

# 地层漏失压力研究在哈拉哈塘凹陷的应用

翟晓鹏<sup>1,2</sup>, 郝红永<sup>1,2</sup>, 楼一珊<sup>1,2</sup>, 管虹翔<sup>3</sup>, 马志亮<sup>4</sup>, 雷云川<sup>5</sup>, 张浩<sup>5</sup>

(1.长江大学 油气钻采工程湖北省重点实验室, 湖北 荆州 434023; 2.长江大学 石油工程学院, 湖北 荆州 434023; 3.中海石油研究总院, 北京 100027; 4.北京温菲尔德石油技术开发有限公司, 北京 100191; 5.中海石油能源发展股份有限公司 监督监理技术分公司, 天津 300452)

**摘要:**在碳酸盐岩地层中, 裂缝和溶洞较发育, 若按照地层破裂压力确定钻井液安全密度窗口, 极易引起井漏事故。根据漏失发生的不同机理, 将漏失压力分为破裂漏失压力和自然漏失压力, 并建立了这2种漏失压力的计算模型, 据此预测了哈拉哈塘凹陷哈斜1井的漏失压力。利用破裂漏失压力计算模型, 预测了哈斜1井新近系、白垩系和二叠系井段的破裂漏失压力, 最大误差为3.15%, 能够满足钻井工程需要, 可将其应用到哈拉哈塘凹陷开发井设计、施工中。利用自然漏失压力计算模型, 预测了哈斜1井奥陶系漏失压力, 结果与现场实际情况一致, 说明该预测模型准确, 在哈拉哈塘凹陷开发井设计中, 可根据该模型预测奥陶系的自然漏失压力。

**关键词:**漏失压力 自然漏失 破裂漏失 安全密度窗口 哈拉哈塘凹陷

**中图分类号:** TE28

**文献标识码:** A

**文章编号:** 1009-9603(2013)02-0108-03

在深井、超深井钻井施工过程中, 井漏现象时有发生, 特别是在发育裂缝和溶洞的碳酸盐岩地层中。对井漏现象应积极预防、尽早发现和及时处理, 否则不仅会损失大量的生产时间, 还可能引发溢流、井喷、井塌和卡死钻具等恶性钻井事故, 甚至导致部分井段或全井段报废<sup>[1]</sup>。准确预测地层漏失压力, 对于储层保护、井身结构设计和钻井液安全密度窗口确定具有重要意义。

目前, 钻井工程上多采用破裂压力作为钻井液安全密度窗口的上限, 对发育裂缝和溶洞的碳酸盐岩地层并不适用, 常常会引起严重的漏失现象<sup>[2]</sup>。为此, 笔者依据地层漏失现象形成的不同机理, 将漏失分为破裂漏失和自然漏失2大类进行研究。

## 1 漏失压力预测模型

对于泥岩和砂岩等地层, 当井筒内部钻井液密度过大时, 井壁岩石所受到的切向应力大于岩石的抗拉伸强度, 导致地层岩石发生破裂, 引起破裂漏失; 而对于发育天然裂缝和溶洞的碳酸盐岩地层, 当钻井液所受井筒内液柱压力作用足够大时, 会克服流动阻力, 进入地层天然孔道中, 产生自然漏

失<sup>[3]</sup>。因二者漏失机理不同, 所以计算模型也不同。

### 1.1 破裂漏失压力计算模型

对泥岩和砂岩等地层, 依据摩尔—库仑准则<sup>[4]</sup>, 当破裂漏失发生在最小水平地应力处时, 发生破裂处的切向应力为

$$\sigma_{\theta 1} = 3\sigma_h - \sigma_H - p_i \quad (1)$$

式中:  $\sigma_{\theta 1}$  为发生破裂处的切向应力, MPa;  $\sigma_h$  为最小水平地应力, MPa;  $\sigma_H$  为最大水平地应力, MPa;  $p_i$  为钻井液液柱压力, MPa。

因井筒内液柱压力远大于地层压力, 所以井壁上的切向应力受钻井液向地层渗透阻力的影响<sup>[5]</sup>。钻井液向地层渗透的渗透阻力为

$$\sigma_{\theta 2} = \left[ \alpha \left( \frac{1-2\gamma}{1-\gamma} \right) - \phi \right] (p_i - p_p) \quad (2)$$

