

准噶尔盆地中部1区块侏罗系三工河组 毯砂成藏期孔隙度恢复及其意义

陈林, 许涛, 石好果, 张日静, 张敏, 修金磊

(中国石化胜利油田分公司 西部新区研究院, 山东 东营, 257000)

摘要:综合利用岩石薄片、储层物性等资料,结合埋藏史及油气充注史研究,通过分析成藏期毯砂成岩特征,建立成岩演化序列与油气充注的对应关系,并分别采用压实趋势法与反演回剥法对准噶尔盆地中部1区块侏罗系三工河组二段下亚段[J₁s²⁽¹⁾]毯砂在关键成藏期的孔隙度进行了定量恢复。结果表明,在成藏关键期,毯砂埋藏浅,物性较好,可做为较好的油气输导层及储集层,表明该毯砂在成藏关键期的重要输导作用,同时明确了该区具有较大的勘探潜力。

关键词:成岩演化;物性恢复;毯砂;三工河组;准噶尔盆地

中图分类号:TE122.2

文献标识码:A

Reconstruction of blanket sand porosity during hydrocarbon charging in the Jurassic Sangonghe Formation of Block 1 in Central Junggar Basin and its significance

Chen Lin, Xu Tao, Shi Haoguo, Zhang Yuejing, Zhang Min, Xiu Jinlei

(New Prospect Research Institute, SINOPEC Shengli Oilfield Company, Dongying, Shandong 257000, China)

Abstract: By using thin section and physical property data and in combination with the burial history and hydrocarbon charging history, this paper studied the diagenetic characteristics of the blanket sand in the hydrocarbon charging period, and established the coupling relationship between reservoir diagenetic sequence and the hydrocarbon charging. The porosity of blanket sand during the hydrocarbon charging in the lower 2nd member of the Jurassic Sangonghe Formation in Block 1 in central Junggar Basin was quantitatively reconstructed by using the compaction trend and inversion back stripping methods respectively. The results show that the blanket sand were shallow buried and had good physical properties during the critical hydrocarbon charging period, thus could be good carrier beds and reservoirs. The blanket sand played a critical role in hydrocarbon transportation and the study area has great exploration potential.

Key words: diagenetic evolution, physical property reconstruction, blanket sand, Sangonghe Formation, Junggar Basin

1 研究目的及意义

准噶尔盆地中部1区块在构造上位于中央坳陷带的中西部,主体位于盆1井西凹陷和昌吉凹陷北斜坡,处于生油凹陷区内,主要勘探层系为侏罗系和白垩系,目前该区有多口井获得工业油流,并取得一定规模的探明石油地质储量。然而目前已发现的油气藏多分布于油源断层附近,近年来钻探效果不理想,成藏规律不清是制约该区勘探进程的关键问题,由于油源断层较少,远离油源断层的区域能否成藏以及如何成藏,即油气如何输导是明确该区勘探潜力及油气富集规律的关键。

张善文^[1]提出了砂体横向输导的概念,为我们的研究提供了借鉴,由于该区J₁s²⁽¹⁾广泛发育了一套纵向厚度大且相互叠置、横向延伸范围广、呈泛连通的“毯砂”^[2-3],可能成为重要的横向输导层,使远离油源断层的圈闭可通过毯砂和次级断层的输导而成藏。然而现今情况下,该毯砂埋藏较深,受成岩改造强烈,多属低孔低渗、超低渗储层范畴,现今输导能力较为有限,在成藏期是否具有较好的输导能力尚未可知。因此针对该毯砂输导能力的评价成为研究该区油气输导及富集规律所不容忽视的一个重要问题。可见,恢复该毯砂在关键成藏期的物性,对于评价勘探潜力,认识成藏期储层地质条件,研究油气输导、富集规律以及对于下一步的勘探部署等都具有重要的指导意义。

2 成藏期孔隙度恢复现状

储层现今孔隙特征是其在埋藏过程中原生孔隙经压实、胶结充填后保存下来的原生孔隙和埋藏过程中形成的且保存到现今的次生孔隙的总和。要获得地质历史时期储层的孔隙特征,就需要对储层孔隙演化进行恢复。恢复储层孔隙演化的研究方法目前主要有反演回剥法和正演物理模拟实验法^[4]。前人也通过储层物性资料及铸体薄片等资料对成藏期储层物性恢复进行过大量尝试,如利用物性资料建立孔-深关系,确定成藏期古埋深,将该埋深下对应的现今储层物性近似为成藏期的储层物性^[5-6],该方法没有考虑其他因素的影响,且在孔深关系上,同一深度下孔隙度分布范围较大,给古孔隙度的恢复造成了困难。这类方法的优点是工作量较小,操作简便,但恢复结果的可信度有待商榷。而在利用铸体薄片资料时,前人也通过综合建立成岩演化序列,利用反演回剥法,定量计算各期成岩作用对储层孔隙度的影响,逐步恢复各成岩初期储层孔隙度,在恢复成藏期储层物性上,则需要确定成岩演化与油气充注的关系,以去除油气充注后成岩作用对储层物性的影响^[7],然而这类方法目前存在的问题主要有3个,一是多将面孔率直接等同于孔隙度,二是在压实校正上,将压实损失的孔隙度全部归结到了早成岩期上,三是难以明确油气充注与成岩演化序列的对应关系。但其优点是采用真实岩样,能够真实反应储层的孔隙结构。

本次研究综合利用了上述两种方法,并综合考虑了其存在问题,对研究区三工河组毯砂成藏关键期的孔隙度进行定量恢复尝试。第一种方法为压实趋势

法,首先在明确了主成藏期该毯砂处于早成岩期,储层处于正常压实阶段,储层物性主要受埋深控制,利用测井解释物性建立孔-深关系,通过单井埋藏史确定成藏期的古埋深,进而根据单井孔-深关系,恢复成藏期埋深下的孔隙度。第二种方法为反演回剥法,通过建立成岩演化与油气充注的耦合关系,明确油气充注后经历的成岩作用类型,进而通过反演回剥,去除这些成岩作用对储层孔隙的影响,并进行压实校正,最终恢复成藏时期的孔隙度。

