

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
« ____ » _____ 2016 г.

БАКАЛАВРСКАЯ РАБОТА

23.03.03 «Эксплуатация транспортно – технологических машин и комплексов»

Проектирование межпромыслового нефтепровода «УПН Сузун – ЦПС
Ванкорского месторождения»

| | | |
|--------------|----------------|-------------------|
| Руководитель | к.т.н., доцент | А. Н. Сокольников |
| Выпускник | | М. А. Вдеева |

Красноярск 2016

Продолжение титульного листа бакалаврской работы по теме:
«Проектирование межпромыслового нефтепровода «УПН Сузун – ЦПС
Ванкорского месторождения»

Консультанты по
разделам:

Экономическая часть

И.В. Шадрина

Безопасность жизнедеятельности

Е.В. Мусияченко

Нормоконтролер

О.Н. Петров

РЕФЕРАТ

Бакалаврская работа студента М.А. Вдеевой на тему «Проектирование межпромыслового нефтепровода «УПН Сузун – ЦПС Ванкорского месторождения» состоит из 68 страниц расчетно-пояснительной записки, 24 использованных источников, 6 листов графического материала, из них – 3 в виде чертежей и 3 – в виде плакатов.

Работа состоит в проектировании межпромыслового нефтепровода.

ОБЩАЯ ХАРАКТЕРИСТИКА РАЙОНА СТРОИТЕЛЬСТВА, ТЕХНОЛОГИЧЕСКАЯ ЧАСТЬ, РАСЧЕТНАЯ ЧАСТЬ, МЕТОДЫ СНИЖЕНИЯ ПОТЕРЬ НАПОРА В НЕФТЕПРОВОДЕ, БЕЗОПАСНОСТЬ И ЭКОЛОГИЧНОСТЬ, ЭКОНОМИЧЕСКАЯ ЧАСТЬ.

Цель работы: проектирование трассы нефтепровода и расстановка НПС на определенном участке.

Технологическая часть дипломного проекта содержит сведения о районе строительства нефтепровода, о подборе насосного оборудования, также приводится гидравлический расчет нефтепровода.

В разделе «Безопасность и экологичность проекта» приведен анализ вредных и опасных факторов, действующих на трубопроводчика линейного, а также указаны методы и средства защиты трубопроводчика от производственных опасностей.

В экономической части рассмотрены экономические проблемы транспорта нефти по межпромысловому нефтепроводу. На основе рассчитанных технологических показателей транспорта нефти определены объемы капитальных вложений и эксплуатационных затрат, приведены расчеты экономической эффективности инвестиций.

СОДЕРЖАНИЕ

| | |
|--|----|
| Введение..... | 6 |
| 1 Общая характеристика района строительства | 8 |
| 1.1 Климатическая характеристика района | 9 |
| 1.2 Рельеф..... | 10 |
| 1.3 Растительность | 11 |
| 2 Технологическая часть | 11 |
| 2.1 Конструктивная характеристика нефтепровода | 11 |
| 2.2 Характеристика перекачиваемой нефти | 12 |
| 3 Расчетная часть..... | 16 |
| 3.1 Определение плотности и вязкости перекачиваемой нефти при расчетной температуре | 17 |
| 3.2 Выбор насосного оборудования НПС и расчёт рабочего давления | 19 |
| 3.3 Определение толщины стенки трубопровода | 22 |
| 3.4 Проверка толщины стенки трубы нефтепровода | 24 |
| 3.5 Определение общих потерь напора и потерь напора на трение | 26 |
| 3.6 Определение объема резервуарного парка головной нефтеперекачивающей станции..... | 32 |
| 4 Методы снижения потерь напора в нефтепроводе..... | 35 |
| 4.1 Противотурбулентные присадки для снижения сопротивления течению | 35 |
| 4.2 Внутренние покрытия трубопроводов..... | 38 |
| 5 Безопасность и экологичность..... | 43 |
| 5.1 Анализ опасных и вредных производственных факторов..... | 43 |

| | |
|--|----|
| 5.2 Инженерные и организационные решения по обеспечению безопасности работ | 44 |
| 5.3 Санитарно-гигиенические требования к помещению и размещению используемого оборудования..... | 45 |
| 5.4 Обеспечение безопасности технологического процесса | 47 |
| 5.5 Обеспечение пожарной и взрывопожарной безопасности | 49 |
| 5.6 Обеспечение безопасности в аварийных и чрезвычайных ситуациях | 50 |
| 5.7 Экологичность проекта | 51 |
| 6 Экономическая часть | 52 |
| 6.1 Единовременные капитальные затраты на строительство межпромыслового нефтепровода «УПН Сузун» – «ЦПС Ванкорского месторождения». | 53 |
| 6.2 Эксплуатационные расходы на обслуживание межпромыслового нефтепровода «УПН Сузун» – «ЦПС Ванкорского месторождения»..... | 60 |
| 6.3 Основные технико-экономические показатели | 63 |
| Заключение | 65 |
| Список использованных источников | 66 |

ВВЕДЕНИЕ

Магистральный трубопроводный транспорт является важнейшей составляющей топливно-энергетического комплекса России. В стране создана разветвленная сеть магистральных нефтепроводов, нефтепродуктопроводов и газопроводов, которые проходят по территории большинства субъектов Российской Федерации.

Трубопроводный транспорт нефти имеет ряд преимуществ: возможность повсеместной укладки трубопровода, низкая себестоимость транспортировки, сохранность качества благодаря полной герметизации трубы, меньшая материалоемкость, полная автоматизация операций по наливу, перекачки, транспортировки и сливу, малочисленность обслуживающего персонала, непрерывность процесса перекачки, отсутствие отрицательного воздействия на окружающую среду.

Главной особенностью строительства трубопроводов является разнообразие природно-климатических и гидрологических характеристик местности вдоль трассы, что требует конструктивных и технологических решений при прокладке линейной части трубопроводов.

Нефтепровод «УПН Сузун – ЦПС Ванкорского месторождения» предназначен для транспорта нефти с Сузунского месторождения в центральный пункт сбора на Ванкорском производственном участке, затем в нефтепровод Ванкор – Пурпе и далее – в систему магистральных нефтепроводов.

Настоящий дипломный проект рассматривает проблемы проектирования межпромыслового нефтепровода в условиях Крайнего севера – многолетнемерзлых грунтов.

В технологическом разделе проекта произведен выбор способа прокладки нефтепровода, расчет диаметра и толщины стенки труб, гидравлический расчет нефтепровода, произведен подбор насосного оборудования, обеспечивающего

перекачку проектных объемов нефти, представлены проектные решения для нефтеперекачивающих станций и линейной части нефтепровода.

В разделе «Безопасность и экологичность проекта» приведен анализ вредных и опасных факторов, действующих на трубопроводчика линейного, а также указаны методы и средства защиты трубопроводчика от производственных опасностей.

В экономическом разделе произведен расчет годовых эксплуатационных затрат на обслуживание и единовременных капитальных вложений в строительство межпромыслового нефтепровода «УПН Сузун – ЦПС Ванкорского месторождения».

1 Общая характеристика района строительства

Трасса межпромыслового нефтепровода «УПН «Сузун – ЦПС Ванкорского месторождения» располагается в Большехетской впадине на севере Красноярского края за Полярным кругом на расстоянии 1,7 тыс км от г. Красноярска. Общая протяжённость трассы составляет 101 км.

В административном отношении трубопровод пересекает территории Таймырского Долгано-Ненецкого муниципального района и Туруханского района Красноярского края.

Земли, по которым проложена трасса, находятся вне границ действующих особо охраняемых природных территорий краевого значения.

На территории Таймырского Долгано-Ненецкого муниципального района в пределах лицензионного участка Сузунского месторождения, ООПТ местного значения не созданы, однако, на основании распоряжения Правительства РФ от 08.05.2009 г. № 631-р вся территория Таймырского Долгано-Ненецкого муниципального района является местом традиционного проживания и традиционной хозяйственной деятельности коренных малочисленных народов РФ. Также на территории Туруханского района по трассе межпромыслового нефтепровода ООПТ и ГПП местного значения отсутствуют.

Основными населенными пунктами, расположенными вблизи начала трассы трубопровода, являются города Дудинка, находящийся в 150 км северо-восточнее, Игарка, расположенный в 162 км юго-восточнее, а также посёлки Туруханск и Курейка.

На участке распространены негативные процессы: водно-эрозионные процессы, термокарст и солифлюкция, связанные с оттаиванием пород, сопровождаемые оттаиванием – термоэрозия, оврагообразование и обусловленные промерзанием – криогенное пучение, растрескивание и рост полигонально-жильных льдов.

1.1 Климатическая характеристика района

Территория трассы межпромыслового нефтепровода в целом расположена в средней части Азиатского материка в центральной области России и простирается от юго-западной окраины Долгано-Ненецкого национального округа Красноярского края до северо-западной части Туруханского района Красноярского края.

К северной строительно-климатической зоне относится вся трасса (км 0 – км 101) подрайону – I Б [1].

Расчетная зимняя температура наружного воздуха по МС Игарка:

- средняя температура наиболее холодной пятидневки – минус 49 °С;
- средняя температура наиболее холодных суток – минус 53 °С [1].

Нагрузки для данного района строительства:

- расчетное значение веса снегового покрова:
 - для VI района – 4,0 кПа;
- нормативное значение ветрового давления:
 - для IV района – 0,48 кПа [2].

Нормативная глубина сезонного промерзания грунтов для:

- суглинков – 2,7 м;
- песков – 3,5 м.

Нормативная глубина сезонного промерзания грунтов для:

- суглинков и супесей – 2,4 м;
- песков – 2,7 м.

По данным МС Игарка годовое количество жидких осадков в среднем равно 235 мм, твердых – 224 мм, смешанных – 62 мм.

Устойчивый снежный покров образуется в начале октября и разрушается в конце мая. Продолжительность его залегания в среднем составляет 240 дней. Снег залегает по территории неравномерно. На возвышенных открытых местах высота снежного покрова составляет всего несколько сантиметров. В то же время в оврагообразных понижениях высота его может достигать нескольких

метров. Наибольшая декадная высота снежного покрова 5 % обеспеченности равна 90 см.

Преобладающими ветрами на всей территории трассы нефтепровода являются ветры южного и юго-восточного направлений, которые наблюдаются в основном в зимний и переходные периоды года. В теплую часть года преобладают северные и северо-западные ветры. Максимальная из средних скоростей ветра по румбам за январь составляет 7,8 м/с, минимальная из средних скоростей ветра по румбам за июль составляет 4,4 м/с. Средняя годовая скорость ветра – 4,0 м/с. Сильный ветер (15 м/с и более) наблюдается 90 дней в году. Максимальные скорости ветра достигают 40 м/с и более. Чаще всего они наблюдаются зимой (ноябрь – февраль), реже – весной. В теплый период года наибольшие скорости ветра по своим значениям не превышают зимних.

