

延缓和控制水平井底水脊进的均衡排液完井技术

熊友明¹, 刘理明¹, 唐海雄², 陈阳¹, 张林¹, 王彬¹

(1. 西南石油大学完井技术中心, 四川成都 610500; 2. 中海石油(中国)有限公司深圳分公司, 广东深圳 518067)

摘要:底水非均衡脊进已成为制约底水油藏水平井高效开发的技术难题。从分析底水非均衡脊进的原因出发, 提出了采用中心油管和带节流喷嘴控水筛管实现均衡排液控制底水的完井思路。根据势叠加、镜像反映原理以及质量守恒、动量守恒定律建立了油藏渗流模型和井筒压降模型, 并由此推导出了中心油管和带节流喷嘴控水筛管的耦合计算模型, 给出了两均衡控水方法的设计思路与方案评价指标, 进行了设计实例分析。实例分析结果表明, 下入中心油管或带节流喷嘴控水筛管可以提高流入剖面的均衡性, 能起到延缓和控制底水局部快速突破的作用。

关键词:水平井 底水脊进 完井 油管 喷嘴 排液 耦合 模型

中图分类号:TE257 **文献标识码:**A **文章编号:**1001-0890(2011)04-0066-06

Well Equalizing Flowing Completion Technology to Delay and Control Bottom Water Coning in Horizontal Well

Xiong Youming¹, Liu Liming¹, Tang Haixiong², Chen Yang¹, Zhang Lin¹, Wang Bin¹

(1. Center of Well Completion Technology, Southwest Petroleum University, Chengdu, Sichuan, 610500, China; 2. Shenzhen Branch, CNOOC China Limited, Shenzhen, Guangdong, 518067, China)

Abstract: Uneven bottom water coning in horizontal wells has become a technical problem restricting the development efficiency of bottom water drive reservoir. This paper describes the way to control the bottom water coning by stinger completion with screen pipe and throttle nozzles, which produces the equalizing flowing in wellbore. According to the principle of superposition, image theory, mass and momentum conservation, the reservoir filtration model and wellbore model were derived. The coupled model for stinger completion with screen pipe and throttle nozzles was developed. The design strategy and evaluation index for evenly controlling bottom water was obtained. Case analysis indicated that this technology can improve the inflow profile, and delay and control the bottom water breakthrough efficiently.

Key words: horizontal well; bottom water coning; well completion; tubing; nozzle; discharge fluid; coupling; model

水平井开发底水油藏的突出问题是底水局部突入油井而导致原油产量降低或无法进行工业性开采。水平井底水向油层突入的现象, Chaperon^[1] 和 Karcher^[2] 等人称之为“底水脊进”。如何控制水平井底水向油层的均匀脊进, 已成为油田开发中长期面临的技术难题。近年来, 国内外学者对水平井开采底水油藏进行了广泛研究, 并取得了一些成果。其中, 均衡排液技术可有效延缓和控制水平井底水非均匀脊进, 因而该技术在国外得到了迅速发展和

广泛应用^[2-11]。但基于保密考虑, 其均衡流入控制装置在相关文献中只有简单的原理介绍, 对装置的具体优化设计方法以及设计理论均未描述, 国外各

收稿日期:2011-05-18; 改回日期:2011-05-26。

作者简介:熊友明(1963—),男,四川夹江人,1984年毕业于华东石油学院采油专业,1987年获西南石油学院油田开发工程专业硕士学位,教授,博士生导师,主要从事现代完井理论与工程、现代防砂技术、水平井技术、分支井技术等几个专业方向的研究工作。

联系方式:(028)89379279, xiongym@vip.sohu.com。

大石油技术服务公司只提供该技术的现场服务,且服务费用非常高。所以,研究均衡流入控制设计理论及开发具有自主知识产权的相关软件和装置,对于我国经济有效地开发底水油藏具有重要的现实意义。

1 均衡排液控制思路

1.1 水平井底水局部突破原因

水平井与直井的底水突进方式不同,水平井存在底水沿水平井轨迹某处局部先突破的特点,一旦底水局部突破,由于油水黏度差异含水率将快速上升、产油量降低,导致最终被迫关井,从而严重影响水平井开采底水油藏的经济效益。水平井底水突破

