

文章编号:1000-0550(2011)04-0744-08

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

刘占国 斯春松 寿建峰 倪超 潘立银 刘群

(中国石化杭州地质研究院 杭州 310023)

摘要 四川盆地川中地区中下侏罗统砂岩储层现今埋藏深度一般在1 500~3 000 m,但砂岩致密化程度异常偏高,其平均孔隙度小于5%,平均渗透率小于 $1 \times 10^{-3} \mu\text{m}^2$,为典型的超低孔、超低渗储层。岩石显微镜下成岩作用特征及压实与胶结作用的减孔强度统计结果显示,强压实作用(包括压溶作用)是导致砂岩储层异常致密的主要原因。利用砂岩动力成岩作用理论研究方法,通过对砂岩原始成岩物质组及其所处的盆地成岩动力学因素系统分析,进一步讨论了研究区中下侏罗统砂岩强压实作用机理。认为偏细粒度、高塑性岩屑含量为主导的砂岩原始成岩物质组成为砂岩易于压实的内在因素;古深埋型埋藏成岩演化轨迹、较高古地温场成岩环境以及油气充注滞后的盆地成岩动力学特征是砂岩压实作用强烈的主要外因。

关键词 四川盆地 致密砂岩储层 压实作用 动力成岩作用理论

第一作者简介 刘占国 男 1980年出生 工程师 硕士 储层地质学 E-mail: liuzg_hz@petrochina.com.cn

中图分类号 TE122.2⁺21 **文献标识码** A

川中地区中下侏罗统是四川盆地的唯一产油层系。随着近年来研究区砂岩油田的发现和探明,且目前油田含油面积仍有不断扩大的趋势,使该区侏罗系砂岩油藏勘探成为又一重要勘探领域。勘探表明,中下侏罗统砂岩储层现今埋藏深度普遍较浅,但砂岩致密化程度却异常偏高,其孔隙度平均小于5%,渗透率小于 $1 \times 10^{-3} \mu\text{m}^2$,为典型的超低孔、超低渗储层;砂岩储层的普遍异常致密导致了研究区呈“含油面积大”、但“油气富集区难寻”的特点,给砂岩油藏勘探带来较大的困难和风险。因此,明确现今浅埋藏背景下砂岩致密成因机理是亟待解决的关键地质问题,对研究区砂岩油藏勘探具有重要意义,同时也具一定的理论意义。

1 地质背景

川中地区位于四川盆地中部,大地构造单元处于川中平缓构造带和川北坳陷低平构造带。区内侏罗系地层厚度一般为2 500~3 500 m,地层单元自下而上划分为下统珍珠冲组(J_1z)、东岳庙组(J_1d)、马鞍山组(J_1m)和大安寨组(J_1dn),中统凉高山组(J_2l)、下沙溪庙组(J_2x)和上沙溪庙组(J_2sh),上统遂宁组(J_3sn)和蓬莱镇组(J_3p),上侏罗统已大面积出露,中下侏罗统为油气勘探的主要目的层系,可勘探面积达 $6 \times 10^4 \text{km}^2$

(图1)。

研究区中下侏罗统含油砂岩储层主要发育在下统珍珠冲组、中统凉高山组和下沙溪庙组。下统珍珠冲组地层厚度一般为150~250 m,储层砂体主要发育在研究区西南部,单层厚度为3~15 m,砂体类型主要为多期三角洲平原—前缘水道砂体,岩石类型主要为岩屑石英砂岩;凉高山组地层厚度一般为150~500 m,储集砂体主要发育在凉上段,砂体单层厚度普遍较薄,一般为2~6 m,砂体类型以三角洲前缘水下分流河道、河口坝砂体为主,岩石类型主要为长石岩屑砂岩,次为岩屑石英砂岩;下沙溪庙组地层厚度一般为200~400 m,储集砂体相对最为发育,单层厚度可达8~21 m,砂体类型主要为三角洲分流河道、河口坝砂体,岩石类型主要为长石岩屑砂岩和岩屑长石砂岩。

2 砂岩异常致密主要成因分析

2.1 砂岩物性特征

根据研究区砂岩物性资料统计分析结果(图2),下沙溪庙组砂岩孔隙度分布在0.7%~12.3%范围内,平均4.2%,渗透率分布在 $0.001 \times 10^{-3} \sim 3.21 \times 10^{-3} \mu\text{m}^2$ 之间,平均 $0.21 \times 10^{-3} \mu\text{m}^2$;凉高山组上段孔隙度分布在0.2%~10.2%范围内,平均3.7%,渗透

收稿日期:2010-06-13; 收修改稿日期:2010-09-20

率分布在 $0.001 \times 10^{-3} \sim 0.91 \times 10^{-3} \mu\text{m}^2$ 之间,平均 $0.11 \times 10^{-3} \mu\text{m}^2$; 珍珠冲组砂岩孔隙度分布在 $0.4\% \sim 4.7\%$ 范围内,平均 2.4% ; 渗透率分布在 $0.001 \times 10^{-3} \sim 0.81 \times 10^{-3} \mu\text{m}^2$ 之间,平均 $0.11 \times 10^{-3} \mu\text{m}^2$ 。总体上,中下侏罗统砂岩储层普遍异常致密,孔隙度平均小于 5% ,渗透率小于 $1 \times 10^{-3} \mu\text{m}^2$,为典型的超低孔、超低渗储层。