1.2 Рельеф

По природному районированию территория трассы нефтепровода относится к заболоченным северо-восточной и северной частям Западно-Сибирской низменности.

В северо-восточной части изучаемой территории трассы господствует озерно-холмистая лесотундровая равнина, представляющая собой заболоченную местность, поверхность которой испещрена множеством озерков. Местами здесь встречаются гряды и холмы высотой до 100 м. Вся эта территория подвергалась зырянскому оледенению, следы которого хорошо сохранились в общем характере водноледниковых аккумулятивных форм рельефа.

Наиболее возвышенные и лучше дренируемые участки местности заняты участками редкостойных лесов (угнетенная лиственница сибирская, ель, береза). Широкие пойменные террасы заняты густыми зарослями кустарников высотой 1 – 1,5 м (иногда до 2,0 м), состоящими из ольхи, карликовой березки,

некоторых видов полярных ив, багульника, брусники. Пониженные элементы рельефа заняты мочажинами, гипно-осоковыми и пушицевыми болотами.

1.3 Растительность

По характеру растительности район относится к зоне тундры и лесотундры. Растительность представлена угнетенными лиственницами, елью, пихтами, березами, кустарниками и кустарничком. На плоских водоразделах – заболоченная тайга; на возвышенных сухих участках встречается сосна, в долинах рек и ручьев – кедр, ольха, береза, ива и разнообразный кустарник. Травянистая растительность представлена мхами и лишайниками.

На большей части территории трассы господствуют редкостойные сосновые или елово-лиственничные леса (с примесью березы), сопровождаемые моховыми и мохово-лишайниковыми болотами с участками густых зарослей из ерника по вогнутым склонам. Плоские слабодренированные равнины и понижения заняты обширными мерзлыми болотами со сфагновым покровом и шейхцерией в понижениях.

2 Технологическая часть

2.1 Конструктивная характеристика нефтепровода

В данном пункте содержатся технические сведения, представляющие коммерческую ценность.

2.2 Характеристика перекачиваемой нефти

В данном пункте содержатся технические сведения, представляющие коммерческую ценность.

3 Расчетная часть

Исходные данные для технологического расчета магистрального нефтепровода представлены в таблице 4.

Таблица 4 – Исходные данные

| Наименование показателя | Условное обозначение, единица измерения | Значение показателя |
|---|--|---------------------|
| Годовая (массовая производительность) | G_r , млн.т/год | 5,2 |
| Длина нефтепровода | L , км | 101 |
| Разность геодезических отметок | м | 20 |
| Плотность нефти при 20 °С | ρ_{293} , кг/м ³ | 825,6 |
| Кинематическая вязкость нефти при 20 °С | ν_{293} , мм ² /с | 10,5 |
| Кинематическая вязкость нефти при 0 °С | ν_{273} , мм ² /с | 21,8 |
| Расчетная температура нефти | $t_{расч}$, К | 274 |
| Коэффициент неравномерности перекачки | $k_{НП}$ | 1,1 |
| Категория трубопровода | | II |

3.1 Определение плотности и вязкости перекачиваемой нефти при расчетной температуре

Расчётная плотность при расчётной температуре определяется по формуле, кг/м³

$$\rho_T = \rho_{293} + \xi \cdot (293 - T), \quad (1)$$

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

ξ – температурная поправка, кг/(м³ · К);

T – расчетная температура нефти, К.

Температурная поправка определяется по формуле, кг/(м³ · К)

$$\xi = 1,825 - 0,001315 \cdot \rho_{293}, \quad (2)$$

где ρ_{293} – то же, что и в формуле (1).

$$\xi = 1,825 - 0,001315 \cdot 825,6 = 0,739 \text{ кг}/(\text{м}^3 \cdot \text{К}),$$

$$\rho_T = 835 + 0,739 \cdot (293 - 274) = 839,65 \text{ кг} / \text{м}^3.$$

Рассчитаем кинематическую вязкость нефти по формуле Вальтера

$$\lg \lg(v_T + 0,8) = A_v + B_v \cdot \lg T, \quad (3)$$

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

Постоянный коэффициент B_v определяется по формуле

$$B_v = \frac{\lg \left[\frac{\lg(v_2 + 0,8)}{\lg(v_1 + 0,8)} \right]}{\lg T_2 - \lg T_1}, \quad (4)$$

где ν_1 и ν_2 – вязкость нефти при температурах $T_1 = 273 \text{ K}$ и $T_2 = 293 \text{ K}$ соответственно.

$$B_v = \frac{\lg \left[\frac{\lg(10,5 + 0,8)}{\lg(21,8 + 0,8)} \right]}{\lg 293 - \lg 273} = \frac{\lg \left[\frac{\lg(11,3)}{\lg(22,6)} \right]}{\lg 293 - \lg 273} = \frac{\lg \frac{1,053}{1,354}}{\lg 293 - \lg 273} = \frac{-0,109}{0,0307} = -3,556.$$

Постоянный коэффициент A_v определяется по формуле

$$A_v = \lg \lg(v_1 + 0,8) - B_v \cdot \lg T, \quad (5)$$

$$A_v = \lg \lg(22,6) - (-3,556) \cdot \lg 273 = 8,795.$$

По формуле получаем

$$\nu_T + 0,8 = 10^{10^{(8,795 + (-3,556) \lg 274)}} = 21,76 \text{ мм}^2/\text{с},$$

$$\nu_T = 21,76 - 0,8 = 20,95 \text{ мм}^2/\text{с}.$$

3.2 Выбор насосного оборудования НПС и расчёт рабочего давления

Выбор насосного оборудования нефтеперекачивающих станций производится исходя из расчётной часовой производительности нефтепровода, определяемой по формуле

$$Q = \frac{G_{\Gamma} \cdot k_{НП}}{24 \cdot N_p \cdot \rho} \cdot 10^9, \quad (6)$$

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

$k_{НП}$ – коэффициент неравномерности перекачки;

N_p – число суток работы нефтепровода в течении года;

ρ – то же, что и в формуле (1).

$$Q = \frac{5,2 \cdot 1,1}{24 \cdot 357 \cdot 839,65} \cdot 10^9 = 795,1 \text{ м}^3 / \text{ч}.$$

В соответствии с расчётной часовой производительностью выбираем магистральный насос НМ 1250-260 со сменным ротором на подачу 0,7 от номинальной и подпорный насос НПВ 1250-60, справочные данные которых приведены в таблице 5.

Таблица 5 – Справочные данные по насосам типа НМ и НПВ

| Типоразмер насоса | Ротор | $H_0, \text{ м}$ | $10^6 \cdot b, \text{ ч}^2 / \text{м}^5$ | D_{BX} | D_2 | n_s |
|-------------------|-------|------------------|--|----------|-------|-------|
| НМ 1260-260 | 0,7 | 216,4 | 40,9 | 353 | 418 | 62 |
| НПВ 1250-60 | - | 69,2 | 10,6 | 408 | 500 | 116 |

Задаваясь значениями диаметров рабочих колёс насосов определим напоры, развиваемые насосами при расчётной производительности перекачки. Для этого воспользуемся уравнением напорной характеристики насоса

$$H = H_0 + a \cdot Q - b \cdot Q^2, \quad (7)$$

где H_0 – потенциальный напор, м;

a и b – эмпирические коэффициенты, соответственно ч/м² и ч²/м⁵;

Q – подача насоса, м³/ч.

Напор магистрального и подпорного насоса составит:

$$H_M = 216,4 - 40,9 \cdot 10^{-6} \cdot 795,1^2 = 190,54 \text{ м},$$

$$H_{II} = 69,2 - 10,6 \cdot 10^{-6} \cdot 795,1^2 = 62,5 \text{ м}.$$

По напорным характеристикам насосов вычисляем рабочее давление, МПа

$$p = \rho \cdot g (H_{II} + m_M \cdot H_M) \cdot 10^{-6} \leq p_{\text{доп}}, \quad (8)$$

где g – ускорение свободного падения, м/с²;

H_{II}, H_M – соответственно напоры, развиваемые подпорным и магистральным насосами при расчётной производительности нефтепровода, м;

m_M – число работающих магистральных насосов нефтеперекачивающей станции;

$p_{\text{доп}}$ – допустимое давление, для диаметра $D_H = 530 \text{ мм}$, равное 6,1 Мпа;

ρ – то же, что и в формуле (1).

$$p = 839,65 \cdot 9,81(62,5 + 3 \cdot 190,54) \cdot 10^{-6} \leq 6,1,$$

$$p = 5,22 \leq 6,1.$$

Условие выполняется, следовательно, магистральный насос НМ 1250-260 и насос НПВ 1250-60, представленные на рисунках 1 – 2, подходят для перекачки нефти.



Рисунок 1 – Насос НМ 1250-260



Рисунок 2 – Насос НПВ 1250-60

3.3 Определение толщины стенки трубопровода

Для сооружения межпромыслового нефтепровода примем трубы стальные прямошовные, повышенной эксплуатационной надежности Челябинского трубного завода, изготавливаемые по ТУ 14-3Р-04-94 марки 12Г2СБ (временное сопротивление на разрыв стали $\sigma_{сп} = 510$ МПа, коэффициент надёжности по материалу $K_1 = 1,4$).

Расчетную толщину стенки трубопровода определяют по формуле

$$\delta = \frac{n_1 \cdot p \cdot D_H}{2(n_1 \cdot p + R_1)}, \quad (9)$$

где p – рабочее давление, МПа;

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:

$$R_1 = R_{H1} \cdot \frac{m_o}{k_1 \cdot k_H}, \quad (10)$$

где R_{H1} – нормативное сопротивление растяжению (сжатию) металла труб и сварных соединений, определяемое из условия работы на разрыв, равное минимальному пределу прочности $\sigma_{сп}$;

m_o – коэффициент условий работы трубопровода, $m_o = 0,825$ для трубопроводов I и II категорий;

k_1 – коэффициент надежности по материалу;

k_H – коэффициент надежности по назначению трубопровода, зависящий от его диаметра, для $D_H < 1000$ мм $k_H = 1,1$.

$$R_1 = 510 \cdot \frac{0,825}{1,4 \cdot 1,1} = 273,2 \text{ МПа.}$$

Расчётное значение толщины стенки трубопровода по формуле

$$\delta = \frac{1,1 \cdot 5,22 \cdot 0,530}{2(1,1 \cdot 5,22 + 273,2)} = 5,5.$$

Полученное значение округляем в большую сторону до стандартного значения и принимаем толщину стенки равной $\delta = 7$ мм.

