

文章编号: 1009-3850(2001)03-0076-06

塔河油田下奥陶统溶蚀段的测井响应

宋杉林¹, 崔 民¹, 傅 恒²

(1. 西北石油局规划设计研究院, 新疆 乌鲁木齐 830011; 2. 成都地质矿产研究所, 四川 成都 610082)

摘要: 塔河油田位于塔里木盆地, 为该盆地油气田中储量最大, 产量最高的油田。下奥陶统是塔河油田最重要的储集层段, 而下奥陶统中溶蚀成因的孔洞又是该层段最主要的储集空间。通过对该溶蚀段的研究, 笔者认为该溶蚀段具有可以识别的测井响应, 其密度呈指状急剧降低, 是溶蚀段最明显的特征, 并以此与中上奥陶统的瘤状灰岩形成明显区别。

关键词: 塔河油田; 溶蚀段; 瘤状灰岩

中图分类号: TE121.2

文献标识码: A

The logging interpretation of the Lower Ordovician solution intervals of the Tahe oil field, Xinjiang

SONG Shan-lin¹, CUI Min¹, FU Heng²

(1. Northwest China Bureau of Petroleum, Urumqi 830011, Xinjiang, China;

2. Chengdu Institute of Geology and Mineral Resources, Chengdu 610082, Sichuan, China)

Abstract: The Tahe oil field as a particularly prolific area is conspicuous in the Tarim Basin, Xinjiang. The Lower Ordovician strata are believed to be the significant reservoir intervals in the oil field, and the solution spaces in the Lower Ordovician strata may serve as the main reservoir spaces. The results in this study show that the solution intervals have the recognizable well logs, which tend to exhibit a sharp finger decline in density. In addition, there are also striking differences in density and bilateral

electrical resistivity responses of the Lower Ordovician solution intervals and the Middle and Upper Ordovician nodular limestones.

Key words: Tahe oil field; solution interval; nodular limestone

塔河油田是塔里木盆地已发现油气田中储量最大、产量最高的油田,下奥陶统是塔河油田最重要的储集层段,而下奥陶统中溶蚀成因的孔洞又是该段最主要的储集空间。因此,塔河油田下奥陶统溶蚀段的识别对油田的油气勘探与开发具有重要意义。岩心观察与测井曲线分析表明,塔河油田下奥陶统溶蚀段具有可以识别的测井响应。

1 下奥陶统岩性特征

塔河油田下奥陶统为一套开阔台地背景下形成的碳酸盐岩沉积,其埋深大于5000m。岩性较为单一,主要为黄灰色微晶灰岩及粒屑(以砂屑为主)灰岩,局部见白云岩化或硅化。下奥陶统顶面为古风化壳(角度不整合),上覆地层为下石炭统或中上奥陶统,岩性与下奥陶统有明显差异。下石炭统以含灰褐色灰质泥岩、泥灰岩为特征,中上奥陶统以含紫红色瘤状灰岩为特征。

下奥陶统溶蚀段的岩性较为特殊,主要为溶蚀充填的沉积(表1)。溶蚀规模较大的溶洞最常见的充填为灰岩基岩垮塌的角砾(溶蚀角砾灰岩),其次为粉砂质和泥质。溶蚀规模较小的溶孔多被方解石、硅质充填。溶蚀孔洞普遍见残留油气。

表 1 下奥陶统岩心溶蚀充填统计

Table 1 The solution fillings from the Lower Ordovician cores

井 号	实测溶蚀井段/ m	溶蚀段厚度/ m	充 填 物
T402	5364	小溶孔,孔径 1cm	原 油
T403	5633.30 ~ 5633.50	0.20	灰岩角砾、泥质、原油
	5570.85 ~ 5570.98	0.13	粉砂质
	5538.85 ~ 5542.64	> 3.79	灰岩角砾、砂岩砾、钟乳石
	5508.59 ~ 5508.79	0.20	粉砂质、泥质
	5487.44 ~ 5490.70	3.26	粉砂质、泥质、灰岩角砾
	5431	0.03	硅质、灰岩
	5419	0.02	硅 质
T302	5400	0.02	硅 质
沙 61	5584	0.02	硅 质
	5522.29 ~ 5522.65	0.36	粉砂质、泥质、硅质、方解石、原油

