

引用格式: 陈莹, 刘洪平, 张莉, 等. 2026. 准噶尔盆地侏罗系齐古组砂岩厚层钙质胶结物成因[J/OL]. 沉积学报, 1-23.
Chen Ying, Liu Hongping, Zhang Li, et al. 2026. Origin of Calcareous Cement in Thick Sandstone Layers of the Qigu Formation, Jurassic, Junggar Basin [J/OL]. Acta Sedimentologica Sinica, 2025, 1-23.
DOI: 10.14027/j.issn.1000-0550.2025.062 CSTR: 32268.14/j.cjxb.62-1038.2025.062

准噶尔盆地侏罗系齐古组砂岩厚层钙质胶结物成因

陈莹^{1,2}, 刘洪平^{1,2}, 张莉^{1,2}, 张昌民^{1,2}, 彭林佳乐^{1,2}, 马玉林^{1,2}

1.非常规油气地质与工程湖北省工程研究中心, 长江大学, 武汉 430100

2.南方复杂页岩油气地质与开发湖北省重点实验室, 长江大学, 武汉 430100

摘要 【目的】准噶尔盆地永进地区不整合面下深层(现今埋深5 500~6 000 m)砂岩中发育厚层(8~30 m)钙质胶结物与油气的空间分布具有显著的相关性, 其形成机制与分布规律尚不明确。【方法】综合运用储层铸体薄片、流体包裹体、阴极发光等手段, 系统划分钙质胶结物期次; 设计物理模拟实验, 分析钙质胶结物成因机制与分布规律。【结果】齐古组发育三类钙质胶结物。第I类以连晶胶结晶方解石集合体为主, 阴极发光颜色与齐古组古土壤层内钙质结核中泥晶方解石阴极发光橙红色一致。第II类以孔隙式充填的方解石为主, 流体包裹体均一温度介于80 °C~100 °C。第III类以粒状白云石为主, 未完全充填孔隙, 流体包裹体均一温度大于100 °C, 形成于大规模油气充注后。I类和II类钙质胶结物主要发育在构造的下倾方向和砂体的中下部, 对储层物性影响较大, III类钙质胶结在不同部位均发育, 总体含量不高, 对储层物性影响较弱。钙质胶结总含量表现为靠近剥蚀线的上倾方向低, 下倾方向高, 这种特征与物理模拟实验预测的表生成岩作用特征一致。【结论】厚层钙质胶结物主要发育在远离剥蚀线的地层下倾方向, 其形成主要受控于倾斜地层导致的表生期钙质胶结。

关键词 准噶尔盆地; 永进地区; 侏罗系; 齐古组; 厚层钙质胶结物; 优质储层

第一作者 陈莹, 女, 2001年出生, 硕士研究生, 储层地质学与沉积学, E-mail: chenycdu0526@163.com

通信作者 刘洪平, 男, 副教授, E-mail: hpliu20@yangtzeu.edu.cn

中图分类号: P512.2 文献标志码: A 文章编号: 1000-0550(2025)00-0000-00

0 引言

钙质胶结物是影响砂岩储层质量的关键要素之一(林承焰等, 1996; 李军等, 2009; Luo *et al.*, 2018; 崔景伟和朱如凯, 2020; 何小龙等, 2025)。多数研究认为钙质胶结作用是一种破坏性的成岩作用, 导致储层物性变差(罗静兰等, 2006; 久博等, 2018; 张向涛等, 2024; Xie *et al.*, 2024)。由于钙质胶结物分布受多种因素影响, 一般会分布在砂泥岩的界面、渗透性较好的储层以及油水界面附近, 致使储层的非均质性变强, 影响油气的空间分布(吴胜和等, 2003; Morad *et al.*, 2010; 罗晓容等, 2016; Xi *et al.*, 2019b)。

准噶尔盆地永进地区钙质胶结作用得到广泛的关注, 有学者提出了钙质胶结带(含量大于10%)的概念(吴穹等, 2017; 刘学利等, 2023), 认为该条件下储层的物性差, 难以形成有效的油气储层(韩雪芳等, 2018; 姚东升等, 2024)。也有人称其为强钙质胶结层

(林承焰, 1996)。通过对大量油气田的钙质胶结作用研究发现, 钙质胶结带的厚度在 0.5~2 m, 主要分布在砂泥岩界面附近。砂体中部的钙质胶结物含量低, 或几乎不含钙质胶结物, 认为与油气充注阻碍钙质胶结物的形成有关 (Cox *et al.*, 2010; 谭先锋等, 2016; 葛云锦等, 2018; 张锐锋等, 2024)。对永进地区钙质胶结带的厚度统计表明, 部分井单层厚度可达 8~10 m。关于其成因, 目前缺少统一的观点。早期研究认为, 钙质胶结物矿物组成有方解石和白云石, 二者的碳酸盐岩碳、氧同位素分析显示, 钙质胶结带的 $\delta^{13}\text{C}$ 偏负, 认为与油气生成过程中轻碳的加入有关, 是深埋藏过程中较高温度状态下形成的 (何生等, 2009; 杨智等, 2010; 张立强和罗晓容, 2011; 段威等, 2015; 石良等, 2015)。考虑到钙质胶结物的多期性, $\delta^{13}\text{C}$ 同位素的含量可能是多期钙质胶结物综合的效果, 仅通过 $\delta^{13}\text{C}$ 很难判断其成因。也有学者将钙质胶结划分为早成岩阶段的白云石、中成岩阶段 A 期形成的铁方解石和铁白云石等 3 类 (蔡忠贤等, 2000; 吴珍珍等, 2023), 但主要利用矿物之间的形成序列和阴极发光颜色, 缺少直观的流体包裹体以及定年期次分析结果。

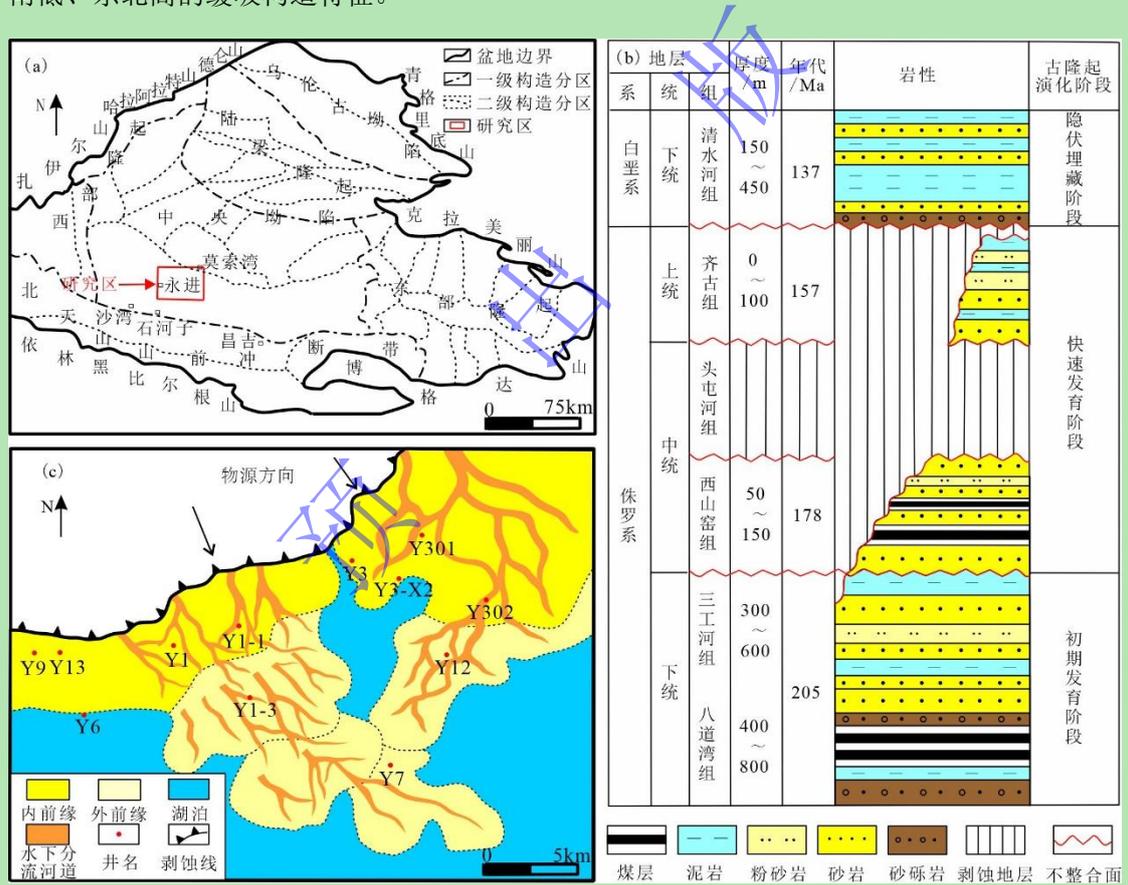
在油气储层研究中, 一般认为钙质胶结物的发育与油气的充注过程有密切的关系 (马立元等, 2020; 张英男等, 2024; 赵凡凡等, 2025)。实际上, 钙质胶结物在油气充注之前也会大量存在。比如, 目前大量发现的混积岩储层 (崔景伟和朱如凯, 2020)、黄土中的钙质结核以及地下水成因的钙质结核等 (林承焰等, 1996), 均会形成强钙质胶结层。除了混积岩, 其他两类钙质结核的形成与干旱—半干旱的环境有密切的关系, 并且作为天然固定 CO_2 的重要机制 (郑铁民和秦蕴珊, 1986; 杨石岭等, 1998; 刘扬, 2020; 季春旭, 2022)。永进地区侏罗系顶部为区域不整合面, 齐古组主要为红层沉积, 反映其形成环境为干旱—半干旱, 具有大规模发育表生期钙质胶结物的条件。然而, 这一碳酸盐岩形成机制尚未在该地区储层研究中得到足够的重视。本研究在对齐古组储层特征、成岩作用分析的基础上利用铸体薄片、扫描电镜和阴极发光分析钙质胶结物的形成期次, 对钙质胶结物内的流体包裹体测温并分析形成时期。为厘清研究区厚层钙质胶结物形成的机制和空间分布规律, 本研究设计成岩物理模拟实验, 旨在分析表生期钙质胶结物的形成机制与分布规律, 阐明厚层钙质胶结物的形成原因, 建立钙质胶结物分布模式, 指导研究区的高效勘探开发。

1 研究区地质概况

永进地区位于准噶尔盆地腹部, 昌吉凹陷东南段, 北邻车莫古隆起, 南缘与北天山的山前冲断带相接 (图 1a)。侏罗系齐古组是重要的含油气层位, 油气藏埋深在 5 500~6 000 m 之间, 是典型的深层油气藏 (王金铎等, 2020; 王捷, 2023; Liu *et al.*, 2024)。准噶尔盆

地发育的地层主要有八套，自下而上依次为石炭系、二叠系、三叠系、侏罗系、白垩系、古近系、新近系和第四系（图 1b）。侏罗系齐古组地层与下部的西山窑组和上部的清水河组均为不整合接触。

永进地区经历了四个重要发展时期（何登发等，2004，2018；Wang *et al.*，2021；张鸿禹和杨文涛，2023）：（1）晚石炭世末期至二叠纪的裂陷阶段；（2）三叠纪至侏罗纪的压陷阶段；（3）白垩纪至古近纪的均衡阶段；（4）新近纪至第四纪的盆山耦合阶段。在三叠纪至侏罗纪的压陷阶段，受北天山断层及克拉美丽山断层的压扭性构造应力影响，车莫古隆起自中侏罗世逐渐抬升并露出地表，并在晚侏罗世进入发育高峰，导致中—上侏罗统部分地层遭受剥蚀。白垩纪盆地进入拗陷阶段。白垩系厚层砂质泥岩覆盖于古隆起之上，形成了侏罗系与白垩系之间的区域性不整合面。受喜山期掀斜作用的影响，永进地区齐古组呈现出西南低、东北高的缓坡构造特征。



