

文章编号: 1000-0747(2003)02-0009-08

中国海相油气勘探的启迪

张抗¹, 王大锐²

(1. 中国石化石油勘探开发研究院; 2. 中国石油勘探开发研究院)

摘要: 从我国已发现的生储于海相层系的油气田来看, 其有效烃源岩的有机质丰度下限至少应大于 0.5%, 滨海相煤系对生烃可有重要贡献。碳酸盐岩有效储集空间主要为裂缝和次生孔、洞, 岩溶是其形成的重要因素。按岩溶发育程度由弱到强, 将碳酸盐岩储集体分为纳溪型(不规则孤立储集体)、塔河型网络状(过渡型)和威远—任丘型(似层状—似块状的连通储集体)。网络状塔河型储集体内部有巨大的不均一性, 油气藏无统一底水和压力。多期拉张—挤压的开合构造旋回是海相油气藏被改造的重要控制因素, 保存状况直接决定着发现有经济价值海相油气藏的可能性。在勘探思路方面, 应该按稳定块体内的相对活动性及受其控制的生、储条件, 把握宏观勘探选区; 按有机碳含量不小于 0.5% 的标准, 重新评价海相有效烃源岩; 从勘探浅部次生油气藏入手, 逐步逼近深部海相主力油气藏; 重视海相层系中的岩性圈闭, 强调天然气勘探。必须形成与上述要求相配套的勘探技术系列。图 4 表 3 参 29

关键词: 海相油气藏; 有效烃源岩; 储集体; 塔河油田; 勘探方向

中图分类号: TE1

文献标识码: A

1 我国海相油气田成藏条件分析

我国已探明的海相油气田大多分布在四川、鄂尔多斯和塔里木这三大克拉通盆地内, 可分为自源(烃源岩与储集层基本是同一套地层)和它源(烃源岩与储集层不是同一套地层)两类。已探明的海相油气田以它源为主, 烃源岩可以是泥质碳酸盐岩、泥岩和硅质岩, 也可以是煤系地层^[1,2]。根据对我国已发现海相油气田的分析, 有无足够数量的有效烃源岩, 有无合适的储集体, 有无相应的聚集和保存条件, 这是关键性而又往往难以同时具备的条件。

1.1 有效烃源岩

目前, 国内大部分有机地球化学家已认为, 可以形成有商业价值油气藏的海相碳酸盐岩的有机碳含量应大于 0.5%^[2,3]; 国外多数油公司从寻找大中型油气田出发, 采用的有机碳丰度下限为不小于 1%。因此, 要重新认识海相层系勘探的许多问题。

1.1.1 海相层系或上覆滨海煤系可对生烃有重要贡献

我国南方古生界海相层系内多含有石炭纪和二叠纪的滨海(沼泽)相煤系, 其上常覆晚三叠世—早侏罗世煤系; 北方海相碳酸盐岩常被下部是滨海相、上部是陆相的上古生界煤系所覆。这些煤系常成为其上、下海相储集层中油气的主要源岩。如鄂尔多斯盆地奥陶系顶部大气田的天然气, 目前认为主要来源于其上覆石炭系—二叠系中的煤、泥岩和碳酸盐岩^[4,5]。

1.1.2 烃源岩的演化历程

我国海相层系(包括上述煤系)与国外某些晚中生代和新生代海相地层有很大不同: ①在漫长的多次拉

张—挤压构造旋回^[6]中, 有机质不仅多期生烃, 也多次出现原始有机质以及残留干酪根被氧化和已形成油气藏被破坏以及再运移。这正是强调有效烃源岩有机质丰度下限不能过低的原因之一。②隆升和地层剥蚀期烃源岩热演化可能中断。热演化中断的烃源岩再度沉降时, 一旦超过原来的埋深, 有机质将二次生烃。至少在渤海湾盆地, 古生界烃源岩的二次生烃对成藏有贡献已是不争的事实^[7,8]。③我国下古生界有重要的海相烃源岩, 北方还有中、上元古宇生烃岩^[9]。它们多经历过深埋, 有的在新生代埋藏深度仍很大, 演化程度普遍偏高, 可过成熟气而形成气田; 许多古油藏的油也裂解成气, 进入上覆层的油藏。前者如鄂尔多斯、四川盆地这样的大型叠合盆地, 海相层系内仅发现若干大型气田; 后者如塔里木盆地, 其探明储量中气的当量值大于油, 凝析油的储量居全国各盆地之首, 单位体积油中溶解气的含量为全国均值的 209.6%。显然, 我国古老海相层系中的气田比油田更为重要。

1.2 有效储集体

1.2.1 以次生孔、缝、洞为主要储集空间

海相古生界的砂岩和碳酸盐岩都相当致密, 如果次生孔、缝、洞不发育, 不具备储集具经济价值油气的的能力。例如塔里木盆地塔河油田不发育次生(溶蚀)孔、缝、洞的奥陶系灰岩属储集体间的封堵体^[10,11]。

同时, 成岩作用可使海相古生界中的泥、页岩塑性降低, 在构造变动较强的地区发育程度不同的裂缝, 封盖能力降低, 对此也应引起注意。因此, 在我国古老海相油气藏的研究中, 多以储集体和封堵体的概念代替碎屑岩油气藏研究中的储、盖层概念。

1.2.2 裂缝与岩溶是形成次生储集空间的重要因素

在次生储集空间的发育过程中,裂缝是岩溶发展的基础,岩溶又改造和发展裂缝,二者密不可分。在岩溶作用中,古表生岩溶无疑是重要的,埋藏期深溶作用(既有深部热液活动的影响,也有有机质脱羧形成的有机酸的作用)对次生孔洞的形成也可以有重大贡献。总览我国已发现的碳酸盐岩油气藏,如果没有岩溶作用,不可能形成如此规模。

