

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

罗静兰¹, 罗晓容², 白玉彬³, 罗春燕¹, 白雪见¹, 李向军¹, 李 弛¹

(1. 西北大学 大陆动力学国家重点实验室, 陕西 西安 710069; 2. 中国科学院地质与
地球物理研究所 中国科学院油气资源研究重点实验室, 北京 100029;
3. 西安石油大学 地球科学与工程学院, 陕西 西安 710065)

摘 要:通过岩芯观察、常规薄片与铸体薄片显微镜下鉴定与定量统计, 利用电镜扫描、图像孔喉分析、荧光分析、孔隙度与渗透率、毛细管压力测定, 以及流体包裹体均一温度、激光拉曼成分测定, 结合前期鄂尔多斯盆地西南缘长 8—长 6 砂岩碎屑锆石 LA-ICP-MS 微区 U-Pb 定年物源示踪研究成果, 分析了鄂尔多斯盆地西南部上三叠统长 7 致密浊积砂岩类型及其骨架矿物成分对砂岩成岩作用、成岩产物与成岩演化过程的制约, 讨论了差异性成岩演化过程对砂岩致密化时序、储层孔隙演化与储集质量的影响。结果表明:受源区母岩性质的影响, 长 7 砂岩类型及骨架矿物成分及其含量存在一定差别, 并在纵向上呈现出规律变化; 砂岩类型及骨架矿物成分在很大程度上影响成岩演化过程, 后者致使储层的致密化过程在时间上有先有后, 最终导致长 7 各砂岩类型的孔隙演化和孔隙结构特征、储层储集质量及其在时空分布上的强非均质性。

关键词:岩石学组分; 差异化成岩演化; 储层致密化时序; 孔隙演化; 浊积砂岩; 长 7; 鄂尔多斯盆地
中图分类号: P618.130.2; TE122 **文献标志码:** A

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

LUO Jing-lan¹, LUO Xiao-rong², BAI Yu-bin³, LUO Chun-yan¹,
BAI Xue-jian¹, LI Xiang-jun¹, LI Chi¹

(1. State Key Laboratory of Continental Dynamics, Northwest University, Xi'an 710069, Shaanxi, China;
2. Key Laboratory of Petroleum Resource Research, Institute of Geology and Geophysics,
Chinese Academy of Sciences, Beijing 100029, China; 3. School of Earth Sciences and
Engineering, Xi'an Shiyou University, Xi'an 710065, Shaanxi, China)

Abstract: The diagenesis, authigenic products and diagenetic evolution process restricted by the sandstone detrital components of Upper Triassic Chang-7 turbidite sandstones from the southwester Ordos Basin were studied. Impact of the differential diagenetic evolution process on the chronological tightening, pore evolution and sandstone reservoir quality was also elucidated, based upon observation of cores, observation, identification and quantitative statistics of

收稿日期: 2015-04-10

基金项目: 国家自然科学基金项目(41272138); 国家科技重大专项项目(2011ZX05008-004-61, 2011ZX05001-004-008)

作者简介: 罗静兰(1957-), 女, 甘肃榆中人, 教授, 理学硕士, E-mail: jlluo@nwu.edu.cn.

conventional, fluorescent and casting thin sections by vacuum impregnated with epoxy resin under microscope equipped by fluorescence system, measurement of sandstone pore and pore throat image, porosity and permeability, capillary pressure, and analysis of homogenization temperature and Laser-Raman chemical composition of fluid inclusions, combined with the previous research result of the LA-ICP-MS in-situ U-Pb dating provenance tracing from the detrital zircons in the Chang-8-Chang-6 sandstones. The results show that the Chang-7 sandstone types and their petrological components and primary reservoir capacity are controlled by provenance and parent rocks; distribution of the sandstone type and the detrital minerals shows some regulation vertically; the sandstone types and the skeleton minerals influence the diagenetic process and experience certain differential diagenetic evolution process, and finally lead to sandstones tightened chronologically, which result in heterogeneity in the pore evolution, pore structure and reservoir quality heterogeneous distribution temporally and spatially.

Key words: petrological component; differential diagenetic evolution; reservoir chronological densification; pore evolution; turbidite sandstone; Chang-7; Ordos Basin

0 引言

长期以来,鄂尔多斯盆地中生界三叠系延长组长 7 段被作为生油层进行相关研究与勘探开发。随着对低渗透油气藏研究的深入、认识与思路的转变以及勘探力度的加大,自 2000 年开始在盆地湖盆沉积中心及其相邻地区发现了以内陆坳陷湖盆三角洲前缘、半深湖—深湖相砂质碎屑流与滑塌重力流浊积砂岩为主的大面积连续分布的低渗岩性油藏^[1-4],特别是盆地西南部与南部长 7 段湖相烃源岩中发现的产油井均位于浊积砂体中^[5-6],从而认识到长 7 段浊积砂体是鄂尔多斯盆地石油储产量的重要接替层位。前人对长 7 浊积砂体的研究已经在沉积特征与发育演化模式^[7-10]、成因机制^[3,11-12]、成藏条件与成藏特征^[5-6,13-15]、烃源岩特征^[16-17]及油藏渗流特征^[18]等方面获得了一批重要成果与认识。但是对于长 7 段砂岩类型及其骨架矿物成分引起的差异性成岩演化过程与致密化时序及其对储层质量影响的精细研究依然缺乏。

近年来,砂岩的物质成分及其差异性成岩演化过程造成的储层物性非均质性已引起国内外学者的广泛关注^[19-24]。鄂尔多斯盆地不同地区由于源区母岩性质不同,砂岩的类型与矿物成分存在差别^[22,25]。不同砂岩类型的岩石学组分在成岩作用过程中发生的变化、水-岩反应产物及其空间分布、成岩演化过程存在较明显的差异,进而决定了各砂岩的孔隙发育状况、孔隙结构特征及储集性能与产能的优劣^[22-23,26]。本文对鄂尔多斯盆地西南部上三叠统延长组长 7 浊积砂体的砂岩类型以及与砂岩物

质组分相关的成岩作用特征、差异性成岩-油气充注-致密化过程及其对孔隙演化和储层质量的影响进行了较为深入的研究。研究成果对于深入理解中国各大盆地中低孔低渗、致密砂岩储层的成因和储层非均质性,预测相对优质储层的时空分布均具有重要的理论意义与实际意义。

1 地质概况

研究区吴堡地区位于鄂尔多斯盆地西南部,地理位置位于陕西省志丹县吴堡乡,为上三叠统延长组沉积时期的湖盆中心,面积约 135 km²。钻遇地层自上而下为第四系、白垩系、侏罗系和三叠系。其中,上三叠统延长组是该区也是鄂尔多斯盆地主要的勘探目的层系。延长组一般按沉积旋回自下而上划分为长 10~长 1 等 10 个油层组。研究区主要含油层位为延长组长 6 段,其次为长 7、长 8 段。长 7 段为半深湖—深湖相泥页岩沉积,发育浊积砂体(图 1),由下至上可划分为长 7₃、长 7₂、长 7₁ 等 3 个小层。长 7 浊积砂体紧邻烃源岩,具有先天捕集油气的能力(图 1),成为有利的勘探靶区。长 7 油藏主要分布在长 7₂ 小层,其油气富集与成藏主要受长 7₃“张家滩页岩”烃源岩及长 7 有效砂体分布范围的控制^[17]。截至 2012 年底,研究区钻穿长 7 地层的探井 35 口,开发井 91 口,试油和试采井 48 口,其中 41 口井获得工业油流,最高试油日产油 21.68 m³。

