

文章编号: 0253-9985(2007)03-0315-05

缝洞型碳酸盐岩油藏动用储量计算新方法

陈志海, 常铁龙, 刘常红

(中国石化 石油勘探开发研究院, 北京 100083)

摘要: 缝洞型碳酸盐岩储层非均质性严重, 井间缝洞储集体的分布规模与展布方向难以获得较准确的认识, 为单井动用面积的确定带来很大难度, 影响了容积法计算单井动用地质储量的可信度。基于油藏物质平衡理论, 以划分的缝洞单元为基础, 建立了应用单井可采储量确定单井控制面积, 然后再利用容积法计算单井动用地质储量的储量计算新方法。运用新的储量计算方法对塔河油田典型单元内油井动用储量的计算结果与利用动态法计算的动用储量规模有较好的一致性, 表明该方法计算严重非均质的缝洞型油藏的动用储量是切实可行的。

关键词: 缝洞型油藏; 物质平衡理论; 动用储量; 储量计算方法

中图分类号: TE15 文献标识码: A

A new approach to producing reserve calculation of fractured-vuggy carbonate rock reservoirs

Chen Zhijai Chang Tielong Liu Changhong

(Exploration & Production Research Institute, SINOPEC, Beijing 100083)

Abstract Owing to their severe heterogeneity, fractured-vuggy carbonate reservoirs distribute and extend in an unpredictable way, causing difficulties in the determination of single-well producing area and undermining the accuracy of single-well producing geological reserves calculation with the volumetric method. Based on the reservoir material balance principles and division of fractured-vuggy reservoir units, a new reserve calculation method is developed. It first determines single-well controlled area according to the single-well recoverable reserves, and then calculates single-well producing geologic reserves with the volumetric method. The new method is applied to the calculation of the producing reserves within the typical fractured-vuggy carbonate reservoir units in Tahe oilfield. The results are consistent with that obtained by using the dynamic method, indicating that the new method is practical in calculating the producing reserves in severely inhomogeneous fractured-vuggy carbonate reservoirs.

Key words fractured-vuggy reservoir material balance principle producing reserve reserve calculation procedure

针对孔隙型碎屑岩油藏而言, 动用储量的计算方法^[1~3]很多, 包括基于开发静态资料的容积法和基于开发动态资料的物质平衡法、水驱曲线法和试井法等。在开发动态资料比较丰富时采用动态法计算动用储量是切实可行的, 但在开发早中期往往因为开发动态资料的不足而限制了动态法的现场应用, 转而利用静态容积法计算单井动

用地质储量的规模, 从而评价井网对地质储量的动用程度。对于相对均质的孔隙型碎屑岩油藏而言, 储层的空间展布相对比较清楚, 利用井间外推面积法计算单井控制地质储量是可行的。但是对于严重非均质的缝洞型储层而言, 储集体的空间展布的非均质性和空间连续性差异大, 单井钻遇储集体的纵向分布可通过测井、钻井、录井等资料

收稿日期: 2006-12-27

第一作者简介: 陈志海 (1970—), 男, 高级工程师、博士, 油气田开发

基金项目: 中国石油化工股份公司开发项目 (P03093)

确定,但对平面上储集体的展布尚难以准确预测^[4~9]。基于碎屑岩油藏的常规井间外推面积法确定缝洞型油藏油井的控制面积是难以适用的,所以基于静态资料的容积法计算单井动用地质储量方法的应用受到限制^[10~11]。为此,有必要综合应用开发动静态资料协同研究,建立新的缝洞型油藏油井动用储量的计算方法,为评价地质储量的动用程度提供依据。

1 动用储量公式的建立

对于缝洞型油藏而言,缝洞储集体的发育规模与方向受古构造面、断裂系统、岩性等基质系统的内因控制,以及古气候条件和时间因素等外因控制^[9]。岩溶缝洞发育体的内因控制因素具有明显的方向性和不均衡性,所以缝洞储集体的发育具有较强的方向性和非均质性(图 1)。钻遇缝洞储集体的单井动用储量的空间分布形态具有很强的不规则性和方向性,所以基于径向流模型而建立的渗流理论确定缝洞型油藏内单井上的动用面积是不适用的。为了解决此问题,引入物质平衡原理^[12],发挥其零维模型的优势,从开发动态资料角度确定单井的动用面积。