Внутренний диаметр нефтепровода по формуле

$$D_{BH} = D_H - 2\delta. \tag{11}$$

где D_H – то же, что и в формуле (9);

δ – то же, что и в формуле (9).

$$D_{BH} = 530 - 2 \cdot 7 = 516 \text{ мм} = 0,516 \text{ м.}$$

3.4 Проверка толщины стенки трубы нефтепровода

Абсолютные значения максимального положительного и максимального отрицательного температурных перепадов определяются по формулам

$$\Delta T_{(+)} = \frac{\mu \cdot R_1}{\alpha \cdot E}, \quad (12)$$

$$\Delta T_{(-)} = \frac{R_1 \cdot (1 - \mu)}{\alpha \cdot E}, \quad (13)$$

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

E – модуль упругости металла, $E = 2,06 \cdot 10^5 \text{ МПа}$;

μ – коэффициент Пуассона, $\mu = 0,3$;

R_1 – то же, что и в формуле (10).

$$\Delta T_{(+)} = \frac{0,3 \cdot 273,2}{12 \cdot 10^{-6} \cdot 2,06 \cdot 10^5} = 33,2 \text{ град},$$

$$\Delta T_{(-)} = \frac{273,2 \cdot (1 - 0,3)}{12 \cdot 10^{-6} \cdot 2,06 \cdot 10^5} = 77,4 \text{ град}.$$

К дальнейшему расчету принимаем большую из величин
 $\Delta T_{(-)} = 77,4 \text{ град}$.

Находим величину продольных осевых сжимающих напряжений по формуле

$$\sigma_{IP.N} = -\alpha \cdot E \cdot \Delta T + 0,3 \cdot \frac{n_1 \cdot p \cdot D_{BH}}{\delta}, \quad (14)$$

где α – то же, что и в формуле (12);

E – то же, что и в формуле (12);

ΔT – то же, что и в формуле (13);

n_1 – то же, что и в формуле (9);

p – то же, что и в формуле (8);

D_{BH} – то же, что и в формуле (11);

δ – то же, что и в формуле (9).

$$\sigma_{IP.N} = -12 \cdot 10^{-6} \cdot 2,06 \cdot 10^5 \cdot 77,4 + 0,3 \cdot \frac{1,1 \cdot 5,22 \cdot 0,516}{0,007} = -64,3 \text{ МПа.}$$

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

$$\psi_1 = \sqrt{1 - 0,75 \cdot \left(\frac{|\sigma_{IP.N}|}{R_1}\right)^2} - 0,5 \cdot \frac{|\sigma_{IP.N}|}{R_1}, \quad (15)$$

где $\sigma_{IP.N}$ – то же, что и в формуле (14);

R_1 – то же, что и в формуле (10).

$$\psi_1 = \sqrt{1 - 0,75 \cdot \left(\frac{|-64,3|}{273,2}\right)^2} - 0,5 \cdot \frac{|-64,3|}{273,2} = 0,861.$$

Уточним толщину стенки нефтепровода по следующей формуле

$$\delta = \frac{n_1 \cdot p \cdot D_H}{2(n_1 \cdot p + \psi_1 \cdot R_1)}, \quad (16)$$

где n_1 – то же, что и в формуле (9);

p – то же, что и в формуле (8);

D_H – то же, что и в формуле (9);

ψ_1 – то же, что и в формуле (15);

R_1 – то же, что и в формуле (10).

$$\delta = \frac{1,1 \cdot 5,22 \cdot 530}{2(1,1 \cdot 5,22 + 0,861 \cdot 273,2)} = 6,3 \text{ мм.}$$

Зная значение номинальной толщины стенки, выбираем из представленного ряда ЧТПЗ трубы со значением 9 мм.

Пересчитав внутренний диаметр нефтепровода по формуле (11), получаем

$$D_{BH} = 530 - 2 \cdot 9 = 512 \text{ мм} = 0,512 \text{ м.}$$

3.5 Определение общих потерь напора и потерь напора на трение

Секундный расход нефти и ее средняя скорость определяется по следующим формулам

$$Q_c = \frac{Q}{3600}, \quad (17)$$

где Q – то же, что и в формуле (6).

$$v = \frac{4 \cdot Q_c}{\pi \cdot D_{BH}^2}, \quad (18)$$

где Q_c – то же, что и в формуле (17);

D_{BH} – то же, что и в формуле (11).

$$Q = \frac{795,1}{3600} = 0,22 \text{ м}^3 / \text{с},$$

$$v = \frac{4 \cdot 0,22}{\pi \cdot 0,512^2} = 1,073 \text{ м/с}.$$

Определим число Рейнольдса с целью определения режима течения нефти:

$$Re = \frac{v \cdot D_{BH}}{\nu_T}, \quad (19)$$

где v – то же, что и в формуле (18);

D_{BH} – то же, что и в формуле (11);

ν_T – то же, что и в формуле (3).

$$Re = \frac{1,073 \cdot 0,512}{20,95 \cdot 10^{-6}} = 26223.$$

При $Re < 2320$ 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 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:

$$\text{Re}_1 = \frac{10}{\varepsilon} \text{ и } \text{Re}_2 = \frac{500}{\varepsilon}, \quad (20)$$

где ε – относительная шероховатость труб, выраженная через эквивалентную шероховатость $K_{\text{э}}$ и внутренний диаметр нефтепровода D_{BH} :

$$\varepsilon = \frac{K_{\text{э}}}{D_{\text{BH}}}. \quad (21)$$

Условия существования зон трения.

Гидравлически гладкие трубы: $2320 < \text{Re} < \text{Re}_1$, при этом коэффициент гидравлического сопротивления

$$\lambda = \frac{0,3164}{\text{Re}^{0,25}}, \quad (22)$$

Поскольку мы имеем сварные стальные новые трубы, то эквивалентная шероховатость труб составляет $K_{\text{э}} = 0,075$. В этом случае относительная шероховатость труб равна:

$$\varepsilon = \frac{0,075}{512} = 1,465 \cdot 10^{-4}.$$

Теперь необходимо определить, в какой зоне трения течет жидкость. Определим граничные значения Re (Re_1 и Re_2)

$$\text{Re}_1 = \frac{10}{1,465 \cdot 10^{-4}} = 68266,$$

$$Re_2 = \frac{500}{1,465 \cdot 10^{-4}} = 3413333.$$

Видно, что выполняется условие $2320 < Re < Re_1$, так как $2320 < 68266 < 3413333$, то течение нефти происходит в зоне гидравлически гладких труб и коэффициент гидравлического сопротивления вычисляем по формуле (22):

$$\lambda = \frac{0,3164}{26223^{0,25}} = 0,025.$$

Гидравлический уклон в нефтепроводе определяем по формуле

$$i = \frac{\lambda}{D_{BH}} \cdot \frac{v^2}{2 \cdot g}, \quad (23)$$

где λ – то же, что и в формуле (22);

v – то же, что и в формуле (18);

D_{BH} – то же, что и в формуле (11);

g – то же, что и в формуле (8).

$$i = \frac{0,025}{0,512} \cdot \frac{1,073^2}{2 \cdot 9,81} = 0,00286.$$

В соответствии с нормами проектирования магистральные нефтепроводы протяженностью более 600 км делятся на эксплуатационные участки, длиной от 400 до 600 км. Соответственно их число составляет

$$N_{\text{Э}} = \frac{L}{(400 \dots 600)}, \quad (24)$$

где L – длина трубопровода.

В нашем случае $L = 101$ км, поэтому:

$$N_{\text{Э}} = \frac{101}{400} = 0,25 \approx 1.$$

На станциях, расположенных на границе эксплуатационных участков, вместимость резервуарного парка должна составлять 0,3...0,5 суточной пропускной способности трубопровода.

Следовательно, конечный напор H_{KH} , необходимый для закачки нефти в резервуары, будет использован $N_{\text{Э}}$ раз.

Конечный напор обычно принимают $H_{KH} = 30$ м.

Полные потери напора в трубопроводе будут равны

$$H = 1,02 \cdot i \cdot L + \Delta z + N_{\text{Э}} \cdot H_{KH}, \quad (25)$$

где Δz – разность геодезических отметок конца z_K и начала z_H трубопровода.

$$H = 1,02 \cdot 0,00286 \cdot 101 \cdot 10^3 + 20 + 1 \cdot 30 = 344,5 \text{ м.}$$

Станции, расположенные на границах эксплуатационных участков, являются как бы головными для своих участков. Поэтому на них устанавливаются подпорные насосы, развивающие суммарный напор $N_{\text{Э}} \cdot H_{KH}$. Следовательно, суммарный напор, развиваемый насосными станциями

нефтепровода, складывается из напора, развиваемого всеми подпорными насосами «головных» насосных станций $N_{\text{Э}} \cdot H_{\text{П}}$ и суммарного напора станций, т.е.:

$$H = N_{\text{Э}} \cdot H_{\text{П}} + n \cdot H_{\text{СТ}}, \quad (26)$$

где $H_{\text{СТ}}$ – расчетный напор одной станции;

$H_{\text{П}}$ – напор подпорного насоса, $H_{\text{П}} = 62,5 \text{ м}$.

$N_{\text{Э}}$ – число эксплуатационных участков;

n – число насосных станций.

$$H_{\text{СТ}} = m_{\text{М}} \cdot H_{\text{М}}, \quad (27)$$

где $m_{\text{М}}$ – то же, что и в формуле (8);

$H_{\text{М}}$ – напор магистрального насоса.

$$H_{\text{СТ}} = 3 \cdot 190,54 = 571,6 \text{ м}.$$

В магистральном трубопроводе устанавливается такой расход Q , при котором суммарный развиваемый напор равен полным потерям напора в трубопроводе.

Соответственно, уравнение баланса напоров имеет вид

$$N_{\text{Э}} \cdot H_{\text{П}} + n \cdot H_{\text{СТ}} = 1,02 \cdot i \cdot L_{\text{T}} + \Delta z + N_{\text{Э}} \cdot H_{\text{КП}}. \quad (28)$$

Из формулы следует, что расчетное число насосных станций равно

$$n = \frac{1,02 \cdot i \cdot L + \Delta z + N_{\text{Э}} \cdot (H_{\text{КП}} - H_{\text{П}})}{H_{\text{СТ}}} = \frac{H - N_{\text{Э}} \cdot H_{\text{П}}}{H_{\text{СТ}}}, \quad (29)$$

где i – то же, что и в формуле (23);

L – длина трубопровода, км;

Δz – то же, что и в формуле (25);

$N_{\text{Э}}$ – то же, что и в формуле (24);

$H_{\text{КП}}$ – конечный напор, м;

$H_{\text{П}}$ – то же, что и в формуле (7);

$H_{\text{СТ}}$ – то же, что и в формуле (27);

H – то же, что и в формуле (26).