2.2 砂岩异常致密成因

铸体薄片镜下微观特征显示,研究区中下侏罗统砂岩强烈压实作用现象十分显著,主要表现为砂岩原生孔显孔罕见,粒间胶结物含量普遍较低,颗粒间呈线—凹凸、局部嵌合接触。石英颗粒边缘具明显压溶缝合现象,长石颗粒双晶压弯、断开,云母碎片压实扭曲、错断及塑性岩屑压实变形呈假杂基状等(图 3)。

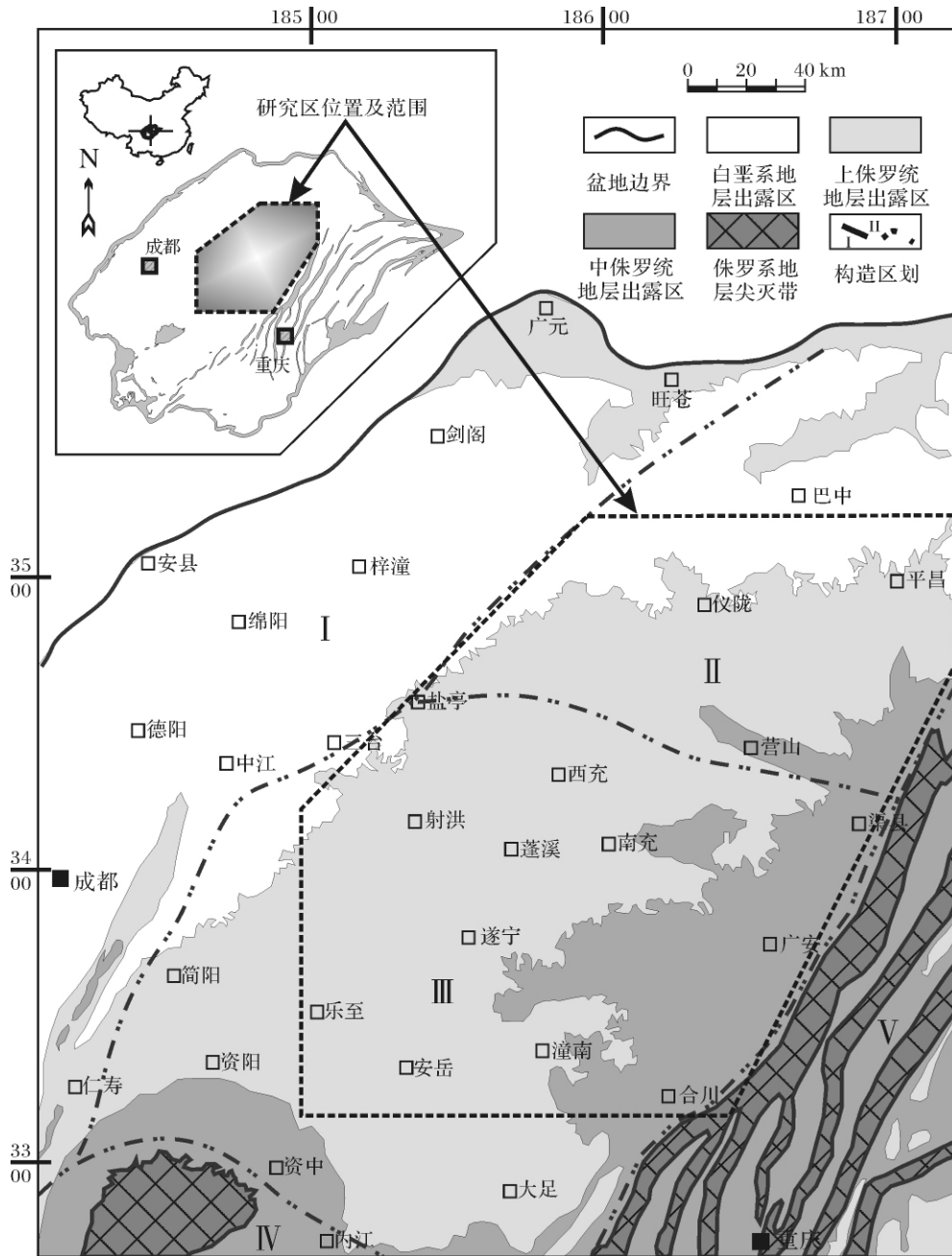


图 1 研究区地理位置及地质概况简图

(I—川西拗陷带; II—川北拗陷带; III—川中平缓构造带; IV—川南断皱带; V—川东断皱带)
 Fig.1 Sketch map showing the location of the study area and its geological context
 (I—western depression zone; II—Northern depression zone; III—Central gentle structural zone;
 IV—Southern bruchfaltung zone; V—Eastern bruchfaltung zone)

