

РЕФЕРАТ

Выпускная квалификационная работа 67 с., 8 рис., 12 табл., 25 источника.

Ключевые слова: *нефтепровод, трасса, насос, магистральный нефтепровод, трубы, безопасность, нефть, траншея, переход, изоляция, сварка.*

Цель работы – расчёт магистрального нефтепровода «УПН «Федюшкинское» - ПСП «Газпромнефть-Восток»», рассмотрение наиболее оптимальных и перспективных способов строительства, экономический анализ окупаемости проекта.

В выпускной квалификационной работе приведены сведения о географическом положении трассы нефтепровода и её природно-климатических условиях, а также приведены сведения о рельефе местности.

Приведены технологии строительства нефтепровода, расчёт магистрального нефтепровода, расчёт сметной стоимости нефтепровода, экономический анализ окупаемости и социальная ответственность при строительстве нефтепровода.

Выпускная квалификационная работа выполнена в текстовом редакторе Microsoft Office Word 2010 и представлена на диске CD-R (в конверте на обороте обложки)

ABSTRACT

Final qualifying work 67 p., 8 fig., 12 tab., 25 sources.

Keywords: *pipeline route, the pump, the main oil pipeline, piping, safety, oil trench, moving, insulation, welding.*

The purpose of work - calculation of the main oil pipeline "CPF "Fedyushkinskoe"- CAP "Gazpromneft-Vostok"" consideration of the most appropriate and advanced construction methods, economic analysis of recoupment.

In the final qualifying work provides information on the geographical position of the pipeline route and its natural and climatic conditions, as well as provides information about the terrain.

Results pipeline construction technology, the main oil pipeline calculation, calculation of the estimated cost of the pipeline, the economic cost-benefit analysis and social responsibility in the construction of the pipeline.

Final qualifying work carried out to Microsoft Office Word 2010 word processor and is represented on the disc CD-R (in an envelope on the back cover

ОБОЗНАЧЕНИЯ И СОКРАЩЕНИЯ.

МН – магистральный нефтепровод;

УПН – установка подготовки нефти;

ПСП – приёмо-сдаточный пункт;

СИЗ – средства индивидуальной защиты;

ЦНС – центробежный насос секционный;

ГНБ – горизонтально-направленное бурение;

МП – мягкое полотенце;

БШ – буровые штанги;

НДС – налог на добавочную стоимость;

ГГ- горючие газы;

ЛВЖ – легко воспламеняющаяся жидкость;

ГЖ – горючая жидкость;

ПБ – пожарная безопасность.

ОГЛАВЛЕНИЕ

ВВЕДЕНИЕ.....	12
ГЛАВА 1. ХАРАКТЕРИСТИКА РАЙОНА СТРОИТЕЛЬСТВА ТРУБОПРОВОДА «УПН «ФЕДЮШКИНСКОЕ» – ПСП «ГАЗПРОМНЕФТЬ-ВОСТОК»».....	13
1.1 Климатические и природные условия района расположения нефтепровода.....	13
1.2 Рельеф района расположения нефтепровода.....	14
1.3 Физико-химические свойства перекачиваемой нефти.....	15
ГЛАВА 2. ХАРАКТЕРИСТИКА СТРОИТЕЛЬСТВА ОБЪЕКТА.....	16
2.1 Технологии строительства, используемые при строительстве нефтепровода.....	16
2.1.1 Подготовительные работы.....	17
2.1.2 Технология укладки трубопровода в траншею.....	22
2.1.3 Засыпка трубопровода.....	26
2.2 Переход через реку Малая Бобровка.....	29
ГЛАВА 3. РАСЧЕТ МАГИСТРАЛЬНОГО НЕФТЕПРОВОДА.....	33
1.1 Исходные данные.....	33
1.2 Определение диаметра трубопровода, выбор насосного оборудования, расчет толщины стенки трубопровода.....	33

2.	ГЛАВА 4. ФИНАНСОВЫЙ МЕНЕДЖМЕНТ, РЕСУРСОЭФФЕКТИВНОСТЬ И РЕСУРСОСБЕРЕЖЕНИЕ.....	38
3.	4.1 Организационная структура управления и основные направления деятельности	
4.	ООО «Томская нефть».....	38
5.	4.2 Расчёт затрат на транспорт нефти с помощью нефтевозов.....	39
6.	4.3 Расчёт времени, труда и затрат на строительство нефтепровода «УПН «Федюшкинское» - ПСП «Газпромнефть-Восток»».....	40
7.	4.4 Экономический анализ.....	42

ВВЕДЕНИЕ

Нефтепровод «УПН «Федюшкинское» – ПСП «Газпромнефть-Восток»» несмотря на небольшую протяженность, призван решить сразу несколько масштабных задач.

Во-первых, проект окажет положительное влияние на стимулирование добычи и расширение ресурсной базы нефтяного месторождения «Федюшкинское». Благодаря этому ООО «Томская нефть», которой принадлежит данное месторождение сможет увеличить темпы бурения и освоения месторождения.

Во-вторых, это позволит оптимизировать транспортные расходы, ведь не секрет, что в наше время самый экономически выгодный транспорт нефти по суше – это трубопроводный транспорт. В отсутствие данного нефтепровода, транспорт нефти с месторождения до пункта сдачи продукта осуществлялся по средствам перевозки сырья в автоцистернах – нефтевозах, что является высоко затратным.

Наконец, данный проект позволит сбалансировать отправку сырья с установки подготовки нефти и поможет соблюдать сроки и объёмы сдачи продукции независимо от других структур и факторов.

ГЛАВА 1. ХАРАКТЕРИСТИКА РАЙОНА СТРОИТЕЛЬСТВА ТРУБОПРОВОДА «УПН «ФЕДЮШКИНСКОЕ» – ПСП «ГАЗПРОМНЕФТЬ-ВОСТОК»»

1.1 Климатические и природные условия района расположения нефтепровода

Нефтепровод «УПН «Федюшкинское» – ПСП «Газпромнефть-восток»» диаметром 159 мм и протяжённостью 12889 м был введён в эксплуатацию в 2012 году. Проектировщикам удалось проложить почти весь маршрут трассы по освоенным районам, что привело к значительному снижению затрат. Нефтепровод на протяжении всей длины проложен под землёй.

