

文章编号:1000-0550(2014)05-0941-09

渤南洼陷沙河街组四段下亚段成岩作用与储层孔隙演化^①

宋国奇^{1,2} 刘鹏¹ 刘雅利³

(1.中国石油大学(华东)地球科学与技术学院 山东青岛 266580;2.中国石化胜利油田分公司 山东东营 257001;
3.中国石化胜利油田分公司地质科学研究院 山东东营 257015)

摘要 为揭示渤南洼陷沙四下亚段成岩演化规律及其对次生孔隙形成的影响,明确勘探方向,应用铸体薄片、扫描电镜、黏土矿物X衍射分析等资料对其进行了研究。结果表明:在沉积环境、埋藏深度和有机酸共同控制下,渤南洼陷出现的压实、压溶、胶结、溶蚀和交代5种主要成岩作用类型在不同区域的成岩强度和分布范围有所差异;受控于断裂体系、沙四上亚段烃源岩及异常高压分布,洼陷中心断裂带处的储集体经历了碱酸交替的成岩环境,在3 200~4 600 m深度段形成了次生孔隙发育带,而洼陷边缘的储集体孔隙演化呈现的是正常压实曲线;依据次生孔隙发育规律,预测有利勘探区应是在洼陷中心、断裂发育、上覆沙四上亚段地层中存在异常高压和较厚烃源岩的区域,结合已发现含油面积,认为下一步的勘探方向应是洼陷中西部的辫状河道储集体与北部辫状河三角洲前缘储集体发育区。研究结果为深层油气有利勘探区预测探索了一条新途径。

关键词 有利勘探区 成岩作用 次生孔隙 沙四下亚段 渤南洼陷

第一作者简介 宋国奇 男 1957年出生 博士 教授级高工 油气勘探综合研究和科研管理 E-mail:songguoqi.slyt@sinopec.com

通讯作者 刘鹏 男 博士研究生 E-mail:1018pengliu@163.com

中图分类号 P618.130.2 **文献标识码** A

我国各大油田中浅层的勘探和开发程度均已较高,稳产面临一定困难,而国民经济对石油资源的需求量日趋增大,故像渤南洼陷沙四下亚段这种深层的石油勘探日益成为备受关注的问题。深层油气勘探的关键在于寻找有利储集层,但由于埋深较大,深部储集层的原生孔隙已所剩无几,故次生孔隙的形成和演化逐渐成为研究热点^[1~5],而成岩作用与次生孔隙的形成和演化又有着密不可分的关系,因此深部储集层的成岩演化及其对孔隙演化产生何种影响是预测深部有利储集层必须要开展的工作。前人对渤南洼陷浅层的成岩演化及孔隙发育情况的认识程度已较高^[6,7],但对深部储集层成岩作用研究较少,已严重制约着对次生孔隙发育情况的认识,从而阻碍了勘探进展。因此,本文结合前人研究成果,利用大量分析化验资料开展了渤南洼陷沙四下亚段成岩作用研究,并分析了成岩演化对次生孔隙形成的影响,预测了有利勘探区,研究结果不仅为渤南洼陷沙四下亚段的油气勘探指出了方向,而且还为地质条件相似的盆地深层寻找有利勘探区提供了思路和方法。

1 区域地质概况

渤南洼陷为沾化凹陷中部的一个三级负向构造单元,为一北断南超的箕状洼陷,其北靠埕东凸起,南临陈家庄凸起,西接义和庄凸起,东为孤岛凸起,是济阳拗陷古近系、新近系发育最全、沉积厚度最大、成藏条件最好的洼陷^[8,9]。渤南洼陷钻遇的基底由下往上为寒武系、奥陶系、石炭系、二叠系、侏罗系及下白垩统,洼陷内充填古近系的孔店组、沙河街组、东营组,新近系的馆陶组、明化镇组及第四系的平原组。本文研究的沙四下亚段地层厚度多在200~500 m,埋深普遍大于3 000 m,为干旱环境下形成的一套红色地层,这一时期在洼陷南部边缘以冲积扇为主,北部边缘以扇三角洲为主,岩性主要为砾岩、砂砾岩夹薄层红色泥岩,冲积扇前端发育辫状河道,河道往北部深洼区绵延,发育广泛的泛滥平原,多条河道在北部深洼区汇聚,形成小范围湖盆,在河道入湖处又形成了辫状河三角洲(图1)。总体上,渤南洼陷沙四下亚段沉积期形成了一套干旱环境下的冲积体系。

^①国家重大专项项目“渤海湾盆地南部油气资源潜力再认识”(编号:2011ZX05006-001)与中石化股份公司科技攻关项目“渤南孤北地区沙四段多储集类型油藏富集规律”(编号:P11078)联合资助
收稿日期:2014-03-24;收修改稿日期:2014-06-19

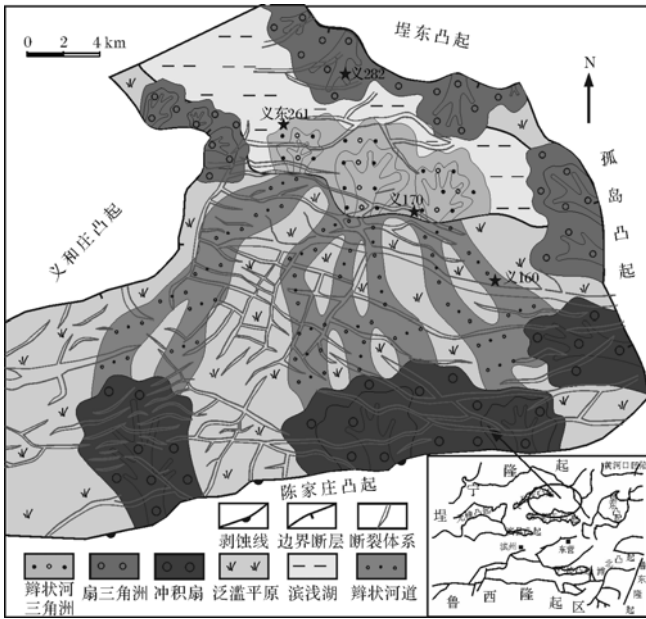


图1 渤南洼陷区域位置与沙四下亚段沉积体系展布图
 Fig.1 The location and distribution of depositional systems of the lower section of Es⁴ about Bonan sag

