

Федеральное государственное автономное
образовательное учреждение
высшего образования
«СИБИРСКИЙ ФЕДЕРАЛЬНЫЙ УНИВЕРСИТЕТ»

Институт нефти и газа

Кафедра проектирования и эксплуатации газонефтепроводов

УТВЕРЖДАЮ
Заведующий кафедрой
А.Н. Сокольников
«___» июня 2016 г.

БАКАЛАВРСКАЯ РАБОТА

23.03.03 – Эксплуатация транспортно-технологических машин и комплексов

«Эффективность применения противотурбулентных присадок в магистральном
нефтепроводе «Тайшет – Сковородино»

Руководитель

к.т.н., доцент

О.Н. Петров

Выпускник

А.А. Трофимов

Красноярск 2016

Продолжение титульного листа бакалаврской работе по теме «Эффективность применения противотурбулентных присадок в магистральном нефтепроводе «Гайшет – Сковородино».

Консультанты по
разделам:

Экономическая часть

И.В. Шадрина

Безопасность жизнедеятельности

Е.В. Мусияченко

Нормоконтролер

О.Н. Петров

РЕФЕРАТ

Выпускная квалификационная работа по теме «Эффективность применения противотурбулентных присадок в магистральном нефтепроводе «Тайшет – Сковородино» содержит 57 страниц текстового документа, 25 использованных источников, 6 листов графического материала.

ПРОТИВОТУРБУЛЕНТНЫЕ ПРИСАДКИ, МАГИСТРАЛЬНЫЙ НЕФТЕПРОВОД, БЛОК ДОЗИРОВАНИЯ РЕАГЕНТА, ПОВЫШЕНИЕ ЭФФЕКТИВНОСТИ НЕФТЕПРОВОДА.

Объект исследования – магистральный нефтепровод.

Цель работы: определить эффективность применения противотурбулентной присадки на участке магистрального нефтепровода «Тайшет – Сковородино» на основании методов расчета.

В работе определяется эффективность применения противотурбулентной присадки на участке магистрального нефтепровода. Приведены необходимые расчеты, в том числе и экономической эффективности.

Введение противотурбулентной присадки позволит повысить гидравлическую эффективность магистрального нефтепровода.

СОДЕРЖАНИЕ

Введение.....	6
1 Обзор способов регулирования совместной работы трубопровода и насосных станций.....	7
2 Технологическое предложение.....	13
3 Описание участка МН.....	17
4 Гидравлический расчет трубопровода без применения противотурбулентной присадки	20
4.1 Расчет рабочих параметров НПС	20
4.2 Определение толщины стенки трубопровода	22
4.3 Проверка толщины стенки трубы нефтепровода	23
4.4 Определение общих потерь напора и потерь напора на трение	26
5 Гидравлический расчет трубопровода с применением противотурбулентной присадки	30
6 Сравнительный анализ и практические рекомендации	35
7 Экономическая часть	36
7.1 Расчет капитальных затрат.....	36
7.1.1 Определение стоимости оборудования	36
7.1.2 Расчет амортизационных отчислений	38
7.1.3 Определение затрат на электроэнергию	39
7.2 Определение экономического эффекта от применения противотурбулентной присадки для установки меньшего количества насосов на НПС.....	40
8 Безопасность и экологичность.....	40
8.1 Анализ потенциальных опасных и вредных производственных факторов при проведении работ	44
8.2 Инженерные и организационные решения по обеспечению безопасности работ	46

8.3 Санитарные требования к помещению и размещению используемого оборудования	46
8.4 Обеспечение безопасности технологического процесса	47
8.5 Обеспечение взрывопожарной и пожарной безопасности	48
8.6 Обеспечение безопасности в аварийных и чрезвычайных ситуациях	50
8.7 Экологичность проекта	51
Заключение	53
Список сокращений	54
Список использованных источников	55

ВВЕДЕНИЕ

Актуальность данной работы связана с растущим вниманием к использованию полимерных добавок, применяемых в нефте- и нефтепродуктопроводах. Противотурбулентные присадки (ПТП) созданы для решения многочисленных задач трубопроводного транспорта. Основными достоинствами их применения являются, возможность монтажа необходимого оборудования за сравнительно небольшой промежуток времени и их высокая эффективность.

Постоянные увеличения объемов добычи нефти в последнее время приводит к необходимости транспортировать все большие ее объемы, как на экспорт, так и на места переработки. Тем самым, возрастает загруженность сети трубопроводов. Противотурбулентные присадки могут стать одним из решений таких проблем.

На данном этапе проводятся проверки эффективности данных присадок. Определяются их концентрации для оптимального увеличения производительности. Положительный опыт применения противотурбулентных присадок имеют такие компании, как ЗАО «Ванкорнефть» и ОАО «АК «Транснефть».

Цель работы – определить эффективность применения противотурбулентной присадки на участке магистрального нефтепровода «Тайшет – Сковородино» на основании методов расчета.

В соответствии с поставленной целью были сформулированы и решены следующие задачи:

- провести гидравлический расчет участка магистрального трубопровода без учета применения противотурбулентной присадки;
- провести гидравлический расчет участка магистрального трубопровода с учетом применения противотурбулентной присадки;
- сравнить результаты расчётов, тем самым, определить эффективность применения противотурбулентных присадок.

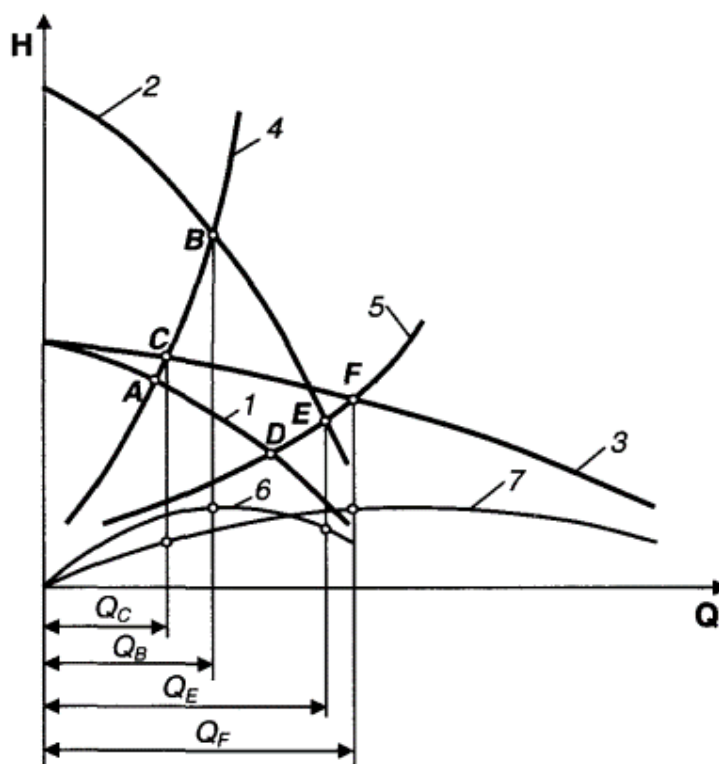
1 Обзор способов регулирования совместной работы трубопровода и насосных станций

К методам регулирования совместной работы трубопровода и насосных станций можно отнести:

- изменение количества работающих насосов;
- применение сменных роторов или обточки рабочих колес;
- изменение частоты вращения вала насоса;
- дросселирование;
- байпасирование (перепуск части жидкости из напорной во всасывающую линию);
- применение противотурбулентных присадок [20].

При изменении количества работающих насосов достигаемый результат зависит не только от схемы соединения насосов, но и от крутизны характеристики трубопровода. В качестве примера рассмотрим последовательное и параллельное соединение двух одинаковых центробежных насосов при работе их на трубопровод с различным гидравлическим сопротивлением [8].

При данном методе следует учитывать крутизну характеристик участков магистральных трубопроводов. Анализируя рисунок 1.1, можно сделать вывод о том, что целесообразно применять последовательное соединение насосов при работе на участок трубопровода с крутой характеристикой (на трубу меньшего диаметра или большей длины). При этом насосы работают с большей, чем при параллельном соединении, подачей ($Q_B > Q_C$), а также с более высоким суммарным напором и коэффициентом полезного действия. При работе на участок с пологой характеристикой (на трубу большего диаметра или меньшей длины) более выгодно параллельное соединение насосов ($Q_F > Q_E$, $H_F > H_E$, $\eta_F > \eta_E$) [8, 17].



1 – характеристика насоса; 2 – напорная характеристика НПС при последовательном соединении насосов; 3 – напорная характеристика НПС при параллельном соединении насосов; 4, 5 – характеристика трубопровода; 6 – характеристика насоса при последовательном соединении; 7 – характеристика насоса при параллельном соединении.

Рисунок 1.1 – Совмещенная характеристика трубопровода и ПС при регулировании изменением числа и схемы включения насосов.

