

烃源流体—储集岩协同演化模拟实验及地质启示

——以川西地区上三叠统须家河组为例

马健飞^{1,2,3}, 马中良^{1,2,3}, 缪九军^{1,2,3}, 郑伦举^{1,2,3}, 王强^{1,2,3}, 何川^{1,2,3}

1. 页岩油气富集机理与有效开发国家重点实验室, 江苏 无锡 214126;

2. 中国石化油气成藏重点实验室, 江苏 无锡 214126;

3. 中国石化石油勘探开发研究院 无锡石油地质研究所, 江苏 无锡 214126

摘要: 流体—岩石相互作用是致密砂岩油气藏形成的重要影响因素, 深入研究流体—岩石相互作用对储层致密化的影响机制对厘清优质储层的分布规律尤为重要。以川西上三叠统须家河组为例, 开展了封闭环境条件下, III 型烃源流体—长石石英砂岩储层协同演化模拟实验。III 型烃源岩生成的大量 CO₂ 在 140 °C 或 170 °C 储层地温条件下会导致砂岩储层中碳酸盐胶结物发育, 是砂岩储层致密化的主要影响因素; 烃源流体的滞留效应对储层致密化至关重要; 封闭成岩体系下, 致密油气勘探应以寻找有利于原生孔隙形成与保存的有利沉积相砂体为指向, 在半开放—开放体系成岩环境下, 应以寻找酸性流体优势运聚区次生孔隙发育的储层为指向。

关键词: 致密储层; 烃源流体; 流体—岩石相互作用; 流体滞留效应; 川西地区

中图分类号: TE122.3

文献标识码: A

Co-evolution simulation experiment of source rock fluid and reservoir rock and its geological implications:

a case study of Upper Triassic Xujiahe Formation, western Sichuan Basin

MA Jianfei^{1,2,3}, MA Zhongliang^{1,2,3}, MIAO Jiujun^{1,2,3}, ZHENG Lunju^{1,2,3}, WANG Qiang^{1,2,3}, HE Chuan^{1,2,3}

1. State Key Laboratory of Shale Oil and Gas Enrichment and Effective Development, Wuxi, Jiangsu 214126, China;

2. SINOPEC Key Laboratory of Petroleum Accumulation Mechanisms, Wuxi, Jiangsu 214126, China;

3. Wuxi Research Institute of Petroleum Geology, SINOPEC, Wuxi, Jiangsu 214126, China

Abstract: Fluid–rock interaction is critical for the formation of tight sandstone reservoirs, contributing to illustrate the distribution of high-quality reservoirs. In this study, a simulation experiment on the co-evolution of type III source rock fluids and feldspar-quartz sandstone reservoirs under sealed condition was carried out with the samples from the Upper Triassic Xujiahe Formation in the western Sichuan province. A large amount of CO₂ generated leads to the development of carbonate cements in sandstone reservoirs at temperature of ~ 140 or 170 °C, indicating the main factors for sandstone reservoir densification. The retention effect of hydrocarbon fluids plays a key role for reservoir densification. In the closed diagenetic system, tight oil and gas exploration should focus on locating favorable sedimentary sand bodies that are conducive to the formation and preservation of primary pores; while in a semi-open or open system, it should be directed to reservoirs with secondary pores in the dominant migration and accumulation areas of acid fluids.

Key words: tight reservoir; source rock fluid; fluid–rock interaction; fluid retention effect; western Sichuan Basin

流体—岩石相互作用是致密砂岩油气藏形成的重要影响因素, 在地质作用过程中, 地质流体可

与矿物岩石间通过物质成分相互交换而发生溶蚀、胶结和交代等成岩作用, 从而影响储层的孔隙度和

收稿日期: 2021-06-28; 修订日期: 2022-05-30。

作者简介: 马健飞 (1993—), 男, 硕士, 实习研究员, 从事成烃成藏机理研究。E-mail: majianfei.syky@sinopec.com。

通信作者: 马中良 (1984—), 男, 博士, 高级工程师, 从事石油实验地质、油气地球化学和非常规油气地质研究。E-mail: mazl.syky@sinopec.com。

基金项目: 国家自然科学基金 (42072156) 和中国石化科技攻关项目 (P19023) 联合资助。

渗透率^[1-3],直接制约着致密油气勘探的方向。深入研究流体—岩石相互作用对储层致密化的影响机制,有助于更好认识致密储层发育特征及成藏特点,为高效开发致密油气藏提供科学依据。