岩性单一的下奥陶统灰岩(基岩)没有明显的测井响应,但岩性特殊的下奥陶统溶蚀段却有特殊的测井响应。

2 下奥陶统溶蚀段的测井响应

由于下奥陶统溶蚀段岩性(溶蚀角砾灰岩及粉砂质、泥质充填等)明显较下奥陶统基岩

(孔隙度、渗透率均低的致密灰岩) 疏松, 因此, 溶蚀段在测井曲线中反映最为敏感的是密度曲线, 表现为密度值由基岩密度基准值(基值)急剧降低的指状尖峰。下奥陶统溶蚀段的双侧向曲线多表现为电阻率由基岩电阻率基准值(基值)急剧降低的指状尖峰, 常伴随较大的正幅差(即深侧向电阻率明显大于浅侧向电阻率)。若溶蚀段充填较多的泥质, 自然伽马和中子孔隙度曲线还表现出由基值急剧升高的指状尖峰。此外, 下奥陶统溶蚀段的井径曲线常常表现出井径由基值指状扩大, 声波时差曲线多出现由基值急剧升高的指状跳跃。

钻井过程中, 下奥陶统溶蚀段有时还出现放空、井漏及钻时加快等特殊情况。

3 实例分析

3.1 实例 1, 沙 61 井溶蚀段的测井响应(图 1)

沙 61 井在 5520~5523m 及 5662~5667m 井段发育两个明显的溶蚀段。

5520~5523m 溶蚀段 该溶蚀段密度由基值为 $2.70\text{g}/\text{cm}^3$ 急剧降低为 $2.05\text{g}/\text{cm}^3$, 形成一明显的指状尖峰。双侧向电阻率分别由 $1000\Omega\cdot\text{m}$ (浅), $2000\Omega\cdot\text{m}$ (深)急剧降低为 $40\Omega\cdot\text{m}$

