



NATIONAL TRANSPORTATION SAFETY BOARD

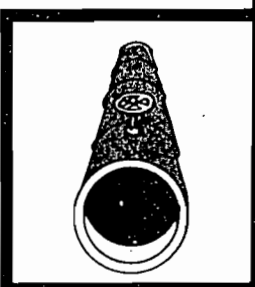
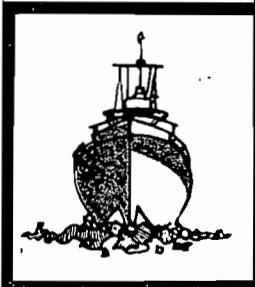
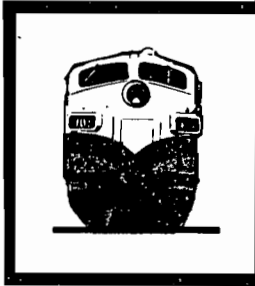
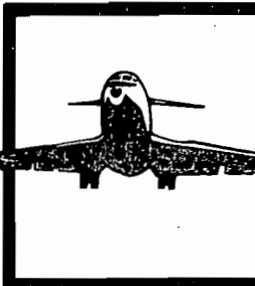
WASHINGTON, D.C. 20594

PIPELINE ACCIDENT REPORT

**THE PIPELINES OF PUERTO RICO, INC.
PETROLEUM PRODUCTS RUPTURE AND FIRE
BAYAMON, PUERTO RICO
JANUARY 30, 1980**

NTSB-PAR-80-6

UNITED STATES GOVERNMENT



TECHNICAL REPORT DOCUMENTATION PAGE

1. Report No. NTSB-PAR-80-6		2. Government Accession No. PB81-204851		3. Recipient's Catalog No.	
4. Title and Subtitle Pipeline Accident Report-- The Pipelines of Puerto Rico, Inc., Petroleum Products Pipeline Rupture and Fire, Bayamon, Puerto Rico, January 30, 1980				5. Report Date December 19, 1980	
				6. Performing Organization Code	
7. Author(s)				8. Performing Organization Report No.	
9. Performing Organization Name and Address National Transportation Safety Board Bureau of Accident Investigation Washington, D.C. 20594				10. Work Unit No. 2920B	
				11. Contract or Grant No.	
12. Sponsoring Agency Name and Address NATIONAL TRANSPORTATION SAFETY BOARD Washington, D. C. 20594				13. Type of Report and Period Covered Pipeline Accident Report January 30, 1980	
				14. Sponsoring Agency Code	
15. Supplementary Notes The subject report was distributed to NTSB mailing lists: 8A, 8F and 17.					
16. Abstract At 9:50 a.m., on January 30, 1980, an 8-inch-diameter, refined petroleum products pipeline owned by The Pipelines of Puerto Rico, Inc., and operated by the Shell Oil Company (Puerto Rico) Ltd. was struck and ruptured by a bulldozer during maintenance work on a nearby waterline in the Sector Cana of Bayamon, Puerto Rico, about 10 miles southwest of San Juan. Gasoline from the rupture sprayed downhill and ran off into a small creek. About 1 1/2 hours later, the gasoline vapors were ignited by an undetermined source and exploded; the subsequent fire killed one person and extensively damaged 25 houses and other property. The National Transportation Safety Board determines that the probable cause of the accident was the rupture of the pipeline by a bulldozer, whose operator was unaware of the pipeline's precise depth and location, and the failure of the Aqueduct and Sewer Authority and the Highway Authority personnel at the accident site to ascertain the exact location of the pipeline and to take proper precautions. Contributing factors in the accident were the lack of visible aboveground temporary markers to show the exact location where the pipeline crossed under the waterline, and the use of heavy construction equipment near the pipeline while the pipeline company inspector was absent.					
17. Key Words Petroleum products pipeline; rupture; Aqueduct and Sewer Authority; Highway Authority; unleaded gasoline; ripper; pipeline company; inspector; cement anchor; pavement breaker; preconstruction meeting; one-call notification system (Centro de Excavaciones); canal; markers; training; damage prevention program.				18. Distribution Statement This document is available to the public through the National Technical Information Service- Springfield, Virginia 22161 (Always refer to number listed- in item 2)	
19. Security Classification (of this report) UNCLASSIFIED		20. Security Classification (of this page) UNCLASSIFIED		21. No. of Pages. 69	22. Price

CONTENTS

SYNOPSIS 1

INVESTIGATION 2

 The Accident 2

 Injuries to Persons 12

 Damage to Pipeline 12

 Other Damage 12

 Pipeline System 12

 Meteorological Information 16

 Fire 16

 Medical and Pathological Information 16

 Survival Aspects 16

 Tests and Research 16

 Other Information 17

ANALYSIS 19

 General 19

 "One-Call" Systems 19

 Preconstruction Meetings 21

 Damage Prevention Programs 21

 Training 22

 Accident Notification 24

CONCLUSIONS 24

 Findings 24

 Probable Cause 25

RECOMMENDATIONS 25

APPENDIXES 29

 Appendix A--Investigation 29

 Appendix B--Original Copy and Translation of The Pipelines of Puerto Rico, Inc. Letter of Notification to Excavators 30

 Appendix C--Excerpt from "Measuring the Effectiveness of Damage Prevention Programs," Consumers Power Company. 32

**NATIONAL TRANSPORTATION SAFETY BOARD
WASHINGTON, D.C. 20594**

PIPELINE ACCIDENT REPORT

Adopted: December 19, 1980

**THE PIPELINES OF PUERTO RICO, INC.
PETROLEUM PRODUCTS
PIPELINE RUPTURE AND FIRE
BAYAMON, PUERTO RICO
JANUARY 30, 1980**

SYNOPSIS

At 9:50 a.m., on January 30, 1980, an 8-inch-diameter, refined petroleum products pipeline owned by The Pipelines of Puerto Rico, Inc., and operated by the Shell Oil Company (Puerto Rico) Ltd. was struck and ruptured by a bulldozer during maintenance work on a nearby waterline in the Sector Cana of Bayamon, Puerto Rico, about 10 miles southwest of San Juan. Gasoline from the rupture sprayed downhill and ran off into a small creek. About 1 1/2 hours later, the gasoline vapors were ignited by an undetermined source and exploded; the subsequent fire killed one person and extensively damaged 25 houses and other property.

The National Transportation Safety Board determines that the probable cause of the accident was the rupture of the pipeline by a bulldozer, whose operator was unaware of the pipeline's precise depth and location, and the failure of the Aqueduct and Sewer Authority and the Highway Authority personnel at the accident site to ascertain the exact location of the pipeline and to take proper precautions.

Contributing factors in the accident were the lack of visible aboveground temporary markers to show the exact location where the pipeline crossed under the waterline, and the use of heavy construction equipment near the pipeline while the pipeline company inspector was absent.

INVESTIGATION

The Accident

On the morning of June 30, 1980, an employee of the Aqueduct and Sewer Authority of Puerto Rico was engaged in replacing a water valve in the Sector Cana of Bayamon, Puerto Rico, that had been leaking for several days. While excavating to replace the valve, workers encountered the cement anchor that was supporting the waterline and its valve, which was interfering with the replacement of the valve, and they tried to remove it with a pavement breaker 1/--the only equipment that they had at the site. When they were unable to remove the cement anchor with the pavement breaker, an Aqueduct and Sewer Authority employee at the site requested help from the Highway Authority of Puerto Rico personnel who were working nearby. The highway authority contractor moved a bulldozer-ripper 2/ to the site. (See figure 1.) At 9:50 a.m., the ripper struck and punctured an 8-inch-diameter refined petroleum products pipeline 3/ which was located 3 inches below the waterline. (See figure 2.)

The site of the pipeline rupture was outside the Bayamon City limits in a sparsely populated, wooded area. (See figure 3.) At the accident site powerlines, telephone lines, the waterline, and the pipeline run parallel to the west side of the heavily traveled highway P.R. 167. (See figure 4.) The centerline of the highway is approximately 25 feet from where the pipeline was ruptured.

Gasoline under approximately 300-psig pressure gushed from the 10- by 8- by 6-inch hole (see figure 5) in the pipeline and sprayed down a 45° slope about 300 feet into the Pajaro Puertorriqueno creek. The gasoline then flowed into an underground canal under the residences and commercial district of Urbanization Rexville and beyond to the open canal which divides part of the residential district of Urbanization Bayamon Gardens and Urbanization Royal Gardens. (See figure 3.)

At 9:55 a.m., a Highway Authority contractor employee notified the pipeline company inspector, who had been assigned to the highway construction project, about the pipeline rupture. The inspector, who was looking at another excavation site some distance away, walked to the accident site and verified that the pipeline had been ruptured. At 10:05 a.m., the inspector ordered the Highway Authority's contractor to dig a ditch and dike to contain the gasoline.

About 10:08 a.m., the pipeline pumps located approximately 68 miles away near the city of Ponce were shut down automatically (see figure 6); however, gasoline continued to leak from the rupture at the accident site. The inspector notified the pipeline company's headquarters about the rupture of the line and then drove 1 mile to the next upstream automatic block valve to verify that it had closed.

1/ A pavement breaker is a hydraulic or air-operated piece of equipment used to break or fracture pavement.

2/ A ripper is the name given to a bulldozer which has as a part of its excavation equipment a heavy, metal, extendable tooth resembling a plow.

3/ The products transported by this line are gasoline, liquefied petroleum gas, kerosene, diesel, and turbine fuel.



Figure 1.--Closeup view of metal tooth on bulldozer-ripper.

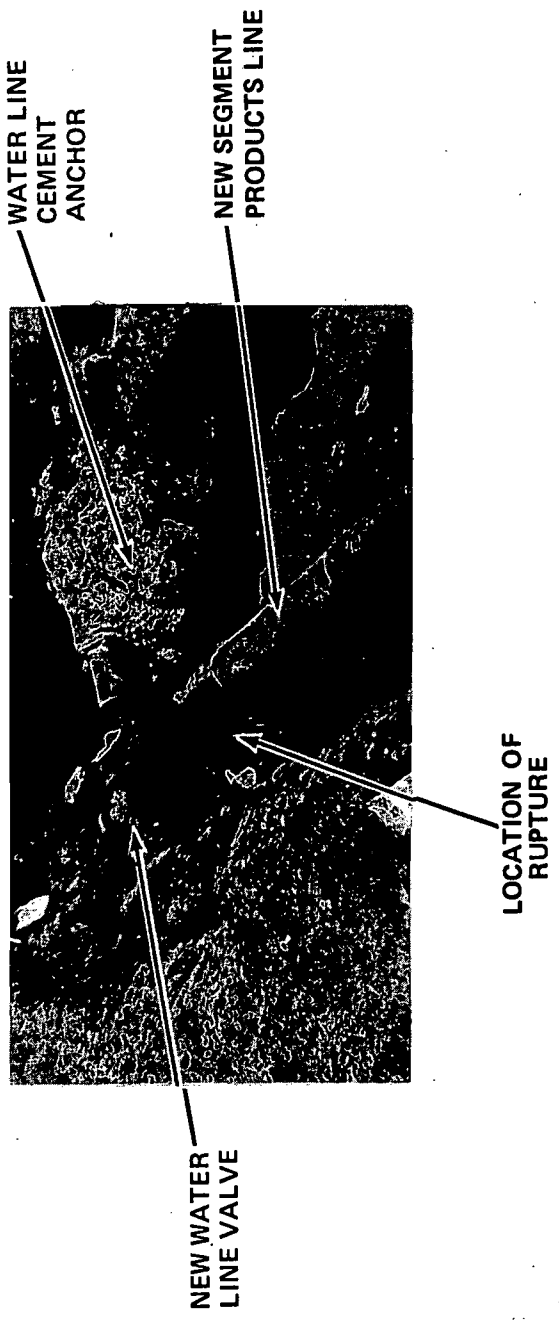
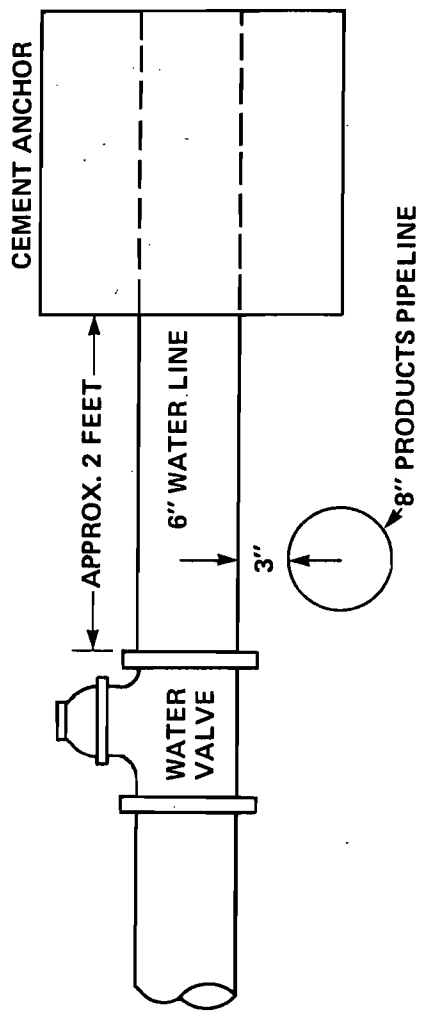


Figure 2.--Cross section view of pipes (top) and view of excavated pipes (bottom).

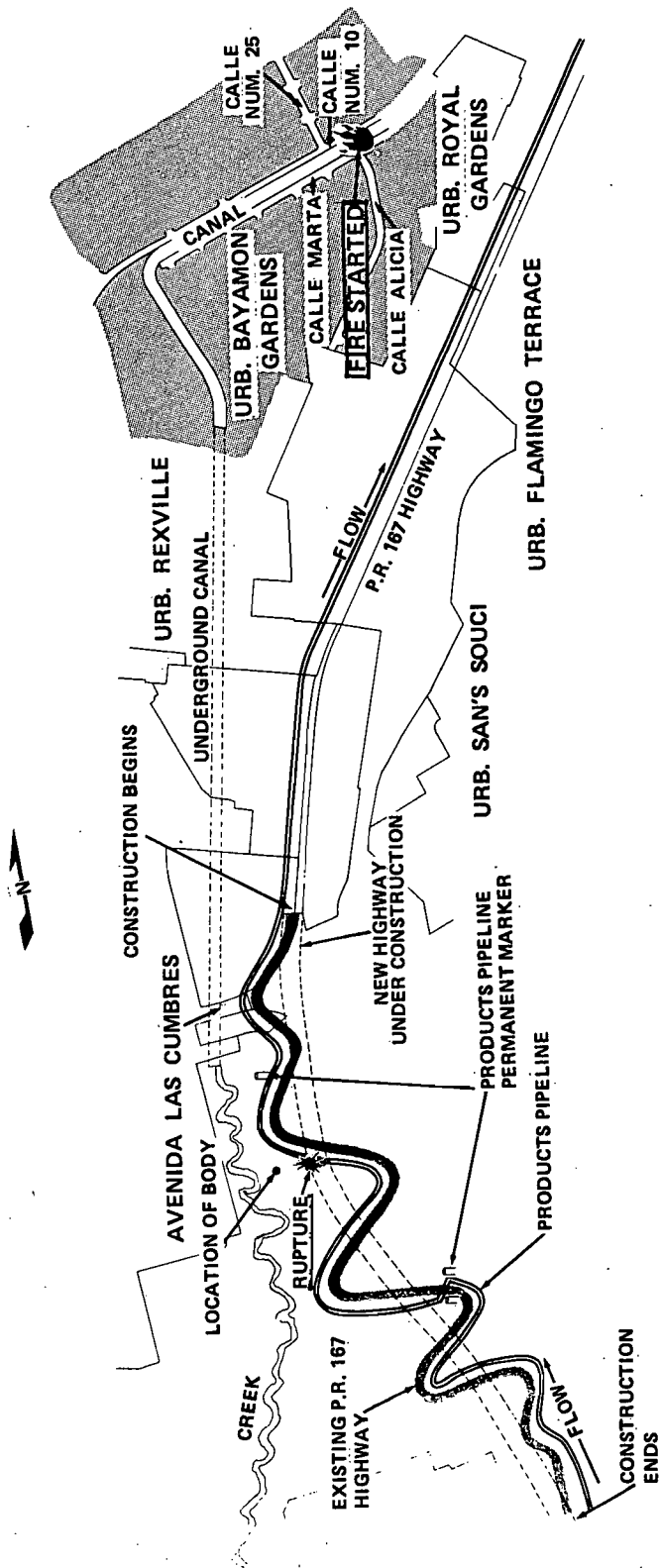


Figure 3.--Plan view of accident site and area affected by fire.

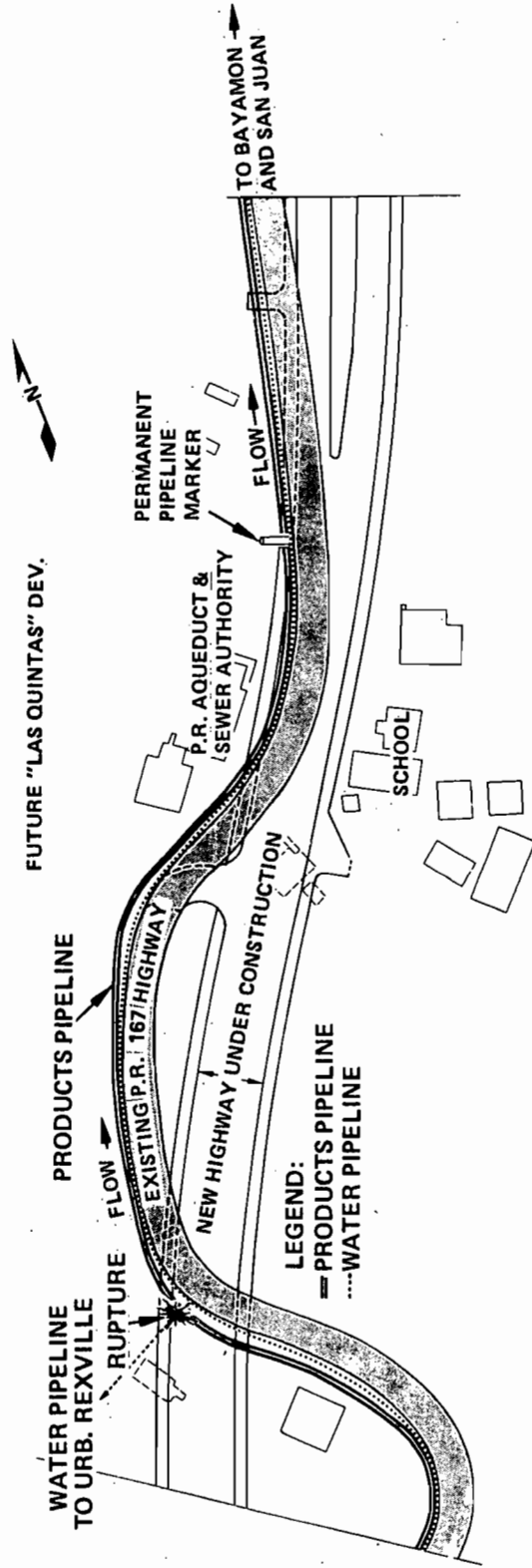


Figure 4.--Plan view of existing P.R. 167 Highway, proposed highway under construction, and location of petroleum products pipeline and waterline.

