

文章编号: 1000-0550(2004)02-0244-10

中国油气田古岩溶与油气储层

陈学时 易万霞 卢文忠

(中国石油集团杭州石油地质研究所 杭州 310023)

摘要 在我国油气田勘探中,与不整合面有关的碳酸盐岩古岩溶储层普遍发育,并占有十分重要的地位。着重讨论我国鄂尔多斯盆地奥陶系、塔里木盆地轮南潜山奥陶系和四川盆地震旦系等典型油气田古岩溶储层发育特征与油气关系,指出我国油气田古岩溶储层具有以下几个特征:(1)古岩溶垂向分带明显,地表残积带、垂直渗流—水平潜流带等发育齐全。(2)储集空间主要由岩溶作用形成的半充填或未充填残余溶蚀孔洞缝组成。优质储层类型以裂缝-溶蚀孔洞型储层为主,为各大油气田高产、稳产的最重要储层和主力产气层。(3)储层受古岩溶地貌和断层裂缝的控制明显。古岩溶斜坡和断裂发育区,古岩溶发育强烈,是溶蚀孔洞层和储层发育的有利地区。(4)埋藏有机溶蚀作用形成的次生孔隙为有效孔隙,它的发育与烃类的形成、演化和运聚相匹配。(5)古风化壳岩溶作用和埋藏有机溶蚀作用的多期次叠加和改造,是古岩溶储层及油气藏形成的最佳组合模式。古岩溶储层为中国深层油气勘探提供了一个新的勘探领域。

关键词 中国油气田 震旦系 奥陶系 古岩溶储层 古风化壳岩溶作用 埋藏有机溶蚀作用

第一作者简介 陈学时 男 1942 年出生 高级工程师 沉积学和油气储层

中图分类号 TE122.2⁺21 **文献标识码** A

在我国油气田勘探中,与不整合面有关的碳酸盐岩古风化壳、古岩溶储层普遍发育,并占有十分重要的地位。可以认为古岩溶作用是含有 CO₂ 的地表水(大气淡水)和酸性地下水对可溶碳酸盐岩淋滤、溶蚀、搬运、沉积及充填等多种作用的综合。它通常包括三期不同类型的溶蚀作用,即同生期大气淡水溶蚀作用、古风化壳岩溶作用及埋藏有机溶蚀作用。

古岩溶成因与海平面的相对升降及构造运动密切相关。由于海平面的相对下降及区域构造运动的抬升,造成下伏碳酸盐岩地层隆升暴露,遭受风化剥蚀和淋滤岩溶作用,发育大量溶蚀孔洞缝,形成古风化壳岩溶储层,为油气藏形成提供了条件。目前,已经在塔里木盆地、鄂尔多斯盆地、四川盆地和渤海湾盆地等中生代中发现了大量古风化壳岩溶型储层,并找到了许多大型油气田。所以,古岩溶储层为中国深层油气勘探提供了一个新的领域。

1 典型油气田古风化壳岩溶作用及储层特征与分布

我国古岩溶油气田分布广泛。本文以鄂尔多斯盆地奥陶系、塔里木盆地轮南潜山奥陶系、四川盆地上震旦统

等典型油气田为实例,对其古岩溶作用和油气储层形成机理及分布规律作一探讨。

1.1 鄂尔多斯盆地奥陶系油气田古风化壳岩溶作用及储层特征与分布

鄂尔多斯盆地奥陶系由下而上主要由冶里组、亮甲山组、马家沟组和峰峰组组成,代表三个较大的区域性海侵-海退旋回。中奥陶世马家沟期全区已演化为内陆棚盆地沉积^[1](图 1),其岩性以微-粉晶白云岩、砂(砾)屑白云岩、泥质膏质白云岩、硬石膏岩和石盐岩互层组合为主。盆西缘硬石膏白云岩坪是本区天然气藏的主要分布区。

马家沟组分为六个层段,马六段基本已被剥蚀,马五段顶部亦残缺不全。马五段分为马五₁至马五₁₀共 10 个小层,其中马五₁—马五₄是目前的主要勘探目的层。奥陶纪末加里东运动使鄂尔多斯盆地整体抬升,遭受了长达 150 Ma 的风化剥蚀。至中石炭世才开始沉降,接受中上石炭统的沉积,并在这个不整合面附近形成了大型油气藏。

鄂尔多斯盆地奥陶系油气田主要为一套古风化壳岩溶型储层,由奥陶系马家沟组盆缘膏云坪含石膏结核孔洞型粉晶白云岩组成,主要分布于马家沟组马五₁—马五₄段,其中尤以马五₁段最为重要。马五₁段的

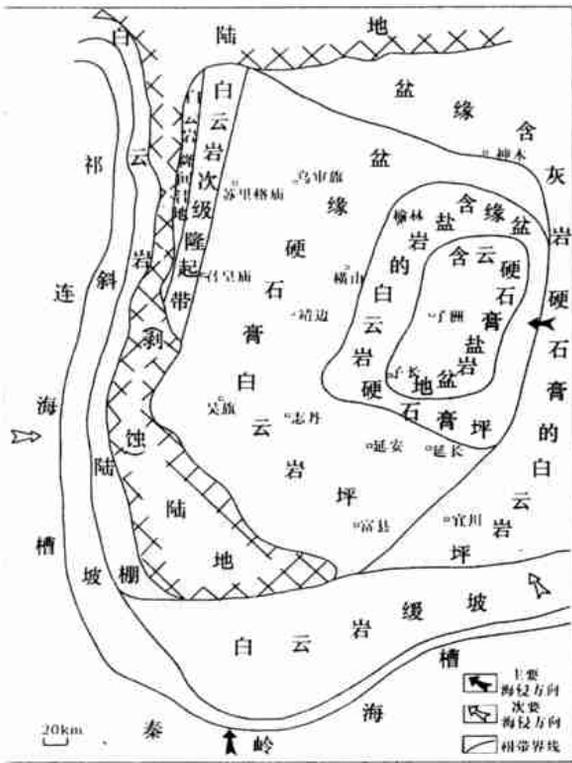


图 1 鄂尔多斯盆地中奥陶统马家沟组马五段沉积环境和岩相展布图
Fig. 1 The sedimentary environments and lithofacies map of M₅ of Mid Ordovician, Ordos Basin

主要储层和产气层则分布于马五₃¹,其次是马五₂¹,白云岩单层厚 3~5 m。马五₃¹和马五₂¹气层平均有效厚度分别为 2.42 m 和 2.40 m,储层连片稳定分布,面积达 4 × 10⁴ km²,已基本探明具特大级气田天然气地质储量。

1.1.1 奥陶系马五₁段古风化壳岩溶带及储层特征

本区奥陶系古风化壳岩溶带厚度一般在 30~80 m,垂向分带明显,可划分出地表岩溶残积带、垂直渗流岩溶带和水平潜流岩溶带等。

地表岩溶残积带 以铁铝质泥岩为主。上部为灰绿、棕红、灰黄色泥质岩及粘土,下部为黑褐色角砾状铁铝质泥岩、岩溶角砾岩、褐铁矿和黄铁矿,底部侵蚀面凹凸不平。该带厚约 0.5~5m。

