

下套管失返性漏失正注反挤置换法工艺技术

易亚东¹, 余中岳², 高兴宝²

(1.黑龙江省第五地质勘查院,黑龙江 哈尔滨 150090;
2.中石化华北石油工程有限公司五普钻井分公司,河南 新乡 453000)

摘要:柳杨堡气田水平井二开下套管基本上都会出现失返性漏失,主要表现在下套管过程中虽然采取分段循环措施,仍然会在下至 2800~3100 m 井段出现不返浆。现场采取套管直接下入井底,然后应用正注反挤置换法沟通建立正常循环,保证正常固井,有效解决了套管固井漏施工难题,同时为在其他区块解决类似情况探索了一套工艺技术。

关键词:水平井;下套管;失返性漏失;正注反挤置换法;柳杨堡气田

中图分类号:TE256;P634 **文献标识码:**B **文章编号:**1672-7428(2020)05-0027-05

Normal injection and reverse squeeze displacement process for lost return leakage in RIH of casing

YI Yadong¹, YU Zhongyue², GAO Xingbao²

(1.Fifth Geological Exploration Institute of Heilongjiang Province, Harbin Heilongjiang 150090, China;
2.SINOPEC Huabei Oilfield Service Corporation Wupu Drilling Branch, Xinxiang Henan 453000, China)

Abstract: In Liuyangbao Gas Field, lost return leakage generally occurs in the horizontal well during running casing through the horizontal section. This is mainly reflected in the fact that drilling slurry will not return out of the well when casing is set from 2800 to 3100m, though staged circulation is adopted. In the field, casing was directly run to the bottom of the well, and then the normal injection and reverse squeeze displacement method was used to establish circulation to ensure normal cementing. The method has solved effectively the problem of lost circulation in casing cementing, and provides solution for the similar situation in other blocks.

Key words: horizontal well; casing; lost return leakage; normal injection and reverse squeeze; Liuyangbao Gas Field

0 引言

定北区块柳杨堡气田存在如下施工特点:深(目的层垂深 3900 m)、高(井底温度高达 120℃)、漏(该区块地层承压能力弱,砂岩渗透性高易渗漏,泥岩裂缝发育易在砂泥岩交界处发生大漏,刘家沟组漏失最为突出)、塌(施工井均出现井壁失稳现象)、多(复杂情况多发)。延长组底部至目的层伴随着渗透性漏失,大多处发生在砂岩与泥岩交接位置。主要集中在刘家沟组、石千峰组、下石盒子组盒 1 段、山西组山 1 段、马家沟组,其中刘家沟组漏失是柳杨堡气田固井施工的突出问题,增大了下套管固井施工难度^[1-3],为突破该项技术瓶颈,研发了正注反挤置换

法,解决了柳杨堡气田水平井下套管失返性漏失问题。

1 柳杨堡气田水平井的基本情况

1.1 井身结构

柳杨堡气田水平井一般采用三级井身结构,井身结构与套管程序见图 1。

一开采用 $\varnothing 311.2$ mm 钻头钻至 507 m,下 $\varnothing 244.5$ mm 套管封固第四系黄土层、志丹群砂砾和泥岩互层易漏、易垮塌层,表层套管推荐采用常规固井工艺,要求水泥浆返至地面,保证固井质量。

二开采用 $\varnothing 222.3$ mm 钻头钻至 4229.36 m 回

收稿日期:2019-12-02; **修回日期:**2020-04-27 **DOI:**10.12143/j.tkgc.2020.05.005

作者简介:易亚东,男,汉族,1971 年生,高级工程师,注册安全工程师,探矿工程专业,一直从事探矿工程施工与管理工作,黑龙江省哈尔滨市南岗区嵩山路 39 号,316683288@qq.com。

引用格式:易亚东,余中岳,高兴宝.下套管失返性漏失正注反挤置换法工艺技术[J].探矿工程(岩土钻掘工程),2020,47(5):27-31.

YI Yadong, YU Zhongyue, GAO Xingbao. Normal injection and reverse squeeze displacement process for lost return leakage in RIH of casing[J]. Exploration Engineering (Rock & Soil Drilling and Tunneling), 2020,47(5):27-31.

