

◀ 现场交流 ▶

doi:10.3969/j.issn.1001-0890.2012.04.025

## 从伊朗 Arvand-1 井溢流压井再谈置换法压井方法

张桂林, 曾强渗

(中国石化胜利石油管理局石油工程管理处, 山东东营 257001)

**摘 要:**为指导现场技术人员正确使用置换法压井,以伊朗 Arvand-1 井置换法压井为例,探讨了该井置换法压井作业中的问题,分析了该井采用置换法压井失败的原因。认为该井在关井套压 52.5 MPa 情况下始终保持注入压力 61.6 MPa 停泵,降至 57.4 MPa 后再次开泵,套压保持在 42.0 MPa 以上平衡地层压力的做法和采取的排气方法都存在一定问题,以致注入了 2.55 倍井眼容积的压井液却成效不大。指出若将井眼容积、注入量和施工压力结合起来进行分析,采取逐次降低注入套压和排气压力的方法,仅用置换法就可以压井成功。根据压井过程中始终保持井内压力平衡的原则和置换法压井原理,给出了正确的压井方法。

**关键词:**高压气井 溢流 压井 置换法 Arvand-1 井

**中图分类号:**TE28 **文献标识码:**A **文章编号:**1001-0890(2012)04-0123-04

## Discussion on Displacement Well Killing Method for Well Arvand-1 Killing

Zhang Guilin, Zeng Qiangshen

(Petroleum Engineering & Technology Management Department, Shengli Petroleum Administration, Sinopec, Dongying, Shandong, 257001, China)

**Abstract:** In order to enable technicians to use displacement well killing method in the right way, this paper discusses the problems occurred during well Arvand-1 killing and analyzes the failure causes in the killing. When the shut-in casing pressure is 52.5 MPa, the measures taken to maintain the injection pressure 61.6 MPa then stop and reinjection when the pressure drops to 57.4 MPa, and to keep casing pressure more than 42.0 MPa to balance the pore pressure are considered improper. Although killing fluid 2.55 times borehole volume were injected, the killing was unsuccessful. If borehole volume, injection volume and treatment pressure were considered in whole, and injection pressure and exhaust pressure were reduced gradually, the well could have been successfully killed with displacement well killing method. This paper proposes the right killing method based on the principle of displacement well killing and pressure balance.

**Key words:** high pressure gas well; overflow; killing method; displacement method; Well Arvand-1

《石油钻探技术》2011 年第 39 卷第 6 期发表了《伊朗 Arvand-1 井异常高压地层溢流压井技术》一文<sup>[1]</sup>。笔者研读之余,认为该井是一次综合应用置换法、工程师法和强行下钻法压井的成功实例。同时,对 3 种压井方法的应用存在一些疑问。现仅对置换法压井进行分析,进一步探讨如何正确应用该方法,其他 2 种压井方法暂不作分析。谬误不足之处,请原文作者和读者批评指正。

研读原文可知,Arvand 油田位于伊朗西南部,油藏埋深 2 600~4 000 m,地层压力超过 70.0 MPa,属

于典型的异常高压地层。Arvand-1 井是一口天然气探井,设计井深 4 550 m。钻至井深 4 406 m 发现水层用水泥填井,钻水泥塞至原井深后起钻至井深 2 453 m(原文为井深 2 553 m,可能有误)发生溢流

收稿日期:2012-01-15;改回日期:2012-05-14。

作者简介:张桂林(1959—),男,山东寿光人,1981 年毕业于胜利石油学校钻井专业,2008 年获中国石油大学(华东)油气井工程专业硕士学位,副处长,教授级高级工程师,主要从事钻井工程技术与研究工作。

联系方式:(0546)8555165, zhangguilin\_slyt@sinopec.com。

关井。关井最高套压 52.5 MPa, 立压 31.6 MPa, 溢流量 32 m<sup>3</sup>。该井先后采用了置换法、工程师法与强行下钻法压井, 历时 18 d 压井成功<sup>[1]</sup>。