垂直渗流岩溶带 分布于马五₁¹-马五₂¹顶部。大气淡水沿裂缝垂直高速向下渗流溶蚀,发育以垂向形态为特征的溶蚀孔洞缝,并大部为泥质、粉砂质、淡水方解石及黄铁矿等充填-半充填。该带储层物性相对较低,孔隙度通常为 1.67%~3.28%,渗透率为 1 × 10⁻³~2.42 × 10⁻³ μm²,最高达 3 × 10⁻³ μm²。形成以裂缝型和溶蚀孔洞-裂缝型为主的储集层段。该带厚 10~25 m。

水平潜流岩溶带 分布于马五₂¹中部-马五₃¹。该

带岩溶水受压力梯度控制并沿水平方向流动,往往形成层流。在潜水面附近,不饱和的地下岩溶水流动交替活跃,水平状岩溶发育。同时还由于石膏(结核)及盐类等易溶矿物的强烈溶蚀而形成的富含 SO₄²⁻ 的地下水,更加强了对碳酸盐岩的岩溶作用。该层段含石膏结核粉白云岩被选择性和非选择性地强烈溶蚀并形成三套水平状、蜂窝状溶蚀孔洞层,其间为致密层泥质微晶白云岩所分隔。孔洞层以硬石膏结核溶蚀孔洞为主,其次为白云石晶间孔、晶间溶孔、膏(盐)模孔、膏(盐)模溶扩孔及其裂缝溶扩孔洞。硬石膏结核孔洞呈圆状、椭圆状及哑铃状,洞(孔)径达 0.5~2 mm,大的可达 3~4 mm,最大溶洞达 30~40 mm。硬石膏结核孔洞除部分未充填外,大部分被渗流白云石粉砂及方解石、次生硬石膏自生石英等充填-半充填,以半充填为主,其中示底构造明显,从而使大部分硬石膏结核中发育有圆形、新月形、半圆形及不规则残余溶蚀孔洞,同时还发育白云岩晶间孔、晶间溶孔、膏模孔、盐模孔、粒内溶孔、角砾间溶蚀孔洞和裂缝溶扩孔洞等。孔、洞间垂直及高角度裂缝、网纹状碎裂缝、角砾缝、微裂缝、压溶缝、层间缝及构造缝普遍发育并与孔洞连通,形成以裂缝-溶蚀孔洞型为主的储层类型及洞缝相连的储渗体系(图 2),面孔率达 15%~25%。该带马五₁₃孔隙度 3.2%~9.2%,渗透率 0.01 × 10⁻³~82.2 × 10⁻³ μm²,以 4.21 × 10⁻³~40.6 × 10⁻³ μm²为主,属非均质性储层,为马五₁储层的主体和最重要的天然气储集层段。该带厚 5~13 m。



图 2 马五₁³段硬石膏结核溶蚀孔洞与网状裂缝照片

Fig. 2 Dissolved pores, vugs and netlike fissures in M₅₁³
(照片说明:含石膏结核粉白云岩,扩溶的裂碎缝发育,膏结核溶膜孔和裂碎缝被渗流粉砂半充填,细裂缝未充填或局部充填,形成良好储渗体系,×50)

位于马五₁¹-马五₃¹段渗-潜流岩溶带硬石膏结核溶蚀孔洞层的发育及网纹状裂缝的天然匹配和连通,构成了本区大型气田的最主要储层和主力产气层。该带具有层位厚度稳定、连片分布、面积广和普遍产气的特点。

本区潜流岩溶带三套水平溶蚀孔洞层的出现,表明了侵蚀面岩溶纵向上所具有的多旋回性,代表了三期明显的岩溶作用,反映了构造隆升或海平面的周期性降低。

1.1.2 古岩溶地貌及其对储层的控制作用

鄂尔多斯盆地古地形西高东低,中西部地区风化剥蚀较东部强烈,因此古风化壳层位自西向东逐渐变新,穿层分布,残余厚度自西向东明显变薄。西部城川一带厚 90~110 m,中部靖边一带厚 50~80 m,东部子洲一带厚 40~70 m。古岩溶地貌可划分为古岩溶高地、古岩溶斜坡及古岩溶盆地等地貌单元(图 3)。在古岩溶斜坡和古岩溶盆地内又分别可进一步划分出古残丘、古台地、古沟槽、古谷地和古谷地、古台地、古沟槽等组合类型^[2]。

古岩溶地貌与古岩溶储层的分布关系密切,并具有严格的控制作用,不同的古岩溶地貌单元有着不同的水动力条件并控制着古岩溶的发育。神木—靖边—志丹—宜川古岩溶斜坡地貌高程 60~25 m,南北长 500 km,东西宽 45~90 km,面积达 $3 \times 10^4 \text{ km}^2$ 。该岩溶斜坡地势相对平坦,地面径流缓慢,渗透量大,岩溶作用强烈发育,同时沉积环境上又地处盆缘含膏云坪,因而硬石膏结核溶蚀孔洞型储层普遍发育。尤其是古岩溶斜坡内的古台地及古台地与古沟槽之间的过渡带更是岩溶孔洞最发育的有利区。据统计,古岩溶高地、古岩溶斜坡和古岩溶盆地工业气井钻遇率分别是 20%、52.9%、3.7%^[2]。由此可见,古岩溶斜坡对古岩溶储层和天然气藏分布区带的控制,特别是古岩溶斜坡内的古台地工业气井钻遇率高达 63.6%,有 92.3%的高产气井分布于此,是天然气最富集的有利区块。鄂尔多斯盆地 400 余口钻井证实,马五₁含气面积几乎全部分布于该古岩溶地貌单元^[3]。这说明古岩溶斜坡是古岩溶储层发育和天然气聚集的最有利地区。

1.1.3 古岩溶储层发育分布规律及成藏条件

鄂尔多斯盆地古岩溶储层由多套白云岩孔洞层组合而成,常见有 8~10 层,储层单层厚度薄,一般为 2~3 m,最厚可达 4~5 m,区域上分布稳定,储层之间为泥质白云岩所分隔。马五₂、马五₃气层单层平均有效厚度分别为 2.40 m 和 2.42 m,其中尤以马五₃气层最佳。盆地风化壳能形成大气田的主要原因是具有大面积连片稳定分布的含硬石膏结核的白云岩溶蚀孔洞层。从全区钻探情况看,储层大面积发育的原因有以下几方面。

