

# 塔里木盆地塔中隆起区石炭系 东河砂岩油气藏的假盖层

张尚锋 · 罗传容 肖传桃

(江汉石油学院测试中心, 湖北荆沙市 434102)

塔里木盆地塔中隆起区石炭系东河砂岩油气藏是一个具有地层控制因素的构造圈闭油气藏。经钻井、测试资料揭示, 在塔中 10、16、20 井区东河砂岩油气藏的油气似乎未充满至构造溢点。东河砂岩之上的含砾砂岩段的沉积相变化较大, 物性好坏亦有变化。压汞资料显示, 在该段物性变差的地区, 对东河砂岩油气藏起隔膜型封堵作用, 属泥岩段(盖层)与砂岩段(储层)之间的过渡层, 称“假盖层”。

关键词 塔里木盆地 东河砂岩 油气藏 假盖层

第一作者简介 张尚锋 男 30 岁 讲师 石油地质

## 0 引言

塔里木盆地是中国西部最大的含油气盆地。是一个由不同时期、不同属性盆地叠置的多旋回性复合盆地, 伸展和挤压两种不同性质的构造作用应力控制着盆地构造的形成演化发展。塔中隆起是盆地中央隆起带上的次级构造单元。面积约 50000km<sup>2</sup>(图 1), 是塔里木盆地内最有利的含油气远景区, 它的形成、发展及沉积相带的展布严格受区域构造发展的制约。

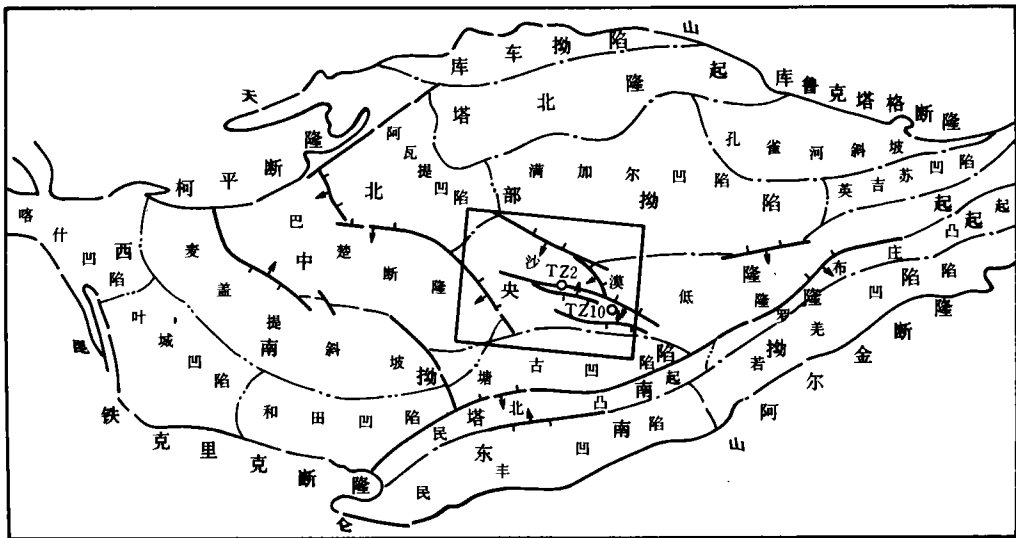


图 1 塔里木盆地区域构造单元划分图

自塔里木盆地开展以油气为目的的勘探工作以来,已经在塔中隆起区的石炭系及奥陶系中获得重大突破。

塔中隆起区的主力油气层为石炭系东河砂岩段(即 CⅡ 油组),岩性为一套中-细、粉-细砂岩,石英含量较高,矿物成熟度及结构成熟度均较好。东河砂岩段之上为含砾砂岩段,该段在塔中地区其沉积相、岩性特征及物性变化较大。塔中地区东河砂岩段的含油气性各地差异较大,如塔中 4 构造上,其含油气较好,油气充满至构造溢出点。而在塔中 10 构造上其含油性较差,大多油气未充满至构造溢出点,我们认为这可能与其上的含砾砂岩段有一定关系。本文试图从含砾砂岩段对油气的封堵作用入手,探讨造成油气藏间差异性的原因——含砾砂岩段属盖层与储层之间的过渡层,既非储层,亦非盖层,称假盖层。

## 1 研究区地质背景

塔中隆起区的油源主要是由北部满加尔凹陷、阿瓦提凹陷及南部唐古孜巴斯凹陷生成的。各生油凹陷生成的油气沿着石炭系及以前地层之间的角度不整合面向上倾方向运移至塔中隆起区,并圈闭于封堵层之下的东河砂岩油气藏之中。