2 成岩作用类型

渤南洼陷沙四下亚段埋深较大,普遍在3 000 m以下,在漫长的地质历史时期中经历了多个成岩演化阶段,现今普遍处于中成岩B期和晚成岩期^[10],同时也出现了多种成岩作用类型,主要有压实作用、压溶

作用、胶结作用、溶蚀作用以及交代作用。

2.1 压实、压溶作用

渤南洼陷沙四下亚段储集层埋藏较深,加之碎屑组份分选较差,因此具有成分成熟度、结构成熟度均较低但泥质杂基含量高的特点,故压实、压溶作用普遍存在,且特征明显。偏光显微镜下观察可见:泥岩岩屑、云母等塑性颗粒在压实作用下发生塑性变形;碎屑颗粒紧密排列,颗粒之间呈线接触、凹凸接触甚至镶嵌状(图2a);长石、石英等刚性颗粒在压实作用下容易发生破碎、断裂等。

压实、压溶作用使储集层原生孔隙不断减少,孔隙度降低,是该区储集层物性变差的影响因素之一。渤南洼陷沙四下亚段储集层对压实作用产生重要影响的因素是埋深、方解石胶结及异常流体压力的分布,一般情况下埋深越大压实越强烈,但发育在碎屑颗粒之间的早期碳酸盐岩胶结物可有效填充原生孔隙,对压实作用有所抑制,且后期碳酸盐岩胶结物发生溶蚀,对粒间孔隙的形成又有积极的意义,同时早期欠压实和后期生烃作用形成的异常流体压力都可有效阻止压实作用的发生。

2.2 胶结作用

按胶结物的类型,渤南洼陷沙四下亚段储集层的胶结作用包括碳酸盐岩胶结、硅质胶结、黏土矿物胶结等多种类型。

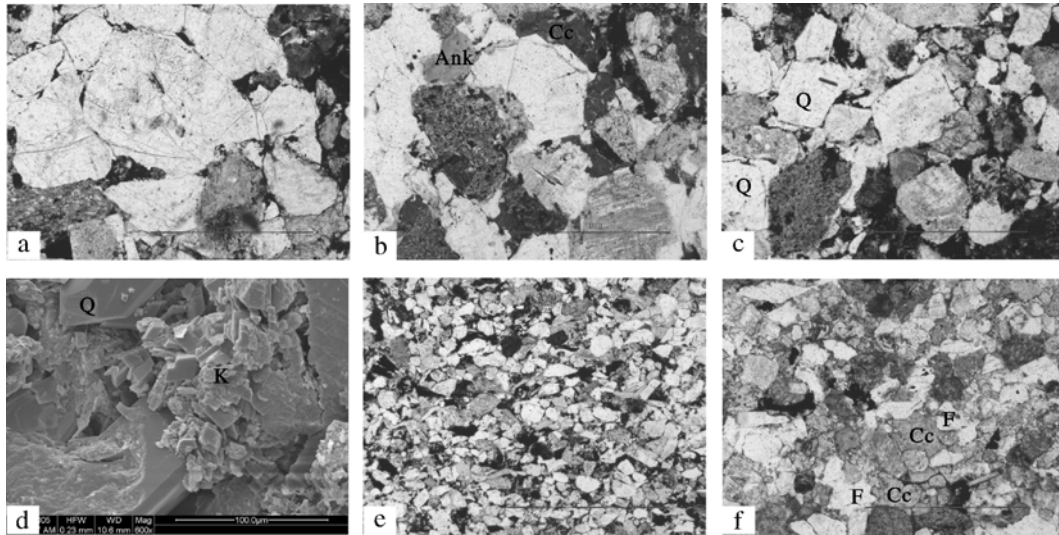


图2 渤南洼陷沙四下亚段成岩作用类型

a.义东261#,4 014.52 m,含砾粗粒长石岩屑砂岩,压溶作用,颗粒呈缝线接触,5×10(正交);b.义170#,3 807.52 m,粗粒长石岩屑砂岩,方解石、铁白云石胶结物充填粒间孔,5×10(-);c.义东261#,4 014.52 m,石英次生加大大部分充填粒间孔隙,5×10(-);d.义282#,3 486.8 m,石英颗粒间的书页状高岭石,600X,扫描电镜;e.义160#,3 613.02 m,含砾细粒长石砂岩,长石、岩屑被溶蚀形成大量粒间孔和铸模孔,5×10(-);f.义170#,3 809.1 m,细中粒长石岩屑砂岩,方解石交代长石,5×10(-)。

Fig.2 The diagenesis types of the lower section of Es⁴ in Bonan sag

2.2.1 碳酸盐岩胶结作用

研究区出现的碳酸盐岩胶结物有方解石、白云石、铁方解石和铁白云石,在空间上分布广泛。碳酸盐胶结物可以形成于成岩作用的各个阶段,不同的胶结物形成的时期有所不同,方解石胶结在区内最常见,镜下可见方解石沉淀于颗粒的边缘,呈衬边状、包壳状(图 2b),白云石则常呈菱形自形晶体充填在粒间孔隙中。在偏光显微镜下观察碳酸盐岩胶结物的分布位置及相互叠置关系可知,充填原生孔隙的方解石、铁方解石形成较早,白云石形成较晚。