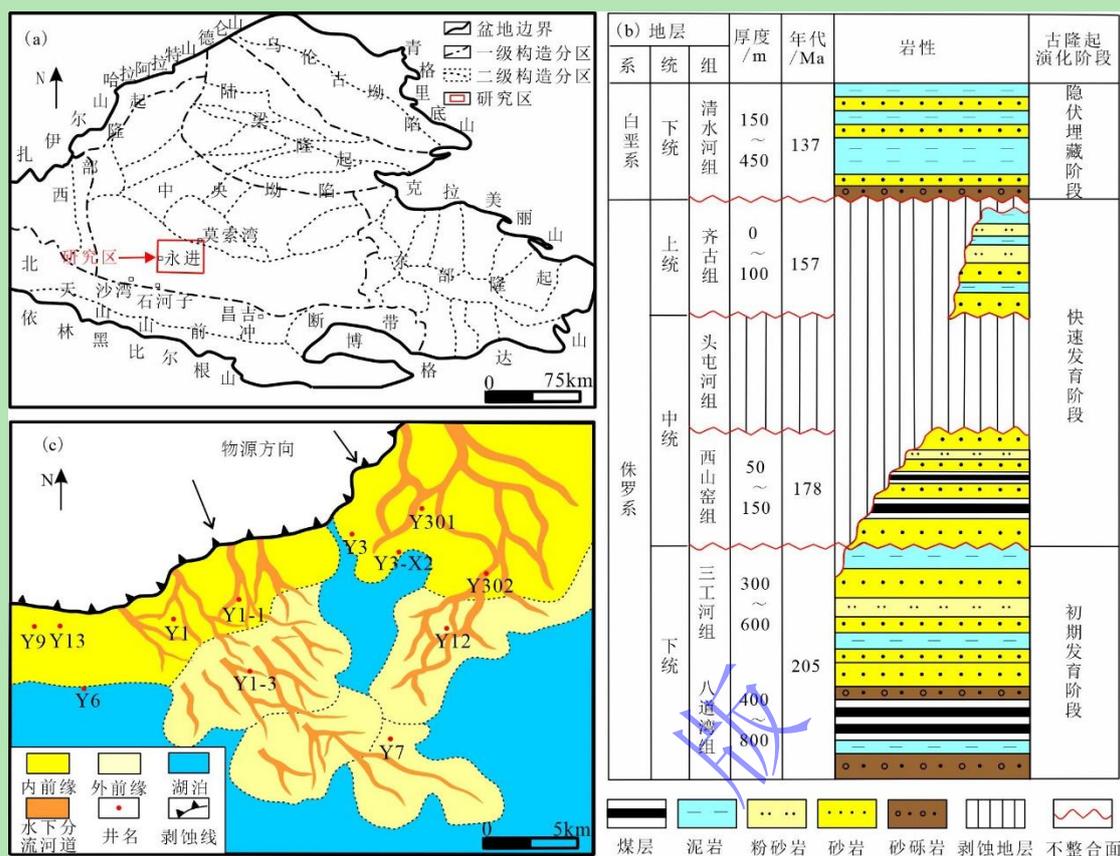


图1 准噶尔盆地永进地区区域地质概况及地层发育特征 (黄成等, 2024)

(a) 准噶尔盆地构造单元及研究位置; (b) 永进地区侏罗系—下白垩统地层格架图; (c) 研究区齐古组沉积相平面图及取样井井位分布

Fig.1 Regional geological overview and stratigraphic development characteristics in the Yongjin area of Junggar Basin (Huang *et al.*, 2024)

(a) tectonic units and study location of the Junggar Basin; (b) Jurassic-Lower Cretaceous Stratigraphic Framework Chart of the Yongjin Region; (c) sedimentary facies plan of Qigu Formation and location distribution of sampling wells in the study area

永进地区齐古组为季节性浅水三角洲平原沉积 (林潼等, 2013; 乔丹等, 2023; 黄成等, 2024), 其物质来源于车—莫古隆起剥蚀并向南搬运 (图 1c)。齐古组主要为红层沉积, 表明研究区该时期处于炎热干旱—半干旱古气候条件。齐古组顶部发育古土壤, 代表区域不整合面。地震层位追踪也显示, 在研究区西北部, 存在明显的地层尖灭 (图 1c)。

2 方法

本研究样品均取自永进地区齐古组钻井岩心, 选择时选择取心井取心段不同岩性及孔洞中胶结填充物发育期次清晰的层段。共磨制薄片 74 张并进行系统铸体薄片观察。从中选取胶结期次清晰的 17 张薄片开展阴极发光分析; 在阴极发光特征明显的 13 张薄片开展流体包裹体测温, 系统测定三类钙质胶结物及石英加大边中盐水包裹体的均一温度与冰点温度, 据此分析其形成温度、盐度及共生序列。设计物理模拟实验, 揭示齐古组钙质空间分布规律

及主控因素。

本研究所涉及的铸体薄片、阴极发光及流体包裹体分析均在长江大学实验室完成。其中，阴极发光分析采用 CL8200 MK5 型阴极发光仪，检测标准依据 SY/T5916—2013《岩石矿物阴极发光鉴定方法》执行；流体包裹体测试则使用尼康 80i 荧光显微镜与 THMSG600 冷热台完成。

表 1 物理模拟实验设计

Table 1 Physical simulation experimental design

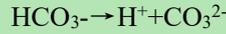
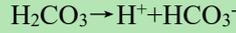
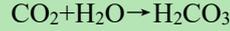
	第 1 组	第 2 组	第 3 组	第 4 组	第 5 组
水平地层	粗砂	细砂	-	-	-
倾斜地层	-	-	粗砂	上粗下细	上细下粗

物理模拟实验装置主体为两个长宽高 30 cm × 10 cm × 15 cm 的亚克力实验槽。其中一个实验槽内部固定有两块平行的 25 cm 亚克力隔板，以此构建一个倾角约为 20° 的构造斜面；另一个实验槽内不加装隔板。为系统分析钙质胶结物在不同渗透性地层中的空间分布特征，实验选取 20 目红色石英砂模拟渗透性好的储层，同时选用 120 目红色石英砂模拟渗透性差的储层，通过此对比以揭示渗透性对胶结作用的控制规律。模型主要考虑 5 组实验（表 1）。通过控制变量法，改变地层倾斜角度与储层砂体粒度分析钙质胶结物的空间分布特点。第 1 组和第 2 组模拟水平地层，第 3~5 组模拟研究区的倾斜地层。其中第 3 组用 20 目的红色石英砂，第 4 组上部用 20 目石英砂模拟渗透性好的地层，下部用 120 目的石英砂模拟渗透性差的地层，上下比例约为 1: 1。第 5 组则与第 4 组相反，上部用细砂模拟渗透性差的地层，下部用粗砂模拟渗透性好的储层。

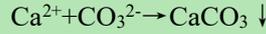
研究广泛调研了人工合成方解石的方法。传统方法主要利用 Ca(OH)₂ 溶液和 CO₂ 气体反应形成碳酸钙，而实际操作过程中由于 Ca(OH)₂ 溶液溶解度低，且 CO₂ 气体主要与表层的溶液反应，难以进入填砂模型中，导致形成的碳酸钙快速消失，很难形成大量碳酸钙沉淀。因此，本实验采用高艳芳和王海水（2015）推荐的制备碳酸钙的方法。该方法利用醋酸钙（(CH₃COO)₂Ca）、尿素（CO(NH₂)₂）、柠檬酸钠（C₆H₅Na₃O₇）和蒸馏水配制溶液，其优势在于尿素中 CO₂ 可以缓慢释放，利用柠檬酸钠作为螯合剂可以促进方解石晶体形成。实验过程中，先完成填砂模型，然后将配制好的溶液整体倒入填砂模型。配制好的溶液在初期不会形成方解石晶体，一般在 24 小时之后开始大量形成方解石晶体，方解石晶体呈白色。反应的化学方程式如下：

(1) 尿素水解

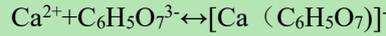




(2) 碳酸钙沉淀



(3) 柠檬酸钠络合反应调控晶型 (络合反应不改变主反应路径, 但影响结晶过程)



总反应方程式

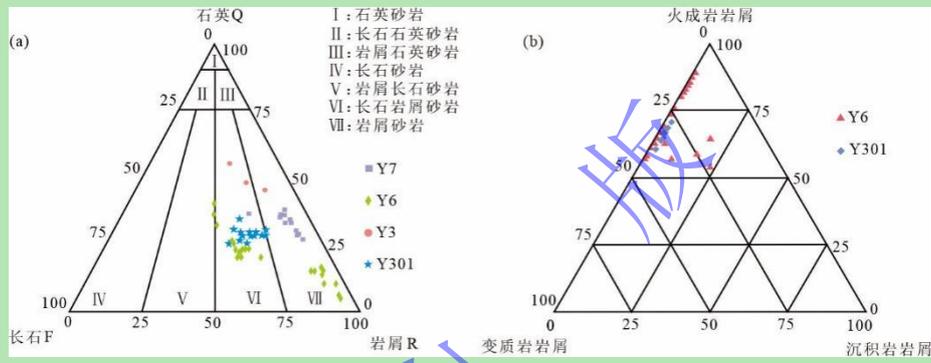


图 2 齐古组岩性特征

(a) 齐古组岩性三角图; (b) 齐古组岩屑三角图

Fig.2 Lithological characteristics of the Qigu Formation

(a) lithological triangle diagram of the Qigu Formation; (b) triangular diagram of rock chips from the Qigu Formation

3 储层特征

根据永进地区齐古组 4 口取心井 73 块薄片分析结果, 储集层岩性主要为长石岩屑砂岩和岩屑砂岩 (图 2)。砂岩组分定量统计显示: 石英含量介于 20%~55%, 平均含量为 29.2%; 长石的变化范围在 3%~33%, 平均含量为 18.9%。岩屑含量主要分布在 28%~91%, 平均为 54.1%。从岩屑类型上来看, 岩屑主要为火成岩岩屑和变质岩岩屑, 沉积岩岩屑含量极低 (图 2)。齐古组储集层整体粒度以细粒为主、分选性较好, 磨圆为次棱到次圆, 说明齐古组经历了较长距离的搬运。

根据研究区齐古组 73 块常规孔渗分析测试数据, 永进地区齐古组砂岩孔隙度介于 2.10%~13.10%, 平均孔隙度为 6.96%; 渗透率在 $0.02 \sim 2.82 \times 10^{-3} \mu\text{m}^{-3}$ 之间, 平均渗透率为 $0.340 \times 10^{-3} \mu\text{m}^{-3}$ 。砂岩孔隙度存在双峰 (图 3), 分别为 6% 和 10%, 表明齐古组次生孔隙发育。渗透率也表现出双峰特征, 分别在 $0.2 \times 10^{-3} \mu\text{m}^{-3}$ 和 $1 \times 10^{-3} \mu\text{m}^{-3}$ 附近。反映该地区储层非

均质性强，甜点储层发育受多因素影响。

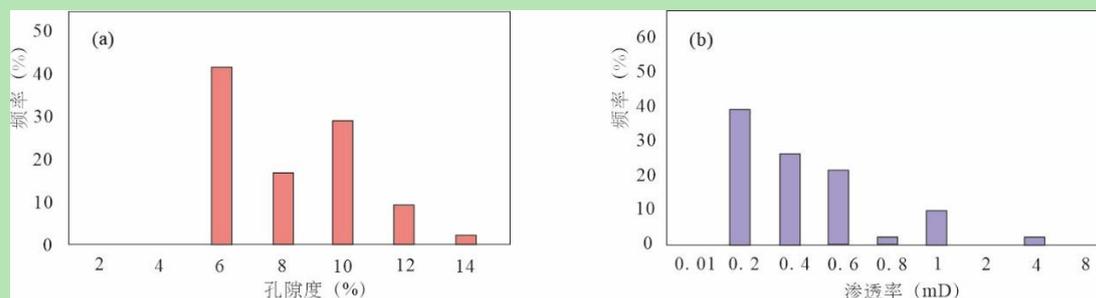


图3 齐古组物性特征

(a) 齐古组孔隙度分布; (b) 齐古组渗透率分布

Fig.3 Physical characteristics of the Qigu Formation

(a) porosity distribution of the Qigu Formation; (b) permeability distribution of the Qigu Formation

