

# 考虑油气水三相流的水平井产能计算新方法

彭 琴, 刘 斌, 刘春艳, 杨东东, 郭敬民  
(中海石油(中国)有限公司天津分公司渤海石油研究院, 天津 300459)

**摘要:** 渤海C油田明化镇组以强底水油藏为主, 地饱压差小, 采用水平井高速开发。该类油藏水平井产能预测需同时考虑含水率上升和脱气的影响, 前人研究的水平井产能公式大多只考虑单相流或两相流, 鲜少有考虑油气水三相流, 对此在Joshi水平井产能一般公式的基础上, 将油、气、水三相渗流区进行微元处理, 结合流体高压物性参数的拟合函数, 推导局部脱气的三相流水平井产能计算公式。该公式在渤海C油田得到很好的实际验证, 同时, 通过计算不同含水阶段生产压差与日产油关系曲线, 得到不同含水阶段水平井脱气对产能的影响程度, 为低地饱压差底水油藏水平井产能预测和合理工作制度的确定提供依据。

**关键词:** 底水油藏; 水平井; 三相渗流; 产能计算; 工作制度

**中图分类号:** TE312      **文献标志码:** A

## A new method for calculating horizontal well productivity considering oil-gas-water three-phase flow

PENG Qin, LIU Bin, LIU Chunyan, YANG Dongdong, GUO Jingmin

(Bohai Petroleum Research Institute of Tianjin Branch of CNOOC Ltd., Tianjin 300459, China)

**Abstract:** The Minghuazhen Formation of C Oilfield in Bohai Sea is dominated by strong bottom-water reservoirs with slight ground saturation pressure differences and developed by high-speed horizontal wells. The productivity prediction of horizontal wells in this type reservoir must simultaneously consider the influence of water cut increase and degassing. Most horizontal well productivity formulas studied by previous researchers only consider the single-phase or two-phase flow and rarely consider the three-phase flow of oil, gas, and water. Based on the general formula for horizontal well productivity of Joshi, the three-phase seepage zone of oil, gas, and water is processed by micro-element and combined with the fitting function of fluid high-pressure physical parameters, it is derived from the productivity calculation formula of three-phase flow horizontal well with local degassing. The formula is well verified in the C Oilfield in Bohai Sea. Meanwhile, by calculating the relationship curves between production pressure difference and daily oil production in different water-cut stages, the influence degree of degassing on the productivity of horizontal wells in different water-cut stages is obtained, which provides a basis for the productivity prediction and reasonable working system determination of horizontal wells in low land-saturated pressure difference bottom-water reservoirs.

**Key words:** bottom water reservoir; horizontal well; three-phase seepage; productivity calculation; working system

**引用格式:** 彭琴, 刘斌, 刘春艳, 等. 考虑油气水三相流的水平井产能计算新方法[J]. 复杂油气藏, 2023, 16(4): 444-448.

PENG Qin, LIU Bin, LIU Chunyan, et al. A new method for calculating horizontal well productivity considering oil-gas-water three-phase flow [J]. Complex Hydrocarbon Reservoirs, 2023, 16(4): 444-448.

渤海C油田明化镇组以强底水油藏为主, 具有高孔高渗的特征, 平均渗透率为  $6\ 000 \times 10^{-3} \mu\text{m}^2$ , 平均孔隙度为 29.3%, 地饱压差小, 分布范围 0.32 ~ 2.75 MPa, 天然水体能量强, 采用水平井高速开发, 水平井投产后含水上升迅速, 该类油藏水平井产能预测需同时考虑含水率上升和脱气的影响。目前国内针对底水油藏水平井产能计算公式的研究<sup>[1-11]</sup>已有很多, 大多考虑含水率上升影响, 但考虑脱气影响的很少, 已有的少数关于考虑脱气影响的

水平井产能计算方法研究<sup>[12-14]</sup>是在油、气两相渗流的基础上分析, 如李春兰等人对局部脱气的水平井产能计算方法的分析, 忽视了含水率对产能的影响, 不适用于渤海C油田这种地饱压差小且油井含

