

碳酸盐岩裂缝- 溶洞型油气藏开发技术探讨

黄孝特

(中国石化 石油勘探开发研究院, 北京 100083)

摘要: 碳酸盐岩裂缝- 溶洞型油气藏是中国西部塔里木盆地海相地层中最发育的油气藏类型之一。其最主要的特征是储集空间以裂缝、溶洞为主, 非均质性极强, 测井、地震资料又很难识别, 并且其开发与中国典型的碎屑岩油气藏又有很大区别。在新疆塔河油田的开发过程中, 直接投产的井只占 10%, 大部井都是经过酸压以后投产的。该文利用 S70 井几次酸压后的生产特点来分析油藏的储层特征, 并对裂缝- 溶洞型油气藏开发技术进行了探讨。

关键词: 裂缝- 溶洞型油气藏; 储层; 碳酸盐岩; 塔河油田

中图分类号: TE122. 3

文献标识码: A

1 塔河油田储层特征

塔河油田三区奥陶系主要为下奥陶统, 并未钻穿。岩石的颜色主要为灰色, 含油丰富的呈褐色, 岩溶岩类砂泥质岩和角砾岩多为绿灰色。岩石的矿物成分主要为方解石, 一般为 99%, 其次为黄铁矿、硅质、白云质和自形半自形石英等。岩石类型主要为泥微晶灰岩、(含) 颗粒泥微晶灰岩、亮晶颗粒灰岩、泥微晶颗粒灰岩、云灰岩类、(含) 陆屑灰岩和岩溶岩类。岩溶岩类是本区下奥陶统中最重要的岩石类型, 此类岩石发育的多少能反映岩溶的发育程度。本区岩溶岩包括风化裂隙角砾岩、洞穴塌陷角砾岩、地下暗河沉积系列(包括钙屑砂砾岩、钙屑砂岩、钙屑粉砂岩和钙泥岩 4 种) 和地表残积物。

