

МИНИСТЕРСТВО НАУКИ И ВЫСШЕГО ОБРАЗОВАНИЯ
РОССИЙСКОЙ ФЕДЕРАЦИИ
Федеральное государственное автономное образовательное учреждение
высшего образования
«ТЮМЕНСКИЙ ГОСУДАРСТВЕННЫЙ УНИВЕРСИТЕТ»
ИНСТИТУТ МАТЕМАТИКИ И КОМПЬЮТЕРНЫХ НАУК
Кафедра фундаментальной математики и механики

РЕКОМЕНДОВАНО К ЗАЩИТЕ
В ГЭК
Заведующий кафедрой
(к.ф.-м.н.)

 А. П. Девятков
19 июня 2023 г.

ВЫПУСКНАЯ КВАЛИФИКАЦИОННАЯ РАБОТА
магистра

ИССЛЕДОВАНИЕ ИЗМЕНЕНИЯ «ЖИВОГО» СЕЧЕНИЯ НЕФТЕПРОВОДА

01.04.01 «Математика»

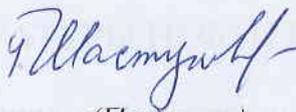
Магистерская программа «Вычислительная механика»

Выполнила работу
студентка 2 курса
очной
формы обучения


(Подпись)

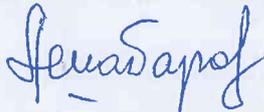
Сахарова
Марина
Сергеевна

Научный руководитель
кандидат физико-математических
наук, доцент


(Подпись)

Шастунова
Ульяна
Юрьевна

Рецензент
доктор технических наук,
профессор


(Подпись)

Шабаров
Александр
Борисович

Тюмень
2023 год

ОГЛАВЛЕНИЕ

ВВЕДЕНИЕ.....	4
ГЛАВА 1. ЛИТЕРАТУРНЫЙ ОБЗОР.....	6
1.1. ПАРАФИН. ФИЗИЧЕСКИЕ И ХИМИЧЕСКИЕ СВОЙСТВА ПАРАФИНА	6
1.2. АСФАЛЬТОСМОЛОПАРАФИНОВЫЕ ОТЛОЖЕНИЯ.....	12
1.3. МЕХАНИЗМ И ФАКТОРЫ ОБРАЗОВАНИЯ ПАРАФИНА В НЕФТИ..	15
1.4. ОПРЕДЕЛЕНИЕ ТЕМПЕРАТУРЫ ЗАСТЫВАНИЯ И КРИСТАЛЛИЗАЦИИ НЕФТИ	18
1.5. ЭКСПЕРИМЕНТАЛЬНОЕ ОПРЕДЕЛЕНИЕ КОЛИЧЕСТВА СОДЕРЖАНИЯ ПАРАФИНА В НЕФТИ	23
1.6. ДВИЖЕНИЕ ПАРАФИНистой НЕФТИ В НЕФТЕПРОВОДЕ, КЛАССИФИКАЦИЯ НЕФТЕПРОВОДОВ.....	29
1.7. МЕТОДИКИ РАСЧЕТОВ ИЗМЕНЕНИЯ «ЖИВОГО» СЕЧЕНИЯ НЕФТЕПРОВОДОВ	33
1.8. МЕТОДЫ БОРЬБЫ И УДАЛЕНИЯ ОТЛОЖЕНИЙ НА СТЕНКЕ НЕФТЕПРОВОДОВ	42
ГЛАВА 2. ПРАКТИЧЕСКАЯ ЧАСТЬ	46
2.1. РАСЧЕТ ИЗМЕНЕНИЯ ТЕМПЕРАТУРЫ НЕФТИ ПО ДЛИНЕ ТРУБОПРОВОДА.....	46
2.1.1. ПОСТАНОВКА ЗАДАЧИ.....	46
2.1.2. НАЧАЛЬНЫЕ ДАННЫЕ	46
2.1.3. МЕТОДИКА РАСЧЕТА ПО ИЗМЕНЕНИЮ ТЕМПЕРАТУРЫ НЕФТИ ПО ДЛИНЕ ТРУБОПРОВОДА	48
2.1.4. РЕЗУЛЬТАТЫ РАСЧЕТА ИЗМЕНЕНИЯ ТЕМПЕРАТУРЫ ПО ДЛИНЕ НЕФТЕПРОВОДА	53

2.2. ИССЛЕДОВАНИЕ ИЗМЕНЕНИЯ «ЖИВОГО» СЕЧЕНИЯ НЕФТЕПРОВОДА	54
2.2.1. ПОСТАНОВКА ЗАДАЧИ.....	54
2.2.2. МЕТОДИКА РАСЧЕТА ИЗМЕНЕНИЯ «ЖИВОГО» СЕЧЕНИЯ НЕФТЕПРОВОДА	55
2.2.3. РЕЗУЛЬТАТЫ РАСЧЕТА ИЗМЕНЕНИЯ «ЖИВОГО» СЕЧЕНИЯ НЕФТЕПРОВОДА	63
2.3. ОПРЕДЕЛЕНИЕ ПЕРИОДА ОЧИСТКИ НЕФТЕПРОВОДА.....	65
ЗАКЛЮЧЕНИЕ	68
БИБЛИОГРАФИЧЕСКИЙ СПИСОК	70

ВВЕДЕНИЕ

Современный мир не может существовать без нефти. При переработке нефтяного продукта помимо топлива для транспорта изготавливают корпуса для бытовой техники, полистирол, лаки и краски, парафин, растворители, фенол, который в дальнейшем является важным компонентом для создания аспирина. Даже в косметологии можно найти продукты переработки нефти.

Нефтяные компании при добыче «черного золота» имеют ряд существенных проблем, которые необходимо решать в окружающем обществе. Нефть классифицируется на легкую и тяжелую в зависимости от состава, плотности. Больше половины запасов нефти являются трудноизвлекаемыми, которые из-за своих физических и химических свойств не могут быть подняты с недр земли на поверхность общепринятыми методами. Именно это и является актуальным для нефтяников: как извлечь на поверхность трудноизвлекаемую, тяжелую нефть. Что необходимо предпринять компаниям для того, чтобы не допустить аварийной остановки трубопровода из-за роста давления, вызванным отложениями, приводящие к увеличению себестоимости углеводородного сырья при транспортировке по магистральным нефтепроводам. В связи с этим, необходимо разработать методику прогнозирования интенсивности накопления различных отложений на стенках трубопровода.

Также необходимо понимать, что нефть в своем составе имеет некоторое количество парафина, которое достигает от 0,2% до 30 % от массы. Парафин является незаменимой вещью в электротехнической, пищевой, парфюмерной, медицинской, бытовой области.

Но при транспортировке углеводородов парафины усугубляют работу нефтяной промышленности. Они откладываются на внутренней части стены скважин, насосно-компрессорных трубах, нефтеоборудованиях, что ведет к изменению проходного сечения нефтепровода. Из-за этого происходит закупоривание трубы, вследствие чего идут уменьшение количества перекачиваемых углеводородов и серьезные поломки нефтеоборудования. Не только парафин осаждается на стене трубопроводного транспорта, также может

происходить выпадение церезинов, нефтяных смол и асфальтенов. Для устранения накопившихся отложений применяют в современном мире ряд профилактических мер: подогрев нефти при транспортировке; добавление реагентов, которые являются растворителями отложений; использование скребков\очистных устройств; промывка скважин горячей водой с химреагентами; смешивание нефти с разным количеством парафина и многое другое.

Россия входит в топ-рейтинг стран по наибольшей добыче углеводородов. Но с каждым годом доля трудноизвлекаемой нефти только растет, ее объем уже превышает 70% из всего объема запасов нефти. Это лишь доказывает, что тема транспортировки парафинистой нефти актуальна для нефтяной промышленности нашего государства.

Именно поэтому цель моей работы: исследование интенсивности накапливания отложений парафина на стенках трубопровода во времени и изменения «живого» сечения нефтепровода.

Для успешной реализации цели данной работы, необходимо выполнить ряд определенных задач:

- 1) найти и проанализировать литературные источники на тему транспортировки высокопарафинистой нефти по трубопроводам;
- 2) разобрать существующие методы расчетов на изменение проходного сечения трубопровода;
- 3) составить методику расчета на определение интенсивности накапливания парафиновых отложений на стенке трубопровода;
- 4) определить местоположение выпадения парафина на участке трубопровода от куста скважин до установки подготовки нефти;
- 5) просчитать изменение «живого» сечения нефтепровода и построить монограмму зависимости толщины отложений от времени при различном содержании парафина в нефти;
- 6) определить период очистки от парафиновых отложений нефтепровода.

ГЛАВА 1. ЛИТЕРАТУРНЫЙ ОБЗОР

1.1. ПАРАФИН. ФИЗИЧЕСКИЕ И ХИМИЧЕСКИЕ СВОЙСТВА ПАРАФИНА

Нефть – это то, без чего мы не можем представить окружающий мир, как бы не хотели. Если выйти на улицу и посмотреть по сторонам, что мы видим? Машины, автобусы, фонари, дома, самолеты, асфальт... А что окружает человека дома? Мебель, бытовая техника, пищевая пленка на кухне, ткани, косметические средства, шампуни, лекарства, удобрения и др. [Химия нефти и газа: учеб. пособие для вузов, с.7-10]. Общество чаще всего не задумывается, откуда берутся вещи и из чего они состоят – но сейчас можно понять одно, нефть – это важная часть жизни любого народа на Земле. Потребление нефти с каждым годом только стабильно растет, а замены этого «черного золота» не существует.

Как писал Семен Федорович Мулявин: «Нефть – природная смесь (жидкое полезное ископаемое), состоящая преимущественно из углеводородных соединений метановой, нафтеновой и ароматической групп, которая в пластовых и стандартных условиях (0,1013 МПа при 200 С) находится в жидкой фазе. (Битум и сланцы)» [Мулявин, с.6]. Рассмотрим, из чего состоит нефть.

Алканы – это насыщенные углеводороды, или парафины, они содержатся в нефти в любом агрегатном состоянии [Химия нефти и газа: учеб. пособие для вузов, с.25-27, 32-26]:

- 1) газовое агрегатное состояние (число атомов углерода от C1 – C4);
- 2) жидкое агрегатное состояние (число атомов углерода от C5 – C15);
- 3) твердое агрегатное состояние (число атомов углерода от C16 – C60).

Химическая формула и структура алканов изображена на рисунке 1.1.1:

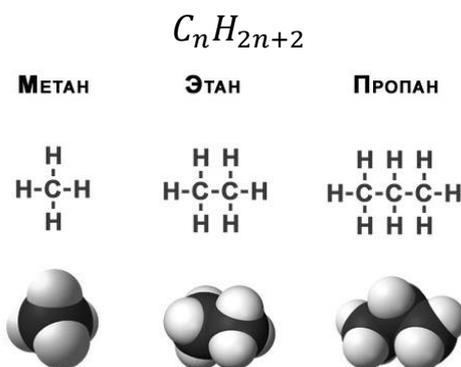
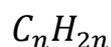


Рис.1.1.1. Химическая структура алканов

Если пойти по содержанию количества алканов в нефти, то газообразных алканов в нефти меньше, чем в двух других агрегатных состояниях. Твердые алканы представлены в нефти парафинами и церезинами. Отличием этих двух веществ друг от друга происходит в их молекулярной массе – у парафинов она 300 – 400 г/моль, у церезинов 500 – 750 г/моль. Также, сравнительная характеристика парафина и церезина представлена в таблице 1.

Примерами алканов являются: бутан, пентан, гексан, гептан, триптан, октан.

Нафтен (циклоалканы) – это насыщенные углеводороды циклического строения с определенной структурной формулой (рисунок 1.1.2):



ЦИКЛОБУТАН

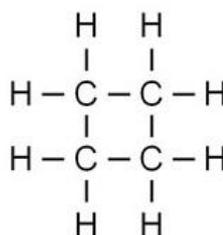
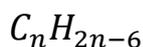


Рис. 1.1.2. Химическая структура циклоалканов

Примерами циклоалканов являются: циклопентан, циклобутан, метилциклопентан, этилциклопентан, циклогексан, метилциклогексан.

Арены (ароматические соединения) – представлены циклическим строением, имеющих одну или несколько ароматических систем [Рудин, Сомов, Фомин, с.55-57].

Химическая формула и структура аренов изображена на рисунке 1.1.3:



Примерами арен являются: бензол, толуол, этилбензол [Рудин, Сомов, Фомин, с.55-57].

РАЗЛИЧНЫЕ ИЗОБРАЖЕНИЯ БЕНЗОЛА

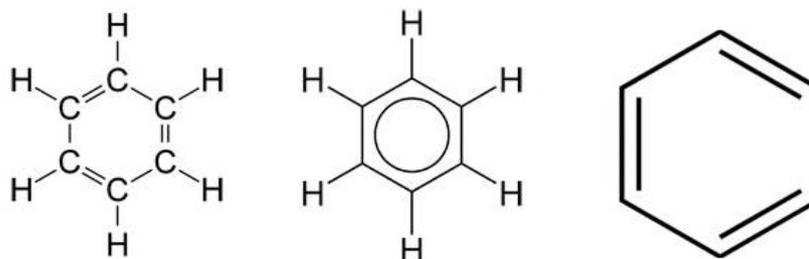


Рис. 1.1.3. Химическая структура ароматических соединений

Как говорилось выше, абсолютно любая нефть имеет в своем составе парафиновые соединения в разном его процентном содержании.

В книге «Производство парафинов» [Переверзев, Богданов, Рощин, с.5-6] данные авторы приводят определение парафина следующими словами: «парафинами называют – предельные углеводороды алканового ряда, имеющие формулу C_nH_{2n+2} , в большинстве случаев от $C_{18}H_{38}$ (октадекан) до $C_{35}H_{72}$ (пентатриоконтан)». В нефти в пластовых условиях парафины находятся в жидком состоянии [Березовский, Самойлов, Башардуст, с.124-141]. В зависимости от процентного содержания парафинов в нефти распоряжением Министерства природных ресурсов и экологии РФ от 1 февраля 2016 г. N 3-р принята к утверждению классификация нефти, представленная в таблице 1.1.1.

Таблица 1.1.1

Классификация нефти по процентному содержанию парафина в нефти.

Тип нефти	Содержание парафина в нефти, %
Малопарафинистая	< 1,5
Парафинистая	1,51-6
Высокопарафинистая	> 6

По таблице 1.1.1 видим, что нефть подразделяется на три группы: малопарафинистая (содержание парафина в нефти доходит до 1,5%), парафинистая (содержание парафина в нефти доходит от 1,51% до 6%),

высокопарафинистая (содержание парафина в нефти доходит больше 6%). Существуют на практике содержание парафина в нефти и до 25%.

Парафин представляет собой твердое вещество белого цвета, внешне похож на воск. Это продукт переработки нефти, представляющий собой смесь предельных углеводородов (рисунок 1.1.4). Имеет низкую стоимость, потому что сырье для парафина является недорогим отходом. Вещество не растворяется в кислотах и щелочах. В зависимости от качества его очищения при переработки будут зависеть его физические свойства. Более подробно физические свойства представлены на рисунке 1.1.5.

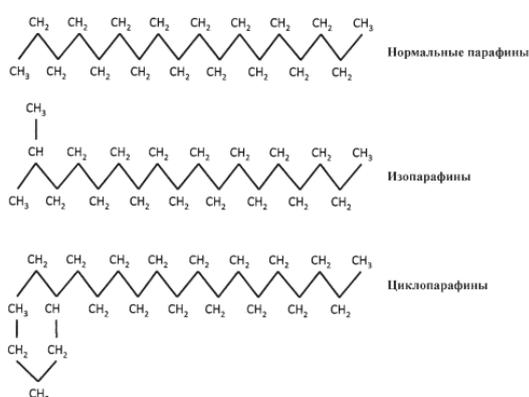


Рис. 1.1.4. Структурные формулы парафина

Параметр	Значение
Цвет	Белый
Запах	Без запаха
Вкус	Без вкуса
Агрегатное состояние (при 20 градусов и атмосферном давлении 1 атм.)	Твердое вещество, жирное на ощупь
Плотность парафина (при 15 градусах и атмосферном давлении 1 атм) кг/м ³	0,880 - 0,915
Температура плавление парафина, градусы	45 - 65
Температура кипения парафина, градусы	300 - 500
Температура самовоспламенения, градусы	Не ниже 300
Удельная теплота сгорания, МДж/кг	11,2
Кэффициент теплопроводности (при 20 градусах и атмосферном давлении 1 атм) Вт/(М.к)	0,267
Удельная теплоемкость, Дж/(кг.К)	2200
Удельное сопротивление, Ом.см	3 · 10 ¹⁸
Молярная масса, г/моль	300 - 450
Также важно понимать, что данные идут в зависимости от соотношения концентраций тяжелых и лёгких углеводородов, входящих в состав парафина.	

Рис. 1.1.5. Физические свойства парафина

От того какое количество легких и тяжёлых углеводородов содержит в себе парафин зависит его консистенция, или другими словами - плотность вещества.

Существует классификация парафина по плотности:

1) плотный парафин – его консистенция максимальна. Именно из этого парафина изготавливают свечи, балласты;

2) жидкий парафин – чаще всего используют для пропиток, применяемых в виде водоотталкивающих качеств бумаги;

3) мелкокристаллический парафин – или другое название – церезин. Представляет собой жирный порошок, используется при изготовлении различных смазок. Внешне церезин похож на кусок хозяйственного мыла.



Рис. 1.1.6. Вид плотного (слева) и мелкокристаллического (справа) парафина

Помимо классификации по плотности, существуют различные марки парафина [Парафин. Виды и марки, с.1-8]:

1) марка Т – технический продукт. Для него используется стандартная степень очистки. Применяют данную марку для изготовления свечей. Температура плавления парафина марки Т – $[+75^{\circ}\text{C}; + 90^{\circ}\text{C}]$. Дешевая себестоимость. При сильном нагревании возможно воспламенение. Большая часть парафина на рынке имеет марку Т.

2) марка П – пищевой продукт. Для него используется максимальная степень очистки, чтобы при проникновении внутрь организма человека не представляло угрозы. Применяют данную марку при покрытии фруктов, овощей и ягод в магазине\ рынке. Делают эту процедуру для того, чтобы данный слой парафина защищал внешнюю оболочку еды от воздуха, влаги, паразитов, чтобы в дальнейшем продукты больше хранились. Кроме этого, данная марка П

используется в составе губных помад, воска для укладки волос и других косметических средств. Существует марка П-1 – имеет высокую степень очистки и П-2 – имеет среднюю степень очистки.

3) марка В – высокая степень очистки. Материал данной марки не имеет в своем составе масла. Данная марка используется при нанесении покрытия тар для лекарств, химических реагентов.

4) марка С – жирные синтетические кислоты. Парафины такой марки имеют меньшую степень воспламенения. Они способны окисляться кислородом\азотной кислотой, что дальше приводит к выделению жирowych кислот. Данная марка используется в виде косметике за уходом кожей.

Помимо парафина, существует его разновидность – церезин. В составе имеет число атомов углерода от 36 до 55 и является смесью парафиновых углеводородов. Если сравнивать с парафином, то церезин имеет мелкокристаллическую структуру, на вид является мягким веществом, температура плавления от 65 градусов. Церезин имеет изостроение и представляет собой циклические радикалы – ароматические и нафтеновые [Буймов, с. 14].

Тема парафинизации трубопровода является достаточно актуальной для Тюменского региона. Был выполнен анализ по месторождениям Тюменской области. Область изобильна ресурсами полезных ископаемых (рисунок 1.1.7):

- 1) 7 месторождений имеют высоковязкую нефть;
- 2) 2 месторождения имеют маловязкую нефть;
- 3) 21 месторождения имеют парафинистую нефть;
- 4) 15 месторождений являются тяжелыми по плотности нефти;
- 8) 4 месторождений являются легкой по плотности нефти.



Рис. 1.1.7. Оценка месторождений Тюменской области

1.2. АСФАЛЬТОСМОЛОПАРАФИНОВЫЕ ОТЛОЖЕНИЯ

Чаще всего, когда происходит закупоривание трубы, принято говорить о асфальтосмолопарафиновых отложениях на стенке нефтепровода.

