裙带状 III 类储层组合(图 12b)。随着基准面上升、朵叶间泥岩分布范围增加, I 类储层分布由宽带状、窄带状变为透镜状分



a—湖底扇致密砂岩基质储层质量分布模式:宽带状 I 类与连片状 II 类储层组合、窄带状 I 类与连片状 II 类储层组合;b—湖底扇致密砂岩基质储层质量分布模式:透镜状 I 类与连片状 II 类储层组合、宽带状 II 类与裙带状 III 类储层组合;c—AA' 沉积构型剖面分布图;d—BB' 沉积构型剖面分布图;e—AA' 微观孔隙结构示意图;f—BB' 微观孔隙结构示意图;g—AA' 基质储层质量剖面分布图;h—BB' 基质储层质量剖面分布图。

图 12 坳陷湖盆湖底扇致密砂岩储层质量差异空间分布模式

Fig. 12 Spatial distribution model of quality difference of tight sandstone reservoir in sublacustrine fan of depression lacustrine basin

布为主,朵叶体边缘呈裙带状展布的 III 类储层分布范围明显增大。

5 结论

(1)合水地区长 6 致密砂岩储层质量由好到差

依次可划分为 I、II 和 III 类。I 类储层以大粒间孔—粒内孔—宽片状喉道组合为主,可动流体饱和度主要大于 35%,孔隙度主要大于 10%,渗透率主要大于 0.1 mD;II 类储层以小粒间孔—宽片状喉道组合为主,可动流体饱和度主要分布在 15%~40%,孔隙度主要为 3%~12%,渗透率主要为 0.01~

0.1 mD;III类储层主要发育粒内孔-微孔隙群-窄片状喉道组合、微孔隙群-窄片状喉道组合,可动流体饱和度主要小于15%,孔隙度主要小于5%,渗透率主要小于0.01 mD。

(2)I类储层主要分布在支水道中部和朵叶主体中部,呈条带状或透镜状展布;II类储层分布最为广泛,主要分布在支水道边部和朵叶主体部位,主要呈连片状分布;III类储层主要呈裙带状分布在朵叶侧缘。整体上,从支水道的中心向边缘、从朵叶主体向朵叶边缘、从近物源到远物源的位置,基质储层质量由好变差。

(3)湖底扇不同类型基质储层具有4种平面组合样式。湖底扇砂体呈连片状展布时,主要发育宽带状I类与连片状II类储层组合、窄带状I类与连片状II类储层组合;湖底扇朵叶间泥岩非常发育时,主要发育透镜状I类与连片状II类储层组合、宽带状II类与裙带状III类储层组合。

(4)不同类型基质储层厚度与小层砂体厚度之间具有相关关系,当小层砂体厚度大于10 m时,随着砂体厚度增加,II类比I类储层厚度具有更加明显的增大趋势;当小层砂体厚度小于10 m时,III类储层明显发育。同时,小层内发育的基质储层类型及规模与基准面旋回的变化密切相关。

