

渤海底水油藏水平井合理生产能力研究

龙 明 何新容 王美楠 杨 磊 欧阳雨薇

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:针对底水油藏水平井计算产能与实际产能差异较大这个问题,以渗流特征为基础,应用物理模拟方法重新研究了水平井在地层中的渗流状况,提出了新的水平井泄油区域。利用等值渗流阻力原理推导了底水油藏水平井产能公式,确定了底水油藏水平井距顶高度对产能的影响。应用新公式对渤海 Q 油田新投产的水平井进行验证。新公式根据油田实际参数计算的生产压差与现场测试结果较为接近,其结果符合度较高,平均误差小于 10 %。因此,认为所推公式可靠,具有较强的适用性。根据新公式计算的水平井产能较为合理,为油田水平井产能预测及合理配产提供了理论支撑。

关键词:渤海;底水油藏;水平井产能;泄油区域;渗流阻力

DOI:10.3969/j.issn.1006-5539.2018.04.015

Study on Reasonable Productivity of Horizontal Wells in Reservoirs with Bottom Water of Bohai Oilfield

Long Ming, He Xinrong, Wang Meinan, Yang Lei, Ouyang Yuwei

Research Institute of Bohai Petroleum, Tianjin Branch of CNOOC Limited, Tianjin, 300459, China

Abstract: Based on seepage characteristics, the seepage flow status of horizontal wells in formation is simulated by applying physical methods. This paper proposes a new drainage area in a horizontal well. A new productivity equation for horizontal wells is derived with the equivalent seepage flow resistance principle. The new productivity equation can determine the influence of the distance from the top level of the horizontal well for bottom water reservoir on well productivity and is applied to validate the new horizontal wells in Bohai oilfield Q. With the actual parameters of the oilfield, the production differential pressure calculated by the new formula is close to the field test results. The results are in high conformity, with average error of less than 10 %. Therefore, the new formula is reliable and of strong applicability. The horizontal well production capacity based on the new formula is relatively reasonable, which provides theoretical supports for the prediction of oilfield horizontal well productivity.

Keywords: Bohai sea; Bottom water reservoir; Productivity of horizontal well; Drainage area; Seepage flow resistance

收稿日期:2018-02-25

基金项目:国家重大科技专项“渤海油田加密调整及提高采收率油藏工程技术示范”(2016 ZX 05058-001);“海上稠油油田开发模式研究”(2016 ZX 05025-001)

作者简介:龙 明(1984-),男,北京人,工程师,博士,主要从事油气田开发地质及油藏工程方面的研究工作。

0 前言

解析法及模拟法是研究水平井产能的主要手段,自20世纪50年代起,国内外学者开始在实验室应用电模型研究水平井生产动态^[1-5]。Giger F M及Joshi S D就是在电模拟实验的基础上,研究了水平井渗流场的特点,确定水平井的泄油体是以水平井两端点为焦点的椭圆体^[6-8]。目前大部分水平井产能计算公式都是假定泄油体为椭圆体,通过等值渗流阻力、面积等效方法计算而来^[9-16]。而这种椭圆型泄油区是受电模拟实验中电磁场作用影响的结果,与真实的泄油区存在一定的差异性。

国内窦宏恩、徐景达及程林松等人^[17-19]也都对水平井产能公式进行过研究,这些水平井产能计算公式中水平段均位于油层中部。而针对底水油藏,范子菲、程林松、陈元千等人^[20-22]在考虑了油藏顶部封闭边界、恒压边界、油藏各向异性以及水平井在油藏中位置等因素的基础上,推导出底水油藏水平井产能公式。汪益宁等人^[23]运用等值渗流阻力、势的叠加原理以及镜像反映等方法,推导了考虑井筒摩阻的底水油藏水平井产能公式。前人对底水油藏水平井产能的研究都是在Joshi S D提出的椭圆型泄油区的基础上对Joshi S D推导的水平井产能公式进行改进,而本次研究主要在胶囊型泄油区域的基础上,参考不同油柱高度对水平井产能的影响,推导水平井位于油层任意位置的产能公式,并确定水平井的合理生产压差,为油田的合理配产提供相应的理论支持。