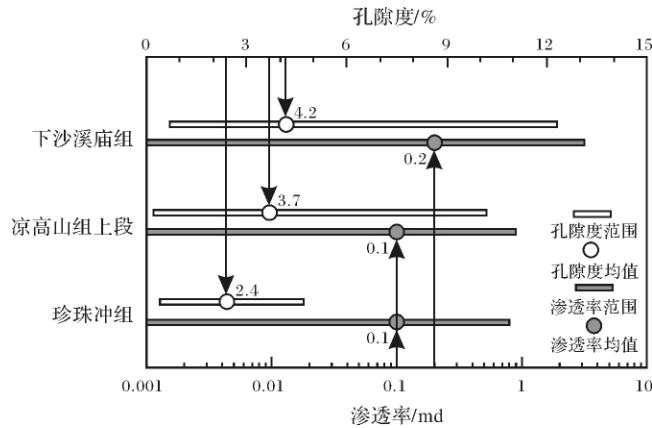


图2 中下侏罗统砂岩孔隙度—渗透率分布

Fig.2 Sandstone porosity and permeability distribution in Middle and Lower Jurassic

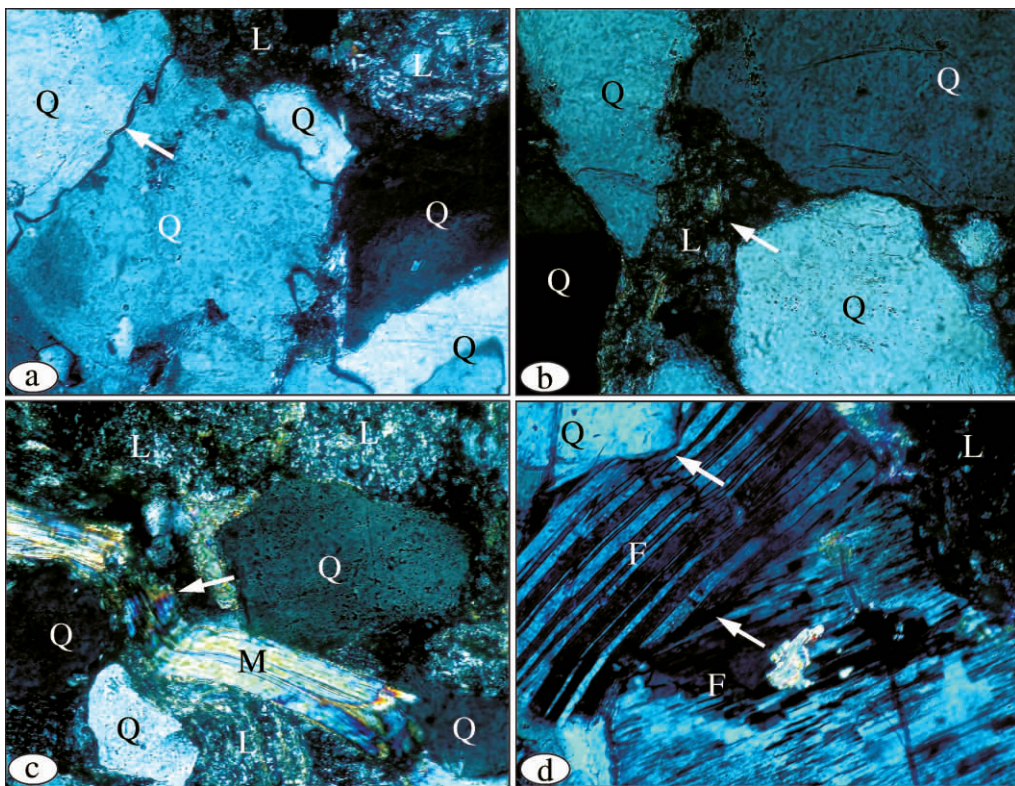


图3 中下侏罗统砂岩强压实作用显微特征

Fig.3 Photomicrographs showing the intensive compaction of sandstone in Middle and Lower Jurassic (a. 颗粒间呈线—凹凸接触, 石英颗粒具压溶缝合现象(箭头), 遂52井, 1649.1m, 珍珠冲组; 正交光, 物镜×40; b. 石英颗粒间呈线—凹凸接触, 软岩屑压实变形呈假杂基状(箭头), 角95井, 2506.9m, 凉高山组上段; 正交光, 物镜×40; c. 软岩屑压实变形, 颗粒轮廓不清, 云母压实错断(箭头), 西56井, 1683.3m, 凉高山组上段; 正交光, 物镜×40; d. 长石颗粒双晶压实错断, 双河1井, 2190.1m, 下沙溪庙组; 正交光, 物镜×40。注: Q—石英, L—岩屑, M—云母, F—长石)

为定量研究研究区中下侏罗统砂岩压实和胶结作用减孔强度, 在薄片微观统计基础上, 对压实损失孔隙度(Copl)、胶结损失孔隙度(Cepl)、压实减孔强度(ICopl)和胶结减孔强度(ICepl)进行了统计计算。

计算公式如下(据 Houseknecht, 1987; Ehrenberg, 1989; Lundegard, 1992)^[1-3]:

$$Copl(\%) = (OP - IGV) \times 100\%$$

$$Cepl(\%) = (OP - Copl) \times CEM / IGV \times 100\%$$

$$ICopl(\%) = Copl / (Copl + Cepl) \times 100\%$$

$$ICepl(\%) = Cepl / (Copl + Cepl) \times 100\%$$

式中: OP 为砂岩原始孔隙度(%) ,一般取值为 40%^[14,51]; IGV(%) 为粒间体积(负胶结物孔隙度) ,其值为样品总体积与骨架颗粒体积百分比之差,或等于杂基、胶结物与残余原生粒间孔隙体积之和^[5,61]; CEM(%) 为粒间胶结物总量。