4 钙质胶结物特征及成因

4.1 钙质胶结物微观特征

钙质胶结物是研究区齐古组储层最重要的胶结物类型，综合铸体薄片、阴极发光、扫描电镜等微观形貌分析，可以将其划分为三类。

第Ⅰ类：连晶方解石胶结物。主要为基底式粉晶胶结，其含量一般在15%~25%。铸体薄片分析显示，方解石粉晶颗粒大小主要介于20~50 μm，茜素红染色后为红色（图4a, b），阴极发光为橙红色（图4e, g, i），野外露头中的钙质结核（图4h）内隐晶质方解石（图4i）阴极发光颜色与第Ⅰ类方解石胶结物阴极发光颜色类似。岩石碎屑颗粒之间主要为悬浮状接触（图4a~c）。从该类方解石与岩石碎屑颗粒的关系看，方解石与岩石碎屑颗粒之间直接接触，部分石英颗粒和岩屑存在少量交代，但总体交代比例较低（图4b, e），未见黏土包壳和沥青。说明其形成时间较早在颗粒大规模压实之前。

第Ⅱ类：孔隙充填式方解石胶结物。铸体薄片分析显示，该类方解石胶结特征与第Ⅰ类有明显差异，主要表现在3个方面。第一，方解石晶粒较大，直径一般在100~200 μm，完全充填孔隙或半充填孔隙，阴极发光的颜色为橘黄色（图5e）。钙质结核外层的泥晶方解石阴极发光颜色为橙红色（图4i），与第Ⅰ类钙质胶结物阴极发光颜色相同（图4e, g, i）。第二，方解石与碎屑颗粒之间存在黏土包壳、沥青或自生石英加大等矿物（图5a~c），这些矿物的发育说明其形成时间要晚于早期油气充注以及石英次生加大。第三，颗粒的接触关系不同。此类方解石在有些视域完全充填孔隙，但碎屑颗粒的接触关系一般为线接触或点—线接触（图5a, b, d），反映其形成时储层已整体压实。

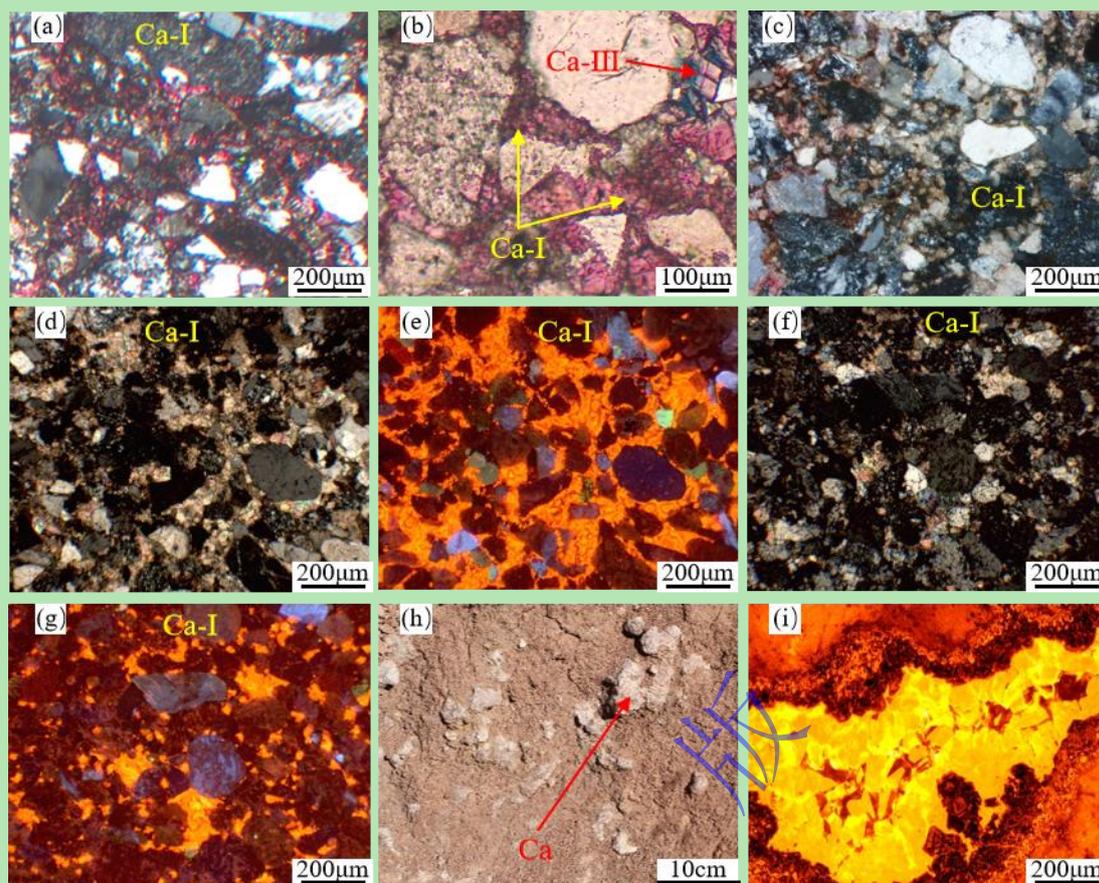


图4 齐古组第I类胶结作用特征

(a) 第I类钙质胶结物, 铸体薄片, 正交偏光, 混合液染色, Y6井, 6 030.70 m; (b) 第I类钙质胶结物和少量第III类钙质胶结物, 铸体薄片, 单偏光, 混合液染色, Y6井, 6 030.70 m; (c) 第I类钙质胶结物, 铸体薄片, 正交偏光, 混合液染色, Y2井, 5 957.62 m; (d) 第I类钙质胶结物, 阴极发光, Y2井, 5 999.11 m; (e) 第I类钙质胶结物发橙红色光, 阴极发光, Y2井, 5 999.11 m; (f) 第I类钙质胶结物, 阴极发光, Y6井, 6 028.60 m; (g) 第I类钙质胶结物发橙红色光, 阴极发光, Y6井, 6 028.60 m; (h) 野外露头中的钙质结核; (i) 野外钙质结核中的泥晶钙质结核发橙红色光, 中部的自生粒状方解石发橘黄色光

Fig.4 Characteristics of Class I cementation from the Qigu Formation

(a) type I calcareous cementation, cast thin section, cross polarized light (XPL), mixed liquid stain, well Y6, 6 030.70 m; (b) type I calcareous cementation and a small amount of type III calcareous cementation, cast thin section, plane polarized light (PPL), mixed liquid stain, well Y6, 6 030.70 m; (c) type I calcareous cementation, cast thin sections, XPL, mixed liquid stain, well Y2, 5 957.62 m; (d) type I calcareous cementation, cathodoluminescence (CL), well Y2, 5 999.11 m; (e) type I calcareous cementation glows orange-red, CL, well Y2, 5 999.11 m; (f) type I calcareous cementation, CL, well Y6, 6 028.60 m; (g) type I calcareous cementation with orange-red glow, CL, well Y6, 6 028.60 m; (h) calcareous nodules in field outcrops; (i) mud crystalline calcareous nodules in the field calcareous nodules with orange-red glow, and self-generated granular calcite in the middle with orange-yellow glow

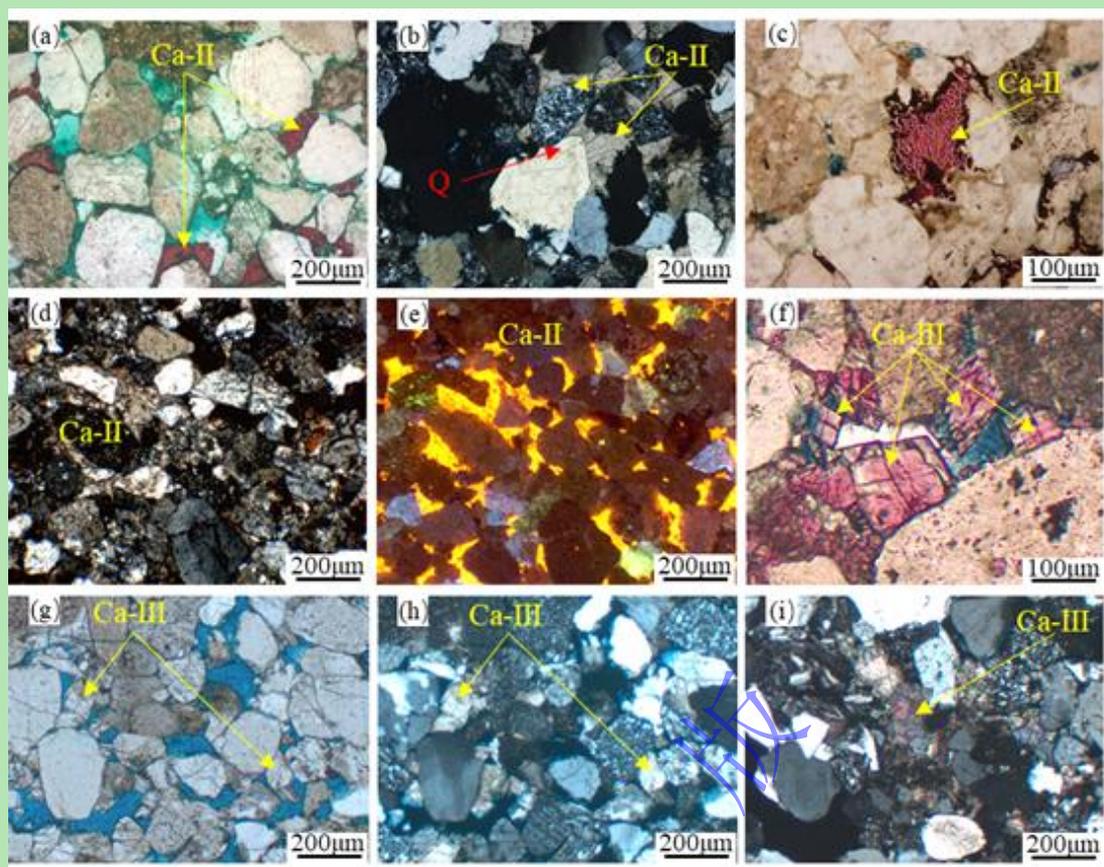


图5 齐古组第II~III胶结作用特征

(a) 第II类钙质胶结物, 铸体薄片, 单偏光, 混合液染色, Y301井, 5 541.93 m; (b) 第II类钙质胶结物, 铸体薄片, 正交偏光, 混合液染色, Y1井, 5 876.00 m; (c) 粉晶方解石在阴极发光下呈橙红色, 阴极发光, Y2井, 5 999.11 m; (d) 第II类钙质胶结物, 阴极发光, Y6井, 6 027.44 m; (e) 第II类钙质胶结物发橘黄色光, 阴极发光, Y6井, 6 027.44 m; (f) 第III类钙质胶结物, 铸体薄片, 单偏光, 茜素红染色, Y6井, 6 030.70 m; (g) 第III类钙质胶结物, 铸体薄片, 单偏光, 茜素红染色, Y301井, 5 549.20 m; (h) 第III类钙质胶结物, 铸体薄片, 正交偏光, 茜素红染色, Y301井, 5 549.20 m; (i) 第III类钙质胶结物, 铸体薄片, 正交偏光, 混合液染色, Y2井, 5 999.32 m

Fig.5 Characteristics of Class II-III cementation of the Qigu Formation

(a) type II calcareous cementation, cast thin sections, PPL, mixed liquid stain, well Y301, 5 541.93 m; (b) type II calcareous cementation, cast thin sections, XPL, mixed liquid stain, well Y1, 5 876.00 m; (c) microcrystalline calcite glowing orange-red under cathodoluminescence, well Y2, 5 999.11 m; (d) Type II calcareous cementation, CL, well Y6, 6 027.44 m; (e) type II calcareous cementation with orange glow, CL, well Y6, 6 027.44 m; (f) type III calcareous cementation, cast lamellae, PPL, alizarin red stain, well Y6, 6 030.70 m; (g) type III calcareous cementation, cast lamellae, PPL, alizarin red stain, well Y301, 5 549.20 m; (h) type III calcareous cementation, cast thin sections, XPL, alizarin red stain, well Y301, 5 549.20 m; (i) type III calcareous cementation, cast thin sections, XPL, mixed liquid stain, well Y2, 5 999.32 m

第III类：粒状铁白云石胶结物。呈粒状分布在孔隙内，颗粒大小为 50~200 μm ，含量介于 3%~6%，主要发育在储层物性较好的样品中（图 5f~i），也会与第 I 类粉晶方解石同时发育（图 4b）。粒状白云石通常交代部分岩屑或石英颗粒（图 5f~i），且其与碎屑颗粒间多发育黏土薄膜（图 5f~i），说明其形成时间晚于连晶胶结粉晶方解石。