Асфальтосмолопарафиновые отложения – это сложная структурированная система, представляющая собой ядро, состоящее из асфальтенов и сорбционно-сольватным слоем из нефтяных смол [Иванова, Буров, Кошелев, с.268-284]. АСПО – это гетероциклическое соединение сложного гибридного строения, имеющие в своем составе такие химические элементы, как кислород, сера, азот, железо, магний, титан, медь, хром и др.

Тема отложения АСПО на стенках трубопровода является достаточно актуальной проблемой. По этой теме существует множество исследований многими авторами. Асфальтосмолопарафиновые отложения имеют твердую форму, состоящую из смеси углеводородов. На вид представляют собой мазеобразную жидкость, чаще всего черного или темно-коричневого цвета. Основными компонентами являются асфальто-смолистые вещества, которые составляют 20 - 40% от общей массы и парафины, у которых процентное содержание 20 – 70% от общей массы. Помимо этого, в составе АСПО имеется силикалегевая смола, связанная нефть, песок, глина, соли [Буймов, с. 26]. На рисунке 1.2.1 представлены фотографии отложений в разрезе трубы.



Рис. 1.2.1. Общий вид АСПО в трубе

Состав нефти зависит от региона, где она добывается, от пластовых условий, места отбора проб. Так и с АСПО – нет единого состава для каждой нефти. В зависимости от множества факторов и исследований, состав отложений представлен [Иванова, с.7]:

- 1) парафины – примерное содержание в АСПО от 9 до 77 %;
- 2) смолы – примерное содержание в АСПО от 5 до 30 %;
- 3) асфальтены – примерное содержание в АСПО от 0,5 до 70 %;
- 4) связанная нефть – примерное содержание в АСПО до 60 %;
- 5) механические примеси – примерное содержание в АСПО от 1 до 10 %;
- 6) вода – примерное содержание в АСПО от небольших долей до нескольких процентов;
- 7) сера – примерное содержание в АСПО до 2%.

Из этого следует, что парафины в АСПО занимают большую долю всех отложений. Они представлены углеводородным соединением метанового ряда.

Рассмотрим классификацию асфальтеносмолопарафиновых отложений [Буймов, с. 20]:

1) Асфальтеновая группа имеет три подгруппы: А1, А2, А3.

А1 – отношение содержания парафинов к сумме смол и асфальтенов в процентном содержании должно быть меньше 0,9. Содержание механических примесей меньше 0,2 %.

А2 – отношение содержания парафинов к сумме смол и асфальтенов в процентном содержании должно быть меньше 0,9. Содержание механических примесей от 0,2 до 0,5 %.

А3 – отношение содержания парафинов к сумме смол и асфальтенов в процентном содержании должно быть меньше 0,9. Содержание механических примесей больше 0,5 %.

2) Смешанная группа имеет три подгруппы: С1, С2, С3.

С1 – отношение содержания парафинов к сумме смол и асфальтенов в процентном содержании должно быть от 0,9 до 1,1. Содержание механических примесей меньше 0,2 %.

С2 – отношение содержания парафинов к сумме смол и асфальтенов в процентном содержании должно быть от 0,9 до 1,1. Содержание механических примесей от 0,2 до 0,5 %.

С3 – отношение содержания парафинов к сумме смол и асфальтенов в процентном содержании должно быть от 0,9 до 1,1. Содержание механических примесей больше 0,5 %.

3) Парафиновая группа имеет три подгруппы: П1, П2, П3.

П1 – отношение содержания парафинов к сумме смол и асфальтенов в процентном содержании должно быть больше 1,1. Содержание механических примесей меньше 0,2 %.

ПЗ – отношение содержания парафинов к сумме смол и асфальтенов в процентном содержании должно быть больше 1,1. Содержание механических примесей от 0,2 до 0,5 %.

ПЗ – отношение содержания парафинов к сумме смол и асфальтенов в процентном содержании должно быть больше 1,1. Содержание механических примесей больше 0,5 %.

1.3. МЕХАНИЗМ И ФАКТОРЫ ОБРАЗОВАНИЯ ПАРАФИНА В НЕФТИ

Под парафинизацией нефти представляют совокупность процессов, создающих накопление твердой фазы на поверхности нефтяного оборудования.

В данный момент существует несколько основных факторов образования парафина и его интенсивность образования на стенке трубопровода [Буймов, с. 20]:

1) Нефть движется из пласта к забою скважины. Дальше происходит снижение давления при поднятии по стволу скважины к ее устью. В призабойной зоне скважины данные изменения идут от краев к центральной части. Происходит ухудшение гидродинамического равновесия газожидкостной системы. В следствие чего объем газовой фазы возрастает, стабильность жидкой фазы падает. Если наступает ситуация, когда давление насыщения нефти газом превышает давление на забое скважины, то происходит выделение парафина из нефти. Так как нарушение равновесного состояние может происходить в любом контрольном объеме, то выделение легких углеводородных фракций может осуществляться как в пласте, так и в скважине.

2) Двигаясь по стволу скважины нефть теряет температуру, и в насосно-компрессорных трубах также происходит ее снижение из-за теплоотдачи в грунт. Также падение температуры происходит и при транспортировке нефти по трубопроводу вследствие взаимодействия с поверхностью металла трубы, которая охлаждена. Из-за перепадов температур нефть доходит до температуры кристаллизации, что приводит к образованию кристалликов парафина из нефти. При этом, сам градиент температуры будет обозначен к центру трубы и под силой молекулярной диффузии по движению теплопередачи будут происходить

выпадения кристалликов парафина на стенку трубы. Если градиент температуры между поверхностью трубы и нефтью растет, то и образование парафина будет увеличиваться.

3) На рост образования парафиновых отложений существенный вклад вносит скорость движения газожидкостной смеси. При ламинарном течении жидкости идут небольшие скорости потока смеси. Из-за небыстрого движения нефти происходит выпадение парафина с наименьшей интенсивностью. Если режим течения турбулентный, то скорость движения нефти растет, как и образование парафина. Но необходимо понимать, что скорость интенсивности накопления будет уменьшаться, если нефть достигла максимальной скорости. Происходит этого из-за того, что кристаллики парафина могут хорошо закрепиться в нефти во взвешенном состоянии. Также при такой высокой скорости будет высокая вероятность уноса парафиновых отложений.

4) На процесс формирования парафиновых отложений влияет прочность сцепления кристалликов со стенкой трубы. Если нефтепровод имеет участок, где труба шероховата или имеет микронеровности, то это является источником вихреобразования, вследствие чего идет смешение жидкости и уменьшение скорости нефти. Это может послужить появлению газа и парафина из нефти. Также, особое влияние оказывает и материал, из которого изготовлен трубопровод. «Чем выше значение полярности материала поверхности труб и лучше качество обработки, тем ниже адгезия кристаллов парафина и меньше скорости, при которых будет происходить смыв отложений» - так пишет автор [Буймов, с. 34] в своей магистерской работе.

5) Нетрудно догадаться, что на образование и интенсивность парафина влияет и то, какой состав имеет нефть (содержание в ней асфальтенов, смол, парафинов). Было экспериментально установлено, что если нефть имеет в своем составе много нафтеновых и ароматических углеводородов, то она имеет непрочные парафиновые отложения.

6) Также к факторам образования парафиновых отложений можно добавить обводненность продукции. Если сравнить теплоемкости нефти и воды,

то у воды она выше. Значит, происходит возрастание температуры нефти, что приводит к уменьшению парафиновых образований [Иванова, с. 54].

Механизм формирования АСПО – это совокупность процессов, обуславливающих накопление твердой фазы на внутренних поверхностях промышленного оборудования при добыче и перекачке нефти [Гайнулина, с. 22].

1) Молекулярная диффузия. Рассмотрим трубопровод. В пристенной области образуется ламинарный режим течения. Когда нефть движется по трубе, она остывает из-за поверхности стенок оборудования. Происходит образование радиального температурного градиента в пристенной области трубы. (Рис.1.3.1)

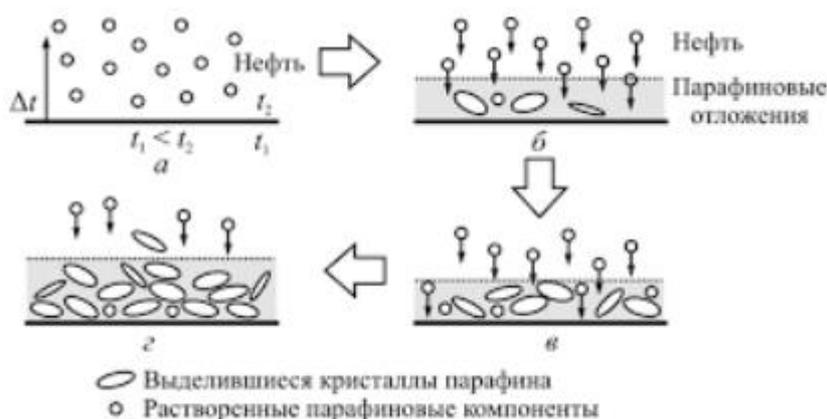


Рис. 1.3.1. Формирование отложений парафина

Данной тематикой занимался В.П. Тронов. В его работе сказано, что радиальный температурный градиент способствует образованию градиента концентрации растворенного парафина. В следствие чего происходит перемещение парафина к пристенной области трубы под действием молекулярной диффузии. Когда достигли твердых парафинов или самой стенки нефтепровода, то наступает кристаллизация вещества из нефти.

Скорость кристаллизации парафина на стенке нефтепровода описывается уравнением диффузии Фика:

$$\frac{dG}{dt} = D_M \cdot A \cdot \frac{dC}{dy}, \quad (1.3.1)$$

где D_M – это коэффициент молекулярной диффузии, G – общий объем отложений, $\frac{dC}{dy}$ – производная от объемной доли растворенных в нефти частиц

парафина по расстоянию от стенки трубы, A – площадь поперечного сечения трубы.

2) Броуновская диффузия. Так как кристаллики парафина имеют мельчайший размер, то они часто ударяются с молекулами нефти. Происходит броуновское движение – это хаотичное движение мелких твёрдых частичек в жидкости или газа. Если образуется градиент концентрации взвешанных микрочастиц данного движения, то это приводит к поперечному переносу вещества, что подобно самой диффузии [Российский учебник, с.2].

3) Сдвиговая дисперсия. Если режим течения ламинарный и парафин взвешен в нефти, то тогда он пытается перетекать со средней скоростью и в одинаковом направлении с потоком жидкости. Но слои жидкости будут двигаться с разной скоростью. Авторы пишут, что «поскольку линейная скорость частицы совпадает со скоростью потока на линии ее центра, то частица будет совершать вращательное движение с некоторой угловой скоростью [Гайнулина, с. 24].

Парафин будет создавать вокруг себя вихревое движение жидкости, что в результате чего приведет к силовому воздействию на ближайшие частицы и под действием взаимно индуцированного поля возможно поперечное движение частиц к направлению самого потока.

1.4. ОПРЕДЕЛЕНИЕ ТЕМПЕРАТУРЫ ЗАСТЫВАНИЯ И КРИСТАЛЛИЗАЦИИ НЕФТИ

Температура кристаллизации – это температура, когда начинается процесс кристаллизации. То есть при снижении температуры нефти ниже температуры кристаллизации, начинает кристаллизоваться парафин.

Температура текучести – это температура, которая является наиболее низкой, в следствие чего идет движение нефти в условиях лабораторных испытаниях [ГОСТ 20287-91].

Температура застывания нефти – это температура, когда нефть на поверхности в стандартных условиях начинает с трудом транспортироваться по скважине, трубопроводу. Нефть характеризуются высокой температурой

застывания, зависящая от процентного количества парафина и химического состава нефти. Также считается, что температура застывания – это та температура, при которой уровень нефти, охлаждаемой в пробирке при наклоне в 45° не изменит свое положение в течение минуты. Обычно температура застывания указывается в паспорте качества нефти.

При снижении температуры нефти до температуры начала кристаллизации из нее начинают выделяться кристаллики парафина. Температура кристаллизации напрямую зависит от состава нефти и молекулярной массы парафинов, которые растворены в данной нефти.

Когда при транспортировке нефти по трубопроводу температура снижается до температуры ниже температуры начала кристаллизации парафина, то вначале будут образовываться кристаллики парафина – церезин, у которого высокая молекулярная масса [Химия нефти и газа, с. 46].

Микрокристаллический парафин – это кристаллы, получившиеся из нафтеновых углеводородов.

Кристаллический парафин – это кристаллы, получившиеся из нормальных алканов C_{16} - C_{40} . Они растут спирально, их размер составляет приблизительно 15 мкм. В нефти парафин обычно существует с молекулярной массой от C_{16} – C_{50} , но также значения бывают и выше. Так, на рисунке 1.4.1 изображена хроматограмма, полученная методом газо-жидкостной хроматографии нефти. По оси абсцисс расположено время удержания в минутах, на оси ординат интенсивность образования нормальных алканов. По рисунку можно сделать вывод, что в нефти существуют парафины до C_{69} . При снижении температуры нефти образуются и церезины, и парафины ряда C_{16} - C_{40} .

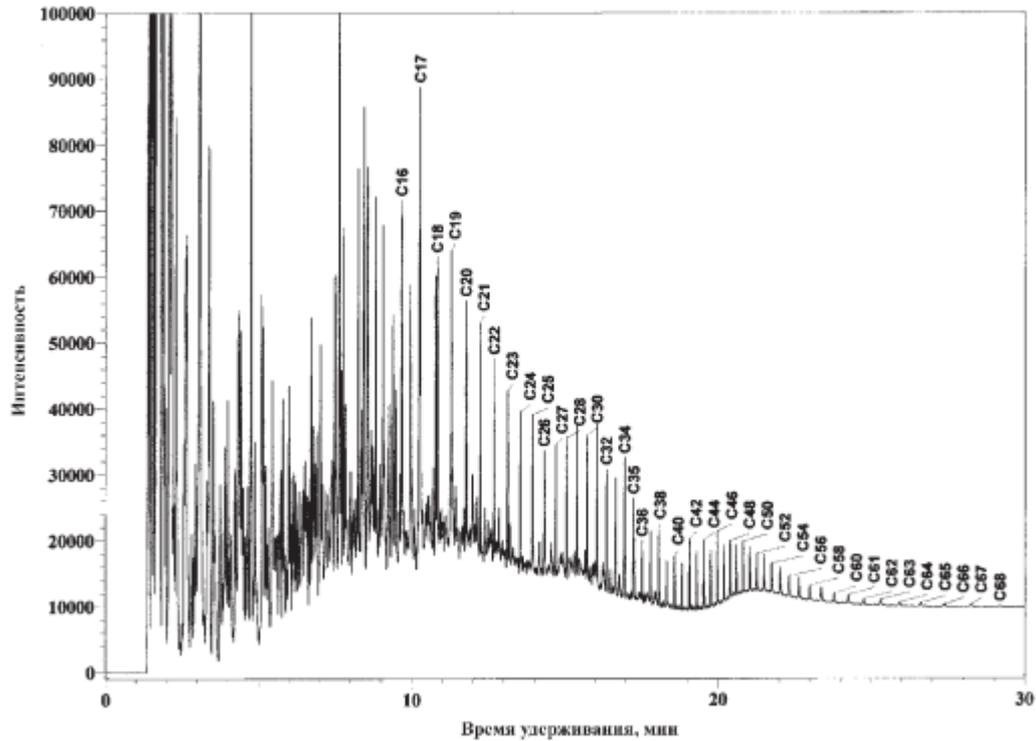


Рис. 1.4.1. Хроматограмма нефти

Нужно понимать, что температура кристаллизации нефти будет постоянной для данной углеводородной смеси при определенном давлении. Так существует несколько методик, патентов определения данной температуры:

1) Патент «Способ определения температуры кристаллизации парафинов в нефти» авторами которого являются Михалев А.Ю., Михалев Ю.П., Агинец Р.В., Волков А.Н., Онацкий В.Л. Владельцы патента RU 2495408 ООО «Научно – исследовательский институт природных газов и газовых технологий – Газпром ВНИИГАЗ». Суть изобретения следующая: вначале происходит нагревание определенного образца нефти с однократным термостатированием. Далее, авторы находят первое скачкообразное возрастание касательного напряжения сдвига, что является началом кристаллизации нефти. Вторым скачком возрастания напряжения сдвига будет являться температурой массовой кристаллизации. «При этом образец нагревают до температуры 60-80°C, нагрев и термостатирование образца выполняют с вращением цилиндра вискозиметра, а охлаждение образца выполняют со скоростью 1-2°C в минуту» - пишут авторы в своем патенте [Патент №22495408].

Данный метод определения температуры кристаллизации может быть применен в промышленных, научно – исследовательских центрах.

2) Мазепа Б.П. в своей книге писал, что температуру кристаллизации парафина можно определить при мониторинге прозрачности слоя исследуемого образца нефти, если при этом его равномерно охлаждать с применением определенного фотоэлемента, который имеет достаточно высокую чувствительность к красному спектру. Так, когда будет происходить преобразование прозрачности слоя нефти, то данная температура будет являться температурой кристаллизации парафина в нефти [Мазепа, с. 8].

3) В «ГОСТ 18995.5-73 Продукты химические органические. Методы определения температуры кристаллизации» приводится метод определения температуры кристаллизации с целью исследования изменения температуры жидкости, которая будет охлаждаться, либо расплавленным образцом во времени, где идет установление температуры кристаллизации. Аппаратура, которая использовалась в опыте: прибор Баумана-Фрома, прибор Жукова, прибор, состоящий из двух пробирок, сосуд Дьюара с термометром, охлаждающая и нагревательная бани, термометры ртутные, секундомер, глицерин и т.д. [ГОСТ 18995.5-73]. Если использовать прибор Баумана-Фрома для определения температуры кристаллизации вещества, то испытуемый образец вначале помещают в сухой сосуд, представляющий собой цилиндр. Если вещество находится в твердом агрегатном состоянии, то его необходимо расплавить на температуру, приблизительно больше на 10 - 15 градусов температуры кристаллизации. В цилиндрический сосуд с веществом устанавливают термометр, мешалку, которые должны располагаться так, чтобы не касались дна и стенок сосуда. Сам термометр должен располагаться по центру слоя образца. Если вещество имеет свойство переохлаждаться, то его температура должна уменьшиться до такого значения, чтобы оно было меньше температуры кристаллизации. Потом образец перестают мешать, тогда температура будет расти до какого-то определенного значения и выйдет на плато, после чего температура будет уменьшаться. В данном случае

температурой кристаллизацией будет являться температура, которая имеет наивысшую точку ее подъема.

4) Визуальный способ определения температуры кристаллизации был представлен ВНИИ Ульяновским Б.В. Суть метода в том, чтобы смотреть за кристаллизацией парафина нефти, образец которой находился в камере высокого давления, под микроскопом (рисунок 1.4.2).