3 压实趋势法

中1区块存在多期油气充注,且主充注期为 K_1 末- K_2 初^[8-11],利用这一研究成果,根据中1区块多口井单井埋藏史分析,表明主充注期毯砂埋藏较浅,基本在2 500 m以上,镜质体反射率(R_o)小于0.5%,温度低于80℃(图1),储层处于早成岩阶段,以正常压实为主,因此储层物性除了受沉积作用的控制外,主要受压实作用的影响。

该方法通过利用测井解释孔隙度建立储层现今孔隙度-深度关系曲线,在明确成藏期储层古埋深的基础上,根据现今孔-深关系,读取储层在该埋深下对应的孔隙度,近似认为是储层在主成藏期的孔隙度。以S11井为例, J_1s^2 毯砂现今埋深约为3 540 m,成藏期埋深为2 400 m,根据该井孔-深关系,现今埋深下储层对应的孔隙度为13.9%,成藏期埋深下储层对应的孔隙度则为20%~30%,平均为24.8%(图2),通过该方法恢复了中部1区块10多口井 J_1s^2 毯砂成藏期的孔隙度(图2;表1),从恢复结果与现今孔隙度对比来看,现今物性虽差,但成藏期孔隙度普遍较高,大都在

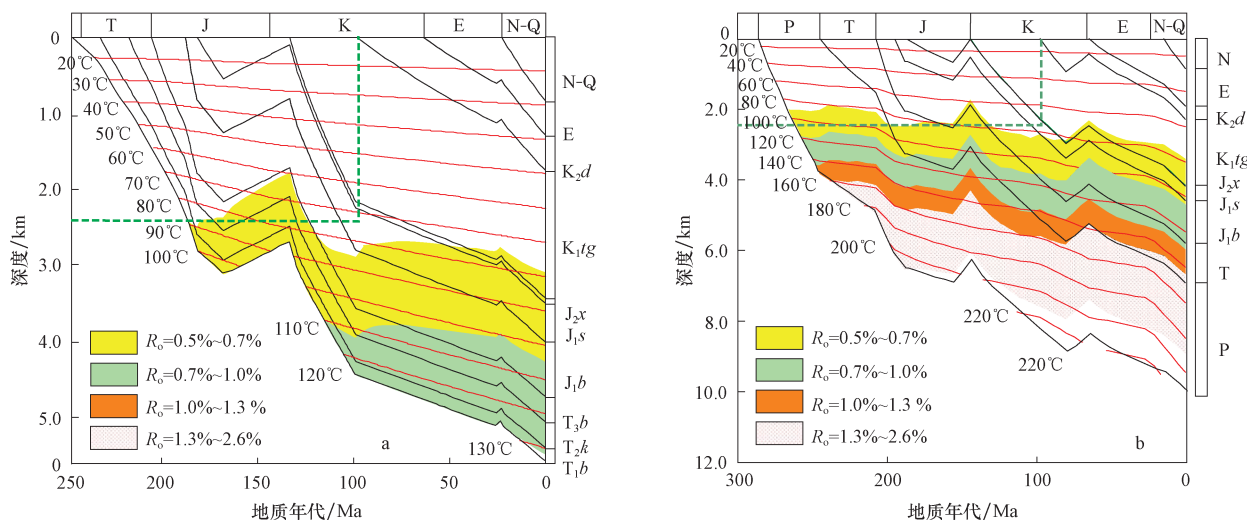


图1 准噶尔盆地中部1区块单井埋藏史

Fig. 1 Burial history of Well S1 (left) and Well ZH1 (right) in Block 1 in Central Junggar Basin

a. S1井; b. ZH1井

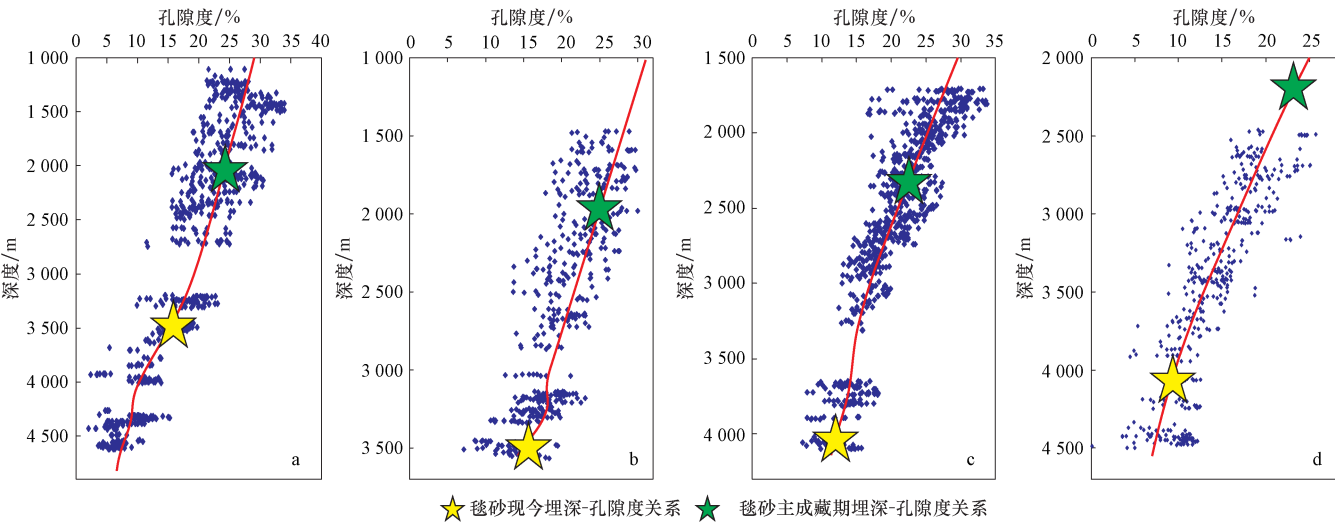


图 2 准噶尔盆地中部 1 区块 J_1s^2 毯砂各井测井解释孔隙度 - 深度关系
Fig. 2 Logging porosity vs. depth of different wells in Block 1 in Central Junggar Basin
a. S11 井; b. S3 井; c. Zh7 井; d. Z11 井

表 1 准噶尔盆地中部 1 区块各井三工河组毯砂现今孔隙度及恢复的成藏期孔隙度对比

Table 1 Comparison of present-day porosity and the reconstructed porosity in charging period for the blanket sand in the Jurassic Sangonghe Formation of different wells in Block 1 in Central Junggar Basin

