

文章编号: 0253-2697(2018)03-0247-19 DOI:10.7623/syxb201803001

陆相湖盆致密砂岩油气储层储集性能表征与成储机制

——以松辽盆地南部白垩统泉头组四段为例

操应长^{1,2} 蕙克来¹ 刘可禹^{1,2} 朱如凯³ 远光辉¹ 张响响³ 宋明水⁴

(1. 中国石油大学地球科学与技术学院 山东青岛 266580;

2. 青岛海洋科学与技术国家实验室海洋矿产资源评价与探测技术功能实验室 山东青岛 266071;

3. 中国石油勘探开发研究院 北京 100083; 4. 中国石油化工股份有限公司胜利油田分公司油气勘探管理中心 山东东营 257017)

摘要:在致密砂岩油气储层相关研究成果的基础上,结合对松辽盆地南部白垩统泉头组四段致密砂岩油气储层的研究,认为储集空间类型与特征、孔喉大小与分布、孔喉连通性及不同尺度孔喉物性贡献等是致密砂岩油气储层储集性能表征的核心内容。将铸体薄片观察、扫描电镜分析及微米 CT 扫描等手段相结合实现了储层储集空间与孔喉结构类型、形貌、分布及连通性等定性表征;恒速压汞与高压压汞的有机结合实现了致密砂岩储层孔喉大小、分布、连通性及不同尺度孔喉物性贡献等特征的定量表征。致密砂岩油气成储机制研究主要涉及储层成岩演化与致密化机理、致密砂岩油气藏成因类型及致密砂岩油气充注与聚集等方面的内容。以成岩演化为约束,恢复地质历史时期储层物性演化过程,结合关键成岩作用对储层物性的贡献量,明确储层致密化时间与决定因素,是砂岩储层致密化机理研究的重点;以此为基础,将油气充注史与致密化史相结合,可以确定致密砂岩油气藏成因类型。对于“先致密,后成藏”型致密砂岩油气藏,孔喉结构及其配置关系控制油气能否进入致密砂岩储层,而储层润湿性的改变则影响油气在其中如何聚集。

关键词:储集性能;成储机制;致密砂岩;油气储层;泉头组;陆相湖盆

中图分类号:TE122.2 **文献标识码:**A

Reservoir properties characterization and its genetic mechanism for tight sandstone oil and gas reservoir in lacustrine basin; the case of the fourth Member of Lower Cretaceous Quantou Formation in the southern Songliao Basin

Cao Yingchang^{1,2} Xi Kelai¹ Liu Keyu^{1,2} Zhu Rukai³ Yuan Guanghui¹ Zhang Xiangxiang³ Song Mingshui⁴

(1. School of Geosciences, China University of Petroleum, Shandong Qingdao 266580, China; 2. Laboratory for Marine Mineral Resources, Qingdao National Laboratory for Marine Science and Technology, Shandong Qingdao 266071, China;

3. PetroChina Research Institute of Petroleum Exploration & Development, Beijing 100083, China;

4. Exploration Management Center, Sinopec shengli Oilfield Company, Shandong Dongying 257017, China)

Abstract: According to the studies on the fourth Member of Lower Cretaceous Quantou Formation tight sandstones in southern Songliao Basin, combined with previous related study achievements, the authors consider that reservoir space types and features, pore-throat size and distribution, pore-throat connectivity and contributions of pore-throats with different sizes on reservoir properties are main contents of reservoir properties characterization. Among them, blue or red epoxy resin-impregnated thin sections, SEM and micro-CT are mainly used for pore space type identification, pore-throat distribution and connectivity characterization qualitatively. Combined with pressure controlled and rate controlled mercury injection, pore-throat size and distribution, pore-throat connectivity and contributions of pore-throats with different sizes on reservoir properties are characterized quantitatively. Studies on genetic mechanism of tight sandstone reservoirs mainly refer to diagenesis evolution and densification mechanism, genetic types of tight sandstone oil reservoirs, oil emplacement and accumulation mechanism etc. Recovering the reservoir evolution process during geological time constrained by diagenesis evolution and clarifying the time and dominated factors of densification combined with contributions of key diagenesis on reservoir properties are the main aspects for densification mechanism studies on tight sandstone reservoirs. Based on the above, genetic types of tight sandstone oil reservoirs can be confirmed by comparing to oil accumulation history and sandstone densification history. As to the reservoirs for oil emplacement occurred later than tight rock formed, pore-throat structures and their matching relationships determine whether the oil can charge into the tight sandstone reservoirs, while wettability changes control how the oil accumulates in the tight sandstone reservoirs.

Key words: reservoir properties; genetic mechanism of reservoirs; tight sandstones; oil and gas reservoirs; Quantou Formation; lacustrine basin

基金项目:国家自然科学基金项目(No. 41702141, No. U1762217)、全国博士后创新人才支持计划项目(BX201600154)、中国博士后科学基金面上项目(2016M600568)和中央高校基本科研业务费专项(15CX08001A)资助。

第一作者:操应长,男,1969年1月生,1992年获石油大学(华东)学士学位,2003年获中国科学院博士学位,现为中国石油大学(华东)教授、博士生导师,主要从事沉积学、层序地层学及油气储层地质学方面的教学与科研工作。Email: cyc8391680@163.com

通信作者:蕙克来,男,1988年8月生,2010年获中国石油大学(华东)学士学位,2016年获中国石油大学(华东)博士学位,现为中国石油大学(华东)博士后、首届全国博士后创新人才支持计划获得者,主要从事油气储层地质学方面的教学与科研工作。Email: kelai06016202@163.com

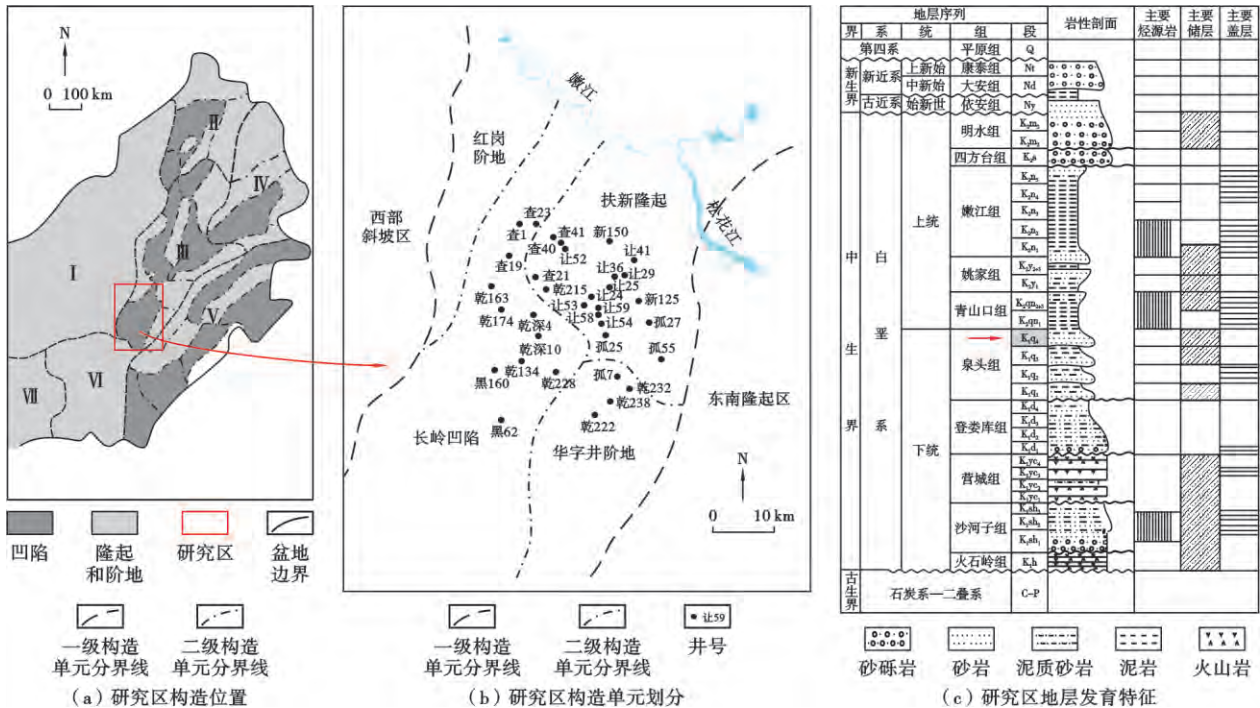
引用:操应长, 葱克来, 刘可禹, 朱如凯, 远光辉, 张响响, 宋明水. 陆相湖盆致密砂岩油气储层储集性能表征与成储机制——以松辽盆地南部下白垩统泉头组四段为例[J]. 石油学报, 2018, 39(3): 247-265.

Cite: CAO Yingchang, XI Kelai, LIU Keyu, ZHU Rukai, YUAN Guanghui, ZHANG Xiangxiang, SONG Mingshui. Reservoir properties characterization and its genetic mechanism for tight sandstone oil and gas reservoir in lacustrine basin; the case of the the fourth Member of Lower Cretaceous Quantou Formation in the southern Songliao Basin[J]. Acta Petrolei Sinica, 2018, 39(3): 247-265.

近年来,随着油气需求量的持续增长和常规油气产量的不断下降,非常规油气资源勘探开发越来越受到重视,并且已经成为全球油气产量增长的主要支柱[1-4]。致密砂岩油气作为非常规油气资源最为现实的主要类型之一,近年来在勘探开发上取得了突破性进展,成为油气增储上产的“重点领域”与“亮点类型”[5-9]。与常规油气相比,致密油气往往连续或准连续性分布,圈闭界限不明显,储层研究是实现其高效勘探开发的关键[2-3, 5, 10-12]。但是,致密砂岩储层一般经历了复杂的埋藏演化过程,成岩作用改造强烈,储集性能复杂,孔喉半径小,纳米级孔喉系统发育,孔喉连通性差[13-14],非均质性极强,导致其预测难度大,勘探风险高,制约其高效勘探开发。致密砂岩油气在中国致密油气中具有十分重要的地位,广泛分布于各主要含油气盆地,并且已经实现了规模性勘探与开发,具有现实和潜在的经济价值[4-5]。随着研究的不断深入,以及勘探开发的需求,目前陆相湖盆致密砂岩油气储层研究中,储集性能表征与成储机制等方面应为需要重点解决的关键问题,其可以为致密油气的高效勘探开发提供理论依据与实践指导,同时也可以完善致密砂岩油气储层研究的理论体系。

1 研究区概况

松辽盆地南部是中国主要的致密砂岩油气发育区之一,在地理位置上位于中国东北部,横跨黑龙江、吉林及辽宁3个省级行政区划单位,总面积约 26 × 10⁴ km²。在构造位置上,盆地西部以大兴安岭为界,东北部以小兴安岭为界,东南部与张广才岭接壤,南邻康平—法库的丘陵地带,中间主要为嫩江、松花江及辽河水系流经的平原沼泽区。盆地平面上近似菱形,呈 NNE 向展布,构造轴向为 NE20°~NE25°,可进一步划分为7个一级构造单元,分别为西部斜坡区、北部倾没区、东北隆起区、中央坳陷区、西南隆起区、东南隆起区及开鲁坳陷区[图 1(a)],中央坳陷区面积最小,约为 1.48 × 10⁴ km²,可以进一步划分为红岗阶地、长岭凹陷、华字井阶地及扶新隆起等4个二级构造单元[图 1(b)]。盆地形成与演化经历了热隆张裂期、伸展断陷期、热沉降拗陷期及构造反转期4个阶段,基底主要为古生界石炭系—二叠系的火山岩与变质岩,盖层由中生代—新生代断、拗两个构造层组成,断陷期地层有下白垩统的火石岭组、沙河子组及营城组,断拗转换期地层有登



I—西部斜坡带; II—北部倾没带; III—中央坳陷区; IV—东北隆起区; V—东南隆起区; VI—西南隆起区; VII—开鲁坳陷区。

图1 研究区区域位置与构造单元划分

Fig. 1 Location and sub-tectonic units distribution of the study area

娄库组,拗陷期地层有下白垩统的泉头组,上白垩统的青山口组、姚家组、嫩江组、四方台组、明水组以及古近系、新近系和第四系[图 1(c)]。其中,泉头组储层致密,以盆地拗陷期的大型浅水三角洲分流河道沉积为主,砂体分布面积大,横向连通性好,自上而下可以分为共 4 个砂组,其中第 4 至第 2 砂组的下部为上三角洲平原沉积,第 2 砂组的上部至第 1 砂组的下部为下三角洲平原沉积,而第 2 砂组的上部为三角洲前缘沉积;上覆青山口组一段沉积期,水体范围最大,水深最深,为一套黑色泥岩、油页岩及少量粉细砂岩沉积,泥岩有机质类型以 I 型和 II₁ 型为主,具丰度高、类型好、生烃潜力高的特征,为主要的生油层系;两者形成了良好的致密砂岩含油气组合。

笔者以下白垩统泉头组储层为例,收集与测试孔隙度、渗透率数据 8 000 余点,岩心观察 26 口井超过 500 m、铸体薄片观察 230 余块、荧光薄片观察 37 块、扫描电镜观察 39 样、阴极发光分析 16 样、流体包裹体分析 90 余样、碳氧同位素分析 87 样、高压压汞分析 50 余样、恒速压汞分析 9 样、CT 扫描 3 块、密闭含油饱和度分析 108 个、颗粒荧光分析 29 样。在此基础上,开展了陆相湖盆致密砂岩油气储层储集性能精细表征与成储机制系统研究。

2 储层岩石学特征

松辽盆地南部下白垩统泉头组四段(泉四段)致密砂岩储层岩性主要为细砂岩,含有少量的中砂岩与粉砂岩。岩石碎屑颗粒成分主要包括石英、长石和岩屑,可见少量的云母等其他碎屑。石英颗粒含量为 32.1%~62.4%,平均为 42.9%;长石颗粒平均含量为 10.3%~42.8%,平均为 26.0%,其中斜长石含量为 2.0%~42.0%,平均为 21.7%,钾长石含量为 0~35.0%,平均为 4.3%;岩屑颗粒含量为 12.0%~47.6%,平均为 31.1%,其中火山岩岩屑含量为 10.0%~47.0%,平均为 28.3%,变质岩岩屑含量为 1.0%~14.0%,平均为 1.8%,沉积岩岩屑含量为 1.0%~25.0%,平均为 1.3%。因此,研究区砂岩平均骨架颗粒组成为石英(43%)、长石(26%)、岩屑(31%),成分成熟度低,主要为岩屑长石砂岩和长石岩屑砂岩(图 2)。砂岩中杂基以泥质为主,整体含量较低,分布不均,多充填于粒间或附着于颗粒表面,含量一般为 0.1%~28.0%,平均为 2.9%。岩石分选以中等—好为主,磨圆次棱角状—次圆状,结构成熟度中等。岩石以颗粒支撑为主,颗粒间主要为线接触,可见少量的点接触和凹凸接触,微缝合接触可见;胶结方式以接触式和孔隙式胶结为主。