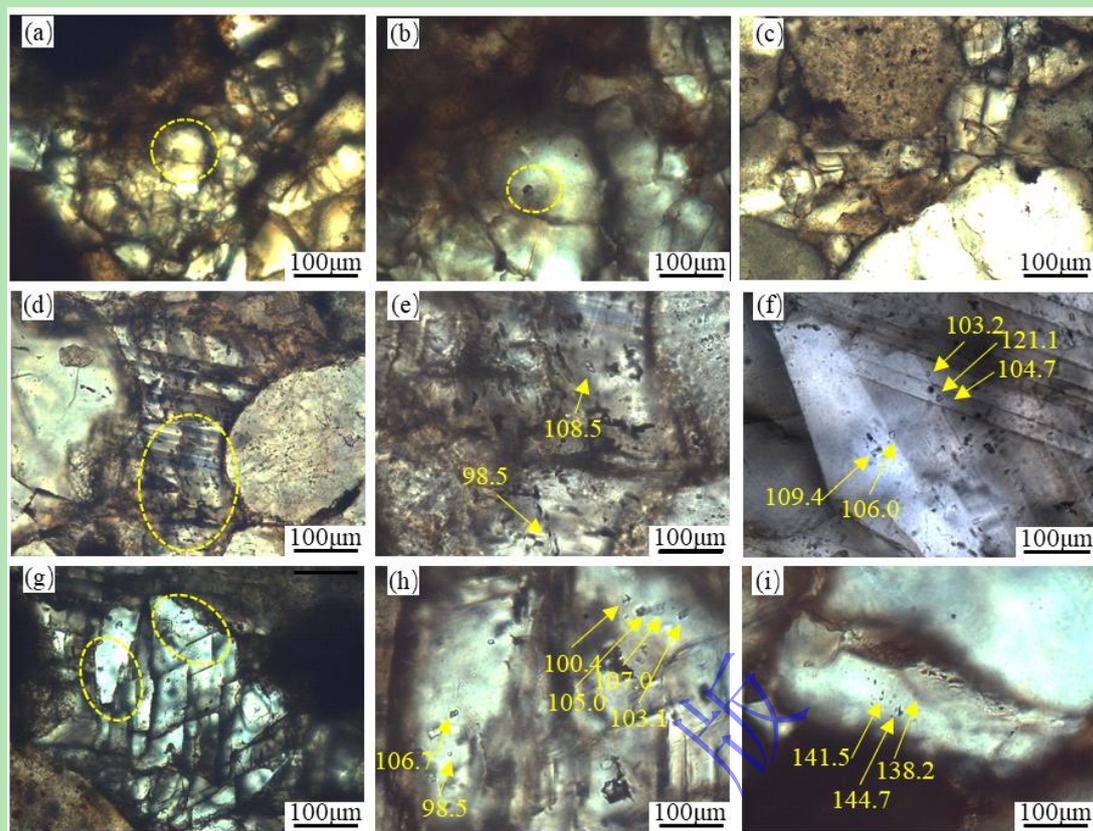


图6 齐古组钙质流体包裹体分析

(a) 第I类钙质胶结物内的盐水包裹体, 透射光, Y2井, 5 968.70 m; (b) 第I类钙质胶结物内的盐水包裹体, 透射光, Y2井, 5 968.70 m; (c) 第I类钙质胶结物内未见包裹体, 透射光, Y6井, 5 971.29 m; (d) 第II类钙质胶结物内的盐水包裹体, 透射光, Y301井, 5 541.93 m; (e) 第II类钙质胶结物内的盐水包裹体, 透射光, Y301井, 5 541.93 m; (f) 第II类钙质胶结物内的盐水包裹体, 透射光, Y301井, 5 541.93 m; (g) 第III类钙质胶结物内的盐水包裹体, 透射光, Y301井, 5 541.93 m; (h) 第III类钙质胶结物内的盐水包裹体, 透射光, Y301井, 5 541.93 m; (i) 石英加大内的盐水包裹体, 透射光, Y7井, 6 098.60 m

Fig.6 Analysis of calcareous fluid inclusions in the Qigu Formation

(a) salt water inclusions in type I calcareous cementation, transmitted light, well Y2, 5 968.70 m; (b) saline inclusions in type I calcareous cementation, transmitted light, well Y2, 5 968.70 m; (c) no inclusions were found in class I calcareous cementation, transmitted light, well Y6, 5 971.29 m; (d) class II calcareous cementation of saline inclusions, transmitted light, well Y301, 5 541.93 m; (e) salt water inclusions in type II calcareous cementation, transmitted light, well Y301, 5 541.93 m; (f) salt water inclusions in type II calcareous cementation, transmitted light, well Y301, 5 541.93 m; (g) class III calcareous cementation of saline inclusions, transmitted light, well Y301, 5 541.93 m; (h) class III brine inclusions in calcareous cementation, transmitted light, well Y301, 5 541.93 m; (i) brine inclusions within quartz, transmitted light, well Y7, 6 098.60 m.

4.2 流体包裹体分析

测试结果显示, 第I类连晶粉晶方解石胶结物缺少包裹体, 少数存在包裹体(图6a~c), 但均为均一状态。第II类孔隙充填式方解石均一温度介于80 °C~140 °C, 其中80%的样品均一温度范围为80 °C~100 °C, 部分样品均一温度介于120 °C~140 °C。第III类白云石的均一温度虽同样处于80 °C~140 °C, 但其峰值分布在100 °C~110 °C。表明白云石的形成整体晚于第II类方解石。石英次生加大的形成温度范围较广, 为70 °C~150 °C, 主要分布在

80 °C~100 °C，部分发育在 120 °C~150 °C。这一特征指示石英加大为多期形成，但主要形成于 100 °C 以下，其形成时间与第 II 类方解石重叠，而早于第 III 类白云石。

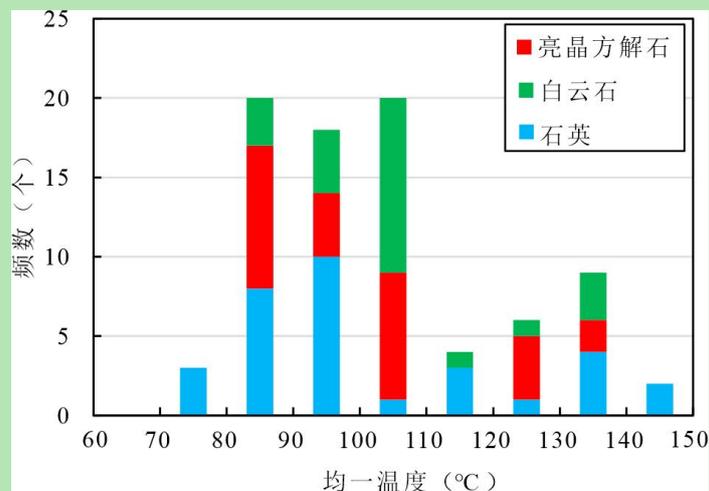


图 7 齐古组流体包裹体均一温度直方图

Fig.7 Homogenization temperature of fluid inclusions in the Qigu formation

4.3 钙质胶结分布特征

X 衍射和岩石薄片分析结果显示，钙质胶结物在空间的分布具有较强的非均质性。以 Y12 井齐古组地层为例（图 8），该套砂体厚约 30 m，内部存在薄层的泥质隔夹层。钙质胶结物的总含量介于 0~19.6%，平均为 12.1%，整体呈下部高、上部低的分布趋势，部分几乎不发育。方解石和白云石含量的分布存在差异，方解石含量变化趋势与总钙质含量一致，下部为 8%~14%，上部几乎不发育。而白云石在砂体上、下部含量差异不大，上部略高。说明早期形成的方解石占据孔隙空间后，可能在一定程度上抑制了后期流体活动，导致白云石更多发育在砂体的中上部。

从胶结物类型来看，砂体下部以第 I 类连晶方解石为主。颗粒主要为悬浮接触或点接触，反映其形成时间在大规模压实之前。砂体中部的方解石主要发育第 II 类孔隙式方解石胶结物，颗粒之间为线接触或点—线接触，反映其经历了长期压实。砂体上部钙质胶结物不发育的层段可见大量沥青，说明该层段具有较好的油气聚集条件。

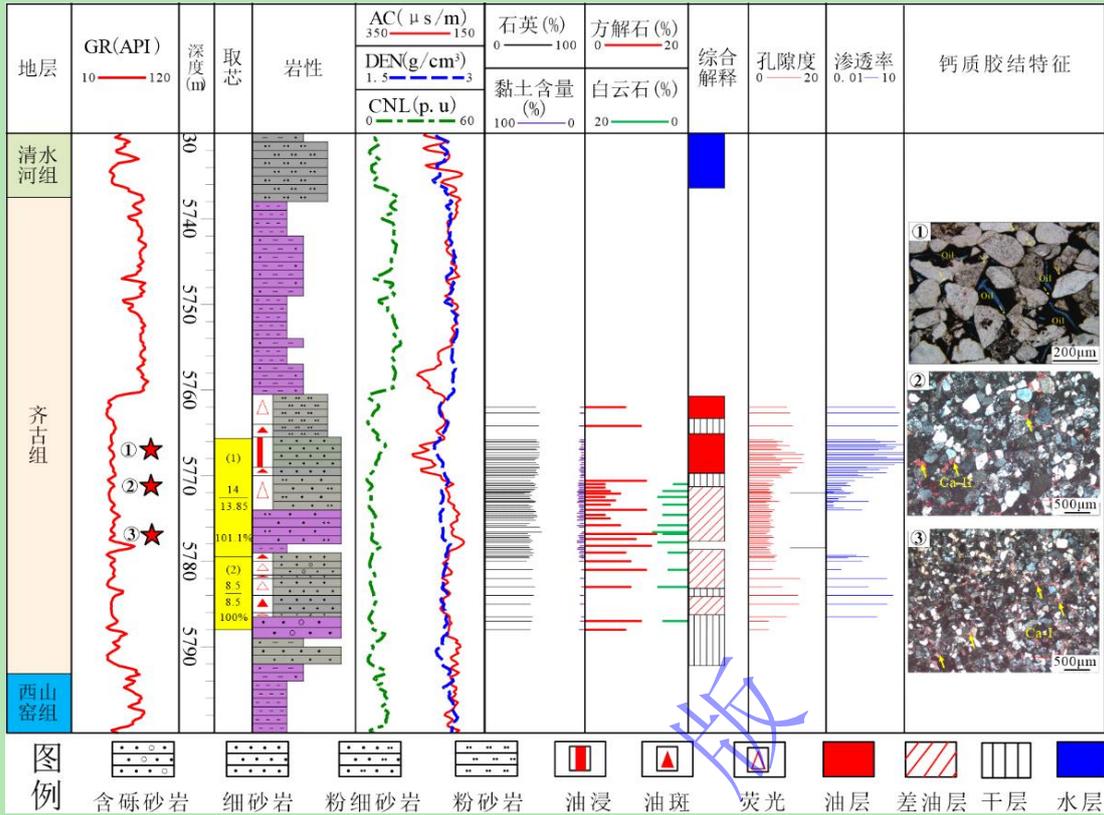


图8 齐古组 Y12 井钙质胶结物特征单井图

Fig.8 Single well diagram of calcareous cementation characteristics in well Y12 of the Qigu Formation

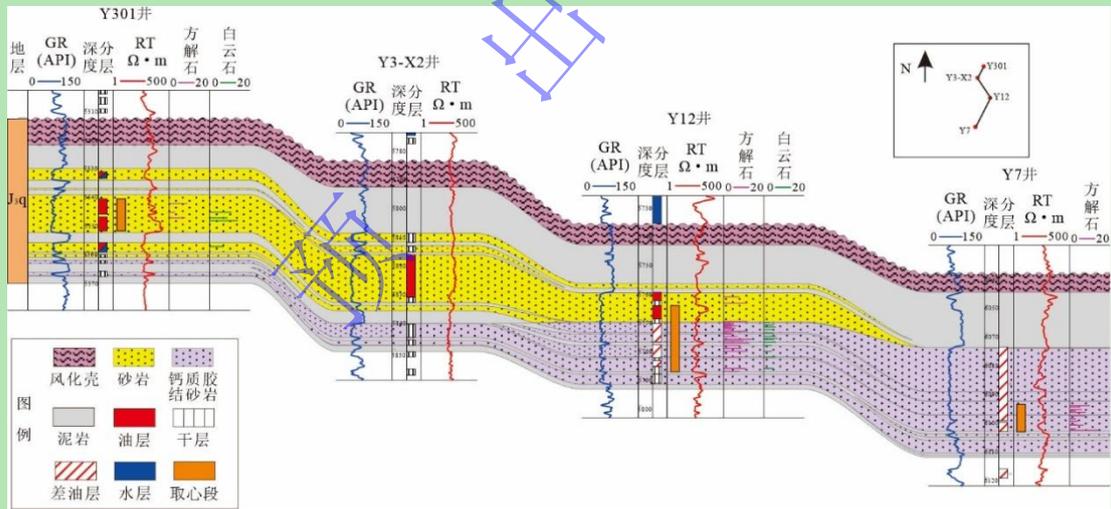


图9 齐古组钙质胶结物展布特征连井图

Fig.9 Distribution characteristics of calcareous cementation in the Qigu Formation

