

一种井筒液面位置准确识别与分析方法

谢文敏¹, 陈燕², 邹章明³, 鹿晓涵²

1. 中国石油长庆油田分公司工程技术部 陕西西安 710021

2. 中国石油集团测井有限公司测试分公司 河北廊坊 065007

3. 中国石油集团川庆钻探工程有限公司长庆井下技术作业公司 陕西西安 710021

通讯作者: Email: chen_yan@cnpc.com.cn

引用: 谢文敏, 陈燕, 邹章明, 等. 一种井筒液面位置准确识别与分析方法[J]. 油气井测试, 2024, 33(4): 73-78.

Cite: XIE Wenmin, CHEN Yan, ZOU Zhangming, et al. An accurate method for identifying and analyzing wellbore liquid levels[J]. Well Testing, 2024, 33(4): 73-78.

摘要 传统通过深度-压力关系图确定井筒液面位置的方法, 当遇到压力不稳定、流体密度不均匀、测点少等情况时存在精度不够或无法计算的问题。提出了依靠试井手段, 在测取全井筒多点压力、温度的基础上, 先根据全部井段压力温度梯度判断液面所在井段, 再利用液面上下的实测点的压力和压力梯度计算液面位置的补充算法。当上部的气柱只有一个测点或者根本没有测点而无法进行线性回归的情况下, 传统算法无法计算液面的位置, 因液面附近的流体性质与液面上下实测点的流体性质最为接近, 此方法提高了液面计算的准确度。经SQ储气库S4-1等多口井成功应用, 计算结果符合生产实际情况。该方法提高了井筒内流体密度不均匀条件下液面位置的计算精度, 是传统液面位置计算的有效补充。

关键词 井筒; 液面位置; 气液两相流; 气井; 流体密度; 压力梯度; 计算方法; 试井

中图分类号: TE331

文献标识码: B

DOI: 10.19680/j.cnki.1004-4388.2024.04.012

An accurate method for identifying and analyzing wellbore liquid levels

XIE Wenmin¹, CHEN Yan², ZOU Zhangming³, LU Xiaohan²

1. Engineering Technology Department of PetroChina Changqing Oilfield Company, Xi'an, Shaanxi 710021, China

2. Well Testing Branch, China National Logging Corporation, Langfang, Hebei 065007, China

3. CCDC Changqing Downhole Technology Company, Xi'an, Shaanxi 710021, China

Abstract: Traditional methods for determining wellbore liquid levels through depth-pressure relationship graphs encounter issues with accuracy or infeasibility under conditions of unstable pressure, non-uniform fluid density, or limited measurement points. Relying on well testing techniques, and on the basis of acquiring multi-point pressure and temperature data along the entire wellbore, the well segment where the liquid level is located can be identified according to the pressure-temperature gradient across the entire wellbore. Then, liquid level position can be calculated using the pressures and pressure gradients at measured points above and below the liquid level with a supplementary algorithm. In situations where the upper gas column has only one measurement point or lacks measurement points altogether, rendering traditional linear regression methods inapplicable, this new approach significantly enhances the accuracy of liquid level calculations by utilizing the fluid properties near the liquid level, which closely resemble those at the measured points above and below it. The method has been successfully applied to several wells, including Well S4-1 in the SQ gas storage reservoir, with results aligning well with actual production situations. This technique improves the calculation accuracy of liquid level position under conditions of non-uniform fluid density within the wellbore and serves as an effective supplement to traditional methods.

Keywords: wellbore; liquid level position; gas-liquid two-phase flow; gas well; fluid density; pressure gradient; calculation method; well testing

