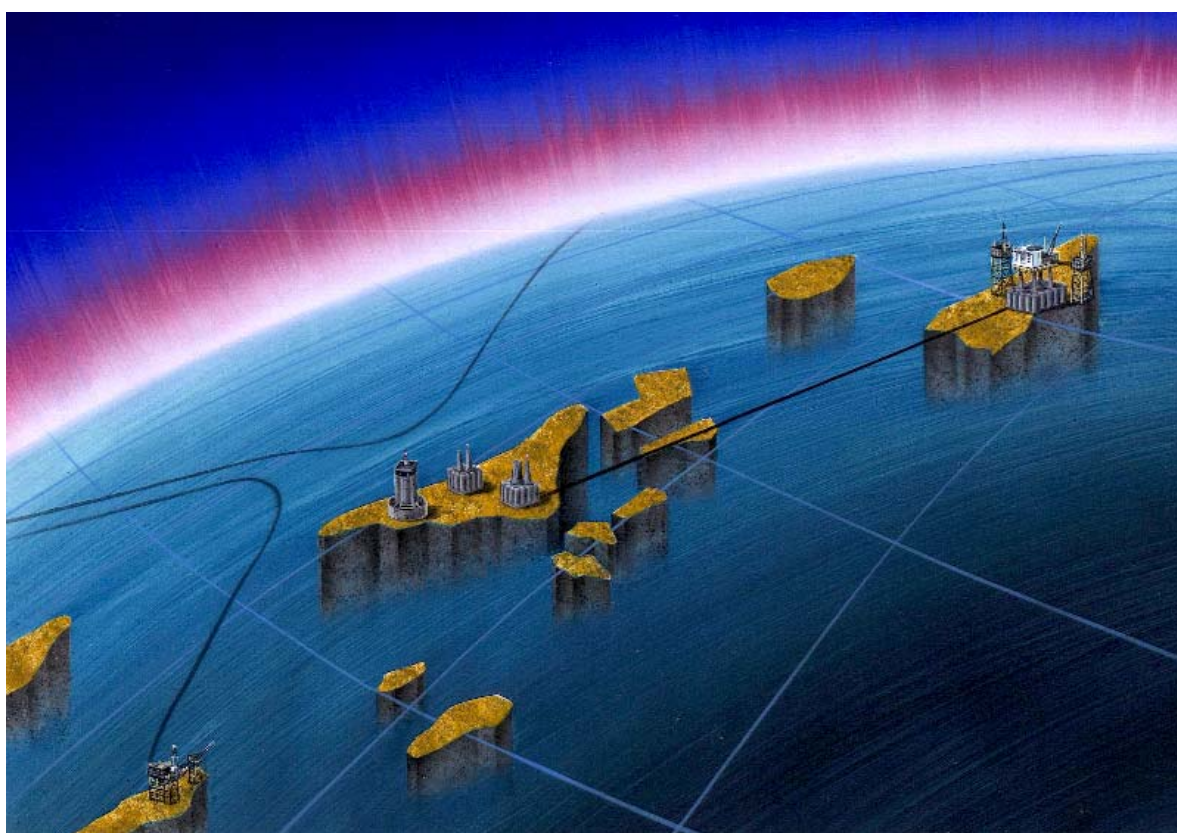
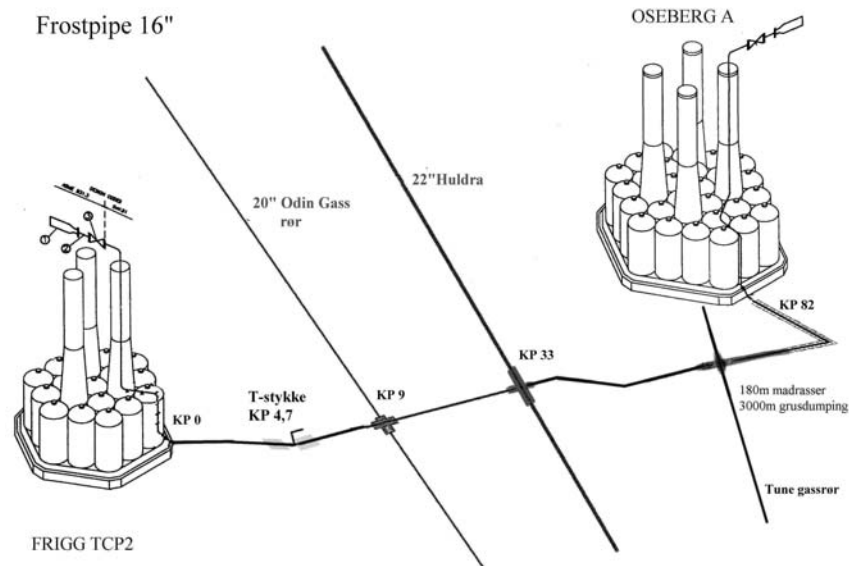


DISPOSAL PLAN FROSTPIPE 2009



SUMMARY

Frostpipe (Frigg – Oseberg Transport System) is a 16" diameter concrete coated pipeline between Frigg Field TCP2 platform and Oseberg A. The length of the pipeline is approximately 82km. Frostpipe was used for the export of condensate from Lille-Frigg and oil from Frøy. Production from Lille Frigg ceased in March 1999 and from Frøy in March 2001.



Seabed conditions are mainly sand, glacial deposit with moraine and clay.

Frostpipe was installed in 1993 and was designed for a lifetime of 30 years. When the pipeline was shut in, it was preserved with biocides and oxygen scavenger so that there would be potential for it to be re-used.

Several studies have been undertaken to investigate the potential for further use of the pipeline but no specific future use of the pipeline has been identified at this time. However, in order to retain this possibility, particular emphasis has been given to maintaining the potential for future re-use of the pipeline when considering the possible disposal alternatives.

In the absence of a feasible continuing use of Frostpipe the following disposal alternatives have been considered.

- Alternative 1** Leave pipeline in place and trench the entire length
- Alternative 2** Leave pipeline in place and rock dump the entire length
- Alternative 3** Leave pipeline in place, trench in the tobis fishing area and in other areas where this is practicable, and rock dump the remaining sections of line.
- Alternative 4** Leave pipeline in place, trench in the tobis fishing area and rock dump all the sections of pipeline outside this area
- Alternative 5** Complete removal of pipeline

It should be noted that all the leave-in-place alternatives (Alternatives 1-4) do not include any alterations to the protective rock dumps on the section of pipeline between the Tune pipeline crossing and the Oseberg platform, a distance of

approximately 3000m. When considering the complete removal of Frostpipe (Alternative 5) allowance has however been made for recovering this section of pipeline right up the Oseberg battery limit at the bottom of the platform riser.

Technical Feasibility

The technology for trenching pipelines is well developed and has been used extensively worldwide for many years. A number of tools are available for trenching a pipeline including hard soil trenchers, ploughs or jet trenchers. Different tools may be used depending upon the seabed conditions.

Studies have been undertaken for Frostpipe which indicate that it is feasible to trench the pipeline using existing proven methods and equipment.

The pipeline is however rock dumped at 50 locations along its length to stabilise it and for free span corrections. Studies have been conducted which conclude that it would not be possible to trench the pipeline into the seabed using current tools whilst the rock berms are in place. In order to trench the pipeline in the areas where it is covered with rock it would be necessary to remove all the rock berms before using the appropriate tool to trench the pipeline into the seabed.

Safety Aspects

All the activities associated with the different alternatives considered involve the use of proven methods, technology and operations that can be undertaken within the normal safety acceptance criteria.

Trenching operations will be undertaken using unmanned tools and thus the highest risks associated with such operations is the handling of heavy equipment on, and above, the deck of the trenching vessel. Due to the movement of the vessel there are always risks associated with such operations although these can be minimised by taking appropriate risk reducing measures.

Rock dumping operations using a specialist vessel is an automated operation with very little direct involvement by personnel. Despite the capsizing of the rock dumping vessel "MV Rocknes" in 2004, it is considered that the risk to personnel engaged in rock dumping operations is low to medium and within normally acceptable risk levels.

Complete removal of the pipeline involves considerably more activities involving personnel in the lifting, handling and cutting of the sections of pipe, T-piece and protective cover.

The subsea cutting of the pipeline will be undertaken using remotely operated vehicles (ROVs) and the risk to personnel during these operations is low. The main risk to personnel arises during the deployment and retrieval of the ROVs.

For the removal work the main risk to personnel arises during the lifting and cutting of the pipes. In addition to the removal of the pipeline itself, there will be extensive lifting and handling operations associated with removal of the T-piece, the T-piece protective structure and a number of mattresses used to stabilise the pipeline.

All sections of the pipeline will be brought to shore for recycling. Removal of the concrete coating is a time consuming operation. As the technology for such an operation is still not automated there is a high involvement of personnel in this task thereby exposing them to risk of injury.

The type of work to be undertaken has been performed before and, with careful preparation and control, the risks to personnel may be adequately managed and be within acceptable limits. However the amount of work involving direct personnel involvement in activities such as cutting, lifting, handling, concrete cover removal etc indicates that the overall risk of injury or fatality is considerably higher for this disposal alternative than for the leave-in-place alternatives.

Environmental Aspects

The results from the various assessments are summarised below.

Environmental Feature		Alternative 1 Leave in place - trench	Alternative 2 Leave in place – rock dump	Alternative 3 Leave in place, trench to be area and trench or rock dump other areas	Alternative 4 Leave in place trench to be area and rock dump remainder	Alternative 5 Complete removal
Environmental Consequences	Energy Balance	Small negative	Small negative	Small negative	Small negative	Small negative
	Energy Consumption	Negligible	Small negative	Negligible	Negligible	Small negative
	Emission to Air	Small negative	Small negative	Small negative	Small negative	Medium negative
	Discharge to Sea	Negligible	Negligible	Negligible	Negligible	Negligible
	Physical Effects	Negligible	Medium negative	Negligible	Small negative	Negligible
	Material Utilisation	Small negative	Medium negative	Small negative	Medium negative	Small positive
	Littering	Negligible	Negligible	Negligible	Negligible	Negligible
	Local area / health	Negligible	Negligible	Negligible	Negligible	Small negative
	Cost (MNOK)	174	263	157	219	802
	Employment (Man-years)	110	80	100	80	600
	Safety	0	0	0	0	+
	Fisheries	Medium positive	Small negative	Medium positive	Small positive	Medium positive
	Ship traffic	Negligible	Negligible	Negligible	Negligible	Negligible

Cost Estimates

The cost of the five alternative disposal arrangements has been estimated in 2009 monetary value. All marine operations are assumed to be performed during a summer season. No costs are included for inspection of the pipeline after the post removal surveys have been completed.

No costs related to cutting of the pipeline and spools at Frigg Field have been included as this work has already been undertaken as part of the Frigg Field Cessation Project. Costs for the removal of the pipeline within the Oseberg 500 metre zone and the spools at this Oseberg end of the pipeline have been included in the costs quoted below.

The removal of the risers at Frigg and at Oseberg is not included in the cost estimate as for disposal purposes these are regarded as part of their respective platforms.

Onshore disposal costs are based on recycling of the various items. It has been assumed that this will be carried out in a similar manner to the onshore disposal of the Frigg concrete coated in-field pipelines where the coatings were removed before the materials were sent for smelting. It is assumed that recycling takes place in Norway.

Disposal Alternative	Estimated Cost MNOK
Alternative 1 - Leave pipeline in place and trench the entire length	174
Alternative 2 – Leave pipeline in place and rock dump the entire length	263
Alternative 3 – Leave pipeline in place, trench in the tobis fishing area and in other areas where this is practicable, and rock dump the remaining sections of line	157
Alternative 4 – Leave pipeline in place, trench in the tobis fishing area and rock dump all the sections of pipeline outside this area	219
Alternative 5 - Complete removal of pipeline	802

Overall Assessment and Recommendation

All five disposal alternatives are considered to be technically feasible and use well proven method and techniques.

The risk of injury or death for personnel engaged in the work is judged to be roughly similar for all the leave in place alternatives” (Alternatives 1 to 4). The risk to personnel engaged in the retrieval, transportation and onshore disposal of the pipeline (Alternative 5) is estimated to be somewhat higher than the “leave-in-place” alternatives, although still judged to be within acceptable risk levels.

The cost associated with the complete removal of the pipeline (Alternative 5) is approximately five times the cost of Alternative 3 and three times the cost of Alternative 2.

There is very little difference between the alternatives in terms of energy balance as the energy required to replace the steel left in-place (Alternatives 1 to 4) offsets the energy used in cutting and re-smelting the steel recovered from the pipeline in Alternative 5. If consideration is given to the energy directly consumed to undertake the various disposal alternatives, the energy used for complete removal and onshore disposal of the pipeline is four to five times the energy consumed for the “leave-in-place” alternatives (Alternatives 1 to 4).

There is very little difference between the disposal alternatives in respect to discharges to sea which are considered to be “negligible” however the complete removal of the pipeline (Alternative 5) results in significantly higher emissions to atmosphere than the “leave-in-place” alternatives. Alternative 5 is judged to have a “medium negative” effect whilst the “leave-in-place” alternatives are judged to have a “small negative” effect.

Rock dumping the entire pipeline route (Alternative 2) is judged to have a “Medium negative” physical effect on the environment due to the deposition of approximately 0.4 million tonnes of rock into the marine environment. Alternative 4 involves rock dumping something like 56% of the length of the pipeline and is judged to have a “small negative” physical effect on the environment.

Complete removal of the pipeline results in a “small positive” effect in respect to material utilisation whilst the “leave in place” alternatives have a “medium negative” effect in the case of Alternatives 2 and 4 and a “small negative” effect for Alternatives 1 and 3.

There is no difference between the disposal alternatives in respect to littering.

When considering social effects there is very little to choose between the alternatives in relation to the local area although the effect of onshore disposal of the pipeline results in Alternative 5 being considered to have a “small negative” effect. However Alternative 5 has a positive effect in terms of employment opportunities with approximately 5 to 7 times the man hours of work likely for the “leave-in-place” alternatives.

Consideration of the fisheries is a very important aspect and here there is significant difference between the various disposal alternatives. Leaving the pipeline in place and trenching it for its entire length is judged to have a “medium positive” effect on fisheries, as is Alternative 3 where the pipeline is trenched in the tobis fishing area and at other locations in the southern part of the line. Rock dumping the entire line is considered to have a “small negative” effect on fisheries whilst trenching the pipeline in the tobis fishing area and rock dumping the remaining length of pipeline is considered to have a “small positive” effect on fisheries. Complete removal of the pipeline (Alternative 5) is considered to have a “medium positive” effect on fisheries in the area.

None of the alternative disposal arrangements are considered to have any significant effect on the free passage of ship traffic.

Based upon careful consideration of all the alternative disposal arrangements it is judged that Alternative 3 represents the best solution when considering the environmental effects, the safety of personnel and costs.

Alternative 3 ensures the safety of fishing operations in the tobis fishing area and minimises the physical effect on the marine environment by minimising the amount of rock dumping required to ensure the safety of fishing activities in the southern section of the pipeline. This alternative also has the minimum energy consumption and the lowest emissions of CO₂, NOX and SOx to the atmosphere.

Another major benefit from adopting Alternative 3 is that the integrity of the pipeline is maintained and it will still be possible to re-use the pipeline for hydrocarbon transmission if suitable opportunities arise in the coming years.

A detailed description of the recommended disposal arrangements is to be found in Section 9.2.

CONTENTS

1	INTRODUCTION	11
2	DESCRIPTION OF FROSTPIPE	13
3	DESCRIPTION OF DISPOSAL ALTERNATIVES CONSIDERED.....	20
4	TECHNICAL FEASIBILITY	25
5	SAFETY ASPECTS	27
6	ENVIRONMENTAL ASPECTS	30
7	COST ESTIMATES	40
8	SCHEDULE.....	43
9	OVERALL ASSESSMENT AND RECOMMENDATION	44
10	REFERENCE DOCUMENTS	47
11	ATTACHMENT 1 KONSEKVENsutREDNING	48

1 INTRODUCTION

Preliminary visions of the Frostpipe Disposal Plan were issued in 2003 and 2005 based upon Environmental Impact Assessments (EIA's) that were undertaken at those times. This updated Disposal Plan, which evaluates the possible reuse or disposal of Frostpipe, incorporates experience from other projects such as Frøy pipeline trenching, Frigg infield pipelines removal and disposal, and other similar disposal activities.

According to the Act related to petroleum activities, the plan for disposal and possible reuse shall consist of two complementary parts, one part dealing with technical, safety and economical issues related to the disposal of the facilities, and the other part assessing the environmental and social impact of such a disposal. The Petroleum Act of November 1996, Chapter 5 requires a Cessation Plan (Avslutningsplan) to be submitted to the Ministry of Petroleum and Energy.

This report represents the **Disposal Part** of the Frostpipe Cessation Plan. Herein is given the status of the transportation system, the approach to safety, and a discussion on the technical and economical aspects for the various disposal alternatives.

The complementary part of the Frostpipe Cessation Plan is the Frostpipe Environmental Impact Assessment, which assesses the environmental and social impact of alternative disposal alternatives [Ref. 1]. The EIA which is included as Attachment 1 has been based on the approved EIA Program (Utredningsprogram).

Frostpipe (Frigg – Oseberg Transport System) is a 16" diameter concrete coated pipeline between Frigg Field TCP2 platform and Oseberg A. The length of the pipeline is approximately 82km. Frostpipe was used for the export of condensate from Lille-Frigg and oil from Frøy. Production from Lille Frigg ceased in March 1999 and from Frøy in March 2001.

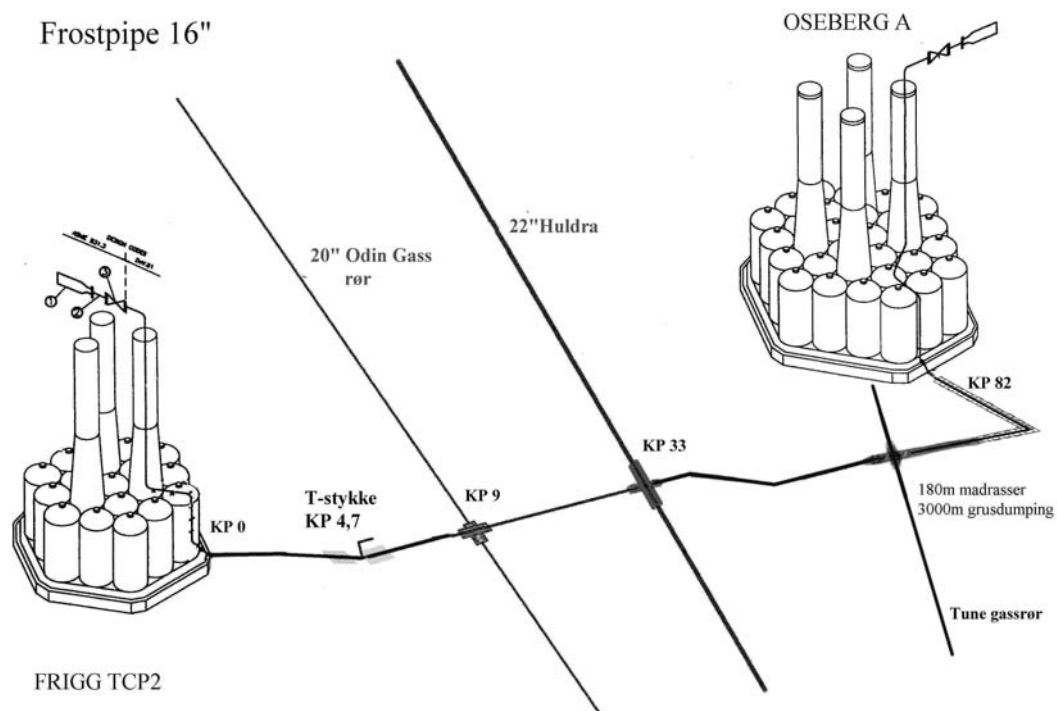


Fig. 1.1: General arrangement of Frostpipe

Arrangements for the disposal of the Frostpipe facilities which are located on the Frigg Central Complex platforms have been incorporated in the Frigg Field Cessation Plan which was approved by the Norwegian government in 2003/4 and are thus not included in this Frostpipe Disposal Plan.

The Licensees in Frostpipe are:

- | | |
|---------------------------------|--------|
| • TOTAL E&P NORGE AS (Operator) | 36.25% |
| • Petoro | 30,00% |
| • StatoilHydro | 33.75% |

2 DESCRIPTION OF FROSTPIPE

2.1 History

The PDO was approved in 1992 and the 16" concrete coated pipeline was laid in 1993. Transportation of fluids through the pipeline system started in May 1994 with liquids from Lille-Frigg and later with oil and condensate from Frøy.

The pipeline ceased operation when Frøy was shut in during March 2001.

2.2 Routing

Frostpipe is a 16" transportation system for oil and condensate from Frigg TCP2 to Oseberg A. The oil and condensate are exported further from Oseberg to Sure through the Oseberg Transportation System (OTS).

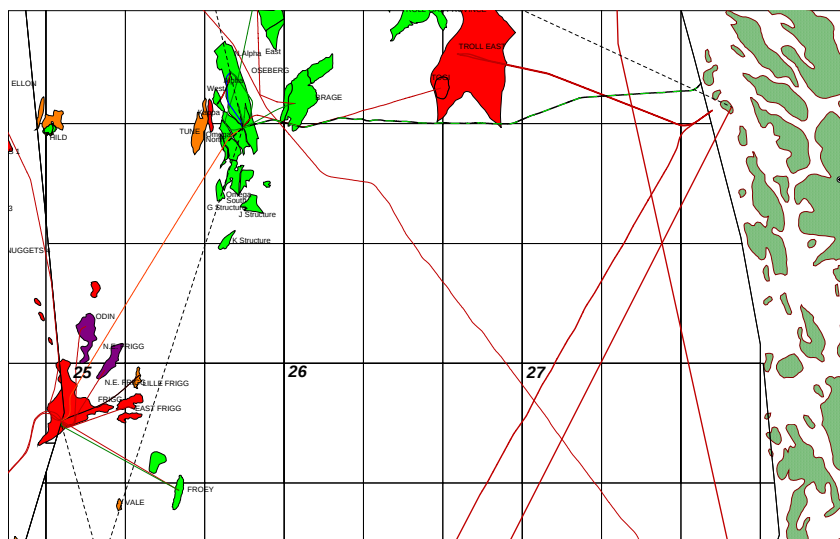


Fig 2.1: Frostpipe and OTS



Fig 2.2: Frostpipe on the seabed

Frostpipe has a capacity of 20.000 Sm³/d at 145 bara. The pipeline is designed for 167 bara for future flexibility.

The pipeline is made of seamless pipes, with steel grade API 5L X52. It is corrosion protected with 3 layer polyethylene and has 40mm concrete weight coating. The design life is 30 years.

The pipeline is approximately 82 km long and lies in 95-115m water depth.

Both at Frigg TCP2 and at Oseberg, spool pieces and expansion loops are installed, connected to existing risers that have been used for tie-in purposes.

The pipeline is laid in a straight line from Frigg to Oseberg. The pipeline is lying on the seabed. The pipeline end at Frigg is buried to 1 meter (top of pipe) and naturally backfilled. At Oseberg the pipeline is stabilized with mattresses and rock dumped and is still connected to the platform.

Approximately 17% of the pipeline is rock dumped to stabilize free spans.



Figure 2.3 *Free span on pipeline*

A 16" T-piece is installed 4.7 km from Frigg, for possible future tie-ins to the pipeline system.

Concrete mattresses protect the first 180m of pipeline out from Oseberg A. To protect the line from damage by anchors or falling objects, the pipeline has been rock dumped, with a minimum coverage of 0.8m for 3000m out from Oseberg A.

Frostpipe crosses over the 20" Odin-Frigg pipeline approximately 9 km from Frigg. The crossing is constructed using concrete mattresses and rock dumping.

In 2000 the 22" Huldra-Heimdal pipeline was laid crossing over Frostpipe approximately 33 km from Frigg.

The Tune pipeline crosses the Frostpipe within 3000m of Oseberg where the line is rock dumped.

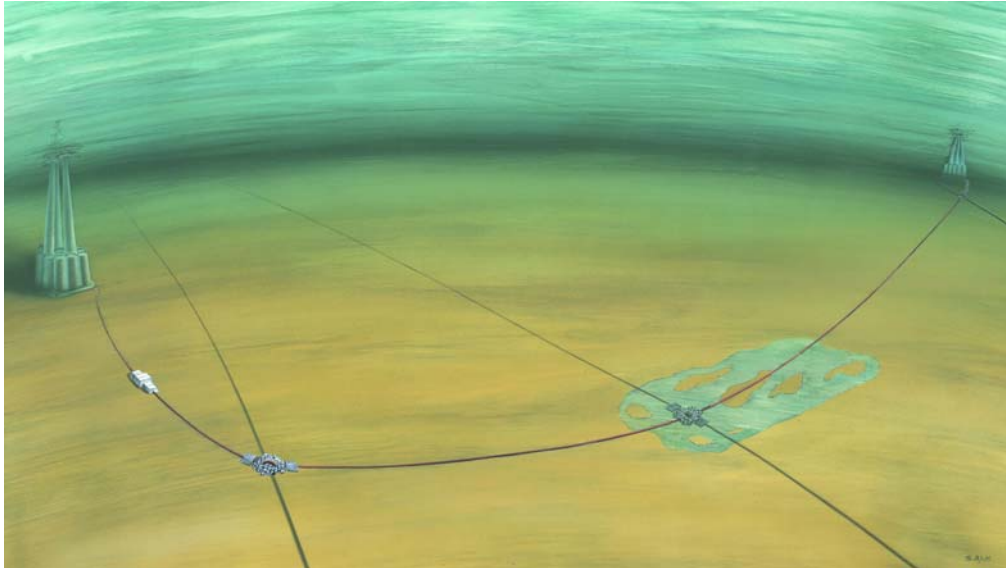


Figure 2.4 Arrangement of Frostpipe showing pipeline crossings

2.3 Battery limits

The battery limit for Frostpipe at Frigg is at the tie-in to riser at foot of TCP2. However, spools and lines within the 500 meter zone at Frigg have been removed as part of Frigg Cessation.

At Oseberg A the battery limit is at the tie-in to the riser at the foot of the GBS. The spool, mattress coverage and approximately 3 km of rock dumping are therefore a part of Frostpipe.

It is noted elsewhere that the leave-in-place alternatives do not include alteration to the rock dumps on the 3km section of pipeline adjacent to Oseberg.

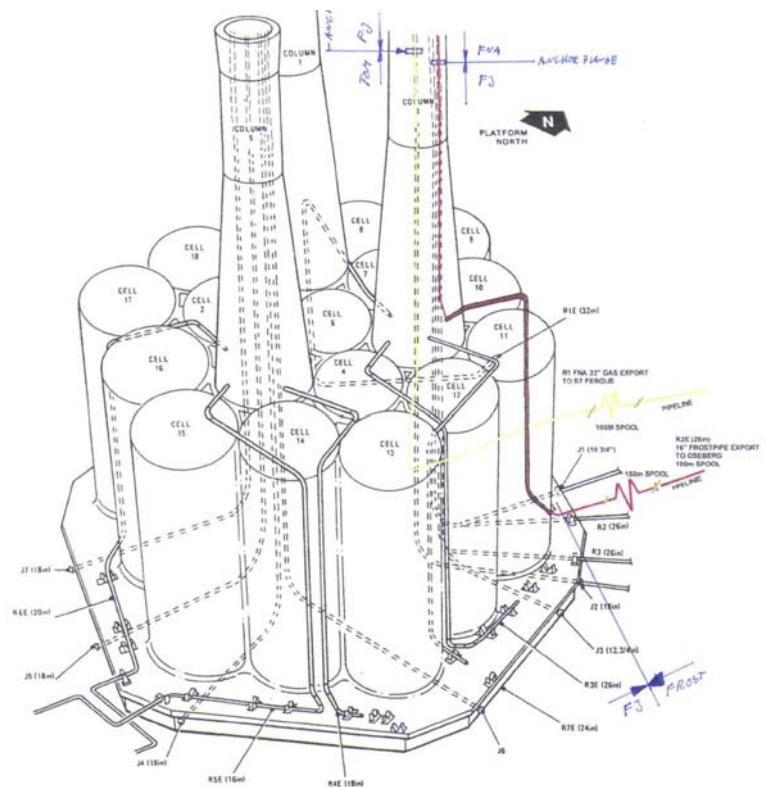


Figure 2.5 Battery limit at Frigg TCP2

2.4 Technical data

Design lifetime	30 years
Water depth	95 – 115 m
Internal diameter	374,6 mm
Steel quality:	API-5L-X52

Wall thickness

Zone 1	15,9 mm79,4 km
Zone 2	25,7 mm0,8 km at TCP2 + 0,8 km at Oseberg A
Spools	25,7 mm

Coating

Pipe in zone 1 and 2	3mm polyethylene + 40 mm concrete
Spools	3mm polyethylene
Bend	9mm glass fibre-armoured epoxy
Corrosion protection	Zinc-anodes

Materials:

Steel	12.300 ton
Polypropylene coating	722 ton
Concrete	9.800 ton
Anodes (Zn)	147 ton at installation (approx 110 ton remaining)

Rock-dumping

Rock dumping has been done to protect and stabilize the pipeline:

<i>ITEM</i>	<i>Length of installation</i>	<i>Location</i>	<i>Weight</i>
T-piece	66m	KP 4,7	394 ton
Odin crossing	120m	KP 9,1	5.765 ton
Free span	variable	KP 7-50	1.924 ton
Free span Phase II		KP 24,1-59,2	281 ton
Stabilizing in clay areas	some distances	KP 34-45	5.379 ton
Approaching Oseberg A	3.061m	KP 77,7-80,8	42.057 ton
		TOTAL	55.800 ton

Mattresses etc.

24 mattresses

1 sandbag

Foundation under crossings, mattresses etc.

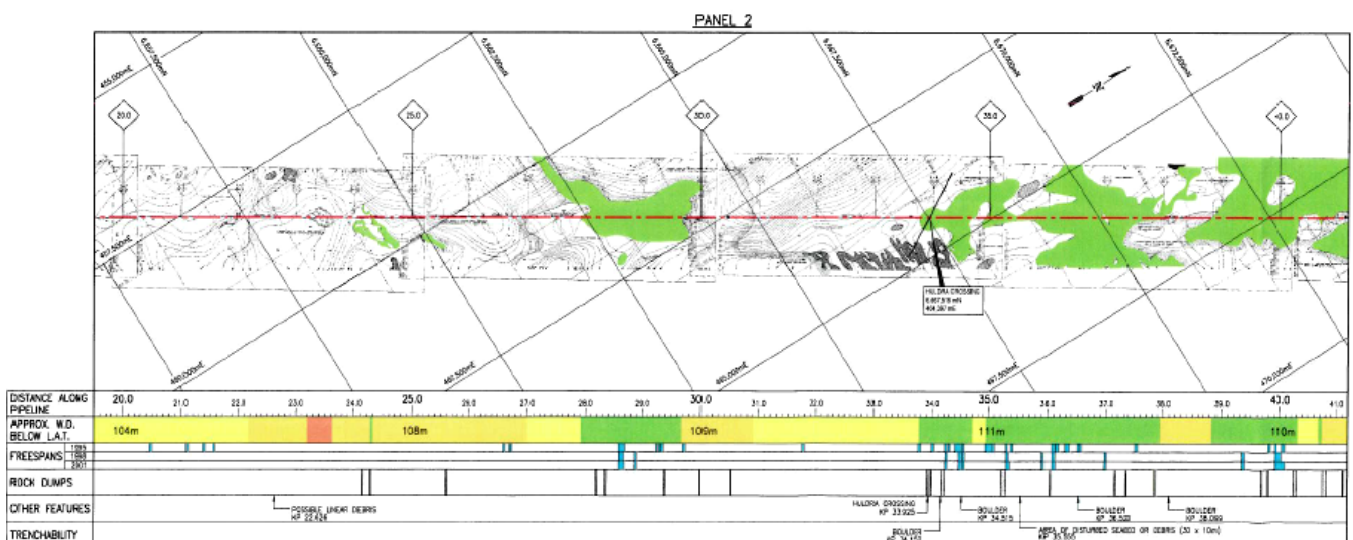
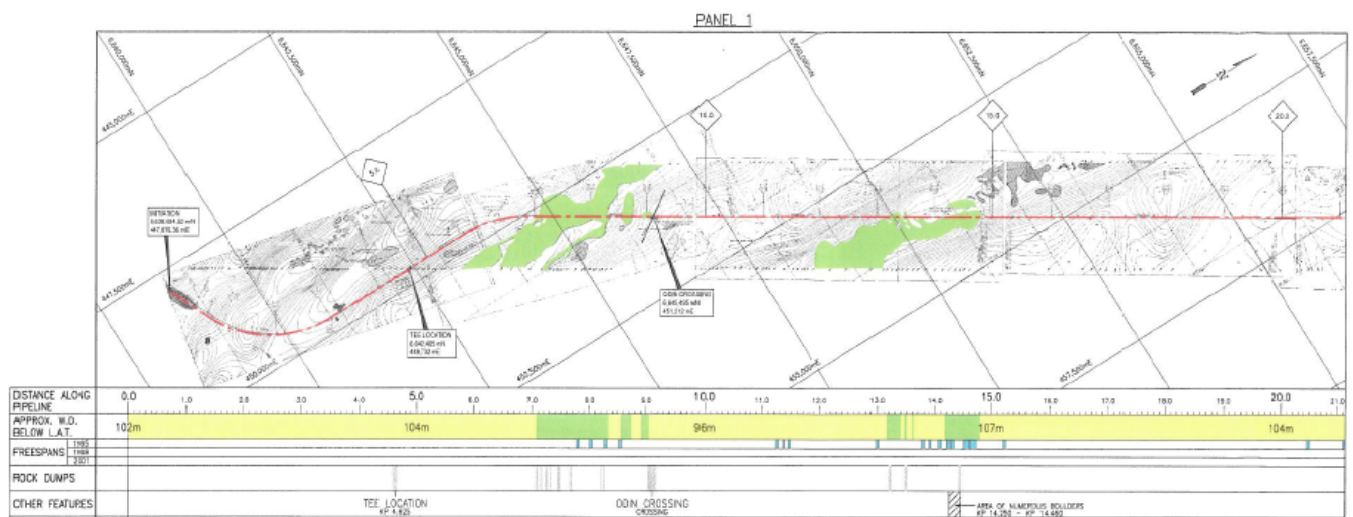
87 ton

Seabed conditions

Seabed conditions are mainly sand, glacial deposit with moraine and clay.

The seabed conditions were surveyed during design of the pipeline. However, the final routing of the line deviated slightly from the surveyed routing. Comparing the results it showed local variations along the route. A new survey of trench ability was therefore undertaken in 2001 using shallow seismic equipment [Ref. 8].

The results from this survey are shown in the figures below which indicate the seabed type, the location of free spans and the location of rock dumps.



