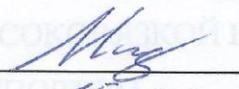


МИНИСТЕРСТВО ОБРАЗОВАНИЯ И НАУКИ РОССИЙСКОЙ ФЕДЕРАЦИИ
Федеральное государственное автономное образовательное учреждение
высшего образования
«ТЮМЕНСКИЙ ГОСУДАРСТВЕННЫЙ УНИВЕРСИТЕТ»

ФИЗИКО-ТЕХНИЧЕСКИЙ ИНСТИТУТ
Кафедра механики многофазных систем

РЕКОМЕНДОВАНО К ЗАЩИТЕ
В ГЭК И ПРОВЕРЕНО НА ОБЪЕМ
ЗАИМСТВОВАНИЯ

И.о. заведующего кафедрой
к.ф.-м.н.


П.Ю. Михайлов

16.06
2017 г.

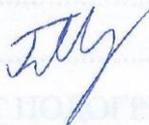
МАГИСТЕРСКАЯ ДИССЕРТАЦИЯ

ТРАНСПОРТИРОВКА ВЫСОКОВЯЗКОЙ НЕФТИ ЖЕЛЕЗНОДОРОЖНЫМ
ТРАНСПОРТОМ

03.04.02 Физика

Магистерская программа «Техническая физика в нефтегазовых технологиях»

Выполнил работу
Студент 2 курса
очной
формы обучения



Малыгин
Георгий
Андреевич

Научный руководитель
к.ф.-м.н.



Михайлов
Павел
Юрьевич

Рецензент
к.х.н., доцент кафедры
«Естественных и
общепрофессиональных
дисциплин»



Ветров
Игорь
Марсельевич

Тюменского высшего военно-
инженерного командного училища

г. Тюмень, 2017

СОДЕРЖАНИЕ

АННОТАЦИЯ	3
ВВЕДЕНИЕ	4
1. ОСНОВЫ ТРАНСПОРТИРОВКИ ВЫСОКОВЯЗКИХ НЕФТЯНЫХ ГРУЗОВ...	6
1.1 Виды транспорта нефтяных грузов	6
1.2 Устройство и классификация железнодорожных цистерн	10
1.3 Цистерны для высоковязких и застывающих грузов	17
1.4 Физико-химические свойства нефтей	23
2. МЕТОДИКА РАСЧЁТОВ ПОДОГРЕВА ВЫСОКОВЯЗКОЙ НЕФТИ ПРИ ПЕРЕВОЗКЕ ЖЕЛЕЗНОДОРОЖНЫМ ТРАНСПОРТОМ.....	26
3. ПРОВЕДЕНИЕ РАСЧЁТОВ ПОДОГРЕВА ВЫСОКОВЯЗКОЙ НЕФТИ ПРИ ПЕРЕВОЗКЕ ЖЕЛЕЗНОДОРОЖНЫМ ТРАНСПОРТОМ.....	30
3.1 Расчёт температуры нефти в пути следования в летний период	30
3.2 Расчёт температуры нефти в пути следования в осенний период	36
3.3 Расчёт температуры нефти в пути следования в зимний период	38
3.4 Расчёт температуры нефти в пути следования в весенний период	40
3.5 Расчёт подогрева нефти в цистерне	42
3.5.1 Электроподогрев	42
3.5.2 Пароподогрев.....	44
4. ЭКОНОМИЧЕСКИЙ РАСЧЁТ ПОДОГРЕВА ВЫСОКОВЯЗКОЙ НЕФТИ РАЗЛИЧНЫМИ СПОСОБАМИ.....	46
ЗАКЛЮЧЕНИЕ	49
СПИСОК ИСТОЧНИКОВ	50

АННОТАЦИЯ

В данной работе рассматриваются вопросы о перевозке высоковязкой нефти железнодорожным транспортом. При охлаждении высоковязкой нефти в ходе транспортировки повышается её вязкость и происходит выпадение из неё парафина, что неприемлемо, поэтому важно решить эту проблему наиболее выгодным способом. Целью работы является определение оптимальных режимов перевозки высоковязкой нефти железнодорожным транспортом. В ходе работы были исследованы условия транспортировки высоковязкой нефти Ван-Ёганского месторождения в железнодорожной цистерне из г. Нижневартовск в г. Тюмень и её свойства, проведены расчёты зависимостей температуры нефти в цистерне от времени в пути, расчёты подогрева нефти различными способами, а также подсчитана стоимость подогрева. На основе этих данных были сделаны выводы об оптимальных режимах перевозки высоковязкой нефти железнодорожным транспортом.

В первой главе описываются условия перевозки высоковязкой нефти и её физико-химические свойства.

Во второй главе рассматривается методика расчётов температуры нефти в пути при её транспортировке в железнодорожной цистерне.

В третьей главе представлены расчёты зависимостей температуры нефти в пути от времени и расчёты подогрева нефти.

В четвёртой главе приведён расчёт стоимости различных способов подогрева на основе полученных результатов и сделаны выводы об оптимальных режимах перевозки высоковязкой нефти железнодорожным транспортом.

Работа содержит 21 иллюстрацию и 2 таблицы.

ВВЕДЕНИЕ

Для современной нефтедобычи характерной особенностью является увеличение доли высоковязкой нефти, т.е. нефти с динамической вязкостью 30 мПа·с и более, в мировой структуре сырьевых ресурсов. Запасы такой нефти составляют порядка одного триллиона тонн, что в пять раз больше количества остаточных извлекаемых запасов маловязкой нефти и нефти средней вязкости. И именно высоковязкая нефть во многих промышленно развитых странах рассматривается в качестве основы развития нефтедобычи на ближайшие годы. Крупнейшими запасами такой нефти располагают Венесуэла и Канада, а также Китай, США, Кувейт, Мексика.

Россия также обладает значительными ресурсами высоковязкой нефти, объём которых составляет примерно 55 % от общих запасов российской нефти. Российские месторождения нефти высокой вязкости расположены в Тюменской области, Пермском крае, Башкирии, Татарстане и Удмуртии. Наиболее крупные из них: Ван-Ёганское, Северо-Комсомольское, Русское, Усинское, Гремихинское и др., причём более 2/3 всех запасов высоковязкой нефти располагаются на глубинах до 2000 м.

Таким образом, добыча высоковязкой нефти, транспортировка её к пунктам сбора и подготовки и, наконец, переработка с целью получения конечных продуктов – одни из актуальных задач нефтедобывающей промышленности.

Однако транспортировка высоковязкой нефти сопряжена с некоторыми сложностями. Перекачка такой нефти обычным способом затруднительна, а иногда и неосуществима вследствие значительного гидравлического сопротивления. Поэтому возникает вопрос, каким способом лучше её транспортировать и каким образом наиболее выгодно поддерживать характеристики такой нефти на уровне необходимом для её транспортировки.

Целью моей работы является определение оптимальных режимов перевозки высоковязкой нефти железнодорожным транспортом.

Задачи, поставленные в работе:

1) Проведение обзора литературных источников с целью определения условий перевозки, определения характеристик перевозимой среды, определения зависимостей теплофизических параметров среды от температуры, проведение обзора литературных источников с целью изучения методики расчёта температуры в пути перевозки;

2) Проведение расчётов с целью определения конечной температуры при перевозке железнодорожным транспортом при разных климатических условиях;

3) Определение финансовых затрат на перевозку нефти в железнодорожных цистернах при разных способах подогрева;

4) Составление рекомендаций по перевозке высоковязких нефтей железнодорожным транспортом.

Объектом исследования является высоковязкая нефть Ван-Ёганского месторождения, которая транспортируется по железной дороге из г. Нижневартовск в г. Тюмень с целью переработки на Антипинском нефтеперерабатывающем заводе.

1. ОСНОВЫ ТРАНСПОРТИРОВКИ ВЫСОКОВЯЗКИХ НЕФТЯНЫХ ГРУЗОВ

1.1 Виды транспорта нефтяных грузов

В настоящее время для транспортировки нефтегрузов используются железнодорожный, водный, автомобильный и трубопроводный транспорт.

Преимущества и недостатки каждого из этих видов транспорта приведены в таблице 1.1.

Таблица 1.1

Преимущества и недостатки различных видов транспорта нефтегрузов

Вид транспорта	Преимущества	Недостатки
Железнодорожный	<p>1) возможность осуществления перевозок в течение всего года вне зависимости от сезона;</p> <p>2) одновременная перевозка различных грузов в одном составе;</p> <p>3) доставка нефти и нефтепродуктов в любой пункт страны, в котором есть железнодорожное сообщение;</p> <p>4) более высокая скорость доставки нефтегрузов, чем, например, водным транспортом.</p>	<p>1) высокая стоимость прокладки новых железнодорожных линий при необходимости доставки в пункт, в котором нет железнодорожного сообщения;</p> <p>2) повышение загрузки действующих железных дорог и, вследствие этого, вероятные перебои в транспортировке других грузов;</p>

Вид транспорта	Преимущества	Недостатки
		<p>3) холостой пробег железнодорожных цистерн от потребителей нефти и нефтепродуктов к их производителям.</p>
Водный (морской и речной)	<p>1) относительно низкая стоимость транспортировки;</p> <p>2) высокая пропускная способность водных путей;</p> <p>3) возможность перевозки нефти и нефтепродуктов в отдаленные пункты, в которых нет железнодорожного сообщения.</p>	<p>1) зависимость перевозок по речным и морским путям от сезона;</p> <p>2) невысокая скорость доставки нефтегрузов;</p> <p>3) нерентабельность перевозок при необходимости транспортировки специальных нефтепродуктов в небольших количествах или на малые расстояния;</p> <p>4) наличие</p>

Вид транспорта	Преимущества	Недостатки
		порожних рейсов судов от потребителей нефти и нефтепродуктов к их производителям.
Автомобильный	<p>1) высокая маневренность;</p> <p>2) высокая скорость транспортировки;</p> <p>3) возможность доставки грузов в удаленные от водных путей или железной дороги районы страны;</p> <p>4) возможность осуществления перевозок в течение всего года вне зависимости от сезона;</p>	<p>1) малая вместимость автоцистерн;</p> <p>2) относительно высокая стоимость транспортировки;</p> <p>3) порожние рейсы автоцистерн в обратном направлении.</p>
Трубопроводный	1) возможность прокладывания трубопровода любой длины и в любом направлении – это	1) целесообразность применения трубопроводов только при значительных и

Вид транспорта	Преимущества	Недостатки
	<p>кратчайшее расстояние между начальным и конечным пунктами;</p> <p>2) бесперебойная работа в течение всего года вне зависимости от сезона;</p> <p>3) высокая степень автоматизации;</p> <p>4) снижение нагрузки на традиционные виды транспорта.</p>	<p>стабильных потоках нефтегрузов;</p> <p>2) некоторые ограничения на количество разновидностей нефтегрузов, доставляемых по одному трубопроводу;</p> <p>3) необходимость дополнительных капиталовложений при подключении новых потребителей.</p>

Железнодорожный транспорт, несмотря на свои недостатки, обладает рядом преимуществ по сравнению с другими видами транспорта:

- Позволяет совершать большие объёмы перевозок в отличие от маловместительного автомобильного транспорта;
- Транспортировка по железной дороге осуществляется круглый год, в отличие от водного транспорта, характеризующегося сезонностью перевозок;
- Существующая сеть железных дорог позволяет производить доставку грузов в любой пункт, в котором есть железнодорожное сообщение, без дополнительных затрат на строительство трубопроводов.

Далее рассматриваются условия перевозки нефти и нефтепродуктов железнодорожным транспортом.

1.2 Устройство и классификация железнодорожных цистерн

Перевозка нефти и нефтепродуктов по железной дороге осуществляется в специальных железнодорожных цистернах или в таре внутри крытых вагонов.

Конструкция железнодорожной цистерны представлена на рис.1.1 и включает в себя раму, ходовую часть, ударнотяговые устройства, тормозное оборудование, котёл, внутреннюю и наружную лестницы, устройства крепления котла к раме, горловину, сливной прибор, предохранительную арматуру.

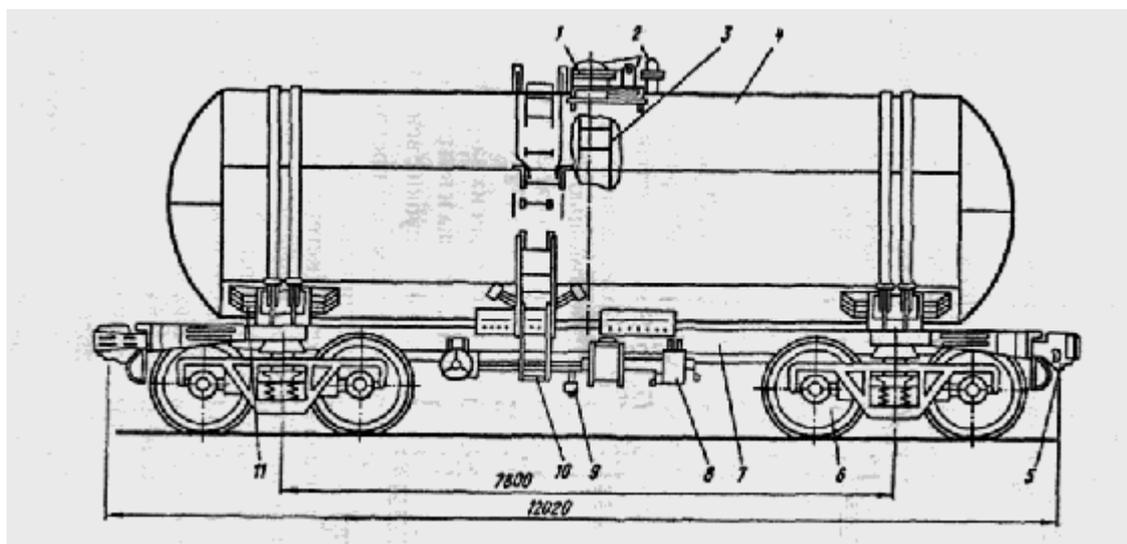


Рис.1.1 – Конструкция цистерны модели 15-1443 для транспортировки светлых нефтепродуктов и бензина: 1 – горловина, 2 – предохранительная арматура, 3 – внутренняя лестница, 4 – котёл, 5 – ударнотяговые устройства, 6 – ходовая часть, 7 – рама, 8 – тормозное оборудование, 9 – сливной прибор, 10 – наружная лестница, 11 – устройства крепления котла к раме

У цистерн рамной конструкции котёл с устройствами устанавливается на платформу, состоящую из рамы, автосцепного и тормозного оборудования, а также ходовой части.

