



Никишин Андрей Андреевич

**РАЗВИТИЕ ТЕХНОЛОГИЙ И ТЕХНИЧЕСКИХ СРЕДСТВ
СООРУЖЕНИЯ И ЭКСПЛУАТАЦИИ НЕФТЕ- И
НЕФТЕПРОДУКТОПРОВОДОВ**

Специальность 07.00.10 – «История науки и техники»

АВТОРЕФЕРАТ

диссертации на соискание ученой степени
кандидата технических наук

Работа выполнена на кафедре «Транспорт и хранение нефти и газа» федерального государственного бюджетного образовательного учреждения высшего образования «Уфимский государственный нефтяной технический университет».

Научный руководитель доктор технических наук, профессор
Мастобаев Борис Николаевич

Официальные оппоненты: **Самигуллин Гафур Халафович**
доктор технических наук, доцент,
ФГБОУ ВО «Санкт Петербургский университет ГПС МЧС России» / кафедра
«Пожарная безопасность технологических процессов и производств», профессор

Гольянов Андрей Иванович
кандидат технических наук, доцент
ООО «Научно-исследовательский институт трубопроводного транспорта» /
отдел технологических расчетов,
главный специалист

Ведущая организация ГАНУ «Институт стратегических исследований республики Башкортостан»
(ГАНУ «ИСИ РБ») (г. Уфа)

Защита диссертации состоится 26 декабря 2018 года в 14-00 на заседании диссертационного совета Д 212.289.01 при ФГБОУ ВО «Уфимский государственный нефтяной технический университет» по адресу: 450062, Республика Башкортостан, г. Уфа, ул. Космонавтов, 1.

С диссертацией можно ознакомиться в библиотеке ФГБОУ ВО «Уфимский государственный нефтяной технический университет» и на сайте www.rusoil.net.

Автореферат диссертации разослан «___» _____ 2018 года.

Ученый секретарь
диссертационного совета



Сыркин Алик Михайлович

ОБЩАЯ ХАРАКТЕРИСТИКА РАБОТЫ

Актуальность темы исследования

Трубопроводный транспорт является наиболее энергоэффективным внутриконтинентальным способом транспорта углеводородов. За время своего существования, с конца XIX века, трубопровод модернизировался из простой конструкции, представлявшей собой транспортную артерию, сооруженную из деревянных желобов, до высокотехнологического инженерного сооружения, включающего в себя комплекс технических средств и сложных технических систем, наибольшим образом влияющий на развития нефтегазовой отрасли. Каждый временной этап совершенствования трубопроводных систем, сопровождался как практическими, так и теоретическими изменениями в данной отрасли, в частности наиболее осязаемый динамический рост энергоэффективности трубопроводного транспорта дали научные открытия российских ученых второй половины двадцатого века.

Особую роль в становлении трубопроводного транспорта на территории России имело развитие отдельных методов перекачки, в частности – последовательной. Использование одного трубопровода для транспорта целого ряда нефтепродуктов позволило снизить стоимость сооружения трубопроводных систем и уменьшить себестоимость перекачки, в результате чего на сегодняшний момент времени российские трубопроводные системы являются одними из самых рентабельных в мире. Таким образом, изучение истории развития технологий сооружения нефтепроводов, а также теоретических основ их проектирования и эксплуатации является актуальной задачей и может способствовать дальнейшему развитию нефтегазового комплекса Российской Федерации.

Цель работы - изучение и анализ технологий сооружения трубопроводов, а также методов совершенствования их энергетической эффективности, внедренных ведущими нефтегазодобывающими странами в период научно-технической революции.

Для достижения цели исследований в работе были поставлены и решены следующие научные **задачи**:

- 1 Исследование динамики развития трубопроводных систем в России и мире;
- 2 Проведение комплексного анализа методов сооружения магистральных трубопроводов в мировой практике;
- 3 Установление взаимосвязи прогресса технологий сооружения нефте- и нефтепродуктопроводов и совершенствования научных основ в области проектирования, сооружения и эксплуатации трубопроводных систем;
- 4 Анализ динамики использования трубопроводных систем для транспорта нефти и нефтепродуктов в двадцатом веке;
- 5 Исследование причин уменьшения темпов развития трубопроводных систем России и СССР в первой половине двадцатого века.

Научная новизна

- 1 Впервые проведен анализ развития отечественных и зарубежных технологий и технических средств сооружения трубопроводов, эксплуатируемых при транспорте углеводородов;
- 2 Проведен анализ мировых способов повышения энергоэффективности трубопроводных систем, как инструмента уменьшения себестоимости перекачки;

3 Предложена историческая интерпретация причин отставания темпов развития российских трубопроводных систем по сравнению со среднемировыми темпами в первой половине двадцатого века.

Практическая ценность работы

Материалы диссертационной работы могут быть использованы при создании историко-технических трудов, посвященных развитию нефтяного дела в России и за рубежом, а также в проектных организациях для определения эффективных технических решений, реализованных в мировой практике.

Отдельные главы и результаты используются в учебном процессе для подготовки магистров на кафедре «Транспорт и хранение нефти и газа» в ФГБОУ ВО «Уфимский государственный нефтяной технический университет» по направлению «Нефтегазовое дело».

Апробация работы

Основные положения диссертации докладывались и обсуждались на: 43-й ежегодной конференции «Икохтэк» (Португалия, г. Лиссабон); международной научно-практической конференции «Проблемы и методы обеспечения надежности и безопасности систем транспорта нефти, нефтепродуктов и газа» (г. Уфа, 2015 г.); международных учебно-научно-практических конференциях «Трубопроводный транспорт – 2015, 2016, 2017, 2018», г. Уфа; международной научно-технической конференции «Химические реактивы, реагенты и процессы малотоннажной химии «Реактив-2016», (г. Уфа, 2016 г.); международной научной конференция, посвященной 100-летию Республики Башкортостан (г. Уфа, 2017 г); международной научно-технической конференции, посвященной памяти академика А. Х. Мирзаджанзаде (г. Уфа, 2016 г).

Публикации

По материалам диссертации опубликовано 12 печатных изданий, в том числе: 4 научных статьи и 8 докладов на научно-технических конференциях. 4 работы опубликовано в ведущих журналах, рекомендуемых перечнем ВАК.

Структура и объем работы

Диссертационная работа состоит из введения, четырех глав, заключения, содержит 197 страницы машинописного текста, в том числе 103 рисунка, 22 таблиц, список использованной литературы, включающий 206 наименования.

ОСНОВНОЕ СОДЕРЖАНИЕ РАБОТЫ

Во **введении** обоснована актуальность работы, сформулированы цель и основные задачи исследования, отражена научная новизна и практическая значимость работы.

В **первой главе** рассмотрены предпосылки появления первых нефтепроводов в России и США, показаны основные события предшествующие развитию технологии сооружения нефтепроводов и ключевые технологии применяемые при сооружении нефтепроводов.

В США значительный вклад в развитие нефтепроводного транспорта внесли известные специалисты Э. Дрейк, Г. Харлей, В.Х. Эббот, Г. Хаупт, Б.Д. Бенсон,

С.В. Сайкл. В России большой внесли В.Г. Шухов, С.Г. Войслав, К.И. Лисенко, Л.С. Лейбензон, М.И. Лазарев, И.П. Илимов и др.

В 1860-е годы наиболее часто для сооружения трубопроводов применялось дерево. Двадцати футовые бревна красного дерева обтачивались до диаметра 6 дюймов, на концах скреплялись железными ободами. Наиболее популярным методом соединения таких труб являлся раструб. Трубы из красного дерева изготавливались на заводах в Клеоне, Калифорнии, Милл Крик, Вашингтоне (рисунки 1, 2).



Рисунок 1 – Изготовление деревянной трубы

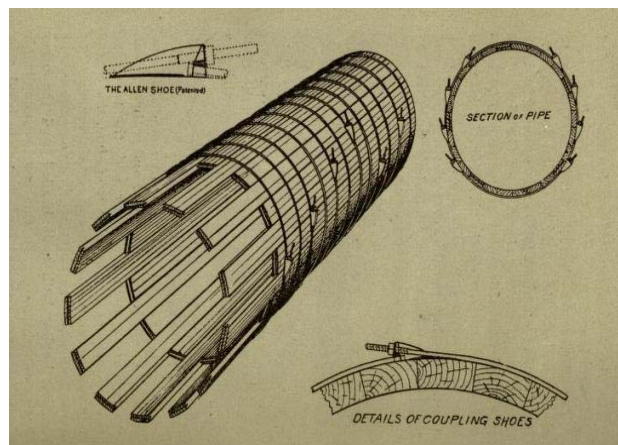


Рисунок 2 – Трубопровод из деревянных планок компании «Redwood Manufacturers Company»

Технология сооружения трубопровода методом соединения в раструб нашла свое распространение и в дальнейшем на металлических трубопроводах, получивших свое распространение в середине XX века.

