

勘探实例

文章编号:1672-9854(2009)-04-0067-11

中国海相油气田勘探实例之十二

塔里木盆地轮南奥陶系油气田的勘探与发现

周新源,杨海军,韩剑发,王福煥,韩杰

(中国石油塔里木油田分公司)



周新源

摘要 轮南奥陶系海相碳酸盐岩油气田位于塔北隆起轮南低凸起中部,是中国第一个海相碳酸盐岩特大型油气田。油气田发现于1988年,至2008年底控制+探明油气地质储量为 18.78×10^8 t。塔里木盆地长期构造沉积演化形成了轮南奥陶系碳酸盐岩大型古潜山及内幕背斜,潜山背斜具有古隆起控油,岩溶斜坡油气富集及准层状油气藏等特征。油气田区域性盖层为中—上奥陶统、下石炭统、上三叠统泥岩,主力烃源岩为寒武系—下奥陶统与中—上奥陶统碳酸盐岩及泥灰岩,主要目的层为奥陶系石灰岩顶面之下200 m范围内的潜山岩溶缝洞型储集体与内幕层间岩溶缝洞型储集体。通过缝洞系统预测评价、酸压储层改造、稠油掺稀开采等技术攻关,勘探开发一体化管理,创新了复杂碳酸盐岩勘探开发理论与配套技术,实现了轮南奥陶系油气产量储量的快速增长。论述油气田勘探与发现的历程,剖析了取得勘探突破的实践与认识。

关键词 塔里木盆地;轮南油气田;奥陶系;海相地层;碳酸盐岩储集体;油气藏特征;油气勘探技术;勘探启示

中图分类号 TE122.14 **文献标识码** A

周新源 1963年生,教授级高级工程师,现任中国石油塔里木油田公司总经理。1983年毕业于西南石油学院石油地质专业,2005年获石油大学(北京)博士学位。长期从事塔里木盆地油气勘探。通讯地址:841000 新疆库尔勒塔里木油田分公司

塔里木盆地轮南奥陶系油气田发现于1988年,是中国第一个海相碳酸盐岩特大型油气田。截至2008年底,轮南油气田已发现油气储量 18.78×10^8 t(中国石油+中国石化矿权储量)。该油气田的勘探与发现,克服了非均质碳酸盐岩缝洞系统预测评价、储层酸化改造、非常规油气藏建模、碳酸盐岩油气井高产稳产开采等方面世界级难题和前沿技术挑战,发展了古岩溶油气地质理论,创新了复杂海相碳酸盐岩勘探开发配套技术,实现了非均质碳酸盐岩油气田的高效开发^[1-4]。

1 油田概况

轮南奥陶系碳酸盐岩油气田位于新疆维吾尔自治区轮台县东南,北距轮台县城约40 km的戈壁荒漠地区,地质构造属于塔里木盆地塔北隆起南翼的轮南低凸起中部,面积4 420 km²(图1),由轮南断垒带、桑塔木断垒带以及西部斜坡带、北部斜坡带、南部斜

坡带、东部斜坡带和中部斜坡带共七个次级构造单元组成,构造呈北东—南西向展布(图2)。

轮南低凸起为三个具有生、排烃潜力的凹陷所环抱,是一个大型复式油气聚集区,在奥陶系、志留系、石炭系、三叠系、侏罗系、白垩系等层位均发现油气^[5-8]。主力产层为奥陶系蓬莱坝组、鹰山组、一间房组、吐木休克组和良里塔格组,油气层分布在不整合面之下0~200 m范围内,岩溶作用和构造破裂作用形成的缝洞系统为主要储集体空间,碳酸盐岩储集体与上覆地层构成良好的储盖组合(图3)。油田产出稠油、正常油、凝析油和天然气等,为特大型准层状油气田(群)^[9]。

1987年9月21日首次在塔北隆起发现三叠系砂岩油气田,1988年5月23日首次发现轮南奥陶系碳酸盐岩油气田。截至2008年底,中国石油矿权内已累计探明石油地质储量 $13 817.52 \times 10^4$ t,可采储量 $1 665.24 \times 10^4$ t,天然气储量 687.92×10^8 m³。2008年年产原油

