

塔河油田缝洞型油藏气驱动用储量计算方法

朱桂良,孙建芳,刘中春

(中国石化石油勘探开发研究院,北京 100083)

摘要:塔河油田缝洞型油藏储集空间类型多样、尺度差异大、呈非连续性分布,不同与常规砂岩层状油藏,属典型的块状油藏。塔河油田缝洞型油藏现场注气增油效果显著,针对塔河缝洞型块状非均质油藏特点,提出了缝洞型油藏井组气驱动用储量的定义及计算方法。基于PDA生产数据分析法,通过流量重整压力和物质平衡时间曲线的拟合,建立了井组总动用储量的计算方法。针对塔河风化壳、暗河和断溶体3类岩溶背景,提出了基于形状因子修正系数的平面波及系数计算方法和基于地震能量体属性缝洞体三维分布的纵向动用程度计算方法。基于井组总动用储量、注气前的累产油量、平面波及系数、不规则井网形状因子修正系数及纵向动用程度,建立了不同岩溶背景下不同井网井组气驱动用储量的计算方法。该计算方法已应用于塔河注气现场,为气驱井组的优选和已气驱井组的气驱井组动用储量的评价及注气潜力分析奠定了基础。

关键词:PDA方法;线状井网;类面积井网;平面波及系数;纵向动用程度;气驱动用储量;缝洞型油藏;塔河油田

中图分类号:TE357.7

文献标识码:A

An approach to calculate developed reserves in gas drive fractured-vuggy reservoirs in Tahe oilfield

Zhu Guilang, Sun Jianfang, Liu Zhongchun

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

Abstract: The reservoir space in the fractured-vuggy reservoirs of Tahe Oilfield is diverse in type and size, and spatially discontinuous, typical features for massive oil pools, and different from that of conventional laminar sandstone reservoirs. The gas injection measure for oil recovery enhancement is remarkable in Tahe oilfield. To characterize the massive reservoirs featuring numerous fractures, cavities and other features of heterogeneity in the Tahe oilfield, we proposed an categorization and calculation method of developed reserves through gas drive. Based on PDA production data analysis, the calculation method for total developed reserves of a well group is established by fitting flow reforming pressure and material balance time curves. For weathering crust, underground river, and fault karst, the calculation method of areal sweep efficiency is presented based on the form factor correction coefficient, and calculation method for the vertical drainage efficiency is also proposed based on the 3D distribution of fractured-vuggy reservoirs revealed by seismic cube energy attribute. In addition, based on the total developed reserves for a well group, cumulative production before gas flooding, areal sweep efficiency, form factor correction coefficient for irregular well patterns, and vertical drainage efficiency of reserves, the calculation method for gas drive developed reserves of well groups with various well patterns under different karst settings is established. This method has been applied to the Tahe oilfield for in-situ gas injection case studies, which has laid a solid foundation for the optimization of gas drive well group patterns, the calculation of developed reserves in gas drive well groups, and potential EOR analysis of gas injection.

Key words: PDA method, linear well pattern, pseudo-areal well pattern, areal sweep efficiency, vertical drainage efficiency, developed reserves by gas drive, fractured-vuggy reservoirs, Tahe oilfield

塔河油田缝洞型油藏经过多期次构造运动,储集空间类型多样、尺度差异大、呈非连续性分布,缝洞体

内部结构复杂,非均质性极强。塔河油田初期采用衰竭式开发,后转注水开发。随着注水轮次的增加,效果逐渐变差,2012年开始注氮气开发,并取得较好效果^[1-5]。但国内外目前尚没有关于缝洞型油藏气驱动用储量研究。现有标准及文献中定义了水驱控制程度、动用程度及动用储量^[6-7]。中华人民共和国石油天然气行业标准“油田开发主要生产技术指标及计算方法”(SY/T 6366—2005)中定义了水驱控制程度和动用程度的概念:水驱控制程度为现有井网条件下,开发单元内与注水井连通的采油井射开有效厚度与总有效厚度之比;油层动用程度为油田在开采过程中,油井中采液厚度或注水井中吸水厚度占射开总厚度的比例^[8]。《油田注水开发效果评价方法》一书中定义了动用储量计算的两种方法。油井分层测试资料的统计分析法为产液(油)层厚度占统计井射开总厚度的比例,注水井吸水剖面资料的统计分析法为吸水层厚度占射开总厚度的比值^[9]。但以上关于控制程度、动用程度及动用储量概念的定义仅适用于常规碎屑岩层状油藏,对缝洞型碳酸盐岩油藏这类高度离散的块状油藏尚没有水驱控制程度和动用程度的定义,更没有对气驱的动用程度和气驱动用储量的定义。因此,为了评价缝洞型油藏气驱效果和气驱潜力,针对缝洞型油藏这种高度离散的块状油藏,基于井组动用储量的计算、平面和纵向波及系数的计算,提出了一种缝洞型油藏气驱动用储量计算新方法。

1 井组总动用储量计算方法

井组内单井的动用储量采用PDA(生产数据分析法,Production Data Analysis)进行计算。该方法是一种基于基本流动方程和物质守恒理论,将一系列单井产量及压力等动态数据,通过成熟的典型曲线图版的拟合,选择合适的理论模型来评价单井动用储量的方法^[10-14]。

