

文章编号: 0253-2697(2024)01-0133-14 DOI:10.7623/syxb202401008

江汉盆地油气勘探新领域、新类型及资源潜力

王必金¹ 包汉勇² 吴世强² 郭战峰¹ 郭丽彬² 赵文² 李睿珊²

(1. 中国石油化工股份有限公司江汉油田分公司 湖北潜江 433124;
2. 中国石油化工股份有限公司江汉油田分公司勘探开发研究院 湖北武汉 430223)

摘要:随着资源探明率增加,江汉盆地常规砂岩油藏的勘探难度不断加大。近年来,通过加强基础地质研究,转变勘探思路,实现了碳酸盐岩油藏的勘探突破和页岩油领域的有效推进。从勘探实践出发,结合研究区钻井、测井、录井及岩心分析化验等各类资料,开展地质综合研究与有利区评价,揭示了江汉盆地岩性和岩相的空间展布特征、沉积模式、储集空间类型、油气富集条件及成藏模式,明确了颗粒碳酸盐岩和颗粒混积岩具有良好的储油能力,是常规勘探开发的新类型油藏和增储增产的现实阵地,其总资源量为 3.7×10^8 t。纹层状泥质白云岩+白云质泥岩岩相组合具有良好的生-储配置,主要分布在新沟嘴组下段 II 油组,是非常规页岩油勘探的最有利相带,有望实现页岩油新领域的勘探突破,预测资源量为 3.62×10^8 t。

关键词:江汉盆地;勘探开发;新领域;新类型;资源潜力

中图分类号: TE132.1 **文献标识码:** A

New fields, new types and resource potentials of oil-gas exploration in Jianghan Basin

Wang Bijin¹ Bao Hanyong² Wu Shiqiang² Guo Zhanfeng¹ Guo Libin² Zhao Wen² Li Ruishan²

(1. Sinopec Jianghan Oilfield Company, Hubei Qianjiang 433124, China;
2. Exploration and Production Research Institute, Sinopec Jianghan Oilfield Company, Hubei Wuhan 430223, China)

Abstract: With the increase of resource exploration rate in Jianghan Basin, the difficulty in exploring conventional sandstone reservoirs is continuously enlarged. In recent years, by strengthening basic research and changing exploration ideas, the exploration breakthrough of carbonate reservoir and the effective promotion of shale oil field have been achieved. According to the exploration practice, in combination with the analysis and experiment data of drilling, testing, logging and cores, comprehensive geological research and favorable area evaluation were carried out in the study area. The research reveals the spatial distribution characteristics of lithological and lithofacies, sedimentary patterns, reservoir space types, oil-gas enrichment conditions, as well as accumulation mode. Moreover, it has been clarified that granular carbonate and mixed granular rock have good oil storage capacity, which are new types of oil reservoir for conventional exploration and development, and also the actual field for increasing reservoir and production, with a total resource of 3.7×10^8 t. The facies assemblage of shale mixed with micrite (dolomite) has good oil generation ability, mainly distributed in the second oil group of lower Member of Xingouzui Formation. It is expected to achieve a breakthrough in the exploration of new field of shale oil, and the resource amount is predicted to be 3.62×10^8 t.

Key words: Jianghan Basin; exploration and development; new field; new type; resource potential

引用:王必金,包汉勇,吴世强,郭战峰,郭丽彬,赵文,李睿珊. 江汉盆地油气勘探新领域、新类型及资源潜力[J]. 石油学报, 2024, 45(1): 133-146, 240.

Cite: WANG Bijin, BAO Hanyong, WU Shiqiang, GUO Zhanfeng, GUO Libin, ZHAO Wen, LI Ruishan. New fields, new types and resource potentials of oil-gas exploration in Jianghan Basin[J]. Acta Petrolei Sinica, 2024, 45(1): 133-146, 240.

江汉盆地为典型的盐湖盆地,油气勘探始于 1958 年,以往以常规砂岩油藏勘探为主,资源探明率为 61%。江汉盆地历经早期快速增储上产、中期稳定增储和稳产阶段,目前储量的发现规模越来越小^[1-2],剩余单个圈闭面积一般小于 1 km^2 ,单个圈闭储量规模小于 50×10^4 t,石油产量由每年百万吨下降至 $45 \times$

10^4 t/a,增储稳产的难度越来越大,从而进入勘探开发低谷期^[3-4]。

近年来,通过强化岩矿、测井等基础地质研究,新发现湖相碳酸盐岩成为江汉盆地潜在的勘探新领域。钻井揭示该领域油气显示丰富且级别较高,以油浸和油斑为主,但测井曲线表现出低声波时差、中一高密

基金项目:中国石油化工股份有限公司科研项目“潜江凹陷增储能力评价及关键技术研究”(P21106)资助。

第一作者及通信作者:王必金,男,1968 年 8 月生,2006 年获中国地质大学博士学位,现为中国石油化工股份有限公司江汉油田分公司副总经理、教授级高级工程师,主要从事油气勘探及管理工作。Email: wangbj.jhjt@sinopec.com

度、低自然伽马的特点,以往按照砂岩的标准解释为干层,因而一直未受关注,是江汉盆地老区勘探的空白区。2022年,通过显微薄片观察发现,岩心的岩性为颗粒碳酸盐岩,粒间孔十分发育,是有效的储集层。经调整矿物骨架模型,测井资料解释出大量的油层。利用老井,通过“复合酸压加砂”工艺措施,江汉盆地实现了碳酸盐岩领域的勘探突破,初步测算碳酸盐岩储层的远景资源量为 3.7×10^8 t,是江汉盆地未来油气勘探重要的增储领域之一。

江汉盆地页岩油的资源量大,据“十三五”(2016—2020年)规划的资源评价测算,页岩油资源量为 14.3×10^8 t。自20世纪70年代开始,针对江汉盆地的油气藏评价先后经历了泥岩裂缝油藏勘探评价、盐间非砂岩油藏攻关评价、盐间页岩油勘探评价和夹层型页岩油勘探评价4个阶段^[5-7]。潜江组盐间页岩油有128口过路井见油气显示,其中,自喷井32口,有3口井发生强烈井喷,日喷油达千吨;试采井51口井,累计采油量为 10.4×10^4 t,其中,有2口井的单井累计采油量超过 1.0×10^4 t。由于页岩层的单层厚度薄,一般为5~12 m,页岩层内含可溶盐类矿物,偏塑性,上、下发育盐岩,储层改造难度大^[8-9]且生产过程中易发生盐堵,难以持续稳产。中国石油化工股份有限公司江汉油田分公司在部署实施3口井的钻探后进一步证实了盐间页岩油资源量的可靠性,同时,探索新的压裂改造工艺,但未找到合适的工程工艺技术来解决盐结晶、盐堵导致的排采困难等问题,盐间页岩油勘探遇挫。近年来,油公司转换思路,开始寻找远离盐岩发育区的地质—工程“双甜点”,优选新沟嘴组页岩油段,通过老井直井试油,获得了工业油流,由此推进了该领域的油气勘探,使其有望成为江汉盆地未来新的重要增储战场。

针对碳酸盐岩领域,通过对岩性、岩相、储层物性、含油性等的再认识,笔者提出颗粒结构的碳酸盐岩储层的物性和含油性好,是潜江组具有勘探潜力的新类型油藏。针对页岩油领域,建议重点关注新沟嘴组下段,结合地质和地震资料,聚焦不同凹陷的岩相组合特征、烃源岩生烃能力及“四性”(储集性、含油性、可动性和可压性)关系研究,刻画沉积岩相和盐岩的展布特征,明确新沟嘴组页岩油勘探有利区;新沟嘴组页岩油分布范围广、资源潜力大,是江汉盆地最现实的页岩油勘探增储领域。

1 区域地质概况

江汉盆地的地理位置位于湖北省中南部,构造位置位于华南大陆北缘、扬子地块中部。江汉盆地是在华南大陆大规模伸展作用和岩浆作用背景下,在燕山早期,以中扬子地区南、北对冲形成的秦岭—大别山、

江南—雪峰山两大弧形构造系及复合构造为基础发育而成的白垩纪—第四纪陆相断-拗复合型中—小型盐湖盆地^[10],其有效勘探面积为 1.7×10^4 km²(图1)。

江汉盆地前白垩系基底具有双层结构特征^[11-12],下层结构为古元古界—新元古界变质岩系,即准扬子克拉通结晶基底;上层结构为震旦系—侏罗系沉积岩系,厚度达10 000~15 000 m。印支运动使得中扬子地区由海相沉积转化为陆相,而这一时期也是江汉盆地基底构造格局形成期。