收稿日期:2009-02-06;改回日期:2009-08-14

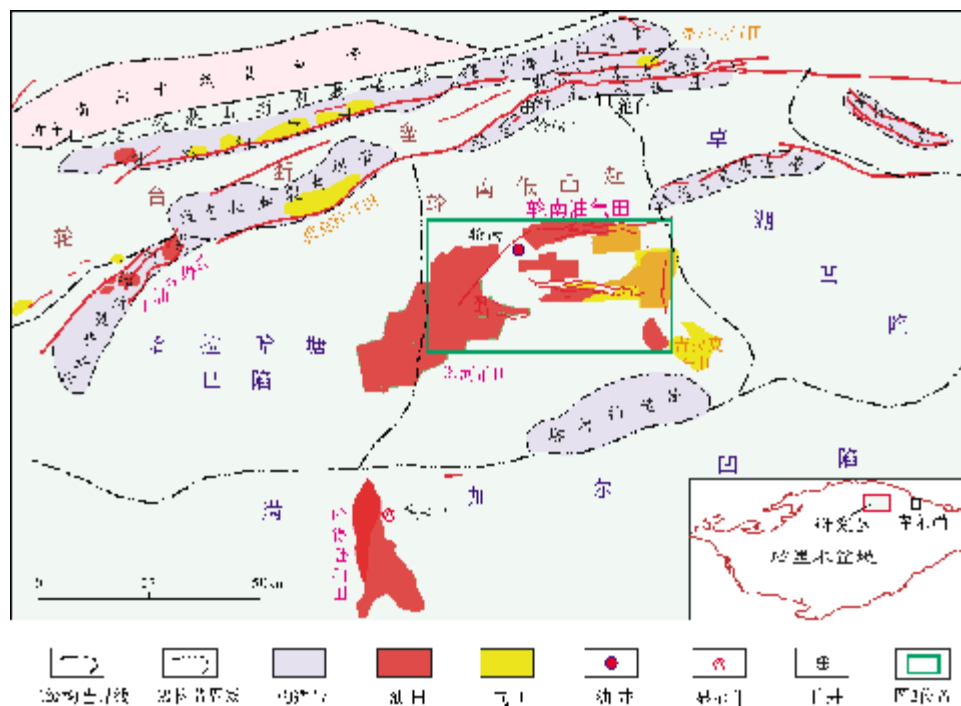
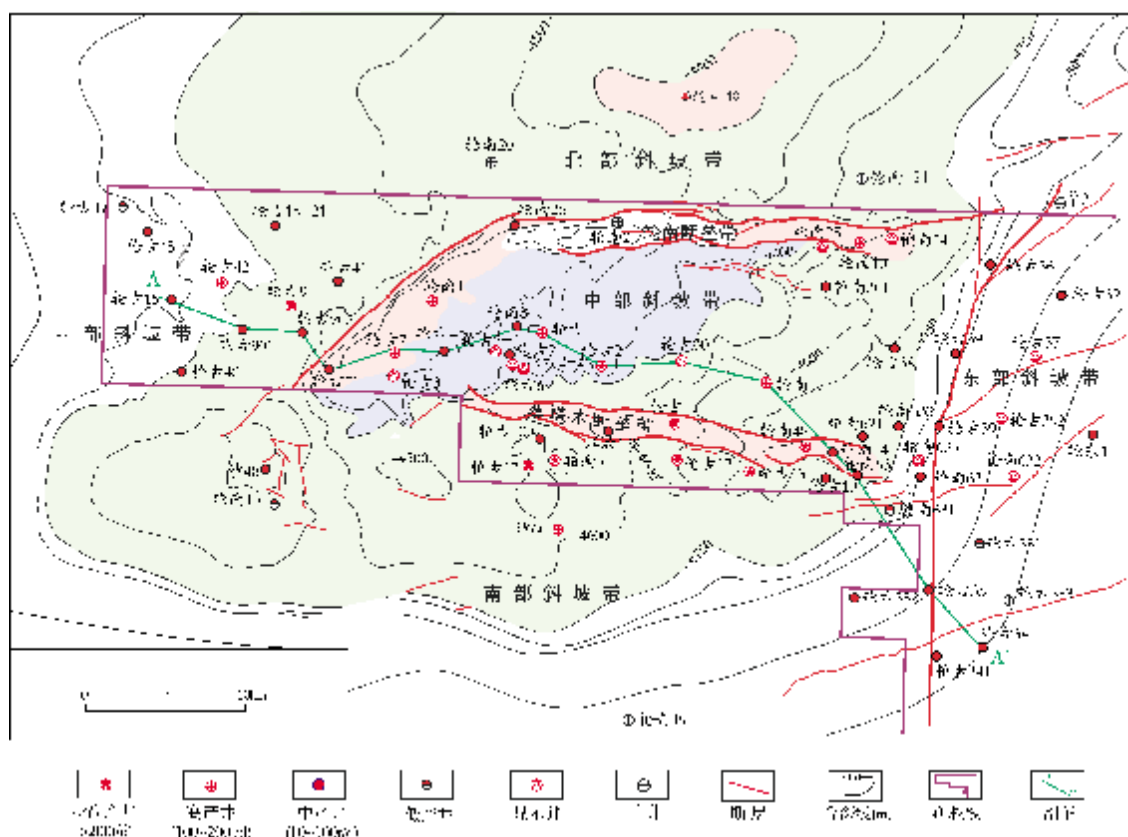
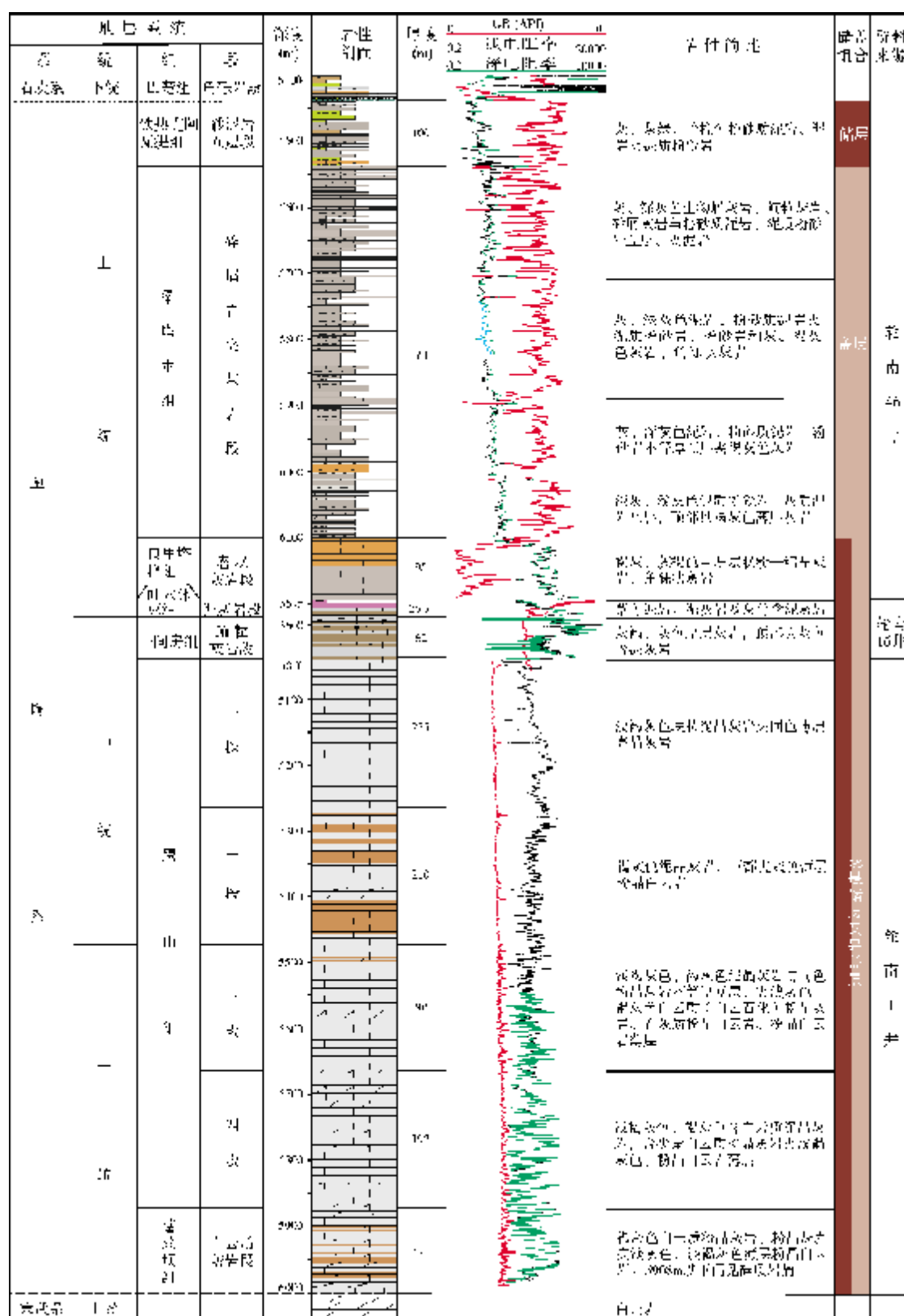


图1 塔里木盆地轮南奥陶系油气田构造位置图

图2 塔里木盆地轮南奥陶系油气田井位分布图
油气田在盆地中的位置见图1



34.41×10⁴ t, 天然气 2.66×10⁸ m³。目前, 三叠系砂岩油田是轮南油田原油生产的主力, 而奥陶系碳酸盐岩油气田是轮南油气田上产增储的重点领域。奥陶系油气田的基本参数归纳于表 1。

