

затраты на ликвидацию аварии, ее последствий и восстановление окружающей среды составляют 55 519 846 руб., что является экономически невыгодно и неэффективно.

Реализация предложенного комплекса мероприятий по совершенствованию системы трубопроводного транспорта в ОАО «Томскнефть» ВНК положительно скажется на росте объемов добычи нефти, кроме того улучшит условия труда работников данной компании. В связи с чем, предложенную систему мер можно считать эффективной и экономически выгодной.

Литература

1. РД 39-132-94 «Правила по эксплуатации, ревизии, ремонту и отбраковке нефтепромысловых трубопроводов»
2. СП 34-116-97 «Инструкция по проектированию, строительству и реконструкции промысловых нефтегазопроводов».
3. ВСН 005-88 «Строительство промысловых стальных трубопроводов».
4. «Методика исчисления размера вреда, причиненного водным объектам вследствие нарушения водного законодательства» утвержденная Приказом Минприроды РФ №87 13.04.2009 г.

ПРОВЕДЕНИЕ СРАВНИТЕЛЬНОГО АНАЛИЗА ЭФФЕКТИВНОСТИ НАДЗЕМНОЙ И ПОДЗЕМНОЙ ПРОКЛАДКИ МАГИСТРАЛЬНОГО НЕФТЕПРОВОДА В МНОГОЛЕТНЕМЕРЗЛЫХ ГРУНТАХ НА ПРИМЕРЕ ПРОЕКТА «ЗАПОЛЯРЬЕ – ПУРПЕ»

3. А.Н. Чехлов

Научный руководитель доцент Н.В. Чухарева

Национальный исследовательский Томский политехнический университет, г. Томск, Россия

Строительство магистрального нефтепровода «Заполярье-Пурпе» является логичным шагом в ответ на постепенное истощение действующих месторождений Западной Сибири, Татарстана и Башкирии на фоне начала разработки крупных месторождений севера Ямало-Ненецкого автономного округа и Красноярского края. Протяженность трассы по проекту составляет 487 км (310 км – надземная прокладка, 177 км – подземная прокладка), более половины её длины находится за полярным кругом [2]. Предусмотрено строительство двух нефтеперекачивающих станций, линейная часть состоит из труб диаметром 1020 мм (336 км) и 820 мм (151 км) с многослойным изоляционным покрытием (табл. 1) [4].

Таблица 1

Изоляционное покрытие труб нефтепровода «Заполярье-Пурпе»

	Надземная прокладка		Подземная прокладка	
	Материал	Толщина, мм	Материал	Толщина, мм
Антикоррозионное покрытие	Заводское однослойное порошковое эпоксидное покрытие	-	Заводское трехслойное полиэтиленовое покрытие	-
Теплоизоляция	Заливочный пенополиуретан	100	Заливочный пенополиуретан	75
Защитная оболочка	Спирально-замковая оболочка из оцинкованной стали	1,5	Спирально-замковая оболочка из стали с заводским трехслойным полиэтиленовым покрытием	1,5

К особенностям, осложняющим реализацию данного проекта, относятся:

- суровые климатические условия региона;
- высокая вязкость перекачиваемой нефти;
- наличие многолетнемерзлых грунтов.

Первые два условия вызывают необходимость подогрева нефти до температуры 60 °С, обеспечивающей снижение вязкости до уровня, при котором возможна перекачка нефти за счет работы одной головной и одной промежуточной нефтеперекачивающей станций [2]. Высокая температура перекачиваемой нефти оказывает значительное тепловое воздействие на грунт, что в условиях многолетнемерзлых грунтов увеличивает мощность деятельного слоя. Происходящие в нем физико-механические процессы: пучение, криогенное растрескивание, термокары, могут привести к смещению трубопровода от проектного положения, изменению его напряженно-деформированного состояния и возникновению аварийной ситуации [1].

В соответствии принципом сохранения грунтов основания в мерзлом виде основным способом прокладки нефтепровода «Заполярье – Пурпе» выбрана надземная прокладка на свайном фундаменте [3]. Надземная прокладка трубопроводов большого диаметра является технологически очень сложной, требующей больших материальных затрат, однако в условиях данного проекта её использование оказалось целесообразным. К преимуществам можно отнести:

- минимизация теплового воздействия нефти на грунт;
- возможность применения сезонно действующих охлаждающих устройств, увеличивающих несущую способность грунтов;
- меньший уровень коррозионного воздействия по сравнению с подземной прокладкой.