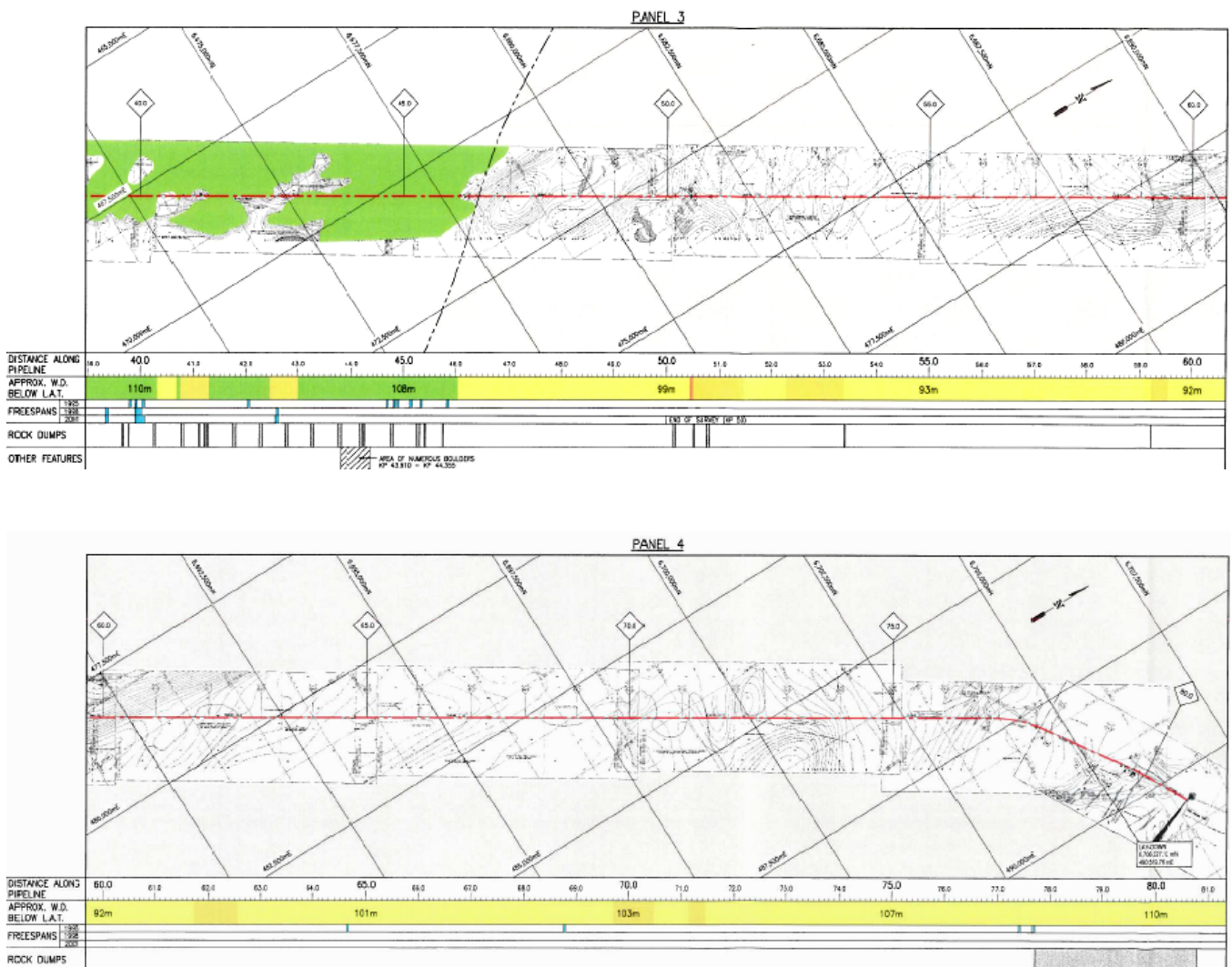


Figure 2.6 *Route survey of Frostpipe undertaken in 2001*

The yellow colours indicate areas of sand with shell fragments. The seabed is smooth and featureless.

The green areas indicate hard clay and boulders with intermittent veneer of sand, shell fragments and gravel.

Freespans are marked with blue colour.

Gravel dump is marked with black colour.

Other features are marked with text.

Present Status of Frostpipe

After shut in of Frøy production, the pipeline was flushed, pigged and cleaned.

As there is a potential for reuse of the pipeline, the transportation system has been preserved for future use. Biocide and oxygen scavenger have been injected into the pipeline for corrosion protection.

The Odin Pipeline has been trenched where possible, but has been left in place under Frostpipe at the crossing, which is rock dumped.

The Frostpipe system has only been used for 7 years. With a design lifetime of 30 years, the potential for future re-use is large.

3 DESCRIPTION OF DISPOSAL ALTERNATIVES CONSIDERED

3.1 Possible Future Use of Pipeline

Frostpipe was installed in 1993 and was designed for a life of 30 years. When the pipeline was shut in, it was preserved with biocides and oxygen scavenger so that there would be potential for further re-use of the pipeline.

Several studies have been undertaken to investigate the potential for further use of the pipeline in the future. As the pipeline is connected to Oseberg A, with further connection into the Oseberg Transportation System (OTS) to Sture in Norway, there might be a possibility for further use of Frostpipe as part of a new transportation system in this part of the North Sea.

The pipeline also has a T-piece 4.7 km north of Frigg that could be used as a tie in for future connections or extensions of the line.

Surveys have been undertaken to record any free span development and to monitor if fatigue should be problem. Rock dumping has also been performed to rectify free span and to stabilise the line. If the pipeline were to be used again in the future some further rectification of free span and rock dumping would be required in order to ensure the pipeline can survive the designed lifetime. On-going inspection of the pipeline will also be required to ensure the stability of the pipeline in the future.

No further discussion of the possible reuse of Frostpipe is contained in this document as, at present, no specific future use of the pipeline has been identified. As and when such an opportunity arises a separate application for the new developments will be prepared and submitted to the relevant authorities.

However, in order to retain the possibility of reusing Frostpipe, particular emphasis has been given to maintaining the potential for future re-use of the pipeline when considering the possible disposal alternatives.

3.2 Disposal Alternatives Considered

In the absence of a feasible continuing use of Frostpipe the following disposal alternatives have been considered.

- Alternative 1 Leave pipeline in place and trench the entire length**
- Alternative 2 Leave pipeline in place and rock dump the entire length**
- Alternative 3 Leave pipeline in place, trench in the tobis fishing area and in other areas where this is practicable, and rock dump the remaining sections of line.**
- Alternative 4 Leave pipeline in place, trench in the tobis fishing area and rock dump all the sections of pipeline outside this area**
- Alternative 5 Complete removal of pipeline**

It should be noted that all the leave-in-place alternatives (Alternatives 1-4) do not include any alterations to the protective rock dumps on the section of pipeline between the Tune pipeline crossing and the Oseberg platform, a distance of approximately 3000m. When considering the complete removal of Frostpipe

(Alternative 5) allowance has however been made for recovering this section of pipeline right up the Oseberg battery limit at the bottom of the platform riser

The alternative arrangements listed above are described in greater detail below and the following sections provide an assessment of various aspects of each alternative. The technical feasibility of each alternative is addressed in Section 4 and relevant safety aspects are discussed in Section 5. The findings and conclusions from the environmental risk assessment (Konsekvensutredning) conducted by DNV on behalf of TOTAL E&P NORGE are summarised in Section 6 whilst the estimated cost of the various alternative disposal arrangements are presented in Section 7. The planned schedule of activities is described in Section 8 and an overall assessment of the alternative arrangements for disposal of Frostpipe is provided in Section 9 together with a detailed description of the recommended disposal alternative.

3.3 Alternative 1 - Leave pipeline in place and trench the entire length

This alternative arrangement involves leaving the pipeline in place, and trenching the line for its total length so that it will not be a hazard to fishing activities and other users of the sea.

The Frostpipe crossing over the Odin pipeline and the Huldra crossing are both covered by rock, and would remain “as is”.

The Tee is well protected for trawl boards and trawl nets by concrete over-trawlable structures and rock berms and would be left in place “as is”.

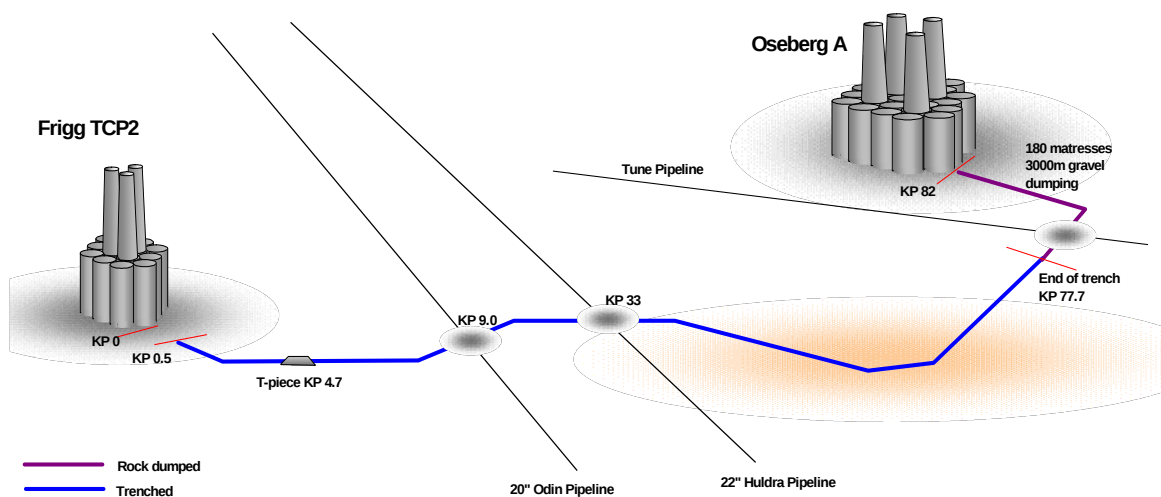


Figure 3.1: *Leave in place but trenched - final arrangement*

3.4 Alternative 2 – Leave pipeline in place and rock dump the entire length

This alternative arrangement involves leaving the pipeline in place and rock dumping the entire line to prevent the pipeline becoming a hazard to fishermen and other users of the sea. The T-piece and protective structure and the Odin and Huldra crossings will be left in place.

It has been estimated that this alternative would require approximately 0.4 million tons of rock and would thus introduce large amounts of rock in areas sensitive to fishing industry.

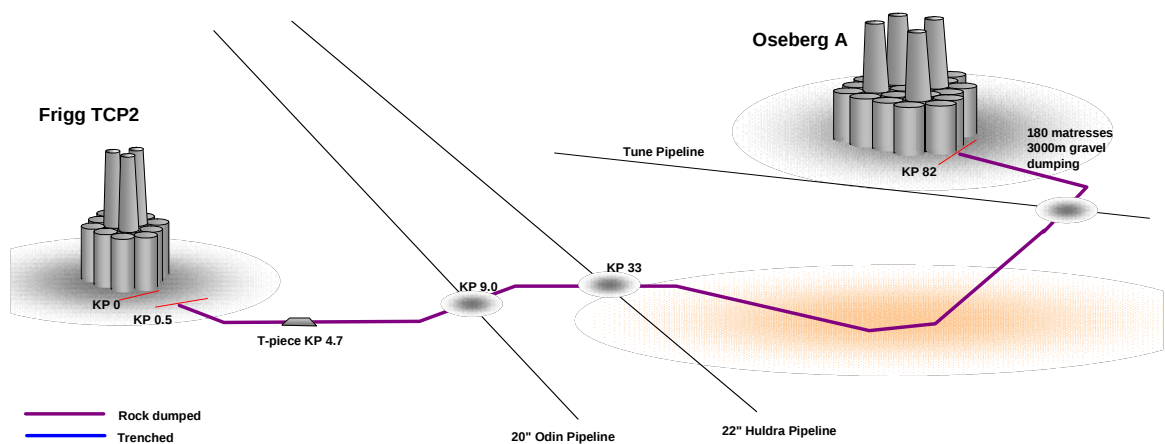


Fig 3.2: Leave in place but rock dump the whole line - final arrangement

3.5 Alternative 3 – Leave pipeline in place, trench in the tobis fishing area and in other areas where this is practicable, and rock dump the remaining sections of line

This alternative involves trenching the pipeline within the tobis fishing area after removal of the rock dumps in that area. In addition, those sections of the pipeline outside the tobis fishing area will also be trenched where this is practicable. Where existing rock dumps or other obstructions make it not possible to trench the line then it will be rock dumped to ensure that it is covered when it degrades.

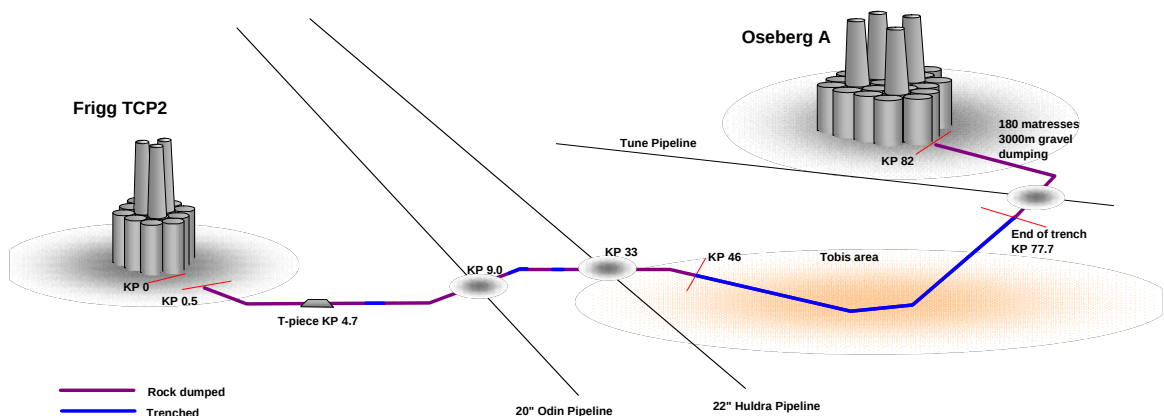


Fig 3.2: Leave pipeline in place, trench in the tobis fishing area and in other areas where this is practicable, and rock dump the remaining sections of line –final arrangement

3.6 Alternative 4 – Leave pipeline in place, trench in the tobis fishing area and rock dump all the sections of pipeline outside this area

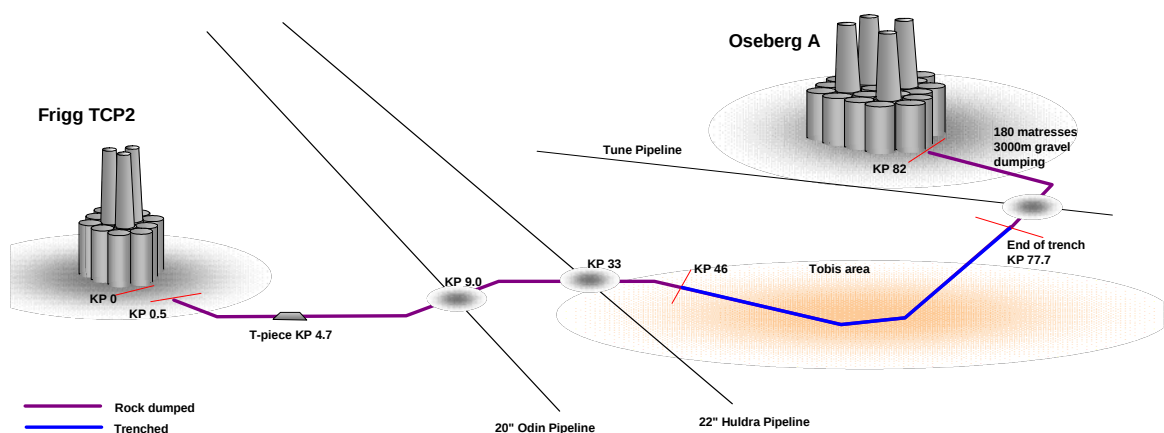


Fig 3.3: Leave pipeline in place, trench in the tobis fishing area and rock dump all the sections of pipeline outside this area - final arrangement

This alternative involves trenching the line in the tobis fishing area to avoid snagging by fishing gear whilst the remaining section of pipeline outside the fishing area will be rock dumped to cover the pipeline as it degrades.

3.7 Alternative 5 - Complete removal of pipeline

This alternative involves the complete removal of the pipeline including the, spools, mattresses, T-piece and the Frostpipe crossing over the Odin pipeline. This alternative also includes transportation of all the recovered materials to shore and recycling.

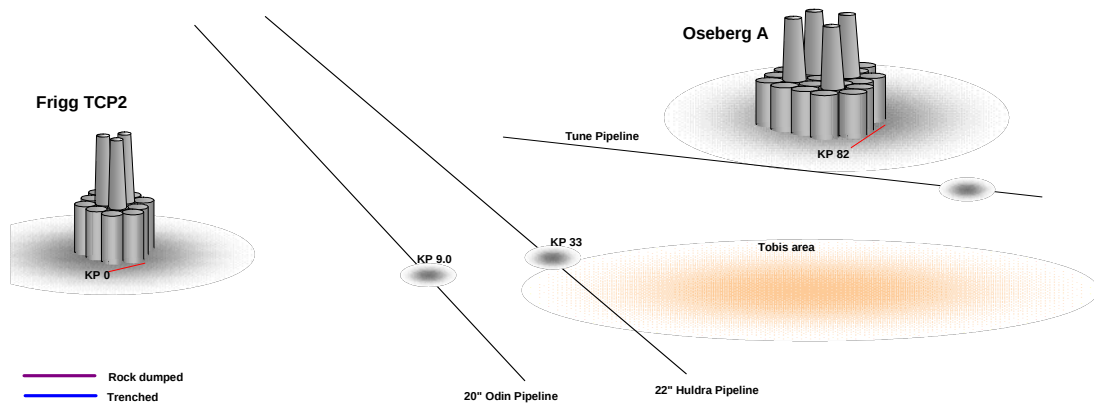


Fig 3.4: Complete removal - final arrangement

4 TECHNICAL FEASIBILITY

The technology for trenching pipelines is well developed and has been used extensively worldwide for many years. A number of tools are available for trenching a pipeline including hard soil trenchers, ploughs or jet trenchers. Different tools may be used depending upon the seabed conditions.

Studies have been undertaken for Frostpipe which indicate that it is feasible to trench the pipeline using existing proven methods and equipment.

The pipeline is however rock dumped at 50 locations along its length to stabilise the pipeline and for free span corrections. Studies have therefore been conducted to evaluate whether it would be technically feasible to trench the pipeline with these rock berms in place.

It has been concluded that if a hard soil trencher was used the rock dumps would pose a risk of damage to both the pipeline and the heavy soil trencher. The fact that the heavy soil trencher is not able to pass over the rock berms also adds to the uncertainties.

A plough is a possible means to trench, but there is a similar risk of damage to the pipeline and the plough as for the heavy soil trencher. In addition the plough will leave big spoil heaps on each side of the trenched pipe.

A jet trencher will not be able to pass through the rock berms and trench the pipe properly to the required depth. Trenching the pipeline with the rock berms in place is thus not considered to be practical.

It is therefore concluded that it would not be possible to trench the pipeline into the seabed using current tools whilst the rock berms are in place. In order to trench the pipeline in the areas where it is covered with rock it would be necessary to remove all the rock berms before using the appropriate tool to trench the pipeline into the seabed.

4.1 Alternative 1.- Leave pipeline in place and trench the entire length

It is judged technically feasible to trench the pipeline over its entire length but, as described above, it would be necessary to remove all the rock dumps at different places along the line to allow access for the trenching tool.

4.2 Alternative 2 – Leave pipeline in place and rock dump the entire length

The techniques for rock dumping using purpose built vessels are well developed and it is considered to be technically feasible to rock dump the entire length of pipeline.

4.3 Alternative 3 – Leave pipeline in place, trench in the tobis fishing area and in other areas where this is practicable, and rock dump the remaining sections of line

Trenching the pipeline in the tobis fishing area is considered to be technically feasible after removal of the rock berms in the area. Outside the tobis fishing area there are a number of sections of pipeline where there are no rock berms and it will also be

technically feasible to trench these sections of line. In other areas it would be necessary to remove the rock berms before trenching the line and in these areas it is considered better to protect the pipeline by rock dumping.

4.4 Alternative 4 – Leave pipeline in place, trench in the tobis fishing area and rock dump all the sections of pipeline outside this area

Trenching the pipeline in the tobis fishing area is considered to be technically feasible after removal of the rock berms in this area. Outside the tobis fishing area it is technically feasible to rock dump the remaining length of pipeline using normal pipeline covering techniques.

4.5 Alternative 5 – Complete removal of pipeline

Methods to remove existing pipelines from the seabed have been developed for a number of years. One alternative would be to cut the pipeline into suitable lengths and then load the sections of pipeline onto suitable trestles on the seabed. The trestles and the cut sections of pipe would then be recovered by lifting from the seabed using a heavy lift vessel. The pipeline sections would then be transported to shore for onshore disposal.

Alternatively, each section of the pipeline could be dewatered and a pipe-laying vessel could then be used to recover the pipeline using a reverse lay method. The pipeline would then be cut into sections on the vessel and the sections transported to shore for onshore disposal.

For both of these options a Construction Support Vessel would be used to cut Frostpipe on either side of the Huldra and Tune crossing and to cover the ends of the pipe with rock protection.

It is considered feasible to completely remove Frostpipe apart from the sections of pipe that are under the Huldra and Tune pipelines although the work involved in recovering the pipeline is considerable.

5 SAFETY ASPECTS

All the activities associated with the different alternatives considered involve the use of proven methods, technology and operations that can be undertaken within the normal safety acceptance criteria.

5.1 Alternative 1 Leave pipeline in place and trench the entire length

Trenching operations will be undertaken using unmanned tools and thus the highest risks associated with such operations is the handling of heavy equipment on, and above, the deck of the trenching vessel. Due to the movement of the vessel there are always risks associated with such operations although these can be minimised by taking appropriate risk reducing measures.

Handling and lifting operations need to be carefully planned and specific risks identified. Procedures to reduce the risk of dropped objects or personnel being caught between objects need to be prepared and followed. Personnel need to be aware of the risks associated with the mechanical handling operations and avoid entering hazardous areas during lifting and mechanical handling operations. In addition measures need to be taken to ensure personnel remain safe during testing of the equipment on deck.

It is proposed that the T-piece and the protective structures are left in place so there are no hazards associated with the lifting or transportation of these structures.

All the activities associated with this alternative are considered to be normal offshore construction operations and with appropriate risk management the risk of injuries or fatality is considered to be acceptable.

5.2 Alternative 2 – Leave pipeline in place and rock dump the entire length

Rock dumping the whole length of Frostpipe would require something in the order of 23 shipments of rock and would involve a considerable period of time. Rock dumping operations using a specialist vessel is however an automated operation with very little direct involvement by personnel.

It should be noted that a major accident occurred in 2004 when the rock dumping vessel “MV Rocknes” capsized just outside Bergen resulting in the loss of 18 lives. The accident was caused by Rocknes hitting a shallow in Vatilestraumen whilst fully loaded. The accident was not directly related to rock dumping operations as such and is not considered to indicate that rock dumping operations are particularly hazardous.

It is considered that the risk to personnel engaged in rock dumping operations has a low to medium and within normally acceptable risk levels.

5.3 Alternative 3 – Leave pipeline in place, trench in the tobis fishing area and in other areas where this is practicable, and rock dump the remaining sections of line

This alternative is a combination of trenching and rock dumping and is judged to have a similar risk to the other alternatives involving trenching or rock dumping.

5.4 Alternative 4 – Leave pipeline in place, trench in the tobis fishing area and rock dump all the sections of pipeline outside this area

This alternative is a combination of trenching and rock dumping and is judged to have a similar risk to the other alternatives involving trenching or rock dumping.

5.5 Alternative 5 – Complete removal of pipeline

This alternative involves considerably more activities involving personnel in the lifting, handling and cutting up of the pipelines, T-piece and protective cover.

The subsea cutting of the pipeline will be undertaken using remotely operated vehicles (ROVs) and the risk to personnel during these operations is low. The main risk to personnel arises during the deployment and retrieval of the ROVs.

For the removal work the main risk to personnel arises during the lifting and cutting of the pipes. If the pipeline is cut into sections on the seabed the main hazard is the lifting operations and any further cutting that might be required on the offshore construction vessel or barge. If the sections of pipeline are to be transferred to a barge for transportation to shore then the risks associated with this operation need to be carefully considered.

If the pipeline is retrieved using the reverse lay method then the main risks are associated with offshore cutting and lifting operations. Having cut the pipeline in sections on the pipelay vessel the section of pipe will then be transferred to a pipe carrier vessel for transportation to shore. Normally, pipes are taken from the pipe carriers onto the construction support vessel. It is expected that the risk level will be slightly higher compared to a normal pipe laying operations, but it is expected to be within a safety acceptance level.

In addition to the removal of the pipeline itself, there will be extensive lifting and handling operations associated with removal of the T-piece, the T-piece protective structure and a number of mattresses used to stabilise the pipeline. The protective mattresses were not specifically designed for removal.

Where Frostpipe is crossed by the Huldra and Tune pipelines Frostpipe has to be cut on both sides, and the pipe ends have to be covered. This activity is considered to be relative low risk.

All sections of the pipeline will be brought to shore for recycling. Removal of the concrete coating is a time consuming operations. As the technology for such an operation is still not automated there is a high involvement of personnel in this task thereby exposing them to risk of injury.

The type of work to be undertaken has been performed before and, with careful preparation and control, the risks to personnel may be adequately managed and be within acceptable limits. However there is a significant amount of work requiring direct personnel involvement in activities such as cutting, lifting, handling, concrete

cover removal etc and this indicates that the overall risk of injury or fatality is considerably higher for this disposal alternative than for the leave-in-place alternatives.

6 ENVIRONMENTAL ASPECTS

An initial Environmental Impact Assessment (EIA) of the various disposal alternatives for Frostpipe was undertaken in 2003 by Det Norske Veritas (DNV) on behalf of TOTAL E&P NORGE. This initial EIA was refined and updated in 2009 based on new information and the experience gained during recent pipeline disposal activities. The results from the latest EIA are contained in the DNV report entitled “Avvikling av Frostpipe - Konsekvensutredning” (Ref 1). A summary of the results from the EIA report is given in the following sub-sections.

The environmental impact of the five disposal alternatives as listed in Section 3.2 have been considered in the EIA. For each disposal alternative the impact of the disposal activities on the following aspects has been assessed based upon the recommendations set out in the OLF Manuel (Ref 13):-

- Energy consumption and energy balance
- Emissions to air and sea
- Physical environmental consequences
- Material and waste balance
- Pollution potential
- Social Consequences (local community, employment, safety of personnel)
- Impact on Other users of the Sea (fisheries, ship traffic)

For each of the parameters listed above, where quantitative estimation is not possible, the general approach to the evaluation of the environmental impact is the same. Firstly, the scale of the environmental effects is estimated and secondly, the importance or vulnerability of the environment in respect to this parameter is judged. The environmental consequence in respect to the particular environmental parameter is then estimated using the semi-quantitatively based chart shown in Figure 6.1.

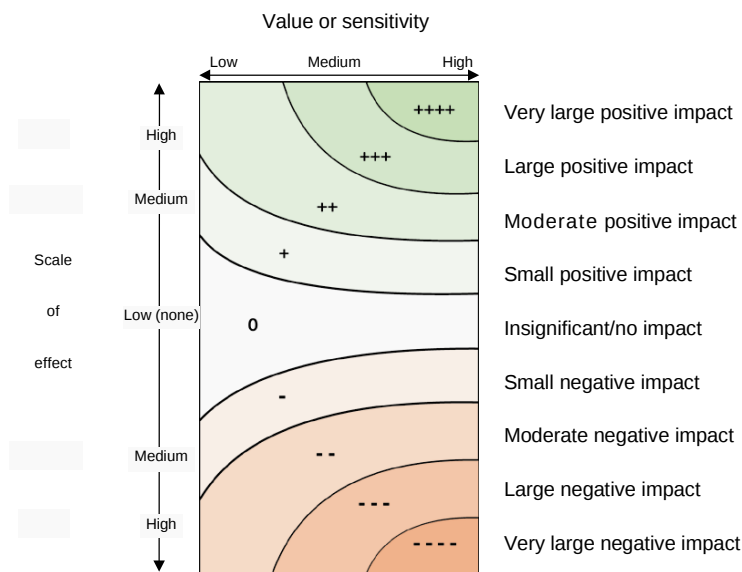


Figure 6.1: Methodology for Assessment of Non-Quantifiable Impacts

6.1 Energy Consumption and Energy Balance

Based upon the estimated duration of the various activities and the types of vessels used for the work an estimate has been made of the energy consumed during both the offshore and onshore disposal activities. When considering Alternative 5 (complete removal of the pipeline) the energy used to cut up the pipeline onshore and to recycle/re-melt the steel has also been included. The results from this assessment are shown in Figure 6.2 from which it can be seen that the leave-in-place alternatives consume significantly less energy than the complete removal alternative, as would be expected.

If however consideration is given to the energy needed to replace the amount of steel that is left in place on the seabed by smelting from iron ore, then the energy balance for the five alternatives is as shown in Figure 6.3. It will be seen from this figure that the energy for replacement of the steel is by far the dominant factor and the complete removal alternative has the smallest energy requirement.

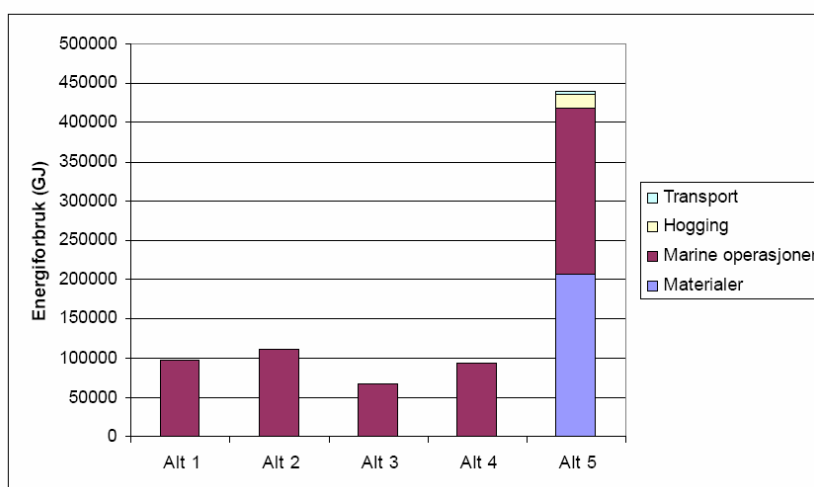


Figure 6.2: *Energy consumption for the different alternatives (“Materialer” in Alternative 5 means the energy for remelting / recycling)*

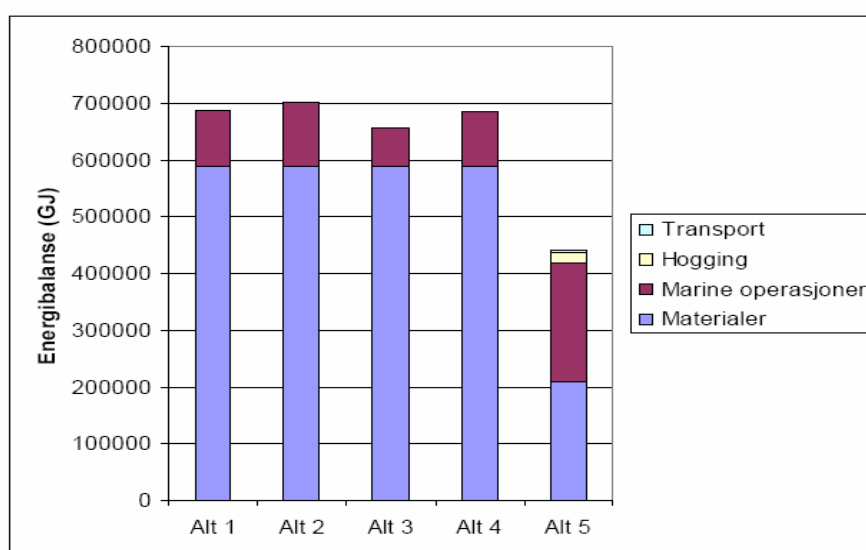


Figure 6.3: *Energy balance for the different alternatives (“Materialer” includes energy for producing replacement materials (Alt 1-4) or re-smelting (Alt 5))*

6.2 Emissions to Air and Sea

Emissions to Air

The emissions to air are based upon the actual emissions associated with the particular disposal alternatives and are closely tied to the energy consumption required to undertake the work. The emission savings in relation to the production of new steel has not been considered.

The emission of CO₂, NO_x and SO_x for each of the disposal alternatives has been estimated and the results are shown in Figure 6.4.

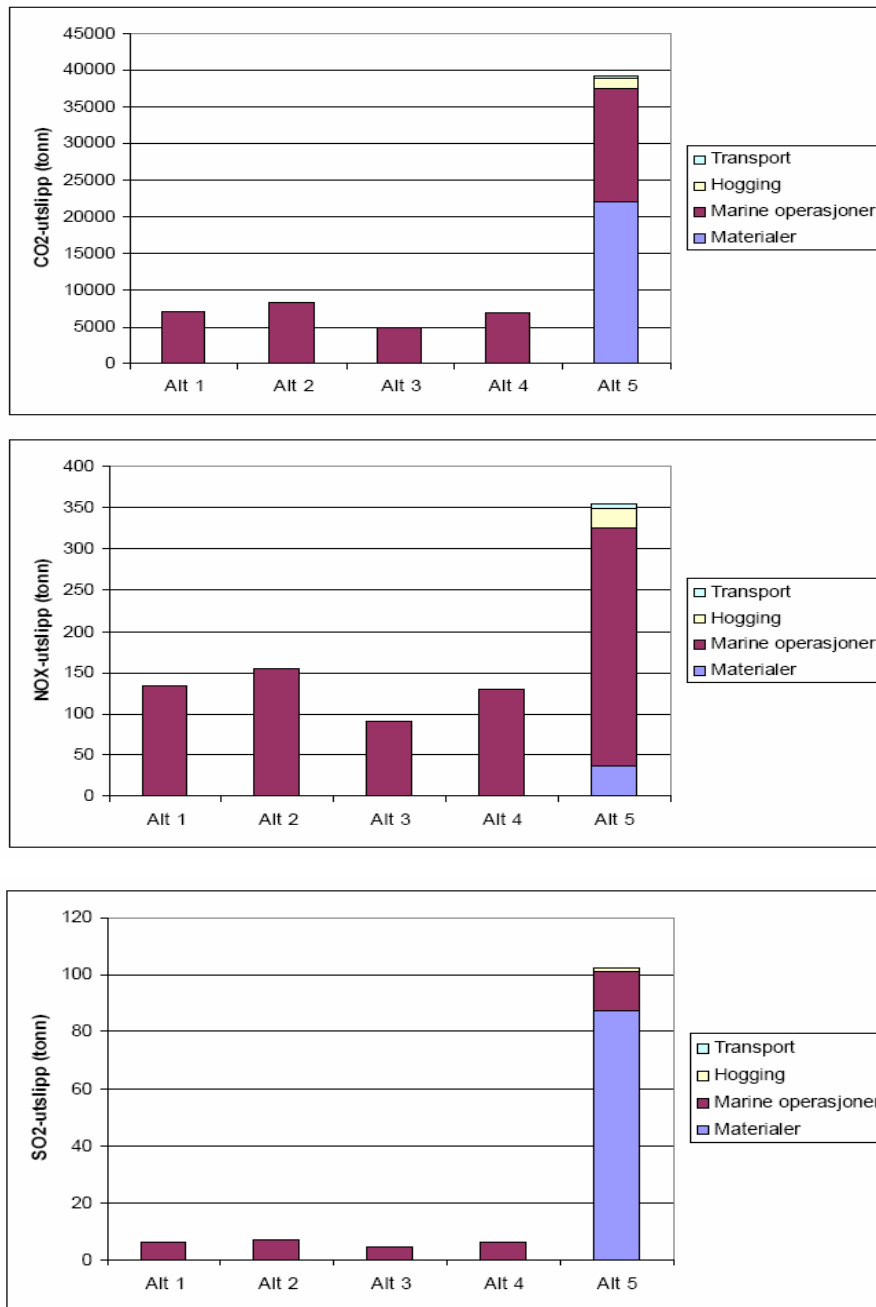


Figure 6.4: Emissions to air from the CO₂, NO_x and SO₂ for the various disposal alternatives

Discharges to Sea

When the pipeline was taken out of service it was filled with water containing biocide (Dyno MB544C) to prevent the build up of sulphate-reducing bacteria and oxygen scavenger (OR15/13) to reduce internal corrosion. The active component of the biocide is highly toxic to marine organisms but is broken down quickly in the marine environment. The active component of the oxygen scavenger is a bisulphite but any oxygen scavenger remaining in the water is expected to quickly react with seawater to form sulphates which are found naturally occurring in seawater.