井号	现今埋深/m	现今孔隙度/%	成藏期埋深/m	成藏期平均孔隙度/%
S1	3 674.5 ~ 3 718.0	12.8	1 915.5 ~ 1 959.0	27.0
S3	3 525.5 ~ 3 579.0	13.3	2 035.5 ~ 2 089.0	25.0
S11	3 499.0 ~ 3 577.0	13.9	1 979.0 ~ 2 057.0	24.8
Zh2	4 601.5 ~ 4 625.0	8.8	1 881.0 ~ 1 994.5	28.0
Zh11	4 442.5 ~ 4 490.5	7.4	2 179.0 ~ 2 227.0	23.0
Zh101	4 808.5 ~ 4 853.0	9.4	1 911.5 ~ 1 956.0	30.0
Zh3	5 099.0 ~ 5 156.0	9.7	1 929.0 ~ 1 986.0	30.0
Z1	4 377.0 ~ 4 418.0	10.8	2 139.0 ~ 2 180.0	20.0
Z3	4 202.0 ~ 4 259.0	11.0	2 332.0 ~ 2 389.0	19.0
Z5	4 297.0 ~ 4 334.0	12.4	2 212.0 ~ 2 249.0	22.0
Z101	4 356.5 ~ 4 395.0	9.2	2 149.5 ~ 2 188.0	21.0

20% 以上,说明成藏期毯砂物性较好。

该方法操作简便,所要求的资料程度不高,但仅适用于成藏期储层处于正常压实阶段,即储层物性除了受沉积作用的控制之外,基本不受胶结和溶解作用的影响,仅受压实作用影响。另外,由于所用物性数据均来自测井解释,其恢复结果的可信度需要进一步的验证。

4 反演回剥法

该方法以实际铸体薄片资料为基础,通过建立成岩演化序列及对应油气充注期次,明确主成藏期后发生的各种成岩作用类型,并定量计算其对储层孔隙度的影响,然后以现今孔隙面貌为基础,通过反演回剥,按照成岩演化序列,由晚至早,逐步去除油气充注后各成岩作

用类型对储层孔隙度的影响,并进行压实校正,最终恢复主成藏期储层的孔隙度,其计算公式可以概括为:

$$\Phi_{\text{成藏期}} = \Phi_{\text{现今}} + \Phi_{\text{后胶结}} - \Phi_{\text{后溶解}} + \Phi_{\text{后压实}} \quad (1)$$

式中: $\Phi_{\text{成藏期}}$ 为主成藏期孔隙度,%; $\Phi_{\text{现今}}$ 为现今孔隙度,%; $\Phi_{\text{后胶结}}$ 为主成藏期及以后胶结作用损失的孔隙度,%; $\Phi_{\text{后溶解}}$ 为主成藏期及以后溶解增加的孔隙度,%; $\Phi_{\text{后压实}}$ 为成藏期后压实作用损失的总孔隙度,%。

值得注意的是, $\Phi_{\text{后胶结}}$ 应该包括现今残留的胶结物和地质历史时期曾经产生但后期溶解的胶结物,即为成藏期以后产生的原始总胶结物所损失的孔隙度。

根据这一思路,首先要建立成岩演化序列及对应油气充注序列,明确主成藏期及以后发生的成岩作用类型,其次,通过铸体薄片分析,结合面孔率 - 孔隙度转化公式,定量分析各成岩作用对储层孔隙度的影响,最后对油气充注后压实作用损失的孔隙度进行校正,进而根据成岩演化序列,通过反演回剥,逐步恢复主成藏期的孔隙度。

4.1 成岩演化及油气充注对应关系

根据岩石薄片矿物间的交代和溶解 - 充填等现象以及“新”破坏“老”这一原则,分析各成岩作用发生的先后顺序及期次。结合流体包裹体荧光资料及其均一温度测试,确定油气充注期次及与一些成岩作用的先后顺序,最终综合建立成岩演化与油气充注的对应关系。

4.1.1 成岩演化序列

首先,根据长石颗粒发生了溶蚀,且溶蚀孔隙被碳酸盐胶结物所充填,且碳酸盐胶结物也发生了溶蚀(图 3a),推断长石溶蚀要早于碳酸盐胶结、早于碳酸盐胶

结物的溶蚀;而根据石英颗粒及其加大边发生溶蚀,且溶蚀空间也被碳酸盐胶结物充填(图3c,d),判断石英加大的形成要早于石英的溶蚀、早于碳酸盐胶结物的胶结。

其次,根据碳酸盐胶结物交代石英加大边或充填在两期石英加大边的外侧(图3b),及石英加大边充填在碳酸盐胶结物的胶结剩余粒间孔之中(图3e),说明至少存在着三期的石英加大,其中,第1和2期加大早于碳酸盐胶结,第3期加大则晚于碳酸盐胶结。在征沙村地区可见硬石膏交代石英加大边,且被粒状白云石交代(图3e,f),说明硬石膏胶结物早于石英胶结而晚于碳酸盐胶结。

综上所述,结合各成岩作用发生的流体性质判断,各成岩作用的先后顺序可归纳为:长石溶蚀/一期石英加大—二期石英加大—石英溶蚀—碳酸盐胶结—硬石膏胶结—三期石英加大/碳酸盐胶结物溶解。

4.1.2 油气充注序列与成岩演化序列的对应关系

油气成藏期次目前主要根据油气包裹体均一温度等来划分^[12],前人也利用烃源岩热演化、流体包裹体均一温度等方法对研究区油气充注史开展了大量研究,普遍认为存在多期油气充注,其中 K_1 末为主要的油气充注期^[6-11,13-15]。