1.1 长 6—长 8 沉积物源和沉积体系与相序组合

鄂尔多斯盆地西南缘构造演化与 LA-ICP-MS 砂岩碎屑锆石微区 U-Pb 同位素定年物源示踪研究结果^[27]显示,晚三叠世延长组长 8 沉积末期—长 7

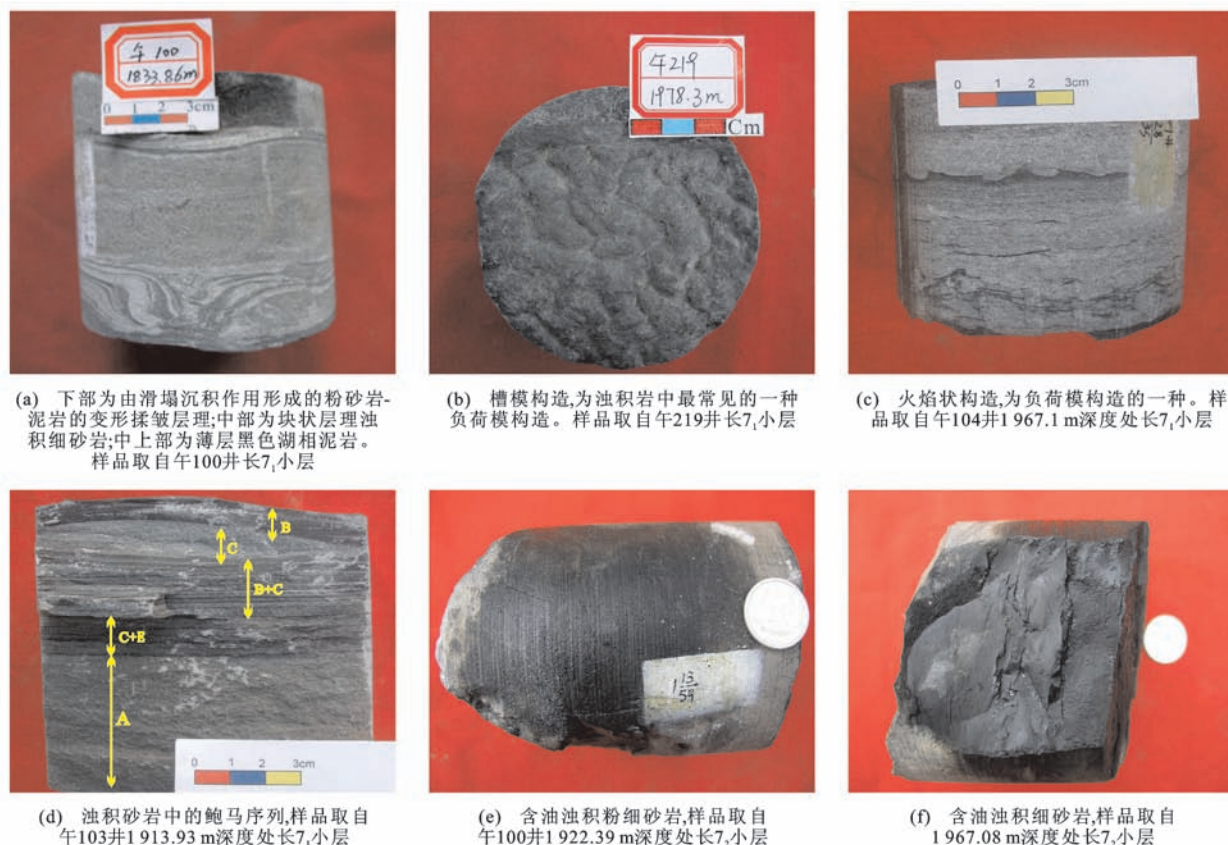


图1 长7浊积砂岩沉积特征与含油性

Fig. 1 Photos Show Sedimentary Characteristics of the Chang-7 Turbidite Sandstones and Their Hydrocarbon-bearing

沉积初期是鄂尔多斯盆地西南缘构造格局的重要转折期。受此构造格局转变的影响,源区位置及母岩性质及供给量发生了相应变化。盆地西南部长8沉积期(大于225 Ma)物源主要来自西缘阿拉善地块和西南缘祁连造山带稳定地块相对单一的古老结晶岩系及晚古生代岩浆物质;长7沉积期(220~225 Ma)除来自与长8沉积期相同的西缘与西南缘源区物质外,南部秦岭造山带新元古代和少量中生代早期以火成岩为主的物质开始输入盆地;长6沉积期(小于220 Ma)随着秦岭造山带伸展与隆升剥蚀的加剧,为盆地物质充填提供更多的陆源物质。此外,来自东北部源区的物质经过长途搬运也加入到长6段沉积物中^[25,28]。由此构造体制转变导致的源区位置与母岩性质的变化,致使盆地西南部长8、长7、长6段沉积体系与相序组合、砂体发育规模发生了相应的改变。长8沉积期,盆地西部与西南部地形相对较平坦,以辫状河三角洲及滨湖—浅湖沉积为主^[29]。长7沉积期,随南部秦岭造山带隆升加剧,湖盆沉积演化发生了重大变革,盆地西缘、西南缘地区坳陷幅度急剧增大,近源区形成冲积扇沉积,远源区则由扇三角洲沉积过渡为半深湖—深湖相与重力流沉积环

境。近源区形成由下部(长8)的三角洲平原向上部(长7、长6)的冲积扇,向上粒度变粗且水体变浅的进积沉积相序组合;远源区则由下部(长8)的三角洲前缘向上部(长7、长6)的深湖相与深湖重力流沉积,向上粒度变粗但水体变深的沉积相序演化,反映出物源供给不断加强、盆地沉降速率逐渐增大的一个过程^[27]。从长7₂沉积开始,随着南部秦岭造山带物源向盆内输入量的逐渐增大,研究区由北到南,由长7₃到长7₂,再到长7₁,砂体发育程度、砂体厚度及其连续性逐渐变好(图2)。这暗示了长7₃沉积期主要受西部与西南部物源的控制,长7₃砂体较厚地带主要分布在西北部;从长7₂开始,随着南部秦岭造山带物源向盆内输入量的逐渐增多,砂体较厚地带的位置逐渐向南移。

1.2 长7浊积砂岩储层物性特征

1463个长7浊积砂岩的实测物性数据统计结果显示:长7浊积砂岩储层的孔隙度为0.26%~16.2%,平均7.5%,其中,4%~10%的孔隙度占63.5%,孔隙度中值为6.1%;渗透率为(0.0033~6.6680)×10⁻³ mm²,平均0.173×10⁻³ mm²,其中,渗透率在(0.01~0.50)×10⁻³ mm²之间的占

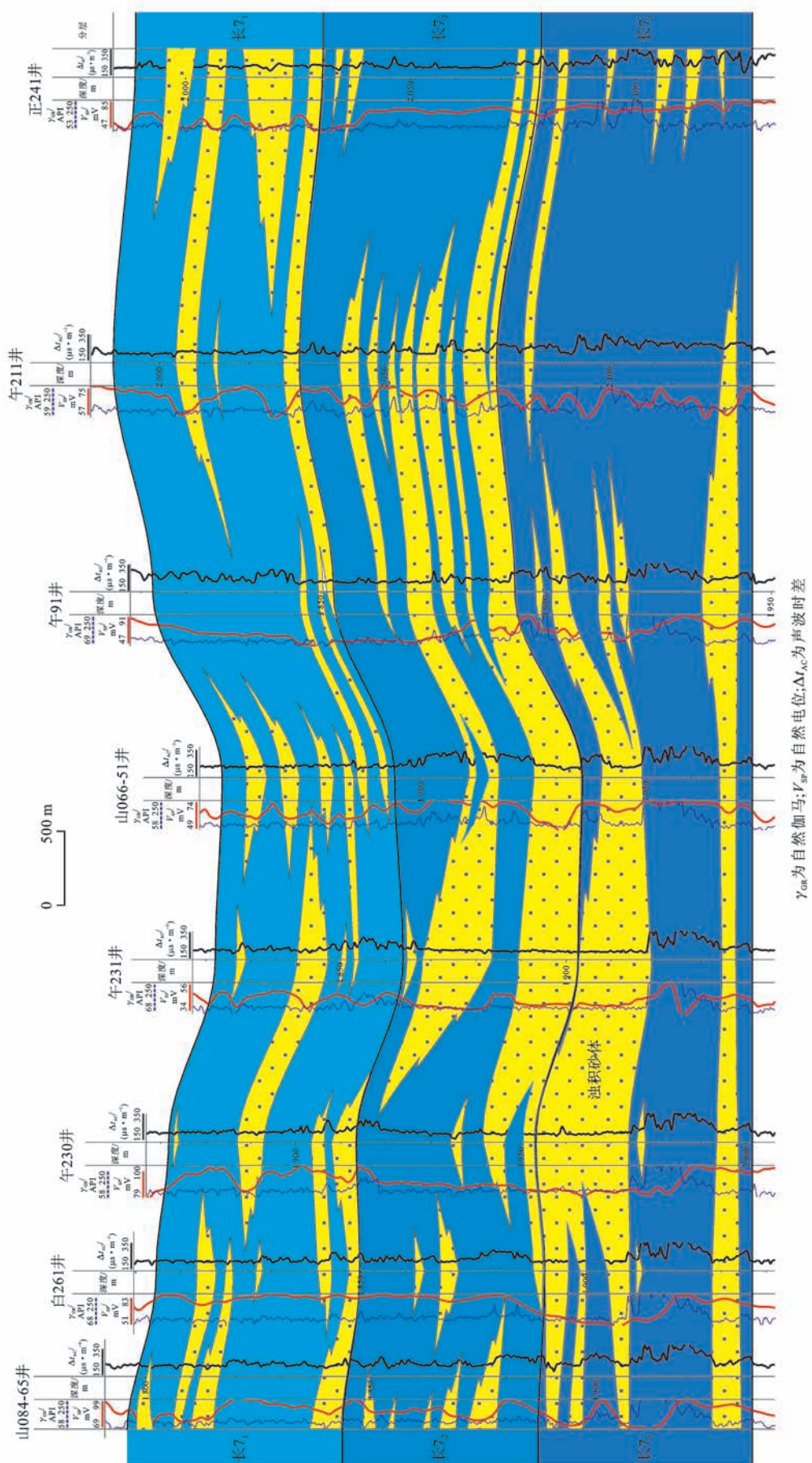
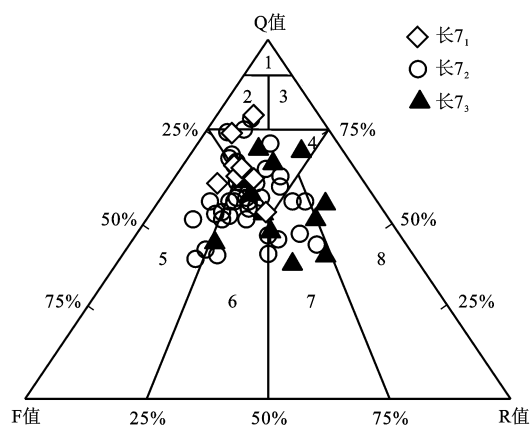


图 2 南北向长 7 油积砂体发育连井剖面
Fig. 2 Profile Map from the North to the South Showing the Chang-7 Turbidity Sandstone Body Development

82.5%,渗透率中值为 $0.066 \times 10^{-3} \text{ mm}^2$,属于典型的低孔、低渗—特低渗储层。储集空间(面孔率为0.1%~17.2%,平均3.4%)以次生溶孔为主(占总孔隙的62.2%),原生孔隙占27.0%,微裂缝较发育(占9.6%)。

