

# 海上中高含水油田提液潜力动态计算方法

刘晨<sup>1,2</sup>, 张金庆<sup>1,2</sup>, 周文胜<sup>1,2</sup>, 王凯<sup>1,2</sup>

(1.海洋石油高效开发国家重点实验室,北京 100028; 2.中海油研究总院,北京 100028)

**摘要:**提液是海上中高含水油田减缓产量递减的一项有效措施。基于生产动态数据的油井提液动态分析方法克服了传统方法对区域静态资料的依赖性和局限性,但常规动态法只能计算无因次采液指数,难以量化提液潜力。基于渗流理论,首先建立油井无因次采液指数与含水率的定量表征关系,在此基础上研究油井无因次历史最大合理生产压差确定方法,并进一步提出油井最大产液量实时计算方法,从而达到动态法直接量化油井提液潜力的目的。应用实例表明,W油田实施提液后各井产液量基本达到了计算值,证实了该方法的合理性。该方法仅需要油井产液量和产油量2个基本生产动态数据就可以直接量化油井提液潜力,克服了海上油田区域静态资料不足的问题,具有数据基础简单、结果合理、操作简便和可实施性强等优点,可广泛应用于海上中高含水油田提液潜力评价。

**关键词:**中高含水油田 最大产液量 提液潜力 生产压差 采液指数 海上油田

中图分类号:TE349

文献标识码:A

文章编号:1009-9603(2017)04-0110-06

## Dynamic calculation method for liquid production increase potential of offshore oilfield at high water cut stage

Liu Chen<sup>1,2</sup>, Zhang Jinqing<sup>1,2</sup>, Zhou Wensheng<sup>1,2</sup>, Wang Kai<sup>1,2</sup>

(1.State Key Laboratory of Offshore Oil Exploitation, Beijing City, 100028, China;

2.CNOOC Research Institute, Beijing City, 100028, China)

**Abstract:** Liquid production increase is an effective measure to reduce the decline of production in offshore oilfield at high water cut. Compared with traditional method, the dynamic analysis method based on dynamic production data of oil wells can evaluate liquid production increase potential and overcome the limitations and dependence on regional static data. But the conventional dynamic method can only calculate the dimensionless liquid production index and is hard to quantify the potential of liquid production increase. Dimensionless maximum reasonable production pressure difference of oil wells was calculated based on the direct quantitative relation between the dimensionless liquid production index and water cut which is established based on percolation theory. On this basis, the maximum daily liquid production of oil wells can be real-time calculated, achieving the purpose of quantifying oil well liquid production increase potential directly by the dynamic method. Application results show that the daily liquid production of each well has reached the design value after implementation in W oilfield, which proves the rationality of the method. Since only the data of daily liquid production and daily oil production of the wells are required, the proposed method overcomes the shortage of static data in offshore oilfield. This method has the features of accessible data, reliable calculation results and convenient implementation, showing a broad application prospect in offshore oilfield at medium-high water cut stage.

**Key words:** medium-high water cut oilfield; maximum daily liquid production; liquid production increase potential; production pressure difference; liquid production index; offshore oilfield

油田进入中高含水阶段产量会出现递减,提液是减缓产量递减的一项有效措施<sup>[1-7]</sup>,特别是对于海

收稿日期:2017-03-28。

作者简介:刘晨(1985—),男,山东日照人,工程师,硕士,从事油田开发方面的研究工作。联系电话:(010)84522261, E-mail: liuchen4@cnooc.com.cn。

基金项目:国家科技重大专项“海上稠油油田开发模式研究”(2016ZX05025-001)。

上油田,提液措施更为经济有效<sup>[8-10]</sup>。无因次采液指数和生产压差是衡量油井提液潜力的2个关键指标,通常需根据岩心相对渗透率曲线、测井数据、原油泡点压力和地层临界出砂压差等区域静态资料来确定,但海上油田区域静态资料获取难度大,传统方法存在局限性。油井生产动态数据可直接体现单井地质油藏动态状况,有诸多学者提出可利用油井生产动态数据计算无因次采液指数<sup>[11-13]</sup>,但未能提出无因次采液指数与含水率的定量表征关系以及利用油井生产动态数据确定油井生产压差的方法。为此,笔者基于渗流理论推导,建立了油井无因次采液指数与含水率的定量表征关系,并提出了油井无因次历史最大合理生产压差的确定方法和油井最大产液量的计算方法,解决了利用油井生产动态数据直接量化油井提液潜力的难题。

