

文章编号: 1009-3850(2002)02-0053-05

新疆塔河油田石炭系卡拉沙依组储层特征及油气分布

宋杉林, 张春冬, 王 琪

(中国石化新星公司西北石油局规划设计研究院, 新疆 乌鲁木齐 830011)

摘要: 塔河油田石炭系的油藏主要含油气层段为卡拉沙依组砂泥岩互层段, 该段油气层具有埋藏深, 单层厚度小, 横向变化大和连通性差的特点。通过对比, 将石炭系卡拉沙依组砂泥岩段自上而下划分为 5 个油组, 笔者从储层的沉积特征、岩石学特征及物性特征入手, 揭示了油藏储层的空间展布规律。

关键词: 塔河油田; 石炭系卡拉沙依组; 储层特征; 油气分布

中图分类号: TE121.2

文献标识码: A

1 油田概况

塔河油田处于新疆维吾尔自治区库车县和轮台县交界处, 距轮台县城约 50km, 构造位置隶属塔里木盆地沙雅隆起中段阿克库勒凸起西南部, 面积约 760km²。

自二十世纪 80 年代以来, 塔河油田的探索工作全面展开, 连续突破, 在三叠系、石炭系和奥陶系先后获得工业油气流, 将塔河油气田引向全面的勘探开发的高潮阶段, 亿吨级油田已初露端倪。其中, 完钻的 100 多口井中有 77% 的井在石炭系砂泥岩序列中见良好的油气显示, 1999 年报国家储委审批的石炭系基本探明储量为 1111 万吨, 目前石炭系共有 4 口试采井, 累产原油 6 万多吨。因此, 无论从油田的立体化开发, 还是保持油田产量的稳定增长看, 石炭系的油气勘探都具有不可低估的经济价值。

2 油组划分及沉积特征

油区内石炭系是在早古生界基础上形成的海陆交互相地层, 分巴楚组(C_{1b})和卡拉沙依组(C_{1kl})。自下而上按岩性划分为四段, 巴楚组下泥岩段、双峰灰岩段, 卡拉沙依组上泥岩段和砂泥岩互层段。石

炭系顶面对应 T₃⁰ 反射波组界面, 巴楚组双峰灰岩段顶面对应 T₃¹ 反射波组界面。海西晚期的强烈构造运动, 使得区内石炭纪地层向北抬升并遭受强烈剥蚀, 其总体上残留厚度向北逐渐减薄。

塔河油田石炭系主要含油气层段是卡拉沙依组砂泥岩互层段, 该油气层段具有埋藏深度大, 含油层段长, 单层厚度小, 砂体储层横向分布不稳定, 且连通性差的特点。综合解释中利用地震剖面的反射特征, 经合成地震记录标定对比, 建立起了时间域地震资料和深度域测井、钻井资料的联系。结合沉积环境、地层组合、岩石类型及电性特征等, 将塔河油田石炭系卡拉沙依组砂泥岩互层段划分为 5 个油组, 其中 I、II 油组为扇三角洲环境沉积物、III~V 油组为潮坪相。主要划分依据及各油组特征如下:

I、II 油组 该油组属扇三角洲相。砾岩较为发育, 砂岩粒径多为中粗砂岩, 砾岩中砾石粒径较大, 分选差, 排列杂乱, 多数具逆粒序特征; 层理以块状和中型交错层理为主, 发育滑塌构造。储层主要发育于前缘砂坝和分流河道中。

III 油组 该油组主要为潮上泥坪与潮间混合坪(砂、泥坪间互)。储层岩石以细中砂岩为主, 常含砾岩, 砾石粒径小, 分选好, 泥砾较多; 层理主要为波

状、沙纹层理;泥岩中含钙质结核。储层主要发育于潮道中。

IV油组 该油组主要为潮下带砂坪。储层主要为中粗砂岩,部分细砂岩,砂岩中常含泥砾;层理丰富,波状层理、沙纹层理十分发育,也见有双向交错层理、槽状层理等,见有顺层分布虫管;砂岩底部具有较明显的冲刷面,为储层最发育段。

V油组 该油组主要为潮间带砂泥混合坪。厚度大,储层不发育,砂体薄,且粒度偏细,以细中砂岩为主,部分粉砂岩,波状、沙纹层理十分发育,含黄铁矿和少量泥砾,见有钙质结核。

