

МИНИСТЕРСТВО НАУКИ И ВЫСШЕГО ОБРАЗОВАНИЯ
РОССИЙСКОЙ ФЕДЕРАЦИИ
Федеральное государственное бюджетное образовательное учреждение
высшего образования
«Уфимский государственный нефтяной технический университет»

На правах рукописи



СУНАГАТУЛЛИН РУСТАМ ЗАЙТУНОВИЧ

**ЭКСПЛУАТАЦИЯ МАГИСТРАЛЬНЫХ НЕФТЕПРОВОДОВ С
АСФАЛЬТОСМОЛИСТЫМИ ПАРАФИНОВЫМИ ОТЛОЖЕНИЯМИ**

Специальность: 2.8.5 – Строительство и эксплуатация
нефтегазопроводов, баз и хранилищ (технические науки)

ДИССЕРТАЦИЯ

на соискание ученой степени

кандидата технических наук

Научный руководитель:
доктор технических наук, профессор
Мастобаев Борис Николаевич

Уфа – 2021

ОГЛАВЛЕНИЕ

ВВЕДЕНИЕ.....	4
1 ЛИТЕРАТУРНЫЙ ОБЗОР И АНАЛИЗ ДАННЫХ ЭКСПЛУАТАЦИИ ОСЛОЖНЕННЫХ ПАРАФИНООТЛОЖЕНИЯМИ УЧАСТКОВ МАГИСТРАЛЬНЫХ ТРУБОПРОВОДОВ	10
1.1 Необходимые условия, основные причины и факторы, влияющие на процесс образования асфальтосмолопарафиновых отложений.....	10
1.2 Общие сведения о составе и свойствах отложений нефти	15
1.3 Влияние состава на структуру и свойства образующихся отложений.....	22
1.4 Критерий «нестабильности нефти» как показатель оценки рисков парафиноотложений и частоты периодической очистки нефтепровода.....	25
1.5 Особенности процесса парафинизации «горячих» неизотермических магистральных нефтепроводов для высоковязких нефтей.....	30
ОСНОВНЫЕ ВЫВОДЫ ПО ГЛАВЕ 1	40
2 ЛАБОРАТОРНЫЕ ИССЛЕДОВАНИЯ ФИЗИКО-МЕХАНИЧЕСКИХ И ЭКСПЛУАТАЦИОННЫХ СВОЙСТВ ОТЛОЖЕНИЙ ТОВАРНОЙ НЕФТИ, ОБРАЗУЮЩИХСЯ В МАГИСТРАЛЬНЫХ НЕФТЕПРОВОДАХ.....	42
2.1 Входной аналитический контроль образцов отложений товарной нефти	42
2.2 Исследование теплоизоляционных свойств отложений	49
2.3 Оценка коррозионной активности и защитных свойств отложений	58
2.4 Определение коэффициента шероховатости отложений.....	62
ОСНОВНЫЕ ВЫВОДЫ ПО ГЛАВЕ 2	66
3 ЭКСПЕРИМЕНТАЛЬНЫЕ ИССЛЕДОВАНИЯ ФАКТОРОВ, ОКАЗЫВАЮЩИХ ВОЗДЕЙСТВИЕ НА ДИНАМИКУ И КИНЕТИКУ ПРОЦЕССА ПАРАФИНИЗАЦИИ НЕФТЕПРОВОДОВ	67

3.1 Классификация, преимущества и недостатки различных методов экспериментальных исследований процессов парафинизации.....	67
3.2 Экспериментальные исследования влияния температурного градиента на границе «нефть – стенка» на интенсивность образования отложений.....	72
3.3 Экспериментальные исследования кинетики образования отложений и эффективности ингибирования товарной нефти депрессорными присадками	74
3.4 Исследования кинетики растворения отложений потоком нефти.....	78
3.5 Разработка испытательного стенда для исследований процессов парафинизации неизотермических магистральных нефтепроводов	90
ОСНОВНЫЕ ВЫВОДЫ ПО ГЛАВЕ 3	93
4 ТЕПЛОГИДРАВЛИЧЕСКАЯ ЭФФЕКТИВНОСТЬ ПРИСТЕННОГО СЛОЯ ОТЛОЖЕНИЙ ТОВАРНОЙ НЕФТИ ПРИ ЭКСПЛУАТАЦИИ МАГИСТРАЛЬНЫХ НЕФТЕПРОВОДОВ	94
4.1 Оценка влияния пристенного слоя отложений товарной нефти на энергоэффективность и надежность магистрального нефтепровода	94
4.2 Численное моделирование теплогидравлической эффективности пристенного слоя отложений в магистральных нефтепроводах.....	98
4.3 Динамическое моделирование кинетики процесса парафинизации.....	108
ОСНОВНЫЕ ВЫВОДЫ ПО ГЛАВЕ 4	131
ЗАКЛЮЧЕНИЕ	133
СПИСОК ЛИТЕРАТУРЫ.....	134
ПРИЛОЖЕНИЕ 1 Периодичность очисток МН по данным ОСТ.....	153
ПРИЛОЖЕНИЕ 2 Свойства нефтей в МН по данным ОСТ	170
ПРИЛОЖЕНИЕ 3 Патент на изобретение.....	186
ПРИЛОЖЕНИЕ 4 Данные о потере диагностической информации	202
ПРИЛОЖЕНИЕ 5 Справки о внедрении	207

ВВЕДЕНИЕ

Актуальность темы исследования. Асфальтосмолопарафиновые отложения (АСПО) нефти, образующиеся при эксплуатации магистральных нефтепроводов (МН), приводят к уменьшению эффективного диаметра линейной части (ЛЧ) по мере роста толщины пристенного слоя, что в свою очередь может оказывать существенное влияние на показатели энергоэффективности перекачки и результаты внутритрубной диагностики. Проблема парафинизации ЛЧ МН решается преимущественно за счет механической очистки и ингибирования реагентами различного типа действия, при этом эффект от применения последних часто нестабилен, а в отдельных случаях приводит к осложнениям: интенсификации парафиноотложений и коррозионных процессов. Высокая стоимость последних, как и риски ухудшения товарного качества нефтей требуют от отрасли магистрального трубопроводного транспорта пересмотра общепринятых подходов в вопросах очистки ЛЧ МН с целью поиска альтернативных научно-обоснованных решений для разработки более эффективных методов борьбы с АСПО, являющихся следствием естественных тепломассообменных процессов.

Для определения минимально необходимых и достаточных мер по борьбе с отложениями, как и для использования их потенциально положительных свойств, требуется проведение лабораторных испытаний состава нефти, самих отложений и механических характеристик поверхностей слоя АСПО с последующим численным моделированием теплогидравлических режимов перекачки с учетом фактической кинетики процесса парафинизации в условиях, близким к эксплуатационным.

Степень разработанности. Наиболее ранние исследования причин и проблем парафинизации, преимущественно для нефтепромысловых систем добычи и сбора, в первую очередь, связаны с фамилиями ученых Б.А. Мазепы, В.П. Тронова и более ранними трудами В.Г. Шухова. Вопросы снижения производительности скважин и нефтесборных сетей в условиях образования парафиноотложений часто освещались в периодических научных изданиях как отечественной, так и зарубежной литературы. Опытно-промышленные исследования парафинизации нефтепроводов во времена СССР одновременно проводились в ведущих научных институтах страны, таких как «Гипровостокнефть», Куйбышевский научно-исследовательский институт нефтяной промышленности «КуйбышевНИИ НП», «БашНИПИнефть» (Башкирский

научно-исследовательский проектный институт нефти), «ТатНИПИнефть» (Татарский научно-исследовательский институт нефти), «ВНИИСПТнефть» (Всероссийский научно-исследовательский институт по сбору, подготовке и транспортировке нефти и нефтепродуктов), МИНХ и ГП (Московский институт нефтехимической и газовой промышленности), а также и в стенах Уфимского нефтяного института (УГНТУ) под руководством П.И. Тугунова, В.Ф. Новоселова, Е.А. Арменского, С.Ф. Люшина, А.М. Шаммазова, Б.Н. Мастобаева, Н.А. Гаррис и других отечественных ученых. Большой вклад в развитие методов экспериментальных и численных исследований процесса парафинизации внесли зарубежные ученые, такие как К. Уилке, П. Чанг, В. Хайдак, Б. Минхас, К. Педерсен, Х. Роннинсберг, А. Матзейн, А. Сингх, Е. Бургер.

Результаты этих работ, а также практический опыт, основанный на данных многолетнего наблюдения за эксплуатацией участков, осложнённых отложениями, показал, что толщина образующего пристенного слоя АСПО, которая в общем случае является неравномерной по длине трубопровода, зависит от углеводородного состава перекачиваемой нефти и таких факторов, как скорость потока, температурный режим, материал труб, а также наличия в нефти механических примесей, воды и газа.

В отличие от более ранних работ, в рамках настоящего исследования изучаются не конкретные методы борьбы с отложениями, а оцениваются потенциальные риски эксплуатации и практическая возможность эффективного использования защитного слоя отложений нефти, являющегося следствием естественных тепломассообменных процессов. В частности, рассматривается практическая возможность формирования на внутренней поверхности стенки тонкого стабильного слоя отложений в качестве антикоррозионного и теплоизоляционного покрытия с целью снижения естественной шероховатости труб, сокращения тепловых потерь и интенсивности отложений.

Комплексные исследования свойств твердых отложений, образующихся при трубопроводном транспорте подготовленной товарной нефти в магистральных нефтепроводах, позволят оценить потенциальный эффект их влияния на снижение интенсивности тепломассообменных процессов, гидравлическое сопротивление труб и внутрикоррозионные процессы. Качественная и количественная оценка указанных эффектов позволит не только расширить теоретические представления о механизмах протекания процессов парафинизации, но и выработать рациональные подходы и практические решения, обеспечивающие минимально необходимые и

достаточные условия для поддержания рисков на приемлемом для отрасли уровне. Критериями оценки последних являются показатели изменения пропускной способности (либо перепада давления), влияние слоя отложений на скорость коррозии и коэффициент теплопередачи (теплопроводность слоя λ и коэффициент внутренней теплоотдачи α), как и потеря или снижение качества диагностической информации, получаемой при пропуске внутритрубных инспекционных приборов. Сбалансированному сочетанию указанных показателей будет соответствовать оптимальная толщина слоя отложений.

Целью диссертационной работы является оценка влияния парафинизации на энергоэффективность и коррозию магистральных нефтепроводов для оптимизации и совершенствования применяемых методов очистки и ингибирования отложений.

Основные задачи исследования:

1. Анализ опытно-промышленных данных и расчетно-экспериментальные исследования по оценке интенсивности парафиноотложений для установления основных причин и преобладающих механизмов образования отложений нефти в условиях магистрального нефтепроводного транспорта.

2. Аналитические исследования и лабораторные испытания состава и свойств нефти и ее отложений для определения теплоизоляционной, антикоррозионной и сглаживающей способности образующегося слоя с целью оценки возможности его использования в качестве естественного внутреннего покрытия трубопроводов.

3. Экспериментальные лабораторные и стендовые исследования динамики и кинетики протекания процесса парафиноотложений в условиях, приближенных к режимам эксплуатации магистральных нефтепроводов, включая разработку нового испытательного стенда для совершенствования методов исследований.

4. Моделирование теплогидравлических режимов работы нефтепроводов для определения оптимальной толщины пристенного слоя отложений, обеспечивающего достижение максимального теплогидравлического эффекта как на изотермических, так и неизотермических участках магистральных нефтепроводов.

Научная новизна:

1. Разработана концепция использования пристенного слоя отложений нефти в качестве естественного внутреннего защитного покрытия стальных нефтепроводов

для снижения рисков внутренней коррозии, шероховатости и тепломассообмена, что позволяет повысить теплогидравлическую эффективность перекачки и существенно сократить затраты на внутритрубную очистку линейной части.

2. На основе данных об опытно-промышленной эксплуатации нефтепроводов и составе перекачиваемых нефтей доказана возможность эффективного использования предложенного критерия нестабильности товарной нефтяной смеси, определяемого значением соотношения парафинов к общему содержанию смол и асфальтенов, для задач прогнозирования рисков и интенсивности парафинизации линейной части.

3. Экспериментально подтверждена, качественно и количественно измерена потенциальная теплогидравлическая эффективность равномерно распределённого по сечению и переменного по длине трубы слоя пристенных отложений, позволяющего повысить пропускную способность и снизить давление на лимитирующих участках.

Теоретическая значимость:

1. Экспериментально подтверждены недостатки применяемой в магистральном транспорте товарных нефтей технологии «горячей» перекачки, ведущие к рискам интенсификации отложений и завышенным дозировкам депрессорных присадок.

2. Предложены «экспресс-метод» и методология аналитического исследования состава нефтей для качественной и количественной оценки рисков парафинизации.

3. Получены аналитические зависимости влияния толщины слоя отложений на теплогидравлические характеристики и режимы эксплуатации нефтепроводов.

4. Разработана математическая модель для расчета режимов изотермической и неизотермической перекачки с учетом комплексного влияния условного равномерно распределенного слоя отложений нефти на гидравлическую характеристику и полный коэффициент теплопередачи стенки магистрального нефтепровода.

Практическая значимость:

1. Определены физико-механические свойства отложений нефти, влияющие на теплогидравлические режимы перекачки и коррозию магистральных нефтепроводов.

2. Экспериментально подтверждена неэффективность применяемых в системе магистрального нефтепроводного транспорта ингибиторов отложений депрессорного типа при подготовке к диагностике условно изотермических «холодных» участков.

3. Разработан теплогидравлический стенд и методика для переноса результатов испытаний с лабораторных и стендовых установок на действующие магистральные нефтепроводы, позволяющие проводить кинетические исследования парафинизации в условиях, близких к режимам перекачки нефти на участках различного диаметра.

Методология и методы научного исследования. Исследование параметров теплогидравлической эффективности пристенного слоя отложений проводилось с использованием динамического симулятора мультифазных потоков на основе PVT-моделей товарных нефтей и физико-механических свойств реальных образцов АСПО. Численные методы исследований включали моделирование фазового равновесного состояния и свойств нефтяных дисперсных систем с последующим применением методов вычислительной гидродинамики для описания нестационарных процессов теплообмена в неустановившемся многофазном потоке парафинистой нефти. В экспериментальной части исследований применялись лабораторные аналитические, стендовые статические и динамические методы испытаний, позволяющие учитывать кинетику процесса парафинизации при изменении внутренних и внешних факторов.

Положения, выносимые на защиту:

1. Аналитические зависимости, описывающие влияние компонентного состава подготовленной товарной нефти на риски и интенсивность парафиноотложений при сочетании различных факторов, полученные на основе результатов лабораторных испытаний, численного моделирования свойств и фазового состояния флюидов, а также статистических данных опытно-промышленной эксплуатации и внутритрубной очистки линейной части магистральных нефтепроводов, осложненных отложениями.

2. Результаты аналитических исследований и лабораторных испытаний состава и физико-механических свойств отложений нефти, отобранных с участков длительно эксплуатируемых магистральных нефтепроводов.

3. Результаты экспериментальных, стендовых и численных исследований по оценке динамики и кинетики процесса парафинизации при различных условиях.

4. Результаты численного моделирования теплогидравлических режимов для стационарной изотермической и нестационарной неизотермической перекачки нефти в условиях образования равномерно распределенного по сечению слоя отложений.

Степень достоверности и апробация результатов. Отдельные результаты исследования доложены на 7 международных конференциях: XII Международной учебно-научно-практической конференции «Трубопроводный транспорт – 2017» (г. Уфа, 2017 г.); VIII Международной молодежной научной конференции «Наукоемкие технологии в решении проблем нефтегазового комплекса» (г. Уфа, 2018 г.); XIII Международной учебно-научно-практической конференции «Трубопроводный транспорт – 2018» (г. Уфа, 2018 г.); Международной мультидисциплинарной конференции по промышленному инжинирингу и современным технологиям «FarEastCon – 2018» (г. Владивосток, 2018 г.) XIV Международной учебно-научно-практической конференции «Трубопроводный транспорт – 2019» (г. Уфа, 2019 г.); 71 научно-технической конференции студентов, аспирантов и молодых ученых УГНТУ (г. Уфа, 2020 г.), XV Международной учебно-научно-практической конференции «Трубопроводный транспорт – 2020» (г. Уфа, 2020 г.).

Основные научные результаты и практические рекомендации, полученные в ходе исследований отражены в 7 отчетах НИОКР ПАО «Транснефть», а отдельные результаты были успешно внедрены на научно-производственных предприятиях АО «Транснефть – Север», АО «Транснефть – Прикамье» и ООО «НИИ Транснефть».

Публикации. По материалам диссертации опубликовано 19 печатных работ, в том числе: 8 статей – в ведущих рецензируемых журналах, рекомендованных перечнем ВАК Министерства науки и высшего образования РФ, из которых 4 – в изданиях, входящих в реферативную базу Web of Science и 3 – в базу цитирования Scopus; кроме того 3 публикации – в зарубежных изданиях, включая 1 статью – в сборнике, индексируемом Scopus; а также 1 патент РФ на изобретение.

Объем работы. Диссертация состоит из введения, 4 глав, заключения, списка литературных источников из 160 наименований. Работа изложена на 210 страницах машинописного текста, содержит 78 рисунков, 22 таблицы и 5 приложений.

1 ЛИТЕРАТУРНЫЙ ОБЗОР И АНАЛИЗ ДАННЫХ ЭКСПЛУАТАЦИИ ОСЛОЖНЕННЫХ ПАРАФИНООТЛОЖЕНИЯМИ УЧАСТКОВ МАГИСТРАЛЬНЫХ ТРУБОПРОВОДОВ

1.1 Необходимые условия, основные причины и факторы, влияющие на процесс образования асфальтосмолопарафиновых отложений

Отложения товарной нефти на внутренней поверхности труб являются одной из серьезных проблем, возникающих в ходе эксплуатации магистральных трубопроводов. Причины и механизмы парафиноотложения начали активно изучаться с 1960 года, однако основные исследования касались преимущественно промысловых сетей сбора и транспорта. Большинство отечественных трудов, подкрепленных результатами лабораторных экспериментов, стендовых и опытно-промышленных испытаний, опубликованы до 1990 года, более поздние работы рассматривают в основном процессы ингибирования или удаления отложений. Вопросы же парафинизации магистральных нефтепроводов, за исключением случаев «горячей» перекачки, изучаются сравнительно с недавнего времени, в основном в связи с решением задач энергоэффективности и надежности единой взаимосвязанной протяженной системы трубопроводного транспорта нефти.

В отечественной и зарубежной литературы мнения о факторах влияющих на процессы парафинизации нефтепроводов совпадают, в частности к ним относят – молекулярную и броуновскую диффузии (корреляции Уилке-Чанга, Хайдака-Минхаса [1-10], работы С.Ф. Люшина, Е.А. Арменского и Б.Н. Мастобаева [1-10,12]), дисперсию сдвига (Е.Д. Бургер и др. [14]), режимов течения (П.И. Тугунов, В.Ф. Новоселов, М.П. Возняк, С.Ф. Люшин, Е.А. Арменский, Н.А. Гаррис [15, 27,28,25,27,28]), природы и шероховатости поверхностей (В.П. Тронов, Хант, Джорда, Джессен и Хоуил [14,20]), газосодержания, а также применяемых методов борьбы с отложениями (Б.А. Мазепа [14], Мирзаджанзаде [16], Луо и Сингх [20]).

Основной причиной рисков интенсификации процесса парафинизации как для промысловых сетей, так и для магистральных нефтепроводов является разница

температур транспортируемого потока и стенки трубы [21, 25, 28, 52-53, 65-67]. Другие значимые факторы, такие как скорость потока, касательные напряжения и шероховатость внутренней поверхности труб, уже в большей степени оказывают влияние на интенсивность накопления пристенного слоя АСПО и способность самовыноса отложений потоком перекачиваемой нефти [52-53, 119, 133-135].

Влияние же состава товарной нефти, условно стабильного во времени на рассматриваемом участке нефтепровода, необходимо учитывать только в случаях смешения совместно перекачиваемых товарных нефтей и применения химических реагентов различной направленности (присадок и ингибиторов) [32-35, 41-43, 102-103]. Так, исследования влияния температурного градиента в пристенной области на границе «теплый поток нефти – холодная стенка трубы» методом «холодного стержня» подтверждают, что постепенное снижение температуры потока до определенного уровня при неизменной температуре стенки приводит сначала к росту количества отложений нефти, а затем – к резкому уменьшению динамики. В частности, было установлено, что начало парафинизации связано с достижением температуры массовой кристаллизации (температуры насыщения твердыми парафинами) – в этой же температурной зоне наблюдается максимум выпадения отложений [119-121]. Отмеченные при эксплуатации нефтепроводов и в отдельных исследованиях закономерности, ранее определяемые только лишь экспериментальным путем, на сегодняшний день уже подтверждены фазовыми диаграммами равновесия флюидов для нефтяных дисперсных систем (Рисунок 1).

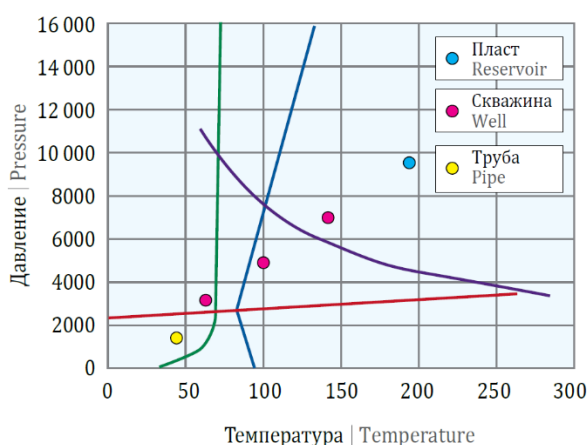


Рисунок 1 – Граничные условия выпадения отложений на фазовой диаграмме

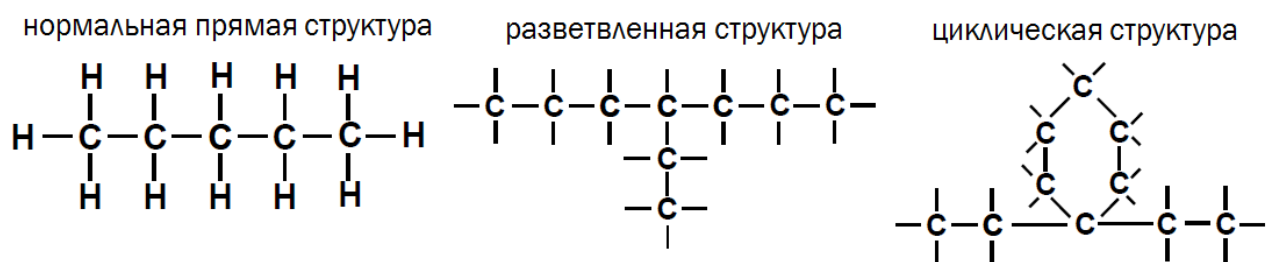


Рисунок 2 – Структура строения парафинов нефти различного типа

Таблица 1 – Зависимость температуры плавления от структуры парафина нефти

№	Парафины	Формула	Температура плавления, °С
1	н-тетракозан	$C_{24}H_{50}$	50,7
2	2-метилтрикозан	$C_{24}H_{50}$	37,6
3	5-н-бутилтрикозан	$C_{24}H_{50}$	8,0
4	н-гексакозан	$C_{26}H_{54}$	56,4
6	5-н-бутилкозан	$C_{26}H_{54}$	20,8
7	7-н-бутилкозан	$C_{26}H_{54}$	3,2
8	н-октакозан	$C_{28}H_{58}$	61,3
9	10-нонилнонадекан	$C_{28}H_{58}$	-5

С целью оценки влияния состава товарных нефтей на риски образования отложений в термобарических условиях перекачки магистральных трубопроводов с помощью программного комплекса для PVT-моделирования по справочным данным о составе и свойствах нефтей основных башкирских месторождений, перекачиваемых по участкам нефтепроводов в АО «Транснефть – Урал», были восстановлены фазовые диаграммы равновесия (Рисунки 3-5):

- товарной нефти Арланского месторождения;
- товарной нефти Гуймазинского месторождения;
- товарной нефти Шкаповского месторождения.

Фазовые диаграммы равновесного состояния нефтяных дисперсных систем представлены в координатах температура – давление, синяя вертикальная линия характеризует границу условия выпадения твердых парафинов (60–70 °С).

Как видно на Рисунке 2, если в случае «горячей» перекачки (до 50 °С в связи с ограничениями температуры применения гидроизоляционных покрытий) большая часть парафинов нефти различного типа (Рисунки 3-5) может быть растворена

(Таблица 1), то исключить отложения асфальтенов не представляется возможным (Рисунок 1). Таким образом, в реальных условиях эксплуатации магистральных нефтепроводов отсутствует практическая возможность для обеспечения температурных режимов, полностью исключающих риски выпадения отложений парафина.

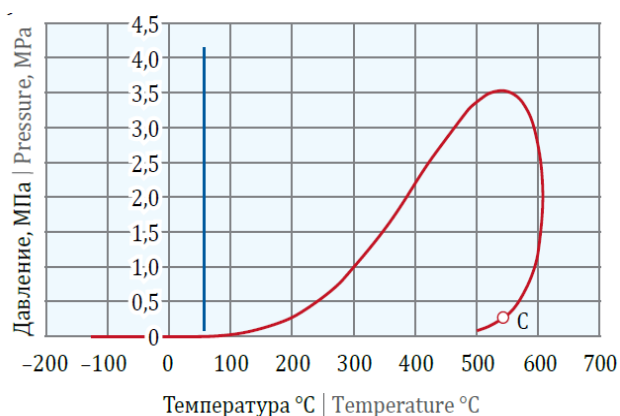


Рисунок 3 – Фазовая диаграмма равновесия товарной Арланской нефти

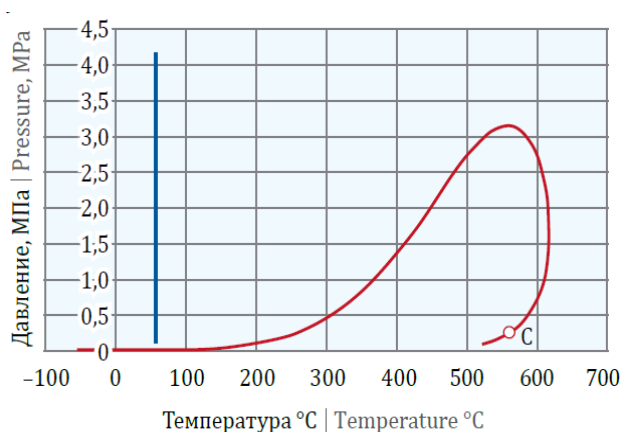


Рисунок 4 – Фазовая диаграмма равновесия товарной Гуймазинской нефти

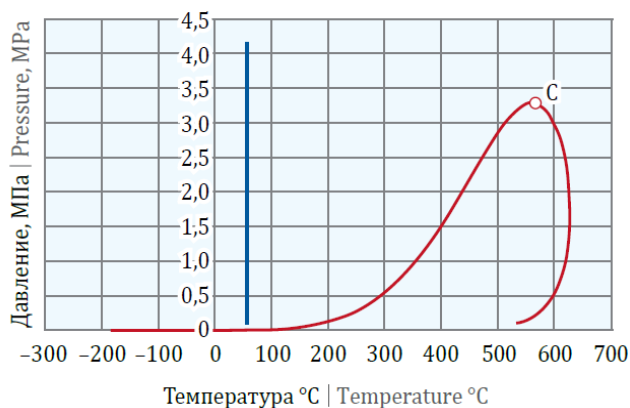
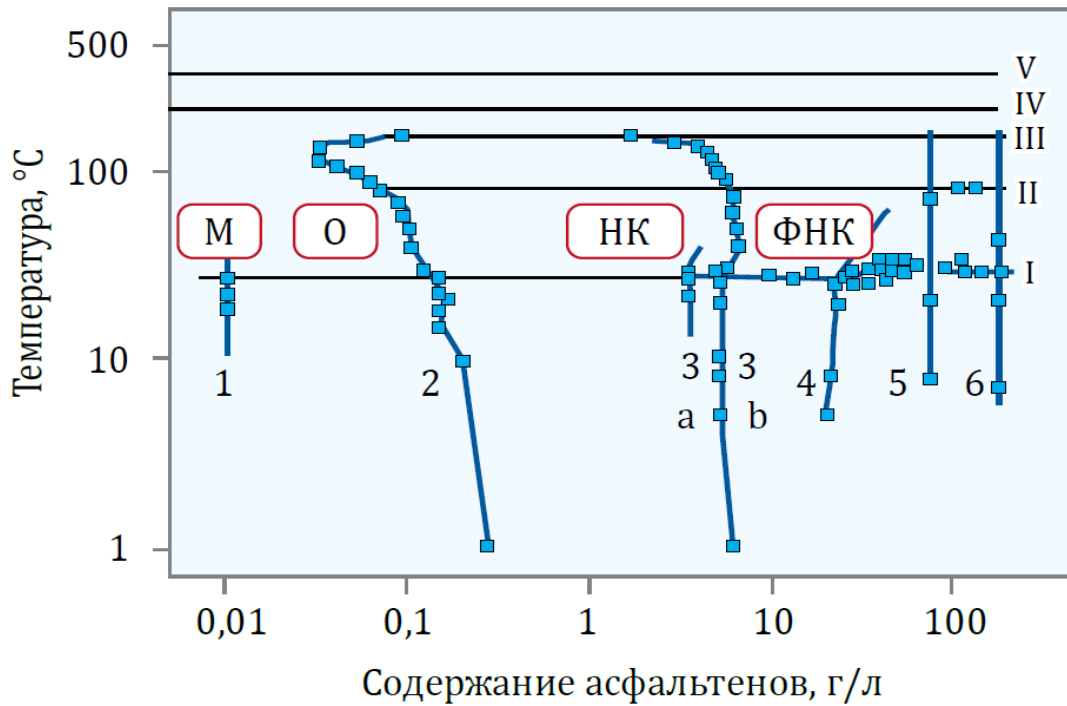


Рисунок 5 – Фазовая диаграмма равновесия товарной Шкаповской нефти

Более того, недостаточный для получения эффекта термообработки прогрев нефти и последующее не контролируемое остывание до 35–40 °С при наличии асфальтенов может привести к обратному реологическому эффекту – увеличению эффективной вязкости нефти и интенсификации отложений из-за наноагрегации и самоассоциации взвешенных коллоидных структур (Рисунки 6-8) [32-33, 35].



М – мономеры; О – олигомеры; НК – нанокolloиды;
ФНК – флокулированные нанокolloиды

Рисунок 6 – Фазовая диаграмма ассоциативных нанокolloидов асфальтенов

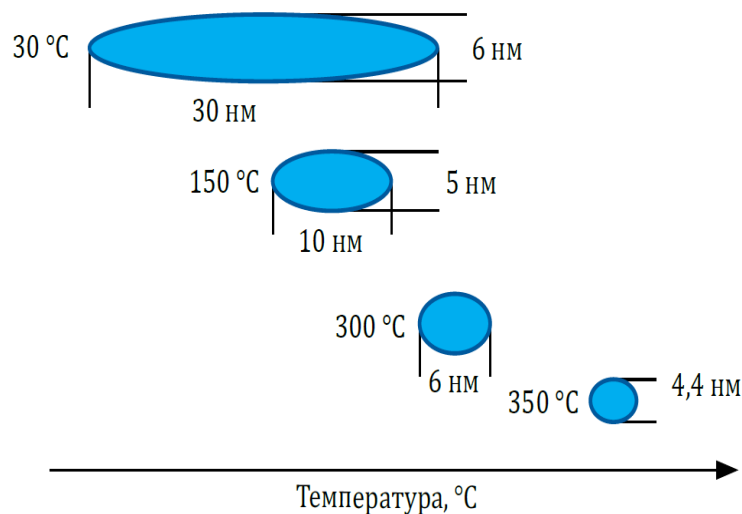


Рисунок 7 – Изменения размеров частиц асфальтенов при изменении температуры

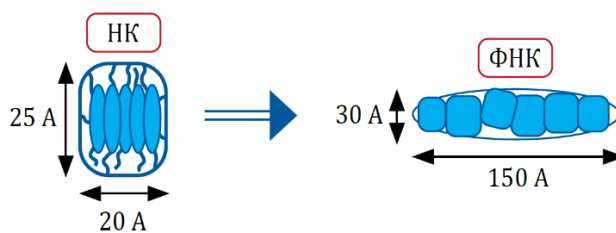


Рисунок 8 – Флокулировавшие нанокolloиды асфальтенов (ФНК) нефти

При температурах выше условной границы «I» на фазовой диаграмме нанокolloидов асфальтенов (Рисунок 6), но ниже температуры плавления парафинов нефти (Таблица 1) парафинизация резко интенсифицируется (что подтверждается также ухудшением реологических свойств нефти, переходом от ньютоновского течения к вязкопластичной модели). Данный процесс объясняют возможностью абсорбирования нанокolloидов асфальтенов нефти на поверхностях выпадающих не связанных кристаллов парафинов. Последующее охлаждение нефти приводит к образованию уже более прочной мелкокристаллической структуры парафиновых кристаллов, связанных адсорбированными асфальтенами нефти, следствием чего является увеличение эффективной вязкости нефти, температуры начала текучести и рост количества отложений, которые при этом будут отличаться более высокой прочностью и устойчивостью к вымыванию потоком и очистке скребками.

1.2 Общие сведения о составе и свойствах отложений нефти

Разделение предварительно дегазированной обезвоженной пробы нефти на жидкие насыщенные углеводороды, ароматические соединения, нефтяные смолы и асфальтены методом фракционирования схематично представлено на Рисунке 9.

В представленном методе асфальтены нефти выделяются путем добавления *n*-алкана, например, *n*-гептана или *n*-пропана. Оставшиеся компоненты нефти, называемые мальтенами, далее разделяются путем пропускания их смеси через специальную хроматографическую колонку с адсорбентом. При этом каждый из компонентов остатка выделяется посредством его вымывания различными типами растворителей. Насыщенные углеводороды и твердые парафины – *n*-алканами. В

данном случае насыщенность углеводородного соединения нефти означает, что молекула содержит максимальное возможное число атомов водорода без двойных или тройных связей между ними и атомами углерода.

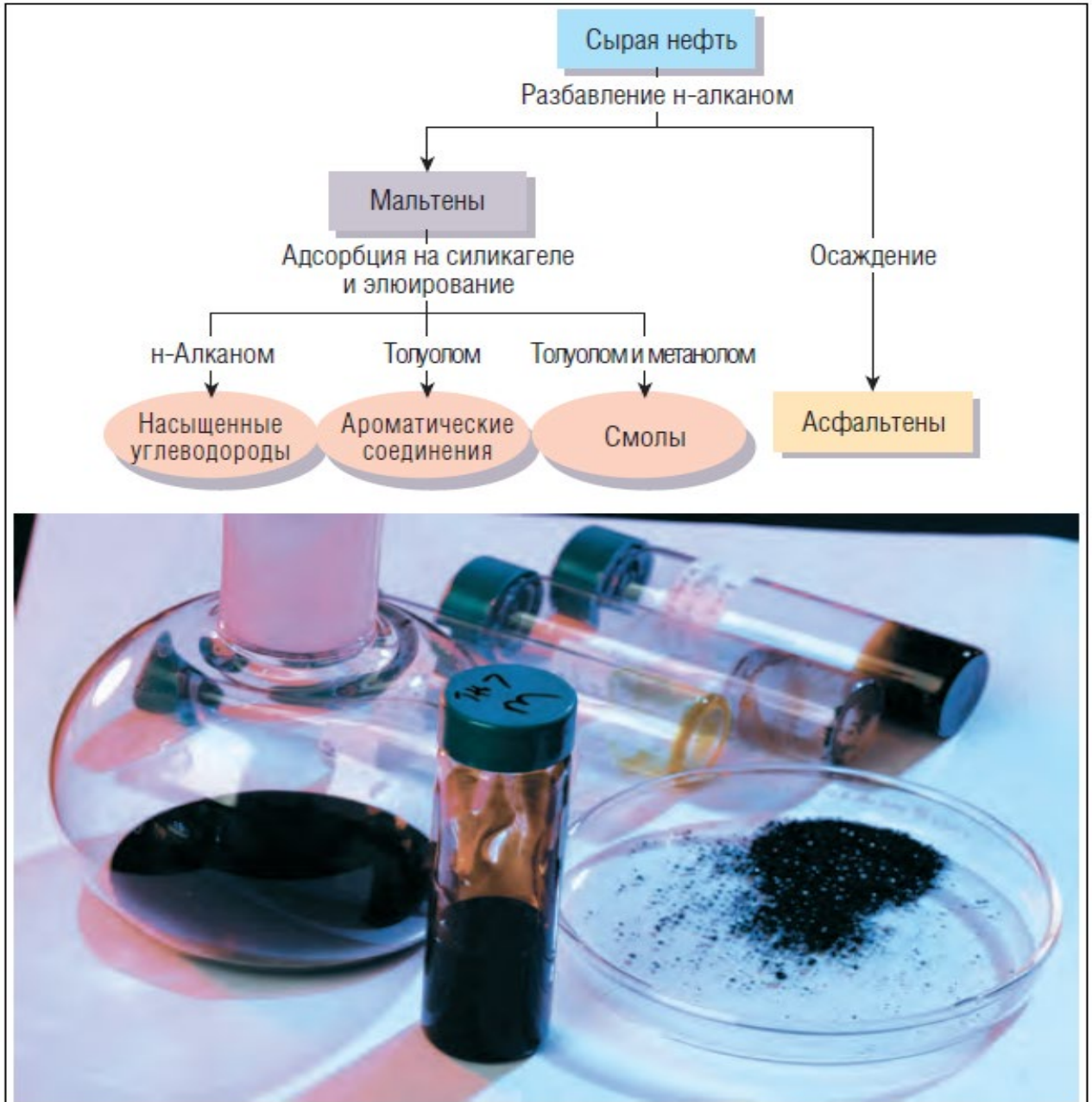


Рисунок 9 – Разделение нефти на компоненты методом фракционирования

Насыщенные или предельные углеводороды называются алканами или парафинами. Самую простую такую молекулу имеет метан CH_4 . Молекулы ароматических соединений включают одно или несколько колец из шести атомов углерода и шести атомов водорода, простейшим из них является бензол C_6H_6 .

Нефтяные смолы образуют класс веществ, отличающихся по характеристикам растворимости, и в этом аналогичны асфальтенам: смолы представляют собой нелетучий полярный компонент нефти, растворимый в Н-алканах, но не растворимый в жидком пропане.

Наряду с тяжелыми углеводородами в нефтях присутствуют и химические соединения других классов, относящихся к группе гетеросоединений нефти.

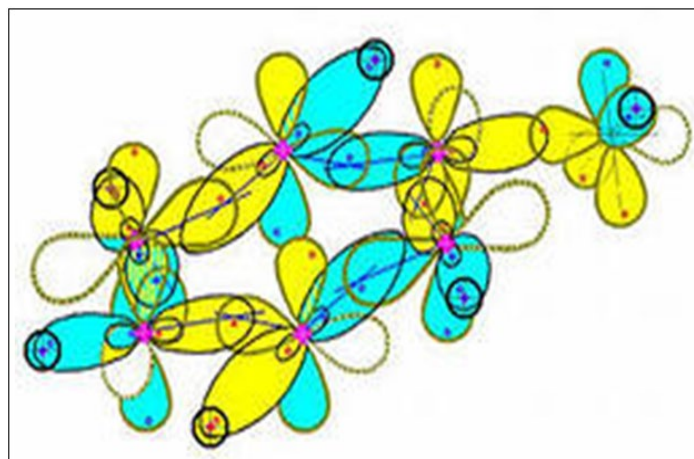


Рисунок 10 – Гетероорганические соединения нефти

В нефтях обнаружено более 380 сложных гетеросоединений, в которых к углеводородным ядрам присоединены такие элементы, как сера, азот и кислород. Большинство из указанных гетеросоединений относится к классу сернистых соединений – меркаптанов. Это сравнительно слабые кислоты с неприятным запахом, которые способны разъедать стенки трубы и другое металлическое оборудование. С металлами они часто образуют солеобразные соединения – меркаптиды. Меркаптаны представляют собой соединения, в которых к углеводородным радикалам присоединена группа SH.

Основную массу неуглеводородных соединений в нефтях составляют так называемые асфальтосмолистые компоненты. Это как правило темноокрашенные вещества, содержащие помимо углерода и водорода кислород, азот и серу. Они представлены смолами и асфальтенами.

Смолистые вещества заключают около 93% всего кислорода в нефтях. Кислород в нефтях встречается в связанном состоянии также и в составе

нафтеновых кислот (около 6%), фенолов (не более 1%), а также жирных кислот и их производных. Содержание азота в нефтях не превышает 1%. Основная его масса содержится в смолах. Содержание смол в нефтях может достигать 60% от массы нефти, асфальтенов – 16%.

Асфальтены представляют собой черное твердое вещество. По составу они сильно сходны со смолами, но характеризуются иными соотношениями элементов. Они отличаются большим содержанием железа, ванадия, никеля и других металлов. Если смолы растворяются в жидких углеводородах всех групп, то асфальтены не растворимы в метановых углеводородах, частично растворимы в нафтеновых и лучше всего растворяются в ароматических. В так называемых «белых» нефтях смолы содержатся в малых количествах, а асфальтены вообще практически отсутствуют.

Как уже отмечалось, нефтяные смолы относятся к высокомолекулярным гетероатомным компонентам нефти, частично растворимым в низкокипящих насыщенных углеводородах. Обычно это твердые или высоковязкие аморфные малолетучие вещества черного или бурого цвета; молекулярной массой 400-1500 с температурой размягчения в инертной атмосфере порядка 35-90 °С и средней плотностью примерно 1 г/см³. Схематическое строение молекулы нефтяных смол приведено на Рисунке 11.

Общее содержание смол в нефтях обычно колеблется от 1 до 20% по массе. Элементный состав смол (%): С (78-88), Н (8-10), S (1-10), О (1-8), N (до 2); в ничтожных количествах присутствуют V, Ni, Fe, Cu, Co, Cr, Na, Ca, Mo, Al и другие элементы, входящие в составы металлокомплексных соединений, как например металлопорфиринов. Нефтяные смолы преимущественно состоят из соединений, содержащих конденсированные ароматические, нафтеновые и гетероциклические фрагменты. Наиболее характерные заместители – алкильные, алкенильные (С7-С12), карбонильные, карбоксильные, гидроксильные, сульфидные, меркапто- и аминогруппы. На воздухе они легко окисляются при низких температурах, в инертной атмосфере при 260-300 °С смолы теряют растворимость в алканах и превращаются в так называемые вторичные или производные асфальтены.

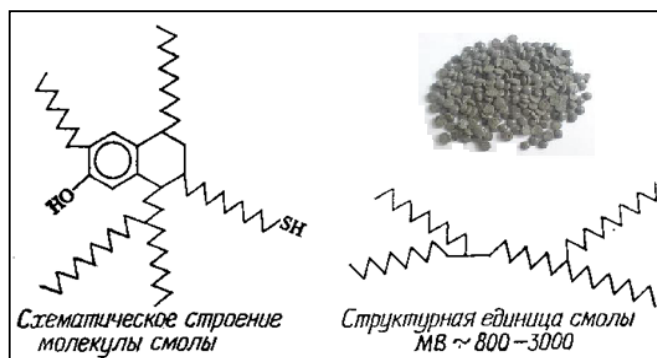


Рисунок 11 – Строение молекулы нефтяных смол

Асфальтены – это наиболее тяжелые высокомолекулярные компоненты нефти. Твёрдые хрупкие вещества чёрного или темно-бурого цвета, размягчаются в инертной атмосфере при 200-300 °С с переходом в пластичное состояние, их плотность составляет порядка 1,1 г/см³, среднечисленная молекулярная масса 1000-5000, индекс полидисперсности 1,2-3,5. Растворимы в бензоле, CS₂, CHCl₃, CCl₄, не растворимы в парафиновых углеводородах, спирте, эфире, ацетоне. Содержание асфальтенов в нефтях обычно колеблется от 1 до 20%. Элементный состав (%): С (80-86), Н (7-9), О (2-10), S (0,5-9), N (до 2); в микроскопических количествах также присутствуют некоторые типы, в том числе редкоземельных металлов в составе металлокомплексных соединений. Схематическое строение молекул асфальтенов нефти приведено на Рисунке 12.

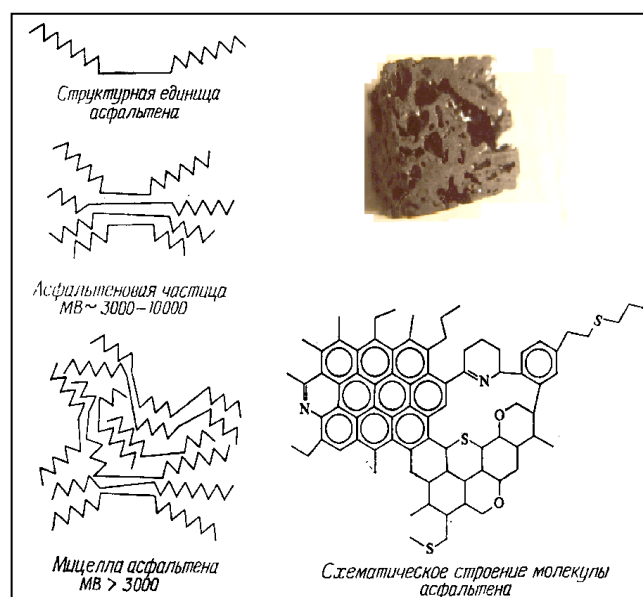


Рисунок 12 – Строение молекулы асфальтенов нефти

В состав молекулы асфальтенов входят фрагменты гетероциклических, алициклических, конденсированных углеводородов, состоящие в среднем из 5–8 циклов. Крупные фрагменты молекул связаны между собой так называемыми мостиками, содержащими метиленовые группы и гетероатомы. Характерные заместители в циклах асфальтенов нефти – алкилы с небольшим количеством углеродных атомов и функциональных групп (карбонильная, карбоксильная, или меркапто-группа). Нефтяные асфальтены склонны к ассоциации с образованием надмолекулярных нанокolloидных структур, представляющих собой «стопку» плоских молекул с расстоянием между ними около 0,40 нм.

Между асфальтенами нефти, нефтяными смолами и нефтяными маслами существует генетическая связь. При переходе от масел к нефтяным смолам и асфальтенам происходит увеличение количества конденсированных циклов, гетероатомов, величина молекулярной массы, уменьшается отношение Н/С. Термополиконденсация асфальтенов нефти приводит сначала к образованию сначала карбенов, затем карбоидов и кокса. При термополиконденсации смол или висбрекинге гудронов происходит дегидрирование, дегидроциклизация и деалкилирование, вследствие чего образуются вторичные асфальтены нефти, характеризующиеся высокой степенью ароматичности. В условиях мягкого гидрогенолиза асфальтены нефти могут превращаться в смоло- и маслообразные вещества. Наличие в асфальтенах V и Ni, являются ядами для катализаторов установок глубокой переработки, что значительно ограничивает возможность получения моторных топлив на базе тяжелых нефтяных остатков.

Нефтяные парафины представляют собой смеси твёрдых углеводородов из метанового (алканового) ряда преимущественно нормального строения с 18-35 атомами углерода в молекуле и температурой плавления 45-65 °С. В парафинах обычно содержится некоторое количество изопарафиновых углеводородов нефти, а также и группы углеводородов с ароматическим или нафтеновым ядром в молекуле. Парафины нефти не растворимы в воде и этаноле, но растворимы в большинстве органических растворителей и минеральных маслах, также парафин инертен по отношению к большинству неорганических химических реагентов.

Плотность парафинов в твердом состоянии лежит в пределах от 865 до 940, а в расплавленном – от 777 до 790 кг/м³. Температуры плавления индивидуальных компонентов парафинов нефти тем выше, чем больше их молекулярная масса. Самый тяжелый (низкоплавкий) известный углеводород парафина – гексадекан (18 °С). Природный парафин из нефти представляет собой смесь углеводородов и поэтому не имеет четкой температуры плавления.



Рисунок 13 – Очищенные парафины, полученные из нефти

Деление твердых углеводородов на парафины и церезины было сделано на основании различия кристаллической структуры углеводородов, их химических и физических свойств. При одинаковой температуре плавления церезины нефти отличаются от парафинов большими молекулярными массами, вязкостью при плавлении и плотностью. Церезины энергично взаимодействуют с дымящей серной и хлорсульфоновой кислотами, в то время как парафины – с этими же реагентами практически не взаимодействуют.



Рисунок 14 – Церезины

Нефтяные парафины представляют собой смесь преимущественно из алканов разной молекулярной массы, а основным компонентом церезинов являются нафтеновые углеводороды, содержащие в молекулах боковые цепи как нормального, так и изостроения с преобладанием в составе последних. Соединения, содержащие в длинной цепи алканового типа ареновые ядра, входят в состав церезинов нефти в меньших количествах. Их соотношение определяется природой нефти, из которой выделен церезин.

1.3 Влияние состава на структуру и свойства образующихся отложений

Состав образующихся пристенных отложений и внутренних скоплений может качественно и количественно отличаться в зависимости от типа нефти, ее физико-химических особенностей и сроков эксплуатации нефтепровода. Обычно такие отложения в основном состоят из парафинов, смол и асфальтенов (до 50 % масс.), нерастворимых масел (до 40 % масс.), механических примесей или неорганических веществ (частиц глины и песка, известковых включений, а также продуктов коррозии и эрозии). В меньших количествах в отложениях могут содержаться естественные поверхностно-активные вещества нефти, в том числе низкомолекулярные смолы, нафтенаты и другие полярные соединения нефти, а также остатки (следы) нефтепромысловой химии и присадок, перешедшие в нефтяную фазу при подготовке нефти к транспортировке по магистральному трубопроводу и в процессе перекачки.

Как уже было отмечено выше, высокомолекулярные соединения (смолы и асфальтены) влияют на скорость роста и структуру отложений, но при этом в условиях эксплуатации нефтепроводов (давление, температура) не происходит их накопления в самих отложениях. Сказанное подтверждают данные сравнительных исследований составов нефти и ее отложений (Таблица 2).

Как видно, содержание высокомолекулярных компонентов нефти (смол и асфальтенов) примерно одинаково и пробах неподготовленной нефти, и в образцах отложений, при этом наблюдается значительная разница в содержании парафинов.

Подобные результаты также были получены при исследовании проб подготовленных товарных нефтей и их отложений, отобранных с различных резервуаров перекачивающих станций магистральных нефтепроводов (Таблицы 3-4).

Таблица 2 – Результаты сравнительных исследований составов проб нефти и образцов ее отложений, отобранных в промысловых нефтепроводах

№	Контролируемый показатель	Проба нефти	Образец отложений
1	Твердые парафины, %	6,1	56,35
2	Нефтяные смолы, %	15,2	14,5
3	Асфальтены нефти, %	2,85	2,52

Таблица 3 – Результаты исследований проб товарной нефти и ее отложений с резервуаров ЛПДС «Юргамыш» Челябинского РНУ АО «Транснефть – Урал»

№	Контролируемый показатель	Проба нефти	Образец отложений
1	Твердые парафины, %	1,93	11,13
2	Нефтяные смолы, %	11,48	9,84
3	Асфальтены нефти, %	1,93	15,11
4	Эмульгированная вода, %	0,09	23,85
5	Неорганические твердые примеси, %	0,003	5,93
6	Плотность при 20 °С, кг/м ³	866,8	932,0
7	Вязкость кинематическая при 20 °С, мм ² /с	18,53	-
8	Тип отложений [П/(А+С)]	-	0,45 (смешанный)

Таблица 4 – Результаты исследований проб товарной нефти и ее отложений с резервуаров ССН Самарского РНУ АО «Транснефть – Приволга»

№	Контролируемый показатель	Проба нефти	Образец отложений
1	Твердые парафины, %	1,70	15,87
2	Нефтяные смолы, %	14,29	5,78
3	Асфальтены нефти, %	3,71	14,29
4	Эмульгированная вода, %	0,06	2,70
5	Неорганические твердые примеси, %	0,021	1,52
6	Плотность при 20 °С, кг/м ³	889,8	818,0
7	Вязкость кинематическая при 20 °С, мм ² /с	39,37	-
8	Тип отложений [П/(А+С)]	-	0,79 (парафиновый)

Более детальные исследования состава и свойств отложений товарной нефти были проведены для образцов, отобранных с российского участка нефтепровода Каспийского трубопроводного консорциума (КТК) – Таблица 5.

Результаты анализа представленных экспериментальных данных (Таблицы 2-5), как и в ранее рассмотренных случаях, также подтверждают влияние парафинов как определяющего фактора в выпадении и накоплении отложений (содержание парафинов в исследованных образцах отложений более чем в 10 раз превышает аналогичные значения, полученные для проб исходных нефтей).

Таблица 5 – Результаты сравнительных исследований состава и свойств образца отложений товарной нефти, перекачиваемой по МН «КТК» (Российский участок)

№	Контролируемый показатель	Полученное значение
1	Плотность при 20 °С, кг/м ³	847,5
2	Эмульгированная вода, %	1,40
3	Неорганические твердые примеси, %	0,21
4	Асфальтены нефти, %	12,5
5	Нефтяные смолы, %	7,0
6	Твердые парафины, %	19,1
7	Температура плавления парафинов, °С	65
8	Массовая доля летучей фракции (С1-С8), %	4,5
9	Углеводородный остаток, %	59,8
10	Тип отложений [П/(А+С)]	0,97 (парафиновый)

Стоит отметить, что особенностью отложений товарной нефти, отобранных с резервуаров перекачивающих станций, также является повышенное содержание наиболее тяжелых высокомолекулярных компонентов – асфальтенов, кроме того образцы донного осадка, характеризуются высоким содержанием свободной воды и связанной эмульгированной воды, накапливающейся в нижних поясах в составе донного осадка резервуаров. При этом важно, что с увеличением вязкости нефти процесс накопления отложений замедляется: образуются более легкие и менее прочные структуры преимущественно парафинового типа с низким содержанием тяжелых высокомолекулярных компонентов, по сравнению с более плотными, устойчивыми и прочными трудноудаляемыми отложениями смешанного типа.

Для эксплуатации магистральных нефтепроводов, требующих проведения периодической внутритрубной очистки, наиболее важен не сам факт образования асфальтосмолопарафиновых отложений, а динамика и кинетика их накопления, влияющие на изменение эффективного диаметра в интервале между очистками.

1.4 Критерий «нестабильности нефти» как показатель оценки рисков парафиноотложений и частоты периодической очистки нефтепровода

Определение интенсивности процесса парафинизации участков линейной части путем непосредственного измерения количества пристенных отложений весьма затруднительно, в связи с чем подобную оценку проводят косвенными методами. Одним из таких показательных критериев может служить количество пропускаемых очистных устройств для достижения требуемого качества очистки, необходимого для обеспечения параметров режима перекачки, характеризуемого значением эффективного диаметра и количеством выносимых отложений в виде твердой фазы или взвешенных частиц, пришедших в камеру приема СОД.

С практической точки зрения при эксплуатации нефтепроводов необходим показатель, позволяющий быстро и эффективно оценить риски интенсификации парафиноотложений в линейной части без проведения длительных исследований. В дополнение к уже известным факторам, оказывающим влияние на указанный процесс, температуры и скорости перекачки, информативными являются данные по компонентному составу товарной нефти (содержанию парафинов, смол и асфальтенов), периодически контролируемому на нефтепроводах, осложненных парафиноотложениями. Для оценки изменения интенсивности парафинизации ЛЧ МН от состава, перекачиваемых по ним нефтей, сравним статистические данные химико-аналитических лабораторий ОСТ и периодичности очистки внутренней полости участков, приведенные в Таблицах 6-7.

С целью ранжирования участков МН по интенсивности образования и накопления отложений предложено использование параметра, определяемого как среднемесячное количество очисток ЛЧ нефтепровода, равное числу пропусков

скребков за два года. В качестве оценочного экспресс-критерия для нефтяных дисперсных систем, косвенно характеризующего повышенную интенсивность образования и накоплению АСПО, предложено использовать по аналогии с показателем, характеризующем состав и свойства самих отложений, соотношение твердых парафинов к общему содержанию смол и асфальтенов – так называемый критерий нестабильности нефти (Рисунок 15). Под нестабильностью нефти в данном случае понимается седиментационная устойчивость и однородность товарной партии, формируемой при ее транспортировке по магистральному трубопроводу.

Таблица 6 – Компонентный состав перекачиваемых товарных нефтей

№	Товарная нефть (по месту добычи и сдачи ее в систему магистральных нефтепроводов)	Компонентный состав (содержание в нефти), %			Значение критерия нестабильности нефти, $P/(A+C)$
		Парафинов	Асфальтенов	Смол	
1	Бавлинская	4,79	2,96	5,53	0,56
2	Чекмагушская	3,00	7,04	18,06	0,12
3	Арланская	4,60	9,30	23,10	0,14
4	Каменноложская	4,05	0,31	8,90	0,44
5	Яринская	5,52	0,30	6,17	0,85
6	Туймазинская	5,90	3,90	10,90	0,40
7	Полазненская	6,23	0,4	9,60	0,62
8	Ножовкинская	2,82	6,60	18,10	0,11
9	Бугурусланская	4,60	4,45	12,2	0,28
10	Осинская	3,81	1,90	10,83	0,30
11	Ромашкинская	4,97	4,16	11,60	0,32

Таблица 7 – Средняя периодичность очистки участков нефтепроводов

№	Участок магистрального нефтепровода	Наименование товарной нефти	D_u , мм	T_n , °C	Среднемесячное количество очисток
1	2	3	4	5	6
1	Бавлы – Куйбышев I участок 1	Бавлинская	300	24,4	0,28
2	Бавлы – Куйбышев I участок 2	Бугурусланская	300	14,6	0,3

продолжение таблицы 7					
1	2	3	4	5	6
3	Бавлы – Куйбышев II участок 1	Туймазинская и Ромашкинская	500	20,0	0,31
4	Альметьевск – Горький I участок 1	Арланская, Чекмагушская, Ромашкинская	500	18	0,39
5	Альметьевск – Горький II	Арланская, Чекмагушская, Ромашкинская	800	18	0,39
6	Н.Челны – Альметьевск	Удмуртская, Ножовкинская	500	20	0,39
7	Киенгоп – Н.Челны	Удмуртская, Ножовкинская	500	15-17	0,4
8	Оса – Пермь	Осинская, Чернушская	500	20	0,6
9	Альметьевск – Пермь	Тюменская	350	17-18	0,75
10	Полазна – Краснокамск	Полазненская	300	18	1,1
11	Каменный Лог – Пермь	Яринская, Полазненская, Каменноложская	400	20	1,25



Рисунок 15 – Зависимость интенсивности отложений и частоты периодической очитки нефтепровода от критерия нестабильности нефти

Наиболее проблемным, подверженным интенсивному образованию АСПО в связи с составом перекачиваемых нефтей, является ТУ МН «Каменный Лог – Пермь», по которому транспортируется смесь нефтей Ярино-Каменноложского и Полазненского месторождений, что полностью соответствует расчетной величине предложенного критерия нестабильности. Оптимальный баланс состава нефти, характеризующийся минимальным количеством АСПО, соответствует значению критерия нестабильности – в районе 0,5. При отклонении его в верхнюю сторону интенсивность отложений стремительно растет за счет выпадения парафинов, при отклонении в нижнюю сторону образуются отложения асфальтосмолистого типа.

Вылетающие показатели Бавлинской нефти, перекачиваемой по участку МН «Бавлы – Куйбышев» с низкой периодичностью очистки (0,28), несмотря на сравнительно высокое значение критерия стабильности (0,56), могут объясняться повышенным содержанием асфальтенов при практически равном количестве смол и парафинов, чего нельзя сказать о товарных нефтях Ярино-Каменноложского и Полазненского месторождений.

Анализ результатов статистической обработки полученных данных с учетом критерия нестабильности нефти позволяет сделать вывод о явной зависимости между соотношением высокомолекулярных компонентов нефти (парафинов, смол и асфальтенов) и интенсивностью образования АСПО. Причем немаловажным фактором также является общее содержание асфальтенов в нефти – ее природных депрессоров, играющих роль поверхностно-активных веществ, с увеличением содержания которых при прочих равных условиях количество отложений нефти существенно снижается.

Информация по результатам очистки различных ТУ МН на примере АО «Транснефть – Приволга», с учетом данных о составе и качестве перекачиваемых товарных нефтей за аналогичный период эксплуатации МН, представленная в Приложениях 1 и 2, также подтверждает изложенные доводы.

Таким образом, интенсификация отложений в трубопроводах для перекачки товарной нефти может быть связана одновременно с двумя причинами:

– с кристаллизацией парафинов на холодных поверхностях стенок, которая

происходит интенсивнее в легких нефтях с низким содержанием и асфальтенов смол – природных ПАВ, препятствующих росту отложений;

– с образованием пространственных структур нанокolloидов асфальтенов, увлекающих за собой выпадающие в потоке парафины и неорганические примеси.

Оба рассмотренных механизма связаны с низкими температурами потока и неконтролируемого остывания по причине высоких температурных градиентов в пристенной зоне трубы. Снижение температуры перекачки способствовало бы одновременно уменьшению температурного градиента и активности асфальтенов. При этом незначительный, с точки зрения гидравлического сопротивления, рост консистентности (истиной вязкости) также повышает возможность удержания и выноса отложений потоком. Последнее касается и неорганических отложений, механических примесей и частиц воды.

Таким образом, согласно данным выполненным исследований, возвращаясь к диаграмме фазового равновесного состояния углеводородного флюида (Рисунок 1), можно сделать вывод, что отложения товарной нефти, образующиеся в линейной части магистральных нефтепроводах, будут включать в себя значительно большее количество прочных и трудноудаляемых высокомолекулярных соединений нефти – смол и асфальтенов, в то время как большая часть тугоплавких парафинов выпадает уже в скважинах. Смесь смол и асфальтенов нефти с нормальными парафинами и неорганическими частицами эмульгированной воды, песка и продуктов коррозии формирует плотные трудноудаляемые слои на внутренней поверхности стенок нефтепровода, называемые асфальтосмолопарафиновыми отложениями (АСПО, реже используется термин АСПВ – асфальтосмолистые парафиновые вещества). Учитывая указанные различия состава отложений товарной нефти, как по общему содержанию твердых парафинов, так и соотношению к смолам и асфальтенам, для настоящих исследований предлагается использовать термин «асфальтосмолистые парафиновые отложения». Данное определение подчеркивает важную роль тяжелых высокомолекулярных компонентов, влияющих на отличительные особенности и физико-механические свойства слоя отложений, образующихся в линейной части магистральных нефтепроводов при перекачке товарных смесей.

1.5 Особенности процесса парафинизации «горячих» неизотермических магистральных нефтепроводов для высоковязких нефтей

Проблемы трубопроводного транспорта высокопарафинистых застывающих нефтей в системе магистральных нефтепроводов требуют применения методов термохимического воздействия [45, 113, 136-137], направленных на снижение энергозатрат перекачки нефти и осложнений, связанных с высокими рисками образования отложений вплоть до закупорки сечения при низких температурах окружающей среды и длительных простоях линейной части на период проведения штатных плановых и аварийных ремонтных работ.

Если второму вопросу, определению допустимого времени безопасной остановки и пусковых режимов, уделено довольно большое количество научных трудов как в отечественной, так и зарубежной литературе, то задачи оптимизации затрат эксплуатации МН, связанные с определением требуемой периодичности внутритрубной очистки, необходимости применения и дозировок химических реагентов, на сегодняшний день, остаются все еще нерешенными и требуют выработки рациональных четко сбалансированных организационно-технических решений, необходимых и достаточных с точек зрения поддержания показателей энергоэффективности и надежности системы трубопроводного транспорта.

Проблемы парафинизации подготовленной нефти и формируемых в системе совместного трубопроводного транспорта товарных нефтей различных типов, в большей степени связаны с нарушением состояния природного естественного равновесия дисперсных систем, баланса в соотношении высокомолекулярных компонентов нефти (парафинов, смол и асфальтенов), «неоптимальные» уровни предварительного прогрева и необоснованно высокие температурные градиенты, интенсифицирующие тепло-массообменные процессы в пристенной зоне стенки нетеплоизолированных труб [42-43, 120].

В 70-е годы были разработаны базовые основы трубопроводного транспорта высоковязких нефтей, положившие начало применению «горячей» перекачки. С развитием малотоннажной химии, трубопроводные компании, начали перенимать

успешный опыт нефтедобывающих предприятий, активно внедряя химические методы – ингибиторы парафиноотложений различного типа, антифрикционные противотурбулентные и депрессорные полимерные присадки. Эффективность последних неоднозначна и наблюдается только в определенных частных случаях при стабильности состава и условий эксплуатации. Несмотря на химизацию отечественной трубопроводной отрасли, так и не удалось отказаться от подогрева нефти, особенно для объектов, расположенных в крайних северных широтах. При этом немаловажными, также являются и проблемы качества товарных нефтей, так как проблемы добычи и трубопроводного транспорта, в ряде случаев успешно решенные термохимическими методами, просто на просто переносятся уже на нефтеперерабатывающую отрасль, которая все чаще сталкивается с выпадением различного рода отложений химически обработанных нефтей и интенсивным коррозионным износом оборудования установок глубокой переработки.

Вопросы экологии и глобального потепления, выносимые на первый план, в особенности для активно развиваемых арктических нефтегазоносных районов, диктуют новые более жесткие требования к используемым специальным методам перекачки, разработанными десятки лет назад. Более того, развитие зеленых и экологически чистых видов энергетики, отбрасывают Россию с ее крупнейшими запасами углеводородов на второй план, что в ближайшей перспективе является довольно серьезной проблемой. Так, исторически сложившаяся как крупнейший поставщик и потребитель углеводородных ресурсов держава, не только не может, но и не должна полностью переориентироваться на альтернативные и «зеленые» виды неуглеводородной возобновляемой энергетики, однако с целью сохранения своей конкурентоспособности на глобальном рынке стратегическая нефтегазовая отрасль страны обязана повышать свою эффективность и экологичность на всех стадиях технологической цепи – от добычи до транспорта и хранения нефти.

С целью оценки влияния технологических параметров «горячей» перекачки на интенсивность образования отложений в рамках настоящей работы выполнен анализ недостатков применяемой схемы предварительного подогрева товарных нефтей, теплообменного оборудования и химических реагентов. Проблемы пуска

горячего нефтепровода после длительной остановки, представляющие отдельные задачи эксплуатации [96, 98, 100], в рамках данной работы не рассматриваются.

В настоящее время для транспорта высоковязких и застывающих нефтей в России, в основном применяется метод «горячей» перекачка с предварительным подогревом на головных станциях (промысловых установках подготовки нефти) и промежуточных пунктах подогрева (Рисунок 16).

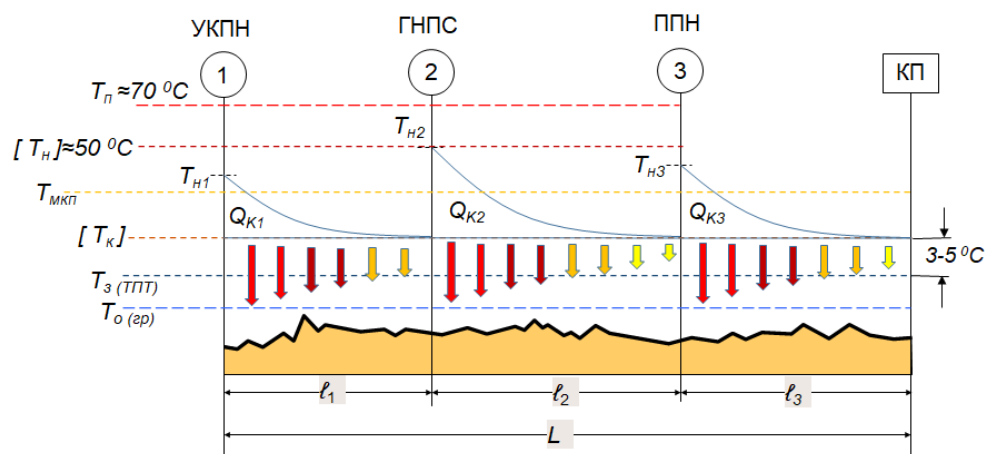


Рисунок 16 – Рассеивание тепла при «горячей» перекачки нефти

Как видно из Рисунка 16 при «горячей» перекачке нефти начальная температура подогрева на каждом перегоне подбирается исходя из минимальной температуры потока, которая в каждой точке трассы должна быть на 3-5 °C выше температуры застывания (начала потери текучести) в течение расчетного времени безопасной остановки участка (до 72 ч в зависимости от величины статического напряжения сдвига, преодолеваемого в моменты пуска и максимально разрешенных давлений на лимитирующих участках). Площадь заштрихованных областей, ограниченных линиями температурных профилей и минимально допустимой температуры $[T_k]$, представляет суммарные потери тепла при «горячей» перекачки. Все количество теплоты рассеивается в окружающий подземный нефтепровод грунт. Важно, что линия минимально допустимых температур представляет собой горизонталь и она постоянна при постоянстве состава нефти, то есть, другими словами, вся теплота, рассеиваемая в грунт, зависит только от полного коэффициента теплопередачи, который при отсутствии теплоизоляции нефтепровода определяется в основном

условиями прокладки труб (влажность и температура грунта на глубине укладки). Если данный метод направлен на увеличение вероятной конечной температуры за счет подъема начальной температуры подогрева, то при введении депрессорных присадок и термообработке обеспечивается снижение температуры застывания.

Начало применения в трубопроводной отрасли депрессоров и ингибиторов парафиноотложений, направленных на снижение затрат тепловой энергии, никак не изменило ситуацию (Рисунок 17), так как температуры подогрева, ограниченные условиями применения гидроизоляционных покрытий труб ($50\text{ }^{\circ}\text{C}$) и давлением насыщенных паров при приемо-сдаточных операциях ($35\text{ }^{\circ}\text{C}$), недостаточны для эффективной обработки нефти химическими реагентами преимущественно депрессорного типа (требуется не менее $70\text{ }^{\circ}\text{C}$), разработанных для промышленных условий (вводится на забое скважины при более высоких температурах потока). Последнее приводит в свою очередь к неоправданно завышенным дозировкам химреагентов на магистральных трубопроводах, сравнимым с концентрациями для неподготовленных нефтей (до 20 % масс. парафина) при более низкой степени ингибирования отложений, что не позволяет отказаться от подогрева из-за высоких рисков «заморозки» участков в периоды их длительных остановок.

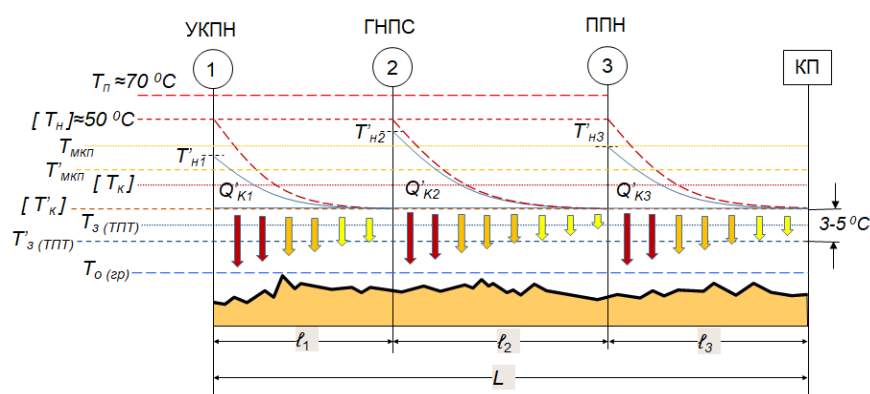


Рисунок 17 – Экономия тепловой энергии при «горячей» перекачки нефти с применением депрессорных присадок

В подобных условиях ввод депрессорных присадок оправдан только лишь для целей увеличения времени безопасной остановки (снижении пусковых давлений) или же для экономии тепловой энергии – за счет снижения температуры

начального подогрева. Важно, что последний вариант может привести к тому, что большая протяженность участков МН, а иногда и вся трасса, будет лежать в зоне риска – с температурой потока ниже температуры массовой кристаллизации парафинов, а при наличии в нефти достаточного количества асфальтенов – близко к границам самоассоциации и наноагрегации последних, термообработка в пределах которых, приведет к ухудшению реологических свойств и интенсификации отложений.

Согласно данным исследований совместимости нефтей и наноагрегации асфальтенов, представленным на Рисунках 3-5 [32-33, 35], при недостаточном прогреве нефтей до температур, лежащих в пределах активной зоны агрегации нанокolloидов асфальтенов, происходит резкое ухудшение текучести – снижение температуры застывания (потеря текучести) и рост эффективной вязкости [35].

На Рисунке 18 приведен наглядный пример получения отрицательного эффекта термообработки нефти в процессе «горячей» перекачки на 1 и 3 перегонах при снижении температуры предварительного подогрева нефти до 35-40 °С.

