

Введение

В настоящее время действующие промышленные нефтепроводы охватывают территорию, на которой проживают более 60 % населения Российской Федерации и в силу их мощного энергетического потенциала являются объектами повышенной опасности как для человека, так и для объектов окружающей природной среды. Поэтому необходима реконструкция промышленного нефтепровода.

Сегодня общая протяжённость линейной части промышленных трубопроводов превышает 245 тыс. км, из которых более 166 тыс. км – газопроводы; более 54 тыс. км – нефтепроводы; 23 тыс. км – продуктопроводы; более 1 тыс. км – аммиакопроводы. Основные фонды трубопроводного транспорта, как и вся техносфера, стареют. Это один из основных факторов, влияющих на состояние промышленной безопасности. Ещё одна проблема – неудовлетворительное состояние промышленных трубопроводов. Ссылаясь на недостаток финансовых средств и сложности оформления отвода земель для проведения демонтажных работ, предприятия нефтегазового комплекса не уделяют должного внимания вопросам своевременной ликвидации отслуживших свой срок трубопроводов.

Динамика учётных событий за 2001–2011 гг. на промышленном трубопроводном транспорте показывает, что есть тенденция к снижению их числа. Основные причины аварий в эти годы: на газопроводах – разрушения по причине коррозии (более 50%), заводской брак при изготовлении труб (15–20%), брак строительно-монтажных работ (более 15%), внешнее механическое воздействие при выполнении работ (5–15%); на нефтепроводах – ошибочные действия персонала при эксплуатации и разрушения по причине коррозии (по 20–30%), брак строительно-монтажных работ (более 20%), внешнее механическое воздействие (10–15%), несанкционированные врезки (5–10%).

Анализируя основные причины аварий при эксплуатации газопроводов, следует отметить, что в первую очередь к ним относятся

интенсивное развитие коррозионных процессов на промышленных газопроводах большого диаметра, связанное с потерей плёночного изоляционного покрытия и развитием коррозионного растрескивания под напряжением (КРН) газопроводов, построенных в основном 20 лет назад и более. Если с 1991 по 1996 г. аварии по причине КРН в общем балансе аварийности в ОАО «Газпром» составили около четверти, с 1998 по 2003 г. – треть, то с 2005 по 2011 г. – около 60%.

Аварийность по причине брака строительно-монтажных работ обусловлена отсутствием эффективной системы технического надзора за соблюдением проектных решений в период интенсивного строительства в 70–80 гг. XX в., недостаточной оснащённостью строительных организаций специальным оборудованием.

Чтобы достичь максимальной промышленной безопасности трубопроводного транспорта природного газа, нефти и нефтепродуктов, необходимо проводить реконструкции промышленного нефтепровода.

1.Общая часть

1.1 Характеристика района строительства

ООО «Газпромнефть-Хантос» – молодое, динамично развивающееся нефтяное предприятие, ведет свою деятельность на территории Ханты-Мансийского автономного округа – Югры (ХМАО-Югра, Тюменская область) с 2005 года и входит в структуру ОАО «Газпромнефть», как одно из основных добывающих дочерних предприятий.

ООО «Газпромнефть-Хантос» добывает нефть на месторождениях Ханты-Мансийского автономного округа (Южная лицензионная территория Приобского месторождения, Южно-Киньяминское, Южное, Пальяновское и Орехово-Ермаковское) и Тюменской области (Зимнее месторождение). Общество осваивает новые нефтяные площади, внедряет на производственных объектах современные технологии по интенсификации нефтедобычи, модернизирует процессы обустройства кустовых площадок, бурения скважин, улучшает социально-бытовые условия своих сотрудников, участвует в общественной жизни региона, занимается благотворительностью.

Среди месторождений, разрабатываемых компанией, есть сравнительно новое, такое как Приобское. Оно отличается низкой степенью выработанности запасов, и его разработка осуществляется с использованием наиболее современных и эффективных методов. Данное месторождение обеспечивает значительную часть органического прироста добычи нефти ОАО «Газпромнефть». Кроме того, применение современных методов повышения нефтеотдачи пластов позволяет компании ООО "Газпромнефть-ХАНТОС" наращивать добычу и на месторождениях с высокой степенью выработанности.

Месторождения, разрабатываемые компанией, интегрированы в региональную транспортную инфраструктуру. Поставки нефти на экспорт и внутренний рынок осуществляются по магистральному трубопроводу.

В административном отношении участки проектируемых работ расположены в Ханты-Мансийском районе Ханты-Мансийского автономного округа – ЮГРА, Тюменской области, в пойме реки Обь, Приобского месторождения.

По географическому районированию территория Ханты-Мансийского автономного округа (ХМАО) – ЮГРА находится на Западно - Сибирской равнине, представляющей собой плоскую, заболоченную многоозерную низменность. Граничит: на севере – с Ямало-Ненецким автономным округом, на востоке – с Томской областью, Красноярским краем, на юге с Тобольским и Уватским районами, на западе – с республикой Коми и Свердловской областью. В общей площади округа – 534, 8 тысяч квадратных километров.

Приобское месторождение расположено в Ханты-Мансийском автономном округе на правом берегу реки Обь. Ближайший город – в 65 км на восток г. Ханты-Мансийск и в 115 км к западу г. Нефтеюганск. Ближайшим населенным пунктом является с. Селиярово, расположенное в 10 км на северо-востоку от трассы проектируемого нефтепровода.

Пойма вдоль водотоков покрыта кустарником или занята смешанным лесом (сосна, береза, осина). Поверхность поймы ровная частично отсыпана насыпными грунтами. Болота, в основном, покрыты влаголюбивой болотной растительностью (осока, камыш, мох, пушица).

Проезд по территории месторождения осуществляется по Федеральной дороге Тюмень-Х.-Мансийск и отсыпным песком подъездным автодорогам.

1.2 Орогидрография

Климат данного района резко континентальный. Зима суровая, холодная и продолжительная. Лето короткое, теплое. Короткие переходные сезоны – осень и весна. Наблюдаются поздние весенние и ранние осенние заморозки, резкие колебания температуры в течение года и даже суток.

Ниже приводятся данные, характеризующие климат района производства инженерно-геодезических работ.

Средняя месячная и годовая температура воздуха, ХМАО приведены в табл. 1.1.

Таблица 1.1

| | Республика, край, область, пункт | |
|------|----------------------------------|--------|
| | Ханты-Мансийск | Сургут |
| I | -21,7 | -22,0 |
| II | -19,4 | -19,6 |
| III | -9,8 | -13,3 |
| IV | -1,3 | -3,5 |
| V | 6,4 | 4,1 |
| VI | 13,1 | 13,0 |
| VII | 17,8 | 16,9 |
| VIII | 13,3 | 14,0 |
| IX | 8,0 | 7,8 |
| X | -1,9 | -1,4 |
| XI | -10,7 | -13,2 |
| XII | -17,1 | -20,3 |
| Год | -1,9 | -3,1 |

1.3 Геолого – гидрологическая характеристика

В геологическом строении участка до глубины 35,0 м, принимают участие современные отложения р.Обь, аллювиальные отложения р.Обь, болотные и техногенные отложения.

Болотные отложения представлены торфом, мохом.

В разрезе Приобского месторождения в соответствии с ГОСТ 25100-95 и ГОСТ 20522-96 выделено 8 инженерно-геологических элементов (ИГЭ) и 2 слой.

Согласно ГОСТ 9.015-2005 коррозионная агрессивность грунтов по отношению к стальным конструкциям от низкой до средней степени.

Согласно ГОСТ 25100 -95, табл. Б.26 грунты зоны аэрации незасоленные, согласно СНиП 2.03.11-85, неагрессивные к бетону и железобетону по содержанию сульфатов и хлоридов.

Грунты выше уровня грунтовых вод обладают слабой агрессивностью по отношению к углеродистой стали, ниже уровня грунтовых вод – средней.

Коррозийная активность грунтов к свинцовой и алюминиевой оболочке кабелей высокая.

Подземные воды до глубины 35.0 м распространены повсеместно, представляют собой грунтовые воды первого от поверхности водоносного горизонта и болотные воды. Воды безнапорные, гидравлически связаны между собой и представляют единый водоносный горизонт с глубиной залегания уровня на период изысканий (март-апрель 2011г) 0,0...9,5 от земли, на абсолютных отметках 21,08...44,07 м.

Водовмещающими отложениями являются современные болотные отложения (торф) и отложения р.Обь (мелкий песок и мягко – текучепластичные суглинки).

Питание водоносного горизонта происходит за счет инфильтрации атмосферных осадков и инфильтрации воды рек в половодье, в связи, с чем уровень подвержен сезонным и годовым колебаниям.

1.4 Специфические грунты

В пределах исследуемой территории развиты специфические грунты, представленные насыпными и органическими грунтами.

Насыпные грунты (слой 1а) представлены песчаными грунтами и слагают полотно автомобильных дорог. Грунты не будут использоваться в качестве основания для проектируемого трубопровода.

Органические грунты (bQH), слагающие болота, представлены торфом бурым, слабо и сильноразложившимся, насыщенным водой (ИГЭ 2, 2б). Торфяные отложения залегают с поверхности до глубины 5,8 м.

На Приобском месторождении средняя обводненность нефти составляет 40,5%. Это обусловлено методом добычи нефти, гидроразрыв пласта. В скважину закачивается жидкость под давлением до 650 атм. для образования трещин в породе. Трещины закрепляются искусственным песком (проппантом): он не позволяет им сомкнуться. Через них нефть просачивается в скважину. По данным ООО «СибНИИИП», гидроразрыв приводит к увеличению притока нефти на месторождениях Западной Сибири от 1,8 до 19 раз.

2. Технико-технологическая часть

2.1 Технология сбора и подготовки нефти Приобского месторождения

Так как фонд трубопроводов ООО «Газпромнефть-ХАНТОС» достаточно большой и имеет разветвленную сеть, включающую трубопроводы разной функциональной принадлежности с присущими им специфическими характеристиками, рассмотрим более сжатый объект.

Характеристика трубопроводов Приобского м/р

1. Нефтепроводы.

а) нефтесборный трубопровод – от ЗУ кустов до ДНС, обычно диаметром Ø89 - Ø273, предназначен для сбора ВНЭ (водонефтяной эмульсии).(до 40 атм.)

б) напорный нефтепровод – тр.проводы от ДНС до ЦППН, обычно диаметром Ø219 – Ø720, предназначен для транспортировки ВНЭ до ЦППН.(до 60 атм.)

2. Водоводы.

а) высоконапорный водовод – от КНС до кустов в БГ (блок гребенки), предназначен для подачи подтоварной воды в пласт, обычно диаметром Ø114,Ø159,Ø219.(до 140 атм.)

б) низконапорный водовод – предназначен для транспортировки подтоварной воды от ЦППН до КНС, обычно диаметром Ø325 – Ø720.

3. Газопроводы.

а) газопровод низкого давления – от ДНС до ГПЗ (газоперерабатывающий завод), обычно диаметром Ø219 – Ø426 (до 6 атм.), предназначен для транспортировки сырого газа.

Особенности систем сбора нефти и газа в условиях Западной Сибири во многом связаны с кустовым размещением устьев скважин и сравнительно небольшим запасом энергии фонтанирования. Жидкость, с частично растворенным в ней газом от кустов скважин по нефтесборным сетям поступает на ДНС. Это обусловило применение на большинстве месторождений участковых систем, при этом, продукция группы скважин (кустов) по одному трубопроводу поступает на первичный сборный пункт, после сепарации нефть с ДНС по напорному нефтепроводу откачивается на УПСВ и далее на ЦППН. Для поддержания темпов добычи нефти на месторождениях действует система поддержания пластового давления (ППД) путем закачки воды в продуктивные пласты. В качестве водоисточника используется пластовая вода. Пластовая вода от КНС по высоконапорным водоводам поступает на кусты скважин. Дебит скважин замеряется на групповых замерных установках, совмещаемых с площадками кустов скважин или первичных сборных пунктов.

Сравнительно невысокое содержание нефтяного газа обеспечивает его сепарацию в две-три ступени. Сепараторы первой ступени размещаются непосредственно на месторождении, на ДНС.

В нефтегазодобывающем управлении (НГДУ) «Газпромнефть» особое внимание уделяется совершенствованию систем сбора, транспорта и подготовки нефти и газа.

Широко внедряют напорные однетрубные системы сбора, обеспечивающие возможность комплексной автоматизации процесса и почти полностью исключают потери легких углеводородов. В таких системах применяют групповые замерные установки (ГЗУ), в том числе и автоматизированные (АГЗУ).

Напорные системы, как правило, совмещают с комплексной подготовкой нефти. В них включены сепарационные установки со сбором свободной воды, нагреватели-диэмульгаторы, устройства для ввода диэмульгаторов в трубу для осуществления внутритрубной диэмульсии

нефти. Установки комплексной подготовки нефти (УКПН) осуществляют весь комплекс технологических процессов, обеспечивающих обезвоживание и обессоливание нефти.

Важнейшее направление технического прогресса в добыче нефти и газа - комплексная автоматизация всех процессов добычи, сбора и подготовки нефти и газа.

Нефтяные, газовые и нагнетательные скважины оснащаются средствами местной автоматики, контроля и блокировки. Они обеспечивают контроль давления на выкидных линиях, остановку скважины при аварийной ситуации и ее включении при нормальных условиях, осуществляют периодическую эксплуатацию скважин по заданной программе. На нагнетательных скважинах контролируется количество закачиваемой воды.

ГЗУ, кроме устройств, для замера дебитов скважин и объема чистой нефти, газа и жидкости, оснащаются средствами защиты при аварийных ситуациях, устройствами переключения скважин и др. Устройствами автоматики для регулирования давления и уровня жидкости оснащены сепарационные установки, нефтяные резервуары. Насосные и компрессорные установки также оснащены средствами автоматики по контролю параметров работы оборудования, измерению объемов перекачиваемой продукции, по предотвращению аварий.

Основными задачами НГДУ и его цехов является добыча и подготовка нефти и газа, перекачка нефти в магистральные нефтепроводы, а попутного газа потребителям города, и газокомпрессорные станции. Под разработкой нефтяных месторождений понимается осуществление процесса движения жидкостей (нефть, вода) и газа в пластах к эксплуатационным скважинам. Управление процессом движения жидкостей и газа достигается размещением на месторождении нефтяных, нагнетательных и контрольных скважин, количеством и порядком ввода их в эксплуатацию, режимов работы скважин и балансом пластовой энергии.

2.2. Основание для разработки проекта и исходные данные

Реконструкция промышленного нефтепровода на участке ДНС-3(т. в район куст №7)-ЦППН, производится с полной заменой трубы и демонтажем старой, а также переустройством систем защиты трубопровода. Основанием для выполнения проекта напорного нефтепровода послужило окончание срока службы промышленного трубопровода в районе Куста №7-ЦППН, в соответствии с РД 39-132-94 (Фактические сроки службы промышленных трубопроводов, приравниваемые к района Западной Сибири), а также необходимость внедрения новых систем защиты от коррозии с установкой дополнительных УЗА на участке нефтепровода в связи с увеличением проектной мощности ДНС. Все исходные данные получены при прохождении преддипломной практики и утверждены руководителем дипломного проекта.

В соответствии с данными срока службы трубопровода в проекте рассматривается напорный нефтепровод, проектируемый от точки врезки в районе 7 куста до центрального пункта подготовки нефти (ЦППН) Приобского месторождения, протяженность которого составит 5272,5 м. Средняя скорость движения смеси до точки врезки по трубопроводу - 1,41 м/с, после точки врезки – 2 м/с.

Параметры для проектирования, представлены в табл. 1.2

Таблица 1.2

| Проектная производительность $G_{п}$, МЛН.Т/ГОД | Физико – химические свойства нефти | | | | Температур а | | Давление | | |
|--|---------------------------------------|-------------------|-------------------|------------------|-------------------|-------------------|------------------|------------------|------------------|
| | ρ_{20} , кг/м ³ | v_{20} , сСт | v_{50} , сСт | $T_{нк}$, °С | T_{min} , °С | T_{max} , °С | $P_{н}$, МПа | $P_{к}$, МПа | $P_{р}$, МПа |
| 9 | 956,2 | 4,94 | 3,41 | 70 | 3,2 | 4,0 | 2,8 | 0,83 | 6,4 |

2.3. Основные технологические решения

Технологические решения, предусмотренные проектом, представлены комплексом технологических, технических и организационных мероприятий, направленных на повышение эксплуатационной надежности, противопожарной и экологической безопасности трубопроводных систем.

Транспортировка по напорному нефтепроводу будет осуществляться с использованием существующей ДНС 3 – ЦППН. Технологическая схема УДР ДНС 3 и ЦППН в проекте рассматривать не будем, так как это не оговорено в техническом задании на дипломный проект.

В данном проекте предусматривается:

- строительство напорного нефтепровода " ДНС-3(т.вр. район куста №7)-ЦППН, $P_{раб.}=6,4\text{МПа}$; $P_{нач}=2,8\text{МПа}$; $P_{к}=1\text{МПа}$; $L=5272,5$

Для разделения и переключения потоков рабочей жидкости, производства обслуживания и ремонта, для ослабления жесткости гидравлической связи, а также уменьшения отрицательного воздействия на окружающую среду проектом предусмотрена установка запорной арматуры.

В целях повышения уровня безопасности и надежности производства, приняты следующие технологические решения:

- герметизированная система транспорта нефти и воды, утилизация из мест аварийных утечек;
- подземная прокладка трубопровода;
- демонтаж старого участка резервной нитки нефтепровода с укладкой на его место нового трубопровода диаметром 1020 мм;
- использование технологии "TDW-Вильямсон"
- применение плит "МДП-Молбистек"
- использование плоскосворачиваемых рукавов "Milroy"
- использование труб из материалов, соответствующих климатическим условиям района строительства, с увеличенной по сравнению с расчетной толщиной стенки;

- послемонтажное испытание трубопровода;
- 100% контроль сварных стыков соединений трубопровода;
- рекультивация нарушенных и загрязненных земель;
- применение в проекте защиты от наружной и внутренней коррозии с применением а)ингибиторов коррозии б)конструкции полимерного покрытия и др. методов защиты;
- безопасное пересечение препятствий (автодорог)

Строительство производится путем прокладки проектируемого трубопровода параллельно существующим коридорам коммуникаций.