综上所述,石炭系卡拉沙依组在本区沉积过程中,经历了一个完整的水进-水退沉积旋回,早期主要为水进过程,依次发育潮上泥坪(底部泥岩段)-潮间带混合坪(V油组)-潮下带砂坪(IV油组)。之后水体逐渐变浅,发育潮间带混合坪(III油组下部)-潮上泥坪(III油组上部)-扇三角洲相(I、II油组)。

3 储层岩石学特征

据大量的岩心、薄片和粒度分析资料表明,塔河油田区卡拉沙依组砂泥岩互层段储层的岩性较杂,按粒级分有砾岩及各粒级砂岩。主要储层为细砂级以上的砂岩类,以中细砂岩和中粗砂岩为主,颜色主要为灰白色和灰色。砾岩和砂砾岩多为砂岩间的夹层,多具有底冲刷和正粒序特征。岩石的碎屑成分总体上以石英为主。长石有正长石、斜长石、微斜长石、条纹长石等。岩屑成分杂,以火山岩岩屑和变质岩岩屑为主,通常有酸性喷出岩、安山岩、千枚岩和片麻岩等,白云母含量普遍较高。岩石常见的重矿物有白钛石和石榴子石,自生矿物主要为黄铁矿。主要有岩屑石英砂岩,岩屑长石砂岩和长石岩屑砂岩,总体上,成分成熟度较低。岩石分选一般为中等/较好,颗粒磨圆度以次棱角状为主,部分为次圆状。

胶结物成分以灰质胶结为主,方解石含量一般为5%~10%,部分样品可达20%。胶结物含量的高低直接影响储层物性。胶结类型以孔隙式胶结为主,部分为基底式。杂基在含量普遍较低,含量一般为2%~5%,成分主要为泥质。

成岩作用类型主要有压实,粘土胶结交代,方解石胶结及对碎屑颗粒的交代,石英次生加大和溶蚀作用。石炭系卡拉沙依组砂岩储层的储集空间类型中原生粒间孔受成岩作用的改造,如方解石胶结、交代、溶蚀,自生粘土矿物胶结、交代以及硬石膏、黄铁矿胶结作用,碎屑颗粒的部分溶蚀作用等。

4 储层物性特征

据电镜扫描和薄片分析,石炭系卡拉沙依组砂泥岩段的砂砾岩储层孔隙类型以残余粒间孔和粒间溶蚀孔为主,填充物晶间孔、粒内溶孔和铸模孔较少。残余粒间孔主要受控于原生孔隙和成岩作用,这类孔隙在各井砂泥岩段中常见,约占总孔隙度的40%,其对总孔隙度的贡献率表现为与方解石胶结物含量呈明显的负增长关系,孔径一般在40~400 μm 之间,残余粒间孔孔隙度与岩石渗透率一致性好;粒间溶孔主要为方解石胶结物溶解形成的粒间孔扩大部分,在储层中广泛分布,约占总孔隙度的45%,发育程度主要依赖于粒间孔的发育程度和方解石胶结物的溶解,孔隙形状各异,非均质性较强。溶蚀强烈情况下,形成极大孔,孔渗性极好,反之孔渗性差。由于方解石胶结物的普遍存在,粒间溶孔对孔隙结构和孔隙度有重要的改善作用。

岩心样品分析资料表明,石炭系卡拉沙依组砂泥岩段单个样品的孔隙度分布范围为1.7%~23.4%,平均值为13.1%,众数为13%~15%,大多数样品孔隙度在10%~20%之间。单个样品的渗透率分布区间为 $(0.01 \sim 2269) \times 10^{-3} \mu\text{m}^2$,平均为 $57 \times 10^{-3} \mu\text{m}^2$,众数为 $(5 \sim 150) \times 10^{-3} \mu\text{m}^2$;按砂层统计,层平均孔隙度区间为2.8%~19.4%,平均为11.7%;层平均渗透率为 $(0.01 \sim 430) \times 10^{-3} \mu\text{m}^2$,平均为 $77 \times 10^{-3} \mu\text{m}^2$ 。本区砂岩储层的孔隙度和渗透率之间具有较好的相关性,各油砂组的物性统计结果见表1。