## 1 理论计算模型

### 1.1 油井无因次采液指数与含水率定量表征关系

根据平面径向流公式和无因次采液指数定

$$S_{wd} = 1 - \frac{1}{\left\{ 1 + 0.006738 \exp\left(\frac{3.5n_w + 6.5n_o}{n_w + n_o}\right) \left[ \frac{1}{M} \times \frac{f_w(t)}{1-f_w(t)} \right]^{\frac{1.3n_w + 0.7n_o}{n_w(n_w + n_o)}} \right\}^{\frac{n_w}{n_w}}}$$
 (7)

将式(7)代入式(5),可得无因次采液指数与含水率的定量表征关系式为

$$J_{DL}(t) = \frac{1}{[1-f_w(t)] \left\{ 1 + 0.006738 \exp\left(\frac{3.5n_w + 6.5n_o}{n_w + n_o}\right) \left[ \frac{1}{M} \times \frac{f_w(t)}{1-f_w(t)} \right]^{\frac{1.3n_w + 0.7n_o}{n_w(n_w + n_o)}} \right\}^{\frac{n_w}{n_w}}}$$
 (8)

式(8)中油、水相指数和水油流量比3个参数均可由张金庆型广适水驱曲线<sup>[17-18]</sup>的3个特征参数求取。求取的表达式分别为

$$n_w = \frac{2}{q} - 1$$
 (9)

$$n_o = \frac{1}{q} + 1$$
 (10)

$$M = \frac{2}{q} a^{\frac{1}{q}} N_R^{\frac{1}{q}-1}$$
 (11)

### 1.2 油井无因次历史最大合理生产压差确定

合理生产压差的确定需要根据原油泡点压力和地层临界出砂压差等多种因素分析,并参考同类油藏在生产井的经验进行综合判定<sup>[19]</sup>。对于中高含水油井,长期开发造成生产压差波动,可根据以

义<sup>[14]</sup>可知,无因次采液指数表达式为

$$J_{DL} = \frac{K_{ro}}{K_{ro}(S_{wi})} + \frac{K_{rw}\mu_o B_o}{K_{ro}(S_{wi})\mu_w B_w}$$
 (1)

油水两相相对渗透率曲线通常采用指数形式<sup>[15]</sup>表达,其表达式为

$$K_{rw} = K_{rw}(S_{or})S_{wd}^{n_w}$$
 (2)

$$K_{ro} = K_{ro}(S_{wi})(1-S_{wd})^{n_o}$$
 (3)

其中

$$S_{wd} = \frac{S_w - S_{wi}}{1 - S_{wi} - S_{or}}$$
 (4)

将式(2)和式(3)代入式(1)中,并令  $M = \frac{K_{rw}(S_{or})\mu_o B_o}{K_{ro}(S_{wi})\mu_w B_w}$ ,整理后可得

$$J_{DL} = (1-S_{wd})^{n_o} + MS_{wd}^{n_w}$$
 (5)

根据分流量方程、式(2)和式(3)可得含水率表达式为

$$f_w = \frac{MS_{wd}^{n_w}}{(1-S_{wd})^{n_o} + MS_{wd}^{n_w}}$$
 (6)

根据文献<sup>[16]</sup>,式(6)的近似反函数表达式为

前的油井生产动态数据资料的选取合理生产压差。

不同含水率的油井产液量表达式为

$$Q(t) = J_L(t) \times \Delta p(t)$$
 (12)

假若单井在  $t_0$  时刻以生产压差  $\Delta p(t_0)$  生产,产液量为  $Q(t_0)$ ,其表达式为

$$Q(t_0) = J_L(t_0) \times \Delta p(t_0)$$
 (13)

将产液量及生产压差进行无因次化,整理后得

$$\Delta p_D(t) = \frac{Q_D(t) \times J_{DL}(t_0)}{J_{DL}(t)}$$
 (14)