Трасса пролегает по территории Каргасокского района Томской области. Начальной точкой нефтепровода является УПН «Федюшкинское» конечной ПСП «Газпромнефть-восток». Нефтепровод проходит вдоль автомобильной дороги Стрежевой – Игол.



Рисунок 1.1 Река Васюган, Каргасокский район.

Климат района континентальный. Погода меняется от циклональной облачной и неустойчивой до антициклональной устойчиво

ясной. Территория характеризуется суровой и продолжительной зимой. Образование устойчивого снежного покрова в среднем происходит в последнюю неделю октября. Средняя высота снежного покрова достигает 60 - 70 см. Минимальные температуры зимой опускаются до -54°C . Самый холодный месяц январь, иногда февраль. Средняя январская температура -25°C . Самый тёплый месяц июль, температуры могут повышаться на всей территории до $+35^{\circ}\text{C}$. Располагаясь вблизи полосы максимальной циклоничности, территория получает значительное количество осадков. Годовое количество осадков в районе составляет 400 - 570 мм, из них 66 - 78% выпадает в виде дождей, остальные - в виде снега.

Продолжительность безморозного периода колеблется от 90 до 110 дней. В году бывает примерно 140 дней со средней суточной температурой воздуха выше 0°C . Нередкие такие явления погоды как – метели, туманы, летом грозы, ураганы.

1.2 Рельеф района расположения нефтепровода

Маршрут трассы проложен по равнинной местности, проходит один лог и частично проходит болотистую местность. Участок трассы проходит по мелкому смешанному лесу. Абсолютные отметки поверхности изменяются от 95 до 105 м. Почвы преобладают дерново-подзолистые, суглинистые, песчаные подзолы и болотные.

На протяжении всей трассы нефтепровод пересекает всего одну реку – Малая Бобровка. Долина реки трапецеидальной формы. Склоны поросли лесом, пойма заболочена и заросла кустарником. По характеру водного режима данная река относится к рекам с весенне-летним половодьем и паводками в тёплое время года. Половодье начинается обычно в конце второй декады апреля, наибольший расход происходит в середине мая, а окончание – в начале июля. Средняя продолжительность – два с половиной месяца. За период свободного русла наименьшие значения расходов и уровней воды

наблюдаются чаще всего осенью, перед началом ледовых явлений. Ледостав устанавливается в начале ноября. Наибольшей толщины покров достигает в середине марта (79 см). Средняя продолжительность ледостава 175 дней.

1.3 Физико-химические свойства перекачиваемой нефти

Как известно, по элементарному составу все нефти близки между собой: они состоят из двух основных элементов – углерода (С) и водорода (Н). Содержание углерода в нефти колеблется в пределах 82-87%, водорода 11-14%. На долю этих двух элементов приходится от 97 до 99% всего состава нефти. Содержание в ней других элементов – серы (S), кислорода (O), азота (N) – обычно не превышает 1-2% и лишь в виде исключения достигает 3-5% преимущественно за счёт серы.

ГЛАВА 2. ХАРАКТЕРИСТИКА СТРОИТЕЛЬСТВА ОБЪЕКТА.

2.1 Технологии строительства, используемые при строительстве нефтепровода «УПН «Федюшкинское» - ПСП «Газпромнефть-Восток»»

При строительно-монтажных работах для линейной части магистрального трубопровода «УПН «Федюшкинское» – ПСП «Газпромнефть-восток»» все работы подразделялись на подготовительные, основные и завершающие.