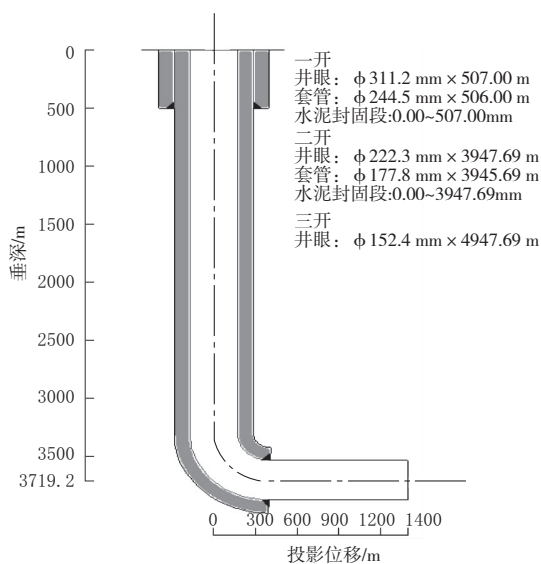


图1 LP11H井井身结构示意图(示例)

Fig.1 Structure of Well LP11H (for illustration)

填,侧钻点 3849.62 m(也可根据情况请示工程处由侧钻点至导眼井底更换 $\text{O}215.9$ mm 钻头),主井眼造斜一次击中 A 点,下 $\text{O}177.8$ mm 技术套管固井,为三开水平段安全施工提供有利条件,降低水平段施工风险。由于技术套管中存在气层,因此固井按生产套管固井实施,采用分级注水泥双凝水泥浆体系全井封固固井工艺。

表1 地层压力预测

Table 1 Predicted formation pressure

井段/m	地层组段	地层孔隙压力梯度/(MPa·m ⁻¹)	地层破裂压力梯度/(MPa·m ⁻¹)	钻井复杂情况提示
0~880	Q、K	0.0100	0.042~0.047	防斜、防塌、防漏
880~1694	J	0.0100~0.0103	0.014~0.016	泥岩水化膨胀、防卡、防斜
1694~3188	T	0.0100~0.0105	>0.015	砂岩段缩径性卡钻,防斜
3188~3827	P	0.0100~0.0105	>0.015	防掉块、煤层坍塌,防井漏、井涌
3827~3897	C	0.0100~0.0105	>0.015	防掉块、煤层坍塌,防井漏、井涌

2 下套管发生失返性漏失原因分析

2.1 下套管井漏现状

该区块一般从直井段和尚沟组(垂深 2700 m 左右)开始,会出现不同程度的漏失,尤其在造斜段和水平段会出现失返性漏失。漏失的类型也都不一样,有砂岩渗透性漏失,也有岩层胶结不好造成的裂隙性漏失,漏速小到 3~7 m³/h,大到失返。从统计资料看,初次发生漏失时,位于不同层位,但大多集中在 2800~3400 m 之间。