Врезка в действующий нефтепровод и его переключение на байпас производится по технологии Вильямсон с применением в качестве байпасной линии плоскостворачиваемых рукавов "Milroy" (затраты на врезку учтены в объектных сметах).

Срок эксплуатации для трубопровода определяется на основании принятой толщины стенки трубы и расчетного значения скорости коррозии, но должен быть не менее значений, определенных на основе обобщения статистических данных по замене их в процессе эксплуатации для различных регионов отрасли.

С учетом значения максимальной скорости коррозии срок эксплуатации проектируемого трубопровода "ДНС-3 (т.вр.район к.7)- ЦППН" (с учетом нанесенного внутреннего заводского покрытия) 15 лет.

2.4Выбор оптимальных технологий ремонтных работ

Реконструируемый трубопровод пересекает различные препятствия в виде, автодорог, заболоченных и труднопроходимых участков, также встречаются пересечения с трубопроводами и подземными высоковольтными линиями, применяемыми на месторождении. Особо важным фактором является остановка напорного нефтепровода, что ведет за собой большие экономические потери. Для решения вышеперечисленных проблем, в проекте

рассматриваются возможность применения оптимальных технологий ремонтных работ:

1) Оборудование "TDW Williamson" с подключением байпасной линии из Плоскосворачиваемых рукавов "MILROY"

2) Плиты "МДП-Мобистек-80"

1.Применение оборудования "TDW Williamson" с подключением байпасной линии из Плоскосворачиваемых рукавов "MILROY"

Реконструкция напорного нефтепровода на участке "ДНС-3-ЦППН" ведет за собой остановку всего процесса перекачки, следствием остановки технологического процесса являются большие экономические потери, и необходимость внедрения и строительства резервных ниток(лупингов), что также ведет к большим затратам. Для решения обозначенных проблем в проекте рассматривается и обосновывается возможность применения оборудования "TDW Williamson" с подключением байпасной линии из Плоскосворачиваемых рукавов "MILROY" в процессе ремонтных работ, без остановки перекачки нефти.

Технология "TDW Williamson" предназначена для проведения ремонтов и реконструкций трубопроводов без их отключения и остановки перекачки нефти

Составная часть оборудования представлена на рис2.1:

а. "Сэндвич" задвижка

б. Фитинги

в. Манжеты

г. Гидравлика

д. Сверлильные механизмы

е. Заглушки

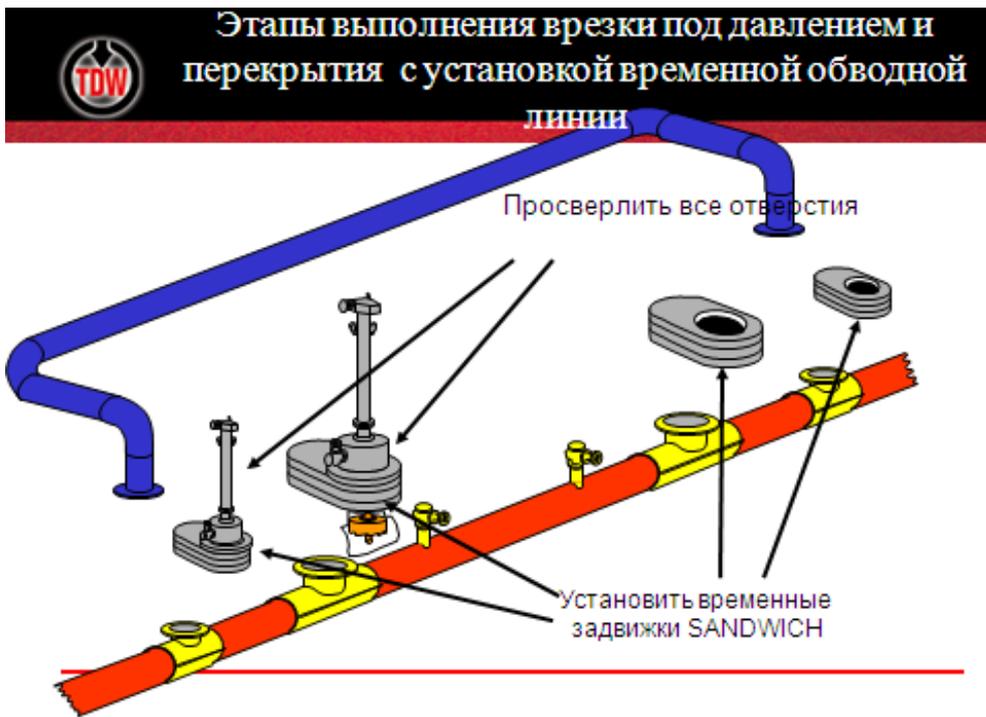


Рис.2.1.1. Составная часть оборудования TDW Вильямсон



Рис.2.1.2. Составная часть оборудования TDW Вильямсон

Принцип работы: К трубопроводу привариваются фитинги с задвижками типа "Сэндвич", далее производится безыскровая вырезка отверстий под резиновые манжеты, перекрывающие полость трубопровода. Сверху на

задвижки через фланцевые соединения прикручивается устройство СТОППЛ позволяющая посредством гидравлического оборудования производить перекрытие полости трубы резиновыми манжетами.

Таблица 2.1

Этапы врезки "Вильямсон"

| |
|--|
| На первом этапе на действующий трубопровод привариваются фитинги под байпас, перекрытие, а также патрубки для сброса продукта и выравнивания давления. |
| На фитинги устанавливаются дисковые задвижки типа «Сэндвич» и через них выполняется врезка всех фитингов и штуцеров в трубопровод. |
| На крайние фитинги монтируется байпасная линия. |
| На внутренние фитинги устанавливается устройство СТОППЛ и выполняется перекрытие трубопровода. |
| Продукт из отключенного участка между установками СТОППЛ сбрасывается, и участок может быть вырезан |
| Новый участок приваривается и заполняется продуктом. |
| Перекрывающие устройства демонтируются. |
| После чего, байпас опорожняется и также демонтируется. |
| В фитинги устанавливаются пробки-заглушки, |
| что позволяет снять задвижки «Сэндвич», через которые выполнялась врезка. На все фитинги устанавливаются глухие фланцы. |



Рис. 2.2 Врезка Вильямсон

Для обоснованности применения технологии проведем сравнительный анализ по статьям расходов: 1) в обычных условиях ремонтных работ с остановкой перекачки и 2) с применением оборудования Вильямсон и кратким подсчетом экономического и технического эффекта от применения технологии. Также важным параметром технологии является его индивидуальность в применении, она заключается в том, что все технологические процессы (безыскровая врезка в трубу, перекрытие ремонтируемого участка, подключение байпаса, врезка заглушек, гидравлическое управление) присутствуют в пределах одного оборудования и управляются персоналом из трех обученных человек.

Сравнительный анализ

| Статьи расходов | С остановкой перекачки, руб. | С применением оборудования TDW, руб. | Экономический эффект, руб. |
|----------------------|------------------------------|--------------------------------------|----------------------------|
| Транспорт | 573 535 | 412 535 | 161 000 |
| Персонал | 237 132 | 237 132 | - |
| МТР | 56 631 | 3 154 435 | - 3 097 804 |
| Амортизация и налоги | - | 550 999 | - 550 999 |
| Не добыто нефти | 104 632 960 | - | 104 632 960 |
| ИТОГО: | 105 500 258 | 4 355 102 | 101 145 156 |

Экономический эффект от использования оборудования «TDW – Вильямсон» на напорном нефтепроводе « ДНС-3(т.вр район Куст № 7) – ЦППН» Приобского месторождения составит 101,1 млн. руб.

С учетом стоимости оборудования (115000000) и широчайшего его применения в условиях дальнейшей эксплуатации парка трубопроводов (ремонтов, реконструкций, замены узлов и.т.д.) оборудование окупается на второй раз использования. В экономической части диплома представлена смета затрат на оборудование с вычетом из его стоимости, стоимости перекаченной нефти в процессе реконструкции.

Существенно важным дополнением во всем процессе работ по применению оборудования "Вильямсон", является переключение на байпас,

состоящего из плоскостворачиваемых полиуретановых рукавов с текстильным каркасом.

ПМТ-Композит - плоскостворачиваемые напорные рукава производства MILROY (Великобритания), представляет собой легкий сборно-разборный трубопровод из гибких полиуретановых рукавов для перекачки нефти и нефтепродуктов, который обладает многочисленными преимуществами перед традиционными полевыми трубопроводами из металлических и неметаллических труб.

Основными компонентами ПМТ-Композит являются:

-гибкие плоскостворачиваемые рукава с непрерывной длиной до 200 м из полиуретана с текстильным каркасом

-кассеты для хранения рукавов

-мобильная или стационарная система для развертывания и свертывания рукавов с ручным или механизированным приводом.

ПМТ-Композит работает с давлением до 62 бар в диапазоне температур от -50 до +70 С и выпускается с внутренним диаметром 102 и 152 мм. В начале трубопровода рукава через соединительную арматуру присоединяется к фитингу "TDW-Вильямсон" через соединительную арматуру, аналогично и в конце участка ЦППН.



Рис.2.3 Прокладка Байпаса

Применение таких рукавов исключает большие затраты на сооружение байпасных(временных) трубопроводов из металла, и в 3-е ускоряет процесс

работы. Также большим преимуществом то что, в сравнении с металлическими трубопроводами, плоскостворачиваемые рукава могут применяться до несколько сотен раз, в зависимости от срока годности, что увеличивает окупаемость данной технологии.

Преимущество:

1. Удобство и простота использования.
2. Скорость монтажа.
3. Возможность многократного применения.
4. Не требует подготовки трассы
5. Использование минимального количества техники и персонала при

монтаже.

6. Не подвержен коррозии
7. Не накапливает отложения на стенках.
8. Производительность на 20-30% больше чем у обычной трубы
9. Снижение экологических рисков.

Области применения при эксплуатации трубопровода

1. Устройство временных внутрипромысловых трубопроводов;
2. Дублирование основных труб. на время их ремонта или профилактики;
3. Сооружение временных нефтепродуктопроводов на строительных площадках, нефтепромыслах, месторождениях;
4. В качестве нефтепроводов с разведочных скважин;
5. Перекачка нефти, нефтепродуктов и воды при освобождении участка трубопровода под ремонт;

2) Применение плит "МДП-Мобистек-80"



Рис.2.4 Использование временных дорог в болотистых местностях

В связи с удаленностью участка проектируемого нефтепровода от дорог и прохождения его в труднодоступных местах, необходимо большое количество песка, щебня и прочего грунта для укладки временных подъездных дорог к месту проведения работ. Особенно сложные участки работ представляют заболоченные участки, где необходимы большие порции песка и щебня. Для решения данной проблемы в проекте реконструкции внутрипромыслового нефтепровода рассматривается применение временных плит.

Преимущество плит: 1.Удобство и простота использования

2.Скорость монтажа и демонтажа

3.Возможность многократного использования

4.долговечность

5.применение вместо песчаной отсыпки и лежневых проездов

6.Экологичность: Низкое удельное давление на грунт, целостность растительного покрова после окончания работ.

Особенно нужно обратить внимание на многократное использование плит, так как реконструкция предполагает строительство новой нитки, то работа постоянно происходит в движении, часто приходится искать

подъездные места к различным участкам трубопровода, перетаскивание сварных плетей по заболоченным участкам, во всех этих случаях плиты удобны своей практичностью их можно переставлять с места на место, подгонять в те места, где, не проходит техника.

Окупаемость от использования МДП-мобистек достигается на 8-ой раз применения. При 20-ти расчетных внештатных ситуаций экономия денежных средств за счет использования плит МДП составляет 2.5 раза в сравнении с использованием лежневого настила.

2.5 Организация работ

До начала строительства необходимо выполнить ряд организационных мероприятий:

- получение заказчиком разрешения на строительство, регистрация в территориальном органе Ростехнадзора проекта, согласованного со всеми заинтересованными организациями, оформление материалов землеустроительного дела на объекты строительства и временные площадки;
- определение подрядчика по результатам торгов;
- подрядная организация разрабатывает проект производства работ. В ППР необходимо разработать технологические карты (схемы) на выполнение всех видов работ с включением схем операционного контроля качества, описанием методов производства работ, указанием трудозатрат и потребности в материалах, машинах, оснастке, приспособлениях и средствах защиты работающих;
- получение от организации, осуществляющей технический надзор, подтверждения готовности подрядчика к выполнению работ по реализации проекта;
- оформление разрешительной документации на производство работ в охранной зоне действующих коммуникаций;
- уведомление Ростехнадзора и землепользователей, а также владельцев пересекаемых и проложенных в едином техническом коридоре коммуникаций

о начале и сроках проведения работ;

- сдача-приемка геодезической разбивочной основы от заказчика подрядчику с оформлением акта.

Строительство должно вестись по проектной документации, прошедшей экспертизу, согласованной и утвержденной в установленном порядке.

Застройщик (заказчик) вправе осуществлять контроль (технический надзор) за ходом и качеством выполняемых работ, соблюдением их сроков, качеством и правильностью использования применяемых материалов, изделий, оборудования, не вмешиваясь в оперативно хозяйственную деятельность исполнителя работ.

По завершению строительства объекта выполняется оценка соответствия законченного строительством объекта требованиям действующего законодательства, проектной и нормативной документации, а также его приемка в соответствии с условиями договора при подрядном способе строительства.

Ответственность за надлежащее содержание объекта, его безопасность для пользователей окружающей среды и населения, соблюдение требований противопожарных, санитарных, экологических норм и правил в процессе эксплуатации в соответствии с действующим законодательством несет его владелец.

Привлекаемый исполнитель работ должен иметь лицензии на осуществление тех видов строительной деятельности, которые подлежат лицензированию в соответствии с действующим законодательством.

Исполнитель работ (подрядчик) в соответствии с действующим законодательством выполняет входной контроль переданной ему документации, передает застройщику (заказчику) перечень выявленных в ней недостатков, проверяет их устранение.

Исполнителю работ, при необходимости, следует выполнить обучение персонала, а также заключить с аккредитованными лабораториями договоры на выполнение тех видов испытаний, которые исполнитель работ не может

выполнить собственными силами.

2.5.1 Организация строительного хозяйства

Все работы должны производиться согласно проекту производства работ, технологическим картам и в соответствии со СНиП 12-03-2001, СНиП 12-04-2002, СНиП 12-01-2004.

До начала строительно-монтажных работ Подрядчик должен организовать:

- площадки складирования материалов - труб, балластирующих грузов;
- площадки стоянки и заправки техники;
- жилой комплекс;
- надежную связь на период строительства.

Состав санитарно-бытовых помещений следует уточнить в ППР с учетом группы производственного процесса и их санитарной характеристики.

Строительство нефтепровода должно вестись поточным методом передвижными механизированными колоннами, обеспечивающими непрерывность производства всех работ в строгой технологической последовательности.

Все основные работы по строительству нефтепровода выполняются комплексными бригадами.

Трасса нефтепровода должна быть закреплена знаками на местности высотой 1,5-2,0 м с указанием фактической глубины заложения, установленными на прямых участках трассы в пределах видимости, но не более чем 50 м, а на всех участках углов поворота через 10 м. Во избежание повреждения и возможных аварий все знаки безопасности устанавливаются на расстоянии не менее 2 м от стенки (края) действующей подземной коммуникации. До обозначения трассы знаками безопасности ведение строительных работ не допускается.

На участках, где действующие коммуникации заглублены менее 0,8 м, должны быть установлены знаки с надписями, предупреждающими об особой

опасности.

В случае обнаружения утечек (выходов) транспортируемого продукта эксплуатирующая трубопровод организация обязана принять срочные меры по устранению обнаруженных повреждений и неисправностей.

Проезд строительной техники над действующими подземными коммуникациями допускается только по специально оборудованным переездам в местах, согласованных с эксплуатирующей организацией.

Расчистка трассы от кустарника в охранных зонах должна производиться с обеспечением сохранности надземных сооружений трубопровода, свободного вдольтрассового проезда и подъезда к нему на любом участке, не допускается загромождение трассы трубопровода кустарником и порубочными остатками.

Земляные работы в полосе, ограниченной расстоянием 2 м в обе стороны. Подземные коммуникации должны производиться только вручную при наличии разрешения и в присутствии представителя эксплуатирующей организации.

2.5.2 Обоснование методов производства работ и совмещения работ по всему комплексу строительства

Производство работ организуют в соответствии с календарным графиком строительства, графиками обеспечения материалами, конструкциями, механизмами, рабочими кадрами и технологическими картами на основные виды строительного-монтажных работ. Данные графики необходимо выполнить при разработке ППР. При этом в основу организации и последовательности работ закладывают поточность, непрерывность и равномерность основных ведущих работ как в целом по объекту, так и по его частям (этапам, захваткам) с последовательным переходом рабочих бригад и механизмов по этим участкам.

Такая организация работ обеспечивает повышение производительности труда, расширяет возможности совмещения работ и сокращения продолжительности строительства.

Процесс возведения объекта разделяется на ряд циклов, объединяющих родственные (сопряженные) работы. Это позволяет разделить строительство на ряд самостоятельно завершаемых этапов, облегчает комплектование строительства рабочими кадрами и обеспечение его материалами, конструкциями, механизмами. Так, весь комплекс работ, выполняемых при обустройстве месторождения, может быть разделен на циклы:– Нулевой цикл включает работы ниже нулевой отметки – устройство оснований и фундаментов, устройство водостоков и дренажей, проездов, отрывку траншей;

- Надземный цикл – возведение лестниц, ограждения, площадок;
- Монтаж технологического оборудования;
- Специальный цикл – устройство электроснабжения, слаботочные работы (автоматизация, сигнализация и т.п.), нанесение антикоррозионных покрытий, пусконаладочные работы.