统计计算结果表明,砂岩胶结作用损失孔隙度均小于 8% ,平均为 4% ;压实作用损失孔隙度均大于 28% ,压实减孔强度高达 80% 以上(图 4)。由此可见,强烈的压实作用是研究区中下侏罗统砂岩异常致密的主要原因。

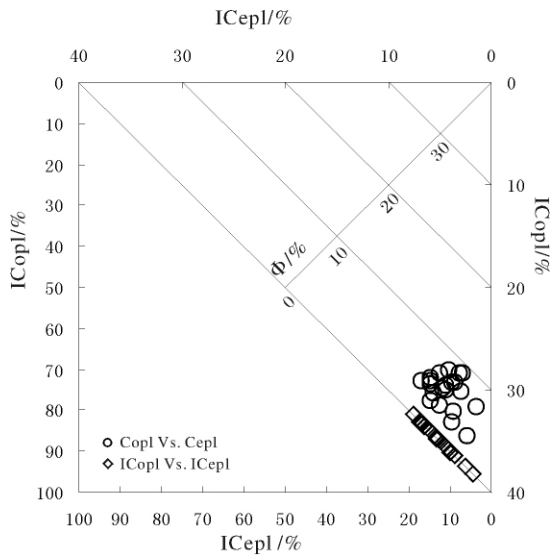


图 4 中下侏罗统砂岩压实与胶结减孔强度分析图

Fig. 4 Statistical diagram showing the relative importance of compaction and cementation to reduction of porosity in Middle and Lower Jurassic sandstones

3 强压实作用机理探讨

川中地区中下侏罗统砂岩现今埋藏深度普遍较浅,一般在 1 500 ~ 3 000 m 之间,仅在北部拗陷低平构造带达到 3 000 ~ 3 500 m,但强烈的压实作用却成为全区储层异常致密的主要因素。笔者利用砂岩动力成岩作用理论^[7]研究方法,通过对砂岩原始成岩物质组构及其所处的盆地成岩动力学因素系统分析,进一步讨论了研究区中下侏罗统砂岩强压实作用机理,现分述如下。

3.1 内因:砂岩原始成岩物质组构

据研究区大量钻井岩心及薄片观察,中下侏罗统砂岩碎屑粒度普遍偏细,主要为细粒—极细粒级和粉

砂级。砂岩碎屑成分上,除珍珠冲组及凉高山组发育少量高硅质颗粒的岩屑石英砂岩之外,其它地区及层段均以高岩屑含量的岩屑砂岩类为主(图 5a),尽管各层段岩屑组成存在明显差异(图 5b),但岩屑成分均为抗压实能力差的塑性岩类(软变质岩类、云母、再旋回泥质—粉砂级沉积岩和塑性火山岩等)。国内外学者通过对不同粒度及成分砂岩与物性的关系研究统计和压实实验表明,同粒度条件下,砂岩塑性岩屑含量越高越易压实^[8];而对于石英砂岩而言,粒度是控制压实强度的主要因素,即颗粒粒度越细越易压实、压溶^[9~11]。因此,偏细粒度使得研究区中下侏罗统砂岩在相同地质背景下的岩屑砂岩和石英砂岩均表现出了强烈的压实作用;同时,高塑性岩屑含量导致岩屑砂岩压实作用更为剧烈。

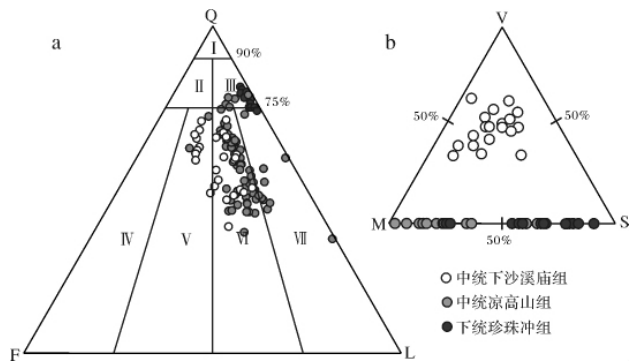


图 5 中下侏罗统砂岩碎屑成分三角图

Fig. 5 Detrital compositional triangles of Middle and Lower Jurassic sandstones

Q. 石英, F. 长石, L. 岩屑; V. 火山岩岩屑; M. 变质岩岩屑 + 云母; S. 沉积岩岩屑

3.2 外因:盆地成岩动力学因素

1) 古深埋型埋藏成岩演化轨迹

通过对研究区不同构造带典型钻井侏罗系沉积埋藏史恢复,处于川中平缓构造带地区砂岩最大古埋深一般在 3 500 ~ 4 000 m,而北部拗陷低平构造带地区最深可达 5 000 m 以上,均高出现今埋深达 1 500 ~ 2 000 m。整体上,中下侏罗统含油砂岩经历了早期快速深埋期、持续深埋期和后期构造抬升期三个埋藏成岩演化阶段,具早期埋藏速率高,古埋藏深度大、持续深埋时间长等特点(图 6)。寿建峰等^[7]将该类砂岩埋藏成岩演化轨迹类型定义为古深埋型。古深埋型成岩演化轨迹导致研究区中下侏罗统砂岩强烈压实作用的机理在于早期快速深埋使砂岩长期处于深埋压实中,原生孔隙急剧压实降低及孔隙水快速排出;在进入持续深埋期,由于早期孔隙水已大量排出