参考文献

- [1] LAW B E, CURTIS J B. Introduction to unconventional petroleum systems[J]. AAPG Bulletin, 2002, 86(11): 1851-1852.
- [2] FIC J, PEDERSEN P K. Reservoir characterization of a "tight" oil reservoir, the middle Jurassic Upper Shaunavon Member in the Whitemud and Eastbrook pools, SW Saskatchewan[J]. Marine and Petroleum Geology, 2013, 44: 41-59.
- [3] 贾承造, 郑民, 张永峰. 中国非常规油气资源与勘探开发前景[J]. 石油勘探与开发, 2012, 9(2): 129-136.
- [4] 王香增. 鄂尔多斯盆地延长探区低渗致密油气成藏理论进展及勘探实践[J]. 地学前缘, 2023, 30(1): 143-155.
- [5] 赵政璋, 杜金虎. 致密油气[M]. 北京: 石油工业出版社, 2012.
- [6] WANG W, YUE D, ERIKSSON K A, et al. Qualitative and quantitative characterization of multiple factors that influence movable fluid saturation in lacustrine deep-water gravity-flow tight sandstones from the Yanchang Formation, southern Ordos Basin, China[J]. Marine and Petroleum Geology, 2020, 121: 104625.
- [7] 中国国家标准化管理委员会. GB/T 34906-2017 致密油地质评价方法[S]. (2017-11-01) [2018-05-01]. <https://openstd.samr.gov.cn/bzgk/gb/newGbInfo?hcno=CCD6AD6C921E343B01478C9A9E4ECC01>
- [8] 姚泾利, 邓秀芹, 赵彦德, 等. 鄂尔多斯盆地延长组致密油特征[J]. 石油勘探与开发, 2013, 40(2): 150-158.
- [9] 李桢. 致密砂体内部成岩非均质与储层质量差异研究——以红河油田延长组浅水三角洲分流河道带为例[D]. 北京: 中国石油大学(北京), 2018.
- [10] TALLING P J. On the triggers, resulting flow types and frequencies of subaqueous sediment density flows in different settings[J]. Marine Geology, 2014, 352: 155-182.
- [11] YUE D, WU S, XU Z, et al. Reservoir quality, natural fractures, and gas productivity of upper Triassic Xujiahe tight gas sandstones in western Sichuan Basin, China[J]. Marine and Petroleum Geology, 2018, 89: 370-386.
- [12] 蒋恕, 王浩, 郭涛, 等. 渤海湾盆地辽东湾拗陷盆地隆起缓坡带重力流沉积形态及其控制因素[J]. 石油与天然气地, 2022, 43(4): 823-832.
- [13] 梁晓伟, 鲜本忠, 冯胜斌, 等. 鄂尔多斯盆地陇东地区长7段重力流砂体构型及其主控因素[J]. 沉积学报, 2022, 40(3): 641-652.
- [14] 潘树新, 刘化清. 大型拗陷湖盆异重流成因的水道—湖底扇系统: 以松辽盆地白垩系嫩江组一段为例[J]. 石油勘探与开发, 2017, 44(6): 860-870.
- [15] 董艳蕾, 朱筱敏, 韦敏鹏, 等. 敦煌盆地五墩凹陷侏罗系层序地层格架与沉积体系分布[J]. 地学前缘, 2021, 28(1): 177-189.
- [16] MORAD S, AL-RAMADAN K, KETZER J M, et al. The impact of diagenesis on the heterogeneity of sandstone reservoirs: A review of the role of depositional facies and sequence stratigraphy[J]. AAPG Bulletin, 2010, 94(8): 1267-1309.
- [17] MORAD S, KETZER J M, DE ROS L F. Spatial and temporal distribution of diagenetic alterations in siliciclastic rocks: implications for mass transfer in sedimentary basins[J]. Sedimentology, 2000, 47(s1): 95-120.
- [18] LI Z, WU S, XIA D, et al. Diagenetic alterations and reservoir heterogeneity within the depositional facies: A case study from tributary-channel belt sandstone of Upper Triassic Yanchang Formation reservoirs (Ordos Basin, China)[J]. Marine and Petroleum Geology, 2017, 86: 950-971.
- [19] 尹帅, 张子阳, 张星星, 等. 扇三角洲前缘非常规致密油储层裂缝发育模式: 以泌阳凹陷东南部古近系核三段为例[J]. 地学前缘, 2024, 31(5): 139-155.
- [20] 胡明毅, 邓猛, 胡忠贵, 等. 四川盆地石炭系黄龙组储层特征及主控因素分析[J]. 地学前缘, 2015, 22(3): 310-321.
- [21] YANG T, CAO Y, FRIIS H, et al. Genesis and distribution pattern of carbonate cements in lacustrine deep-water gravity-flow sandstone reservoirs in the third member of the Shahejie Formation in the Dongying Sag, Jiyang Depression,