1 底水油藏水平井生产能力确定

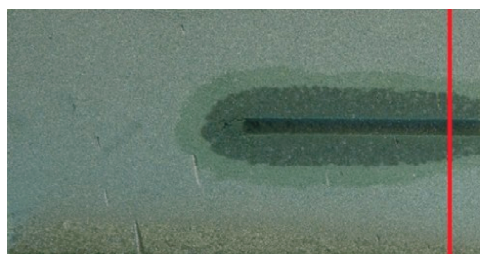
1.1 胶囊型泄油区

以长方形花泥为基础,在花泥侧面中间位置钻孔来表示水平井井身,利用定压注入装置将机油匀速注入花泥内部。用机油在花泥中的渗流状况模拟水平井在储层内部的流场分布。一共做了2组实验:

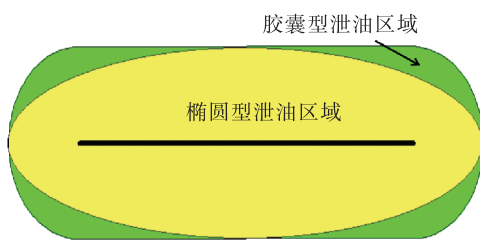
- 1) 分别注入30、60、70 mL的机油,观察不同注入量的机油在花泥内部的渗流情况;
- 2) 分别用2、4、6 s三种时间注入20 mL的机油,研究不同注入时间对机油渗流的影响。

研究结果表明不同注入量与注入时间,对机油在花泥中的渗流影响主要体现在波及面积上,而对波及形状的影响不大,且波及区域与胶囊形状类似(见图1-a)),并非之前Joshi S D等人提出的椭圆型区域。再通过油藏数值模拟研究,确定水平井的泄油区域也是一个近似的胶囊形状而并非Joshi S D此前提出的以水平井两端点为焦点的椭圆型泄油区。将Joshi S D的水平井椭圆

型泄油区与胶囊型泄油区重合,从图1-b)可以看出胶囊型泄油区域的泄油半径在水平井根端及指端要比椭圆型泄油区的大,而这种胶囊状的泄油体或许更接近真实的渗流区。因此笔者将水平井泄油区域确定为“类胶囊型”^[24]。



a) 机油渗流分布示意图



b) 泄油面积差异图

图1 水平井渗流区域示意图

1.2 底水油藏水平井产能

根据笔者之前的研究成果确定了水平井的泄油区域为“类胶囊型”^[24],在此基础上将位于油层任意位置水平井的泄油区划分成5部分,见图2,并假定:

- 1) 水平井泄油体为“类胶囊型”泄油区。
- 2) 流体为单相、稳态流,流体不可压缩。
- 3) 均质无限大地层,水平渗透率与垂向渗透率相同,不考虑地层伤害。
- 4) 外边界和井筒压力为常数,水平井段与上边界距离一定。
- 5) 忽略井筒内摩擦阻力。
- 6) 设油藏顶面为封闭边界、底面为恒压边界,并忽略毛管压力的影响。

现已知地层及油井的参数为:水平段泄油边界 R_e ,油井半径 R_w ,边界压力 p_e ,油井的井底压力 p_w ;地层厚度 H ;水平井水平段距油层顶部的高度 H_1 ;水平井水平段长度 L ;地层渗透率 K ;液体的黏度 μ_o ,在以上条件下研究水平井产能。

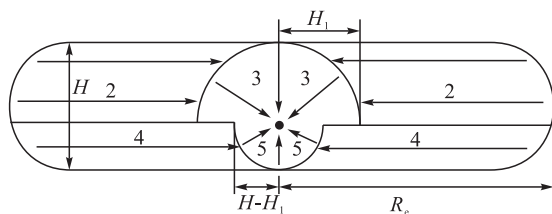


图2 水平井泄油区垂向截面图

水平井泄油区域横向截面见图3,根据等值渗流阻力原理,以水平段所处的油层位置为中心划分为上半部(图3-a))和下半部(图3-b))。再以水平井距油层顶部的距离为假想供给边界,将水平井上半部划分为2号和3号两个泄油区。同样以水平井距底水的距离为假想供给边界,将水平井下半部划分为4号和5号两个泄油区。