2 长7砂岩类型与骨架矿物成分特征

长7浊积砂岩类型主要为长石砂岩、岩屑质长石砂岩、长石质岩屑砂岩,少量长石岩屑质石英砂岩(图3)。砂岩中的岩屑包括黑云母(含量(体积分数,下同)为1.0%~20.0%,平均为7.1%)、沉积岩岩屑(0.5%~19.0%,平均为4.5%)(泥岩、碳质泥岩、粉砂质泥岩等)、浅变质岩屑(0.5%~9.0%,平均为3.1%)(千枚岩、绢英岩、板岩和变质砂岩)及少量火成岩岩屑(0%~2.0%,平均为0.3%)(以粗面岩、安山岩、粗面岩岩屑为主),部分砂岩中含较多绿泥石碎屑和泥化或钙化碎屑颗粒。由长 7_3 到长 7_2 ,再到长 7_1 砂岩,骨架矿物中的长石特别是石英含量逐渐增加,岩屑含量逐渐减少(图3)。砂岩骨架矿物成分的这种变化规律,是长8末期—长7初期盆地西南缘随构造体制的转换,源区位置、物源与母岩成分供给的具体响应。长7沉积期研究区处于西南部、南部与东北部物源的混源地带,由长 7_3 小层到长 7_2 小层,再到长 7_1 小层,各源区进入盆地充填物质的比例不同,致使各小层砂岩中的矿物成分表现出一定差别。



1 为石英砂岩;2 为长石质石英砂岩;3 为岩屑质石英砂岩;4 为长石岩屑质石英砂岩;5 为长石砂岩;6 为岩屑质长石砂岩;7 为长石质岩屑砂岩;8 为岩屑砂岩

图3 长7砂岩类型

Fig. 3 Classification Diagram of the Chang-7 Sandstones

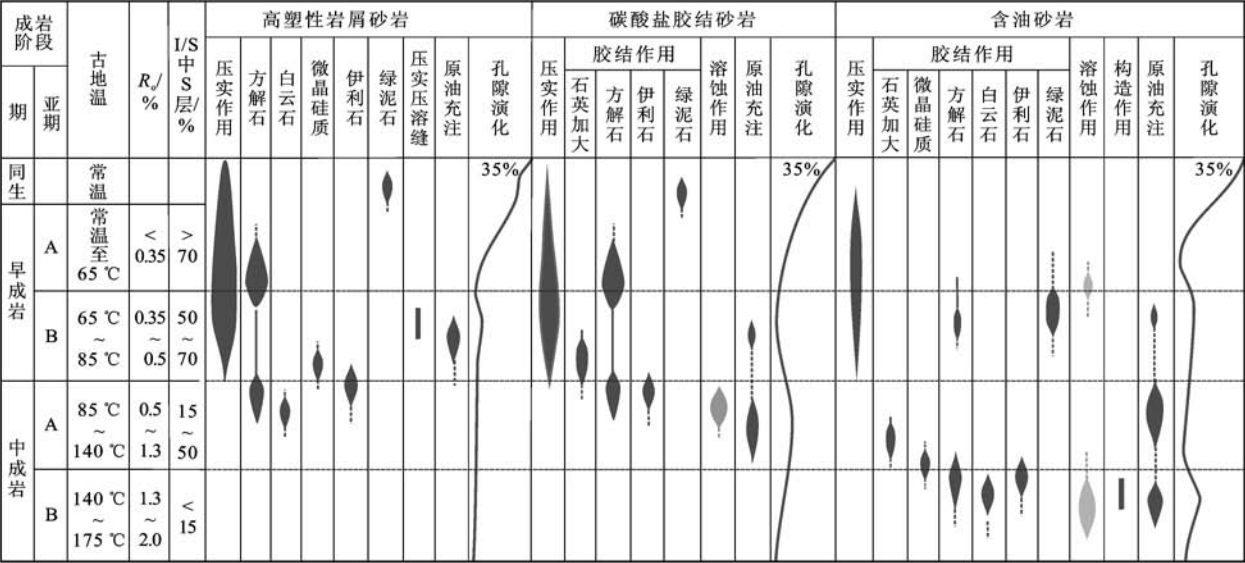
3 各砂岩的成岩演化序列

为了便于讨论成岩作用与成岩演化过程对各砂

岩孔隙结构与储集性能的影响,根据岩石学组分特征及其成岩演化过程的差异、砂岩的含油性特征,将长7砂岩划分为高塑性岩屑(塑性岩屑包括云母类、泥岩类等沉积岩岩屑,板岩、千枚岩等变质岩岩屑,安山岩、粗面岩、安山岩、玄武岩等火山岩岩屑以及绿泥石碎屑等的含量不低于20%)砂岩、碳酸盐胶结砂岩(碳酸盐胶结物含量不低于20%)和含油砂岩(油斑级以上)几种类型。将含量20%作为高塑性岩屑砂岩与碳酸盐胶结砂岩的划分标准是基于研究区长7砂岩的平均原始孔隙度(31.3%~38.5%,平均34.9%)(具体计算见第5节)、现今孔隙度(平均为7.5%,中值为6.1%)以及长庆油田致密砂岩油的物性下限(孔隙度不高于8%,渗透率不高于 $0.1 \times 10^{-3} \text{ mm}^2$)标准来考虑的,即长7砂岩的原始孔隙度减去现今孔隙度与粒间20%的填隙物之和,约等于致密砂岩油的孔隙度下限值。

本次成岩演化序列的建立主要基于各砂岩常规薄片、铸体薄片、荧光薄片、包裹体薄片的显微镜下胶结物类型、产状及其相互关系与形成序列,孔隙类型及其分布特征,流体包裹体岩相学特征及其与胶结物的关系,微观尺度下烃类充注在砂岩中的赋存形式、充注期次、各期烃类充注与成岩产物的关系及形成序列等大量微观证据与定量统计结果,结合各砂岩中含烃包裹体荧光特征与同期盐水包裹体均一温度测定结果,建立了长7各砂岩类型的成岩演化序列。总体上,长7砂岩经历了从早成岩阶段→中成岩阶段 A-B 期的包括压实作用、胶结作用(包括绿泥石、微晶方解石、石英次生加大与粒间硅质、伊利石、亮晶方解石等)、2次明显的溶蚀作用与3期烃类充注作用的整个成岩演化过程。但由于砂岩类型及其矿物成分的差异,各砂岩的成岩作用与成岩演化过程以及孔隙演化有一定差异(图4)。

高塑性岩屑砂岩的重要成岩作用发生在早期成岩阶段,其成岩演化序列为:绿泥石膜→微晶方解石→压实作用→烃类充注 I →硅质→伊利石→亮晶方解石→白云石(图4)。碳酸盐胶结砂岩经历的成岩作用相对较简单,其成岩演化序列为:绿泥石薄膜→微晶方解石→压实作用→烃类充注 I →石英加大→伊利石→亮晶方解石→溶蚀作用→烃类充注 II (图4)。含油砂岩经历了较复杂的多期成岩作用及3期烃类充注过程,其成岩演化序列为:(溶蚀作用 I →烃类 I)→绿泥石膜 I →微晶方解石→压实作用→烃类 II →石英加大→硅质→伊利石→亮晶方解石→白云石→构造裂缝→溶蚀作用 II →烃类 III (图4)。



R_0 为镜质体反射率;I/S 中 S 层表示伊/蒙混层中蒙脱石含量
图 4 长 7 各砂岩类型的成岩演化序列与孔隙演化

Fig. 4 Diagram Showing Diagenetic Evolution Sequence and Pore Evolution of the Chang-7 Major Three Sandstones

4 各砂岩差异性成岩演化过程与储层致密化时序

砂岩类型与原始矿物成分影响着成岩作用路径及其成岩产物特征,最终导致孔隙结构特征之间的差异^[23]。

4.1 高塑性岩屑砂岩

成岩作用与成岩演化序列研究显示,高塑性岩屑砂岩的成岩作用主要发生在早期成岩阶段。早期成岩作用阶段由于受压实作用的影响强烈,其中的塑性岩屑普遍发生扭曲变形、吸水膨胀及假杂基化,使大量粒间孔隙与喉道堵塞(图 5)。经过早成岩阶段 A-B 期大部分孔隙丧失或丧失殆尽,已成为低孔低渗储层甚至致密储层。由于这类砂岩在压实作用过程中孔隙迅速减少,深埋后基本不能为后期流体

活动提供有效空间,后期胶结作用的程度及其产物的量有限。

高塑性岩屑砂岩的孔隙不发育、物性与含油性差,砂岩的孔隙度低于 8%,渗透率低于 0.1 mD,多为干层与油迹砂岩(图 6)。含油砂岩(油斑级以上)中的岩屑含量大多低于 20%,塑性岩屑含量低于 15%;孔隙度、渗透率越高,含油性越好(图 6)。但一部分高岩屑含量砂岩在压实过程中往往形成一些(定向)压实(压溶)裂缝,早期烃类充注一般沿这些压实微裂缝分布(图 7)。

4.2 碳酸盐胶结砂岩

长 7 砂岩中的碳酸盐胶结物主要为方解石。薄片镜下观察表明,早期方解石主要为基底式胶结,被方解石胶结的砂岩颗粒多呈漂浮状[图 8(a)、(b)],方解石胶结物内的流体包裹体均一温度较低(80 ℃~