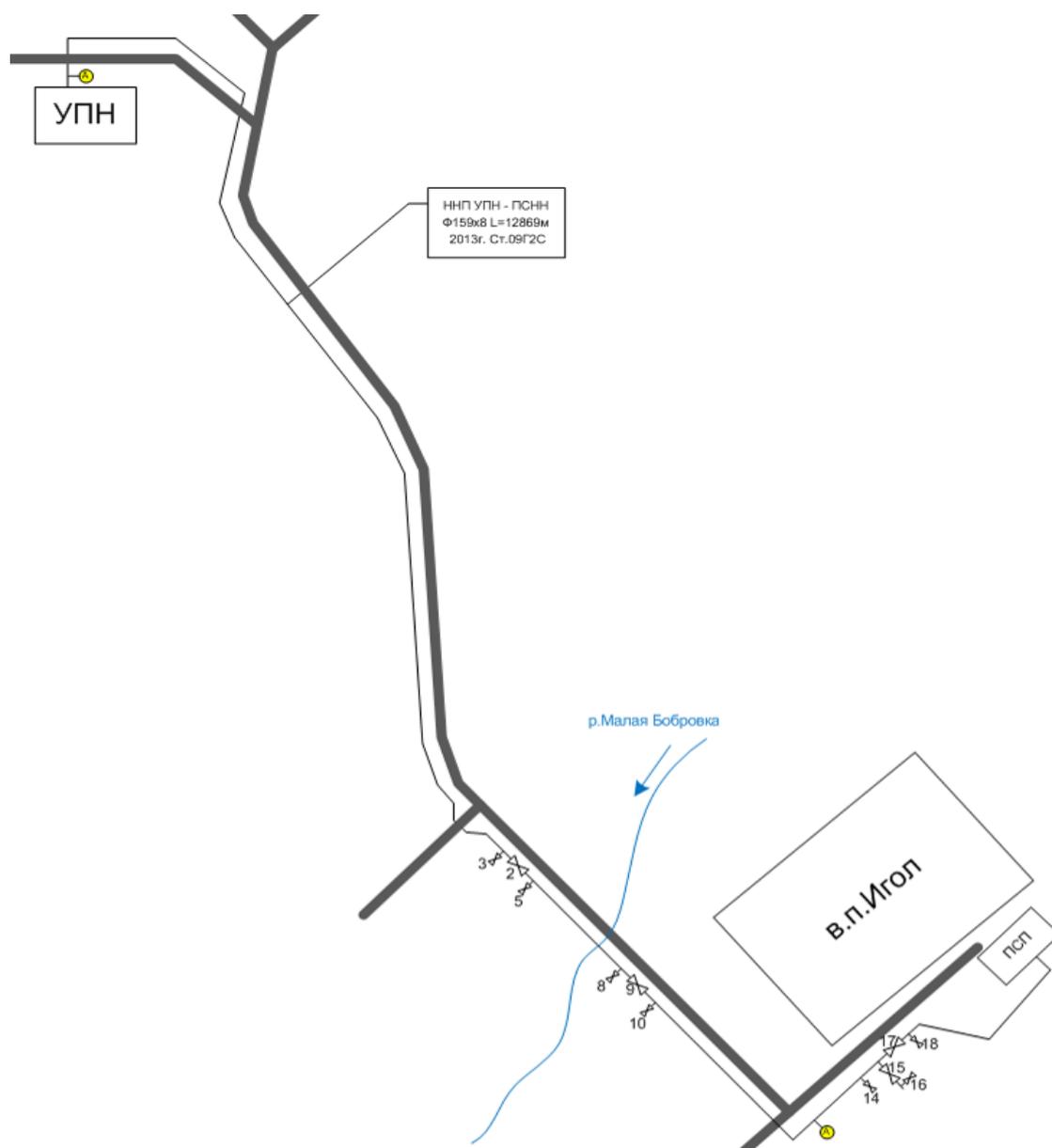


Рисунок 2.1 Трасса нефтепровода «УПН «Федюшкинское» – ПСП «Газпромнефть-восток»»

В свою очередь подготовительные работы состояли: из геодезической разбивки трассы трубопровода; расчистки строительной полосы от леса и кустарников; снятие плодородной почвы; также строились временные дороги и проезды; производилась горизонтальная планировка земли и предохраняли грунт от промерзаний.

К основным работам при строительстве магистрального трубопровода относятся: транспортировка труб, строительных конструкций и грунта; разработка траншеи и подготовка дна под укладку; сварка труб в нитку, контроль качества сварных соединений; изоляция сварных стыков, контроль качества изоляции; укладка трубопровода в траншею; засыпка уложенного трубопровода.

В состав завершающих работ входит: очистка полости трубопровода; испытания на прочность и герметичность; послестроительная дефектоскопия; рекультивация земель.

2.1.1 Подготовительные работы

1. Общие положения

Все выполняемые работы необходимо производить с соблюдением требований СНиП 12-03-2001 «Безопасность труда в строительстве. Часть.1. Общие требования», СНиП 12-04-2002 «Безопасность труда в строительстве. Часть.2. Строительное производство», ПБ 03-585-03 «Правила устройства и безопасной эксплуатации технологических трубопроводов», РД 153- 39.4-056-00 «Правила технической эксплуатации магистральных нефтепроводов», ППБ 01-03 «Правила пожарной безопасности в Российской Федерации», ОР-15.00-45.21.30-КТН-003-1-01 «Регламент организации производства ремонтных и строительных работ на объектах магистральных нефтепроводов».

2. Мобилизационные и подготовительные работы

В мобилизационный период выполняются работы по подготовке к строительству и развертывание работ. Мобилизационно - подготовительный период предполагает выполнение следующих основных работ по подготовке к строительству:

- перебазировка производственных подразделений, которые занимаются обустройством пунктов приема грузов, жилого городка, производственной базы, инженерно-технической подготовкой и другими первоочередными работами;
- обустройство накопительных и перегрузочных площадок для приема грузов;
- прием и перевозка строительных машин и механизмов материалов, конструкций, изделий и оборудования в объеме необходимом для строительства жилого поселка и базы строителей;
- расчистка территории от лесной растительности, вертикальная планировка;
- инженерная подготовка к строительству объектов и их комплексов;
- техническая и технологическая подготовка строительного производства;
- развертывание временного жилого городка, производственной базы, складского хозяйства, ремонтной и других служб;
- перебазировка основных подразделений.

В связи с небольшой протяжённостью нефтепровода, было принято производить всю базировку на Федюшкинском месторождение.

До начала производства работ Заказчик, в соответствии с действующим законодательством, должен получить в уполномоченных органах исполнительной власти разрешение на строительство. Форма разрешения на

строительство утверждена постановлением Правительства РФ от 24.11.2005 г. № 698.

Инженерно-технические работники Подрядчика по строительству, ответственные за проведение работ по наряду-допуску, должны пройти проверку знаний правил и норм безопасности.

3. Техническая и технологическая подготовка к строительному производству

Техническая и технологическая подготовка к строительному производству включает в себя следующие мероприятия:

- выбор технологий и способов производства строительно-монтажных работ, принятие решений по их материальному и кадровому обеспечению;
- определение основных средств механизации строительно-монтажных работ, мест их установки на объекте (монтажных кранов, подкрановых путей и т.д.);
- приобретение или изготовление технологической оснастки, приспособлений и других средств для выполнения работ в соответствии с принятыми методами и способами их производства;
- принятие решения по организации труда при выполнении работ, формирование или определение существующих бригад, звеньев, определение сменности их работы;
- формирование комплектов строительно-монтажного, контрольно-измерительного инструмента и других средств технического оснащения рабочих для выполнения строительно монтажных работ;
- формирование комплектов средств подмащивания, временного ограждения рабочих мест и другой организационной оснастки для безопасного ведения работ;

- создание нормативного технологического запаса строительных конструкций, изделий и материалов.