其中

$$Q_D(t) = \frac{Q(t)}{Q(t_0)}$$
 (15)

$$\Delta p_0(t) = \frac{\Delta p(t)}{\Delta p(t_0)} \quad (16)$$

由式(8)可求出油井任意含水率时的无因次采液指数,根据油井的无因次产液量由式(14)即可得到不同时刻的油井无因次生产压差,从而得到油井生产过程中生产压差的波动规律,确定油井的无因次历史最大合理生产压差。

### 1.3 油井最大产液量计算

假若油井在过去某个时刻( $t_{\max}$ )以最大合理生产压差生产,根据式(14)可知不同含水率下的油井最大产液量为

$$Q_{\max}(t) = \frac{J_{DL}(t)}{J_{DL}(t_{\max})} Q(t_{\max}) \quad (17)$$

综上所述,基于油井生产动态数据计算油井在不同含水率时最大产液量的主要步骤为:①基于油井累积产油量和累积产液量等动态数据,求取张金庆型广适水驱曲线的3个特征参数;②根据式(9)一式(11),可计算油、水相指数和水油流度比;③根据式(8),计算不同含水率时的无因次采液指数,做出 $J_{DL}-f_w$ 关系曲线;④确定油井生产动态的基准点(一般取初始稳定生产时刻,油井含水率为0,此时 $J_{DL}(t_0)$ 为1),将产液量进行无因次化,根据式(14)计算得到 $\Delta p_0-f_w$ 的关系曲线,根据生产压差波动规律确定油井的无因次历史最大合理生产压差和此时的产液量、含水率等动态数据;⑤根据式(17)计

算油井不同含水率时的最大产液量,结合实际产液量即可确定提液潜力。

## 2 实例应用及分析

W油田为南海海相砂岩油田,储层主要为滨海三角洲沉积,岩性以长石石英砂岩为主,孔隙类型为原生粒间孔,孔隙连通性好,孔隙度为22.0%~26.0%,渗透率为 $32 \times 10^{-3} \sim 567 \times 10^{-3} \mu\text{m}^2$ ,属中孔、中低渗透率储层,物性由北西向东南逐渐变差,边底水天然能量充足。原油物性较好,地面原油密度为0.825~0.849 g/cm<sup>3</sup>,地面原油粘度为2.13~3.58 mPa·s,属轻质原油。该油田自投产至今已稳定开发8 a,2015年10月共有10口油井进行生产,该油田含水率为86.44%,处于高含水率期,年自然递减率为19.1%,规划通过提液措施来减缓油田产量递减。

### 2.1 张金庆型广适水驱曲线特征参数及油、水相指数计算

根据W油田10口油井实际生产数据,分别计算各自的张金庆型广适水驱曲线3个特征参数。根据式(9)一式(11)可计算出油、水相指数和水油流度比(表1)。由表1可知,10口油井剩余水驱可采储量差异较大,A10h井剩余水驱可采储量仅为 $2.78 \times 10^4 \text{ m}^3$ ,但A2h,A5h和A8h井仍具有较大的剩余水驱可采储量。表明W油田仍具有一定的提液挖潜潜力。

表1 W油田油井张金庆型广适水驱曲线特征参数计算

Table 1 Calculated characteristic parameters of the Zhang Jinqing generalized water drive curve of oil wells in W oilfield

井号	水驱曲线特征参数 $q$	水驱曲线特征参数 $a$	可动油储量/ $10^4 \text{ m}^3$	水油流度比	水相指数	油相指数	累积产油量/ $10^4 \text{ m}^3$	剩余水驱可采储量/ $10^4 \text{ m}^3$
A1h	1.00	0.258 6	35.050 3	0.517 2	1.000 0	2.000 0	29.57	5.48
A2h	1.10	6.600 5	50.150 5	7.081 7	0.818 2	1.909 1	25.88	24.28
A3h	1.30	2.846 3	30.510 8	1.563 0	0.538 5	1.769 2	24.13	6.38
A4h	1.10	5.958 9	21.235 1	6.977 4	0.818 2	1.909 1	12.40	8.84
A5h	0.80	0.234 4	38.497 4	1.015 6	1.500 0	2.250 0	25.06	13.44
A7h	0.90	0.085 5	23.613 9	0.205 4	1.222 2	2.111 1	17.60	6.01
A8h	0.90	1.483 8	18.233 4	4.756 5	1.222 2	2.111 1	9.11	9.12
A10h	1.00	4.225 5	6.725 0	8.451 0	1.000 0	2.000 0	3.95	2.78
A11h	1.30	6.406 3	11.398 1	3.661 6	0.538 5	1.769 2	3.70	7.70
A12h	1.30	3.038 8	7.066 0	2.303 7	0.538 5	1.769 2	2.00	5.07