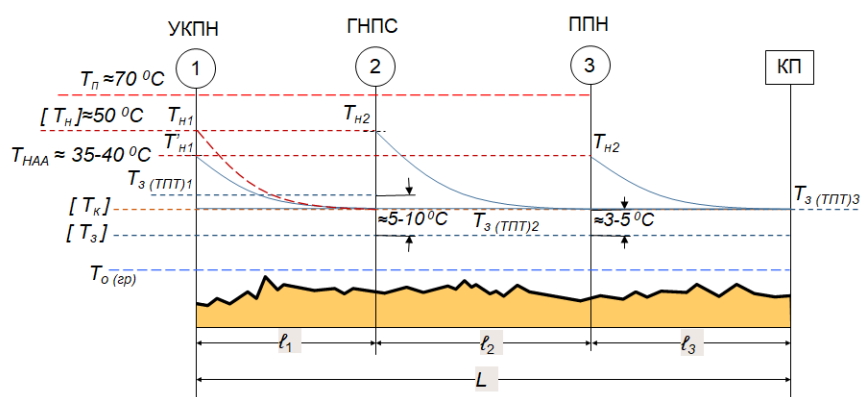


Рисунок 18 – Эффект отрицательной термообработки из-за недостаточного уровня температур предварительного подогрева при «горячей» перекачки нефти

Подобное неверное решение может быть вызвано необдуманном желанием снизить затраты топлива на подогрев за счет введения или увеличения дозировок депрессорных присадок, а также при значительном сезонном потеплении. Стоит отметить, что данный процесс носит обратимый характер, для чего требуется вновь прогреть нефть выше температурного диапазона агрегации нанокolloидов

асфальтенов, как это можно наблюдать на перегоне 2 – после повторного подогрева нефти до 50 °С температура ее застывания (начала потери текучести) вновь снижется до допустимых значений, обеспечивающих требуемое время безопасной остановки и выполнение условий прочности по разрешенным давлениям пуска с учетом ограниченной несущей способности лимитирующих участков.

Как упоминалось ранее, аналогичные эффекты также можно получить при «неоптимальном» темпе охлаждения термообработанной нефти – по причине формирования более прочной структуры из крупных скоплений парафинов (друз).

Опыт применения депрессорной присадки на нефтепроводе «Уса – Ухта» в условиях недостаточных температур прогрева в связи с ограничением значения по давлению насыщенных паров нефти, сдаваемых в резервуарные парки станций, и допустимой температуры эксплуатации гидроизоляционных покрытий, показал, что единственным доступным способом снижения температуры застывания нефти ниже отрицательных, является увеличения дозировки депрессорной присадки с 20 г/т (для условий оптимальной термообработки) до избыточных, но недостаточных с точки зрения реологической эффективности 50 г/т (максимальной концентрации активного вещества присадки в товарной нефти согласно техническим условиям). Однако уже с 2001 г. в связи с увеличением объемов нефтей с Харьгинских месторождений, сдаваемых на головной станции «Уса», значительно изменились свойства нефти, перекачиваемой по нефтепроводу. Общая доля высоковязкой тяжелой нефти достигла 20 %, доля парафинистых и высокопарафинистых нефтей соответственно 40 и 30 %. В связи с этим в период зимнего сезона 2000-2001 гг. эффект от применения депрессорной присадки значительно снизился (Таблица 8).

За рассматриваемый 2001 год на установке головной станции «Уса» было произведено 1227 т присадки «ДПН-1», которой с января по май и с октября по декабрь обработано 6418 тыс. т нефти. На производство присадки израсходовано 177 т полимера (сэвилена) и 1050 т растворителя (15 % раствор реагента). В связи с высоким расходом применяемой депрессорной присадки, не обеспечивающий требуемого реологического эффекта, исследования по поиску более эффективного реагента были продолжены. В частности, были испытаны образцы различных

марок депрессорных присадок «СУ-5» (Китай), «ДМН-2005» (Россия), «ДПН-1» (Россия). Эксперименты показали, что термообработка даже до 50-60 °С ухудшает реологические свойства нефти – вязкость термообработанной нефти в диапазоне температур 0-15 °С оказалась выше, чем у необработанной нефти. Таким образом, подтверждалась гипотеза о том, что термообработка, должна осуществляться до 70 °С, т. е. при температурах выше точки плавления парафинов, что невозможно было обеспечить в условиях эксплуатации магистрального нефтепровода. Как и следовало ожидать, ни один из в последующем испытанных реагентов, так и не смог подтвердить выявленную при лабораторных испытаниях эффективность (при прогреве проб до температур 70 °С) в ходе их опытно-промышленных испытаний.

Таблица 8 – Снижение реологической эффективности депрессорной присадки на нефтепроводе «Уса – Ухта» при увеличении доли тяжелых нефтей

Концентрация присадки в нефти, г/т	Температура застывания перекачиваемой нефти, обработанной депрессорной присадкой, °С	
	1995 год	2001 год
20	минус 10 - минус 12	плюс 3 (январь, февраль, март)
30	минус 12 - минус 15	минус 4 (ноябрь, декабрь)
50	-	минус 3 - минус 7 (пром. эксп. в апреле)

Как уже было отмечено, риск «заморозки» участка и высокая эффективная вязкость остывающей по мере удаления от пунктов подогрева нефти, далеко не единственные проблемы «горячей» перекачки высокопарафинистой нефти. Не менее важной причиной увеличения эксплуатационных затрат (на преодоление гидравлического сопротивления труб, внутритрубная очистка и ингибирование) является выпадение и накопление отложений, количество которых при «горячей» перекачке в условиях недостаточных начальных температур нагрева может быть существенно выше. Последнее связано с высокими температурными градиентами в пристенной граничной зоне теплообмена «холодная стенка – горячий поток», а также ростом шероховатости стенки труб, не имеющей внутреннего покрытия, и низкими скоростями перекачки высоковязких нефтей [21-25, 133-135]. В таких условиях эксплуатирующие предприятия вынуждены ингибировать отложения с

применением дорогостоящих химических реагентов. Справедливо отметить, что экспериментальные данные лабораторных испытаний по оценке эффективности обработки товарных нефтей ингибиторами, широко применяемыми в системах нефтепромыслового сбора и транспорта, не показали хороших результатов [102]. Подобные ингибиторы, преимущественного депрессорного типа, также, как и прочие присадки требуют более высоких температур первоначального нагрева нефти (не менее 70 °С). Приемлемые результаты показали только лишь «моющие» реагенты преимущественно смачивающего и диспергирующего типа на основе углеводородных разбавителей и поверхностно-активных веществ [31].

Единственным способом достижения требуемых уровней температур (до 70 °С) для плавления содержащихся в товарной нефти твердых парафинов является предварительная термообработка. Сама по себе термообработка, как и в отрасли металлургии, направлена на изменение размеров парафиновых друз – структуры нефти без изменения ее состава. Строгое соблюдение температурного режима при термообработке, времени и скорости на всех этапах, которые напрямую зависят от количества парафинов, количества природных (смолы и асфальтены нефти) или искусственных (присадки) поверхностно-активных веществ. В процессе нагрева нефти происходят структурные изменения, которые при охлаждении протекают в обратной последовательности, процессом которой можно управлять, регулируя темп охлаждения, дозировки применяемых химических реагентов (аналогично, как при отпуске и нормализации металлов добиваются высокой пластичности, а добавление при этом легирующих добавок придают требуемые свойства сталей). В силу указанных выше факторов, определяющих эффективность термообработки нефти, определяющим для достижения требуемого реологического эффекта будут эффективность и конструкция проточной части теплообменного оборудования, а также правильно подобранный тип и дозировка химреагентов (ингибиторов, ПАВ или депрессорных присадок) в зависимости от состава обрабатываемой нефти.

Технология термообработки парафинистой нефти, успешно апробированная на ряде объектов страны еще в 70-х гг. [45], не получила должного широкого распространения из-за низкой надежности и энергоэффективности производимого

на тот момент теплообменного оборудования, а также ограничений эксплуатации, связанных с максимально допустимой температурой изоляционных покрытий для нетеплоизолированных подземных труб, проблемами интенсификации испарений и технологическими особенностями приборов коммерческого учета нефти.

Так на магистральном нефтепроводе «Уса – Ухта» сегодня используются импортные дорогостоящие пластинчатые теплообменники, а первый «горячий» нефтепровод «Узень – Гурьев – Куйбышев» (в настоящее время «Узень – Атырау – Самара») все еще использует низкоэффективные печи подогрева, разработанные десятилетия назад, являющиеся мощными источниками загрязняющих выбросов и эмиссии углекислого газа в атмосферу [102, 113].

Применяемые с советского времени печи подогрева нефти (Рисунок 19) типа Г9П02В (все еще продолжают использоваться на «горячем» нефтепроводе «Узень – Атырау – Самара») и ПТБ-10 (оснащены большинство промысловых установок), и широко используемые кожухотрубчатые теплообменники не только не способны обеспечить гибкое регулирование для «мягкого» процесса нагрева–охлаждения, но и не позволяют обеспечить равномерное распределение тепла в проточной части оборудования, в результате чего часто имеют место локальные перегревы или переохлаждения части обрабатываемой нефти, что в свою очередь приводит к интенсификации отложений внутри проточной части из-за рисков коксования перегретых тяжелых компонентов нефти, кристаллизации твёрдых парафинов и полимеризации вводимых в поток химических реагентов на холодных участках во внешней зоне рабочих поверхностей теплообменного оборудования [13, 44].



Рисунок 19 – Отечественные печи подогрева нефти для промышленной подготовки и трубопроводного транспорта (слева – ПТБ-10; справа – Г9П02В)



Рисунок 20 – Кожухотрубчатые теплообменники для нефти
(слева – пластинчатый; справа – прямотрубный U-образный)

Помимо устаревших печей объемно-настильного типа, также используются кожухотрубчатые и пластинчатые теплообменные аппараты (станция подогрева «Чикшино» нефтепровода «Уса – Ухта»). Несмотря на более высокую тепловую эффективность за счет использования промежуточного агента (подготовленной воды, тосола или антифриза) ламинарное течение обрабатываемой нефти в узких трубках или пластинчатых каналах приводит к интенсификации отложений, в результате чего ресурс и надежность подобных конструкций оставляет желать лучшего, при этом, по мере длительной эксплуатации, существенно падает их энергоэффективность – одновременно увеличиваются как гидравлическое, так и термическое сопротивления в проточной части (в трубных и межтрубных каналах).

Очистка теплообменных поверхностей пластинчатых аппаратов, как показал опыт АО «Транснефть – Север», представляет сложный и затратный процесс, связанный с использованием дорогостоящих и агрессивных реагентов, что никак не может не отразиться на надежности их последующей эксплуатации [88-90].

Указанные недостатки применяемых в отрасли теплообменных аппаратов, не позволяют реализовать эффективную термохимическую обработку нефти для возможности ее последующего трубопроводного транспорта в изотермическом «низкотемпературном» режиме без рисков интенсификации отложений нефти и необходимости использования промежуточных пунктов подогрева.

Переход на более совершенные типы теплообменных аппаратов высокой эффективности и надежности, соответствующие современному уровню развития науки и техники, позволит решить вышеуказанные проблемы уже в ближайшей

перспективе [13, 44]. Важно, что дозировки применяемых химических реагентов – депрессорных присадок и ингибиторов парафиноотложений нефти также будут многократно снижены, что в свою очередь не может не отразиться на улучшении товарных качеств нефти и продуктов ее переработки.

Недостатки существующей технологии «горячей» перекачки парафинистых товарных нефтей путем предварительного подогрева и последующего транспорта по трубопроводам без тепловой изоляции связаны с возникновением высоких температурных градиентов, приводят к росту интенсивности тепломассобменных процессов и как следствие к увеличению отложений. Кроме того, многократный нагрев нефти до недостаточного для эффекта термообработки уровня, приводят к большим тепловым потерям и перерасходу химических реагентов, в результате возрастают не только энергозатраты на перекачку – увеличиваются выбросы в атмосферу и ухудшаются товарные качества нефти.

ОСНОВНЫЕ ВЫВОДЫ ПО ГЛАВЕ 1

По результатам анализа данных экспериментальных исследований можно сделать ряд выводов об основных причинах образования и накопления отложений, определяющих факторах влияния, физико-механических особенностях и составе слоя АСПО товарной нефти в линейной части магистральных нефтепроводов:

- товарные нефти, транспортируемые отдельно в системе магистральных нефтепроводов ПАО «Транснефть», до их смешения чаще всего характеризуются низкой интенсивностью парафиноотложений по сравнению с неподготовленными сырыми нефтями, перекачиваемыми в системах промышленного сбора и транспорта;
- основными факторами интенсификации процесса парафинизации в неизотермических магистральных нефтепроводах являются сезонные колебания температур окружающей среды и изменения режима перекачки, а также несовместимость совместно перекачиваемых товарных нефтей из-за нарушения природного равновесного баланса (соотношения тяжелых высокомолекулярных компонентов и жидких углеводородов), что особенно проявляется в процессе

«горячей» перекачки, на участках надземной прокладки и подводных переходах нефтепроводов, уложенных открытым способом;

– тяжелые товарные нефти с повышенным содержанием асфальтенов и смол, характеризующиеся более высокими значениями плотности и вязкости, значительно менее склонны к образованию и накоплению отложений, кроме того, их добавление в определенном соотношении к застывающим нефтям позволяет не только повысить текучесть транспортируемой нефти, но и замедлить процесс парафинизации, при этом все же образующиеся отложения будут иметь более прочную и устойчивую к потоку структуру, с одной стороны препятствующую налипанию новых кристаллов парафина, а с другой, усложняющей процесс внутритрубной очистки;

– основными причинами интенсификации выпадения и накопления АСПО, а также риска «замораживания» неизотермических нефтепроводов, реализующих «горячую» перекачку нефти, являются высокие температурные градиенты в пристенном слое трубы на границе «горячая нефть – холодная стенка» из-за отсутствия тепловой изоляции и высоких температур начального подогрева, обоснованных только с точки зрения продления допустимого времени безопасной остановки нефтепровода, при этом эффективное использование депрессорных присадок и ингибиторов парафиноотложений может быть достигнуто только при предварительной термообработки нефти до 70-80 °С;

– проблемы парафинизации и высокие затраты «горячей» перекачки нефтей с высоким содержанием парафинов могут быть решены путем их однократной комплексной термохимической обработки на выходе с промысловых установок подготовки или на головных сооружениях трубопроводного транспорта нефтей для их последующей низкотемпературной перекачки в системе магистральных нефтепроводов, при этом эффективность термообработки в первую очередь будет зависеть от возможности обеспечения условий для мягкого и контролируемого режима «подогрева – охлаждения» нефтей, что требует применения современного теплообменного оборудования, а также может быть достигнуто за счет магнитных и ультразвуковых методов воздействия.

2 ЛАБОРАТОРНЫЕ ИССЛЕДОВАНИЯ ФИЗИКО-МЕХАНИЧЕСКИХ И ЭКСПЛУАТАЦИОННЫХ СВОЙСТВ ОТЛОЖЕНИЙ ТОВАРНОЙ НЕФТИ, ОБРАЗУЮЩИХСЯ В МАГИСТРАЛЬНЫХ НЕФТЕПРОВОДАХ

2.1 Входной аналитический контроль образцов отложений товарной нефти

Для проведения лабораторных исследований использовались как образцы самих отложений товарной нефти (Рисунок 21), отобранные в камерах приема СОД, так и сегменты катушек труб, вырезанных с длительно эксплуатируемых участков МН, осложненных парафиноотложениями (Рисунок 22).



Рисунок 21 – Образцы отложений товарной нефти с участков МН



Рисунок 22 – Образец фрагмента катушки трубы МН с отложениями

Входной контроль испытуемых отложений, заключался в измерении:

- плотности по ГОСТ 3900-85 (пикнометром);
- содержания воды (обводненность проб) по ГОСТ 2477 – 65;
- содержания механических примесей (неорганики) по ГОСТ 6370-83;
- содержания асфальтенов, смол и твердого парафина по М-01-12-81.

Сущность метода определения содержания асфальтенов, смол, парафина в отложениях в соответствии с М-12-81 заключается в комплексном применении трех последовательных методов исследований:

- осаждении асфальтенов петролейным эфиром;
- выделении из деасфальтизованного остатка испытуемого образца смолистых веществ методом комплексообразования с тетрахлоридом титана с последующим разложением комплекса и выделением смол;
- вымораживании парафина из деасфальтизуемого и обессмоленного осадка испытуемого образца отложений.



Рисунок 23 – Результаты определения содержания асфальтенов, смол и парафинов из отложений товарной нефти, отобранных с участков МН

Результаты определения состава и свойств АСПО, образующихся на внутренней поверхности стенок ТУ МН приведены в Таблице 9.

Таблица 9 – Результаты исследования компонентного состава и свойств образцов АСПО, отобранных с ТУ МН ОСТ

№	Место отбора (ТУ, МН, ОСТ)	Плотность при 20 °С, кг/м ³	Компонентный состав (массовая доля), %:					Тип АСПО
			вода	механические примеси	асфальтены	смолы	парафины	
1	2	3	4	5	6	7	8	9
ООО «Транснефть – Балтика»								
1	Сургут – Полоцк (Тучево – Андреаполь – 3167 км)	956,78	1,4	0,6	11,0	10,6	15,1	0,70
2	Сургут – Полоцк (ЛПДС «Ярославль» – 104 км)	956,78	1,4	0,6	11,0	10,6	15,1	0,70
АО «Транснефть – Сибирь»								
3	Шаим – Конда, 0-108 км	914,76	1,1	0,3	11,7	10,0	15,2	0,70
4	Шаим – Тюмень, 0-200-440 км	946,22	1,1	0,3	15,2	14,0	18,4	0,63
5	Вать Ёган – Апрельская, 0-37 км	928,95	1,1	0,3	15,0	13,3	17,8	0,63
6	Бахилловское – Хохряковское, 0-118 км	891,11	1,1	0,3	10,2	7,8	14,2	0,79
7	Красноленинск – Шаим – Конда, 0-125-243 км	914,32	1,1	0,3	12,7	11,3	15,5	0,65
8	Тарасовское – Муравленковское, 0-52-108 км	906,07	1,1	0,3	14,8	13,4	18,3	0,65
9	Повх. – Покачи – Урьевские, 0-97-157 км	908,38	1,1	0,3	14,5	13,0	17,9	0,65
10	Усть-Балык – Нижневартовск	950,29	1,1	0,3	12,4	11,4	18,7	0,78

№	Место отбора (ТУ, МН, ОСТ)	Плотность при 20 °С, кг/м ³	Компонентный состав (массовая доля), %:					Тип АСПО
			вода	механические примеси	асфальтены	смолы	парафины	
1	2	3	4	5	6	7	8	9
	(о.н., 219-280 км, р.н., 219-280 км)							
11	Сургут – Полоцк (о.н., 0-76 км, р.н., 0-76 км)	946,55	1,1	0,3	13,2	12,3	16,9	0,66
АО «Транснефть – Урал»								
12	Чекмагуш – Азнакаево (Чекмагуш – р. Ик, 0-90,2 км)	981,64	1,9	1,0	18,0	17,9	22,4	0,62
13	Чекмагуш – Уфа-2 (Языкова – Нурлино, 68-120 км), Чекмагуш – Уфа-3 (Языкова – Нурлино, 65-117,6 км)	977,35	1,9	1,0	18,0	17,5	23,0	0,65
АО «Транснефть – Прикамье»								
14	Ножовка – Мишкино – Киенгоп (Ножовка – Мишкино, 0-58 км)	974,27	1,5	0,8	15,0	12,8	18,8	0,68
15	Ножовка – Мишкино – Киенгоп (Мишкино – Киенгоп, 58-105 км)	974,27	1,5	0,8	15,0	12,8	18,8	0,68
16	Оса – Пермь (Оса – Пермь, 107-33 км)	955,35	1,8	1,0	17,0	11,9	18,2	0,63
17	Киенгоп – Н. Челны (Киенгоп – М. Пурга, 0-206 км)	974,27	1,8	1,0	15,0	12,8	18,7	0,67
18	Чекмагуш – Азнакаево (р. Ик – Азнакаево, 89-124 км)	981,64	1,8	1,0	16,0	15,9	19,6	0,61

№	Место отбора (ТУ, МН, ОСТ)	Плотность при 20 °С, кг/м ³	Компонентный состав (массовая доля), %:					Тип АСПО
			вода	механические примеси	асфальтены	смолы	парафины	
1	2	3	4	5	6	7	8	9
19	Чекмагуш – Альметьевск – Калейкино (Карабаш – Альметьевск, 0-22,4 км)	981,64	1,8	1,0	16,0	15,9	19,6	0,61
20	Калтасы – Куйбышев (Азнакаево – Альметьевск)	981,64	1,8	1,0	16,0	15,9	19,6	0,61
АО «Транснефть – Приволга»								
21	Гурьев – Куйбышев (1218 км – Самара)	955,35	1,9	1,1	16,5	15,4	26,2	0,82
22	Куйбышев – Лисичанск (Самара – Совхозная – Бородаевка)	959,53	1,9	1,1	15,1	14,9	25,3	0,84
23	Бавлы – Куйбышев (Бавлы – Похвистнево – Кротовка)	957,11	1,7	0,9	16,2	15,5	22,7	0,72
24	Бавлы – Куйбышев (Кротовка – Самара)	957,11	1,7	0,9	16,2	15,5	22,7	0,72
25	Бугуруслан – Сызрань, 0-20 км	965,69	1,7	0,9	16,2	15,9	22,3	0,69
26	Бугуруслан – Сызрань (Кротовка – Самара)	965,69	1,7	0,9	16,2	15,9	22,3	0,69
27	Серные Воды – Кротовка (Серные Воды – Кротовка)	992,64	1,7	0,9	17,0	16,8	22,6	0,67
28	Кротовка – Куйбышев (Кротовка – Куйбышев)	965,47	1,7	0,9	15,2	14,6	24,0	0,80
29	Муханово – Куйбышев (Муханово – Куйбышев)	932,69	1,7	0,9	17,1	16,2	24,2	0,73

№	Место отбора (ТУ, МН, ОСТ)	Плотность при 20 °С, кг/м ³	Компонентный состав (массовая доля), %:					Тип АСПО
			вода	механические примеси	асфальтены	смолы	парафины	
1	2	3	4	5	6	7	8	9
30	Кулешовка – Куйбышев (Кулешовка – Куйбышев)	924,33	1,7	0,9	13,7	18,3	22,1	0,69
31	Бугуруслан – Сызрань (Покровская – СНПЗ)	940,61	1,7	0,9	17,1	15,3	20,2	0,62
32	Покровка – Сызрань (Покровка – Сызрань)	940,61	1,7	0,9	17,1	15,3	20,2	0,62
33	Покровка – Кротовка 2 (Покровка – Кротовка)	940,61	1,7	0,9	17,1	15,3	20,2	0,62
34	Красноармейск – Саратовский НПЗ (Красноармейск – Саратовский НПЗ)	956,34	1,7	0,9	15,0	14,2	19,8	0,68
АО «Транснефть – Верхняя Волга»								
35	Ярославль – Москва (104 км – Лобково – Москва)	956,12	1,6	0,8	11,5	10,5	15,2	0,69
АО «Транснефть – Север»								
36	Уса – Ухта (Сыня – Чикшино 108,5-214,2 км)	961,07	1,1	0,5	18,1	17,8	26,3	0,73
37	Ухта – Ярославль (Ухта – Синдор, 0-143,2 км)	961,07	1,1	0,5	18,1	17,8	26,3	0,73
38	Ухта – Ярославль (Синдор – Микунь, 142,3-256,8 км)	961,07	1,1	0,5	18,1	17,8	26,3	0,73
АО «Черномортранснефть»								
39	Маглобек – Тихорецк, 0-485 км	957,11	1,5	0,7	11,2	10,8	15,0	0,68

Образцы отложений нефти, отобранные с ТУ МН ОСТ и доставленные в лабораторию гомогенизировались с использованием мешалки и распределялись по одноразовым тарам равного объема. Также для испытаний были доставлены фрагменты катушек труб с отложениями на поверхности стенок, вырезанные с различных ТУ МН ОСТ (Рисунок 24).



Рисунок 24 – Подготовка проб отложений нефти к испытаниям

Анализ результатов испытаний АСПО, представленных в Таблице 9, показал незначительные отклонения состава в части соотношения парафинов, смол и асфальтенов в испытанных образцах, в основном представляющих из себя отложения смешенного типа. Разброс по содержанию мехпримесей и воды в образцах АСПО с различных ТУ МН также незначительный, в связи с чем, можно сделать предположение о примерно равных теплоизоляционных, гидравлических и антикоррозионных свойствах исследуемых отложений.

2.2 Исследование теплоизоляционных свойств отложений

Исследования теплоизоляционных свойств отложений, проводимые с целью оценки теплогидравлической эффективности слоя АСПО, равномерно распределенного по внутренней поверхности стенки ТУ МН, осуществлялись путем измерения коэффициента теплопроводности на установке ИТП-МГ4 в режиме стационарного теплового потока по ГОСТ 7076.

Измеритель теплопроводности ИТП-МГ4 предназначен для измерения теплопроводности и определения теплового сопротивления строительных материалов, а также прочих материалов, предназначенных для тепловой изоляции промышленного оборудования и трубопроводов, при стационарном тепловом режиме.

Область применения прибора – сферы строительной индустрии, научно-исследовательские и строительные лаборатории.

Условия эксплуатации прибора при стационарном тепловом режиме:

- температура окружающего воздуха от 15 °С до 25 °С;
- относительная влажность воздуха от 30 % до 80 %.

Конструктивно прибор состоит из двух блоков:

- электронного блока;
- нагревателя-преобразователя в стационарном исполнении.

Стационарная установка прибора собрана по асимметричной схеме в соответствии с ГОСТ 7076. Стационарная установка прибора состоит из блока управления нагревателем и холодильника, выполненных на элементах Пельтье, тепломера, платиновых датчиков температуры, включая устройства преобразования первичных сигналов датчиков, а также источника питания. Охлаждение элементов Пельтье осуществляется вентилятором. На боковых стенках установки расположены выключатель питания, клемма заземления, предохранитель и гнезда для подключения кабеля к электронному блоку и шнура питания, а также эксцентриковый замок. Характеристики прибора приведены в Таблице 10, внешний вид прибора представлен на Рисунке 25.

Таблица 10 – Технические характеристики прибора ИТП-МГ4

№	Наименование характеристики	Значение
1	1	2
1	Диапазон измерений теплопроводности, Вт/м·К при стационарном тепловом режиме	0,02... 1,5
2	Диапазон определения теплового сопротивления при стационарном тепловом режиме, м ² ·К/Вт	0,01.1,5
3	Пределы допускаемой относительной погрешности измерения теплопроводности при стационарном тепловом режиме, %	± 5,0
4	Пределы допускаемой дополнительной погрешности при измерении цилиндрическим зондом, вызванные изменением температуры окружающего воздуха от нормального значения (20±5) °С до предельных рабочих значений, на каждые 10 °С	0,2 предела допускаемой основной погрешности
5	Диапазон регулирования температур, °С - холодильника - нагревателя	5,25 25,60
6	Напряжение питания переменного тока, В, частота, Гц	230 (115) 50
7	Потребляемый ток, мА, при стационарном тепловом режиме: - при испытании образцов 100х100 мм - при испытании образцов 250х250 мм - при испытании образцов 300х300 мм	250 1200 1300
8	Время единичного измерения, мин, не более: - при стационарном тепловом режиме	120
9	Масса, кг, не более: - электронного блока - установки для испытания образцов 100х100 мм - установки для испытания образцов 250х250 мм - установки для испытания образцов 300х300 мм	0,27 3,8 15,7 25,5
10	Габаритные размеры, мм, не более: - электронного блока - установки для испытания образцов 100х100 мм - установки для испытания образцов 250х250 мм - установки для испытания образцов 300х300 мм	175х90х30 155х200х220 300х400х330 350х430х370
11	Средняя наработка на отказ, ч, не менее	10000
12	Средний срок службы, лет, не менее	10



Рисунок 25 – Общий вид прибора ИТП-МГ4 с установками для испытания образцов различного размера и выносным измерительным зондом

Принцип работы прибора основан на создании стационарного теплового потока, проходящего через плоский образец с определенной толщиной и направленного перпендикулярно к его лицевым граням, измерении толщины образца, плотности теплового потока и температуры лицевых граней.

Питание на электронный блок подается от стационарной установки по соединительному кабелю. В верхней части установки находится прижимной винт, снабженный отсчетным устройством для измерения толщины образца и динамометрическим устройством с трещоткой для создания постоянного усилия прижатия испытуемого образца

Вычисление коэффициента теплопроводности образца λ (эффективной теплопроводности) и расчетного значения теплового сопротивления R (при стационарном тепловом режиме измерений), производится вычислительным устройством прибора по следующим формулам:

$$\lambda = \frac{H \cdot q}{T_H - T_X}; \quad (2-1)$$

$$R_H = \frac{T_H - T_X}{q} - 2 \cdot R_K, \quad (2-2)$$

где λ – эффективная теплопроводность, Вт/м·К;

R_H – тепловое сопротивление измеряемого образца, м²·К/Вт;

R_K – тепловое сопротивление между лицевой гранью образца и рабочей поверхностью плиты прибора, м²·К/Вт (учитывается при калибровке);

H – толщина измеряемого образца, мм;

q – плотность стационарного теплового потока, проходящего через тело измеряемого образца, Вт/м²;

T_H – температура горячей грани измеряемого образца, К;

T_X – температура холодной грани измеряемого образца, К.

Образцы (формы для набивки) изготавливались в виде прямоугольного параллелепипеда, наибольшие (лицевые) грани которого могут иметь форму квадрата со стороной 300×300 мм (прибор ИТП-МГ4 «300»), 250×250 мм (прибор ИТП-МГ4 «250»), 100×100 мм (прибор ИТП-МГ4 «100»).

Длину и ширину образца (используемой формы) в плане измеряли при помощи линейки с погрешностью не более 0,5 мм.

При этом толщина измеряемого образца должна составлять:

- для измерений прибором ИТП-МГ4 «300» от 5 до 60 мм;
- для измерений прибором ИТП-МГ4 «250» от 5 до 50 мм;
- для измерений прибором ИТП-МГ4 «100» от 3 до 28 мм.

Толщину образца (H) и разницу температур нагревателя и холодильника (ΔT) необходимо выбирать в соответствии с рекомендациями, указанными в «Руководстве по эксплуатации» прибора, в зависимости от прогнозируемой теплопроводности материала.

Грани образца, контактирующие с рабочими поверхностями лицевых плит прибора, были строго плоскими и параллельными. Отклонение лицевых граней образца от параллельности не превышало более $\pm 0,5$ мм.

Толщину образца отложений нефти в форме параллелепипеда измеряли штангенциркулем с погрешностью не более $\pm 0,1$ мм в четырех углах на расстоянии

(50 ± 5) мм от вершины угла и центру каждой стороны. За толщину образца АСПО принималась среднее арифметическое из четырех результатов измерений. Правильность геометрической формы и размеры образца теплоизоляционного материала определялась по ГОСТ 17177.

Средний размер включений (гранулы заполнителя, крупные поры и т.п.), отличных по своим теплофизическим показателям от основного слоя образца, составлял не более 0,1 толщины образца.

Масса образца (M_1) определялась его взвешиванием, как разница массы формы, наполненной отложениями, и пустой формы перед ее наполнением.

Образец высушивался и считался высушенным до постоянной массы, если потеря его массы после очередного высушивания в течение 0,5 ч не превышала 0,1 %. По окончании сушки определяют массу образца (M_2) и его плотность (ρ_u), после чего образец немедленно помещался либо в прибор для определения его термического сопротивления, либо в герметичный сосуд.

Образец АСПО делился на четыре равные части, которыми поочередно наполняли подготовленную форму, уплотняя каждую часть так, чтобы она заняла соответствующую ей часть внутреннего объема формы, не досыпая до его краев 2-3 мм. Форму закрывали крышкой из того же материала таким образом, чтобы она легла на испытуемый материал.

По измеренному значению массы ящика с образцом и предварительно измеренным значениям внутреннего объема и массы пустого ящика вычислялась плотность образца. Погрешность измерения массы и размера образцов не превышала $\pm 0,5$ %.

После установки образца, в зависимости от его толщины и примерной теплопроводности задавались температуры холодильника и нагревателя, после чего измерения проводятся в полностью автоматическом режиме. Зазор между плитой нагревателя и образцом составлял от 2 до 5 мм.

Конструкция стационарной установки представлена на Рисунке 26.

В связи с вязко-пластичной консистенцией отложения нефти в рамках испытаний были специально подготовлены стальные контейнеры в форме

параллелепипеда различной глубины с плоской стальной крышкой, которые заполнялась отложениями с последующим уплотнением слоев (Рисунок. 27).

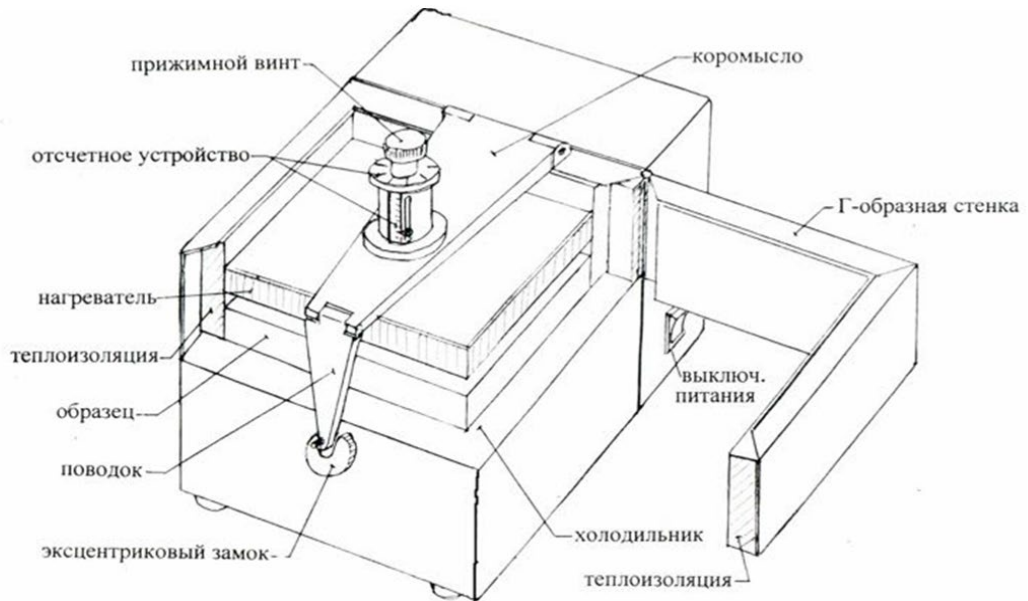


Рисунок 26 – Конструкция стационарной установки прибора ИТП-МГ4



Рисунок 27 – Набивка исследуемых отложений в металлические формы

На Рисунке 28 представлено распределение теплового потока в плоской многослойной стенке, образованной слоем набивки АСПО и поверхностями используемых стальных форм. Таким образом, плотность тепловой потока через многослойную плоскую стенку равна:

$$q = \frac{T_H - T_X}{\frac{\lambda_1}{\delta_1} + \frac{\lambda_2}{\delta_2} + \frac{\lambda_3}{\delta_3}} \quad (2-3)$$

где λ_i – теплопроводность i -го слоя, Вт/м•К;

δ_i – толщина i -го слоя образца, мм.

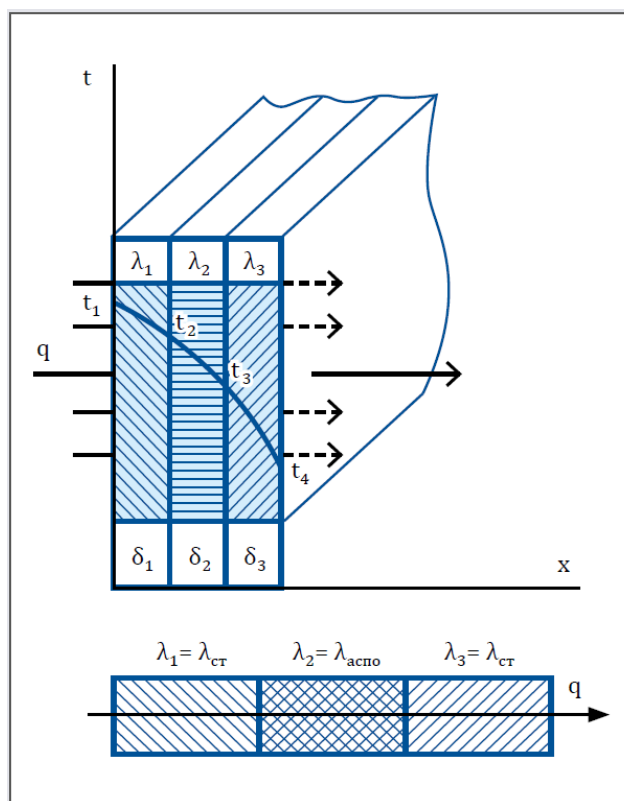


Рисунок 28 – Распределение теплового потока в плоской многослойной конструкции образца (стенка – отложения – стенка)

Принимая во внимание, то что стенки формы выполнены из стального листа ($\lambda_1 = \lambda_3 = \lambda_{ст}$) одинаковой толщины ($\delta_1 = \delta_3 = \delta_{ст}$), используя полученные с прибора значения плотности стационарного теплового потока, преобразовав уравнение (2-3) следующим образом, получим коэффициент теплопроводности испытуемого образца отложений $\lambda_{АСПО}$ (λ_2) толщиной $\delta_{АСПО}$ (δ_2):

$$\lambda_{АСПО} = \frac{\delta_{АСПО}}{\left(\frac{T_H - T_X}{q} - \frac{2 \cdot \delta_{ст}}{\lambda_{ст}}\right)} \quad (2-4)$$

Гомогенность образцов отложений, обеспечивалась мешалкой с регулируемой частотой вращения, расчетная плотность испытуемого образца отложений определялась как разность массы пустой и заполненной формы, поделенной на объем внутренней полости формы, при этом трамбовка АСПО

доводилась до такой степени, чтобы расчетная плотность слоя соответствовала измеренной на исходных образцах АСПО до испытаний (Рисунки 29-30).

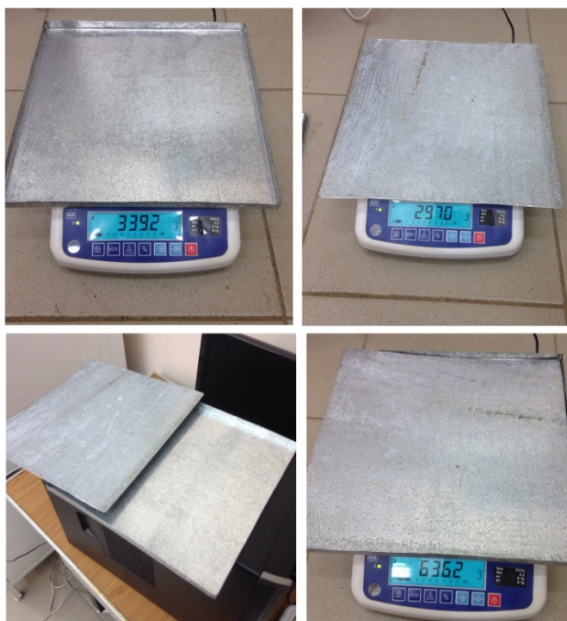


Рисунок 29 – Форма для набивки АСПО с крышкой (слой 13 мм)



Рисунок 30 – Набивка форм отложениями нефти для испытаний

Измерение теплопроводности образцов отложений проводилось после определения расчетной плотности помещением закрытых форм, плотно набитых АСПО, в стационарную установку прибора «ИТП-МГ4» между плитами холодильника и нагревателя, плотно обжимающих форму.

Выбранные температуры на лицевых плитах холодильника и нагревателя были выставлены в соответствии с инструкцией по эксплуатации установки ($T_x=12^{\circ}\text{C}$, $T_n=20$ или 30°C), исходя из толщины образцов (13 и 27 мм) и предполагаемой теплопроводности отложений нефти (0,1-0,3 Вт/м·К).

Результаты измерений фиксировались и отображались на ЖК-экране электронного блока, после чего обрабатывались и сводились в Таблицу 11.

Таблица 11 – Результаты измерения теплопроводности образцов отложений

№	Образец АСПО	Толщина слоя, мм	Тепловой поток, Вт/м ²	Теплопроводность АСПО, Вт/м·К
1	2	3	4	5
1	Опытная проба №1 (рыхлая)	13	57,8	0,09
2	Опытная проба №2 (рыхлая)	13	74,0	0,11
3	Опытная проба №3 (рыхлая)	13	78,5	0,12
4	Опытная проба №4 (рыхлая)	13	64,3	0,10
5	Опытная проба №5 (рыхлая)	13	65,0	0,10
6	Опытная проба №1 (уплотнённая)	13	110,4	0,17
7	Опытная проба №2 (уплотнённая)	13	111,9	0,17
8	Опытная проба №3 (уплотнённая)	13	109,8	0,16
9	Опытная проба №4 (уплотнённая)	13	113,9	0,17
10	Опытная проба №5 (уплотнённая)	13	115,5	0,17
11	Опытная проба №1 (уплотнённая)	27	131,4	0,19
12	Опытная проба №2 (уплотнённая)	27	126,7	0,18
13	Опытная проба №3 (уплотнённая)	27	130,3	0,19
14	Опытная проба №4 (уплотнённая)	27	129,2	0,19
15	Опытная проба №5 (уплотнённая)	27	127,6	0,18
16	Среднее значение коэффициента теплопроводности плотного слоя			0,15

Результаты выполненных исследований, показали, что среднее значение коэффициента теплопроводности плотного слоя отложений нефти, отобранных на различных участках действующих МН, примерно совпадает с теплопроводностью нефти (0,1-0,2 Вт/м·К), что говорит о достаточно высоких теплоизоляционных свойствах АСПО и возможности использования слоя определенной толщины в качестве внутренней теплоизоляции труб, при этом ожидаемый положительный эффект может достигаться, как за счет поддержания высокой средней температуры потока, и как следствие снижения вязкости нефти, так и за счет уменьшения интенсивности тепломассообменных процессов, вызванных неизотермичностью перекачки из-за высоких температурных градиентов в пристенной области.

2.3 Оценка коррозионной активности и защитных свойств отложений

С целью подтверждения защитных свойств слоя отложений на поверхности стенки к коррозионно-активным средам (скопление воды в понижениях профиля из-за высокой обводненности и после гидроиспытаний), а также безопасностью самих отложений для металла, выполнены сравнительные испытания по оценке скорости коррозии стали, как в пресной водопроводной, так и соленой морской воде при отсутствии и наличии слоя АСПО на поверхности контрольного образца (купона), выполненного из стали 20 (0,5 x 20 x 25 мм).

Антикоррозионные свойства определяли гравиметрическим методом по ГОСТ 9.905-2007 с использованием металлических купонов, выполненных из холоднокатаной стальной ленты по ГОСТ 503-81, которые выдерживались в отстоявшейся водопроводной и средне соленой морской воде. Измерения производились дважды – до и после нанесения на поверхности купонов слоя отложений (Рисунок 31).

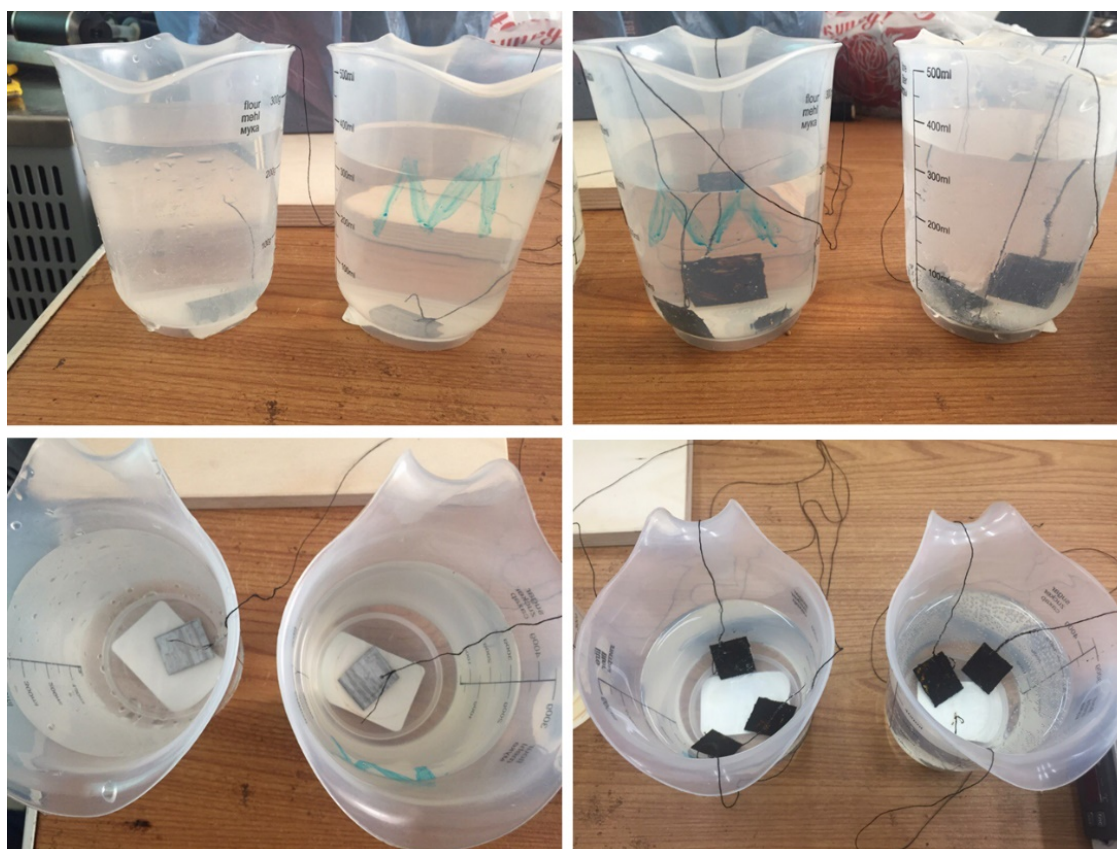


Рисунок 31 – Выдержка образцов в коррозионно-активных средах

Подготовленные образцы (купоны) размером 0,5 x 20 x 25 мм перед погружением в емкости с различными средами подвергались взвешиванию на электронных весах после сушки и достижения постоянного веса в эксикаторе (Рисунок 32).



Рисунок 32 – Подковка контрольных образцов к испытаниям

После выдержки контрольных образцов в жидкостях в течение 144 часов при стандартных условиях, все они вынимались и обсушивались фильтровальной бумагой и подвергались визуальному осмотру, на наличии на них явных (визуально заметных) коррозионных повреждений. Образцы контрольных купонов со слоями АСПО очищались химически в моющем углеводородном растворителе, а затем промывались дистиллированной водой, высушивались фильтровальной бумагой. Все образцы перед контрольным взвешиванием выдерживались в эксикаторе для осушки до достижения постоянного веса (см. Рисунок 33).



Рисунок 33 – Осмотр и взвешивание на весах после выдержки в эксикаторе

Расчетную скорость коррозии определяли согласно ГОСТ Р 54511-2011, в соответствии с которым вещества относят к коррозионно-опасным, если у какого-либо образца (купона) потеря массы металла, на котором проводятся испытания, превышает 13,5 % за период испытаний. При этом приводилось сравнение агрессивности водопроводной и морской воды по отношению к металлу купона, а также антикоррозионных защитных свойств слоя АСПО, равномерно нанесенного на его поверхности.

Вычисление скорости коррозии производилось следующим образом:

$$\Pi = \frac{8,76 \cdot K}{\gamma}, \quad (2-5)$$

где γ – удельный вес стали, кг/м³ (для стали = 7,7 н/м³);

K – показатель изменения массы металла, г/(м²•ч):

$$K = \frac{\Delta m}{S \cdot t}, \quad (2-6)$$

где Δm – потеря массы контрольного образца после испытаний, мм;

t – время испытаний, ч (выдержка образца в течение 6 суток = 144 ч);

S – общая площадь поверхности всех граней образца, м²:

$$S = 2(ab + bc + ac), \quad (2-7)$$

где a , b , c – линейные размеры контрольного образца соответственно, мм (для купона размерами 20 x 25 x 0,5 мм принимается равной 1045 мм²).

Степень защиты, характеризующая антикоррозионные свойства АСПО, определяется как относительное изменение скорости коррозии контрольных образцов до и после нанесения на их поверхности слоя отложений нефти:

$$K_{\Pi} = \frac{\Pi - \Pi_{(\text{АСПО})}}{\Pi} \cdot 100\%, \quad (2-8)$$

где Π – скорость коррозии необработанных образцов, мм/год;

$\Pi_{(\text{АСПО})}$ – скорость коррозии образцов, покрытых отложениями, мм/год.

На Рисунке 34 представлены результаты осмотра образцов, из которых первые 2 погружались в пресную и соленую воды без слоя АСПО. Результаты определения скорости коррозии приведены в Таблице 12.



Рисунок 34 – Результаты осмотра купонов после выдержки и зачистки (1,2 – погружались без АСПО; 3-8 – с нанесением защитного слоя АСПО)

Таблица 12 – Определение скорости коррозии и защитных свойств АСПО

№	Тип образца	Среда испытания (вода)	Изменение массы контрольного образца, г			Скорость коррозии, мм/год	Степень защиты, %
			m_1	m_2	Δm		
1	2	3	4	5	6	7	8
1	без АСПО	пресная	1,4539	1,4487	0,0052	0,0393	-
2	без АСПО	соленая	1,3770	1,3744	0,0026	0,0197	-
3	с АСПО 1	пресная	1,4500	1,4495	0,0005	0,0038	90,4
4	с АСПО 2	пресная	1,3994	1,3989	0,0005	0,0038	90,4
5	с АСПО 3	пресная	1,4265	1,4258	0,0007	0,0053	86,5
6	с АСПО 1	соленая	1,3765	1,3759	0,0006	0,0045	76,9
7	с АСПО 2	соленая	1,4441	1,4430	0,0011	0,0083	57,7
8	с АСПО 3	соленая	1,4056	1,4055	0,0001	0,0008	96,2
9	Средняя степень защиты (антикоррозионная эффективность)						83,0

Результаты испытаний подтвердили безопасность АСПО для металла, а также высокие антикоррозионные защитные свойства даже незначительного по толщине слоя отложений, нанесенного на металлическую поверхность. Средняя

степень защиты слоя отложений нефти от коррозии достигает 80 % в зависимости от агрессивных свойств испытываемой среды, что подтверждает возможность использования образующихся АСПО в качестве внутреннего антикоррозионного покрытия незащищенных действующих нефтепроводов.

2.4 Определение коэффициента шероховатости отложений

С целью количественной оценки влияния отложений, образующихся на внутренней поверхности стенок, на гидравлическую характеристику МН за счет сглаживания неровностей в местах коррозионных повреждений металла и дефектов стенки, в рамках настоящего исследования были проведены сравнительные измерения значений шероховатости поверхностей фрагментов катушек МН с равномерно распределенным уплотненным слоем АСПО в сравнении с участками, зачищенными механическим (шлифовкой) и химическими способами с помощью растворителей (Рисунок 35). Испытания проводились на натуральных образцах стенок, вырезанных с катушек труб МН.

Измерения шероховатости слоя отложений и поверхности металла стенки (внешней и внутренней), зачищенной до различной степени, осуществлялись с помощью портативного прибора TR200 (Рисунок 36).

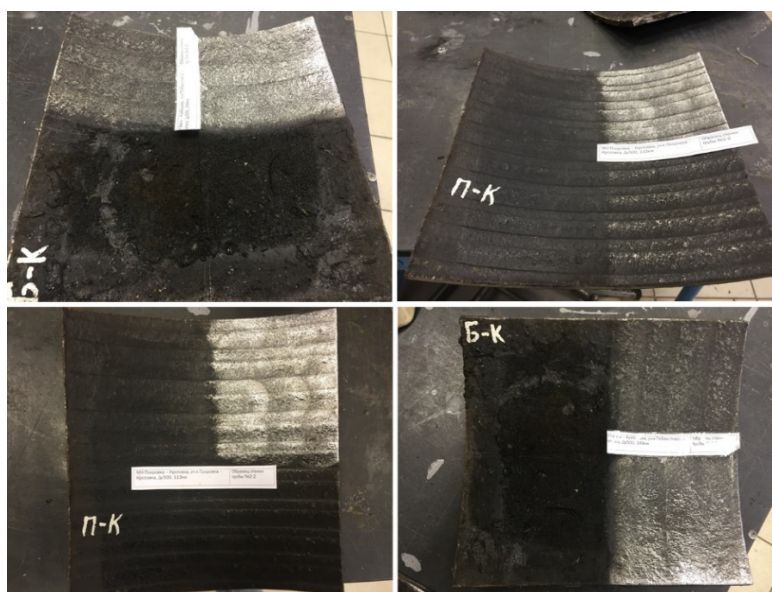


Рисунок 35 – Подготовка поверхностей катушек к измерениям



Рисунок 36 – Определение шероховатости стенки фрагмента катушки

Датчик прибора TR200 воспринимает неровности поверхности острым пером. Неровности поверхности вызывают смещения в датчике, в результате чего изменяется индуктивность катушки прибора, которая генерирует аналоговый сигнал, пропорциональный размерам неровностей поверхности. Сигнал поступает на фоточувствительный выпрямитель. После усиления и преобразования уровня сигнал поступает в систему сбора данных. Собранные данные подвергаются цифровой фильтрации, после чего микросхема цифровой обработки сигналов производит расчет параметров шероховатости контролируемой поверхности.

Результаты измерения можно сразу считать на жидкокристаллическом дисплее прибора или распечатать на принтере и передать на компьютер.

Перед проведением измерений контролируемая поверхность образцов зачищалась до визуально и на ощупь ровного однородного состояния.

Траектория датчика в процессе измерений была перпендикулярна по отношению к направлению линий обработки на измеряемой поверхности.

Технические характеристики прибора приведены в Таблице 13.

Таблица 13 – Технические характеристики прибора TR200

№	Наименование характеристики	Значение
1	1	2
1	Способ контроля	индукционный
2	Диапазон измерений	160 мкм
3	Радиус кончика пера	5 мкм
4	Материал пера	алмаз
5	Сила прижима при измерении	4 мН (0,4 гс)
6	Угол заточки кончика пера	90°
7	Радиус кривизны скользящего элемента	45 мм
8	Максимальный диапазон перемещения	17,5 мм
9	Скорость перемещения при измерении: - на базовой длине = 0,25 мм - на базовой длине = 0,8 мм - на базовой длине = 2,5 мм - при возврате	0,135 мм/с 0,5 мм/с 1 мм/с 1 мм/с
10	Погрешность, не более:	±10%
11	Разброс результатов измерений, не более:	6%
12	Средний срок службы, лет, не менее	10

Прибор определяет следующие параметры шероховатости:

R_a – среднее арифметическое абсолютных значений отклонения профиля (y_i) от средней линии в пределах длины оценки:

$$R_a = \frac{1}{n} \sum_{i=1}^n |y_i| \quad (2-9)$$

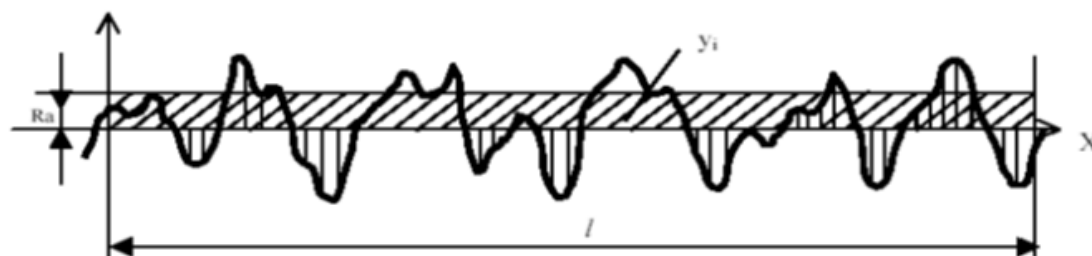


Рисунок 37 – Среднее арифметическое отклонение профиля поверхности

Сглаживающая способность, характеризующая гидравлический эффект от отложений, определяется как отношение коэффициентов шероховатостей внутренней поверхности стенки с АСПО и чистой наружной поверхности:

$$K_{R_a} = \frac{R_{a(\text{внутр.ст.})}}{R_{a(\text{наруж.ст.})}} \cdot 100\%, \quad (2-10)$$

где $R_{a(\text{внутр.ст.})}$ – шероховатость внутренней поверхности без обработки, мкм;

$R_{a(\text{наруж.ст.})}$ – шероховатость чистой наружной поверхности стенки, мкм.

Все результаты выполненных замеров сведены в Таблицу 14.

Таблица 14 – Результаты измерения шероховатости внутренней поверхности

№	Наименование образца (ТУ, МН) и вид обработки	Средняя шероховатость поверхности стенки, мкм		Степень сглаживания (гидравлический эффект от обработки стенки), %
		Внутренней	Наружной	
1	2	3	4	5
1	Образец № 1 (без обработки)	1,236	2,889	57,2
2	Образец №1 (после мех. обр.)	2,246	2,889	22,3
3	Образец №1 (после хим. обр.)	3,322	2,889	-15,0
4	Образец № 2 (без обработки)	1,903	2,520	24,5
5	Образец №2 (после мех. обр.)	1,978	2,520	21,5
6	Образец №2 (после хим. обр.)	1,919	2,520	23,8
7	Средняя степень сглаживания АСПО (гидравлическая эффективность слоя)			40,9

Для правомерной оценки изменения шероховатости внутренней поверхности стенок труб в процессе парафинизации из-за образования слоя отложений нефти, периодически уплотняемого при пропуске средств внутритрубной очистки ЛЧ МН, в качестве базы для сравнения использовалась внешняя поверхность катушек труб, вырезанных с МН, после предварительного удаления с них гидроизоляционного покрытия. Измеренная шероховатость поверхности уплотненного слоя отложений с внутренней стороны стенки труб дополнительно сравнивалась с зачищенными различными способами поверхностями стенок аналогичных образцов (после их тщательной механической шлифовки и химической промывки углеводородными растворителями). Околошовные сегменты катушек к испытаниям не допускались.

Результаты выполненных измерений подтвердили достаточно высокий эффект снижения шероховатости внутренней поверхности нефтепроводов (в среднем 40 %) за счет сглаживания имеющихся неровностей и коррозионных дефектов равномерно распределенным слоем отложений нефти, что говорит о дополнительном влиянии слоя АСПО на гидравлическую характеристику нефтепровода при развитых турбулентных режимах перекачки нефти.

Таким образом, незначительный слой АСПО на стенке трубы (следствие естественного теплообменного процесса и шероховатости металла) не представляет опасности с точки зрения эксплуатации трубопровода. Более того, при современных методах внутритрубной диагностики (электромагнитная и акустическая эмиссия) наличие отложений нефти значительной толщины не влияет на качество и достоверность диагностической информации.

ОСНОВНЫЕ ВЫВОДЫ ПО ГЛАВЕ 2

Как показали результаты выполненных исследований, несмотря на проблемы эксплуатации, связанные с накоплением АСПО на внутренней поверхности стенок труб, слой отложений обладает рядом полезных свойств:

- хорошие теплоизоляционные свойства слоя отложений нефти могут быть использованы для снижения температурного градиента в пристенной активной зоне теплообмена, что препятствует дальнейшему образованию АСПО на стенке и остыванию нефти как в процессе перекачки, так и во время остановок;

- даже тонкий слой АСПО товарной безводной нефти обладает высокими антикоррозионными защитными свойствами даже по отношению к коррозионно активной соленой воде, снижая риски внутренней коррозии;

- сглаживающая способность уплотненного периодической очисткой слоя отложений снижает шероховатость внутренней поверхности стальных стенок даже на длительно эксплуатируемых нефтепроводах с признаками износа, в результате чего гасится турбулентность в пристенном слое трубы – снижается гидравлическое сопротивление и увеличивается пропускная способность участка.

3 ЭКСПЕРИМЕНТАЛЬНЫЕ ИССЛЕДОВАНИЯ ФАКТОРОВ, ОКАЗЫВАЮЩИХ ВОЗДЕЙСТВИЕ НА ДИНАМИКУ И КИНЕТИКУ ПРОЦЕССА ПАРАФИНИЗАЦИИ НЕФТЕПРОВОДОВ

3.1 Классификация, преимущества и недостатки различных методов экспериментальных исследований процессов парафинизации

Передовые достижения науки и техники, современная лабораторная база и динамические симуляторы потоков для моделирования нестационарных режимов перекачки позволяют перейти от изучения динамики и причин парафинизации к исследованию кинетики развития данного процесса в условиях эксплуатации нефтепроводов. Данная задача, в отличие от ранее изученных вопросов [21-25, 28, 52-53], не может быть решена только с учетом факторов, оказывающих влияние на условия образования отложений, и требует применения достоверных методов экспериментальных исследований, позволяющих не только качественно, но и количественно оценить кинетику изменения эффективной толщины стабильного пристенного слоя отложений нефти в условиях нестационарного теплообмена и гидродинамического воздействия потока. Детальное изучение кинетики процесса парафиноотложений в условиях магистрального нефтепроводного транспорта подготовленных товарных нефтей позволит оптимизировать необоснованные затраты, связанные с завышенными дозировками ингибиторов АСПО и частой периодичностью очистки ЛЧ МН. В отличие от нефтедобывающей отрасли, имеющий многолетний и весьма успешный опыт борьбы с отложениями, где указанная проблема имеет большие масштабы и решается преимущественно за счет химизации, целью исследования процессов парафинизации магистральных нефтепроводов является повышение эффективности и надежности системы для поддержания проектной пропускной способности и обеспечения возможности проведения внутритрубной диагностики линейной части. Вопросы определения допустимого времени безопасной остановки и последующего холодного пуска неизотермических магистральных нефтепроводов, реализующих метод «горячей»

перекачки застывающих нефтей, представляющие отдельное направление задач трубопроводного транспорта, отраженных в уже утвержденных методиках [96, 98-100, 136-137], в рамках настоящих исследований не рассматриваются.

Выполненный анализ существующей приборной базы свелся к сравнению преимуществ и недостатков использования трех основных различных методов (Рисунок 38, Таблица 15), получивших наиболее широкое распространение в отрасли: метод холодного стержня «Cold Finger» (динамический – измеряет абсолютное количество отложений, в основном используется для сравнительной оценки риска выпадения парафиновых отложений и эффективности ингибиторов АСПО депрессорного типа), метод измерения профиля вязкости нефти (определение температуры массовой кристаллизации парафинов по изменению угла наклона реологической кривой), и наконец наиболее технологичная установка типа «Wax Loop» (парафиновый контур), фиксирующая во времени тренды абсолютных и дифференциальных значений (перепада) температуры и давлений на концах термостатируемой измерительной линии прибора (динамические и кинетические измерения – накопление и вынос отложений с внутренней поверхности стенки).

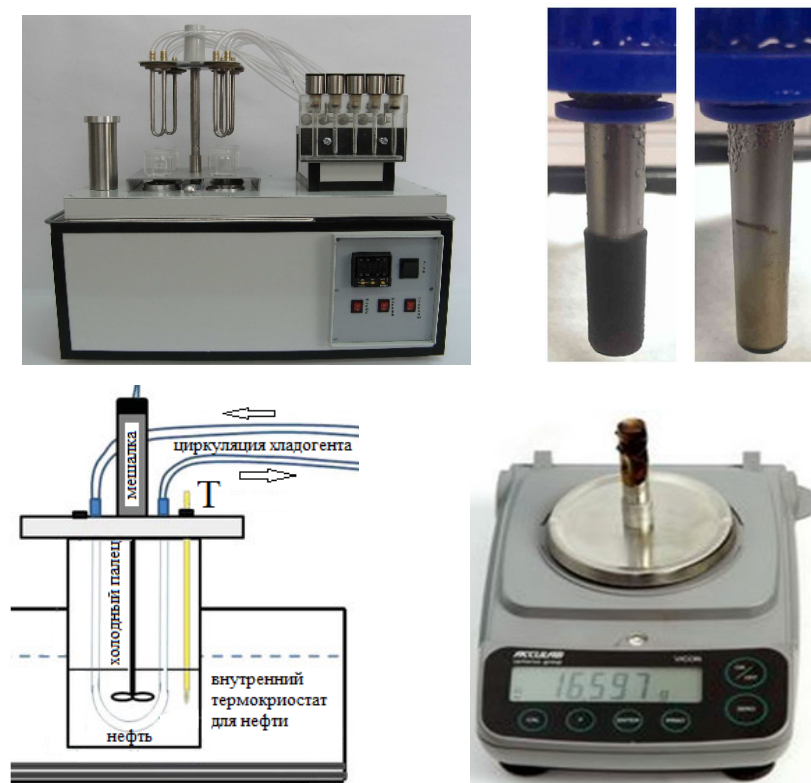


Рисунок 38 – Метод «холодного стержня»

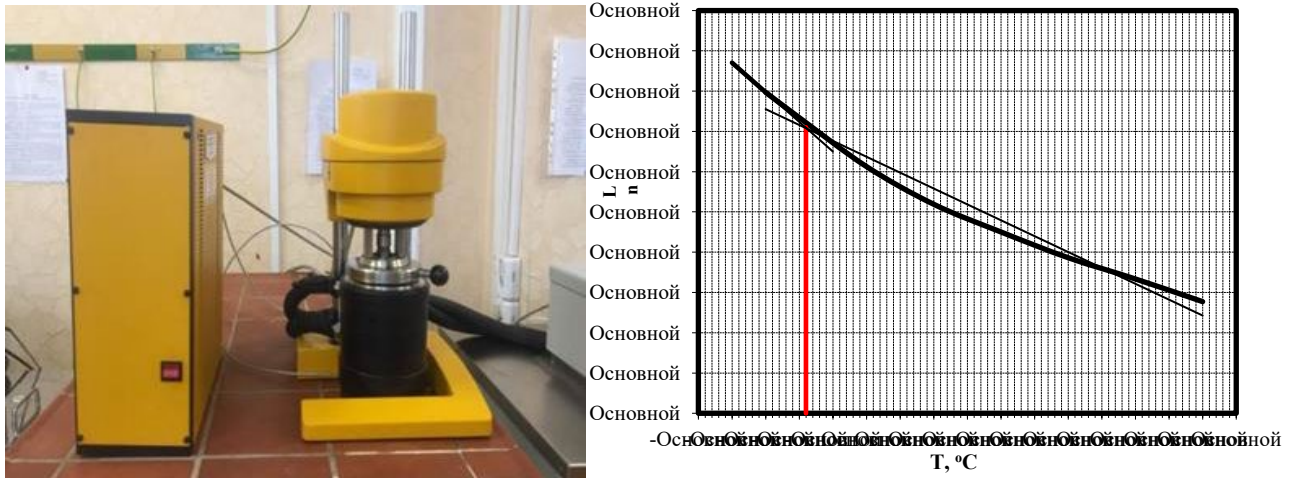


Рисунок 39 – Измерение «профиля вязкости» ротационным вискозиметром

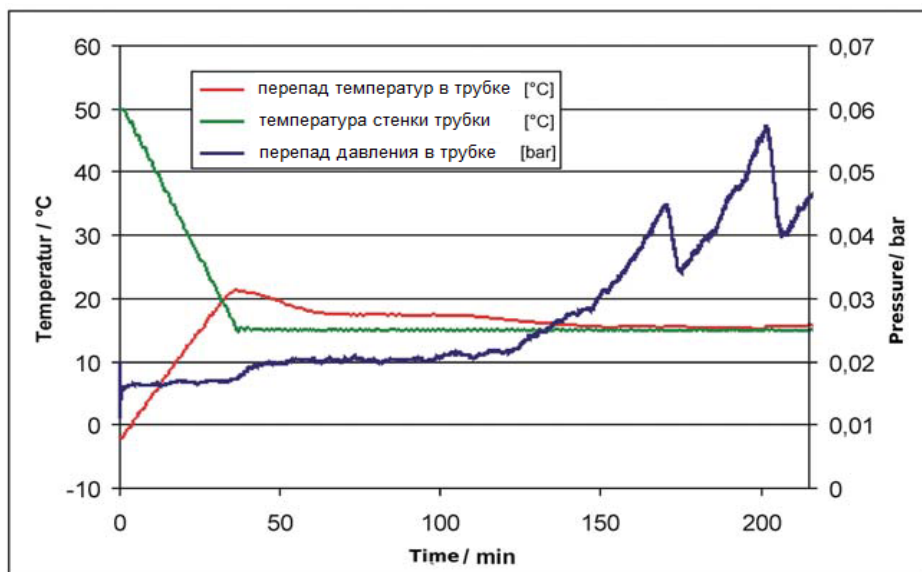


Рисунок 40 – Исследование кинетики процесса накопления и выноса (срыва) отложений на установке «парафиновый контур» (Wax Loop)

Таблица 15 – Классификация и области применения методов экспериментальных исследований процессов парафинизации

Метод (прибор)	Динамика процесса	Кинетика процесса	Постоянство состава пробы	Циклические испытания	Режим течения
Метод Cold Finger	+	–	–	–	ламинар.
Измерение «профиля вязкости»	+	–	–	–	ламинар.
Установка Wax Loop	+	+	+	+	ламинар.

Как видно из Таблицы 15, вышеперечисленное оборудование воспроизводит процессы образования отложений нефти, характерные для ламинарного режима, что не свойственно фактической динамике и кинетике их накопления-выноса в трубах большого диаметра. Стоит отметить, что на скорость накопления пристенного слоя и его вынос под воздействием потока существенное влияние также оказывают геометрические особенности трубопровода (наличие мертвых зон в нисходящих точках профиля, резких поворотов и местных сопротивлений) и шероховатость внутренней поверхности стенки (сварные швы, износ, дефекты) [133-135].

Кинетика процесса накопления и выноса отложений нефти ламинарным потоком (Рисунок 40), характеризуется следующей последовательностью: после образования первых отложений скорость роста перепада давления сперва замедляется, при этом начинает медленно падать и температурный перепад из-за теплоизоляционных свойств уже образовавшегося слоя, также препятствующего передаче тепла от кристаллизации новых парафинов (экзотермический процесс). После достижения определенной толщины слоя перепад начинает резко расти вплоть до определенных критических значений, после чего уже под действием возросших касательных напряжений на стенке, происходит срыв части ранее образовавшегося поверхностного слоя отложений, о чем также свидетельствует выравнивание температуры по длине измерительной трубки. Процесс срыва и накопления может быть циклическим, вплоть до полного перекрытия трубки уже более прочным уплотненным слоем отложений в определенный момент времени.

С увеличением диаметра трубопровода и температуры время достижения полного закупоривания проходного сечения также возрастает – последнее является причиной значительно меньших рисков парафинизации магистральных нефтепроводов по сравнению с нефтесборными сетями промышленного транспорта, характеризующихся не только более высоким содержанием твердых парафинов в неподготовленной нефти, но и меньшими диаметрами и производительностями.

Стоит отметить, что подобный вышеописанный режим на магистральных нефтепроводах практически не возможен, за исключением случаев перекачки высоковязких и застывающих нефтей в условиях низких температур и скоростей перекачки на недогруженных режимах.

На Рисунке 41 наглядно представлены различия ламинарного режима течения при перекачке парафинистой нефти, реализуемого на установках «Wax Loop» (слева) с фактической кинетикой процесса накопления и выноса слоя отложений под гидродинамическим воздействием развитого турбулентного потока нефти (справа), характерной для режимов эксплуатации магистральных нефтепроводов.