Внутри каждого цикла устанавливают такую последовательность работ, при которой предусматривают максимальное совмещение работ во времени с неуклонным соблюдением правильной технологии, высокого качества работ и требований техники безопасности.

Основные работы по каждому циклу в соответствии с принципом поточности организуют по захваткам.

3. Технология производства работ

3.1 Линейная часть

В данном разделе представлены основные сведения о конструктивных решениях линейной части, пересечения с препятствиями, мероприятия по защите трубопровода от внешней и внутренней коррозии, а также расстановка площадок узлов запорной арматуры

Основные технические решения по линейной части приняты по инженерно-технологическим и климатическим условиям района строительства на основании технического задания на разработку проекта, с учетом прочностного и гидравлического расчетов трубопровода.

Основные технологические расчеты и разработанные чертежи дипломного проекта выполнены в соответствии с требованиями СП 34-116-97, ВСН 51 -3/2.38-85, ВНТП 3-85*, СНиП 2.05.06-85*, СНиП 2.04.02-84, СНиП 3.02.01-87, РД 39-132-94, ВСН 005-88, ВСН 011-88. Принятые технические решения обеспечивают максимальную надежность и экологическую безопасность проектируемого трубопровода.

Все строительные – монтажные и земляные работы производятся в соответствии с требованиями нормативных документов СНиП 3.02.01-87, СП 34-116-97, ВСН 005-88, ВСН 004-88, РД 39-132-94.

Прокладка трубопровода предусмотрена подземной. Глубина заложения принята для напорных нефтепроводов и трубопроводов переключения до верхней образующей трубы на минеральных грунтах не менее 0,8 м, на болотистой местности при отсутствии проезда автотранспорта не менее 0,6 м.

Строительство трубопровода выполняется в одну нитку.

Трассы проложены по кратчайшему расстоянию в одном коридоре с существующими коммуникациями.

Согласно ВНТП 2-86 п.2.4, для уменьшения расхода металла, для нефтепроводов диаметром от 530 мм, рекомендуется применять высокопрочные трубы - предел прочности не ниже 588 МПа (60 кг/мм²).

3.1.1 Мероприятия по защите от коррозии

Промысловые трубопроводы работают в специфических коррозионных условиях, что обуславливает необходимость противокоррозионной защиты. Почвенная коррозия является одним из серьезных факторов в определении условий эксплуатации трубопроводов. Около 45% всех аварий на трубопроводах происходит по причине коррозии. Поэтому эффективность противокоррозионной защиты в значительной степени определяет уровень надежности трубопровода. Выбор способов защиты трубопроводов от коррозии определяется технико – экономическими соображениями.

При разработке дипломного проекта были приняты во внимание как технические (наличие или отсутствие блуждающих токов, коррозионная активность грунтов, вид противокоррозионной изоляции), так и экономические (размеры единовременных затрат, эксплуатационные расходы).

При проектировании, строительстве, монтаже, реконструкции и ремонте магистральных и промысловых стальных газонефтепроводов (подземных, наземных, надземных и подводных с заглублением в дно) в вопросах защиты от атмосферной и подземной коррозии следует руководствоваться требованиями технологических регламентов и других НТД предприятий (ОАО «Газпром», ОАО «Транснефть» и др.). СНиП 2.05.06-85*, СП 34-116-97, ГОСТ Р 51164-98, ГОСТ 9.602-2005 и РД 39-132-94.

Противокоррозионная защита сооружений должна обеспечить их безаварийную (по причине коррозии) на весь планируемый период эксплуатации. Промысловые трубопроводы подлежат комплексной защите от коррозии защитными покрытиями и средствами электрохимической защиты независимо от коррозионной агрессивности грунта.

Согласно РД 39-0147103-362-86 «Руководство по применению антикоррозионных мероприятий при составлении проектов обустройства и реконструкции объектов нефтяных месторождений» среды по степени агрессивного воздействия на трубопроводы и оборудование нефтепромыслов подразделяются на: 1 - неагрессивные; 2 - слабоагрессивные; 3 - среднеагрессивные; 4 - сильноагрессивные.

Согласно ГОСТ 9.015-2005 коррозионная агрессивность грунтов по отношению к стальным конструкциям средней степени.

Антикоррозионная изоляция проектируемого трубопровода, диаметром 530 мм, принята в соответствии с ГОСТ Р 51164-98, ВСН 008-88, СП 34-116-97. Антикоррозионное покрытие трубопровода: грунтовка «Эпипрайм-046» по ТУ 2312-055-98605321-2007 в 1 слой и эмаль «Эвикар ЦМ.В» ТУ 2313-010-98605321-2007 в 3 слоя.

При агрессивности среды, вызывающей внутреннюю коррозию со скоростью 0,2 мм в год и выше, должны применяться трубы с внутренним защитным покрытием.

Продукция нефтяных и газовых скважин представляет собой многокомпонентную смесь, состоящую из нефти, газа, воды и различных примесей. В процессе движения этой смеси по трубопроводам происходят различные физические и химические процессы (отложение парафинов, солей, абразивный износ, коррозионное разрушение поверхности), в результате которых нарушается нормальная работа трубопроводов.

Для обеспечения эффективной работы трубопроводов необходимо предотвратить возможность развития этих процессов.

Скорость коррозии металла внутренней поверхности промысловых газонефтепроводов обычно не превышает допустимых значений. Однако одной из основных причин аварий на трубопроводах является внутренняя коррозия.

Расчет срока эксплуатации напорного нефтепровода выполнен с учетом применения труб из сталей повышенной коррозионной стойкости с

повышенной толщиной стенки по отношению к расчетной и с учетом скорости коррозии не более 0,5 мм/год. Срок службы эпоксидного покрытия (внутреннее антикоррозионное покрытие) по гарантии завода-изготовителя и по экспертным оценкам специализированных организаций (ВНИИСТ, ВНИИТнефть) составляет не менее 15 лет.

Отбраковочная толщина стенки принята в соответствии с РД 39-132-94 п.7.5.4.1.

С учетом отбраковочной толщины и скорости коррозии трубной стали, при условии выполнения всех решений принятых в технологическом расчете срок службы трубопровода определяется следующим образом:

$$n = \frac{\delta - \delta_{\text{отбрак}}}{v} \quad (3.3)$$

где δ — толщина стенки;

$\delta_{\text{отбрак}}$ — отбраковочная толщина стенки;

v — скорость коррозии.

Фактический срок службы для транспортировки нефти в Западной Сибири равен 10 лет (РД 39-132-94 п. 7.5.4 табл. 1.1).

Исходные данные и результаты расчета приведем в табл. 3.1

Таблица 3.1

| Наружный диаметр трубы, мм | Начальная толщина стенки, мм | Отбраковочная толщина стенки, мм | Срок безопасной эксплуатации, лет | Срок безопасной эксплуатации с учетом срока службы покрытия, лет |
|----------------------------|------------------------------|----------------------------------|-----------------------------------|--|
| | | | | |

| | | | | |
|-----|----|-----|-----|------|
| 420 | 8 | 7,6 | 0,8 | 15,8 |
| 530 | 10 | 7,6 | 4,8 | 19,8 |

При наличии в транспортируемой среде воды и других коррозионно-активных компонентов, таких как сероводород и углекислый газ, значительно повышается скорость коррозии стальных труб.

По оценкам экспертов, срок службы стальных труб без покрытия на отдельных промыслах составляет 6 месяцев 3 – 7 % от добываемого объема, что значительно превышает мировые показатели. Поэтому необходимость защиты внутренней поверхности труб от коррозии очевидна. Из существующих способов защиты наиболее распространенным является нанесение антикоррозийного покрытия.

Основными видами коррозии нефтегазопроводных труб является коррозия с потерей массы (общая, язвенная, канавочная коррозия) и сульфидное коррозионное растрескивание под напряжением (КРН). Последний вид коррозионного поражения проявляется в сероводородсодержащей среде и является наиболее опасным. При взаимодействии с сероводородсодержащей средой образуется атомарный водород, диффундирующий вглубь металла и вызывающий его охрупчивание и растрескивание по всему объему. Трещины и дефекты, образующиеся под воздействием атомарного водорода на начальной стадии, имеют микроскопические размеры. Со временем их число растет, что может привести к их слиянию и образованию макротрещины. Поскольку сталь под воздействием водорода склонна к охрупчиванию, макротрещина часто развивается мгновенно по хрупкому механизму. Разрушение трубопроводов вдоль образующей, сопровождаемое раскрытием трубы на несколько метров, как правило, связано именно с сульфидным коррозионным растрескиванием.

Основным способом повышения стойкости труб к перечисленным видам коррозии является применение специальных марок сталей или защитных покрытий.

Основной проблемой при использовании стальных труб с внутренней заводской изоляцией является защита зоны сварного соединения от коррозии с внутренней стороны.

При применении технологий с защитными коррозионно-стойкими наплавками на концевых участках труб с внутренним полимерным покрытием требуется использование особых технологий сварки, в частности выполнение корня шва высоколегированными электродами. Внедрение таких технологий сдерживается из-за снижения технологичности и удорожания продукции.

Специалистам «Газпромнефть» опробовано новое решение по антикоррозионной защите концевых участков труб с внутренним полимерным покрытием, позволяющее обеспечить защиту монтажного шва с применением обычной технологии сварки без дополнительных мероприятий при строительных работах.

Техническое решение заключается в следующем. Внутреннее антикоррозионное покрытие из эпоксидной порошковой краски наносят по всей длине труб, за исключением концевых участков, на которые напыляют, металлизационное покрытие из хромоникелевого сварного шва с дополнительным барьерным слоем из сварочных шлаков и защищает сварное соединение. Таким образом, обеспечивается 100 % - ная защита площади внутренней поверхности трубопровода рисунок 3.1.

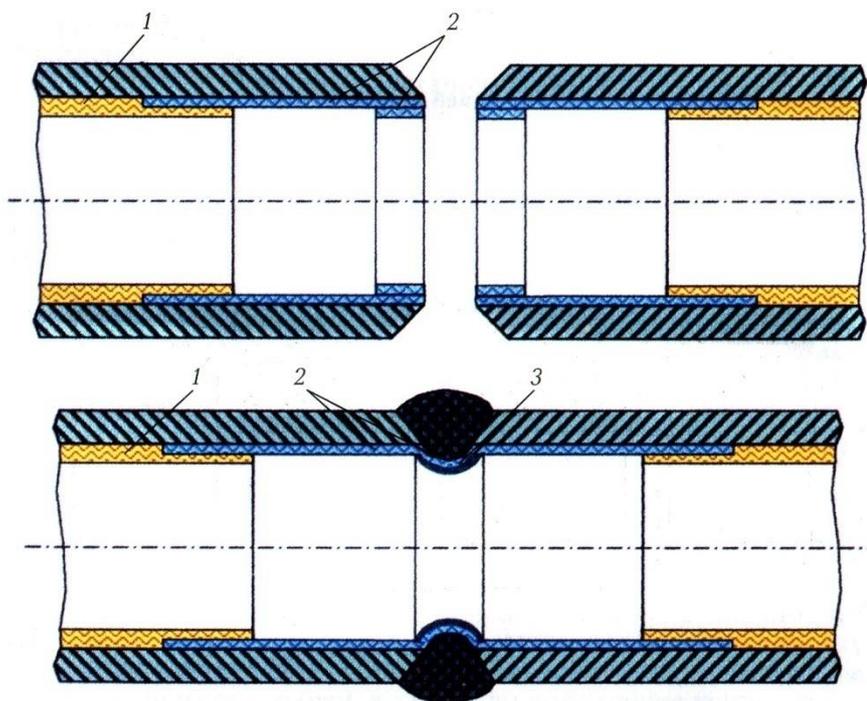


Рис. 3.1 – Конструкция внутреннего полимерного покрытия труб с металлизацией концевых участков нержавеющей сталью

а – до сварки ; б – после сварки; 1 – полимерное покрытие; 2 – металлизационное покрытие; 3 – слой сварочных шлаков.

Покрытие, обеспечивающее защиту концевых участков труб и сварного шва, предназначено также для труб с другими видами полимерных покрытий, чувствительных к температурному воздействию сварки.

Технология нанесения защитных покрытий на внутреннюю поверхность труб включает следующие последовательно проводимые операции:

- входной контроль качества труб;
- предварительный нагрев труб для сушки или термообезжиривания;
- очистку внутренней поверхности с созданием требуемой чистоты и шероховатости с использованием щеток, пескоструйной или дробеструйной очистки;
- нагрев труб до заданной температуры (при необходимости);
- нанесение и формирование защитного покрытия;
- контроль качества защитного покрытия;
- ремонт мест повреждения покрытия;
- маркировку труб.

Согласно ВСН 51-3-85 проектируемый нефтепровод считается электрохимически защищенным от подземной коррозии, так как будет располагаться в одном «коридоре» с существующим нефтепроводом.

Для обеспечения добычи нефти и предотвращения различных осложнений, в частности солеотложения и коррозионного разрушения металлического оборудования в скважинах и нефтепромысловых трубопроводах, широко применяются ингибиторы солеотложения и коррозии. Активные вещества этих товарных продуктов различаются по химическому строению. Проявление несовместимости химических реагентов может негативно отразиться на эффективности их действия и привести к непроизводительным расходам дорогостоящих химических продуктов и росту затрат на проведение сервисных работ. В связи с этим важно знать характер влияния применяемых химических реагентов друг на друга, что в настоящее время не поддается прогнозу, а устанавливается в результате проведения комплекса экспериментальных исследований.

В настоящее время в процессе добычи нефти на месторождениях нефти ООО «Газпромнефть-Хантос» для защиты от солеотложения скважинного оборудования и наземных коммуникаций пунктов подготовки нефти широко применяется ингибитор солеотложения «Акватек-511М». Для предотвращения коррозионного воздействия добываемых флюидов на нефтепромысловые трубопроводы используются ингибиторы коррозии

Ингибиторы

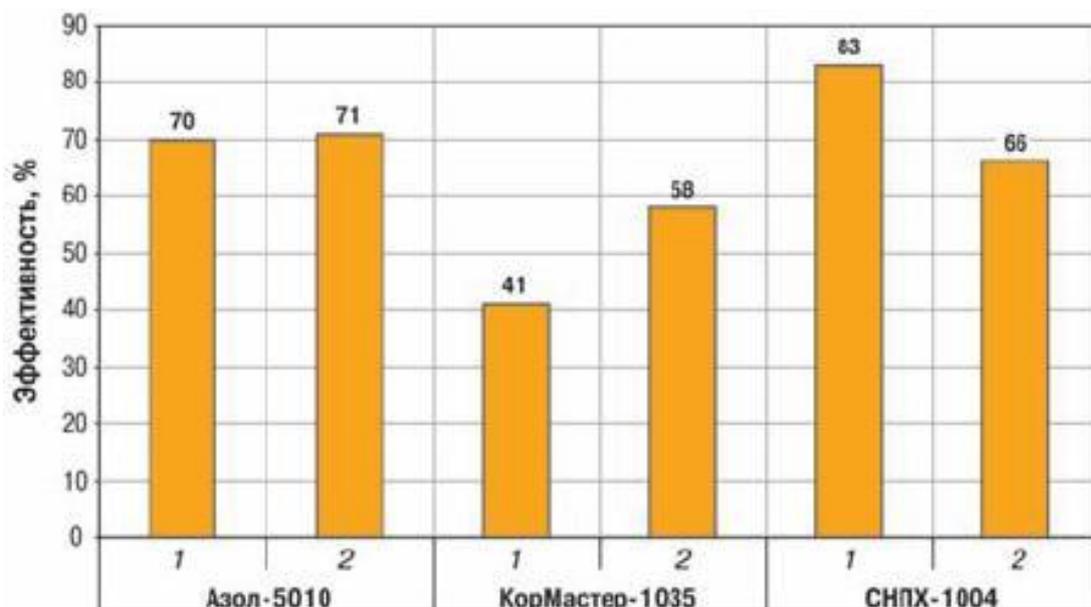


Рис. 3.2 – Эффективность ингибиторов коррозии без (1) и в присутствии (2) ингибитора солеотложения «Акватек-511»

С целью выяснения взаимного влияния ингибиторов коррозии и солеотложения проведены эксперименты по оценке изменения эффективности ингибирования отложения карбоната кальция и коррозионного воздействия водной среды на металлическое оборудование при совместном присутствии данных реагентов в водной среде в применяемых технологических дозировках.

Результаты экспериментов по тестированию ингибитора солеотложения для определения эффективности предотвращения выпадения карбоната кальция из растворов без наличия и в присутствии ингибиторов коррозии представлены на рис 3.2 В ходе тестирования было установлено следующее:

– в присутствии ингибиторов коррозии «Азол-5010», «КорМастер-1035», СНПХ-1004 эффективность предотвращения выпадения карбоната кальция ингибитором солеотложения «Акватек-511М» снижается, причем в присутствии ингибитора коррозии СНПХ-1004 эффективность ингибирования солеотложения снижается менее значительно и при дозировке реагента «Акватек-511М», равной 30 мг/л и выше, для МПВ № 1 с содержанием ионов Ca^{2+} , равным 300 мг/л, превышает 90 %;

– в присутствии ингибитора коррозии «Азол-5010» эффективность предотвращения выпадения карбоната кальция ингибитором солеотложения «Акватек-511М» снижается на 35-58 % в зависимости от модельного состава воды; – в присутствии ингибитора коррозии «КорМастер-1035» эффективность предотвращения выпадения карбоната кальция ингибитором солеотложения «Акватек-511М» снижается на 49-68 % в зависимости от модельного состава воды;

– с увеличением насыщенности водной среды карбонатом кальция эффективность ингибирования солеотложения в присутствии ингибиторов коррозии снижается в большей степени.