对于底水不活跃的缝洞型油藏,投入开发初期以弹性驱动为主,若地层压力远大于饱和压力,属于未饱和油藏。根据油藏的物质平衡原理,油藏驱动遵循定容弹性驱动的变化规律。其物质平衡方程式为:

$$N_p = C_i N B_{oi} (P_i - P_r) \quad (1)$$

式中: N_p 为地层压力下降至 P_r 时的累计产油量, 10^4 t ; C_i 为油藏的综合压缩系数, MPa^{-1} ; N 为油藏的地质储量, 10^4 t ; B_{oi} 为 P 条件下地层原油体积系

数; P 为原始地层压力, MPa ; P_r 为目前的地层压力, MPa 。

将式 (1) 变形为:

$$N_p N = C_i B_{oi} (P_i - P_r) \quad (2)$$

对于缝洞型油藏而言,同一连通系统内的压力变化遵循压力均衡下降理论^[5],即由于连通缝洞体内因储集体的高渗性而导致具有很好的压力传导性,同一连通系统内不同位置的压力下降变化幅度相等。所以对于位于同一连通缝洞体内的不同油井之间具有相同的地层压降,即方程 (2) 的右端是相等的。对应某一时刻,不同井的累计采油量与该井控制的地质储量的比值是相等的,即:

$$N_{p1} N_1 = N_{p2} N_2 \quad (3)$$

式中: N_{p1} , N_{p2} 为地层压力降至 P_r 时不同井对应的累计产油量, 10^4 t ; N_1 , N_2 为不同井控制的地质储量, 10^4 t ; 角码 1 和 2 分别代表不同井,其相应的物理量代表不同井对应的相关参数。

单井动用地质储量:

$$N = AH \phi S_o B_{oi} \quad (4)$$

式中: A 为含油面积, km^2 ; H 为有效厚度, m ; ϕ 为孔隙度, %; S_o 为含油饱和度, %。

对于缝洞型油藏而言,因缝洞体储集空间的毛管压力可忽略不计,在油水界面之上含油饱和度基本相同,同一连通体内原油性质基本相同,所以不同井之间的动用地质储量之比:

$$\frac{N_1}{N_2} = \frac{A_1 \phi_1 H_1}{A_2 \phi_2 H_2} \quad (5)$$

式中: A_1 , A_2 为不同井含油面积, km^2 ; ϕ_1 , ϕ_2 为不同的孔隙度, %。

由式 (3) 和 (5) 得:

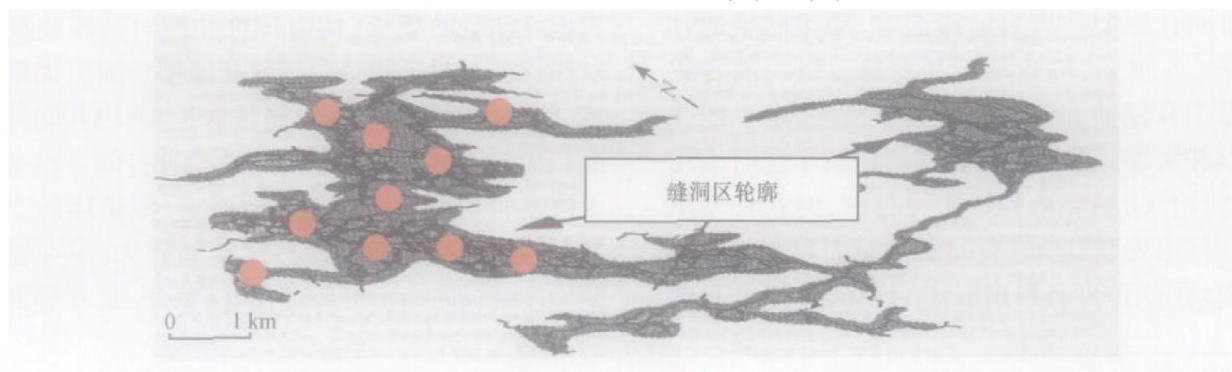


图 1 缝洞储集体平面分布形态示意图

Fig. 1 Sketch showing the planar distribution of fracture-vuggy reservoirs

$$N_{p1} N_{p2} = \frac{A_1 \phi_1 H_1}{A_2 \phi_2 H_2} \quad (6)$$

为了消除油井投产差异对累积产量的影响, 用单井控制的可采储量代替单井累积产量, 式 (6) 变为:

$$N_{p1} N_{p2} = \frac{A_1 \phi_1 H_1}{A_2 \phi_2 H_2} \quad (7)$$

式中: N_{p1} , N_{p2} 分别代表不同井控制的可采储量, 10^4 t

单井钻遇的地层系数 (ϕH) 可通过测井或钻井揭示的储集体参数确定, 引入不同井钻遇储集体地层系数的差异因子, 即:

$$\alpha = \frac{\phi_1 H_1}{\phi_2 H_2} \quad (8)$$

式中: α 为不同井钻遇储集体地层系数的差异因子。

由 (7) 和 (8) 式得:

$$N_{p1} N_{p2} = \alpha \frac{A_1}{A_2} \quad (9)$$

对于一个连通的缝洞体而言, 假定缝洞体内有 n 口井, 储量已经全部被动用, 那么缝洞体的可采储量即所有井控制的可采储量的累加, 动用面积即为缝洞体的面积, 故 (8) 式变为:

$$N_{p1} / \sum_{i=1}^n N_{pi} = \frac{\alpha_1 A_1}{\sum_{i=1}^n (A_i)} \quad (10)$$

其中:

$$\alpha_1 = \frac{\phi_1 H_1}{\sum_{i=1}^n \phi_i H_i} \quad (11)$$

式中: α_1 为某口井钻遇储集体地层系数的差异因子。

α_1 对每口井而言, 均可通过测井资料确定, 所以油井的可采储量与油井控制的面积密切相关, 油井的可采储量可以通过开发动态资料^[1~3] 确定, 所以单井控制的面积可以通过开发动态资料确定:

$$A_1 = \frac{1}{\alpha_1} \sum_{i=1}^n A_i \left| N_{p1} / \sum_{i=1}^n N_{pi} \right| \quad (12)$$

取缝洞体面积为 A , 可采储量为 N_p , 则 (12) 变为:

$$A_1 = \frac{1}{\alpha_1} A \left| N_{p1} / N_p \right| \quad (13)$$

式中: N_p 分别代表缝洞体内所有井控制的可采

储量。

将式 (13) 代入式 (4), 可得单井动用储量计算公式:

$$N_1 = \frac{1}{\alpha_1} A \left| N_{p1} / N_p \right| H_1 \phi_1 S_{o1} B_o \quad (14)$$

式中: S_{o1} 为井钻遇的储集体控制面积内的含油饱和度。

2 储量计算参数确定方法

动用储量的计算是以划分出的连通缝洞单元为基础的, 通过开发动态资料共同确定不同计算参数, 从而确定动用储量的规模。

1) 可采储量

单井和缝洞单元的可采储量通过现场的生产动态资料来确定, 对于已经进入递减阶段的油井 (缝洞单元) 通过产量递减法确定, 对于未进入递减阶段的油井可通过具有相似生产动态的邻井类比确定或通过文献^[1] 提供的方法计算。

2) 地层系数和地层系数的差异因子

通过缝洞单元内油井的测井、钻井资料的综合解释成果资料来确定, 井间的储层参数通过加权平均得到。

3) 流体体积系数

通过现场高压 PVT 测试资料确定。

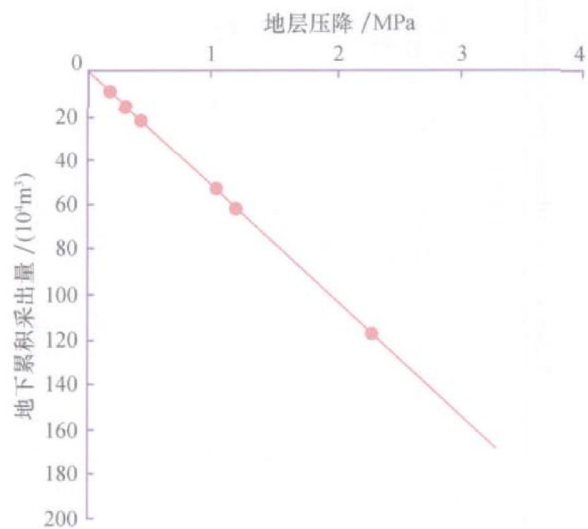


图 2 S 48 缝洞单元开发早期累计产油量与地层压降关系曲线

Fig. 2 Cumulative production vs pressure drawdown of fractured-vuggy reservoir unit S 48 during the early production phase

表 1 S48 单元内典型井动用储量计算结果表
Table 1 Calculated producing reserves of the typical wells within fractured-vuggy reservoir unit S48