本次研究根据荧光薄片资料,不同时期充注的烃

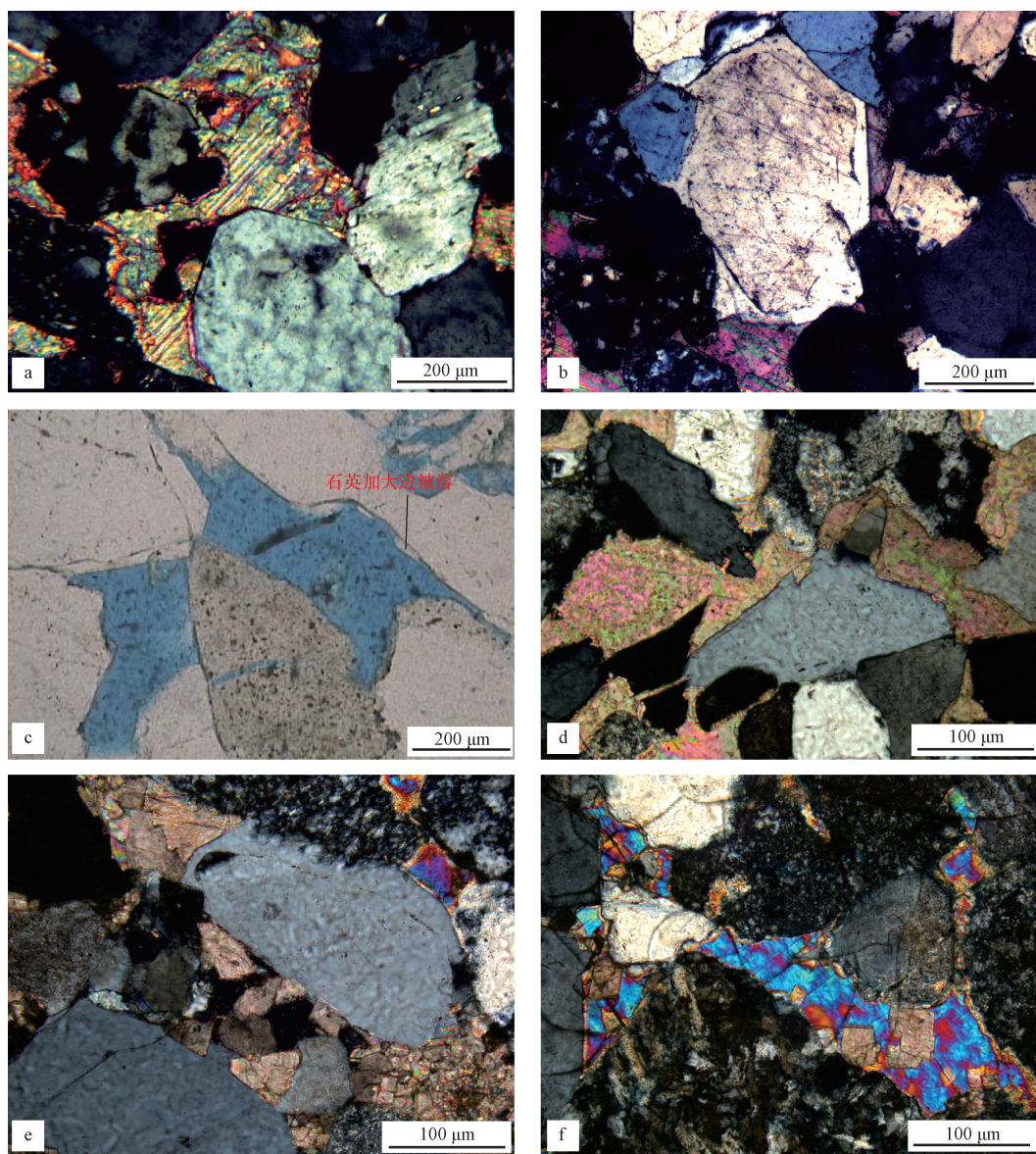


图3 准噶尔盆地中部1区块 J_1s_2 储层主要成岩现象

Fig. 3 Primary diagenetic phenomena in the 2nd Member of Jurassic Sangonghe Formation of Block 1 in Central Junggar Basin

- a. Zh2 井,埋深 4 368.9 m,碳酸盐胶结物充填于长石溶孔中,且碳酸盐胶结物发生溶解;
- b. Zh2 井,埋深 4 368.8 m,方解石胶结物充填于两期石英加大的外侧;
- c. Zh101 井,埋深 4 344.9 m 石英颗粒及其加大边发生溶解;
- d. Zh2 井,埋深 4 359.6 m,碳酸盐胶结物充填于石英加大边溶蚀孔隙中;
- e. Z1 井,埋深 4 796 m,碳酸盐胶结物及硬石膏充填于一期石英加大外侧,而另一期石英加大边充填在碳酸盐岩胶结残余孔隙之中;
- f. Z1-1 井,埋深 4 785.7 m,粒状白云石交代硬石膏胶结物

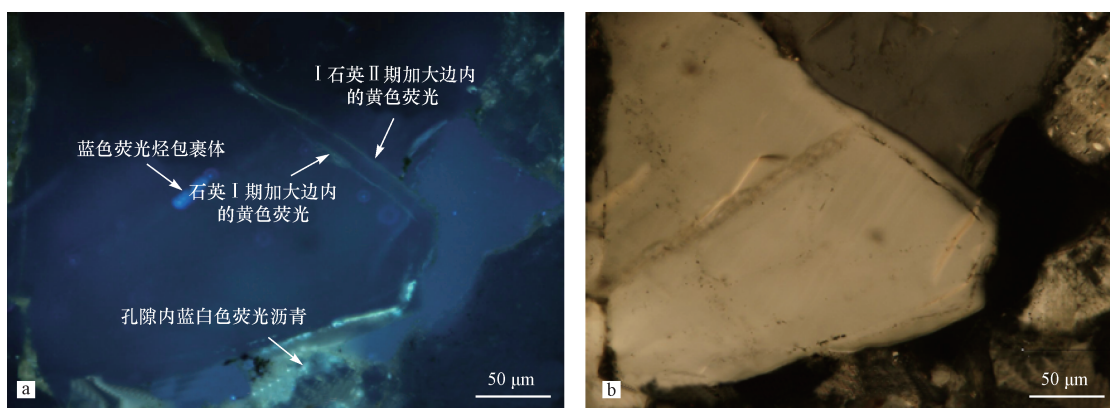
图4 S1井 J_1s^2 储层薄片镜下微观特征

Fig. 4 Photomicrographs of thin sections of the 2nd Member of Jurassic Sangonghe Formation in the Well S1 in Block 1, Central Junggar Basin

a. S1井,埋深3 679.5 m, $J_1s^{2(1)}$; b. S1井,埋深3 679.5 m, $J_1s^{2(1)}$

类流体被捕获在不同时期石英加大边中(图4), I期石英加大边的尘线中捕获一期烃类流体, II期石英加大边的外侧又捕获另一期烃类流体(均呈黄色荧光), 且孔隙中沥青及石英颗粒内裂缝中烃类包裹体荧光下均呈蓝白色, 据此推断, 至少存在3期烃类充注, 且烃类充注与石英加大期次关系为: I期油气充注(呈蓝、蓝白色荧光, 多变成沥青)—石英加大/II期油气充注—石英加大/III期油气充注。