的主要类型(或水淹模式)有以下几种:1)对于均质油藏,高产高黏大位移水平井一般会出现如图 1(a)所示的底水在跟端先突破的情况;2)对于非均质油藏,随着渗透率高低的不同将可能出现如图 1(b)、(c)、(d)所示的底水在水平井长度方向上呈线状或多点先突破的情况;3)由于井眼轨迹高低起伏而造成重力势差,将可能出现如图 1(a)、(b)、(c)、(d)所示的底水在水平井长度方向上呈点状、线状或多点先突破的情况;或者井眼轨迹拐点接近水层,从而该点底水先突破的情况。实际水平井底水油藏的水淹模式将受到水平井完井方式及其工艺参数、地层参数(如油藏厚度、各向异性、非均质性、油藏边界和地层污染情况等)、流体物性参数和井筒水力学参数等因素的综合影响。

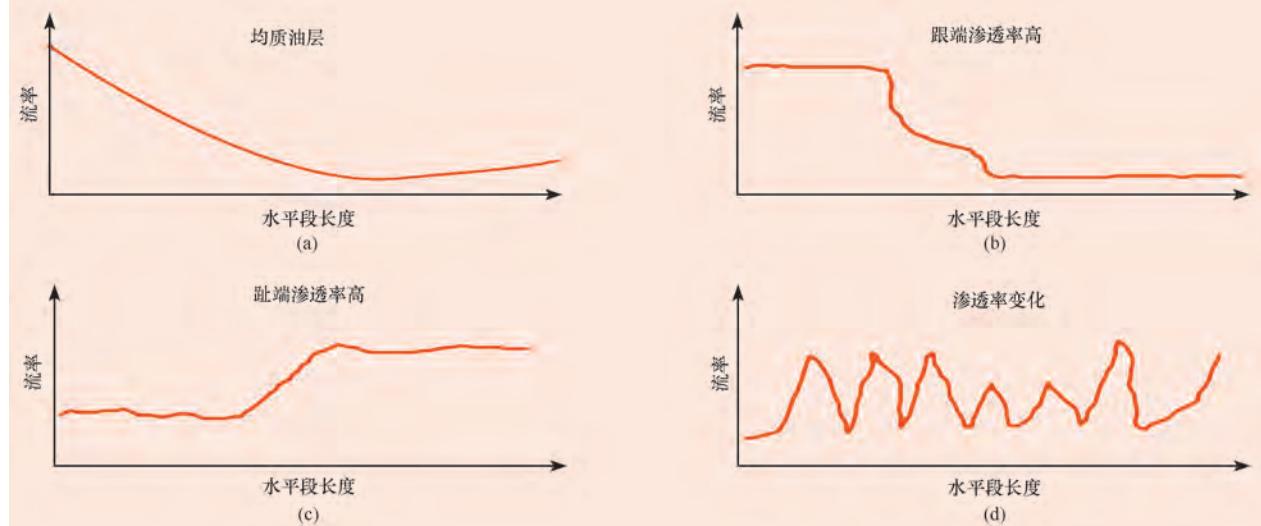


图 1 水平井井筒底水突破类型

Fig. 1 Type of bottom water breakthrough in horizontal well

1.2 均衡排液控制方式

均衡排液的主要方式有两种:1)对于均质油藏,通过改变井筒流体的流动方式,从而达到底水均匀推进(下述中心油管控水技术即为这一方式);2)通过在高流率处施加一流体附加流动阻力,从而实现水平井的均衡排液,防止底水局部突破(下述带节流喷嘴均衡排液控水筛管即为这一方式)。

2 中心油管控压缓水技术

1994 年 Brekke^[12]首次提出采用中心油管完井来延缓底水突破,增加无水采油量。笔者在此基础上研究了中心油管的控水原理及设计方法,形成的

技术在西江 23-1 油田的水平井中应用并得到了验证,同时,该技术也获得了国家专利^[13-14]。

2.1 中心油管耦合模型的建立

2.1.1 井筒压降模型

图 2 为文献[13-14]的核心部分——中心油管完井水平井井筒流动示意图。

从图 2 可以看出,该井筒压降模型通过在水平井段裸眼内、筛管内或者射孔套管内插入小直径的中心油管,使原有油藏流体渗流到井筒后,从趾端单一流向跟端的流动方式变为从两头向水平井中段的流动(一端从跟端沿中心油管与井壁之间的环空流动到水平井中段,另一端从趾端沿水平井筒流动到水平井中段,然后共同流向中心油管入口)。