江汉盆地在晚白垩世开始发育,在区域伸展背景下形成主要受NW向断裂控制的断陷盆地^[13],其沉积充填以红色粗碎屑岩为主。古近纪是江汉盆地的主要发育阶段,构造变形相对微弱,盆地演化主要受NE向、NEE向断陷活动控制,形成了巨厚的沉积岩系和膏盐岩系。古近纪末期发生的强烈抬升作用和褶皱变形、隆起使得渐新统与中新统之间普遍发育角度不整合^[14],盆地的沉积充填作用结束。总体上,江汉盆地沉积了厚度近万米的白垩系—新近系陆相碎屑岩、盐岩及膏盐等化学岩^[8,13,15],地层自下而上,白垩系发育红花套组和渔洋组,古近系发育沙市组、新沟嘴组、荆沙组、潜江组和荆河镇组,新近系发育广华寺组,第四系发育平原组(图1)。

2 油气勘探历程

江汉盆地的石油勘探始于1958年,经历构造油藏、复杂构造油藏、砂岩岩性油藏、碳酸盐岩和页岩油藏4个勘探阶段。

第1阶段对应区域普查阶段。1958—1965年,通过重力、航磁、地面磁测、大地电流、电测深、二维地震勘探等普查工作,初步查明了地层、结构及含油情况,选凹定带,聚焦潜江凹陷,通过局部地区的地震普查、详查,在潜江凹陷发现了江汉盆地最大、最完整的王场背斜构造群,突破了工业油流关;1966—1979年,陆续发现王场油田、钟市油田、广华油田等大型构造油田^[11,16-17],探明石油地质储量 $5 418 \times 10^4$ t,形成第1个储量增长高峰。

第2阶段对应隐蔽性构造油藏勘探阶段。1980—2000年,基于常规三维地震勘探技术,在潭口构造、马王庙构造、荆西构造等一批复杂构造区发现油藏^[10,18-19],探明储量 $6 303 \times 10^4$ t,形成第2个储量增长高峰。

第3阶段对应隐蔽性岩性油藏勘探阶段。2006—2021年,基于高精度地震勘探技术^[1-3],在蚌湖向斜、总口向斜、梅槐桥—资福寺向斜带周缘先后发现一批小而肥的岩性油藏高产富集区块^[4,20-21],探明储量 $4 679 \times 10^4$ t,形成第3个储量增长高峰。

第4阶段对应碳酸盐岩和页岩油新类型油藏勘探阶段。2022年至今,基于单点高密度三维地震技术^[4,11],开展了新一轮基础地质研究工作,针对H20X-4井等老井区开展复查,获得高产工业油流,实现了该领域的勘探突破。

截至2023年底,江汉盆地自下而上发现红花套组、渔洋组、新沟嘴组、潜江组、荆河镇组、广华寺组共计6套含油层系,并发现油田16个(图1),累计探明石油地质储量为 1.44×10^8 t,累计产油量为 3806×10^4 t,支撑着江汉油田的原油生产。其中,碳酸盐岩油藏自2022年10月发现以来,14口老井的累计产油量近万吨。

3 油气地质条件

3.1 主要烃源岩

白垩纪—古近纪,江汉盆地经历了两个大的构造—充填演化阶段,烃源岩的形成和分布受多期原型盆地

发育和叠合改造过程控制^[13,17]。江汉盆地存在2套主要烃源岩,即潜江组烃源岩和新沟嘴组下段烃源岩^[22-24];2套次要烃源岩,即沙市组上段和中古生界烃源岩。潜江组烃源岩主要发育在潜江凹陷、江陵凹陷东北部及小板凹陷[图2(a)],其分布面积为 5859 km^2 ,有机碳含量可达2.0%,烃源岩处于低成熟—中成熟阶段,镜质体反射率(R_o)为0.4%~1.1%;纵向上,成熟烃源岩主要发育在潜江组三段(潜三段)、潜江组四段(潜四段)上亚段,以潜江凹陷蚌湖向斜的烃源岩厚度最大,达到2000m,有机质类型较好,以I型、II型为主,少量为III型。新沟嘴组烃源岩主要分布在潜江凹陷南部、江陵凹陷北部、陈沱口凹陷东北部、沔阳凹陷西南部以及小板凹陷[图2(b)],分布面积为 4310 km^2 ,烃源岩处于低成熟—高成熟阶段, R_o 为0.5%~1.81%;纵向上,烃源岩主要发育在新沟嘴组下段,厚度一般为50~250m,有机质类型以II型为主,其次为III型。

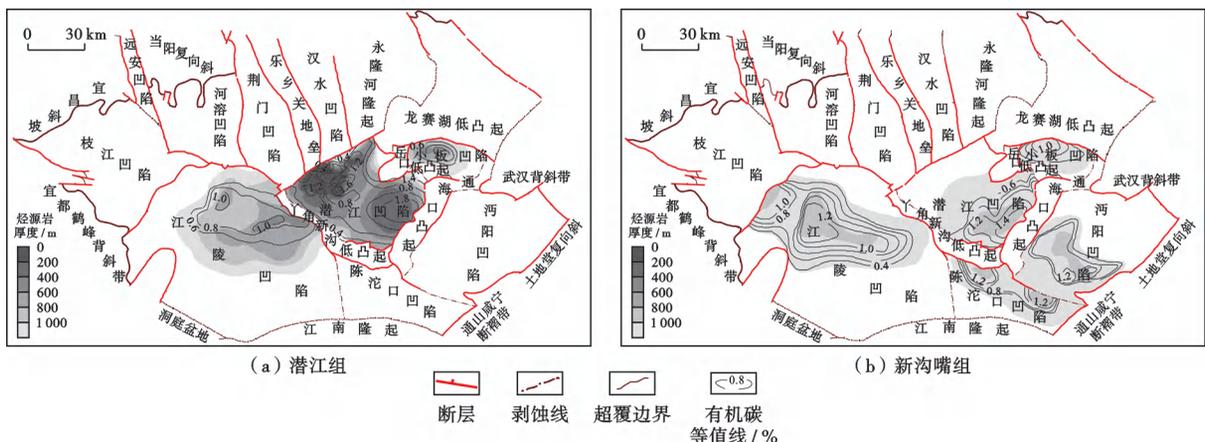


图2 江汉盆地潜江组、新沟嘴组烃源岩厚度及有机碳含量平面分布

Fig. 2 Distribution of thickness and organic carbon content of Qianjiang Formation and Xingouzui Formation source rocks in Jianghan Basin

3.2 主要储层

纵向上,江汉盆地主要发育3大储集层段,自下而上分别为白垩系、古近系新沟嘴组和潜江组^[13,23-26]。

白垩纪为第1构造旋回的断陷期,物源充沛,盆地周缘各个方向都有物源进入盆地,以冲积扇—河流相沉积体系为主。目前钻遇的白垩系砂岩厚度为100~963m,其中,渗透性砂岩厚度达899.6m,整体表现为中孔中渗—高孔高渗储层。

古近系新沟嘴组沉积期为第1构造旋回的拗陷期,主要发育浅水三角洲—湖相沉积体系。砂体的单层厚度一般为2~5m、最大可达10m以上,砂体累计最大厚度达200m以上,孔隙度一般为8%~15%,在埋深小于2500m的地区,砂岩孔隙度可达18%以上,具有良好的储集性能。

潜江组沉积期为第2构造旋回的拗陷期,主要发育扇三角洲、三角洲—盐湖沉积体系,单层砂体厚度一般为5~15m,砂体累计厚度达300m以上,孔隙度一般为8%~25%,具有良好的储集性能。

3.3 主要盖层

区域盖层主要发育在沙市组、新沟嘴组、潜江组和荆河镇组,岩性主要为泥岩、泥膏岩和盐岩。

沙市组沉积期气候干燥,物源缺乏,总体发育干盐湖沉积体系,由此形成了数百米的盐层、膏岩层和红色泥岩,为白垩系的区域盖层。新沟嘴组下段顶部的膏岩层及新沟嘴组上段的干盐湖沉积以发育膏质泥岩、泥岩为主,分布稳定,厚度为200~400m,其中,膏岩层以致密膏岩为主,厚度为5~20m,全区分布稳定。潜江组盐岩中韵律发育,已发现193个盐层,具有良好

的封闭性能,是潜江组内部储层的良好盖层;潜江组分布相对稳定且集中发育3套膏盐层,分别位于潜四段中部、潜三段中部和潜江组二段(潜二段)—潜江组一段(潜一段),其中,潜一段、潜二段的泥岩和盐膏岩盖层形成于走滑伸展晚期的半深湖和盐湖环境,盖层厚度大,一般为100~700m。荆河镇组主要发育湖相膏盐与泥岩,厚度一般为200~1000m,具有区域封盖能力。

