

МИНИСТЕРСТВО ОБРАЗОВАНИЯ И НАУКИ РЕСПУБЛИКИ КАЗАХСТАН

Казахский национальный исследовательский технический университет  
имени К.И.Сатпаева

Институт геологии и нефтегазового дела имени К.Турасова

Кафедра «Нефтяная инженерия»

Жумагулов А.Б.  
Марковская М.С.

«Выбор оптимального температурного режима трубопроводного транспорта  
высоковязкой и высокозастывающей нефти»

**ДИПЛОМНАЯ РАБОТА**

специальность 5В070800-Нефтегазовое дело

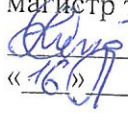
Алматы 2019

МИНИСТЕРСТВО ОБРАЗОВАНИЯ И НАУКИ РЕСПУБЛИКИ КАЗАХСТАН

Казахский национальный исследовательский технический университет  
имени К.И.Сатпаева

Институт геологии и нефтегазового дела имени К.Турасова

Кафедра «Нефтяная инженерия»

ДОПУЩЕН К ЗАЩИТЕ  
Заведующий кафедрой НИ  
магистр технических наук  
 М.К.Сыздыков  
« 16 » 05 2019г.

### ДИПЛОМНАЯ РАБОТА


На тему: «Выбор оптимального температурного режима трубопроводного транспорта  
высоковязкой и высокозастывающей нефти»

по специальности 5В070800-Нефтегазовое дело

Выполнили

Жумагулов А.Б.

Марковская М.С.

Научный руководитель  
доктор техн. наук,  
ассоциированный профессор  
 Молдабаева Г.Ж.  
« 14 » 05 2019 г.

МИНИСТЕРСТВО ОБРАЗОВАНИЯ И НАУКИ РЕСПУБЛИКИ КАЗАХСТАН

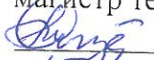
Казахский национальный исследовательский технический университет  
имени К.И.Сатпаева

Институт геологии и нефтегазового дела имени К.Турасова

Кафедра «Нефтяная инженерия»

5В070800-Нефтегазовое дело

**УТВЕРЖДАЮ**

Заведующий кафедрой НИ  
магистр технических наук  
 М.К.Сыздыков  
«15» 01 2019г.

**ЗАДАНИЕ**

**на выполнение дипломной работы**

Обучающимся *Жумагулов А.Б., Марковская М.С.*

Тема: Выбор оптимального температурного режима трубопроводного транспорта высоковязкой и высокозастывающей нефти

Утверждена приказом ректора университета

Срок сдачи законченной работы: 17.05.2019

Краткое содержание дипломной работы:

- а) Системы транспорта высоковязкой и высокозастывающей нефти по трубопроводу*
- б) Теоретическое исследование процесса выбора оптимального режима перекачки нефти по «горячему» трубопроводу*
- в) Исследования технологических процессов трубопроводного транспортировки нефти*
- г) Рекомендации по трубопроводному транспорта высоковязкой и высокозастывающей нефти*

Рекомендуемая основная литература:

- 1. Sider, E.N. Ind. Eng. Chem / E.N. Sider and G.E. Tate - Chemical Engineering. -- 1936. v28, №12. -- P. 230-241.*
- 2. Shekhter, R. Variational methods of engineering calculations. / R. Shekhter – M.: Mir, 1971. – 384 p.*
- 3. Tao, L. N. Proceedings of the Third International Heat Transfer Conference / L.N. Tao – New York, 1966 – v. 1. P. 212-225.*
- 4. Wilkinson, W.L. Non-Newtonian fluids / W.L. Wilkinson - London: Pergamon Press, Oxford, 1960. – 138 p.*
- 5. Yurkanin, R.M. Safety aspects of electrical systems / R.M. Yurkanin - Chemical Engineering, v. 77, N 27, 1970.- P. 164-166*

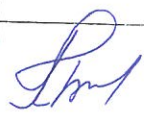


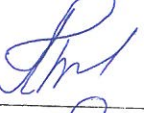
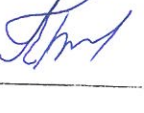
## ГРАФИК

подготовки дипломной работы


Наименование разделов, перечень разрабатываемых вопросов	Сроки представления научному руководителю и консультантам	Примечание
Системы транспорта высоковязкой и высокозастывающей нефти по трубопроводу	7.02.19 – 15.02.19	Нет
Теоретические исследование процесса выбора оптимального режима перекачки нефти по «горячему» трубопроводу	2.03.19 – 17.03.19	Нет
Исследования технологических процессов трубопроводного транспортировки нефти	12.04.19 – 20.04.19	Нет
Рекомендации по трубопроводному транспорта высоковязкой и высокозастывающей нефти	12.05.19 – 29.05.19	Нет

### Подписи

консультантов и нормоконтролера на законченную дипломную работу с указанием относящихся к ним разделов работы

Наименования разделов	Консультанты, И.О.Ф. (уч.степень, звание)	Дата подписания	Подпись
Системы транспорта высоковязкой и высокозастывающей нефти по трубопроводу	Молдабаева Г.Ж. доктор техн. наук, ассоциированный профессор		
Теоретические исследование процесса выбора оптимального режима перекачки нефти по «горячему» трубопроводу	Молдабаева Г.Ж. доктор техн. наук, ассоциированный профессор		
Исследования технологических процессов трубопроводного транспортировки нефти	Молдабаева Г.Ж. доктор техн. наук, ассоциированный профессор		
Рекомендации по трубопроводному транспорта высоковязкой и высокозастывающей нефти	Молдабаева Г.Ж. доктор техн. наук, ассоциированный профессор		
Нормоконтролер	Молдабаева Г.Ж. доктор техн. наук, ассоциированный профессор		

Научный руководитель  Молдабаева Г.Ж

Задание принял к исполнению обучающийся  Жумагулов А.Б.  
Марковская М.С.

Дата " 15 " 01 2019 г.

## АҢДАТПА

Жерасты мұнай құбырларының тиімділігін арттыруды қарастырады. Басты ізденіс тұтқырлығы және қату температурасы жоғары мұнай және мұнай өнімдерін құбырмен тасымалдау барысында оның реологиялық қасиеттерін өзгерте отырып, тиімді температураны қамтамасыз ету.

Сонымен қатар, изометриалық емес ағында тұтқырлығы және қату температурасы жоғары мұнай және мұнай өнімдерін алдын ала жылыту кезінде, ағын үрдісімен оны пайдалану барысындағы айдау көлемі сипатталады.

Арнайы бөлікте күрделі құбырды гидравликалық есептеуге және катодты қорғаныстың жұмыс параметрлерін есептеуге арналған.

## АННОТАЦИЯ

В работе рассматривается повышение эффективности эксплуатации подземных нефтепроводов. Обосновается идея о том, что повышение эффективности достигается выбором оптимального температурного режима перекачки высоковязкой и высокозастывающей нефти с учетом изменения ее реологических характеристик.

Выделяются и описываются характерные особенности предварительного подогрева при неизотермическом течении высокозастывающей и высоковязкой нефти следует определять в зависимости от режима движения и совокупных эксплуатационных затрат в условиях сохранения планового объема перекачки.

В специальной части сделан расчет по гидравлическому расчету сложного трубопровода и расчет параметров работы катодной защиты.

## ANNOTATION

The aim of the article is to consider the increase in the efficiency of operation of underground oil pipelines. The idea is based that the increase in efficiency is achieved by choosing a rational temperature regime for pumping high-viscosity and high-cooling oil, taking into account changes in rheological characteristics.

The characteristic features of preheating in the non-isothermal flow of high-cooling and high-viscosity oil are distinguished and described, depending on the driving regime and the total operating costs in the conditions of maintaining the planned volume of pumping.

In the special part, the calculation was made on the hydraulic calculation of a complex pipeline and the calculation of the operating parameters of cathodic protection.

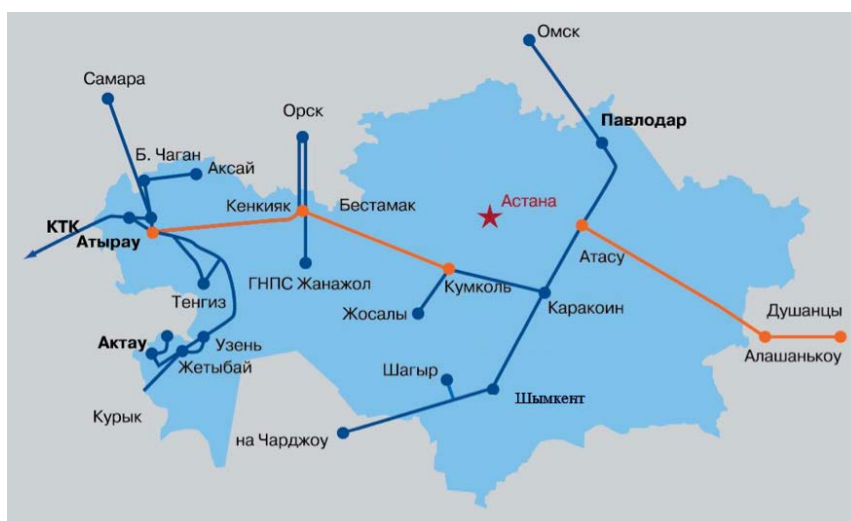
## СОДЕРЖАНИЕ

ВВЕДЕНИЕ	9
1. Анализ перекачки трубопроводного транспорта высокозастывающей и высоковязкой нефти	10
1.1 Системы транспорта высоковязкой и высокозастывающей нефти по трубопроводу	10
1.2 Транспортирование высоковязких и высокозастывающих нефти с использованием депрессорных присадок	10
1.3 Анализ технологии режима «Горячей» перекачки нефти	12
2. Теоретическое исследование процесса выбора оптимального режима перекачки нефти по «горячему» трубопроводу	15
2.1 Модели трубопровода	15
3. Исследования технологических процессов трубопроводного транспортировки нефти	16
3.1 Исследование влияния температурного режима на гидравлическое сопротивление	16
3.2 Специальная часть по гидравлическому расчету сложного трубопровода	23
3.3 Исследование технологии перекачки нефти «горячего» нефтепровода Узень-Атырау-Самара	28
3.4 Расчет параметров работы катодной защиты	28
4. Рекомендации по прокладке подземного нефтепровода для транспортировки высоковязкую и высокозастывающую нефть	39
4.1 Установка индукционного нагрева трубопровода	39
4.2 Расчет параметров работы катодной защиты	42
4.3 Рекомендации по прокладке подземного нефтепровода для транспортировки высоковязкую и высокозастывающую нефть	54
ЗАКЛЮЧЕНИЕ	57
СПИСОК ИСПОЛЬЗОВАННОЙ ЛИТЕРАТУРЫ	58



## ВВЕДЕНИЕ

Магистральные трубопроводы на территории Казахстана – сложнейшая высокомеханизированная и автоматизированная гидравлическая система. В состав входят : насосные станции, линии технологической связи, телемеханики и автоматики, электрохимзащиты, противопожарные устройства, а также системы подогрева в случаях транспортировки высоковязкой и высокозастывающей нефти .



**Рисунок 0.1- Магистральные трубопроводы на территории Республики Казахстан**

Первый в мире уникальный трансконтинентальный горячий нефтепровод Узень – Атырау – Самара протяженностью 1500 км был построен в 1968–1970 гг.[1, с. 164]. Высоковязкая парафинистая нефть Мангистау, застывающая при температуре  $(+30)–(+35)$  °С, поставила инженерную и научную задачу применять при ее транспортировке попутный огневой подогрев .

**Цель и задачи работы:** целью работы является повышение эффективности эксплуатации нефтепроводов с выбором оптимального температурного режима, с воздействием на реологические свойства транспортируемого продукта.

Для поставленной цели решаются следующие задачи:

1. Определение требований к изменениям и регулированию реологических свойств нефтей.
2. Исследование влияния температурного режима на гидравлическое сопротивление, а также повышение пропускной способности трубопровода.
3. Исследование процесса выбора оптимального режима перекачки нефти по «горячему» трубопроводу.

# **1 Анализ перекачки трубопроводного транспорта высокозастывающей и высоковязкой нефти**

## **1.1 Системы транспорта высоковязкой и высокозастывающей нефти по трубопроводу**

Наиболее широко распространенным видом транспортирования высоковязкой и высокозастывающей нефти и нефтепродуктов является трубопроводный транспорт. Осложнения при перекачке высоковязкой и высокозастывающей нефти объясняются с большой зависимостью вязкости от температуры. А также, при определенных температурах возможно выпадение твердых фракций, что приводит к застыванию нефти в трубопроводе и полной остановке перекачки.

В зависимости от величин температуры большая часть перекачиваемой нефти является ньютоновскими жидкостями, при перекачке которых коэффициент динамической вязкости не зависит от характеристик движения. С понижением температуры, в свойствах нефти начинается проявления вязкопластичности. Таким месторождениям, где нефть и нефтепродукты проявляют подобные свойства, можно отнести следующие: Узень, Жетыбай, Тенгиз, Кумколь, Карачаганак, Мангышлак, а также другие в различных странах мира.

## **1.2 Транспортирование высоковязких и высокозастывающих нефти с использованием депрессорных присадок**

На месторождениях высоковязкой и высокозастывающей нефти Узень и Жетыбай при транспортировке нефти по трубопроводам применяются химические реагенты. В качестве химических реагентов выступают депрессорные присадки, что являются синтетическим полимером. При введении в определенных количествах способны изменять особенности вязкость и напряжение сдвига, а также кристаллизации в парафинистой нефти.

В 1973-1974 гг. сотрудниками ВНИИСПТнефть были проведены исследования взаимодействия присадки ЕСА 4242 с ПАВ, присутствующими в нефти в результате применения реагентов в процессах добычи и подготовки нефти (неионогенные ПАВ ОП-4 S-22), показали, что присадки ЕСА 4242 способны образовывать определенные комплексные соединения с ПАВ, что приводит к снижению активности присадки как депрессатора.

Проблему повышения производительности трубопроводного транспорта можно решить также использованием системы добавок, эффективных в нужных режимах для определенных сред. Известно около десятка способов снижения гидравлических потерь путем введения различных добавок, депрессаторов,

пластификаторов, стабилизаторов потока. При этом гидравлические потери приняты из соотношения [61].

$$\lambda_n = \frac{\lambda_0}{(1+De^2)^m} = \frac{A_0}{Re^m} \frac{1}{(1+De^2)^m} = \frac{A_n}{Re^m}, \quad (1.1)$$

где  $\lambda_n$  - коэффициент гидравлического сопротивления при добавлении присадки;  $\lambda_0$  - коэффициент гидравлического сопротивления без добавления присадки;  $De$  - число Деборы;  $Re$  - число Рейнольдса;  $m$ ,  $A_0$  - числовые коэффициенты постоянные для каждой зоны трения  $A_n$  - числовой коэффициент постоянный для каждой зоны трения с учетом присадки

$$A_n = \frac{A_0}{(1+De_2)^m}, \quad (1.2)$$

$\beta$  - числовой коэффициент, величина которого зависит от режима течения изоны трения (если режим турбулентный) при транспортировке без применения присадок

$$\beta = \frac{8A_0}{4^m \pi^{2-m} g}, \quad (1.3)$$

$\beta_{\Pi}$  - числовой коэффициент, величина которого зависит от режима течения и зоны трения (если режим турбулентный) при транспортировке с использованием присадок

$$\beta_{\Pi} = \frac{8A_0}{4^m \pi^{2-m} g (1+De^2)^m}, \quad (1.4)$$

Уравнение баланса напоров для одного эксплуатационного участка при перекачке ВВН с присадкой будут отображаться в виде

$$h_n + \sum_1^n A_1 - Q_{cm^{2-m}} \cdot \sum_{i=1}^{n-1} B_j = \frac{1.02 \cdot Q^{2-m} \cdot [f_0 \cdot (L - L_n) + f_n \cdot L_n] + \Delta Z + h_{ост}}{h_{ост}}, \quad (1.5)$$

где  $f_n$ ,  $f_0$  - гидравлический уклон при единичном расходе в случае перекачки нефти, обработанной и не обработанной противотурбулентной присадкой при расходе  $Q$  соответственно

$$f_0 = \frac{v_m}{\beta_0 \cdot D_5 cm - m}, \quad (1.6)$$

Таким образом, развернутое выражение (1.2) для потерь напора по длине перекачки можно рассчитать исходя из следующего соотношения

$$h_n + \sum_1^n A_i - Q_{cm}^{2-m} \cdot \sum_{i=1}^{n1} B_i = 1.02 \cdot Q^{2-m} \cdot \beta_0 \cdot \frac{v_{cm}^m}{D^{5-m}} \cdot \left[ (L - l_n) + \frac{l_n}{(1+De^2)^m} \right] + \Delta Z + h_{ост}, \quad (1.7)$$

Снижение гидродинамического сопротивления с помощью добавления присадок является достаточно эффективным, но следует учесть высокую стоимость импортных реагентов и небольшое количество производства отечественных.

Также, при перекачке высокопарафинистой нефти в турбулентном режиме влияние действия присадок на снижение гидравлического сопротивления будет относительно невысоко.

Разработка и внедрение более эффективных и дешевых присадок может в значительной мере способствовать техническому прогрессу трубопроводного транспорта высокопарафинистой нефти.

### 1.3 Анализ технологии режима «Горячей» перекачки нефти

Для магистральных трубопроводов наибольшее распространение получил способ «горячей» перекачки. Нефть нагревается в печах - теплообменниках головной станции, приобретая свойства ньютоновской жидкости, и закачивается в магистральный нефтепровод. По длине трубопровода через каждые 25...100 км устанавливаются промежуточные тепловые и насосные станции, на которых нефть снова подогревают и перекачивают дальше (рисунок 1.1).