В нашем случае:

$$n = \frac{344,5 - 1 \cdot 62,5}{571,63} = 1 \text{ шт.}$$

Получаем одну НПС на нашем участке.

3.6 Определение объема резервуарного парка головной нефтеперекачивающей станции

Резервуарные парки на нефтеперекачивающих станциях представляют собой комплекс резервуаров связанных между собой трубопроводами, предназначенных для обеспечения нефтеперекачивающих станций необходимой емкостью, а также для выполнения технологических операций приема, хранения и откачки нефтепродуктов.

Суммарный полезный объем резервуарного парка головной НПС принимают в размере трехсуточной производительности нефтепровода.

В нашем случае суточный объем перекачки $Q_{сут}$, $м^3/сут$ составляет

$$Q_{сут} = 24 \cdot Q, \quad (30)$$

где Q – то же, что и в формуле (6).

$$Q_{сут} = 24 \cdot 795,1 = 19082,4 \text{ м}^3/сут.$$

Необходимый максимальный объем резервуарного парка составляет:

$$V_{РП} = 19082,4 \cdot 3 = 57247,2 \text{ м}^3.$$

Количество резервуаров n , *шт* определяется по формуле

$$n = \frac{V_{РП}}{V_n}, \quad (31)$$

где $V_{РП}$ – полезный объем резервуарного парка с нефтепродуктом, $м^3$;

V_n – полезный объем одного резервуара, $м^3$.

Для резервуара с понтоном объемом 20000 м^3 , полезный объем составляет 15800 м^3 .

$$n = \frac{57247,2}{15800} = 3,62 \approx 4 \text{ шт.}$$

Принимаем для резервуарного парка резервуары с понтоном объемом 20000 м^3 в количестве 4 *шт*.

Фактический объем резервуарного парка $V_{факт}$, $м^3$ определяем по формуле

$$V_{факт} = V_n \cdot n, \quad (32)$$

где V_n – полезный объем одного резервуара, $м^3$;

n – количество резервуаров, шт.

$$V_{факт} = 15800 \cdot 4 = 63200 \text{ м}^3.$$

Неиспользованный объем резервуарного парка V_n , $м^3$ определяем по формуле

$$V_n = V_{факт} - V_{РП}, \quad (33)$$

где $V_{факт}$ – то же, что и в формуле (32);

$V_{РП}$ – то же, что и в формуле (31).

$$V_n = 63200 - 57247,2 = 5852,8 \text{ м}^3$$

Неиспользованный объем в процентном отношении определяется

$$V_n = \frac{V_{факт} - V_{РП}}{V_{РП}} \leq 10\%, \quad (34)$$

где $V_{факт}$ – то же, что и в формуле (32);

$V_{РП}$ – то же, что и в формуле (31).

$$V_n = \frac{63200 - 57247,2}{57247,2} = 9,22 \leq 10\%$$

Условие выполняется.

4 Методы снижения потерь напора в нефтепроводе

При добыче и перекачке нефти, нефтепродуктов, одной из наиболее острых проблем, остается снижение пропускной способности трубопроводных систем и увеличение энергозатрат на дальнейшую перекачку нефти.

К факторам, влияющим на снижение пропускной способности, относятся потери напора на трение и местные потери, которые возникают на поворотах труб, в местных сужениях или расширениях, тройниках, вентилях, задвижках и др. Потери напора отражают потерю полной энергии потока при движении жидкости.

4.1 Противотурбулентные присадки для снижения сопротивления течению

Одним из способов повышения пропускной способности нефтепроводов и увеличения общей энергоэффективности трубопроводного транспорта является использование противотурбулентных присадок (ПТП). Присадки воздействуют на турбулентность в пристенной области нефтепровода и обуславливают возникновение эффекта Томса, который проявляется в аномальном снижении гидравлического сопротивления турбулентного потока за счет того, что макромолекулы присадки, имеющие линейную форму, разворачиваясь по направлению потока, гасят турбулентные пульсации и способствуют росту толщины вязкого подслоя у внутренней стенки трубы. При этом происходит общее снижение степени турбулентности потока и вблизи от оси трубы.

В связи с тем, что область турбулентности, в которой проявляется эффект Томса, особенно при относительно малых числах Рейнольдса, в настоящее время не определяется с достаточной точностью, эффективность действия присадки в каждом конкретном случае должна определяться эмпирическим путем.

Добавки, снижающие сопротивление течению, представляют собой углеводородные полимеры высокой молекулярной массы. Их вводят в трубопроводы в количестве всего несколько грамм на тонну, при этом снижение коэффициента гидравлического сопротивления потока происходит на 30 – 50 % [9].

Использование добавок такого рода обеспечивает эффективную и экономичную эксплуатацию в случаях [10, 11]:

- желательного увеличения пропускной способности без применения труб большого диаметра, что экономически не оправдывается;
- затруднения применения труб большого диаметра вследствие географических осложнений и других особенностей окружающей среды;
- необходимости быстрого улучшения пропускной способности в ситуациях, когда применение труб большего сечения физически неосуществимо из-за недостатка времени;
- необходимости временного повышения пропускной способности, например, на таких месторождениях, пиковая производительность которых продолжается всего 2 – 3 года, или в случаях, когда потребность в дополнительной пропускной способности появляется только в определенный сезон или вообще нерегулярно;
- невозможности выделения капитальных затрат на дополнительное строительство;
- эксплуатации трубопроводных систем при максимальном рабочем давлении. Применение добавок может способствовать уменьшению капиталовложений, необходимых для проведения работ по повышению предела рабочего давления в трубопроводе. Добавки позволяют эксплуатировать трубопровод с более высоким расходом перекачиваемой жидкости и при

неизменном давлении.

- ограничения по производительности перекачивающего оборудования (например, насосного). Применение добавок позволяет уменьшить затраты, которые понадобились бы для установки дополнительного насосного оборудования, т. е. трубопровод работает с повышенным расходом на том же насосном оборудовании.

Использование добавок позволяет снизить рабочее давление в трубопроводе при перекачке жидкости с заданным расходом, а это существенная экономия энергетических затрат.

Добавки, снижающие сопротивление течению, уменьшают уровень турбулентности в трубопроводе, не реагируют с его внутренней поверхностью, не меняют свойства перекачиваемого углеводорода.

Эффективное воздействие добавки оказывают, если не растворяются в перекачиваемой жидкости и не разрушаются в турбулентном потоке.

Обусловленная трением потеря напора, или гидравлическое торможение, возникает вследствие сопротивления, которое поток жидкости встречает при контакте с твердой поверхностью, например, со стенкой трубы. Как правило, образуются потоки двух видов: ламинарный и турбулентный. Наблюдаемые в ламинарном потоке потери давления на трение нельзя изменить, не изменив физические свойства жидкости. Поскольку существующие ПТП не меняют свойства жидкости, они эффективны только в условиях турбулентного потока. В большинстве нефтепроводов наблюдается турбулентный режим потока, и поэтому современные ПТП очень хорошо действуют в таких нефтепроводах.

В турбулентном потоке молекулы жидкости перемещаются хаотично, что приводит к напрасной потере значительной части энергии в вихревых потоках и иное беспорядочное движение. Работа ПТП заключается во взаимодействии молекул полимера с турбулентным потоком жидкости [12].

Для понимания принципа действия противотурбулентных присадок, снижающих степень турбулентности потока, необходимо сначала описать структуру турбулентного потока в трубопроводе. На рисунке 4 отображен

типичный турбулентный поток в трубопроводе, состоящий из трех частей. В самом центре потока находится турбулентное ядро. Оно занимает наибольшее пространство и охватывает большую часть жидкости в трубе. В его зоне возникают вихревые потоки и хаотическое движение молекул. Непосредственно у стенки трубопровода течет ламинарный промежуточный слой. Здесь поперечное движение жидкости происходит полосами. Между ламинарным слоем и турбулентным ядром находится буферная зона.

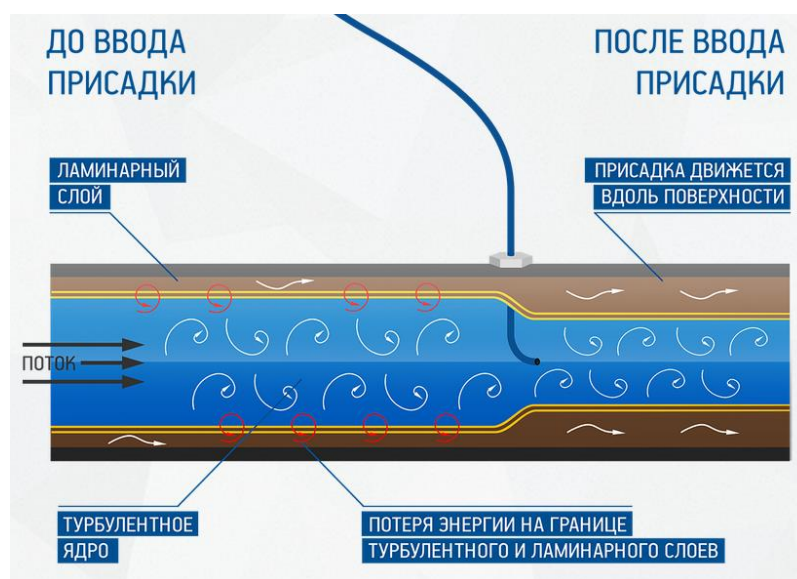


Рисунок 4 – Действие противотурбулентных присадок при турбулентном режиме потока

4.2 Внутренние покрытия трубопроводов

Внутреннее покрытие труб должно обладать высокими защитными свойствами, обеспечивающими сохранность ее на период транспортировки, хранения и монтажа, а также иметь высокую долговечность в процессе эксплуатации.

При внутренней изоляции труб в стационарных заводских или базовых условиях имеется возможность использования современных технологий и оборудования для очистки, нагрева и изоляции труб, проведения

последовательного пооперационного технологического контроля и контроля качества готовой продукции, что обеспечивает высококачественное нанесение на трубы различных покрытий.

Технологический процесс внутренней изоляции труб – это комплекс последовательных законченных операций, включающий: предварительный нагрев, сушку труб (при необходимости термо-обезжиривание); очистку внутренней поверхности с созданием необходимого рельефа; технологический нагрев труб до заданной температуры (при необходимости); нанесение защитного покрытия (необходимого по технологии количества слоев) и их отверждение; контроль качества защитного покрытия; ремонт мест повреждений покрытия.