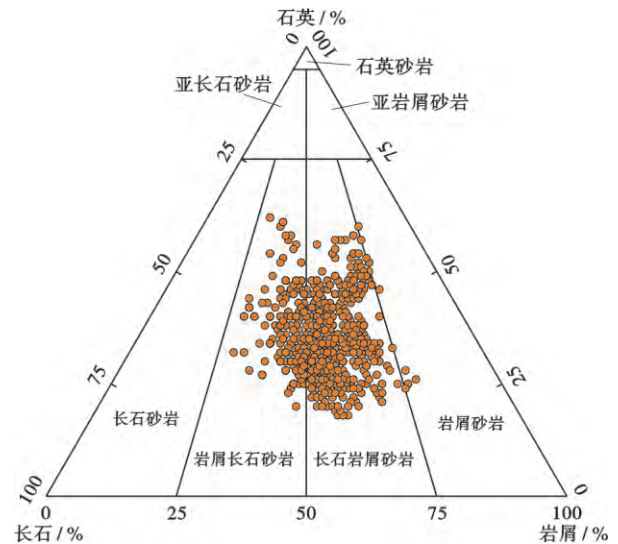


图 2 致密砂岩油气储层岩石组分特征与分类

Fig. 2 Rock composition characteristics and classification of the tight sandstone reservoirs

3 储层储集性能表征

3.1 储集物性特征

岩心实测物性统计表明,松辽盆地南部下白垩统泉四段砂岩储层孔隙度分布范围为 1.7%~20.0% (主要分布范围为 2.0%~14.0%),平均为 8.5%,其中孔隙度小于 10% 的储层含量总和占 70% [图 3(a)]。储层空气渗透率分布范围为 0.009~44.500 mD (主要分布范围为 0.010~1.000 mD),平均为 0.493 mD,其中空气渗透率小于 1.000 mD 的储层含量总和占 92.80% [图 3(b)]。因此,研究区储层整体物性极差,尤其是渗透率极低,属于致密砂岩储层范畴。

3.2 储集空间特征

利用铸体薄片和扫描电镜观察发现,松辽盆地南部下白垩统泉四段致密砂岩储层原生孔隙主要发育于石英颗粒含量相对较高的储层中,呈三角形或多边形,孔隙边缘平直,内部洁净,无明显的溶蚀痕迹[图 4(a)]。原生孔隙尺寸较大,沿长轴方向直径为 20~300 μm,连通性相对较好[图 4(b)]。次生溶蚀孔隙主要发育在长石及部分岩屑颗粒中,可见长石边缘溶蚀孔隙、长石粒内溶孔及长石铸模孔等,并且常与原生孔隙伴生。长石沿解理缝发生溶解,形成粒内溶孔,孔隙大小不一,常呈蜂窝状,连通性较差[图 4(c)]。局部储层中长石溶蚀作用强烈,部分颗粒被整体溶解,形成铸模孔[图 4(d)]。次生溶蚀孔隙尺寸相对于原生孔隙较小,多数孔隙沿长轴方向直径为 5~50 μm [图 4(c)],少数长石完全溶解形成的铸模孔或残余铸模孔,沿长轴方向直径可达 100~200 μm [图 4(d)]。自生黏土矿物充

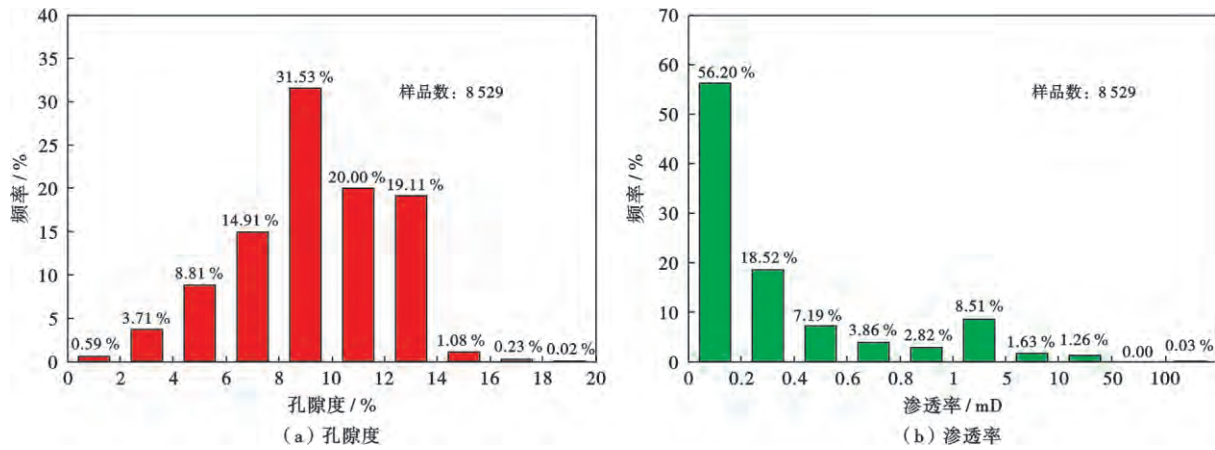


图3 松辽盆地南部泉四段储层物性分布特征

Fig. 3 Porosity and permeability distribution characteristics of the fourth Member of Cretaceous Quantou Formation in the southern Songliao Basin

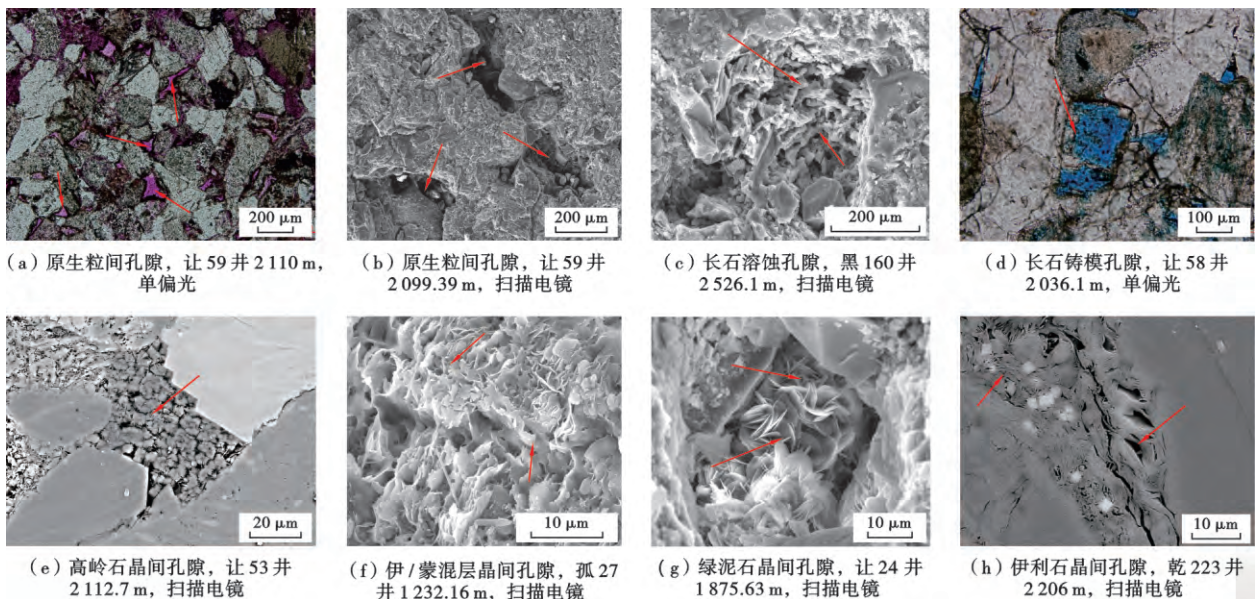


图4 致密砂岩油气储层储集空间特征

Fig. 4 Characteristics of the pore space in tight sandstone reservoirs

填作用形成的晶间微孔发育普遍,主要包括高岭石晶间孔[图4(e)]、伊/蒙混层晶间孔[图4(f)]、绿泥石晶间孔[图4(h)]以及伊利石晶间孔[图4(g)]。晶间微孔以纳米级孔隙为主,孔隙直径分布范围为0.05~3.00 μm[图4(e)—图4(h)]。微裂缝主要为石英、长石等脆性矿物颗粒压实微裂缝,发育规模小,延伸距离短,裂缝宽度主要为纳米尺度。

3.3 孔喉结构表征

近年来,国内外许多学者针对致密砂岩复杂的孔喉结构,逐步优化表征方法,形成了多尺度的系列精细表征技术。例如,利用铸体薄片观察、场发射扫描电镜分析、背散射扫描电镜分析及环境扫描电镜分析等开展致密砂岩储层二维平面孔喉结构精细刻画^[15-18];利用高压压汞、恒速压汞、氮气吸附及核磁共振等得到一

系列反映致密砂岩储层孔喉结构特征的定量参数^[19-25];利用激光扫描共聚焦显微镜、微米CT扫描等对致密砂岩储层孔喉结构特征进行三维空间立体表征^[26-28]。致密砂岩油气储层表征中,常用的不同方法各具侧重点,但均存在各自的局限性。铸体薄片观察和扫描电镜分析,可以直观地展示微观孔喉结构面貌及二维分布特征,并且能够通过图像分析获得孔喉大小、配位数及面孔率等参数,但是该方法精度低,并且无法提供孔喉分布特征的定量参数^[15,17]。高压压汞进汞压力高,可以测量的孔喉尺度范围广,并且能够获取一系列能够反映孔喉大小、孔喉分选、孔喉连通性和渗流能力的参数,从而实现储层孔喉特征定量表征,但是可能会遗漏储层中的部分较大孔喉^[19-22]。恒速压汞以极低的准静态恒定速度向岩样喉道及孔隙内进汞,

并可以据进汞压力的涨落将孔隙和喉道分开,分别获取孔隙、喉道的各项定量参数,但是进汞压力低,无法测量储层中小于 $0.12\ \mu\text{m}$ 的孔喉^[23-24,29]。核磁共振是目前唯一能够表征储层孔喉结构的测井技术,对于未取心井段,利用核磁测井 T_2 谱构建拟压汞曲线,可以实现储层微观孔喉结构表征,但精度相对较低^[20,30-31]。CT扫描是近年来发展起来的重构储层孔喉三维结构特征的新技术,通过建立数字岩心的方法,可以直观地观察不同尺度孔喉的三维网络面貌及连通性特征,但是该方法观察范围小、成本高,不能全面表征非均质较强的致密砂岩^[26-28]。因此,致密砂岩储层孔喉结构研究中,根据实际需要,将不同方法有机结合,可以实现孔喉结构的全面准确表征。

3.3.1 孔喉大小及其分布特征

利用高压压汞和恒速压汞相结合对研究区下白垩统泉四段致密砂岩储层分析表明,储层平均孔隙半径分布范围为 $128.97\sim 152.31\ \mu\text{m}$,平均为 $143.85\ \mu\text{m}$;平均喉道半径分布范围为 $0.01\sim 2.08\ \mu\text{m}$,主要集中于 $0.10\sim 0.35\ \mu\text{m}$ 。整体上,致密砂岩储层中孔喉半径分布在 $0.001\sim 630\ \mu\text{m}$,其中小于 $0.12\ \mu\text{m}$ 部分由高压压汞测得,大于 $40\ \mu\text{m}$ 的部分主要由恒速压汞测得,2种方法均可测得 $0.12\sim 40\ \mu\text{m}$ 范围的孔喉半径(图5)。整个孔喉半径分布曲线呈现明显双峰特征,左峰峰位分布范围约为 $0.1\sim 1.0\ \mu\text{m}$,峰值孔喉半径约为 $0.5\ \mu\text{m}$,为致密砂岩储层中主要喉道半径分布范围;右峰峰位分布范围约为 $100\sim 350\ \mu\text{m}$,峰值孔喉半径约为 $200\ \mu\text{m}$,为恒速压汞所测的致密砂岩储层中主要孔隙半径分布范围(图5)。

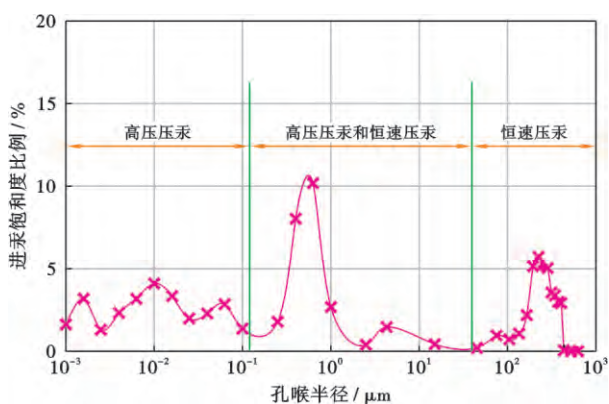


图5 致密砂岩储层高压压汞与恒速压汞综合分析孔喉分布
Fig.5 Pore-throat size distribution under pressure-controlled combined with rate-controlled mercury injection

3.3.2 孔喉连通性特征

图像分析表明,松辽盆地南部下白垩统泉四段致密砂岩储层平均孔喉配位数分布范围为 $1.33\sim 2.83$,

平均为 1.81 ,即储层孔隙周围连通性喉道少,孔喉连通性较差。高压压汞结果显示,研究区致密砂岩储层最大进汞饱和度主要分布范围为 $65\%\sim 95\%$,而残余汞饱和度主要分布范围为 $40\%\sim 70\%$,储层退汞效率低,仅为 $28.4\%\sim 43.6\%$,平均为 34.5% ,整体上孔喉连通性较差。另外,在双对数压汞曲线中,曲线的顶点代表汞在岩石中形成的连续并且内部连通性良好的孔喉系统结束的位置,即该顶点之后,孔喉的连通性开始变差^[32]。双对数压汞曲线上的顶点 B 在正常压汞曲线上有一个 B' 点与之对应,定义岩石排驱压力所对应的点为 A 点,则压汞曲线上的 AB' 段孔喉半径较大,连通性较好,为有效控制流体流通的主要孔喉空间,即代表岩石中主要的有效连通孔喉体系^[32][图6(a)]。不同物性致密砂岩储层压汞曲线特征对比表明,致密砂岩储层中连通孔喉体系比例小(主要小于 40%),储层中有效连通孔喉体系所占的比例大小与储层孔隙度之间的相关性不明显,而与储层渗透率之间呈现良好的负相关关系[图6(a)]。另外,微米CT扫描结果表明,松辽盆地南部白垩系泉四段致密砂岩储层孔喉在三维空间中主要呈孤立状分布,孔隙之间的喉道细,孔喉配位数小,连通性差,而常规砂岩储层孔喉在三维空间中连片分布,孔喉之间喉道粗,孔喉配位数大,连通性好[图6(b)]。

3.3.3 不同尺度孔喉的物性贡献

将高压压汞分析得到的累积进汞量、渗透率贡献及渗透率累积贡献曲线绘制于同一坐标系,即可分析不同尺度孔喉对储层孔隙度和渗透率的具体贡献情况。针对松辽盆地南部下白垩统泉四段致密砂岩储层中不同孔隙度和渗透率的典型样品分析表明,渗透率主要由储层中小部分半径相对较大的孔喉所控制,该部分孔喉半径一般大于渗透率贡献曲线的峰值孔喉半径(图7),当注入汞开始进入此部分孔喉时,渗透率累积贡献会迅速增加,形成斜率极大、形状极陡的曲线段;此后,随着该部分孔喉被充满汞,渗透率累积贡献的增加速率减缓,形成平缓的曲线段;整体上,渗透率累积贡献曲线经历“缓慢增加—快速增加—缓慢增加”3个阶段,形成反“S”形曲线形态(图7)。相比而言,累积进汞量曲线与孔喉半径变化方式相反,在进汞的早期阶段,累积进汞量增加缓慢,形成平缓的曲线段;而当孔喉半径小于渗透率贡献曲线峰值孔喉半径时,累积进汞量迅速增加,形成斜率较大、形态较陡的曲线段,持续至进汞饱和度达到最大值(图7)。这说明致密砂岩储层中,孔喉空间总体积大小主要由岩石中大量半径小于峰值孔喉半径的小孔喉所贡献,而其余对渗透率贡献显著的大孔喉所占孔喉空间总体积的比例相对较小(图7)。