塔中隆起区的石油主要产自东河砂岩中,而其上的底部泥岩段及含砾砂岩段可作为封堵层。石油主要产自塔中隆起区的局部构造圈闭中。CⅡ 油组在塔中 10 井的油层、差油层共有 5 层,厚度 12.5m;在塔中 4 井的油层、差油层共有 7 层,厚度 85m,油水界面以上非渗透隔层在塔中 4 井区最少(表 1<sup>①</sup>)。

表 1 CⅡ 油组油层评价对比表

项 目		塔中 10 井	塔中 4 井	塔中 402 井
砂砾岩夹 泥岩段	井段(m)	4206.5~4229	3597~3614.0	3582~3605.5
	厚度(m)	22.5	17.0	23.5
细砂岩段	井段(m)	4229~4305	3614.0~3725	3605.5~3736
	厚度(m)	76	111	130.5
C <sub>2</sub> 油组总厚度(m)		98.5	128	154
油层、差油层	厚度 m /层数	12.5/5	85/7	59/14
油水同层		4.5/1	27/3	27/8
含油水层		6.5/1		34/4
湖水界面以上隔层		15/11	0.5/1	18/7
有效孔隙度(%)		4.4~18.12	5~21.74	10.9~20.2
最高含油饱和度(%)		74	84	93
水平渗透率( $\mu\text{m}^2$ )		$(0.01\sim598.59)\times 10^{-3}$	$(12.2\sim923.45)\times 10^{-3}$	
油层压力(MPa)		49.41	43.2~43.9	
油层压力系数		1.191	1.195~2.216	
油层深电阻率( $\Omega\text{m}$ )		12~16	7~12	5~28

① 塔中 10 井完井地质报告

含砾砂岩段属于滨海相沉积,岩性主要为含砾砂岩、粉砂岩及泥质粉砂岩,胶结物主要为泥质、灰泥质。电性特征:电阻率低(7~35Ω·m),自然伽玛较低(40~90API)。该段在塔中地区的厚度较稳定(约20m左右),但其物性变化较大。其中塔中10构造区的物性较差,为泥岩段与东河砂岩段之间的过渡层,既非储层,又非盖层,称假盖层。

## 2 假盖层特征

### 2.1 岩石物性

塔中隆起区的假盖层主要分布在塔中10构造及其附近。通过钻井、测试揭示在塔中10、20及16井均见到假盖层。沉积环境为弱氧化环境的滨海相沉积。岩性以细粒为主,主要为粉—细砂岩、粉砂岩夹薄层泥质粉砂岩、粉砂质泥岩及含砾不等粒砂岩,矿物成熟度及结构成熟度较差。胶结物多泥质、灰泥质,少量硅质胶结,局部可见灰质团块。物性较差,孔隙以粒间溶孔为主,其次是粒间孔及填隙物内针孔。孔隙度低于10%,一般在3%~5%之间。渗透性亦较差,以小于0.001μm<sup>2</sup>为主。

### 2.2 压汞曲线

压汞技术主要用于定量研究岩石的孔喉分布、孔隙与喉道的连通情况及岩石的润湿性(郇世祥,1992)。在岩石物性研究方面具定量的优点。前人经过研究,用下式表示试验岩石压汞压力和孔隙喉管直径的关系:

$$C = \frac{107}{d}$$

式中: $C$  = 汞气系统的毛细管突破压力(psi<sup>①</sup>)。 $d$  = 孔隙喉管直径(μm)。Berg(1975)提出下式可用来确定封闭于隔膜封堵层之下的油柱高度。

$$I_h = I_i I_p \left[ \frac{C_m/a(s) - C_m/a(r)}{526(\rho_w - \rho_p)} \right]$$

式中: $I_k$  = 油水界面以上油标高度(m); $C_m/a(s)$  = 封堵层的毛细管突破压力(psi); $C_m/a(r)$  = 储层的毛细管突破压力; $I_i I_p/m$  = 油水界面张力(dyn/cm); $\rho_w$  = 水的密度; $\rho_p$  = 石油的密度(注:密度的单位均采用g/cm<sup>3</sup>)。

塔中隆起区假盖层的孔喉半径大多在0.1~0.2μm之间,所占孔隙体积比大于60%。而对渗透率贡献较大的是那些粗孔隙。这样就决定了假盖层的压汞曲线(图2)显示出较储层更高的毛细管突破压力。其毛细管突破压力值多在150~200psi之间(小于1000psi)。