钙质胶结物在平面上亦呈现明显的分布差异。图9为南北向钙质胶结物发育和油水层分布剖面图，Y301井靠近北部剥蚀线，Y7井则远离剥蚀线。从钙质胶结物的分布看，距离剥蚀线越近，钙质胶结物含量越低，方解石和白云石均零星发育，且白云石含量普遍高于方解石，局部可达8%~12%。远离剥蚀线后，钙质胶结物含量明显增加，方解石含量较高，Y12井方解石和白云石含量平均分别为8.5%和5.1%，Y7井的方解石和白云石含量平均分别为

5.8%和 1.7%。由于缺少所有井的系统取心资料，从含油性也能反映储层的钙质胶结程度。根据 Y12 井的钙质胶结与油水层的关系，上部钙质胶结物含量低的层位主要为油层，下部钙质胶结物含量高的部分为差油层或干层，印证了含油性与钙质胶结强度的负相关关系。Y301 井和 Y3-X2 井齐古组主要为油层或油水同层，仅薄层砂体为干层。Y12 井油层仅占砂体总厚度的 24%，其余为差油层或干层，Y7 井则均为差油层，反映远离剥蚀线的部位钙质胶结层增厚。

4.4 钙质胶结的形成期次

综合微观岩相学分类、阴极发光以及流体包裹体测温分析，三类钙质胶结物形成时间存在差异。

第 I 类钙质胶结物主要为连晶胶结粉晶特征（图 4a~e），阴极发光颜色（图 4e, g）与钙质结核中泥晶方解石（图 4i）相同，结合其与其他黏土胶结物的关系，推测其属于表生期干旱背景下的钙质胶结物。在干旱—半干旱气候下，浅水湖泊环境有利于早期钙质胶结物沉淀，表生期物源区风化剥蚀作用为早期方解石的形成提供 Ca^{2+} 以及 CO_3^{2-} 。从早期钙质胶结物形成至中侏罗世齐古组地层沉积期间，区域构造活动相对稳定，沉积环境平缓，可忽略大气来源的 CO_2 （林潼等，2013）。

第 II 类钙质胶结物形成时间较晚，主要形成温度介于 $80\text{ }^{\circ}\text{C}\sim 110\text{ }^{\circ}\text{C}$ ，与石英次生加大规模发育时间相似（图 10）。该类胶结物的钙质来源主要与长石溶蚀与黏土矿物转化作用相关。研究区齐古组砂岩中长石含量较高（2.2%~27.3%），且普遍存在溶蚀现象，镜下可见长石被方解石交代（图 5b），在酸性流体的作用下，不稳定矿物（长石等）及粘土杂基发生蚀变并向自生高岭石转化（林承焰等，1996），为钙质胶结物的形成提供 Ca^{2+} 、 Mg^{2+} 和 HCO_3^- 等物质基础（陈荣坤，1994；黄成等，2024）。

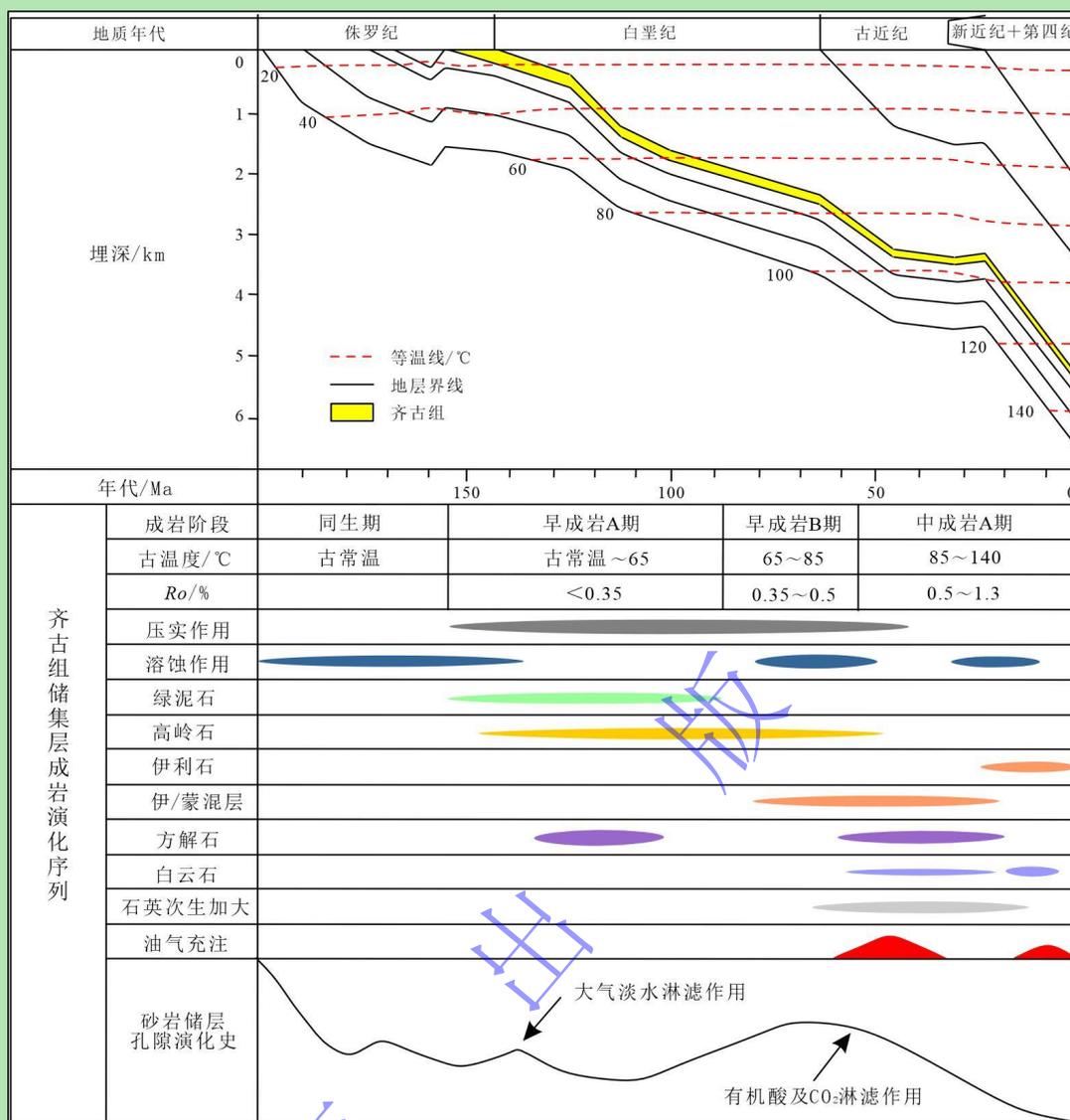


图 10 齐古组成岩演化模式图

Fig.10 Evolution pattern of the ancient formation

第III类钙质胶结物主要为粒状白云石，其形成温度主要在 100 °C~110 °C，对应大规模油气充注阶段 (Xi *et al.*, 2019a; 吴珍珍等, 2023)。此阶段有机酸开始脱羧形成 CO₂ 可溶解早期碳酸盐矿物及长石，释放 Ca²⁺并形成胶结物 (王芙蓉等, 2009; 王清斌, 2009; Fan *et al.*, 2019; 解强旺等, 2019; 滕建彬, 2020; 梅俊芳等, 2024)。

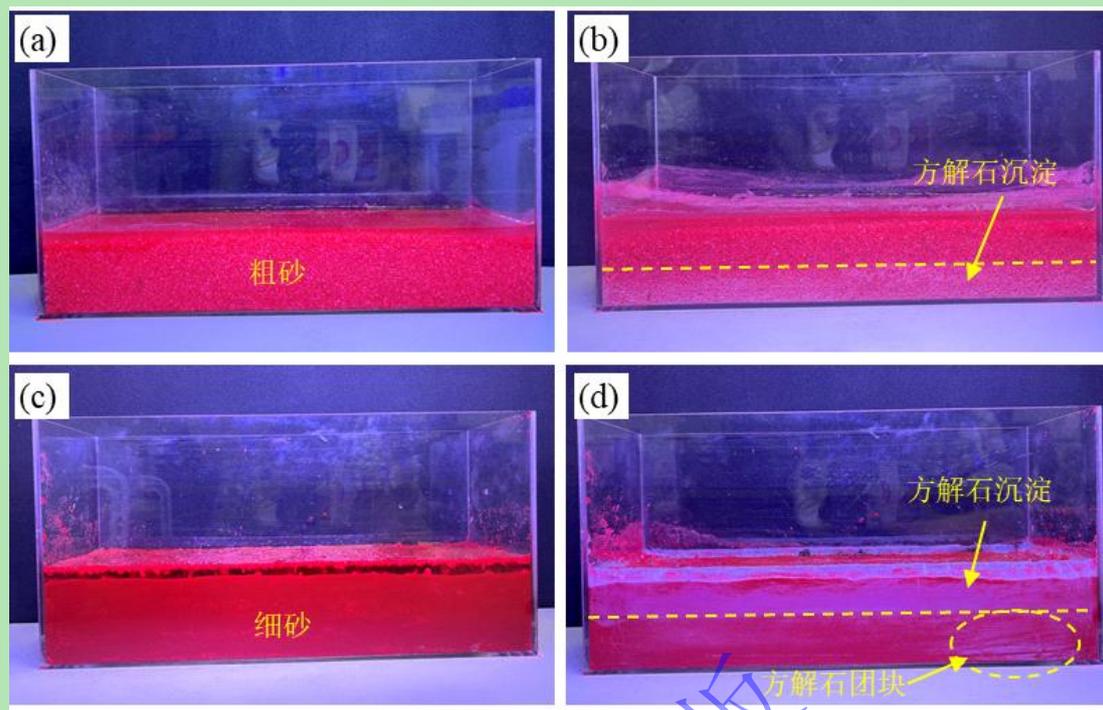


图 11 水平地层不同粒度填砂模型钙质胶结物分布

Fig.11 Distribution of calcareous cementation in sand-filling models with different particle sizes in horizontal strata

5 表生期钙质胶结物分布

5.1 表生期钙质胶结物分布模拟

从钙质胶结物分布与含油性的关系可以看出,钙质胶结物分布对永进地区齐古组储层物性具有较强的控制作用。因此,识别钙质胶结物的发育部位,对研究优质储层的分布具有重要的意义。研究区整体表现为靠近剥蚀线部位钙质胶结物含量较高,但该特征仅为少数钻井揭示的结果,是否具有普遍性仍存在疑问。同时,前期的研究多集中在钙质胶结物垂向的发育特征,而对其平面分布规律缺少系统的认识。因此,本研究设计了一套填砂模型的物理模拟系统,旨在揭示钙质胶结物的空间分布规律及其主控因素。