1.3 碳酸盐岩储集体的分类及其油气藏性质

1.3.1 纳溪型储集体

最不规则的碳酸盐岩储集体是以裂缝系统为主要储集空间者,以纳溪型代表这类处于次生储集空间发育低级阶段的孤立储集体。岩溶作用使其裂缝或多或少被加大,并增加了连通程度。单个储集体的体积有限而难以长期稳产,四川盆地这类储集体有的稳产仅10d左右(见表1)。若干储集体可联合成有统一压力的缝洞系统或称圈闭,其内部气水界面可因“连通管效应”而高低不一,甚至高部位产水,低部位产气。不同储集体被不渗透的碳酸盐岩基质相隔(见图1),其规模、压力和油、气、水间的界面可有明显差别(有的可无水),直井不产气斜井却获高产的现象屡见不鲜。

表1 川西南地区某些裂缝储集体特征表
(据戴弹申, 1995; 修改)

裂缝储集体名称	裂缝储集体连通范围			单位压降采气量 (10^4 m^3)	最高产气量 ($10^4 \text{ m}^3/\text{d}$)	稳产期 (d)
	长 (km)	宽 (km)	穿层厚 (m)			
自2	12	1.7	350	2591	195.36	19
家5-13	10	3	170	1576	89.64	19
音5-6	14	4	32	4442.9	60.85	10
孔6-10	6	1.5	405	601	61.16	5
青1-2-6	10	2	260	316.21	242.12	

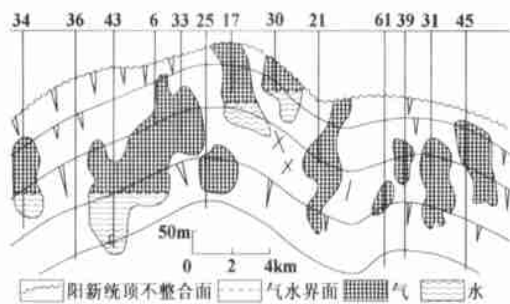


图1 纳西气田缝洞储集体分布示意剖面图

1.3.2 似层状威远型和似块状任丘型储集体

当岩溶(特别是表生岩溶)发育程度很高时,侵蚀基准面以上的碳酸盐岩储集体不仅有大缝和溶洞群,而且有更大的溶孔,储集体之间被大量缝、洞(包括断层)连通,流体性质基本一致,并有统一的油(气)水

界面,储量规模大。当这些储集体有明显的层位选择而呈似层状时,称为威远型;当各似层状储集体被断裂和大型裂缝连通而呈似块状时,称为任丘型^[11, 12]。

似层状储集体以四川盆地石炭系气田和鄂尔多斯盆地奥陶系气田的储集体为代表,以迄2000年底的资料计,它们聚集的气储量,分别占四川盆地气层气累计探明储量的36.6%,占鄂尔多斯盆地的57.1%。这类储集体的形成,除受准同生期和深埋期的各种白云岩化及相应的成岩作用影响外,储集层长期暴露地表时的古风化作用有重大影响。近年来,川东北发现飞仙关组鲕粒滩白云岩,塔河油田7区S76井揭示了奥陶系生物滩(礁)相孔隙性储集层(酸化、压裂后日产油逾150m³),表明似层状储集体的类型和范畴有所拓展。强调似层状,主要因为其形态相对规则,往往有明确的层位,规模也多较大;但其内部不均一性远大于陆相砂岩储集层,不但油气含量有变化,而且其化学性质甚至压力也不尽统一,故称其为储集体。这种似层状储集体勘探难度较低,是今后值得注意的勘探方向。

1.3.3 塔河型网络状储集体

塔河油田的储集体岩溶发育程度超过一般的裂缝和次生孔隙储集体,储集空间中既有不同级次、不同方向的复杂“线状体”——被岩溶扩大的裂缝,又有不同级次的“点状体”——线状体交汇处的溶洞,洞和缝的组合方式及其中流体的分布多样而复杂(见图2),储集体密度、规模都较大,钻井时放空、井筒液体大量流失等较明显。笔者特称其为塔河型网络状储集体,用“网络状”一词表达其不完全沟通和内部的不均一性。

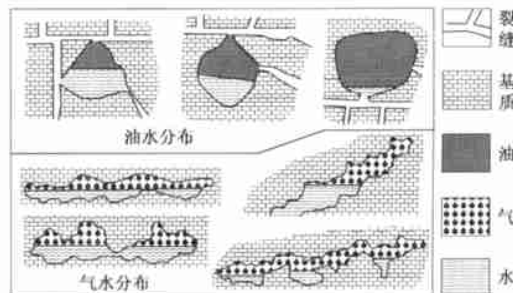


图2 塔河型网络状储集体流体分布类型示意图

塔河型网络状储集体中多数井可获商业性油气流,但不仅压力和油、气、水的性质变化较大(见表2),而且没有统一的气、油、水界面和统一底水,有的井见水后含水率反而降低,甚至重新为零(见图3),某井点处见水并不代表全油田的水分布状况。这表明,它们是多类储集体的组合,曾相互分隔而使流体性质有差异,尔后的复杂演化和油气再充注更加大了不同部分间的流体性质差异。塔河油田长期高产稳产的S48井

1997 年 10 月到 2000 年底累计产油 $30 \times 10^4 \text{ t}$, 稳产期和无水采油期之长均为塔河油田之最。压力测量和试采干扰实验证实, 该井与周围 8 口井组成压力一致的连通缝洞系统, 面积约 5 km^2 , 可属于任丘型, 据采油资料模拟推断储量达 $5240 \times 10^4 \text{ t}$ 。但塔河油田还有 60% 的井无自然产能, 酸化、压裂后仍有约 $1/4$ 的井未获商业油流(见表 3)。

