

注水井负压解堵的负压值设计方法

李沁阳, 熊友明, 刘理明, 马 帅, 李 扬

(西南石油大学石油与天然气工程学院, 四川成都 610500)

摘要:为了改善注水井负压解堵的效果,对注水井负压解堵的负压值设计方法进行了研究。根据注水井的渗流特点,利用注水产生的表皮附加压降来修正最小负压值;以防止储层出砂为原则设计最大负压值;再根据Conocophillips公司的负压值设计方法确定最佳负压值;最后,从防止套管挤毁和保证储层稳定2方面对负压值进行校核。采用新的负压值设计方法对车2井、车89井进行了解堵负压值设计,2口井应用新方法推荐的负压值进行解堵之后,注水压力均明显降低,且短时间内注水压力没有出现大幅度升高。研究结果表明,在中高渗透砂岩油层的垂直注水井中运用新方法计算的负压值解堵后,既清除了近井地带的污染,又保证了孔眼和储层的稳定性。

关键词:注水井 负压解堵 负压值 表皮系数

中图分类号:TE357.6⁺2 **文献标识码:**A **文章编号:**1001-0890(2014)06-0097-05

A Method for Improving Underbalanced Pressure Design in Injection Wells Using Negative Pressure Blocking

Li Qinyang, Xiong Youming, Liu Liming, Ma Shuai, Li Yang

(School of Oil & Natural Gas Engineering, Southwest Petroleum University, Chengdu, Sichuan, 610500, China)

Abstract: In order to improve the effect of negative pressure blocking in injection wells, the design method of negative pressure blocking in injection wells was studied. According to the seepage characteristics of injection wells, an additional pressure drop due to the skin factor was utilized to correct the minimum negative pressure. The maximum negative pressure was designed following principles of sand control. Afterwards, the optimized negative pressure was determined according to the negative pressure design method of ConocoPhillips. Finally, the negative pressure was checked on the basis of preventing casing damage and ensuring the stability of pay zone. The new method of the negative pressure value design was applied to Well Che2 and Well Che89. After the utilization of the negative values recommended by the new method, both water injection pressures of Well Che 2 and Well Che 89 were lowered obviously, and the water injection pressures did not increase substantially. The results showed that using the new negative pressure plugging method in vertical wells of medium or high permeability sand stone pay zones could clear the pollution of the near well bore area and ensure the stability of bores and pay zones.

Key words: injection wells; negative pressure blocking; negative pressure value; skin factor

注水开发是油田广泛采用的提高采收率方法,但在注水开发过程中,不可避免会对储层造成污染,导致其渗透能力下降,注水压力升高,注水开发效果变差。因此,需要采取合理的解堵措施,恢复油层吸水能力,改善注水开发效果^[1-4]。与其他解堵方法相比,负压解堵具有施工简单、成本低、无伤害的特点。负压解堵是指解堵液柱压力低于储层孔隙压力,使储层流体对储层孔隙和井筒产生瞬间冲刷,达到解除储层污染的一种方法。

负压解堵的关键在于负压值的设计,若负压值偏低,起不到有效解除污染的作用;负压值过高,则有可能引起储层出砂或套管挤毁^[5]。目前,国内外对注水井的负压解堵负压值计算方法的研究较

收稿日期:2014-03-10;改回日期:2014-10-28。

作者简介:李沁阳(1989—),男,四川巴中人,2012年毕业于西南石油大学石油工程专业,测井专业在读硕士研究生,主要从事完井防砂优化设计方面的研究。

联系方式:13881859530,liqinyang1989@163.com。

少^[6-9],因此,有必要对注水井负压解堵的负压值设计方法进行研究。笔者在文献[10-11]的基础上,针对直井开发的中高渗透砂岩油层,考虑注水井长期注水产生的表皮附加压降对最小负压值的影响,根据注水井特点直接求取表皮系数,采用迭代的方式来修正最小负压值,得到了更加合理有效的负压解堵负压值。

1 传统负压值设计方法

负压解堵工艺由特制的负压发生器、封隔器、单流阀等组成负压发生装置,以开关地面泵组的方法,对地层造成压降,从而对地层形成瞬时可控的负压,迫使地层流体携带堵塞杂质从近井地带流入井筒,从油套环形空间流出地面,达到解堵油层的目的。传统的负压值设计方法有很多,其中,具有代表性的方法有以下几种:

1) W. T. Bell^[12]负压值设计经验准则是根据产层渗透率和射孔完井的经验统计结果确定负压值,其优点是简单方便,缺点是考虑因素单一。

2) CoreLab 法^[13]是根据 45 口井的修正数据给出了一个选择油井射孔负压的经验关系。该方法的优点是简单、方便,缺点是只考虑了岩石的渗透率,而且没有最大负压值。

3) Conocophillips 法^[14]是在 G. E. King^[15]最小负压公式和 Colle^[16]最大负压公式的基础上建立的。该方法的优点是考虑的影响因素在渗透率的基础上增加了岩石的声波时差、套管安全压力和油井的出砂史,缺点是没有考虑岩石力学参数和射孔枪弹系列的影响。

4) 斯仑贝谢射流测试中心的 Behrmann^[17]对射孔伤害带采用 CT 扫描、薄片分析、压汞测量及模拟井下岩心流动试验进行了详细研究,对射孔压实带有了新的认识,提出了达到零压实表皮系数的最佳负压值设计方法(即 Behrmann 法)。该方法的优点是考虑因素比较全面,缺点是没有给出最大负压值及最佳负压值的设计方法。

5) Traiq 法^[18]的依据是当孔眼处流动达到非达西状态时,清洗孔眼堵塞物质的拖曳力与流速的平方成正比,此时孔眼压实带污染的清除将变得很容易,并据此建立了射孔后负压作用下不稳定渗流的有限元数值模拟程序,模型中流体的流动遵循 Forchheimer 非达西渗流规律。该方法的实质是以 King 的现场数据为准,但是当实际流体物性(如黏

度)和地层压力与 King 的统计井平均值相差很大时,会导致误差较大甚至错误。

从以上分析可以看出,传统的设计方法各有优缺点,其适用性也有各自的范围。实例计算表明,各传统方法计算的负压值差异大,不便于现场的实际应用。另外,所有的方法都没有考虑长期注水产生的表皮污染对负压解堵负压值设计的影响。

2 注水井解堵负压值设计

针对传统负压设计方法存在的问题,首先考虑表皮附加压降对于最小负压值的影响,对传统方法设计的最小负压值进行了修正;然后采用 Colle 声波时差法来设计最大负压值的,并利用 Conocophillips 计算方法得到最终的推荐负压值;最后根据相应的条件校核所得的推荐负压值。

2.1 最小负压值的设计

最小负压值是解堵负压值的下限,如果低于该值,解堵时难以对井底附近储层进行有效的清洗,达不到解堵的目的。在注水井向储层注水(单位时间内的注水量不变)一段时间后,井口注入压力升高,其原因是注水过程中给储层带来了污染,产生了污染表皮^[19],在流动过程中产生了表皮附加压降,这种表皮附加压降对注水井负压解堵负压值设计的影响是不可忽略的。最小负压的作用是保证射孔孔眼清洁畅通,因此,计算注水井的解堵最小负压值时,在传统负压射孔负压值设计方法计算出的最小负压值基础上加上表皮附加压降,得到一个新的最小负压值,达到增大回流的启动压力、使堵塞的储层更加有效地清洁畅通的目的。

2.1.1 求取表皮附加压降

若注水量为 q , t_1 时刻的注水压力为 $p_{\text{inj}1}$, 储层的表皮系数为 S_1 , t_2 时刻的注水压力为 $p_{\text{inj}2}$, 储层的表皮系数为 S_2 , 注水过程对储层污染带来的表皮系数增加量为 ΔS 。对于同一口注水井,在相同注水量下,相同注水管柱的摩阻压降可以认为是相同的。注水压力的增量 Δp_{inj} 数值上等于新增污染表皮 ΔS 所带来的附加压降 $\Delta p_{\Delta S}$, 表示为:

$$\Delta p_{\text{inj}} = \Delta p_{\text{inj}2} - p_{\text{inj}1} = \frac{1.842 q \mu B \Delta S}{Kh} \quad (1)$$

由式(1)可得表皮系数增量 ΔS 为:

$$\Delta S = \frac{0.543 \Delta p_{\text{inj}} K h}{q \mu B} \quad (2)$$

t_2 时刻的表皮系数 S_2 为:

$$S_2 = S_1 + \Delta S = S_1 + \frac{0.543 \Delta p_{\text{inj}} K h}{q \mu B} \quad (3)$$