It is also anticipated that the water in the pipeline will contain residues of hydrocarbons in a concentration of less than 30 mg/litre.

It is anticipated that with Alternative 5 (complete removal) the pipeline will be emptied of treated water on the seabed and a dilution of between 10 to 100times may be expected within a few hundred metres of the discharge point.

It is therefore judged that the effect of leaching and discharge of the contents of the pipeline as part of the complete removal alternative will result in a “negligible” effect on the environment.

In the case of Alternatives 1 to 4 the pipeline will be left in place and will degrade over time. As the pipeline will be either trenched or rock dumped it is judged that the corrosion rate will be slower than for a pipeline on the seabed due to a reduced level of oxygen around the pipe and less vulnerability to damage to the concrete coating. The degradation of the pipeline is therefore judged to take place very slowly over several hundred to several thousand years. As noted previously any discharge of the treated water in the pipeline will have negligible effect on the environment.

As the pipeline degrades the main toxicological effect on marine organisms is considered to be the anodes attached to the pipeline. The anodes consist essentially of zinc which has low toxicity and does not accumulate in the food chain. However the anodes contain some tens of kilograms of cadmium and a few kilograms of lead. Cadmium is easily taken up and becomes concentrated in organisms such as clams and crustaceans. Many lead compounds can be concentrated in organisms in the food chain but to a lesser extent in the marine environment. It has however been estimated that the anodes will take something in the order of 90 years to fully degrade and thus the concentration of metals leaching out over such a long period is expected to have no acute toxic effect on the environment.

The effects of releases to the sea for the different disposal alternatives are given in Table 6.1 below.

Disposal Alternative	Importance or Vulnerability	Size of Effect	Environmental Consequence
Alternative 1 Leave pipeline in place and trench the entire length	Medium	Small	Negligible
Alternative 2 Leave pipeline in place and rock dump the entire length	Medium	Small	Negligible
Alternative 3 Leave pipeline in place, trench in the tobis fishing area and in other areas where this is practicable and rock dump the remaining sections of line.	Medium	Small	Negligible
Alternative 4 Leave pipeline in place, trench in the tobis fishing area and rock dump all the sections of pipeline outside this area	Medium	Small	Negligible
Alternative 5 Complete removal of pipeline	Small	Small	Negligible

Table 6.1 *Summary of Effects from Discharges to the Sea for the various disposal alternatives*

6.3 Physical Environmental Consequences

The removal of the pipeline, removal of rock dumps and trenching can potentially give rise to the following effects on the environment /habitat when compared with the existing situation:-

- Stirring up and re-suspension of sediments
- The release of any contaminants and resources in the sediments
- Re-sedimentation etc

As the seabed sub-strata in the area is principally sand it is assumed that re-suspension of sediment due to recovery of the pipeline or trenching operations will be of short duration and that the effect on immobile bottom living organisms will be limited to a local area. Release of contaminants is not considered a significant problem as the level of contaminants in the sub-strata in the areas which will be affected is equivalent to normal background levels.

Rock dumping of the entire pipeline would result in significant amounts of material placed on the seabed which would give rise to a different sub-strata in the area along the pipeline. It is judged that the effect of rock dumping will be local and can provide a suitable habitat for organisms different from those already living in the local sandy seabed.

The overall environmental consequences as a result of physical effects of removing or leaving Frostpipe in place are summarised in Table 6.2 below

Disposal Alternative	Importance or Vulnerability	Size of Effect	Environmental Consequence
Alternative 1 Leave pipeline in place and trench the entire length	Low	Small	Negligible
Alternative 2 Leave pipeline in place and rock dump the entire length	Low	Medium	Medium negative
Alternative 3 Leave pipeline in place, trench in the tobis fishing area and in other areas where this is practicable and rock dump the remaining sections of line.	Low	Small	Negligible
Alternative 4 Leave pipeline in place, trench in the tobis fishing area and rock dump all the sections of pipeline outside this area	Low	Small	Small negative
Alternative 5 Complete removal of pipeline	Low	Small	Negligible

Table 6.2: *Overall environmental consequences as a result of physical impacts / effects on habitat for various disposal options .*

6.4 Material and Waste Balance

The pipeline steel will be possible to recycle by re-smelting and it will also be possible to recycle most of the anodes. Recycling of concrete is not possible but in the last 10 years there has been a significant re-use of concrete mainly as filling material but also as aggregate for new concrete.

Experience has shown that it is difficult to remove the reinforcement from the concrete coating on pipelines which makes it difficult to use the concrete. It is also difficult to re-melt the reinforcement due to the concrete residue remaining on the reinforcement. Based upon a reuse ratio of 80% for the concrete the indicative material balance for disposal Alternative 5 is shown in Figure 6.5.

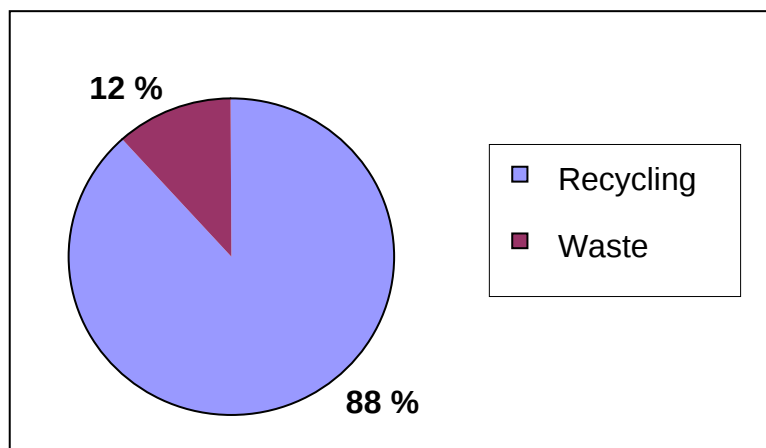


Figure 6.5: *Alternative 5 - Percentage of materials in Frostpipe which would go for recycling and waste*

For the leave-in-place alternative significant stone volumes will be needed to achieve the final disposal arrangement. If rock dumping were used for the entire line (Alternative 2) approximately 0.4 million tonnes of stone would be needed which is judged to be a “medium negative” consequence. The other leave in place alternatives are regarded as “small negative” whilst Alternative 5 is judged to be “small positive” due to the possibility of re-use potential of the recovered materials.

6.5 Pollution Potential

Pipelines that are exposed on the sea bed for long periods of time represent a potential littering problem as they degrade and break up. The presence of bottom trawling activities in the area means that the pipeline has a “High” vulnerability. However if the pipeline is protected by either rock dumping or trenching then the effect of leaving the pipeline in place is small and the environmental consequence is negligible.

The environmental consequences due to littering for the disposal alternatives are summarised in Table 6.3.

Disposal Alternative	Importance or Vulnerability	Size of Effect	Environmental Consequence
Alternative 1 Leave pipeline in place and trench the entire length	High	Small	Negligible
Alternative 2 Leave pipeline in place and rock dump the entire length	High	Small	Negligible
Alternative 3 Leave pipeline in place, trench in the tobis fishing area and in other areas where this is practicable and rock dump the remaining sections of line.	High	Small	Negligible
Alternative 4 Leave pipeline in place, trench in the tobis fishing area and rock dump all the sections of pipeline outside this area	High	Small	Negligible
Alternative 5 Complete removal of pipeline	High	None	None

Table 6.3: *Summary of the overall environmental consequences as a result of pollution for the various disposal options ..*

6.6 Social Consequences

The cost of the various disposal alternatives are detailed in Section 8.

In all disposal alternatives, apart from complete removal, the marine operations are the dominant cost component and Norwegian deliveries in that area would be significant for the petro-maritime industry. Disposal on land would lead to some activity in the Norwegian engineering industry.

The effects on society are relatively small for all disposal alternatives.

Complete removal has a potential for minor negative effects on local environment and safety.

The effect on employment is also relatively small for all alternatives. Leaving the pipeline in place is estimated to produce 80 - 100 man-years of direct employment whilst the complete removal of the pipeline leads to approximately 600 man-years of direct employment.

6.7 Impact on Other Users of the Sea

Fisheries

The most potential negative effects in respect to the disposal of the pipeline are related to long term trawl fisheries or other fisheries on the sea bottom.

Since the pipeline today lays exposed upon the seabed and has some free spans, it might in the long term create some potential hindrance for trawl fishing.

Generally trawl fisheries in the area are considered to be low to moderate, however the northern part of Frostpipe crosses an important area of industrial trawling for sand eels (tobis).



Fig 6.6: Sand eel “tobis” (*Ammodytes marinus*)

The very southernmost part of the line where Frostpipe crosses the Bergan Bank is also an area of significant trawling activity. The trawling activity in these areas is difficult to define exactly as it varies greatly due to fish stocks in the areas.

The mid area of the pipeline is considerably less important for fisheries

Full removal or trenching is considered to have the most positive effects to fisheries although as there are other pipelines in the area the effect of full removal may be somewhat limited. Rock dumping will prevent the pipeline from becoming a hazard to trawling activities but will in itself represent a hazard of damage to both catch and fishing gear.

The effect on fisheries of the different disposal alternatives are given in Table 6.4.

Disposal Alternative	Importance or Vulnerability*	Size of Effect	Environmental Consequence
Alternative 1 Leave pipeline in place and trench the entire length	High	Medium positive	Medium positive
Alternative 2 Leave pipeline in place and rock dump the entire length	High	Small negative-small positive	Small negative
Alternative 3 Leave pipeline in place, trench in the tobis fishing area and in other areas where this is practicable and rock dump the remaining sections of line.	High	Medium positive	Medium positive
Alternative 4 Leave pipeline in place, trench in the tobis fishing area and rock dump all the sections of pipeline outside this area	High	Small positive	Small positive
Alternative 5 Complete removal of pipeline	High	Medium positive	Medium positive

*The value of the area in relation to fisheries is the highest in the northern area nearest to Oseberg and decreases towards the southwest. There will thus be some differences in the evaluations involving combinations of disposal options.

Table 6.4: *Summary of the overall environmental consequences on fisheries as a result of the disposal alternatives*

Shipping

Whichever disposal alternative is adopted the effect on shipping in the area is considered to be “negligible”.

6.8 Summary of Results from Environmental Impact Assessment

The results from the various assessments are summarised in Figure 6.7 below.

Environmental Feature		Alternative 1 Leave in place - trench	Alternative 2 Leave in place – rock dump	Alternative 3 Leave in place, trench to bis area and trench or rock dump other areas	Alternative 4 Leave in place trench to bis area and rock dump remainder	Alternative 5 Complete removal
Environmental Consequences	Energy Balance	Small negative	Small negative	Small negative	Small negative	Small negative
	Energy Consumption	Negligible	Small negative	Negligible	Negligible	Small negative
	Emission to Air	Small negative	Small negative	Small negative	Small negative	Medium negative
	Discharge to Sea	Negligible	Negligible	Negligible	Negligible	Negligible
	Physical Effects	Negligible	Medium negative	Negligible	Small negative	Negligible
	Material Utilisation	Small negative	Medium negative	Small negative	Medium negative	Small positive
	Littering	Negligible	Negligible	Negligible	Negligible	Negligible
	Local area / health	Negligible	Negligible	Negligible	Negligible	Small negative
	Cost (MNOK)	174	263	157	219	802
	Employment (Man-years)	110	80	100	80	600
	Safety	0	0	0	0	+
	Fisheries	Medium positive	Small negative	Medium positive	Small positive	Medium positive
	Ship traffic	Negligible	Negligible	Negligible	Negligible	Negligible

Figure 6.7 *Summary of environmental impacts for various disposal alternatives*

7 COST ESTIMATES

Cost estimates have been prepared for all the five disposal alternatives included in this report. They include for all costs related to the 5 alternatives detailed in this report. This includes management, engineering, offshore work and onshore disposal.

The cost estimates are presented in 1st Quarter 2009 money.

The estimates are based on the following main assumptions:-

- The vessel rates used assume that the marine contractor will be given flexibility to carry out the work. In effect this means he will be given at least two summer seasons to complete the marine work
- No costs are included for inspection after the post removal surveys have been completed.
- No costs related to cutting of pipelines and spools at Frigg Field have been included as this work has already been undertaken as part of the Frigg Field Cessation Project.
- The removal of the risers at Frigg and at Oseberg is not included in the cost estimates as for disposal purposes, these are regarded as part of their respective platforms.
- The cost estimates for Alternatives 1 to 4 assume that the Odin pipe crossing remains in place. The cost estimate for Alternative 5 “Complete Removal” assumes that it will be removed
- The cost estimates for Alternatives 1 to 4 assume that the T piece at kp 4,7 remains in place. The cost estimate for Alternative 5 “Complete Removal” assumes that it will be removed
- All cost estimates assume that the pipeline within the Oseberg 500 metre zone and the spools at this Oseberg end of the pipeline will be removed and disposed of. Alternatives 1 to 4 assume that this work will be carried out at the same time as the cessation of the Oseburg platform, Alternative 5 “Complete Removal” assumes that it will be removed at the same time as the rest of the platform.
- The cost estimates for Alternatives 1 to 4 assume that the buried approach pipeline to the Oseberg 500 metre zone including the Tune pipe crossing remains in place.
- The cost estimate for Alternative 5 “Complete Removal” assumes that the buried approach pipeline to the Oseberg 500 metre zone with the exception of the Tune and Huldra pipe crossing will be removed and disposed of.
- It is assumed that “disposal” takes place in Norway

7.1 Alternative 1 Leave pipeline in place and trench the entire length

All costs in KNOK	Trenching
Management & Engineering	38 389
Rock berm dispersal	46 745
Trenching	78 940
Rockdumping	6 860
Pipe Removal	3 531
Tee Removal	0
Disposal	0
Total Costs	174 466

7.2 Alternative 2 – Leave pipeline in place and rock dump the entire length

All costs in KNOK	Rock dump
Management & Engineering	43 305
Rock berm dispersal	0
Trenching	0
Rockdumping	216 605
Pipe Removal	3 531
Tee Removal	0
Disposal	0
Total Costs	263 441

7.3 Alternative 3 – Leave pipeline in place, trench in the tobis fishing area and in other areas where this is practicable, and rock dump the remaining sections of line

All costs in KNOK	Trench & Rock dump
Management & Engineering	37 448
Rock berm dispersal	11 271
Trenching	83 532
Rockdumping	21 649
Pipe Removal	3 531
Tee Removal	0
Disposal	0
Total Costs	157 431

7.4 Alternative 4 – Leave pipeline in place, trench in the tobis fishing area and rock dump all the sections of pipeline outside this area

All costs in KNOK	Trench Tobis & Rock dump
Management & Engineering	40 866
Rock berm dispersal	10 637
Trenching	28 879
Rockdumping	135 379
Pipe Removal	3 531
Tee Removal	0
Disposal	0
Total Costs	219 293

7.5 Alternative 5 - Complete removal of pipeline

All costs in KNOK	Removal
Management & Engineering	84 328
Rock berm dispersal	6 900
Trenching	0
Rockdumping	0
Pipe Removal	513 040
Tee Removal	17 736
Disposal	180 318
Total Costs	802 322

8 SCHEDULE

THIS SECTION TO BE CHECKED AND FINALISED

The Frostpipe transportation system was shut down in March 2001.

The disposal of Frostpipe inside the Frigg Safety Zone has been undertaken as part of the Frigg Cessation Project.

The pipeline is presently preserved with biocide. As no viable reuse alternative is available the planned schedule for disposal of the Frostpipe is as shown below.

	2001	2002	2003	2004	2005	2006	2007	2008	2009	2010	2011	2012
Shut in	◆											
Preserved for reuse												
Studies												
Engineering												
Disposal												

9 OVERALL ASSESSMENT AND RECOMMENDATION

9.1 Summary of the Assessment of Disposal Alternatives

All five disposal alternatives are considered to be technically feasible and use well-proven method and techniques.

The risk of injury or death for personnel engaged in the work is judged to be roughly similar for all the “leave-in-place” alternatives (Alternatives 1 to 4). The risk to personnel engaged in the retrieval, transportation and onshore disposal of the pipeline (Alternative 5) is estimated to be somewhat higher than the “leave-in-place” alternatives, although still judged to be within acceptable risk levels.

The cost associated with the complete removal of the pipeline (Alternative 5) is approximately five times the cost of Alternative 3 and three times the cost of Alternative 2.

There is very little difference between the alternatives in terms of energy balance as the energy required to replace the steel left in place (Alternatives 1 to 4) offsets the energy used in cutting and re-smelting the steel recovered from the pipeline in Alternative 5. If consideration is given to the energy directly consumed to undertake the various disposal alternatives it can be seen that the energy used for complete removal and onshore disposal of the pipeline is four to five times the energy consumed for the “leave-in-place” alternatives (Alternatives 1 to 4).

There is very little difference between the disposal alternatives in respect to discharges to sea which are considered to be “negligible” however the complete removal of the pipeline (Alternative 5) results in significantly higher emissions to atmosphere than the “leave-in-place” alternatives. Alternative 5 is judged to have a “medium negative” effect whilst the “leave-in-place” alternatives are judged to have a “small negative” effect.

Rock dumping the entire pipeline route (Alternative 2) is judged to have a “medium negative” physical effect on the environment due to the deposition of approximately 0.4 million tonnes of rock into the marine environment. Alternative 4 involves rock dumping something like 56% of the length of the pipeline and is judged to have a “small negative” physical effect on the environment.

Complete removal of the pipeline results in a “small positive” effect in respect to material utilisation whilst the “leave-in-place” alternatives have a “medium negative” effect in the case of Alternatives 2 and 4 and a “small negative” effect for Alternatives 1 and 3.

There is no difference between the disposal alternatives in respect to littering.

When considering social effects there is very little to choose between the alternatives in relation to the local area although the effect of onshore disposal of the pipeline results in Alternative 5 being considered to have a “small negative” effect. However Alternative 5 has a positive effect in terms of employment opportunities with approximately 5 to 7 times the man hours of work likely for the “leave-in-place” alternatives.

Consideration of the fisheries is a very important aspect and here there is significant difference between the various disposal alternatives. Leaving the pipeline in place and trenching it for its entire length is judged to have a “medium positive” effect on

fisheries, as is Alternative 3 where the pipeline is trenched in the tobis fishing area and at other locations in the southern part of the line. Rock dumping the entire line is considered to have a “small negative” effect on fisheries whilst trenching the pipeline in the tobis fishing area and rock dumping the remaining length of pipeline is considered to have a “small positive” effect on fisheries. Complete removal of the pipeline (Alternative 5) is considered to have a “medium positive” effect on fisheries in the area.

None of the alternative disposal arrangements are considered to have any significant effect on the free passage of ship traffic.

Based upon careful consideration of all the alternative disposal arrangements it is judged that Alternative 3 represents the best solution when considering the environmental effects, the safety of personnel and costs.

Alternative 3 ensures the safety of fishing operations in the tobis fishing area and minimises the physical effect on the marine environment by minimising the amount of rock dumping required to ensure the safety of fishing activities in the southern section of the pipeline. This alternative also has the minimum energy consumption and the lowest emissions of CO₂, NO_x and SO_x to the atmosphere.

Another major benefit from adopting Alternative 3 is that the integrity of the pipeline is maintained and it will still be possible to re-use the pipeline for hydrocarbon transmission if suitable opportunities arise in the coming years.

9.2 Recommended Disposal Arrangements

Based upon the assessments summarised above and the experience gained during the removal of the infield pipelines at the Frigg Field, the recommended disposal arrangements for the Frostpipe pipeline are as described in detail below:-

1. **Trench the pipeline from the Frigg 500 meter zone to the T-piece at kp 4700.**
2. **Leave the T-piece and its protective structure in place.** The protective structure on the T-piece is over-trawlable and it is judged that this is better for fisheries than removing the protective structure and rock dumping the ends of the pipeline. Additional rock dumping locally to the T-piece may be undertaken to improve the over-trawlability of the structure.
3. **Trench the pipeline from the T-piece to the Odin pipeline crossing at kp 9000 wherever this is practicable and rock dump the remaining sections of pipe.** Between the T-piece and the Odin pipeline crossing there are eight areas of rock dump on the pipeline. An evaluation of whether to trench between the rock dumps or to remove the rock berms to allow trenching will be undertaken to allow the offshore work to be planned. Detailed engineering of the planned arrangement will be undertaken onshore although some adjustments may be made during the execution of the work as appropriate.
4. **Leave the Odin pipeline crossing unaltered as it is fully over-trawlable.**
5. **Trench the pipeline between the Odin pipeline crossing and the Huldra pipeline crossing wherever this is practicable and rock dump the remaining sections of pipe.** Between the Odin pipeline crossing and the Huldra pipeline crossing there are eight areas of rock dump on the pipeline.

An evaluation of whether to trench between the rock dumps or to remove the rock berms to allow trenching will be undertaken to allow the offshore work to be planned. Detailed engineering of the planned arrangement will be undertaken onshore although some adjustments may be made during the execution of the work as appropriate.

6. **Trench the pipeline between the Huldra pipeline crossing and the tobis fishing area starting at kp.45700 wherever this is practicable and rock dump the remaining sections of pipe.** There are twenty six areas of rock dump on this section of pipeline. An evaluation of whether to trench between the rock dumps or to remove the rock berms to allow trenching will be undertaken to allow the offshore work to be planned. Detailed engineering of the planned arrangement will be undertaken onshore although some adjustments may be made during the execution of the work as appropriate.
7. **Trench the pipeline in the tobis fishing area starting at kp. 45700 and continuing to the Oseberg protection rock berm at kp 77727.** There are five areas of rock dump on this section of pipeline and these will be removed to allow the pipeline to be trenched.
8. **Leave in place the last 3 km of pipeline including rock dumps up to Oseberg.** The pipeline spool at Oseberg and the unburied pipeline within Oseberg 500 metre zone will be removed at the time of the Oseberg cessation activities. It should be noted that in areas where new rock dumping is to be carried out the shape of the berm and the size of the rock will be selected with an aim of minimizing any obstacle for future fishing activity in the area.

It should also be noted that the section of Frostpipe within the Frigg 500m zone has been already removed as part of the Frigg Cessation Project. The end of the pipeline has been sealed and trenched to a depth where the top of the pipeline is 1m below the seabed level.

10 REFERENCE DOCUMENTS

- [1] “Avvikling av Frostpipe - Konsekvensutredning”, DnV Report No. 2001-4020, dated 27 Mars 2009 DM 915392.
- [2] Frostpipe Operations Manual, RF FR 21 00 0003
- [3] Design, Fabrication and Installation Resume, Frostpipe, RE-FD-22-00-0029
- [4] Method assessment and associated cost study. J. P. Kenny., RW-EPN-PR-CS-001
- [5] Recovery, disposal and reuse of Frostpipe 16” WI pipeline. J. P. Kenny., 07 0301 31 P 3-001
- [6] Cost Estimate study, Reverse Engineering Limited Doc No. 38332-001-FR
- [7] Utedningsprogram for Konsekvensutredning for Frostpipe. Fastsett av OED 04.04.01
- [8] Frostpipe Trenchability based on 2001 survey, Reinertsen, Ref OA-064, 01.04.02.
- [9] Cessation of Frostpipe Cost estimate various cessation alternatives. 02.12.02 Ref DocsOpen 108 636
- [10] Frostpipe re-use feasibility study. Re-use and abandonment assessment report. Intec Engineering B.V. April 2006
- [11] Frøy Water injection line – Final report
- [12] Abandoned Frøy Water injection line – As trenched survey
- [13] Håndbok i konsekvensutredning ved offshore avvikling, OLF 2001

11 ATTACHMENT 1 KONSEKVENsutREDNING

TOTAL E&P NORGE AS

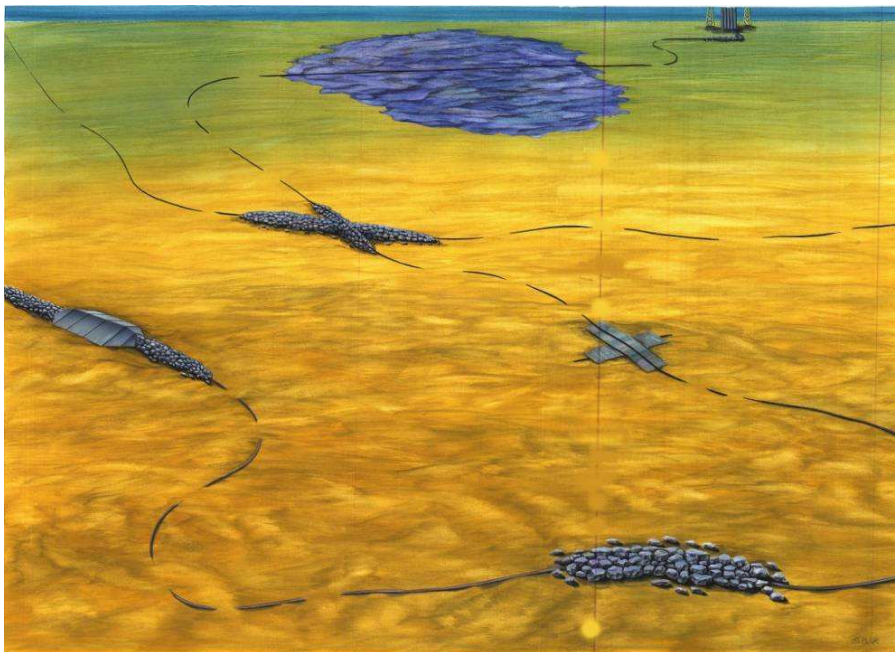
StatoilHydro



Avvikling av Frostpipe. Konsekvensutredning

Rapport til Total E&P Norge A/S
Rapport no.: 2001-4020

27 mars 2009



Avvikling av Frostpipe. Konsekvensutredning

for

Total E&P Norge A/S

P.O. Box 168
4001 STAVANGER
NORWAY

DET NORSKE VERITAS AS
P.O.Box 408
4002 Stavanger
Tel: +47 51 50 60 00
Fax: +47 51 50 60 80
Registrert i Norge
NO 945 748 931 MVA

Kontaktperson: Aage Engen Pedersen, Per
Jøssang, Einar Høydal

Rapport nr.: 2001-4020 **Emnegruppe:** M33

Indekseringstermer: Miljø, EIA

Sammendrag: Foreliggende konsekvensutredning er gjennomført i henhold til fastsatt utredningsprogram og belyser konsekvenser av relevante disponeringsalternativer som identifisert av TOTAL E&P Norge.

Utarbeidet av: *Navn og stilling* *Signatur*
Steinar Nesse, Associate Director

Navn og stilling *Signatur*
Unni Lea, Consultant

Navn og stilling
Lise H Eriksen, Senior Consultant,
Asplan Viak

Verifisert av: *Navn og stilling* *Signatur*
Øyvind Tvedten, Seniro Consultant

Godkjent av: *Navn og stilling* *Signatur*
Kjersti Myhre,
Business Development Leader

Utstedelsesdato: 27 mars 2009

Prosjekt nr: 58101895

* Vennligst bruk Prosjekt nr som referanse i all korrespondanse med DNV

- ☐ Ingen distribusjon uten tillatelse fra oppdragsgiver eller ansvarlig organisasjonsenhet (forøvrig, fri distribusjon for internt bruk innen DNV etter 3 år)
- ☐ Ingen distribusjon uten tillatelse fra oppdragsgiver eller ansvarlig organisasjonsenhet
- ☐ Strengt konfidensiell
- ☒ Fri distribusjon

Alle opphavsrettigheter tilhører Det Norske Veritas AS. Det er ikke tillatt å reprodusere eller overføre denne publikasjonen eller deler av denne i noen form eller på noen måte, inkludert kopiering, nedtegning og opptak, uten at man på forhånd har fått skriftlig samtykke fra Det Norske Veritas AS.

Forord

Foreliggende konsekvensutredning omhandler endelig disponering av Frostpiperørledningen. Denne rørledningen har tidligere transportert olje/kondensat fra Frøy og Lille-Frigg via Oseberg.

Rørledningen har nå vært nedstengt og overflødig siden 2001. Rørledningen er preservert for mulig fremtidig gjenbruk.

Rettighetshaverne til Frostpipe er TOTAL E&P Norge, Petoro og StatoilHydro. På vegne av rettighetshaverne har DNV Energy utredet konsekvenser av de aktuelle disponeringsløsningene i henhold til fastsatt utredningsprogram. Asplan Viak har gjort de samfunnsmessige analysene.

Innholdsfortegnelse

1.0	SAMMENDRAG	1
2.0	INNLEDNING	3
2.1	MÅLSETTING	3
2.2	BAKGRUNN.....	3
2.3	PLANER.....	4
2.4	REGELVERK OG MYNDIGHETSPROCESS	4
3.0	PROBLEMSTILLINGER	6
3.1	TEMA FOR UTREDNING.....	6
3.2	UTREDNINGSPROGRAMMET	6
3.3	METODE	8
4.0	BESKRIVELSE AV RØRSYSTEMET.....	10
4.1	RØRTRASÈ	10
4.2	MATERIALTYPER OG –MENGDER	13
5.0	ALTERNATIVE DISPONERINGSLØSNINGER.....	15
5.1	AKTUELLE DISPONERINGSLØSNINGER.....	15
5.1.1	Alternativ 1: Etterlate – hele rørledningen grøftes ned i havbunnen	16
5.1.2	Alternativ 2: Etterlate – hele rørlengden overgruset.....	17
5.1.3	Alternativ 3 Etterlate – kombinasjon av grøfting og steindumping	18
5.1.4	Alternativ 4 Etterlate – rørledningen graves ned i viktigste fiskeriområde (tobis).....	18
5.1.5	Alternativ 5: Fullstendig fjerning	19
6.0	MILJØMESSIGE KONSEKVENSER.....	21
6.1	NÅTILSTAND – NATURRESSURSER OG MILJØ.....	21
6.1.1	Bunnforhold	21
6.1.2	Miljøtilstand.....	22
6.2	ENERGIFORBRUK OG –BALANSE	22
6.3	UTSLIPP TIL LUFT.....	24
6.4	UTLEKKING TIL SJØ.....	26
6.4.1	Fjerning	26
6.4.2	Etterlatelse.....	27
6.5	FYSISKE MILJØKONSEKVENSER.....	28
6.6	MATERIAL- OG AVFALLSBALANSE.....	29
6.7	FORSØPLING	31
7.0	SAMFUNNSMESSIGE KONSEKVENSER.....	32
7.1	KOSTNADER.....	32
7.2	NASJONALE VARE- OG TJENESTELEVERANSER	32
7.3	SYSSELSETTINGSVIRKNINGER.....	34
7.4	NÆRMILJØ OG HELSE	36
7.5	SIKKERHET	36
8.0	KONSEKVENSER FOR ANDRE BRUKERE AV HAVET.....	38
8.1	NÅTILSTAND – FISKERI I OMRÅDET	38
8.2	KONSEKVENSER FOR FISKERI.....	42
8.2.1	Alternativ 1-4 – Etterlatelse med nedgraving og/eller steindumping	43
8.2.2	Alternativ 5. Fjerning	44
8.3	KONSEKVENSER FOR ANDRE BRUKERE	45
9.0	OPPSUMMERING AV KONSEKVENSER	46
9.1	KONSEKVENSER PER ALTERNATIV OG TEMA	46

9.1.1	Miljømessige konsekvenser	46
9.2	KONSEKVENSER AV ANBEFALT LØSNING	47
10.0	AVBØTENDE TILTAK	49
10.1	GENERELT	49
10.2	TILTAK FOR Å REDUSERE NEGATIVE KONSEKVENSER FOR TRÅLFISKE	49
10.3	OVERVÅKING.....	50
REFERANSER		51
VEDLEGG 1. FISKERISPORINGSDATA FOR 2008, KVARTALSVIS.		54

1.0 Sammendrag

Foreliggende konsekvensutredning er utarbeidet i henhold til fastsatt utredningsprogram fra Olje- og energidepartementet (OED) og i henhold til anerkjente retningslinjer og standarder.

Rettighetshavernes prosess med vurdering av endelig disponering av Frostpipe har pågått over lang tid, i hovedsak knyttet til potensialet for mulig gjenbruk av rørledningen. Konkrete muligheter for gjenbruk finnes ikke nå, men rørledningen er preservert for mulig fremtidig gjenbruk dersom den etterlates.

Det er identifisert og utredet en rekke mulige disponeringsalternativer. I de siste år har dette vært fokusert på fem ulike disponeringsalternativer:

- Alternativ 1 Etterlate – hele rørledningen grøftes ned i havbunnen
- Alternativ 2 Etterlate – hele rørledningen steindumpes
- Alternativ 3 Etterlate – kombinasjon av grøfting og steindumping
- Alternativ 4 Etterlate – rørledningen graves ned i viktigste fiskeriområde (tobis)
- Alternativ 5 Fjerning av hele rørledningen

Konsekvenser for hvert disponeringsalternativ og hvert utredningstema (jf. utredningsprogrammet) er utredet. Dette omfatter en rekke miljøaspekter, samfunnsmessige forhold og problemstillinger knyttet mot andre brukere av havet. Problemstillinger i forhold til mulige konsekvenser for fiskerinæringen har vært prioritert. På bakgrunn av det aktuelle områdets viktighet for fiskeri, sedimentenes dynamikk i området og potensialet for mulige langsiktige konsekvenser, er et tidligere vurdert alternativ med etterlatelse av rørledningen på havbunnen forkastet i prosessen. Resterende alternativer representerer ulike løsninger hvor en forsøker å redusere konfliktpotensialet med fiskeri.

Basert på en total vurdering er rettighetshavernes anbefalte disponeringsløsning for Frostpipe å etterlate denne. Den vil i hovedsak bli nedgravd, og mindre strekninger som vanskelig lar seg grave ned vil bli overdekket med stein.

Dette vurderes som en løsning som vil tilrettelegge for problemfritt fiske over rørledningen med alle typer redskaper. Selv om mindre områder vil være steindumpet, vil omfanget av dette begrenses, og vurderes ikke å medføre særlige problemer for den type redskaper som benyttes i området. En løsning med steindumping av hele rørledningen, inkludert et potensielt viktig tobisfelt opp mot Oseberg, vurderes imidlertid å medføre et så omfattende omfang av steindumping at dette frarådes.

Frostpipe-rørledningen ble rengjort for olje i forbindelse med nedstengningen. Det vil derfor være minimale oljeforurensninger som vil kunne lekke ut av rørledningen når den eldes og bryter sammen eller på annen måte ødelegges (olje, som er et naturlig produkt vil generelt brytes hurtigere ned enn stålrør). Anodene på rørledningene har legeringer med sporstoff av kadmium og bly og er teoretisk et potensielt forurensningsproblem. For en nedgravd/overdekket rørledning vil utlekkingsgraden være lav. Mengden av disse metallene er også liten, og muligheten for spredning begrenset. Siden rørledningen i hovedsak vil være nedgravd forventes metaller i hovedsak å forbli i havbunnen. Konsekvensene for det marine miljøet vurderes å være neglisjerbar.

At rørledningen etterlates og at materialer som kunne ha blitt utnyttet/gjenvunnet etterlates på stedet er naturligvis negativt. Sett i forhold til energibruk for fjerning og hogging, samt kostnader, er etterlatelse imidlertid både miljø- og kostnyttmessig mer gunstig.