4 油气勘探新领域、新类型及资源前景

目前,江汉盆地主要的增储新领域为潜江组碳酸盐岩油藏和新沟嘴组页岩油藏。

4.1 潜江组碳酸盐岩油藏

江汉盆地潜江组为半咸水、咸水条件下的内陆盐湖沉积,具有发育碳酸盐岩的有利地质背景。江汉盆地前期的老区勘探主要关注近物源的常规砂泥岩和洼陷内非常规盐间页岩,而对于在常规—非常规过渡带发育的碳酸盐岩,因其密度高,测井综合解释认为是干层,一直以来未将其作为勘探目标。近年来,油田公司对碳酸盐岩储层的岩矿组成、储集空间和成藏模式加强了研究。碳酸盐岩储层因富含碳酸盐矿物,其测井显示具有高密度特征;岩石薄片和扫描电镜观察发现,该类储层发育粒间孔、溶蚀孔和晶间孔。

潜江组除发育泥晶碳酸盐岩外,还发育具有颗粒结构的碳酸盐岩新类型储层。该类碳酸盐岩储层的储集空间发育、孔径大,物性特征与砂岩接近,展现出良好的勘探潜力和开发前景。对颗粒碳酸盐岩储层发育区采用复合加压加砂工艺,复试了14口井后均获得工业油流,其中,H20X-4井获23.07 t/d的高产工业油流,进一步证实了颗粒碳酸盐岩具有良好的含油性和出油能力,由此也实现了江汉盆地新类型油藏勘探的重大突破,为老区资源接替寻找到新的规模增储阵地。

4.1.1 成藏条件

潜江组沉积期,江汉盆地受到NE向断层控制,沉积沉降中心主要位于潜江凹陷北部,其地层最大厚度约为5000m。受北部单(向)物源、干旱—半干旱气候影响,潜江组沉积期的水体处于半封闭—封闭环境,水体含盐度高,碎屑岩与盐岩的发育程度呈此消彼长,自北向南从盆缘到盆地内部依次发育砂泥岩、碳酸盐岩、硫酸盐岩、盐岩4种岩相(图3),5种岩相组合体,即砂岩-泥岩互层岩相组合、泥岩-页岩互层岩相组合^[27]、页岩-碳酸盐岩互层岩相组合^[28]、页岩-硫酸盐岩岩相组合、页岩-盐岩互层岩相组合^[29-30]。其中,碳酸盐岩主要位于斜坡区,处于碎浪带—风暴带的沉积环境(图4)。随着对岩性物性的再认识以及老井复试获得勘探突破,目前,碳酸盐岩储层已成为重点勘探对象。

(1) 生烃条件

取心井的岩心观察揭示,潜江凹陷潜三段3油组—4油组的碳酸盐岩与页岩具有互层结构特征。重新对27口老井的岩心岩屑开展地球化学分析,并对2口新井进行地球化学录井和岩心分析测试,结果表明:泥页岩的总有机碳(TOC)含量分布在1.62%~3.48%、平均为2.29%,生烃潜量($S_1 + S_2$)为8.90~17.26 mg/g、平均为11.86 mg/g,达到好烃源岩标准;碳酸盐岩的TOC含量分布在0.22%~2.62%、平均为0.66%, $S_1 + S_2$ 为0.45~12.61 mg/g、平均为4.06 mg/g,表明碳酸盐岩自身也具有一定的生油能力。碳酸盐岩与上、下段页岩的有机质显微组分统计显示,其腐泥不定型体含量高,整体为I型和II₁型生烃母质。烃源岩的实测 R_o 为0.58%~0.67%,进入生烃门限,处于低成熟阶段。此外,上、下段页岩呈稳定分布,向洼陷区有机碳含量和生烃潜量逐渐增大^[25,27],实测 R_o 值可达0.9%。

(2) 储集条件

碳酸盐岩发育区储层的岩性主要有泥晶碳酸盐岩、颗粒碳酸盐岩、细粒混积岩和颗粒混积岩(图4)。岩石中的碳酸盐矿物含量为34.1%~76.0%,石英、长石含量为19.4%~40.5%,黏土矿物含量为10%~18%;胶结物以白云石、钙芒硝和硬石膏为主,大多为孔隙状胶结。岩石薄片和扫描电镜等分析表明,储集空间类型以粒间孔、粒间溶孔和晶间孔为主(图5),平均孔隙半径为45.35 μm ,平均喉道宽度为17.9 μm 。岩心实测孔隙度为3.20%~12.60%,渗透率为0.15~3.13 mD。基于H61X井的实测数据,利用不同类型储层的物性和测井解释模型来计算14口复试井试油段储层的物性,结果表明:复试井测井解释储层的孔隙度为6.5%~18.4%,平均为11.7%;渗透率为0.53~3.24 mD,平均为1.67 mD。根据碎屑岩储层的分级标准判定为中孔低渗储层,与上、下泥页岩形成良好的生-储配置关系。

(3) 保存条件

潜江凹陷潜江组碳酸盐岩沉积区侧向相变为泥岩,泥岩可形成岩性的侧向封堵(图3)。纵向上,潜三段3油组顶部发育1套厚度约为20m的页岩,由此可形成纵向分隔。侧向泥岩和顶部页岩共同为碳酸盐岩油藏提供了良好的封堵条件。此外,由于潜三段3油组—4油组的深侧向电阻率明显高于其上部潜三段2油组和下部潜四段1油组的深侧向电阻率,且复试的14口试油井具有见油快、返排率低的特点,这与上、下油组发育典型水层的特征存在明显差别,表现出独立成藏的特征,也进一步佐证该类油藏具有良好的保存条件。

4. 1. 2 成藏模式

潜江凹陷潜江组油气成藏受沉积相带影响, 展现出有序分布的特征^[19,25]。沉积相带自凹陷中心向物源方向依次发育盐岩相→硫酸盐岩相→碳酸盐岩相→砂泥岩相, 以盐岩区为中心呈环带状分布。相带的有序分布造成了遮挡要素及储集类型的演变, 导致油藏类型呈现盐间页岩油藏→碳酸盐岩油藏→砂岩岩性油藏→砂岩构造油藏的规律性变化; 输导体系的有序分布造成油气运移通道呈现裂隙→砂体→断裂→砂体→断裂的变化, 依次形成层内侧向→层内侧向+层间垂

向→层间垂向的输导方式变化, 导致油藏类型遵循岩性→岩性-构造→构造的变化趋势^[25-26]; 成藏动力的有序分布造成压力从盆地中心的生烃区向四周地层逐步变小, 生烃中心由于压实作用和生烃作用, 形成高压区, 而洼陷周缘则以常压区为主。从生烃中心到盆缘, 成藏动力具有超压系统→过渡系统→常压系统的有序演化特征。

结合烃源岩的地球化学分析及油源对比结果认为, 碳酸盐岩油藏的成藏模式为“双源供烃、层内侧向输导、储层物性控制富集”。烃源岩和原油的有机地球

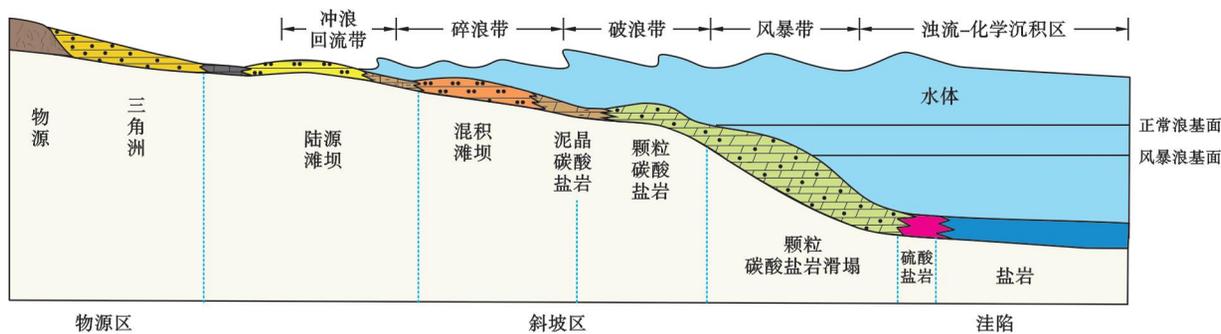
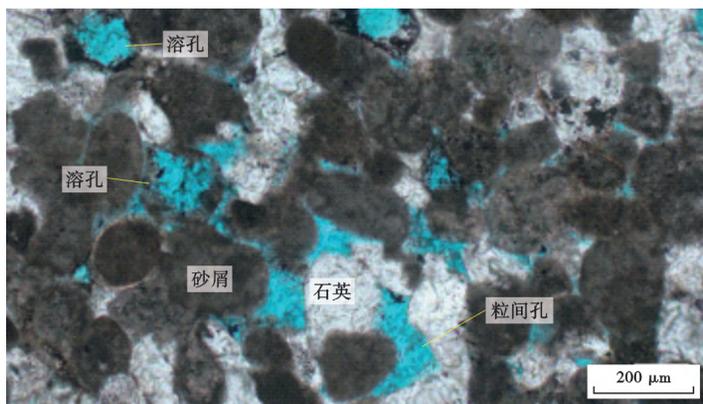
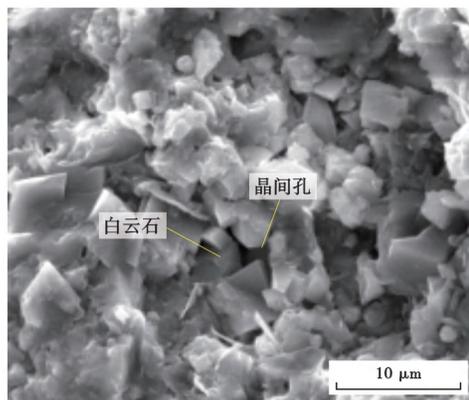