4. Расчистка территории строительства от леса

Для разработки строительных площадок проектом предусмотрена расчистка территории под строительство. Порядок размещения и использования вырубаемой древесины определяется на основании договора аренды лесного участка, лесной декларации, проекта освоения лесов и Постановления Правительства РФ от 23.7.2009 № 604 «О реализации древесины, которая получена при использовании лесов, расположенных на землях лесного фонда, в соответствии со статьями 43-46 Лесного кодекса Российской Федерации». Порубочные остатки (пни, сучья) захораниваются в специально отведенных местах в границах отвода земли. В процессе работ по расчистке строительной полосы от леса необходимо контролировать соответствие выполняемых работ проекту и основам лесного законодательства России. Вырубленный лес складировается на специальных площадках в отведенных для этих целей землях для дальнейшего его использования в соответствии с Постановлением Правительства РФ № 604 от 23.07.09. Расчистку строительной полосы от тонкомерного (подлесок, кустарник) и очень мелкого леса диаметром ствола менее 14 см производить бульдозером. Расчистку строительной полосы от леса диаметром ствола более 14 см производить бензомоторными пилами «Урал-2». Расчистку полосы строительства от леса необходимо выполнять в следующей последовательности:

- отделение ветровальных деревьев от пней, повал сухостойных и зависающих деревьев, обрубка сучьев на валежниках;
- валка деревьев, обрубка сучьев, раскряжевка хлыстов;

- транспортировка и складирование лесоматериалов расчищаемой площадки;
- срезка кустарника;
- корчевка и уборка пней;
- засыпка ям и неровностей;
- разработка траншей для захоронения пней, сучьев и порубочных остатков;
- засыпка пней и траншей.



Рисунок 2.1.1 Расчистка трассы нефтепровода

До начала выполнения основных работ по валке леса должна быть выполнена предварительная подготовка полосы вырубki, включающая приземление опасных (гнилых, сухостойных, зависших, ветровальных) деревьев, разметку магистральных и пасечных волоков. Уборку строительной полосы от спиленных и очищенных от сучьев деревьев (хлыстов) производить трелевочным трактором ТТ-4 и складировать на специальной площадке для последующей реализации в соответствии с Постановлением Правительства

РФ от 23.7.2009 № 604 «О реализации древесины, которая получена при использовании лесов, расположенных на землях лесного фонда, в соответствии со статьями 43-46 Лесного кодекса Российской Федерации». Вслед за уборкой бревен и порубочных остатков на полосе строительства приступают к корчевке пней. Корчевка пней и перемещение их производится бульдозером. Выкорчеванные пни, сучья и порубочные остатки захоронить на отведённой территории свободной от коммуникаций. Место захоронения пней, сучьев и порубочных остатков указано на строительном генплане подготовительного периода. В зимнее время очистку полосы от леса выполняют в два этапа. Вначале очищают зону для проезда транспорта и работы строительных машин, затем очищают оставшуюся полосу и выполняют корчевку пней на ней непосредственно перед рытьем траншеи. Захоронение лесопорубочных остатков (пней) предусматривается производить в специальные траншеи в границе полосы отвода. Расчистка площадки строительства от снега, леса и кустарника должна производиться в соответствии с установленными границами полосы строительства. В процессе работ по расчистке строительной полосы от леса необходимо контролировать соответствие выполняемых работ проекту и основам лесного законодательства России [17].

2.1.2 Технология укладки трубопровода в траншею

1. Общие требования

Технология разработана на укладку изолированного трубопровода (159мм) в траншею в соответствии с требованиями:

-СНиП Ш-42-80** «Магистральные трубопроводы».

-СНиП 2.05.06-85* «Магистральные трубопроводы».

-ВСН 004-88 «Строительство магистральных трубопроводов. Технология и организация».

2. Организация и технология выполнения работ

До начала работ по укладке в траншею необходимо:

- Произвести разработку траншеи.
- Заизолировать стыки трубопровода и уложить его не далее 2м от кромки траншеи.
- Проверить дефектоскопом сплошность покрытия.
- Получить разрешение на право производства работ и наряд-допуск.

Укладка изолированного трубопровода с бровки траншеи должна производиться в полностью подготовленную траншею (очищенную от снега, со спланированным дном) при соблюдении мер по предотвращению, оперативному обнаружению и устранению повреждений изоляционного покрытия.

При укладке трубопровода циклическим способом с использованием мягких монтажных полотенец трубоукладчиками располагаются по схеме, приведенной на рисунке 2.1.2.1

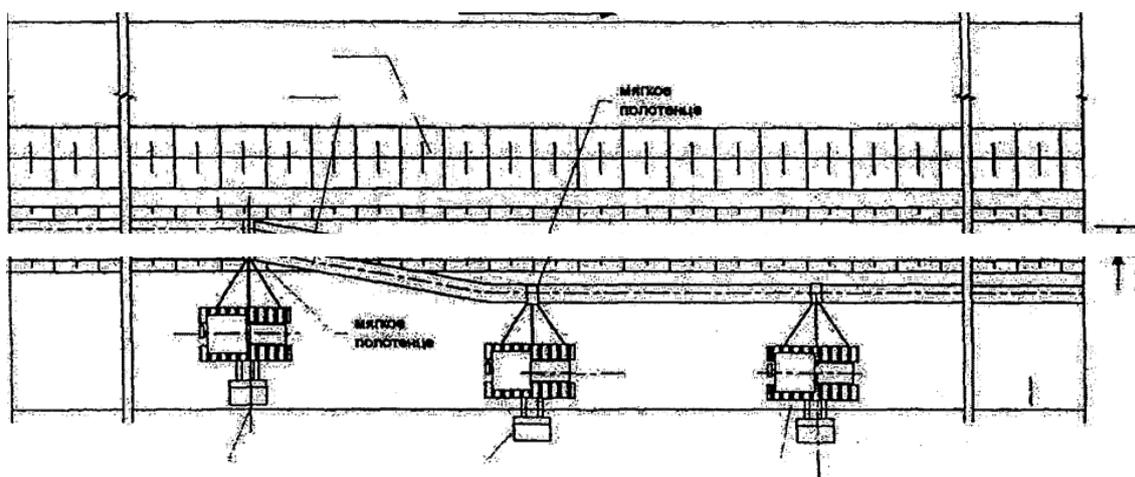


Рисунок 2.1.2.1 – Схема укладки изолированного трубопровода циклическим способом с применением мягких полотенец



Рисунок 2.1.2.2 Укладка трубопровода в траншею трубоукладчиками

Сваренный в плеть и полностью заизолированный трубопровод следует приподнять над строительной полосой на высоту не более 0,5-0,7 м с помощью 2-х трубоукладчиков, сместить в сторону траншеи и опустить в проектное положение. При этом работы должны вестись непрерывным способом. Последний по ходу трубоукладчик перемещается вплотную к предыдущему трубоукладчику, освобождая его от нагрузки. Тот, в свою очередь, перемещается вперед вплотную к предыдущему трубоукладчику. Один полный цикл укладки заканчивается, когда все трубоукладчики займут новое положение, после чего, в той же последовательности, выполняют очередные циклы, пока весь участок трубопровода (плети) не будет уложен в проектное положение. Расстояния между трубоукладчиками должны быть одинаковыми и составлять примерно 24 м, чтобы быть кратными расстоянию между стыками, которое приблизительно равно 12 м. Следует осуществлять захват трубопровода на расстоянии не менее 3-х метров от кольцевых стыков.