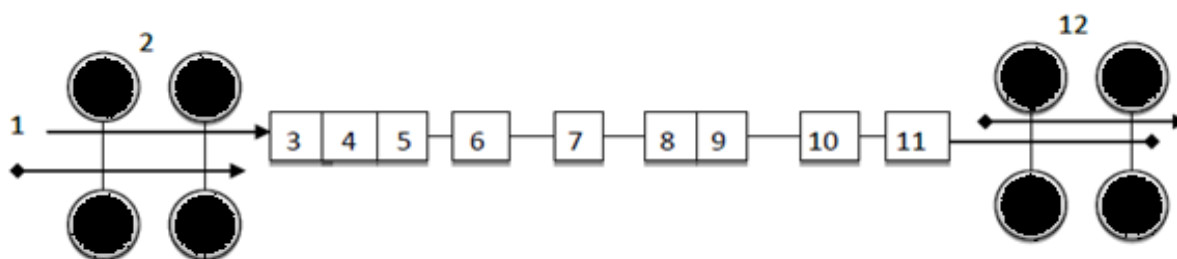


Рисунок 1.1 – Технологическая схема «горячей» перекачки

С промысла по трубопроводу 1 нефть подается в резервуарный парк 2 головной перекачивающей станции. Резервуары оборудуются подогревательными устройствами, с помощью которых поддерживается температура нефти, позволяющая выкачать ее насосами 3. Насосы прокачивают нефть через паровые и/или огненные подогреватели 4, которые обычно устанавливают между подпорными и силовыми насосами 5, что позволяет изготавливать теплообменники более легкими, так как давление, развиваемое

подпорными насосами, невелико. Через подогреватели можно пропускать всю перекачиваемую нефть, повышая температуру до заданной величины, или часть ее, нагревая до более высокой, чем расчетная, температуры, а на выходе из печи смешивая с холодным потоком для получения заданной температуры подогрева. После теплообмены аппаратов 4 поток нефти поступает в основные насосы 5 и закачивается в трубопровод. По мере движения нефти по трубе она остывает, что приводит к увеличению потерь, во избежание чего нефть подогревают на промежуточных тепловых станциях 6 и 7. Если нефть транспортируется на большое расстояние, то кроме тепловых сооружаются и промежуточные насосные 8, как правило, совмещенные с тепловой станцией 9. На схеме(рисунок 1.3) указаны также промежуточные тепловые станции 10, 11 и сырьевой парк 12 нефтеперерабатывающего завода.

По данной технологии во всем мире эксплуатируется около 50 трубопроводов, одним из крупнейших «горячих» нефтепроводов является нефтепровод Узень-Атырау-Самара. С увеличением вязкости перекачиваемой нефти напор и КПД насоса снижаются, а потребляемая мощность возрастает, поэтому центробежный насос лучше устанавливать после теплообменных аппаратов. Однако такое расположение в ряде случаев невозможно, поскольку гидравлическое сопротивление коммуникаций на всасывающей линии в таком случае будет значительно больше и рабочему насосу может не хватить подпора, т.е. он начнет работать с кавитацией. В связи с этим на некоторых нефтепроводах, в том числе и на крупнейшем трубопроводе Атырау-Самара, подпорные и рабочие насосы устанавливаются перед теплообменными аппаратами, которые перекачивают более холодную нефть повышенной вязкости. При этом насосы не обеспечивают паспортные подачу и давление, которые указываются для работы насоса на воде.

Перед перекачкой нефть подогревается как в резервуарах, так и в специальных теплообменных аппаратах. Подогрев в резервуарах производится до температуры, обеспечивающей выкачку нефти с заданной подачей. Нагрев нефти в резервуарах до температуры перекачки нецелесообразен из-за больших потерь тепла и легких, наиболее ценных, фракций нефти.

Поэтому после резервуаров нефть до температуры перекачки должна нагреваться в специальных теплообменниках. Для кожуха трубчатых подогревателей в качестве теплоносителя применяются водяной пар, горячая вода или горячая нефть. Для резервуаров используются стационарные змеевиковые или секционные подогреватели, располагающиеся над днищем резервуара с уклоном по ходу теплоносителя с целью удаления конденсата и обеспечивающие общий подогрев всей массы нефти. Разогретая в резервуарах нефть забирается подпорными насосами и, в случае если величина подпора это позволяет, подается в основные подогреватели или в рабочие насосы, которые прокачивают нефть через подогреватели в магистральный трубопровод. Для безопасности эксплуатации подогревателей и улучшения экономической эффективности рабочие насосы необходимо устанавливать после основных подогревателей, однако это не всегда возможно.

На промежуточных насосно-тепловых станциях при перекачке по системе «из насоса в насос» подогреватели должны устанавливаться только на всасывающих линиях. В этом случае нефть поступает в насосы с высокой температурой, повышая их КПД.

Для предотвращения начала разгонки нефти подогреватели должны эксплуатироваться при соответствии избыточного давления, поэтому перед ними целесообразно устанавливать специальные насосы для преодоления гидравлических сопротивлений, подогревателей и всасывающих трубопроводов и поддержания заданного давления.

Несмотря на достаточную изученность технологии транспорта высоковязкой и высокозастывающей нефти, вопросы выбора режимов работы «горячих» нефтепроводов до сих пор представляет собой сложную задачу.

Основные трудности связаны с тем, что система нефтепровод-грунт находится в неустановившемся состоянии из-за постоянных колебаний температуры грунта и воздуха, изменения физико-химических свойств окружающего грунта и реологических свойств перекачиваемой нефти.

## 2 Теоретические исследование процесса выбора оптимального режима перекачки нефти по «горячему» трубопроводу

### 2.1 Модели трубопровода

При схематизации процессов движения жидкостей и газов в трубопроводах используются также модели трубопровода.

Наиболее простая модель трубопровода - это модель недеформируемой трубы, т.е. цилиндра с постоянным не изменяющимся внутренним диаметром и постоянной толщиной стенки. Внешний диаметр трубопровода при этом также остается постоянным. Модель недеформируемого трубопровода оказывается весьма полезной при изучении множества технологических процессов транспортировки жидкостей и газов.

Однако в ряде случаев (например, при изучении явления гидравлического удара) модель недеформируемой трубы оказывается недостаточной для проникновения в сущность происходящих явлений, поэтому используется более сложная модель. Опыт показывает, что объем внутренней полости трубопровода хотя и незначительно, но изменяется при изменении температуры и давления транспортируемой среды.

Для учета объемного расширения трубопровода при отклонении температуры  $T$  от номинального значения  $T_0$  можно использовать формулу в которой коэффициент объемного расширения металла, из которого сделан трубопровод.

Уравнение равновесия верхней половины (обечайки) трубы, выделенной на рис. 2.1 утолщенной линией, под действием разности  $(p-p_0)$  давлений и окружающих напряжений, возникающих в металле трубы.

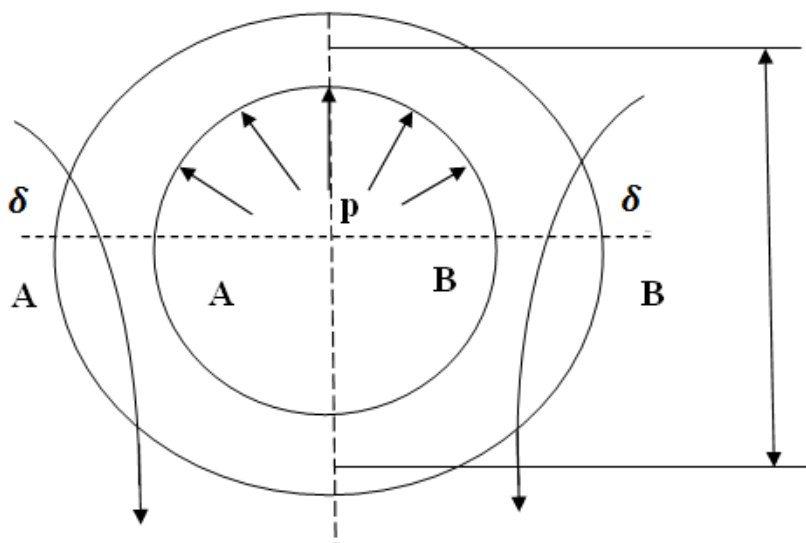


Рисунок 2.1 - К выводу формулы для изменения площади поперечного сечения упругодеформируемого трубопровода

### 3 Исследования технологических процессов трубопроводного транспортировки нефти

#### 3.1 Исследование влияния температурного режима на гидравлическое сопротивление

Основной характеристикой, отражающей затраты механической энергии на транспортировку нефти по трубопроводу, является коэффициент гидравлического сопротивления.

Исследованию гидравлического сопротивления при движении различной по свойствам нефти посвящено много работ [10, 21, 32, 55, 56, 90].

При транспортировке нефти могут иметь место два режима течения – турбулентный в начале трубопровода и структурный в конце. Происходит это ввиду снижения температуры перекачиваемой нефти и, как следствие, экспоненциального роста сил внутреннего трения.

Потери напора в первую очередь зависят от геометрических параметров трубопровода, а также от скорости и вязкости жидкости. При перекачке жидкости по трубопроводам потери определяются по формуле Дарси-Вейсбаха

$$h_{\text{дл}} = \lambda \cdot \frac{V^2}{2 \cdot g \cdot D} \cdot L, \quad (3.1)$$

где  $\lambda$  – коэффициент гидравлических сопротивлений;

$L$  – длина трубопровода;

$V$  – средняя скорость движения потока;

$D$  – диаметр трубопровода.

Из этой зависимости видно, что величина потерь напора зависит от скорости движения жидкости, коэффициента гидравлических сопротивлений и длины трубопровода пропорционально и обратно пропорционально диаметру трубы. Таким образом, при постоянном значении скорости течения, в условиях, когда диаметр и длина трубопровода можно считать неизменной, переменной величиной будет только коэффициент гидравлических сопротивлений, зависящий от шероховатости внутренней поверхности трубопровода.

Из основных законов подобия в гидравлике следует, что коэффициент гидравлических сопротивлений является функцией числа Рейнольдса, включающего в себя диаметр трубы, скорость и вязкость жидкости и безразмерного параметра, характеризующую относительную шероховатость

$$\lambda = f\left(\text{Re}, \frac{\Delta}{D}\right). \quad (3.2)$$

Существует ряд эмпирических и полуэмпирических формул, решающих эту функцию для турбулентного течения как в гладких, так и в шероховатых



трубах [58]. По настоящее время актуальны зависимости Блазиуса для гладких труб и формула Шифринсона для шероховатых труб.

Исследование вопросов влияния отдельных частиц жидкости на возникновение дополнительных напряжений в потоке привело к созданию полуэмпирических теорий турбулентности. Наибольшую известность имеет турбулентная теория Прандтля-Кармана, основанная на исследованиях Никурадзе.

И.И. Никурадзе на основе эмпирических данных построил график зависимости  $\lg(1000\lambda)$  от  $\lg Re$  для ряда значений  $\Delta/d$ . Опыты Никурадзе проводил на трубопроводах с искусственной шероховатостью, полученной путем нанесения песка различного фракционного состава на стенки трубы. Результаты исследований представлены на рисунке 2.6. Исследования отличались большой широтой и тщательностью, что позволило в конечном итоге получить достоверные сведения о влиянии вязкости жидкости и шероховатости на распределение скоростей потока и потери напора.

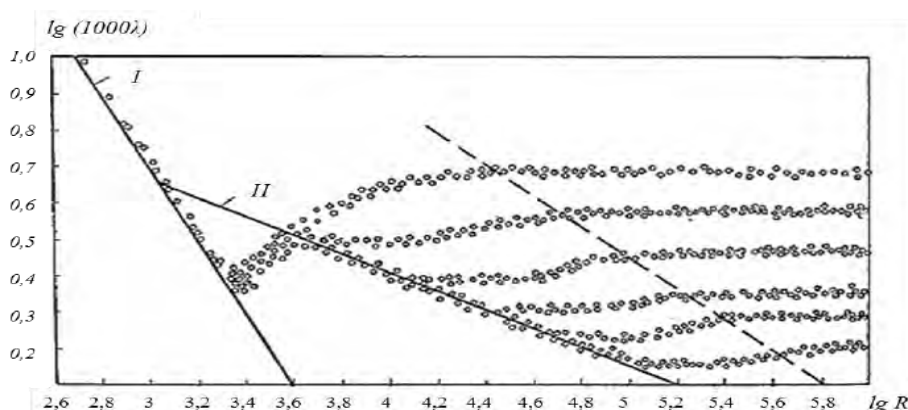
На основании эмпирических постоянных, найденных И.И. Никурадзе, в 1942 г., Прандтль получил формулы определения коэффициента гидравлического сопротивления для шероховатых и гладких труб.

П.К. Конаковым в 1946 г. на основе проведенных исследований была предложена формула для гладких труб:

$$\lambda = \frac{1}{(1.8 \cdot \lg Re - 1.52)^2} \quad (3.3)$$

В 1950 г. А. Д. Альтшуль представил научному сообществу полученную им зависимость для определения коэффициента гидравлического сопротивления в гидравлически гладких трубах:

$$\lambda = \frac{1}{(1.82 - \lg Re - 1.64)^2} \quad (3.4)$$



**Рисунок 3.1– График результатов экспериментов И.И. Никурадзе:  
I –  $\varepsilon=64/Re$ ; II –  $\lambda=0,3164/Re^{0,25}$ ;**

В зоне смешанного трения потери напора находят с помощью формул, которые при малых числах Рейнольдса обращаются в зависимости  $\lambda = \lambda(Re)$ , а при больших – переходят в формулы вида  $\lambda = \lambda(\Delta/d)$ . Впервые зависимость подобного формата была предложена Кольбруком и Уайтом [84]

$$\frac{1}{\sqrt{\lambda}} = -2 \cdot \lg \left( \frac{\Delta}{3,7 \cdot d} + \frac{2,51}{Re \sqrt{\lambda}} \right). \quad (3.5)$$

Расчет сопротивления при изотермическом движении жидкости в гладких трубах проводится с использованием формулы Конакова и Альтшуля:

$$\lambda = \frac{0,31}{(\lg Re - 1)^2}. \quad (3.6)$$

Результаты вычислений потерь напора по формуле Кольбука и Уайта достаточно точно совпадают с опытными данными, полученными для водопроводов [6]. При этом формула (2.43) скрывает в себе определенный недостаток: в неявном виде представлен коэффициент гидравлического трения и его вычисление необходимо проводить с помощью метода последовательных приближений. Данного недостатка лишены формулы:

Н.З.Френкеля

$$\frac{1}{\sqrt{\lambda}} = -2 \cdot \lg \left( \frac{\Delta}{3,7 \cdot d} + \left( \frac{6,81}{Re} \right)^{0,9} \right); \quad (3.7)$$

И.А.Исаева

$$\frac{1}{\sqrt{\lambda}} = -1,8 \cdot \lg \left( \left( \frac{\Delta}{3,7 \cdot d} \right)^{1,11} + \frac{6,8}{Re} \right); \quad (3.8)$$

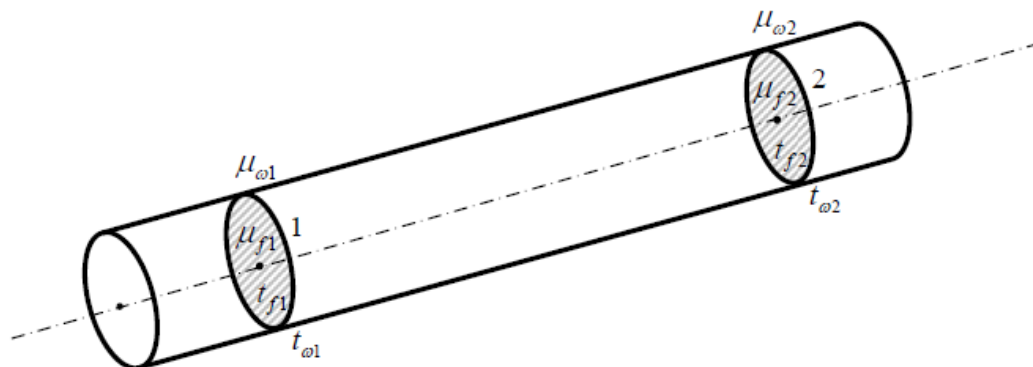
Н.И.Белокопя

$$\lambda = \frac{1}{(1,83 \cdot \lg Re - 1,7)^2}. \quad (3.9)$$

Формула Н.И. Белокопя весьма схожа с формулой Альтшуля (3.32) и дает применимые для инженерных расчетов результаты вычислений для широкого диапазона чисел Рейнольдса ( $10^5 \leq Re \leq 10^8$ ). Погрешность между формулами Белокопя и Альтшуля на практике не превышает 3% [9] для ньютоновских жидкостей, но для вязкопластичных жидкостей погрешность может быть более существенной, при этом она напрямую зависит от состава транспортируемой нефти.

Известно, что при перекачке по трубопроводу жидкости с температурой, значительно превышающей температуру окружающей среды, такое течение будет сопровождаться переносом тепла через стенку трубы во внешнюю среду. При этом жидкость будет постепенно охлаждаться по мере увеличения длины перекачки.

В том случае, если температура жидкости в трубопроводе ниже температуры окружающей среды, будет происходить обратный процесс – приток тепла, в результате которого жидкость будет нагреваться. В таком случае, модель неизотермического движения нефти можно принять в следующем виде (рисунок 3.3.2).



**Рисунок 3.2– Модель потока в трубопроводе при движении в неизотермическом режиме:**

$\mu_{\omega 1}$  и  $\mu_{\omega 2}$ - коэффициент вязкости жидкости непосредственно у стенки трубопровода;  $t_{\omega 1}$  и  $t_{\omega 2}$ -температура стенки трубы;  $\mu_{f\omega 1}$  и  $\mu_{f\omega 2}$ – коэффициент вязкости жидкости в общем потоке;  $t_{f1}$  и  $t_{f2}$  - температура жидкости в сечении 1 и 2 соответственно.

И в первом, и во втором случае течение жидкости происходит в условиях теплообмена с внешней средой и ее вязкость является переменной величиной. Следовательно, формулы, полученные в предположении для изотермического течения, в рассматриваемых случаях должны быть дополнены определенными коэффициентами, учитывающими влияние неизотермичности процесса транспортирования.

Вопросом влияния неизотермичности и изменения теплового потока в трубопроводе на величину гидравлических сопротивлений для газообразных сред занимался А.А. Гухман и Н.В. Илюхина. Неизотермичность в их работах предлагалось учитывать введением дополнительного температурного фактора следующего вида

$$\frac{\lambda_{оп}}{\lambda_{из}} = f\left(\frac{T_{\omega}}{T_f}\right), \quad (3.10)$$

где  $\lambda_{оп}$ - коэффициент сопротивления в условиях неизотермического течения;  
 $\lambda_{из}$ - коэффициент сопротивления в условиях изотермического течения;  
 $T_{\omega}$ - абсолютная температура стенки;  
 $T_f$  - средняя температура потока.

Вопрос неизотермической перекачки сред по трубопроводам при котором учитывается изменение реологических характеристик и физических свойств не только по сечению, но и по длине потока, изучен в значительно меньшей степени.

В этом плане стоит отметить работы Г.Е. Тейта и Е.Н. Зидера [127], А. Зоммерфельда [38], в которых неизотермичность учитывалась путем введения следующего комплекса

$$\frac{\lambda_{оп}}{\lambda_{из}} = C \cdot \left(\frac{\mu_{\omega}}{\mu_f}\right)^n, \quad (3.11)$$

где  $\mu_{\omega}$  - коэффициент вязкости жидкости при средней температуре стенки  
 $\mu_f$  - коэффициент вязкости жидкости при средней температуре потока;  
 $c$  и  $n$  - эмпирические коэффициенты, которые в работах Зидера и Тейта принимаются равными  $c=1,02$ ,  $n=0,14$ [127], а в исследованиях Зоммерфильдас  $c=1$ ,  $n=0,13$ [126].