**收稿日期:** 2023-03-01; **改回日期:** 2023-06-06。

**第一作者简介:** 彭琴(1986—), 硕士, 工程师, 主要从事油气田开发研究工作。E-mail: pengqin@cnooc.com.cn。

**基金项目:** 国家重大专项“渤海油田加密调整及提高采收率油藏工程技术示范”(2016ZX05058001)。

水上升快的油藏。目前计算水平井产能所用的公式有 Joshi 公式、Borisov 公式及 Giger 公式等,通过对比发现多种计算公式中 Joshi 公式计算结果与实际差别最小,因此,根据 Joshi 水平井产能一般公式,将油、气、水三相渗流区进行微元处理,结合流体高压物性参数的拟合函数推导了考虑油、气、水三相渗流的水平井产能计算公式,更精确地计算水平井不同含水阶段的生产压差与产能关系,为类似渤海 C 油田的水平井产能预测和合理工作制度的确定提供理论依据。

## 1 油、气、水三相流水平井产能公式推导

对于以水平井开发的底水油藏,原油脱气时,一般储层中渗流可以分成两个区域,地层压力  $P_i$  高于饱和压力  $P_b$  的油、水二相渗流区,地层压力低于饱和压力的油、气、水三相渗流区,其渗流模型如图 1 所示。

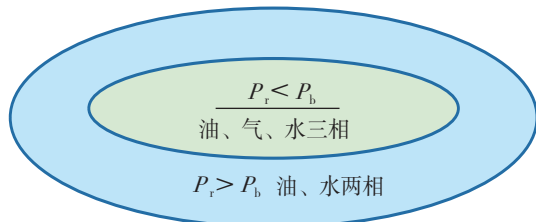


图1 三相流水平井地层渗流模型

### 1.1 当 $P_i > P_b$ 时,油、水两相渗流区水平井产能计算

根据 Joshi 水平井产能公式,可以写出油、水两相区中油相产能公式:

$$q_{o1} = \frac{-0.543K_h K_{row} h (P_e - P_b)}{\mu_o B_o \left( \ln \left[ \frac{a + \sqrt{a^2 - \left(\frac{L}{2}\right)^2}}{\frac{L}{2}} \right] + \frac{\beta h}{L} \ln \frac{\beta h}{2r_w} \right)} \quad (1)$$

式中,  $q_{o1}$  为两相渗流区水平井日产油,  $m^3$ ;  $K_h$  为水平方向的渗透率,  $10^{-3} \mu m^2$ ;  $K_{row}$  为油、水两相流时油相的相对渗透率, 小数;  $h$  为油层有效厚度,  $m$ ;  $P_e$ 、 $P_b$  分别为油藏供给边界的压力和地层油饱和压力,  $MPa$ ;  $\mu_o$  为地层原油黏度,  $mPa \cdot s$ ;  $B_o$  为原油地层体积系数, 小数;  $a$  为水平井椭圆供液主轴半径,  $m$ ;  $L$  为水平井有效长度,  $m$ ;  $r_w$  为水平井井筒半径,  $m$ ;  $\beta$  为储层各项异性系数, 小数。

### 1.2 当 $P_i < P_b$ 时,油、气、水三相渗流区水平井产能计算

同一含水阶段,油、气、水三相渗流区中原油黏

度  $\mu_o$ 、原油体积系数  $B_o$ 、油相相对渗透率  $K_{ro}$  均是压力的函数,因此,三相渗流水平井产能公式为:

$$q_{o2} = \frac{-0.543K_h h}{\ln \left[ \frac{a + \sqrt{a^2 - \left(\frac{L}{2}\right)^2}}{\frac{L}{2}} \right] + \frac{\beta h}{L} \ln \frac{\beta h}{2r_w}} \int_{P_{wf}}^{P_b} \ln \frac{K_{ro}}{\mu_o B_o} dp \quad (2)$$

式中,  $q_{o2}$  为三相渗流区水平井日产油,  $m^3$ ;  $P_{wf}$  为井底流压,  $MPa$ ;  $K_{ro}$  为三相渗流时油相相对渗透率, 小数。