大大降低了该期胶结作用强度,致使粒间缺乏胶结物胶结支撑作用,进而促进了机械压实及压溶作用的进一步加剧。古深埋型热演化轨迹导致强压实作用在我国西部其它叠合盆地均得到证实。例如塔里木盆地英买2井和满参1井,其志留系砂岩储层现今埋藏深度相近,但英买2井砂岩热演化轨迹为长期浅埋、晚期快速深埋型,而满参1井为古深埋型,因压实作用强度不同导致的孔隙度差异可达7.0%;再如吐哈盆地哈密坳陷中上三叠统砂岩属古深埋型,最大古埋深达4500~5000m,而现今埋深在3000m左右,砂岩因古埋藏深度大、埋藏速率高导致强烈压实作用,压实减孔量高达27.4%(原始孔隙度按40%计算)。

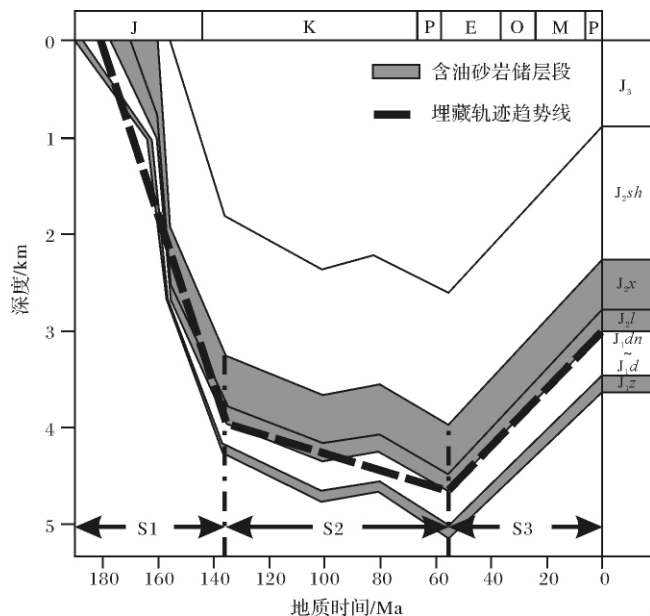


图6 川中北部地区中下侏罗统砂岩埋藏成岩演化轨迹特征
Fig.6 Burial diagenetic evolution paths of Middle and Lower Jurassic sandstones in the north of the study area (S1—早期快速深埋期;S2—持续深埋期 S3—后期构造抬升期)

2) 较高古地温场成岩环境

盆地地温场对砂岩压实作用的影响极其显著,其中温度对砂岩压实作用的影响主要体现在,随着温度的升高,砂岩的可塑性增大及碎屑颗粒的抗压强度降低^[11~15]。寿建峰等^[16]通过对盆地地温场与砂岩压实作用的关系研究发现,在相同地层温度下,因地温梯度差异产生的热效应压实作用大大提高了砂岩的压实速率。对研究区中下侏罗统砂岩而言,地温场对砂岩压实作用的影响正是体现在较高的古地温梯度上。四川盆地为今“冷盆”,钻井测温数据获得的现今地温梯度一般为2.0~2.5℃/100m,然而其古地温

梯度却整体较高,为古“热盆”。据伍大茂、吴乃苓等^[17]利用镜质体反射率法对四川盆地各地区古地温计算结果,四川盆地古地温梯度一般在2.5~5.5℃/100m之间(按现今地层厚度计算)。其中,研究区内大部分地区最大古地温梯度为2.5~3.3℃/100m;而东部靠近华蓥山西麓以川87井、罗11井和广100井区为代表的地区最大古地温梯度高达5.47~12.35℃/100m。可见,研究区中下侏罗统砂岩处于较高的古地温场成岩环境之中。利用粒间体积保存深度与地温梯度拟合关系求取了研究区古、今地温梯度条件下的中下侏罗统砂岩粒间体积保存深度,公式如下^[7,16]:

$$H = (39.14 - IG\text{V}) / (0.0019 \times e^{b \times T_{\text{gra}}})$$

式中 $b = 0.5093$, T_{gra} 为地温梯度,排除溶孔和胶结物影响后压实作用剩余的粒间体积 IG\text{V} (或负胶结物孔隙度) 一般在5%~10%之间。计算结果表明,在古地温场环境中,以2.5~3.3℃/100m计算,中下侏罗统砂岩5%~10%粒间体积 IG\text{V} 对应的保存深度大致在3000~5000m之间,平均约为4000m(图7 A区),与整个研究区的最大古埋藏深度吻合;若在现今地温梯度2~2.5℃/100m条件下,其对应的保存深度可延深至4500~6500m,平均达5500m(图7 B区)。因此,研究区较高的古地温场环境大大提高了中下侏罗统砂岩的压实强度和压实速率。