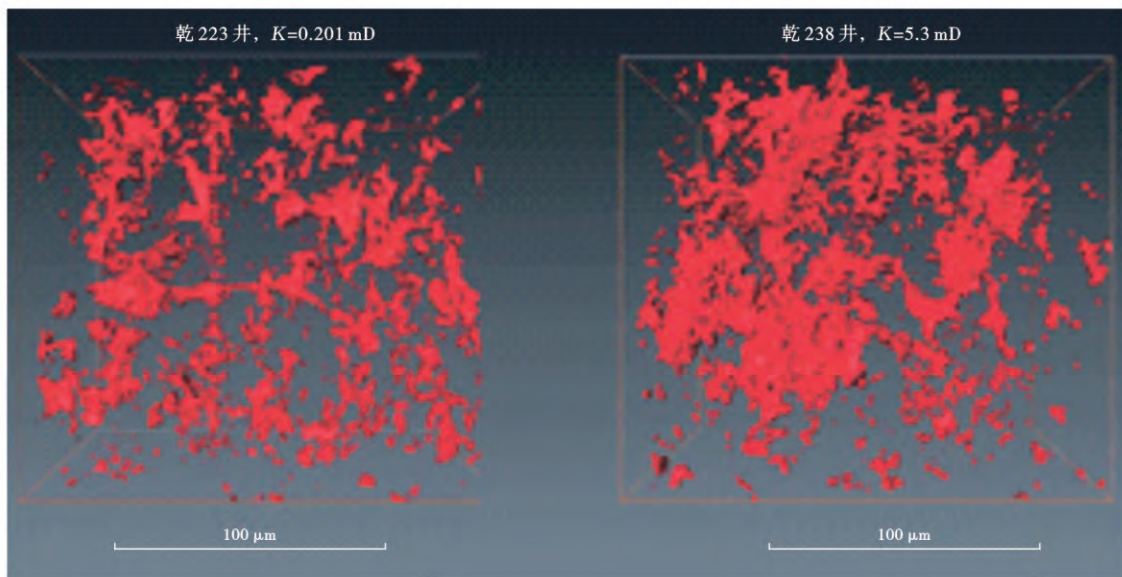
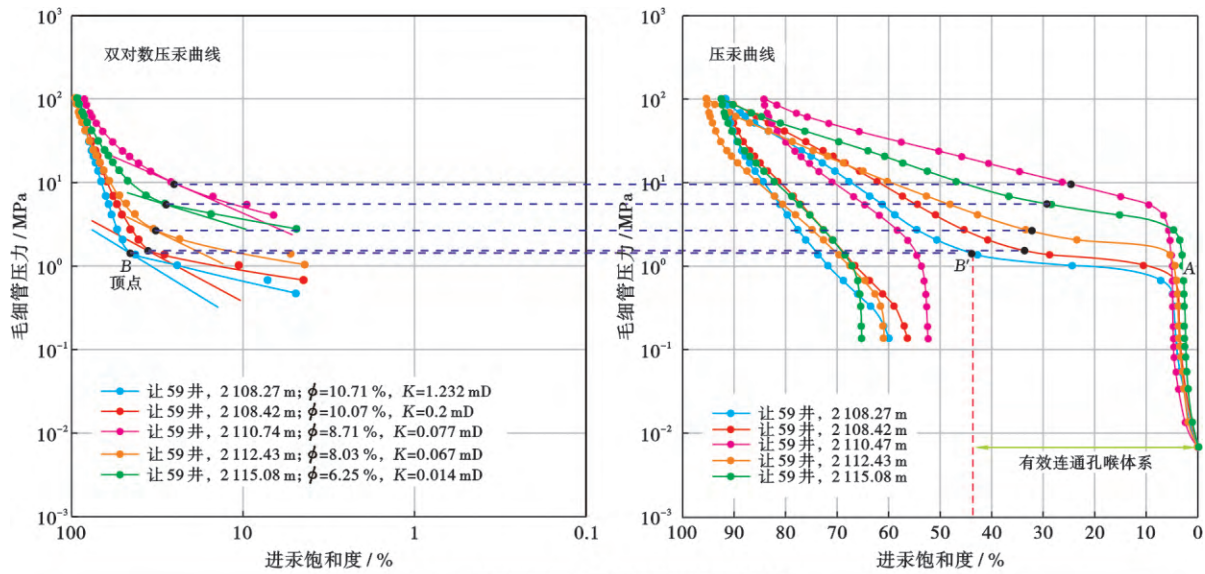


图 6 致密砂岩储层压汞曲线与 CT 扫描特征

Fig. 6 Characteristics of mercury injection curves and CT images in the tight sandstone reservoirs

4 成储机制

4.1 成储的内涵

笔者研究认为致密油气成储包括“致密储集体的形成”和“经历了油气充注聚集”2个主要方面的含义,即大面积连续分布的致密储层中,若经历了油气充注聚集,表现出含油特征,则可认为致密油气成储。具体来说,一方面可以是常规储层经历了破坏性成岩作用的改造,孔隙度减小、渗透率降低,形成致密储层,并且储层在致密化之前或之后经历了油气二次运移聚集,表现出含油特征(图8);另一方面也可能是最初非储层岩石经历有利的次生变化,形成新孔隙,增加孔隙度、

提高渗透率,形成致密储层,并经油气初次运移,形成源内油气,在相关孔隙中发生聚集,表现出含油特征(图8);其中,致密砂岩油气属于前者,而泥页岩油气属于后者。

4.2 成储机制

根据致密油气成储的内涵,结合对致密砂岩储层储集特征及其储集下限的描述^[33-34],笔者认为致密砂岩油气成储,一方面是指砂岩物性降低至致密储层的物性范畴,即储层孔隙度主要小于10%,空气渗透率小于1.0 mD;另一方面是指致密砂岩中发生了油气充注。需要注意的是,这里的油气充注仅指致密砂岩储层在一定的试油措施下能够具有油气显示,但

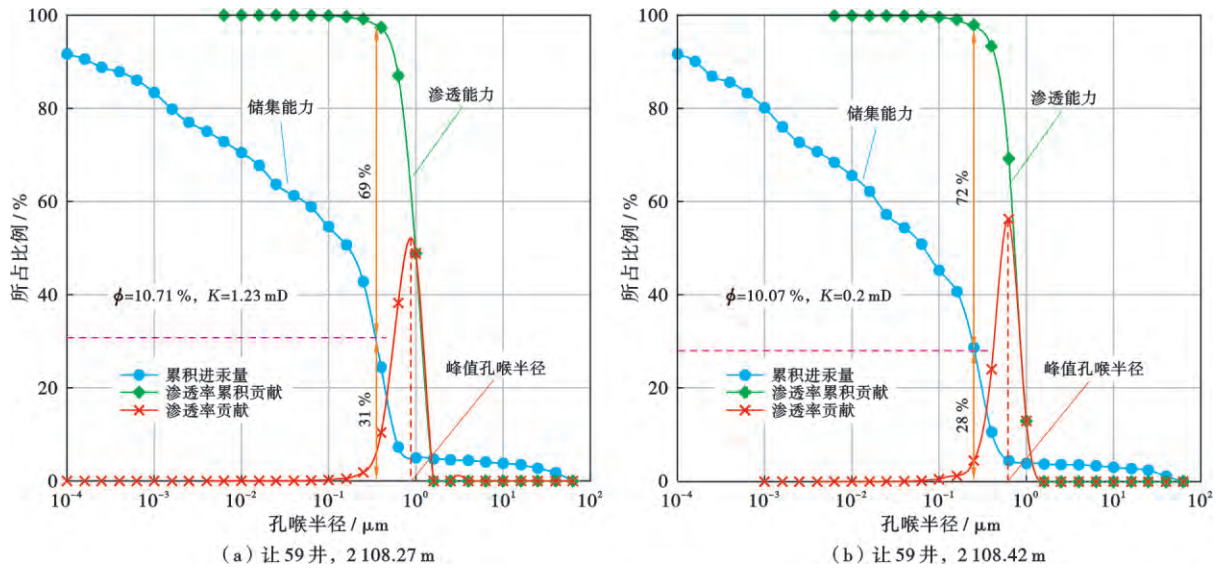


图 7 不同尺度孔喉对储层孔隙度和渗透率的贡献

Fig. 7 Specific contributions of different sized pore-throats on porosity and permeability

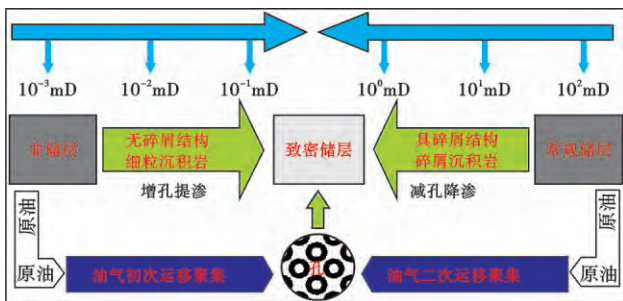


图 8 致密油气成储内涵

Fig. 8 Connotation illustration of tight oil and gas reservoir formation

并不强调其是否具有商业价值。具体来说,致密砂岩油气成储主要应包括 2 层含义:①常规砂岩储层在埋藏演化过程中,遭受压实作用、胶结作用以及黏土矿物充填作用等多种破坏性成岩作用改造,储层孔隙度减小,渗透率降低,最终形成致密砂岩;②致密砂岩储层中经历过油气充注,在一定的试油措施下能够具有油气显示,其中包括“先成藏,后致密”和“先致密,后成藏”2 种类型^[12-13]。也就是说,在常规条件下发生油气充注之后再致密化的储层以及在致密化之后又发生了油气充注的储层均可视为致密砂岩油气成储。因此,致密砂岩油气成储机制的研究应包括储层致密化机理(即砂岩储层如何致密)和油气充注与聚集机制(即含油饱和度值受何控制)2 个主要方面。对于“先成藏,后致密”型致密砂岩油气藏,成藏期储层物性好,为常规油气成藏过程,成储机制的研究应该侧重于油气充注之后,常规储层转化为致密储层的地质因素,即成岩演化与储层致密化过程;而对于“先致密,后成藏”型致密砂岩油气藏,成藏期储层物性差,为非常规油气成藏

过程,成储机制的研究应该侧重于储层致密化之后,油气的充注与聚集机制。因此,砂岩储层致密化机理,致密砂岩油气藏成因类型及储层致密化之后油气充注与聚集等成为致密砂岩油气成储机制研究的关键。

4.2.1 储层致密化机理

致密砂岩储层致密化机理的研究不仅能够指导致密砂岩油气勘探预测,而且能够为致密砂岩油气开发措施的选择提供参考依据。由常规砂岩储层转变为致密砂岩储层的过程,既可以取决于岩石的原始组分和结构构造,还可以由储层埋藏演化过程中的成岩作用所致^[35]。针对致密砂岩储层致密化机理,国内外学者在不同研究区的致密砂岩储层中开展了大量的研究工作,并取得了一系列对致密砂岩油气勘探开发具有指导性作用的成果认识^[35-44]。前人对致密砂岩储层致密化机理的认识,归纳起来可以包括 4 种:①储层粒间孔隙被沉积期的大量泥质杂基充填形成致密砂岩储层;②塑性颗粒含量高的砂岩受强烈的压实作用形成致密砂岩储层;③各类胶结物大量沉淀胶结粒间孔隙形成致密砂岩储层;④自生黏土矿物大量充填堵塞孔喉形成致密砂岩储层。总的来看,目前对致密砂岩储层致密化机理的研究主要停留在储层静态致密化成因层面,通过定性分析沉积作用、成岩作用及构造作用等因素对储层物性的影响,说明储层致密化成因,并未对各种破坏性成岩作用的相对贡献大小进行具体分析,而且对储层致密化发生时间的研究比较薄弱,从而导致对储层致密化形成的主导因素和决定因素等认识尚不明确。实际上,致密砂岩储层致密化机理的研究更应该是在成岩作用与储层物性动态演化研究的过程中,

定量分析各成岩阶段发生的成岩事件类型及其对储层致密化过程的贡献,明确储层致密化形成时间及决定性因素,从而阐明致密砂岩储层致密化机理。

首先,开展储层成岩作用类型及特征研究,确定储层中各关键成岩事件发生的时间,建立储层成岩作用演化序列,是致密砂岩储层致密化机理研究的基础。具体步骤可以简述为:①利用薄片观察、扫描电镜分析、阴极发光分析等技术手段,确定储层成岩作用类型及特征,分析自生矿物之间的交代切割与溶解充填关系,初步判断各主要成岩事件发生的先后顺序,即被交代矿物形成早于交代矿物,充填矿物形成晚于溶解作用等^[45-46];②根据自生矿物中的流体包裹体均一温度测试,或自生矿物氧同位素温度计算,结合储层埋藏演化史分析,精确厘定各主要成岩事件发生的先后顺序与发生时间;③以储层胶结—溶解作用过程中成岩矿物转化机理和自生矿物共生关系为约束,遵循成岩过程中的物质平衡原理,进一步确定与验证储层中各关键成岩时间发生的先后顺序^[47-53];④综合上述结果,采用不同手段相互验证、相互补充,最终恢复储层成岩演化过程,建立成岩演化序列。

研究区泉四段致密砂岩储层主要成岩作用类型有压实作用、石英胶结作用、碳酸盐胶结作用、少量黄铁矿胶结及长石溶解作用等。其中,铁方解石和铁白云石胶结物常常交代石英次生加大边[图 9(a)、图 9(b)],说明铁方解石和铁白云石的形成晚于石英

加大。长石溶解次生孔隙中可见铁方解石和铁白云石充填的现象[图 9(c)],说明铁方解石和铁白云石的形成晚于长石溶解。自生钠长石常充填钾长石溶解作用产生的次生孔隙[图 9(d)],并且被铁方解石和铁白云石交代[图 9(e)],可推断自生钠长石的形成稍晚于钾长石溶解,但早于铁方解石和铁白云石胶结。图 9(f)可见铁白云石交代铁方解石的现象,说明铁白云石的形成稍晚于铁方解石胶结,并可见少量晚期黄铁矿交代石英次生加大边与铁方解石的现象,表明晚期黄铁矿形成晚于石英次生加大与铁方解石胶结。自生石英胶结物中流体包裹体均一温度分布范围为 60~130℃,主要集中在 70~100℃;碳酸盐胶结物中的盐水包裹体均一温度分布范围为 98~108℃,平均为 101℃(图 10);利用氧同位素计算和流体包裹体测温所得的碳酸盐胶结物的形成温度分布范围为 83.78~130.96℃,主要集中在 100~120℃(图 10);因此,碳酸盐胶结物开始形成的时间明显晚于石英胶结。在成岩矿物转化机理和自生矿物共生关系方面,蒙皂石主要形成于喷出岩岩屑的蚀变作用,高岭石形成于长石颗粒溶解,两者形成时间均早于石英胶结物形成时间;绿泥石和片状伊利石与石英胶结物形成过程相伴生,主要由蒙皂石转化而来,其形成晚于蒙皂石和自生高岭石;丝状伊利石主要形成于高温条件下的高岭石转化作用,其形成温度高,形成时间晚于自生绿泥石。综上所述可得,松辽盆地南部下白垩统泉四段致密砂岩成岩演

