

*На правах рукописи*



**ВАЛИЕВ МАРАТ ИОЗИФОВИЧ**

**ПРИМЕНЕНИЕ ПРОТИВОТУРБУЛЕНТНЫХ ПРИСАДОК ДЛЯ  
ТРАНСПОРТИРОВКИ НЕФТЕЙ С ВЫСОКИМ СОДЕРЖАНИЕМ  
АСФАЛЬТОСМОЛОПАРАФИНОВЫХ ВЕЩЕСТВ**

Специальность 2.8.5. – «Строительство и эксплуатация  
нефтегазопроводов, баз и хранилищ» (технические науки)

**А В Т О Р Е Ф Е Р А Т**

диссертация на соискание ученой степени

кандидата технических наук

Уфа – 2024 г.

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

Научный руководитель: доктор технических наук, доцент  
**Гареев Мурсалим Мухутдинович**

Официальные оппоненты: **Шарифуллин Андрей Виленович**  
доктор технических наук, профессор  
Федеральное государственное бюджетное образовательное учреждение высшего образования «Казанский национальный исследовательский технологический университет» / кафедра «Химической технологии переработки нефти», профессор (г. Казань)

**Голунов Никита Николаевич**  
кандидат технических наук, доцент  
Федеральное государственное автономное образовательное учреждение высшего образования «Российский государственный университет нефти и газа имени И.М. Губкина» / кафедра «Проектирование и эксплуатация газонефтепроводов», заведующий кафедрой (г. Москва)

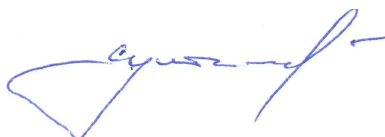
Ведущая организация: Федеральное государственное бюджетное образовательное учреждение высшего образования «Санкт-Петербургский горный университет императрицы Екатерины II» (г. Санкт-Петербург)

Защита состоится «16» мая 2024 года в 14:00 на заседании диссертационного совета 24.2.428.03 при ФГБОУ ВО «Уфимский государственный нефтяной технический университет» по адресу: 450064, Республика Башкортостан, г. Уфа, ул. Космонавтов, 1.

С диссертацией можно ознакомиться в библиотеке ФГБОУ ВО «Уфимский государственный нефтяной технический университет» и на сайте [www.rusoil.net](http://www.rusoil.net)

Автореферат разослан «\_\_» \_\_\_\_\_ 2024 года.

Ученый секретарь  
диссертационного совета



Султанов Шамиль Ханифович

## ОБЩАЯ ХАРАКТЕРИСТИКА РАБОТЫ

**Актуальность темы исследования.** Месторождения трудноизвлекаемых нефтей приобретают все большее значение в мировой экономике. Их доля в общем объеме транспортируемой нефти увеличивается и в дальнейшем будет только возрастать. Указанные нефти характеризуются высоким содержанием асфальтосмолопарафиновых веществ, сложными реологическими свойствами, по своему типу относятся как правило к тяжелым и битуминозным нефтям. При этом транспортировка указанных нефтей отличается более высокими эксплуатационными затратами и связана с рядом трудностей: ограничение времени безопасной остановки, повышенная интенсивность выпадения асфальтосмолопарафиновых веществ (АСПВ), необходимость применения специальных методов перекачки для повышения пропускной способности.

Одним из методов снижения гидравлического сопротивления является применение противотурбулентных присадок (ПТП). Опыт применения ПТП на магистральных трубопроводах показал, что эффективность присадки зависит от многих факторов (температуры, свойств нефти, производительности и т.д.). При этом зависимость эффективности ПТП от свойств нефти и температуры недостаточно изучена, что может привести к малоэффективному использованию ПТП. Проблема особенно актуальна для нефтей со сложным составом.