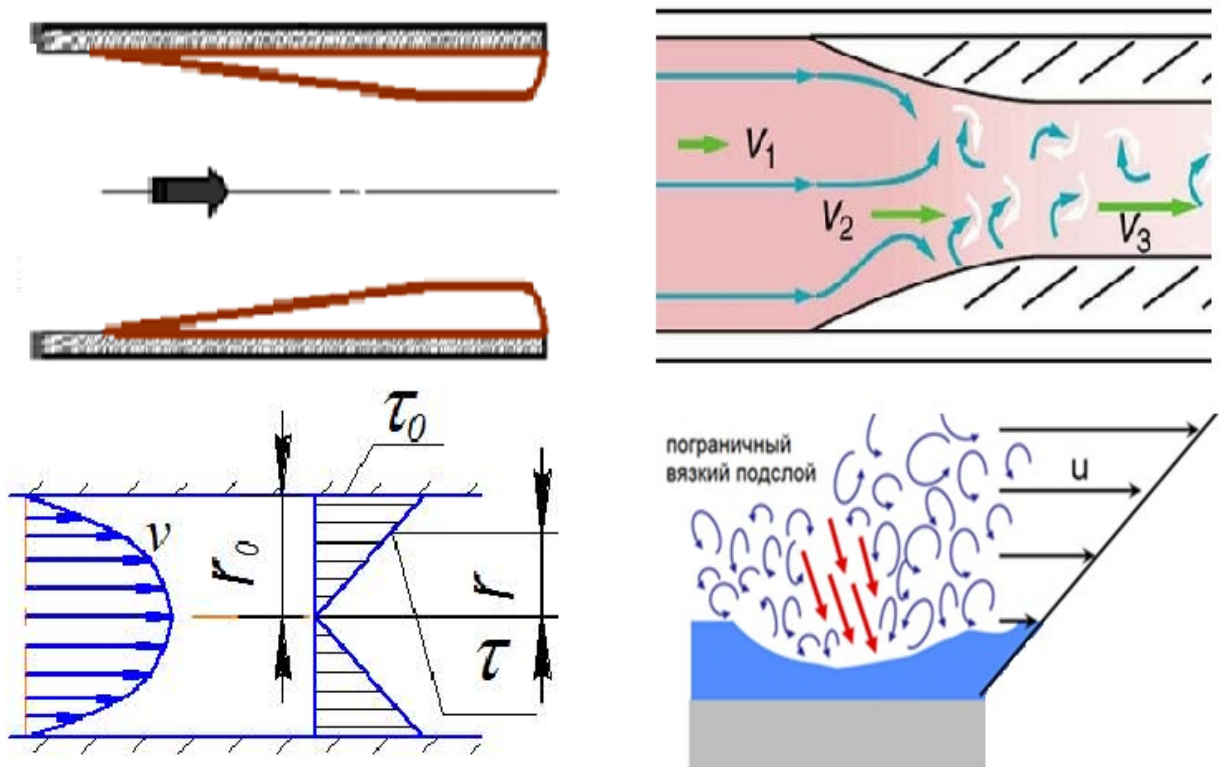


Рисунок 41 – Кинетика процесса накопления отложений в трубопроводе при ламинарном (слева) и развитом турбулентном (справа) режиме течения

Таким образом, в условиях действующего магистрального нефтепровода, работающего в развитых турбулентных режимах, срыв поверхностного слоя уже накопившихся отложений будет происходить, как за счет высоких касательных напряжений (перепад давления), так и за счет турбулентных пульсаций потока в пристенной ламинарной зоне течения (число Рейнольдса и шероховатость).

3.2 Экспериментальные исследования влияния температурного градиента на границе «нефть – стенка» на интенсивность образования отложений

Косвенный эффект замедления процессов теплообмена на границе раздела «теплая нефть – холодная стенка» представляет отдельный научный интерес – с увеличением срока эксплуатации МН образующиеся отложения нефти меняются от мягкого парафинового типа до более прочного смешанного, в составе которого накапливаются тяжелые высокомолекулярные компоненты нефти, а также мехпримеси и включения неорганического происхождения.

С целью оценки влияния величины температурного градиента в пристенной граничной зоне нетеплоизолированного трубопровода «теплый поток – холодная стенка», проведены испытания методом «холодного стержня» на приборе ПР-НПХ-04 (Рисунок 42). В качестве проб для испытаний использовались модельные смеси, приготовленные из товарных нефтей близких типов, разделенные на три группы в зависимости от реологических свойств и плотности (Таблица 16).

В ходе эксперимента пробы нефтей, предварительно подготовленные пробы нагревались в течение 30 минут в герметично закрытом сосуде при температуре 70 °С, после чего разливались в четыре равных емкости для их естественного остывания до комнатной температуры и устанавливались в термостатируемые ячейки прибора. Продолжительность для каждого эксперимента по накоплению парафиноотложений на охлаждаемой поверхности составляла 2 часа, после чего измерялась масса отложений. Эксперимент повторялся с исходными модельными смесями нефтей для различных значений температурного градиента – разницы между температурой внешнего криостата, моделирующего холодную поверхность

стенки нефтепровода и температурой пробы во вращающейся ячейке прибора, имитирующей поток нефти (Таблица 17). Температура массовой кристаллизации парафинов нефти определялась методом измерения профиля вязкости с помощью ротационного вискозиметра [100].



Рисунок 42 – Подготовка и испытание проб методом «холодного» стержня

Таблица 16 – Свойства испытываемых проб модельных товарных нефтесмесей

№	Модельная смесь	Плотность при 20 °С, кг/м ³	Динамическая вязкость при 20 °С, мПа·с	Температуры застывания, °С
1	Тип 1 (тяжелая)	896	31,2	-18
2	Тип 2 (средняя)	839	16,8	5
3	Тип 3 (легкая)	831	10,0	1

Таблица 17 – Результаты испытаний (при температуре холодного стержня 5 °С, расчетная температура массовой кристаллизации парафинов ≈ 10-15 °С)

№	Нефть	Количество отложений при температуре нефти в ячейке, г				
		5 °С	10 °С	15 °С	20 °С	25 °С
1	Тип 1	2,5	4,5	3,4	1,2	0,8
2	Тип 2	12,7	16,8	15,2	4,7	4,5
3	Тип 3	9,8	13,9	12,5	3,5	3,2

Анализ результатов испытаний подтверждает снижение рисков выпадения отложений при низкотемпературных режимах перекачки, близких к температуре стенки трубы (окружающего грунта на глубине заложения нефтепровода), что обусловлено снижением температурного градиента в пристенной активной зоне.

Справедливо отметить, что данные исследования не учитывают фактическую кинетику накопления отложений на внутренней поверхности труб, зависящую в не меньшей степени и от режима течения (турбулентные пульсации в развитых режимах перекачки и высокие касательные напряжения при больших перепадах давления, свойственных магистральным нефтепроводам, способствуют срыву и смыву пристенного слоя образовавшихся отложений потоком нефти). Указанный эффект также подтверждает целесообразность термообработки товарных нефтей до температур полного плавления парафинов (70-75 °С), которая в отличие от применяемого метода «горячей» перекачки, характеризуемого недогревом нефти, способствует и снижению температуры массовой кристаллизации парафинов, что обеспечит возможность перекачки в безопасных низкотемпературных режимах с меньшими рисками интенсификации парафиноотложений и застывания нефти.

3.3 Экспериментальные исследования кинетики образования отложений и эффективности ингибирования товарной нефти депрессорными присадками

Так как результаты экспериментальных исследований условий и динамики выпадения парафиноотложений, полученные методом холодного стержня [120], не отражают реальную кинетику накопления и выноса (срыва и растворения) отложений, в рамках настоящей работы проведены лабораторные испытания на стендовой установке Wax Loop с использованием образцов Арланской товарной нефти, до и после ее обработки ингибиторами парафиноотложений депрессорного типа, рассматриваемых на сегодняшний день в ПАО «Транснефть» с целью повышения эффективности преддиагностической очистки ЛЧ МН, на основе их успешного опыта применения в системах нефтепромыслового транспорта [102].

На Рисунке 43 представлены результаты испытания в режиме нормальной эксплуатации нефтепровода для условий Республики Башкортостан (температура внешнего термостата для охлаждения стенки измерительной линии принята 5 °С, примерно равной температуре массовой кристаллизации парафинов для товарной Арланской нефти, измеренной методом «профиля вязкости» на вискозиметре).

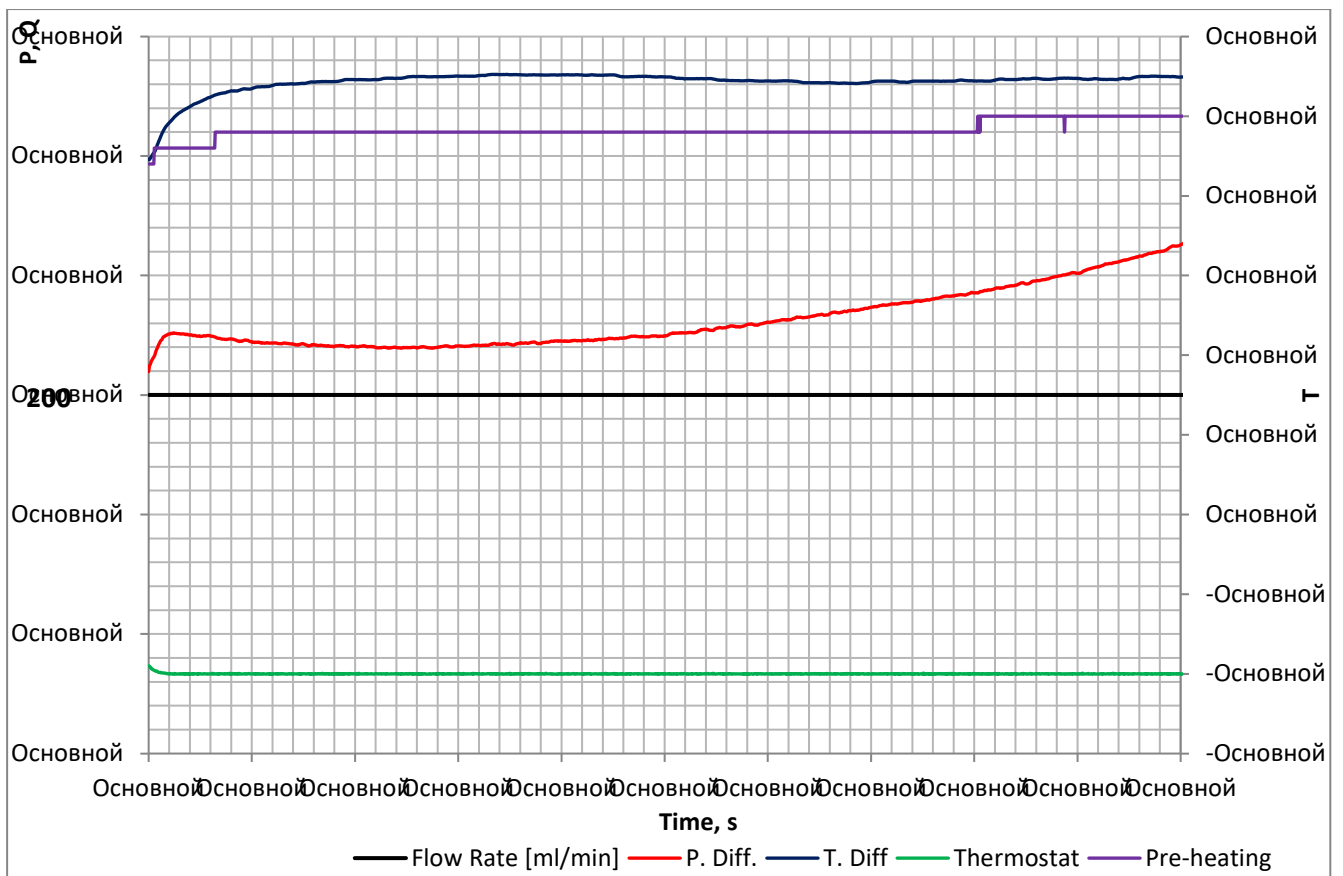
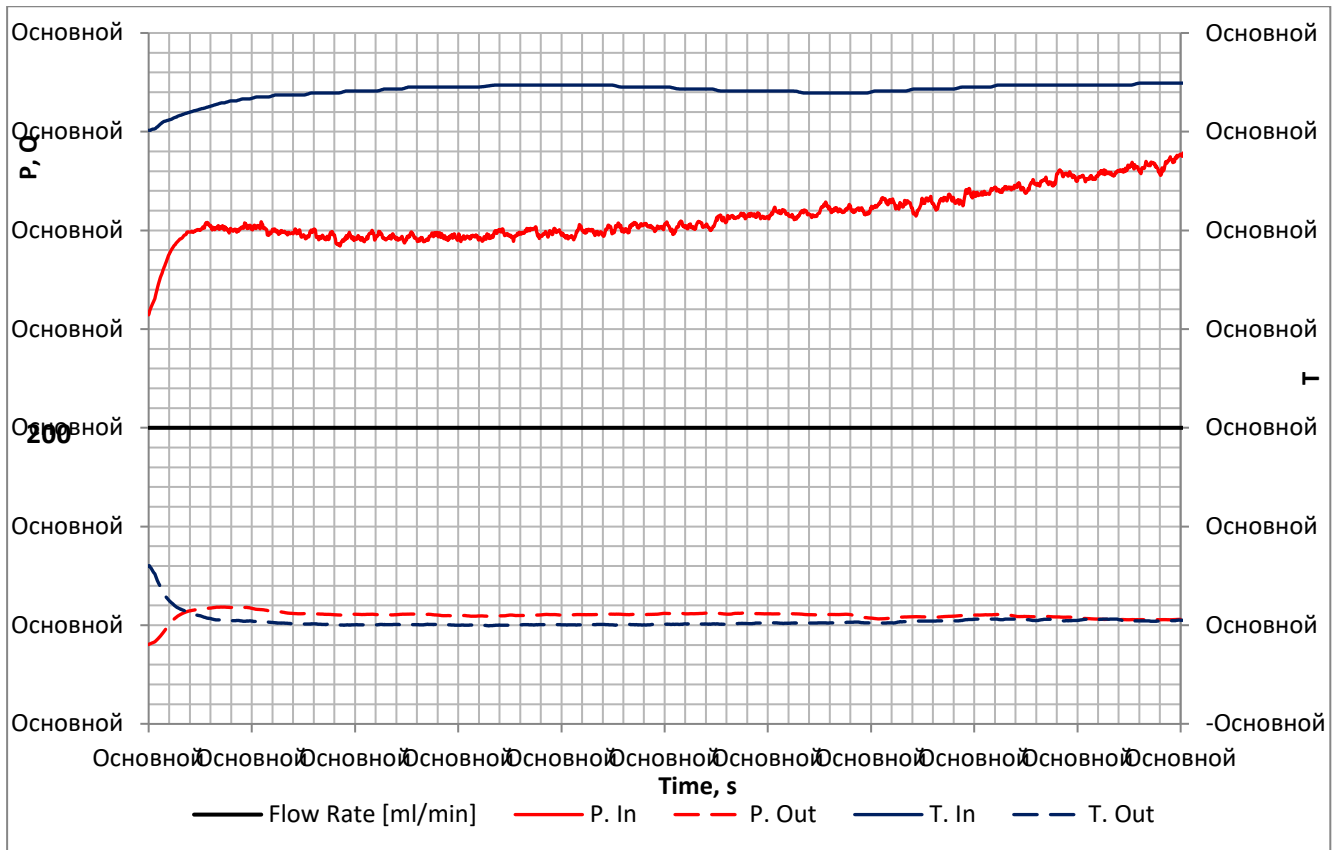


Рисунок 43 – Кинетика процесса накопления отложений Арланской товарной нефти на внутренней стенке измерительной линии (сверху – по показаниям дифференциальных датчиков; снизу – в абсолютных значениях)

Красные линии представляют собой тренды изменения давления, синие – температуры. Сплошные линии показывают значения давлений и температуры на входе, пунктирные – на выходе с измерительной линии. Черная линия показывает изменение объемного расхода. Фиолетовая и бирюзовая линии на графике справа показывают температуры внешнего термостата и начальную температуру нефти до входа в охлаждаемую измерительную линию, обеспечивающие поддержание необходимого уровня температурного градиента на границе «поток – стенка».

Как видно из графиков изменения давлений и температур в измерительной линии по дифференциальным (слева) и абсолютным значениям (справа) первый поверхностный слой отложений образуется на 20 минуте и начинает постепенно расти – даже по истечении 30 минут не происходит срыва слоя отложений, что говорит о его высокой прочности (сопротивляемость к срыву), при этом скорость роста слоя отложений, о которой можно судить по росту перепада давления и температуры незначительна (по сравнению с аналогичными данными испытаний для неподготовленной сырой нефти с высоким содержанием парафинов).

На графиках Рисунка 44 приведены аналогичные тренды, полученные уже для оценки эффективности ингибитора парафиноотложений депрессорного типа, широко применяемого в сетях нефтепромыслового сбора. Результаты испытаний свидетельствуют о нецелесообразности использования ингибиторов подобного типа в условиях магистрального трубопроводного транспорта товарных нефтей с низким содержанием парафинов – за тот же период (30 минут) в тех же условиях испытаний перепад давления хоть и незначительно, но увеличился.

Аналогичные зависимости, подтверждающие неэффективность (низкую эффективность) ингибиторов парафиноотложений также были получены и для других марок ингибиторов депрессорного типа. Выявленный «отрицательный» эффект, связанный с увеличением количества отложений и ухудшения текучести нефти, был отмечен и в более ранних работах, также посвящённых исследованиям эффектов совместной обработки нефти антифрикционными и депрессорными присадками, выступающими в роли своеобразных ПАВ (поверхностно-активных веществ), стабилизирующих пристенный слой отложений (Рисунок 45) [14].

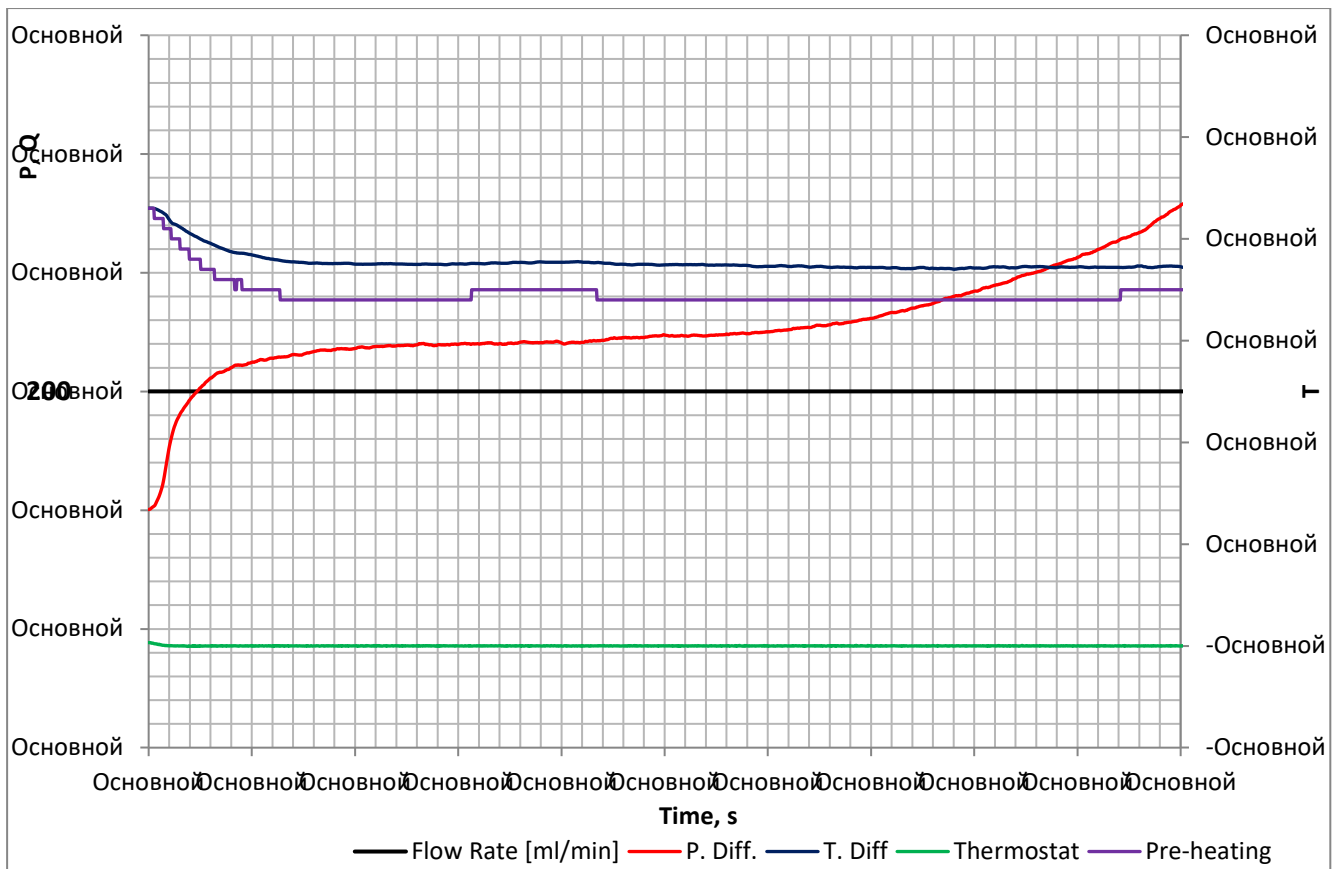
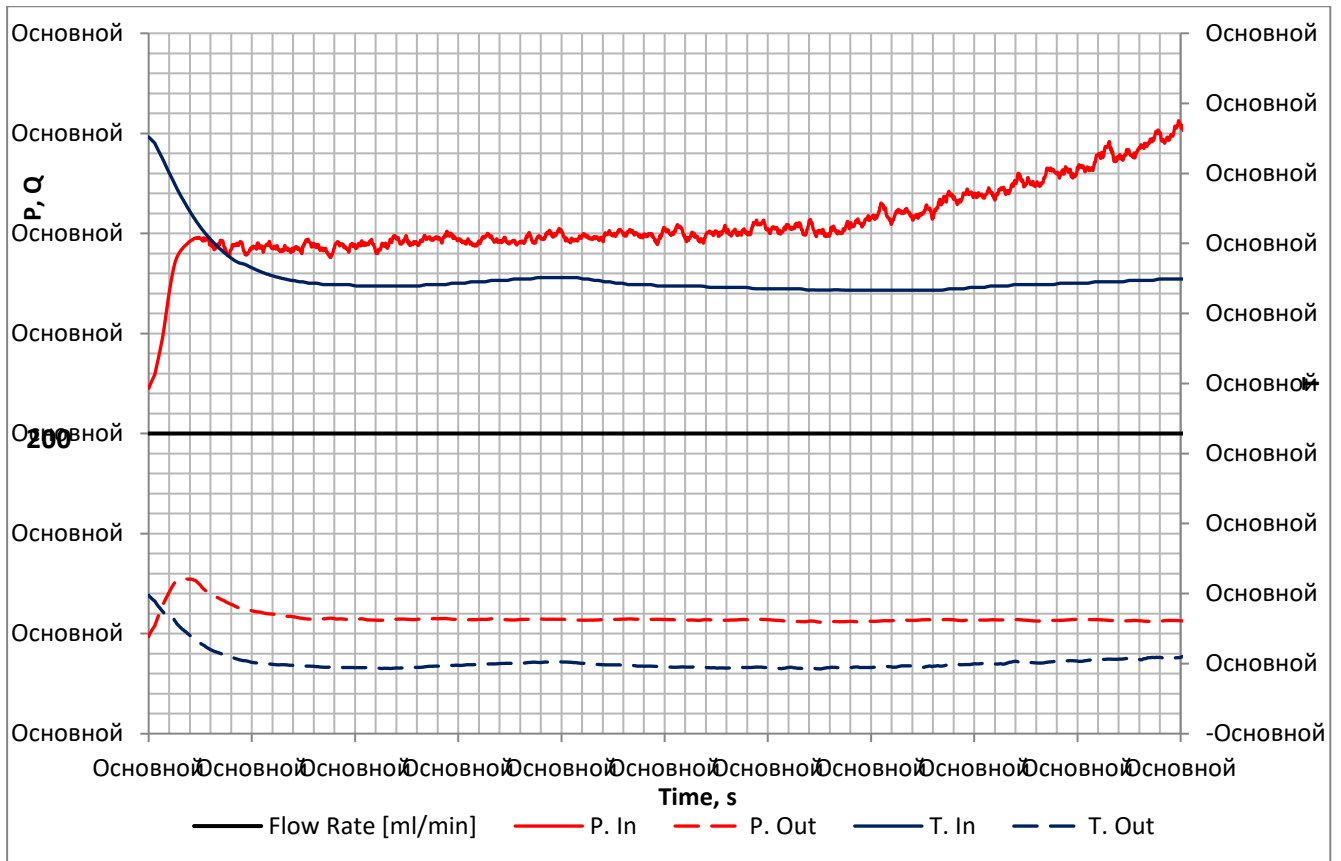


Рисунок 44– Кинетика процесса накопления отложений Арланской товарной нефти, обработанной ингибитором депрессорного типа (сверху – по показаниям дифференциальных датчиков; снизу – в абсолютных значениях)

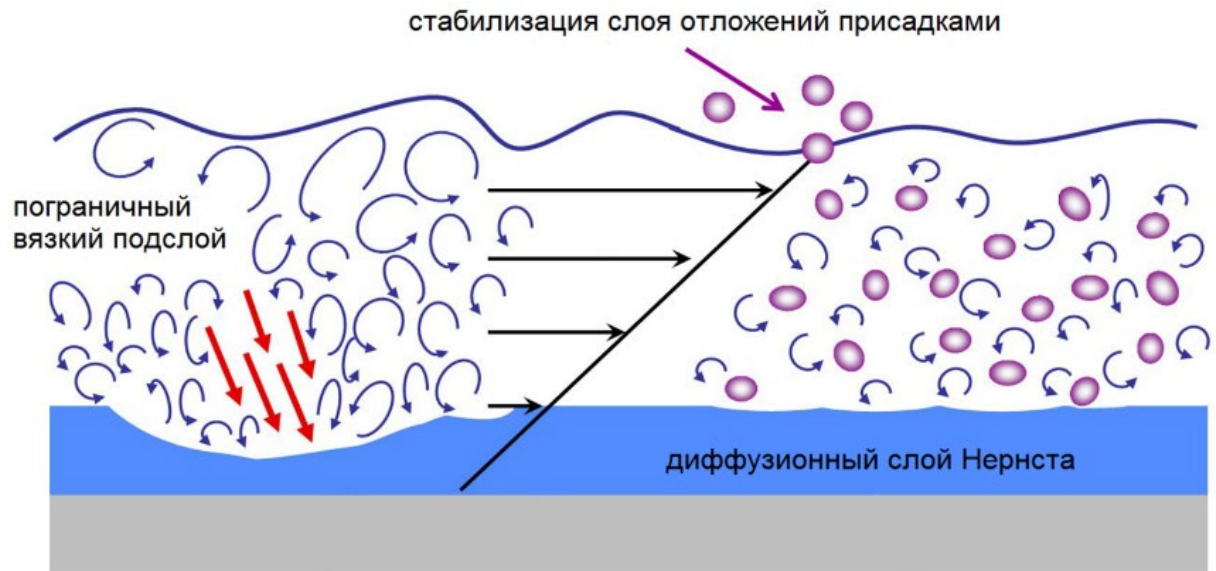


Рисунок 45 – Стабилизация пристенного слоя отложений после обработке ее полимерными антифрикционными присадками

Вышеотмеченный эффект, с одной стороны препятствует смыву отложений потоком с внутренней поверхности труб, а с другой – может использоваться для создания стабильного пристенного слоя АСПО, препятствующего последующему налипанию новых частиц отложений (Глава 2).

Учитывая вышеизложенное, вопрос ингибирования и очистки отложений товарной нефти в магистральных нефтепроводах остается открытым и требует совершенствования существующих технологий за счет разработки эффективных организационно-технических мероприятий, включающих применение реагентов преимущественно диспергирующего (растворение) или моющего действия (ПАВ) с одновременной оптимизацией периодичности очистки ЛЧ МН в зависимости от состава нефти, режима и условий эксплуатации магистрального нефтепровода.

3.4 Исследования кинетики растворения отложений потоком нефти

Для качественной и количественной оценки процесса массообмена с целью решения практических задач трубопроводного транспорта подготовленной нефти может быть использована упрощённая модель оценки растворения твердой фазы АСПО в потоке перекачиваемой нефти при следующих основных допущениях:

- перекачка потока нефти производится в режиме развитой турбулентности при $Re > 20000$, когда обеспечивается практически равномерное распределение растворенного объема вещества по сечению турбулентного ядра потока, что в принципе не противоречит фактическим условиям эксплуатации МН (проектные режимы перекачки нефти в МН характеризуется значением параметра Рейнольдса много больше 20000);

- перекачка нефти производится в «условно изотермическом» режиме, что также вполне справедливо для отдельно рассматриваемых ТУ МН на небольшой протяженности (при значительной протяженности трубопроводов и прохождении их через несколько климато-географических районов в расчет принимается уже средняя температура потока, которая, как правило, не значительно отличается от истинной температуры на отдельных участках);

- в взаимодействии пристенного слоя отложений с потоком характеризуется некоторыми осредненными показателями растворения АСПО (скорости диффузии и параметрами насыщения нефти), которые определяются экспериментальным путем (в реальных условиях пристенные отложения представляет собой сложную структуру высокомолекулярных соединений с неорганическими включениями, которые не растворяются в нефти, но также могут быть вынесены потоком);

- вследствие развитой турбулентности потока для фиксированного сечения трубопровода существенные изменения концентрации растворенных АСПО в нефти наблюдается только в пристенной пограничном слое (в ядре потока нефти растворённые вещества распределены равномерно).

С вышеизложенными допущениями средний поток i вещества в сечении МН за единицу времени можно описать эмпирическим законом растворения твердых тел установленным А.Н. Щукаревым:

$$i = K_m \cdot (C_n - C) , \quad (3-1)$$

где K_m – показатель скорости растворения или коэффициент массопередачи;
 C_n – концентрация насыщенной нефти веществом пристенных отложений;
 C – средняя концентрация растворенного вещества в ядре потока нефти.

С другой стороны, для турбулентного массопереноса можно также принять допущения первого закона Фика:

$$i = -D_T \frac{dc}{dy}, \quad (3-2)$$

где D_T – коэффициент турбулентной диффузии;

$\frac{dc}{dy}$ – градиент концентрации по сечению пограничного слоя.

Используя известную зависимость коэффициента молекулярной диффузии в газах, можно записать:

$$D_T \approx \Delta U * l, \quad (3-3)$$

где ΔU – изменения средней скорости потока на расстоянии l , на протяжении которого скорость пульсации претерпевает заметное изменение.

Следуя изложению общих качественных характеристик потока жидкости в режиме развитой турбулентности Л.Д. Ландау и Е.М. Лифшиц, заметим, что при движении потока в форме турбулентного ядра, наибольшая скорость пульсации совпадает с порядком изменения скоростей элементарных струек во всём сечении трубопровода. Тогда, используя известные формулы кинетической теории газов, с известным допущением можно записать следующие выражения:

$$V \approx \Delta U \approx l \frac{du}{dl}. \quad (3-4)$$

Тогда (3-2) после ввода числового множителя φ_0 преобразуется в виде:

$$i = -\varphi_0 \cdot y^2 \frac{du}{dy} \cdot \frac{dc}{dy}. \quad (3-5)$$

Одним из положений теории турбулентного течения жидкости, движущейся

вдоль стенки трубы, является наличие постоянной передачи импульса от более удалённых, быстро движущихся слоев к слоям жидкости прилегающих к стенке. В общепринятой терминологии величина этого импульса τ представляет собой касательное напряжение трения, то есть силу трения, действующую на единицу площади твердой поверхности.

Применяя известную формулу Дарси-Вейсбаха для гидравлического уклона, можно записать выражение:

$$\tau = \lambda \frac{\gamma}{8g} W_{\Pi}^2, \quad (3-6)$$

где λ – коэффициент гидравлического сопротивления;

γ – удельный вес жидкости;

g – ускорение свободного падения;

W_{Π} – средняя скорость потока жидкости по трубопроводу.

Для области «гидравлически гладких труб» коэффициент определяется по известной формуле Блазиуса:

$$\lambda = \frac{0,3164}{Re^{0,25}}. \quad (3-7)$$

С учетом (3-6) и (3-7) выражения для характерной скорости турбулентных пульсаций или динамической скорости потока может быть записано в виде:

$$V_0 = \sqrt{\frac{\tau}{\rho}} = \frac{0,2 \cdot W_{\Pi}^2}{Re^{0,25}}. \quad (3-8)$$

Кинетическую энергию турбулентных пульсаций принято характеризовать числом Рейнольдса:

$$Re = \frac{\Delta U \cdot l}{\nu} \approx \frac{V_0 \cdot l(y)}{\nu}, \quad (3-9)$$

где ν – кинематический коэффициент вязкости жидкости.

Так как в соответствии с принятым допущением (3-4) масштаба движения скорость убывает по мере приближения к стенке, то турбулентные пульсации по мере приближения к стенке также уменьшаются (затухают). Другими словами – кинетическая энергия турбулентных пульсаций потока вблизи стенки настолько снижается под действием вязкостных сил трения, что значение числа Рейнольдса принимает значение порядка единицы ($Re = 1$). Этот слой минимальной толщины ($0 < y < \delta_0$) принято называть вязким подслоем.

Из граничных условий $l(y) = \delta_0$, $Re = \frac{v_0 \cdot \delta_0}{\nu} \approx 1$ толщина вязкого подслоя:

$$\delta_0 = a \frac{\nu}{v_0}, \quad (3-10)$$

где a – некоторый множитель пропорциональности.

Для слоя жидкости, прилегающий к вязкому подслою, где турбулентные пульсации существуют, но имеют лишь небольшую энергию, и который принято называть «турбулентным пограничным слоем», закон распределения средней скорости движения принимают вид логарифмической зависимости:

$$U = \frac{v_0}{\sqrt{\alpha}} \ln \frac{v_0 \cdot y}{a \nu} \quad (3-11)$$

где U – скорость на расстояние y от стенки;

α – некоторый неизвестный множитель пропорциональности.

В отличие от пристенного ламинарного подслоя, где турбулентные пульсации практически не обладают кинетической энергией, закон распределения средней скорости для турбулентного пограничного слоя движения принимает вид:

$$U = V_0 \frac{V_0 \cdot y}{\nu}. \quad (3-12)$$

На основании вышеизложенного и в разрезе гипотезы Л.Д. Ландау и В.Г. Левича распределение скоростей в «вязком подслоем», с учетом предположения Нернста о наличии неподвижного слоя жидкости, непосредственно прилегающего

к поверхности твердого тела, турбулентный поток жидкости по трубе можно условно разделить на пять зон (Рисунок 46).

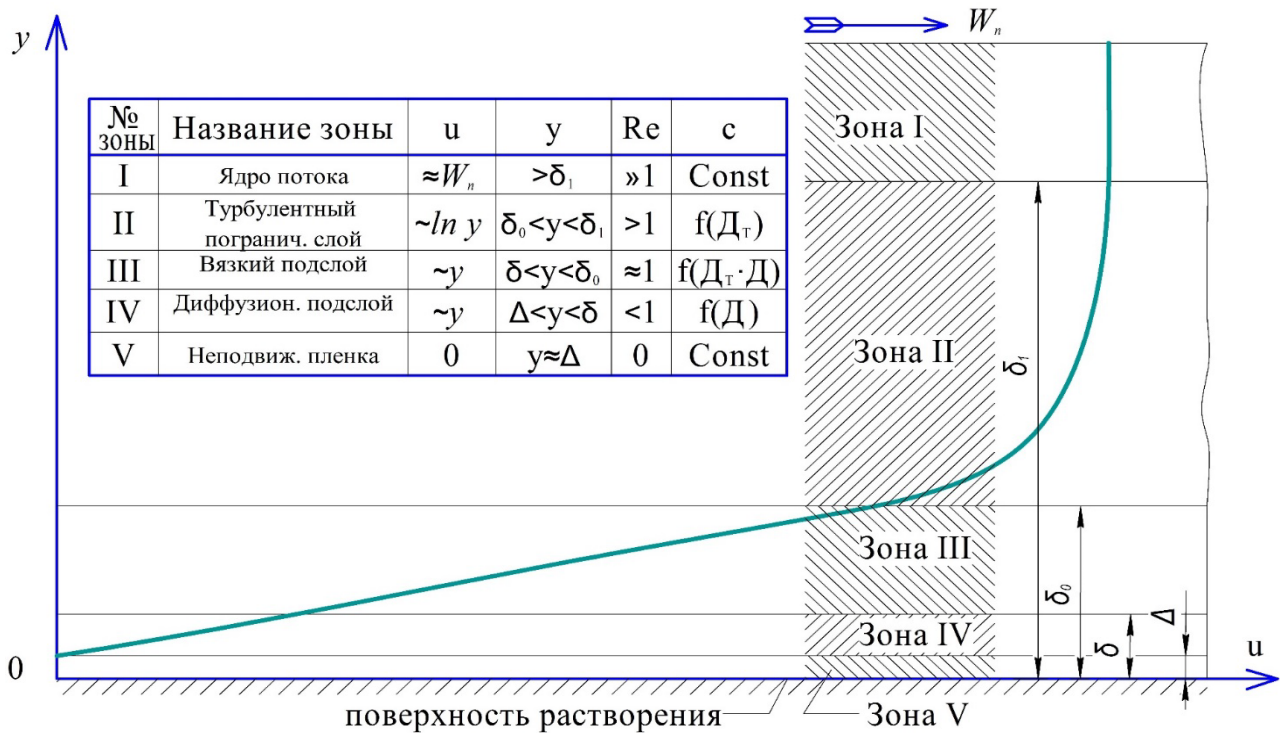


Рисунок 46 – Распределение слоев турбулентного потока в нефтепроводе

Вдали от поверхности стенки имеется область развитой турбулентности, являющаяся областью постоянной концентрации растворенных АСПО в нефти. При этом $y < \delta_1$, где δ_1 – некоторое расстояние от стенки, на которой скорость U принимает значение близкое к средней скорости основного потока W_n :

$$\delta_1 = \frac{V_0 \cdot d}{2 W_n}. \quad (3-13)$$

Ближе к стенке нефтепровода в турбулентном пограничном слое потока, происходит медленное, подчиняющееся логарифмическую закону, уменьшение скорости движения по (3-11) и увеличения концентрации вещества пристенных отложений в потоке нефти (здесь $\delta_0 < y < \delta_1$).

Количество движения и вещества переносится турбулентными пульсациями по закону изменения масштаба движения. Ещё ближе к стенке, в вязком подслое,

турбулентные пульсации становятся очень малыми и постепенно затухают. В результате многочисленных измерений, изложенных в различных исследованиях, установлено, что переход от турбулентного пограничного слоя к ламинарному подслою через вязкий подслой происходит в некотором интервале y порядка δ_0 .

В вязком подслое при $y < \delta_0$ перенос вещества производится как за счёт турбулентных пульсаций, так и за счёт молекулярной диффузии, масштабность турбулентных движений падает на них значительно быстрее, чем в турбулентном пограничном слое, в связи с чем гипотезой Ландау и Левича принято следующая зависимость ($\delta < y < \delta_0$):

$$l(y) = \frac{y^2}{\delta_0}. \quad (3-14)$$

Значение δ может определяться из следующих условий:

- из выражения (3-3) для коэффициента турбулентной диффузии с учетом уравнения диффузии (3-4) преобразуется в вид $D_t = l^2 \frac{du}{dy}$;

- далее, учитывая (3-14) и допуская, что $\frac{du}{dy} \approx \frac{v_0}{\delta_0}$, т. е. градиент изменения скорости по сечению вязкого подслоя принимается одного порядка с градиентом изменения скорости в ламинарном подслое;

- тогда уравнение диффузии может быть преобразовано в виде $D_t = v_0 \frac{y^4}{\delta_0^3}$;

- введя некоторый множитель пропорциональности φ_0 уравнение диффузии принимает окончательный вид:

$$D_t = \varphi_0 \cdot v_0 \cdot \frac{y^4}{\delta_0^3}. \quad (3-15)$$

Коэффициент турбулентной диффузии как функция от y на границе $y = \delta$ настолько уменьшится, что будет близко к величине реального коэффициента молекулярной диффузии D , то есть будет имеет место равенство:

$$D_t = \varphi_0 \cdot v_0 \cdot \frac{y^4}{\delta_0^3} = D. \quad (3-16)$$

С учетом (3-10) и использования параметра Прандтля $Pr = V/D$ получим:

$$\delta = \frac{\delta_0}{\sqrt[4]{a \cdot \varphi_0 \cdot Pr}}. \quad (3-17)$$

Только в глубине вязкого подслоя при $y < \delta$, молекулярный механизм реальной диффузии начинает явно преобладать над турбулентным, этот слой является диффузионным подслоем.

Предположение Нернста о возможности существования в непосредственной близости от поверхности растворяющегося твердого тела неподвижного слоя жидкости порядка 10^{-2} и 10^{-4} см, в котором возникает насыщенный раствор, было подтверждено прямыми измерениями А.Г. Самарцева. Однако позднее, в опытах Фейджа и Тоунсонда, было обнаружено движение коллоидных частиц на расстоянии порядка 10^{-5} сантиметров от стенки. Несмотря на это, предположение Нернста о неподвижном диффузионном слое применительно к пленке жидкости ($\Delta \sim 10^{-3}$ см) может иметь место, так как слой может оставаться неподвижным за счет сил молекулярного взаимодействия между твердым телом и жидкостью.

Следуя Левичу В.Г., может быть определена зависимость распределения концентрации растворенных частиц пристенных отложений в потоке нефти для каждого из описанных выше слоёв (Рисунок 48). В дальнейшем на основании этих зависимостей можно определить средний поток растворенного вещества и найти выражение для коэффициента массопередачи в зависимости от некоторых свойств пристенных отложений, состава нефти и режима перекачки по трубопроводу.

Для области развитой турбулентности ($y > \delta_1$), можно предположить, что за счёт интенсивного турбулентного перемешивания концентрация растворенных пристенных отложений в потоке нефти по его сечению сохраняется постоянной:

$$C_1 = \bar{C} = const. \quad (3-18)$$

Тогда в турбулентном пограничном слое (при $\delta_0 < y < \delta_1$) средний поток i вещества по (3-5) может быть вычислен следующим уравнением:

$$i = -\varphi_0 \cdot y^2 \frac{du}{dy} \cdot \frac{dc}{dy}. \quad (3-19)$$

После дифференцирования (3-11) и подстановки его результата в последнее выражение получим:

$$i = -\varphi_0 \cdot V_0 \cdot y \frac{dc_2}{dy}, \quad (3-20)$$

где $\varphi = \frac{v_0}{\sqrt{\alpha}}$, тогда с учетом разделения переменных после интегрирования $C_2 = -\frac{\bar{i}}{\partial V_0}(\ln y + a_1)$, где $y = \partial_1$, $C_2 = \bar{C} = C_1$, а после подстановки (3-19) и (3-18) получим уравнение для определения концентрации растворенных пристенных отложений в пограничном слое:

$$C_2 = \bar{C} - \frac{\bar{i}}{\partial V_0} \ln \frac{y}{\partial_1}. \quad (3-21)$$

С учетом выражения (3-15) для коэффициента турбулентной диффузии в вязком подслое ($\partial < y < \partial_0$), средний поток i растворенного вещества равен:

$$i = -\varphi_0 \cdot y^2 \frac{y^4}{\partial_0^3} \cdot \frac{dc_3}{dy}. \quad (3-22)$$

После интегрирования (3-22) уравнение для концентрации растворенного вещества в вязком подслое можно быть представлено в следующем виде:

$$C_3 = \frac{\bar{i} \partial_0^3}{3\varphi_0 V_0} \cdot \frac{1}{y^3} - a_2. \quad (3-23)$$

Поскольку в диффузионном подслое ($y < \partial$) молекулярный механизм явно преобладает над турбулентным воспользуемся первым законом Фика:

$$\bar{i} = -D \frac{dc_4}{dy}. \quad (3-24)$$

На поверхности пристенных отложений ($y=0$) концентрация растворенных АСПО принимает некое максимальное значение насыщения C_H , в то же время на границе слоев ($y = \delta$) справедливо, что концентрации веществ равны ($C_3 = C_4$), в связи с чем зависимость $C_4 = C_H - \frac{\bar{i}}{D}y$ для определения концентрации в диффузионном подслое примет следующий вид:

$$C_4 = C_H + \frac{\bar{i} \delta_0^3}{3\varphi_0 V_0} \left(\frac{1}{y} - \frac{1}{\delta^3} \right) - \frac{\bar{i} \delta}{D}. \quad (3-25)$$

Используя равенство концентраций на границе слоев $C_3 = C_2$ при $y = \delta_0$, после преобразования последнего уравнения с учетом (3-17) получим выражение для расчет потока i растворенного вещества:

$$i = \frac{D (C_H - \bar{C})}{\delta_0 \left(\frac{4}{3^4 \sqrt{a\varphi_0 Pr}} - \frac{1}{3aPr} - \frac{1}{a\gamma Pr} \ln \frac{\delta_0}{\delta_1} \right)}. \quad (3-26)$$

Для реальных условий перекачки нефти число Прандтля имеет порядок 10^4 . Поэтому второй и третий члены знаменателя в выражении (3-26) пренебрежимо малы и их величиной можно пренебречь. Тогда с учетом выражения (3-10) для толщины вязкого подслоя и выражения (3-8) для расчета характерной скорости турбулентных пульсаций зависимость преобразуется в следующий вид:

$$\bar{i} = A \cdot (C_H - \bar{C}) \cdot W_{\Pi} \cdot Pr^{-0,75} \cdot Re^{0,125}, \quad (3-27)$$

где
$$A = 0,15 a^{0,75} \cdot \varphi_0^{-0,125}. \quad (2-28)$$

Из сравнения выражения (3-27) и (3-1) получаем уравнения для процесса массопередачи углеводородных частиц пристенных отложений в турбулентный поток нефти в критериальной форме:

$$\int t = A \cdot Pr^{-0,75} \cdot Re^{-0,125}, \quad (2-29)$$

где $\int t$ – критерий Стентона, равный следующему отношению:

$$\int t = \frac{K_M}{W_n}. \quad (2-30)$$

Оценку значений коэффициента a в выражениях (3-10) и (3-28) проводили многие исследователи: В.Г. Левич принимает величину равной 10, Гуржиенко – 8,5, Шлихтинг – 5. Такое расхождение в оценке величине a объясняется прежде всего различием применяемых методов определения осредненных продольных скоростей. Предполагаемое значение коэффициента φ_0 в выражениях (3-15) и (3-28) В.Г. Левич принимал близким к единице. Это предположение подтверждается сравнениями результатов экспериментов по оценке предельных диффузионных токов на поверхности вращающегося дискового электрода с теоретическими расчётами. Авторы указанных исследований подчеркивают, что такой порядок величины коэффициента φ_0 относится к процессу массопередачи к поверхности стенки трубы от ядра турбулентного потока. Неоднозначность рекомендуемых значений коэффициента a и неизвестное значение коэффициента φ_0 для процесса переноса вещества от поверхности трубы в ядро турбулентного потока требует экспериментальной проверки зависимости (3-29) для определения возможности ее применения для вычисления входящего в нее коэффициента a . Общая постановка при ментальных исследованиях может базироваться на использовании закона растворения твердых тел, установленного А.Н. Щукаревым (3-1). В этом случае, при известной движущей силе процесса растворения конкретных пристенных отложений $(C_n - \bar{C})$, эффективной поверхности растворения S и определённого в экспериментальным путем количества растворенных отложений, перешедших за фиксированный промежуток времени в поток можно рассчитать коэффициент массопередачи K_M . Далее, при известных значениях средней скорости потока, коэффициентов кинематической вязкости и молекулярной диффузии находятся значения параметров Pr и Re . Конечным результатом является определение коэффициента A и выражения (2-29) при уже известных значениях коэффициента массопередачи, средней скорости потока W_n , параметров D_t и числа Re .

Всё многообразие экспериментальных методов определения коэффициентов молекулярной диффузии в жидкостях можно разделить на три группы. К первой группе относятся методы квазистационарной диффузии, в которых измеряется скорость и градиент концентрации – метод постоянного диффузионного потока. Вторую группу составляют методы нестационарной диффузии для определения начального и конечного распределения концентраций за известный промежуток времени. Третью группу составляют также методы нестационарной диффузии, но с той разницей, что распределение концентрации измеряется непрерывно или через определенные интервалы времени проведения эксперимента.

В последней группе, в зависимости от способа установления распределения концентрации как функции времени, могут быть использованы методы измерения следующих параметров: плотности – с применением калиброванных поплавков, абсорбции света, электропроводимости, сил поверхностного натяжения, скорости звука, радиоактивности и рефракции – последние, позволяют получить высокую точность при определении коэффициентов молекулярной диффузии (Рисунок 47).

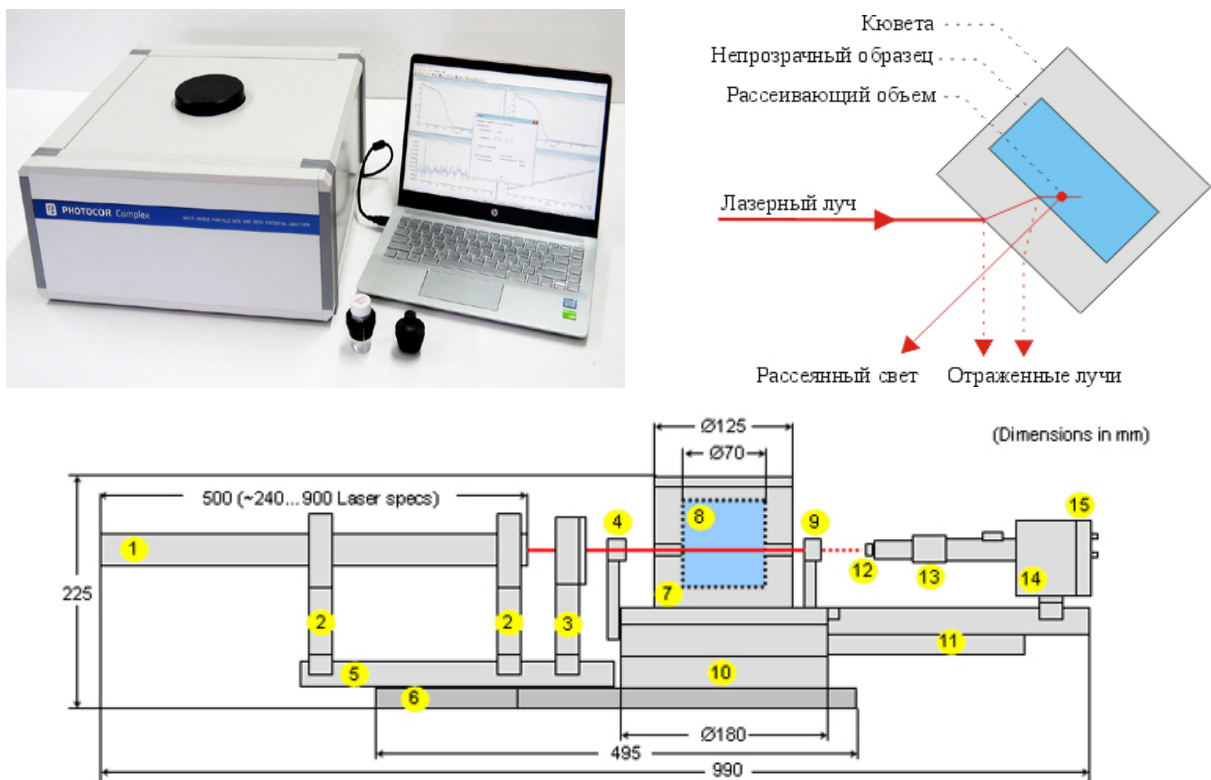


Рисунок 47 – Многоугловой спектрометр динамического рассеяния света для измерения размеров частиц, коэффициентов диффузии и молекулярной массы

На жестком основании (6) смонтированы прецизионный гониометр (10) и оптическая скамья (5), на которой размещены He-Ne лазер (1) и фокусирующий узел (3). Термостат (7) и адаптер кювет (8) прибора установлены на гониометре коаксиально с его осью. На поворотной консоли (11) гониометра располагается фотоприемный блок (14), в состав которого входит приемная оптическая система (13) со сменной диафрагмой выбора апертуры (12), специальный малошумящий фотоумножитель, работающий в режиме счета фотонов и быстрый усилитель-дискриминатор (15) со сквозным по постоянному току трактом и специальный высоковольтный источник питания фотоумножителя без паразитных корреляций. Сигнал с выхода фотоприемного блока прибора анализируется многоканальным коррелятором, который подключается к персональному компьютеру. С помощью компьютера осуществляется управление процессом и обработка данных. Данный метод успешно применялся во многих исследованиях непрозрачных систем, таких как красители, растворы асфальтенов, нефти и темных нефтепродуктов.

3.5 Разработка испытательного стенда для исследований процессов парафинизации неизотермических магистральных нефтепроводов

Для учета фактической кинетики образования, накопления и распределения отложений нефти в турбулентных режимах, характерных для магистральных нефтепроводов, силами ООО «НИИ Транснефть» был спроектирован и запущен в эксплуатацию испытательный стенд для исследований стационарных и пусковых режимов транспорта высоковязких и застывающих нефтей, состоящий из контура контрольных участков с измерительными линиями Ду 30, 50, 100, 150 мм.

Стенд также позволяет выполнять исследования эффективности химических реагентов, прогнозировать риски осложнений (парафинизация, холодный пуск) как при нормальном режиме эксплуатации нефтепровода, так и при переходных процессах. Подробное описание изобретения представлено в свидетельстве о государственной регистрации РИД (патент RU № 2650727 С1, Приложение 3), общий вид и принципиальная схема стенда – на Рисунках 48-49.

Принцип работы испытательного стенда основан на методе, применяемом на установках типа «Wax Loop», но в отличие от них, имеет большие диаметры измерительных линий и мощные насосы, что позволяет обеспечить развитое турбулентное течение потока в ходе испытаний, подобное режимам в МН. В качестве критериев подобия принимается равенство касательных напряжений при условии поддержания для всех режимов испытаний турбулентного течения в диапазоне гидравлически гладких труб, исключая влияние турбулентных пульсаций на разрушение и вынос отложений.



Рисунок 48 – Общий вид стенда для исследований процессов парафинизации магистральных нефтепроводов (НТЦ ООО «НИИ Транснефть», г. Уфа)

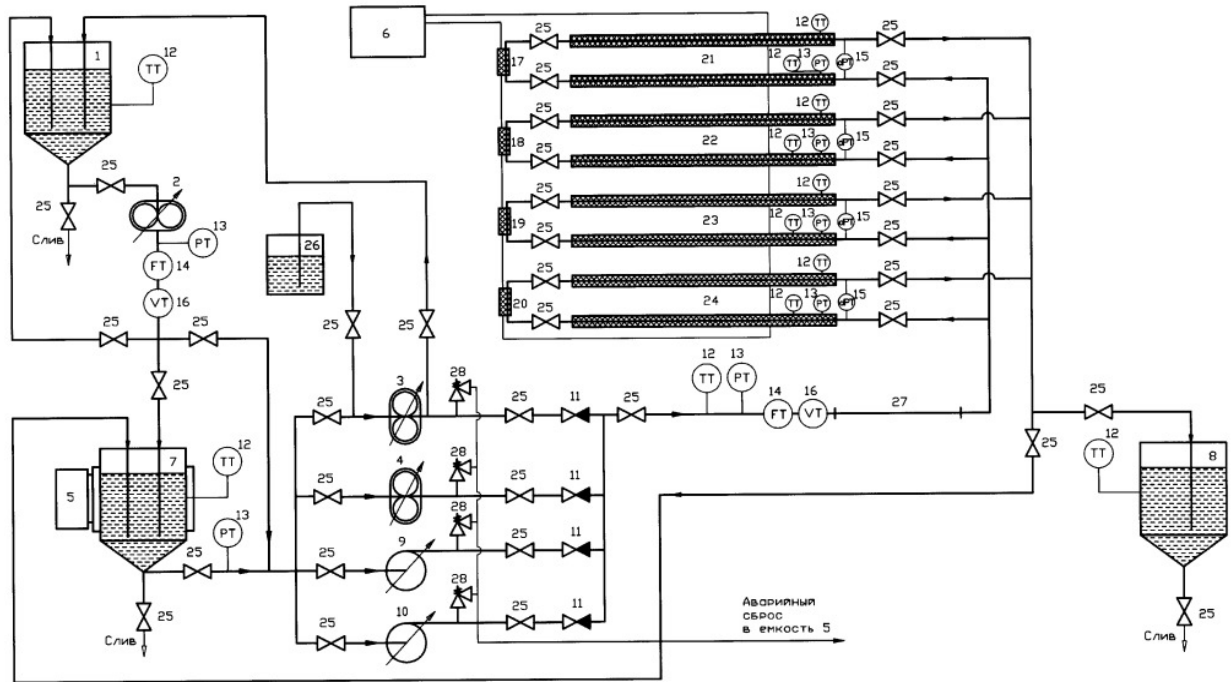


Рисунок 49 – Принципиальная технологическая схема стенда для исследований процессов парафинизации и режимов перекачки высоковязких нефтей

С целью обеспечения возможности корреляции результатов лабораторных испытаний на установке Wax Loop с данными, полученными в ходе стендовых исследований, для их последующего переноса на условия и режимы действующих магистральных нефтепроводов выполнены соответствующие расчеты по оценке границ диапазона расходов для каждого диаметра измерительных линий контура установки Wax Loop и разработанного испытательного стенда (Таблицы 18-19).

Таблица 18 –Граничные условия испытаний процессов парафинизации, близких к условиям магистральных нефтепроводов на установке Wax Loop

Расходы в МН, м ³ /ч		Условный диаметр, мм	Расход в капилляре установка "Wax loop", мл/мин			
от	до		2 мм		5 мм	
250	1250	300	2,1	200,1	33,3	3126,7
750	2500	500	2,1	95,5	33,5	1492,6
2000	5000	700	3,4	91,2	52,8	1424,4
4000	8000	1000	3,0	53,2	46,6	831,4
7000	10000	1200	4,0	39,2	62,7	612,7

Таблица 19 – Граничные условия испытаний процессов парафинизации, близких к условиям магистральных нефтепроводов на стенде ООО «НИИ Транснефть»

Расходы в МН, м ³ /ч		Условный диаметр, мм	Расход в стенде для исследования процессов парафинизации магистральных нефтепроводов, м ³ /ч							
от	до		30 мм		50 мм		100 мм		150 мм	
250	1250	300	0,4	9,2	2,0	27,3	16,0	119,9	53,9	284,8
750	2500	500	2,1	6,1	2,0	18,3	16,1	80,4	54,3	191,2
2000	5000	700	2,1	6,0	3,2	17,8	25,3	78,4	76,3	186,4
4000	8000	1000	2,1	4,5	2,8	13,3	22,4	58,4	71,0	138,9
7000	10000	1200	2,1	3,8	3,8	11,2	30,1	49,4	83,5	117,5

Как видно по результатам выполненных расчетов (Таблицы 16-17), большие диаметры измерительных линий испытательного стенда позволяют обеспечить соблюдение условий подобия, как по значениям касательных напряжений, так и поддержанию зоны гидравлически гладких труб в развитом турбулентном режиме. Последнее необходимо для исключения фактора влияния турбулентных пульсаций на самовынос образовавшегося слоя отложений потоком. Использование винтовых насосов также исключает деструкцию парафинов в циркулирующем потоке.

ОСНОВНЫЕ ВЫВОДЫ ПО ГЛАВЕ 3

Анализ представленных результатов позволяет сделать следующие выводы:

– развитые турбулентные режимы и значительные перепады давлений при перекачке нефти по магистральным нефтепроводам препятствуют накоплению на стенках слоя отложений значительной толщины из-за их срыва под воздействием касательных напряжений и вихревых пульсаций потока в пристенной зоне;

– обработка нефти ингибиторами парафиноотложений депрессорного типа и антифрикционными полимерными присадками, с одной стороны снижает общее количество отложений, выпадающих в потоке, а с другой может стабилизировать слой на внутренней стенке трубы, препятствуя размыву (срыву и растворению потоком) и упрочняя его поверхность к внешнему механическому воздействию.

4 ТЕПЛОГИДРАВЛИЧЕСКАЯ ЭФФЕКТИВНОСТЬ ПРИСТЕННОГО СЛОЯ ОТЛОЖЕНИЙ ТОВАРНОЙ НЕФТИ ПРИ ЭКСПЛУАТАЦИИ МАГИСТРАЛЬНЫХ НЕФТЕПРОВОДОВ

4.1 Оценка влияния пристенного слоя отложений товарной нефти на энергоэффективность и надежность магистрального нефтепровода

Основные известные проблемы эксплуатации нефтепроводов, осложненных интенсивным образованием отложений, связаны с необходимостью частой очистки или же использования «специальных» методов перекачки (прогрев, теплоизоляция, применение ингибиторов и растворителей), а также средств ВТД, основанных на применении магнитных технологий (MFL, TFI, ЭМАП).

Известно, что интенсивное образование и накопление АСПО на внутренней поверхности стенок приводят к снижению эффективного диаметра нефтепровода, как следствие к увеличению гидравлического сопротивления, падению пропускной способности и качества ВТД, влияющих на показатели надежности системы.

С другой стороны, слой АСПО определенной толщины, не ухудшающий условия эксплуатации, снижает общий коэффициент теплопередачи и сглаживает шероховатости внутренней поверхности стенок как новых, так и старых труб, что теоретически приведет к падению гидравлического сопротивления и снижению интенсивности последующего накопления отложений, при этом имеющийся слой АСПО выступает и в роли внутреннего антикоррозионного покрытия труб.

Произведем предварительную оценку величины влияния слоя АСПО на гидравлическую характеристику изотермического участка нефтепровода, для чего воспользуемся уравнением Лейбензона, явно выражающем зависимость потерь напора от расхода. Проинтегрировав выражение, получим:

$$Q = \left(\frac{P_H - P_K}{\rho g} + Z_H - Z_K \right)^{\frac{1}{2-m}} \cdot \left(\frac{D^{5-m}}{\beta L} \right)^{\frac{1}{2-m}} \cdot v^{-\frac{m}{2-m}}; \quad (4 - 1)$$

$$\frac{dQ}{Q} = -\frac{5-m}{2-m} \cdot \frac{dD}{D}. \quad (4-2)$$

Для оценки максимального значения относительной ошибки в расчетной производительности в зависимости от принятого значения вязкости переведем уравнение (4-2) на конечно-разностные величины:

$$\frac{\Delta Q}{Q} = -\frac{5-m}{2-m} \cdot \frac{\Delta D}{D}. \quad (4-3)$$

Тогда получаем следующие зависимости расхода от диаметра:

- при ламинарном режиме течения:

$$\frac{\Delta Q}{Q} = -4 \cdot \frac{\Delta D}{D}; \quad (4-4)$$

- при турбулентном режиме в зоне гидравлически гладких труб:

$$\frac{\Delta Q}{Q} \approx -2,7 \cdot \frac{\Delta D}{D}; \quad (4-5)$$

- при турбулентном режиме в зоне смешанного трения:

$$\frac{\Delta Q}{Q} \approx -2,6 \cdot \frac{\Delta D}{D}; \quad (4-6)$$

- при турбулентном режиме в зоне квадратичного трения:

$$\frac{\Delta Q}{Q} = -2,5 \cdot \frac{\Delta D}{D} = 0. \quad (4-7)$$

Таким образом, примерная величина падения пропускной способности МН при толщине слоя АСПО не более 15 мм составят от 6,25 до 24 %, что говорит об

отрицательном эффекте отложений нефти и нецелесообразности запарафинивания изотермических нефтепроводов.

В случае неизотермической перекачки аномально вязких застывающих нефтей, осложненных интенсивным выпадением и накоплением отложений, в условиях высокого температурного градиента на поверхности раздела фаз стенки нетеплоизолированных трубопроводов, вязкость меняется в широком диапазоне по мере падения температуры потока по длине трассы. В связи со сложностью явного выражения аналогичной зависимости расхода перекачки с учетом поправки на неизотермичность процесса, предварительно оценим теоретическое изменение теплогидравлического режима через кинематическую вязкость, для чего вновь воспользуемся уравнением (4-1) и перейдем на конечно-разностные величины:

$$\frac{\Delta Q}{Q} = -\frac{m}{2-m} \cdot \frac{\Delta v}{v}; \quad (4-8)$$

- при ламинарном режиме:

$$\frac{\Delta Q}{Q} = -\frac{\Delta v}{v}; \quad (4-9)$$

- при турбулентном режиме в зоне гидравлически гладких труб:

$$\frac{\Delta Q}{Q} = -\frac{1}{7} \cdot \frac{\Delta v}{v}; \quad (4-10)$$

- при турбулентном режиме в зоне смешанного трения:

$$\frac{\Delta Q}{Q} \approx -\frac{1}{15} \cdot \frac{\Delta v}{v}; \quad (4-11)$$

- при турбулентном режиме в зоне квадратичного трения:

$$\frac{\Delta Q}{Q} = -\frac{0}{2} \cdot \frac{\Delta v}{v} = 0. \quad (4 - 12)$$

Как видно из (4.9-4.12), снижение пропускной способности участка может составлять от 6 до 14 % от увеличения кинематической вязкости нефти при турбулентных режимах течения (в зонах смешанного трения и гидравлически гладких труб соответственно) до прямой пропорциональности в ламинарной зоне.

Влияние изменения вязкости нефти на гидравлическую характеристику нефтепровода в турбулентной зоне квадратичного (или шероховатого) трения отсутствует, что полностью соответствует теоретическим представлениям.

Приведенный анализ дифференциальных уравнений (4-2) – (4-12) показал, что отложения нефти на внутренней поверхности нефтепроводов оказывают как положительный, так и отрицательный тепло-гидравлические эффекты, с одной стороны – теплоизоляционные свойства слоя отложений нефти способствуют повышению средней температуры потока и кинематической вязкости нефти, с другой – снижение эффективного диаметра МН приводит к турбулизации и росту гидравлического сопротивления труб, что в свою очередь требует решения оптимизационных задач, основанных на функциях минимизации суммарных потерь на трение с учетом неизотермичности процесса перекачки. При этом существующие гидравлические зависимости не позволяют в полной мере описать влияние слоя отложений на такие параметры режима, как снижение скорости и интенсивности накопления отложений при формировании первичного слоя.

Диэлектрические свойства нефти и высокое качество ее подготовки для магистрального трубопроводного транспорта по ГОСТ Р 51858, позволяют сделать предположение о высоких антикоррозионных защитных свойствах слоя АСПО, равномерно распределенного по поверхности металла труб, защищая участки в низинах трассы от воздействия воды, накапливающейся в процессе длительной эксплуатации и после гидроиспытаний вновь вводимых ЛЧ МН.

Исследования по распространению ультразвуковых импульсов в АСПО и модельных образцов из технического парафина [61], подтверждают возможность проведения ультразвуковой ВТД без потери и ухудшения качества получаемых

результатов, вызванных потерей информации в местах скопления отложений. При этом максимальный рекомендуемый слой АСПО, как показали результаты приведенных исследований, не должен превышать 15 мм, что соответствует уменьшению внутреннего диаметра для наиболее распространенных диаметров магистральных нефтепроводов от 2,5 до 6 %.

Имеющиеся данные по результатам внутритрубной диагностики ТУ МН ОСТ с помощью ультразвуковых ВИП (типов ДКУ, УСК, WM, CD, CDL) и качеству перекачиваемых по ним нефтей за 2012-2016 гг. (Приложение 4), подтверждают вышесказанное.

Как показал анализ результатов ВТД, при использовании магнитных ВИП или же секций MFL в составе приборов, протяженные «слепые зоны» с потерей диагностической информации практически отсутствуют. Также установлено, что более проблемными являются участки МН с лупингами и резервными нитками на подводных переходах, где снижается скорость потока и интенсивнее теплообмен. Анализ данных ультразвуковой диагностики ЛЧ МН большого диаметра (Ду1000-1200 мм), показал отсутствие каких-либо проблем, связанных с потерей сигнала.

4.2 Численное моделирование теплогидравлической эффективности пристенного слоя отложений в магистральных нефтепроводах

С целью комплексной оценки теплогидравлической эффективности слоя АСПО, равномерно распределенного на внутренней поверхности стенок МН (принято допущение), для условий неизотермической «горячей» перекачки нефти рассмотрим результаты определения теплогидравлических характеристик для нефтепроводов основных диаметров, эксплуатируемых ПАО «Транснефть», при изменении толщины слоя отложений от 0 до 15 мм.

Оценочный расчет производился для подземного неизотермического ТУ МН без теплоизоляции, транспортирующего высоковязкую нефть «горячим» методом путем ее предварительного нагрева на ГНПС. Исходные данные для расчета сведены в Таблицу 20, принципиальная схема теплогидравлического эффекта при

наличии слоя АСПО представлена на Рисунке 50. Сравнительные результаты расчетов теплогидравлических режимов представлены в сводной Таблице 21, гидравлические характеристик нефтепроводов – на Рисунках 51-54.

Таблица 20 – Исходные данные для теплогидравлического расчета

№	Параметр	Обозначение	Значение	Ед. изм.
1	Толщина стенки	δ_c	10	мм
2	Длина трубопровода	L	300	км
3	Перепад высот	Δz	30	м
6	Плотность при 20 °С	ρ_{20}	890	кг/м ³
7	Теплоемкость нефти	C_p	1950	Дж/(кг·К)
8	Начальная температура потока	T_n	323	К
9	Температура окружающего грунта	T_0	278	К
10	Глубина заложения трубопровода	$H_{гр}$	1,41	м
11	Теплопроводность грунта	$\lambda_{гр}$	1,75	Вт/(м·К)
12	Теплопроводность нефти	λ_n	0,122	Вт/(м·К)
13	Теплопроводность стали	$\lambda_{ст}$	58	Вт/(м·К)
14	Теплопроводность гидроизоляции	$\lambda_{из}$	0,15	Вт/(м·К)
15	Толщина гидроизоляции	$\delta_{из}$	6	мм
16	Теплопроводность отложений	$\lambda_{отл}$	0,15	Вт/(м·К)
17	Шероховатость металла стенки	k	0,1-0,2	мм

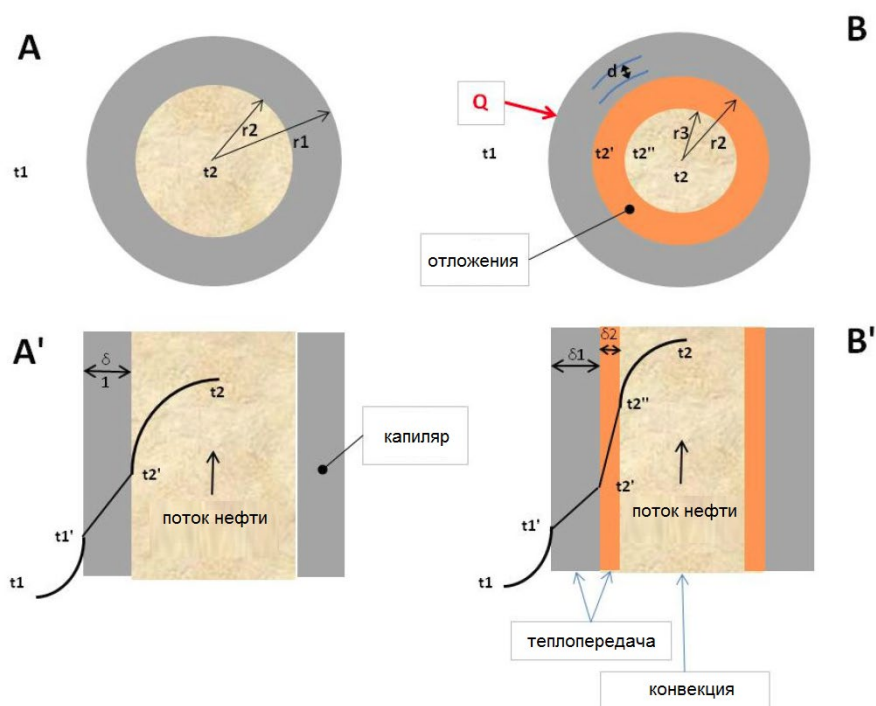


Рисунок 50 – Теплогидравлический режим «горячего» нефтепровода
(А- без отложений, В – с внутренним слоем отложений)

Таблица 21 – Результаты расчета параметров теплогидравлических режимов

DN, мм	Q, м ³ /ч	Среднее увеличение конечной температуры потока, T _к , °С	Изменение гидравлического сопротивления [Δhτ/hτ], % при равномерно распределённом однородном слое АСПО толщиной δ _{отл} , мм						
			1	2	3	4	5	10	15
530	650	1,1	0,2	0,4	0,7	1,0	1,3	3,2	6,0
	950		1,8	3,7	5,8	8,0	10,4	24,9	44,5
	1250		4,3	8,8	10,3	11,9	13,4	21,8	31,0
	1550		1,3	2,7	4,1	5,6	7,0	14,9	23,6
720	2500	1,5	0,9	1,9	2,8	3,8	4,8	10,0	15,7
	3750		1,0	2,0	3,0	4,0	5,1	10,7	16,8
	5000		-8,9	-8,0	-7,0	-6,0	-5,0	3,5	9,8
	6250		-6,3	-5,3	-4,2	-3,1	-2,0	4,0	10,5
1020	3500	1,7	0,6	1,2	1,8	2,4	3,0	6,3	9,8
	5250		0,6	1,3	2,0	2,7	3,4	7,0	10,9
	7000		-4,0	-3,4	-2,7	-2,0	-1,3	2,4	6,4
	10 500		-6,6	-5,8	-5,1	-4,3	-3,6	0,5	4,9
1220	5000	1,6	0,5	1,0	1,5	2,0	2,5	5,2	8,0
	7500		0,6	1,1	1,7	2,3	2,8	5,9	9,1
	10 000		-4,0	-3,5	-2,9	-2,3	-1,7	1,4	4,8
	12 500		-6,7	-6,1	-5,4	-4,8	-4,2	-0,9	2,7

При расчете теплогидравлических параметров режимов «горячей» перекачки по неизотермическому нефтепроводу исходная шероховатость поверхности стенки принята как для новой трубы ($k = 0,1$ мм). Учет влияния физико-механических свойств отложений принимается по изменению шероховатости поверхности стенок и общего коэффициента теплопередачи. Полученные результаты демонстрируют, что прогнозная теплогидравлическая эффективность слоя АСПО достигается на нефтепроводах DN 720–1220 мм только при развитых турбулентных режимах при толщине слоя не более 10 мм. Стоит отметить, что данные расчеты носят лишь оценочный характер и представляют с практической точки зрения качественную, а не количественную зависимость. Более точные прогнозы могут быть получены с помощью динамического моделирования с учетом кинетики протекания процесса.