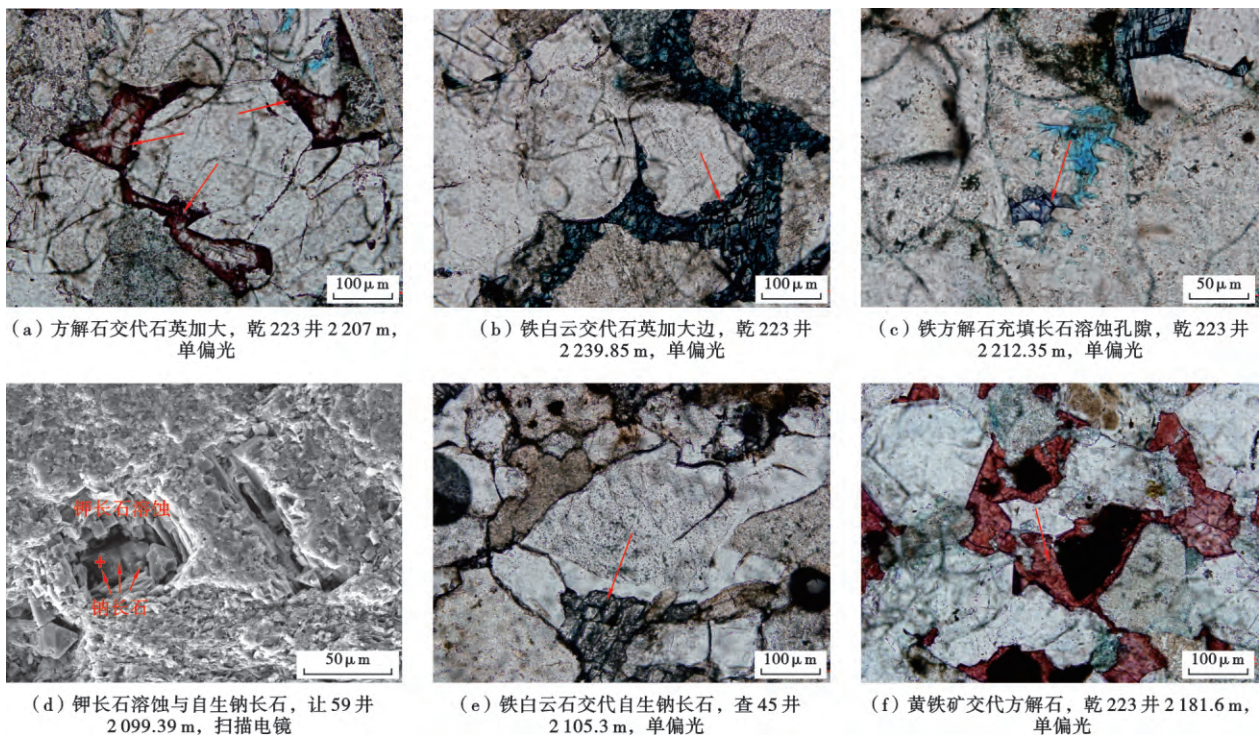


图 9 致密砂岩油气储层自生矿物交代作用与充填作用特征

Fig. 9 Replacement and filling characteristics of the authigenic minerals in the tight sandstone reservoirs

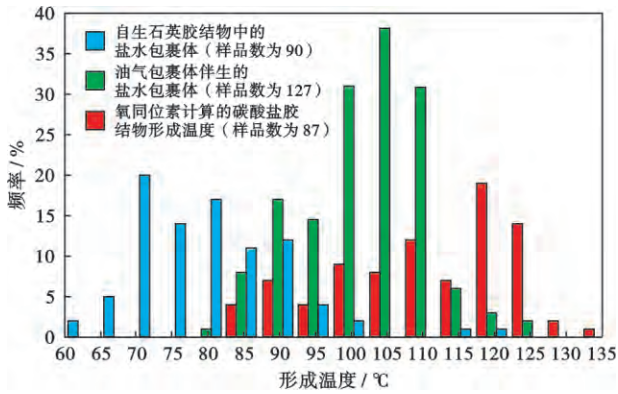


图 10 致密砂岩中石英胶结形成温度与碳酸盐胶结物形成温度对比

Fig. 10 Comparison of the formation temperature of the quartz cement and carbonate cements in the tight sandstones

化过程为:压实作用→自生蒙皂石→长石颗粒溶解/自生高岭石→少量早期莓球状黄铁矿→无序伊/蒙混层→自生钠长石→有序伊/蒙混层($R=1$)→石英胶结物→有序伊/蒙混层($R=3$)/绿泥石/伊利石→铁方解石/铁白云石胶结→晚期黄铁矿胶结(图 11)。

在储层成岩事件类型与特征研究基础上,定量分析关键溶解、胶结作用对储层的物性贡献量,以成岩演化序列为约束,开展地质历史时期储层物性恢复^[54-55],明确储层物性演化过程,是致密砂岩储层致密化机理研究的关键。具体步骤可以表述为:①根据成岩模拟实验结果中原始孔隙度 ϕ_0 的计算方法^[56]:

$$\phi_0 = -3.0413S_0 - 3.4907M + 47.828123 \quad (1)$$

同时,以前人研究成果为约束^[57-58],求取储层原始孔隙度;②根据铸体薄片面孔率分析与对应岩心孔隙度分析,建立储层面孔率与孔隙度之间的函数关系,松辽盆地南部下白垩统泉四段致密砂岩储层孔隙度与面孔率之间的函数关系为:

$$\phi = 2.5169\ln(\eta) + 4.1197 \quad (2)$$

③根据流体包裹体均一温度分析和氧同位素温度计算,将形成温度在埋深演化史上投影,确定胶结、溶解作用发生的关键时间,并结合储层埋藏演化史,确定关键胶结、溶解作用发生时储层的古埋深;④在成岩作用对储层物性影响分析的基础上,利用铸体薄片,借助图像分析软件,定量统计各主要胶结、溶解作用对储层面孔率的贡献量,具体来说对原生孔隙、次生溶蚀孔隙、石英胶结物含量及碳酸盐胶结物含量等主要通过利用 Zeiss Axioscope A1 APOL 数字偏光显微镜、CorelDRAW 及铸体图像分析系统等软件,采用人工圈绘与计算机图像分析相结合的方法进行定量统计计算,然后结合孔隙度与面孔率之间的函数关系,采用“反演回

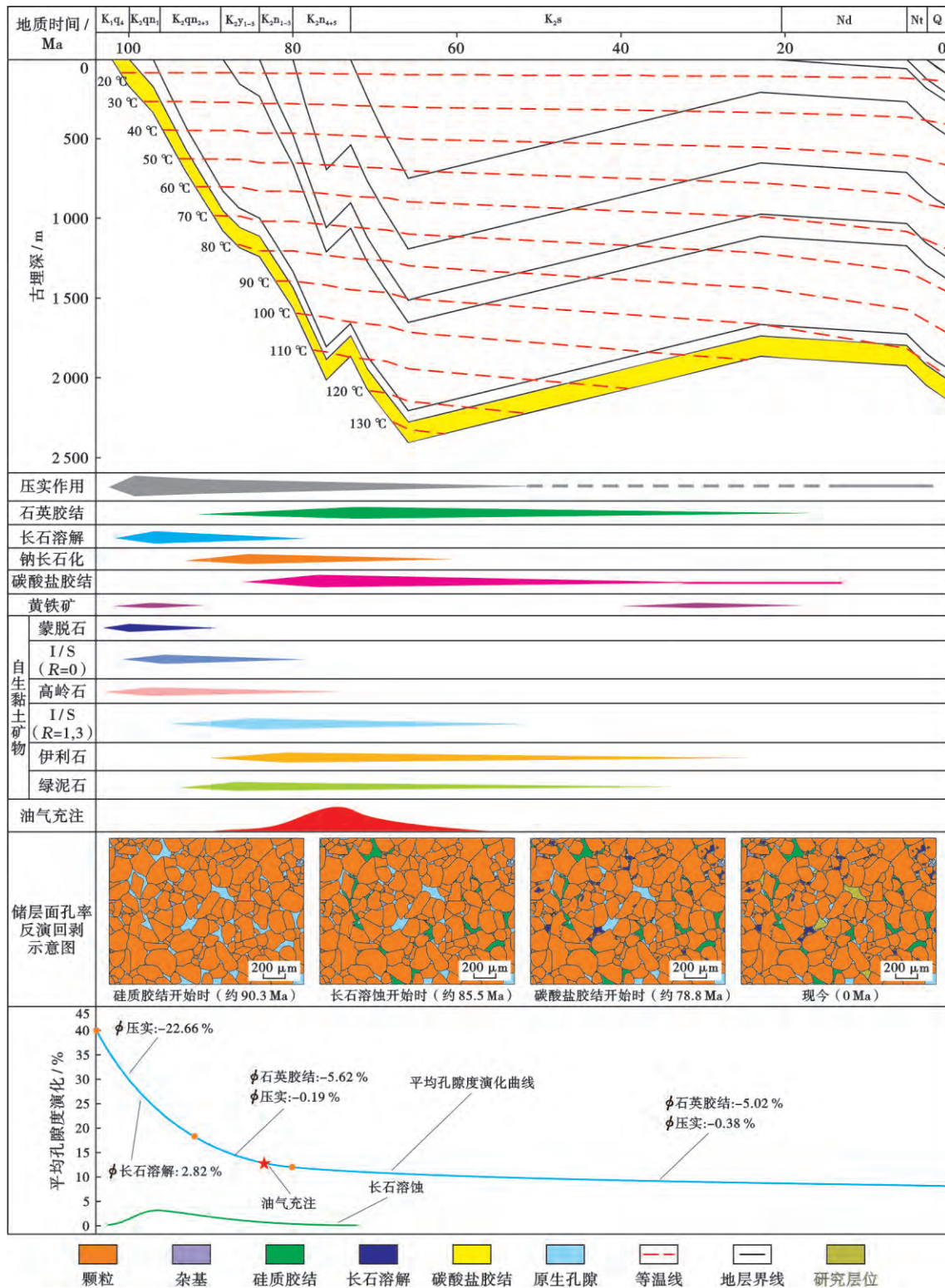
剥”的原理,恢复各主要胶结、溶解作用开始(或结束)时,储层的“反演回剥”孔隙度;⑤建立研究区储层的正常压实图版,对储层“反演回剥”孔隙度进行机械压实作用校正,具体在主要胶结作用大量发生之前,压实作用损失的孔隙量根据正常压实曲线读取,而当主要胶结作用较强时,可以对储层产生抗压,机械压实作用损失的孔隙量可以根据正常压实图版,将剩余的压实损失总孔隙度按深度比例进行分配^[54];⑥在机械压实校正的基础上,最终确定地质历史时期砂岩储层实际孔隙度的演化过程。

根据上述步骤恢复研究区下白垩统泉四段致密砂岩储层地质历史时期平均孔隙度演化过程,并建立平均孔隙度演化曲线(图 11),即压实作用损失的平均总孔隙度约为 23.23%(其中石英胶结之前压实损失孔隙度为 22.66%,石英大量胶结之后至碳酸盐胶结作用开始发生之前压实损失孔隙度为 0.19%,碳酸盐胶结之后埋藏至今压实损失孔隙度为 0.38%),石英胶结作用损失的平均孔隙度约为 5.60%,碳酸盐胶结作用损失的平均孔隙度约为 5.02%,而长石溶解作用增加的储层平均孔隙度约为 2.82%(图 11)。

在储层各关键成岩作用物性贡献量定量分析的基础上,根据储层地质历史时期物性演化过程恢复,确定储层致密化时间,明确储层致密化的主导因素与决定因素,是致密砂岩储层致密化机理研究的目标。根据上述综合研究表明,对于松辽盆地南部泉四段致密砂岩储层,当砂岩经历了压实作用之后,储层孔隙度迅速减小,损失了原始孔隙度的 60%以上(原始孔隙度近似为 40%),随后早期石英胶结作用大量形成,储层孔隙度值减小至接近 10%~12%(图 11);并且此阶段砂岩储层中形成了大量的自生黏土矿物,能够充填孔隙空间,堵塞孔隙间喉道,降低储层物性,尤其是对储层渗透率的减小作用十分显著。经历了早期压实作用和石英胶结及其共生的自生黏土矿物充填作用之后,在晚期碳酸盐胶结作用开始之前,储层已经基本发生致密化,晚期碳酸盐胶结物的发育进一步增强了储层致密化程度(图 11)。因此,压实作用是松辽盆地南部泉四段扶余油层致密砂岩储层致密化的主导因素;石英胶结及其伴生的自生黏土矿物充填作用最终决定了松辽盆地南部下白垩统泉四段扶余油层致密砂岩储层致密化的形成;晚期铁方解石和铁白云石等碳酸盐胶结作用进一步强化了砂岩储层的致密化程度。

4.2.2 油气藏成因类型

致密砂岩油气藏成因类型研究的核心是确定主要油气充注时间与储层致密化时间的匹配关系^[59-62]。由



K₁q₄—泉头组四段; K₂qn₁—青山口组一段; K₂qn₂₊₃—青山口组二段+三段; K₂y₁₋₃—姚家组一段至姚家组三段; K₂n₁₋₃—嫩江组一段至三段; K₂n₄₊₅—嫩江组四段+五段; K₂s—四方台组; Nd—大安组; Nt—康泰组。

图 11 致密砂岩储层成岩演化序列与地质历史时期孔隙度演化过程

Fig. 11 Diagenetic history and average porosity evolution trend of the tight sandstone reservoirs

于致密砂岩储层致密化机理研究中已经明确了储层致密化时间,因此油气充注时间的确定是致密砂岩油气藏成因类型研究的关键。首先,利用薄片观察和荧光观察,分析砂岩储层中油气的赋存空间和赋存特征,可

以为判断油气充注与主要成岩作用之间的先后顺序提供直观的证据。其次,对油气包裹体伴生的盐水包裹体均一温度的测试,即可获得油气充注发生主要的温度范围,从而能够较准确地确定油气充注与主要成岩

作用发生的先后顺序,并可以对岩石薄片和荧光薄片观察所确定的顺序进行补充验证。在明确油气充注与储层主要成岩作用发生先后顺序的基础上,结合致密砂岩储层致密化史与致密化机理的研究,即可确定致密砂岩油气藏成因类型。