液面位置是油气井动态监测的一项重要内容, 它对高压物性取样器下入深度的设计、排水采气措施的制定以及生产油嘴的选择等具有不可替代的

作用, 液面位置不仅能够反映出油井内动态液面的高度变化和油井内部流动压力大小, 还可以确定泵的沉没度^[1-3]。泵的合理沉没度是抽油机进行安全



生产和有效生产的前提。实时简便快速的监测液面位置及其变化,有利于制定抽油机的合理工作制度、采油速率以及生产作业时间,起到降本增效的作用^[4-6]。

石油大规模开采前期,测液面最常用的方法是纸带记录法。该方法利用纸带利用人工来判断液面位置,造成一定的误差性,而且数据只能用纸张保存,后续资料查询存在极大的不便。在国内,针对传统的纸带记录法存在的各种问题,李美艳^[7]设计采用可存储深井压力计测量液面,该方法在一定程度上缩减了测量的步骤,但测量结果时效性低;付亚丽等^[8]研究出了利用声波原理来进行液面测量的监测仪;万晓凤等^[9]通过电控式气爆,依据大气压差原理,制造了液面自动测量装置;王通等^[10-11]利用自适应软测量方法,实现液面的软测量建模;周伟等^[12]利用管柱空气共振频率和液面深度的关系,提出了基于管柱声场模型的液面检测方法,但此方法没有考虑到强噪声环境下的液面回波检测问题,适用性差;汪玉祥等^[13]利用声波测距原理研制了一种新型智能化井下动液面深度测量系统;目前测液面最常用的方法有声波法、机械法和压力梯度计算法,由于声波法受地面环境噪声的影响很大,机械法(主要是浮筒式液面测量工具)对于正在生产的油气井往往无法下入工具测量,于是,压力梯度计算法就成了油气田确定井筒液面普遍使用的方法。本文采用压力梯度计算法,主要利用柔性的钢丝、电缆等携带电子压力计在井筒内下放或上提,采用逐点测试的方法,得到不同深度的稳定压力值,通过压力梯度的变化了解井筒内油气水等不同相态的分布情况,并利用油气水密度的差异,识别并分析出井筒液面的具体位置。

1 压力梯度测试工艺及原理

压力梯度是指井筒压力在单位深度上的变化量^[14]。换句话说,压力梯度是指井深增加或减少 100 m 时井筒流体压力的变化量。通过单位换算,可以将流体的密度换算出以“MPa/100 m”为单位的压力梯度与以“g/cm³”为单位的流体密度呈 1.020 4 倍的关系,推导过程如下:

$$\Delta P = \rho g \Delta h \quad (1)$$

$$\frac{\Delta P}{\Delta h} = \rho g = 1\,000\rho \cdot 9.81$$

$$\text{即} \quad \frac{\Delta P}{\Delta h} = 1.020\,4\rho$$

式中, P 为压力,MPa; h 为深度,m; ρ 为流体密度,g/cm³。

尽管压力梯度和流体密度是两个完全不同的物理量,但从上式可以看出,两者在数值上几乎相等,因此我们就可以近似把压力梯度的数值看成流体的密度值来判断流体的相态。

2 液面位置的传统算法及局限性

均匀流体在井筒中的压力梯度基本是一个定值,因此,该井段的深度与压力具有线性关系特征。如果井筒中存在两种均匀的流体,则在深度-压力关系图上就可以绘制出斜率不同的两条直线,而两条直线的交点对应的深度就是流体界面的位置^[15]。如果上部是气相,下部是液相,则这个气液界面就是液面。此法称为直线回归法,也是多年来人们确定井筒液面位置最常用的方法,如图 1 所示。

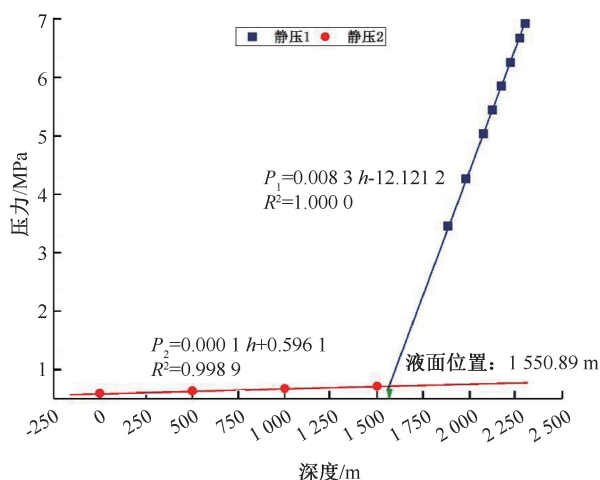


图 1 深度-压力关系图

Fig. 1 Depth-pressure diagram

由于每条回归直线的斜率和截距都是靠某种相态的全部数据来支撑的,而每个数据点的读取也带有一定的随机性,加之压力台阶上每个数据点的读数也不尽相同,因此,测点越多,误差可能就会越大。特别是在井筒压力不稳定、流体密度不均匀的条件下,不同的选点就会得到不同的分析结果。基于此,本文的研究课题,即如何减少计算所需的压力点数,从而减小计算误差。