Anbefalt løsning er en kompromissløsning hvor en har lagt vekt på i størst mulig grad å redusere mulig fremtidig konflikt med fiskerinæringen, samtidig som en har forsøkt å optimalisere/effektivisere i forhold til kompliserte offshore operasjoner. Dette gir reduksjon i energiforbruk og utslipp til luft, og naturligvis også lavere kostnader. I forhold til en løsning med full nedgraving er besparelsen på 17 MNOK. I forhold til fjerning (alternativ 5) er besparelsen på 645 MNOK. I forhold til alternativ 5 er også alternativ 3 vesentlig bedre hva gjelder energiforbruk og utslipp til luft.

Anbefalt løsning er totalt sett vurdert som den beste disponeringsløsningen i forhold til både miljø, samfunn og andre brukere av havet. Alternativ 3 representerer en løsning som ivaretar de identifiserte problemstillinger godt både på kort sikt og i et langtidsperspektiv. Det planlegges med overvåking av rørledningen for å påse at den disponeres som planlagt, og eventuelle tiltak vil utføres for å imøtekomme eventuelle avvik.

Konsekvenser for de ulike disponeringsalternativ er kort oppsummert i tabellen under.

Tabell 1-1. Oppsummering av konsekvenser pr utredningstema og disponeringsalternativ. TOTAL sin anbefalte disponeringsløsning (alt. 3) er markert med gult.

Konsekvenstema		Alt. 1 Etterlate - nedgravd	Alt. 2 Etterlate - steindumpet	Alt. 3 Etterlate – optimalt nedgravd	Alt. 4 Etterlate – nedgravd i tobisområde, 56 % steindumpet	Alt. 5 Fjerning - gjenvinning
Miljømessige konsekvenser	Energiforbruk	Liten negativ	Liten negativ	Liten negativ	Liten negativ	Liten negativ
	Energibalanse	Ubetydelig	Liten negativ	Ubetydelig	Ubetydelig	Liten negativ
	Utslipp til luft	Liten negativ	Liten negativ	Liten negativ	Liten negativ	Middels negativ
	Utslipp til sjø	Ubetydelig	Ubetydelig	Ubetydelig	Ubetydelig	Ubetydelig
	Fysiske virkninger	Ubetydelig	Middels negativ	Ubetydelig	Liten negativ	Ubetydelig
	Materialutnyttelse	Liten negativ	Middels negativ	Liten negativ	Middels negativ	Liten positiv
	Forsøpling	Ubetydelig	Ubetydelig	Ubetydelig	Ubetydelig	Ubetydelig
	Nærmiljø/helse	Ubetydelig	Ubetydelig	Ubetydelig	Ubetydelig	Liten negativ
	Kostnader (MNOK)	174	263	157	219	802
	Syssetsetting (Årsverk)	110	80	100	80	600
	Sikkerhet	0	0	0	0	÷
	Fiskeri	Middels positiv	Liten negativ	Middels positiv	Liten positiv	Middels positiv
	Skipstrafikk	Ubetydelig	Ubetydelig	Ubetydelig	Ubetydelig	Ubetydelig

2.0 Innledning

2.1 Målsetting

Målsetningen med denne konsekvensutredningen er å gi fylldig og objektiv dokumentasjon som beslutningsgrunnlag for disponering av Frostpipe rørsystemet. Utredningen presenterer alternativer som er utredet og rettighetshavernes anbefalte disponeringsløsning. Alternativene er utredet på et likt nivå. Faglige tema for utredning er i henhold til fastsatt utredningsprogram og metodisk gjennomføring er i henhold til normal industripraksis jf. relevante veiledere og OLFs håndbok /27/, /28/.

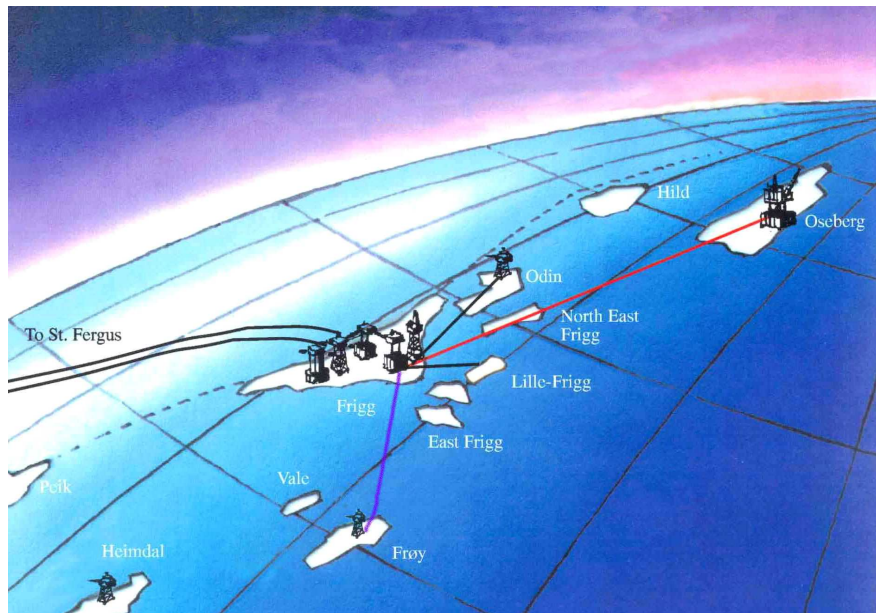
Videre skal det angis tiltak for å motvirke/reducere eventuelle negative konsekvenser og forsterke eventuelle positive konsekvenser.

2.2 Bakgrunn

Frostpiperørledningen er opprinnelig et transportsystem for olje og kondensat fra Lille-Frigg og Frøy via Frigg TCP2 til Oseberg A. Systemet var videre koblet opp mot Oseberg Transportsystem (OTS) til Sture. Det ble utarbeidet en konsekvensutredning for transportsystemet og dets alternativer i forbindelse med innsending av Plan for anlegg og drift (PAD) for transportsystemet i 1991 /32/. Denne utredningen belyste kun anleggs- og driftsfasene.

Rørledningene fra Lille-Frigg og Frøy til Frigg er tidligere konsekvensutredet separat knyttet til avvikling av disse feltene /38/ /39/. Rørledningen fra Oseberg til Sture er videre ikke omhandlet av denne utredningen.

Frostpiperørledningen fra Frigg til Oseberg har en diameter på 16" og er ca 82 km lang. Vanndybden i området er 95-110 m, generelt økende mot Oseberg.



Figur 2-1 Lokalisering av Frostpipe i Nordsjøen i forhold til annen infrastruktur.

Plan for anlegg og drift av Frostpipe ble godkjent i 1992. Rørledningen ble lagt i 1993 og kom i drift i forbindelse med oppstart av Lille-Frigg i mai 1994.

Produksjonen på Lille-Frigg ble avsluttet i 1999. Produksjonen på Frøy ble avsluttet i 2001, og Frostpipe-systemet er nå overflødig. På bakgrunn av dette utarbeides en avslutningsplan (med konsekvensutredning) for rørsystemet. Siden en blant annet har vurdert flere muligheter for gjenbruk av rørledningen har arbeidet med avslutningsplanen pågått over en årrekke.

Rettighetshaverne til rørsystemet er som følger:

• TOTAL E&P Norge AS (Operatør)	36,25%
• Petoro	30,00%
• StatoilHydro	33,75%

2.3 Planer

Disponeringsplanen for Frostpipe leveres inn og forventes behandlet i løpet av våren 2009.

Planen er at arbeidet knyttet til disponering av rørledningen skal gjennomføres i 2010. Dette vil muliggjøre et potensielt fremtidig gjenbruk.

2.4 Regelverk og myndighetsprosess

Proessen knyttet til avvikling og disponering av offshore innretninger (inkludert rørledninger) er underlagt bestemmelsene i petroleumsloven, jfr. lovens kapittel 5. Loven stiller krav til tidspunkt og prosess for innlevering, og hvilke dokumenter som skal utarbeides som beslutningsgrunnlag for disponering. Spesifikt innebærer dette innlevering av en avslutningsplan som et beslutningsgrunnlag for myndighetene for disponering av feltets innretninger (inkludert rørledninger).

I følge petroleumsloven skal en beslutning om endelig disponering i hvert enkelt tilfelle fattes på grunnlag av en bred vurdering, med fokus på tekniske, sikkerhetsmessige, miljømessige og økonomiske forhold, samt andre brukere av havet. Loven legger opp til en prosess hvor sosio-økonomiske forhold (bl.a. kostnader og personellrisiko) vurderes i forhold til miljø, fiskerier og andre brukere av havet. Alternativ bruk skal også vurderes i forhold til relevans.

Lovens forskrifter av 27. juni 1997 nr. 653 stiller videre krav til innholdet i avslutningsplanen. Planen skal bestå av en disponeringsdel og en konsekvensutredning. Krav om konsekvensutredning i forbindelse med feltavvikling er nedfelt i petroleumslovens bestemmelser, jfr. § 5 – 1 og forskriftenes § 45. Konsekvensutredningen skal inneholde en beskrivelse av virkningen hvert av de aktuelle disponeringsalternativ kan få for nærings- og miljømessige forhold, og hva som kan gjøres for å redusere utslipp knyttet til disponering og avbøte eventuelle skader og ulemper.

Norske myndigheter har utgitt en veiledning for utbygging og drift (PUD) mv., som også omhandler konsekvensutredning /27/¹. Denne inneholder ikke veiledning knyttet til avvikling og disponering, med unntak av den delen som skal inngå i forbindelse med PUD, jfr. veiledningens § 2.12. For avvikling legges konsekvensutredningene derfor opp faglig og metodisk sett i henhold til OLF's håndbok for konsekvensutredning knyttet til avvikling /28/. Prosessen følger imidlertid veilederen for PUD/PAD.

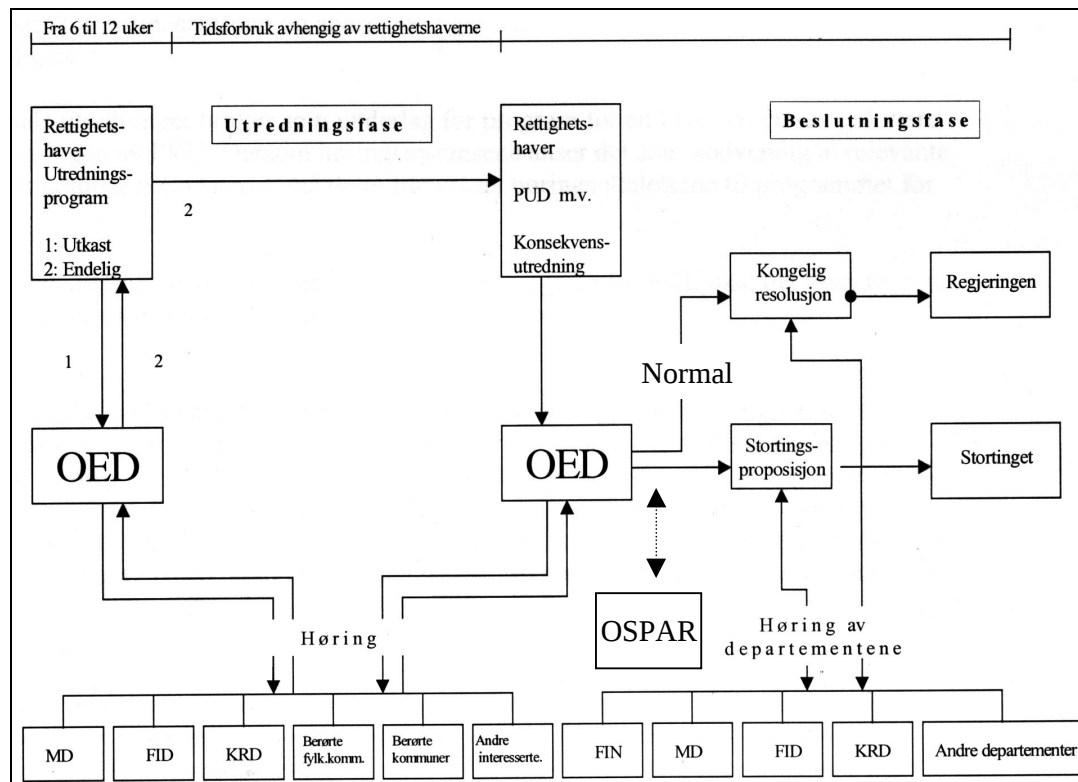
Konsekvensutredningsprosessen starter med at rettighetshaverne, i god tid før fremleggelse av avslutningsplanen, skal sende departementet et forslag til utredningsprogram. Forslaget skal gi en kort beskrivelse av aktuelle disponeringsalternativer, og på bakgrunn av tilgjengelig

¹ Veiledningen er pt under revisjon. Siden KU-prosessen har pågått siden 2000 er veileder fra 2000 /ref 27/ lagt til grunn.

kunnskap beskrive antatte virkninger for miljø og for andre næringer. Videre skal forslaget angi behovet for ytterligere dokumentasjon eller studier for bedre å klargjøre virkningene av tiltaket. Forslag til utredningsprogram for Frostpipe ble levert myndighetene 22. desember 2000. Endelig program ble fastsatt av OED 4. april 2001. Høringsuttalelsene til programforslaget er presentert og diskutert i kapittel 3.2.

Den formelle beslutningsprosessen knyttet til konsekvensutredning for offshore avvikling følger i noen trekk prosessen for konsekvensutredning knyttet til utbygging og drift (som del av PUD), se figur 2-2. Det er imidlertid noe forskjell i beslutningsfasen, samt varighet av fasene.

I henhold til petroleumsloven fatter departementet (OED) vedtak om endelig disponering gjennom kongen i statsråd (ref, bla St. meld. nr 47 1999-2000) (jfr. petroleumslovens §5-3). Kostnadsramme for avviklingen, samt disponeringsløsning, kan imidlertid endre saksbehandlingen. Frem til i dag har normal prosess for avvikling av rørledninger vært at OED, på bakgrunn av konsekvensutredningen og uttalelser til denne, utarbeider en stortingsproposisjon og at Stortinget fatter vedtak.



Figur 2-2. Antatt generell planprosess for KU ved avvikling. Basert på veiledning for PUD og PAD /27/, og noe endret for beslutningsfasen.

3.0 Problemstillinger

For disponering av overflødige rørledninger er de mest sentrale problemstillingene vurdert å være:

- Hva er virkningene på miljø, på kort og lang sikt, for ulike disponeringsløsninger?
- Hva er virkningene på utøvelse av fisket i området, dersom en etterlater rørledningen, på kort og lang sikt?
- Hvordan vil disse virkningene reduseres dersom en grøfter ned eller overdekker rørledningene?
- Hva er virkningene på samfunn for de ulike disponeringsløsningene?

3.1 Tema for utredning

De faglige temaene som utredes er avgrenset i henhold til hva som er vurdert som relevant for rørledninger generelt, og spesifikt for de aktuelle problemstillinger og alternative disponeringsløsninger som er aktuelle for Frostpipe.

Disse er:

- Energiforbruk og -balanse
- Utslipp til luft fra aktiviteter knyttet til disponering
- Utlekking og utslipp til sjø
- Fysiske miljøkonsekvenser, hovedsakelig konsekvenser på habitat, vannkvalitet, mm.
- Material- og avfallsbalanse
- Forsøplingspotensial
- Konsekvenser på nærmiljø (støy, trafikk)
- Konsekvenser for fiskeri
- Sysselsettingsvirkninger
- Sikkerhet for personell

3.2 Utredningsprogrammet

Et forslag til utredningsprogram ble utarbeidet og oversendt OED i desember 2000. Dette har vært på høring hos berørte instanser og relevante organisasjoner. Selv om dette nå er en del år tilbake i tid vurderes problemstillinger og kommentarer fremdeles som gyldige.

Svarbrev ble mottatt fra 11 instanser, hvorav fem hadde kommentarer til forslaget. Disse er kort summert under sammen med en vurdering av disse uttalelsene.

Uttalelse fra Oljedirektoratet	Kommentarer til uttalelsen
De informerer om at det vil bli lagt stor vekt på vurderinger omkring gjenbruksmuligheter for Frostpipe ved behandling av avslutningsplanen.	Å vurdere muligheter for gjenbruk har vært og er svært sentralt for rettighetshaverne. Det er derfor brukt svært lang tid i prosessen frem mot en avslutningsplan. Det er likevel ikke identifisert noen konkrete bruksformål for Frostpipe, og videre/annen bruk av rørledningen er derfor ikke utredet i konsekvensutredningen. Det er likevel listet muligheter for gjenbruk som kan bli aktuelle dersom politiske og økonomiske forhold tilsier dette. Mulighetene for ytterligere/annen bruk av Frostpipe vurderes derfor kontinuerlig, og operatøren vil følge opp spørsmålet knyttet til gjenbruk med de aktuelle myndigheter og næringsinteresser. Rørledningen er derfor preservert ved at den er fylt med sjøvann tilsatt oksygenfortrenger og biocid. Skal rørledningen nyttiggjøres videre, må den beskyttes ytterligere ved at partier som ligger i et område hvor bunnen er forholdsvis ustabil, grøftes ned eller overdekkes.
Uttalelse fra Fiskeridirektoratet	Kommentarer til uttalelsen
Det må fremgå hvem som skal ha eieransvaret ved eventuell etterlatelse av rørledningen. Det må videre utredes et forslag til overvåkingsprogram for inspeksjon av en eventuelt etterlatt rørledning	Ved etterlatelse tolkes dagens regelverk dit hen at eierskap og ansvar tilknyttet rørledningen forblir hos rettighetshaverne. For inspeksjon vil Total følge de retningslinjer som er gitt i St melding 47: <i>"Dersom det velges en disponeringsløsning basert på nedgraving av rørledning eller kabel, skal det etter gjennomføringen av arbeidet foretas en inspeksjon av traséen for å forsikre seg om at innretningen er forsvarlig nedgravd, dvs. på en slik måte at den ikke anses å kunne medføre fremtidige ulemper eller sikkerhetsrisiko for fisket. Dersom en velger å etterlate rørledning eller kabel som allerede er nedgravd eller naturlig tildekket, skal det dokumenteres, evt. ved inspeksjon, at nedgravingen/tildekkingen er forsvarlig. En eventuell inspeksjon skal foregå i samråd med ansvarlige fiskeri- og miljøvernmyndigheter"</i>. Forhold knyttet til fremtidig overvåking/inspeksjon er dekket i utredningen.
Uttalelse fra Aetat	Kommentarer til uttalelsen
Det må legges frem et anslag på antall årsverk som forventes fra de ulike alternativer, fordelt på yrkesgrupper og tidsperiode.	Kommentaren er ivarettatt i utredningen.
Uttalelse fra Forsvarsdepartementet og Forsvarets bygningstjeneste	Kommentarer til uttalelsen
De er prinsipielt imot at innretninger etter oljevirkomheten etterlates. Nødvendig merking på sjøkart er derfor nødvendig dersom noe etterlates.	Kommentaren tas til etterretning. Rørledningen finnes allerede avmerket på sjøkart.

Uttalelse fra Norsk Gassforum	Kommentarer til uttalelsen
De mener at rørledningen kan nyttes som olje/kondensattransport fra Frigg/Heimdalfeltene. Samlede kostnader basert på tap av råstoff for foredling og potensiell samlet verdiskapning i Norge må klarlegges for alternativet hvor rørledningen ikke gjenbrukes.	Den muligheten for gjenbruk som nevnes studeres også av operatøren. Frostpipe er en liten brikke i et stort system dersom det skal tilrettelegges for slik transport. Det ligger utenfor foreliggende utredning å diskutere disse forholdene, og de vil bli tatt opp med de aktuelle myndigheter og interessenter. Dette diskuteres i mer detalj i disponeringsplanen.

3.3 Metode

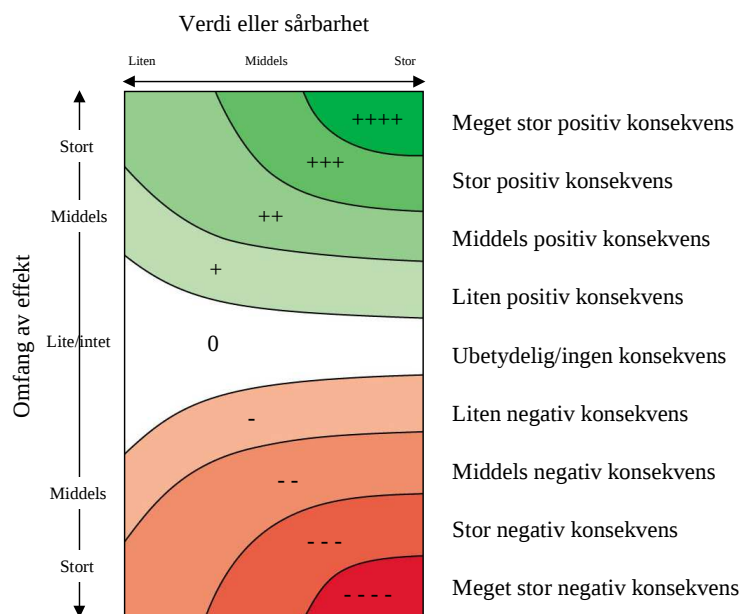
De faglige metoder som er lagt til grunn for utredningen følger anbefalingene gitt i OLF's håndbok for konsekvensutredning ved avvikling /28/. For beskrivelse av de enkelte faglige metoder vises det til denne (jfr. www.olf.no).

Nedenfor følger imidlertid en beskrivelse av den metoden som er benyttet for å samordne konsekvensvurderingene i et enhetlig system. Denne er tidligere benyttet for flere konsekvensutredninger for avvikling, bla. Ekofisk I og Frigg.

Prinsippet med metoden er å skille viktige konsekvenser fra mindre viktige konsekvenser, også for effekter som ikke kan kvantifiseres. Dette gjøres ved å vurdere viktigheten av effekten i det området konsekvensen oppstår (*verdi* eller *sårbarhet*). Koblet mot omfanget av effekten bestemmes da den totale konsekvensen. For kvantifiserbare konsekvenser kan det utarbeides konsekvenskategorier som samsvarer med betegnelsene som brukes i metoden.

Verdien av de ulike tema kartlegges gjennom faglig dokumentasjon, spørreskjema, intervjuer eller informasjonsmøter. Interessentenes vurderinger kommer således også fram. **Omfanget** av tiltaket innenfor det aktuelle tema vurderes av fagfolk. Med denne bakgrunn kan man kunne beskrive **betydningen** av endringer innenfor ulike tema (dvs. konsekvensen).

Metoden er skissert i Figur 3-1.



Figur 3-1 Metode for vurdering av ikke-kvantifiserbare konsekvenser.

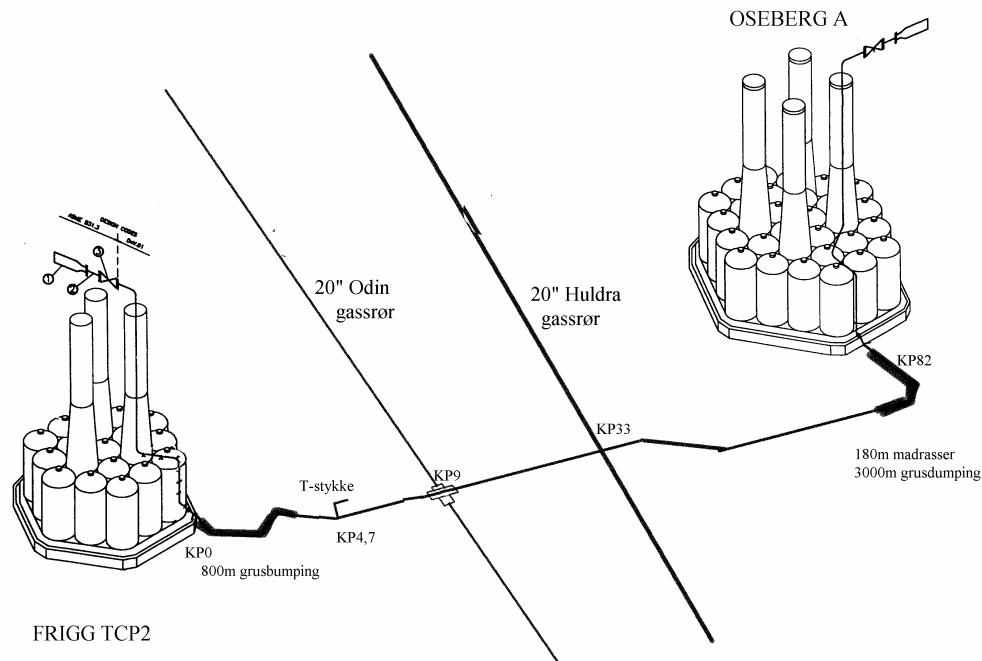
Det er utført beregninger av energiforhold for de aktuelle alternativene. Dette er basert på anslag for varighet av operasjoner, type fartøy og data om materialmengder i rørledningene. Basisdata for energi (drivstofforbruk, energi for omsmelting, osv.) er hentet fra internasjonal standard /1/.

For utslipp til luft er det kun sett på operasjoner relatert til aktiviteter knyttet direkte til disponeringsløsningen. Det betyr at det ikke er lagt til grunn en livsløpstankegang slik som for energi. Dette er gjort for å få frem den direkte virkningen, og for å få et mer nyansert bilde av situasjonen i tillegg til energibetraktningene. Utslipp er således hovedsakelig knyttet til fartøyoperasjoner, hogging, transport og omsmelting av stål.

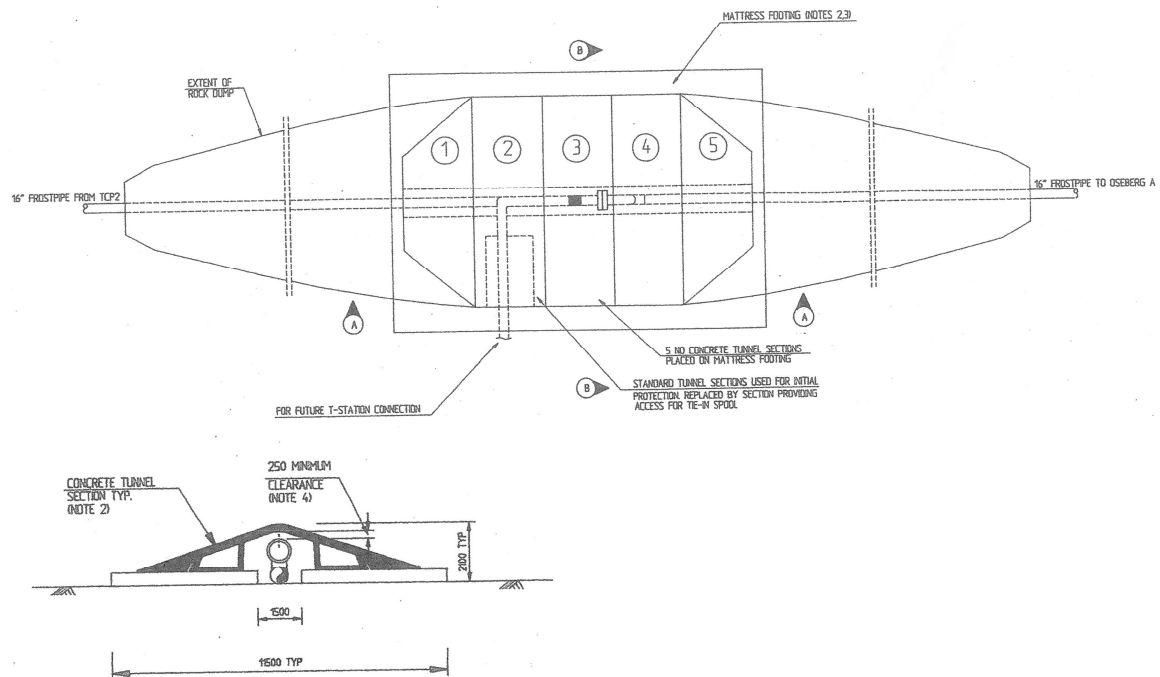
4.0 Beskrivelse av rørsystemet

4.1 Rørtrasè

Den 82 km lange 16" Frostpipe-rørledningen ligger generelt eksponert på havbunnen fra Frigg TCP2 til Oseberg A (Figur 4-1). I begge ender var rørledningen knyttet opp mot innretningen med et stigerør. Mellom selve rørledningen og stigerøret ligger/lå et rørstykke. Dette har litt tykkere rørdimensjon enn resten av rørledningen. På Frigg-siden er røret kuttet ved 500m sonen og plugget. Delen innenfor 500m-sonen er fjernet. Ved avstand 4,7 km fra Frigg er rørledningen påmontert et T-stykke, som ved legging var tiltenkt mulig oppknytting til fremtidige rørsystemer. Dette har imidlertid ikke blitt aktuelt. Over T-stykket er det plassert en beskyttelsesstruktur av betong og det er videre dekket av betongmatter og stein. Total høyde av konstruksjonen er 2,1 m. Bredden er ca 10-12m noe som gir konstruksjonen en flat utforming som skal sikre enkel overtråling. Konstruksjonen sett fra oven og i snitt er vist i figur Figur 4-2. Ca. 9 km fra Frigg krysser Frostpipe over Odin-rørledningen (20"). Denne er ikke i bruk, og er av myndighetene anbefalt nedgravd i havbunnen (jf. St meld 47, kap. 5.1). Ca 33 km fra Frigg krysses Frostpipe av 22" rørledningen fra Huldra til Heimdal. Helt opp mot Oseberg krysser Tune-rørledningen over Frostpipe.



Figur 4-1 Illustrasjon av infrastruktur og overkryssninger for Frostpipe-rørledningen mellom Frigg og Oseberg.

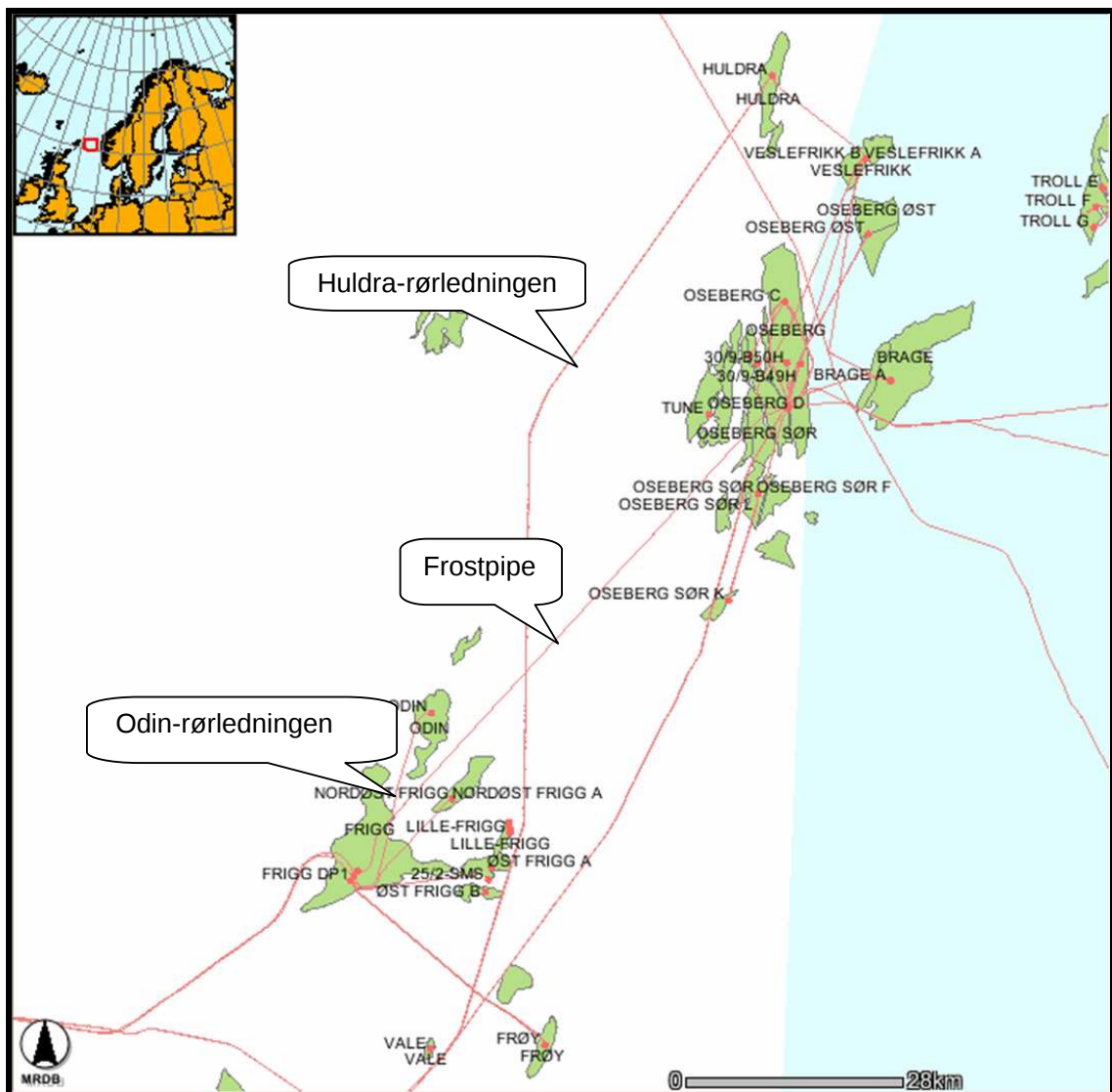


Figur 4-2. T-stykke sett ovenfra (øverst) og tverrsnitt (nederst).

Geografisk plassering av rørsystemet i forhold til annen infrastruktur i denne del av Nordsjøen er angitt i Figur 4-3.

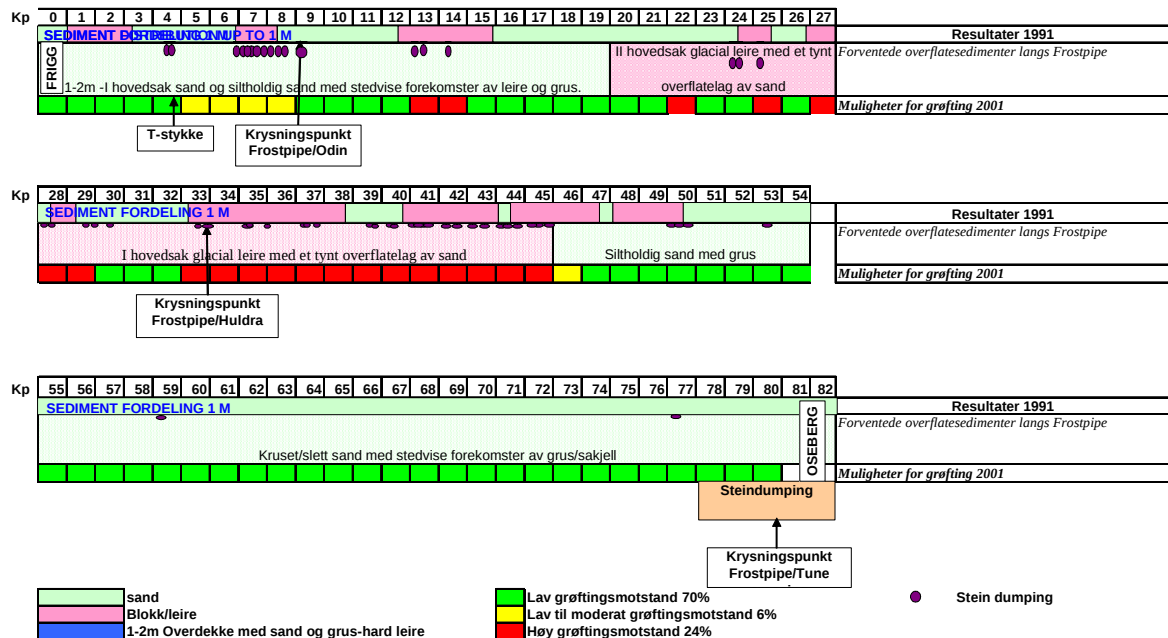
Grusdumping har blitt gjennomført på 55 steder langs rørledningen. Totalt er vel 55.000 tonn stein og grus dumpet over rørledningen. De grusdumpede områdene utgjør omlag 6 % av strekningen fra Frigg til Oseberg (Figur 4-4).