研究区泉四段扶余油层致密砂岩储层中原油荧光显微镜下,均发蓝白色荧光,表明原油成熟度高,油质轻,充注时间较晚^[63]。在致密砂岩储层中原油赋存空间主要包括:①压实残余粒间孔隙;②石英胶结残余粒间孔隙;③碳酸盐胶结物边缘残余孔缝;④长石颗粒压实破裂缝;⑤长石溶解次生孔隙;⑥自生黏土矿物晶间孔隙;⑦沿颗粒表面破裂缝分布的油气包裹体。但是,石英颗粒与加大边之间接触的“尘线”缝中油气充注的痕迹非常少见,并且石英胶结物中主要发育盐水包裹体,油气包裹体基本不可见。由此可以推断,油气充注主要发生于自生石英大量胶结之后,并且充注时砂岩储层已经遭受了非常强烈的机械压实作用,充注发生的时间相对较晚。包裹体测温学分析进一步表明,与油气包裹体伴生的盐水包裹体均一温度分布范围为73~129℃,平均为103℃,主要分布于储层中石英胶结物形成温度与碳酸盐胶结物形成温度之间。结合上述油气赋存特征分析认为,研究区致密砂岩储层中油气充注主要开始于石英大量胶结之后,晚期碳酸盐开始胶结之前(图11)。结合储层致密化史与致密化机理研究可知,松辽盆地南部下白垩统泉四段致密层中油气充注开始发生时,储层已经基本致密(平均孔隙度约小于10%),整个油气充注过程主要在砂岩储层致密化的背景下进行(图11),为典型的“先致密,后成藏”型致密砂岩油气藏。

4.2.3 油气充注与聚集

(1) 孔喉结构与油气充注

首先,致密砂岩储层束缚水饱和度高,油气充注过程中毛管阻力大。当充注动力一定时,储层中某个半径值以下的孔喉中将很难发生油气充注^[64]。因此,对于任一致密砂岩储层在实际地质条件下,应该存在一个能够使油气注入储层的孔喉半径下限。近年来,随着致密砂岩油气勘探开发的日益重要,很多学者对此开展了大量有益的探讨^[10,65-67]。总结起来,目前对于致密砂岩储层原油充注下限的研究主要集中于理论计算、实验模拟和经验统计3个方面^[68]。理论计算主要是建立较为理想的模型,计算原油分子能够发生充注的最小孔喉半径,以此作为致密砂岩油充注的孔喉下限^[68-69];实验模拟主要是采用岩心驱替实验,模拟不同温压条件下,原油能够注入储层的孔喉半径^[70];经验统计主要是收集勘探与生产过程资料,以储层试油试

采结论为依据,统计对比确定充注孔喉下限^[10]。上述3种方法中,理论计算与实验模拟条件均较为理想,考虑因素比较简化,不能真实有效地反映实际地层温压与充注动力下的油气充注过程;计算和模拟结果能够丰富致密砂岩油气的理论研究,但是对于实际勘探开发的指导作用存在局限性。经验统计的方法一般不确定性因素多、随机性强,导致精度相对较低,普遍适用性较差。因此,笔者在研究过程中尝试利用高压压汞分析与定量颗粒荧光分析相结合的手段,采用统计对比的分析方法,确定致密砂岩储层在实际地质条件下发生原油充注的孔喉下限。定量颗粒荧光(QGF)分析通过利用高度灵敏的分光光度计,可以准确地识别砂岩储层中的现今油层和古油层^[71-72]。其中,定量颗粒荧光指数(QGF index)可以作为反映储层中是否经历过油气充注的精确指标^[73],其与储层含油饱和度具有密切的关系,含油储层中颗粒荧光指数明显大于水层^[71-73]。对于某一致密砂岩储层,定量颗粒荧光指数一般存在一个基线值,并且当颗粒荧光指数大于该基线值时,致密砂岩储层含油^[71],而定量颗粒荧光指数小于该基线值时,认为储层不含油或仅含少量剩余油^[71]。在此基础上,将颗粒荧光指数分析确定的含油样品(红色曲线)与不含油样品(绿色曲线)的孔喉大小分布曲线进行对比分析,即可获得致密砂岩储层在实际地质条件下发生原油充注的孔喉下限(图12),该下限包含实际地质条件下储层特性、原油性质及充注压力等综合信息,能够为致密砂岩油气的勘探开发提供切实指导^[72]。

利用此方法研究表明,研究区泉四段致密砂岩储层实际地质条件下能够发生原油充注的孔喉半径下限约为0.25~0.30 μm(图12),并且采用配备能谱(EDS)的扫描电镜(SEM)和环境扫描电镜(ESEM),对研究区典型致密砂岩储层中的微观原油赋存形式进行观察,表明直径为0.5~0.6 μm的孔隙中以及宽度为0.5~0.8 μm的孔喉中均发现了油膜的存在,能谱分析显示出了明显碳峰,并且油膜厚度向孔喉半径增大的方向增加,而直径小于约0.5 μm的喉道空间中基本无油膜存在^[72]。

另外,致密砂岩储层孔喉总体积中孔隙与喉道所占体积比对含油性具有极其重要的作用。高压压汞进汞和退汞曲线中,进汞饱和度为岩石中孔隙与喉道体积之和,退汞饱和度仅反映岩石中喉道所占体积,而残余汞主要存在于岩石孔隙中,其饱和度代表孔隙所占的体积比例。因此,砂岩样品的孔喉体积比可以计算为^[32]:

$$V_r = S_r / (S_{\max} - S_r) \quad (3)$$

当孔喉体积比过小时,反映储层中孔喉空间总体积主要由喉道所控制,此时储层储集空间尺度小,不利

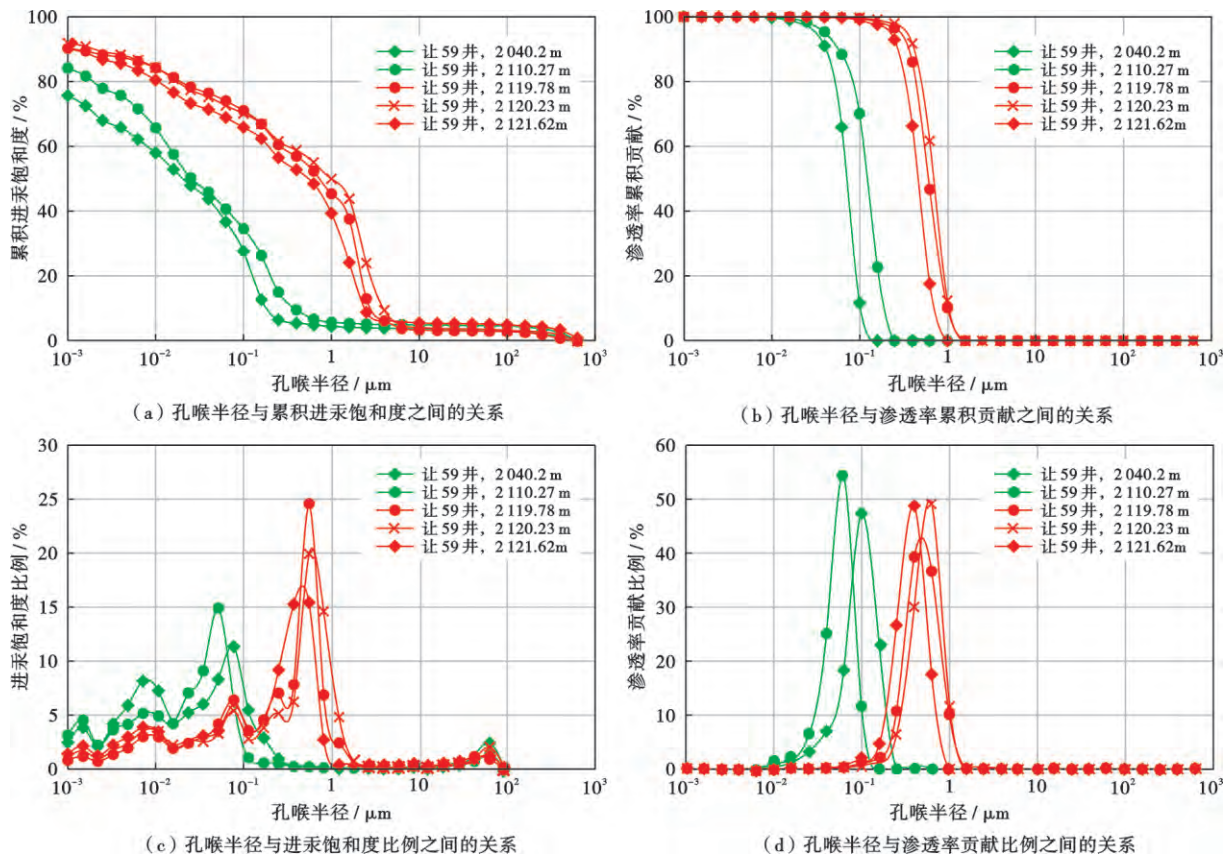


图 12 不同含油性的致密砂岩储层样品中孔喉分布特征对比^[72]

Fig. 12 Comparison of the pore-throat distribution under different oiliness in the tight sandstone reservoirs

于发生油气充注;而当孔喉体积比过大时,说明储层中孔喉空间总体积主要由孔隙所控制,喉道含量少,此时储层中的孔隙之间缺少喉道连通,主要呈孤立状分布,连通性较差,同样不利于油气发生充注。针对松辽盆地南部白垩系泉四段致密砂岩储层研究表明,当孔喉体积比小于 1.7 时,储层含油饱和度普遍小于 30%;当孔喉体积比为 1.7~2.3 时,储层含油饱和度主要分布范围为 10%~40%;当孔喉体积比为 2.3~3.0 时,储层含油饱和度普遍大于 30%,部分储层可高达 50%以上;而当孔喉体积比大于 3.0,含油饱和度均较小至 40%以下,孔喉体积比为 2.3~3.0 时,致密砂岩储层最有利于发生油气充注,形成较高含油饱和度值(图 13)。

(2) 致密砂岩储层成岩过程中储层润湿性特征与油气聚集

对于不受浮力控制的致密砂岩油藏,原油通过有利孔喉进入致密砂岩储层后,往往优先向所需充注动力较小的方向发生扩散流动,从而在砂体的不同部位形成差异性油气聚集^[64,74]。多相流体共存的致密砂岩储层中,润湿性是控制各相流体渗流特征的主要因素^[74]。一般情况下,原油进入亲水性致密砂岩储层的过程中,需要较大的充注动力来克服毛管阻力;而当储

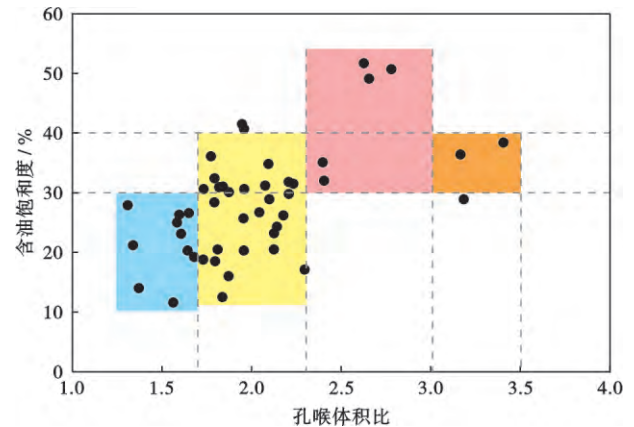


图 13 致密砂岩储层孔喉体积比与含油饱和度的关系

Fig. 13 Relationship between pore throat volume ratio and oil saturation in the tight sandstones

层由亲水性向亲油性转变时,原油注入所需的充注动力随之减小,甚至发生自吸排水进入孔隙空间^[74],从而形成油气优势聚集。因此,润湿性的研究对致密砂岩油气勘探开发极其重要,不仅可控制储层中的油气分布状态及含油饱和度大小,而且直接影响着可采资源量的计算和开发方案的制定,最终决定了致密砂岩油气采收率的高低^[74]。近年来,在致密砂岩油气开发

与提高采收率研究过程中,许多学者针对储层润湿性特征及其改变机理,开展了大量有益探讨,但是关于储层润湿性改变对致密砂岩油气充注与聚集过程影响的研究相对较少^[75-80]。储层润湿性改变的实质是岩石界面动电势发生了变化^[81-83],原油分子表面带负电势,因此当储层中正电势增加时,亲油性会明显增强^[81]。一般来说,在致密砂岩储层原始岩石组分既定的情况下,水-岩相互作用过程中的矿物转化(特别是自生矿物)及其相关地层流体性质改变,会导致储层润湿性发生转变,从而影响油气聚集过程。目前,润湿性表征最常用的方法是测量流体与矿物颗粒表面的接触角,该方法简单快速,测量范围从强亲水到强亲油。根据油滴与矿物表面接触角的定量测量可知,当接触角 $\theta < 30^\circ$ 时,储层亲水; $30^\circ \leq \theta < 90^\circ$ 时,储层弱亲水;当接触角 $90^\circ \leq \theta < 150^\circ$ 时,储层弱亲油; $150^\circ \leq \theta < 180^\circ$ 时,储层亲油。接触角法测得的是储层岩石的整体润湿性特征,不能准确区分混合润湿性储层中的亲油和亲水部分,但当储层中亲油部分的比例增加时,接触角也会随即增大^[74]。

首先,致密砂岩储层原始岩石组分中石英、长石等矿物含量较高时,储层亲水性强,原油充注阻力大,不利于油气发生充注^[74];而当富含 Ca^{2+} 、 Mg^{2+} 、 Fe^{2+} 等离子类型的岩屑含量较高时,储层亲油性增强,亲水性减弱,原油充注阻力减小,从而有利于油气发生充注^[81-83]。统计表明,研究区泉四段致密砂岩储层中石英颗粒的含量小于约22%时或大于约46%时,储层含油饱和度均小于40%,而当石英颗粒的含量为22%~46%时,储层含油饱和度分布范围大,部分储层含油饱和度可达40%以上;当储层中长石颗粒含量小于20%或大于38%时,储层含油饱和度均小于40%,而当长石颗粒含量为20%~38%时,储层含油饱和度分布范围大,部分储层含油饱和度可达40%以上;当储层中火山岩岩屑颗粒含量小于25%或大于45%时,储层含油饱和度均小于40%,而当火山岩岩屑含量为25%~45%时,储层含油饱和度分布范围大,部分储层含油饱和度可达40%以上。这主要是因为当储层中石英与长石等刚性颗粒含量较低时,由于储层抗压能力弱,容易发生强烈压实,不利于致密砂岩油气聚集;而当该类亲水性矿物含量过高时,储层整体的亲水性较强,油气充注阻力大,也不利于致密砂岩油气聚集。与此相反,当火山岩岩屑等塑性颗粒含量过高时,由于储层抗压能力弱,容易发生强烈压实,不利于致密砂岩聚集;而当岩屑颗粒含量过低时,储层中的 Mg^{2+} 、 Fe^{2+} 等亲油性离子含量较低,缺少使储层向亲油性转变的有利条件,从而也不利于致密砂岩油气聚集。