由于油气充注一方面可促进酸溶性矿物溶解, 另一方面也会抑制自生矿物的沉淀及矿物间的转化^[16-17], 结合油气充注与石英加大的关系, 认为3期油气充注伴随着3期酸性流体的注入, 进而形成3期石英加大和3期酸性溶解。通过统计不同含油级别储层的胶结物含量及溶解面孔率发现(图5), 含油储层胶结物含量明显低于不含油储层, 且含油储层的溶解程度也明显高于不含油储层, 说明主充注期处于碳酸盐胶结的早期, 油气的充注抑制了碳酸盐胶结物的继续沉淀, 且带来的有机酸会溶蚀长石颗粒及已沉淀

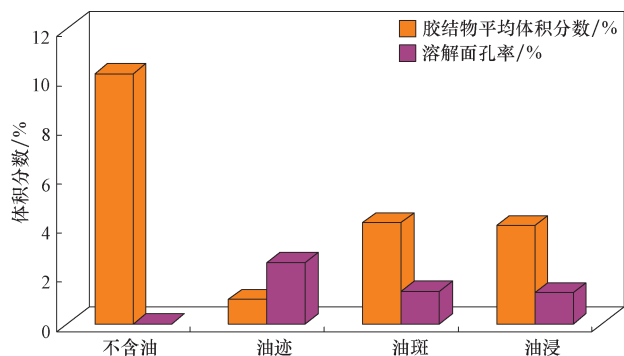
的碳酸岩胶结物, 而未被充注的储层碳酸岩胶结物则继续沉淀, 储集空间被大量充填, 导致现今物性较差。

综上所述, 成岩演化与油气充注的对应关系为: 第一期油气充注/第一期酸性溶解(长石溶解)/第一期石英加大—第二期油气充注/第二期酸性溶解(长石溶解)/第二期石英加大—碳酸盐胶结—(硬)石膏胶结—第三期油气充注/第三期石英加大/第三期酸性溶解(碳酸盐胶结物溶解)。

4.2 主成藏期储层孔隙度恢复

综上所述, 主成藏期发生在碳酸盐胶结早期, 主充注期后先后发生的成岩作用为: 碳酸盐胶结/(硬)石膏胶结—第三期石英加大/第三期酸性溶解, 并伴随有压实作用的进行。其中第三期石英加大的程度较小, 对储层孔隙的影响微弱, 在此忽略不计。因此, 通过反演回剥逐步去除碳酸盐胶结物溶解、(硬)石膏胶结及碳酸盐胶结对储层孔隙度的影响, 即恢复到碳酸盐胶结物/(硬)石膏胶结物胶结前的孔隙度即可近似看作为储层在成藏初期的孔隙度。

在进行反演回剥之前, 必须利用研究区大量铸体薄片面孔率与其对应实测孔隙度的关系, 建立面孔率—孔隙度转化图版(图6), 实现面孔率与孔隙度的转化。以Zh2井 $J_1s^{2(1)}$ 埋深4 368.8 m为例, 现今面孔率为4.7%, 碳酸盐溶解面孔率为0.4%, 碳酸盐胶结物面孔率约为6%。不考虑压实作用的情况下, 根据成岩演化序列, 进行反演回剥, 逐步恢复各成岩作用初期的孔隙度: 现今面孔率为4.7%(孔隙度为10.03%), 则碳酸盐胶结物溶解前的面孔率为4.7% - 0.4% = 4.3%(对应孔隙度为9.65%), 而碳酸盐胶结物胶结前的面孔率则应为4.3% + 6% + 0.4% = 10.7%(转化为孔隙度为15.71%), 在不考虑压实减孔的情况下, 碳酸盐胶结物胶结前(主充注期)的孔隙度为15.71%(图7)。

图5 准噶尔盆地中部1区块 J_1s^2 不同含油级别储层

对应胶结物平均含量、平均溶蚀面孔率统计直方图

Fig. 5 Statistical histogram of average cement contents and dissolution porosity on thin sections within different oil bearing reservoirs in the 2nd Member of Jurassic Sangonghe Formation of Block 1 in Central Junggar Basin

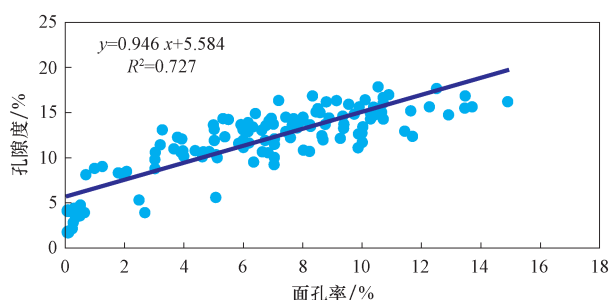


图6 准噶尔盆地中部1区块 J_1s^2 储层面孔率-孔隙度转化

Fig. 6 Conversion chart between thin section porosity and core porosity in the 2nd Member of Jurassic Sangonghe Formation of Block 1 in Central Junggar Basin

由于压实作用贯穿于成岩作用的始终,且在主要

油气充注期时的埋深与现今埋深相差较大,压实损孔量应不容忽视,因此必须对上述恢复结果进行压实损孔量校正。考虑到压实作用的影响因素较多,如埋深、胶结物含量,沉积构造、超压作用等,由于研究区三工河组基本不发育超压,且 J_1s^2 毯砂沉积构造基本相同,本次研究主要考虑了储层埋深与胶结物含量两个参数对压实作用的影响,建立不同胶结物含量下的储层孔隙度-深度曲线(图8),根据储层现今埋深及成藏期埋深所对应的孔隙度差值,即近似认为是这一阶段压实作用损失的孔隙度,对上述反演回剥结果进行压实量校正。