碳酸盐岩胶结物在现今状态下的垂向和平面上分布不均匀。垂向上,顶部地层和底部地层分别受早、晚期碱性成岩环境影响较强,因此顶部碳酸盐岩胶结物以及底部铁碳酸盐胶结物含量较高;平面上,由于这一时期气候干旱,形成的小型湖泊水体盐度较高、碱性明显,因此在成岩作用早期向湖盆方向碳酸盐岩胶结作用逐渐增强,形成的胶结物充填粒间孔隙可有效阻止压实作用,保存了大量原生孔隙,但由于有机酸通常经断裂系统进入到储集体中,因此现今状态下断裂较发育的洼陷中部地区碳酸盐岩含量较低,而洼陷边部碳酸盐岩含量相对较高。

2.2.2 硅质胶结作用

渤南洼陷沙四下亚段储集层硅质胶结的表现主要为石英次生加大,偏光显微镜下普遍可见石英次生加大现象(图 2c)。由于埋深较大,渤南洼陷主要以二、三级加大为主,石英次生加大部分会填充原生孔隙并导致原生孔隙度降低,除非有强碱性流体进入,否则被石英加大填满的原生孔隙将很难再发生溶蚀作用,因而硅质胶结作用强烈的地区次生溶孔一般不发育,往往形成致密储集层。此外,在研究中发现黏土杂基发育的井段石英的次生加大不发育;反之,石英次生加大发育的井段内黏土杂基不发育。分析认为:一方面黏土杂基的发育说明岩石成分成熟度较低,石英含量较低,从而石英加大现象就较少见;另一方面,高含量的黏土杂基充填粒间孔隙,有效抑制了石英次生加大边的出现,尽管成岩演化阶段中可能经历了多重成岩环境,但黏土杂基中以高岭石、伊利石和绿泥石为主,当成岩环境变化时,伊利石、绿泥石和高岭石之间相互转化^[11,12],黏土杂基的总含量基本不变,还是充填粒间孔隙,因此石英次生加大边没有空间得以存在。

2.2.3 黏土矿物胶结作用

渤南洼陷沙四下亚段出现的黏土矿物胶结物主要有高岭石、伊利石、绿泥石和伊蒙混层等。高岭石一般呈假六边形片状、书页状或蠕虫状集合体充填孔隙(图 2d),高岭石胶结物的形成一般与长石的溶蚀作用有关,因此其高含量代表了酸性成岩环境,其在渤南洼陷主要分布于洼陷中心的断裂带处,说明断裂带处的储集层受到酸性流体影响较强烈,有次生孔隙发育。伊利石一般呈丝发状、片状充填于粒间孔隙中或在粒表以膜状分布,在垂向上其分布主要集中在研究层段顶部,在平面上围绕洼陷边缘分布,向湖盆方向含量有逐渐降低的趋势,其高含量反映出碱性成岩环境,因此渤南洼陷沙四下亚段现今状态下洼陷边缘储集体总体处于碱性成岩环境中,而洼陷中心储集体则处于酸性成岩环境中。

2.3 溶蚀作用

溶蚀作用是次生孔隙形成的主要原因^[13~16],其有效的提高了储集层的储集性能。受物源区母岩性质和搬运距离的影响,渤南洼陷沉积的砂岩、砂砾岩多为岩屑长石砂岩和长石岩屑砂岩,填隙物含量较高,原生孔隙较少,但是物性研究发现,在埋深大于 3 500 m 的深层中仍然有孔隙度近 20% 的储集层存在,这很大程度上是后期的溶蚀作用造成的。渤南洼陷的溶蚀作用空间上主要分布在洼陷中部的断裂带上,发育的范围较小,最常见的是长石被溶蚀为蚕食状、残余状或港湾状的次生孔隙,常形成粒内溶孔或铸模孔;其次为岩屑和碳酸岩胶结物的溶蚀,碳酸盐胶结物的溶蚀主要形成大量的粒间溶孔(图 2e),岩屑溶解又可形成岩屑内溶孔,溶孔多为微孔,且多呈孤立状,连通性差。

渤南洼陷沙四下亚段溶蚀作用的形成机制主要是成岩过程中有机质成熟产生的有机酸和二氧化碳所形成的酸性水使长石和岩屑等发生溶蚀,但由于沙四下亚段至今没有发现有效烃源岩,其油气主要来自上覆沙四上亚段烃源岩^①,因此控制沙四下亚段储集层发生溶蚀作用的有机酸应与沙四上亚段烃源岩的生排烃活动有关。分析认为:沙四上亚段的烃源岩在生排烃的过程中产生的大量有机酸在异常高压的驱动下,以断层为输导进入到沙四下亚段储集体中并发生溶蚀作用,因此沙四下亚段溶蚀作用较强烈的地区应分布在与沙四上亚段烃源岩对接且断层发育的洼

①宋国奇,刘雅利,程付启,等. 渤南孤北地区沙四段多储集类型油藏富集规律[R]. 东营:胜利油田地质科学研究院,2013:141-143

陷中心断裂带上,这也与沙四下亚段溶蚀作用的实际分布情况一致。

2.4 交代作用

渤南洼陷沙四下亚段的交代作用在空间上的分布很不均匀,主要以多层、薄层状为特点,平面上延伸的规模也不大,而且主要以方解石对长石的交代为主,颗粒边缘呈锯齿状或港湾状,甚至可以完全交代碎屑颗粒形成方解石假象(图 2f),交代作用是由一种矿物演变为另一种矿物,其对孔隙增大或减小的贡献基本可忽略。

3 成岩模式及孔隙演化

3.1 成岩模式

渤南洼陷沙四下亚段沉积期干旱的气候造就了多盐少雨的沉积环境,在这种沉积环境下形成了沉积期偏碱性的湖泊水体^[17-18],因此渤南洼陷沙四下亚段在早期沉积到后期埋深小于 2 600 m 之前经历的都是弱碱性成岩环境,这一过程为早成岩阶段,机械压实作用为主要成岩作用类型,颗粒之间由早期的不接触-点接触到中期的点-线接触直到晚期的线接触,储集层的原生粒间孔不断减少,已变得较为致密,同时弱碱性的成岩环境致使方解石胶结物出现和黏土杂基沉淀,进一步减少了粒间孔隙。