В своих исследованиях М. А. Михеев [73, 75] предлагает обобщить зависимость для неизотермического движения жидкостей

$$\lambda_{оп} = \lambda_{из} \cdot \left(\frac{Pr_{\omega}}{Pr_f}\right)^{\frac{1}{3}}, \quad (3.12)$$

где  $Pr_{\omega}$  - критерий Прандтля при средней температуре стенки трубы;  
 $Pr_f$  - критерий Прандтля при средней температуре потока.

Данная зависимость справедлива для турбулентного режима течения с числами Рейнольдса до 40000.

Опыты Б. С. Петухова [78] на масле и воде доказали, что отношение вязкостей при расчете коэффициента гидравлического сопротивления для неизотермической перекачки подходит лучше предложенного М.А. Михеевым комплекса. Таким образом, Б.С. Петухов предлагает рассчитывать гидравлическое сопротивление по следующей зависимости

$$\frac{\lambda_{оп}}{\lambda_{из}} = \left(\frac{\mu_{\omega}}{\mu_f}\right)^n, \quad (3.13)$$

где  $n$  – показатель, зависящий от направления теплового потока в жидкости;  
 $n=0,14$  - для нагревания жидкости и для охлаждения жидкости

$$n = 0,28Pr^{-0,25}$$

Испытания Б.С. Петухов проводил в области изменения числа Рейнольдса до 60 000.

Вышеуказанные зависимости получены путем проведения опытов с участием определенных жидкостей, поэтому учет изменения физических и реологических свойств жидкостей и смены направления теплового потока в них не учитывался.

Впервые попытку учета влияния на потери напора этих переменных произвел Г.А. Маяцкий [69] в своих работах совместно с О.Г. Новичковой [68], распространяя формулу Альтшуля на процесс неизотермической перекачки, предложил определять коэффициент гидравлического сопротивления в виде

$$\lambda = \frac{1}{[1,82 \cdot \lg(\operatorname{Re} \cdot \sqrt{\frac{\mu_f}{\omega}}) - 1,64]^2}. \quad (3.14)$$

При этом установлено, что критерий Нуссельта будет зависеть от следующих параметров

$$Nu_f = f\left(Re_f; Pr_f; \frac{\mu_f}{\mu_\omega}; \frac{\lambda_f}{\lambda_\omega}\right). \quad (3.15)$$

Поскольку процесс транспорта нефти по «горячему» нефтепроводу является неизотермическим, то коэффициент гидравлического сопротивления движению будет определяться следующим образом [57]

$$\lambda_{T1} = \lambda \cdot \left(\frac{\mu_{\omega 1}}{\mu_{f1}}\right)^n; \quad \lambda_{T2} = \lambda \cdot \left(\frac{\mu_{\omega 2}}{\mu_{f2}}\right)^n, \quad (3.16)$$

где  $\lambda_{T1}$  и  $\lambda_{T2}$  – соответственно коэффициент гидравлического сопротивления в 1 и 2 сечениях (рисунок 3.3.2);

$\lambda$  – коэффициент гидравлического сопротивления для изотермических условий.

Следовательно,

$$\frac{\lambda_{T2}}{\lambda_{T1}} = \frac{\left(\frac{\mu_{\omega 2}}{\mu_{f2}}\right)^n}{\left(\frac{\mu_{\omega 1}}{\mu_{f1}}\right)^n} = \left(\frac{\mu_{\omega 2}}{\mu_{\omega 1}}\right)^n \cdot \left(\frac{\mu_{f2}}{\mu_{f1}}\right)^n; \quad \lambda_{T2} = \lambda \cdot \left(\frac{\mu_{\omega 1}}{\mu_{f1}}\right)^n \cdot \left(\frac{\mu_{\omega 2}}{\mu_{\omega 1}}\right)^n \cdot \left(\frac{\mu_{f1}}{\mu_{f2}}\right)^n. \quad (3.17)$$

Поскольку расстояние перекачки намного больше диаметра трубопровода, то имеет место значительное снижение температуры, а следовательно, вязкость по пути перекачки будет существенно меняться. В таком случае соотношение вязкостей  $\left(\frac{\mu_{f1}}{\mu_{f2}}\right)$  будет отличным от 1.

Изменение вязкости принято учитывать по экспоненциальной зависимости от температуры в следующем виде

$$\mu_{f1} = \mu_0 \cdot e^{A \cdot T_1}. \quad (3.18)$$

Поскольку температура грунта на различных участках перекачки может значительно колебаться, то нельзя считать справедливым тождество  $T_{\omega 1} = T_{\omega 2}$ , и  $\left(\frac{\mu_{\omega 2}}{\mu_{\omega 1}}\right) = 1$ . Для рассматриваемого трубопровода разница между температурой грунта в начальном и конечном сечениях может достигать  $2 \text{ } ^\circ\text{C}$ . В связи с этим необходимо учитывать поправку на эту разницу. С учетом соотношения (3.45) данную поправку можно представить в виде

$$\Delta T_{\text{гр}} = e^{A \cdot (T_{\text{гр}2} - T_{\text{гр}1})}. \quad (3.19)$$

В ходе анализа предыдущих исследований [28, 39, 99] было установлено, что коэффициент  $A$  для высоковязкой нефти меняется в пределах от  $-0,05$  до  $-0,12$ . Соответственно, при средней разнице температур в  $2\text{ }^{\circ}\text{C}$  поправка будет принимать значения в пределах  $0,798 \leq \Delta_{T_{гр}} \leq 1,253$ . Погрешность, вносимая в расчеты, не учитывающие данное обстоятельство, как видно, может достигать 20%. Следовательно, нельзя отбрасывать данный показатель при проведении инженерных расчетов.

Формула для расчета гидравлического сопротивления будет иметь вид

$$\lambda_T = \Delta_{T_{гр}} \cdot \lambda \cdot \left(\frac{\mu_{\omega}}{\mu_f}\right)^n \cdot \left(\frac{\mu_0 e^{A \cdot T_1}}{\mu_0 e^{A \cdot T_2}}\right)^n = \Delta_{T_{гр}} \cdot \lambda \cdot \left(\frac{\mu_{\omega}}{\mu_f}\right)^n \cdot \left(\frac{e^{A \cdot T_1}}{e^{A \cdot T_2}}\right)^n, \quad (3.20)$$

где  $\mu_{\omega}$  и  $\mu_f$  – соответственно вязкости при средней величине температуры стенки трубопровода и средней температуре в потоке нефти.

Используя для расчета коэффициента гидравлического сопротивления при изотермической перекачке, соотношение, полученное в исследовании [99], в конечном итоге формула определения коэффициента гидравлического сопротивления при неизотермическом режиме движения преобразуется в вид

$$\lambda_T = \Delta_{T_{гр}} \cdot a^* \cdot \left(\frac{8 \cdot Re}{I + 2 \cdot (1 + \sqrt{9 + I})}\right)^{b^*} \cdot \left(\frac{Pr_w}{Pr_f}\right)^n \cdot \left(\frac{e^{A \cdot T_1}}{e^{A \cdot T_2}}\right)^n, \quad (3.21)$$

где  $a^* = 0.041 \cdot He^{-0.28}$ ;

$b^* = 2.23 \cdot He^{-0.35}$ ;

$He = Re \cdot I$ ;

$n, A$  – коэффициенты, определяемые экспериментально.

Все проводимые ранее исследования показывают, что эпюры распределения скорости течения и температуры потока являются подобными. Но при этом коэффициент теплоотдачи по длине перекачки меняется с иной скоростью, в сравнении с коэффициентом гидравлического сопротивления и Согласно классическим теориям для нахождения среднего значения коэффициента гидравлического сопротивления достаточно задать закон распределения температур и выразить физические параметры через температуру, проинтегрировав его по длине перекачки. Но при этом следует учесть, что закон распределения температуры является неизвестным и зависит, в свою очередь, от коэффициента теплоотдачи.

Аналитическими методами чрезвычайно сложно установить форму зависимости коэффициента гидравлического сопротивления от температуры жидкости одновременно по сечению и длине трубопровода. Для решения данной задачи необходимо провести экспериментальные исследования и выявить с использованием теории подобия необходимые закономерности.

### 3.2 Специальная часть по гидравлическому расчету сложного трубопровода

В начало сборного коллектора длиной 10 км, диаметром 0.2 м подают товарную нефть в количестве 180 т/ч, динамической вязкостью 20 мПа\*с и плотностью 800 кг/м<sup>3</sup>. Из сборного коллектора нефть отбирают в трех точках, соответственно, 20 т/ч, 50 т/ч и 100 т/ч.

Расстояния от начала коллектора и до точек отбора нефти, следующие 4 км, 200 м, 3 км. Определить общий перепад давления, если начальное давление равно 1.6 МПа. Сборный коллектор проложен горизонтально и местных сопротивлений не имеет.

Берем :  $L = 10$  км;  $D = 0.2$  м;  $G = 180$  т/ч;  $\mu = 20$  мПа\*с;  $\rho = 800$  кг/м<sup>3</sup>;  $q_1 = 20$  т/ч,  $q_2 = 50$  т/ч;  $q_3 = 100$  т/ч,  $l_1 = 4$  км;  $l_2 = 200$  м;  $l_3 = 3$  км;  $P_H = 1.6$  МПа;

Алгоритм решения заключается в представлении сложного трубопровода состоящим из нескольких участков, различающихся по величине расходов. Каждый участок рассчитывается отдельно как простой трубопровод. Общий перепад давления равен сумме потерь давления по участкам.

Вначале определяют скорость нефти до первой точки отбора

$$V_1 = \frac{G}{(S\rho)} = \frac{4 * 180}{(3600 * 3.1 * 0.2 * 2 * 800 * 10 - 3)} = 1.98 \text{ м/с.}$$

Режим движения на данном участке турбулентный, так как

$$Re_1 = \frac{V_1 * d}{\nu} = \frac{V_1 * d * \rho}{\mu} = \frac{1.98 * 0.2 * 800}{20} = 15750 > 2320 \text{ (зона Блазиуса).}$$

Коэффициент гидравлического сопротивления  $\lambda$  определяют для каждого участка в отдельности.

$$\lambda_i = \frac{0.3164}{Re^{0.25}} = \frac{0.3164}{15750^{0.25}} = 0.028$$

Потери давления на первом участке определяют по формуле:

$$\Delta p = p_1 - p_2 = \frac{\lambda * L * v^2 * \rho}{D} / 2$$

$$\Delta p_1 = \frac{0.028 * 4000 * 1.98^2 * 800}{0.2} / 2 = 0.875 \text{ МПа}$$

Для определения потерь давления на втором участке вначале рассчитывают скорость потока нефти

$$v_2 = \frac{(G - q_1)}{S} / \rho = \frac{(180 - 20) * 4}{(3600 * 3.14 * 0.2^2 * 800 * 10 - 3)} = 1.76 \text{ м/с}$$

Режим движения на данном участке турбулентный, так как

$$Re_2 = \frac{v_2 * d * \rho}{\mu} = \frac{(1.76 * 0.2 * 800)}{(20 * 10 - 3)} = 14200 > 2320$$

Коэффициент гидравлического сопротивления

$$\lambda_2 = \frac{0.3164}{14200^{0.25}} = 0.0292$$

Потери давления на втором участке

$$\Delta p_2 = \frac{0.0292 * 200 * 1.76^2 * 800}{0.2} / 2 = 37300 \text{ Па} = 0.337 \text{ МПа}$$

Аналогично скорость нефти на третьем участке:

$$v_3 = \frac{[G - (q_1 + q_2)]}{S} / \rho = \frac{[180 - (20 + 50)] * 4}{(3600 * 3.14 * 0.2^2 * 800 * 10 - 3)} = 1.21 \text{ м/с}$$

Режим движения на данном участке турбулентный, так как

$$Re_3 = \frac{v_3 * d * \rho}{\mu} = \frac{(1.21 * 0.2 * 800)}{20} / 10 - 3 = 9560 > 2320$$

Коэффициент гидравлического сопротивления

$$\lambda_3 = \frac{0.3164}{Re^{0.25}} = \frac{0.3164}{9560^{0.25}} = 0.0321$$

Потери давления на третьем участке

$$\Delta p_3 = \frac{0.0321 * 3000}{0.2 * 1.21^2} / 2 * 800 = 278000 \text{ Па} = 0.278 \text{ МПа}$$

Скорость нефти на четвертом участке

$$v_4 = \frac{[G - (q_1 + q_2 + q_3)] * 4}{\varphi} / \frac{d^2}{\rho} = \frac{(180 - 20 - 50 - 100) * 4}{3600} / 3.14 / 0.2^2 / 0.8 = 0.11 \text{ м/с}$$



Режим движения на данном участке:

$$Re_4 = \frac{v^4 * d * \rho}{\mu} = \frac{0.11 * 0.2 * 800}{20} / 10 - 3 = 884 < 2320$$

Коэффициент гидравлического сопротивления

$$\lambda_4 = \frac{64}{Re} = \frac{64}{884} = 0.072$$

Потери давления на четвертом участке

$$\Delta p_4 = \frac{0.072 * 2800 * 0.11^2 * 800}{0.2} / 2 = 4879 \text{ Па}$$

Общий перепад давления получают при сложении перепадов на отдельных участках

$$\Delta p = \sum p_i = 0.875 + 0.037 + 0.278 + 0.049 = 1.24 \text{ МПа}$$

Расчеты плотности и вязкости нефти

Плотность сепарированной нефти в зависимости от температуры можно рассчитать исходя из определения коэффициента термического расширения нефти

$$\rho_H(t) = \frac{\rho_H}{(1 + \alpha_H (t - 20))}, \quad (3.22)$$

где  $\rho_H$ ,  $\rho_H(t)$  — плотность сепарированной нефти при 20 оС и при температуре  $t$  соответственно, кг/м<sup>3</sup>;  $\alpha_H$  — коэффициент термического расширения нефти, который можно рассчитать по формулам

$$\alpha_H = 10^{-3} * (2.638(1.169 - \rho_H * 10^{-3})), \text{ если } 780 \leq \rho_H \leq 860 \text{ кг/м}^3 \quad (1.2)$$

$$\alpha_H = 10^{-3} * (1.975(1.272 - \rho_H * 10^{-3})), \text{ если } 860 < \rho_H \leq 960 \text{ кг/м}^3 \quad (3.23)$$

Плотность нефти с растворенным в ней газом можно рассчитать по уравнению

$$\rho_{НГ} = \frac{1}{b * (\rho_H + \rho_G * \Gamma_0)}. \quad (3.24)$$

где  $\Gamma_0$  — отношение объема газа, растворяемого в нефти, к объему этой нефти, приведенные к стандартным условиям, м<sup>3</sup>/м<sup>3</sup>;  $b$  - объемный коэффициент нефти, доли ед.

Влияние температуры на давление насыщения нефти газом может быть оценено по эмпирической формуле

$$P_{st} = \frac{P_{st0} + (t - t_0)}{(9.157 - f_{ш})}, \quad (3.25)$$

где  $P_{st}$ ,  $P_{sto}$  — давления насыщения при температурах  $t$  и  $t_0$  соответственно, МПа;

$$f_{ш} = \frac{0.7532 \cdot \rho_H}{(\Gamma_0(N_{CH_4} - 0.8NA))}, \quad (3.26)$$

где  $N_{CH_4}$ ,  $NA$  - молярные доли метана и азота, соответственно, в газе однократного разгазирования нефти при 20 оС до атмосферного давления.

Используя два экспериментальных значения вязкости нефти при температуре 20 и 50 оС, температурную зависимость динамической вязкости нефти можно описать

$$\lg \mu_t = (\lg \mu_{20}) * \frac{\lg \mu_{50}}{\lg \mu_{20}} * \frac{(t-20)}{30} \quad (3.27)$$

где  $\mu_{20}$ ,  $\mu_{50}$ ,  $\mu_t$  — динамические вязкости сепарированной нефти при атмосферном давлении и температурах 20, 50, и  $t$  оС соответственно, выраженной в миллипаскалях в секунду.

Если известно только одно экспериментальное значение вязкости нефти при какой-либо температуре  $t_0$ , то значение ее при другой температуре можно определить по формуле

$$\mu_t = \frac{1}{C} * (C * \mu_{t_0})^\varphi \quad (3.28)$$

Где,

$$\varphi = \frac{1}{(1 + a(t-t_0) \lg(C * \mu_{t_0}))}; \quad (3.29)$$

$\mu_t$ ,  $\mu_{t_0}$  — динамическая вязкость нефти при температуре  $t$  и  $t_0$  соответственно, мПа\*с;  $a$   $C$  — эмпирические коэффициенты.

Если  $\mu \geq 1000$  мПа \* с, то

$$C = 10 \text{ 1/ мПа*с}; a = 2.52 * 10^{-3} \text{ 1/ оС}; \quad (3.30)$$

если  $10 \leq \mu \leq 1000$  мПа \* с, то

$$C = 100 \text{ 1/мПа*с}; a = 1.44 * 10^{-3} \text{ 1/ оС} \quad (3.31)$$

если  $\mu < 10$  мПа\*С, то

$$C = 1000 \text{ 1/ МПа*с}; a = 1.76 * 10^{-3} \text{ 1/ оС} \quad (3.32)$$

При отсутствии экспериментальных данных для ориентировочных оценок вязкости нефти при 20 оС и атмосферном давлении можно воспользоваться следующими формулами:

если  $845 < \rho_H < 924$  кг/м<sup>3</sup>,

$$\mu_H = \frac{(0.658 * \rho_H^2)}{(10^3 * 886 - \rho_H^2)}^2 \quad (3.33)$$

если  $780 < \rho_n < 845 \text{ кг/м}^3$ ,

$$\mu_n = \frac{(0.456 * \rho_n^2)}{(10^3 * 833 - \rho_n^2)} \quad (3.34)$$

где  $\mu_n$ ,  $\rho_n$  — вязкость и плотность сепарированной нефти при 20 оС и атмосферном давлении, мПа\*с и кг/м<sup>3</sup>, соответственно.

По формуле Чью и Каннели можно рассчитать вязкость газонасыщенной нефти при давлении насыщения

$$\mu_s = A * \mu_t \quad (3.35)$$

где  $\mu_s$  — вязкость нефти, насыщенной газом, при температуре  $t$  и давлении насыщения,

мПа\*с;  $\mu_t$  — вязкость сепарированной нефти при температуре  $t$ , мПа\*с;  $A$ ,  $B$  — эмпирические коэффициенты, определяемые по формулам

$$A = \exp((12.4 * 10^{-3} * G_o - 8.576) * 10^{-3} * G_o) \quad (3.36)$$

$$B = \exp((8.02 * 10^{-3} * G_o - 4.631) * 10^{-3} * G_o) \quad (3.37)$$

Также находим плотность сепарированной нефти 1-го горизонта при температуре 68 оС, если плотность ее при 20 оС равна 849 кг/м<sup>3</sup>, и нефти 2-го горизонта при 73 оС, если плотность ее при 20 оС равна 893 кг/м<sup>3</sup>.