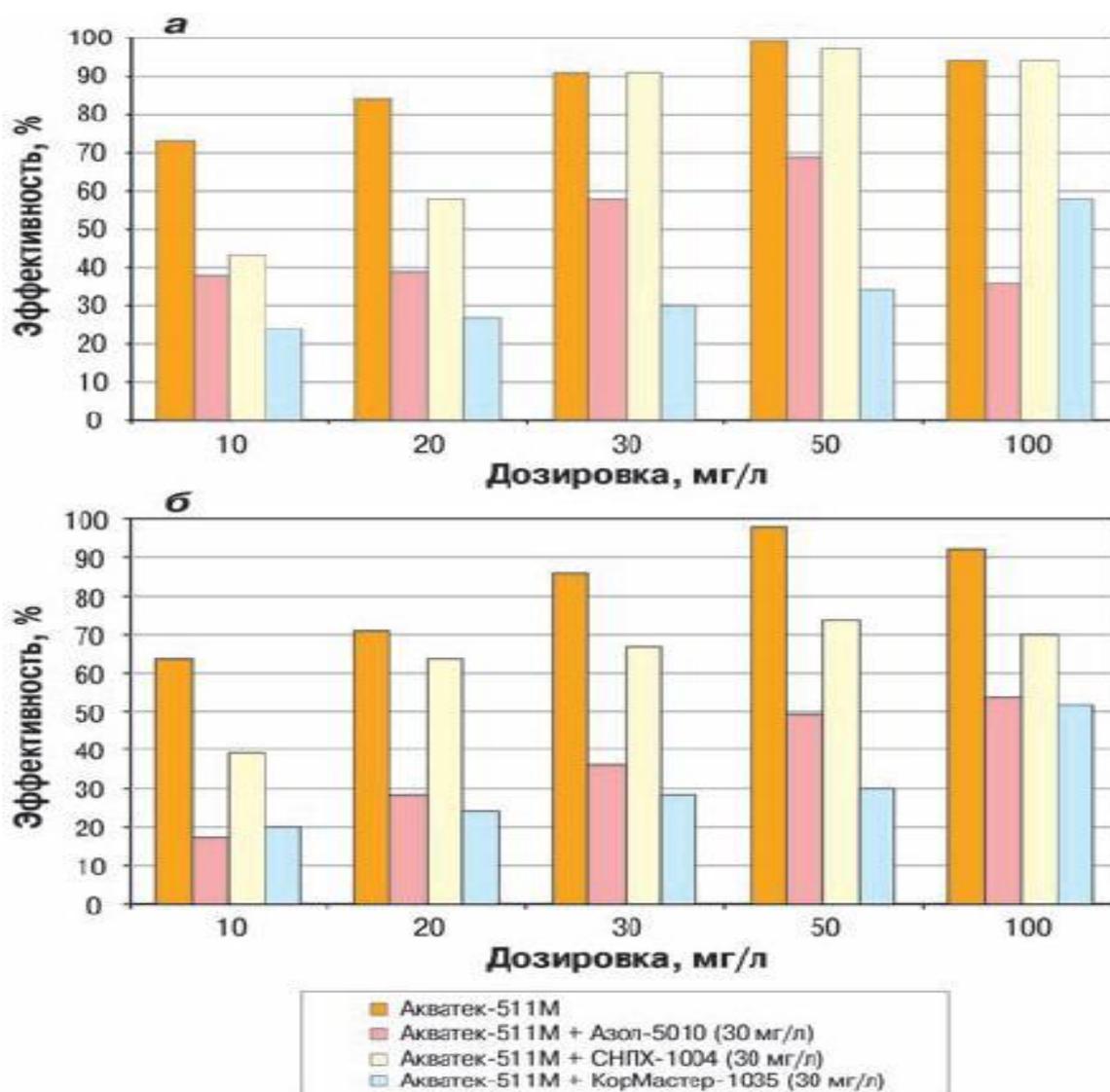


Рис. 3.3 – Эффективность ингибирования выпадения карбоната кальция

реагентом «Акватек-511М» в присутствии ингибиторов коррозии

Данные исследований сведен в табл 3.1

Таблица 3.1

| № п/п | Ингибитор | | Результаты, % |
|----------|---------------|----------------|---------------|
| | Солеотложения | Коррозии | |
| 1 | Акватек-511М | КорМастер-1035 | 65 |
| 2 | Акватек-511М | СНПХ-1004 | 70 |
| 3 | Акватек-511М | Азол-5010 | 75 |

В условиях интенсивного образования карбоната кальция в нефтесборных трубопроводах и пунктах подготовки нефти Приобского месторождения в настоящее время приоритетным направлением является их защита от солеотложения. Хотя совместное использование ингибитора солеотложения «Акватек-511М» и ингибитора коррозии СНПХ-1004 ухудшает коррозионные характеристики последнего, эффективность защиты от коррозии при их совместном применении остается на высоком уровне, лишь немного уступая эффективности защиты в присутствии ингибитора коррозии «Азол-5010» и превышая эффективность защиты в присутствии ингибитора коррозии «КорМастер-1035» при лабораторном тестировании. Эффективность защиты от солеотложения реагентом «Акватек-511М» в присутствии ингибитора коррозии СНПХ-1004 снижается незначительно, оставаясь на высоком уровне. В связи с этим рекомендуется совместное применение ингибитора солеотложения «Акватек-511М» и ингибитора коррозии СНПХ-1004 для предотвращения отложения карбоната кальция в наземных коммуникациях и ингибирования коррозии в системе нефтесбора Приобского месторождения.

3.1.2 Площадки узлов запорной арматуры

Для производства обслуживания и ремонта проектируемого трубопровода, переключения потоков, а также уменьшения отрицательного воздействия на окружающую среду и минимизации потерь перекачиваемого продукта, как при выполнении регламентных работ, так и при аварийных ситуациях, контроля чрезвычайных ситуаций по трассе трубопровода дипломным проектом предусмотрена установка запорной арматуры.

Кроме этого, в соответствии с требованиями заказчика в начале и в конце проектируемого участка трубопровода проектом предусмотрена отсекающая запорная арматура, а также для подключения перспективных участков.

Расстановка запорной арматуры выполнена в соответствии с требованиями п. 6,4, п.6,5 СП 34-116-97 и техническим заданием на дипломный проект.

Запорная арматура принята на технологические параметры трубопровода ($P_{раб}=6,4$ МПа, $D=530$ мм), в соответствии с перекачивающей средой и соответствует климатическому исполнению района строительства (исполнение ХЛ).

В качестве запорной арматуры применены шаровые краны производства ООО «Самараволгомаш» и задвижки производства ОАО «Икар» (г. Курган). Потребное количество арматуры приведено в табл. 3.2

Таблица 3.2

| Наименование | Количество | Масса ед., кг |
|--|------------|------------------|
| Цельносварные запорные, полнопроходные шаровые краны, приварные, с электрическим приводом Auma Matic DN500 PN6,4 Зап. WE -60 | 4 | 1458 |

Срок службы применяемых шаровых кранов и задвижек составляет 30 лет и 20 лет соответственно.

Вся запорная арматура соответствует классу герметичности «А» по ГОСТ 9544-93, ПБ 03-585-03.

Размеры данных площадок и высотные отметки определены в соответствии с технологическими решениями, возможностями примыкания к подъездным автодорогам, а также согласно инженерно – геологическим и гидрологическим условиям.

Конструктивные решения по площадкам узлов запорной арматуры приняты согласно действующим нормативно – техническим документам.

До начала основных работ на участках, отводимых для строительства, а также на участках краткосрочного отвода для нужд строительства, должны быть выполнены следующие подготовительные работы:

- создание геодезической разбивочной основы – разбивочная ось и базис совпадают с осями существующих и проектируемых трубопроводов;
- восстановление и закрепление на местности границ площадок в соответствии со СНиП 3.01.03 – 84 «Геодезические работы в строительстве»;
- рубка леса, корчевка пней и расчистка от кустарника и мелкоколесья площадей, отводимых под строительство;

- снятие мохово – растительного слоя на территориях, занимаемых площадками с вывозом его в отвал, эффективным хранением и последующим его использованием при проведении и рекультивационных работ.

Для обеспечения круглогодичного обслуживания узлов запорной арматуры и проведения ремонтных работ, к площадкам предусматривается устройство автоподъездов с разворотными площадками. Ширина проезжей части принята 4,50 м со щебеночным покрытием толщиной 0,30м. Обочины шириной 1 м укрепляются щебнем толщиной 0,15 м. Поперечный профиль подъездов принят двускатный с поперечным уклоном проезжей части 30 0/00, обочин – 50 0/00.

Щебень принят по ГОСТ 8267 фракций 40-70 и 20-40 мм. Марка щебня по прочности 600 и морозостойкости F50 соответствуют требованиям ГОСТ 8267 и ГОСТ 3344.

Геотекстильный материал для укрепления откосов площадок используется со следующими параметрами:

- нетканое иглопробивное геотекстильное полотно «Дорнит» для дорожного строительства, выполненное из полиамидных, полиэфирных, полипропиленовых волокон;

- поверхностная плотность полотна не менее 500 г/м²;

- разрывная нагрузка по длине не менее 45 кгс.

Для укрепления подтопляемых откосов используются объемные геоячейки, представляющие собой конструкцию из синтетических лент, скрепленных между собой посредством сварных швов, и образующие при растяжении в поперечном направлении сотовую структуру.

Для укрепления подтопляемых элементов рекомендовано использование геоячейки «ПРУДОН – 494» по ТУ 2246-002-07859300-97 с изм.1 – тип АРЗ с размером ячеек 20х20 см высотой 20 см, с разрывной нагрузкой шва не менее 2000Н;

Материал, используемый для изготовления геоячеек, представляет собой композицию полиэтилена низкого давления по ГОСТ 16338 и

полиэтилена высокого давления по ГОСТ 16337 и имеет следующие характеристики:

- толщина 1,35мм;
- прочность при разрыве полосы размером 50x100 мм не менее 18,5Н/мм²;
- относительное удлинение при разрыве не менее 180%;
- стойкость к воздействию переменных температур от + 55 0С до минус 60 0С – не менее 10 циклов;
- химическая стойкость в интервале рН = 4-:-11 – не менее 500 часов испытаний;
- наличие технического углерода – не более 1,5 – 2,0%.

В качестве заполнения геоячеек при укреплении подтопляемых откосов применяется щебень фракций 40 – 70 мм по ГОСТ 8267.

Дорожно – строительные материалы – щебень, геоячейки, дорнит - привозные.

Для возведения площадок используется грунт карьеров песка, предоставляемого Заказчиком (месторасположение карьеров песка и средневзвешенную дальность транспортировки). Общий потребный объем песка на отсыпку площадок узлов запорной арматуры составляет – 85151 м³.

Размеры площадок узлов запорной арматуры определены из условия размещения технологических сооружений, инженерных коммуникаций, с учетом требований противопожарных и санитарных норм.

3.2 Подготовительные работы

До начала производства работ необходимо выполнить комплекс подготовительных работ:

- отвод земли для выполнения строительно-монтажных работ согласно СН 456-73, (площади необходимые при производстве строительно-монтажных работ смотри табл.3.3);

- обозначение границ производства строительного-монтажных работ и охранных, опасных зон действующих трубопроводов, линий электропередач, кабелей, находящихся под напряжением и кабелей связи соответствующими знаками безопасности согласно ГОСТ 23407-78 и ГОСТ Р12.4.026-2001;
- обеспечение вдольтрассового проезда;
- выполнение съездов с существующих автодорог и защитных переездов;
- размещение бытовых помещений, монтажных площадок и площадок для стоянки механизмов;

Таблица 3.3

| № п/п | Наименование | Длина, м | Ширина, м | Площадь на период строительства, га | Примечание |
|----------------------------|--|------------------|-----------|-------------------------------------|---------------|
| Мамонтовское месторождение | | | | | |
| 1 | Напорный нефтепровод | | | | |
| 2 | т.вр. (район к.7) – ЦППН площадк а временных зданий и сооружений | 527 2,5 40 | 20 35 | 14,488 0,14 33,63 | ВСН45 6-73 |

Расчистка трассы от леса и мелколесья

Расчистка трассы от кустарника и мелколесья производится бульдозерами, кусторезами и корчевателями – собирателями. Деревья,

имеющие стволы более 20см, предварительно спиливаются бензопилами «Дружба-4».

Перемещаются сваленные деревья трелевочным трактором ТТ-4, ТДТ-55 на площадки складирования. Деловой лес, отходы деловой древесины и кустарник используются для устройства лежневой дороги и зимника. Подкоренные ямы засыпаются бульдозером на суходолах и производится планировка полосы двумя продольными проходами вдоль оси трассы. Порубочные остатки складировются в разработанную траншею и засыпаются местным грунтом. На болотах пни выкорчевываются только на ширину будущей траншеи, а на остальной площади остаются в теле торфа для увеличения несущей способности временного проезда. Пни вывозятся на полигон твердых бытовых отходов. Первоначальная расчистка трассы от снега производится бульдозером

Обеспечение вдольтрассового проезда

Обеспечение вдольтрассового проезда в условиях болот II типа выполняется в соответствии с типовыми решениями по прокладке промышленного трубопровода в сложных условиях Западной Сибири, разработанными институтом «Гипротюменнефтегаз» и технологической картой на устройство лежневых дорог. Конструкция зимней автодороги выбирается с учетом местных условий.

На болотах подготовка основания заключается в искусственном промораживании на большую глубину путем снятия снежного покрова и неоднократного проезда вездеходной техникой по одному и тому же следу.

На плохо замерзающих болотах для ускорения промерзания и увеличения их несущей способности поверхность проезжей части неоднократно поливают водой, которая, замерзая, образует ледяную корку и усиливает а/проезд.

Глубина промерзания болот для прохода тракторов на уширенных гусеницах должна составлять на менее 40 см.

На болотах II типа в летний период применяются лежневые дороги. Типовая конструкция лежневых дорог предусматривает устройство подстилки из хвороста, продольных лежней, скрепляемых скобами или проволочными скрутками с колесоотбойными брусками и отсыпку поверх бревенчатого настила привозного песка слоем 0,3м. На суходольных участках и поймах устраиваются зимники, путем проминки снегового покрова проходкой тяжелой техникой по одному и тому же следу несколько раз.

Усиление несущей способности ледовой переправы следует производить увеличением толщины льда намораживанием путем расчистки от снега и поливом водой. Усиление льда намораживанием производится при температуре воздуха не выше минус 5 С. Каждый следующий полив производится после того, как предыдущий слой полностью промерзнет. Подъезд к проектируемым участкам трубопроводов возможен по существующим автодорогам

межпромыслового сообщения.

На болоте III типа глубиной до 4.0м предусмотрен вдольтрассовый проезд из привозного грунта и расстановка полимерных плит в труднодоступных местах.

Указания и методы разбивки геодезической основы

Для ведения поточного строительства последовательным способом, индустриальными методами, монтируя конструкции из заранее подготовленных на предприятиях прочих хозяйств укрупненных элементов, большое значение имеет правильное ведение всех геодезических и разбивочных работ.

Геодезические работы при строительстве должны выполняться подрядчиком в объеме и с точностью, обеспечивающей соответствие геометрических параметров и размещение объектов строительства по проекту и требованиями СНиП.

Для ускорения разбивочных работ, повышения их поточности на местности создают геодезическую разбивочную основу в виде развитой сети закрепленных знаками пунктов, определяющих положение объекта строительства.

Заказчик не менее чем за 10 дней до начала строительно-монтажных работ обязан передать подрядчику техническую документацию и закрепленные на площадках строительства и трассах линейных объектов пункты и знаки геодезической разбивочной основы.

Геодезические разбивочные работы выполняются в процессе строительства геодезическими службами подрядчика.

Они должны обеспечивать вынос в натуру от пунктов геодезической разбивочной основы осей и отметок, определяющих в соответствии с проектом положение в плане и по высоте всех конструкций, частей и элементов зданий и сооружений.

Для составления разбивочных чертежей и выполнения разбивочных работ используются следующие проектные материалы: стройгенплан объектов строительства, планы схемы подземных коммуникаций и линейных сооружений, план геодезической разбивочной основы.

Геодезическая разбивочная основа для определения положения трассы в плане создается в виде теодолитных ходов по оси трубопровода и отбивается в натуре с закреплением по оси точками, сторожками и створными знаками.

Закрепление трассы в плане производится выносками, устанавливаемыми вне зоны производства основных строительно-монтажных работ, закрепляются вершины углов поворота начала кривых в натуре, а также створные точки на прямых участках трассы.

Геодезическая разбивочная основа для определения положения трассы по высоте создается в виде замкнутых или отдельных нивелированных ходов так, чтобы отметки были получены не менее чем от двух реперов государственной геодезической сетки.

Точность построения геодезической разбивочной основы следует принимать, руководствуясь величинами допусков средних квадратных погрешностей угловых и высотных измерений:

- угловые 3”;
- линейные 1/2000;
- отметка +5 мм.

Разбивочные работы выполняются в следующей последовательности:

- отыскиваются и опознаются створные и закрепительные знаки;
- у каждого закрепительного знака устанавливаются вехи высотой 2-2,5м;
- разбивается пикетаж и горизонтальные кривые естественного изгиба через 10м,
- искусственного гнутья через 2м;
- отмечаются границы строительной полосы;
- выносятся пикетаж за границу строительной полосы.

3.3. Земляные работы

Параметры земляных сооружений, применяемых при строительстве промышленных трубопроводов (ширина, глубина и откосы траншеи, сечение насыпи и крутизна ее откосов и др.), устанавливаются в зависимости от диаметра прокладываемого трубопровода, способа его закрепления, рельефа местности, грунтовых условий и определяются проектом. Размеры траншеи (глубина, ширина по дну, откосы) устанавливаются в зависимости от назначения и диаметра трубопровода, характеристики грунтов, гидрогеологических и других условий.

