

塔里木盆地地下古生界 海相碳酸盐岩油气的特殊性

邬光辉¹, 刘虎², 石晓龙¹

(1 中山大学海洋学院; 2 中国石油塔里木油田公司)

摘要 勘探开发资料的综合分析表明,塔里木盆地寒武系—奥陶系以石灰岩储层为主的碳酸盐岩油气藏复杂多样,不同于世界典型的中新生界海相碳酸盐岩。塔里木盆地地下古生界碳酸盐岩在地质条件方面存在四大特性:(1)小克拉通多旋回构造运动,构造改造强烈;(2)烃源岩古老,海西晚期石油资源与喜马拉雅晚期天然气资源造成盆地富油也富气;(3)石灰岩为主的次生改造型储层非均质性极强;(4)埋深大,储盖组合较差。塔里木盆地海相碳酸盐岩油气藏具有四大特性:(1)以非构造油气藏为主;(2)经历多期油气充注与调整改造,流体性质复杂多变;(3)大面积、中低储量丰度的小型油气藏叠置连片;(4)油气水产出复杂,油气产量主要来自少量高效井。

关键词 塔里木盆地; 下古生界; 碳酸盐岩油气藏; 成藏条件; 油气特征

中图分类号: TE122.2

文献标识码: A

海相碳酸盐岩在世界油气资源中占有重要地位,油气主要分布在中新生界,在古生界碳酸盐岩中则极少,且以白云岩为主^[1-2]。近年来,塔里木盆地寒武系—奥陶系海相碳酸盐岩油气勘探不断取得新发现^[3-4],成为油气增储上产的重点领域。以石灰岩为主的古老碳酸盐岩储层特征与分布变化大,油气藏复杂多样,油气产量不稳定、递减快^[3-8],不同于世界典型的海相碳酸盐岩,具有明显的特殊性与复杂性。

本文在大量勘探开发资料对比分析的基础上,探讨了塔里木盆地寒武系—奥陶系海相碳酸盐岩油气藏特征及其在地质条件方面的特性。

1 碳酸盐岩油气勘探与分布

碳酸盐岩一直是油气勘探的重要领域,全球已发现碳酸盐岩油气储量占总储量的一半以上,且以大型、特大型油气田为主^[1-2]。碳酸盐岩油气的时空分布极不均衡:70%以上的碳酸盐岩油气藏埋深小于3000m;中东占有超过四分之三的石油储量;天然气主要分布在前苏联、中东和北美;层系上石油主要集中在中新生界;二叠系—三叠系天然气比重较

大^[1-2];下古生界碳酸盐岩大油气田极少,主要分布在古老的克拉通盆地,而且基本为白云岩储层。

中国海相碳酸盐岩油气成藏演化复杂,经历了艰辛的探索^[9]。直至2000年以来,随着认识的深化与技术的进步,才发现了一系列大中型油气田^[3-4,10]。塔里木盆地虽于20世纪80年代在沙参2井、轮南1井、塔中1井等获得突破,碳酸盐岩成为油气勘探的重要领域,但随后油气勘探与评价屡屡受挫。在此之后,随着地质认识与技术的进步,在轮南—塔河、塔中北斜坡、哈拉哈塘地区才持续获得重要进展^[5],塔里木盆地才进入了碳酸盐岩油气勘探开发大发展阶段。塔里木盆地海相碳酸盐岩油气藏赋存于古老的寒武系—奥陶系,主要分布在克拉通盆地的古隆起斜坡^[5],油气连片的规模巨大,大面积含油气是盆地古老海相碳酸盐岩油气分布的基本特征。

塔里木盆地海相碳酸盐岩油气勘探经历了长期曲折的过程,油气勘探发现之后又往往难以在面上展开,大多需经过多轮的探索与评价,这些都表明这类海相碳酸盐岩油气勘探的艰巨性与复杂性。

收稿日期: 2013-07-10; 改回日期: 2013-12-21

邬光辉: 1971年生,博士,副教授。1996年硕士毕业于石油大学(北京),2005年于中国科学院地质与地球物理研究所获博士学位。主要从事石油地质与构造地质研究。通讯地址: 510006 广州市番禺区大学城环东路132号; 电话: (020)39332256; E-mail: 1416074165@qq.com

2 古老海相碳酸盐岩成藏地质条件

塔里木盆地古老海相碳酸盐岩经历了多旋回

的构造作用、漫长的成岩演化过程、多期的油气充注与调整改造,油气表现出明显的特殊性与复杂性(表 1)。

表 1 塔里木盆地与世界典型碳酸盐岩大油气田特征对比

油气田特征		塔里木盆地	世界碳酸盐岩大油气田
构造背景	盆地类型	克拉通内盆地	被动边缘、裂谷盆地、前陆盆地
	盆地规模	小	大
	地质结构	复杂	简单
	构造运动	多旋回	单旋回为主
	构造改造	强烈	弱
储层	主要层位	奥陶系	侏罗系—新近系
	埋深(m)	4000~7000m	超过 70%的油气田埋深<3000m
	沉积相	台地内部、台地边缘	台地内部、陆棚边缘、生物建隆
	岩性	石灰岩为主,少量白云岩	石灰岩与白云岩,前白垩纪以白云岩为主
	储集空间	次生孔、洞、缝	原生孔隙为主
	孔隙类型	溶洞、溶孔、裂缝	粒间/晶间孔、溶洞、铸模孔、裂缝
	孔隙建设性作用	岩溶作用、埋藏溶蚀作用、裂缝作用	埋藏溶蚀作用、白云石化作用、裂缝作用
	储层类型	风化壳、台缘礁滩	台内滩、生物建隆、深海白垩、风化壳
	孔隙度	一般 2%~5%,大型洞穴>10%	5%~26%
	渗透率	基质 $<1\times 10^{-3}\mu\text{m}^2$	$(10\sim 100)\times 10^{-3}\mu\text{m}^2$
	均质性	非均质性强	均质性好
	分布	横向变化大,分布不稳定	横向连续,分布稳定
烃源岩	沉积环境	台间盆地、台内洼地	陆棚盆地、陆棚斜坡
	层位/岩性	寒武系、奥陶系/泥岩、泥灰岩	中新世、泥盆系/页岩、泥岩、泥灰岩
	干酪根类型	I、II、III型	II型及 I型
	TOC 范围值/均值	0.2%~5%/<1%	0.3%~12%/>3%
	成熟度	高—过成熟、成熟	成熟—高成熟
圈闭	圈闭类型	非构造圈闭为主,很少构造圈闭	构造圈闭为主
	圈闭规模/形态	小/不规则、复杂	大/规则、简单
	圈闭描述	描述难	易于描述
保存	盖层岩性	泥岩、致密石灰岩	页岩、蒸发岩、泥岩
	盖层厚度/连续性	大/不好	大/好
	改造作用	大	小
油气藏	油藏类型	地层岩性—非常规类为主	构造类为主
	成藏期次	多期成藏	单期次为主
	流体连通性	连通性差,结构复杂	连通性好、结构简单
	流体性质	复杂	单一
	油气产出	井间变化大,产量不稳定,递减快	井间差异小,产量稳定,递减慢
原油采收率		10%~20%	20%~45%

2.1 多旋回构造运动、构造改造强烈

全球的海相碳酸盐岩区油气藏分布在多种类型构造—沉积背景中,特提斯构造域是碳酸盐岩油气最集中的地区,伸展构造环境中的大陆裂谷与上覆凹陷盆地、被动大陆边缘盆地探明可采储量占总储量的76.1%^[2]。海相碳酸盐岩油气盆地一般形成晚,没有经历多期次构造运动对盆地的叠加和改造,具有较为稳定的构造背景,油气分布相对简单^[11-12]。

塔里木盆地海相碳酸盐岩地层古老、板块小,经

历了多旋回构造运动的叠加复合过程^[13],已识别出十余期大规模构造运动。构造演化的长期性和多旋回性,造成了盆地在不同地区、甚至同一地区,在不同地质时期具有不同的演化史。原型盆地遭受了强烈的改造,具有复杂的地质结构(图1),发育多期改造的古隆起、断裂带、不整合等构造,不同地区、不同时期的构造改造状况差异大,纵向上分层,平面上分区带,差异明显。塔里木盆地多旋回的构造改造奠定了多期成藏与调整、多套储盖组合与多种油气藏类型的地质背景基础。