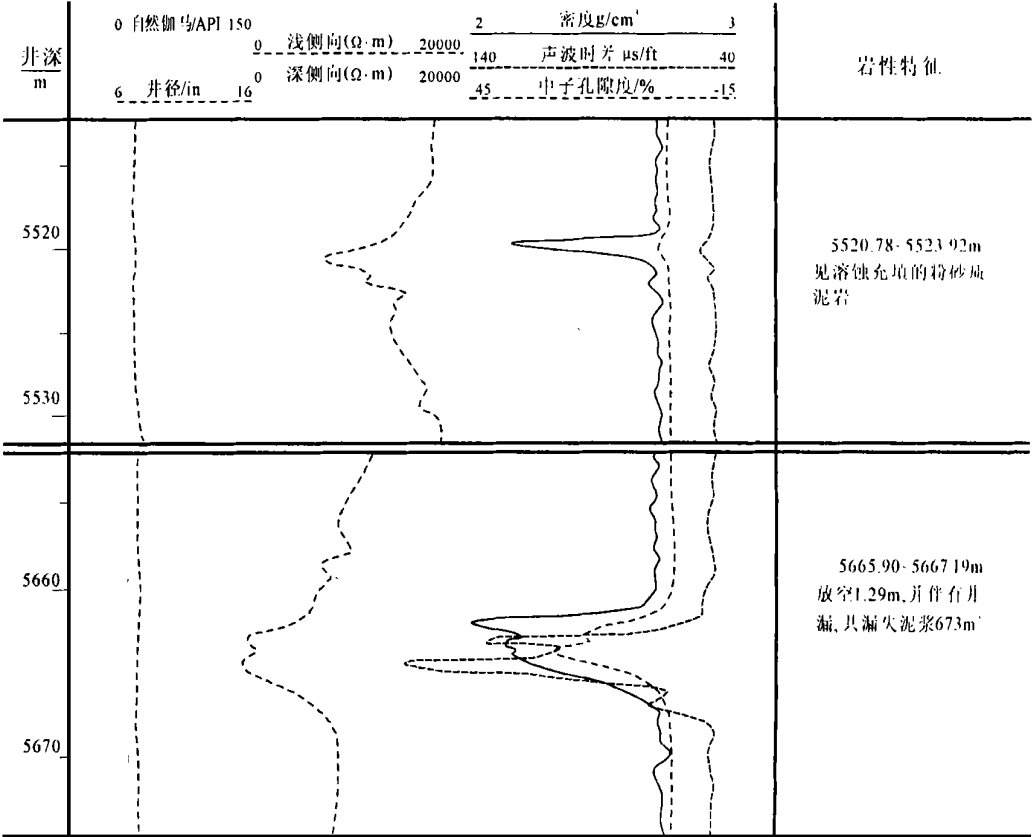


图 1 沙 61 井下奥陶统溶蚀段的测井响应

Fig. 1 Well logs of the Lower Ordovician solution intervals in the Sha-61 well

及 $70\Omega\cdot\text{m}$, 呈正幅差, 也形成一个明显的指状尖峰。自然伽马略有升高, 由15API升至17API。中子孔隙度及声波时差也略有升高。5520.78~5523.92m岩心见0.36m溶蚀充填的粉砂质泥岩及硅质。该溶蚀段除密度及双侧向电阻率有明显的异常外, 其它测井曲线异常并不明显, 岩心中见到的溶蚀充填不厚, 因此, 断定该溶蚀段的溶蚀规模较小。

5662~5667m 溶蚀段 该溶蚀段的密度急剧降低, 由 $2.70\text{g}/\text{cm}^3$ 降到 $2.00\text{g}/\text{cm}^3$ 。双侧向电阻率急剧下降, 由 $200\Omega\cdot\text{m}$ 降至 $<2\Omega\cdot\text{m}$ (浅), $600\Omega\cdot\text{m}$ 降至 $3\Omega\cdot\text{m}$ (深), 呈正幅差。自然伽马明显升高, 由7API升至45API。中子孔隙度明显增加, 由1.5%升至30%。声波时差急剧升高, 由 $53\mu\text{s}/\text{ft}$ 升至 $168\mu\text{s}/\text{ft}$ 。钻井过程中, 5665.90~5667.19m, 放空1.29m, 并伴有井漏, 共漏失泥浆 673m^3 。由此断定, 该溶蚀段的溶蚀规模较大。

3.2 实例 2, T402 井溶蚀段的测井响应(图 2)

T402 井在 5372~5377m 及 5565~5575m 井段发育两个明显的溶蚀段。

5372~5377m 溶蚀段 该溶蚀段密度急剧降低, 由 $2.70\text{g}/\text{cm}^3$ 降至 $1.55\text{g}/\text{cm}^3$ 。双侧向电阻率急剧下降, 由 $200\Omega\cdot\text{m}$ 降至 $7\Omega\cdot\text{m}$ (浅), $600\Omega\cdot\text{m}$ 降至 $20\Omega\cdot\text{m}$ (深), 并呈明显的正幅差。