Рама предназначена для восприятия ударов в автосцепку, тяговых усилий, а также сил инерции котла, которые возникают по мере изменения скорости при движении цистерны. По типу ходовой части различают четырёх- и восьмиосные цистерны. Одна из моделей восьмиосных цистерн изображена на рис. 1.2.

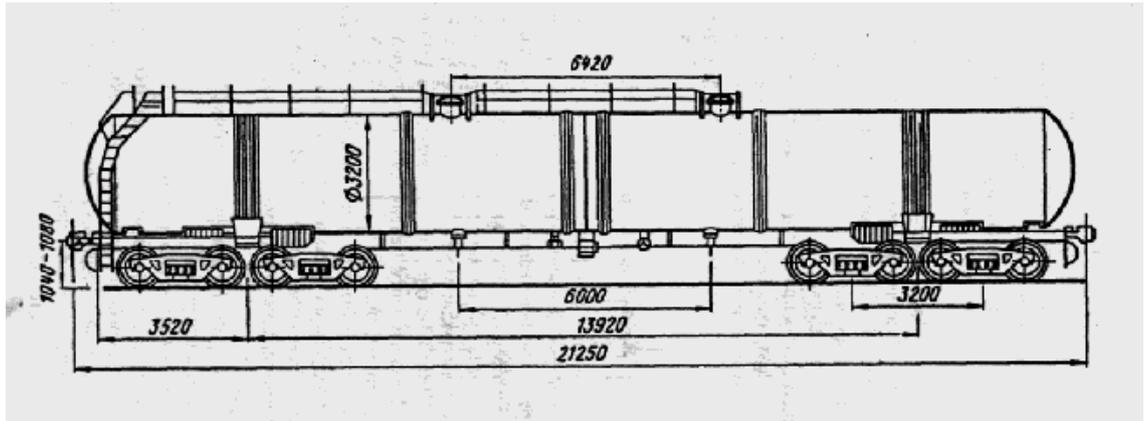


Рисунок 1.2 – Восьмиосная цистерна модели 15-1500 для транспортировки светлых нефтепродуктов

Ударно-тяговые приборы состоят из автосцепки, поглощающего аппарата, тягового хомута, клина хомута, крепления тягового хомута, балочки, центрирующей с двумя маятниками и расцепного рычага.

Стояночный тормоз предназначается для торможения цистерны на пунктах погрузки и разгрузки.

В большинстве своём цистерны оборудуются бессекционным котлом, состоящим из цилиндрической части и 2-х днищ. Котлы цистерны изготавливаются сварными из листовой стали толщиной 8-11 мм. Днища цистерн могут быть либо плоскими, либо сферической формы. Котёл прикреплён к раме при помощи специальных болтов, а по краям – 4-мя хомутами с муфтами, а также натяжными болтами. Верхняя часть котла цистерн для нефтегрузов оборудована колпаком с люком, предназначенным для загрузки нефтей и нефтепродуктов. Котёл снабжён колпаком, рассчитанным на вмещение расширяющегося от колебания температуры нефтегруза. Объём колпаков современных цистерн не превышает 2% от объёма цистерн. Во избежание гидравлических ударов при изменении скорости движения железнодорожных цистерн уровень продукта всегда должен находиться выше основания колпака [1, с. 73]. Цистерны, не долитые на 200 мм до верхней образующей котла, нельзя включать в железнодорожный состав во избежание его опрокидывания. Цистерны нового

типа изготавливаются без колпаков, их функции выполняет горловина. Горловины снабжаются люками, имеющими сферическую поверхность и служащими для проведения сливо-наливных операций и для доступа внутрь цистерны.

Сливной прибор устанавливается в нижней части котла и предназначен для выгрузки нефти и нефтепродуктов. Для полного слива нефтепродуктов цистерны изготавливают с уклоном в нижней части в пределах 20-30 мм от торцов к сливным приборам.

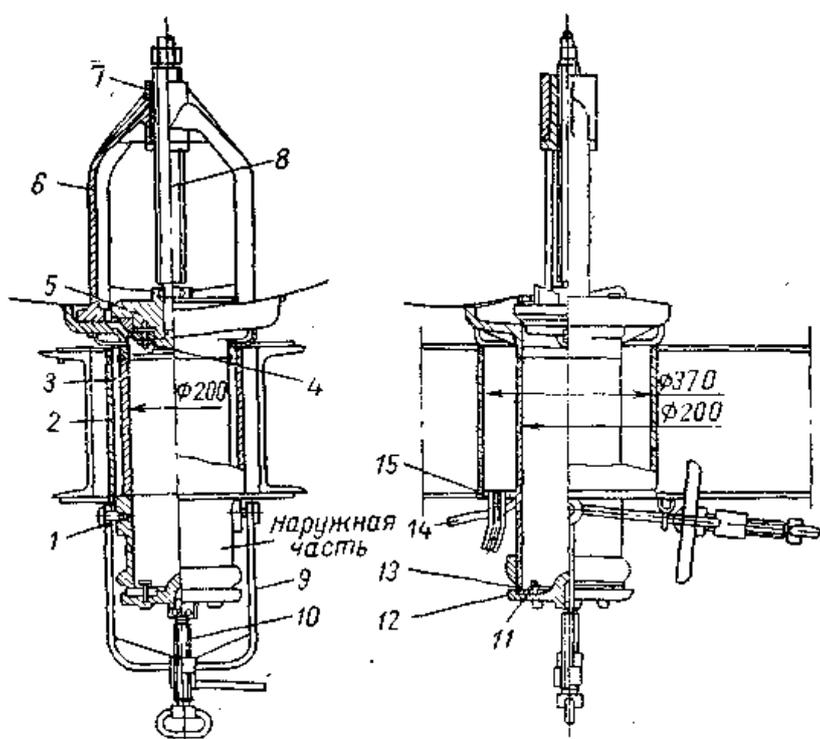


Рисунок 1.3 – Универсальный сливной прибор.

На рис. 1.3 представлен сливной прибор, который включает корпус 3, клапан 5 с уплотнительным резиновым кольцом 4, направляющую стойку 6, кронштейн 7, штангу 8, крышку 12, прижимной винт 10, скобу 9, валики 1, паровую рубашку 2, патрубок для отвода пара 15 и патрубок для отвода конденсата 14. Направляющие 11 необходимы для правильного центрирования клапана относительно седла в момент закрывания сливного прибора. Кронштейн

7 предназначается для удержания верха штанги 8 и центрирования её с осью сливного прибора. Крышка 12, которая находится в нижней части сливного устройства, предназначена для дополнительной герметизации клапана и в открытом состоянии отведена и удерживается крючком. Она укрепляется на скобе 9 и снабжается резиновым кольцом 13 для более плотного прилегания к торцу патрубка сливного прибора. При помощи скобы 9 и прижимного винта 10 крышка 12 удерживается в закрытом состоянии. Скоба 9 шарнирно закреплена в выступах, которые приварены к корпусу 3, с помощью валиков 1. Паровая рубашка 2 приваривается к корпусу 3.

Для слива из железнодорожных цистерн и налива в них нефтей и нефтепродуктов на нефтебазах должны быть оборудованы эстакады, которые укомплектованы сливо-наливным оборудованием, насосами, подводными трубопроводами с коллекторами и прочими устройствами, которые позволяют обслуживать цистерны разных типов.

Сливо-наливные операции на эстакадах можно проводить одновременно с несколькими цистернами, при этом предусматривается возможность применения как закрытого, так и открытого способов слива и налива цистерн.

Закрытый способ слива и налива нефтей и нефтепродуктов – это способ, применяемый при абсолютной герметизации технологических устройств, с помощью которых цистерны соединены с приемораздаточными трубопроводами. Такая система герметизации исключает возможность контакта струи перекачиваемого нефтегруза с атмосферным воздухом. Также достоинством этого способа является то, что сокращены или даже исключены потери нефтей и нефтепродуктов от испарений и проливов, кроме того, уменьшается пожароопасность.

Для слива и налива цистерн применяется также открытый способ – это способ, не обеспечивающий абсолютную герметизацию оборудования, что является причиной разбрызгивания нефтепродуктов.

Оборудование железнодорожных цистерн новыми образцами универсальных сливных приборов создаёт условия для широкого внедрения

закрытого, т.е. герметизированного, нижнего слива как высоковязких, так и маловязких нефтепродуктов, таких как керосин, бензин, дизельное топливо и т.д.

Существуют различные конструкции устройств для нижнего слива. На рис. 1.4 изображена одна из таких конструкций.

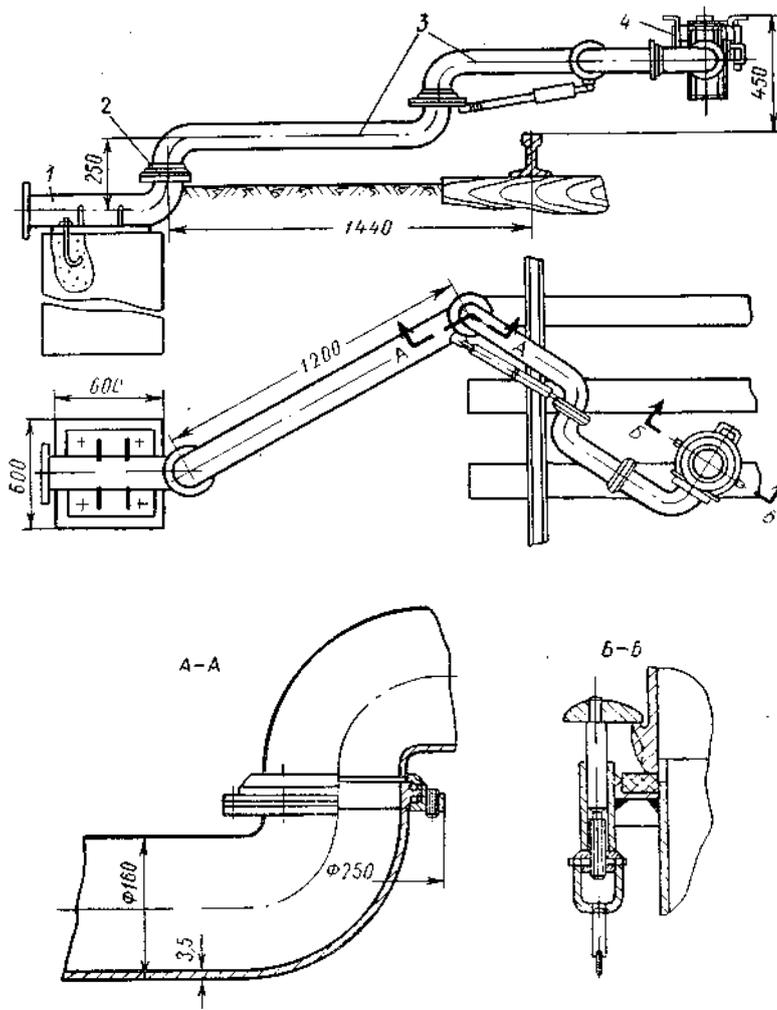


Рисунок 1.4 – Устройство для нижнего слива нефтепродуктов из железнодорожной цистерны (СЛ-9): 1 – неподвижный патрубок для присоединения к сливному коллектору; 2 – отвод; 3 – шарнирно сочлененный трубопровод; 4 – соединительная головка

В изображённой на рисунке 1.4 конструкции соединительная головка подключается к патрубку сливного устройства железнодорожной цистерны при помощи захватов. Установка между фланцами шарниров с шариковыми

подшипниками позволяет достичь лёгкости перемещения по горизонтали отдельных звеньев устройства.

На рис. 1.5 изображены различные системы нижнего слива, а на рис. 1.6 – системы налива нефтегрузов в железнодорожные цистерны.