## 1 对 Arvand-1 井置换法压井的分析

该井喷出物为高压天然气, 初期处理不当, 造成了关井套压和立压过高。由于钻头远离井底, 难以实施循环法压井, 在此情况下首先采用了置换法压井<sup>[1]</sup>。应该说, 在这种情况下采取的处理方法是正确的。但分析置换法压井过程与施工曲线(见图 1), 有以下几个问题需要搞清楚:

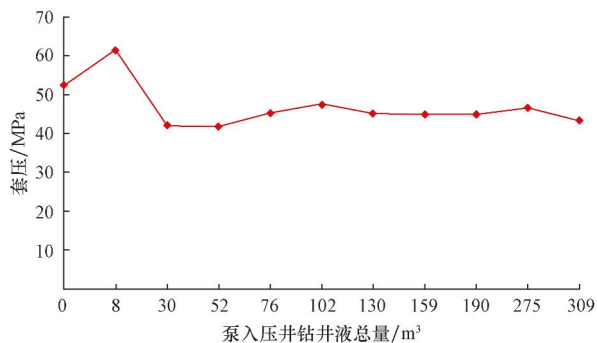


图 1 Arvand-1 井置换法压井施工曲线

Fig. 1 Operation curves for displacement well killing for Well Arvand-1

**压井套压** 压井过程中, “用固井车泵入密度 2.40 kg/L 的钻井液, 排量 0.16 m<sup>3</sup>/min, 套压升至 61.6 MPa 停泵, 待套压降至 57.4 MPa 后再次泵入钻井液, 压力再次升至 61.6 MPa 停泵, 以此方式进行压井作业”, “前 3 d 用固井车……置换井内气体, 并保持套压在 42.0 MPa 以上平衡地层压力, ……”。为何每次都是套压升至 61.6 MPa 停泵、降至 57.4 MPa 后再次开泵呢? 为何总是“保持套压在 42.0 MPa 以上平衡地层压力?”

**排气方法** 注入压井液停泵后, “每隔 0.5~1.0 h 排气一次, 做到只排气不排钻井液”。排气过程是否只排气不排钻井液就行?

**井内容积与注入量** 分析井身结构、钻具组合和溢流过程可知, 井内总容积约 121 m<sup>3</sup>, 溢流量 32 m<sup>3</sup>。实际置换法压井用时 10 d, 注入压井液总量 309 m<sup>3</sup>。注入量是溢流量的 9.66 倍, 是井内容积的 2.55 倍。为什么注入量超出溢流量如此之多还不能成功压井?

**注入量(施工时间)与套压的关系** 发生溢流前钻井液密度为 2.24 kg/L。在 10 d 的置换压井过程

中, 前 3 d 注入密度 2.40 kg/L 的压井液 52 m<sup>3</sup>, 套压由 52.5 MPa 降至 42.0 MPa; 后 7 d 天注入密度 2.48 kg/L 的压井液 257 m<sup>3</sup>, 套压最低降至 43.4 MPa 不再降低。为何注入量逐步增加而套压不能逐步降低?

文献[2]对置换法压井操作方法进行了详细介绍, 包括基本原理、基本计算、压井步骤等内容。随着井内液柱的逐次升高, 注入压力和排气压力应逐次降低, 压井曲线如图 2 所示。

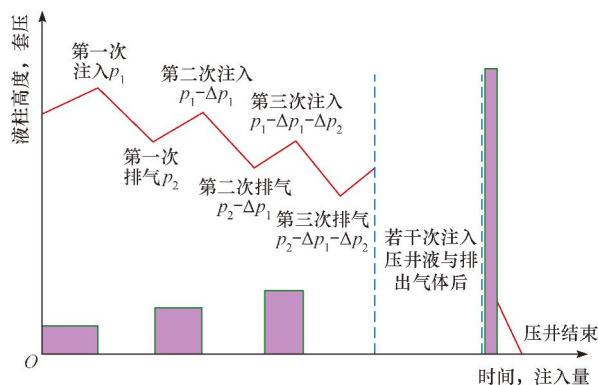


图 2 置换法压井理论曲线

Fig. 2 Theoretical curve for displacement well killing

针对上述 4 个问题, 笔者根据置换法压井的基本原理<sup>[2-3]</sup>, 对该井上述 4 个问题进行如下分析:

**压井套压问题** 在该井压井过程中, 用固井车以 0.16 m<sup>3</sup>/min 的小排量泵入压井液是正确的, 第一次套压升至 61.6 MPa 停泵也是可以的。但“待套压降至 57.4 MPa 后再次泵入钻井液, 压力再次升至 61.6 MPa 停泵, 以此方式进行压井作业”就不合适。关井套压 52.5 MPa, 第一次注入压井液套压升至 61.6 MPa, 此时可能没有漏失。但后续压井中随着井内液柱的形成, 注入压力应逐次降低, 否则将可能造成漏失。同样, 再次注入压力也应逐次降低, 始终以 57.4 MPa(高于关井压力)作为开泵压力不正确。由于套压和注入压力过高并且始终不变, 造成地层憋漏, 井内液柱始终不能升高。对比图 1、图 2, 就可明显看出该问题。文献[2]给出了这 2 个压力的确定方法。同样, 始终“保持套压在 42.0 MPa 以上平衡地层压力”也不正确。液柱每升高一次, 套压就应降低一次, 套压不能始终不变。

**排气方法问题** 注入压井液停泵后, 每隔 0.5~1.0 h 排气一次的方法是正确的, 但“做到只排气不排钻井液”就不合适。置换法压井初期, 井内主要为气体, 注入的压井液形成的液柱在井眼底部。这种情况下只能以套压作为排出气体的依据, 不

能见不到液体就继续排气,否则将无法形成稳定液柱,压井也就不可能成功。参考图 3,该问题更容易理解。

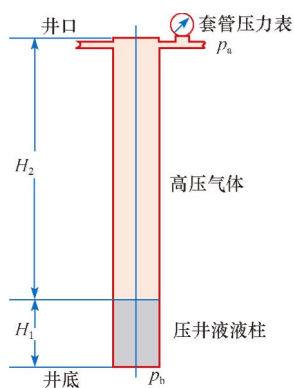


图 3 井内压力关系

Fig. 3 Relationship of borehole pressure

**井内容积与注入量的关系** 依据原文数据计算可知,井内总容积约  $121 \text{ m}^3$ ,原文介绍溢流量  $32 \text{ m}^3$ 。也就是说,井内需置换的量应为  $32 \text{ m}^3$ ,最多也不应超过  $121 \text{ m}^3$ 。实际前 3 d 注入了  $52 \text{ m}^3$  压井液,后 7 d 又注入了  $257 \text{ m}^3$  压井液,总量达  $309 \text{ m}^3$ 。为什么注入量超出溢流量和井内总容积如此之多还不能成功压井? 原因是发生了井漏,注入多少就漏失多少,没有形成液柱。原理如图 3 所示。

**注入量(施工时间)与套压的关系** 尽管操作方法不尽合理,前 3 d 注入  $52 \text{ m}^3$  压井液还是有效果的。但随着注入量的增加,后 7 d 注入  $257 \text{ m}^3$  压井液套压始终在  $45 \text{ MPa}$  左右(见图 1),并没有降低,为什么会这样? 关键是注入套压、保持套压过高,注入的  $257 \text{ m}^3$  压井液全部漏入地层。如果计算了井内已经形成的液柱高度,逐次降低套压,很快就可以压井成功。