川西坳陷致密砂岩气藏的勘探始于20世纪60年代,至今已发现了中坝、新场、平落坝和邛西等众多大中型气藏,这些气藏主要产自须家河组二段、四段和五段砂岩储层,具低孔低渗—特低孔特低渗的特征^[4-5]。近年来,很多学者从储集岩自身岩石学特征或成岩作用的角度出发,探讨了须家河组砂岩储层的致密化机制,认为储集岩形成过程中的压实作用、碳酸盐胶结作用和黏土矿物等自生矿物生成是储层致密化的主要因素^[6]。地层流体与储集岩相互作用也是储层致密化的重要因素。物理模拟是研究流体—岩石相互作用的重要手段,现有物理模拟技术实现了模拟高温高压条件下各种成岩流体与岩石动、静态接触时对岩石成岩作用(如酸性成岩作用、碱性成岩作用、溶蚀作用等)的影响,能在成岩模拟的过程中实时动态监测岩心孔隙度及渗透率的变化以及流体性质的变化情况^[7]。但现有大多数模拟实验装置,首先只能提供单一阶段的成岩反应模拟,难以很好模拟构造演化、沉降埋藏等地质作用造成实际地层中温度、压力和流体性质变化所导致的溶蚀、胶结、交代等成岩作用;其次,模拟实验流体主要还是采用人工配置的CO₂流体、乙酸流体、H₂S溶液以及演化后的地层流体产物进行模拟实验。事实上,烃源岩在成烃演化的不同阶段,其烃源流体是地层水、石油、天然气和生油气过程中伴生的其他产物(如CO₂和有机酸等)的混合物^[8]。现有模拟实验没有解答复杂的烃源流体在实际地质情况下对储层的改造作用等问题。为了查明复杂烃源流体对砂岩储层致密化的影响机制,势必需要开展更接近实际的烃源流体—岩石相互作用模拟实验。

Ⅲ型烃源流体是指有机质以Ⅲ型干酪根为主的烃源岩在成烃演化阶段生成的烃类、CO₂、H₂S等非烃气和有机酸等产物与地层水的复杂混合物。本文以川西须家河组致密砂岩气藏为参考对象,使用本单位自主研发的模拟烃源流体与储层相互作用实

验装置,开展了封闭环境条件下Ⅲ型烃源流体—长石石英砂岩储层协同演化模拟实验,在模拟实验和分析测试研究的基础上,揭示了川西须家河组烃源流体对长石石英砂岩储层致密化的影响机制,探讨了致密储层背景下的优质储层分布规律,以期为致密砂岩储层油气藏的勘探提供科学支撑。

1 实验方法

地质条件下烃源岩的生烃过程是一个温压共控、多种流体共存、受一定空间限制(孔隙、裂缝等)的半封闭—半开放、边生边排的过程^[9-10]。因此,本次生烃实验模拟条件为半封闭体系。烃源岩流体生成模拟实验中不同演化阶段以及流体—储集岩相互作用对应的温度和压力是参照川西地区须家河组的埋藏热演化史和古地温等资料^[11]。本次烃源流体—储集岩相互作用模拟根据须家河组3~6 km的埋深进行匹配对应的实验温度和压力值,设计2组实验,模拟生烃温度为350℃($R_0=0.96\%$)和400℃($R_0=1.8\%$),分别对应流体—储层相互作用温度为140℃和170℃,储层围压为50 MPa(表1)。

1.1 实验样品

1.1.1 烃源岩样品

川西地区须家河组主要烃源层为马鞍塘组—小塘子组、须三段和须五段,生烃母质类型以Ⅱ₂型—Ⅲ型为主,处于成熟—高成熟阶段, R_0 值主体介于1.0%~2.0%之间,岩性主要为暗色泥岩,夹煤层^[12-13]。针对这种地质状况,选取了川西地区须家河组的煤(样品编号PZ-9-1)作为烃源流体生成的供体,总有机碳含量为67.85%, S_1 为2.01 mg/g, S_2 为146.81 mg/g, PI 为0.01, T_{max} 为424℃,氢指数为216 mg/g,氧指数为8 mg/g。

1.1.2 储层样品

川西地区须家河组储层主要为须二段和须四段,主要岩性为岩屑砂岩、岩屑石英砂岩和岩屑长石石英砂岩,现今砂岩均已致密,孔隙度平均值一般为3%~5%,渗透率平均值一般为 $2 \times 10^{-3} \mu\text{m}^2$ ^[11]。由于烃源流体—储集岩相互作用模拟是从源储协同演化的初始阶段开始,储层样品需为初始孔隙度和渗透性较好的砂岩,故选取了岩性相似、孔渗较好

表1 协同演化模拟实验温压参数

Table 1 Temperature and pressure parameters of simulation experiment

烃源流体生成模拟				流体—储层相互作用模拟			
埋深/m	$R_0/\%$	模拟温度/℃	静岩压力/MPa	流体压力/MPa	储层样品编号	储层地温/℃	储层围压/MPa
4 300	0.96	350	107.5	43.0~47.3	B-1	140	50
6 000	1.80	400	150.0	60.0~78.0	B-2	170	50

的砂岩用于模拟实验。储层样品埋深约 1 500 m, 岩性为长石石英砂岩, 原始样品整体物性较好, 平均孔隙度为 21.92%, 平均渗透率为 $76 \times 10^{-3} \mu\text{m}^2$ (表 2)。扫描电镜观察其颗粒分选较好, 颗粒间为泥质胶结, 石英表面有高岭石, 见微弱的长石溶蚀作用(图 1)。此次实验模拟不同演化阶段烃源岩生烃流体对储层的改造作用, 单个储层柱塞样不能满足多次实验后续分析的测试需求, 故选取了整体岩性相似、孔渗相似的 2 个岩心柱样(表 2)。

1.2 实验装置

本次实验使用无锡石油地质研究所自主研发的模拟烃源流体与储层相互作用实验装置, 该装置实现了烃源流体制备与流体岩石相互作用的一体化, 可模拟开放—封闭—半开放半封闭条件下的烃源流体对储集岩成岩的改造作用, 模拟反应过程贴近地质条件^[8,14]。