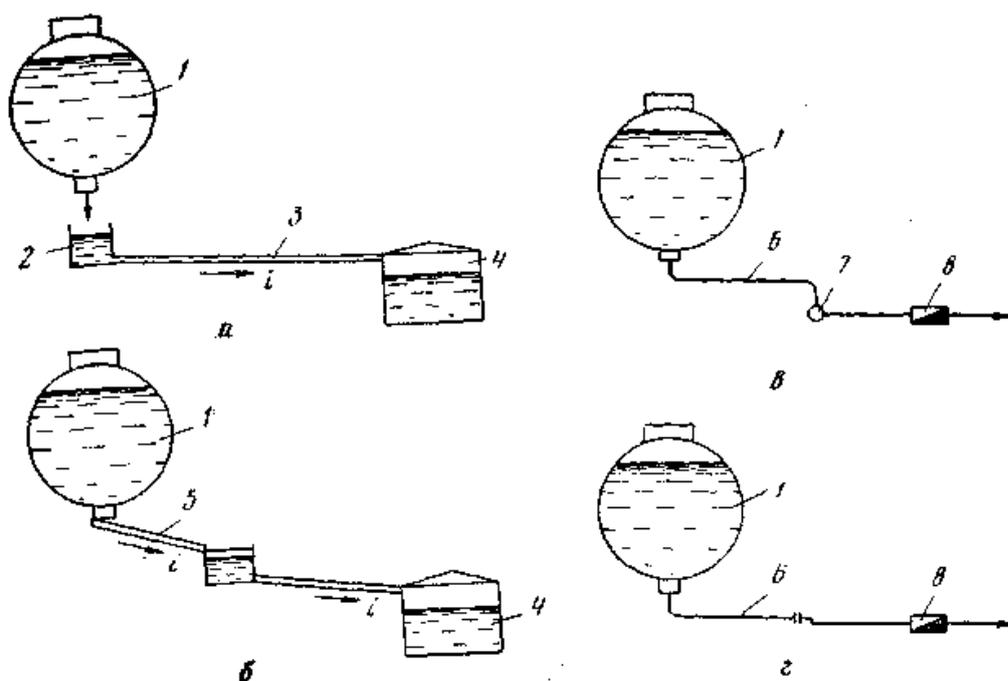


Рисунок 1.5 – Схемы способов нижнего слива нефтегрузов из железнодорожных цистерн: а – открытый межрельсовый слив; б – открытый слив в боковой коллектор; в – самотечный герметизированный слив; г – принудительный слив; 1 – цистерна; 2 – межрельсовый сливной коллектор; 3 – отводная труба; 4 – приемный резервуар; 5 – переносной лоток; 6 – сливной трубопровод; 7 – сливной коллектор; 8 – насос

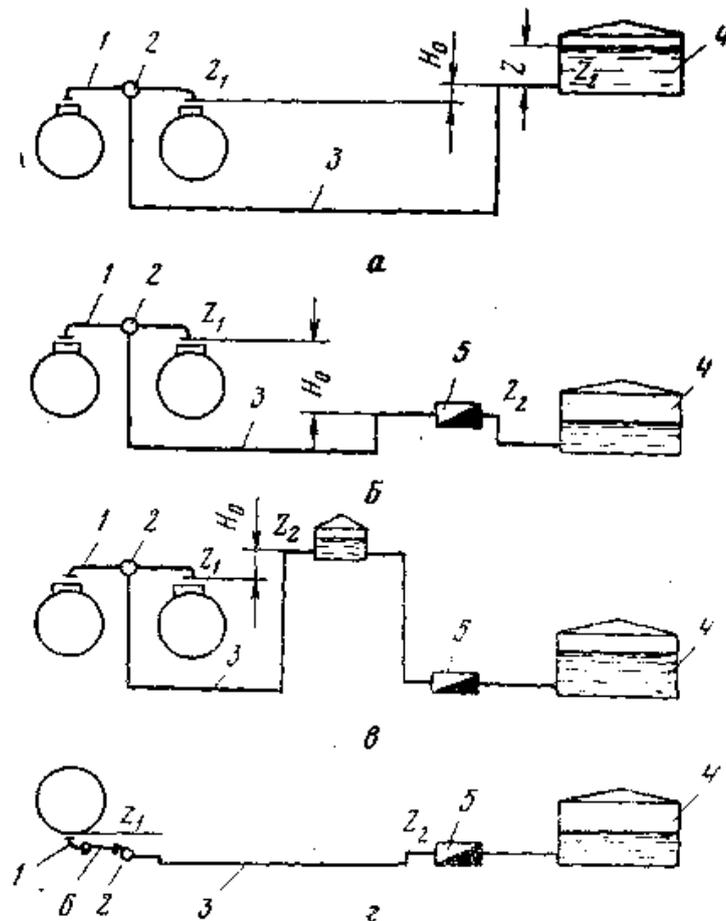


Рисунок 1.6 – Схемы способов налива нефтегрузов в железнодорожные цистерны: а – налив самотеком; б – принудительный налив; в – налив через буферный резервуар; г – нижний налив: 1 – отвод; 2 – наливной коллектор; 3 – подводный трубопровод; 4 – резервуар; 5 – насос; 6 – специальное наливное устройство

Выбор какого-либо из данных способов зависит от различных физических свойств нефтей и нефтепродуктов, требований сохранения качества, ускорения слива, снижения стоимости работ, климатических условий, а также от топографических условий площадки [1, с.77].

Предохранительная арматура позволяет не допустить разрушение котла цистерны при возрастании давления.

Предохранительные клапаны имеют различное регулировочное давление от 0,07 до 20,0 МПа. Для нефтегрузов – 0,15 МПа. Кроме того, устанавливаются предохранительно-впускные клапаны. При превышении давления в котле железнодорожной цистерны, на которое рассчитана пружина клапана, сопротивление пружины преодолевается и клапан поднимается вверх, открывая выход газу в атмосферу. При падении давления ниже атмосферного, пружина сжимается, впускной клапан опускается и соединяет полость котла с атмосферой.

У большинства цистерн для устройства внутренней поверхности котла и его узлов на нём устанавливается внутренняя лестница. Также имеется наружная лестница, состоящая из площадок, ступенек, поручней.

Железнодорожные цистерны классифицируются:

- по назначению: для наливных грузов, сжиженных, вязких и затвердевающих;
- по способу загрузки: открытая загрузка, закрытая загрузка;
- по способу выгрузки: выгрузка под давлением (верхний и нижний); выгрузка без давления (самотёком);
- по конструкции несущих элементов: рамной или безрамной;
- по состоянию груза при движении: цистерны под давлением, без давления;
- по способу разогрева груза в котле: электроподогрев; пароподогрев;
- по осности: четырёх-, восьмиосные;

При транспортировке нефтегрузов в крытых вагонах в качестве тары используются бочки (для светлых нефтепродуктов и масел) и бидоны (для смазок).

1.3 Цистерны для высоковязких и застывающих грузов

Железнодорожные цистерны для транспортировки высоковязких и застывающих грузов чаще всего оборудованы паробоггревательным кожухом (паровой рубашкой).

Отличие цистерн с внешним паровым обогревом от обычных заключается в том, что нижняя половина котла такой цистерны оборудуется паровой рубашкой,

имеющей площадь нагрева порядка 40 м². Расстояние между наружной поверхностью котла и листами паровой рубашки 36 мм. Пар для подогрева нефтегрузов подается через штуцер паровой рубашки универсального сливного устройства, а конденсат выпускается через 2 патрубка, которые находятся на концах паровой рубашки котла цистерны. Так как при выпуске пара сливной прибор может разогреться до температуры более 100° С, резиновое уплотнительное кольцо клапана сливного устройства заменено на алюминиевое. Железнодорожные цистерны с паровой рубашкой выпускаются различной грузоподъемностью.

Одним из недостатков этих цистерн является небольшое увеличение веса тары. Вес паровой рубашки современных моделей железнодорожных цистерн снижен с 1,2 тонн до 0,8 тонн.

При использовании таких железнодорожных цистерн значительно облегчается слив высоковязких нефтегрузов, уменьшается время простоя, а также снижается расход энергии и рабочей силы.

На рис. 1.7 изображена цистерна модели 15-1566 для транспортировки вязких нефтепродуктов. Котёл цистерны, состоящий из цилиндрической обечайки и двух днищ эллиптической формы толщиной 10 мм, изготовлен из стали марки 09Г2С.

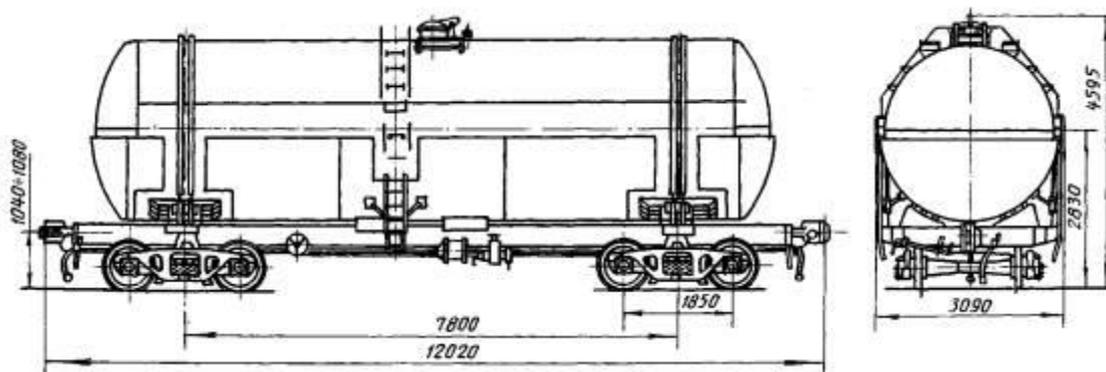


Рисунок 1.7 – Четырёхосная цистерна для вязких нефтепродуктов модели 15-1566

Котёл цистерны имеет нижний слив и оборудуется универсальным сливным прибором. Паровая рубашка толщиной 3 мм, служащая для разогрева груза, изготовлена из углеродистой стали и охватывает нижнюю часть котла цистерны. Через штуцер на кожухе сливного прибора пар подаётся в пространство между паровой рубашкой и котлом и выходит наружу через 2 патрубка, которые расположены в нижней части кожуха на концах котла.

Для налива нефтей и нефтепродуктов используют люк, закрываемый крышкой, диаметр которого 570 мм. В люке устанавливается устройство для определения предельного уровня заполнения котла железнодорожной цистерны, а также привод затвора универсального сливного прибора. Рядом с люком устанавливается предохранительно-впускной клапан, который отрегулирован на избыточное давление 0,15 МПа [2, с. 36].

Конструкция котла показана на рис. 1.8.

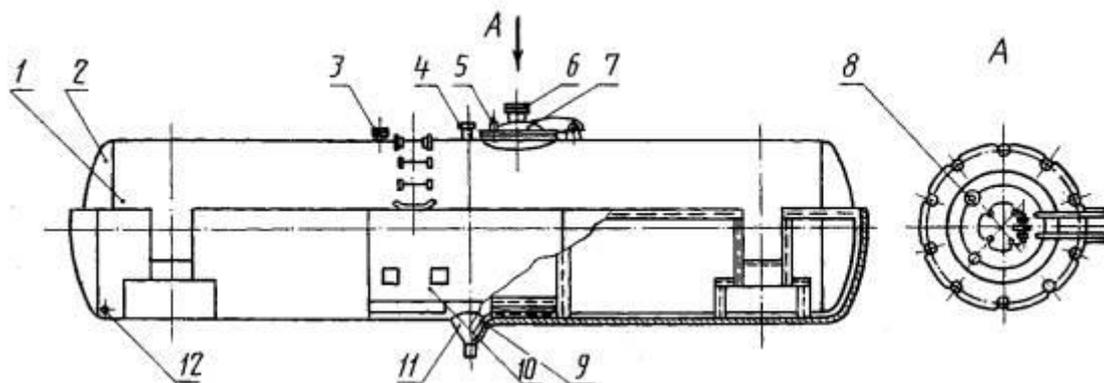


Рисунок 1.8 – Котёл цистерны для вязких нефтепродуктов модели 15-1566:
 1 – обечайка; 2 – днище; 3 – патрубок для предохранительно-впускного клапана; 4 – сливноналивной патрубок; 5 – штуцер под манометродержатель; 6 – патрубок для отвода газа при наливке; 7 – крышка люка-лаза; 8 – патрубок для подвода воздуха при сливе; 9 – поддон; 10 – подогревательный кожух; 11 – воронка для подвода пара; 12 – трубка для отвода конденсата

Конструкция предохранительно-впускного клапана приведена на рис. 1.9

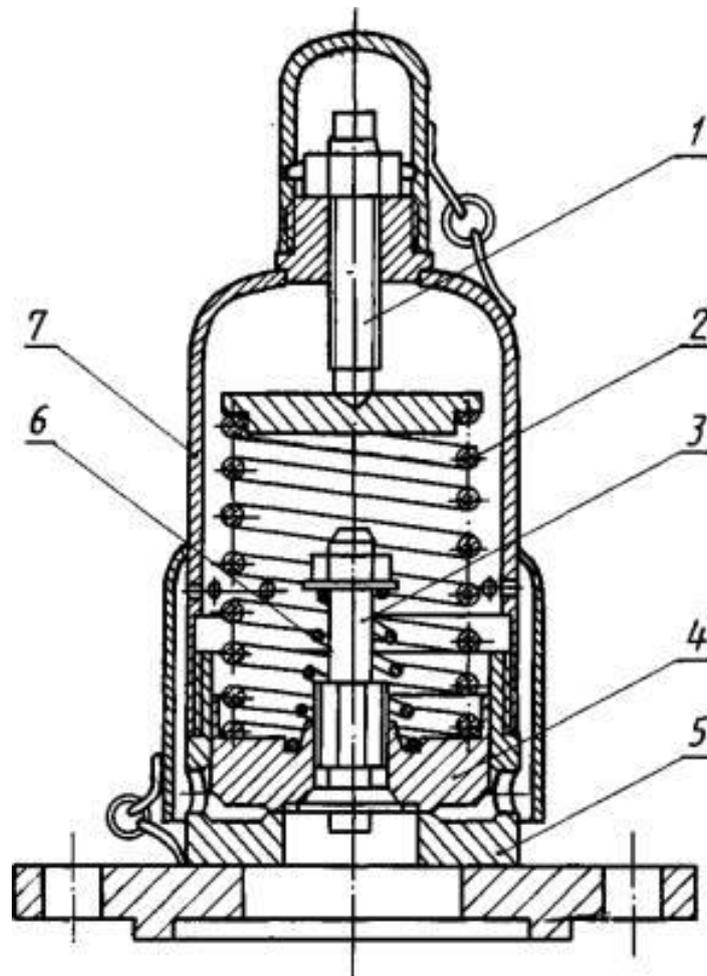


Рисунок 1.9 – Предохранительно-впускной клапан: 1 – регулировочный винт предохранительного клапана; 2 – пружина предохранительного клапана; 3 – впускной (вакуумный) клапан; 4 – предохранительный клапан; 5 – корпус; 6 – пружина впускного клапана; 7 – колпак

Параметры цистерны модели 15-1566 приведены в таблице 1.2.