圆形封闭地层拟稳态阶段的流动方程为:

$$\frac{\Delta p}{q_m} \approx 70.6 \frac{B\mu}{Kh} \ln \frac{r_e^2}{r_w^2 e^{3/2}} + 0.2339 \frac{B}{\Phi h c_t A} \bar{t} \quad (1)$$

式中: Δp 为生产井的压力降,MPa; q_m 为生产井的日产油量, m^3/d ;B为原油的体积系数, m^3/d (标准状态); μ 为地层油粘度, $\text{mPa} \cdot \text{s}$;K为渗透率, μm^2 ;h为地层厚度,m; r_e 为供油半径,m; r_w 为井筒半径,m; Φ 为孔隙度,无量纲; c_t 为综合压缩系数, MPa^{-1} ;A为供油面积, m^2 ; $\bar{t}$ 为时间,d;

引入参数 m, b, A ,表达式见公式(2),(3),(4),

$$m = 0.2339 \frac{B}{\Phi h c_t A} \quad (2)$$

$$b = 70.6 \frac{B\mu}{Kh} \ln \frac{r_e^2}{r_w^2 e^{3/2}} \quad (3)$$

$$A = 0.2339 \frac{B}{\Phi h c_t m_{vr}} \quad (4)$$

式中: m_{vr} 为相关系数,无量纲。

结合公式(1),(2),(3),(4)

$$\frac{\Delta p(t)}{q(t)} = m t_{cr} + b \begin{cases} t_{cr} = \frac{1}{q(t)} \int_0^t q(\tau) d\tau = \frac{Q(t)}{q(t)} \\ m = 0.2339 \frac{B}{\Phi h c_t A} \\ b = 70.6 \frac{B\mu}{Kh} \ln \frac{r_e^2}{r_w^2 e^{3/2}} \end{cases} \quad (5)$$

式中: t_{cr} 为物质平衡时间,无量纲; $\frac{\Delta p(t)}{q(t)}$ 为流量重整压力,MPa/($\text{m}^3 \cdot \text{d}^{-1}$)。

从公式(5)可以看出 $\frac{\Delta p(t)}{q(t)}$ 与 t_{cr} ,当封闭油藏流体流动达到拟稳态流动阶段时,根据直线段的斜率和截距就可以得到一系列的油藏参数,包括单井动用储量、渗透率、泄油半径、表皮系数、窜流系数、储容比等。

井组总动用储量包括弹性驱、底水驱和注水驱等一系列措施的动用储量,其值为气驱井组内注气井、注气响应井和注气见效井的动用储量之和,其表达式为:

$$N_t = \sum_{j=1}^n N_j \quad (6)$$

式中: N_t 为注气井组的总动用储量,t; j 为井组中第j口生产井,无量纲; N_j 为井组中第j口井的动用储量,t。

2 气驱井组平面波及系数计算方法

缝洞型油藏不同岩溶背景井网模式不同,风化壳类采用面积井网,暗河类采用网状井网、断溶体类采用线状井网,根据差异化的注采井网,形成了3大岩溶背景下不同井网平面波及系数的计算方法。

2.1 暗河及断溶体“线状井网”平面波及系数计算方法

塔河油田缝洞型油藏暗河井网(图1a)和断溶体井网(图1b)可以等效为线状井网(图1c),其驱替剂的平面波及系数计算公式为^[15]:

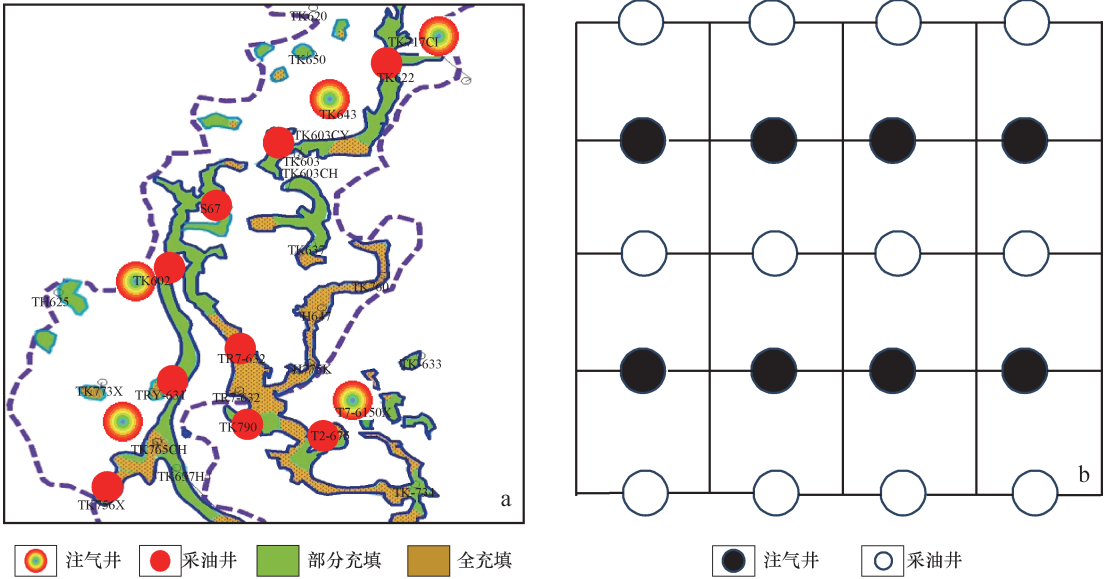


图 1 暗河类井网及其“线状井网”等效图

Fig. 1 A well pattern for the underground river and fault-karst and its linear well pattern equivalent

a. 暗河类井; b. 线状井网

$$E_p = \frac{\frac{2\pi d}{a} - 4\exp\left(-\frac{2\pi d}{a}\right) - 2.776}{\frac{2\pi d}{a} \left[1 + 8\exp\left(-\frac{2\pi d}{a}\right)\right]} \sqrt{\frac{1+M}{2M}} \quad (7)$$