1.3 实验流程

(1) 烃源流体制备: 将烃源岩样品装入生烃反应釜, 施加预设的上覆岩层压力, 对生烃反应釜、烃源流体中转单元的中间容器及管线进行抽真空注高

表 2 川西地区上三叠统须家河组储集岩样品物性参数
Table 2 Physical parameters of reservoir rock samples from Upper Triassic Xujiahe Formation, western Sichuan Basin

样品编号	岩性	孔隙度/ %	视密度/ ($\text{g} \cdot \text{cm}^{-3}$)	渗透率/ ($10^{-3} \mu\text{m}^2$)
B-1	长石石英砂岩	22.33	2.06	91.9
B-2	长石石英砂岩	21.51	2.08	60.1

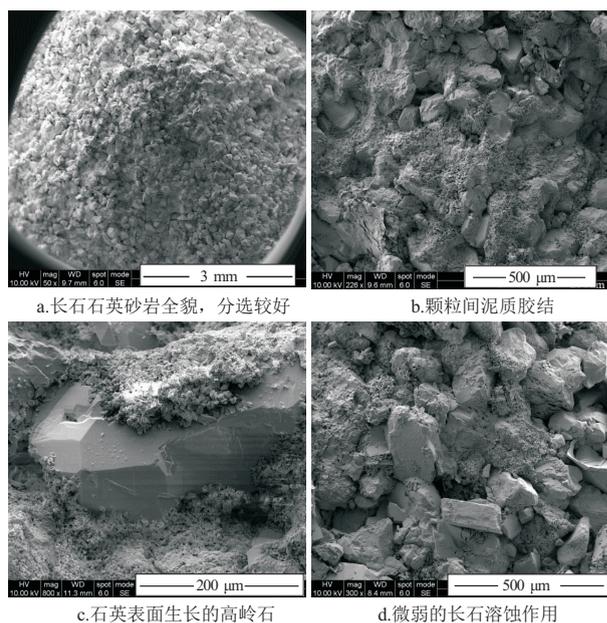


图 1 川西地区上三叠统须家河组长石石英砂岩微观特征
Fig.1 Microscopic characteristics of feldspathic quartz sandstones from Upper Triassic Xujiahe Formation, western Sichuan Basin

压氮气试漏, 最后保持真空状态, 向生烃反应釜注入地层水(pH 值为 7), 加热至模拟温度恒温 72 h。

(2) 流体—储集岩相互作用: 生烃反应加热结束后, 释放生烃反应釜内烃源流体至中间容器储存并加热至设定温度(140 ℃和 170 ℃), 将储层岩心放入岩心夹持器并升温升压至设定温压, 将烃源流体驱至岩心夹持器储集岩中, 多余的烃源流体经中转后循环注入储集岩中, 反应时间为 168 h。

(3) 产物收集及定量: 反应结束后, 分别计量收集液体产物和气体产物并进行地球化学分析, 最后取出反应后的岩石样品进行扫描电镜、薄片、孔隙度、渗透率等微观分析, 观察烃源流体对储层成岩作用的影响。

2 结果与讨论

2.1 烃源流体演变特征

煤系烃源岩中腐殖型沉积有机质是形成Ⅲ型干酪根的主要来源, Ⅲ型干酪根可以产生大量有机酸。Ⅲ型干酪根在结构上以含多环芳香结构及含氧官能团为特征, 脂肪族链状结构很少, 且被连接在多环网格结构上。在热演化过程中富含大量芳基结构和含氧官能团的Ⅲ型干酪根, 因脱羧基作用生成有机酸, 所以在生烃过程中可以形成种类丰富的有机酸^[15]。Ⅲ型烃源岩生成的有机酸主要包含甲酸、乙酸、丙酸和丁酸, 乙酸含量占比最高。VR₀为 0.96% 时, 乙酸含量占比 84.0%, pH 值为 5.66; VR₀为 1.80% 时, 乙酸含量占比 72.6%, pH 值为 6.66。总体上来看, 随着烃源岩演化程度加深, 乙酸含量占比下降, 甲酸含量占比升高, 烃源流体 pH 值升高, 酸性减弱(图 2, 图 3)。

Ⅲ型干酪根主要来源于陆地高等植物, 其生油能力差, 产物以气体为主, 煤系烃源岩在地质演化

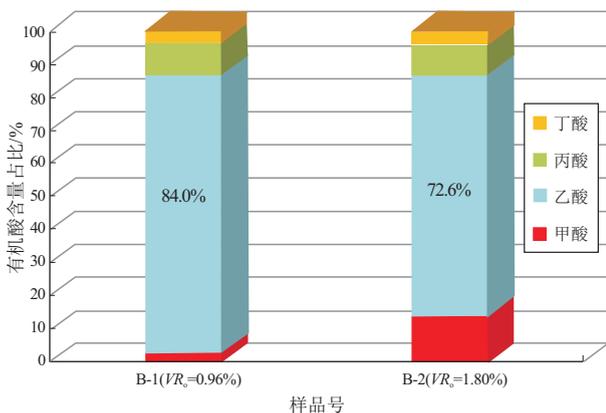


图 2 不同演化阶段烃源流体—砂岩反应后有机酸含量差别
Fig.2 Differences of organic acid content of fluids after source rock fluid-sandstone reaction in different evolution stages