表 1 轮南奥陶系油气田基本参数表

油气田名称	轮南油田	
油气田位置	新疆维吾尔自治区轮台县	
区域构造位置	塔里木盆地塔北隆起轮南低凸起(古隆起)	
发现井(时间)	轮南 1 井(1988-05); 轮南 8 井(1989-07)	
发现井流量	轮南 1 井(O ₁): 石油 97.46 m ³ /d; 轮南 8 井(O ₁): 石油 564.8 m ³ /d, 天然气 189864 m ³ /d	
首次产油时间	1988-05-23(轮南 1 井)	
探明储量(年份)	石油 13817.52×10 ⁴ t(2008); 天然气 687.92×10 ⁸ m ³ (2008)	
可采储量(年份)	1935.74×10 ⁴ t(2008)	
储量丰度	(14~50)×10 ⁴ t/km ²	
发现依据	地震勘探发现轮南古隆起有“石炭系—二叠系地震异常体”, 钻探发现三叠系获主力含油气层系及奥陶系大型潜山石灰岩高产油气流	
油 藏 特 征	圈闭类型	地层-岩性圈闭
	圈闭形成时间	加里东中晚期—喜马拉雅期
	圈闭面积	4450 km ² (奥陶系灰岩顶面)
	圈闭高度	1550 m
	油气藏埋深	4950~6500 m
	油气藏厚度	50~230 m
	含油气面积(年份)	2450 km ² (2008)
	油气来源	寒武系—奥陶系
	油气成分	原 油
		密度: 0.808~1.025 g/cm ³ 黏度: 4.0~93470.0 mPa·s(50℃) 凝固点: -20~56℃ 含硫量: 0.13%~13.9%
		天 然 气
		CH ₄ 含量: 71%~93.7% H ₂ S 含量: 0.194%
	地层压力	52.03~63.19 MPa
	压力系数	1.11
	盖层时代与岩性	中—上奥陶统、下石炭统、上三叠统泥岩
储 集 层	层 位	奥陶系
	主要岩性	石灰岩、白云岩
	沉积环境	碳酸盐岩台地—台地边缘相
	总厚度	500~800 m
	有效厚度	50~100 m
	孔隙类型	粒间孔隙、溶蚀孔隙
	平均孔隙度	2.2%~4.9%
	平均渗透率	0.3×10 ⁻³ μm ²
	含油饱和度	68%~78%

2 特大型油田的发现与勘探历程

2.1 轮南古隆起的发现及油气勘探的首次突破(1987—1989 年)

轮南地区石油勘探始于 20 世纪 50 年代, 早期主要是野外地质调查及区域重磁力普查工作。1983—1985 年, 原石油工业部组建沙漠地震队, 开始征战号称“死亡之海”的塔克拉玛干大沙漠, 历尽千难万险, 历时两年完成纵贯全盆地的 19 条区域地震大剖面, 首次发现和描述了轮南“石炭系—二叠系地震异常体(可疑礁群)”, 即轮南低凸起(又称为“轮南古隆起”)。

经原石油工业部批准, 轮南 1 井于 1987 年 3 月 27 日开钻。轮南 1 井部署在古隆起的西高点上, 主要目的是解剖轮南 1 号异常体地质特征及含油气性, 兼探上覆中生界及异常体之下古生界隆起的含油气性。

轮南 1 井钻揭三叠系后取心获得含油砂岩 10.93 m, 油浸砂岩 0.46 m。对 4744.47~4847.05 m 中途测试获得日产原油 28 m³, 完井后用 12.7 mm 油嘴对 4913~4 926 m 井段求产, 折合日产原油 65.76 m³, 天然气 8.19×10⁴ m³, 从而首次发现了塔北隆起三叠系主力含油气层系。轮南 1 井 1988 年 3 月 17 日钻至 6 002 m 完钻, 钻揭奥陶系 963 m, 1988 年 5 月 23—27 日, 对油气显示活跃的 5 038.00~5 107.46 m 井段中途测试求产 (9.525 mm 油嘴), 获日产原油 14.47 m³, 从而首次在轮南碳酸盐岩潜山获得工业油流。1989 年 3 月 27 日—4 月 2 日, 对奥陶系碳酸盐岩 5 038.00~5 085.51 m 井段进行酸化测试, 11.11 mm 油嘴求产, 折合日产原油 97.46 m³, 由此发现了轮南奥陶系碳酸盐岩潜山油气田。

钻探轮南 1 井是在只有 T₀ 图而无构造图的情况下作出的大胆决策, 实钻缺失石炭系、二叠系, 证实异常体不存在, 但却证明了轮南古隆起是一个大型复式油气聚集区, 促成了轮南奥陶系潜山油气钻探的大力甩开, 开拓了塔里木盆地台盆区油气勘探新领域, 奠定了塔里木盆地石油大会战的基础。

2.2 潜山背斜认识的深化与大油气田轮廓的构想(1990—1995 年)

2.2.1 轮南大型潜山背斜的认识

早在轮南 1 井开钻之前, 根据地震时间剖面上

Tg³反射层由南向北缓慢抬升,直至与轮台大断裂相交,初步认为轮南地区是被轮台大断裂遮挡南倾的鼻状潜山。1989年部署在轮南断垒带北侧的轮西2井奥陶系实钻深度比设计深度浅了1000m,这一发现表明轮南奥陶系顶面断垒带以北不是南倾而是北倾。通过重新变速成图,认识到轮南奥陶系是一个被石炭系所覆盖的大型古潜山,潜山内幕又是一个完整的背斜,有利含油气面积达2450km²,具有很好的勘探前景。

2.2.2 整体部署探井,控制潜山大油气田基本轮廓

为了解轮南潜山翼部的含油气情况,1989年在构造位置较低的中部斜坡区迅速上钻了轮南8井,完井后酸化测试,畅放流量,折合日产原油564.8m³,天然气18.9864×10⁴m³。轮南8井的再次成功,表明潜山油气聚集不受局部构造位置高低控制,初步形成了潜山整体含油地质认识。

基于轮南1井和轮南8井的钻探成果和认识,1989年下半年开始重点解剖轮南潜山,整体部署了14口探井,其中南北斜坡带部署6口,两个垒带部署5口,中部斜坡部署3口。

整体部署的14口井中,有12口完钻测试获工业油气流,特别重要的是在面积2450km²、纵向高差1500m的轮南奥陶系潜山不同构造带范围内均获油气重大发现。钻探结果充分证明油气分布与潜山相对位置无关,潜山整体含油。1994年底,计算并申报了轮南奥陶系预测石油地质储量2185×10⁴t,并初步预测油气资源量约3.5×10⁸t。由此,轮南潜山大油气田的轮廓初露端倪。