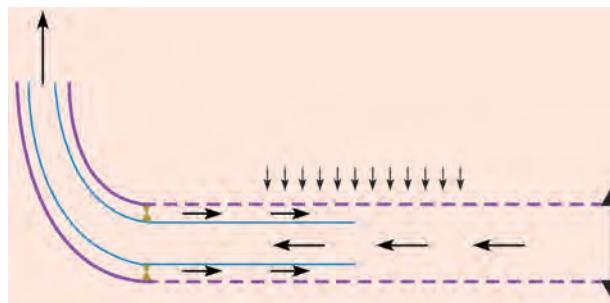


图 2 中心油管完井水平井井筒流动示意

Fig. 2 Schematic chart of flowing in horizontal wellbore with stinger completion

为了便于计算,对油藏采用分段处理的方法,将其分为 N 段,对于裸眼完井的水平井,井筒压降包括由高差引起的重力势差压降 Δp_{grai} 、摩阻引起的压降(包括混合干扰) Δp_{frici} 和流体加速引起的压降 Δp_{acci} 。根据质量守恒、动量守恒定律得:

$$\frac{dp}{dz} = \left(\frac{dp}{dz}\right)_{\text{gra}} + \left(\frac{dp}{dz}\right)_{\text{fric}} + \left(\frac{dp}{dz}\right)_{\text{acc}} \quad (1)$$

$$\Delta p_{\text{wfi}} = \Delta p_{\text{grai}} + \Delta p_{\text{frici}} + \Delta p_{\text{acci}} \quad (2)$$

$$\Delta p_{\text{grai}} = \rho g \Delta L_i \sin \theta \quad (3)$$

$$\Delta p_{\text{frici}} = \frac{2 f_{\text{oh}} \rho}{\pi^2 D^5} (2Q_i + q_i)^2 \Delta L_i \quad (4)$$

$$\Delta p_{\text{acci}} = \frac{32 \rho Q_i q_i}{\pi^2 D^4} - \frac{16 \rho q_i^2}{\pi^2 D^4} \quad (5)$$

式中: Δp_{wfi} 为第 i 微元段井壁处的压力, MPa; Q_i 为到第 i 微元段的累积截面流量, m^3/d ; q_i 为第 i 微元段径向流量, m^3/d ; ρ 为原油密度, kg/m^3 ; θ 为第 i 微元段井筒倾角, rad; ΔL_i 为第 i 微元段的长度, m; f_{oh} 为径向干扰修正系数; D 为井筒直径(环空有效直径), m。

2.1.2 油藏渗流模型

根据文献[15-16]给出的水平井底水油藏的渗流模型,将长为 L 的水平井看作一线汇,分成 N 个微元段,则第 i 段的流压为:

$$p_{\text{wfi}} = p_e + \frac{q_i \mu}{4 \pi K} \sum_{j=1, j \neq i}^N \Phi_{ij}(x_i, y_i, z_i) + \rho g (z_e - z_i) \quad (6)$$

式中: p_e 为定压边界处压力, MPa; μ 为原油黏度, $\text{mPa} \cdot \text{s}$; Φ_{ij} 为与油藏边界类型 i 点和 j 点之间距离以及 i 点与油藏边界之间距离有关的系数; z_e 为井筒到油藏边界的距离, m; z_i 为第 i 微元段到井筒的距离, m; K 为渗透率, μm^2 ; g 为重力加速度, 取 9.81 m/s^2 。

2.1.3 耦合模型

上述推导的油藏渗流和井筒压降模型可以用矩阵的统一形式表示为:

$$\mathbf{p} = \mathbf{Aq} \quad (7)$$

$$\Delta \mathbf{p}_{\text{wfi}} = \mathbf{Fq} \quad (8)$$

式中: \mathbf{p} 为由 N 个分段油藏净渗流压降组成的 N 阶列矩阵; \mathbf{q} 为由 N 个分段油藏的径向流量组成的 N 阶列矩阵; \mathbf{A} 为由 Φ_{ij} 组成的 $N \times N$ 阶系数矩阵; $\Delta \mathbf{p}_{\text{wfi}}$ 为由 N 个分段压降组成的 N 阶列矩阵; \mathbf{F} 为由 N 个井筒分段摩阻系数组成的 N 阶行矩阵。