Укладку цикличным способом ведут рабочие в составе, которой приведен в таблице 2.1.2.1

Таблица 2.1.2.1

Профессия	Разряд	Количество человек
Машинист трубоукладчика	6	2
Монтажник наружных трубопроводов	6	1
Монтажник наружных трубопроводов	3	2
Изолировщик	4	2

Потребность в машинах, механизмах и приспособлениях приведена в таблице 2.1.2.2.

Таблица 2.1.2.2

Наименование	Тип, марка, ГОСТ, ТУ	Количество, шт	Краткая характеристика
Кран-трубоукладчик	KOMATSU D155C-1	2	Грузоподъемность - 3бтн. Длина стрелы-7,3 м
Мягкое полотенце	МП-1220	2	
Рулетка		1	5-20м.
Шаблон	Изготавливается на месте по проекту		
Лестница инвентарная		1	Длина не менее 2,5м.
Технические характеристики механизма			Кран трубоукладчик
Грузоподъемность, т			70
Максимальный подъем крюка, м			н.д.

Скорость подъема/опускания крюка, м/мин	13,8/11,1
Мощность двигателя, кВт/л.с.	239/320
Скорость передвижения вперед/назад, км/ч	11,2/12,4
Эксплуатационная масса, кг	45800

3. Требования к качеству и приемке работ

При укладке изолированного трубопровода в траншею необходимо соблюдать требования:

- СНиП III-42-80** «Магистральные трубопроводы»;
- ВСН 004-88 «Строительство магистральных трубопроводов. Технология и организация».
- ВСН 012-88 «Строительство магистральных и промысловых трубопроводов. Контроль качества и приемка работ» [19].

2.1.3 Засыпка трубопровода

Общие требования

До начала засыпки трубопровода необходимо:

- проверить проектное положение;
- проверить качество изоляционного покрытия;
- проверить подготовку дна траншеи;
- получить письменное разрешение на засыпку уложенного трубопровода.

Технические требования к грунту:

Средняя по проверяемому участку плотность сухого грунта обратных засыпок должна быть не ниже проектной (отклонения допускаются в значения

плотности ниже проектных на $0,06 \text{ г/см}^3$ в отдельных определениях, но не более чем в 20% определений).



Рисунок 2.1.3 Засыпка нефтепровода привозным грунтом

Не допускается:

- содержание в грунте древесины, гниющего или легкосжимаемого строительного мусора;
- наличие снега и льда в обратных засыпках и их основаниях;

При приемке выполненных работ по разработке траншей под трубопроводы и котлованов под колодцы, должны быть проконтролированы следующие параметры (таблица 2.1.3.1):

Таблица 2.1.3.1

Контролируемые параметры	Допускаемые отклонения
Отметки дна траншеи при окончательной разработке	$\pm 5 \text{ см}$
Продольный уклон дна траншеи от проектного	$\pm 0,0005$

Также проверить:

- соответствие геометрических размеров котлованов и траншей требованиям проекта;
- крутизну откосов траншей и котлованов;
- качество грунтов основания (при необходимости).

2.2 Переход через реку Малая Бобровка

Проект предусматривает единственный переход через реку шириной 10 метров. Преодолевать данное препятствие было решено методом горизонтально-направленного бурения (ГНБ) Общая протяженность перехода насчитывает 95 метров.

Принцип работы данного метода заключается в следующем. В начале работ тщательно изучаются состав и свойства грунта, определяется наличие уже существующих подземных коммуникаций, оформляются разрешительные документы. На основании полученных результатов выбирается буровое оборудование, место для установки буровой на строительной площадке. Обеспечиваются безопасные условия для работы.

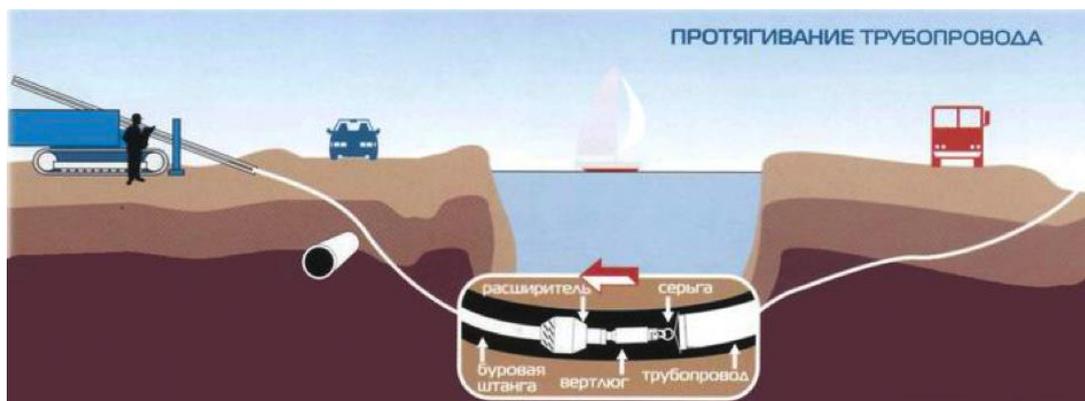


Рисунок 2.2.1 Технология горизонтально-направленного бурения

Строительство подземных коммуникаций по технологии горизонтального направленного бурения осуществляется в четыре этапа:

- бурение пилотной скважины,
- последовательное расширение скважины,
- протягивание трубопровода,
- заключительный этап.