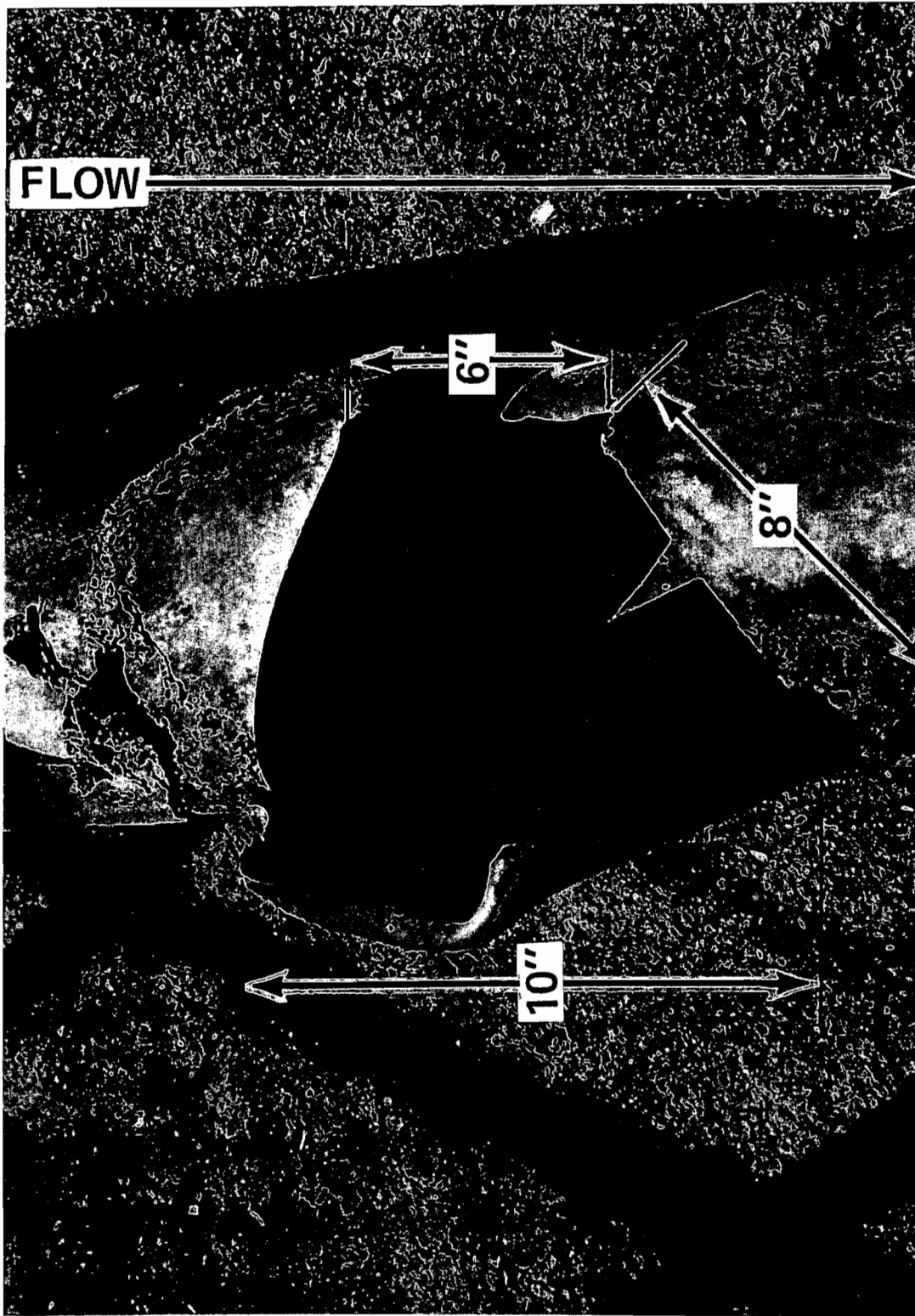


Figure 5.--Close view of ruptured pipeline.

POPULATION DATA

- PONCE (179,600)
- JUAN DIAZ (13,100)
- COAMO (by-pass)
- BARRANQUITAS (5,700)
- NARANJITO (4,200)
- BAYAMON (215,100)
- SAN JUAN (530,600)

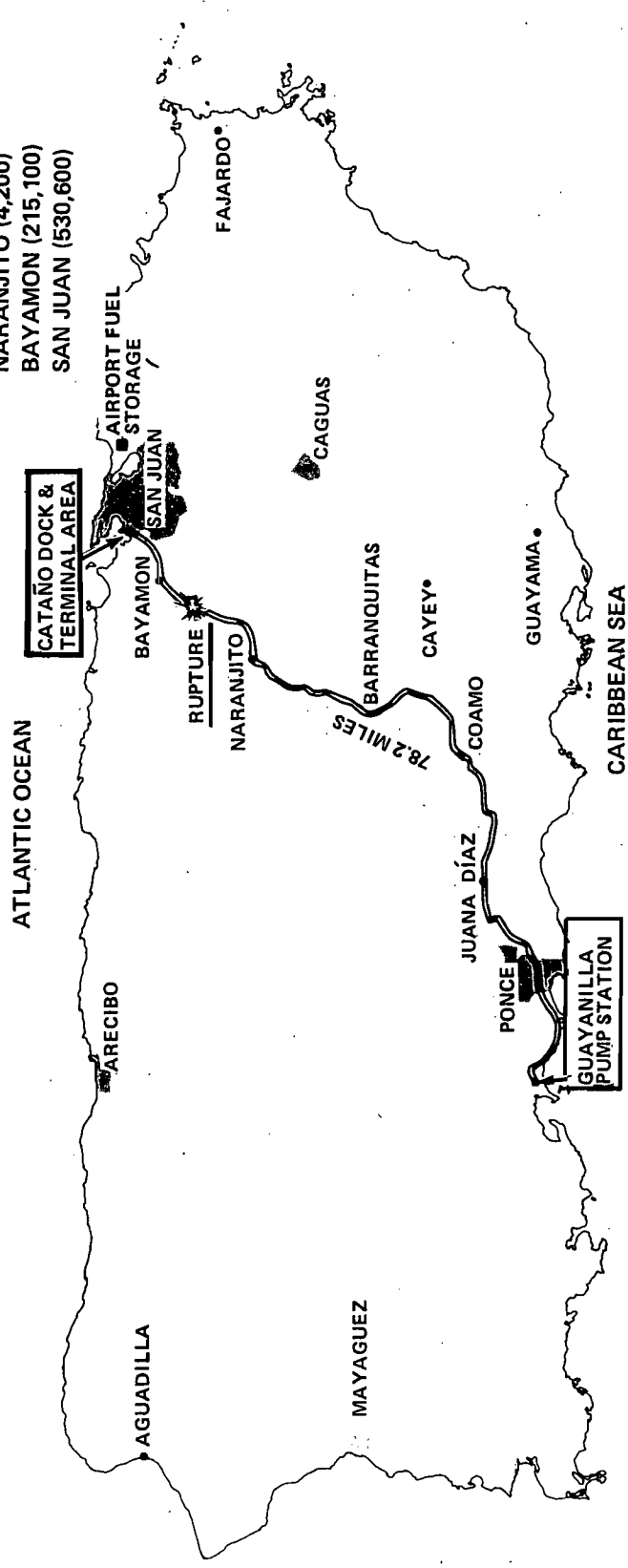


Figure 6.--Route of petroleum products pipeline from Guayanilla Pump Station to Cataño dock and terminal area.

At 10:10 a.m., the pipeline company's superintendent in the main office in San Juan was notified of the rupture. By radio he proceeded to alert, pursuant to the company's contingency plan, all personnel needed for this type of emergency and ordered other company personnel to prepare the necessary equipment for the repair of the pipeline. At 10:12 a.m., the superintendent asked the Caribbean Pipe and Steel Erectors, specialists on welding of high-pressure pipelines, to report to the accident site to repair the pipeline.

At 10:15 a.m., the pipeline company superintendent ordered his secretary to follow the company's contingency plan and to notify all the governmental agencies. The U.S. Department of Transportation's (DOT) National Response Center was not listed in the plan, so the DOT was not notified as required by Title 49, Code of Federal Regulations, Part 195—Transportation of Liquids by Pipeline (49 CFR 195).

Also, at 10:15 a.m., the pipeline company called the distribution plant at Catano dock and terminal to ask for tanktrucks and pumps to collect the leaking gasoline. Shortly after 10:15 a.m., the pipeline superintendent left his office for the accident site.

At 10:30 a.m., the superintendent arrived at the accident site and found that the police were there; a Highway Authority engineer had reported the accident to the police at 10:10 a.m. The superintendent asked the police to close P.R. 167 highway and clear the area of people who were collecting gasoline in cans and pails for their personal use. The superintendent ordered the widening of a previously dug ditch in order to contain the spill of gasoline; however, the quantity of escaping gasoline by that time was too much to be contained within the boundaries of the small ditch. At this time a fire department sergeant also arrived at the pipeline rupture site and observed that the escaping gasoline and water were mixing together and were not leaking across the highway. Therefore, the fire department sergeant stated that there was no justification for his presence at that time, and if the fire department was needed later, contact him.

At 10:35 a.m., the engineers in charge of pipeline maintenance arrived at the accident site and immediately started to work with the superintendent to contain the escaping gasoline. At 10:40 a.m., the pipeline company notified the Public Service Commission (PSC) of Puerto Rico about the pipeline rupture. At 10:50 a.m., the pipeline company headquarters called the Aqueduct and Sewer Authority headquarters and reported the pipeline rupture. At 11:15 a.m., two 4,000-gallon tanktrucks and a pump arrived at the accident site and immediately started to collect the leaking gasoline.

At 11:20 a.m., 1 1/2 hours after the rupture, an explosion, followed by several smaller explosions, occurred somewhere downstream from the rupture. A column of black smoke was observed in the distance. (See figure 7.) The people near the pipeline rupture were evacuated because flames were observed burning back toward the pipeline; however, other areas along the route of the flowing gasoline were not evacuated. The flames reached the rupture at 11:30 a.m. On its 2-mile path, the fire traversed 1/2 mile of open canal, approximately 1 mile of underground canal, and 1/2 mile of the creek's curved natural course up to the rupture. The flames destroyed property located within 20 feet on each side of the canal and creek. (See figure 8.)



Figure 7.--View of smoke cloud caused by gasoline explosion and fire.

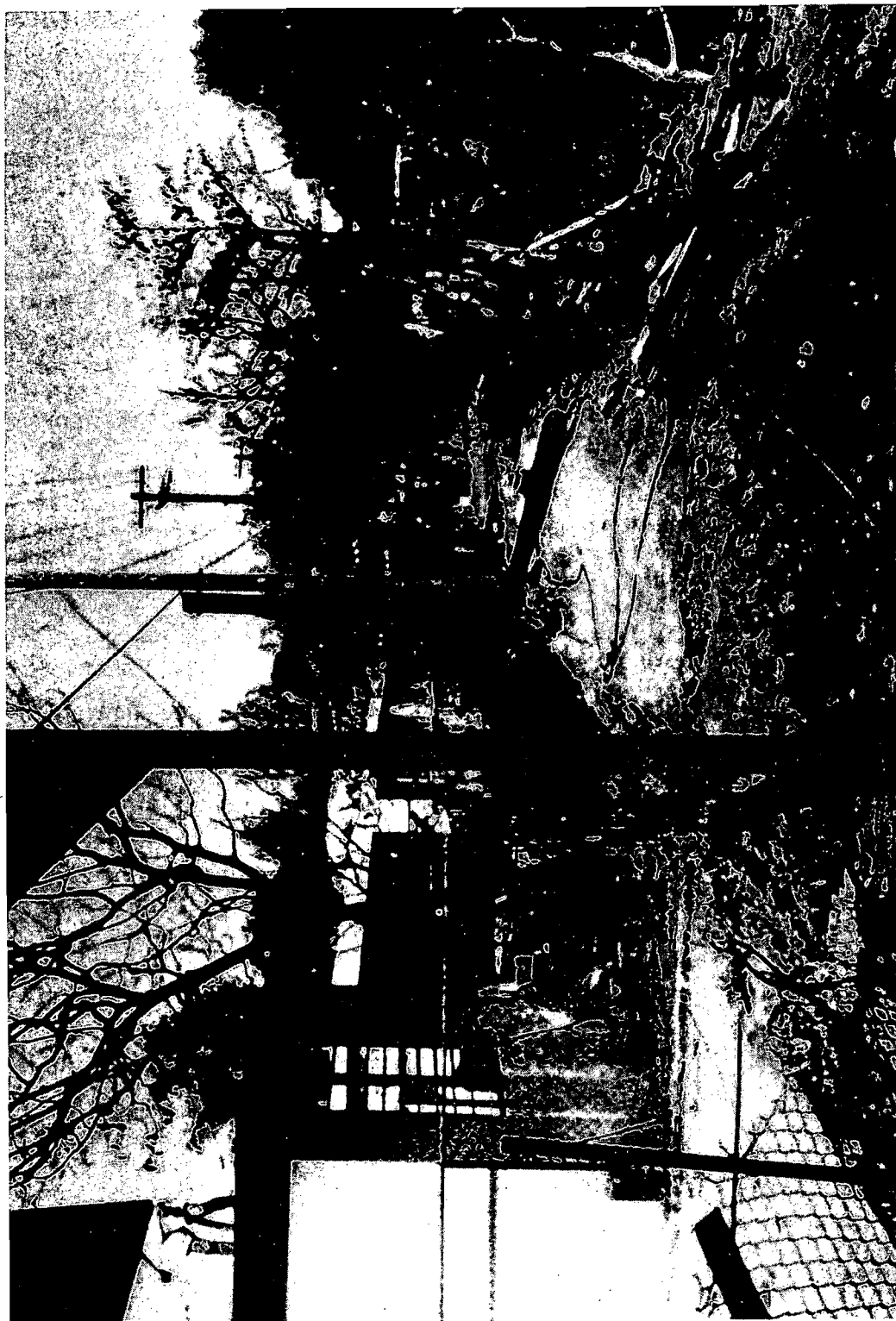


Figure 8.--Close view of damaged homes, backyards, telephone and electric utilities, and open canal.

At 11:45 a.m., the local fire department arrived at the site and immediately started to extinguish the fire with foam. (The pipeline company said it called the fire department at 11:02 a.m. and again at 11:41 a.m. The fire department said it received its first report of the pipeline break at 11:30 a.m.) At 12:09 p.m., the fire was extinguished at the accident site, and it was then observed that the leakage of gasoline had stopped. According to the fire department's accident report, the fire was under control in the entire area by 12:30 p.m. and was extinguished by 2 p.m.

About 1:45 p.m., the body of a deceased youth was found approximately 150 feet downhill, between the pipeline break and the creek, where he and others had been collecting the leaking gasoline for their personal use and had not been evacuated by the police or other parties because they were hidden from view.

Injuries to Persons

<u>Injuries</u>	<u>Operating Personnel</u>	<u>Rescue Personnel</u>	<u>Others</u>	<u>Total</u>
Fatal	0	0	1	1
Serious	0	0	0	0
Minor/None	0	0	0	0
Total	0	0	1	1

Damage to Pipeline

A 7-foot-long section of pipe including the break was replaced after the accident. Approximately 1,850 barrels (77,700 gallons) of gasoline escaped because of the pipeline rupture, and most of it had burned.

Other Damage

Approximately 25 houses adjacent to the open canal were damaged by fire. Domestic animals, gardens, and outdoor furniture in the backyards of these houses were affected by the fire. (See figure 8.) Trees and vegetation were burned along the sides of the creek up to the entrance of the underground canal.

Pipeline System

The ruptured steel pipe was manufactured by the electric resistance weld process and had the following specifications:

- 8 5/8-inch outside diameter
- API, grade 5L X-42, ERW
- 0.219-inch wall thickness
- 2,140 psi—internal pressure at minimum yield
- 3,040 psi—ultimate bursting pressure
- 1,925 psi—pressure test of installed pipe (90 percent of yield)

The original pipe was pressure-tested and inspected at the mill under the pipeline company's supervision. Inspection after the accident revealed that the pipeline was properly coated, wrapped, and cathodically protected against corrosion.

The construction and installation of the pipeline was approved by the following Puerto Rico agencies: the PSC, the Planning Board, the Water Resources Authority, the Aqueduct and Sewer Authority, the Fire Department, and the Public Works Department. The Certificate of Public Convenience and Necessity issued by the PSC was signed by the Governor of the Commonwealth on May 19, 1959.

The pipeline, constructed from 1965 through 1967, is operated by the Shell Oil Company (Puerto Rico) Ltd. (Shell) under the name of The Pipelines of Puerto Rico, Inc., and is owned by Shell, Texaco, Inc., and the Commonwealth Oil Refinery of Puerto Rico (CORCO). The longest pipeline system on the island of Puerto Rico, it extends 78.2 miles from the Guayanilla Pump Station in the CORCO refinery, crosses the central mountain range, and ends at the Catano dock and terminal in San Juan. It has a capacity of approximately 27,000 barrels per day (1,134,000 gallons). An additional 9.3 miles of 6-inch-diameter pipeline extends from the Catano terminal to the fuel storage area at the San Juan International Airport. Approximately 99 percent of the pipeline lies within the rights-of-way of main public roads and main city and town streets. Most of the pipeline is buried with about 3 feet of cover. It is exposed at 79 locations along its route where it crosses bridges and culverts and where it could not be buried due to rocky terrain or the depth and narrowness of creekbeds. The pipeline crosses and recrosses these roads and highways many times in its 78-mile length.

From Guayanilla Pump Station, the products are pumped at pressures between 1,200- and 1,400-psi pressure. These pressures are necessary because the line crosses a mountain 2,400 feet above sea level. In the mountain crossing and at a point near Barranquitas, the pressure decreases to approximately 200 psi and then increases until it reaches a pressure of about 500 psi at the receiving terminal in Catano. At the receiving terminal the products are distributed among the pipeline company's customers. The aircraft turbine fuel and the diesel fuel, part of the refined products pumped through the pipeline, are used to fuel airplanes and ships.

The Guayanilla Pump Station has a control panel to operate and monitor the pumping units. The pumps have pressure control shutdown devices to automatically shut down the pumps if the pressure rises above or drops below preset pressure limits. Pipeline officials said that the pumps shut down on low discharge pressure at approximately 10:08 a.m.

The pipeline has six automatic valves and eight manual valves strategically located along the pipeline route. In case of a rupture, the automatic valve nearest the break is designed to close, shutting off the flow through the affected section; these valves are set to close at a 100-psi pressure drop. A pipeline official said that the nearest upstream automatic valve closed when the rupture occurred. The pipe had been replaced and the line was back in operation when the Safety Board investigator arrived on site.

Blueprints from the Aqueduct and Sewer Authority and blueprints from the pipeline company showed that the pipeline and waterline ran parallel to each other at the accident site; however, field investigation revealed that the lines actually crossed each other at a 90° angle near the pipeline rupture. (See figure 2.) No blueprints or other information about the pipeline's location were being used at the time of the accident.

Title 49 CFR 195.420(1) states that "Markers must be located at each public road crossing, at each railroad crossing, and in sufficient number along the remainder of each buried line so that its location is accurately known." Inspection of the pipeline during the investigation revealed that approximately 10 percent of the pipeline's permanent, 4-inch-diameter, steel markers were missing, mostly at highway and public road crossings. The dimensions of the pipeline company's identification label used on the pipeline markers are smaller than those required by 49 CFR 195.410(a)(2). Several of the labels taped on the permanent pipeline markers were faded or missing. Title 49 CFR 195.410(a)(2) states that,

The marker must state at least the following: "Warning" followed by the words "Petroleum (or the name of the commodity transported) Pipeline" (in lettering at least 1 inch high with an approximate stroke of one-quarter inch on a background of sharply contrasting color), the name of the carrier and a telephone number (including area code) where the carrier can be reached at all times.

Careful inspection downstream and upstream from the area where the rupture occurred revealed that there were no visible aboveground temporary markings of any kind to indicate the exact location of the pipeline or the waterline. Furthermore, because of the configuration of the terrain around the rupture, permanent steel markings could not be seen from the rupture site; however, the pipeline company stated that the pipeline's location had been marked earlier by a company employee, in the presence of a representative of the Highway Authority contractor, with wooden markers supplied by the contractor.