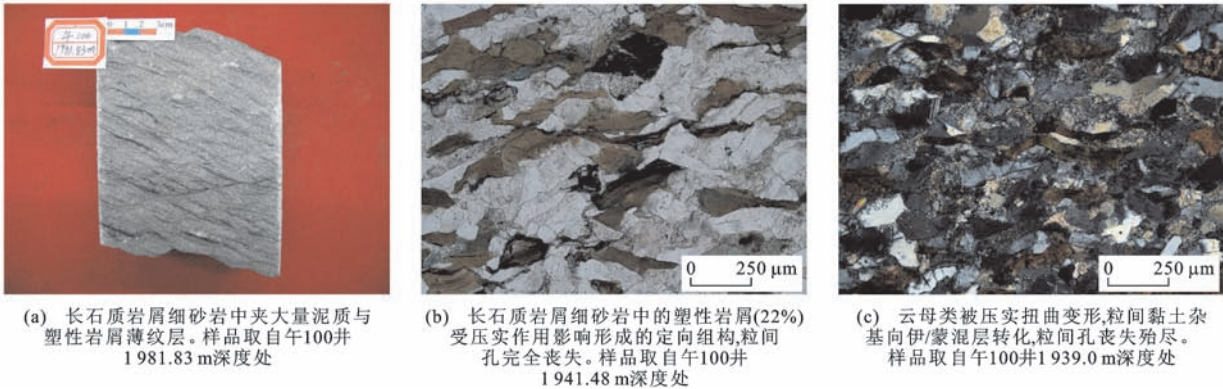


图 5 高塑性岩屑砂岩经历强烈的压实作用

Fig. 5 Photos Show High Plastic Detrital-bearing Litharenite Experiences an Intensive Mechanical Compaction

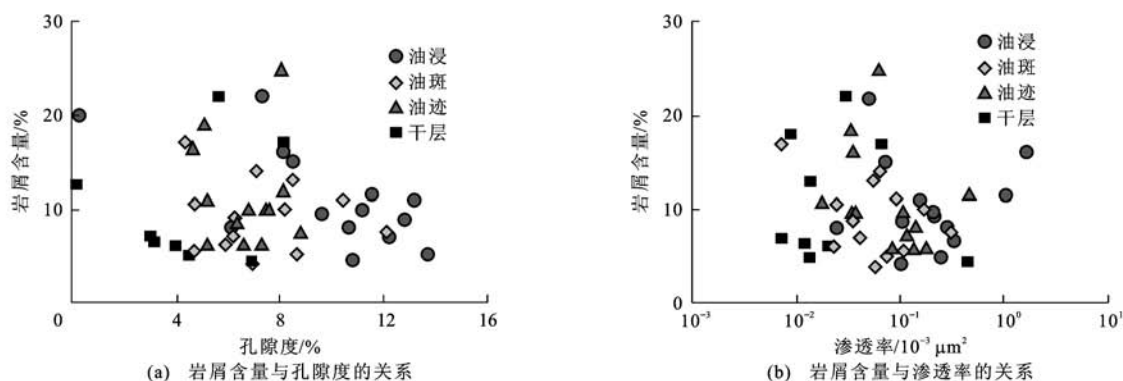


图 6 砂岩塑性岩屑含量与孔隙度、渗透率的关系

Fig. 6 Diagrams of Plastic Detrital Content vs. Porosity and Permeability of Sandstones

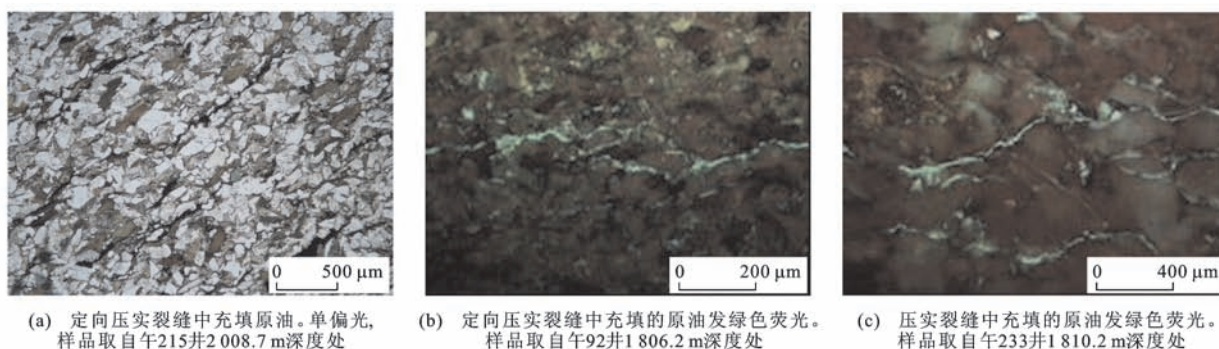


图 7 少量原油充填于高塑性岩屑砂岩的压实裂缝中

Fig. 7 Photos Display Little Oil Filled in the Compacted Fissures of High Plastic Detrital-bearing Litharenite

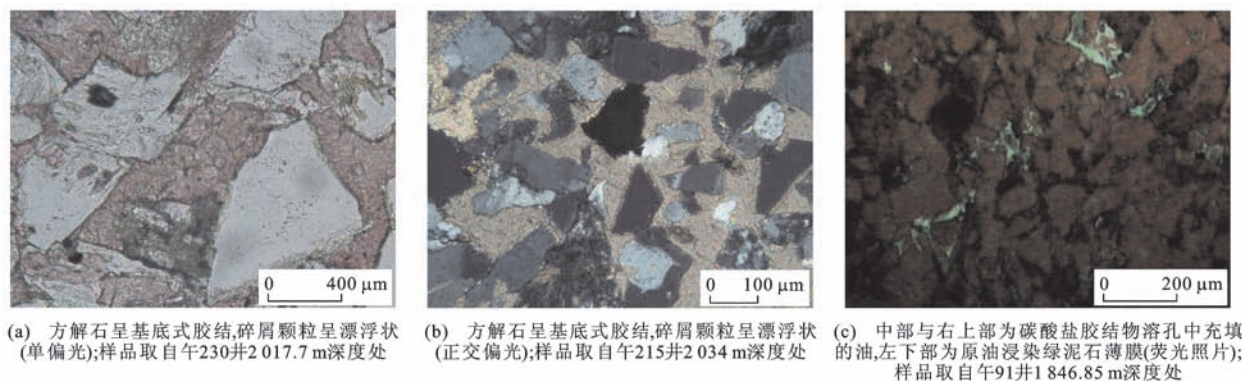


图 8 基底式碳酸盐胶结发生在早成岩作用阶段

Fig. 8 Photos Indicate Basal Carbonate Cementation Occurred in the Early Diagenetic Phase

90 °C), 表明其主要形成于早成岩阶段 B 期。成岩作用与成岩演化序列研究显示, 碳酸盐胶结砂岩经历的成岩作用相对较简单, 早成岩阶段碳酸盐胶结物的形成使这类砂岩在此之后孔隙基本丧失殆尽, 成为致密储层。砂岩中碳酸盐胶结物的含量与其孔隙度和渗透率呈较明显的负相关性(图 9), 碳酸盐胶结物含量高(不低于 20%)的砂岩孔隙度低于 8%, 渗透率大多低于 0.2 mD, 基本为致密储层和不含油的干层, 少量为油迹与油斑砂岩, 油浸砂岩中碳酸盐胶结物的含量普遍小于 5%(图 9)。碳酸盐胶结

物是导致这类砂岩储层低孔、低渗一致密储层的主要胶结物, 但早期基底式碳酸盐胶结物的形成抵抗了压实作用的强度, 同时为后期发生溶蚀作用形成次生溶孔奠定了物质基础。

这类砂岩是否含油取决于烃类充注、碳酸盐胶结作用、溶蚀作用三者发生的顺序以及砂岩的储集质量。若烃类充注发生在早期碳酸盐胶结之前, 油气主要储存在砂岩的原生孔隙系统内, 但由于早期形成的有机质成熟度不高, 加之在后期地质-成岩演化过程中会发生氧化或较高温度的热裂解, 大部

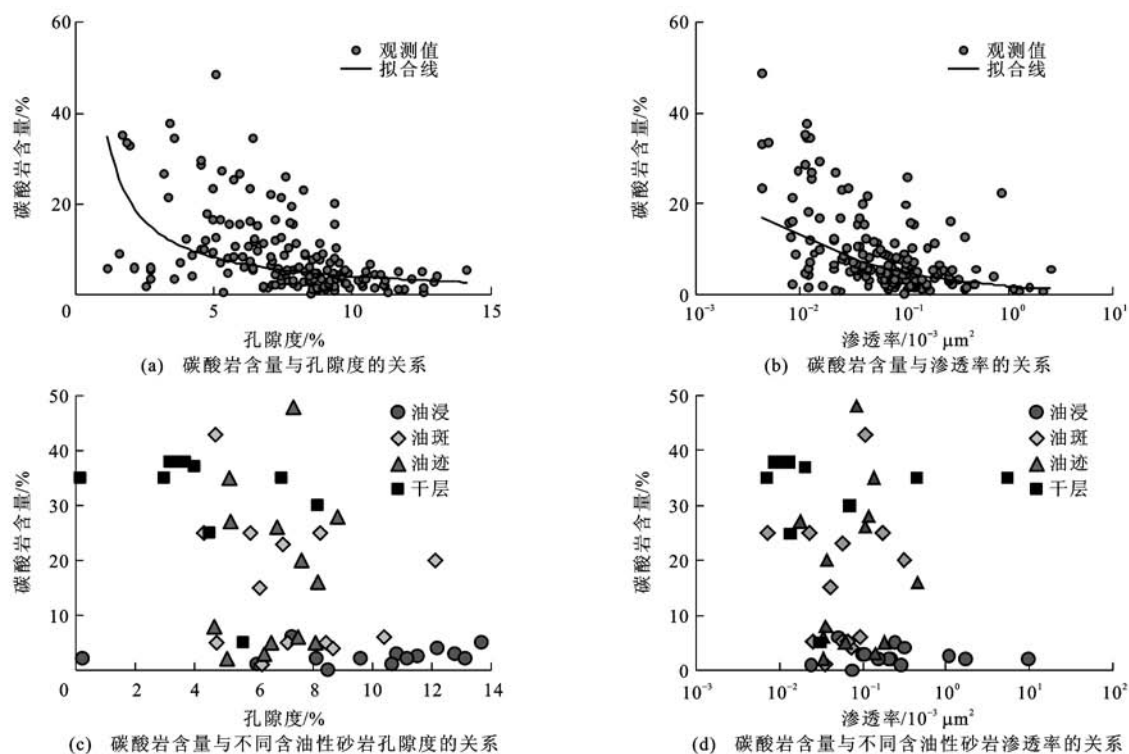


图9 碳酸盐胶结物含量与不同含油性砂岩孔隙度、渗透率的关系

Fig. 9 Relationships of Carbonate Cement Content to Porosity and Permeability of Sandstones with Various Oil-bearing Grades