当渤南洼陷沙四下亚段储集层埋深超过 2 600 m 时,上覆沙四上亚段烃源岩埋深超过 2 200 m,进入到中成岩 A 期,有机质 R_o 大于 0.5% 并开始生烃,生排烃过程中产生了有机酸开始对沙四下亚段的储集层产生影响。需要指出的是:沙四上亚段的有机酸对沙

四下亚段储集层的影响只局限在洼陷中心的断裂带,在这里沙四上亚段烃源岩厚度较大,生烃能力强,生烃增压效应形成了异常高压,同时断裂体系发育,生烃过程中产生的有机酸在异常高压的驱动下顺断层面进入到沙四下亚段储集层中,因此烃源岩发育、异常高压和断裂体系是控制沙四上亚段有机酸能顺利进入到沙四下亚段储集层中的三个因素,三因素缺一不可,共同控制了渤南洼陷沙四下亚段只在洼陷中心的断裂带处发生了较强的溶蚀作用(图 3)。由于这一时期为沙四上亚段烃源岩初次生烃期,生排烃量不是很大,产生的有机酸数量有限,能进入到沙四下亚段地层中的有机酸更是稀少,因此只在洼陷中心断裂带处产生了微弱的溶蚀作用,并出现了石英次生加大现象,但在渤南洼陷的其它区域还是以弱碱性成岩环境为主,没有发生溶蚀作用。

当渤南洼陷沙四下亚段储集层埋深超过 3 700 m 时,进入到中成岩 B 期,其上覆的沙四上亚段烃源岩开始大量生烃并产生了大量有机酸,有机酸优先进入与烃源岩横向对接的沙四下亚段储集层中,同时还在异常高压的驱动下顺断层向下注入到下伏储集层中。有机酸的大量注入,使得洼陷中心断裂带处的储集层中早期碳酸盐岩胶结物和长石发生溶蚀,形成大量粒间、粒内容蚀孔。这一时期已达到机械压实的末期,整个渤南洼陷颗粒呈凹凸接触,并有裂缝出现,在洼陷中心断裂带处可见石英次生加大现象(图 3)。