式中: E_p 为注入剂的面积波及系数, 无量纲; d 为井排间的距离, m; a 为井排上的距离, m; M 为驱替剂与油的流度比, 无量纲。

2.2 风化壳“类面积井网”平面波及系数计算方法

2.2.1 规则一注多采井网平面波及系数的计算

塔河油田风化壳类储集体的井网可以等效为“类面积井网”(图 2), “类面积井网”可以分为分一注三采(或一注六采)、一注四采和一注八采 3 种情况, 其驱替过程中平面波及系数的计算公式分别为:

一注三采(或一注六采)平面波及系数的计算公式为:

$$E_{p-3/6} = 0.743 \sqrt[3]{\frac{1+M}{2M}} \quad (8)$$

式中: $E_{p-3/6}$ 为一注三采(或一注六采)井网平面波及系数, 无量纲; M 为驱替剂与油的流度比, 无量纲。

一注四采平面波及系数的计算公式为:

$$E_{p-4} = 0.718 \sqrt{\frac{1+M}{2M}} \quad (9)$$

式中: E_{p-4} 为一注四采井网平面波及系数, 无量纲; M 为驱替剂与油的流度比, 无量纲。

一注八采平面波及系数的计算公式为:

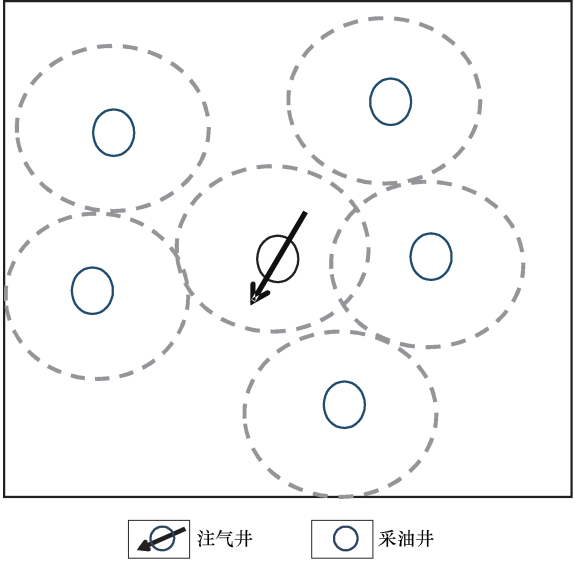


图 2 风化壳类井网等效图

Fig. 2 Weathered crust's and its pseudo-areal well pattern equivalent

$$E_{p-8} = 0.525 \sqrt{\frac{1+M}{2M}} \quad (10)$$

式中: E_{p-8} 为一注八采井网平面波及系数, 无量纲; M 为驱替剂与油的流度比, 无量纲。

2.2.2 不规则井网修正系数的确定

油田现场井网多数为不规则一注多采井网, 而井网形状越不规则, 平面波及系数越小, 因此, 引入形状因子作为不规则井网平面波及系数的修正系数。

形状因子 F 为:

$$F = \frac{4\pi S}{L^2} \quad (11)$$

式中: F 为形状因子,无量纲; S 为井网多边形的面积, m^2 ; L 为井网多边形的周长, m 。

不规则井网平面波及系数的修正系数 F' 为规则井网形状因子与不规则井网形状因子之比:

$$F' = \frac{4\pi S}{L^2} \Big/ \frac{4\pi S'}{L'^2} \quad (12)$$

式中: S 为规则井网多边形的面积, m^2 ; L 为规则井网多边形的周长, m ; S' 为不规则井网多边形的面积, m^2 ; L' 为不规则井网多边形的周长, m 。

3 气驱井组纵向动用程度计算方法

缝洞型油藏储集空间类型多样,包括大型溶洞、断裂和裂缝、及溶孔。各类储集空间类型空间上呈非均匀性分布,不同与陆相碎屑岩层状油藏,属典型的块状油藏。因此,动用程度的定义基于不能单纯基于厚度的概念,必须基于三维空间缝洞体的体积。

气驱纵向动用程度定义为:现有注采井组条件下,气驱井组内最浅生产井的最低生产层段(最浅油气界面 ogs)和 T_7^4 界面之间的缝洞体体积与原始油水界面 owi 和 T_7^4 界面之间的缝洞体体积之比。其剖面示意图及三维图见图 3。其计算表达式为:

$$E_v = \frac{V_{T_7^4-\text{ogs}}}{V_{T_7^4-\text{owi}}} \quad (13)$$

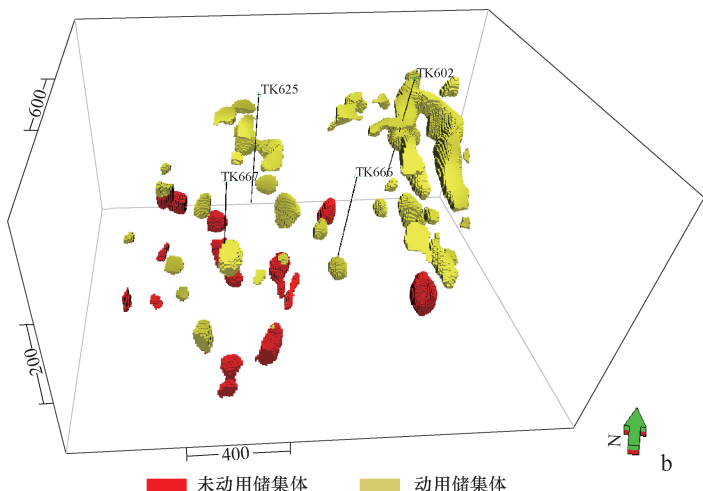
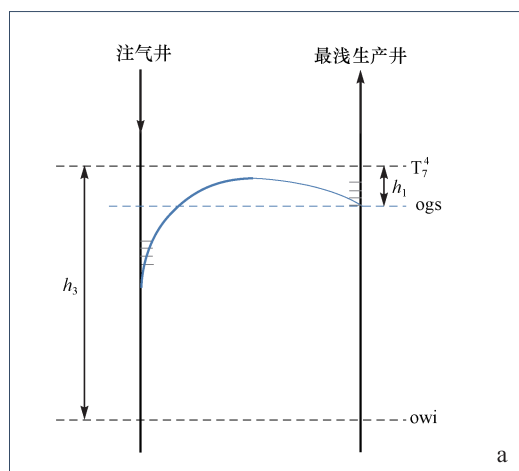


图3 气驱井组纵向动用程度剖面示意图及地震能量体缝洞三维分布

Fig. 3 Schematic diagram showing the vertical drainage efficiency of gas drive well groups and the 3D distribution of fractured-vuggy reservoirs revealed by seismic cube energy attribute

a. 纵向波及系数剖面示意图; b. 地震能量体属性缝洞刻画三维图

式中: E_v 为气驱井组纵向动用程度,无量纲; $V_{T_7^4-\text{ogs}}$ 为驱井组内最浅生产井最底生产层段(ogs)与 T_7^4 界面之间的缝洞体体积, m^3 ; $V_{T_7^4-\text{owi}}$ 为原始油水界面(owi)与 T_7^4 界面之间的缝洞体体积, m^3 。

实际计算过程中可以根据地震能量体属性,截断获取溶洞的空间展布,获得两个缝洞体体积的比值,虽然直接利用地震能量属性很难准确判断实际缝洞体的大小,但在同属性下两者之间的比值能够准确的反映纵向上缝洞体的分布。因此,基于地震能量体属性的缝洞体体积的比值能够反应缝洞型油藏纵向的非均质性,利用气驱井组内最浅生产井的最低生产层段和 T_7^4 界面之间的缝洞体体积与原始油水界面之间缝洞体的体积之比能够有效反应气驱纵向纵向动用程度。

4 井组气驱动用储量计算方法

气驱动用储量定义为:注气井及所有注气响应或见效井动用储量之和减去气驱井组内生产井注气前的累产量的值、与平面波及系数,及纵向动用程度的乘积。其表达式如下:

$$N_g = \left(\sum_{j=1}^n N_j - \sum_{j=1}^n N_{pj} \right) E_p F' E_v \quad (14)$$

式中: N_g 为气驱动用储量, t ; N_j 为井组中第 j 口井的动用储量, t ; N_{pj} 为井组中第 j 口井注气前的累产油量, t ; E_p 为水平波及系数,无量纲; F' 为水平波及修正系数,无量纲; E_v 为纵向动用程度,无量纲。

4.1 暗河和断溶体“线状井网”气驱井组动用储量计算方法

根据定义的缝洞型气驱动用储量计算方法,建立了一注一采或两采线状井网气驱动用储量计算公式:

$$N_{g-1/2} = \left(\sum_{j=1}^n N_j - \sum_{j=1}^n N_{pj} \right) \cdot \frac{\frac{2\pi d}{a} - 4\exp\left(-\frac{2\pi d}{a}\right) - 2.776}{\frac{2\pi d}{a} \left[1 + 8\exp\left(-\frac{2\pi d}{a}\right) \right]} \sqrt{\frac{1+M}{2M}} \cdot F' \cdot \frac{V_{T_7^4-\text{ogs}}}{V_{T_7^4-\text{owi}}} \quad (15)$$

式中: $N_{g-1/2}$ 为一注一采或两采线状井网气驱动用储量, t; N_j 为井组中第 j 口井的动用储量, t; N_{pj} 为井组中第 j 口井注气前的累产油量, t; d 为井排间的距离, m; a 为井排上的距离, m; M 为驱替剂与油的流度比, 无量纲; F' 为不规则井网平面波及系数的修正系数, 无量纲; $V_{T_7^4-\text{ogs}}$ 为气驱井组内最浅生产井最底生产层段(ogs)与 T_7^4 界面之间的缝洞体体积, m^3 ; $V_{T_7^4-\text{owi}}$ 为原始油水界面(owi)与 T_7^4 界面之间的缝洞体体积, m^3 。

4.2 风化壳“类面积井网”气驱动用储量计算方法

根据定义的缝洞型气驱动用储量计算方法,建立了风化壳类储集体3类注采井网气驱动用储量计算方法。

一注三采或六采类面积井网气驱动用储量计算公式:

$$N_{g-3/6} = \left(\sum_{j=1}^n N_j - \sum_{j=1}^n N_{pj} \right) \cdot 0.743 \sqrt{\frac{1+M}{2M}} \cdot F' \cdot \frac{V_{T_7^4-\text{ogs}}}{V_{T_7^4-\text{owi}}} \quad (16)$$