图 4 潜江凹陷潜江组盐湖碳酸盐岩沉积模式

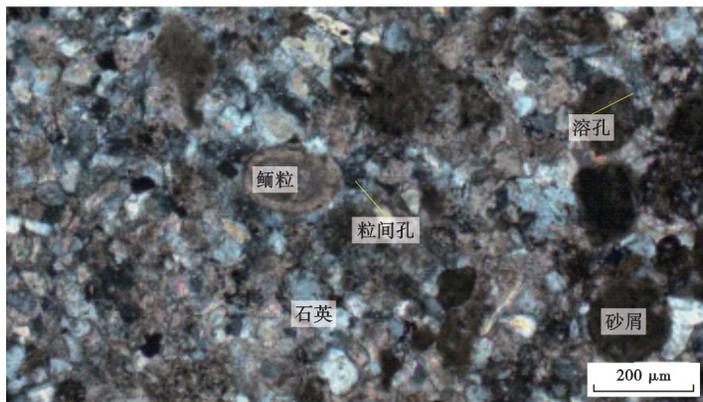
Fig. 4 Sedimentary pattern of carbonate rocks in Qianjiang salt lake, Qianjiang sag



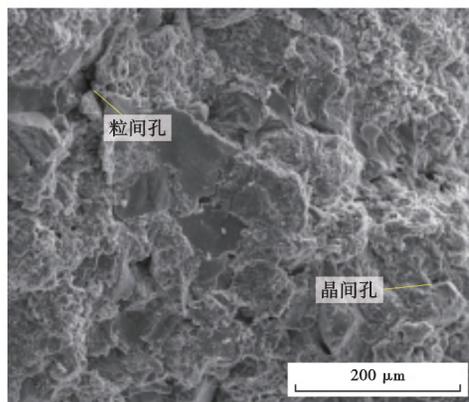
(a) 颗粒碳酸盐岩, H61X 井 2 344.2 m



(b) 泥晶碳酸盐岩, H61X 井 2 187.0 m



(c) 颗粒混积岩, H61X 井 2 190.9 m



(d) 细粒混积岩, H61X 井 2 301.0 m

图 5 不同类型碳酸盐岩储层特征

Fig. 5 Characteristics of different types of carbonate reservoirs

化学分析结果显示,碳酸盐岩储层中原油的成熟度高于上、下层烃源岩的成熟度,碳酸盐岩储层中的原油存在外部成熟原油的贡献。油源对比分析结果表明,油源一方面来自邻近高生烃潜力的王场向斜—蚌湖向斜洼陷区的成熟泥页岩,另一方面来自互层的泥页岩和碳酸盐岩中的有机质成熟生烃^[20]。由邻近洼陷区成熟页岩生成的原油,经侧向运移输送至碳酸盐岩储层中,与自生油气共同被上、下泥岩层遮

挡;加之侧向上存在岩性封闭,即向物源方向,碳酸盐岩相变为泥岩形成侧缘封堵,向盐湖凹陷方向,碳酸盐岩相变为硫酸盐岩形成封堵(图3),碳酸盐岩油藏成为独立的弱超压含油气系统(图6),实测地层压力系数为1.15~1.27。纵向上,碳酸盐岩油藏具有多层叠置的特点,储层主要分布于潜三段3油组、潜三段3下油组、潜三段4油组、潜四段0油组和潜四段下亚段。

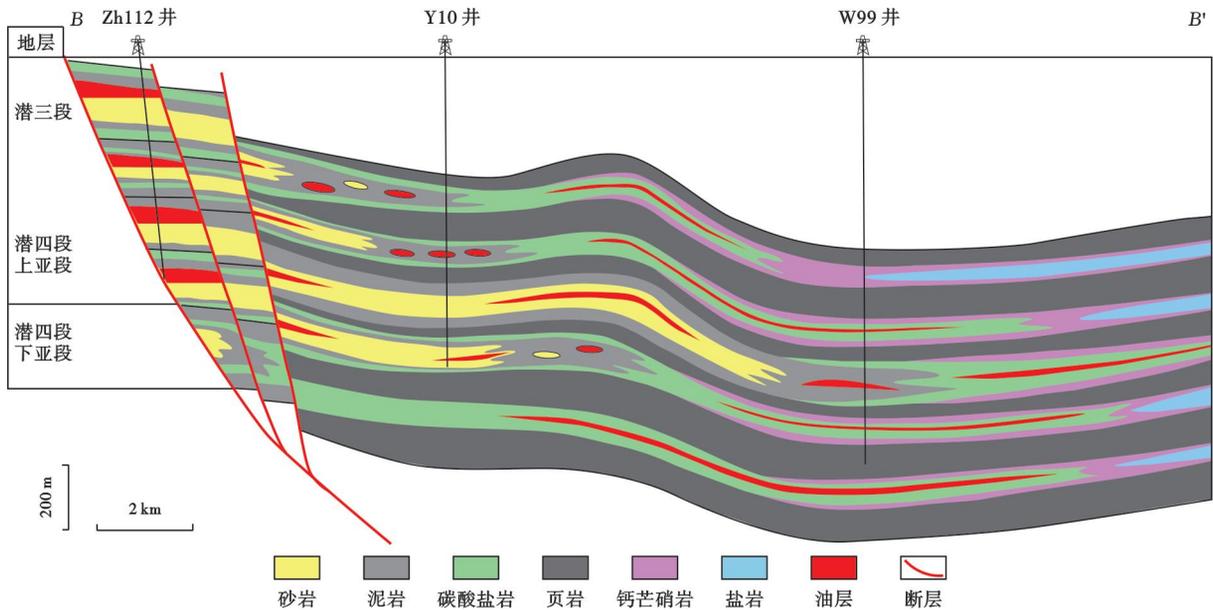


图6 潜江凹陷潜江组形成藏模式(剖面位置见图3)

Fig. 6 Accumulation pattern of Qianjiang Formation in Qianjiang sag

4.1.3 油气富集机理

在潜江组页岩与碳酸盐岩呈互层的发育区,油气富集呈现出“岩性岩相控藏,储集物性控富”的特点。由成藏条件及成藏模式可知:泥页岩生成的油气与碳酸盐岩自身生成的烃类二者构成了双源供烃;顶、底泥岩隔层和侧向岩相变化形成的封堵控制了碳酸盐岩油藏的形成;储集空间类型及物性决定了油气富集的程度。

通过岩心观察和岩石显微结构分析,将碳酸盐岩进一步细分为颗粒碳酸盐岩、泥晶碳酸盐岩和颗粒混积岩。颗粒碳酸盐岩主要发育在古隆起、古斜坡地带,以及洼陷区深水重力流带(图4),主要受潮浪、风暴等作用影响。低能环境下形成的泥晶碳酸盐岩经风暴或强水动力搅动,可再沉积形成内碎屑颗粒碳酸盐岩。颗粒碳酸盐岩的厚度可达到20~30 m,分选性和磨圆度较高,发育溶蚀孔和粒间孔,孔径为2~500 μm ,实测孔隙度主要分布在8.3%~12.4%,渗透率为1.01~3.13 mD,具有良好的储集空间。颗粒碳酸盐岩储层

中油气富集程度高,实测含油饱和度为56.41%。在颗粒碳酸盐岩发育区部署了H20X-4井,采用“复合酸压加砂”工艺复查试油,获得最高为23.07 t/d的高产工业油流;该井目前的产油量为8.5 t/d,已稳定生产396 d,累计产油量为3040 t。