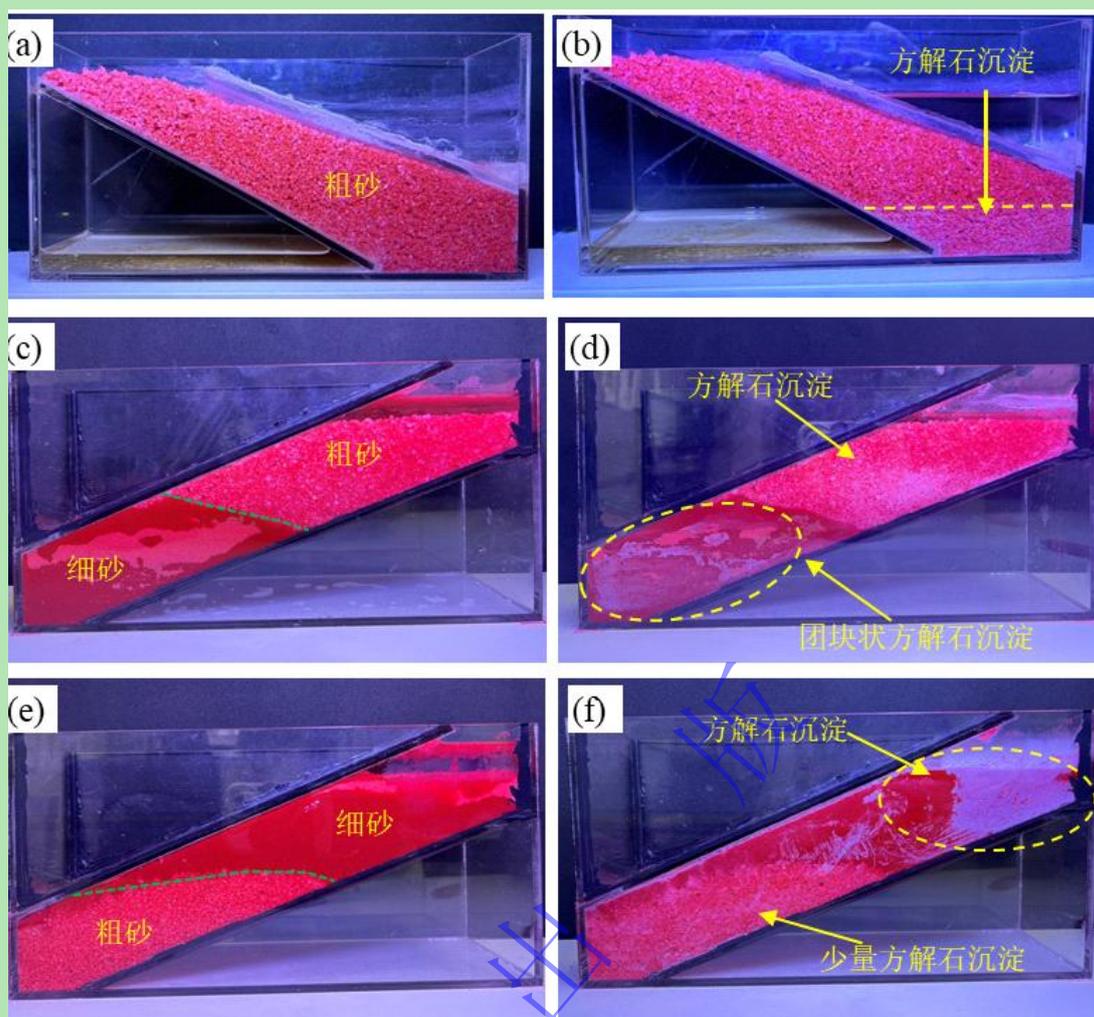


图 12 倾斜地层不同粒度填砂模型钙质胶结物分布

Fig.12 Distribution of calcareous cementation in sand-filling models with different grain sizes in inclined strata

根据第 1 组和第二组的实验结果显示（图 11），在渗透性较好的地层和渗透性差的水平地层，方解石晶体形成部位存在差异。在渗透性好的粗砂（第 1 组）中，方解石晶体均匀分布在填砂模型的下部，未见明显团块状富集。而在渗透性差的细砂（第 2 组）中，方解石晶体的发育较为复杂，在上部发育多，下部少，且下部分布不均匀，呈团块状发育。该实验结果表明，钙质胶结物的分布在渗透性不同的地层中存在差异，高渗透性的地层主要分布在砂体的中下部，且分布较为均匀；渗透性差的储层则整体发育，且钙质胶结物分布不均匀，呈团块状富集。

考虑到储层具有较强的非均质性，第 4 组和第 5 组实验（图 12）揭示了粒度和渗透性的差异对钙质胶结物发育的影响。对于倾斜地层中上粗下细的模式（第 4 组），方解石晶体主要分布在上部粗粒砂层的下部和下部的细粒砂层，粗粒砂层分布较为均匀，细粒砂层则呈团块状分布，且下部相对较多。对于倾斜地层中下粗上细的模式（第 5 组），方解石晶体主要分布在细粒砂层中，下部的粗粒砂层仅见少量沉淀。该结果说明细粒低渗透性地层会阻止

下部粗粒砂层中方解石晶体沉淀。这一结果也与地下储层中钙质胶结物的分布规律一致，即钙质胶结物主要分布在砂泥的界面上部或相对低渗岩层的上部，界面的下部仍能保持较低的钙质胶结物含量。

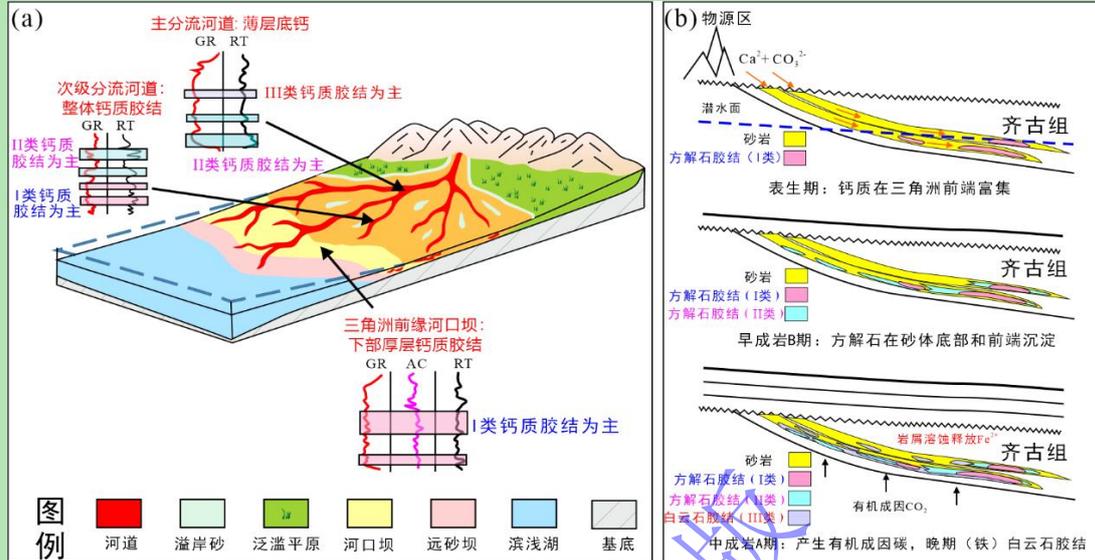


图 13 齐古组钙质胶结物分布模式图

Fig.13 Genetic model diagram of calcareous cements in the Qigu Formation

5.2 表生期钙质胶结物的空间分布规律

钙质胶结物作为碎屑岩储层中发育最为普遍的胶结物，其发育具有多期性，且受多种因素控制。永进油田齐古组地层虽然埋藏较深，但仍发育甜点储层，部分高产井日产量达到30~50吨/天，其形成具有一定的特殊性。主要表现在两个方面：第一，侏罗纪末期长期风化剥蚀及干旱—半干旱古气候背景，为表生期钙质胶结物发育创造了条件；第二，受晚侏罗世北天山挤压作用影响，车莫古隆起形成北高南低的构造格局，倾斜地层促使钙质胶结物在下倾方向富集，上倾方向则形成弱胶结区，进而为高产油气层提供了储集空间。综合研究，可将研究区齐古组钙质胶结物的发育可以总结为三个阶段（图13）。

第一阶段：表生期连晶胶结方解石。受晚侏罗纪干旱—半干旱以及长期风化剥蚀的影响，为表生期钙质胶结物发育提供了较好的条件。含钙流体自剥蚀线进入砂体，因蒸发作用与重力驱动向下倾方向运移并浓缩沉淀，形成广泛分布的连晶方解石胶结。受沉积相带与渗透性控制，三角洲前缘河口坝及次级水下分流河道等细粒、远源区域更利于该类胶结物发育。同期，齐古组顶部古土壤中亦发育姜状钙质结核。

第二阶段：早成岩B期孔隙充填方解石胶结。该阶段方解石形成于80℃~100℃环境，主体发育于大规模油气充注之前。胶结物与岩石碎屑颗粒间常见黏土包壳、沥青或石英次生

加大, 颗粒接触关系以点—线接触及线接触为主, 反映地层已经历显著压实。第 II 类钙质胶结物空间分布也主要与第 I 类钙质胶结物类似, 主要发育在远离剥蚀线的河口坝和次级水下分流河道区, 垂向上位于第一期钙质胶结物之上。物理模拟结果表明, 无论是否存在外部钙质流体注入, 胶结物的优势赋存位置具有一致性。

第三阶段: 中成岩 A 期白云石胶结。白云石形成的温度主要在 100 °C 以上, 主体形成于大规模油气充注之后。在物性较好的储层中, 白云石多呈自形粒状分布在孔隙内, 未完全阻塞孔隙; 而在低渗层段可呈他形粒状充填, 部分位置也存在白云石与前两期钙质胶结物共同发育。平面上, 该期钙质胶结物主要发育于靠近剥蚀线的主分流河道砂体中上部, 因前期胶结已使下部物性变差, 阻碍流体进入。该期胶结通常使孔隙度降低约 3%~5%, 但对渗透率的影响有限, 因此在剥蚀线附近的主分流河道区常形成日产 30~50 吨的高产井。

6 结论

(1) 永进油田齐古组发育三类钙质胶结物, 包括连晶胶结粉晶方解石胶结、孔隙充填方解石胶结以及粒状白云石胶结。连晶胶结粉晶方解石胶结主要为表生期产物, 其他两类形成的温度较高, 与后期有机质的氧化分解有关。

(2) 物理模拟结果显示, 钙质胶结物的分布与岩性有密切的关系。对于粗粒渗透性好的储层, 钙质胶结物主要分布在岩层的下部; 对于细粒渗透性差的储层, 钙质胶结物整体较为发育, 且中上部发育较多。

(3) 研究区厚层的钙质胶结物主要发育在远离剥蚀线的方向, 靠近剥蚀线钙质胶结物发育较弱。远离剥蚀线的厚层钙质胶结物主要受控于倾斜地层以及多期钙质胶结物发育的叠加, 下倾方向受重力影响钙质胶结物更为发育, 实际的钙质胶结物发育还受到储层非均质性的影响, 细粒储层内和粗—细粒储层的界面位置, 钙质胶结物更易发育。

参考文献 (References)

- 陈荣坤. 1994. 稳定氧碳同位素在碳酸盐岩成岩环境研究中的应用[J]. 沉积学报, 12(4): 11-21. [Chen Rongkun. 1994. Application of stable oxygen and carbon isotopes in the study of diagenetic environments of carbonate rocks[J]. Acta Sedimentologica Sinica, 12(4): 11-21.]
- 蔡忠贤, 陈发景, 贾振远. 2000. 准噶尔盆地的类型和构造演化[J]. 地学前缘, 7(4): 431-440. [Cai Zhongxian, Chen Fajing, Jia Zhenyuan. 2000. Types and tectonic evolution of Jungar Basin[J]. Earth Science Frontiers, 7(4): 431-440.]
- 崔景伟, 朱如凯. 2020. 致密砂岩层内强钙质胶结物成因机制及其意义: 以鄂尔多斯盆地三叠系延长组长 7 油层组为例[J]. 吉林大学学报(地球科学版), 50(4): 957-967. [Cui Jingwei, Zhu Rukai. 2020. Mechanism of strong calcium cementation in tight sandstone and its significance: A case study on Triassic Chang 7 Oil Formation of Yanchang Formation in Ordos Basin[J]. Journal of Jilin University (Earth Science Edition), 50(4): 957-967.]