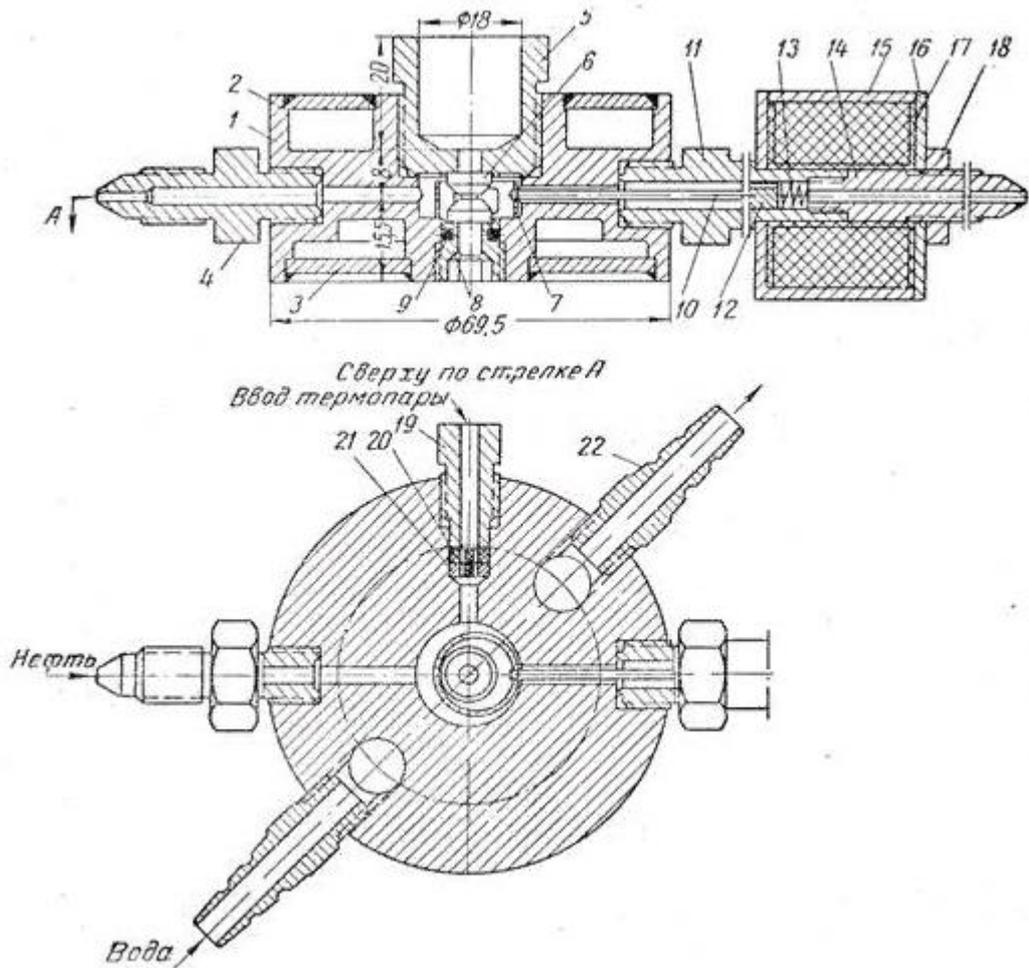


Рис. 1.4.2. Камера высоко давления

Образец помещают во внутреннюю полость камеры, которая оборудована термостатирующей рубашкой, мешалкой, термопарой. Нефть находится между 2-мя плоскопараллельными стеклами, дальше происходит процесс охлаждения образца. Когда начинает кристаллизоваться парафин, то данную температуру называют температурой начала кристаллизации парафина.

1.5. ЭКСПЕРИМЕНТАЛЬНОЕ ОПРЕДЕЛЕНИЕ КОЛИЧЕСТВА СОДЕРЖАНИЯ ПАРАФИНА В НЕФТИ

Тема исследования количества отложений парафина в нефти является актуальной. Именно поэтому на данный момент существуют различные экспериментальные установки по определению содержания парафина в нефти.

1) OXFORD INSTRUMENTS в своей публикации «Определение содержания парафина в нефтепродуктах» пишут, что парафин способен влиять на вязкость и температуру застывания нефти.

Определять содержание парафина в нефти необходимо, так как это является одним из требований для контроля качества поставляемой продукции. Так компания использует метод ЯМР – это спектроскопия ядерного магнитного резонанса. Данное исследование используется на измерении отклика от восковых компонентов, находящихся в твердом агрегатном состоянии. Данной установке делают калибровку с образцами нефтяных дистиллятов с уже известным содержанием парафина. Суть метода заключается в том, чтобы образец расплавить, перемешать с растворителем, охладить при температуре -28 градусов. Итогом испытания является линейная корреляция между откликом ЯМР от парафина и его процентным содержанием в колбе.

2) WAX-EVAL MS150 Циркуляционный испытательный стенд для изучения отложения парафинов из пробы газированной нефти. Сам стенд состоит из гидравлического циркуляционного испытательного устройства. Исследование происходит следующим образом:

- загрузка образца газированной нефти в установку;
- подготовка нефти к термической обработке;
- охлаждение/распад гелеобразной структуры нефти.

Установочный стенд определяет температуру начала кристаллизации парафина (рисунок 1.5.1). Также можно определить эффективность ингибиторов парафинов и интенсивность отложения парафинов.



Рис. 1.5.1. Установочный стенд WAX-EVAL MS150

3) Авторы патента Хасбиуллин И.И., Мингазетдинов Р.Ф., Несын Г.В., Зверев Ф.С., Валиев М.И., Ляпин А.Ю. предлагают следующее устройство для исследования динамики выпадения парафинов. Исследовательский стенд представляет собой цилиндрический теплообменник, смотровое окно, съемная крыша с патрубками для налива\слива нефти, датчики температуры (рис 1.5.2).

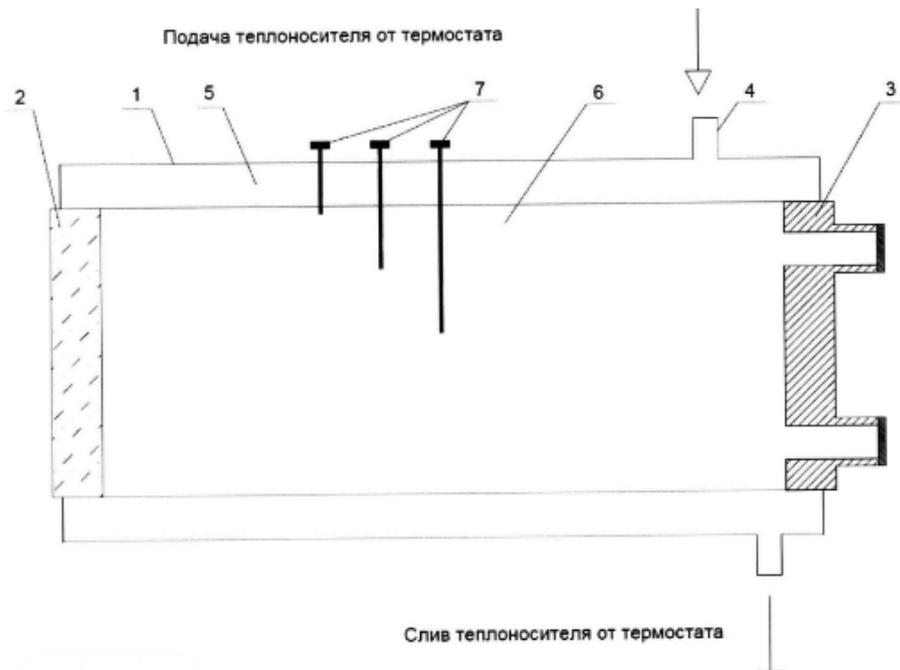


Рис. 1.5.2. Устройство для исследования динамики выпадения парафинов

Исследование происходит следующим образом:

- запуск винтового насоса;
- охлаждение нефти до определенной температуры благодаря теплоносителю;
- измерение температуры нефти с помощью трех датчиков, которые располагаются на разных высотных отметках;

- визуальная оценка образца нефти через специальное окошко, исследование зависимости температуры нефти по поверхности исследовательской установки;
- прекращение работы термостата при определенной температуре нефти;
- слив нефти, которая не успела застыть, оценка парафинового слоя на стенке трубы;
- визуальная оценка места выпадения парафина;
- количественная оценка выпадения парафина с помощью разницы самой массы установки вначале исследования и в конце;
- увеличение температуры установки до тех пор, пока весь выбывший парафин не превратится в жидкую фазу вещества, дальше происходит измерение его массы [Патент №181217].

4) В статье Сарсенбаева Х.А. «Экспериментальный исследовательский стенд по изучению внутрискважинных процессов по отложению АСПО» представлен научно-экспериментальный стенд по образованию и отложению асфальтосмолопарафиновых веществ. Стенд состоит из такого оборудования, как (рисунок 1.5.3):

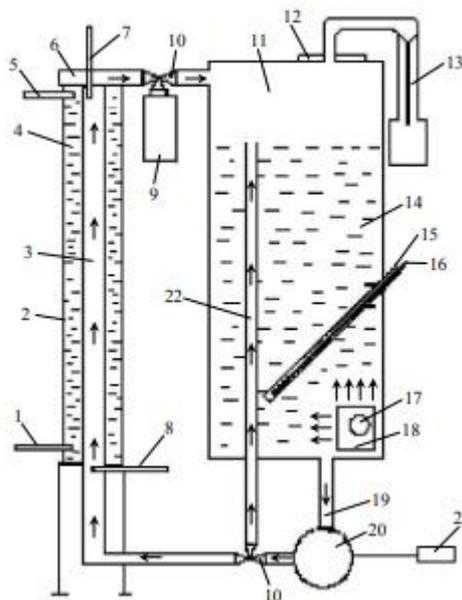


Рис. 1.5.3. Схема экспериментального стенда

- 1 – термометр, используемый для температуры исследования жидкости, которая охлаждается в камере охлаждения;
- 2 – ёмкость, которая предназначена для охлаждения испытуемого образца жидкости;
- 3 – испытуемый образец;
- 4 – вода;
- 5 – термометр, используемый для исследования температуры жидкости, которая охлаждается сверху камеры охлаждения
- 6 – направляющая труба;
- 7 – термометр, используемый для исследования температуры восходящего потока сверху испытуемого образца;
- 8 – термометр, используемый для температуры восходящего потока;
- 9 – ёмкость, необходимая для исследования подачи жидкости насосом;
- 10 – трехходовой кран;
- 11 – бак, предназначенный для подготовки исследуемого образца жидкости;
- 12 – крышка сосуда;
- 13 – специальное устройство, которое предназначено для отвода пара испытуемого образца жидкости;
- 14 – испытуемая жидкости;
- 15 – специальный сосуд для термометра;
- 16 – термометр, используемый для температуры исследования жидкости, которая циркулирует внутри бака;
- 17 – термометр;
- 18 – нагревательный элемент;
- 19 – трубка, которая используется для подачи жидкости;
- 20 – насос;
- 21 – блок питания, который регулирует подачу насоса;
- 22 – отводимая труба испытуемой жидкости.

С помощью насоса рождается циркуляция испытуемого образца жидкости внутри исследуемого объекта вещества. Само исследование происходит при разных скоростях потока, это делается для того, чтобы стенд казался более реальным и было имитирование движения жидкости в эксплуатационной колонне, либо в насосно-компрессорных трубах. Благодаря исследовательскому стенду, можно провести анализ состава и свойств АСПО, изучить механизм образования АСПО, разработать методы борьбы по образованию и уничтожению АСПО [Сарсенбаев, с. 35-37].

5) Коробов Г.Ю., Парфенов Д.В. в своей статье «Механизмы образования асфальтосмолопарафиновых отложений методики исследования» рассмотрели самый популярный экспериментально - исследовательский метод определения количества отложений парафина методом «холодного стержня». Суть данного метода в том, что в емкость вставляется металлический стержень, который будет охлаждаться с помощью внутренних потоков жидкости до нужной температуры. На рисунке 1.5.4 показана схема данного метода.

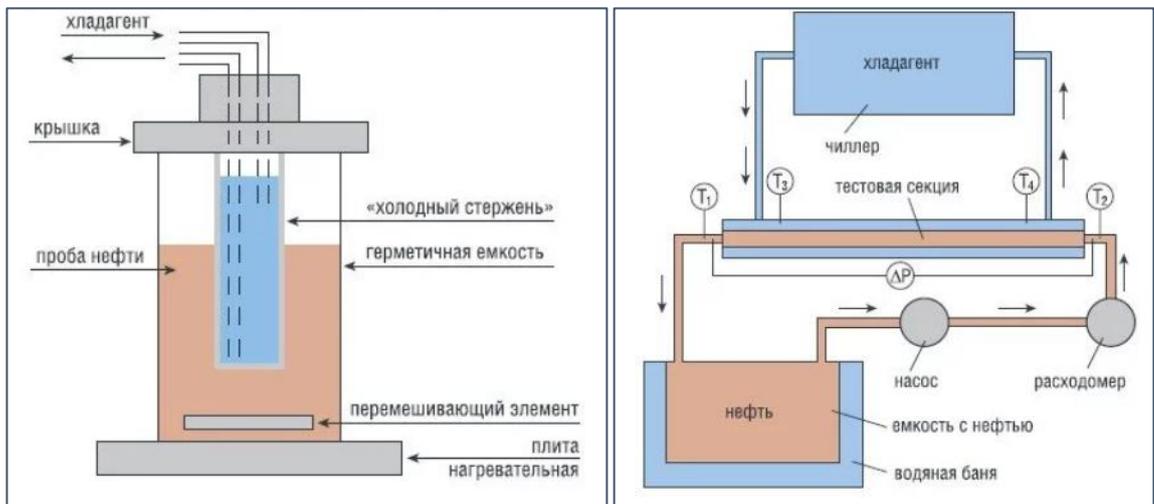


Рис. 1.5.4. Слева показана схема установки «холодный стержень», справа – схема циркуляционной установки

Установка «холодного стержня» состоит из полого цилиндра, который подключается к термостату специальными трубками, циркулирующих холодную жидкость. По окончании времени исследования цилиндр достается, происходит соскребание парафина с его стенок, дальше происходит взвешивание отложений парафина [Егоров, Николаев, Султанова, с.1-3].

6) Авдей А.В., Исламов Р.Р., Суховой М.В., Бортник В. В., Сунугатуллин Р. З., Мингазетдинов Р.Ф. создали стенд [Патент №2677073] по исследованию нефти со сложными реологическими свойствами (рисунок 1.5.5). Бак (1) наполняют нефтью, придают необходимую температуру с помощью термостата (5). Благодаря ПК (20), лаборант через АРМ приводит в движение винтовой насос (6), который циркулирует углеводородную смесь. Происходит наблюдение с помощью датчиков давления (12), температуры (2), расходомера (14) за изменениями параметров нефти. Для наблюдения процесса осаждения парафинов дозирующую секцию (15) последовательно включают в замкнутый контур, на входе и выходе дозирующей секции (15) открывают шаровые краны (18), а шаровой клапан (19) парафинов закрыт. После задаваемой определенной температуры в контуре трубы и измерительном участке по давлению и расходу на рабочем месте оператора стенда определяют параметры режима перекачки. Теплообменник (16), циркуляционный термостат (5) начинают снижать температуру, тем самым охлаждать нефть в измерительной части (15). Из-за полученного градиента температур, внутри стенки трубы происходит кристаллизация парафиновых отложений. Накопление парафина приводит к уменьшению «живого» сечения трубы.

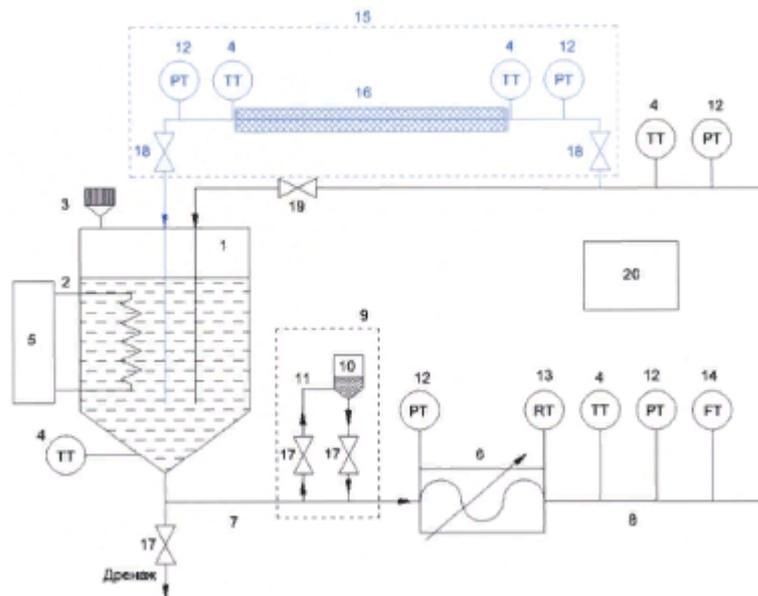


Рис. 1.5.5. Установка исследовательского стенда

1.6. ДВИЖЕНИЕ ПАРАФИНИСТОЙ НЕФТИ В НЕФТЕПРОВОДЕ, КЛАССИФИКАЦИЯ НЕФТЕПРОВОДОВ

Чтобы нефть поступала из пласта на поверхность к потребителю - сложное дело, охватывающее множество областей технических наук. Для начала производят разведку участка, на котором планируется добыча нефти. Вторым этапом идет бурение скважин (разведочных, эксплуатационных, нагнетательных, добывающих). В недрах земли на углеводороды оказывается пластовое давление, которое на порядок выше атмосферного. На первоначальном этапе нефть идет фонтаном самостоятельно, но дальше необходима помощь насосов. Третьим этапом является транспортировка углеводородного сырья из скважины. Основным способом транспортировки является трубопроводы, но также существует водный и железнодорожный транспорт. Так, нефть достигает нефтехранилищ, где дальше будет перерабатываться. Остановимся поподробнее на нефтепроводах [Petrodigest.ru, с.1-5]

Нефтепроводы имеют различные классификации по разным областям и назначениям, например, все нефтепроводы можно разделить на [Эксплуатация магистральных нефтепроводов, с. 217-220]:

- 1) внутренние трубопроводы — это трубы, которые соединяют нефтяные оборудования на промысле, заводах;
- 2) местные трубопроводы — это трубы, которые достигают по длине до нескольких десятков километров, соединяющие нефтяные промыслы с головной станцией магистрального нефтепровода;
- 3) магистральные трубопроводы — это трубы, которые имеют хорошую пропускную способность, достигают по длине до сотни\тысячи километров (рисунок 1.6.1);
- 4) технологические трубопроводы — это трубы, которые находятся на промысле, по ним движется сырье, отходы, промежуточные продукты переработки.

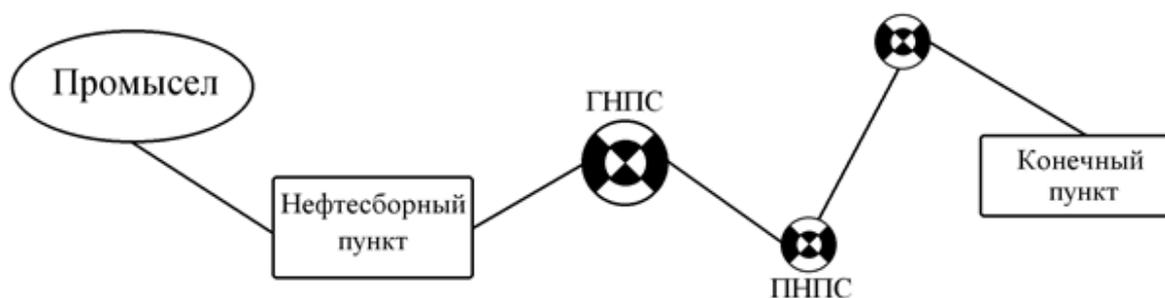


Рис. 1.6.1. Схема магистрального нефтепровода

Самой важной частью процесса в транспортировке является магистральный трубопровод. Работа такой трубы идет непрерывно, помогает в этом несколько насосных станций, которые находятся по длине трассы перекачиваемого участка. Можно разделить магистральные нефтепроводы по диаметру трубы (таблица 1.6.1):

Таблица 1.6.1

Категории магистральных трубопроводов при различной прокладке СНиП
2.05.06-85

Назначение трубопровода	Категория трубопровода при прокладке	
	подземная	наземная и надземная
Газопроводы с диаметром менее 200 мм	IV	III
Газопроводы с диаметром 1200 мм	III	III
Газопроводы с диаметром более 1200 мм	III	III
Нефтепроводы с диаметром менее 700 мм	III	III
Нефтепроводы с диаметром 700 мм	III	III
Нефтепроводы с диаметром более 700 мм	III	III

Данная классификация необходима, так можно увидеть по ней, что при разных диаметрах на разной местности транспортировки могут быть аварии\проблемы при неправильном выборе способа прокладки трубы.

Магистральный газопровод классифицируется при разных давлениях:

- 1) 1 класс - если рабочее давление от 2,5 - 10 МПа
- 2) 2 класс - если рабочее давление от 1,2 до 2,5 МПа

Технологические нефтепроводы можно разделить по роду вещества, перемещающегося в трубе:

- 1) газопровод;
- 2) паропровод;
- 3) водопровод;
- 4) конденсатопровод;
- 5) маслопровод;
- 6) бензопровод и др.