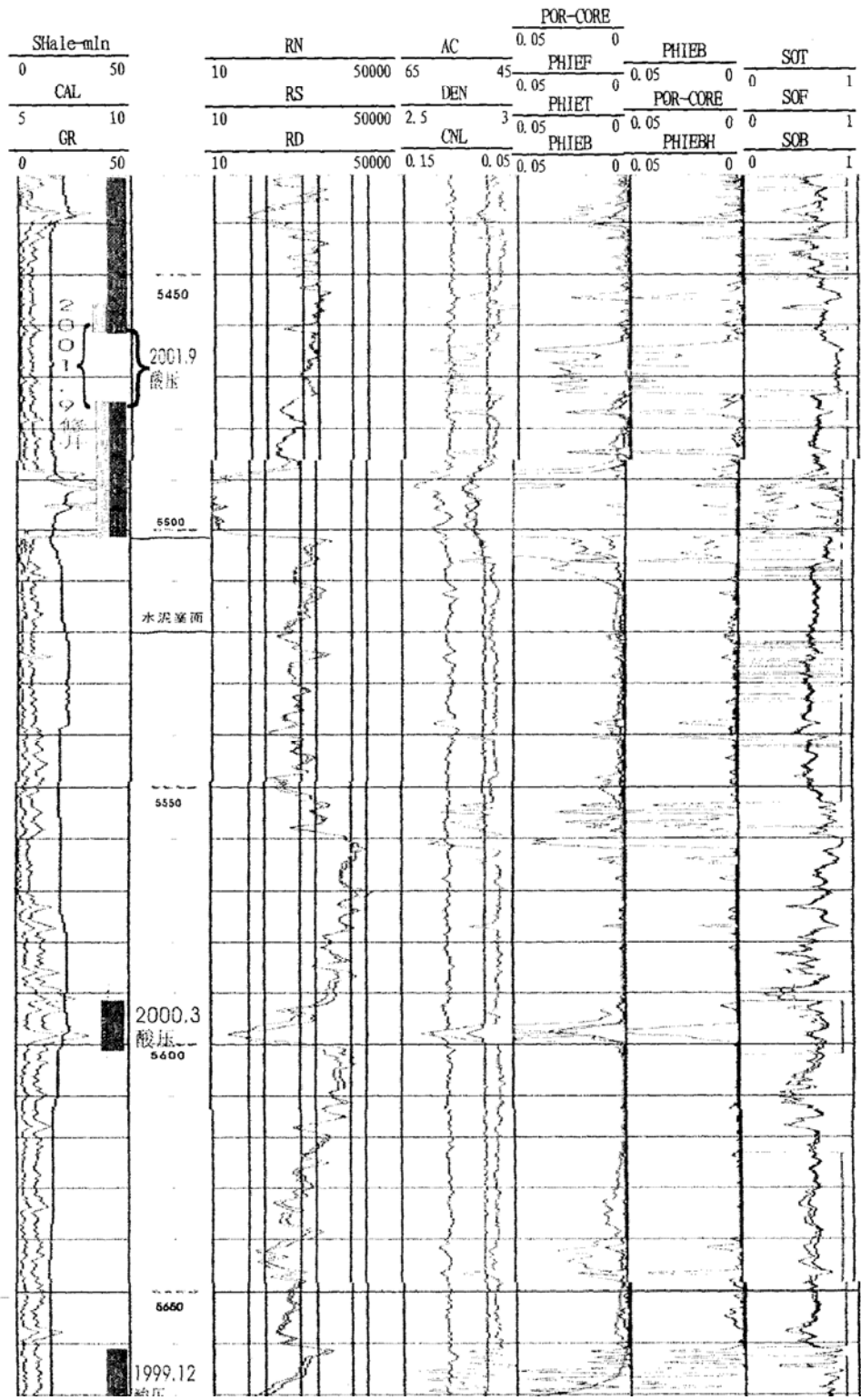
依据岩石薄片分析的结果, 本区灰岩成岩作用包括压实压溶作用、胶结作用、重结晶作用、充填作用和硅化作用, 局部有白云化作用。影响和改造本区储层的成岩作用为岩溶作用。岩溶作用是一个复杂的地质作用过程, 包括物理风化作用、化学风化作用和生物风化作用, 并有溶蚀溶解作用、化学沉淀和机械充填作用。岩溶作用通常形成溶蚀孔、洞、暗河、洞顶破裂角砾灰岩和暗河砂泥质充填物。然而, 先期形成的构造缝和成岩缝是岩溶作用发育的重要条件, 同时岩溶作用也改造裂缝系统。

溶洞是由溶蚀作用产生的较大空隙, 按形体大小可分为小洞、中洞、大洞和巨洞。本区奥陶系储层

孔隙度分布很不均匀, 分布在 0~ 21%。洞穴是塔河油田重要的储集类型, 通常包括岩溶角砾和地下暗河沉积物, 伴随有溶蚀孔洞、风化裂缝、半充填或未充填构造裂缝。其主要识别标志有: a) 钻井录井过程中钻头放空和泥浆漏失是识别未充填或半充填溶洞的重要标志。并且在钻井过程中钻时明显降低即近放空也是识别溶洞发育带的标志; b) 岩心岩屑录井可直接识别溶洞以及定量描述溶洞。溶洞发育层段中未被充填的洞穴其取心率降低, 并且依据岩溶角砾岩和地下暗河沉积物的发育情况可分析大型溶洞分布情况, 并利用大型方解石充填体来分析有效溶洞储层。

裂缝是本区奥陶系储层中最发育的, 也是主要的储集空间之一^[1- 6], 其裂缝类型可划分风化裂缝和构造裂缝。塔河油田奥陶系中发育的风化裂缝主要分布在近不整合面下, 受不整合面的控制, 其破裂及裂隙的形成与温差、水和生物等因素的作用有关。裂缝主要以垂直或高角度斜交层面为主, 有时可呈不规则的网状分布。在钻井过程中可出现泥浆漏失和钻时明显降低, 并主要分布在下奥陶统顶部。