Обязательное и качественное выполнение каждой операции гарантирует высокое качество внутреннего покрытия труб с наилучшими для конкретного материала свойствами.

Внутренние полимерные покрытия трубопроводов по назначению можно разделить на антикоррозионные и гладкостные.

Антикоррозионные покрытия применяются для внутренней изоляции труб, транспортирующих коррозионно-агрессивные среды. В нефтегазовой промышленности к таким средам относятся водонефтегазовые эмульсии, пластовая вода, обратная вода системы поддержания пластового давления. При движении коррозионно-агрессивных жидкостей возникает общая и локальная коррозия. Скорость общей коррозии составляет порядка 0,01 – 0,4 мм/год, скорость локальной коррозии может достигать 1,5 – 6 мм/год. Коррозионная агрессивность значительно повышается с появлением в продукции скважин сероводорода, как продукта жизнедеятельности сульфатовосстанавливающих бактерий. Коррозионные разрушения стальных трубопроводов приводят к большим материальным потерям и ухудшению экологической обстановки в районах нефтедобычи вследствие порывов труб.

Применение внутренних покрытий труб дает ряд преимуществ: увеличение срока службы трубопроводов; увеличение пропускной способности

трубопроводов; снижение парафинообразований на стенках трубопроводов и облегчение процесса очистки (расходы на очистку уменьшаются примерно на 75 %); повышение надежности трубопроводов и снижение ежегодных эксплуатационных расходов.

Считается, что увеличение срока службы трубопровода на 1 % окупает затраты на нанесение внутреннего покрытия труб.

Для создания долговечной внутренней изоляции труб большое значение имеет правильный подбор изоляционного материала и соблюдение технологического процесса нанесения внутреннего покрытия труб.

Существующие технологические процессы внутренней изоляции труб предусматривают применение в качестве изоляционных материалов порошковых полимеров и лакокрасочных материалов, как жидких с содержанием растворителей более 30 %, так и высоковязких с содержанием растворителей ниже 30 % (ЛКМ с высоким сухим остатком) и материалов, не содержащих растворители.

Применение порошковых полимеров и лакокрасочных материалов с высоким сухим остатком позволяет улучшить санитарно-гигиенические условия труда, получать практически беспористые покрытия с более высокими защитными и физико-механическими свойствами, сократить производственный цикл окраски за счет возможности нанесения однослойного покрытия для получения требуемой толщины, сократить невозвратимые потери материала при нанесении по сравнению с лакокрасочными материалами, содержащими растворитель. Отсутствие выбросов паров растворителя делает производство экологически более чистым. При сравнении покрытий на основе порошковых полимеров и лакокрасочных материалов с высоким сухим остатком предпочтение отдается последним, т.к. технологический процесс нанесения покрытия из порошковых полимеров является более энергоемким и взрывоопасным.

Критериями выбора покрытий для внутренней изоляции труб являются условия эксплуатации трубопровода, защитные и технологические свойства

покрытий. По всем параметрам наиболее подходящими для внутренней изоляции труб являются лакокрасочные материалы на основе эпоксидных, модифицированных эпоксидных и фенолформальдегидных смол. Из порошковых полимеров широко применяются покрытия на основе эпоксидных порошковых материалов, нанесенных по фенольному праймеру. Толщина антикоррозионных покрытий, как правило, составляет 300 – 500 мкм.

Гладкостные покрытия применяют, как правило, на магистральных нефте- и газопроводах при транспортировке неагрессивных продуктов. Использование гладкостных покрытий имеет ряд преимуществ: более быстрый и легкий ввод в действие трубопроводов (труба с покрытием во время хранения и монтажа не подвергается коррозии; ускоряется процесс сушки трубопровода после гидравлических испытаний); ликвидируется дорогостоящий и длительный процесс очистки трубопровода от грязи и ржавчины перед вводом в эксплуатацию; экономия энергозатрат на перекачку и сжатие в процессе эксплуатации трубопровода; обеспечение чистоты транспортируемого продукта; значительное снижение ежегодных эксплуатационных расходов на запорную арматуру (клапаны много чаще выходят из строя, требуют ремонта и замены при транспортировке газа, загрязненного продуктами коррозии); улучшенный режим движения нефти. Турбулентность потока значительно снижается при наличии внутреннего покрытия труб, что ведет к снижению критических состояний, определяемых режимом движения газа; значительное снижение капитальных затрат за счет возможности уменьшения диаметра трубопровода, обусловленной повышением его пропускной способности.

Для придания гладкости внутренней поверхности трубопровода при транспортировке некоррозионноактивных продуктов достаточно нанести тонкопленочное покрытие с толщиной сухой пленки 50 – 75 мкм. Нанесение обычно производится методами распыления по предварительно очищенной поверхности.

Одним из ключевых факторов, определяющих эффективность применения гладкостных покрытий, является шероховатость поверхности.

Основные требования к тонкопленочному внутреннему покрытию касаются в основном таких параметров, как эластичность, ударная прочность и адгезия. Покрытие должно быть стойким к влажности, распылению соли, кислотному конденсату. Обязательным требованием является стойкость к блистерингу, т.е. покрытие не должно пузыриться при быстром сбросе давления.

В качестве гладкостных покрытий могут использоваться покрытия на основе жидких эпоксидных лакокрасочных материалов, содержащих растворитель.

На сегодняшний день существует два направления в области заводской внутренней изоляции труб:

- 1) нанесение внутренних «гладкостных» антифрикционных покрытий;
- 2) нанесение внутренних антикоррозионных покрытий.

Основное назначение внутренних антифрикционных покрытий – снижение шероховатости внутренней поверхности труб и увеличение пропускной способности трубопроводов. В соответствии с требованиями СТО Газпром 2-2.2-180-2007 толщина внутренних антифрикционных покрытий должна составлять от 60 до 150 мкм, а шероховатость – не более 13 – 15 мкм. Длина концевых неизолированных концевых участков труб должна составлять (40 ± 10) мм. Внутреннее «гладкостное» покрытие должно обладать эластичностью, высокой адгезией к стали, быть устойчивым к длительному воздействию воды, растворителя, солевого тумана, к изменению давления газа (покрытие не должно пузыриться при быстром сбросе давления).

Основные производители и поставщики изоляционных материалов для «гладкостных» покрытий – фирмы «E. Wood» («3M»), «Sika Deutschland GmbH» (ООО «Амвит»), «Hempel», «Tuboscope Vetco».

5 Безопасность и экологичность

В настоящее время самым экономически целесообразным видом транспорта является трубопроводный.

Однако при нарушении правил техники безопасности нефтепровод может стать источником техногенных аварий, приводящих к загрязнению окружающей среды, пожарам, разрушениям, гибели людей, значительным материальным потерям.

Проблема своевременного и достоверного прогнозирования, предупреждения и ликвидации последствий ЧС на трубопроводном транспорте является актуальной.

5.1 Анализ опасных и вредных производственных факторов

Межпромысловый нефтепровод, протяженностью 101 км, находится на севере Красноярского края на территории Таймырского Долгано-Ненецкого АО и Туруханского района.

Рабочим местом трубопроводчика линейного является открытая площадка линейной части нефтепровода, где происходит выполнение монтажных и восстановительных работ с использованием сварки; ревизия и ремонт задвижек и кранов; демонтаж и установка контрольно-измерительных приборов; продувка и опрессовка участков трубопровода и монтажных узлов, монтаж переходов, захлестов и катушек, а также другие виды работ.

При обслуживании линейной части нефтепровода трубопроводчик может быть подвержен воздействию следующих опасных и вредных факторов:

- повышенная или пониженная температура поверхностей оборудования, материалов (ожоги);
- повышенная или пониженная температура воздуха рабочей зоны (обморожение, солнечные и тепловые удары);
- повышенный уровень напряжения в электрической цепи;

- повышенный уровень давления в технологическом оборудовании и трубопроводах;

- пожаро- и взрывоопасность;

- токсичное воздействие на организм человека (токсичные пары и газы).

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.

Основными аварийными и чрезвычайными ситуациями являются пожар, взрыв, токсический выброс, а также утечка продукта через разрывы, свищи, трещины и другие повреждения оборудования.

Причинами аварийных ситуаций чаще всего являются:

- наружная и внутренняя коррозия;

- механические повреждения;

- производственный дефект труб;

- брак сварки.

В результате аварий на магистральных трубопроводах окружающей среде наносится серьезный экологический ущерб. При разрушении нефтепровода возникают механические повреждения природного ландшафта и рельефа, нарушение целостности почвенно-растительного покрова, что приводит к большим экономическим потерям.

5.2 Инженерные и организационные решения по обеспечению безопасности работ

Проектируемый объект располагается на севере Красноярского края. Работы выполняются на открытом воздухе круглый год в дневное время суток, независимо от температурного режима и осадков.

Климат местности достаточно суров. Зима длинная морозная с сильными ветрами и высокой влажностью, длится около 8 месяцев, абсолютная минимальная температура воздуха холодного периода года достигает -57°C . Средняя месячная относительная влажность воздуха наиболее холодного месяца 74 %. Лето короткое и прохладное. Абсолютная максимальная температура воздуха, $+32^{\circ}\text{C}$, средняя месячная относительная влажность воздуха наиболее теплого месяца 70 %. Из-за многолетней мерзлоты почва перенасыщена влагой, поэтому там много озер и болот. Среднегодовая температура воздуха $-9,4^{\circ}\text{C}$ [1].

Для выполнения планового обслуживания трасс магистральных нефтепроводов предусматривается линейная эксплуатационная служба (ЛЭС). Одна ЛЭС обслуживает участок трассы нефтепровода протяженностью 200 – 250 км, а в районах с участками трассы, проходящими по труднодоступным местам (по болотам, в горной местности) 80 – 100 км. Техническое обслуживание и наблюдение за магистральными нефтепроводами и сооружениями на трассе предусматривается с использованием подъездных дорог и вдоль трассовых проездов, с применением высокопроходимой техники и воздушного транспорта.

Поскольку проектируемый объект находится в северной климатической зоне, поэтому в холодный период года предусмотрены перерывы в работе персонала и пункты обогрева, располагаемые с интервалом 30 – 40 км у мест установки линейных задвижек [13].

5.3 Санитарно-гигиенические требования к помещению и размещению используемого оборудования

Все участки линейной части нефтепровода обеспечены возможностью вдольтрассового проезда и подъезда к любой точке магистрального нефтепровода для выполнения профилактических, ремонтных и аварийных работ.