Впервые проект сооружения нефтепровода был предложен Самуэлем Ван Сайклом для транспорта нефти из юго-восточной части месторождения «Питол» до железнодорожной станции «Миллер-Фарм». Протяженность нефтепровода составила 8 километров, диаметр 50 миллиметров. Запуск трубопровода датируется 10 октября 1865 года. Проектная производительность составляла 310 м³/сут, с последующим увеличением до 400 м³/сут.

В 1879 году был введен в эксплуатацию первый в мире магистральный нефтепровод - «Tidewater». Трубопровод имел протяжённость 175 километров, диаметр 15 см и был изготовлен из кованых железных труб длиной по 5,5 метров. Первые 34 секции были уложены 22 февраля 1879 года. Строительство велось в течение 3 месяцев, и было завершено 28 мая 1879 года (средний темп строительства трубопровода составил 2 км/сутки).

Перед укладкой трубопровод располагали над разработанной траншеей на уложенных крест-накрест поперек траншеи балках. Труба устанавливалась под необходимым углом для дальнейшего соединения и укладки в траншею. Эта операция требовала быстрых и точных действий, а также достаточное количество квалифицированных рабочих. Для укладки использовался ручной инструмент (рисунок 3).

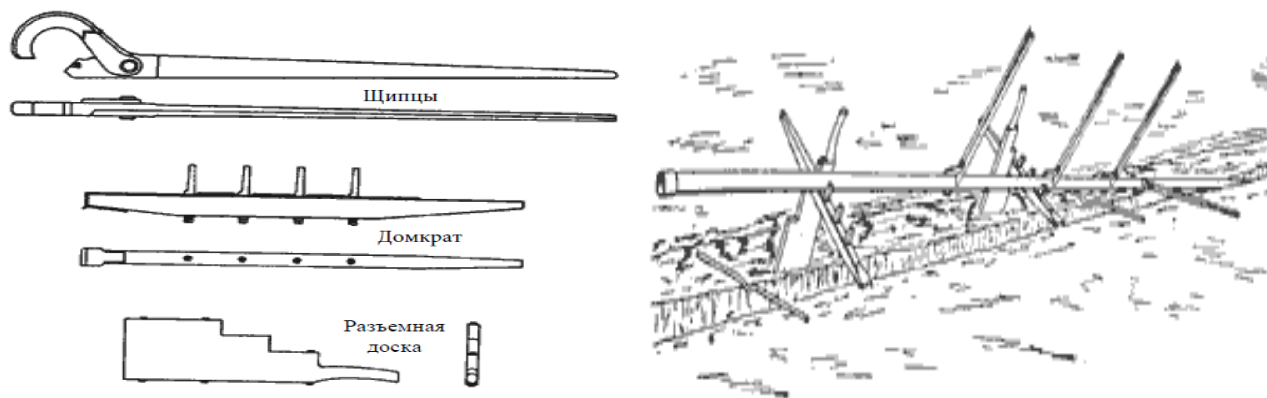


Рисунок 3 – Инструменты для сооружения нефтепроводов

Научного обоснования строительства нефтепроводов в те годы не существовало ни в России, ни в США. Первым проектом с научным подходом был нефтепровод от Балаханских промыслов к заводу Л. Нобеля в Черном Городе пропускной способностью 1304 килограммов нефти в сутки.

Разработанный В.Г. Шуховым, проект комплексно решал проблему оптимальной конструкции нефтепровода, в том числе определял состав всех вдоль трассовых инженерных сооружений.

По проекту длина нефтепровода составила 8,5 верст, (около 10 км), диаметр 76 мм, глубина укладки – 2м. Стальные трубные секции соединялись с использованием муфт и нарезных концов. Для защиты от коррозии трубы покрывалась изоляцией, изготовленной на основе олифы. Строительство трубопровода было завершено в 1878 году, после чего он вошел в историю как первый технологически трубопровод в России (рисунок 4).



Рисунок 4 – Первый в России нефтепровод «Балаханы – Черный город»

В 1896 году в России началось строительство первого магистрального трубопровода (керосинопровода) «Баку-Батуми». Автором окончательной версии проекта являлся Николай Леонидович Щукин, который в последствие осуществлял руководство за его строительством. Диаметр трубопровода в основном составлял 8 дюймов, на небольших участках – имел расширения до 10 и 12 дюймов.

По трассе керосинопровода было расположено 16 насосных станций. Строительно-монтажные работы велись вручную, трубы соединялись между

собой с использованием резьбовых муфт, покрывались антикоррозионной изоляцией - свинцовым суриком на основе олифы. Вдоль трассы была обеспечена телефонная связь. При переходе через реку Куру трубопровод был подвешен к железнодорожному мосту. Еще одной особенностью проекта являлась прокладка трубопровода в четырехкилометровом Сурамском туннеле.

Насосные станции были оснащены плунжерными насосами с паровым и дизельным приводами. В 1906 году строительство было завершено, протяженность трубопровода составила 835 км.

Во **второй главе** рассмотрены технологии применяемые при проектировании и сооружении нефтепроводов в первой половине 20 века.

До 1930 годов преобладающим в США для трубопроводов являлся диаметр в 8 дюймов, что объяснялось системой разделения собственности, в силу которой принадлежащие отдельным фирмам трубопроводы могли транспортировать запасы не всего месторождения, а лишь тех участков, которые принадлежали собственнику.

Средний диаметр всех магистральных трубопроводов для перекачки нефтяных жидкостей в 1926 г. составлял 7,4 дюйма, в 1931 г. он увеличился до 8 дюймов, что было вызвано началом эксплуатации трубопроводов диаметром 10 и 12 дюймов. Средний диаметр промысловых трубопроводов с 1926 по 1931 г. увеличился с 3,7 до 3,9 дюймов. Из состава трубопроводов на 1 мая 1931 г. на долю цельно натянутых труб приходилось 4880 км, что составляло около 5% от общей протяженности магистральных трубопроводов. На это же число протяженность сварных трубопроводов составила 18950 км. С 1930 года в мировой практике использовались только сварные трубопроводы. Старые свинченые трубопроводы при демонтаже в другое место обрезались и потом соединялись сваркой. С 1863 по 1890 гг. при сооружении трубопроводов использовались только железные трубы, а с 1863 по 1926 г. – исключительно нарезные трубы или трубы с гладкими концами для соединения ненарезными муфтами. Стальные трубы были введены в обиход в 1890 г. Сварные соединения вместо нарезных начали активно применяться с 1918 г. С этого же времени началось применение бесшовных труб и позднее – труб, сваренных электросваркой. Распределение количества трубопроводов по соответствующим диаметрам в 30-е годы 20 века показано в таблице 1.

Таблица 1 – Распределение нефтепроводов США по диаметру и весу

Внутренний диаметр	Магистральные трубопроводы			Промысловые трубопроводы			Всего	
	Протяжение		Вес в т	Протяжение		Вес в т	абсолютные в км	приведенные в км
	абсолютные в км	приведенные в км		абсолютные в км	приведенные в км			
2"	-	-	-	34 275	800	184 900	34 275	800
3"	-	-	-	15 900	1 130	179 400	15 900	1 130
4"	4 900	725	51650	-	-	-	4 900	725
4"	7 240	1070	115 000	18 980	2 800	304000	26 220	3 870
6"	17800	8 160	500000	11 780	5400	330000	29 580	13560
'6 "	-	-	-	4 740	2 170	163000	4 740	2170
8"	42 086	42 086	770000	-	-	-	42 086	42 086
10"	13230	24 600	793 000	-	-	-	13 230	24 600
12"	7 520	22 700	551000	-	-	-	7 520	22 700
12"	48	188	3620	-	-	-	48	188
12"	92 824	99 529	2 784270	85 675	12300	1 161300	178499	111829

До 1910 г. при эксплуатации трубопроводов активно использовались паровые машины; в 1930 годы они были заменены дизельными установками, причем первые частично сохранились там, где перекачка производилась с подогревом (Калифорния). До 1926 г. эксплуатировались только плунжерные насосы; с 1926 г. начали повсеместно использоваться центробежные насосы с электромоторами, а с 1930 г. – центробежные насосы с дизельными приводами. В 1935 г. количество персонала, эксплуатирующего нефтепроводы США, составляло: 24 300 человек. Штат большой станции состоял из 1 механика (он же заведующий), 3 машинистов, 3 смазчиков и 3 счетоводов-замерщиков.