表 2 塔河油田奥陶系原油高压物性简表
(数据选自中国石化西北石油局, 笔者编表)

井号	原始地层压力 (MPa)	饱和压力 (MPa)	地层压力下 原油体积系数	地层原油密度 (g/cm^3)
T302	59.45	59.67	2.6998	0.5493
S48	59.88	20.20	1.1625	0.8604
S65	59.88	14.25	1.1264	0.8951
TK404	59.88	19.55	1.1793	0.8635
TK407	59.88	19.15	1.1786	0.8674
S67	61.74	17.00	1.1767	0.8603

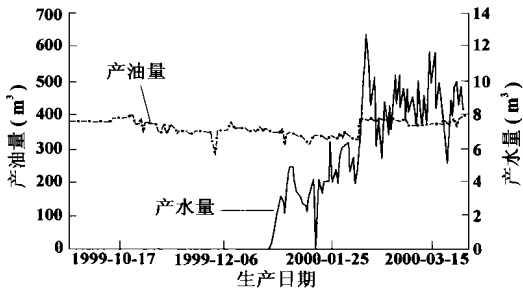


图 3 塔河油田 TK407 井 1999 年 9 月至 2000 年 3 月生产曲线
(资料据中国石化西北石油局, 笔者作了节选)

表 3 塔河油田不同产油类型钻井对比表
(数据选自中国石化西北石油局, 笔者编表)

类型		产油类型				钻井数 (口)
		高产	中产	不稳产	商业油流	
探井	井数(口)	20	14	4	38	52
	比例(%)	38.5	26.9	7.7	73.1	
开发井	井数(口)	15	25	7	47	60
	比例(%)	25.0	41.7	11.6	78.3	
合计	井数(口)	35	39	11	85	112
	比例(%)	31.3	34.8	9.8	75.9	

注: 钻井数为钻达奥陶系且具有测试和生产数据的井数(资料截至 2001 年 10 月); 按《石油天然气储量规范》(征求意见稿), 商业油流的下限为 5500m 井深不小于 $13.5 \text{ t}/\text{d}$, 高产井为测试产量大于 150 m^3 , 中产井日产量在数十立方米至 150 m^3 , 不稳产井指初测或酸化、压裂后可获商业油流但含水上升快、产量迅速减小的井

塔河油田所在塔北隆起南坡的阿克库勒凸起(亦称轮南凸起)在古生代曾是向南倾伏的鼻状隆起, 古生界侵蚀面在晚新生代被改造成面积逾 5000 km^2 的大型穹隆。该大型穹隆的下古生界碳酸盐岩具有某种整体含油性, 浅于一 5700 m 的穹隆圈闭线的碳酸盐岩(首先

是奥陶系)都可能含油, 但干井、低产井或不稳产井、商业油流井和高产稳产井并存。其储集体有的为纳溪型(不稳产井所钻达的储集体大部分属此), 有的为任丘型(高产稳产井密集的小区属此, 若干规模较大的储集体间连通性很好), 还有非储集体, 因而总体储量丰度偏低。以上实例表明, 在一个有相当大面积的碳酸盐岩含油区, 其不规则储集体往往是多种类型的复合, 但某些地段以某一类型为主。

笔者将碳酸盐岩储集体分为 3 类, 意在展示其储集性能主要受岩溶发育程度控制。随着岩溶发育程度由小到大, 储集体先由孤立到一定程度连通, 再到基本连通。

1.4 保存条件

1.4.1 多期开合构造旋回对油气藏的改造

我国古老海相层系中的烃源岩主要发育在拉张—挤压旋回的偏早期, 较易达到生油门限深度而开始生油, 并形成初次运聚的油藏。此后, 已形成的油气藏可以因构造形变(往往伴有热事件)和抬升侵蚀而被改造或破坏, 轻者使古油藏受氧化、水洗和细菌作用而形成稠油(如塔北隆起的英买力奥陶系油藏), 重者油大部分散失而丧失商业价值或成为沥青。塔中地区近年发现的志留系商业油流证实了许多勘探家的设想: 被改造的古油藏可能形成沥青塞侧向封堵, 仍有部分油藏的原油被保存下来。

天然气比石油更易于扩散, 多旋回演化过程对早期形成气藏的改造破坏作用似乎更明显。特别在抬升而造成压力变化和与地表相通时, 扩散作用的破坏更加明显。

晚新生代的改造突出表现在以下 3 方面: ①经历了长期演化的油气藏即使残留, 在遭受晚新生代剧烈的形变和抬升剥蚀后, 也难以保存具商业价值的油气。中国晚新生代构造活动强, 特别是南方大面积长期隆起, 高差大, 许多地区河流的侵蚀基准面甚低, 埋深很大处地下水仍较活跃, 对油气藏破坏相当大。如十万大山大部分地区新生代大气水下渗深度在 3 km 以上, 有的测点达 4 km ; 南盘江大部分测点在 $2 \sim 3 \text{ km}$, 最大达 3.9 km 。②长期保留的油气藏往往在晚新生代最后定型, 川东地区高陡背斜是喜马拉雅构造运动的产物, 气藏分布于其有效圈闭部位。③在晚新生代, 强烈沉降区二次生烃和原油裂解形成大量气, 隆起区的水溶气脱气, 不但可以注入改造老油气田, 还能形成晚期新的气聚集, 被保存下来的可能性最大。

1.4.2 保存状况直接决定发现商业性油气藏的可能性

近年来, 从改造型盆地和保存单元的角度, 对海相

油气勘探提出许多新认识^[13]: ①海相层系上覆大面积拗陷型盆地沉积时更有利, 若覆盖面积小或属差异性很大的裂谷型盆地沉积时则不够有利; ②下伏油气藏与上覆层系间的沉积间断越短破坏程度越低, 但长期的古隆起剥蚀有利于碳酸盐岩发育岩溶而形成新的储集体; ③海相层系与上覆层的构造格局差别越大越不利, 因为巨大的“变格”都伴有较强的构造形变和热事件, 往往是油气藏被破坏的直接因素。