上述岩心物性资料表明,塔河油田石炭系砂岩储层的层内和层间都存在非均质性,且层间的非均质性更为突出。由表1可见,本区含油砂岩储层以I、II和IV油砂组的物性较好,III、V油砂组较差。

通过压汞及铸体薄片资料分析,石炭系卡拉沙依组砂岩储层以溶蚀成因的次生孔隙(残余粒间孔和粒间溶孔)为主,孔隙结构是影响储集岩储集能力和渗流特征的主要因素,石炭系卡拉沙依组砂泥岩段储层的物性与孔隙结构的关系如下:

(1)孔渗好的含油或含水砂岩:铸体反映其孔径大、面孔率大,孔隙度为15~20%;压汞分析显示其主流动喉道粗、难流动喉道粗,喉道半径直方图呈负偏态。

(2)孔渗差的致密砂岩:孔径小、面孔率小,孔隙度在5%左右,主流动喉道细、难流动喉道细,喉道半径直方图呈正偏态。

(3)孔渗中等的含油或含水砂岩:孔径、面孔率

及流动喉道半径均介于上述两者之间, 喉道直方图呈略负偏态。

5 储层空间展布规律

受油区井点较稀且分布不均匀影响, 钻井、测井资料反映出的储层展布规律较粗, 利用石炭系测井约束反演及三维可视化技术, 较清楚地揭示了油组储层的空间展布:

(1)卡拉沙依组砂泥岩段砂岩储层的累计厚度

约占该段地层总厚度的5%~25%之间, 在TK203井附近最大, 达120m, 往北和往东西两侧均呈减小趋势(图 1)。

(2)从反演结果看, I、II油组砂体累积厚度变化较大, 呈由北而南的朵状扇三角洲形态分布, 在S71~T416~TK404~S62以北区域缺失I油组。其最薄部位在S73井附近, 最厚部位在S76~TK203井一线。III、IV、V油组累积厚度相对而言变化不大, 其最薄部位在TK203井以西的研究区南部, 其最厚部

表 1 塔河油田石炭系砂岩分油组物性统计

Table 1 Porosity and permeability of individual oil formations in the Carboniferous sandstones in the Tahe Oil Field

油 组	孔隙度/ %			渗透率/ 10 ⁻³ μm ²			备 注
	最小	最大	平均	最小	最大	平均	
I	2.0	20.4	13.6	0.02	483.0	104.3	总样品
	8.0	20.4	15.6	2.3	483.0	127.7	含油样品
II	2.5	19.6	11.3	0.04	518.0	78.6	总样品
	9.2	19.6	14.7	1.24	518.0	148.8	含油样品
III	3.1	16.8	11.7	1.23	104.0	46.0	总样品
	9.8	16.8	13.4	1.72	104.0	60.1	含油样品
IV	1.7	23.4	13.4	0.04	2269.0	112.7	总样品
	9.4	23.4	15.4	1.38	2269.0	142.4	含油样品
V	2.4	18.4	10.1	0.01	89.7	15.2	总样品
	9.4	18.4	13.8	0.34	89.7	25.6	含油样品