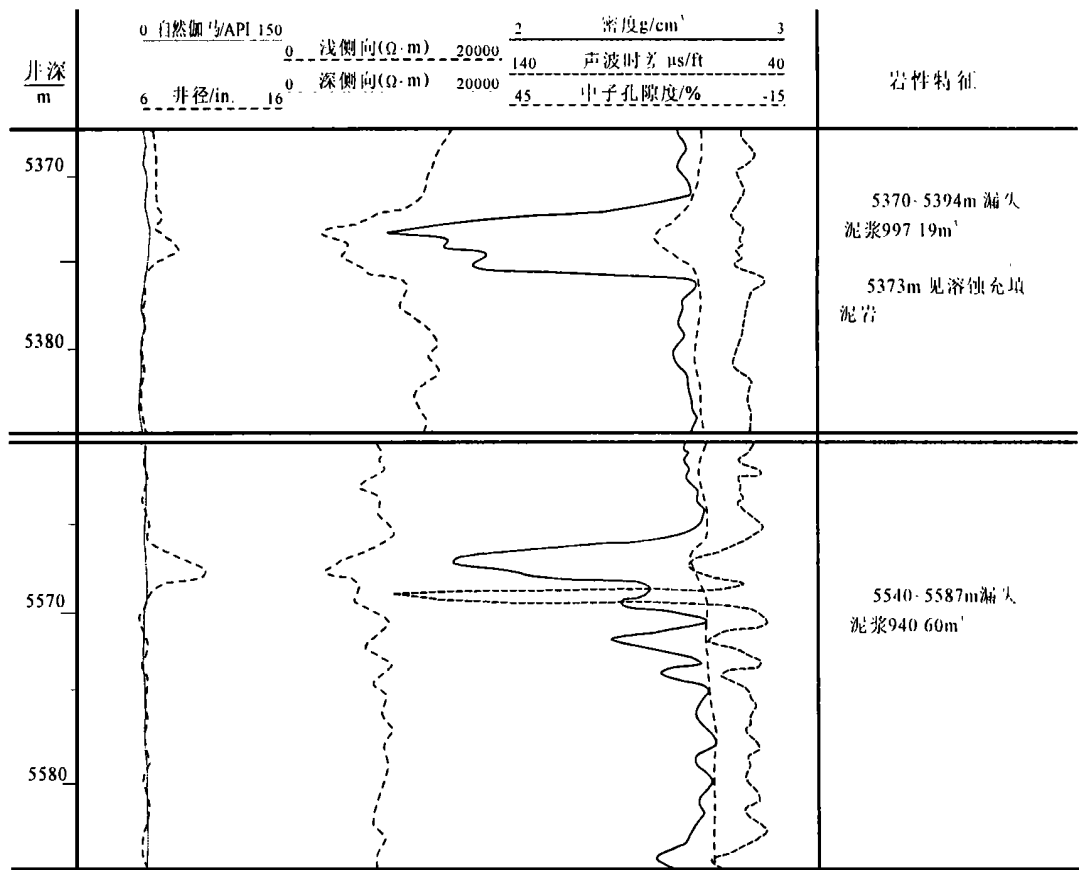


图 2 T402 井下奥陶统溶蚀段的测井响应

Fig. 2 Well logs of the Lower Ordovician solution intervals in the T-402 well

自然伽马未见明显异常。中子孔隙度略有增加,由2%升至13%。声波时差未见明显异常。井径略有增加,由7in升至8in。钻井过程中5370~5394m漏失泥浆997.19m³,5373m见溶蚀充填的泥岩。由此推测,该溶蚀段的溶蚀规模较大。

5565~5575m 溶蚀段 该溶蚀段密度急剧降低,由2.7g/cm³降至1.8g/cm³。双侧向电阻降至7Ω·m,并出现明显的正幅差。自然伽马未见明显异常。中子孔隙度略有增加,由1.5%升至6.0%。声波时差出现明显跳跃,由45μs/ft升至75μs/ft。扩径明显,井径由6.2in.升至10.2in.。钻井过程中,5566~5568m出现近似放空的低钻时,漏失泥浆500m³以上。5549~5587m共漏失泥浆940.60m³。由此断定,该溶蚀段的溶蚀规模较大。

4 下奥陶统溶蚀段与裂隙发育段及中上奥陶统瘤状灰岩段测井响应的区别

由于下奥陶统裂隙发育段及中上奥陶统瘤状灰岩段与井下下奥陶统大段的灰岩基岩相比也有较为特殊的测井响应,某些特征还与下奥陶统溶蚀段相似。因此,了解这三段测井响应之间的区别对最终准确识别溶蚀段就显得十分必要。这三段的测井响应特征见表2。