1.5 复杂的油气成藏史

1.5.1 多源多期成藏

海相油气藏的多源性表现为: ①既有自源也有它源, 一般以它源为主; ②既有单源(如大隆起的斜坡位置), 也有多源和混源(如两侧都有烃源区的隆起顶部或两个生油凹陷结合处的鞍部低凸起); ③与国外大型克拉通盆地相比, 我国海相油气侧向运移的距离较短, 储集层相对近源, 但运移距离一般大于陆相油气, 气又大于油; ④垂向运移既有就近上移(如川东志留系生成的烃存储于上覆石炭系中), 也有远源上移, 甚至运移到上覆陆相碎屑岩中形成次生油气藏; 还可以下移(如鄂尔多斯上古生界煤系生烃进入不整合面下的奥陶系), 甚至可以同时向上、下供气(如扬子区二叠系煤系生成的烃向下伏和上覆层系中运移成藏)。

与多源相应的是多期成藏, 不同特征的油、气可以分期进入油气藏, 使其组分、标志化合物和同位素的特点复杂。这使同一油田中可有不同来源、不同性质的烃, 包括: ①初次生成与二次生成的烃; ②在不同构造旋回里生成和受到氧化、水洗的烃; ③处于不同演化阶段(如未成熟期和高成熟期)的烃; ④早期油藏中的油裂解成的气; ⑤早期的水溶气在晚期隆起或受热时脱气。但对于这类油气藏, 还需强调存在主要烃源岩和主要成烃时期。20 世纪末对塔里木盆地古生界油源的认识有所进展: 中、上奥陶统是主要烃源岩^[14], 寒武系是次要的, 仅对局部的油藏有贡献。详细研究证明, 塔中北斜坡西部 I 号断裂附近的塔中 45 井奥陶系、塔中 35 井石炭系油藏的油来源于寒武系, 而塔中 II 号断裂附近的塔中 10 井石炭系、塔中 11 井志留系以及塔中 35 井志留系等油藏的油来自中、上奥陶统^[15]。许多古生界海相油气藏的主要形成期可以有两期, 一是油藏主要形成期(如塔北的海西期, 四川的加里东期), 另一是使它们定型的喜马拉雅期。

早期形成油气藏被破坏后, 有的成为古油藏(沥青), 而许多古气藏则消失了。保存下来的油气藏大多经历了深刻改造, 可出现“质”(原油裂解成气、孔隙型储集层变成裂隙性储集层、盖层失效、油气藏遭破坏

等)、“量”(地质储量和可采储量)、“位”(平面位置和流体纵向分布)、“体”(油气藏的平面和剖面形态)的种种变化^[16]。显然, 仍保留在原区域性盖层和海相层系内的油气藏难以保留全部原生特征, 应称为准原生油气藏, 海相油气进入上覆陆相地层成藏的才可称为次生油气藏。

1.5.2 古隆起和晚期成藏的关系

①克拉通内部及边缘的隆坳格局控制沉积相的展布, 决定了烃源岩的性质、分布和发育程度, 决定了各层序向隆起方向的厚度、岩性变化及其尖灭、超覆关系, 控制了易于成为储集层或储集体岩性的分布。

②古隆起上的海相层系成岩演化滞后于有巨厚沉积的拗陷区。更重要的是, 古隆起在构造旋回的挤压期处于剥蚀状态的时间更长, 为岩溶充分发育创造了条件, 能形成大中型碳酸盐岩油气藏的储集体。

③长期发育的古隆起所控制的盆地流体势和古隆起上海相层系储集条件较好, 使之成为各期烃源岩大量排烃时运移的指向, 形成相应的油气藏。

④在后期构造格局改变时, 古油气藏也随着隆起的变化相应改变。四川盆地加里东期和印支期运移方向、聚集区带明显不同, 喜马拉雅期油气再分配, 形成了现今的油气聚集带^[17](见图 4)。这种情况在塔里木盆地也存在, 如果没有加里东期和海西期油气从拗陷向北侧阿克库勒鼻状隆起高部位运聚形成早期油藏, 在晚新生代该区变成北倾斜坡时, 便不可能有油气在阿克库勒穹隆的聚集(塔河油田定型)和形成中生界单斜上的三叠系油气藏^[10]。

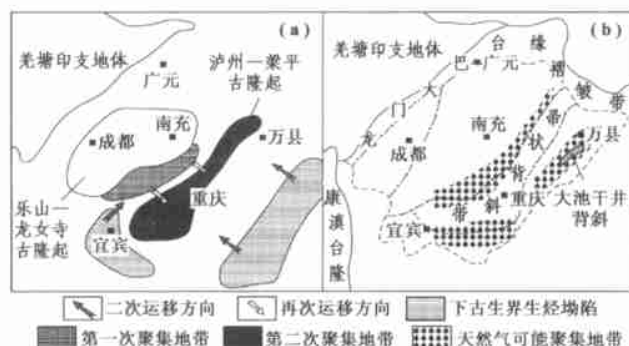


图 4 四川下古生界印支运动及以前油气运聚情况(a)和燕山—喜马拉雅运动期间天然气聚集地带(b)示意图^[17]

(据安作相, 1997, 修改)

显然, 研究古老海相原型盆地的形成和历史上古隆起的作用是恢复海相油气成藏史的出发点, 许多学者强调的“古聚晚成”正是一种典型概括。这种辩证关系可能并不是我国独有的, 许多以古老岩系为烃源岩的克拉通海相油气藏可能都类似^[18, 19]