The pipeline company said that the contractor requested the markings during a preconstruction meeting held to discuss the highway construction project in the area. Minutes of this meeting showed that it took place on July 10, 1979, and lasted 1 hour 55 minutes. At the meeting, according to the pipeline company, "the problems of relocating the facilities of the utilities affected by the project of the Highway Authority were discussed and under the direction of the project engineers representing the Authority. A coordination of the relocation work was discussed and agreed to in general terms." Nothing specific was said about relocating the pipeline at this meeting. Items such as telephone lines, waterlines, pipelines, safety, relocation of lines, fences, approval of the various contracts, and rights-of-way were discussed in general terms.

A pipeline company representative at the meeting stated that there would be no problem in relocating the pipeline before or after highway construction began and that the old segment of the pipeline would be abandoned in place. No time or date was established for the pipeline relocation work, and no one was directed to do this work. No further reference was made to the pipeline by any of the parties attending this meeting. No mention was made of the possibility that the pipeline could be damaged by construction equipment or what to do if that occurred; however, a Highway Authority representative asked that a pipeline company representative meet with the contractor to assure that the pipeline would not be affected during the highway construction since products were continuously pumped through this pipeline.

The Highway Authority contractor said that before the highway construction began, his company was contacted by the pipeline company which inquired about relocating or lowering the pipeline; however, the contractor declined to do this work because his company did not want to be responsible for this part of the project. The contractor did not feel that his company had either the correct equipment or the qualified personnel to undertake the pipeline-lowering project. The pipeline company decided to have the pipeline relocated at some later date. At the time of the accident, the pipeline had not been lowered and no grading had been done over it.

The pipeline company assigned a full-time inspector to the highway construction project. One of the inspector's responsibilities was to locate the pipeline when necessary. The inspector arrived at the accident site area between 7 and 8 a.m. on the morning of the accident. He passed by the accident site about 10 minutes before the pipe was damaged on his way to inspect an excavation where the pipeline was to be relocated about 0.7 mile south of the rupture site. He was at this location when the pipeline rupture occurred. When the Aqueduct and Sewer Authority employee asked the Highway Authority contractor to remove the cement anchor on the waterline, no one requested the presence of the inspector. The pipeline company inspector was notified of the accident 5 minutes after the rupture occurred by an employee of the highway construction contractor. The pipeline inspector returned to the accident site and inspected the rupture and then notified his office.

The pipeline company patrols the line at least weekly to check for construction activity or other irregularities near the pipeline. It also has a radiotelephone system for direct communications between input and output locations. The pipeline company has formal written procedures in a "Plan de Contingencias" (contingency plan) for the handling of emergencies and leaks. The pipeline company does not have a written damage prevention program nor does it participate in a "one-call" notification system. This contingency plan discusses actions to be taken after the pipeline has been damaged by whatever means, and refers to the "one-call" system for the reporting to the pipeline company of excavating activities near its facilities.

A "one-call" system to help prevent excavation-related damage has not been established in Puerto Rico. However, in 1976, five government agencies met to create the Centro de Excavaciones (a "one-call" system). The expenses of the "one-call" system were to be apportioned among the members, and the Puerto Rico Telephone Company was to be owner and administrator of the system. Individual contracts were prepared, but were never adopted or signed by the agencies. However, in an attempt to protect its pipeline, the pipeline company has a procedure to send a letter of notification (see appendix B) to individuals regarding their responsibilities when it becomes aware that they are performing construction activities near the pipeline. A letter was not sent in this case since the project was known by all the involved parties. Some of the agencies which met to create the "one-call" system believed, until after the Bayamon accident, that the "one-call" system was in operation in Puerto Rico. The pipeline company was one of these agencies, and the Aqueduct and Sewer Authority stated that it had been a member of an operating system.

The PSC is authorized by Commonwealth statute to regulate the pipeline company and to review its safety practices. However, the PSC does not have a full-time professional or nonprofessional employee who is trained to perform the necessary petroleum products pipeline safety duties. The duties are divided among the existing PSC staff personnel. The PSC does not have a petroleum products pipeline safety program.

Meteorological Information

At the time of the accident, the temperature was in the nineties with partly cloudy skies and moderate winds.

Fire

Schools, churches, shopping centers, and houses are located in the area above the underground canal. Residences are located on both sides of the open canal. None of the houses was completely destroyed because they were constructed of concrete and brick. However, the backyards of the homes adjacent to the open canal were heavily damaged by the fire.

The fire department had not previously encountered a gasoline fire of this magnitude, but fought the fire effectively. Firefighters used water to extinguish fire in the backyards and in vegetation along the canal. They used foam to extinguish the fire at the pipeline break. However, they had not received instructions or training in evacuation procedures. People were not ordered to evacuate the area until after the explosions and fire occurred.

Medical and Pathological Information

One person received fatal burns. No one else was injured.

Survival Aspects

A boy was found dead approximately 150 feet downhill from the pipeline rupture. Apparently, he had been collecting gasoline for his personal use when the fire engulfed him by surprise. His body was found about 2 hours 25 minutes after the fire began.

Tests and Research

After the accident, the 7-foot-long segment of damaged pipe which contained the rupture was removed from the accident site and taken to the Catano terminal. Examination of this segment revealed that the rupture was caused by external mechanical damage. The impact on the pipeline by the heavy equipment ruptured it, leaving a hole on the top of the pipe. This hole was approximately 6 inches long at the 9 o'clock position and 10 inches long at the 2 o'clock position. Further examination of the outside of the pipe surface did not indicate any other marks or dents on either side of the rupture.

Other Information

Liquid Pipeline Safety Regulations.—Prior to 1979, it was not clear whether the DOT had jurisdiction over the pipeline involved in this accident. In any event, the DOT did not take any regulatory actions concerning this pipeline. Public Law 96-129, dated November 30, 1979, (93 Stat. 989) amended the Natural Gas Pipeline Safety Act of 1968. Title II--Liquid Pipeline Safety, Sec. 202(8), of the new law includes the Commonwealth of Puerto Rico for the purpose of regulation regarding the transportation of hazardous liquid by pipeline. "State" under this law is defined as: "each of the several States, the District of Columbia, and the Commonwealth of Puerto Rico." Thus, for the first time, the pipeline involved in this accident clearly came under the jurisdiction of the DOT and was required to be operated in compliance with 49 CFR 195.

Section 203(e) of the new law states that the Secretary of Transportation may provide that the Federal minimum safety standards established under the section include a requirement that any operator of pipeline facilities:

- (1) participate in any public safety program -
 - (a) which provides for notice to pipeline facility operators of proposed demolition, excavation, tunneling, or construction near or affecting such facility;
 - (b) which requires such operators to identify specific pipeline facilities which may be affected by the proposed demolition, excavation, tunneling, or construction, for the purpose of preventing damage to such facilities; and
 - (c) which the Secretary determines is being carried out in a manner adequate to assure protection against the hazards to that operator's pipeline facilities created by such demolition, excavation, tunneling, or construction; or
- (2) establish and carry out a damage prevention program which provides services to the public with respect to that operator's pipeline facilities which are comparable to those which would be available to the public under a program described in paragraph (1).

Accident Notification.—Because the pipeline company failed to report the accident to the DOT's National Response Center as required by Federal regulations, the Safety Board did not learn of this accident until the day after the accident, through a newspaper article.

Title 49 CFR 195.52, Telephonic notice of certain accidents, states:

- (a) At the earliest practicable moment following discovery of a release of the commodity transported resulting in an event described in Section 195.50, each carrier shall give notice, in accordance with paragraph (b) of this section, of any failure that--

- (1) Caused a death or a personal injury requiring hospitalization;
- (2) Resulted in either a fire or explosion not intentionally set by the carrier;
- (3) Caused estimated damage to the property of the carrier or others, or both, of a total of \$5,000 or more;
- (4) Resulted in pollution of any stream, river, lake, reservoir, or other similar body of water that violated applicable water quality standards, caused a discoloration of the surface of the water or adjoining shoreline, or deposited a sludge or emulsion beneath the surface of the water or upon adjoining shorelines; or
- (5) In the judgment of the carrier, was significant even though it did not meet the criteria of any other subparagraph of this paragraph.

(b) Reports made under paragraph (a) of this section are made by telephone to area code 202, 426-0700 and must include the following information:

- (1) Name and address of the carrier.
- (2) Name and telephone number of the reporter.
- (3) The location of the failure.
- (4) The time of the failure.
- (5) The fatalities and personal injuries, if any.
- (6) All other significant facts known by the carrier that are relevant to the cause of the failure or extent of the damages.

ANALYSIS

General

The pipeline was constructed prior to the effective date of Federal requirements set forth in 49 CFR 195, and before Public Law 96-129, dated November 30, 1979, (93 Stat. 989) amended the Natural Gas Pipeline Safety Act of 1968. However, it appears that the pipeline met industry standards for design, construction, and testing that were applicable at the time of construction. The investigation did not reveal any damage other than that caused by the bulldozer which could have caused or contributed to the accident.

"One-Call" Systems

The Safety Board investigated a similar accident involving a refined petroleum products pipeline in Los Angeles, California, on June 16, 1976. ^{4/} In this accident the Board found that the pipeline was struck and ruptured by excavation equipment at work on a road-widening project. Gasoline sprayed from the rupture and drenched nearby buildings. Ninety seconds later, the gasoline ignited; the ensuing fire killed 9 persons, injured 14 persons, and caused extensive property damage.

The similarities between the California accident and the Puerto Rico accident are striking. In both cases the pipelines operated within a road right-of-way. In both cases the contractor, the highway authority, and the pipeline company knew the line existed but did not know the precise depth and location at the point of rupture. In both cases the pipeline companies had assigned inspectors to the project (one full time, one periodically), but in both cases the inspectors were not present at the moment of rupture. In both cases the pipelines were ruptured by heavy construction equipment, and in both cases there was no active operating "one-call" system in the area. The unfortunate aspect of both of these accidents was that although all the parties knew a pipeline was in the construction area, no one sought to determine the pipeline's specific location before excavating. In the California accident report the Safety Board stated that "the parties, neither individually nor collectively, showed enough concern to insure that the line was precisely marked at all times and monitored continuously." The same statement could be made about the Puerto Rico accident.

As a result of the California accident the Safety Board recommended that the pipeline company:

Join any "one-call" systems in areas where its pipelines operate and help to organize systems where they do not exist. (Class II, Priority Followup) (P-76-90)

And the Safety Board further recommended that the State of California, Department of Transportation:

^{4/} "Pipeline Accident Report, Standard Oil Company of California Pipeline Rupture, Los Angeles, California, June 16, 1976" (NTSB-PAR-76-8).

Cooperate and coordinate with those groups attempting to establish a "one-call" notification system in southern California and other areas of the State where none exist, and work with systems already in existence. (Class II, Priority Followup) (P-76-92)

Require as a prerequisite of a contract award, that the contractor be in contact with the "one-call" notification system or the individual facilities operators to determine the precise depth and location of any underground facilities before beginning the project. (Class II, Priority Followup) (P-76-93)

The Safety Board believes that a comprehensive, written damage prevention program is essential to operate a pipeline safely. The program should include a permanently assigned pipeline inspector at construction sites as a preventive pipeline damage measure, and instructions to pipeline and other utilities personnel about the inspector's function and responsibilities.

The "one-call" system international committee of the American Public Works Association Utility Location and Coordination Council, located at 1313 East 60th Street, Chicago, Illinois, (telephone 312-947-2520), has appointed nine regional representatives who are available to consult with community officials around the continental United States and its territories to set up "one-call" systems. While the Safety Board fully understands that the "one-call" system is not a panacea for all underground utilities accidents, it believes that an established "one-call" system, with a requirement for contractors to use it, is an extremely valuable tool for the prevention of damage to pipelines. In this case, if such a system had been in operation and if the highway contractor, by his contractual requirements had been continuously "in contact with the 'one-call' notification system or the individual facilities operators to determine the precise depth and location of any underground facility," this accident might not have occurred.

Highway contractors, pipeline contractors, and other heavy equipment contractors are under similar motivations to complete their work expeditiously. In this case the contractor began to use a pavement breaker, but because the work was slow and because the concrete anchor was massive and heavy, the contractor elected to use a faster method--the ripper. This equipment is well suited for ripping through hard pan or rock strata where rough excavation is required. This type of equipment should not have been used where the petroleum products pipeline was only 3 inches below and perpendicular to the waterline.

In addition, there were no permanent or temporary pipeline markers visible at the site when the accident occurred. The investigation revealed other locations where the pipeline was not marked. Also, the labels on the markers that were in place did not conform to Federal specifications. Despite the fact that the Aqueduct and Sewer Authority, the Highway Authority, and the Highway Authority contractor knew there was a pipeline in the area and that the pipeline was not marked, workmen used heavy excavating equipment without first precisely locating the pipeline.

Preconstruction Meetings

The preconstruction meeting of July 10, 1979--the only preconstruction meeting held for the construction of the highway--was too general. This meeting failed, among other things, to schedule additional preconstruction meetings. If additional meetings had been scheduled, the parties could have had detailed discussions relating to relocation of pipelines, markings of underground facilities, individual duties and responsibilities of the various inspectors assigned to the project, damage prevention programs, and the "one-call" notification system. At the single meeting in July, the utilities of Puerto Rico did not learn that there was no "one-call" system in existence to help prevent damage to their underground facilities or that the pipeline company would assign an inspector to the highway construction project.

The assignment of a pipeline company inspector to the project failed to prevent the accident because the inspector was not present when the excavation began. If the inspector had been at the water leak site when the Aqueduct and Sewer Authority asked the highway contractor to help remove the cement anchor, the inspector could have prevented the use of heavy equipment for this excavation since it was to be made too close to the pipeline. This decision alone, on the part of the pipeline inspector, could have prevented the Bayamon accident.

Damage Prevention Programs

For many years, the owners of underground facilities throughout the United States have been troubled with damage to their facilities as a result of third-party activity and other outside forces. ^{5/} The underground utility industry, recognizing the seriousness of the excavation damage problem, has developed, implemented, and publicized many programs and procedures (see appendix C) to reduce the number of these underground contacts and the subsequent public safety hazard. However, The Pipelines of Puerto Rico, Inc., does not have a written damage prevention program, and the Puerto Rico PSC has not encouraged the development of such a program. There is no "one-call" system operating in the accident area or in any other area on the island of Puerto Rico, and there are no local or Commonwealth laws requiring excavators to notify utilities of planned excavations.

5/ These activities include:

- a. Accidental causes:
 - (1) Contact by construction equipment, (2) contact by farm or landscaping equipment, (3) contact by motor vehicle, (4) contact by water craft, (5) blasting, (6) earth movement or vibration induced by equipment or vehicles, (7) fire or explosion, (8) dragging anchor or trawl.
- b. Willful causes:
 - (1) Vandalism, (2) sabotage.
- c. Natural causes:
 - (1) Landslide, (2) subsidence, (3) earthquake, (4) flood, (5) lightning, (6) wind, (7) frost, (8) mudslide.

Certain damage prevention programs have been very effective in reducing third-party damage incidents. For example, the Connecticut Underground Utility Protection Plan reported damage to facilities of participating utilities was reduced by 38 percent during its first 2 years of operation; the Washington Utilities Coordinating Council of the State of Washington reported a 68-percent reduction in the number of damage incidents to underground facilities; the program operating in Tampa, Florida, reported a 65-percent reduction in excavation damage during its first year of operation; a Cleveland, Ohio, system reported a 45-percent reduction in damage from 1971 to 1976; two programs in the State of California, USA North and USA South, have reported underground damage reductions of 24 percent and 43 percent, respectively; and the Rochester, New York, program, one of the first systems implemented, has consistently shown a reduction in the number of incidents of damage to underground facilities.

On November 15, 1979, the DOT's Materials Transportation Bureau (MTB) published in the Federal Register a Notice of Proposed Rule Making (NPRM) to amend 49 CFR 192 to require each gas pipeline operator to implement a damage prevention program. However, the MTB has not proposed making similar changes in 49 CFR 195 for liquid pipelines. This NPRM shows that the MTB recognizes excavation damage as a major problem and encourages preconstruction meetings, "one-call" systems, and local ordinances to control the problem. The Safety Board, in its February 11, 1980, letter commenting on the NPRM, supported the intent of the rulemaking and offered suggestions to improve the proposed rule. The Safety Board also urged the MTB to promptly develop similar requirements for all liquid pipelines.

Some 24 States now have underground facility damage prevention legislation or regulations of Statewide applicability. States such as Michigan, Connecticut, New York, Massachusetts, and Virginia have enacted comprehensive laws which apply to all persons engaged in activities likely to interfere with underground pipelines and which require that these persons seek linemarking service or other information necessary to locate a pipeline before excavation is begun.

The Safety Board believes that good communication between excavators and operators of underground facilities is essential for any successful pipeline damage prevention program and that one of the most effective methods of preventing excavation-caused damage to underground facilities is to insure that excavators notify the owners or operators of utility companies in advance of the proposed excavation work so that operators can mark the location of their facilities before excavation begins. The most convenient method for such notification is a "one-call" system. If an excavator gives reasonable advance notice of his plans, owners of underground facilities can locate and mark their facilities promptly and accurately, or can advise the excavators that there are no facilities in the proposed area of excavation. In all, "one-call" systems operate in 43 States.

Training

It appears that the pipeline company's parent companies furnish satisfactory pipeline safety training, especially for pipeline corrosion control, and have acceptable training programs for their professional staff in Puerto Rico.

However, the PSC lacks an effective training program for its employees. The PSC staff has limited or no experience in the operations of a petroleum products pipeline. On October 16, 1973, and again on January 14, 1980, the DOT's Office of Pipeline Safety Operations suggested that the PSC send its pipeline personnel to training courses on the safety evaluation of pipeline facilities at the DOT's Transportation Safety Institute in Oklahoma City, Oklahoma. Half of the total costs for such training courses are paid by the Federal government. As yet, no personnel from the PSC have been assigned to attend these pipeline safety courses. Participation in these courses or other courses could provide PSC personnel with valuable training in pipeline safety and would assist them in properly evaluating the pipeline facilities in Puerto Rico.

The local fire department had not been trained in emergency procedures to follow after a pipeline accident such as this. Area residents were not evacuated until after the explosion and fire. No one from the fire department or even the police department or pipeline company followed the leaking gasoline down through the creek and the canal behind the houses. Nothing was done to stop the flow of gasoline after it flowed into the creek and canal. The only effort was at the rupture site where a small earthen dam was built, but this was not adequate.

The pipeline company, together with the fire and police departments, should have undertaken at least the following actions:

1. Determined the extent of the leaking gasoline and the area affected downstream.
2. Notified the residents along the path of the leaking gasoline and coordinated the immediate evacuation of the premises.
3. Shut off all ignition sources in the area and blocked off all the roads leading across the creek and open canal to avoid introduction of ignition sources.
4. Placed booms or other dams across the creek at various points to slow the progress of the leaking gasoline toward the residential areas.
5. Assembled tanktrucks to remove and dispose of the accumulated gasoline at the dams or booms.

The Safety Board has addressed the issue of emergency personnel training in previous accident reports. For example, as a result of its investigation of the fire that killed two persons, critically burned three others, destroyed a farmhouse and six outbuildings, and damaged two adjacent homes in Donnellson, Iowa, on August 4, 1978, ^{6/} the Safety Board recommended that the Mid-America Pipeline System, operator of the pipeline:

^{6/} "Pipeline Accident Report—Mid-America Pipeline System, Liquefied Petroleum Gas Pipeline Rupture and Fire, Donnellson, Iowa, August 4, 1974" (NTSB-PAR-79-1).