2.1.4 求解方法

由于所建耦合模型为复杂的非线性方程组,而且随着微元段数 N 的增加,非线性程度更加严重,无法直接求解。可以在定端流压 p_{wfi} 或定产量 Q_0 两种模式下,采用迭代法求解式(7)和式(8),即给定初始流压 p_{wfi} ,用式(7)求出 q_i ,将 q_i 代入式(8)更新 p_{wfi} ,重复上述过程。当 p_{wfi} 和 q_i 两次迭代值之差的最大值小于某一规定误差时,停止迭代。

2.2 控水设计方法

1) 利用地层、井筒及流体等的参数,采用未下入中心油管油藏井筒耦合模型,预测井筒的生产压差剖面及流率剖面;

2) 利用中心油管耦合模型对不同井径、不同中心油管管径及中心油管下入深度进行优化模拟;

3) 根据生产压差调整幅度和全井段平均生产压差评价指标优选出最佳中心油管设计方案。

生产压差调整幅度定义为:生产压差调整幅度 = $(1 - \Delta p_1 / \Delta p) \times 100\%$ 。其中, Δp_1 为下入中心油管时沿水平井长度上的最大生产压差与最小生产压差的差值, Δp 为不下中心油管时沿水平井长度上的最大生产压差与最小生产压差的差值。

2.3 设计实例

实例 1 某底水油藏水平井采用筛管完井,水平段长度 500 m,油层厚度 32.4 m,水平渗透率 $30 \times 10^{-3} \mu\text{m}^2$,垂直渗透率 $27 \times 10^{-3} \mu\text{m}^2$,原油密度 0.91 g/cm^3 ,原油黏度 $4.24 \text{ mPa} \cdot \text{s}$,原油体积系数 1.195,油井半径为 152.4 mm。表 1 为下入不同尺寸中心油管均衡调整幅度比较结果。

表1 不同管径中心油管均衡调整幅度比较

Table 1 Comparison of adjustment range of stinger balance with different size

中心油管外径/mm	$\Delta p/\text{MPa}$	$\Delta p_1/\text{MPa}$	调整幅度, %
88.9	1.1475	1.2899	-12.4096
76.2	1.1475	0.8021	30.1002
63.5	1.1475	0.4436	61.3421
50.8	1.1475	0.2261	80.2963

从表1可以看出,下入Φ88.9 mm中心油管后,

表2 西江23-1油田4口井生产50 d的生产情况

Table 2 Production data of 50 days for 4 wells in Xijiang 23-1 Oilfield

完井方式	井名	累计产油量/ m^3	平均产油量/ $\text{m}^3 \cdot \text{d}^{-1}$	最终含水率, %	产量提高幅度, %
防砂筛管完井	A10井	23 279	465.58	89.7	
“防砂筛管+中心油管”完井	A13井	34 966	699.32	31.4	50.20
	A14井	38 579	771.58	63.2	65.72
	A15井	47 386	947.72	47.6	103.56

由表2可知,A13井、A14井和A15井采用了中心油管控压控水技术底水明显得到了控制,生产50 d后的含水率比未采用该技术的A10井低很多;且采用中心油管控压控水技术后累计产油量、日均产油量均大幅度增加。这些都说明中心油管控压控水技术不仅能延缓底水脊进,而且能大幅度提高单井产量。

3 带节流喷嘴均衡排液控水筛管技术

3.1 耦合模型

通过沿井筒增加一附加阻力的方式实现对水平井均衡排液的控水技术,国外已进行了大量研究,该技术也已得到广泛应用。现场应用表明,该技术对底水控制非常有效^[2-10]。目前,该类技术的控水工具或方式国外主要有:1)节流喷嘴(ICD),2)节流阀(ICV),3)智能完井。国内主要有:1)梯形筛管,2)变盲筛管^[17],3)变参数射孔。下面以节流喷嘴为例,介绍控水思想及设计方法。ICD控水筛管的基本结构如图3所示。