随着埋深的进一步增大,当超过 5 000 m 时已到晚成岩阶段,这一时期整个渤南洼陷机械压实作用都已停止,并由于不再受到有机酸影响,成岩环境逐渐

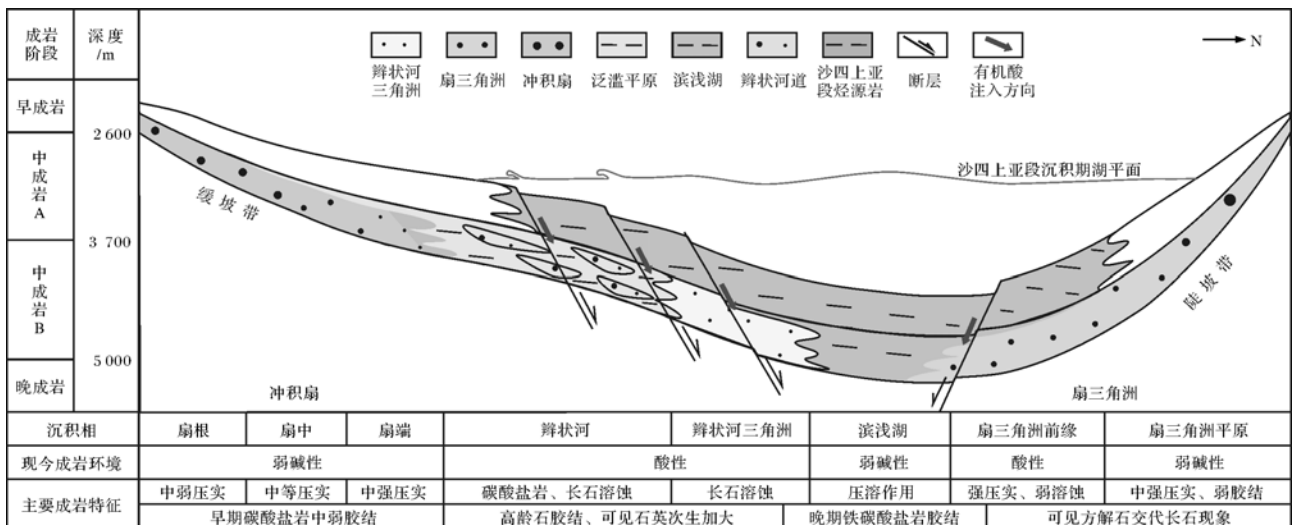


图 3 渤南洼陷沙四下亚段成岩模式图

Fig.3 The diagenetic model of the lower section of Es⁴ in Bonan sag

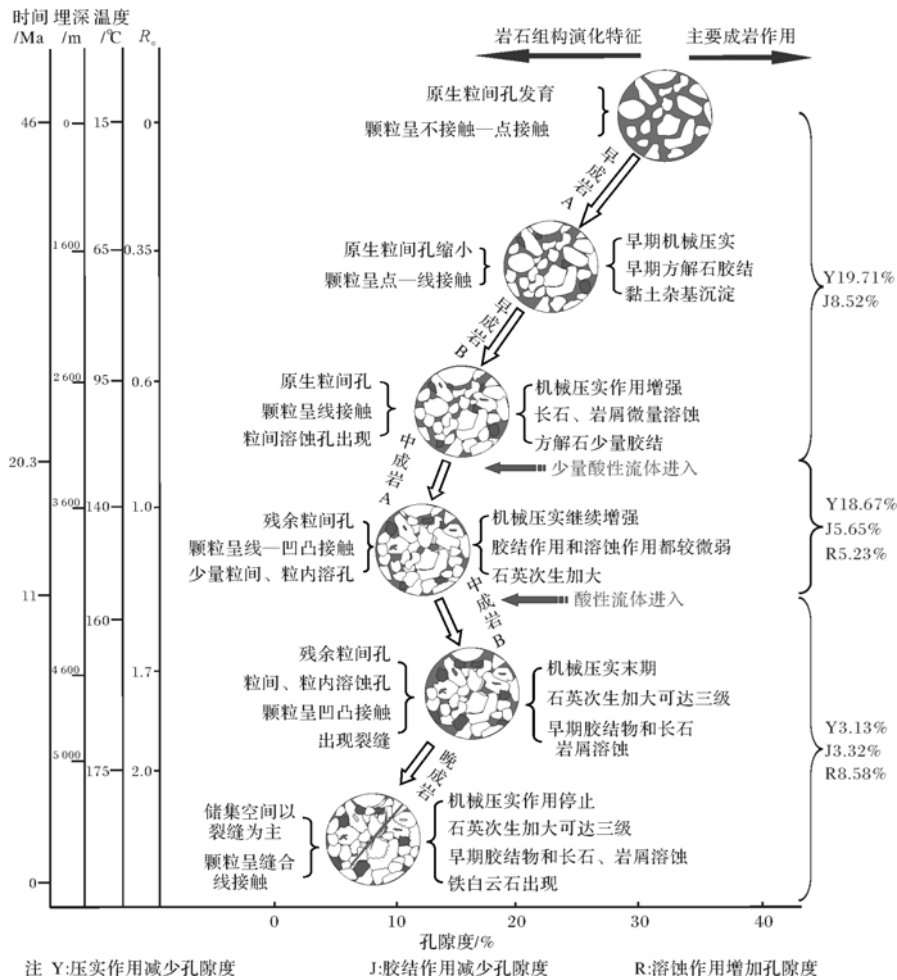


图 4 渤南洼陷沙河四下亚段储集层成岩现象与孔隙演化图

Fig.4 The diagenetic phenomenon and evolution of porosity about reservoir of the lower section of Es⁴ in Bonan sag

向后期弱碱性转变,铁白云石胶结物出现,颗粒呈缝合线接触,储集空间以压溶缝和构造裂缝为主。

3.2 孔隙演化

此次研究首先在前期进行了大量的取样和分析化验,并根据分析所得的大量镜下薄片资料对成岩作用及孔隙演化进行了定量分析,分析中只考虑了三种主要成岩作用对孔隙演化的影响,也即是压实、胶结作用减少孔隙度,溶蚀作用增加孔隙度。

众所周知,每个岩石样品点的原始孔隙度($\phi_{原始}$)可应用 Sneider 图版通过颗粒的分选性进行估算得到,而现今孔隙度($\phi_{现今}$)可由分析化验所得,这也是孔隙演化定量研究的基础。在得知了每个样品点的原始孔隙度和现今孔隙度后,选取位于早成岩阶段结束时所对应深度段附近的样品点进行分析,此时基本无溶蚀作用发生,依据胶结物的含量可估算出胶结作用减少的孔隙度($\phi_{早胶结}$),由原始孔隙度减掉

现今孔隙度再减掉胶结作用减少的孔隙度,即可得到由压实作用减少的孔隙度($\phi_{早压实}$),把所有样品点数据进行平均后所得数值可以认为是早成岩阶段压实和胶结作用减少的孔隙度。然后,再选取位于中成岩 A 阶段结束时所对应深度段附近的样品点,根据早成岩阶段孔隙演化的定量研究结果可估算出样品点在中成岩 A 期开始时的孔隙度($\phi_{中A开始}$),也即是“ $\phi_{中A开始} = \phi_{原始} - \phi_{早胶结} - \phi_{早压实}$ ”,然后通过镜下观察估计出每个样品点的面孔率,把面孔率和现今孔隙度进行拟合可建立面孔率与现今孔隙度之间的关系,在此基础上估计出由溶蚀作用产生的面孔率后可求取溶蚀作用增加的孔隙度($\phi_{中A溶蚀}$),由于中成岩 A 期酸性流体所溶蚀的主要为早期碳酸盐岩胶结物,因此可根据溶蚀孔隙和现今胶结物的含量之和估算出成岩作用开始直到中成岩 A 期结束时胶结作用减少的孔隙度($\phi_{胶结}$),此数值减掉早成岩阶段胶结作用减少

孔隙度($\phi_{\text{早胶结}}$)便可得中成岩 A 期胶结作用减少的孔隙度($\phi_{\text{中A胶结}}$),至此得知了中成岩 A 期溶蚀作用增加的孔隙度($\phi_{\text{中A溶蚀}}$)和胶结作用减少的孔隙度($\phi_{\text{中A胶结}}$),再由样品点中成岩 A 期开始时的孔隙度($\phi_{\text{中A开始}}$)减掉现今孔隙度($\phi_{\text{现今}}$)减掉胶结作用减少的孔隙度($\phi_{\text{中A胶结}}$),然后加上溶蚀作用增加的孔隙度($\phi_{\text{中A溶蚀}}$)便可得到由压实作用减少的孔隙度($\phi_{\text{中A压实}}$),也既是“ $\phi_{\text{中A压实}} = \phi_{\text{中A开始}} - \phi_{\text{现今}} - \phi_{\text{中A胶结}} + \phi_{\text{中A溶蚀}}$ ”。根据这种思路便可以分别求出中成岩 B 和晚成岩阶段各成岩作用对孔隙演化的定量影响,需要指出的是在中成岩 B 及晚成岩阶段酸性流体所溶蚀的不单是早期碳酸盐岩胶结物,还有长石,因此研究中要在镜下分别估计出胶结物溶蚀孔隙和长石溶蚀孔隙所占比例,只把胶结物溶蚀孔隙和胶结物含量相加才可准确得出胶结作用减少孔隙度。