Conduct periodic training for public emergency response agencies along the route of its pipelines. As a minimum, this training should be conducted annually and be sufficient to inform emergency response agencies of the properties of the various products transported, the expected behavior of each product when released to the atmosphere, the locations of shutdown valves, the residents designated to operate each valve, and other information necessary for emergency response personnel to take effective actions and minimize losses. (P-78-67)

On August 7, 1979, the Mid-America Pipeline system responded:

Mid-America has in the past conducted numerous fire safety and first aid schools. Said schools have and will continue to cover such matters as the properties of products transported in Mid-America's pipelines and the expected behavior of each such product when released to the atmosphere. All such schools have been open to emergency response personnel and invitations have been extended to emergency response personnel to attend such schools.

Although it continues to invite emergency response personnel, attendance is voluntary and Mid-America cannot compel attendance to fire, safety and first aid schools by emergency response personnel.

Accident Notification

The pipeline company became aware of the pipeline rupture at 10:08 a.m. on January 30, 1980, but failed to report this accident to the DOT's National Response Center. The DOT is not on the company's list of parties to notify in case of an emergency. The Safety Board learned about the accident through a newspaper article the next day; therefore, a Safety Board investigator could not get to the accident site until 35 hours after the accident occurred. The delayed arrival of the Safety Board's investigator hampered the timely onsite witness interviews and visual postaccident inspection of the pipeline.

CONCLUSIONS

Findings

1. The investigation did not reveal any damage to the pipeline other than that caused by the bulldozer which could have caused or contributed to the accident.
2. The pipeline company did not have a written excavation damage prevention program for the protection of underground facilities, and there was no "one-call" notification system operating in Puerto Rico.
3. Even though a "one-call" notification system was developed in 1976, it was never adopted or put into operation.
4. No aboveground temporary markers were in place to indicate the exact location of the petroleum products pipeline or waterline at the accident site.

5. Puerto Rico's Public Service Commission personnel assigned to pipeline safety have received no formal training about how to inspect petroleum products pipelines for compliance with Federal regulations or how to investigate a pipeline accident.
6. Public emergency response personnel who responded to the accident had not been trained in emergency procedures for a petroleum products pipeline accident.
7. The pipeline company failed to report the pipeline accident to the U.S. Department of Transportation's National Response Center as required by 49 CFR 195.52.

Probable Cause

The National Transportation Safety Board determines that the probable cause of the accident was the rupture of the pipeline by a bulldozer, whose operator was unaware of the pipeline's precise depth and location, and the failure of the Aqueduct and Sewer Authority and the Highway Authority personnel at the accident site to ascertain the exact location of the pipeline and to take proper precautions.

Contributing factors in the accident were the lack of visible aboveground temporary markers to show the exact location where the pipeline crossed under the waterline, and the use of heavy construction equipment near the pipeline while the pipeline company inspector was absent.

RECOMMENDATIONS

During the preliminary stages of the investigation, information requested from the Puerto Rico telephone company indicated that a "one-call" system was in operation for the San Juan metropolitan area, which included Bayamon. Based on that information, the Safety Board recommended on April 28, 1980, that the Governor of the Commonwealth of Puerto Rico:

Direct contractors, utilities, and other excavators on highway or other construction projects to utilize properly the established "one-call" notification system (Centro de Excavaciones) so that the public can be protected against similar accidents. (Class I, Urgent Action) (P-80-23)

However, upon further investigation, the Safety Board determined that a "one-call" system was developed but never implemented. Accordingly, this recommendation has been assigned a "Closed, Reconsidered" status.

Other recommendations made to the Governor of the Commonwealth of Puerto Rico on April 28, 1980, were:

Direct the utilities of Puerto Rico to update all their maps and records to facilitate the accurate marking of their underground facilities. (Class II, Priority Action) (P-80-24)

Require that preconstruction meetings be held before the initiation of highway or other construction projects. All affected parties should be in attendance at the meetings and all facilities should be marked before construction. (Class II, Priority Action) (P-80-25).

As a result of its complete investigation of this accident, the National Transportation Safety Board made the following recommendations:

— to The Pipelines of Puerto Rico, Inc.:

Coordinate with the Public Service Commission, local fire departments, and other utilities to develop procedures to employ during pipeline emergencies. (Class II, Priority Action) (P-80-75)

Immediately update the list of parties to be contacted in an emergency, and institute a procedure to insure that the list is updated at least annually. (Class I, Urgent Action) (P-80-76)

Install additional permanent pipeline markers sufficient to comply with 49 CFR 195.410. (Class II, Priority Action) (P-80-77)

Install new pipeline identification labels on permanent markers in accordance with 49 CFR 195.410(a)(2). (Class II, Priority Action) (P-80-78)

In cooperation with other operators of underground facilities, help establish an island-wide "one-call" excavation notification system. (Class II, Priority Action) (P-80-79)

Instruct its pipeline inspectors of the importance of remaining at the construction site and closely monitoring the contractor's work as it approaches the pipeline. (Class II, Priority Action) (P-80-80)

— to the Public Service Commission of the Commonwealth of Puerto Rico:

Train its pipeline safety personnel to effectively assess compliance by petroleum products pipeline operators with applicable Federal pipeline safety requirements. (Class II, Priority Action) (P-80-81)

Encourage training of local fire, police, and other public agencies regarding petroleum products pipeline emergencies, and coordinate with them during emergencies. (Class II, Priority Action) (P-80-82)

Establish requirements for a petroleum products pipeline damage prevention program which includes the use of a "one-call" excavation notification system. (Class II, Priority Action) (P-80-83)

Initiate a petroleum products pipeline safety program which would include sending personnel to appropriate pipeline safety institutes. (Class II, Priority Action) (P-80-84)

Assign at least one full-time qualified professional to the duties of pipeline safety so that the tasks of inspections and investigations can be carried out in compliance with Federal regulations. (Class II, Priority Action) (P-80-85)

— to the Governor of the Commonwealth of Puerto Rico:

Direct the Public Service Commission of Puerto Rico to send professional personnel to conferences, seminars, training courses, and other activities regarding petroleum products pipeline safety. (Class II, Priority Action) (P-80-86)

Direct the appropriate utilities and agencies of Puerto Rico to establish an island-wide "one-call" excavation notification system. (Class II, Priority Action) (P-80-87)

— to the Puerto Rico Telephone Company:

In cooperation with other operators of underground facilities, help establish an island-wide "one-call" excavation notification system in Puerto Rico. (Class II, Priority Action) (P-80-88)

— to the Research and Special Programs Administration of the U.S. Department of Transportation:

Amend 49 CFR 195 to include a section similar to proposed 49 CFR 192.614, Damage Prevention Program, to require that all liquid pipeline operators develop, implement, and monitor the effectiveness of an excavation damage prevention program. (Class II, Priority Action) (P-80-89)

Amend 49 CFR 195 to include a section similar to 49 CFR 192.615, Emergency Plans, that will require operators to establish written procedures to minimize the hazards resulting from a liquid pipeline emergency. (Class II, Priority Action) (P-80-90)

BY THE NATIONAL TRANSPORTATION SAFETY BOARD

/s/ JAMES B. KING
Chairman

/s/ ELWOOD T. DRIVER
Vice Chairman

/s/ FRANCIS H. McADAMS
Member

/s/ G. H. PATRICK BURSLEY
Member

PATRICIA A. GOLDMAN, Member, did not participate.

December 19, 1980



APPENDIX A
INVESTIGATION

The National Transportation Safety Board learned about the accident on the morning of January 31, 1980, and immediately dispatched a pipeline safety investigator from its Washington, D.C., headquarters to the accident site.

The Safety Board has considered all facts pertinent to the Safety Board's statutory responsibility to determine the cause or probable cause of the accident and to make recommendations accordingly.

APPENDIX B

ORIGINAL COPY AND TRANSLATION OF
THE PIPELINES OF PUERTO RICO, INC. LETTER
OF NOTIFICATION TO EXCAVATORS

THE PIPELINES OF PUERTO RICO, INC.
G.P.O. BOX 2768
San Juan, Puerto Rico 00936
Tel. 783-5045

(Fecha)

Estimados señores:

Por este medio le estamos notificando que los trabajos de _____
(Tipo de trabajo)
que su compañía está realizando en _____
(Dirección exacta)
deben ser _____, ya que los
(Detenidos inmediatamente o coordinados con nuestra oficina)

mismos se están realizando en un área donde se encuentra un oleoducto de 8" de diámetro que transporta gasolina a alta presión, propiedad de THE PIPELINES OF PUERTO RICO, INC. De proseguir ustedes con los trabajos descritos en esta área, podrían ocasionar una rotura en nuestro oleoducto causando grandes pérdidas y contratiempos para nuestra Compañía, su compañía, el Gobierno y otras terceras personas.

Sin lugar a dudas, serían ustedes los únicos responsables de ocasionar algún accidente a nuestro sistema después de esta notificación.

Estamos en la mejor disposición de cooperar con ustedes para la coordinación del trabajo a realizarse, de tal forma que no ocurra roturas a nuestro sistema a consecuencia de sus trabajos, además de que esto ayudaría mucho a que sus trabajos no se demoren o se paralicen.

Pueden comunicarse inmediatamente con nuestras Oficinas Centrales al teléfono 783-5045 para la necesaria coordinación.

(Representante Compañía)

(Representante Pipelines)

(Titulo)

(Titulo)

(Fecha)

(Fecha)

THE PIPELINES OF PUERTO RICO, INC.
G.P.O. Box 2768
San Juan, Puerto Rico 00936
Phone 783-5045

(Date)

Dear Sirs:

Through this letter, we are notifying you that the _____
(Type of work)
that your company is doing at _____
(Exact address)
has to be _____

(Stopped immediately or coordinated with our office)
because the work is being performed in an area where an 8-inch pipeline is located. This pipeline is owned by The Pipelines of Puerto Rico, Inc., and is presently transporting gasoline at high pressure. If this type of activity continues, it could probably cause a rupture on our pipeline and great losses and also loss of valuable time for our company, your company, and involved third party persons.

Without doubt, after this notification, you will be responsible for any damages to our system.

We are willing to cooperate with you for the coordination of your project in order to avoid a rupture to our system as a result of your work. This also will avoid any delay or even stoppage of your work. You can immediately contact our central office at 783-5045 for the necessary coordination.

(Company representative)

(Pipeline Representative)

(Title)

(Title)

(Date)

(Date)

APPENDIX C

**EXCERPT FROM
"MEASURING THE EFFECTIVENESS OF DAMAGE PREVENTION PROGRAMS"
CONSUMERS POWER COMPANY
JACKSON, MICHIGAN**

The opinion survey has identified ten specific programs which can be used in varying combinations to prevent damage to underground facilities. An eleventh category labeled as "other" can be used for a category which is not included in the ten specific programs.

The specific programs are described as follows:

- A. Engineering Preplanning - Advanced planning programs to design damages out of proposed construction projects. Such programs include procedures for:
 - 1. Obtaining advance notification of proposed projects.
 - 2. Identifying conflicts.
 - 3. Resolving conflicts through design change and/or relocations.
 - 4. Preconstruction meetings programs for coordination and final review.
- B. One-Call System - A system for exchanging information between contractors and utilities. For the purposes of this study, such systems are divided into two categories.
 - 1. One-call systems set up for one utility company only and which will only provide the location of that utility's facilities.
 - 2. One-call systems set up for many utilities in the area which will provide the location (through staking) of all member utilities facilities.
- C. Locate and Stake Service - The placement of temporary markers to indicate the type and location of underground facilities.
- D. Inspection of Third Party Contractor Operations - Periodic inspections of contractor's operations to assure adequate protection procedures.
- E. Damage Prevention Legislation - Legislation setting forth the responsibilities of utility and/or contractor, including:
 - 1. OSHA Safety Standards.
 - 2. State law for damage prevention.
 - 3. Municipal ordinances.

- F. Local Utility Coordination Groups - Local groups established to coordinate utility activities, identify mutual problems and establish local programs to improve the safety of working conditions, reduce dig-ins, reduce accident severity, minimize public inconvenience and promote cooperation between all parties involved in construction, excavation, operation and regulation of underground facilities.
- G. State Utility Coordination Groups - A State organization formed with the same objectives as the local groups outlined above.
- H. Ongoing Contractor Education Program - Programs designed to educate the contractor concerning the objective of damage prevention, the consequences of damages to underground facilities and procedures available for his use. Such a program would include group meetings, advertising, publicity, promotional "hand-out" items and damage follow-up programs.
- I. Underground Facility Markers and Signs - Permanent markers placed in the vicinity of underground facilities to alert excavators of their presence.
- J. Air and Ground Patrol of Facilities - Patrols for the purpose of spotting third parties who may be excavating in the area of underground facilities.

TECHNICAL REPORT DOCUMENTATION PAGE

1. Report No. NTSB-PAR-80-6		2. Government Accession No.		3. Recipient's Catalog No.	
4. Title and Subtitle Informe sobre accidente oleoducto The Pipelines of Puerto Rico, Inc., Ruptura de tubería de productos de petróleo y fuego, Bayamón, Puerto Rico, 30 de enero de 1980				5. Report Date 19 de diciembre de 1980	
				6. Performing Organization Code	
7. Author(s)				8. Performing Organization Report No.	
9. Performing Organization Name and Address National Transportation Safety Board Bureau of Accident Investigation Washington, D.C. 20594				10. Work Unit No. 2920B	
				11. Contract or Grant No.	
12. Sponsoring Agency Name and Address NATIONAL TRANSPORTATION SAFETY BOARD Washington, D. C. 20594				13. Type of Report and Period Covered Informe sobre accidente del oleoducto - Enero 30, 1980	
				14. Sponsoring Agency Code	
15. Supplementary Notes					
<p>16. Abstract El 30 de enero de 1980, a las 9:50 a.m., una tubería de 8 pulgadas para productos refinados de petróleo, propiedad de "The Pipelines of Puerto Rico, Inc., y operada por la Shell Oil Company (Puerto Rico) Ltd. sufrió una ruptura debido a la acometida por un bulldozer durante los trabajos de mantenimiento en una línea de acueducto en el Sector Cana de Bayamón, Puerto Rico, a unas 10 millas al sudoeste de San Juan. La gasolina que manó de la ruptura se esparció cuesta abajo hacia una pequeña quebrada. Alrededor de una hora y media más tarde se inflamaron los vapores de la gasolina e hicieron explosión; el fuego mató a una persona y causó extensos daños en 25 casas y en otras propiedades.</p> <p>La National Transportation Safety Board determina que la causa probable del accidente fue la ruptura de la tubería por un bulldozer cuyo operador no estaba al tanto del lugar ni de la profundidad donde se encontraba la tubería y a que el personal de la Autoridad de Acueducto y Alcantarillado y de la Autoridad de carreteras en el lugar del accidente no sabían el lugar preciso donde se encontraba la tubería ni tomaron las precauciones debidas.</p> <p>Factores que contribuyeron al accidente fueron la carencia de indicadores provisionales, visibles encima del terreno para señalar el lugar exacto donde la tubería cruzaba bajo la línea de agua y el uso de equipo pesado de construcción cerca del oleoducto mientras estaba ausente el inspector de la compañía a cargo del oleoducto.</p>					
17. Key Words Tubería de productos de petróleo; ruptura; Autoridad de Acueducto y Alcantarillado, Autoridad de carreteras; gasolina sin plomo; escarificador, compañía del oleoducto; inspector; traviesa de cemento; martillo rompedor; reunión sobre pre-construcción; sistema de notificación de "una llamada" (Centro de excavaciones); canal; indicadores; entrenamiento; programa de prevención daños.				18. Distribution Statement Este documento está disponible al público a través de: National Technical Information Service, Springfield, Virginia 22161	
19. Security Classification (of this report) UNCLASSIFIED		20. Security Classification (of this page) UNCLASSIFIED		21. No. of Pages	22. Price

INDICE DE MATERIAS

SINOPSIS	1
INVESTIGACION	2
El accidente	2
Daños personales	10
Daños en el oleoducto.	10
Otros daños.	13
Sistema del oleoducto.	13
Información meteorológica.	16
Fuego.	17
Información médica y patológica.	17
Aspectos de supervivencia.	17
Pruebas e investigaciones.	17
Otra información	17
ANALISIS	20
Generalidades	20
Sistemas de "una llamada".	20
Reuniones previas a la construcción.	22
Programas de prevención de daños	22
Entrenamiento	24
Notificación de accidentes	25
CONCLUSIONES.....	25
Determinaciones.	25
Causa probable	26
RECOMENDACIONES	26
APENDICES	30
Apéndice A -- Investigación	30
Apéndice B -- Copia original y traducción de la carta de notificación a los excavadores por la empresa "The Pipelines of Puerto Rico, Inc.	31
Apéndice C -- Extracto del informe "Mediciones de la efectividad de los programas de prevención de daños" Consumers Power Company.	32

NATIONAL TRANSPORTATIONS SAFETY BOARD

WASHINGTON, D.C. 20594

INFORME SOBRE ACCIDENTE DE OLEODUCTO

Adoptado el 19 de diciembre de 1980

RUPTURA Y FUEGO DE LA TUBERIA DE PRODUCTOS
DE PETROLEO PROPIEDAD DE "THE PIPELINES OF
PUERTO RICO, INC.", EN BAYAMON, PUERTO RICO
30 DE ENERO DE 1980

S I N O P S I S

El 30 de enero de 1980, a las 9:50 a.m., una tubería de 8 pulgadas de productos refinados de petróleo, propiedad de la empresa "The Pipelines of Puerto Rico, Inc.", y operada por la Shell Oil Company (Puerto Rico) Ltd., sufrió una ruptura debido a la acometida por un bulldozer durante unos trabajos de mantenimiento que se realizaban en una línea del acueducto en el Sector de Cana de Bayamon, a unas 10 millas al sudoeste de San Juan. La gasolina que manó de la ruptura se esparció cuesta abajo hacia una pequeña quebrada. Alrededor de una hora y media más tarde, se inflamaron los vapores de la gasolina e hicieron explosión; el fuego mató a una persona y causó extensos daños en 25 casas y en otras propiedades.

La National Transportation Safety Board determina que la causa probable del accidente fue la ruptura de la tubería por un bulldozer cuyo conductor no estaba al tanto del lugar ni de la profundidad donde se encontraba la tubería y a que el personal de la autoridad de Acueducto y Alcantarillado y la autoridad de Carreteras que se hallaba en el lugar de accidente no sabían el lugar preciso donde se encontraba la tubería ni tomaron las precauciones debidas.

Factores que contribuyeron al accidente fueron la falta de indicadores provisionales, visibles, por encima del terreno para señalar el lugar exacto donde el oleoducto cruzaba por debajo de la línea de agua, así como el uso de equipo pesado cerca del oleoducto mientras estaba ausente el inspector de la compañía a cargo del oleoducto.

INVESTIGACION

El accidente

En la mañana de 30 de enero de 1980, un empleado de los Servicios de Acueducto y Alcantarillado de Puerto Rico, se encontraba reparando una válvula de agua en el Sector de Caña de Bayamón, que llevaba saliéndose por varios días. Mientras excavaban para remplazar la válvula, los obreros se encontraron con una traviesa de cemento que soportaba la tubería y su válvula y que interfería con la labor de remplazar la válvula. Trataron de removerla con un martillo rompedor de pavimento 1/ --el único equipo que había en el lugar. Ante la imposibilidad de remover la traviesa de cemento con el martillo rompedor, un empleado de los servicios de Acueducto y Alcantarillado que se hallaba en el lugar solicitó ayuda del personal de Servicios de Carreteras de Puerto Rico que se hallaba trabajando cerca de allí. El contratista de carreteras trasladó un bulldozer escarificador 2/ al lugar (véase la figura 1). A las 9:50 a.m., el escarificador chocó con la tubería de ocho pulgadas de diámetro transportadora de productos refinados del petróleo 3/, situada a 3 pulgadas debajo de la línea de agua y la perforó (véase la figura 2).

El lugar donde se produjo la ruptura del oleoducto está en las afueras de la ciudad de Bayamón, en un área boscosa y poco poblada (véase la figura 3). En el lugar donde se produjo el accidente las líneas de electricidad, de teléfono, de agua y el oleoducto van paralelas al lado occidental de la carretera P.R. 167, que tiene mucho tráfico (véase la figura 4). La línea central de la carretera se encuentra a unos 25 pies de donde se produjo la ruptura del oleoducto.