通过以上分析可知,对置换法压井的理解和掌握不够,应该是该井采用置换法压井未能成功的主要原因。

## 2 置换法压井存在的问题与解决方法

从置换法压井的基本原理可知,该方法并不是需要长时间、消耗大量压井液的作业。笔者已在文献[2]中对该压井方法进行了探讨,分析了压井原理,制定了压井操作方法与步骤,设计了压井施工记录与计算表,应该说基本能够满足现场施工的要求。笔者在此仅结合 Arvand-1 井压井的实例,对目前施

工中常见的一些问题进行进一步的讨论。

### 2.1 注入量问题与解决方法

一般情况下,发生井喷后压井需准备 2 倍井眼容积以上甚至更多的压井液,这是常规压井方法基本的要求。置换法压井则不需要准备大量的压井液,这是该压井法的原理决定的。但目前存在的问题是,许多井在实施置换法压井中仍消耗大量压井液并进行很长时间压井才能取得进展,Arvand-1 井的压井也是这种情况。笔者认为,主要原因还是对于该方法的错误理解。根源可能在于将置换法和硬顶(平推)法混淆,认为只要能够将压井液注入井内就能成功压井,压井液注入越多压井越快,导致压井过程中注入大量压井液,造成压井液大量漏失,消耗大量压井液,延长压井时间。

解决这个问题,需要掌握置换法压井的原理,把握置换法压井的实质。压井过程中,应以小排量逐次注入压井液,使其在气体中下沉至井底;逐次小排量排出上部的气体,防止对已形成液柱的干扰。注入压井液和排出气体采取小排量,有利于有效置换和稳定已形成的液柱。理论上讲,压井前井内气体占据多少空间,就需要多少压井液。只要注入过程防止了漏失,排气过程防止了溢流,压井液消耗量不会增加很多。压井初期,由于井内容积大,气体可压缩空间大,每次注入压井液和排出气体的量也大;随着液柱升高,气体体积减小,每次注入压井液与排出气体的量也应逐次减少,直至液柱到达井口附近。

### 2.2 注入压力问题与解决方法

注入压力控制不合理是压井中存在的一个比较普遍的问题。在注入压井液的操作中,每次都以高压注入,没有逐次降低,其结果是每次都发生漏失,液柱始终不能升高。

解决这个问题需要以井内压力平衡为基础,防止注入过程的漏失和排气过程的溢流,这是置换法压井必须遵从的原理(参见图 3)。发生溢流关井后,井底压力的计算公式为:

$$p_b = 10^{-3} \rho_m g H_1 + 10^{-3} \rho_g g H_2 + p_a \quad (1)$$

式中:  $p_b$  为井底压力,  $\text{MPa}$ ;  $\rho_m$  为压井液密度,  $\text{kg/L}$ ;  $g$  为重力加速度,  $\text{m/s}^2$ ;  $H_1$  为井内液柱高度,  $\text{m}$ ;  $\rho_g$  为井内气体密度,  $\text{kg/L}$ ;  $H_2$  为气柱高度,  $\text{m}$ ;  $p_a$  为套压,  $\text{MPa}$ 。

由式(1)可看出,因气体密度远远小于压井液密度,在此情况下,井底压力基本上由液柱压力与套压

组成。井底压力与地层压力在一定范围内是处于平衡状态的,置换法压井就是始终在此平衡中进行。在注入压井液过程中,液柱逐渐升高,液柱压力增加。同时,上部气体受到压缩引起套压升高。若注入压井液时套压过高,则2个压力同时升高引起井底压力升高,当达到地层承压上限时将发生井漏。在此套压下继续注入压井液,压井液只能漏失而无法使液柱继续升高,无法成功压井。

对于不会发生漏失的地层可以高压注入<sup>[2]</sup>,但随着液柱的升高,排出气体套压必须逐次降低,为下一次注入提供压力空间。实际上不会发生漏失的地层是没有的,能喷就能漏,总以高压注入压井液,迟早要发生漏失。