Параметры цистерны для вязких нефтепродуктов модели 15-1566

Грузоподъемность, т	67
Масса вагона (тара), т	24,47
Нагрузка:	
от оси колесной пары на рельсы, кН	224
на один погонный метр пути, кН/м	74,6
Число осей	4
Габарит	02-ВМ (02-Т)
Высота центра тяжести от головок рельсов цистерны:	
порожней, мм	1525
груженой, мм	2378
Параметры котла:	
объем полный, м ³	73,1
объем полезный, м ³	70

диаметр внутренний, мм	3000
длина наружная, мм	10770
толщина листов; мм:	
верхних	9
средних (боковых)	9
нижнего	11
днищ	10
материал	Ст09Г2С
удельный объем, м ³	1,04
рабочее давление, МПа	0,147

Источник: [2, с.33]

Существуют также другие модели железнодорожных цистерн для перевозки вязких нефтепродуктов. Например, цистерна модели 15-1443-20 имеет такие же размеры и обладает такой же грузоподъемностью, как и у цистерны модели 15-1566, однако не оборудована пароподогревательным кожухом. Конструкция цистерны модели 15-1443-20 приведена на рис. 1.10.

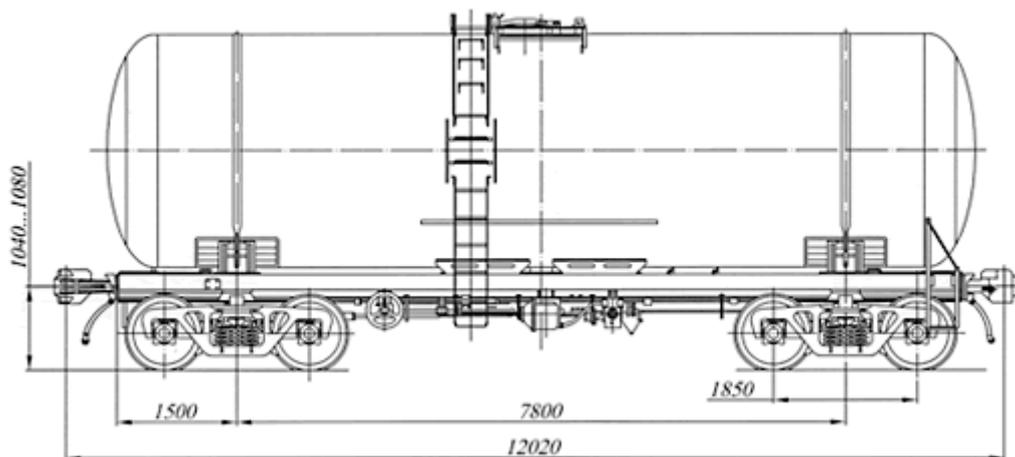


Рисунок 1.10 – Цистерна для вязких нефтей и нефтепродуктов модели 15-1443-20

Подогрев нефтегруза в цистерне может осуществляться также электрическим способом. Для разогрева нефти и нефтепродуктов в железнодорожных цистернах применяются электроподогреватели мощностью от 3 до 100 кВт.

1.4 Физико-химические свойства нефтей

Каждый нефтяной груз, перевозимый в железнодорожной цистерне, обладает специфическими свойствами, определяющими характер его налива и транспортировки. Среди параметров, характеризующих различные виды нефти и нефтепродуктов, выделяют плотность, вязкость, теплоёмкость, теплопроводность. Каждый из перечисленных параметров зависит от температуры.

Зависимость плотности нефти от температуры может быть выражена формулой

$$\rho(T) = \rho_{293} + \xi(293 - T) \quad (1)$$

где ρ_{293} – плотность нефти при температуре 293 К;

ξ – температурная поправка, ориентировочно она может быть рассчитана по формуле

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

Зависимость вязкости нефти ν от температуры определяется эмпирической формулой Рейнольдса-Филонова

$$\nu = \nu_* \exp[-u(T - T_*)] \quad (3)$$

где u – коэффициент крутизны вискограммы, 1/К,

ν_* – кинематическая вязкость при известной (произвольной) температуре T_* .

Для нахождения u достаточно знать ν_1 при $T=T_1$ и ν_2 при $T=T_2$.

Удельная теплоемкость C_p нефти изменяется в пределах 1600-2500 Дж/(кг·К). При расчетах часто пользуются средним значением $C_p=2100$ Дж/(кг·К). Для диапазона температур 273-673 К C_p можно вычислять по формуле Крeго

$$C_p = \frac{31,56}{\sqrt{\rho_{293}}} (762 + 3,39T) \quad (4)$$

Коэффициент теплопроводности нефти λ_n изменяется в пределах 0,1-0,16 Вт/(м·К). Обычно при расчетах используют среднее значение $\lambda_n=0,13$ Вт/(м·К). Для более точных расчетов используют формулу Крeго-Смита, справедливую для температур 273-473 К [3, с.256]

$$\lambda_n = \frac{156,6}{\rho_{293}} (1 - 0,00047T) \quad (5)$$

Кроме перечисленных параметров, нефтяной груз характеризуется содержанием в нём некоторого количества парафинов и температурой начала

выпадения парафинов (начала парафинизации). Также важными характеристиками являются температура застывания, т. е. температура, при которой нефтепродукт теряет подвижность, и температура вспышки – наименьшая температура, при которой пары нефтепродуктов образуют с окружающим воздухом смесь, способную воспламениться при поднесении к ней открытого пламени. При наливе температура нефтегруза должна быть не менее чем на 35 °С ниже температуры вспышки.

Многие нефти и нефтепродукты при низких температурах обладают значительной вязкостью. Потери на трение при истечении из железнодорожных цистерн бывают настолько большими, что процессы выгрузки часто становятся невозможными без проведения специальных мероприятий. Часть нефтепродуктов (главным образом парафинистые нефтепродукты) застывает при сравнительно высоких температурах. Их выгрузка также часто оказывается осложнена и даже неосуществима. Поэтому для приведения вязких и застывающих нефтепродуктов в транспортабельное, подвижное состояние необходимо понизить их вязкость путем подогрева, обратив в жидкое состояние, приемлемое для их успешного слива из цистерны.

2. МЕТОДИКА РАСЧЁТОВ ПОДОГРЕВА ВЫСОКОВЯЗКОЙ НЕФТИ ПРИ ПЕРЕВОЗКЕ ЖЕЛЕЗНОДОРОЖНЫМ ТРАНСПОРТОМ

Температура нефтей и нефтепродуктов перед подогревом для последующего хранения или отпуска зависит от времени хранения, температуры окружающей среды, конструкции, габаритных размеров емкости и т.д. Так как учесть все факторы, от которых зависит температура нефтепродукта в емкости, практически невозможно, ее определяют с некоторой степенью вероятности (вероятная температура). [4, с. 424]

Для этих целей используют формулу Шухова

$$T_e = T_{возд} + (T_{зал} - T_{возд}) \cdot \exp\left(-\frac{K \cdot F \cdot \tau}{G \cdot c_p}\right) \quad (6)$$

где T_e – вероятная температура нефтепродукта в конце периода хранения;

$T_{возд}$ – температура окружающего воздуха;

$T_{зал}$ – температура нефтепродукта, с которой он был залит в емкость;

K – коэффициент теплопередачи от нефтепродукта в окружающую среду;

F – полная поверхность охлаждения емкости;

τ – время хранения нефтепродукта;

G – масса нефтепродукта;

c_p – его удельная массовая теплоемкость.

Для нахождения вероятной температуры нефти в железнодорожной цистерне необходимо:

1) Определить массу нефти в цистерне

$$G = V \cdot \rho \quad (7)$$

где V – объём нефти,

ρ – её плотность

2) Определить среднюю температуру нефти

$$T_n = 0,5 \cdot (T_{зал} + T_{возд}) \quad (8)$$

3) Задаться некоторой температурой стенки котла цистерны T_{cm}

4) Найти характеристики нефти при средних температурах жидкости и стенки, а именно плотности ρ_n и ρ_{cm} , вязкости ν_n и ν_{cm} , коэффициент объёмного расширения β_n

5) Определить параметры Прандтля и Грасгофа

$$\text{Pr}_n = \frac{\nu_n \cdot c_p \cdot \rho_n}{\lambda_n}$$

$$\text{Pr}_{cm} = \frac{\nu_{cm} \cdot c_p \cdot \rho_{cm}}{\lambda_n} \quad (9)$$

$$\text{Gr}_n = \frac{L^3 \cdot g \cdot \beta_n \cdot (T_n - T_{cm})}{\nu_n^2}$$

где L – длина котла цистерны

6) Найти произведение этих параметров $(Gr \cdot Pr)_n$

7) Найти коэффициент теплоотдачи конвекцией от нефти к стенке котла цистерны α_{1cm}

$$\alpha_{1cm} = 0,5 \cdot \frac{\lambda_n}{D} \cdot (Gr \cdot Pr)_n^{0,25} \cdot \left(\frac{\text{Pr}_n}{\text{Pr}_{cm}} \right)^{0,25} \quad (10)$$

где D – диаметр котла цистерны

8) Найти параметры окружающего воздуха при $T=T_{возд}$, а именно теплопроводность $\lambda_{возд}$ и вязкость $\nu_{возд}$

9) Найти число Рейнольдса при движении цистерны

$$\text{Re} = \frac{v \cdot D}{\nu_{\text{возд}}} \quad (11)$$

где v – сумма скорости движения цистерны и скорости ветра, обдувающего цистерну

10) Вычисляем коэффициент теплоотдачи от стенки котла цистерны к окружающему воздуху α_{2cm}

$$\alpha_{2cm} = 0,032 \cdot \frac{\lambda_{\text{возд}}}{L} \cdot \text{Re}^{0,8} \quad (12)$$

11) Определить степень черноты поверхности стенки ε_{cm}

12) Вычислить коэффициент теплоотдачи радиацией α_{3cm}

$$\alpha_{3cm} = \varepsilon_{cm} \cdot C_s \cdot \frac{(T_{cm}/100)^4 - (T_{\text{возд}}/100)^4}{T_{cm} - T_{\text{возд}}} \quad (13)$$

где $C_s=5,768$ Вт/(м·К) – постоянная Планка

13) Пренебрегая термическим сопротивлением металлической стенки железнодорожной цистерны, определить коэффициент теплопередачи от нефти в воздух

$$K = K_{cm} = \frac{1}{\frac{1}{\alpha_{1cm}} + \frac{1}{\alpha_{2cm} + \alpha_{3cm}}} \quad (14)$$

14) Проверить правильность выбора температуры стенки котла цистерны

$$T_{cm} = T_n - \frac{K_{cm}}{\alpha_{1cm}} \cdot (T_n - T_{\text{возд}}) \quad (15)$$

Если расхождение между принятой и найденной температурой стенки составляет не более 5 %, то температура стенки считается заданной верно, если расхождение более 5 %, то следует задать новую температуру стенки и повторить расчёты.

15) Определить вероятную температуру нефти в пути следования по формуле (6)

В методике можно использовать средние значения удельной теплоёмкости и коэффициента теплопроводности, однако для большей точности необходимо рассчитать их по формулам (4) и (5) соответственно.

Таким образом, по данной методике можно находить температуру нефти в любой момент времени в пути следования.

3. ПРОВЕДЕНИЕ РАСЧЁТОВ ПОДОГРЕВА ВЫСОКОВЯЗКОЙ НЕФТИ ПРИ ПЕРЕВОЗКЕ ЖЕЛЕЗНОДОРОЖНЫМ ТРАНСПОРТОМ

3.1 Расчёт температуры нефти в пути следования в летний период

По рассмотренной выше методике можно рассчитать температуру нефти в любой момент времени в пути следования и построить график зависимости температуры нефти в цистерне от времени в пути при разных климатических условиях. В качестве объекта исследования была выбрана нефть Ван-Ёганского месторождения, расположенного в Нижневартовском районе ХМАО. Географическое местоположение Ван-Ёганского месторождения изображено на рис. 3.1.

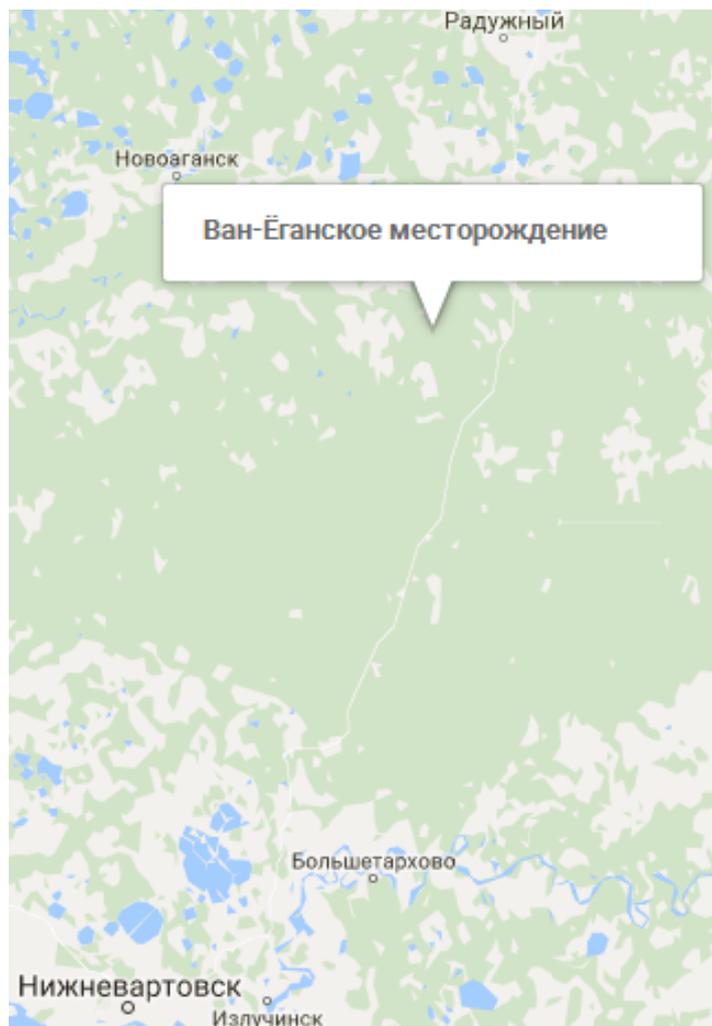


Рисунок 3.1 – Географическое местоположение Ван-Ёганского месторождения

При расчётах принято, что нефть перевозится по железной дороге из г. Нижневартовск в г. Тюмень с целью переработки на Антипинском нефтеперерабатывающем заводе. Длина железнодорожного маршрута составляет 921 км. Время движения поезда при заданной маршрутной скорости 2,78 м/с составляет 92,03 ч.