构造裂缝^[3, 5]又可划分为构造缝、构造溶缝和成岩形成的压溶缝(缝合线), 层理和层面缝不发育。本区下奥陶统灰岩中的构造裂缝在岩心上呈高角度斜交层面, 常呈半充填裂隙或部分充填裂隙, 垂直层面裂缝常未充填。通过对取心井段的岩心裂缝统计发现, 裂缝线密度主要为 2~ 8 条/m, 裂缝张开度为 0. 2~ 0. 8mm, 裂缝孔隙度主要为 0. 05%~ 0. 25%。



有 NE50°, NE90° 和 NE190°, 倾角为 58°~77°, 主要分布在 60°~70° 之间。

本区下奥陶统地层发育多期裂隙, 通过岩石学和地球化学特征分析, 依据裂隙组系、裂隙间关系等特征, 将本区奥陶系碳酸盐岩中发育的裂隙分为 5

裂隙和第 V 期末充填裂隙。

基质孔隙^[2]是本区下奥陶系储层中另一普遍分布的空隙空间, 一般直径为几微米至几百微米, 成因较复杂, 有晶间孔、粒间孔、晶间溶孔、晶内溶孔、粒间溶孔等, 但以溶蚀孔最发育。原生碳酸盐岩孔

隙度很小,但经过构造抬升,岩石遭受风化剥蚀,在下奥陶统风化层表面沉积一套钙屑砾岩、钙屑砂岩和钙屑泥岩沉积物,其孔隙度相对较大,但后期常部分被方解石充填,使孔隙变小,不过比原生的碳酸盐岩的孔隙度较大。另外,在溶洞发育过程中,暗河中的沉积物也有相对较大的孔隙度。本区基质孔隙度一般为 $0.04\% \sim 2\%$,渗透率一般小于 $1 \times 10^{-3} \mu\text{m}^2$,说明区内基质储集体储渗性能较差的特点。

2 S70井酸压效果分析

S70井于1999年月10月7日完钻,并采用了裸眼完井方法。17~19日进行了地层测试,其结论是无油气,有大量的水于地面管中。1999年月12月8~17日进行了第一次酸压,射开层位为5661.0~5673.0m,经过酸压后仍无油气显示,从施工曲线分析,储层酸压施工既有解堵特征,又有压开地层显示,随后裂缝的延伸也能在施工曲线上很清楚反映,因而,可以说对储层油气渗流起到了很好的作用。酸压施工前,无油气显示,且酸压后,仍无油气产出。2000年3月28日进行了第二次酸压,酸压层位为5592.5~5600.5m,4月4日用10mm油嘴开始生产,5月26日改为4mm油嘴生产,到8月,月产油由5月的577.84t下降到177.20t,月产水在11.30~99.80间波动,由2.27%上升为18.64%。2001年9月进行第三次酸压和修井,层位为5426~5461、5474~5501m,截止到2002年2月,月产油由10月的483.06t减小到436.7t,月产水在156.8~244.6间波动,由20.31%上升为33.38%。

因此,酸压措施^[7,8]在塔河油田开发中起着重要的作用。

3 影响油井产量的地质因素分析

图1是S70井奥陶系生产层综合特征图。当S70井完钻后进行地层测试无油气显示,说明S70井钻遇的奥陶系中储层物性很差,孔隙度低,其渗透率尤其低。通过钻井过程中的岩屑录井资料、取心资料以及岩心分析资料,裂缝在塔河油田中共发育有5个时期,但早期裂缝已被方解石、硅质物等充填物所充填,仅晚期发育的高角度裂缝未被充填或未被完全充填。因此,奥陶系储层的垂向渗透率明显高于水平渗透率,这与经典的碎屑岩储层的渗透性正好相反^[4]。

然而,酸压措施正好能提高储层水平方向上的

渗透率,并与较发育的高角度裂缝相沟通,从而改善储层的渗透性。塔河油田酸压效果分析实验表明,酸压后裂缝水平延伸的范围在100~400m之间,说明酸压后改善储层水平方向上的渗透性仅是小范围的。

从S70钻井过程中录井资料和测井解释成果分析,S70井钻遇有3个相对好的储层段,即5661~5671m、5592.5~5600.5m、5474~5501m、5426~5461m。依据塔河油田的研究结论,其油水界面约为5650m。因而,可依据S70井的地质情况分析3次酸压措施的特点。