特别是,钻探在南部斜坡带羊塔克潜山背斜上的轮南15井,是轮南潜山甩开力度最大的一口井,它位于现今塔河油田主体部位(距离塔河油田的王牌井——沙48井仅2.25km)(图2),1990年8月31日轮南15井奥陶系测试日产原油30m³。轮南15井的突破,实际上揭开了塔河油田大发现的序幕^[10]。

2.2.3 油气勘探开发面临严峻挑战

勘探并非一帆风顺。轮南24、轮南25等一批干井、低产井和水井接踵而至,勘探陷入低潮,举步维艰。

这种被动局面主要是受当时技术条件与油气藏认识的限制,集中表现为储层预测技术相对单一、预测精度较低,对非均质碳酸盐岩有利储层空间分布不清;同时,流体性质复杂,油气水三维空间分布复杂,对油气藏认识不清。

此时有专家提出了“鸡窝状”或“云朵状”油藏的说法,即油藏呈局部小疙瘩,无法连片,有人悲观地认为轮南奥陶系碳酸盐岩油气藏“不成气候”、“既无勘探价值,又无实际操作意义”。但部分科研人员基于对已完钻34口钻井资料的认真复查和详细分析,对碳酸盐岩油气成藏特征的深入研究,坚持大型潜山背斜控制整装大型油气藏的认识。

然而,由于勘探形势与认识意见的分歧,轮南奥陶系碳酸盐岩油气勘探实践还是不得不暂时缓下来,转入油气成藏理论和勘探开发的技术攻关阶段。

2.3 坚持不懈的科技创新与特大型油气田的评价开发(1995年至今)

2.3.1 准层状油气藏认识提出及储层预测技术的创新

“他山之石,可以攻玉”。1996年,邱中建院士带领油田专家赴俄罗斯尤罗博钦油田进行实地考察和交流。尤罗博钦油田可勘探面积8352km²,油气藏层位为里菲系(震旦系),为潜山风化壳底水块状油藏,基质孔隙度小于1%,储集空间为裂缝、溶孔和溶洞。钻井成功率为40%,储层需经酸化改造。潜山初步控制可采储量(7~9)×10⁸t,预测石油储量27.9×10⁸t,天然气储量(5000~10000)×10⁸m³。对比认为,轮南油气田与尤罗博钦油田有极为相似的地质条件,这坚定了会战人员在轮南潜山发现探明大型油气田的信心。

基于对轮南奥陶系潜山油气成藏地质条件掌握和坚持不懈寻找大油气田的信念,新一轮的储层预测攻关、老井复查和油气藏研究如火如荼地展开。科研人员先后到胜利、华北、四川等油田进行学习交流,形成了针对轮南潜山非均质碳酸盐岩储集体和多期次油气成藏具体难点的科研攻关思路。

通过攻关,建立了轮南奥陶系碳酸盐岩准层状缝洞型储集体地质模型,指出了油气藏油水底界与潜山面具有正相关分布特征,明确了致密碳酸盐岩底板对地下水封隔的相对性,认识到裂缝性碳酸盐岩储集体的发育程度是潜山油气成藏主控因素。特别是,首次提出了轮南奥陶系潜山油气藏并非曾经认为的一个个孤立的、自成油水体系、互不相通的不规则“鸡窝状”油气藏,而是受潜山背斜控制的大型准层状缝洞型油气藏。勘探由前期以构造勘探为主,转为构造-储层勘探为主的阶段。

准层状油气藏模式的提出,解放了油气勘探思

想,扩大了油气勘探领域,新一轮钻探取得可喜的成果。至1997年底,累计申报4区块预测储量 $10\,025.5\times 10^4\text{t}$ (油当量),首次明确勾绘出轮南潜山垒带与平台区亿吨级油气田的基本轮廓^①,增强了深入勘探的信心。

期间,针对碳酸盐岩储集体裂缝系统预测的难点,首次将相干数据体用于缝洞系统预测,发现裂缝发育段表现为低相干区,并实现了工业制图。根据相干数据体预测成果,从钻穿多套缝洞系统出发,进行大斜度井、水平井探索。1996年部署了大斜度井轮古1、轮古2井和水平井解放128井,三口井都获得成功。其中,解放128井日产原油 168m^3 ,日产天然气 $108\times 10^4\text{m}^3$,是轮南奥陶系碳酸盐岩潜山第一口千吨井。

“几度兴奋,几度困惑”。紧接着钻探的轮古2-1、轮古2-2、轮古3、轮古6等井效果却不理想。说明当时的相干数据体储层预测技术存在一定的局限性,同时,对地震资料的品质及其连片性提出了更高的要求,促成了大面积高精度三维地震勘探的实施和储集体预测技术坚持不懈的创新,对碳酸盐岩开发的深度思索。

2.3.2 大型碳酸盐岩潜山油气藏勘探开发先导试验(1998—2000年)

1997年成立了以中部平台区 200km^2 工业实验区和哈得逊地区为主要勘探目标的轮南工业试验区项目经理部。根据准层状油气藏勘探思路,优选轮南潜山中中部平台区实施 69km^2 高精度三维地震。同时,相干数据体、振幅属性等储层预测技术得到更好运用,特别是岩溶古地貌刻画、串珠状地震反射与储集体精细标定等应用于井位优选,取得了丰硕成果。三维工区钻井10口,其中7口井钻遇溶洞。

至1999年底,认识到试验区底水活跃,油气井高产而不稳产。此时,在哈得逊地区油气勘探获得新突破,勘探重点进行适时转移。试验区项目经理部结束,对碳酸盐岩开发的首次探索也告结束。

2.3.3 复杂碳酸盐岩油气藏一体化管理与高效开发(2002年至今)

2002年以来,随着碳酸盐岩储层认识的提升,转入以岩溶缝洞体系为主的勘探阶段。成立了轮古勘探开发一体化项目经理部,大力实施“勘探开发管

理一体化,研究一体化,部署一体化,增储上产一体化”,形成了碳酸盐岩的勘探开发和项目管理新模式,建成产能 $65\times 10^4\text{t}$ (第一年 $18\times 10^4\text{t}$,第二年 $22\times 10^4\text{t}$),以控制+探明储量 $1.5\times 10^8\text{t}$ 为目标。

一体化项目经理部成立以来,“将古论今”,结合现代岩溶理论,创新了碳酸盐岩储层综合评价技术(包括储集体的精确识别、精细描述和精确预测),明确了碳酸盐岩缝洞型储集体的空间展布特征,即储集体平面上多呈条带分布,纵向上多套叠置。由此形成了碳酸盐岩高产稳产井的配套技术(包括:基于古地貌的古岩溶分析技术、基于储层精细标定的振幅信息评价与预测技术、反射波弧长储层预测技术、地震数据体相干分析技术、潜山内幕油元雕刻技术、地质成因法裂缝预测技术等),深化了准层状复杂碳酸盐岩油气藏认识。同时,大型酸压及稠油开采技术获得突破,保证了油气井的高产和长期稳产。