Zh2井4368.8 m处储层在主充注期(K_1 末— K_2 初)时的埋深可近似根据Zh1井埋藏史(图1)读取,约

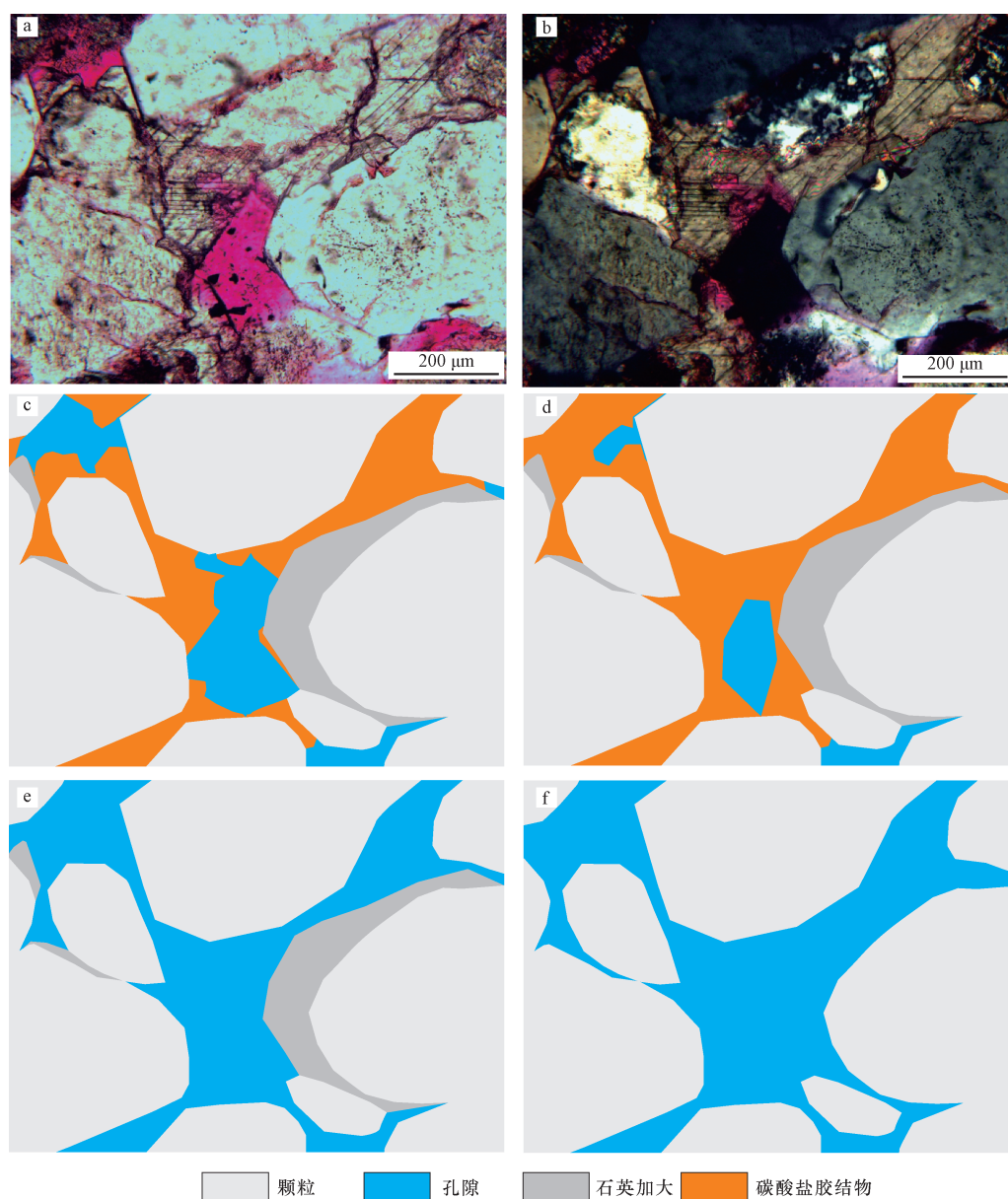


图7 地质历史时期孔隙度演化反演回剥示意图

Fig. 7 Sketch map showing the process of porosity reconstruction in geological times through inversion

- a. Zh2井,埋深4368.8 m, $J_1s^{(1)}$,铸体薄片,单偏光;b. 与a同视域,正交光;c. 现今储层组构特征;d. 碳酸盐胶结物溶解前的物性特征;
e. 碳酸盐胶结物形成前的物性特征(成藏期);f. 石英加强大前的物性特征

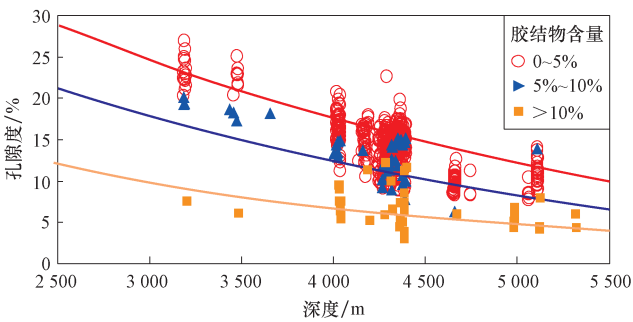


图 8 准噶尔盆地中部 1 区块 J_1s^2 不同胶结物含量下的储层孔隙度 - 深度关系

Fig. 8 Porosity vs. burial depth of reservoirs with different cement contents in the 2nd Member of Jurassic Sangonghe Formation of Block 1 in Central Junggar Basin

为 2 500 m,其胶结物含量为 6%,因此根据胶结物含量为 5%~10%的孔深关系求取其孔隙度差值(图 8),约为 12%,即认为是油气充注后的压实损孔量,将其校正到反演回剥结果上,即可得到主充注期的储层孔隙度:15.71%+12%=27.71%。

通过这种方法恢复了 S1,Z1,Z11,Zh2 等井 $J_1s^{2(1)}$ 毯砂在主充注初期的孔隙度(表 2)。通过恢复结果可见,油气开始充注后,压实作用是导致储层孔隙度降低的最重要参数,其次是胶结作用。其中压实作用平均减孔 11%,胶结作用平均减孔量 5.59%。这种方法与第一种方法恢复的结果在数值上偏高,但基本一致,反应成藏初期毯砂物性均较好,可作为当时较好的油气输导层及储集层。