Del orificio de 10 x 8 x 6 pulgadas de la tubería (véase la figura 5) manó gasolina a una presión de aproximadamente 300 libras por pulgada cuadrada (psig) y se regó por una pendiente de 45 grados, por aproximadamente unos 300 pies hasta que llegó a la quebrada Pájaro Puertorriqueño. La gasolina pasó a un canal subterráneo bajo las residencias y el distrito comercial de la Urbanización Rexville y hasta el canal abierto que divide parte del distrito residencial de la Urbanización Bayamón Gardens y la Urbanización Royal Gardens (véase la figura 3).

-
- 1/ Un martillo rompedor de pavimento es un equipo hidráulico o neumático utilizado para romper o fracturar el pavimento.
 - 2/ Escariador es el nombre que se le da a un bulldozer que, como parte de su equipo de excavación tiene un diente pesado de metal, extendible, que se parece a un arado.
 - 3/ Los productos transportados por esta tubería son, gasolina, gas de petróleo licuado, kerosén, diesel y combustible de turbinas.



Figura 1.- Vista del diente de metal de un bulldozer escariador.

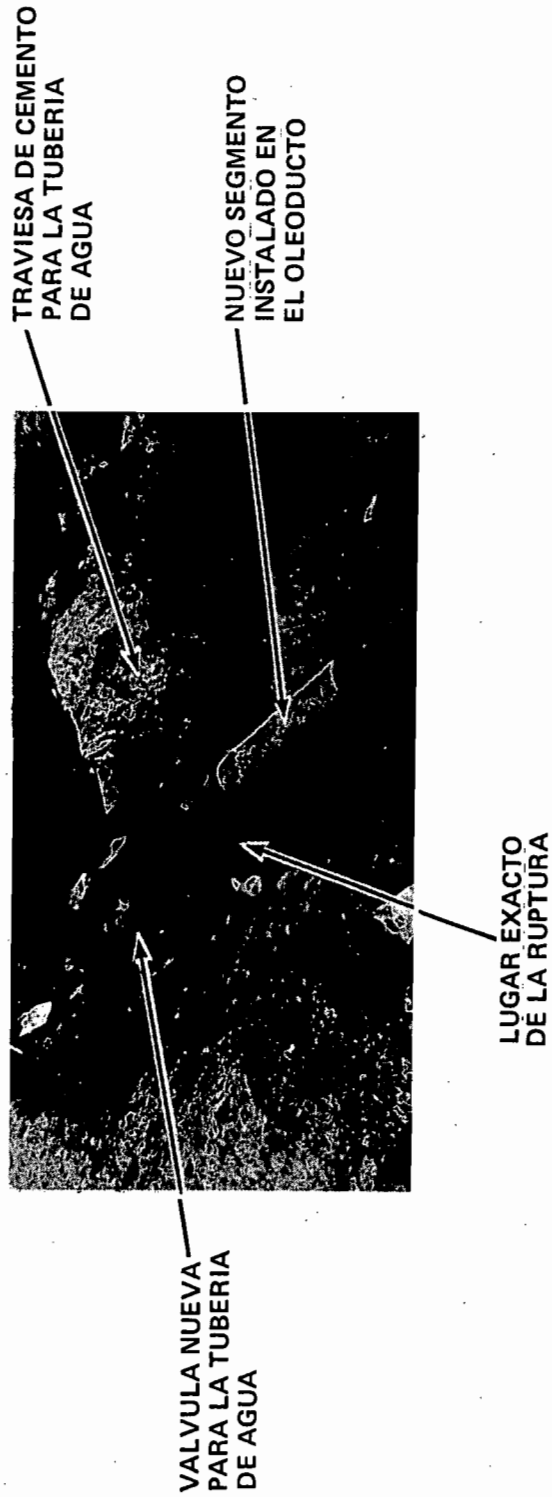
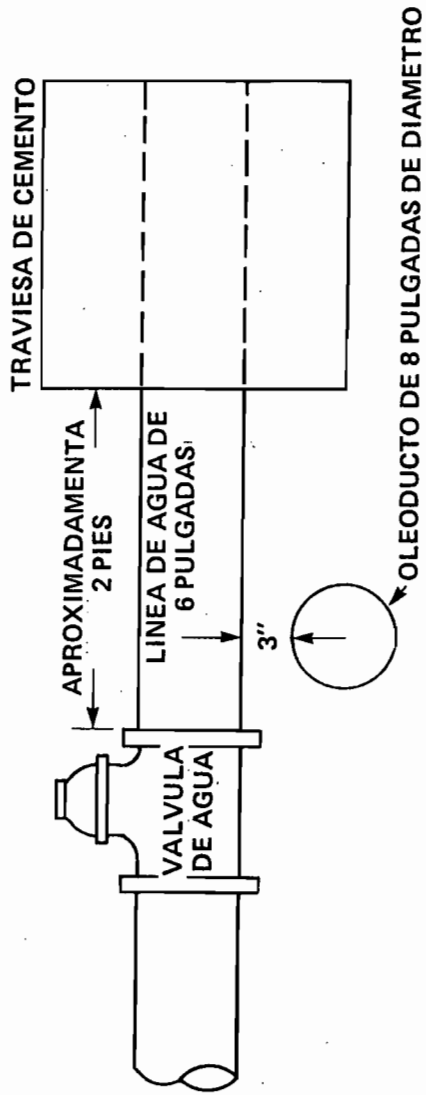


Figura 2.- Vista transversal de las tuberías (superior) y vista de la excavación (inferior).

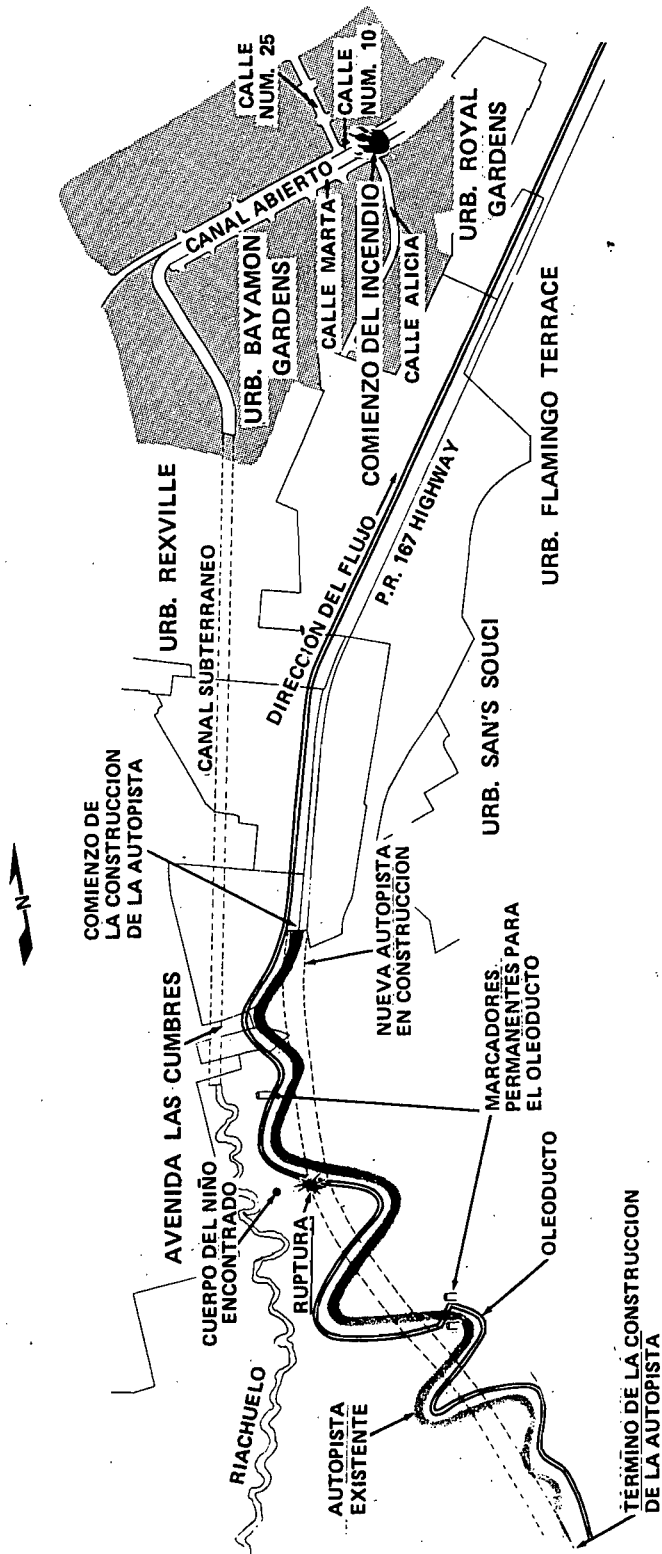


Figura 3.- Vista del lugar del accidente y de la zona afectada por el fuego

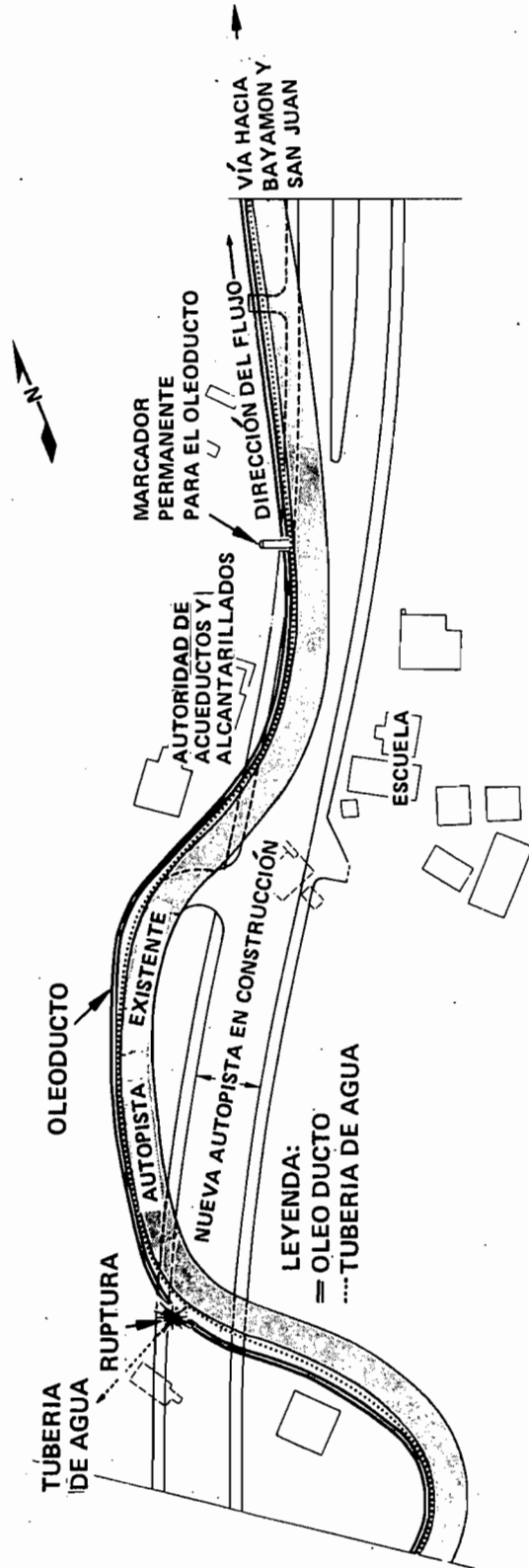


Figura 4.- Vista de la Carretera P.R. 167 existente; de la carretera propuesta en construcción y de las tuberías de agua y de productos de petróleo.



Figura 5.- Detalle de la ruptura de la tubería transportadora de productos de petróleo.

A las 9:55 a.m., un empleado del contratista de los Servicios de Carreteras notificó al inspector de la empresa a cargo del oleoducto, que estaba asignado al proyecto de construcción de la carretera, acerca de la ruptura. El inspector que en ese momento estaba examinando la excavación en otro lugar a cierta distancia del accidente, se trasladó al sitio del accidente y comprobó la ruptura de la tubería. A las 10:05 a.m. el inspector ordenó al contratista del Servicio de Carreteras que cavara una zanja y un dique para contener la gasolina.

Cerca de las 10:08 a.m., se cerraron automáticamente las bombas del oleoducto, situadas aproximadamente a 68 millas de Ponce (véase la figura 6); no obstante, la gasolina continuó saliendo por la ruptura en el lugar del accidente. El inspector notificó a la sede de la compañía del oleoducto acerca de la ruptura y se trasladó en un vehículo aproximadamente una milla hacia la válvula de bloqueo automático mas cercano para ver si estaba cerrada.

A las 10:10 a.m., el superintendente de la compañía del oleoducto de la oficina principal en San Juan recibió la noticia de la ruptura. Este, de acuerdo con el plan de contingencia de la compañía, procedió a alertar por radio a todo el personal que se necesitaba para este tipo de emergencia y ordenó a otro personal de la compañía que preparase el equipo necesario para reparar la tubería. A las 10:12 a.m., el superintendente solicitó a la empresa Caribbean Pipe and Steel Erectors, especialistas en soldadura de tuberías de alta presión, que se trasladaran al lugar del accidente para reparar la tubería.

A las 10:15 a.m., el superintendente de la compañía del oleoducto ordenó a su secretaria que siguiera el plan de contingencia de la compañía y notificara a todas las agencias gubernamentales. El Centro Nacional de Respuestas del Departamento de Transporte de los EE.UU. no figuraba en la lista del plan, de forma que no se le notificó según lo dispone el Título 49, Código de Reglamentos Federales, Parte 195 - Transporte de líquidos por tubería (49 CFR 195).

También a las 10:15 a.m., la compañía del oleoducto llamó a la planta de distribución del muelle y terminal de Cataño para pedir camiones tanque y bombas para recoger la gasolina regada. Poco después de las 10:15 a.m., el superintendente salió de su oficina para ir al lugar del accidente.

A las 10:30 a.m. el superintendente llegó al lugar del accidente y vio que la policía se encontraba allí; un ingeniero de los Servicios de Carreteras había informado del accidente a la policía a las 10:10 a.m. El superintendente pidió a la policía que cerrara la carretera P.R. 167 y despejara el área de personas que estaban recogiendo gasolina en latas y vajijas para su uso personal. El superintendente ordenó que se ampliara una zanja que se había abierto para contener la gasolina derramada. No obstante, la cantidad de la gasolina que se escapaba en ese momento era demasiada para poderla contener con esa zanja. En ese momento también llegó un sargento del cuerpo de bomberos y observó que la gasolina que se escapaba estaba mezclada con agua y no se filtraba a través de la carretera. Por lo tanto, el sargento de bomberos dijo que no se justificaba su presencia por el momento y que si posteriormente necesitaban del cuerpo de bomberos que le llamaran.

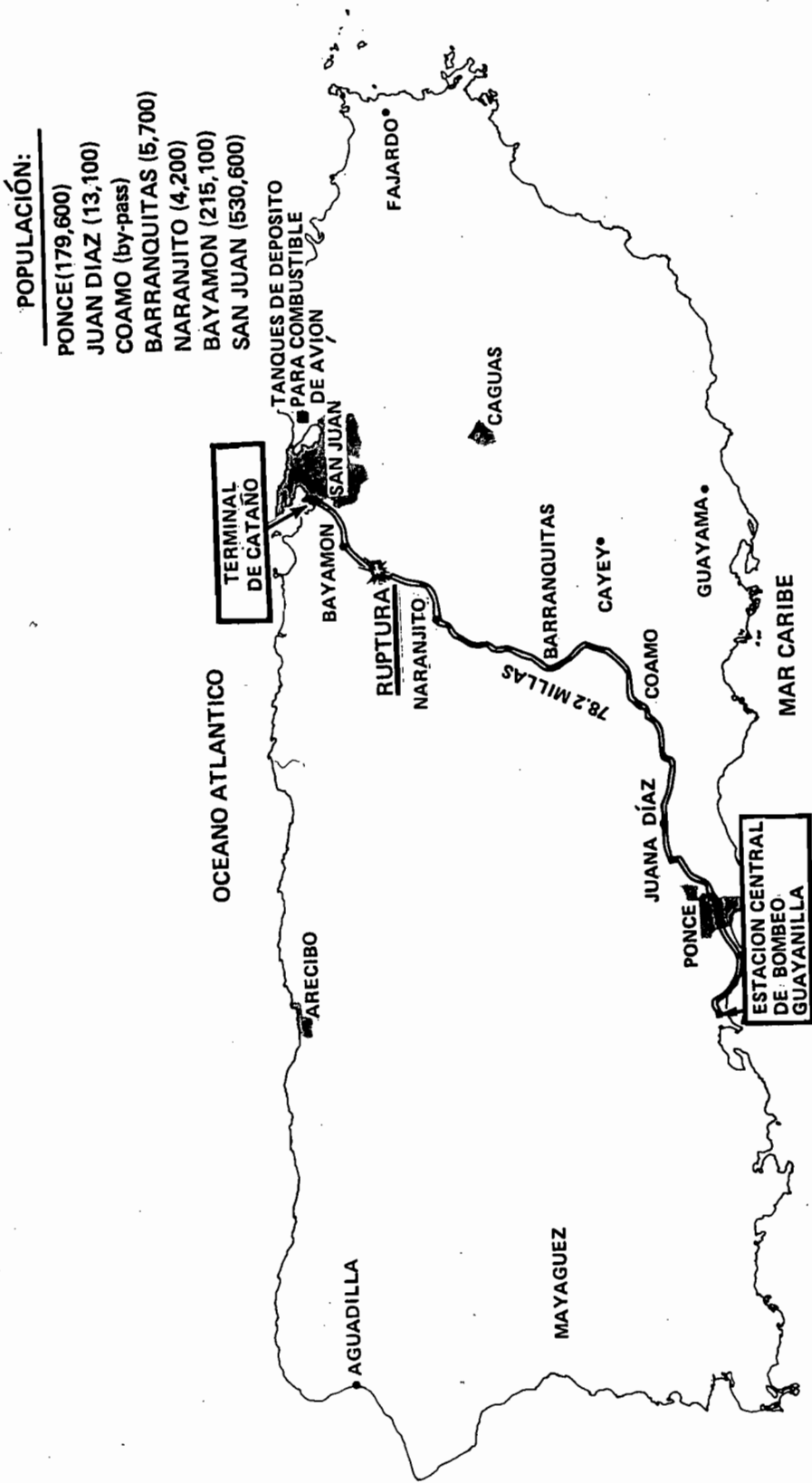


Figura 6.- Ruta de la tubería de productos de petróleo desde la estación de bombeo de Guayanilla hasta el muelle y terminal de Catano.

A las 10:35 a.m., los ingenieros a cargo del mantenimiento del oleoducto llegaron al lugar del accidente e inmediatamente comenzaron a trabajar con el superintendente para contener la fuga de gasolina. A las 10:40 a.m., la compañía del oleoducto notificó a la Comisión de Servicios Públicos (PSC) de Puerto Rico acerca de la ruptura de la tubería. A las 10:50 a.m., de las oficinas principales de la compañía del oleoducto llamaron a la sede de los Servicios de Acueducto y Alcantarillado y les informaron de la ruptura de la tubería. A las 11:15 a.m. dos camiones tanque de 4.000 galones y una bomba llegaron al lugar del accidente e inmediatamente comenzaron a recoger gasolina derramada.