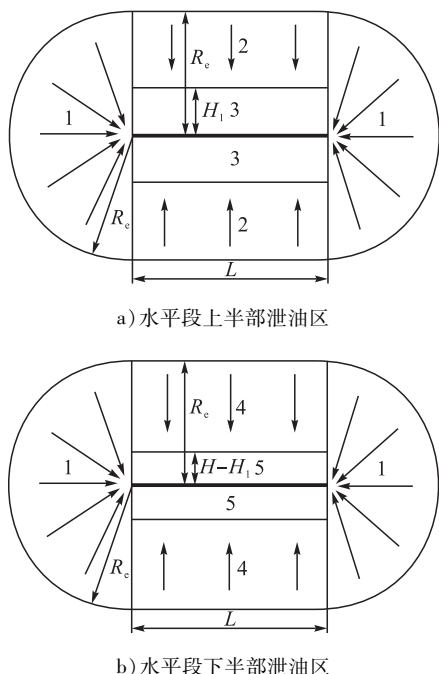


图3 水平井泄油区域横向截面图

水平井上半部分左右两边各由两部分组成:第一部分为单向渗流(2号泄油区),相当于液体从供给边界 R_e 流动 $R_e - H_1$ 距离到假想供给边界 H_1 的外阻 R_{ou} :

$$R_{ou} = \frac{\mu_o(R_e - H_1)}{KH_1L} \quad (1)$$

式中: R_e 为泄油边界,m; H_1 为水平段距油层顶部的高度,m; K 为地层渗透率, $10^{-3} \mu\text{m}^2$; μ_o 为地层原油黏度,mPa·s; L 为水平井水平段长度,m。

第二部分为平面径向渗流(3号泄油区),相当于液体从假想的供给边界 H_1 流向井底的内阻 R_{in} :

$$R_{in} = \frac{2\mu_o \ln \frac{H_1}{R_w}}{\pi KL} \quad (2)$$

式中: R_w 为油井半径,m。

根据渗流阻力、压差和产量的关系式,则2号、3号泄油区域内的流量 $Q_{\pm}$ 为:

$$Q_{\pm} = 2Q_{\pm 1} = 2 \cdot \frac{p_e - p_w}{R_{ou} + R_{in}} = \frac{2KL(p_e - p_w)}{\mu_o \left(\frac{R_e}{H_1} - 1 + \frac{2}{\pi} \ln \frac{H_1}{R_w} \right)} \quad (3)$$

式中: p_e 为供给压力,MPa; p_w 为井底压力,MPa。

同理,水平井下半部分右两边同样由两部分组成,与上半部分类似,因此,整理后可知4号、5号泄油区域内的流量 $Q_{\mp}$ 为:

$$Q_{\mp} = 2Q_{\mp 2} = 2 \cdot \frac{p_e - p_w}{R_{ou} + R_{in}} = \frac{2KL(p_e - p_w)}{\mu_o \left(\frac{R_e}{H - H_1} - 1 + \frac{2}{\pi} \ln \frac{H - H_1}{R_w} \right)} \quad (4)$$

水平井根端或指端横向截面见图4,根据研究,1号泄油区域的渗流可以近似看作水平井根端及指端的球面向心流^[24]。因此,可根据达西渗流 $Q = v \cdot A$ 求取该泄油区域的流量。首先,水平井根端及指端的球面向心流的表面积为图4中橙色和紫色区域的总表面积。

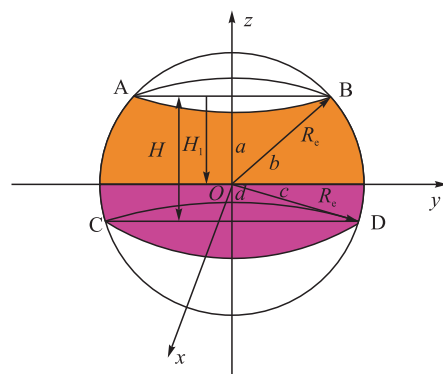


图4 水平井根端或指端横向截面图

图4中被AB所截的上半部球面的方程为:

$$Z = \sqrt{R^2 - x^2 - y^2} \quad x^2 + y^2 \leq R^2 \sin^2 a$$

所以AB所截的上半部球体的表面积为:

$$A = \iint_{D_{xy}} \sqrt{1 + \left(\frac{\partial z}{\partial x} \right)^2 + \left(\frac{\partial z}{\partial y} \right)^2} dx dy = \iint_{D_{xy}} \frac{R}{\sqrt{R^2 - x^2 - y^2}} dx dy$$