Все объекты ЛЧ МН оборудованы ограждениями, исключающими возможность доступа посторонних лиц, а также имеют информационные и предупреждающие знаки. Трасса трубопровода обозначается опознавательными знаками, устанавливаемыми в пределах прямой видимости, но не реже, чем через 500 м, и на углах поворота. Места пересечения трубопроводов с судоходными и сплавными реками, а также каналами обозначаются на берегах сигнальными знаками [14]. Предупредительными знаками должны быть обозначены линейные задвижки, краны, вантузы и другие элементы трубопровода выступающие над поверхностью земли.

Для нормальной работы персонала в производственных помещениях МН освещенность должна быть не менее 30 лк. Общее освещение территории осуществляется прожекторами с газоразрядными лампами высокого давления, установленными на прожекторных мачтах. Линейная часть нефтепровода должна освещаться в местах задвижек и запорной арматуры, переходов, проездов и др. местах обслуживания нефтепровода. Освещенность таких мест составляет не менее 2 лк [15].

Для переносного освещения во взрывопожароопасных зонах должны применяться только взрывобезопасные аккумуляторные фонари группы II [13].

Объекты ЛЧ МН должны быть оснащены инженерно-техническими средствами охраны, а также охранным освещением не менее 5 лк на высоте 0,5 м от земли [14].

Для трубопроводчика линейного предусмотрены санитарно-бытовые помещения и выдача спецодежды, спецобуви, средств индивидуальной защиты (СИЗ):

- костюм или плащ брезентовый;
- ботинки кожаные, сапоги кирзовые или сапоги резиновые;
- рукавицы брезентовые.

Зимой дополнительно:

- куртка и брюки хлопчатобумажные на утепляющей прокладке (в I, II, III поясах);

- костюм зимний с пристегивающейся утепляющей прокладкой (в IV и особом поясах);

- валенки [16].

5.4 Обеспечение безопасности технологического процесса

В таблице 6 представлены ПДК и классы опасности некоторых веществ, входящих в состав нефти, паров нефти и веществ, участвующих в технологических процессах хранения и транспортировки углеводородов [17].

Таблица 6 – Характеристики углеводородов

| Наименование веществ | ПДК мг/м ³ | Класс опасности |
|----------------------|-----------------------|-----------------|
| Метан | 300 | 4 |
| Пропан | 300 | 4 |
| Бутан | 300 | 4 |
| Бензол | 5 | 2 |
| Метанол | 5 | 3 |
| Окислы азота | 5 | 2 |
| Метилмеркаптан | 0,8 | 2 |
| Серная кислота | 1 | 2 |
| Толуол | 50 | 3 |
| Сероводород | 10 | 2 |
| Ртуть | 0,01 | 1 |

Пары нефти относятся к веществам со слабо выраженным токсическим действием, поражают, главным образом, центральную нервную систему вызывая наркотическое опьянение. Признаками отравления парами нефти являются: головокружение, сухость во рту, головная боль, тошнота,

повышенное сердцебиение, общая слабость, а в больших дозах может произойти остановка дыхания от удушья.

Наиболее опасными отравляющими свойствами обладают нефти, содержащие значительное количество сернистых соединений, и особенно сероводород, оксиды серы и азота [8].

Для контроля воздушной среды на содержание вредных веществ необходимо использовать экспрессный метод химического анализа с помощью переносного универсального газоанализатора [17].

Электрооборудование, эксплуатируемое на магистральных нефтепроводах, должно быть изготовлено во взрывозащищенном исполнении [14].

К системе электроснабжения МН относятся кабельные воздушные линии электропередач, трансформаторные подстанции и стационарные электростанции. Электроснабжение ЛЧ МН осуществляется от воздушных линий, подключение к которым сторонних потребителей не допускается.

Здания и сооружения МН, оборудование должны быть защищены от прямых ударов молнии, ее вторичных проявлений и статического электричества. Необходимо использовать заземляющие устройства электрооборудования и электроустановок. Части, подлежащие заземлению, должны быть присоединены к заземляющему устройству отдельным проводником. Переходное сопротивление соединений (сварных или болтовых) не должно превышать 0,05 Ом [14].

Для защиты от статического электричества все металлическое оборудование, относящееся к одному сооружению, должно представлять собой непрерывную электрическую цепь, которая должна быть присоединена к заземляющему устройству в начале сети, в конце сети и иметь дополнительное заземление через каждые 200 – 300 м [14].

5.5 Обеспечение пожарной и взрывопожарной безопасности

Пожары на объектах МН являются, как правило, следствием аварий, которые могут произойти по различным причинам, таким как коррозионные повреждения, дефекты труб и сварных швов, нарушение правил эксплуатации, внешние воздействия и др. Так же причинами пожаров могут являться несоблюдение правил пожарной безопасности, курение в неполюженном месте.

Нефть относится к ЛВЖ категории пожаровзрывоопасных веществ, температура самовоспламенения нефтей от 222 до 256 °С. В таблице 7 для нефти и ее составляющих приведены значения нижнего и верхнего концентрационного предела (НКПР и ВКПР) и предельно-допустимая взрывобезопасная концентрация (ПДВК) [18].

Таблица 7 – Характеристики горючих веществ

| Наименование вещества | Диапазон взрываемости | | | | ПДВК | |
|--------------------------|-----------------------|------|-------------------------------|--------|-------|-------------------|
| | По объему (%) | | По массе (мг/м ³) | | % об. | Мг/м ³ |
| | НКПР | ВКПР | НКПР | ВКПР | | |
| Нефть | 1,4 | 6,5 | 42000 | 195000 | 0,07 | 2100 |
| Метан | 5 | 15,7 | 33000 | 104000 | 0,25 | 1650 |
| Этан | 2,9 | 15 | 36000 | 186000 | 0,15 | 1800 |
| Пропан | 2,2 | 9,5 | 38000 | 164000 | 0,11 | 1900 |
| Бутан | 1,8 | 9,1 | 45000 | 227500 | 0,09 | 2250 |
| Бензол | 1,4 | 8,11 | 45000 | 261000 | 0,07 | 2250 |
| Окись углерода | 12,5 | 75 | 74000 | 444000 | 0,63 | 3700 |
| Сероводород | 4,2 | 46 | 60000 | 657000 | 0,22 | 3000 |

Все объекты МН должны быть оборудованы телефонной и радиосвязью, а также автоматической пожарной сигнализацией, для оперативного вызова дополнительных сил и средств в случае пожара.

Здания, сооружения и другие объекты МН подлежат защите автоматическими установками пожаротушения (АУПТ) и автоматическими установками пожарной сигнализации (АУПС).

На всех объектах МН предусмотрены первичные средства пожаротушения: огнетушители; ящики для песка; бочки для воды; ведра; щиты; шкафы и инвентарь [20].

5.6 Обеспечение безопасности в аварийных и чрезвычайных ситуациях

Для исключения аварийных ситуаций на МН используют различные средства и новые технологии.

Для гашения колебаний давления, вибрации и гидроударов применяют стабилизаторы давления. Для проверки состояния трубопроводов, их элементов и деталей, назначают периодические ревизии, проводят гидравлические испытания на прочность давлением воды. Специальные лаборатории дефектоскопии и анализа металлов проводят ультразвуковой контроль толщины стенки труб и деталей трубопровода, контроль состояния сварных швов (визуальный, магнитографический, радиографический метод), рентгеноконтроль, капиллярный контроль [22].

В результате возможных чрезвычайных ситуаций на МН могут возникнуть следующие поражающие факторы:

- механическое воздействие вследствие разлета осколков, зона действия поражающего фактора 30 м;
 - термическое воздействие при пожаре прилива, зона действия 140 м;
 - барическое воздействие ударной волны при взрыве, зона действия 5 м
- [23].

Для защиты персонала на случай ЧС все работники обеспечиваются индивидуальными и медицинскими средствами защиты.

5.7 Экологичность проекта

На объектах магистральных нефтепроводов необходимо предусматривать мероприятия по охране атмосферного воздуха от загрязнения:

- оборудование резервуаров понтонами, плавающими крышами и установками по улавливанию паров легких фракций (УЛФ);

- уменьшение количества разъемных соединений, применение сварных соединений в технологических трубопроводах, 100 % контроль сварных швов физическими методами;

- сбор утечек в закрытые дренажные емкости;

- обеспечение работы насосных станций по схеме «из насоса в насос»;

- применение в качестве топлива в котельных природного или попутного газа для снижения выбросов вредных веществ в атмосферу, использование рекуператоров и экономайзеров, обеспечение регулирования соотношения «воздух-топливо»;

- назначение высоты дымовых труб для обеспечения уровня приземных концентраций загрязняющих веществ, не превышающих ПДК для населенных мест, утвержденных Минздравом РФ [13].

Охрана водоемов от загрязнения сточными водами от НПС и других объектов нефтепровода должна осуществляться путем:

- использования новых видов оборудования без потребления воды;

- сокращения сброса сточных вод в водоемы и уменьшения концентрации вредных веществ в сбрасываемых стоках;

- утилизации уловленной нефти путем закачки ее в нефтепровод или в топливные резервуары;

- устройства обвалований из грунтов с содержанием глинистых частиц или устройства глиняных замков, других противодренирующих устройств, когда обвалование сооружается из дренирующих грунтов;

- вывоза выделенных при очистке воды твердых отходов с территории НПС в места, согласованные с органами Минприроды и Госсанэпиднадзора;

- уменьшения концентрации вредных веществ до предельно-допустимых путем применения совершенных средств очистки;

- водоотведения, выполненного в соответствии с нормативными требованиями к охране поверхностных и подземных вод от загрязнения;

- устройства проволочных ограждений по железобетонным столбам открытых емкостных сооружений (пруды-отстойники, биологические пруды, пруды-испарители, шламонакопители, аварийные амбары и др.) [13].

При проектировании МН необходимо предусмотреть мероприятия по восстановлению земельных участков, использованию плодородного слоя почвы, охране недр, растительного и животного мира:

- обоснование способов и объемов снятия и хранения плодородного слоя почвы, нанесение плодородного слоя почвы на восстанавливаемые участки;

- восстановление водосборных канав, дренажных систем, снегозадерживающих сооружений и дорог после окончания строительных или ремонтных работ;

- восстановление земельных участков и приведение их в состояние, пригодное для использования по назначению;

- проведение защитных мероприятий по исключению опасных экзогенных процессов (эрозия, карст, оползни, суффозия и др.);

- проведение мероприятий по защите животного мира [13].

6 Экономическая часть

В экономической части дипломного проекта необходимо рассчитать стоимость затрат (единовременных и эксплуатационных) на строительство межпромыслового нефтепровода «УПН Сузун» – «ЦПС Ванкорского месторождения».

6.1 Единовременные капитальные затраты на строительство межпромыслового нефтепровода «УПН Сузун» – «ЦПС Ванкорского месторождения».

Стоимость работ определяется локальным сметным расчетом с применением индексов изменения сметной стоимости на I квартал 2016 года.