表皮系数 S_2 所产生的附加压降为:

$$\begin{aligned} \Delta p_{S_2} &= S_2 \frac{1.842 q \mu B}{K h} \\ &= \left(S_1 + \frac{0.543 \Delta p_{\text{inj}} K h}{q \mu B} \right) \frac{1.842 q \mu B}{K h} \end{aligned} \quad (4)$$

式中: Δp_{min} 为最小负压值, MPa; Δp_S 为表皮附加压降, MPa; q 为井的注水量, m^3/d ; $p_{\text{inj}1}$ 和 $p_{\text{inj}2}$ 为 t_1 和 t_2 时刻的注水压力, MPa; S_1 和 S_2 为对应于生产时刻 t_1 和 t_2 的表皮系数; ΔS 为表皮系数的增加量; Δp_{inj} 为 2 个生产时刻之间注水压力的增量, MPa; $\Delta p_{\Delta S}$ 为表皮系数增量 ΔS 所对应的表皮附加压降, MPa; μ 为流体黏度, $\text{mPa} \cdot \text{s}$; B 为流体体积系数; K 为渗透率, mD ; h 为储层有效厚度, m ; Δp_{S_1} 和 Δp_{S_2} 为对应于表皮系数 S_1 和 S_2 的表皮附加压降, MPa。

2.1.2 最小负压值修正

最小负压值修正方法为:

1) 使用 W. T. Bell、CoreLab、King、Traiq^[17]、Behrmann 等负压值计算方法, 对负压解堵时的最小负压值 Δp_{min} 进行设计;

2) 根据式(4)计算出表皮系数 S_2 所产生的附加压降 Δp_{S_2} , 然后根据直井拟稳态产量公式计算出未经修正的压差 Δp_{min} 所对应的初始返排量 q_0 , 可得 $\Delta p_{\text{min}1} = \Delta p_{\text{min}} + \Delta p_{S_2}$, 再由 $\Delta p_{\text{min}1}$ 求得 q_1 , 由 q_1 求得 Δp_{S_3} , 从而可得 $\Delta p_{\text{min}2} = \Delta p_{\text{min}1} + \Delta p_{S_3}$;

3) 重复上面的运算, 当 $\frac{\Delta p_{\text{min}N} - \Delta p_{\text{min}(N-1)}}{\Delta p_{\text{min}(N-1)}} \leq \epsilon$

时, 终止计算, 此时的表皮附加压降为 $\Delta p_{S(N+1)}$, 因此, 考虑表皮系数的最小负压值为 $\Delta p_{\text{min(new)}} = \Delta p_{\text{min}} + \Delta p_{S(N+1)}$ 。其中: q_0 为初始返排量, m^3 ; $\Delta p_{\text{min}i}$ 为经过第 i 次迭代运算所对应的最小负压值, MPa; q_i 为经过第 i 次迭代运算所对应的返排量, m^3 ; $\Delta p_{S(N+1)}$ 为经过 N 次迭代运算以后表皮系数 Δp_{S_N} 所对应的表皮附加压降值, MPa; $\Delta p_{\text{min}(new)}$ 为考虑表皮系数影响所得到的最小负压值, 即推荐的最小负压值, MPa; ϵ 为计算精度, 根据实际的计算精度要求取值。

最小负压值计算流程如图 1 所示。

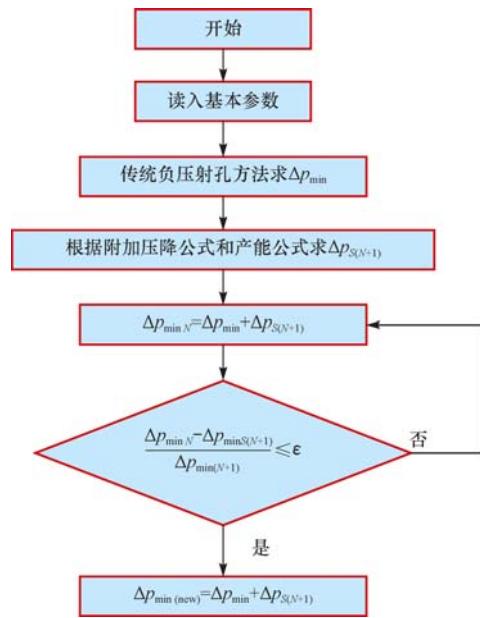


图 1 最小负压值计算流程

Fig. 1 Calculation process in determining the minimum negative pressure

2.2 最大负压值的设计

最大负压值是解堵时采用的负压值上限, 如果超过该值, 可能会导致储层出砂, 如果负压值过大, 还会造成井筒垮塌或者套管挤毁等井下故障。笔者使用 Colle 声波时差法经验公式对解堵最大负压值 Δp_{max} 进行设计:

$$\Delta p_{\text{max}} = 24.132 - 0.0399 \Delta t_{\text{as}} \quad (\Delta t_{\text{as}} \geq 300 \mu\text{s}/\text{m}) \quad (5)$$

$$\Delta p_{\text{max}} = \Delta p_{\text{tub,max}} \quad (\Delta t_{\text{as}} < 300 \mu\text{s}/\text{m}) \quad (6)$$

式中: Δp_{max} 为最大负压, MPa; Δt_{as} 是相邻泥岩声波时差, $\mu\text{s}/\text{m}$; $\Delta p_{\text{tub,max}}$ 为井下管柱最大安全负压值, MPa。

2.3 最佳负压值的设计

分别求得最小和最大负压值后, 再根据 Conocophillips 法求取最终的推荐负压值。具体做法为:

$\Delta p_{\text{max}} \geq \Delta p_{\text{min}}$ 时, 若无出砂史, 则:

$$\Delta p_{\text{rec}} = 0.8 \Delta p_{\text{max}} + 0.2 \Delta p_{\text{min}}$$

若有出砂史或者含水饱和度 $S_w > 50\%$, 则:

$$\Delta p_{\text{rec}} = 0.2 \Delta p_{\text{max}} + 0.8 \Delta p_{\text{min}}$$

式中: Δp_{rec} 为推荐的负压值, MPa。

另外, $\Delta p_{\text{max}} < \Delta p_{\text{min}}$ 的情况在某些时候也有可

能出现,因为 Δp_{\max} 是指防止出砂允许的最大负压值, Δp_{\max} 完全有可能小于保证储层清洁所需的最小负压值 Δp_{\min} , 决不能从符号上理解为 Δp_{\max} 一定会大于 Δp_{\min} 。此时, Δp_{\max} 实际上成了采用负压的制约条件, 为安全起见, 则 $\Delta p_{\text{rec}} = 0.8\Delta p_{\max}$ 。

2.4 最佳负压值的校核

求得推荐负压值后, 需要对负压值进行校核。合理的负压值应该满足以下 2 个条件: 1) 低于套管挤毁的安全压力值, 这里指套管挤毁压力的 80%; 2) 保证储层稳定, 即低于使储层不稳定的最小负压值。最终的推荐负压值应小于这 2 个校核值的最小值。若采用上述方法设计出的负压值同时大于这 2 个校核值, 则最终的推荐负压值为 2 个校核值中的最小者。

套管挤毁压力计算公式为:

$$p_{\text{cc}} = p_{\text{c}} \left[\sqrt{1 - \frac{3}{4} \left(\frac{F}{F_s} \right)^2} - \frac{1}{2} \frac{F}{F_s} \right] \quad (7)$$

其中 $p_{\text{c}} = \frac{2\sigma b}{D_{\text{c}}}$ (8)

式中: p_{cc} 为轴向拉力作用下套管的抗挤强度, MPa; p_{c} 为无轴向拉力时的套管抗挤强度, MPa; F 为轴向拉力, kN; F_s 为套管管体屈服强度, kN; σ 为套管钢材屈服强度, MPa; b 为套管壁厚, cm; D_{c} 为套管外径, cm。

表 1 车 2 井和车 89 井的设计负压值对比
Table 1 Negative pressure values comparison of Well Che 2 and Well Che89

井号	方法	推荐负压/MPa					平均负压/MPa
		W. T. Bell 法	CoreLab 法	Conocophillips 法	Traiq 法	Behrmann 法	
车 2 井	传统方法	11.404	11.120	11.062	12.108	12.490	11.637
	新方法	12.830	12.390	12.250	14.520	15.290	13.456
车 89 井	传统方法	3.360	3.264	3.504	3.120	4.728	3.595
	新方法	4.590	4.330	4.860	4.010	7.580	5.074

因为 5 种设计方法考虑因素都不够全面, 只考虑了某一个方面的影响因素, 因此, 采用求取 5 种方法下的求得负压值的平均值得到最终的推荐负压值。新方法求得的车 2 井和车 89 井的最终推荐负压值分别为 13.456 和 5.074 MPa。