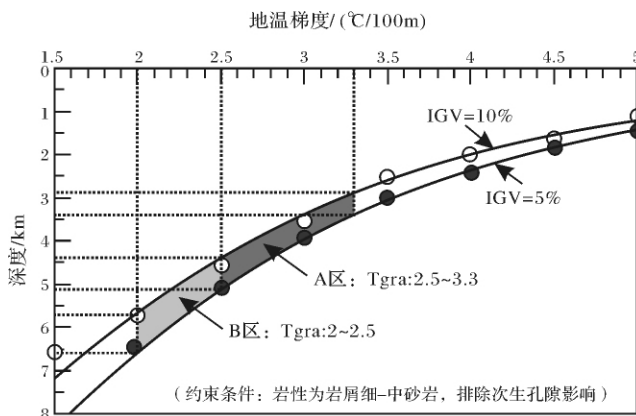


图7 中下侏罗统砂岩粒间体积保存深度与地温梯度关系
Fig.7 Diagram showing strong correlation between IG\text{V} preservable depth and geothermal gradient of Middle and Lower Jurassic sandstone

3) 油气充注滞后

大量文献表明,油气早期充注有利于深埋砂岩原生孔隙保存的主要机制有二,一为通过抑制或减缓粒间胶结作用来保存原生孔隙,该观点最早由 Johnson

在 1920 年提出^[18], 目前被大多数学者所接受, 我国学者近年来也有相关报道^[19~21]。但在油气充注能否有效抑制如石英、伊利石等自生矿物继续沉淀、胶结上仍存在争论^[22~30]; 二为通过早期油气充注形成的有效油气圈闭而产生的异常高压来抑制或减弱上覆地层压实及压溶作用来保存粒间体积^[22, 31, 32]。川中地区中下侏罗统砂岩储层段之上均发育厚层泥岩盖层且早期构造稳定, 如果在早期存在大规模油气充注, 那么砂岩储层内形成异常高压进而抑制或减弱压实、压溶作用将成为可能。现今川中地区中下侏罗统砂岩油藏内确实存在异常高压, 压力系数为 1.5 ~ 1.7^[33]。然而在事实上, 通过对下沙溪庙组、凉高山组砂岩储层段成岩演化史及其下伏大安寨组主力烃源岩油气演化史对比研究发现, 大安寨组烃源岩在晚白垩世成熟达到排烃高峰, 而油气开始大量充注于上部砂岩储层更是晚在喜山运动构造抬升期(图 8, 包裹体均一温度、成分和 ESR 测年数据引自郑荣才, 1997)^[34]。由此可见, 研究区中下侏罗统现今地层异常高压确与油气大量充注关系密切, 但形成滞后于砂岩储层压实致密化时间, 未能在早期快速深埋和持续深埋压实期对储层压实、压溶作用起到有效抑制或减弱作用。因此, 油气充注滞后在一定意义上也是导致研究区下沙溪庙组和凉高山组砂岩储层压实强烈的重要因素。

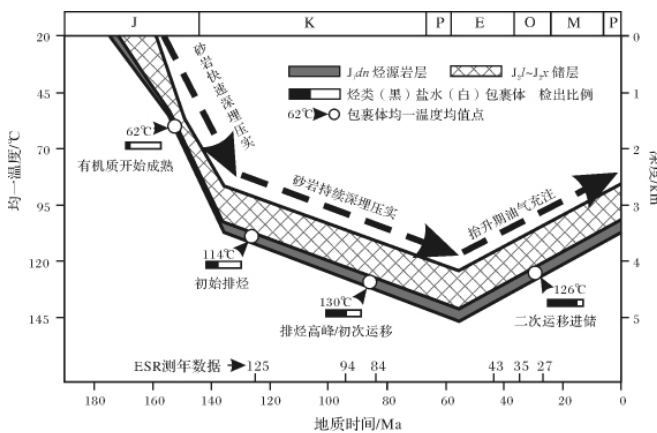


图 8 中下侏罗统砂岩储层成岩演化史与烃源岩热演化史关系图

Fig. 8 Diagram showing the relationship between sandstone diagenetic evolution and thermal evolution of source rocks in Middle and Lower Jurassic

4 结论

(1) 研究区中下侏罗统砂岩储层普遍异常致密,

孔隙度平均小于 5%, 渗透率远小于 $1 \times 10^{-3} \mu\text{m}^2$, 为典型的超低孔、超低渗储层, 压实(压溶)作用为砂岩致密主要原因。

(2) 研究区中下侏罗统砂岩强压实成岩作用机理主要包括两个方面: 一为偏细粒度、高易压实塑性岩屑为主导的砂岩原始成岩物质组构成为了砂岩易于压实的内在因素; 二为古深埋型埋藏成岩演化轨迹、较高古地温场成岩环境、油气充注滞后的盆地成岩动力学特征是砂岩压实作用强烈的主要外因。

(3) 砂岩动力成岩作用理论研究方法将碎屑岩的成岩作用置于整个盆地的动力学环境中, 在整体上系统考虑碎屑岩成岩、孔隙演化与其内在的成岩物质特征和外在的盆地构造、热流、流体等成岩动力学特征之间的时、空动态联系性, 在解决我国西部叠合盆地复杂储层成因机理上起到了良好的指导作用。

参考文献 (References)