Параметры перевозимой нефти представлены в таблице 3.1.

Таблица 3.1

Параметры перевозимой нефти

Плотность при 20 °С, кг/м ³	951
Кинематическая вязкость при 20 °С, мм ² /с	1456,4
Кинематическая вязкость при 50 °С, мм ² /с	245
Содержание парафинов, %	4,7
Температура начала парафинизации, °С	34,2
Температура застывания, °С	минус 12

Параметры цистерны для перевозки высоковязких нефтей и нефтепродуктов, в которой осуществляется транспортировка нефти, указаны в таблице 1.2.

Для данной местности в летний период характерны следующие климатические условия:

- средняя температура воздуха t_{cp} составляет 18,5 °С;
- средняя скорость ветра равна v_{cp} 2,95 м/с.

Согласно рассмотренной методике расчётов, температура нефти в цистерне в конце пути следования без подогрева будет рассчитываться следующим образом:

- 1) Масса нефти в цистерне

$$G = V \cdot \rho = 70 \cdot 951 = 66570 \text{ кг}$$

2) Средняя температура нефти

$$T_n = 0,5 \cdot (T_{\text{зал}} + T_{\text{возд}}) = 0,5 \cdot (328 + 291,5) = 309,75 \text{ K}$$

3) Пусть $T_{cm} = 303,6 \text{ K}$

4) Характеристики нефти при средних температурах жидкости и стенки

$$\rho_n = 941,38 \text{ кг} / \text{м}^3;$$

$$\rho_{cm} = 944,91 \text{ кг} / \text{м}^3;$$

$$\nu_n = 0,00053999 \text{ м}^2 / \text{с};$$

$$\nu_{cm} = 0,00077731 \text{ м}^2 / \text{с};$$

$$\beta_n = 0,000594 \frac{1}{\text{K}}.$$

5) Параметры Прандтля и Грасгофа

$$\text{Pr}_n = \frac{\nu_n \cdot c_p \cdot \rho_n}{\lambda_n} = \frac{0,00053999 \cdot 1854,46 \cdot 941,38}{0,1407} = 6700;$$

$$\text{Pr}_{cm} = \frac{\nu_{cm} \cdot c_p \cdot \rho_{cm}}{\lambda_n} = \frac{0,00077731 \cdot 1833,12 \cdot 944,91}{0,1412} = 9537;$$

$$\text{Gr}_n = \frac{L^3 \cdot g \cdot \beta_n \cdot (T_n - T_{cm})}{\nu_n^2} = \frac{10,77^3 \cdot 9,81 \cdot 0,000594 \cdot (309,75 - 303,6)}{0,00053999^2} = 153534721,8.$$

6) Произведение параметров Прандтля и Грасгофа

$$(Gr \cdot Pr)_n = 1,02871 \cdot 10^{12}$$

7) Коэффициент теплоотдачи конвекцией от нефти к стенке котла цистерны

$$\alpha_{1cm} = 0,5 \cdot \frac{\lambda_n}{D} \cdot (Gr \cdot Pr)_n^{0,25} \cdot \left(\frac{Pr_n}{Pr_{cm}} \right)^{0,25} = 0,5 \cdot \frac{0,1407}{3} \cdot (1,02871 \cdot 10^{12})^{0,25} \cdot \left(\frac{6700}{9537} \right)^{0,25} =$$

$$= 21,62 \text{ Вт} / (\text{м}^2 \cdot \text{К}).$$

8) Параметры воздуха при $T=291,5\text{К}$

$$\lambda_{\text{возд}} = 0,0258 \text{ Вт} / (\text{м}^2 \cdot \text{К});$$

$$v_{\text{возд}} = 15,1 \cdot 10^{-6} \text{ м}^2 / \text{с}.$$

9) Число Рейнольдса при движении цистерны

$$Re = \frac{v \cdot D}{v_{\text{возд}}} = \frac{5,73 \cdot 3}{15,1 \cdot 10^{-6}} = 1138410,596.$$

10) Коэффициент теплоотдачи от стенки котла цистерны к окружающему воздуху

$$\alpha_{2cm} = 0,032 \cdot \frac{\lambda_{\text{возд}}}{L} \cdot Re^{0,8} = 0,032 \cdot \frac{0,0258}{10,77} \cdot (1138410,596)^{0,8} = 5,37 \text{ Вт} / (\text{м}^2 \cdot \text{К}).$$

11) Степень черноты поверхности стенки (полагая, что железнодорожная цистерна окрашена жёлтой масляной краской)

$$\varepsilon_{cm} = 0,94.$$

12) Коэффициент теплоотдачи радиацией

$$\alpha_{3cm} = \varepsilon_{cm} \cdot C_s \cdot \frac{(T_{cm}/100)^4 - (T_{возд}/100)^4}{T_{cm} - T_{возд}} =$$

$$= 0,94 \cdot 5,768 \cdot \frac{3,036^4 - 2,915^4}{303,6 - 291,5} = 5,72 \text{ Вт}/(\text{м}^2 \cdot \text{К}).$$

13) Коэффициент теплопередачи от нефти в воздух

$$K = K_{cm} = \frac{1}{\frac{1}{\alpha_{1cm}} + \frac{1}{\alpha_{2cm} + \alpha_{3cm}}} = \frac{1}{\frac{1}{21,62} + \frac{1}{5,37 + 5,72}} = 7,33 \text{ Вт}/(\text{м}^2 \cdot \text{К}).$$

14) Правильность выбора температуры стенки котла цистерны

$$T_{cm} = T_n - \frac{K_{cm}}{\alpha_{1cm}} \cdot (T_n - T_{возд}) = 309,75 - \frac{7,33}{21,62} \cdot (309,75 - 291,5) = 303,6 \text{ К}$$

Следовательно, температура стенки котла цистерны выбрана верно.

15) Вероятная температура нефти в конце пути следования

$$T_g = T_{возд} + (T_{зал} - T_{возд}) \cdot \exp\left(-\frac{K \cdot F \cdot \tau}{G \cdot c_p}\right) =$$

$$= 291,5 + (328 - 291,5) \cdot \exp\left(-\frac{7,33 \cdot 102 \cdot 331295}{66570 \cdot 1854,46}\right) = 296,41 \text{ К}$$

По данной методике можно построить график зависимости температуры нефти в пути следования без подогрева от времени (рис. 3.2).

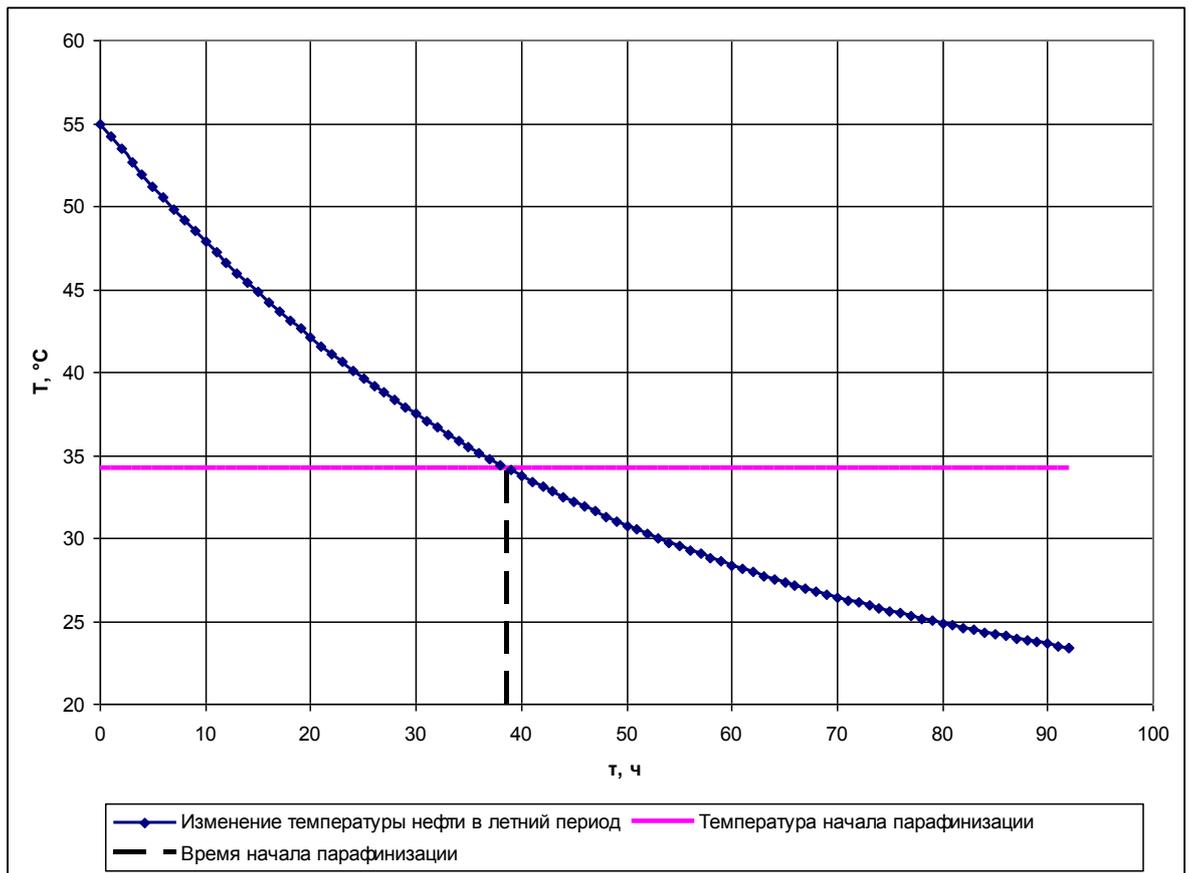


Рисунок 3.2 – Изменение температуры нефти в пути следования без подогрева в зависимости от времени (летний период)

Из данного графика видно, что выпадение парафинов начинается через 38,71 ч после начала движения поезда. Выпадение парафинов осложняет выгрузку нефти из цистерны, поэтому необходимо подогревать нефтегруз на промежуточных станциях, чтобы предотвратить парафинизацию. На рис. 3.3. приведен график зависимости температуры нефти в пути следования от времени при условии подогрева нефтегруза на станциях Сургут, Салым и Тобольск, а также на конечной станции Тюмень.

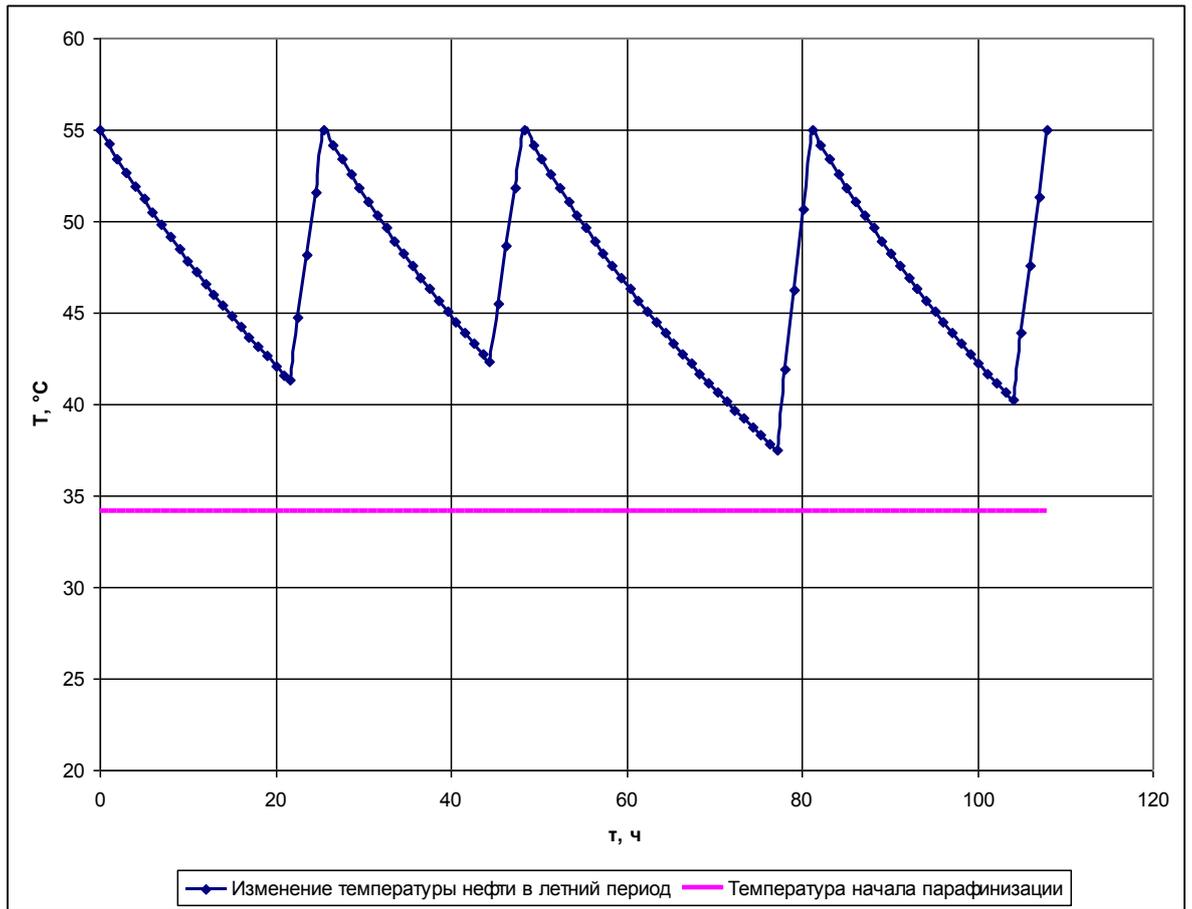


Рисунок 3.3 – Изменение температуры нефти в пути следования в зависимости от времени при условии подогрева на промежуточных станциях Сургут, Салым, Тобольск и конечной станции Тюмень (летний период)

Время, отведённое на подогрев данного типа нефти – 4 часа. Из графика можно сделать вывод, что подогрев позволяет не допустить выпадение парафина на протяжении всего пути.