Технологические нефтепроводы можно разделить по материалу, из которого изготовлена труба:

- 1) стальные;
- 2) чугунные;
- 3) из цветных металлов;
- 4) неметаллические;
- 5) эмалированные и др.

Технологические нефтепроводы можно разделить по температуре перемещающегося по трубе вещества:

- 1) холодный (ниже 0 градусов);
- 2) нормальный (от 1 градуса до 45 градусов);
- 3) горячий (от 46 градусов).

Классификация промышленных трубопроводов по вязкости перекачиваемого вещества представлена в таблице 1.6.2.

1.7. МЕТОДИКИ РАСЧЕТОВ ИЗМЕНЕНИЯ «ЖИВОГО» СЕЧЕНИЯ НЕФТЕПРОВОДОВ

Расчет количества отложений парафина на стенке трубопровода является актуальной темой для многих нефтяных компаний, ведь так можно избежать большинство аварий на месторождениях и сэкономить денег на очистке нефтепроводов, если знать, через какое время «живое» сечение трубы станет критическим.

Е.А. Арменский в своей статье «Исследование интенсивности отложения парафина в трубах» приводит уравнение интенсивности накопления парафина на внутренней поверхности трубопровода [Арменский, с.5]:

$$J_n = -\gamma_n \cdot \left. \frac{\partial r}{\partial \tau} \right|_x = \frac{0,3164 \cdot \gamma \cdot v^{\frac{1}{4}} \cdot Q^{\frac{1}{4}}}{\pi^{\frac{11}{4}} \cdot 2^{\frac{13}{4}} \cdot g \cdot F \cdot r^{\frac{23}{4}}} - \left[\frac{c}{c + \frac{\varepsilon \cdot \kappa}{\Delta t}} - 1 \right] \cdot \frac{k}{\kappa} \cdot (t_n - t_0) \cdot \exp \left[- \frac{k \cdot 2 \cdot \pi \cdot r \cdot x}{Q \cdot \gamma \cdot \left(c + \frac{\varepsilon \cdot \kappa}{\Delta t} \right)} \right], \quad (1.7.1)$$

где обозначение параметров формулы приведены в таблице 1.7.1.

Таблица 1.7.1

Физические параметры уравнения

№	Величина	Обозначение	Размерность
1	Объемный расход	Q	$\text{м}^3/\text{с}$
2	Объемный вес	γ	$\text{кг}/\text{м}^3$
3	Весовая теплоемкость жидкости	c	$\text{Дж}/(\text{кг} \cdot \text{К})$
4	Количество тепла, выделяющегося при кристаллизации 1 кг твердой фазы	κ	Дж
5	Полный коэффициент теплопередачи от жидкости в окружающую среду с температурой t_0 ;	k	$\text{Вт}/(\text{м}^2 \cdot \text{К})$

6	Температура жидкости в точке начала кристаллизации	t_n	К
7	Скорость изменения радиуса «живого» сечения (r) трубопровода во времени (τ) за счет отложения твердой фазы;	$\frac{\partial r}{\partial \tau}$	м\с
8	Количество твердой фазы при выпадении	ε	кг
9	Участок длины трубопровода	x	м
10	Ускорение силы тяжести;	g	м/с ²
11	Коэффициент кинематической вязкости жидкости	ν	м ² /с

В другой статье «К вопросу изменения «живого» сечения нефтепроводов» [Арменский, с.15] Арменский исследовал изменение радиуса «живого» сечения трубы с течением времени в контрольном объеме. Так, скорость изменения радиуса трубы во времени:

$$\frac{dr}{d\tau} = \frac{Q \cdot \gamma \cdot i \cdot \varepsilon}{E \cdot r \cdot 2 \cdot \pi \cdot \gamma_n \cdot \kappa} - \frac{k \cdot D \cdot (t - t_0) \cdot \varepsilon}{2 \cdot r \cdot \gamma_n \cdot \kappa}, \quad (1.7.2)$$

где обозначение параметров формулы приведены в таблице 1.7.2.

Таблица 1.7.2

Физические параметры уравнения

№	Величина	Обозначение	Размерность
1	Объемный расход нефти	Q	м ³ /с
2	Объемный вес нефти	γ	кг/м ³
3	Полный коэффициент теплопередачи от жидкости в окружающую среду с температурой t_0 ;	k	Вт/(м ² *К)
4	Количество тепла, выделяющегося при кристаллизации 1 кг твердой фазы	κ	Дж

Продолжение таблицы 1.7.2

5	Значение температуры нефти для координаты длины x трубопровода	t	К
6	Количество твердой фазы при выпадении	ε	кг
7	Гидравлический уклон	i	б\р
8	Наружный диаметр изолированного трубопровода	D	м
9	Механический эквивалент тепла	E	Дж
10	Радиус «живого» сечения нефтепровода	r	м
11	Объемный вес парафина	γ_n	кг/м ³

Зубарев В.Г. в своей статье [Зубарев, с.39] «Исследование интенсивности запарафинивания трубопровода» выводит зависимости скорости парафиноотложения на поверхности трубы с небольшим диаметром и интенсивность закупоривание трубы парафинами:

$$y = A_y \cdot V \cdot \left(1 - \frac{\tau}{6}\right), \quad (1.7.3)$$

$$\frac{dy}{dV} = A_y \cdot \left(1 - 2,75 \cdot b_0 \cdot \frac{V^{1,25}}{d^{0,25}}\right), \quad (1.7.4)$$

$$\text{где } V_{max} = \left(\frac{d^{0,25}}{2,75 \cdot b_0}\right)^{\frac{1}{1,75}}; \quad b_0 = 0,0396 \cdot \frac{\rho \cdot \nu^{0,25}}{G}$$

где обозначение параметров формулы приведены в таблице 1.7.3.

Таблица 1.7.3

Физические параметры уравнения

№	Величина	Обозначение	Размерность
1	Коэффициент, зависящий от свойств перекачиваемой жидкости, качества внутренней поверхности и диаметра труб	A_y	б\р
2	Скорость потока	V	м/с
3	Касательное напряжение на стенке	τ	Па
4	Критическое напряжение в отложении парафина на границе с потоком жидкости	b	Па

Авторы статьи Зубарев В.Г., Неволин А.П. «Влияние растворимости парафина в нефти на объем парафиновых отложений» [Зубарев, Неволин, с.42-43] получили объем парафиновых отложений на поверхности нефтепровода из системы уравнений парафина, растворенного в нефти, и зависимости перехода парафина из твердого состояния в жидкое при его нагревании.

$$A \cdot v_n = Q \cdot \tau \cdot \frac{\rho_n}{\rho_n} \cdot r \cdot (T_{нк} - T_n) \cdot \left[e^{-y \cdot l_1} - e^{-y \cdot l_2} + \frac{a \cdot y}{b-y} \cdot (e^{-y \cdot l_1} - e^{-y \cdot l_2} - -e^{-B \cdot l_1} + e^{-B \cdot l_2}) + \frac{a \cdot (1-a) \cdot y}{2! \cdot (2 \cdot B - y)} \cdot (e^{-y \cdot l_1} - e^{-y \cdot l_2} + e^{-2B \cdot l_2} - e^{-2B \cdot l_1}) + + \frac{a \cdot (1-a) \cdot (2-a) \cdot y}{3! \cdot (2 \cdot B - y)} \cdot (e^{-y \cdot l_1} - e^{-y \cdot l_2} - e^{-3B \cdot l_1} + e^{-3B \cdot l_2})(e^{-y \cdot l_1} - e^{-y \cdot l_2} - e^{-3B \cdot l_1} + + e^{-3B \cdot l_2}) \right], \quad (1.7.5)$$

где обозначение параметров формулы приведены в таблице 1.7.4.

Таблица 1.7.4

Физические параметры уравнения

№	Величина	Обозначение	Размерность
1	Объемный расход нефти	Q	$\text{м}^3/\text{с}$
2	Плотность нефти	ρ_n	$\text{кг}/\text{м}^3$
3	Плотность парафина	ρ_n	$\text{кг}/\text{м}^3$
4	Температура начала кристаллизации	$T_{нк}$	К
5	Температура нефти	T_n	К
6	Интенсивность осаждения кристаллов парафина	y	$\text{м}/\text{с}$
7	Интенсивность кристаллизации парафина	τ	$\text{м}/\text{с}$
8	Радиус нефтепровода	r	м
9	Длина нефтепровода	l	м
10	Константы	a, B	б\р

Кузьмин А.А. в статье «Алгоритмизация процесса вычисления толщины парафиновых отложений по длине трубопровода в зависимости от процесса» [Кузьмин, с.96] приводит формулу скорости накопления парафиновых отложений на стенке нефтепровода:

$$I_N = 0,25 \cdot d_{\text{вн}} \cdot U \cdot \rho \cdot \Pi \cdot \frac{\theta \cdot n \cdot \exp\left(-\frac{E}{R \cdot T}\right)}{\theta + \delta \cdot \exp\left(-\frac{E}{R \cdot T}\right)} \cdot \left[(v - v_{\text{н}}) \cdot \frac{6}{L} \cdot \delta\right]^k, \quad (1.7.6)$$

где обозначение параметров формулы приведены в таблице 1.7.5.

Таблица 1.7.5

Физические параметры уравнения

№	Величина	Обозначение	Размерность
1	Внутренний диаметр технологического трубопровода;	$d_{\text{вн}}$	м
2	Количество фазовых состояний перекачиваемого нефтепродукта в рассматриваемом единичном секторе	U	б/р
3	Средняя плотность перекачиваемого нефтепродукта по потоку	ρ	кг/м ³
4	Массовая доля парафина в потоке перекачиваемого нефтепродукта	Π	б/р
5	Коэффициент диффузии частиц дисперсной фазы парафина	θ	м ² /с
6	Толщина диффузионного пограничного подслоя в потоке перекачиваемого нефтепродукта	δ	м
7	Эмпирический коэффициент, характеризующий число столкновений частиц парафина с внутренней поверхностью технологического трубопровода	n	б/р
8	Отношение количества столкновений частичек парафина, приводящих к их осаждению на внутреннюю поверхность технологического трубопровода к общему числу столкновений с внутренней поверхностью	$\exp\left(-\frac{E}{R \cdot T}\right)$	б/р
9	Средняя скорость частиц парафина в потоке нефтепродуктов	v	м/с
10	Локальная скорость частичек парафина в диффузионном пограничном подслое потока перекачиваемых нефтепродуктов	$v_{\text{н}}$	м/с
11	Размер частичек парафина в диффузионном пограничном подслое потока перекачиваемых нефтепродуктов	L	м
12	Коэффициент теплопередачи между потоком перекачиваемых нефтепродуктов и воздухом, контактирующим с наружной поверхностью технологического трубопровода	k	Вт/(м ² *К)

Саиткулов В.Г. и Бурлаков Д.Л. в патенте [Патент №2098754] «Способ измерения толщины слоя отложений на внутренних стенках водопроводных труб» предлагают использовать формулу для нахождения отложений на поверхности трубы:

$$r = \frac{\ln \frac{V_0}{V}}{2a}, \quad (1.7.7)$$

где обозначение параметров формулы приведены в таблице 1.7.6.

Таблица 1.7.6

Физические параметры уравнения

№	Величина	Обозначение	Размерность
1	Суммарная толщина отложений на внутренних диаметрально-противоположных участках стенок трубы	r	м
2	Амплитуда ультразвуковых колебаний, принятых приемным преобразователем при прохождении стенок образца трубы без внутренних отложений	V_0	м
3	Амплитуда ультразвуковых колебаний, принятых приемным преобразователем при прохождении через контролируемую трубу с возможными отложениями	V	м
4	Коэффициент затухания ультразвуковых колебаний в контролируемом слое отложений на несущей частоте ультразвуковых колебаний	a	1/с

Валеев А.Р., Гирфанова Д.Ю. в статье «Прямые и косвенные методы определения количества парафиноотложений в нефтепроводе» [Валеев, Гирфанова, с. 110-113] рассматривают проблему парафинизации трубопроводов. Авторы приводят работу (Галлямов А.К., Гимаев Р.Г., хазипова Н.Г. Построение математической модели процесса парафинизации трубопроводов, транспортирующих газонефтяные смеси), где описана математическая модель парафиноотложений на внутренней поверхности трубопровода. Галлямов и

Гимаев основывались на уравнениях теплового баланса для контрольного объема трубы и материального баланса:

$$\frac{\partial \varepsilon_i}{\partial t} = f(x_1, x_2, x_3 \dots x_n), \quad (1.7.8)$$

$$x_1 = \frac{T}{T_{\text{НК}}}; \quad (1.7.9)$$

$$x_2 = \beta; \quad (1.7.10)$$

$$x_3 = \frac{v_{\text{см}}^2}{g \cdot D_b}; \quad (1.7.11)$$

$$x_4 = V_{\text{см}}^2 \cdot D_b \cdot \left[\frac{\rho_{\Gamma}}{\mu_{\Gamma}} \cdot \beta + \frac{\rho_{\text{ж}}}{\mu_{\text{ж}}} \cdot (1 - \beta) \right]; \quad (1.7.12)$$

$$x_5 = \frac{\mu_{\text{ж}}}{\mu_{\Gamma}}; \quad (1.7.13)$$

$$x_6 = \frac{\rho_{\text{ж}}}{\rho_{\Gamma}}; \quad (1.7.14)$$

где обозначение параметров формулы приведены в таблице 1.7.7.

Таблица 1.7.7

Физические параметры уравнения

№	Величина	Обозначение	Размерность
1	Количество парафина, откладывающегося на стенке трубы при понижении t на 1	$\frac{\partial \varepsilon_i}{\partial t}$	б\р
2	Входные параметры	x_i	б\р
3	Температура начала кристаллизации парафина	$T_{\text{НК}}$	К
4	Средняя скорость смеси	$V_{\text{см}}$	м ² /с
5	Объемное расходное газосодержание	x_2	б\р
6	Критерий Фруда	x_3	б\р
7	Условный критерий Re	x_4	б\р
8	Относительная вязкость	x_5	б\р
9	Относительная плотность смеси	x_6	б\р

10	Динамическая вязкость газа	μ_{Γ}	Па*с
11	Динамическая вязкость жидкости	$\mu_{\text{ж}}$	Па*с
12	Плотность газа	μ_{Γ}	кг/м ³
13	Плотность жидкости	$\mu_{\text{ж}}$	кг/м ³

Маркин А.Н. и Суховерхов С.В. в статье «Исследование кинетики выделения парафинов из нефти» вывели формулу для нахождения толщины парафиновых отложений:

$$\delta = \frac{5,6t}{t + 44,6} \cdot e^{-162/\Delta T^2}, \quad (1.7.15)$$

где обозначение параметров формулы приведены в таблице 1.7.8.

Таблица 1.7.8

Физические параметры уравнения

№	Величина	Обозначение	Размерность
1	Время	t	час
2	Абсолютная температура	T	К

Также, авторы привели кривую роста толщины парафиновых отложений в трубе без добавления и с добавлением в нефть ингибитора парафиноотложения (рисунок 1.7.1).

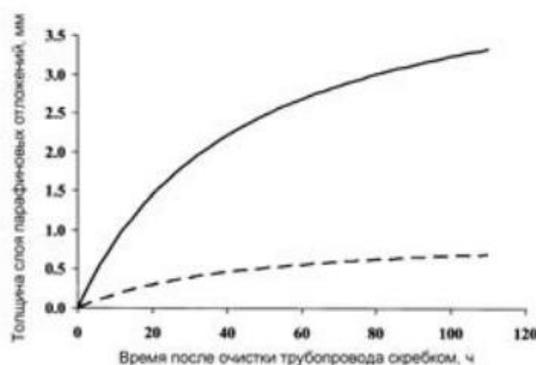


Рис. 1.7.1. Кривые роста толщины парафиновых отложений в трубе без добавления (сплошная линия) и с добавлением (пунктирная линия) в нефть ингибитор парафиноотложений

В книге «Эксплуатация магистральных нефтепроводов» авторы приводят формулы нахождения объема парафиновых отложений и толщины парафиновых отложений:

$$V_{\Pi} = \frac{R_{\text{Н}} - R}{T_{\text{НК}} - T} Q \frac{\rho_{\text{Н}}}{\rho_{\Pi}} (T - T_0) \tau \cdot 10^{-2} \left[1 - e^{-y \cdot l} - \frac{y}{y - a} (e^{-y \cdot l} - e^{-a \cdot l}) \right], \quad (1.7.16)$$

$$\delta_{\Pi} = \frac{(R_{\text{Н}} - R)(T - T_0) \rho_{\text{Н}}}{\pi D (T_{\text{НК}} - T) \rho_{\Pi}} \tau \cdot 10^{-2} \cdot \frac{ya}{a - y} (e^{-y \cdot l} - e^{-a \cdot l}), \quad (1.7.17)$$

где обозначение параметров формулы приведены в таблице 1.7.9.

Таблица 1.7.9

Физические параметры уравнения

№	Величина	Обозначение	Размерность
1	Объем парафиновых отложений	V_{Π}	м^3
2	Содержание (растворимость) парафина в нефти начальное	$R_{\text{Н}}$	%
3	Содержание (растворимость) парафина в нефти при температуре T	R	%
4	Температура начала кристаллизации нефти	$T_{\text{НК}}$	К
5	Температура нефти	T	К
6	Производительность нефтепровода	Q	$\text{м}^3/\text{с}$
7	Плотность нефти	$\rho_{\text{Н}}$	$\text{кг}/\text{м}^3$
8	Плотность парафина	ρ_{Π}	$\text{кг}/\text{м}^3$
9	Температура окружающей среды	T_0	К
10	Интенсивность осаждения парафина	y	1/м
11	Расстояние от места начала парафинизации до места, где определяется толщина отложений	l	м
12	Постоянная величина	a	б/р
13	Диаметр трубы	D	м
14	Время работы нефтепровода	τ	с

В результате прочитанных и рассмотренных различных статей, книг, патентов по определению количества отложений парафина можно увидеть, что все уравнения и зависимости разные. Авторы в своих трудах поднимают достаточно актуальную тему при транспортировке нефти по трубам. Именно поэтому необходимо учесть все плюсы и минусы прочитанных статей при написании новой методики.

1.8. МЕТОДЫ БОРЬБЫ И УДАЛЕНИЯ ОТЛОЖЕНИЙ НА СТЕНКЕ НЕФТЕПРОВОДОВ

Методов борьбы и удалений с парафинами и АСПО достаточно много. В зависимости от химического состава нефти, свойств месторождения выбираются методы борьбы с нежелательными отложениями. Так на рисунке 1.8.1 показана классификация методов борьбы с АСПО.

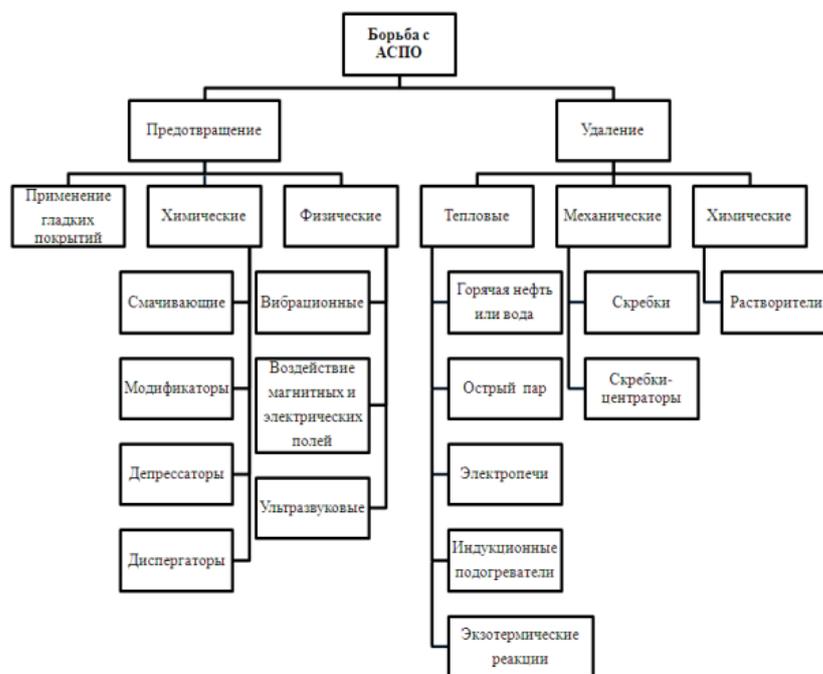


Рис. 1.8.1. Классификация методов борьбы с АСПО

Как видим по схеме, всю классификацию по борьбе с отложениями можно разделить на предотвращение выпадений отложений и их удаление. В нефтяной промышленности методы по предупреждению выпадения АСПО имеют хорошие результаты на перекачиваемых оборудованьях. Так, можно разделить предотвращение выпадения отложений на [Буймов, с.68]:

1) Применение гладких покрытий: данный способ широко используется на большинстве месторождений. Так, если поверхность трубы имеет шероховатость, то это будет являться первым шагом к образованию отложений на трубопроводе. Именно поэтому необходимо применять на транспортируемых нефтяных оборудованьях защитное покрытие из материалов: стекло, эмаль, пластмасса, полимерные материалы [Иванова, с. 148]. Применяя защитное покрытие получается гладкое покрытие на поверхности нефтепроводов, происходит рост гидрофильности поверхности и рост количества кристаллов парафина будет уменьшаться. Если насосно-компрессорные трубы выполнены из стали, то тогда на поверхности данной трубы будет идти рост отложений парафина, если же насосно-компрессорные трубы выполнены из стекла - парафиновых отложений практически не будет.