В 1920-1930 годы в США при исследовании трассы магистральных трубопроводов получила применение аэрофотосъемка, и она прочно вошла в обиход трубопроводной практики. В начале 1930 годов при помощи аэрофотосъемки получали чертежные ситуационные планы. В СССР контурная аэрофотосъемка начала применяться с 1925–26 гг. Для исследования трассы трубопроводов в 1930-1940 годах аэрофотосъемка в СССР еще не применялась.

1930-1935 годы – период совершенствования технологии сооружения нефте- и нефтепродуктопроводов, в частности в этот период получила распространение газовая сварка и практика нанесения антикоррозионных покрытий в трассовых условиях (рисунок 5).



Рисунок 5 – Бригада рабочих компании «Bechtel» применяет новую технологию нанесения изоляции прямо на трассе трубопровода Техас-Чикаго (1930 год)

Популяризация электрической сварки привела к повсеместному использованию кислородной резки. В 30-х годах в связи с дефицитом карбида кальция широкое распространение получила резка с использованием горючих жидкостей, сначала бензина, затем керосина, а в послевоенные годы широко стала внедряться резка с использованием пропан-бутана и природного газа.

К концу 1930-х годов в США и СССР был разработан способ сварки под флюсом, при котором дуга и расплавленный металл защищены оболочкой из расплавленного флюса и слоем нерасплавленных частиц гранулированного флюса. Способ сварки под флюсом впервые появился в США (фирма «Линде»), хотя идея сварки под флюсом принадлежала Н.Г. Славянову. Фирма «Линде» получила патент на способ сварки стали под слоем порошкообразных, плавящихся в процессе сварки веществ в 1936 г., в то время как в СССР подобная технология была разработана и внедрена в производство только в 1938 – 1940 гг.

1936 году в Канзасе фирмой «Линде» был применен новый метод сварки трубопровода длиной 78,5 км, диаметром 25,4 см, а именно метод потолочной сварки, что позволило значительно уменьшить себестоимость сооружения трубопроводов, в то время как стоимость осуществления самой сварки «процессом Линдевельд» была на 10–25% выше стоимости поворотной сварки.

В годы Второй мировой войны в США были реализованы проекты по прокладке трубопроводов в осложненных условиях – трубопроводы «Canol Pipeline», «Big Inch», «Little Big Inch» и «Trans Mountain Pipeline System». В ходе сооружения преодолевались препятствия не характерные для обычных условий того времени.

В России в первой половине XX века трубопроводы практически не строились. Революция и войны отбросили развитие промышленности на десятилетия назад. Так если в 1913 году добыча нефти составляла 10,3 млн. тонн, то в 1917г. уменьшилась до 8,8 млн. тонн, а в 1920-1921 годах составила всего 3,8 млн. тонн. Кроме того, деградации нефтяной промышленности также способствовал годичный пожар на грозненских промыслах в ноябре 1917. Он привел в нерабочее состояние нефтепровод «Грозный-Махачкала», разрушил промежуточные станции и линейную часть.

С 1917 по 1926 год магистральные нефтепроводы не строились. За этот период было введено в эксплуатацию около 600 километров нефтепроводов технологического назначения (внутри промысловые, сборные, заводские). В 1926-1927 годах капитальные затраты на развитие нефтяной промышленности резко снижаются с 200 до 150 млн. рублей причем основное сокращение пришлось на сферу сооружения нефтепроводов.

В конце 1930-х годов строительство возобновилось, и самым крупным реализованным проектом стал трубопровод «Грозный-Туапсе» (рисунок 6).

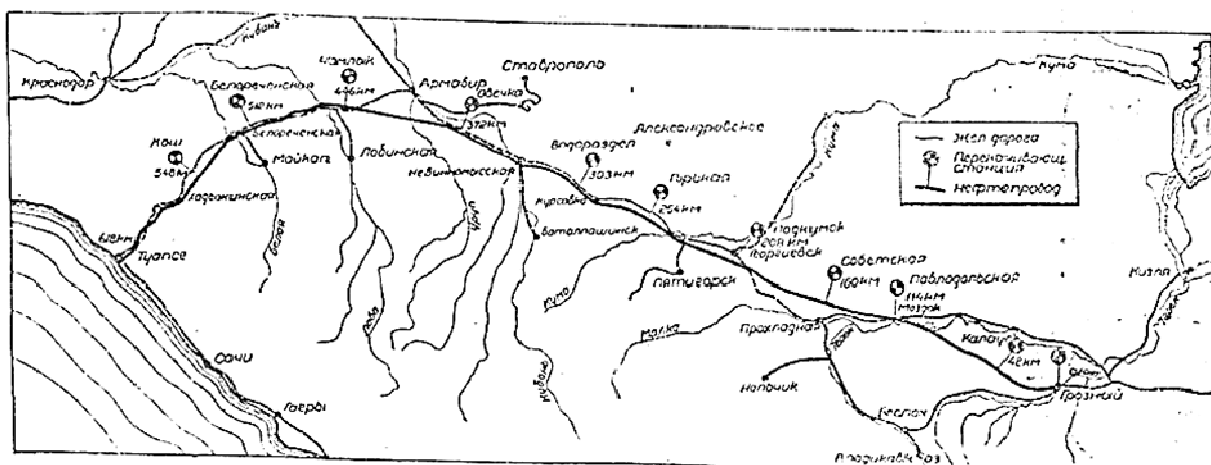


Рисунок 6 – План трассы нефтепровода «Грозный - Туапсе»

Туапсинский нефтепровод диаметром 10 дюймов, протяженностью 618 км предназначался для перекачки в Туапсе нефтесмеси, состоящей из 60 – 70% парафинистой нефти и 30 – 40% светлых продуктов – бензина и керосина. Кроме чисто экономических выгод имелись еще и технические соображения для перекачки нефтесмеси. Парафинистая нефть застывает при плюс 8 – плюс 16 °С зимой осуществлять перекачку такой нефти - нецелесообразно, и при

вынужденных остановках нефтепровода она могла бы застыть в трубопроводе и образовать пробку. Разбавленная же дистиллатом парафинистая нефть имела застывание большей частью ниже 0°C и легко перекачивалась.

Техническое руководство проектированием и строительством нефтепровода осуществляла экспертно-техническая комиссия Госплана СССР под руководством академика В. Г. Шухова.

В 1931 году началось строительство самого крупного нефтепродуктопровода «Армавир-Трудовая», диаметром 12 дюймов, протяженностью 454,7 км. с двумя перекачивающими станциями и с годовой пропускной способностью 1,5 млн. тонн. Трубы при строительстве соединяли газовой и электродуговой сваркой. В качестве изоляции использовали каменноугольный пек и битум.

В 1932 году начинается строительство другого трубопровода «Гурьев-Орск», диаметром 12 дюймов и протяженностью 708,7 км с годовой пропускной способностью 1,2 млн. тонн нефти. Для его эксплуатации предполагалось построить семь перекачивающих станций. В 1936 году нефтепровод был выведен на проектную мощность, нефть эмбинских промыслов получила выход на нефтеперерабатывающие заводы Урала и центральной России. Этот нефтепровод, в то время самый мощный в Европе, был полностью сооружен из отечественных труб, оснащен отечественным оборудованием, на многих участках имел усиленную защиту от коррозии. Приблизительное распределение трубопроводов для перекачки нефти и газа по нефтедобывающим странам, по состоянию на 1933 г., представлено в Таблице 2.

Таблица 2 – Трубопроводный транспорт в мире (1933 г.)

Страна	Протяженность, км	% от общего протяжения
США	284500	91,98
СССР	5340	1,72
Мексика	4800	1,54
Румыния	3100	1,00
Остальные (15 нефтедобывающих стран)	11700	3,76
Всего:	309440	100,00

В процессе анализа трубопроводного транспорта в годы Великой Отечественной Войны, было установлено, что отдельные магистральные нефтепроводы эксплуатировались с неполной загрузкой (таблица 3).