经过不断的认识与实践,截止到2008年底,已完成钻井43口,其中有9口特殊工艺井(水平井、开窗侧钻井、大斜度井);29口井获工业油气流,探井成功率67.4%。探明8个区块,即轮古15井区、轮古7井区、轮古9—轮古40井区、轮古2井区、轮古100—轮古12井区、轮古11—轮古13井区、轮古34井区、轮古38井区,由此新增控制+探明 $29\,193\times 10^4\text{t}$ (油当量)。

目前已建成轮古7、轮古15、桑南西(轮古17—轮古12井区)三个高产井组,年生产能力 $30\times 10^4\text{t}$,轮南油田奥陶系碳酸盐岩油气生产已超过 $240\times 10^4\text{t}$ 大关。

3 主要地质特征

3.1 巨型碳酸盐岩潜山内幕背斜及多期构造沉积演化

轮南古隆起石灰岩顶面是长期遭受风化溶蚀的潜山,内幕是一个背斜,盖层是上奥陶统、石炭系、三叠系泥岩或志留系泥质砂岩。潜山背斜东西长80~100 km,南北宽30~60 km,构造高点位于中部的轮南2井区(埋深4 950 m),低点位于南部的羊屋2井区(埋深6 500 m)。构造形成于加里东—海西期,印支—燕山期为断裂活动期,构造定型于喜马拉雅期。

^① 韩剑发. 塔北隆起轮南低凸起奥陶系潜山油气藏预测储量报告. 塔指勘探研究中心, 1997.

早奥陶世末期 区域构造抬升,轮南地区形成一个北部抬升,南部倾没的鼻凸雏形,鼻凸北部露出水面,造成了下奥陶统的沉积间断和不同程度的风化剥蚀。加里东晚期轮南地区再次发生沉降,发育碳酸盐岩台地浅滩及斜坡相沉积。

中—晚奥陶世至泥盆纪末 轮南地区经历多次升降活动,累计最大剥蚀量可达1500 m以上,海西早期(泥盆纪末)在北西—南东向构造主应力的强烈挤压抬升作用下,轮南鼻凸进一步发育为独立的背斜,奥陶系及其上覆的志留系—泥盆系由南东向北西方向进一步剥蚀。

海西晚期 在近南北向挤压作用下发育一系列逆冲断层组成的断裂系统和局部褶皱,断层断层面主要为奥陶系,二叠系及上石炭统遭受剥蚀,局部地区奥陶系遭受剥蚀。

印支—燕山期 主应力为北东—南西向持续性的稳定挤压,导致三叠系、侏罗系的北东向右行扭动张性断裂组合的发育,同时引发了海西晚期形成的东—西向断裂的重新活动。

喜马拉雅晚期 轮南古隆起潜山背斜最终定型。

3.2 大型碳酸盐岩潜山岩溶风化壳储集体准层状大面积分布

轮南古潜山奥陶系与上覆石炭系、三叠系之间为角度不整合,其间缺失了部分奥陶系、志留系、泥盆系。奥陶系与下伏寒武系上统之间为假整合(图3,图5)。

石炭系东河砂岩是以滨岸相细粒石英砂岩、岩屑石英砂岩和长石岩屑砂岩沉积为主组成的储集体,物性普遍较好,是塔里木盆地最好的砂岩储层。但由于受成岩后生作用的影响,储层在纵、横方向上均有不同程度的非均质性。志留系柯坪塔格组隆起高部位被削蚀,以滨岸相沉积的岩屑砂岩和石英砂岩为主。

三叠系披覆于古生代地层之上,为湖侵体系域的三个半沉积旋回构成,发育了TⅠ、TⅡ、TⅢ三个油组,以中细粒长石石英砂岩为主,储层物性良好,分布稳定,是轮南油田的主要产层之一。

经历长期暴露剥蚀形成轮南奥陶系大型潜山岩溶缝洞型储集体,是轮南海相碳酸盐岩油气勘探主体。有效的储集空间主要为岩溶作用与构造破裂形成的溶蚀孔洞与裂缝。其中,大型溶洞是油气聚集成藏的最有利场所^[11-12]。大型溶洞在该区奥陶系良里塔格组、吐木休克组、一间房组和鹰山组都有发现;轮南

63、轮南631、轮南621、轮古35、轮古37、轮古39、轮古391和轮南17等井的岩心、成像测井、钻井放空、泥浆漏失、地震剖面串珠状反射等资料均反映洞穴储集空间普遍存在,岩溶储集体总体储集性能良好^[13-14]。

岩溶储集层沿风化壳呈“准层状”分布,岩溶储层垂向上可分为表层岩溶带、垂直渗流岩溶带、水平潜流岩溶带和深部缓流岩溶带,多数井均有不同程度的钻遇,单井三个岩溶相带累计厚度在80~200 m,即一般在奥陶系潜山风化面以下200 m内,是岩溶储层最发育井段。

除了沉积相外,岩溶相带的发育程度和分布主要受古地貌的控制^[15-16],岩溶地貌相当复杂,沟壑纵横,峰丘丛立,明河广布,具典型的喀斯特地貌。通常岩溶高地边缘、岩溶斜坡以及岩溶残丘有利于形成缝洞发育带,如轮南8井区和轮古2井区的岩溶储集体非常发育,而岩溶谷地、岩溶洼地和岩溶高地的缝洞发育较差或者保存不好(图4)。构造作用对岩溶作用具有重要的影响,断裂既是淡水的有利通道,也是有机酸性水的重要输导体系。多成因岩溶储集体纵向叠置、横向连片准层状分布于大型潜山表层。

3.3 大型准层状油气藏形成及主要特征

3.3.1 多期油气聚集与调整

轮南古隆起为具备生排烃能力的哈拉哈塘凹陷、满加尔凹陷和草湖凹陷所环抱,是一个多生烃凹陷构成的复合生烃系统,成藏条件优越。奥陶系碳酸盐岩油气藏中原油主要来源于中—上奥陶统,天然气主要来源于寒武系。奥陶系存在三次油气充注期,即加里东晚期—早海西期、海西晚期和喜马拉雅期。轮南地区原油主要受到与构造相伴生的生物降解破坏、水洗和沿断层的扩散作用的影响,无论是正常油、凝析油,还是稠油,轻烃都有不同程度的散失^[17-18]。

由于多油源以及多期的烃充注与调整,造成流体性质复杂,油气藏中重油、常规原油、凝析油,以及干气、湿气、凝析气等均有产出。横向上具西油东气的分布特征,即西部斜坡带以稠油为主,东部斜坡带及断垒带的东部周缘以凝析气为主,其余部位以正常原油为主。纵向上,由于油气差异聚集及动态成藏影响,流体分布相当复杂,如潜山高部位因盖层泄漏产地层水,斜坡高部位产出液以油气为主,而相对低部位以凝析气为主^[19-21]。