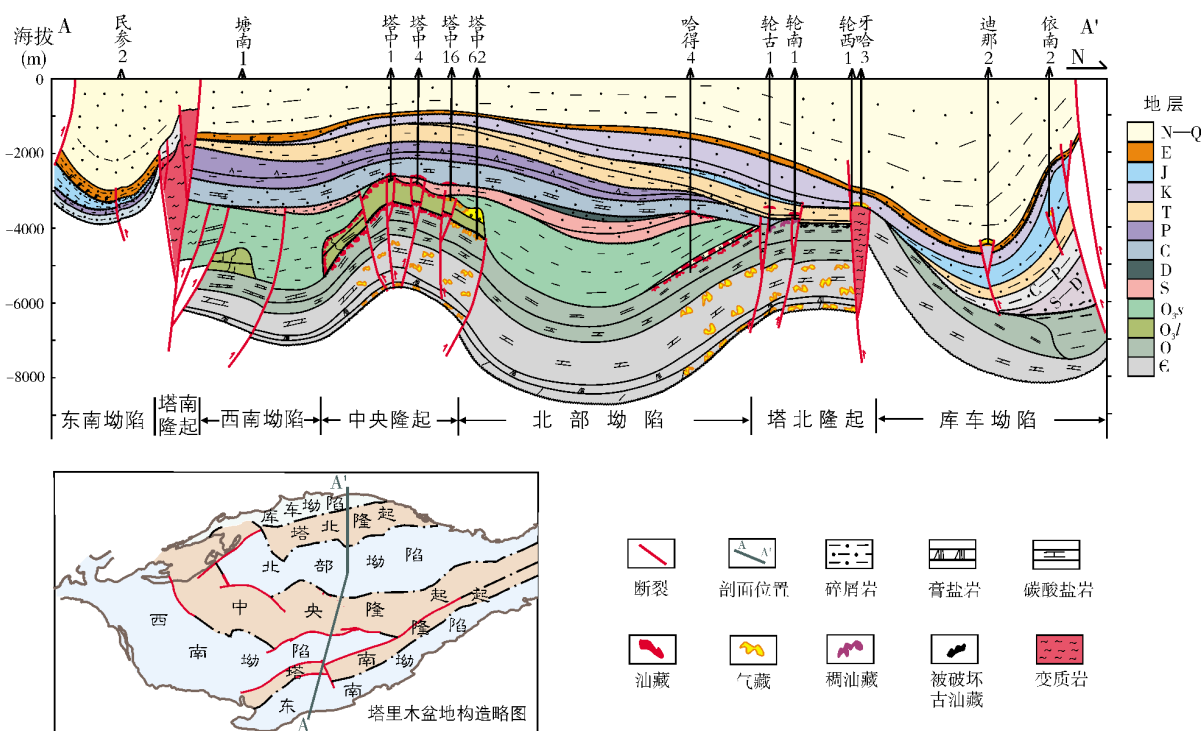


图1 塔里木盆地南北向地质结构剖面

2.2 烃源岩古老,富油也富气

世界碳酸盐岩油气田的烃源岩主要分布在中新生界,以陆架内盆地相及陆棚斜坡页岩为主,其次为含泥质的碳酸盐岩、泥灰岩^[1-2]。烃源岩有机质丰度(TOC)范围在0.28%~12.0%,平均3.29%。Ⅱ型干酪根最常见,多处于成熟—高成熟阶段。

塔里木盆地主要发育寒武系—下奥陶统与中上奥陶统泥岩、泥灰岩烃源岩^[14-15],主要分布在盆地、台内洼地与台缘斜坡三种环境。Ⅰ型、Ⅱ型和Ⅲ型干酪根都有发育,烃源岩TOC一般为0.2%~2.5%,整体

低于世界平均水平。烃源岩成熟度普遍很高,大多处于高成熟—过成熟阶段。世界上高成熟—过成熟古老烃源岩为主的盆地多以富气为基本特征^[15],而塔里木盆地碳酸盐岩目前探明的储量则以石油为主^[8]。

由于烃源岩层位差异,不同地区埋深变化大,生烃史揭示加里东期—喜马拉雅期有多期成烃与成藏^[5,16],储层荧光、固体沥青反射率、流体包裹体等资料则反映具有多期幕式油气成藏的特征。研究发现,加里东期油气多遭受破坏^[16],已发现油藏基本以晚海西期烃类包裹体为主(均一温度多在100~130℃),晚海西期是油藏形成的重要成藏期,而且后期保存

条件较好,构成了现今石油资源的基础。同时,塔里木盆地低地温克拉通背景下古老烃源岩二次生烃与原油裂解气对现今油气资源具有重要作用,勘探实践与研究发现碳酸盐岩深层天然气潜力巨大^[5,14,16],晚期形成的天然气资源可能被严重低估。

塔里木盆地台盆区的勘探早期以勘探石油为主,随着勘探的深入,在塔中、塔北发现越来越多的天然气,出现了既富油又富气的油气资源现状。已发现的碳酸盐岩油气储量中,天然气约占了总探明储量的45%和三级储量的42%,预计天然气的发现储量最终会超过石油储量。

2.3 石灰岩为主的次生改造型储层基质物性差,非均质性极强

从全球看,中生界碳酸盐岩大油气田多具有良好的原生孔隙,主要受沉积相带控制^[11],孔隙度多大于10%,储层物性与碎屑岩相当,均质性强。塔里木盆地地下古生界海相碳酸盐岩不同于国内外上古生界—新生界原生孔隙型碳酸盐岩储层^[17],其最主要的特性是以次生孔隙为主,基质孔隙度和渗透率低,具有强烈的非均质性(图2)。

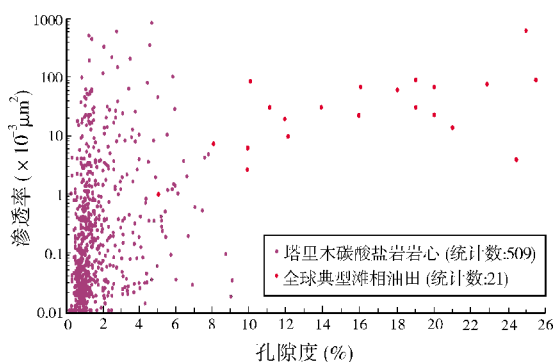


图2 塔里木盆地与世界典型碳酸盐岩油田孔渗相关散点图

塔里木盆地寒武系—奥陶系碳酸盐岩储层岩石类型多样,目前发现的油气藏以风化壳型与礁滩型石灰岩储层为主^[5]。由于古老碳酸盐岩经历漫长而复杂的成岩演化,受沉积微相、岩溶作用、构造作用等多因素的影响^[5-7],碳酸盐岩原始孔隙基本消失殆尽,储集空间以次生孔洞与裂缝为主,以受多期表生期、埋藏期的溶蚀与裂缝改造作用形成的洞穴型、孔洞型、裂缝-孔洞型储层为主^[5]。

岩心物性统计分析表明,塔里木盆地碳酸盐岩基质孔渗很低,孔渗相关性差(图2)。风化壳岩心孔隙度一般小于1.2%,渗透率一般小于 $0.5 \times 10^{-3} \mu\text{m}^2$ 。礁滩体基质的物性则较好,但岩心孔隙度一般也小于3%,渗透率一般小于 $1 \times 10^{-3} \mu\text{m}^2$ 。测井解释储层段以低孔低渗储层为主,孔隙度变化范围一般在1.2%~6%,远低于世界典型碳酸盐岩储层。在基质孔隙不发育的寒武系—奥陶系碳酸盐岩,钻遇大型缝洞体层段的孔隙度可高达10%~50%,渗透率变化范围一般在 $(0.05 \sim 5) \times 10^{-3} \mu\text{m}^2$ 。

由于碳酸盐岩储层具有次生溶蚀孔、洞与裂缝三重孔隙,非组构选择性溶蚀作用强,储层经历多期破坏与改造,造成强烈的非均质性^[3-7]。地震储层预测表明,碳酸盐岩洞穴规模与分布在平面上变化大,储层分布极不均匀,大型缝洞仅局部发育,横向上很快消失。纵向上优质储层段分布的部位、物性与厚度也都在不同深度发生快速变化,而且井间难以对比。

2.4 埋深大,储盖组合较差

世界海相碳酸盐岩油气藏以上古生界—新生界为主,埋深大多小于4000 m(图3),全球埋深小于3000 m的大油气田占了大油气田总数的76%^[18]。塔里木盆地寒武系—奥陶系碳酸盐岩埋深多位于5000~7000 m,这一特点带来了诸多成藏与工程方面的问题^[12]。