- 段威, 罗程飞, 刘建章, 等. 2015. 莺歌海盆地 LD 区块地层超压对储层成岩作用的影响及其地质意义[J]. 地球科学, 40 (9): 1517-1528. [Duan Wei, Luo Chengfei, Liu Jianzhang, et al. 2015. Effect of overpressure Formation on reservoir diagenesis and its geological significance to LD block of Yinggehai Basin[J]. Earth Science, 40(9): 1517-1528.]
- 高艳芳, 王海水. 2015. 柠檬酸钠与碳酸钙晶型和形貌的控制[J]. 应用化学, 32 (7): 831-836. [Gao Yanfang, Wang Haishui. 2015. Control of the crystal form and morphology of sodium citrate and calcium carbonate[J]. Applied Chemistry, 32(7): 831-836.]
- 葛云锦, 董丽红, 史鹏. 2018. 钙质胶结砂岩特征、分布及其对储层的影响[J]. 能源与环境, 40 (9): 81-87, 93. [Ge Yunjin, Dong Lihong, Shi Peng. 2018. Characteristics and distribution of Calcite-cement sandstone and its effects of reservoir quality[J]. China Energy and Environmental Protection, 40(9): 81-87, 93.]
- 韩雪芳, 刘宗宾, 李云鹏, 等. 2018. 辽东湾海域古近系沙河街组钙质砂岩成因机制和控制因素[J]. 油气地质与采收率, 25 (5): 65-71. [Han Xuefang, Liu Zongbin, Li Yunpeng, et al. 2018. Genetic mechanism and controlling factors of calcareous sandstone of the Paleogene Shahejie Formation, Liaodong Gulf[J]. Petroleum Geology and Recovery Efficiency, 25(5): 65-71.]
- 何登发, 陈新发, 张义杰, 等. 2004. 准噶尔盆地油气富集规律[J]. 石油学报, 25 (3): 1-10. [He Dengfa, Chen Xinfu, Zhang Yijie, et al. 2004. Enrichment characteristics of oil and gas in Junggar Basin[J]. Acta Petrolei Sinica, 25(3): 1-10.]
- 何登发, 张磊, 吴松涛, 等. 2018. 准噶尔盆地构造演化阶段及其特征[J]. 石油与天然气地质, 39 (5): 845-861. [He Dengfa, Zhang Lei, Wu Songtao, et al. 2018. Tectonic evolution stages and features of the Junggar Basin[J]. Oil & Gas Geology, 39(5): 845-861.]
- 何生, 杨智, 何治亮, 等. 2009. 准噶尔盆地腹部超压顶面附近深层砂岩碳酸盐胶结作用和次生溶蚀孔隙形成机理[J]. 地球科学: 中国地质大学学报, 34 (5): 759-768, 798. [He Sheng, Yang Zhi, He Zhiliang, et al. 2009. Mechanism of carbonate cementation and secondary dissolution porosity Formation in deep-burial sandstones near the top overpressured surface in central part of Junggar Basin[J]. Earth Science: Journal of China University of Geosciences, 34(5): 759-768, 798.]
- 何小龙, 张兵, 徐川, 等. 2025. 窄河道砂体中钙质夹层特征及其对储层质量的影响: 以川西北梓潼地区侏罗系沙一段为例[J]. 岩性油气藏, 37 (3): 129-139. [He Xiaolong, Zhang Bing, Xu Chuan, et al. 2025. Characteristics of calcareous interlayer in narrow channel sand body and their influence on reservoir quality: A case study of the first member of Jurassic Shaximiao Formation in Zitong area, northwestern Sichuan Basin[J]. Lithologic Reservoirs, 37(3): 129-139.]
- 黄成, 朱筱敏, 金绪铃, 等. 2024. 准噶尔盆地永进地区齐古组深埋砂岩成岩作用对储集层质量影响的定量表征[J]. 古地理学报, 26 (3): 683-699. [Huang Cheng, Zhu Xiaomin, Jin Xulin, et al. 2024. Quantitative characterization of influence of diagenesis on reservoir quality of deep-buried sandstone of the Qigu Formation in Yongjin area, Junggar Basin[J]. Journal of Palaeogeography (Chinese Edition), 26(3): 683-699.]
- 季春旭. 2022. 黄土中钙质结核内部结构特征及形成演化机理研究[D]. 太原: 太原理工大学, 13-129. [Ji Chunxu. 2022. Internal structural characteristics and evolution mechanism of calcareous nodules in loess[D]. Taiyuan: Taiyuan University of Technology, 13-129.]
- 久博, 黄文辉, 王雅婷, 等. 2018. 鄂尔多斯盆地南部煤系致密砂岩胶结作用对储层物性的影响[J]. 煤炭学报, 43 (9): 2543-2552. [Jiu Bo, Huang Wenhui, Wang Yating, et al. 2018. Effect of coal-measure tight sandstone cementation on reservoir physical property in the south of Ordos Basin[J]. Journal of China Coal Society, 43(9): 2543-2552.]
- 李军, 张超谟, 唐文生, 等. 2009. 库车地区致密砂岩胶结指数 m 和饱和度指数 n 的主要影响因素及其量化研究[J]. 石油天然气学报, 31 (6): 100-103. [Li Jun, Zhang Chaomo, Tang Wensheng, et al. 2009. Major influential factor and quantitative study on m exponent and n exponent in Kuche region[J]. Journal of Oil and Gas Technology, 31(6): 100-103.]
- 林承焰, 侯连华, 董春梅, 等. 1996. 辽河西部凹陷沙三段浊积岩储层中钙质夹层研究[J]. 沉积学报, 14 (3): 74-82. [Lin Chengyan, Hou Lianhua, Dong Chunmei, et al. 1996. Study on calcareous interbeds in turbidite reservoir of Sha 3 member of the Liaohe western Depression[J]. Acta Sedimentologica Sinica, 14(3): 74-82.]
- 林潼, 王东良, 王岚, 等. 2013. 准噶尔盆地南缘侏罗系齐古组物源特征及其对储层发育的影响[J]. 中国地质, 40 (3): 909-918. [Lin Tong, Wang Dongliang, Wang Lan, et al. 2013. The provenance feature of Jurassic Qigu Formation and its effect on reservoir development in the southern margin of Junggar Basin[J]. Geology in China, 40(3): 909-918.]

- 刘学利, 郑小杰, 屈兴勃, 等. 2023. 塔河油田 9 区下油组块状叠置厚油层渗流屏障研究[J]. 西北地质, 56(2): 260-271. [Liu Xueli, Zheng Xiaojie, Qu Xingbo, et al. 2023. Research on seepage barriers of massive and superimposed thick oil layers in the low oil Formation of No.9 block in Tahe oilfield[J]. Northwestern Geology, 56(2): 260-271.]
- 刘扬. 2020. 白鹿塬黄土-古土壤中钙积石的组构及其古地下水文意义[D]. 西安: 长安大学, 12-86. [Liu Yang. 2020. The fabrics and depositional subsurface hydrology of calcretes in loess-palesol in Bailu Tableland, Xi'an, China[D]. Xi'an: Chang'an University.]
- 罗静兰, 刘小洪, 林潼, 等. 2006. 成岩作用与油气侵位对鄂尔多斯盆地延长组砂岩储层物性的影响[J]. 地质学报, 80(5): 664-673. [Luo Jinglan, Liu Xiaohong, Lin Tong, et al. 2006. Impact of diagenesis and hydrocarbon emplacement on sandstone reservoir quality of the Yanchang Formation (Upper Triassic) in the Ordos Basin[J]. Acta Geologica Sinica, 80(5): 664-673.]
- 罗晓容, 王忠楠, 雷裕红, 等. 2016. 特超低渗砂岩油藏储层非均质性特征与成藏模式: 以鄂尔多斯盆地西部延长组下组合为例[J]. 石油学报, 37(增刊 1): 87-98. [Luo Xiaorong, Wang Zhongnan, Lei Yuhong, et al. 2016. Heterogeneity characteristics and accumulation model of ultra-low permeability sandstone reservoirs: A case study of the Lower part of Yanchang Formation in the western Ordos Basin, China[J]. Acta Petrologica Sinica, 37(Suppl1): 87-98.]
- 马立元, 邱桂强, 刘春燕, 等. 2020. 鄂尔多斯盆地红油油田延长组储层致密化与石油成藏的关系[J]. 沉积学报, 38(3): 620-634. [Ma Liyuan, Qiu Guiqiang, Liu Chunyan, et al. 2020. The relationship between reservoir densification and petroleum accumulation of the Yanchang Formation in the Honghe oilfield, Ordos Basin[J]. Acta Sedimentologica Sinica, 38(3): 620-634.]
- 梅俊芳, 梁超, 操应长, 等. 2024. 页岩中的石英类型、成因及意义[J]. 古地理学报, 26(2): 487-501. [Mei Junfang, Liang Chao, Cao Yingchang, et al. 2024. Types, genesis and significance of quartz in shales[J]. Journal of Palaeogeography, 26(2): 487-501.]
- 乔丹, 金鑫, 时国, 等. 2023. 新疆北天山地区侏罗系齐古组陆相遗迹化石及古环境意义[J]. 成都理工大学学报(自然科学版), 50(3): 268-278. [Qiao Dan, Jin Xin, Shi Guo, et al. 2023. Terrestrial trace fossils of Jurassic Qigu Formation in northern Tianshan area and their paleoenvironmental significance[J]. Journal of Chengdu University of Technology (Science & Technology Edition), 50(3): 268-278.]
- 石良, 金振奎, 闫伟, 等. 2015. 储层压实作用和胶结作用的压力响应特征[J]. 地球科学进展, 30(2): 259-267. [Shi Liang, Jin Zhenkui, Yan Wei, et al. 2015. Characteristics of pressure response in detrital reservoir compaction and cementation[J]. Advances in Earth Science, 30(2): 259-267.]
- 滕建彬. 2020. 东营凹陷页岩油储层中方解石的成因及证据[J]. 油气地质与采收率, 27(2): 18-25. [Teng Jianbin. 2020. Origin and evidence of calcite in shale oil reservoirs of the Dongying depression [J]. Petroleum Geology and Recovery Efficiency, 27(2): 18-25.]
- 谭先锋, 蒋威, 吴康军, 等. 2016. 陆相碎屑岩中钙质胶结物沉淀机制及油气储集意义: 来自济阳坳陷孔店组和川西须家河组的对比研究[J]. 石油实验地质, 38(3): 293-302. [Tan Xianfeng, Jiang Wei, Wu Kangjun, et al. 2016. Sedimentation mechanism and petroleum significance of calcareous cements in continental clastic rocks: Comparison between the Kongdian Formation in the Jiyang Depression and the Xujiache Formation in the western Sichuan Basin[J]. Petroleum Geology and Experiment, 38(3): 293-302.]
- 王芙蓉, 何生, 何治亮, 等. 2009. 准噶尔盆地腹部永进地区砂岩储层中碳酸盐胶结物特征及其成因意义[J]. 岩石矿物学杂志, 28(2): 169-178. [Wang Furong, He Sheng, He Zhiliang, et al. 2009. Characteristics and genetic mechanism of carbonate cement in sandstone reservoirs of Yongjin area in central Junggar Basin[J]. Acta Petrologica et Mineralogica, 28(2): 169-178.]
- 王捷. 2023. 准噶尔盆地腹部永进地区侏罗系齐古组储层特征与主控因素[J]. 地质论评, 69(增刊 1): 295-296. [Wang Jie. 2023. Reservoir characteristics and main control factors of Jurassic Qigu Formation in Yongjin area in the hinterland of the Junggar Basin[J]. Geological Review, 69(Suppl1): 295-296.]
- 王金铎, 曾治平, 宫亚军, 等. 2020. 深部超压储层发育机制及控制因素: 以准噶尔盆地永进油田为例[J]. 油气地质与采收率, 27(3): 13-19. [Wang Jinduo, Zeng Zhiping, Gong Yajun, et al. 2020. Development mechanism and controlling factors of deep overpressured reservoir: A case study of Yongjin oilfield in Junggar Basin[J]. Petroleum Geology and Recovery Efficiency, 27(3): 13-19.]
- 王清斌, 臧春艳, 赖维成, 等. 2009. 渤海中坳陷古近系中、深部碎屑岩储层碳酸盐胶结物分布特征及成因机制[J]. 石油与天然气地质, 30(4): 438-443. [Wang Qingbin, Zang Chunyan, Lai Weicheng, et al. 2009. Distribution characteristics and genetic mechanism