### 2.2 油井无因次历史最大合理生产压差的选取

首先,根据各油井实际生产数据,并遵循油井处于正常生产状态的原则选取产液量的基准点,通常是取油井投产后的初始稳定生产段中的某个点作为基准点,然后以该基准点的产液量为基础,将其余时间的产液量无因次化;基于式(8)并根据各

时间的含水率计算对应的无因次采液指数,做出 $J_{DL}-f_w$ 的关系曲线;基于式(14)计算出各时间的无因次生产压差,做出 $\Delta p_0-f_w$ 的关系曲线。结合油井井史对2条关系曲线进行分析,确定单井无因次历史最大合理生产压差和此时的产液量、含水率等动态数据。各油井计算结果见表2。

表2 W油田油井无因次历史最大合理生产压差  
Table2 Dimensionless maximum reasonable production pressure difference of oil wells in W oilfield

井号	基 准 点			最 大 合 理 生 产 压 差 生 产 点				
	产液量/ (m <sup>3</sup> ·d <sup>-1</sup> )	含水率,%	无因次 采液指数	产液量/ (m <sup>3</sup> ·d <sup>-1</sup> )	含水率,%	无因次 采液指数	无因次 产液量	无因次 生产压差
A1h	310.71	0.60	0.976 6	324.40	80.31	0.438 7	1.044 1	2.324 1
A2h	139.75	2.12	1.018 7	1026.84	91.03	3.836 6	7.347 7	1.951 0
A3h	190.59	2.50	1.023 7	551.34	90.04	1.471 2	2.892 8	2.012 8
A4h	366.25	51.56	1.730 0	380.80	68.05	2.235 8	1.039 7	0.804 5
A5h	131.20	0.05	0.983 4	215.64	40.89	0.571 7	1.643 6	2.827 2
A7h	192.88	2.26	0.750 9	69.36	73.43	0.189 1	0.359 6	1.428 1
A8h	115.45	5.81	0.992 5	291.31	70.89	1.566 4	2.523 3	1.598 8
A10h	153.45	64.07	1.979 0	384.12	88.75	3.486 6	2.503 2	1.420 8
A11h	90.24	13.41	1.145 0	129.48	75.12	2.379 6	1.434 8	0.690 4
A12h	123.63	37.07	1.400 0	136.10	51.87	1.571 1	1.100 9	0.981 0

W油田10口井的无因次采液指数与含水率关系可以分为2种类型(图1):① I类(A1h, A5h, A7h井),该类井无因次采液指数随含水率增加而减小,在高含水率阶段减小趋势变缓;生产过程中以追求产液量稳定为主,生产动态表现为生产压差波动较大,产液量小幅度波动;井所处位置多为油藏物性差、渗透率低的区域。该类井无因次历史最大合理生产压差选取时要求在该生产压差下有一个较长的稳定生产时间段。以A1h井为例,该井的历史最

大无因次生产压差为3.254 9,但生产很短一段时间后该井即表现出供液不足、地层压力下降过快的问題,随后采取降液措施以恢复地层压力。通过综合分析生产动态认为,A1h井无因次生产压差为2.324 1时较合理。② II类(A2h, A3h, A4h, A8h, A10h, A11h和A12h井),该类井无因次采液指数随含水率增加而增大,在高含水率阶段增大趋势加快;生产过程中以释放产液量为主,生产动态表现为:生产压差波动较小,产液量波动幅度较大;井所处位置