其中 D_{xy} 是曲面 $\sum$ 在 xOy 面上的投影区域。

$$D_{xy} = \{ (x, y) | x^2 + y^2 \leq R^2 \sin^2 a \}$$

利用极坐标,得:

$$A = \int_0^{2\pi} d\theta \int_0^{R \sin a} \frac{R}{\sqrt{R^2 - \rho^2}} \rho d\rho = 2\pi R \int_0^{R \sin a} \frac{\rho}{\sqrt{R^2 - \rho^2}} d\rho = 2\pi R^2 (1 - \cos a)$$

由于 $\cos a = H_1 / R_e$,则橙色区域的表面积为:

$$A_{\text{橙}} = 2\pi R^2 - A = 2\pi R_e \cdot H_1 \quad (5)$$

同理,可得紫色区域的表面积为:

$$A_{\text{紫}} = 2\pi R^2 \cdot \cos d = 2\pi R_e \cdot \frac{H - H_1}{R_e}$$

$$= 2\pi R_e (H - H_1) \quad (6)$$

因此,1号泄油区的表面积为:

$$A = A_{\text{橙}} + A_{\text{紫}} = 2\pi R_e \cdot H_1 + 2\pi R_e \cdot (H - H_1) \quad (7)$$

根据达西定律,并进行积分整理后得到1号泄油区域的流量为:

$$Q_1 = \frac{2\pi KH(p_e - p_w)}{\mu_o \ln \frac{R_e}{R_w}} \quad (8)$$

最后,水平井位于油层任意高度时的产能为1号泄油区域的流量,2号、3号泄油区域内的流量 $Q_{\text{上}}$ 及4号、5号泄油区域内的流量 $Q_{\text{下}}$ 的总和。因此:

$$Q_h = Q_1 + Q_{\text{上}} + Q_{\text{下}} \quad (9)$$

式中: Q_h 为水平井位于油层任意高度时的生产能力, m^3/d ; Q_1 为水平井根端及指端的生产能力, m^3/d ; $Q_{\text{上}}$ 为水平井上半部的生产能力, m^3/d ; $Q_{\text{下}}$ 为水平井下半部的生产能力, m^3/d 。

将式(8)、式(3)及式(4)代入式(9),令 $\alpha =$

$\frac{\pi \cdot R_e}{H_1} + 2\ln \frac{H_1}{R_w}, \beta = \frac{\pi \cdot R_e}{H - H_1} + 2\ln \frac{H - H_1}{R_w}$,将该式折算到地面整理后得到水平井位于油层任意高度 H_1 的产能公式:

$$Q_h = \frac{2\pi KL(p_e - p_w)}{\mu_o B_o} \left(\frac{1}{L \ln \frac{R_e}{R_w}} + \frac{1}{\alpha - \pi} + \frac{1}{\beta - \pi} \right) \quad (10)$$

式中: Q_h 为水平井位于油层任意高度时的生产能力, m^3/d ; B_o 为原油体积系数, f ; L 为水平井水平段长度, m 。

2 应用实例

目前,针对底水油藏水平井产能,国内外学者做了大量研究,其中底水油藏水平井产能模型的代表主要有范子菲公式、程林松公式及陈元千公式^[20-22],这些公式的泄油区域均为椭圆型。应用新公式(胶囊型泄油区)与之前底水油藏水平井产能公式(椭圆型泄油区),按照渤海Q油田实际地层物性及水平井设计参数进行计算对比,结果见表1。

表1 新公式与之前公式产能计算对比分析表

井号	地层厚度 / m	渗透率 / $10^{-3} \mu\text{m}^2$	钻遇砂岩 长度 /m	试采产量 / $(\text{t} \cdot \text{d}^{-1})$	生产压差 / MPa	范子菲公式 产量 / $(\text{t} \cdot \text{d}^{-1})$	程林松公式 产量 / $(\text{t} \cdot \text{d}^{-1})$	陈元千公式 产量 / $(\text{t} \cdot \text{d}^{-1})$	新推公式产 量 / $(\text{t} \cdot \text{d}^{-1})$
SH 4 H	20	3 715	205	52.5	0.3	47.4	45.6	59.7	56.5
SI 11 H	8	3 423	404	55.3	0.5	48.9	46.6	61.6	53.5
SH 10 H	12	3 076	259	54.4	0.6	45.5	44.6	60.7	57.5
SI 13 H	9	2 177	212	38.2	0.9	32.0	31.0	44.7	41.4
SH 5 H	8	2 460	188	50.6	1.2	45.4	43.7	57.7	52.4
SI 6 H	10	1 962	72	35.3	1.3	32.3	31.0	41.8	35.3
SH 19 H	10	1 647	166	42.9	1.4	42.2	39.8	50.7	45.4
SI 28 H	5	2 380	427	72.5	1.5	69.9	66.0	82.5	76.7