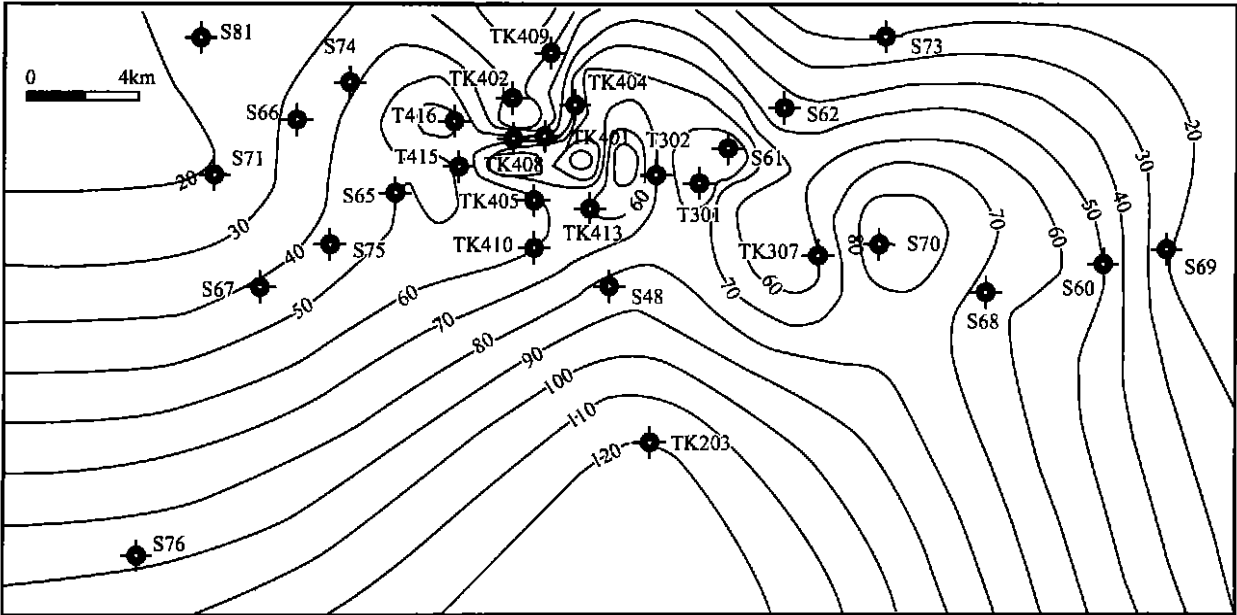


图 1 石炭系卡拉沙依组砂泥岩段砂砾岩累计厚度平面图

Fig. 1 Plan of the thickness of the sandstones and conglomerates of the sandstone and mudstone intervals in the Carboniferous Karashayi Formation, Tahe Oil Field

位在研究区东部。

(3)卡拉沙依组砂泥岩段砂岩储层的测井平均孔隙度平面变化规律较复杂,以测井解释孔隙度平均值13%为界,小于平均值的范围有S71~S74井一线,TK203~S68井以南及S73井以北;大于平均值的范围其北边界在S65~TK408~T302~S61井一线,与I油组尖灭线基本重合,南边界在TK203~S72~S68井一线,与I油组最大厚度部位基本对应,一方面说明I油组储层孔隙度对总孔隙度有较大贡献,另一方面说明储层孔隙度与油组厚度关系不大。

(4)I油组为残余地层,油区北部因风化剥蚀而缺失,油组内砂岩储层累计厚度由西向东减薄,平均有效孔隙度由西向东增大,在S70~S68井区较大;II油组砂岩储层累计厚度平面变化较复杂,厚度中心在研究区南部TK203井附近呈东西向展布和T410~T302一线呈近北东向展布,油组内砂岩储层的平均有效孔隙度与第二厚度中心基本吻合,说明第二厚度中心部位的物性相对较好;III~V油组内砂岩储层累计厚度变化较小,砂岩储层的平均有效孔隙度较低,厚度中心呈北东向带状展布,北界在T410~S61~S73井一线,南界在TK203~S70井一线,砂体平均有效孔隙度高值区较厚度中心稍有北移。

6 石炭系油气分布规律

从区域构造图和反演结果可以看出,断裂、不整合面、局部构造圈闭和岩性圈闭是控制石炭系油气富集的主要条件。断裂对石炭系油气藏形成的控制是显而易见的,主要体现在两方面,一方面断裂是早期沟通寒武系—奥陶系油源与石炭系圈闭的主要通道,另一方面断裂又对现今石炭系油层横向连通起到明显封挡作用。区内一系列次级断层断距均大于石炭系砂岩储层的厚度,造成油层横向连通性变差。构造圈闭是控制石炭系油气富集的主要条件,已完钻井资料表明,凡是钻遇石炭系构造高部位的井均不同程度地见到油气层,而且构造高点油气层相对富集。此外,岩性圈闭是控制石炭系油气富集的另一个主要条件,北部靠近I油组尖灭线附近的I~II油组砂层厚度较大,其上覆三叠系柯吐尔组泥岩作为盖层,其间的不整合面可作为油气运移的通道,有利于形成岩性-构造复合型圈闭。塔河油田S75井附近岩性-构造油气藏的发现,证实了该类圈闭和控制因素的存在。