式中:  $\sigma_{\theta 2}$  为渗透阻力, MPa;  $\alpha$  为有效应力贡献系数;  $\gamma$  为泊松比;  $\phi$  为地层孔隙度;  $p_p$  为地层孔隙压力, MPa。

综合考虑地应力和渗透阻力的作用, 有效切向应力的表达式为

$$\sigma_{\theta} = \sigma_{\theta 1} + \sigma_{\theta 2} - \alpha p_p \quad (3)$$

式中:  $\sigma_{\theta}$  为井壁处有效切向应力, MPa。

收稿日期: 2013-02-07。

作者简介: 翟晓鹏, 男, 在读博士研究生, 从事岩石力学理论及应用方面的研究。联系电话: 13997572361, E-mail: zhaixiaopeng2006@163.com。

基金项目: 国家科技重大专项“多枝导流适度出砂技术”(2011ZX05024-003-04)。

将式(1)和式(2)代入式(3),可得

$$\sigma_0 = 3\sigma_H - \sigma_h - p_i + \left[ \alpha \left( \frac{1-2\gamma}{1-\gamma} \right) - \phi \right] (p_i - p_p) - \alpha p_p \quad (4)$$

由式(4)和摩尔—库仑准则,可求得当岩石发生破裂时井筒内的钻井液液柱压力,即为破裂漏失压力,其计算式为

$$p_f = \frac{3\sigma_h - \sigma_H - \alpha \left( \frac{2-3\gamma}{1-\gamma} \right) p_p + S_t + \phi p_p}{1 - \alpha \left( \frac{1-2\gamma}{1-\gamma} \right) + \phi} \quad (5)$$

式中:  $p_f$  为破裂漏失压力,MPa;  $S_t$  为岩石抗拉伸强度,MPa。

## 1.2 自然漏失压力计算模型

对于存在天然裂缝和溶洞的碳酸盐岩地层,发生自然漏失时井筒内液柱压力需要满足2个条件:①足以平衡地层孔隙压力;②克服漏失钻井液在漏失孔道中流动时的阻力<sup>[6]</sup>。显然,井筒内部钻井液液柱压力越大,漏失速率就越大,笔者认为自然漏失压力为工程允许漏失速率下的最大钻井液液柱压力,其表达式为

$$p_L = p_{LP} + \Delta p \quad (6)$$

式中:  $p_L$  为自然漏失压力,MPa;  $p_{LP}$  为漏失处地层孔隙压力,MPa;  $\Delta p$  为漏失时井筒内压差,MPa。

通过对大量碳酸盐岩地层漏失速率、钻井液密度、地层孔隙压力等资料的统计分析,发现漏失速率与漏失时井筒内压差相关性很好<sup>[7]</sup>。为此,分别采用多项式函数、幂函数、指数函数等6种函数进行拟合,通过比较可知,利用幂函数拟合时,两者相关性最好,其表达式为

$$\Delta p = bv^n \quad (7)$$

式中:  $b$  为漏失强度系数;  $v$  为漏失速率,  $m^3/h$ ;  $n$  为漏失状态参数。

## 2 漏失现状与地层岩性特征

通过收集的哈拉哈塘凹陷哈斜1井等33口井的井史资料,统计了钻井过程中发生的各类复杂情况和钻井事故数据,共计130起,井漏事故为37起,占总复杂情况和事故的28.46%,处理耗时占总复杂情况和事故耗时的25.88%,说明井漏是研究区钻井面临的关键问题;并且井漏事故的73%发生在奥陶系,表明奥陶系是研究区易发生漏失的层位。

哈拉哈塘凹陷探井的设计和实钻垂深均大于6 000 m,地层岩性复杂(表1)。上部地层以浅灰色粉砂岩、泥质粉砂岩和灰色泥岩为主,中部地层以灰色凝灰岩、灰色玄武岩、褐色泥岩夹浅灰色细砂岩、泥质砂岩、灰白色含砾不等粒砂岩为主,下部地层以褐灰色含泥灰岩、灰色泥晶灰岩、灰色细砂岩、紫红色泥岩为主;奥陶系以褐灰色含泥灰岩、灰色泥晶灰岩等碳酸盐岩为主,碳酸盐岩中发育裂缝、溶洞,极易发生漏失<sup>[8-10]</sup>。