一注四采类面积井网气驱动用储量计算公式:

$$N_{g-4} = \left(\sum_{j=1}^n N_j - \sum_{j=1}^n N_{pj} \right) \cdot 0.718 \sqrt{\frac{1+M}{2M}} \cdot F' \cdot \frac{V_{T_7^4-\text{ogs}}}{V_{T_7^4-\text{owi}}} \quad (17)$$

一注八采类面积井网气驱动用储量计算公式:

$$N_{g-8} = \left(\sum_{j=1}^n N_j - \sum_{j=1}^n N_{pj} \right) \cdot 0.525 \sqrt{\frac{1+M}{2M}} \cdot F' \cdot \frac{V_{T_7^4-\text{ogs}}}{V_{T_7^4-\text{owi}}} \quad (18)$$

式中: $N_{g-3/6}$ 为一注一采或两采线状井网气驱动用储量, t; N_{g-4} 为一注一采或两采线状井网气驱动用储量, t; N_{g-8} 为一注一采或两采线状井网气驱动用储量, t; N_j 为井组中第 j 口井的动用储量, t; N_{pj} 为井组中第 j 口井注气前的累产油量, t; M 为驱替剂与油的流度比, 无量纲; F' 为不规则井网平面波及系数的修正系数, 无量

纲; $V_{T_7^4-\text{ogs}}$ 为气驱井组内最浅生产井最底生产层段(ogs)与 T_7^4 界面之间的缝洞体体积, m^3 ; $V_{T_7^4-\text{owi}}$ 为原始油水界面(owi)与 T_7^4 界面之间的缝洞体体积, m^3 。

5 应用实例

W-1井于2015年2月11日开始注气,截止2018年5月,累积注气量达 $1\,239.9 \times 10^4 \text{ m}^3$,注气期间共有3口受效井,累积增油 $5 \times 10^4 \text{ t}$,其中W-2井于2015.3.13受效,累积增油 $2.3 \times 10^4 \text{ t}$,W-3井于2015.6.10受效,累积增油 $1.3 \times 10^4 \text{ t}$,W-4井于2015.7.1受效,累积增油 $1.4 \times 10^4 \text{ t}$ 。

5.1 W-1井组总动用储量的计算

利用PDA生产数据分析法,基于流量重整压力 $\frac{\Delta p(t)}{q(t)}$ 与物质平衡时间 t_{cr} 之间的双对数曲线拟合(图4),分别求取计算了4口井的动用储量,计算结果见表1。

5.2 W-1井组平面波及系数的计算

该气驱井组为一注三采形成不规则三角形井网,其井位分布图见图5a,等效的类面积井网如图5b所示。

采用一注三采平面波及系数的计算公式:

$$E_{p-3} = 0.743 \sqrt{\frac{1+M}{2M}} = 0.46 \quad (19)$$

平面波及系数修正系数

$$F' = \frac{4\pi S}{L^2} \sqrt{\frac{4\pi S'}{L'^2}} = 0.78 \quad (20)$$

因此,W-1气驱井组的平面波及系数 $E_p = 0.46 \times 0.78 = 0.36$ 。

5.3 W-1井组纵向动用程度的计算

根据W-1气驱井组周围地震能量体属性,截取溶洞的空间展布(图6),并计算气驱井组内最浅生产井的最低生产层段(最浅油气界面ogs)和 T_7^4 界面之间的缝洞体体积与原始油水界面owi和 T_7^4 面之间的缝洞体体积,两者之间的比值即为纵向动用程度。通过计算得到最浅油气界面与 T_7^4 界面之间的缝洞体体积为 $1\,744 \times 10^4 \text{ m}^3$,原始油水界面owi和 T_7^4 界面之间的缝洞体体积为 $1\,896 \times 10^4 \text{ m}^3$,基于纵向动用程度计算公式,两者之间的比值为0.74,因此,W-1井气驱井组纵向动用程度为0.74。