Такое положение в отрасли сложилось в связи с:

- недостаточно хорошо проработанным комплексным планом развития нефтяных районов;
- необоснованными темпами и масштабами развития месторождений;
- недостатком перерабатывающих мощностей, как в случае с нефтепроводом Баку-Батуми.

В период развития техники и технологии сооружения трубопроводов, параллельное развитие получила теоретическая проработка вопросов проектирования и эксплуатации трубопроводных систем.

Таблица 3 – Загрузка магистральных нефте- и нефтепродуктопроводов

Годы	Проектная пропускная способность, млн.т	Реальная загрузка, млн.т	% к проектной пропускной способности
1940 , всего	9,3	7,1	76
в т.ч. нефтепроводы	8,0	6,0	75
1941 , всего	9,9	6,4	64
в т.ч. нефтепроводы	8,6	5,6	65
1942 , всего	9,4	3,7	39
в т.ч. нефтепроводы	8,6	3,5	41
1943 , всего	8,1	2,9	39
в т.ч. нефтепроводы	6,8	2,5	37
1944 , всего	10,2	4,2	41
в т.ч. нефтепроводы	7,7	2,6	34
1945 , всего	11	4,7	42
в т.ч. нефтепроводы	8,5	3,1	36

В. Г. Шухов в 1881 г. разработал сравнительно простую формулу для определения оптимального диаметра нефтепроводов:

$$\frac{Q^3}{d^6} + \frac{3 \cdot m \cdot \beta}{5 \cdot (A + \beta \cdot B)} \cdot \sqrt{\frac{\beta \cdot p \cdot C}{d}} \cdot \frac{Q}{d^2} - \frac{m^2 \cdot \beta \cdot q}{5 \cdot (A + \beta \cdot B)} = 0. \quad (1)$$

На первых этапах проведения расчётов потерь напора на трение при течении жидкости по трубам использовалась Формула Прони – эмпирическая формула, полученная французским ученым Гаспаром де Прони в XIX веке:

$$h_f = \frac{L}{D} \cdot (aV + bV^2) \quad (2)$$

В XX веке при проведении расчётов формулу Прони заменила формула Дарси – Вейсбаха. Формула Вейсбаха – эмпирическая формула, определяющая потери напора или потери давления на гидравлических сопротивлениях при развитом турбулентном течении несжимаемой жидкости в трубопроводах (предложена Юлиусом Вейсбахом в 1855 году):

$$\Delta h = \xi \cdot \frac{V^2}{2 \cdot g}. \quad (3)$$

Если гидравлическое сопротивление представляет собой участок трубы длиной L и диаметром D , то коэффициент Дарси определяется следующим образом:

$$\xi = \lambda \cdot \frac{L}{D}. \quad (5)$$

С учетом (5) упрощенная запись уравнения Дарси-Вейсбаха принимает вид:

$$\Delta h = \lambda \cdot \frac{L}{D} \cdot \frac{V^2}{2g} \quad (6)$$

Одним из важнейших параметров для проведения расчетов является коэффициент гидравлического сопротивления – λ .

Блазиус в 1913 г. после обработки опытов Нубольта, Сафо и Шодера по перекачке воды и воздуха в латунных и оцинкованных трубках (с весьма гладкой внутренней поверхностью, диаметрами 1,23 – 5,31 см), а также на основании своих собственных опытов в трубках диаметром до 3,975 см, определил эмпирические постоянные и разработал формулу для определения коэффициента гидравлического сопротивления:

$$\lambda = \frac{0,3164}{\sqrt[4]{Re}}. \quad (7)$$

В формулах (1) – (7) приняты обозначения характерные для гидравлических расчетов трубопроводных систем российской школы трубопроводного транспорта.

Г. Рихтер свидетельствует, что детальный разбор известных ему формул для определения коэффициента трения при турбулентном режиме привел его к выводу, что «для значений $2000 < Re < 100\,000$ наивероятнейшие значения дает формула Блазиуса». Опыты, произведенные на промысловых трубопроводах Азнефти при проектировании трубопровода Баку – Батуми диаметром от 5 до 8 дюймов, подтвердили совпадение эмпирических и теоретических результатов, полученных по формуле Блазиуса.

Наблюдения, произведенные при перекачке нефтей по советскому магистральному трубопроводу Грозный – Туапсе, также подтвердили объективность формулы Блазиуса в пределах параметров эксперимента. При числах Рейнольдса от 4940 до 72 600 (19 наблюдений) вычисленный по формуле Блазиуса коэффициент λ оказался выше истинного значения на 0,5%.

При наблюдениях за перекачкой керосина по 12 дюймовому трубопроводу Кобулети – Батуми для чисел Рейнольдса менее 75 000 коэффициенты λ , вычисленные по формуле Блазиуса, оказались выше наблюдаемых на 4,5%. Для чисел Рейнольдса от 75 000 до 100 000 вычисленные по формуле Блазиуса значения коэффициентов гидравлического сопротивления оказались на 5% выше наблюдаемых, для диапазона 100 000 – 200 000 вычисленные коэффициенты λ оказались на 2% ниже наблюдаемых. Для чисел Рейнольдса выше 200 000 вычисленные по формуле Блазиуса значения коэффициентов λ оказались уже на 35% ниже наблюдаемых.

Испытания, произведенные комиссией Азнефти при приемке трубопровода Баку – Батуми во время пробной перекачки нефти удельного веса $0,865 \frac{\text{Н}}{\text{м}^3}$ с кинематической вязкостью $0,124 \text{ см}^2/\text{сек}$, при числах Рейнольдса от 25000 до 30000 показали для всех пяти испытаний полное совпадение вычисленных по формуле Блазиуса значений коэффициентов λ с наблюдаемыми.

Испытания, произведенные комиссией Нефтепроводостроя в конце 1932 г., при низких числах Рейнольдса (около 11000 – 12000) также показали полное совпадение вычисленных по формуле Блазиуса и наблюдаемых значений коэффициентов λ .

Наконец, испытания, произведенные инженером Гельтцелем в США на трубопроводах диаметром от 6 до 12 дюймов в самых разнообразных условиях

перекачки, также показали малую погрешность результатов, вычисленных по формуле Блазиуса.

В 1931 году В.С.Яблонский разработал первую в СССР блок-схему расчета нефтепроводов (рисунок 7) с использованием вышеприведенных формул.

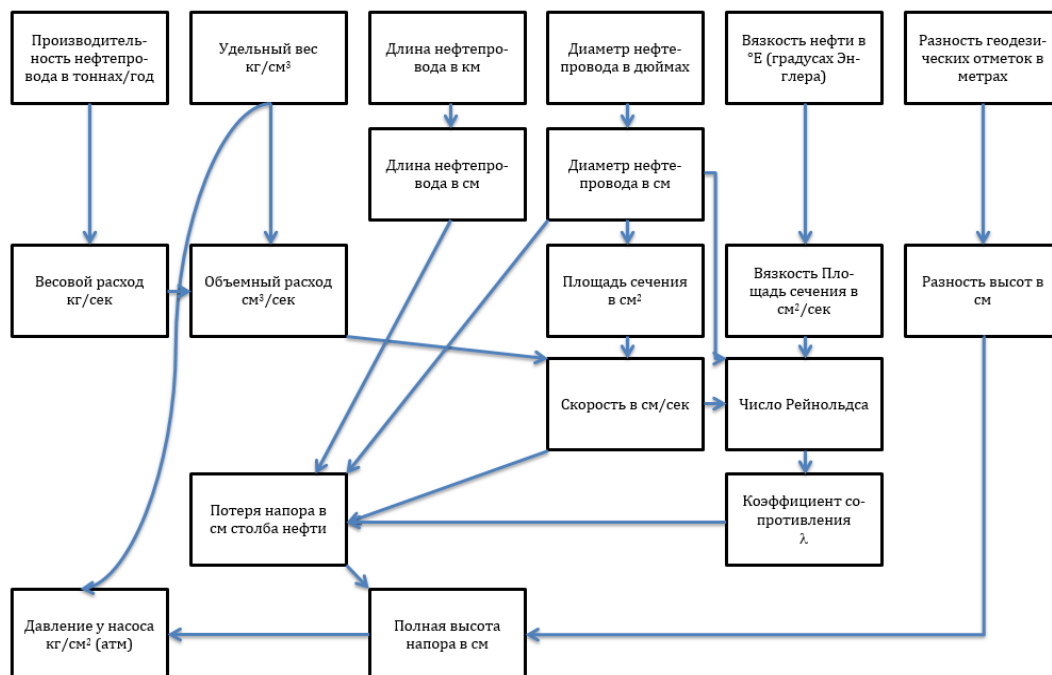


Рисунок 7 – Блок-схема гидравлического расчета трубопровода (1934 г.)