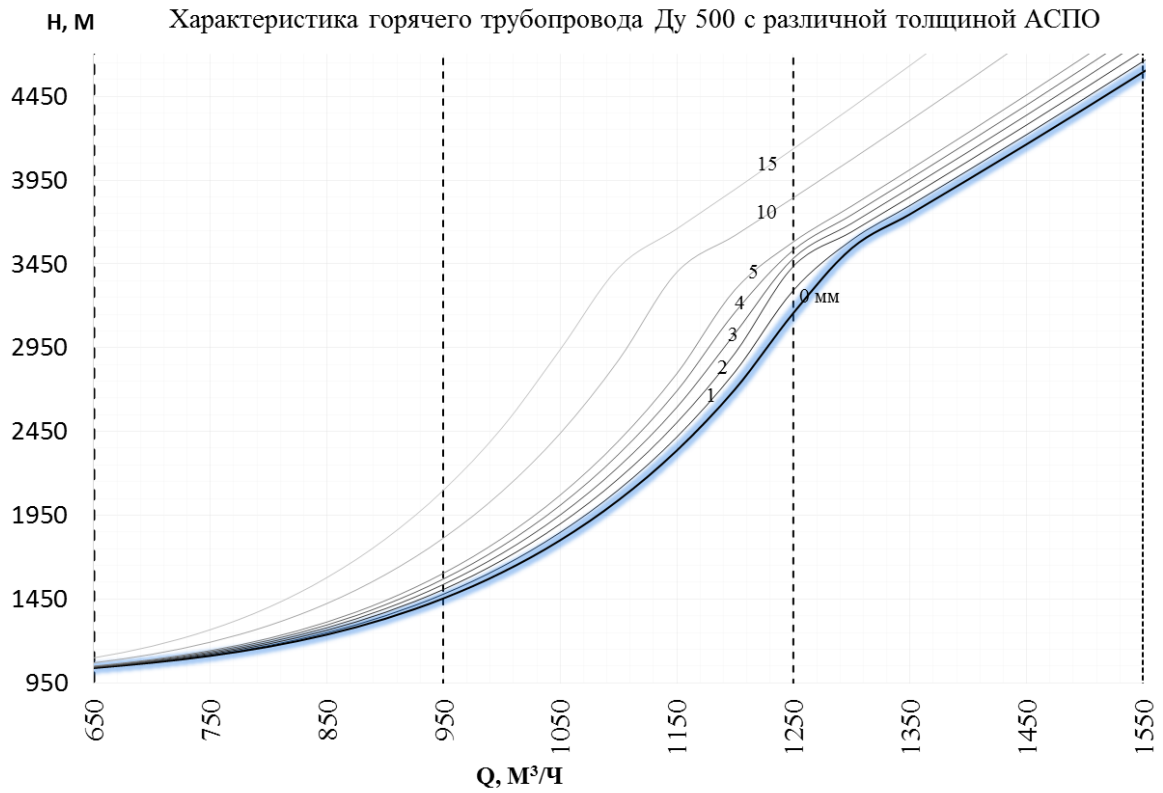


Рисунок 51 – Гидравлическая характеристика неизотермического участка Ду 500

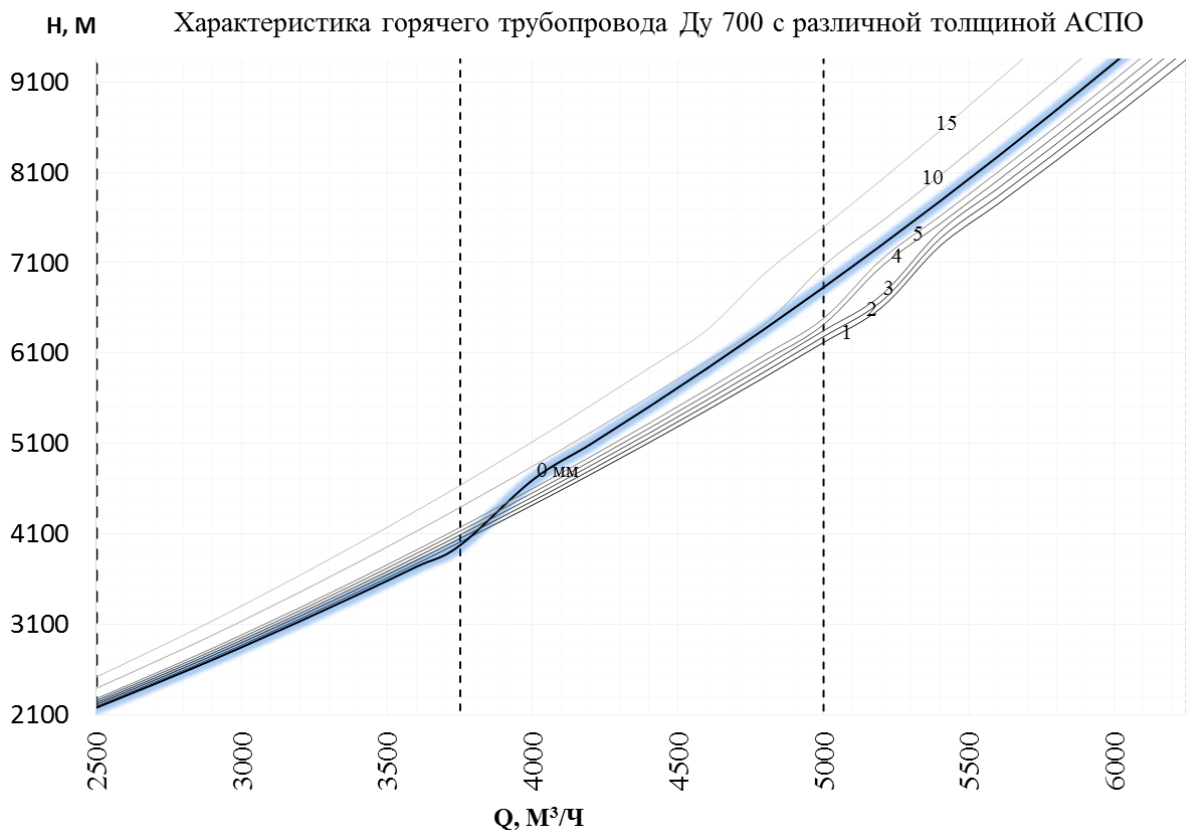


Рисунок 52 – Гидравлическая характеристика неизотермического участка Ду700

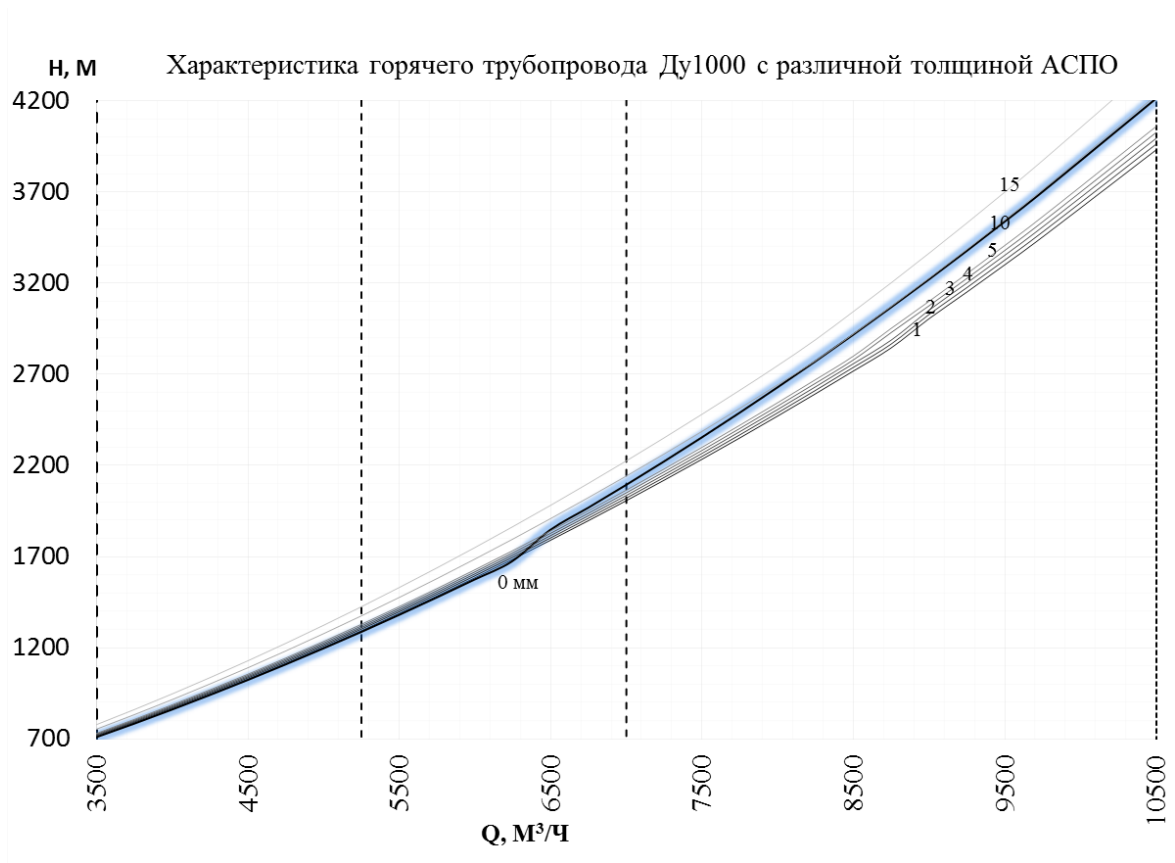


Рисунок 53 – Гидравлическая характеристика неизотермического участка Ду1000

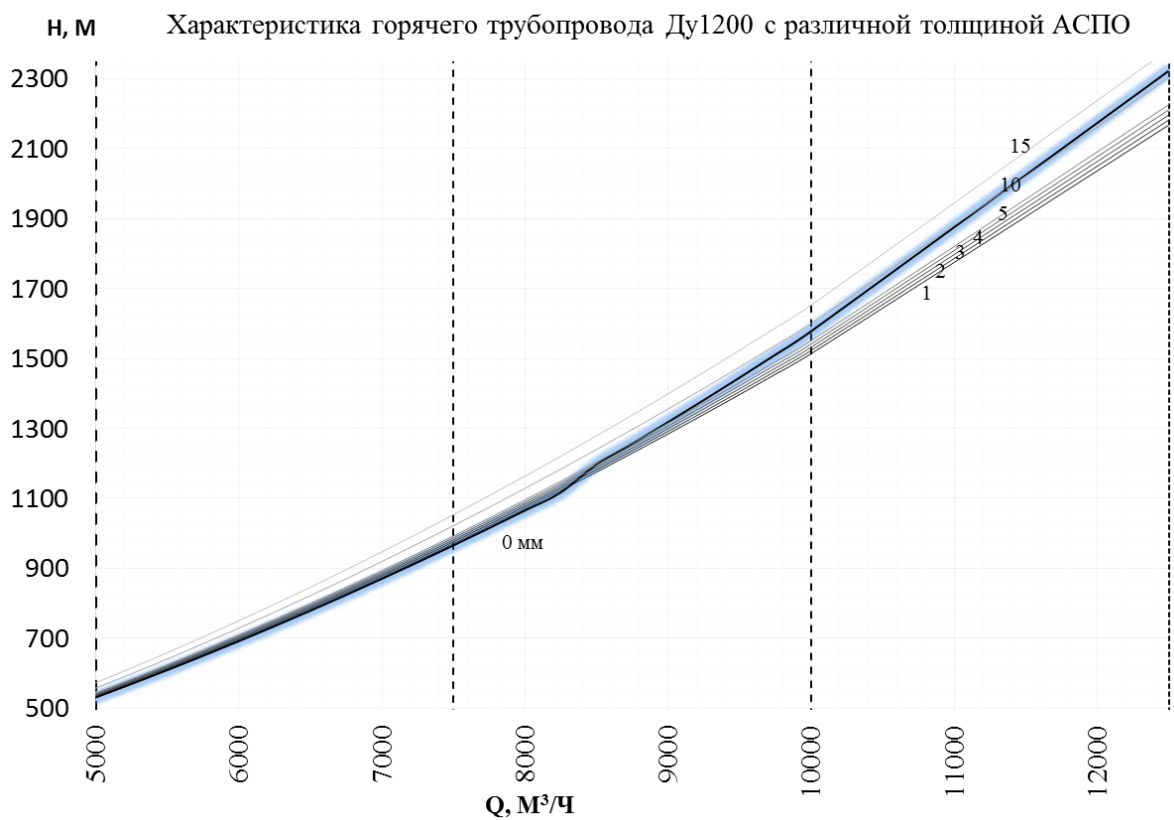


Рисунок 54 – Гидравлическая характеристика неизотермического участка Ду1200

В случаях же низкотемпературной изотермической перекачки маловязких и средневязких товарных нефтей, свойственных подавляющей части магистральных нефтепроводов для маловязкой и средневязкой товарной нефти, гидравлическая эффективность слоя АСПО может быть достигнута только за счет снижения шероховатости внутренней поверхности стенок нефтепровода.

Результаты сравнительного расчета режимов изотермической перекачки в зависимости от толщины пристенного слоя АСПО, как для вновь введенных, так и длительно эксплуатируемых участков нефтепроводов DN 530-1220 мм (Таблица 20), приведены в сводной Таблице 23, совмещенная характеристика режимов работы насосов перекачивающей станции и нефтепровода – на Рисунках 55-62.

Таблица 22 – Результаты расчета режимов изотермического нефтепровода

DN, мм	3 x HM Q-H (D)	Изменение пропускной способности $[\Delta Q/Q]$, % при толщине слоя пристенных отложений $\delta_{отл}$, мм															
		для новых труб $k=0,1$ мм								для старых труб $k=0,2$ мм							
		1	2	3	4	5	6	7	8	1	2	3	4	5	6	7	8
530	1250-260 (1,0 D)	-0,8	-1,5	-2,3	-3,1	-3,9	-4,6	-5,4	-6,2	-0,5	-1,3	-2,0	-2,8	-3,6	-4,4	-5,1	-5,9
720	5000-210 (0,7 D)	-0,6	-1,2	-1,9	-2,5	-3,1	-3,7	-4,3	-4,9	1,0	0,4	-0,2	-0,9	-1,5	-2,1	-2,7	-3,4
1020	7000-210 (1,25 D)	-0,4	-0,7	-1,1	-1,5	-1,8	-2,2	-2,6	-3,0	2,4	2,1	1,7	1,3	0,9	0,5	0,1	-0,2
1220	10000-210 (1,0 D)	-0,3	-0,5	-0,8	-1,0	-1,3	-1,6	-1,8	-2,1	2,1	1,8	1,5	1,3	1,0	0,7	0,5	0,2

Результаты моделирования технологических режимов перекачки нефти для изотермических участков нефтепровода также свидетельствуют о потенциальной эффективности пристенного слоя отложений на трубах большого диаметра DN 1020-1220 мм. Допустимая толщина слоя лежит в пределах 1-4 мм для новых труб и до 10-12 мм – для длительно эксплуатируемых стальных трубопроводов.

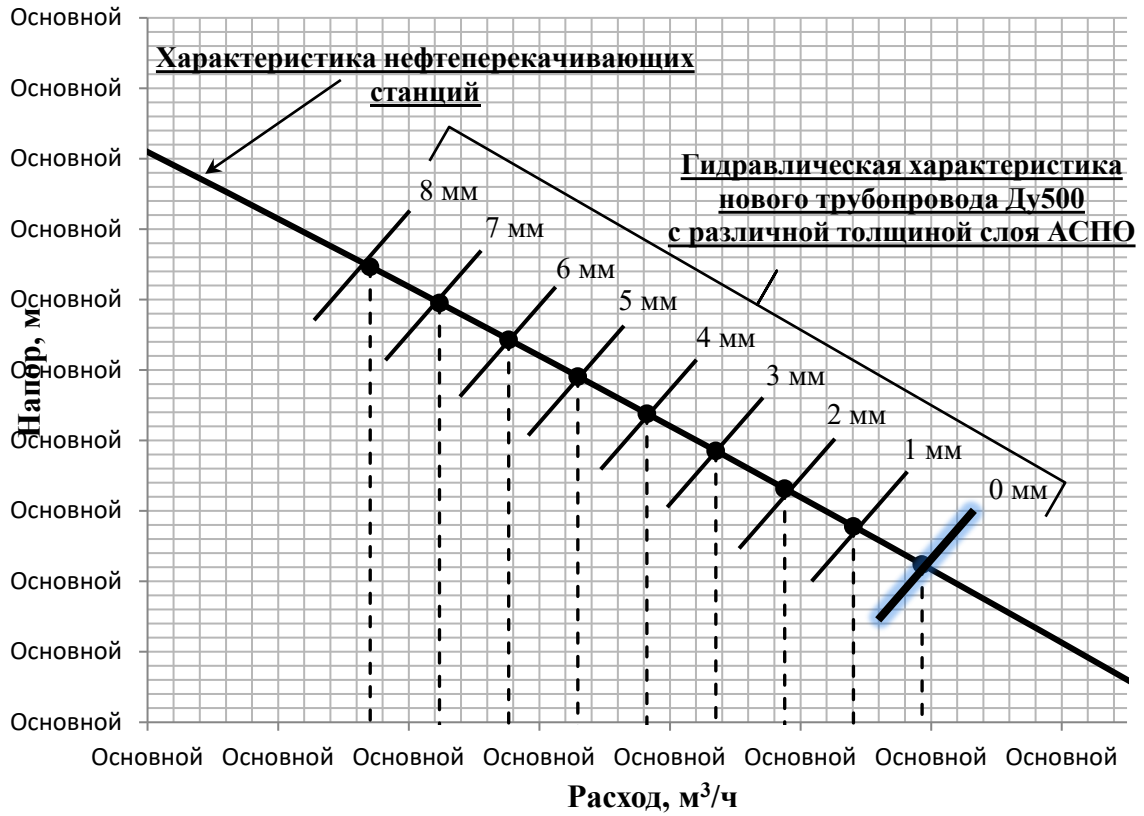


Рисунок 55 – Совмещенная характеристика вновь введенного участка Ду500

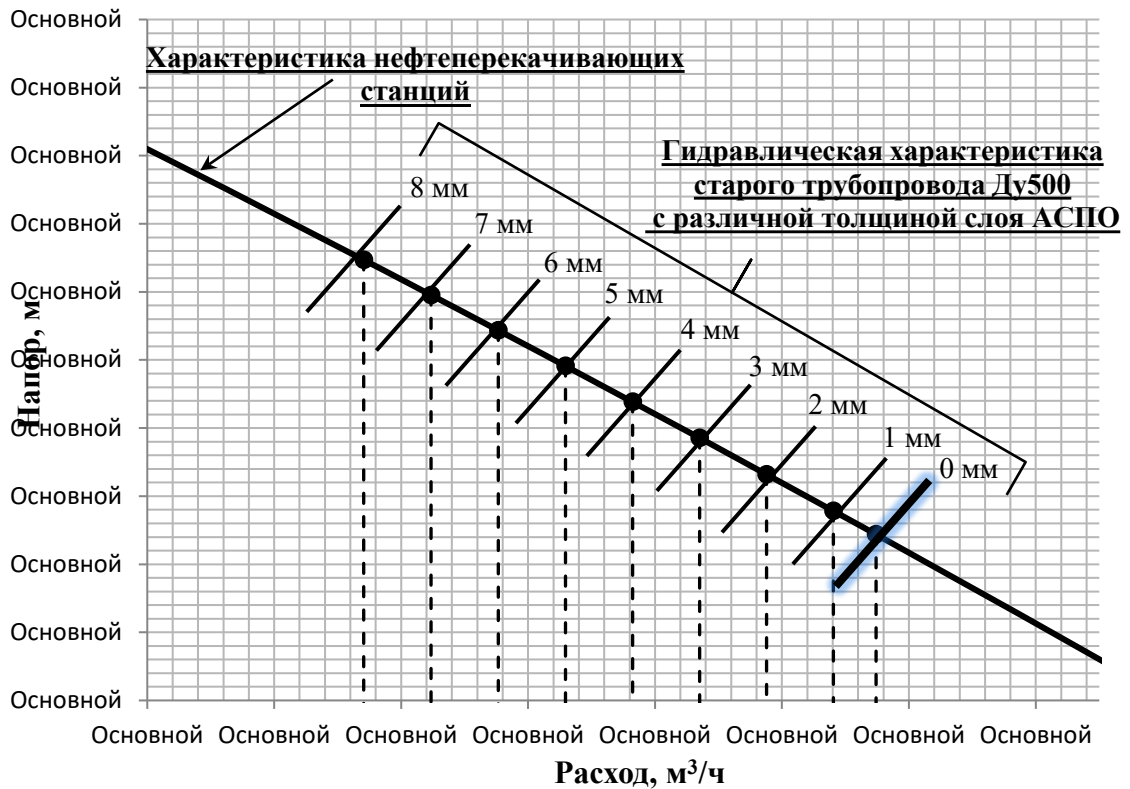


Рисунок 56 – Совмещенная характеристика длительно эксплуатируемого участка нефтепровода Ду500

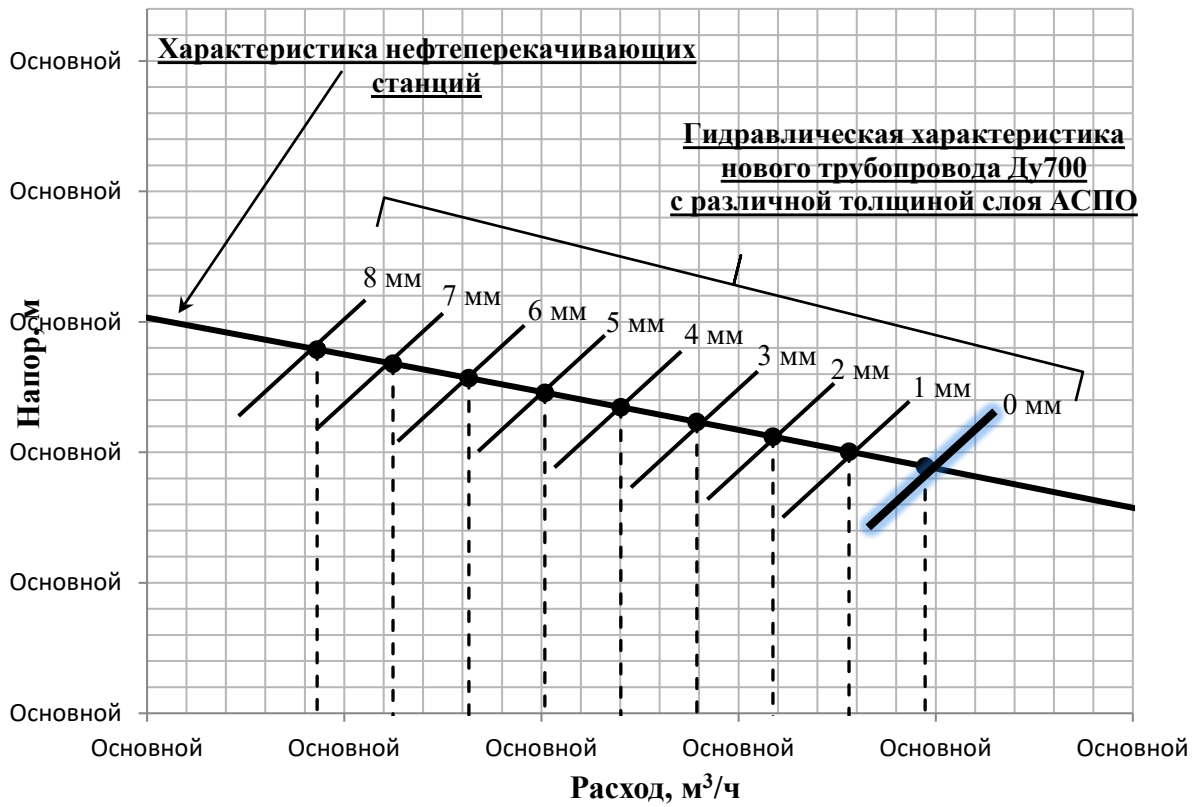


Рисунок 57 – Совмещенная характеристика вновь введенного участка Ду700

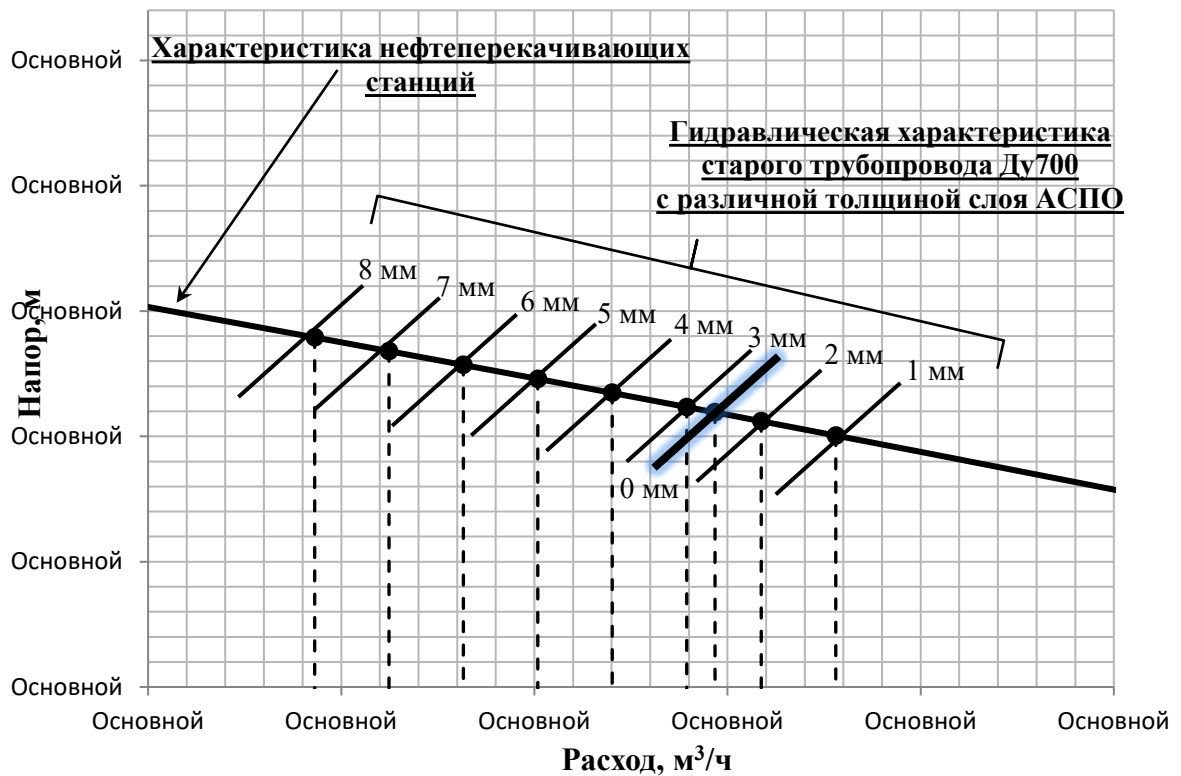


Рисунок 58 – Совмещенная характеристика длительно эксплуатируемого участка нефтепровода Ду700

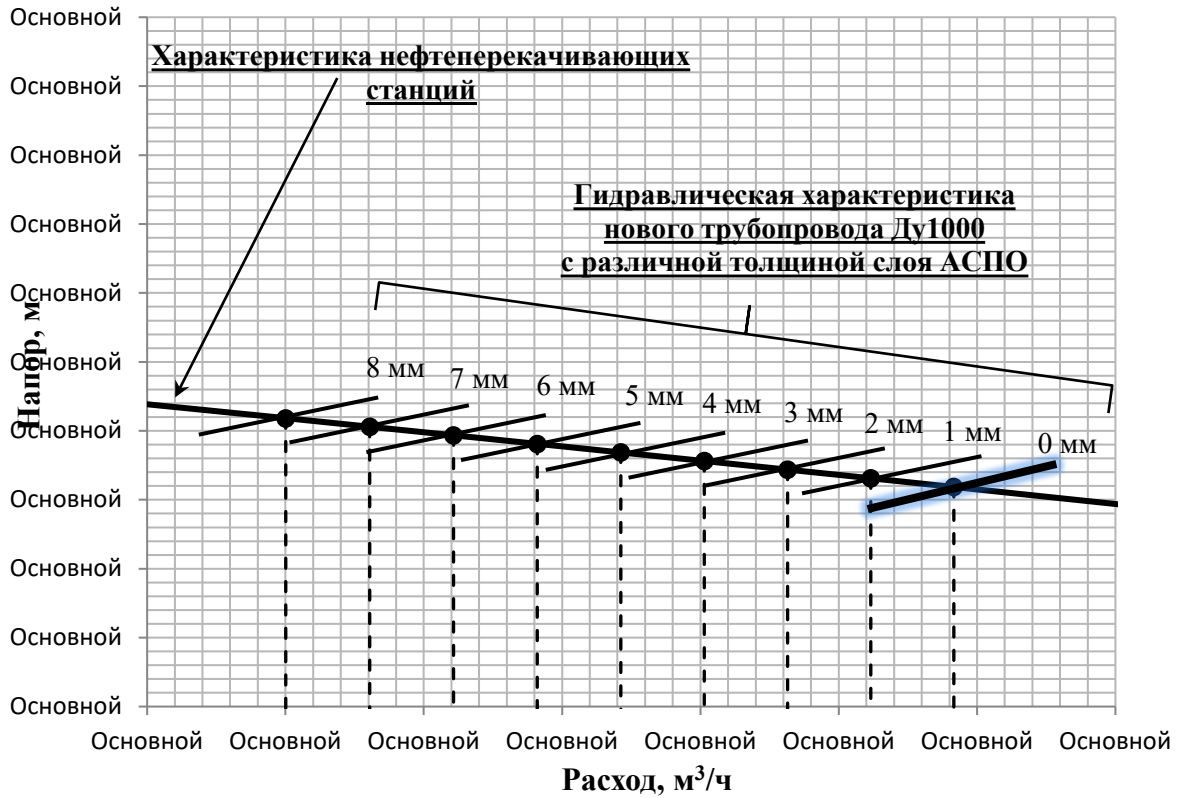


Рисунок 59 – Совмещенная характеристика вновь введенного участка Ду1000

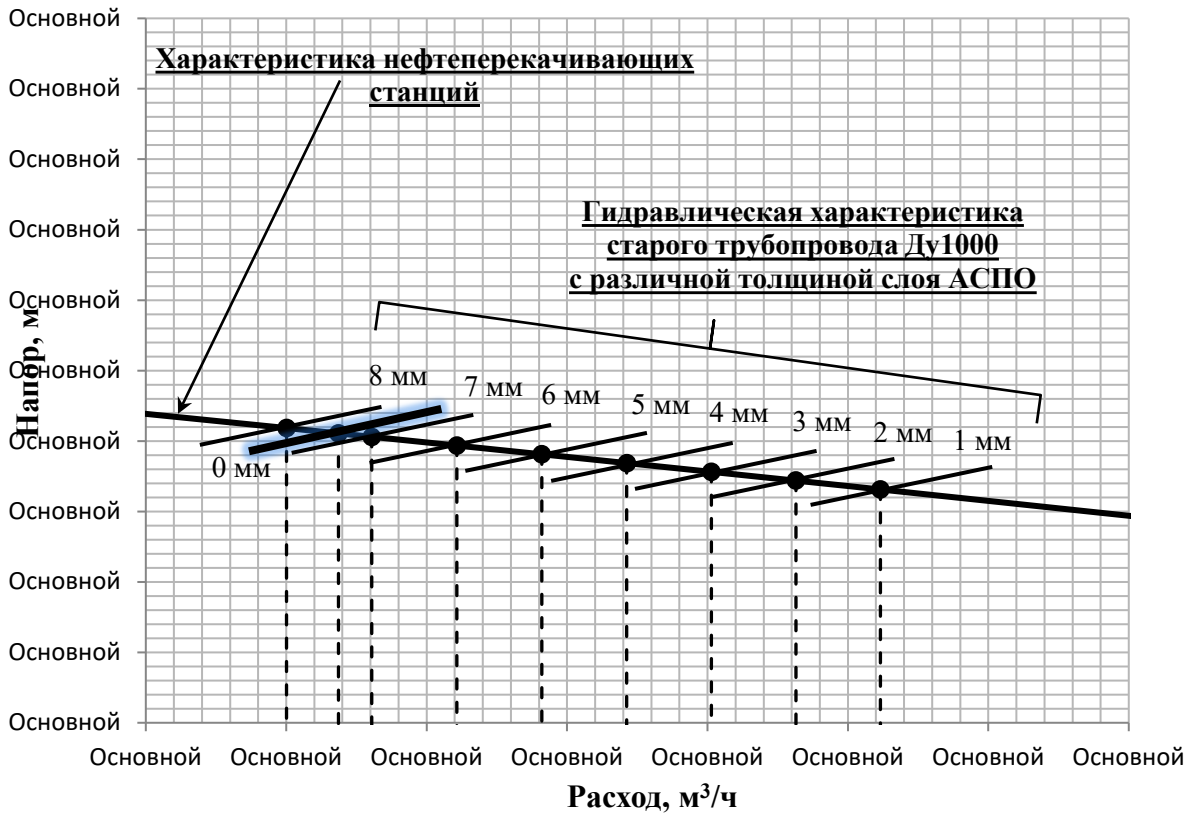


Рисунок 60 – Совмещенная характеристика длительно эксплуатируемого участка нефтепровода Ду1000

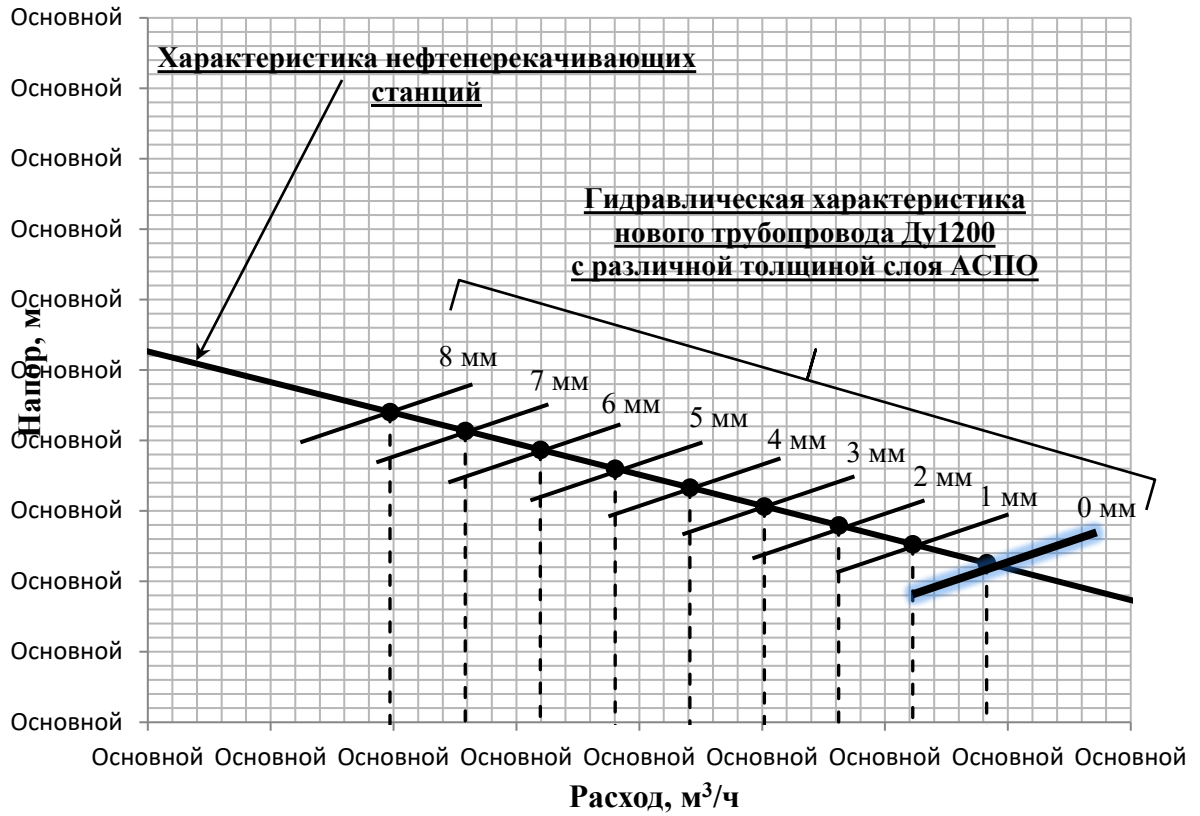


Рисунок 61 – Совмещенная характеристика вновь введенного участка Ду1200

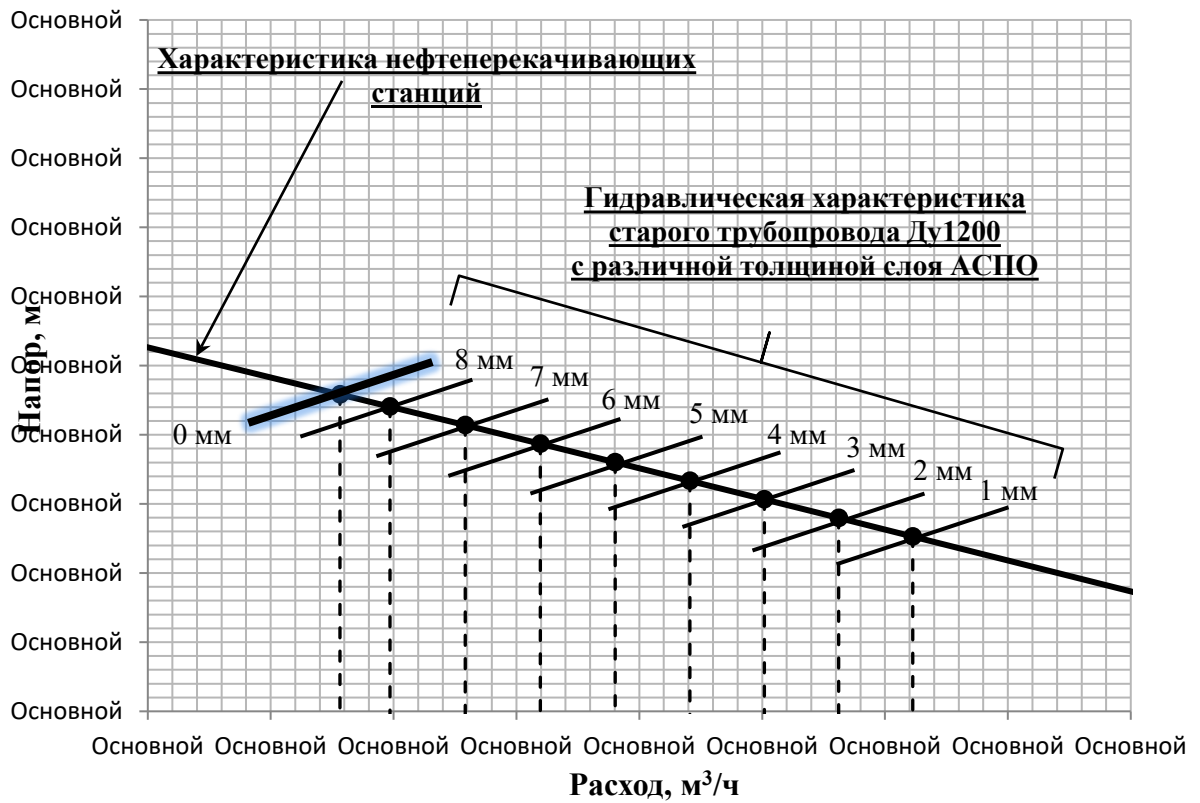


Рисунок 62 – Совмещенная характеристика длительно эксплуатируемого участка нефтепровода Ду1200

4.3 Динамическое моделирование кинетики процесса парафинизации

Необходимость высокоточного моделирования процессов парафинизации трубопроводов связана с решением важных эксплуатационных задач, таких как определение требуемой периодичности очистки ЛЧ МН и допустимого времени безопасной остановки неизотермических участков «горячих» нефтепроводов, где процесс парафиноотложения одновременно влияет на уменьшение эффективного диаметра и увеличение эффективной вязкости нефти, что также приводит к росту перепада давления – снижению показателей энергоэффективности при перекачке и надежности при холодных пусках остановленных участков [39-40]. Существующие методики, используемые в отечественной отрасли нефтепроводного транспорта еще с советского времени [42], характеризуются высокой трудоемкостью расчетов, необходимостью использования большого количества вспомогательной справочной литературы, и при этом дают результаты с необоснованно завышенным запасом, с одной стороны направленным на повышение надежности системы, с другой – приводящим к необоснованно высоким затратам материально-временных ресурсов как при нормальной эксплуатации, так и при проведении ремонтных работ.

Динамическое моделирование процесса парафинизации. Современные динамические симуляторы нестационарных режимов и многофазных потоков, в основе которых лежат полуэмпирические модели процессов (OLGA) или мощные программно-вычислительные CFD-комплексы (Computational Fluid Dynamics Simulation), позволяют моделировать осаждение частиц на стенках нефтепровода с учетом изменения влияющих факторов и кинетики протекания процесса во времени.

Осаждение парафина в OLGA [11] моделируются на основе предварительно рассчитанного массива данных в виде таблиц, содержащих подробные сведения о углеводородном составе нефти, образующей отложения, и граничных условиях в каждой секции трубы. Данные для таблиц с составами и свойствами нефти могут быть получены на основе данных уже имеющихся аналитических лабораторных испытаний, дополненных результатами вычислений с помощью программ для PVT-моделирования [11-15,17,18]. Определение физических свойств и состояний

фазового равновесия при PVT-моделировании базируется на использовании уравнений состояния (Пенга-Робинсона, Соаве-Редлиха-Квонга, Зудкевича-Иоффе и др.), термодинамических моделей для описания твердой фазы (модели Педерсена, CPA-Infochem и UNIQUAC), а также моделей для оценки транспортных свойств (CSM-метод состояний и LBC-модели Лоренца-Брея-Кларка).

Отложения парафинов нефти рассчитываются для всех секций и режимов работы нефтепровода, находящихся в температурном диапазоне эксплуатации ниже точки начала выпадения парафина – WAT (Wax Appearance Temperature). В качестве точки WAT принимается значение температуры, при которой последний кристалл парафина нефти находится в равновесии с жидкой фазой парафинов [3-4, 11]. Парафины нефти находятся в жидком состоянии выше точки WAT и в твердом – ниже этой точки, при условии постоянства давления, для которого было вычислено значение точки WAT. Стоит отметить, что согласно данным фазовых диаграмм равновесия, полученным для товарных нефтей с помощью PVT-моделирования [15], кривая выпадения парафинов (Рисунок 63) в устьевых условиях, как и при режимах эксплуатации трубопроводов, как промысловых, так и магистральных, практически не зависит от давления и представляет функцию от состава конкретной нефти. Значение точки WAT при моделировании процессов парафинизации в трубах следует отличать от температуры плавления парафинов WDT (Wax Disappearance Temperature) несмотря на то, что они должны быть равны с точки зрения термодинамики. В качестве основной причины отличия температур плавления и кристаллизации (WDT на 10-20 °C выше WAT, Рисунок 64) принято считать факторы переохлаждения и перегрева, имеющие место при протекании реальных процессов [2-5].

Данные об углеводородном составе нефти и кривые распределения парафинов, необходимые для диаграмм фазового равновесия нефти (PVT-диаграммы) могут быть получены с использованием средств высокотемпературной газовой хроматографии (HTGC). С целью повышения точности расчета при прогнозировании отложений в трубопроводах для PVT-модели флюида также могут использоваться данные лабораторного SARA анализа нефти – определение

содержания твердых парафинов и высокомолекулярных компонентов – смол и асфальтенов. Приближенное значение WAT можно определить методом измерения профиля вязкости на ротационном вискозиметре. Наиболее точные значения WAT измеряются с помощью методов кросс-поляризационной микроскопии (CPM) и дифференциальной сканирующей калориметрии (DSC). Значение точки WAT используется вместе с другими имеющимися данными лабораторных испытаний нефти для настройки и повышения точности модели парафинизации трубопровода.

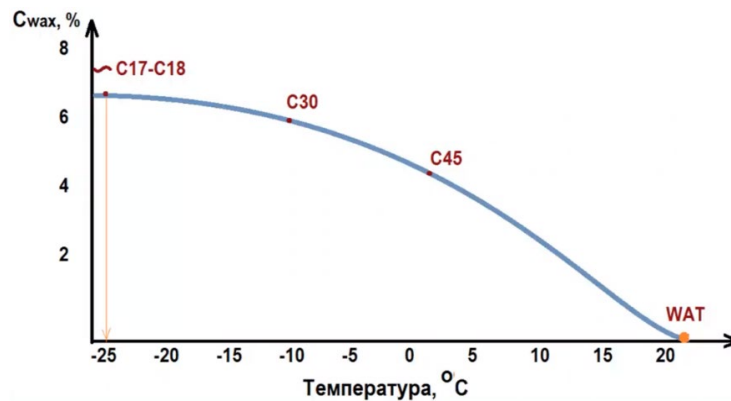


Рисунок 63 – Форма кривой осаждения парафинов в жидких углеводородах (получена PVT-моделированием на нефтегазоконденсатной смеси)

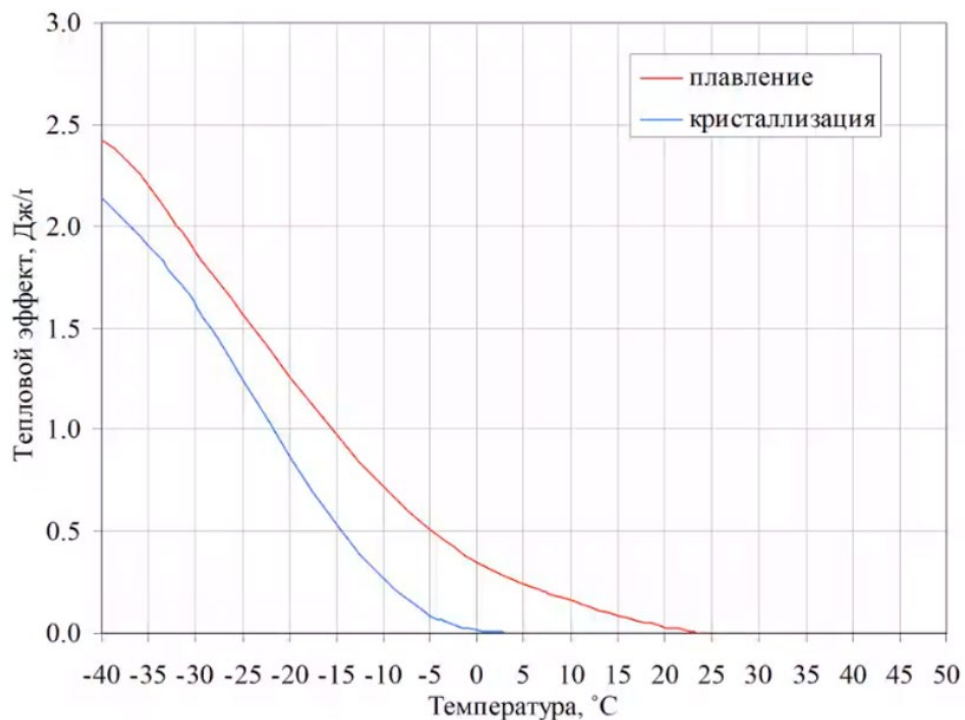


Рисунок 64 – Зависимость теплового эффекта при фазовом переходе парафинов от температуры (на примере нефтегазоконденсатной смеси) [14]

Учесть влияние асфальтенов на кинетику процесса парафиноотложения, наряду с неорганическими примесями нефти, весьма сложно, так в одном случае они могут замедлять процесс образования отложений за счет адсорбции на кристаллах парафина, а в другом наоборот – усиливать процесс за счет соосаждения вместе с парафинами. В качестве одного из показателей для косвенной оценки влияния асфальтенов на процесс накопления отложений может служить индекс стабильности нефти, характеризующий свойство последней удерживать в себе асфальтены без их осаждения вместе с парафинами. Осаждение асфальтенов возможно при следующем соотношении:

$$\frac{\text{Насыщенные углеводороды} + \text{Асфальтены}}{\text{Ароматические соединения} + \text{Смолы}} > 1. \quad (4-13)$$

Стоит отметить, что само по себе значение индекса нестабильности по асфальтенам, представляя собой косвенный критерий, никак не может быть использован при моделировании процесса аналитически.

При моделировании процесса парафинизации трубопроводов основными задачами программно-вычислительных CFD-комплексов являются нахождение решений и определение граничных условий для уравнений сохранения массового и теплового баланса с учетом взаимного влияния следующих факторов:

- парафина, растворенного в нефти;
- осаждения парафина и его диспергирование в нефти;
- парафина на стенках трубопровода;
- диаметра и шероховатости секций труб в зависимости от толщины слоя;
- температурный баланс образования, осаждения и плавления парафина;
- изменения объема из-за образования, осаждения и плавления парафина;
- изменения коэффициента теплопередачи с учетом толщины слоя парафина;
- эффективной вязкости нефти с учетом взвешенного объема парафина.

Процессы осаждения и растворения или плавление диспергированного парафина рассчитываются по изменению растворимости различных парафинов в зависимости от давления и температуры, которые определяются по фазовым

диаграммам равновесного состояния флюидов, полученных по результатам PVT-моделирования с использованием доступных данных лабораторных исследований состава и свойств.

Механизм прямого массопереноса из потока нефти к стенке (осаждение).

Осаждение парафина на стенке трубы может происходить двумя способами: либо путем диффузии растворенного парафина из-за разницы температур между жидкостью и стенкой трубопровода, либо путем переноса осажденного парафина в результате его механического перемещения из одной части трубопровода в другую (от секции к секции). Скорость процесса осаждения парафина для механизма молекулярной диффузии может быть описана следующим уравнением [22]:

$$G = D \cdot \rho_n \cdot \frac{(m_n - m_{ст})}{L}, \quad (4 - 14)$$

где G – скорость массопереноса парафина от потока к стенке, кг/(см²·с);

D – коэффициент молекулярной диффузии, см²/с;

ρ_n – плотность нефти, кг/см³;

$m_n, m_{ст}$ – массовое доля парафинов в потоке и на стенке нефтепровода;

L – толщина пограничного слоя потока, см².

Для расчета изменения толщины пограничного слоя CFD-комплексам при определении коэффициента молекулярной диффузии используются корреляции Хайдука-Минхаса (модели RRR и HEATANALOGY [11]) и Уилке-Чанга (модель MATZAIN [10]). Модель RRR основана на расчете профиля скоростей ламинарного пограничного слоя потока, HEATANALOGY – расчете профиля концентраций ламинарного пограничного слоя в зависимости от соотношения температурной и массовой диффузии (число Льюиса). Модель парафинизации MATZAIN базируется на определении профиля температур в ламинарном пограничном слое с учетом константы, характеризующей диффузию (задается вручную). Во всех случаях принимается допущение, что скорость осаждения парафина у стенки трубопровода намного выше скорости массопереноса от потока к стенке, так что весь парафин, перемещаемый потоком нефти к стенке трубы, сразу кристаллизуется. При расчете

толщины пленки парафинового слоя также учитывается пористость парафиновых отложений ϕ – объемная доля нефти, заключенной в пленке слоя отложений.

Моделями MATZAIN и HEATANALOGY также учитывается эффект срыва поверхностного слоя отложений со стенки под гидродинамическим воздействием потока, ограничивающий скорость осаждения парафина на стенке труб.

Скорость роста толщины слоя отложений в каждой секции определяется следующим уравнением:

$$\frac{d\delta}{dt} = \frac{1}{1 + C_2 \cdot N_{SR} \cdot C_3} \cdot \left(\frac{d\delta}{dt}\right)_{diff}, \quad (4 - 15)$$

где C_2 и C_3 – константы, значения которых принимаются равными 0,055 и 1,4 соответственно [22];

$\left(\frac{d\delta}{dt}\right)_{diff}$ – величина, выражающая влияние диффузии и пористости на толщину слоя отложений, которая в том числе зависит от константы C_1 , принимаемой равной 15,0 [22];

N_{SR} – приведенное число Рейнольдса, вычисляемое для однофазного потока следующим образом:

$$N_{SR} = \frac{\rho \cdot v \cdot \delta}{\mu}, \quad (4 - 16)$$

где ρ – плотность нефти, кг/м³;

v – скорость потока нефти, м/с;

δ – толщина слоя отложений, м;

μ – динамическая вязкость нефти, Па·с.

Влияние фактора срыва с отложений потоком нефти в модели MATZAIN учитывается вручную – введением поправочных множителей к константам C_2 и C_3 .

Объемная скорость перемещения отложений потоком нефти, повторно осаждающихся на стенках после их срыва, учитывается в моделях RRR и HEATANALOGY с помощью коэффициента K^* зависимостью:

$$VOL_{wax}^{shear} = \frac{K * C_{wall} * Y * A}{\rho_{wax}}, \quad (4 - 17)$$

где ρ_{wax} – средняя плотность отложений, кг/м³;

C_{wall} – объемная доля отложений в потоке при температуре стенки трубы, м/с;

Y – скорость сдвига у стенки, 1/с;

A – площадь свободной поверхности труб, необходимая для повторного осаждения отложений, м².

Механизм обратного массопереноса от стенки в поток (растворение). При моделировании процесса парафинизации учет факторов растворения/плавления осажденного на стенках трубы парафина производится следующим образом:

1. Определяется производная концентрации растворенного парафина по температуре в секциях трубопровода, соответствующих давлению насыщения (по данным PVT-моделирования флюида).

2. Концентрация растворенного парафина у стенки трубопровода изменяется, когда температура поверхности стенки выше температуры растворения парафинов по следующей зависимости:

$$C_{wax,wall} = C_{wax,TWS} + \left. \frac{dC_{wax}}{dT} \right|_{WAP} \cdot (TWS - WDT), \quad (4 - 18)$$

где C_{wax} – концентрация парафина;

TWS – температура поверхности стенки;

$\left. \frac{dC_{wax}}{dT} \right|_{WAP}$ – производная концентрации по температуре в секции давления насыщения 9 (предварительно определяется в пункте 1);

WAP – температура начала кристаллизации парафинов (выпадение первого кристалла парафина);

WDT – температура растворения (плавления) парафинов, отличная от точки начала кристаллизации парафинов WAP ($WDT > WAP$).

Температура начала кристаллизации парафинов WAP берется из таблицы данных со свойствами флюида по кривые выпадения парафинов, а разница (WDT-WAP), необходимая для определения значения WDT, может быть задана константой или функцией давления в секции трубопровода.

3. В зависимости от соотношения значений концентраций парафинов у стенки $C_{wax,wall}$ и в потоке $C_{wax,bulk}$ возможно протекание различных процессов для отдельных секций трубопровода:

$C_{wax,wall} < C_{wax,bulk}$ – диффузионное растворение слоя отложений;

$C_{wax,wall} > C_{wax,bulk}$ – плавление образовавшегося слоя отложений.

4. Общая скорость обратного растворения парафинов потоком нефти \dot{m} под действием факторов диффузии и плавления ограничена следующей функцией:

$$\dot{m} = \min(\dot{m}, DISSOLARATE). \quad (4 - 19)$$

Так как, массовая скорость диффузии \dot{m} зависит только лишь от разницы значений концентраций парафинов между пристенной областью и потоком нефти (определяются в пункте 3), значение «DISSOLARATE» по умолчанию принимается равным 10^{12} , что означает бесконечную растворяющую способность потока, благодаря чему скорость диффузионного массопереноса остается постоянной.

Вязкость нефтяной дисперсной системы. Расчет вязкости нефти с учетом взвешенных в ее объеме частица парафина производится с использованием модели Педерсена и Реннингена [28] следующим образом:

$$\eta = \eta_{liq} \cdot \left[\exp(D \cdot \Phi_{wax}) + \frac{E \cdot \Phi_{wax}}{\sqrt{\frac{dv_x}{dy}}} + \frac{F \cdot \Phi_{wax}^4}{\frac{dv_x}{dy}} \right], \quad (4 - 20)$$

где η_{liq} – вязкость нефти без взвешенных частиц парафина (жидкой дисперсионной среды), Па·с;

Φ_{wax} – объемная доля образовавшихся частиц парафина в нефти (твердой дисперсной фазы);

$\frac{dv_x}{dy}$ – скорость сдвига, 1/с;

D, E и F – параметры, равные для модели: D = 37,82; E = 83,96; F = 8,559·10⁶.

Кривые вязкости многофазной нефтяной дисперсной системы при наличии экспериментальных данных могут быть заданы в табличном виде. Максимальная скорость сдвига, используемая в уравнении (4-20), ограничена значением 10 с⁻¹, чтобы избежать деления на ноль. Минимальная вязкость нефтяной дисперсной системы η ограничена значением вязкости жидкой дисперсионной среды η_{liq} (без взвешенных частиц парафина).

Физико-механические свойства пристенного слоя отложений нефти. При наличии экспериментальных данных исследований отложений нефти в модели парафинизации могут быть учтены свойства пористости, шероховатости и теплопроводности пристенного слоя.

При отсутствии опытных данных эти параметры, как и другие физические свойства (при необходимости) могут быть заданы как для чистого парафина, используя известные табличные значения.

Значение мгновенной пористости пленки отложений для уточнения модели парафинизации трубопровода (объемная доля нефти в парафиновом слое) может быть задано константой (от 0 до 1) или рассчитано следующим образом [22]:

$$C_{oil} = \left[1 - \frac{Re^{0,25}}{8} \right], \quad (4 - 21)$$

где Re – число Рейнольдса, рассчитанное для эффективного внутреннего диаметра каждой секции.

Для учета эффекта старения слоя отложений с течением времени, влияющего на его пористость, используется модель старения, представляющая линейную интерполяцию, усредняющую значения между свойствами нового и состаренного слоя на каждом временном шаге расчета.

Пористость слоя необходима для определения теплопроводности отложений, которая может быть рассчитана следующим образом [34]:

$$k_{dep} = \frac{2k_{wax} + k_{oil} + (k_{wax} - k_{oil}) \cdot \dot{F}_w}{2k_{wax} + k_{oil} - 2(k_{wax} - k_{oil}) \cdot \dot{F}_w} \cdot k_{oil}, \quad (4 - 22)$$

где k_{wax} – теплопроводность чистого парафина (в твердом состоянии), Вт/(м·К);
 k_{oil} – теплопроводность нефти (без взвешенных частиц парафинов), Вт/(м·К);
 \dot{F}_w – массовая доля твердого парафина в пристенном слое отложений (с учетом пористости слоя).

Результаты моделирования парафинизации нефтепровода. С целью оценки влияния толщины слоя отложений нефти на теплогидравлическую эффективность нефтепроводов с учетом реальной кинетики протекания процесса во времени, в рамках настоящей работы выполнено численное моделирование процесса парафинизации условного участка подземного нетеплоизолированного нефтепровода (DN1020x12 мм, L = 70 км) производительностью 7000 м³/ч. Физико-химические свойства товарной нефти и ее отложений, включая кривую выпадения парафинов заданы при помощи PVT-модели флюида (Рисунки 65-66) по данным лабораторных исследований состава, показателей качества и контрольных свойств (кривые вязкости и плотности, давление насыщенных паров, фракционный состав).

Отдельные физико-механические свойства слоя отложений, необходимые для повышения точности моделирования кинетики процесса парафинизации (плотность, пористость, теплопроводность и шероховатость слоя АСПО), были заданы по результатам выполненных в рамках настоящей работы исследований с образцами отложений и сегментов катушек, вырезанных с участков длительно эксплуатируемых магистральных нефтепроводов. Моделирование выполнено для периода 120 суток (4 месяца эксплуатации) при температуре окружающего грунта 5 °С и начальной температуре нефти 20 °С, средняя длина расчётной секции трубопровода (шаг расчётной сетки в модели) – 250 м.

В результате моделирования кинетики процесса парафинизации нефтепровода получены зависимости (Рисунки 67-77) изменения по профилю температуры потока (ТМ) и поверхности стенки (ТWS), а также толщины слоя отложений (DXWX) и коэффициента теплопередачи (Q₂). В качестве контрольных показателей для оценки теплогидравлической эффективности отложений нефти выведены

тренды давления (PT) на выходе головного сооружения, часового расхода (QLT) и температуры начала выпадения парафинов (WAP). На Рисунке 78 представлены временные зависимости изменения давления на выходе станции (PT) и общего количества отложений, заключённого в объеме нефтепровода диаметром DN1020 мм и протяженностью 70 км при расчетной производительности (7000 м³/ч).

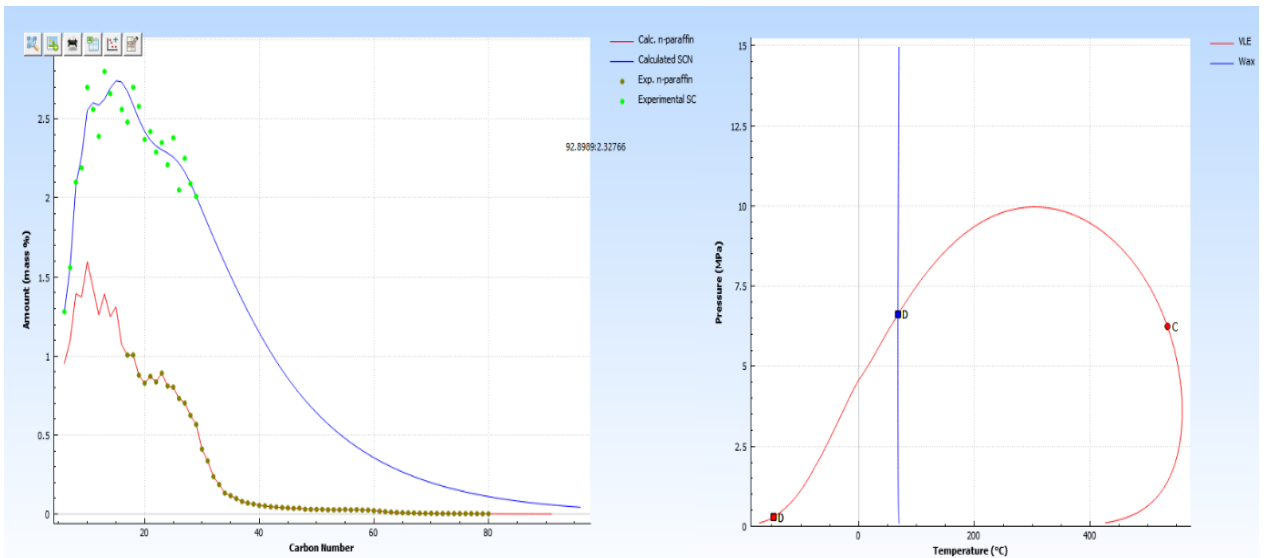


Рисунок 65 – Распределение углеродного числа и фазовая диаграмма равновесия

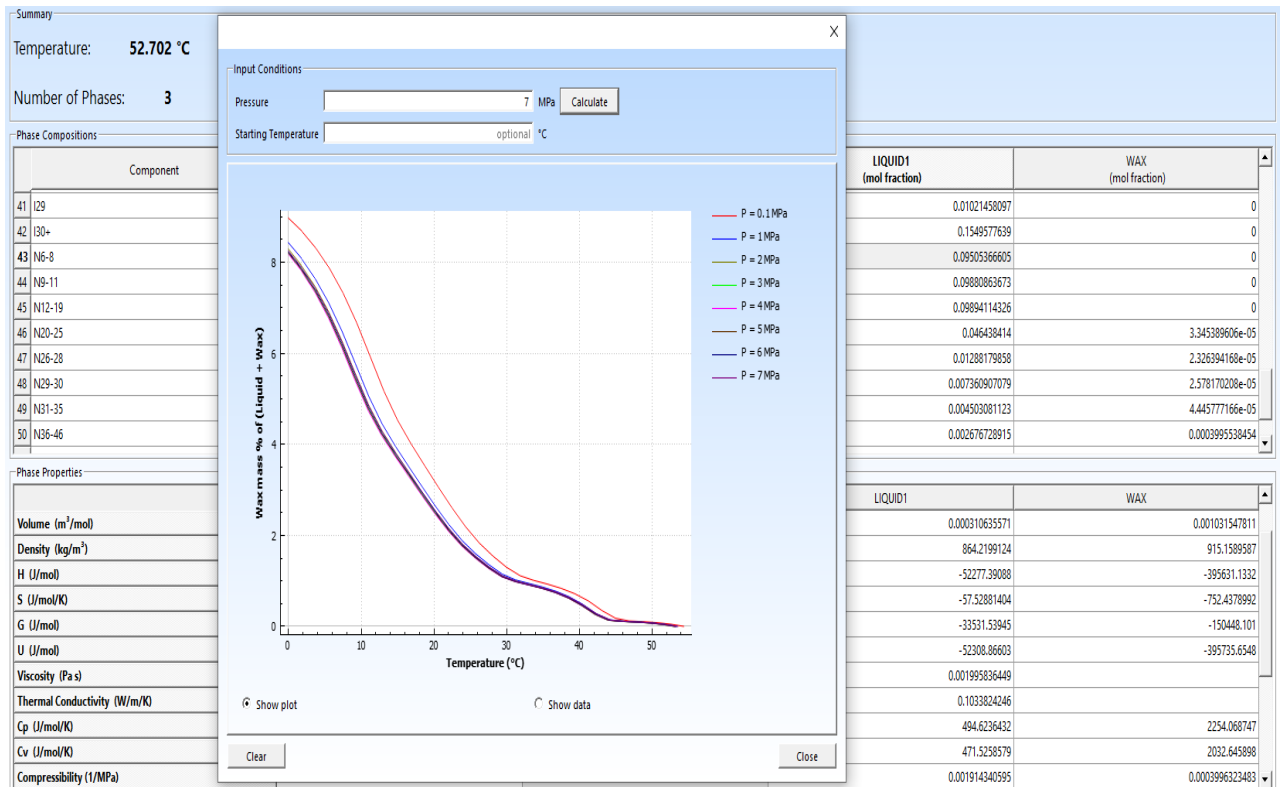


Рисунок 66 – Кривая выпадения парафинов и физические свойства различных фаз

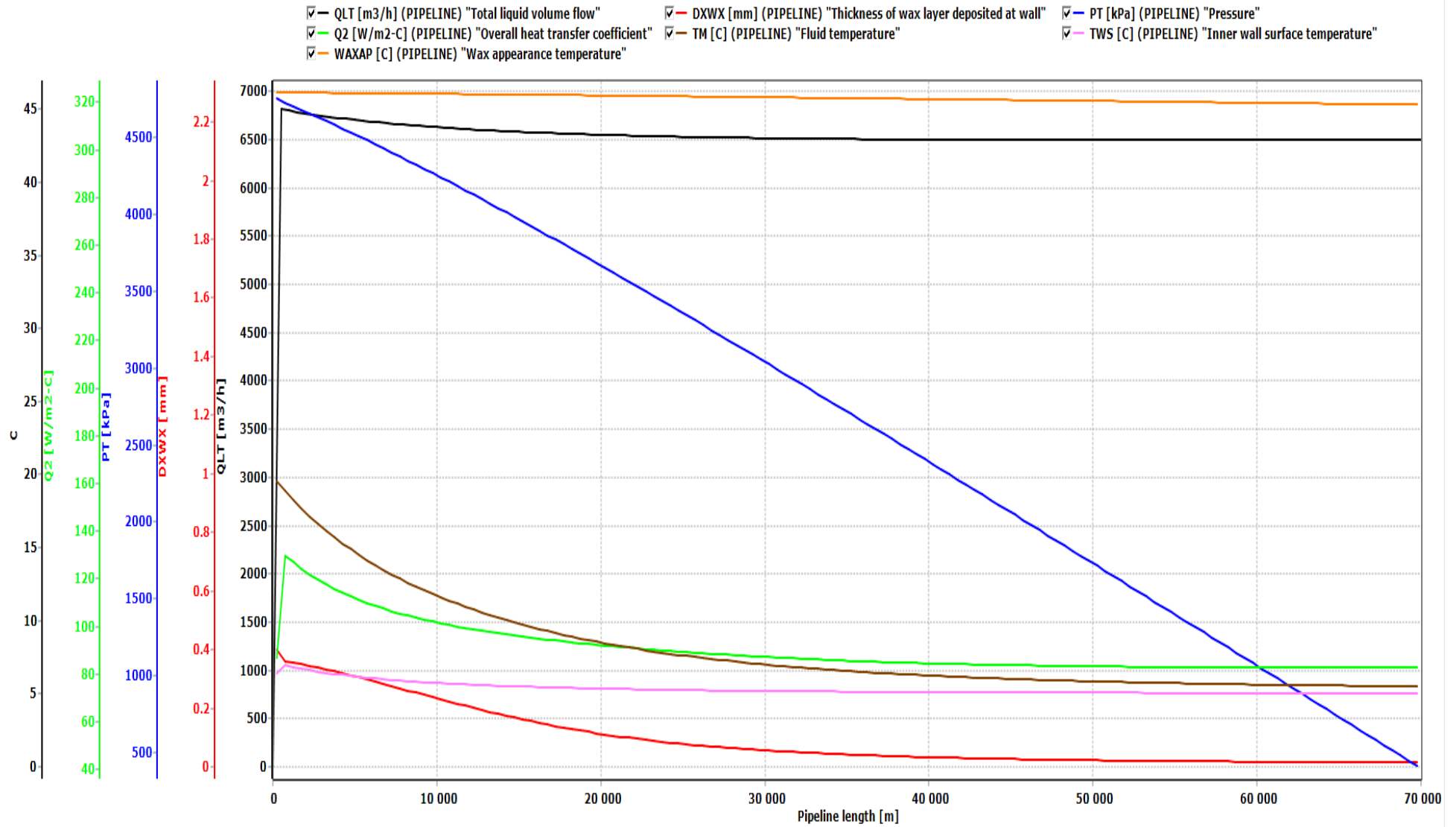


Рисунок 67 – Тренды изменения теплогидравлических параметров перекачки нефти за 1 сутки

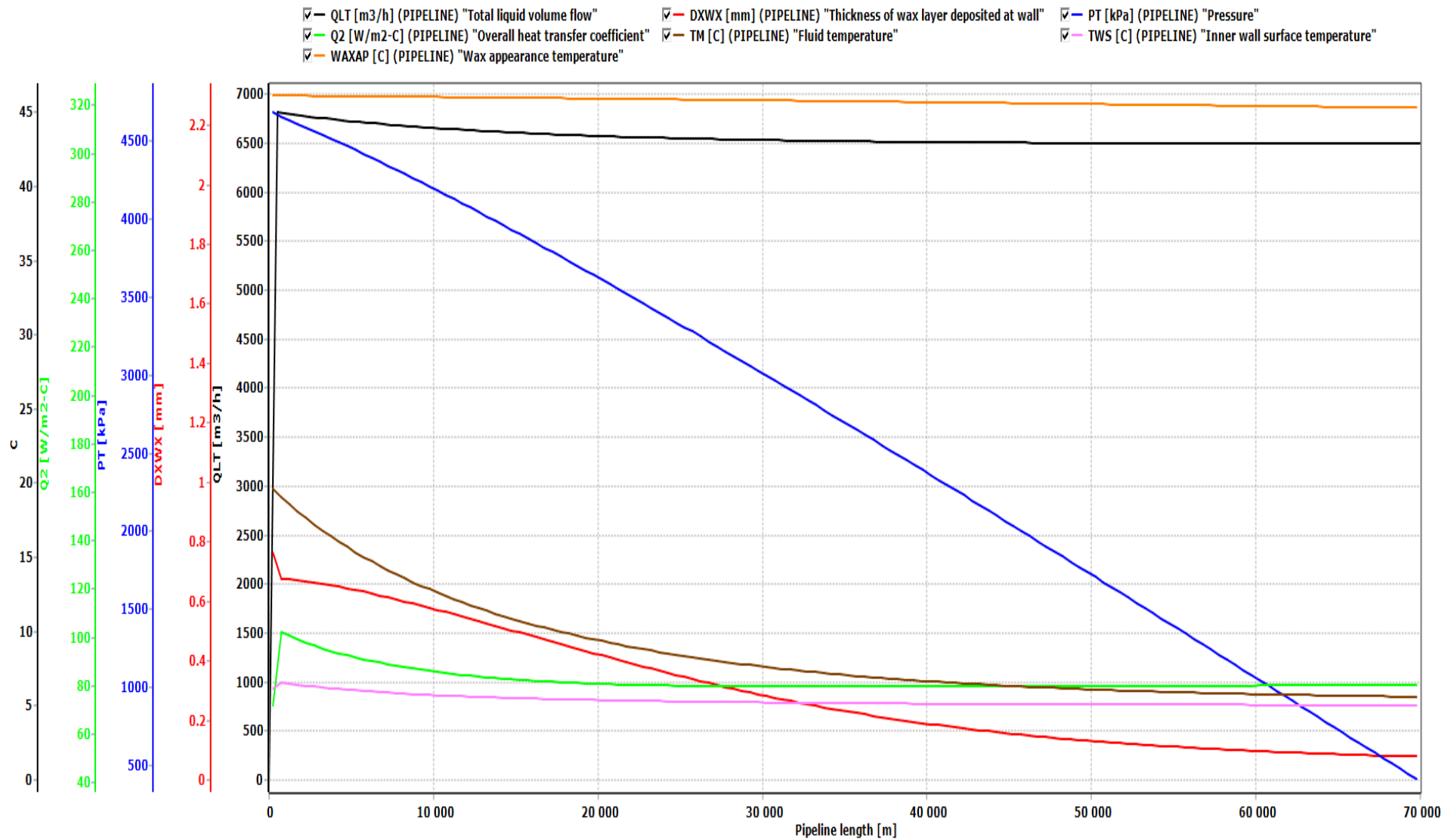


Рисунок 68 – Тренды изменения теплогидравлических параметров перекачки нефти за 5 суток