由成岩模式研究可知渤南洼陷沙四下亚段在埋深较浅时一直为弱碱性成岩环境,成岩作用以机械压实为主,有少量的胶结作用发生,依据成岩作用定量研究结果,其中压实作用减少了 19.71% 的孔隙度,胶结作用减少了 8.52% 的孔隙度,孔隙空间类型以原生粒间孔为主(图 4),孔隙度演化曲线呈正常压实曲线(图 5);当埋深超过 2 600 m 时,上覆沙四上亚段烃源岩产生的有机酸开始进入到沙四下地层中,在洼陷中心的断裂带处发生溶蚀,溶蚀作用在有机酸注入的早期较微弱,成岩作用仍以机械压实为主,压实减孔达 18.67%,同时溶蚀增加了 5.23% 的孔隙度,孔隙空间类型以残余粒间孔为主,有少量粒间、粒内溶孔发育;伴随着埋深的增大,沙四上亚段烃源岩生过程中产生的有机酸大量注入到沙四下地层中,分布在洼陷中心断裂带处的辫状河道储集体和辫状河三角洲储集体遭受了较强烈的溶蚀,这一时期溶蚀可增大 8.58% 的孔隙度,由于到达机械压实末期,压实作用只减少 3.13% 的孔隙度,从而形成了次生孔隙发育带,这一阶段残余粒间孔已较少,孔隙空间类型以粒间、粒内溶蚀孔为主(图 4)。需要指出的是:由于溶蚀作用只在洼陷中心断裂带处较强烈,因此次生孔隙在平面上主要分布在断裂带处沉积的辫状河道和辫状河三角洲储集体中,而在洼陷边缘沉积的冲积扇和扇三角洲中不甚发育,从而洼陷边缘储集体的孔隙演化曲线呈现的是正常压实曲线;垂向上,由于断裂带处沉积的辫状河道和辫状河三角洲埋深相对较大,因此次生孔隙主要集中在辫状河道和辫状河三角洲储集体发育的 3 200~4 600 m 地层中(图 5)。

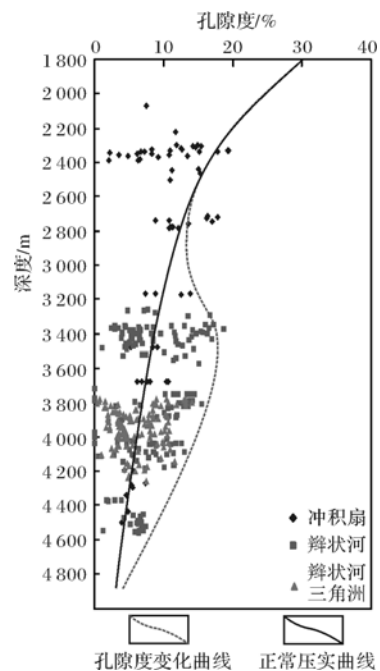


图 5 渤南洼陷沙四下亚段现今孔隙度分布

Fig.5 The porosity distribution of the lower section of Es⁴ in Bonan sag

4 成岩作用与有利勘探区带关系

深层油气勘探在于寻找次生孔隙发育的有利储集层^[19-21],由上文研究可知渤南洼陷沙四下亚段次生孔隙较发育的储集体集中在洼陷中心的断裂带处,这一点从发育次生孔隙井的位置也可得到证实(图 6)。究其原因,认为:洼陷中心的断裂带,其上覆沙四上亚段烃源岩厚度较大,且有异常高压发育,同时还有大量的断层沟通上、下地层,沙四上亚段烃源岩在生排烃过程中产生的有机酸在异常高压驱动下顺断层进入到沙四下亚段中,使储集体发生溶蚀作用从而形成次生孔隙。从而,在对控制次生孔隙发育的 3 因素进行综合分析后认为:沙四下亚段有利勘探区应是在洼陷中心断裂发育、上覆沙四上亚段地层中存在异常高压和较厚烃源岩的区域(图 6)。

据 2013 年取得的最新勘探成果显示:在渤南洼陷沙四下亚段发现的油气主要集中在洼陷中部断裂带附近的辫状河道及辫状河三角洲砂体中,油气沿断裂带呈东西向带状分布(图 6)。这一区域不但有多种类型储集体,且上覆沙四上亚段异常压力高、烃源岩厚度大、断裂体系也较发育,具备研究区次生孔隙发育的 3 因素条件,因此形成了油气聚集。实际取得的勘探成果不但验证了次生孔隙发育的 3 因素条件,还指明了有利勘探区预测的方向,抛开已发现的含油

面积,认为下一步的勘探区带应是中西部的辫状河道储集体发育区以及北部辫状河三角洲前缘储集体发育区(图6)。

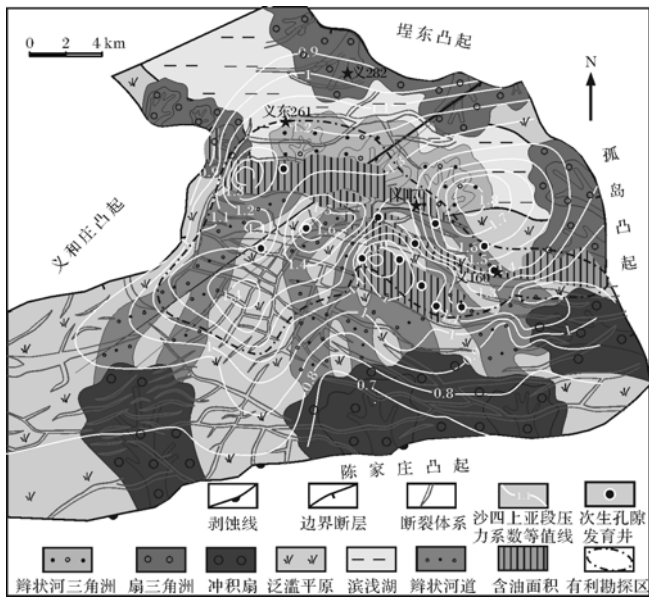


图6 渤南洼陷沙四下亚段有利勘探区预测

Fig.6 The prediction of the favourable exploration areas of the lower section of Es⁴ in Bonan sag