车 2 井 2013 年 5 月注入压力达到了 47.1 MPa, 注入困难, 因此采取了 W. T. Bell 法设计负压值后进行解堵, 注入压力为 45.5 MPa, 不到半年又恢复到 47.1 MPa。该井采用新方法设计负压值后进行解堵, 注入压力变为 43.7 MPa, 注水量为 32 m³/d,

3 实例分析

车排子油田车 2 井位于准噶尔盆地车排子凸起, 为在区域背景控制下的单斜构造, 其上断层不发育。含油地层是上侏罗统齐古组, 其油藏基本参数为: 储层渗透率 55.33 mD, 孔隙度 14.23%, 原油黏度 12.3 mPa·s, 产层中部深度 3 172 m, 油层厚度 8.1 m, 原油脱气后的密度 0.850 g/cm³, 地层压力系数 1.03, 原始储层压力 32.5 MPa, 完井后表皮系数 1.9, 注水量 30 m³/d, 解堵时储层压力 33.8 MPa, 原始注水压力 40.4 MPa, 解堵前的注水压力 47.1 MPa。车 89 井在新近系沙湾组钻遇良好油气显示, 油层岩性为灰色中粒砂岩, 油层胶结疏松, 为高孔高渗、孔隙结构好的 I 类好储集层。其油藏基本参数为: 储层渗透率 291.82 mD, 孔隙度 21.50%, 原油黏度 2.93 mPa·s, 产层中部深度 1 024 m, 油层厚度 8.5 m, 原油脱气后的密度 0.831 g/cm³, 地层压力系数 1.01, 原始储层压力 10.25 MPa, 完井后表皮系数 2.6, 注水量 100 m³/d, 解堵时储层压力 11.6 MPa, 原始注水压力 10.68 MPa, 解堵前的注水压力 15.2 MPa。

对车 2 井、车 89 井分别采用传统方法和新方法进行负压解堵的负压值计算, 计算结果如表 1 所示。

至今还能够顺利注入。

车 89 井 2013 年 4 月注入压力达到了 15.2 MPa, 注入困难, 采取 Behrmann 法设计负压值后进行了解堵, 注入压力为 13.3 MPa, 不到三个月又恢复到 15.2 MPa。采用了新方法设计负压值后进行了解堵, 注入压力变为 11.8 MPa, 注水量为 103 m³/d, 至今还能够顺利注入。

2 口注水井负压解堵后, 注水压力大大降低, 而且都没有出砂现象, 说明负压解堵后, 既清除了近井地带的污染, 又保证了孔眼和储层的稳定性。

4 结 论

1) 负压值设计新方法摒弃了常规的利用试井、测井获取表皮系数的方法,而是根据注水井特点直接求取,并考虑了表皮系数对负压值的影响,是对传统方法的补充完善。

2) 新方法是基于传统的负压值进行设计的,其适用范围具有一定局限性。该方法只是在车 2 井、车 89 井进行了现场应用,其适用性需要进一步现场应用加以验证。

3) 负压值设计新方法是在中高渗透砂岩油层的直注水井中进行设计的,因此,在现场采用新方法进行负压解堵设计时不能盲目套用新方法,还是要视具体情况而定;以后的研究要针对复杂地层条件下的注水井负压解堵进行负压值设计。

参 考 文 献

References

[1] 王羽曦. 超短半径水平井钻井技术在注入井解堵中的应用[J]. 石油钻探技术, 2013, 41(5): 89-92.
Wang Yuxi. Application of ultra-short radius horizontal well drilling technology in plugging removal in injectors[J]. Petroleum Drilling Techniques, 2013, 41(5): 89-92.

[2] 曲占庆, 何利敏, 战永平, 等. 商三区注入水储层伤害判断及解堵实验[J]. 断块油气田, 2014, 21(2): 232-235.
Qu Zhanqing, He Limin, Zhan Yongping, et al. Damage judgment of injected water reservoir and unplugging experiment in Shangsan Region[J]. Fault-Block Oil and Gas Field, 2014, 21 (2): 232-235.

[3] 朱继东, 张建国, 石爱霞, 等. 声波解堵综合配套技术研究[J]. 石油钻探技术, 2006, 34(1): 59-61.
Zhu Jidong, Zhang Jianguo, Shi Aixia, et al. Comprehensive supporting technology for plug removal with sonic wave[J]. Petroleum Drilling Techniques, 2006, 34(1): 59-61.