- Eastern China[J]. Marine and Petroleum Geology, 2018, 92: 547-564.
- [22] LIU J, XIAN B, WANG J, et al. Sedimentary architecture of a sub-lacustrine debris fan: Eocene Dongying Depression, Bohai Bay Basin, east China [J]. Sedimentary Geology, 2017, 362: 66-82.
- [23] 赵晓明, 刘丽, 谭程鹏, 等. 海底水道体系沉积构型样式及控制因素: 以尼日尔三角洲盆地陆坡区为例[J]. 古地理学报, 2018, 20(5): 825-840.
- [24] 张佳佳, 吴胜和. 海底扇朵叶沉积构型研究进展[J]. 中国海上油气, 2019, 31(5): 88-106.
- [25] ZHANG J, WU S, HU G, et al. Application of four-dimensional monitoring to understand reservoir heterogeneity controls on fluid flow during the development of a submarine channel system. AAPG Bulletin, 2018, 102 (10): 2017-2044.
- [26] 屈雪峰, 王武荣, 谢启超, 等. 坳陷湖盆湖底扇储层单砂体构型: 以鄂尔多斯盆地合水地区三叠系长 6 油层组为例[J]. 地球科学与环境学报, 2021, 43(5): 850-867.
- [27] 杨俊杰. 鄂尔多斯盆地构造演化与油气分布规律[M]. 北京: 石油工业出版社, 2002.
- [28] 刘帅, 阮壮, 杨志辉, 等. 鄂尔多斯盆地南缘中晚三叠世物源演变及其地质意义 [J]. 古地理学报, 2019, 21 (6): 939-958.
- [29] 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.
- [30] 李相博, 姚泾利, 刘化清, 等. 鄂尔多斯盆地中生界低幅度隆起造成成因类型及其对油气分布的控制作用[J]. 现代地质, 2013, 27(4): 755-764.
- [31] 杨克文, 史成恩, 万晓龙, 等. 鄂尔多斯盆地长 8、长 6 天然裂缝差异性研究及其对开发的影响[J]. 西安石油大学学报 (自然科学版), 2008, 23(6): 37-41.
- [32] LI X, Liu H, Pan S, et al. Subaqueous sandy mass-transport deposits in lacustrine facies of the Upper Triassic Yanchang Formation, Ordos Basin, Central China[J]. Marine and Petroleum Geology, 2018, 97: 66-77.
- [33] WANG W, YUE D, ERIKSSON K A, et al. Quantification and prediction of pore structures in tight oil reservoirs based on multifractal dimensions from integrated pressure- and rate-controlled porosimetry for the Upper Triassic Yanchang Formation, Ordos Basin, China [J]. Energy and Fuels, 2020, 34(4): 4366-4383.
- [34] 刘自亮, 朱筱敏, 廖纪佳, 等. 鄂尔多斯盆地西南缘上三叠统延长组层序地层学与砂体成因研究[J]. 地学前缘, 2013, 20(2): 1-9.
- [35] 王文枫, 岳大力, 赵继勇, 等. 利用地震正演模拟方法研究地层结构——以鄂尔多斯盆地合水地区延长组三段为例[J]. 石油地球物理勘探, 2020, 55(2): 411-418.
- [36] WANG W, YUE D, ZHAO J, et al. Diagenetic alteration and its control on reservoir quality of tight sandstones in lacustrine deep-water gravity-flow deposits: A case study of the Yanchang Formation, southern Ordos Basin, China[J]. Marine and Petroleum Geology, 2019, 110: 676-694.
- [37] 韩扬. 鄂尔多斯盆地板桥-合水地区长 6 储层微观孔隙结构及渗流特征研究[D]. 西安: 西北大学, 2020.
- [38] 吴胜和. 储层表征与建模[M]. 北京: 石油工业出版社, 2010.
- [39] LI S, CHENG L, LI X, et al. Nonlinear seepage flow of ultralow permeability reservoirs[J]. Petroleum Exploration and Development, 2008, 35: 606-612.
- [40] ZOU C, YANG Z, TAO S, et al. Nano-hydrocarbon and the accumulation in coexisting source and reservoir[J]. Petroleum Exploration and Development, 2012, 39: 15-32.
- [41] 吴蒙, 秦勇, 王晓青, 等. 中国致密砂岩储层流体可动性及其影响因素[J]. 吉林大学学报(地球科学版), 2021, 51(1): 35-51.
- [42] LYU C, NING Z, WANG Q, et al. Application of NMR T2 to pore size distribution and movable fluid distribution in tight sandstones [J]. Energy and Fuels, 2018, 32: 1395-1405.
- [43] QIAO J, ZENG J, MA Y, et al. Effects of mineralogy on pore structure and fluid flow capacity of deeply buried sandstone reservoirs with a case study in the Junggar Basin[J]. Journal of Petroleum Science and Engineering, 2020, 189: 106986.
- [44] AL-MAHROOQI S H, GRATTONI C A, MOSS A K, et al. An investigation of the effect of wettability on NMR characteristics of sandstone rock and fluid systems[J]. Journal of Petroleum Science and Engineering, 2003, 39: 389-398.
- [45] 张姮妤, 高庆冕, 齐秀丽. 薄差水淹层 Fisher 判别分析方法[J]. 大庆石油地质与开发, 2016, 35(4): 147-151.
- [46] 吴浩, 刘锐娥, 纪友亮, 等. 典型致密砂岩气储层孔隙结构分类及其意义: 以鄂尔多斯盆地盒 8 段为例[J]. 天然气地球科学, 2016, 27(5): 835-843.