(1) 从沉积环境方面,大面积分布的宽广盆缘含膏云坪是储层发育的有利相带。本区中部、中西部、南部及东部的大气田均位于盆缘硬石膏白云岩坪相带内。

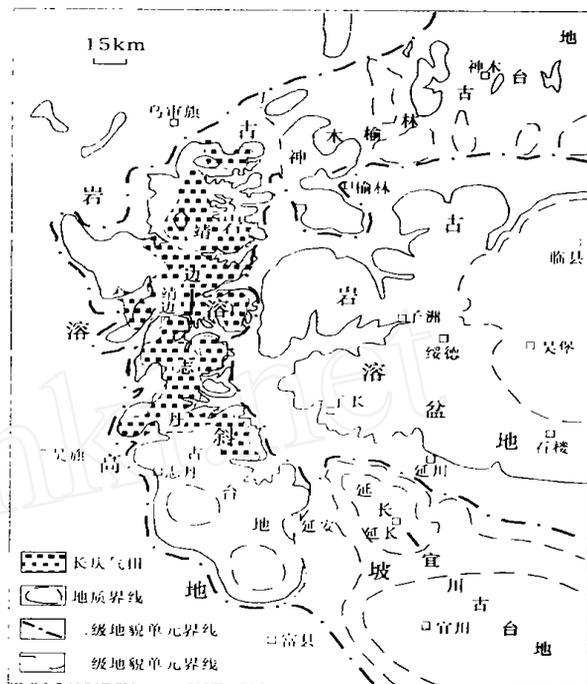


图 3 鄂尔多斯盆地中东部奥陶系古岩溶地貌图

(据马振芳,付锁堂,陈安宁^[2],略修改)

Fig. 3 Paleokarst morphologic map of Eastern-central Ordos Basin

(Modified from Ma Zhenfang, et al., 2000)

(2) 古岩溶地貌控制了古岩溶的纵、横分布。宽缓的岩溶斜坡和岩溶高地边缘是古岩溶储层发育的最有利部位。该带地下水动力较强,交替活跃,垂直形态和水平形态的地下岩溶普遍发育,可形成多套水平溶洞层。其中尤以古岩溶斜坡上的古残丘、古台地及古台地与古沟槽之间的过渡带最佳,是古岩溶储层最为发育、天然气最为富集以及高产气井集中分布的有利区带。

(3) 在气田钻探中,硬石膏结核溶蚀孔洞层呈多层状密集分布。溶蚀孔洞层的发育层位、厚度及分布可以横向对比。这表明,地壳隆升和潜水面的频繁降低是导致多期渗-潜流岩溶带交替叠加,并造成大面积多层溶蚀孔洞层发育的主要因素。

(4) 本区储层的另一个重要特征是,硬石膏结核溶蚀孔洞层内,角砾化较强,网纹状裂缝发育,洞缝相连沟通,形成了良好的储渗体系。

(5) 本区储层类型以裂缝-溶蚀孔洞型为主,储层物性较好,储层面积展布大和层内溶蚀孔洞及网状微裂缝的天然匹配,是这类储层能形成大气田的主要条件,也是本区的主力产气层。

(6) 构造断裂控制古岩溶的发育。早期断层裂缝使古岩溶发育更加强烈,并最终形成大溶沟,如中部气田东面的六条主潜沟,而沿次级小断裂则形成次级溶

沟,如伸入中部气田的沟脑状支沟。岩溶斜坡上以北东向和北西向分布的次级小溶沟将区内储层切割成大小不等的地块。因此区域性的古岩溶地貌分带受区域构造的控制十分明显。

(7)密集众多的中薄层状石膏结核溶蚀孔洞层与致密层间互,储盖配套,可形成多套储层和产气层。古风化壳顶部广泛发育的石炭系本溪组铝土质泥岩和铁矿层直接覆盖在马家沟组孔洞白云岩之上,成为本区古风化壳白云岩储层的直接盖层,而其上的二叠系石盒子组泥岩为间接盖层,是形成本区大气田的主要条件。

(8)本区油源丰富,主要有两套,一是石炭—二叠系煤系地层,二是奥陶系泥质白云岩和石灰岩。它们分布于古风化壳储层的上、下部,为储层提供充足的油气源。

1.2 塔里木盆地轮南潜山奥陶系油气田古风化壳岩溶作用及储层特征与分布

轮南潜山奥陶系油气田位于塔里木盆地塔北隆起的中部,整体构造表现为一个面积达1400 km²以上的大型背斜。背斜上发育有两排断垒带,轮南断垒带和桑塔木断垒带;两个斜坡区,北部斜坡区和桑南斜坡区;一个平台区,即中部平台区(图4)。目前该区许多钻井获得高产工业油气流。近几年来,附近的塔河地区又发现亿吨级大油田。其中塔河4号油田地质储量达石油6345×10⁴t,天然气38.7×10⁸m³,表明轮南潜山是一个很有潜力的大型油气田。钻探表明,奥陶系碳酸盐岩古岩溶储层主要为一套下奥陶统滩礁相生物颗粒灰岩和粉—细晶白云岩,主要储层和含油气层段大部分分布于奥陶系顶部不整合面之下约0~300 m的古岩溶带范围内,该带溶蚀孔洞发育,为一套古风化壳岩溶型储层。

1.2.1 古岩溶发育期次、层位及演化

本区奥陶系古风化壳受多期古岩溶作用,具有直接影响的主要构造运动有加里东期、海西早期、海西晚期及印支期等。这些构造运动在本区分别形成了奥陶系/志留系、志留系/泥盆系、泥盆系/石炭系、上二叠统/三叠系之间等诸多的不整合面和古岩溶,以及印支期侏罗系沉积前的古岩溶等等。在以上多期不整合和古岩溶中,奥陶纪末和泥盆纪末发生的两次不整合在塔里木盆地最为主要,其中尤以海西早期的不整合和古岩溶最为重要,对本区奥陶系古风化壳岩溶带形成和储层改造具有重要的控制作用。

在塔北,大部地区缺失中—上奥陶统、志留系和泥盆系。下奥陶统灰岩直接暴露地表并遭受剥蚀。轮南潜山古岩溶地层属下奥陶统,不整合面之上为下石炭

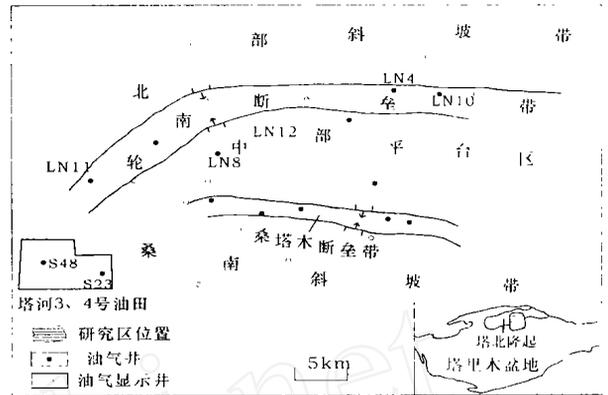


图4 轮南潜山奥陶系构造分布及研究区位置图

Fig. 4 Structural distribution and the study area in Lunan buried hill

统。因此,其岩溶期应为加里东晚期—海西早期。但主要还是海西早期。该阶段由于发基底断裂和抬升,轮南低垒已具雏形,地貌上已形成一个北高南低的岩溶高地,成为岩溶发育的主要供水区。