分变为沥青;若溶蚀作用与烃类充注发生在碳酸盐胶结之后,碳酸盐胶结物溶蚀孔中也可以含油。成岩演化序列表明,研究区长7砂岩在亮晶方解石胶结之后发生过一次溶蚀作用。碳酸盐胶结物溶孔中可见烃类物质[图8(c)]。其含油性的好坏取决于溶蚀作用的强度、次生孔隙的量,以及在此之后烃类充注的规模。

4.3 含油砂岩

成岩作用-烃类充注演化序列(图10)、烃类包裹体荧光分析(图11)与含烃包裹体同期的盐水包裹体均一温度测定结果(图12)显示,烃类充注经历了从低温到高温($60\text{ }^{\circ}\text{C} \sim 160\text{ }^{\circ}\text{C}$)和从低成熟到高成熟的演化过程,期间含油砂岩经历了压实作用,2期溶蚀作用,3期烃类充注以及碳酸盐、硅质、黏土矿物绿泥石、伊利石等胶结作用(图13)过程。因此,推测含油砂岩的致密过程与油气充注相伴进行,是边充注边致密的一个成岩演化过程。在此过程中孔隙逐渐减少,最终形成现今低孔、低渗一致密储层。

与干层砂岩(胶结物含量平均为35.3%)和油迹砂岩(胶结物含量平均为24.1%)相比,含油砂岩中胶结物的含量较低(油斑砂岩含量平均为16.8%,油浸砂岩平均为11.4%)。干层砂岩与油迹砂岩中碳酸盐胶结物含量(平均分别为30.3%和

15.6%)明显高于油浸砂岩(2.5%)。油浸砂岩以伊利石胶结物(含量为6.7%)为主,少量方解石(2.5%)、绿泥石(1.4%)和硅质(0.8%);油斑砂岩以碳酸盐(15.9%)与伊利石(4.9%)胶结物为主,少量绿泥石(1.6%)和硅质(1.2%)。砂岩中胶结物的类型主要受制于砂岩原始骨架矿物成分^[23,26];而含油级别不同的同种砂岩中胶结物含量的差异可能主要与烃类侵位对成岩作用的抑制强度有关^[30-33]。

长7含油砂岩的孔隙较发育,面孔率较高,物性较好(图6、9)。油浸砂岩中碳酸盐胶结物含量普遍低于5%,孔隙度高于8%(平均9.4%),渗透率高于0.1 mD(平均0.345 mD)(图9),其面孔率(平均3.5%)、次生溶蚀孔(平均2.4%)均高于油斑砂岩与油迹砂岩,油斑砂岩的平均面孔率、平均次生溶蚀孔、平均孔隙度与平均渗透率分别为2.6%、0.7%、7.7%和0.113 mD;油迹砂岩的平均孔隙度与平均渗透率分别为6.7%和0.098 mD。

5 各砂岩定量孔隙演化分析

孔隙演化预测研究方法很多,均以影响储层物性的地质因素为基本出发点。不同学者从不同角度探讨了地质因素是如何影响储层物性的,并提出了预测孔隙度的方法,建立了相应的预测模型。Athy从储层埋藏深度出发,得出孔隙度与埋藏深度呈指

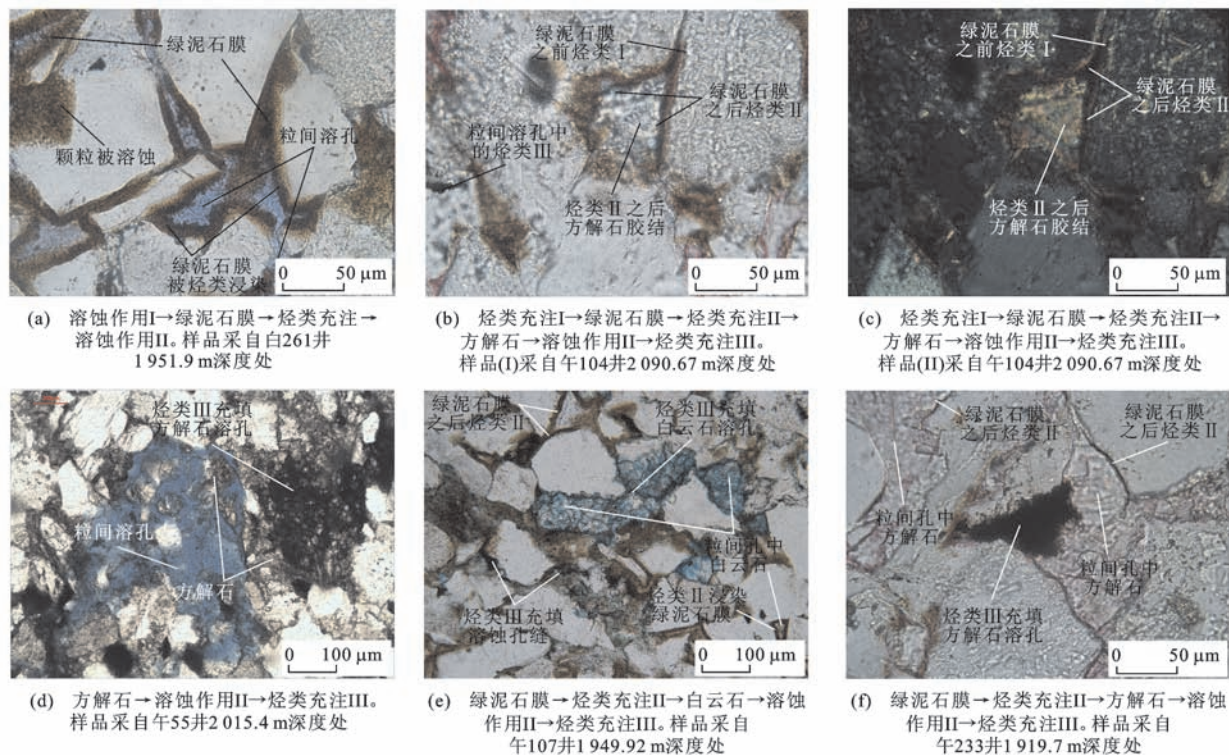


图 10 含油砂岩成岩作用与成岩演化序列微观证据

Fig. 10 Microphotos Indicate Diagenesis and Diagenetic Evolution of the Hydrocarbon-bearing Sandstones

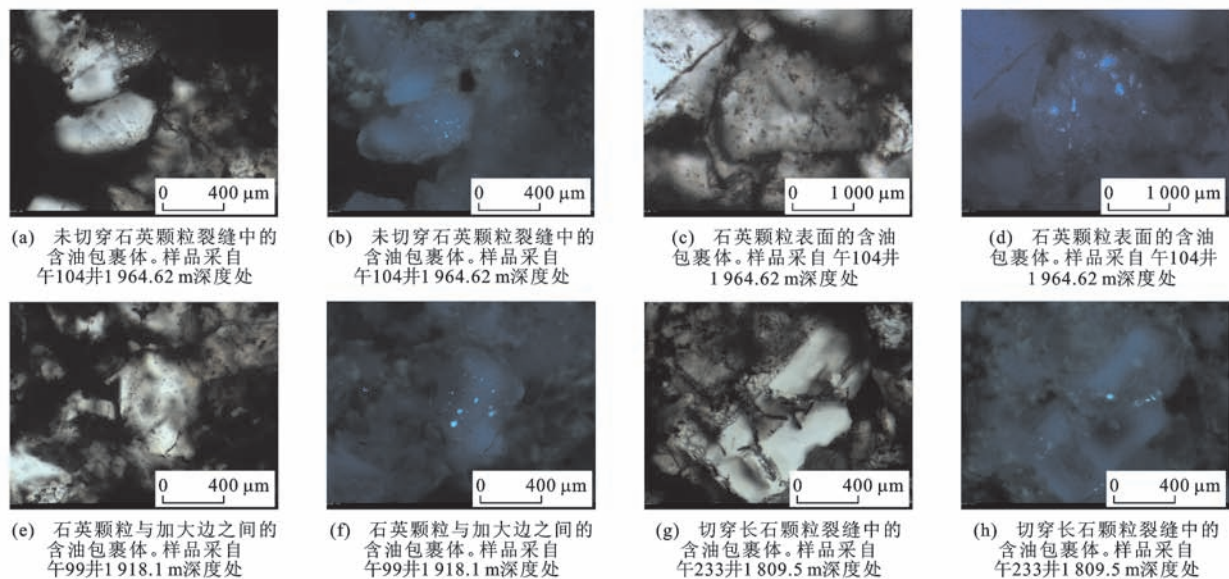


图 11 长 7 砂岩中含油包裹体荧光特征

Fig. 11 Microphotos Show Fluorescence in Oil-bearing Diagenetic Liquid Inclusions in the Chang-7 Sandstones