2) Химические методы: достаточно популярны в использовании на месторождении, так, происходит добавление в нефть химических соединений, которые размывают и предотвращают накапливание парафина на поверхности трубопровода. Суть метода в том, что на границе «твердая фаза - жидкая фаза» происходит адсорбционный процесс. Так, можно привести классификацию химических реагентов, которые устраняют отложения парафин. У смачивателей основными компонентами являются полиакриамид, кислые органические фосфаты. Ингибитор адсорбируется на поверхности, образуя гидрофильную пленку, которая не дает присоединиться кристаллам парафина к поверхности трубы. У депрессоров основными компонентами являются сополимеры этилена с винилацетатом, парафлуо, алкилфенолы. Происходит процесс адсорбции на кристаллах парафина, молекулы депрессора в нефти цепляются полярными концами, при этом получая мицеллы. У диспергаторов основными компонентами являются соли металлов, силикатно-сульфенольные растворы. Ингибиторы влияют на образование кристаллов парафина на макромолекулярном уровне с появлением адсорбционного слоя, который состоит из молекул реагента на кристаллах углеводородов.

3) Физические методы: происходит влияние различных колебаний - ультразвуковых, вибрационных, электрических, магнитных, электромагнитных полей на процесс образования отложений парафина. Так, тепловой метод основывается при обработке скважин выше температуры плавления парафина. Чтобы поддержать данную температуру применяют источники тепла, находящиеся в зоне выпадения парафина. Принцип действия магнитного поля основан на разрушении агрегатов, состоящей из ферромагнитных микрочастиц, транспортируемой нефти. Так, происходит рост количества центров кристаллизации парафина [Хадкевич, с. 57].

Удаление отложений парафина на поверхности трубы можно классифицировать на три метода:

1) Тепловой метод: промывка скважин и промышленного оборудования горячей нефтью. Основным устройством такой промывки является агрегат АДПМ-12/150. С помощью насоса нефть передвигается в змеевик котла, работающем на дизельном топливе, там происходит ее нагрев, дальше она транспортируется в скважину. Рабочая температура 95 - 105 градусов. Так, происходит процесс перехода из твердого состояния в жидкое состояние и растворение парафина в нефти. Помимо горячей нефти применяют электропечи наземного, скважинного оборудования; острый пар; реагенты, в следствие чего происходят экзотермические реакции; электродепарафинизаторы [Иванова, с. 121].

2) Химический метод: один из распространенных методов в процессе транспортировки и добычи углеводородного сырья. Принцип действия основывается на использовании растворителей специальных составов. Но нет какого-то одного состава растворителя, так как для каждой нефти различного химического состава, месторождения, скважины, трубы подбирается свой собственный реагент, определяемый полуэмпирическим путем. Растворители можно классифицировать на индивидуальные растворители (бензол, толуол, ксилолы), растворители природного характера (газовый конденсат, газовый бензин, смесь сжиженных нефтяных газов), смесь органического характера с

использованием поверхностно-активных веществ (бутилбензольная, альфаметилстирольная, этилбензольная фракции, дистиллят) [Иванова, с. 132].

3) Механический метод: наиболее применяемый метод на месторождениях России. Основными инструментами удалений отложений являются скребки, резак. Так, скребки пускаются на внутреннюю поверхность промышленного оборудования и удаляют нежелательные образования отложений. Скребок состоит подвижной пластинки, неподвижной пластинки, ножек. К неподвижной части приделывается небольшой груз, это делается для того, чтобы не происходил подброс скребка. Если нефтепровод находится над землей, могут в трубу пустить растворимую или нерастворимую пробку, представленные нафталином или микрокристаллическим парафином, а также пластмассы или эбонита.

Скребки могут классифицироваться на спиральные, пластинчатые с двумя режущими пластинами, летающие с ножами- крыльями [Хадкевич, с. 186].

ГЛАВА 2. ПРАКТИЧЕСКАЯ ЧАСТЬ

2.1. РАСЧЕТ ИЗМЕНЕНИЯ ТЕМПЕРАТУРЫ НЕФТИ ПО ДЛИНЕ ТРУБОПРОВОДА

2.1.1. ПОСТАНОВКА ЗАДАЧИ

Постановка задачи: есть участок нефтепровода определенной длины L . По координатной оси X значения изменяются от 0 до L . Входные значения параметров нефтепровода и нефти будут являться начальными данными для решения задачи. Следующим шагом происходит расчет изменения всех физических параметров в каждом сечении с шагом X .

После нахождения участка, где будет происходить выпадение парафина, принимаем, что на данном участке трубопровода температура постоянна и равна температуре кристаллизации парафина. Далее происходит расчет толщины парафинового слоя и исследование изменения «живого» сечения трубы.

Допущения, принятые в расчете:

- 1) скорость при течении нефти с парафином постоянна;
- 2) нефть содержит в себе только один вид парафина;
- 3) скорость, температура и доля осевшего парафина в рассматриваемом сечении постоянна.

Выполняемые задачи:

- 1) расчет температуры по длине нефтепровода;
- 2) определение местоположения выпадения парафина из нефти по графику.

2.1.2. НАЧАЛЬНЫЕ ДАННЫЕ

В расчете взяты физические параметры ромашкинской нефти подземного внутрипромыслового трубопровода N от куста нефтяной скважины до установки подготовки нефти. Рассматриваем участок нефтепровода до начала кристаллизации и выпадения парафина. Шаг по координате $x = 100$ м. Начальные данные даны в таблице 2.1.1.

Начальные данные на входе в первом сечении нефтепровода

№	Величина	Обозначение	Значение	Размерность
1	Плотность нефтепродукта	ρ_1	859	кг/м ³
2	Скорость нефтепродукта	ϑ	1,6	м/с
3	Начальная температура нефтепродукта	T_1	307,5	К
4	Температура грунта	$T_{\text{окр}}$	270	К
5	Плотность ромашкинской нефти при $T = 293$ К	ρ_{293}	862	кг/м ³
6	Коэффициент объемного расширения	β	0,000817	1/К
7	Внутренний диаметр трубопровода	d	0,313	м
8	Внешний диаметр трубопровода	$d_{\text{вн}}$	0,325	м
9	Толщина стенки трубопровода	δ	0,006	м
10	Коэффициент теплопроводности нефтепродукта	$\lambda_{\text{нефт},1}$	0,156	Вт/(м · К)
11	Коэффициент теплопроводности грунта	$\lambda_{\text{грунта}}$	2,52	Вт/(м · К)
12	Коэффициент теплопроводности стали	$\lambda_{\text{ст}}$	45,5	Вт/(м · К)
13	Температура кристаллизации парафина	$T_{\text{крист}}$	289	К
14	Рассматриваемый участок трубопровода	l	10000	м
15	Шаг по координате	Δx	100	м
16	Теплоемкость парафина	c_{zerizin}	2890	$\frac{\text{Дж}}{\text{кг} \cdot \text{К}}$
17	Истинная плотность парафина	$\rho_{\text{zerizin}}^{(0)}$	900	$\frac{\text{кг}}{\text{м}^3}$
18	Скрытая энергия кристаллизации	$Q_{\text{крист}}$	700000	$\frac{\text{Дж}}{\text{кг}}$
19	Доля осевшего церезина марки 75	K_v	0,3	б/р
20	Процент содержания церезина		2,5,7	%
21	Глубина заложения трубопровода	H	1,7	км

2.1.3. МЕТОДИКА РАСЧЕТА ПО ИЗМЕНЕНИЮ ТЕМПЕРАТУРЫ НЕФТИ ПО ДЛИНЕ ТРУБОПРОВОДА

Методика расчета по изменению температуры по длине нефтепровода была использована из учебника П.И. Тугунова «Типовые расчеты при проектировании и эксплуатации нефтебаз и нефтепроводов» [Тугунов, с.9-12, 216-225]. Находим и рассчитываем физические параметры:

1) плотность нефтепродукта:

$$\rho_i = \frac{\rho_{293}}{1 + \beta \cdot (T_{i-1} - 293)}, \quad (2.1.1)$$

где ρ_{293} – плотность нефти при 293 К, T_{i-1} – температура в сечении $i - 1$, К, β – коэффициент объемного расширения, 1/К.

2) вязкость нефтепродукта:

$$\nu = \nu_* \cdot \exp[-u \cdot (T_{i-1} - T_*)], \quad (2.1.2)$$

$$u = \frac{1}{T_1 - T_2} \cdot \ln \frac{\nu_2}{\nu_1}, \quad (2.1.3)$$

где u – коэффициент крутизны вискограммы; ν_* – кинематическая вязкость при известной (произвольной) температуре T_* .

Для ромашкинской нефти теплофизические свойства представлены в таблице 2.1.2:

Таблица 2.1.2

Теплофизические свойства ромашкинской нефти

Значение температуры Т, К	Значение вязкости ν , (м ² /с) · 10 ⁴
283	0,307
293	0,1422
303	0,12
313	0,09
323	0,059

3) скорость нефтепродукта:

$$\vartheta_i = \frac{\rho_{i-1} \cdot \vartheta_{i-1}}{\rho_i} \quad (2.1.4)$$

4) теплоемкость нефтепродукта при постоянном давлении (Формула Крето):

$$C_p = \frac{31,56}{\sqrt{\rho_{293}}} (762 + 3,39 \cdot T_{i-1}) \quad (2.1.5)$$

5) число Рейнольдса:

$$Re = \frac{\vartheta_i d}{\nu_i} \quad (2.1.6)$$

6) самостоятельно подбираем температуру стенки ($T_{ст}$). После расчета необходимо сделать проверку выбранной температуры стенки. Если выбранное нами значение будет примерно равно расчетному, то расчет продолжается, иначе необходимо пересчитывать.

7) число Грасгофа:

$$Gr = \frac{d^3 \cdot g \cdot \beta \cdot (T_i - T_{ст})}{\nu^2} \quad (2.1.7)$$

8) число Прандтля:

$$Pr = \frac{\nu \cdot C_p \cdot \rho_i}{\lambda_{нефт}}, \quad (2.1.8)$$

где $\lambda_{нефт}$ – коэффициент теплопроводности нефтепродукта

$$\lambda_{нефт} = \frac{155,6}{\rho_{293}} (1 - 0,00047 \cdot T_{i-1}) \quad (2.1.9)$$

9) кинематическая вязкость ν у стенки нефтепровода:

$$u = \frac{1}{T_1 - T_2} \cdot \ln \frac{\nu_2}{\nu_1} \quad (2.1.10)$$

$$\nu_{ст} = \nu_* \cdot \exp [-u \cdot (T_{i-1} - T_*)] \quad (2.1.11)$$

10) число Прандтля стенки:

$$Pr_{ст} = \frac{\nu_{ст} \cdot C_p \cdot \rho_i}{\lambda_{нефт}} \quad (2.1.12)$$

Чтобы продолжить расчет, необходимо вернуться к числу Рейнольдса. Если $Re > 10^4$, то режим течения турбулентный, тогда:

11) внутренний коэффициент теплоотдачи:

$$\alpha_1 = 0,021 \cdot \left(\frac{\lambda}{d}\right) \cdot Re^{0,8} \cdot Pr^{0,43} \cdot \left(\frac{Pr}{Pr_{ст}}\right)^{0,25} \quad (2.1.13)$$

12) внешний коэффициент теплоотдачи для надземного трубопровода:

$$\alpha_2 = C \cdot \left(\frac{\lambda_{\text{возд}}}{D_{\text{из}}} \right) \cdot Re_{\text{возд}}^n \quad (2.1.14)$$

где $D_{\text{из}}$ – наружный диаметр изоляционного слоя

$$D_{\text{из}} = d_{\text{вн}} + 2 \cdot \delta_{\text{из}}, \quad (2.1.15)$$

$Re_{\text{возд}}$ – число Рейнольдса для воздуха

$$Re_{\text{возд}} = \frac{\vartheta_{\text{возд}} \cdot d_{\text{вн}}}{\nu_{\text{возд}}} \quad (2.1.16)$$

C, n – коэффициенты, величина которых зависит от $Re_{\text{возд}}$

Таблица 2.1.3

Зависимость коэффициентов C и n от $Re_{\text{возд}}$ (для воздуха)

$Re_{\text{возд}}$	C	n
50 – 80	0,810	0,40
80 – $5 \cdot 10^3$	0,625	0,43
$5 \cdot 10^3$ – $5 \cdot 10^4$	0,970	0,60
Более $5 \cdot 10^4$	0,023	0,80

Внешний коэффициент теплоотдачи для подземного трубопровода:

$$\alpha_2 = \frac{2 \cdot \lambda_{\text{грунта}}}{D_{\text{вн}} \cdot \ln \left(\frac{4H}{D_{\text{вн}}} \right)}, \quad (2.1.17)$$

где H - глубина заложения нефтепровода, м.

13) полный коэффициент теплопередачи от нефтепродукта в окружающую среду:

$$K_T = \frac{1}{\frac{1}{\alpha_1 \cdot d} + \frac{1}{2 \cdot \lambda_{\text{ст}}} \cdot \ln \frac{d_{\text{вн}}}{d} + \frac{1}{\alpha_2 \cdot d_{\text{вн}}} + \frac{1}{2 \cdot \lambda_{\text{грунта}} \cdot \text{Log}(10)}}, \quad (2.1.18)$$

где δ – толщина стенки, $\lambda_{\text{ст}}$ – коэффициент теплопроводности стенки трубопровода.

14) проверка ранее выбранной $T_{\text{ст}}$:

$$T_{\text{ст}} = \frac{T_0 + \frac{\alpha_1}{\alpha_2} \cdot T_i}{1 + \frac{\alpha_1}{\alpha_2}} \quad (2.1.19)$$

15) если $T_{\text{ст}}$ примерно совпадает по значению с той температурой, что выбрали вначале, то расчёт продолжается, если это не так, то пересчитать всё заново.

16) число Шухова:

$$\text{Шу}_T = \frac{\kappa_T \cdot \pi \cdot d \cdot l}{Q \cdot \rho \cdot C_p} \quad (2.1.20)$$

17) температура:

$$T = T_0 + (T_i - T_0) \cdot \exp\left(-\text{Шу}_T \cdot \frac{x}{l}\right) \quad (2.1.21)$$

Чтобы продолжить расчет, необходимо вернуться к числу Рейнольдса. Если $Re < 2000$, то режим течения ламинарный, тогда:

11) внутренний коэффициент теплоотдачи:

$$\alpha_1 = 0,17 \cdot \left(\frac{\lambda}{d}\right) \cdot Re^{0,33} \cdot Pr^{0,43} \cdot Gr^{0,1} \cdot \left(\frac{Pr}{Pr_{\text{ст}}}\right)^{0,25} \quad (2.1.22)$$

12) внешний коэффициент теплоотдачи рассчитывается по формулам (2.1.14, 2.1.15, 2.1.16).

13) полный коэффициент теплопередачи от нефтепродукта в окружающую среду:

$$\kappa_l = \frac{1}{\frac{1}{\alpha_1 \cdot d} + \frac{1}{2 \cdot \lambda_{\text{ст}}} \cdot \ln \frac{d_{\text{вн}}}{d} + \frac{1}{\alpha_2 \cdot d_{\text{вн}}} + \frac{1}{2 \cdot \lambda_{\text{грунта}} \cdot \text{Log}(10)}} \quad (2.1.23)$$

14) проверка ранее выбранной $T_{\text{ст}}$: (2.1.18).

15) если $T_{\text{ст}}$ примерно совпадает по значению с той температурой, что выбрали вначале, то расчёт продолжается, если это не так, то пересчитать всё заново.

16) температура, при которой турбулентный режим течения нефтепродукта изменяется на ламинарный:

$$T_{кр} = T_* + \left[\frac{1}{u} \cdot \ln \left(\frac{\nu_* \cdot \pi \cdot d \cdot Re_{кр}}{4Q} \right) \right] \quad (2.1.24)$$

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

17) число Шухова:

$$Шу_{л} = \frac{\kappa_{л} \cdot \pi \cdot d \cdot l}{Q \cdot \rho \cdot C_p} \quad (2.1.25)$$

18) температура:

$$T = T_0 + (T_{кр} - T_0) \cdot \exp \left[-Шу_{л} \cdot \left(\frac{x}{l} \right) \right] \quad (2.1.26)$$

Чтобы продолжить расчет, необходимо вернуться к числу Рейнольдса. Если $2000 < Re < 10^4$ (течение переходное)

11) внутренний коэффициент теплоотдачи:

$$\alpha_1 = \alpha_1(Re_{кр}) + [\alpha_1(10^4) - \alpha_1(Re_{кр})] \cdot \frac{Re - Re_{кр}}{10^4 - Re_{кр}} \quad (2.1.27)$$

$$\alpha_1(Re_{кр}) = 0,17 \cdot \left(\frac{\lambda}{d} \right) \cdot Re^{0,33} \cdot Pr^{0,43} \cdot Gr^{0,1} \cdot \left(\frac{Pr}{Pr_{ст}} \right)^{0,25} \quad (2.1.28)$$

$$\alpha_1(10^4) = \alpha_1 = 0,021 \cdot \left(\frac{\lambda}{d} \right) \cdot Re^{0,8} \cdot Pr^{0,43} \cdot \left(\frac{Pr}{Pr_{ст}} \right)^{0,25} \quad (2.1.29)$$

12) внешний коэффициент теплоотдачи рассчитывается по формулам (2.1.14, 2.1.15, 2.1.16);

13) проверка ранее выбранной $T_{ст}$: (2.1.18);

14) если $T_{ст}$ примерно совпадает по значению с той температурой, что выбрали вначале, то расчёт продолжается, если это не так, то пересчитать всё заново.

15) число Шухова:

$$Шу_{п} = \frac{\kappa_{п} \cdot \pi \cdot d \cdot l}{Q \cdot \rho \cdot C_p} \quad (2.1.30)$$

16) температура:

$$T = T_0 + (T_i - T_0) \cdot \exp \left(-Шу_{п} \cdot \frac{x}{l} \right) \quad (2.1.31)$$

2.1.4. РЕЗУЛЬТАТЫ РАСЧЕТА ИЗМЕНЕНИЯ ТЕМПЕРАТУРЫ ПО ДЛИНЕ НЕФТЕПРОВОДА

По полученным результатам расчёта построен график изменения температуры по сечениям трубопровода (Рисунок 2.1.1). Чтобы определить место на трубе, где будет происходить процесс выпадения парафина при температуре кристаллизации $T_{\text{п}} = 289 \text{ К}$, необходимо провести перпендикуляр от точки пересечения температуры $T_{\text{п}} = 289 \text{ К}$ с кривой, полученной расчёта, на ось абсцисс. По графику можно сделать вывод, что процесс выпадение парафина будет происходить в точке $l = 8000 \text{ м}$.