Регулирование с помощью сменных роторов. Большая часть современных магистральных насосов комплектуется со сменными роторами, рассчитанными на подачу $0,5 \cdot Q_H$, $0,7 \cdot Q_H$ и $1,25 \cdot Q_H$, имеющими различные характеристики, что показано на рисунке 1.2. Применение сменных роторов наиболее эффективно на начальной стадии эксплуатации нефтепровода, когда трубопровод еще не выведен на проектную мощность и не все перекачивающие станции построены. Эффект от установки сменных роторов можно получить и при длительном уменьшении объема перекачки. В настоящее время на одной нефтеперекачивающей станции (НПС) нередко устанавливают насосы одного

типа, но с разными роторами, что дает возможность более тонкого регулирования производительности нефтепровода при различных сочетаниях их включения [8, 17, 20].

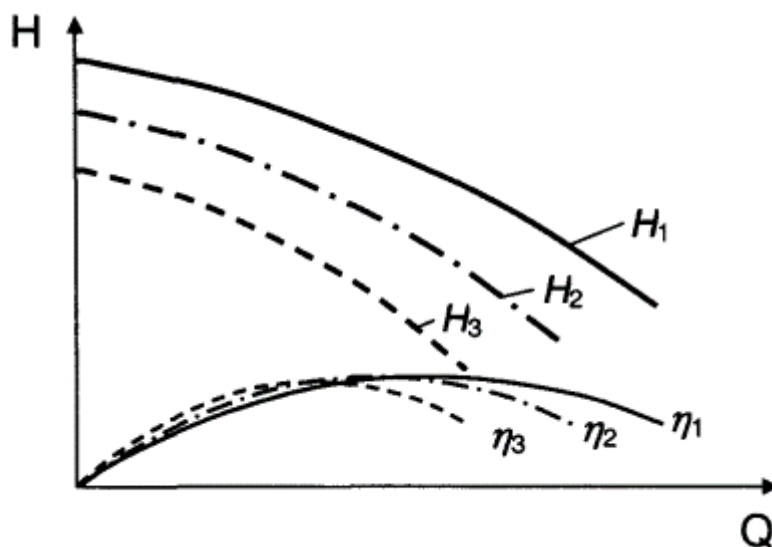


Рисунок 1.2 – Характеристики центробежного насоса со сменными роторами

Обточка рабочих колес магистральных насосов по наружному диаметру применяется в трубопроводном транспорте нефти достаточно часто. Данный метод заключается в уменьшении (обточкой) наружного диаметра рабочих колес [8].

Данный метод имеет большой недостаток – нельзя вернуть прежний диаметр рабочего колеса, кроме того, обточка не допускается более чем на 20 %, при этом КПД падает не более чем на 1-3 %. Уменьшение диаметра рабочего колеса сверх допустимой нормы приводит к нарушению нормальной гидродинамики потока внутри насоса и значительному снижению величины коэффициента полезного действия (КПД) [17].

Частотное регулирование скорости вращения рабочих колес нефтяных магистральных центробежных насосов является прогрессивным и экономичным методом регулирования. Применение плавного регулирования

частоты вращения роторов насосов на НПС магистральных нефтепроводов облегчает синхронизацию работы станций, позволяет полностью применение двух предыдущих методов, а также избежать возможность гидравлических ударов в нефтепроводе. При этом сокращается время запуска и остановки насосных агрегатов [8, 17].

При регулировании режима работы НПС изменением частоты вращения рабочего колеса насосов происходит изменение $H-Q$ характеристик центробежного насоса без изменения КПД. Точнее, при смещении напорной характеристики центробежного насоса пропорционально смещается характеристика КПД. Поэтому этот метод более экономичный. Следует отметить, что нельзя в широких пределах изменять частоту вращения, так как при этом существенно уменьшается КПД [17].

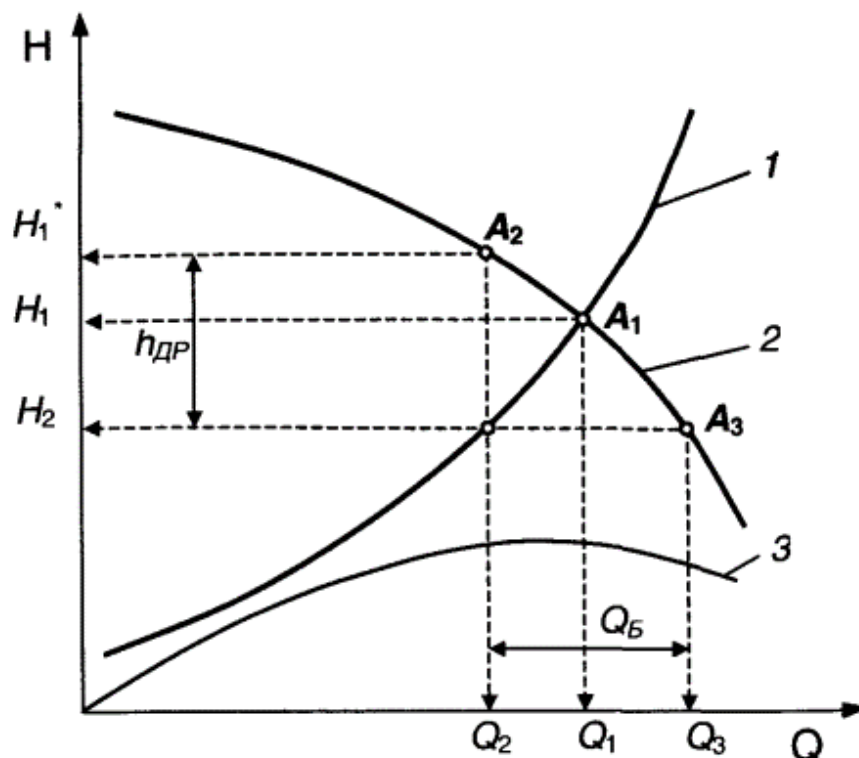
Реализация данного метода требует дополнительных капитальных затрат на приобретение и монтаж оборудования, используемого для изменения частоты вращения рабочего колеса. По этим причинам данный метод не нашел широкого распространения.

Метод дросселирования на практике применяется сравнительно часто, хотя и не является экономичным (НПС непроизводительно развивает излишний напор, что увеличивает стоимость транспорта нефти). Он основан на частичном перекрытии потока нефти на выходе из насосной станции, то есть на создании дополнительного гидравлического сопротивления. При этом рабочая точка из положения A_1 смещается в точку A_2 и расход уменьшается как показано на рисунке 1.3 [8].

Дросселирование осуществляют в напорном трубопроводе, так как дросселирование во всасывающем трубопроводе связано с возможностью возникновения кавитации [17].

Метод дросселирования уместно применять для насосов, имеющих пологую напорную характеристику. При этом потери энергии на дросселирование не должны превышать 2 % энергозатрат на перекачку [8].

Потери при дросселировании могут достигать 15-20 % от мощности затраченной электроэнергии на привод насосов [8].



1 – характеристика трубопровода; 2 – суммарная напорная характеристика НПС; 3 – характеристика η -Q магистрального насоса

Рисунок 1.3 – Совмещенная характеристика НПС и трубопровода при регулировании дросселированием и байпасированием

Метод байпасирования (перепуска части жидкости во всасывающую линию насосов) применяется в основном на головных станциях. При открытии задвижки на обводной линии (байпасе) напорный трубопровод соединяется с всасывающим, что приводит к уменьшению сопротивления после насоса, и рабочая точка перемещается из положения A_1 в A_3 , что показано на рисунке 1.3. Это влечёт за собой изменение режима работы нефтепровода и дополнительные потери энергии. При этом производительность нефтепровода всегда только снижается [8, 20].

В практике эксплуатации систем магистральных нефтепроводов данный метод применяется редко, и обычно приемлем на головных НПС, где пропуск осуществляется через резервуары [17].

Противотурбулентные присадки представляют собой линейные полимеры с высокой молекулярной массой – сотни тысяч и миллионы атомных единиц массы. Длинные нитевидные молекулы располагаются вдоль движения жидкости и сглаживают пульсации давления. В общем случае чем выше молекулярная масса полимера, тем эффективнее присадка [6].

Использование противотурбулентных присадок имеет некоторое специфическое ограничение: при длительном действии присадок в турбулентном потоке они разрушаются (деградируют); особенно велико их разрушение при прохождении через насосы перекачивающих станций. Поэтому при использовании присадок приходится после каждой насосной станции вводить в поток свежие порции присадок. Наиболее рационально использовать противотурбулентные присадки для увеличения пропускной способности отдельных участков и прежде всего – лимитирующих [12].

2 Технологическое предложение

Для исследования выбран способ регулирования совместной работы трубопровода и насосных станций применением противотурбулентных присадок.

Способ введения в турбулентный поток жидкости специальных высокомолекулярных присадок, снижающих гидравлическое сопротивление открыт в конце 40-х годов английским ученым Томсом. Этот эффект по имени его открывателя называется эффектом Томса [22].

Противотурбулентные присадка применяются для процессов перекачки углеводородов (нефти, конденсата и нефтепродуктов) с целью снижения внутритрубного давления и увеличения пропускной способности магистральных и межпромысловых нефтепроводов, магистральных продуктопроводов, конденсатопроводов путем эффективного снижения гидравлического сопротивления [16].

Противотурбулентные присадки представляют собой специально подобранную комбинацию высокомолекулярных сополимеров в комбинированном носителе (не растворителе) органического и/или растительного происхождения [16].