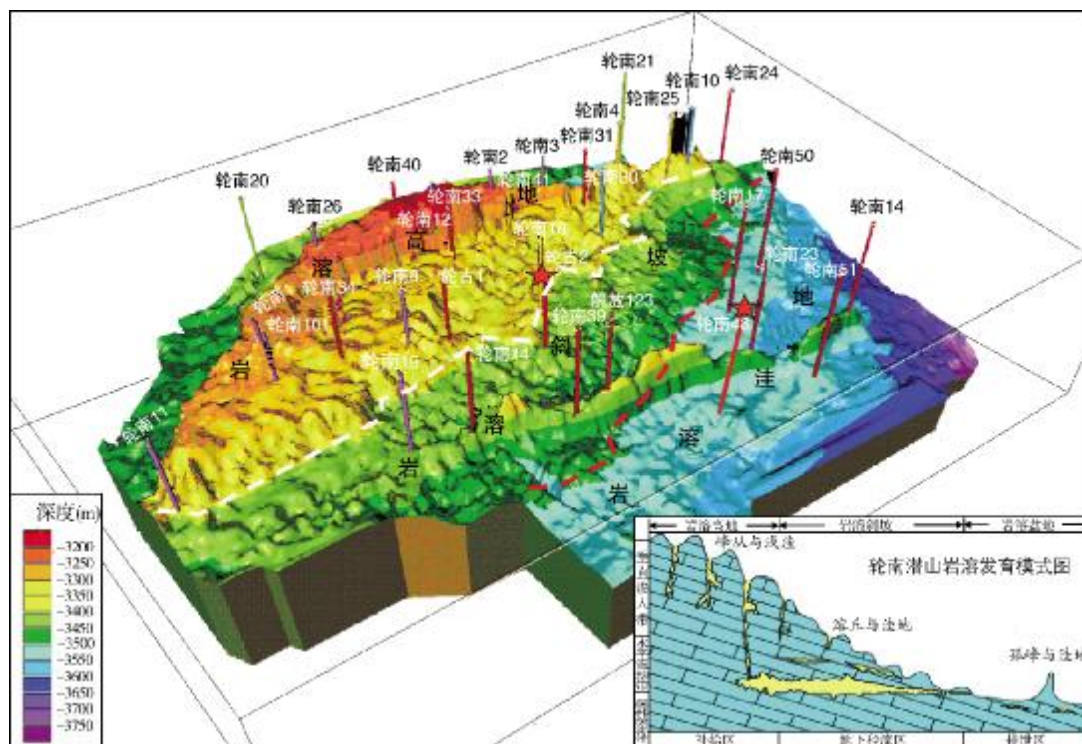


图4 轮南古隆起海西期古地貌图

3.3.2 准层状油气藏地质特征

轮南潜山岩溶型储集体为准层状储集体, 烃类聚集严格受控于储集体的发育程度, 也为准层状; 油气藏之下的致密碳酸盐岩为准底板, 对地下水的封隔具有相对性, 在油气藏压力发生变化 (开采或酸压) 时往往会开启, 因而丧失底板的封隔性能。底板的相对性决定了水顶的高低起伏, 是准层状油气藏

与常规油气藏的显著区别^[5-9]。

古隆起潜山部位由东南向西北依次为石炭系中泥岩段、标准灰岩段和上泥岩段乃至三叠系所覆盖。其中, 斜坡部位以石炭系致密泥岩为盖层, 具有很好的封盖性能; 而潜山最高部位因为三叠系—侏罗系砂体直接覆盖在潜山碳酸盐岩之上, 形成泄漏区, 导致油气动态聚集形成准层状油气藏(图5)。

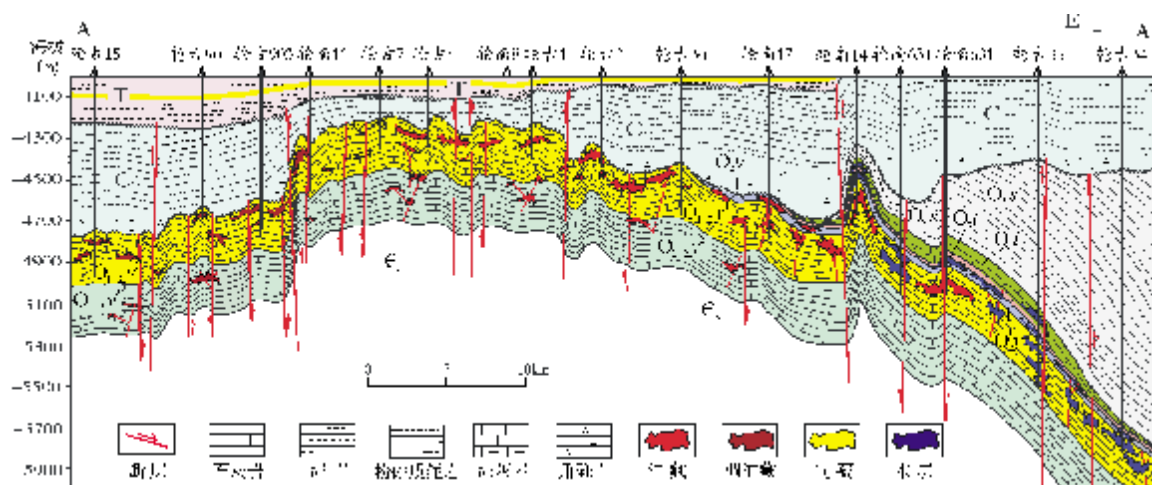


图5 轮南奥陶系准层状油气藏模式图

A—A' 连井剖面位置见图2

4 勘探认识与启示

4.1 大型古隆起控制油气分布,碳酸盐岩岩溶斜坡油气最为富集

轮南古隆起自早奥陶世沉积,志留统一泥盆纪、石炭统一二叠纪至印支期和喜马拉雅期则长期处于隆升态势,为长期继承性古隆起,是塔北残余古隆起最重要的组成部分。古隆起及其斜坡区寒武系一下奥陶统和中—上奥陶统烃源岩在塔里木盆地不断埋藏和热演化背景下产生大量的烃类,在流体势作用下,沿优势通道长期源源不断地向轮南古隆起运移聚集,形成古油藏。从含油气系统的角度看,早期古油气藏是晚期油气藏的烃源区。喜马拉雅期,中—上奥陶统产生大量液态原油,充注到奥陶系碳酸盐岩储层中,轮南地区奥陶系、石炭系、三叠系、侏罗系四个层系均有油气分布,油气生物标志化合物测定表明这四个层系的油气为同源,说明石炭系、三叠系、侏罗系油气藏主要是奥陶系油气藏经过断层的垂向运移作用形成的。可见,古隆起是油气长期运移的指向区。

轮南古隆起经历了三次大规模的隆升,不仅影响了构造的形成与演化,控制了大型碳酸盐岩圈闭的形成,而且导致了早期油气藏的破坏和油气再分配,控制了潜山油气藏的多期成藏演化。