数关系^[34];Maxwell 依据室内试验数据研究地层温度与埋藏时间对石英砂岩孔隙演化的影响,建立了孔隙度预测模型^[35];寿建峰等认为除了温度和时间外,盆地沉降方式对砂岩孔隙度也有一定的影响^[36];Scherer 综合考虑了砂岩的分选性、石英颗粒含量、地层埋藏深度、温度及年龄建立了孔隙度预测模型^[37]。上述孔隙度预测模型主要考虑了压实作

用,压实作用对储层物性的影响主要体现在早成岩阶段,在中、晚成岩阶段主要以胶结和溶解作用为主,而这 2 种成岩作用在上述模型中均没有体现。因此,应该综合考虑沉积-埋藏-成岩条件的孔隙度预测模型,这样更符合地质实际。本文储层孔隙演化的基本思路是:现今孔隙度是原始孔隙度扣除了压实损失孔隙度、早期胶结损失孔隙度、晚期胶结孔

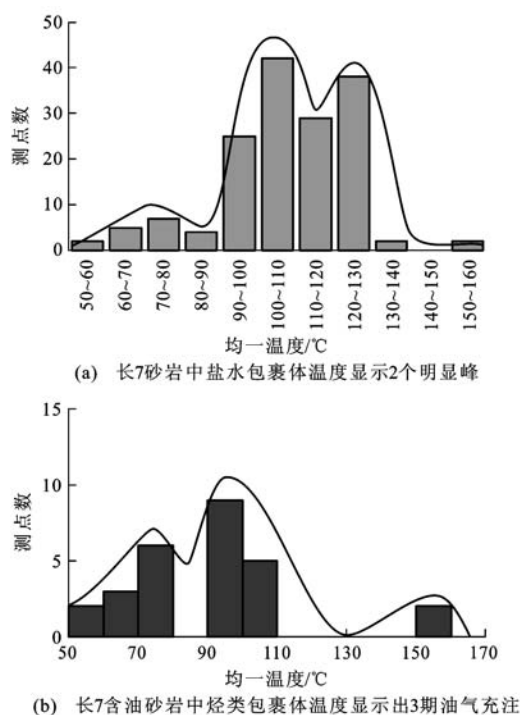


图 12 长 7 砂岩中流体包裹体均一温度直方图

Fig. 12 Histograms Display Homogeneous Temperature of the Liquid Inclusions in the Chang-7 Sandstones

隙度之后,加上晚期胶结孔隙度得来的。现今储层

孔隙度是经历沉积和各种成岩作用后孔隙演化的最终结果,而要定量恢复孔隙度演化历史,需首先求得储层原始孔隙度。

对于未固结砂岩原始孔隙度一般可以给一个经验值 40%,特定地区可以通过 Beard 和 Scherer 建立的砂岩原始孔隙度计算经验公式^[37-38]求取。原始孔隙度(φ_0)计算公式为

$$\varphi_0 = 20.9 + 22.91/S_0 \quad (1)$$

式中: S_0 为特拉斯克分选系数,在粒度概率累积曲线可以求得, $S_0 = P_{25}/P_{75}$, P_{25} 和 P_{75} 分别代表粒度概率累积曲线上 25%和 75%处对应的颗粒直径。

本文储层孔隙度演化中压实、胶结作用减孔及溶蚀作用增孔计算公式参考王瑞飞等的公式^[39]进行。

压实后砂岩孔隙度计算公式为

$$\varphi_1 = C_t + [(\varphi_{pm} + \varphi_{ca})\varphi_p/\varphi_t] \quad (2)$$

$$\varphi_L = \varphi_0 - \varphi_1 \quad (3)$$

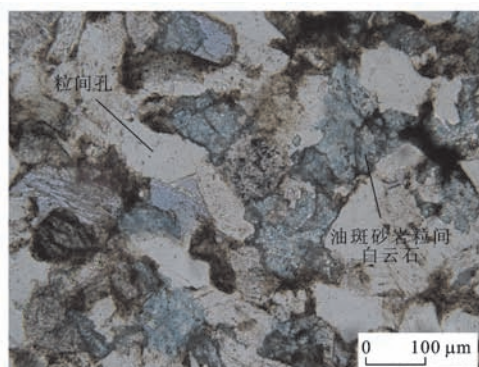
$$f_L = (\varphi_L/\varphi_0) \times 100\% \quad (4)$$

胶结后砂岩孔隙度计算公式为

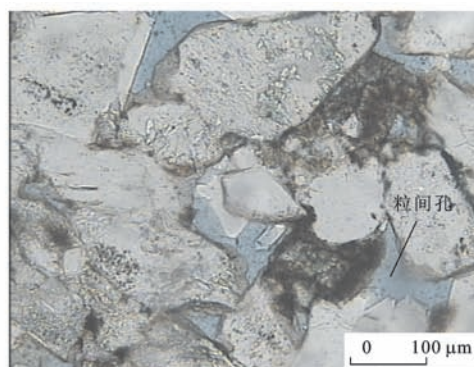
$$\varphi_2 = (\varphi_{pm}/\varphi_t)\varphi_p \quad (5)$$

$$\varphi_c = \varphi_1 - \varphi_2 \quad (6)$$

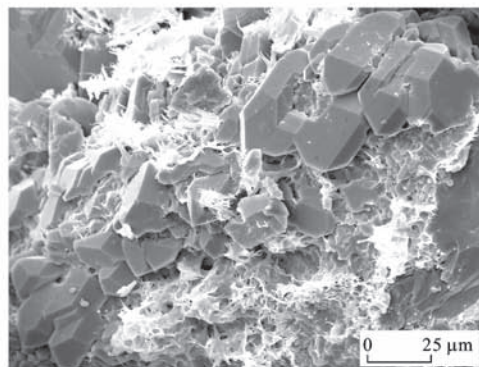
$$f_c = (\varphi_c/\varphi_1) \times 100\% \quad (7)$$



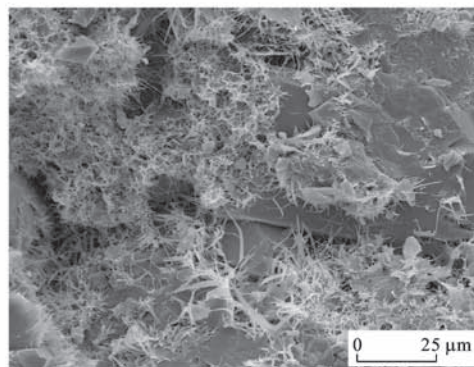
(a) 油斑砂岩粒间白云石及粒间孔。样品采自午104井2 090.55 m深度处



(b) 油斑砂岩碎屑石英的自生加大边(左上)及粒间孔。样品采自午230井2 017.7 m深度处



(c) 油斑砂岩中的自生石英与伊利石胶结物。样品采自午219井1 980.2 m深度处



(d) 油斑砂岩碎屑颗粒表面的伊利石胶结物。样品采自午38井2 054.8 m深度处

图 13 长 7 含油砂岩中的胶结物成分与特征

Fig. 13 Photos Display Characteristics and Occurrences of the Major Cements in the Chang-7 Oil-bearing Sandstones

次生孔隙度计算公式为

$$\varphi_3 = \varphi_d \varphi_p / \varphi_i \quad (8)$$

式中: φ_1 为压实后砂岩孔隙度; φ_2 为胶结后砂岩孔隙度; φ_3 为砂岩次生孔隙度; φ_L 为压实损失孔隙度; φ_c 为胶结损失孔隙度; φ_p 为物性分析孔隙度; φ_i 为总面孔率; φ_{pm} 为原生粒间孔面孔率; φ_{ca} 为碳酸盐胶结物面孔率; φ_d 为溶孔面孔率; C_i 为胶结物含量; f_L 为压实孔隙度损失率; f_c 为胶结孔隙度损失率。

根据 8 口井 34 个样品粒度概率累积曲线计算的特拉斯克分选系数普遍分布在 1.3~2.2 之间,由此计算的原始孔隙度分布在 31.3%~38.5%,平均为 34.9%。

计算结果显示,研究区长 7 高塑性岩屑砂岩由压实作用造成的孔隙丧失在 10.3%~24.9%之间,平均高达 21.6%,该类砂岩孔隙丧失与储集性能变差主要归结为早成岩阶段的压实作用,经压实作用后基本成为低孔、低渗一致密储层,后期形成的胶结物的量有限(由胶结作用造成的孔隙丧失在 5.2%~8.7%之间,平均 7.4%)。经压实与胶结作用后剩余孔隙度在 0.3%~6.4%之间,平均仅为 2.1%(表 1)。

表 1 长 7 各砂岩类型成岩孔隙演化定量统计

Tab. 1 Quantitative Statistics of Diagenesis and Pore Evolution of Different Chang-7 Sandstones %

砂岩类型	压实作用造成的孔隙丧失	胶结作用造成的孔隙丧失	压实+胶结后剩余孔隙度	溶蚀作用增孔率	现今面孔率	现今实测孔隙度
高塑性岩屑砂岩	21.6	7.4	2.1	1.3	1.7	6.1
碳酸盐胶结砂岩	3.8	28.5	2.5	1.4	4.4	5.8
油斑砂岩	14.3	16.3	4.3	0.7	2.6	7.7
油浸砂岩	16.0	13.4	5.5	3.5	5.3	9.4

碳酸盐胶结砂岩孔隙度的降低主要归因于碳酸盐胶结作用,由胶结作用造成的孔隙丧失在 22.3%~33.6%之间,平均高达 28.5%。这类砂岩由压实作用造成的孔隙丧失率很低(在 0.9%~6.5%之间,平均 3.8%),经压实与胶结作用后的剩余孔隙度在 0.1%~7.6%之间,平均仅为 2.5%(表 1)。