井 名	可采储量/井控面积/ (10 ⁴) km ²	I 类储层			II 类储层			溶洞		I 类		II 类		单井动用储量/ (10 ⁴ t)
		储层厚度/ m	裂缝孔隙度, %	孔洞孔隙度, %	孔洞含油饱和度, %	储层厚度/ m	裂缝孔隙度, %	厚度/m	孔隙度, %	裂缝动用储量/ (10 ⁴ t)	孔洞动用储量/ (10 ⁴ t)	裂缝动用储量/ (10 ⁴ t)	溶洞动用储量/ (10 ⁴ t)	
S48	70.19	4.23	0	0	0	0	0	2.70	69.88	0	0	0	641.54	641.54
T401	41.31	2.49	11.20	0.85	5.80	90.70	0.19	0	0	17.38	98.37	32.24	0	147.99
T402	8.91	0.54	81.60	0.53	6.09	107.10	0.20	7.50	17.03	17.07	159.77	8.64	47.66	233.15
T403	15.96	0.96	8.10	0.83	5.83	60.50	0.28	0	0	4.74	24.70	12.00	0	41.44
TK405C	2.00	0.12	12.70	0.55	8.82	113.30	0.14	5.70	11.36	0.62	7.33	1.43	4.15	13.54
TK406	7.03	0.42	7.05	0.45	3.64	94.70	0.22	0	0	0.99	6.81	6.59	0	14.39
TK407	27.66	1.66	12.40	0.63	3.52	54.10	0.19	0	0	9.65	40.60	12.57	0	62.82
TK408	32.56	1.96	12.70	0.32	4.39	45.30	0.21	0	0	5.82	63.16	13.45	0	82.42
TK409	18.47	1.11	9.85	0.54	3.56	47.35	0.21	0	0	4.32	21.79	7.97	0	34.08
TK410	31.72	1.91	5.13	0.71	2.89	43.15	0.22	1.75	11.36	5.12	15.63	13.36	24.86	58.97
TK411	11.28	0.68	10.90	0.27	4.61	58.00	0.31	3.80	11.36	1.47	17.93	8.98	19.19	47.57
TK412	23.48	1.41	3.40	0.27	4.66	41.70	0.15	19.80	11.36	0.94	10.15	6.65	208.17	225.92
TK413	8.45	0.51	2.72	0.44	3.56	59.33	0.19	0.90	69.88	0.45	3.02	4.33	25.75	33.55
TK418	1.47	0.09	7.90	0.30	3.02	182.10	0.24	0	0	0.15	1.13	2.79	0	4.07
TK421C	3.28	0.20	2.80	0.50	2.93	110.90	0.27	0	0	0.20	0.74	4.41	0	5.36
TK426	1.81	0.11	7.00	0.45	4.49	54.90	0.19	0	0	0.26	1.94	0.86	0	3.06
TK429	14.43	0.87	3.50	0.67	4.11	65.56	0.20	0	0	1.51	6.70	13.64	0	21.85

注:表中的孔隙度并非传统意义上的储层孔隙度,而是缝洞在储层内的孔隙率,个别钻遇大型溶洞的油井,其孔隙率较大。

4) 缝洞单元动用储量

根据单井动用储量计算公式计算出每口井的动用地质储量, 进而累加获得缝洞单元内的动用地质储量。

3 实例应用

塔河油田投入开发最早的缝洞单元为 S48 缝洞单元, 属于裂缝溶洞型储层^[13~15], 弹性驱动特征明显 (图 2)。含油面积 26.95 km^2 , 地质储量 $3.750 \times 10^4 \text{ t}$; 储量丰度 $124 \times 10^4 \text{ t/km}^2$ 。流体性质均一, 地面原油密度为 $0.94 \sim 0.96 \text{ g/cm}^3$, 地面原油粘度在 $500 \text{ mPa} \cdot \text{s}$ 。该单元内有 57 口井, 累计生产原油 $400 \times 10^4 \text{ t}$ 。

利用建立的动用储量计算方法对 S48 缝洞单元动用储量进行计算, 不同油井钻遇的储层厚度、孔隙度、饱和度等参数以测井解释成果参数为基础, 充分考虑放空漏失井段对储层参数的影响。有效孔隙度与对应的有效厚度进行加权平均, 进而得到单井各类储层平均有效孔隙度。孔洞部分的含油饱和度与对应的有效孔隙体积进行加权平均, 得到单井孔洞部分的平均含油饱和度; 裂缝部分的含油饱和度根据国内外经验取值为 90%。利用每口井的生产动态数据进行递减分析, 获得每口井控制的可采储量 (表 1)。