2 我国海相油气勘探史的启迪

2.1 勘探难度大因而勘探史曲折

海相油气藏保存较好的地区多在被陆相沉积封盖的改造型盆地内,目的层埋深一般偏大。随着埋深增大,勘探经费呈指数幂增大,物化探获得的信息量明显减少且误差增大,增加了认识难度,也就增大了勘探风险。

在经历了多构造旋回的叠合盆地,不同时期的构造格局变化可使上、下构造层的隆坳位置有变化,甚至反转。不同构造层的构造形变或构造圈闭可有相当大的差异,同一构造层内岩性不同和塑性层(如膏盐层、泥岩和煤层等)的存在,也常使不同层系间的构造形态不一致。此外,经历了多旋回演化的海相层系的沉降(厚度)中心可以和生烃中心分离(如满加尔凹陷在奥陶纪就不是生烃中心),经过复杂的运聚过程,生烃中心与油气富集带在平面上可出现相当大的偏离。在勘探初期研究程度不够时,对生烃中心的推断往往有误。在古老海相优质烃源岩大面积出露地表的某些地区,油气苗很多,甚至可出现大型古油藏,反而难以找到有经济价值的油气田。显然,简单地理解源控论可能会误导勘探。

这些因素都增大了认识深部海相层系的难度,需要积累更多的资料(必须有足够数量的钻井资料),要锲而不舍地反复探索而逐步逼近目标,或曰要经过许多曲折、失败,才能认识古老海相层系油气富集规律。发现海相主力油气田往往需要更长的时间和更大的投资,这与我国东部中、新生代陆相盆地油气勘探历程有较大的差异。认识到这一点,就不能要求以小的工作量在短期取得海相层系勘探的重大突破。

2.2 勘探思路的讨论

2.2.1 从稳定与活动的关系 宏观选区

我国海相层系的发育从根本上受元古宙一早中生代陆壳块体开合活动制约,陆壳分裂时期在被动大陆边缘发育的深海一半深海相生烃岩中的多数,在陆壳拼合隆起时期程度不同地变质和形变,生烃岩和已生成的油气被严重破坏^[6]。海相有效烃源岩主要分布在稳定块体内及其近缘。在陆相地层发育时期,大多因块体整体性沉降而被保存(如塔里木、鄂尔多斯和四川盆地),或被差异明显的裂谷沉积部分覆盖(如渤海湾盆地)。显然,从生烃和保存的角度,既应以稳定性强的块体为宏观选区的对象,又要求其内部有一定的相对活动性,因为只有发育深坳陷或陆内裂谷,才能有足够厚度的烃源岩和长期发育的古隆起。

滨里海的田吉兹特大油田区从中泥盆世到中石炭世的克拉通内海槽发育良好的烃源岩,台地边缘和内部的礁、滩相有良好的储集层(其上亦发育不整合面),因此形成规模很大的侧向运移自源式海相油气藏^[18]。这种相对活动性在塔里木、准噶尔和我国南方有不同程度的表现。克拉通块体内沉降性单元的活动性越强,越容易形成体积巨大的生烃岩,在隆起性单元形成与生烃岩系相应的早期烃类聚集。这种相对活动性还体现于克拉通内发育的断裂破碎带,平缓单斜上的大断裂不仅沟通多个生、储岩系而促进流体运移,而且产生了构造圈闭和多级裂缝系统(其影响范围远比地震剖面可辨识的断裂大得多),为油气聚集创造了条件。显然,克拉通内存在的各种断裂破碎带是勘探选区要考虑的重要因素。

2.2.2 重新评价有效烃源岩

以往对海相层系烃源岩有机质丰度下限定得过低,失去了勘探中“选优”的意义,甚至造成对勘探方向的误导,这是过去许多工作失败的原因之一。在今后的勘探工作中,必须以足以形成有经济价值的油气田为出发点,重新确定有效烃源岩下限,突出对高效烃源岩的研究,重新评价生烃量及聚集量,重新计算资源量。对海相层系大面积出露区的烃源岩的有效性更应持慎重态度,在资源量评价中应剔除那些不可能保存的烃类,以保存单元为主体去计算与有效烃源岩相应的资源量。只有突出真正有前景的地区,才能使勘探有明确方向。

2.2.3 从浅部次生油气藏入手向深部海相油气源逼近

成藏期晚而散失量小(这对气藏特别重要)的浅部次生油气藏较易发现。它们的储集条件较好,规模不大往往也有较高经济效益。更重要的是,从浅部次生油气藏追踪原生油气藏往往会有更大发现,“向油气源逼近”的思路无论对海相还是陆相都适用,许多勘探者对此已有共识。塔河油田海相油田的发现是一证实,从库车的依奇克里克到依南2号构造陆相油田的发现是又一范例。从浅部入手加深勘探程度,还有利于逐步积累深部资料,完善深部勘探必需的配套技术。

2.2.4 我国海相层系 更要重视天然气勘探

四川盆地二叠系和上三叠统、鄂尔多斯盆地上古生界和南方三叠系的煤系都具倾气性,渤海湾盆地上古生界和南方二叠系的煤系具倾气与倾油的过渡性。倾气和过渡型煤系排烃的初始气油比分别为大于1.5和1.1~1.5,随成熟程度增高而渐增到10~100,最终比初始气油比大1~2个数量级^[4]。从海相烃源岩过成熟大量生气、二次生烃以及古油藏中的油裂解成气