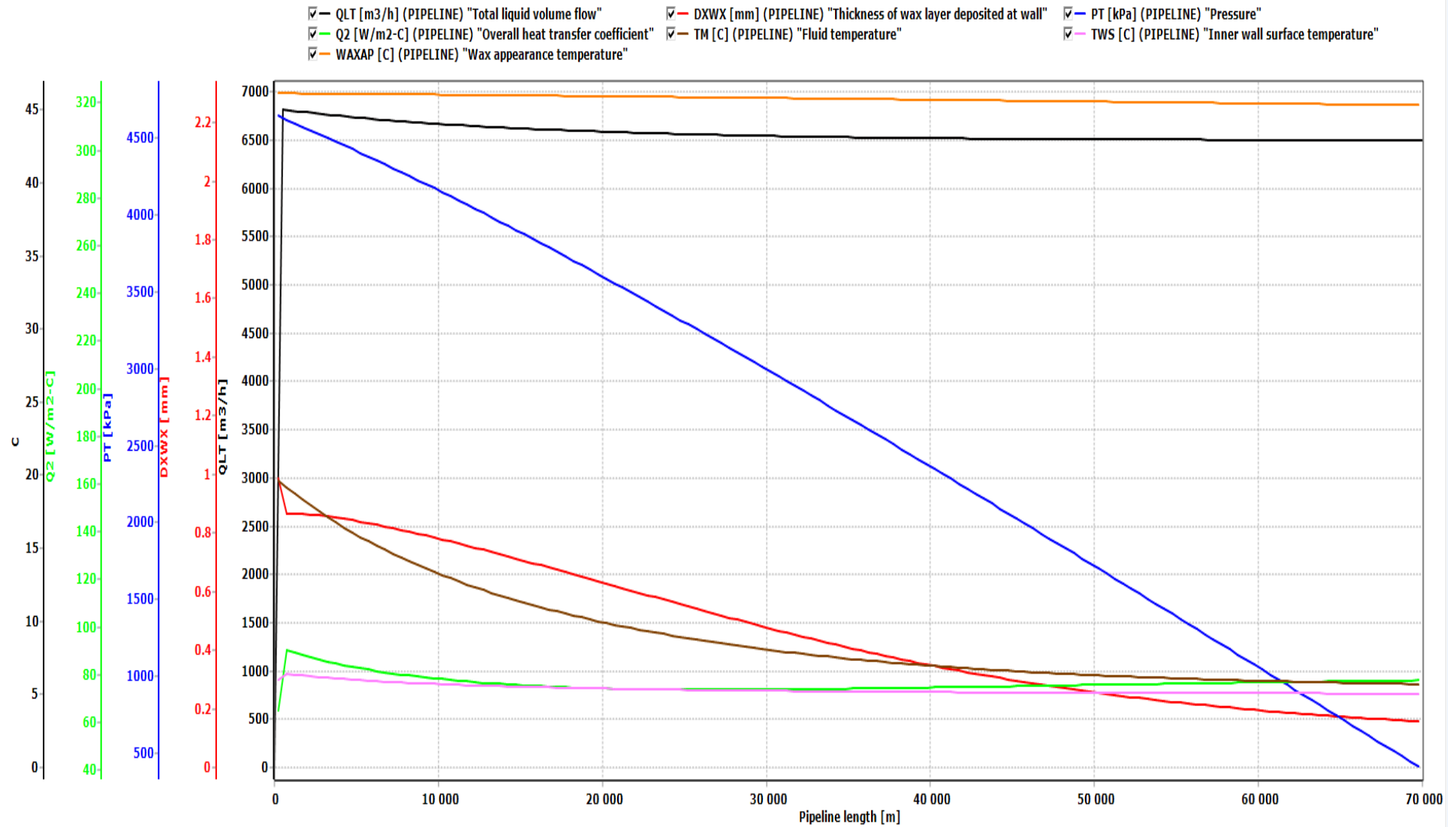


Рисунок 69 – Тренды изменения теплогидравлических параметров перекачки нефти за 10 суток

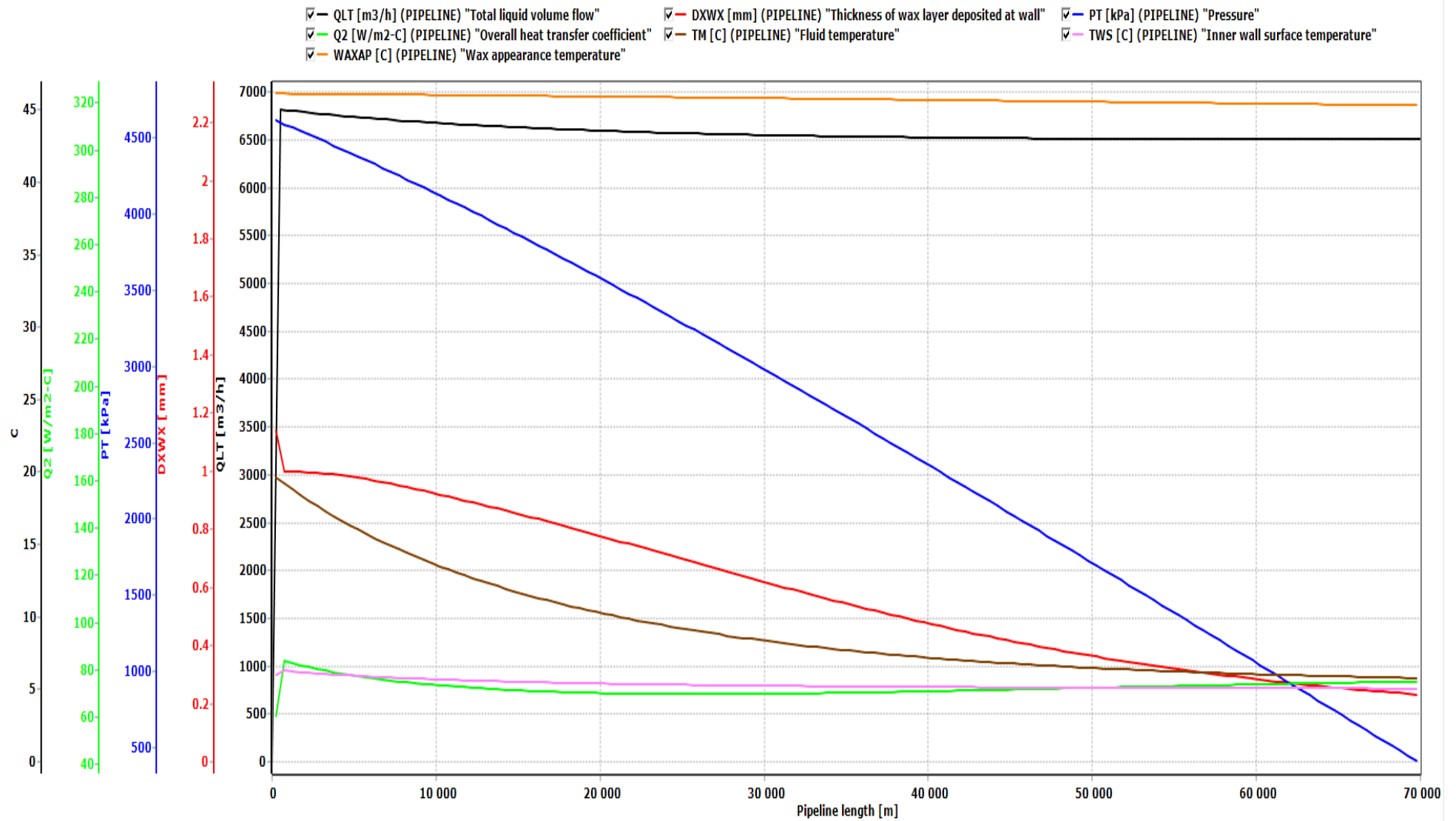


Рисунок 70 – Тренды изменения теплогидравлических параметров перекачки нефти за 15 суток

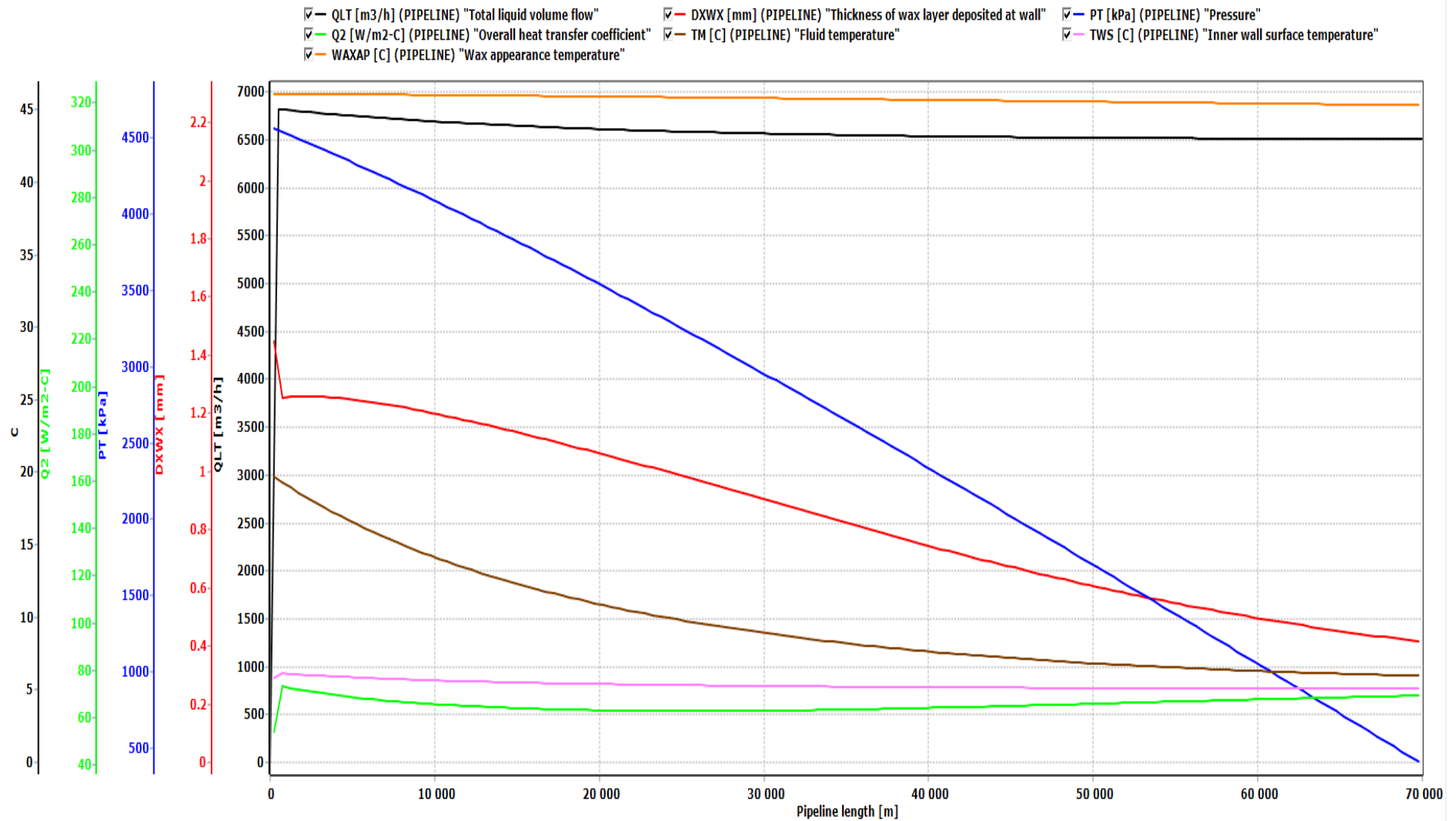


Рисунок 71 – Тренды изменения теплогидравлических параметров перекачки нефти за 30 суток

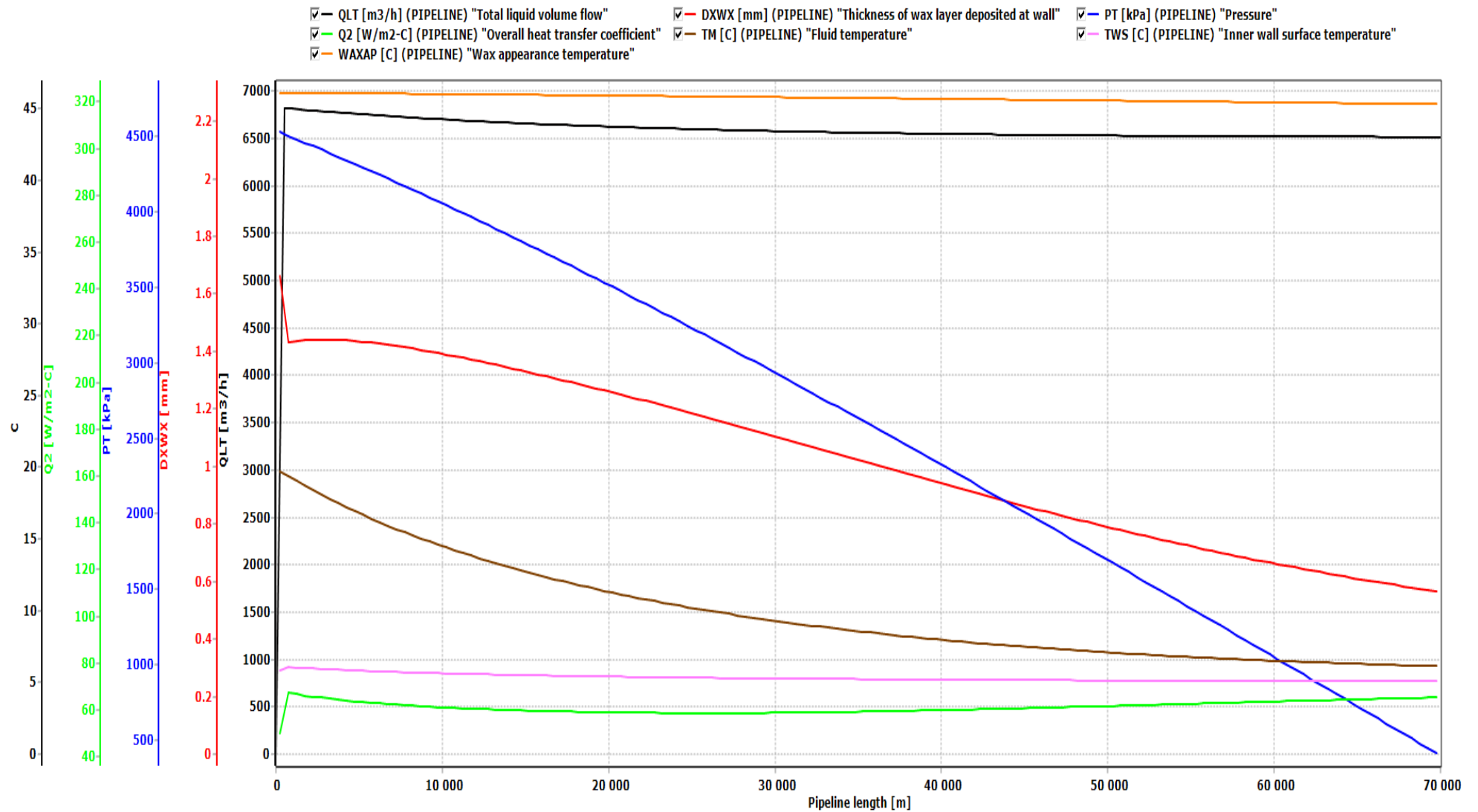


Рисунок 72 – Тренды изменения теплогидравлических параметров перекачки нефти за 45 суток

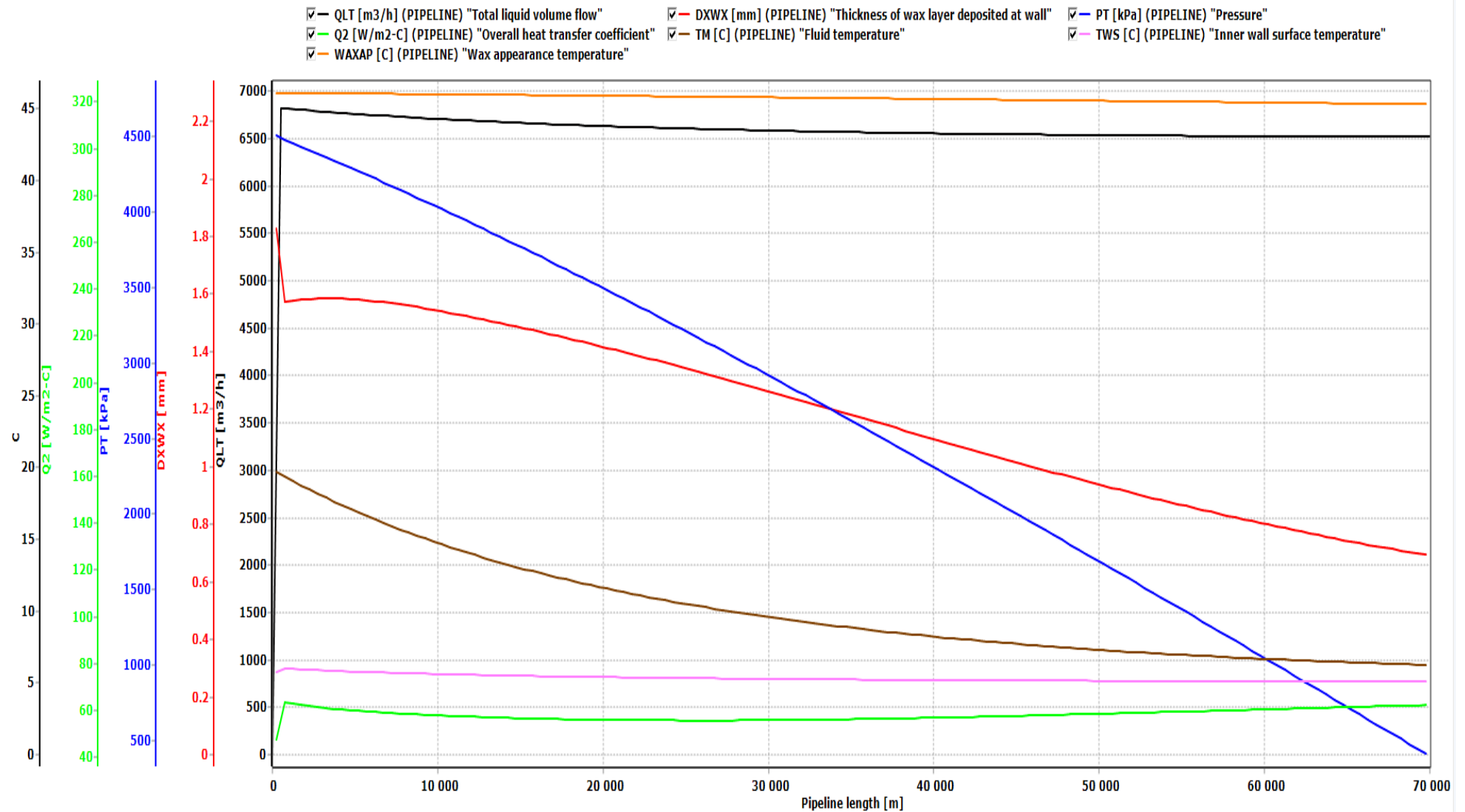


Рисунок 73 – Тренды изменения теплогидравлических параметров перекачки нефти за 60 суток

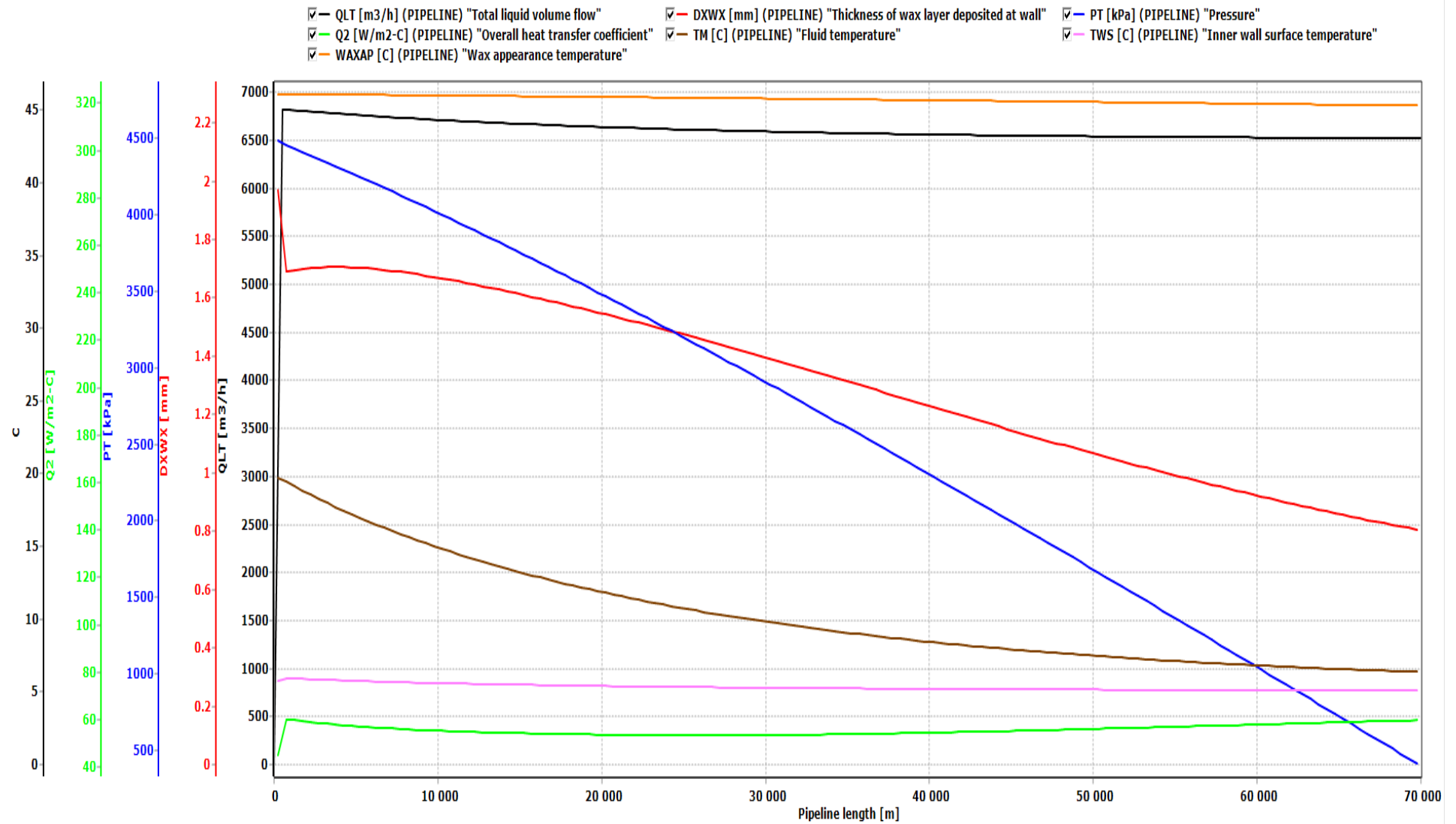


Рисунок 74 – Тренды изменения теплогидравлических параметров перекачки нефти за 75 суток

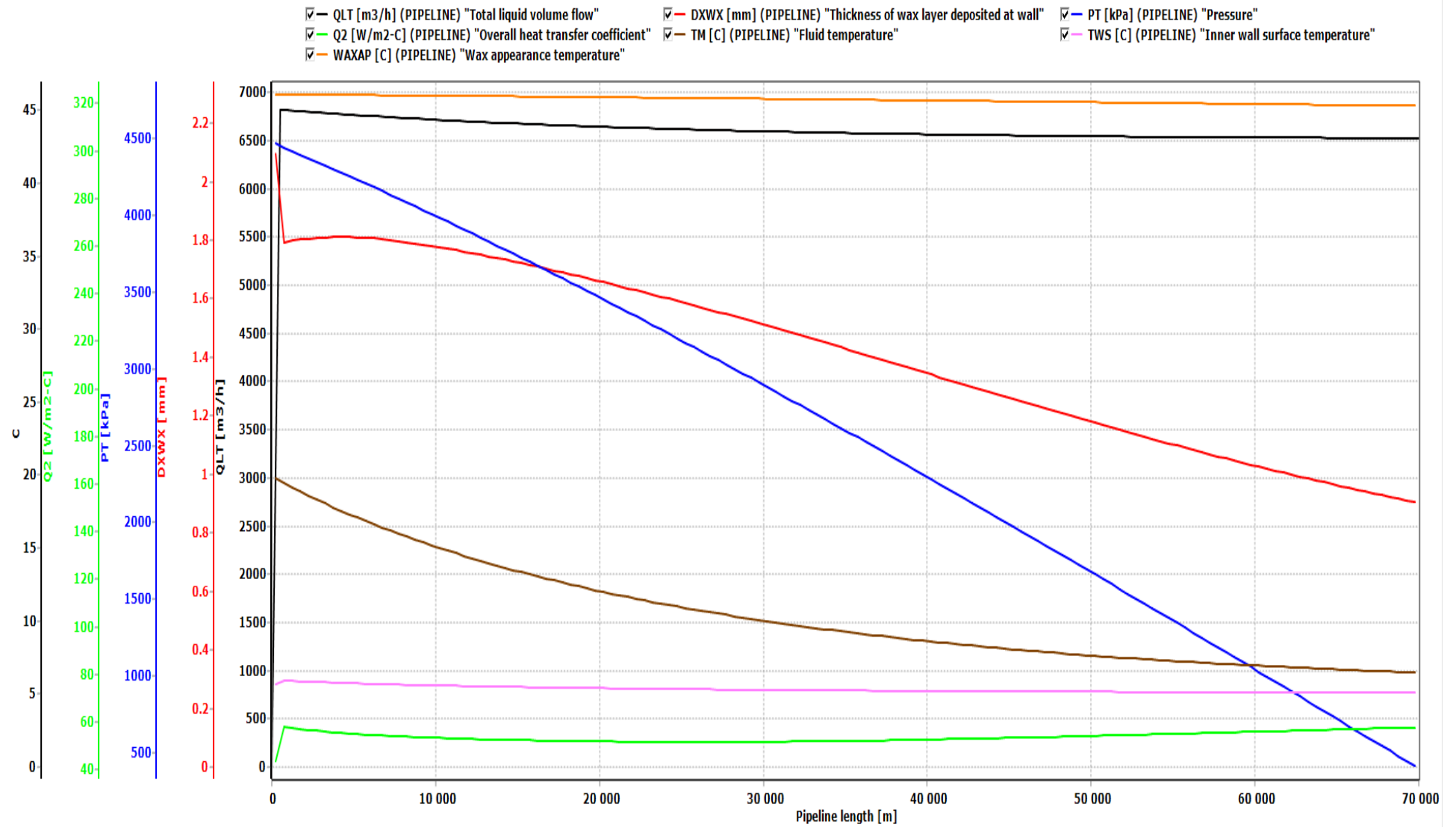


Рисунок 75 – Тренды изменения теплогидравлических параметров перекачки нефти за 90 суток

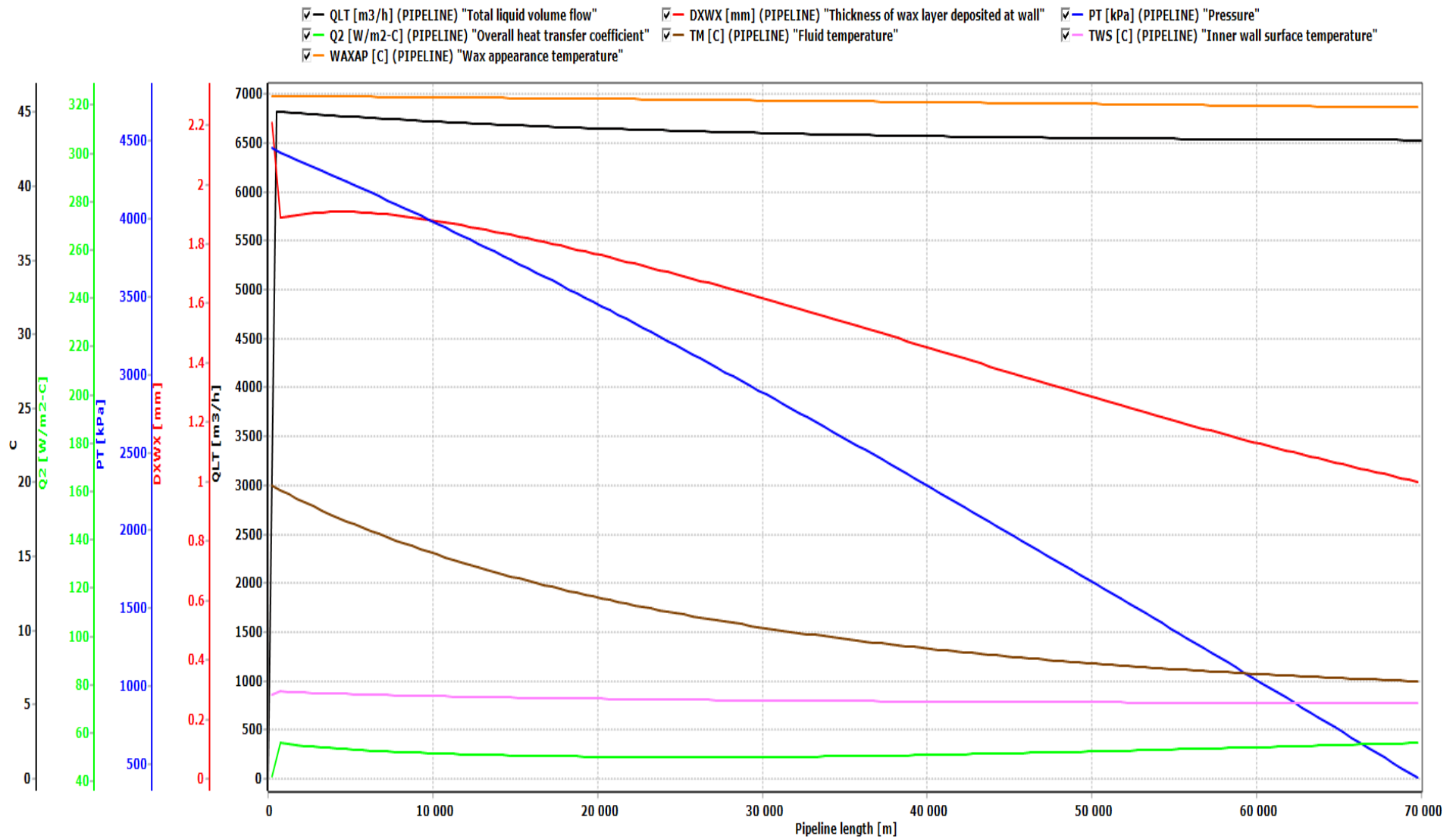


Рисунок 76 – Тренды изменения теплогидравлических параметров перекачки нефти за 105 суток

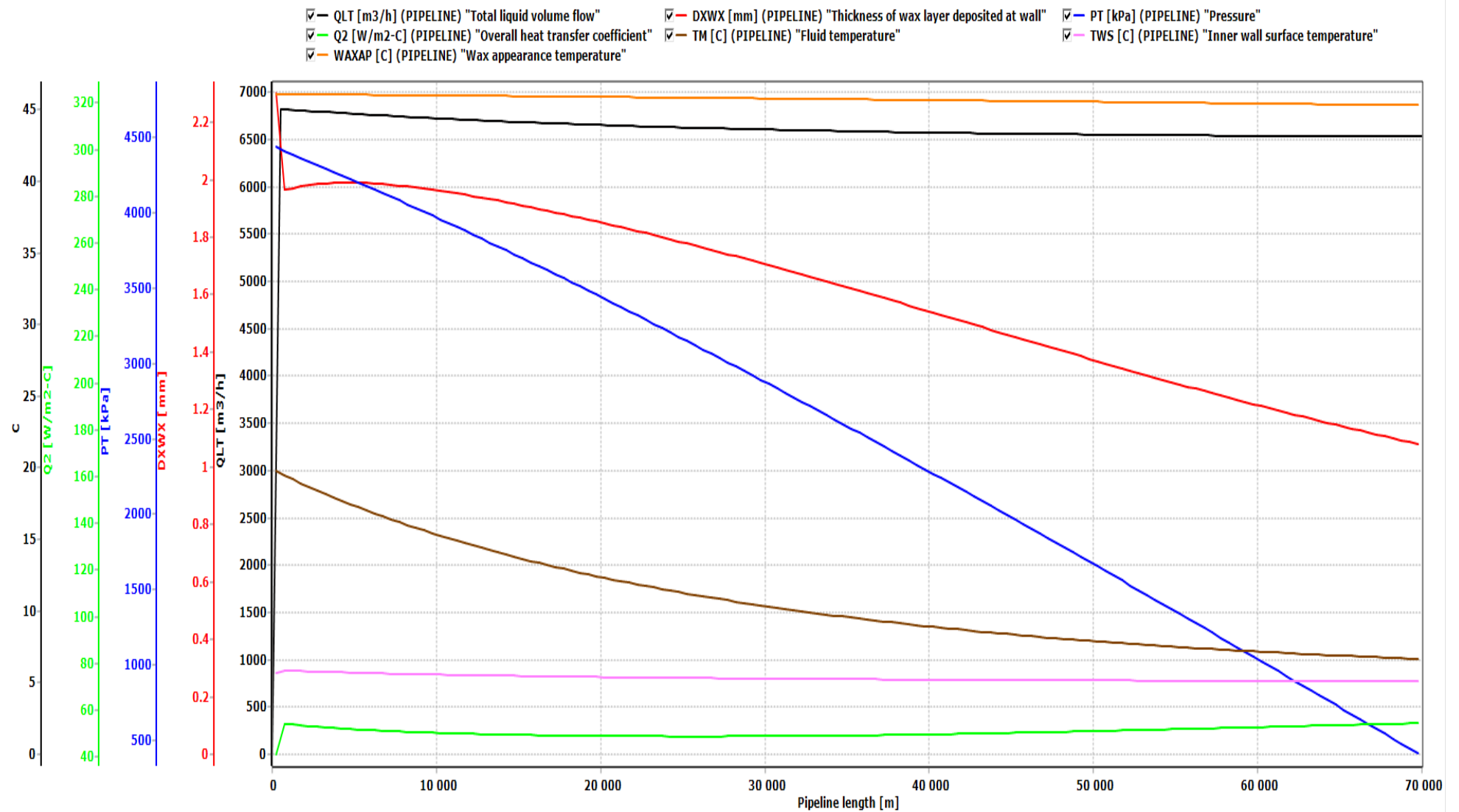


Рисунок 77 – Тренды изменения теплогидравлических параметров перекачки нефти за 120 суток

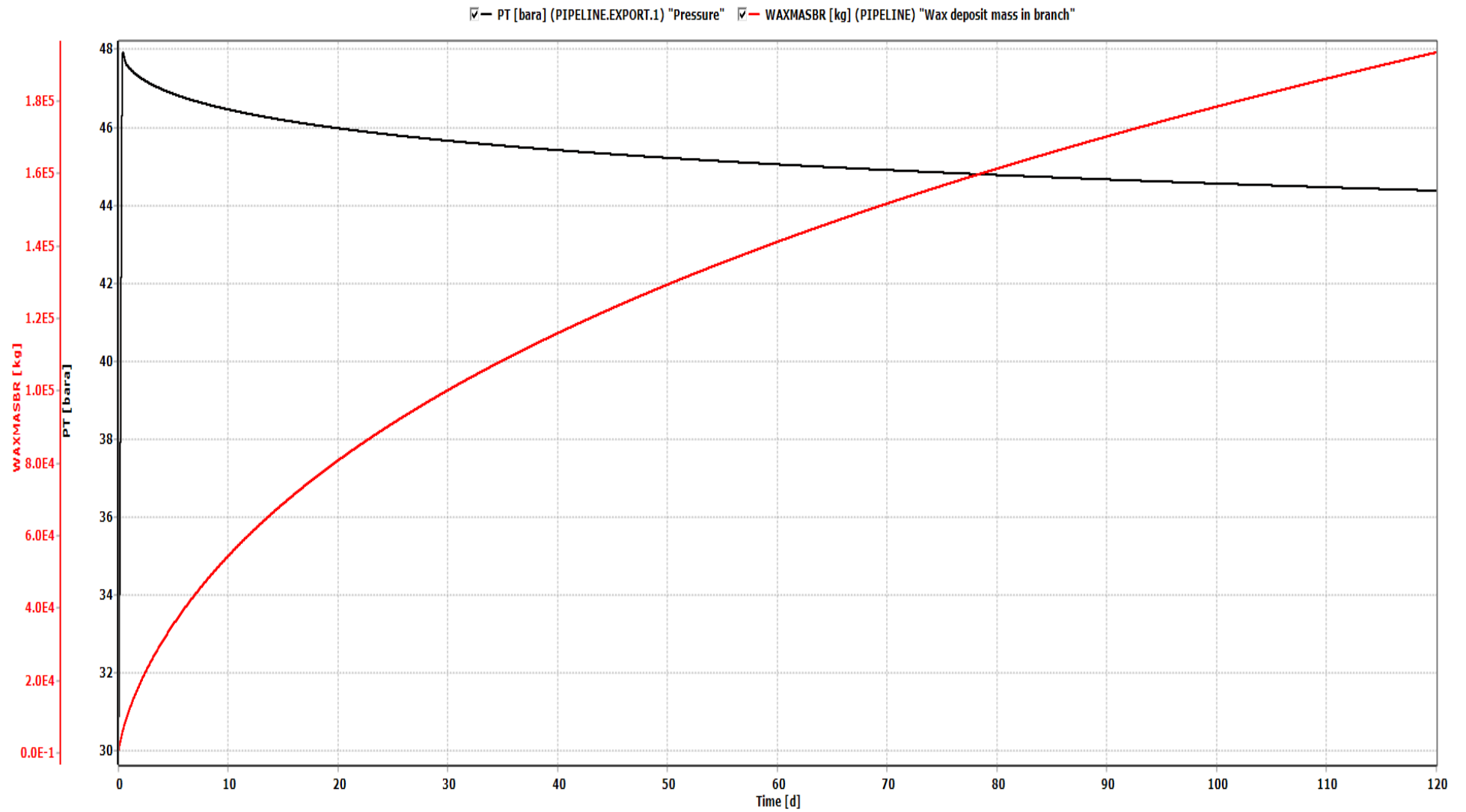


Рисунок 78 – Тренды изменения давления и общего количества отложений в трубе во времени

Результаты численного динамического моделирования работы нефтепровода с отложениями, полученные с использованием CFD-симулятора многофазных потоков на основе вышеописанных моделей, позволяющих учесть кинетику протекания процесса во времени, подтверждают ранее сделанные выводы о наличии значительного теплогидравлического эффекта, получаемого за счет слоя АСПО, обладающего высокими теплоизоляционными свойствами и сглаживающей естественные шероховатости способностью. Качественно-количественная оценка результатов моделирования на примере рассматриваемого участка DN 1000 мм длиной 70 км показала возможность снижения потребного напора на 8 % (с 4,8 до 4,4 МПа), в то же время средняя по профилю температура потока повышается на 2-3 °С, а полный коэффициент теплопередачи снижается в среднем в 2 раза при слое толщиной 2 мм. Стоит отметить, что увеличение температуры начального подогрева нефти (для случая неизотермической горячей перекачки) приведет к возрастанию ожидаемого теплогидравлического эффекта, позволяющего не только снизить энергозатраты на перекачку, но и значительно продлить допустимое время безопасной остановки горячего нефтепровода.

ОСНОВНЫЕ ВЫВОДЫ ПО ГЛАВЕ 4

Как показали результаты численного моделирования, пристенный слой отложений до определенной толщины в ряде случаев не только не увеличивает гидравлическое сопротивление, но и наоборот – способствует снижению потерь на трение и повышению пропускной способности как «горячих», так и условно изотермических магистральных нефтепроводов:

- положительный гидравлический эффект обусловлен сглаживающей способностью слоя отложений, в результате чего шероховатость внутренней поверхности трубопровода снижается более чем вдвое, достигаемый эффект усиливается в развитых турбулентных режимах, где силы инерции существенно преобладают над силами трения, при этом – в отличии от использования агентов снижения гидравлического сопротивления при увеличении диаметра нефтепровода

гидравлический эффект, достигаемый за счет сглаживающих свойств слоя АСПО не снижается, а наоборот – незначительно возрастает;

- наибольшее снижение гидравлического сопротивления, и как следствие увеличение или поддержания проектной пропускной способности достигается для длительно эксплуатируемых нефтепроводов со старыми трубами, подверженным естественному и коррозионному износу из-за высокой шероховатости их внутренней поверхности, являющейся определяющей в зонах преобладания шероховатого трения при высоких скоростях потока;

- для неизотермической «горячей» перекачки нефти пристенный слой отложений не только обладает сглаживающей шероховатости способностью, но и при определенной толщине может оказывать существенный теплоизоляционный эффект, что обеспечивает повышение средней температуры потока и снижение эффективной вязкости нефти, в результате чего достигается снижение гидравлического сопротивления при пониженных производительностях перекачки, последнее применимо для недогруженных трубопроводов большого диаметра, при снижении диаметра и увеличении турбулизации – теплогидравлическая эффективность падает;

- для условно изотермических режимов перекачки нефти без подогрева, пристенный слой отложений играет роль естественного гладкого внутреннего покрытия труб нефтепровода, в результате чего снижаются турбулентные пульсации в пристенной зоне труб – увеличивается пропускная способность нефтепровода, последнее имеет место для труб большого диаметра при высоких расходах и скоростях перекачки, со снижением производительности и диаметра трубопровода – гидравлическая эффективность пристенного слоя резко снижается;

- эффективная толщина пристенного слоя отложений зависит от диаметра трубопровода и его производительности, существенное влияние на ожидаемый теплогидравлический эффект оказывает качество внутренней поверхности труб (шероховатость и наличие сварных швов), которое ухудшается при длительной эксплуатации нефтепровода, также как и реологические свойства перекачиваемой товарной нефти (эффективная вязкость и температура застывания).

ЗАКЛЮЧЕНИЕ

1. Анализ интенсивности образования отложений на участках магистральных нефтепроводов по данным периодичности очистки линейной части и результатам внутритрубной диагностики показал возможность эффективного использования корреляционной зависимости соотношения содержания твердых парафинов к смолам и асфальтенам нефти, названной «критерием нестабильности» для экспресс-оценки склонности товарной смеси к образованию отложений – при его значении свыше 0,5 процесс парафиноотложений в нефтепроводах интенсифицируется.

2. Лабораторные исследования физико-механических свойств слоя отложений при перекачке товарной нефти подтвердили высокие защитные антикоррозионные свойства (снижение скорости коррозии до 80%), наличие «сглаживающего» (до 40 %) и теплоизоляционного эффектов (средняя теплопроводность слоя АСПО составила 0,15 Вт/м·К, что в сотни раз ниже коэффициента теплопроводности трубной стали).

3. Разработанные в рамках выполнения работы теплогидравлический стенд и методика переноса подобных режимов с магистральных нефтепроводов в условия лабораторных и стендовых испытаний позволили определить границы диапазона расходов для воспроизведения близких к эксплуатационным условиям режимов ТУ МН, влияющих на кинетику процесса парафинизации с учетом турбулентности.

4. Лабораторные и численные эксперименты подтвердили достаточно высокую теплогидравлическую эффективность равномерно распределенного слоя АСПО для неизотермических участков нефтепроводов большого диаметра (от DN1020) – до 8 % в снижении гидравлического сопротивления и 1,5 °С прироста по температуре потока, а для изотермической перекачки – до 2-4 % в повышении пропускной способности.

5. По результатам динамического моделирования неизотермической перекачки на примере нетеплоизолированного подземного нефтепровода DN1020 длиной 70 км с учетом нестационарности процесса накопления парафиноотложений подтверждена возможность увеличения средней температуры потока на 2-3 °С, при этом общий коэффициент теплопередачи при толщине слоя 2 мм снижается до 2-2,5 раз.

СПИСОК ЛИТЕРАТУРЫ

1. Alboudwarej, Hussein, Huo, Zhongxin, and Elijah Charles Kempton. "Flow-Assurance Aspects of Subsea Systems Design for Production of Waxy Crude Oils". Paper presented at the SPE Annual Technical Conference and Exhibition, San Antonio, Texas, USA, September 2006.
2. Coutinho, J.A.P., Daridon, J.L., 2005. The limitations of the cloud point measurements techniques and the influence of the oil composition on its detection. *Petrol. Sci. Technol.* 23, 1113-1128.
3. Coutinho J.A.P., Pauly, J., Daridon, J.L., 2001. A thermodynamic model to predict wax formation in petroleum fluids. *Braz. J. Chem. Eng.* 18 (4), 411-422.
4. Coutinho J.A.P., Ruffier-Meray, V., 1997. Experimental measurements and thermodynamic modeling of paraffinic wax formation in undercooled solutions. *Ins. Eng. Chem. Res.* 36. 4977-4983.
5. Hammani, A., Ratulowski, J., Coutinho, J.A.P.: Cloud Points can we measure or model them. *Petrol. Sci. Technol.* 21 (3&4), 345-358 (2003).
6. Hansen, J.H., Ronningsen, H.P., Pedersen, K.S., Fredenslund, A.A. Thermodynamic Model for Predicting Wax Formation in Crude Oils // *AIChE Journal* 34, 1988, pp. 1937-1942.
7. Hayduk, W. And Minhas, B.S. 1982. Wax Crystallization for Prediction of Molecular Diffusivities in Liquids. *Can. J. Chem. Eng.* 60: 295-299.
8. Lohrenz, J., Bray, B.G., Clark, C.R. (1964), "Calculating Viscosities of Reservoir Fluids from their compositions", SPE Paper 915, *Journal of Petroleum Technology*, p. 1171-1176.
9. Lira-Galeana, C., Firoozabadi, A. and Prausnitz, J.M. Thermodynamics of wax precipitation in petroleum mixtures // *AIChE*, 1996. 42: 239-248.
10. Matzain A., Apte A.S., Zhang H.Q., Volk M., Redus C.L., Brill J.P., and Creek J.L. Multiphase Flow Wax Deposition Modeling. *Proceedings of ASME ETCE Petroleum Production Technology Symposium*. 5-7 Feb. 2001, Houston, Texas, U.S.A.

11. OLGA Advanced Flow Assurance. Manual. Version 2019, August 4, 2020, Schlumberger Software Integrated Solutions
12. Pedersen, K.S., Thomassen, P., Fredenslund, Aa. SRK-EOS Calculation for Crude Oils // Fluid Phase Equilibria 14, 1983, pp. 209-218.
13. Pedersen K.S., Skovborg P. and Roenningsen H.P. Wax precipitation from North Sea crude oils. 4. Thermodynamic modeling // Energy & Fuels 1991 5 (6), 924-932.
14. Pedersen K.S. and Ronningsen H.P. Effect of Precipitated Wax on Viscosity - A Model for Predicting Non-Newtonian Viscosity of Crude Oils. Energy & Fuels, 14(1):43-51, 2000.
15. Peng, D. Y., and Robinson, D. B. A New Two-Constant Equation of State // Industrial and Engineering Chemistry: Fundamentals. – 1976. – T. 15. – C. 59-64.
16. Probjot Singh, Ramachandran Venkatesan, H. Scott Fogler, and Nagi Nagarajan. Formation and aging of incipient thin film wax-oil gels. AIChE Journal, 46(5):1059–1074, May 2000.
17. Redlich O., Kwong J. N. S. On the Thermodynamics of Solutions. V. An Equation of State. Fugacities of Gaseous Solutions // Chemical Reviews. – 1949. – T. 44, № 1. – C. 233-244.
18. Redlich O. On the Three-Parameter Representation of the Equation of State // Industrial and Engineering Chemistry Fundamentals. – 1975. – T. 14, вып. 3. – C. 257-260.
19. Singh, A., Lee, H., Singh, P., and C. Sarica. "Study of the Effect of Condensate Tie-back on Wax Deposition in an Indonesian Offshore Crude Oil Pipeline." Paper presented at the Offshore Technology Conference, Houston, Texas, May 2014.
20. Soave G. Equilibrium constants from a modified Redlich — Kwong equation of state // Chemical Engineering Science. – 1972. – T. 27, вып. 6. – C. 1197-1203.
21. Wilke, C.R. and Chang P. 1955. Correlation of Diffusion Coefficients in Dilute Solutions. AIChE J 1: 264-270.

22. Арменский Е. А., Новоселов В. Ф., Тугунов П. И. Изучение тепловых явлений и динамики отложения парафина в нефтепроводах // Нефть и газ. 1969. № 10. С. 77–80.

23. Арменский, Е. А. Исследование процесса выпадения и растворения парафинистых отложений в нефтепроводах : дисс. ... канд. техн. наук : 25.00.19 / Арменский Евгений Анатольевич. – Уфа, 1970. – 170 с.

24. Арменский, Е. А. К вопросу отложения парафина на стенках нефтепроводов / Е. А. Арменский, В. Ф. Новоселов, П. И. Тугунов // Проектирование, строительство и эксплуатация магистральных газонефтепроводов и нефтебаз. – 1963. – вып. 2. – С. 183-190.

25. Арменский, Е. А. Некоторые вопросы температурного режима работы нефтепровода / Е. А. Арменский // Нефть и газ. – 1974. – №2. – С. 21-25.

26. Арменский, Е. А. Результаты экспериментальных исследований процесса парафинизации трубопроводов / Е. А. Арменский, Б. Н. Мастобаев, Р. Я. Хайбуллин // О состоянии научно-исследовательских работ в решении проблем по комплексным программам нефтегазовой промышленности. – Тез. докл. Республ. конф. – Уфа, 1979. – С. 78-79.

27. Ахатов, Ш. Н. Опыт очистки трубопроводов от отложений парафина / Ш. Н. Ахатов, Н. Л. Зонн, В. В. Галеев // Проектирование, строительство и эксплуатация магистральных газонефтепроводов и нефтебаз. – 1963. – вып. 2. – С. 179-183.

28. Беннет, К. О. Гидродинамика, теплообмен и массообмен / К. О. Беннет, Дж. Е. Майерс. – М. : Недра, 1966. – 726 с.

29. Возняк М. П., Хизгилов И. Х., Возняк Л. В. Изменение толщины парафиновых отложений по длине трубопровода и во времени // Разведка и разработка нефтяных и газовых месторождений. Республиканский межведомственный научно-технический сборник. 1975. Вып.12. С. 113–116.

30. Гильмутдинов Н.Р., Дмитриев М. Е., Мастобаев Б. Н. Новые направления использования асфальтосмолопарафиновых отложений в процессе

трубопроводного транспорта нефти // Транспорт и хранение нефтепродуктов и углеводородного сырья. –2015. –№2. – С.8-12.

31. Демидович, Б. П. Основы вычислительной математики / Б. П. Демидович, И. А. Марон. – М.: ГИФМЛ, 1960. – 659 с.

32. Денисов Е.Ф., Каримов Р.М., Макаренко О.А. К вопросу о применении химических реагентов для очистки от асфальто-смолопарафиновых отложений // Международная научно-техническая конференция, посвященная памяти академика А.Х. Мирзаджанзаде: сб. тезисов / редкол.: Р.Н. Бахтизин и др.; под общ. ред. проф. Бахтизина Р.Н. – Уфа: Изд-во УГНТУ, 2016. – 314 с.

33. Евдокимов И. Н., Елисеев Н. Ю., Аллаhverдиева Д. Т. Влияние универсальных молекулярных механизмов изменения эксплуатационных свойств нефтяных систем // Отчет о научно–исследовательской работе. М. : РГУ нефти и газа имени И. М. Губкина, 2002. 79 с.

34. Евдокимов, Е. Н. Отсутствие аддитивности свойств нефтяных смесей / Е. Н. Евдокимов, А. П. Лосев, А. А. Фесан // Бурение и нефть. – 2012. – №1 – С. 32–33.

35. Евдокимов, И. Н. Комплект учебных пособий по программе магистерской подготовки «Нефтегазовые нанотехнологии для разработки и эксплуатации месторождений»: учеб. пособие / И. Н. Евдокимов. – М. : РГУ нефти и газа им. И. М. Губкина, 2008. – Ч. 4: Проблемы несовместимости нефтей при их смешении. – 93 с.

36. Евдокимов, И. Н. Отрицательная аномалия вязкости жидких нефтепродуктов после термообработки / И. Н. Евдокимов, Д. Ю. Елисеев, Н. Ю. Елисеев // Химия и технология топлив и масел. – 2002. – № 3. – С. 26–29.

37. Ершов, Э. Б. Распространение коэффициента детерминации на общий случай линейной регрессии, оцениваемой с помощью различных версий метода наименьших квадратов (рус., англ.) / Э. Б. Ершов // ЦЭМИ РАН Экономика и математические методы. – М. : ЦЭМИ РАН, 2002. – Т. 38, Вып. 3. – С. 107–120.

38. Закиров, А. И. Обоснование режимов трубопроводного транспорта битуминозной нефти : дис. ... канд. техн. наук : 25.00.19 / Закиров Айдар Ильдусович. – СПб, 2016. – 170 с.

39. Здановский, А. Б. Закономерности изменения вязкости при смешении жидкостей / А. Б. Здановский // ЖФХ. –1955. – Т. XXIX, Вып. 2. – С. 254–258.

40. Зедгинидзе, И. Г. Планирование эксперимента при исследовании многокомпонентных систем. Применение математических методов для исследования многокомпонентных систем / И. Г. Зедгинидзе, Ф. С. Новик, Т. А. Чемлева. – М., 1974. – С. 3–11.

41. 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.

42. Каримов Р. М., Мастобаев Б. Н. Реологические особенности западноказахстанской нефтяной смеси // Транспорт и хранение нефтепродуктов и углеводородного сырья. 2011. № 2. С. 3–7.

43. Каримов Р. М., Мастобаев Б. Н. Совместный транспорт высоковязких и высокозастывающих нефтей Западного Казахстана по нефтепроводу «Узень – Атырау – Самара» // Транспорт и хранение нефтепродуктов и углеводородного сырья. 2012. № 1. С. 3–6.

44. Каримов Р.М., Бахтизин Р.Н., Мастобаев Б.Н. Влияние высокомолекулярных компонентов на реологические свойства в зависимости от структурно-группового и фракционного состава нефти // Socar Proceedings. – Выпуск 1, 2016.

45. Каримов Р.М., Заплатин А.В., Ташбулатов Р.Р. Использование витых теплообменников из змеевиков малого радиусагиба для подогрева и термообработки нефти // Деловой журнал Neftegaz.ru. – Москва.: Изд-во ООО «Информационное агентство Нефтегаз.РУ интернэшнл». – 2018. №12. С. 45-49.

46. Каримов Р.М., Мастобаев Б.Н. Изменение технологии перекачки нефти на нефтепроводе «Узень – Атырау – Самара» с развитием нефтетранспортной

системы Западного Казахстана // Транспорт и хранение нефтепродуктов и углеводородного сырья. – 2010. – №2. – С. 9–14.

47. Каримов, Р. М. Особенности трубопроводного транспорта многокомпонентных систем / Р. М. Каримов, Б. Н. Мастобаев // Азербайджанское нефтяное хозяйство. – 2012. – № 1. – С. 60–63.

48. Каримов, Р. М. Повышение энергоэффективности перекачки за счет перераспределения грузопотоков и оптимального смешения реологически сложных нефтей / Р. М. Каримов, Р. Р. Ташбулатов, Б. Н. Мастобаев // Транспорт и хранение нефтепродуктов и углеводородного сырья. – 2017. – № 3. – С. 13–18.

49. Касим, С. Д. Исследование «горячей» перекачки высоковязких нефтей с применением углеводородных разбавителей : дис. ... канд. техн. наук : 25.00.19 / Касим Саад Джаббар. – М., 2005. – 174 с.

50. Кацал, И. Н. О качестве нефти в системе магистрального транспорта ОАО «АК «Транснефть» / И. Н. Кацал // 4-ая Международная конференция Argus Рынок российской нефти 2014. [Электронный ресурс]. – Режим доступа: <https://www.transneft.ru/pressroom/docs8>.

51. Кацал, И. Н. О формировании грузопотоков нефти в системе магистральных нефтепроводов ОАО «АК «Транснефть» / И. Н. Кацал, А. Ю. Ляпин, Е. С. Дубовой, А. А. Шматков, Н. Н. Хафизов // Наука и технологии трубопроводного транспорта нефти и нефтепродуктов. – 2016. – № 2 (22). – С. 92–95.

52. Климова, М. В. Совершенствование методологии исследования многокомпонентных систем с применением компьютерного моделирования / М. В. Климова, О. Е. Моргунова, А. С. Трунин, В. А. Лукиных, А. В. Чуваков, Н. В. Котляров // Вестник Самарского государственного технического университета. Серия Физико-математические науки. – 2006. – № 42. – С. 201–203.

53. Колесник И. С., Лукашевич И. П., Сусанина О. Г. Влияние температуры на процесс парафинизации // Нефть и газ. 1971. № 2. С. 85–88.

54. Колесник И. С., Лукашевич И. П., Сусанина О. Г. Исследование прилипаемости парафиновых отложений к стальной поверхности // Транспорт и хранение нефтепродуктов и углеводородного сырья. 1972. № 5. С. 17–20.

55. Кононюк, А. Е. Основы теории оптимизации. Безусловная оптимизация. – Киев : Освіта України, 2011. – К. 2. – Ч. 1. – 544 с.

56. Коржубаев, А. Г. Стратегия развития инфраструктуры транспорта нефти, нефтепродуктов и газа в России / А. Г. Коржубаев, В. И. Суслов // Нефтегазовая геология. Теория и практика. – 2008. – Т. 3. – № 4.

57. Коршак, А. А. Проектирование и эксплуатация газонефтепроводов: учеб. для вузов / А. А. Коршак, А. М. Нечваль. – СПб : Недра, 2008. – 488 с.

58. Коршак, А. А. Специальные методы перекачки / А. А. Коршак. – Уфа : ООО «Дизайн-ПолиграфСервис», 2001. – 208 с.

59. Курнаков, Н. С. Введение в физико-химический анализ / Н.С. Курнаков. – Изд. 4. – М.-Л. : Гостехтеоретиздат, 1940. – 564 с.

60. Курнаков, Н. С. Собрание избранных работ / Н. С. Курнаков. – Л. : Химтеоретиздат, 1938. – Т. 1. – 575 с.

61. Кусаков, М. М. Методы определения физико-химических характеристик нефтяных продуктов / М. М. Кусаков. – М.-Л. : ОНТИ НКТП СССР, 1936. – 743 с.

62. Лисин, Ю. В. Исследование распространения ультразвука в асфальтосмолопарафиновых отложениях магистральных нефтепроводов / Ю. В. Лисин, Р. М. Жиганнуров, Б. Н. Мастобаев // Транспорт и хранение нефтепродуктов и углеводородного сырья. – 2012. – №2. – С. 7-10.

63. Лосенков, А. С. Оптимизация планирования грузопотоков нефти в разветвленных системах магистральных нефтепроводов / А. С. Лосенков, Т.С. Ющенко, С. А. Стрельникова, Д. Е. Мичкова // Автоматизация в промышленности. – 2017. – № 8. – С. 16–22.

64. Лоусон, Ч. Численное решение задач метода наименьших квадратов: Пер. с англ. / Ч. Лоусон, Р. Херсон. – М.: Наука, Гл. ред. физ. мат. лит., 1986. – 232 с.

65. Лурье, М. В. Математическое моделирование процессов трубопроводного транспорта нефти, нефтепродуктов и газа : учеб. пособие / М. В. Лурье. – М. : Изд-во «Нефть и газ» РГУ нефти и газа им. И.М. Губкина, 2003. – 336 с.

66. Люшин, С. Ф. Изучение некоторых факторов, влияющих на интенсивность парафинизации лифтовых труб и разработка мероприятий по предупреждению отложений парафина : дисс. ... канд. техн. наук : 25.00.17 / Люшин Сергей Федорович. – Уфа, 1965. – 163 с.

67. Люшин, С. Ф. О влиянии скорости потока на интенсивность отложения парафина в трубах / С. Ф. Люшин, Н. Н. Репин. – В кн. : Борьба с отложениями парафина. М. : Недра, 1965. – С. 157-166.

68. Ляпин А. Ю., Астахов А. В., Михалев Ю. Л. Исследование температуры кристаллизации парафинов с целью уменьшения образования асфальтосмолопарафиновых отложений // Наука и технологии трубопроводного транспорта нефти и нефтепродуктов. 2017. Т. 7. № 6. С. 28–35.

69. Малюшин, Н. А. Новые нефтегазовые магистрали России / Н. А. Малюшин // Горные ведомости. – 2010. – № 6 (73). – С. 66–68.

70. Мансуров, Ф. Г. Влияние отложений парафина на температурный режим «горячего» нефтепровода / Ф. Г. Мансуров, В. Е. Губин, Л. С. Абрамзон // Транспорт и хранение нефти и нефтепродуктов. – 1967. – №5. – С. 14-17.

71. Мастобаев, Б. Н. Исследование процесса парафинизации и диагностирование состояния внутренней поверхности нефтепроводов : автореф. дис. ... канд. техн. наук : 25.00.19 / Мастобаев Борис Николаевич. – Уфа, 1981. – 26 с.

72. Мастобаев, Б. Н. Исследование реальных условий работы нефтепроводов : отчет о НИР / Б. Н. Мастобаев. – Уфа : УНИ, 1977. – 66 с.

73. Мастобаев, Б. Н. К вопросу определения количества отложившегося парафина в трубах / Б. Н. Мастобаев, У. М. Субаев. – В кн. : Роль ученых в

ускорении научно-технического прогресса и в подготовке кадров. Тез. Докл. Республ. Конф. – Уфа. – 1978. – С. 49-50.

74. Мастобаев, Б. Н. Определение количества отлагающегося парафина на внутренних стенках труб / Б. Н. Мастобаев, Е. А. Арменский // Транспорт и хранение нефти и нефтепродуктов. – 1979. – №5. – С. 6-9.

75. Мастобаев, Б. Н. Определение радиуса «живого» сечения запарафиненного нефтепровода / Б. Н. Мастобаев, Е. А. Арменский, Р. Г. Гимаев // Нефтяное хозяйство. – 1980. – №1. – С. 51-52.

76. Мастобаев, Б. Н. Основные методы борьбы с асфальтосмолопарафиновыми отложениями в нефтепроводах / Б. Н. Мастобаев, И. А. Шаммазов, И. Ш. Инграм, Г. Ф. Аминова // Транспорт и хранение нефтепродуктов и углеводородного сырья. – 2010. – № 4. – С. 9–11.

77. Мастобаев, Б. Н. Прогнозирование процесса запарафинивания магистральных нефтепроводов / Б. Н. Мастобаев, Р. Г. Гимаев, Е. А. Арменский. – В кн. : О результатах научных исследований в области повышения качества продукции и эффективности производства предприятий нефтяной, газовой и нефтеперерабатывающей промышленности Башкирии. Тез. докл. Республ. конф. – Уфа. – 1977. – С. 154-155.

78. Мастобаев, Б. Н. Экспериментальное определение количества отложившегося парафина в трубах / Б. Н. Мастобаев. – В кн. : Роль молодежи в ускорении научно-технического прогресса в свете решений XXV съезда КПСС. Тез. докл. Республ. конф. – Уфа. – 1977. – С. 46-47.

79. Мирзаджанзаде, А. Х. О влиянии асфальтенов на гидравлические сопротивления при движении нефтей / А. Х. Мирзаджанзаде, И. Г. Булина, А. К. Галлямов, М. Н. Шерстнев, А. А. Назаров // Инженерно-физический журнал. – 1978. – т. 25. – №6. – С. 1023-1027.

80. 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.

81. Муртазин, Н. Ф. Реализация планов состав-свойство для 3-х компонентных систем с построением графического материала в MS EXCEL / Н. Ф. Муртазин, Е. С. Воробьев, Ф. И. Воробьева // Вестник Казанского технологического университета. – 2011. – № 11. – С. 121–124.

82. Мухаметзянов, И. З. Методическое обеспечение оптимизации показателей энергоэффективности режимов транспортировки нефти по магистральным трубопроводам / И. З. Мухаметзянов, С. В. Китаев, И. Р. Байков // Транспорт и хранение нефтепродуктов и углеводородного сырья. – 2015. – № 4. – С. 18–21.

83. Намиот, А. Ф. Изменение температуры по стволу эксплуатирующихся скважин / А. Ф. Намиот // Нефтяное хозяйство. – 1955. – №5. – С. 11-14.

84. Нежевенко, В. Ф. Изучение парафинизации оборудования на Краснооктябрьском нефтепромысле / В. Ф. Нежевенко, В. М. Григорьев, Г. И. Горбачев // Нефтепромысловое дело. – 1960. – вып. 2. – С. 65-75.

85. Нежевенко, В. Ф. Методика определения температуры начала кристаллизации парафина в нефти / В. Ф. Нежевенко // Геология и разработка нефтяных месторождений. – 1958. – вып. 1. – С. 3-20.

86. Нефтяные маршруты // Нефть: просто о сложном. Приложение к журналу «Сибирская нефть». – 2016. – № 4. – С. 2–7.

87. Новоселов, В. В. Совместный транспорт высоковязких нефти и газового конденсата по магистральному конденсатопроводу Новый Уренгой – Сургут / В. В. Новоселов, П. И. Тугунов, А. И. Забазнов, Э. И. Нигматуллин, Е. С. Гордиенко // ВНИИЭгазпром. Обзорная информация. Серия Транспорт и подземное хранение нефти и газа. – 1991. – 33 с.

88. Окунев, А. Г. Новый подход к расчету вязкости жидких смесей углеводородов на основе модифицированного уравнения Аррениуса / А. Г. Окунев, Е. В. Пархомчук, А. И. Лысиков, В. С. Деревщиков // Альтернативная энергетика и экология. – 2012. – № 9. – С. 179–181.

89. Очистка межтрубного пространства теплообменника «Т-506» кожухотрубного типа. URL: <https://asgard-service.com/works/ochistka-mezhtrubnogo-prostranstva-teploobmennika-t-506-kozhuhotrubnogo-tipa-v-kazani> (дата обращения: 01.09.2020).

90. Очистка теплообменников НПС «Чикшино». URL: <https://asgard-service.com/works/ochistka-teploobmennikov-nps-chikshino> (дата обращения: 01.09.2020).

91. Очистка теплообменников подогрева нефти на Краснодарском НПЗ. URL: <https://asgard-service.com/works/ochistka-teploobmennikov-podogreva-nefti-na-kprz> (дата обращения: 01.09.2020).

92. Пат. 2650727 Российская Федерация, МПК G01N 11/00. Стенд для исследования процессов транспортировки тяжелой и битуминозной нефти/ С.Н. Чужинов, Р.З. Сунагатуллин, [и др.]; - № 2017123586; заявл. 04.07.2017, опубли. 17.04.2018, Бюл. № 11. – 15 с.

93. Персиянцев, М. Н. Добыча нефти в осложненных условиях / М. Н. Персиянцев. – М. : ООО «Недра-Бизнесцентр», 2000. – 653 с.

94. Поспехов, Д. А. Об аддитивности логарифма вязкости у двойных жидких систем / Д. А. Поспехов // ЖФХ. – 1956. – Т. 30, Вып. 1. – С. 228.

95. Потоцкая, Т. И. Магистральные нефтепроводы в геополитике современной России / Т. И. Потоцкая // Учёные записки Крымского федерального университета имени В.И. Вернадского. География. Геология. – 2017. – Т. 3 (69). № 3. – Ч. 1. – С. 89–96.

96. Протодьяконов, М. М. Методика рационального планирования экспериментов / М. М. Протодьяконов, Р. И. Тедер. – М.: Наука, 1970. – 204 с.

97. РД 39-30-139-79. Методика теплового гидравлического расчета магистральных трубопроводов при стационарных и нестационарных режимах перекачки ньютоновских и неньютоновских нефтей в различных климатических условиях.

98. РД 39-30-598-81. Методическое руководство по составлению регламента технологического режима эксплуатации нефтепровода / Ф. Г. Мансуров, Б. Н. Голубев, Р. С. Хабибуллин, Р. Н. Сайтгареев. – Введ. 19.10.1981. – Уфа, 1981. – 39 с.

99. РД 39-30-648-81. Методика определения пускового давления для нефтепроводов, транспортирующих парафиновые нефти.

100. РД 75.180.00-КТН-198-09. Унифицированные технологические расчеты объектов магистральных нефтепроводов и нефтепродуктопроводов / Гипротрубопровод. – 2009. – 207 с.

101. РД-39-0147103-329-86 Методика определения реологических параметров высокозастывающих нефтей.

102. Ревель- Муроз П.А., Гильмутдинов Н.Р., Дмитриев М. Е., Мастобаев Б.Н. Новые направления использования асфальтосмолопарафиновых отложений в процессе трубопроводного транспорта нефти // Транспорт и хранение нефтепродуктов и углеводородного сырья. –2015. –№2. – С.8-12.

103. Ревель-Муроз П.А., Бахтизин Р.Н., Каримов Р.М., Мастобаев Б.Н. Совместное использование термических и химических методов воздействия при транспортировке высоковязких и застывающих нефтей // Socar Proceedings (Научные труды). – Выпуск 2, 2017. – С. 49–55.

104. Ревель-Муроз П.А., Бахтизин Р.Н., Каримов Р.М., Мастобаев Б.Н. Совместная перекачка тяжелых и высокопарафинистых нефтей в смеси // Socar Proceedings (Научные труды). – Выпуск 2, 2018. – С. 65–70.

105. Родин, А. А. Оптимизация транспорта высоковязких нефтей с подогревом и применением углеводородных разбавителей : дис. ... канд. техн. наук : 25.00.19 / Родин Артём Александрович. – М., 2009. – 125 с.

106. Сагдеев, Д. И. Компьютерное моделирование методом симплексных решеток плотности и вязкости многокомпонентных смесей непердельных углеводородов в широком диапазоне изменения параметров состояния / Д. И. Сагдеев, А. А. Хубатхузин, М. Г. Фомина, Е. С. Воробьев,

Г. Х. Мухамедзянов // Матер. X Росс. конф. по теплофизическим свойствам веществ «Бутлеровские сообщения». – Казань, 2002. – С. 64–67.

107. Сагдеев, Д. И. Модифицированное уравнение вязкости Фогеля-Фульчера-Таммана для смесей моно-, ди- и триэтиленгликолей с учетом их состава / Д. И. Сагдеев, М. Г. Фомина, Е. С. Воробьев, Г. Х. Мухамедзянов, И. М. Абдулагатов // Бутлеровские сообщения. – 2015. – Т. 42. – № 5. – С. 133–138.

108. Салатинян, Н. В. К вопросу о влиянии скорости движения нефти на интенсивность отложения парафина в трубах / Н. В. Салатинян, Г. Ф. Требин, В. М. Фокеев // Нефть и газ. – 1960. – №10. – С. 49-55.

109. Салатинян, Н. В. О скорости роста отложений парафина в трубах / Н. В. Салатинян, В. М. Фокеев // Нефть и газ. – 1961. – №9. – С. 53-61.

110. Самарский, А. А. Численные методы / А. А. Самарский, А.В. Гулин. –М. : Наука, 1989. – 430 с.

111. Свиридов, В. П. О влиянии погружного подогревателя и внешнего обогрева котла на истечение вязкого нефтепродукта из цистерны / В. П. Свиридов, А. Н. Левенцов // Тр. ин-та / ВНИИСПТНефть. – 1971. – Вып. 8. – С. 197–204.