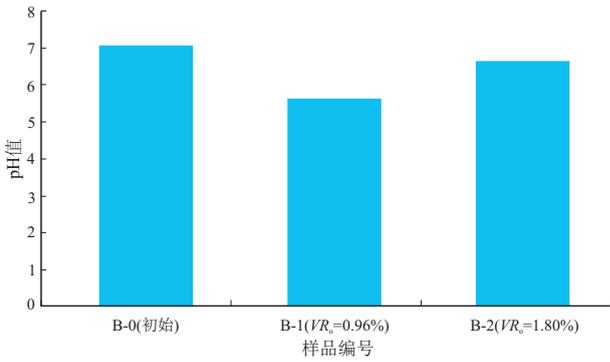


图 3 不同演化阶段烃源流体—砂岩反应后流体 pH 值变化
B-0 为注入地层水后暂未注入生烃流体的 pH 值
Fig.3 Changes in pH value of fluids from source rock fluid-sandstone reactions in different evolution stages

过程中生成大量的 CO_2 (图 4), 为致密气藏的形成提供了充足的气源^[16]。除以吸附、水溶状态存在外, 相当一部分气体会与成岩作用过程中孔隙流体中的金属离子结合转化成固态沉淀物^[17]。此次试验结果表明, III 型煤型烃源岩在生烃演化过程中气体产率较高, 且气体组分 CO_2 含量较高, VR_0 为 0.96% 和 1.30% 时 CO_2 占比分别为 46.5% 和 16.9%, 平均占比 31.7% (图 5)。在进行了流体—储集岩相互作用反应后, 气体中 CO_2 含量明显下降, VR_0 为 0.96% 和 1.30% 时分别下降至 30.9% 和 8.4%, 降幅分别为 34% 和 51%, 平均降幅高达 42%。

在发生了流体—储集岩相互作用后, 烃源流体中 Ca^{2+} 含量与初始浓度相比, 同样显著降低 (图 6)。初始 Ca^{2+} 浓度为 6 475 mg/L, 与 VR_0 为 0.96% 和 1.30% 时的生烃流体反应后, Ca^{2+} 浓度分别降至 4 464 mg/L 和 2 758 mg/L, 降幅分别为 31% 和 57%, 与 CO_2 降幅一致, 而 $CaCO_3$ 沉淀需要的 Ca^{2+} 和 CO_3^{2-} 比例为 1 : 1, 因此, 烃源岩热模拟温度 350 °C ($VR_0=0.96\%$) 或 400 °C ($VR_0=1.80\%$) 的生烃流体

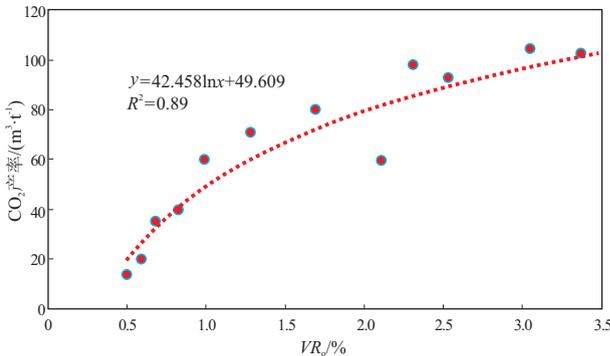


图 4 川西地区上三叠统须家河组烃源岩不同演化阶段 CO_2 产率

Fig.4 Yields of CO_2 from source rocks at different evolution stages, Upper Triassic Xujiahe Formation, western Sichuan Basin

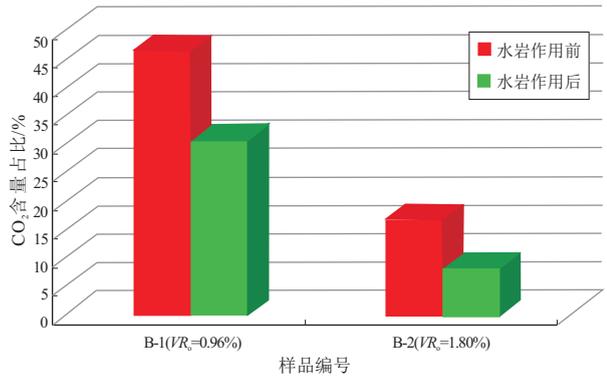


图 5 不同演化阶段烃源岩流体—砂岩反应后流体 CO_2 变化
Fig.5 Variation of CO_2 content in fluid after source rock fluid-sandstone reaction in different evolution stages

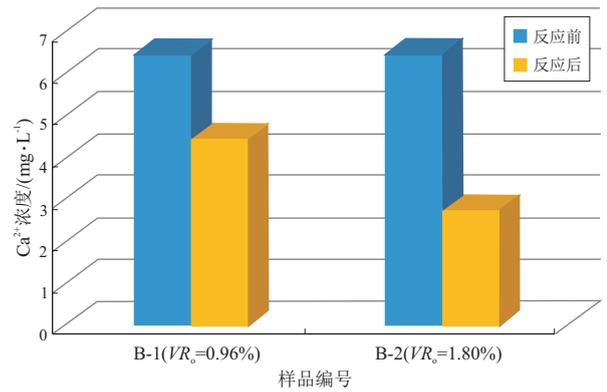


图 6 不同演化阶段烃源岩流体—砂岩反应后流体 Ca^{2+} 变化
Fig.6 Variation of Ca^{2+} content in fluid after source rock fluid-sandstone reaction in different evolution stages