Впервые противотурбулентные присадки были использованы в 1979 году при перекачке нефти по трансалаякинскому нефтепроводу. Присадка вводилась в поток жидкости на насосных станциях и при дозировке около 0,001 % вдвое снижала потери напора на участке 48 км [6].

При течении нефтяной системы с присадкой вязкоупругие «капли» полимера, имеющие размеры на 3-4 порядка больше, чем молекулы жидкости, смещаются к стенке трубопровода. Здесь образуется специфический слой гидродинамически активного полимера, являющийся составной частью движущегося объема жидкости. Таким образом, противотурбулентные присадки существенным образом перестраивают течение вблизи внутренней поверхности стенки трубы и создают эффект гидравлически гладкого

трубопровода. При этом уменьшается частота образования вихревых структур в потоке жидкости и поглощается часть энергии турбулентных выбросов. Как следствие, снижается турбулентное трение. За счет эффекта воздействия присадки изменяется внутренняя структура потока, а именно происходит возрастание скорости потока в пристеночной зоне и значительное увеличение размера переходной зоны – именно этот эффект позволяет обеспечить увеличение объемов перекачиваемой жидкости. Эффект от применения противотурбулентной присадки представлен на рисунке 2.1 [6, 16, 22].

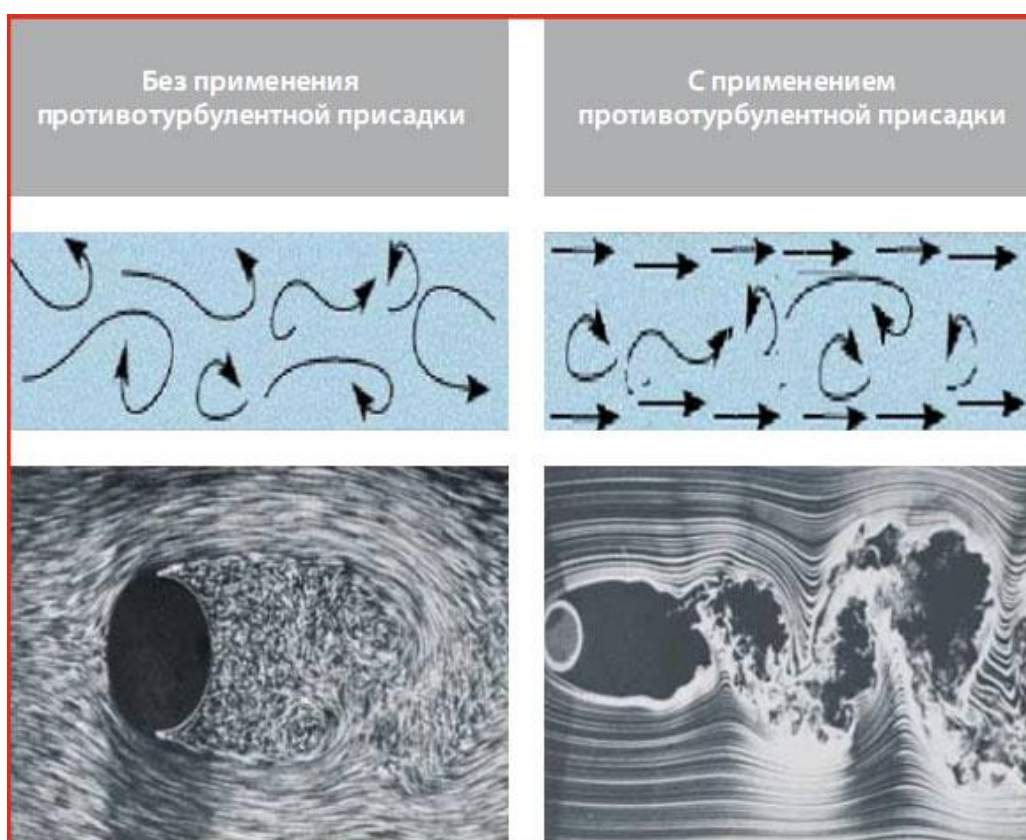


Рисунок 2.1 – Эффект от применения противотурбулентной присадки

Противотурбулентные присадки добавляются непрерывно в перекачиваемую нефть или нефтепродукт. Добавляются при помощи блоков дозирования реагента.

Факторы, обуславливающие эффективность применения противотурбулентной присадки:

- соблюдение технологии применения,
- непрерывный ввод присадки в турбулентный поток перекачиваемой жидкости,
- ввод присадки в линейную часть трубопровода: на выходе из насосных станций,
- заполнение всего участка трубопровода нефтью, обработанной присадкой,
- использование специализированного оборудования для подачи присадки [16].

Преимущества от применения противотурбулентных присадок:

- значительное сокращение капиталовложений на строительство лупингов и дополнительных станций;
- значительное снижение риска аварийных ситуаций;
- повышение эксплуатационной надежности линейной части трубопроводов путем аффективного снижения внутритрубного давления;
- снижение энергозатрат на перекачку;
- увеличение пропускной способности трубопроводов;
- могут применяться совместно с нефтепромысловыми реагентами;
- не влияют на процессы подготовки нефтяных эмульсий;
- не оказывают негативного влияния на работу печей подогрева;
- не адсорбируются на поверхности трубопроводов;
- не меняют физико-химические характеристики нефти, конденсата и нефтепродуктов [16].

Противотурбулентные присадки исследованы недостаточно хорошо. Поэтому их недостатки не выявлены. Отмечено, что присадки на основе полибугадиена и полиизопрена в рабочих концентрациях не влияют на коэффициент фильтруемости, кинематическую вязкость топлив и на

содержание в них фактических смол. Неудобством практического применения является то, что высокомолекулярные полимеры трудно растворимы и вводятся в топливо в виде очень разбавленного концентрата – около 3 %, для приготовления которого требуется от 20 до 40 ч [6].

3 Описание участка МН

Данный пункт изъят. В пункте содержатся сведения, представляющие коммерческую ценность.

4 Гидравлический расчет трубопровода без применения противотурбулентной присадки

Произвести технологический расчет трубопровода для перекачки нефти в количестве G млн. тонн/год, если расчетная длина трассы L , км.

Численные значения данных приведены в таблице 4.1.

Для данного расчета примем расчетные величины плотности и вязкости нефти $\rho_T = 850 \text{ кг/м}^3$ и $\nu_T = 22 \text{ мм}^2/\text{с}$.

Таблица 4.1 – Исходные данные

Показатель	Значение
G , млн. т/год	39,8
L , км	173,3

4.1 Расчет рабочих параметров НПС

Данный подпункт изъят. В подпункте содержатся сведения, представляющие коммерческую ценность.

4.2 Определение толщины стенки трубопровода

Примем к расчету сталь марки 08ГБЮ.

Толщина стенки трубы рассчитывается по формуле

$$\delta = \frac{n_1 \cdot p \cdot D_H}{2 \cdot (n_1 \cdot p + R_1)}, \quad (4.4)$$

где p – то же, что и в формуле (4.3);

D_H – наружный диаметр трубы, мм;

n_1 – коэффициент надежности по нагрузке, $n_1 = 1,1$;

R_1 – расчетное сопротивление металла трубы и сварных соединений, МПа.

Находим расчетное сопротивление металла трубы

$$R_1 = R_{H1} \cdot \frac{m_0}{k_1 \cdot k_H}, \quad (4.5)$$

где R_{H1} – нормативное сопротивление растяжению (сжатию) металла труб и сварных соединений, равное минимальному пределу прочности σ_{BP} .

m_0 – коэффициент условий работы трубопровода ($m_0 = 0,825$ для трубопроводов I и II категории);

k_1 – коэффициент надежности по материалу;

k_H – коэффициент надежности по назначению трубопровода, зависящий от его диаметра.

Проведем расчеты по формулам (4.4) и (4.5).

$$R_1 = 510 \cdot \frac{0,9}{1,4 \cdot 1,05} = 312,245 \text{ МПа},$$

$$\delta = \frac{1,15 \cdot 6,63 \cdot 1220}{2 \cdot (1,15 \cdot 6,63 + 312,245)} = 14,534 \text{ мм.}$$

Полученное значение толщины стенки округляем в большую сторону до стандартного значения и принимаем толщину стенки равной $\delta = 15$ мм;

Рассчитаем внутренний диаметр нефтепровода по формуле

$$D_{BH} = D_H - 2\delta, \tag{4.6}$$

где δ, D_H – то же, что и в формуле (4.4);

$$D_{BH} = 1220 - 2 \cdot 15 = 1190 \text{ мм.}$$

4.3 Проверка толщины стенки трубы нефтепровода

Рассчитаем абсолютные значения максимального положительного и максимального отрицательного температурных перепадов определяются по формулам (4.7) и (4.8).

$$\Delta T_{(+)} = \frac{\mu \cdot R_1}{\alpha \cdot E}, \tag{4.7}$$

$$\Delta T_{(-)} = \frac{(1 - \mu) \cdot R_1}{\alpha \cdot E}, \tag{4.8}$$

где α – коэффициент линейного расширения металла трубы, $\alpha = 12 \cdot 10^{-6}$ град⁻¹;

E – модуль упругости металла (сталь), $E = 2.06 \cdot 10^5$ МПа;

μ – коэффициент Пуассона, $\mu = 0.3$;

R_1 – то же, что и в формуле (4.5).

$$\Delta T_{(+)} = \frac{0,3 \cdot 312,245}{12 \cdot 10^{-6} \cdot 2,06 \cdot 10^5} = 37,894 \text{ град.},$$

$$\Delta T_{(-)} = \frac{(1-0,3) \cdot 312,245}{12 \cdot 10^{-6} \cdot 2,06 \cdot 10^5} = 88,419 \text{ град.}$$

К дальнейшему расчету принимаем большую из величин, $\Delta T = 88,419$ град .