Dette er hovedsakelig i områder hvor havbunnen består av leire. Rørledningene er også dekket med grus i området inn mot Oseberg (180-3000 m fra innretningen) for å hindre konsekvenser fra for eksempel fallende last, oppankring osv. Steindumping er også utført ved kryssningspunktene med andre rørledninger, over større frie spenn og ved T-stykket (Figur 4-2). Havbunnen langs rørledningens trasé består av et sandlag som varierer i tykkelse (0,5m-2,5m). Sandlaget ligger på blokkholdig hard leire. Leirlaget stikker enkelte steder opp av sandlaget. Sand finnes langs 57 km av rørledningen, sand og grus langs 5 km og sand med blokkholdig leire langs 19 km av strekningen.



Figur 4-3. Geografisk plassering av Frostpipe i Frigg-Osebergområdet.

Bunnen beskrives som dynamisk, og hyppige endringer av plassering, høyde og lengde til frie spenn er rapportert. Totalt ble 1 657 spenn registrert i 2001, og utstrekningen av frie spenn kan dermed beskrives som ekstensiv. Inspeksjonen viser imidlertid at de fleste spennene (90,4 %) har en høyde mindre enn 0,1, mens 9,6 % av spennene har en høyde som er større enn 1,5 m. Det lengste frispennet er 59 m (KP 37.669-KP37.728). Frie spenn med lav høyde vurderes som uproblematisk i forhold til mulig fastheking av trål. Fem frispenn mangler såkalte "touchdowns" (støttepunkt i et frispenn < 1 m) eller har "under-frispenn" som er 40 m eller mer. Maksimal frispennlengde, vurdert i forhold til sikker tretthetskapasitet, er beregnet til 40m. Tilførsel av grus har ført til at lengden til de tre frispennene som er evaluert som de mest kritiske med hensyn til tretthetskapasitet (1998-2001), har minket eller holdt seg konstant i denne perioden.



Figur 4-4 Typer av overflatesedimenter langs trasèen, angivelse av steindumpete områder, samt krysningspunkt med andre rørledninger. Figuren gir også en indikasjon på hvor enkelt en vurderer havbunnen å være i forhold til nedgraving.

Endene på rørledningen er/var stabilisert med betongmadrasser, totalt 24 stykker med en totalvekt på ca 87 tonn. På Frigg-siden er disse tatt opp og fraktet til land (Figur 4-5).

Rørledningen er designet for en levetid på 30 år.

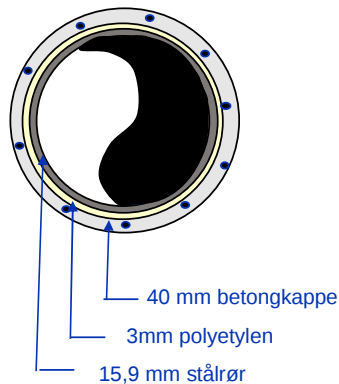


Figur 4-5. Fjerning av betongmatter som en del av fjerningsarbeidet ved Frigg.

4.2 Materialtyper og -mengder

Rørledningen er laget i stål (kvalitet API-5L-X52) med en tykkelse på 15,9 mm. Inn mot innretningene på rørstykkene er veggtykkelsen større, 25,7 med mer (delen mot Frigg er nå fjernet).

Stålrøret er beskyttet med et 3mm polyetylenlag og et 40 mm tykt lag av armert betong. Bender og skjøter på rørledningen er i tillegg beskyttet med et 9 mm tykt lag av glassfiberarmert epoksy.



Figur 4-6. Snittegning av rørledningen med dimensjoner og materialer.

Rørledningen er også korrosjonsbeskyttet med sinkanoder. Disse består hovedsakelig av sink, med sporkonsentrasjoner av aluminium, magnesium, kadmium, jern, kobber, bly og tinn. Andelen av kadmium er 0,02-0,07% mens andelen av bly er mindre enn 0,006%.

Vektanslag for materialene i rørledningen er gitt i Tabell 4-1.

Tabell 4-1 Materialmengder i Frostpipe.

Material	Vekt (tonn)
Stål	12.500
Polypropylen/epoksy	730
Betong	9.900
Anoder	106 (147 tonn ved installering)
Totalt (avrundet)	34.000

Pigging av rørledningen viser at det finnes noe voks. Ingen radioaktivitet er avdekket i denne. Undersøkelser av dette i Frøy oljerør er også negative. Det forventes derfor ingen lavradioaktive avleiringer i Frostpiperøret.

5.0 Alternative disponeringsløsninger

I henhold til petroleumslovens bestemmelser (jfr. § 5 – 1) kan avslutningsplanen omfatte en vurdering av følgende alternativer for disponering:

- Videre bruk i petroleumsvirksomheten
- Annen bruk
- Hel eller delvis fjerning
- Etterlatelse

Det er ikke identifisert noen konkrete bruksformål for Frostpipe, og videre/annen bruk av rørledningen er derfor ikke utredet i konsekvensutredningen. Mulighetene for ytterligere/annen bruk av Frostpipe vurderes likevel kontinuerlig. Rørledningen er derfor preservert ved at den er fylt med sjøvann tilsatt oksygenfjortrenger og biocid. Skal rørledningen nyttiggjøres videre, må den beskyttes ytterligere ved at partier som ligger i et område hvor bunnen er forholdsvis ustabil, grøftes ned eller overdekkes. Dette er derfor tillagt vekt i vurderingen av disponering.

Potensiell bruk av rørledningen kan for eksempel være relatert til eventuelle ønsker om å videreføre en olje/gassledning fra Oseberg-området via Frigg og Frøy (16" vanninjeksjons-rørledningen) til Heimdal, med muligheter for oljeeksport til Storbritannia, eventuelt i motsatt retning for å kanalisere olje/kondensattransport fra Heimdal-området til Oseberg/Sture (se eksisterende ledninger på figur 2-1). Slike muligheter er ikke vurdert i denne konsekvensutredningen.

Arbeidet med vurderinger av mulige disponeringsløsninger for Frostpipe har foregått siden 2000. I de første vurderingene så en på "rendyrkede" disponeringsløsninger, dvs. full fjerning, fullstendig nedgraving, fullstendig steindumping. Etter hvert som kunnskapen om de ulike metodene for disponering har økt, for eksempel som følge av disponeringsarbeidet på Frigg, og at en har innhentet oppdatert informasjon om havbunnens beskaffenhet /34/, har en i større grad vurdert ulike løsninger basert på kombinasjoner av disponeringsmetoder. Dette for å optimalisere både i forhold til økonomi og miljø.

5.1 Aktuelle disponeringsløsninger

Følgende disponeringsløsninger for Frostpipe er vurdert som aktuelle og er utredet og presentert i foreliggende konsekvensutredning:

- | | |
|--------------|---|
| Alternativ 1 | Etterlate – hele rørledningen grøftes ned i havbunnen |
| Alternativ 2 | Etterlate – hele rørledningen steindumpes |
| Alternativ 3 | Etterlate – kombinasjon av grøfting og steindumping |
| Alternativ 4 | Etterlate – rørledningen graves ned i viktigste fiskeriområde (tobis) |
| Alternativ 5 | Fjerning av hele rørledningen |

Den delen av Frostpipe som lå innenfor Frigg sin 500m sone er fjernet, oksygenfjerner er tilsatt rørledningen, og enden er plugget og gravet ned. Denne delen er derfor ikke videre omtalt i foreliggende konsekvensutredning. Den delen av Frostpipe som ligger innenfor Oseberg sin 500m sone inngår i foreliggende plan, men disponeringsarbeid vil måtte foregå sammen med fremtidig disponeringsarbeid tilknyttet Oseberg. Kostnaden er imidlertid tatt hensyn til i disponeringsplanen for Frostpipe.

Alternativ 5 (fullstendig fjerning) innebærer at grusdumpet område over/rundt T-stykket graves bort (400m^3) og at T-stykket med beskyttelsesstruktur i betong fjernes. For de andre alternativene foreslås dette etterlatt i overgruset tilstand da det besørger en god overtråling. Nedenfor følger en nærmere beskrivelse av de fem overnevnte disponeringsløsningene.

5.1.1 Alternativ 1: Etterlate – hele rørledningen grøftes ned i havbunnen

I tidligere vurderinger ble det konkludert at havbunnen vil være for hard i enkelte områder til at hele rørledningen kan grøftes ned i havbunnen. Ny kunnskap om ulike metoder for nedgrøfting medfører at en nå mener nedgrøfting av hele rørlengden er teknisk gjennomførbart. Steindumpeområder langs rørledningen medfører imidlertid en økt kompleksitet.

T-stykket med tilhørende betongmadrasser og beskyttelsesstruktur vil etterlates og forblir overgruset ved dette disponeringsalternativet.

For grøfting i områder med relativt hard bunn må en benytte grøfteutstyr som krever mer energi og tidsbruk. Praktisk sett vil det være lite hensiktsmessig å benytte to ulike grøfteteknikker for en grøfteoperasjon. Stein langs rørledningen må fjernes i forkant uavhengig av metode. Ulike grøfteteknikker er kort beskrevet under:

Nedgraving kan utføres ved at en "løfter" opp rørledningen og ploger under, og sedimenter ploges tilbake ("backfill plowing"). Det finnes ulike typer av plogutstyr på markedet (se eksempel i Figur 5-1). Enkelte teknikker kan kombinere pløying og tilbakefylling, mens for andre teknikker må dette gjøres i to operasjoner.

Hastigheten på grøftingen er anslått til rundt 200m per time (100m per time i leire og 250-350m per time i sand), men vil avhenge noe av sedimentenes beskaffenhet og metode. Eventuell tilbakefyllingshastighet er antatt til ca 400m per time. I området hvor ledningen krysser over/under andre kabler og rør vil grøftearbeidet ta noe lengre tid.



Figur 5-1. Eksempler på plog og plogeoperasjonen under rør.

Nedspyling skjer ved hjelp av et spyleaggregat som plasseres over rørledningen (Figur 5-2). Ved nedspyling fluidiseres bunnmaterialet under røret ved hjelp av vannstråler med stort trykk og spyles bort. Deretter synker røret ned i bunnen av egen tyngde. Selve grøften er anslagsvis 1 m dyp og ca 0,5 m bred. Spyleaggregatet flyttes fremover langs ledningen ettersom spylingen foregår. Grøften etterfylles naturlig av det omkringliggende sedimentet, eventuelt ved spyling i innerkanten av grøften. Spyleaggregatet er koblet til et fartøy som styrer og overvåker operasjonen. Fremdriften ved spyling er ca 2-4 km per døgn.



Figur 5-2. Illustrasjon av nedgrøfting ved vannspyling, venstre (Kilde: Gassco) og utstyr for nedgraving i hard havbunn (høyre).

Undersøkelser som er gjort har identifisert steinblokker som ligger oppe på/nedsunket i sedimentene samt at det er en del steinfyllinger langs rørledningen. Stein vil skape problemer ved bruk av vannspyling for grøfting. Det må derfor forut for grøftingen gjøres et arbeid hvor stein/steindumper fjernes fra rørledningen. Dette vil normalt pumpes bort, et arbeid som er estimert til en varighet på knapt 40 dager.

Spesielt utstyr er utviklet for nedgraving i hard leirholdig sjøbunn. Plog og vannspyling kan benyttes i mykere leire og i sandig havbunn. Det antas at plog / vannspyling kan benyttes langs det meste av traséen, med mulighet for bruk av spesialutstyr på harde/vanskelige områder. Etter nedgraving må arbeidet verifiseres, og status på overdekningen må igjen verifiseres etter en tid. Antatt varighet for grøftearbeidet er ca 60 dager.

Typiske fartøyer som kan drive grøfting med henholdsvis spyleutstyr og plogging er vist under. Fartøy for plogging er generelt større/større trekkraft.



Figur 5-3. Offshore fartøy for bruk av vannspyliegrøfting (Island Pioneer) og plogging (Far Sovereign)

5.1.2 Alternativ 2: Etterlate – hele rørlengden overgruset

Dette alternativet innebærer at hele rørledningen vil bli overgruset. Til dette benyttes spesialdesignede steindumpefartøyer.

Fra steindumpingsfartøyet påføres grus/stein gjennom en "fall pipe", dvs. et rør fra fartøyet til like over rørledningen (se figur 5-4). Dette besørger en forholdsvis nøyaktig overdekning.

Det er beregnet at i størrelsesorden 386 000 tonn stein/grus må påføres for å overdekke resterende deler av Frostpipe. Dette tilsvarer ca 23 skipslaster med stein/grus. Antatt varighet av arbeidet er ca 190 dager. Overgrusingen må verifiseres etter endt operasjon.

T-stykket med tilhørende betongmadrasser og beskyttelsesstruktur vil etterlates og forblir overgruset.



Figur 5-4 . Illustrasjon av steindumping over rørledning (Kilde: Gassco)

5.1.3 Alternativ 3 Etterlate – kombinasjon av grøfting og steindumping

Dette alternativet kombinerer alternativene 1 og 2 ved primært å grave ned så mye som praktisk mulig med den grøftemetoden som velges og å steindumpe resterende strekninger.

Fordelen med dette alternativet i forhold til fullstendig grøfting er at en unngår å måtte fjerne all stein langs traséen i forkant for nedgraving, fjerner risiko forbundet med nedgraving i hard havbunn (som da steindumpes), og at operasjonene således blir hurtigere, mer effektive og mindre energikrevende. Dette gir også økonomiske besparelser.

I hovedsak vil rørledningen grøftes ned, anslagsvis over 95%. For å muliggjøre dette må en del eksisterende steinfyllinger fjernes, om lag 15 områder. I tillegg må det dumpes noe mer stein i spesielle områder hvor rørledningen ikke kan grøftes ned (totalt ca 2 km), for eksempel ved T-stykket og krysningspunkt med andre rørledninger. Omfanget av stein som må påfylles er beregnet til ca 6500 m³. I området hvor det tradisjonelt har vært et tobisfiske (jf. figur xx) /44/ vil rørledningen bli grøftet ned. Varigheten av operasjonene offshore er beregnet til ca 80 døgn.

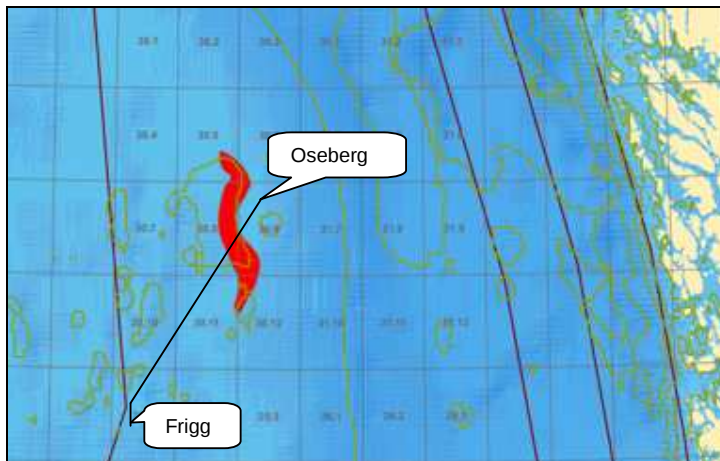
Ved krysningspunktene med Odin og Huldra anbefales ingen endringer.

T-stykket med tilhørende betongmadrasser og beskyttelsesstruktur vil etterlates og forblir overgruset.

5.1.4 Alternativ 4 Etterlate – rørledningen graves ned i viktigste fiskeriområde (tobis)

Hensikten med dette alternativet er å grave ned rørledningen i det området hvor det tidligere (før 1996) ble drevet tobisfiske. Resterende strekning vil i stor grad grusdumpes for å gi en sikker situasjon i forhold til fiske (bunntråling) i et langtidsperspektiv.

En strekning på 37 km vil bli grøftet ned (fra Oseberg og SV for tobisfeltet, jf. figur 5-5) mens omfanget av steindumping er anslått til 44 km, 14 laster og omkring 115 000 m³.



Figur 5-5. Tobisområde på Vikingbanken (Kilde: Havforskningsinstituttet). Frostpipe indikert.

5.1.5 Alternativ 5: Fullstendig fjerning

Dette alternativet innebærer at hele rørledningen fjernes.

Rørledningen vil som en del av fjerningen bli tømt for biocidtilsatt vann. Grusen ved T-stykket vil bli gravd bort, og betongmatter, beskyttelsesstruktur og T-stykket vil fjernes.

I krysningspunkt med andre Odin-rørledningen vil grus bli gravd vekk og betongmatter fjernet. Dette arbeidet skjer ved hjelp av konstruksjonsfartøy. Rørledninger fra Huldra og Tune overkrysser Frostpipe og er i drift, og Frostpipe vil her bli kuttet så nært krysningspunktet som mulig, dvs. hvor røret går inn i steinfyllingen. Frostpipe krysser over Odin-rørledningen, og mulige problemer er da knyttet til steinfyllingen. Langs rørledningen ligger totalt 55 grusdumper som i hovedsak har en lengde på mellom 20 og 60m. Det vil bli benyttet sugestyr/ejektor for å fjerne grus/stein fra røret før fjerning.

Fjerning av rørledningen er foreslått ved reversert S-leggemetode. Røret løftes opp på opptaksfartøyet, hvor røret kappes på dekk i lengder på en eller to rørenheter. T-stykket følger med når rørledningen dras opp på dekk. Forut for dette fjernes beskyttelsesstrukturen for T-stykket. Det er anslått at hele fjerningsoperasjonen på feltet tar ca 5 måneder.



Figur 5-6. Eksempel på S-leggefartøy (Kilde: Allseas)

På land er følgende operasjoner antatt å måtte utføres:

- Fjerne betongkappe og korrosjonsbeskyttelse
- Kutte stålrørene i passende enheter (lengde på maksimum 1,5m)
- Transportere stål og anoder til smelteverk
- Transportere betong og korrosjonsbeskyttelse til gjenbrukslokalitet/avfallsfylling

En del av operasjonene på land er aldri utført i stor skala. Det er derfor en del usikkerhet knyttet til bla. fjerning og separering av korrosjonsbeskyttende lag, og hvordan avfallsmassene best disponeres. Det er imidlertid opparbeidet noe kunnskap gjennom fjerningen av rør innen 500m sonen til Frigg-feltet:

- Betong – benyttet som toppdekke på landfylling
- Plastbeskyttelse (coating) – dårlig marked for gjenvinning nå slik at dette har gått til deponi
- Stålrør – delvis gjenbruk/salg og resterende er gått til gjenvinning/omsmelting

6.0 Miljømessige konsekvenser

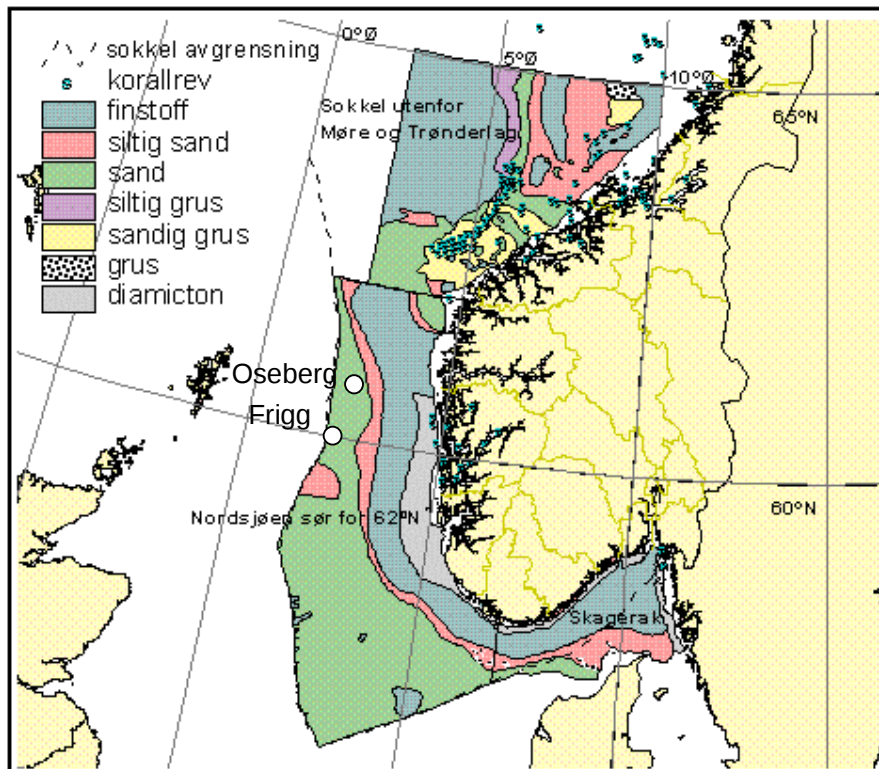
6.1 Nåtilstand – naturressurser og miljø

Den regionale konsekvensutredningen for Nordsjøen (RKU) /29/ gir en grundig beskrivelse av forekomst og utbredelse av naturressurser i Nordsjøen. Disponeringsalternativene for Frostpipe vurderes generelt å innebære svært lite påvirkning av naturressursene, hovedsakelig begrenset til bunndyrssamfunnet i det umiddelbare nærområdet til rør-trasséen. Det gis derfor ikke noen inngående beskrivelse av naturressursene i Frigg-Osebergområdet, og det henvises til RKU for nærmere beskrivelser.

Miljøtilstanden rundt felt i drift overvåkes regelmessig. Frigg-feltet inngår i region II (Frigg-Heimdal) mens Oseberg inngår i region III (Tampen-området). Resultatene fra disse undersøkelsene angir status på sedimentkvalitet og påvirkning på bunndyrssamfunn. Det er vurdert at resultatene fra undersøkelser rundt disse feltene er tilstrekkelig til å kunne karakterisere tilstanden langs Frostpipe.

6.1.1 Bunnforhold

Havbunnen i området mellom Frigg og Oseberg domineres av sand (Figur 6-1). Det finnes imidlertid enkelte mindre områder med leire. Ved Frigg er innholdet av sand målt til 97-98%, hvor vel 87-90% er fin sand /1/. Rundt Odin er 71-87% fin sand /2/, og ved Oseberg 71-79% fin sand. Fiskerikart over området antyder også at det finnes noe stein på bunnen mellom Frigg og Oseberg ("Gamle" Vikingbanken).



Figur 6-1 Type bunnsbstrat på norsk sokkel /5/.

6.1.2 Miljøtilstand

Den regionale miljøundersøkelsen for Region II i 2006 /33/ gir en god indikasjon på miljøtilstanden ved Frigg. Data for Oseberg er ekstrahert fra Miljøundersøkelse i Region III, 2004 /45/. En del utvalgte resultater er presentert i Tabell 6-1. Disse er for referansens del sammenstilt mot tilstandsklasse I av SFTs kvalitetskriterier for sediment i fjorder og kystfarvann /23/. Dette gir en indikasjon på sedimentenes kjemiske miljøtilstand.

Tabell 6-1 Konsentrasjon av olje og utvalgte tungmetaller i området Frigg – Oseberg /33, 45 og 46/, sett i forhold til SFTs kriterier for sedimentkvalitet klasse I /23/. Alle verdier er gitt i mg/kg og "na" indikerer at prøvene ikke er analysert. Metallundersøkelser av kadmium, bly og kobber er ikke utført ved Frigg i 2006 og verdiene for 1997 er derfor tatt med.

Område	Olje (THC)	Kadmium (Cd)	Bly (Pb)	Kobber (Cu)
Frigg ₁₉₉₇	4,0-7,1	0,005-0,016	4,8-13,2	2,2-4,4
Frigg ₂₀₀₆	10,7	na	na	na
Oseberg (500m)	9,1	0,007	4,1	2,2
Oseberg (750-1000m)	8,8	0,006	3,7	1,8
Oseberg (1500m)	4,5	0,008	3,1	1,3
Referanse SFT	"10" *	<0,25	<30	<35
Tilstandsklasse I		"Bakgrunn"	"Bakgrunn"	"Bakgrunn"

* SFTs kvalitetskriterier omhandler miljøgifter. For THC (olje) aksepteres imidlertid en norm på 10 mg/kg generelt som en nedre grense for hvor påvirkning av bunndyrsmann kan forventes /30/. Området 10-100 mg/kg vurderes som middels påvirkning, og konsentrasjoner over 100 mg/kg anses som en grense hvor betydelig påvirkning må påregnes.

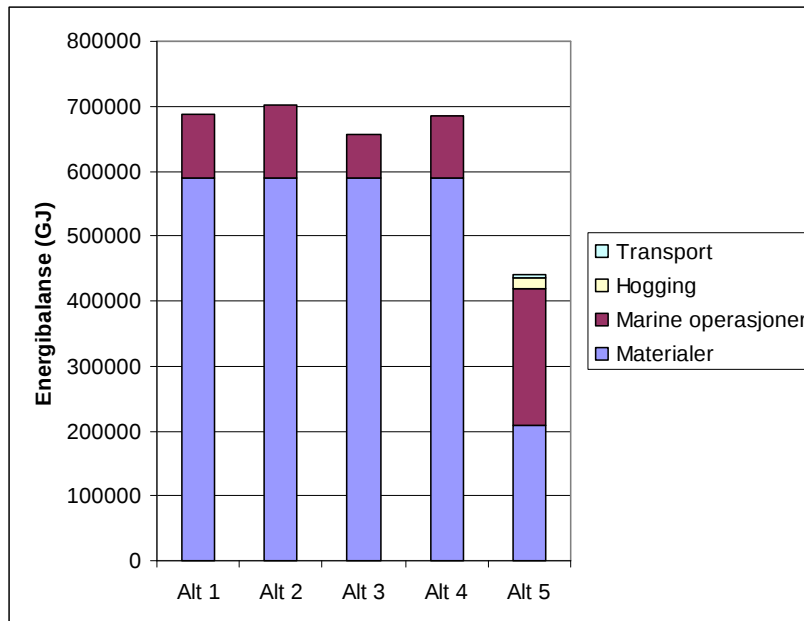
Resultatene fra 1997 viser at området ved Frigg og nordover er svært lite forurensert hva gjelder tungmetaller. I henhold til forskrift om utføring av aktiviteter i petroleumssektoren punkt 4.2.4 er det ikke tatt oppfølgende prøver av tungmetaller i 2006 da foregående undersøkelse ikke viste forhøyede nivåer. Oljekonsentrasjonen ved Frigg (10,7 mg/kg) overstiger SFTs *nedre grense* (10 mg/kg) for hvor påvirkning av bunndyrsmann kan forventes.

Konsentrasjonen av olje ved Oseberg øker mot feltsenteret, men overstiger ikke den nedre grensen for påvirkning av bunndyr. Nivåene av de utvalgte tungmetallene er også forholdsvis små og faller innenfor SFTs tilstandsklasse I "bakgrunn". I området inn mot Oseberg feltsenter er Frostpipe overgruset, og er således ikke direkte i kontakt med den delen av sedimentene som er mest forurensert.

6.2 Energiforbruk og –balanse

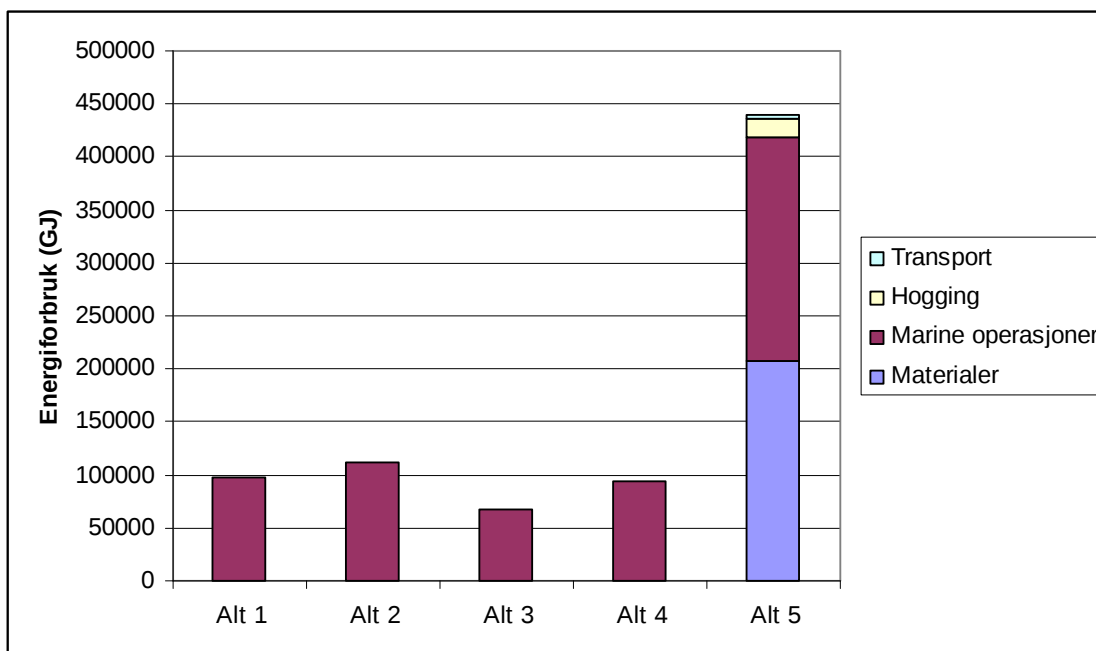
Samtlige alternativer medfører omfattende bruk av fartøyer til henholdsvis grøfting, steindumping og fjerning av rørledningen. Fjerningsfartøy og større offshore fartøy har til dels et omfattende drivstofforbruk. TOTAL har beregnet omfang (type og varighet) av fartøybruk knyttet til hvert alternativ. Basert på dette, og ved å benytte kjente data/standarder for drivstofforbruk, er det utført en beregning av energiforbruk knyttet til fartøybruk.

Etter fjerning av rørledningen vil eventuell omsmelting av metall medføre ytterligere energibruk. I forhold til nyproduksjon av stål fra malm er imidlertid slik gjenvinning energibesparende. Dette tas hensyn til i energibalansen i henhold til normal metodikk (OLF 2001 /27/). Som figur 6-2 viser er det energi til erstatning av stål som er største enkeltfaktor i energibalansen, og alternativene som medfører etterlatelse har således en "energibelastning" tilsvarende ca 35 % mer enn alternativet med fjerning og gjenvinning av metallene (alt 5).



Figur 6-2. Energibalanse for de ulike disponeringsalternativene.

Dersom en ser isolert på det faktiske energiforbruket, endrer bildet seg betraktelig. Fjerning av rørledningen vil være en energikrevende operasjon. Likeledes er omsmelting av stål relativt energikrevende. Bidragene fra hogging og skraptransport er beskjeden i sammenhengen. Totalt vil energiforbruket knyttet til fjerning og gjenvinning av metallene (alt 5) være 4 -5 ganger høyere enn for alternativene med etterlatelse (figur 6-3).



Figur 6-3. Energiforbruk for de ulike disponeringsalternativene fordelt på aktivitet. "Materialer" betyr her omsmelting/gjenvinning.

Det viktigste med parameterne energibalanse og energiforbruk er å vurdere/rangere alternativene i forhold til hverandre. Det kan være vanskelig å angi hva som er vesentlig i energisammenheng. I OLFs håndbok /27/ er det imidlertid gitt en nøkkel for å muliggjøre kvantitativ konsekvensangivelse. Denne angir "liten negativ" konsekvens i området 0,1 – 1 mill GJ. For energibalanse kommer samtlige alternativer innenfor denne kategorien, mens det for energibehov kun er alternativ 2 og 5 som kommer innen denne kategorien. Resterende alternativ kommer da innen "ubetydelige" konsekvenser kategorien.

6.3 Utslipp til luft

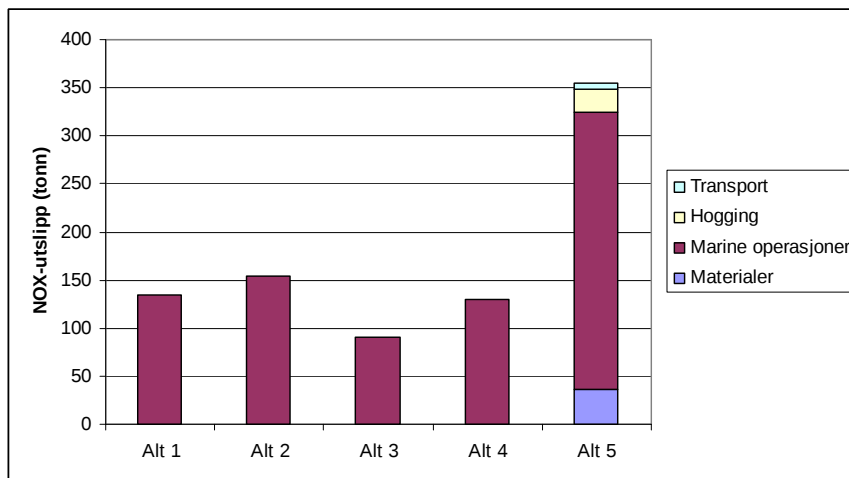
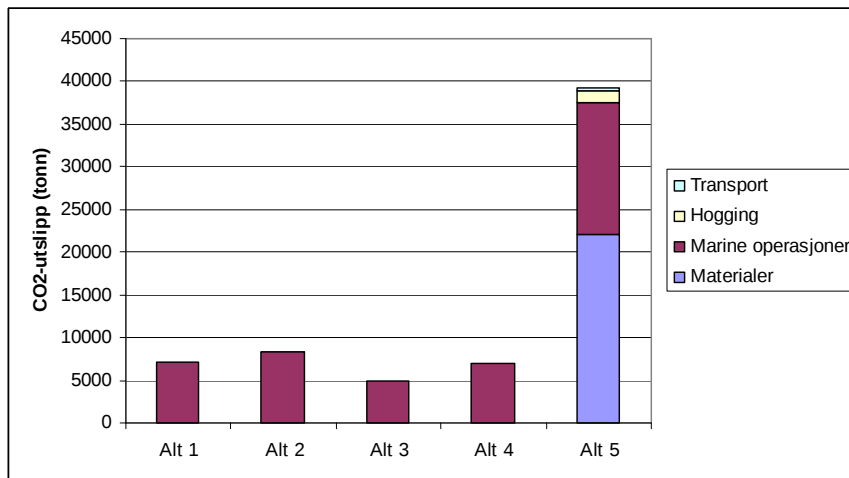
Utslipp til luft er for de aktuelle operasjonene sterkt knyttet til energiforbruket. Det er metodisk valgt kun å se på faktiske utslipp og ikke utslippsbesparelse ved gjenvinning i forhold til nyproduksjon. Dette for å unngå "dobbel-telling" av samme aspekt, i tråd med OLFs håndbok.

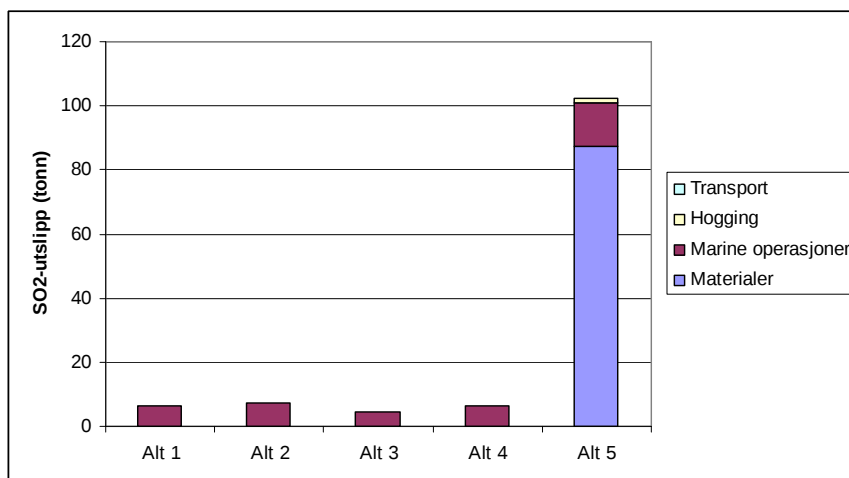
I figurene under er det presentert utslipp av henholdsvis CO₂, NO_x og SO_x for hvert disponeringsalternativ. Alternativene som innebærer etterlatelse vil medføre et CO₂-utslipp i størrelsesorden 5000 – 8000 tonn, hvor anbefalt alternativ 3 (optimal grad av nedgraving) har det laveste utslippet. Alternativet med fjerning og gjenvinning vil medføre et CO₂-utslipp på nesten 40 000 tonn, eller 5-8 ganger utslippet fra alternativene. 40 000 tonn CO₂ utgjør et begrenset bidrag i nasjonal sammenheng (<1 promille), men er likevel et vesentlig bidrag relativt til alternativene. Omsmelting av skrapmetall bidrar med det største utslippsbidraget tett fulgt av fartøyoperasjoner knyttet til fjerning av rørleggingen.