与长石石英砂岩储层在 140 °C 或 170 °C 发生成岩反应后有方解石生成。

2.2 物性演变特征

烃源流体—储集岩相互作用模拟实验过程中, 长石石英砂岩储集岩样品物性总体变差, 表现为孔隙度和渗透率降低。烃源流体演化程度越高, 发生反应后储集岩物性越差, 致密化程度越高。烃源岩热模拟温度 350 °C、 VR_0 为 0.96% 的生烃流体与长石石英砂岩储层在 140 °C 发生成岩反应后, 储集岩样品 B-1 孔隙度降低 0.45%, 降幅 2.02%, 渗透率降低 $4.2 \times 10^{-3} \mu m^2$, 降幅 4.57%; 烃源岩热模拟温度 400 °C、 VR_0 为 1.80% 的生烃流体与长石石英砂岩储层在 170 °C 发生成岩反应后, 储集岩样品 B-2 孔隙度降低 0.92%, 降幅 4.28%, 渗透率降低 $14.5 \times 10^{-3} \mu m^2$, 降幅 24.13% (图 7)。

与烃源流体演变特征对比发现, 储集岩 B-1 流体在反应前后 CO_2 及 Ca^{2+} 浓度降幅低于储集岩 B-2, 这与储集岩 B-2 致密程度比 B-1 致密化程度更高相对应。这种对应关系也进一步表明 CO_2 结

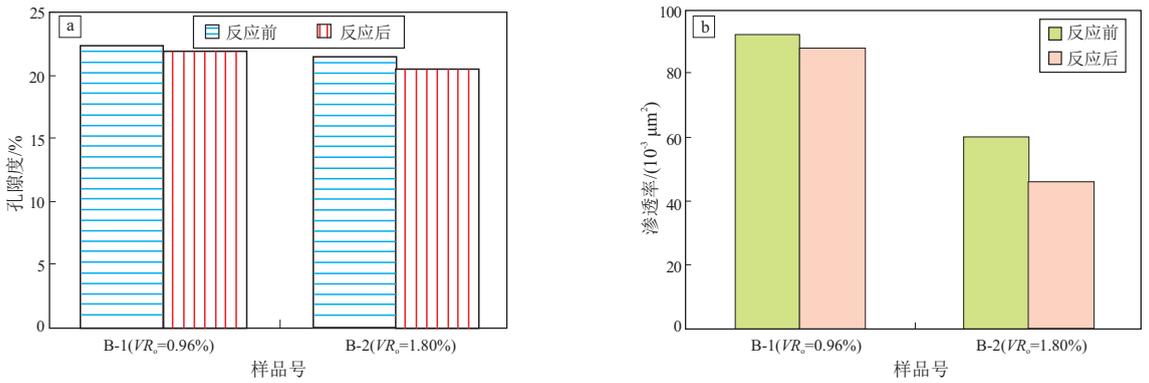


图 7 不同演化阶段烃源流体—砂岩反应后孔隙度变化和渗透率变化

Fig.7 Porosity and permeability change of reservoir rock after source rock fluid-sandstone reaction in different evolution stages

合地层烃源流体中的 Ca²⁺ 形成碳酸盐胶结物是 III 型烃源流体使长石石英砂岩致密化的原因。

2.3 矿物演变特征

实验结果表明,长石石英砂岩储集岩样品在 III 型烃源岩流体的作用下,长石、黏土矿物和碳酸盐等矿物成分均发生改变。长石在弱酸性流体作用下,有一定的减少,石英有少量增加,变化最明显的为碳酸盐矿物。初始碳酸盐矿物含量为 10.3%,在 VR₀ 为 0.96% 与 VR₀ 为 1.30% 阶段的烃源流体作用下,碳酸盐矿物含量分别增加 2.0% 和 2.2%,增幅高达 19.4% 和 21.4% (图 8)。张雪花^[18] 对须四段顶部的碳酸盐胶结物的同位素地球化学研究也表明,有机质参与了胶结物的形成。

3 地质启示

流体—岩石相互作用对储集岩层的影响具有两面性,既能通过溶解等作用形成次生孔隙改善储层物性,也能生成矿物沉淀降低储集层孔渗性能,流体—岩石相互作用对储层的实质影响是增孔还

是减孔还存在着较大争议^[19-20]。本次模拟实验表明,III 型烃源流体中大量的 CO₂ 导致砂岩储层碳酸盐等胶结物发育,最终造成了储层致密化。杨云坤等^[21] 利用金刚石压腔 (DAC) 技术,针对碳酸盐岩设计了一套随埋深增加的水—岩作用模拟实验,该实验将配置的 CO₂ 水溶液作为反应流体,并对地层温压下的物性变化进行了原位观察,提出了类似认识,即随着地层温度、压力升高,灰岩表现为明显的胶结沉淀。实际地质统计也证实了 CO₂ 对储层致密化的影响作用,帅燕华等^[17] 对四川煤系储层的分析表明,方解石胶结物含量与储层孔隙度和渗透率呈反比 (图 9),且在当方解石胶结物含量超过 5% 时,储层孔渗性能明显下降。然而,同样是对有机质热演化不同阶段生成的 CO₂ 和有机酸对储层的影响做了研究,有学者提出 CO₂ 和有机酸的供给在致密砂岩储层中更多的形成次生孔隙^[22]。范明等^[23] 通过碳酸盐岩溶蚀速率测定实验研究了 CO₂ 水溶液对碳酸盐岩的溶蚀过程,提出一定深度范围内 (溶蚀窗) CO₂ 对碳酸盐岩的溶蚀能力较高。