Земляные работы необходимо выполнять в соответствии с требованиями СП 34-116-97, СНиП III-42-80, ВСН 005-88, РД 39-132-94, размеры и профили траншеи – с требованиями СНиП 3.02.01-87, СНиП 12-04-2002.

Все земляные, строительно-монтажные работы необходимо проводить на полосе, отводимой во временное пользование. Ширина отводимой полосы под строительство одного трубопровода диаметром до 426 мм составляет 20 м, для трубопроводов диаметром от 426 мм до 720 мм – 23 м в соответствии с СН 452-73.

Земляные работы должны производиться с операционным контролем всех технологических операций.

До начала работ должен быть оформлен акт на передачу строительной организации подготовленных трасс трубопроводов и технической документации, включающей в себя чертежи планов и профилей строящихся трубопроводов.

Работы по строительству проектируемых трубопроводов будут производиться в общем коридоре коммуникаций. При производстве работ в охранной зоне существующих коммуникаций необходимо оформлять письменное разрешение на право производства земляных работ в охранной зоне, которое выдается организацией, ответственной за эксплуатацию этих коммуникаций. Должен быть составлен проект производства земляных работ, оформлен наряд-допуск (наряд-задание) производителям работ. Производство работ следует осуществлять под непосредственным наблюдением руководителя работ.

В случае обнаружения на месте производства работ подземных коммуникаций, не указанных в проектной документации, необходимо поставить в известность заказчика и принять меры по защите обнаруженных коммуникаций и сооружений от повреждений.

В месте пересечения с действующими подземными коммуникациями разработку грунта механизированным способом с использованием гидравлических экскаваторов производить на расстоянии не ближе 0,5 м от боковой поверхности и над верхом трубы (с предварительным обнаружением их с точностью до 0,25 м) в соответствии с требованиями СНиП 3.02.01-87. Оставшийся грунт дорабатывать вручную без применения ударных

инструментов и с принятием мер, исключающих возможность повреждения этих труб. На болотах механизированная разработка грунта над коммуникациями не разрешается. Работы необходимо производить под постоянным контролем представителя службы эксплуатации. Должен быть заполнен журнал производства земляных работ с оценкой качества проведенных работ.

Разработку траншеи необходимо производить на расстоянии не менее восьми метров от существующих трубопроводов (в соответствии с требованиями СП 34-116-97); 12-15 м от ВЛ 6-35 кВ, 20 м от ЛЭП 110 кВ, не менее шести метров от заземления опор ВЛ6-35 кВ, не менее 10 м от заземления опор ЛЭП 110 кВ (в соответствии с требованиями ПУЭ).

Разработка траншеи в обычных условиях (на сухих участках) предусмотрена одноковшовым экскаватором с обратной лопатой с ковшом емкостью 1 м³, засыпка – бульдозером мощностью 130 лошадиных сил.

По трассам проектируемых трубопроводов имеются болота I, II и III типа.

На болотах, в соответствии с СП 34-116-97, предусмотрена подземная прокладка трубопроводов. Работы следует производить в зимнее время после промерзания верхнего торфяного покрова. При недостаточном промерзании грунта для прохода техники, работы производят по технологии летнего строительства, в соответствии с требованиями ВСН 005-88 и СНиП III-42-80 – разработка и засыпка траншеи болотах на II, III типа предусмотрена одноковшовым экскаватором с обратной лопатой со сланей с ковшом емкостью 0,65 м³, укладка трубопроводов – с лежневых дорог, расположенных вдоль траншей. Разработка и засыпка траншеи на неглубоких болотах I типа предусмотрена как в обычных условиях, т.е. разработка траншеи одноковшовым экскаватором, засыпка – бульдозером.

Технологическая карта будет разбита на 5 технологических участков:

Технологические процессы выполняются одновременно, обеспечивая последовательную работу всей колонны. Для каждого технологического

процесса выбрана единица строительной техники и принцип разработки. На основании нормативных документов и технологических параметров выбранной строительной техники определена оптимальная длина каждого технологического участка (50м).

На первом участке бульдозер совершает расчистку снега по челночной схеме:

1) при движении вперед, перпендикулярно траншее, сдвигает снег в отвал, освобождая строительную полосу от снега;

2) при движении назад, возвращается в исходное положение.

Ширина очищаемой площадки включает:

1) ширина площади траншеи;

2) ширина площадей размещения отвалов 2,3;

3) ширина площади слева (от траншеи по ходу строительства), отведенной под перемещение строительной техники вдоль траншеи.

На втором участке бульдозер-рыхлитель совершает разрыхление очищенной поверхности на глубину промерзания плодородного слоя. При рыхлении грунта тракторными рыхлителями рекомендуется применять продольно-поворотную схему работы. В этом случае рыхлитель движется вдоль траншеи в обе стороны, совершая развороты на концах участка технологического процесса.

На третьем участке бульдозер совершает срез и транспортировку плодородного грунта в отвал. Технология ведения работ аналогична первому технологическому процессу.

На все три первые технологические операции может быть выбран один тип строительной техники. В случае низкой производительности последующих производственных процессов отработка первых трех участков, может осуществляются последовательно, одной единицей техники.

На четвертом участке стоечный рыхлитель разрыхляет минеральный грунт на глубину промерзания. В случае неглубокого промерзания, для этой операции можно использовать бульдозерный рыхлитель.

На пятом участке одноковшовый экскаватор разрабатывает траншею и укладывает минеральный грунт в соответствующий отвал. Экскаватор выбирается исходя из следующих параметров: емкость ковша, мощность, производительность, рабочие размеры (глубина и радиус копания, высота выгрузки и т.п.).

Гидравлическими одноковшовыми экскаваторами, оборудованными обратной лопатой, грунт копают двумя способами: поворотом рукояти или поворотом. Для увеличения производительности разрабатывать траншею будем первым способом, поворотом рукояти.

Разрабатывают грунт в выемке лобовым забоем. Откос лобовой стенки забоя принят равным 1:0,5. При разработке грунта ось проходки экскаватора совмещена с осью выемки.

3.4 Сварочно-монтажные работы

Монтаж трубопроводов предусматривает выполнение следующих технологических операций:

- работы по подключению и врезки оборудования ВИЛЬЯМСОН
- прокладка байпасной линии из плоскосворачиваемых рукавов
- сварку труб в секцию (плеть) на бровке траншеи;
- защиту внутренних швов втулками «Целер»;
- изоляцию стыков термоусаживающимися манжетами;
- укладку трубопровода на дно траншеи в проектное положение;
- испытание трубопровода.

Трубы в заводской изоляции к месту монтажа доставляются автотранспортом, разгружаются и растаскиваются по бровке траншеи вдоль оси трубопровода трубоукладчиками Т-1224.

Нефтепровод монтируется на трассе из секций предварительно сваренных электродуговой сваркой. Трубы длиной 12 м свариваются в плети по 24 м.

Сварочно-монтажные работы, контроль качества сварных швов следует выполнять в соответствии с действующими нормативными документами: СП 34-116-97; РД 39-132-94; СНиП III-42-80; СНиП 12-03-2001; СНиП 12-04-2002; РД 09-364-00; РД 39-48124013-002-03; ПБ 03-273-99; ВСН 006-89; ВСН 012-88; ГОСТ 12.3.003-86.

Сварку стыков труб из стали 20А и 13ХФА необходимо производить по специальным технологическим картам и в соответствии с техническими условиями (ТУ) на эти трубы.

Все сварочные материалы перед их использованием должны пройти входной контроль – проверку:

- соответствия марки сварочного материала;
- наличия сертификата качества завода-изготовителя;
- сохранности упаковки электродов.

Технология сварки, планируемая к применению, должна быть аттестована. Аттестация должна быть проведена на трубах, таких же, какие применяются в производственном процессе. К аттестационным испытаниям сварщиков по аттестованной для данного объекта технологии сварки допускаются сварщики, сдавшие экзамены в соответствии с ПБ 03-273-99 и имеющие удостоверения установленного образца. Количество сварщиков должно быть выбрано в соответствии с технологической картой.

Аттестацию технологии специальных сварочных и ремонтных работ допускается выполнять на катушках длиной не менее 250 мм.

Аттестация технологии сварки организуется подрядчиком и производится комиссией, состоящей из представителей подрядчика, заказчика, генподрядчика и службы технадзора.

Аттестация проводится в соответствии с технологической картой, в которой регламентируются: технологические процессы сварки; перечень рабочих операций; размеры труб, класс прочности и марка стали; требования к подготовке кромок свариваемых труб, требования к сборке стыков; применяемые сварочные материалы; параметры сварочного процесса;

положение труб в процессе сварки, необходимость предварительного прогрева; геометрические параметры сварных соединений; другие характеристики и условия.

В процессе сварки стык подвергают операционному контролю, готовые сварные соединения подвергают контролю неразрушающими физическими методами.

Технология сварки является аттестованной, если по данным операционного контроля, контроля неразрушающими физическими методами сварные соединения удовлетворяют требованиям СП 34-116-97, составляется акт аттестации. К акту прилагаются протоколы механических испытаний (при предъявлении заказчиком дополнительных требований) и неразрушающего контроля, а также результаты визуального контроля швов.

Результаты аттестационных испытаний технологии сварки распространяются только на те условия сварки, которые регламентированы технологической картой.

Для обеспечения требуемого уровня контроля качества кольцевых сварных соединений трубопровода необходимо выполнять:

- пооперационный контроль (непрерывно в процессе сварки на соответствие выполняемых работ проекту, требованиям нормативной документации);
- визуальный контроль (проводится службами контроля подрядчика с использованием измерительных инструментов);
- контроль неразрушающими физическими методами;
- механические испытания образцов сварных соединений;
- регистрацию параметров процесса сварки.

Прежде чем приступить к сварке, необходимо организовать работу так, чтобы обеспечить пожарную безопасность. Порядок организации работ по пожарной безопасности определяется ППБО-85 «Правила пожарной безопасности в нефтяной промышленности».

Не допускается загрязнение территории нефтью.

Места проведения огневых и сварочных работ, места установки баллонов с газами и бачков с горючей жидкостью должны быть очищены от горючих материалов в радиусе не менее 5 м и обеспечены необходимыми средствами пожаротушения, а из траншеи взят воздух для анализа определения возможности ведения огневых работ.

Сварочные работы во время осадков должны быть прекращены в соответствии с нормами СНиП 12-03-2001.

Перед сборкой и сваркой труб необходимо произвести визуальный осмотр поверхности труб (при этом трубы не должны иметь недопустимых дефектов, регламентированных техническими условиями на поставку труб).

Проектом предусмотрена сварка плети трубопровода из одиночных труб на трассе.

Строительная колонна должна быть оснащена мусоросборниками для сбора строительных отходов и мусора по трассе, емкостями для сбора отработанных горюче-смазочных материалов, согласно ВСН 014-89.

В процессе сварки трубопроводов производят очистку внутренней полости труб протягиванием очистных устройств (см. главу «Очистка полости и испытание трубопроводов»).

В соответствии с требованиями СП 34-116-97 предусмотрен неразрушающий контроль сварных стыков труб физическими методами: участки нефтепроводов II категории проверяют 100 % радиографированием; участки трубопроводов III категории – 25 % радиографированием и 75 % магнитографированием или ультразвуковым методом. Сварные стыки на участках газопровода категорий В и I проверяют 100 % радиографированием, на участках категории II – 25 % радиографированием и 75 % магнитографированием или ультразвуковым методом.

Предусмотрен дублирующий контроль стыков приварки арматуры и захлестов труб ультразвуковым методом.

Результаты проверки стыков физическими методами оформляют в виде заключений. Заключения, радиографические снимки, зарегистрированные

результаты ультразвуковой дефектоскопии хранятся в полевой испытательной лаборатории (ПИЛ) до сдачи трубопроводов в эксплуатацию.

3.5 Укладка трубопроводов в траншею

Укладка труб производится в соответствии с техническими требованиями на трубы с заводским покрытием.

Для защиты противокоррозионного покрытия от механических повреждений в процессе и после его укладки, а также во время засыпки трубопровода применяется подсыпка и присыпка из мягкого или мелкозернистого грунта.

При укладке изолированного трубопровода в траншею необходимо

Контролировать соответствие:

а) выбора трубоукладчиков и монтажных приспособлений требованиям проекта производства работ (ППР);

б) расстановки трубоукладчиков в укладочной колонне требованиям ППР и их техническое состояние;

соблюдение расчетных (в составе ППР) высот подъема трубопровода, обеспечивающих гарантию труб от перенапряжения, изломов и вмятин

и

исключающих перегрузки трубоукладчиков;

сохранность изоляционного покрытия;

полное прилегание трубопровода по всей его длине к дну траншеи;

глубину заложения трубопровода, которая должна соответствовать проектной;

соответствие положения трубопровода в траншее проектному

(отклонение оси трубопровода от оси траншеи в каждую сторону не должно

превышать 100 мм).

Укладку изолированного трубопровода с бровки траншеи следует производить в полностью подготовленную траншею (очищенную от снега, со

спланированным дном, при необходимости, с устройством постели из мягкого грунта толщиной не менее 10 см) при соблюдении мер по предотвращению, оперативному обнаружению и устранению повреждений изоляционного покрытия.

Для предупреждения повреждений изоляционного покрытия трубопровода при спуске его в траншею рекомендуется использовать:

троллейные подвески с катками, облицованными эластичным материалом;

мягкие монтажные полотенца.

Перемещение трубопровода от места монтажа и сварки к бровке траншеи (схема первая) и укладка его с бровки траншеи в траншею осуществляются как при отдельном способе производства изоляционно-укладочных работ трубоукладочной бригадой путем последовательного перемещения трубоукладчиков (с последнего номера на первый) с одновременным перемещением трубопровода с бровки в траншею.

Трубопровод следует укладывать в траншею на подготовленное основание, исключая повреждение изоляционного покрытия, без провисания его отдельных участков, а образующиеся "пазухи" засыпать мягким грунтом с послойной его подбивкой.

Повреждения изоляционного покрытия трубопровода, допущенные в процессе его укладки, необходимо устранить в траншее до засыпки. При прокладке трубопровода на участках болот в летнее время возможны три способа:

1— укладка с бровки траншеи (с предварительно построенной лежневой дороги);

2— сплав участка (плети) трубопровода по заполненной водой траншее (с последующим пригрузением его для опуска на проектные отметки, например, пригрузами типа УБО);

3— протаскивание участка (плети) трубопровода по дну траншеи (при его предварительной футеровке и последующем пригрузении

железобетонными пригрузами или закреплении анкерными устройствами на проектных отметках).

Температура битумного изоляционного покрытия при укладке трубопровода в траншею должна быть не более 30 °С.

При укладке недопустимо касание трубопровода стенок траншеи.

Сразу же после укладки, во избежание повреждения покрытия от действия солнечной радиации, трубопровод необходимо засыпать мягким грунтом.

3.6 Очистка и испытание напорного нефтепровода

Перед вводом в эксплуатацию после полной готовности участков или всего трубопровода проводятся работы по очистке полости и испытанию трубопроводов на прочность и проверке на герметичность.

После засыпки траншеи должны быть обеспечены все операции по очистке и продувке трубопровода. Каждый участок трубопровода или секции сразу же после очистки должны быть закрыты временными заглушками.

В проекте принято испытание нефтесборных сетей в два этапа.

На I этапе гидравлическим способом испытываются участки трубопроводов:

переходы через железные дороги, автомобильные дороги I, II категорий после укладки, Р_{исп.}=1,5хР_{раб.};

переходы через коридоры коммуникаций до укладки, Р_{исп.}=1,5хР_{раб.};

переходы через водные преграды, укладываемые без применения подводно-технических средств, поймы рек по ГВВ 10% обеспеченности после укладки, Р_{исп.}=1,25хР_{раб.}

узлы линейной запорной арматуры до укладки, Р_{исп.}=1,25хР_{раб.}

На II этапе принят пневматический способ испытания одновременно со всем трубопроводом, Р_{исп.}=1,1хР_{раб.}

Для напорного нефтепровода Р_{раб} – 6.4МПа.

Очистку полости трубопровода, испытание на прочность и проверку на герметичность следует осуществлять по специальной инструкции, отражающей местные условия работ, под руководством комиссии, состоящей из представителей генерального подрядчика и заказчика.

Инструкция составляется на каждый конкретный участок трубопровода, учитывая местные условия работ, наличие строительной техники и другие особенности производства и согласовывается с проектной организацией.

На период испытаний должна быть обеспечена бесперебойная связь, установлены охранные зоны, организованы посты наблюдения.

Контроль сварных соединений производится методом радиографирования.

Очистка полости и испытание трубопровода проводятся в соответствии с требованиями ППР.

Общий объем воды для гидравлического испытания участков трубопроводов составляет 385,0 м³, в том числе на первый этап испытания 165,0 м³. Забор воды производится из системы ППД и по мере требования доставляется автотранспортом к месту испытания, слив так же производится в систему ППД.

Необходимый объем воды, точки подключения забора и слива уточняются при разработке ППР.

Гидроиспытания проводятся при положительной температуре наружного воздуха, при отрицательной температуре должны предусматриваться мероприятия по предотвращению замерзания воды и вытеснения воды воздухом.

Работы по подключению проектируемого нефтепровода в существующий производится по технологии "TDW Williamson", поэтапное врезка представлена в пункте (2.5)

3.7 Засыпка траншеи

Засыпку траншеи производят после проведения изоляционно-укладочных работ, выдержки времени, необходимого для процессов полимеризации, и набора адгезивной прочности изоляцией, установки балластных грузов или анкерных устройств.