Берем:  $\rho_n(1г) = 849 \text{ кг/м}^3$ ;  $\rho_n(2г) = 893 \text{ кг/м}^3$ ;  $t(1г) = 68 \text{ оС}$ ;  $t(2г) = 73 \text{ оС}$ ;

Если  $780 \leq \rho_n \leq 860 \text{ кг/м}^3$ ;

$$\alpha_n = 10^{-3} * 2.638(1.169 - \rho_n * 10^{-3});$$

$$\alpha_n = 2.638(1.169 - 849 * 10^{-3}) * 10^{-3} = 0.8442 * 10^{-3} \text{ 1/оС};$$

$$\rho_n(t) = \frac{\rho_n}{(1 + \alpha_n * (t - 20))};$$

$$\rho_n(1г68) = \frac{849}{(1 + 0.8442 * 10^{-3} * (68 - 20))} = 816 \text{ кг/м}^3;$$

аналогично для 2-го горизонта:

$$\alpha_n = 1.975(1.272 - 893 * 10^{-3}) * 10^{-3} = 0.7485 * 10^{-3} \text{ 1/оС};$$

$$\rho_n(2г73) = \frac{893}{(1 + 0.7485 * 10^{-3} * (73 - 20))} = 859 \text{ кг/м}^3$$

### 3.3 Исследование технологии перекачки нефти «горячего» нефтепровода Узень-Атырау-Самара

Единственным на территории Республики Казахстан, а также стран СНГ и крупнейшим в мире «горячим» нефтепроводом, перекачивающим высоковязкую и высокозастывающую нефть, является действующий нефтепровод Узень-Атырау-Самара.

Основные геометрические характеристики данного нефтепровода приведены в таблице 3.1. Исходя из табличных данных, составлена графическая схема расстановки НПС на нефтепроводе Узень-Атырау-Самара (рисунок 3.3).

Таблица 3.1 – Характеристики «горячего» нефтепровода Узень-Атырау-Самара

Участок	Протяженность, км	Геодезические отметки, м	
Атырау - Индер	167	-24,2	-4,0
Индер - Калмыково	55	-4,0	1,1
Калмыково - Сахарный	94	1,1	8,6
Сахарный - Б. Чаган	134	8,6	28,2
Индер - Сахарный	149	-4,0	8,6
Индер – Б. Чаган	283	-4,0	28,2
Б. Чаган – Б. Черниговка	137	28,2	82,8
Б. Черниговка - Самара	110	82,8	153,4

Таблица 3.2 – Реологические характеристики нефти, возможных для перекачки по нефтепроводу Узень-Атырау-Самар

Нефть месторождения	Темп. застывания, С	Плотность, кг/м <sup>3</sup>	Кинематическая вязкость, мм <sup>2</sup> /с при температуре, С							
			10	20	30	33	36	40	50	60
Каламкас	-38	902,2	295	120	72,7	64,7	57,6	43,6	33,8	22,6
Каражанбас	-17	937	2547	1204	542	431	346	228	136	92
Дунга	22	819,7		58,4	13,4	11,9	10,5	7,1	5,3	4,2
Жетыбай	30	847				148	82	39,5	15,1	10,8
Узень	31	853,4				160	97	53,2	19,1	13,4
Бузачинская с 14,5 % Каражанбаской	-34	907,5		158	94,8	82,2	71,4	54,9	37,6	23,7
Бузачинская с 50% Каражанбаской	-29	920,1		353	188	157,5	132	99,6	61,9	36,8
Мангышлакская с 10 % Бузачинской	31	858,9				325	134	45,2	20,7	15,5
Мангышлакская с 50 % Бузачинской	25	883,7			132	99,2	75,8	53,2	30,2	21,1

Продолжение таблицы 3.2

См. 5 с 54,6% Бузачинской	23	881,8			159,6	81	62,6	44,6	26	18,9
Смесь Эмбы		885,3	30,7	19,2	13,2	11,8	10,7	9,4	7	5
См.6	18	878,9			76,9	64,3	53,8	37,2	23,4	12
См.3А	15	859		38,1	24,2	21	18,2	14,9	8,55	
Жанажол с 15% Кенкияк	-23	844,6	12,1	8,3	6,4	5,8	5,4	4,9	3,9	3,3
Кумколь	9	826,6		13,5	7,9	7,3	6,7	6	4,9	4

Определение реологических свойств на нефтепроводе проводится эксплуатирующей организацией при помощи вискозиметра капиллярного стеклянного ВПЖ-3, который представляет собой капиллярную трубку с измерительным резервуаром.

ВПЖ-3 состоит из капиллярной трубки, которая расположена внутри корпуса и имеет два отвода, а также измерительного резервуара. Отдельно присоединяются кран и насадка, которая соединяется с корпусом через конус. Для проведения измерений прибор соединяют с емкостью, содержащей исследуемую жидкость, и термостатирующим устройством для поддержания заданной температуры через отводы. Затем измеряется время истечения жидкости от метки М1 до метки М2.

Кинематическую вязкость при этом вычисляют по формуле

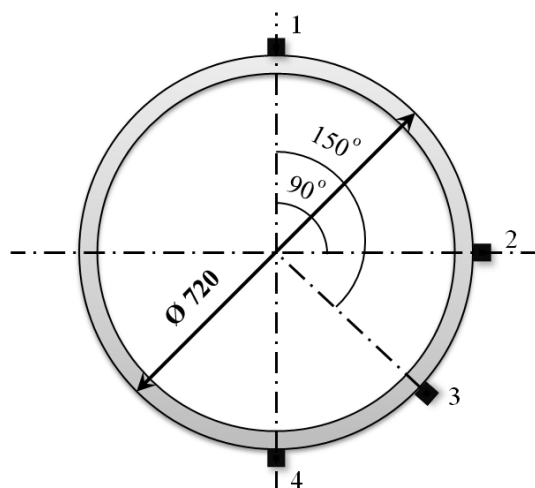
$$v = \frac{g}{9.807} \cdot T \cdot K, \quad (3.38)$$

где  $g$  – ускорение свободного падения в месте измерения;

$T$  – время истечения жидкости от метки М1 до метки М2;

$K$  – константа вискозиметра.

Определение температуры застывания проводится в соответствии с методикой, описанной в [81, 82] и [83]. Значительные колебания температуры застывания не позволяют прогнозировать с достаточной степенью достоверности данный показатель. Модификации методики измерения температуры застывания, содержащиеся в работах [8, 89], при колебаниях свойств перекачиваемой нефти не имеют особой значимости. Следовательно, измерения температуры застывания нефти, транспортируемой по «горячему» нефтепроводу, необходимо проводить по методике, изложенной в [81], считая при этом их достоверными.



**Рисунок 3.4 – Схема расположения термопар**

В сентябре 2011 г. на российском участке магистрального нефтепровода Узень-Атырау-Самара во время 50-часовой остановки нефтепровода были проведены ремонтные работы и осуществлен контроль метрологического оборудования. В ходе проведения работ были установлены хромель-копелевые термопары на стенке вновь уложенного нефтепровода на расстоянии 40 км от НПС Б. Черниговка. Схема расположения термопар указана на рисунок 3.4. С целью ограничения влияния паводковых и грунтовых вод на показания термопар, они помещены в полиэтиленовые трубки со стальными наконечниками для приварки к трубопроводу. Посредством тарировки с платиновым эталоном погрешность измерения термопар соответствует паспортному значению в 0,3 К. Показания датчиков выводятся на переносной потенциометр ПП-63. С учетом гипотезы о наличии вертикальной симметрии теплового потока в сечении трубопровода датчики расположены по периметру на верхней образующей, нижней образующей трубы и на углах в  $90^\circ$  и  $150^\circ$  от вертикальной оси.

Также термопары были установлены в грунт на глубине залегания нефтепровода непосредственно у НПС Б. Черниговка и ЛПДС Самара-2. Данные о температуре грунта снимались ежемесячно. Температура нефти в сечении трубопровода замерялась в наиболее холодное время года – в декабре 2012г.

Для определения температуры в сечении трубопровода была произведена серия однородных опытов с целью определения среднего значения измеряемого параметра с точностью, необходимой для практических расчетов. При этом необходимо произвести достаточное для выявления достоверной величины количество измерений. В ходе проведения исследований было сделано несколько замеров. Для определения достаточного числа замеров использовалась методика, указанная в работе [91].

Определим среднее значение из выполненных измерений

$$t_{cp} = \frac{\sum_{i=1}^n t_i}{n}. \quad (3.39)$$

Далее определяется среднеквадратичное отклонение по формуле

$$\sigma^2 = \frac{\sum_{i=1}^n (t_i - t_{cp})^2}{n-1}. \quad (3.40)$$

Достаточное число опытов определяется по зависимости

$$N = \frac{t_{a(n)}^2 \cdot \sigma^2}{m^2 \cdot n}, \quad (3.41)$$

где  $t_{a(n)}$  – коэффициент Стьюдента. Для доверительной вероятности  $a=0,05$  и количества параллельных испытаний  $n$  принимаем  $t_{a(n)}^2=3,18$ ;  $m=0,05$ .

Таблица 3.3 – Определение необходимого числа измерений

№измерения	Термопара	$t_i, ^\circ\text{C}$	$t_{cp}, ^\circ\text{C}$	$(t_i - t_{cp})^2$	$\sigma^2$	$N$
1	1	43,8	43,7	0,01	0,03	12,72
2	1	43,5	43,7	0,04		
3	1	43,8	43,7	0,01		
1	2	41,8	41,8	0	0,01	4,24
2	2	41,7	41,8	0,01		
3	2	41,9	41,8	0,01		
1	3	41,5	41,3	0,04	0,04	16,96
2	3	41,1	41,3	0,04		
3	3	41,3	41,3	0		
1	4	40,8	40,87	0,0049	0,00535	2,2684
2	4	40,9	40,87	0,0009		
3	4	40,8	40,87	0,0049		

Из полученной таблицы видно, что достоверность данных не является удовлетворительной. Для получения достоверных данных необходимо провести 17 и более измерений для обеспечения надежности в 95%.

Для обеспечения влияния изменяющихся свойств замеры проводились на полчаса времени с частотой один раз в минуту.

Таблица 3.4 – Распределение температуры по сечению трубопровода

Термопара №				
	1	2	3	4
Температура, °С	41,65	40,08	39,56	39,23

Предварительные лабораторные исследования реологических свойств транспортируемой высоковязкой и высокозастывающей нефти, проведенные на базе самарского государственного технического университета. Исследования проводились на вискозиметре ротационном цифровом (ВРЦ), предназначенного для одновременного измерения вязкости и температуры высоковязких жидкостей. Измерения производятся в автоматическом режиме, вязкость фиксируется в момент достижения жидкостью заданной температуры, после чего результат измерения сохраняется и выводится на цифровой индикатор. Микропроцессор, управляющий процессом измерения, позволяет автоматизировать процесс и повысить точность измерения.

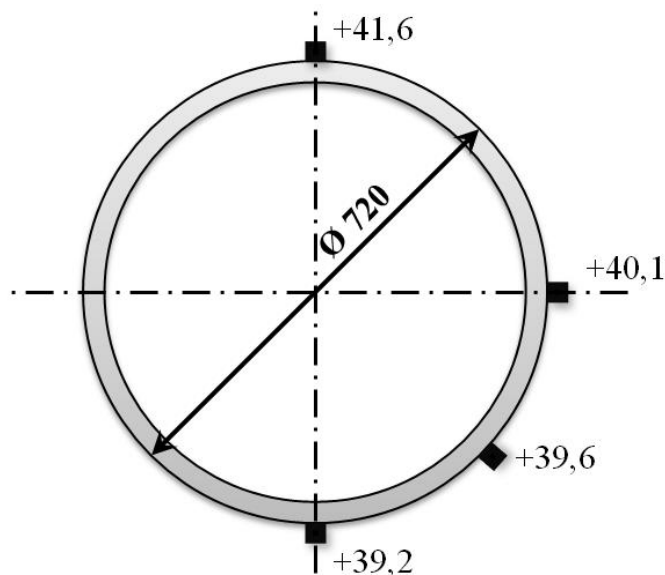
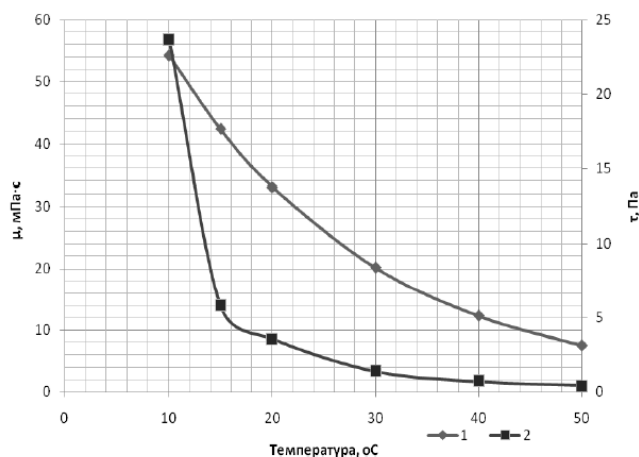


Рисунок 3.4 – Распределение температур по сечению трубопровода

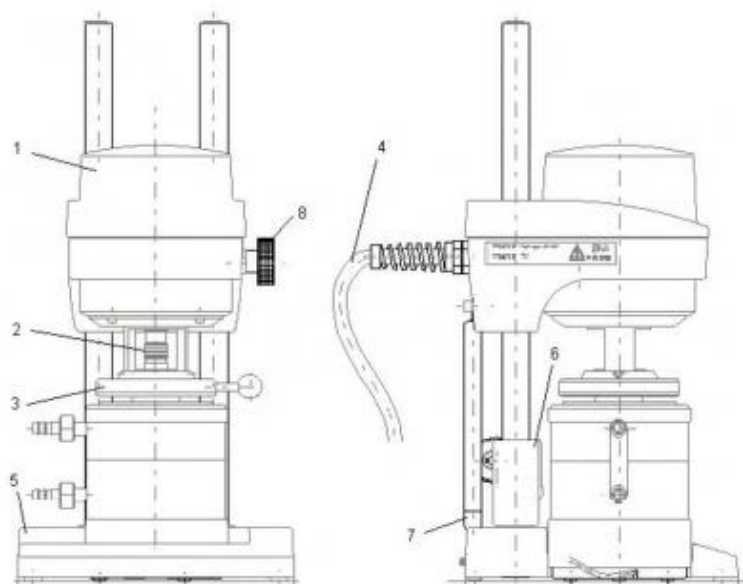
Эксперименты и исследования влияния структурообразования на течение жидкости в лабораторных условиях дальнейшие исследования проводились на лабораторном оборудовании Горного университета.





**Рисунок 3.5 – Зависимость динамической вязкости (1) и касательного напряжения сдвига (2) от температуры нефти**

В отличие от капиллярных вискозиметров ротационные реометры используют однородное поле скоростей и деформаций для непосредственного измерения необходимых характеристик с целью повышения точности измерений. Система коаксиальных цилиндров наилучшим образом подходит для проведения исследований как на низких, так и на высоких скоростях сдвига, при широком диапазоне температур как для ньютоновских, так и для высоковязких жидкостей.



**Рисунок 3.6 - Ротационный вискозиметр Rheotest RN4.1**

1 – измерительный привод; 2 – быстросъемное соединение; 3 – соединитель измерительной трубки; 4 – соединительный кабель; 5 – штатив; 6 – направляющая; 7 – амортизатор; 8 – винт с накатной головкой

Касательное напряжение сдвига определяется по формуле

$$\tau = \frac{M}{2 \cdot \pi \cdot R_{\text{вн}}^2 \cdot h_{\text{ц}}}, \quad (3.42)$$

где  $M$  – радиус внутреннего цилиндра;

$h_{\text{ц}}$  – высота внутреннего цилиндра.

Градиент скорости определяется из выражения

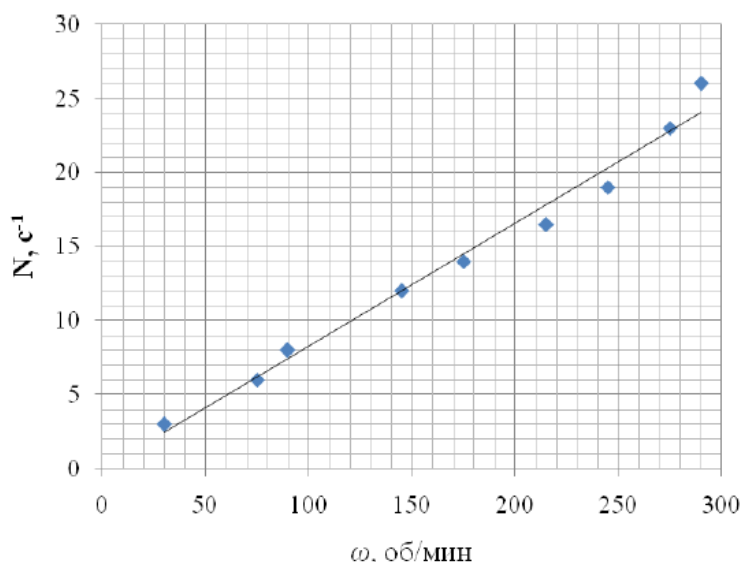
$$\gamma = \frac{2 \cdot \pi \cdot R_{\text{вн}} \cdot N}{\delta}, \quad (3.43)$$

где  $N$  – угловая скорость цилиндра;

$\delta$  – зазор между цилиндрами.

Достоверность полученных значений при проведении эксперимента на ротационном вискозиметре зависит от многих факторов. Достоверность можно определить путем тарировки прибора. Для тарирования вискозиметра был выбран глицерин, вязкость которого, определенная на капиллярном вискозиметре Уббелоде при температуре 25°C, равна 0,95 Па·с, что на 1,71% отличается от табличного значения [25].

Для дальнейшей тарировки была определена зависимость скорости вращения внутреннего цилиндра  $N$  от частоты вращения цилиндра, исходя из заданных в паспорте электродвигателя характеристик. Тарировочная зависимость представляет собой прямую, проходящую через начало координат (рисунок 3.7).



**Рисунок 3.7 – Тарировочная кривая вискозиметра Rheotest RN4.1**

На рисунке 3.7 представлены реологические кривые нефти при температуре от 10 до 40°C. Экспериментальные данные обрабатывались с

помощью метода наименьших квадратов. Кривые описываются нелинейным уравнением Балкли-Гершеля

$$\tau = \tau_0 + k' \cdot \gamma^n, \quad (3.44)$$

где  $\tau_0$  – начальное напряжение сдвига;

$k'$  – коэффициент, зависящий от консистентности системы: чем больше ее вязкость, тем больше ее ;

$n$  – показатель степени, изменяющийся от ряда факторов, в частности, от скорости сдвига (градиента скорости).