根据工区漏失情况统计,漏失斜井段电测无明显显示渗透层及区域漏失层,综合分析判断为构造裂缝

三开水平段采用 $\text{O}152.4$ mm 钻头钻至 B 靶点。

1.2 地层压力与破裂压力范围

根据该区域已完井的实钻资料及测试资料,确定了该区块地层压力与破裂压力范围,地层压力预测结果见表 1,地层破裂压力剖面如图 2。

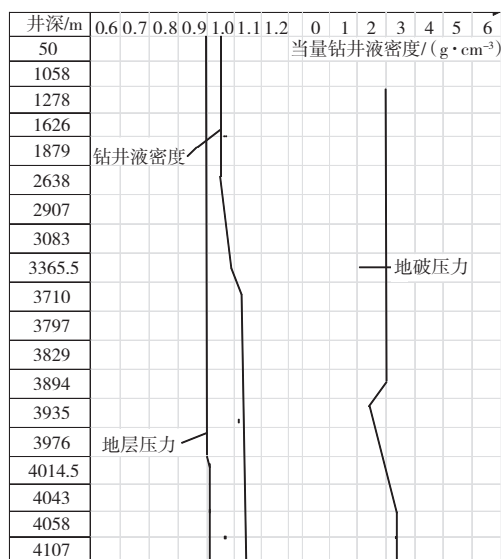


图2 柳杨堡气田水平井地层孔隙压力

Fig.2 Formation pore pressure at horizontal wells in Liuyangbao Gas Field

漏失。水平段从取出的岩心分析,存在不同程度的横向、纵向裂缝,属裂缝性漏失。LP1T 井一开至二开完钻,漏失量共计 1894 m³,从 2730 m(和尚沟组)处开始至二开完钻一直存在漏失现象,施工中采取了静止堵漏、随钻堵漏、静止承压堵漏及停钻循环集中承压堵漏的方式。LP2T 井在刘家沟组、石千峰组、石盒子组、山西组、太原组等不同层位均出现漏失,最高漏速到 20 m³/h,漏失总量达 1274 m³。LP4T 井最小漏速 5 m³/h,最大漏速为失返,漏失量达 4837 m³。

2.2 柳杨堡气田漏失机理分析

柳杨堡气田井漏存在两方面因素,渗透性漏失、诱发性漏失。

渗透性漏失可分为一般性渗漏和高渗透失,刘家沟组裂隙、下石盒子组盒 1 段、山西组砂泥岩互层,砂岩渗透性好,砂泥岩交界位置存在微裂缝,若发生渗透性漏失或发生高渗透,漏失速度大于泵的排量,液相侵入加剧,孔隙压力增加^[4-5],将会造成井壁不稳定及漏速进一步增大,进而导致钻井液出现只进不出的现象。

诱发性漏失主要是由于井眼压力高于地层破裂压力时,在井眼周围地层中诱发出裂缝导致井漏^[6]。

(1)刘家沟组的漏失压力远远低于地层的正常破裂压力,柳杨堡气田易漏区块的漏失压力当量密度仅为 0.98 g/m^3 (通过 LP10H 井计算)。

(2)定向井段施工,为了确保石盒子组、山西组泥岩/煤层井壁稳定,使用高密度钻井液施工,导致刘家沟组井漏;钻井液粘切过高、开泵过猛、快速钻进时岩屑浓度过大,环空激动压力增大压漏地层。

(3)刘家沟组的漏失层段具有极强的压力敏感性,属于诱导性扩展裂缝,当液柱压力增加,漏层的裂缝便张开,反之,则闭合,且裂缝张开的宽度和长度难以确定。

造成下套管发生漏失主要原因如下:一是地层本身破裂压力低;二是由于下套管环空间隙小、激动压力过大造成;三是环空钻井液密度及粘切过大。

2.3 激动压力计算

该区块刘家沟组地层破裂压力低^[7-9],正常当量密度为 3 g/cm^3 ,其中 LP10H 井漏失压力当量密度仅为 0.98 g/cm^3 。

激动压力计算是在预先设定的下放速度条件下进行的^[10-12]。计算产生激动压力梯度(psi/ft):

$$dP_f/D_L = (V_a + V/2) / [1000(D_h - D_p)]^2 \times \eta$$

式中: V_a ——管柱平均下放速度,ft/s, $V_a = D_p^2 V / (D_h^2 - D_p^2)$; V ——设计下放速度,ft/s; D_h 、 D_p ——分别为井径和套管外径,in; η ——泥浆塑性粘度,cP; dP_f/D_L ——激动压力梯度,psi/ft(注:1 ft = 30.48 cm,1 in = 25.4 mm,1 psi = 6.89 kPa,1 cP = 1 mPa · s,下同)。

柳杨堡气田水平井一般情况下二开 $8 \frac{3}{4}$ in 井下入 7 in 套管,刘家沟组位置 2900~3200 m,地层薄弱位置基本在 3000 m 左右,按照规程套管下入速度基本上保持 30 s 一根,下套管前一般采取稠塞封井并底以上 300 m 左右,钻井液性能如表 2。

根据公式建立计算程序列于表 3。

表 2 7 in 套管下入前钻井液性能

粘度/s	59
密度/(g · cm ⁻³)	1.22
失水量/mL	4.8
泥饼厚/mm	0.2
含砂量/%	0.3
pH 值	9
PV/(mPa · s)	28
YP/Pa	11
坂土含量/(g · L ⁻¹)	42
固相含量/%	9
(初切力/终切力)/Pa	3/6
K _f	0.07