3.2 Расчёт температуры нефти в пути следования в осенний период

Для данной местности в осенний период характерны следующие климатические условия:

- t_{cp} составляет 1,25 °C;
- v_{cp} равна 3,15 м/с.

Согласно рассмотренной методике расчётов, температура нефти в цистерне в конце пути следования без подогрева будет равна 8,93 °C.

По данной методике можно построить график зависимости температуры нефти в пути следования без подогрева от времени (рис. 3.4).

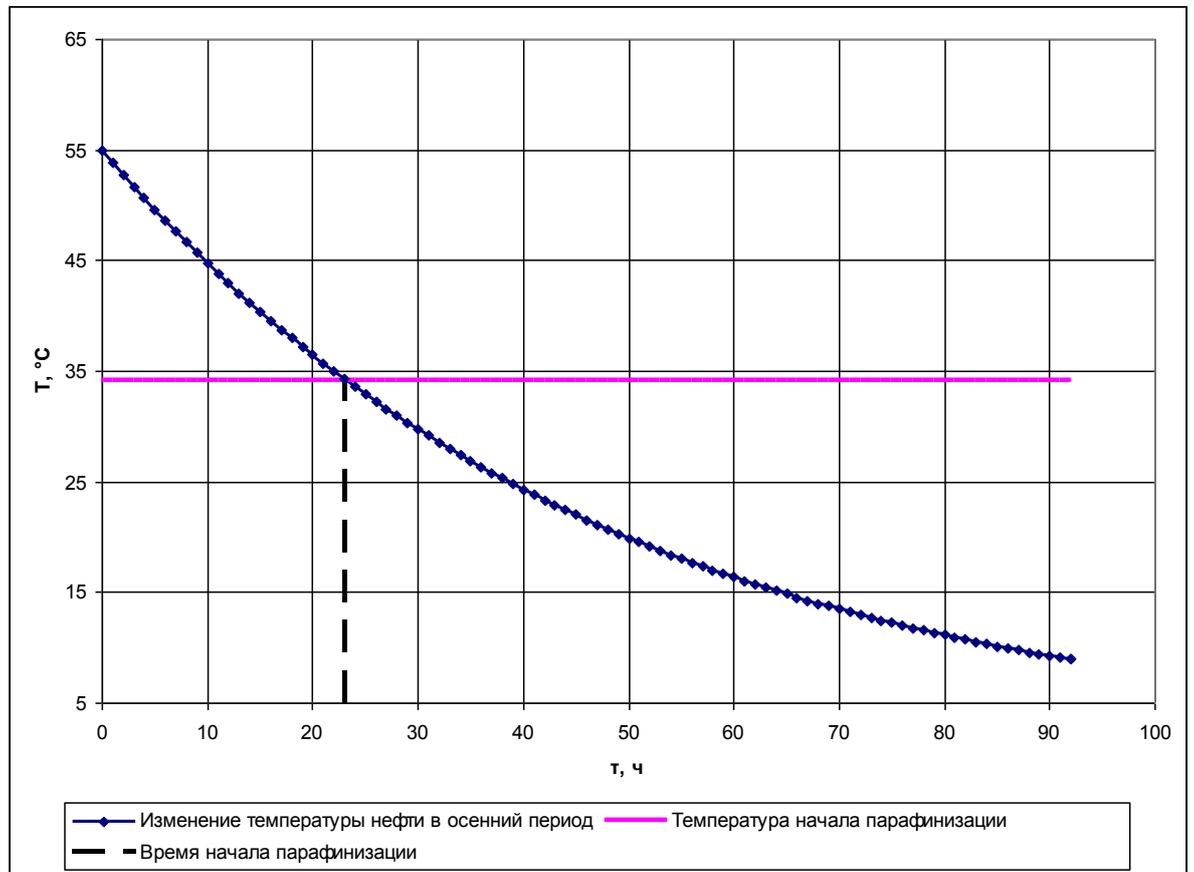


Рисунок 3.4 – Изменение температуры нефти в пути следования без подогрева в зависимости от времени (осенний период)

Из данного графика видно, что выпадение парафинов начинается через 23,14 ч после начала движения поезда. На рис. 3.5 приведен график зависимости температуры нефти в пути следования от времени при условии подогрева нефтегруза на станциях Сургут, Салым и Тобольск, а также на конечной станции Тюмень.

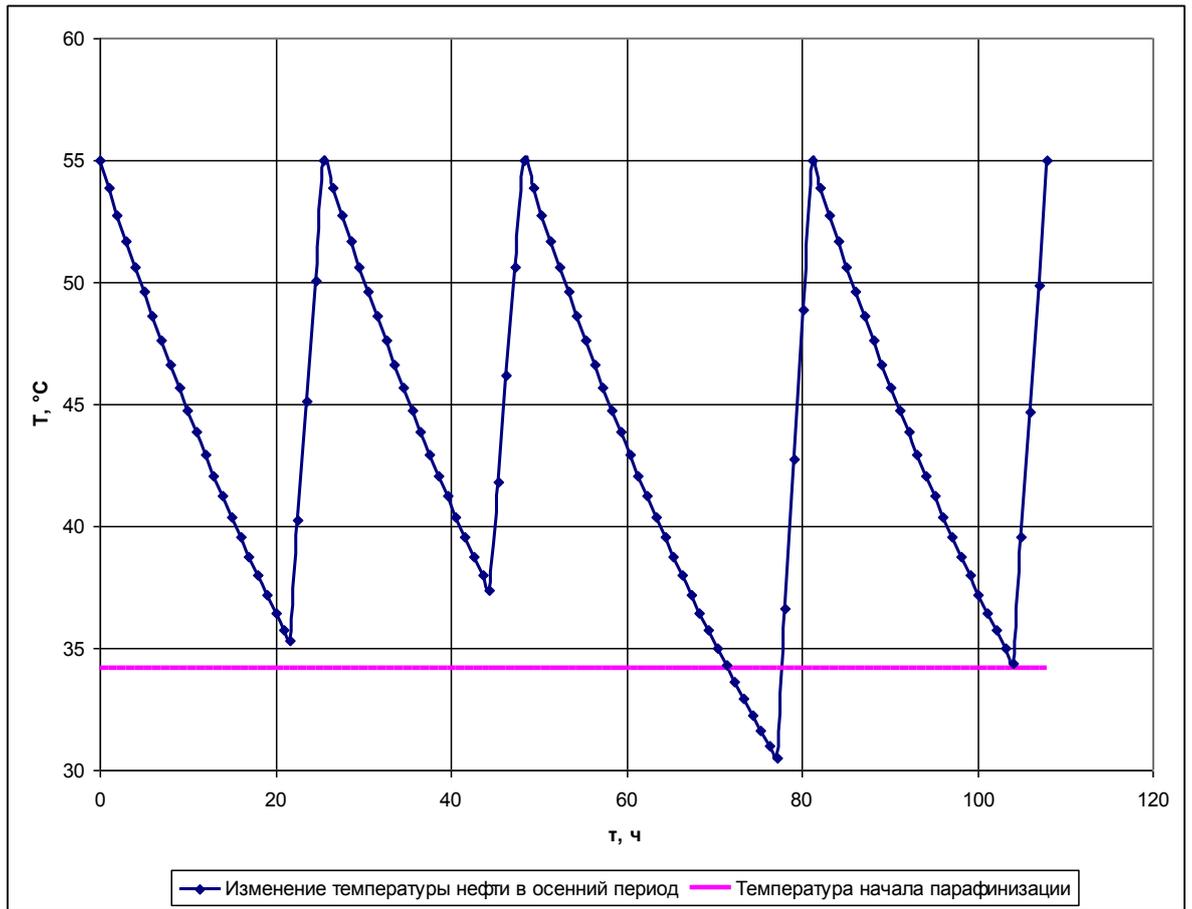


Рисунок 3.5 – Изменение температуры нефти в пути следования в зависимости от времени при условии подогрева на промежуточных станциях Сургут, Салым, Тобольск и конечной станции Тюмень (осенний период)

Из графика можно сделать вывод, что дополнительную энергию на подогрев, связанную с плавлением выпавшего парафина, необходимо будет затратить на станции Тобольск.

3.3 Расчёт температуры нефти в пути следования в зимний период

Для данной местности в зимний период характерны следующие климатические условия:

- t_{cp} составляет минус 20,4 °C;
- v_{cp} равна 2,8 м/с.

Согласно рассмотренной методике расчётов, температура нефти в цистерне в конце пути следования без подогрева будет равна минус 8,01 °C.

По данной методике можно построить график зависимости температуры нефти в пути следования без подогрева от времени (рис. 3.6).

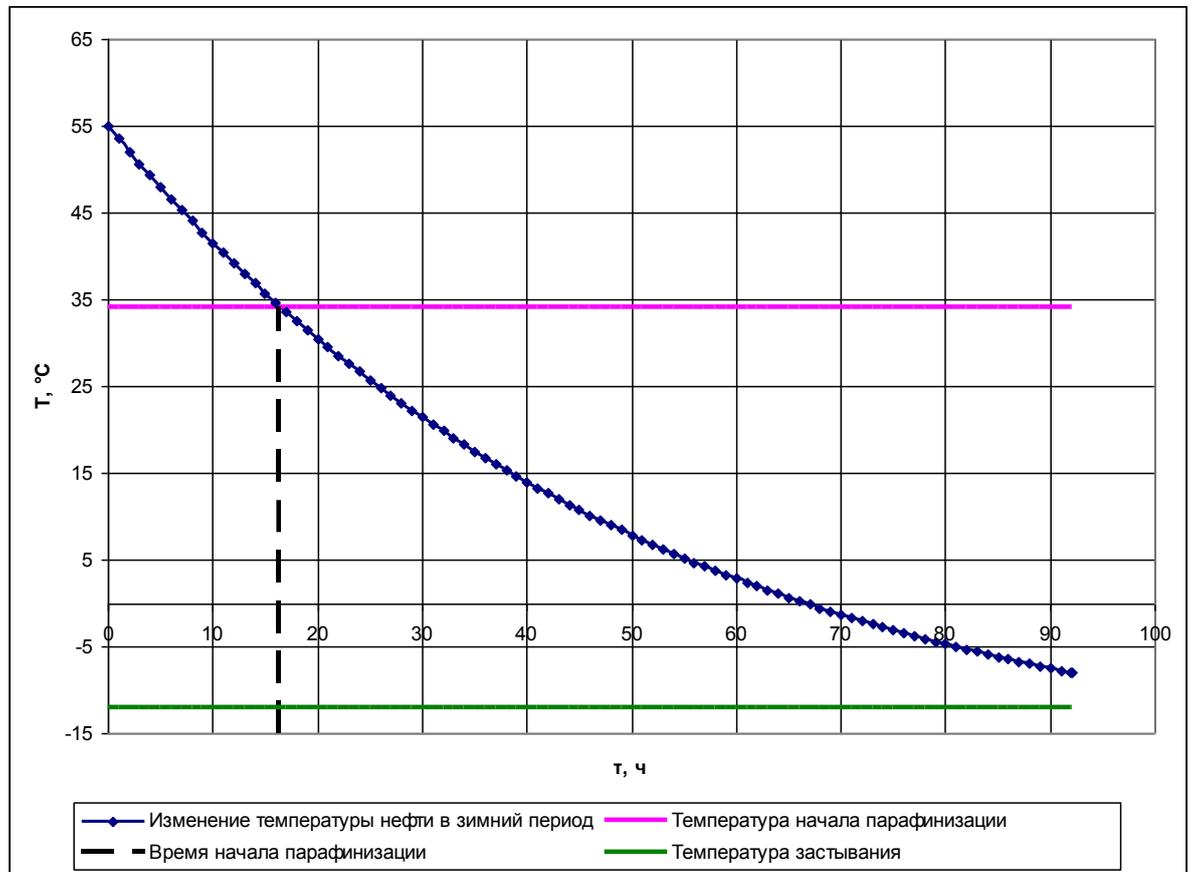


Рисунок 3.6 – Изменение температуры нефти в пути следования без подогрева в зависимости от времени (зимний период)

Из данного графика видно, что выпадение парафинов начинается через 16,45 ч после начала движения поезда. К моменту прибытия на конечную станцию температура станет близкой к температуре застывания, т.е. нефть в цистерне практически полностью потеряет подвижность. На рис. 3.7 приведен график зависимости температуры нефти в пути следования от времени при условии подогрева нефтегруза на станциях Сургут, Салым и Тобольск, а также на конечной станции Тюмень.