其次,对于矿物组分一定的致密砂岩储层来说,埋藏演化过程中的成岩作用转化,特别是不同类型成岩自生矿物的形成,会导致储层润湿性发生变化,从而影响油气运移与聚集过程(图14)。正常的硅质碎屑岩储层(地层流体pH值为4~8)中,亲油性矿物主要包括(铁)方解石、(铁)白云石、富铁蒙皂石以及富铁绿泥石等,而亲水性矿物主要包括石英、长石、高岭石以及伊利石等,并且铁方解石和铁白云石的亲油性明显强于方解石和白云石^[84]。普通薄片与荧光薄片观察表明,松辽盆地南部白垩系泉四段扶余油层致密砂岩储层中碳酸盐胶结残余孔缝中普遍发生了油气充注,储层中原油围绕碳酸盐胶结物优势聚集的现象比较明显[图14(a)~图14(d)],并且接触角与含油饱和度之间的相关关系和碳酸盐胶结物含量与含油饱和度之间的相关关系具有良好的一致性[图15(a)、图15(b)],表明碳酸盐胶结物形成过程中,引起的局部孔喉润湿性改变,对储层含油性具有重要的影响。定量统计显示,碳酸盐胶结物含量小于约5%时,随着碳酸盐胶结物含量的增加,储层含油饱和度增加;而当碳酸盐胶结物含量大于约5%时,随着碳酸盐胶结物含量的增加,储层含油饱和度减小,在碳酸盐胶结物含量为4%~5%时,储层含油饱和度最高[图15(a)、图15(b)],这是因为碳酸盐胶结物含量过低时,储层中亲油性孔喉少,而碳酸盐胶结物含量过高时,储层过于致密胶结,两者均不利于油气聚集。富铁片状自生绿泥石同样可以使部分孔喉向亲油性转变,形成混合润湿性储层,从而促进油气在致密砂岩储层中的聚集过程[图14(e)、图14(f)]。

松辽盆地南部泉四段致密砂岩储层中各类自生黏土矿物相对含量与界面接触角间关系统计表明,绿泥石相对含量与储层含油饱和度及界面接触角之间存在明显正相关关系[图15(c)、图15(d)];并且胶质与沥青质含量较低的可动油进入储层,与亲油性片状绿泥石相互作用后,原油中重极性端元会吸附于亲油性片状绿泥石表面,从而形成原油与绿泥石絮凝体,极大减小原油粘滞力,使其在储层中更易发生流动^[85],进而为致密砂岩储层中油气聚集提供更有利条件。

另外,致密砂岩储层与泥岩夹层均经历了复杂的成岩作用转化过程,能够产生大量的各类离子,并进入储层孔隙流体。这些离子的存在,一方面可为各类成岩自生矿物的形成提供物质来源;另一方面也可改变储层孔隙流体性质,使不同层段孔隙流体出现不同离子组成及矿化度特征。储层孔隙流体中不同类型离子的存在以及矿化度的变化,可改变储层润湿性特征^[81],从而影响致密砂岩储层油气聚集过程。从孔隙

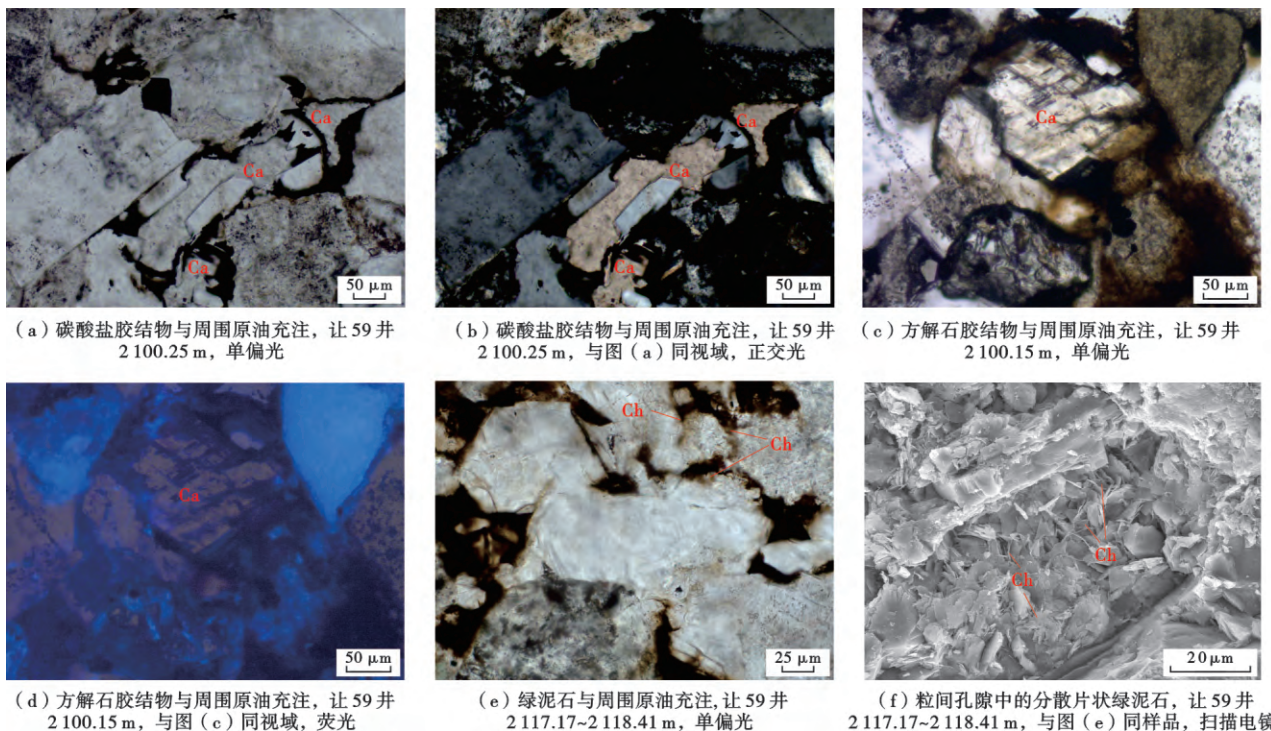


图 14 致密砂岩储层中的自生矿物与油气聚集

Fig. 14 Authigenic minerals and oil accumulation in the tight sandstone reservoirs

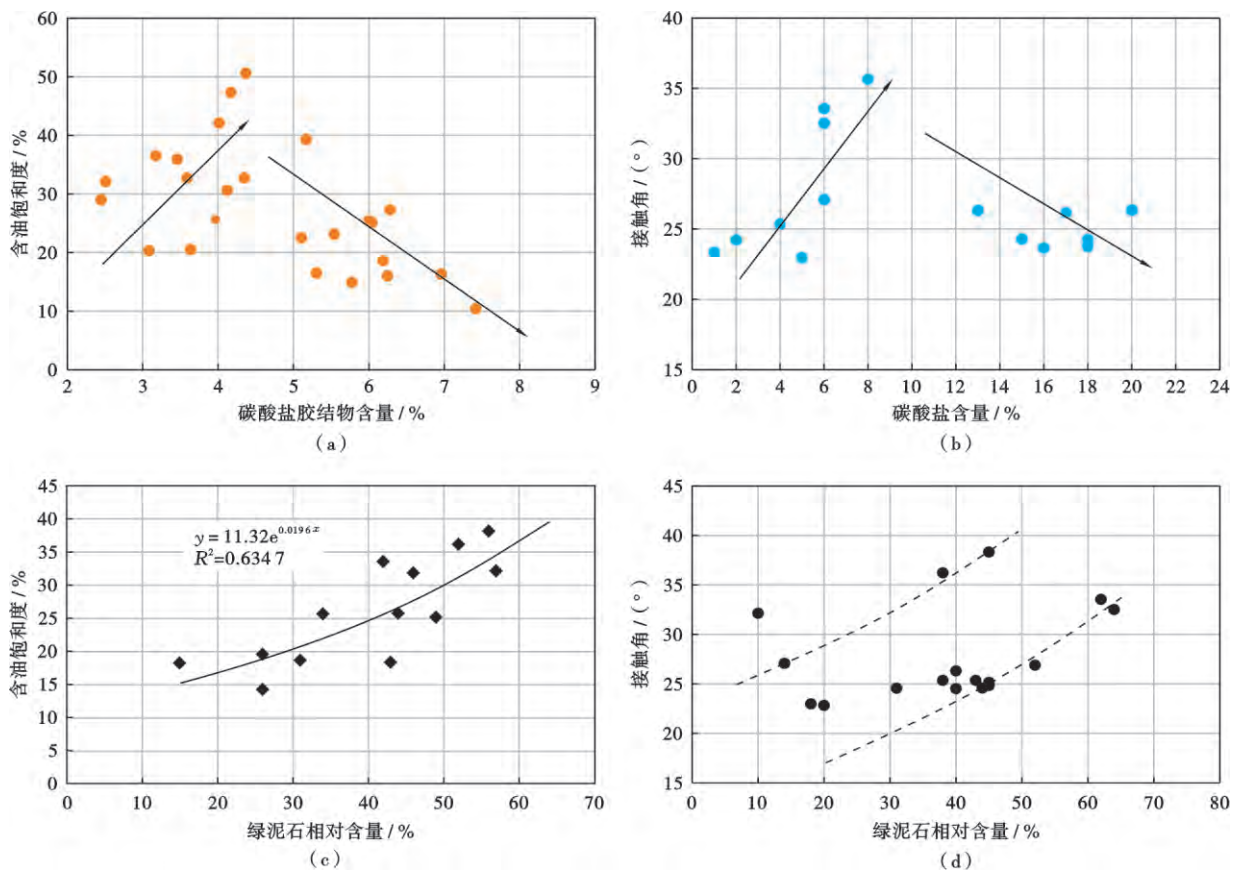


图 15 致密砂岩储层中的碳酸盐胶结物、绿泥石含量与含油饱和度、接触角之间关系

Fig. 15 Relationship between oil saturation, contact angle and carbonate cement content, authigenic chlorite in the tight sandstone reservoirs

流体性质角度来看,致密砂岩储层中的油气聚集除了受孔隙流体矿化度影响外,还可能与不同离子类型及含量特征有关。一般情况下,孔隙流体矿化度越高,储层亲油性越好;Na⁺、K⁺、Cl⁻、HCO₃⁻等一价离子的存在不能有效改变储层润湿性特征,对致密砂岩储层

中的油气聚集过程影响较小;而 Ca²⁺ 和 Mg²⁺ 等离子存在时,界面动电势呈正值,能够有效地改变储层润湿性特征,使其向亲油性方向转变,促进油气在致密砂岩储层中的聚集,形成含油饱和度高值[图 16(b)、图 16(d)],并且 Mg²⁺ 的影响明显大于 Ca²⁺ [82-83]。

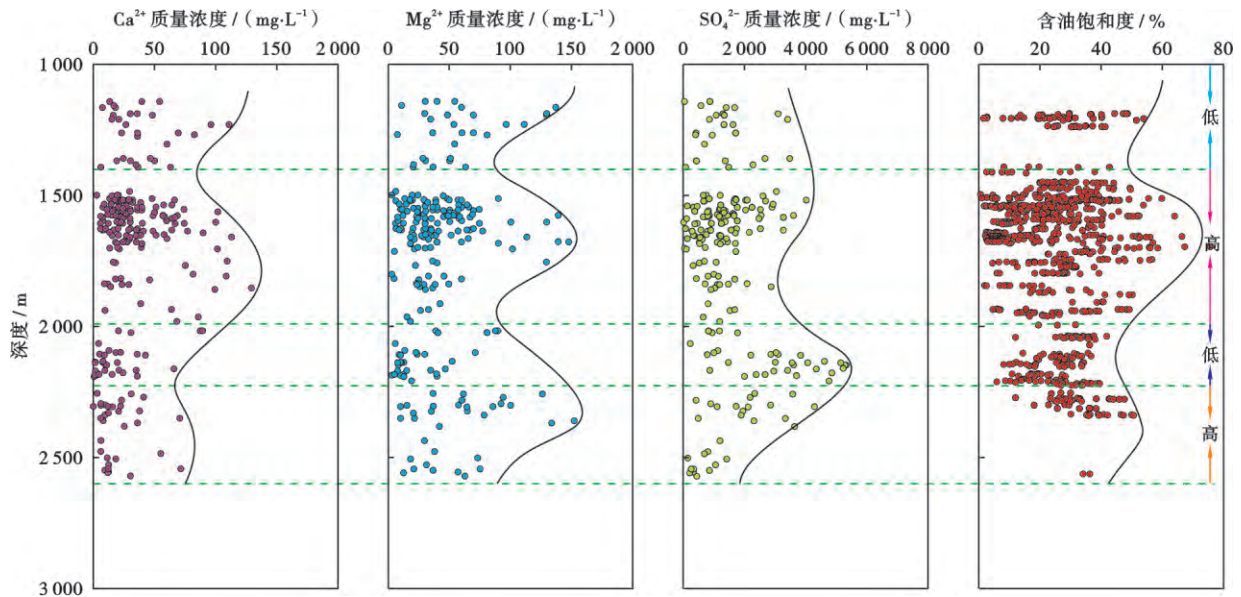


图 16 致密砂岩储层孔隙流体中二价离子含量与含油饱和度分布特征

Fig. 16 Distribution of divalent ion and oil saturation in pore-fluid of tight sandstone reservoirs

5 结 论

(1) 松辽盆地南部下白垩统泉头组四段致密砂岩油气储层储集空间类型多样,孔喉尺寸小、分布范围广,从纳米级到微米级均有分布。恒速压汞与高压压汞有机结合能够实现致密砂岩储层孔喉大小、分布及其连通性等特征定量表征,并可确定不同尺度孔喉对储层物性的贡献特征。致密砂岩储层孔喉细、尺度分布复杂,配位数小,连通性差;渗透率主要由岩石中少量半径相对较大孔喉所贡献,半径相对较小的孔喉渗流能力弱,但数量多、所占体积比例大,对储层储集性能贡献较大。

(2) 致密砂岩油气成储机制研究应包括储层致密化机理和油气充注与聚集机制 2 个主要方面,是致密砂岩油气储层研究中需要加强解决的核心问题。对于“先成藏,后致密”型致密砂岩油气藏,成储机制研究应该侧重于油气充注之后,常规储层转化为致密储层的地质因素;而对于“先致密,后成藏”型致密砂岩油气藏,成储机制研究应该侧重于储层致密化之后,油气的充注与聚集机制。采用高压压汞与定量颗粒荧光分析相结合的手段,可以有效确定致密砂岩储层在实际地层条件下发生原油充注的孔喉半径下限。研究区亲水性颗粒组分为主的致密砂岩储层中,碳酸盐胶结物及

片状富铁绿泥石等的适量充填,可以使相关孔喉向亲油性转变,促进油气的充注与聚集,Fe²⁺、Ca²⁺ 和 Mg²⁺ 等二价阳离子的富集以及高矿化度地层水的存在,也可以使储层亲油性增强,有利于油气聚集。

符号注释:φ—孔隙度;K—渗透率,mD;φ₀—原始孔隙度;η—面孔率;S₀—分选系数;R—有序度;M—粒度中值;V_r—平均孔喉体积比;S_r—残余汞饱和度;S_{max}—最大进汞饱和度;θ—接触角,(°)。

参 考 文 献

- [1] 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,2012,39(2):129-136.
JIA Chengzao,ZHENG Min,ZHANG Yongfeng. Unconventional hydrocarbon resources in China and the prospect of exploration and development[J]. Petroleum Exploration and Development, 2012,39(2):129-136.
- [2] 宋岩,姜林,马行陟. 非常规油气藏的形成及其分布特征[J]. 古地理学报,2013,15(5):605-614.
SONG Yan,JIANG Lin,MA Xingzhi. Formation and distribution characteristics of unconventional oil and gas reservoirs[J]. Journal of Palaeogeography,2013,15(5):605-614.
- [3] 邹才能,朱如凯,吴松涛,等. 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[J]. 石油学报,2012,33(2):173-187.
ZOU Caineng,ZHU Rukai,WU Songtao,et al. Types,character-