早海西中期(D₃~C₁),全区大面积整体抬升暴露,岩溶作用强烈,为本区岩溶发育的鼎盛阶段。该期岩溶形成的洞穴充填物中发现了早石炭世孢粉化石,即表明该期岩溶发生在石炭系沉积之前。

早海西中晚期(C₁),海平面迅速上升,奥陶系古岩溶带开始进入埋藏阶段。在晚海西期形成的轮南断垒带和桑塔木断垒带上,由于构造运动的再次抬升,使二叠系完全被剥蚀,中生界直接覆盖于下奥陶统之上,表明塔北轮南及英买力地区是大规模岩溶系统的主要发育区。

1.2.2 古岩溶垂向分带特征

轮南地区古岩溶垂向分带明显,地表岩溶残积带、垂直渗流岩溶带、水平潜流岩溶带和深部缓流带等发育齐全,古岩溶厚度最大可达300 m以上。

地表岩溶残积带 以岩溶角砾岩、铁铝质泥岩为主。

渗流-潜流岩溶带 位于下奥陶统中—上部。渗流带,主要发育以垂向形态为主的溶蚀孔洞缝,以裂缝为主体,地下落水洞及孤立溶洞发育。洞缝中为泥、砂及砾石所充填。潜流带,厚约30~200 m,该带岩溶水受压力梯度控制,以水平层流为主,溶蚀作用强烈,以发育多套大型水平溶蚀孔洞层为特征。垂直渗流和水平潜流两个岩溶带在剖面上常常重复出现,这是岩溶作用发育过程中多旋回的结果。区内较明显的两期大型岩溶孔洞带,反映了海平面的相对下降和地下潜水面周期性变动而引起的多期岩溶叠加所致。如塔河油田T402井奥陶系剖面洞穴型储层发育具有普遍性,纵

向上往往表现为两个洞穴带的发育^[4]。上部洞穴带分布于侵蚀面下0~60 m的深度;下部洞穴带则分布在60~200 m的深度。又如LN12井5 300.00~5 391.94 m井段发育的两个大型溶洞带,洞穴达15个,洞径一般在0.5~6.5 m,最大达8.5 m,洞穴内为地下暗河及泥石流沉积物和塌积角砾岩充填。

1.2.3 古岩溶地貌及对储层的控制作用

轮南地区岩溶期古构造形态为一北高南低的单面山(图5),呈一由北向南倾斜的缓斜坡,区内正负地形高差可达250 m。古岩溶高地主要分布于轮台大断裂带以南及潜山中央的轮南断垒带地区。该单元地势整体较高,剥蚀量大,并形成供水区,垂直渗流岩溶带发育,厚度大。古岩溶斜坡处在岩溶高地与岩溶盆地之间的过渡区,围绕岩溶盆地呈环带状分布。在平缓的岩溶斜坡,地表径流速度慢,岩溶水渗透量大,水平潜流岩溶带极为发育,厚度大,溶蚀孔洞层遍布,为古岩溶储层发育的有利单元。岩溶盆地分布于岩溶斜坡下部以外的中心低洼地区,形成明显的地势高差。该单元地势低而平缓,岩溶带不发育。以上表明,古岩溶地貌是控制古岩溶储层发育和分布的重要因素。

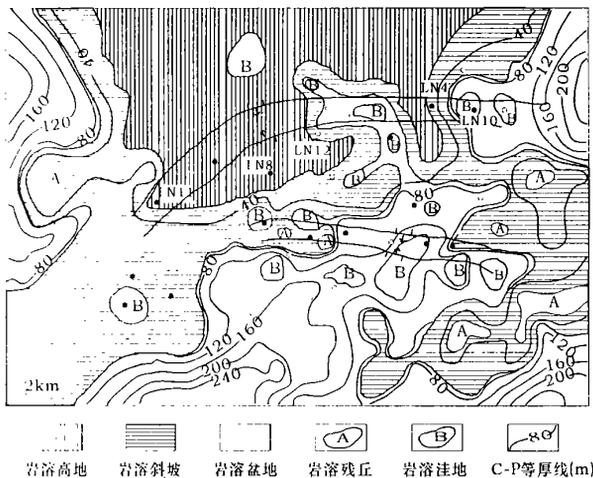


图5 塔北轮南地区古岩溶地貌图

Fig. 5 Paleokarst morphologic map in Lunan area

1.2.4 古岩溶储层特征及分布规律

储集空间及储层类型

本区奥陶系储集空间由溶蚀孔洞和裂缝组成。溶洞可分为大型溶洞(洞穴)和中小型溶洞两类。前者洞径在0.2~50 cm以上,后者在0.5~5 mm。溶孔包括生物体腔孔、粒间粒内溶孔、晶间晶内溶孔、角砾间溶蚀孔洞及各类裂缝溶扩孔洞等。孔径一般<2 mm。裂缝类型主要包括构造缝、溶缝、洞顶破裂缝、角砾缝、微裂缝及压溶缝等。值得注意的是,洞顶相破裂缝分布于潜流带大型水平溶洞顶部0~30 m的破裂带中,

角砾化破裂缝呈网状密集分布,大部分为未充填或半充填,是本区有利的储渗空间和孔洞-裂缝型储层。角砾间裂缝主要分布于溶洞角砾岩和地表岩溶残积角砾岩中,但后者分布较局限。主要储层类型为裂缝-溶蚀孔洞型、裂缝-洞穴型、溶蚀孔洞-裂缝型和裂缝型等四类。其中裂缝-溶蚀孔洞型储层为本区分布最广、最重要的储层类型。该类储层溶蚀孔洞缝普遍发育,相互匹配,形成良好的储渗体系,是油气田高产稳产的优质储层类型和主力产气层。

古岩溶储层分布规律

(1)在纵向上,两个大型裂缝-溶蚀孔洞(洞穴)型储层主要发育于潜-潜流岩溶带中,以水平潜流岩溶带为主。主要溶蚀孔洞、洞穴和裂缝发育带大多位于古风化壳顶部侵蚀面之下200 m范围内。加里东期和海西早期的两期古岩溶作用对本区储层的发育起重要控制作用。其中特别是海西早期的古岩溶,是形成两个大型裂缝-溶蚀孔洞型储层(或洞穴型储层)的主要因素。两个裂缝-溶蚀孔洞型储层的形成与该期两个潜流岩溶带相对应。以上表明,岩溶期海平面的周期性升降变化是导致多期潜-潜流带岩溶系统形成的主要因素,后期岩溶对前期岩溶具有继承、改造和破坏作用。因此现存古岩溶的地质记录都是多期岩溶作用叠加的结果。