К единовременным капитальным вложениям относятся: стоимость составления проекта, выполнение СМР (в том числе: заработная плата машинистов и основных рабочих, страховые взносы и взносы за страхование от несчастных случаев на производстве (СНСП) к фонду оплаты труда (ФОТ)

Единовременные капитальные вложения на строительство объекта рассчитываются по формуле

$$EKB_{\text{объекта}} = C_{\text{проекта}} + C_c + CB, \quad (35)$$

где $EKB_{\text{объекта}}$ – единовременные капитальные вложения, тыс. руб;

$C_{\text{проекта}}$ – стоимость проектных работ;

C_c – сметная стоимость строительства (в том числе: СМР с выделением ФОТ, стоимости оборудования и материалов, потребных для осуществления строительства), тыс. руб.;

CB – страховые взносы, тыс.руб.

Объемы инвестиций в транспорт нефти с Сузунского месторождения включают в себя затраты на строительство магистрального трубопровода и головной нефтеперекачивающей станции.

Капитальные вложения определены на основе сметного расчета и приведены в таблице 8.

Таблица 8 – Капитальные вложения на строительство магистрального трубопровода

| Наименование | Сумма, млн. руб. |
|---|---------------------|
| Капитальные вложения с НДС, всего: | 4487,61 |
| Капитальные вложения без НДС, всего: | 3803,06 |
| в том числе: | |
| - капитальные вложения по сметному расчету: | 2234,86 |
| Линейный трубопровод | 536,4 |
| Оборудование (головной НПС и линейной части трубопровода) | 1031,8 |

В капитальных вложениях в полный комплекс затрат, кроме вышеназванных, при расчете эффективности учтены затраты по налогу на добавленную стоимость (НДС) в размере 18 %, предусмотренные главой 21 «Налог на добавленную стоимость» Налогового кодекса РФ. Этот налог компенсируется после ввода в действие основных фондов.

При определении стоимости основных производственных фондов из суммы капитальных вложений исключены возвратные суммы и затраты по объектам, которые в последующем не нужны для нормальной эксплуатации проектируемого объекта, но могут использоваться в других отраслях хозяйства страны [24].

Нефтепровод «УПН Сузун» – «ЦПС Ванкорского месторождения» диаметром 530 мм, с толщиной стенки 9 мм, имеет длину 101 км. Трубы для нефтепровода используются стальные прямошовные, повышенной эксплуатационной надежности Челябинского трубопрокатного завода, изготавливаемые по ТУ 14-3Р-04-94, из стали класса прочности К56. Один метр трубы имеет вес 116,79 кг, следовательно, на весь нефтепровод нам понадобится 12 тысяч тонн. Стоимость линейной части нефтепровода приведена в таблице 9.

Таблица 9 – Стоимость труб Челябинского трубопрокатного завода

| Марка стали | Поставщик | Масса труб, тыс.тонн | Цена 1 т трубы, с НДС, руб | Стоимость с НДС, млн.руб. |
|-------------|---------------------|----------------------|----------------------------|---------------------------|
| K56 | ЧТПЗ ТУ 14-3Р-04-94 | 12 тыс.т | 52784 | 632,97 |

К оборудованию ГНПС можно отнести насосные агрегаты, узлы учета нефти с фильтрами, узел регулирования давления, устройства приема и пуска очистных устройств и поточных средств диагностики, а также системы смазки, вентиляции, энергоснабжения, автоматики, и т.п. На линейной части нефтепровода используются узлы запорной арматуры с электроприводом.

Таблица 10 – Состав основного оборудования

| № п/п | Наименование | Кол-во | Цена без НДС, тыс. руб. | Стоимость без НДС, тыс. руб. |
|-------|---------------------------------|--------|-------------------------|------------------------------|
| 1 | Камера СОД | 4 | 14 675,54 | 58702,16 |
| 2 | Блок узла учета нефти | 1 | 132 437,70 | 132 437,70 |
| 3 | Магистральный насос НМ 1250-260 | 3 | 47 965,70 | 143897,1 |
| 4 | Подпорный насос НПВ 1250-60 | 1 | 35 976, 2 | 35 976, 2 |

Окончание таблицы 10

| № п/п | Наименование | Кол-во | Цена без НДС, тыс. руб. | Стоимость без НДС, тыс. руб. |
|--------|--|--------|-------------------------|------------------------------|
| 5 | Резервуарное оборудование (для 4х резервуаров) | | 112 065, 8 | 112 065, 8 |
| 6 | Узел регулирования давления | 1 | 112 154,20 | 112 154,20 |
| 7 | Системы водо- и теплоснабжения | 1 | 54 879,70 | 54879,7 |
| 8 | Системы пожаротушения | 1 | 72 765, 3 | 72 765, 3 |
| 9 | Узлы запорной арматуры с электроприводом | 16 | 12 543,40 | 200694,4 |
| 10 | Прочее | | | 329 021,30 |
| Итого: | | | | 1031786,56 |

Потребность в трудовых ресурсах по выполняемому проекту выполнена с учетом принятых в данной работе технических решений, а также рассчитана по «Нормативам численности рабочих и нормам обслуживания оборудования нефтегазодобывающих управлений «Главтюменнефтегаза». Фонд оплаты труда определен по фактической среднемесячной заработной плате работников на предприятиях НК «Роснефть».

Удаленность месторождения от центра расселения персонала и связанные в связи с этим значительные затраты времени на служебные пассажироперевозки вахтового персонала, должны компенсироваться

максимальным приближением мест приложения труда в районе ведения работ, а также высокой комфортностью проживания в вахтовом комплексе [24].

В таблице 11 приводится численность персонала, занимающегося строительством и обслуживанием межпромыслового нефтепровода, фонд оплаты труда и другие социальные показатели.

Таблица 11 – Численность персонала и ФОТ, занимающегося строительством межпромыслового нефтепровода «УПН Сузун» – «ЦПС Ванкорского месторождения».

| Показатели | Количество работающих, чел. | |
|--|-----------------------------|-----------|
| | всего | в 1 вахту |
| Количество рабочих: | 1686 | 843 |
| В том числе: | | |
| - промышленно - производственный персонал: | 1546 | 773 |
| Средняя заработная плата в месяц, тыс. руб: | 64 | 64 |
| ФОТ, млн. руб. | 107,9 | 53,9 |
| Страховые взносы от заработной платы, млн.руб. | 32,37 | 16,2 |
| Выплаты за производственный травматизм и профессиональный риск, млн. руб | 0,647 | 0,32 |

В соответствии с российским законодательством работодатель обязан производить страховые взносы, базой для расчета которых является фонд оплаты труда.

Ставка для расчета выплат в 2016 году составляет 30 %, в которые входят;

22 % – в пенсионный фонд;

2,9 % – в фонд социального страхования;

5,1 % – в фонд обязательного медицинского страхования;

$$CB = \Phi OT \cdot 0,3 \quad (36)$$

$$CB = 107900 \cdot 0,3 = 32370 \text{ тыс.руб}$$

Из страховых взносов в пенсионный фонд поступит:

$$CB_{\Pi} = 107900 \cdot 0,22 = 23738 \text{ тыс.руб}$$

Из страховых взносов в фонд социального страхования поступит:

$$CB_C = 107900 \cdot 0,029 = 3129,1 \text{ тыс.руб}$$

Из страховых взносов фонд обязательного медицинского страхования поступит:

$$CB_M = 107900 \cdot 0,051 = 5502,9 \text{ тыс.руб}$$

Распределение страховых взносов представлено в таблице 12.

Таблица 12 – Распределение страховых взносов по внебюджетным фондам

| Наименование статьи | Сумма, тыс. руб. |
|---|------------------|
| Пенсионный фонд | 23738 |
| Фонд социального страхования | 3129,1 |
| Территориальный фонд обязательного медицинского страхования | 5502,9 |
| Итого | 32370 |

Рассчитаем выплаты за производственный травматизм и профессиональный риск. База для расчета выплат за производственный

травматизм и профессиональный риск – фонд заработной платы. Ставка зависит от класса профессионального риска предприятия. Ставка платежей – 0,6 %.

$$V_{\text{травм.}} = \text{ФОТ} \cdot 0,6\% \quad (37)$$

$$V_{\text{травм.}} = 107900 \cdot 0,6\% = 647,4 \text{ тыс.руб}$$

Сведем все единовременные затраты на строительство и межпромыслового нефтепровода «УПН Сузун» – «ЦПС Ванкорского месторождения» в таблицу 13.

Таблица 13 – Единовременные капитальные вложения в строительство межпромыслового нефтепровода «УПН Сузун» – «ЦПС Ванкорского месторождения»

| № | Наименование вложений | Сумма, млн.руб. |
|-------|--|-----------------|
| 1 | Проектные работы | 5,6 |
| 2 | Общестроительные работы (за вычетом фонда оплаты труда) | 3803,06 |
| 3 | Фонд оплаты труда | 107,9 |
| 4 | Страховые взносы | 32,37 |
| 5 | Выплаты за производственный травматизм и профессиональный риск | 0,647 |
| Итого | | 3949,58 |

Таким образом, на строительство межпромыслового нефтепровода длиной 101 км и ГНПС необходимо 3949,58 млн. руб. Финансирование проекта будет осуществляться за счет собственных средств акционеров.

6.2 Эксплуатационные расходы на обслуживание межпромыслового нефтепровода «УПН Сузун» – «ЦПС Ванкорского месторождения»

Расчеты эксплуатационных затрат на обслуживание трубопровода выполнены по технологическим и стоимостным показателям с учетом всех отчислений налогов и сборов в бюджеты различных уровней, отнесение которых на себестоимость предусмотрено соответствующими Законами и Постановлениями Правительства России.

Расходы, образующие себестоимость добычи нефти, сгруппированы в соответствии с их экономическим содержанием по следующим элементам: материальные затраты, затраты на оплату труда, социальные выплаты, амортизация основных фондов, прочие затраты.

Годовой фонд оплаты труда определен с использованием фактических данных в НК «Роснефть» о среднемесячной заработной плате обслуживающего персонала и приведен в таблице 14.