A las 11:20 a.m., una hora y media después de la ruptura, se produjo una explosión, seguida de varias explosiones menores que se produjeron en lugares más abajo de la ruptura. Se observó a la distancia una columna de humo oscuro (véase la figura 7). Se evacuó a las personas que estaban cerca de donde se produjo la ruptura de la tubería debido a que se observó que las llamas venían hacia la tubería; no obstante, otras zonas a lo largo del trayecto del flujo de la gasolina no fueron evacuadas. Las llamas llegaron al lugar de la ruptura a las 11:30 a.m. En un trayecto de 2 millas, el fuego atravesó 1/2 milla de canal abierto, aproximadamente una milla de canal subterráneo y 1/2 milla del curso serpenteado natural de la quebrada hasta el punto de la ruptura. Las llamas destruyeron propiedades situadas a una distancia de 20 pies a cada lado del canal y de la quebrada. (Véase la figura 8).

A las 11:45 a.m. llegó el cuerpo local de bomberos al lugar e inmediatamente comenzó a apagar el fuego con espuma. (La compañía del oleoducto dijo que habían llamado a los bomberos a las 11:02 a.m. y nuevamente a las 11:41 a.m. El cuerpo de bomberos dijo que había recibido el primer informe de la ruptura del oleoducto a las 11:30 a.m.). A las 12:09 p.m. se logró apagar el fuego en el lugar del accidente y se pudo observar que se había detenido la fuga de la gasolina. Según el informe del cuerpo de bomberos acerca del accidente, el fuego estuvo bajo control en toda la zona a las 12:30 p.m. y quedó extinguido a las 2 p.m.

Cerca de la 1:45 p.m. se encontró el cuerpo sin vida de un muchacho a unos 150 pies en la ladera entre el lugar de la ruptura y la quebrada, donde había estado, junto con otros, recogiendo gasolina derramada para su uso personal y no había sido evacuado por la policía ni por otros debido a que se habían escondido.

<u>Daños personales</u>	<u>Personal de operaciones</u>	<u>Personal de rescate</u>	<u>Otros</u>	<u>Total</u>
Fatalidades	0	0	1	1
Graves	0	0	0	0
Menores/ninguno	0	0	0	0
Total	0	0	1	1

Daños al oleoducto

Después del accidente se reemplazó una sección de 7 pies de la tubería incluyendo la ruptura. Debido a la ruptura se escaparon unos 1.850 barriles (77.000 galones) de gasolina, la mayor parte se quemó.

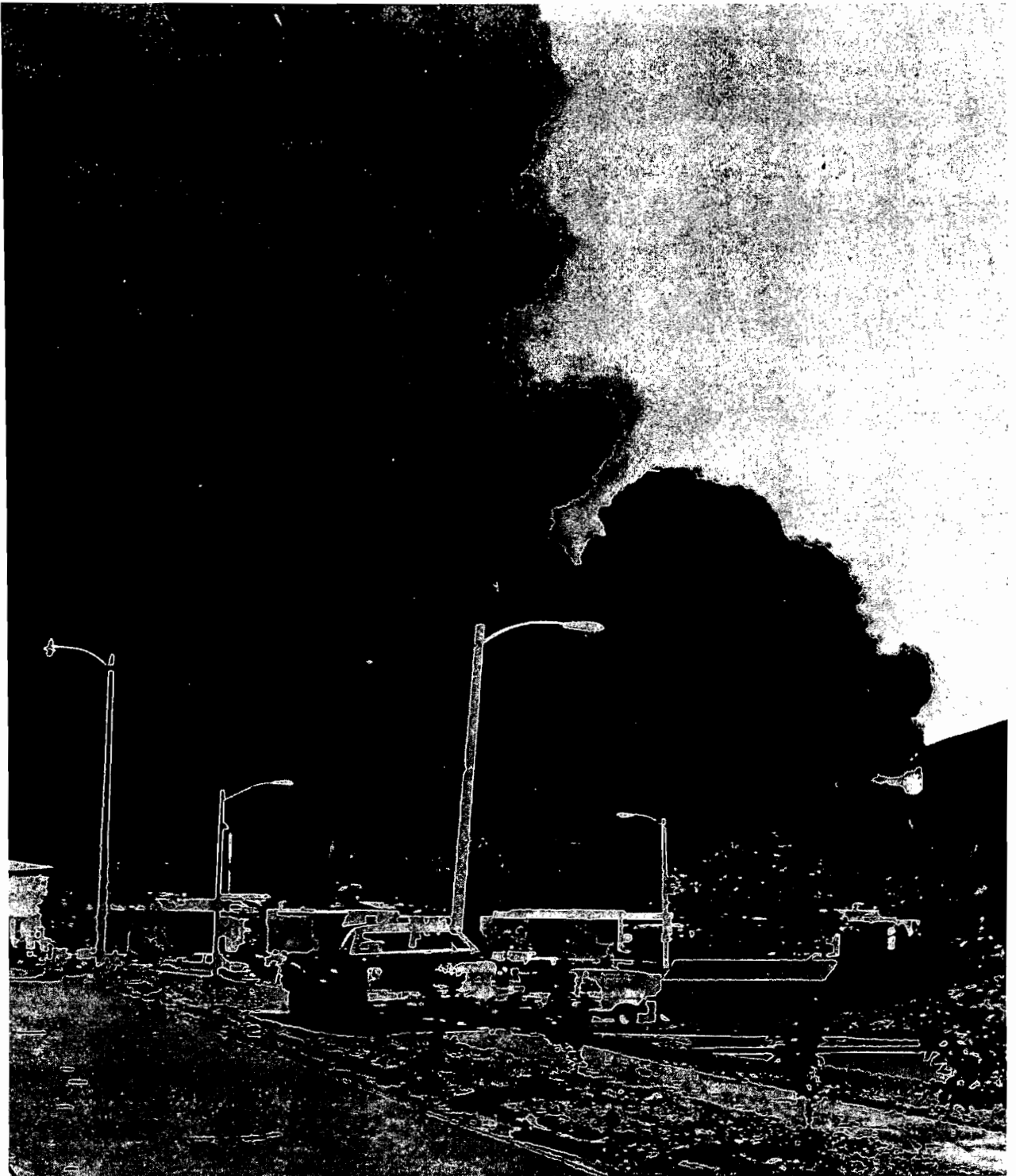


Figura 7.- Vista de la nube de humo causada por la explosión y el fuego de la gasolina.

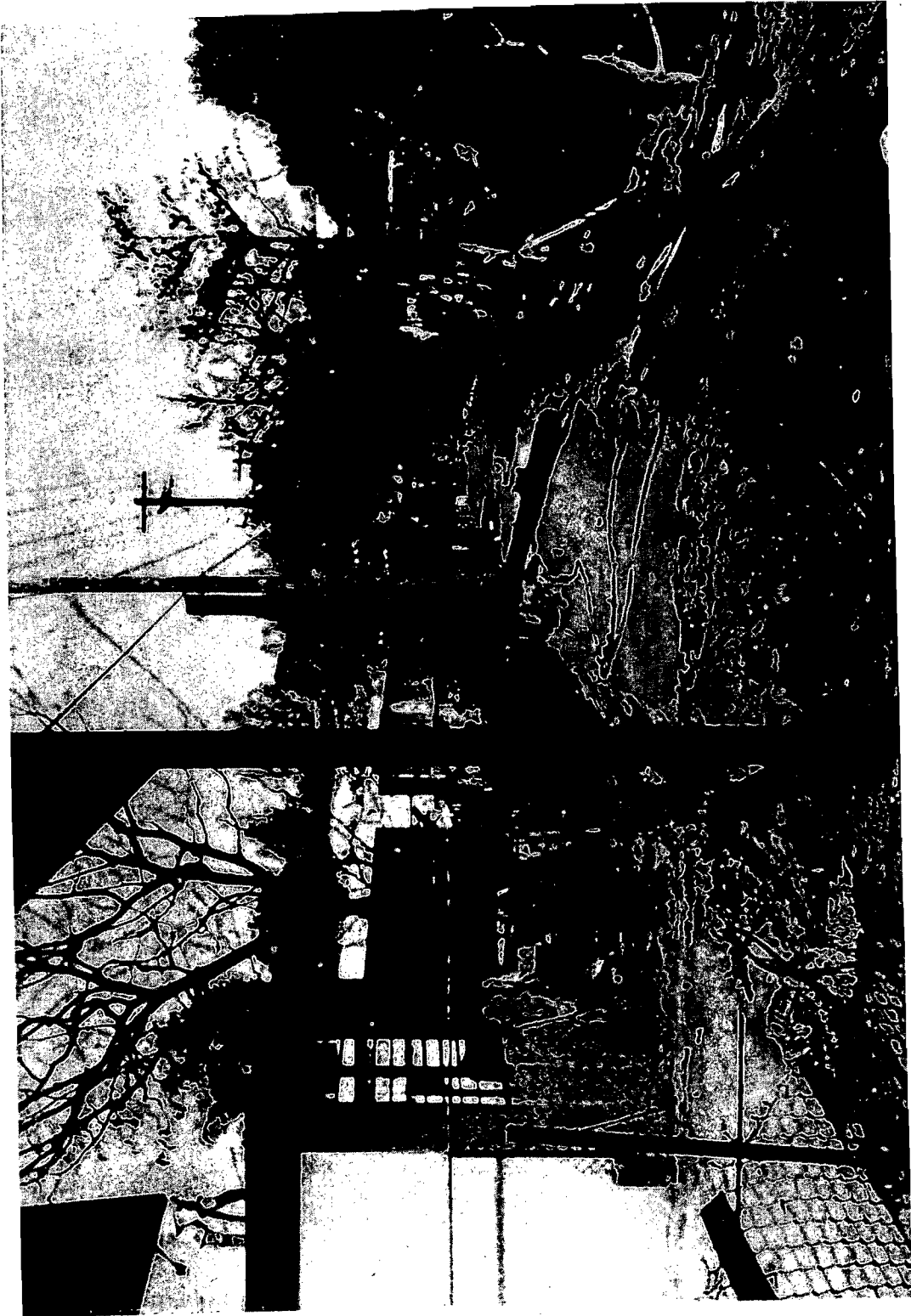


Figura 8.- Primer plano de las casas que sufrieron daños, patios, servicios de teléfono y agua y el canal abierto.

Otros daños

Aproximadamente, 25 casas adyacentes al canal abierto sufrieron daños por el fuego. También se vieron afectados por el fuego animales domésticos, jardines y muebles en los patios de dichas casas (Véase la figura 8). A lo largo de las riberas de la quebrada se quemaron árboles y vegetación hasta la entrada del canal subterráneo.

Sistema del oleoducto

La tubería de acero que sufrió la ruptura fue fabricada mediante soldadura de resistencia eléctrica y tiene las características siguientes:

Diámetro externo 8 5/8 pulgadas.
Grado API 5L X 42, ERW
Espesor 0,219 de pulgada
Presión interna a rendimiento mínimo - 2.140 psi.
Presión de estallido máxima - 3.040 psi.
Prueba de presión de la tubería instalada (90% de rendimiento) - 1.925 psi.

La tubería original fue probada en cuanto a presión e inspeccionada en la fundición bajo supervisión de la compañía del oleoducto. La inspección realizada después del accidente reveló que la tubería estaba bien recubierta, aislada y protegida catódicamente contra corrosión.

La construcción e instalación de la tubería fue aprobada por las siguientes agencias de Puerto Rico: la PSC, la Junta Planificadora, la Autoridad de Recursos Hidráulicos, los Servicios de Acueducto y Alcantarillado, el Cuerpo de Bomberos y el Departamento de Obras Públicas. El Certificado de Conveniencia y Necesidad Pública emitido por la PSC fue firmado por el Gobernador del Estado Libre Asociado el 19 de mayo de 1959.

El oleoducto, construido entre 1965 y 1967, es operado por la Shell Company (Puerto Rico) Ltd., (Shell) bajo el nombre de "The Pipelines of Puerto Rico, Inc., y es propiedad de Shell, Texaco, Inc. y la Commonwealth Oil Refinery of Puerto Rico (CORCO). Es el sistema de oleoducto más largo en la isla de Puerto Rico se extiende en un trayecto de 78,2 millas desde la estación de bombeo de Guayanilla, en la refinería de CORCO, cruza la cordillera central y termina en el muelle y terminal de Cataño en San Juan. Tiene una capacidad de aproximadamente 27.000 barriles por día (1.134.000 galones). Una extensión adicional de tubería de 6 pulgadas de diámetro va desde el terminal de Cataño hasta la zona de almacenamiento en el Aeropuerto Internacional de San Juan. Aproximadamente el 99 por ciento de la tubería está tendida dentro de los linderos de paso libre en las carreteras públicas y calles de las ciudades principales. La mayor parte de la tubería está enterrada a 3 pies del suelo. Está expuesta en 79 lugares a lo largo de su trayecto donde cruza puentes y conductos subterráneos y donde no se puede enterrar debido a lo rocoso del terreno o a la profundidad y estrechez del lecho de las quebradas. La tubería cruza y se entrecruza estas carreteras y caminos muchas veces en su trayecto de 78 millas.

Desde la estación de bombeo de Guayanilla se bombean los productos a presiones entre 1.200 y 1.400 psi. Se necesitan estas presiones debido a que la línea pasa por una montaña a 2.400 pies sobre el nivel del mar. En el cruce de la montaña y en un punto cercano a Barranquitas, la presión se reduce aproximadamente hasta 200 psi y después aumenta hasta que llega a una presión de unos 500 psi en el terminal de recepción de Cataño. En el terminal de recepción los productos se distribuyen entre los clientes de la compañía del oleoducto. El combustible para turbinas de avión y el de diesel, parte de los productos que se bombean a través del oleoducto se utilizan para aviones y barcos.

La estación de bombeo de Guayanilla tiene un tablero de control para operar y supervisar las unidades de bombeo. Las bombas tienen dispositivos de interrupción de control de presión para detener automáticamente las bombas si la presión aumenta o desciende los límites preestablecidos. Los funcionarios del oleoducto dijeron que las bombas se detuvieron debido a baja presión de descarga a las 10:08 aproximadamente.

El oleoducto tiene seis válvulas automáticas y ocho manuales, situadas estratégicamente a lo largo del trayecto de la tubería. En caso de una ruptura, la válvula automática más cercana a dicha ruptura está diseñada para cerrarse, interrumpiendo el flujo a través de la sección afectada; estas válvulas están ajustadas para que se cierren ante una caída de presión de 100 psi. Un funcionario del oleoducto dijo que la válvula automática situada corriente arriba se cerró al ocurrir la ruptura. Cuando el investigador de la Junta de Seguridad llegó al lugar, ya habían remplazado la tubería afectada y la línea había reanudado su operación.

Planos de los Servicios de Acueducto y de Alcantarillado y de la compañía del oleoducto mostraban que el oleoducto y la tubería de agua van paralelos en el lugar del accidente; no obstante, la investigación en el lugar reveló que las líneas realmente se cruzaban entre sí a un ángulo de 90° cerca de donde se produjo la ruptura. (Veáse la figura 2). En el sitio del accidente no se utilizaron planos ni otra clase de información para ubicar el oleoducto.

El Título CFR 49, Parte 195.420 (1) estipula que "Marcadores tienen que ser colocados (o indicadores) en cada cruce de carretera pública, de ferrocarril y en número suficiente a lo largo de cada línea enterrada de forma que se sepa su posición exacta.". La inspección del oleoducto durante la investigación reveló que aproximadamente el 10 por ciento de los indicadores permanentes del oleoducto de acero de 4 pulgadas de diámetro faltaban, principalmente en los cruces de camino y en la carretera principal. Las dimensiones de las etiquetas de identificación utilizadas por la compañía en sus marcadores son más pequeñas que las que requiere el CFR 49 - 195.410 (a) (2). Varias de las etiquetas de los indicadores permanentes del oleoducto estaban borrosas o habían desaparecido. El Título CFR 49, Parte 195.410(a)(2) estipula que,

El marcador debe indicar, por lo menos, lo siguiente: "Prevención" seguido de las palabras "Tubería de (el nombre del producto transportado) petróleo" (en letras de por lo menos una pulgada y con un golpe de un cuarto de pulgada sobre un fondo de color de contraste fuerte), el nombre de la empresa transportadora y un número de teléfono (incluyendo el distintivo de zona) donde se puede comunicar con la empresa en todo momento.

Una cuidadosa inspección hacia arriba y hacia abajo del lugar de la ruptura reveló que no había indicadores visibles provisionales sobre el terreno que señalaran exactamente dónde se encontraban el oleoducto y la línea de agua. Además, debido a la configuración del terreno alrededor de la ruptura, desde allí no se podían ver los marcadores de acero permanentes; no obstante, la compañía del oleoducto declaró que la locación del oleoducto había sido marcada por un empleado de la compañía con marcadores de madera suministrados por el contratista y que la marcación se había hecho en presencia de un representante del contratista de los Servicios de Carreteras.

La empresa a cargo del oleoducto dijo que el contratista solicitó la marcación en una reunión previa a la construcción que se celebró para tratar el proyecto de construcción de la carretera en el área. El orden del día de esa reunión indica que tuvo lugar el 10 de julio de 1979 y que duró una hora y 55 minutos. En la reunión, según un empleado de la compañía del oleoducto "los problemas de la relocación de las instalaciones de las empresas afectadas por el proyecto de la Empresa de Servicios de Carreteras se trataron bajo la dirección de ingenieros del proyecto en representación de la Empresa de los Servicios de Carreteras. Se debatió y se aprobó la coordinación para el trabajo de la remarcación en términos generales". No se dijo nada específico en esa reunión acerca de relocalizar el oleoducto. Se trataron en forma general puntos tales como líneas telefónicas, de agua, oleoductos, seguridad, relocación de líneas, vallas, aprobación de varios contratos y derechos de paso.

Un representante de la compañía del oleoducto señaló que no habría problema en relocalizar la tubería antes o después que comenzara la construcción y que el viejo segmento del oleoducto se abandonaría en su lugar. No se estableció fecha ni hora para el trabajo de relocalizar el oleoducto ni a nadie se le encargó que lo llevara a cabo. Ninguna de las partes que asistió a la reunión volvió a hacer referencia al oleoducto. Tampoco se hizo mención a que el oleoducto pudiera sufrir daños por el equipo de construcción ni sobre qué hacer si eso ocurriera; no obstante, un representante de los Servicios de Carreteras pidió a un representante de la compañía del oleoducto que se entrevistara con el contratista con objeto de garantizar que la tubería no se vería afectada durante la construcción de la carretera ya que por el oleoducto se bombeaban productos del petróleo constantemente.

El contratista de los Servicios de Carreteras dijo que antes de comenzar la construcción la compañía del oleoducto se había puesto en contacto con él y le inquirió acerca de la relocación o profundización del oleoducto; no obstante, el contratista declinó realizar este trabajo debido a que su compañía no quería ser responsable de esta parte del proyecto. El contratista no consideraba que su compañía carecía del personal calificado y equipo correcto para realizar el proyecto de bajar la tubería. La compañía del oleoducto decidió relocalizar la tubería en una fecha posterior. Cuando sucedió el accidente la tubería no se había bajado ni se le había disturbado.

La compañía del oleoducto asignó a un inspector a tiempo completo al proyecto de construcción de la carretera. Una de las responsabilidades del inspector era localizar el oleoducto cuando fuera necesario. El inspector llegó al lugar del accidente entre las 7 y las 8 a.m. en la mañana de ese día. Pasó por ese lugar 10 minutos antes de que la tubería fuera dañada al ir a inspeccionar una excavación donde se iba a relocalizar el oleoducto a unas 0,7 millas del lugar de la ruptura. Se encontraba en dicho lugar

cuando se produjo la ruptura. Cuando el empleado de los Servicios de Acueducto y Alcantarillado pidió al contratista de Servicios de Carreteras que removiera la traviesa de cemento de la línea de agua, nadie solicitó la presencia del inspector. A este se le notificó del accidente 5 minutos después de ocurrido por un empleado del contratista de la construcción de la carretera. El inspector regresó al lugar del accidente, inspeccionó la ruptura y entonces notificó a su oficina.