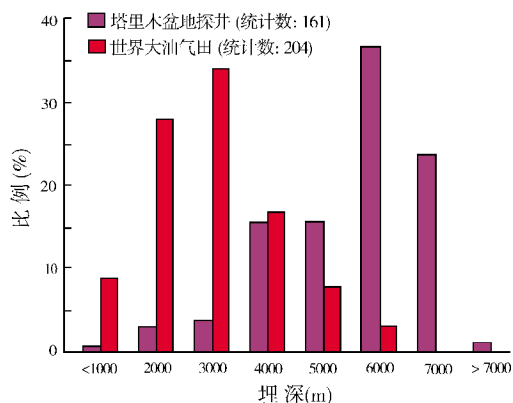


图3 世界碳酸盐岩大油气田埋深与塔里木盆地探井奥陶系顶部埋深对比

统计表明,世界碳酸盐岩大油气田中74%的盖层为深海陆架到盆地环境的泥页岩、蒸发环境的蒸发岩与泥岩类^[11],主要发育蒸发岩与生物礁、颗粒

滩、白云岩形成的三大优质储盖组合。塔里木盆地海相碳酸盐岩区域盖层以陆棚相—盆地相泥岩为主,西部中下寒武统存在蒸发岩盖层,奥陶系碳酸盐岩内幕的致密碳酸盐岩盖层发育,如奥陶系蓬莱坝组、鹰山组、一间房组、良里塔格组都发现有致密碳酸盐岩盖层的油气藏^[5]。

塔里木盆地海相碳酸盐岩多旋回地质结构形成了多套、多类型的储盖组合,寒武系—奥陶系主要有下寒武统、上寒武统、奥陶系蓬莱坝组、鹰山组、一间房组、良里塔格组等六套主要目的层,形成六套区域储盖组合。同时,塔里木盆地寒武系—奥陶系碳酸盐岩风化壳分别与上覆志留系泥岩、石炭系泥岩、中生界砂泥岩、以及上奥陶统良里塔格组石灰岩形成储盖组合。

塔里木克拉通盆地海相碳酸盐岩多旋回沉积变迁大,形成储盖组合多,盐膏层类优质盖层相对较少,而且横向分布变化较大,储盖特性总体上差于世界典型海相碳酸盐岩。

3 油气藏特性

3.1 以非构造油气藏为主

全球碳酸盐岩大油气田主要以构造油气藏为主^[11],构造型油田占总个数的 88.3%,其储量占石油总储量的 95%,表明构造油田不仅个数多,而且

储量更大,尤其是特大型和巨型油气田一般都以大型构造圈闭为主。

塔里木盆地寒武系—奥陶系碳酸盐岩以风化壳缝洞体储层、礁滩体储层、白云岩储层形成的非构造圈闭为主,主要形成于加里东期—晚海西期,圈闭主要发育于隆起斜坡部位,仅局部白云岩风化壳区发育小型构造圈闭。地层岩性油气藏是塔里木盆地地下古生界碳酸盐岩中的主要类型,碳酸盐岩非构造类圈闭中的油气主要受储层控制,它与受局部构造圈闭控制的油气成藏特征截然不同,油气水分布特征及油气产出具有明显差异^[5]。在储层发育的局部构造部位,也有小型的构造油气藏,储层发育,横向连通性好,油气分布比较均一,油气水界面明显^[8]。

由于塔里木盆地的油气藏圈闭复杂而难以描述,储层非均质性强,流体性质变化大,表现出非常规油气藏的特征,因此它也可以被纳入非常规油气藏序列^[4,16]。

3.2 多期油气调整改造,流体性质复杂多样

世界典型的碳酸盐岩大油气田,如中东、滨里海、墨西哥湾等地区的大油气田,大多是晚期成藏,油气藏简单,流体单一^[2,11]。而塔里木叠合盆地的下古生界碳酸盐岩成藏早,经历多期构造调整改造,造成油气藏的复杂多样和流体性质的多变(图 4)。

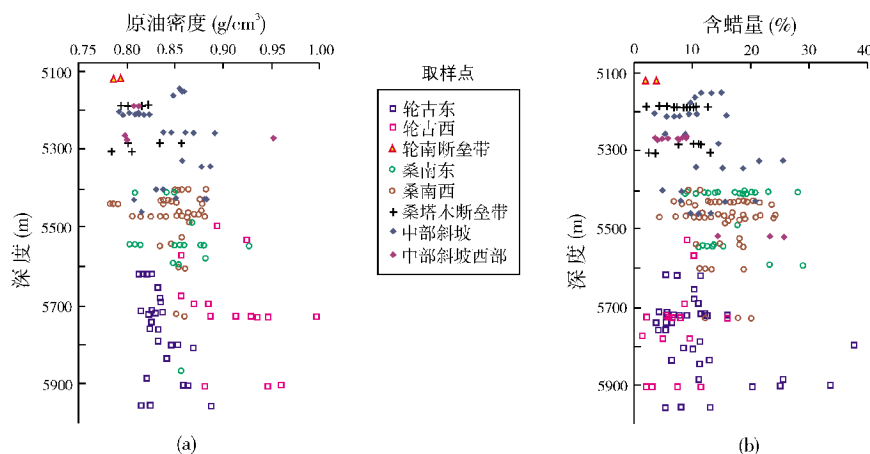


图 4 轮南奥陶系碳酸盐岩原油密度与含蜡量分区统计

塔里木盆地是典型的多构造运动调整改造的叠合盆地^[13]。综合生烃史、构造演化史与油气成藏期次的分析,塔里木盆地地下古生界碳酸盐岩主要有奥陶纪末—志留纪、二叠纪和新近纪等三期油气充注与

调整,以及志留纪—泥盆纪、三叠纪—侏罗纪等两期油气破坏调整的复杂成藏史^[16]。

塔里木盆地地下古生界碳酸盐岩经历多期构造运动^[13],构造改造造成油气藏的多期改造破坏是叠合

盆地的典型特征,油气藏的特征与分布更为复杂。在古隆起的轴部迄今未发现碳酸盐岩大油气田的主要原因就是构造改造强烈、上覆盖层薄,油气藏多遭受破坏或向上调整。碳酸盐岩油气藏的保存还受控于盖层分布及水文地质条件的影响^[12],塔里木盆地盐岩层厚度小、分布局限,盖层纵横向变化大,油气改造作用更为强烈。

由于多期的油气调整改造,塔里木盆地海相碳酸盐岩既有稠油和轻质油,也有凝析气与干气,薄片见碳质沥青充填早期孔洞、油质沥青充填后期缝洞,流体相态复杂多样。轮南地区奥陶系经历早海西期和晚海西期两期强烈的构造改造作用^[5],发生了大量的油气散失与破坏,在轮南断垒带以北,奥陶系油气几乎全被破坏。向南破坏程度逐渐降低,潜山高部位以重质油为主,围斜带受多期的调整改造,既有正

常油藏,也有挥发油和凝析气,不同区块奥陶系原油、天然气性质变化大(图 4),油气水边界难以区分,不能用常规油气藏描述方法确定油气藏范围。

3.3 中低储量丰度的小型油气藏为主,分布超出古隆起并大面积叠置连片

世界典型碳酸盐岩大油气田大多沿大型构造带、地层岩性带局部富集,油气分布比较集中,主要分布在古隆起的高部位,并以大型构造油气藏为主,储量丰度高^[1-2,11]。而塔里木盆地古老海相碳酸盐岩储层物性整体较差,寒武系—奥陶系碳酸盐岩油气藏的孔隙度一般在 2%~5%,虽然可能有较大的油气柱高度,但大多数油气藏以中低储量丰度为主(图 5),单个油气藏通常规模较小,一些相对独立的油气藏呈纵向叠置、横向连片分布。

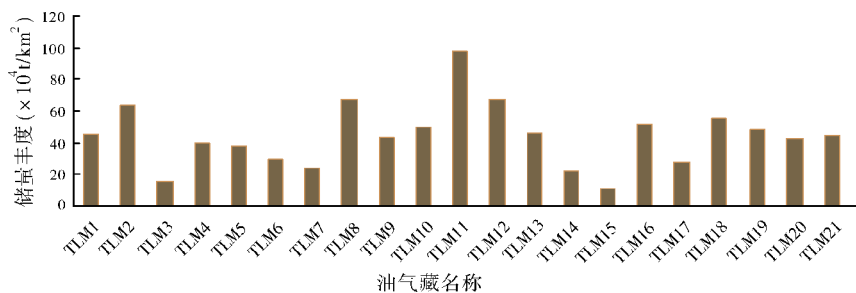


图 5 塔里木盆地奥陶系碳酸盐岩油气藏储量丰度统计

塔里木盆地塔北古隆起南斜坡和中央古隆起北斜坡是碳酸盐岩油气的主要分布区(图 1),目前勘探向斜坡低部位不断拓展,已远离古隆起而进入北部拗陷,发现的含油气深度已超过 7000m,高差逾 2000m,但尚未发现碳酸盐岩含油气的深度边界。塔北隆起南斜坡—北部拗陷区含油气面积超过 10 000 km²,中央隆起北斜坡上奥陶统礁滩体、鹰山组风化壳已形成 8 000 km²多层段连片含油气的局面。