表 3 下套管激动压力计算程序

井眼尺寸/in	8 $\frac{3}{4}$
套管尺寸/in	7
泥浆密度/(g · cm ⁻³)	1.22
塑性粘度/cP	28
薄弱层深度/m	3000
破裂当量密度/(g · cm ⁻³)	3
设计下放速度/(ft · s ⁻¹)	98.43
平均下放速度/(ft · s ⁻¹)	175
激动压力梯度/(psi · ft ⁻¹)	2.05
薄弱层激动压力/psi	20177.125
薄弱层激动压力当量密度/(g · cm ⁻³)	4.8

通过计算可以看出:薄弱层激动压力当量密度 $4.8 \text{ g/cm}^3 >$ 破裂当量密度 3 g/cm^3 ,充分说明该区块水平井二开下套管井漏是一个常见的必然现象。

3 正注反挤置换法建立循环工艺技术原理

正注反挤置换法(如图 3 所示)就是先采取正循环将套管内粘切低的钻井液注入外环空,将套管鞋至漏层位置外环空的稠塞推进漏层里,然后将与套管尺寸相符的半封闸板关闭,通过压井管汇反循环挤入胶液(清水加聚合物),将井口至漏层外环空的重泥浆推入漏层,从而达到降低环空液柱压力,使环空综合压耗远远小于薄弱层破裂压力,待套压回零后开井正循环,由此恢复正常循环,从而保证固井施工顺利^[13-15]。

施工关键点及注意事项:

(1)采用该项技术,必须确保井眼稳定,没有坍塌堵塞通道的现象。

(2)漏层位置要确定,便于计算挤入的胶液量。

(3)检查好地面高压管汇,压井管线要畅通,防

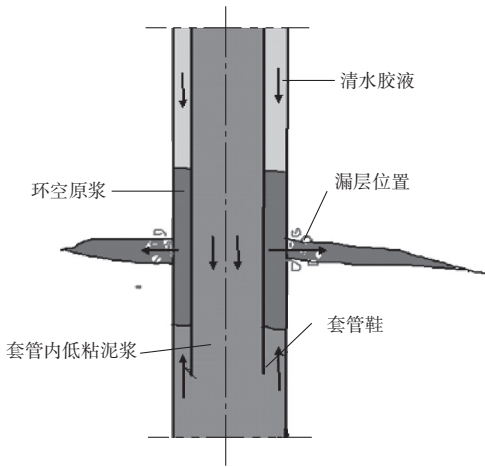


图3 正注反挤置换法建立循环工艺技术原理

Fig.3 Schematic of establishment of circulation by normal injection and reverse squeeze displacement

止因管线堵塞而憋压。

(4)挤注压力要适当,要考虑套管鞋处的破漏压力,以防止将套管鞋处压裂,造成新的漏层出现。

4 现场应用

4.1 应用效果

在应用正注反挤置换法工艺技术前,因井漏不能固井,导致起套管、堵漏等大型作业,平均每口井损失5天以上时间。通过应用正注反挤置换法,只用3~5h即快速的建立了循环,使固井顺利完成。有效的缩短了施工周期,降低了堵漏或起套管延误周期所造成的经济损失和井下复杂情况的发生。

柳杨堡气田在LP3T、LP5T、LP7T、LP11H井4口井中,下 $\varnothing 177.8$ mm套管后均发生开泵漏失失返现象,通过应用正注反挤置换法,顺利实施固井作业,下面以LP5T井为例进行效果阐述。

4.2 LP5T井应用案例分析

LP5T井二开完钻井深4115m,其中二开钻进过程中共发生漏失9次(漏层位置集中在刘家沟组2980~3150m),采取静止堵漏、随钻堵漏、静止承压堵漏及停钻循环集中承压堵漏的方式,最终钻至完钻井深时井下无漏失。下7in技术套管时,下至2000m井口钻井液失返(后期验证漏点井深3000m,原漏点发生复漏),在钻井液漏失情况下将套管下至井底(套管下深4113.60m,分级箍位置2454.39m在漏层之上),之后采取正注反挤置换法建立循环,进行正常固井作业。正注反挤置换法施工程序如下。

4.2.1 更换闸板

按照井控操作规程下套管前更换与套管尺寸一致的半封闭闸板。

4.2.2 漏层位置确定及正注反挤液体量计算

具体计算见表4,计算后准备清水胶液与下套管同步进行,保证下完套管后施工的连续性。

表4 LP5T井正注反挤液体量计算

Table 4 Calculation of displacement volume for Well LP5T

井眼尺寸/mm	222.25
套管尺寸/mm	177.8
井深/m	4115
套管下深/m	4113.60
井径扩大率/%	8
漏层位置/m	3000
正注液体量/ m^3	20.9
反挤液体量/ m^3	57