112. Свиридов, В. П. О значениях постоянных в уравнениях вязкостно-температурной зависимости некоторых смазочных масел / В. П. Свиридов, А. Н. Левенцов // Транспорт и хранение нефти и нефтепродуктов / Тр. НИИТранснефть. – Уфа, 1969. – Вып. VI. – С. 129–136.

113. Свиридов, В. П. Расчетные уравнения вязкостно-температурной зависимости мазутов / В. П. Свиридов, А. Н. Левенцов, А. И. Шапилов // Транспорт высоковязких нефтей и нефтепродуктов по трубопроводам / Тр. НИИТранснефть. – Уфа, 1970. – Вып. VII. – С. 152–160.

114. Семин С.Л., Федоров П.В. Оптимизация технологических режимов магистрального трубопровода в условиях работы пунктов подогрева нефти и применения противотурбулентных присадок // Наука и технологии трубопроводного транспорта нефти и нефтепродуктов. – 2018. – Т.8. №6. С. 650-655.

115. Смородинов, В. С. К теории вязкости двойных смесей жидкостей с учетом комплексообразования. Рациональные системы / В. С. Смородинов // Известия Томского ордена трудового знамени политехнического института имени С. М. Кирова. – 1965. – Т. 128. – С. 80–90.

116. Стромберг, А. Г. К теории вязкости двойных смесей жидкостей / А. Г. Стромберг // ЖФХ. – 1941. – Т. 15, Вып. 2. – С. 205.

117. Стрюк, И. С. Выбор уравнения вязкостно-температурной зависимости для гидравлического расчета горячих трубопроводов / И. С. Стрюк, А. Д. Фатьянов, В. И. Шарапов // Нефтяное хозяйство. – 1965. – № 4. – С. 58–60.

118. Стрюк, И. С. Исследование движения вязкой жидкости по трубам при неизотермическом режиме : дис. ... канд. техн. наук / Стрюк Илья Сергеевич. – М., 1968. – 147 с.

119. Стрюк, И. С. Исследование теплового и гидравлического режимов теплоизолированных трубопроводов / И. С. Стрюк, В. И. Черников // Транспорт и хранение нефти и нефтепродуктов. – 1964. – № 7. – С. 3–6.

120. Сунагатуллин Р.З. Экспериментальные исследования эксплуатационных свойств асфальтосмолистых парафиновых отложений нефти, образующихся в магистральных нефтепроводах / Сунагатуллин Р.З., Каримов Р.М., Дмитриев М.Е., Байкова М.И. // Наука и технологии трубопроводного транспорта нефти и нефтепродуктов. – 2018. – № 8(4). – С. 398 – 406.

121. Сунагатуллин Р.З. Влияние температурного градиента на границе раздела «поток-стенка» на интенсивность парафиноотложений / Р. З. Сунагатуллин, Р. М. Каримов, Б. Н. Мастобаев // Тезисы докладов XIV Международной учебно-научно-практической конференции «Трубопроводный транспорт – 2019». – Уфа: Изд-во УГНТУ, 2019. – С. 132 – 133.

122. Сунагатуллин Р.З. Численное моделирование теплогидравлической эффективности пристенного слоя отложений нефти / Сунагатуллин Р.З., Каримов Р.М., Ташбулатов Р.Р., Мастобаев Б.Н. // Наука и технологии трубопроводного транспорта нефти и нефтепродуктов. – 2019. – № 9 (2). – С. 158 – 162.

123. Сунагатуллин, Р. З. Исследование точности определения кинематической вязкости двухкомпонентных смесей нефти существующими математическими моделями / Р. З. Сунагатуллин, Е. С. Дубовой, А. А. Шматков // Наука и технологии трубопроводного транспорта нефти и нефтепродуктов. – 2017. – Т. 7. – № 6. – С. 60–64.

124. Сунагатуллин Р. З. Исследование причин образования асфальтосмолопарафиновых отложений товарной нефти в условиях эксплуатации магистральных нефтепроводов / Р. З. Сунагатуллин, Р. М. Каримов, Р. Р. Ташбулатов, Б.Н. Мастобаев // Наука и технологии трубопроводного транспорта нефти и нефтепродуктов. – 2020. – № 10(6). – С. 610 – 619.

125. Сунагатуллин Р. З. Исследования кинетики процесса парафиноотложений в условиях эксплуатации магистральных нефтепроводов / Р. З. Сунагатуллин, Р. М. Каримов, Р. Р. Ташбулатов, Б. Н. Мастобаев // Нефтяное хозяйство. –2020. – № 11. – С. 124 – 127.

126. Сунагатуллин Р.З. Технологические аспекты формирования контролируемого слоя асфальтосмолопарафиновых отложений на внутренней поверхности нефтепроводов / Сунагатуллин Р.З., Дмитриев М.Е., Мастобаев Б.Н. // Транспорт и хранение нефтепродуктов и углеводородного сырья. – 2017. – № 6. – С. 41 – 44.

127. Сунагатуллин Р.З. Определение параметров слоя пристенных отложений нефти без снижения производительности магистральных нефтепроводов / Сунагатуллин Р.З., Ташбулатов Р.Р., Каримов Р.М. // Научные технологии в решении проблем нефтегазового комплекса. Материалы VIII Международной молодежной научной конференции. Ответственный редактор К.Ш. Ямалетдинова, 2018. – С. – 276 – 281.

128. Сунагатуллин Р.З. Экспериментальное определение пусковых режимов нефтепроводов для высокопарафинистых нефтей / Р. З. Сунагатуллин, Р. М. Каримов // Материалы 71-й научно-технической конференции студентов, аспирантов и молодых ученых УГНТУ. В 2 т. / отв. ред. Р.У. Рабаев. – Уфа: Изд-во УГНТУ, 2020. – С. 511 – 512.

129. Сунагатуллин Р.З. Эксплуатация магистральных нефтепроводов с асфальтосмолистыми парафиновыми отложениям / Р. З. Сунагатуллин, Р. М. Каримов, Б. Н. Мастобаев // Тезисы докладов XV Международной учебно-научно-практической конференции «Трубопроводный транспорт – 2020». – Уфа: Изд-во УГНТУ, 2020. – С. 117.

130. Ташбулатов, Р. Р. Моделирование реологических свойств смесей нефтей при их многокомпонентном смешении на основе применения симплексных координат / Р. Р. Ташбулатов, Р. М. Каримов // Трубопроводный транспорт – 2018: тез. докл. XIII Междунар. учеб.-науч.-практ. конф. – Уфа : Изд-во УГНТУ, 2018. – С. 123 – 124.

131. Ташбулатов, Р. Р. Прогнозирование реологических свойств смесей при совместном трубопроводном транспорте нефтей / Р. Р. Ташбулатов, Р. М. Каримов // Трубопроводный транспорт углеводородов: материалы Всеросс. науч.-практ. конф. с междунар. участием / Минобрнауки России, ОмГТУ – Омск : Изд-во ОмГТУ, 2017. – С. 88 – 91.

132. Ташбулатов, Р. Р. Сравнительный анализ точности применяемых моделей вязкостно-температурных зависимостей при решении задач трубопроводного транспорта / Р. Р. Ташбулатов, Р. М. Каримов // Трубопроводный транспорт – 2017 : тез. докл. XII Междунар. учеб.-науч.-практ. конф. – Уфа : Изд-во УГНТУ, 2017. – С. 189–191.

133. Ташбулатов, Р. Р. Узловая реологическая задача смешения нефтей для оптимального распределения грузопотоков в разветвленной сети нефтепроводов / Р. Р. Ташбулатов, Р. М. Каримов, А. Р. Валеев, Б. Н. Мастобаев // Наука и технологии трубопроводного транспорта нефти и нефтепродуктов. – 2018. – Т. 8. – № 5. – С. 532–539. DOI: 10.28999/2541-9595-2018-8-5-532-539.

134. Тронов В. П. О механизме влияния природы поверхностей на их запарафинивание// Вопросы бурения скважин, добычи нефти и экономики. 1968. № 11. С. 191–200.

135. Тронов В. П. Теоретическая оценка влияния физических свойств поверхностей качества обработки и других факторов на интенсивность отложений парафина. В кн. : Вопросы геологии, разработки, бурения скважин и добычи нефти. Бугульма : ТатНИИ, 1962. Вып. 4. С. 400–412.

136. Тронов, В. П. О механизме влияния природы поверхностей на их запарафинивание / В. П. Тронов // Вопросы бурения скважин, добычи нефти и экономики. – 1968. – вып. 11. – С. 191-200.

137. Тугунов П.И. и др. Типовые расчеты при проектировании и эксплуатаций нефтебаз и нефтепроводов. Учебное пособие для ВУЗов-Уфа: ООО Дизайн-ПолиграфСервис, 2002.-658с.

138. Тугунов П.И. Нестационарные режимы перекачки нефтей и нефтепродуктов. – М.: Недра, 1984.

139. Ты Тхань Нгиа. Транспорт и хранение высоковязких нефтей / Ты Тхань Нгиа, Р. Н. Бахтизин, М. М. Велиев, Б. Н. Мастобаев, Ле Вьет Зунг, Э. М. Мовсумзаде, Р. М. Каримов. – СПб. : Недра, 2015. – 544 с.

140. Уилкинсон, У. Л. Неньютоновские жидкости. Гидромеханика, перемешивание и теплообмен : Пер. с англ. / Пер. З. П. Шульмана; под. ред. А. В. Лыкова. – М. : МИР, 1964. – 216 с.

141. Усанович, М. И. О вязкости жидких смесей / М. И. Усанович // Изв. АН Каз. ССР, сер. хим. – 1956. – Вып. 10. – 30 с.

142. Федоров, В. Т. Повышение функциональной надежности неизотермического нефтепровода на основе управления теплогидравлическими параметрами : дис. ... канд. техн. наук : 25.00.19 / Федоров Владимир Тимофеевич. – Уфа, 2006. – 156 с.

143. Федоров, В. Т. Разработка методики расчета оптимальных планов работы магистральных нефтепроводов / В. Т. Федоров, Е. Л. Полубоярцев, Ю. М. Фирсова, Е. М. Ступина // Матер. 7-ой науч.-техн. конф. Ухтинского государственного технического университета – Ухта, 2006. – С. 10–12.

144. Федоров, В. Т. Разработка программного модуля по расчету оптимальных планов работы магистральных нефтепроводов / В. Т. Федоров, Е. Л. Полубоярцев, Ю. М. Фирсова, Е. М. Ступина // Матер. 7-ой науч.-техн. конф. Ухтинского государственного технического университета. – Ухта, 2006. – С. 18–19.

145. Филимонов, А. Б. Задача оперативного планирования перекачки нефти по магистральному трубопроводу / А. Б. Филимонов, И. В. Некрасов // Проблемы управления и моделирования в сложных системах : тр. XIII Междунар. конф. – 2011. – С. 288–293.

146. Фройштетер, Г. Б. Течение и теплообмен неньютоновских жидкостей в трубах / Г. Б. Фройштетер, С. Ю. Данилевич, Н. В. Радионова. – Киев : Наукова думка, 1990. – 216 с.

147. Фролов, К. Д. Гидравлический расчет трубопроводов при неизотермическом течении нефтей и нефтепродуктов / К. Д. Фролов // Нефтяное хозяйство. – 1967. – № 4. – С. 55–61.

148. Фукс, Г. И. Вязкость и пластичность нефтепродуктов / Г. И. Фукс. – М.-Ижевск : Институт компьютерных исследований, 2003. – 328 с.

149. Хабибуллин, Р. С. Влияние парафинизации на температурный режим нефтепроводов // Р. С. Хабибуллин, Ф. Г. Мансуров, Д. Х. Имаев // Трубопроводный транспорт нефти и нефтепродуктов. – 1977. – вып. 18. – С. 3-9.

150. Харитонов, Е. А. Компьютерная программа для построения математических моделей многокомпонентных смесей / Е. А. Харитонов, Л. И. Шагиев // Вестник Казанского технологического университета. – 2011. – № 3. – С. 274–275.

151. Харитонов, Е. А. Применение ресурсосберегающих технологий для исследования многокомпонентных смесей / Е. А. Харитонов, В. Л. Бикмуллина // Вестник Казанского технологического университета. – 2012. – № 10. – С. 300–301.

152. Челинцев, Н. С. Исследование особенностей трубопроводного транспорта дизельных топлив с противотурбулентной присадкой : дисс. ... канд.

техн. наук : 25.00.19 / Челинцев Николай Сергеевич; [Место защиты : Рос. гос. ун-т нефти и газа им. И. М. Губкина]. – М., 2011. – 139 с.

153. Челинцев, С. Н. Повышение эффективности трубопроводного транспорта высокозастывающих нефтей в сложных природно-климатических условиях : дис. ... д-ра техн. наук : 25.00.19 / Челинцев Сергей Николаевич. – М., 2002. – 273 с.

154. Черников, А. В. К определению показателя крутизны вискограммы нефтей и нефтепродуктов / А. В. Черников // Трубопроводный транспорт [теория и практика]. – 2010. – № 5 (21). – С. 40–41.

155. Черников, А. В. О вязкостно-температурной зависимости Филонова-Рейнольдса // Трубопроводный транспорт [теория и практика]. – 2010. – № 6 (22). – С. 35–37.

156. Чумляков, К. С. Развитие системы магистральных трубопроводов в пространстве инфраструктурного освоения Западной Сибири / К. С. Чумляков, Д. В. Чумлякова // Транспорт Российской Федерации. – 2015. – № 5. – С. 18–22.

157. Шевченко, В. Н. Линейное и целочисленное линейное программирование / В. Н. Шевченко, Н. Ю. Золотых. – Нижний Новгород: Нижегородский университет им. Н. И. Лобачевского. – 2004. – 154 с.

158. Шрамм, Г. Основы практической реологии и реометрии : Пер. с англ. / Г. Шрамм; пер. И. А. Лавыгина, под. ред. В. Г. Куличихина. – М. : Колос, 2003. – 312 с.

159. Штукатуров, К. Ю. Экономико-математическое моделирование выбора технологических режимов трубопровода : дис. ... канд. физ.-мат. наук: 05.13.18 / Штукатуров Константин Юрьевич. – Уфа, 2004. – 154 с.

160. Юдин, Д. Б. Задачи и методы линейного программирования. Задачи транспортного типа / Д. Б. Юдин, Е. Г. Гольштейн. – М. : Либроком, 2010. – 184 с.

ПРИЛОЖЕНИЕ 1 Периодичность очисток МН по данным ОСТ

Периодичность проведенных очисток с указанием количества отложений за период 2014-2016гг.

№	МН	Наименование участка нефтепровода от КПП СОД до КПП СОД (км-км)	Тип очистного устройства	Месяц	Периодичность очистки, не менее одного раза в сутках				Результаты пропуска СОД
					первый квартал	второй квартал	третий квартал	четвертый квартал	
1	3	4	5	6	7	8	9	10	11
19	Гурьев – Куйбышев	1218 км – Самара		2014					
	Гурьев – Куйбышев	1218 км – Самара	Розен	09.01.2014	16	16	16	16	10 л.взв. 120 л.тв.
			Розен	21.01.2014					15 л.взв. 20 л.тв.
			СКР1	04.02.2014					50 л.взв. 300 л.тв.
			СКР1	17.02.2014					10 л.взв. 50 л.тв.
			СКР1	04.03.2014					0 л.взв. 30 л.тв.
			СКР1	18.03.2014					10 л.взв. 180 л.тв.
			Розен	08.04.2014					0 л.взв. 100 л.тв.
			Розен	22.04.2014					0 л.взв. 230 л.тв.
			Розен	06.05.2014					50 л.взв. 100 л.тв.
			Розен	20.05.2014					50 л.взв. 100 л.тв.
			Розен	03.06.2014					30 л.взв. 150 л.тв.
			Розен	17.06.2014					10 л.взв. 180 л.тв.
			СКР4	22.07.2014					20 л.взв. 100 л.тв.
			СКР4	29.07.2014					0 л.взв. 200 л.тв.
			СКР4	06.08.2014					10 л.взв. 15 л.тв.
			СКР4	25.08.2014					150 л.взв. 110 л.тв.
			СКР4	09.09.2014					0 л.взв. 110 л.тв.
			СКР4	23.09.2014					0 л.взв. 110 л.тв.
			СКР4	07.10.2014					5 л.взв. 65 л.тв.
			СКР4	21.10.2014					10 л.взв. 120 л.тв.
			СКР4	18.11.2014					10 л.взв. 35 л.тв.
			СКР4	28.11.2014					10 л.взв. 45 л.тв.
			СКР4	09.12.2014					40 л.взв. 500 л.тв.
			СКР4	23.12.2014					0 л.взв. 70 л.тв.
			2015						
	Гурьев – Куйбышев	1218 км – Самара	Розен	13.01.2015	16	16	16	16	5 л.взв. 120 л.тв.
			Розен	27.01.2015					30 л.взв. 150 л.тв.
			Розен	10.02.2015					0 л.взв. 30 л.тв.
			Розен	24.02.2015					0 л.взв. 100 л.тв.
			Розен	11.03.2015					0 л.взв. 30 л.тв.
			Розен	22.03.2015					15 л.взв. 100 л.тв.
			Розен	07.04.2015					0 л.взв. 200 л.тв.
			Розен	21.04.2015					0 л.взв. 100 л.тв.
			Розен	05.05.2015					0 л.взв. 50 л.тв.
			Розен	19.05.2015					20 л.взв. 15 л.тв.
			Розен	09.06.2015					20 л.взв. 80 л.тв.
			Розен	23.06.2015					10 л.взв. 30 л.тв.
			Розен	08.07.2015					0 л.взв. 0 л.тв.
			Розен	21.07.2015					0 л.взв. 100 л.тв.
			Розен	04.08.2015					0 л.взв. 20 л.тв.
			Розен	18.08.2015					10 л.взв. 5 л.тв.
			Розен	08.09.2015					25 л.взв. 100 л.тв.
			Розен	22.09.2015					0 л.взв. 0 л.тв.
			СКР-4	07.10.2015					10 л.взв. 57 л.тв.
			ПРВ1	21.10.2015					15 л.взв. 45 л.тв.
	СКР-4	11.11.2015	0 л.взв. 50 л.тв.						

		ПРВ1	25.11.2015				25 л.взв. 70 л.тв.
		ПРВ1	09.12.2015				5 л.взв. 10 л.тв.
		ПРВ1	23.12.2015				50 л.взв. 50 л.тв.
			2016				
		ПРВ1	13.01.2016				30 л.взв. 75 л.тв.
		ПРВ1	27.01.2016				500 л.взв. 1000 л.тв.
		ПРВ1	10.02.2016				30 л.взв. 40 л.тв.
		ПРВ1	25.02.2016				50 л.взв. 150 л.тв.
		ПРВ1	10.03.2016				20 л.взв. 50 л.тв.
		ПРВ1	25.03.2016				30 л.взв. 130 л.тв.
		СКР4	14.04.2016				50 л.взв. 250 л.тв.
		ПРВ1	15.04.2016				50 л.взв. 300 л.тв.
		СКР4	05.05.2016				30 л.взв. 80 л.тв.
		ПРВ1	06.05.2016				20 л.взв. 70 л.тв.
		СНШ	06.05.2016				5 л.взв. 5 л.тв.
		СКР4	25.05.2016				25 л.взв. 75 л.тв.
		СКР4-02	04.06.2016				10 л.взв. 60 л.тв.
		ПРВ1	05.06.2016				10 л.взв. 120 л.тв.
		СКР4	05.06.2016				10 л.взв. 100 л.тв.
		ПРВ1	05.06.2016				5 л.взв. 10 л.тв.
		СКР4	05.06.2016				2 л.взв. 6 л.тв.
		ПРВ1	06.06.2016				2 л.взв. 2 л.тв.
		СКР4	06.06.2016				0,5 л.взв. 0,2 л.тв.
		УКО	06.06.2016				0,5 л.взв. 0,2 л.тв.
		СКР4	07.06.2016				1 л.взв. 1 л.тв.
		ПРВ1	07.06.2016				1 л.взв. 0,5 л.тв.
		СКР4	08.06.2016				0 л.взв. 0 л.тв.
		ПРВ1	08.06.2016				0 л.взв. 0 л.тв.
		ДКУ	09.06.2016				1 л.взв. 0,1 л.тв.
		ПРВ1	09.06.2016				0 л.взв. 0 л.тв.
		ПРВ1	22.06.2016				10 л.взв. 20 л.тв.
		ПРВ1	06.07.2016				10 л.взв. 40 л.тв.
		ПРВ1	18.07.2016	16	16	16	0 л.взв. 30 л.тв.
		ПРВ1	26.07.2016				100 л.взв. 100 л.тв.
		СКР4	02.08.2016				0 л.взв. 20 л.тв.
		ПРВ1	03.08.2016				0 л.взв. 20 л.тв.
		СНШ	03.08.2016				0 л.взв. 10 л.тв.
		ПРВ1	12.08.2016				0 л.взв. 3 л.тв.
		СКР4	13.08.2016				0 л.взв. 2 л.тв.
		СКР4-02	13.08.2016				0 л.взв. 0 л.тв.
		СКР4	13.08.2016				0 л.взв. 2 л.тв.
		ПРВ1	24.08.2016				0 л.взв. 10 л.тв.
		СКР4	07.09.2016				0 л.взв. 0 л.тв.
		ПРВ-1	16.09.2016				10 л.взв. 25 л.тв.
		ПРВ1	02.10.2016				10 л.взв. 30 л.тв.
		СКР4	02.10.2016				20 л.взв. 150 л.тв.
		СКР4-02	02.10.2016				30 л.взв. 0 л.тв.
		ПРВ1	03.10.2016				15 л.взв. 25 л.тв.
		СКР4	03.10.2016				5 л.взв. 0 л.тв.
		ПРВ1	03.10.2016				0 л.взв. 5 л.тв.
Гурьев – Куйбышев	1218 км – Самара						

			СКР4	04.10.2016				5 л.взв. 0,5 л.тв.
			УКО	04.10.2016				0 л.взв. 0 л.тв.
			СКР4	04.10.2016				0 л.взв. 0 л.тв.
			ПРВ1	05.10.2016				0 л.взв. 0 л.тв.
			СКР4	05.10.2016				0 л.взв. 0 л.тв.
			ПРВ1	05.10.2016				0 л.взв. 0 л.тв.
			ДМК	06.10.2016				0 л.взв. 0 л.тв.
			СКР4	26.10.2016				10 л.взв. 50 л.тв.
			ПРВ1	11.11.2016				5 л.взв. 10 л.тв.
			ПРВ1	23.11.2016				10 л.взв. 40 л.тв.
			ПРВ1	07.12.2016				5 л.взв. 15 л.тв.
			ПРВ1	21.12.2016				20 л.взв. 80 л.тв.
20	Куйбышев – Лисинск	Самара – Совхозная–Бородаевка						
20			СКР4	01.2014				800 кг тв., 100 л взв.
20			ПРВ1	01.2014				40 кг тв., 0 л взв.
20			СНШ	01.2014				15 кг тв., 0 л взв.
20			СКР15	01.2014				2000 кг тв., 100 л взв.
20			СКР4	02.2014				20 кг тв., 50 л взв.
20			ПРВ1	02.2014				20 кг тв., 50 л взв.
20			СКР4	02.2014				15 кг тв., 50 л взв.
20			ПРВ1	02.2014				60 кг тв., 50 л взв.
20			СКР.15	02.2014				100 кг тв., 50 л взв.
20			ПРВ1	02.2014				20 кг тв., 50 л взв.
20			СКР4	02.2014				0 кг тв., 5 л взв.
20			ПРВ1	02.2014				0 кг тв., 30 л взв.
20			СКР4	02.2014				0 кг тв., 5 л взв.
20			УКО	02.2014				0 кг тв., 5 л взв.
20			СКР4-02	02.2014				0 кг тв., 5 л взв.
20			СКР4	02.2014				0 кг тв., 5 л взв.
20			ПРВ1	02.2014				0 кг тв., 3 л взв.
20			ПРВ1	02.2014				0 кг тв., 2 л взв.
20			ДМК	02.2014				0 кг тв., 0 л взв.
20			ДКУ	02.2014				0 кг тв., 0 л взв.
20			ОПТ	02.2014				0 кг тв., 0 л взв.
20			ПРВ1	02.2014				0 кг тв., 0 л взв.
20			СКР4	04.2014				2000 кг тв., 100 л взв.
20			ПРВ1	04.2014				1000 кг тв., 80 л взв.
20			СНШ	04.2014				5 кг тв., 5 л взв.
20			СКР4	05.2014				60 кг тв., 10 л взв.
20			ПРВ1	05.2014				5 кг тв., 5 л взв.
20			СКР.15	05.2014				10 кг тв., 5 л взв.
20			ПРВ1	05.2014				5 кг тв., 5 л взв.
20			СКР4	05.2014				5 кг тв., 5 л взв.
20			ПРВ1	05.2014				5 кг тв., 5 л взв.
20			СКР4	05.2014				5 кг тв., 5 л взв.
20			УКО	05.2014				0 кг тв., 5 л взв.
20			СКР4-02	05.2014				0 кг тв., 5 л взв.
20			СКР4	05.2014				0 кг тв., 5 л взв.
20			ПРВ1	05.2014				0 кг тв., 0 л взв.
20			ПРВ1	05.2014				0 кг тв., 5 л взв.
20			ДКУ	05.2014				0 кг тв., 0 л взв.
20			ПРВ1	05.2014				0 кг тв., 0 л взв.
20			СКР4	08.2014				2500 кг тв., 100 л взв.
20			ПРВ1	08.2014				600 кг тв., 20 л взв.
20			PRN	08.2014				30 кг тв., 2 л взв.

20									0 кг тв., 0 л эсс.
20									0 кг тв., 0 л эсс.
20									0 кг тв., 0 л эсс.
20									0 кг тв., 15 л эсс.
20									0 кг тв., 0 л эсс.
20									0 кг тв., 0 л эсс.
20									0 кг тв., 0 л эсс.
20									0 кг тв., 0 л эсс.
20	Куйбышев – Лисичанск	Самара – Совхозная–Бородаевка	ПРВ1	05.2015	66	61	59	57	50 кг тв., 30 л эсс.
20			СКР4	05.2015					3000 кг тв., 0 л эсс.
20			УКО	05.2015					0 кг тв., 0 л эсс.
20			СКР4	05.2015					0 кг тв., 15 л эсс.
20			СКР4	05.2015					0 кг тв., 0 л эсс.
20			ПРВ1	05.2015					0 кг тв., 0 л эсс.
20			ПРВ1	05.2015					0 кг тв., 0 л эсс.
20			ДКК1	05.2015					0 кг тв., 0 л эсс.
20			ПРВ1	05.2015					0 кг тв., 0 л эсс.
20			ПРВ2	06.2015					50 кг тв., 30 л эсс.
20			СКР4	07.2015					3000 кг тв., 0 л эсс.
20			ПРВ1	07.2015					0 кг тв., 0 л эсс.
20			СНШ	07.2015					0 кг тв., 15 л эсс.
20			СКР4	07.2015					0 кг тв., 5л эсс.
20			ПРВ1	07.2015					0 кг тв., 0 л эсс.
20			СКР4 -02	07.2015					0 кг тв., 0 л эсс.
20			ПРВ1	07.2015					0 кг тв., 0 л эсс.
20			СКР4	07.2015					0 кг тв., 0 л эсс.
20			ПРВ1	07.2015					0 кг тв., 0 л эсс.
20			СКР4	07.2015					0 кг тв., 0 л эсс.
20			УКО	07.2015					0 кг тв., 0 л эсс.
20			СКР4	07.2015					0 кг тв., 0 л эсс.
20			СКР4	07.2015					0 кг тв., 0 л эсс.
20			ПРВ1	07.2015					0 кг тв., 0 л эсс.
20			ПРВ1	07.2015					0 кг тв., 0 л эсс.
20			ОПТ	07.2015					0 кг тв., 0 л эсс.
20			ДКК1	07.2015					0 кг тв., 0 л эсс.
20			ПРВ1	08.2015					0 кг тв., 0 л эсс.
20			СКР4	10.2015					0 кг тв., 0 л эсс.
20			ПРВ1	10.2015					0 кг тв., 0 л эсс.
20			PRN	10.2015					0 кг тв., 0 л эсс.
20			СКР4-02	11.2015					250 кг тв., 0 л эсс.
20			ПРВ1	11.2015					0 кг тв., 0 л эсс.
20			СКР4	11.2015					0 кг тв., 0 л эсс.
20			ПРВ1	11.2015					0 кг тв., 0 л эсс.
20			СКР4	11.2015					0 кг тв., 0 л эсс.
20			УКО	11.2015					0 кг тв., 0 л эсс.
20			СКР4	11.2015					0 кг тв., 0 л эсс.
20			СКР4	11.2015					0 кг тв., 0 л эсс.
20			СКР4	11.2015					0 кг тв., 0 л эсс.
20			ПРВ1	11.2015					0 кг тв., 0 л эсс.
20			ПРВ1	11.2015					0 кг тв., 0 л эсс.
20			ДКУ	11.2015					0 кг тв., 0 л эсс.
20			ПРВ1	11.2015					0 кг тв., 0 л эсс.
20			СКР4	01.2016					200 кг тв., 40 л эсс.
20			ПРВ1	01.2016					40 кг тв., 0 л эсс.
20			PRN	01.2016					5 кг тв., 0 л эсс.
20			СКР4	01.2016					40 кг тв., 0 л эсс.
20			ПРВ1	01.2016					2000 кг тв., 0 л эсс.
20			СКР4-02	01.2016					500 кг тв., 0 л эсс.
20			ПРВ1	01.2016					0 кг тв., 0 л эсс.
20			СКР4	01.2016					0 кг тв., 0 л эсс.
20			ПРВ1	01.2016					0 кг тв., 0 л эсс.
20			СКР4	01.2016					0 кг тв., 0 л эсс.
20			УКО	01.2016					0 кг тв., 0 л эсс.

20		СКР4	01.2016			0 кг тв., 0 л жжв.
20		СКР4	01.2016			0 кг тв., 10 л жжв.
20		ПРВ1	01.2016			0 кг тв., 0 л жжв.
20		ПРВ1	01.2016			0 кг тв., 0 л жжв.
20		ДКУ1	01.2016			0 кг тв., 5 л жжв.
20		ПРВ1	01.2016			0 кг тв., 0 л жжв.
20		СКР4	04.2016			200 кг тв., 0 л жжв.
20		ПРВ1	04.2016			200 кг тв., 0 л жжв.
20		PRN	04.2016			1500 кг тв., 0 л жжв.
20		СКР4	05.2016			50 кг тв., 0 л жжв.
20		ПРВ1	05.2016			30 кг тв., 3 л жжв.
20		СКР4-02	05.2016			20 кг тв., 5 л жжв.
20		ПРВ1	05.2016			20 кг тв., 5 л жжв.
20		СКР4	05.2016			10 кг тв., 5 л жжв.
20		ПРВ1	05.2016			10 кг тв., 5 л жжв.
20		СКР4	05.2016			5 кг тв., 2 л жжв.
20		УКО	05.2016			0 кг тв., 0 л жжв.
20		СКР4	05.2016			5 кг тв., 3 л жжв.
20		СКР4	05.2016			5 кг тв., 1 л жжв.
20		ПРВ1	05.2016			2 кг тв., 3 л жжв.
20		ПРВ1	05.2016			0 кг тв., 0 л жжв.
20		СКР4	05.2016			0 кг тв., 0 л жжв.
20		ДКУ1	05.2016			0 кг тв., 5 л жжв.
20		СКР4	08.2016			150 кг тв., 0 л жжв.
20		СКР4	08.2016			80 кг тв., 0 л жжв.
20		ПРВ1	08.2016			20 кг тв., 0 л жжв.
20		PRN	08.2016			0 кг тв., 0 л жжв.
20		СКР4	09.2016			40 кг тв., 10 л жжв.
20		СКР4	09.2016			20 кг тв., 10 л жжв.
20		ПРВ1	09.2016			2 кг тв., 2 л жжв.
20		СКР4-02	09.2016			0 кг тв., 2 л жжв.
20		ПРВ1	09.2016			0 кг тв., 1 л жжв.
20		СКР4	09.2016			0 кг тв., 0 л жжв.
20		ПРВ1	09.2016			0 кг тв., 0 л жжв.
20		СКР4	09.2016			0 кг тв., 0 л жжв.
20		УКО	09.2016			0 кг тв., 0 л жжв.
20		СКР4	09.2016			0 кг тв., 0 л жжв.
20		СКР4	09.2016			0 кг тв., 0 л жжв.
20		ПРВ1	09.2016			0 кг тв., 0 л жжв.
20		ПРВ1	09.2016			0 кг тв., 0 л жжв.
20		ДКУ1	09.2016			0 кг тв., 0 л жжв.
20		ПРВ1	09.2016			0 кг тв., 0 л жжв.
20		СКР4	10.2016			50 кг тв., 10 л жжв.
20		СКР4	10.2016			30 кг тв., 5 л жжв.
20		ПРВ1	10.2016			5 кг тв., 2 л жжв.
20		PRN	10.2016			0 кг тв., 0 л жжв.
20		СКР4	11.2016			0 кг тв., 10 л жжв.
20		СКР4	11.2016			7 кг тв., 3 л жжв.
20		ПРВ1	11.2016			0 кг тв., 2 л жжв.
20		СКР4-02	11.2016			0 кг тв., 1 л жжв.
20		ПРВ1	11.2016			0 кг тв., 0 л жжв.
20		СКР4	11.2016			0 кг тв., 0 л жжв.
20		ПРВ1	11.2016			0 кг тв., 0 л жжв.
20		СКР4	11.2016			0 кг тв., 5 л жжв.
20		УКО	11.2016			0 кг тв., 3 л жжв.

20			СКР4	11.2016					0 кг тв., 2 л эсс.
20			СКР4	11.2016					0 кг тв., 2 л эсс.
20			ПРВ1	11.2016					0 кг тв., 1 л эсс.
20			ПРВ1	11.2016					0 кг тв., 0 л эсс.
20			ДКУ1	11.2016					0 кг тв., 0 л эсс.
20			ПРВ1	11.2016					0 кг тв., 0 л эсс.
21			СКР4	01.2014					450л. тв., 200 л эсс.
21			ПРВ1	02.2014					250л. тв., 50 л эсс.
21			СКР4	03.2014					500л. тв., 200 л эсс.
21			СКР4	04.2014					200л. тв., 500 л эсс.
21			ПРВ1	05.2014					100л. тв., 100 л эсс.
21			СКР4	06.2014	32	29	40	33	300л. тв., 350 л эсс.
21			СКР4	07.2014					450л. тв., 200 л эсс.
21			ПРВ1	08.2014					450л. тв., 200 л эсс.
21			СКР4	09.2014					450л. тв., 200 л эсс.
21			СКР4	10.2014					50л. тв., 30 л эсс.
21			ПРВ1	11.2014					15л. тв., 10 л эсс.
21			СКР4	12.2014					20л. тв., 10 л эсс.
21			СКР4	01.2015					350л.тв100л эсс
21			ПРВ1	02.2015					10лтв 0л эсс
21			СКР4	03.2015					350л.тв100л эсс
21			СКР4	04.2015					500л тв,500 л эсс
21			ПРВ1	05.2015					300л. тв., 400 л эсс.
21	Бавлы – Куйбышев	Бавлы – Похвистнево	СКР4	06.2015	32	29	40	33	300л. тв., 0 л эсс.
21			СКР4	07.2015					200л. тв., 300 л эсс.
21			СКР4	08.2015					100л. тв., 300 л эсс.
21			ПРВ1	09.2015					600л. тв., 50 л эсс.
21			СКР4	10.2015					200л. тв., 200 л эсс.
21			ПРВ1	11.2015					10л. тв., 250 л эсс.
21			СКР4	12.2015					50л. тв., 40 л эсс.
21			СКР4	01.2016					50л. тв., 200 л эсс.
21			ПРВ1	02.2016					0л. тв., 300 л эсс.
21			ПРВ1	03.2016					50л. тв., 150 л эсс.
21			СКР4	04.2016					450л. тв., 200 л эсс.
21			ПРВ1	05.2016					200л. тв., 0 л эсс.
21			СКР4	06.2016	32	29	40	33	450л. тв., 200 л эсс.
21			СКР4	07.2016					450л. тв., 200 л эсс.
21			ПРВ1	08.2016					450л. тв., 200 л эсс.
21			СКР4	09.2016					450л. тв., 200 л эсс.
21			СКР4	10.2016					450л. тв., 200 л эсс.
21			ПРВ1	11.2016					450л. тв., 200 л эсс.
21			СКР4	12.2016					450л. тв., 200 л эсс.
21			СКР4	01.2014					20л тв,5 эсс
21			ПРВ1	02.2014					80л тв,10 эсс
21			СКР4	03.2014					150л тв,10л эсс
21			СКР4	04.2014					200л. тв., 500 л эсс.
21			ПРВ1	05.2014					100л. тв., 100 л эсс.
21			СКР4	06.2014	32	29	37	33	300л. тв., 350 л эсс.
21			СКР4	07.2014					450л. тв., 200 л эсс.
21			ПРВ1	08.2014					450л. тв., 200 л эсс.
21			СКР4	09.2014					450л. тв., 200 л эсс.

21	Бавлы – Куйбышев	Похвистнево – Кротовка	СКР4	10.2014	32	29	37	33	50л. тв., 30 л. эсс.
21			ПРВ1	11.2014					15л. тв., 10 л. эсс.
21			СКР4	12.2014					20л. тв., 10 л. эсс.
21			СКР4	01.2015					300л тв,0л эсс
21			ПРВ1	02.2015					700л тв,0л эсс
21			СКР4	03.2015					3л тв, 9л эсс
21			СКР4	04.2015					150л тв,50лэсс
21			ПРВ1	05.2015					100л тв, 0л эсс
21			СКР4	06.2015					0л тв, 0л эсс
21			СКР4	07.2015					0л. тв., 30 л. эсс.
21			СКР4	08.2015					0л. тв., 20 л. эсс.
21			ПРВ1	09.2015					0л. тв., 700 л. эсс.
21			СКР4	10.2015					0л. тв., 30 л. эсс.
21			ПРВ1	11.2015					10л. тв., 30 л. эсс.
21			СКР4	12.2015					3л. тв., 6 л. эсс.
21			СКР4	01.2016					0л. тв., 110 л. эсс.
21			ПРВ1	02.2016					0л. тв., 50 л. эсс.
21			ПРВ1	03.2016					0л. тв., 200 л. эсс.
21			СКР4	04.2016					450л. тв., 200 л. эсс.
21			ПРВ1	05.2016					200л тв,0л эсс
21			СКР4	06.2016					20л. тв., 80 л. эсс.
21			СКР4	07.2016					0л. тв., 70 л. эсс.
21			ПРВ1	08.2016					0л. тв., 5 л. эсс.
21			СКР4	09.2016					0л. тв., 60 л. эсс.
21	СКР4	10.2016	10л. тв., 60 л. эсс.						
21	ПРВ1	11.2016	0л. тв., 30 л. эсс.						
21	СКР4	12.2016	0л. тв., 30 л. эсс.						
22	Бавлы – Куйбышев	Кротовка – Самара	СКР4	01.2014	28	26	27	30	3 л тв, 0 л эсс
22			ПРВ1	02.2014					200л тв,100л эсс
22			ПРВ1	03.2014					2000л тв,0лэсс,
22			СКР4	04.2014					-
22			ПРВ1	05.2014					200тв, 100эсс,
22			СКР4	06.2014					30тв,500эсс,
22			СКР4	07.2014					50 тв,10эсс,
22			ПРВ1	08.2014					15 тв, 5эсс,
22			СКР4	09.2014					30 тв, 5эсс,
22			СКР4	10.2014					10тв,0эсс,
22			ПРВ1	11.2014					150тв, 30эсс,
22			СКР4	12.2014					250л тв,0эсс
22			СКР4	01.2015					100л тв,50 лэсс,
22			ПРВ1	02.2015					100л тв,0 лэсс,
22			ПРВ1	03.2015					100 л тв,0л эсс
22			СКР4	04.2015					10 лтв,20л ж
22			ПРВ1	05.2015					0,5л тв, 3лэсс
22			СКР4	06.2015					70л тв, 0л эсс
22			СКР4	07.2015					100 тв, 0 эсс
22			ПРВ1	08.2015					20 тв, 5 эсс
22			СКР4	09.2015					50 тв, 10эсс,
22			СКР4	10.2015					450 тв, 30эсс
22			ПРВ1	11.2015					50 тв, 50эсс

22			СКР4	12.2015					300 тс, 150есс.
22			СКР4	01.2016					100 тс, 50есс
22			ПРВ1	02.2016					20 тс, 0есс,
22			ПРВ1	03.2016					50 тс, 10есс,
22			СКР4	04.2016					200 тс, 100есс,
22			ПРВ1	05.2016					50 тс,10есс,
22			СКР4	06.2016					15 тс, 5есс,
22			СКР4	07.2016	28	26	27	30	30 тс, 5есс,
22			ПРВ1	08.2016					40 тс,0есс,
22			СКР4	09.2016					20 тс,5есс,
22			СКР4	10.2016					10 тс, 0есс,
22			ПРВ1	11.2016					10 тс, 50есс,
22			СКР4	12.2016					30 тс, 50есс,
23			СКР4	01.2014					3л тс, 0л есс,
23			ПРВ1	02.2014					2 тс, 5 есс,
23			ПРВ1	03.2014					0л тс, 50л есс
23			СКР4	04.2014					5тс, 10есс
23			ПРВ1	05.2014					15тс, 40есс
23			СКР4	06.2014	23	26	28	22	1тс, 15есс
23			СКР4	07.2014					0л тс, 1л есс
23			ПРВ1	08.2014					5 тс, 0 есс
23			СКР4	09.2014					2тс, 0 есс
23			СКР4	10.2014					0л тс,0л есс
23			ПРВ1	11.2014					3тс, 0есс
23			СКР4	12.2014					15тс, 30есс
23			СКР4	01.2015					1 тс,0 есс
23			ПРВ1	02.2015					10 тс,0 есс
23			ПРВ1	03.2015					0л тс, 20л есс
23			СКР4	04.2015					0л тс, 1л есс
23			ПРВ1	05.2015					0,5лтс, 3лесс
23			СКР4	06.2015	23	26	28	22	3 тс, 0 есс
23			СКР4	07.2015					0л тс, 1л есс
23			ПРВ1	08.2015					20 тс, 0 есс
23			СКР4	09.2015					0л тс,0л есс
23			СКР4	10.2015					0л тс,5л есс
23			ПРВ1	11.2015					15 тс, 10 есс
23			СКР4	12.2015					0л тс,0л есс
23			СКР4	01.2016					0л тс, 0л есс
23			ПРВ1	02.2016					2тс, 0 есс
23			ПРВ1	03.2016					2 тс, 5 есс
23			СКР4	04.2016					0,5л тс, 5л есс
23			ПРВ1	05.2016					10 тс, 5 есс,
23			СКР4	06.2016	23	26	28	22	5 тс, 0 есс,
23			СКР4	07.2016					2 тс,3 есс
23			ПРВ1	08.2016					0л тс,0л есс
23			СКР4	09.2016					2тс, 0 есс
23			СКР4	10.2016					1 0 тс, 0 есс
23			ПРВ1	11.2016					2 тс, 2 есс,
23			СКР4	12.2016					10 тс,0 есс
24			СКР4	01.2014					10 тс, 5 есс
24			ПРВ1	02.2014					10тс, 0 есс

24			ПРВ1	03.2014					4тн,3есс
24			СКР4	04.2014					30тн, 3есс
24			ПРВ1	05.2014					10тн,0есс
24			СКР4	06.2014	25	27	28	33	25тн, 5есс
24			СКР4	07.2014					50 тн,0 эсс
24			ПРВ1	08.2014					5 тн, 10эсс
24			СКР4	09.2014					15 тн, 0 эсс
24			СКР4	10.2014					20тн, 5эсс
24			ПРВ1	11.2014					15тн, 3эсс
24			СКР4	12.2014					8тн, 3эсс
24			СКР4	01.2015					10 тн,0 эсс
24			ПРВ1	02.2015					2тн,0 л эсс
24			ПРВ1	03.2015					0л тн, 10л эсс,
24			СКР4	04.2015					20 тн,0л эсс
24			ПРВ1	05.2015					15 тн, 0 эсс
24	Бугуруслан – Сызрань	Похвистнево-Кротовка	СКР4	06.2015	25	27	28	33	20 тн, 5 эсс
24			СКР4	07.2015					20 тн, 0 эсс
24			ПРВ1	08.2015					15 тн,0 эсс
24			СКР4	09.2015					25 тн,0 эсс
24			СКР4	10.2015					-
24			ПРВ1	11.2015					15 тн, 0 эсс
24			СКР4	12.2015					15 тн, 5 эсс
24			СКР4	01.2016					10 тн, 0эсс
24			ПРВ1	02.2016					15 тн,5 эсс
24			ПРВ1	03.2016					10 тн, 0 эсс
24			СКР4	04.2016					10 тн, 0 эсс
24			ПРВ1	05.2016					10 тн,5 эсс
24			СКР4	06.2016					10 тн,5 эсс
24			СКР4	07.2016	25	27	28	33	50 тн,0 эсс
24			ПРВ1	08.2016					5 тн, 10эсс
24			СКР4	09.2016					15 тн, 0 эсс
24			СКР4	10.2016					520 тн,10 эсс
24			ПРВ1	11.2016					15 тн,0 эсс
24			СКР4	12.2016					20 тн, 0 эсс
25			СКР4	01.2014					2000л тн, 0л эсс
25			ПРВ1	02.2014					3500л тн, 400л эсс
25			ПРВ1	03.2014					4000л тн, 5л эсс
25			СКР4	04.2014					1000л тн,20л эсс
25			ПРВ1	05.2014					-
25			СКР4	06.2014	35	28	32	33	1500л тн,2л эсс
25			СКР4	07.2014					200л тн,50л эсс
25			ПРВ1	08.2014					150л тн,100л эсс
25			СКР4	09.2014					3000л тн, 100л эсс
25			СКР4	10.2014					1200л тн, 200л эсс
25			ПРВ1	11.2014					200л тн, 50л эсс
25			СКР4	12.2014					2500л тн, 200л эсс
25			СКР4	01.2015					80 эсс, 50 тн
25			ПРВ1	02.2015					100л тн,300л эсс
25			ПРВ1	03.2015					100л тн,300л эсс
25			СКР4	04.2015					100л тн,300л эсс
25			ПРВ1	05.2015					300ж/400тн ,

25	Бугуруслан – Сызрань	Кротовка – Покровская	СКР4	06.2015	35	28	32	33	20л тд, 5л ссс
25			СКР4	07.2015					3000л тд, 0л ссс
25			ПРВ1	08.2015					400л тд, 100л ссс
25			СКР4	09.2015					20л тд, 0л ссс
25			СКР4	10.2015					100л тд, 300л ссс
25			ПРВ1	11.2015					2000л тд, 100л ссс
25			СКР4	12.2015					100л тд, 300л ссс
25			СКР4	01.2016					150л тд, 0,5л ссс
25			ПРВ1	02.2016					30л тд, 50л ссс
25			ПРВ1	03.2016					10л тд, 10л ссс
25			СКР4	04.2016	2500л тд, 100л ссс				
25			ПРВ1	05.2016	15л тд, 10л ссс				
25			СКР4	06.2016	20л тд, 5л ссс				
25			СКР4	07.2016	20л тд, 5л ссс				
25			ПРВ1	08.2016	10л тд, 10л ссс				
25			СКР4	09.2016	3000л тд, 100л ссс				
25			СКР4	10.2016	1500л тд, 0л ссс				
25			ПРВ1	11.2016	5300л тд, 50л ссс				
25			СКР4	12.2016	300л тд, 50л ссс				
26			Серные Воды – Кротовка	Серные Воды – Кротовка	СКР4	01.2014	27	24	29
26	ПРВ1	02.2014			7л тд, 1л ссс				
26	ПРВ1	03.2014			3л тд, 0,5л ссс				
26	СКР4	04.2014			23л тд, 2л ссс				
26	ПРВ1	05.2014			2л тд, 0л ссс				
26	СКР4	06.2014			4л тд, 2л ссс				
26	СКР4	07.2014			2л тд, 0л ссс				
26	ПРВ1	08.2014			2л тд, 0л ссс				
26	СКР4	09.2014			1л тд, 0л ссс				
26	СКР4	10.2014			3л тд, 10л ссс				
26	ПРВ1	11.2014			5л тд, 1л ссс				
26	СКР4	12.2014			3л тд, 7л ссс				
26	СКР4	01.2015			1л тд, 0л ссс				
26	ПРВ1	02.2015			1л тд, 5л ссс				
26	ПРВ1	03.2015			10л тд, 3л ссс				
26	СКР4	04.2015			3л тд, 5л ссс				
26	ПРВ1	05.2015			25л тд, 0л ссс				
26	СКР4	06.2015			5л тд, 0л ссс				
26	СКР4	07.2015			0,5л тд, 0л ссс				
26	ПРВ1	08.2015			2л тд, 0л ссс				
26	СКР4	09.2015			0,1л тд, 0л ссс				
26	СКР4	10.2015			5л тд, 0л ссс				
26	ПРВ1	11.2015			10л тд, 0л ссс				
26	СКР4	12.2015			5л тд, 0л ссс				
26	СКР4	01.2016			10л тд, 0л ссс				
26	ПРВ1	02.2016			0л тд, 0л ссс				
26	ПРВ1	03.2016			0л тд, 0л ссс				
26	СКР4	04.2016			1л тд, 0л ссс				
26	ПРВ1	05.2016			10л тд, 3л ссс				
26	СКР4	06.2016			0л тд, 0л ссс				
26	СКР4	07.2016			2л тд, 0л ссс				
26	ПРВ1	08.2016			0л тд, 0л ссс				
26	СКР4	09.2016			15л тд, 0л ссс				

26		СКР4	10.2016					0л та, 0л ғзз
26		ПРВ1	11.2016					2л та, 0л ғзз
26		СКР4	12.2016					10л та, 0л ғзз
26	Кротовка – Куйбышев	СКР4	01.2014	28	29	33	30	30л та, 15л ғзз
26		ПРВ1	02.2014					50л та, 50л ғзз
26		ПРВ1	03.2014					0л та, 5л ғзз
26		СКР4	04.2014					40л та, 0л ғзз
26		ПРВ1	05.2014					10та, 30ғзз
26		СКР4	06.2014					20л та, 20л ғзз
26		СКР4	07.2014					15 та, 5л ғзз
26		ПРВ1	08.2014					2,5л та, 0л ғзз
26		СКР4	09.2014					2л та, 0л ғзз
26		СКР4	10.2014					40л та, 0л ғзз
26		ПРВ1	11.2014					120л та, 30ғзз
26		СКР4	12.2014					20л та, 20л ғзз
26		СКР4	01.2015	0л та, 10л ғзз				
26		ПРВ1	02.2015	150 та, 50л ғзз				
26		ПРВ1	03.2015	150 та, 50л ғзз				
26		СКР4	04.2015	40л та, 0л ғзз				
26		ПРВ1	05.2015	10л та, 10л ғзз				
26		СКР4	06.2015	1,5л та, 2,5л ғзз				
26		СКР4	07.2015	15 та, 5л ғзз				
26		ПРВ1	08.2015	2,5л та, 0л ғзз				
26		СКР4	09.2015	2л та, 0л ғзз				
26		СКР4	10.2015	20л та, 20л ғзз				
26		ПРВ1	11.2015	300л та, 150л ғзз				
26		СКР4	12.2015	300л та, 150л ғзз				
26	СКР4	01.2016	30л та, 5л ғзз					
26	ПРВ1	02.2016	110л та, 10л ғзз					
26	ПРВ1	03.2016	8та, 5л ғзз					
26	СКР4	04.2016	10л та, 5л ғзз					
26	ПРВ1	05.2016	40л та, 0л ғзз					
26	СКР4	06.2016	8л та, 5л ғзз					
26	СКР4	07.2016	10л та, 5л ғзз					
26	ПРВ1	08.2016	0л та, 0л ғзз					
26	СКР4	09.2016	10л та, 0л ғзз					
26	СКР4	10.2016	10л та, 0л ғзз					
26	ПРВ1	11.2016	15л та, 50л ғзз					
26	СКР4	12.2016	20л та, 0л ғзз					
27	Муханово – Куйбышев	СКР4	01.2014	30	30	30	30	15 та, 5л ғзз
27		ПРВ1	02.2014					2,5л та, 0л ғзз
27		ПРВ1	03.2014					2л та, 0л ғзз
27		СКР4	04.2014					0л та, 40л ғзз
27		ПРВ1	05.2014					30л та, 40л ғзз
27		СКР4	06.2014					70л та, 30л ғзз
27		СКР4	07.2014	5л та, 0л ғзз				
27		ПРВ1	08.2014	15л та, 0л ғзз				
27		СКР4	09.2014	5л та, 0л ғзз				
27		СКР4	10.2014	30л та, 15л ғзз				
27		ПРВ1	11.2014	15л та, 5л ғзз				
27		СКР4	12.2014	5л та, 1л ғзз				

27			СКР4	01.2015					15 тд, 5л ссв
27			ПРВ1	02.2015					2,5л тд, 0л ссв
27			ПРВ1	03.2015					2л тд, 0л ссв
27			СКР4	04.2015					3л тд, 0л ссв
27			ПРВ1	05.2015					3л тд, 0л ссв
27			СКР4	06.2015					30л тд, 0л ссв
27			СКР4	07.2015	28	30	35	30	3л тд, 0л ссв
27			ПРВ1	08.2015					20л тд, 0л ссв
27			СКР4	09.2015					5л тд, 0л ссв
27			СКР4	10.2015					-
27			ПРВ1	11.2015					0л тд, 10л ссв
27			СКР4	12.2015					0л тд, 0л ссв
27			СКР4	01.2016					5 тд, 3л ссв
27			ПРВ1	02.2016					0л тд, 0л ссв
27			ПРВ1	03.2016					0л тд, 0л ссв
27			СКР4	04.2016					3л тд, 0л ссв
27	Муханово – Куйбышев	0-12,6км	ПРВ1	05.2016					20л тд, 5л ссв
27			СКР4	06.2016	28	30	35	30	0л тд, 0л ссв
27			СКР4	07.2016					0л тд, 0л ссв
27			ПРВ1	08.2016					1л тд, 0л ссв
27			СКР4	09.2016					0л тд, 0л ссв
27			СКР4	10.2016					0л тд, 0л ссв
27			ПРВ1	11.2016					30л тд, 0л ссв
27			СКР4	12.2016					0л тд, 0л ссв
27			СКР4	10.2015					3л тд, 0л ссв
27			ПРВ1	11.2015					50 тд, 50л ссв
27			ПРВ1	12.2015					50л тд, 0л ссв
27			СКР4	01.2016					40 тд, 0л ссв
27			ПРВ1	02.2016					20л тд, 0л ссв
27			СКР4	03.2016					10л тд, 0л ссв
27			СКР4	04.2016					3л тд, 0л ссв
27	Муханово – Куйбышев	12,6км-101км	ПРВ1	05.2016	28	30	35	30	0,1л тд, 0л ссв
27			СКР4	06.2016					10л тд, 0л ссв
27			СКР4	07.2016					5л тд, 100л ссв
27			ПРВ1	08.2016					0л тд, 0л ссв
27			СКР4	09.2016					8л тд, 3л ссв
27			СКР4	10.2016					50л тд, 10 л ссв
27			СКР4	11.2016					20л тд, 0л ссв
27			СКР4	12.2016					3 тд, 0 ссв
28				2014					
			СКР1	03.02.2014					20 л.взв. 80 л.тв.
			СКР1	11.03.2014					0 л.взв. 80 л.тв.
			СКР1	08.04.2014					0 л.взв. 40 л.тв.
			СКР1	29.05.2014					0 л.взв. 10 л.тв.
			СКР1	05.06.2014	38	40	41	39	0 л.взв. 20 л.тв.
			СКР4	15.07.2014					0 л.взв. 0 л.тв.
			СКР4	25.08.2014					3 л.взв. 18 л.тв.
			СКР4	15.09.2014					3 л.взв. 0 л.тв.
			СКР4	24.12.2014					10 л.взв. 30 л.тв.
				2015					
			СКР1	21.01.2015					5 л.взв. 35 л.тв.
			СКР1	16.02.2015					0 л.взв. 10 л.тв.
			СКР1	16.03.2015					0 л.взв. 50 л.тв.

	Кулешовка – Куйбышев	Кулешовка – Куйбышев	ПРВ1 ПРВ1 ПРВ1 ПРВ1 ПРВ1 ПРВ1 ПРВ1 ПРВ1 ПРВ1	14.04.2015 26.05.2015 16.06.2015 23.07.2015 26.08.2015 22.09.2015 20.10.2015 17.11.2015 21.12.2015	38	40	41	39	0 л.взв. 20 л.тв. 2 л.взв. 6 л.тв. 0,5 л.взв. 0 л.тв. 1 л.взв. 0 л.тв. 5 л.взв. 5 л.тв. 0,5 л.взв. 0,5 л.тв. 20 л.взв. 20 л.тв. 5 л.взв. 20 л.тв. 30 л.взв. 30 л.тв.
				2016					
	Кулешовка – Куйбышев	Кулешовка – Куйбышев	ПРВ1 ПРВ1 ПРВ1 СКР4 ПРВ1 PRF СКР4-02 ПРВ1 СКР4 ПРВ1 СКР4 ПРВ1 СКР4 ПРВ1 УКО ПРВ1 MFL ПРВ1 ПРВ1 СНШ ПРВ1 СКР4 СКР4 ПРВ1 СКР4 УКО ПРВ1 ДКУ ПРВ1 ПРВ1 ПРВ1 ПРВ1 ПРВ1 ПРВ1 ПРВ1 ПРВ1 ПРВ1	20.01.2016 16.02.2016 15.03.2016 23.03.2016 24.03.2016 24.03.2016 27.03.2016 27.03.2016 28.03.2016 28.03.2016 29.03.2016 29.03.2016 29.03.2016 29.03.2016 29.03.2016 29.03.2016 30.03.2016 30.03.2016 30.03.2016 26.05.2016 27.05.2016 27.05.2016 28.05.2016 28.05.2016 29.05.2016 29.05.2016 29.05.2016 29.05.2016 30.05.2016 30.05.2016 31.05.2016 15.06.2016 12.07.2016 18.07.2016 23.08.2016 13.09.2016 15.11.2016 26.12.2016	38	40	41	39	15 л.взв. 50 л.тв. 10 л.взв. 60 л.тв. 10 л.взв. 60 л.тв. 50 л.взв. 70 л.тв. 10 л.взв. 5 л.тв. 0 л.взв. 0 л.тв. 5 л.взв. 10 л.тв. 5 л.взв. 5 л.тв. 5 л.взв. 0 л.тв. 5 л.взв. 0 л.тв. 0 л.взв. 0 л.тв. 0 л.взв. 0 л.тв. 5 л.взв. 0,5 л.тв. 2 л.взв. 0,5 л.тв. 5 л.взв. 5 л.тв. 0 л.взв. 0 л.тв. 0 л.взв. 0 л.тв. 0 л.взв. 5 л.тв. 0 л.взв. 0 л.тв. 0 л.взв. 0 л.тв. 0 л.взв. 0 л.тв. 0 л.взв. 0 л.тв. 0 л.взв. 0 л.тв. 0 л.взв. 0 л.тв. 0 л.взв. 0 л.тв. 0 л.взв. 0 л.тв. 0 л.взв. 0 л.тв. 0 л.взв. 0 л.тв. 0 л.взв. 0 л.тв. 0 л.взв. 0 л.тв. 0 л.взв. 0 л.тв. 0 л.взв. 0 л.тв. 0 л.взв. 0 л.тв. 0 л.взв. 1 л.тв. 0 л.взв. 10 л.тв. 3 л.взв. 5 л.тв. 0 л.взв. 15 л.тв.
29	Бугуруслан – Сызрань	Покровская – СНПЗ		2014					
	Бугуруслан – Сызрань	Покровская – СНПЗ	СКР4 СКР4 СКР4 СКР4 СКР4 СКР4	05.02.2014 24.03.2014 27.05.2014 26.06.2014 18.08.2014 21.07.2014 22.12.2014	27	28	28	32	10 л.взв. 30 л.тв. 0 л.взв. 7 л.тв. 5 л.взв. 180 л.тв. 10 л.взв. 80 л.тв. 10 л.взв. 120 л.тв. 40 л.взв. 1000 л.тв. 20 л.взв. 150 л.тв.
				2015					

	Бугуруслан – Сызрань	Покровская – СНПЗ	СКР4	14.01.2015	27	26	26	32	0 л.взв. 120 л.тв.
			СКР4	19.02.2015					10 л.взв. 100 л.тв.
			СКР4	27.04.2015					1,5 л.взв. 0,5 л.тв.
			ПРВ1	05.05.2015					5 л.взв. 15 л.тв.
			СКР4-02	12.06.2015					20 л.взв. 200 л.тв.
			ПРВ1	27.07.2015					20 л.взв. 100 л.тв.
			ПРВ1	25.08.2015					5 л.взв. 100 л.тв.
			ПРВ1	03.09.2015					50 л.взв. 400 л.тв.
			ПРВ1	24.11.2015					10 л.взв. 900 л.тв.
			ПРВ1	24.12.2015					20 л.взв. 500 л.тв.
	Бугуруслан – Сызрань	Покровская – СНПЗ		2016	27	26	26	32	
			ПРВ1	25.01.2016					25 л.взв. 150 л.тв.
			ПРВ1	25.02.2016					10 л.взв. 50 л.тв.
			ПРВ1	30.03.2016					40 л.взв. 100 л.тв.
			ПРВ1	25.05.2016					5 л.взв. 10 л.тв.
			СКР4	28.06.2016					50 л.взв. 50 л.тв.
			СКР4	28.07.2016					50 л.взв. 300 л.тв.
			СКР4	23.08.2016					20 л.взв. 50 л.тв.
			СКР4	15.09.2016					10 л.взв. 300 л.тв.
			ПРВ-1	28.11.2016					30 л.взв. 1200 л.тв.
			СКР4	22.12.2016					50 л.взв. 300 л.тв.
				2014					
	Покровка – Сызрань	Покровка – Сызрань	СКК	18.05.2014	27	26	26	32	20 л.взв. 200 л.тв.
			СКК	23.06.2014					0 л.взв. 80 л.тв.
				2016					
	Покровка – Сызрань	Покровка – Сызрань	СКК	07.02.2016	27	26	26	32	40 л.взв. 0 л.тв.
			СКК	05.07.2016					0 л.взв. 10 л.тв.
			СНШ	11.07.2016					0 л.взв. 0 л.тв.
			СКК	03.10.2016					5 л.взв. 15 л.тв.
			ПРВ1	04.10.2016					2 л.взв. 10 л.тв.
			ПРВ1	05.10.2016					2 л.взв. 10 л.тв.
			ПРВ1	06.10.2016					2 л.взв. 10 л.тв.
			PRF	06.10.2016					2 л.взв. 10 л.тв.
			ПРВ1	20.11.2016					10 л.взв. 15 л.тв.
			ПРВ1	21.11.2016					3 л.взв. 8 л.тв.
			ПРВ1	21.11.2016					10 л.взв. 15 л.тв.
			ПРВ1	24.11.2016					0 л.взв. 5 л.тв.
			ПРВ1	24.11.2016					0 л.взв. 10 л.тв.
			PRF	24.11.2016					0 л.взв. 0,5 л.тв.
31									СКР4
31			ПРВ1	02.2014	40 тв. 0 взв				
31			ПРВ1	03.2014	10 тв. 2 взв				
31			СКР4	04.2014	300 тв. 10 взв				
31			ПРВ1	05.2014	5 тв. 3 взв				
31			СКР4	06.2014	25 тв. 5 взв				
31			СКР4	07.2014	3 тв. 0 взв				
31			ПРВ1	08.2014	3 тв. 0 взв				
31			СКР4	09.2014	3 тв. 0 взв				
31			СКР4	10.2014	300 тв. 10 взв				
31			ПРВ1	11.2014	20 тв. 0 взв				
31			СКР4	12.2014	80 тв. 5 взв				

31	Покровка – Кротовка 2	Покровка - Кротовка	СКР4	01.2015	39	27	27	30	20 тв, 0 есс
31			ПРВ1	02.2015					10 тв, 5 есс
31			ПРВ1	03.2015					0 л тв, 25 л есс
31			СКР4	04.2015					10 тв, 3 есс
31			ПРВ1	05.2015					25 тв, 5 есс
31			СКР4	06.2015					20 тв, 0 есс
31			СКР4	07.2015					10 тв, 0 есс
31			ПРВ1	08.2015					20 тв, 5 есс
31			СКР4	09.2015					40 тв, 0 есс
31			СКР4	10.2015					50 тв, 10 есс
31			ПРВ1	11.2015					20 тв, 0 есс
31			СКР4	12.2015					20 тв, 0 есс
31			СКР4	01.2016	10 тв, 5 есс				
31			ПРВ1	02.2016	50 тв, 10 есс				
31			ПРВ1	03.2016	20 тв, 0 есс				
31			СКР4	04.2016	20 тв, 0 есс				
31			ПРВ1	05.2016	60 тв, 20 есс				
31			СКР4	06.2016	30 тв, 5 есс				
31			СКР4	07.2016	25 тв, 0 есс				
31			ПРВ1	08.2016	20 тв, 0 есс				
31			СКР4	09.2016	40 тв, 0 есс				
31			СКР4	10.2016	40 тв, 50 л есс				
31			ПРВ1	11.2016	20 тв, 0 есс				
31			СКР4	12.2016	25 тв, 14 есс				
32	Красноармейск – Саратовский НПЗ	Красноармейск – Саратовский НПЗ	СКР4	01.2014	41	43	43	43	250 кг тв., 50 л есс.
32			СКР4	02.2014					5000 кг тв., 0 л есс.
32			СКР4	03.2014					50 кг тв., 100 л есс.
32			ПРВ1	03.2014					200 кг тв., 30 л есс.
32			СКР4	05.2014					3 кг тв., 5 л есс.
32			СКР4	07.2014					300 кг тв., 200 л есс.
32			СКР4	10.2014					400 кг тв., 200 л есс.
32			СКР4	12.2014					2400 кг тв., 0 л есс.
32			СКР4	02.2015					100 кг тв., 0 л есс.
32			СКР4	03.2015					1500 кг тв., 0 л есс.
32			СКР4	04.2015					2000 кг тв., 0 л есс.
32			СКР4	05.2015					500 кг тв., 25 л есс.
32			СКР4	06.2015					1025 кг тв., 100 л есс.
32			СКР4	07.2015					100 кг тв., 30 л есс.
32			СКР4	09.2015					2 кг тв., 40 л есс.
32			СКР4	12.2015					3000 кг тв., 0 л есс.
32			СКР4	01.2016					2000 кг тв., 200 л есс.
32			СКР4	02.2016					4000 кг тв., 100 л есс.
32			СКР4	03.2016					3000 кг тв., 100 л есс.
32			СКР4	04.2016					5000 кг тв., 0 л есс.
32			СКР4	08.2016					800 кг тв., 0 л есс.
32			ПРВ1	09.2016					800 кг тв., 3 л есс.
32			СКР4	09.2016					500 кг тв., 50 л есс.
32			СКР4	10.2016					1000 кг тв., 0 л есс.
32			СКР4	11.2016					3000 кг тв., 0 л есс.
32			СКР4	12.2016					2000 кг тв., 100 л есс.

ПРИЛОЖЕНИЕ 2 Свойства нефтей в МН по данным ОСТ

Физические свойства перекачиваемой нефти за период 2014-2016гг.