Засыпку трубопровода минеральным грунтом выполняют в любое время года. Перед засыпкой трубопровода, уложенного в траншею, осуществляют:

- проверку правильности положения трубопровода и плотности его прилегания к дну траншеи;
- контроль качества изоляционного покрытия, при необходимости производят ремонт изоляции;
- работы по предохранению изоляционного покрытия от механических повреждений при засыпке;
- получение письменного разрешения от заказчика на засыпку уложенного трубопровода;
- выдачу машинисту землеройной техники, наряда-заказа на производство работ по засыпке.

При засыпке трубопровода необходимо обеспечивать:

- сохранность труб и изоляции;
- плотное прилегание трубопровода к дну траншеи;
- проектное положение трубопровода в горизонтальной плоскости.

Для предохранения изоляции укладываемого в траншею трубопровода на дне траншеи устраивают "постель" из мягкого привозного или вскрышного грунта толщиной не менее 10 см над выступающими частями дна траншеи. При отсутствии мягкого грунта подсыпку и присыпку заменяют устройством сплошной футеровки из деревянных реек или соломенных, камышовых, пенопластовых и других матов.

После засыпки трубопровода, проложенного на нерекультивируемых землях, над трубопроводом устраивают валик, высота которого совпадает с ожидаемой величиной осадки грунта засыпки.

Очистка полости, испытание и приемка в эксплуатацию промышленных трубопроводов

3.8 Контроль качества работ

Контроль качества работ следует осуществлять путём систематического соблюдения и проверки соответствия выполняемых работ требованиям проекта, [1], [20], [11], [21]. Входной контроль оборудования, изделий и материалов осуществляется осмотром, проверкой комплектности и соответствия сопроводительной документации п. 2.5 - 2.9 [22].

Операционный и приёмочный контроль качества основных видов строительно-монтажных работ осуществляется следующими методами:

- земляные сооружения и основания - измерительным и визуальным методами в соответствии с табл. 4.7 [23];
- монтаж стальных конструкций - измерительным методом;
- качество изоляционных работ – [11].
- качество соединений стальных трубопроводов - радиографический и гидравлический методы;

Ответственность за соблюдение качества выполняемых работ и составление исполнительной документации несёт технический персонал, назначенный соответствующим приказом подрядной организации. Исполнительная документация оформляется в день производства работ. Разрешение на производство работ следует оформлять непосредственно перед их началом.

3.9 Демонтаж нефтепровода

Основные виды работ по демонтажу нефтепровода:

- 1) расчистка полосы отвода от кустарника и подлеска;
- 2) опорожнение нефтепровода от нефти;
- 3) земляные работы по вскрытию нефтепровода;
- 4) подъем нефтепровода из траншеи, резка и транспортировка труб к

месту складирования:

- 5) засыпка траншеи и планировка полосы отвода.

1. Расчистка полосы отвода

Расчистка производится согласно СНиП 2.05.06.-85, ширина полосы отвода составляет 36 м. Используемые машины – бульдозер, рыхлитель, кусторез. Отвал снежного покрова с левой стороны по ходу нефти.

2. Опорожнение нефтепровода

Работы по опорожнению демонтируемого участка нефтепровода с учетом врезки фитингов на концах демонтируемого участка, выполняются в следующем порядке :

врезка трех вантузов Ду 200 мм в демонтируемый участок резервной нитки (на расстоянии 200 м от фитингов);

врезка вантуза Ду 200 мм основную нитку;

- собрать линию без вытеснения нефти и испытать ее;

с помощью передвижных насосных агрегатов перекачать нефть из демонтируемого участка в основную нитку (после окончания работ на основной нитке) ;

- труборезной машиной вырезать катушки на , в открытые концы труб набить глиняные тампоны и приварить заглушки. Перед набивкой глиняного тампона в открытый конец демонтируемого участка запасовать два паралоновых поршня для использования их в дальнейшем при очистке полости трубопровода от оставшейся нефти ;

- собрать линию из труб $\varnothing 219$ мм для подключения компрессорной установки на базе авиационных турбин (УКП-9) и спрессовать ее;

- выполнить работы по очистке нефтепровода с помощью поролоновых поршней;

На конечном участке продувка с помощью поршней не выполняется. Окончательное освобождение его от нефти, оставшейся в пониженных местах, выполняется путем подъема начала демонтируемого участка на поверхность земли и создания уклона к врезанному вантузу, через который и производится окончательная откачка собравшейся нефти.

3. Земляные работы по вскрытию нефтепровода.

Для снятия ледяного покрова отводится зона проходки рыхлителя составляющая 3 м, заглубление лезвия рыхлителя 0,3 м. Разработка грунта выполняется одноковшовым экскаватором. Грунт разрабатывается сверху и сбоку с одной стороны трубопровода. Траншея разрабатывается на глубину боковой траншеи, она составляет глубину нижней образующей трубопровода. Минеральный грунт, разработанный одноковшовым экскаватором, следует складывать в отвал с левой стороны траншеи, расстояние до траншеи составляет 0,5 – 1,0 м., правая сторона предназначена для передвижения транспорта и производства работ. Откосы для отвала грунта составляют 1:0,5. Во избежание повреждения нефтепровода, минимальное расстояние между стенкой трубы и ковшом работающего экскаватора должно быть не менее 0,15 м, а над верхней образующей трубы не менее 0,20 м. Радиус рабочей зоны одноковшового экскаватора ЭО-5123 составляет 10,4 м., радиус безопасной зоны 12 м.

В местах установки труборезной машины устраиваются приямки с доработкой грунта под трубопроводом вручную.

4. Подъем из траншеи, резка и транспортировка труб

Перед подъемом нефтепровода сначала, при помощи тросов, сдвигаются в приготовленную боковую траншею. Затем трубоукладчиками,

при помощи троллейной подвески, поднимается трубопровод на бровку траншеи, где он разрезается труборезной машиной на плети длиной 12 м.

Концы плетей заглушаются пневматическими устройствами ПЗУ-5 и плетевозами вывозятся для складирования.

Таблица 3.5

Механические свойства

| Сечение, мм | ТУ | Временное сопротивление, МПа | Предел текучести, МПа | Заводское испытательное давление, МПа |
|---------------------|---------------|------------------------------|-----------------------|---------------------------------------|
| 530 [±] 10 | 14-3-14-24-94 | 580 | 405 | 8,13 |

4. Расчетная часть

4.1 Сведения о проектной пропускной способности

Для напорных нефтепроводов производительность дается в млн. тоннах в год. На ее основе находится расчетная часовая производительность, согласно формуле:

$$Q_{\text{ч}} = \frac{G_{\text{г}} \cdot k_{\text{нп}}}{24 \cdot N_{\text{р}} \cdot \rho_{\text{р}}} \cdot 10^9 = \frac{9 \cdot 1,05}{24 \cdot 357 \cdot 956,2} \cdot 10^9 = 1142,07 \text{ (м}^3/\text{ч)},$$

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

$k_{\text{нп}}$ – коэффициент неравномерности перекачки, величина которого принимается равной 1,05 для трубопроводов, прокладываемых параллельно с другими нефтепроводами и образующими систему;

$\rho_{\text{р}}$ – расчетная плотность нефти, кг/м³;

$N_{\text{р}}$ – расчетное число рабочих дней в году, согласно [1] принимаем $N_{\text{р}}=357$ суток.

Секундная производительность:

$$Q = \frac{1142,07}{3600} = 0,317 \text{ (м}^3/\text{с)}.$$

4.2 Обоснование диаметра трубопровода

Согласно ВНТП 3-85 п.2.194, диаметр трубопровода определяется с учетом физико – химических свойств перекачиваемой жидкости.

Для сохранения структуры потока нефтяной эмульсии «вода в нефти» необходимо, чтобы диаметр трубопровода соответствовал

производительности. Для этого определим ориентировочное значение внутреннего диаметра.

Ориентировочное значение внутреннего диаметра вычисляется по формуле:

$$D_{\text{вн.опт}} = \sqrt{\frac{4 \cdot Q}{\pi \cdot w_0}} = \sqrt{\frac{4 \cdot 1142,07}{3600 \cdot 3,14 \cdot 1,41}} = 0,537(\text{м}),$$

где w_0 – скорость движения продуктов по трубам, определяемая по данным полученными при прохождении преддипломной практики.

По значению D_0 принимаем ближайший стандартный наружный диаметр $D_n=530$ мм и 1 смежный к нему стандартный наружный диаметр $D_n=426$ мм.

Наружный диаметр $D_n=630$ мм для напорных нефтепроводов на Приобском месторождении не используется, так как трубопровод такого диаметра сложно выводить на проектную мощность, а также, в случае аварии, возможен большой выход перекачиваемого продукта, что влечёт за собой большую экологическую угрозу, а следовательно, и большие экономические расходы на её устранение.

4.3 Сведения о рабочем давлении и предварительный расчет толщины стенки

Таблица 4.1

Данные о давлении

| Давление | | | |
|-----------|----------|--------------|--------------------|
| начальное | Конечное | максимальное | Максимальное |
| МПа | МПа | Рабочее, МПа | При испытании, МПа |
| 2,8 | 1 | 6,4 | 8 |

Согласно ВСН 51-3-85 п. 2.5, промышленные трубопроводы и их участки подразделяются на категории, требования к которым в зависимости от условий работы, объема неразрушающего контроля сварных соединений и величины испытательного давления приведены в табл. 4.2.

Таблица 4.2

| № п/п | Назначение промышленных трубопроводов | Категория трубопроводов |
|----------|---|----------------------------|
| 1 | 2 | 3 |
| 1 | Метанолопроводы; трубопроводы, транспортирующие вредные среды. | I |
| 2 | Трубопроводы нестабильного конденсата I класса; газопроводы с парциальным давлением сероводорода более 300 Па; ингибиторопроводы; газопроводы-шлейфы I класса; газовые коллекторы неочищенного газа, межпромысловые коллекторы; газопроводы I класса; нефтегазопроводы I класса с газовым фактором 300 м ³ /т и более; трубопроводы систем заводнения, транспортирующие пластовые и сточные воды с давлением 10 МПа и более; трубопроводы систем увеличения нефтеотдачи пластов с давлением 10 МПа и выше. | II |
| 3 | Выкидные трубопроводы нефтяных скважин; нефтегазопроводы I класса с газовым фактором менее 300 м ³ /т, II класса с | III |

Продолжение таблицы 4.2

| 1 | 2 | 3 |
|---|---|----|
| | газовым фактором 300 м ³ /т и более, газопроводы II и III класса; трубопроводы нестабильного конденсата II и III класса, газопроводы-шлейфы II и III класса; трубопроводы систем заводнения с давлением 10 МПа и более, транспортирующие пластовые и сточные воды с давлением менее 10 МПа, нефтепроводы I класса. | |
| 4 | Трубопроводы нестабильного конденсата IV и V классов; газопроводы-шлейфы IV и V классов; газопроводы IV и V классов; нефтегазопроводы II класса с газовым фактором менее 300 м ³ /т и III класса независимо от газового фактора; нефтепроводы II и III класса; трубопроводы систем заводнения, транспортирующие пресную воду с давлением менее 10 МПа. | IV |

Выбор труб производился с учетом требований технического задания и технических условий на проектирование ООО «Газпромнефть-ХАНТОС», климатических характеристик строительства: средней температуры наиболее холодной пятидневки обеспеченностью 0,92 для Ханты-Мансийского района равной «минус» 410С и для Сургутского района равной «минус» 430С, а также в соответствии с требованиями «Критерий качества для замены и строительства нефтегазопроводных труб на месторождениях ОАО «Газпромнефть» с «Дополнительными требованиями к нефтегазопроводным трубам и деталям, поставляемым в районы Крайнего Севера»

В соответствии с вышеизложенным, в дипломном проекте приняты стальные электросварные прямошовные, термообработанные, повышенной коррозионной стойкости и хладостойкости трубы 530 мм по ТУ 1383-010-48124013-03 из стали 09ГСФ производства ОАО «Выксунский металлургический завод» с заводским внутренним антикоррозионным покрытием ООО «Юкорт» г.Нефтеюганск.

Соединительные детали трубопроводов (отводы, переходы, тройники) выполняются из сталей, аналогичных материалу труб, применяемых в дипломном проекте. В соответствии с техническим заданием на проектирование проектом предусматривается применение соединительных деталей повышенной коррозионной стойкости и хладостойкости для напорных трубопроводов по техническим условиям ТУ 1469-011-593377520-2005 ЗАО «Энергомаш» (г.Белгород), разработанным ЗАО «НИПЦ НефтегазСервис», и по техническим условиям ТУ 1462-203-0147016-01/ГОСТ 17375-2001* ЗАО «Энергомаш» (г.Белгород).

Последовательность определения толщины стенки: предварительная толщина стенки, толщина стенки с учётом продольных осевых напряжений, выбор толщины стенки по сортаменту.

Произведём расчёт толщины стенки для трубы диаметром 530 мм.

Для определения толщины стенки необходимо найти расчётное сопротивление растяжению (сжатию):

$$R_1 = \frac{R_1^H \cdot m_y}{k_1 \cdot k_H} = \frac{588 \cdot 0,9}{1,47 \cdot 1,0} = 377,40,$$

где m_y – коэффициент условий работы трубопровода, согласно [1]

принимается $m_y = 0,9$;

k_1 – коэффициент надёжности по материалу, согласно [1] принимаем $k_1 = 1,47$;

k_H – коэффициент надёжности по назначению трубопровода, согласно [1] принимаем $k_H = 1,0$;

R_1^H – нормативное сопротивление растяжению (сжатию), численно равное минимальному значению временного сопротивления используемой стали, $R_1^H = 588$.

Для определения предварительной толщины стенки воспользуемся формулой:

$$\delta_0 = \frac{n_p \cdot P \cdot D_H}{2 \cdot (R_1 + n_p \cdot P)} = \frac{1,1 \cdot 6,40 \cdot 530}{2 \cdot (377,740 + 1,1 \cdot 6,40)} = 4,85(\text{мм}),$$

где n_p – коэффициент надёжности по нагрузке, $n_p = 1,1$;

P – рабочее давление, МПа;

D_H – наружный диаметр трубы, мм.

Для определения толщины стенки при наличии продольных осевых сжимающих напряжений необходимо найти коэффициент, учитывающий двухосное напряжённое состояние труб, который зависит от продольного осевого сжимающего напряжения и расчётного температурного перепада. Расчётный температурный перепад, принимаем положительным, и определяем по формуле:

$$\Delta t = \frac{\mu \cdot R_1}{\alpha \cdot E} = \frac{0,3 \cdot 377,40}{1,2 \cdot 10^{-5} \cdot 2,1 \cdot 10^5} \approx 45 (^\circ\text{C}),$$

где α – коэффициент линейного расширения;

E – модуль упругости, $E = 210000$ МПа;

μ – коэффициент Пуассона, $\mu=0,3$;

Все величины принимаем согласно существующему сортаменту стальных труб.

Продольное осевое сжимающее напряжение, МПа, зависящее от расчетных нагрузок и воздействий с учетом упругопластической работы металла труб в зависимости от принятых конструктивных решений определим по формуле:

$$\begin{aligned}\sigma_{\text{ПРН}} &= -\alpha \cdot E \cdot \Delta t + \mu \cdot \frac{P \cdot D_{\text{ВН}}}{2 \cdot \delta_0} \\ &= -1,2 \cdot 10^{-5} \cdot 2,1 \cdot 10^5 \cdot 45 + 0,3 \cdot \frac{6,40 \cdot 512}{2 \cdot 4,85} \cdot 2 = 0,0(\text{МПа}),\end{aligned}$$

Коэффициент, учитывающий двухосное напряжённое состояние труб, определим по формуле:

$$\begin{aligned}\psi_1 &= \sqrt{1 - 0,75 \cdot \left(\frac{|\sigma_{\text{ПРН}}|}{R_1}\right)^2} - 0,5 \cdot \frac{|\sigma_{\text{ПРН}}|}{R_1} \\ &= \sqrt{1 - 0,75 \cdot \left(\frac{|0,00|}{377,40}\right)^2} - 0,5 \cdot \frac{|0,00|}{377,40} = 1,00,\end{aligned}$$

Для определения толщины стенки при наличии продольных осевых сжимающих напряжений воспользуемся формулой:

$$\delta = \frac{n_p \cdot P \cdot D_H}{2 \cdot (R_1 \cdot \psi_1 + n_p \cdot P)} = \frac{1,1 \cdot 6,40 \cdot 530}{2 \cdot (377,740 \cdot 1,000 + 1,1 \cdot 6,4)} = 4,85(\text{мм}),$$

Окончательно принимаем, согласно, сортаменту:

$$\delta = 10(\text{мм}).$$

Принимаем по ГОСТ трубу размером 530*10 мм

Аналогично определим толщину стенки для трубы диаметром 426 мм.

Полученные результаты занесём в таблицу 4.3

Таблица 4.3

| Диаметр, мм | R_1 , МПа | δ , мм | Внутренний диаметр, мм |
|-------------|-------------|---------------|---------------------------|
| 426 | 377,40 | 8 | 410 |
| 530 | 377,40 | 10 | 512 |

4.4 Методика гидравлического расчета нефтепровода

Гидравлический расчет системы сбора продукции скважин выполнен на базе данных технологической схемы напорного трубопровода разработки месторождения и другими нормативными документами на разработку месторождения, а также научных рекомендаций по реологическим и физико-химическим свойствам нефти, газа и воды, выданных проектной организацией до начала проектирования.

4.4.1 Методика расчета при транспортировке нефтяной эмульсии

Гидравлический расчет трубопроводов для перекачки высокодисперсных эмульсий выполняются так же, как и для однофазных жидкостей, но с использованием физических свойств стойких нефтяных эмульсий.

Для грубодисперсных неустойчивых нефтяных эмульсий гидравлический расчет трубопроводов ведется с учетом эффекта гашения турбулентных пульсаций дисперсионной среды каплями дисперсной фазы.