4.2.3 胶液配制及压力计算

清水胶液配方:清水+0.05%~0.1%NaOH+0.2%~0.5%DS-302+0.1%~0.2%DS-301+0.1%~0.2%K-PAM。主要目的:一是减低环空液柱压力,胶液密度为 1.04 g/cm^3 ;二是加强胶液的抑制性,确保外环空井壁稳定。

胶液置换后,若正常循环,环空循环压耗计算如下:

$$\Delta P_{pc} = K_{pc} L_c Q^{1.8}$$

$K_{pc} = 7628 \rho^{0.8} \mu_{pv}^{0.2} / [(d_h - d_c)^3 (d_h + d_c)^{1.8}]$
式中: L_c ——套管长度,m; $\mu_{pv} = \theta_{600} - \theta_{300}$,mPa·s;
 Q ——钻井液流量,即排量,L/s; ΔP_{pc} ——套管外循环压力损耗,MPa; K_{pc} ——套管外循环压力损耗系数; d_h ——井眼直径,mm; d_c ——套管外径,mm。

通过公式计算套管外循环压力损耗为5.95MPa,这样作用在漏层位置的压力当量密度仅为 1.24 g/cm^3 ,远远低于该层位破裂压力当量密度 3 g/cm^3 ,因此能确保建立正常循环。

4.2.4 正注低粘切泥浆

下套管到底后先灌满泥浆,然后尝试用小排量顶通,以正常排量开井注入计算好的低粘切泥浆 20.9 m^3 ,正注期间加强出浆口监控,看是否返浆。

4.2.5 反挤胶液

首先将压井管汇闸门倒到位,保证大泵高压管汇、压井管汇、环空井口畅通,其次挂上吊卡提至套管原悬重的80%,以保证关井时套管容易居中,然后关与套管尺寸一致的半封闭闸板。

关井到位后,先以小排量挤入,同时密切注意观察套压值变化情况,套压控制在 5~10 MPa,正常漏失压力在 5~7 MPa,将 57 m³ 胶液挤入外环空,同时将原来外环空的重浆推入漏层内。

4.2.6 开井循环

停挤后套压在 8 min 内回零,开井循环,循环期间监控漏层反吐量及中间漏失情况,及时调整排量确保循环正常,循环正常后开始固井作业。

5 结论与认识

(1)通过对柳杨堡气田漏失机理分析,确定了柳杨堡气田漏失类型为渗透性、诱发性漏失。

(2)确定了柳杨堡气田漏层位置,该区块多层位井漏,主要发生在刘家沟组、石千峰组。

(3)研发的正注反挤置换法建立循环工艺技术,有效的解决了柳杨堡气田二开下套管失返性漏失问题,而且避免了起套管、堵漏等大型作业时间,每口井可节约 5 天以上钻井作业时间,对于在其他区块作业遇到类似情况具有很大的指导作用和推广价值。

参考文献 (References):

- [1] 吴雪婷,邹韵,陆彦颖,等.漏失循环条件下井筒温度预测与漏层位置判别[J].石油钻探技术,2019,47(6):54-59.
WU Xueting, ZOU Yun, LU Yanying, et al. The prediction of wellbore temperature and the determination of thief zone position under conditions of lost circulation[J]. Petroleum Drilling Techniques, 2019,47(6):54-59.
- [2] 李德红,蒋新立,李明忠,等.调整井固井工艺技术研究进展[J].探矿工程(岩土钻掘工程),2019,46(4):30-36.
LI Dehong, JIANG Xinli, LI Mingzhong, et al. Advances in cementing technology for adjustment wells[J]. Exploration Engineering (Rock & Soil Drilling and Tunneling), 2019,46(4):30-36.
- [3] 李砚智,张长茂,张平.漏失量较大地层“戴帽”固井技术[J].探矿工程(岩土钻掘工程),2019,46(7):41-44,50.
LI Yanzhi, ZHANG Changmao, ZHANG Ping. Top fill cementing technology for large loss formation[J]. Exploration Engineering (Rock & Soil Drilling and Tunneling), 2019,46(7):41-44,50.
- [4] 石蕊,徐璧华,蔡翔宇,等.精细控压固井中的控压降密度方法[J].钻采工艺,2019,42(5):35-38,8.
SHI Rui, XU Bihua, CAI Xiangyu, et al. Method of reducing density at managed pressure during precise managed-pressure cementing[J]. Drilling & Production Technology, 2019,42(5):35-38,8.
- [5] 彭元超,韦海防,周文兵.长庆致密油 3000 m 长水平段三维水平井钻井技术[J].钻采工艺,2019,42(5):106-107,112.
PENG Yuanchao, WEI Haifang, ZHOU Wenbing. 3D horizontal wells drilling technology of 3000m horizontal section in dense oil reservoir at Changqing[J]. Drilling & Production Technology, 2019,42(5):106-107,112.