另外,古隆起控制缝洞型储集体的发育。主要表现为,位于水下的古隆起,形成高能环境下的碳酸盐岩储集体;经常出露水面的古隆起形成储集物性很好的白云岩储集体;而更重要的,水上的古隆起在构造岩溶作用下形成缝洞型碳酸盐岩储集体。古隆起隆升的强度、次数和暴露时间决定了岩溶作用的深入强度,即决定了岩溶风化壳-缝洞型储集体的厚度及其储渗性能等,并最终控制了准层状油气藏的形成与规模。

4.2 储层预测评价技术的创新是碳酸盐岩勘探开发永恒的主题

缝洞型碳酸盐岩储集体的预测和评价是轮南古隆起奥陶系潜山油气勘探的主要难点之一。高精度三维地震资料是基础,储层预测评价技术的不断提高是认识深化,提高勘探开发成效的关键^[22-23]。

1998年轮南工业试验区采集高分辨率三维地震69 km²,为当时“塔里木第一、中石油第一、技术第

一”。随着地震资料品质的提高,地震属性的提取,古地貌、古水流刻画成为井位部署的重要依据(图4),特别是随着高精度三维地震资料采集,叠前时间偏移处理,优质储集体识别预测技术水平日渐提高。

通过井-震联合标定,明确了串珠状地震反射为缝洞系统的综合响应;据此进行串珠状地震反射地质内涵解译与缝洞系统预测。同时,采用新的技术进行缝洞体的三维空间雕刻,并利用MDI、AVO、VVA、WVD等技术进行缝洞系统烃类检测,最后实现缝洞系统综合评价,指导井位的部署。物探技术的不断创新,使得探井缝洞体钻遇率达到100%,探井成功率由35%提高到72%。

成像测井是碳酸盐岩缝洞系统识别与评价的核心技术。利用图像分割、孔径频谱分析、像素面元统计技术,自动提取裂缝孔洞信息,进行定量处理,评价裂缝孔洞发育程度,测井储层参数解释符合率由常规测井的75%提高到90%。

4.3 碳酸盐岩缝洞系统精细雕刻是不规则井网高效开发的基础

轮南奥陶系前期的勘探经历了构造勘探→构造+储层勘探→岩溶+储层勘探三个阶段,以溶洞为主体的缝洞型储层钻遇率大幅提高,由早期不到50%提高到现在的90%以上。但是相当一部分井不能形成产能,高效井比例不到30%,制约了奥陶系缝洞型油藏的规模效益开发。

基于缝洞系统“精细雕刻”技术和烃类检测的缝洞系统综合评价技术,形成了碳酸盐岩不规则井网高效开发模式。在同一岩溶背景条件下,受断裂和古水系控制,形成储层发育条件相似的缝洞系统。通过AVO、MDI、WVD等烃类检测,实现缝洞系统的综合评价。在缝洞系统内具有统一压力系统、裂缝和溶洞具有连通关系的为一个缝洞单元,而一个缝洞单元即是一个油气藏。溶丘规模较大,缝洞发育、油柱高度大的缝洞系统内高效井多、开发效益好。

高效井的井位部署,主要考虑的因素有:古地貌处于斜坡部位或古河流滨岸部位;构造处于相对较高部位,油层厚度较大;与规模较大的断裂有一定距离;地震剖面上表现为杂乱反射或“串珠状”反射特征,但“串珠”不能太长,以至于连通水平岩溶带的底水。

不规则井网开发效果良好,目前主力开发单元

完钻 88 口井,高产井 29 口,中产井 23 口,中高产井比例平均 59.1%,其中 2006 年达到 85%,实现碳酸盐岩复杂油气田的高效开发。2008 年中国石油股份公司在轮南奥陶系油气田产石油 $34.41 \times 10^4 \text{ t}$,天然气 $2.66 \times 10^8 \text{ m}^3$ 。其中,轮古 15 缝洞系统、轮古 7 缝洞系统、轮古 100 缝洞系统等“缝洞系统”单元内的高产高效井比例均超过 50%。轮南 54 缝洞单元内的 6 口井在生产过程中存在干扰和压力系统一致的特征,该单元内的 6 口井均为高效井,该单元在未注水情况下已累产油 $28 \times 10^4 \text{ t}$ 。

4.4 储层大型酸压改造是碳酸盐岩油气井增产的有效途径

酸压改造是非均质性致密碳酸盐岩获得高产油气流的重要手段。通过酸液的溶蚀,使各类裂缝和溶洞得以扩容,促成井底缝洞与邻近其它缝洞系统沟通。通过更新酸化压裂设备,抗高温、高剪切的新型酸液体系大大改善了酸压效果,优化了注入方式,加大注酸量和排量。注酸量由原来小于 50 m^3 增加到 $500 \sim 700 \text{ m}^3$,排量提高了 3 倍,从而使造缝长度由原来的 $50 \sim 70 \text{ m}$ 增加到 $100 \sim 150 \text{ m}$,扩大了油气沟通范围,实现了高产稳产,技术指标达到国际先进水平。

同时,发展了优质快速钻井、完井技术,使得建井周期缩短了 50% 以上。2000 年 12 月轮古 9 井首次大型酸压获得成功,达到日产油 227 m^3 。轮南奥陶系绝大部分的井经过酸压改造,投入开发的井 37 口,自然投产的井仅 1 口,其中 15 口井保持高产稳产。

4.5 稠油掺稀开采技术是解决轮西大型稠油油藏开采难题的重要举措

轮南西部斜坡带是轮南奥陶系稠油富集区,轮古西稠油原油密度 $1.029 \sim 1.038 \text{ g/cm}^3$ (20°C),凝固点大于 50°C ,黏度为 $537 \text{ mPa} \cdot \text{s}$ (地层温度 130.85°C 条件下),沥青质含量 $28.31\% \sim 29.9\%$,含蜡量 $0 \sim 4.43\%$,含硫量 $0 \sim 2.08\%$,胶质含量 $0 \sim 10.29\%$ 。例外的是,轮古西稠油的黏度随温度的变化非常明显: $T \leq 70^\circ \text{C}$ 时,温度每升高 10°C ,黏度降低 $2/3$ 左右。正常条件下,原油无法正常流到井口。

根据黏-温变化特征,采用具有轮南特色的水力喷射泵稠油掺稀开采工艺技术,其中,高压喷射泵的下入深度国内最大(约为 5540 m),掺稀深度也是国

内最大($>5000 \text{ m}$)。该技术解决了轮古西部重质稠油油藏的开采问题。主力油藏轮古 15 井区通过稠油掺稀和水力喷射泵采油方式,已建成年产能 $20 \times 10^4 \text{ t}$,开发效果良好。并且通过此技术的推广应用,为哈拉哈塘油气田的发现奠定了基础。