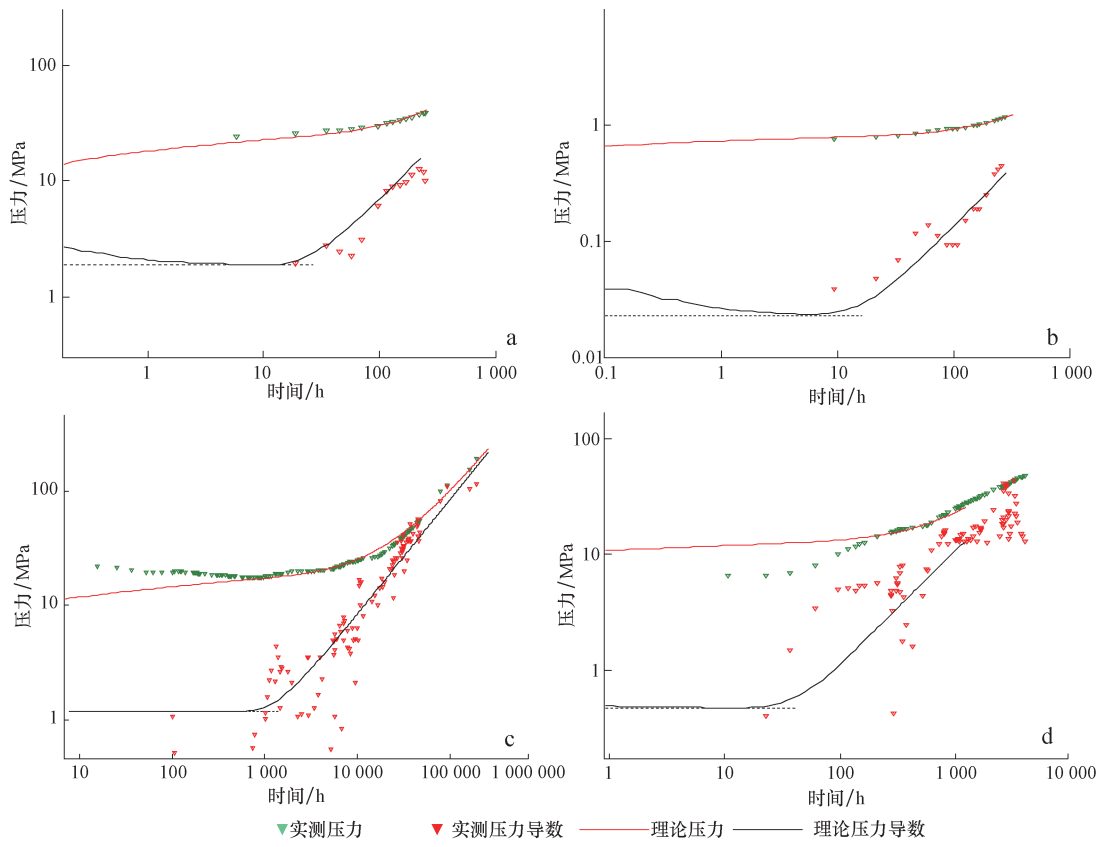


图4 塔河油田W-1气驱井组内4口井流量重整压力-物质平衡时间双对数曲线
Fig.4 Log-log plot showing the flow reforming pressure and material balance time of the four wells of the W-1 gas drive group in the Tahe oilfield
a. W-1井;b. W-2井;c. W-3井;d. W-4井

表1 塔河油田W-1气驱井组内4口井的生产状况及
动用储量计算结果

Table 1 Calculation results of developed reserves and production rates of the four wells in the W-1 gas drive group				
井型	井号	初产/t	累产油/(10 ⁴ t)	单井动用储量/(10 ⁴ t)
注气井	W-1	105	5.4	30.5
	W-2	416	38.6	106.6
采油井	W-3	164	19.5	75.8
	W-4	128	14.7	60.6
合计			78.2	273.5

5.4 W-1井组气驱动用储量的计算

将W-1井组总动用储量、注气前累产油量、气驱井组平面波及系数及其修正系数和气驱井组纵向动用程度,代入气驱井组动用储量计算公式,计算得到该井组气驱动用储量为 $52\times10^4\text{ t}$ 。

$$N_g = (\sum_{j=1}^n N_j - \sum_{j=1}^n N_{pj})E_p F' E_v$$
$$= (273.5 - 78.2) \times 0.36 \times 0.74 = 52 \quad (21)$$

5.5 W-1井组气驱动用储量潜力分析

截止2018年5月,该井组累积注气 $1\,239\times10^4\text{ m}^3$,换算为地下体积为: $1\,239\div300\times10^4\text{ m}^3=4.13\times10^4\text{ m}^3$,气驱已波及原油储量为 $4.13\times10^4\times0.958\,6\div0.36=11\times10^4\text{ t}$ 。气动用潜力为井组气驱动用储量减去气驱已波及储量,等于 $42\times10^4\text{ t}$,因此,提出该井组应增大注气量,扩大气驱波及原油储量,从而提高气驱井组的采收率。目前,现场已采纳该建议,加大了注气量,取得了很好的增产效果。

6 结论

- 1) 基于PDA生产数据分析法,通过流量重整压力和物质平衡时间曲线的拟合,形成了缝洞型油藏气驱井组内单井动用储量计算方法,并进一步形成了气驱井组总动用储量的确定方法,该方法充分了利用日常的生产数据,基于实际动态数据准确确定了气驱井组总动用储量。
- 2) 针对缝洞型油藏不同岩溶背景井网的差异性,

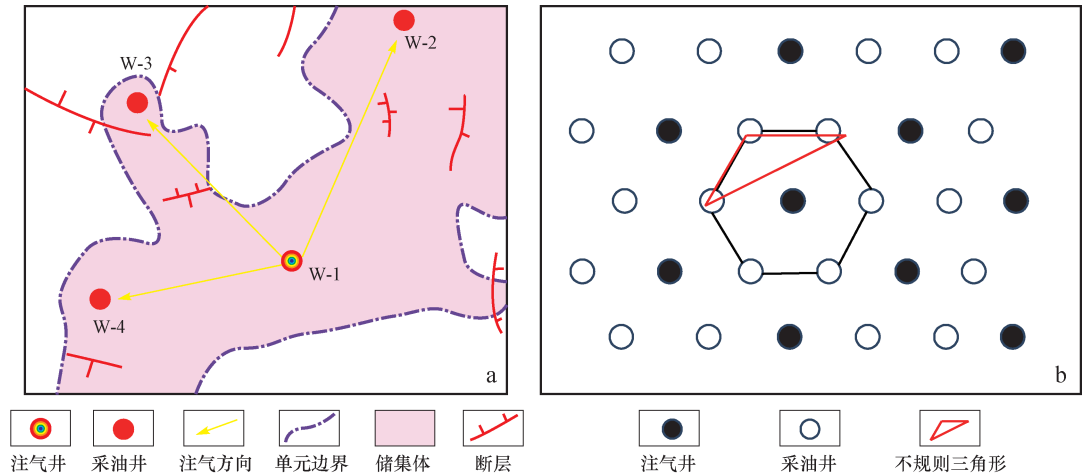


图 5 塔河油田 W-1 气驱井组实际井网(a)及等效井网模式(b)