Находим величину продольных осевых сжимающих напряжений по формуле

$$\sigma_{\text{пр.н}} = -\alpha \cdot E \cdot \Delta T + 0,3 \frac{n_1 \cdot p \cdot D_{\text{вн}}}{\delta}, \quad (4.9)$$

где ΔT – наибольший максимальный температурный перепад;

p – то же, что и в формуле (4.3);

δ , D_H , n_1 – то же, что и в формуле (4.4);

α , E – то же, что и в формуле (4.7).

$$\sigma_{\text{пр.н}} = -12 \cdot 10^{-6} \cdot 2,06 \cdot 10^5 \cdot 88,419 + 0,3 \frac{1,15 \cdot 6,63 \cdot 1,19}{0,015} = -37,19 \text{ МПа.}$$

Знак «минус» указывает на наличие осевых сжимающих напряжений. Поэтому необходимо вычислить коэффициент ψ_1 , учитывающий двухосное напряженное состояние металла по формуле (4.10) .

$$\psi_1 = \sqrt{1 - 0,75 \cdot \left(\frac{|\sigma_{\text{ИР.Н}}|}{R_1} \right)^2} - 0,5 \cdot \frac{|\sigma_{\text{ИР.Н}}|}{R_1}, \quad (4.10)$$

где R_1 – то же, что и в формуле (4.5).

$\sigma_{\text{ИР.Н}}$ – то же, что и в формуле (4.9);

$$\psi_1 = \sqrt{1 - 0,75 \cdot \left(\frac{|-37,19|}{312,245} \right)^2} - 0,5 \cdot \frac{|-37,19|}{312,245} = 0,935$$

Уточним толщину стенки нефтепровода по формуле

$$\delta = \frac{n_1 \cdot p \cdot D_H}{2 \cdot (n_1 \cdot p + \psi_1 \cdot R_1)}, \quad (4.11)$$

где p – то же, что и в формуле (4.3);

ψ_1 – то же, что и в формуле (4.10);

R_1, n_1, D_H – то же, что и в формуле (4.4).

$$\delta = \frac{1,15 \cdot 6,63 \cdot 1220}{2 \cdot (1,15 \cdot 6,63 + 0,935 \cdot 312,245)} = 15,52 \text{ мм.}$$

Толщина стенки 15 мм не подходит. Берем следующую по сортаменту 16 мм.

$$D_{BH} = 1020 - 2 \cdot 16 = 1188 \text{ мм,}$$

$$\sigma_{\text{ИР.Н}} = -12 \cdot 10^{-6} \cdot 2,06 \cdot 10^5 \cdot 88,419 + 0,3 \frac{1,15 \cdot 6,63 \cdot 1,188}{0,016} = -48,811 \text{ МПа,}$$

$$\psi_1 = \sqrt{1 - 0,75 \cdot \left(\frac{|-48,811|}{312,245} \right)^2} - 0,5 \cdot \frac{|-48,811|}{312,245} = 0,913 ,$$

$$\delta = \frac{1,15 \cdot 6,63 \cdot 1220}{2 \cdot (1,15 \cdot 6,63 + 0,913 \cdot 312,245)} = 15,889 \text{ мм.}$$

Таким образом, принятая толщина стенки равная $\delta = 16$ мм может быть принята как окончательный результат.

4.4 Определение общих потерь напора и потерь напора на трение

Секундный расход нефти и ее средняя скорость определяется по следующим формулам

$$Q = \frac{Q_u}{3600}, \quad (4.12)$$

где Q_u – часовой расход нефти, м³/ч.

$$v = \frac{4 \cdot Q}{\pi \cdot D_{BH}^2}. \quad (4.13)$$

где D_{BH} – то же, что и в формуле (4.6);

Q – то же, что и в формуле (4.12).

$$Q = \frac{5852,94}{3600} = 1,626 \text{ м}^3/\text{с},$$

$$v = \frac{4 \cdot 1,626}{3,14 \cdot 1,188^2} = 1,467 \text{ м/с.}$$

Определим число Рейнольдса с целью определения режима течения нефти

$$\text{Re} = \frac{v \cdot D_{BH}}{\nu_T}, \quad (4.13)$$

где v – то же, что и в формуле (4.13);

D_{BH} – то же, что и в формуле (4.6);

ν_T – кинематическая вязкость, мм²/с.

$$\text{Re} = \frac{1,467 \cdot 1,188}{22 \cdot 10^{-6}} = 79203,187.$$

При $\text{Re} < 2320$ режим течения ламинарный, в обратном случае – турбулентный.

В нашем случае, режим течения нефти – турбулентный. При турбулентном режиме течения различают три зоны трения: гидравлически гладких труб (коэффициент гидравлического сопротивления λ зависит только от Re); смешанного трения (λ зависит от Re и относительной шероховатости ε) и квадратичного трения (λ зависит только от ε). Границами этих зон являются переходные числа Рейнольдса

$$\text{Re}_1 = \frac{10}{\varepsilon}, \quad (4.14)$$

$$\text{Re}_2 = \frac{500}{\varepsilon}, \quad (4.15)$$

где ε – относительная шероховатость труб, выраженная через эквивалентную шероховатость K_{ε} и внутренний диаметр нефтепровода D_{BH} .

$$\varepsilon = \frac{K_{\varepsilon}}{D_{BH}}, \quad (4.16)$$

где K_{ε} – эквивалентная шероховатость;
 D_{BH} – то же, что и в формуле (4.6).

$$\varepsilon = \frac{0,15}{1188} = 1,26 \cdot 10^{-4},$$

$$Re_1 = \frac{10}{1,26 \cdot 10^{-4}} = 79200,$$

$$Re_2 = \frac{500}{1,26 \cdot 10^{-4}} = 3960000.$$

Видим, что выполняется условие $Re_1 \leq Re \leq Re_2$, так как $79200 \leq 79203,187 \leq 3960000$, значит течение нефти происходит в зоне смешанного трения и коэффициент гидравлического сопротивления вычисляем по формуле

$$\lambda = 0,11 \cdot \left(\varepsilon + \frac{68}{Re} \right)^{0,25}, \quad (4.16)$$

где Re – то же, что и в формуле (4.12).

$$\lambda = 0,11 \cdot \left(1,263 \cdot 10^{-4} + \frac{68}{79203,187} \right)^{0,25} = 0,0195.$$

Гидравлический уклон в нефтепроводе определяем по формуле

$$i = \frac{\lambda}{D_{BH}} \cdot \frac{v^2}{2 \cdot g}, \quad (4.17)$$

где λ – то же, что и в формуле (4.16);

v – то же, что и в формуле (4.13);

g – то же, что и в формуле (4.3);

D_{BH} – то же, что и в формуле (4.6).

$$i = \frac{0,0195}{1,188} \cdot \frac{1,467^2}{2 \cdot 9,81} = 0,0018$$

В результате расчетов получили гидравлический уклон, равный 0,0018, при двух работающих магистральных насосах с общим расходом 5852,94 м³/ч.

5 Гидравлический расчет трубопровода с применением противотурбулентной присадки

Для определения производительности насоса, необходимую компенсировать при помощи противотурбулентной присадки, рассчитаем данные и занесем их в таблицу 5.1.

Таблица 5.1 – Данные для построения совмещенных характеристик

$Q, \text{ м}^3/\text{ч}$	$H = 1,02 \cdot i \cdot L + \Delta z, \text{ м}$	$H_{\text{см}}, \text{ м}$	
		Один насос	Два насоса
2000	87,494	234,632	399,264
3000	137,132	231,216	392,431
4000	201,627	226,433	382,865
5000	280,191	220,283	370,566
6000	372,293	212,767	355,534
7000	477,546	203,884	337,768

Используя данные из таблицы 5.1, построим совмещенную характеристику нефтепровода и насосов, представим ее на рисунке 5.1.

Аппроксимируем функции и найдем точки пересечения характеристик насосов и характеристики трубопровода, представим все на рисунке 5.2. Получаем точки $Q_1 = 4311,47 \text{ м}^3/\text{ч}$, $H_1 = 224,66 \text{ м}$ и $Q_2 = 5856,26 \text{ м}^3/\text{ч}$, $H_2 = 357,86 \text{ м}$.