Анализ зависимости  $\tau = f(\dot{\gamma})$  показывает, что нефть, температура находится в диапазоне 10-15°C, при течении в зазоре вискозиметра начинает проявлять свойства ньютоновских жидкостей. Получение аналитической зависимости опытных данных производили методом регрессионного анализа [36], предполагая в качестве модели следующую зависимость  $\mu = \mu_0 \cdot e^{A \cdot T}$ .

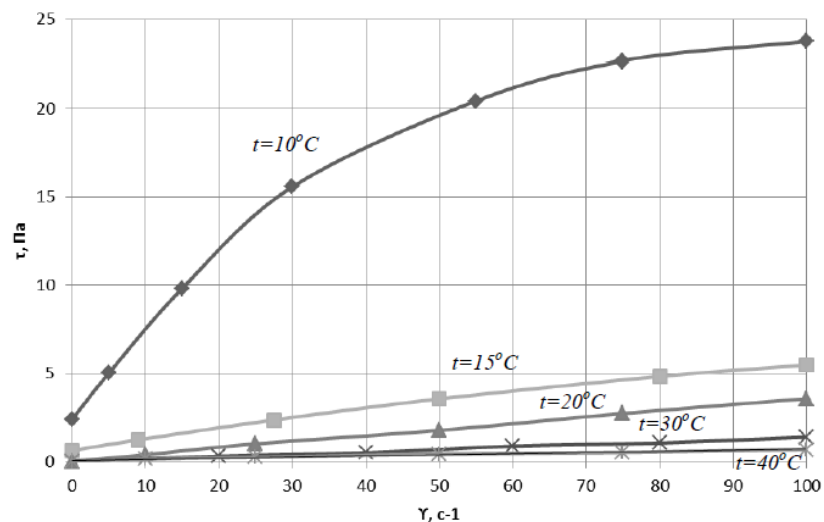
Прологарифмируем зависимость для получения линейного уравнения

$$\ln \mu = \ln \mu_0 + A \cdot T. \quad (3.45)$$

Обозначив составляющие уравнения  $Y = \ln \mu$ ,  $\beta_0 = \ln \mu_0$ ,  $\beta_1 = A$ ,  $X = T$ , получили следующую модель

$$Y = \beta_0 + \beta_1 \cdot X + \varepsilon \quad (3.46)$$

где  $\beta_0$  и  $\beta_1$  – параметры модели;  $\varepsilon$  – ошибка экспериментов



**Рисунок 3.8 – Реологические кривые для нефти при различных значениях ее температуры**

Таблица 3.5-Параметры линейной модели

№	$Y_i$	$\sum Y_i$	$X_i$	$\sum X_i$	$X_i^2$	$\sum (X_i)^2$	$X_i \cdot Y_i$	$\sum (X_i Y_i)$
1	3,98	18,773	10	165	100	5725	39,8	457,53
2	3,743		15		225		56,15	
3	3,493		20		400		69,86	
4	3,034		30		900		91,04	
5	2,54		40		1600		101,63	
6	1,98		50		2500		99,04	

Линейная модель выражается в следующем виде

$$\hat{Y} = b_0 + b_1 \cdot X. \quad (3.47)$$

Для определения коэффициентов  $b_0$  и  $b_1$  составляется система уравнений:

$$\begin{cases} b_0 \cdot n + b_1 \cdot \sum_{i=1}^n X_i = \sum_{i=1}^n Y_i \\ b_0 \cdot \sum_{i=1}^n X_i + b_1 \cdot \sum_{i=1}^n X_i^2 = \sum_{i=1}^n (X_i \cdot Y_i) \end{cases} \quad (3.48)$$

Подставим значения коэффициентов и решим систему

$$\begin{cases} 6 \cdot b_0 + 165 \cdot b_1 = 18,773 \\ 165 \cdot b_0 + 5725 \cdot b_1 = 457,53 \end{cases} \implies \begin{cases} b_0 = -0,049455 \\ b_1 = 4,4889 \end{cases}$$

Используя метод наименьших квадратов, получили линейную модель следующего вида

$$\hat{Y} = 4,4889 - 0,0495 \cdot X. \quad (3.49)$$

Для оценки точности полученного уравнения воспользуемся критерием Фишера определив значение остатков. Расчеты представлены в таблице

Таблица 3.6- Параметры линейной модели

№	$Y_i$	$\hat{Y}_i$	$Y_i - \hat{Y}_i$	$(Y_i - \hat{Y}_i)^2$	$\sum (Y_i - \hat{Y}_i)^2$
1	3,98	3,994	-0,014	0,000188	0,003268
2	3,743	3,747	-0,004	0,000015	
3	3,493	3,500	-0,007	0,000045	
4	3,034	3,005	0,030	0,000877	
5	2,54	2,511	0,030	0,000921	
6	1,98	2,016	-0,035	0,001222	

Критерий Фишера рассчитывается по формуле

$$F_{\text{эмп}} = \frac{\sigma_1^2}{\sigma_2^2} = \frac{0,001222}{0,000015} = 81,46, \quad (3.50)$$

где  $\sigma_1$  и  $\sigma_2$  - большая и меньшая дисперсии выборки

Для проверки значимости уравнения регрессии, полученное значение критерия Фишера сравним с табличным при 5% уровне значимости, равным. Поскольку рассчитанный критерий выше табличного, то объясненная дисперсия существенно больше, чем необъясненная, следовательно, модель является значимой.

Составим таблицу для расчета коэффициента Пирсона (таблица 3.7)

Таблица 3.7-Параметры расчета коэффициента парной корреляции Пирсона

№	$Y_i$	$\bar{Y}$	$X_i$	$\bar{X}$	$(X_i - \bar{X})(Y_i - \bar{Y})$	$(Y_i - \bar{Y})^2$	$(X_i - \bar{X})^2$
1	3,98	3,128	10	27,5	-14,904	0,7253	306,25
2	3,743		15		-7,683	0,3778	156,25
3	3,493		20		-2,735	0,1330	56,25
4	3,034		30		-0,236	0,0089	6,25
5	2,54		40		-7,354	0,3461	156,25
6	1,98		50		-25,838	1,3187	506,25
Сумма	18,77		165		-58,75	2,91	1187,5

Вычислим коэффициент парной корреляции Пирсона по формуле

$$r = \frac{\sum_{i=1}^n (X_i - \bar{X})(Y_i - \bar{Y})}{\sqrt{\sum_{i=1}^n (X_i - \bar{X})^2 \sum_{i=1}^n (Y_i - \bar{Y})^2}}. \quad (3.51)$$

Коэффициент парной корреляции Пирсона составит

$$r = \frac{-58,75}{\sqrt{2,91 \cdot 1187,5}} = -0,99944. \quad (3.52)$$

Линейный коэффициент корреляции в нашем случае показывает весьма высокую обратную связь между  $Y$  и фактором  $X$

Согласно приведенным расчетам, вязкость нефти определить по следующей формуле, полученной с учетом экспериментальных данных

$$\mu = e^{4,4889 - 0,049T} = 89,02e^{-0,0495T}, \quad (3.53)$$

В таблице 3.8 представлены результаты обработки опытных данных

Таблица 3.8 - Результаты обработки опытных данных

Температура нефти, °С	Уравнение регрессии	Среднеквадратичное отклонение
10	$\tau = 2,85 + 0,477 \cdot \dot{\gamma} - 0,0027 \cdot \dot{\gamma}^2$	0,9879
15	$\tau = 0,8251 + 0,0489 \cdot \dot{\gamma}$	0,9916
20	$\tau = 0,058 + 0,0354 \cdot \dot{\gamma}$	0,9989
30	$\tau = 0,0167 + 0,0137 \cdot \dot{\gamma}$	0,9935
40	$\tau = 0,0062 + 0,0065 \cdot \dot{\gamma}$	0,9714

Аналогичным образом получим зависимость для определения изменения величины статического напряжения сдвига

$$\tau_0 = 11,815 \cdot e^{-0,204T} . \quad (3.54)$$

## **4 Рекомендации для трубопроводного транспорта высоковязкой и высокозастывающей нефти**

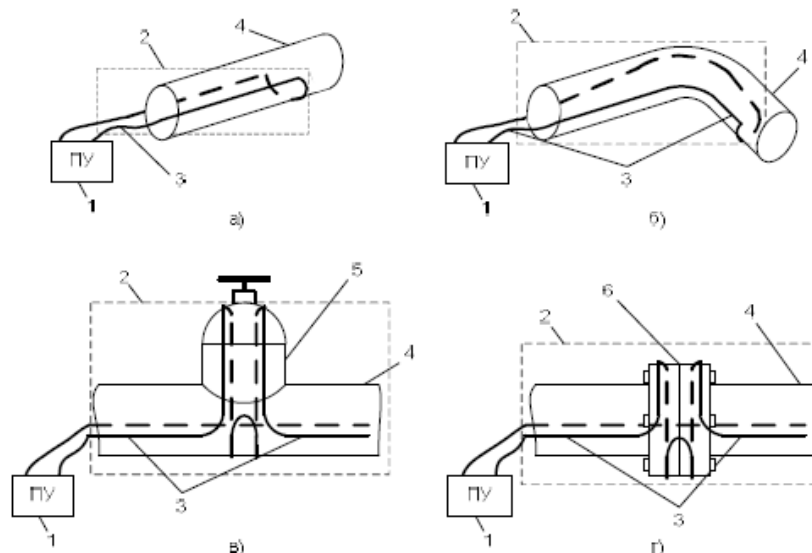
### **4.1 Установка индукционного нагрева трубопроводов**

Для поддержания температурного режима трубопровода на расстоянии применяются «СКИН-системы», в которых, помимо резистивного нагрева, используется косвенный индукционный нагрев. СКИН-система содержит нагревательный элемент, трубу из углеродистой стали, внутри которой располагается проводник из немагнитного материала (меди или алюминия). Проводник с одного конца надежно соединяется со стальной трубой, а с другого конца между трубой и проводником подается переменное напряжение, величина которого рассчитывается исходя из необходимого тепловыделения и длины участка обогрева.

К недостаткам данных систем обогрева относятся небольшая вырабатываемая погонная мощность (в пределах 150 Вт/м) и невысокая поддерживаемая рабочая температура (до 200°C), плохая управляемость процессами тепловыделения и теплопередачи, низкая ремонтпригодность, большие масса и габариты трансформаторно-преобразовательных устройств.

Расширить функциональные возможности формирования теплового поля системы обогрева, улучшить ремонтпригодность, повысить управляемость процессом тепловыделения, уменьшить массу и габариты устройства, а также повысить надежность работы позволяет система среднечастотного индукционного нагрева с интегрированной силовой пассивной частью и устройством преобразования и управления выполненного на основе автономного инвертора тока с квазирезонансной коммутацией.

В свою очередь нагревательный элемент представляет собой многожильный медный проводник в термостойкой изоляции расположенный вдоль оси трубопровода, либо под углом к этой оси, одним витком, образующим контур сложной геометрии или включенными параллельно витками нескольких контуров для формирования температурного поля (рисунок 4.1) [121].

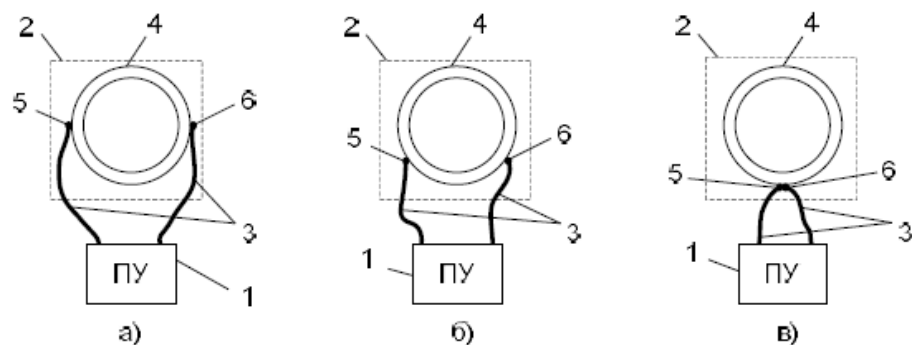


**Рисунок 4.1 – Варианты расположения индуктора на объектах нагрева**

а, б) на трубопроводе, в) задвижке, д) на фланцевом соединении  
 1 – устройство преобразования и управления, 2 – нагревательный контур, 3 – нагревательный элемент, 4 – трубопровод, 5 – задвижка, 6 – фланцевое соединение

Установка работает следующим образом. От системы преобразования и управления с автономным инвертором тока импульсами подается переменное синусоидальное напряжение на виток многожильного медного проводника, образующего нагревательный контур сложной геометрии. Под воздействием вихревых токов, возникающих в металлической трубе, происходит разогрев и тепло передается от стенок трубы к разогреваемой текучей жидкости. Площадь температурного воздействия зависит от длины витка, количества этих витков, а также расположение и расстояние между прямым и обратным медным многожильным проводником. При превышении заданных параметров значений температуры нагреваемой жидкости происходит автоматическое снижение мощности или отключение системой управления. Можно также регулировать температурное поле за счет перемещения проводника одного контура по сечению трубопровода. При расположении проводника прямого направления относительно обратного на максимальном расстоянии равном диаметру трубы передача тепла будет максимальной, по всему сечению трубопровода, по мере сближения прямого и обратного провода по сечению трубопровода уменьшается и температурное поле воздействия (рисунок 4.2).



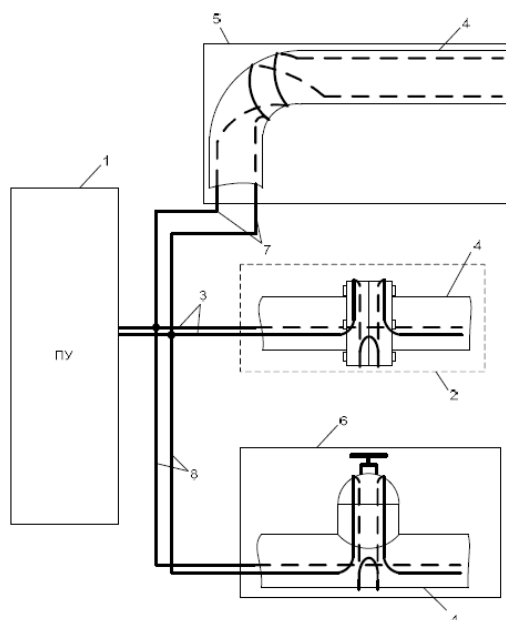


**Рисунок 4.2 – Вариант расположения прямого и обратного провода одного контура**

1 – устройство преобразования и управления, 2 – нагревательный контур, 3 – нагревательный элемент, 4 – трубопровод, 5 – прямой и 6 – обратный многожильный медный проводник

Сближаясь, магнитные поля прямого и обратного провода взаимодействуют и частично компенсируют друг друга, а при плотном прилегании происходит компенсация магнитных полей.

С целью уравнивания влияния однофазной нагрузки возможно одновременное подключение трех индукторов с одинаковой расчетной нагрузкой(рисунок 4.3)



**Рисунок 4.3 – Вариант расположения прямого и обратного провода одного контура**

1 – устройство преобразования и управления, 2 – нагревательный контур, 3 – нагревательный элемент, 4 – трубопровод, 5 – изогнутый участок трубы, 6 – задвижка, 7 – нагревательный контур изогнутого участка трубы, 8 – нагревательный контур задвижки

Установка индукционного нагрева трубопровода позволяет расширить функциональные возможности формирования теплового поля системы обогрева, улучшить ремонтпригодность, повысить управляемость процессами тепловыделения, уменьшить массу и габариты, повысить надежность ее работы. На разработанное устройство получен патент РФ на изобретение № 2415517, 2009 г.

#### 4.2 Расчет параметров работы катодной защиты

Активными методами борьбы с коррозией резервуаров является их катодная и протекторная защита. Катодная защита используется преимущественно для предотвращения коррозионного разрушения днища (4.4) Принципиальная схема катодной защиты днища от почвенной коррозии аналогична схеме защиты трубопроводов: "минус" источника постоянного тока 2 присоединяется посредством дренажного кабеля 3 к резервуару 1, а "плюс" - к анодному заземлению 4. На резервуаре поддерживается минимальный защитный потенциал  $-0,87$  В по медносульфатному электроду сравнения (МСЭ). Если же коррозия днища усиливается под влиянием жизнедеятельности анаэробных сульфато-восстанавливающих бактерий, то минимальный защитный потенциал увеличивается до  $-0,97$  В по МСЭ. Катодные станции целесообразно применять для защиты резервуаров от почвенной коррозии, если площадь контакта оголенного металла с окружающим грунтом превышает  $15$  м<sup>2</sup>.

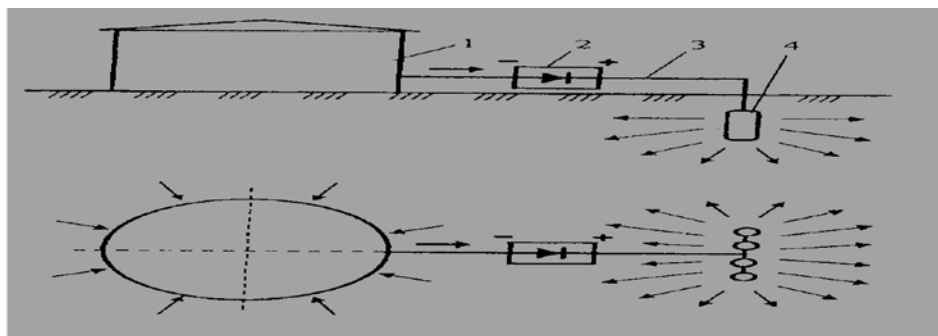
Применяют катодную защиту и для предотвращения коррозионного разрушения внутренней поверхности днища резервуаров. Это делается в случаях, если:

- высок уровень подтоварной воды;
- удельное сопротивление подтоварной воды более  $1$  Ом•м или концентрация солей менее  $6$  г/л;
- подтоварная вода содержит сероводород.

Принципиальная схема катодной защиты в этом случае (рис. 2.) предусматривает установку точечных, радиальных или компактных кольцевых анодов непосредственно внутри резервуаров.

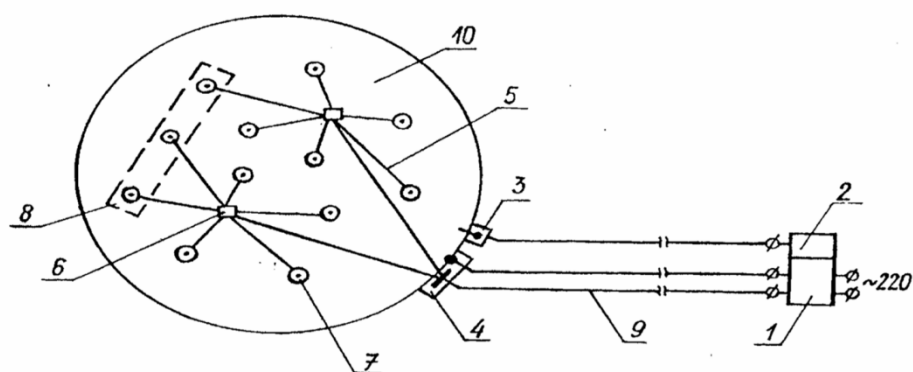
Следует отметить, что применение катодной защиты резервуаров с нефтепродуктами опасно в пожарном отношении. Искра, появившаяся при разрыве электрической цепи, может привести к пожару и взрыву.