各计算方法误差对比情况见图5,通过计算对比可知,新公式(胶囊型泄油区)与试采产量之间仍然存在一定的差异,但与其他产能计算公式(椭圆型泄油区)相比误差较小。针对底水油藏水平井配产,该公式具有较高的参考价值,通过确定不同的油柱高度我们可以给出合理的水平井生产能力,对油田产能建设具有一定的参考价值。

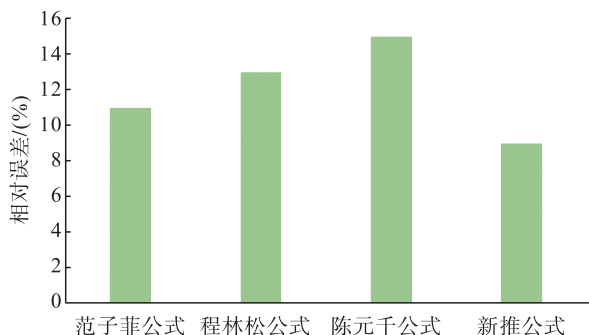


图5 各计算方法误差对比图

参考渤海Q油田实际地层物性与水平井产能对该井的生产压差进行预测,将新公式(胶囊型泄油区)计算结果与压力计测试结果进行对比分析。其中SH 10 H井位于渤海Q油田M地层,该地层原油密度 $0.938 \text{ g}/\text{cm}^3$,原油黏度 $74 \text{ mPa} \cdot \text{s}$,体积系数1.082。该井钻遇砂岩长度259 m,平均渗透率 $3 076 \times 10^{-3} \mu\text{m}^2$,周边地层平均油柱高度12 m,根据井距其供给边界为250 m,油井半径0.085 m,水平段平均距油层顶部1.5 m,原始地层压力6.5 MPa。

SH 10 H井生产动态曲线见图6,从图6可知SH 10 H井投产后平均日产油 60 m^3 ,根据油井流压计测试生产压差0.58 MPa,根据该井的实际物性参数通过新公式(胶囊型泄油区)预测该井的生产压差为0.53 MPa。新公式(胶囊型泄油区)预测的生产压差与油井流压计测试结果较接近。因此,统计了渤海Q油田M地层16口底水油藏的水平井产能,这些井已经进入高含水开发阶