- Houseknecht D W. Assessing the relative importance of compaction processes and cementation to reduction of porosity in sandstones [J]. AAPG Bulletin, 1987, 71: 633-642
- Ehrenberg S N. Assessing the relative importance of compaction processes and cementation to reduction of porosity in sandstones: discussion; compaction and porosity evolution of Pliocene sandstones, Ventura basin, California: discussion [J]. AAPG Bulletin, 1989, 73: 1274-1276
- Lundegard P D. Sandstone porosity loss—a "big picture" view of the importance of compaction [J]. Journal of Sedimentary Petrology, 1992, 62: 250-260
- Beard D C, Weyl P K. Influence of texture on porosity and permeability of unconsolidated sand [J]. AAPG Bulletin, 1973, 57: 349-369
- Wilson J C, McBride E F. Compaction and porosity evolution of Pliocene sandstones, Ventura basin, California [J]. AAPG Bulletin, 1988, 72: 664-681
- Paxton S T, Szabo J O, Ajdukiewicz J M, Klimentidis R E. Construction of an intergranular volume compaction curve for evaluating and predicting compaction and porosity loss in rigid-grain sandstone reservoirs [J]. AAPG Bulletin, 2002, 86: 2047-2067
- 寿建峰, 张惠良, 斯春松, 等. 砂岩动力成岩作用 [M]. 北京: 石油工业出版社, 2005: 48-62 [Shou Jianfeng, Zhang Huiliang, Si Chunsong, et al. Dynamic Diagenesis of Sandstone [M]. Beijing: Petroleum Industry Press, 2005: 48-62]
- Pittman E D, Larese R E. Compaction of lithic sands: experimental results and applications [J]. AAPG Bulletin, 1991, 75(8): 1279-1299
- Porter E W, James W C. Influence of pressure, salinity, temperature and grain size on silica diagenesis in quartzose sandstones [J]. Chemical Geology, 1986, 57: 59-369
- Houseknecht D W. Intergranular pressure solution in four quartzose sandstones [J]. Journal of Sedimentary Petrology, 1988, 58: 228-246
- Dewers T, Hajash A. Rate laws for water-assisted compaction and