文献[2]介绍了置换法压井操作方法,每一次注入压井液与排出气体都以井底压力与地层压力平衡为依据,每一次注入压井液和排出气体都以不产生漏失、不产生新的溢流为原则。若第一次注入压井液最高压力为 $p_1$ ,第一次排出气体最低压力为 $p_2$ ,二者之差 $\Delta p = p_1 - p_2$ ,则每次注入压力和排气压力按表1确定。

表1 注入压井液与排出气体的压力

Table 1 Pressure of injected killing fluid and the discharged gas

次数	注入压力	排气压力
1	$p_1$	$p_2$
2	$p_1 - \Delta p_1$	$p_2 - \Delta p_1$
3	$p_1 - (\Delta p_1 + \Delta p_2)$	$p_2 - (\Delta p_1 + \Delta p_2)$
$\vdots$	$\vdots$	$\vdots$
$n$	$p_1 - \sum_{i=1}^{n-1} \Delta p_i$	$p_2 - \sum_{i=1}^{n-1} \Delta p_i$

### 2.3 排气问题与解决方法

注入压井液和排出气体是置换法压井的2个主要过程。排出气体的过程中,有一种认识是“只要排出的不是液体就可以继续排”,实际这是置换法压井的错误做法。笔者撰写文献[2]时,也有人提出了这样的观点,通过探讨交流达成了共识。

以套压为依据是排出气体的唯一正确做法,这是井内压力平衡决定的。不这样做就会产生新的溢流甚至井喷,使问题变得更加复杂。由式(1)可知,在气体排出过程中压力得到释放,套压降低,井底压力也随之降低。当井底压力降至地层压力下限时,将再次产生溢流。若继续排出气体,则溢流继续发

生。若以井口见到液体作为停止排气的依据,注入井内的压井液将处于气、液混杂状态并被气体携带喷出井口,无法形成有效液柱,压井不可能成功。因此,正确的排气操作必须以套压为依据,按表1进行控制,具体方法参阅文献[2]。

需要明确一点:置换法压井能够安全高效压井,但能否将压井液置换到井口?理论上讲是不能到达井口的,只能到达井口附近。因为置换法压井井内为封闭空间,每次注入压井液井内上部都存在气体,所以不能达到井口。但这并不影响压井,只要压井液密度合适,在压井液距井口一定距离时排出气体后,套压降为0,压井就成功了。

### 3 结论与建议

1) 置换法压井技术属于常用的非常规井控技术,在高压气井井喷后钻头远离井底、井内无钻具等特殊情况下应用具有独特优势。

2) 置换法压井技术要求高、操作要求严格、压井液消耗少、压井设备配置简单,但在压井作业中容易与硬顶(平推)法压井混淆,造成注入压井液过程中压井液漏失和排气过程中产生溢流,影响压井效果。

3) 置换法压井的关键是注入压井液和排出气体过程中的套压控制,只有掌握其基本原理、基本计算方法和不同情况下的操作方法,才能达到安全高效压井的目的。

### 参考文献

#### References

- [1] 罗远儒,陈勉,金衍,等. 伊朗 Arvand-1 井异常高压地层溢流压井技术[J]. 石油钻探技术, 2011, 39(6): 112-115.  
Luo Yuanru, Chen Mian, Jin Yan, et al. Well kill technique for abnormal high formation pressure in Well Arvand-1 of Iran [J]. Petroleum Drilling Techniques, 2011, 39(6): 112-115.
- [2] 张桂林. 置换法压井操作方法[J]. 石油钻探技术, 2010, 38(2): 1-4.  
Zhang Guilin. Operating procedure of displacement well killing method [J]. Petroleum Drilling Techniques, 2010, 38(2): 1-4.
- [3] 集团公司井控培训教材编写组. 钻井井控工艺技术[M]. 东营: 中国石油大学出版社, 2008: 128-131.  
Writing Group of Sinopec Well Control Training Materials. Drilling well control technology [M]. Dongying: China University of Petroleum Press, 2008: 128-131.