本文采用微元法,将三相区分成若干个微小区域,在微小区域内原油物性可近似为常数,计算每个微小区域的渗流阻力,然后进行累加,计算出整个三相区内的渗流阻力,再计算原油产能,公式(2)变为:

$$q_{o2} = \frac{-0.543K_h h}{\ln \left[ \frac{a + \sqrt{a^2 - \left(\frac{L}{2}\right)^2}}{\frac{L}{2}} \right] + \left( \frac{\beta h}{L} \right) \ln \left( \frac{\beta h}{2r_w} \right)} \sum_{i=1}^n \frac{K_{ro}[S_g(P_i), S_w]}{\mu_o(P_i) B_o(P_i)} (P_i - P_{i-1}) \quad (3)$$

式中,  $P_i$  为第  $i$  个微元上的地层压力,  $MPa$ 。

原油黏度  $\mu_o$ 、体积系数  $B_o$  均为压力的函数,  $\mu_o(P_i)$  和  $B_o(P_i)$  可根据高压物性资料回归计算得到,而  $K_{ro}[S_g(P_i), S_w]$  是含气饱和度和含水饱和度的函数,分别根据油、气和油、水两相相渗曲线得到油相相对渗透率  $K_{rog}[S_g(P_i)]$  和  $K_{row}(S_w)$ ,再根据饱和度加权插值法计算油、气、水三相渗流时油相的相对渗透率  $K_{ro}[S_g(P_i), S_w]$ 。

油、气两相渗流时油相相对渗透率  $K_{rog}[S_g(P_i)]$  是含气饱和度的函数,而含气饱和度  $S_g(P_i)$  又是压力的函数,含气饱和度与压力关系函数的计算如下:

根据气体状态方程计算  $V$ - $P$  关系<sup>[7]</sup>式如下:

$$V_g(P) = \frac{Z(P)(R_{si} - R_s(P))(T + 273)}{2730P} \quad (4)$$

式中,  $V_g(P)$  为  $1 m^3$  地面脱气原油在地层压力为  $P$  时溶解的气体体积,  $m^3$ ;  $Z(P)$  为压力  $P$  时天然气压缩因子, 常数;  $R_{si}$ 、 $R_s$  分别为原始溶解气油比和溶解气油比,  $m^3/m^3$ ;  $T$  为油藏温度,  $^{\circ}C$ 。

根据公式(4)推导  $S_g \sim P$  关系式如下:

$$S_g = \frac{1 - S_w}{1 + \frac{2730B_o(P)P}{Z(P)(R_{si} - R_s(P))(T + 273)}} \quad (5)$$

式中,  $S_g$  为含气饱和度, 小数;  $S_w$  为含水饱和度, 小数。

根据公式(5)计算压力为  $P_i$  时的含气饱和度  $S_g(P_i)$ , 然后再根据油、气两相相对渗透率曲线回归计

算相应的油相相对渗透率  $K_{rog}[S_g(P_i)]$ 。

根据不同含水阶段对应的含水饱和度和油、水两相相渗曲线回归计算得到油相相对渗透率  $K_{row}(S_w)$ 。

已知油、气两相和油、水两相中油相相对渗透率  $K_{rog}[S_g(P_i)]$  和  $K_{row}(S_w)$ , 再根据 Baker(1988年)<sup>[15]</sup> 提出的油水和油气数据之间使用饱和度加权插值法计算出油、气、水三相流中油相的相对渗透率, 表达式如下:

$$K_{ro}[S_g(P_i), S_w] = \frac{(S_g - S_{gr})K_{rog}(S_g(P_i)) + (S_w - S_{wco})K_{row}(S_w)}{(S_g - S_{gr}) + (S_w - S_{wco})} \quad (6)$$

式中,  $S_{gr}$  为油、气两相流束缚气饱和度, 小数;  $S_{wco}$  为油、水两相流束缚油饱和度, 小数;  $K_{rog}$  为油、气两相渗流时油相相对渗透率, 小数;  $K_{row}$  为油、水两相渗流时油相相对渗透率, 小数。