В третьей главе рассмотрены технологии применяемые при проектировании и сооружении нефтепроводов во второй половине 20 века.

В середине XX века, усилиями тысяч специалистов, была разработана технология прокладки трубопроводов в осложненных условиях, в том числе и на вечномёрзлых территориях. Этот бесценный опыт был использован для дальнейших проектов и находит свое применение и в настоящее время.

Среди трубопроводов объединивших в себе все инженерные достижения того времени были трубопроводные системы «Enbridge», «Colonial», «Explorer».

Основными видами нефтепродуктов, перекачиваемых по магистральным продуктопроводам в США, являлись автомобильный бензин, дизельное топливо, газойль, керосин, реактивное топливо и сжиженные углеводородные газы. В 1962-1972 гг. объемы перекачки этих продуктов увеличивались неравномерно. В Таблице 4. приводится сравнение объемов перекачки указанных нефтепродуктов в 1962 и 1972 гг., млн. т.

Таблица 4 – Сравнение объемов перекачки нефтепродуктов в 1962 и 1972 гг., млн. т

Вид топлива	1962 г.	1972 г.
Бензин	123,3	260,5
Дизельное топливо	42,0	104,8
Реактивное топливо	4,5	35,9
Керосин	11,9	35,9
Сжиженные углеводородные газы	16,1	63,2

По данным Горного бюро США на 1 января 1972 г. протяженность магистральных нефте- и нефтепродуктопроводов в США достигла 236 тыс. км, из них нефтепроводов — 120 тыс. км и нефтепродуктопроводов - 116 тыс. км. В Таблице 5 приводятся обобщенные данные о развитии нефтепроводного транспорта в США в 1941 — 1971 гг.

Таблица 5 – Обобщенные данные о развитии нефтепроводного транспорта в США в 1941 — 1971 гг.

Год	Объем добычи нефти, тыс. г	Протяженность нефтепроводов, тыс. км	Протяженность нефтепродуктопроводов, тыс. км	Объем потребления нефтепродуктов, тыс. т
1941	180000	105	14,5	200000
1950	271000	115	32,0	302000
1956	353000	126	59,0	406000
1962	360000	113	86,0	478000
1968	503000	114	104,0	622000
1971	532000	120	116,0	770000

Как видно из Таблицы 5, в США развитие нефтепроводного транспорта к 1950 г. количественно приостановилось, и с этого периода началось интенсивное строительство нефтепродуктопроводов, пропорционально соответствовавшее росту потребления нефтепродуктов в стране. Характерно, что условный средний диаметр нефтепроводов в США значительно меньше среднего диаметра нефтепроводов, построенных в СССР, странах Западной Европы, Северной Африки и Ближнего Востока, где почти все магистральные нефтепроводы большой протяженности состояли из труб диаметром 500 мм, 750 мм и выше. В США к началу 1971 г. магистральных нефтепроводов диаметром 500 мм и выше было менее 20%, причем нефтепроводов диаметром выше 750 мм было только 3%. Две трети нефтепроводов имели диаметры 150; 250 и 300 мм.

Особое значение для развития отрасли имеет Трансаяский нефтепровод. Общая протяженность магистрального трубопровода от месторождения «Прадхо Бей» до Чикаго составляла 1288 км.

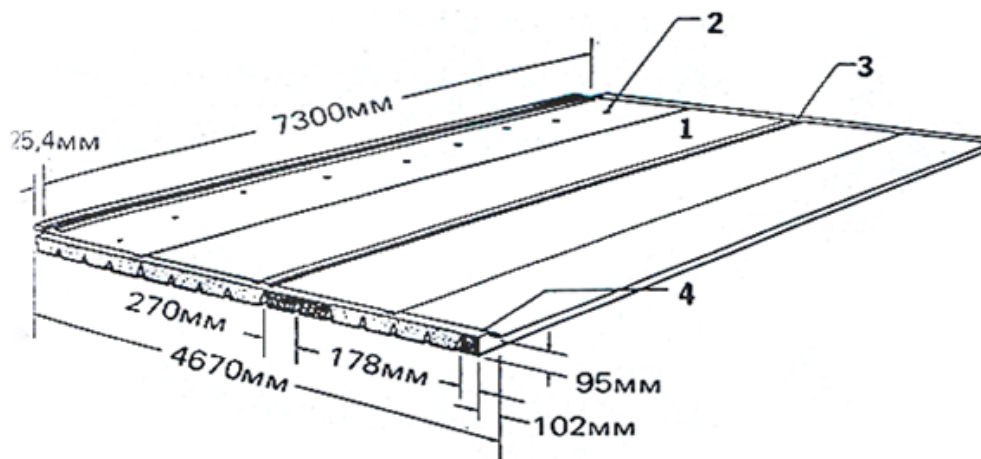
Строительство нефтепровода ставило большое количество инженерных задач, требовавших новых технологий, технических средств и оригинальных решений. Главными проблемами при строительстве нефтепровода являлись:

- суровый климат; - высокая температура нефти (более 70°C); - отсутствие развитой сети коммуникаций; - зоны сейсмической активности и вечной мерзлоты по всей длине нефтепровода; - три скалистых горных хребта; - пересечение свыше 800 водных преград.

В 1969 году были проведены тщательные съемки трассы. Были исследованы характеристики вечной мерзлоты, а также опасности, которые могут возникнуть при прокладке линии трубопровода через горные хребты и р. Юкон.

Для изоляции наземных участков трубопроводов использовались теплоизолирующие блоки фирмы «Owens Corning Fiberglas» двух типов: для изоляции труб на участках между опорами и для защиты трубопровода в местах укладки на опоры. На участке протяженностью 663 км всего было уложено около 75 тыс. блоков. Каждая секция теплоизоляционных блоков первого типа представляла собой секционную панель из стекловолокна (рисунок 8) толщиной

около 100 мм, защищенную с внешней стороны стальной рубашкой. Размер плоских панелей - 4,6×7,3 м.



1 – стальной лист размерами 4670×7300 мм; 2 – дренажные отверстия;
3 – линия перегиба; 4 – герметизирующая лента из теплоизолирующего материала плотностью 12,8кг/м³

Рисунок 8 – Теплоизолирующие складные панели фирмы «Owens Corning Fiberglas»

Для дополнительной защиты от коррозии, вдоль всей трассы, по обе стороны от трубопровода был заглублен цинковый провод, служащий протектором. Цинковый провод присоединялся к трубопроводу сваркой через каждые 152 м.

Одним из основных разработчиков трансаяскинского проекта был Игорь Павлович Попов (Профессор Беркли, инженер-строитель Егор Попов). Главным инженером проекта был Франк П. Молин, окончивший университет в Чикаго.

Районы, через которые проходит трасса, характеризуются наличием сезонных или вечномерзлых грунтов, абразивных вулканических пород, склонов с крутизной 45°, мелкоструктурных илистых грунтов, насыщенных водой, которая во многих местах образует ледяные массивы, клиновидные льды и линзы, а также неустойчивым тепловым балансом и суровыми климатическими условиями с колебанием температур от минус 56 зимой до плюс 32 °С летом. На трассе протяженностью немногим менее 2640 км трубопровод заглублен в грунт, а остальная часть уложена на наземных опорах. Прочностные характеристики и устойчивость Трансаяскинского нефтепровода обеспечивают его целостность при суммарном воздействии всех нагрузок, создаваемых внутренним давлением, термическими напряжениями, землетрясениями, напряжениями вследствие осадки и уплотнения грунта, а также под действием силы тяжести трубопровода. Трубы изготовлены из стали, в незначительной степени легированной ванадием, причем были использованы три типа труб с толщиной стенок 12 и 14 мм. Минимальный предел текучести стали труб составляет 4218, 4570 и 4920 кгс/см².