(2)古岩溶带中存在有三个较有利的裂缝型含油气储层段。(a)洞顶相破裂带角砾化网状镶嵌裂缝型储层,分布于水平溶洞、洞穴带顶部,以密集发育洞顶相网状镶嵌破裂缝为特征,裂缝大部分为未充填或半充填,洞顶裂缝带厚10~30 m,在纵、横向上可组成一个连续发育的储渗体;(b)溶洞角砾岩裂缝型储层,以发育溶洞充填相角砾岩砾间裂缝为特征,砾间裂缝大部分为未充填—半充填;(c)地表岩溶带披盖角砾岩裂缝型储层,该带以发育角砾裂缝为特征,但分布很局限。这三个裂缝带是本区油气井的主要含油气层段,在LN8、LN10、LN11等井均有明显表现。

(3)在横向上,古岩溶储层发育受古岩溶地貌的控制。古岩溶斜坡和古岩溶高地边缘低洼部位是古岩溶储层发育的有利地区。轮南-桑塔木断垒带等古岩溶高地边缘及低洼部位和桑南岩溶斜坡、轮南西部岩溶缓坡以及岩溶残丘等部位,渗流-潜流岩溶带及溶蚀孔洞层普遍发育,形成大型溶洞群,是裂缝-溶蚀孔洞型、裂缝-洞穴型、溶蚀孔洞-裂缝型和裂缝型等优质储层的主要发育区。

(4)古岩溶发育与断裂体系的展布密切相关。沿大断裂带和多组断裂交汇处,断垒的倾伏端是岩溶作用发育的最佳部位。如桑塔木断垒带断层裂缝发育,

是古岩溶储层发育的有利部位,也是轮南地区油气井最集中的地区。

1.3 四川盆地震旦系天然气田古岩溶储层

著名的威远气田是四川盆地 20 世纪 60 年代在威远地区震旦系灯影组隐藻白云岩地层中钻获的工业天然气藏,近几年来又发现了资阳地区震旦系气藏。气藏受加里东晚期形成的乐山—龙女寺古隆起控制,威远气田和资阳气田分别位于该隆起的南斜坡和北斜坡,属古岩溶储层,主要由震旦纪末的桐湾运动使本区隆升至地表并遭受剥蚀和淋滤岩溶作用而形成。

本区震旦系灯影组地层厚 500~800 m,主要为一套泥—微晶白云岩、隐藻白云岩、藻粒屑白云岩和粉—细晶白云岩组成的台坪、藻坪和藻滩相沉积,自下而上可划分为灯一、灯二、灯三和灯四等 4 个岩性段。由于桐湾运动的影响,大部地区缺失灯四段和灯三段顶部,与上覆下寒武统呈平行不整合接触。

桐湾运动存在两幕,相应的两期古风化壳分别位于灯三段与灯四段之间和灯四段与下寒武统之间。古岩溶储层主要发育于灯三段上部 and 灯二段上部的白云岩中,分布于离震旦系顶部侵蚀面 0~100 m 的深度范围。

1.3.1 古岩溶垂向分带及储层类型

灯影组古岩溶作用发育,岩溶深度达 100 m 以上,属多期岩溶作用叠加改造的结果。

本区古岩溶垂向分带明显,风化残积带和渗—潜流岩溶带发育齐全。残积带由风化残积角砾岩和铁、铝质泥岩组成,厚约 3~3.5 m。垂直渗流岩溶带主要发育以直立及高角度分布的裂缝、溶缝、岩溶漏管、串珠状溶蚀孔洞、落水洞等为主的洞缝带,并大多为泥质、渗流粉砂、粒状白云石、岩溶角砾等充填—半充填。水平潜流岩溶带发育以近水平方向为主的多套溶蚀孔洞层和洞穴层。由于海平面的相对下降及地下潜水面的周期性变动而造成多期岩溶带的叠加,前期岩溶带与后期岩溶带叠加部位,岩溶作用更为发育,并出现多个大型溶蚀孔洞层。如资阳地区大型溶洞(洞穴)发育,洞径在 0.5~4.2 m,中小型溶洞在 0.2~5 cm^[5]。洞穴呈透镜状、层状分布,单层最厚达 5.64m,一般为 0.15~3m,主要发育于灯三段及灯二段上部。这些溶蚀孔洞大多为渗流粉砂、渗流鲕、渗流豆、溶塌角砾岩及葡萄花边纤状、粒状白云石和沥青充填—半充填,以半充填为主,少数孔洞为未充填。此外大型溶洞洞顶相破裂带裂缝密集发育,呈网状分布,裂缝大部未充填,并形成洞顶相破裂带角砾化裂缝型储层。这类裂缝型储层是本区天然气聚集的主要含气层。

以上表明,渗流岩溶带裂缝发育,存在少量孔洞,

可形成溶蚀孔洞-裂缝型或裂缝型储层。水平潜流岩溶带以水平状溶蚀孔洞和溶洞层为主,其间有大量裂缝、溶缝伴生连通,可形成裂缝-溶蚀孔洞型、裂缝-洞穴型、溶蚀孔洞-裂缝型及裂缝型等为主的储集层段,其中尤以前两类最佳,孔、洞、缝天然搭配,孔渗性好,形成良好的储渗体系,为目前灯影组中最主要的储层类型和主力产气层。

1.3.2 古岩溶地貌及对储层的控制作用

桐湾运动使区内灯影组遭受不同程度的岩溶剥蚀,造成震旦系顶部起伏不平的古岩溶地貌,如资 1 井至川中古地形高差可达 300 m 以上。

根据乐山—龙女寺古隆起震旦系顶面区域古岩溶地貌图(图 6)可以看出,古岩溶高地主要分布于川中和川南地区,古岩溶洼地分布于川西地区,古岩溶斜坡则介于古岩溶高地和古岩溶洼地之间的宽缓地区,呈环边状分布。

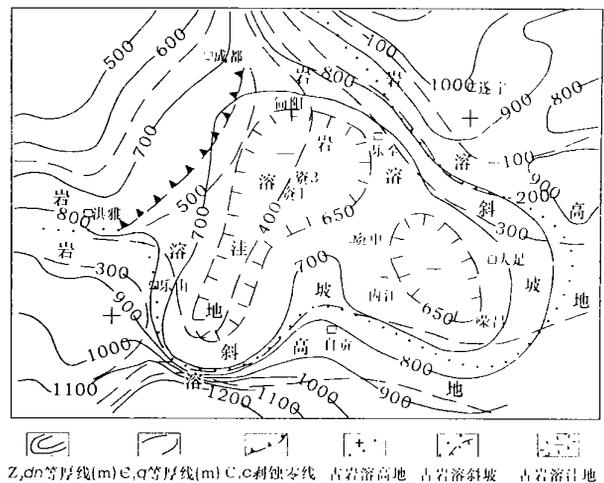


图 6 乐山-龙女寺古隆起震旦纪末古岩溶地貌图^[6]

Fig. 6 Paleokarst geomorphologic map of Leshan-Longnusi paleohigh at the end of Simian (Song Wenhai, et al., 1996)