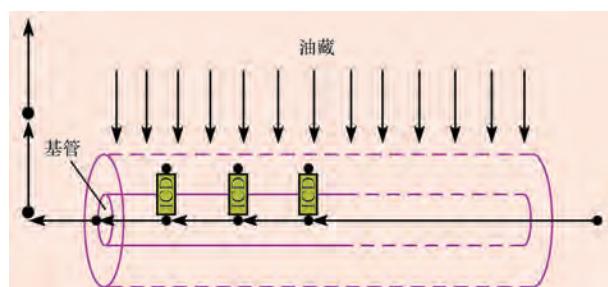


图3 带节流喷嘴控水筛管的基本结构示意

Fig. 3 Schematic plot of screen pipe with throttle nozzle controlling water

调整幅度为负值,反而使生产压差的分布更不均匀;下入Φ50.8 mm中心油管的调整幅度最大,可以起到延缓和控制底水局部快速突破的作用。

实例2 西江23-1油田的A10井、A13井、A14井和A15井开采同一油层,且油层厚度相当,其中A10井采用常规防砂完井,A13井、A14井和A15井采用常规防砂筛管配合中心油管控压控水完井技术完井。上述4口井生产50 d后的生产情况见表2。

带节流喷嘴控水筛管的油藏渗流模型及井筒压降模型与中心油管一致,耦合模型考虑油藏渗流、喷嘴嘴流和井筒管流三者的耦合。

对于带节流喷嘴控水筛管完井的水平井,将其视为n段线汇,设从油藏流入井筒第i段的流量为 $q_{\text{R}i}$,油藏渗流对应的井筒压力为 $p_{\text{wR}i}$,第i段井筒的截面流量增量为 q_{wi} ,中点处的压力为 p_{wfi} ,喷嘴节流压降为 Δp_{ci} ,则其耦合流动如图4所示。

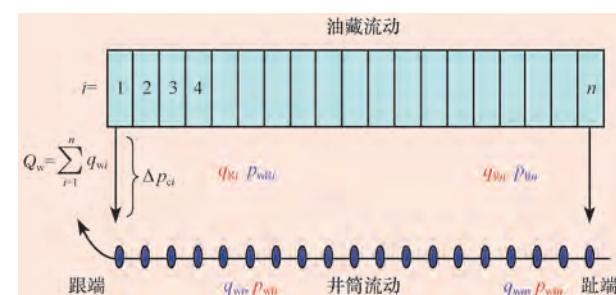


图4 油藏渗流-喷嘴嘴流-井筒管流耦合流动示意

Fig. 4 Schematic plot of coupled flow reservoir seepage-nozzle flow-wellbore flow

根据水力学原理,由能量方程可推导出喷嘴压降的表达式为^[18]:

$$\Delta p_{ci} = \frac{\rho_o Q_i^2}{2 C A_{ci}^2} \quad (9)$$

式中: $A_{ci} = \frac{1}{4}\pi D_{ci}^2$, m^2 ; Δp 为喷嘴压力降, MPa; ρ_o 为流体密度, kg/m^3 ; Q_i 为排量, m^3/s ; D_{ci} 为喷嘴截面直径, m^3 ; C 为喷嘴流量系数。

耦合条件为 $q_{\text{R}i} = q_{\text{wi}}$, $p_{\text{wR}i} + \Delta p_{ci} = p_{\text{wfi}}$ 。考虑喷嘴的节流压降,油藏耦合形式及求解方法与上述中心油管相同。

3.2 控水设计方法

- 1) 利用地层、井筒及流体等的参数,采用未下入带喷嘴控水筛管的油藏井筒耦合模型,预测井筒的生产压差剖面及流率剖面;
- 2) 利用油藏渗流-喷嘴嘴流-井筒管流耦合模型,在一定喷嘴布置间隔下对喷嘴个数及喷嘴直径进行优化;
- 3) 用净生产压差差值(最大净生产压差与最小净生产压差之差)和净生产压差调整幅度系数等评价指标优选出最佳喷嘴控水设计方案。

3.3 设计实例

利用前述设计中心油管完井时的底水油藏参数及水平井井筒参数,对该井进行了带节流喷嘴控水筛管(筛管外径为114.3 mm)的优化设计,设计的喷嘴布置方案见表3。全井段下割缝衬管的生产压差分布及下入带节流喷嘴的控水筛管后的净生产压差(即生产压差-喷嘴节流压降)分布如图5所示。

表3 φ114.3 mm 筛管上节流喷嘴的布置方案

Table 3 Design of throttle nozzles at φ114.3 mm screen pipe

位置/m	喷嘴直径/mm	喷嘴数/个	备注
0~30	2.8	1	
30~60	2.6	1	
60~90	2.6	1	
90~120	2.7	1	
120~150	2.8	1	喷嘴接于该段靠近水平井眼的第一根管柱上,在光管上接节流喷嘴
150~180	2.9	1	
180~210	3.0	1	
210~240	3.2	1	
240~270	3.5	1	
270~300	3.8	1	
300~330	4.3	1	
330~500			该段未接节流喷嘴,采用割缝衬管