МН	Наименование участка нефтепровода от КПП СОД до КПП СОД (км-км)	месяц	Температура, °С	Сера, S(%)	Плотность, кг/м ³	Содержание парафинов, %	Содержание асфальтенов, %	Содержание смол, %	Кинематическая вязкость при температуре 20°С
Гурьев – Куйбышев	1218 км – Самара	2014							
Гурьев – Куйбышев	1218 км – Самара	январь	32,3	0,91	868,0	6,6	3,70	14,50	19,93*
Гурьев – Куйбышев	1218 км – Самара	февраль	31,6	0,92	868,0	6,8	3,70	14,50	22,4
Гурьев – Куйбышев	1218 км – Самара	март	30,2	0,90	859,4	6,2	3,70	14,50	21,7
Гурьев – Куйбышев	1218 км – Самара	апрель	30,7	0,90	868,5	6,2	2,60	12,30	26,8
Гурьев – Куйбышев	1218 км – Самара	май	31,9	0,86	867,0	6,2	2,60	12,30	21,25
Гурьев – Куйбышев	1218 км – Самара	июнь	31,9	0,91	868,0	7,0	2,60	12,30	21,03
Гурьев – Куйбышев	1218 км – Самара	июль	31,9	0,89	868,9	7,1	2,60	12,30	23,59
Гурьев – Куйбышев	1218 км – Самара	август	32,8	0,89	868,8	6,8	2,60	12,30	24,7
Гурьев – Куйбышев	1218 км – Самара	сентябрь	32,1	0,89	865,6	6,6	2,60	12,30	26,49
Гурьев – Куйбышев	1218 км – Самара	октябрь	31,6	0,89	865,9	5,9	3,30	14,00	24,12
Гурьев – Куйбышев	1218 км – Самара	ноябрь	32,7	0,87	865,0	5,9	3,30	14,00	26,1
Гурьев – Куйбышев	1218 км – Самара	декабрь	33,9	0,88	865,9	5,9	3,30	14,00	25,67
Гурьев – Куйбышев	1218 км – Самара	2015							
Гурьев – Куйбышев	1218 км – Самара	январь	34,6	0,91	865,4	6,5	3,30	14,00	22,62*
Гурьев – Куйбышев	1218 км – Самара	февраль	34,3	0,92	866,6	6,1	3,30	14,00	24,03
Гурьев – Куйбышев	1218 км – Самара	март	34,2	0,90	865,0	6,1	3,30	14,00	21,7
Гурьев – Куйбышев	1218 км – Самара	апрель	34,1	0,91	865,6	6,5	4,20	14,30	22,79
Гурьев – Куйбышев	1218 км – Самара	май	33,9	0,91	870,0	6,4	4,20	14,30	24,88
Гурьев – Куйбышев	1218 км – Самара	июнь	34,3	0,90	870,9	6,2	4,20	14,30	32,01
Гурьев – Куйбышев	1218 км – Самара	июль	35,5	0,89	865,5	6,4	4,20	14,30	22,33
Гурьев – Куйбышев	1218 км – Самара	август	35,5	0,89	864,9	6,8	4,20	14,30	23,73
Гурьев – Куйбышев	1218 км – Самара	сентябрь	34,0	0,90	871,8	6,9	4,20	14,30	25,52
Гурьев – Куйбышев	1218 км – Самара	октябрь	34,3	0,86	869,8	6,9	4,40	12,60	29,78
Гурьев – Куйбышев	1218 км – Самара	ноябрь	32,7	0,94	868,8	6,9	4,40	12,60	25,27
Гурьев – Куйбышев	1218 км – Самара	декабрь	32,1	0,95	873,5	6,7	4,40	12,60	32,98
Гурьев – Куйбышев	1218 км – Самара	2016							
Гурьев – Куйбышев	1218 км – Самара	январь	33,1	0,89	868,5	6,9	4,4	12,6	22,81*
Гурьев – Куйбышев	1218 км – Самара	февраль	32,7	0,90	869,8	6,5	4,4	12,6	24,2
Гурьев – Куйбышев	1218 км – Самара	март	32,6	0,87	869,9	7,0	4,4	12,6	21,11
Гурьев – Куйбышев	1218 км – Самара	апрель	31,5	0,87	868,9	6,9	2,3	13,0	24,21
Гурьев – Куйбышев	1218 км – Самара	май	32,4	0,89	871,7	7,3	2,3	13,0	23,73
Гурьев – Куйбышев	1218 км – Самара	июнь	31,4	0,91	872,0	6,6	2,3	13,0	28,23
Гурьев – Куйбышев	1218 км – Самара	июль	33,1	0,89	870,1	7,0	2,3	13,0	27,16
Гурьев – Куйбышев	1218 км – Самара	август	33,4	0,88	867,2	6,4	2,3	13,0	33,25

МН	Наименование участка нефтепровода от КПП СОД до КПП СОД (км-км)	месяц	Температура, °С	Сера, S(%)	Плотность, кг/м ³	Содержание парафинов, %	Содержание асфальтенов, %	Содержание смол, %	Кинематическая вязкость при температуре 20°С
Гурьев – Куйбышев	1218 км – Самара	сентябрь	32,5	0,91	870,0	6,6	2,3	13,0	25,81
Гурьев – Куйбышев	1218 км – Самара	октябрь	33,1	0,89	867,3	6,6	5,0	15,0	25,34
Гурьев – Куйбышев	1218 км – Самара	ноябрь	32,2	0,86	863,9	6,0	5,0	15,0	28,09
Гурьев – Куйбышев	1218 км – Самара	декабрь	31,2	0,90	866,1	5,7	5,0	15,0	37,97
Куйбышев – Лисичанск	Самара – Совхозная–Бородаевка	2014							
Куйбышев – Лисичанск	Самара – Совхозная–Бородаевка	январь	20,7	1,64	871,5	5,1	3,90	16,00	30,01
Куйбышев – Лисичанск	Самара – Совхозная–Бородаевка	февраль	20,1	1,66	871,5	4,8	3,90	16,00	29,91
Куйбышев – Лисичанск	Самара – Совхозная–Бородаевка	март	19,4	1,68	872,6	4,5	3,90	16,00	27,98
Куйбышев – Лисичанск	Самара – Совхозная–Бородаевка	апрель	21,2	1,63	872,5	5,5	3,70	15,40	29,75
Куйбышев – Лисичанск	Самара – Совхозная–Бородаевка	май	23,2	1,62	871,2	5,2	3,70	15,40	28,08
Куйбышев – Лисичанск	Самара – Совхозная–Бородаевка	июнь	24,8	1,72	872,6	5,5	3,70	15,40	29,94
Куйбышев – Лисичанск	Самара – Совхозная–Бородаевка	июль	26,2	1,68	872,3	5,7	3,70	15,40	21,23
Куйбышев – Лисичанск	Самара – Совхозная–Бородаевка	август	27,8	1,57	872,2	5,7	3,70	15,40	23,25
Куйбышев – Лисичанск	Самара – Совхозная–Бородаевка	сентябрь	27,8	1,58	866,9	5,0	3,70	15,40	22,05
Куйбышев – Лисичанск	Самара – Совхозная–Бородаевка	октябрь	25,8	1,49	866,4	5,3	3,50	12,60	20,92
Куйбышев – Лисичанск	Самара – Совхозная–Бородаевка	ноябрь	24,8	1,49	865,3	5,5	3,50	12,60	23,31
Куйбышев – Лисичанск	Самара – Совхозная–Бородаевка	декабрь	23,2	1,46	867,6	5,1	3,50	12,60	24,56
Куйбышев – Лисичанск	Самара – Совхозная–Бородаевка	2015							
Куйбышев – Лисичанск	Самара – Совхозная–Бородаевка	январь	22,8	1,50	865,0	5,2	3,50	12,60	22,81
Куйбышев – Лисичанск	Самара – Совхозная–Бородаевка	февраль	23,3	1,51	865,8	4,9	3,50	12,60	24,2
Куйбышев – Лисичанск	Самара – Совхозная–Бородаевка	март	23,2	1,43	864,4	4,7	3,50	12,60	21,11
Куйбышев – Лисичанск	Самара – Совхозная–Бородаевка	апрель	23,4	1,49	864,9	5,0	3,90	13,50	24,21
Куйбышев – Лисичанск	Самара – Совхозная–Бородаевка	май	25,4	1,56	870,8	5,2	3,90	13,50	23,73
Куйбышев – Лисичанск	Самара – Совхозная–Бородаевка	июнь	27,9	1,49	868,8	5,0	3,90	13,50	28,23
Куйбышев – Лисичанск	Самара – Совхозная–Бородаевка	июль	29,2	1,59	869,6	5,7	3,90	13,50	27,16
Куйбышев – Лисичанск	Самара – Совхозная–Бородаевка	август	29,2	1,60	869,5	5,3	3,90	13,50	33,25
Куйбышев – Лисичанск	Самара – Совхозная–Бородаевка	сентябрь	27,9	1,50	869,1	5,5	3,90	13,50	28,81
Куйбышев – Лисичанск	Самара – Совхозная–Бородаевка	октябрь	26,5	1,61	872,3	5,1	3,80	14,50	25,34
Куйбышев – Лисичанск	Самара – Совхозная–Бородаевка	ноябрь	22,2	1,67	871,3	5,1	3,80	14,50	28,09
Куйбышев – Лисичанск	Самара – Совхозная–Бородаевка	декабрь	22,2	1,58	873,9	5,3	3,80	14,50	31,97
Куйбышев – Лисичанск	Самара – Совхозная–Бородаевка	2016							
Куйбышев – Лисичанск	Самара – Совхозная–Бородаевка	январь	22,0	1,55	872,0	5,7	3,9	13,5	29,22
Куйбышев – Лисичанск	Самара – Совхозная–Бородаевка	февраль	21,0	1,51	869,5	5,2	3,9	13,5	28,94
Куйбышев – Лисичанск	Самара – Совхозная–Бородаевка	март	21,3	1,54	871,1	5,3	3,9	13,5	31,29
Куйбышев – Лисичанск	Самара – Совхозная–Бородаевка	апрель	21,5	1,56	871,4	5,1	3,9	13,5	29,63
Куйбышев – Лисичанск	Самара – Совхозная–Бородаевка	май	24,0	1,59	872,9	5,6	3,9	13,5	27,75
Куйбышев – Лисичанск	Самара – Совхозная–Бородаевка	июнь	25,4	1,58	872,1	4,2	3,9	13,5	28,02
Куйбышев – Лисичанск	Самара – Совхозная–Бородаевка	июль	27,2	1,58	870,6	4,8	3,9	13,5	25,76
Куйбышев – Лисичанск	Самара – Совхозная–Бородаевка	август	28,5	1,60	872,6	4,4	3,9	13,5	27,98

МН	Наименование участка нефтепровода от КПП СОД до КПП СОД (км-км)	месяц	Температура, °С	Сера, S(%)	Плотность, кг/м ³	Содержание парафинов, %	Содержание асфальтенов, %	Содержание смол, %	Кинематическая вязкость при температуре 20°С
Куйбышев – Лисичанск	Самара – Совхозная–Бородаевка	сентябрь	28,7	1,65	872,7	4,9	3,9	13,5	29,49
Куйбышев – Лисичанск	Самара – Совхозная–Бородаевка	октябрь	26,5	1,63	872,1	4,5	3,9	13,5	26,54
Куйбышев – Лисичанск	Самара – Совхозная–Бородаевка	ноябрь	24,8	1,61	871,6	5,3	3,9	13,5	24,37
Куйбышев – Лисичанск	Самара – Совхозная–Бородаевка	декабрь	23,8	1,60	868,0	4,9	3,9	13,5	25,64
Бавлы – Куйбышев	Бавлы – Похвистнево – Кротовка	2014							
Бавлы – Куйбышев	Бавлы – Похвистнево – Кротовка	январь	27,1	2,76	870,6	3,0	3,7	14,4	19,57
Бавлы – Куйбышев	Бавлы – Похвистнево – Кротовка	февраль	28,7	2,79	869	3,6	3,7	14,4	19,82
Бавлы – Куйбышев	Бавлы – Похвистнево – Кротовка	март	29,6	2,79	868,3	4,0	3,7	14,4	17,92
Бавлы – Куйбышев	Бавлы – Похвистнево – Кротовка	апрель	28,1	2,71	870,1	3,2	4,2	11,4	19,77
Бавлы – Куйбышев	Бавлы – Похвистнево – Кротовка	май	33,1	2,71	867	5,3	4,2	11,4	20,10
Бавлы – Куйбышев	Бавлы – Похвистнево – Кротовка	июнь	35,0	2,75	866,5	5,0	4,2	11,4	20,29
Бавлы – Куйбышев	Бавлы – Похвистнево – Кротовка	июль	34,7	2,76	867,7	3,0	4,2	11,4	19,18
Бавлы – Куйбышев	Бавлы – Похвистнево – Кротовка	август	35,0	2,71	867,4	3,3	4,2	11,4	21,22
Бавлы – Куйбышев	Бавлы – Похвистнево – Кротовка	сентябрь	33,5	2,79	868,9	3,4	4,2	11,4	21,38
Бавлы – Куйбышев	Бавлы – Похвистнево – Кротовка	октябрь	27,8	2,74	871,9	4,0	4,6	18,2	19,93
Бавлы – Куйбышев	Бавлы – Похвистнево – Кротовка	ноябрь	26,8	2,75	871,4	4,0	4,6	18,2	19,75
Бавлы – Куйбышев	Бавлы – Похвистнево – Кротовка	декабрь	24,5	2,76	875,1	4,0	4,6	18,2	20,38
Бавлы – Куйбышев	Бавлы – Похвистнево – Кротовка	2015							
Бавлы – Куйбышев	Бавлы – Похвистнево – Кротовка	январь	25	2,76	873,1	3,0	4,6	18,2	19,22
Бавлы – Куйбышев	Бавлы – Похвистнево – Кротовка	февраль	27,8	2,76	870,9	3,0	4,6	18,2	19,88
Бавлы – Куйбышев	Бавлы – Похвистнево – Кротовка	март	28,4	2,75	869,9	2,0	4,6	18,2	19,87
Бавлы – Куйбышев	Бавлы – Похвистнево – Кротовка	апрель	27,6	2,73	871,7	3,0	4,9	14,8	20,38
Бавлы – Куйбышев	Бавлы – Похвистнево – Кротовка	май	30,8	2,77	870,8	2,0	4,9	14,8	19,82
Бавлы – Куйбышев	Бавлы – Похвистнево – Кротовка	июнь	32,9	2,75	869,4	2,0	4,9	14,8	20,90
Бавлы – Куйбышев	Бавлы – Похвистнево – Кротовка	июль	31,8	2,74	869,2	3,0	4,9	14,8	20,82
Бавлы – Куйбышев	Бавлы – Похвистнево – Кротовка	август	31,5	2,76	869,5	3,0	4,9	14,8	20,51
Бавлы – Куйбышев	Бавлы – Похвистнево – Кротовка	сентябрь	32,6	2,78	868,7	4,0	4,9	14,8	19,95
Бавлы – Куйбышев	Бавлы – Похвистнево – Кротовка	октябрь	28,1	2,79	871,5	3,0	4,9	14,8	19,77
Бавлы – Куйбышев	Бавлы – Похвистнево – Кротовка	ноябрь	30	2,82	871,6	3,0	4,9	14,8	21,38
Бавлы – Куйбышев	Бавлы – Похвистнево – Кротовка	декабрь	31,7	2,75	871,2	3,0	4,9	14,8	20,37
Бавлы – Куйбышев	Бавлы – Похвистнево – Кротовка	2016							
Бавлы – Куйбышев	Бавлы – Похвистнево – Кротовка	январь	34	2,75	869,2	3,0	4,9	14,8	19,29
Бавлы – Куйбышев	Бавлы – Похвистнево – Кротовка	февраль	30,9	2,76	871,5	3,0	4,9	14,8	21,63
Бавлы – Куйбышев	Бавлы – Похвистнево – Кротовка	март	30,7	2,78	871,4	3,0	4,9	14,8	21,42
Бавлы – Куйбышев	Бавлы – Похвистнево – Кротовка	апрель	28,9	2,76	872,3	3,0	5,1	15,4	19,45
Бавлы – Куйбышев	Бавлы – Похвистнево – Кротовка	май	29,1	2,76	871,5	3,0	5,1	15,4	20,63
Бавлы – Куйбышев	Бавлы – Похвистнево – Кротовка	июнь	31,8	2,77	869,6	3,0	5,1	15,4	18,62
Бавлы – Куйбышев	Бавлы – Похвистнево – Кротовка	июль	32,4	2,81	869,6	4,0	5,1	15,4	20,40
Бавлы – Куйбышев	Бавлы – Похвистнево – Кротовка	август	35,6	2,76	867,9	3,0	5,1	15,4	20,42

МН	Наименование участка нефтепровода от КПП СОД до КПП СОД (км-км)	месяц	Температура, °С	Сера, S(%)	Плотность, кг/м ³	Содержание парафинов, %	Содержание асфальтенов, %	Содержание смол, %	Кинематическая вязкость при температуре 20°С
Бавлы – Куйбышев	Бавлы – Похвистнево – Кротовка	сентябрь	33,1	2,78	870	3,0	5,1	15,4	19,67
Бавлы – Куйбышев	Бавлы – Похвистнево – Кротовка	октябрь	31,9	2,76	869,9	3,0	5,1	15,4	20,44
Бавлы – Куйбышев	Бавлы – Похвистнево – Кротовка	ноябрь	29	2,74	872,6	3,0	5,1	15,4	20,20
Бавлы – Куйбышев	Бавлы – Похвистнево – Кротовка	декабрь	30,8	2,76	872	4,0	5,1	15,4	21,72
Бавлы – Куйбышев	Кротовка – Самара	2014							
Бавлы – Куйбышев	Кротовка – Самара	январь	10,9	1,90	861,7	5,2	3,00	11,00	11,1
Бавлы – Куйбышев	Кротовка – Самара	февраль	9,6	1,87	856,9	4,4	3,00	11,00	11,2
Бавлы – Куйбышев	Кротовка – Самара	март	8,5	1,91	855,8	4,4	3,00	11,00	12,63
Бавлы – Куйбышев	Кротовка – Самара	апрель	7,4	1,80	858,3	4,4	3,70	9,00	11,04
Бавлы – Куйбышев	Кротовка – Самара	май	12,4	1,73	858,8	4,8	3,70	9,00	12,05
Бавлы – Куйбышев	Кротовка – Самара	июнь	16,9	1,81	856,4	5,0	3,70	9,00	12,55
Бавлы – Куйбышев	Кротовка – Самара	июль	18,9	1,79	856,8	3,4	3,70	9,00	10,8
Бавлы – Куйбышев	Кротовка – Самара	август	20,4	1,81	857,1	3,8	3,70	9,00	12,12
Бавлы – Куйбышев	Кротовка – Самара	сентябрь	19,5	1,90	854,8	4,2	3,70	9,00	11,56
Бавлы – Куйбышев	Кротовка – Самара	октябрь	17,6	1,90	855,0	3,8	3,85	15,20	11,07
Бавлы – Куйбышев	Кротовка – Самара	ноябрь	14,3	1,79	855,4	4,4	3,85	15,20	11,07
Бавлы – Куйбышев	Кротовка – Самара	декабрь	11,2	1,77	855,5	3,6	3,85	15,20	11,41
Бавлы – Куйбышев	Кротовка – Самара	2015							
Бавлы – Куйбышев	Кротовка – Самара	январь	10,6	1,72	855,4	4,3	3,85	15,20	11,44
Бавлы – Куйбышев	Кротовка – Самара	февраль	10,2	1,67	855,8	3,9	3,85	15,20	12,42
Бавлы – Куйбышев	Кротовка – Самара	март	9,30	1,67	855,5	4,4	3,85	15,20	12,52
Бавлы – Куйбышев	Кротовка – Самара	апрель	9,30	1,73	853,8	4,3	3,50	10,40	11,92
Бавлы – Куйбышев	Кротовка – Самара	май	12,6	1,69	853,4	4,0	3,50	10,40	10,08
Бавлы – Куйбышев	Кротовка – Самара	июнь	16,8	1,70	854,2	3,9	3,50	10,40	11,53
Бавлы – Куйбышев	Кротовка – Самара	июль	19,6	1,70	854,1	2,8	3,50	10,40	9,83
Бавлы – Куйбышев	Кротовка – Самара	август	20,1	1,70	854,3	4,0	3,50	10,40	11,96
Бавлы – Куйбышев	Кротовка – Самара	сентябрь	19,4	1,67	853,6	4,2	3,50	10,40	10,43
Бавлы – Куйбышев	Кротовка – Самара	октябрь	17,4	1,69	854,5	4,5	3,50	10,40	12,06
Бавлы – Куйбышев	Кротовка – Самара	ноябрь	13,7	1,73	855,4	4,3	3,50	10,40	12,09
Бавлы – Куйбышев	Кротовка – Самара	2016							
Бавлы – Куйбышев	Кротовка – Самара	январь	9,0	1,70	855,5	4,2	3,5	10,4	11,76
Бавлы – Куйбышев	Кротовка – Самара	февраль	8,6	1,75	854,0	4,0	3,5	10,4	11,29
Бавлы – Куйбышев	Кротовка – Самара	март	8,2	1,69	854,5	4,0	3,5	10,4	11,13
Бавлы – Куйбышев	Кротовка – Самара	апрель	8,1	1,63	853,5	3,6	3,2	13,8	11,7
Бавлы – Куйбышев	Кротовка – Самара	май	11,4	1,73	853,3	4,4	3,2	13,8	12,57
Бавлы – Куйбышев	Кротовка – Самара	июнь	15,4	1,74	853,4	4,3	3,2	13,8	10,41
Бавлы – Куйбышев	Кротовка – Самара	июль	18,3	1,73	853,4	3,5	3,2	13,8	9,52
Бавлы – Куйбышев	Кротовка – Самара	август	20,4	1,74	854,1	3,6	3,2	13,8	11,1
Бавлы – Куйбышев	Кротовка – Самара	сентябрь	19,9	1,66	855,1	3,6	3,2	13,8	11,12

МН	Наименование участка нефтепровода от КПП СОД до КПП СОД (км-км)	месяц	Температура, °С	Сера, S(%)	Плотность, кг/м ³	Содержание парафинов, %	Содержание асфальтенов, %	Содержание смол, %	Кинематическая вязкость при температуре 20°С
Бавлы – Куйбышев	Кротовка – Самара	октябрь	17,2	1,66	854,1	3,6	3,2	13,8	11,78
Бавлы – Куйбышев	Кротовка – Самара	ноябрь	13,2	1,71	855,1	3,6	3,2	13,8	9,97
Бавлы – Куйбышев	Кротовка – Самара	декабрь	9,4	1,70	854,5	3,6	3,2	13,8	11,69
Бугуруслан – Сызрань	0 – 20 км	2014							
Бугуруслан – Сызрань	0 – 20 км	январь	16,2	2,73	884,2	5,7	4,0	12,2	24,1
Бугуруслан – Сызрань	0 – 20 км	февраль	14,7	2,73	885,3	5,7	4,0	12,2	24,57
Бугуруслан – Сызрань	0 – 20 км	март	14,2	2,7	886,2	5,2	4,0	12,2	23,47
Бугуруслан – Сызрань	0 – 20 км	апрель	13,6	2,72	886,9	4,8	4,0	12,2	24,64
Бугуруслан – Сызрань	0 – 20 км	май	18,6	2,72	882,9	5,8	4,0	12,2	25,09
Бугуруслан – Сызрань	0 – 20 км	июнь	22,3	2,72	880,7	4,8	4,0	12,2	25,84
Бугуруслан – Сызрань	0 – 20 км	июль	23,6	2,71	879,3	4,9	4,0	12,2	23,89
Бугуруслан – Сызрань	0 – 20 км	август	25,2	2,72	878,1	5,2	4,0	12,2	23,84
Бугуруслан – Сызрань	0 – 20 км	сентябрь	24,2	2,72	878,6	5,8	4,0	12,2	24,04
Бугуруслан – Сызрань	0 – 20 км	октябрь	20,7	2,68	877,9	5,8	4,3	12,1	22,55
Бугуруслан – Сызрань	0 – 20 км	ноябрь	18	2,7	879,7	5,9	4,3	12,1	22,28
Бугуруслан – Сызрань	0 – 20 км	декабрь	16,9	2,7	881,2	5,8	4,3	12,1	23,57
Бугуруслан – Сызрань	0 – 20 км	2015							
Бугуруслан – Сызрань	0 – 20 км	январь	14,4	2,68	881,1	5,9	4,3	12,1	22,27
Бугуруслан – Сызрань	0 – 20 км	февраль	17,3	2,66	880,3	5,7	4,3	12,1	24,22
Бугуруслан – Сызрань	0 – 20 км	март	16,1	2,66	881,6	5,5	4,3	12,1	23,92
Бугуруслан – Сызрань	0 – 20 км	апрель	15,9	2,69	882,6	5,3	4,4	12,9	23,65
Бугуруслан – Сызрань	0 – 20 км	май	19,6	2,7	879,3	5,2	4,4	12,9	22,32
Бугуруслан – Сызрань	0 – 20 км	июнь	23,6	2,71	876,8	5,3	4,4	12,9	21,18
Бугуруслан – Сызрань	0 – 20 км	июль	25,8	2,73	875,1	5,2	4,4	12,9	19,23
Бугуруслан – Сызрань	0 – 20 км	август	25,6	2,72	875,6	5,3	4,4	12,9	23,31
Бугуруслан – Сызрань	0 – 20 км	сентябрь	24,5	2,74	876,1	5,3	4,4	12,9	23,48
Бугуруслан – Сызрань	0 – 20 км	октябрь	21,2	2,74	878,4	5,2	4,4	12,9	24,97
Бугуруслан – Сызрань	0 – 20 км	ноябрь	19,7	2,73	880,5	5,3	4,4	12,9	22,39
Бугуруслан – Сызрань	0 – 20 км	декабрь	17,7	2,75	881,4	4,8	4,4	12,9	23,97
Бугуруслан – Сызрань	0 – 20 км	2016							
Бугуруслан – Сызрань	0 – 20 км	январь	16,2	2,75	882,5	5,0	4,4	12,9	15,17
Бугуруслан – Сызрань	0 – 20 км	февраль	15,2	2,77	883,7	5,5	4,4	12,9	15,66
Бугуруслан – Сызрань	0 – 20 км	март	14,6	2,77	884,3	4,8	4,4	12,9	16,87
Бугуруслан – Сызрань	0 – 20 км	апрель	15,6	2,75	883,9	5,3	4,1	13,9	18,06
Бугуруслан – Сызрань	0 – 20 км	май	19,4	2,78	880,7	6,0	4,1	13,9	16,03
Бугуруслан – Сызрань	0 – 20 км	июнь	22	2,76	878,7	5,2	4,1	13,9	16,31
Бугуруслан – Сызрань	0 – 20 км	июль	24,7	2,8	876,7	5,2	4,1	13,9	18,98
Бугуруслан – Сызрань	0 – 20 км	август	27,1	2,8	874,8	5,6	4,1	13,9	16,80
Бугуруслан – Сызрань	0 – 20 км	сентябрь	26,4	2,8	875,4	5,8	4,1	13,9	18,18

МН	Наименование участка нефтепровода от КПП СОД до КПП СОД (км-км)	месяц	Температура, °С	Сера, S(%)	Плотность, кг/м ³	Содержание парафинов, %	Содержание асфальтенов, %	Содержание смол, %	Кинематическая вязкость при температуре 20°С
Бугуруслан – Сызрань	0 – 20 км	октябрь	24,1	2,75	875	5,9	4,1	13,9	19,54
Бугуруслан – Сызрань	0 – 20 км	ноябрь	19,2	2,81	879,4	5,8	4,1	13,9	18,12
Бугуруслан – Сызрань	0 – 20 км	декабрь	15,6	2,8	882	6,0	4,1	13,9	20,36
Бугуруслан – Сызрань	Кротовка – Покровская	2014							
Бугуруслан – Сызрань	Кротовка – Покровская	январь	17,8	1,89	858,4	3,8	3,8	16,1	13,21
Бугуруслан – Сызрань	Кротовка – Покровская	февраль	16,3	1,89	859,6	4,6	3,8	16,1	11,63
Бугуруслан – Сызрань	Кротовка – Покровская	март	16,1	1,9	859,2	4,1	3,8	16,1	10,07
Бугуруслан – Сызрань	Кротовка – Покровская	апрель	18	1,87	858,2	4,3	3,8	10,1	11,11
Бугуруслан – Сызрань	Кротовка – Покровская	май	23,2	1,76	856,3	4,6	3,8	10,1	12,73
Бугуруслан – Сызрань	Кротовка – Покровская	июнь	26	1,74	854,6	4,8	3,8	10,1	11,79
Бугуруслан – Сызрань	Кротовка – Покровская	июль	27,3	1,72	854,1	3,2	3,8	10,1	12,18
Бугуруслан – Сызрань	Кротовка – Покровская	август	27,9	1,76	853,3	3,5	3,8	10,1	13,15
Бугуруслан – Сызрань	Кротовка – Покровская	сентябрь	25,6	1,8	852,5	3,1	3,8	10,1	14,74
Бугуруслан – Сызрань	Кротовка – Покровская	октябрь	22,5	1,84	854,6	4,0	3,5	13,2	12,5
Бугуруслан – Сызрань	Кротовка – Покровская	ноябрь	21,6	1,71	857,8	3,8	3,5	13,2	17,97
Бугуруслан – Сызрань	Кротовка – Покровская	декабрь	18,2	1,7	859,8	4,5	3,5	13,2	13,96
Бугуруслан – Сызрань	Кротовка – Покровская	2015							
Бугуруслан – Сызрань	Кротовка – Покровская	январь	18,1	1,7	858,5	4,7	3,5	13,2	11,21
Бугуруслан – Сызрань	Кротовка – Покровская	февраль	17,5	1,74	859,2	4,2	3,5	13,2	11,62
Бугуруслан – Сызрань	Кротовка – Покровская	март	18	1,87	858,2	4,4	3,5	13,2	10,93
Бугуруслан – Сызрань	Кротовка – Покровская	апрель	17,7	1,71	858,7	4,1	3,2	19,2	11,00
Бугуруслан – Сызрань	Кротовка – Покровская	май	21,5	1,67	856,2	3,3	3,2	19,2	12,62
Бугуруслан – Сызрань	Кротовка – Покровская	июнь	24,8	1,72	853,9	3,5	3,2	19,2	10,97
Бугуруслан – Сызрань	Кротовка – Покровская	июль	27	1,67	852,2	3,4	3,2	19,2	10,5
Бугуруслан – Сызрань	Кротовка – Покровская	август	26,7	1,71	852,5	3,7	3,2	19,2	10,74
Бугуруслан – Сызрань	Кротовка – Покровская	сентябрь	24,8	1,76	851,3	4,1	3,2	19,2	11,14
Бугуруслан – Сызрань	Кротовка – Покровская	октябрь	22,8	1,77	854,3	4,2	3,8	12,2	11,78
Бугуруслан – Сызрань	Кротовка – Покровская	ноябрь	18,4	1,65	859,8	4,4	3,8	12,2	10,15
Бугуруслан – Сызрань	Кротовка – Покровская	декабрь	17	1,65	859,8	4,0	3,8	12,2	12,92
Бугуруслан – Сызрань	Кротовка – Покровская	2016							
Бугуруслан – Сызрань	Кротовка – Покровская	январь	16,6	1,62	861,1	4,2	3,8	12,2	12,55
Бугуруслан – Сызрань	Кротовка – Покровская	февраль	17,1	1,59	860,3	3,8	3,8	12,2	11,25
Бугуруслан – Сызрань	Кротовка – Покровская	март	18,1	1,62	859,1	4,0	3,8	12,2	10,68
Бугуруслан – Сызрань	Кротовка – Покровская	апрель	16,8	1,62	857,8	4,5	4,4	16,8	12,38
Бугуруслан – Сызрань	Кротовка – Покровская	май	20,6	1,62	856,9	4,1	4,4	16,8	11,63
Бугуруслан – Сызрань	Кротовка – Покровская	июнь	25,1	1,6	854,6	4,8	4,4	16,8	11,08
Бугуруслан – Сызрань	Кротовка – Покровская	июль	26,6	1,61	851,8	3,6	4,4	16,8	12,62
Бугуруслан – Сызрань	Кротовка – Покровская	август	27,1	1,66	850,4	3,7	4,4	16,8	11,75
Бугуруслан – Сызрань	Кротовка – Покровская	сентябрь	26,4	1,6	851,3	4,0	4,4	16,8	11,44

МН	Наименование участка нефтепровода от КПП СОД до КПП СОД (км-км)	месяц	Температура, °С	Сера, S(%)	Плотность, кг/м ³	Содержание парафинов, %	Содержание асфальтенов, %	Содержание смол, %	Кинематическая вязкость при температуре 20°С
Бугуруслан – Сызрань	Кротовка – Покровская	октябрь	23	1,59	854,3	4,3	4,1	13,9	12,16
Бугуруслан – Сызрань	Кротовка – Покровская	ноябрь	19,3	1,65	856,5	4,1	4,1	13,9	10,57
Бугуруслан – Сызрань	Кротовка – Покровская	декабрь	15,2	1,61	859,3	4,5	4,1	13,9	11,12
Серные Воды – Кротовка	Серные Воды – Кротовка	2014							
Серные Воды – Кротовка	Серные Воды – Кротовка	январь	21,9	3,71	906,3	3,9	5,2	15,1	83,16
Серные Воды – Кротовка	Серные Воды – Кротовка	февраль	23,5	3,68	904,5	4,3	5,2	15,1	93,51
Серные Воды – Кротовка	Серные Воды – Кротовка	март	25,3	3,82	904,3	3,3	5,2	15,1	93,61
Серные Воды – Кротовка	Серные Воды – Кротовка	апрель	24,8	3,82	905,2	3,6	2,9	14,3	77,63
Серные Воды – Кротовка	Серные Воды – Кротовка	май	31,1	3,79	901,3	3,2	2,9	14,3	89,28
Серные Воды – Кротовка	Серные Воды – Кротовка	июнь	33,2	3,81	899,7	3,4	2,9	14,3	89,94
Серные Воды – Кротовка	Серные Воды – Кротовка	июль	31,7	3,72	900,5	3,8	2,9	14,3	90,81
Серные Воды – Кротовка	Серные Воды – Кротовка	август	33,5	3,7	898,8	3,8	2,9	14,3	86,17
Серные Воды – Кротовка	Серные Воды – Кротовка	сентябрь	30,4	3,72	901,9	2,9	2,9	14,3	92,08
Серные Воды – Кротовка	Серные Воды – Кротовка	октябрь	26,2	3,73	904,7	3,5	2,9	14,3	83,86
Серные Воды – Кротовка	Серные Воды – Кротовка	ноябрь	23,6	3,68	906,2	4,1	2,9	14,3	99,04
Серные Воды – Кротовка	Серные Воды – Кротовка	декабрь	21,2	3,76	907,4	5,3	2,9	14,3	86,54
Серные Воды – Кротовка	Серные Воды – Кротовка	2015							
Серные Воды – Кротовка	Серные Воды – Кротовка	январь	21,3	3,75	906,5	3,1	2,9	14,3	94,41
Серные Воды – Кротовка	Серные Воды – Кротовка	февраль	23,6	3,77	904,7	4,3	2,9	14,3	91,37
Серные Воды – Кротовка	Серные Воды – Кротовка	март	24,2	3,75	904,7	5,6	2,9	14,3	88,35
Серные Воды – Кротовка	Серные Воды – Кротовка	апрель	25,3	3,8	904,1	3,9	2,9	14,3	92,81
Серные Воды – Кротовка	Серные Воды – Кротовка	май	29,9	3,81	900,7	3,8	2,9	14,3	105,81
Серные Воды – Кротовка	Серные Воды – Кротовка	июнь	36,1	3,7	896,8	4,0	2,9	14,3	78,95
Серные Воды – Кротовка	Серные Воды – Кротовка	июль	35,7	3,73	896,8	3,8	2,9	14,3	93,65
Серные Воды – Кротовка	Серные Воды – Кротовка	август	34,4	3,67	897,1	3,4	2,9	14,3	90,83
Серные Воды – Кротовка	Серные Воды – Кротовка	сентябрь	34,9	3,76	897,4	4,4	2,9	14,3	87,81
Серные Воды – Кротовка	Серные Воды – Кротовка	октябрь	30,5	3,78	900,5	3,0	6,2	16,6	90,83
Серные Воды – Кротовка	Серные Воды – Кротовка	ноябрь	29	3,68	901	3,8	6,2	16,6	89,96
Серные Воды – Кротовка	Серные Воды – Кротовка	декабрь	26,5	3,67	903,2	3,8	6,2	16,6	85,22
Серные Воды – Кротовка	Серные Воды – Кротовка	2016							
Серные Воды – Кротовка	Серные Воды – Кротовка	январь	24,8	3,63	903,6	3,2	6,2	16,6	92,82
Серные Воды – Кротовка	Серные Воды – Кротовка	февраль	25,6	3,75	902,4	2,6	6,2	16,6	91,10
Серные Воды – Кротовка	Серные Воды – Кротовка	март	27	3,61	901	3,8	6,2	16,6	92,24
Серные Воды – Кротовка	Серные Воды – Кротовка	апрель	28,4	3,59	900,7	3,3	6,2	16,6	95,55
Серные Воды – Кротовка	Серные Воды – Кротовка	май	32	3,61	897,9	3,6	6,2	16,6	91,72
Серные Воды – Кротовка	Серные Воды – Кротовка	июнь	34,5	3,66	896,8	3,0	6,2	16,6	95,16
Серные Воды – Кротовка	Серные Воды – Кротовка	июль	36,1	3,62	895,6	3,6	6,2	16,6	95,21
Серные Воды – Кротовка	Серные Воды – Кротовка	август	38,5	3,62	894,3	3,2	6,2	16,6	89,10
Серные Воды – Кротовка	Серные Воды – Кротовка	сентябрь	33,4	3,68	897,1	1,8	6,2	16,6	90,77

МН	Наименование участка нефтепровода от КПП СОД до КПП СОД (км-км)	месяц	Температура, °С	Сера, S(%)	Плотность, кг/м3	Содержание парафинов, %	Содержание асфальтенов, %	Содержание смол, %	Кинематическая вязкость при температуре 20°С
Серные Воды – Кротовка	Серные Воды – Кротовка	октябрь	29,9	3,72	899,4	4,0	6,0	15,3	89,79
Серные Воды – Кротовка	Серные Воды – Кротовка	ноябрь	24,9	3,68	902,5	4,0	6,0	15,3	93,37
Серные Воды – Кротовка	Серные Воды – Кротовка	декабрь	22,9	3,71	903,2	3,1	6,0	15,3	96,19
Кротовка – Куйбышев	Кротовка – Куйбышев	2014							
Кротовка – Куйбышев	Кротовка – Куйбышев	январь	8,1	2,69	881,8	3,7	3,5	11,5	22,41
Кротовка – Куйбышев	Кротовка – Куйбышев	февраль	7,2	2,66	883,1	4,3	3,6	8,8	22,95
Кротовка – Куйбышев	Кротовка – Куйбышев	март	7,2	2,64	881,4	4,6	3,6	8,8	26,85
Кротовка – Куйбышев	Кротовка – Куйбышев	апрель	7,8	2,6	881,3	4,8	3,6	8,8	22,86
Кротовка – Куйбышев	Кротовка – Куйбышев	май	12,4	2,56	876,2	4,9	4,0	9,4	20,59
Кротовка – Куйбышев	Кротовка – Куйбышев	июнь	15,8	2,66	877,7	4,6	4,0	9,4	29,49
Кротовка – Куйбышев	Кротовка – Куйбышев	июль	17,5	2,52	875,4	4,0	4,0	9,4	20,07
Кротовка – Куйбышев	Кротовка – Куйбышев	август	18,1	2,54	874,6	3,6	4,0	9,4	35,62
Кротовка – Куйбышев	Кротовка – Куйбышев	сентябрь	17,8	2,53	873,7	3,6	4,0	9,4	39,55
Кротовка – Куйбышев	Кротовка – Куйбышев	октябрь	14,9	2,64	877,7	3,3	4,0	9,4	28,13
Кротовка – Куйбышев	Кротовка – Куйбышев	ноябрь	11,9	2,54	876,8	4,1	4,7	15,4	20,42
Кротовка – Куйбышев	Кротовка – Куйбышев	декабрь	8,4	2,69	883,8	4,4	4,7	15,4	26,36
Кротовка – Куйбышев	Кротовка – Куйбышев	2015							
Кротовка – Куйбышев	Кротовка – Куйбышев	январь	7,6	2,53	879,6	4,8	4,7	15,4	20,42
Кротовка – Куйбышев	Кротовка – Куйбышев	февраль	7,3	2,66	882,6	4,3	4,7	15,4	20,93
Кротовка – Куйбышев	Кротовка – Куйбышев	март	6,7	2,65	883,6	5,3	4,7	15,4	19,22
Кротовка – Куйбышев	Кротовка – Куйбышев	апрель	7,4	2,65	885,4	5,2	4,7	15,4	27,17
Кротовка – Куйбышев	Кротовка – Куйбышев	май	11	2,65	882,1	3,9	3,8	13,9	20,24
Кротовка – Куйбышев	Кротовка – Куйбышев	июнь	15,1	2,74	881,4	4,6	3,8	13,9	25,40
Кротовка – Куйбышев	Кротовка – Куйбышев	июль	17,8	2,54	871,9	4,7	3,8	13,9	21,11
Кротовка – Куйбышев	Кротовка – Куйбышев	август	18,3	2,57	872,5	4,3	3,8	13,9	17,6
Кротовка – Куйбышев	Кротовка – Куйбышев	сентябрь	17,2	2,58	875,4	4,6	3,8	13,9	19,95
Кротовка – Куйбышев	Кротовка – Куйбышев	октябрь	14,7	2,8	883,9	4,7	3,8	13,9	25,68
Кротовка – Куйбышев	Кротовка – Куйбышев	ноябрь	11,2	2,55	880,3	4,1	3,6	12,0	24,96
Кротовка – Куйбышев	Кротовка – Куйбышев	декабрь	8,4	3,44	888,9	4,2	3,6	12,0	27,04
Кротовка – Куйбышев	Кротовка – Куйбышев	2016							
Кротовка – Куйбышев	Кротовка – Куйбышев	январь	6,2	2,82	890,3	4,7	3,6	12,0	46,97
Кротовка – Куйбышев	Кротовка – Куйбышев	февраль	6,3	2,8	890,1	4,5	3,6	12,0	46,79
Кротовка – Куйбышев	Кротовка – Куйбышев	март	6,2	2,75	889,1	4,5	3,6	12,0	43,43
Кротовка – Куйбышев	Кротовка – Куйбышев	апрель	8,4	2,59	882,8	4,8	3,6	13,3	32,07
Кротовка – Куйбышев	Кротовка – Куйбышев	май	11,3	2,73	884,6	4,5	3,6	13,3	21,61
Кротовка – Куйбышев	Кротовка – Куйбышев	июнь	14,3	2,81	884,7	4,5	3,6	13,3	32,92
Кротовка – Куйбышев	Кротовка – Куйбышев	июль	17,1	2,8	882,7	3,8	3,6	13,3	32,03
Кротовка – Куйбышев	Кротовка – Куйбышев	август	19	2,76	880,8	4,0	3,6	13,3	28,31
Кротовка – Куйбышев	Кротовка – Куйбышев	сентябрь	18	2,75	881,2	5,0	3,6	13,3	20,15

МН	Наименование участка нефтепровода от КПП СОД до КПП СОД (км-км)	месяц	Температура, °С	Сера, S(%)	Плотность, кг/м ³	Содержание парафинов, %	Содержание асфальтенов, %	Содержание смол, %	Кинематическая вязкость при температуре 20°С
Кротовка – Куйбышев	Кротовка – Куйбышев	октябрь	14,7	2,74	881,3	4,7	4,1	14,3	28,22
Кротовка – Куйбышев	Кротовка – Куйбышев	ноябрь	10,4	2,8	887,5	4,9	4,1	14,3	32,43
Кротовка – Куйбышев	Кротовка – Куйбышев	декабрь	6,7	2,83	890,4	4,7	4,1	14,3	38,31
Муханово – Куйбышев	Муханово – Куйбышев	2014							
Муханово – Куйбышев	Муханово – Куйбышев	январь	18,4	1,86	858,7	4,2	3,1	10,3	14,27
Муханово – Куйбышев	Муханово – Куйбышев	февраль	17,8	1,87	859,3	4,0	3,1	10,3	13,76
Муханово – Куйбышев	Муханово – Куйбышев	март	20,7	1,89	856,3	4,5	3,1	10,3	15,58
Муханово – Куйбышев	Муханово – Куйбышев	апрель	23,5	1,9	853,7	4,6	3,0	10,8	15,46
Муханово – Куйбышев	Муханово – Куйбышев	май	31,4	1,93	848,7	4,4	3,0	10,8	16,34
Муханово – Куйбышев	Муханово – Куйбышев	июнь	32,7	1,9	848,5	4,0	3,0	10,8	15,38
Муханово – Куйбышев	Муханово – Куйбышев	июль	33	1,88	848,6	3,1	3,0	10,8	13,5
Муханово – Куйбышев	Муханово – Куйбышев	август	35,8	1,89	847,4	4,2	3,0	10,8	12,71
Муханово – Куйбышев	Муханово – Куйбышев	сентябрь	32,5	1,89	849,4	3,9	3,0	10,8	14,56
Муханово – Куйбышев	Муханово – Куйбышев	октябрь	24,7	1,86	853,4	3,7	3,5	11,5	15,32
Муханово – Куйбышев	Муханово – Куйбышев	ноябрь	22,6	1,88	853,9	4,4	3,5	11,5	13,87
Муханово – Куйбышев	Муханово – Куйбышев	декабрь	19,3	1,87	855,4	4,3	3,5	11,5	14,26
Муханово – Куйбышев	Муханово – Куйбышев	2015							
Муханово – Куйбышев	Муханово – Куйбышев	январь	18,1	1,88	856,7	3,5	3,5	11,5	14,73
Муханово – Куйбышев	Муханово – Куйбышев	февраль	20,6	1,87	855,5	3,3	3,5	11,5	13,70
Муханово – Куйбышев	Муханово – Куйбышев	март	23,2	1,86	853,4	3,7	3,5	11,5	15,01
Муханово – Куйбышев	Муханово – Куйбышев	апрель	27,4	1,85	850,4	3,8	3,5	11,5	13,41
Муханово – Куйбышев	Муханово – Куйбышев	май	34,8	1,83	844,7	3,3	3,5	11,5	12,79
Муханово – Куйбышев	Муханово – Куйбышев	июнь	37,4	1,84	844,3	3,7	3,5	11,5	13,61
Муханово – Куйбышев	Муханово – Куйбышев	июль	35,1	1,83	847,1	3,5	3,5	11,5	12,00
Муханово – Куйбышев	Муханово – Куйбышев	август	34,3	1,83	847,9	3,6	3,5	11,5	13,88
Муханово – Куйбышев	Муханово – Куйбышев	сентябрь	33,3	1,85	847,7	3,7	3,5	11,5	13,16
Муханово – Куйбышев	Муханово – Куйбышев	октябрь	25,5	1,82	852,6	4,4	5,6	15,3	15,42
Муханово – Куйбышев	Муханово – Куйбышев	ноябрь	22,2	1,84	855,1	4,1	5,6	15,3	12,54
Муханово – Куйбышев	Муханово – Куйбышев	декабрь	21,1	1,91	855,4	3,6	5,6	15,3	14,61
Муханово – Куйбышев	Муханово – Куйбышев	2016							
Муханово – Куйбышев	Муханово – Куйбышев	январь	18,4	1,86	857,5	3,6	5,6	15,3	14,46
Муханово – Куйбышев	Муханово – Куйбышев	февраль	21,1	1,84	855,9	4,2	5,6	15,3	14,29
Муханово – Куйбышев	Муханово – Куйбышев	март	22,9	1,84	853,1	4,0	5,6	15,3	13,31
Муханово – Куйбышев	Муханово – Куйбышев	апрель	25,9	1,8	851,6	4,2	6,6	15,3	14,67
Муханово – Куйбышев	Муханово – Куйбышев	май	30,6	1,77	848,5	3,9	6,6	15,3	13,13
Муханово – Куйбышев	Муханово – Куйбышев	июнь	34,3	1,76	847	4,2	6,6	15,3	13,67
Муханово – Куйбышев	Муханово – Куйбышев	июль	35,8	1,72	845	4,1	6,6	15,3	15,20
Муханово – Куйбышев	Муханово – Куйбышев	август	36	1,72	844,5	4,0	6,6	15,3	13,45
Муханово – Куйбышев	Муханово – Куйбышев	сентябрь	30,8	1,74	848,6	4,0	6,6	15,3	13,44

МН	Наименование участка нефтепровода от КПП СОД до КПП СОД (км-км)	месяц	Температура, °С	Сера, S(%)	Плотность, кг/м ³	Содержание парафинов, %	Содержание асфальтенов, %	Содержание смол, %	Кинематическая вязкость при температуре 20°С
Муханово – Куйбышев	Муханово – Куйбышев	октябрь	31,2	1,73	848,6	1,9	5,1	14,7	14,64
Муханово – Куйбышев	Муханово – Куйбышев	ноябрь	24,8	1,76	853,8	1,9	5,1	14,7	13,39
Муханово – Куйбышев	Муханово – Куйбышев	декабрь	22,9	1,79	854,4	3,0	5,1	14,7	13,95
Кулешовка – Куйбышев	Кулешовка – Куйбышев	2014							
Кулешовка – Куйбышев	Кулешовка – Куйбышев	январь	26,5	1,35	835,1	4,0	2,90	11,60	8,42
Кулешовка – Куйбышев	Кулешовка – Куйбышев	февраль	26,7	1,64	835,5	4,0	2,90	11,60	7,25
Кулешовка – Куйбышев	Кулешовка – Куйбышев	март	27,7	1,34	840,2	4,0	2,90	11,60	7,26
Кулешовка – Куйбышев	Кулешовка – Куйбышев	апрель	28,4	1,36	839,7	4,0	3,20	11,40	7,02
Кулешовка – Куйбышев	Кулешовка – Куйбышев	май	31,8	1,36	841,5	4,0	3,20	11,40	6,89
Кулешовка – Куйбышев	Кулешовка – Куйбышев	июнь	33,4	1,36	841,5	4,0	3,20	11,40	6,59
Кулешовка – Куйбышев	Кулешовка – Куйбышев	июль	34,1	1,34	839,5	4,0	3,20	11,40	6,32
Кулешовка – Куйбышев	Кулешовка – Куйбышев	август	35,6	1,34	840,9	4,0	3,20	11,40	6,37
Кулешовка – Куйбышев	Кулешовка – Куйбышев	сентябрь	33,8	1,35	840,6	4,0	3,20	11,40	6,40
Кулешовка – Куйбышев	Кулешовка – Куйбышев	октябрь	29,1	1,37	839,6	4,0	3,30	14,00	6,58
Кулешовка – Куйбышев	Кулешовка – Куйбышев	ноябрь	28,6	1,38	838,8	4,0	3,30	14,00	6,8
Кулешовка – Куйбышев	Кулешовка – Куйбышев	декабрь	27,2	1,39	838,7	4,0	3,30	14,00	7,09
Кулешовка – Куйбышев	Кулешовка – Куйбышев	2015							
Кулешовка – Куйбышев	Кулешовка – Куйбышев	январь	26,2	1,35	838,9	4,0	3,30	14,00	7,14
Кулешовка – Куйбышев	Кулешовка – Куйбышев	февраль	27,8	1,35	838,7	4,0	3,30	14,00	7,1
Кулешовка – Куйбышев	Кулешовка – Куйбышев	март	28,5	1,36	839,2	4,0	3,30	14,00	7,01
Кулешовка – Куйбышев	Кулешовка – Куйбышев	апрель	28,5	1,39	840,4	4,0	3,30	14,00	7,17
Кулешовка – Куйбышев	Кулешовка – Куйбышев	май	32,1	1,41	839,9	4,0	3,30	14,00	6,95
Кулешовка – Куйбышев	Кулешовка – Куйбышев	июнь	35,6	1,41	840,2	3,0	3,30	14,00	7,47
Кулешовка – Куйбышев	Кулешовка – Куйбышев	июль	35,9	1,39	841,1	3,0	3,30	14,00	7,21
Кулешовка – Куйбышев	Кулешовка – Куйбышев	август	35,4	1,37	841,2	4,0	3,30	14,00	7,21
Кулешовка – Куйбышев	Кулешовка – Куйбышев	сентябрь	37,4	1,40	840,4	4,0	3,30	14,00	7,29
Кулешовка – Куйбышев	Кулешовка – Куйбышев	октябрь	29,8	1,39	841,3	4,0	6,20	16,60	6,79
Кулешовка – Куйбышев	Кулешовка – Куйбышев	ноябрь	28,3	1,40	842,2	4,0	6,20	16,60	7,39
Кулешовка – Куйбышев	Кулешовка – Куйбышев	декабрь	27,0	1,38	840,5	4,0	6,20	16,60	7,15
Кулешовка – Куйбышев	Кулешовка – Куйбышев	2016							
Кулешовка – Куйбышев	Кулешовка – Куйбышев	январь	25,4	1,34	839,3	4,0	6,2	16,6	7,24
Кулешовка – Куйбышев	Кулешовка – Куйбышев	февраль	27,0	1,39	838,5	3,9	6,2	16,6	7,4
Кулешовка – Куйбышев	Кулешовка – Куйбышев	март	27,0	1,42	839,4	4,0	6,2	16,6	6,2
Кулешовка – Куйбышев	Кулешовка – Куйбышев	апрель	28,6	1,39	839,9	4,0	6,2	16,6	6,36
Кулешовка – Куйбышев	Кулешовка – Куйбышев	май	32,0	1,37	839,8	4,0	6,2	16,6	6,26
Кулешовка – Куйбышев	Кулешовка – Куйбышев	июнь	34,6	1,36	839,7	4,0	6,2	16,6	6,41
Кулешовка – Куйбышев	Кулешовка – Куйбышев	июль	35,7	1,38	840,3	4,0	6,2	16,6	5,89
Кулешовка – Куйбышев	Кулешовка – Куйбышев	август	35,9	1,40	840,6	4,0	6,2	16,6	6,57
Кулешовка – Куйбышев	Кулешовка – Куйбышев	сентябрь	33,8	1,42	842,0	4,0	6,2	16,6	6,24

МН	Наименование участка нефтепровода от КПП СОД до КПП СОД (км-км)	месяц	Температура, °С	Сера, S(%)	Плотность, кг/м ³	Содержание парафинов, %	Содержание асфальтенов, %	Содержание смол, %	Кинематическая вязкость при температуре 20°С
Кулешовка – Куйбышев	Кулешовка – Куйбышев	октябрь	31,2	1,40	841,3	3,0	4,4	11,7	7,03
Кулешовка – Куйбышев	Кулешовка – Куйбышев	ноябрь	28,5	1,41	841,8	4,0	4,4	11,7	6,72
Кулешовка – Куйбышев	Кулешовка – Куйбышев	декабрь	26,7	1,41	841,3	4,0	4,4	11,7	6,97
		2014							
Бугуруслан – Сызрань	Покровская – СНПЗ	январь	9,3	1,94	865,5	5,9	4,30	15,90	12,98
Бугуруслан – Сызрань	Покровская – СНПЗ	февраль	7,8	1,96	865,4	5,1	4,30	15,90	12,21
Бугуруслан – Сызрань	Покровская – СНПЗ	март	7,7	1,96	857,1	5,1	4,30	15,90	12,63
Бугуруслан – Сызрань	Покровская – СНПЗ	апрель	8,5	1,98	865,5	5,1	3,40	10,60	12,4
Бугуруслан – Сызрань	Покровская – СНПЗ	май	11,9	1,82	851,1	5,1	3,40	10,60	12,57
Бугуруслан – Сызрань	Покровская – СНПЗ	июнь	16,0	1,78	858,0	5,1	3,40	10,60	11,27
Бугуруслан – Сызрань	Покровская – СНПЗ	июль	17,6	1,76	859,3	5,1	3,40	10,60	11,92
Бугуруслан – Сызрань	Покровская – СНПЗ	август	19,9	1,86	858,4	5,1	3,40	10,60	12,15
Бугуруслан – Сызрань	Покровская – СНПЗ	сентябрь	18,4	1,88	857,9	5,1	3,40	10,60	12,05
Бугуруслан – Сызрань	Покровская – СНПЗ	октябрь	14,6	1,94	855,6	5,1	3,50	13,20	11,28
Бугуруслан – Сызрань	Покровская – СНПЗ	ноябрь	12,1	1,76	858,7	5,1	3,50	13,20	12,18
Бугуруслан – Сызрань	Покровская – СНПЗ	декабрь	8,7	1,56	858,7	5,1	3,50	13,20	11,64
Бугуруслан – Сызрань	Покровская – СНПЗ	2015							
Бугуруслан – Сызрань	Покровская – СНПЗ	январь	7,8	1,83	857,4	5,1	3,50	13,20	11,72
Бугуруслан – Сызрань	Покровская – СНПЗ	февраль	7,1	1,85	857,6	3,6	3,50	13,20	11,54
Бугуруслан – Сызрань	Покровская – СНПЗ	март	6,5	1,80	857,1	3,6	3,50	13,20	15,53
Бугуруслан – Сызрань	Покровская – СНПЗ	апрель	7,5	1,81	856,5	3,6	3,20	19,20	11,78
Бугуруслан – Сызрань	Покровская – СНПЗ	май	10,9	1,75	856,9	3,8	3,20	19,20	11,5
Бугуруслан – Сызрань	Покровская – СНПЗ	июнь	15,4	1,76	856,3	3,7	3,20	19,20	11,89
Бугуруслан – Сызрань	Покровская – СНПЗ	июль	18,3	1,79	856,1	3,9	3,20	19,20	10,63
Бугуруслан – Сызрань	Покровская – СНПЗ	август	19,1	1,82	855,1	3,9	3,20	19,20	10,57
Бугуруслан – Сызрань	Покровская – СНПЗ	сентябрь	18,4	1,86	855,7	3,9	3,20	19,20	10,9
Бугуруслан – Сызрань	Покровская – СНПЗ	октябрь	13,0	1,67	856,8	3,9	3,80	12,20	12,45
Бугуруслан – Сызрань	Покровская – СНПЗ	ноябрь	11,2	1,77	857,7	3,9	3,80	12,20	12,16
Бугуруслан – Сызрань	Покровская – СНПЗ	декабрь	8,8	1,79	856,5	3,7	3,80	12,20	11,28
Бугуруслан – Сызрань	Покровская – СНПЗ	2016							
Бугуруслан – Сызрань	Покровская – СНПЗ	январь	6,7	1,77	857,6	3,9	3,2	19,2	11,9
Бугуруслан – Сызрань	Покровская – СНПЗ	февраль	6,6	1,75	857,4	3,9	3,2	19,2	11,37
Бугуруслан – Сызрань	Покровская – СНПЗ	март	6,5	1,73	857,5	3,8	3,2	19,2	11,37
Бугуруслан – Сызрань	Покровская – СНПЗ	апрель	8,1	1,75	854,7	3,8	3,0	13,9	11,45
Бугуруслан – Сызрань	Покровская – СНПЗ	май	12,0	1,73	856,8	3,8	3,0	13,9	11,85
Бугуруслан – Сызрань	Покровская – СНПЗ	июнь	15,4	1,74	858,2	3,8	3,0	13,9	12,04
Бугуруслан – Сызрань	Покровская – СНПЗ	июль	18,3	1,74	858,3	3,8	3,0	13,9	12,2
Бугуруслан – Сызрань	Покровская – СНПЗ	август	20,0	1,76	854,7	4,1	3,0	13,9	11,28
Бугуруслан – Сызрань	Покровская – СНПЗ	сентябрь	18,0	1,74	855,7	4,1	3,0	13,9	11,47

МН	Наименование участка нефтепровода от КПП СОД до КПП СОД (км-км)	месяц	Температура, °С	Сера, S(%)	Плотность, кг/м ³	Содержание парафинов, %	Содержание асфальтенов, %	Содержание смол, %	Кинематическая вязкость при температуре 20°С
Бугуруслан – Сызрань	Покровская – СНПЗ	октябрь	15,5	1,69	855,7	3,8	3,0	13,9	11,4
Бугуруслан – Сызрань	Покровская – СНПЗ	ноябрь	10,7	1,72	856,0	3,8	3,0	13,9	11,73
Бугуруслан – Сызрань	Покровская – СНПЗ	декабрь	7,5	1,73	855,9	3,7	3,0	13,9	11,15
Покровка – Сызрань	Покровка – Сызрань	2014							
Покровка – Сызрань	Покровка – Сызрань	январь	9,3	1,94	865,5	5,9	4,30	15,90	12,98
Покровка – Сызрань	Покровка – Сызрань	февраль	7,8	1,96	865,4	5,1	4,30	15,90	12,21
Покровка – Сызрань	Покровка – Сызрань	март	7,7	1,96	857,1	5,1	4,30	15,90	12,63
Покровка – Сызрань	Покровка – Сызрань	апрель	8,5	1,98	865,5	5,1	3,40	10,60	12,4
Покровка – Сызрань	Покровка – Сызрань	май	11,9	1,82	851,1	5,1	3,40	10,60	12,57
Покровка – Сызрань	Покровка – Сызрань	июнь	16,0	1,78	858,0	5,1	3,40	10,60	11,27
Покровка – Сызрань	Покровка – Сызрань	июль	17,6	1,76	859,3	5,1	3,40	10,60	11,92
Покровка – Сызрань	Покровка – Сызрань	август	19,9	1,86	858,4	5,1	3,40	10,60	12,15
Покровка – Сызрань	Покровка – Сызрань	сентябрь	18,4	1,88	857,9	5,1	3,40	10,60	12,05
Покровка – Сызрань	Покровка – Сызрань	октябрь	14,6	1,94	855,6	5,1	3,50	13,20	11,28
Покровка – Сызрань	Покровка – Сызрань	ноябрь	12,1	1,76	858,7	5,1	3,50	13,20	12,18
Покровка – Сызрань	Покровка – Сызрань	декабрь	8,7	1,56	858,7	5,1	3,50	13,20	11,64
Покровка – Сызрань	Покровка – Сызрань	2015							
Покровка – Сызрань	Покровка – Сызрань	январь	7,8	1,83	857,4	5,1	3,50	13,20	11,72
Покровка – Сызрань	Покровка – Сызрань	февраль	7,1	1,85	857,6	3,6	3,50	13,20	11,54
Покровка – Сызрань	Покровка – Сызрань	март	6,5	1,80	857,1	3,6	3,50	13,20	15,53
Покровка – Сызрань	Покровка – Сызрань	апрель	7,5	1,81	856,5	3,6	3,20	19,20	11,78
Покровка – Сызрань	Покровка – Сызрань	май	10,9	1,75	856,9	3,8	3,20	19,20	11,5
Покровка – Сызрань	Покровка – Сызрань	июнь	15,4	1,76	856,3	3,7	3,20	19,20	11,89
Покровка – Сызрань	Покровка – Сызрань	июль	18,3	1,79	856,1	3,9	3,20	19,20	10,63
Покровка – Сызрань	Покровка – Сызрань	август	19,1	1,82	855,1	3,9	3,20	19,20	10,57
Покровка – Сызрань	Покровка – Сызрань	сентябрь	18,4	1,86	855,7	3,9	3,20	19,20	10,9
Покровка – Сызрань	Покровка – Сызрань	октябрь	13,0	1,67	856,8	3,9	3,80	12,20	12,45
Покровка – Сызрань	Покровка – Сызрань	ноябрь	11,2	1,77	857,7	3,9	3,80	12,20	12,16
Покровка – Сызрань	Покровка – Сызрань	декабрь	8,8	1,79	856,5	3,7	3,80	12,20	11,28
Покровка – Сызрань	Покровка – Сызрань	2016							
Покровка – Сызрань	Покровка – Сызрань	январь	6,7	1,77	857,6	3,9	3,2	19,2	11,9
Покровка – Сызрань	Покровка – Сызрань	февраль	6,6	1,75	857,4	3,9	3,2	19,2	11,37
Покровка – Сызрань	Покровка – Сызрань	март	6,5	1,73	857,5	3,8	3,2	19,2	11,37
Покровка – Сызрань	Покровка – Сызрань	апрель	8,1	1,75	854,7	3,8	3,0	13,9	11,45
Покровка – Сызрань	Покровка – Сызрань	май	12,0	1,73	856,8	3,8	3,0	13,9	11,85
Покровка – Сызрань	Покровка – Сызрань	июнь	15,4	1,74	858,2	3,8	3,0	13,9	12,04
Покровка – Сызрань	Покровка – Сызрань	июль	18,3	1,74	858,3	3,8	3,0	13,9	12,2
Покровка – Сызрань	Покровка – Сызрань	август	20,0	1,76	854,7	4,1	3,0	13,9	11,28
Покровка – Сызрань	Покровка – Сызрань	сентябрь	18,0	1,74	855,7	4,1	3,0	13,9	11,47

МН	Наименование участка нефтепровода от КПП СОД до КПП СОД (км-км)	месяц	Температура, °С	Сера, S(%)	Плотность, кг/м ³	Содержание парафинов, %	Содержание асфальтенов, %	Содержание смол, %	Кинематическая вязкость при температуре 20°С
Покровка – Сызрань	Покровка – Сызрань	октябрь	15,5	1,69	855,7	3,8	3,0	13,9	11,4
Покровка – Сызрань	Покровка – Сызрань	ноябрь	10,7	1,72	856,0	3,8	3,0	13,9	11,73
Покровка – Сызрань	Покровка – Сызрань	декабрь	7,5	1,73	855,9	3,7	3,0	13,9	11,15
Покровка – Кротовка 2	Покровка - Кротовка	2014							
Покровка – Кротовка 2	Покровка - Кротовка	январь	36,7	2,1	846,2	5,2	3,4	15,2	10,85
Покровка – Кротовка 2	Покровка - Кротовка	февраль	37	2,08	844,8	5,1	3,4	15,2	10,81
Покровка – Кротовка 2	Покровка - Кротовка	март	37,2	2,11	845,7	5,3	3,4	15,2	11,88
Покровка – Кротовка 2	Покровка - Кротовка	апрель	36,7	2,13	846,3	4,9	3,3	11,7	11,25
Покровка – Кротовка 2	Покровка - Кротовка	май	37,6	2,11	845,7	5,5	3,3	11,7	10,97
Покровка – Кротовка 2	Покровка - Кротовка	июнь	26,8	2,12	846,5	5,2	3,3	11,7	11,60
Покровка – Кротовка 2	Покровка - Кротовка	июль	37,3	2,12	845,4	5,6	3,3	11,7	13,52
Покровка – Кротовка 2	Покровка - Кротовка	август	37,5	2,1	843,8	5,3	3,3	11,7	13,53
Покровка – Кротовка 2	Покровка - Кротовка	сентябрь	36,9	2,12	846,9	5,2	3,3	11,7	14,75
Покровка – Кротовка 2	Покровка - Кротовка	октябрь	36,8	2,08	846,6	5,8	4,1	15,3	11,84
Покровка – Кротовка 2	Покровка - Кротовка	ноябрь	36,7	2,05	846,6	5,1	4,1	15,3	10,97
Покровка – Кротовка 2	Покровка - Кротовка	декабрь	36,4	2,04	846,5	5,4	4,1	15,3	10,86
Покровка – Кротовка 2	Покровка - Кротовка	2015							
Покровка – Кротовка 2	Покровка - Кротовка	январь	36,5	2,03	846,6	5,7	4,1	15,3	14,07
Покровка – Кротовка 2	Покровка - Кротовка	февраль	37,1	2,1	845,1	5,1	4,1	15,3	10,67
Покровка – Кротовка 2	Покровка - Кротовка	март	36,6	2,06	845,9	5,4	4,1	15,3	9,76
Покровка – Кротовка 2	Покровка - Кротовка	апрель	37,3	2,03	842,4	5,5	3,2	19,1	10,73
Покровка – Кротовка 2	Покровка - Кротовка	май	38	1,95	841,8	5,4	3,2	19,1	10,44
Покровка – Кротовка 2	Покровка - Кротовка	июнь	37,7	2	842,2	5,6	3,2	19,1	10,26
Покровка – Кротовка 2	Покровка - Кротовка	июль	36,9	1,95	842,7	5,2	3,2	19,1	10,15
Покровка – Кротовка 2	Покровка - Кротовка	август	37,3	1,96	841,5	5,5	3,2	19,1	10,78
Покровка – Кротовка 2	Покровка - Кротовка	сентябрь	37	1,95	841,6	5,2	3,2	19,1	9,18
Покровка – Кротовка 2	Покровка - Кротовка	октябрь	36,9	1,98	842,5	5,6	4,7	10,7	11,7
Покровка – Кротовка 2	Покровка - Кротовка	ноябрь	36,6	1,99	843,3	5,1	4,7	10,7	10,96
Покровка – Кротовка 2	Покровка - Кротовка	декабрь	36,7	2,02	843	5,4	4,7	10,7	10,05
Покровка – Кротовка 2	Покровка - Кротовка	2016							
Покровка – Кротовка 2	Покровка - Кротовка	январь	37,7	2	841,9	5,1	4,7	10,7	11,15
Покровка – Кротовка 2	Покровка - Кротовка	февраль	37,6	1,97	841,5	4,9	4,7	10,7	12,18
Покровка – Кротовка 2	Покровка - Кротовка	март	37,2	1,96	839,3	5,2	4,7	10,7	9,71
Покровка – Кротовка 2	Покровка - Кротовка	апрель	37,3	1,97	840,3	5,4	4,1	19,7	10,65
Покровка – Кротовка 2	Покровка - Кротовка	май	37,6	2,02	840,2	5,0	4,1	19,7	9,82
Покровка – Кротовка 2	Покровка - Кротовка	июнь	37,2	2,04	841,1	5,0	4,1	19,7	9,67
Покровка – Кротовка 2	Покровка - Кротовка	июль	37,4	2,03	839,6	5,4	4,1	19,7	9,86
Покровка – Кротовка 2	Покровка - Кротовка	август	36,4	2,05	840,7	5,2	4,1	19,7	8,88
Покровка – Кротовка 2	Покровка - Кротовка	сентябрь	36,9	2,03	840,3	5,2	4,1	19,7	9,21

МН	Наименование участка нефтепровода от КПП СОД до КПП СОД (км-км)	месяц	Температура, °С	Сера, S(%)	Плотность, кг/м ³	Содержание парафинов, %	Содержание асфальтенов, %	Содержание смол, %	Кинематическая вязкость при температуре 20°С
Покровка – Кротовка 2	Покровка - Кротовка	октябрь	37	1,97	839,4	5,4	4,2	12,0	9,92
Покровка – Кротовка 2	Покровка - Кротовка	ноябрь	35,7	1,99	841,2	5,2	4,2	12,0	9,39
Покровка – Кротовка 2	Покровка - Кротовка	декабрь	36,6	1,94	839,6	5,3	4,2	12,0	9,42
Красноармейск – Саратовский НПЗ	Красноармейск – Саратовский НПЗ	2014							
Красноармейск – Саратовский НПЗ	Красноармейск – Саратовский НПЗ	январь	13,1	1,58	878,2	5,1	3,9	16,0	39,10
Красноармейск – Саратовский НПЗ	Красноармейск – Саратовский НПЗ	февраль	12,1	1,60	877,9	4,8	3,9	16,0	37,86
Красноармейск – Саратовский НПЗ	Красноармейск – Саратовский НПЗ	март	10,7	1,66	879,2	4,5	3,9	16,0	61,36
Красноармейск – Саратовский НПЗ	Красноармейск – Саратовский НПЗ	апрель	11,5	1,61	879,4	5,5	3,7	15,4	57,57
Красноармейск – Саратовский НПЗ	Красноармейск – Саратовский НПЗ	май	15,8	1,59	875,3	5,2	3,7	15,4	40,20
Красноармейск – Саратовский НПЗ	Красноармейск – Саратовский НПЗ	июнь	19,5	1,66	873,3	5,5	3,7	15,4	28,64
Красноармейск – Саратовский НПЗ	Красноармейск – Саратовский НПЗ	июль	21,2	1,63	870,3	5,7	3,7	15,4	22,12
Красноармейск – Саратовский НПЗ	Красноармейск – Саратовский НПЗ	август	22,8	1,60	869,9	5,7	3,7	15,4	24,19
Красноармейск – Саратовский НПЗ	Красноармейск – Саратовский НПЗ	сентябрь	22,6	1,58	865,5	5,0	3,7	15,4	23,90
Красноармейск – Саратовский НПЗ	Красноармейск – Саратовский НПЗ	октябрь	20,4	1,48	865,0	5,3	3,5	12,6	19,02
Красноармейск – Саратовский НПЗ	Красноармейск – Саратовский НПЗ	ноябрь	17,0	1,50	867,1	5,5	3,5	12,6	23,11
Красноармейск – Саратовский НПЗ	Красноармейск – Саратовский НПЗ	декабрь	13,5	1,47	871,2	5,1	3,5	12,6	38,27
Красноармейск – Саратовский НПЗ	Красноармейск – Саратовский НПЗ	2015							
Красноармейск – Саратовский НПЗ	Красноармейск – Саратовский НПЗ	январь	12,6	1,49	869,7	5,2	3,5	12,6	37,24
Красноармейск – Саратовский НПЗ	Красноармейск – Саратовский НПЗ	февраль	12,7	1,50	869,5	4,9	3,5	12,6	29,06
Красноармейск – Саратовский НПЗ	Красноармейск – Саратовский НПЗ	март	13,3	1,43	869,4	4,7	3,5	12,6	39,77
Красноармейск – Саратовский НПЗ	Красноармейск – Саратовский НПЗ	апрель	13,1	1,46	869,3	5,0	3,9	13,5	36,29
Красноармейск – Саратовский НПЗ	Красноармейск – Саратовский НПЗ	май	15,7	1,52	871,7	5,2	3,9	13,5	39,81
Красноармейск – Саратовский НПЗ	Красноармейск – Саратовский НПЗ	июнь	20,1	1,48	867,9	5,0	3,9	13,5	28,49
Красноармейск – Саратовский НПЗ	Красноармейск – Саратовский НПЗ	июль	22,5	1,57	866,8	5,7	3,9	13,5	26,06
Красноармейск – Саратовский НПЗ	Красноармейск – Саратовский НПЗ	август	23,7	1,58	864,9	5,3	3,9	13,5	19,83
Красноармейск – Саратовский НПЗ	Красноармейск – Саратовский НПЗ	сентябрь	22,9	1,52	867,3	5,5	3,9	13,5	21,18
Красноармейск – Саратовский НПЗ	Красноармейск – Саратовский НПЗ	октябрь	-	-	-	-	-	-	-
Красноармейск – Саратовский НПЗ	Красноармейск – Саратовский НПЗ	ноябрь	14,8	1,66	875,3	5,1	3,9	13,5	47,24
Красноармейск – Саратовский НПЗ	Красноармейск – Саратовский НПЗ	декабрь	13,4	1,62	877,7	5,1	3,8	14,5	47,87
Красноармейск – Саратовский НПЗ	Красноармейск – Саратовский НПЗ	2016							
Красноармейск – Саратовский НПЗ	Красноармейск – Саратовский НПЗ	январь	11,1	1,57	878,6	5,7	3,9	13,5	30,43
Красноармейск – Саратовский НПЗ	Красноармейск – Саратовский НПЗ	февраль	9,5	1,53	878,6	5,2	3,9	13,5	28,98
Красноармейск – Саратовский НПЗ	Красноармейск – Саратовский НПЗ	март	9,0	1,52	878,4	5,3	3,9	13,5	25,87
Красноармейск – Саратовский НПЗ	Красноармейск – Саратовский НПЗ	апрель	10,6	1,57	878,3	5,1	3,9	13,5	26,77
Красноармейск – Саратовский НПЗ	Красноармейск – Саратовский НПЗ	май	13,6	1,58	876,8	5,6	3,9	13,5	30,67
Красноармейск – Саратовский НПЗ	Красноармейск – Саратовский НПЗ	июнь	16,8	1,55	873,7	4,2	3,9	13,5	26,54
Красноармейск – Саратовский НПЗ	Красноармейск – Саратовский НПЗ	июль	20,3	1,55	871,1	4,8	3,9	13,5	25,59
Красноармейск – Саратовский НПЗ	Красноармейск – Саратовский НПЗ	август	21,9	1,59	870,6	4,4	3,9	13,5	25,90
Красноармейск – Саратовский НПЗ	Красноармейск – Саратовский НПЗ	сентябрь	21,5	1,61	871,2	4,9	3,9	13,5	27,15

ПРИЛОЖЕНИЕ 3 Патент на изобретение

РОССИЙСКАЯ ФЕДЕРАЦИЯ



(19) **RU** (11) **2 650 727**⁽¹³⁾ **C1**
 (51) МПК
G01N 11/00 (2006.01)

ФЕДЕРАЛЬНАЯ СЛУЖБА
 ПО ИНТЕЛЛЕКТУАЛЬНОЙ СОБСТВЕННОСТИ

(12) ОПИСАНИЕ ИЗОБРЕТЕНИЯ К ПАТЕНТУ

(52) СПК
G01N 11/00 (2018.02); *G01N 11/08* (2018.02)

(21)(22) Заявка: 2017123586, 04.07.2017

(24) Дата начала отсчета срока действия патента:
 04.07.2017

Дата регистрации:
 17.04.2018

Приоритет(ы):
 (22) Дата подачи заявки: 04.07.2017

(45) Опубликовано: 17.04.2018 Бюл. № 11

Адрес для переписки:
 117186, Москва, Севастопольский пр-кт, 47А,
 ООО "НИИ Транснефть"

(72) Автор(ы):

Чужинов Сергей Николаевич (RU),
 Сунагатуллин Рустам Зайтунович (RU),
 Зверев Федор Сергеевич (RU),
 Несын Георгий Викторович (RU),
 Авдей Антон Владимирович (RU)

(73) Патентообладатель(и):

Публичное акционерное общество
 "Транснефть" (ПАО "Транснефть") (RU),
 Акционерное общество "Транснефть - Урал"
 (АО "Транснефть - Урал") (RU),
 Общество с ограниченной ответственностью
 "Научно-исследовательский институт
 трубопроводного транспорта" (ООО "НИИ
 Транснефть") (RU)

(56) Список документов, цитированных в отчете
 о поиске: CN 204943043 U, 06.01.2016. CN
 101256179 A, 03.09.2008. CN 103969156 A,
 06.08.2014. CN 105277467 A, 27.01.2016.