Fig. 5 Actual well pattern(a)and equivalent well pattern model(b)of W-1 gas drive group in the Tahe oilfield

a. 实际井网分布图; b. 等效井网模式

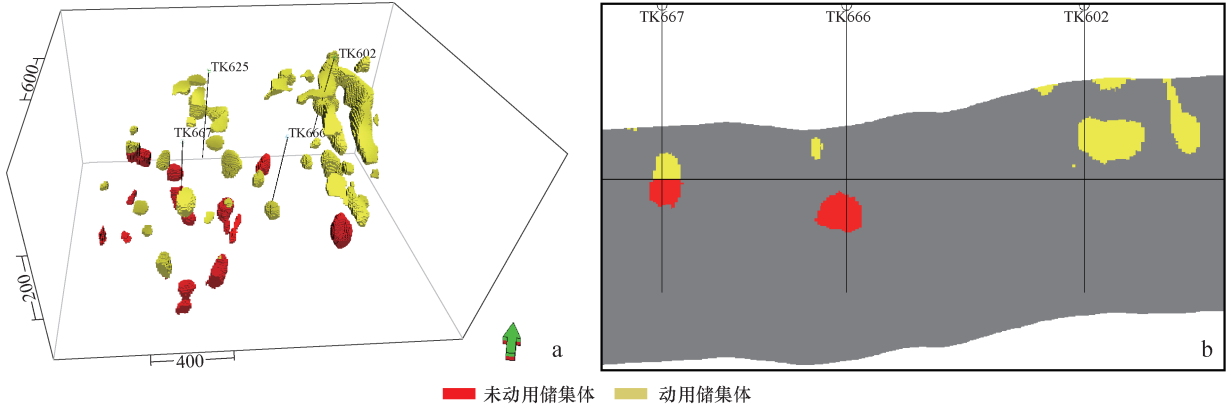


图 6 塔河油田 W-1 气驱井组基于地震能量体数据的缝洞三维分布

Fig. 6 3D distribution of fractured-vuggy reservoirs revealed by seismic cube energy attribute around W-1 gas drive group

a. 地震能量体刻画三维缝洞体; b. 能量体数据连井剖面

建立了暗河和断溶体“线性井网”平面波及系数计算方法 and 风化壳“类面积井网”平面波及系数计算方法, 并利用不规则井网的形状因子对其进行了修正, 从而使平面波及系数的计算更为准确合理。

3) 基于常规碎屑岩油藏纵向动用程度概念分析, 提出了缝洞型这类非均质性块状油藏纵向动用程度的定义, 并建立了一套基于地震能量体属性三维缝洞体分布的纵向动用程度计算方法, 能够从三维立体角度确定纵向动用程度, 提高了纵向动用程度计算的准确性。

4) 通过分析常规油藏动用储量的概念, 提出了缝洞型油藏井组气驱动用储量的定义, 并形成了不同岩溶背景下不同井网的基于井组总动用储量、注气前累产油量、平面波及系数、不规则井网形状因子修正系数和纵向动用程度的井组气驱动用储量计算方法, 为塔河油田缝洞型油藏现场注气潜力评价及注气井优选提

供了重要的理论基础。

参 考 文 献

[1] 李阳. 塔河油田碳酸盐岩缝洞型油藏开发理论与方法[J]. 石油学报, 2013, 34(1): 115-121.
Li Yang. The theory and method for development of carbonate fractured-cavity reservoirs in Tahe oilfield [J]. Acta Petrolei Sinica, 2013, 34(1): 115-121.
[2] 金强, 田飞. 塔河油田岩溶型碳酸盐岩缝洞结构研究[J]. 中国石油大学学报(自然科学版), 2013, 37(5): 15-21.
Jin Qiang, Tian Fei. Investigation of fracture-cave constructions of Karsted carbonate reservoirs of Ordovician in Tahe Oilfield, Tarim Basin [J]. Journal of China University of Petroleum, 2013, 37(5): 15-21.
[3] 鲁新便, 蔡忠贤. 缝洞型碳酸盐岩油藏古溶洞系统及油气开发——以塔河碳酸盐岩溶洞型油藏为例[J]. 石油与天然气地质, 2010, 31(1): 22-27.