последнего в килограммах указывается в марке протектора).



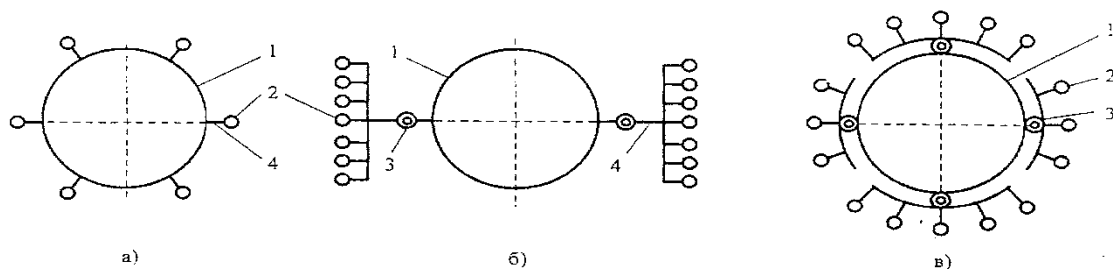
**Рис. 4.4** Принципиальная схема катодной защиты резервуаров от почвенной коррозии

1 - резервуар; 2 - катодная станция; 3 - дренажная линия постоянного тока; 4 - анодное заземление



**Рис. 4.5** Принципиальная схема катодной защиты резервуара

1 - станция катодной защиты (СКЗ); 2 - блок безопасности; 3 - датчик блока безопасности; 4 - вводная коробка; 5 - питающая сеть; 6 - разветвительная муфта; 7 - узел подключения анода; 8 - анод; 9 - кабельная линия; 10 - резервуар.



**Рис. 4.6** Принципиальная схема катодной защиты резервуаров от внутренней коррозии

а) одиночными протекторами; б) групповыми сосредоточенными протекторами; в) групповыми рассредоточенными протекторами

1 - резервуар; 2 - протекторы; 3 - контрольно-измерительные колонки; 4 - дренажный провод

Основными расчетными элементами катодной защиты являются:

- расстояние между двумя установками катодной защиты.
- величина силы тока в точке дренажа.
- общее число электродов и необходимый диаметр дренажных проводов.
- срок службы анодного заземления.
- падение напряжения в схеме катодной защиты.
- потребляемая мощность сетевой катодной станции.

По данным производим расчет параметров катодной защиты.

Рассчитываем катодную защиту трубопровода 529 мм с толщиной стенки с удовлетворительным состоянием битумной изоляции, проложенного в грунте с удельным сопротивлением грунта  $\rho_r = 20$  ом·м. электроды анодного заземления ЗКЖ-12 расположены в грунте горизонтально.

Для дренажной линии использовались алюминиевый провод круглого сечения.

Грунты сухие  $U_{max} = -0,95$  В.

1. Расстояние между двумя катодными станциями с учетом их взаимного влияния определяют:

$$L = \frac{4,6}{\alpha} \lg \frac{U_{max}}{0,5 U_{min}} \quad (4.1)$$

где  $\alpha$  – электрический параметр трубопровода.

$$\alpha = \frac{R_T}{R_n} \quad (4.2)$$

где  $R_T$  – сопротивление трубопровода (ом·м).

$R_n$  – переходное сопротивление изоляции трубопровода на 1 м длины (ом·м) для битумных покрытий в зависимости от состояния изоляции значение  $R_n$  принимают в пределах 300-500 ом·м.  $U_{max}$  – наложенная разность потенциалов в точке дренажа (В) берется в зависимости от состояния грунтов:

– для влажных грунтов  $U_{max} = -0,67$  В;

– для сухих грунтов  $U_{\max} = -0,95$  В;

$U_{\min}$  – наложенная разность потенциалов «труба-земля» в конце плеча защиты  
 $U_{\min} = -0,32$  В.

2. Величину силы тока в точке дренажа  $I_n$  в начальный период работы катодной защиты определяют:

$$I_n = \frac{U_{\min}}{\frac{\rho_r}{2\pi y} + Z_0} \quad (4.3)$$

$\rho_r$  – удельное сопротивление грунта по условию задачи  $\rho_r = 20$  ом·м.

$y$  – расстояние от анодного заземления до защищаемого трубопровода (м), принимается в пределах 100-200 м;

$Z_0$  – входное сопротивление трубопровода, ом.

$$Z_0 = \frac{R_T + R_n}{2} \quad (4.4)$$

С учетом старения изоляции трубопровода в процессе его эксплуатации и ухудшения со временем защитных свойств изоляции величину силы тока  $I_k$  в точке дренажа для конечного периода работы катодной защиты принимают с трехкратным запасом

$$I_k = 3I_n \quad (4.5)$$

3. Общее число электродов:

$$n = \frac{R_r}{R_A \cdot n_э} \quad (4.6)$$

где  $R_r$  – сопротивление растеканию горизонтального электрода, Ом (для электрода ЗКЖ-12 ка в коксовой мелочи).

$$R_r = 0,3 P_r \quad (4.7)$$

где  $P_r$  – удельное сопротивление грунта, ом·м.

$R_A$  – общее сопротивление растеканию электродов;

$$R_A = R_{CX}/2 \quad (4.8)$$

$R_{CX}$  – общее сопротивление схемы защиты катодной станции.

Для станции катодной защиты  $R_{сх} = 0,3 \text{ Ом}$   
 $n_3$  – коэффициент использования электрода.  $n_3 = 0,7$ .

3.1. Поперечное сечение ( $\text{мм}^2$ ) дренажных проводов (кабеля):

$$S = \frac{\rho \cdot l_n}{R_K} \quad (4.9)$$

где  $\rho$  – удельное сопротивление материала проводника (кабеля)  $\text{ом} \cdot \text{мм}^2 / \text{м}$ ;

Для алюминия  $\rho = 0,028 \text{ ом} \cdot \text{мм}^2 / \text{м}$ ;

$l_n$  – длина проводника (кабеля)  $\text{м}$ ; принимается равной  $y$ .

$y$  – расстояние от анодного заземления до трубопровода;

т.е.  $l_n = y = 200 \text{ м}$ .

$R_K$  – сопротивление дренажных проводов (кабелей).

$R_K$  принимаем равным общему сопротивлению растеканию электродов:  $R_K = R_A = 0,15 \text{ ом}$ .

3.2. При использовании в качестве дренажной линии проводника круглого сечения минимально необходимый диаметр ( $d$ ) проводника,  $\text{мм}$ :

$$d = \sqrt{\frac{4S}{\pi}} \quad (4.10)$$

где  $S$  – поперечное сечение дренажных проводов;

4. Срок службы анодного заземления:

$$T = \frac{G}{kgI_n} \quad (4.11)$$

где  $G$  – масса материала заземления  $G = 1200 \text{ кг}$ ; (от 1000-2000 кг).

$k$  – коэффициент запаса, для обеспечения нормальной работы анодного заземления на проектируемый срок эксплуатации  $k = 1,1-1,3$ .

$g$  – масса растворяемого материала заземления  $g = 10 \text{ кг/А в год}$  (для стальных заземлителей без активаторов).

$I_n$  – сила тока в точке дренажа в начальный период.

1. Расстояние между катодными установками

$$L = \frac{4,6}{1,98 \cdot 10^{-4}} \cdot \lg \frac{0,95}{0,5 \cdot 0,32} \quad (4.12)$$

Где

$$\alpha = \sqrt{\frac{13,69 \cdot 10^{-6}}{350}} = 1,98 \cdot 10^{-4}, 1/\text{м} \quad (4.13)$$

2. Величина силы тока  $I_H$  в точке дренажа в начальный период работы катодной защиты

$$I_H = \frac{0,95}{\frac{20}{2 \cdot 3,14 \cdot 200} + 4,9 \cdot 10^{-2}} = 14,6 \text{ А} \quad (4.14)$$

где  $y - 200\text{м}$

$$I_0 = \frac{\sqrt{13,69 \cdot 10^{-6} \cdot 350}}{2} = 4,9 \cdot 10^{-2} \text{ Ом} \quad (4.15)$$

3. Общее число электродов:

$$n = \frac{6}{0,15 \cdot 0,7} = 56,5 \quad (4.16)$$

$$R_{\Gamma} = 0,3 \rho_{\Gamma,3} = 0,3 \cdot 20 = 6 \text{ Ом}$$

$$R_A = \frac{0,3}{2} = 0,15 \text{ Ом}$$

4. Поперечное сечение дренажных проводов:

$$S = \frac{0,028 \cdot 200}{0,15} = 37,3 \text{ мм}^2$$

5. Минимально необходимый диаметр алюминиевого провода:

$$d = \sqrt{\frac{4 \cdot 37,3}{3,14}} = 6,9 \text{ мм}$$

6. Срок службы анодного заземления:

$$T = \frac{1200}{1,1 \cdot 10 \cdot 14,6} = 7 \text{ лет } 6 \text{ мес}$$

7. Падение напряжения в схеме защиты:

$$U_{CX} = I_K \cdot R_{CX}$$

$$U_{CX} = 43,6 \cdot 0,3 = 13,14 \text{ В}$$

8. Потребляемая мощность сетевой катодной станции:

$$W' = I_K \cdot U_{CX}$$

$$W = \frac{575,5}{0,8} = 720 \text{ Вт}$$

Определяем оптимальные параметры катодной защиты магистрального газопровода  $D_H = 1440$  мм с толщиной стенки  $d=18$  м протяженностью  $L_{06Lц}=1000$  км. Анодное заземление установок катодной защиты выполняется из вертикальных упакованных электродов типа ЗЖК-41 г.

Трубопровод проектируется по местности, характеризующейся следующими значениями удельного электрического сопротивления грунта:

$L_i/L_{общ}$	0,1	0,1	0,6	0,1	0,1
$\rho_{гр}$ (Ом·м)	70	80	40	90	50

Параметры электрода:

- Глубина заложения трубопровода  $h=2,2$ м;  
 $d = 68$  мм;  
 $l = 1400$  мм;  
 $m_p = 40$ ;  
 $m_{зас} = 100$ ;  
 $q = 0,12$  (электрохимический эквивалент);  
 $d_a = 240$  мм;  
 $l_a = 1700$  мм;
- Начальное переходное сопротивление «трубопровод-грунт»  
 $R_{HH} = 10^4$  (Ом·м)



- Среднее значение удельного сопротивления:  
 $\rho_t = 0,245 \text{ (Ом}\cdot\text{мм}^2/\text{м)}$
- Удельное электрическое сопротивление активатора засыпки:  
 $\rho_a = 0,2 \text{ (Ом}\cdot\text{м)}$
- Удельное электрическое сопротивление проводов:  
 $\rho_{np} = 0,029 \text{ (Ом}\cdot\text{мм}^2/\text{м)}$
- Средняя стоимость электроэнергии:  
 $C_3 = 0,02 \text{ (руб/кВт}\cdot\text{ч)}$
- Средний показатель старения:  
 $\beta = 0,125 \text{ (1/год)}$
- Норма амортизационных отчислений:  
 $\sigma_1 = 12\%$   
 $E + \delta = 0,265 \text{ (1/год)}$

Максимальный и минимальный ток защиты:

$$V_{3\min} = 0,30 \text{ (В)}$$

$$V_{3\max} = 0,55 \text{ (В)}$$

КПД катодной установки анодного заземления:

$$\eta = 0,7$$

Коэффициент экранирования рабочих электродов:

$$\eta_a = 0,8$$

Время работы СКЗ в году:

$$T = 8760 \text{ (ч)}$$

Стоимость установки анодного заземления:

$$C_a = 25 \text{ (руб)}$$

Стоимость прокладки дренажной линии:

$$C_1 = 0,01 \text{ (руб/м)}$$

Стоимость установки концевой опоры:

$$C_{\text{ко}} = 85 \text{ (руб)}$$

Стоимость установки промежуточной опоры:

$$C_{\text{по}} = 25 \text{ (руб)}$$

Расчёт:

1. Среднее значение удельного сопротивления грунтов:

$$\rho_{\text{гр ср}} = \sum_1^n \rho_{\text{гр}} \frac{L_1}{L_0} \quad (4.17)$$

$$= 70 \cdot \frac{0,1 \cdot 800}{800} + 80 \cdot \frac{0,1 \cdot 800}{800} + 40 \cdot \frac{0,6 \cdot 800}{800} + 90 \cdot \frac{0,1 \cdot 800}{800} + 50 \cdot \frac{0,1 \cdot 800}{800} = 7 + 8 + 24 + 9 + 5 = 53 \text{ (Ом} \cdot \text{м)}$$

2. Переходное сопротивление «трубопровод-грунт» к концу нормативного срока эксплуатации

$$R_{\text{п}}(t_{\text{пс}}) = R \cdot \exp(-\beta \cdot t) = 10^4 \cdot \exp(-0,125 \cdot 8,3) = 352866 \text{ (Ом} \cdot \text{м}^2)$$

$$t_{\text{пс}} = \frac{100}{\sigma_1} = \frac{100}{12} = 8,3 \text{ лет}$$

3. Среднее значение переходного сопротивления «трубопровод-грунт»:

$$R_{\text{п.ср.}} = \frac{R}{\beta \cdot t_{\text{пс}}} (1 - \exp(-\beta \cdot t)) = \frac{10^4}{0,125 \cdot 8,3} (1 - \exp(0,125 \cdot 8,3)) = 6212,49 \text{ (Ом} \cdot \text{м}^3)$$

4. Сопротивление изоляции трубопроводов на единицу длины:

$$R_{\text{из.}}(t_{\text{пс}}) = \frac{R_{\text{п.ср.}}}{\pi \cdot D_{\text{м}}} = \frac{0,353 \cdot 10^4}{3,14 \cdot 1,44} = 780,4 \text{ (Ом} \cdot \text{м)}$$

$$R_{\text{из.ср.}} = \frac{R_{\text{п.ср.}}}{\pi \cdot D_{\text{м}}} = \frac{0,624 \cdot 10^4}{3,14 \cdot 1,44} = 1373,26 \text{ (Ом} \cdot \text{м)}$$

5. Продольное сопротивление единицы длины трубопровода:

$$R_T = \frac{\rho_t}{\pi \cdot (D_M - \delta) \cdot \delta} = \frac{0,245}{3,14 \cdot (1440 - 18) \cdot 18} = 3,048 \cdot 10^6 \text{ (Ом/м)}$$

6. Постоянная распределения тока вдоль оси трубопровода:

$$a = \frac{\sqrt{R_t}}{\sqrt{R}} = \frac{\sqrt{3,04 \cdot 10^6}}{\sqrt{0,078 \cdot 10^4}} = 6,2499 \cdot 10^5 \text{ (1/м)}$$

7. Задавшись удалениями анодного заземления до трубопровода, определяем следующие коэффициенты:

а) Коэффициент влияния смежных СКЗ

$$K_B = \frac{1}{1 + \sqrt{1 - \left(\frac{V_{3min}}{V_{3max}}\right)^2 \cdot \frac{2 \cdot \pi \cdot Z_k \cdot y + \rho_{грсп}}{2 \cdot \pi \cdot Z_k \cdot y}}}$$

б) Протяженность зоны защиты трубопровода одной СКЗ

$$L = \frac{2}{a} \cdot \left| \ln \frac{2 \cdot \pi \cdot Z_k \cdot y}{K_B \cdot \frac{V_{3min}}{V_{3max}} \cdot (2 \cdot \pi \cdot Z_k \cdot y + \rho_{грсп})} \right| \quad (4.18)$$

в) Среднее значение силы нагрузки (ток дренажа)

$$I_{др.ср.} = \left| \frac{V_{3max}}{z_{ср} \cdot (1 + 2 \cdot \exp(-a \cdot L)) + \frac{\rho_{грсп}}{2 \cdot \pi \cdot y}} \right| \quad (4.19)$$

г) Сопротивление распространению тока с одиночного электрода:

$$R_1 = \frac{\rho_{грсп}}{2 \cdot \pi \cdot l_a} \left( \ln \frac{2 \cdot l_a}{d_a} + \frac{1}{2} \ln \frac{4 \cdot h + l_a}{4 \cdot h - l_a} + \frac{\rho_a}{\rho} \cdot \ln \frac{2 \cdot d_a}{d} \right)$$

д) Оптимальное число электродов анодного заземления

$$n = Y_{дргр} \cdot \frac{R_1 \cdot C_3 \cdot \eta_B \cdot \tau}{1000 \cdot (E + \delta) \cdot \eta \cdot \eta_B \cdot C_B} \quad (4.19)$$

е) Сопротивление распространению тока с анодного заземления:

ж)

$$R_a = \frac{R_1}{n \cdot \eta_B} \quad (4.20)$$

з) Оптимальная плотность тока дренажной линии:

$$j_{\text{опт}} = 316 \frac{(E+\delta) \cdot C_1 \cdot \eta}{C \cdot \rho \cdot \tau} \quad (4.21)$$

и) Оптимальное сечение дренажного кабеля

$$S_{\text{пр}} = \frac{Y_{\text{дргр}}}{j_{\text{опт}}} \quad (4.22)$$

к) Сопротивление дренажной линии:

$$R_{\text{пр}} = \rho_{\text{пр}} \cdot \frac{l_{\text{пр}}}{S_{\text{пр}}}, \quad (4.23)$$

где  $l_{\text{пр}} = 2 \cdot y$

л) Среднее значение напряжения на выходных контактах СКЗ:

$$\Delta E = I_{\text{др.ср.}} \cdot R = \Delta E_{\text{л}} + \Delta E_{\text{пр}} + \Delta E_{\text{к}}, \quad (4.24)$$

где  $\Delta E_{\text{л}} = I_{\text{др.ср.}} \cdot R_A$ ,  $\Delta E_{\text{пр}} = I_{\text{др.ср.}} \cdot R_{\text{пр}}$ ,  $\Delta E_{\text{к}} = V_{3\text{max}} - V_{3\text{min}}$

м) Среднее значение потребляемой мощности СКЗ:

$$P = I_{\text{др.ср.}} \cdot \Delta E$$

н) Экономические показатели СКЗ:

- Стоимость анодного заземления:

$$K_A = C_{\text{л}} - n \quad (4.25)$$

- Стоимость установки опор возд. линии:

$$K_{\text{оп}} = 2C_{\text{ко}} + \left( \frac{y}{50} - 1 \right) \cdot C$$

- Стоимость провода возд. линии:

$$K_{\text{пр}} = C_1 + I_{\text{пр}} \quad (4.26)$$

- Капитальные затраты на одну СКЗ:

$$K_3 = K_A + K_{\text{ОП}} + K_{\text{ПР}} + K_0; \quad (4.27)$$

$K_0$  – стоимость оборудования катодной станции ( $K_0 = 600$  руб)

- Стоимость электроэнергии при работе одной СКЗ:

$$\mathcal{E}_k = \frac{C \cdot P \cdot \tau}{1000} \quad (4.28)$$

- Удельные приведенные затраты:

- 

$$\frac{n}{L} = \frac{\mathcal{E}_k + (E + \sigma) \cdot K_3}{L} \quad (4.29)$$

Рассчитываем все показатели п.8, задавшись  $200 < y < 900$  м, и записываем их в таблицу.