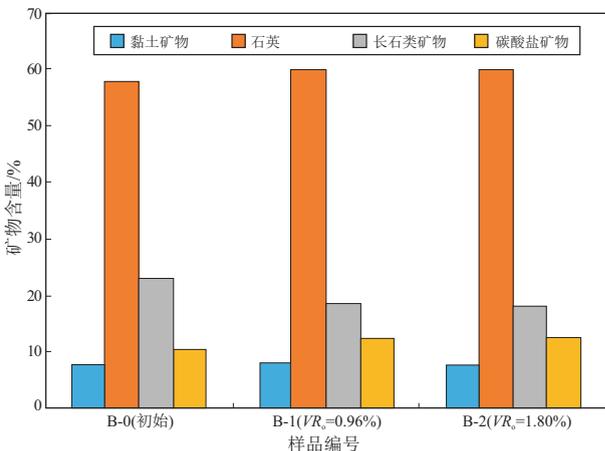


图 8 不同演化阶段烃源流体—砂岩反应后矿物组成变化
Fig.8 Changes in mineral composition of reservoir rocks after source rock fluid-sandstone reaction in different evolution stages

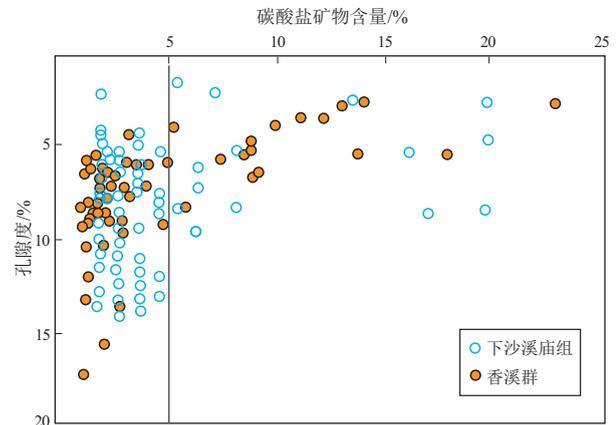


图 9 四川盆地煤系储层孔隙度与碳酸盐矿物含量之间关系^[17]

Fig.9 Relationship between porosity and carbonate content of coal measure reservoir in Sichuan Basin

从流体—岩石相互作用模拟实验的条件来看, 金刚石压腔模拟体系可以看作是封闭—半封闭体系, 本次实验是封闭实验, 而范明等^[23]提出的“溶蚀窗”是基于开放体系下的实验得出的。可见, 不同流体—岩石相互作用体系对于碳酸盐岩的溶蚀沉淀影响明显不同, 最终对储层的改造作用结果也不同。“成岩流体滞留效应”从成岩流体的流通性方面论述储层致密成因, 能很好解释这些不同^[24], 即孔隙流体会溶解碎屑矿物颗粒, 但当地层平缓、成岩体系相对封闭导致成岩流体难以迁移而滞留在原来的孔隙中时, 孔隙流体中溶解的矿物质则呈自生矿物的形式再次在成岩体系内沉淀, 储层孔隙不仅不增加, 反而变得更为致密。

规模化致密油气资源形成的地质特征也表明, 系统封闭性与否对致密储层的形成有重要影响。川西须家河组具有平缓的构造背景和砂泥岩广泛接触的特点, 存在地层超压现象, 且压力系统相互独立。若是开放体系, 则不会存在相互独立的超压系统, 表明了较好的地层封闭性。此外, 川西地区须家河组地层水多为 CaCl_2 型, 代表深层环境, 在沉积及油气藏形成之后, 与地表大气降水隔绝, 地质构造相对稳定, 顶板封闭性好, 隔层的分隔性也好, 且油气水系统长期位于水文地质阻滞区到停滞区, 指示良好的封闭性。封闭体系致使川西地区须家河组存在成岩流体的滞留效应, 相对不利于储层的增孔改造。

从致密砂岩气藏现今勘探情况来看, 相对开放环境以及古构造高位置不利于碳酸盐胶结物的沉淀, 对储层发育有利, 易于形成气藏。例如, 平落坝气田产于龙门山山前断褶构造带, 断层构造发育, 中坝气田属于裂缝—孔隙型气藏, 均处于相对开放环境^[25]。此外, 原始物性好的储层具有较强的渗滤能力, 源自烃源岩的富含酸性物质的流体运移和溶解物质的排出就相对容易, 次生孔隙就发育较好。例如, 川西地区新场气田中具平行层理的砂岩渗透率更高, 是最有利的岩相类型^[26]。由此, 局部半封闭—开放的成岩体系和酸性流体运聚区有利于致密储层的物性的改善, 可作为“甜点”优选的重要参考。

4 结论

(1) 封闭环境条件下, III型烃源流体—长石石英砂岩储层协同演化模拟实验结果表明, III型烃源岩生成产物以气体为主, 气体组分 CO_2 产率高。以川西地区须家河组 140 °C 或 170 °C 储层地温条件