3 液面位置的补充算法

对于压力不稳定、相态不均匀的压力梯度测试,用传统的方法确定液面位置就会产生不小的误差^[16-18]。鉴于传统算法根植于某种相态所有梯度点的数据,即全局数据,即使距离液面较远、不能反

映液面附近流体特征的测点,也会对计算结果产生显著的影响^[19-20],因此我们舍弃远处无关的数据,而选择最能代表液面特点的局部数据来进行计算,以求得到准确的井筒液面位置,如图2。

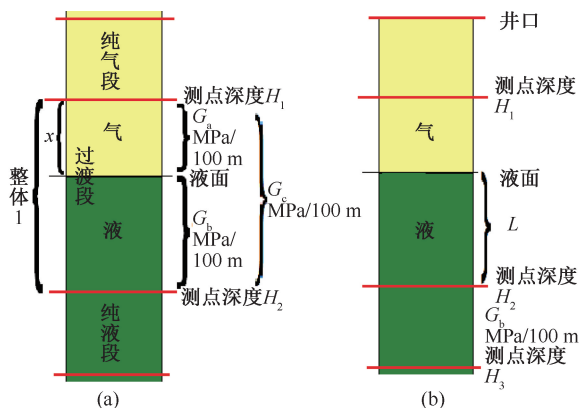


图2 井筒液面位置补充算法示意图

Fig.2 Schematic diagram of supplement algorithm for wellbore liquid level position

图2(a)显示,井筒中存在气、液两个相态的流体,根据实测数据,我们将井筒中的流体划分为纯气段、过渡段和纯液段。过渡段由一段气柱和一段液柱组成,电子压力计的两个测点跨越气、液两相,所测压力的增量为该井段气柱压力和液柱压力之和。气柱或液柱中的压力增量等于该相态的压力梯度与柱高的乘积,亦即从图2中的 H_1 点到 H_2 点的压力增量(即两点实测压力 P_1 和 P_2 之差)等于气柱的压力梯度 G_a 乘以气柱高度 x 再加上液柱的压力梯度 G_b 乘以液柱高度 H_2-H_1-x , G_a 和 G_b 分别为相邻纯气段和纯液段的实测压力梯度,由于相邻的实测数据最接近液面附近的真实状态,这样就成功地排除了远处测点的干扰。求出气柱的高度 x ,液面位置便会唾手可得。根据上面的叙述,可得

$$P_2 - P_1 = G_a x + G_b (H_2 - H_1 - x) \quad (2)$$

计算时注意将 G_a 、 G_b 转换为每米的压力梯度。式中: H 为井筒中液面的垂直深度,m; P_1 为电子压力计浸入液面以下第一个测点所测到的压力,MPa; P_2 为井口油压或电子压力计在气相中所测到的压力,MPa; G 为测点压力梯度,MP/100 m, x 为气柱高度,m。

从式(2)中解出 x ,得

$$x = \frac{P_2 - P_1 + G_b (H_1 - H_2)}{G_a - G_b} \quad (3)$$

由此可以计算出液面位置 $H_{\text{液面}}$ (垂深)在 H_1+x 处,即

$$H_{\text{液面}} = H_1 + \frac{P_2 - P_1 + G_b (H_1 - H_2)}{G_a - G_b} \quad (4)$$

上式中,过渡段顶、底深度(H_1 、 H_2)和压力(P_1 、 P_2)以及液面附近气柱和液柱的压力梯度(G_a 、 G_b)都是实测和计算出来的,都是已知数,代入公式即可得到液面垂深 $H_{\text{液面}}$ 的数值。