颗粒混积岩主要发育在近物源的碎浪带(图4),成分以碳酸盐岩、石英、长石和黏土矿物为主。储集空间以粒间孔为主,孔径为2~300 μm ,孔隙度一般为5.10%~11.30%,渗透率为1.83~3.10 mD,具有较好的储集空间。该类储层中的油气充满度低于颗粒碳酸盐岩储层,实测含油饱和度为51.28%。

泥晶碳酸盐岩主要发育在碎浪带—破浪带的低能区(图4),岩性以白云岩、泥页岩为主。储集空间以晶间孔为主,少部分发育溶蚀孔,孔径为2~20 μm ,实测孔隙度主要分布在3.6%~11.50%,渗透率为0.15~1.81 mD,实测含油饱和度为48.32%,相较于前面2类碳酸盐岩,泥晶碳酸盐岩的油气富集程度相对更低(表1)。

表 1 不同类型碳酸盐岩物性及含油性统计

Table 1 Statistics of physical properties and oil-bearing characteristics of different types of carbonate rocks

岩性分类	孔隙类型	孔径/ μm	孔隙结构	大孔占比/%	孔隙度/%	渗透率/mD	含油饱和度/%
颗粒碳酸盐岩	粒间孔、溶蚀孔、晶间孔	2~500	大孔为主	63.3	8.30~12.40/9.97	1.01~3.13/2.44	56.41
泥晶碳酸盐岩	晶间孔	2~20	微孔为主	13.2	3.60~11.50/7.01	0.15~1.81/0.75	48.32
颗粒混积岩	粒间孔、溶蚀孔、晶间孔	2~300	大孔和介孔为主	53.6	5.10~11.30/9.30	1.83~3.10/2.10	51.28
细粒混积岩	晶间孔、粒间孔	2~50	微孔为主	30.1	3.20~12.60/7.30	0.16~2.65/0.87	49.89

注:“/”后为平均值。

4.1.4 勘探有利区及资源前景

碳酸盐岩相带呈半环带状,主要分布在潜江凹陷北部的潜江组,EW 向长度为 10~12 km,SN 向宽度为 3~5 km。纵向上,有利层系在潜三段 3 油组、潜三段 3 下油组、潜三段 4 油组、潜四段 0 油组和潜四段下亚段,各小层的有利勘探区面积为 400~600 km²(图 7),单层厚度为 5~30 m。油公司对潭口地区的老井进行了复试,14 口井均获得自喷工业油流,专探井 H61X 井的测井解释油层厚度为 73.3 m。通过取心分析测

试并开展岩性岩相展布、储集类型和物性、成藏控制因素及油藏类型等关键要素分析,落实碳酸盐岩油藏的总资源量为 3.7×10⁸t。其中,颗粒碳酸盐岩“甜点区”主要分布在潜三段 3 油组—4 油组,估算资源量为 5664×10⁴t,已提交三级储量 1961×10⁴t,是江汉盆地现阶段重要的增储增产领域。除潜三段 3 油组—4 油组外,颗粒碳酸盐岩在潜四段 0 油组和潜四段下亚段也有分布^[21],总资源量为 0.91×10⁸t,是未来勘探突破的有利目标区(图 7)。

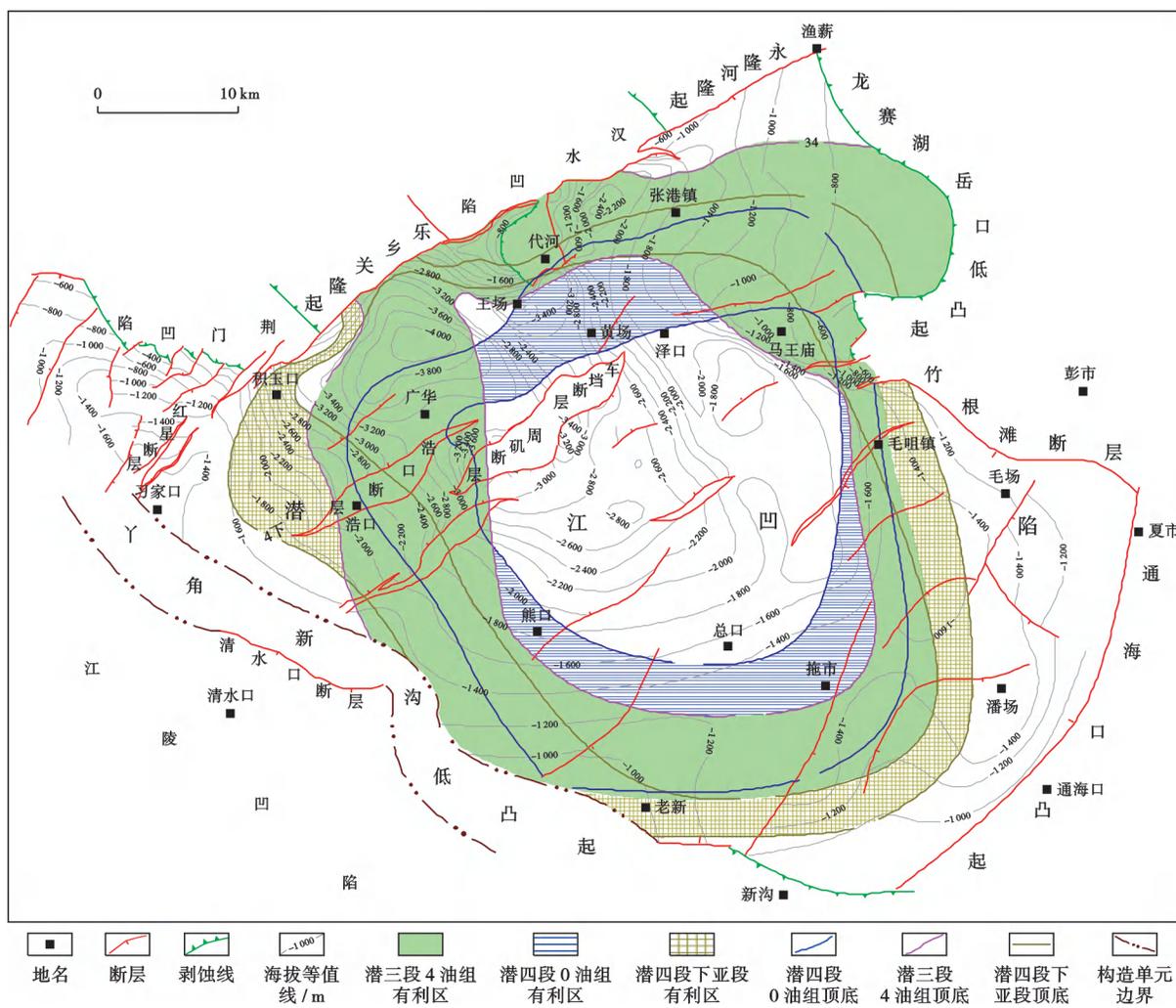


图 7 潜江凹陷潜江组碳酸盐岩勘探有利区分布

Fig. 7 Favorable areas of Qianjiang Formation for carbonate exploration in Qianjiang sag