- of carbonate cement in deep clastic reservoirs of the paleogene system in the Bohai depression[J]. *Oil & Gas Geology*, 30(4): 438-443.]
- 吴穹颀, 吴胜和, 秦国省, 等. 2017. 密井网条件下钙质胶结条带空间展布研究[J]. 西南石油大学学报(自然科学版), 39(4): 71-80. [Wu Qiongyuan, Wu Shenghe, Qin Guosheng, et al. 2017. Study on spatial distribution of calcite-cemented strips under close well-spacing conditions[J]. *Journal of Southwest Petroleum University (Science & Technology Edition)*, 39(4): 71-80.]
- 吴胜和, 曾溅辉, 林双运, 等. 2003. 层间干扰与油气差异充注[J]. 石油实验地质, 25(3): 285-289. [Wu Shenghe, Zeng Jianhui, Lin Shuangyun, et al. 2003. Interlayer interference and differential injection of hydrocarbon into a trap[J]. *Petroleum Geology and Experiment*, 25(3): 285-289.]
- 吴珍珍, 郭艳琴, 张俊杰, 等. 2023. 岩相古地理特征及其与天然气分布关系: 以鄂尔多斯盆地靖边西北部马五4亚段为例[J]. 沉积学报, 41(5): 1624-1634. [Wu Zhenzhen, Guo Yanqin, Zhang Junjie, et al. 2023. Characteristics of Lithofacies paleogeography and its relationship to the distribution of natural gas: A case study of sub-member Ma54, Ordovician Majiagou Formation, northwestern Jingbian area, Ordos Basin[J]. *Acta Sedimentologica Sinica*, 41(5): 1624-1634.]
- 解强旺, 王艳忠, 操应长, 等. 2019. 多期石油充注对碳酸盐胶结作用的影响: 以东营凹陷盐斜229地区沙四上亚段为例[C]//中国矿物岩石地球化学学会第17届学术年会论文摘要集. 杭州: 中国矿物岩石地球化学学会, 550. [Xie Qiangwang, Wang Yanzhong, Cao Yingchang, et al. 2019. Effect of multi-stage petroleum charging on carbonate cementation: A case study of the Upper sub-member of Shasi in the salt incline 229 area of Dongying Sag[C]//Abstract Collection of the 17th Annual Meeting of the Chinese Society of Mineralogy, Petrology and Geochemistry of China. Hangzhou: Chinese Society of Mineralogy, Rock and Geochemistry, 550.]
- 杨石岭, 丁仲礼, 顾兆炎, 等. 1998. 灵台红粘土-黄土剖面晚中新世以来钙质结核的碳同位素记录及其古植被指示意义[J]. 科学通报, 43(21): 2323-2326. [Yang Shiling, Ding Zhongli, Gu Zhaoyan, et al. 1998. Carbon isotope record of calcareous nodules since the Late Miocene in Lingtai red clay-loess profile and its significance in paleovegetation[J]. *Chinese Science Bulletin*, 43(21): 2323-2326.]
- 杨智, 邹才能, 何生, 等. 2010. 准噶尔盆地腹部超压顶面附近碳酸盐胶结带的成因机理[J]. 中国科学: 地球科学, 40(4): 439-451. [Yang Zhi, Zou Caineng, He Sheng, et al. 2010. Formation mechanism of carbonate cemented zones adjacent to the top overpressured surface in the central Junggar Basin, NW China[J]. *Science China Earth Sciences*, 40(4): 439-451.]
- 姚东升, 陈冬霞, 李莎, 等. 2024. 差异源储结构下储层发育机制及其对油气富集的影响: 以鄂尔多斯盆地庆城地区长7₁₋₂段为例[J]. 中国矿业大学学报, 53(2): 346-363. [Yao Dongsheng, Chen Dongxia, Li Sha, et al. 2024. Reservoir development mechanism and its influence on oil and gas under differential source and reservoir structure: A case study from Chang 7₁₋₂ tight sandstone of Qingcheng area, Ordos Basin[J]. *Journal of China University of Mining & Technology*, 53(2): 346-363.]
- 张鸿禹, 杨文涛. 2023. 陆相细粒沉积岩与古土壤深时气候分析方法综述[J]. 沉积学报, 41(2): 333-348. [Zhang Hongyu, Yang Wentao. 2023. Research status of deep-time paleoclimate analysis methods for terrestrial Pulvertyte and Paleosols[J]. *Acta Sedimentologica Sinica*, 41(2): 333-348.]
- 张立强, 罗晓容. 2011. 准噶尔盆地高压带碳酸盐胶结层的分布及特征[J]. 石油实验地质, 33(4): 388-391, 401. [Zhang Liqiang, Luo Xiaorong. 2011. Distribution and characteristics of carbonate cements in overpressure zone of Junggar Basin[J]. *Petroleum Geology & Experiment*, 33(4): 388-391, 401.]
- 张锐锋, 陈树光, 冯广业, 等. 2024. 临河坳陷北部古近系临河组超深层油气藏形成条件与勘探前景[J]. 中国石油勘探, 29(1): 119-129. [Zhang Ruifeng, Chen Shuguang, Feng Guangye, et al. 2024. Hydrocarbon accumulation conditions and exploration prospects of ultra-deep oil and gas reservoirs in the Paleogene Linhe Formation in the northern Linhe Depression, Hetao Basin[J]. *China Petroleum Exploration*, 29(1): 119-129.]
- 张向涛, 彭光荣, 谢世文, 等. 2024. 珠江口盆地白云凹陷西南部珠海组储层成岩特征及其对储层物性的影响[J]. 天然气地球科学, 35(3): 379-392. [Zhang Xiangtao, Peng Guangrong, Xie Shiwen, et al. 2024. Characteristics of reservoir diagenesis in the Zhuhai Formation in the southwestern Baiyun Depression, Pearl River Mouth Basin, and its influence on reservoir physical properties[J]. *Natural Gas Geoscience*, 35(3): 379-392.]

- 张英男, 白青林, 束青林, 等. 2024. 鄂尔多斯盆地西南缘浅埋藏储层致密化成因[J]. 中国石油大学学报(自然科学版), 48(2): 24-36. [Zhang Yingnan, Bai Qinglin, Shu Qinglin, et al. 2024. Mechanism of tight sandstone reservoirs with shallow burial in southwest of Ordos Basin[J]. Journal of China University of Petroleum (Edition of Natural Science), 48(2): 24-36.]
- 赵凡凡, 崔军平, 任战利, 等. 2025. 鄂尔多斯盆地中部二叠系油气充注期次分析: 以陕西吴起地区山西组-石盒子组为例[J]. 地质通报, 44(5): 778-791. [Zhao Fanfan, Cui Junping, Ren Zhanli, et al. 2025. Analysis of oil and gas accumulation periods in the Permian system in the central Ordos Basin: A case study of Shanxi-Shihezi Formation in Wuqi area[J]. Geological Bulletin of China, 44(5): 778-791.]
- 郑铁民, 秦蕴珊. 1986. 黄东海浅水区海底钙质结核及其成因的研究[J]. 沉积学报, 4(2): 47-56. [Zheng Tiemin, Qin Yunshan. 1986. A study on characteristics and origin of calcareous nodule on sea bed of shallow water in the Yellow Sea and the East China Sea[J]. Acta Sedimentologica Sinica, 4(2): 47-56.]
- Cox P A, Wood R A, Dickson J A D, et al. 2010. Dynamics of cementation in response to oil charge: Evidence from a Cretaceous carbonate field, U.A.E.[J]. Sedimentary Geology, 228(3/4): 246-254.
- Fan A P, Yang R C, Lenhardt N, et al. 2019. Cementation and porosity evolution of tight sandstone reservoirs in the Permian Sulige gas field, Ordos Basin (central China)[J]. Marine and Petroleum Geology, 103: 276-293.
- Liu H M, Wang Q J, Ren X C, et al. 2024. Overpressure of deep Jurassic system in the central Junggar Basin and its influence on petroleum accumulation[J]. Processes, 12(8): 1572.
- Luo L, Gao X, Meng W, et al. 2018. The origin and alteration of calcite cement in tight sandstones of the Jurassic Shishugou Group, Fukang Sag, Junggar Basin, NW China: Implications for fluid-rock interactions and porosity evolution[J]. Australian Journal of Earth Sciences, 65(3): 427-445.
- Morad S, Al-Ramadan K, Ketzer J M, et al. 2010. The impact of diagenesis on the heterogeneity of sandstone reservoirs: A review of the role of depositional facies and sequence stratigraphy[J]. AAPG Bulletin, 94(8): 1267-1309.
- Wang J L, Wu C D, Jiao Y, et al. 2021. Middle-Late Triassic sedimentary provenance of the southern Junggar Basin and its link with the post-orogenic tectonic evolution of Central Asia[J]. Scientific Reports, 11(1): 17041.
- Xi K L, Cao Y C, Lin M R, et al. 2019a. Applications of light stable isotopes (C, O, H) in the study of sandstone diagenesis: A review[J]. Acta Geologica Sinica-English Edition, 93(1): 213-226.
- Xi K L, Cao Y C, Liu K Y, et al. 2019b. Geochemical constraints on the origins of calcite cements and their impacts on reservoir heterogeneities: A case study on tight oil sandstones of the Upper Triassic Yanchang Formation, southwestern Ordos Basin, China[J]. AAPG Bulletin, 103(10): 2447-2485.
- Xie W B, Yin Q L, Zeng J B, et al. 2024. The effects of sedimentary facies and diagenesis on pore structure: In the sandstones of Paleogene Formation of Nanpu Sag, China to be more representative to the results and discussion[J]. Geomechanics and Geophysics for Geo-Energy and Geo-Resources, 10(1): 163.

Origin of Calcareous Cement in the Thick Sandstone Layers of the Jurassic Qigu Formation, Junggar Basin

CHEN Ying^{1,2}, LIU HongPing^{1,2}, ZHANG Li^{1,2}, ZHANG ChangMin^{1,2}, PENG LinJiaLe^{1,2}, MA YuLin^{1,2}

1.Hubei Provincial Engineering Research Center for Unconventional Oil and Gas Geology and Engineering, Yangtze University, Wuhan 430100

2.Key Laboratory of Complex Shale Oil and Gas Geology and Development in Southern China, Yangtze University, Wuhan 430100

Abstract: [Objective] Thick layers (8–30 m) of calcareous cement that developed in deep sandstones (current

burial depth 5500–6000 m) below the unconformity in the Yongjin area of the Junggar Basin exhibit a significant spatial correlation with hydrocarbon distribution. However, their formation mechanisms and distribution patterns remain unclear, lacking systematic understanding of the contribution of Eogenetic diagenesis to calcareous cementation below the unconformity. **[Methods]** Utilizing integrated analytical techniques including reservoir cast thin sections, fluid inclusion analysis, and cathodoluminescence (CL) microscopy, the stages of the calcareous cementation were systematically classified. Physical simulation experiments were designed to analyze the genetic mechanisms and distribution patterns of the Eogenetic calcareous cements. **[Results]** Three types of calcareous cement developed within the Qigu Formation: Cement Type I: Dominated by poikilotopic cement of silt-sized calcite aggregates, exhibiting orange-red CL. This CL color is consistent with that of micritic calcite within calcareous nodules in the paleosol layers of the Qigu Formation. Cement Type II: Primarily composed of pore-filling calcite, with fluid inclusion homogenization temperatures of 80–100 °C. Cement Type III: Primarily consists of granular dolomite, incompletely filling pores, with fluid inclusion homogenization temperatures >100 °C, forming subsequent to large-scale hydrocarbon charging. Cast thin section and X-ray diffraction analyses indicate that Calcareous Cement Types I and II are predominantly developed in the down-dip structural direction and the middle-lower parts of sand bodies, exerting a significant impact on reservoir quality. Calcareous Cement Type III is developed in various locations but exhibits low abundance, exerting a weak impact on reservoir quality. Physical simulation experiments demonstrate that Eogenetic calcareous cement is located in the lower parts of sand bodies and in the down-dip direction of dipping strata. Concurrently, low-permeability fine-grained beds inhibit calcareous cement precipitation in underlying coarse-grained sand layers, consistent with observations in the study area. **[Conclusions]** Thick calcareous cement layers primarily develop distal to the denudation front (down-dip), whereas calcareous cement content is low proximal to the denudation front. Their formation is primarily controlled by the superimposition of Eogenetic (Type I) and Type II calcareous cements, influenced by dipping strata. The actual development of calcareous cement is influenced by reservoir heterogeneity; calcareous cement is more prone to development within fine-grained reservoir intervals and at interfaces between coarse- and fine-grained reservoir facies.

Keywords: Junggar Basin; Yongjin Area; Jurassic; Qigu Formation; thick-bedded calcareous cement; high-quality reservoir.