另外,图2还有一种分析方法,即不用压力而只用压力梯度来分析和计算液面位置。这是一种求比例的方法。

将整个过渡段的长度看做整体1,气柱高度占比为 x ,那么,实测过渡段的压力梯度 G_c 就是液面附近气柱和液柱的长度占比与气、液压力梯度乘积之和,即

$$G_a x + G_b (1 - x) = G_c \times 1 \quad (5)$$

将上式变形,得

$$x = \frac{G_b - G_c}{G_b - G_a} \quad (6)$$

过渡段的长度(垂)是 $\Delta H = H_2 - H_1$ (m),根据式6的计算结果便可继续算出气柱的长度 $L_{\text{气}}$

$$L_{\text{气}} = (H_2 - H_1) x \quad (7)$$

该井段的顶部深度(垂) H_1 加上式(7)计算出来的气柱长度 $L_{\text{气}}$,就是最终要得到的液面位置

$$H_{\text{液面}} = H_1 + L_{\text{气}} \quad (8)$$

将式(6)代入式(7)、再将式(7)代入式(8)得

$$H_{\text{液面}} = H_1 + (H_2 - H_1) \times \frac{G_b - G_c}{G_b - G_a} \quad (9)$$

式(9)中,所有的深度单位都是m,所有的压力梯度单位都是MPa/100 m。

可以看出,这种计算方法无论怎么分析式(4)和式(9),都是利用液面附近的局部数据进行计算而避免了远处数据的影响,因此,其计算结果也更贴近实际情况。

当气相段仅有一个测点或者根本没有测点时,无法用回归曲线法求取页面位置。可以忽略气柱的重量,认为气柱顶、底的压力相同,利用在深处的液柱中所测得的压力和压力梯度来折算液面位置(见图2b)。

由于气柱的重量可以忽略(尤其是在井口压力 P_0 很小的情况下),它的弹性势能对井口和对井底的作用就是相同的,换句话说,液面位置的压力亦即气柱底部的压力等于井口压力 P_0 (即气柱顶部的压力),那么,电子压力计浸没在液面以下的第一个测点所测得的压力 P 减去井口压力(即深度为0时

的压力,亦即油压),所得的压力差 $P-P_0$ 就是从液面到液面以下第一个测点这段液柱的压力差;根据此测点以下第一个相邻的压力梯度(液相的压力梯度) G_b ,折算出此测点到液面这段液柱的长度 L ,即可推算出液面的垂深位置 $H_{\text{液面}}$ 。

$$H_{\text{液面}} = H_2 - 100 \times \frac{P - P_0}{G_b}$$

(10)

如果井口没有压力表,气柱中也没有任何测点,可以读取电子压力计下井前刚一打开采油树或采气树主阀时的压力数据作为井口压力 P_0 的值代入式(10)进行计算。由于选择的液相的压力梯度是紧邻液面的,因此相对来说计算结果也是准确的。

4 实例应用

传统算法考虑的是全局,所有的数据点都参与最小二乘法的线性回归,任何一个数据点都会对直线方程的斜率和截距产生影响;而补充算法考虑的是局部,只有和计算井筒液面位置有关的数据才能参与计算,故这些数据更接近液面所在井段的真实情况。所以,在井筒压力不稳定或流体密度不均匀的情况下,传统算法就会产生较大的误差,而补充算法却能得到比较准确的结果。

4.1 实例 1

S4-1 井是 SQ 储气库的一口注采井,静压、静温梯度计算结果如表 1 所示。

表 1 S4-1 井静压、静温梯度测试数据表

Table 1 S4-1 static pressure and static temperature gradient test data sheet

深度 /m	压力 /MPa	温度 /℃	压力梯度 /(MPa/100 m)	温度梯度 (℃/100 m)
0	33.53	19.85	/	/
1 000	36.20	45.28	0.267	2.543
2 000	38.68	76.14	0.248	3.086
2 500	39.86	90.83	0.237	2.938
3 000	41.04	105.61	0.235	2.956
3 500	42.15	118.16	0.222	2.511
3 800	42.80	125.92	0.218	2.587
4 100	43.42	132.59	0.207	2.222
4 300	43.83	137.67	0.206	2.541
4 500	44.24	144.25	0.203	3.288
4 537.2	44.31	144.85	0.203	1.605
4 600	44.70	146.03	0.612	1.893
4 700	45.62	148.60	0.926	2.563
4 800	46.55	150.57	0.922	1.969
4 900	47.61	152.79	1.065	2.221
4 537.20	44.31	144.85	/	/