表1 哈拉哈塘凹陷岩性描述

层位	主要岩性
第四系	粘土、散砂
新近系	上部浅灰色粉砂岩,中部以泥质粉砂岩为主,下部灰色泥岩、粉砂岩
古近系	上部泥质粉砂岩、泥岩,中部浅灰色粉砂岩,下部砂岩
白垩系	棕褐色泥岩夹浅灰色细砂岩、泥质砂岩、灰白色不等粒砂岩
侏罗系	以灰白色砂质小砾岩为主
三叠系	上部灰色泥质粉砂岩、粉砂质泥岩,中部泥岩,下部主要为深灰色泥岩
二叠系	上部为灰、深灰色泥岩及深灰色玄武岩,底部为砂、泥岩互层
石炭系	上部为褐灰色泥岩,下部为钙质角砾岩
泥盆系	灰白色细砂岩、灰色细砂岩、褐色泥岩
志留系	上部为厚层状细砂岩,下部为细砂岩、粉砂岩夹泥岩、灰岩
奥陶系	上部为褐灰色含泥灰岩,下部为灰色泥晶灰岩

因此,哈拉哈塘凹陷志留系—第四系以泥岩、砂岩为主,在钻井施工设计中应该以破裂漏失压力作为钻井液安全密度窗口的上限;奥陶系为碳酸盐岩地层,应以自然漏失压力计算模型来研究其漏失规律。

## 3 漏失压力计算与对比

由表1可知,第四系—志留系地层完整性较好,应采用破裂漏失压力计算模型计算漏失压力。将相应测井数据代入式(5),计算可得哈斜1井新近系、白垩系和二叠系的破裂漏失压力。结果(表2)表明,预测值与实测值相差很小,最大误差为3.15%,能够满足钻井工程需要,说明所建模型对计算泥岩、砂岩等内部完整性较好地层的破裂漏失压力准确度较高。基于计算数据,绘制了哈斜1井志留系—新近系破裂漏失压力纵向剖面(图1)。

表2 哈斜1井破裂漏失压力预测值与实测值

层位	井深/m	破裂漏失压力/MPa		误差,%
		实测值	预测值	
新近系	3 542.15	79.400	76.898	3.15
白垩系	4 865.29	112.210	110.205	1.78
二叠系	5 860.47	132.287	132.862	0.45