Историю формирования сети нефтепроводов и нефтепродуктопроводов в США к 1980 году можно разделить на три периода. В течение первого – с 1865 по 1945 г. – построено почти 80 % всех действующих нефтепроводов и 17 % нефтепродуктопроводов – преимущественно малопродуктивных внутриштатных линий диаметром 200-300 мм, а для распределительных – 50-100 мм, сооружавшихся в условиях относительно небольших приростов добычи нефти (2-

3 млн т в год), когда мощности НПЗ не превышали 1,0-1,5 млн. т в год. К концу 1945 г. протяженность магистральных трубопроводов, транспортирующих нефть, нефтепродукты и газ составила 255,8 тыс. км.

Во второй период: начиная с 50-х годов развернулось строительство магистральных нефтепроводов диаметром 500-600 мм большой протяженности. К началу 60-х годов общая протяженность магистральных нефтепроводов США составляла 109 тыс. км, нефтепродуктопроводов – 76 тыс. км. До 1950 года транспортировка разнородных нефтепродуктов осуществлялась только в США. В 60-е годы развитие нефтепродуктопроводного транспорта США характеризуется переходом к строительству крупных разветвленных систем большой протяженности и большого диаметра – 750-900 мм.

К третьему периоду (1975 г.) на долю США приходилось 77 % общей протяженности нефтепроводов и нефтепродуктопроводов капиталистических и развивающихся стран. Поскольку сеть нефтепроводов и нефтепродуктопроводов США развивалась в течение длительного периода, то, наряду с мощными системами трубопроводов большой протяженности и диаметром 1000-1200 мм, она включала линии с диаметром труб 200-300 мм.

Пропускная способность отдельных магистральных нефтепроводов и нефтепродуктопроводов колебалась от 1,5-3,0 до 100 млн.т в год. Единичная вместимость резервуаров на отдельных трубопроводах составляла от 8 до 100 тыс.м³, а мощность приводов для центробежных насосов, установленных на перекачивающих станциях, находилась в пределах от 5-8 до 15-20 тыс. кВт. Сеть нефтепродуктопроводов за 1973–1983 гг. увеличилась на 18 тыс. км – в основном за счет создания магистральных и распределительных линий на новых направлениях. В 1983 г. она достигла 139 тыс. км, на 30 тыс. км превысив сеть нефтепроводов. Из общей протяженности сети нефтепродуктопроводов около 10-15% приходилось на параллельные нитки и лупинги. На начало 1980 г, в США действовало 110 нефтепроводных компаний.

Общая протяженность сети трубопроводов по перекачке нефти и нефтепродуктов достигла 274 тыс. км, в том числе на сборные (промысловые) нефтепроводы приходилось 59,1 тыс. км, на магистральные нефтепроводы – 98,6 тыс. км, а на нефтепродуктопроводы – 116,3 тыс. км. Действующая сеть трубопроводов была представлена нефтепроводами и нефтепродуктопроводами диаметром, в основном – до 500 мм, доля их в общей длине транспортных сооружений составляла соответственно 63 и 80 %. Но существовала тенденция роста протяженности трубопроводов диаметром 500 мм и более. Доля нефтепроводов и нефтепродуктопроводов диаметром 500 мм с 1973 по 1983 г. возросла с 9,1 до 20 %, а диаметром свыше 500 мм составила к 1983 году 16 и 6 % соответственно. Основные показатели работы нефтепродуктопроводов 1980 г. представлены в Таблице 6.

Таблица 6 – Диаметр и протяженность нефтепродуктопроводов в США по годам

Диаметр нефтепродуктопровода, мм	Протяженность нефтепродуктопроводов тыс. км		
	1973 г.	1975 г.	1983 г.
Менее 500	110	112	111
500	9	11	20
Более 500	2	4	8

Развитие трубопроводного транспорта СССР в годы после Второй мировой войны характеризуется стремительным ростом. После войны интенсивный рост объемов нефтедобычи в районе между Волгой и Уралом и в новых районах требовал интенсивного развития транспортных коммуникаций. Уже в четвертой пятилетке были построены первые нефтепроводы.

В 1946-1950 годах был подготовлен фундамент для создания трубопроводной системы СССР, которая бы соединила главные пункты нефтедобычи и нефтепереработки с основными районами потребления. К 1950 году общая протяженность трубопроводов составила около 5400 км, а к концу 1955 года она увеличилась вдвое и достигла более 10000 км. За пять лет ввели в эксплуатацию столько трубопроводов, сколько было сооружено с 1878 по 1950 год. В пятой пятилетке был сооружен самый производительный нефтепровод «Туймазы- Омск», протяженностью 1332 км, диаметром 530 мм (трубы такого диаметра использовались впервые) и нефтепродуктопровод «Уфа-Омск», протяженностью 1180 км, диаметром 350 мм.

В 1959 году Совет Экономической Взаимопомощи (далее СЭВ) принял решение о строительстве магистрального нефтепровода из СССР в Польшу, Чехословакию, ГДР и Венгрию. Общая протяженность нефтепровода со всеми ответвлениями превышала 6000 км. Создание нефтепровода определялось политической ситуацией в Европе. Экономическая политика СЭВ предусматривала создание нефтепровода «Дружба», изначально поставлявшего Восточной Европе нефть из республики Татарстан (с 1964 г. –г. Альметьевск), а затем — из Башкирии, Оренбургской и Самарской областей.

С 1961 года растет добыча нефти в Казахстане. В 1965 году начинается строительство нефтепровода «Узень-Шевченко», протяженностью 142 км, сданного в эксплуатацию в апреле 1966 года. В Западной Сибири также были сооружены два новых нефтепровода «Усть-Балык-Омск», «Нижневартовск-Куйбышев».

В 1980-1985 годах трубопроводная сеть страны увеличилась на 10,6 тысяч километров нефтепроводов и 5,8 тысячи километров продуктопроводов. В 1983 году сдан в эксплуатацию нефтепровод «Павлодар-Чимкент», протяженностью 1600 км, диаметром 820 мм, и нефтепровод «Грозный-Баку», протяженностью 600 км и диаметром 720 мм, а также участок нового нефтепровода «Холмогоры-Клин», протяженностью 519 км и диаметром 1220 мм.

Начавшаяся 12 пятилетка оказалась практически неоконченной, не были выполнены и планы строительства нефтепроводов. С 1985 по 1990 год достраивали лишь трубопроводы, введенные в эксплуатацию в предыдущей пятилетке. К 1987 году в СССР было построено и введено в действие 94 тысячи километров магистральных нефте- и нефтепродуктопроводов. Управление ими осуществляло Главное управление по транспорту и поставкам нефти («Главтранснефть»). В него входило 16 управлений, которые к 1990 году обслуживали свыше 70 тысяч километров магистральных нефтепроводов. Кроме того, в Главтранснефть входили Управление пусконаладочных работ, Дирекция по строительству нефтепроводов, отряд подводных работ и другие подразделения. Главтранснефть осуществляла также поставки нефти за рубеж.

К 1991 году изменившаяся политическая жизнь и экономические перемены привели к остановке строительства новых магистралей. Произошла полная реорганизация нефтяной промышленности в России, в частности «Главтранснефть» была

преобразована в акционерную компанию «Транснефть». Динамика роста протяженности трубопроводов в России представлена на Рисунке 9.

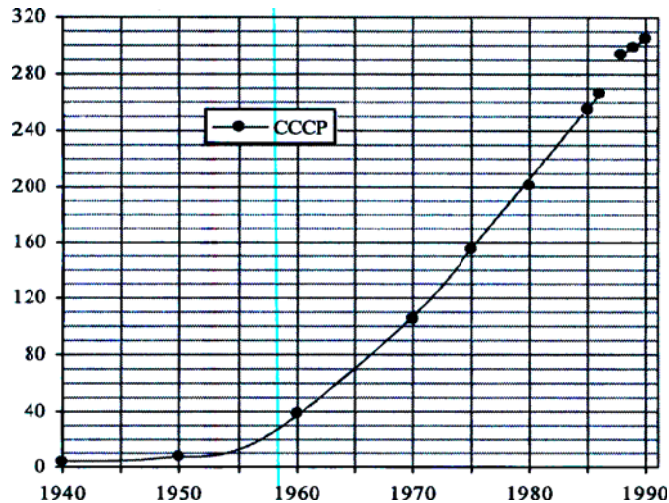


Рисунок 9 – Длина магистральных трубопроводов (газо-нефте- и нефтепродуктопроводов) на конец года, тыс. км

Данные ЦРУ в ежегоднике 1990 года о протяженности трубопроводных систем и степени их заполняемости для ряда стран представлены на Рисунках 10, 11 и в Таблице 7. Для США данные приводятся в сумме для магистральных трубопроводов и отводов от них, а для СССР — для магистральных трубопроводов.