Строим график зависимости  $n/L(y)$ , определяем точку минимума и выбираем из таблицы расчетов столбец, соответствующий значению  $y$ , при котором наблюдается минимум. Дальнейшие расчеты ведутся по этому столбцу.

8. Максимальная сила тока загрузки СКЗ:

$$\begin{aligned} I_{\text{др. max}} &= \frac{V}{z_k \cdot (1 + 2 \cdot \exp(-a \cdot L)) + \frac{\rho_{\text{гр. ср}}}{2 \cdot \pi \cdot y}} \\ &= \frac{0,55}{0,0244 \cdot (1 + e^{1-6,25 \cdot 10^5 \cdot 255559 \cdot 18912}) + \frac{53}{2 \cdot 3,14 \cdot 800}} \\ &= 800 \text{ (А)} \end{aligned}$$

9. Срок службы анодного заземления:

$$\begin{aligned} T &= \frac{G \cdot \eta_n}{q \cdot I_{\text{др. ср.}}} = \frac{480 \cdot 0,95}{0,12 \cdot 12,077} = 314656, \text{ где } G = m, n = 40 \cdot 12 \\ &= 480 \text{ (кг)} \end{aligned}$$

10. Общее число СКЗ:

$$N = \frac{L_{\text{общ}}}{L} = \frac{1000000}{25948,912} = 39$$

### **4.3 Рекомендации по прокладке подземного нефтепровода для транспортировки высоковязкую и высокозастывающую нефть**

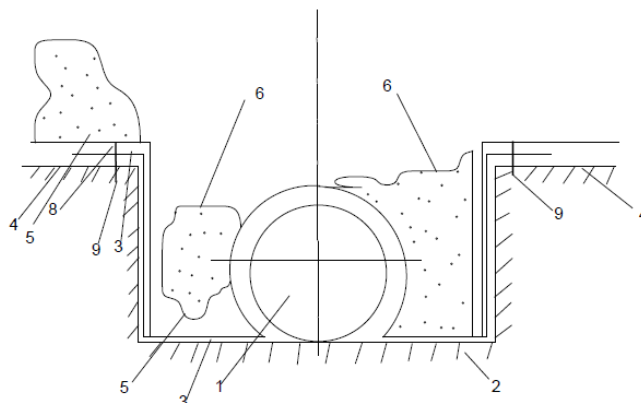
В результате анализа эксплуатационных режимов «горячего» нефтепровода Узень-Атырау-Самара, перекачивающего высоковязкую и высокозастывающую нефть Казахстана, было установлено значительное влияние изменений окружающей среды на тепловой режим работы.

С целью уменьшения влияния погодных факторов на выбор теплового режима работы подземного нефтепровода, перекачивающего высоковязкую и высокозастывающую нефть в 2012 г. разработана технология прокладки подземного трубопровода.

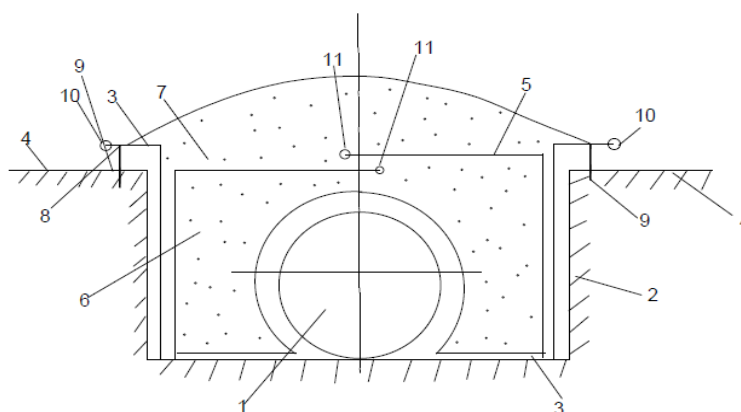
Техническим результатом изобретения является прокладка подземного трубопровода с возможностью упрощения, уменьшения временных затрат и трудоемкости работ при ремонте трубопровода, а также повышенной надежностью фиксации размещенного в траншее трубопровода. Используемый для засыпки трубопровода грунт, скрепляемый ковром из синтетического материала, является подобием теплоизоляции и позволяет уменьшить тепловые потери при перекачке. Наружный валик позволяет снизить влияние неизотермичности на трубопровод и уменьшить степень искажения профиля теплового потока и, как следствие, смещение профиля скоростей.

Технический результат достигается тем, что в способе прокладки подземного трубопровода, заключающемся в раскопке траншеи, укладке в траншею трубопровода, перекрытии части его дна, боковых поверхностей и берм траншеи гибкими коврами с образованием боковых карманов, засыпке их и верха трубопровода грунтом, перекрытии грунта продольными участками ковров и окончательной засыпке траншеи с образованием наружного валика, перед укладкой трубопровода в траншею укладывают дополнительный нижний гибкий ковер, ширина которого принята равной больше длины внутреннего поперечного периметра траншеи, а концевые части дополнительного нижнего ковра выполняют с отверстиями с возможностью размещения в них штырей, фиксирующих ковер на бермах после окончательной засыпки траншеи грунтом, а на концах нижнего и верхнего ковров закрепляют металлические петли с возможностью взаимодействия с крюками грузоподъемных механизмов, используемых при выполнении ремонтных операций на трубопроводе. Петли на концах верхнего ковра после засыпки грунта в траншею могут быть соединены между собой разъемным устройством.

На рисунке 4.7 показано поперечное сечение траншеи с трубопроводом, размещенным на дополнительном ковре и частично засыпанным верхним ковром, на рисунке 4.8– то же, после окончательной засыпки траншеи грунтом



**Рисунок 4.7- Поперечное сечение траншеи**



**Рисунок 4.8- Засыпка трубопровод**

Способ прокладки подземного трубопровода 1 заключается в том, после раскопки траншеи 2 перед укладкой трубопровода 1 в траншею 2 укладывают дополнительный нижний гибкий ковер 3, ширина которого принята равной больше длины внутреннего поперечного периметра траншеи 2. После этого боковые поверхности трубопровода 1, части его дна и бермы 4 траншеи 2 перекрываются верхними гибкими коврами 5 с образованием боковых карманов, которые засыпают вместе с верхней частью трубопровода 1 грунтом 6. После этого грунт 6 перекрывают продольными участками ковров 5 и окончательно засыпают траншею 2 с образованием наружного валика 7. Концевые части дополнительного нижнего ковра 3 выполняют с отверстиями 8 с возможностью размещения в них штырей 9, фиксирующих ковер 3 на бермах 4 после окончательной засыпки траншеи 2 грунтом 6 и 7 (фиг.2). На концах нижнего 3 и верхнего 5 ковров закрепляют металлические петли 10 и 11 с

возможностью взаимодействия с крюками грузоподъемных механизмов (не показаны), используемых при выполнении ремонтных операций на трубопроводе 1. Петли 11 на концах верхнего ковра 5 после засыпки грунта 6 в траншею 2 могут быть соединены между собой разъемным устройством 12.

Наличие дополнительного нижнего ковра 3 и выполнение обоих ковров 3 и 5 с металлическими петлями 10 и 11 на концах позволяет в значительной мере облегчить и ускорить процесс освобождения трубопровода 1 от грунта 6 и 7 за счет захвата и подъема с помощью грузоподъемных механизмов верхнего ковра 5 с размещенным на нем грунтом 6 и 7 и дополнительного ковра 3 с размещенным на нем поднимаемым участком трубопровода 1.

Наличие металлических петель 10 и 11 на концах ковров 3 и 5 облегчает их захват и подъем. А наличие отверстий 8 на концах нижнего дополнительного ковра 3 обеспечивает его надежную фиксацию на бэрмах 4 с помощью штырей 9. Соединение с помощью разъемного устройства 12 обеих петель 11 на концах верхнего ковра 5, размещенных над трубопроводом 1, позволяет не только уменьшить ширину верхнего ковра 5, но и совместно с дополнительным нижним ковром 3 повышает надежность поперечной фиксации размещенного в траншее 2 трубопровода 1 с исключением его поперечного смещения в процессе эксплуатации.



## ЗАКЛЮЧЕНИЕ

В результате проведенных исследований были получены следующие научно–технические результаты:

1. На основе исследования , установлено реологическая характеристика высокозастывающей и высоковязкой нефти, перекачиваемой по подземным нефтепроводам, соответствует модели Балкли-Гершеля. Неньютоновские свойства проявляются при температуре жидкости ниже 15 °С.

2. Установлено, что индукционный нагрев трубопровода позволяет расширить функциональные возможности формирования теплового поля системы обогрева, улучшить ремонтпригодность, повысить управляемость процессами тепловыделения, уменьшить массу и габариты, повысить надежность ее работы.

3. Разработана физико-математическая модель неньютоновской жидкости при неизотермическом течении.

## СПИСОК ИСПОЛЬЗОВАННОЙ ЛИТЕРАТУРЫ

- 1 Абрамзон, Л.С. Методика расчета «горячих» трубопроводов при установившемся режиме перекачки высокозастывающих нефтей и нефтепродуктов / Л.С. Абрамзон, В.А. Белозеров – М.: ВНИИОЭГ, 1970. – 56 с.
- 2 Абрамзон, Л.С. Повышение эффективности трубопроводного транспорта вязких и застывающих нефтей и нефтепродуктов: дис. ... д-ра техн. наук: 05.15.13 / Абрамзон Леонид Семенович – Уфа, 1984. – 251 с.
- 3 Абрамзон, Л.С. Экспериментальное исследование теплоотдачи и гидравлики на «горячем» промышленном нефтепроводе. Транспорт и хранение нефти и нефтепродуктов / Л.С. Абрамзон, М. А. Галлямов, Е.П. Михновский – М.: ВНИИОЭНГ, 1968. – №3. – С. 125-130.
- 4 Абрамзон, Л.С. Методика расчета «горячих» трубопроводов при установившемся режиме перекачки вязких нефтей и нефтепродуктов / Л.С. Абрамзон – М.: ВНИИОЭГ, 1967. – 49 с.
- 5 Агапкин, В.М. Тепловой и гидравлический расчеты трубопроводов для нефти и нефтепродуктов / В.М. Агапкин, Б.Л. Кривошеин, В.А. Юфин – М.: Недра, 1981. – 256 с. Адлер, Ю.П. Планирование эксперимента при поиске оптимальных условий / Ю.П. Адлер, Е.В. Маркова, Ю.В. Грановский – М.: Наука, 1976. – 139 с.
- 6 Алиев, В.А. Трубопроводный транспорт нефти и газа / В.А. Алиев – М.: Недра, 1988. – 368 с.
- 7 Алиев, Р.А. Разработка технологии трубопроводного транспорта аномального и нестабильного углеводородного сырья: дис. ... д-ра. техн. наук: 05.15.13 / Алиев Рустам Аббасович – М., 1989 г. – 326 с.
- 8 Аллахвердиева Д.Т., Простой метод определения температуры / Д.Т. Аллахвердиева, И.Н. Евдокимов, Н.Ю. Елисеев // Наука и технология углеводородов. - 2001. - №2. – С. 44-47.
- 9 Альтшуль, А.Д. Гидравлические сопротивления / А.Д. Альтшуль – М.: Недра, 1982. – 224 с.
- 10 Альтшуль, А.Д. Примеры расчета по гидравлике / А.Д. Альтшуль, В.И. Калицун, Ф.Г. Майрановский, П.П. Пальгунов – М.: Стройиздат, 1977. – 255 с.
- 11 Асауленко, Ю. К. Интенсификация гидротранспорта продуктов и отходов обогащения горно-обогатительных комбинатов / Ю.К. Асауленко, Ю.К. Витошкин, В.М. Карасик – Киев – «Наукова думка». – 1976. – 156 с.
- 12 Бахтизин, Р.Н. Транспорт и хранение высоковязких нефтей и нефтепродуктов. Применение электроподогрева / Р.Н. Бахтизин, А.К. Галлямов, Б.Н. Мастобаев и др. - М.: Химия, 2004. - 195 с.

- 13 Белорусов, Н.И. Электрические кабели, провода и шнуры : справочник / Н.И. Белорусов, А.Е. Саакян, А.И. Яковлева. - М. : Энергоатомиздат, 1988. - 536 с.
- 14 Белоусов, В.Д. Приближенные расчеты при переходном режиме работы горячего нефтепровода. Транспорт и хранение нефти и нефтепродуктов / В.Д. Белоусов – 1974. – № 12. – С. 19-23.
- 15 Белоусов, В.Д. Трубопроводный транспорт нефти и газа / В.Д. Белоусов, Э. Ф. Блейхер, А.Г. Немудров и др. – М.: Недра, 1978. – 408 с.
- 16 Бондаренко, П.М. Электрообогрев трубопроводов при перекачке высоковязких нефтей и нефтепродуктов / П.М. Бондаренко, В.В. Логинов, М.П. Степанюгина // Тематич. науч.-техн. обзор. Сер. Транспорт и хранение нефти и нефтепродуктов. - М.: ВНИИОЭНГ, 1976. - 68 с.
- 17 Бородич, С.А. Эконометрика. Учебное пособие для ВУЗов / С.А. Бородич – Минск: Новое знание, 2004. – 408 с.
- 18 Брайенс, Я.М. Подобие и моделирование в химической и нефтехимической технологии / Я.М. Брайенс М.: Гостоптехиздат, 1961. -220 с.
- 19 Бретшнайдер С. Свойства газов и жидкостей / С. Бретшнайдер – М.: Химия, 1966. - 535 с.
- 20 Валдайцев, С.В. Оценка бизнеса. Учебник. – 3-е изд., перераб. и доп./ С.В. Валдайцев М. : ТК Велби, Изд Проспект, 2008. - 576 с.
- 21 Вайншток, С.М. Трубопроводный транспорт нефти / С.М. Вайншток – М.: ООО «Недра-Бизнесцентр», 2002. – Т.1 – 407 с.
- 22 Валеев, А.Р. Тепловые режимы трубопроводов. Вопрос учета нагрева нефти и газа в трубопроводах. Электронный научный журнал «Нефтегазовое дело», 2009.
- 23 Витошкин, Ю.К. Распределение консинстенции по глубине взвесенесущего потока. Труды координационных совещаний по гидротехнике, вып. 57 / Ю.К. Витошкин, В.М. Карасик, И.А. Силин. – Л.: «Энергия», 1971. – С. 52-55.
- 24 Влияние микронных фракций на параметры гидротранспорта угля. «Гидравлическая добыча угля», №12 ЦНИИТЭНУ, 1966. – 265 с.
- 25 Волков А.И., Большой химический справочник / А.И. Волков, И.М. Жарский - Минск: Современная школа, 2005. - 608 с.
- 26 Галеев, В.Б. Эксплуатация магистральных нефтепродуктопроводов / В.Б. Галеев, В.И. Харламенко, Е.М. Сощенко, Л.А. Мацкин - М.: Недра, 1973.- 360 с.
- 27 Галлямов, А.К. Исследование влияния асфальто-смолистых веществ на интенсивность запарафинивания магистральных нефтепроводов. А.К. Галлямов, Б.Н. Мастобаев, А.Ф. Юкин – нефтяное хозяйство, 1983. - № 3 – С. 42-43.

28 Гаррис, Н.А. Эксплуатация нефтепродуктопроводов в различных температурных режимах и нагрузках при условии сохранности экологической среды: дис. ... д-ра техн. наук: 05.15.13 / Гаррис Нина Александровна. – Уфа, 1998. – 384 с.

29 ГОСТ 33-2000 Нефтепродукты. Прозрачные и непрозрачные жидкости. Определение кинематической вязкости и расчет динамической вязкости. – Минск: Межгосударственный совет по стандартизации, метрологии и сертификации, 2001. – 28 с.

30 Губин, В.Е. К аппроксимации уравнения Букингема / В.Е. Губин - ВНИИСПТнефть, вып. 7, 1970.- С. 21-29.

31 Губин, В.Е. Методика теплового и гидравлического расчета трубопроводов при установившемся режиме перекачки подогретых вязкопластичных нефтей и нефтепродуктов / В.Е. Губин, Б.А. Тонкошуров, Н.М. Гостев, Ю.А. Сковородников – Уфа: ВНИИСПТнефть, 1974. – 58 с.

32 Губин, В.Е. Трубопроводный транспорт нефти и нефтепродуктов / В.Е. Губин В.В. Губин – М.: Недра, 1982. – 296 с.

33 Губин, В.Е. Увеличение производительности трубопроводов, перекачивающих вязкопластичные жидкости / В.Е. Губин, Ю.В. Скрипников - труды НИИ «Транснефти», вып. 7, 1970. – С. 78-84.

34 Гухман, А.А. Интенсификация конвективного теплообмена и проблема сравнительной оценки теплообменных поверхностей. Теплоэнергетика / А.А. Гухман - 1977. - №4. –С. 5-8.

35 Дмитриева, Т.В. История создания и производства химвеществ для трубопроводного транспорта нефти и нефтепродуктов. Нефтяное хозяйство / Т.В. Дмитриева, Б.Н. Мастобаев, Э.М. Мовсумзаде – 2000. - № 11. – С. 107-108.

36 Дрейпер, Н. Прикладной регрессионный анализ / Н. Дрейпер, Г. Смит – М.: Финансы и статистика, 1986. – 368 с.

37 Здановский, А.Б. Закономерности изменения вязкости при смешении жидкостей. Журнал физической химии / А.Б. Здановский - Том XXIX, выпуск 2, 1955. – С. 254-258.

38 Зоммерфельд, А. Термодинамика и статистическая физика / А. Зоммерфельд - М.: ИЛ, 1955. – 479 с.

39 Исхаков, Р.Г. Повышение эффективности трубопроводного транспорта вязких нефтей с помощью разбавителей: дис. ... канд. техн. наук: 05.15.07 / Исхаков Радик Кайнисламович. – Уфа, 1978. – 207 с.