试气井段中部压力、温度均为实测值

根据传统方法,绘制深度-压力关系图(见图 3),并对数据点添加两条趋势线。

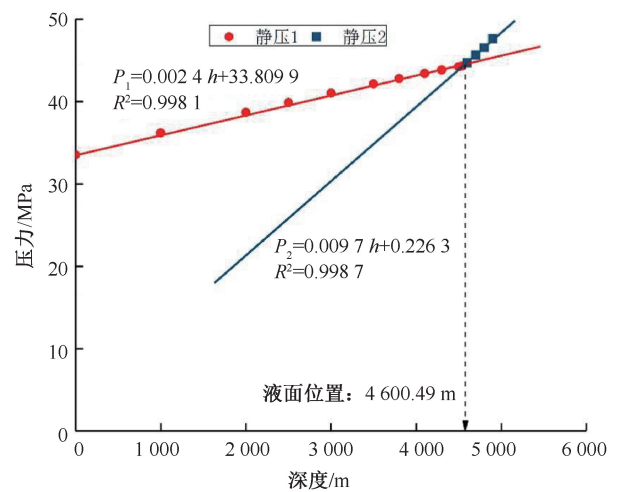


图 3 S4-1 井深度-压力关系图

Fig. 3 S4-1 Depth-pressure diagram

显示出对应的压力方程如下,算得液面位置为 4 600.49 m。

$$P_1 = 0.0024 H + 33.8099$$

(11)

$$P_2 = 0.0097 H + 0.2263$$

(12)

根据补充算法,先根据压力梯度分析确定液面所在井段为 4 537.2~4 600 m 之间,根据 4 500~4 537.2 m 得到气态压力梯度为 0.203 MPa/100 m,根据 4 600~4 700 m 得到液相压力梯度为 0.926 MPa/100 m,液面所在井段的压力梯度为 0.612 MPa/100 m。将参数代入式(9),得到液面位置为 4 564.47 m。

$$H_{\text{液面}} = H_1 + (H_2 - H_1) \times \frac{G_b - G_c}{G_b - G_a}$$

$$\approx 4564.47(\text{m})$$

(13)

尤其是上部的气柱只有一个测点或者根本没有测点而无法进行线性回归的情况下,或者是下步液柱没有多个测点的情况,传统的算法就计算不出液面的位置,而本文介绍的方法就自然填补了传统算法的这个空白。

4.2 实例 2

H3-5X 井是储气库的一口注采井,静压、静温梯度计算结果如表 2 所示。

从表 2 可以看出,从井口至井深 1 950.0 m(斜)压力梯度值位于 0.088~0.121 MPa/100 m 之间,表明这个井段中的流体均为气相。井深 1 950.0~2 000 m(斜)压力梯度值为 0.502 MPa/100 m,表明这个井段中的流体为气-液混相,存在液面,根据传统回归方法,液相压力点无法回归成直线,则没有

办法计算液面位置。本方法首先判断液面位置 1 950.0 m~2 000 m(斜),最近气相测点压力梯度为 0.097 MPa/100 m,在当液相压力梯度为 0.98 MPa/100 m 时,根据邻近测点计算方法,得到本井的液面在垂深 1 698.38 m 处。

表 2 H3-5X 井静压、静温梯度测试数据表
Table 2 H3-5X static pressure and static temperature gradient test data sheet

斜深 /m	垂深 /m	压力 /MPa	温度 /℃	压力梯度 /(MPa/100 m)	温度梯度 /(℃/100 m)
0	0	10.77	3.90	/	/
500	447.98	11.31	26.25	0.121	4.989
1 000	925.61	11.83	40.01	0.107	2.881
1 300	1 193.56	12.10	47.99	0.103	2.981
1 500	1 340.54	12.25	53.40	0.100	3.679
1 600	1 412.28	12.32	55.90	0.099	3.482
1 700	1 481.42	12.39	58.51	0.097	3.782
1 800	1 550.34	12.45	60.05	0.096	2.230
1 850	1 584.89	12.48	62.09	0.088	5.913
1 900	1 620.55	12.52	62.91	0.093	2.297
1 950	1 656.23	12.55	62.57	0.097	-0.959
2 000	1 691.42	12.73	62.83	0.502	0.747