NO_x-utslippene varierer mellom alternativene fra under 100 tonn til 350 tonn. Igjen har alternativ 3 det minste utslippet mens alternativ 5 har det største utslippet (knappt 2 promille i forhold til nasjonale utslipp). Når det gjelder NO_x-utslipp for alternativ 5 er det fartøyoperasjonene som utgjør det største bidraget. Metallgjenvinning bidrar her vesentlig mindre. For SO_x-utslipp er dette imidlertid helt motsatt. Siden drivstoff til offshore fartøyer i

hovedsak skal ha lavt svovelinnhold, bidrar fartøyene her relativt mindre. SO_x-utslipp fra metallsmelting bidrar vesentlig. Siden datakilden er noen år tilbake kan rensemetoder være implementert og hå forbedret dette forholdet. Alternativ 5 har uansett det største SO_x-utslippet blant alternativene, ca ½ % i forhold til nasjonale utslipp.

OLFs håndbok /ref/ angir ingen kvantitative kategorier for angivelse av konsekvens. Dette fordi CO₂-utslipp medvirker til global oppvarming, som er en konsekvens av "alle bekker små" type kilder, og hvor det er vanskelig å peke på enkelt kilder sin viktighet. Når det gjelder NO_x- og SO_x-utslipp, kan disse medvirke til ulike type miljøkonsekvenser, hvor lokale konsekvenser kan være viktige. Beliggenhet (nærområde, region og før-tilstand) er derfor avgjørende for omfang av konsekvens, og ene generell kvantifisering er vanskelig/umulig.





Figur 6-4. Utslipp til luft av henholdsvis CO₂ (øverst), NO_x og SO₂ for de ulike disponeringsalternativene.

6.4 Utlekking til sjø

6.4.1 Fjerning

Rørledningen ble i 2001, etter tillatelse fra SFT, fylt med sjøvann tilsatt oksygenfortrenger og biocid. Konsentrasjonen av tilsatt Dyno MB544C (biocid) var 500 ppm, mens konsentrasjonen av OR15/13 (oksygenfjerner) var 400 ppm. Microbiocidet inneholder glutaraldehyd, som er det mest benyttede biocidet i Nordsjøen, og er effektivt mot sulfatreduserende bakterier. Glutaraldehyd er sterkt toksisk for marine organismer, men det brytes raskt ned. Oksygenfortrenger inneholder bisulfitt. Oksygenfortrenger ble tilsatt for å nøytralisere oksygenet, for på den måten å hindre innvendig korrosjon. Kjemikaliet vil bli brukt opp når det nøytraliserer oksygenet. Den preserverende virkningen er total, men kortvarig. Etter en kort stund vil biocidet være brutt ned. Det er deretter ikke oksygen tilstede og omfang av korrosjon vil være begrenset og muligheten for gjenbruk ivaretas.

Dersom rørledningen fjernes helt vil den bli tømt for vann tilsatt preserveringsmidler (biocid og oksygenfortrenger). Utslipet vil mest sannsynlig skje ved havbunnen, og en fortykning på 10-100 ganger forventes innenfor noen få hundre meter fra utslippspunktet. Dette vannet vil kunne inneholde rester av hydrokarboner i en konsentrasjon mindre enn 30 mg/l. Det forventes at kjemikalierne har reagert med oksygenet, dannet sulfater, og således er "brukt opp". Både hydrokarbonrester og eventuelle kjemikalierester vil raskt fortynnes og brytes ned etter utslipp, og områdets sårbarhet for denne typen forstyrrelser betegnes som liten. Toksiske effekter av kjemikalierestene på bla. planktonorganismer vil være begrenset til utslippssperioden, og helt lokalt ved utslippspunktet. Et slikt utslipp forventes derfor ikke å medføre målbare effekter på plante- og dyreplankton. For å være på den sikre siden kan utslippet eventuelt planlegges utenom den mest biologisk produktive perioden for også å begrense en eventuell begrenset lokal og midlertidig effekt. Ingen bioakkumulering er forventet som følge av utslippet. Eventuelle rester av oksygenfjerner vil hurtig reagere med vann og danne sulfater. Slike finnes i store mengder i sjøvann, og er ikke regnet for å gi noen negative miljøeffekter. Miljøkonsekvensen som følge av en fullstendig fjerning av rørledningen (alt. 5), som følge av utlekking og utslipp til sjø, betegnes derfor som "ubetydelig"

6.4.2 Etterlatelse

Rørledningen vil ved etterlatelse ikke bli tømt for sjøvann tilsatt preserveringsmidler (microbiocid og oksygenfortrenger). Endene vil være plugget og det kjemikalietsatt vannet forblir i rørledningen hvor kjemikaliene nedbrytes. Det er derfor ikke forventet noe målbart utslipp og ei heller relaterte lokale miljøeffekter. Konsekvensen er derfor "ubetydelig".

Ved etterlatelse vil rørledningen være gjenstand for en nedbrytningsprosess. En slik prosess er normalt svært langsom, og påvirkes av ulike faktorer. Hastigheten på nedbrytningen avhenger av materialene, og det miljøet hvor de befinner seg. For en normal rørledning vil offeranodene brytes ned først. Deretter vil det foregå en korrosjon på eventuelt eksponerte stålflater, og videre resten av rørledningen.

I forbindelse med nedbrytningen av rørledninger vil det over tid bli avgitt metallprodukter til sediment og vannsøyle /2/. Det er først og fremst metaller i anodene som anses å kunne ha toksikologiske effekter på marine organismer. Anodene består hovedsakelig av sink. Sink er imidlertid lite toksisk i marint miljø og akkumuleres ikke gjennom næringskjeden. Imidlertid finnes sporstoffer av kadmium og bly i anodene. Mengden av kadmium ligger i størrelsesorden noen titalls kg, mens mengden av bly er maksimum noen få kg. Kvikksølv finnes ikke i disse anodene.

Kadmium tas lett opp og oppkonsentreres i organismer som bl.a. muslinger og krepsdyr. Blant pattedyr er det påvist økte konsentrasjoner av kadmium i nyrer og lever. For sedimentspisende organismer vil bare en liten del av kadmium i sedimentene kunne tas opp, mens kadmium som foreligger løst i vannet i større grad vil være tilgjengelig for organismene. Mange blyforbindelser kan oppkonsentreres i organismer og i næringskjeden, men kun i mindre grad i marint miljø.

For enkelte spesielt sårbare arter er kritisk nivå mhp. kadmium i Nordsjøen allerede i ferd med å bli nådd. Total tilførsel av kadmium fra samtlige rørledninger i Nordsjøen vil imidlertid maksimalt kunne utgjøre 0,04% av de totale antropogene tilførselene /3/. Kadmiumtilførselene fra anodene på Frostpipe-rørledningen vil være svært lave sammenliknet med øvrige tilførsler av kadmium til Nordsjøen. Tidligere studier (bl.a. /4/) har vist en levetid på anoder i størrelsesorden 3 ganger design. Det betyr i størrelsesorden 90 år for den aktuelle rørledningen. Konsentrasjonen av metaller som lekker ut over en slik lang tidsperiode er derfor svært lav, og ingen akutt toksiske effekter på miljø forventes. Siden rørledningen grøftes ned eller overgruses forventes den å bli langsommere nedbrutt enn i frittliggende form. Dette skyldes hovedsakelig mindre kontakt med oksygen og at den da vil være mindre utsatt for skader på beskyttelsesbelegg. Det antas at korrosjonshastigheten kan være ca. 75% lavere for nedgravde rør enn for frittliggende rør /2/. Biologisk tilgjengelighet til metallene vil også være begrenset når rørledningen er nedgravd/overdekket.

Økosystemet i Nordsjøen vurderes på bakgrunn av den eksisterende belastningen å ha "høy" sårbarhet ovenfor ytterlig eksponering for kadmium. Kadmiumtilførslen fra anodene på Frostpipe-rørledningen vil være gradvis og svært lav, og omfanget av effekter i denne sammenheng vurderes som lite.

Videre nedbrytning av rørledningen etter at anodematerialet er brutt ned, vil avhenge av tilstanden til betongkappen og beskyttelsesbelegget (polyetylen). Polyetylen og epoxy er bestandige plaststoffer, og effekter på marint miljø forventes ikke fra langsom erosjon/nedbrytning av disse. Utlekking av metall fra rørledningen vil ventelig skje over en periode på fra flere hundre til opptil flere tusen år /4/, inntil rørledningen er helt nedbrutt.

Ved eventuelle sprekker/brudd på rørledningen, vil det over tid, avhengig av trykkforhold, kunne være en langsom utveksling med omliggende vann, samtidig som eventuelle kjemikalier brytes ned.

De totale konsekvensene som følge av utslipp til sjø ved en etterlatelse av rørledningen (alt. 1 - 4) anses derfor som "ubetydelige".

Tabell 6-2 Oppsummering av den samlede miljømessige konsekvensen som følge av utlekking og utslipp til sjø for de ulike disponeringsalternativene

Disponeringsalternativ	Verdi eller sårbarhet	Omfang av effekt	Miljøkonsekvens
Alternativ 1. Etterlate- fullstendig nedgraving	Middels	Liten	Ubetydelig
Alternativ 2. Etterlate – fullstendig steindumping	Middels	Liten	Ubetydelig
Alternativ 3. Etterlate – kombinert nedgraving/noe steindumping	Middels	Liten	Ubetydelig
Alternativ 4. Etterlate – nedgraving i tobisområde, for øvrig steindumping	Middels	Liten	Ubetydelig
Alternativ 5. Fjerning	Liten	Liten	Ubetydelig

6.5 Fysiske miljøkonsekvenser

Konsekvensene av disponeringsløsningene avhenger generelt av hvordan rørledningene ligger i forhold til substratet, samt detaljer innen disponeringsmetodikk og typiske egenskaper ved habitatet.

Både fjerning av rørledningen, fjerning av stein og grøfting kan potensielt medføre følgende lokale virkninger på miljø/habitat i forhold til nåsituasjon /5/:

- oppvirvling og resuspensjon av sediment
- frigjøring av eventuelle forurensninger og ressurser i sedimentet
- re-sedimentasjon med overdekking av bunnlevende immobile organismer

Siden bunnsubstratet i størsteparten av det aktuelle området er sand, kan det antas at resuspensjonen av sediment ved opptak og nedgrøfting vil skje forholdsvis raskt, og at overdekking av bunnlevende immobile organismer kun vil ha et svært lokalt omfang. Det forutsettes at de steinmasser som tidligere har blitt dumpet over deler av rørledningen kun vil bli re-lokalisert på havbunnen etter en eventuell fjerning/grøfting, hvilket ikke vil gi vesentlige substratmessige effekter i forhold til nåsituasjonen. Videre kan det antas at frigjøring av eventuelle forurensninger i sedimentet ikke vil kunne gi effekter av betydning i forhold til nåsituasjonen, heller ikke lokalt. Dette begrunnes med at konsentrasjonen av potensielt miljøfarlige stoffer i bunnsubstratet for de berørte områder tilsvarer normalt bakgrunnsnivå.

Ujevnheter i bunnmaterialet tiltrekker enkelte organismer, bl.a. fisk. Ved etterlatelse med nedgraving vil slike ujevnheter fjernes på lang sikt og denne effekten bortfaller. Denne type effekt vurderes imidlertid som lite interessant og tillegges ingen vekt.

Steindumping av hele trasèen (alt 2) medfører at betydelige mengder nytt materiale plasseres på havbunnen. Dette vil representere substrata som er ulik den naturlige i området. Det er imidlertid grusdumpet en del i området allerede, anslagsvis 35 000 m³. Effekten av substratendring vil være lokal, og kan gi grobunn for andre organismer enn de som lever i den stedlige sandige havbunnen /5/. Økning i område med endret substrata vil være relativt betydelig for alternativ 2 og 4, henholdsvis 193 000 m³ for alt. 2 og 115 000 m³ for alt. 4.

Den samlede miljømessige konsekvensen som følge av fysiske virkninger ved å fjerne eller etterlate Frostpipe vurderes som oppsummert i **Error! Reference source not found..**

Tabell 6-3 Oppsummering av den samlede miljømessige konsekvensen som følge av fysiske virkninger/virkninger på habitat for de ulike disponeringsalternativene.

Disponeringsalternativ	Verdi eller sårbarhet	Omfang av effekt	Miljøkonsekvens
Alternativ 1. Etterlate- fullstendig nedgraving	Lav	Liten	Ubetydelig
Alternativ 2. Etterlate – fullstendig steindumping	Lav	Middels	Middels negativ
Alternativ 3. Etterlate – kombinert nedgraving/noe steindumping	Lav	Liten	Ubetydelig
Alternativ 4. Etterlate – nedgraving i tobisområde, for øvrig steindumping	Lav	Liten	Liten negativ
Alternativ 5. Fjerning	Lav	Liten	Ubetydelig

6.6 Material- og avfallsbalanse

Materialer og mengder av disse som inngår i de to rørledningene er presentert i Tabell 4-1. Korrosjonsbeskyttelsen som ligger mellom stålrøret og betongkappen forventes noe problematisk å fjerne både ved høytrykkspyling og ved mekanisk skraping. Deler av denne vil nok bli igjen på både stålrør og betong. Dette er i henhold til de erfaringer som er gjort med fjerning og hogging av utrangerte rørledninger på Frigg /49/.

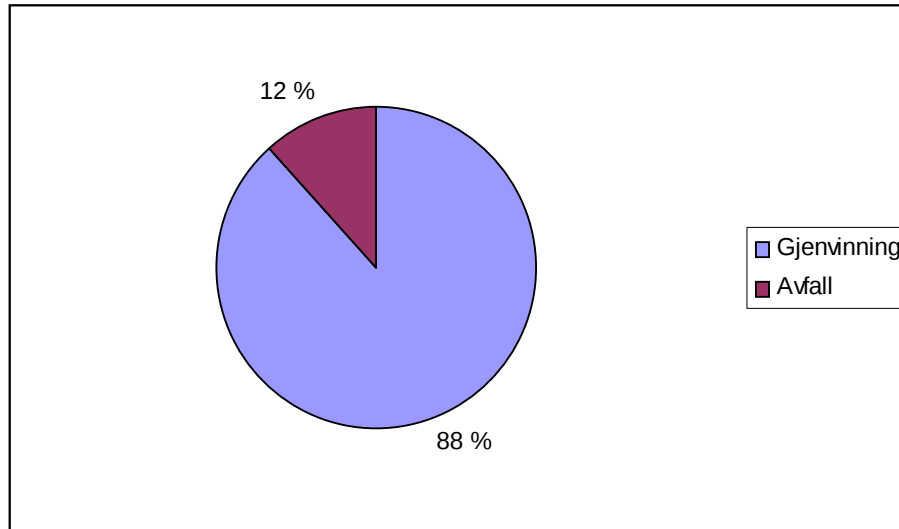
Stålet er av standard kvalitet og vil være uproblematisk å gjenvinne (smelte om). Anodene vil også vesentlig bli omsmeltet, andel anslått til 90%. Polyetylen og epoksymaterialet vil generelt utgjøre et avfall for deponering eller destruksjon/energigjenvinning. Erfaringen fra Frigg er deponering, men dette skyldes dagens markedssituasjon. For den delen av Frostpipe som er fjernet ved Frigg er plastbeskyttelsen beholdt på da stålrørene selges for gjenbruk (pælerør). Anodematerialet går til gjenvinning.

Gjenvinning av betong (sement og sand) er ikke mulig. Betongen kan imidlertid ombrukes som fyllmasse eller som tilsetning i ny betong (erstatte da sand eller grus). Det var tidligere noe usikkerhet knyttet til slik ombruk, knyttet til bl.a. innhold av klorider. Kloridene kan akselerere herdeprosessen på ny betong, men den største trusselen ble vurdert å være knyttet til korrosjonspotensialet ved kontakt med armering /6/. I Norge har det gjennom siste 10-års periode vært en betydelig økning i omfanget av ombruk av betong, hovedsakelig som utfyllingsmasse men også som tilsatt i ny betong /48/. Det forutsettes da at betongen ikke er forurenset. Miljøstatus.no vurderer videre potensial for fremtidig betongombruk fra offshore rørledninger til 51 000 tonn. Ombruk av betong som dekkemasse på landfylling er benyttet også for rørledninger fjernet fra Frigg, herunder delen fra Frostpipe /49/.

Erfaringer fra Frigg antyder at det er vanskelig å fjerne armeringen fra betongkappen. Armeringen kan også være problematisk dersom betongmassen skal benyttes på deponi, da det kan medføre skade på duk eller lignende. Eventuelt dersom armeringen kan gå til omsmelting må det forventes noe betongrester.

Grad av ombruk avhenger også av behov for fyllmasse e.l. Dersom slikt behov ikke finnes, eller betongen er noe kontaminert, vil den bli deponert på fyllplass. Det finnes ikke klare retningslinjer for hva som kan deponeres på fyllplass, og dette varierer mellom fyllplassene. Når det gjelder eventuell kontaminering skal betong som deponeres ikke inneholde komponenter som kan skade eller være til ulempe for miljø. Betongen fra Frostpipe vurderes å tilfredsstille et slikt krav.

Basert på en gjenbruksandel på 80% av betongen er det utarbeidet en materialbalanse for rørledningene (Figur 6-5). Denne vurderes kun som indikativ. En nedjustering for gjenbruk av betong til 60% vil redusere den totale gjenbruksdelen av materialene fra 88% til 80%.



Figur 6-5 Andel av materialene (%) i Frostpiperørledningen for gjenvinning og deponering, alternativ 5.

På rørledningen finnes svært lite marin begroing. Dette er ikke kvantifisert, og det antas ikke å utgjøre et problematisk avfallsvolum ved opptak av rørledningen for hogging og gjenvinning. Eventuelle mindre rester av dette vil følge den knuste betongen.

For alternativet med steindumping betyr dette at betydelige grus/steinressurser må benyttes utelukkende for å få endelig disponert rørledningen. Slike ressurser finnes i tilstrekkelige mengder i Norge, men det aktuelle volumet er betydelig. I 2006 ble det totalt produsert 59 mill tonn sand/grus/stein (sand og grus 13 millioner tonn og stein 46 millioner tonn). Av dette ble 3,8 millioner tonn eksportert offshore /41/. Forbruket av grus stein til full overgrusing vil alene kreve knapt 0,4 mill tonn. Dette alternativet tillegges således en middels negativ konsekvens.

Andre alternativer med etterlatelse vurderes å medføre en "liten negativ" konsekvens for ikke å gjenvinne gjenvinnbare materialer, mens alternativ 5 (fjerning) tildeles en "liten positiv" konsekvens for å utnytte denne muligheten.



Figur 6-6. Rør fjernet fra Frigg-området, inkludert Frostpipe fra 500m sonen.

6.7 Forsøpling

Rørledninger som ligger eksponert på havbunnen representerer på sikt et potensial for forsøpling etter hvert som rørledningen brytes ned og fragmenteres. Antatt at rørledningen får ligge uforstyrret for større fysiske påvirkninger (ankere, trål), vil slik nedbrytning normalt ta mange hundre år. Dersom rørledningen skades vil prosessen gå hurtigere. En snakker uansett om en effekt som ikke vil være gjeldende på flere generasjoner.

Forsøplingen vil være lokal, men deler kan også spres videre av f.eks. trål. Dette temaet representerer således en usikkerhet for disponering med etterlatelse uten nedgraving/overdekking. Den tidvis store bunntålaktiviteten langs deler av rørstrekket, gir deler av området som Frostpipe dekker en "høy" sårbarhet for forsøpling. (En slik disponeringsløsning er derfor forkastet tidligere i KU-prosessen og ikke videre utredet.) Forsøpling vil normalt ikke være noe problem for rørledninger som er nedgravd eller overdekket.

Den samlede miljømessige konsekvensen som følge av forsøpling ved å fjerne eller etterlate Frostpipe er oppsummert i Tabell 6-4. Det kan i denne sammenheng imidlertid være interessant å se på disponeringen av Frostpipe i en mer helhetlig perspektiv hvor en også vurderer andre rørledninger. En grundig vurdering av dette er ikke gjort her, men det finnes ingen parallelle rørledninger til Frostpipe, og kun noen få kryssende rørledninger. Det vil således ikke være et stort forsøplingspotensial i området fra eventuelle etterlatte rørledninger, områdets størrelse tatt i betraktning.

Tabell 6-4 Oppsummering av den samlede miljømessige konsekvensen som følge av forsøpling ved de ulike disponeringsalternativene.

Disponeringsalternativ	Verdi eller sårbarhet	Omfang av effekt	Miljøkonsekvens
Alternativ 1. Etterlate- fullstendig nedgraving	Høy	Liten	Ubetydelig
Alternativ 2. Etterlate – fullstendig steindumping	Høy	Liten	Ubetydelig
Alternativ 3. Etterlate – kombinert nedgraving/noe steindumping	Høy	Liten	Ubetydelig
Alternativ 4. Etterlate – nedgraving i tobisområde, for øvrig steindumping	Høy	Liten	Ubetydelig
Alternativ 5. Fjerning	Høy	Ingen	Ingen

7.0 Samfunnsmessige konsekvenser

7.1 Kostnader

Kostnadene knyttet til avvikling av Frostpipe varierer mellom 157 millioner for alternativ 3 (kombinasjon av grøfting og steindumping), som er det billigste alternativet og 802 millioner kroner for alternativ 5 (full fjerning), som er det dyreste.

Tabellen under viser kostnadene for de fem alternativene fordelt på hovedkomponenter.

Tabell 7-1. Kostnader i millioner kroner for ulike alternativer for fjerning av Frostpipe. Faste 2009 kroner.

Komponenter	Alt 1 Etterlate - grøftes	Alt 2 Etterlate steindumpes	Alt 3 Etterlate grøft./stein	Alt 4 Etterlate Delvis nedgravd	Alt 5 Full fjerning
Prosjektledelse og prosjektering	6	10	5	9	33
Marine operasjoner	128	207	114	168	504
Disponering på land	0	0	0	0	168
Operatørens egne kostnader	30	31	30	31	47
Andre prosjektkostnader (G&A)	10	15	9	11	49
Total	174	263	157	219	802

Uforutsette kostnader tilsvarende 25 prosent er inkludert i de ulike kostnadspostene. Forsikring er inkludert i operatørens egne kostnader.

7.2 Nasjonale vare- og tjenesteleveranser

Vare- og tjenesteleveransene i forbindelse med fjerning av Frostpipe vil danne grunnlag for sysselsettingseffekter. Ved vurdering av hvor store de norske leveransene kan komme til å bli, er det lagt til grunn hvorvidt verdiskapingen vil skje i Norge eller i utlandet, ikke først og fremst om det er norske selskap som får kontrakten.

Mulighetene for norske leveranser er vurdert basert på kunnskap om leverandørmarkedet og erfaringer fra andre prosjekter. Kontraktstildelingen vil foregå etter anbud og den nasjonale andelen vil avhenge av hvor konkurransedyktig norsk næringsliv viser seg å være. Prosjektet er delt opp i komponenter og det er gjort vurderinger av mulige norske andeler. Det må understrekes at anslagene er usikre.

Prosjektledelse og prosjektering

Prosjektledelse vil foregå i Norge og vil således ha 100 norsk andel.

Marine operasjoner

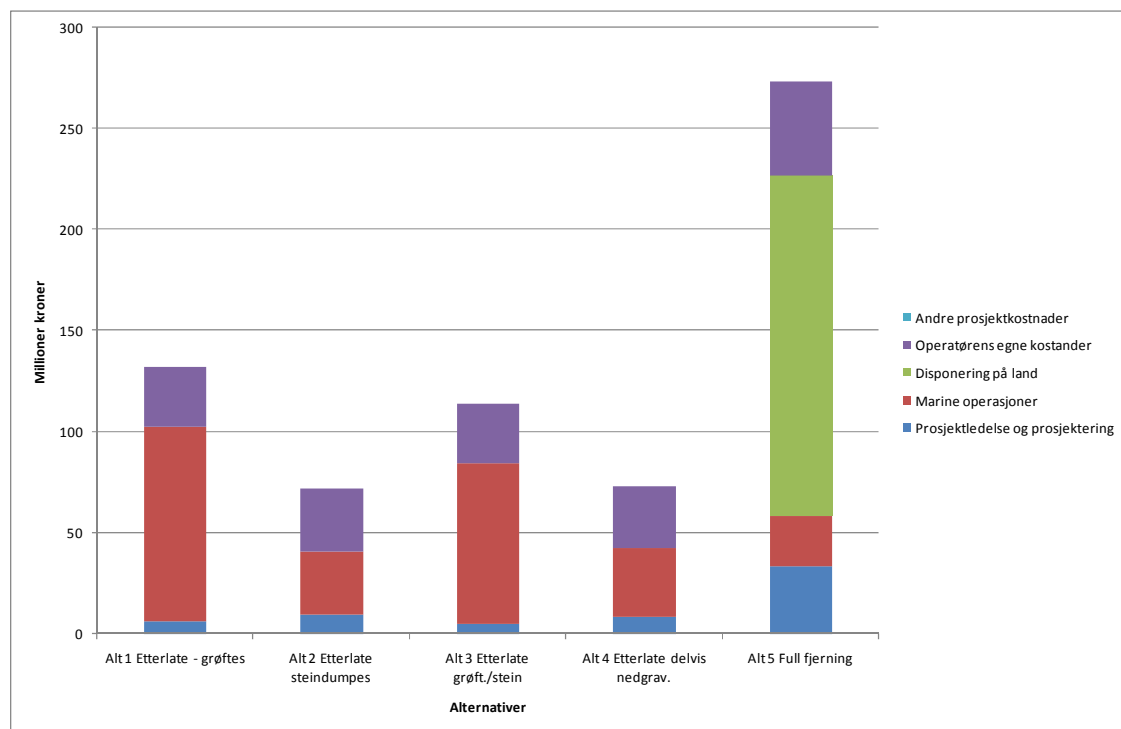
Hva slags marine operasjoner som skal gjennomføres vil avhenge av hvilket alternativ som velges. De fire alternativene som innebærer etterlating omfatter ulik grad av grøfting og steindumping. Steindumping vil ha minimale leveranser fra norske rederi. Ingen av båtene i dette markedet seiler under norske flagg. Steinen vil imidlertid leveres fra Norge. Grøfting kan utføres av flere norske rederier og norsk andel anslås til 75 prosent. Norsk andel på marine operasjoner vil variere fra 75 prosent i Alternativ 1 og 3 der rørledningen helt eller delvis grøftes til 15-20 prosent i Alternativ 2 og 4 der rørledningen steindumpes eller graves ned.

Disponering på land

Det er flere offshoreverft som har erfaring i opphogging og disponering på land. Det er høy sannsynlighet for at et norsk verft vil vinne kontrakten på Forstpipe som er en heleid norsk rørledning. Norsk andel settes derfor til 100 prosent.

Operatørens egne kostnader

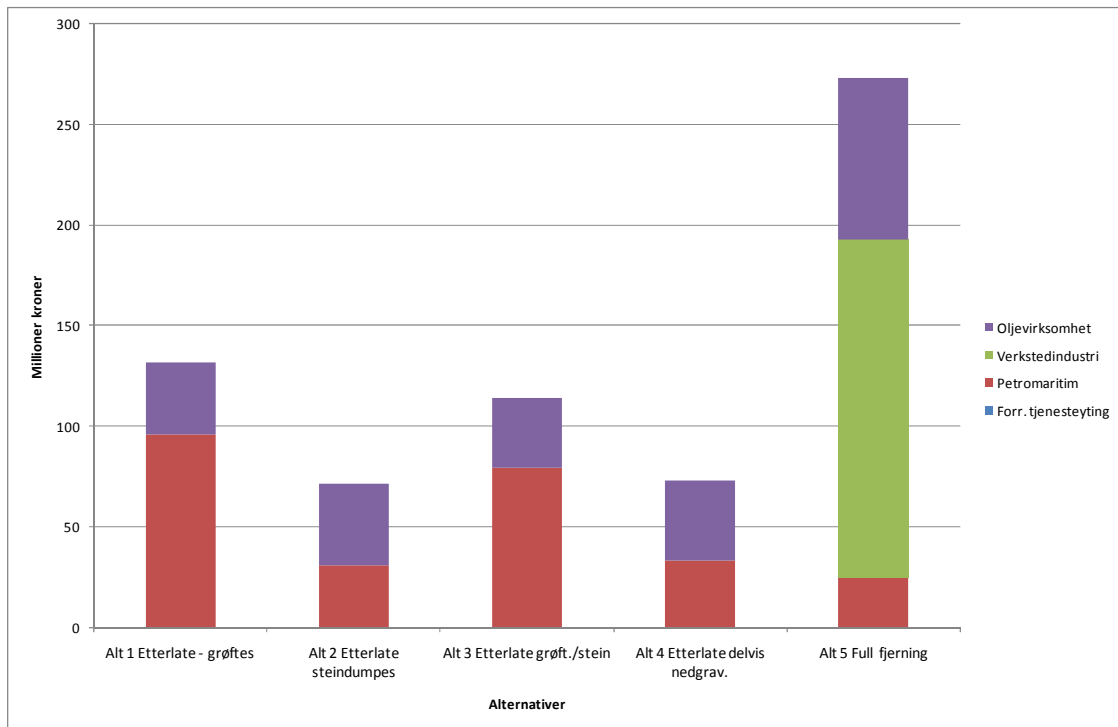
Alt arbeid fra operatørens side vil foregå i Norge. Norsk andel settes derfor til 100 prosent. Disponeringsalternativet som innebærer full fjerning og disponering på land vil medføre høyeste kostnader og også størst leveranser fra norsk næringsliv. Samlet sett vil de norske leveransene kunne komme opp i 270-280 millioner kroner. Dette tilsvarer ca 35 prosent av de samlede leveransene. De øvrige alternativene vil variere fra ca 70 millioner kroner (alternativ 2 og 4) til 130 millioner kroner (alternativ 1). Alternativ 3 vil kunne medføre norske leveranser på 110-120 millioner kroner. Figuren under viser hvordan de norske leveransene vil være fordelt på ulike deler av prosjektet.



Figur 7-1 Anslag for norske leveranser for de ulike alternativer fordelt på kostnadskomponenter.

I alle alternativene, bortsett fra full fjerning, er marine operasjoner den dominerende kostnadskomponenten. I full fjerning er de største kostnadene knyttet til opphogging og disponering på land.

Figuren under viser norske leveranser fordelt på de næringene som er aktuelle. Det vil altså komme betydelige leveranser innen petro-maritim næring. Dette dreier seg i hovedsak om leveranser innen grøfting, steindumping og fjerning. Disponering på land vil medføre aktivitet for norsk verkstedindustri.



Figur 7-2 Anslag for norske leveranser for de ulike alternativer fordelt på næringer.

Tabell 4-1 (kap. 4) angir en oversikt over type og mengde materialer i rørledningen, herunder metaller og betong som kan resirkuleres og eventuelt selges. Dette vil kunne gi inntekter til prosjektet avhengig av markedspris på det aktuelle tidspunktet.

Som følge av konjunkturedgang og redusert etterspørsel har stålprisen flatet ut og vist en nedadgående kurve de siste månedene. I følge Norsk Metallretur bør vi legge til grunn en stålpris på ca 300 kroner per tonn. Salg av stålet fra rørledningene vil da kunne gi en inntekt på ca syv millioner kroner. Salg av betong kan gi en inntekt på 300.000 ved en pris på 30 kroner pr tonn.

7.3 Sysselsettingsvirkninger

De nasjonale sysselsettingsvirkninger er beregnet ved hjelp av en nasjonal kryssløpsmodell.

Med ringvirkninger menes at kjøp av varer eller tjenester sprer impulser i næringslivet slik at den samlede verdiskapning påvirkes. Beregningsmodellen tar utgangspunkt i de anslåtte vare- og tjenesteleveranser fordelt på næring og år. Ut fra dette beregnes den samlede produksjonsverdi som skapes i næringslivet som følge av disse leveransene, både hos leverandørbedriftene selv, og hos deres underleverandører. Produksjonsverdien blir deretter regnet om til sysselsetting målt i årsverk ved hjelp av statistikk for produksjon per årsverk i ulike bransjer. Utgangspunktet er at leveranser til det primære kjøpet trekker med seg en kjede av nye leveranser innen næringslivet for øvrig.

Ved bruk av modellen beregnes sysselsettingsmessige ringvirkninger av en økt aktivitet i økonomien:

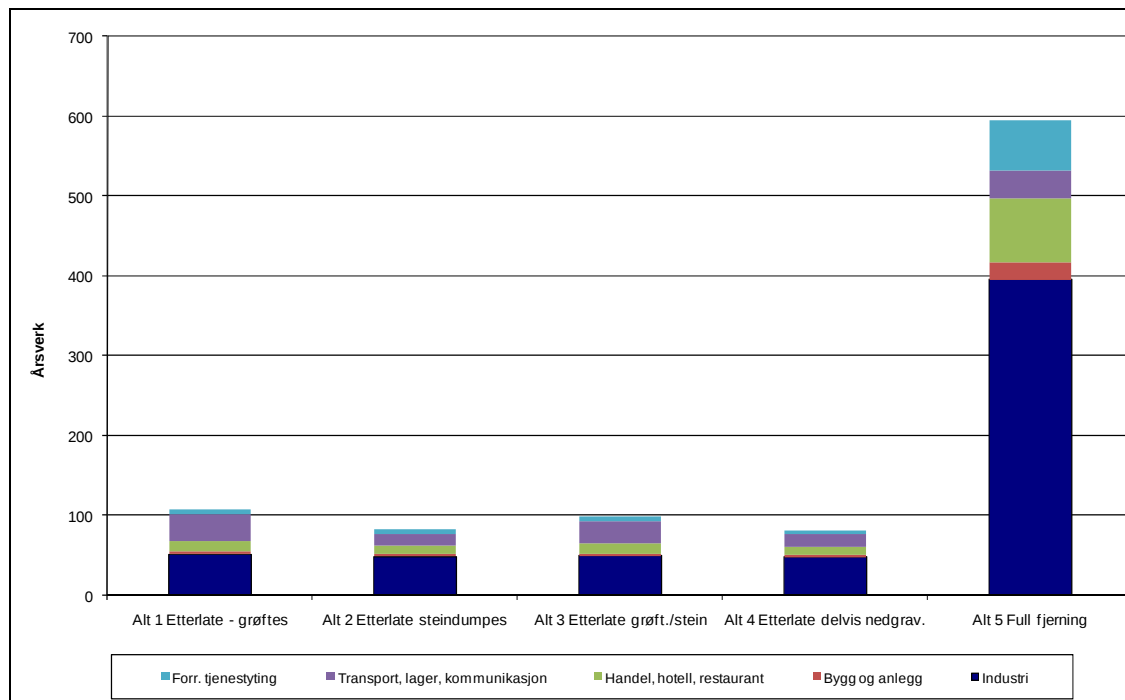
1. Direkte virkninger
Sysselsetting hos operatør og hos kontraktører
2. Indirekte virkninger
Sysselsetting hos leverandører og underleverandører
Disse utgjør produksjonsvirkningene.
3. Konsumvirkninger
Konsumvirkninger som skapes ved at ansatte hos operatør og leverandører får økt forbruk.