Чтобы определить гидравлический уклон при работе одного насоса, проведем расчет по формулам (4.12) – (4.17) для Q_1 .

$$Q = \frac{4311,47}{3600} = 1,198 \text{ м}^3/\text{с},$$

$$v = \frac{4 \cdot 1,198}{3,14 \cdot 1,188^2} = 1,08 \text{ м/с},$$

$$Re = \frac{1,08 \cdot 1,188}{22 \cdot 10^{-6}} = 58343,686,$$

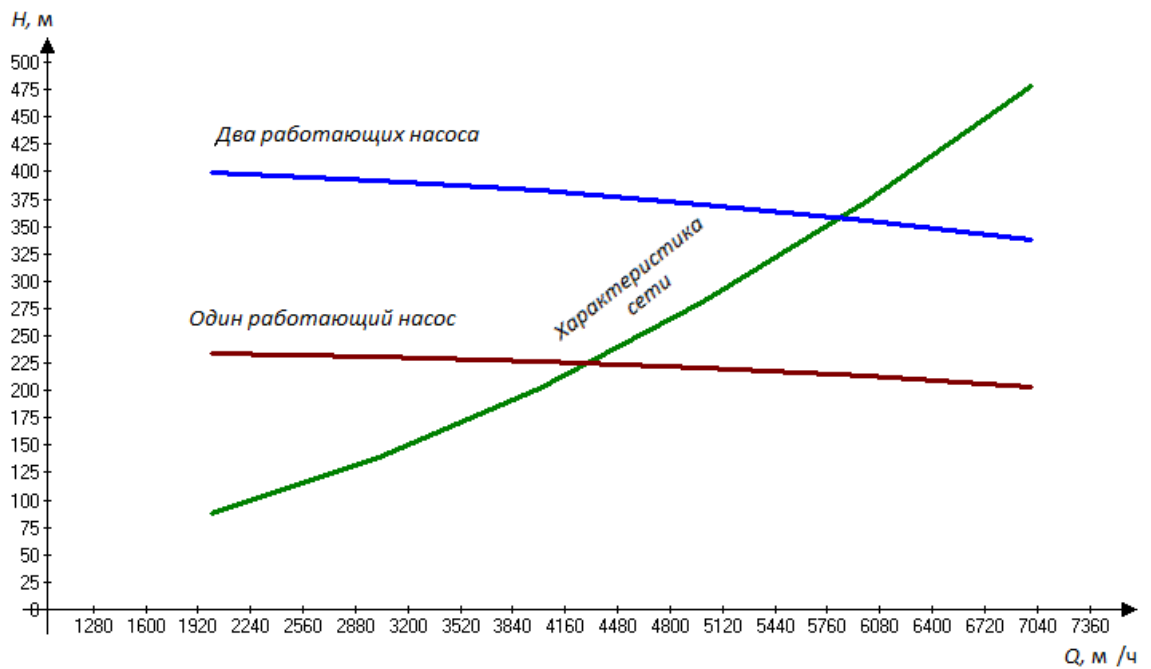


Рисунок 5.1 – Совмещенная характеристика нефтепровода и насосов

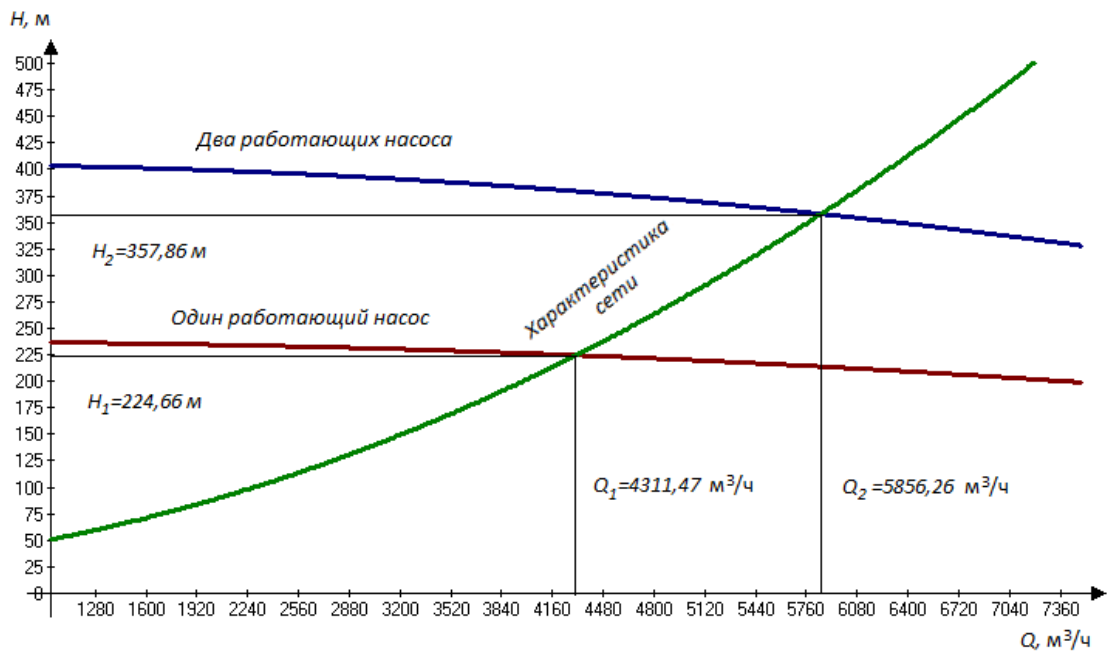


Рисунок 5.2 – Точки пересечения

Видим, что выполняется условие $2320 \leq Re \leq Re_1$, так как $2320 \leq 58343,686 \leq 79200$, значит течение нефти происходит в зоне гидравлически гладких труб и коэффициент гидравлического сопротивления вычисляем по формуле

$$\lambda = \frac{0,3164}{Re^{0,25}}, \quad (5.1)$$

где Re – то же, что и в формуле (4.12).

$$\lambda = \frac{0,3164}{58343,686^{0,25}} = 0,021,$$

$$i = \frac{0,021}{1,188} \cdot \frac{1,08^2}{2 \cdot 9,81} = 0,00104.$$

Согласно выполненным расчетам, при работе одного насоса расход в нефтепроводе $Q_1 = 4311,47 \text{ м}^3/\text{ч}$. Следовательно, для достижения плановой пропускной способности $Q = 5852,94 \text{ м}^3/\text{ч}$ коэффициент увеличения производительности составит

$$\chi = \frac{Q}{Q_1}, \quad (5.2)$$

где Q_1 – расход при работе одного насоса, $\text{м}^3/\text{ч}$,
 Q – плановая пропускная способность, $\text{м}^3/\text{ч}$.

$$\chi = \frac{5852,94}{4311,47} = 1,358.$$

Необходимая величина коэффициента гидравлического сопротивления на последнем участке нефтепровода определяется по формуле

$$\lambda_n = \lambda - \frac{1}{L} \cdot \left[\frac{\pi^2 \cdot g \cdot D_{вн}^5}{8 \cdot \chi} \cdot m_{МН} \cdot (\chi^2 - 1) - L \cdot \left(\frac{\lambda_1}{\chi^2} - \lambda \right) \right], \quad (5.3)$$

где λ – коэффициент гидравлического сопротивления при перекачке нефти двумя насосами без присадки;

λ_1 – коэффициент гидравлического сопротивления при расходе Q_1 , соответствующем работе одного насоса;

χ – то же, что и в формуле (5.2);

L – длина трассы, м;

g – то же, что и в формуле (4.3);

$D_{вн}$ – то же, что и в формуле (4.6).

$$\lambda_n = 0,0195 - \frac{1}{173300} \cdot \left[\frac{3,14^2 \cdot 9,81 \cdot 1,188^5}{8 \cdot 1,358} \cdot 1 \cdot (1,358^2 - 1) - \left(\frac{0,021}{1,358^2} - 0,0195 \right) \right] = 0,011.$$

Коэффициент A_θ , зависящий от концентрации присадки θ рассчитывается по формуле

$$A(\theta) = \frac{1}{\text{Re} \sqrt{\lambda_n}} \exp \left(\frac{1 + 3,745 \sqrt{\lambda_n}}{0,88 \sqrt{\lambda_n}} \right), \quad (5.4)$$

где λ_n – то же, что и в формуле (5.3);

Re – число Рейнольдса при работе двух насосов.

$$A(\theta) = \frac{1}{79203,187 \sqrt{0,011}} \exp \left(\frac{1 + 3,745 \sqrt{0,011}}{0,88 \sqrt{0,011}} \right) = 379,738,$$

Для присадок «CDR-102» и «NECAD-547» необходимая концентрация рассчитывается по формулам (5.5) и (5.6) соответственно.

$$\theta_n = \left[\frac{A(\theta_n)}{1,48} \right]^{1,24}, \quad (5.5)$$

$$\theta_n = \left[\frac{A(\theta_n)}{0,407} \right]^{1,29}, \quad (5.6)$$

где $A(\theta)$ – то же, что и в формуле (5.3).

$$\theta_n = \left[\frac{379,738}{1,48} \right]^{1,24} = 87,684 \text{ г/м},$$

$$\theta_n = \left[\frac{379,738}{0,407} \right]^{1,29} = 200,558 \text{ г/м}.$$

Тем самым, полученный результат – это концентрация противотурбулентной присадки, чтобы обеспечить заданный расход меньшим числом насосов.