本文论述方法在华北油田储气库、冀中区块、巴彦探区应用超 30 口井,计算结果与生产实际相符,对于排水采气、生产制度制定等具有一定指导意义。

5 结论

井筒液面的确定无论对气井还是油井都具有非常重要的意义,通过分析井筒中流体相态的变化情况,本文提出先根据整体压力、压力梯度确定液面井段,再利用相态变化井段邻近测点的压力及压力梯度值来计算液面位置的补充算法。该方法除了适用于压力梯度测试计算液面,特别是对于压力梯度波动大,或者是不同相态共存,而其中一种相态因测点无法回归曲线的情形。该理论基础可靠,可以良好应用于复杂情况下气井和油井的井筒内液面位置判断,提高了液面位置计算的可靠性和准确性。

致谢:感谢渤海钻探油气井测试公司地质研究中心李琳琳对本文的指导;感谢其他为本文创作提供帮助的专家。

参考文献

[1] 妥红,宋晓晟,杨明清,等.井筒液面高度监测试验与现场应用[J].录井工程,2021,32(3):107-112.
TUO Hong, SONG Xiaosheng, YANG Mingqing, et al. Monitoring experiment and field application of wellbore

liquid level[J]. Mud Logging Engineering, 2021,32(3): 107-112.
[2] 窦金宝.气井井筒气液两相流动特性及临界携液模型研究[D].西安:西安石油大学,2020:79-86.
DOU Jinbao. Study on gas-liquid two-phase flow characteristics and critical liquid carrying model in gas well bore [D]. Xi'an: Xi'an University of Petroleum,2020:79-86.
[3] 王晓荣,甘庆明,王惠,等.一种称重式气井井筒液面位置的确定方法[J].油气井测试,2011,20(5):30-31.
WANG Xiaorong, GAN Qingming, WANG Hui, et al. A weighing method for determining the liquid level in the well bore of a gas well[J]. Well Testing, 2011, 20(5):30-31.
[4] 苟三权.气井井筒液面位置确定的简易方法[J].油气井测试,2006,15(4):25-26.
GOU Sanquan. A simple method to determine flow position in gas well[J]. Well Testing,2006,15(4):25-26.
[5] 苗润金,王贵宁,王亚玲,等.靖边气田气井井筒液面探测方法应用分析[J].石化技术,2018,25(12):82,302.
MIAO Runjin, WANG Guining, WANG Yaling, et al. Application analysis of liquid level detection method for gas well in Jingbian gas field [J]. Petrochemical Industry Technology, 2018,25(12):82,302.
[6] 仲志丹,吴进峰,任金梅.油井动液面位置智能识别算法研究[J].智能计算机与应用,2019,9(3):45-48.
ZHONG Zhidan, WU Jinfeng, REN Jinmei. Research on intelligent recognition algorithms for dynamic fluid level position of oil wells[J]. Intrlligent Computer and Applications,2019,9(3):45-48.
[7] 李美艳.存储式深井电子压力计的研究与开发[D].西安:西北工业大学,2004:32-35.
LI Meiyen. Research and development of storage type deep well electronic pressure gauge [D]. Xi'an: Northwestern Polytechnical University, 2004:32-35.
[8] 付亚丽,于秀娟,林中雨.SL-MSL-I型自动液面监测仪性能分析[J].大庆师范学院学报,2006,26(2):35-38.
FU Yali, YU Xiujuan, LIN Zhongyu. Performance analysis of SL-MSL-I automatic liquid level monitor[J]. Journal of Daqing Normal University, 2006, 26(2):35-38.
[9] 万晓凤,易其军,雷继棠,等.动液面远程自动连续测量装置实现[J].工程设计学报,2013,20(3):260-264.
WAN Xiaofeng, YI Qijun, LEI Jitang, et al. Implementation of remote automatic continuous measurement device for dynamic liquid level[J]. Chinese Journal of Engineering Design, 2013, 20(3):260-264.
[10] 王通.抽油井动液面软测量方法研究及实现[D].沈阳:东北大学,2015:30-35.
WANG Tong. Research and implementation of soft measurement method for dynamic liquid level in pumping wells[D]. Shenyang:Northeastern University,2015:30-35.
[11] 王通,段泽文,李琨.基于改进 AdaBoost 的油井动液面自适应集成建模[J].电子测量与仪器学报,2017,31(8):1342-1348.