压实作用与胶结作用共同影响了含油砂岩的储集性能。油斑砂岩由压实作用造成的孔隙丧失在 4.4%~22.0%之间,平均 14.3%,由胶结作用造成的孔隙丧失在 6.5%~30.5%之间,平均 16.3%;油浸砂岩由压实作用造成的孔隙丧失在 0.9%~22.3%之间,平均 16.0%,由胶结作用造成的孔隙丧失在 7.0%~24.0%之间,平均 13.4%。经压实与胶结作用后,油斑砂岩与油浸砂岩的剩余孔隙度

分别为 0.1%~13.1%(平均 4.3%)和 0.1%~11.8%(平均 5.5%)(表 1)。

溶蚀作用形成的次生溶孔在各类砂岩中的发育程度有别,以油浸砂岩的次生溶孔最发育(平均 3.5%,占面孔率的 66.0%),其次为碳酸盐胶结砂岩(平均 1.4%,占面孔率的 31.8%)和高塑性岩屑砂岩(平均 1.3%),含油斑砂岩中的次生溶孔最少(平均 0.7%,占面孔率的 26.9%)(表 1)。由此可见,溶蚀作用形成的次生溶孔在很大程度上改善了长 7 砂岩的储集性能。

长 7 各砂岩中微孔隙的含量也有差别。一般而言,微孔率是实测孔隙度与面孔率之差,长 7 砂岩的微孔隙含量以油斑砂岩最高(平均 5.1%),其次为高塑性岩屑砂岩(平均 4.4%)和油浸砂岩(4.1%),碳酸盐胶结砂岩中的微孔隙含量最少(平均 1.4%)。这与各砂岩中矿物成分及其含量密切相关。杂基+云母类+黏土矿物中含大量微孔隙,高塑性岩屑砂岩、油斑砂岩中的杂基+云母类+黏土矿物含量最高,平均分别为 22.8%、21.1%,其次是油浸砂岩(平均 15.6%),碳酸盐胶结砂岩中杂基+云母类+黏土矿物含量较低(平均为 9.4%),相应的微孔隙含量也较低。砂岩中杂基+云母类+黏土矿物一方面是造成砂岩中微孔隙含量较高的主要原因;另一方面,大量微孔隙的存在使喉道变细甚至堵塞,流体的流动受阻、渗流能力降低,致使砂岩的渗透率大大下降,渗流能力与储集质量变差。

6 结 语

(1)压实作用、碳酸盐与伊利石胶结作用是长 7 浊积砂岩储集质量变差的主要成岩作用。压实作用与碳酸盐胶结作用主要造成粒间孔丧失与喉道堵塞,致使孔隙间的连通性变差,两者分别是高塑性岩屑砂岩与碳酸盐胶结砂岩低孔、低渗一致密的主要成岩作用。压实作用与胶结作用共同影响了含油砂岩的储集性能,其中,油浸砂岩中较高含量的伊利石胶结作用在使粒间大孔分割为小—微孔、喉道堵塞的同时,增加了微孔隙含量,使流体在砂岩的流动受阻并使部分流体成为束缚水,是造成油浸砂岩渗透率降低的主要胶结物;油斑砂岩中除伊利石外,碳酸盐胶结物含量较高,两者是油斑砂岩储集性能降低的主要成岩作用。

(2)长 7 高塑性岩屑砂岩经历早成岩阶段 A-B 期的压实作用后大部分孔隙丧失或丧失殆尽,已成为低孔、低渗一致密储层。早期碳酸盐胶结物的形

成使碳酸盐胶结砂岩中的孔隙在早成岩阶段 B 期之后基本丧失殆尽,成为致密储层。含油砂岩经历了 2 期溶蚀作用、3 期烃类充注等复杂的成岩作用过程,推测是边充注边致密。

(3)砂岩类型及骨架矿物成分在很大程度上影响了成岩演化路径与成岩演化方式,导致各砂岩的差异性成岩演化过程,后者使砂岩储层的致密化过程在时间上有先有后,最终导致长 7 砂岩储层储集质量及其在时空分布上的强非均质性。

参考文献:

References:

- [1] DOS ANJOS S M C, DE ROS L F, DE SOUZA R S, et al. Depositional and Diagenetic Controls on the Reservoir Quality of Lower Cretaceous Penedencia Sandstones, Potiguar Rift Basin, Brazil[J]. AAPG Bulletin, 2000, 84(11):1719-1742.
- [2] 李树同,王多云,王 彬,等. 拗陷型湖盆缓坡边缘沉积坡折带的识别:以鄂尔多斯盆地三叠纪延长期沉积坡折带为例[J]. 天然气地球科学, 2008, 19(1):83-88.
LI Shu-tong, WANG Duo-yun, WANG Bin, et al. Identification of Sedimentary Slope Breaks in the Margin of a Down Warped Lake Basin's Ramp Belt: A Case from Triassic Yanchang Formation, Ordos Basin[J]. Natural Gas Geoscience, 2008, 19(1):83-88.
- [3] 邹才能,赵政璋,杨 华,等. 陆相湖盆深水砂质碎屑流成因机制与分布特征:以鄂尔多斯盆地为例[J]. 沉积学报, 2009, 27(6):1065-1075.
ZOU Cai-neng, ZHAO Zheng-zhang, YANG Hua, et al. Genetic Mechanism and Distribution of Sandy Debris Flows in Terrestrial Lacustrine Basin[J]. Acta Sedimentologica Sinica, 2009, 27(6):1065-1075.
- [4] 杨 华,付金华,何海清,等. 鄂尔多斯华庆地区低渗透岩性大油区形成与分布[J]. 石油勘探与开发, 2012, 39(6):641-648.
YANG Hua, FU Jin-hua, HE Hai-qing, et al. Formation and Distribution of Large Low-permeability Lithologic Oil Regions in Huaqing, Ordos Basin[J]. Petroleum Exploration and Development, 2012, 39(6):641-648.
- [5] 席胜利,李文厚,李荣西. 烃源岩生烃期次与油气成藏:以鄂尔多斯盆地西缘马家滩地区长 7 烃源岩为例[J]. 石油勘探与开发, 2008, 35(6):657-663.
XI Sheng-li, LI Wen-hou, LI Rong-xi. Hydrocarbon Generation and Reservoir Formation: A Case from Chang 7 Source Rock in Majiatan Area, West Margin of Ordos Basin[J]. Petroleum Exploration and Development, 2008, 35(6):657-663.
- [6] 时保宏,张 艳,张 雷,等. 鄂尔多斯盆地长 7 浊积岩特征及成藏条件分析[J]. 大庆石油地质与开发, 2013, 32(1):45-48.
SHI Bao-hong, ZHANG Yan, ZHANG Lei, et al. Analyses on the Characteristics and Reservoir Forming Conditions of Chang-7 Group Turbidite in Ordos Basin[J]. Petroleum Geology and Oilfield Development in Daqing, 2013, 32(1):45-48.
- [7] 陈全红,李文厚,郭艳琴,等. 鄂尔多斯盆地南部延长组浊积岩体系及油气勘探意义[J]. 地质学报, 2006, 80(5):656-663.
CHEN Quan-hong, LI Wen-hou, GUO Yan-qin, et al. Turbidite Systems and the Significance of Petroleum Exploration of Yanchang Formation in the Southern Ordos Basin[J]. Acta Geologica Sinica, 2006, 80(5):656-663.
- [8] 庞军刚,李文厚,石 硕,等. 鄂尔多斯盆地长 7 段浊积岩沉积演化模式及石油地质意义[J]. 岩性油气藏, 2009, 21(4):73-77.
PANG Jun-gang, LI Wen-hou, SHI Shuo, et al. Sedimentary Evolution Model and Petroleum Significance of Chang-7 Member Turbidite, Ordos Basin[J]. Lithologic Reservoirs, 2009, 21(4):73-77.
- [9] 赵俊兴,李凤杰,申晓莉,等. 鄂尔多斯盆地南部长 6 和长 7 油层浊流事件的沉积特征及发育模式[J]. 石油学报, 2008, 29(3):389-394.
ZHAO Jun-xing, LI Feng-jie, SHEN Xiao-li, et al. Sedimentary Characteristics and Development Pattern of Turbidity Event of Chang-6 and Chang-7 Oil Reservoirs in the Southern Ordos Basin[J]. Acta Petrolei Sinica, 2008, 29(3):389-394.
- [10] 傅 强,吕苗苗,刘永斗. 鄂尔多斯盆地晚三叠世湖盆浊积岩发育特征及地质意义[J]. 沉积学报, 2008, 26(2):186-192.
FU Qiang, LU Miao-miao, LIU Yong-dou. Developmental Characteristics of Turbidite and Its Implication on Petroleum Geology in Late-Triassic Ordos Basin[J]. Acta Sedimentologica Sinica, 2008, 26(2):186-192.
- [11] 李相博,陈启林,刘化清,等. 鄂尔多斯盆地延长组 3 种沉积物重力流及其含油气性[J]. 岩性油气藏, 2010, 22(3):16-21.
LI Xiang-bo, CHEN Qi-lin, LIU Hua-qing, et al. Three Types of Sediment Gravity Flows and Their Petrofiferous Features of Yanchang Formation in Ordos Basin[J]. Lithologic Reservoirs, 2010, 22(3):16-21.
- [12] 张海峰,田景春,张 涛,等. 华池—庆阳地区延长组长 6—长 7 油层组浊积岩特征及成因[J]. 成都理工大学学报:自然科学版, 2012, 39(3):238-243.
ZHANG Hai-feng, TIAN Jing-chun, ZHANG Tao, et al.