6 Сравнительный анализ и практические рекомендации

Сравнив результаты расчетов двух предыдущих пунктов, видим, что числа Рейнольдса в двух случаях различны, режим течения жидкости с зоны смешанного трения перешел в зону гидравлически гладких труб. Гидравлическое сопротивление снизилось на 0,01. Тем самым увеличилась эффективность участка магистрального трубопровода. Т.е. при помощи противотурбулентной присадки теоретически удалось одним насосом обеспечить перекачку на $1541 \text{ м}^3/\text{ч}$ больше, чем до ее применения. Изменился гидравлический уклон, что можно увидеть на рисунке 6.1.

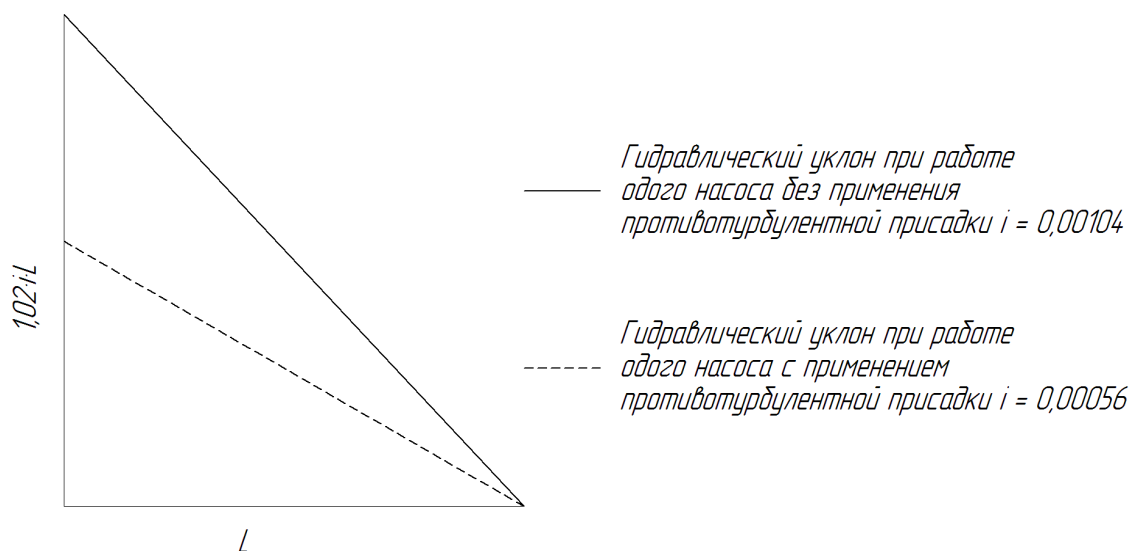


Рисунок 6.1 – Изменение гидравлического уклона

При прохождении через насосы противотурбулентные присадки разрушаются. Поэтому вводить их необходимо на выходе из магистрального насоса.

Для получения нужного эффекта стоит поэкспериментировать с различными присадками и различными их концентрациями.

7 Экономическая часть

В экономической части работы будет рассчитан экономический эффект от применения противотурбулентной присадки при перекачке нефти. По результатам применения присадки может быть достигнуто следующее:

- установка менее мощного насосного оборудования;
- расстановка меньшего числа насосных станций на заданный участок трубопровода;
- экономия энергии, затрачиваемой на перекачку нефти.

Расчет будет проходить по следующим этапам:

а) расчет капитальных затрат:

- 1) определение стоимости оборудования;
- 2) расчет амортизационных отчислений
- 3) определение затрат на электроэнергию;

б) определение экономического эффекта от применения противотурбулентной присадки для установки меньшего количества насосов на НПС.

7.1 Расчет капитальных затрат

7.1.1 Определение стоимости оборудования

Стоимость оборудования для установки блока дозирования реагента (БДР) представлена в таблице 7.1, а стоимость материалов для установки блока дозирования реагента (БДР) – в таблице 7.2.

Таблица 7.1 – Стоимость оборудования для сооружения БДР

Наименование	Стоимость за единицу, руб.	Количество	Стоимость, руб.
Оборудование, стоимостью свыше 40000 руб.			
Насос-дозатор	79979	1 шт.	79979
Оборудование, стоимостью менее 40000 руб.			
Насос шестеренный	31 841	1 шт.	31 841
Расходная емкость	30607	1 шт.	30607
Фильтр жидкостный	1 195	1 шт.	1195
Клапан предохранительный	290	1 шт.	290
Клапан обратный	290	1 шт.	290
Датчик давления	14789	1 шт.	14789
Визуальный термометр	1200	1 шт.	1200
Датчик расхода	25000	1 шт.	25000
Итого:			185191

Таблица 7.2 – Стоимость материалов для сооружения БДР

Наименование	Стоимость за единицу, руб.	Количество	Стоимость, руб.
Оборудование, стоимостью свыше 40000 руб.			
Блок-бокс	135000	1 шт.	135000
Оборудование, стоимостью менее 40000 руб.			
Трубопровод	84,83	100м	8483
Итого:			143483

Стоимость монтажа перемычки $Q_{\text{монтаж}}$ составляет 20 % от стоимости оборудования и материалов и равняется 65734,8 руб.

7.1.2 Расчет амортизационных отчислений

Расчет амортизационных отчислений за один год приведен в таблице 7.3. Примем расчетный срок эксплуатации равный одному году.

Таблица 7.3 – Расчет амортизационных отчислений

Наименование	Стоимость за единицу без НДС, руб.	Количество	Срок эксплуатации, лет	Годовая норма амортизации	Сумма амортизационных отчислений, руб.
Оборудование, стоимостью свыше 40000 руб.					
Насос-дозатор	67778,81	1 шт	1	100	67778,81
Материалы, стоимостью свыше 40000 руб.					
Блок-бокс	114406,78	1 шт.	1	100	114403,78
Итого:					182182,59

Амортизационные отчисления по годам приведены в таблице 7.4.

Таблица 7.4 – Амортизационные отчисления по годам

Год	Основные средства стоимостью свыше 40000 руб.
2016	182182,59
Итого:	182182,59

В итоге получаем, что сумма амортизационных отчислений на расчетный период равняется 182182,59 руб.

7.1.3 Определение затрат на электроэнергию

Затраты на электроэнергию $Q_{эл.эн}$ складываются из актуальной стоимости кВт/ч и общей потребляемой мощности и рассчитываются по формуле

$$Q_{эл.эн} = T_{ед} \cdot W_{потр}, \quad (7.1)$$

где $T_{ед}$ – стоимость одного кВт/ч, руб.;

$W_{потр}$ – потребляемая мощность, кВт/ч.

Потребляемая мощность дозирочного насоса равна 0,3 кВт/ч, а потребляемая мощность шестеренного насоса равна 0,37 кВт/ч. Цена 1 кВт/ч в Нерюнгринском районе равна 5,09 руб. Рассчитаем затраты на электроэнергию:

$$Q_{эл.эн} = 5,09 \cdot 0,3 = 1,53 \text{ руб.}$$

$$Q_{эл.эн} = 5,09 \cdot 0,37 = 1,88 \text{ руб.}$$

Все данные сведены в таблицу 7.5.

Таблица 7.5 – затраты на электроэнергию

Насос	Мощность, кВт/ч	Цена 1 кВт/ч, руб.	Итого, кВт/ч, руб.	За расчетный период, кВт/ч	За расчетный период, кВт/ч, руб.
Насос-дозатор	0,3	5,09	1,53	2628	13072,32
Шестеренный насос	0,37	5,09	1,88	3241,2	16062,72
Итого	–	–	3,41	5869,2	29135,04

7.2 Определение экономического эффекта от применения противотурбулентной присадки для установки меньшего количества насосов на НПС

Данный подпункт изъят. В подпункте содержатся сведения, представляющие коммерческую ценность.

8 Безопасность и экологичность

Современное производство не может полностью избежать крупных производственных аварий. В целях обеспечения гарантий безопасности жизни и здоровья работников, занятых на опасных производственных объектах, а также защиты населения и окружающей природной среды от техногенных аварий необходимо выполнять комплекс мероприятий, направленных на внедрение современных безопасных технологий, выполнение нормативных и инструктивных документов, правил и требований.

Актуальными задачами сегодня являются: предупреждение и сокращение количества аварий на предприятиях с высокотоксичными веществами, такими как нефть, нефтепродукты и природный газ; своевременная их локализация и минимизация последствий.

8.1 Анализ потенциальных опасных и вредных производственных факторов при проведении работ

Введение противотурбулентных присадок в трубопровод производится при помощи специальной установки – блока дозирования реагента (БДР). Установка содержит утепленный контейнер, накопительную емкость, дозирующие насосы, расходные емкости, шланговый насос, компрессор, систему управления, установленные в контейнере (блок-боксе). Контейнер оснащен системой отопления, системой пожаротушения и вентиляции. Основным измерительным прибором является расходомер [11].

Данная установка работает непрерывно и не требует постоянного присутствия обслуживающего персонала. Обход и осмотр оборудования производится оператором 1-2 раза в смену [23].

Опасные и вредные производственные факторы при выполнении работ представлены в таблице 8.1 [5].