Метод ГНБ является одной из перспективных технологий строительства переходов через естественные и искусственные препятствия, однако у него есть свои недостатки, например большой процент (до 15 %) заклинивания рабочего трубопровода при протаскивании.

ГЛАВА 3. РАСЧЕТ МАГИСТРАЛЬНОГО НЕФТЕПРОВОДА

3.1 Исходные данные

Годовая производительность нефтепровода, $GГ=0,5$ млн.т /год;

Протяженность нефтепровода (перевальные точки отсутствуют),

$L=13$ км;

Разность геодезических отметок,

$\Delta z=zK-zH=95-100=-5$ м;

Средняя расчетная температура перекачки, $tP=15^{\circ}C$;

Плотность нефти при температуре 293К ($20^{\circ}C$), $\rho_{293}=851$ кг/м³;

Вязкость нефти при 293К ($20^{\circ}C$) и соответственно 323К ($50^{\circ}C$),

$\nu_{293}=4,94$ сСт,

$\nu_{323}=2,49$ сСт.

3.2 Определение диаметра трубопровода, выбор насосного оборудования, расчет толщины стенки трубопровода

Определим расчетную температуру

$$T_p = \frac{1}{L} \cdot \sum_{i=1}^n l_i \cdot T_i, \quad (1)$$

где L – полная протяженность нефтепровода;

l_i – длина i -го участка с относительно одинаковой температурой T_i ;

n – число участков.

$$T_p = \frac{1}{L} \cdot \sum_{i=1}^n l_i \cdot T_i = 15 + 273 = 288 \text{ К.}$$

Определим расчетную плотность при температуре $T = T_p$

$$\rho_T = \rho_{293} + \xi \cdot (293 - T), \quad (2)$$

где ρ_{293} – плотность нефти при 293К, кг/м³;

$$\xi = 1,825 - 0,001315 \cdot \rho_{293}, \text{ кг}/(\text{м}^3 \cdot \text{К}) \text{ – температурная поправка; } \quad (3)$$

$$\xi = 1,825 - 0,001315 \cdot 851 = 0,706 \text{ кг}/(\text{м}^3 \cdot \text{К}).$$

$$\rho_T = \rho_{293} + \xi \cdot (293 - T) = 851 + 0,706 \cdot (293 - 288) = 854,5 \text{ кг}/\text{м}^3.$$

Определим расчетную кинематическую вязкость нефти по формуле Вальтера, потому что нам нужно найти вязкость при температуре, которая не входит в диапазон известных нам величин

$$\lg \lg(v_{\tau} + 0,8) = A + B \cdot \lg T, \quad (4)$$

где A и B – постоянные коэффициенты, определяемые по двум значениям вязкости v_1 и v_2 при двух температурах T_1 и T_2 .

$$B = \frac{\lg \left[\frac{\lg(v_2 + 0,8)}{\lg(v_1 + 0,8)} \right]}{\lg T_2 - \lg T_1} = \frac{\lg \left[\frac{\lg(2,49 + 0,8)}{\lg(4,94 + 0,8)} \right]}{\lg 323 - \lg 293} = -3,93; \quad (5)$$

$$A = \lg \lg(v_1 + 0,8) - B \cdot \lg T_1 = \lg \lg(4,94 + 0,8) - (-3,93) \cdot \lg 293 = 9,57; \quad (6)$$

$$v_{\tau} = 10^{10(A+B \lg T)} - 0,8 = 10^{10(9,57-3,93 \lg 275)} - 0,8 = 8,37 \text{ сСт}. \quad (7)$$

Определим расчетную часовую производительность нефтепровода при $\rho = \rho T$

$$Q_{\text{ч}} = \frac{G_{\text{год}} \cdot k_{\text{НП}}}{24 \cdot N_{\text{р}} \cdot \rho} \cdot 10^9; \quad (8)$$

где $G_{\text{год}}$ – годовая (массовая) производительность нефтепровода, млн. т/год;

ρ – расчетная плотность нефти, кг/м³;

$N_{\text{р}}$ – расчетное число рабочих дней (принимается $N_{\text{р}} = 350$ суток);

$k_{\text{НП}}$ – коэффициент неравномерности перекачки, $k_{\text{НП}} = 1,05$.

$$Q_{\text{ч}} = \frac{G_{\text{год}} \cdot k_{\text{НП}}}{24 \cdot N_{\text{р}} \cdot \rho} \cdot 10^9 = \frac{0,5 \cdot 1,05}{24 \cdot 350 \cdot 854,5} \cdot 10^9 = 73,1 \text{ м}^3/\text{ч};$$

Ориентировочное значение внутреннего диаметра вычисляется по формуле

$$D_o = \sqrt{\frac{4 \cdot Q_{\text{ч}}}{3600 \cdot \pi \cdot w_o}}, \quad (9)$$

где w_o – рекомендуемая ориентировочная скорость перекачки, определяемая из графика, $w_o = 1,5$ м/с;

$$D_o = \sqrt{\frac{4 \cdot Q_u}{3600 \cdot \pi \cdot w_o}} = \sqrt{\frac{4 \cdot 73,1}{3600 \cdot 3,14 \cdot 1,5}} = 0,132 \text{ м}; \quad (10)$$

По значению D_o принимаем ближайший стандартный наружный принимаем $D_n = 159 \text{ мм}$ по инструкции по применению стальных труб на объектах ОАО «ГАЗПРОМ» выбираем для нефтепровода трубы, выпускаемые Волжским трубным заводом из стали ТУ 14-3-1618-89 марки К42 со следующими характеристиками: временное сопротивление разрыву $\sigma_b = 412 \text{ МПа}$, предел текучести $\sigma_t = 245 \text{ МПа}$, коэффициент надежности по металлу трубы $k_1 = 1,34$.

Исходя из расчетной часовой производительности нефтепровода, подбираем основное оборудование перекачивающей станции.

В качестве перекачивающих агрегатов выбраны центробежные насосы ЦНС-60-330 Мультитекс.