在不同的岩溶地貌区,钻井发现,岩溶高地溶蚀孔洞层不发育,而岩溶斜坡上的溶丘、洼地则是孔洞层的最发育部位,是优质储层的发育区。如资 1 井、资 3 井。这说明岩溶斜坡地面径流缓慢,渗透量大,渗—潜流岩溶带及水平溶蚀孔洞层发育,是古岩溶储层和天然气富集的最有利部位。

1.3.3 古岩溶储层分布规律

灯三段中部至灯二段上部是古岩溶储层发育的主要层位。

灯影组中现存的有效储集空间类型主要为各类溶蚀孔洞和裂缝。溶洞具形态各异、大小不一、呈现大洞为主、发育集中的特点。直立溶洞和水平溶洞分别形成于渗流-潜流带中,以潜流带最为集中。水平溶洞洞

顶破裂带角砾化造成的网状镶嵌裂缝型储层,是该层段最为有效的储层类型之一。裂缝段分布与溶洞层相当,主要在灯三段中部至灯二段上部。

溶蚀孔洞层在纵向上呈多层状分布。据威远气田61口气井在纵向上分布的储层深度统计,古岩溶储层主要分布于震旦系顶部侵蚀面下深度为12~23 m和43~80 m的两个层段^[7]。储层主要分布于灯三段中部至灯二段上部,属于裂缝-溶蚀孔洞型、裂缝-溶洞型及裂缝型储层。

(2) 台地藻坪藻滩相及古岩溶斜坡是古岩溶储层发育的有利相带和部位。

灯影组台地潮坪、藻坪、藻滩古岩溶作用普遍发育。溶蚀孔洞层厚度大。在古岩溶地貌上,藻滩、藻坪大多属古岩溶斜坡、溶丘和岩溶洼地等地貌单元。这些部位渗流-潜流岩溶带发育,岩溶作用强烈,是溶蚀孔洞层的主要发育区。储层类型以裂缝-溶蚀孔洞型为主,孔洞缝匹配良好,且大多是燕山期和喜马拉雅期构造缝叠合形成的有效裂缝体系发育区。

2 典型油气田埋藏有机溶蚀作用及储层特征与分布

古岩溶储层在经历漫长的古风化壳岩溶作用之后,随着地壳的快速沉降和海水推进即进入埋藏阶段。在埋藏过程中,受压实、充填和胶结作用的影响和破坏,会造成大量孔隙损失。然而,许多油气田古岩溶储层仍能保持良好的储渗性能,其关键就是与后期埋藏有机溶蚀作用的改造密切相关。Mateu Esteban在“二十一世纪中国油气勘探国际研讨会”上提出要重新认识晚期埋藏溶蚀作用对古岩溶储层的影响,并认为晚期埋藏溶蚀作用对大多数古岩溶储层起着主导的建设作用。本文认为古风化壳岩溶作用是储层建设的基础和前提,埋藏有机溶蚀作用是储层建设的主导和直接因素,也是古岩溶型油气储层形成的必然途径。

2.1 埋藏有机溶蚀作用机理与特征

埋藏有机溶蚀作用是各典型油气田储层形成的主要成岩作用,它发生于深埋藏阶段。这类溶蚀作用是伴随烃源岩有机质热演化及生烃、排烃过程中形成的有机酸性流体沿着不整合面和断层裂缝运移至潜山顶部古风化壳、古岩溶储层并对碳酸盐岩进行溶蚀而形成大量溶蚀孔隙,孔隙率一般可达5%~15%,局部可达25%。由于这类孔隙的形成在时间上与烃类的生成、运聚相匹配,因而成为油气储层的有效储集空间。可以认为,埋藏有机溶蚀作用对油气储层的建设起着十分重要的作用。而且这种埋藏有机溶蚀作用叠加于此前的各种古岩溶作用之上,并对其进行改造。

在典型油气田中,埋藏有机溶蚀作用主要表现在以下六个方面:

(1) 埋藏溶蚀作用总是首先沿着前期古风化壳岩溶带各类残余孔洞、晶间孔缝和裂缝发育。它的最直接证据就是孔洞、裂缝中充填的含铁方解石、铁白云石及异形白云石等埋藏期充填物被溶蚀成晶间、晶内孔洞,并为沥青和原油充填-半充填。

(2) 埋藏有机溶蚀作用的主要特征是非组构选择性溶蚀,既溶蚀岩石组构中的颗粒又溶蚀各世代方解石(白云石)胶结物,以及溶蚀埋藏期白云石和重结晶的中-粗晶白云石,形成以晶间溶孔为主的次生孔隙,孔径在0.05~2 mm。如轮南潜山颗粒灰岩粒间孔充填的第二、三代方解石胶结物常被溶蚀为晶间溶孔溶洞,并为沥青和原油所充填。

(3) 鄂尔多斯盆地奥陶系油气田储层中,埋藏溶蚀作用主要沿前期古风化壳储层形成的硬石膏结核残余溶蚀孔洞、岩溶角砾间残余孔洞、白云石渗流粉砂充填物晶间孔缝及溶蚀沟缝进行溶蚀改造,并使溶蚀进一步扩大而形成新一轮的埋藏溶蚀孔洞,孔洞中为沥青和原油充填。

(4) 在油气田储层中,埋藏溶蚀作用普遍沿构造缝和其它各类裂缝发育,使溶蚀扩大,形成裂缝溶扩孔洞和串珠状溶蚀孔洞并为沥青及原油所充填或半充填。

(5) 埋藏有机溶蚀作用沿缝合线发育是最主要的特征之一。大多数缝合线经埋藏溶蚀作用后均扩大变粗而形成缝合线溶扩孔洞,在缝合线周围还形成众多的细小溶蚀孔洞,并为沥青和原油所充填。

以上特征表明,埋藏有机溶蚀作用总是沿着前期古风化壳残余孔洞缝系统发生,并往往优先溶蚀各种孔洞和裂缝充填物,使储层孔隙表现出某种继承性。与此同时,这类溶蚀孔洞的形成与烃类的快速及时注入和定位是密切配合的。因而,埋藏溶蚀作用是储层形成的最主要作用和直接因素。

2.2 埋藏有机溶蚀作用的发育期次及分布规律

埋藏有机溶蚀作用机理研究认为,生烃、排烃高峰期亦是埋藏溶蚀作用发生的最活跃时期。在我国油气田中,不同类型的烃源岩具有不同的热演化和生烃排烃过程,它们常具有多期生烃、多期排烃和多期运聚的特点,因而生成的有机酸性流体和埋藏有机溶蚀作用也是多期性的。下面分不同地区加以讨论。

2.2.1 鄂尔多斯奥陶系油气田

鄂尔多斯油气田储层的埋藏有机溶蚀作用,根据其两类烃源岩(包括石炭—二叠系煤系地层和下奥陶统泥质灰岩、白云岩烃源岩)的有机质热演化和生烃、排烃过程,至少应存在有早、晚两期以上的埋藏有机溶

蚀作用。

早期埋藏有机溶蚀作用 主要发生于海西浅埋期,该时期古风化壳顶部煤系地层压释的有机酸性水沿侵蚀面和裂缝向下渗透溶蚀,并对古风化壳石膏结核残余溶蚀孔洞层进行溶蚀和改造。