为参考, 大量的 CO_2 在实际地质温压条件下可能会导致砂岩储层中碳酸盐胶结物发育, 造成储层致密化。

(2) 平缓的构造背景、砂泥岩的广泛接触致使川西地区须家河组存在成岩流体的滞留效应。在缺乏规模性不整合和断裂系统的相对封闭环境条件下, 烃源岩不同演化阶段的烃源流体与砂岩相互作用形成的碳酸盐胶结物导致储层致密化。

(3) 封闭成岩体系下, 致密油气勘探应以寻找有利于原生孔隙形成与保存的有利沉积相砂体为指向; 在半开放—开放体系环境下, 致密油气勘探应以寻找酸性流体优势运聚区次生孔隙发育的储层为指向。

参考文献:

- [1] GAO Shuai, MA Shizhong, LIU Yan, et al. Formation mechanism of fractures in tight sandstone reservoirs of the second member of Xujiahe Formation in the north of western Sichuan foreland basin [J]. *Advanced Materials Research*, 2013, 868: 26–29.
- [2] TANG Jianming, HUANG Yue, XU Xiangrong, et al. Application of converted-wave 3D/3-C data for fracture detection in a deep tight-gas reservoir [J]. *The Leading Edge*, 2009, 28(7): 826–837.
- [3] 李凤昱, 许天福, 杨磊磊, 等. 不同碎屑矿物 CO_2 参与的水—岩作用效应数值模拟 [J]. *石油学报*, 2016, 37(9): 1116–1128.
LI Fengyu, XU Tianfu, YANG Leilei, et al. Numerical simulation for the water-rock interaction with the participation of CO_2 in different clastic minerals [J]. *Acta Petrolei Sinica*, 2016, 37(9): 1116–1128.
- [4] 刘忠群, 徐士林, 刘君龙, 等. 四川盆地川西拗陷深层致密砂岩气藏富集规律 [J]. *天然气工业*, 2020, 40(2): 31–40.
LIU Zhongqun, XU Shilin, LIU Junlong, et al. Enrichment laws of deep tight sandstone gas reservoirs in the Western Sichuan Depression, Sichuan Basin [J]. *Natural Gas Industry*, 2020, 40(2): 31–40.
- [5] DAI Jinxing, NI Yunyan, ZOU Caineng, et al. Stable carbon isotopes of alkane gases from the Xujiahe coal measures and implication for gas-source correlation in the Sichuan Basin, SW China [J]. *Organic Geochemistry*, 2009, 40(5): 638–646.
- [6] 叶素娟, 杨永剑, 蔡李梅, 等. 叠覆型致密砂岩气区储层致密化过程 [J]. *天然气工业*, 2019, 39(S1): 36–41.
YE Sujuan, YANG Yongjian, CAI Limei, et al. Reservoir densification process in superimposed tight sandstone gas area [J]. *Organic Geochemistry*, 2019, 39(S1): 36–41.
- [7] 王强, 范明, 徐旭辉, 等. 一种生烃流体对岩石储层改造作用模拟实验装置: 中国, 201910138573.3 [P]. 2020–09–01.
WANG Qiang, FAN Ming, XU Xuhui, et al. A simulation experiment device for the effect of hydrocarbon-generating fluid on rock reservoir reformation: CN, 201910138573.3 [P]. 2020–09–01.
- [8] 丁茜, 何治亮, 王静彬, 等. 生烃伴生酸性流体对碳酸盐岩储层改造效应的模拟实验 [J]. *石油与天然气地质*, 2020, 41(1): 223–234.