Характеристики ЦНС-60-330:

Типоразмер насоса	Q, м. куб	H, м	N, кВт	n, об/мин
ЦНС 60-330	60	330	90	3000

Где:

Q – производительность;

H – напор;

N – мощность двигателя;

n – частота вращения рабочего колеса;

Таких насоса устанавливают 2 единицы, один основной, один резервный. Рабочее давление в нефтепроводе принимаем $P_{\text{раб}} = 5,7 \text{ МПа}$.

Для каждого значения принятых вариантов стандартных диаметров вычисляется толщина стенки трубопровода:

$$\delta_o = \frac{n_p \cdot P \cdot D_n}{2 \cdot (R_1 + n_p \cdot P)}, \quad (11)$$

где P – рабочее давление в трубопроводе, МПа;

n_p – коэффициент надежности по нагрузке, без подключения емкостей
 $n_p=1,15$;

R_1 – расчетное сопротивление металла трубы, МПа.

$$R_1 = \frac{\sigma_B \cdot m_y}{k_1 \cdot k_H}, \quad (12)$$

где σ_B – временное сопротивление стали на разрыв, для стали К42

$\sigma_B = R_{H1} = 412$ МПа;

m_y – коэффициент условий работы $m_y=0,9$;

k_1 – коэффициент надежности по материалу $k_1=1,34$;

k_H – коэффициент надежности по назначению $k_H=1,0$;

$$R_1 = \frac{\sigma_B \cdot m_y}{k_1 \cdot k_H} = \frac{412 \cdot 0,9}{1,34 \cdot 1} = 276,7 \text{ МПа},$$

$$\delta_o = \frac{n_p \cdot P \cdot D_H}{2 \cdot (R_1 + n_p \cdot P)} = \frac{1,15 \cdot 5,7 \cdot 159}{2 \cdot (276,7 + 1,15 \cdot 5,7)} = 1,84 \text{ мм.}$$

Вычисленное значение толщины стенки трубопровода до округляем в большую сторону до стандартной величины δ из рассматриваемого сортамента труб.

Принимаем $\delta=8$ мм.

Внутренний диаметр трубопровода определяется по формуле:

$$D = D_H - 2\delta = 159 - 2 \cdot 8 = 143 \text{ мм.}$$

Фактическая средняя скорость течения нефти (м/с) определяется по

формуле
$$w = \frac{4 \cdot Q}{\pi \cdot D^2}, \quad (13)$$

где $Q = QЧ/3600$

– расчетная производительность перекачки, м³/с;

$$Q = 73,1 / 3600 = 0,020 \text{ м}^3/\text{с},$$

D – внутренний диаметр, м

$$w = \frac{4 \cdot Q}{\pi \cdot D^2} = \frac{4 \cdot 0,020}{3,14 \cdot 0,143^2} = 1,25 \text{ м/с.}$$

Потери напора на трение в трубопроводе определяем по формуле Дарси-Вейсбаха

$$h_{\tau} = \lambda \cdot \frac{L_p}{D} \cdot \frac{w^2}{2g}, \quad (14)$$

где L_p – расчетная длина нефтепровода (равна полной длине трубопровода при отсутствии перевальных точек), м;

λ – коэффициент гидравлического сопротивления.

Режим течения жидкости характеризуется безразмерным параметром Рейнольдса

$$Re = \frac{w \cdot D}{\nu} = \frac{1,25 \cdot 0,143}{8,37 \cdot 10^{-6}} = 21356 \quad (15)$$

режим течения турбулентный.

ГЛАВА 4. ФИНАНСОВЫЙ МЕНЕДЖМЕНТ, РЕСУРСОЭФФЕКТИВНОСТЬ И РЕСУРСОСБЕРЕЖЕНИЕ

До строительства нефтепровода «УПН «Федюшкинское» - ПСП «Газпромнефть-Восток»» нефть с Федюшкинского месторождения до приёмно-сдаточного пункта «Газпромнефть-Восток» перевозили нефтевозами. В данной главе мы сравним затраты на транспорт нефти нефтевозами и стоимость строительства нефтепровода.

4.1 Организационная структура управления и основные направления деятельности ООО «Томская нефть»

Почтовый/Юридический адрес: 634029, Россия, Томская обл., г. Томск, ул. Петропавловская, д. 4. Генеральный директор - Дьяков Сергей Александрович.

Основной вид деятельности предприятия - добыча нефти и газа на территории Томской области.

ООО «Томская нефть» ведет разработку десяти нефтяных месторождений (Соболиное, Федюшкинское, Столбовое, Грушевое, Дуклинское, Поселковое, Южно-Мыльджинское, Верхне-Салатское, Средне-Васюганское, Гураринское) и одного газоконденсатного (Речное) на территории Томской области.

Предприятие было образовано в ноябре 2001 года. В 2004 году «Томская нефть» вошла в корпоративную структуру АО НК «РуссНефть». Интеграция в состав холдинга придала динамику реализации масштабных производственных программ, направленных на вовлечение в разработку имеющихся запасов и увеличение объемов добычи нефти на томских месторождениях. АО НК "РуссНефть" относит разработку лицензионных участков томского региона к числу перспективных для компании проектов и планирует на их базе обеспечить устойчивый рост добычи.

4.2 Расчёт затрат на транспорт нефти с помощью нефтевозов

Подсчитаем затраты на перевозку нефти за 3 года (2012-2014). Среднесуточная добыча нефти в начале 2012 года составляла 330 м³/сутки. Расчётная среднесуточная добыча нефти на 2013 год составляла 510 м³/сутки, на 2014 - 700 м³/сутки.

Стоимость перевозки нефти в нефтевозах объёмом 30 м³ в 2012 году составляла 120 р/км. В 2013 году эта цена поднялась до 140 р/км, а в 2014 до 160 р/км.

Расстояние от УПН до ПСП ровняется 13 км, соответственно плечо будет равно $13*2=26$ км.



Рисунок 4.2.1 Нефтевоз

В таблице 4.2.1 приведены расчёты затрат на перевозку нефти с Федюшкинского месторождения до ПСП «Газпромнефть-Восток» нефтевозами.

Таблица 4.2.1 Ежегодные затраты на транспорт нефти нефтевозами.