La compañía del oleoducto patrulla el trayecto, por lo menos semanalmente para ver si hay trabajos de construcción u otras irregularidades cerca del oleoducto. También tiene un sistema de radioteléfono para las comunicaciones entre los puntos de entrada y de salida. La compañía del oleoducto tiene procedimientos oficiales por escrito en un Plan de contingencias para casos de emergencias y escapes. Esta compañía no tiene ningún programa por escrito para prevención de daños ni participa en un sistema de notificación de "una llamada". Este plan de contingencia se refiere a las acciones que deben llevarse a cabo después que el oleoducto haya sufrido un daño por cualquier causa y se basa en el sistema de "una llamada" para informar a la compañía del oleoducto sobre excavaciones que se vayan a hacer cerca de sus instalaciones.

En Puerto Rico todavía no se ha establecido un sistema de "una llamada" para ayudar a prevenir los daños por excavación. No obstante, en 1976, cinco agencias del gobierno se reunieron con el propósito de crear el Centro de Excavaciones (un sistema de "una llamada"). Los gastos de dicho sistema deberían repartirse proporcionalmente entre los miembros y la Compañía de Teléfonos de Puerto Rico iba a ser la dueña y administradora del sistema. Se prepararon contratos individuales pero nunca fueron aceptados ni firmados por las agencias. Sin embargo, como una medida para proteger su oleoducto, la compañía a cargo del mismo tiene adoptado un procedimiento de enviar una carta de notificación (véase el apéndice B) a las personas que vayan a hacer excavaciones o trabajos de construcción cerca de sus instalaciones. En este caso no se envió la carta ya que ambas partes estaban al tanto del proyecto. Algunas de las agencias que participaron en la reunión para crear el sistema de "una llamada" estaban convencidas de que dicho sistema estaba en funcionamiento en Puerto Rico aún hasta cuando se produjo el accidente de Bayamón. La compañía del oleoducto era una de esas agencias y la de Servicios de Acueducto y Alcantarillado declaró que había sido miembro de un sistema en servicio.

La PSC está autorizada por los estatutos del Estado Libre Asociado para regir a la compañía del oleoducto y examinar sus disposiciones de seguridad. No obstante, la PSC no tiene un empleado profesional o no profesional a tiempo completo que esté entrenado para llevar a cabo todas las tareas necesarias sobre seguridad del transporte de productos de petróleo. Estas tareas están divididas entre el personal existente de la PSC. Esta Comisión tampoco tiene un programa de seguridad para tuberías transportadoras de productos de petróleo.

Información meteorológica

Cuando se produjo el accidente, la temperatura era entre noventa y cien, con cielo parcialmente nublado y vientos moderados.

Fuego

Por encima del canal subterráneo hay escuelas, iglesias, centros comerciales y casas. A ambos lados del canal abierto hay residencias. Ninguna de las casas fue destruida totalmente por el fuego debido a que estaban construidas en concreto y ladrillo. No obstante, los patios de las casa adyacentes al canal sufrieron graves daños.

El cuerpo de bomberos nunca se había enfrentado ante un incendio de esta magnitud pero lo combatió efectivamente. Los bomberos usaron agua para extinguir el fuego en los patios y en la vegetación a lo largo del canal y espuma para extinguir el fuego en el lugar de la ruptura de la tubería. Sin embargo, no habían recibido instrucciones ni entrenamiento en procedimientos de evacuación. A la gente no se le ordenó evacuar sino hasta después de ocurrir las explosiones y el fuego.

Información médica y patológica

Una persona sucumbió en el incendio. No hubo más daños personales.

Aspectos de supervivencia

Aproximadamente a 150 pies en la pendiente que hay desde donde se produjo la ruptura se encontró el cadaver de un muchacho. Aparentemente había estado recogiendo gasolina para su uso personal cuando se vio envuelto en las llamas por sorpresa. Se encontró su cuerpo unas 2 horas y 25 minutos después de que empezó el incendio.

Pruebas e investigaciones

Después del accidente, se quitó un segmento de 7 pies de largo de la tubería dañada y se llevó a la terminal de Cataño. El examen de este segmento reveló que la ruptura fue causada por un daño mecánico externo. El impacto en la tubería por el equipo pesado la rompió, dejando un hueco en la parte superior de la tubería, más o menos de 6 pulgadas de largo en la posición de las 9 del reloj y de 10 pulgadas de largo en la posición de las 2 del reloj. El examen de la superficie exterior no indicó ninguna otra marca o muesca a los lados de la ruptura.

Otra información

Reglamentos de seguridad de oleoductos.- Con anterioridad a 1979 no se sabía si el DOT tenía jurisdicción sobre el oleoducto en el que se produjo el accidente. En todo caso, el DOT no tomó ninguna disposición regulatoria referente a este oleoducto. La Ley Pública 96-129 de noviembre 30 de 1979 (93 Stat.989) enmendó la "Natural Gas Pipeline Safety Act (Ley sobre seguridad de tuberías de gas natural) de 1968. El Título II --"Liquid Pipeline Safety (Seguridad de tuberías transportadoras de líquidos), Sec.202(8) de la nueva ley incluye al Estado Libre de Puerto Rico en lo que respecta al reglamentación del transporte de líquidos peligrosos por tubería. El "Estado" se define bajo esta ley como: "cada uno de los diferentes estados, el Distrito de Columbia y el Estado Libre Asociado de Puerto Rico". Por consiguiente, por primera vez, el oleoducto donde se produjo el accidente, sin lugar a duda, se hallaba dentro de la jurisdicción del DOT y tenía que ser manejado de conformidad con el CRF 49 - 195.

La Sección 203(e) de la nueva ley estipula que el Secretario de Transporte puede disponer que las normas Federales mínimas de seguridad, establecidas bajo esta Sección incluyan un requisito de que toda entidad a cargo de instalaciones de tuberías transportadoras:

- (1) participe en un programa de seguridad pública -
 - (a) que contemple la notificación a los operadores de tuberías transportadoras acerca de trabajos propuestos de demolición, excavación, de túneles o de construcción, cercanos a dichas instalaciones o que puedan afectarlas;
 - (b) que exija que dichos operadores identifiquen las instalaciones específicas de tuberías transportadoras que puedan ser afectadas por los trabajos propuestos de demolición, excavación, de túneles o de construcción, con el fin de impedir que se produzcan daños en esas instalaciones; y
 - (c) que el Secretario de Transporte determine que se está llevando a cabo en una forma que garantice la protección contra los peligros que puedan crear al operador de dichas instalaciones de tuberías estos trabajos de demolición, excavación, de túneles o de construcción; o
- (2) establezca y ponga en práctica un programa de prevención que ofrezca servicios al público en relación con las instalaciones de tuberías transportadoras de la empresa operadora que son comparables con los que estarían disponibles al público con un programa descrito en el párrafo (1).

Notificación del accidente.- Debido a que la compañía del oleoducto no informó del accidente al Centro Nacional de Respuestas del DOT, según lo requieren las disposiciones Federales, la Junta de Seguridad no tuvo noticia de este accidente sino hasta un día después de ocurrido por una noticia que apareció en los periódicos.

El Título 49 CFR 195,52 - Aviso telefónico de ciertos accidentes, estipula:

- (a) A la brevedad posible y en el momento factible, después de descubrir una fuga o escape del producto transportado, debido a un evento descrito en la Sección 195,50, cada empresa transportadora deberá notificar, de conformidad con el párrafo (b) de esta sección, sobre toda avería:
 - (1) que cause una muerte o daños personales que requieran hospitalización;
 - (2) que resulte en un incendio o explosión, causado sin intención por la empresa transportadora;
 - (3) que cause daños a la propiedad de la compañía transportadora o a otros o ambos, por un total estimado de US\$5.000 o más.

- (4) que resulte en la contaminación de una corriente de agua, de un río, represa, lago o cualquier cuerpo de agua similar, que viole las normas correspondientes sobre el mantenimiento de la calidad del agua, provoque una descoloración en la superficie o en las riberas adyacentes o deposite fango o emulsiones bajo la superficie del agua o en las riberas adyacentes; o
- (5) que, a juicio de la empresa transportadora, sea significativo, aunque no cumpla con los criterios de ningún otro subpárrafo de este párrafo.

(b) Los informes correspondientes al párrafo (a) de esta Sección, se harán por teléfono al distintivo de zona 202 426-0700 y deberán contener la información siguiente:

- (1) Nombre y dirección de la compañía transportadora.
- (2) Nombre y teléfono del informante.
- (3) Lugar de la avería.
- (4) Hora en que ocurrió la avería (y fecha)
- (5) Daños personales y fatalidades, si es del caso.
- (6) Todos los datos significativos que sepa el que presente el informe y que sean pertinentes a la causa de la avería o a la magnitud de los daños.

A N A L I S I S

Generalidades

El oleoducto fue construido antes de la fecha efectiva de los requisitos Federales estipulados en la 49 CFR 195 y antes que la Ley Pública 96-129 del 30 de noviembre de 1979, (93 Stat 989) enmendara la Ley sobre Seguridad de tuberías conductoras de gas natural de 1968. No obstante, parece que el oleoducto satisfacía las normas industriales en cuanto a diseño, construcción y pruebas que regían en el momento de la construcción. La investigación no reveló ningún daño distinto al causado por el bulldozer que pudiera haber causado o contribuido al accidente.

Sistemas de "una llamada"

La Junta de Seguridad investigó un accidente similar el 16 de junio de 1976 en un oleoducto en Los Angeles, California. ^{4/} En este accidente la Junta encontró que el oleoducto fue embestido y roto por equipo de excavación en trabajos para ampliar una carretera. La gasolina se escapó por la ruptura y se regó por los edificios vecinos. Noventa segundos más tarde se incendió la gasolina y el fuego que se desató mató a nueve personas, hirió a catorce y causó extensos daños en propiedades.

Las similitudes entre el accidente de California y el de Puerto Rico son sorprendentes. En ambos casos, los oleoductos operaban dentro de un derecho de paso de carretera. En los dos casos el contratista, los servicios de carreteras y la compañía del acueducto sabían que existía la línea pero desconocían el lugar y la profundidad exacta en el punto de la ruptura. En ambos casos las compañías de los oleoductos asignaron inspectores al proyecto (uno a tiempo completo y otro periódicamente) pero en las dos ocasiones los inspectores no estuvieron presentes en el momento de la ruptura. Ambos accidentes fueron provocados por equipo de construcción y en ambos casos no había en servicio un sistema de "una llamada". El desafortunado aspecto de estos dos accidentes fue que aunque las partes interesadas sabían que existía una tubería en el área de la construcción, ninguno determinó el lugar preciso de la tubería antes de iniciar la excavación. Respecto al accidente de California, el informe de la Junta de Seguridad dijo: "las partes interesadas, ya sea individualmente o en forma colectiva expresaron suficiente interés en asegurarse que la línea estaba marcada precisamente y que se supervisaba en forma continua". Lo mismo puede decirse acerca del accidente de Puerto Rico.

Como resultado del accidente de California, la Junta de Seguridad recomendó que la compañía del oleoducto:

Participara en cualquier sistema de "una llamada" en zonas donde operaba sus oleoductos y ayudara a organizar sistemas de este tipo donde no existieran. (Prioridad de acción, Clase II) (P-76-90)

Y la Junta de Seguridad recomendó además que el Departamento de Transporte de California:

^{4/}Informe de accidente de oleoducto, Ruptura del oleoducto de la Standard Oil Company de California, Los Angeles, California, 6 de junio de 1976 (NTSB-PAR-76-8).

Cooperara y coordinara con los grupos que tengan intención de establecer un sistema de notificación de "una llamada" en el sur de California y en otras zonas del estado donde no exista; y trabaje con los sistemas que estén en servicio. (Prioridad de acción, Clase II) (P-76-92).

Requiera como requisito previo en la adjudicación de un contrato, que el contratista esté en contacto con el sistema de notificación de "una llamada" o con los respectivos operadores de las instalaciones con objeto de determinar la profundidad y lugar precisos de una instalación subterránea antes de iniciar el proyecto. (Prioridad de acción, Clase II) (P-76-93).

La Junta de Seguridad considera que para operar sin peligro un oleoducto es esencial contar con un programa amplio, por escrito, para la prevención de daños. Este programa debería incluir la presencia de un inspector, asignado permanentemente en los lugares de construcción como una medida preventiva de daños e incluir instrucciones al personal del oleoducto y de otras empresas de servicios públicos sobre las funciones y responsabilidades del inspector.

El comité internacional del sistema de "una llamada" del American Public Works Association Utility Location and Coordination Council (Consejo de localización y coordinación de servicios de la Asociación americana de obras públicas) situado en el 1313 East 60th Street, Chicago, Illinois (Teléfono 312-947-2520) ha nombrado nueve representantes regionales que están disponibles para resolver consultas con funcionarios de las comunidades en los Estados Unidos y sus territorios para establecer sistemas de "una llamada". Aunque la Junta de Seguridad sabe que el sistema de "una llamada" no es una panacea para prevenir todos los accidentes con todas las instalaciones subterráneas, considera que el establecer un sistema de "una llamada", con la exigencia de que los contratistas lo usen, es un instrumento sumamente valioso para prevenir daños en oleoductos. En este caso, si hubiese estado en servicio un sistema tal y si el contratista de carreteras, de conformidad con sus requisitos contractuales hubiera estado "en contacto con el sistema de notificación de "una llamada" o con los operadores individuales de las instalaciones para determinar la profundidad y lugar precisos de la instalación subterránea", posiblemente este accidente no hubiera sucedido.

Contratistas de carreteras, de oleoductos y otros contratistas de equipo pesado, tienen las mismas motivaciones para terminar sus trabajos en forma expedita. En este caso, el contratista comenzó a usar un martillo rompedor de pavimento, pero como el trabajo era lento y la traviesa de cemento era masiva y pesada, el contratista optó por un método más rápido --el escariador. Este equipo está bien dotado para abrir zanjas en estrato duro o rocoso donde se necesita excavación pesada. Este tipo de equipo no se debería haber usado donde la tubería transportadora de productos de petróleo se encontraba a sólo tres pulgadas por debajo y perpendicularmente a la línea de agua.

Además, no había marcadores permanentes ni provisionales visibles en el lugar cuando ocurrió el accidente. La investigación reveló otros lugares donde no estaba marcado el oleoducto. Así mismo, las etiquetas de los marcadores

que había no se ajustaban a las especificaciones Federales. A pesar del hecho de que las empresas de Acueducto y Alcantarillado, de Carreteras y el contratista de esta última sabían que había un oleoducto en esa zona y que no estaba marcado, los trabajadores usaron equipo pesado de excavación sin localizar en primer lugar el sitio preciso del oleoducto.

Reuniones previas a la construcción

La reunión previa a la construcción, celebrada el 10 de julio de 1979 --la única celebrada para la construcción de la carretera-- fue muy general. En esta reunión no se programaron otras reuniones previas a la construcción. Si se hubieran programado reuniones adicionales, las partes habrían podido tener conversaciones detalladas sobre relocalización de las tuberías, marcas de instalaciones subterráneas, obligaciones y responsabilidades de cada uno de los inspectores asignados al proyecto, programas de prevención de daños y el sistema de notificación de "una llamada". En la reunión de julio, las empresas de servicios públicos de Puerto Rico no supieron que existía un sistema de "una llamada" para ayudar a impedir daños en sus instalaciones subterráneas ni que la compañía del oleoducto asignaría un inspector al proyecto de construcción de la carretera.

La asignación del inspector de la compañía del oleoducto al proyecto no pudo impedir el accidente debido a que el inspector no estaba presente cuando se inició la excavación. Si el inspector hubiera estado en el lugar de la fuga de agua cuando el personal del Acueducto y Alcantarillado solicitó del contratista de carreteras que ayudara a remover la traviesa de cemento, el inspector habría podido prevenir que se usara equipo pesado para esta excavación, debido a que estaba demasiado cerca del oleoducto. Esta sola decisión por parte del inspector del oleoducto podría haber impedido el accidente.

Programas de prevención de daños

Por años, los propietarios de instalaciones subterráneas por todos los Estados Unidos se han visto afectadas con daños en sus instalaciones como resultados de actividades de terceros y de otras fuerzas foráneas.^{5/} La industria

5/ Estas actividades incluyen:

a. Causas accidentales:

(1) Contacto por equipo de construcción, (2) contacto por equipo agrícola o de jardinería, (3) contacto por vehículos automotores, (4) contacto por barcos o naves, (5) explosiones, (6) movimientos de tierras o vibraciones inducidos por vehículos o equipo, (7) fuego o explosión, (8) arrastre de anclas o rastras.

b. Causas intencionales:

(1) Vandalismo, (2) sabotaje.

c. Causas naturales

(1) Avalancha, (2) hundimiento, (3) terremoto, (4) inundación, (5) rayo, (6) viento, (7) helada, (8) deslizamiento de barro.

de las instalaciones subterráneas, reconociendo la gravedad del problema de los daños por excavación, ha desarrollado, puesto en práctica y publicado varios programas y procedimientos (véase el apéndice C) con objeto de reducir el número de estos contactos subterráneos y el consecuente riesgo de seguridad pública. No obstante, la empresa "The Pipelines of Puerto Rico, Inc.", no tiene un programa escrito de prevención contra daños ni tampoco ésta ha alentado el desarrollo de tal programa. En la isla de Puerto Rico no hay en servicio ningún sistema de "una llamada" y no hay leyes locales del Estado Libre Asociado que exija a los excavadores que notifiquen a las empresas de servicios públicos de las excavaciones previstas.

Algunos programas de prevención de daños han sido bastante efectivos en reducir incidentes de daños provocados por terceros. Por ejemplo, el Plan de protección de la Connecticut Underground Utility informó que los daños en las instalaciones de las empresas públicas participantes se había reducido en un 38 por ciento durante sus primeros dos años de operaciones; el Consejo de Coordinación de Servicios Públicos del Estado de Washington informó de una reducción del 68 por ciento en el número de incidentes de daños en instalaciones subterráneas; el programa que está en servicio en Florida informó sobre una reducción en los daños por excavaciones durante su primer año de operaciones. Un sistema de Cleveland, Ohio informó acerca de una reducción del 45 por ciento en daños de 1971 a 1976; dos programas de California el "USA North" y el "USA South" han informado acerca de reducciones en daños a instalaciones subterráneas del 24 por ciento y 43 por ciento respectivamente; y el programa de Rochester, Nueva York, uno de los primeros sistemas vigentes, indica consecuentemente una reducción en el número de incidentes en las instalaciones subterráneas.

El 15 de noviembre de 1979, el Buró de Transporte de Materiales (MTB) del DOT publicó en el "Federal Register" una NPRM (siglas en inglés de Aviso de Reglamento Propuesto) con objeto de enmendar el Título 49 CFR 192 a fin de exigir a cada operador de oleoductos instaurar un programa para prevenir daños en tuberías de gas. No obstante el MTB no ha propuesto hacer cambios similares en el 49 CFR 195 para tuberías de líquidos. Este NPRM indica que el MTB reconoce que el daño por excavación es un problema principal y alienta a que se celebren reuniones previas a la construcción y se apliquen sistemas de "una llamada" y disposiciones locales para controlar el problema. La Junta de Seguridad, en su carta del 11 de febrero de 1980, comentando sobre el NPRM, apoyó la intención de establecer este reglamento y ofreció sugerencias para mejorarlo. La Junta de Seguridad también instó al MTB que desarrollara requisitos similares para todas las tuberías transportadoras de líquidos.

En la actualidad hay unos 24 estados que tienen legislación o reglamentación sobre prevención de daños en instalaciones subterráneas aplicables en todo el estado. Estados como Michigan, Connecticut, Nueva York, Massachusetts y Virginia han promulgado leyes amplias que se aplican a todas las personas que participan en actividades que puedan interferir con tuberías subterráneas y que requieren que dichas personas soliciten información y servicios de marcación, necesarios para localizar una tubería antes de comenzar la excavación.