3.4 生产特征复杂,高效井提供主要产量

世界典型的碳酸盐岩大油气田以高产稳产著称,虽然碳酸盐岩的油气储量不及总量的 50%,但其产量却占世界总产量的 60%以上,其生产效果优于碎屑岩。而塔里木盆地古老碳酸盐岩储层具有强烈的非均质性,油气水产出变化大,油气产出不稳定、递减快,少量高产井形成了主要的产能。

不同于碳酸盐岩孔隙型储层,塔里木盆地碳酸盐岩油气水产出变化大,同一部位、同一口井的不同

阶段都可能出现不同的生产特征^[5](图 6)。塔里木盆地奥陶系碳酸盐岩同一油气藏内,既有高产稳产井,也有中低产井和出水井。高产井中既有产量比较稳定的油气井,也有快速下降的、以及周期性变化与忽高忽低的油气井。塔里木盆地奥陶系碳酸盐岩产水特征复杂^[4-5],出水量变化大。奥陶系碳酸盐岩油气藏容易发生暴性水淹,含水率会出现突然快速上升,难以实施有效开发措施,也有含水率出现下降的情况,或是含水快速上升后又无水的生产特征。

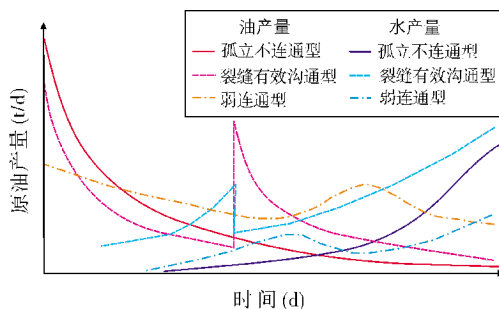


图 6 塔里木盆地奥陶系典型试采曲线类型

由于塔里木盆地古老奥陶系碳酸盐岩风化壳原生孔隙极低,多以次生的非均质孔、洞、缝为储集空间,储集层之间的连通性差,在生产过程中往往油气的初始产量高,但多数井产量递减快、稳产难。轮古地区的递减率达20%以上^[5],塔河油田也是如此,油气采收率低、产量递减率高具有普遍性。

塔里木盆地碳酸盐岩油气藏开发过程中,在不同的井区都有高效井、低效井,同时也有空井与少量产出后的未投产井。受大型缝洞体控制的高效井比率一般在20%~30%,高效井单井产量通常超过50 t/d,甚至达100 t/d以上,构成了油气田的主要产能,油气产量有70%以上来自少量高效井。

4 结 语

塔里木盆地碳酸盐岩的成藏地质条件复杂多样,造就了碳酸盐岩油气成藏与分布的特殊性。尽管目前盆地内已发现大量的海相碳酸盐岩油气资源,且已进入了勘探开发的快速增长期,但由于盆地内的油气藏类型特殊和特征复杂、储量品位不高,开发难度仍然很大,70%以上的钻井难以稳产,这就需要持续攻关,以稳步推进增储上产。

参 考 文 献

- [1] 王正鉴,江若霓,译. 世界大油气田碳酸盐岩油藏研究实例[M]. 北京:石油工业出版社,2003.
- [2] 谷志东,汪泽成,胡素云,等. 全球海相碳酸盐岩巨型油气田发育的构造环境及勘探启示[J]. 天然气地球科学,2012,23(1):106-118.
- [3] 康玉柱. 中国海相油气田勘探实例之四:塔里木盆地塔河油

- 田的发现与勘探[J]. 海相油气地质,2005,10(4):31-38.
- [4] 焦方正,翟晓先. 海相碳酸盐岩非常规大油气田——塔河油田勘探研究与实践[M]. 北京:石油工业出版社,2008.
- [5] 杜金虎. 塔里木盆地寒武—奥陶系碳酸盐岩油气勘探[M]. 北京:石油工业出版社,2010.
- [6] 沈安江,王招明,杨海军,等. 塔里木盆地塔中地区奥陶系碳酸盐岩储层成因类型、特征及油气勘探潜力[J]. 海相油气地质,2006,11(4):1-12.
- [7] 李忠,黄思静,刘嘉庆,等. 塔里木盆地塔河奥陶系碳酸盐岩储层埋藏成岩和构造—热流体作用及其有效性[J]. 沉积学报,2010,28(5):969-979.
- [8] 杜金虎,郭光辉,潘文庆,等. 塔里木盆地古生界碳酸盐岩油气藏特征及其分类[J]. 海相油气地质,2011,16(4):39-46.
- [9] 李国玉. 海相沉积岩是中国石油工业未来的希望[J]. 海相油气地质,2005,10(1):5-12.
- [10] 马永生. 四川盆地普光超大型气田的形成机制[J]. 石油学报,2007,28(2):9-21.
- [11] 白国平. 世界碳酸盐岩大油气田分布特征[J]. 古地理学报,2006,8(2):241-250.
- [12] 金之钧. 中国海相碳酸盐岩层系油气勘探特殊性问题[J]. 地学前缘,2005,12(3):15-22.
- [13] 贾承造. 中国塔里木盆地构造特征与油气[M]. 北京:石油工业出版社,1997.
- [14] 朱光有,张水昌,张斌,等. 中国中西部地区海相碳酸盐岩油气藏类型与成藏模式[J]. 石油学报,2010,31(6):871-878.
- [15] 张水昌,张宝民,王飞宇,等. 塔里木盆地两套海相烃源岩:有机质性质、发育环境及控制因素[J]. 自然科学进展,2001,11(3):261-268.
- [16] LI Qiming, WU Guanghui, PANG Xiongqi, et al. Hydrocarbon accumulation conditions of Ordovician carbonate in Tarim basin[J]. Acta Geologica Sinica, 2010, 84(5): 1180-1194.
- [17] 罗平,张静,刘伟,等. 中国海相碳酸盐岩油气储层基本特征[J]. 地学前缘,2008,15(1):36-50.
- [18] 贾小乐,何登发,童晓光,等. 全球大油气田分布特征[J]. 地学前缘,2011,16(3):1-7.

编辑:赵国宪

Particularities of Hydrocarbon in Lower Paleozoic Marine Carbonate Rocks in Tarim Basin

Wu Guanghui, Liu Hu, Shi Xiaolong

Abstract: Based on the comprehensive analysis of a great number of exploration and development data, it is shown that the Cambrian-Ordovician limestone-predominated carbonate hydrocarbon reservoirs in Tarim Basin are quite multifarious and complicated and they are different from the typical Meso-Cenozoic carbonate reservoirs in the world. The Lower Paleozoic carbonate hydrocarbon reservoirs present four particular features in geological conditions in this basin: 1) Multi-period tectonic movements in the small craton have brought about intensive structural reformations on hydrocarbon accumulation. 2) Contributing to the late Hercynian hydrocarbon charge and the late Himalayan gas enrichment, the basin is rich in both oil and gas resources on the basis of ancient Cambrian-Ordovician source rocks. 3) Most of limestone-predominated reservoirs with reformed secondary pores are of low matrix porosity and permeability and excessive heterogeneity. 4) Carbonate reservoirs are deep buried more than 5000m with poor reservoir-cap assemblages in the basin. The Lower Paleozoic reformed marine carbonate reservoirs in the basin are characterized in four aspects: 1) The non-structural hydrocarbon reservoirs are dominant. 2) Due to multi-period charges and adjustments of the hydrocarbon reservoirs, the fluids inside are complicated and varied in property. 3) The small-scale oil and gas pools that distributed in large area with low and medium size reserve abundance are superposed and/or continued one after another. 4) Outputs of fluids (oil, gas and water) are intricate and the oil/gas production is commonly sustained by a small number of high-yielded wells.