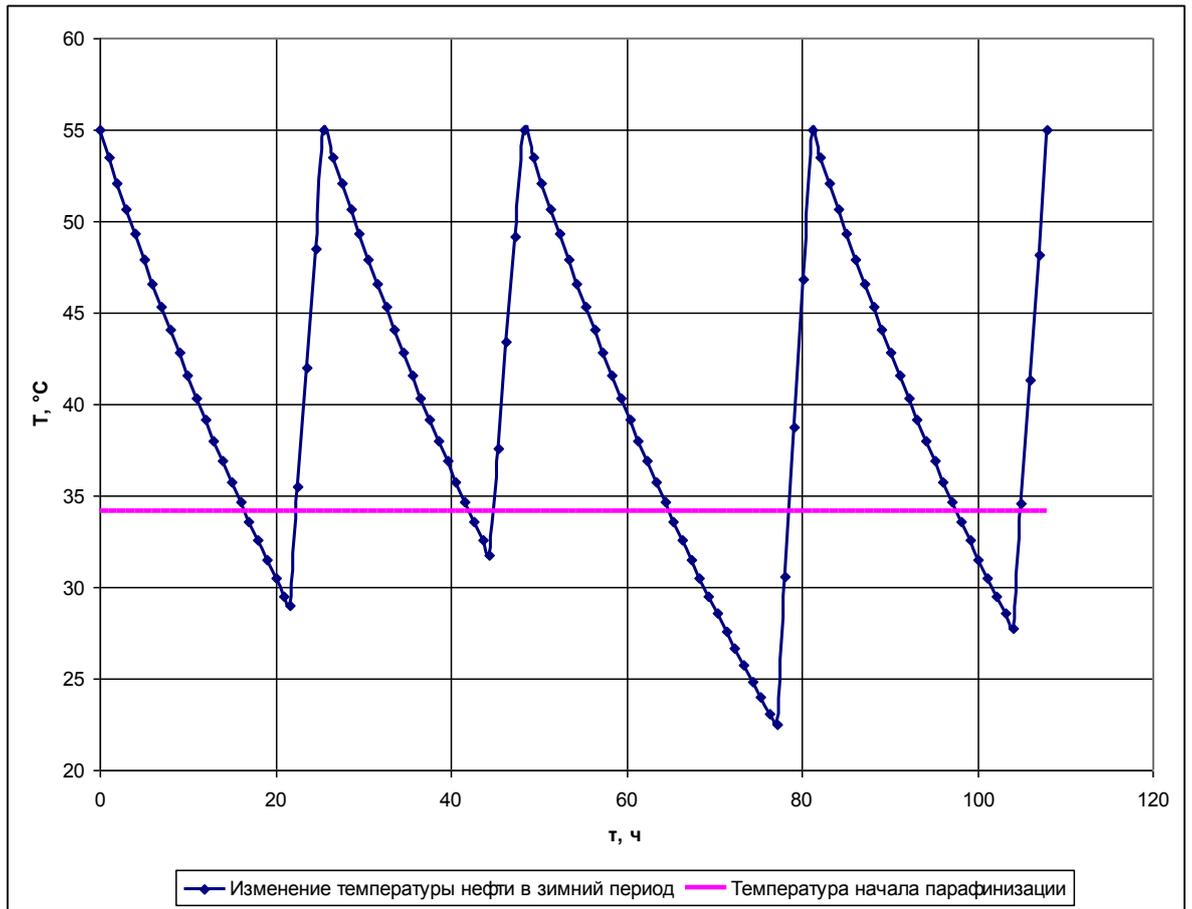


Рисунок 3.7 – Изменение температуры нефти в пути следования в зависимости от времени при условии подогрева на промежуточных станциях Сургут, Салым, Тобольск и конечной станции Тюмень (зимний период)

Из графика можно сделать вывод, что дополнительную энергию на подогрев, связанную с плавлением выпавшего парафина, необходимо будет затратить на всех промежуточных станциях и на конечной станции в г.Тюмень.

3.4 Расчёт температуры нефти в пути следования в весенний период

Для данной местности в весенний период характерны следующие климатические условия:

- t_{cp} составляет 0,3 °C;
- v_{cp} равна 3,6 м/с.

Согласно рассмотренной методике расчётов, температура нефти в цистерне в конце пути следования без подогрева будет равна 7,83 °C.

По данной методике можно построить график зависимости температуры нефти в пути следования без подогрева от времени (рис. 3.8).

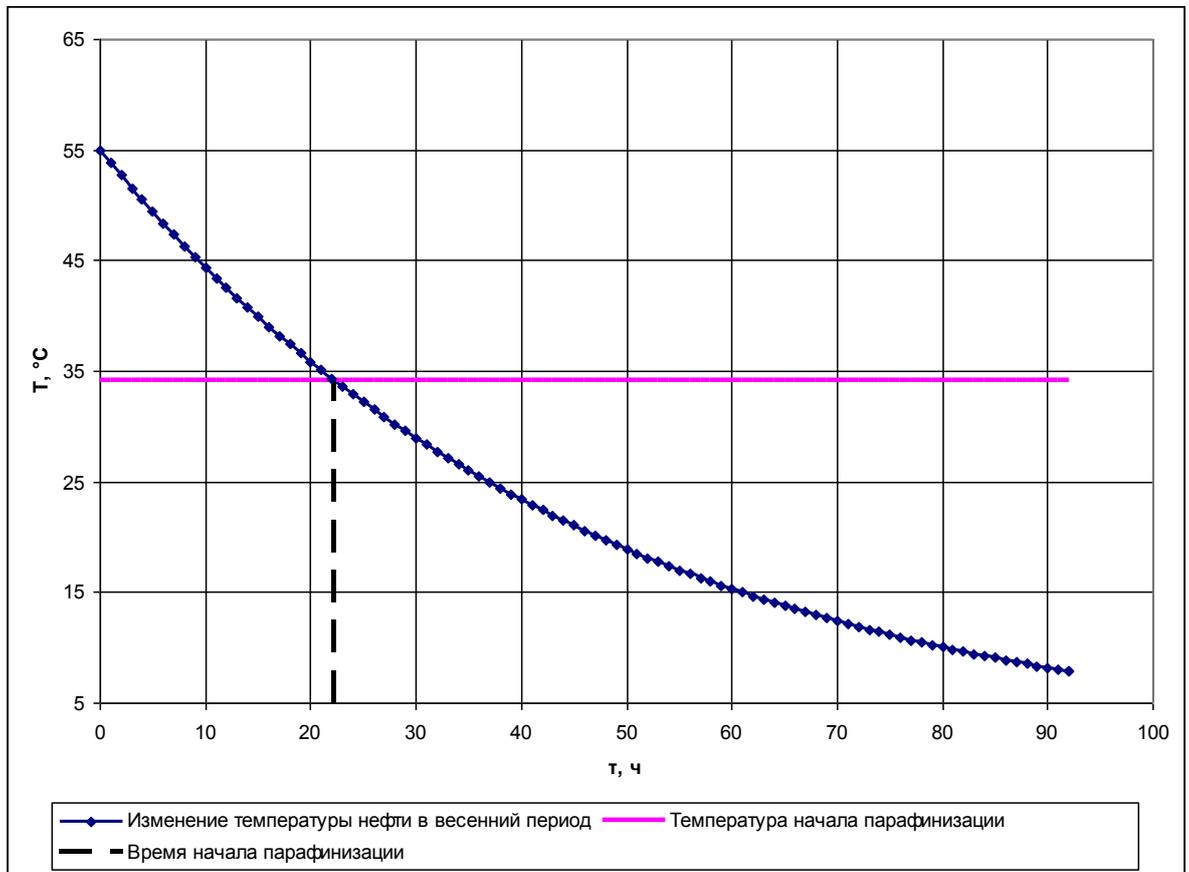


Рисунок 3.8 – Изменение температуры нефти в пути следования без подогрева в зависимости от времени (весенний период)

Из данного графика видно, что выпадение парафинов начинается через 22,21 ч после начала движения поезда. На рис. 3.9 приведен график зависимости температуры нефти в пути следования от времени при условии подогрева нефтегруза на станциях Сургут, Салым и Тобольск, а также на конечной станции Тюмень.

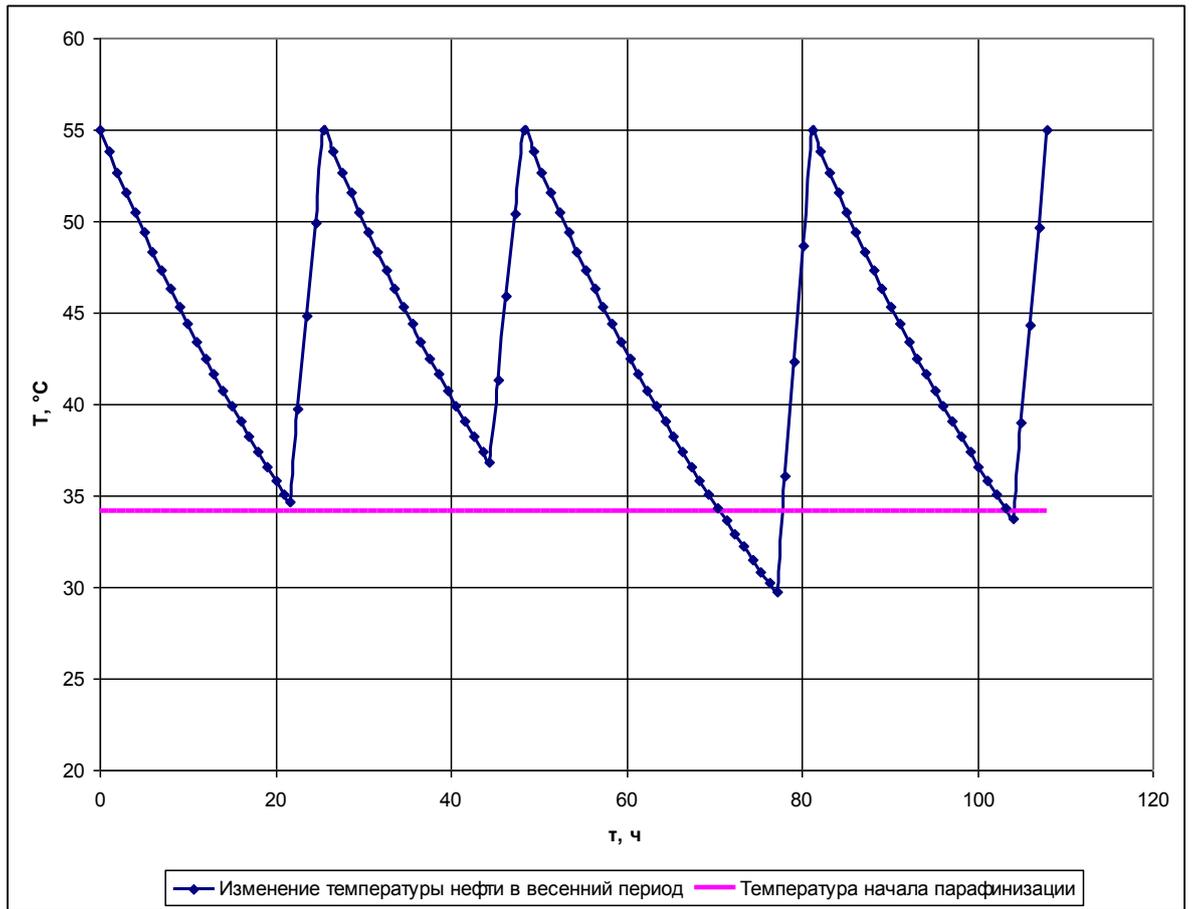


Рисунок 3.9 – Изменение температуры нефти в пути следования в зависимости от времени при условии подогрева на промежуточных станциях Сургут, Салым, Тобольск и конечной станции Тюмень (весенний период)

Из графика можно сделать вывод, что дополнительную энергию на подогрев, связанную с плавлением выпавшего парафина, необходимо будет затратить на станции Тобольск и на конечной станции Тюмень.

3.5 Расчёт подогрева нефти в цистерне

3.5.1 Электроподогрев

Расчёт подогрева заключается в нахождении количества теплоты, которое необходимо затратить, чтобы груз заданной массы нагрелся от начальной температуры его прибытия на станцию T_n до конечной температуры равной температуре залива груза T_k . Это количество теплоты складывается из теплоты:

- идущей на подогрев всей массы нефти G

$$Q_1 = Gc_p(T_k - T_n) \quad (16)$$

- идущей на расплавление застывшей части нефти G_T (выпавшего парафина)

$$Q_2 = G_T \cdot \chi \quad (17)$$

где χ – скрытая теплота плавления парафина

- теряемой в окружающую среду

$$Q_3 = K \cdot F \cdot \Delta T \cdot \tau \quad (18)$$

где K – коэффициент теплопередачи от нефтепродукта в окружающую среду,

F – поверхность охлаждения,

ΔT – средняя разность температур между нефтью и окружающей средой,

τ – время разогрева нефти.

Среднее количество тепла которое должен сообщить подогреватель нагреваемой среде в единицу времени (мощность) [4, с.434]

$$Q_T = \frac{1}{\tau}(Q_1 + Q_2 + Q_3) \quad (19)$$

Если в процессе охлаждения нефти на стенках котла цистерны не образовалась твёрдая застывшая корка, то $G_T=0$ и $Q_2=0$. Если продолжительность охлаждения была значительной, то связь между толщиной застывшей парафиновой корки X и временем выпадения парафина $\tau_{заст}$ определяется формулой

$$\tau_{заст} = \frac{\chi \cdot g \cdot \rho}{T_{заст} - T_{возд}} \cdot \left[\frac{X \cdot d}{\alpha_{2ст} \cdot D_n} - X^2 \cdot \left(\frac{1}{\alpha_{2ст} \cdot D_n} + \frac{1}{2\lambda_n} \right) \right] \quad (20)$$

где $T_{заст}$ – температура застывания нефти,

d – внутренний диаметр цистерны,

D_n – наружный диаметр цистерны

Суммарная энергия необходимая для нагрева нефти в цистерне в летний период будет равна 2355,77 кВт·ч, в осенний период равна 3444,84 кВт·ч, в зимний период 4661,98 кВт·ч, в весенний период равна 3573,28 кВт·ч.