Таблица 7 – Данные ЦРУ (CIA - WFB 1990)

Государство	Длина трубопроводов, тыс. км	
	Нефтепроводы и нефтепродуктопроводы	Газопроводы
США (1985)	275	305,3
СССР (1987)	81,5	195
Германия	5,8	95,4
Япония	0,4	1,8



Рисунок 10 – Длина нефте- и нефтепродуктопроводов на конец года, тыс. км

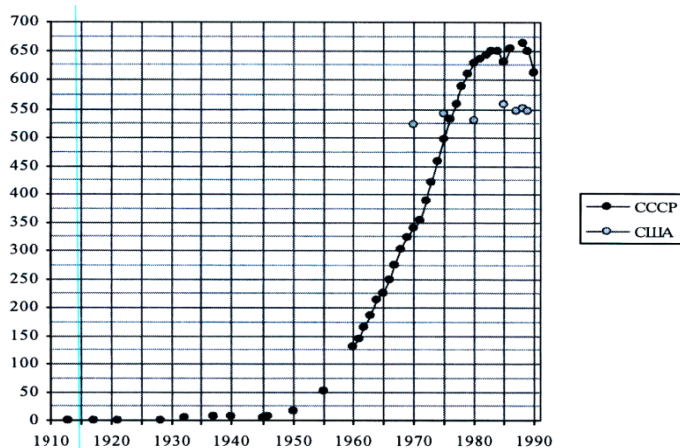


Рисунок 11 – Перекачка нефти и нефтепродуктов по нефте- и нефтепродуктопроводам, млн. тонн

В четвертой главе рассмотрено текущее состояние трубопроводного транспорта и современные проекты в отрасли.

К 21 веку в США была сооружена разветвленная сеть трубопроводов, в преобладающей части расположенная на юго-востоке страны.

Сеть магистральных нефтепроводов одной из крупнейших компаний «Plains All American Pipeline» на данный момент имеет протяженность более 20 тысяч километров. Наиболее протяженным магистральным трубопроводом упомянутой сети является «Permian Basin Area» в Западном Техасе, имеющий длину 4,7 тыс. км. Также интерес представляет магистральный трубопровод «All American Pipeline» протяженностью 222 км, по которому нефть с шельфовых месторождений Калифорнии доставляется на континент, а затем, по нефтепроводу протяженностью 570 км. транспортируется на НПЗ Лос-Анджелеса. Эта же компания имела в своем распоряжении 6,1 тыс. км нефтепроводов в регионе скалистых гор, по которым нефть, главным образом из Канады, поступала на НПЗ Юты, Вайоминга и других штатов этого региона.

Магистральная система «Seaway» представляет собой нефтепровод протяженностью 1080 км, по которому осуществляется перекачка нефти от Кушинга (штат Оклахома) до терминала и распределительной системы Фрипорта (штат Техас), находящейся на побережье Мексиканского залива.

Крупнейшие трубопроводные системы транспортировки нефти из Канады в США («Lakehead», «North Dakota», «Spearhead») находятся в собственности компании «Enbridge». Трубопроводная сеть «Lakehead» состоит из двух частей: внешняя (протяженность – 2,3 тыс. км) проходит по территории Канады., средняя (длиной 3 тыс. км) располагается на территории США – (направление перекачки: Северная Дакота – Чикаго с отводами на г. Баффало и г. Патока (штат Иллинойс)). Пропускная способность трубопроводной системы – 100 млн. т в год.

К крупнейшим проектам, реализованным на территории США и Канады в 21 веке следует отнести сеть нефтепроводов «Кинстоун», по которым осуществляется транспорт нефти с нефтеносных песков Атабаски (Альберта, Канада), Вуд-Ривер и Патока (Иллинойс), на побережье Мексиканского залива в Техас. Три этапа проекта были сданы в эксплуатацию, четвертый на данный момент ждет одобрения правительства США. Протяженность четвертой фазы должна была составить 1897 км, диаметр – 944 мм, однако предложение по строительству «Keystone XL» столкнулось с критикой от экологов и некоторых

членов Конгресса Соединенных Штатов. В результате в 2012 году президент Барак Обама отклонил заявку на фоне протестов о влиянии этого нефтепровода на экологически чувствительные песчаные холмы Небраски. Позже, «TransCanada Corporation» изменила первоначально предлагаемый маршрут «Keystone XL», чтобы минимизировать «разрушение земель, водных ресурсов и специальных зон», однако, разрешение на строительство повторно было не выдано.

1992 год считается началом эпохи трубопроводного транспорта новой России. Закончился XX век. Распад СССР и создание на его территории новых независимых государств привели к тому, что единая система магистральных нефтепроводов была разделена: из 64,1 тыс. км нефтепроводов Российской Федерации было передано немногим более 48 тыс. км. В начале нового, XXI века перспективы дальнейшего развития трубопроводного транспорта России нашли свое отражение в Энергетической стратегии государства до 2030 года. Реализация государственной программы уже в «нулевых» позволила ввести в эксплуатацию ряд масштабных нефтепроводных проектов. Так, 7 апреля 2006 года в порту Приморск (Ленинградская обл.) состоялась торжественная церемония запуска в эксплуатацию Балтийской трубопроводной системы (далее БТС-1) проектной мощностью 65 млн. т нефти в год. Данная система ориентирована на поддержание нового направления экспорта российской нефти из Тимано-Печорского региона, Западной Сибири и Урало-Поволжья. БТС-1 сооружалась для того, чтобы уйти от перевалки нефти через прибалтийские республики (латвийский порт Вентспилс и литовский порт Бутинге), которые использовали свое положение как инструмент экономического давления на Россию.

В 2018 году компании «Транснефть» исполнилось 25 лет. Основные характеристики и показатели работы нефтепроводов в России и СССР за 100 лет (1913-2013 гг.) представлены в Таблице 8.

Таблица 8– Показатели деятельности магистральных нефтепроводов

Параметр		1913	1928	1940	1950	1960	1980	1990	1995	2000	2005	2010	2011	2012	2013
Эксплуатационная длина тыс. км	СССР	-	1,6	4,1	5,4	17,3	69,7	86	-	-	-	-	-	-	-
	Россия	0	0	0	0	0	0	68	64	63	65	65	71	75	75
Объем перекачки млн. т	СССР	-	1,1	7,9	15,3	130	627	611	-	-	-	-	-	-	-
	Россия	0	0	0	0	0	0	558	309	318	482	524	576	555	558
Грузооборот млрд. т*км	СССР	-	0,7	3,8	4,9	51,2	1220	1310	-	-	-	-	-	-	-
	Россия	0	0	0	0	0	0	1240	668	745	1156	1123	1120	1188	1224

В качестве наиболее важных проектов осуществленных ПАО «Транснефть» в 21 веке можно отметить сооружение трубопроводной системы Восточная Сибирь–Тихий океан (ВСТО), необходимой для обеспечения выхода на рынки США и стран Азиатско-Тихоокеанского региона. Общая протяженность системы составила 4740 км, диаметр 1000–1200 мм, проектная мощность: 80 млн. т (рисунок 12). Нефти в год. В структуру системы введены 41 НПС, а также нефтеналивной порт Козьмино (г. Находка, Приморский край). Первая очередь трубопроводной системы ВСТО окончательно была введена в эксплуатацию в 2009 году, вторая очередь – 25 декабря 2012 г. С момента ввода в эксплуатацию первой очереди до середины 2016 года через ООО «Транснефть – Порт Козьмино» экспортировано 139,035 млн тонн нефти.

Также наукоемким и стратегически важным проектом стал нефтепровод «Заполярье-Пурпе», необходимый для обеспечения приема в систему магистральных нефтепроводов нефти новых месторождений в районах Ямало-Ненецкого автономного округа и севера Красноярского края, Уренгойской группы месторождений ПАО «Газпром», Сузунского, Тагульского, Русского, Русско-Реченского, Мессояхского и Восточно-Мессояхского ПАО «НК «Роснефть», и Пякяхинского месторождения ПАО «Лукойл».