晚期埋藏溶蚀作用 主要发生于燕山—喜马拉雅期。该时期石炭—二叠系煤系烃源岩和下奥陶统烃源岩均已成熟并进入生烃、排烃高峰期。该期产生的两类不同的有机酸性流体沿不整合面和断层裂缝系统运移至古风化壳白云岩储层,并对其进行强烈的埋藏溶蚀作用。全区普遍发育该期埋藏溶蚀作用。横向上,这两类有机酸性流体主要由东南和西南的盆地高压区向神木—靖边—志丹—宜川等岩溶斜坡低压区运聚,从而使该区成为埋藏有机溶蚀作用及油气储层发育的最有利地区。

2.2.2 塔里木盆地轮南潜山奥陶系油气田

轮南潜山油气田储层的埋藏有机溶蚀作用,根据寒武—下奥陶统暗色泥质烃源岩和中—上奥陶统灰泥丘烃源岩的有机质热演化和生烃排烃过程所形成的有机酸性流体,至少存在有早、晚两期以上的埋藏有机溶蚀作用。

早期埋藏有机溶蚀作用 主要发生于加里东晚期至海西早期。该期中-下寒武统烃源岩和下奥陶统烃源岩于加里东晚期开始成熟并大量生烃、排烃。该期产生的有机酸性流体沿不整合面和断层裂缝系统首先进入古风化壳储层,并在前期古岩溶带的基础上进行叠加溶蚀和改造。

晚期埋藏有机溶蚀作用 主要发生于燕山—喜马拉雅期,此时中—上奥陶统灰泥丘烃源岩有机质已趋成熟,至白垩纪后的喜马拉雅期达生烃排烃高峰。该期产生的有机酸性流体通过不整合面和裂缝系统运移进入古风化壳储层,即产生强烈的埋藏有机溶蚀作用。

轮南地区隆起形成较早,是地下埋藏有机酸性流体和油气运移聚集的指向地区。运移的通道是轮南及桑塔木两个断垒带的两组断裂及不整合面和古风化壳岩溶裂缝—孔洞系统,其中古岩溶斜坡和古岩溶高地边缘部位是埋藏有机溶蚀作用最为发育的地区。

2.2.3 四川震旦系气田

该气田根据下寒武统暗色泥质烃源岩的有机质热演化史和生烃排烃过程,同样存在有早、晚两期以上的埋藏有机溶蚀作用。

早期埋藏有机溶蚀作用 主要发生于加里东晚期至海西早期。该时期下寒武统烃源岩有机质已开始成熟并达生烃排烃高峰。由此而形成的埋藏有机酸性流体经不整合面和裂缝系统向古隆起顶部和古风化壳岩

溶孔洞带运移、聚集并产生埋藏有机溶蚀作用。该期埋藏有机溶蚀普遍发育,同时有大量液态烃产生,古风化壳岩溶孔洞中的沥青大部分是这个时期的液态烃产物,沥青充满度较高。

晚期埋藏溶蚀作用 主要发生于印支期。此期下寒武统烃源岩继续演化,并第二次生烃、排烃,形成的第二期有机酸性流体进入古风化壳储层,因而产生第二期埋藏有机溶蚀作用。

埋藏有机酸性流体和油气主要沿不整合面和裂缝系统向古隆起顶部和古风化壳储层运移聚集,尤以古岩溶斜坡和古岩溶高地边缘等地貌单元更为集中。

2.3 埋藏有机溶蚀作用期次的判别依据

(1)埋藏有机溶蚀作用的发育期次与烃源岩有机质演化过程和生烃、排烃的期次,以及由此产生的有机酸性流体的排出期次相一致。有机酸性流体作为油气运移的载体和前驱,在向储层运移聚集过程中对碳酸盐岩产生强烈溶蚀作用并形成有效次生孔隙,为烃类及时注入定位起着决定性作用。

(2)根据溶蚀孔隙(洞)中沥青及烃类充填程度判别。埋藏溶孔形成后相继有液态烃聚集、侵位、裂解及气烃运聚等事件发生。由此可将其作为埋藏溶蚀作用形成期的判别依据。

(3)从包裹体测温资料和有机包裹体特征分析可识别出其埋藏有机溶蚀作用及埋藏溶孔形成期的时空关系。据王一刚等的研究^[8],川东石炭系气田储层中的埋藏有机溶蚀作用发生于第三阶段充填作用之后。据包裹体测温资料和有机包裹体特征分析,埋藏有机溶蚀作用发生在印支-燕山早期。志留系烃源岩在晚三叠世前的埋深在2 200~4 000 m,地温在80~135℃之间,正是液烃成熟期。有关的36个流体包裹体显微红外光谱分析结果表明大部分含烃水溶液包裹体及液烃包裹体中都出现了甲基、亚甲基、羧基、羟基等官能团的红外吸收峰(1 735~1 796 cm⁻¹, 2 900~2 965 cm⁻¹)。这说明在液烃成熟过程中石炭系储层内曾有含有机酸的流体流动。因此推测埋藏溶孔的形成应与此有关。

3 认识与结论

(1)古风化壳岩溶作用和埋藏有机溶蚀作用是古岩溶储层形成的两个最重要成岩作用。古风化壳岩溶作用是储层建设的基础和前提,埋藏有机溶蚀作用是储层建设的主导因素,是古岩溶型油气储层形成的必然途径。埋藏有机溶蚀作用与前期古风化壳岩溶作用的多期次叠加配置和溶蚀改造是导致有效储集空间发育、储渗条件改善和储层形成的决定性因素。

(2) 典型油气田中, 古风化壳岩溶作用垂向分带明显, 地表岩溶残积带、垂直渗流岩溶带和水平潜流岩溶带发育齐全, 并形成多套裂缝—溶蚀孔洞层。储层主要发育于渗—潜流岩溶带中。岩溶深度通常在侵蚀面下 0~300 m。储集空间主要由各类半充填—未充填的溶蚀孔洞缝组成, 可形成裂缝—溶蚀孔洞型、裂缝—洞穴型、溶蚀孔洞—裂缝型和裂缝型等不同组合的多种类型储层。其中尤以裂缝—溶蚀孔洞型储层最为发育, 为各大油气田高产稳产的优质储层和主力产气(油)层。同时还应指出, 各油气田古岩溶带普遍存在有三套有利的裂缝型储层即: 水平溶洞洞顶破裂带角砾化镶嵌裂缝型储层、溶洞充填相角砾岩裂缝型储层及地表岩溶遮盖角砾岩裂缝型储层, 均为主要含油气层。其中尤以前两类最为发育, 而后者较局限。

(3) 在区域上, 储层受古岩溶地貌和断层裂缝的控制十分明显。古岩溶斜坡、古岩溶高地边缘及断层裂缝发育区是储层发育的最有利地区。这些地区岩溶水渗透量大, 地下潜流活跃, 岩溶发育最为完善。其中古岩溶斜坡上的古残丘、古地台是古岩溶储层最为发育、天然气最为富集及高产气井集中分布的有利区带。