这3个角度看,我国古老海相层系都更利于形成气藏。因此,应确立以气为主(特别是烃源岩高演化区)的勘探思路,并有相应技术对策。

我国“海生海储”油田以塔河油田为代表。这类大型油田的形成除了要求一般的成藏条件外,还要求相应的供烃岩系在晚近时期成熟度仍然适中(R_o 值为 $0.9\% \sim 1.3\%$)^[14],并要求主成藏期之后油藏没有受到严重破坏,同时要求形成的富油气带埋藏适中。满足这些条件的是所谓“早期活动、晚期稳定”的“冷盆”。考虑到此较苛刻的条件,要特别重视扬子区的二叠系、三叠系海相层系以及它们生成的烃类(包括二次生烃)在其上覆层系中形成的石油聚集^[17, 20]。

2.2.5 海相层系中岩性圈闭占更重要的地位

陆相层系岩性圈闭一般在勘探后期才成为主要目标(如济阳拗陷^[21])。海相层系有所不同:①许多有良好成藏和保存条件的海相层系位于相当稳定的克拉通拗陷盆地内部,几乎无形成构造圈闭的条件,或仅有一些幅度甚低的小构造,按构造圈闭的思路勘探久攻不克;②海相层系岩性圈闭的规模可较大^[22-24],可能形成大中型油气田。塔河油田、长庆气田最初的几口探井(如塔里木盆地的沙23井、沙48井等,鄂尔多斯盆地的陕参1井、林3井)部署在低幅度的小凸起上,但后来证明它们对成藏没有明显控制作用,或根本不是构造圈闭。构造发育的四川盆地,其圈闭或者是在构造背景上发育的溶孔-裂缝储集体(威远、磨溪),或者是典型的岩性-构造复合圈闭(五百梯、沙坪场)。至2000年探明的以海相为主的大型气田中,四川盆地5个构造-岩性复合圈闭的储量占该盆地大型气田储量的51.6%,长庆气田1个岩性圈闭的储量占该气田储量的48.4%。

2.3 形成配套的海相油气勘探技术

仅讨论两个较突出的问题。

2.3.1 岩性圈闭识别及其含油气性预测

碳酸盐岩中的岩性圈闭多是形状不规则的或似层状的储集体,横向变化很大,圈定其空间位置及预测其含油气性远难于陆相的砂体圈闭。近年来已初步形成地质、地震(包括用多种方法特殊处理)、测井综合解释的一批软件,但还需进行科研攻关,逐步形成针对不同地区不同勘探对象的配套勘探方法。这是在我国海相层系进行有效益的勘探必须攻克的难关。

2.3.2 海相碳酸盐岩目的层段的保护和改造

海相碳酸盐岩目的层段的保护是钻井和完井作业的一大难题。即使在塔河油田这样岩溶发育较好的地区,未经酸化、压裂改造的测试成果也不能代表碳酸盐

岩储集层的真实面貌,要把多种配方和工艺流程的多次酸化、压裂作为“常规手段”应用^[11],并通过试采和生产动态跟踪,对储集层深入评价。塔河等油田到2001年7月底,共对66口井进行酸化、压裂作业,形成产能的40口井中,日产量大于100t的有18口,勘探成功率由40%提高到75.9%(见表3)。这也需要针对不同情况进行酸化、压裂的攻关和反复试验,形成适用的配套技术。

3 我国今后海相油气勘探的层次和方向

3.1 被拗陷性陆相沉积大面积覆盖的海相层系区

鄂尔多斯、塔里木、扬子区和准噶尔等稳定地块主体部分都被继承式发育的陆相沉积大面积覆盖,保存条件良好,已发现一批海相气田,塔里木盆地发现海相油田。这些地区的海相油气勘探应放在第一层次,应注意以下几方面。

3.1.1 着重于早古生代开始发育的古隆起勘探

圈定不同时期古隆起的范围,分别在古隆起顶部、斜坡的次级凸起、断裂带进行不同次级单元的比较评价。以塔里木盆地为例,要抓紧确定初露端倪的和田古隆起;要对塔北隆起区顶部的沙雅-轮台断裂带和南坡的阿克库勒(轮南)穹隆进行整体评价,大力扩大塔河油田的面积和储量;在继续深化塔中隆起顶部勘探的同时,应向两侧发展钻探。

3.1.2 深入评价晚古生代海槽-台地体系

晚古生代的拉张特点是形成了伸向克拉通内部的裂堑(aulacogen)体系,即发育程度较弱、发育时间不那么长的陆内裂谷^[6]。以勘探所取得的资料展示这类陆内裂谷系形成的时间和空间分布,分析其原型盆地的古地理条件,就会在认识生烃岩系和认识滩、礁、白云岩等与储集层有关的岩性带^[23-25]方面取得一定主动权。川东二叠系礁和三叠系飞仙关鲕滩等特殊储集体气藏的勘探成功充分展示了这一思路的重要性。

3.1.3 重点分析烃类输导体系

近年的研究中,倾向于把区域性不整合面及其上下视为浓缩反映不同构造旋回之间由挤压期向拉张期转化的特殊地质体。不整合面和断裂及所形成的裂缝发育带形成了流体三维输导体系,既可以输导流体,也可成为储集和封堵的条件。因此,要对不整合面和断裂控制的输导体系进行重点分析,将其作为从盆地和古隆起评价到具体的圈闭评价之间的重要环节。

3.2 被中、新生代陆相裂谷系覆盖的海相层系区

这是第二层次,可以列入该层次的有中、下扬子区和渤海湾盆地。

3.2.1 中扬子区

江汉盆地和洞庭盆地的海相层系被中、新生界覆盖面积比较大。江汉盆地内的海相层系保存较好^[29],地震反射界面较清晰,不少地区有三叠系膏盐层为直接盖层。盆地南部若干区块海相层系埋深多为1~3km,沔阳地区、当阳—荆门以南地区是探索上古生界至中、下三叠统组合的有利地区,枝江地区是探索下古生界组合的可能地区。在江汉盆地岩心获得的165个有机包裹体中,二叠系和三叠系的分别占72.4%和58.3%,其均一温度对应的 R_o 值分别为1.6%~1.8%和1.0%~1.3%,说明有机质演化分别处于湿气—干气阶段和高成熟油演化阶段^[27]。