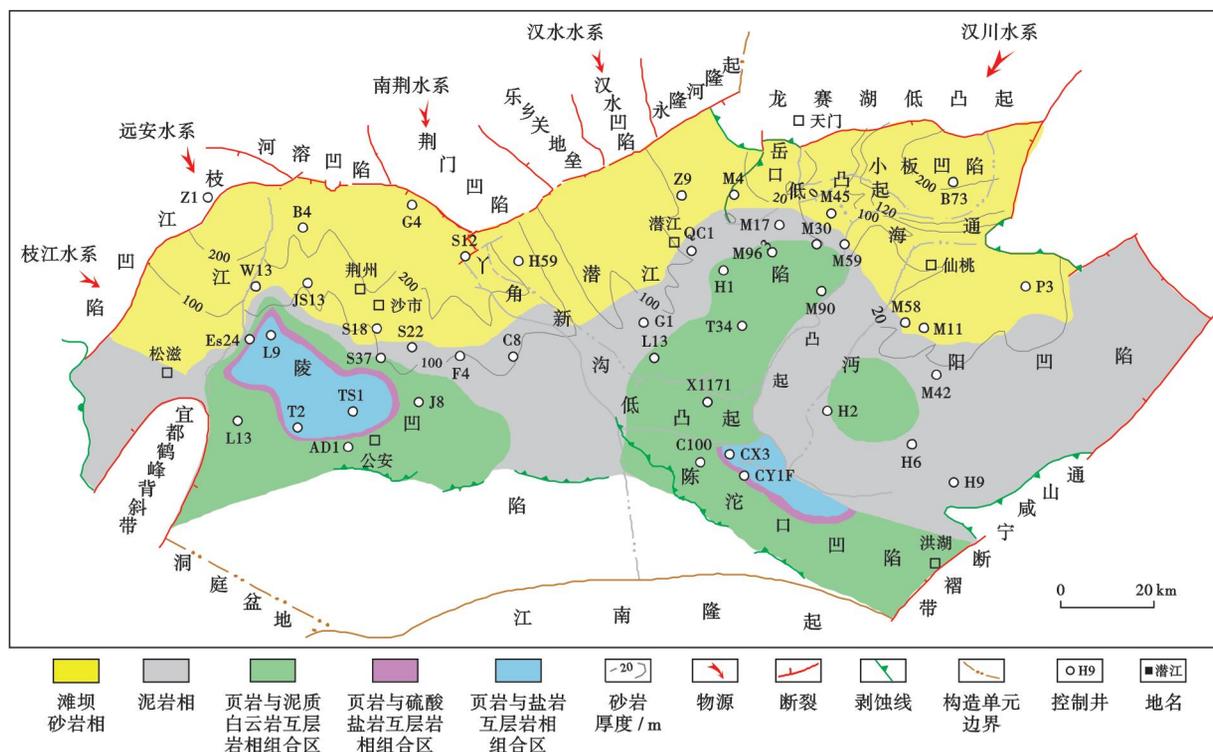


Fig. 9 Distribution of lithology and lithofacies of Xingouzui Formation in Jianghan Basin

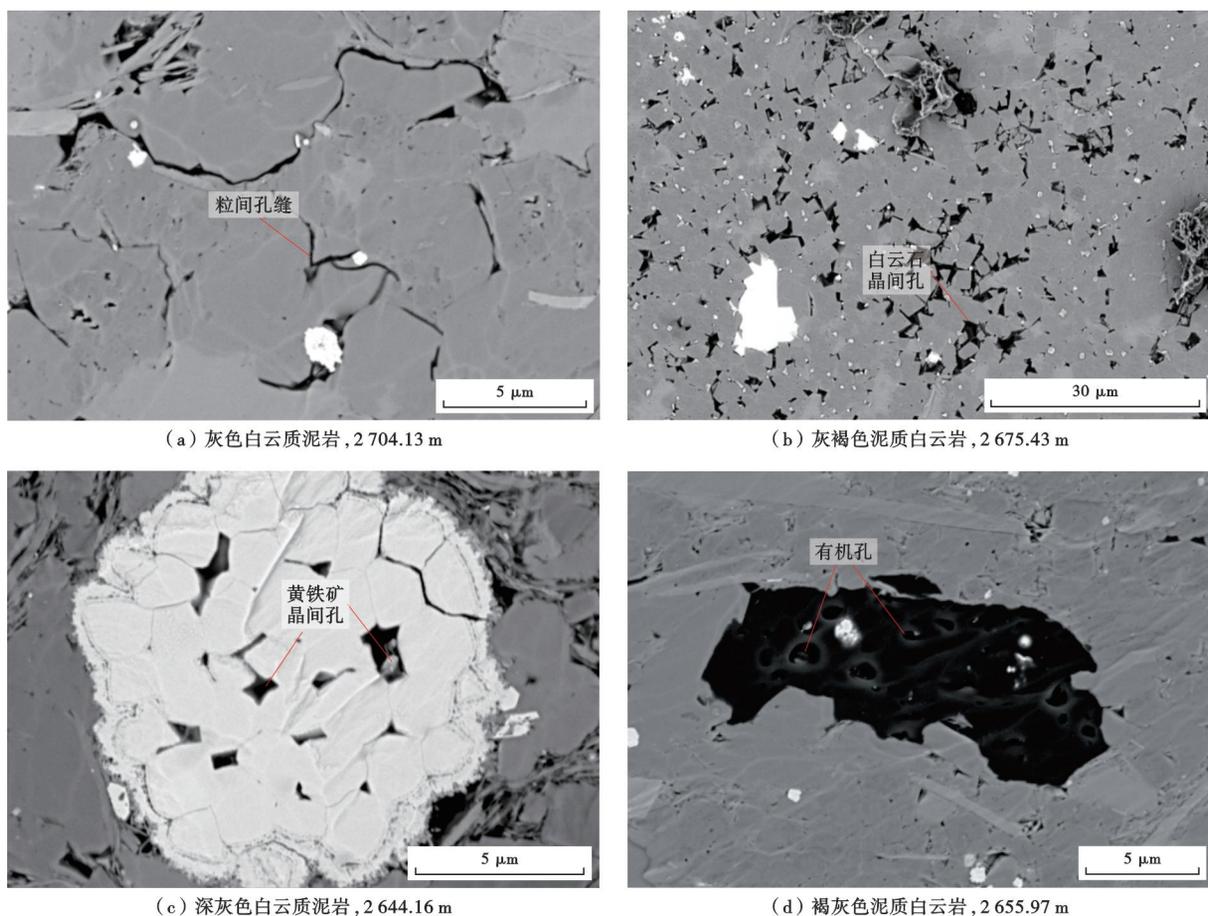


图 10 CY1 井新沟嘴组下段 II 油组储集空间类型

Fig. 10 Reservoir space types of oil group II of lower Member of Xingouzui Formation in Well CY1

对比表明:纹层状泥质白云岩/页岩、层状泥质白云岩/页岩的物性好,孔隙度为6%~15%;层状含钙芒硝泥质白云岩/页岩、层状含钙芒硝白云质泥页岩、纹层状白云质泥页岩的孔隙度略低,孔隙度为2.9%~17.8%;钙芒硝岩无储集条件,若钙芒硝充填于白云质泥岩或泥质白云岩粒间孔隙中,会造成孔隙度下降。

含油性及可动性方面,页岩的整体含油性较好,吸附烃量(S_1)平均达到4.67 mg/g, S_1 /TOC含量比值平均为186.5。按照岩相分别统计,纹层状泥质白云岩/页岩的含油性最好,其 S_1 可达到10 mg/g以上, S_1 /TOC含量比值为299.6;其次是层状泥质白云岩/页岩、层状含钙芒硝泥质白云岩/页岩、纹层状白云质泥页岩,其 S_1 均在3 mg/g以上, S_1 /TOC含量比值为125.9~240.8;块状白云质钙芒硝岩的含油性较差。根据原油性质及高压物性资料分析:新沟嘴组下段II油组的原油密度为0.8100~0.8639 g/cm³、黏度(50℃条件下)为6.88~22.47 mPa·s,为轻质油;地层压力系数为1.2~1.5,具有较好的流动性。

可压性方面,页岩整体具有较好的可压性,其脆性指数(脆性矿物含量)为37.1%~55.6%,弹性模量为19.8~44.9 GPa、平均为36.5 GPa,泊松比为0.248~0.270、平均为0.257。从岩性上看,泥质白云岩与白云质泥岩的弹性模量相近,具有较好的可压性,而钙芒硝岩与泥质白云岩的弹性模量差异较大,含钙芒硝的泥质白云岩的可压性明显变差。

综上所述,不同岩相的有机质丰度、物性及含油性指标差异较大。纹层状泥质白云岩/页岩和层状泥质白云岩的有机质丰度、孔隙度、含油性、可动性及可压性均较好,为最有利岩相;纹层状白云质泥页岩和层状白云质泥页岩的有机质丰度、含油性、可压性较好,孔隙度较低,为较有利岩相;层状白云质泥页岩和块状白

云质钙芒硝岩的有机质丰度低,含油性和储集性差,不具备生-储条件,为不利岩相。

4.2.2 有机质特征

江汉盆地新沟嘴组下段的TOC含量统计分析显示,潜江凹陷页岩的TOC含量高,烃源条件好,其次是陈沱口凹陷和江陵凹陷,沔阳凹陷的烃源条件最差。以TOC含量大于1%作为下限,江陵凹陷内页岩有机质含量大于1%的分布面积为926 km²,潜江凹陷对应的分布面积为864 km²,陈沱口凹陷对应的分布面积为611 km²。

江汉盆地新沟嘴组下段的 R_o 值统计结果表明:潜江凹陷和江陵凹陷的热演化程度高, R_o 在0.9%以上;陈沱口凹陷的热演化程度较低, R_o 在0.5%~0.9%;沔阳凹陷最低, R_o <0.7%。