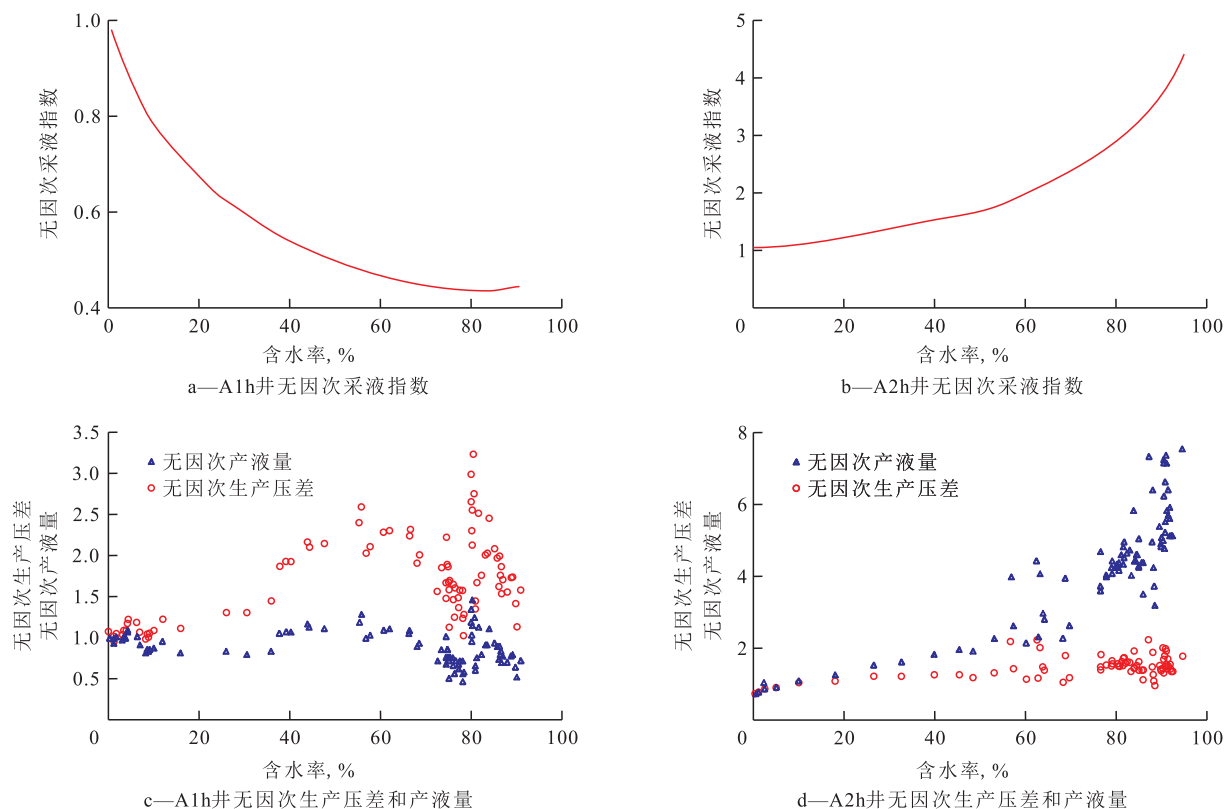


图1 2种类型油井生产动态状况

Fig.1 Dynamic production curves of two types of oil wells

多为油藏物性好、边底水能量充足的区域。该类井无因次历史最大合理生产压差选取时一般取历史最大无因次生产压差。以A2h井为例,该井历史最大无因次生产压差为1.951 0,产液量基本稳定,并且生产压差随着含水率的上升而减小,分析结果表明油藏供液能力充足、地层压力稳定,完全能够满足油藏地质要求,最终确定该井无因次历史最大合

理生产压差为1.951 0。

### 2.3 油井提液潜力分析及实施效果

根据确定的油井无因次历史最大合理生产压差、产液量和含水率等生产动态数据,结合式(17)计算可以得到油井目前含水率下的最大产液量,对比油井目前的产液量便可以计算出油井的提液潜力(表3)。

表3 W油田油井提液潜力计算结果及实施效果

Table3 Calculation results and implementation effect of liquid production increase potential of oil wells in W oilfield