4.3 利用反演回剥法恢复成藏期储层物性的几点探讨

反演回剥法给我们提供了一种研究储层物性演化的方法,我们可以利用这一方法恢复各地质历史时期(特别是成藏时期)的孔隙度,由于采用的是真实岩样,能够真实反应储层的孔隙结构,这是反演回剥法的一大优点。但在实际的应用中该方法具有很大的局限性,首先,这一方法工作量较大,所要求的资料较为多样,仅适

合于勘探程度相对较高的地区;其次,该方法对于储层也有一定的要求,如储层的杂基含量相对较低,裂缝应不发育,且粒径要适中;第三,这一方法目前仍存在一些难点及问题,如在多旋回成岩作用类型的期次区分上,面孔率-孔隙度转化问题上,粘土矿物胶结物对储层物性的影响如何计算等,仍需要进一步的探讨。

5 对油气勘探的启示

通过上述分析可以看出,在主成藏期,研究区 $J_1s^{2(1)}$ 毯砂储层埋藏较浅,处于成岩作用的早期,尚未开始大规模胶结,储层物性较好,由于横向上广泛连通,因此可做为重要的横向输导层及储集层。由于研究区油源断层相对较少,这套毯砂的存在,可以使沿少量油源断层运移到该毯砂上的油气得以很好的横向输导、聚集,同时也可以沿着切割该毯砂的次级断层以及目前地震尚无法识别的微裂缝向上运移到上部的 $J_1s^{2(2)}$, J_2x 及 K 等层的各类圈闭中富集成藏,使得油气可以源源不断的向上输导,到达上部的储层中(图 9)。因此,这套毯砂对于该层及其上部层位油气藏的形成发挥了重要作用,可以预测上部的圈闭只要有断层与该套毯砂相连,就有可能富集成藏,这对于该区下一步的勘探部署具有一定的指导意义,同时也明确了该区毯砂及其上部 $J_1s^{2(2)}$, J_2x 及 K_1q 等储层层具有较大勘探潜力,开拓了新的勘探领域。

6 结论

1) J_1s^2 毯砂储层经历了多期胶结、多期溶解的过程,并经历了 3 期油气充注。建立了成岩演化序列对油气充注的对应关系,明确了主充注期发生于碳酸盐胶结的初期。认识到除沉积作用的基础控制外,油气充注抑制了碳酸盐矿物的继续胶结,是控制储层物性好坏的关键。

2) 通过压实趋势法和反演回剥法分别恢复了储

表 2 准噶尔盆地中部 1 区块 $J_1s^{2(1)}$ 储层关键成藏期孔隙度恢复结果

Table 2 Reconstructed porosity during critical hydrocarbon charging in the lower 2nd Member of Jurassic Sangonghe Formation of Block 1 in Central Junggar Basin

井号	取样深度/m	成藏期埋深/m	现今孔隙度/%	碳酸盐胶结物溶解前孔隙度/%	碳酸盐(石膏)胶结物胶结前孔隙度/%	压实孔隙度校正量/%	主成藏期孔隙度/%
S1	3 679.0	2 650.0	16.0	16.0	16.9	9.5	26.4
Zh2	4 368.8	2 500.0	10.4	10.1	15.5	12.0	27.5
Zh2	4 352.5	2 500.0	5.6	5.6	16.9	9.0	25.4
Z1	4 791.7	2 500.0	8.5	8.5	14.7	15.0	29.7
Z1	4 791.5	2 500.0	5.6	5.6	16.9	12.0	28.9
Z1	4 807.7	2 500.0	8.5	8.5	10.4	17.0	27.4
Z11	4 416.2	2 600.0	11.7	11.5	14.8	12.0	26.8
Z11	4 386.6	2 600.0	10.3	10.1	11.2	15.0	26.2

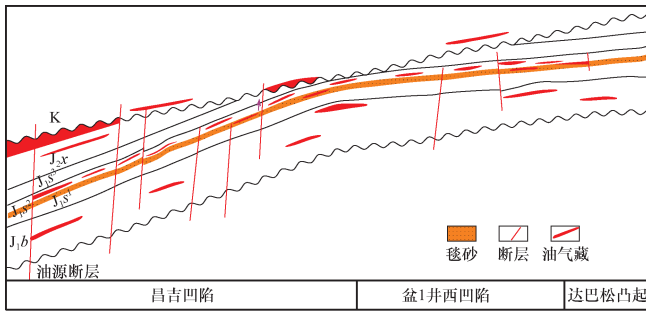


图9 准噶尔盆地中部1、3区块油气成藏模式

Fig. 9 Hydrocarbon accumulation patterns of Block 1 and 3 in Central Junggar Basin

层在成藏关键期的孔隙度,表明主成藏期 J_3s_2 毯砂埋藏浅,储层物性较好,油气充注后,压实作用和胶结作用是储层物性变差的最重要的因素。

3) 成藏关键期毯砂物性较好,可成为较好的储集层及输导层,与油源断层及沟通毯砂的次级断层、微裂缝等一起构成断-毯式输导体系,可有效进行大范围的横向及垂上运移,对该套毯砂及其上部的油气藏的形成具有重要贡献。