N. L. Watts(1987)通过研究认为,隔膜型封堵的毛细管压力值通常小于1000psi(N. L. Watts, 1987)。所以塔中隆起区的假盖层对东河砂岩油气藏的油气具隔膜型封堵作用。

① Psi—磅/英寸<sup>2</sup>(绝对)=6894.76Pa

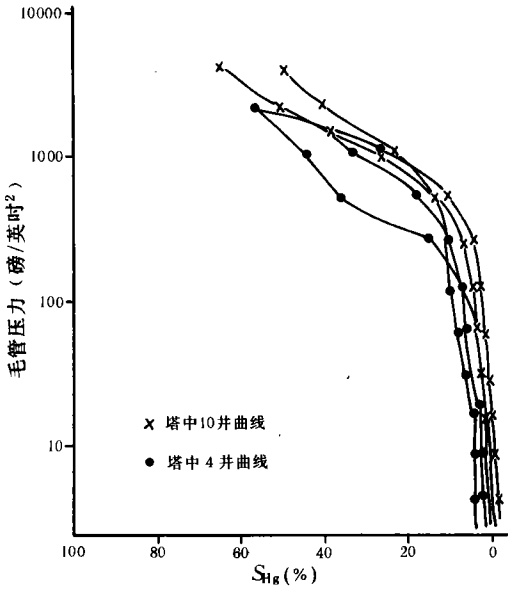


图2 塔中4、10井综合累计毛细管压力曲线

### 3 油气藏描述

塔中隆起区塔中10构造带及其附近目前已钻和正在钻井数口,主力油层为石炭系东河砂岩段(即CⅢ油组)。通过对塔中10井测试资料研究发现,该井CⅢ油组日产油210.52m<sup>3</sup>,油气比较低。该段的物性平均孔隙度为13.5%,渗透率(100~600)10<sup>-3</sup>μm<sup>2</sup>。东河砂岩之上的含砾砂岩段对其下油气具隔膜封堵作用。地震资料揭示,东河砂岩之上的地震反射面不甚清楚,但生屑灰岩的底界地震反射面清晰可见为Tg2”(图3);大体可算出构造闭合度为30~50m。

塔中10井录井资料显示(图4),东河砂岩段与含砾砂岩段为过渡关系。对比依据是详细的岩心、测试及电测资料。塔中10构造及其附近东河砂岩油气藏是一种底水块状油气藏,该油气藏具统一的油水压力系统。塔中10井实测油气柱高度为12.5m。东河砂岩段之上的含砾砂岩段岩性变化较大,且经历了广泛的成岩作用,造成含砾砂岩段物性较大的差异性。