利用公式 (15) 分别计算每口井的动用储量 (表 1)。通过计算 S48 缝洞单元的动用地质储量为 $3.679 \times 10^4 \text{ t}$ 。此方法计算的储量强调溶洞和裂缝内易动用的地质储量, 而忽略了基质内连通性较差的难动用储量, 因而提供的储量数值可能偏小, 但此储量数值对开发更有意义。由表 1 中计算获得的单井控制的动用储量表明, 不同油井动用的地质储量规模差异很大, 动用储量最大的 S48 井达 $641 \times 10^4 \text{ t}$; 而该井的累积产油量已达 $67 \times 10^4 \text{ t}$; 动用储量较小的井储量规模小于 $10 \times 10^4 \text{ t}$ 。在储量计算的过程中, 在其他参数取值一定的情况下, 用单元内某单井可采储量占整个单元可采储量的比例确定井控面积来计算动用储量。而单井动用面积同样差异很大, 体现了油井钻遇储集体的严重差异导致单井开发效果的巨大差异。

为了进一步验证方法的可行性, 利用动态法计算了该单元的动用地质储量, 包括弹性物质平

衡法、采收率类比反推法。

弹性物质平衡法求得动用地质储量为 $3.534 \times 10^4 \text{ t}$ 。根据递减分析预测的可采储量, 类比获得一次采油的采收率为 15.3%, 反推动用地质储量为 $3.876 \times 10^4 \text{ t}$ 。通过动态法计算的动用地质储量对新方法计算的动用储量进行对比表明, 相对物质平衡法的相对误差为 5%, 相对类比采收率外推法的相对误差为 4%, 说明这种方法计算的动用储量是比较可信的。

4 结论

1) 针对缝洞型油藏储集体严重非均质特点, 综合利用开发动静态资料建立了单井动用面积和单井动用储量的计算方法, 为此类油藏储量的动用评价提供了理论依据。

2) 新建立的动用储量计算方法不仅充分应用了单井钻遇缝洞储集体的测井、钻井等静态地质资料, 更进一步充分应用了油井的生产动态资料, 达到了从开发、静态两个角度共同评价油藏开发效果的目的, 评价结论更贴近油藏实际。

3) 利用动态法计算的动用储量规模与新方法计算的结果比较接近, 误差小于 5%, 表明该方法是基本可行的。

4) 该方法主要适用于油藏开发早期处于弹性驱动阶段的储量动用程度的评价, 而对油藏处于活跃底水驱动阶段的动用储量评价有待进一步探讨。

参 考 文 献

- 1 陈元千. 油田可采储量计算方法 [J]. 新疆石油地质, 2000, 21 (2): 130~137
- 2 俞启泰. 油田可采储量计算方法的改进建议 [J]. 河南石油, 2000, 14(1): 18~21
- 3 冉启佑, 胡向阳, 赵庆飞, 等. 新区经济可采储量计算方法 [J]. 石油勘探与开发, 2004, 31(5): 83~86
- 4 陈志海, 刘常红, 杨坚, 等. 缝洞性碳酸盐岩油气藏开发对策 [J]. 石油与天然气地质, 2005, 26(5): 623~628
- 5 李培廉, 张希明, 陈志海. 塔河油田缝洞型碳酸盐岩油藏开发 [M]. 北京: 石油工业出版社, 2003. 202~259
- 6 张希明, 杨坚, 杨秋来, 等. 塔河缝洞型碳酸盐岩油藏描述及储量评估技术 [J]. 石油学报, 2004, 25(1): 13~19
- 7 陈志海, 郎兆新. 缝洞性碳酸盐岩油藏储渗模式及其开采特征 [J]. 石油勘探与开发, 2005, 32(3): 101~105

(下转第 328 页)

带确实存在油气运移和聚集的过程。

油泉子地区的共轭膝褶带, 两组并非同等发育, 北翼仅有一条膝褶带, 然而规模巨大, 南翼发育 4 条, 规模却不大。表明缩短作用或主压应力的作用方向并非与层理完全一致, 其间存在小于 10° 左右的夹角, 导致该区上层相对下层的向北剪切和共轭膝褶带所夹持的半箱状背斜微向北倒。共轭膝褶带交汇处可能存在一拆离层。半箱状背斜北倒, 导致南翼 4 号膝褶带构成背斜的高点。相关膝褶带形成过程中, 不断抽吸带外两侧储层和烃源岩中的油气, 并将油气输送到高点岩性储层圈闭之中。因此, 油泉子构造高点, 不仅有利于形成一般与背斜高点有关的岩性油气藏, 而且有利于膝褶带裂隙油气藏的形成, 具有双重有利的构造部位^[8], 为油气勘探开发提供了最有利地带。