3.2.2 下扬子区

下扬子区的主体是被中、新生界覆盖的苏北—南黄海盆地,断陷内中、新生界厚度大且基岩分割破坏严重^[28],隆坳的分化向海域更加明显,对海相层系的勘探不够有利。然而该区的隆起区海相层系埋深较小,海上隆起区的分割破坏程度明显减弱,比较有利。苏北朱家墩气田储集层为上白垩统泰州组二段至古新统阜宁组一段,主要烃源岩是二叠系泥质灰岩,次为下志留统底部泥质岩^[20,29]。这正是前述“深生浅储”、“海生陆储”和海相层系二次生烃的实例。以此为突破口,有望扩大苏北—南黄海盆地的海相勘探成果。下扬子区的不利之处是获得海相层系内幕的地震反射较困难,此外,虽然海域几个隆起(如勿南沙)海相层系有变好的趋势,但海上经济边际油气田的标准却大幅度提高。

3.2.3 渤海湾盆地和南华北地区

华北地台东部地区的中、上元古宇和下古生界海相层系以及上古生界煤系均有生烃能力^[7-9]。虽有证据表明其生成的油气可以保存至今,但在经历了多次长期侵蚀后,许多第三纪的隆起油气保存的机会较少,只有埋藏在断陷下的古生界碳酸盐岩和煤系有二次生烃、晚期成藏的机会。然而断陷区海相层系埋深过大,目前还难以作为有效目的层,只能寄希望于海相层系生成的烃类向隆起区运聚成藏。这种油气藏多为混源,苏桥气田就是一个实例。南华北地区有出现类似情况的可能性,如果考虑碳酸盐岩储集层被多期岩溶作用改造,那么通许隆起是值得探索的目标。

3.3 海相层系大面积裸露地表的地区劣中选优

在海相层系大面积裸露的地区中,保存条件最差的是几套海相生储盖组合都暴露或接近地表的山脉丘陵区,这类地区找到商业性油气藏的可能性很小。可以根据情况,在被中、新生界陆相层系小面积覆盖区择优做些工作,在肯定某些区块有较好的保存条件时,再

进一步探索,作为勘探的第三层次。笔者认为,密切注视多种资料所反映的地下水情况和钻探取得的地层水所反映的封闭情况,可以得到相当重要的保存条件信息。

在南方这类地区中,被海槽切割的相对稳定台地是优选的对象。川东北地区有一定保存条件,目前已列为勘探对象。松潘三叠系三角形分布区中心的诺尔盖地区是被活动带包围的地块,有与扬子区一致的海相古生界(至少是上古生界),已发现油气苗和古油藏,上覆的三叠系厚度薄,且变质、变形亦较弱,据初步资料 R_o 值可能为1%~2%,值得探索。

海相层系保存条件较好的羌塘地块新生界零星分布,海相三叠系—侏罗系大面积出露,只有轻微褶皱。有两点应给以足够的注意:①巨厚的上古生界—中生界海相层系中发育多套膏盐层,有多套生储盖组合,深部海相层系的生烃和保存条件可能都相当好;②该区虽海拔5km以上,却是相对封闭的内陆闭流区,无径流深切,区域侵蚀基准面可能并不深。鉴于该区工作极为困难,油气田经济边际值相当高,应从基础地质工作做起,长期积累资料,逐步加深对其认识。

4 结语

海相层系是我国油气的战略接替领域,也是勘探的难点。总结已发现海相油气田的成藏条件是确立海相勘探新思路的途径之一。“海生海储”油气田的储集体以较老地层的碳酸盐岩为主,岩溶缝洞的发育程度往往便是其重要的控制因素。这类储集体的非均质性、发育历程的复杂性,均远超过新生界陆相砂岩油气田。油气复杂的生、排、聚历史和已形成油气田的多期改造是勘探中必须着力解决的问题。

参考文献:

- [1] 戴金星,王廷栋,戴鸿鸣.中国碳酸盐岩大型气田的气源[J].海相油气地质,2000,5(1-2):12-13.
- [2] 张水昌,梁狄刚,张大江.关于古生界烃源岩有机质丰度的评价标准[J].石油勘探与开发,2002,29(1):8-12.
- [3] 夏新宇,陶士振,戴金星.中国海相碳酸盐岩油气田的现状和若干特征[J].海相油气地质,2000,5(1-2):6-19.
- [4] 戴金星,钟宁宁,刘德汉,等.中国煤成大中型气田地质基础和主控因素[M].北京:石油工业出版社,2000.66-96.
- [5] 夏新宇.油气源对比的原则暨再论长庆气田的气源——兼答《论鄂尔多斯盆地中部气田混合气的实质》[J].石油勘探与开发,2002,29(5):101-105.
- [6] 张抗.断块开合说——我国大地构造研究的新思维[J].地质论评,1999,44(5):449-455.
- [7] 程克明,熊英,张晓宝,孔西潜.山奥陶系原生油藏成藏时期探讨