Исходными данными для гидравлического расчета трубопроводов, транспортирующих нефтяные эмульсии, являются: его внутренний диаметр d и длина L , разность геодезических отметок конца и начала трубопровода Δz , плотность нефти ρ и пластовой воды ρ_v , динамическая вязкость нефти $\mu_{ж}$ и

пластовой воды μ_B , межфазное натяжение σ_{HB} , объемные расходы нефти Q_H и пластовой воды Q_B .

Последовательность гидравлического расчета трубопроводов для перекачки нефтяных эмульсий следующая.

Средняя скорость эмульсии:

$$\omega_3 = \frac{4 \cdot (Q_H + Q_B)}{\pi d^2}. \quad (2.12)$$

Число Вебера:

$$We = \frac{\sigma_{HB}}{\rho_c \omega_3^2 d}. \quad (2.13)$$

Первое приближение величины среднего объемно-поверхностного диаметра капель эмульсии (без учета эффекта гашения турбулентности):

$$d_1 = 1,4 \cdot d \cdot We^2. \quad (2.14)$$

Дополнительное напряжение сдвига эмульсии при $\beta_\phi > 0,524$:

$$\tau_0 = (0,195 \cdot \beta_\phi - 0,102) \cdot \frac{\sigma_{HB}}{d_1}. \quad (2.15)$$

Если $\beta_\phi \ll 0,524$, то $t_0 = 0$.

Параметр Ильюшина:

$$И = \frac{\tau_0 \cdot d}{\mu_3 \cdot \omega_3}. \quad (2.16)$$

Число Рейнольдса при течении эмульсии:

$$Re_3 = \frac{\omega_3 \cdot d \cdot \rho_3}{\mu_3 \left(1 + \frac{И}{6}\right)}. \quad (2.17)$$

Наличие или отсутствие эффекта гашения турбулентности определяется по параметру Медведева:

$$M_d = Re_3 \cdot We^{1,2} \cdot \rho_\phi / \rho_3. \quad (2.18)$$

Если $M_d < 0,46$, то эмульсия является плотной и эффект гашения турбулентности соответствует ($\gamma_1 = 0$), если же $M_d > 0,46$, то эмульсия неустойчива и эффект гашения турбулентности имеет место ($\gamma_1 = 1$). В последнем случае необходимо вычислить уточненное значение объемно-поверхностного диаметра капель эмульсии:

$$d_{1*} = \frac{d_1}{[(1 - \beta_\phi) \cdot (1 - 0,863 \cdot \beta_\phi \cdot M_1^{0,15})]^{0,4}}, \quad (2.19)$$

где M_1 – расчетный параметр

$$M_1 = \frac{\mu_c^5 \cdot \omega_3^3}{d \cdot \rho_c \cdot \sigma_{\text{НВ}}^4}. \quad (2.20)$$

При найденной величине d_{1*} , уточняются значения τ_0 , I и Re , по формулам.

Коэффициент гидравлического сопротивления при течении эмульсии:

$$\lambda_3 = \begin{cases} \frac{64}{Re_3} & \text{при } Re_3 < 2320 \\ \frac{0,3164}{(1 + 1,125 \cdot \gamma_1 \cdot \beta_\phi) \cdot Re_3^{0,25}} & \text{при } 2320 \ll Re_3 \ll 10^5 \end{cases}, \quad (2.21)$$

Потери давления в трубопроводе при движении эмульсии:

$$\Delta P = \rho_3 \cdot \left(\lambda_3 \cdot \frac{L \cdot \omega_3^2}{2d} + g \cdot \Delta z \right). \quad (2.22)$$

4.4.2 Методика расчета при транспортировке газоземulsionной смеси

Газоземulsionной называется трехфазная смесь нефти, газа и воды. Она образуется на участках промысловой сети сбора между устьями скважин и сепарационными установками.

Присутствие газовой фазы приводит к наличию различных структурных форм газоземлюсионного потока, меняющихся в зависимости от его скорости, свойств фаз, угла наклона трубопровода и т.д.

На восходящих и нисходящих участках структурные формы потока разные и, следовательно, потери на них различны. Поэтому выполняется обработка профиля трассы трубопровода. Для этого на нее выделяются все восходящие и нисходящие участки. Горизонтальные участки при этом относятся к тем участкам, которым они предшествуют. Затем определяют перепады высоты и длины всех восходящих и нисходящих участков, после чего вычисляются:

- суммарный перепад высот на восходящих участках:

$$\Delta z_{\Pi} = \sum_{i=1}^n \Delta z_{\Pi i} ; \quad (2.23)$$

- суммарный перепад высот на нисходящих участках:

$$\Delta z_c = \sum_{i=1}^n \Delta z_{ci} ; \quad (2.24)$$

- суммарная длина восходящих участков:

$$L_{\Pi} = \sum_{i=1}^n L_{\Pi i} ; \quad (2.25)$$

- суммарная длина нисходящих участков:

$$L_c = \sum_{i=1}^n L_{ci} ; \quad (2.26)$$

- синус среднего угла наклона нисходящих участков:

$$\sin \alpha_{cp} = \Delta z_c / L_c \quad (2.27)$$

Средняя скорость движения смеси:

$$\omega_{\text{см}} = \frac{4 \cdot (Q_S + Q_B + Q_G)}{\pi \cdot d^2}. \quad (2.28)$$

Число Фруда смеси:

$$Fr_{\text{см}} = \frac{\omega_{\text{см}}^2}{g \cdot d}. \quad (2.29)$$

Объемная доля окклюдированного (взвешенного в жидкости в виде пузырьков) газа:

$$\varphi_{\text{ГЖ}} = 0,021 \cdot Fr_{\text{см}}. \quad (2.30)$$

Критическое расходное содержание воды в эмульсии, при которых происходит инверсия фаз. Критическое истинное содержание дисперсной фазы в эмульсии, при котором происходит инверсия фаз в трехфазном потоке, определяется по формуле:

$$\varphi_{\text{ф.кр}} = \frac{\beta_{\text{в.кр}} - \varphi_{\text{ГЖ}}}{1 - \varphi_{\text{ГЖ}}}. \quad (2.31)$$

Если выполняется условие:

$$\beta_{\text{в}} + \varphi_{\text{ГЖ}} \ll \varphi_{\text{ф.кр}}, \quad (2.32)$$

то тип эмульсии – «вода в нефти», где дисперсионная фаза – нефть (в дальнейшем индекс «с»), а дисперсная фаза – вода (в дальнейшем индекс «ф») и объемная доля дисперсной фазы $\beta_{\text{ф}} = \beta_{\text{в}}$.

если же неравенство не выполняется, то тип эмульсии – «нефть в воде», в которой дисперсионная среда – вода, дисперсная – нефть и объемная доля дисперсной фазы $\beta_{\text{ф}} = 1 - \beta_{\text{в}}$.

Плотность газоземulsionной смеси:

$$\rho_{\beta} = \rho_{\text{с}}(1 - \beta_{\text{ф}}) \cdot (1 - \beta_{\text{Г}}) - \rho_{\text{ф}}\beta_{\text{ф}}(1 - \beta_{\text{Г}}) + \rho_{\text{Г}}\beta_{\text{Г}}. \quad (2.33)$$

Истинное содержание дисперсной фазы в газоземulsionной смеси:

$$\varphi_{\phi} = \begin{cases} \beta_{\phi} & \text{при } \beta_{\Gamma} < 0,6 \\ (1,62 - 0,9 \cdot \beta_{\Gamma}) \cdot \beta_{\phi} & \text{при } \beta_{\Gamma} \gg 0,6 \end{cases} \quad (2.34)$$

Плотность эмульсии, рассчитываемая по истинному содержанию дисперсной фазы

$$\rho_{\varepsilon} = \rho_c \cdot (1 - \varphi_{\phi}) + \rho_{\phi} \varphi_{\phi} \quad (2.35)$$

Динамическая вязкость газированной эмульсии:

$$\mu_{\varepsilon} = \frac{\mu_c}{(1 - \varphi_{\phi})^{2,5} \cdot (1 - \varphi_{\Gamma\text{ж}})} \quad (2.36)$$

Межфазное натяжение на границе нефть-вода:

$$\sigma = \sigma_{\text{вг}} - \sigma_{\text{нг}} \quad (2.37)$$

Средний объемно-поверхностный диаметр капель воды в газоэмульсионном потоке (без учета эффекта гашения турбулентности) в первом приближении:

$$d_1 = 1,4 \cdot d \cdot We^{0,6} \cdot \left(\frac{1 - 0,6 \cdot \beta_{\Gamma}}{1 - 0,8 \cdot \beta_{\Gamma}} \right)^{0,4} \quad (2.38)$$

Определение дополнительного напряжения сдвига эмульсии, параметра Ильюшина, числа Рейнольдса, проверка наличия эффекта гашения турбулентности и уточнение среднего объемно-поверхностного диаметра капель.

Число Кутателадзе, характеризующее устойчивость газоэмульсионной смеси к расслоению:

$$K = \frac{\omega_{\varepsilon} \rho_{\varepsilon}^{0,5}}{\left[g \cdot \sigma_{\text{сг}} \cdot (\rho_{\varepsilon} - \rho_{\Gamma,\text{ср}}) \right]^{0,25}} \quad (2.39)$$

Расчет перепада давления в трубопроводе.

При течении газэмульсионной смеси на выходящих участках трассы имеет место пробковая структура потока, а на нисходящих – пробковая или расслоенная.

Условием расслоенного течения (газ+эмульсия) на нисходящих участках являются выполнение неравенства:

$$K < K_{кр}, \quad (2.40)$$

где $K_{кр}$ – критическое число Кутателадзе.

$$K_{кр} = \frac{2,25}{1 - \beta_r} \cdot \left(1 + 0,2 \sqrt{\frac{2 \cdot \sin \alpha_{сп}}{\lambda_0}} \right); \quad (2.41)$$

где λ_0 – коэффициент гидравлического сопротивления при безнапорном движении, рассчитываемый по формуле (2.21).

Определение режима течения газэмульсионного потока при безнапорном движении в нисходящем участке производится по параметру:

$$C = \frac{\sin \alpha_{сп} \cdot g \cdot d^3}{v_3^2}. \quad (2.42)$$

Если $C < 74240$, то движение ламинарное, если же $C > 74240$ – движение турбулентное.

Число Рейнольдса при безнапорном течении вычисляется по формуле (2.17) с использованием расчетных скоростей эмульсии, определяемых по зависимостям:

для ламинарного режима

$$\omega_{оэ} = \frac{\sin \alpha_{сп} \cdot g \cdot d^2 \cdot \rho_3}{32 \cdot \mu_3 \cdot \left(1 + \frac{\tau_0 \cdot d}{\mu_3 \cdot \omega_{оэ}} \right)}, \quad (2.43)$$

для турбулентного режима

$$\omega_{o3} = 2,87 \cdot \left[\frac{(\sin \alpha_{cp} \cdot g)^4 \cdot d^5 \cdot \rho_3}{\mu_3 \cdot \left(1 + \frac{\tau_0 \cdot d}{\mu_3 \cdot \omega_{o3}}\right)} \right]^{1/7}. \quad (2.44)$$

Величины ω_{o3} рассчитывается по формулам (2.49), (2.50) методом последовательных приближений. В качестве 1-го приближения необходимо использовать ω_{o3} , вычисляемые по (2.49), (2.50) при $\tau_0 \cdot d / (\mu_3 \cdot \omega_{o3}) = 0$.

Общие потери давления при пробковой структуре газоземлюсионного потока в восходящих и нисходящих участках:

$$\Delta P = \rho_\beta \cdot \lambda_3 \cdot \frac{\omega_3^2}{2} \cdot (\psi_n \cdot L_n + \psi_c \cdot L_c) + gx \times \{ \Delta z_n \cdot [\rho_3(1 - \varphi_{2n}) + \rho_{z.cp} \varphi_{2n}] - \Delta z_c \cdot [\rho_3(1 - \varphi_{2c}) + \rho_{z.cp} \varphi_{2c}] \}, \quad (2.45)$$

где λ_3 – коэффициент гидравлического сопротивления при пробковой структуре; при $Re < 10^5$ он рассчитывается по формулам (2.17), а при $Re_3 \gg 10^5$ – по формуле:

$$\lambda_3 = \frac{0,067}{\left(1 + 1,125 \cdot \gamma_1 \cdot \phi_\phi\right)} \cdot \left(\frac{158}{Re_3} + \bar{\Delta}\right)^{0,2}, \quad (2.46)$$

где $\bar{\Delta}$ – относительная шероховатость, $\bar{\Delta} = \frac{2K_3}{d}$;

ψ_n, ψ_c – приведенные коэффициенты гидравлического сопротивления соответственно на восходящих и нисходящих участках:

$$\psi_n = 1 + \frac{0,5 \cdot \beta_r \cdot (\rho_3 - \rho_{z.cp})}{\rho_\beta \cdot \left[\left(1,6 \cdot \lambda_3 \cdot \psi_1 + \frac{2,15}{K^2}\right)^{-0,5} + 1 \right]}; \quad (2.47)$$

$$\psi_c = 1 \pm \frac{0,5 \cdot \beta_r \cdot (\rho_3 - \rho_{z.cp})}{\rho_\beta \cdot \left[\left(1,6 \cdot \lambda_3 \cdot \psi_1 - \frac{2,15}{K^2}\right)^{-0,5} \pm 1 \right]}; \quad (2.48)$$

где $\varphi_{zn}, \varphi_{zc}$ – истинное газосодержание соответственно на восходящих и нисходящих участках:

$$\varphi_{zn} = \frac{\beta_r}{1 + (1,6 \cdot \lambda_3 \cdot \psi_1 + 2,15/K^2)^{0,5}}; \quad (2.49)$$

$$\varphi_{zc} = \frac{\beta_r}{1 \pm (|1,6 \cdot \lambda_3 \cdot \psi_1 - 2,15/K^2|)^{0,5}}, \quad (2.50)$$

где ψ_1 – расчетный коэффициент:

$$\psi_1 = 1 + \frac{\beta_r}{(1 - \beta_r) \cdot K}. \quad (2.51)$$

В формулах (2.54), (2.56) знак минус применится, если

$$1,6 \cdot \lambda_3 \cdot \psi_1 - 2,15/K^2 < 0 \quad (2.52)$$

При пробковой структуре газоземлюсионного потока в восходящих участках и расслоенной – в нисходящих общие потери давления вычисляются по формуле

$$\begin{aligned} \Delta P = & \rho_\beta \cdot \lambda_3 \cdot \psi_n \cdot \frac{\omega_3^2 \cdot L_n}{2 \cdot d} + \rho_{z.c.p.} \cdot \lambda_2 \cdot \frac{\omega_2^2 \cdot L_c}{2 \cdot d} + g \cdot \Delta z_n \\ & \cdot [\rho_3 \cdot (1 - \varphi_{zn}) + \rho_{z.c.p.} \cdot \varphi_{zn}] - g \\ & \cdot \Delta z_i \cdot \rho_{z.c.p.}, \end{aligned} \quad (2.53)$$

где λ_r – коэффициент гидравлического сопротивления при течении газа

$$\lambda_3 = 0,1 \cdot \left(\frac{45}{Re_2} + \bar{\Delta} \right)^{0,2}; \quad (2.54)$$

Re_2 – число Рейнольдса для газовой фазы

$$Re_2 = \frac{\omega_2 \cdot d_2 \cdot \rho_{z.c.p.}}{\mu_2}; \quad (2.56)$$

ω_2 – истинная скорость газа

$$\omega_2 = \frac{4 \cdot Q_2}{\pi \cdot d_2^2}; \quad (2.57)$$

d_2 – эквивалентный диаметр сечения, заполненного газом

$$d_2 = 4\pi \cdot d/\theta; \quad (2.58)$$

θ – центральный угол, определяемый из уравнения

$$\varphi_{2c} = (\theta - \sin \theta \cdot \cos \theta)/\pi; \quad (2.59)$$

φ_{2c} – истинное газосодержание на нисходящих участках

$$\varphi_{2c} = 1 - A^{0,31(1,2+A)}; \quad (2.60)$$

A – расчетный параметр

$$A = (1 - \beta_2)^2 \cdot Fr_{cm}/Fr_0; \quad (2.61)$$

Fr_0 – характерное число Фруда

$$Fr_0 = (\sin \alpha_{cp})/\lambda_0; \quad (2.62)$$

4.5 Гидравлический расчет трубопровода

Необходимо произвести расчет сложного напорного нефтепровода состоящий из двух участков с разными диаметрами, участок ДНС- район Куст 7 с действующим D=426, район Куст 7-ЦППН. Методика расчета и пример будет произведен по одному из участков, остальные результаты расчета будут сведены в табличные данные.

Гидравлический расчет для первого варианта транспортировке

Произведём гидравлический расчёт, согласно представленной методике [2.7.1], для трубопровода диаметром 530 мм.

Исходные данные для гидравлического расчета трубопровода приведены в таблице 4.4.