- 别[J]. 测绘科学, 2016, 41(4): 15–18.
- Zhang Yanlan, Luan Yuanchong, Yin Yanyun, et al. The deformation monitoring of chaotic time series phase space reconstruction and feature recognition [J]. Science of Surveying and Mapping, 2016, 41(4): 15–18.
- [16] 王振洲, 宁新宝. 同步十二导联心电图信号的关联维分布[J]. 科学通报, 2000, 45(8): 873–877.
- Wang Zhengzhou, Ning Xinbao. The distribution of the correlation dimension of the synchronous 12-lead ecg signals [J]. Chinese Science Bulletin, 2000, 45(8): 873–877.
- [17] 杨志安. 用等间距分格子法计算互信息函数确定延迟时间[J]. 计算物理, 1995, 12(4): 442–448.
- Yang Zhian. Determination of delay time by calculating mutual information with equally distant space cells [J]. Chinese Journal of Computational Physics, 1995, 12(4): 442–448.
- [18] 杜柳青, 殷国富, 余永维. 基于混沌相空间重构的数控机床运动精度预测[J]. 农业机械学报, 2015, 46(10): 397–402.
- Du Liuqing, Yin Guofu, Yu Yongwei. Prediction of numerical control machine's motion precision based on chaotic phase space reconstruction [J]. Transactions of the Chinese Society for Agricultural Machinery, 2015, 46(10): 397–402.
- [19] 刘艳辉, 王芳, 朱文超, 等. 用Cao方法探讨ENSO可预报性的年代际变化[J]. 气象水文海洋仪器, 2013, 30(2): 49–54.
- Liu Yanhui, Wang Fang, Zhu Wenchao, et al. Research on decadal variability of ENSO predictability with Cao method [J]. Meteorological, Hydrological and Marine Instruments, 2013, 30(2): 49–54.
- [20] 于江龙, 彭跃华. 应用互信息法和Cao方法探讨ENSO的可预报性[J]. 气象科技, 2011, 39(1): 9–12.
- Yu Jianglong, Peng Yuehua. Predictability study of ENSO with mutual information and Cao methods [J]. Meteorological Science and Technology, 2011, 39(1): 9–12.
- [21] 樊重俊. 多个动态序列之间非线性相关性度量方法[J]. 系统工程学报, 2010, 25(4): 433–473.
- Fan Chongjun. Measuring approach for nonlinear dependence among time series [J]. Journal of Systems Engineering, 2010, 25(4): 433–473.

(编辑 张玉银)

(上接第442页)

- Lu Xinbian, Cai Zhongxian. A study of the paleo-cavern system in fractured-vuggy carbonate reservoirs and oil/gas development-taking the reservoirs in Tahe oilfield as an example [J]. Oil & Gas Geology, 2010, 31(1): 22–27.
- [4] 惠健, 刘学利, 汪洋, 等. 塔河油田缝洞型油藏单井注氮气采油机理及实践[J]. 新疆石油地质, 2015, 36(1): 75–77.
- Hui Jian, Liu Xueli, Wang Yang, et al. Mechanism and practice and nitrogen injection for EOR in Fractured-vuggy carbonate reservoir in Tahe oilfield, Tarim Basin [J]. Xinjiang Petroleum Geology, 2015, 36(1): 75–77.
- [5] 黄江涛, 周洪涛, 张莹, 等. 塔河油田单井注氮气采油技术现场应用[J]. 石油钻采工艺, 2015, 37(3): 103–105.
- Huang Jiangtao, Zhou Hongtao, Zhang Ying, et al. Field application of oil recovery technique by nitrogen injection in single-well in Tahe oilfield [J]. Oil Drilling & Production Technology, 2015, 37(3): 103–105.
- [6] 杨敏, 靳佩. 塔河油田奥陶系缝洞型油藏储层分类评价技术[J]. 石油与天然气地质, 2011, 25(1): 14–18.
- Yang Min, Jin Pei. Reserve classification and evaluation of the Ordovician fractured-vuggy reservoirs in Tahe oilfield [J]. Oil & Gas Geology, 2011, 25(1): 14–18.
- [7] 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价技术[J]. 石油学报, 2004, 32(4): 625–630.
- Zhang Ximing, Yang Jian, Yang Qiulai, et al. Reservoir description and reserves estimation technique for fracture-cave type carbonate reservoir in Tahe Oilfield. [J]. Acta Petrolie Sinica, 2004, 32(4): 625–630.
- [8] SY/T 6366, 油田开发主要生产技术指标及计算方法[S]. SY/T 6366. Main production technical index and calculation method of oilfield development [S].
- [9] 张锐. 油田注水开发效果评价方法[M]. 石油工业出版社, 2010, 101–103.
- Zhang Rui. Oilfield waterflood development effect evaluation method [M]. Petroleum Industry Press, 2010, 101–103.
- [10] 朱桂良, 刘中春, 康志江. 缝洞型碳酸盐岩油藏大尺度试井新方法[J]. 科学技术与工程, 2014, 14(13): 172–175.
- Zhu Guiliang, Liu Zhongchun, Kang Zhijiang. The new method of large scale well test in fractured-vuggy carbonate reservoirs [J]. Science Technology and Engineering, 2014, 14(13): 172–175.
- [11] Fetkovich M J. Decline curve analysis using type curves [J]. JPT, 1980, 32(6): 1065–1077.
- [12] Blasingame, Lee W J. Variable-rate reservoir limits testing [R]. SPE15028, 1986.
- [13] Blasingame T A, Johnston J L, Lee W J. Type curve analysis using the pressure integral method [R]. SPE 18799, 1989.
- [14] Blasingame, T A, McCray, etc. Decline curve analysis for variable pressure drop/variable flowrate systems [J]. SPE21513, 1991.
- [15] 姜汉桥, 姚军, 姜瑞忠. 油藏工程原理与方法[M]. 中国石油大学出版社, 2006, 29–35.
- Jiang Hanqiao, Yao Jun, Jiang Ruizhong. Principles and methods of reservoir engineering [M]. China University of Petroleum Press, 2006, 29–35.

(编辑 张玉银)