Key words: Lower Paleozoic; Carbonate reservoir; Hydrocarbon accumulation condition; Oil and gas characteristics; Tarim Basin
Wu Guanghui: male, DSc., Associate Professor. Add: School of Marine Sciences of Sun Yat-sen University, Daxuecheng, Guangzhou, 510006, China

塔里木盆地地下古生界 海相碳酸盐岩油气的特殊性

邬光辉¹, 刘虎², 石晓龙¹

(1 中山大学海洋学院; 2 中国石油塔里木油田公司)

摘要 勘探开发资料的综合分析表明,塔里木盆地寒武系—奥陶系以石灰岩储层为主的碳酸盐岩油气藏复杂多样,不同于世界典型的中新生界海相碳酸盐岩。塔里木盆地地下古生界碳酸盐岩在地质条件方面存在四大特性:(1)小克拉通多旋回构造运动,构造改造强烈;(2)烃源岩古老,海西晚期石油资源与喜马拉雅晚期天然气资源造成盆地富油也富气;(3)石灰岩为主的次生改造型储层非均质性极强;(4)埋深大,储盖组合较差。塔里木盆地海相碳酸盐岩油气藏具有四大特性:(1)以非构造油气藏为主;(2)经历多期油气充注与调整改造,流体性质复杂多变;(3)大面积、中低储量丰度的小型油气藏叠置连片;(4)油气水产出复杂,油气产量主要来自少量高效井。

关键词 塔里木盆地; 下古生界; 碳酸盐岩油气藏; 成藏条件; 油气特征

中图分类号: TE122.2

文献标识码: A

海相碳酸盐岩在世界油气资源中占有重要地位,油气主要分布在中新生界,在古生界碳酸盐岩中则极少,且以白云岩为主^[1-2]。近年来,塔里木盆地寒武系—奥陶系海相碳酸盐岩油气勘探不断取得新发现^[3-4],成为油气增储上产的重点领域。以石灰岩为主的古老碳酸盐岩储层特征与分布变化大,油气藏复杂多样,油气产量不稳定、递减快^[3-8],不同于世界典型的海相碳酸盐岩,具有明显的特殊性与复杂性。

本文在大量勘探开发资料对比分析的基础上,探讨了塔里木盆地寒武系—奥陶系海相碳酸盐岩油气藏特征及其在地质条件方面的特性。

1 碳酸盐岩油气勘探与分布

碳酸盐岩一直是油气勘探的重要领域,全球已发现碳酸盐岩油气储量占总储量的一半以上,且以大型、特大型油气田为主^[1-2]。碳酸盐岩油气的时空分布极不均衡:70%以上的碳酸盐岩油气藏埋深小于3000m;中东占有超过四分之三的石油储量;天然气主要分布在前苏联、中东和北美;层系上石油主要集中在中新生界;二叠系—三叠系天然气比重较

大^[1-2];下古生界碳酸盐岩大油气田极少,主要分布在古老的克拉通盆地,而且基本为白云岩储层。

中国海相碳酸盐岩油气成藏演化复杂,经历了艰辛的探索^[9]。直至2000年以来,随着认识的深化与技术的进步,才发现了一系列大中型油气田^[3-4,10]。塔里木盆地虽于20世纪80年代在沙参2井、轮南1井、塔中1井等获得突破,碳酸盐岩成为油气勘探的重要领域,但随后油气勘探与评价屡屡受挫。在此之后,随着地质认识与技术的进步,在轮南—塔河、塔中北斜坡、哈拉哈塘地区才持续获得重要进展^[5],塔里木盆地才进入了碳酸盐岩油气勘探开发大发展阶段。塔里木盆地海相碳酸盐岩油气藏赋存于古老的寒武系—奥陶系,主要分布在克拉通盆地的古隆起斜坡^[5],油气连片的规模巨大,大面积含油气是盆地古老海相碳酸盐岩油气分布的基本特征。

塔里木盆地海相碳酸盐岩油气勘探经历了长期曲折的过程,油气勘探发现之后又往往难以在面上展开,大多需经过多轮的探索与评价,这些都表明这类海相碳酸盐岩油气勘探的艰巨性与复杂性。

收稿日期: 2013-07-10; 改回日期: 2013-12-21

邬光辉: 1971年生,博士,副教授。1996年硕士毕业于石油大学(北京),2005年于中国科学院地质与地球物理研究所获博士学位。主要从事石油地质与构造地质研究。通讯地址: 510006 广州市番禺区大学城外环东路132号; 电话: (020)39332256; E-mail: 1416074165@qq.com

2 古老海相碳酸盐岩成藏地质条件

塔里木盆地古老海相碳酸盐岩经历了多旋回

的构造作用、漫长的成岩演化过程、多期的油气充注与调整改造,油气表现出明显的特殊性与复杂性(表 1)。

表 1 塔里木盆地与世界典型碳酸盐岩大油气田特征对比

油气田特征		塔里木盆地	世界碳酸盐岩大油气田
构造背景	盆地类型	克拉通内盆地	被动边缘、裂谷盆地、前陆盆地
	盆地规模	小	大
	地质结构	复杂	简单
	构造运动	多旋回	单旋回为主
	构造改造	强烈	弱
储层	主要层位	奥陶系	侏罗系—新近系
	埋深(m)	4000~7000m	超过 70%的油气田埋深<3000m
	沉积相	台地内部、台地边缘	台地内部、陆棚边缘、生物建隆
	岩性	石灰岩为主,少量白云岩	石灰岩与白云岩,前白垩纪以白云岩为主
	储集空间	次生孔、洞、缝	原生孔隙为主
	孔隙类型	溶洞、溶孔、裂缝	粒间/晶间孔、溶洞、铸模孔、裂缝
	孔隙建设性作用	岩溶作用、埋藏溶蚀作用、裂缝作用	埋藏溶蚀作用、白云石化作用、裂缝作用
	储层类型	风化壳、台缘礁滩	台内滩、生物建隆、深海白垩、风化壳
	孔隙度	一般 2%~5%,大型洞穴>10%	5%~26%
	渗透率	基质 $<1\times 10^{-3}\mu\text{m}^2$	$(10\sim 100)\times 10^{-3}\mu\text{m}^2$
	均质性	非均质性强	均质性好
	分布	横向变化大,分布不稳定	横向连续,分布稳定
烃源岩	沉积环境	台间盆地、台内洼地	陆棚盆地、陆棚斜坡
	层位/岩性	寒武系、奥陶系/泥岩、泥灰岩	中新世、泥盆系/页岩、泥岩、泥灰岩
	干酪根类型	I、II、III型	II型及 I型
	TOC 范围值/均值	0.2%~5%/<1%	0.3%~12%/>3%
	成熟度	高—过成熟、成熟	成熟—高成熟
圈闭	圈闭类型	非构造圈闭为主,很少构造圈闭	构造圈闭为主
	圈闭规模/形态	小/不规则、复杂	大/规则、简单
	圈闭描述	描述难	易于描述
保存	盖层岩性	泥岩、致密石灰岩	页岩、蒸发岩、泥岩
	盖层厚度/连续性	大/不好	大/好
	改造作用	大	小
油气藏	油藏类型	地层岩性—非常规类为主	构造类为主
	成藏期次	多期成藏	单期次为主
	流体连通性	连通性差,结构复杂	连通性好、结构简单
	流体性质	复杂	单一
	油气产出	井间变化大,产量不稳定,递减快	井间差异小,产量稳定,递减慢
原油采收率		10%~20%	20%~45%

2.1 多旋回构造运动、构造改造强烈

全球的海相碳酸盐岩区油气藏分布在多种类型构造—沉积背景中,特提斯构造域是碳酸盐岩油气最集中的地区,伸展构造环境中的大陆裂谷与上覆凹陷盆地、被动大陆边缘盆地探明可采储量占总储量的76.1%^[2]。海相碳酸盐岩油气盆地一般形成晚,没有经历多期次构造运动对盆地的叠加和改造,具有较为稳定的构造背景,油气分布相对简单^[11-12]。

塔里木盆地海相碳酸盐岩地层古老、板块小,经

历了多旋回构造运动的叠加复合过程^[13],已识别出十余期大规模构造运动。构造演化的长期性和多旋回性,造成了盆地在不同地区、甚至同一地区,在不同地质时期具有不同的演化史。原型盆地遭受了强烈的改造,具有复杂的地质结构(图1),发育多期改造的古隆起、断裂带、不整合等构造,不同地区、不同时期的构造改造状况差异大,纵向上分层,平面上分区带,差异明显。塔里木盆地多旋回的构造改造奠定了多期成藏与调整、多套储盖组合与多种油气藏类型的地质背景基础。