将公式(4)、(5)、(6)代入公式(3)计算三相渗流区水平井的产能, 再结合公式(1)计算整个地下渗流过程中水平井不同含水阶段不同生产压差下的产量。

2 实例验证和应用

渤海 C 油田 UM797 砂体地层压力 7.790 MPa,

地层饱和压力 6.897 MPa, 地饱压差 1.000 MPa, 储层平均渗透率  $6\,000 \times 10^{-3} \mu\text{m}^2$ , 相渗曲线如图 2 所示, 地层温度 44 ℃, 地层原油黏度 350 mPa·s, 高压物性参数见表 1。该砂体目前共有水平生产井 20 口, 平均水平段长度 300 m, 布井区油层厚度 12 ~ 20 m, 综合含水 96.3%, 以布井区内老井 A63H、A34H、A68H 和 A72H 井为例(见图 3), 其油层厚度分别为 16 m、14 m、20 m 和 15 m。根据上述方法计算水平井不同生产压差下的产量, 从表 2 可以看出, 将不同含水阶段生产压差与日产油计算结果与实际生产数据对比, 两者基本相符, 误差在 10% 以内。

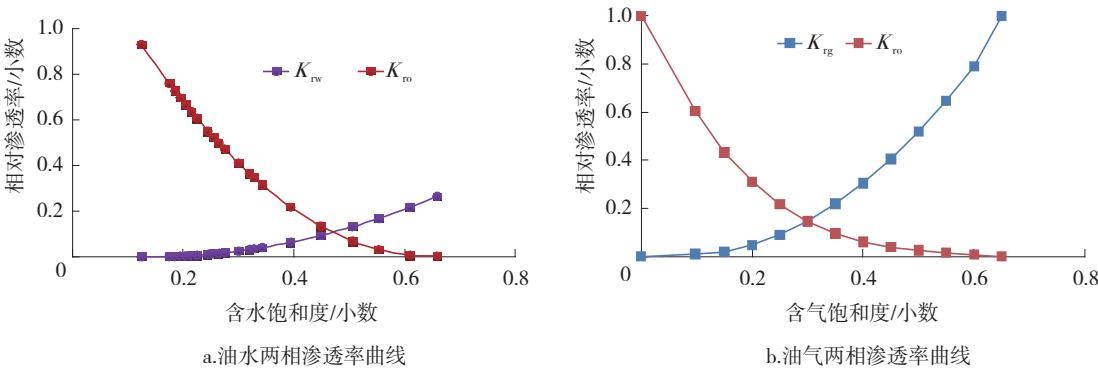


图2 UM797砂体相对渗透率曲线

表1 UM797砂体高压物性参数

溶解气油比/小数	地层压力/MPa	原油体积系数/小数	地层原油黏度/(mPa·s)
0.00	0.10	1.024	1 143.0
6.07	1.14	1.040	978.9
9.29	2.17	1.048	829.1
11.07	2.86	1.053	736.9
14.29	4.38	1.058	555.8
18.57	6.90	1.064	320.6
18.57	7.63	1.063	350.0