塔中10井录井资料显示(图4),东河砂岩段与含砾砂岩段为过渡关系。对比依据是详细的岩心、测试及电测资料。

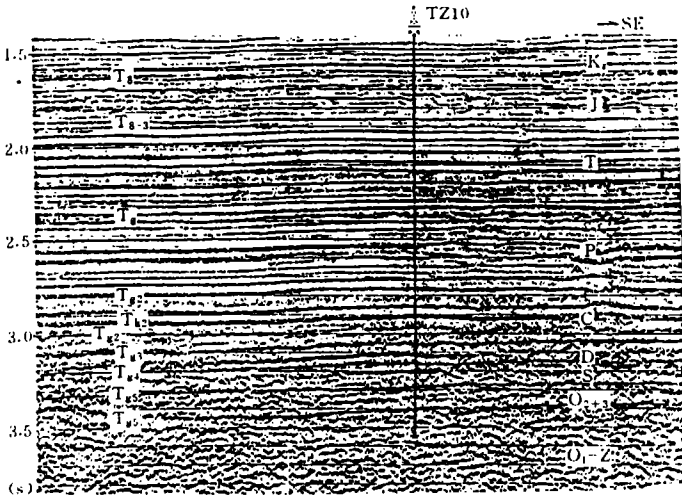


图3 EW-91-300测线地震剖面

### 4 利用毛细管压力曲线理论计算油气柱高度

据塔中10井的累计毛细管压力图(图2),隔膜型封堵层的平均毛细管突破压力

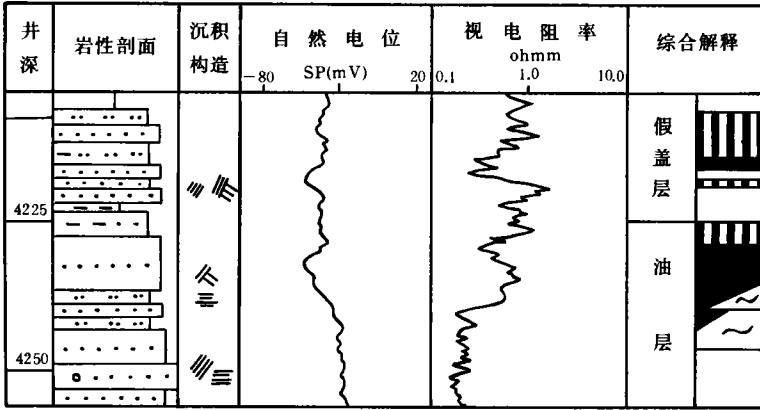


图 4 塔中 10 井录井综合图

$[C_m/a(s)]$  在 150~200psi 之间。而通过计算储层的平均毛细管突破压力  $[C_m/a(s)]$  为 24.2 psi。地下油体的密度  $\rho_w = 1.04g/cm^3, \rho_p = 0.83g/cm^3$ 。

储层条件下油水界面张力 ( $I_t I_p / w$ ) 的预测是一个颇有争议的问题, Jennings (1987) 对此作过令人满意的解释。Schowalter (1979) 通过研究认为, 围压对原油-地层水的界面张力影响很小, 可忽略不计, 而温度是一个重要的影响参数。

P. J. Boulton (1993) 对原油-地层水的界面张力在不同温度下的变化作实验, 在原油-地层水混合物条件下, 在 20℃ 和 37℃ 温度下, 其界面张力分为 19dyn/cm 和 21dyn/cm。在地层水澄清后, 界面张力为 11.3~7dyn/cm (P. J. Boulton, 1994)。而从圈闭的情况来看, 静态或稳定界面张力更适合。故本文中采用的油水界面张力为 11.3~7dyn/cm。这样就可以用 Berg 公式计算油气柱的高度。

$$I_h = \frac{I_t I_p / w [(C_m/a(s) - C_m/a(r))]}{526(\rho_w - \rho_p)}$$

经过理论计算求得最大含油气柱高度在 14.5~10.4m 之间, 这一结果与实测油气柱高度很接近。

## 5 结论

(1) 含砾砂岩段塔中隆起区的沉积相、岩石物性变化较大, 在塔中 10 构造及其附近作为假盖层出现, 对下伏东河砂岩具隔膜型封堵作用。

(2) 塔中 10 构造带及其附近油气藏 (如塔中 10 井) 的实测油气柱高度 (12.5m) 与根据压汞资料和地下流体分析资料理论计算的油气柱高度 (14.5~10.4m) 非常接近。

(3) 由于假盖层的出现降低了油气柱高度, 使油气似乎未能充满至构造溢出点, 所以在构造幅度较低的地区布置井位时一定要引起高度重视, 以免由于假盖层的存在而使钻井落空, 降低钻井成功率。

(收稿日期: 1995 年 6 月 1 日)

江苏省优秀期刊

ISSN 1001-6112

# 石油实验地质

EXPERIMENTAL PETROLEUM GEOLOGY

4  
1996

地质矿产部石油地质海洋地质局  
中国地质学会石油地质专业委员会



ISSN 1001-6112



9 771001 611007

## 参 考 文 献

- 1 邸世祥. 碎屑岩储集层研究. 含油气盆地地质学研究进展, 西安: 西北大学出版社, 1992
- 2 watts N L. Theoretical aspects of cap-rock and fault seals for single and two-phase hydrocarbon columns. *Marine and Petroleum Geology*, 1987, 4(4): 247~307
- 3 Boulton P J. 澳大利亚埃罗芒阿盆地博达拉南油田的隔膜封堵和三次运移通道, 国外油气勘探, 1994, 6(4): 46~56

## FALSE CAP ROCK OVER THE OIL AND GAS ACCUMULATION OF THE CARBONIFEROUS DONGHE SANDSTONE IN THE UPWELLING AREAS OF THE MID-TARIM BASIN

Zhang Shangfeng Luo Chuanrong Xiao Chuantao

(Jiangnan Petroleum College, Jingsha City, Hubei 434102)

### Abstract

The oil and gas accumulation of the Carboniferous Donghe sandstone in the upwelling areas of the Mid-Tarim Basin is a structural trap accompanying with stratigraphic control factors. The analysis on well and test data appears that petroleum in the accumulation of Donghe sandstone seemingly has not filled to structural spillpoint in wells 10, 16 and 20 in field of the Mid-Tarim Basin. The sedimentary facies in gravel-bearing sandstone member over Donghe sandstone vary dramatically and their porosity changes between good and bad. Mercury-injection data show that in the porosity-worsening areas of the member, oil and gas accumulation plays an insulating membrane-typed plugging part to Donghe sandstone, belongs to transitional bed between mudstone member (cap rock) and sandstone member (reservoir) and is called "false cap rock".