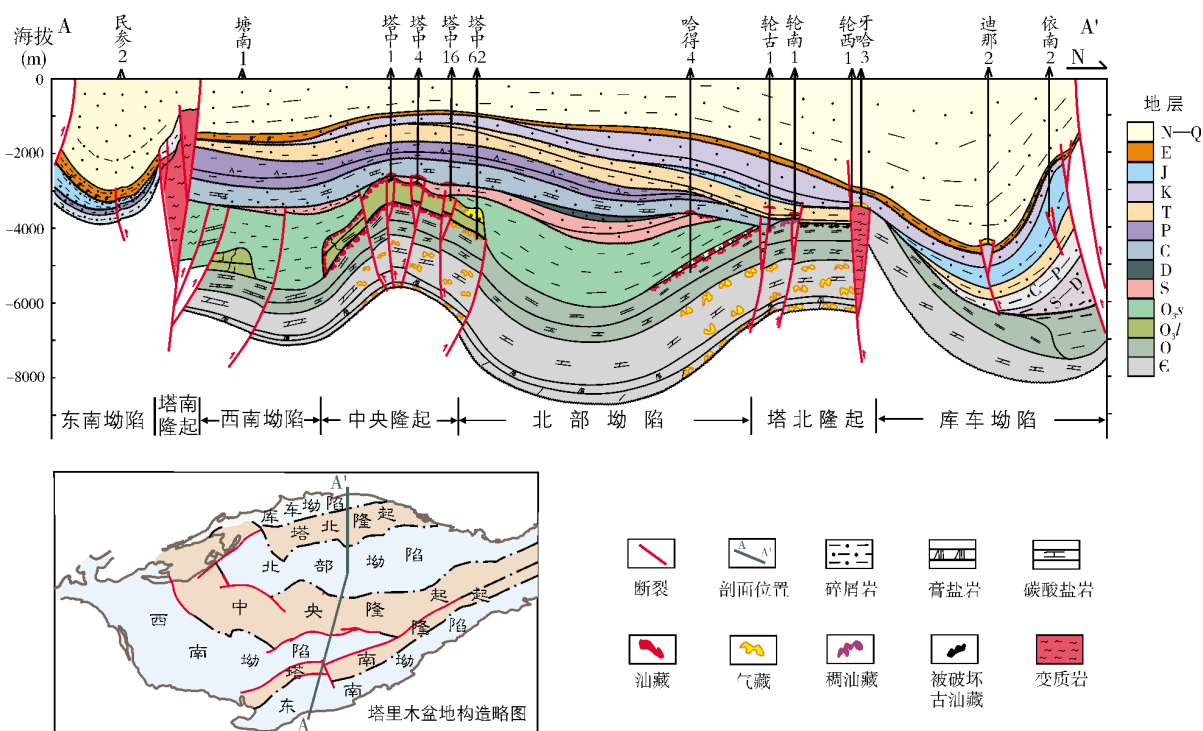


图1 塔里木盆地南北向地质结构剖面

2.2 烃源岩古老,富油也富气

世界碳酸盐岩油气田的烃源岩主要分布在中新生界,以陆架内盆地相及陆棚斜坡页岩为主,其次为含泥质的碳酸盐岩、泥灰岩^[1-2]。烃源岩有机质丰度(TOC)范围在0.28%~12.0%,平均3.29%。Ⅱ型干酪根最常见,多处于成熟—高成熟阶段。

塔里木盆地主要发育寒武系—下奥陶统与中上奥陶统泥岩、泥灰岩烃源岩^[14-15],主要分布在盆地、台内洼地与台缘斜坡三种环境。Ⅰ型、Ⅱ型和Ⅲ型干酪根都有发育,烃源岩TOC一般为0.2%~2.5%,整体

低于世界平均水平。烃源岩成熟度普遍很高,大多处于高成熟—过成熟阶段。世界上高成熟—过成熟古老烃源岩为主的盆地多以富气为基本特征^[15],而塔里木盆地碳酸盐岩目前探明的储量则以石油为主^[8]。

由于烃源岩层位差异,不同地区埋深变化大,生烃史揭示加里东期—喜马拉雅期有多期成烃与成藏^[5,16],储层荧光、固体沥青反射率、流体包裹体等资料则反映具有多期幕式油气成藏的特征。研究发现,加里东期油气多遭受破坏^[16],已发现油藏基本以晚海西期烃类包裹体为主(均一温度多在100~130℃),晚海西期是油藏形成的重要成藏期,而且后期保存

条件较好,构成了现今石油资源的基础。同时,塔里木盆地低地温克拉通背景下古老烃源岩二次生烃与原油裂解气对现今油气资源具有重要作用,勘探实践与研究发现碳酸盐岩深层天然气潜力巨大^[5,14,16],晚期形成的天然气资源可能被严重低估。

塔里木盆地台盆区的勘探早期以勘探石油为主,随着勘探的深入,在塔中、塔北发现越来越多的天然气,出现了既富油又富气的油气资源现状。已发现的碳酸盐岩油气储量中,天然气约占了总探明储量的45%和三级储量的42%,预计天然气的发现储量最终会超过石油储量。

2.3 石灰岩为主的次生改造型储层基质物性差,非均质性极强

从全球看,中生界碳酸盐岩大油气田多具有良好的原生孔隙,主要受沉积相带控制^[11],孔隙度多大于10%,储层物性与碎屑岩相当,均质性强。塔里木盆地地下古生界海相碳酸盐岩不同于国内外上古生界—新生界原生孔隙型碳酸盐岩储层^[17],其最主要的特性是以次生孔隙为主,基质孔隙度和渗透率低,具有强烈的非均质性(图2)。

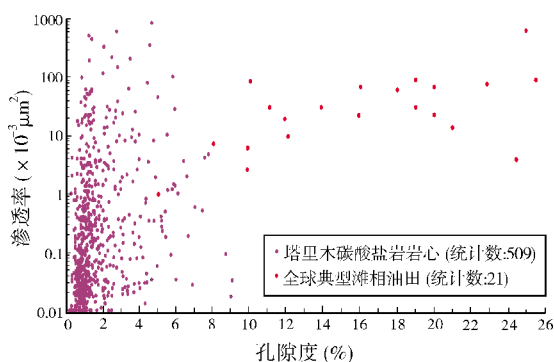


图2 塔里木盆地与世界典型碳酸盐岩油田孔渗相关散点图

塔里木盆地寒武系—奥陶系碳酸盐岩储层岩石类型多样,目前发现的油气藏以风化壳型与礁滩型石灰岩储层为主^[5]。由于古老碳酸盐岩经历漫长而复杂的成岩演化,受沉积微相、岩溶作用、构造作用等多因素的影响^[5-7],碳酸盐岩原始孔隙基本消失殆尽,储集空间以次生孔洞与裂缝为主,以受多期表生期、埋藏期的溶蚀与裂缝改造作用形成的洞穴型、孔洞型、裂缝-孔洞型储层为主^[5]。

岩心物性统计分析表明,塔里木盆地碳酸盐岩基质孔渗很低,孔渗相关性差(图2)。风化壳岩心孔隙度一般小于1.2%,渗透率一般小于 $0.5 \times 10^{-3} \mu\text{m}^2$ 。礁滩体基质的物性则较好,但岩心孔隙度一般也小于3%,渗透率一般小于 $1 \times 10^{-3} \mu\text{m}^2$ 。测井解释储层段以低孔低渗储层为主,孔隙度变化范围一般在1.2%~6%,远低于世界典型碳酸盐岩储层。在基质孔隙不发育的寒武系—奥陶系碳酸盐岩,钻遇大型缝洞体层段的孔隙度可高达10%~50%,渗透率变化范围一般在 $(0.05 \sim 5) \times 10^{-3} \mu\text{m}^2$ 。

由于碳酸盐岩储层具有次生溶蚀孔、洞与裂缝三重孔隙,非组构选择性溶蚀作用强,储层经历多期破坏与改造,造成强烈的非均质性^[3-7]。地震储层预测表明,碳酸盐岩洞穴规模与分布在平面上变化大,储层分布极不均匀,大型缝洞仅局部发育,横向上很快消失。纵向上优质储层段分布的部位、物性与厚度也都在不同深度发生快速变化,而且井间难以对比。

2.4 埋深大,储盖组合较差

世界海相碳酸盐岩油气藏以上古生界—新生界为主,埋深大多小于4000 m(图3),全球埋深小于3000 m的大油气田占了大油气田总数的76%^[18]。塔里木盆地寒武系—奥陶系碳酸盐岩埋深多位于5000~7000 m,这一特点带来了诸多成藏与工程方面的问题^[12]。