- [J]. 石油勘探与开发, 2002, 29(4): 16-20.
- [8] 付立新, 陈善勇, 王丹丽, 等. 乌马营奥陶系潜山天然气藏特点及成藏过程[J]. 石油勘探与开发, 2002, 29(5): 25-27.
- [9] 王杰, 陈践发, 王大锐, 等. 华北北部中、上元古界生烃潜力及有机质碳同位素组成特征研究[J]. 石油勘探与开发, 2002, 29(5): 13-15.
- [10] 张抗. 塔河油田的发现及其地质意义[J]. 石油与天然气地质, 1999, 20(2): 120-124, 132.
- [11] 张抗. 塔河油田性质和塔里木碳酸盐岩油气勘探方向[J]. 石油学报, 2001, 22(4): 1-6.
- [12] 张希明. 新疆塔河油田下奥陶统碳酸盐岩缝洞型油气藏特征[J]. 石油勘探与开发, 2001, 28(5): 17-22.
- [13] 张抗. 改造型盆地及其石油地质意义[J]. 新疆石油地质, 1999, 20(1): 65-70.
- [14] 梁狄刚. 塔里木盆地油气勘探若干地质问题[J]. 新疆石油地质, 1999, 20(3): 184-188.
- [15] 林青, 林王子, 王培荣, 等. 塔中北斜坡西部原油类型及主力油源岩层[J]. 石油与天然气地质, 2001, 22(2): 150-153.
- [16] 梁兴, 马力, 吴少华, 等. 南海相油气勘探思路与选区评价建议[J]. 海相油气地质, 2001, 6(3): 1-16.
- [17] 安作相. 塔里木—华南地块裂解与四川下古生界油气[J]. 石油学报, 1997, 18(1): 18-22.
- [18] 邱中健, 张一伟, 李国玉, 等. 田吉兹、尤罗勃钦碳酸盐岩油气田石油地质考察及对塔里木盆地寻找大油气田的启示和建议[J]. 海相油气地质, 1998, 3(1): 49-56.
- [19] 李国都, 金之均, 等. 西伯利亚地台尤鲁布钦—托霍莫油聚集带多期成藏模式探讨[J]. 石油勘探与开发, 2000, 27(4): 87-91.
- [20] 王根海. 中国南海相地层油气勘探现状及建议[J]. 石油学报, 2000, 21(5): 1-6.
- [21] 郭元岭, 赵乐强, 石红霞, 等. 济阳坳陷探明石油地质储量特点分析[J]. 石油勘探与开发, 2001, 28(3): 33-36.
- [22] 顾家裕, 方辉, 蒋凌志. 塔里木盆地生物礁的发现及其意义[J]. 石油勘探与开发, 2001, 28(4): 1-3.
- [23] 周路, 李洪辉, 王清华. 麦盖提斜坡石炭系碳酸盐岩微地震相与储集层预测[J]. 石油勘探与开发, 2001, 28(1): 51-53.
- [24] 李洪辉, 周东延, 丛祝安. 塔里木盆地地震反射异常体及其地质属性初探[J]. 石油勘探与开发, 2001, 28(2): 50-52.
- [25] 关睢, 李军, 郭秀丽. 塔中地区碳酸盐岩储集层测井评价[J]. 石油勘探与开发, 1998, 25(4): 84-86.
- [26] 周雁. 湘鄂地区钻探效果分析及勘探方向[J]. 石油勘探与开发, 1999, 26(1): 36-39.
- [27] 覃建雄, 刘峰峰, 李余生, 等. 江汉盆地海相地层油气勘探前景的包裹体证据[J]. 地球学报, 1999, 20(1): 55-61.
- [28] 郭念发, 尤效忠, 刘德法. 下扬子地区古生界油气地质条件及勘探选区[J]. 石油勘探与开发, 1998, 25(1): 4-7.
- [29] 陈安定, 王文军, 岳克功, 等. 盐城朱家墩气田气源及发现意义[J]. 石油勘探与开发, 2001, 28(6): 45-49.

第一作者简介: 张抗(1940-), 男, 山东费县人, 中国石化石油勘探开发研究院教授级高级工程师, 从事石油地质综合研究、中国油气发展战略

略和中国油气大地构造研究。地址: 北京市海淀区学院路31号, 中国石化石油勘探开发研究院, 邮政编码: 100083。

收稿日期: 2002-09-06

(编辑 王大锐、王孝陵 绘图 王孝陵)

Some thoughts on petroleum exploration in marine sedimentary basins of China

ZHANG Kang¹, WANG Da-rui² (1. Exploration & Production Research Institute, China Petroleum & Chemical Corporation, Beijing 100083, P. R. China; 2. Research Institute of Petroleum Exploration & Development, PetroChina, Beijing 100083, P. R. China)

Abstract Based on the analyses of discovered oil and gas fields generated in the marine sedimentary strata of China, the prescribed minimum amount of total organic carbon (TOC) in efficient source rocks should be at least higher than 0.5%, and the coal measures formed in littoral facies could be an important contributor to hydrocarbon generation. The efficient reservoir space within carbonate rocks should be mainly fracture, cavities, and secondary porosity. Karstification would be also a very important factor for generation and development of these types of reservoirs. In terms of the degree of porosity and permeability development (from weaker to stronger), the carbonate reservoirs can be classified as Naxi (irregular and independent reservoir), Tahe (net-like transitional type), and Weiuan-Renqiu (horizon-like and block-like type, which are well-connected reservoir). Within the net-like reservoir, there are extremely uneven characters and the reservoir lacks a unified basal water and pressure system. The controlling and key factors for alteration of the marine sedimentary reservoirs are most likely tectonic cycles with multiple opening-closing. The retention conditions should be a direct controlling factor for guiding explorations to find commercial oil and gas traps and reservoirs within marine deposits. On the purpose of petroleum exploration, the targets should be selected by taking into consideration the relative activities of stable landmasses and their conditions for developing and generating of source rocks and reservoirs. It is important to double-check the effective marine source rocks, based on the standard that the content of total organic carbon should be 0.5% or higher. The exploration in marine strata should start from shallow secondary oil traps and major petroleum reservoirs. It should attach importance to lithologic traps and exploration of gases. The conveyance and series exploration technologies, with the goals mentioned above, must be developed in near future.

Key words: marine oil and gas trap, effective source rock, reservoir, Tahe Oilfield, exploration target