井号	提液前生产动态数据				提液潜力		实施效果	
	产液量/ ( $\text{m}^3 \cdot \text{d}^{-1}$ )	产油量/ ( $\text{m}^3 \cdot \text{d}^{-1}$ )	含水率, %	无因次 采液指数	最大产液量/ ( $\text{m}^3 \cdot \text{d}^{-1}$ )	提液潜力/ ( $\text{m}^3 \cdot \text{d}^{-1}$ )	产液量/ ( $\text{m}^3 \cdot \text{d}^{-1}$ )	产油量/ ( $\text{m}^3 \cdot \text{d}^{-1}$ )
A1h	244.66	26.95	88.98	0.441 5	326.43	81.77	459.77	42.64
A2h	716.02	56.07	92.17	3.988 0	1 067.36	351.34	1 014.71	70.45
A3h	357.75	34.73	90.29	1.474 9	552.73	194.98	523.14	48.78
A4h	309.66	27.51	91.12	3.810 9	649.07	339.41	554.76	50.28
A5h	114.86	36.54	68.19	0.560 8	211.52	96.66	154.55	48.16
A7h	16.47	5.95	63.87	0.201 3	73.85	57.38	77.38	27.59
A8h	204.84	33.63	83.58	1.921 9	357.41	152.57	350.80	54.61
A10h	305.08	34.48	88.70	3.480 0	383.39	78.31	455.63	37.49
A11h	111.59	19.94	82.13	2.592 7	141.08	29.49	未实施提液措施	
A12h	135.68	53.50	60.57	1.665 9	144.31	8.63	未实施提液措施	

由表3可知,W油田提液潜力为1 390.54  $\text{m}^3/\text{d}$ ,其中有8口井的提液潜力较大,现场对这8口井陆续实施了提液措施,A1h和A10h井实施后产液量超过了最大产液量;A10h井实施提液措施后含水率由88.70%上升到91.78%,无因次采液指数增加较大,产液量增加;A1h井实施提液措施后的无因次生产压差为3.248 9,超过了建议的最大无因次合理生产压差,产液量增加,但A1h井随后出现地层压力下降过快的问题。A11h和A12h井提液空间较小。

## 3 结论

传统提液潜力分析方法需要依赖区域静态资料,对于区域静态资料不足的海上油田不适用。对于海上油田,基于油井生产动态数据,在对油井无因次采液指数与含水率的定量表征关系进行推导的基础上,建立了中高含水油田提液潜力动态计算方法,达到了基于油井产液量和产油量2个基本生产动态数据直接量化油井提液潜力的目的。该方法具有数据基础简单、结果合理、操作简便、可实施性强的优点,可以实现海上油田的单井提液,广泛应用于中高含水油田日常动态分析和提液潜力评价。

### 符号解释:

$J_{\text{DL}}$ ——无因次采液指数;  $K_{\text{ro}}$ ——油相相对渗透率;  $K_{\text{ro}}(S_{\text{wi}})$ ——束缚水饱和度下的油相相对渗透率;  $K_{\text{rw}}$ ——水相相对渗透率;  $\mu_{\text{o}}$ ——地层原油粘度,  $\text{mPa} \cdot \text{s}$ ;  $B_{\text{o}}$ ——地层原油体积系数;  $\mu_{\text{w}}$ ——地层水粘度,  $\text{mPa} \cdot \text{s}$ ;  $B_{\text{w}}$ ——地层水体积系数;  $K_{\text{rw}}(S_{\text{or}})$ ——残余油饱和度下的水相相对渗透率;  $S_{\text{or}}$ ——残余油饱和度;  $S_{\text{wi}}$ ——归一化含水饱和度,即为可动油储量采出程度;  $n_{\text{w}}$ ——水相指数;  $n_{\text{o}}$ ——油相指数;  $S_{\text{w}}$ ——含水饱和度;  $S_{\text{wi}}$ ——束缚水饱和度;  $M$ ——水油流度比;  $f_{\text{w}}$ ——含水率;  $f_{\text{w}}(t)$ ——单井  $t$  时刻含水率;  $J_{\text{DL}}(t)$ ——单井  $t$  时刻无因次采液指数;  $q, a, N_{\text{R}}$ ——广适水驱曲线特征参数;  $N_{\text{R}}$ ——可动油储量,  $10^4 \text{ m}^3$ ;  $Q(t)$ ——单井  $t$  时刻产液量,  $\text{m}^3/\text{d}$ ;  $J_{\text{i}}(t)$ ——单井  $t$  时刻采液指数,  $\text{m}^3/\text{MPa}$ ;  $\Delta p(t)$ ——单井  $t$  时刻生产压差,  $\text{MPa}$ ;  $Q_{\text{D}}(t)$ ——单井  $t$  时刻无因次产液量;  $\Delta p_{\text{D}}(t)$ ——单井  $t$  时刻无因次生产压差;  $t_{\text{max}}$ ——以最大合理生产压差生产的时刻;  $Q(t_{\text{max}})$ ——以最大合理生产压差生产点处的产液量,  $\text{m}^3/\text{d}$ ;  $J_{\text{DL}}(t_{\text{max}})$ ——以最大合理生产压差生产点处的无因次采液指数;  $Q_{\text{max}}(t)$ ——单井  $t$  时刻最大产液量,  $\text{m}^3/\text{d}$ 。