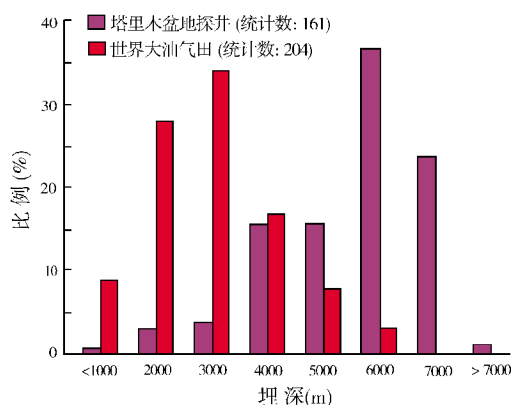


图3 世界碳酸盐岩大油气田埋深与塔里木盆地探井奥陶系顶部埋深对比

统计表明,世界碳酸盐岩大油气田中74%的盖层为深海陆架到盆地环境的泥页岩、蒸发环境的蒸发岩与泥岩类^[11],主要发育蒸发岩与生物礁、颗粒

滩、白云岩形成的三大优质储盖组合。塔里木盆地海相碳酸盐岩区域盖层以陆棚相—盆地相泥岩为主,西部中下寒武统存在蒸发岩盖层,奥陶系碳酸盐岩内幕的致密碳酸盐岩盖层发育,如奥陶系蓬莱坝组、鹰山组、一间房组、良里塔格组都发现有致密碳酸盐岩盖层的油气藏^[5]。

塔里木盆地海相碳酸盐岩多旋回地质结构形成了多套、多类型的储盖组合,寒武系—奥陶系主要有下寒武统、上寒武统、奥陶系蓬莱坝组、鹰山组、一间房组、良里塔格组等六套主要目的层,形成六套区域储盖组合。同时,塔里木盆地寒武系—奥陶系碳酸盐岩风化壳分别与上覆志留系泥岩、石炭系泥岩、中生界砂泥岩、以及上奥陶统良里塔格组石灰岩形成储盖组合。

塔里木克拉通盆地海相碳酸盐岩多旋回沉积变迁大,形成储盖组合多,盐膏层类优质盖层相对较少,而且横向分布变化较大,储盖特性总体上差于世界典型海相碳酸盐岩。

3 油气藏特性

3.1 以非构造油气藏为主

全球碳酸盐岩大油气田主要以构造油气藏为主^[11],构造型油田占总个数的 88.3%,其储量占石油总储量的 95%,表明构造油田不仅个数多,而且

储量更大,尤其是特大型和巨型油气田一般都以大型构造圈闭为主。

塔里木盆地寒武系—奥陶系碳酸盐岩以风化壳缝洞体储层、礁滩体储层、白云岩储层形成的非构造圈闭为主,主要形成于加里东期—晚海西期,圈闭主要发育于隆起斜坡部位,仅局部白云岩风化壳区发育小型构造圈闭。地层岩性油气藏是塔里木盆地地下古生界碳酸盐岩中的主要类型,碳酸盐岩非构造类圈闭中的油气主要受储层控制,它与受局部构造圈闭控制的油气成藏特征截然不同,油气水分布特征及油气产出具有明显差异^[5]。在储层发育的局部构造部位,也有小型的构造油气藏,储层发育,横向连通性好,油气分布比较均一,油气水界面明显^[8]。

由于塔里木盆地的油气藏圈闭复杂而难以描述,储层非均质性强,流体性质变化大,表现出非常规油气藏的特征,因此它也可以被纳入非常规油气藏序列^[4,16]。

3.2 多期油气调整改造,流体性质复杂多样

世界典型的碳酸盐岩大油气田,如中东、滨里海、墨西哥湾等地区的大油气田,大多是晚期成藏,油气藏简单,流体单一^[2,11]。而塔里木叠合盆地的下古生界碳酸盐岩成藏早,经历多期构造调整改造,造成油气藏的复杂多样和流体性质的多变(图 4)。

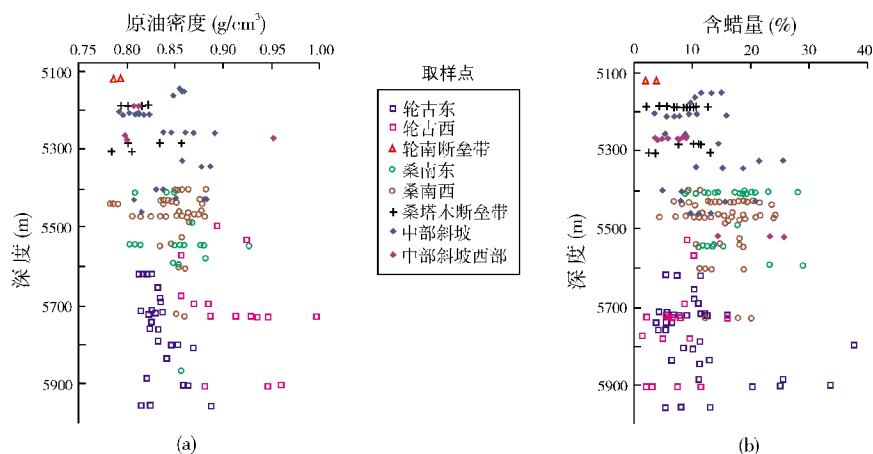


图 4 轮南奥陶系碳酸盐岩原油密度与含蜡量分区统计

塔里木盆地是典型的多构造运动调整改造的叠合盆地^[13]。综合生烃史、构造演化史与油气成藏期次的分析,塔里木盆地地下古生界碳酸盐岩主要有奥陶纪末—志留纪、二叠纪和新近纪等三期油气充注与

调整,以及志留纪—泥盆纪、三叠纪—侏罗纪等两期油气破坏调整的复杂成藏史^[16]。

塔里木盆地地下古生界碳酸盐岩经历多期构造运动^[13],构造改造造成油气藏的多期改造破坏是叠合

盆地的典型特征,油气藏的特征与分布更为复杂。在古隆起的轴部迄今未发现碳酸盐岩大油气田的主要原因就是构造改造强烈、上覆盖层薄,油气藏多遭受破坏或向上调整。碳酸盐岩油气藏的保存还受控于盖层分布及水文地质条件的影响^[12],塔里木盆地盐岩层厚度小、分布局限,盖层纵横向变化大,油气改造作用更为强烈。

由于多期的油气调整改造,塔里木盆地海相碳酸盐岩既有稠油和轻质油,也有凝析气与干气,薄片见碳质沥青充填早期孔洞、油质沥青充填后期缝洞,流体相态复杂多样。轮南地区奥陶系经历早海西期和晚海西期两期强烈的构造改造作用^[5],发生了大量的油气散失与破坏,在轮南断垒带以北,奥陶系油气几乎全被破坏。向南破坏程度逐渐降低,潜山高部位以重质油为主,围斜带受多期的调整改造,既有正

常油藏,也有挥发油和凝析气,不同区块奥陶系原油、天然气性质变化大(图 4),油气水边界难以区分,不能用常规油气藏描述方法确定油气藏范围。

3.3 中低储量丰度的小型油气藏为主,分布超出古隆起并大面积叠置连片

世界典型碳酸盐岩大油气田大多沿大型构造带、地层岩性带局部富集,油气分布比较集中,主要分布在古隆起的高部位,并以大型构造油气藏为主,储量丰度高^[1-2,11]。而塔里木盆地古老海相碳酸盐岩储层物性整体较差,寒武系—奥陶系碳酸盐岩油气藏的孔隙度一般在 2%~5%,虽然可能有较大的油气柱高度,但大多数油气藏以中低储量丰度为主(图 5),单个油气藏通常规模较小,一些相对独立的油气藏呈纵向叠置、横向连片分布。

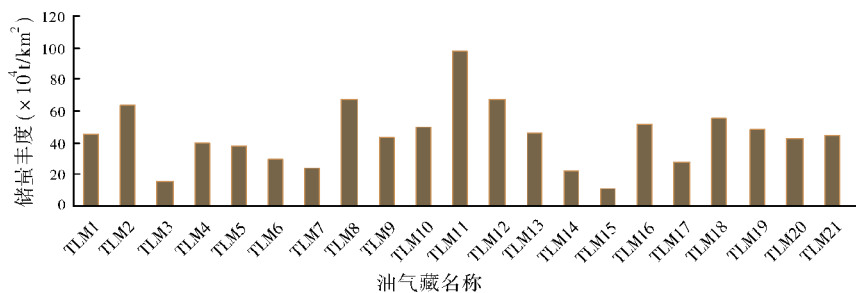


图 5 塔里木盆地奥陶系碳酸盐岩油气藏储量丰度统计

塔里木盆地塔北古隆起南斜坡和中央古隆起北斜坡是碳酸盐岩油气的主要分布区(图 1),目前勘探向斜坡低部位不断拓展,已远离古隆起而进入北部拗陷,发现的含油气深度已超过 7000m,高差逾 2000m,但尚未发现碳酸盐岩含油气的深度边界。塔北隆起南斜坡—北部拗陷区含油气面积超过 10 000 km²,中央隆起北斜坡上奥陶统礁滩体、鹰山组风化壳已形成 8 000 km²多层段连片含油气的局面。