Таблица 8.1 – Опасные и вредные производственные факторы

Объект	Производственный фактор
Насосы	повышенный уровень шума на рабочем месте; повышенный уровень вибрации;
Система управления, электродвигатель	повышенное значение напряжения в электрической цепи, замыкание которой может произойти через тело человека;
Утепленный контейнер	отсутствие или недостаток естественного света;

Противотурбулентные присадки при попадании на кожные покровы и слизистые оболочки вызывают раздражение; имеют мутагенное действие.

По параметрам острой токсичности относятся к умеренно опасным веществам. Пары, в концентрациях, превышающих ПДК для воздуха рабочей зоны, оказывают воздействие на ЦНС, почки и печень; оказывают раздражающее действие на слизистые оболочки глаз и органов дыхания.

По основному виду экономической деятельности установлен I класс профессионального риска, характеризующий уровень производственного травматизма, профзаболеваемости и расходов по обеспечению по программе обязательного социального страхования. Страховые тарифы на обязательное страхование от несчастных случаев на производстве и профессиональных заболеваний составляют 0,2 % к начисленной оплате труда [9].

Возможными аварийными ситуациями являются:

- возникновение неконтролируемой утечки транспортируемой нефти в результате разрушения (разгерметизации) трубопровода, запорной арматуры;
- возникновение неконтролируемой утечки противотурбулентной присадки в результате разрушения (разгерметизации) трубопровода, запорной арматуры, насосного оборудования и т.д. [3].

Последствия таких аварий пагубно сказываются на окружающей среде.

8.2 Инженерные и организационные решения по обеспечению безопасности работ

Рабочим помещением является блок-бокс каркасно-панельного типа. Что обеспечивает штатные условия работы установленного оборудования, поддержание микроклимата и защиту от неблагоприятных воздействий окружающей среды. Существует возможность поддержания в рабочем помещении заданных температурных условий (от + 5 до + 40 °С) в холодных и жарких климатических районах при помощи системы поддержания микроклимата и за счет выбора рациональной толщины теплоизоляционного слоя в панелях стен, пола и крыши блок-бокса [15].

Установка для ввода противотурбулентной присадки в трубопровод располагается в республике Саха (Якутия) в Нерюнгринском районе. Климатический регион Ib (IV), где средняя температура воздуха зимних месяцев -41°С, среднегодовая температура равна -6,9 С°, среднегодовая влажность воздуха – 73 %, а средняя скорость ветра 1,3 м/с [9, 12].

Для поддержания оптимальных параметров воздушной среды вспомогательные и административно-бытовые помещения оснащены системами отопления и вентиляции.

8.3 Санитарные требования к помещению и размещению используемого оборудования

Производственный блок-бокс имеет длину 5200 мм, ширину – 3200 мм, высоту – 3900 мм. Блок-бокс разделен на два помещения: технологический отсек и отсек управления, которые разделяются между собой перегородкой и имеют отдельные входы, что обеспечивает пылегазонепроницаемость между ними [2].

В технологическом отсеке смонтировано технологическое оборудование и трубопроводы с арматурой и средствами контрольно-измерительных

приборов и автоматики (КИПиА), системы отопления, вентиляции и освещения. В отсеке управления размещена пусковая аппаратура всех электроприемников [2].

Оборудование установлено и скомпоновано так, чтобы обеспечить удобство рабочего процесса. Для прохода и проезда к БДР устроены специальные транспортные дорожки с твердым покрытием.

К вредным веществам производственного помещения можно отнести пары нефти и противотурбулентной присадки. Их содержание в воздухе рабочей зоны превышает нормы, поэтому перед выполнением работ производственное помещение необходимо проветрить в течение 20 минут.

Вентиляция – приточно-вытяжная, с механическим и естественным побуждением. Управление вентилятором осуществляется кнопочным постом, установленным снаружи блока. При повышении температуры внутри помещения свыше $+25^{\circ}\text{C}$ или при повышении загазованности выше нормы автоматически включается вентилятор. Отопление производственного помещения электрическое или водяное, поддерживаемая температура – не менее $+5^{\circ}\text{C}$ [1, 2].

При периодическом наблюдении за ходом производственного процесса коэффициент освещенности при верхнем или комбинированном совмещенном освещении должен быть равен 0,7. Освещенность проездов на территории предприятия должна быть не менее 2 лк, освещенность пешеходных дорожек – не менее 0,5 лк [19].

При работе необходимо применять индивидуальные средства защиты: респиратор РПГ-67 (или аналогичный), защитный костюм, резиновый фартук, резиновые сапоги, защитные очки типа Г. резиновые перчатки типа П, фильтрующий противогаз марки БКФ (при необходимости) [7].

8.4 Обеспечение безопасности технологического процесса

Пары нефти обладают выраженным действием на сердечнососудистую систему и на показатели крови (снижение содержания гемоглобина и эритроцитов), возможно поражение печени, нарушение деятельности эндокринных желез, поражают центральную нервную систему, вызывают острые и хронические отравления. При систематическом контакте кожи с нефтью происходит некроз тканей, экземы и пигментные дерматиты, при попадании в глаза – помутнение роговицы [13].

Контроль воздуха рабочей зоны осуществляется по: 2-Метилпропан-1-олу, углеводородам алифатическим предельным C1-10 (в пересчете на C) [24].

Максимальная разовая величина ПДК по 2-Метилпропан-1-олу составляет 10 мг/м^3 с 3-им классом опасности, а углеводородам алифатическим предельным C1-10 – $900/300 \text{ мг/м}^3$ с 4-ым классом опасности [4].

Для контроля газовой среды необходим стационарный газоанализатор.

В технологическом отсеке расположена пусковая аппаратура всех электроприемников установки. Электрооборудование и средства КИПиА имеют взрывозащищенное исполнение, а провода и кабели установлены с медными жилами. Используется переменный ток напряжением 380/220 В частотой 50 Гц [2].

8.5 Обеспечение взрывопожарной и пожарной безопасности

Категория производственного помещения по степени взрывопожароопасности – Б, так как содержатся легковоспламеняющиеся жидкости с температурой вспышки более $28 \text{ }^\circ\text{C}$, горючие жидкости в таком количестве, что могут образовывать взрывоопасные пылевоздушные или паровоздушные смеси, при воспламенении которых развивается расчетное избыточное давление взрыва в помещении, превышающее 5 кПа [15].

Возможной причиной появления очагов возгорания могут быть сбои в работе насосного оборудования, неисправность проводки и нарушение техники безопасности работниками.

При загорании реагента необходимо изолировать пожарную зону в радиусе 800 м, вызвать пожарную охрану, не приближаться к горящим емкостям. Охлаждать емкости холодной водой с максимального расстояния, тушить огонь с максимального расстояния мелко тонкораспыленной водой, химической, воздушно-механической пеной и другими средствами пожаротушения. Для тушения использовать песок, землю, кошму и другие подручные средства, огнетушители марки ОП, ОУ [7].

Первичные средства пожаротушения (порошковый, углекислотный огнетушители, песок), пожарное оборудование, инвентарь должны содержаться в полной исправности. Запрещается на территории БДР курение, применение любых источников огня. При отсутствии электроосвещения допускается пользоваться взрывобезопасными аккумуляторными фонарями. При ремонтных работах применять искробезопасный инструмент [22].

Не допускается скопление реагента, ветоши внутри или на территории установки; места загрязнений должны засыпаться и пропитываться сорбентом, песком, использованный обтирочный материал, удалять в специально отведенные места утилизации [22].

Для тушения очага возгорания внутри БДР использовать порошковый огнетушитель, песок, кошму, с позиции более 2-х метров от очага – углекислотный огнетушитель. При пожаре обесточенной установки использовать порошковые составы, тонко распыленную воду, химические пены. В качестве огнегасительных средств категорически запрещается подача компактных струй воды. Присутствует система сигнализации о пожаре [22].

При появлении любых неисправностей во время работы, в том числе пожарной опасности, необходимо в первую очередь обесточить БДР. Для тушения БДР под напряжением используют порошковый огнетушитель [7].

8.6 Обеспечение безопасности в аварийных и чрезвычайных ситуациях

Возможными аварийными ситуациями на установке являются:

- возникновение неконтролируемой утечки транспортируемой нефти в результате разрушения (разгерметизации) трубопровода, запорной арматуры;
- возникновение неконтролируемой утечки противотурбулентной присадки в результате разрушения (разгерметизации) трубопровода, запорной арматуры, насосного оборудования и т.д. [3].

Факторы аварийности магистральных нефтепроводов представлены в таблице 8.3 [13].

Таблица 8.3 – Факторы аварийности магистральных нефтепроводов

№ п/п	Группа факторов риска	Доля, %
1	Внешние антропогенные воздействия	20
2	Подземная коррозия	2
3	Атмосферная коррозия	2
4	Внутренняя коррозия	20
5	Качество производства труб и оборудования	15
6	Качество строительно-монтажных работ	15
7	Качество и сроки испытаний	5
8	Конструктивно-технологические факторы	5
9	Природные воздействия	10
10	Эксплуатационные факторы	6

БДР предназначен для непрерывного добавления противотурбулентной присадки к транспортируемой нефти. По технологической схеме расположен на

территории НПС после насосного цеха, относится ко второй группе гражданской обороны (ГО) [14].

Для периодического осмотра БДР необходимы четыре смены, в каждой из которых один оператор. Все 100 % работников обеспечены индивидуальными и медицинскими средствами защиты.