下奥陶统溶蚀段与裂隙发育段测井响应最显著的区别在密度曲线及双侧向电阻率曲线。瘤状灰岩段的密度曲线不会出现溶蚀段那样的由基值急剧降低的指状尖峰,这是由其岩性决定的。此外,瘤状灰岩段的双侧向电阻率曲线不会出现溶蚀段那样明显的异常,深、浅侧向电阻率无幅差,甚至出现与溶蚀段正幅差相反的负幅差(图3)。

表2 下奥陶统溶蚀段与裂隙发育段及瘤状灰岩段测井响应特征

Table 2 Comparison of the well logs of the Lower Ordovician solution intervals, fissure intervals and nodular limestone intervals

测井曲线	溶 蚀 段	裂隙发育段	瘤状灰岩段
密 度	急剧降低	略有降低	略有降低
双 侧 向	急剧下降,呈明显正幅差	略有下降,呈正幅差	异常不明显,无幅差或负幅差
自然伽马	有时明显升高	异常不明显	明显升高
中子孔隙度	明显升高	略有升高	明显升高
声波时差	有时明显升高,指状跳跃	异常不明显	明显升高,指状跳跃
井 径	有时明显扩径	异常不明显	略有扩径
钻 井	放空或钻时加快,漏浆	异常不明显	异常不明显

5 结 论

(1)塔河油田下奥陶统溶蚀段具有可以识别的测井响应,其密度呈指状急剧降低是溶蚀段最明显的特征。

(2)塔河油田下奥陶统溶蚀段与裂隙发育段及中上奥陶统瘤状灰岩段的测井响应有明显区别。溶蚀段与裂隙发育段的主要区别在密度响应,溶蚀段与瘤状灰岩段的主要区别在密度及双侧向电阻率响应。

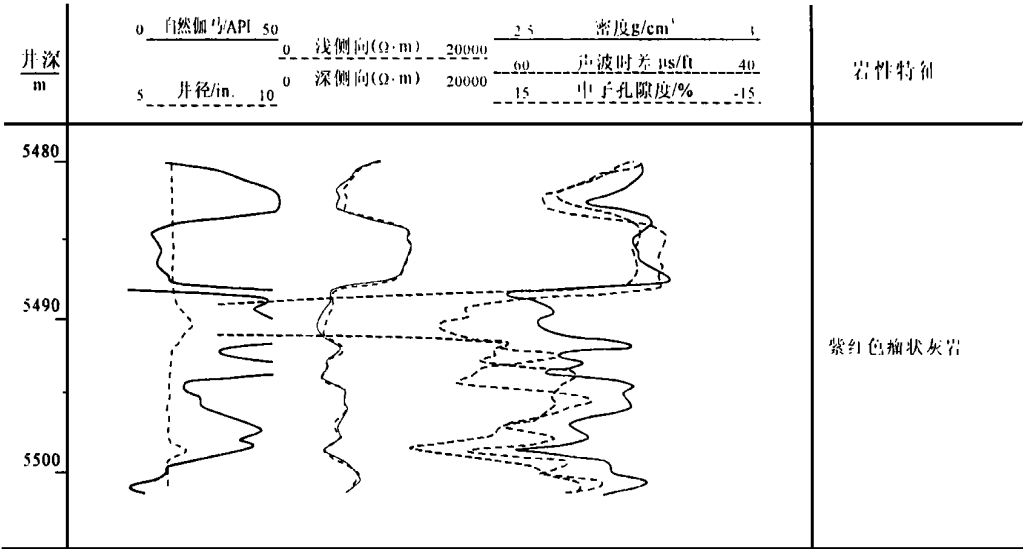


图 3 沙 72 井中上奥陶统瘤状灰岩段的测井响应

Fig. 3 Well logs of the Middle and Upper Ordovician nodular limestone intervals in the Sha-72 well

参考文献:

[1] 刘宝, 许效松, 等. 中国西部大型盆地及地球动力学[M]. 北京: 地质出版社, 1997.

[2] 罗蛰潭, 王允诚. 油气储集层的孔隙结构[M]. 北京: 科学出版社, 1986.