从图5可以看出,下入带节流喷嘴筛管后油藏渗流压差均匀性大大提高。计算可得 Δp 为1.594 8 MPa, Δp_1 为0.173 6 MPa, 调整幅度为10.885 0%。下入带节流喷嘴筛管提高了整个流入剖面的均衡性,将有利于延缓和控制底水油藏水平井底水局部突破。

由于篇幅所限,笔者仅给出最终的优化设计方案。带节流喷嘴的优化设计,应包括不同井径、不同外径筛管及不同喷嘴布置间隔组合的各种方案,根

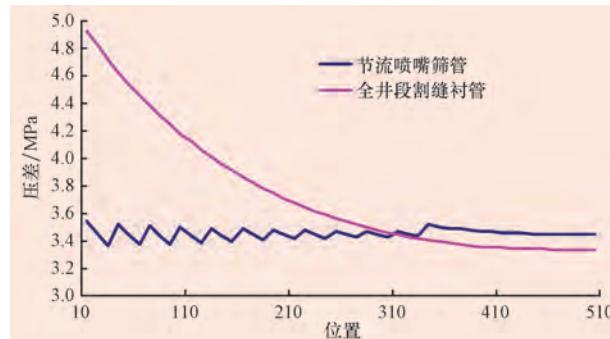


图5 生产压差对比曲线

Fig. 5 Comparison of differential pressure curves

据现净生产压差差值与调整幅度两评价指标优选出最优的喷嘴设计方案。

4 结论

- 1) 分析了水平井底水局部突破的原因,并由此提出了采用改变井筒流动方式和施加附加阻力以实现油水界面均匀抬升的均衡排液控水思路。
- 2) 根据势叠加和镜像反映原理建立了油藏渗流模型,根据质量守恒和动量守恒定律建立了井筒压降模型,推导出了中心油管和带节流喷嘴控水筛管的耦合计算模型。
- 3) 分别对两种控水技术进行了设计实例分析,结果表明,下入中心油管或带节流喷嘴的筛管都可以提高流入剖面的均衡性,起到延缓和控制底水局部快速突破的作用。
- 4) 中心油管适用于均质底水油藏,而带节流喷嘴控水筛管既适用于均质底水油藏,也适用于非均质底水油藏。

参考文献

- [1] Chaperon I. Theoretical study of coning toward horizontal and vertical wells in anisotropic formations: subcritical and critical rates[R]. SPE 15377, 1986.
- [2] Karcher B J, Giger F M, Inst J. Some practical formulas to predict horizontal well behavior[R]. SPE 15430, 1986.
- [3] Al-Khelaiwi F T, Davies D R. Inflow control devices: application and value quantification of a developing technology[R]. SPE 108700, 2007.
- [4] Al-Mumen A A, Al-Essa G A, Infra M, et al. World's first 3-7/8" multi-lateral short radius re-entry completed with ultra-slim ICD system[R]. SPE 126047, 2009.
- [5] Augustine J R. An investigation of the economic benefit of inflow control devices on horizontal well completions using a reservoir-wellbore coupled model[R]. SPE 78293, 2002.