3.4 生产特征复杂,高效井提供主要产量

世界典型的碳酸盐岩大油气田以高产稳产著称,虽然碳酸盐岩的油气储量不及总量的 50%,但其产量却占世界总产量的 60%以上,其生产效果优于碎屑岩。而塔里木盆地古老碳酸盐岩储层具有强烈的非均质性,油气水产出变化大,油气产出不稳定、递减快,少量高产井形成了主要的产能。

不同于碳酸盐岩孔隙型储层,塔里木盆地碳酸盐岩油气水产出变化大,同一部位、同一口井的不同

阶段都可能出现不同的生产特征^[5](图 6)。塔里木盆地奥陶系碳酸盐岩同一油气藏内,既有高产稳产井,也有中低产井和出水井。高产井中既有产量比较稳定的油气井,也有快速下降的、以及周期性变化与忽高忽低的油气井。塔里木盆地奥陶系碳酸盐岩产水特征复杂^[4-5],出水量变化大。奥陶系碳酸盐岩油气藏容易发生暴性水淹,含水率会出现突然快速上升,难以实施有效开发措施,也有含水率出现下降的情况,或是含水快速上升后又无水的生产特征。

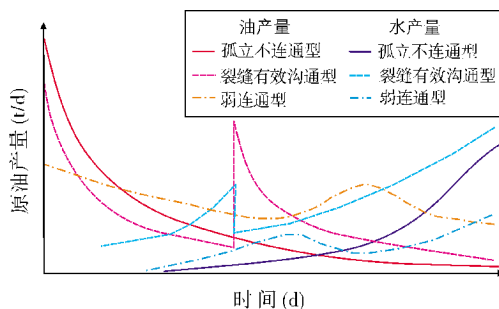


图 6 塔里木盆地奥陶系典型试采曲线类型

由于塔里木盆地古老奥陶系碳酸盐岩风化壳原生孔隙极低,多以次生的非均质孔、洞、缝为储集空间,储集层之间的连通性差,在生产过程中往往油气的初始产量高,但多数井产量递减快、稳产难。轮古地区的递减率达20%以上^[5],塔河油田也是如此,油气采收率低、产量递减率高具有普遍性。

塔里木盆地碳酸盐岩油气藏开发过程中,在不同的井区都有高效井、低效井,同时也有空井与少量产出后的未投产井。受大型缝洞体控制的高效井比率一般在20%~30%,高效井单井产量通常超过50 t/d,甚至达100 t/d以上,构成了油气田的主要产能,油气产量有70%以上来自少量高效井。

4 结 语

塔里木盆地碳酸盐岩的成藏地质条件复杂多样,造就了碳酸盐岩油气成藏与分布的特殊性。尽管目前盆地内已发现大量的海相碳酸盐岩油气资源,且已进入了勘探开发的快速增长期,但由于盆地内的油气藏类型特殊和特征复杂、储量品位不高,开发难度仍然很大,70%以上的钻井难以稳产,这就需要持续攻关,以稳步推进增储上产。

参 考 文 献

- [1] 王正鉴,江若霓,译. 世界大油气田碳酸盐岩油藏研究实例[M]. 北京:石油工业出版社,2003.
- [2] 谷志东,汪泽成,胡素云,等. 全球海相碳酸盐岩巨型油气田发育的构造环境及勘探启示[J]. 天然气地球科学,2012,23(1):106-118.
- [3] 康玉柱. 中国海相油气田勘探实例之四:塔里木盆地塔河油

- 田的发现与勘探[J]. 海相油气地质,2005,10(4):31-38.
- [4] 焦方正,翟晓先. 海相碳酸盐岩非常规大油气田——塔河油田勘探研究与实践[M]. 北京:石油工业出版社,2008.
- [5] 杜金虎. 塔里木盆地寒武—奥陶系碳酸盐岩油气勘探[M]. 北京:石油工业出版社,2010.
- [6] 沈安江,王招明,杨海军,等. 塔里木盆地塔中地区奥陶系碳酸盐岩储层成因类型、特征及油气勘探潜力[J]. 海相油气地质,2006,11(4):1-12.
- [7] 李忠,黄思静,刘嘉庆,等. 塔里木盆地塔河奥陶系碳酸盐岩储层埋藏成岩和构造—热流体作用及其有效性[J]. 沉积学报,2010,28(5):969-979.
- [8] 杜金虎,郭光辉,潘文庆,等. 塔里木盆地古生界碳酸盐岩油气藏特征及其分类[J]. 海相油气地质,2011,16(4):39-46.
- [9] 李国玉. 海相沉积岩是中国石油工业未来的希望[J]. 海相油气地质,2005,10(1):5-12.
- [10] 马永生. 四川盆地普光超大型气田的形成机制[J]. 石油学报,2007,28(2):9-21.
- [11] 白国平. 世界碳酸盐岩大油气田分布特征[J]. 古地理学报,2006,8(2):241-250.
- [12] 金之钧. 中国海相碳酸盐岩系油气勘探特殊性问题[J]. 地学前缘,2005,12(3):15-22.
- [13] 贾承造. 中国塔里木盆地构造特征与油气[M]. 北京:石油工业出版社,1997.
- [14] 朱光有,张水昌,张斌,等. 中国中西部地区海相碳酸盐岩油气藏类型与成藏模式[J]. 石油学报,2010,31(6):871-878.
- [15] 张水昌,张宝民,王飞宇,等. 塔里木盆地两套海相烃源岩:有机质性质、发育环境及控制因素[J]. 自然科学进展,2001,11(3):261-268.
- [16] LI Qiming, WU Guanghui, PANG Xiongqi, et al. Hydrocarbon accumulation conditions of Ordovician carbonate in Tarim basin[J]. Acta Geologica Sinica, 2010, 84(5): 1180-1194.
- [17] 罗平,张静,刘伟,等. 中国海相碳酸盐岩油气储层基本特征[J]. 地学前缘,2008,15(1):36-50.
- [18] 贾小乐,何登发,童晓光,等. 全球大油气田分布特征[J]. 地学前缘,2011,16(3):1-7.

编辑:赵国宪

Particularities of Hydrocarbon in Lower Paleozoic Marine Carbonate Rocks in Tarim Basin

Wu Guanghui, Liu Hu, Shi Xiaolong

Abstract: Based on the comprehensive analysis of a great number of exploration and development data, it is shown that the Cambrian-Ordovician limestone-predominated carbonate hydrocarbon reservoirs in Tarim Basin are quite multifarious and complicated and they are different from the typical Meso-Cenozoic carbonate reservoirs in the world. The Lower Paleozoic carbonate hydrocarbon reservoirs present four particular features in geological conditions in this basin: 1) Multi-period tectonic movements in the small craton have brought about intensive structural reformations on hydrocarbon accumulation. 2) Contributing to the late Hercynian hydrocarbon charge and the late Himalayan gas enrichment, the basin is rich in both oil and gas resources on the basis of ancient Cambrian-Ordovician source rocks. 3) Most of limestone-predominated reservoirs with reformed secondary pores are of low matrix porosity and permeability and excessive heterogeneity. 4) Carbonate reservoirs are deep buried more than 5000m with poor reservoir-cap assemblages in the basin. The Lower Paleozoic reformed marine carbonate reservoirs in the basin are characterized in four aspects: 1) The non-structural hydrocarbon reservoirs are dominant. 2) Due to multi-period charges and adjustments of the hydrocarbon reservoirs, the fluids inside are complicated and varied in property. 3) The small-scale oil and gas pools that distributed in large area with low and medium size reserve abundance are superposed and/or continued one after another. 4) Outputs of fluids (oil, gas and water) are intricate and the oil/gas production is commonly sustained by a small number of high-yielded wells.

Key words: Lower Paleozoic; Carbonate reservoir; Hydrocarbon accumulation condition; Oil and gas characteristics; Tarim Basin
Wu Guanghui: male, DSc., Associate Professor. Add: School of Marine Sciences of Sun Yat-sen University, Daxuecheng, Guangzhou, 510006, China