5 结论

(1) 渤南洼陷沙四下亚段主要发育的成岩作用类型有压实作用、压溶作用、胶结作用、溶蚀作用和交代作用,沉积环境、埋深和有机酸共同控制各成岩作用的强度及分布。

(2) 渤南洼陷沙四上亚段烃源岩厚度及其异常高压分布和断裂体系发育程度共同控制沙四下亚段不同区域的成岩演化模式,其中洼陷中心断裂带处的储集体受有机酸影响经历了碱酸交替的成岩环境,在3 200~4 600 m深度段形成了次生孔隙发育带;而洼陷边缘的储集体经历的是一直是偏碱性成岩环境,孔隙演化呈现的是正常压实曲线。

(3) 渤南洼陷沙四下亚段有利勘探区应是在洼陷中心、断裂发育、上覆沙四上亚段存在异常高压和较厚烃源岩的区域,结合已发现含油范围,认为下一步勘探方向应是中西部的辫状河道储集体发育区以及北部辫状河三角洲前缘储集体发育区。

参考文献 (References)

1 张福顺,朱允辉,王芙蓉. 准噶尔盆地腹部深埋储层次生孔隙成因机理研究[J]. 沉积学报,2008,26(3):469-478 [Zhang Fushun, Zhu Yunhui, Wang Furong. Forming mechanism of secondary pores in deep

buried reservoirs of Junggar Basin [J]. *Acta Sedimentologica Sinica*, 2008, 26(3): 469-478]

2 司学强,张金亮. 博兴洼陷沙四上亚段滩坝砂岩次生孔隙形成机制[J]. 地质科技情报,2008,27(1):59-63 [Si Xueqiang, Zhang Jinliang. Mechanism of secondary pore of the beach bar sandstones in the Upper Es⁴ of the Palaeogene, Boxing sag [J]. *Geological Science and Technology Information*, 2008, 27(1): 59-63]

3 Veerle Vandeginste, Rudy Swennen, Sarah A Gleeson, *et al.* Development of secondary porosity in the Fairholme carbonate complex (southwest Alberta, Canada) [J]. *Journal of Geochemical Exploration*, 2006, 89(1/2/3): 394-397

4 Knut Bjørlykke, Jens Jahren. Open or closed geochemical systems during diagenesis in sedimentary basins: Constraints on mass transfer during diagenesis and the prediction of porosity in sandstone and carbonate reservoirs [J]. *AAPG Bulletin*, 2012, 96(12): 2193-2214

5 吴林钢,李秀生,郭小波,等. 马朗凹陷芦草沟组页岩油储层成岩演化与溶蚀孔隙形成机制[J]. 中国石油大学学报:自然科学版,2012,36(3):38-44 [Wu Lingang, Li Xiusheng, Guo Xiaobo, *et al.* Diagenetic evolution and formation mechanism of dissolved pore of shale oil reservoirs of Lucaogou Formation in Malang sag [J]. *Journal of China University of Petroleum*, 2012, 36(3): 38-44]

6 李文浩,张枝焕,咎灵,等. 渤南洼陷北部陡坡带沙河街组砂砾岩有效储层物性下限及其主控因素[J]. 石油与天然气地质,2012,33(5):766-777 [Li Wenhao, Zhang Zhihuan, Zan Ling, *et al.* Lower limits of physical properties and their controlling factors of effective coarse-grained clastic reservoirs in the Shahejie Formation in northern steep slope of Bonan subsag, Bohai Bay Basin [J]. *Oil & Gas Geology*, 2012, 33(5): 766-777]

7 咎灵,张枝焕,王顺华,等. 渤南洼陷北部陡坡带砂砾岩储层成岩作用研究[J]. 天然气地球科学,2011,22(2):299-306 [Zan Ling, Zhang Zhihuan, Wang Shunhua, *et al.* Diagenesis of sandy conglomerate reservoir in northern steep slope of Bonan subsag [J]. *Natural Gas Geoscience*, 2011, 22(2): 299-306]

8 徐兴友,徐国盛,秦润森. 沾化凹陷渤南洼陷沙四段油气成藏研究[J]. 成都理工大学学报:自然科学版,2008,35(2):113-120 [Xu Xingyou, Xu Guosheng, Qin Runsen. Study on hydrocarbon migration and accumulation of Member 4 of Shahejie Formation in Bonan sag, Zhanhua depression, China [J]. *Journal of Chengdu University of Technology: Science & Technology Edition*, 2008, 35(2): 113-120]

9 郭瑞超,李延钧,王廷栋,等. 胜利油田渤南洼陷古近系油气源与成藏特征[J]. 新疆石油地质,2009,30(6):674-676 [Guo Ruichao, Li Yanjun, Wang Tingdong, *et al.* Oil-gas source and accumulation characteristics of Paleogene in Bonan sub-sag in Shengli oil field [J]. *Xinjiang Petroleum Geology*, 2009, 30(6): 674-676]

10 吴富强,李后蜀,胡雪,等. 沾化凹陷渤南洼陷沙四段成岩史恢复及成岩模式建立[J]. 油气地质与采收率,2001,8(6):1-4 [Wu Fuqiang, Li Houshu, Hu Xue, *et al.* Diagenetic history of Es4 in Bonan subsag of Zhanhua sag and establishment of diagenetic model [J]. *Petroleum Geology and Recovery Efficiency*, 2001, 8(6): 1-4]

11 周瑶琪,周振柱,陈勇,等. 东营凹陷民丰地区深部储层成岩环境变化研究[J]. 地学前缘,2011,18(2):268-276 [Zhou Yaoqi, Zhou