4.2.3 有利区评价及资源前景

基于新沟嘴组下段II油组页岩油的有利岩相组合及“四性”关系,结合中国石油化工股份有限公司对于陆相页岩油有利区的评价标准,建立了江汉盆地新沟嘴组页岩油的评价指标(表2)。综合评价表明,江汉盆地新沟嘴组页岩油有利区分布在潜江凹陷总口向斜—潘场向斜—陈沱口凹陷、江陵凹陷梅槐桥向斜,厚度为40~80 m,预测资源量为3.62×10⁸t。其中I类区的纹层状泥质白云岩+白云质泥页岩岩相组合分布在总口向斜—潘场向斜、陈沱口凹陷西斜坡(图11),叠合面积为432 km²,资源量为2.02×10⁸t。考虑盐岩的发育程度,优选盐岩不发育的潜江凹陷总口向斜—潘场向斜作为新沟嘴组页岩油风险勘探的最有利区。

2022年,潘场向斜优选老井T34井开展复查压裂,试获6.14 t/d的工业油流,展示了该类型页岩油良好的勘探前景;2023年,油公司部署实施风险探井PY1HF井,有望实现江汉盆地页岩油勘探突破。

表2 江汉盆地新沟嘴组页岩油有利区评价指标

Table 2 Evaluation indexes for shale oil favorable areas of Xingouzui Formation in Jiangnan Basin

分类	岩相	TOC/%	R_o /%	压力系数
I类区	纹层状泥质白云岩+白云质泥页岩	>2.0	>0.9	>1.2
II类区	纹层状、层状泥质白云岩+白云质泥页岩	>2.0	>0.7	1.0~1.2
III类区	泥质白云岩+白云质泥页岩+盐岩互层	>2.0	>0.7	>1.2
	层状泥质白云岩+白云质泥页岩	1.0~2.0	0.5~0.7	<1.0

5 结论

(1) 江汉盆地潜江组碳酸盐岩油藏发育颗粒碳酸盐岩、泥晶碳酸盐岩、颗粒混积岩和细粒混积岩4类储层,孔隙类型为粒间孔、溶蚀孔和晶间孔,且生-储配置好,落实潜江凹陷碳酸盐岩油藏总资源量3.7×10⁸t。

其中,颗粒碳酸盐岩“甜点区”主要分布在潜三段3油组—4油组,资源量为5664×10⁴t,已提交三级储量1961×10⁴t,是江汉盆地现阶段重要的增储增产领域。颗粒碳酸盐岩除潜三段3油组—4油组外,在潜四段0油组和潜四段下亚段也有分布,总资源量为0.91×10⁸t,是未来勘探突破的有利目标区。

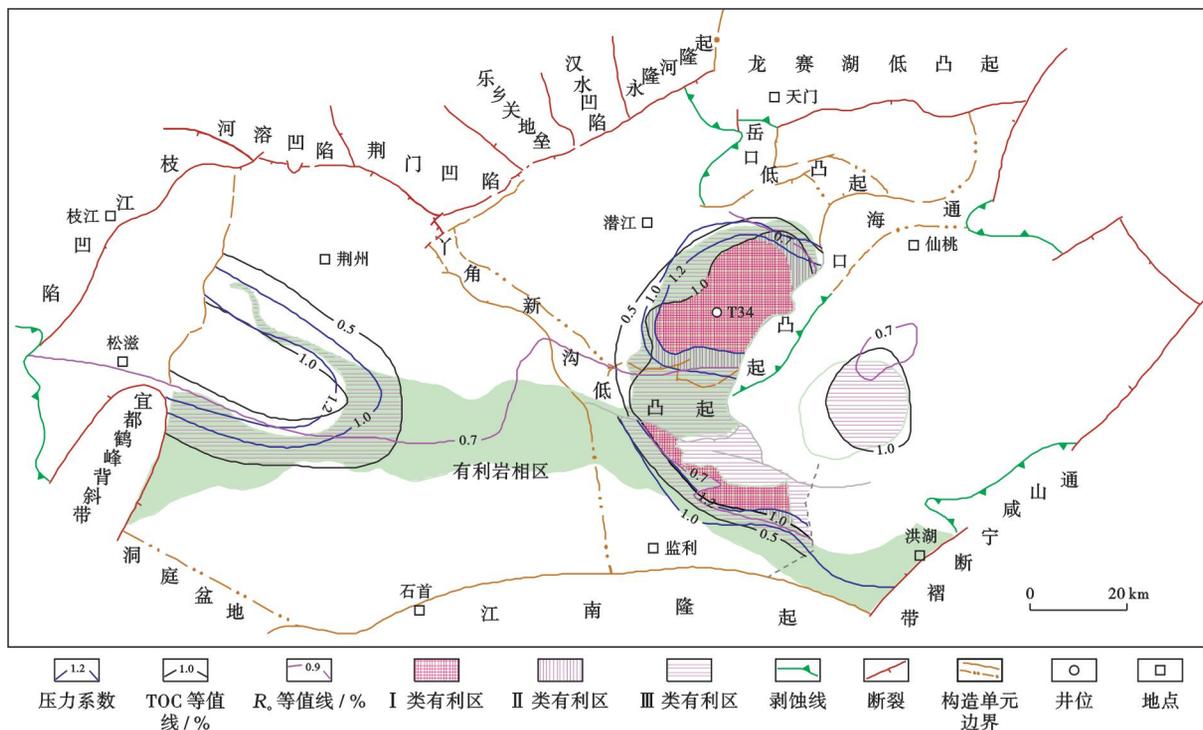


图 11 江汉盆地新沟嘴组页岩油勘探有利区分布

Fig. 11 Favorable areas of Xingouzui Formation for shale oil exploration in Jianghan Basin

(2) 江汉盆地新沟嘴组下段 II 油组页岩油藏主要发育纹层状泥质白云岩/页岩、层状泥质白云岩/页岩、纹层状白云质泥页岩、层状白云质泥页岩、块状白云质钙芒硝岩等岩相,总资源量为 3.62×10^8 t。综合评价结果表明,纹层状泥质白云岩(页岩夹白云岩)是最有利岩相。结合勘探实践和盐岩展布特征认为,潜江凹陷南部总口向斜—潘场向斜是新沟嘴组页岩油勘探的最有利区。

参 考 文 献

[1] 方志雄. 潜江凹陷隐蔽油藏成藏主控因素及勘探方向[J]. 石油与天然气地质, 2006, 27(6): 804-812.
FANG Zhixiong. Main controlling factors and exploration direction of subtle oil reservoirs in Qianjiang depression[J]. Oil & Gas Geology, 2006, 27(6): 804-812.

[2] 郑有恒. 江汉盆地潜江凹陷潜江组岩性油藏勘探方向及对策[J]. 石油实验地质, 2010, 32(4): 330-333.
ZHENG Youheng. Exploration direction and strategy for lithologic accumulations in Qianjiang Formation of the Qianjiang sag, Jianghan Basin [J]. Petroleum Geology & Experiment, 2010, 32(4): 330-333.

[3] 张水山, 张三元, 周红艳, 等. 潜江凹陷蚌湖向斜周缘岩性油藏识别技术及效果[J]. 岩性油气藏, 2014, 26(5): 86-90.
ZHANG Shuishan, ZHANG Sanyuan, ZHOU Hongyan, et al. Lithologic reservoir exploration and effect in the periphery of Banghu syncline, Qianjiang sag[J]. Lithologic Reservoirs, 2014, 26(5): 86-90.

[4] 罗劲, 李铭华, 郭丽彬, 等. 盐湖盆地复杂岩性区储层预测方法研

究——以江汉盆地潜江凹陷为例[J]. 石油实验地质, 2016, 38(2): 273-277.
LUO Jin, LI Minghua, GUO Libin, et al. Methodology of reservoir prediction in areas with complicated lithology in saline lake basins: a case study of the Qianjiang sag Jianghan Basin[J]. Petroleum Geology & Experiment, 2016, 38(2): 273-277.

[5] 陈波, 肖秋荷, 曹卫生, 等. 江汉盆地潜江组与沙市组盐间非砂岩油气藏勘探潜力对比[J]. 石油勘探与开发, 2007, 34(2): 190-196.
CHEN Bo, XIAO Qiugou, CAO Weisheng, et al. Exploration potential contrast of non-sandstone reservoirs within salt-layers between Shashi and Qianjiang Formations, Jianghan Basin[J]. Petroleum Exploration and Development, 2007, 34(2): 190-196.

[6] 蒲秀刚, 漆智先, 郑晓玲, 等. 盐间非砂岩油藏基本石油地质特征及资源潜力[J]. 石油勘探与开发, 2002, 29(5): 28-30.
PU Xiugang, QI Zhixian, ZHENG Xiaoling, et al. Basic petroleum geological characteristics and resource potential of inter-salt non-sandstone reservoir [J]. Petroleum Exploration and Development, 2002, 29(5): 28-30.