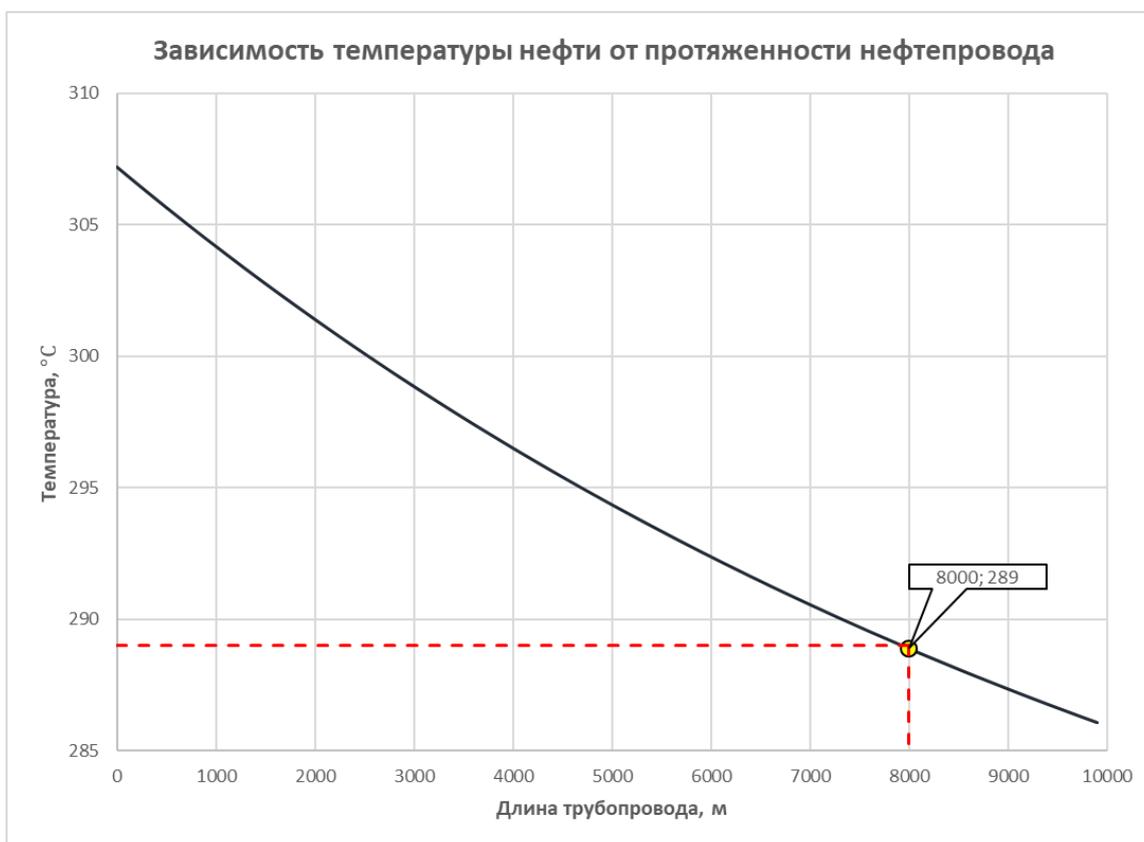


Рис. 2.1.1. Определение местоположения выпадения парафина при

$$T_{\text{крист}} = 289 \text{ К}$$

2.2. ИССЛЕДОВАНИЕ ИЗМЕНЕНИЯ «ЖИВОГО» СЕЧЕНИЯ НЕФТЕПРОВОДА

2.2.1. ПОСТАНОВКА ЗАДАЧИ

Из-за отложений парафина трубопровод изменяет свой рабочий диаметр. На рисунке 2.2.1 изображено сечение трубы.

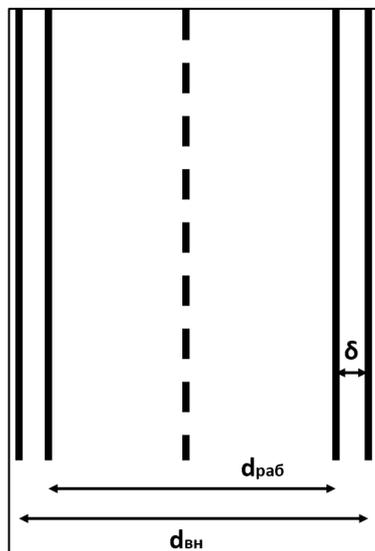


Рис. 2.2.1. Продольное сечение участка нефтепровода

$d_{\text{вн}}$ – внутренний диаметр трубы, $d_{\text{раб}}$ – рабочий диаметр трубы, δ – толщина парафинового слоя

Постановка задачи: есть трубопровод с длиной L , внутренним диаметром d , расходом G кг/с, объемной долей парафина α_p , начальной температурой нефти T_0 и температурой окружающей среды $T_{\text{гр}}$. Известны теплофизические параметры парафина, нефти без парафина, грунта. Необходимо разработать физико-математическую модель процесса движения парафинистой нефти в нефтепроводе с учетом изменения по длине и времени толщины слоя парафиновых отложений на стенке трубы.

Выполняемые задачи:

- 1) разработать алгоритм и написать программу расчета $T(x, t)$, $\Delta_p(x, t)$;
- 2) провести расчетно-параметрическое исследование интенсивности оседания парафиновых отложений в зависимости от процентного содержания парафина в нефти.

2.2.2. МЕТОДИКА РАСЧЕТА ИЗМЕНЕНИЯ «ЖИВОГО» СЕЧЕНИЯ НЕФТЕПРОВОДА

Рассмотрим уравнение баланса внутренней энергии:

$$U_i^{n+1} - U_i^n = G_{1i} \cdot u_{1i} \cdot \Delta t - G_{2i} \cdot u_{2i} \cdot \Delta t + Q_{Vi} \cdot \Delta t, \quad (2.2.1)$$

где члены уравнения обозначают: $Q_{Vi} \cdot \Delta t$ – тепловая мощность, передаваемая в окружающую среду, Вт; $(G_{1i} \cdot u_{1i} \cdot \Delta t - G_{2i} \cdot u_{2i} \cdot \Delta t)$ – конвективный поток внутренней энергии, переносимый через границы контрольного объема, Вт. Также физические параметры представлены в таблице 2.2.1.

Таблица 2.2.1

Физические параметры уравнения баланса внутренней энергии

№	Величина	Обозначение	Размерность
1	Внутренняя энергия в <i>i</i> -ом контрольном объеме в момент времени (n+1)	U_i^{n+1}	Дж
2	Внутренняя энергия в <i>i</i> -ом контрольном объеме в момент времени (n)	U_i^n	Дж
3	Объемный расход в первом сечении в <i>i</i> -ом контрольном объеме	G_{1i}	кг/с
4	Удельно массовая внутренняя энергия в первом сечении в <i>i</i> -ом контрольном объеме	u_{1i}	Дж/кг
5	Объемный расход во втором сечении в <i>i</i> -ом контрольном объеме	G_{2i}	кг/с
6	Удельно массовая внутренняя энергия во втором сечении в <i>i</i> -ом контрольном объеме	u_{2i}	Дж/кг
7	Тепловая мощность, отводимая от нефтепровода в окружающую среду	Q_{Vi}	Вт
8	Промежуток времени	Δt	с

Распишем внутреннюю энергию в *i*-ом контрольном объеме в момент времени (n):

$$U_i^n = U_{oi} + U_{pi} = m_o \cdot u_o + m_p \cdot u_p, \quad (2.2.2)$$

где U_{oi} – внутренняя энергия чистой нефти без парафина в *i*-ом контрольном объеме, Дж; U_{pi} – внутренняя энергия парафина в *i*-ом контрольном объеме, Дж.

Масса нефти:

$$m_o = \rho_0 \cdot V_i \cdot \alpha_{oi}^{(n)}, \quad (2.2.3)$$

где $\alpha_{oi}^{(n)}$ – доля нефти в i -ом контрольном объеме в момент времени (n),
 ρ_0 – истинная плотность парафина, кг/м³.

Удельно массовая внутренняя энергия нефти:

$$u_o = (c_{os} \cdot T_{os} + l_{os} + c_{ol} \cdot (T_{ps} - T_{os})), \quad (2.2.4)$$

где параметры уравнения обозначают (таблица 2.2.2)

Таблица 2.2.2

Физические параметры уравнения

№	Величина	Обозначение	Размерность
1	Теплоемкость нефти в твердой фазе	c_{os}	Дж/кг·°С
2	Начальная температура на входе в сечение	T_{os}	К
3	Теплоемкость нефти в жидкой фазе	c_{ol}	Дж/кг·°С
4	Энергия фазового перехода при кристаллизации	l_{os}	Дж/кг
5	Температура парафинизации нефти	T_{ps}	К
6	Масса парафина (в жидком, твердом состоянии, и на стенке трубы и в потоке),	m_p	кг

Тогда, с учетом формул (3,4), получаем:

$$m_p \cdot u_p = \rho_p \cdot V_i \cdot \alpha_{psTi} \cdot c_{ps} \cdot T_{ps} + \rho_p \cdot V_i \cdot \alpha_{pli} \cdot (c_{ps} \cdot T_{ps} + l_{ps}) + \rho_p \cdot V_i \cdot \alpha_{psfi} \cdot c_{ps} \cdot T_{ps} \quad (2.2.5)$$

Воспользуемся соотношениями для объемных составляющих частей смеси в контрольном объеме V_i :

$$\alpha_{oi}^{(n)} + \alpha_{pi}^{(n)} = 1 \quad (2.2.6)$$

$$\alpha_{oi}^{(n+1)} + \alpha_{psTi}^{(n+1)} + \alpha_{pli}^{(n+1)} + \alpha_{psfi}^{(n+1)} = 1 \quad (2.2.7)$$

Тогда:

$$\begin{aligned}
 U_i^n = & \rho_0 \cdot V_i \cdot \alpha_{oi}^{(n)} \cdot (c_{os} \cdot T_{os} + l_{os} + c_{ol} \cdot (T_{ps} - T_{os})) + \rho_p \cdot V_i \\
 & \cdot \left(\alpha_{psTi}^{(n)} \cdot c_{ps} \cdot T_{ps} + \alpha_{pli}^{(n)} \cdot (c_{ps} \cdot T_{ps} + l_{ps}) + \alpha_{psfi}^{(n)} \right. \\
 & \left. \cdot c_{ps} \cdot T_{ps} \right)
 \end{aligned} \tag{2.2.8}$$

$$\begin{aligned}
 U_i^{n+1} = & \rho_0 \cdot V_i \cdot \alpha_{oi}^{(n+1)} \cdot (c_{os} \cdot T_{os} + l_{os} + c_{ol} \cdot (T_{ps} - T_{os})) + \rho_p \\
 & \cdot V_i \\
 & \cdot \left(\alpha_{psTi}^{(n+1)} \cdot c_{ps} \cdot T_{ps} + \alpha_{pli}^{(n+1)} \cdot (c_{ps} \cdot T_{ps} + l_{ps}) \right. \\
 & \left. + \alpha_{psfi}^{(n+1)} \cdot c_{ps} \cdot T_{ps} \right)
 \end{aligned} \tag{2.2.9}$$

Подставим полученные выражения в формулу (1):

$$\begin{aligned}
 U_i^{n+1} - U_i^n = & \rho_0 \cdot V_i \cdot \left(\alpha_{oi}^{(n+1)} - \alpha_{oi}^{(n)} \right) \cdot (c_{os} \cdot T_{os} + l_{os} + \\
 & c_{ol} \cdot (T_{ps} - T_{os})) + \rho_p \cdot V_i \cdot c_{ps} \cdot T_{ps} \cdot \left(\alpha_{psTi}^{(n+1)} - \alpha_{psTi}^{(n)} \right) + \rho_p \cdot V_i \cdot \\
 & (c_{ps} \cdot T_{ps} + l_{ps}) \cdot \left(\alpha_{pli}^{(n+1)} - \alpha_{pli}^{(n)} \right) + \rho_p \cdot V_i \cdot c_{ps} \cdot T_{ps} \cdot \left(\alpha_{psfi}^{(n+1)} - \right. \\
 & \left. \alpha_{psfi}^{(n)} \right)
 \end{aligned} \tag{2.2.10}$$

Если считаем, что доля нефти, идущая в потоке по нефтепроводу постоянна, тогда первый член уравнения будет равен 0. То есть:

$$\alpha_{oi}^{(n+1)} = \alpha_{oi}^{(n)} \rightarrow \alpha_{oi}^{(n+1)} - \alpha_{oi}^{(n)} = 0 \tag{2.2.11}$$

В результате получаем итоговое выражение изменения разности внутренней энергии (правая часть уравнения (1) баланса энергии):

$$\begin{aligned}
 U_i^{n+1} - U_i^n = & \rho_p \cdot V_i \\
 & \cdot \left[\left(c_{ps} \cdot T_{ps} \cdot \left(\alpha_{psTi}^{(n+1)} - \alpha_{psTi}^{(n)} \right) \right) + (c_{ps} \cdot T_{ps} + l_{ps}) \right. \\
 & \left. \cdot \left(\alpha_{pli}^{(n+1)} - \alpha_{pli}^{(n)} \right) + c_{ps} \cdot T_{ps} \cdot \left(\alpha_{psfi}^{(n+1)} - \alpha_{psfi}^{(n)} \right) \right]
 \end{aligned} \tag{2.2.12}$$

Уравнение баланса имеет вид:

$$\begin{aligned} \rho_p \cdot V_i \cdot \left[\left(c_{ps} \cdot T_{ps} \cdot \left(\alpha_{psTi}^{(n+1)} - \alpha_{psTi}^{(n)} \right) \right) + \left(c_{ps} \cdot T_{ps} + l_{ps} \right) \right. \\ \left. \cdot \left(\alpha_{pli}^{(n+1)} - \alpha_{pli}^{(n)} \right) + c_{ps} \cdot T_{ps} \cdot \left(\alpha_{psfi}^{(n+1)} - \alpha_{psfi}^{(n)} \right) \right] \\ = G_{1i} \cdot u_{1i} \cdot \Delta t - G_{2i} \cdot u_{2i} \cdot \Delta t + Q_{Vi} \cdot \Delta t \end{aligned} \quad (2.2.13)$$

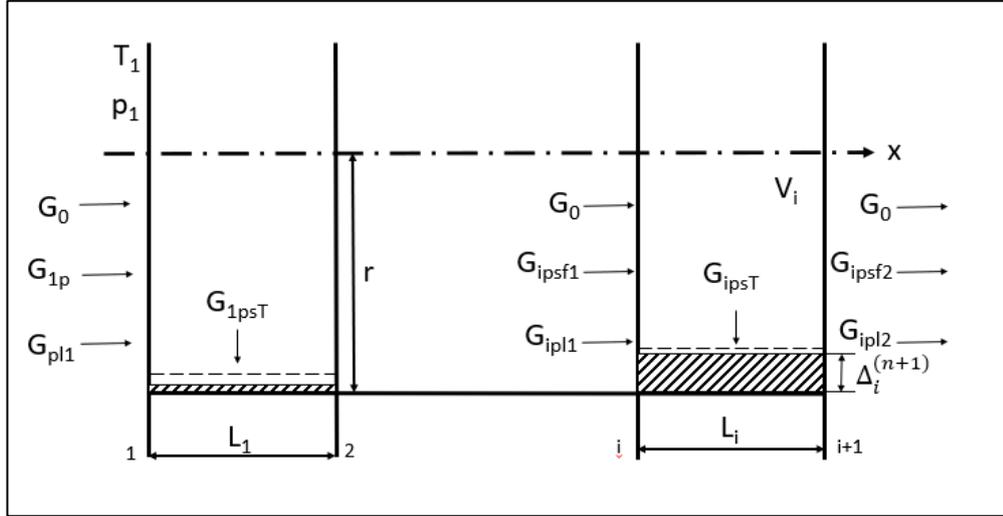


Рис. 2.2.2. Схема расходов через сечения 1 и 2 контрольных объемов V_i
($i=1,2,\dots$)

Рассмотрим уравнения расходов (рисунок 2.2.2):

$$G_{p(i+1)} = G_{pi} - G_{psTi} \quad (2.2.14)$$

$$G_o = G_{oi} = G_{o(i+1)} \quad (2.2.15)$$

$$\alpha_{pi} = \frac{G_{pi}}{G_{pi} + G_{oi}} \quad (2.2.16)$$

$$\alpha_{p(i+1)} = \frac{G_{pi} - G_{psTi}}{G_{pi} - G_{psTi} + G_{oi}} \quad (2.2.17)$$

$$\alpha_{pli} = \frac{G_{pli}}{G_{pli} + G_{psfi} + G_{oi}} \quad (2.2.18)$$

$$\alpha_{pl(i+1)} = \frac{G_{pli}}{G_{pli} + G_{psfi} + G_{oi}} \quad (2.2.19)$$

$$\alpha_{psfi} = \frac{G_{psfi}}{G_{pli} + G_{psfi} + G_{oi}} \quad (2.2.20)$$

$$\alpha_{psf(i+1)} = \frac{G_{psfi} - G_{psTi}}{G_{psfi} + G_{psTi} + G_{oi}} \quad (2.2.21)$$

Рассмотри уравнение баланса массы: масса парафина, перешедшего из жидкой фазы в контрольном объеме V_i за Δt будет равна сумме масс парафина, перешедшего из жидкой в твердую фазы отложившегося на стенке в контрольном объеме за Δt и парафина, перешедшего из жидкой в твердую фазу, движущуюся в потоке в контрольном объеме V_i за Δt .

$$\Delta m_{pli} = -\Delta m_{psTi} - \Delta m_{psfi} \quad (2.2.22)$$

Распишем массы:

$$\begin{aligned} \rho_p \cdot V_i \cdot (\alpha_{pli}^{n+1} - \alpha_{pli}^n) \\ = \rho_p \cdot V_i \cdot (\alpha_{psTi}^n - \alpha_{psTi}^{n+1}) + \rho_p \cdot V_i \cdot (\alpha_{psfi}^n - \alpha_{psfi}^{n+1}) \end{aligned} \quad (2.2.23)$$

Сократим на $\rho_p \cdot V_i$ и получим:

$$\alpha_{pli}^{n+1} - \alpha_{pli}^n = \alpha_{psTi}^n - \alpha_{psTi}^{n+1} + \alpha_{psfi}^n - \alpha_{psfi}^{n+1} \quad (2.2.24)$$

или можно переписать как

$$\alpha_{pli}^{n+1} - \alpha_{pli}^n = K_{sti} \cdot (\alpha_{pli}^{n+1} - \alpha_{pli}^n) + (1 - K_{sti}) \cdot (\alpha_{pli}^{n+1} - \alpha_{pli}^n) \quad (2.2.25)$$

где K_{sti} – коэффициент оседания, берется из опыта, константа, б/р

Осредним:

$$\alpha_{pli}^{n+1} - \alpha_{pli}^n = \frac{\alpha_{1pli}^{n+1} + \alpha_{2pli}^{n+1} - (\alpha_{1pli}^n + \alpha_{2pli}^n)}{2} \quad (2.2.26)$$

С учетом коэффициента оседания запишем левую часть уравнения баланса внутренней энергии:

$$\begin{aligned} U_i^{n+1} - U_i^n &= \rho_p \cdot V_i \\ &\cdot [-c_{ps} \cdot T_{ps} \cdot K_{sti} \cdot (\alpha_{pli}^{n+1} - \alpha_{pli}^n) + (c_{ps} \cdot T_{ps} + l_{ps}) \\ &\cdot (\alpha_{pli}^{n+1} - \alpha_{pli}^n) - c_{ps} \cdot T_{ps} \cdot (1 - K_{sti}) \\ &\cdot (\alpha_{pli}^{n+1} - \alpha_{pli}^n)] \\ &= \rho_p \cdot V_i \cdot (\alpha_{pli}^{n+1} - \alpha_{pli}^n) \\ &\cdot [-c_{ps} \cdot T_{ps} \cdot K_{sti} + c_{ps} \cdot T_{ps} + l_{ps} - c_{ps} \cdot T_{ps} + c_{ps} \\ &\cdot T_{ps} \cdot K_{sti}] = \rho_p \cdot V_i \cdot l_{ps} \cdot (\alpha_{pli}^{n+1} - \alpha_{pli}^n) \end{aligned} \quad (2.2.27)$$

В результате получаем:

$$U_i^{n+1} - U_i^n = \rho_p \cdot V_i \cdot l_{ps} \cdot (\alpha_{pli}^{n+1} - \alpha_{pli}^n) \quad (2.2.28)$$

Разберемся с правой частью уравнения баланса энергии:

G_{1i} – сумма расхода нефти и расхода парафина на входе в контрольный объем,

$$G_{1i} \cdot u_{1i} \cdot \Delta t = G_{1oi} \cdot u_{1oi} \cdot \Delta t + G_{1pli} \cdot u_{1pli} \cdot \Delta t + G_{1psfi} \cdot u_{1psfi} \cdot \Delta t \quad (2.2.29)$$

$$G_{2i} \cdot u_{2i} \cdot \Delta t = G_{2oi} \cdot u_{2oi} \cdot \Delta t + G_{2pli} \cdot u_{2pli} \cdot \Delta t + G_{2psfi} \cdot u_{2psfi} \cdot \Delta t \quad (2.2.30)$$

$$G_{2oi} = G_{1oi} \quad (2.2.31)$$

$$\begin{aligned} (G_{1i} \cdot u_{1i} - G_{2i} \cdot u_{2i})^{n+1} \cdot \Delta t \\ = (G_{1pli} \cdot u_{1pli} - G_{2pli} \cdot u_{2pli})^{n+1} \cdot \Delta t \\ + (G_{1psfi} \cdot u_{1psfi} - G_{2psfi} \cdot u_{2psfi})^{n+1} \cdot \Delta t \end{aligned} \quad (2.2.32)$$

Заметим, что $G = \frac{m}{\Delta t}$ – массовый расход, кг/с.