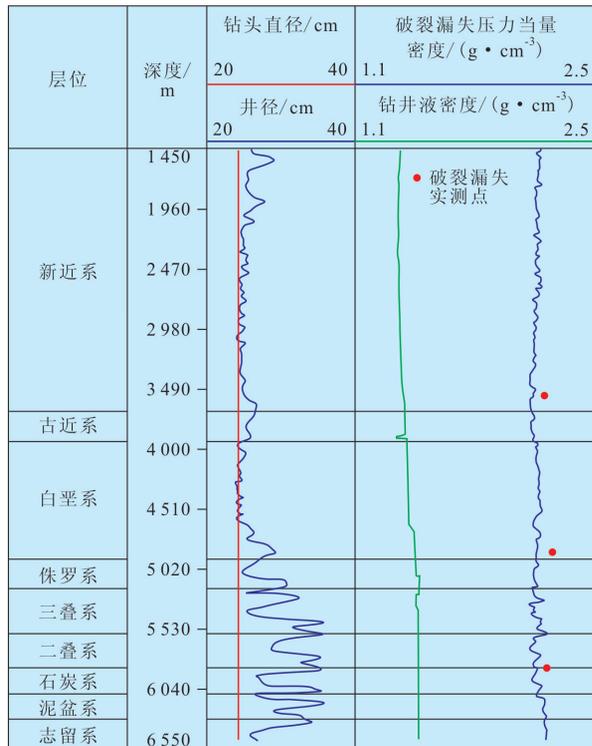


图1 哈斜1井志留系—新近系破裂漏失压力纵向剖面

对于哈斜1井奥陶系层段,利用自然漏失压力计算模型进行研究,将漏失时井筒内压差和漏失速率进行幂函数关系拟合(图2),可得

$$\Delta p = 3.525v^{0.4979} \quad (8)$$

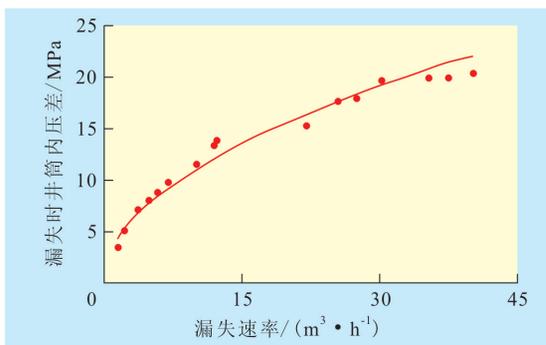


图2 哈拉哈塘凹陷哈斜1井奥陶系漏失时井筒内压差与漏失速率的关系

根据哈拉哈塘凹陷奥陶系岩性特征,加上对已完钻井漏失情况的统计分析,取该层段正常钻井施工允许的最大漏失速率为0.88 m³/h,将该值与式(8)代入式(6),可得哈斜1井奥陶系的自然漏失压力为

78.379~82.927 MPa,漏失压力当量密度为1.230~1.242 g/cm³,而现场钻进时使用钻井液动态密度为1.302~1.305 g/cm³,因此,在该井段使用的钻井液密度偏大,会发生漏失速率大于0.88 m³/h的明显漏失,这与该井井史记录一致,说明所建预测模型合理准确。

## 4 结束语

漏失分为自然漏失和破裂漏失,不同的地层应该使用相应的漏失压力计算模型。对于砂岩、泥岩等完整性较好的地层,使用破裂漏失压力计算模型预测漏失压力;对于发育裂缝和溶洞的碳酸盐岩地层,使用自然漏失压力计算模型预测漏失压力。

结果表明,预测值与实测值误差较小,最大误差为3.15%,精度能够满足钻井工程需要,说明所建预测模型合理,可以应用到钻井工程中。

在拟合地层自然漏失压力计算公式时,利用了漏失速度、漏失时井筒内压差等现场资料,统计的有效数据量关系着结果的准确度。所以,还要不断地对哈拉哈塘凹陷新完井的资料进行统计,修正该区漏失时井筒内压差与漏失速度的关系,得到更加精确的自然漏失压力预测公式,更好地指导钻井设计、施工。

### 参考文献:

- [1] 刘汝山,曾义金.钻井井下复杂问题预防与处理[M].北京:中国石化出版社,2005.
- [2] 李大奇,康毅力,刘修善,等.基于漏失机理的碳酸盐岩地层漏失压力模型[J].石油学报,2011,32(5):900-905.
- [3] 蒋宏伟,石林,郭庆丰.地层自然极小漏失压力研究[J].钻井液与完井液,2011,28(5):9-11.
- [4] 耿灵美,王健,耿磊,等.裂缝性油藏选择性堵剂的室内研制及性能评价[J].油气地质与采收率,2011,18(6):100-103.
- [5] 楼一珊,金业权.岩石力学与石油工程[M].北京:石油工业出版社,2006.
- [6] 朱亮,张春阳,楼一珊,等.两种漏失压力计算模型比较分析[J].天然气工业,2008,28(12):60-61.
- [7] 金衍,陈勉,刘晓明,等.塔中奥陶系碳酸盐岩地层漏失压力统计分析[J].石油钻采工艺,2007,29(5):82-84.
- [8] 江夏,张焯.塔河油田缝洞型碳酸盐岩油藏深度改造技术研究与应[J].油气地质与采收率,2010,17(6):107-110.
- [9] 常宝华,熊伟,高树生,等.大尺度缝洞型碳酸盐岩油藏含水率变化规律[J].油气地质与采收率,2011,18(2):80-82,86.
- [10] 李林地,张士诚,庚勤,等.塔河油田碳酸盐岩储层水力压裂选井选层定量研究[J].油气地质与采收率,2010,17(5):99-101.