- Characteristics and Genesis of Turbidite of Chang-6 and Chang-7 Oil Reservoirs in Huachi-Qingyang Area of Ordos Basin, China[J]. Journal of Chengdu University of Technology: Science and Technology Edition, 2012, 39(3): 238-243.
- [13] 赵俊兴, 陈洪德, 付锁堂, 等. 鄂尔多斯盆地南部延长组中几个重要事件沉积及其油气聚集关系[J]. 矿物岩石, 2008, 28(3): 90-95.
- ZHAO Jun-xing, CHEN Hong-de, FU Suo-tang, et al. Discussion on Some Important Depositional Events and Their Relationship with Hydrocarbon Accumulation of Yanchang Formation in South Ordos Basin[J]. Journal of Mineralogy and Petrology, 2008, 28(3): 90-95.
- [14] 李荣西, 段立志, 张少妮, 等. 鄂尔多斯盆地低渗透油气藏形成研究现状与展望[J]. 地球科学与环境学报, 2011, 33(4): 364-372.
- LI Rong-xi, DUAN Li-zhi, ZHANG Shao-ni, et al. Review on Oil/Gas Accumulation with Low Permeability in Ordos Basin[J]. Journal of Earth Sciences and Environment, 2011, 33(4): 364-372.
- [15] 时保宏, 张艳, 张雷, 等. 鄂尔多斯盆地延长组长7致密储层流体包裹体特征与成藏期次[J]. 石油实验地质, 2012, 34(6): 599-603.
- SHI Bao-hong, ZHANG Yan, ZHANG Lei, et al. Hydrocarbon Accumulation Dating by Fluid Inclusion Characteristics in Chang-7 Tight Sandstone Reservoirs of Yanchang Formation in Ordos Basin[J]. Petroleum Geology and Experiment, 2012, 34(6): 599-603.
- [16] 白玉彬, 罗静兰, 张天杰, 等. 鄂尔多斯盆地吴堡地区延长组烃源岩特征及评价[J]. 兰州大学学报: 自然科学版, 2012, 48(5): 22-28.
- BAI Yu-bin, LUO Jing-lan, ZHANG Tian-jie, et al. Characteristics and Evaluation of Source Rocks of Yanchang Formation in Wubao Area, Ordos Basin[J]. Journal of Lanzhou University: Natural Sciences, 2012, 48(5): 22-28.
- [17] 白玉彬, 罗静兰, 刘新菊, 等. 鄂尔多斯盆地吴堡地区上三叠统延长组原油地球化学特征及油源对比[J]. 沉积学报, 2013, 31(2): 374-383.
- BAI Yu-bin, LUO Jing-lan, LIU Xin-ju, et al. Geochemical Characteristics of Crude Oil and Oil-source Correlation in Yanchang Formation (Upper Triassic) in Wubao Area, Ordos Basin[J]. Acta Sedimentologica Sinica, 2013, 31(2): 374-383.
- [18] 陈明强, 任龙, 李明, 等. 鄂尔多斯盆地长7超低渗透油藏渗流规律研究[J]. 断块油气田, 2013, 20(2): 191-195.
- CHEN Ming-qiang, REN Long, LI Ming, et al. Study on Seepage Law of Chang-7 Ultra-low Permeability Reservoir in Ordos Basin[J]. Fault-block Oil and Gas Field, 2013, 20(2): 191-195.
- [19] PITMAN J K, PRICE L C, LEFEVER J A. Diagenesis and Fracture Development in the Bakken Formation, Williston Basin: Implications for Reservoir Quality in the Middle Member[R]. Washington DC: USGS, 2001.
- [20] DUTTON S P. Calcite Cement in Permian Deep-water Sandstones, Delaware Basin, West Texas: Origin, Distribution, and Effect on Reservoir Properties[J]. AAPG Bulletin, 2008, 92(6): 765-787.
- [21] FISCHER C, DUNKL I, VON EYNATTEN H, et al. Products and Timing of Diagenetic Processes in Upper Rotliegend Sandstones from Bebertal (North German Basin, Parchim Formation, Flechtingen High, Germany) [J]. Geological Magazine, 2012, 149(5): 827-840.
- [22] 罗静兰, 魏新善, 姚泾利, 等. 物源与沉积相对鄂尔多斯盆地北部上古生界天然气优质储层的控制[J]. 地质通报, 2010, 29(6): 811-820.
- LUO Jing-lan, WEI Xin-shan, YAO Jing-li, et al. Provenance and Depositional Facies Controlling on the Upper Paleozoic Excellent Natural Gas-reservoir in Northern Ordos Basin, China[J]. Geological Bulletin of China, 2010, 29(6): 811-820.
- [23] 罗静兰, 刘新社, 付晓燕, 等. 岩石学组成及其成岩演化过程对致密砂岩储集质量与产能的影响: 以鄂尔多斯盆地上古生界盒8天然气储层为例[J]. 地球科学, 2014, 39(5): 537-545.
- LUO Jing-lan, LIU Xin-she, FU Xiao-yan, et al. Impact of Petrologic Components and Their Diagenetic Evolution on Tight Sandstone Reservoir Quality and Gas Yield: A Case Study from He8 Gas-bearing Reservoir of Upper Paleozoic in Northern Ordos Basin[J]. Earth Science, 2014, 39(5): 537-545.
- [24] FITCH P J R, LOVELL M A, DAVIES S J, et al. An Integrated and Quantitative Approach to Petrophysical Heterogeneity[J]. Marine and Petroleum Geology, 2015, 63: 82-96.
- [25] 罗静兰, 史成恩, 李博, 等. 鄂尔多斯盆地周缘及西峰地区延长组长8、长6沉积物源: 来自岩石地球化学的证据[J]. 中国科学: D辑, 地球科学, 2007, 37(增1): 62-72.
- LUO Jing-lan, SHI Cheng-en, LI Bo, et al. Provenance for the Chang-6 and Chang-8 Members of the Yanchang Formation in Xifeng Area and in the Periphery Ordos Basin: Evidence from Petrologic Geochemistry [J]. Sciences in China: Series D, Earth Sciences, 2007,

- 37(S1):62-72.
- [26] 罗静兰. 致密含气砂岩的成岩与物性演变过程及其与烃类充注的关系[R]. 西安:西北大学, 2014.
- LUO Jing-lan. Diagenetic and Physical Evolution Processes of Tight Gas-bearing Sandstone and Their Relation to Hydrocarbon Injection[R]. Xi'an: Northwest University, 2014.
- [27] 张成立, 罗静兰. 鄂尔多斯盆地西南缘延长组沉积物源分析[R]. 西安:西北大学, 2011.
- ZHANG Cheng-li, LUO Jing-lan. Provenance Analysis of Sedimentary from Yanchang Formation in the Southwestern Margin of Ordos Basin [R]. Xi'an: Northwest University, 2011.
- [28] 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 Jing-lan, LI Zhong-xing, 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.
- [29] 邓秀芹, 蔺昉晓, 刘显阳, 等. 鄂尔多斯盆地三叠系延长组沉积演化及其与早印支运动关系的探讨[J]. 岩相古地理, 2008, 10(2): 159-166.
- DENG Xiu-qin, LIN Fang-xiao, LIU Xian-yang, et al. Discussion on Relationship Between Sedimentary Evolution of the Triassic Yanchang Formation and the Early Indosinian Movement in Ordos Basin[J]. Journal of Palaeogeography, 2008, 10(2): 159-166.
- [30] SAIGAL G C, BJORLYKKE K, LARTER S. The Effect of Oil Emplacement on Diagenetic Processes: Examples from the Fulmar Reservoir Sandstones, Central North Sea[J]. AAPG Bulletin, 1992, 76(7): 1024-1033.
- [31] WORDEN R H, OXTOBY N H, SMALLEY P C. Can Oil Emplacement Prevent Quartz Cementation in Sandstones? [J]. Petroleum Geoscience, 1998, 4(2): 129-137.
- [32] MARCHAND A M E, HASZELDINE R S, MACAULAY C I, et al. Quartz Cementation Inhibited by Crestal Oil Charge: Miller Deep Water Sandstone, UK North Sea[J]. Clay Minerals, 2000, 35(1): 201-210.
- [33] MARCHAND A M E, SMALLEY P C, HASZELDINE S, et al. Note on the Importance of Hydrocarbon Fill for Reservoir Quality Prediction in Sandstones [J]. AAPG Bulletin, 2002, 86(9): 1561-1571.
- [34] ATHY L F. Density, Porosity and Compaction of Sedimentary Rocks[J]. AAPG Bulletin, 1930, 4(1): 1-24.
- [35] MAXWELL J C. Influence of Depth, Temperature, and Geologic Age on Porosity of Quartzose Sandstone [J]. AAPG Bulletin, 1964, 48(5): 697-709.
- [36] 寿建峰, 朱国华. 砂岩储层孔隙保存的定量预测研究[J]. 地质科学, 1998, 33(2): 244-250.
- SHOU Jian-feng, ZHU Guo-hua. Study on Quantitative Prediction of Porosity Preservation in Sandstone Reservoirs[J]. Scientia Geologica Sinica, 1998, 33(2): 244-250.
- [37] SCHERER M. Parameters Influencing Porosity in Sandstones: A Model for Sandstone Porosity Prediction[J]. AAPG Bulletin, 1987, 71(5): 485-491.
- [38] BEARD D C, WEYL P K. Influence of Texture on Porosity and Permeability of Unconsolidated Sand[J]. AAPG Bulletin, 1973, 57(2): 349-369.
- [39] 王瑞飞, 陈明强, 孙 卫. 鄂尔多斯盆地延长组超低渗透砂岩储层微观孔隙结构特征研究[J]. 地质论评, 2008, 54(2): 270-277.
- WANG Rui-fei, CHEN Ming-qiang, SUN Wei. The Research of Micro-pore Structure in Super-low Permeability Sandstone Reservoir of the Yanchang Formation in Ordos Basin[J]. Geological Review, 2008, 54(2): 270-277.