Тогда распишем массу жидкого парафина и твердого парафина в потоке:

$$\Delta m_{pli} = \rho_p \cdot V_i \cdot (\alpha_{1pli} - \alpha_{2pli})^{n+1} \quad (2.2.33)$$

$$\Delta m_{psfi} = \rho_p \cdot V_i \cdot (\alpha_{1psfi} - \alpha_{2psfi})^{n+1} \quad (2.2.34)$$

Тогда, с учетом записи удельно массовых внутренних энергий для жидкого парафина и твердого парафина в потоке, получим:

$$u_{1pli} = c_{ps} \cdot T_{ps} + l_{ps} = u_{2pli} = u_{pli} \quad (2.2.35)$$

$$u_{1psfi} = c_{ps} \cdot T_{ps} = u_{2psfi} = u_{psfi} \quad (2.2.36)$$

$$(G_{1i} \cdot u_{1i} - G_{2i} \cdot u_{2i})^{n+1} \cdot \Delta t = \rho_p \cdot V_i \cdot \left[u_{pli} \cdot (\alpha_{1pli} - \alpha_{2pli})^{n+1} + u_{psfi} \cdot (\alpha_{1psfi} - \alpha_{2psfi})^{n+1} \right] \quad (2.2.37)$$

Приведем к одному виду через замену α_{2psfi} через α_{pli} :

$$\alpha_{2psfi} = \alpha_{1psfi} + (1 - K_{sti}) \cdot (\alpha_{1pli} - \alpha_{2pli}), \quad (2.2.38)$$

где $(1 - K_{sti})$ – сколько парафина в потоке, $(\alpha_{1pli} - \alpha_{2pli})$ – сколько ушло твердого парафина.

Тогда разность слагаемых запишется как:

$$\begin{aligned}
 & (\alpha_{1psfi} - \alpha_{2psfi})^{n+1} \\
 & = \alpha_{1psfi} - [\alpha_{1psfi} + (1 - K_{sti}) \cdot (\alpha_{1pli} - \alpha_{2pli})] \\
 & = -(1 - K_{sti}) \cdot (\alpha_{1pli} - \alpha_{2pli})
 \end{aligned} \tag{2.2.39}$$

Подставим полученное уравнение () в уравнение ():

$$\begin{aligned}
 & (G_{1i} \cdot u_{1i} - G_{2i} \cdot u_{2i})^{n+1} \cdot \Delta t = \rho_p \cdot V_i \cdot [u_{pli} \cdot (\alpha_{1pli} - \\
 & \alpha_{2pli})^{n+1} - u_{psfi} \cdot (1 - K_{sti}) \cdot (\alpha_{1pli} - \alpha_{2pli})]
 \end{aligned} \tag{2.2.40}$$

Или запишем:

$$\begin{aligned}
 & (G_{1i} \cdot u_{1i} - G_{2i} \cdot u_{2i})^{n+1} \cdot \Delta t \\
 & = \rho_p \cdot V_i \cdot [\alpha_{1pli} - \alpha_{2pli}]^{n+1} \\
 & \cdot (u_{pli} - u_{psfi} \cdot (1 - K_{sti}))
 \end{aligned} \tag{2.2.41}$$

Тогда уравнение баланса энергии имеет вид:

$$\begin{aligned}
 & \rho_p \cdot V_i \cdot l_{ps} \cdot (\alpha_{pli}^{n+1} - \alpha_{pli}^n) \\
 & = \rho_p \cdot V_i \cdot [\alpha_{1pli} - \alpha_{2pli}]^{n+1} \\
 & \cdot (c_{ps} \cdot T_{ps} + l_{ps} - c_{ps} \cdot T_{ps} \cdot (1 - K_{sti})) + Q_{Vi} \cdot \Delta t
 \end{aligned} \tag{2.2.42}$$

$$Q_V^{(n+1)} = K \cdot F_{ST} \cdot (T_{ps} - T_{os}) \tag{2.2.43}$$

Из полученного уравнения (44) находим долю жидкого парафина в последующем шаге:

$$\begin{aligned}
 & \rho_p \cdot V_i \cdot l_{ps} \cdot (\alpha_{pli}^{n+1} - \alpha_{pli}^n) \\
 & = \rho_p \cdot V_i \cdot [\alpha_{1pli} - \alpha_{2pli}]^{n+1} \\
 & \cdot (u_{pli} - u_{psfi} \cdot (1 - K_{sti}))
 \end{aligned} \tag{2.2.44}$$

Для первого шага принимаем, что $\alpha_i^{n+1} = \alpha_i^n$

$$\begin{aligned}
& \rho_p \cdot V_i \cdot l_{ps} \cdot (\alpha_{pli}^{n+1} - \alpha_{pli}^n) \\
& = \rho_p \cdot V_i \cdot \left(\frac{\alpha_{pli}^{n+1} + \alpha_{pli}^n}{2} - \alpha_{pli}^n \right) \\
& \quad \cdot (u_{pli} - u_{psfi} \cdot (1 - K_{sti})) + Q_{Vi} \cdot \Delta t
\end{aligned} \tag{2.2.45}$$

Домножим на 2 и сократим на $\rho_p \cdot V_i$:

$$\begin{aligned}
& 2 \cdot l_{ps} \cdot (\alpha_{pli}^{n+1} - \alpha_{pli}^n) \\
& = (\alpha_{pli}^{n+1} - \alpha_{pli}^n) \cdot (u_{pli} - u_{psfi} \cdot (1 - K_{sti})) \\
& \quad + 2 \cdot Q_{Vi} \cdot \Delta t / (\rho_p \cdot V_i)
\end{aligned} \tag{2.2.46}$$

Раскроем скобки

$$\begin{aligned}
& 2 \cdot l_{ps} \cdot \alpha_{pli}^{n+1} - 2 \cdot l_{ps} \cdot \alpha_{pli}^n \\
& = \alpha_{pli}^{n+1} \cdot u_{pli} - \alpha_{pli}^{n+1} \cdot u_{psfi} \cdot (1 - K_{sti}) - \alpha_{pli}^n \cdot u_{pli} \\
& \quad + \alpha_{pli}^n \cdot u_{psfi} \cdot (1 - K_{sti}) + 2 \cdot Q_{Vi} \cdot \Delta t / (\rho_p \cdot V_i)
\end{aligned} \tag{2.2.47}$$

Вынесем за скобку общий член уравнения:

$$\begin{aligned}
& \alpha_{pli}^{n+1} \cdot (2 \cdot l_{ps} - u_{pli} + u_{psfi} \cdot (1 - K_{sti})) \\
& = \alpha_{pli}^n \cdot (2 \cdot l_{ps} - u_{pli} + u_{psfi} \cdot (1 - K_{sti})) + 2 \cdot Q_{Vi} \\
& \quad \cdot \Delta t / (\rho_p \cdot V_i)
\end{aligned} \tag{2.2.48}$$

Тогда:

$$\alpha_{pli}^{n+1} = \alpha_{pli}^n + \frac{2 \cdot Q_{Vi} \cdot \Delta t}{\rho_p \cdot V_i \cdot (2 \cdot l_{ps} - u_{pli} + u_{psfi} \cdot (1 - K_{sti}))} \tag{2.2.49}$$

Или

$$\alpha_{pli}^{n+1} = \alpha_{pli}^n + \frac{2 \cdot Q_{Vi} \cdot \Delta t}{\rho_p \cdot V_i \cdot (l_{ps} - c_{ps} \cdot T_{ps} + c_{ps} \cdot T_{ps} \cdot (1 - K_{sti}))} \tag{2.2.50}$$

Дальше находим долю твердого парафина на стенке трубы:

$$\alpha_{psTi}^{n+1} = \alpha_{psTi}^n + K_{sti} \cdot (\alpha_{pli}^n - \alpha_{pli}^{n+1}) \tag{2.2.51}$$

Находим долю парафина в потоке жидкости:

$$\alpha_{psfi}^{n+1} = \alpha_{psfi}^n + (1 - K_{sti}) \cdot (\alpha_{pli}^n - \alpha_{pli}^{n+1}) \tag{2.2.52}$$

Находим толщину парафиновых отложений:

$$\Delta p_{sti}^{n+1} = \frac{V_i \cdot \text{Procent}}{100 \cdot \alpha_{psTi}^{n+1} \cdot 3,14 \cdot d_i^{n+1} \cdot L} \quad (2.2.53)$$

Изменение диаметра трубопровода рассчитывается по формуле:

$$d_i^{n+1} = d - 2 \cdot \Delta p_{sti}^{n+1} \quad (2.2.54)$$

Итого, чтобы определить толщину парафиновых отложений в нефтепроводе, необходимо найти:

1) долю жидкого парафина в $i+1$ шаге:

$$\alpha_{pli}^{n+1} = \alpha_{pli}^n + \frac{2 \cdot Q_{Vi} \cdot \Delta t}{\rho_p \cdot V_i \cdot (l_{ps} - c_{ps} \cdot T_{ps} + c_{ps} \cdot T_{ps} \cdot (1 - K_{sti}))}$$

2) долю твердого парафина на стенке трубы в $i+1$ шаге:

$$\alpha_{psTi}^{n+1} = \alpha_{psTi}^n + K_{sti} \cdot (\alpha_{pli}^n - \alpha_{pli}^{n+1})$$

3) долю твердого парафина в потоке жидкости в $i+1$ шаге:

$$\alpha_{psfi}^{n+1} = \alpha_{psfi}^n + (1 - K_{sti}) \cdot (\alpha_{pli}^n - \alpha_{pli}^{n+1})$$

1) толщину парафиновых отложений:

$$\Delta p_{sti}^{n+1} = \frac{V_i \cdot \text{Procent}}{100 \cdot \alpha_{psTi}^{n+1} \cdot 3,14 \cdot d_i^{n+1} \cdot L}$$

2) изменение диаметра трубопровода:

$$d_i^{n+1} = d - 2 \cdot \Delta p_{sti}^{n+1}$$

2.2.3. РЕЗУЛЬТАТЫ РАСЧЕТА ИЗМЕНЕНИЯ «ЖИВОГО» СЕЧЕНИЯ НЕФТЕПРОВОДА

Результаты расчета изменения «живого» сечения нефтепровода показаны на рисунках (2.2.3 - 2.2.4).

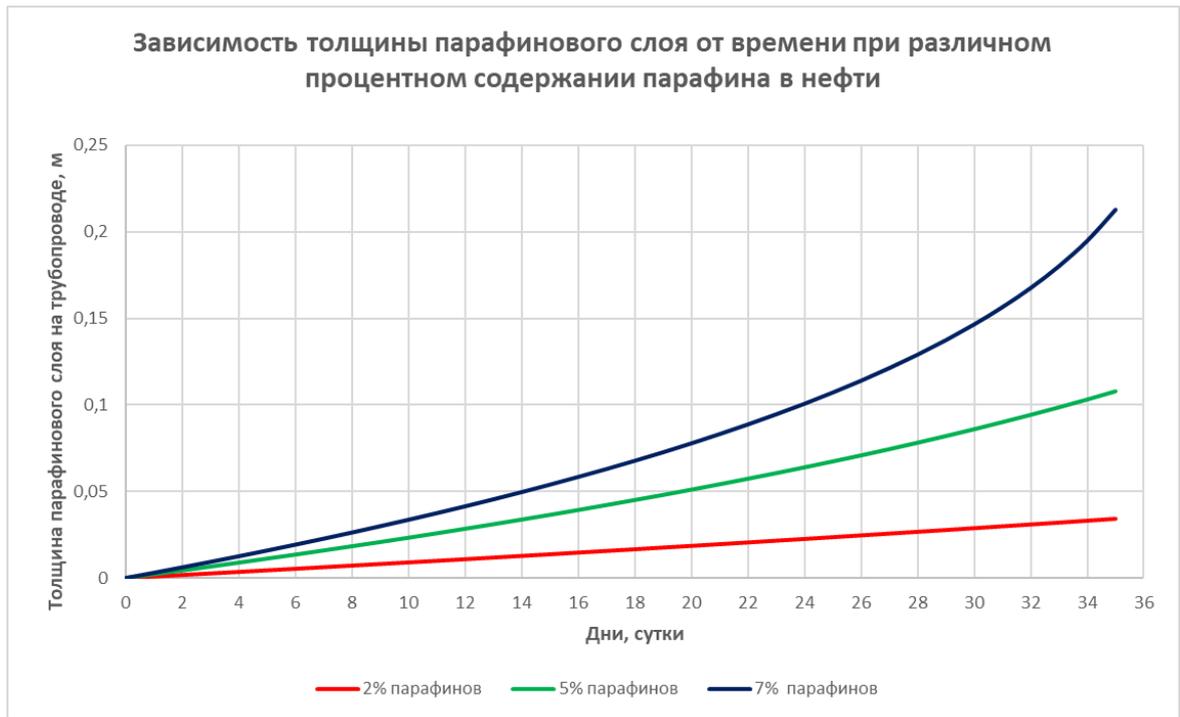


Рис. 2.2.3. Зависимость толщины парафинового слоя от времени при различном процентном содержании парафина в нефти (2%, 5%, 7%) на участке длиной 9900м

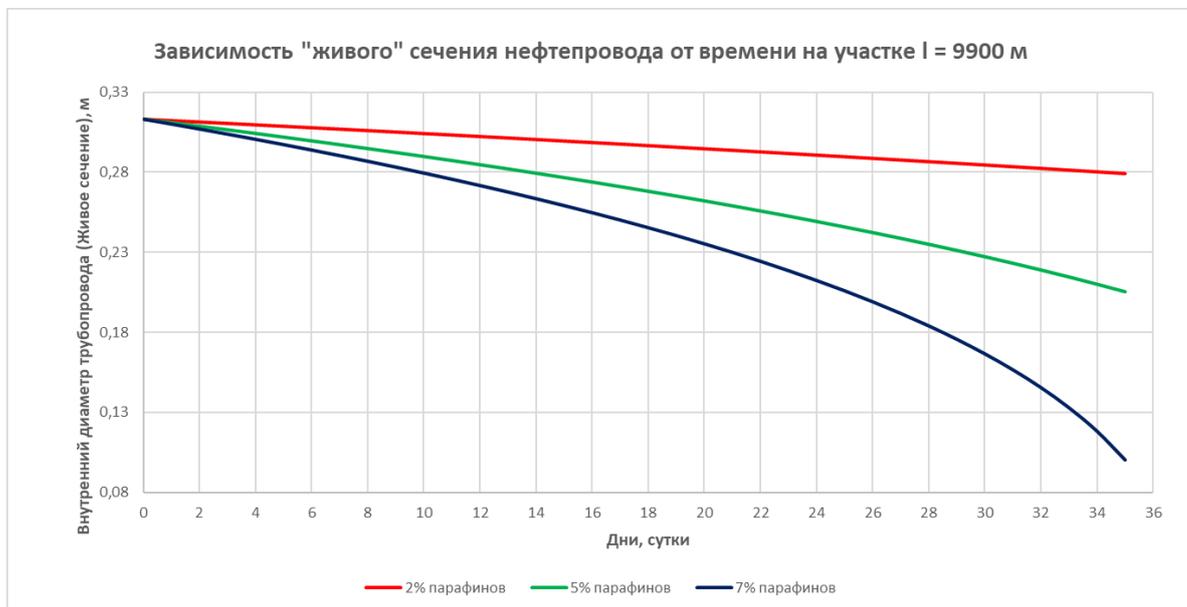


Рис. 2.2.4. Зависимость «живого» сечения нефтепровода от времени при различном процентном содержании парафина в нефти (2%, 5%, 7%) на участке длиной 9900м

По графикам можно сделать вывод, что при содержании 7% парафинов в нефти толщина парафиновых отложений на стенке нефтепровода составит 0,157м, при 5% парафинов в нефти - 0,09м, а при 2% парафинов всего 0,029м. Чем меньше процентное содержание парафина в нефти, тем дольше трубопровод заполняет свой внутренний диаметр различными отложениями, что видно на рисунке 2.2.4.

2.3. ОПРЕДЕЛЕНИЕ ПЕРИОДА ОЧИСТКИ НЕФТЕПРОВОДА

По мере эксплуатации нефтепровода происходит закупоривание трубы. Необходимо производить очистку трубопровода в нужный момент, чтобы избежать непредвиденных аварий на месторождениях. Нефтяные компании подбирают график очистных мероприятий для каждого месторождения индивидуально, чаще всего опираясь на давление на «голове» трубы. Когда давление вначале трубы близко или превышает предельно допустимое рабочее давление - проводится поршневание нефтепровода с целью очистки трубы от АСПО и скопившейся жидкости.

Расчет потерь давления производится по формуле 2.3.1:

$$\Delta p = \lambda \cdot \frac{l}{d_{\text{вн}}} \cdot \frac{\rho \cdot v^2}{2}, \quad (2.3.1)$$

$$\lambda = 0,11 \cdot \left(\frac{68}{Re} + \Delta \right)^{0.25}, \quad (2.3.2)$$

где входные данные обозначены в таблице 2.3.1.

Таблица 2.3.1

Входные обозначения данных

№	Величина	Обозначение	Размерность
1	Потери давления	Δp	Па
2	Плотность нефтепродукта	ρ	кг/м ³
3	Скорость нефтепродукта	v	м/с
4	Внешний диаметр трубопровода	$d_{\text{вн}}$	м
5	Коэффициент гидравлического сопротивления	λ	б/р

6	Рассматриваемый участок трубопровода	l	м
7	Абсолютная шероховатость трубы	Δ	м

На рисунке 2.3.1 показаны результаты расчета изменения давления в нефтепроводе. Давление на выходе трубы задавалось постоянным 42 бара. Максимальное рабочее давление составляло 55,25 бар. По графику можно сделать вывод, что, когда давление превышает допустимое значение, необходимо останавливать транспортировку нефти по трубе и производить ее очистку. Так, для нефти с содержанием парафина 2%, превышение давления происходит на 119 сутки, для нефти с содержанием парафина 5% - на 48 сутки и для нефти с содержанием парафина 7% нужно уже проводить очистку на 34 день.