Таблица 4.4

| L | Δz | ρ | ρ_B | $\mu_{ж}$ | μ_B | $\sigma_{нв}$ | Q_H | Q_B |
|----|------------|-------------------|-------------------|-------------------|---------------------|---------------|-------------------|-------------------|
| км | м | кг/м ³ | кг/м ³ | Па*с | Па*с | н/м | м ³ /с | м ³ /с |
| 5 | 10 | 956,2 | 1000 | $6 \cdot 10^{-3}$ | $1,1 \cdot 10^{-3}$ | 0,045 | 0,317 | 0,158 |

По формуле (2.12) определим среднюю скорость течения эмульсии по трубопроводу:

$$\omega_{\text{э}} = \frac{4 \cdot (0,317 + 0,158)}{3,14 \cdot 0,512^2} = 2,31 \text{ м/с.}$$

Число Вебера по формуле (2.13):

$$We = \frac{0,045}{965,2 \cdot 2,31^2 \cdot 0,512} = 17 \cdot 10^{-6}.$$

По формуле (2.14) определим первое приближение объемно-поверхностного диаметра капле эмульсии (без учета эффекта гашения турбулентности):

$$d_1 = 1,4 \cdot 0,512 \cdot (17 \cdot 10^{-6})^{0,6} = 1,0 \cdot 10^{-3} \text{ м.}$$

Так как $\beta_{\phi} < 0,524$, то $\tau_0 = 0$, $I = 0$ и, следовательно, число Рейнольдса при течении эмульсии по формуле (2.17):

$$Re_{\text{э}} = \frac{2,31 \cdot 0,512 \cdot 977,15}{1,0 \cdot 10^{-3} \cdot \left(1 + \frac{0}{6}\right)} = 69972.$$

Величина параметра Медведева по формуле (2.18):

$$M_d = 69972 \cdot (17 \cdot 10^{-6})^{1,2} \cdot \frac{1000}{965,73} = 0,137.$$

Так как $M_d < 0,46$, то эмульсия является плотной и эффект гашения турбулентности соответствует ($\gamma_1 = 0$). Следовательно, нет необходимости,

определять уточненное значение объемно-поверхностного диаметра капель эмульсии.

Коэффициент гидравлического сопротивления при течении эмульсии по формуле (2.21):

$$\lambda_э = \frac{0,3164}{(1 + 1,125 \cdot 0 \cdot 0,333) \cdot 69972^{0,25}} = 0,019.$$

Потери давления в трубопроводе при движении эмульсии по формуле (2.22):

$$\Delta P = 977,15 \cdot \left[0,019 \cdot \frac{5272,5 \cdot 2,31^2}{2 \cdot 0,512} + 9,81 \cdot 10 \right] = 2,25 \cdot 10^5 \text{ Па.}$$

Таким образом, потери давления в трубопроводе при движении эмульсии будут равны $2,25 \cdot 10^5$ Па.

Произведем аналогичные расчеты для трубы диаметром 426 мм.

Полученные результаты сведем в табл. 4.5.

Таблица 4.5

| D, мм | Re | $\lambda_э$ | ΔP |
|-------|-------|-------------|-------------------|
| 426 | 52556 | 0,011 | $1,62 \cdot 10^5$ |
| 530 | 69972 | 0,019 | $2,25 \cdot 10^5$ |

Снижение давления при преодолении гидродинамического сопротивления при турбулентном течении неустойчивых эмульсий в промышленных трубопроводах зависит от содержания дисперсной фазы в неустойчивой эмульсии.

Содержание дисперсной фазы в эмульсии, при котором потери давления будут минимальны, является оптимальным.

Гидравлический расчет для второго варианта транспортировки

Произведём гидравлический расчёт, согласно представленной методике, для трубопровода диаметром 530 мм.

Исходными данными для расчёта являются:

диаметр трубопровода $D = 530$ мм;

объёмный расход дегазированной нефти $Q_{\text{но}} = 0,025 \text{ м}^3/\text{с}$;

объёмный расход воды $Q_{\text{в}} = 0,01 \text{ м}^3/\text{с}$;

- среднее давление перекачки $P_{\text{ср}} = 2,8$ МПа;
- средняя температура перекачки $T_{\text{ср}} = 298$ К;
- коэффициент растворимости газа $K_{\text{р}} = 9 \text{ нм}^3/\text{м}^3 \cdot \text{МПа}$;
- плотность дегазированной нефти $\rho = 819 \text{ кг}/\text{м}^3$;
- плотность дегазированной воды $\rho_{\text{в}} = 1000 \text{ кг}/\text{м}^3$;
- плотность газа при нормальных условиях $\rho_{\text{ну}} = 1,4 \text{ кг}/\text{м}^3$;
- динамическая вязкость дегазированной нефти $\mu = 18 \cdot 10^{-3} \text{ Па} \cdot \text{с}$;
- динамическая вязкость пластовой воды $\mu_{\text{в}} = 1,1 \cdot 10^{-3} \text{ Па} \cdot \text{с}$;
- динамическая вязкость газа $\mu_{\text{г}} = 1,2 \cdot 10^{-3} \text{ Па} \cdot \text{с}$;
- поверхностное натяжение на границе нефть-газ $\sigma_{\text{нг}} = 0,02 \text{ н}/\text{м}$;
- поверхностное натяжение на границе пластовая вода-газ $\sigma_{\text{вг}} = 0,07 \text{ н}/\text{м}$;

На восходящих и нисходящих участках структурные формы потока разные и, следовательно, потери на них различны. Поэтому выполняется обработка профиля трассы трубопровода (определяются перепады высоты и длины восходящих и нисходящих участков).

Полученные результаты занесем в табл. 4.6

Таблица 4.6

| Восходящие участки | | Нисходящие участки | |
|--------------------------|---------------------------------|--------------------------|---------------------------------|
| Суммарный перепад высот, | Суммарная длина, $L_{\text{п}}$ | Суммарный перепад высот, | Суммарная длина, $L_{\text{с}}$ |

| | | | |
|------------------|---|--------------|--------|
| Δz_{Π} | | Δz_c | |
| - | - | 157 | 5272,5 |

Вычисляем $\sin \alpha_{\text{cp}}$ по формуле (2.27):

$$\sin \alpha_{\text{cp}} = \frac{157}{3000} = 0,0523, \quad \text{т. е. } \alpha_{\text{cp}} = 3 \text{ } ^\circ\text{C}.$$

С точностью, достаточной для инженерных расчетов, принимают, что количество растворенного и свободного газа определяется средними давлениями P_{cp} и температурой T_{cp} .

Средняя скорость движения газоземulsionной смеси по формуле (2.34):

$$\omega_{\text{см}} = \frac{4 \cdot (0,0263 + 0,01 + 0,0393)}{3,14 \cdot 0,512^2} = 2,25 \text{ м/с}.$$

Число Фруда смеси по формуле (2.35):

$$Fr_{\text{см}} = \frac{2,25^2}{9,81 \cdot 0,512} = 2,49.$$

Объемная доля окклюдированного газа по формуле (2.36):

$$\varphi_{\text{ГЖ}} = 0,021 \cdot 2,49 = 0,0523.$$

Критическое расходное содержание воды в эмульсии, при котором происходит инверсия фаз, по формуле (2.9):

$$\beta_{\text{в.кр}} = \frac{(18 \cdot 10^{-3} / 1,1 \cdot 10^{-3})^{0,5}}{1 + (18 \cdot 10^{-3} / 1,1 \cdot 10^{-3})^{0,5}} = 0,802.$$

Критическое истинное содержание дисперсной фазы в эмульсии по формуле (2.37):

$$\varphi_{\text{ф.кр}} = \frac{0,802 - 0,0523}{1 - 0,0523} = 0,791.$$

Так как $\beta_B + \varphi_{гж} = 0,276 + 0,0523 = 0,328 < 0,791$, то тип эмульсии «вода в нефти» и поэтому:

$$\beta_\phi = 0,276; \rho_\phi = 1000 \frac{\text{кг}}{\text{м}^3}; \rho_c = 819 \frac{\text{кг}}{\text{м}^3}; \mu_c = 18 \cdot 10^{-3} \text{Па} \cdot \text{с}.$$

Плотность газоземulsionной смеси по формуле (2.39):

$$\rho_\beta = 819 \cdot (1 - 0,276) \cdot (1 - 0,52) + 1000 \cdot 0,276 \cdot (1 - 0,52) + 26,1 \cdot 0,52 = 430,7 \frac{\text{кг}}{\text{м}^3}.$$

Так как $\beta_T > 0,6$, то согласно (2.40) истинное содержание дисперсной фазы

$$\varphi_\phi = \beta_\phi = 0,276.$$

Плотность эмульсии по формуле (2.41):

$$\rho_\varepsilon = 819 \cdot (1 - 0,276) + 1000 \cdot 0,276 = 867 \frac{\text{кг}}{\text{м}^3}.$$

Динамическая вязкость газированной эмульсии по формуле (2.42):

$$\mu_\varepsilon = \frac{18 \cdot 10^{-3}}{(1 - 0,276)^{2,5} \cdot (1 - 0,0523)} = 42,6 \cdot 10^{-3} \text{Па} \cdot \text{с}$$

Поверхностное натяжение на границе нефть-вода по формуле (2.43):

$$\sigma = 0,07 - 0,02 = 0,05 \text{Н/м}.$$

Средний объемно-поверхностный диаметр капель воды в первом приближении по формуле (2.44):

$$d_1 = 1,4 \cdot 0,207 \cdot (5,83 \cdot 10^{-5})^{0,6} \cdot \left(\frac{1 - 0,6 \cdot 0,52}{1 - 0,8 \cdot 0,52} \right)^{0,4} = 8,91 \cdot 10^{-4} \text{м}.$$

Так как $\beta_\phi > 0,524$, то $\tau_0 = 0$, $I = 0$ и число Рейнольдса для газоземulsionной смеси по формуле (2.17):

$$Re_\varepsilon = \frac{2,25 \cdot 0,512 \cdot 430,7}{42,6 \cdot 10^{-3}} = 4709,$$

т.е. режим перекачки турбулентный.

Вычисляем параметр Медведева по формуле (2.18):

$$M_d = 4709 \cdot (5,83 \cdot 10^{-5})^{1,2} \cdot \frac{1000}{430,7} = 0,0907.$$

Так как $M_d < 0,46$, то газовая эмульсия является плотной и эффект гашения турбулентности отсутствует ($\gamma_1 = 0$). В связи с этим уточнять величину среднего объемно-поверхностного диаметра капель нет необходимости.

Число Кутателадзе, характеризующее устойчивость газоэмульсионной смеси к расслоению, по формуле (2.45):

$$K = \frac{2,25 \cdot 430,7^{0,5}}{[9,81 \cdot 0,02 \cdot (430,7 - 26,1)]^{0,25}} = 15,6.$$

Кинематическая вязкость газоэмульсионного потока:

$$\nu_3 = \frac{\mu_3}{\rho_\beta} = \frac{42,6 \cdot 10^{-3}}{430,7} = 98,9 \cdot 10^{-6} \text{ м}^2/\text{с}.$$

Параметр С по формуле (2.48):

$$C = \frac{\sin 3^\circ \cdot 9,81 \cdot 0,512^3}{(98,9 \cdot 10^{-6})^2} = 46,6 \cdot 10^4.$$

Так как $C > 74240$, то движение турбулентное и расчетную скорость потока при безнапорном течении находи по формуле (2.50):

$$\omega_{03} = 2,87 \cdot \left[\frac{(\sin 3^\circ \cdot 9,81)^4 \cdot 0,512^5 \cdot 867}{42,6 \cdot 10^{-3}} \right]^{1/7} = 2,63 \text{ м/с}.$$

Из уравнения неразрывности эквивалентный диаметр потока при безнапорном течении:

$$d_3 \approx d \cdot \sqrt{\frac{\omega_3}{\omega_{03}}} = 0,512 \cdot \sqrt{\frac{2,25}{2,63}} = 0,192.$$

Число Рейнольдса на участке с безнапорным течением по формуле (2.17):

$$Re_{э0} = \frac{2,63 \cdot 0,192 \cdot 867}{42,6 \cdot 10^{-3}} = 10277.$$

Коэффициент гидравлического сопротивления при безнапорном течении по формуле (2.21):

$$\lambda_0 = \frac{0,3164}{10277^{0,25}} = 0,0314.$$

Критическое число Кутателадзе по формуле (2.47):

$$K_{кр} = \frac{2,25 \cdot \left(1 + 0,2 \sqrt{\frac{2 \cdot \sin 3^0}{0,0314}}\right)}{1 - 0,52} = 6,4.$$

Так как $K < K_{кр}$, то неравенство (2.46) выполняется и, следовательно, в трубопроводе имеет место расслоенное течение (газ+эмульсия).

Характерное число Фруда по формуле (2.67):

$$Fr_0 = \frac{(\sin 3^0)}{0,04} = 1,31.$$

Расчетный параметр А по формуле (2.66):

$$A = \frac{(1 - 0,52)^2 \cdot 0,123}{1,31} = 0,0216.$$

Истинное газосодержание потока по формуле (2.65):

$$\varphi_{гс} = 1 - 0,0216^{0,31(1,2+0,0216)} = 0,766.$$

По известной величине $\varphi_{гс}$ методом последовательных приближений из формулы (2.64) находим $\theta = 2,01$ рад.

Эквивалентный диаметр сечения трубы, заполненной газом, по формуле (2.63):

$$d_r = 4 \cdot 3,14 \cdot \frac{0,512}{2,01} = 1,29 \text{ м.}$$

Истинная скорость газа по формуле (2.62):

$$\omega_r = \frac{4 \cdot 0,0393}{3,14 \cdot 1,29^2} = 0,0301 \text{ м/с}$$

Число Рейнольдса для газовой среды по формуле (2.61):

$$Re_r = \frac{0,0301 \cdot 1,29 \cdot 26,1}{11,3 \cdot 10^{-6}} = 89685.$$

Относительная шероховатость трубы:

$$\bar{\Delta} = \frac{2 \cdot 0,2}{512} = 0,00193.$$

Коэффициент гидравлического сопротивления при течении газа по формуле (2.60):

$$\lambda_э = 0,1 \cdot \left(\frac{45}{Re_r} + \bar{\Delta} \right)^{0,2}.$$

Перепад давления при течении смеси в рассматриваемом трубопроводе по формуле (2.59):

$$\Delta P = 26,1 \cdot 0,03 \cdot \frac{0,0301^2 \cdot 3000}{2 \cdot 0,512} - 9,81 \cdot 157 \cdot 26,1 = -40193 \text{ Па.}$$

Произведем аналогичные расчеты для трубы диаметром 426 мм.

Гидравлический расчет нефтепроводов напорных нефтепроводов представлен в табл. 4.7.

Таблица 4.7

| Участок | | Длина, м | Диам. и толщ. ст., мм | Давление, МПа | | Потери напора на трение, м | |
|--------------------|--------------|-------------|--------------------------------|---------------|-------|--|--|
| Начало | Конец | | | начало | конец | | |
| 1 | 2 | 3 | 4 | 5 | 6 | 7 | |
| ДНС | г. вр.Ø 530. | 2300 | 426x8 | 2,8 | - | - | |
| г. вр.Ø 530 мм. | ЦППН | 5272,5 | 530x10 | - | 1 | 124,04 | |

4.6 Обоснование выбранных технических решений

Поскольку основные параметры выбранных вариантов нефтепровода найдены, переходим к оценке стоимости каждого из них.

В процессе оптимизации эта оценка сводится с расчёту укрупнённых экономических показателей.

Расчёт будем вести по методике, представленной в [4].

Экономической составляющей выбора является приведенные затраты, т.е. годовые затраты на единицу трубопроводной системы:

$$П = \frac{E_{\%} \cdot K}{100} + \mathcal{E}_0, \quad (2.67)$$

где $E_{\%}$ – процентная ставка банковского кредита, принимаем 12%;

K – суммарные капиталовложения;

\mathcal{E}_0 – эксплуатационные расходы.

Суммарные капиталовложения определяются по формуле:

$$K = K_{лч} + K_{цппн}, \quad (2.68)$$

где $K_{лч}$ – капиталовложения в линейную часть;

$K_{цппн}$ – капиталовложения в сооружение цппн.

Капитальные вложения на линейную часть определим как:

$$K_{лч} = k_{лч} \cdot L_{тр}, \quad (2.69)$$

где $k_{лч}$ – удельные капитальные вложения, рассчитанные на 1 км трубопровода, принимаем по табл. 4.8;

$L_{тр}$ – длина трубопровода. Зависимость себестоимости перекачки S , удельной стоимости сооружения напорного трубопровода от диаметра

Таблица 4.8

| D , мм | S , коп./($T \cdot км$) | $k_{лч}$, тыс.руб./км |
|----------|-----------------------------|------------------------|
| 426 | 0,065 | 136,1 |
| 530 | 0,062 | 180,8 |

Эксплуатационные расходы определяются по формуле:

$$\mathcal{E}_0 = S \cdot G_{год} \cdot L_{тр}, \quad (2.70)$$

где S – себестоимость перекачки нефти по трубопроводу.

$G_{год}$ – годовая производительность трубопровода.

После определения приведённых экономических затрат для каждого из вариантов проводится сравнение, итогом которого является выбор наиболее выгодного (с наименьшими приведёнными затратами).

Согласно представленной методике проведём расчёт для нефтепровода диаметром 426 мм.

Капиталовложения на линейную часть определим по формуле (2.25):

$$K_{лч} = 136,1 \cdot 1040 + 119,6 \cdot 13,50 = 143159,73 \text{ (тыс.руб.)}.$$

Рассчитываемый нефтепровод проходит параллельно с другими, ранее построенными, то все сооружаемые станции будут находиться на существующих площадках

По формуле (2.23) определим суммарные капиталовложения:

$$K = 143159,73 + 101395 = 244554,7 (\text{тыс.руб}).$$

Эксплуатационные расходы определим по формуле (2.28):

$$\mathcal{E}_0 = 0,00065 \cdot 85 \cdot 10^6 \cdot 1040 = 57460 (\text{тыс.руб}).$$

Определим приведённые затраты по формуле (2.22):

$$\Pi = \frac{12 \cdot 244554,7}{100} + 57460 = 86806,57 (\text{тыс.руб}).$$

Проведём аналогичные расчёты для других вариантов трубопроводов.

Полученные результаты для наглядности сведём в табл.4.9 .

Таблица 4.9

| Вариант строительства | Показатели | | | |
|-----------------------|-----------------|--------|----------------|----------|
| | К _{лч} | К | Э ₀ | Π |
| 426 мм | 141544 | 246489 | 574460 | 87038,68 |
| 530 мм | 188032 | 239727 | 54808 | 83575,24 |

В результате технико-экономического расчёта оптимальным вариантом оказался вариант при диаметре трубопровода 530 мм.

Дальнейшие расчёты будем проводить именно для этого варианта.