40 Исхаков, Р.Г. Увеличение пропускной способности нефтепроводов с помощью разбавителей / Р.Г. Исхаков, П.И. Тугунов, Л.С. Абрамзон, Ш.Н. Ахатов – М.: ВНИИОЭНГ, 1976. - 72 с.

41 Канторович, Л. В., Приближенные методы высшего анализа. / Л.В. Канторович, В.И. Крылов М.-Л.: Физматгиз, 1962. – 342 с.

- 42 Кашцев, А.А. Об опыте последовательной перекачки нефти / А.А. Кашцев // «Нефтяное хозяйство» - №1, № 10, 1926. – С.77-87.
- 43 Климко, В.И. Выбор оптимальной температуры подогрева при "горячей" перекачке нефти и нефтепродуктов / В.В. Пшенин, В.И. Климко // Горный информационно-аналитический бюллетень. – 2013. - № 8. - С. 43-47.
- 44 Климко, В.И. Критериальные уравнения теплообмена при перекачке с подогревом нефти и нефтепродуктов / В.В. Пшенин, В.И. Климко // Горный информационно-аналитический бюллетень. – 2013. - № 8. - С. 33-36.
- 45 Климко, В.И. Критериальные уравнения для числа Нуссельта при трубопроводном транспорте нефти и нефтепродуктов с использованием подогрева / В.В. Пшенин, В.И. Климко // Трубопроводный транспорт: теория и практика. – 2013. - № 3. – С. 24-25.
- 46 Кобзарь, А.И. Прикладная математическая статистика / А.И. Кобзарь – М.: Физматлит, 2006. – 816 с.
- 47 Кондрашева, Н.К. Реология нефти и нефтепродуктов: Учеб. Пособие / Н.К. Кондрашева, М.К. Рогачев – Уфа: Изд-во УГНТУ, 2000. – 89 с.
- 48 Коршак, А.А. Проектирование и эксплуатация газонефтепроводов / А.А. Коршак, А.М. Нечваль - СПб.: Недра, 2008. — 488 с.
- 49 Коршак, А.А. Проектирование и эксплуатация газонефтепроводов. Специальные методы перекачки: Конспект лекций / А.А. Коршак – Уфа: УГНТУ, 1997. – 196 с.
- 50 Коршак, А.А. Специальные методы перекачки / А.А. Коршак – Уфа: ООО «Дизайн-ПолиграфСервис», 2001. – 208 с.
- 51 Коршак, А.А. Технологический расчет магистрального нефтепровода: Учебное пособие. / А.А. Коршак, Е.М. Муфтахов – Уфа: ООО «ДизайнПолиграфСервис», 2005. – 98 с.
- 52 Кошелев, А.А. Исследование теплообмена для повышения надежности нефтепровода в вечномерзлых грунтах. Транспорт и хранение нефти и нефтепродуктов / А.А. Кошелев, Д.С. Матвийчук, А.Ф. Редько – 1974. – № 12. – С. 13-16.
- 53 Кривошеин, Б.Л. Магистральный трубопроводный транспорт (физико-технический и технико-экономический анализ) / Б.Л. Кривошеин, П.И. Тугунов. - М.: Наука, 1985. - 237 с.
- 54 Кувалдин, А.Б. Индукционный нагрев ферромагнитной стали / А.Б. Кувалдин. - М.: Энергоатомиздат, 1988. - 200 с.
- 55 Кутателадзе, С.С. Гидродинамика газожидкостных систем / С.С. Кутателадзе, М.А. Стырикович – М.: Энергия, 1976. – 296 с.
- 56 Ламб, Г. Гидродинамика / Г. Ламб – М.: ОГИЗ, 1947. – 929 с.

- 57 Лейбензон, Л.С. Гидравлика: руководство для нефтяных вузов, техникумов и работников нефтяной промышленности / Л.С. Лейбензон – М.–Л.: ГНТ Издательство, 1934. – 223 с.
- 58 Лейбензон, Л.С. Руководство по нефтепромысловой механике. Ч. 1.: Гидравлика. / Л.С. Лейбензон - М.-Л.: Госиздат, 1931, 317 с.
- 59 Лейбензон, Л.С. Собрание трудов Том III / Л.С. Лейбензон - М.: АН СССР, 1955. – 342 с.
- 60 Лейбензон, Л.С. Собрание трудов Том III / Л.С. Лейбензон - М.: АН СССР, 1955. – 680 с.
- 61 Макаров, С.П. Опыт применения противотурбулентной присадки на нефтепродуктопроводах ОАО «АК «Транснефтепродукт». Транспорт и хранение нефтепродуктов – №4 / С.П. Макаров, С.М. Фокин и др. – 2000. – С. 14-17.
- 62 Малкин, А.Я. Реология: концепции, методы, приложения/ Пер. с англ. / А.Я. Малкин А.И. Исаев – Спб.: Профессия, 2007. – 560 с.
- 63 Малютов, М.Р. Определение реологических свойств глинистых суспензий /М.Р. Малютов - Известия Вузов, Нефть и газ, 1958. – 271 с.
- 64 Мансуров, М.Н. Уточнение гидравлического расчета «горячих» трубопроводов. / М.Н. Мансуров, П.И. Тугунов, В.Ф. Новоселов, Н.А. Гаррис//Нефтяное хозяйство. – 1970. – №9. – С. 67-69.
- 65 Мансуров, Ф.Г. Влияние отложений парафина на температурный режим «горячего» трубопровода. Выпуск 5 / Ф.Г. Мансуров, В.Е. Губин, Л.С. Абрамзон - Уфа: НИИТранснефть, 1967. – С. 24-28.
- 66 Марон, В.И. Гидродинамика однофазных и многофазных потоков в трубопроводе: учебное пособие / В.И. Марон - М.: МАКС Пресс, 2009. - 344 с.
- 67 Мастобаев, Б.Н. История применения химических реагентов и технологий в трубопроводном транспорте нефти и нефтепродуктов: дис. ...д-ра техн. наук: 07.00.10, 02.00.13 / Мастобаев Борис Николаевич. – Уфа, 2003. – 362 с.
- 68 Маяцкий, Г.А. Формула для расчета коэффициента сопротивления при неизотермическом движении жидкости в трубах. Известия высших учебных заведений / Г.А. Маяцкий, О.Г. Новичкова// Энергетика. – 1959. - №10. С. 24-30.
- 69 Маяцкий, Г.А. Теплообмен при турбулентном движении жидкости в случае значительного перепада температур. / Г.А. Маяцкий// Известия высших учебных заведений, Энергетика. - 1958. – №5. С. 32-36.
- 70 Мирзаджанзаде, А.Х. Этюды о моделировании сложных систем нефтедобычи. Нелинейность, неравновесность, неоднородность /А.Х. Мирзаджанзаде, М.М. Хасанов, Р.Н. Бахтизин – Уфа: Гилем, 1999. - 464 с.

- 71 Мирзаджанзаде, А.Х. Вопросы гидродинамики вязкопластичных и вязких жидкостей в применении к нефтедобыче / А.Х. Мирзаджанзаде - Баку: «Азернефтнешр», 1959. – 56 с.
- 72 Мирзаджанзаде, А.Х. Гидравлика глинистых и цементных растворов / А.Х. Мирзаджанзаде, А.А. Мирзоян, Г.М. Гевинян, М.К. Сеид-Рза – М.: Недра, 1966. – 300 с.
- 73 Михеев, М.А. Основы теплопередачи / А.М. Михеев, И.М. Михеева - М.: Энергия, 1973. – 319 с.
- 74 Михеев, М.А. Основы теплопередачи / А.М. Михеев, И.М. Михеева - М.: Энергия, 1973. – 320 с.
- 75 Михеев, М.А. Основы теплопередачи / А.М. Михеев - М.-Л.: Госэнергоиздат, 1956. – 258 с.
- 76 Николаев, А.К. Обоснование рациональных параметров и режимов работы систем напорного гидротранспорта горных предприятий в сложных природно-климатических условиях: дис. ... д-ра техн. наук: 05.05.06 / Николаев Александр Константинович. – СПб, 2004. – 300 с.
- 77 Панченков, Г.М. Теория вязкости жидкости / Г.М. Панченков - М.-Л.: Гостоптехиздат. 1947. – 168 с.
- 78 Петухов, Б.С. Исследование теплообмена и гидравлического сопротивления при неизотермическом движении жидкости в трубах: дис. ... д-ра техн. наук: 05.14.05 / Петухов Борис Сергеевич. – М., 1955. – 301 с.
- 79 Попов, С.С. Перекачка парафиновых нефтей / С.С. Попов – М.-Л.: Гостоптехиздат, 1951. – 88 с.
- 80 Рауз, Х. Механика жидкости / Х. Рауз - М.: Стройиздат, 1967. - 300 с.
- 81 РД 39-021-00 Методика расчета параметров работы неизотермического нефтепровода / Астана, 2001. - 221 с.
- 82 РД 39-30-139-79 Методика теплового и гидравлического расчета магистральных трубопроводов при стационарных и нестационарных режимах перекачки ньютоновских и неньютоновских нефтей в различных климатических условиях / Уфа, 1979 – 56 с.
- 83 РД 75.180.00-КТН-198-09 «Унифицированные технологические расчеты объектов магистральных нефтепроводов и нефтепродуктопроводов». – 136 с.
- 84 Рейнер, М. Реология / М. Райнер – М.: Наука, 1965. – 224 с.
- 85 Рид, Р. Свойства газов и жидкостей / Р. Рид, Дж. Праусниц, Т. Шервурд. – Л.: Химия, - 1982. – 592 с.
- 86 Рогачев, М.К. Реология углеводородов / М.К. Рогачев А.Ю. Харин, С.Б. Харина – Уфа: Изд-во УГНТУ, 2004. – 68 с.

- 87 Родин, А.А. Оптимизация транспорта высоковязких нефтей с подогревом и применением углеводородных разбавителей: дис. ... канд. техн. наук: 25.00.19 /Родин Артем Александрович. – М., 2009. – 125 с.
- 88 Сафонов, Ю.К. Реологическая модель концентрированных суспензий / Ю.К. Сафонов - М.-Л.: ВНИИБ, 1977. – С.116-119.
- 89 Седова, Н.В Особенности определения температуры застывания высокозастывающего нефтяного сырья / Н.В. Седова, Б.П. Туманян // Наука и технология углеводородов. - 1999. - №1. – С. 64-67.
- 90 Силаш, А.П. Добыча и транспорт нефти и газа. Часть II / А.П. Силаш – М.: Недра, 1980. – 264 с.
- 91 Смолдырев, А.Е. Трубопроводный транспорт / А.Е. Смолдырев – М.: Недра, 1980. – 162 с.
- 92 Старков, Н.В. Зарубежный опыт теплоизоляции и подогрева горячих технологических трубопроводов. /Н.В. Старков // Транспорт и хранение нефтепродуктов и углеводородного сырья. №4 / - 1983. – С.18-21.
- 93 Стрюк, И.С. Выбор уравнения вязкостно-температурной зависимости для гидравлического расчета горячих трубопроводов. / И.С. Стрюк// Нефтяное хозяйство - № 4 - 1965. – С.58-60.
- 94 Стрюк, И.С. Исследование движения вязкой жидкости по трубам при неизотермическом режиме: дис. ... канд. техн. наук: 05.15.13 / Стрюк Илья Сергеевич. – М., 1968. – 147 с.
- 95 Стрюк, И.С. Исследование теплового и гидравлического режимов теплоизолированных трубопроводов. / И.С. Стрюк, В.И. Черников// Транспорт и хранение нефти и нефтепродуктов - № 7– 1964. –С. 3–6.
- 96 Тетельмин, В.В. Реология нефти. Учебное издание / В.В. Тетельмин, В.А. Язев – М.: Граница, 2009. – 256 с.
- 97 Тихонов, В.В. Экспериментальное исследование нестационарных процессов на «горячих» трубопроводах при перекачке вязких и высокозастывающих нефтей и нефтепродуктов: дис. ... канд. техн. наук: 05.15.07 / Тихонов Виктор Васильевич. – Уфа, 1978. – 411 с.
- 98 Токарев, Ю.Н. Метод расчета неустановившегося теплообмена трубопровода. Сер. «Сооружение линейной части трубопроводов» / Ю.Н. Токарев – М.: Информнефтегазстрой, 1983. – № 2. – С.8–9.
- 99 Трапезников, С.Ю. Обоснование температурных режимов работы надземных «горячих» нефтепроводов (на примере трубопровода ЦПС «Южно-Шапкинское» - Харьяга): дис. ...канд. техн. наук: 25.00.19 / Трапезников Сергей Юрьевич. – СПб., 2011. – 125 с.
- 100 Тугунов, П.И. Методика расчета эксплуатационных режимов теплоизолированных мазутопроводов / П.И. Тугунов, Н.А. Гаррис, Р.З. Ширгазина, Л.П. Новоселова - Уфа: УНИ, 1979. – 163 с.



- 101 Тугунов, П.И. Нестационарные режимы перекачки нефтей и нефтепродуктов / П.И. Тугунов – М.: Недра, 1984. – 224 с.
- 102 Тугунов, П.И. Неустановившийся режим работы «горячих» трубопроводов / П.И. Тугунов: дис. ... д-ра техн. наук: 316 / Тугунов Павел Иванович. – Уфа, 1970. – 490 с.
- 103 Тугунов, П.И. Типовые расчеты при проектировании и эксплуатации нефтебаз и нефтерповодов / П.И. Тугунов, В.Ф. Новоселов – М.: Недра, 1981. – 177 с.
- 104 Тугунов, П.И. Транспортирование вязких нефтей и нефтепродуктов по трубопроводам / П.И. Тугунов, В.Ф. Новоселов - М.: Недра, 1973. – 342 с.
- 105 Тугунов, П.И. Транспорт и хранение нефти и газа / П.И. Тугунов, В.Ф. Новоселов, Ф.Ф. Абузова – М.: Недра, 1975. – 248 с.
- 106 Фонарев, З.И. Электроподогрев трубопроводов, резервуаров и технологического оборудования в нефтяной промышленности / З.И. Фонарев. - Л.: "Недра", 1984 г. - 148 с.
- 107 Хасанов, И.Ю. Транспорт высокостывающих нефтей в потоке маловязких углеводородных продуктов по трубопроводам: дис. ... канд. техн. наук: 05.15.07 / Хасанов Ильмер Юсупович. – Уфа, 1976. – 144 с.
- 108 Черников, В.И. Замещение нефтей в нефтерповодах / В.И. Черников М.: Гостоптехиздат, 1956. – 128 с.
- 109 Черников, В.И. Перекачка вязких и застывающих нефтей / В.И. Черников – М.: Гостоптехиздат, 1958. – 164 с.
- 110 Черников, В.И. Сооружение и эксплуатация нефтебаз. Изд. №2, перераб. и доп. / В.И. Черников – М.: Гостоптехиздат, 1955. – 522 с.
- 111 Шищенко, Р.И. Гидравлика глинистых растворов / Р.И. Шищенко – Баку: Азнефтеиздат, 1951. – 136 с.
- 112 Шутов, А.А. Трубопроводный транспорт высоковязких и застывающих нефтей по теплоизолированным нефтерповодам с электроподогревом. Обзорная информация, серия «Транспорт и хранение нефти», вып. 14 / А.А. Шутов, П.М. Бондаренко, Ш.Г. Гатауллин и др. М.: ВНИИОЭНГ, 1988. - 56 с.
- 113 Шухов, В.Г. Трубопроводы и их применение в нефтяной промышленности / В.Г. Шухов – Москва, 1895. – 183 с.
- 114 Юкин, А.Ф. Управление тепловыми режимами транспорта вязких и застывающих нефтей и нефтепродуктов: дис. ... д-ра техн. наук: 25.00.19 / Юкин Андрей Федорович. – Уфа, 2004. – 329 с.
- 115 Яблонский, В.С. К определению критического числа при замещении высоковязких продуктов. «Нефть и газ», №10 / В.С. Яблонский – 1963.
- 116 Яблонский, В.С. Проектирование нефтегазопроводов / В.С. Яблонский, В.Д. Белоусов – М.: Гостоптехиздат, 1959. – 284 с.

- 117 Яблонский, В.С. Краткий курс технической гидромеханики / В.С. Яблонский – М.: Физматиздат, 1961. – 356 с.
- 118 Cawley, C.M. The pumpability of Waxy Fuel Oil. The Post-War Expansion of the U.K. Petroleum Industry / C.M. Cawley – London: The Institute of Petroleum, 1954. – 256 p.
- 119 Davenport. T.C. Heat Transfer Problems Encountered in The Handlind of Waxy Crude Oils in Large Pipelines / T.C. Davenport, V.I. Conti - J. of the institute of petroleum, 1971. – № 555. P. 147–164 .
- 120 Gill, F. Pumpability Fuil Oils / F. Gill, R.I. Russel - Industry Engeneering Chemical, 46 - №6, 1954. – P. 231-238
- 121 Hagasi, N. Transient heat transfer through a thin circular pipe due to unsteady flow in the pipe / N. Hagasi, K. Tnougé - J. of heat transfer, 1965. – Vol. 87. – Series C. – № 4. -P. 101–110.
- 122 Hangs, F.E. More insulated, heated - oil pipelines are prospect / F.E. Hangs - Oil & Gas J, 1966. – Vol. 64. – № 40. P. 117–122 .
- 123 Johnson, J.J. Multi-product pipelines for heated fuel oils / J.J. Johnson - J. of the institute of petroleum, 1966. – Vol. 52. – № 516. – P. 360–381.
- 124 Mc Millen, E.L. Chemical Engineering Progress / E.L. Mc Millen // Chemical Engineering. – v.44 №7, 1944. – P. 34-42.
- 125 Metzner, A.B. Heat transfer to non-Newtonian fluids / A.B. Metzner, R.D. Vaughn and G.L. Houghton// American Institute Chemical Engrs. – 1957. J. 3, №92. – P. 140-152.
- 126 Nikolaev, A. Ynvestigaeion de los parametrs y los regimens de hidrotrausporte de las hidrromezclas lateritical en la planta "Comandante Pedro" goto Alba (primera parte) / A. Niclolaev, R. Pupo - Cuba Moa: Minería y geología, N1, 1995. – P. 230-238.
- 127 Sider, E.N. Jnd. Eng. Chem / E.N. Sider and G.E. Tate - Chemical Engineering. – 1936. v28, №12. – P. 230-241.
- 128 Shekhter, R. Variational methods of engineering calculations. / R. Shekhter – М.: Mir, 1971. – 384 p.
- 129 Tao, L. N. Proceedings of the Third International Heat Transfer Conference / L.N. Tao – New York, 1966 – v. 1. P. 212-225.
- 130 Wilkinson, W.L. Non-Newtonian fluids / W.L. Wilkinson - London: Pergamon Press, Oxford, 1960. – 138 p.
- 131 Yurkanin, R.M. Safety aspects of electrical systems / R.M. Yurkanin - Chemical Engineering, v.77, N 27, 1970.- P. 164-166