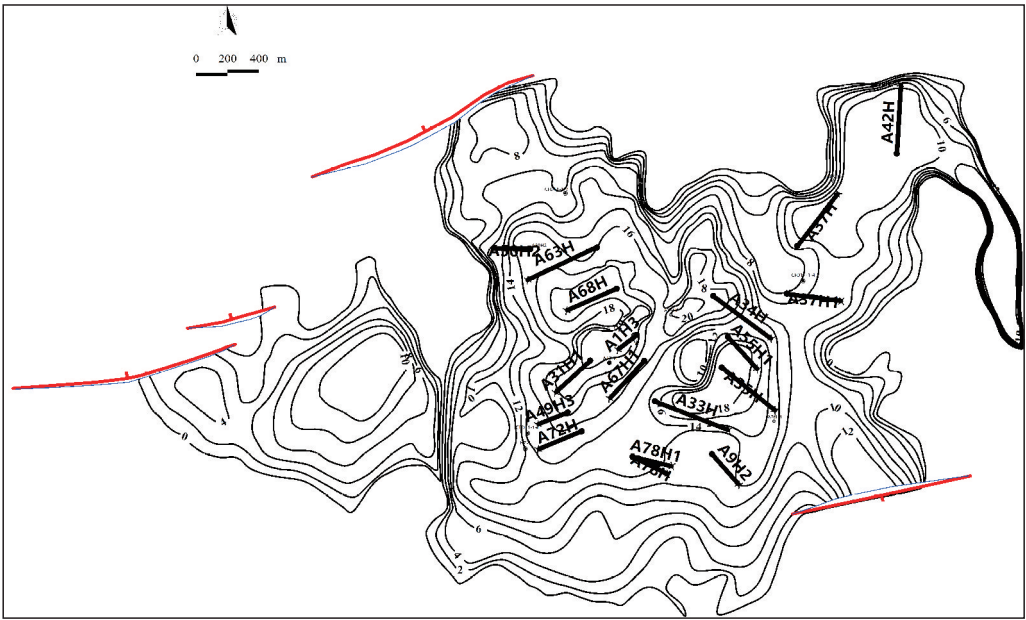


图3 UM797砂体油层厚度分布

表2 不同含水期产压差与日产油量模型计算与实际结果对比

含水阶段/%	井名	含水率/%	压差/MPa	实际日产油/m <sup>3</sup>	模型计算日产油/m <sup>3</sup>	误差/%
0 ~ 10	A63H	1.0	0.97	131	133	1.53
	A34H	9.0	2.05	329	321	2.43
	A68H	8.0	1.29	182	171	6.04
	A72H	2.0	1.54	192	196	2.08
10 ~ 60	A63H	56.3	1.39	140	137	2.14
	A34H	58.6	3.08	216	206	4.63
	A68H	28.5	1.46	174	160	8.05
	A72H	38.6	1.54	174	165	5.17
60 ~ 90	A63H	90.0	1.45	103	100	2.91
	A34H	88.0	2.24	68	65	4.41
	A68H	78.4	1.53	125	126	0.80
	A72H	72.8	1.64	136	134	1.47
90 ~ 98	A63H	97.6	0.54	25	24	4.00
	A34H	95.4	3.58	115	109	5.22
	A68H	92.8	0.67	36	38	5.56
	A72H	98.0	0.99	45	47	4.44

以A63H井为例,计算不同含水阶段生产压差与日产油的关系曲线,并与不考虑脱气影响的Joshi水平井产能公式计算的结果进行对比(见图4)。当生产压差小于地饱压差时,生产压差与日产油量均呈线性关系,当生产压差大于地饱压差后,由于井底附近地层压力小于饱和压力,原油脱气增加油相渗流阻力对产能产生影响,导致生产压差与日产油

量关系逐渐从直线段向下偏离,生产压差越大,井底附近脱气范围越大,产生的附加阻力越大,从而产能偏离直线程度越大,达到一定程度,放大的压差与脱气增加的阻力相互抵消,导致产能基本保持不变,该极限产能下的生产压差即为考虑脱气影响的水平井最大提液幅度。

在相同生产压差下,不同的含水阶段脱气对产



能影响的程度不同,含水率越高,影响相对越小,因为含水率越高,含油饱和度越小,脱气量越小,脱气对产能的影响程度相对越小,极限产能对应的生产压差也越大,从而,考虑脱气影响的临界提液幅度越大。

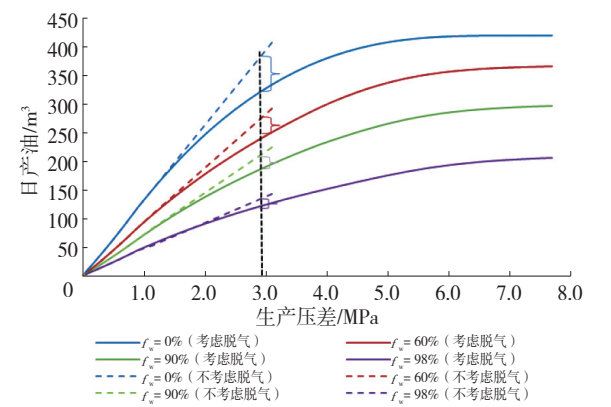


图4 A63H井计算不同含水阶段不同生产压差与日产量关系曲线

以UM797砂体A63H井为例(见表3),当生产压差为3 MPa时,低含水阶段脱气对水平井产能影响程度较大为21.9%,建议初期控制井底流压大于地层饱和压力生产,以减小脱气对产能的影响,而特高含水阶段脱气对产能的影响相对较小,含水率大于90%,影响程度小于10%,因此,特高含水阶段,建议放大生产压差提液生产。