WANG Tong, DUAN Zewen, LI Kun. Adaptive integrated modeling of oil well dynamic liquid level based on improved AdaBoost [J]. Journal of Electronic Measurement and Instrument, 2017, 31 (8): 1342-1348.

[12] 周伟,贾威,郭小渝,等. 基于管柱声场模型的油井动液面检测新方法[J]. 西南石油大学学报(自然科学版), 2015, 37(4): 166-172.

ZHOU Wei, JIA Wei, GUO Xiaoyu, et al. A new method for detecting dynamic liquid level in oil wells based on the acoustic field model of the pipe string [J]. Journal of Southwest Petroleum University (Science & Technology Edition), 2015, 37(4): 166-172.

[13] 汪玉祥,魏勇,王路平,等. 井下动液面深度测量系统的设计与实现[J]. 仪表技术与传感器, 2022(10): 81-87.

WANG Yuxiang, WEI Yong, WANG Luping, et al. design and implementation of underground dynamic liquid level depth measurement system[J]. Instrument Technique and Sensor, 2022(10): 81-87.

[14] 李翔宇,高宪文,侯延彬. 基于示功图的抽油井动液面软测量机理建模[J]. 控制工程, 2018, 25(3): 464-471.

LI Xiangyu, GAO Xianwen, HOU Yanbin. Modeling of soft measurement mechanism for dynamic liquid level in pumping wells based on indicator diagram [J]. Control Engineering of China, 2018, 25(3): 464-471.

[15] 李翔宇,高宪文,李琨,等. 鱼群算法优化组合核函数 GPR 的油井动液面预测[J]. 东北大学学报(自然科学版), 2017, 38(1): 11-15.

LI Xiangyu, GAO Xianwen, LI Kun. Optimization of fish swarm algorithm combined with kernel function GPR for predicting dynamic liquid level in oil wells[J]. Journal of Northeastern University (Natural Science), 2017, 38(1): 11-15.

[16] 宋子平,刘森,陈冰,等. 动液面自动监测系统的研究与现场应用[J]. 自动化博览, 2023, 40(12): 84-86.

SONG Ziping, LIU Miao, CHEN Bing, et al. Research and on-site application of automatic liquid level monitoring system[J]. Automation Panorama, 2023, 40(12): 84-86.

[17] 薛皓. 海上产水气井积液高度预测新方法[J]. 中国石油和化工标准与质量, 2020, 40(4): 187-189.

XUE Hao. A new method for predicting the height of liquid accumulation in offshore water producing gas wells [J]. China Petroleum and Chemical Standard and Quality, 2020, 40(4): 187-189.

[18] 尤启东. 低渗岩心自发同向渗吸启动压力梯度计算方法[J]. 科学技术与工程, 2023, 23(14): 5978-5987.

YOU Qidong. Calculation method for starting pressure gradient of spontaneous co directional seepage and suction in low-permeability rock cores [J]. Science Technology and Engineering, 2023, 23(14): 5978-5987.

[19] 周育瑞,张茂林,张艺钟,等. 考虑启动压力梯度和应力敏感的油-气两相数值试井方法[J]. 中国科技论文, 2022, 17(9): 1014-1020.

ZHOU Yurui, ZHANG Maolin, ZHANG Yizhong, et al. A numerical well testing method for oil gas two phase considering starting pressure gradient and stress sensitivity[J]. China Science paper, 2022, 17(9): 1014-1020.

[20] 赵铭川. 利用压力梯度确定环空内流体界面的分布[J]. 化学工程与装备, 2022, (1): 31-33.

ZHAO Mingchuan. Using pressure gradient to determine the distribution of fluid interfaces in the annulus [J]. Chemical Engineering & Equipment, 2022, (1): 31-33.

编辑 方志慧

第一作者简介:谢文敏,男,1968 年出生,工程师,1992 年毕业于长庆石油学校石油及天然气钻井工程专业,现从事钻井新技术推广及钻井管理工作。电话:15109203781。Email: xwm_cq@petrochina.com.cn。通信地址:陕西省西安市未央区兴隆园二区,邮政编码:710021。