[4] 苏月琦, 汪召华, 赵磊, 等. 低渗砂岩气田井周解堵技术研究及应用[J]. 断块油气田, 2011, 18(4): 524-526.
Su Yueqi, Wang Zhaohua, Zhao Lei, et al. Research and application of plug removal technique near wellbore area in low permeability sandstone gas field [J]. Fault-Block Oil and Gas Field, 2011, 18(4): 524-526.

[5] 许彬, 熊友明, 张自印, 等. 负压射孔参数优化设计[J]. 重庆科技大学学报: 自然科学版, 2010, 12(3): 67-69.
Xu Bin, Xiong Youming, Zhang Ziyin, et al. Design on parameters optimization of under-balance pressure perforating [J]. Journal of Chongqing University of Science and Technology: Natural Science Edition, 2010, 12(3): 67-69.

[6] 汪伟英. 注水井解堵增注技术综述[J]. 钻采工艺, 1995, 18(4): 35-37, 46.
Wang Weiying. Review of well plugging increase injection technology of the water injection [J]. Drilling & Production Technology, 1995, 18(4): 35-37, 46.

[7] 卢瑜林. 注水井水力解堵技术的研究与应用[J]. 江汉石油科技, 2006, 16(1): 40-42.
Lu Yulin. Research and application of water injection well plugging technology of hydraulic [J]. Jianghan Petroleum Science and Technology, 2006, 16(1): 40-42.

[8] 李玉光, 邢希金, 李莹莹, 等. 针对渤海 A 油田注水井堵塞的解堵增注液研究[J]. 石油天然气学报, 2013, 35(11): 132-135, 144.
Li Yuguang, Xing Xijin, Li Yingying, et al. According to the block and increase research liquid injection solution for water injection wells in Bohai A Oilfield jam[J]. Journal of Oil and Gas Technology, 2013, 35(11): 132-135, 144.

[9] 郭旭光, 李生莉, 周蔚云. 负压法储层解堵增注工艺[J]. 石油钻采工艺, 1994, 16(2): 86-90.
Guo Xuguang, Li Shengli, Zhou Weiyun. Negative pressure method for reservoir plugging removal technology [J]. Oil Drilling & Production Technology, 1994, 16(2): 86-90.

[10] 李拥军, 黄继红, 刘健, 等. 一种新的射孔负压设计方法[J]. 石油钻采工艺, 2010, 32(2): 118-121.
Li Yongjun, Huang Jihong, Liu Jian, et al. Research and application of a new method of under-balanced perforating pressure design[J]. Oil Drilling & Production Technology, 2010, 32 (2): 118-121.

[11] 万仁溥. 现代完井工程[M]. 3 版. 北京: 石油工业出版社, 2008: 32-40.
Wan Renpu. Advanced well completion engineering[M]. 3rd ed. Beijing: Petroleum Industry Press, 2008: 32-40.

[12] Bell W T. Perforating underbalanced evolving techniques; includes associated papers 13966 and 14140[J]. Journal of Petroleum Technology, 1984, 36(10): 1653-1662.

[13] Jan B M, Rae G R, Noor M I, et al. Increasing production by maximizing underbalance during perforation using nontraditional lightweight completion fluid[J]. SPE Drilling & Completion, 2009, 24(2): 226-331.

[14] Crawford H R. Underbalance perforating design[R]. SPE 19749, 1989.

[15] King G E, Anderson A, Bingham M. A field study of underbalance pressures necessary to obtain clean perforations using tubing-conveyed perforating[R]. SPE 14321, 1986.

[16] Handren P J, Jupp T B, Dees J M. Under balance perforating and stimulation methods for wells[R]. SPE 26515, 1993.

[17] Behrmann L A. Underbalance criteria for minimum perforation damage[J]. SPE Drilling & Completion, 1996, 11 (3): 173-177.

[18] Tariq S M. New, generalized criteria for determining the level of underbalance for obtaining clean perforations [R]. SPE 20636, 1990.

[19] 朱发银, 郑国芹. 油气井表皮系数及其确定[J]. 胜利油田职工大学学报, 2001, 15(2): 1-3.
Zhu Fayin, Zheng Guoqin. Oil and gas well skin factor and its determination[J]. Journal of Shengli Oilfield Staff University, 2001, 15(2): 1-3.