De samlede sysselsettingsvirkningene blir summen av direkte sysselsetting, indirekte sysselsetting og avledet virksomhet gjennom økt privat konsum.

Det understrekes at dette er beregnede tall, som inneholder en del usikkerhet. Det er usikkerhet knyttet til valg av tekniske løsninger, kostnadsestimatene og antakelser om nasjonal andel.

Samlet ventes avviklingen av Frostpipe å medføre en produksjonsvirkning i Norge på mellom 80 og 100 årsverk for alternativene som innebærer etterlating. I tillegg kommer konsumvirkninger. Samlede sysselsettingsvirkninger for disse alternativene anslås til mellom 120 og 150 årsverk. For alternativet med full fjerning er de beregnede produksjonsvirkningene i underkant av 600 årsverk. Medregnet konsumvirkninger kan sysselsettingen komme opp i 800-900 årsverk.

Figuren under viser hvilke næringer som kan få direkte eller indirekte leveranser i forbindelse med fjerningen. Størst sysselsettingsvirkninger ventes å tilfalle industrien i alle alternativene. I alternativ med full fjerning vil industrien kunne få direkte leveranser til prosjektet, mens det for de andre alternativene dreier seg mer om indirekte virkninger i forbindelse med marine operasjoner.



Figur 7-3 Frostpipe - nasjonale produksjonsvirkninger fordelt på næring (årsverk)

7.4 Nærmiljø og helse

Alternativene med etterlatelse vurderes å ikke medføre negative konsekvenser i forhold til nærmiljø og helse. Dette da disse aktivitetene foregår til havs og at lovmessige krav til arbeidsmiljø forutsettes ivaretatt i forhold til involverte personellressurser.

Uttak av stein for steindumping har potensial for problemstillinger av relevans for nærmiljø (støv, støy, trafikk). Dette vurderes imidlertid å ligge utenfor omfanget av foreliggende konsekvensutredning, og er ikke vurdert.

For fjerningsalternativet (Alt 5) er arbeidsmiljøforhold relevant knyttet til håndtering av rør på skipsdekk, løfting til kai, rør-håndtering på land, samt videre prosess med kapping av rør og material- og avfallshåndtering. Enkelte av disse aktivitetene kan innebære risiko for klemskader, fallende last samt støv/støy. Slike forhold skal likevel foregå i henhold til gjeldende regelverk og prosedyrer, og god og inkluderende planlegging inkludert sikker-jobb-analyser vil motvirke mulige skader.

7.5 Sikkerhet

Operasjoner knyttet til nedgraving og steindumping styres i hovedsak fra avstand hvor mennesker ikke er i utsatt arbeidsområde. Nedgraving og steindumping anses således ikke som spesielt risikoutsatte operasjoner. Uttak av stein har et generisk risikonivå høyere enn annen industrirettet virksomhet.

Fjerning av rørledning er en aktivitet med begrenset erfaring. Løfting av rør og løfting generelt er spesielt risikofylt. Ved fjerning av rør på Frigg ble det derfor fokusert på å minimere antall løft; fra havbunn til dekk, og videre fra skip til kai. Figur 7-4 viser løfting av rør inn på tungløftfartøyet Saipem 7000 på Frigg. Rør var da samlet i et spesialstativ på havbunnen, og hele stativet ble løftet inn i ett løft.



Figur 7-4. Løfting av rør fra havbunnen på Frigg-feltet.

Det er ikke gjort noen kvantitativ analyse av risikonivå tilknyttet de ulike disponeringsalternativer. Basert på omfang av arbeid og type aktiviteter, og generiske sikkerhetstall, forventes fjerningsalternativet å medføre et noe høyere sikkerhetsmessig risikonivå enn de andre disponeringsalternativene. Et godt sikkerhetsregelverk og god planlegging vil redusere risiko/motvirke hendelser uavhengig av løsning. Dette vil derfor følges opp i den detaljerte prosjektplanleggingen, uavhengig av disponeringsløsning.

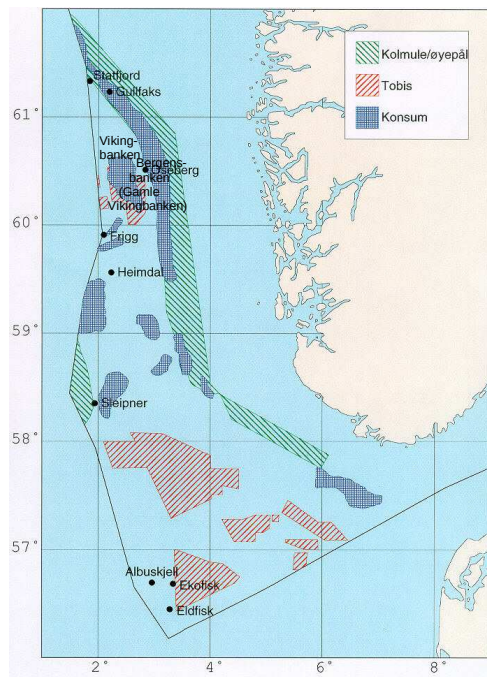
8.0 Konsekvenser for andre brukere av havet

8.1 Nåtilstand – fiskeri i området

Fisket i området mellom Frigg-feltet og Oseberg feltet kan deles inn i tre hovedgrupper:

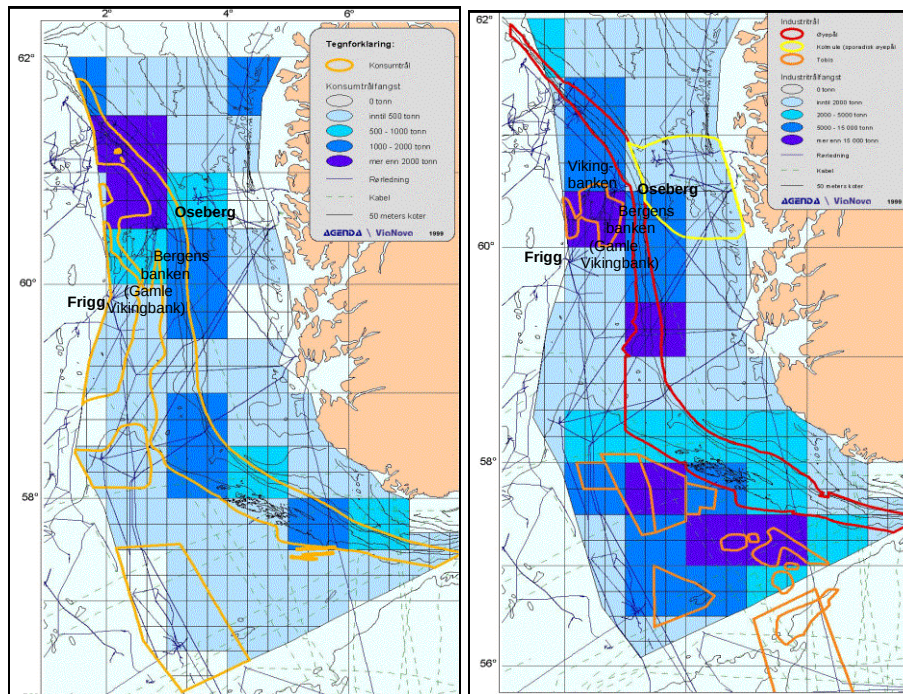
- Konsumtrålfiske
- Industritrålfiske
- Ringnotfiske

Konsumtrålfisket foregår i dybder på inntil 300 meter i Nordsjøen. Det meste av konsumfisket, med sei som viktigste fiskeslag, foregår fra ca. 160-170 meters dyp i Eggaskråningen og videre vestover /29/ (Figur 8-1). Det benyttes både hekktrålere og industritrålere på konsumtrålfeltene mellom Frigg og Oseberg, men ingen bestemt trålnetning. Tidligere var Vikingbanken et av de beste områdene for konsumtrålfiske, på linje med Mørebanken, men tidlig på 90-tallet var det lite fiske. I 1995 var det for første gang på lang tid et godt fiske i dette området. Selv om fangstmengde (og muligheten for å fiske) varierer over tid må Vikingbanken regnes som et viktig område for konsumtrålfiske (Figur 8-2). Den nordlige delen av Frostpipe (mot Oseberg) krysser de sørøstlige delene av Vikingbanken, før Frostpipe sørover går inn i de nordøstlige delene av Bergensbanken (Gamle Vikingbank). Det utenlandske konsumtrålfisket i denne delen av Nordsjøen drives stort sett i de samme områdene som det norske fisket, og er i hovedsak etter torsk² og hyse. I denne sammenheng benyttes i hovedsak trål og snurrevad.



Figur 8-1 Områder for trålfiske på norsk sektor (kart fra Fiskeridirektoratet).

² Selv om fisket etter torsk i Nordsjøen nå er meget begrenset er det i sammenhengen Frostpipe relevant også å belyse hva som fiskes i en mer "normal" og langsiktig situasjon.



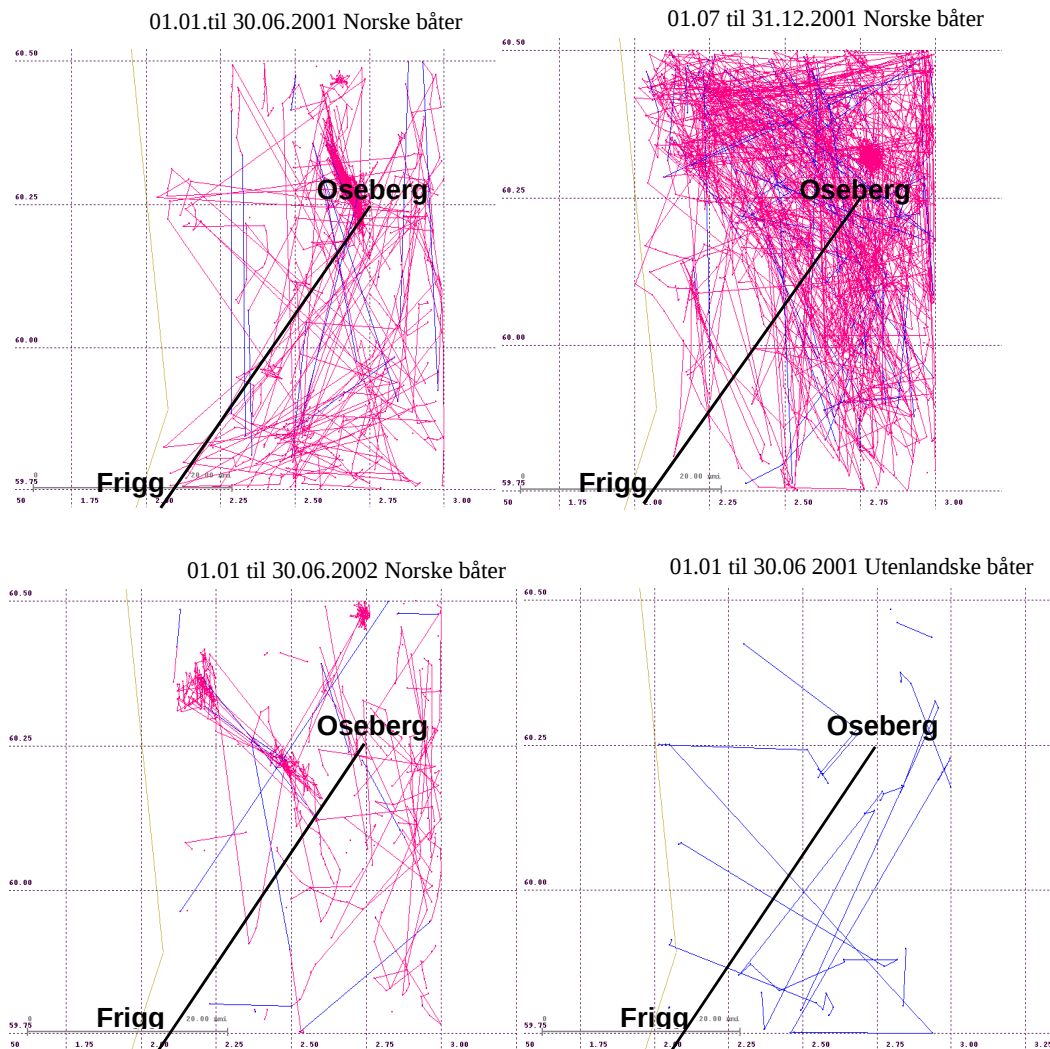
Figur 8-2. Viktighet av områder for fiske. Konsumtrål til venstre, industritrål til høyre /21/.

Den nordligste halvdel av Frostpipe ligger i et område som regnes som et av de viktigste på norsk sektor i Nordsjøen for industritrålfiske etter tobis (Figur 8-1), selv om fiske her ikke har pågått siden 1996. Med industritrålfiske forstås trålfiske etter arter som leveres til fiskemelindustrien for oppmaling og produksjon av fiskemel og -olje. Tobis har helt bestemte krav til dybde- og bunnforhold. Det mest intensive tobisfiske finner i hovedsak sted innenfor 100 meters koten /32/, dvs. ved den nordøstlige og noe ved den sørlige delen av rørledningen. Det er også her Frostpipe krysser sørøstlige deler av Vikingbanken og nordøstlige og sørvestlige deler av Bergensbanken.

I de midtre partier og noe sørover ved er vanndybde mellom 112-115m. Vanndybden mellom Frigg og Oseberg ligger med unntak av dette området mellom 95-110m. I praksis fiskes det lite tobis på større dyp enn 110 meter /32/. Det typiske for tobisfiske er at det enkelte år ligger brakk for deretter å intensiveres. I årene fram til 1982 var områdene på Vikingbanken fra Oseberg og vestover et av de viktigste tobisfeltene, for deretter å ligge brakk fram til 1995 hvor det igjen var et meget godt tobisfiske. Dette året ble det registrert fangster på omlag 138 000 tonn. De store fangstene i 1995 var sammenfallende med en utvikling av fiskeredskapene som muliggjorde tråling etter tobis på mer steinholdig bunn (/16/). Trålstyret som benyttes til dette fisket er lettere i forkant sammenliknet med det utstyret som benyttes ved tråling etter for eksempel øyepål. I området nær Oseberg tråles det tilnærmet nord-syd, mens det ikke er noen dominerende trålretning på feltet for øvrig.

Sporingsdata fra norske og utenlandske fiskerifartøy fra 2001 og 2002 viser en lavere fiskeriaktivitet ved midtre partier/noe sørover ved rørledningen /37/. Nyere data viser de samme trendene /29/, men pga et større kartutsnitt gir dataene fra 2001 og 2002 et bedre bilde av fiskerivirksomheten. Det er også innhentet data fra Fiskeridirektoratet, kvartalsvis, for 2008. Dette angir noe mer omfang av fiskeri i hele Frigg/Oseberg-området i første halvår, og et noe

mer nordlig konsentrert fiske i andre halvår. Det bekrefter klart viktigheten av områdene vest og nord for Oseberg (Vikingbanken) i fiskerisammenheng. Dataene er presentert i vedlegg.

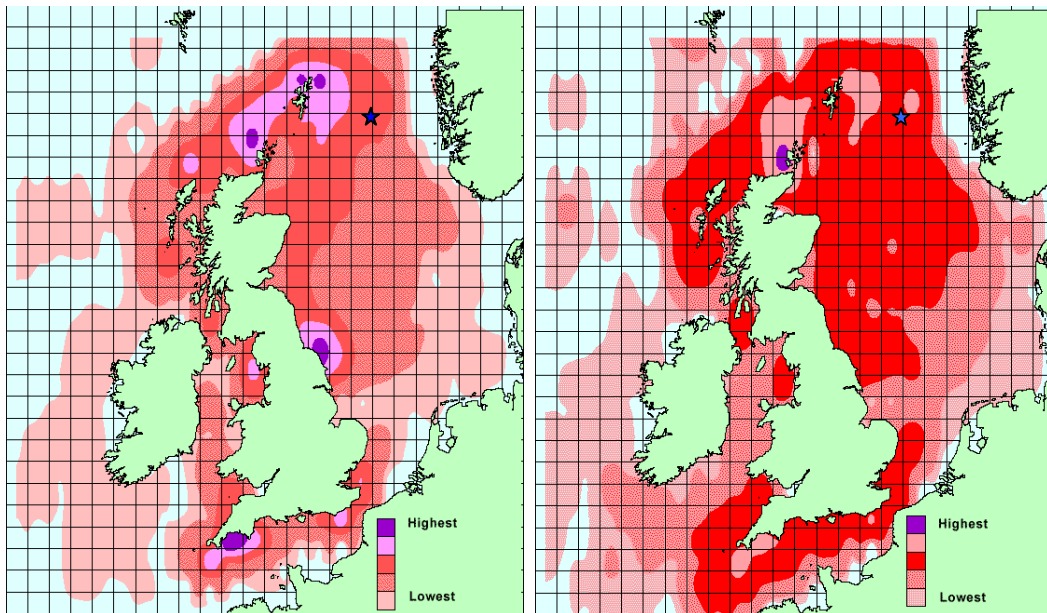


Figur 8-3 Registreringer av fiskerivirksomhet ved fartøysporing (2001, 2002). Frostpipe er markert i kartet med en sort strek. Data fra Fiskeridirektoratet. Data for 2008 er gitt i vedlegg.

Ringnotfiske i området er drevet etter både sild, makrell og hestemakrell, med sild som det dominerende fiskeslaget. Det foreligger ikke noe datagrunnlag for å gi en mer detaljert beskrivelse av fangstmengder for ringnotfiske for dette området.

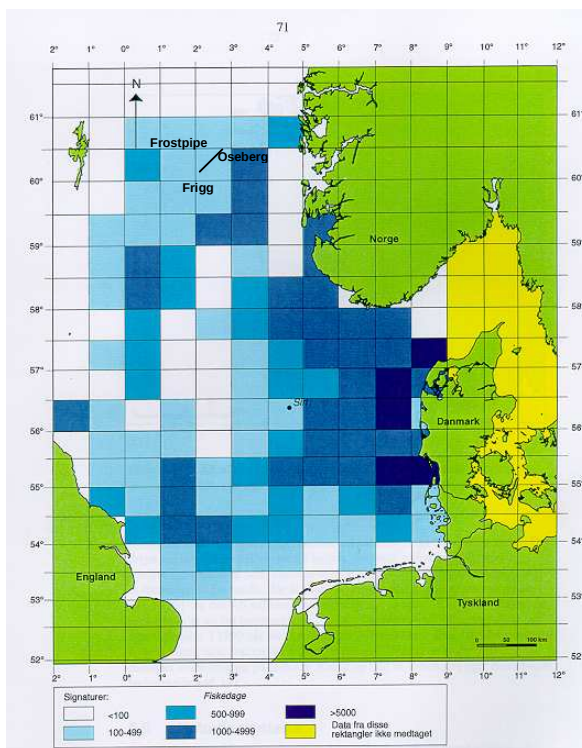
Området mellom Frigg og Oseberg vurderes ikke å ha betydning for reke- eller krepsetrålning.

Britisk fiskeintensitet i området betegnes som moderat for fiske etter bunnlevende arter. Den relative verdien av området kan betegnes som liten/ moderat for fiske etter bunnlevende arter (figur 8-4).



Figur 8-4. Viktighet av områder for britisk bunnfiske (venstre) og relativ verdien av dette fisket (høyre). Kartene er fra UKOOAs nettsider

Dansk fiskeintensitet i området betegnes som liten/ moderat i området mellom Frigg og Oseberg (Figur 8-5).



Figur 8-5. Dansk fiskeintensitet i Nordsjøen (antall dager, fiske med ulike redskapstyper). Data fra Dansk Fiskeridirektorat/Statoil I47/.

Det pelagiske fisket i området er ikke vurdert spesifikt her, da dette ikke vil påvirkes nevneverdig av noen av alternativene med unntak av en eventuell anleggsperiode.

8.2 Konsekvenser for fiskeri

Rørledningen ligger hovedsakelig eksponert på havbunnen. Ca 17 % av lengden er steindumpet eller tildekket.

En rørledning er ikke til hinder for fiske med konvensjonelle (passive) redskaper som garn, line eller fiske med ringnot og flytetrål. For fiske med slike redskaper spiller det ingen nevneverdig rolle hvilken fremtidig disponeringsløsning som velges, selv om "skrot" (relevant i et langtidsperspektiv) også kan utgjøre et problem for fiske med passive redskaper (line, garn).

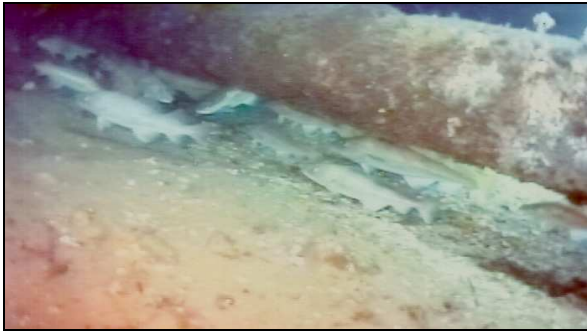
Det er normalt bare fiske med trål og snurrevad som kan påvirkes av intakte rørledninger og kabler på sjøbunnen. Mulige problemer knyttet til overtråling av rørledninger er likevel ikke ansett som noe stort problem for rørledninger med såpass liten diameter som Frostpipe har. Det norske fisket med snurrevad i området er beskjedent, og det foreligger ingen statistikk som viser den geografiske fordelingen av fangstene.

Trålfisket i området vurderes totalt sett som lite/moderat. Det må likevel påpekes at den nordlige halvdelen av Frostpipe ligger i et område som regnes som et av de viktigste på norsk sektor i Nordsjøen for industritrålfiske etter tobis. Områdets tidligere store betydning for konsumtrålfiske, og de store variasjonene i industritrålfiske etter tobis vanskeliggjør en beskrivelse av områdets fremtidige potensial som trålområde. På bakgrunn av områdets tidligere store betydning for konsumfisket og de tidvis store tobisfangstene, vurderes den nordlige halvdelen av Frostpipe og den sørligste delen av Frostpipe som ligger innenfor Bergensbanken å representere områder med høy verdi for trålfisket. Området fra det midtre partiet av Frostpipe frem til den sørligste enden av Bergensbanken vurderes å ha liten til middels verdi for trålfisket.

Det er ikke funnet noen dokumentasjon som klart beskriver trålrutningen i området (se figur 8-3). Da området generelt er flatt, men med noe variasjon i vanndybde i øst-vest retningen antas nord-sør å være mest dominerende retning. Trålrutningen vil da stort sett være 90 grader på rørledningen. Forsøk viser at tråldøren dras skjev først når vinkel på rørledning er mindre enn 45 grader /12/. I intakt form vurderes rørledningen ikke å utgjøre noe vesentlig problem for utøvelse av trålfiske. Hovedankepunktet mot å etterlate eksponerte rørledninger er muligheten til fastheking i forbindelse med frie spenn på ledningen (jfr. Figur 8-6), samt i et langtidsperspektiv muligheten for heking i ødelagte rørledninger. Dette kan skade redskap og fangst, og i verste fall medføre risiko for fartøyet³. Bunntrålingen vil også spre rørledningsdelene ytterligere utover, og vil kunne føre til at fiskefartøyer som opererer utenfor det området som Frostpipe ligger i dag, kan få rørledningsdeler i trålen.

Dersom Frostpipe skulle etterlates eksponert, vil omfanget av effekter være størst langs den nordligste halvdelen av rørledningen samt ved de helt sørligste områdene av Frostpipe som krysser Bergensbanken. Basert på dette er en mulig disponeringsløsning med etterlatelse av rørledningen eksponert blitt forkastet gjennom planprosessen.

³ I mars 1997 gikk hekktråleren Westhaven ned på Fladengrunn (Britisk sektor) som følge av fastheking av tråldør under et frispenn på en 30" rørledning ved tråling langs ledningen. Fire mann omkom.



Figur 8-6 Illustrasjon av fritt spenn (fra en annen rørledning).

Et annet forhold som er vurdert, er betydningen av ansamling av fisk langs rørledningen. Videomateriale fra undersøkelse viser at det finnes en del fisk langs denne, og spesielt i forbindelse med steindumpede områder. Slik ansamling har lenge vært en udokumentert sannhet. Forsøk utført av Havforskningsinstituttet viser at små fisk samles i noen grad langs/under rørledningene, sannsynligvis for å unnsnippe predasjon /3/. Konklusjonen er likevel at fisket langs rørledningene ikke er kommersielt lønnsomt. Det må påpekes at undersøkelsen ble utført i løpet av en kort periode på våren, slik at sesongmessige variasjoner i mengde og fangbarhet ikke er undersøkt. Enkelte båter drev/driver regulært "rørfiske" i Nordsjøen når det ikke er annen pågående aktivitet. Følgelig er dette et sekundært fiske i forhold til andre fiskerier. Disse driver garnfiske mye på rørledningene mellom Statfjord og Oseberg, men også andre deler av Statfjordfeltet hvor det rapporteres om gode forekomster av sei og lange. Lenger sør domineres fangsten av mer torsk og annen bunnfisk og flatfisk. Det hevdes å gå omlag 14 dager etter fiske før fangstratene er oppe igjen til det optimale. Det vurderes at den kommersielle betydningen av "rørfisket" langs Frostpipe er *ubetydelig*.

De aktuelle disponeringsalternativene vurderes mer spesifikt i det følgende:

8.2.1 Alternativ 1-4 – Etterlatelse med nedgraving og/eller steindumping

Det finnes flere rørledninger i området som Frostpipe ligger; 20" Odin gassrør, 22" Huldra gassrør samt Tune. Tilstedeværelsen av Frostpipe i tillegg til disse rørledningene er vurdert kun å gi en liten negativ effekt for fiskeriene.

Nedgraving av hele eller deler av rørledningen (Alternativ 1, 3 og 4) vil eliminere/ redusere mulig hindring for utøvelse av fisket. Dette utgjør en *moderat-liten* positiv effekt for fiskeriene. Det er imidlertid diskusjon omkring hvorvidt dette vil være et varig tiltak, eller om rørledningene igjen kan bli eksponert på sikt. Her finnes ikke noe eksakt svar. Områder med leire vurderes som mer stabile og således med mindre sannsynlighet for fremtidig eksponering av rørledningen. Den *dynamiske* havbunnen i større deler av området hvor Frostpipe ligger, øker likevel mulighetene for at rørledningen skal bli gravd frem igjen og at frie spenn skal oppstå og dermed mulighetene for fastheking av bunntåler. Det er derfor foreslått enkelte kompenserende tiltak med ytterligere steindumping i enkelte områder for å motvirke en slik mulighet (alternativ 3).

Steindumping er et tiltak som gir bedre trygghet for at en rørledning forblir på stedet. Tyngden av steinen/grusen motvirker at rørledningen beveges som følge av eksterne krefter. Steinens størrelse er normalt tilpasset strømstyrke i området, med betydelig sikkerhetsmargin.

Tråling over steindumpede områder er vist å kunne medføre skade på både fangst og redskap /14/. Stein som allerede er lagt på rørledningene vurderes ikke i denne utredningen.

Alternativet med full eller betydelig grusdumping (alternativ 2 og 4) har således et potensial for

negative konsekvenser for trålfisket. Alternativ 4 medfører imidlertid i hovedsak steindumping i områder med begrenset trålaktivitet. En steindumpet rørledning vurderes likevel som et bedre alternativ i forhold til fiskeriene enn en eksponert ledning med mange frie spenn, og spesielt i et langtidsperspektiv hvor ledningen kan brytes opp.

Det har vært diskutert som en mulighet å redusere størrelsen på steinen (grus) for således å redusere sannsynligheten for skade på redskap og fangst fra dette. Mindre størrelse på steinen vil gi mindre stabilitet og et større område må steindumpes. Dette er derfor ikke ansett som et godt tiltak i forhold til fiske.

Full steindumping av rørledningen (alternativ 2) vurderes samlet sett å gi en "moderat negativ" virkning for fiskeriene mens delvis steindumping (alternativ 4) kan gi en "liten negativ" konsekvens. For alternativ 4 oppnås imidlertid en positiv virkning ved at rørledningen graves ned i de områdene som er viktigst for tobisfiske.

Alternativ 3 er et forsøk på å optimalisere for å redusere omfanget av kompliserte offshore operasjoner og å oppnå en god langsiktig disponeringsløsning i forhold til fiskeri. Rørledningen vil derfor som en del av løsningen i hovedsak graves ned, inkludert i de områdene som er mest benyttet til fiskeriformål. Videre vil kun mindre deler steindumpes for å sikre at rørledningen forblir nedgravd og ikke eksponert. Deler av rørledningen som etterlates over havbunnen (krysninger og T-struktur) vil derfor være godt beskyttet og muliggjøre overtråling i et langtidsperspektiv. Totalt sett vurderes alternativ 3 å medføre en "liten positiv" konsekvens for fiskeriene.

8.2.2 Alternativ 5. Fjerning

Fjerning av rørledningen øker fiskerienes tilgang til Bergensbanken og Vikingbanken i forhold til en eksponert rørledning i et langtidsperspektiv. Tatt i betraktning av at det finnes flere rørledninger i dette området, 20" Odin gassrør og 22" Huldra gassrør, vil dette begrense effekten av en fjerning noe.

Enkelte båter driver regulært "rørfiske" i Nordsjøen ved flere ulike sesonger når det ikke er annen pågående aktivitet. Følgelig er dette et sekundært fiske i forhold til andre fiskerier. I dag er det i hovedsak to fartøyer som innimellom driver et slikt fiske i Nordsjøen. Disse driver garnfiske mye på rørledningene mellom Statfjord og Oseberg. Den kommersielle betydningen av slikt rørfiske vurderes av Havforskningsinstituttet som ubetydelig /13/. Dersom en rørledning fjernes antas dette å ha små negative effekter for disse båtene.

En fjerning av rørledningen vurderes samlet sett å forårsake en "liten positiv" konsekvens for fiskeriene.

Tabell 8-1 Oppsummering av den samlede miljømessige konsekvensen for fiskeriene som følge av de ulike disponeringsaktivitetene.

Disponeringsalternativ	Verdi eller sårbarhet*	Omfang av effekt	Fiskerikonsekvens
Alternativ 1. Etterlate- fullstendig nedgraving	Høy	Middels positiv	Middels positiv
Alternativ 2. Etterlate – fullstendig steindumping	Høy	Liten negativ – liten positiv	Liten negativ
Alternativ 3. Etterlate – kombinert nedgraving/noe steindumping	Høy	Middels positiv	Middels positiv
Alternativ 4. Etterlate – nedgraving i tobisområde, for øvrig steindumping	Høy	Liten positiv	Liten positiv
Alternativ 5. Fjerning	Høy	Middels positiv	Middels positiv

*Verdi av området i forhold til fiskeri er høyest i området mot Oseberg og avtar sørvestover mot Frigg. Det vil således være noe nyanse i verddivurderingen for kombinasjoner av disponeringsalternativene.

8.3 Konsekvenser for andre brukere

Fartøyleiden mellom Bergen og Shetland passerer området mellom Frigg og Oseberg A. Hovedleden går ca 10 km nord for feltsenteret ved Frigg. Skipsledene som går mellom Shetland/Orknøyene og Vest-Norge passerer sør for Frigg. I tillegg vil fiskefartøyer være tilstede i området. Antall skip som passerer området er anslått til ca 500 i året /19/. Antall fiskefartøyer er sesongavhengig i tillegg til de årlige svingningene

Representanter fra fiskerimyndighetene i Norge anslår at det vil være tilstede ca 50-80 snurpenotfartøyer i området i mai-august, og 50-60 stykker i november /desember, mens det vil være noe mindre i resten av vinteren-våren. Normalt vil det være til stede mindre enn 10 britiske, danske og svenske fartøyer i området. Antall trålere er også begrenset. Området mellom Frigg og Oseberg er av klart mindre betydning for fri ferdsel, sammenlignet med områdene lenger øst og sør i Nordsjøen.

Disponeringen av Frostpipe, uansett alternativ, er vurdert å ha "ubetydelig" innvirkning på fri ferdsel i området.

Tabell 8-2 Oppsummering av den samlede konsekvensen for fri ferdsel som følge av de ulike disponeringsaktivitetene.

Disponeringsalternativ	Verdi eller sårbarhet	Omfang av effekt	Konsekvens
Alternativ 1. Etterlate- fullstendig nedgraving	Lav	Liten	Ubetydelig
Alternativ 2. Etterlate – fullstendig steindumping	Lav	Liten	Ubetydelig
Alternativ 3. Etterlate – kombinert nedgraving/noe steindumping	Lav	Liten	Ubetydelig
Alternativ 4. Etterlate – nedgraving i tobisområde, for øvrig steindumping	Lav	Liten	Ubetydelig
Alternativ 5. Fjerning	Lav	Liten	Ubetydelig

9.0 Oppsummering av konsekvenser

9.1 Konsekvenser per alternativ og tema

9.1.1 Miljømessige konsekvenser

Miljømessige konsekvenser for hvert disponeringsalternativ og hvert utredningstema er oppsummert i tabell 9-1. De største negative miljøkonsekvensene er vurdert å komme innen aspektene fysiske virkninger knyttet til steindumping, materialutnyttelse (steindumping og ikke gjennomført materialgjenvinning) samt innen energi/utslipp til luft for fjerningsalternativet (alternativ 5). Sistnevnte har imidlertid eneste identifiserte positive miljøkonsekvens, knyttet til materialgjenvinning. De minste miljøkonsekvensene er vurdert for alternativene med nedgraving av rørledningen.

Tabell 9-1. Oppsummering av miljømessige konsekvenser pr utredningstema og disponeringsalternativ. TOTAL sin anbefalte disponeringsløsning (alt. 3) er markert med gult.

Konsekvenstema*		Alt. 1 Etterlate - nedgravd	Alt. 2 Etterlate - steindumpet	Alt. 3 Etterlate – optimalt nedgravd	Alt. 4 Etterlate – nedgravd i tobisområde, 56 % steindumpet	Alt. 5 Fjerning - gjenvinning
Miljømessige konsekvenser	Energiforbruk	Liten negativ	Liten negativ	Liten negativ	Liten negativ	Liten negativ
	Energibalanse	Ubetydelig	Liten negativ	Ubetydelig	Ubetydelig	Liten negativ
	Utslipp til luft**	Liten negativ	Liten negativ	Liten negativ	Liten negativ	Middels negativ
	Utslipp til sjø	Ubetydelig	Ubetydelig	Ubetydelig	Ubetydelig	Ubetydelig
	Fysiske virkninger	Ubetydelig	Middels negativ	Ubetydelig	Liten negativ	Ubetydelig
	Material- utnyttelse	Liten negativ	Middels negativ	Liten negativ	Middels negativ	Liten positiv
	Forsøpling	Ubetydelig	Ubetydelig	Ubetydelig	Ubetydelig	Ubetydelig

* Disponeringsløsninger med etterlatelse er tilrettelagt for mulig fremtidig gjenbruk på stedet.

** Basert på faglig vurdering relatert til alternativenes tilhørende utslippsvolum og relevante effekter.

Konsekvenser for samfunnsmessige forhold og andre brukere av havet per alternativ, er oppsummert i tabell 9-2. Mulige negative virkninger er identifisert knyttet til omfattende steindumping og helse-/nærmiljøutfordringer knyttet til opphogging og avfallshåndtering på land. Konsekvenspotensialet vurderes likevel som lite. Steindumping utføres nettopp for å forhindre problemer for fisket, og uten tiltaket ville potensialet for negative konsekvenser hvert betydelig større. Tiltak kan også vurderes for å avbøte negative konsekvenser i forhold til nærmiljø/helse, dersom dette alternativ ble anbefalt. Positive konsekvenser er identifisert for

alternativene 1, 3, 4 og 5 i forhold til fiskeri. Nedgrøfting (alt 1), optimalisert nedgrøfting/noe overdekking (alt 3) og fjerning (alt 5) er alle vurdert å medføre en middels positiv konsekvens.