La Junta de Seguridad considera esencial mantener una buena comunicación entre los excavadores y las empresas que operan instalaciones subterráneas para cualquier programa eficaz de prevención de daños a tuberías y, uno de los métodos más efectivos de prevenirlos es asegurarse de que los excavadores

notifiquen a los propietarios o operadores de servicios públicos con anticipación acerca de los trabajos de excavación que vayan a hacer. De esta forma, las empresas de servicios públicos pueden marcar el lugar donde se hallan sus instalaciones antes de comenzar la excavación. El método más conveniente para esta notificación es el sistema de "una llamada". Si un excavador informa sus planes con un preaviso razonable, los propietarios de instalaciones subterráneas podrán localizarlas y marcarlas pronto en una forma precisa o podrán informar a los excavadores que en la zona propuesta para la excavación no hay instalaciones subterráneas. El sistema de "una llamada" está en servicio en 43 estados del país.

Entrenamiento

Parece que las compañías matrices de la operadora del oleoducto ofrecen entrenamiento satisfactorio sobre seguridad de oleoductos, especialmente en control de corrosión de tuberías y tienen programas de entrenamiento aceptables para su personal profesional de Puerto Rico. No obstante, la Comisión de Servicios Públicos (PSC) no tiene un programa eficaz de entrenamiento para sus empleados. El 16 de octubre de 1973 y, nuevamente el 14 de enero de 1980, la Oficina de Seguridad de Operación de Oleoductos del DOT sugirió que la PSC enviara al personal asignado a oleoductos a tomar cursos de entrenamiento sobre evaluación de seguridad en instalaciones subterráneas en el Instituto sobre Seguridad de Transporte del DOT, en Oklahoma City, Oklahoma. La mitad de los costos de dichos cursos la paga el Gobierno Federal. Hasta ahora no se ha asignado a nadie de la PSC a estos cursos de seguridad de oleoductos. Al participar en estos o en otros cursos el personal de la PSC adquirirá un entrenamiento valioso sobre seguridad de tuberías subterráneas que les capacitará para evaluar adecuadamente estas instalaciones en Puerto Rico.

El cuerpo local de bomberos no había sido entrenado en procedimientos de emergencia para atender un accidente en un oleoducto como el acaecido. Los residentes de la zona no fueron evacuados hasta que se produjo la explosión y el fuego. Nadie del cuerpo de bomberos, de la policía ni del personal de la compañía de oleoducto siguió el rastro de la fuga de gasolina a través de la quebrada hasta el canal detrás de las casas. No se hizo nada para detener el flujo de la gasolina después de haberse derramado en la quebrada y en el canal. La única labor fue en el lugar de la ruptura, donde se levantó una pequeña presa de tierra que resultó insuficiente.

La compañía del oleoducto, junto con el cuerpo de bomberos y la policía, debería haber realizado, por lo menos, lo siguiente:

1. Determinar la magnitud de la fuga de gasolina y la zona afectada cuesta abajo.
2. Notificar a los residentes a lo largo del trayecto del flujo de la gasolina y coordinar la evacuación inmediata del lugar.
3. Cerrar todas las posibles fuentes de ignición en la zona y bloquear todos los accesos que conducen a la quebrada y al canal abierto para evitar una posible explosión.
4. Colocar barreras flotantes o presas en diversos puntos a través de la quebrada con objeto de disminuir el flujo del derrame de gasolina hacia las zonas residenciales.
5. Reunir camiones tanque para sacar y disponer de la gasolina acumulada en las barreras flotantes y presas.

La Junta de Seguridad se ha referido al entrenamiento del personal en situaciones de emergencia en informes sobre accidentes cursados previamente. Por ejemplo, como resultado de su investigación del incendio que causó dos muertes, quemaduras críticas a tres personas, destruyó una casa de campo y seis edificios y causó daños a dos casas adyacentes en Donnellson, Iowa, el 4 de agosto de 1978, 6/ la Junta de Seguridad recomendó que el "Mid-America Pipeline System" operador del oleoducto:

Realizara entrenamiento periódico para las agencias que responden a emergencias públicas a lo largo del trayecto de sus tuberías. Como mínimo, dicho entrenamiento debiera ser anual y suficiente como para informar a dichas agencias sobre las propiedades de los productos transportados, el efecto y comportamiento de cada producto cuando queda expuesto a la atmósfera, la localización de las válvulas de cierre, los residentes designados para manejar esas válvulas y toda la información necesaria para que el personal de las agencias de respuesta ante emergencias puedan actuar efectivamente y reducir las pérdidas. (P-78-67).

El 7 de agosto de 1979, el sistema Mid-America respondió:

Mid-America ha dirigido numerosas escuelas sobre seguridad de incendios y primeros auxilios. Estas han abarcado y continuarán abarcando temas tales como las propiedades de los productos transportados en las tuberías de Mid-America y el efecto o comportamiento que se espera de cada producto al contacto con la atmósfera. Estas escuelas han estado abiertas al personal de las agencias que responden a emergencias y se les ha extendido invitaciones para que asistan a dichas escuelas.

Aun cuando continúa invitando al personal de las agencias que responden ante emergencias, la asistencia es voluntaria y Mid-América no puede imponer la asistencia a dichas escuelas al personal de estas agencias.

Notificación del accidente

La compañía del oleoducto se enteró de la ruptura a las 10:08 a.m. del 30 de enero de 1980, pero no informó del accidente al Centro de Respuesta Nacional del DOT. El DOT no está en las lista de la compañía de los individuos a quienes hay que notificar en caso de emergencia. La Junta de Seguridad se enteró del accidente por un artículo en el periódico el día siguiente de ocurrido; por lo tanto, el investigador de la Junta de Seguridad no pudo llegar al lugar del accidente sino hasta después de 35 horas de ocurrido. El retardo en llegada del investigador de la Junta de Seguridad entorpeció las entrevistas con los testigos presenciales y la inspección visual posterior al accidente de la tubería.

CONCLUSIONES

Determinaciones

1. La investigación no reveló otro daño en la tubería distinto al causado por el bulldozer que pudiera haber causado o contribuido al accidente.

6/"Informe de accidente de oleoducto - Ruptura y fuego de tubería de gas de petróleo licuado de Mid-America Pipeline System, Donnellson, Iowa, 4 de agosto de 1974" (NTSB-PAR-79-1).

2. La compañía del oleoducto no tenía un programa escrito de prevención de daños por excavación para la protección de instalaciones subterráneas y en Puerto Rico no había en servicio ningún sistema de notificación de "una llamada".
3. Aun cuando en 1976 se preparó un sistema de "una llamada", nunca fue aprobado ni puesto en práctica.
4. En el lugar del accidente no había indicadores provisionales en el terreno para indicar el lugar exacto de la tubería de productos de petróleo y de la línea de agua.
5. El personal de la Comisión de Servicios Públicos de Puerto Rico asignado a la seguridad del oleoducto no había recibido entrenamiento oficial sobre cómo inspeccionar oleoductos con objeto de velar que cumplan con la regulación oficial o de cómo investigar un accidente en un oleoducto.
6. El personal de agencias que atienden emergencias que respondió al accidente no había sido entrenado en procedimientos de emergencia para accidentes en un oleoducto.
7. La compañía del oleoducto no informó del accidente al Centro Nacional de Respuesta del Departamento de Transporte de los EE.UU., conforme lo requiere el Título 49 CFR 195.52.

Causa probable

La National Transportation Safety Board determina que la causa probable del accidente fue la ruptura de la tubería por un bulldozer cuyo conductor no estaba al tanto del lugar ni de la profundidad donde se encontraba la tubería y a que el personal de la Autoridad de Acueducto y Alcantarillado y de la Autoridad de Carreteras que se hallaba en el lugar del accidente no sabían el lugar preciso donde se encontraba la tubería ni tomaron las precauciones debidas.

Factores que contribuyeron al accidente fueron la falta de indicadores provisionales, visibles por encima del terreno para señalar el lugar exacto donde el oleoducto cruzaba por debajo de la línea de agua, así como el uso de equipo pesado de construcción cerca del oleoducto mientras estaba ausente el inspector de la compañía a cargo del oleoducto.

RECOMENDACIONES

Durante las etapas preliminares de la investigación, la información solicitada de la Compañía de teléfonos de Puerto Rico indicó que había en servicio un sistema de "una llamada" para el área metropolitana de San Juan que incluía Bayamón. Partiendo de esta información, la Junta de Seguridad recomendó el 28 de abril de 1980 que el Gobernador de Puerto Rico:

Encomendara a contratistas, empresas de servicios públicos y otros excavadores o proyectos de construcción que utilicen debidamente el sistema establecido de notificación de "una llamada" (Centro de Excavaciones) de forma que el público pueda estar protegido contra accidentes similares. (Acción urgente, Clase I) (P-80-23).

No obstante, después de más investigaciones, la Junta de Seguridad determinó que sí se había desarrollado un sistema de notificación de "una llamada" pero que nunca fue aprobado ni puesto en práctica. Por consiguiente a esta recomendación se le ha asignado la condición de "Cerrada, reconsiderada".

Otras recomendaciones formuladas al Gobernador del Estado Libre Asociado el 28 de abril de 1980 fueron:

Pedir a las empresas públicas de Puerto Rico que actualicen sus mapas y registros para facilitar la marcación precisa de sus instalaciones subterráneas. (Acción prioridad, Clase II) (P-80-24).

Requiera que antes de iniciar la construcción de una carretera o cualquier otro proyecto se celebren reuniones previas a la construcción. Todas las partes interesadas deberán atender a dichas reuniones y todas las instalaciones deberán quedar marcadas antes de la construcción. (Acción prioridad, Clase II) (P-80-25).

Como resultado de su investigación completa, la Junta Nacional de Seguridad del Transporte formuló las recomendaciones siguientes:

- a la empresa "The Pipelines of Puerto Rico, Inc.":

Coordine con la Comisión de Servicios Públicos, los cuerpos locales de bomberos y otras empresas públicas, el desarrollo de procedimientos que se deben seguir durante emergencias con tuberías subterráneas. (Prioridad de Acción, Clase II) (P-80-75)

Actualize de inmediato la lista de entidades con las que hay que ponerse en contacto en una emergencia e instruir un procedimiento para asegurar que la lista sea actualizada, por lo menos anualmente. (Acción Urgente, Clase I) (P-80-76)

Instale indicadores permanentes de oleoductos, en número suficiente para cumplir con el código de reglamentos federales 49CFR 195.410. (Prioridad de Acción, Clase II) (P-80-77)

Instale nuevas etiquetas de identificación del oleoducto en indicadores permanentes de conformidad con el inciso (a) (2) del código de reglamentos federales 49 CFR 195.410. (Prioridad de Acción, Clase II) (P-80-78)

En cooperación con otras empresas con instalaciones subterráneas, ayude a establecer un sistema de notificación de excavación de "una llamada para toda la isla". (Prioridad de Acción, Clase II) (P-80-79)

Instruya a sus inspectores de tuberías sobre la importancia de permanecer en el lugar de la construcción y supervisar de cerca los trabajos del contratista a medida que se vayan acercando al oleoducto. (Prioridad de Acción, Clase II) (P-80-80)

- a la Comisión de Servicios Públicos del Estado Libre Asociado de Puerto Rico:

Entrene al personal a cargo de la seguridad de oleoductos y tuberías para que pueda determinar que los operadores de tuberías transportadoras de productos de petróleo cumplen efectivamente con las disposiciones federales correspondientes sobre seguridad de tuberías. (Prioridad de Acción, Clase II) (P-80-81)

Aliente el entrenamiento del cuerpo de bomberos local, policía y otras agencias públicas sobre emergencias de tuberías transportadoras de productos de petróleo y coordinar con ellos durante emergencias. (Prioridad de Acción, Clase II) (P-80-82)

Determine los requisitos para un programa de prevención de daños en tuberías transportadoras de productos de petróleo que incluyan un sistema de notificación de excavaciones de "una llamada". (Prioridad de Acción, Clase II) (P-80-83)

Inicie un programa sobre seguridad de tubería transportadora de productos de petróleo que incluya el envío de personal a seguir cursos en institutos especializados en seguridad de oleoductos. (Prioridad de Acción, Clase II) (P-80-84)

Asigne, por lo menos un profesional calificado, en forma permanente a las tareas de velar por la seguridad del oleoducto de forma que la labor de inspecciones e investigaciones se puedan realizar en cumplimiento con las disposiciones y reglamentos Federales. (Prioridad de Acción Clase II) (P-80-85)

- al Gobernador del Estado Libre Asociado de Puerto Rico

Ordene a la Comisión de Servicios Públicos de Puerto Rico que envíe personal profesional a conferencias, seminarios, cursos de entrenamiento y otras actividades relacionadas con la seguridad de tuberías conductoras de productos de petróleo. (Prioridad de Acción, Clase II) (P-80-86)

Ordene a las empresas y agencias de servicios públicos de Puerto Rico que establezcan un sistema de notificación de excavaciones de "una llamada" para toda la isla. (Prioridad de Acción, Clase II) (P-80-87)

- a la Compañía Telefónica de Puerto Rico:

Que, en cooperación con otras empresas operadoras de instalaciones subterráneas ayude a establecer en Puerto Rico un sistema de notificación de excavaciones de "una llamada" para toda la isla. (Prioridad de Acción, Clase II) (P-80-88)

- a la Administración de Investigación y Programas Especiales del Departamento de Transporte de los EE.UU.

Enmiende el código de reglamentos federales 49 CFR 195 para incluir una sección similar a la propuesta en el 49 CFR 192.614, Programa de Prevención de Daños, para exigir que todos los operadores de tuberías transportadoras de líquidos, desarrollen, pongan en práctica un programa de prevención de daños por excavación y supervisen su eficacia. (Prioridad de Acción, Clase II) (P-80-89)

Enmiende el código de reglamentos federales 49 CFR 195 para incluir una sección similar a el 49 CFR 192.615. Planes de Emergencias, que exija a los operadores de tuberías que establezcan procedimientos por escrito para reducir el mínimo los riesgos que le resulten de una emergencia en una tubería conductora de líquidos. (Prioridad de Acción, Clase II) (P-80-90)

POR LA NATIONAL TRANSPORTATION SAFETY BOARD

(fdo) JAMES B. KING
Presidente

(fdo) ELWOOD T. DRIVER
Vicepresidente

(fdo) FRANCIS H. McADAMS
Miembro

(fdo) G.H. PATRICK BURSLEY
Miembro

PATRICIA A.GOLDMAN miembro que no participó.

Diciembre 19 de 1980



APENDICE A

INVESTIGACION

La National Transportation Safety Board supo del accidente en la mañana del 31 de enero de 1980 e inmediatamente envió a un investigador de seguridad de oleoductos de su sede en Washington , D.C. al lugar del accidente.

La Junta de Seguridad ha considerado todos los hechos pertinentes a la responsabilidad ante la ley para determinar la causa o la causa probable del accidente y de formular recomendaciones al respecto.

APENDICE B

COPIA ORIGINAL DE LA CARTA DE NOTIFICACION
QUE "THE PIPELINES OF PUERTO RICO, INC."
ENVIA A LOS EXCAVADORES

THE PIPELINES OF PUERTO RICO, INC.
G.P.O. BOX 2768
San Juan, Puerto Rico 00936
Tel. 783-5045

(Fecha)

Estimados señores:

Por este medio le estamos notificando que los trabajos de _____
(Tipo de trabajo)
que su compañía está realizando en _____
(Dirección exacta)
deben ser _____, ya que los
(Detenidos inmediatamente o coordinados con nuestra oficina)

mismos se están realizando en un área donde se encuentra un oleoducto de 8" de diámetro que transporta gasolina a alta presión, propiedad de THE PIPELINES OF PUERTO RICO, INC. De proseguir ustedes con los trabajos descritos en esta área, podrían ocasionar una rotura en nuestro oleoducto causando grandes pérdidas y contratiempos para nuestra Compañía, su compañía, el Gobierno y otras terceras personas.

Sin lugar a dudas, serían ustedes los únicos responsables de ocasionar algún accidente a nuestro sistema después de esta notificación.

Estamos en la mejor disposición de cooperar con ustedes para la coordinación del trabajo a realizarse, de tal forma que no ocurra roturas a nuestro sistema a consecuencia de sus trabajos, además de que esto ayudaría mucho a que sus trabajos no se demoren o se paralicen.

Pueden comunicarse inmediatamente con nuestras Oficinas Centrales al teléfono 783-5045 para la necesaria coordinación.

(Representante Compañía)

(Representante Pipelines)

(Título)

(Título)

(Fecha)

(Fecha)

APENDICE C

EXTRACTO DEL INFORME

"MEDICIONES DE LA EFECTIVIDAD DE LOS PROGRAMAS DE PREVENCIÓN DE DAÑOS"
CONSUMERS POWER COMPANY - JACKSON,
MICHIGAN

La encuesta de opiniones ha identificado diez programas específicos que se pueden utilizar en diversas combinaciones para prevenir los daños a las instalaciones subterráneas. Para una categoría que no esté incluida en los diez programas específicos se puede utilizar una onceava categoría denominada "otra".

Los programas específicos se describen como sigue:

- A. Preplanificación de ingeniería - Programas adelantados de planificación para identificar daños por los proyectos de construcción propuestos. Estos programas incluyen procedimientos para:
 - 1. Obtener notificación por adelantado de los proyectos propuestos.
 - 2. Identificar conflictos.
 - 3. Resolver conflictos mediante el cambio de diseño y relocalizaciones.
 - 4. Programas para reuniones previas a la construcción para la coordinación y el examen final.
- B. Sistema de "una llamada" - Un sistema para intercambiar información entre contratistas y empresas de servicios públicos. Para fines de este estudio, estos sistemas se dividen en dos categorías:
 - 1. Un sistema de "una llamada" establecido para una compañía de servicios públicos únicamente y que sólo indicará el lugar en que se encuentran las instalaciones de dicha empresa.
 - 2. Sistemas de "una llamada" establecidos para muchas empresas de servicios públicos en la zona mediante el cual se suministra información sobre la posición (mediante marcación) de las instalaciones de todas las empresas afiliadas.
- C. Servicio de localización y marcación - La colocación de indicadores provisionales para señalar el tipo y lugar de instalaciones subterráneas.
- D. Inspección de operaciones del contratista de un tercero - Inspecciones periódicas de los trabajos de un contratista para garantizar procedimientos de protección adecuados.
- E. Legislación sobre prevención de daños - Legislación que establece las responsabilidades de los servicios públicos y del contratista, incluyendo:
 - 1. Normas de seguridad OSHA
 - 2. Leyes estatales para prevención de daños
 - 3. Disposiciones municipales.

- F. Grupos de coordinación de servicios públicos locales - Grupos locales establecidos para coordinar las actividades de los servicios públicos, que identifica problemas mutuos y establece programas locales para mejorar la seguridad de las condiciones de trabajo, reducir excavaciones, reducir la gravedad de los accidentes, minimizar la inconveniencia pública y promover la cooperación entre todas las entidades participantes en construcción, excavación, operación y regulación de instalaciones subterráneas.
- G. Grupos estatales de coordinación de servicios públicos - Una organización estatal constituida con los mismos objetivos que los grupos locales señalados en el párrafo anterior.
- H. Programas para educación del contratista . Programas diseñados para educar al contratista respecto del objetivo de la prevención de daños, las consecuencias de los daños a instalaciones subterráneas y procedimientos disponibles para su uso. Este programa incluirá reuniones de grupo, anuncios, publicidad, volantes manuales de promoción y programas posteriores sobre daños.
- I. Marcadores y anuncios de instalaciones subterráneas - Indicadores permanentes situados en la vecindad de las instalaciones subterráneas para prevenir a los excavadores de la posición y presencia de dichas instalaciones.
- J. Patrulla aérea y terrestre de las instalaciones - Patrullas para determinar posibles excavaciones que se estén llevando a cabo en la zona de las instalaciones subterráneas.