- Zhenzhu, Chen Yong, *et al.* Research on diagenetic environmental changes of deep reservoir in Minfeng area, Dongying sag[J]. *Earth Science Frontiers*, 2011, 18(2): 268-276]
- 12 梁建设,王琪,郝乐伟,等. 西湖凹陷渐新统花港组储层砂岩成岩环境演化探讨[J]. *天然气地球科学*, 2012, 23(4): 673-680 [Liang Jianshe, Wang Qi, Hao Lewei, *et al.* Evolution of diagenetic environments for Oiligocene Huaguang Formation sandstone in Xihu sag[J]. *Natural Gas Geoscience*, 2012, 23(4): 673-680]
- 13 崔勇,赵澄林. 深层砂岩次生孔隙的成因及其与异常超压泄漏的关系——以黄骅凹陷板桥凹陷板中地区滨IV油组为例[J]. *成都理工学院学报*, 2002, 29(1): 49-52 [Cui Yong, Zhao Chenglin. Secondary porosity generation and the relationship associated with overpressure leakage[J]. *Journal of Chengdu University of Technology*, 2002, 29(1): 49-52]
- 14 郝乐伟,王琪,廖朋,等. 番禺低隆起—白云凹陷北坡第三系储层次生孔隙形成机理分析[J]. *沉积学报*, 2011, 29(4): 734-743 [Hao Lewei, Wang Qi, Liao Peng, *et al.* Forming mechanism of secondary porosity in Tertiary reservoirs in Panyu Low Uplift and north slope of Baiyun sag[J]. *Acta Sedimentologica Sinica*, 2011, 29(4): 734-743]
- 15 王勇,钟建华,马锋,等. 济阳拗陷陡坡带深层砂砾岩体次生孔隙成因机制探讨[J]. *地质学报*, 2008, 82(8): 1152-1160 [Wang Yong, Zhong Jianhua, Ma Feng, *et al.* The mechanism of secondary porosity in the deep-seated gravel reservoirs on the steep slope belt, Jiyang depression[J]. *Acta Geological Sinica*, 2008, 82(8): 1152-1160]
- 16 黄洁,朱如凯,侯读杰,等. 深部碎屑岩储层次生孔隙发育机理研究进展[J]. *地质科技情报*, 2007, 26(6): 76-82 [Huang Jie, Zhu Rukai, Hou Dujie, *et al.* The new advances of secondary porosity genesis mechanism in deep clastic reservoir[J]. *Geological Science and Technology Information*, 2007, 26(6): 76-82]
- 17 邱隆伟,赵伟,刘魁元. 碱性成岩作用及其在济阳拗陷的应用展望[J]. *油气地质与采收率*, 2007, 14(2): 10-16 [Qiu Longwei, Zhao Wei, Liu Kuiyuan. Alkali diagenesis and its application in Jiyang depression[J]. *Petroleum Geology and Recovery Efficiency*, 2007, 14(2): 10-16]
- 18 唐雁刚,罗金海,马玉杰,等. 库车拗陷下侏罗统碱性成岩环境对储集物性的影响[J]. *新疆石油地质*, 2011, 32(4): 356-358 [Tang Yangang, Luo Jinhai, Ma Yujie, *et al.* Effect of alkaline diagenetic environment of Lower Jurassic on reservoir property in Kuqa depression[J]. *Xinjiang Petroleum Geology*, 2011, 32(4): 356-358]
- 19 陈方文,卢双舫,黄振凯,等. 松辽盆地古龙凹陷青一段沉积特征及有利勘探区[J]. *中南大学学报:自然科学版*, 2013, 44(5): 1955-1963 [Chen Fangwen, Lu Shuangfang, Huang Zhenkai, *et al.* Sedimentary characteristics and favorable exploration zone of K₁qn¹ in Gulong depression of Songliao Basin[J]. *Journal of Central South University: Science and Technology*, 2013, 44(5): 1955-1963]
- 20 Esteban M, Taberner C. Secondary porosity development during late burial in carbonate reservoirs as a result of mixing and/or cooling of brines[J]. *Journal of Geochemical Exploration*, 2003, 79: 355-359
- 21 Franca A B, Araujo L M, Maynard J B, *et al.* Secondary porosity formed by deep meteoric leaching: Botucatu eolianite, southern South America[J]. *AAPG Bulletin*, 2013, 87(7): 1073-1082

Diagenesis and Reservoir Porosity Evolution of the Lower Section of the 4th Member of Shahejie Formation in Bonan Sag

SONG Guo-qi^{1,2} LIU Peng¹ LIU Ya-li³

(1. College of Geo-Science and Technique, China University of Petroleum (Hua Dong), Qingdao, Shandong 266580;

2. Sinopec Shengli Oilfield Company, Dongying, Shandong 257001;

3. Geological Science Research Institute, Sinopec Shengli Oilfield Company, Dongying, Shandong 257015)

Abstract: In order to analyze diagenetic regularity and its effect to the formation about secondary pore and seek favorable exploration regions, detailed research has been carried on based on casting, scan electron microscope and X-ray diffraction data. The result shows that; be controlled by depositional environment, buried depths and organic acid, both of intensity and distribution range about the compaction, pressure solution, cementation, dissolution and metasomatism occurred in Bonan sag are different in dissimilar regions. The reservoir that distributed in fault zone in the centre of Bonan sag undergo acid and alkali alternately diagenetic environment that is controlled by fault system, distribution of source rock and abnormal overpressure that in the upper section of Es⁴. For this reason, secondary pore zones formed in the depths between 3 200 m and 4 600 m. The vertical evolution of porosity about reservoir that distributed along the edge of Bonan sag present normal compaction curve. At last, with the guidance of evolution characteristics of secondary pore, combining distribution characteristics of oil-bearing area that have been ascertained, we forecasted the favorable exploration areas including braided channel that distributed in midwest and braided river delta front that distributed in northern of Bonan sag.

Key words: favorable exploration areas; diagenesis; secondary pores; lower section of the 4th member of Shahejie Formation; Bonan sag