- stress-induced water-rock interaction in sandstones[J]. *Journal of Geophysical Research*, 1995, 100: 13093-13112
- 12 Handin J, Hager R V. Experimental deformation of sedimentary rocks under confining pressure: tests at high temperature[J]. *AAPG Bulletin*, 1958, 42: 2892-2934
 - 13 Maxwell J C. Influence of depth, temperature, and geologic age on porosity of quartzose sandstone[J]. *AAPG Bulletin*, 1964, 48(5): 697-709
 - 14 Schmoker J W, Gautier D L. Sandstone porosity as function of thermal maturity—an approach to porosity comparison and prediction[J]. *Geology*, 1988, 16(11): 1697-1703
 - 15 Schmoker J W, Gautier D L. Compaction of basin sediments: Modeling based on time-temperature history[J]. *Journal of Geophysical Research*, 1989, 94(B): 7379-7386
 - 16 寿建峰, 朱国华. 砂岩储层孔隙保存的定量预测研究[J]. *地质科学*, 1998, 32(2): 244-249 [Shou Jianfeng, Zhu Guohua. Study on quantitative prediction of porosity preservation in sandstone reservoirs[J]. *Scientia Geologica Sinica*, 1998, 32(2): 244-249]
 - 17 伍大茂, 吴乃苓, 郗建军. 四川盆地地温研究及其地质意义[J]. *石油学报*, 1998, 19(1): 18-23 [Wu Damao, Wu Nailing, Gao Jianjun. Paleogeotemperature in Sichuan Basin and its geological significance[J]. *Acta Petrolei Sinica*, 1998, 19(1): 18-23]
 - 19 王琪, 史基安, 肖立新, 等. 石油侵位对碎屑储集岩成岩序列的影响及其与孔隙演化的关系—以塔西南石炭系石英砂岩为例[J]. *沉积学报*, 1998, 16(3): 97-101 [Wang Qi, Shi Ji'an, Xiao Lixin, et al. Influence of oil emplacement on diagenetic sequence of the clastic reservoir rock and its relationship to the porosity evolution—taking the Carboniferous quartz sandstone in southwest Tarim depression as an example[J]. *Acta Sedimentologica Sinica*, 1998, 16(3): 97-101]
 - 20 蔡春芳, 顾家裕, 蔡洪美. 塔中地区志留系烃类侵位对成岩作用的影响[J]. *沉积学报*, 2001, 19(1): 60-65 [Cai Chunfang, Gu Jiayu, Cai Hongmei. Effect of hydrocarbon emplacement on diagenesis of Silurian sandstone of central Tarim Basin[J]. *Acta Sedimentologica Sinica*, 2001, 19(1): 60-65]
 - 21 罗静兰, 刘小洪, 林潼, 等. 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*, 2006, 80(5): 664-673 [Luo Jinglan, Liu Xiaohong, Lin Tong, et al. Impact of diagenesis and hydrocarbon emplacement on sandstone reservoir quality of the Yanchang formation (Upper Triassic) in the Ordos basin[J]. *Acta Geologica Sinica*, 2006, 80(5): 664-673]
 - 22 Hawkins P J. Relationship between diagenesis, porosity reduction, and oil emplacement in late Carboniferous sandstone reservoirs, Bothamsall oilfield, E. Midlands[J]. *Journal of the Geological Society*, 1978, 135: 7-24
 - 23 Saigal G C, Bjørlykke K, Larter S. The effects of oil emplacement in diagenetic processes—example from the Fulmar reservoir sandstones, central North Sea[J]. *AAPG Bulletin*, 1992, 76: 1024-1033
 - 24 Nedkvitne T, Karlsen D A, Bjørlykke K, et al. Relationship between reservoir diagenetic evolution and petroleum emplacement in the Ulfafeld, North Sea[J]. *Marine and Petroleum Geology*, 1993, 10: 255-270
 - 25 Worden R H, Oxtoby N H. Does oil emplacement stop diagenesis in sandstone reservoirs? [M]. *European Association of Geoscientists and Engineers Conference and Technical Exhibition, European Association of Petroleum Geoscientists and Engineers Division paper F044*, 1995, unpaginated
 - 26 Worden R H, Oxtoby N H, Smalley P C. Can oil emplacement prevent quartz cementation in sandstones[J]. *Petroleum Geoscience*, 1998, 4: 129-137
 - 27 Midtbø R E A, Rykkje J M, Ramm M. Deep burial diagenesis and reservoir quality along the eastern flank of the Viking Graben: evidence for illitization and quartz cementation after hydrocarbon emplacement[J]. *Clay Minerals*, 2000, 35: 231-241
 - 28 Bloch S, Lander R H, L. Bonnell. Anomalously high porosity and permeability in deeply buried sandstone reservoirs: Origin and predictability[J]. *AAPG Bulletin*, 2002, 86: 301-328
 - 29 Marchand A M E, Smalley P C, Haszeldine R S, et al. Note on the importance of hydrocarbon fill for reservoir quality prediction in sandstones[J]. *AAPG Bulletin*, 2002, 86: 1561-1571.
 - 30 Molenaar N, Cyziene J, Sliupa S, et al. Lack of inhibiting effect of oil emplacement on quartz cementation: Evidence from Cambrian reservoir sandstones, Paleozoic Baltic Basin[J]. *Geological Society of America Bulletin*, 2008, 120: 1280-1295
 - 31 O'Brien J J, Lerche I. The preservation of porosity through hydrocarbon entrapment during burial: Society of Petroleum Engineers Formation Evaluation, 1986, 1(3): 295-299
 - 32 Osborne M J, Swarbrick R E. Mechanisms for generating overpressure in sedimentary basins: a reevaluation[J]. *AAPG Bulletin*, 1997, 81: 1023-1041
 - 33 谢继容, 张健, 魏小薇, 等. 公山庙沙一段油气藏低孔渗储层产油机理研究[J]. *天然气工业*, 2003, 23(3): 34-37 [Xie Jirong, Zhang Jian, Wei Xiaowei, et al. Oil producing mechanism study of Sha-1 low porosity and low permeability reservoirs in Gongshanmiao oilfield, Sichuan basin[J]. *Natural Gas Industry*, 2003, 23(3): 34-37]
 - 34 郑荣才, 刘文均, 李安仁. 川北下侏罗统自流井组大安寨段灰岩非常规储层包裹体研究[J]. *地质论评*, 1997, 43(5): 515-523 [Zheng Rongcai, Liu Wenjun, Li Anren. Fluid inclusion study of unconventional reservoirs in limestone of the Da'anzhai member of the lower Jurassic Ziliujing Formation in northern Sichuan[J]. *Geological Review*, 1997, 43(5): 515-523]

Origin Mechanism of Anomalous Tightness of Middle and Lower Jurassic Sandstone Reservoirs in Central Sichuan Basin

LIU Zhan-guo SI Chun-song SHOU Jian-feng NI Chao PAN Li-yin LIU Qun
(Hangzhou Research Institute of Geology , PetroChina , Hangzhou 310023)

Abstract As unique tight reservoirs in China , the middle-upper Jurassic sandstones in central Sichuan basin occur at present-day burial depth of 1 500 ~ 3 000 m and they are characterized by ultra-low porosity (average below 5%) and ultra - low permeability (average below $1 \times 10^{-3} \mu\text{m}^2$) that fail to match their burial depth. Microscopic observation and statistics of relative contribution of compaction and cementation to porosity loss indicate that intensive compaction is responsible for the anomalous tightness of these sandstones. Furthermore ,utilizing the research method of sandstone dynamical diagenesis theory ,based on the analysis of original sandstone components and basin diagenetic dynamic factors ,the mechanism of intensive compaction of Middle and Lower Jurassic sandstones in the study area has been discussed. It is suggested that fine grain size and high ductile fragments content are the internal cause ,while the basin diagenetic dynamics characteristics of deep paleo-burial , high paleo-geothermal field and late oil emplacement are considered as the external cause.

Mechanisms of diagenesis and porosity evolution of some sandstone reservoirs are quite complex in superimposed basins in western China. In one of these complex cases ,this study of origin mechanism of anomalous tightness of Middle and Lower Jurassic sandstone reservoirs in central Sichuan Basin shows that the sandstone dynamical diagenesis theory and method can integrally and systematically take original sandstone components and all basin diagenetic dynamics factors (structure , thermal flow , pore fluid , etc.) into account , and which can well resolve such difficult questions in complex sandstone reservoirs.

Key words Sichuan basin; tight sandstone reservoir; compaction; dynamic diagenesis theory