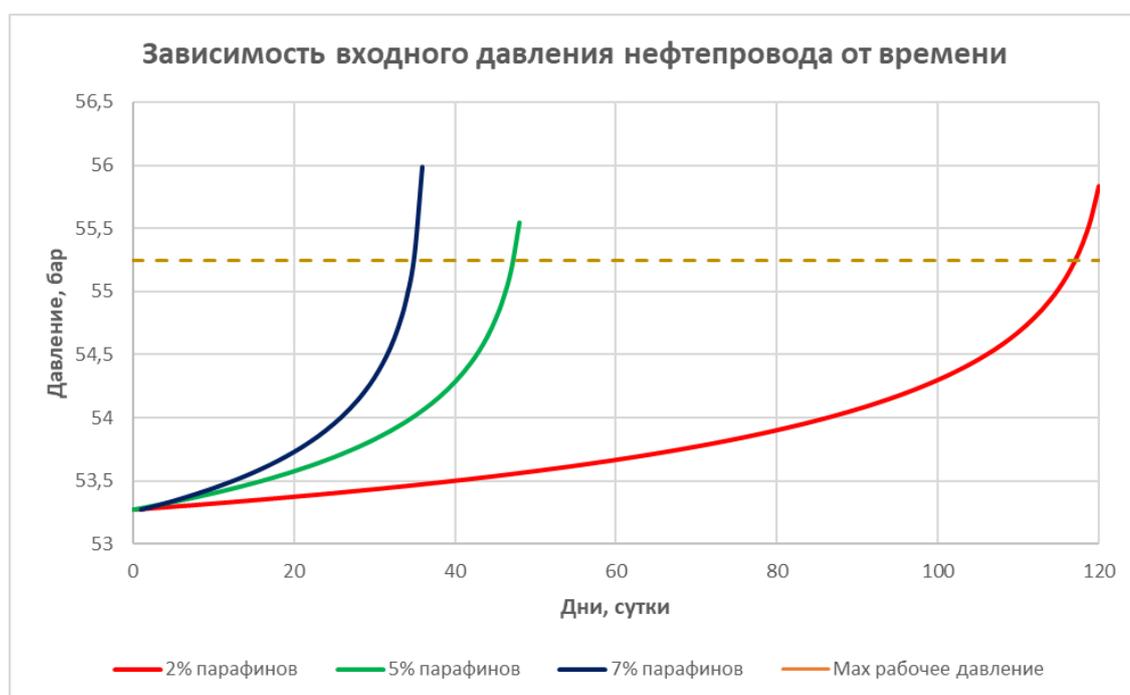


Рис. 2.3.1. Зависимость входного давления нефтепровода от времени при различном процентном содержании парафина в нефти (2%, 5%, 7%)

В фактическом трубопроводе от куста нефтяной скважины до установки подготовки нефти на месторождении N в результате отбора проб нефти массовая доля парафина в потоке составляет от 4,7% до 5,2%. На промысле производится очистка трубопровода от парафиновых отложений раз в 40 - 57 суток в зависимости от входного давления в трубопроводе. Поршневание проводят при

превышении давления вначале трубы рабочего давления трубопровода (таблица 2.3.2).

Таблица 2.3.2

Периодичность очистных мероприятий трубопровода N

№	Дата поршневания	Тип очистного устройства	Количество дней между поршневанием
1	19.08.2022	Скребок очистной	
2	14.11.2022	Скребок очистной	57
3	01.12.2022	Скребок очистной	48
4	14.01.2023	Скребок калибр	45
5	22.02.2023	Скребок очистной	40

Для расчетов в программе принималась доля парафинов 5%. В результате расчета определено, что при настройке на фактические данные необходимость поршневания наступает через 48 суток. Полученные данные хорошо коррелируют с фактическими данными, что говорит о качественной настройке модели.

ЗАКЛЮЧЕНИЕ

Тема закупоривания нефтепроводов различными отложениями является достаточно актуальной в нынешнем мире: необходимо понимать, как происходит процесс отложений на внутренней поверхности трубы, какое количество парафинов осядет на стенке нефтепровода, как произойдет изменение «живого» сечения трубы и как же избежать трату лишних денег компании на очистку трубы...

В данной выпускной квалификационной работе был описан процесс кристаллизации парафинов из нефти, изучены различные материалы по определению температуры застывания и кристаллизации нефти, и экспериментальное определение количества содержания парафина в нефти. В практической части была разобрана методика по определению изменения температуры по длине нефтепровода и написана методика по определению количества парафиновых отложений на внутренней поверхности подземного трубопровода.

Результатом работы является программа, написанная в Excel - Visual Basic for Applications. В написанной программе можно задавать параметры для нефти разных месторождений. В данной работе были взяты значения физических параметров пробы нефти N-го месторождения. При объемном расходе $0,124 \text{ м}^3/\text{с}$, доли осевшего парафина на стенку трубы $0,3$ и длине рассматриваемого участка 10000 м с внутренним диаметром трубы $0,313 \text{ м}$ получены следующие результаты: чем процентное содержание парафина в нефти меньше, тем нефтепровод меняет свое «живое» сечение меньше - то есть чтобы рабочий диаметр дошел до критического значения, необходимо затратить больше времени на транспортировку парафинистой нефти.

Дополнительно был построен график зависимости входного давления нефтепровода от времени. Если давление вначале трубы по значению близко или превышает предельно допустимое рабочее давление, то на месторождении проводится поршневание нефтепровода с целью очистки трубы от отложений. Также, при полученной зависимости внутреннего диаметра от времени можно

судить о периоде очистки трубы от отложений. Необходимо знать критическое значение диаметры трубы и по полученному графику уже рассматривать важность поршневания нефтепровода. Так, в результате расчета определено, что при настройке на фактические данные необходимость поршневания наступает через 48 суток. Полученные данные хорошо коррелируют с фактическими данными, что говорит о качественной настройке модели.

БИБЛИОГРАФИЧЕСКИЙ СПИСОК

1. Barrel Black: [сайт]. Москва, 2023. URL: <https://barrel.black/chto-delayut-iz-nefti.html?ysclid=lg1179tqvm118042665> (дата обращения 11.03.2023)
2. Petrodigest.ru: [сайт]. Москва, 2015. URL: <https://petrodigest.ru/articles/put-nefti> (дата обращения 26.03.2023).
3. Арменский Е. А. Исследование интенсивности отложения парафина в трубах / Е. А. Арменский // Транспортировка нефти и газа в условия Севера. Тюмень, 1976. №56. С. 3-5.
4. Арменский Е. А. К вопросу изменения «живого» сечения нефтепроводов / Е. А. Арменский // Транспортировка нефти и газа в условиях Севера. Тюмень, 1996. № 56. С. 10-35.
5. Березовский Д.А., Самойлов А.С., Башардуст М.Д. Анализ работы скважин, осложнённых формированием асфальто-смоло-парафиновых отложений на примере Матросовского месторождения, и разработка рекомендаций по применению методов борьбы с АСПО. // Наука. Техника. Технологии (политехнический вестник), 2017. Т. №3. С. 124-141.
6. Буймов К.С. Анализ методов борьбы с асфальтосмолопарафиновыми отложениями на месторождениях Западной Сибири: специальность 21.03.01 Нефтегазовое дело: бакалаврская работа / К.С. Буймов, Университет // Томск, 2020. 101 с.
7. Гайнулина К.Р. Предотвращение образования отложений парафинов в системе промыслового транспорта нефти на месторождении N (Томская область): специальность 21.04.01 Нефтегазовое дело: магистерская диссертация / К.Р. Гайнулина, Университет // Томск, 2021. 114 с.
8. Говоруха А.А. Исследование влияния парафина на застывание нефтяных дисперсных: специальность 21.04.01 Нефтегазовое дело: бакалаврская работа / А.А. Говоруха, Университет // Томск, 2011. 95 с.
9. Егоров А. В., Николаев В. Ф., Султанова Р. Б. Упрощенный метод «холодного стержня» для оценки ингибирующего действия реагентов, применяемых при профилактике и удалении парафиноотложений с мателлических

поверхностей при добыче и транспорте нефти // Neftegaz.RU: [сайт]. Санкт-Петербург, 2022. URL: <https://magazine.nefte-gaz.ru/articles/dobycha/747854-mekhanizmy-obrazovaniya-asfaltosmoloparafinykh-otlozheniy-metodiki-issledovaniya-/?ysclid=lfutbo4g5y528627927> (дата обращения 19.03.2023).

10. ГОСТ 18995.5-73. Продукты химические органические. Метод определения температуры кристаллизации. Москва: Стандартинформ, 1974. 7 с.

11. ГОСТ 20287-91. Нефтепродукты. Методы определения температур текучести и застывания. Москва: Стандартинформ, 2006. 84 с.

12. ГОСТ 32569-2013. Трубопроводы технологические стальные. Требования к устройству и эксплуатации на взрывопожароопасных и химически опасных производствах. Москва: Стандартинформ, 2015. 137 с.

13. Дитц А.В. Особенности добычи нефти с высоким содержанием парафинов в условиях Пякхинского месторождения (Заполярье) / А. В. Дитц // Инженерная практика. Москва, 2018. № 4. С. 55-60.

14. Долгалев М.С. Технология транспортировки высокопарафинистых нефтей с применением депрессорных присадок: специальность 21.03.01 Нефтегазовое дело: бакалаврская работа / М.С. Долгалев, Университет // Томск, 2018. 100 с.

15. Еврохим: [сайт]. Санкт-Петербург, 2005. URL: <http://eurochim-group.com/ru/ximi-cheskoe-syre/ximicheskie-produkty/czerezin/> (дата обращения: 12.05.2020).

16. Занина Д.Г. Получение гелевого состава для очистки трубопроводов от отложений нефтепродуктов: специальность 18.03.02 Энерго- и ресурсосберегающие процессы в химической технологии, нефтехимии и биотехнологии: бакалаврская работа / Д.Г. Занина, Университет // Тольятти, 2017. 64 с.

17. Зубарев В. Г. Исследование интенсивности запарафинивания трубопровода / В. Г. Зубарев // Транспортировка нефти и газа в условиях Севера. Тюмень, 1976. № 56. С. 36-39.

18. Зубарев В. Г. Влияние растворимости парафина в нефти на объем парафиновых отложений / В. Г. Зубарев, А.П. Неволин // Транспортировка нефти и газа в условиях Севера. Тюмень, 1976. № 56. С. 40-44.

19. Иванова И.К. Физико-химические подходы к выбору эффективных растворителей асфальтосмолопарафиновых отложений: специальность 02.00.13 Нефтехимия: дис. докт. хим. наук. / И.К. Иванова, Университет // Якутск, 2019. 266 с.

20. Иванова Л.В., Буров Е.А., Кошелев В.Н. Асфальтосмолопарафиновые отложения в процессах добычи, транспорта и хранения // Нефтегазовое дело. Уфа, 2011. № 1. С. 268-284.

21. Келланд А.М. Промысловая химия в нефтегазовой отрасли. Санкт-Петербург: Профессия, 2015. Т.2. 606 с.

22. Кислицын А. А. Исследование теплофизических процессов при фильтрации парафинистой нефти к горизонтальной скважине / А. А. Кислицын, С. В. Кузнецов, А. В. Поднебесных, В. О. Поляков // Вестник Тюменского государственного университета. Физико-математическое моделирование. Нефть, газ, энергетика. Тюмень, 2017. Т.3. № 4. С. 24-40.

23. Кислицын А.А. Экспериментальное и теоретическое исследование микрокристаллизации парафинов в нефти / А.А. Кислицын, А.А. Федорец, Е.В. Портнягина, С.В. Кузнецов, А.В. Поднебесных // Вестник Тюменского государственного университета. Физико-математическое моделирование. Нефть, газ, энергетика. Тюмень, 2015. Т.1. № 3. С. 14-23.

24. Кузьмин А.А. Алгоритмизация процесса вычисления толщины парафиновых отложений по длине трубопровода в зависимости от времени процесса трубопровода / А. А. Кузьмин // Вестник Санкт-Петербургского университета ГПС МЧС России. Санкт-Петербург, 2020. № 1. С. 94-100.

25. Мазепа Б.П. Парафинизация нефтесборных систем и промышленного оборудования. Москва: Недра, 1986. 183 с.

26. Мулявин С.Ф. Проектирование разработки нефтяных и газовых месторождений: учебное пособие. Тюмень: Сибирский научно-

исследовательский институт нефтяной промышленности (ОАО СибНИИИП), 2009. 204 с.

27. Назаренко А.В. Способы борьбы с парафиновыми отложениями при трубопроводном транспорте нефти // материалы VI ежегодной научно-практической конференции Северо-Кавказского федерального университета. Ставрополь, 2018. С.236-240.

28. Нелюбов Д.В. Исследование реологических и низкотемпературных свойств модельных растворов твердых компонентов нефти / Д.В. Нелюбов, Л.П. Семихина, А.А. Федорец // Вестник Тюменского государственного университета. Физико-математическое моделирование. Нефть, газ, энергетика. Тюмень, 2015. Т.1. №2 (2). С. 38-49.

29. Нефтяники, нефть и газ: [сайт]. Москва, 2008. URL: http://www.nftn.ru/oilfields/russian_oilfields/tjumenskaja_oblast/8 (дата обращения 24.04.2020).

30. Нефтянка: [сайт]. Москва, 2015. URL: <http://neftianka.ru/chemistry/?y-sclid=lg142nvbsh364157178> (дата обращения 07.03.2023).

31. Патент №181217 Российская Федерация, МПК G01N 11/08 (2006.01). Устройство для исследования динамики выпадения парафинов: №2017137278: заявл. 2017.10.24: опубл. 2018.07.06 / И.И. Хасбиуллин, Р.Ф. Мингазетдинов, Г.В. Несын, Ф.С. Зверев, М.И. Валиев, А. Ю. Ляпин; заявитель Публичное акционерное общество «Транснефть». 7 с.

32. Патент №2087680 Российская Федерация, МПК E21B 43/00 (2006.01). Способ добычи высокопарафинистой нефти: № 94023640/03: заявл. 1994.06.21: опубл. 1997.08.20 / А.Г. Гумеров, В.Г. Карамышев, Р.С. Гумеров, Р.И. Валеев, Ф.Я. Исламов; заявитель Институт проблем транспорта энергоресурсов. 3 с.

33. Патент №2098754 Российская Федерация, МПК G01B 17/02 (2006.01). Способ измерения толщины слоя отложений на внутренних стенках водопроводных труб: №94042611/28: заявл. 1994.11.30: опубл. 1997.12.10 / В.Г. Саиткулов, Д.Л. Бурлаков; заявитель Казанский государственный технический университет им.А.Н. Туполева. 6 с.

34. Патент №22495408 Российская Федерация, МПК G01N 25/02 (2006.01), G01K 11/00 (2006.01). Способ определения температуры кристаллизации парафинов в нефти: №2012110446/28: заявл. 2012.03.19: опубл. 2013.10.10 / А.Ю. Михалев, Ю.П. Михалев, Р.В. Агинеи, А.Н. Волков, В.Л. Онацкий; заявитель Общество с ограниченной ответственностью «Научно-исследовательский институт природных газов и газовых технологий - Газпром ВНИИГАЗ». 6 с.

35. Патент №2366811 Российская Федерация, МПК E21B 43/22 (2006.01). Способ добычи высокопарафинистых нефтей: № 2007141358/03: заявл. 2007.11.07: опубл. 2009.09.10 / С.Ф. Ищеряков, А.А. Вахрушев, И.Л. Наровлянский, В.А. Праведный; заявитель Общество с ограниченной ответственностью «Нефтемаш Проект». 6 с.

36. Патент №2677073 Российская Федерация, МПК G01N 11/08 (2006.01). Стенд для исследования углеводородных жидкостей со сложными реологическими свойствами: №2017137019: заявл. 2017.10.20: опубл. 2019.01.15 / Р.Ф. Мингазетдинов, В.В. Бортник, Р.Р. Исламов, А.В. Авдей, М.В. Суховой, Р.З. Сунугатуллин; заявитель Публичное акционерное общество «Транснефть». 6 с.

37. Переверзев А.Н., Богданов Н.Ф., Роцин Ю.Н. Производство парафинов. Москва: Химия, 1973. 224 с.

38. Российский учебник: [сайт]. Москва, 2023. URL: https://rosuchebnik.ru/material/brounovskoedvizhenie/?utm_source=yandex.ru&utm_medium=organic&utm_campaign=yandex.ru&utm_referrer=yandex.ru (дата обращения 17.04.2023).

39. Рудин М.Г., Сомов В.Е., Фомин А.С. Карманный справочник нефтепереработчика: издание второе, испр. и доп. Москва: ОАО «ЦНИИТЭнефтехим», 2004. 168 с.

40. Сарсенбаев Х.А. Экспериментальный исследовательский стенд по изучению внутрискважинных процессов по отложению АСПО // Записки Горного института. Санкт-Петербург, 2006. Т.167, часть 1. С. 35-37.

41. Семихина Л.П. Влияние температуры на способность водных растворов реагентов отмывать нефть с поверхности твердого тела / Л.П. Семихина, С.В. Штыков, Е.А. Карелин, А.М. Пашнина // Вестник Тюменского государственного университета. Физико-математическое моделирование. Нефть, газ, энергетика. Тюмень, 2015. Т.1. № 3. С. 39-51.

42. СП 36.13330.2012. Магистральные трубопроводы: дата введения 2013-07-01. Москва: Госстрой, ФАУ «ФЦС», 2013. 81 с.

43. СП 131.13330.2012 Строительная климатология. Актуализированная редакция СНиП 23-01-99* (с Изменениями N 1,2): дата введения 2013-01-01. Москва: Минрегион России, 2012. 113 с.

44. Стручков И.А. Обоснование технологии предотвращения образования асфальтосмолопарафиновых отложений в скважинах с использованием поверхностно-активных веществ: специальность 25.00.17 Разработка и эксплуатация нефтяных и газовых месторождений: дис. канд. техн. наук. / И.А. Стручков, Университет // Санкт-Петербург, 2017. 144 с.

45. Тех.Приборы.Ру: [сайт]. Москва, 2023. URL: <https://tehpribory.ru/glavnaia/mate-rialy/parafin.html?ysclid=lg15fgof9j592722009> (дата обращения 15.04.2023).

46. Типовые расчеты 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 «Дизайн-ПолиграфСервис», 2002. 658 с.

47. Трубопроводный транспорт нефти. Учебник для ВУЗов в 2 томах / Г.Г. Васильев, Г.Е. Коробков, А.А. Коршак [и др.]. Москва: ООО «Недра-Бизнесцентр», 2002. Т. 1. 407 с.

48. Хадкевич О.В. Влияние асфальтосмолопарафиновых отложений на технологию добычи нефти на «Ф» нефтяном месторождении (Томская область): специальность 21.03.01 Нефтегазовое дело: бакалаврская работа / О.В. Хадкевич, Университет // Томск, 2018. 92 с.

49. Химия нефти и газа: учеб. пособие для вузов / А.И. Богомолов, А.А. Гайле, В.В. Громова [и др.] / под ред. В.А. Проскурякова, А.Е. Драбкина. Санкт-Петербург: Химия, 1995. 448 с.

50. Цой А. А. Способы очистки внутренней полости нефтепроводов с участками разного диаметра: специальность 21.03.01 Нефтегазовое дело: бакалаврская работа / А.А. Цой, Университет // Томск, 2016. 80 с.

51. Чухарева Н.В. Расчет изменения гидравлических параметров транспорта нефти в результате отложения парафинов на внутренней стенке трубопроводов: методические указания к выполнению практических работ по курсу «Подготовка, транспорт и хранение скважинной продукции». Томск: Национально исследовательский Томский политехнический университет, 11 с.

52. Шабаров А.Б. Гидрогазодинамика: учебное пособие для студентов вузов. / А. Б. Шабаров; рец.: А. А. Кислицын, В. Г. Свиридов. Тюменский государственный университет. Тюмень, 2013. 460 с.

53. Эксплуатация магистральных нефтепроводов: Учебное пособие, 2-ое издание / Ю.Д. Земенкова, В.Н. Антипьев, Н.А. Малюшин [и др.]. Тюмень: Тюменский государственный нефтегазовый университет, 2001. 610 с.

54. Элград: [сайт]. Томск, 2004. URL: <http://elgrad.pro/Articles/InfoPage.aspx?PID=7> (дата обращения: 12.05.2020).

55. Эпак-Сервис: [сайт]. Омск, 2010. URL: <http://www.vinci-technologies.ru/node/343> (дата обращения 05.03.2023).

56. Юдин Е.В. Технологическая установка для депарафинизации нефти термическим методом в процессе нефтеподготовки: специальность 15.03.02 Технологические машины: бакалаврская работа / Е.В. Юдин, Университет // Красноярск, 2016. 82 с.