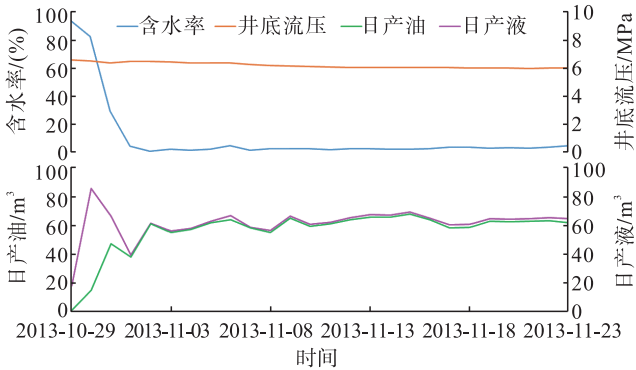


图 6 SH 10 H 生产动态曲线图

表 2 新公式压力计算对比分析表

井号	地层厚度 / m	渗透率 / $10^{-3} \mu\text{m}^2$	钻遇砂岩 长度 /m	初期产量 / ($\text{m}^3 \cdot \text{d}^{-1}$)	公式计算生产 压差 /MPa	压力计	压力计生产 压差 /MPa	误差 / (%)
SH 1 H 1	17	3 233	126	46	0.47	无	—	—
SH 3 H	11	2 730	279	47	0.51	无	—	—
SH 4 H	20	3 715	205	52	0.31	有	0.34	8.8
SH 10 H	12	3 076	259	60	0.53	有	0.58	11.4
SH 13 H	7	3 752	454	62	0.53	无	—	—
SH 19 H	10	1 647	166	43	1.21	有	1.36	10.5
SH 5 H	8	2 460	188	51	1.10	有	1.22	9.5
SH 20 H	12	3 140	411	61	0.40	无	—	—
SI 11 H	8	3 423	404	55	0.50	有	0.53	6.2
SI 36 H	10	3 850	237	63	0.60	无	—	—
SI 28 H	5	2 380	427	73	1.42	有	1.52	6.6
SI 13 H	9	2 177	212	38	0.77	有	0.9	13.9
SI 6 H	10	1 962	72	35	1.30	有	1.32	1.7
SI 9 H	10	3 574	197	46	0.54	无	—	—
SI 22 H	13	2 326	353	65	0.60	无	—	—
SI 21 H	14	3 636	134	49	0.51	无	—	—

3 结论

1) 针对 Joshi S D 推导无限大地层中一口水平井的产能公式,笔者通过物理模拟及数值模拟,将水平井的泄油区域确定为胶囊型区域,与现有的水平井产能公式中的椭圆型泄油区域有所差别。

2) 以胶囊型泄油区域为基础,利用等值渗流阻力原理,推导了水平井位于油层任意位置的产能公式。将该公式计算的生产压差与现场实际测试的生产压差进行验证,新公式(胶囊型泄油区)计算的生产压差最大误差 13.9 % 且平均误差 8.6 %,误差小于其他产能公式的误差(椭圆型泄油区)。因此,通过比较认为新公式较可靠,符合度较高,具有一定的可行性,为油田预测水平井

段,且产量稳定,并根据新公式预测不同油井的生产压差,并将计算结果与压力计测试结果进行对比分析,结果见表 2。

该油藏新投产的 16 口水平井中有 8 口井带有压力计,从表 2 中可以看出新公式(胶囊型泄油区)计算的生产压差与现场压力测试的生产压差数据较为接近,计算的生产压差平均误差为 8.6 %,其结果符合度较高。虽然新公式计算的生产压差与压力计测试的生产压差存在着一定的差异性,但在海上油田缺少压力测试资料的情况下,可以通过新公式(胶囊型泄油区)对油井生产压差进行预测。

单井产能及生产压差提供了理论支持。

参考文献:

[1] 陈长春,魏俊之. 水平井产能公式精度电模拟实验评价[J]. 石油勘探与开发,1998,25(5):62-64.

Chen Changchun, Wei Junzhi. Evaluating the Precision of Predictive Equations for Production of Horizontal Well by Electricity Similarity [J]. Petroleum Exploration and Development, 1998, 25 (5): 62-64.

[2] 贾振歧,李虎君,宋新辉. 水平井压力分布电模拟研究[J]. 大庆石油学院学报,1994,18(4):27-30.