Год	Суточный объём	Количество рейсов в день	Стоимость рейса	Количество рабочих дней в году	Затраты на транспорт нефти за год
2012	330	11	120*26=3120	350	11*3120*350=12 012 000 р
2013	510	17	140*26=3640	350	17*3640*350=21 658 000 р
2014	700	24	160*26=4160	350	24*4160*350=34 944 000 р
Итого					68 614 000 р

Стоимость включая НДС: $68\,614\,000 + 18\% = 80\,964\,520$ рублей

Таким образом за 3 года ООО «Томская нефть» должна будет потратить **80 964 520 рублей** на транспортировку нефти с УПН «Федюшкинское» до ПСП «Газпромнефть-Восток».

Помимо денежных затрат существовала проблема с работоспособностью нефтевозов. На начало 2012 года, чтобы совершать 11 рейсов в сутки, работало 4 нефтевоза, за один календарный месяц, стабильно были поломки у 1-2 машин, в следствии чего они выходили из работы на срок от 3 до 7 дней, что ставило под угрозу соблюдение договора на поставку и сдачу нефтепродуктов.

4.3 Расчёт времени, труда и затрат на строительство нефтепровода «УПН «Федюшкинское» - ПСП «Газпромнефть-Восток»»

Тендер на строительство данного нефтепровода выиграла организация ООО «РуссИнтеграл НСС».

В расчётной части данной работы, я вычислил, что для данного нефтепровода нам необходима труба с внешним диаметром 159 мм и толщиной стенки 8 мм.

Таблица 4.3.1 Календарный график строительных работ.

Наименование работ	Начало работ	Окончание работ	Продолжительность, дней
Подготовительные работы	03.09.2012	16.09.2012	14
Перебазировка	03.09.2012	04.09.2012	2
Завоз строительных материалов и оборудования	05.09.2012	09.09.2012	5
Расчистка трассы	10.09.2012	14.09.2012	5
Строительство временных дорог	15.09.2012	16.09.2012	2
Основные работы	17.09.2012	26.10.2012	40
Сварка трубопровода в нитку	17.09.2012	06.10.2012	20
Изоляция трубы, укладка в траншею и засыпка	07.10.2012	16.10.2012	10
Прокладка подводных переходов	17.10.2012	26.10.2012	10
Заключительные работы	27.10.2012	03.11.2012	8
Гидроиспытания трубопровода	27.10.2012	28.10.2012	2
Диффектоскопия	29.10.2012	30.10.2012	2
Вывоз оборудования и техники	31.10.2012	03.11.2012	4
Итого			62

Общие сроки строительства нефтепровода 62 дня, с 03.09.2012 по 03.11.2012.

Таблица 4.3.2 Рабочий персонал, задействованный в строительстве нефтепровода.

Наименование профессии	Количество человек
Линейный трубопроводчик	2
Сварщик	3
Монтажник	2
Изолировщик	2
Машинист трубоукладчика	2

Машинист экскаватора	2
Дефектоскопист	1
Подсобный рабочий	3
Прораб	1
Мастер	2
Машинист бульдозера	1
Итого	21

Вычислим приблизительную сметную стоимость нефтепровода, для сравнения с затратами на транспортировку нефти нефтевозами.

Для этого воспользуемся данными из таблицы 4.3.3

Таблица 4.3.3 Сметная стоимость строительства 1 км трубопроводов (Данные журнала "Полимергаз", №3-2012)

Диаметр трубы	Стоимость земляных работ, рублей	Стоимость сварочно-монтажных работ, рублей	Стоимость труб, рублей	Стоимость материалов и деталей, рублей	Общая стоимость строительства, рублей
159	445 226	1 364 369	1 265 627	33 914	3 109 136

Сметная стоимость нефтепровода «УПН «Федюшкинское» - ПСП «Газпромнефть-Восток»» будет равна:

$$12,889 \text{ км} * 3\ 109\ 136 \text{ рублей} = \mathbf{40\ 073\ 654 \text{ рублей.}}$$

Стоимость включая НДС: $40\ 073\ 654 + 18\% = \mathbf{47\ 286\ 912 \text{ рублей.}}$

4.4 Экономический анализ

Экономический анализ играет важную роль в повышении экономической эффективности деятельности организаций, в укреплении их финансового состояния, именно поэтому он так важен, особенно применительно к новым технологиям.

Сравним затраты на транспортировку нефти нефтевозами с затратами на транспортировку нефти по нефтепроводу. В таблице 5.4.1 приведено сравнение затрат при транспортировке нефти разными способами.

Таблица 4.4.1 Сравнение затрат на транспорт нефти.

Наименование методов	Затраты, руб.
Транспорт нефти нефтевозами за 3 года	80 964 520
Строительство нефтепровода	47 286 912

Как видно из таблицы 5.4.1, строительство нефтепровода окупится меньше чем за 3 года и сэкономит внушительную сумму денег. А также способ транспортировки нефти по нефтепроводу является более безопасным и надёжным, чем перевозка нефти на нефтевозах. Помимо экономии на транспорте нефти после строительства нефтепровода, данный проект также позволит разрабатывать и осваивать Федюшкинское месторождение без увеличения стоимости на транспорт нефти.

ЗАКЛЮЧЕНИЕ

В ходе данной работы были рассмотрены технологии строительства нефтепровода «УПН «Федюшкинское» - ПСП «Газпромнефть-Восток»», технология ГНБ при переходе нефтепровода через реку, был произведён расчёт нефтепровода, на основании чего также был произведён расчёт сметной стоимости данного проекта, произведено сравнение с существующим методом транспортировки нефти с данного месторождения (транспортировка нефти нефтевозами) и произведён подсчёт окупаемости данного проекта.

С учётом полученных результатов проект окупит себя меньше чем за 3 года. Это позволит сэкономить довольно большую сумму денег. А также данный проект создаст надёжный, экологический и безопасный транспорт нефти на долгий срок.

Нефтепровода «УПН «Федюшкинское» - ПСП «Газпромнефть-Восток»» направлен на стимулирование роста добычи нефти на Федюшкинском месторождении и на снижение затрат на транспортировку нефти потребителям».