- [6] 张俊,杨谋,李双贵,等.顺北二叠系低压易漏井固井质量影响因素探讨[J].钻井液与完井液,2019,36(4):486-490.
ZHANG Jun, YANG Mou, LI Shuanggui, et al. Investigation of factors affecting cementing job quality in wells penetrating low pressure Permian Formations having mud loss tendency in Shunbei Oilfield [J]. Drilling Fluid & Completion Fluid, 2019,36(4):486-490.
- [7] 孙宝江,王雪瑞,王志远,等.控制压力固井技术研究进展及展望[J].石油钻探技术,2019,47(3):56-61.
SUN Baojiang, WANG Xuerui, WANG Zhiyuan, et al. Research development and outlook for managed pressure cementing technology[J]. Petroleum Drilling Techniques, 2019,47(3):56-61.
- [8] 齐奉忠,刘硕琼,沈吉云.中国石油固井技术进展及发展建议[J].石油科技论坛,2017,36(1):26-31.
QI Fengzhong, LIU Shuoqiong, SHEN Jiyun. Suggestions on CNPC cementing technological development[J]. Oil Forum, 2017,36(1):26-31.
- [9] 郑友志,徐冰青,蒲军宏,等.固井水泥体系在不同条件下的力学行为规律[J].天然气工业,2017,37(1):119-123.
ZHENG Youzhi, XU Bingqing, PU Junhong, et al. Mechanical behaviors of cement systems in different conditions[J]. Natural Gas Industry, 2017,37(1):119-123.
- [10] 郭继刚.精细动态控压固井技术在顺南区块的应用[J].钻井液与完井液,2016,33(5):76-79.
GUO Jigang. Application of precise dynamic pressure control well cementing technology in Block Shunnan[J]. Drilling Fluid & Completion Fluid, 2016,33(5):76-79.
- [11] 步玉环,宋文宇,何英君,等.低密度水泥浆固井质量评价方法探讨[J].石油钻探技术,2015,43(5):49-55.
BU Yuhuan, SONG Wenyu, HE Yingjun, et al. Discussion of a method for evaluation cementing quality with low-density cement slurries[J]. Petroleum Drilling Techniques, 2015,43(5):49-55.
- [12] 李明,杨雨佳,李早元,等.固井水泥浆与钻井液接触污染作用机理[J].石油学报,2014,35(6):1188-1196.
LI Ming, YANG Yujia, LI Zaoyuan, et al. Mechanism of contact contamination by drilling fluid[J]. Acta Petrolei Sinica, 2014,35(6):1188-1196.
- [13] 冯福平,宋杰,艾池,等.固井顶替界面研究方法分析[J].断块油气田,2014,21(4):540-544.
FENG Fuping, SONG Jie, AI Chi, et al. Analysis on displacement interface research method in cementing[J]. Fault-Block Oil and Gas Field, 2014,21(4):540-544.
- [14] 罗玉财.固井顶替效率数学模型与应用[D].大庆:东北石油大学,2012.
LUO Yucai. Mathematical model of cementing displacement efficiency and its application[D]. Daqing: Northeast Petroleum University, 2012.
- [15] 闫吉曾.红河油田低压易漏地层水平段固井技术[J].探矿工程(岩土钻掘工程),2018,45(5):40-45.
YAN Jizeng. Horizontal well cementing technology for low pressure and leakage formation in Honghe Oilfield[J]. Exploration Engineering (Rock & Soil Drilling and Tunneling), 2018,45(5):40-45.