Jia Zhenqi, Li Hujun, Song Xinhui, et al. An Experimental

- Study of Pressure Distribution on Electrolytic Models for Horizontal Wells [J]. Journal of Daqing Petroleum Institute, 1994, 18 (4): 27-30.
- [3] 曲德斌,葛家理,王德民,等. 水平井开发基础理论——物理模型研究[J]. 石油学报, 1994, 15(4): 49-57.
Qu Debin, Ge Jiali, Wang Demin, et al. Physical Modeling of Horizontal Wells [J]. Acta Petrolei Sinica, 1994, 15 (4): 49-57.
- [4] Babu D K, Odeh A S. Productivity of a Horizontal Well: Appendices A and B [C]//Paper 18334 Presented at the SPE Annual Technical Conference and Exhibition, 2-5 October, 1988, Houston, Texas, USA. New York: SPE, 1988.
- [5] Kuchuk F J, Goode P A, Brice BW, et al. Pressure Transient Analysis for Horizontal Wells [C]//Paper 18300 Presented at the SPE Annual Technical Conference and Exhibition, 2-5 October, 1988, Houston, Texas, USA. New York: SPE, 1988.
- [6] Giger F M. Horizontal Wells Production Techniques in Heterogeneous Reservoir [C]//Paper 13710 Presented at the Middle East Oil Technical Conference and Exhibition, 11-14 March, 1985, Bahrain. New York: SPE, 1985.
- [7] Joshi S D. Augmentation of Well Production Using Slant and Horizontal Wells [J]. Journal of Petroleum Technology, 1988, 40 (6): 729-739.
- [8] Joshi S D. A Review of Horizontal Well and Drainhole Technology [C]//Paper 16868 Presented at the SPE Annual Technical Conference and Exhibition, 27-30 September, 1987, Dallas, Texas, USA. New York: SPE, 1987.
- [9] Wibowo W, Permadi P, Mardisewojo P, et al. Behavior of Water Cresting and Production Performance of Horizontal Well in Bottom Water Drive Reservoir: A Scaled Model Study [C]//Paper 87046 Presented at the SPE Asia Pacific Conference on Integrated Modelling for Asset Management, 29-30 March, 2004, Kuala Lumpur, Malaysia. New York: SPE, 2004.
- [10] Dikken B J. Pressure Drop in Horizontal Wells and Its Effect on Their Production Performance [J]. Journal of Petroleum Technology, 1990, 42 (11): 1426-1433.
- [11] 刘欣颖,胡平,程林松,等. 水平井开发底水油藏的物理模拟试验研究[J]. 石油钻探技术, 2011, 39(2): 96-99.
Liu Xinying, Hu Ping, Cheng Linsong, et al. Experimental Study of Horizontal Well with Bottom Water Drive [J]. Petroleum Drilling Techniques, 2011, 39 (2): 96-99.
- [12] Economides M J, McLennan J D, Brown E, et al. Performance of Stimulation of Horizontal Wells [J]. World Oil, 1989, 208 (6): 41-45.
- [13] Joshi S D. Production Forecasting Methods for Horizontal Wells [C]//Paper 17580 Presented at the International Meeting on Petroleum Engineering, 1-4 November, 1988, Tianjin, China. New York: SPE, 1988.
- [14] 范子菲. 底水驱动油藏水平井网产能公式[J]. 石油学报, 1995, 16(3): 62-69.
Fan Zifei, Lin Zhifang. A Study on the Productivity of Horizontal Well Pattern in a Reservoir With Bottom-Water Drive [J]. Acta Petrolei Sinica, 1995, 16 (3): 62-69.
- [15] Jiang Q, Butler R M. Experimental and Numerical Modelling of Bottom Water Coming to a Horizontal Well [J]. The Journal of Canadian Petroleum Technology, 1998, 37 (10): 82-91.
- [16] 时宇,杨正明,张训华,等. 底水油藏水平井势分布及水锥研究[J]. 大庆石油地质与开发, 2008, 27(6): 72-75.
Shi Yu, Yang Zhengming, Zhang Xunhua, et al. Studies of the Potential Distribution and Water Coning of Horizontal Well in a Bottom-Water Driven Oil Reservoir [J]. Petroleum Geology and Oilfield Development in Daqing, 2008, 27 (6): 72-75.
- [17] 窦宏恩. 预测水平井产能的一种新方法[J]. 石油钻采工艺, 1996, 18(1): 76-81.
Dou Hong'en. A New Method of Predicting the Productivity of Horizontal Well [J]. Oil Drilling & Production Technology, 1996, 18 (1): 76-81.
- [18] 徐景达. 关于水平井的产能计算——论乔希公式的应用[J]. 石油钻采工艺, 1991, 13(6): 67-74.
Xu Jingda. Production Calculation of Horizontal Well-the Application of Joshi's Formula [J]. Oil Drilling & Production Technology, 1991, 13 (6): 67-74.
- [19] 程林松,张健琦,李春兰. 水平井井网整体开发产能研究[J]. 石油钻采工艺, 2002, 24(2): 39-41.
Cheng Linsong, Zhang Jianqi, Li Chunlan. Productivity Study of Horizontal Wells Pattern [J]. Oil Drilling & Production Technology, 2002, 24 (2): 39-41.
- [20] 范子菲. 底水驱动油藏水平井产能公式研究[J]. 石油勘探与开发, 1993, 20(1): 71-75.
Fan Zifei. Study for Horizontal Well's Productivity Formula in Bottom-Water Drive Reservoir [J]. Petroleum Exploration and Development, 1993, 20 (1): 71-75.
- [21] 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.
Cheng Linsong, Lang Zhaoxin, Zhang Lihua. Reservoir Engineering Problem of Horizontal Wells Coning in Bottom-Water Driven Reservoir [J]. Journal of the University of Petroleum, China, 1994, 18 (4): 43-47.