[7] 熊智勇, 吴世强, 王洋, 等. 江汉盐湖盆地盐间泥质白云岩油藏地质特征与实践[J]. 地质科技情报, 2015, 34(2): 181-187.
XIONG Zhiyong, WU Shiqiang, WANG Yang, et al. Geological characteristics and practice for intersalt argillaceous dolomites reservoir in the Qianjiang depression of Jianghan salt lake basin [J]. Bulletin of Geological Science and Technology, 2015, 34(2): 181-187.

[8] 陈晨, 姜在兴, 孔祥鑫, 等. 潜江凹陷潜江组盐间细粒岩沉积特征及其对页岩含油性的控制[J]. 地学前缘, 2021, 28(5): 421-435.
CHEN Chen, JIANG Zaixing, KONG Xiangxin, et al. Sedimenta-

- ry characteristics of intersalt fine-grained sedimentary rocks and their control on oil-bearing ability of shales in the Qianjiang Formation, Qianjiang sag[J]. *Earth Science Frontiers*, 2021, 28(5): 421-435.
- [9] 王芙蓉, 何生, 郑有恒, 等. 江汉盆地潜江凹陷潜江组盐间页岩油储层矿物组成与脆性特征研究[J]. *石油实验地质*, 2016, 38(2): 211-218.
- WANG Furong, HE Sheng, ZHENG Youheng, et al. Mineral composition and brittleness characteristics of the inter-salt shale oil reservoirs in the Qianjiang Formation, Qianjiang sag[J]. *Petroleum Geology & Experiment*, 2016, 38(2): 211-218.
- [10] 王必金, 林畅松, 陈莹, 等. 江汉盆地幕式构造运动及其演化特征[J]. *石油地球物理勘探*, 2006, 41(2): 226-230.
- WANG Bijin, LIN Changsong, CHEN Ying, et al. Episodic tectonic movement and evolutionary character in Jianghan Basin[J]. *Oil Geophysical Prospecting*, 2006, 41(2): 226-230.
- [11] 刘云生, 罗劲, 李铭华, 等. 江汉盆地潜江凹陷潭口地区构造模式及勘探潜力[J]. *中国石油勘探*, 2017, 22(4): 84-89.
- LIU Yunsheng, LUO Jin, LI Minghua, et al. Structural model and exploration potential in Tankou block of Qianjiang sag, Jianghan Basin[J]. *China Petroleum Exploration*, 2017, 22(4): 84-89.
- [12] 王德良, 梅廉夫, 刘云生, 等. 伸展型复合盆山体系下江汉盆地中、新生代幕式沉降与迁移[J]. *地球科学*, 2018, 43(11): 4180-4192.
- WANG Deliang, MEI Lianfu, LIU Yunsheng, et al. Mesozoic-cenozoic episodic subsidence and migration of Jianghan Basin in extensional composite basin-mountain system[J]. *Earth Science*, 2018, 43(11): 4180-4192.
- [13] 陈凤玲. 潜江盐湖构造演化及沉积充填与油气成藏[J]. *石油天然气学报*, 2007, 29(2): 50-53.
- CHEN Fengling. Structural evolution and depositional packing as well as hydrocarbon accumulation in Qianjiang salt lake basin[J]. *Journal of Oil and Gas Technology*, 2007, 29(2): 50-53.
- [14] 胡炳焯. 介绍潜江凹陷白垩—第三系中两个不整合[J]. *石油学报*, 1984, 5(4): 119-120.
- HU Bingxuan. Two unconformities of Cretaceous-Tertiary in the Qianjiang depression[J]. *Acta Petrolei Sinica*, 1984, 5(4): 119-120.
- [15] 戴世昭. 江汉盐湖盆地石油地质[M]. 北京: 石油工业出版社, 1997: 23-46.
- DAI Shizhao. *Petroleum geology of Jianghan salt lake basin*[M]. Beijing: Petroleum Industry Press, 1997: 23-46.
- [16] 胡炳焯, 余芳权. 潜江凹陷的盐丘构造及形成条件分析[J]. *石油勘探与开发*, 1984, 11(6): 62-70.
- HU Bingxuan, YU Fangquan. Analysis of salt dune structure and formation conditions in Qianjiang depression[J]. *Petroleum Exploration and Development*, 1984, 11(6): 62-70.
- [17] 谢泰俊, 祁左明, 朱振东. 江汉盆地的盐构造及其对油气的控制作用[J]. *石油勘探与开发*, 1983, 10(6): 1-8.
- XIE Taijun, QI Zuoming, ZHU Zhendong. Salt structures in Jianghan Basin and their control to oil and gas accumulation[J]. *Petroleum Exploration and Development*, 1983, 10(6): 1-8.
- [18] 向树安, 郁飞, 刘群星. 潜江凹陷复杂断块油藏构造精细描述技术[J]. *断块油气田*, 2006, 13(3): 10-12.
- XIANG Shu'an, YU Fei, LIU Qunxing. Fine structure description for complex fault-block reservoir in Qianjiang depression[J]. *Fault-Block Oil & Gas Field*, 2006, 13(3): 10-12.
- [19] 刘爱武, 唐大卿, 郭丽彬, 等. 江汉盆地潜北断裂带分段差异活动及演化[J]. *石油地球物理勘探*, 2022, 57(4): 937-949.
- LIU Aiwu, TANG Daqing, GUO Libin, et al. Differential segmental activities of Qianbei fault zone in Jianghan Basin and its evolution[J]. *Oil Geophysical Prospecting*, 2022, 57(4): 937-949.
- [20] 吴东胜, 吴剑, 张玉清, 等. 潜江凹陷蚌湖向斜周缘油气运聚特征与岩性圈闭评价[J]. *石油学报*, 2009, 30(2): 183-188.
- WU Dongsheng, WU Jian, ZHANG Yuqing, et al. Characteristics of petroleum migration-accumulation and petroliferous property of lithologic trap around Banghu syncline in Qianjiang depression[J]. *Acta Petrolei Sinica*, 2009, 30(2): 183-188.
- [21] 郭丽彬, 付宜兴, 张亮. 潜江凹陷潜四下亚段油藏勘探值得关注的领域[J]. *石油天然气学报*, 2013, 35(8): 45-48.
- GUO Libin, FU Yixing, ZHANG Liang. The emphatic area of E₂q₄ reservoir exploration in Qianjiang depression[J]. *Journal of Oil and Gas Technology*, 2013, 35(8): 45-48.
- [22] 黄华, 袁娟梅, 彭伟, 等. 江汉盆地古近系潜江组盐湖沉积特征与成藏模式[J]. *岩性油气藏*, 2021, 33(2): 9-16.
- HUANG Hua, YUAN Juanmei, PENG Wei, et al. Sedimentary characteristics and reservoir accumulation model of salt lake of Paleogene Qianjiang Formation in Jianghan Basin[J]. *Lithologic Reservoirs*, 2021, 33(2): 9-16.
- [23] 江继纲, 张谦. 江汉盆地潜江期盐湖沉积石油的形成与演化[J]. *石油与天然气地质*, 1982, 3(1): 1-15.
- JIANG Jigang, ZHANG Qian. The generation and evolution of petroleum of the saline Qianjiang Formation in Jianghan Basin[J]. *Oil & Gas Geology*, 1982, 3(1): 1-15.
- [24] 江继纲. 潜江凹陷潜江组油源的探讨[J]. *石油学报*, 1985, 6(2): 23-29.
- JIANG Jigang. About the source of oil in the Qianjiang Formation[J]. *Acta Petrolei Sinica*, 1985, 6(2): 23-29.
- [25] 黄华. 江汉盐湖盆地油气形成与运聚特征[J]. *西南石油大学学报: 自然科学版*, 2018, 40(6): 69-76.
- HUANG Hua. Characteristics of hydrocarbon formation, migration, and accumulation in the Jianghan saline lake basin[J]. *Journal of Southwest Petroleum University: Science & Technology Edition*, 2018, 40(6): 69-76.
- [26] 雷闯, 叶加仁, 彭明超, 等. 潜江凹陷北部潜江组油气运移特征[J]. *地质科技情报*, 2014, 33(3): 133-139.
- LEI Chuang, YE Jiaren, PENG Mingchao, et al. Hydrocarbon migration characteristics of Qianjiang Formation in the northern Qianjiang depression[J]. *Bulletin of Geological Science and Technology*, 2014, 33(3): 133-139.
- [27] 龙玉梅, 陈曼霏, 陈凤玲, 等. 潜江凹陷潜江组盐间页岩油储层发育特征及影响因素[J]. *油气地质与采收率*, 2019, 26(1): 59-64.
- LONG Yumei, CHEN Manfei, CHEN Fengling, et al. Characteristics and influencing factors of inter-salt shale oil reservoirs in Qianjiang Formation, Qianjiang sag[J]. *Petroleum Geology and Recovery Efficiency*, 2019, 26(1): 59-64.