Нефтепровод «Заполярье - Пурпе» является составной частью транспортной системы «Заполярье-Пурпе-Самотлор», сооруженный в рамках второго этапа реализации проекта. Протяженность составила 488 км, проектная мощность 45 млн. тонн в год.



Рисунок 12 – Трубопроводная система «Восточная Сибирь-Тихий Океан»

Нефтепровод прокладывался в сложном ландшафте северных районов Ямало-Ненецкого АО и по большей части проходит по болотистой местности (переходы болот составляют более 250 км), отмечаются участки сплошных и прерывистых вечномёрзлых грунтов, нефтепровод пересекает 21 автомобильную дорогу, 90 водных преград, в том числе такие крупные реки как Пур и Таз.

Это самый северный нефтепровод компании «Транснефть». Температура воздуха в тех краях колеблется от минус 56 °С зимой до плюс 34 °С летом, а скорость ветра нередко превышает 40 м/сек. Для предупреждения застывания транспортируемой высокосернистой нефти, при сооружении нефтепровода «Заполярье-Пурпе» предусмотрено сооружение пунктов подогрева нефти на НПС

и на трассе нефтепровода. Кроме того, большая часть нефтепровода впервые в практике «Транснефть» проложена не традиционным подземным способом, а над землей - на специальных опорах (рисунок 13). Таким образом, исключается воздействие тепла от трубы на вечномёрзлые грунты.



Рисунок 13 – Участок трубопровода «Заполярье-Пурпе», размещенный на опорах

ОСНОВНЫЕ ВЫВОДЫ И РЕЗУЛЬТАТЫ

1. Исследована динамика развития трубопроводных систем в России и в мире, отмечено, что до первой половины двадцатого века наибольшие темпы сооружения трубопроводных систем наблюдались у США, причем среднегодовая соотношение удельных протяженностей сооружаемых трубопроводов составляло: 5 269 км/год у США, против 144 км/год у России и СССР, что позволило США и Канаде аккумулировать ведущие технологии сооружения, а также около 92 % от мирового опыта эксплуатации трубопроводных систем для транспорта углеводородного сырья и продуктов переработки.

2. В результате проведения комплексного анализа методов сооружения магистральных трубопроводов было установлено, что в настоящее время основным способом является прокладка подземных трубопроводов, с использованием поточно-скоростной формы организации строительного производства. Однако начало освоения труднодоступных месторождений, таких как: Самотлорское, Приразломное, Прадхо-бей и ряда других, способствовало развитию принципиально новых технологий прокладки трубопроводов, в частности надземной прокладки. Кроме того, новые инженерные задачи стали основой для научных исследований, не реализовывавшихся ранее в сфере трубопроводного транспорта, а именно: исследование особенностей теплообмена транспортируемого сырья с грунтом, особенности образования участков вечной мерзлоты и их влияние на устойчивость трубопроводов, а также инновационные способы теплоизоляции инженерных сооружений, входящих в состав магистральных трубопроводов.

3. Результаты исследований в области сопоставления прогресса трубопроводной отрасли в производственной области с научно-исследовательской сферой установили, что для трубопроводного транспорта данная взаимосвязь наиболее характерна. Базовые расчетные формулы и модели, разработанные российскими и зарубежными учеными в двадцатом веке в высшей степени актуальны и на сегодняшний день. Основные направления

моделирования трубопроводных систем связаны с гидравлическими и ресурсными исследованиями, реализуемыми научными школами в течение последнего столетия с положительной динамикой усовершенствования и внедрения новых результатов исследований в производственной практике компаний-операторов.

4. Анализ баланса трубопроводных систем первой и второй половины двадцатого века показал, что до первой половины двадцатого века трубопроводы, как правило, использовались для транспорта нефти: так на начало 20 века отношение грузооборота нефти к продуктам переработки и газу составляло 85%, а к началу 1940 годов уменьшилось до 66 %, что было связано в первую очередь с расширением инфраструктуры объектов переработки углеводородного сырья, и увеличение количества промысловых и препромысловых перерабатывающих пунктов. В последующие 50 лет, динамика сооружения трубопроводных систем для транспорта нефти имела отрицательное значение по отношению к темпам увеличения количества трубопроводов для транспорта нефтепродуктов, и к концу 1990 годов, соотношение протяженности нефтепроводов к протяженности нефтепродуктопроводов практически составило 1:1.

5. В результате исследования состояния трубопроводной отрасли России и СССР в первой половине двадцатого века было установлено, что к основным причинам ее отставания от темпов развития в США относились: тяжелая политическая обстановка в стране, незначительные темпы освоения технологий использования новых видов энергоресурсов, отсутствие практики обмена мировым опытом в области сооружения и эксплуатации нефтепроводов.

Основные работы, опубликованные по материалам диссертации:

- в ведущих рецензируемых журналах и изданиях, утвержденных ВАК РФ:

1. Иванов, А.И. Становление трубопроводного транспорта США / А.И. Иванов, А.А. Никишин, Б.Н. Мастобаев // Транспорт и хранение нефтепродуктов и углеводородного сырья. - 2016. - № 2. - С. 51-54.

2. Иванов, А.И. Трубопроводный транспорт России конца XIX - начала XX века / А.И. Иванов, А.А. Никишин, О.А. Макаренко // Транспорт и хранение нефтепродуктов и углеводородного сырья. - 2016. - № 4. - С. 67-69.

3. Иванов, А.И. Уникальные проекты трубопроводного транспорта нефти США и Канады середины XX века / А.И. Иванов, А.А. Никишин, Т.В. Дмитриева // Транспорт и хранение нефтепродуктов и углеводородного сырья. - 2017. - № 4. - С. 37-42.

4. Иванов, А.И. Первые нефтепроводы и развитие технологий, применяемых при их сооружении (XIX – начало XX века) / А.И. Иванов, А.А. Никишин, О.А. Макаренко // Транспорт и хранение нефтепродуктов и углеводородного сырья. - 2018. - № 1. - С. 53-56.

5. Никишин, А.А. Особенности технологии строительства надземного нефтепровода «Заполярье – Пурпе» / А.А. Никишин // Трубопроводный транспорт-2015 : материалы X Междунар. учеб.-науч.-практ. конф. / УГНТУ. - Уфа, 2015. - С. 157.

6. Никишин, А.А. Проект нефтепровода «Заполярье – Пурпе» - новый этап надземного строительства в мировой практике / А.А. Никишин, А.Е. Сощенко // Проблемы и методы обеспечения надежности и безопасности систем транспорта

нефти, нефтепродуктов и газа Материалы Международной научно-практической конференции. 2015. С. 150-151.

7. Иванов, А.И. Становление трубопроводного транспорта нефти в России и США / А.И. Иванов, А.А. Никишин // Химические реактивы, реагенты и процессы малотоннажной химии : материалы XXX Междунар. науч.-техн. конф. "Реактив-2016", Уфа, 14-16 нояб. 2016 г. - Уфа, 2016. - С. 298-299.

8. Иванов, А.И. Технологии сооружения трубопроводов США в период становления отрасли / А.И. Иванов, А.А. Никишин // Международная научно-техническая конференция, посвященная памяти академика А. Х. Мирзаджанзаде : сб. тез., Уфа, 16-18 ноября 2016 г. / УГНТУ. - Уфа, 2016. - С. 188-189.

9. Иванов, А.И. Трубопроводный транспорт нефти и нефтепродуктов Европы в XX в. / А.И. Иванов, А.А. Никишин, Б.Н. Мастобаев // Трубопроводный транспорт-2016: материалы XI Междунар. учеб.-науч.-практ. конф. / УГНТУ. - Уфа, 2016. - С. 117-118.

10. Иванов, А.И. Трубопроводы в осложненных условиях в США и Канаде середины XX века / А.И. Иванов, А.А. Никишин // Трубопроводный транспорт-2017: тез. докл. XII Междунар. учеб.-науч.-практ.-конф. / УГНТУ. - Уфа, 2017. - С. 94-95.

11. Иванов, А.И. Первые трубопроводы США и Канады, проложенные в осложненных условиях / А.И. Иванов, А.А. Никишин // Современные проблемы истории естествознания в области химии, химической технологии и нефтяного дела: материалы XV Междунар. науч. конф., посвящ. 100-летию Республики Башкортостан, Уфа, 25 окт. 2017 г. / УГНТУ. - Уфа, 2017. - С. 164-165.