第一次酸压的层段正是5661~5671m,从测井图可看出,此层段的物性相对最好。然而,此层段处于油水界面以下,因此不可能有油气显示。

第二次酸压的层段为5592.5~5600.5m,虽然酸压层段只有8m,但由于S70井是裸眼完井,加上储层高角度裂缝发育,使得油层的动用体积也有一定规模。初始产量较高,但产量下降也较快。

第三次酸压的层段为5474~5501m、5426~5461m,位于奥陶系顶部。由于是在奥陶系顶部进行的酸压,其酸压的低角度裂缝将储层的高角度裂缝相联,使得油层的动用体积加大,产液量明显增大。由于经过多次压裂,也使得储层垂向渗透性加强,致使底部水层中的水上升很快。

因此,塔河油田奥陶系油层最好的酸压层位是在奥陶系顶部,并且能使酸压效果好的储层层段,即溶洞发育的层段,低角度裂缝相对以发育,酸压效果会较好。另外,奥陶系表面风化壳裂缝发育,酸压也会起到很好的效果。

4 结论

通过分析新疆塔河油田奥陶系储层特征,结合S70井投产的特点和生产动态,认为奥陶系储层是低孔隙、低渗透率储层,且垂向渗透性明显高于水平渗透性。在选用生产措施时,应采用酸化压裂技术。酸压层位应为奥陶系储层的顶部、溶洞发育、低角度裂缝发育层段或顶部风化壳裂缝发育层段,这样就能确保酸压的效果,从而能提高生产井的投产率。

参考文献:

- [1] 叶德胜. 塔里木盆地北部寒武—奥陶碳酸盐岩储层特征[A]. 塔里木盆地北部油气田勘探与开发论文集[C]. 北京:地质出版社,2000. 36~48.
- [2] 强子同. 碳酸盐岩储层地质学[M]. 北京:石油大学出版社,1998. 41.

- [3] 宋惠珍, 贾承造, 等. 裂缝性储集层研究理论方法[M]. 北京: 石油工业出版社, 2001. 4.
- [4] 柏松章, 邓华云. 碳酸盐岩潜山油藏开发[M]. 北京: 石油工业出版社, 1995. 99.
- [5] 王端平, 等. 胜利油区埕北 30 潜山储集性裂缝预测方法[J]. 石油实验地质, 2000, 22(3): 250.
- [6] 单业华, 葛维萍. 储层天然裂缝形成机制的初步研究[J]. 石油实验地质, 2001, 23(4): 457.
- [7] 王兴宏, 操红梅, 谢 政, 等译. 酸化压裂导流能力的系统实验研究[J]. 国外油田工程, 2001, 17(2): 6.
- [8] 于学忠, 李斌文, 何伟国. 酸压作业在塔河 3、4 号油田的应用[J]. 石油钻井技术, 2000, 28(1): 42.

AN APPROACH ON THE DEVELOPMENT TECHNOLOGIES OF FISSURE-KARST CAVE-TYPED HYDROCARBON POOLS IN CARBONATE ROCK

HUANG Xiaote

(Research Institute of Petroleum Exploration and Production, SINOPEC, Beijing 100083, China)

Abstract: The fissure-karst cave-typed hydrocarbon pool in carbonate rock is one of the most developed types of hydrocarbon pools for the marine strata of the Tarim Basin in the western part of China. Its most important feature is that its storage spaces are dominated by fissures and karst caves. The reservoirs have rather strong heterogeneity. The logging and seismic data are very difficult to distinguish. Besides, its development is very much different from typical clastic-rock hydrocarbon pools in China. During the development process of Tahe oilfield in Xinjiang, the wells brought into production only took 10 percent, and a large part of wells were brought into production after the acid fracturing treatment. In this paper, the productive features of S-70 well after several acid fracturing treatments were used to analyse the reservoir characteristics of oil pools, and the development technologies of fissure-karst cave-typed hydrocarbon pools were discussed.

Key words: fissure-karst cave-typed hydrocarbon pool; acid fracturing treatment; reservoir; carbonate rock; Tahe oilfield