Преимущества надземной прокладки нефтепровода являются очень значимыми для успеха реализации данного конкретного проекта. Однако надземная прокладка имеет и большое число недостатков, обуславливающих её относительно небольшое распространение в трубопроводном строительстве, с частью из которых пришлось столкнуться при реализации проекта «Заполярье-Пурпе» и предложить определенные пути их устранения (табл. 2) [2].

Главным преимуществом подземной прокладки нефтепровода, применительно к проекту «Заполярье-Пурпе», является её меньшая стоимость по сравнению с надземной прокладкой. Также можно выделить ещё ряд преимуществ:

- низкое тепловое воздействие окружающего воздуха на трубу и перекачиваемую нефть;
- отсутствие препятствий для ведения хозяйственной деятельности вдоль нефтепровода;
- беспрепятственное перемещение людей и техники поперек трассы нефтепровода.

Таблица 2

Недостатки надземной прокладки нефтепровода

№	Недостаток	Решение
1	Исключение любой хозяйственной деятельности в широкой полосе территории вдоль нефтепровода.	Не требуется, так как численность и плотность населения в регионе крайне мала.
2	Создание препятствий для свободного перемещения транспортных средств поперек трассы.	Организация переездов в местах пересечения нефтепровода с технологическими трассами и путями перегона северных оленей коренным населением.
3	Тепловое воздействие окружающего воздуха на транспортируемую нефть, повышающее её вязкость.	Подогрев нефти на нефтеперекачивающих станциях и специальных пунктах подогрева; использования труб с заводской тепловой изоляцией.
4	Тепловое воздействие окружающего воздуха на стенку трубы, вызывающее её деформацию.	Зигзагообразная прокладка нефтепровода; применение продольно-подвижных и свободно-подвижных опор.
5	Воздействие на опоры физико-механических процессов, происходящих в деятельном слое многолетнемерзлого грунта.	Применение термостабилизаторов грунтов; погружение свайного основания в грунт на глубину до 18 м.
6	Большая металлоемкость и стоимость строительства.	Применение на 36 % протяженности трассы более дешевой подземной прокладки.

Данные преимущества не являются существенными, поскольку они нивелируются за счет внедрения определенных технологических решений в проект надземной прокладки нефтепровода. В условиях распространения многолетнемерзлых грунтов у подземной прокладки нефтепровода появляется ряд недостатков (табл. 3) [3].

Подземный нефтепровод, проложенный в многолетнемерзлом грунте, не защищен от негативного воздействия физико-механических процессов, происходящих в деятельном слое. Если величина просадки или пучения грунта превысит максимально допустимые значения, возможна деформация нефтепровода с дальнейшим возникновением аварийных ситуаций. Чтобы избежать этого, необходимо тщательно исследовать несущую способность грунтов и максимально точно прогнозировать процессы, протекающие в деятельном слое многолетнемерзлого грунта.

Таблица 3

Недостатки подземной прокладки нефтепровода

№	Недостаток	Решение
1	Тепловое воздействие перекачиваемой нефти на многолетнемерзлый грунт, увеличивающее мощность деятельного слоя.	Использования труб с заводской тепловой изоляцией; замена льдистого грунта в траншее; применение дополнительного теплоизоляционного экрана.
2	Значительное коррозионное воздействие.	Использование труб с заводским трехслойным полиэтиленовым покрытием.
3	Воздействие на трубу физико-механических процессов, происходящих в деятельном слое многолетнемерзлого грунта.	-

Таким образом, надземная прокладка нефтепровода в районах Крайнего Севера на многолетнемерзлых грунтах является предпочтительной. Применение подземной прокладки может быть обусловлено только экономией средств. Для обеспечения должного уровня безопасности эксплуатации подземного нефтепровода на многолетнемерзлом грунте необходимо особое внимание уделить качеству изыскательских работ и моделированию процессов сезонной деформации грунтов.

Литература

1. Дерцакян А. К. Строительство трубопроводов на болотах и многолетнемерзлых грунтах. – М.: Недра, 1978. – 167 с.

2. Лисин Ю. В., Сапсай А. Н. и др. Создание и реализация инновационных технологий строительства в проектах развития нефтепроводной структуры Западной Сибири // Наука и технологии трубопроводного транспорта нефти и нефтепродуктов, 2013. - № 4. – С. 6-11.
3. Лисин Ю. В., Сощенко А. Е. и др. Технические решения по способам прокладки нефтепровода Заполярье – НПС «Пурпе» // Наука и технологии трубопроводного транспорта нефти и нефтепродуктов. – 2014. - № 1. – С. 24-28.
4. Суриков В. И., Ревин П. О., Фридлянд И. Я. Технические решения по теплоизоляции линейной части трубопроводной системы Заполярье – Пурпе // Наука и технологии трубопроводного транспорта нефти и нефтепродуктов, 2013. - № 1. – С. 12-16.