На территории предприятия находится склад горючесмазочных легковоспламеняющихся, взрывоопасных материалов и АЗС, которые являются источниками для образования вторичных факторов поражения.

Предприятие имеет электроснабжение от ЛЭП (имеется аварийный дизельный генератор), постоянный доступ к мобильной связи, стационарные сети тепло- и водоснабжения (вода из артезианских скважин).

Можно сделать вывод, что предприятие имеет достаточную устойчивость к чрезвычайным ситуациям.

8.7 Экологичность проекта

При возникновении аварийных разливов нефти возможны:

- загрязнение почвы на значительной территории (губятся гумусированные слои почвы);
- воздушная ударная волна при взрыве газовой среды;
- термическое воздействие пожара при возгорании вытекающей из трубопровода нефти;
- загазованность территории.

Оперативные действия при ликвидации аварийных разливов нефти:

- сообщить мастеру участка по обслуживанию нефтепровода (мастеру по добыче нефти и газа) об аварии;
- прекратить транспортировку нефти по трубопроводу; закрыть задвижки в начале и конце нефтепровода;
- вызвать аварийную бригаду;
- вызвать пожарную часть;

- принять меры к недопущению возгорания и растекания нефти;
- обозначить зону загазованности. Выставить в наиболее опасных местах посты для предупреждения проникновения в опасную зону людей, транспортных средств, животных;
- организовать сбор разлившейся нефти до максимально достижимого уровня, обусловленного техническими характеристиками используемых специальных технических средств;
- произвести размещение собранной нефти для последующей утилизации, исключающей вторичное загрязнение производственных объектов и объектов окружающей среды;
- произвести завершающие работы по ликвидации последствий разливов нефти, реабилитации загрязненных территорий. Эти операции проводить в соответствии с проектами (программами) рекультивации земель и восстановления водных объектов. Полученное положительное заключение государственной экологической экспертизы указывает на качество проведенных работ [13].

ЗАКЛЮЧЕНИЕ

В процессе написания дипломной работы для достижения поставленной цели решались следующие задачи:

- провести гидравлический расчет участка магистрального трубопровода без учета применения противотурбулентной присадки;
- провести гидравлический расчет участка магистрального трубопровода с учетом применения противотурбулентной присадки;
- сравнить результаты расчётов, тем самым, определить эффективность применения противотурбулентных присадок.

Все поставленные цели выполнены, но для получения более точного и расширенного результата необходимо продолжить исследования в данной области, создать действующую модель установки по вводу турбулентной присадки в нефтепровод, провести лабораторные испытания.

СПИСОК СОКРАЩЕНИЙ

БДР – блок дозирования реагента.

ВСТО – Восточная Сибирь – Тихий океан.

ГО – гражданская оборона.

КИПиА – контрольно-измерительные приборы и автоматика.

КПД – коэффициент полезного действия.

НПС – нефтеперекачивающая станция.

ОП – огнетушитель порошковый.

ОУ – огнетушитель углекислотный.

ПДК – предельно допустимая концентрация.

ПСП – приемо-сдаточный пункт.

ПТП – противотурбулентные присадки.

СИКН – система измерения количества и параметров качества нефти.

ЦРС – центральная ремонтная служба.

СПИСОК ИСПОЛЬЗОВАННЫХ ИСТОЧНИКОВ

1 Блок дозирования реагентов «ОЗНА-Дозатор» [Электронный ресурс] : сайт компании, занимающейся проектированием, изготовлением и сервисным обслуживанием нефтегазового оборудования // Компания «ОЗНА». – Режим доступа: <http://ozna.ru>.

2 Блоки дозирования реагентов [Электронный ресурс] : сайт компании, оказывающей комплекс сервисных услуг для строящегося, вводимого и уже находящегося в эксплуатации оборудования // Компания «ПромТехИнжиниринг». – Режим доступа: <http://pt-eng.ru>.

3 Борьба с потерями нефти и нефтепродуктов при их транспортировке и хранении / Ф. Ф. Абузова [и др.]. — М.: Недра, 1981. – 248 с.

4 ГН 2.2.5.1313-03 Предельно допустимые концентрации (ПДК) вредных веществ в воздухе рабочей зоны. – Введ. 30.05.2003. – Москва : Минздрав России, 2003. – 201 с.

5 ГОСТ 12.0.003-74 ССБТ Опасные и вредные производственные факторы. Классификация. - Введ. 01.01.1976. – Москва : ГКССМ СССР, 1976. – 5 с.

6 Данилов, А. М. Применение присадок в топливах для автомобилей: справ. изд. / А. М. Данилов. – Москва : Химия, 2000. – 232 с.

7 Инструкция по охране труда при эксплуатации блока реагента химического (БРХ), блока дозировки реагента (БДР) и установки дозирования химреагентов (УДХ) [Электронный ресурс] : учебные материалы для студентов – Режим доступа: <http://vunivere.ru>.

8 Коршак, А. А. Трубопроводный транспорт нефти, нефтепродуктов и газа : учебное пособие / А. А. Коршак, А. М. Нерчваль. – Уфа : ДизайнПолиграфСервис, 2005. – 516 с.

9 Мусияченко, Е. В. Безопасность жизнедеятельности : учеб.-метод. пособие для выполнения раздела «Безопасность и экологичность» выпускной

квалификационной работы/ Е. В. Мусияченко, А. Н. Минкин. – Красноярск : СФУ, 2016. – 47 с.

10 НПБ 105-03 Определение категорий помещений, зданий и наружных установок по взрывопожарной и пожарной опасности. – Введ. 01.08.2003. – Москва : МЧС России, 2003. – 31 с.

11 Пат. 89883 Российская Федерация, МПК F17D 3/12, F17D 1/16. Установка для ввода противотурбулентной присадки в трубопровод / Р. В. Нефедов, И. О. Иванов, К. Б. Федотов, В. Г. Митропольский (РФ). – № 2009130245/22; заявл. 06.08.2009; опубл. 20.12.2009, Бюл. № 13. – 5 с.

12 Погода и климат [Электронный ресурс] : сайт о погоде и климате регионов // Погода и климат. – Режим доступа: <http://www.pogodaiklimat.ru>.

13 Подавалов, Ю.А. Экология нефтегазового производства: монография / Ю.А. Подавалов. – Москва : Инфра-Инженерия, 2010. – 416 с.

14 Постановление Правительства РФ № 1149 О порядке отнесения территорий к группам по гражданской обороне. – от 03.10.1998 г. – Москва: правительство РФ, 1998. – 6 с.

15 Производство оборудования. Блок-бокс [Электронный ресурс] : сайт компании, выполняющей полный цикл работ по комплексной автоматизации объектов нефтегазовой отрасли// Компания «Спецэлектромеханика». – Режим доступа: <http://www.semgroup.ru>.

16 Противотурбулентная присадка M-FLOWTREAT [Электронный ресурс] : сайт производителя присадок // ООО «Миррико». – Режим доступа: <http://www.mirrico.ru>.

17 Самоленков, С. В. Обоснование энергосберегающих режимов работы нефтеперекачивающих центробежных насосов с регулируемым приводом : дис. ... канд. техн. наук : 25.00.19 / Самоленков Сергей Викторович. – Санкт-Петербург, 2014. – 145 с.

18 СП 12.13130.2009 Определение категорий помещений, зданий и наружных установок по взрывопожарной и пожарной опасности. – Введ. 25.05.2009. – Москва : МЧС РФ, 2009. – 35 с.

19 СП 52.13330.2011 Естественное и искусственное освещение. Актуализированная редакция СНиП 23-05-95. – Введ. 20.05.2011. – Москва : Министерство регионального развития РФ, 2011. – 75 с.

20 Типовые расчёты при проектировании и эксплуатации нефтебаз и нефтепроводов : учеб. пособие для ВУЗов / П. И. Тугунов, В. Ф. Йовосёлов, А. А. Коршак, А. М. Шаммазов. – Уфа : ДизайнПолиграфСервис, 2002. – 658 с.

21 Транснефть-восток [Электронный ресурс] : сайт компании, транспортирующей нефть // ООО «Транснефть – Восток». – Режим доступа: <http://vostoknefteprovod.transneft.ru>

22 Трубопроводный транспорт нефтепродуктов : учеб. пособие по вопросам теории расчета / И. Т. Ишмухаметов, С. Л. Исаев, М. В. Лурье, С. П. Макаров. – Москва : Нефть и газ, 1999. – 300 с.

23 Установка для дозированной подачи реагента. Руководство по эксплуатации. – Пермь : ОАО «ЭнергоРесурс», 2015. – 29 с.

24 Установка дозирования химреагентов УДХ.Э. Технические характеристики [Электронный ресурс] : сайт компании, занимающейся комплектацией и внедрением оборудования для автоматизации технологических процессов и энергосбережения // Компания «Электрон». – Режим доступа: <http://electron.nt-rt.ru>.

25 RU.77.01.34.008.E.000471.02.14 Свидетельство о государственной регистрации продукции. – Действ. с 13.02.2014. – Москва : ФБУЗ «Центр гигиены и эпидемиологии в городе Москве», 2014 – 2 с.