### 参考文献:

- [1] 周锡生,赵玉武,郑晓旭,等.龙虎泡油田高含水期注水开发调整技术[J].大庆石油地质与开发,2015,34(1):51-55.

- Zhou Xisheng, Zhao Yuwu, Zheng Xiaoxu, et al. Water flooding adjustment techniques for Longhupao Oilfield at high-watercut stage [J]. *Petroleum Geology & Oilfield Development in Daqing*, 2015, 34(1): 51-55.
- [2] 柏明星, 张志超, 梁健巍. 中高渗透砂岩油田优势流场识别与调整 [J]. *油气地质与采收率*, 2017, 24(1): 100-105.
- Bai Mingxing, Zhang Zhichao, Liang Jianwei. Identification and adjustment of streamline field in middle-high permeability sandstone oilfield [J]. *Petroleum Geology and Recovery Efficiency*, 2017, 24(1): 100-105.
- [3] 王鸣川, 石成方, 朱维耀, 等. 优势渗流通道识别与精确描述 [J]. *油气地质与采收率*, 2016, 23(1): 79-84.
- Wang Mingchuan, Shi Chengfang, Zhu Weiyao, et al. Identification and accurate description of preponderance flow path [J]. *Petroleum Geology and Recovery Efficiency*, 2016, 23(1): 79-84.
- [4] 史树彬, 刘承杰, 靳彦欣, 等. 高含水期油藏提液影响因素研究 [J]. *石油地质与工程*, 2012, 26(5): 83-85.
- Shi Shubin, Liu Chengjie, Jin Yanxin, et al. Influence factors research of liquid extraction effect in reservoir at high-water cut stage [J]. *Petroleum Geology and Engineering*, 2012, 26(5): 83-85.
- [5] 崔传智, 万茂雯, 李凯凯, 等. 复杂断块油藏典型井组注采调整方法研究 [J]. *特种油气藏*, 2015, 22(4): 72-74.
- Cui Chuanzhi, Wan Maowen, Li Kaikai, et al. Injection-production adjustment of typical wellgroup in complicated fault-block reservoirs [J]. *Special Oil & Gas Reservoirs*, 2015, 22(4): 72-74.
- [6] 杨勇, 许鹏, 王建, 等. 断块油藏高含水期分区井网调控技术 [J]. *油气地质与采收率*, 2016, 23(6): 52-56.
- Yang Yong, Xu Peng, Wang Jian, et al. Partitioned control technique of well pattern for fault-block reservoirs at high water cut stage [J]. *Petroleum Geology and Recovery Efficiency*, 2016, 23(6): 52-56.
- [7] 刘丽杰. 胜坨油田特高含水后期矢量开发调整模式及应用 [J]. *油气地质与采收率*, 2016, 23(3): 111-115.
- Liu Lijie. Vector development adjustment modes and its application in late extra-high water cut stage of Shengtuo oilfield [J]. *Petroleum Geology and Recovery Efficiency*, 2016, 23(3): 111-115.
- [8] 刘晨, 张金庆, 周文胜, 等. 海上中高含水油田群液量优化模型的建立及应用 [J]. *中国海上油气*, 2016, 28(6): 46-52.
- Liu Chen, Zhang Jinqing, Zhou Wensheng, et al. Modeling of liquid production optimization in high water cut offshore oilfield group and its application [J]. *China Offshore Oil and Gas*, 2016, 28(6): 46-52.
- [9] 朱迎辉, 陈维华, 代玲, 等. 南海东部油田强底水油藏水平井开采特征及开采对策研究 [J]. *石油地质与工程*, 2016, 30(5): 75-77.
- Zhu Yinghui, Chen Weihua, Dai Ling, et al. Producing characteristics and producing strategy of horizontal wells in strong bottom water reservoir [J]. *Petroleum Geology and Engineering*, 2016, 30(5): 75-77.