- [22] 陈元千, 邹存友. 考虑各向异性 and 偏心距影响的水平井产量公式推导、对比与应用 [J]. 新疆石油地质, 2009, 30 (4): 486 - 489.
- Chen Yuanqian, Zou Cunyou. Derivation, Comparison and Application of Horizontal Well Production Formula Considering Anisotropy and Eccentricity Effects [J]. Xinjiang Petroleum Geology, 2009, 30 (4): 486 - 489.
- [23] 汪益宁, 李洪, 曹淑慧, 等. 考虑井筒摩阻的底水油藏水平井产能及合理参数 [J]. 断块油气田, 2016, 23 (3): 371 - 374.
- Wang Yining, Li Hong, Cao Shuhui, et al. Horizontal Well Productivity Calculation and Parameters Considering Wellbore Friction in Bottom Water Reservoir [J]. Fault-Block Oil & Gas Field, 2016, 23 (3): 371 - 374.
- [24] 龙明, 刘德华, 徐怀民, 等. 胶囊型泄油区的水平井产能 [J]. 大庆石油地质与开发, 2012, 31 (1): 90 - 95.
- Long Ming, Liu Dehua, Xu Huaimin, et al. Productivity of Horizontal Well in Capsule-Type Drainage Area [J]. Petroleum Geology & Oilfield Development in Daqing, 2012, 31 (1): 90 - 95.

中国石油加大投入力度 推进全国管网优化

为贯彻落实党中央、国务院指示精神, 切实推进天然气产供储销体系建设, 打通“南气北送”输气通道, 破除天然气基础设施输送瓶颈, 按照国家发展改革委、能源局有关要求, 中国石油下大力气投入, 相继投资超 258 亿元, 实施 2018 年至 2019 年 33 项互联互通重点工程。这些重点工程建成后, 将破解管输和调运瓶颈, 优化全国及区域干线管网系统, 季节调峰、应急保障能力将明显提升。

2018 年年初以来, 按照国家能源局的总体部署, 中国石油与中国石化、中国海油通力合作, 将通过广东区域内 LNG 接收站与西气东输二线联通、通过广西 LNG 接收站与中缅管道联通、实施中卫—贵阳输气通道联络增输工程、陕京四线增输工程, 确保今年冬季采暖前形成“南气北上” $3\,000 \times 10^4 \text{ m}^3/\text{d}$ 的能力, 明年冬季供暖前形成“南气北上” $6\,000 \times 10^4 \text{ m}^3/\text{d}$ 、陕京四线形成 $8\,000 \times 10^4 \text{ m}^3/\text{d}$ 的输气能力。同时实施大连 LNG、双 6 储气库外输通道增输联络工程, 形成东北天然气输往华北 $700 \times 10^4 \text{ m}^3/\text{d}$ 的能力。目前, 中国石油正如火如荼地组织实施互联互通各项工程。

为加快互联互通工程实施进度, 中国石油有关领导多次深入各施工现场调研指导; 总部机关部门坚持做细项目前期工作, 并在工程建设全过程做好服务、帮助和支持工作; 中油管道公司统筹兼顾, 做好上下沟通, 有序推进各项工程; 天然气销售分公司积极落实与相关油气企业互联互通、串气供气的商务模式和商务谈判; 中油工程公司优化协调施工建设资源配置并重点把好工程质量关。此外, 中国石油还与外部配套企业建立有效信息传递机制, 确保关键设备、材料按时优质到货, 保障工程进度, 确保如期完工。

当前, 各施工工程进入攻坚阶段, 中国石油克服雨季、汛期等不利影响, 进一步用好部际联席协调机制, 建立问题清单制度, 加强与地方政府沟通协调, 能提前施工的尽量早安排早部署早落实, 统筹协调, 加速推进。具体实施过程中, 中国石油要求各管道企业以质量管控为着力点, 强化业主责任、理顺管理模式、加快队伍建设、加强承包商管理, 全面提升工程管理专业化水平, 切实打造优质工程、放心工程、暖心工程, 全力打通管网互联互通的“最后一公里”。与此同时, 加快推进互联互通工程, 协同天然气管道、储气库、LNG 接收站等基础设施建设, 提升天然气产业链价值, 为调峰保供、服务民生做出新贡献。

(曾妍 摘自中国石油网)