表3 A63H井在生产压差3 MPa时不同含水阶段脱气对产能的影响

参 数	不同含水率( $f_w$ )/%			
	0	60	90	98
不考虑脱气时日产油/ $\text{m}^3$	406	291	223	142
考虑脱气时日产油/ $\text{m}^3$	333	250	203	125
脱气对产能影响的绝对值/ $\text{m}^3$	73	41	20	17
脱气对产能的影响程度/%	21.9	16.6	10.0	6.7

3 结论

(1)根据Joshi水平井产能公式,结合三相渗流油相相渗分析理论模型,建立了一套三相渗流水平井产能计算模型,实际生产动态数据与理论计算结果基本相符,提出的方法计算结果比较可靠。

(2)由模型计算可得,当生产压差大于地饱压差时,原油脱气增加油相渗流阻力,减小产能,生产压差越大,井底附近脱气范围越大,对产能影响越大。

(3)油井低含水期,脱气对产能影响大,建议地饱压差小的油藏,生产井在低含水阶段控制流压大于地层饱和压力生产;油井含水率高,脱气对产能的影响相对小,建议特高含水阶段放大压差提液生产。

参考文献:

[1] 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.

[2] 康凯,冯敏,李彦来,等.旅大5-2油田合理生产压差确定[J].新疆石油地质,2011,32(2):170-172.

[3] 陈民锋,姜汉桥.渤中25-1南油田不同井型油井合理生产压差研究[J].中国海上油气,2006,18(6):399-402.

[4] 刘鑫,李文红,彭小东,等.海上砂岩油藏提液可行性分析[J].石化技术,2015,22(1):29-30.

[5] 冯其红,石飞,王守磊,等.提液井合理井底流动压力的确定[J].油气地质与采收率,2011,18(3):74-76,89.

[6] JOSHI S D. Augmentation of well productivity using slant and horizontal wells [C]//SPE Annual Technical Conference and Exhibition. New Orleans, Louisiana: SPE, 1986:SPE-15375-MS.

[7] 胡东晖,鄢捷年.水平井产能的影响因素[J].石油勘探与开发,1994,21(5):44-52.

[8] 汪益宁,李洪,曹淑慧,等.各向异性底水油藏长水平井产能公式[J].油气地质与采收率,2016,23(4):108-111,116.

[9] 崔丽萍,何顺利.底水油藏水平井产量公式研究[J].石油天然气学报,2009,31(3):110-114.

[10] 郜益华,张迎春,杨宝泉,等.复杂断块油田跨断层水平井产能预测及分段长度优化方法——以西非A深水油田为例[J].石油学报,2021,42(7):948-961.

[11] 程林松,郎兆新,张丽华.底水驱油藏水平井锥进的油藏工程研究[J].石油大学学报(自然科学版),1994,18(4):43-47.

[12] 李春兰,程林松,朱国金,等.水平井井筒周围局部脱气时产能计算方法[J].新疆石油地质,2006,27(1):107-108,111.

[13] 计秉玉,田晓东,敬爱军,等.井底脱气条件下产量的变化规律[J].大庆石油学院学报,1998,22(2):24-26.

[14] 唐资昌,程林松,李春兰.井底脱气条件下的产能计算方法[J].油气田地面工程,2011,30(2):36-37.

[15] BAKER L E. Three-phase relative permeability correlations [C]//SPE Enhanced Oil Recovery Symposium. Tulsa, Oklahoma: SPE, 1988:SPE-17369-MS.

(编辑 卞 炜)