- DING Qian, HE Zhiliang, WANG Jingbin, et al. Simulation experiment of carbonate reservoir modification by source rock-derived acidic fluids[J]. *Oil & Gas Geology*, 2020, 41(1): 223-234.
- [9] 郑伦举, 马中良, 王强, 等. 烃源岩有限空间热解生油气潜力定量评价研究[J]. *石油实验地质*, 2011, 33(5): 452-459.
- ZHENG Lunju, MA Zhongliang, WANG Qiang, et al. Quantitative evaluation of hydrocarbon yielding potential of source rock: application of pyrolysis in finite space[J]. *Petroleum Geology & Experiment*, 2011, 33(5): 452-459.
- [10] 关德范, 徐旭辉, 李志明, 等. 成盆成烃成藏理论思维与有限空间生烃模式[J]. *石油与天然气地质*, 2008, 29(6): 709-715.
- GUAN Defan, XU Xuhui, LI Zhiming, et al. A study on theories of basin evolution and hydrocarbon generation and accumulation and model of hydrocarbon generation in finite spaces[J]. *Oil & Gas Geology*, 2008, 29(6): 709-715.
- [11] 李峰, 张娣, 朱丽霞. 四川盆地川西拗陷须家河组砂岩致密化研究[J]. *石油实验地质*, 2011, 33(3): 274-281.
- LI Rong, ZHANG Di, ZHU Lixia. Densification of Upper Triassic Xujiahe tight sandstones, western Sichuan, China[J]. *Petroleum Geology & Experiment*, 2011, 33(3): 274-281.
- [12] 蔡希源, 郭旭升, 何治亮, 等. 四川盆地天然气动态成藏[M]. 北京: 科学出版社, 2016.
- CAI Xiyuan, GUO Xusheng, HE Zhiliang, et al. Dynamic accumulation of natural gas in Sichuan Basin[M]. Beijing: Science Press, 2016.
- [13] 侯强, 李延飞, 周瑶, 等. 川西拗陷须家河组须三段烃源岩地化特征[J]. *天然气技术与经济*, 2014, 8(2): 5-8.
- HOU Qiang, LI Yanfei, ZHOU Yao, et al. Geochemical characteristics of source rock in Xujiahe 3 Member, Western Sichuan Depression[J]. *Natural Gas Technology and Economy*, 2014, 8(2): 5-8.
- [14] 马中良, 郑伦举, 秦建中, 等. 盆地沉降、抬升过程中源储压差的生排烃效应[J]. *石油实验地质*, 2011, 33(4): 402-407.
- MA Zhongliang, ZHENG Lunju, QIN Jianzhong, et al. Hydrocarbon generation and expulsion caused by pressure difference between source rock and reservoir during basin subsiding and uplifting[J]. *Petroleum Geology & Experiment*, 2011, 33(4): 402-407.
- [15] 柳广弟. 石油地质学[M]. 4版. 北京: 石油工业出版社, 2009: 345.
- LIU Guangdi. *Petroleum geology*[M]. 4th ed. Beijing: Petroleum Industry Press, 2009: 345.
- [16] 戴金星, 邹才能, 陶士振, 等. 中国大气田形成条件和主控因素[J]. *天然气地球科学*, 2007, 18(4): 473-484.
- DAI Jinxing, ZOU Caineng, TAO Shizhen, et al. Formation conditions and main controlling factors of large gas fields in China[J]. *Natural Gas Geoscience*, 2007, 18(4): 473-484.
- [17] 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.
- [18] 张雪花. 川西拗陷新场地区上三叠统须家河组长石溶解和保存机制的研究[D]. 成都: 成都理工大学, 2011.
- ZHANG Xuehua. The mechanism of feldspar dissolution and conservation in Upper Triassic Xujiahe Formation in Xinchang of Western Sichuan Depression[D]. Chengdu: Chengdu University of Technology, 2011.
- [19] SBORNE M J, SWARBRICK R E. Diagenesis in North Sea HPHT clastic reservoirs: consequences for porosity and overpressure prediction[J]. *Marine and Petroleum Geology*, 1999, 16(4): 337-353.
- [20] 远光辉, 操应长, 惠克来, 等. 东营凹陷北带古近系碎屑岩储层长石溶蚀作用及其物性响应[J]. *石油学报*, 2013, 34(5): 853-866.
- YUAN Guanghui, CAO Yingchang, XI Kelai, et al. Feldspar dissolution and its impact on physical properties of Paleogene clastic reservoirs in the northern slope zone of the Dongying Sag[J]. *Acta Petrolei Sinica*, 2013, 34(5): 853-866.
- [21] 杨云坤, 刘波, 秦善, 等. 基于模拟实验的原位观察对碳酸盐岩深部溶蚀的再认识[J]. *北京大学学报(自然科学版)*, 2014, 50(2): 316-322.
- YANG Yunkun, LIU Bo, QIN Shan, et al. Re-recognition of deep carbonate dissolution based on the observation of in-situ simulation experiment[J]. *Acta Scientiarum Naturalium Universitatis Pekinensis*, 2014, 50(2): 316-322.
- [22] 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.
- [23] 范明, 何治亮, 李志明, 等. 碳酸盐岩溶蚀窗的形成及地质意义[J]. *石油与天然气地质*, 2011, 32(4): 499-505.
- FAN Ming, HE Zhiliang, LI Zhiming, et al. Dissolution window of carbonate rocks and its geological significance[J]. *Oil & Gas Geology*, 2011, 32(4): 499-505.
- [24] 魏新善, 傅强, 淡卫东, 等. 鄂尔多斯盆地延长组成岩流体滞留效应与致密砂岩储层成因[J]. *石油学报*, 2018, 39(8): 858-868.
- WEI Xinshan, FU Qiang, DAN Weidong, et al. Diagenesis fluid stagnation effect and genesis of tight sandstone reservoir in Yan-chang Formation, Ordos Basin[J]. *Acta Petrolei Sinica*, 2018, 39(8): 858-868.
- [25] 张本健, 王兴志, 张楚越, 等. 中坝气田须二气藏致密砂岩储层特征及开发潜力再认识[J]. *油气藏评价与开发*, 2019, 9(6): 10-15.
- ZHANG Benjian, WANG Xingzhi, ZHANG Chuyue, et al. Recognition of tight sandstone reservoir characteristics and development potential of the 2nd member of Xujiahe gas reservoir in Zhongba Gas Field[J]. *Reservoir Evaluation and Development*, 2019, 9(6): 10-15.
- [26] 王志康, 林良彪, 余瑜, 等. 川西新场地区须家河组第二段优质储层主控因素[J]. *成都理工大学学报(自然科学版)*, 2020, 47(6): 661-672.
- WANG Zhikang, LIN Liangbiao, YU Yu, et al. The main controlling factors of high quality reservoir in the second member of Xujiahe Formation in Xinchang area, western Sichuan, China[J]. *Journal of Chengdu University of Technology (Science & Technology Edition)*, 2020, 47(6): 661-672.