Согласно установленным тарифам на электрическую энергию 2017 года стоимость электроподогрева нефти в цистерне в летний период будет равна 5032,94 руб., в осенний период равна 7359,66 руб., в зимний период 9959,99 руб., в весенний период равна 7634,06 руб.

3.5.2 Пароподогрев

Исходя из полученных результатов, можно рассчитать количество пара необходимое для сообщения необходимого количества теплоты нефти в цистерне и стоимость топлива, которое будет израсходовано на получение данного количества пара.

Расход теплоносителя необходимого для подогрева данного количества нефти определяют по формуле [5, с.112]

$$G_T = \frac{Q_T}{i_n - i_k} \quad (21)$$

где i_n – удельная энтальпия теплоносителя на входе в теплообменный аппарат,

i_k – удельная энтальпия теплоносителя на выходе из подогревателя.

Количество пара необходимое для подогрева заданной массы нефти в цистерне в летний период будет равно 3918,49 кг, в осенний период равно 5729,99 кг, в зимний период равно 7754,53 кг, в весенний период равно 5943,63 кг.

Исходя из полученных результатов и текущих расценок на топливо, можно рассчитать стоимость топлива, которое будет израсходовано на получение данного количества пара. Стоимость в летний период будет равна 5699,41 руб., в осенний период равна 10018,50 руб., в зимний период равна 15208,83 руб., в весенний период равна 10392,03 руб.

4. ЭКОНОМИЧЕСКИЙ РАСЧЁТ ПОДОГРЕВА ВЫСОКОВЯЗКОЙ НЕФТИ РАЗЛИЧНЫМИ СПОСОБАМИ

Затраты на подогрев нефти в цистерне различными способами в зависимости от климатических условий можно представить в виде диаграммы, изображенной на рисунке 4.1.

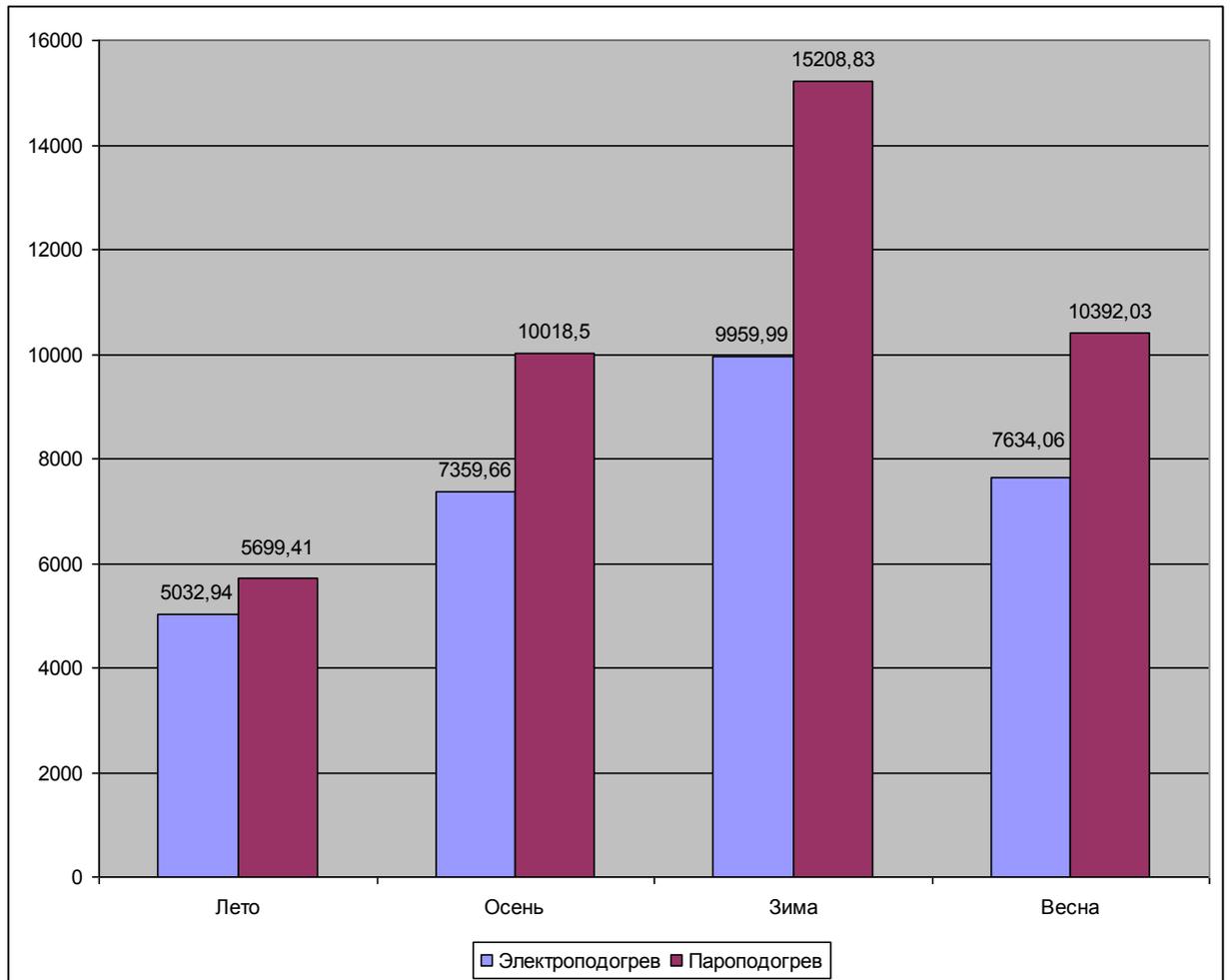


Рисунок 4.1 – Сравнение финансовых затрат на различные способы подогрева в зависимости от климатических условий в расчёте на одну цистерну (по вертикальной оси отложены финансовые затраты на подогрев в рублях)

Из данной диаграммы можно сделать вывод, что если в летний период разница между затратами на пароподогрев и электроподогрев мала, то в осенний и весенний периоды затраты на пароподогрев больше, чем на электроподогрев

приблизительно на 36 %. В зимний период стоимость пароподогрева выше, чем стоимость электроподогрева на 52 %. Значения, получаемые в пересчёте на железнодорожный состав из двадцати цистерн, приведены на диаграмме, изображённой на рис. 4.2.

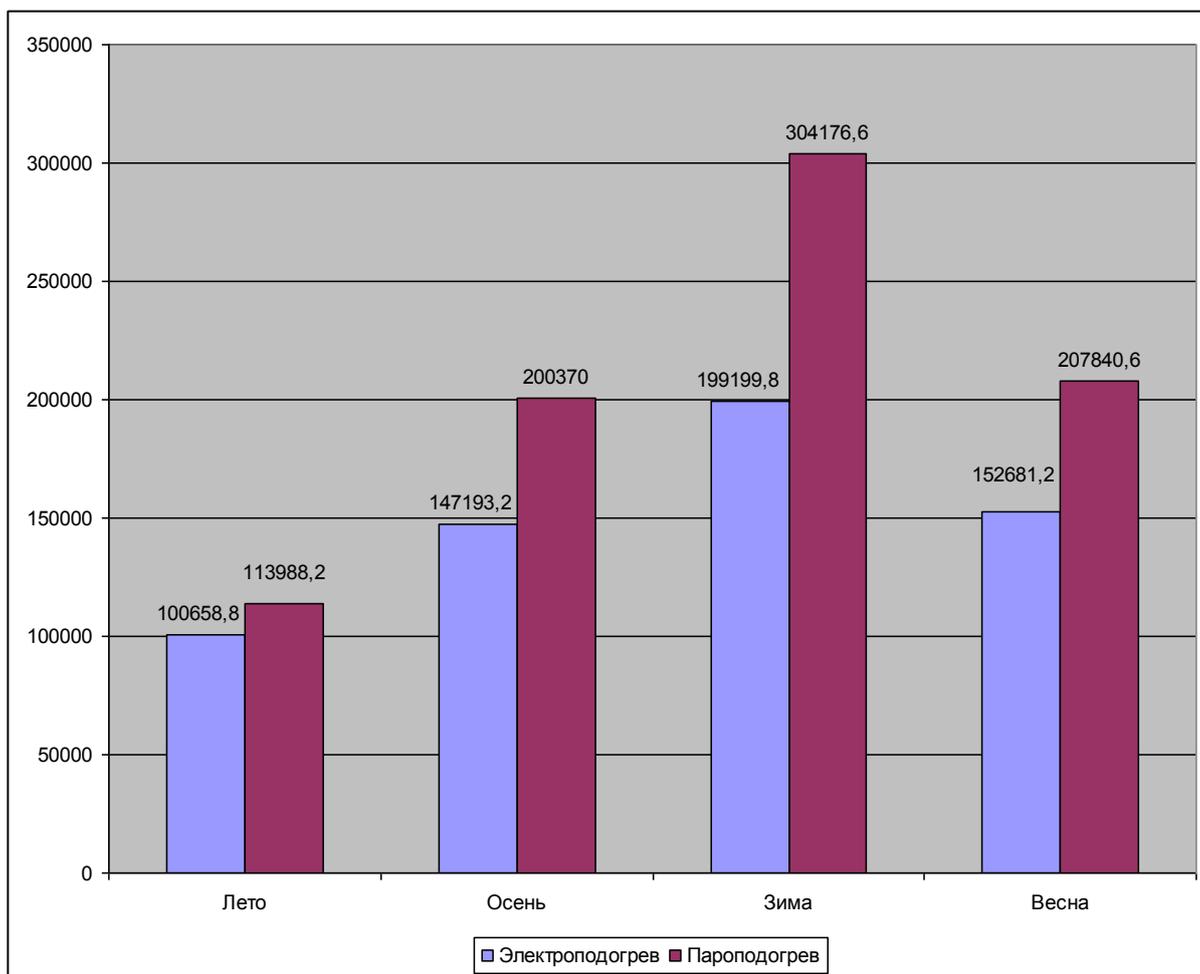


Рисунок 4.2 – Сравнение финансовых затрат на различные способы подогрева в зависимости от климатических условий в расчёте на железнодорожный состав из 20 цистерн (по вертикальной оси отложены финансовые затраты на подогрев в рублях)

Из диаграммы, изображённой на рисунке 4.2, видно, что в пересчёте на целый маршрут из 20 цистерн, выгода от использования электроподогрева, например, в зимний период составляет 104976,8 руб.

Отсюда следует вывод, что применение электроподогрева значительно более выгодно по сравнению с пароподогревом в осенний, зимний и весенний периоды, и к использованию в эти сезоны рекомендуется именно электроподогрев.

ЗАКЛЮЧЕНИЕ

Добыча высоковязкой нефти, транспортировка её к пунктам сбора и подготовки и, наконец, переработка с целью получения конечных продуктов – одни из актуальных задач нефтедобывающей промышленности. Проблему увеличения вязкости нефти и выпадения из неё парафина при охлаждении нефтегруза в процессе транспортировки по железной дороге, можно решить путём её подогрева в цистернах, электрическим способом или с помощью пара. В данной работе проведён сравнительный анализ финансовых затрат на различные способы подогрева в зависимости от климатических условий.

Результаты работы:

1) Проведен обзор литературных источников и определены условия перевозки, определены характеристики перевозимой среды, определены зависимости теплофизических параметров среды от температуры. Изучена методика расчёта температуры в пути перевозки;

2) Проведены расчёты, в ходе которых определена конечная температура нефти при перевозке железнодорожным транспортом при разных климатических условиях;

3) Определены финансовые затраты на перевозку нефти в железнодорожных цистернах при разных способах подогрева;

4) Составлены рекомендации по перевозке высоковязких нефтей железнодорожным транспортом.

СПИСОК ИСТОЧНИКОВ

1. Бахмат Г.В. Транспорт и хранение нефти и газа в примерах задачах / Г.В. Бахмат, Г.Г. Васильев, А.И. Гольянов и др. // СПб.: Недра, 2004 г. – 543 с.
2. Бродов Ю.М. Расчёт теплообменных аппаратов паротурбинных установок: Учебное пособие/ Ю.М. Бродов, М.А. Ниренштейн // Екатеринбург: УГТУ, 2001 г. – 373 с.
3. Лурье М.В. Задачник по трубопроводному транспорту нефти, нефтепродуктов и газа: Учеб. пособие для ВУЗов / Лурье М.В. // М.: ООО «Недра-Бизнесцентр», 2003 г. – 349 с.
4. Специализированные цистерны для перевозки опасных грузов. Справочное пособие/ Под ред. В.Н. Котуранова и В.Н. Филиппова // М.: Издательство стандартов, 1993 г. – 251 с.
5. Справочник инженера по эксплуатации нефтегазопроводов и продуктопроводов / Под общей редакцией Ю.Д.Земенкова // М.: Инфра-Инженерия, 2006 г. – 928 с.
6. Тугунов П.И. Типовые расчёты при проектировании и эксплуатации нефтебаз и нефтепроводов. Учебное пособие для ВУЗов / П.И.Тугунов, В.Ф. Новосёлов, А.А. Коршак, А.М. Шаммазов // Уфа: ООО «ДизайнПолиграфСервис», 2002 г. – 658 с.
7. Хранение нефти и нефтепродуктов: Учебное пособие / Под общей редакцией Ю.Д.Земенкова // Тюмень: ТюмГНГУ, 2001 г. – 550 с.
8. Эксплуатация магистральных нефтепроводов: Учебное пособие / Под общей редакцией Ю.Д.Земенкова // 2-е издание. – Тюмень: ТюмГНГУ, 2001 г. – 623 с.