4 结论

柴达木盆地油泉子储油构造为共轭膝褶带夹持的不对称半箱状背斜。具有北北东倾的平直转折端, 北翼为宽超过 800 m 的大型膝褶带, 高角度倾向南南西, 带内岩层产状直立。带内岩层的旋转指示南侧沿膝褶带向北逆向剪切。南翼发育四条规模较小的膝褶带, 向南逆冲剪切, 导致该翼呈阶梯状产出, 总体南南西倾, 倾角约 20° 。沿南北两翼膝褶带边界仅见小型高角逆断层, 膝褶带内裂隙发育, 主要为顺层张裂隙, 其次为与层理近垂直的张裂隙 (主要出现在坚硬的钙质粉砂岩中), 偶尔见有小型低角逆冲断层。这些断裂普遍被纤

维状石膏充填, 并见少量油迹, 表明这些断裂为高流体压力下的产物。鉴于膝褶带为裂隙发育带, 具有油气运移和聚集的双重功能, 在缺乏足够理想的岩性储集层的情况下, 为寻找裂隙型油气藏提供了新途径。

致谢: 本研究是在青海油田公司勘探开发研究院提供的资助下完成的, 衷心感谢所提供使用地质、地震、钻探资料和先期研究成果的方便。完成过程中得到该院领导和有关人员的热情支持和鼓励, 在此一并表示感谢!

参 考 文 献

- 1 李鹤永, 刘震, 党玉琪, 等. 柴西地区地温-地压系统特征及其与油气分布的关系 [J]. 石油与天然气地质, 2006, 27(1): 37~43
- 2 方向, 江波, 张永庶. 柴达木盆地西部地区断裂构造与油气聚集 [J]. 石油与天然气地质, 2006, 27(1): 56~61
- 3 张明利, 金之钧, 万天丰, 等. 柴达木盆地应力场特征与油气运聚关系 [J]. 石油与天然气地质, 2005, 26(5): 674~679
- 4 郑亚东, 莫午零, 张文涛, 等. 柴达木盆地油气勘探新思路 [J]. 石油与天然气地质, 2007, 34(1): 13~18
- 5 Ramsay J G, Huber M I The techniques of modern structural geology (Vol 2): folds and fractures [M]. London: Academic Press, 1987. 392
- 6 Ramsay J G. Crack-seal mechanism of rock deformation [J]. Nature, 1980, 284: 135~137
- 7 Sibson R H, Robert F, Poulsen K H. High-angle reverse faults, fluid-pressure cycling and mesothermal gold-quartz deposits [J]. Geology, 1988, 16(6): 551~555
- 8 丁道桂, 翟常博, 吕俊祥, 等. 鄂西-渝东区膝折构造 [J]. 石油实验地质, 2005, 27(3): 205~210

(编辑 武新民)

(上接第 319 页)

- 8 张玲, 史建忠, 游秀玲. 缝洞型潜山油藏储量计算方法研究 [J]. 石油大学学报, 2005, 29(6): 17~21
- 9 阎相宾. 塔河油田奥陶系碳酸盐岩储层特征 [J]. 石油与天然气地质, 2002, 23(3): 262~266
- 10 刘学利, 焦方正, 翟晓先, 等. 塔河油田奥陶系缝洞型油藏储量计算方法 [J]. 特种油气藏, 2005, 12(6): 26~28
- 11 陈君莉, 赵峰, 谭承军. 塔河油田碳酸盐岩油藏动用储量及采收率标定方法探讨 [J]. 新疆石油学院学报 [J], 2004, 16(1): 63~66

- 12 郎兆新. 油藏工程基础 [M]. 山东东营: 石油大学出版社, 1991. 51~65
- 13 金之钧, 蔡立国. 中国海相油气勘探前景、主要问题与对策 [J]. 石油与天然气地质, 2006, 27(6): 722~730
- 14 翟晓先. 塔河大油田新领域的勘探实践 [J]. 石油与天然气地质, 2006, 27(6): 751~761
- 15 韩革华, 漆立新, 李宗杰, 等. 塔河油田奥陶系碳酸盐岩缝洞型储层预测技术 [J]. 石油与天然气地质, 2006, 27(6): 860~870

(编辑 高岩)