- istics, genesis and prospects of conventional and unconventional hydrocarbon accumulations; taking tight oil and tight gas in China as an instance[J]. *Acta Petrolei Sinica*, 2012, 33(2): 173-187.
- [4] 贾承造, 郑民, 张永峰. 非常规油气地质学重要理论问题[J]. *石油学报*, 2014, 35(1): 1-10.
JIA Chengzao, ZHENG Min, ZHANG Yongfeng. Four important theoretical issues of unconventional petroleum geology[J]. *Acta Petrolei Sinica*, 2014, 35(1): 1-10.
- [5] 邹才能, 张国生, 杨智, 等. 非常规油气概念、特征、潜力及技术——兼论非常规油气地质学[J]. *石油勘探与开发*, 2013, 40(4): 385-399.
ZOU Caineng, ZHANG Guosheng, YANG Zhi, et al. Geological concepts, characteristics, resource potential and key techniques of unconventional hydrocarbon; on unconventional petroleum geology[J]. *Petroleum Exploration and Development*, 2013, 40(4): 385-399.
- [6] ZOU Caineng, ZHU Rukai, LIU Keyu, et al. Tight gas sandstone reservoirs in China; characteristics and recognition criteria [J]. *Journal of Petroleum Science and Engineering*, 2012, 88-89: 82-91.
- [7] 戴金星, 倪云燕, 吴小奇. 中国致密砂岩气及在勘探开发上的重要意义[J]. *石油勘探与开发*, 2012, 39(3): 257-264.
DAI Jinxing, NI Yunyan, WU Xiaoqi. Tight gas in China and its significance in exploration and exploitation[J]. *Petroleum Exploration and Development*, 2012, 39(3): 257-264.
- [8] 邹才能, 陶士振, 袁选俊, 等. “连续型”油气藏及其在全球的重要性: 成藏、分布与评价[J]. *石油勘探与开发*, 2009, 36(6): 669-682.
ZOU Caineng, TAO Shizhen, YUAN Xuanjun, et al. Global importance of “continuous” petroleum reservoirs; accumulation, distribution and evaluation[J]. *Petroleum Exploration and Development*, 2009, 36(6): 669-682.
- [9] 邱中建, 赵文智, 胡素云, 等. 我国天然气资源潜力及其在未来低碳经济发展中的重要地位[J]. *中国工程科学*, 2011, 13(6): 81-87.
QIU Zhongjian, ZHAO Wenzhi, HU Suyun, et al. The natural gas resource potential and its important status in the coming low-carbon economy[J]. *Engineering Science*, 2011, 13(6): 81-87.
- [10] 庞雄奇, 姜振学, 黄捍东, 等. 叠复连续油气藏成因机制、发育模式及分布预测[J]. *石油学报*, 2014, 35(5): 795-828.
PANG Xiongqi, JIANG Zhenxue, HUANG Handong, et al. Formation mechanisms, distribution models, and prediction of superimposed, continuous hydrocarbon reservoirs [J]. *Acta Petrolei Sinica*, 2014, 35(5): 795-828.
- [11] 赵靖舟, 曹青, 白玉彬, 等. 油气藏形成与分布: 从连续到不连续——兼论油气藏概念及分类[J]. *石油学报*, 2016, 37(2): 145-159.
ZHAO Jingzhou, CAO Qing, BAI Yubin, et al. Petroleum accumulation from continuous to discontinuous; concept, classification and distribution[J]. *Acta Petrolei Sinica*, 2016, 37(2): 145-159.
- [12] 郭迎春, 庞雄奇, 陈冬霞, 等. 致密砂岩气成藏研究进展及值得关注的几个问题[J]. *石油与天然气地质*, 2013, 34(6): 717-724.
GUO Yingchun, PANG Xiongqi, CHEN Dongxia, et al. Progress of research on hydrocarbon accumulation of tight sand gas and several issues for concerns[J]. *Oil & Gas Geology*, 2013, 34(6): 717-724.
- [13] 朱如凯, 白斌, 崔景伟, 等. 非常规油气致密储集层微观结构研究进展[J]. *古地理学报*, 2013, 15(5): 615-623.
ZHU Rukai, BAI Bin, CUI Jingwei, et al. Research advances of microstructure in unconventional tight oil and gas reservoirs[J]. *Journal of Palaeogeography*, 2013, 15(5): 615-623.
- [14] 操应长, 慧克来, 朱如凯, 等. 松辽盆地南部泉四段扶余油层致密砂岩储层微观孔喉结构特征[J]. *中国石油大学学报: 自然科学版*, 2015, 39(5): 7-17.
CAO Yingchang, XI Kelai, ZHU Rukai, et al. Microscopic pore throat characteristics of tight sandstone reservoirs in Fuyu layer of the fourth member of Quantou Formation in southern Songliao Basin[J]. *Journal of China University of Petroleum; Edition of Natural Science*, 2015, 39(5): 7-17.
- [15] DESBOIS G, ENZMANN F, URAI J L, et al. Imaging pore space in tight gas sandstone reservoir; insights from broad ion beam cross-sectioning[R]. *EPJ Web of Conferences*, 2010, 6: 22022.
- [16] 师调调, 孙卫, 张创, 等. 鄂尔多斯盆地华庆地区延长组长 6 储层成岩相及微观孔隙结构[J]. *现代地质*, 2012, 26(4): 769-777.
SHI Tiaotiao, SUN Wei, ZHANG Chuang, et al. Diagenetic facies and micro-pore structure of Chang 6 reservoir in Yanchang formation, Huaqing Area, Ordos Basin[J]. *Geoscience*, 2012, 26(4): 769-777.
- [17] LOUCKS R G, REED R M, RUPPEL S C, et al. Morphology, genesis, and distribution of nanometer-scale pores in siliceous mudstones of the Mississippian Barnett shale[J]. *Journal of Sedimentary Research*, 2009, 79(12): 848-861.
- [18] 曹寅, 朱樱, 黎琼. 扫描电镜与图像分析在储层研究中的联合应用[J]. *石油实验地质*, 2001, 23(2): 221-225.
CAO Yin, ZHU Ying, LI Qiong. Combined application of SEM and image analysis in the study of reservoir[J]. *Petroleum Geology & Experiment*, 2001, 23(2): 221-225.
- [19] PITTMAN E D. Relationship of porosity and permeability to various parameters derived from mercury injection-capillary pressure curves for sandstone[J]. *AAPG Bulletin*, 1992, 76(2): 191-198.
- [20] YAO Yanbin, LIU Dameng. Comparison of low-field NMR and mercury intrusion porosimetry in characterizing pore size distributions of coals[J]. *Fuel*, 2012, 95: 152-158.
- [21] CLARKSON C R, SOLANO N, BUSTIN R M, et al. Pore structure characterization of North American shale gas reservoirs using USANS/SANS, gas adsorption, and mercury intrusion[J]. *Fuel*, 2013, 103: 606-616.
- [22] ROMANENKO K, BALCOM B J. An assessment of non-wetting phase relative permeability in water-wet sandstones based on quantitative MRI of capillary end effects[J]. *Journal of Petroleum Science and Engineering*, 2013, 110: 225-231.
- [23] 高树生, 胡志明, 刘华勋, 等. 不同岩性储层的微观孔隙特征[J]. *石油学报*, 2016, 37(2): 248-256.
GAO Shusheng, HU Zhiming, LIU Huaxun, et al. Microscopic pore characteristics of different lithological reservoirs[J]. *Acta Petrolei Sinica*, 2016, 37(2): 248-256.
- [24] 王瑞飞, 沈平平, 宋子齐, 等. 特低渗透砂岩油藏储层微观孔喉特征[J]. *石油学报*, 2009, 30(4): 560-563.
WANG Ruifei, SHEN Pingping, SONG Ziqi, et al. Characteristics of micro-pore throat in ultra-low permeability sandstone reservoir[J]. *Acta Petrolei Sinica*, 2009, 30(4): 560-563.
- [25] 白松涛, 程道解, 王金彬, 等. 砂岩岩石核磁共振 T_2 谱定量表征[J]. *石油学报*, 2016, 37(3): 382-391.
BAI Songtao, CHENG Daojie, WAN Jinbin, et al. Quantitative characterization of sandstone NMR T_2 spectrum[J]. *Acta Petrolei Sinica*, 2016, 37(3): 382-391.
- [26] MAYO S, JOSH M, NESTERETS Y, et al. Quantitative micro-

- porosity characterization using synchrotron micro-CT and xenon K-edge subtraction in sandstones, carbonates, shales and coal [J]. *Fuel*, 2015, 154: 167-173.
- [27] VERGÉS E, TOST D, AYALA D, et al. 3D pore analysis of sedimentary rocks[J]. *Sedimentary Geology*, 2011, 234(1/4): 109-115.
- [28] 白斌, 朱如凯, 吴松涛, 等. 利用多尺度 CT 成像表征致密砂岩微观孔喉结构[J]. *石油勘探与开发*, 2013, 40(3): 329-333.
BAI Bin, ZHU Rukai, WU Songtao, et al. Multi-scale method of Nano(Micro)-CT study on microscopic pore structure of tight sandstone of Yanchang Formation, Ordos Basin[J]. *Petroleum Exploration and Development*, 2013, 40(3): 329-333.
- [29] 朱如凯, 吴松涛, 苏玲, 等. 中国致密储层孔隙结构表征需注意的问题及未来发展方向[J]. *石油学报*, 2016, 37(11): 1323-1336.
ZHU Rukai, WU Songtao, SU Ling, et al. Problems and future works of porous texture characterization of tight reservoirs in China[J]. *Acta Petrolei Sinica*, 2016, 37(11): 1323-1336.
- [30] 刘堂宴, 王绍明, 傅容珊, 等. 核磁共振谱的岩石孔喉结构分析[J]. *地球物理学进展*, 2003, 38(3): 328-333.
LIU Tangyan, WANG Zhaoming, FU Rongshan, et al. Analysis of rock pore structure with NMR spectra[J]. *Progress in Geophysics*, 2003, 38(3): 328-333.
- [31] 肖亮. 利用核磁共振测井资料评价储集层孔隙结构的讨论[J]. *新疆石油地质*, 2008, 29(2): 260-263.
XIAO Liang. Application of NMR log data to formation pore structure evaluation[J]. *Xinjiang Petroleum Geology*, 2008, 29(2): 260-263.
- [32] 喻建, 马捷, 路俊刚, 等. 压汞-恒速压汞在致密储层微观孔喉结构定量表征中的应用——以鄂尔多斯盆地华池-合水地区长7储层为例[J]. *石油实验地质*, 2015, 37(6): 789-795.
YU Jian, MA Jie, LU Jungang, et al. Application of mercury injection and rate-controlled mercury penetration in quantitative characterization of microscopic pore structure of tight reservoirs: a case study of the Chang 7 reservoir in Huachi-Heshui area, the Ordos Basin[J]. *Petroleum Geology & Experiment*, 2015, 37(6): 789-795.
- [33] 康玉柱. 中国非常规致密岩油气藏特征[J]. *天然气工业*, 2012, 32(5): 1-4.
KANG Yuzhu. Characteristics of tight hydrocarbon reservoirs in China[J]. *Natural Gas Industry*, 2012, 32(5): 1-4.
- [34] 戴金星, 裴锡古, 戚厚发. 中国天然气地质学: 卷二[M]. 北京: 石油工业出版社, 1996: 66-73.
DAI Jinxing, PEI Xigu, QI Houfa. *China natural gas geology: volume 2*[M]. Beijing: Petroleum Industry Press, 1996: 66-73.
- [35] 张哨楠. 致密天然气砂岩储层: 成因和讨论[J]. *石油与天然气地质*, 2008, 29(1): 1-10.
ZHANG Shaonan. Tight sandstone gas reservoirs: their origin and discussion[J]. *Oil & Gas Geology*, 2008, 29(1): 1-10.
- [36] 郭迎春, 庞雄奇, 陈冬霞, 等. 川西坳陷中段须二段致密砂岩储层致密化与相对优质储层发育机制[J]. *吉林大学学报: 地球科学版*, 2012, 42(S2): 21-32.
GUO Yingchun, PANG Xiongqi, CHEN Dongxia, et al. Densification of tight gas sandstones and formation mechanism of relatively high-quality reservoir in the second member of the Xujiahe Formation, Western Sichuan Depression[J]. *Journal of Jilin University: Earth Science Edition*, 2012, 42(S2): 21-32.
- [37] 刘占国, 斯春松, 寿建峰, 等. 四川盆地川中地区中下侏罗统砂岩储层异常致密成因机理[J]. *沉积学报*, 2011, 29(4): 744-751.
LIU Zhanguo, SI Chunsong, SHOU Jianfeng, et al. Origin mechanism of anomalous tightness of middle and lower Jurassic sandstone reservoirs in Central Sichuan Basin[J]. *Acta Sedimentologica Sinica*, 2011, 29(4): 744-751.
- [38] 祝海华, 钟大康, 李其荣, 等. 四川盆地蜀南地区上三叠统须家河组低孔低渗储层特征及形成机理[J]. *沉积学报*, 2013, 31(1): 167-175.
ZHU Haihua, ZHONG Dakang, LI Qirong, et al. Characteristics and controlling factors of Upper Triassic Xujiahe tight sandstone reservoir in Southern Sichuan Basin[J]. *Acta Sedimentologica Sinica*, 2013, 31(1): 167-175.
- [39] 蔻克来, 操应长, 王艳忠, 等. 低渗透储集层成岩作用与孔渗演化——以准噶尔盆地中部1区侏罗系三工河组为例[J]. *石油勘探与开发*, 2015, 42(4): 434-443.
XI Kelai, CAO Yingchang, WANG Yanzhong, et al. Diagenesis and porosity-permeability evolution of low permeability reservoirs: A case study of Jurassic Sangonghe Formation in Block 1, central Junggar Basin, NW China[J]. *Petroleum Exploration and Development*, 2015, 42(4): 434-443.
- [40] 王威, 岳全玲. 四川盆地北部须家河组致密砂岩储层成因机制[J]. *天然气勘探与开发*, 2012, 35(1): 13-17.
WANG Wei, YUE Quanling. Genetic mechanisms for tight sandstone reservoir of Xujiahe formation, northern Sichuan Basin[J]. *Natural Gas Exploration and Development*, 2012, 35(1): 13-17.
- [41] 陈大友, 朱玉双, 夏勇, 等. 鄂尔多斯盆地高桥地区盒8段砂岩储层致密成因[J]. *沉积学报*, 2015, 33(6): 1217-1223.
CHEN Dayou, ZHU Yushuang, XIA Yong, et al. Origin mechanism of tightness from the He 8 section sandstone reservoir in Gaoqiao area of Ordos basin, China[J]. *Acta Sedimentologica Sinica*, 2015, 33(6): 1217-1223.
- [42] 刘明洁, 刘震, 刘静静, 等. 鄂尔多斯盆地上三叠统延长组机械压实作用与砂岩致密过程及对致密化影响程度[J]. *地质论评*, 2014, 60(3): 655-665.
LIU Mingjie, LIU Zhen, LIU Jingjing, et al. The relationship between the mechanical compaction and the densification process of sandstones and the affect degree of compaction to the densifying of Yanchang Formation, Ordos Basin[J]. *Geological Review*, 2014, 60(3): 655-665.
- [43] 毕明威, 陈世悦, 周兆华, 等. 鄂尔多斯盆地苏里格气田苏6区块二叠系下石盒子组8段砂岩储层致密成因模式[J]. *地质论评*, 2015, 61(3): 599-613.
BI Mingwei, CHEN Shiyue, ZHOU Zhaohua, et al. Densification modes of sandstone reservoir in the 8th member of the lower Shihezi Formation, Permian, in su-6 area of Sulige gas field, Ordos basin[J]. *Geological Review*, 2015, 61(3): 599-613.
- [44] 褚喜准, 张林炎, 陈晓帅, 等. 泥质杂基含量对柴达木盆地昆2井孔隙演化模式影响的压实模拟实验研究[J]. *地质论评*, 2015, 61(6): 1447-1457.
ZHUO Xizhun, ZHANG Linyan, CHEN Xiaoshuai, et al. Influence of the argillaceous matrix on pore evolution model of the deep reservoir in Well Kun-2, Qaidam Basin[J]. *Geological Review*, 2015, 61(6): 1447-1457.
- [45] 刘伟新, 承秋泉, 王延斌, 等. 油气储层特征微观分析技术及其应用[J]. *石油实验地质*, 2006, 28(5): 489-492.
LIU Weixin, CHENG Qiuquan, WANG Yanbin, et al. Micro-analysis and its application of oil and gas reservoir characteristics