(4) 埋藏有机溶蚀作用的主体是烃源岩有机质热演化和生烃排烃过程中形成的酸性流体, 同时也是油气运移的载体和前驱, 沿着不整合面及断层裂缝进入潜山古风化壳岩溶带储层, 在前期古风化壳岩溶的背景上, 进行新一轮的溶蚀和改造作用, 形成叠加溶蚀效应, 从而形成大量的次生孔隙, 改善和提高了储渗性能。这类次生孔隙的形成和烃类的及时注入定位是油气有效储层形成的最重要作用和直接因素。因此, 前期古风化壳岩溶作用(包括同生期表生岩溶作用)与后期埋藏有机溶蚀作用的叠加配置和溶蚀改造是油气储层和油气藏形成的最佳途径和模式。

(5) 古风化壳岩溶作用和埋藏有机溶蚀作用的多期性是油气田古岩溶储层形成的普遍特征。在多期构造运动的影响下, 古岩溶可能是不同时期的产物, 也可能是多期次岩溶作用的叠加, 从而导致多个水平潜流岩溶带和多套水平溶洞层的发育。埋藏有机溶蚀作用的多期性受烃源岩有机质热演化和生烃排烃期的控制, 它叠加在前期的一切古岩溶之上并对其改造和重新溶蚀, 所形成的各种溶蚀孔洞缝为油气有效储集空间。埋藏有机溶蚀作用的发育与烃类生成、演化和运

聚相配合。多套烃源岩和多次烃类运聚事件与其埋藏有机溶蚀作用的多期发育相对应。

参考文献(References)

- 侯方浩, 方少仙, 董兆雄, 等. 鄂尔多斯盆地中奥陶统马家沟组沉积环境与岩相发育特征. 沉积学报, 2003, 21(1): 106~112 [Hou Fanghao, Fang Shaoxian, Dong Zhaoxiong, et al. The developmental characters of sedimentary environments and lithofacies of middle Ordovician Majiagou Formation in Ordos Basin. Acta Sedimentologica Sinica, 2003, 21(1): 106~112]
- 马振芳, 付锁堂, 陈安宁. 鄂尔多斯盆地奥陶系古风化壳气藏分布规律. 海相油气地质, 2000, 5(1~2): 98~102 [Ma Zhenfang, Fu Suotang, Chen Anning. Distribution regularities of Ordovician weathering-crust gas reservoirs in Ordos basin. Marine Origin Petroleum Geology, 2000, 5(1~2): 98~102]
- 徐世琦, 邓洪斌, 洪海涛. 长庆气田奥陶系岩溶古地貌对气藏的控制作用. 天然气勘探与开发, 2001, 24(4): 1~5 [Xu Shiqi, Deng Hongbin, Hong Haitao. The paleokarst morphology control on the Ordovician gas reservoir, Ordos basin. Natural Gas Exploration Development, 2001, 24(4): 1~5]
- 阎相宾, 韩振华, 李永宏. 塔河油田奥陶系碳酸盐岩储层几点新认识. 海相油气地质, 2001, 6(4): 8~14 [Yan Xiangbin, Han Zhenhua, Li Yonghong. Some cognition on characteristics of Ordovician carbonate reservoir in Tahe oil fields. Marine Origin Petroleum Geology, 2001, 6(4): 8~14]
- 王兴志, 黄继祥, 侯方浩, 等. 四川资阳地区及邻区灯影组古岩溶特征与储集空间. 矿物岩石, 1996, 16(2): 47~54 [Wang Xinzhi, Huang Jixiang, Hou Fanghao, et al. The relations between paleokarst and reservoir porosity in Dengying Formation, Sinian of Ziyang and neighboring area, Sichuan. Journal of Mineralogy and Petrology, 1996, 16(2): 47~54]
- 宋文海. 乐山—龙女寺古隆起大中型气田成藏条件研究. 天然气工业, 1996, 16(增): 13~26 [Song Wenhai. Research on reservoir-formed conditions of large-medium gas fields of Leshan-Longnusi paleohigh [J]. Natural Gas Industry, 1996, 16(Suppl.): 13~26]
- 徐世琦, 张光荣. 四川盆地资阳地区震旦系气藏储层分布与控制因素. 天然气勘探与开发, 1999, 22(3): 1~5 [Xu Shiqi, Zhang Guangrong. Factors affecting the reservoir distribution in Sinian gas field in Ziyang area, Sichuan. Natural Gas Exploration and Development, 1999, 22(3): 1~5]
- 王一刚, 文应初, 刘志坚. 川东石炭系碳酸盐岩储层孔隙演化中的古岩溶和埋藏溶解作用. 天然气工业, 1996, 16(6): 18~22 [Wang Yigang, Wen Yingchu, Liu Zhijian. Paleokarst and burial corrosion in pore evolution of Carboniferous rock reservoirs of Carboniferous in East Sichuan. Natural Gas Industry, 1996, 16(6): 18~22]
- Charles Kerans. Karst-controlled reservoir heterogeneity in Ellenburger Group carbonates of West Texas. AAPG Bulletin, 1988, 72(10): 1160~1183

The Paleokarst Reservoirs of Oil/ Gas Fields in China

CHEN Xue-shi YI Wan-xia LU Wen-zhong
(Hangzhou Institute of Petroleum Geology, CNPC, Hangzhou 310023)

Abstract There widely exists paleokarst reservoir associated with regional unconformities during the oil and gas exploration in China. Based on the analysis of the paleokarst reservoirs in Ordovician gas field in Ordos basin, Ordovician oil/ gas field in Tarim basin and Sinian gas field in Sichuan basin, the authors have found that the paleokarst reservoirs in China are common in the following characteristics: (1) The paleokarst zone can be explicitly divided into three subzones in vertical, i. e. the surface remnant karst zone, the vertical vadose zone and the horizontal phreatic zone. (2) The reservoir space is remnant dissolved pores, vugs and fissures. The most favorable reservoir for oil and gas accumulation is the fissure-dissolved vug reservoir. (3) The distribution of paleokarst reservoirs is controlled by paleokarst morphology and fault fissures. The most favorable place for reservoir development is on karst slopes and in fault belts. (4) Dissolution during deep burial coincides with the maturation of source rocks, hydrocarbon evolution and migration. Porosity enhancement related to the burial organic dissolution takes place just prior to the arrival of hydrocarbons in reservoirs, so it is of economic concern. (5) Karstification and burial organic dissolution are the most important diagenesis for the paleokarst reservoir development. The former is a prerequisite factor, while the latter is a dominant factor in the reservoir construction. The paleokarst reservoir is a new domain for the deep exploration of oil and gas in China.

Key words oil/ gas fields in China, Ordovician, Sinian, paleokarst reservoir, burial organic dissolution, Ordos basin, Tarim basin, Sichuan basin