从上述控油地质条件分析,石炭系存在构造圈

闭油气藏和地层圈闭油气藏两种,油气藏展布受断裂、构造圈闭及岩性圈闭控制,油气分布具有以下特征:

(1)在纵向上,内幕油气藏具有垂向分异性,原油在卡拉沙依组具有下重上轻特点。主干断层两侧圈闭中的砂体油气最富集,说明断层是油气运移与聚集的重要通道。

(2)在平面上,油气层主要分布在局部构造高部位,在低幅圈闭之外的钻井虽见油气显示但很难获得油气突破,说明油气藏主要受构造控制。

(3)部分油气层的展布受岩性控制。由于本区沉积特征所决定,储集砂体的发育程度在纵向上和横向上有一定变化,大部分砂体分布面积小,延伸短,砂体互不连通。能量供给不足,产量下降快;个别砂体延伸较远,有较大产能,这与其所处的有利沉积体系有关,如S75井附近I油组顶部的三角洲分流河道。

(4)从目前塔河油田石炭系出油井情况看,I、II油组构造-岩性油气藏的油气产量明显高于III~V油组的构造圈闭油气藏的油气产量,表明研究区西南部及中部石炭系的I、II油组复合型油气藏将成为下一步油气勘探开发的后备目标。

7 主要认识

(1)塔河油田石炭系油藏为砂岩油藏,共分为5个油组,其中I、II油组为扇三角洲环境沉积,III~V油组为潮坪相沉积。

(2)塔河油田石炭系储层主要为细砂级以上的砂岩类,以中细砂岩和中粗砂岩为主,油层段具有埋藏深度大,含油层段长,单层厚度小,砂体储层横向分布不稳定,连通性差的特点。

(3)塔河油田石炭系砂岩储层的层内和层间都存在非均质性,且层间的非均质性更为突出。其中I、II和IV油砂组的物性较好,III、V油砂组物性较差。

(4)I油组为残余地层,在油区北部受剥蚀而尖灭。I、II油组平均有效孔隙度较III~V油组为好,各油组储层的平均有效孔隙度与厚度中心吻合较好。

(5)油气受断裂、构造圈闭和岩性圈闭的控制,主要富集在构造高部位和不整合面以下的构造-岩性复合型油藏中。

参考文献:

- [1] 蒋炳南, 等. 塔里木盆地北部油气田勘探开发[M]. 北京: 地质出版社, 2000.
- [2] 王允诚. 油气储层评价[M]. 北京: 石油工业出版社, 1999.
- [3] 叶德胜, 王怨一, 张希明, 张洪德, 等. 新疆塔里木盆地北部储层沉积成岩特征及储层评价[M]. 成都: 成都科技大学出版社, 1995.
- [4] 王君奇, 武涛. 塔里木盆地石炭系沉积特征及石油地质意义[J]. 石油实验地质, 1999, 21(1): 21-27.

The characteristics and distribution of the hydrocarbon reservoirs in the Carboniferous Karashayi Formation, Tahe Oil Field, Xinjiang

SONG Shan-lin, ZHANG Chun-dong, WANG Qi

(Research Institute of Planning and Designing, Northwest China Bureau of Petroleum, PetroChina, Urumqi 830011, Xinjiang, China)

Abstract: The Carboniferous hydrocarbon reservoirs in the Tahe Oil Field, Xinjiang are arranged into the interbedded sandstone and mudstone horizons in the Karashayi Formation. The hydrocarbon reservoirs are characterized by deep burial, small thickness of individual beds, and laterally discontinuous and disconnected strata. The sandstone and mudstone horizons in the Carboniferous Karashayi Formation may be divided, from top to bottom, into five oil formations, which have recorded a complete transgression-regression cycle; the V and IV oil formations were developed during the early transgressions, followed by III, I and II oil formations during the later regressions. The spatial distribution of the oil reservoirs indicates that the oil and gas accumulations are mostly controlled by faults and structural-lithologic traps and concentrated in the structural highs and composite structural-lithologic traps below unconformities.

Key words: Tahe Oil Field; Carboniferous Karashayi Formation; hydrocarbon reservoirs; oil and gas distribution