Таблица 14 – Расчет годового фонда оплаты труда обслуживающего персонала

| Должность | Количество | Оклад, руб. | Районный коэффициент 70% от оклада, руб. | Северная надбавка 50% от оклада, руб. | Итого за месяц за одного работника, руб. | Годовой фонд основной заработной платы, руб. |
|----------------------------|------------|-------------|--|---------------------------------------|--|--|
| ИТР | 25 | 40 000 | 28000 | 20000 | 88 000 | 52,8 |
| Трубопроводчик линейный | 20 | 20000 | 14000 | 10000 | 44 000 | 21,12 |
| Слесарь – электромонтажник | 8 | 25000 | 17500 | 12500 | 55 000 | 10,56 |

Окончание таблицы 14

| Должность | Количество | Оклад, руб. | Районный коэффициент 70% от оклада, руб. | Северная надбавка 50% от оклада, руб. | Итого за месяц на одного работника, руб. | Годовой фонд основной заработной платы, руб. |
|-----------------------|------------|-------------|--|---------------------------------------|--|--|
| Сварщик | 6 | 30000 | 21000 | 15000 | 66 000 | 9,504 |
| Оператор ТУ | 20 | 25000 | 17500 | 12500 | 55 000 | 26,4 |
| Слесарь-ремонтник НПО | 10 | 20000 | 14000 | 10000 | 44 000 | 10,56 |
| Итого: | 89 | х | х | х | х | 130,944 |

Размер отчислений на страховые взносы принят в соответствии с Федеральным закон от 24.07.2009 № 212-ФЗ, в редакции с 29.12.2015 года.

Амортизационные отчисления рассчитаны линейным методом, в статье «амортизационные отчисления» отражена амортизация вновь вводимых основных производственных фондов, их расчет представлен в таблице 15.

Таблица 15 – Расчет годовых амортизационных отчислений по оборудованию

| № п/п | Наименование | Стоимость без НДС, тыс. руб. | Срок эксплуатации, лет | Годовая норма амортизации, % | Сумма амортизационных отчислений, тыс. руб. |
|-------|-----------------------|------------------------------|------------------------|------------------------------|---|
| 1 | Камера СОД | 58702,16 | 15 | 6,6667 | 3913,47 |
| 2 | Блок узла учета нефти | 132 437,70 | 20 | 5 | 6621,8 |

Окончание таблицы 15

| № п/п | Наименование | Стоимость без НДС, тыс. руб. | Срок эксплуатации, лет | Годовая норма амортизации, % | Сумма амортизационных отчислений, тыс. руб. |
|--------|--|------------------------------|------------------------|------------------------------|---|
| 3 | Магистральный насос НМ 1250-260 | 143897,1 | 15 | 6,6667 | 9593,14 |
| 4 | Подпорный насос НПВ 1250-60 | 35 976, 2 | 15 | 6,6667 | 2398,2 |
| 5 | Резервуарное оборудование (для 4х резервуаров) | 112 065, 8 | 15 | 6,6667 | 7470,3 |
| 6 | Узел регулирования давления | 112 154,20 | 15 | 6,6667 | 7476,9 |
| 7 | Системы водо- и теплоснабжения | 54879,7 | 20 | 5 | 2743,9 |
| 8 | Системы пожаротушения | 72 765, 3 | 15 | 6,6667 | 4850,5 |
| 9 | Узлы запорной арматуры с электроприводом | 200694,4 | 25 | 4 | 8027,7 |
| 10 | Прочее | 329 021,30 | 20 | 5 | 16 451,07 |
| Итого: | | | | | 69 547,3 |

Затраты на текущий ремонт оборудования принимается в размере 5 % от стоимости оборудования.

Кроме этого учтены плата за загрязнение окружающей среды, плата за землю.

Оценка эксплуатационных затрат проведена в динамике транспорта нефти по элементам расходов, представляющих собой материальные и денежные затраты на транспорт товарной нефти.

Расчет эксплуатационных затрат на обслуживание трубопровода приведен в таблице 16.

Таблица 16 – Годовые эксплуатационные затраты на обслуживание трубопровода

| Эксплуатационные затраты | Сумма, млн. руб. |
|---------------------------------------|------------------|
| Фонд оплаты труда | 130,94 |
| Отчисления от ФОТ | 39,3 |
| Амортизация | 69,547 |
| Ремонтный фонд: | |
| - текущий | 39,4 |
| Прочие | 206,7 |
| Земельный налог | 1,5 |
| Плата за предельно-допустимые выбросы | 15,6 |
| Итого эксплуатационные расходы | 502,9 |

6.3 Основные технико-экономические показатели

Финансирование проекта планируется осуществить за счет собственных средств акционеров.

Основные технико-экономические показатели проекта приведены в таблице 17.

Таблица 17 – Основные технико–экономические показатели строительства межпромыслового нефтепровода «УПН Сузун» – «ЦПС Ванкорского месторождения»

| Наименование показателей | Единица измерения | Показатель |
|---|-------------------|------------|
| Мощность нефтепровода | млн.т /год | 5,2 |
| Протяженность нефтепровода | км | 101,00 |
| Диаметр нефтепровода | мм | 530 |
| Количество перекачивающих станций, всего: | шт. | 1 |
| Численность обслуживающего персонала | чел. | 89 |
| Капитальные вложения в объекты производственного назначения | | |
| (в текущих ценах, с НДС), всего: | млн. руб. | 4487,6 |
| (в текущих ценах, без НДС), всего: | млн. руб. | 3803,06 |
| в том числе: | | |
| - стоимость оборудования | млн. руб. | 1031,8 |
| - стоимость трубопровода | млн. руб. | 536,4 |
| Годовые эксплуатационные расходы | млн. руб. | 502,9 |

Проект строительства межпромыслового нефтепровода «УПН Сузун» – «ЦПС Ванкорского месторождения» является социально значимым, призван увеличить добычу Ванкорского кластера.

ЗАКЛЮЧЕНИЕ

В ходе выполнения выпускной квалификационной работы был спроектирован межпромысловый нефтепровод, соединяющий Сузунское и Ванкорское месторождения, с соблюдением всех строительных норм и климатических условий.

Выполнен расчет основных характеристик перекачиваемой нефти, определены конструктивные особенности нефтепровода. Исходя из расчетной часовой производительности, произведен подбор насосного оборудования НПС и приняты к установке магистральный насос НМ 1250-260 и подпорный насос НПВ 1250-60.

СПИСОК ИСПОЛЬЗОВАННЫХ ИСТОЧНИКОВ

- 1 СП 131.13330.2012 Строительная климатология. Актуализированная редакция СНиП 23-01-99*. – Введ. 01.01.2013. – Москва, 2013.
- 2 СП 20.13330.2011 Нагрузки и воздействия. Актуализированная редакция СНиП 2.01.07-85*. – Введ. 20.05.2011. – Москва, 2011.
- 3 Типовые расчеты при проектировании и эксплуатации нефтебаз и нефтепроводов: учебное пособие для ВУЗов / П. И. Тугунов, В. Ф. Новоселов, А. А. Коршак, А. М. Шаммазов. – Уфа: Дизайн-Полиграфсервис, 2002. – 658 с.
- 4 СП 36.13330.2012 Магистральные трубопроводы. Актуализированная редакция СНиП 2.05.06-85*. – Введ. 01.07.2013. – Москва: Госстрой, ФАУ ФЦС, 2013.
- 5 Коршак, А.А. Технологический расчет магистрального нефтепровода: учеб. /А.А. Коршак. – М.: изд-во АСВ, 2005. – 98 с.
- 6 ВСН 012 – 88 Строительство магистральных и промысловых трубопроводов. Контроль качества и приемка работ. – М.: 1988. – 18 с.
- 7 ГОСТ Р 51164-98 Трубопроводы стальные магистральные. Общие требования к защите от коррозии. – Введ. 01.07.1999. – Москва, 1999.
- 8 ГОСТ Р 51858-2002. Нефть. Общие технические условия. – Введ. 01.07.2002. – Москва, 2002
- 9 Тарасов М.Ю., Южаков И.С., Классен В.В. Промысловые исследования антитурбулентных присадок для повышения пропускной способности нефтепроводов, транспортирующих тяжелые нефти // Нефтяное хозяйство. 2011. № 10. С. 117 – 119.
- 10 Дяченко И.Ф., Челинцев Н.С. Применение противотурбулентных присадок в трубопроводном транспорте нефти и нефтепродуктов // Гидродинамика однофазных и многофазных потоков в трубопроводе: учебное пособие / В.И. Марон. – М.: ООО «МАКС Пресс», 2009. – Г. 15. - С. 327-341.
- 11 Белоусов Ю.П. Противотурбулентные присадки для углеводородных жидкостей. – Новосибирск: Наука, Сибирское отделение, 1986. – 144 с.

12 Малкин А. Я. и др. // Высокомолекулярные соединения. 2000. Т. 42. № 2. С. 377-384.

13 РД 153-39.4-113-01 Нормы технологического проектирования магистральных нефтепроводов. – Введ. 01.07.2002. – Москва, 2002

14 ГОСТ Р 55435-2013 Магистральный трубопроводный транспорт нефти и нефтепродуктов. Эксплуатация и техническое обслуживание. Основные положения. – Введ. 01.11.2013. – Москва : Стандартинформ, 2014. – 48 с.

15 СНиП 23-05-95 Естественное и искусственное освещение. – Введ. 01.01.1996. – Москва, 2003

16 ТОИ Р-112-30-96 Типовая инструкция по охране труда для линейного трубопроводчика. – Введ. 14.06.1996.

17 Гост 12.1.005-88 ССБТ. Общие санитарно-гигиенические требования к воздуху рабочей зоны. – Введ. 01.01.1989. – Москва, 1988

18 ВСН 64-86 Методические указания по установке сигнализаторов и газоанализаторов контроля до взрывоопасных и предельно допустимых концентраций химических веществ в воздухе производственных помещений. – Введ. 01.07.1986. – Москва: Минхимпром, 1986.

19 СП 12.13130.2009 Определение категорий помещений, зданий и наружных установок по взрывопожарной и пожарной опасности. Утвержден и введен в действие Приказом МЧС России от 25 марта 2009 г. № 182. – М.: 2009г. – 17 с.

20 ВППБ 01-05-99 правила пожарной безопасности при эксплуатации магистральных нефтепроводов открытого акционерного общества «акционерная компания по транспорту нефти «транснефть», – Введ. 01.08.1999. – Москва, 1999

21 ПБ 08-624 – 03 Правила безопасности в нефтяной и газовой промышленности. (утв. постановлением Госгортехнадзора РФ от 5 июня 2003 г.).25с.

22 РД 153-39.4-114-01 Правила ликвидации аварий и повреждений на магистральных нефтепроводах. – Введ. 20.02.2002. – Москва, 2001

23 Руководство по безопасности "Методические рекомендации по проведению количественного анализа риска аварий на опасных производственных объектах магистральных нефтепроводов и магистральных нефтепродуктопроводов". с Утв. приказом Федеральной службы по экологическому, технологическому и атомному надзору от 07.11.2014 г. N 500

24 Экономическая теория/ Серия «Учебники, учебные пособия». – Ростов н/Д: «Феникс», 2002. – 704 с.