- [J]. *Petroleum Geology & Experiment*, 2006, 28(5): 489-492.
- [46] 张本琪, 余宏忠, 姜在兴, 等. 应用阴极发光技术研究母岩性质及成岩环境[J]. *石油勘探与开发*, 2003, 30(3): 117-120.
ZHANG Benqi, YU Hongzhong, JIANG Zaixing, et al. Characteristics and diagenetic environments of source rocks by cathodoluminescence[J]. *Petroleum Exploration and Development*, 2003, 30(3): 117-120.
- [47] ZHU Rukai, ZHOU Caineng, ZHANG Nai, et al. Diagenetic fluids evolution and genetic mechanism of tight sandstone gas reservoirs in Upper Triassic Xujiahe Formation in Sichuan Basin, China[J]. *Science in China Series D: Earth Sciences*, 2008, 51(9): 1340-1353.
- [48] MURRY A C, ROEDDER E. Fluid inclusion evidence on the environments of sedimentary diagenesis, a review[M]// *Aspects of diagenesis*. Tulsa: SEPM Special Publication, 1979: 157-203.
- [49] ROSSI C, GOLDSTEIN R H, CERIANI A, et al. Fluid inclusions record thermal and fluid evolution in reservoir sandstones, Khatatba Formation, Western Desert, Egypt; a case for fluid injection[J]. *AAPG Bulletin*, 2002, 86(10): 1773-1799.
- [50] FENG Yong, CHEN Honghan, HE Sheng, et al. Fluid inclusion evidence for a coupling response between hydrocarbon charging and structural movements in Yitong Basin, northeast China[J]. *Journal of Geochemical Exploration*, 2010, 106(1/3): 84-89.
- [51] 刘春燕, 郑和荣, 胡宗全, 等. 碎屑岩中的碳酸盐胶结特征——以鄂尔多斯盆地南部富县地区延长组长6砂体为例[J]. *中国科学: 地球科学*, 2012, 42(11): 1681-1689.
LIU Chunyan, ZHENG Herong, HU Zongquan, et al. Characteristics of carbonate cementation in clastic rocks from the Chang 6 sandbody of Yanchang Formation, southern Ordos Basin[J]. *Science China Earth Sciences*, 2012, 55(1): 58-66.
- [52] 韩元佳, 何生, 宋国奇, 等. 东营凹陷超压顶封层及其附近砂岩中碳酸盐胶结物的成因[J]. *石油学报*, 2012, 33(3): 385-393.
HAN Yuanjia, HE Sheng, SONG Guoqi, et al. Origin of carbonate cements in the overpressured top seal and adjacent sandstones in Dongying depression[J]. *Acta Petrolei Sinica*, 2012, 33(3): 385-393.
- [53] 孙致学, 孙治雷, 鲁洪江, 等. 砂岩储集层中碳酸盐胶结物特征——以鄂尔多斯盆地中南部延长组为例[J]. *石油勘探与开发*, 2010, 37(5): 543-551.
SUN Zhixue, SUN Zhilei, LU Hongjiang, et al. Characteristics of carbonate cements in sandstone reservoirs; a case from Yanchang Formation, middle and southern Ordos Basin, China[J]. *Petroleum Exploration and Development*, 2010, 37(5): 543-551.
- [54] 王艳忠, 操应长, 惹克来, 等. 碎屑岩储层地质历史时期孔隙度演化恢复方法——以济阳凹陷东营凹陷沙河街组四段上亚段为例[J]. *石油学报*, 2013, 34(6): 1100-1111.
WANG Yanzhong, CAO Yingchang, XI Kelai, et al. A recovery method for porosity evolution of clastic reservoirs with geological time; a case study from the upper submember of Es₄ in the Dongying depression, Jiyang Subbasin[J]. *Acta Petrolei Sinica*, 2013, 34(6): 1100-1111.
- [55] 操应长, 惹克来, 王艳忠, 等. 冀中坳陷廊固凹陷河西务构造带古近系沙河街组四段储集层孔隙度演化定量研究[J]. *古地理学报*, 2013, 15(5): 593-604.
CAO Yingchang, XI Kelai, WANG Yanzhong, et al. Quantitative research on porosity evolution of reservoirs in the Member 4 of Paleogene Shahejie Formation in Hexiwu structural zone of Langgu sag, Jizhong Depression[J]. *Journal of Palaeogeography*, 2013, 15(5): 593-604.
- [56] XI Kelai, CAO Yingchang, WANG Yanzhong, et al. Factors influencing physical property evolution in sandstone mechanical compaction: the evidence from diagenetic simulation experiments[J]. *Petroleum Science*, 2015, 12(3): 391-405.
- [57] LUNDEGARD P D. Sandstone porosity loss; a "big picture" view of the importance of compaction[J]. *Journal of Sedimentary Research*, 1992, 62(2): 250-260.
- [58] HOUSEKNECHT D W. Assessing the relative importance of compaction processes and cementation to reduction of porosity in sandstones[J]. *AAPG Bulletin*, 1987, 71(6): 633-642.
- [59] 罗文军, 彭军, 杜敬安, 等. 川西坳陷须家河组二段致密砂岩储层成岩作用与孔隙演化——以大邑地区为例[J]. *石油与天然气地质*, 2012, 33(2): 287-295.
LUO Wenjun, PENG Jun, DU Jing'an, et al. Diagenesis and porosity evolution of tight sand reservoirs in the 2nd member of Xujiahe Formation, western Sichuan Depression; an example from Dayi region[J]. *Oil & Gas Geology*, 2012, 33(2): 287-295.
- [60] 帅燕华, 张水昌, 高阳, 等. 煤系有机质生气行为对储层致密化的可能影响及量化评价[J]. *中国科学: 地球科学*, 2013, 43(7): 1149-1155.
SHUAI Yanhua, ZHANG Shuichang, GAO Yang, et al. Effect and quantitative evaluation of CO₂ derived from organic matter in coal on the formation of tight sandstone reservoirs[J]. *Science China Earth Sciences*, 2013, 56(5): 756-762.
- [61] 吕正祥. 川西孝泉构造上三叠统超致密储层演化特征[J]. *成都理工大学学报: 自然科学版*, 2005, 32(1): 22-26.
LÜ Zhengxiang. Evolutionary characteristics of Upper Triassic reservoir in Xiaoquan structure in West Sichuan, China[J]. *Journal of Chengdu University of Technology: Science & Technology Edition*, 2005, 32(1): 22-26.
- [62] 李卓, 姜振学, 庞雄奇, 等. 塔里木盆地库车坳陷致密砂岩气藏成因类型[J]. *地球科学——中国地质大学学报*, 2013, 38(1): 156-164.
LI Zhuo, JIANG Zhenxue, PANG Xiongqi, et al. Genetic types of the tight sandstone gas reservoirs in the Kuqa depression, Tarim basin, NW China[J]. *Earth Science: Journal of China University of Geosciences*, 2013, 38(1): 156-164.
- [63] DONG Tian, HE Sheng, WANG Dexi, et al. Hydrocarbon migration and accumulation in the Upper Cretaceous Qingshankou Formation, Changling Sag, southern Songliao Basin; insights from integrated analyses of fluid inclusion, oil source correlation and basin modelling[J]. *Journal of Asian Earth Sciences*, 2014, 90: 77-87.
- [64] WARDLAW N C. The effects of geometry, wettability, viscosity and interfacial tension on trapping in single pore-throat Pairs[J]. *Journal of Canadian Petroleum Technology*, 1982, 21(3): 21-27.
- [65] 姜航, 庞雄奇, 施和生, 等. 基于毛细管力的有效储层物性下限判别[J]. *地质论评*, 2014, 60(4): 869-876.
JIANG Hang, PANG Xiongqi, SHI Hesheng, et al. Physical threshold of effective reservoir evaluation based on capillary pressure[J]. *Geological Review*, 2014, 60(4): 869-876.
- [66] XIAO Liang, MAO Zhiqiang, WANG Zhaonian, et al. Application of NMR logs in tight gas reservoirs for formation evaluation; a case study of Sichuan basin in China[J]. *Journal of Petroleum Science and Engineering*, 2012, 81: 182-195.

- [67] 公言杰,柳少波,朱如凯,等. 致密油流动孔隙度下限——高压汞技术在松辽盆地南部白垩系泉四段的应用[J]. 石油勘探与开发, 2015, 42(5): 681-688.
GONG Yanjie, LIU Shaobo, ZHU Rukai, et al. Low limit of tight oil flowing porosity: application of high-pressure mercury intrusion in the fourth Member of Cretaceous Quantou Formation in southern Songliao Basin, NE China [J]. Petroleum Exploration and Development, 2015, 42(5): 681-688.
- [68] 邹才能,朱如凯,白斌,等. 中国油气储层中纳米孔首次发现及其科学价值[J]. 岩石学报, 2011, 27(6): 1857-1864.
ZOU Caineng, ZHU Rukai, BAI Bin, et al. First discovery of Nano-pore throat in oil and gas reservoir in China and its scientific value [J]. Acta Petrologica Sinica, 2011, 27(6): 1857-1864.
- [69] 张洪,张水昌,柳少波,等. 致密油充注孔隙下限的理论探讨及实例分析[J]. 石油勘探与开发, 2014, 41(3): 367-374.
ZHANG Hong, ZHANG Shuichang, LIU Shaobo, et al. A theoretical discussion and case study on the oil-charging throat threshold for tight reservoirs [J]. Petroleum Exploration and Development, 2014, 41(3): 367-374.
- [70] 郑民,李建忠,吴晓智,等. 致密储集层原油充注物理模拟——以准噶尔盆地吉木萨尔凹陷二叠系芦草沟组为例[J]. 石油勘探与开发, 2016, 43(2): 219-227.
ZHENG Min, LI Jianzhong, WU Xiaozhi, et al. Physical modeling of oil charging in tight reservoirs: a case study of Permian Lucaogou Formation in Jimsar Sag, Junggar Basin, NW China [J]. Petroleum Exploration and Development, 2016, 43(2): 219-227.
- [71] LIU Keyu, EADINGTON P. Quantitative fluorescence techniques for detecting residual oils and reconstructing hydrocarbon charge history [J]. Organic Geochemistry, 2005, 36(7): 1023-1036.
- [72] XI Kelai, CAO Yingchang, HAILE B G, et al. How does the pore-throat size control the reservoir quality and oiliness of tight sandstones? The case of the Lower Cretaceous Quantou Formation in the southern Songliao Basin, China [J]. Marine and Petroleum Geology, 2016, 76: 1-15.
- [73] LIU Keyu, EADINGTON P, MIDDLETON H, et al. Applying quantitative fluorescence techniques to investigate petroleum charge history of sedimentary basins in Australia and Papuan New Guinea [J]. Journal of Petroleum Science and Engineering, 2007, 57(1/2): 139-151.
- [74] 齐育楷,罗晓容,贺永红,等. 混合润湿孔隙介质中油自吸实验研究[J]. 地质科学, 2015, 50(4): 1208-1217.
QI Yukai, LUO Xiaorong, HE Yonghong, et al. Experimental studies on oil imbibition in mixed-wetting porous medium [J]. Chinese Journal of Geology, 2015, 50(4): 1208-1217.
- [75] MEYBODI H E, KHARRAT R, ARAGHI M N. Experimental studying of pore morphology and wettability effects on microscopic and macroscopic displacement efficiency of polymer flooding [J]. Journal of Petroleum Science and Engineering, 2011, 78(2): 347-363.
- [76] KARIMI M, AL-MAAMARI R S, AYATOLLAHI S, et al. Mechanistic study of wettability alteration of oil-wet calcite: the effect of magnesium ions in the presence and absence of cationic surfactant [J]. Colloids and Surfaces A: Physicochemical and Engineering Aspects, 2015, 482: 403-415.
- [77] HADIA N J, ASHRAF A, TWEHEYO M T, et al. Laboratory investigation on effects of initial wettabilities on performance of low salinity waterflooding [J]. Journal of Petroleum Science and Engineering, 2013, 105: 18-25.
- [78] JERAULD G R, RATHMELL J J. Wettability and relative permeability of Prudhoe Bay: a case study in mixed-wet reservoirs [J]. SPE Reservoir Engineering, 1997, 12(1): 58-65.
- [79] LIU Xuefen, KANG Yili, LUO Pingya, et al. Wettability modification by fluoride and its application in aqueous phase trapping damage removal in tight sandstone reservoirs [J]. Journal of Petroleum Science and Engineering, 2015, 133: 201-207.
- [80] KHAJEPOUR H, MAHMOODI M, BIRIA D, et al. Investigation of wettability alteration through relative permeability measurement during MEOR process: a micromodel study [J]. Journal of Petroleum Science and Engineering, 2014, 120: 10-17.
- [81] HIORTH A, CATHLES L M, MADLAND M V. The impact of pore water chemistry on carbonate surface charge and oil wettability [J]. Transport in Porous Media, 2010, 85(1): 1-21.
- [82] ZHANG Peimao, TWEHEYO M T, AUSTAD T. Wettability alteration and improved oil recovery by spontaneous imbibition of seawater into chalk: impact of the potential determining ions Ca^{2+} , Mg^{2+} , and SO_4^{2-} [J]. Colloids and Surfaces A: Physicochemical and Engineering Aspects, 2007, 301(1/3): 199-208.
- [83] ZHANG Peimao, TWEHEYO M T, AUSTAD T. Wettability alteration and improved oil recovery in chalk: the effect of calcium in the presence of sulfate [J]. Energy & Fuels, 2006, 20(5): 2056-2062.
- [84] BARCLAY S A, WORDEN R H. Effects of reservoir wettability on quartz cementation in oil fields [M] // WORDEN R, MORAD S. Quartz Cementation in Sandstones. Oxford: Wiley-Blackwell, 2000: 103-117.
- [85] WU Linmei, ZHOU Chunhui, KEELING J, et al. Towards an understanding of the role of clay minerals in crude oil formation, migration and accumulation [J]. Earth-Science Reviews, 2012, 115(4): 373-386.

(收稿日期 2017-10-23 改回日期 2018-02-05 责任编辑 宋宁)