ПЕРСПЕКТИВНЫЙ СПОСОБ ПРОХОДКИ СКВАЖИН ПО ЗАДАННОЙ ТРАЕКТОРИИ

Д.О. Чецин

Научный руководитель профессор Б.Б. Данилов

Институт горного дела им. Н.А. Чинакала СО РАН, г. Новосибирск, Россия

Особым этапом строительства при прокладке коммуникаций нефтегазоснабжения являются участки с высокой плотностью застройки, а также участки со сложным рельефом. Зачастую единственной альтернативой в такой ситуации является применение бестраншейной технологии для прокладки коммуникаций. Из трех применяемых методов образования скважин (прокол, продавливание, бурение), наиболее применяемым является метод бурения. Распространенный в данное время метод гидравлического бурения имеет ряд недостатков, которые не позволяют его использовать в определенных условиях строительства [3]. Сухое бурение (с помощью штанг со шнеками) имеет ограничение по длине прокладываемой скважины, вследствие чрезмерного отклонения оси скважины от проектной и невозможности корректировки траектории рабочего органа.

Альтернативный метод образования скважины – метод прокола. Он характеризуется наибольшей простотой процесса и компактностью применяемого оборудования. Этот метод позволяет проходить скважины небольшого диаметра (до 300 мм) в прочных грунтах, а также применяется для проходки пионерной скважины с последующим ее расширением. Увеличение длины скважин свыше 30 метров сопровождается уменьшением вероятности его выхода в проектную конечную точку вследствие возрастающего действия случайных отклоняющих факторов [4]. Существенно расширить технологические возможности этого метода возможно за счет обеспечения возможности движения рабочего органа по заданной траектории, в том числе и криволинейной, и выхода скважины в заданную область подземного пространства.

Через некоторое время, после создания в ИГД СО РАН надежно работающих пневмоударных машин (пневмопробойников), началась разработка управляемых пневмопробойников, которой в разное время занимались как отечественные производители (ИГД СО РАН), так и зарубежные (Trakto-Technik, Vermeer (Германия), Allied Steel, Ditch Witch (США)) [2]. Несмотря на то, что были разработаны достаточно работоспособные машины и механизмы, в своем большинстве они остались, или техническим предложением, или опытным образцом.

В настоящее время в ИГД СО РАН разработан и испытан управляемый пневмопробойник по схеме изменения его внешней формы за счет отклонения хвостовой части (рис. 1). Такое решение продиктовано несколькими обстоятельствами. Во-первых, заднее расположение отклоняющего элемента позволяет в полной мере использовать для ударного механизма отработанные и выверенные конструктивные решения, применяемые в серийных машинах. Во-вторых, диаметр корпуса в рассматриваемой конструктивной схеме равен диаметру образуемой скважины, что позволит сохранить величину удельной мощности машины. В-третьих, заднее расположение отклоняющего элемента позволяет упростить конструкцию механизма управления за счет использования воздухоподводящего рукава для передачи управляющих команд.

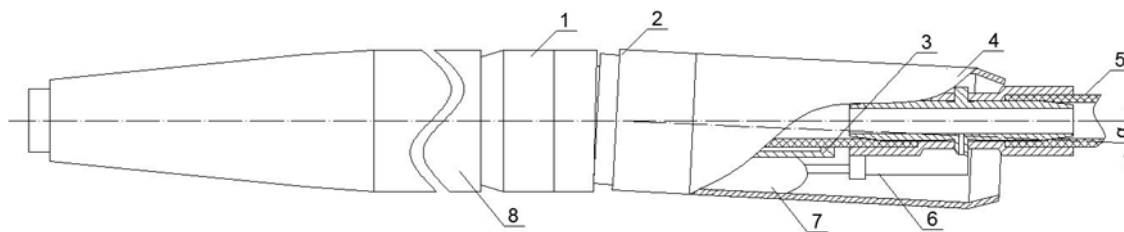


Рис. 1. Схема механизма управления траекторией пневмопробойника (при отклоненном хвостовике)

Механизм (рис. 1) представляет собой отклоняющий хвостовик 4, который шарнирно соединяется с задней гайкой 1 пневмопробойника 8 посредством гайки 2 и втулки 3. Для создания отклоняющего усилия в устройство вмонтирована эластичная камера 7, управляемая с помощью клапанного механизма 6. Выбор направления, в котором необходимо отклонить пневмопробойник, осуществляется поворотом воздухоподводящего шланга (рукава) 5. Для отклонения корпуса пневмопробойника в эластичную камеру через