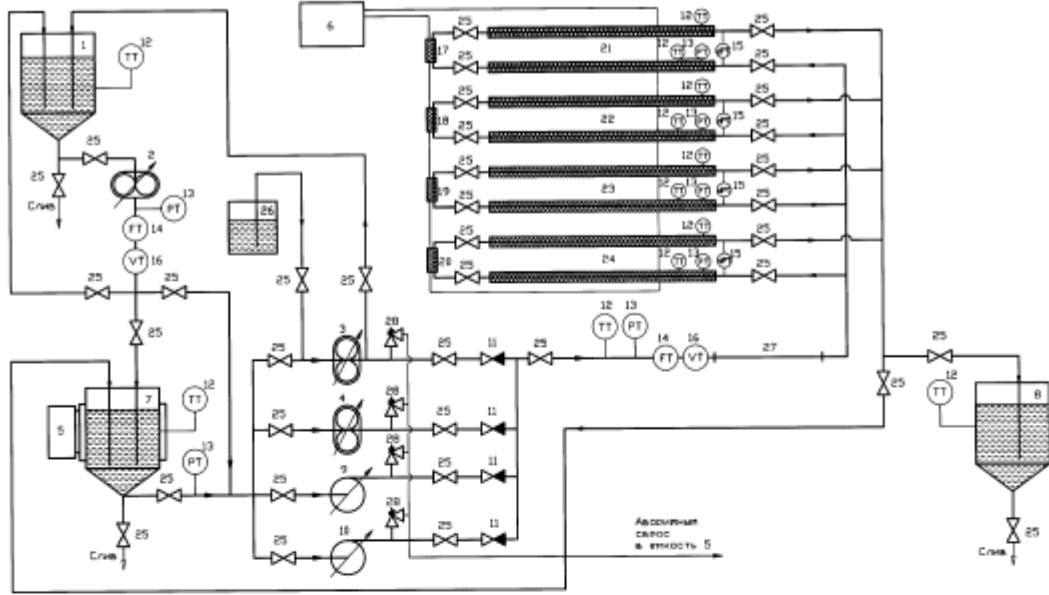
(54) Стенд для исследования процессов транспортировки тяжелой и битуминозной нефти

(57) Реферат:

Изобретение относится к области гидродинамики жидкостей, а именно к устройствам (стендам) для исследования процессов прокачки смеси нефтей, парафиноотложения, остывания трубопровода при транспортировке тяжелой и битуминозной нефти. Стенд предназначен для поиска способов повышения эффективности транспортировки реологически сложных нефтей путем исследования перспективных методов воздействия на нефть, в частности депрессорных присадок и ингибиторов парафиноотложения. Стенд содержит блок подготовки, блок испытаний и блок обработки информации, причем блок подготовки состоит из емкости подготовки модельной жидкости, первого шестеренного насоса, емкости транспортной и емкости

расходной, блок испытаний состоит из трубной обвязки, второго и третьего шестеренных насосов, первого и второго центробежных насосов, емкости дренажной, при этом блок испытаний выполнен с возможностью образования замкнутого контура циркуляции модельной жидкости с помощью запорной арматуры. Технический результат - расширение функциональных возможностей стенда, а именно: обеспечение исследования динамики смешения тяжелой и битуминозных нефтей при подкачке одного типа нефти в другую с определением профиля скорости по пути смешения компонентов; увеличение точности определения толщины отложений парафинов и смол на стенке трубопровода, в том числе при остановке трубопровода; возможность изучения влияния

физических полей на гидродинамику тяжелой и битуминозной нефти. 15 з.п. ф-лы, 1 ил.



RU 2650727 C1

RU 2650727 C1

RUSSIAN FEDERATION

FEDERAL SERVICE
FOR INTELLECTUAL PROPERTY(19) **RU** (11) **2 650 727**⁽¹³⁾ **C1**(51) Int. Cl.
G01N 11/00 (2006.01)(12) **ABSTRACT OF INVENTION**(52) CPC
G01N 11/00 (2018.02); G01N 11/08 (2018.02)

(21)(22) Application: 2017123586, 04.07.2017

(24) Effective date for property rights:
04.07.2017

Registration date:
17.04.2018

Priority:
(22) Date of filing: 04.07.2017

(45) Date of publication: 17.04.2018 Bull. № 11

Mail address:
117186, Moskva, Sevastopolskij pr-kt, 47A, OOO
"NII Transneft"

(72) Inventor(s):
Chuzhinov Sergej Nikolaevich (RU),
Sunagatullin Rustam Zajtunovich (RU),
Zverev Fedor Sergeevich (RU),
Nesyn Georgij Viktorovich (RU),
Avdej Anton Vladimirovich (RU)

(73) Proprietor(s):
Publichnoe aktsionernoe obshchestvo
"Transneft" (PAO "Transneft") (RU),
Aktzionernoe obshchestvo "Transneft - Ural"
(AO "Transneft - Ural") (RU),
Obshchestvo s ogranichennoj otvetstvennostyu
"Nauchno-issledovatel'skij institut
truboprovodnogo transporta" (OOO "NII
Transneft") (RU)

(54) **STAND FOR RESEARCH OF TRANSPORTATION PROCESSES OF BLACK AND BITUMINOUS OIL**

(57) Abstract:
FIELD: test equipment.
SUBSTANCE: invention relates to field of flow dynamics, namely, to devices (stands) for studying processes of pumping oil composites, paraffins, cooling down of pipeline during transportation of black and bituminous oil. Stand is designed to find ways to increase efficiency of transportation of rheologically complex oils by research of perspective methods of influence on oil, in particular depressor additives and paraffin inhibitors. Stand contains preparation unit, test unit and information processing unit, wherein the preparation unit consisting of model liquid preparation tank, the first gear-type pump, transport and discharge tanks, test unit consists of piping, the second and the third gear-type pumps, the first and the second

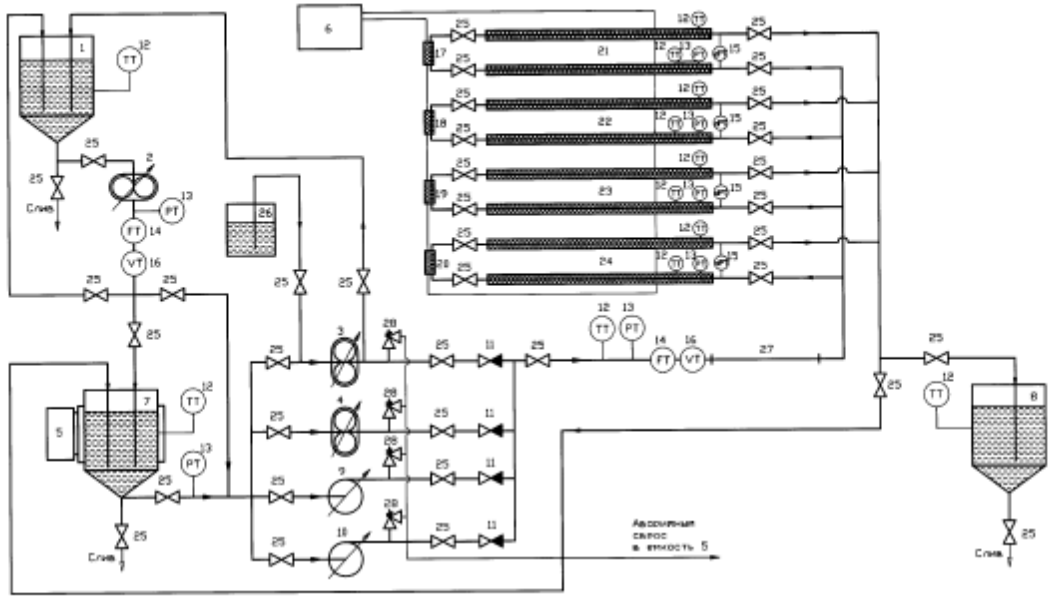
centrifugal type pump, drainage tank, at the same time, test unit is made with the possibility of forming closed path of model liquid circulation with the help of section isolation valves.

EFFECT: expansion of functional capabilities of the stand, namely study of dynamics of mixing of black and bituminous oil when pumping one type of oil to another with determination of the velocity profile along mixing path; increase the accuracy of determining thickness of deposits of paraffin and resin on wall of pipeline, including shutdown of the pipeline; the possibility of studying influence of physical fields on hydrodynamics of black and bituminous oil.

16 cl, 1 dwg

RU 2 650 727 C 1

RU 2 650 727 C 1



RU 2650727 C1

RU 2650727 C1

Изобретение относится к области гидродинамики жидкостей, а именно к устройствам (стендам) для исследования процессов прокачки смеси нефтей, парафиноотложения, остывания трубопровода при транспортировке тяжелых и битуминозных нефтей. Стенд предназначен для поиска способов повышения эффективности транспортировки реологически сложных нефтей путем исследования перспективных методов воздействия на нефть, в частности депрессорных присадок и ингибиторов парафиноотложения.

Для оценки выпадения парафинов существует метод «холодного стержня», который основан на образовании органических отложений из нефти на охлаждаемых металлических трубках, с последующим подогревом трубок путем пропускания через трубки горячего теплоносителя и определении количества отмытого растворителем парафинов путем взвешивания с помощью лабораторных весов. Недостатками указанной технологии является то, что условия оценки динамики выпадения парафинов методом «холодного стержня» значительно отличаются от условий магистрального трубопровода, метод не позволяет оценить динамику отложения по сечению трубопровода, динамику изменения температуры по сечению при остывании трубопровода.

Для оценки методов воздействия на нефть (депрессорные присадки, нагрев, разбавление и т.д.) применяются реологические методы исследований с использованием ротационных вискозиметров. Реологические приборы ротационного типа, рабочим узлом которых служат коаксиальные цилиндры и вращающиеся диски, будучи компактными и удобными в обращении, не позволяют в полной мере прогнозировать поведение тяжелой и битуминозной нефти в условиях реального трубопровода, так как используют ротационное движение для моделирования процесса транспортировки нефтей, а не поступательное, как в трубопроводе.

Из уровня техники известна лабораторная установка для исследования присадок, снижающих гидродинамическое сопротивление нефти (патент US 7842738 (B2), опубл. 30.11.2010, МПК: C08K 5/05; C08L 33/02; F17D 1/17). В установке реализована гидродинамическая схема рециркуляционного типа для определения эффективности противотурбулентных присадок в нефти.

Установка содержит расходные емкости, сборную емкость, три петли трубопровода, центробежный и винтовой насосы, дозатор противотурбулентной присадки. Лабораторная установка позволяет регистрировать перепад давления и расход жидкости для оценки снижения гидродинамического сопротивления перекачиваемой жидкости.

К недостаткам технического решения можно отнести невозможность оценки профиля скорости и отсутствие термостатирования исследуемых углеводородных жидкостей.

Наиболее близким к предлагаемому изобретению является стенд, имеющий название «Flow loop», разработанный в лаборатории по исследованию динамики углеводородных систем «ДИУС-лаб» при РГУ им. Губкина [<http://dius-lab.ru/flow-loop/>].

Установка состоит из следующих систем:

- тестовая секция, где непосредственно протекают исследуемые процессы;
- система измерений и сбора данных;
- система циркуляции и обеспечения требуемых термобарических и скоростных режимов течения смеси нефтей.

Тестовая секция представляет собой охлаждаемый трубопровод, сконструированный по схеме «труба в трубе». По внутренней трубе движется исследуемая смесь при заданных температурных и скоростных режимах, по внешней трубе циркулирует теплоноситель, охлаждающий стенки внутренней трубы. Измерения толщины парафинового слоя производятся на основании измерений перепада давления в тестовой

секции с последующим пересчетом в толщину слоя.

Недостатком наиболее близкого аналога является невозможность моделирования процесса смешения нефтей путем подкачки одной нефти в другую, а также непрямым методом определения толщины отложений.

- 5 Невозможность в аналоге путевой подкачки одного типа нефти в основной поток другой нефти не позволяет выявить возможные аномалии, возникающие в реологических свойствах при смешении несовместимых нефтей, и достоверно оценить смешиваемость и неоднородности потока из двух нефтей по профилю скорости. Кроме того, непрямым методом определения толщины отложений не обеспечивается необходимую точность

10 исследований.

В аналоге не предусмотрена возможность, кроме ввода присадок, исследования различных физических методов на снижение гидравлического сопротивления перекачиваемой нефти.

- 15 Техническая проблема, на решение которой направлено заявляемое изобретение, состоит в создании стенда для исследования гидродинамических характеристик сырой нефти, моделирующих процесс транспортировки тяжелой и битуминозной нефти и их смесей по трубопроводу.

20 Техническим результатом, достигаемым при реализации заявляемого изобретения, является расширение функциональных возможностей стенда, а именно: обеспечение исследования динамики смешения тяжелой и битуминозной нефти при подкачке одного типа нефти в другую с определением профиля скорости по пути смешения компонентов; увеличение точности определения толщины отложений парафинов и смол на стенке трубопровода, в том числе при остановке трубопровода; возможность изучения влияния физических полей на гидродинамику тяжелой и битуминозной нефти.

- 25 Техническая проблема решается, а технический результат достигается тем, что стенд для исследования процессов транспортировки тяжелой и битуминозной нефти содержит блок подготовки, блок испытаний и блок обработки информации, причем блок подготовки состоит из емкости подготовки модельной жидкости, первого шестеренного насоса, емкости транспортной и емкости расходной, блок испытаний состоит из трубной
- 30 обвязки, второго и третьего шестеренных насосов, первого и второго центробежных насосов, емкости дренажной, при этом блок испытаний выполнен с возможностью образования замкнутого контура циркуляции модельной жидкости с помощью запорной арматуры.

Другими особенностями заявляемого технического решения является то, что:

- 35 - емкость подготовки модельной жидкости и емкость расходная оснащены механическими мешалками;
- емкость подготовки модельной жидкости и емкость расходная снабжены датчиками температуры, на выходе первого шестеренного насоса установлены датчики давления, расходомер и поточный вискозиметры;
- 40 - емкость расходная оснащена первой системой терморегулирования и термостатирующей рубашкой, причем первая система терморегулирования выполнена с возможностью нагрева/охлаждения модельной жидкости до требуемой температуры;
- вместимость емкости подготовки модельной жидкости и емкости расходной составляет не менее 500 л для каждой, емкость подготовки модельной жидкости и
- 45 расходная емкость имеют градуировочную шкалу для контроля объема находящейся в них жидкости и оснащены датчиками и сигнализацией аварийных уровней жидкости;
- трубная обвязка включает всасывающие и напорные соединительные участки трубопровода, съемный участок, первую, вторую, третью и четвертую измерительные

линии, каждая из которых состоит из двух участков одинаковой длины, между которыми установлены соответственно первая, вторая, третья и четвертая съемные секции, при этом первая измерительная линия имеет номинальный диаметр DN 150, вторая измерительная линия имеет номинальный диаметр DN 100, третья измерительная линия имеет номинальный диаметр DN 50, четвертая измерительная линия имеет номинальный диаметр DN 30, а суммарная длина измерительной линии для каждого диаметра составляет не менее 20 м;

- измерительные линии трубной обвязки оснащены второй системой терморегулирования, выполненной с возможностью охлаждения модельной жидкости до минус 5°C в закрытом отапливаемом помещении и нагрева модельной жидкости до плюс 60°C;

- всасывающие соединительные участки трубной обвязки блока испытаний имеют диаметр не менее 120 мм, а напорные соединительные участки трубной обвязки имеют диаметр не менее 100 мм;

- напорные соединительные участки трубной обвязки через предохранительные клапаны соединены с емкостью дренажной;

- на каждой измерительной линии установлены датчик температуры, датчик давления, датчик дифференциального давления;

- на входе измерительных линий установлен съемный участок, выполненный с возможностью замены на генератор физических полей или устройство для создания кавитации;

- в качестве генератора физических полей используют генератор ультразвука, или генератор электромагнитного поля, или генератор электрического поля;

- перед входом съемного участка установлены датчик температуры, датчик давления, расходомер и поточный вискозиметр, при этом в качестве расходомера применяют 32-лучевой ультразвуковой расходомер;

- второй и третий шестеренные насосы выполнены с возможностью обеспечения производительности перекачки по первой и второй измерительным линиям до 190 м³/ч, по третьей измерительной линии до 70 м³/ч и по четвертой измерительной линии до 24 м³/ч;

- первый и второй центробежные насосы выполнены с возможностью обеспечения производительности перекачки по второй измерительной линии до 200 м³/ч, по третьей измерительной линии до 50 м³/ч;

- все насосы оснащены частотно-регулируемыми приводами.

Техническое решение поясняется чертежом, на котором представлена принципиальная схема стенда для исследования процессов транспортировки тяжелой и битуминозной нефти.

Позициями на чертеже обозначены:

- 1 - емкость подготовки модельной жидкости;
- 2 - первый шестеренный насос;
- 3 - второй шестеренный насос;
- 4 - третий шестеренный насос;
- 5 - первая система терморегулирования;
- 6 - вторая система терморегулирования;
- 7 - емкость расходная;
- 8 - емкость дренажная;
- 9 - первый центробежный насос;

- 10 - второй центробежный насос;
11 - обратный клапан;
12 - датчик температуры;
13 - датчик давления;
5 14 - расходомер;
15 - датчик дифференциального давления;
16 - поточный вискозиметр;
17 - первая съемная секция;
18 - вторая съемная секция;
10 19 - третья съемная секция;
20 - четвертая съемная секция;
21 - первая измерительная линия;
22 - вторая измерительная линия;
23 - третья измерительная линия;
15 24 - четвертая измерительная линия;
25 - запорная арматура;
26 - емкость транспортная;
27 - съемный участок;
28 - предохранительный клапан.
- 20 Стенд предназначен для исследования гидродинамических характеристик сырой нефти: величины гидродинамического сопротивления, температуры, профиля скорости, динамики смешения при подкачке одной нефти в другую.
- Стенд для исследования процессов транспортировки тяжелых и битуминозных нефтей состоит из блока подготовки, блока испытаний и блока обработки информации.
- 25 Блок подготовки включает в себя емкость 1 подготовки модельной жидкости, первый шестеренный насос 2, емкость 27 транспортную и емкость 7 расходную, которые соединены трубопроводами с запорной арматурой 26.
- Первый шестеренный насос 2 перемешивает модельную жидкость с вводимыми добавками и перекачивает ее в емкость 7 расходную, в которой модельная жидкость
- 30 нагревается/охлаждается до требуемой температуры при помощи первой системы терморегулирования 5.
- Емкость 1 подготовки модельной жидкости (тяжелая или битуминозная нефть или углеводородная жидкость или их смеси) и емкость 7 расходная оснащены механическими мешалками (на чертеже не показаны), а емкость 7 расходная - первой системой
- 35 терморегулирования 5 и термостатирующей рубашкой (на чертеже не показана).
- Введение в блок подготовки емкости 1 подготовки модельной жидкости и транспортной емкости 12 обеспечивает подкачку одного типа нефти в другую для моделирования процесса транспортировки тяжелой и битуминозной нефтей и их смесей по трубопроводу.
- 40 Емкости 1, 4 блока подготовки соединены трубопроводами с запорной арматурой 26. Блок подготовки оснащен измерительными приборами: в емкости 1 подготовки модельной жидкости и емкости 4 расходной установлены датчики температуры 12, на выходе первого шестеренного насоса 2.1 установлены датчик давления 13, расходомер 14 и поточный вискозиметр 16.
- 45 Вместимость каждой из емкостей: емкости 1 подготовки модельной жидкости и емкости 4 расходной - составляет не менее 500 л, емкости 1 и 4 имеют градуировочную шкалу для контроля объема находящейся в них жидкости и оснащены датчиками и сигнализацией аварийных уровней (минимального и максимального) (на чертеже не

показаны).

Для проведения исследований используется блок испытаний, состоящий из трубной обвязки, включающей измерительные линии: первую 21, вторую 22, третью 23, четвертую 24 с соответствующими съемными секциями: первой 17, второй 18, третьей 19, четвертой 20, соединительные участки (всасывающие и напорные) трубопровода (на чертеже не обозначены) и съемный участок 13. Трубная обвязка оснащена обратными клапанами 11 и предохранительными клапанами 28.

С помощью запорной арматуры 25 возможно образование замкнутого контура циркуляции и циклической прокачки модельной жидкости.

Напорные соединительные участки трубной обвязки через предохранительные клапаны 28 соединены с емкостью 8 дренажной, являющейся составной частью блока испытаний.

Измерительные линии, представляющие собой участки трубопроводов, оснащенные измерительной аппаратурой, имеют следующие номинальные диаметры: первая 21 - DN 150 (по ГОСТ 28338-89), вторая 22 - DN 100 (по ГОСТ 28338-89), третья 23 - DN 50 (по ГОСТ 28338-89), четвертая 24 - DN 30 (по ГОСТ 28338). На каждой измерительной линии установлены датчик 12 температуры, датчик 13 давления, датчик 15 дифференциального давления. На измерительных линиях выполнены дренажные патрубки (на чертеже не показаны) для отбора проб модельной жидкости.

Каждая измерительная линия состоит из двух участков одинаковой длины, между которыми установлены соответствующие съемные секции. Измерительные линии являются взаимозаменяемыми применительно к конкретному испытанию. Суммарная длина измерительной линии для каждого диаметра - не менее 20 м.

Всасывающие соединительные участки трубной обвязки блока испытаний (участок трубопровода от емкости 7 расходной до всасывающего патрубка насосов 3, 4, 9, 10) имеют диаметр не менее 120 мм (DN 120).

Напорные соединительные участки трубной обвязки блока испытаний (участок трубопровода от нагнетательного патрубка насосов 3, 4, 9, 10 до измерительной линии и от измерительной линии до емкости 7 расходной) выполнены диаметром не менее 100 мм (DN 100).

Циклическая прокачка обеспечивается шестеренными насосами: вторым 3 и третьим 4 или центробежными насосами: первым 9 и вторым 10. Все насосы оснащены частотно-регулируемыми приводами (на чертеже не показаны).

Второй 3 и третий 4 шестеренные насосы обеспечивают производительность перекачки по измерительным линиям: первой 21 и второй 22 - до $190 \text{ м}^3/\text{ч}$, третьей 23 - $70 \text{ м}^3/\text{ч}$ и четвертой 24 - до $24 \text{ м}^3/\text{ч}$.

Первый 9 и второй 10 центробежные насосы обеспечивают производительность перекачки по измерительным линиям: второй 22 - до $200 \text{ м}^3/\text{ч}$, третьей 23 - до $50 \text{ м}^3/\text{ч}$.

Для достижения заданной производительности используется параллельное соединение насосов одного типа.

Вторая система терморегулирования 6, включающая теплообменники, позволяет быстро устанавливать необходимую температуру в измерительных линиях трубной обвязки и обеспечивает охлаждение модельной жидкости, применяемой в стенде, до минус 5°C в закрытом отапливаемом помещении и нагрев перекачиваемой модельной жидкости до плюс 60°C .

Собственно испытания представляют собой циклическую прокачку исследуемой жидкости по трубной обвязке с одновременной регистрацией температуры, давления

и расхода с помощью датчиков: температуры 12, давления 13 и расходомера 14. При этом в зависимости от задачи используется либо шестеренные насосы 3, 4, либо центробежные насосы 9, 10.

Исследование процесса парафиноотложения проводят прямым измерением массы осадка, осевшего на стенках съемных секций: первой 18, второй 19, третьей 20 и четвертой 21.

Исследование подкачки другой нефти в основной поток проводится за один проход от емкости расходной 7 до емкости 8 дренажной. При этом поточными вискозиметрами 16 оценивается вязкость основной и подкачиваемой нефти, а также вязкость результирующей смеси. Расходомер 14, в качестве которого применен 32-лучевой ультразвуковой расходомер, позволяет оценивать профиль скорости, который, в свою очередь, служит показателем однородности смешения.

Для защиты трубной обвязки и оборудования от превышения рабочего давления предусмотрены предохранительные клапана 28, а для предотвращения перетечек жидкости установлены обратные клапана 11.

В блок испытаний стенда входит съемный участок 27 для исследования физических полей воздействия на нефть. Съемный участок 27, установленный на входе измерительных линий, выполнен с возможностью замены на генератор физических полей - ультразвука, электромагнитного, электрического поля, устройства для создания кавитации и других устройств. Перед входом съемного участка 27 установлены датчики: температуры 12, давления 13, расходомер 14 и поточный вискозиметр 16.

Блок обработки информации (на чертеже не показан) состоит из стандартного оборудования для автоматизации измерений - программируемого логического контроллера, шкафа системы автоматического управления, персонального компьютера с автоматизированным рабочим местом оператора.

Заявляемый стенд для исследования процессов транспортировки тяжелой и битуминозной нефти работает следующим образом.

Емкость 1 подготовки модельной жидкости заполняют исследуемой модельной жидкостью из емкости 26 транспортной при помощи первого шестеренного насоса 2. Допускается заполнять емкость 1 подготовки модельной жидкости с применением внешнего насосного оборудования (на чертеже не показано). При заполнении используются соответствующие задвижки запорной арматуры 25.

При необходимости в емкость 1 с исследуемой модельной жидкостью вводят добавки (разбавители, ингибиторы парафиноотложений, депрессорные присадки и т.д.). Перемешивание исследуемой модельной жидкости и добавок осуществляют рециркуляцией при помощи первого шестеренного насоса 2 и мешалки, смонтированной в емкости 1.

После окончания процесса перемешивания (рециркуляции) и получения однородной модельной жидкости при работающем первом шестеренном насосе 2 модельную жидкость перекачивают в емкость 7 расходную, для этого используются соответствующие задвижки запорной арматуры 25.

После перекачки модельной жидкости из емкости 1 в емкость 7 отключают первый шестеренный насос 2 и закрывают соответствующие задвижки запорной арматуры 25.

В емкости 7 расходной модельная жидкость нагревается/охлаждается до требуемой температуры при помощи первой системы терморегулирования 5.

В зависимости от параметров исследуемой модельной жидкости (вязкости) и режима течения (расхода) выбирается тип и количество задействованных центробежных насосов или шестеренных насосов.

Заполняют трубную обвязку и задействованные центробежные насосы или шестеренные насосы, для этого открывают задвижки запорной арматуры 11, а также соответствующие задвижки запорной арматуры 11 задействованных насосов.

При помощи шестеренных насосов 3, 4 или центробежных насосов 9, 10 заполняют напорную линию трубной обвязки и одну из измерительных линий, управляя соответствующими задвижками запорной арматуры 25.

При помощи второй системы терморегулирования 6 доводят температуру модельной жидкости до требуемого значения.

С помощью стенда реализуются следующие виды исследований.

1. Исследование гидравлического сопротивления и изменения эффективного диаметра при перекачке нефти

С помощью одного из шестеренных насосов 3, 4, центробежных насосов 9, 101 или их комбинации модельная жидкость циркулирует по трубной обвязке. После установления стационарного режима (отсутствие изменения расхода, давлений и температуры на измерительных линиях) регистрируются параметры течения по датчикам температуры 12, давления 13, дифференциального давления 15, расходомера 14 и их изменение во времени.

По изменению давлений и расхода определяют увеличение гидравлического сопротивления и оценивают снижение эффективного диаметра. По величине снижения эффективного диаметра оценивают толщину стенки слоя парафиноотложений.

2. Исследование динамики отложений парафинов и смол на стенке трубопровода

С помощью одного из шестеренных насосов 3, 4, центробежных насосов 9, 101 или их комбинации модельная жидкость циркулирует по трубной обвязке. После установления стационарного режима (отсутствие изменения расхода, давлений и температуры на измерительных линиях) регистрируются параметры течения по датчикам температуры 12, давления 13, дифференциального давления 15, расходомера 14 и их изменение во времени.

При этом с помощью термостата второй системы терморегулирования 6 поддерживается требуемая температура в съемной секции (первой 17, или второй 18, или третьей 19, или четвертой 20) в зависимости от измерительной линии, по которой циркулирует модельная жидкость.

После циркуляции модельной жидкости в течение определенного времени осуществляется слив с трубной обвязки в емкость 8 дренажную.

Съемная секция измерительной линии, в которой проводилось исследование, отсоединяется и визуально оценивается величина слоя отложений парафинов на стенке съемной секции, что характерно для режима остановки трубопровода. Это обеспечивает увеличение точности определения толщины отложений парафинов и смол на стенке трубопровода.

С помощью термостата второй системы терморегулирования 6 осуществляется повышение температуры в съемной секции измерительной линии, расплавленные асфальтосмолопарафиновые отложения с внутренней стенки съемной секции собираются в емкость 8 дренажную и взвешиваются на весах. По результатам измерений оценивается количество отложений на стенке съемной секции.

Возможны различные варианты исследований отложений: выдерживание и определение отложений через различные промежутки времени позволяют оценить динамику отложений парафинов, ввод ингибиторов в поток модельной жидкости - оценить эффективность химреагента, изменение температуры и/или расхода - оценить зависимость отложений от условий перекачки.

3. Исследование динамики смешения нефтей (подкачка одного типа нефти в другую)

С помощью одного из шестеренных насосов 3, 4, центробежных насосов 9, 101 или их комбинации модельная жидкость циркулирует по трубной обвязке. При этом в основной поток нефти в трубной обвязке дополнительно вводится другая нефть или иная жидкость из емкости 1 подготовки модельной жидкости с помощью первого шестеренного насоса 2. При этом в однопроходном варианте измерений жидкости сливаются в емкость 8 дренажную, а в циклическом варианте измерений жидкости циркулируют по трубной обвязке. С помощью датчиков температуры 12, давления 13 и расходомера 14 оценивается гидравлическое сопротивление потока двух нефтей.

С помощью расходомера 14 оценивается профиль скорости, который позволяет оценить однородность смешения, расслоение двух нефтей, создание кольцевого течения.

Отбор проб через дренажные патрубки по длине измерительной линии и определение их плотности и вязкости позволяют оценить динамику смешения по длине трубопровода.

4. Исследование методов снижения гидравлического сопротивления нефти

Для исследования различных физических методов в составе стенда предусмотрен съемный участок 27, который может быть заменен на генератор физических полей - ультразвука, электромагнитного, электрического поля, устройства для создания кавитации и т.д. Проведение испытаний осуществляется по аналогии с описанным выше исследованием гидравлического сопротивления и изменения эффективного диаметра при перекачке нефти. При этом определяется гидравлическое сопротивление до обработки нефти исследуемым физическим методом и после его обработки. По разнице оценивается эффективность методов.

Для исследования различных химреагентов в емкость 1 подготовки модельной жидкости либо емкость 7 расходную вводится исследуемая присадка. Проведение испытаний осуществляется по аналогии с описанным выше исследованием гидравлического сопротивления и изменения эффективного диаметра при перекачке нефти, при этом определяется гидравлическое сопротивление до ввода присадки и после ее обработки. По разнице оценивается эффективность химреагента.

После завершения испытаний отключают шестеренные насосы 2, 3, 4 и центробежные насосы 9, 10, первую 5 и вторую 6 системы терморегулирования, опорожняют емкость 7 расходную, трубную обвязку и измерительные линии от модельной жидкости в емкость 8 дренажную.

Емкости 1, 7 и 8 опорожняют в специальный герметичный контейнер для утилизации (на чертеже не показан), для этого открывают соответствующие задвижки запорной арматуры 25. После опорожнения емкостей задвижки запорной арматуры 25 закрывают.

После опорожнения стенда проводят очистку внутренней поверхности емкостей, трубной обвязки, измерительных линий и насосного оборудования стенда. Очистку проводят при помощи рециркуляции промывочной жидкости.

Основные преимущества заявляемого стенда:

- 40 - универсальность, позволяющая работать с любыми углеводородными, водными и водно-углеводородными жидкостями;
- многоцелевое назначение, обеспечивающее исследование снижения гидродинамического сопротивления, скорости отложения парафинов и смол на стенке трубы, изучение динамики смешения нефтей при подкачке одной в другую;
- 45 - оснащенность емкостей средствами механизации - мешалками, использование 32-лучевой ультразвуковой расходомера, позволяющего оценивать профиль скорости, наличие съемных секций для прямой оценки массы осевшего парафина.

(57) Формула изобретения

1. Стенд для исследования процессов транспортировки тяжелой и битуминозной нефти, содержащий блок подготовки, блок испытаний и блок обработки информации, причем блок подготовки состоит из емкости подготовки модельной жидкости, первого шестеренного насоса, емкости транспортной и емкости расходной, блок испытаний состоит из трубной обвязки, второго и третьего шестеренных насосов, первого и второго центробежных насосов, емкости дренажной, при этом блок испытаний выполнен с возможностью образования замкнутого контура циркуляции модельной жидкости с помощью запорной арматуры.

2. Стенд по п. 1, отличающийся тем, что емкость подготовки модельной жидкости и емкость расходная оснащены механическими мешалками.

3. Стенд по п. 1, отличающийся тем, что емкость подготовки модельной жидкости и емкость расходная снабжены датчиками температуры, на выходе первого шестеренного насоса установлены датчики давления, расходомер и поточный вискозиметры.

4. Стенд по п. 1, отличающийся тем, что емкость расходная оснащена первой системой терморегулирования и термостатирующей рубашкой, причем первая система терморегулирования выполнена с возможностью нагрева/охлаждения модельной жидкости до требуемой температуры.

5. Стенд по п. 1, отличающийся тем, что вместимость емкости подготовки модельной жидкости и емкости расходной составляет не менее 500 л для каждой, емкость подготовки модельной жидкости и расходная емкость имеют градуировочную шкалу для контроля объема находящейся в них жидкости и оснащены датчиками и сигнализацией аварийных уровней жидкости.

6. Стенд по п. 1, отличающийся тем, что трубная обвязка включает всасывающие и напорные соединительные участки трубопровода, съемный участок, первую, вторую, третью и четвертую измерительные линии, каждая из которых состоит из двух участков одинаковой длины, между которыми установлены соответственно первая, вторая, третья и четвертая съемные секции, при этом первая измерительная линия имеет номинальный диаметр DN 150, вторая измерительная линия имеет номинальный диаметр DN 100, третья измерительная линия имеет номинальный диаметр DN 50, четвертая измерительная линия имеет номинальный диаметр DN 30, а суммарная длина измерительной линии для каждого диаметра составляет не менее 20 м.

7. Стенд по п. 1, отличающийся тем, что измерительные линии трубной обвязки оснащены второй системой терморегулирования, выполненной с возможностью охлаждения модельной жидкости до минус 5°C в закрытом отапливаемом помещении и нагрева модельной жидкости до плюс 60°C.

8. Стенд по п. 1, отличающийся тем, что всасывающие соединительные участки трубной обвязки блока испытаний имеют диаметр не менее 120 мм, а напорные соединительные участки трубной обвязки имеют диаметр не менее 100 мм.

9. Стенд по п. 1, отличающийся тем, что напорные соединительные участки трубной обвязки через предохранительные клапаны соединены с емкостью дренажной.

10. Стенд по п. 1, отличающийся тем, что на каждой измерительной линии установлены датчик температуры, датчик давления, датчик дифференциального давления.

11. Стенд по п. 1, отличающийся тем, что на входе измерительных линий установлен съемный участок, выполненный с возможностью замены на генератор физических

полей или устройство для создания кавитации.

12. Стенд по п. 11, отличающийся тем, что в качестве генератора физических полей используют генератор ультразвука, или генератор электромагнитного поля, или генератор электрического поля.

5 13. Стенд по п. 1, отличающийся тем, что перед входом съемного участка установлены датчик температуры, датчик давления, расходомер и поточный вискозиметр, при этом в качестве расходомера применяют 32-лучевой ультразвуковой расходомер.

14. Стенд по п. 1, отличающийся тем, что второй и третий шестеренные насосы выполнены с возможностью обеспечения производительности перекачки по первой и
10 второй измерительным линиям до $190 \text{ м}^3/\text{ч}$, по третьей измерительной линии до $70 \text{ м}^3/\text{ч}$ и по четвертой измерительной линии до $24 \text{ м}^3/\text{ч}$.

15 15. Стенд по п. 1, отличающийся тем, что первый и второй центробежные насосы выполнены с возможностью обеспечения производительности перекачки по второй измерительной линии до $200 \text{ м}^3/\text{ч}$, по третьей измерительной линии до $50 \text{ м}^3/\text{ч}$.

16. Стенд по п. 1, отличающийся тем, что все насосы оснащены частотно-регулируемыми приводами.

20

25

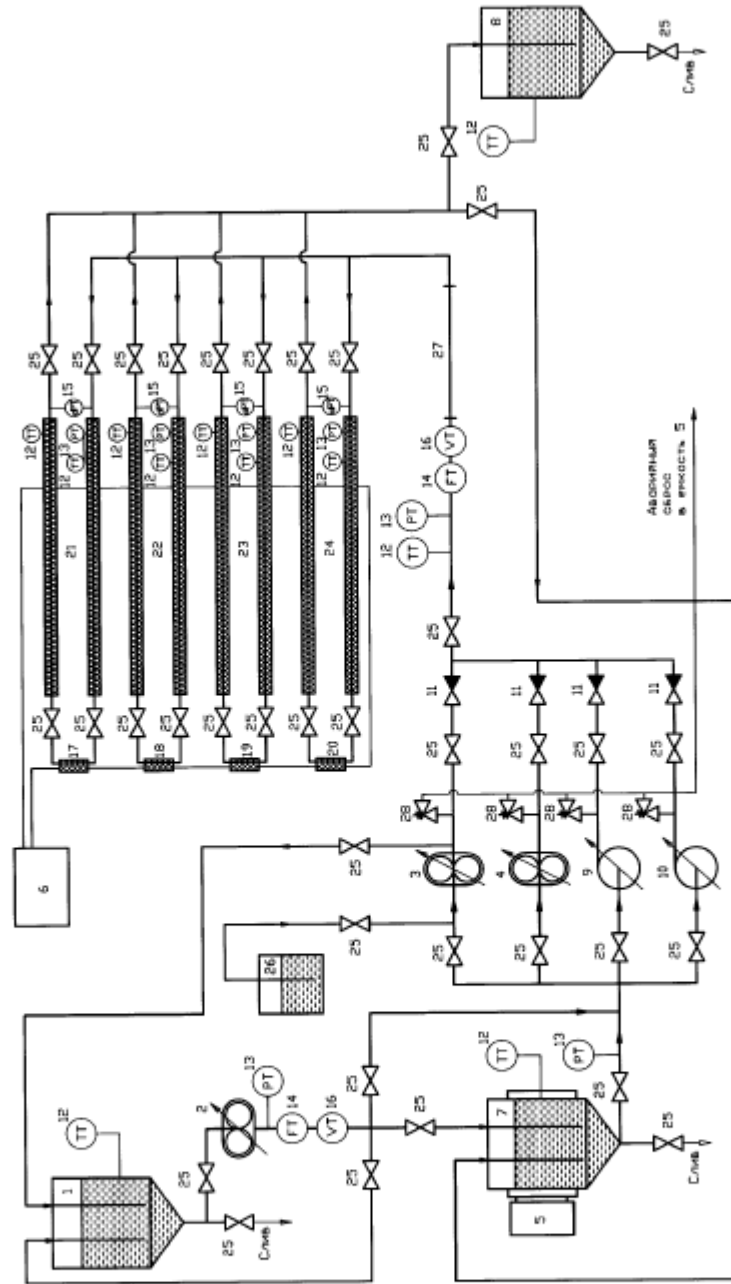
30

35

40

45

Стенд для исследования процессов транспортировки тяжелой и битуминозной нефти



ПРИЛОЖЕНИЕ 4 Данные о потере диагностической информации

Сводная таблица по участкам нефтепроводов, на которых была зафиксирована потеря диагностической информации за 2013-2016
(с 01.01.2013 до 01.09.2016)

№ п/п	ОСТ	Тип ВИП	Наименование нефтепровода	Наименование диагностируемого участка (км-км)	Ду, мм	Протяженность диагностируемого участка, км	Дата приема ВИП	Площадь, подлежащая обследованию, м2	Потери по причине некачественной очистки, м³		Потери по причине отказа ВИП, м³	Потери по причине несоответствия скорости ВИП допустимому диапазону, м³	
									предыдущая диагностика	диагностика 20__ года		предыдущая диагностика	диагностика 20__ года
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14
ООО "Транснефть-Балтика"													
2013 год													
15	БНП	ДКК	Сургут - Полоцк	Тучево - Торжок	1020	74	27.07.2013	239794,01	0,00	1,35	0	0	0
20	БНП	WM (УСК-03)	Ярославль - Москва	ЛПДС Ярославль - 104 км	720	104,016	11.08.2013	235297,23	0,19	0,57	0	0	0
2015 год													
42	ТНБ	WM (УСК-03)	Ярославль - Ярославль 3	ЛПДС Ярославль - НПС Ярославль 3	530	43,501	08.04.2015	71599,984	0,584	0,668	0	0	0
43	ТНБ	ДКУ1	Сургут - Полоцк	НПС "Андрейполь" - Полоцк (3167 км)	1020	206,005	28.09.2015	1321585,267	1,286	0,270	0	0	0
АО «Транснефть - Верхняя Волга»													
2013 год													
11	ТНВВ	WM (УСК-03)	Ярославль - Москва	104 км - Лобково	720	69	11.08.2013	155970,516	0,708	0,206389	0	0	0
14	ТНВВ	WM (УСК-03)	Ярославль - Москва	Лобково - Москва	720	141,3	16.08.2013	321585,064	24,589	4,15787	0	0	0
2014 год													
5	АО «Транснефть - Приволга»												
2012 год													
1	ПМН	ДКУ	Куйбышев - Лисичинск	Сатаровская - Суздальская	1220	147	02.02.2012	558180,576	0,126833	-	-	-	-
2	ПМН	ДКК	Куйбышев - Тигорецк	рез. нитка п/п р. Илова	820	4,579	16.02.2012	11912,306	2,389869	-	-	-	-
3	ПМН	ДКК	Куйбышев - Тигорецк	Обводный НПС "Зензеватка"	820	5	17.02.2012	12048,458	157,567166	-	-	-	-
4	ПМН	ДКК	Куйбышев - Тигорецк	Карачево - 988 км	820	70,02	27.03.2012	181719,139	2,216416	-	-	-	-
5	ПМН	УСК-03	Покровка-Кротова	Покровка-Кротова	530	173	25.04.2012	278560	521	-	-	-	-
6	ПМН	ДКУ	Куйбышев - Лисичинск	рез. нитка п/п р. Медведица	1020	5,204	05.06.2012	16662,062	102,632399	-	-	-	-
7	ПМН	ДКУ	Бугуруслан-Сызрань	Покровка - СНПЗ	530	93	09.06.2012	157736,996	15,423	-	-	-	-
8	ПМН	WM	Куйбышев - Тигорецк	Совхозная - р. Волга	820	291	01.06.2012	745367,873	3,122	-	-	-	-
9	ПМН	ДМУ	Баллы-Куйбышев	Кротова-Самара	530	114	05.07.2012	181602,571	393,548	-	-	-	-
10	ПМН	ДМУ	Кротова-Куйбышев	Кротова-Куйбышев	530	77	12.07.2012	118678,334	0,128	-	-	-	-
11	ПМН	ДКУ	Куйбышев - Тигорецк	986 - 1012 км	1020	26	23.07.2012	73693,102	83,318033	-	-	-	-
12	ПМН	УСК-03	Саратов - Волгоград	Ефимова - Кузьмичи	530	153	23.07.2012	250213,8	14,081042	-	-	-	-
13	ПМН	ДКУ	Куйбышев - Тигорецк	0 - 92	1020	92	01.08.2012	285707,617	2319,94	-	-	-	-
14	ПМН	ДКУ	Куйбышев - Лисичинск	Суздальская - 915 км	1220	68	16.08.2012	259646,855	0,011484	-	-	-	-
15	ПМН	ДКК	Куйбышев - Тигорецк	рез. нитка п/п р. Чепрак	820	0,594	16.08.2012	1581,515	50,474221	-	-	-	-
16	ПМН	ДКК	Кузьмичи - Волгоградский НПЗ	Кузьмичи - Волгоградский НПЗ	530	73,78	29.08.2012	122734,624	214,919165	-	-	-	-
17	ПМН	ДМУ	Бугуруслан-Сызрань	Кротова-Покровская	720	141	02.09.2012	311174,922	7,416	-	-	-	-
18	ПМН	УСК-03	Куйбышев - Лисичинск	Сатаровская - Суздальская	1220	147,127	22.10.2012	561435,058	27,101246	-	-	-	-
20	ПМН	ДКК	Куйбышев - Лисичинск	Сатаровская - Суздальская	1220	147,127	08.11.2012	561121,2463	27,101246	-	-	-	-
21	ПМН	ДКК	Куйбышев - Тигорецк	Зензеватка - Карачево	820	294	07.12.2012	753559,9287	1,657446	-	-	-	-
22	ПМН	ДКК	Жирновск-Ефимова-Волгоград (350/530 км)	Ефимова - ВНПЗ	530	228	12.12.2012	383862,9327	582,081354	-	-	-	-
23	ПМН	WM	Баллы - Куйбышев	Кротова-Самара	530	113,932	15.12.2012	176811,223	78836,008	-	-	-	-
24	ПМН	WM	Баллы - Куйбышев	Починистово-Кротова	530	80,782	20.12.2012	130819,529	2,071	-	-	-	-
25	ПМН	WM	НКК	Бугуруслан-Самара	1220	189	10.05.2012	717931,423	38,44	-	-	-	-

26	ПМН	WM	Мушиново - Куйбышев	Мушиново - Куйбышев	720	103	08.06.2012	228179,217	45,182	-	-	-	-
27	ПМН	ДЖК	Куйбышев - Тигоретск	п/п Б. Карамин резервная нитка	820	0,4	13.01.2012	1019,914	0	-	-	-	-
28	ПМН	ДЖК	Куйбышев - Тигоретск	п/п Мамига резервная нитка	820	0,4	16.01.2012	1132,134	0	-	-	-	-
29	ПМН	ДЖК	Куйбышев - Тигоретск	ППМН р. Волга резервная нитка	1020	4,42	29.01.2012	14564,927	0	-	-	-	-
30	ПМН	ДЖК	Куйбышев - Тигоретск	ППМН р. Волга основная нитка	1020	4,49	21.02.2012	14176,547	0	-	-	-	-
2013 год													
32	ПМН	ДКУ	Саратов - Волгоград	рез. нитка п/п р. Иловая	530	4,57	07.02.2013	7671,902	1,148503	-	-	-	-
33	ПМН	ДКУ	Куйбышев - Лисичинск	Суходольная - 915 км	1220	68	08.04.2013	259646,855	0,011484	-	-	-	-
34	ПМН	ДЖК	Куйбышев - Лисичинск	Красный Яр - Саратовская	1220	161	20.03.2013	561121,2463	0,124452	-	-	-	-
35	ПМН	ДЖК	Куйбышев - Лисичинск	Саратовская - Суходольная	1220	147,127	05.04.2013	561121,2463	0,084641	-	-	-	-
36	ПМН	ДКУ	Саратов - Волгоград	Ефимова - Кузьмичи	530	153	10.04.2013	250822,998	8,731133	-	-	-	-
37	ПМН	ДМУ	Баллы - Куйбышев	Баллы-Почивиставо	530	145,52	25.05.2013	237867,135	2,385	-	-	-	-
38	ПМН	ДМУ	Куйбышев - Лисичинск	Совхозная - Боролевка	1220	191	26.05.2013	732793,417	0,838	-	-	-	-
39	ПМН	ДМК	Баллы - Куйбышев	Кротова-Самара	530	114,437	04.06.2013	181043,314	0	-	-	-	-
40	ПМН	СДЛ	Серые воды - Кротова	Серые воды - Кротова	377	77	08.06.2013	91957,240	0	-	-	-	-
41	ПМН	WM	Кушешовка - Куйбышев	Кушешовка - Куйбышев	530	69	13.06.2013	113947,657	0,729	-	-	-	-
42	ПМН	ДКУ	НЖК	рез. нитка п.п. р. Их	1020	1,7	20.06.2013	5317,014	93,122	-	-	-	-
43	ПМН	ДМУ	НЖК	рез. нитка п.п. р. Б. Кинель	1220	2,04	23.06.2013	7026,132	163,723	-	-	-	-
44	ПМН	ДМУ	Мушиново-Куйбышев	Мушиново-Куйбышев	720	102,760	29.06.2013	238924,074	3162,961	-	-	-	-
45	ПМН	ДКУ	НЖК	р. Их-Бугурусли	1220	113,223	29.06.2013	437059,168	58,324	-	-	-	-
46	ПМН	Mdsap	Бугурусли-Саратов	0-20км	426	26	06.07.2013	34954,594	0	-	-	-	-
47	ПМН	WM	Кротова-Куйбышев	от п/п Кротова-Куйбышев до СВСиПН	720	17	02.08.2013	37553,982	18,655	-	-	-	-
48	ПМН	ДКУ	Куйбышев - Лисичинск	Самара - Совхозная	1220	140	16.08.2013	543288,744	41629,304	-	-	-	-
49	ПМН	ДМУ	Куйбышев - Лисичинск	Совхозная - Боролевка	1220	191	24.08.2013	735080,078	0,823	-	-	-	-
50	ПМН	WM	Кротова-Куйбышев	Кротова-Куйбышев	530	77	05.09.2013	116039,258	1,045	-	-	-	-
51	ПМН	ДМУ	Кротова-Куйбышев	от п/п Кротова-Куйбышев до СВСиПН	720	17	-	37627,748	3,43	-	-	-	-
52	ПМН	WM	Гурьев - Куйбышев	1380 - 1429 км	720	49	08.09.2013	108750,082	11,479	-	-	-	-
53	ПМН	ДКУ	Куйбышев - Лисичинск	Суходольная - 915 км	1220	68	01.10.2013	260113,779	0,011484	-	-	-	-
54	ПМН	ДЖК	Куйбышев - Лисичинск	Саратовская - Суходольная	1220	147,127	27.09.2013	560929,561	0,072467	-	-	-	-
55	ПМН	ДЖК	Куйбышев - Лисичинск	Красный Яр - Саратовская	1220	161	21.09.2013	617427,018	0,122712	-	-	-	-
56	ПМН	WM	Гурьев - Куйбышев	1218 км - Самара	720	167	30.10.2013	368806,912	21156,309	-	-	-	-
57	ПМН	ДКУ	Куйбышев - Лисичинск	Самара - Совхозная	1220	140	30.10.2013	545063,427	2,711	-	-	-	-
58	ПМН	ДКУ	Куйбышев - Лисичинск	Совхозная - Боролевка	1220	191	04.11.2013	735522,802	0,787	-	-	-	-
59	ПМН	ДКУ	Куйбышев - Лисичинск	Суходольная - 915 км	1220	68	20.12.2013	260113,779	0,011	-	-	-	-
60	ПМН	ДКУ	Куйбышев - Лисичинск	Саратовская - Суходольная	1220	147,127	09.12.2013	561187,675	0,095	-	-	-	-
61	ПМН	ДКУ	Куйбышев - Лисичинск	Красный Яр - Саратовская	1220	161	02.12.2013	617427,018	0,113	-	-	-	-
62	ПМН	ДКУ	Куйбышев - Лисичинск	Саратовская - Суходольная	1220	147,127	05.14.2014	561187,675	0,094	-	-	-	-
63	ПМН	WM (УСК-03)	Красноармейск - Саратовский НПЗ	Красноармейск - Саратовский НПЗ	530	81,46	23.09.2013	132955,314	6086,711699	-	-	-	-
64	ПМН	ДЖК	Куйбышев - Тигоретск	Совхозная - р. Волга	820	291,114	05.03.2013	745367,873	2,38	-	-	-	-
65	ПМН	ДЖК	Куйбышев - Тигоретск	лучше 265 - 325 км	720	60	15.01.2013	144432,753	1295,157775	-	-	-	-
2014 год													
66	ПМН	ДКУ	НЖК	рез. нитка - п.п. р. Их	1020	1,7	41772	5306,216	86,253	-	-	-	-
67	ПМН	ДМУ	Кротова-Куйбышев	от п/п Кротова-Куйбышев до СВСиПН	720	17	-	37627,748	3,43	-	-	-	-
68	ПМН	ДКУ	Куйбышев - Тигоретск	рез. нитка п/п Пролетарск. волооче	820	1,616	41719	4354,41	0,338	-	-	-	-
69	ПМН	ДКУ	Куйбышев - Лисичинск	Саратовская - Суходольная	1220	147,127	05.14.2014	561187,675	0,094	-	-	-	-
70	ПМН	ДКУ	Куйбышев - Лисичинск	Красный Яр - Саратовская	1220	161	41714	617427,018	0,116	-	-	-	-
71	ПМН	WM (УСК-03)	Куйбышев-Лисичинск	Рез. нитка п/п р. Мелведица	1020	5,2	41817	16597,272	422,501	-	-	-	-
72	ПМН	WM (УСК-03)	Куйбышев-Лисичинск	Рез. нитка п/п р. Хопер	1020	3,3	41813	9805,587	80,543	-	-	-	-

73	ПМН	ДКУ	Куйбышев - Лисинск	Красный Яр - Сатаровская	1220	161	41800	618655,514	0,11	-	-	-	-
74	ПМН	ДКУ	Куйбышев - Лисинск	Сатаровская - Суходольная	1220	147,127	41805	562163,611	0,094	-	-	-	-
75	ПМН	ДКУ	Куйбышев - Лисинск	Совхозная - Боролевка	1220	190,905	41767	727772,968	0,657	-	-	-	-
76	ПМН	ДКУ	Куйбышев - Лисинск	пр. берег р. Волга - Красный Яр	1220	106,336	41793	390731,373	0,329	-	-	-	-
77	ПМН	ДКУ	Куйбышев - Лисинск	Боролевка - р. Волга	1220	100,66	41782	381717,576	0,618	-	-	-	-
78	ПМН	WM (УСК-03)	Куйбышев - Тгворецк	450-500км	1020	50	09.06.2014	159632,021	256,281	-	-	-	-
79	ПМН	WM (УСК-03)	Куйбышев - Тгворецк	лупинг 328 - 349 км	720	20,75	15.04.2014	45576,577	7,959	-	-	-	-
2015 год													
80	ПМН	ДКУ1	Куйбышев - Лисинск	Совхозная - Боролевка	1220	191,851	13.11.2015	732793,417	5977,337	-	-	-	-
81	ПМН	ДКУ1	Куйбышев - Лисинск	пр. берег р. Волга - Красный Яр	1220	102,346	29.11.2015	390731,373	0,041	-	-	-	-
6	АО «Транснефть - Прикамье» 2013-2016 гг.												
2013 год													
7	СЗМН	ДКК	Калтасы - Куйбышев	233 - 288 км	720	55	21.01.2013	123405,80	0,00	20,67	0,00	0,00	0,00
9	СЗМН	WM (УСК-03)	Сургут - Полощ	Обводной и пр. ЛПДС Лазарево	820	4,4	18.05.2013	11507,93	0,00	0,02	0,00	0,00	0,00
15	СЗМН	WM (УСК-03)	Чекмагуш - Азнаково	Чекмагуш	530	35,7	29.09.2013	58205,28	0,68	9126,75	0,00	0,00	0,00
18	СЗМН	ДКУ	Калтасы - Куйбышев	Альметьевск - Самара (0 - 233 км)	820	233	29.08.2013	600299,73	1,31	158,67	0,00	0,00	0,00
2014 год													
22	СЗМН	WM (УСК-03)	Каменный Лог - Пермь	Каменный Лог - Пермь	426	67,7	26.05.2014	90338,366	0,14	0,007	0	0	0
23	СЗМН	ДКК	Каробаш - Альметьевск - Калейкино	Альметьевск - Калейкино	1020	18	29.05.2014	57128,015	0	20,641	0	0	0
24	СЗМН	WM (УСК-03)	Наб. Челны - Альметьевск 2	Наб. Челны - Альметьевск	720	95	06.10.2014	212038,599	0	16,389	0	0	0
25	СЗМН	WM (УСК-03)	Наб. Челны - Альметьевск 2	Отвод на НПДС Калейкино	720	18,4	25.04.2014	40674,780	6,993	0,496	0	0	0
2015 год													
37	Транснефть - Прикамье	WM (УСК-03)	Каробаш - Альметьевск - Калейкино	Альметьевск - Калейкино	1020	17,742	29.09.2015	63522,588	20,641	117,760	АРНУ	0	0
38	Транснефть - Прикамье	ДКУ	Клепего - Набережные Челны (530/720км)	206 - 258 км	720	52,265	08.05.2015	232763,192	45,987	5,574	АРНУ	0	0
39	Транснефть - Прикамье	WM (УСК-03)	Клепего - Набережные Челны (530/720км)	лупинг 22 - 206 км	530	185,811	18.08.2015	299609,415	344,452	9,241	УРНУ	0	0
40	Транснефть - Прикамье	ДКК	Наб. Челны - Альметьевск 2	Наб. Челны - Альметьевск	720	94,63	17.05.2015	638308,818	16,389	16,595	АРНУ	0	0
42	Транснефть - Прикамье	WM (УСК-03)	Новока - Мишкино - Клепего (300/500км)	Мишкино - Клепего	530	47,6	05.09.2015	76561,762	0,501	2,103	УРНУ	0	0
43	Транснефть - Прикамье	WM (УСК-03)	Оса - Пермь	107 - 33 км	530	73	24.08.2015	120920,366	2,005	0,347	ПРНУ	0	0
7	АО «Транснефть - Сибирь»												
2013 год													
19	Транснефть - Сибирь	ДКК	Шани - Тюмень	220 - 231 км	530	10,3	13.06.2013	18486,91	324,55	0,24	0,00	0,00	0,00
20	Транснефть - Сибирь	ДКК	Вать-Егин - Апрельская	0 - 37 км	530	37,246	09.06.2013	60842,55	421,23	55,69	0,00	0,00	0,00
22	Транснефть - Сибирь	ДКК	Усть-Балык - Нижнеартовск	219 - 280 км (рез. нитка №1)	1020	61,523	16.07.2013	192035,62	20,07	26,14	0,00	0,00	0,00
26	Транснефть - Сибирь	WM (УСК-03)	Усть-Балык - Нижнеартовск	219 - 280 км (осн. нитка)	1020	61,523	41543	192152,591	6,051	21,101379	0,00	0,00	0,00
30	Транснефть - Сибирь	ДКК	Богословское - Хохряковское	0 - 118 км	720	117,9	41545	268450,727	0	1434,466265	0,00	0,00	0,00
37	Транснефть - Сибирь	WM (УСК-03)	Усть-Балык - Нижнеартовск	0 - 88 км (рез. нитка)	1020	86,2	18.12.2013	272673,021	2133,197	964,735262	0,00	0,00	0,00
38	Транснефть - Сибирь	WM (УСК-03)	Усть-Балык - Нижнеартовск	32 - 88 км осн. нитка	1020	54,528	27.12.2013	171009,124	158,365	29,671	0,00	0,00	0,00
2014 год													
43	Транснефть - Сибирь	WM (УСК-03)	Красноленск - Шани-Конда (К-Ш-К)	125 - Шани	820	120,985	12.09.2014	302501,570	0	29,838	0,00	0,00	0,00
44	Транснефть - Сибирь	WM (УСК-03)	Красноленск - Шани-Конда (К-Ш-К)	211 - 213 км (рез. нитка р. Мухомыль)	820	1,7	09.06.2014	4197,798	0,079	0,376	0,00	0,00	0,00
45	Транснефть - Сибирь	WM (УСК-03)	Красноленск - Шани-Конда (К-Ш-К)	225 - 227 км (рез. нитка р. Конда)	820	2,601	16.09.2014	6499,734	0	9,991	0,00	0,00	0,00
46	Транснефть - Сибирь	WM (УСК-03)	Красноленск - Шани-Конда (К-Ш-К)	Резервная нитка 187 - 188 км	820	1,4	03.06.2014	3629,785	8,312	7,154	0,00	0,00	0,00
47	Транснефть - Сибирь	WM (УСК-03)	Красноленск - Шани-Конда (К-Ш-К)	рез. нитка 56 - 61 км	820	4,9	15.05.2014	12582,529	0,542	3,769	0,00	0,00	0,00
57	Транснефть - Сибирь	WM (УСК-03)	Повыловская - Поклич - Урьевские	Повыловское - Поклич	720	97,975	03.09.2014	221776,322	1161,194	336,673	0,00	0,00	0,00
58	Транснефть - Сибирь	WM (УСК-03)	Повыловская - Поклич - Урьевские	Поклич - Урьевские	720	57,498	27.05.2014	130251,256	0,254	4,778	0,00	0,00	0,00
59	Транснефть - Сибирь	WM (УСК-03)	Повыловская - Поклич - Урьевские	рез. нитка л/п р. Вать-Егин	720	4,065	14.08.2014	9289,632	5,268	2,651	0,00	0,00	0,00
61	Транснефть - Сибирь	ДКУ	Сургут - Полощ	0 - 76 км (осн. нитка)	1220	69	04.07.2014	262846,191	0,452	0,267	0,00	0,00	0,00
63	Транснефть - Сибирь	WM (УСК-03)	Тарасовское - Муравленковское	110-52 км	720	56,597	25.08.2014	127833,443	0,000	12,278	0,00	0,00	0,00
66	Транснефть - Сибирь	ДКК	Усть-Балык - Нижнеартовск	0 - 88 км (рез. нитка)	1020	86,2	31.01.2014	274339,278	965,182	2133,181	0,00	0,00	0,00

77	Транснефть - Сибирь	WM (УСК-03)	Шанин - Конда	0 - 108 км	530	108,4	25.09.2014	174169,250	0,000	2,499	0,00	0,00	0,00
78	Транснефть - Сибирь	WM (УСК-03)	Шанин - Тюмень	220 - 231 км	530	10,3	10.09.2014	18277,209	0,236	1,562	0,00	0,00	0,00
79	Транснефть - Сибирь	WM (УСК-03)	Шанин - Тюмень	Кумл - Тюмень	530	237,014	18.09.2014	394383,615	103,327	106,544	0,00	0,00	0,00
2015 год													
86	Транснефть - Сибирь	ДЖК	Красноленск - Шанин-Конда (К-Ш-К)	225 - 227 км (рез. нитка р. Конда)	820	2,601	11.09.2015	19543,702	9,991	21,458	0,00	0,00	0,00
87	Транснефть - Сибирь	WM (УСК-03)	Красноленск - Шанин-Конда (К-Ш-К)	Красноленск - 125 км	820	122,228	30.09.2015	322046,195	327,213	1882,607	0,00	0,00	0,00
88	Транснефть - Сибирь	WM (УСК-03)	Красноленск - Шанин-Конда (К-Ш-К)	рез. нитка 298 - 311 км	820	13,64	16.02.2015	34467,824	492,249	98,948	0,00	0,00	0,00
105	Транснефть - Сибирь	WM (УСК-03)	Тарасовское - Муртавленское	38 - 49 км (рез. нитка р. Пяку-Пур)	720	10,37	27.06.2015	25439,461	182,006	19,069	0,00	0,00	0,00
112	Транснефть - Сибирь	ДКУ1-5	Усть-Балык - Нижневартовск	0 - 88 км (рез. нитка)	1020	86,2	25.12.2014	549931,554	2133,197	47,943	0,00	0,00	0,00
113	Транснефть - Сибирь	WM (УСК-03)	Усть-Балык - Нижневартовск	219 - 280 км (рез. нитка №1)	1020	61,523	25.09.2015	192797,703	26,139	38,364	0,00	0,00	0,00
123	Транснефть - Сибирь	WM (УСК-03)	Шанин - Тюмень	Шанин - Кумл (108 - 200 км)	530	89,349	18.09.2015	147163,850	9,701	1,141	0,00	0,00	0,00
124	Транснефть - Сибирь	WM (УСК-03)	Шанин - Тюмень	рез. нитка п/п р. Таала (320 - 321 км)	530	1,3	07.05.2015	2185,454	1,935	6,410	0,00	0,00	0,00
125	Транснефть - Сибирь	WM (УСК-03)	Красноленск - Шанин-Конда (К-Ш-К)	рез. нитка 332 - 341 км	720	9,86	23.12.2015	22195,476	24,266	2,245	0,00	0,00	0,00
128	Транснефть - Сибирь	WM (УСК-03)	Сургут - Полоцк	рез. нитка п/п р. Молва	1020	1,77	17.12.2015	5502,705	18,046	17,893	0,00	0,00	0,00
10	АО «Черномортрансгаз»												
20	ЧТН	УСК-03	МН "Малгобек-Тигоретц"	км 44-235	720	196,1	18.07.2014	445382,146	206,501	13,324	-	-	-
21	ЧТН	УСК-03	МН "Малгобек-Тигоретц"	км 235-484	720	247,128	27.07.2014	562638,471	0	35,316	-	-	-
36	ЧТН	ДКУ	Малгобек-Тигоретц	км 44-235,7	720	196,103	10.11.2015	890058,345	13,324	2,692	-	-	-
12	АО «Транснефть - Север»												
2013 год													
1	ТСВ	ДЖК	Ухта-Яросталь	Ухта-Синдор	820	143,24	24.03.2013	366 816,92	207849,497	2013	-	-	-
2	ТСВ	ДКУ	Уса-Ухта	Ухта 1-ПСУ	530	11,554	16.09.2013	19 401,54	7,5	2013	-	-	-
3	ТСВ	ДКУ	Ухта-Яросталь	рез. нитка п/п р. Шонгас	820	0,48	25.11.2013	1 337,08	59,157	2013	-	-	-
4	ТСВ	ДКУ	Уса-Ухта	Чикшино-Ухта	720	195,048	16.11.2013	441 383,38	104925,217	2014	-	-	-
5	ТСВ	УСК 03	Ухта-Яросталь	рез. нитка ППМН через р. Шаболта	820	1,26	28.12.2013	3 358,54	20,554	2014	-	-	-
2014 год													
6	ТСВ	УСК 03	Ухта-Яросталь	НПС Ухта1 - ПСУ Ухта	820	11,6	06.07.14	19 168,66	106,609	2014	-	-	-
7	ТСВ	УСК 03	Ухта-Яросталь	Синдор - Мизуль	820	113,5	20.08.14	292 203,77	91,739	2014	-	-	-
8	ТСВ	УСК 03	Ухта-Яросталь	рез. нитка п/п р. Волга	820	1,7	29.08.14	4 453,82	18,35	2014	-	-	-
9	ТСВ	УСК 03	Ухта-Яросталь	Мизуль - Урдома	820	116,6	27.09.14	298 162,17	65,093	2014	-	-	-
10	ТСВ	УСК 03	Ухта-Яросталь	Урдома - Привольно	820	141,7	02.10.14	363 839,42	207,727	2014	-	-	-
11	ТСВ	УСК 03	Ухта-Яросталь	Новосеница - Погорелово	820	73,9	06.10.14	397 686,95	7,425	2014	-	-	-
12	ТСВ	УСК 03	Ухта-Яросталь	Погорелово - Грязовец	820	147,2	15.10.14	378 357,74	66,429	2014	-	-	-
13	ТСВ	УСК 03	Уса-Ухта	Саян - Чикшино	720	106,024	27.06.14	238 974,97	2,476	2014	-	-	-
14	ТСВ	WM(УСК-03)	Ухта-Яросталь	Грязовец-Яросталь	820	176,1	20.10.2014	452 311,17	206,078	2015	-	-	-
2015 год													
15	ТСВ	ДЖК	Ухта-Яросталь	Привольно-Новосеница	820	143	02.04.2015	1 103 002,00	69,391	2015	-	-	-
16	ТСВ	WM(УСК-03)	Ухта-Яросталь	рез. нитка ППМН р. Вытегла	820	3,27	22.05.2015	8 407,59	6,437	2015	-	-	-
17	ТСВ	WM(УСК-03)	Ухта-Яросталь	рез. нитка ППМН р. Воль	820	0,642	09.06.2015	1 688,79	0,058	2015	-	-	-
18	ТСВ	WM(УСК-03)	Ухта-Яросталь	рез. нитка ППМН р. Суэвола	820	0,713	23.06.2015	1 858,32	6,243	2015	-	-	-
19	ТСВ	WM(УСК-03)	Ухта-Яросталь	рез. нитка ППМН р. Видель	820	0,656	27.06.2015	1 708,57	2,259	2015	-	-	-
20	ТСВ	WM(УСК-03)	Ухта-Яросталь	рез. нитка ППМН р. С. Давыд	821	1,566	30.06.2015	4 038,06	36,722	2015	-	-	-
АО «Транснефть - Урал»													
22	ТН-Урал	УСК03	Чекмагуш-Азнакаево	Чекмагуш - р.Ик	530	90,2	02.12.2013	147348,30	0,00	1,34	0	0	0
34	Транснефть - Урал	ДКУ	Туймазы - Уфа 3	Нурлино - Уфа(п.Б)	530	37,3	08.08.2014	87568,87	0,01	1044,70	0	0	0
52	ТН-Урал	УСК03	ТУ-3	Нурлино - Уфа(п.Б)	530	40,58	27.07.2015	197241,12	0,00	0,49	0	0	0
60	ТН-Урал	УСК03	ТУ-3	Языково - Нурлино	530	55,143	21.08.2015	275448,58	0,00	0,51	0	0	0
61	ТН-Урал	ДКУ	ТУ-3	Языково - Нурлино	530	55,143	04.09.2015	275448,58	0,00	0,51	0	0	0

ПРИЛОЖЕНИЕ 5 Справки о внедрении



АКЦИОНЕРНОЕ ОБЩЕСТВО «ТРАНСНЕФТЬ – СЕВЕР»

Проспект А.И. Зерюнова, дом 2/1, г. Ухта, Республика Коми, Российская Федерация, 169300; тел. (8216) 77-14-83, 77-14-84;
факс (8216) 76-01-71; e-mail: post@uht.transneft.ru; ИНН 1102016594; КПП 168150001, 110201001; ОКПО 00139672; ОКВЭД 49.50.11.

12.11.2020 № 87н

В диссертационный совет
Д 212.289.04

На № от

СПРАВКА
о внедрении

Материалы диссертационной работы соискателя Сунагатуллина Рустама Зайтуновича «Эксплуатация магистральных нефтепроводов с асфальтосмолистыми парафиновыми отложениями» используются специалистами отдела главного технолога АО «Транснефть – Север» при подборе оптимальной температуры нагрева нефти установками ППН магистральных нефтепроводов «Уса – Ухта» и «Ухта – Ярославль».

Генеральный директор

Р.Р. Исламов



АКЦИОНЕРНОЕ ОБЩЕСТВО «ТРАНСНЕФТЬ – ПРИКАМЬЕ»

ул. П. Лумумбы, д.20, корпус 1, Казань, Республика Татарстан, Россия, 420081; тел.: (843) 279-04-20, 279-03-00; факс: (843) 279-01-12;

E-mail: office@kaz.transneft.ru; ОКПО 00139264; ОГРН 1021601763820; ИНН/КПП 1645000340/997250001.

11 НОЯ 2020 № ТПК-01-09-01-02.3/44013

На №

от

В диссертационный совет Д 212.289.04

СПРАВКА

о внедрении

Результаты исследований соискателя Сунагатуллина Рустама Зайтуновича, представленные в диссертационной работе «Эксплуатация магистральных нефтепроводов с асфальтосмолистыми парафиновыми отложениями», используются специалистами ОАО «Транснефть – Прикамье»:

- при формировании годового и квартального плана очистки магистральных трубопроводов, осложненных парафиноотложениями;

- при разработке технологических схем преддиагностической очистки участков МТ с учетом состава нефти и условий перекачки.

Заместитель генерального директора
по эксплуатации МН

В.С.Решетников





ОБЩЕСТВО С ОГРАНИЧЕННОЙ ОТВЕТСТВЕННОСТЬЮ «НАУЧНО-ИССЛЕДОВАТЕЛЬСКИЙ ИНСТИТУТ ТРУБОПРОВОДНОГО ТРАНСПОРТА»
Севастопольский проспект, д. 47 А, г. Москва, Россия, 117186; email: niitnn@niitnn.transneft.ru; www.niitnn.transneft.ru
тел. (495) 950-82-95, (499) 799-82-85, (495) 950-86-77, МТС (6553) 5600, 4585, факс (495) 950-82-97, МТС 6553-3297
ОКПО 62816002, ОГРН 1097746556710, ИНН/КПП 7736607502/772701001

12.11.2020г. № НИИТН-Н-03-02/18

В диссертационный совет
Д 212.289.04

На № от

СПРАВКА

о внедрении

Результаты исследований соискателя Сунагатулина Рустама Зайтуновича, представленные в диссертационной работе «Эксплуатация магистральных нефтепроводов с асфальтосмолистыми парафиновыми отложениями», используются специалистами ООО «НИИ Транснефть»:

- при выполнении лабораторных исследований товарных нефтей химико-аналитической лабораторией;
- при подборе ингибиторов парафиноотложений в лабораторных условиях и с использованием теплогидравлического стенда;
- при проведении расчетов по определению времени безопасной остановки нефтепроводов, перекачивающих высоковязкие нефти.

Первый заместитель
генерального директора

Д.А. Неганов