Konsekvensene for skipstrafikk er vurdert som ubetydelig for samtlige alternativer.

Kostnadmessig er det betydelige forskjeller mellom alternativene, hvor særlig alternativ 5 (fjerning) skiller seg ut i negativ retning. Også alternativene med steindumping er relativt mer kostbart enn nedgraving.

Samlet ventes avviklingen av Frostpipe å medføre en produksjonsvirkning i Norge på mellom 120 og 150 årsverk inkludert konsumvirkninger. For alternativet med full fjerning kan sysselsettingen komme opp i 800-900 årsverk med konsumvirkningene.

Basert på generiske data og omfang av aktiviteter forventes fjerningsalternativet å medføre de største sikkerhetsmessige utfordringene. Gjennom god prosjektplanlegging og i tråd med regelverket vil samtlige disponeringsalternativer kunne gjennomføres sikkerhetsmessig akseptabelt.

Tabell 9-2. Oppsummering av konsekvenser for samfunn og andre brukere av havet pr utredningstema og disponeringsalternativ. TOTAL sin anbefalte disponeringsløsning (alt. 3) er markert med gult.

Konsekvenstema*		Alt. 1 Etterlate - nedgravd	Alt. 2 Etterlate - steindumpet	Alt. 3 Etterlate – optimalt nedgravd	Alt. 4 Etterlate – nedgravd i tobisområde, 56 % steindumpet	Alt. 5 Fjerning - gjenvinning
Samfunnsmessige konsekvenser	Nærmiljø/ helse	Ubetydelig	Ubetydelig	Ubetydelig	Ubetydelig	Liten negativ
	Kostnader (MNOK)	174	263	157	219	802
	Sysselsetting (Årsverk)	110	80	100	80	600
	Sikkerhet	0	0	0	0	÷
Konse- kvenser andre brukere	Fiskeri	Middels positiv	Liten negativ	Middels positiv	Liten positiv	Middels positiv
	Skipstrafikk	Ubetydelig	Ubetydelig	Ubetydelig	Ubetydelig	Ubetydelig

9.2 Konsekvenser av anbefalt løsning

Rettighetshavernes anbefalte løsning er alternativ 3. Rørledningen vil bli etterlatt, og det meste av rørledningen vil graves ned. Deler som ikke kan graves ned vil overdekkes med stein for å sørge for en stabil langsiktig disponeringsløsning uten eksponerte rør på havbunnen.

Da Frostpipe ble designet ble det tatt høyde for at den skulle være overtrålbare. Etter standarden som ble brukt den gang ble rørledninger under 16 tommer grøftet ned og rørledninger større enn 16 tommer ble liggende eksponert på sjøbunnen. Frostpipe tilhører den siste gruppen. For å stabilisere rørledningen er det dumpet stein flere steder langs røret. Steinstørrelsene som er brukt er fra 5 tommer og 50% er mindre enn 3 tommer. Dette blandingsforholdet gir stabile steinhauger som er overtrålbare i lang tid. Det vil likevel være

mulighet for at noe stein kan komme inn i passerende tråler. Dette vurderes likevel ikke som et stort problem med de redskaper som benyttes i dette området.

Deler av Frostopipe er lokalisert på Vikingbanken, en region som er av *stor-middels* viktighet for fiskeriene relativt til andre områder i Nordsjøen. Bunntråling utføres i dette området for å fiske arter som kolmule, torsk, hyse og sei. Deler av området er videre kjent for å ha tobis. Det har imidlertid vært stans i tobisfisket i området i mange år, men det antas at tobisfiske vil gjenopptas på sikt /44/. En nedgraving av rørledningen i de sandholdige områdene vil lette tobisfiske i forhold til etterlatelse/steindumping.

Frostopipe-rørledningen er allerede rengjort og således klar for etterlatelse. Det vil derfor være minimale oljeforurensinger som vil lekke ut av rørledningen når den eldes og bryter sammen eller på annen måte ødelegges. (olje, som er et naturlig produkt vil generelt brytes hurtigere ned enn stålrør). Anodene på rørledningene har legeringer med sporstoff av kadmium og bly og er et potensielt forurensningsproblem. For en nedgravd/overdekket rørledning vil utlekkingsgrad være lav. Omfanget av disse metallene er også lav, og muligheten for spredning begrenset. Siden rørledningen i hovedsak vil være nedgravd forventes metaller i hovedsak å forbli i havbunnen. Konsekvensene for det marine miljøet vurderes å være neglisjerbar.

At rørledningen etterlates og at materialer som kunne ha blitt utnyttet/gjenvunnet avhendes på stedet er naturligvis negativt. Sett i forhold til energibruk for fjerning og hogging, samt kostnader, er etterlatelse imidlertid både miljø- og kostnyttmessig mer gunstig.

Anbefalt løsning er en kompromissløsning hvor en har lagt vekt på å redusere mest mulig fremtidig konflikt med fiskerinæringen samtidig som en har forsøkt å optimalisere/effektivisere i forhold til kompliserte offshore operasjoner. Dette gir reduksjon i energiforbruk og utslipp til luft, og naturligvis også lavere kostnader. I forhold til en løsning med full nedgraving er besparelsen på 17 MNOK. I forhold til fjerning (alternativ 5) er besparelsen på 645 MNOK. I forhold til alternativ 5 er også alternativ 3 vesentlig bedre hva gjelder energiforbruk og utslipp til luft.

Anbefalt løsning er totalt sett vurdert som den beste disponeringsløsningen i forhold til både miljø, samfunn og andre brukere av havet. Alternativ 3 representerer en løsning som ivaretar de identifiserte problemstillinger godt både på kort sikt og i et langtidsperspektiv.

10.0 Avbøtende tiltak

10.1 Generelt

De miljømessige virkningene forbundet med anbefalt løsning er generelt vurdert å være av mindre betydning, og avbøtende miljørelaterte tiltak er ikke foreslått.

De fleste avbøtende tiltak og oppfølging er vurdert som mest relevant i forhold til virkninger på fiske, i hovedsak i forhold til tråling.

10.2 Tiltak for å redusere negative konsekvenser for trålfiske

Et alternativ med etterlatelse av rørledningen som den ligger på havbunnen er forkastet på grunnlag av mulige negative langsiktige virkninger for fiskeriene.

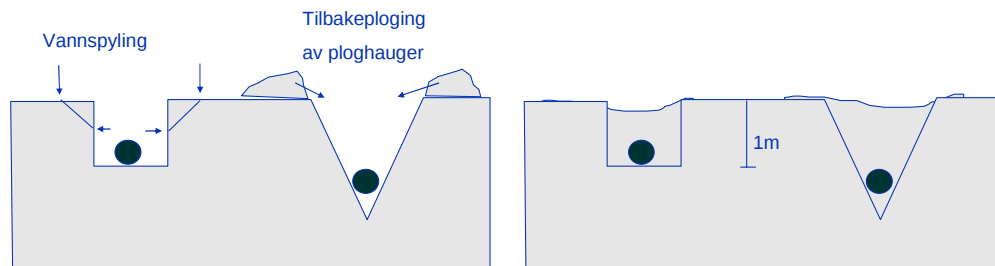
Det er videre skissert flere muligheter for hvordan en best kan redusere negative virkninger på utøvelsen av trålfiske. I selve utredningen over er det utredet alternativer hvor hele rørledningen fjernes, etterlates, grøftes ned eller overgruses. I praksis kan en imidlertid komme bort i løsninger som kombinerer flere av disse alternativene. Dette inngår også i rettighetshavernes anbefalte løsning. Begrunnelsen for den anbefalte løsningen er å minimere muligheten for negative ulemper for utøvelse av fiskeriaktivitet.

Enkelte partier av sjøbunnen under Frostpipe består av hard leire, og vanskeliggjør en nedgraving. Dette betyr at full nedgrøfting i praksis kan være vanskelig gjennomførbart, eventuelt at en må utføre gjentatte forsøk på nedgraving med ulikt utstyr, og dertil tilhørende energiforbruk og kostnader. Dette gjelder spesielt de midtre områdene langs rørledningen, men den harde leiren er også flekkvis lokalisert langs andre deler av rørledningen. Maksimalt enkelt frispenn ble i 1999 målt til 38m (ca 37 km fra Frigg). Siden de frie spenn som finnes på rørledningen er forholdsvis beskjedne i vertikal utstrekning (1-50cm), og rørledningen har liten diameter vil den utgjøre en liten trussel for hekking av trål i intakt tilstand. Inspeksjon viser også at spennene endrer seg over tid. Spesiell merking av disse spennene på kart anbefales således ikke. Med tanke på et langtidsperspektiv med mulig oppbrekking anbefales steindumping over eventuelle frie spenn hvor grøfting ikke er gjennomførbart. Kostnaden ved å eventuelt fjerne frie spenn (inkl. nedgraving av rørledningsender) er betydelige (estimert til vel 50 MNOK for 2x100m frispenn) og anbefales ikke.

Et annet tiltak som har blitt vurdert er å fjerne T-stykket. I så fall vil beskyttelsesstrukturen fjernes mens T-stykket kuttet fra rørledningen og fjernes. Rørendene må graves ned. Dette tiltaket er kostnadsberegnet til ca 35 MNOK. Siden T-stykket er godt beskyttet og overdekket med stein, haugen har liten helning og er enkelt overtrålbart, vurderes fjerning av dette som et dårlig kost-nytemessig tiltak, og anbefales ikke.

Matter og rørstykker ved Frigg ble fjernet som en del av disponeringsarbeidet for dette feltet, uavhengig av disponeringsløsning for Frostpipe. For delen inn mot Oseberg er det i kostnadsestimatet lagt til grunn steindumping av eventuelle eksponerte områder. Disponering vil forestås sammen med disponering på Oseberg.

Ved nedgrøfting av rørledningen med plogging kan de langsgående ploghaugene pløyes tilbake som overfylling. Ved vannspyling kan grøftkantene spyles ned over rørledningen som overdekning (Figur 10-1). En relativt flat havbunn kan derfor etterlates over den nedgravde rørledningen.



Figur 10-1. Illustrasjon av situasjon før og etter tilbakefylling/overdekking ved bruk av henholdsvis vannspyling (venstre) og plog.

10.3 Overvåking

Ved grøfting vil det bli utført en kontroll etter endt operasjon for å verifisere disponeringen. Denne kontrollen kan gjentas etter noen år for å vurdere effektivitet og stabilitet. Dersom situasjonen er utilfredsstillende vil ytterligere tiltak vurderes.

Frostpipe har blitt overvåket regelmessig i driftsperioden. En har derfor god oversikt over status for rørledningen, og hvordan forholdene ved den endres over tid. Inspeksjonene viser at sedimentene i området er svært dynamiske, noe som kan forårsake frispenn. I tillegg viste de at lokalitet, lengde og høyde for frispenn kan endres relativt raskt. Den nedgravingsdybden som planlegges medfører at røret kommer under den dynamiske delen av sedimentlaget og vil forbli her stabilt. Nedgravingsdyp skal være tilstrekkelig til at fremtidige frie spenn unngås. Nedgravningen vil kontrolleres/verifiseres etter utført nedgraving/overdekking.

Rørledningen foreslås likevel overvåket i sammenheng med tilsvarende overvåking av etterlatte rørledninger ved Frigg/4/. Frekvens og omfang av inspeksjonen må diskuteres med relevante myndigheter.

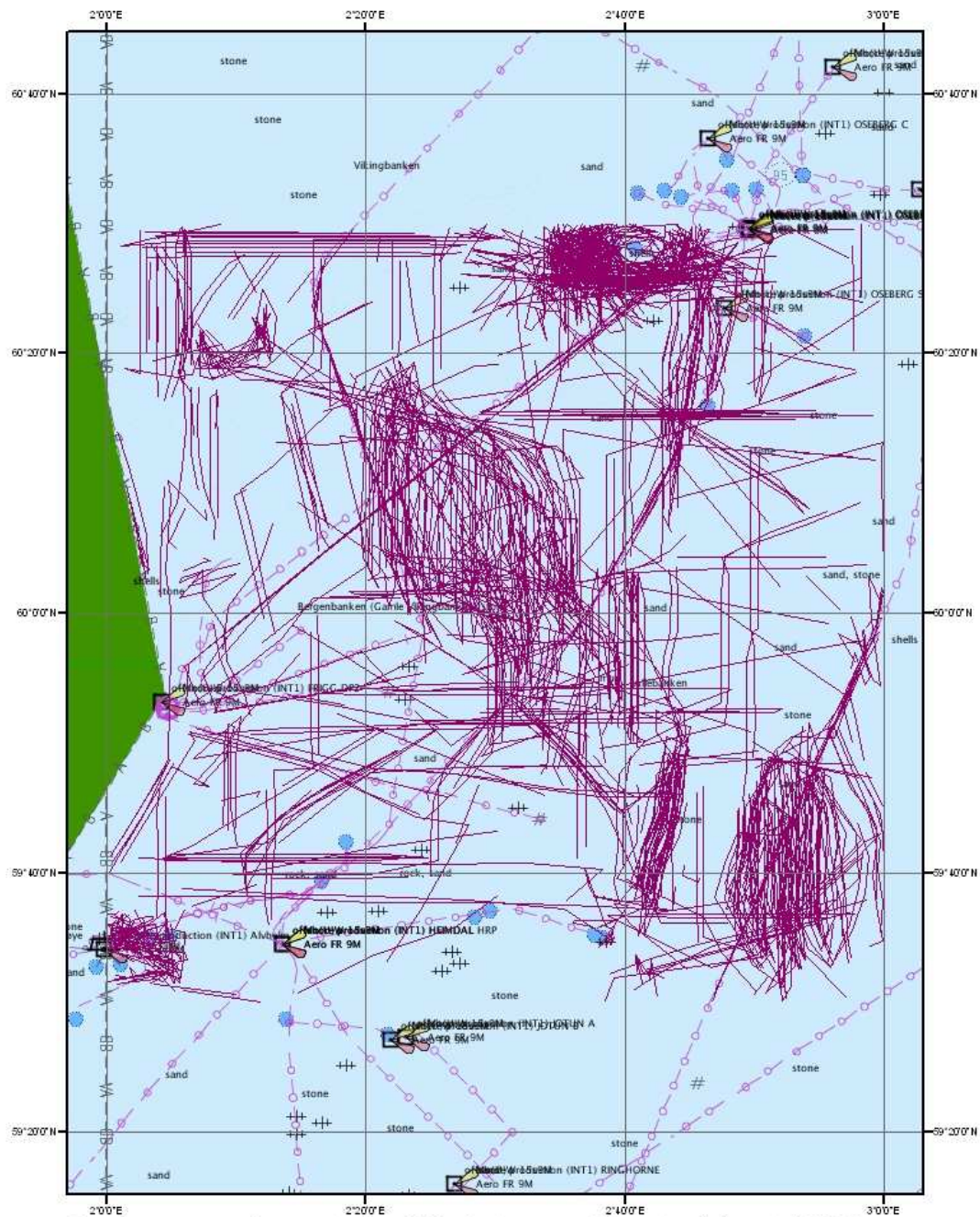
Ved etterlatelse tolkes dagens regelverk dit hen at eierskap og ansvar tilknyttet rørledningen forblir hos rettighetshaverne. Dette kan være en lite hensiktsmessig ordning på lang sikt, hvor en statlig overtagelse kan ha fordeler. Industrien vil ta dette forholdet opp på generelt grunnlag med relevante myndigheter.

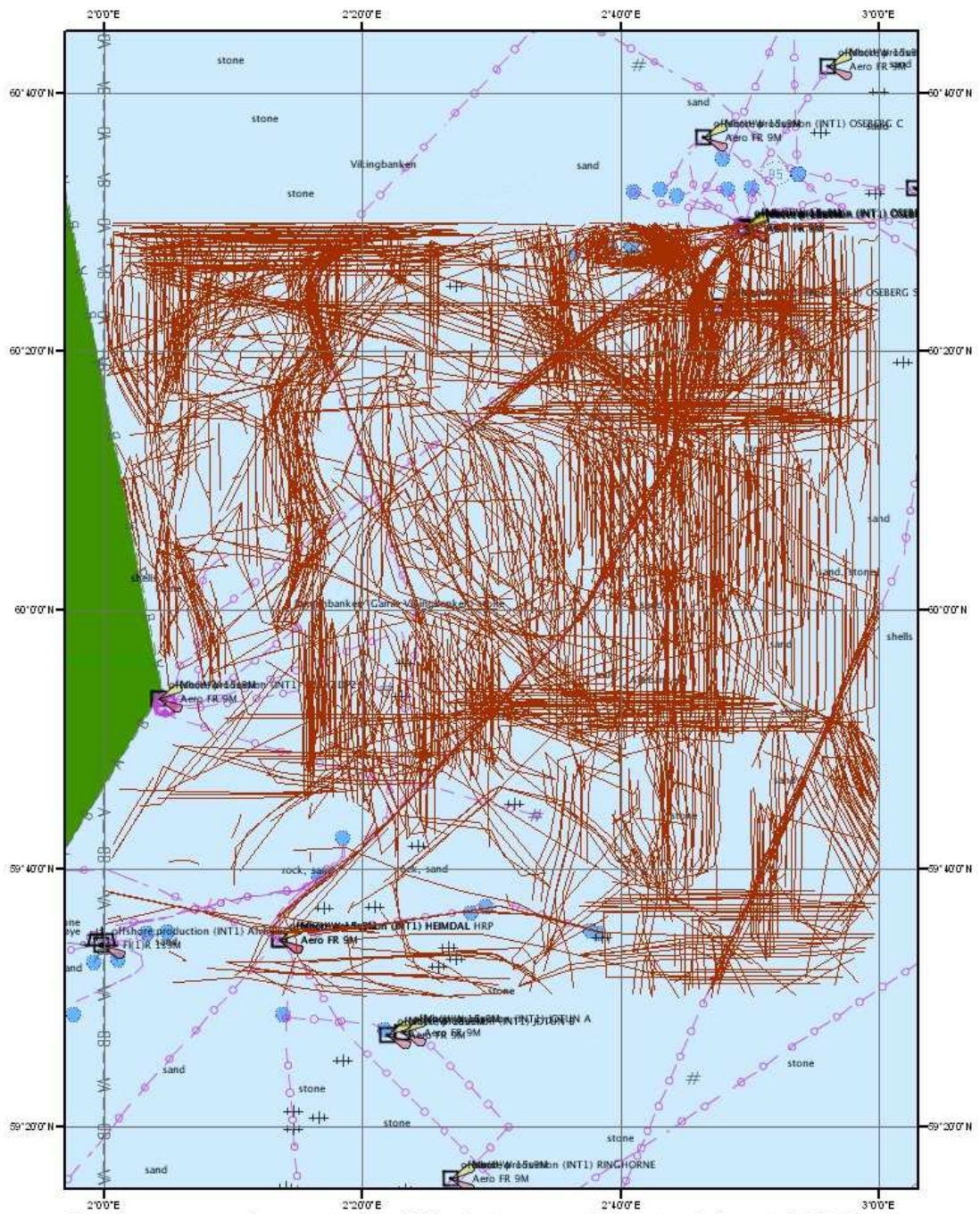
Referanser

- /1/ IoP, 2000. Guidelines for the calculation of energy use and gaseous emissions in removal and disposal of offshore structures. Institute of Petroleum, London.
- /2/ OED, 1998-a. Nedbrytning av rørledninger over tid.
- /3/ OED, 1999-b. Virkning på marint miljø av miljøskadelige stoffer i rørledninger.
- /4/ DNV 1999. Leaving Ekofisk I-pipelines in place. Disintegration hypothesis and impact assessment. Report no 98-4040.
- /5/ OED, 1999-c. Konsekvensutredning for habitater på sokkelen: Disponeringsalternativer for rørledninger og kabler.
- /6/ Taraldrud, 1998. Gjenvinning/resirkulering av materialer i offshore rørledninger og kabler. Hovedoppgave, Høgskolen i Stavanger, våren 1998.
- /7/ OED, 1999-d. Virkninger på arbeidsmiljø i tilknytning til fjerning av rørledninger.
- /8/ Øksdal, Bjørn. Personlig kommentar 2000. Bjørn Øksdal er innkjøpssjef ved Fundia AS, Oslo.
- /9/ Petersen, Snorre. Personlig kommentar 2000. Snorre Petersen er HMS-sjef ved Fundia AS sitt anlegg i Mo i Rana.
- /10/ Agenda 1998. Trålfiske i Nordsjøen. Lokalisering og omfang av det norske trålfisket omkring rørledninger. Del av OED's utredninger for rørledninger.
- /11/ Dansk Fiskeridirektorat, 1998. Dansk fiskeriintensitet i Nordsjøen. Data gjengitt i konsekvensutredning for Siri (Statoil 1997).
- /12/ Valdemarsen, J.W., 1993. Tråling over 40" rørledning – virkninger på trålredskap. Fisken og Havet nr 11 – 1993. Havforskningsinstituttet.
- /13/ Nøttestad, L., 1998. Fiskeforekomster langs rørledninger i Nordsjøen. Fisken og Havet nr 12 – 1998. Havforskningsinstituttet.
- /14/ Soldal, A.V., 1997. Tråling over steindekte rørledninger i Nordsjøen. Fisken og Havet nr 10 – 1997. Havforskningsinstituttet.
- /15/ DNV 2002. Disponering av innretningene på Frigg-feltet. Konsekvensutredning.
- /16/ OED, 2000. Trålfiske i Nordsjøen. Lokalisering og omfang av det norske trålfisket omkring rørledninger. http://www.oed.dep.no/rapporter/10-_tralfiske_i_nordsjoen/index.htm.
- /17/ Agenda 1996. Europipe II- Åsgard Transport. Virkninger for fiskeri- og oppdrettsnæringen. Agenda & Utvikling AS, mai 1996.
- /18/ Sør-Trøndelag Trålarlag, 1998. Møte mellom Sør- Norges Trålarlag, Fiskerisjefen i Rogaland, Statoil, Norsk Hydro og Agenda, Karmøy 04.09.98.
- /19/ Technica, 1987. Ship MoDU Collision Frequency. Report no. 3. RABL Project, London July 1987.
- /20/ Amoco, BP, Conoco, Esso, Hydro, Mobil, Phillips, Saga, Shell, Statoil, 1998 . Regional konsekvensutredning for petroleumsvirksomhet i Nordsjøen. Temarapport 6: Regulære utslipp til sjø-konsekvenser.

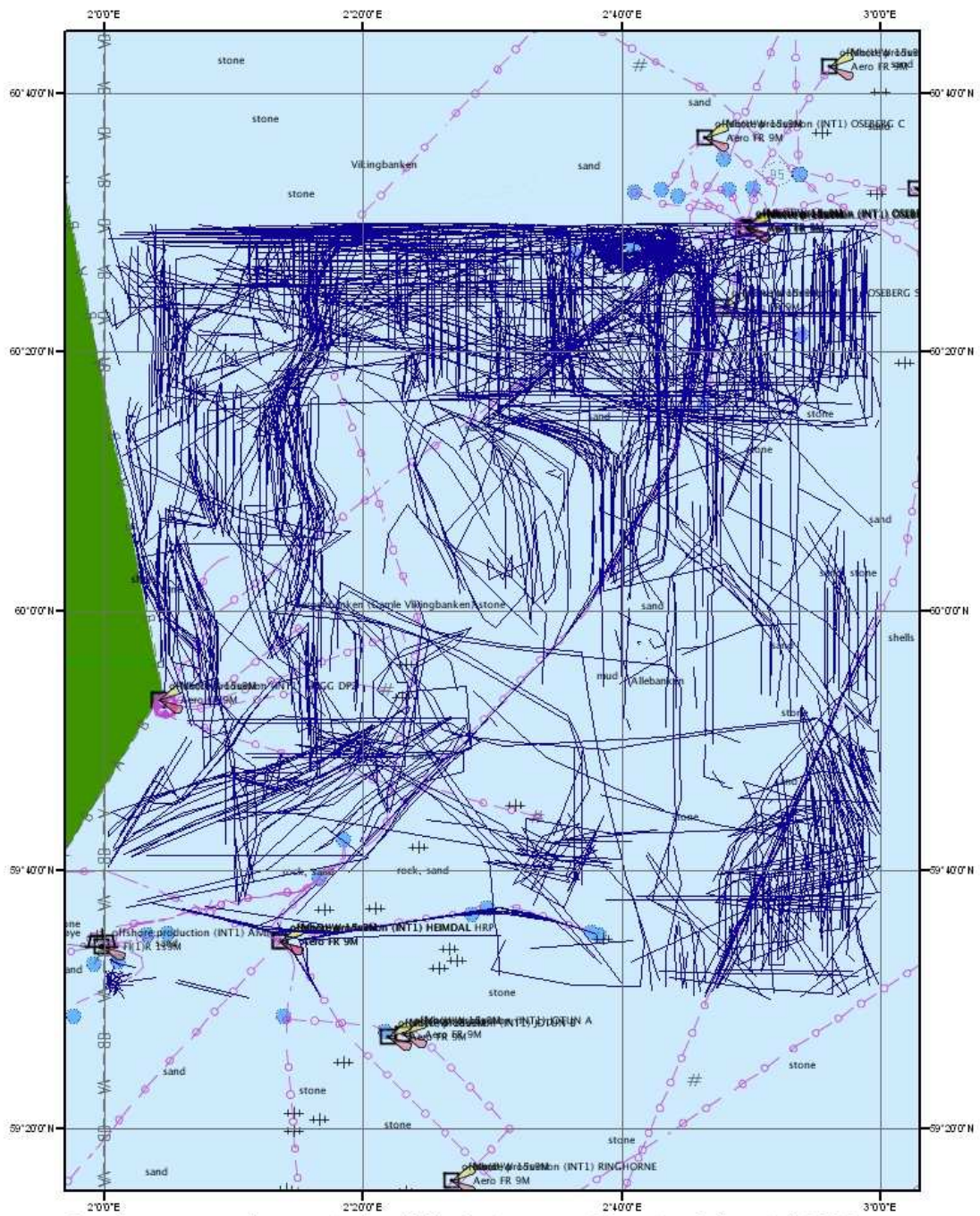
- /21/ Agenda, 1998. Regional konsekvensutredning for petroleumsvirksomhet i Nordsjøen. Virkninger for fiskeri og akvakultur. Petroleumsvirksomhet mellom 58°n og 62°n.
- /22/ Akvaplan-Niva, 1997. Environmental monitoring survey. Region II. 1997. Main report.
- /23/ SFT, 1993 Classification of environmental quality in fjords and coastal waters. General part. Guideline 93:01.
- /24/ Elf 1991. Transportsystem for Lille-Frigg kondensat. Konsekvensutredning.
- /25/ TotalFinaElf 2001. Frostpipe – Seabed trendanalysis. RE GE 00 00 108795
- /26/ TotalFinaElf 2001. Cessation of Frostpipe. Cost estimate of alternative cessation alternatives. RE GE 00 00 108636
- /27/ Veiledning til plan for utbygging og drift av en petroleumsforkomst (PUD) og plan for anlegg og drift av innretninger for transport og for utnyttelse av petroleum (PAD).
- /28/ Håndbok i konsekvensutredning ved offshore avvikling. OLF. 2001.
- /29/ RKU Nordsjøen Oppdatering av regional konsekvensutredning for petroleumsvirksomhet i Nordsjøen, Desember 2006
- /30/ DNV 1999. Ekofisk Tank Leave in situ. Feasibility study.
- /31/ BP 2000. Disponering av 10" Ula-Cod og overflødig del av 12" Gyda-2/4R gassledninger. Konsekvensutredning.
- /32/ Transportsystem for Lille-Frigg kondensat. Konsekvensutredning. November 1991.
- /33/ Miljøovervåking av olje- og gassfelt i Region II i 2006. UNIFOB AS
- /34/ TotalFinaElf, 2001. Frostpipe, Technical Note. Trenchability based on 2001 survey.
- /35/ TotalFinaElf, 2001. Frostpipe, Technical Note. Evaluations of free spans.
- /36/ TFEE Norge as, 2000. Forslag til utredningsprogram for konsekvensutredning for Frostpipe avslutningsplan.
- /37/ Fiskeridirektoratet, 2002. Sporingsdata for norske og utenlandske fiskerifartøyer i området mellom Frigg og Oseberg fra 2001 og 2002.
- /38/ DNV, 1998. Avslutning av produksjonen på Lille-Frigg. Konsekvensutredning. Rapport nr 98-2018, rev. 02.
- /39/ DNV, 1998. Disponering av innretninger på Frøy-feltet. Konsekvensutredning. Rapport nr 98-4038, rev. 01.
- /40/ Regional konsekvensutredning, Nordsjøen. Temarapport 6: Regulære utslipp til sjø-konsekvenser.
- /41/ NGU, Norway's coastal aggregates. Export in 2006 and potential deposits.
http://www.ngu.no/FileArchive/91/coastal_aggregates_2007_044.pdf
- /42/ Fiskeridirektoratet, 2002. Sporingsdata fra 2001 og 2002 for norske og utenlandske fiskefartøyer i området 59.75N-68.58/1.75-3.00.
- /43/ DNV, 1998. Ekofisk Cessation Project, Risk Assessment-Stage 3. Report No. 98-4045.
- /44/ Frostpipe re-use feasibility study – re-use and abandonment assessment report, Total E&P Norge AS, April 2006
- /45/ Miljøundersøkelse i Region III, 2004, Akvaplan niva

- /46/ Environmental Monitoring survey Region II. 1997 Main report. Akvaplan-Niva
- /47/ Statoil 1997. Siri-feltet – Vurderinger av virkninger på miljøet.
- /48/ <http://www.miljostatus.no/tema/Avfall/Avfall-og-gjenvinning/Avfallstyper/Betong-og-tegl/>
- /49/ Eirill Hatlevik, Aker Stord, pers. medd.

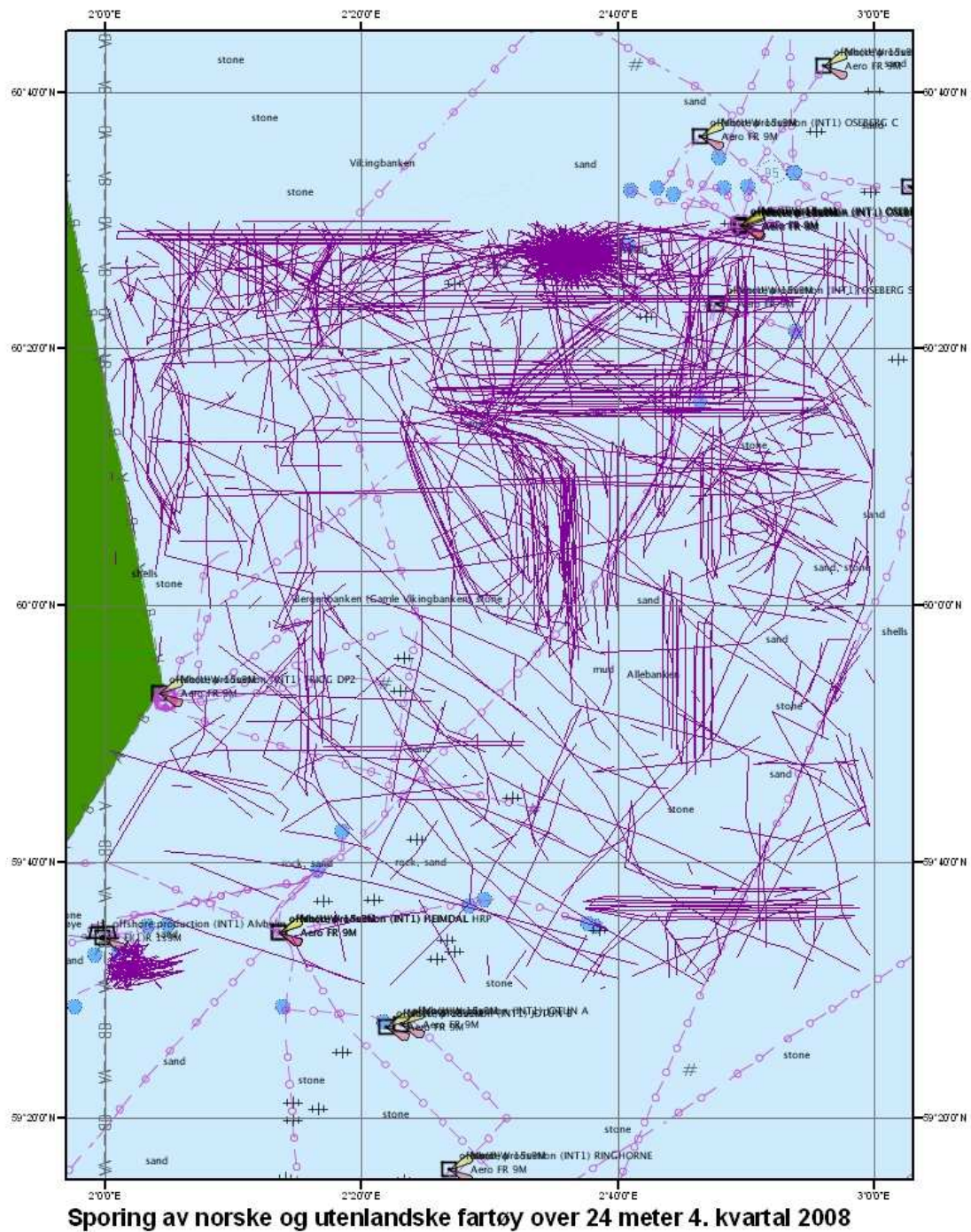
VEDLEGG 1. Fiskerisporingsdata for 2008, kvartalsvis.**Sporing av norske og utenlandske fartøy over 24 meter 1. kvartal 2008**



Sporing av norske og utenlandske fartøy over 24 meter 2. kvartal 2008



Sporing av norske og utenlandske fartøy over 24 meter 3. kvartal 2008



Sporing av norske og utenlandske fartøy over 24 meter 4. kvartal 2008

DNV Energy:

DNV Energy er en ledende profesjonell leverandør av tjenester for å sikre og forbedre forretnings resultater, ved å assistere energi selskaper gjennom den totale verdikjeden fra valg av konsept via letevirkosomhet, produksjon, transport, foredling og distribusjon. Vår brede ekspertise dekker driftsoptimalisering; helhetlig risikostyring; helse, miljø og sikkerhetsledelse; laboratorietjenester; offshore klassifikasjon; teknologikvalifisering og verifikasjon.

REGIONALE HOVEDKONTOR:

DNV ENERGY
Americas and West Africa
Rua Sete de Setembro
111/12 Floor
20050006 Rio de Janeiro
Brazil
Phone: +55 21 2517 7232

DNV ENERGY
Asia and Middle East
24th Floor, Menara Weld
76, Jalan Raja Chulan
50200 Kuala Lumpur
Malaysia
Phone: +603 2050 2888

DNV ENERGY
Europe and North Africa
Palace House
3 Cathedral Street
London SE1 9DE
United Kingdom
Phone: +44 20 7357 6080

DNV ENERGY
Nordic and Eurasia
Veritasveien 1
N-1322 Hovik
Norway
Phone: +47 67 57 99 00

DNV ENERGY
Offshore Class and Inspection
Veritasveien 1
N-1322 Hovik
Norway
Phone: +47 67 57 99 00

DNV ENERGY
Cleaner Energy & Utilities
Veritasveien 1
N-1322 Hovik
Norway
Phone: +47 67 57 99 00



MANAGING RISK