- [10] 葛丽珍, 李廷礼, 李波, 等. 海上边底水稠油油藏大泵提液增产挖潜矿场试验研究 [J]. *中国海上油气*, 2008, 20(3): 173-177.
- Ge Lizhen, Li Tingli, Li Bo, et al. A field test study on increasing production by big-pump enhanced liquid for offshore heavy oil reservoirs with edge or bottom water [J]. *China Offshore Oil and Gas*, 2008, 20(3): 173-177.
- [11] 李敏, 喻高明, 郑可. LH11-1 油田动态法计算单井提液时机实例研究 [J]. *石油地质与工程*, 2010, 24(3): 65-67.
- Li Min, Yu Gaoming, Zheng Ke. A case study of dynamic method for calculating the timing of enhanced liquid production in single well of LH11-1 oilfield [J]. *Petroleum Geology and Engineering*, 2010, 24(3): 65-67.
- [12] 王小林, 于立君, 唐玮, 等. 特高含水期含水率与采出程度关系式 [J]. *特种油气藏*, 2015, 22(5): 104-106.
- Wang Xiaolin, Yu Lijun, Tang Wei, et al. Relationship between water-cut and recovery degree in ultra-high water-cut stage [J]. *Special Oil & Gas Reservoirs*, 2015, 22(5): 104-106.
- [13] 高文君, 李宁, 侯程程, 等. 2种无因次采液指数与含水率关系式的建立及优选 [J]. *新疆石油地质*, 2015, 36(1): 70-74.
- Gao Wenjun, Li Ning, Hou Chengcheng, et al. Establishment and optimization of two dimensionless liquid production indexes and water cut relationships [J]. *Xinjiang Petroleum Geology*, 2015, 36(1): 70-74.
- [14] 姜汉桥, 姚军, 姜瑞忠. 油藏工程原理与方法 [M]. 东营: 中国石油大学出版社, 2006.
- Jiang Hanqiao, Yao Jun, Jiang Ruizhong. Principles and methods of reservoir engineering [M]. Dongying: China University of Petroleum Press, 2006.
- [15] 秦同洛, 李汤玉, 陈元千. 实用油藏工程方法 [M]. 北京: 石油工业出版社, 1989.
- Qin Tongluo, Li Tangyu, Chen Yuanqian. Practical reservoir engineering method [M]. Beijing: Petroleum Industry Press, 1989.
- [16] 张金庆. 水驱油田产量预测模型 [M]. 北京: 石油工业出版社, 2012.
- Zhang Jinqing. Prediction model of oilfield production by water flooding [M]. Beijing: Petroleum Industry Press, 2012.
- [17] 张金庆, 安桂荣, 许家峰, 等. 广适水驱曲线适应性分析及推广应用 [J]. *中国海上油气*, 2013, 25(6): 56-60.
- Zhang Jinqing, An Guirong, Xu Jiafeng, et al. Analyzing the applicability of an eurytopic water-drive curve and its extensible applications [J]. *China Offshore Oil and Gas*, 2013, 25(6): 56-60.
- [18] 张金庆, 许家峰, 安桂荣, 等. 高含水油田适时产液结构优化调整计算方法 [J]. *大庆石油地质与开发*, 2013, 32(6): 76-80.
- Zhang Jinqing, Xu Jiafeng, An Guirong, et al. Calculation method of fluid production construction timing optimization adjustment in the oilfield with high water cut [J]. *Petroleum Geology & Oilfield Development in Daqing*, 2013, 32(6): 76-80.
- [19] 杨红斌, 冯松林, 居迎军, 等. 油井合理井底流压综合判定方法 [J]. *石油钻探技术*, 2012, 40(1): 103-108.
- Yang Hongbin, Feng Songlin, Ju Yingjun, et al. Integrated evaluation approach of reasonable bottom-hole flowing pressure of oil wells [J]. *Petroleum Drilling Techniques*, 2012, 40(1): 103-108.