- [6] Davila E, Almeida R, Vela I, et al. First applications of inflow control devices(ICD) in open hole horizontal wells in Block 15, Ecuador[R]. SPE 123008, 2009.
- [7] Robinson M. Intelligent well completions [R]. SPE 80993, 2003.
- [8] Henriksen K H, Gule E I, Augustine J. Case study: the application of inflow control devices in the Troll Oil Field[R]. SPE 100308, 2006.
- [9] Iyamu O, Coll C, Bouhafs C, et al. Impact of multilateral wells on oil recovery in an oil rim field development using multilateral wells with natural gas lift and inflow control devices in a fractured carbonate reservoir[R]. SPE 113866, 2008.
- [10] Ouyang L-B, Huang W S. Case studies for improving completion design through comprehensive well performance modeling [R]. SPE 104078, 2006.
- [11] 熊友明,罗东红,唐海雄,等.延缓和控制底水锥进的水平井完井新方法[J].西南石油大学学报:自然科学版,2009,31(1):103-106.
Xiong Youming, Luo Donghong, Tang Haixiong, et al. New-type horizontal well completion method of delaying and controlling bottom water coning[J]. Journal of Southwest Petroleum University: Science & Technology Edition, 2009, 31(1): 103-106.
- [12] Brekke K, Lien S C. New, simple completion methods for horizontal wells improve production performance in high-permeability thin oil zones[J]. SPE Drilling & Completion, 1994, 9(3):205-209.
- [13] 熊友明,唐海雄,张俊斌,等.一种水平井控压缓水锥的功能的完井装置:中国,200920134507.0[P].2010-11-10.
Xiong Youming, Tang Haixiong, Zhang Junbin, et al. Horizontal well completion device with pressure controlling and
- water-coning retaining functions: CN, 200920134507. 0[P]. 2010-11-10.
- [14] 熊友明,唐海雄,张俊斌,等.一种高效控压缓水锥水平井完井技术:中国,200910109251.2[P].2010-02-24.
Xiong Youming, Tang Haixiong, Zhang Junbin, et al. Well completion technique for efficiently controlling pressure and retaining water cone of horizontal well: CN, 200910109251. 2 [P]. 2010-02-24.
- [15] 刘想平,郭呈柱,蒋志祥,等.油层中渗流与水平井筒内流动的耦合模型[J].石油学报,1999,20(3):82-86.
Liu Xiangping, Guo Chengzhu, Jiang Zhixiang, et al. The model coupling fluid flow in the reservoir with flow in the horizontal wellbore[J]. Acta Petrolei Sinica, 1999, 20(3):82-86.
- [16] 刘想平,张兆顺,刘翔鹗,等.水平井筒内与渗流耦合的流动压降计算模型[J].西南石油学院学报,2000,22(2):36-39.
Liu Xiangping, Zhang Zhaojun, Liu Xiang'e, et al. A model to calculate pressure drops of horizontal wellbore variable mass flow coupled with flow in a reservoir[J]. Journal of Southwest Petroleum Institute, 2000, 22(2):36-39.
- [17] 余金陵,魏新芳.胜利油田智能完井技术研究新进展[J].石油钻探技术,2011,39(2):68-72.
Yu Jinling, Wei Xinfang. New development of intelligent well completion technology in Shengli Oilfield[J]. Petroleum Drilling Techniques, 2011, 39(2):68-72.
- [18] 刘成文,李兆敏.锥形喷嘴流量系数及水力参数的理论计算方法[J].钻采工艺,2000,23(5):1-3.
Liu Chengwen, Li Zhaomin. A theoretical calculation method for flow rate coefficient and hydraulic parameters of conical nozzle[J]. Drilling & Production Technology, 2000, 23(5): 1-3.

欢迎订阅 2012 年《石油钻探技术》

《石油钻探技术》创刊于 1973 年,是由中国石油化工集团公司主管、中国石化集团石油工程技术研究院主办的科技期刊,是全国中文核心期刊和历年全国科技论文统计源刊,被美国《石油文摘》、《中国石油文摘》和《中国地质文摘》等大量摘录。国内连续出版物号:CN11-1763/TE,国际连续出版物号:ISSN1001-0890。

《石油钻探技术》主要报道国内石油工程(包括钻井、钻井液、固井、完井、开采等专业)以及钻采机械设备与自动化方面的科技进展和现场经验,适当介绍国外石油工程技术发展的水平和动向。2012 年,本刊栏目调整为:专家视点、钻井完井、油气开采、钻采机械、现场交流、科技信息。适合于广大石油工程技术人员、石油类高等院校师生和油田企业经营管理者阅读。

《石油钻探技术》为双月刊,大 16 开版本,逢单月末出版。2012 年每期定价 15 元(含邮寄费),全年 6 期共 90 元。自办发行,邮汇与信汇均可。欢迎有关单位和个人及时订阅,可破季订阅。订阅办法:

1. 登录本刊网站(www.syzt.com.cn)下载期刊订阅单,认真填写订阅单及汇款单,切勿潦草,以免因地址不详而无法邮寄。
 2. 银行汇款:工行北京市海淀支行,帐号 0200049629200702219,户名“中国石油化工股份有限公司石油工程技术研究院”,开户行代码:102100004960,并注明“期刊”字样。
 3. 邮局汇款:北京市朝阳区北辰东路 8 号北辰时代大厦 710 室,邮编 100101,收款人:刘文臣。
- 联系电话:010-84988356,84988317;传真:010-84988316;E-mail:syzt@vip.163.com。