参 考 文 献

- [1] 张善文. 沾化凹陷浅层勘探的思考[J]. 复式油气田, 1999, (3): 6-8. Zhang Shanwen. The thinking of the shallow exploration in Zhanhua sag[J]. Multiple Oil Gas Field, 1999, (3): 6-8.
- [2] 乔玉雷. 准噶尔盆地中1区块 $J_3s_2^{(1)}$ 有利储层及主控因素[J]. 石油天然气学报, 2011, 33(3): 48-52. Qiao Yulei. Favorable reservoir and its main control factors of section $J_3s_2^{(1)}$ in block zhong 1 of Junggar Basin[J]. Journal of Oil and Gas Technology, 2011, 33(3): 48-52.
- [3] 隋风贵, 许涛, 乔玉雷. 准中地区三工河组三角洲砂体成因地质模型[J]. 新疆石油地质, 2012, 33(2): 142-144. Sui Fengui, Qiao Yulei, Xu Tao. Geologic model for delta sand genesis of sangonghe formation in central Junggar Basin[J]. Xinjiang Petroleum Geology, 2012, 33(2): 142-144.
- [4] 王艳忠. 东营凹陷北带古近系次生孔隙发育带成因机制及演化模式[D]. 青岛: 中国石油大学(华东)地球资源与信息学院, 2010. Wang Yanzhong. Genetic mechanism and evolution model of secondary pore development Zone of Paleogene in the North Zone in Dongying Depression[D]. Qingdao: College of Geo-Resources and Information, China University of Petroleum, 2010.
- [5] 嵯喜准, 王琪, 陈国俊, 等. 恩平凹陷恩平组下段成岩过程分析与储层动态评价[J]. 沉积学报, 2008, 26(2): 257-264. Zhuo Xizhun, Wang Qi, Chen Guojun, et al. Zhang sheng-bin analysis of diagenetic process and dynamic reservoir assessment on the Lower Part of Enping Fm., Enping Sag[J]. Acta Sedimentologica Sinica, 2008, 26(2): 257-264.
- [6] 渠冬芳, 姜振学, 刘惠民, 等. 关键成藏期碎屑岩储层古孔隙度恢复方法[J]. 石油学报, 2012, 33(3): 404-413. Qu Dongfang, Jiang Zhenxue, Liu Huimin, et al. A reconstruction method of porosity for elastic reservoirs during the crucial period of hydrocarbon accumulation[J]. Acta Petrolei Sinica, 2012, 33(3): 404-413.
- [7] 邓秀芹, 刘新社, 李士祥. 鄂尔多斯盆地三叠系延长组超低渗透储层致密史与油藏成藏史[J]. 石油与天然气地质, 2009, 30

(2): 156-161.

- Deng Xiuqin, Liu Xinshe, Li Shixiang. The relationship between compacting history and hydrocarbon accumulating history of the super-low permeability reservoirs in the Triassic Yanchang Formation in the Ordos Basin[J]. Oil & Gas Geology, 2009, 30(2): 156-161.
- [8] 杨智, 王京红, 林森虎, 等. 准噶尔盆地腹部超压顶面附近油气成藏机制[J]. 中国石油大学学报(自然科学版), 2011, 35(3): 19-25. Yang Zhi, Wang Jinghong, Lin Senhu, et al. Hydrocarbon accumulation mechanism near top overpressured surface in central Junggar Basin[J]. Journal of China University of Petroleum (Edition of Natural Science), 2011, 35(3): 19-25.
 - [9] 牟琨, 云金表. 准噶尔盆地腹部隐蔽油气藏类型与成藏主控因素[J]. 石油实验地质, 2010, 32(2): 154-158. Mu Kun, Yun Jinbiao. Formation of the subtle reservoirs and their exploration in the central junggar basin[J]. Petroleum Geology & Experiment, 2010, 32(2): 154-158.
 - [10] 邹华耀, 郝芳, 张柏桥, 等. 准噶尔盆地腹部油气充注与再次运移研究[J]. 地质科学, 2005, 40(4): 499-509. Zou Huayao, Hao Fang, Zhang Bozhi, et al. History of hydrocarbon-filling and remigrating in hinterland of the junggar basin[J]. Chinese Journal of Geology, 2005, 40(4): 499-509.
 - [11] 蒋锐, 李君, 吴勇, 等. 准噶尔盆地中部油气成藏过程分析[J]. 石油天然气学报, 2011, 33(10): 53-56. Jiang Rui, Li Jun, Wu Yong, et al. Analysis on Hydrocarbon Accumulation Process in Central Junggar Basin[J]. Journal of Oil and Gas Technology, 2011, 33(10): 53-56.
 - [12] 李荣西, 席胜利, 邱领军. 用储层油气包裹体岩相学确定油气成藏期次——以鄂尔多斯盆地陇东油田为例[J]. 石油与天然气地质, 2006, 27(2): 194-199. Li Rongxi, Xi Shengli, Di Lingjun. Oil/gas reservoiring phases determined through petrographic analysis of hydrocarbon inclusions in reservoirs; taking Longdong oilfield, Ordos basin, as an example[J]. Oil & Gas Geology, 2006, 27(2): 194-199.
 - [13] 李丕龙, 冯建辉, 陆永潮, 等. 准噶尔盆地构造沉积与成藏[M]. 北京: 地质出版社, 2010. Li Pulong, Feng Jianhui, Lu Yongchao, et al. Tectonic sedimentation and accumulation in the Junggar Basin[M]. Beijing: Geological publishing House, 2010.
 - [14] 王碧维, 陈红汉, 宋国奇. 准噶尔盆地腹部地区油气成藏期次划分[J]. 新疆石油地质, 2007, 28(1): 33-35. Wang Biwei, Chen Honghan, Song Guoqi. Determination of Hydrocarbon Accumulation Stages in Hinterland Area of Junggar Basin[J]. Xinjiang Petroleum Geology, 2007, 28(1): 33-35.
 - [15] 丁卫星. 准噶尔盆地 MXZ 侏罗系三工河组二段油藏特征及成藏模式[J]. 中国西部油气地质, 2005, 1(2): 189-193. Ding Weixing. Characteristics and accumulation model of reservoirs in member 2 of Sangonghe formation, Lower Jurassic, MXZ, Junggar Basin[J]. West China Petroleum Geosciences, 2005, 1(2): 189-193.
 - [16] 张枝焕, 胡文瑄, 曾溅辉, 等. 东营凹陷下第三系流体-岩石相互作用研究[J]. 沉积学报, 2000, 18(4): 560-565. Zhang Zhihuan, Hu Wenxuan, Zeng Jianhui, et al. Study of fluid-rock interactions in eogene formation in Dongying Depression, Bohai Gulf Basin[J]. Acta Sedimentologica Sinica, 2000, 18(4): 560-565.
 - [17] 胡明毅, 沈娇, 胡蝶. 西湖凹陷平湖构造带平湖组砂岩储层特征及其主控因素[J]. 石油与天然气地质, 2013, 34(2): 185-191. Hu Mingyi, Shen Jiao, Hu Die. Reservoir characteristics and its main controlling factors of the Pinghu Formation in Pinghu structural belt, Xihu Depression[J]. Oil & Gas Geology, 2013, 34(2): 185-191.

(编辑 高岩)