4.6 一体化是复杂碳酸盐岩油气田勘探开发的有效管理模式

从轮南复杂的油气藏特征出发,2002 年实施勘探开发一体化项目管理,使勘探和开发变前后接力为互相渗透、互动式发展,开发是勘探的继续。一体化项目以“研究与部署一体化,地质与工艺一体化,科研与生产一体化,产量与储量一体化,地面与地下一体化”为宗旨,取得了理想的效果。不仅促成了轮南奥陶系油气储量和产量的快速增长,而且深化了古隆起控油理论,形成了复杂碳酸盐岩潜山油气勘探开发配套技术。

4.7 坚持不懈是碳酸盐岩油气田规模效益勘探开发成功的关键

轮南奥陶系碳酸盐岩油气田从发现到探明遇到了许多挫折,但是石油公司各级领导毫不动摇寻找大型油气田的决心,科研人员坚持不懈地努力,技术不断创新,认识逐步深化,加速了轮南奥陶系碳酸盐岩油气田的高效勘探开发进程。二十年勘探开发实践证明,坚持不懈是碳酸盐岩油气藏勘探开发成功的关键;对复杂碳酸盐岩油气藏的勘探开发,不要因为一二口井的高产冲昏了头脑,也不要因为一二口井的失利而颓丧;坚持不懈,锲而不舍,才是成功的关键!

参考文献

- [1] 邱中建,康竹林,何文渊. 从近期发现的油气新领域展望中国油气勘探发展前景[J]. 石油学报, 2002, 23(4): 1-6.
- [2] 王招明. 塔里木盆地油气勘探与实践[M]. 北京: 石油工业出版社, 2004.
- [3] 梁狄刚. 塔里木盆地九年油气勘探历程与回顾(续)[J]. 勘探家, 1999, 4(1): 56-61.
- [4] 韩剑发,梅廉夫,潘文庆,等. 复杂碳酸盐岩油气藏建模及储量计算方法:以潜山油气储量计算为例[J]. 地球科学:中国地质大学学报, 2007, 32(2): 267-272.
- [5] 杨海军,韩剑发. 塔里木盆地轮南复式油气聚集区成藏特点与主控因素[J]. 中国科学:D 辑 地球科学, 2007, 37: 53-62.
- [6] 杨海军,郝芳,韩剑发,等. 塔里木盆地轮南低凸起断裂系统与复式油气聚集[J]. 地质科学, 2007, 42(4): 795-811.

- [7] 孙龙德,李曰俊. 塔里木盆地轮南低凸起:一个复式油气聚集区[J]. 地质科学,2004,39(2):296-304.
- [8] 何君,韩剑发,潘文庆. 轮南古隆起奥陶系潜山油气成藏机理[J]. 石油学报,2007,28(02):44-47.
- [9] 韩剑发,王招明,潘文庆,等. 轮南古隆起控油理论及其潜山准层状油气藏勘探[J]. 石油勘探与开发,2006,33(04):448-453.
- [10] 梁狄刚. 塔里木盆地轮南—塔河奥陶系油气田发现史的回顾与展望[J]. 石油学报,2008,29(1):153-158.
- [11] 顾家裕. 塔里木盆地轮南地区下奥陶统碳酸盐岩岩溶储层特征及形成模式[J]. 古地理学报,1999,1(01):54-60.
- [12] 周东延,周兴熙,顾家裕. 轮南地区奥陶系风化壳岩溶系统油气成藏机制[J]. 新疆石油地质,1999,20(03):199-202.
- [13] 王鹏,刘兴晓. 轮南古潜山岩溶缝洞系统定量描述[J]. 新疆石油地质,2003,24(06):546-548.
- [14] 顾乔元,韩剑发,张耀堂. 轮南地区奥陶系断裂及储集层裂缝分形特征[J]. 新疆石油地质,1998,19(04):287-289.
- [15] 吴欣松,潘文庆,顾乔元,等. 塔里木盆地轮西地区古岩溶洞穴型储层分布规律[J]. 油气地质与采收率,2006,13(02):1-4.
- [16] 夏义平,柴桂林,汪昌贵,等. 塔里木盆地轮南地区下奥陶统碳酸盐岩储层的控制因素分析[J]. 现代地质,2000,14(02):185-190.
- [17] 赵孟军,张宝民. 塔里木盆地奥陶系偏腐殖型烃源岩的发现[J]. 天然气工业,1998,18(05):32-36.
- [18] 史鸿祥,徐志明,林峰,等. 塔里木盆地轮南油田油源分析及勘探前景[J]. 新疆石油地质,2005,26(06):623-626.
- [19] 杨栓荣,潘文庆,韩剑发,等. 轮南奥陶系碳酸盐岩储集体控油机理探讨[J]. 天然气地球科学,2006,17(01):84-88.
- [20] 刘静江,刘慧荣,谭琳,等. 塔里木盆地轮南奥陶系古潜山油气成藏与分布[J]. 地质科学,2004,39(4):532-542.
- [21] 顾乔元,潘文庆,曹淑玲,等. 轮南地区奥陶系油气成藏特征[J]. 新疆石油地质,1999,20(03):210-212.
- [22] 陈广坡,潘建国,管文胜,等. 碳酸盐岩岩溶型储层的地球物理响应特征分析[J]. 天然气勘探与开发,2005,28(03):43-46.
- [23] 徐峰,杨金华,张耀堂,等. 轮南地区碳酸盐岩油气藏的地震响应特征[J]. 石油与天然气地质,1999,20(03):228-231.

编辑:赵国宪

Cases of Discovery and Exploration of Marine Fields in China (Part 12): Lunnan Ordovician Oil-Gas Field in Tarim Basin

Zhou Xinyuan, Yang Haijun, Han Jianfa, Wang Fuhuan, Han Jie

Abstract: The Lunnan Ordovician Oil-gas Field that is located in the middle part of Lunnan paleouplift that is the southern wing of Tabei Uplift is the first giant marine carbonate one in China. The field is discovered with the first achievement of high-yield industrial currents of oil and gas from Well LN-1 in May 23, 1988 and it has held the total proved oil geologic reserves in-place of 1.878×10^9 till the end of 2008. The top of Ordovician limestone in Lunnan area is a large and long-term weathering buried hill. An integrated anticline is developed in the inner of the buried hill. The cap beds are made up of Late Ordovician-Carboniferous-Triassic mudstone or Silurian argillaceous sandstone and two series of source rocks are composed of Cambrian-Lower Ordovician and Middle-Upper Ordovician carbonate rocks and marlite. The main exploration targets are the carbonate karst fractured/caved reservoirs and the inside fractured/caved ones under the surface of Ordovician buried hill. The history and experience of exploration and exploitation with the technology and methods are reviewed in detail.

Key words: Ordovician; Marine formation; Carbonate reservoir; Reservoir characteristics; Exploration technology; Exploration history; Lunnan Oil-Gas Field; Tarim Basin

Zhou Xinyuan; male, Doctor, Professal geologist,. Add: PetroChina Tarim Oilfield Company, Korla, Xinjiang, 841000 China