**Степень разработанности.** В нашей стране развитие теории и практики снижения турбулентного трения ПТП связано с работами таких ученых, как В.Б. Амфилохийев, Л.С. Артюшков, Ю.П. Белоусов, М.М. Гареев, Н.Н. Голунов, В.А. Иоселевич, А.А. Коршак, Е.Л. Левченко, М.В. Лурье, В.И. Марон, В.Н. Манжай, Г.В. Несын, А.Д. Прохоров, Л.И. Седов, И.А. Чарный, С.Н. Челинцев, А.В. Черников, А.М. Шаммазов, С.В. Шилько и др., а за рубежом - H.J. Choi, I.W. Daily, R.C. Little, J.L. Lumley, J.G. Spangler, P.S. Virk и др.

**Цели и задачи исследования.** Повышение эффективности транспортировки нефти различного состава путем совершенствования технологии применения ПТП.

Для реализации поставленной цели необходимо решить следующие задачи:

1) Анализ существующих проблем и вопросов применения ПТП при транспортировке различных нефтей;

2) Разработка методики проведения исследований по оценке влияния различных факторов транспортировки нефтей на ПТП. Подбор лабораторного и стендового оборудования для проведения испытаний;

3) Экспериментальное исследование по оценке изменения эффективности ПТП в зависимости от температуры и содержания АСПВ в нефти. Определение области и критериев эффективного использования ПТП;

4) Разработка рекомендаций по применению ПТП при транспортировке нефтей различного углеводородного состава.

#### **Научная новизна исследования:**

1. Разработана методика исследований эффективности ПТП в нефтях с различным содержанием АСПВ с использованием турбулентного реометра и стендовой установки, позволившая впервые определить зависимость эффективности ПТП от состава нефти и температуры.

2. Впервые установлено, что величина снижения гидравлического сопротивления при использовании традиционных ПТП на основе полимеров высших альфа-олефинов ограничена комплексным негативным влиянием тяжёлых компонентов и температуры нефти на молекулы полимера.

#### **Теоретическая и практическая значимость исследования.**

Разработана методика оценки эффективности ПТП с использованием лабораторного и стендового оборудования по исследованию влияния ПТП на углеводородные жидкости различного состава. На основании проведенных исследований показано влияние содержания АСПВ в нефти и температуры на эффективность ПТП.

Экспериментально установлены закономерности влияния на эффективность ПТП содержания АСПВ в перекачиваемой нефти.

Разработаны рекомендации по применению ПТП при перекачке нефти, а именно установлены ограничения по температуре и составу нефти для применения

ПТП при транспортировке нефти по магистральным трубопроводам.

Результаты исследований позволяют оптимизировать режимы работы магистрального нефтепровода с применением ПТП при перекачке нефтей различного состава, корректно учесть влияние ПТП при планировании работы нефтепровода и избежать нерационального использования ПТП.

**Методология и методы исследований.** Методология исследований заключалась в анализе результатов исследований отечественных и зарубежных авторов по вопросам применения ПТП при перекачке нефти, результатов промышленного применения ПТП, а также в планировании и постановке экспериментов с целью исследования факторов, влияющих на эффект Томса.

В экспериментальной части исследований применялись лабораторные, аналитические и стендовые методы испытаний. Для обработки результатов экспериментов использовались статистические методы обработки данных.

**Положения, выносимые на защиту:**

1. Методика исследования эффективности ПТП в нефтях различного состава, позволившая оценить влияние АСПВ и температуры нефти на эффективность ПТП.

2. Установленные зависимости изменения эффективности ПТП от АСПВ в нефти при содержании смол от 10,5 до 17,1% масс., асфальтенов от 2 до 2,9 % масс., парафинов от 1,7 до 14,3% масс. для планирования работы магистрального нефтепровода с применением ПТП.

3. Разработанные номограммы, позволяющие определять эффективность ПТП в зависимости от содержания парафинов и температуры нефти.

**Степень достоверности научных положений, выводов и рекомендаций.** Достоверность научных положений, выводов и рекомендаций исследования подтверждается фактическими опытными данными и результатами применения ПТП на магистральных нефтепроводах. Планирование и разработка методики исследований осуществлялась исходя из анализа теоретических исследований в области применения ПТП. При проведении экспериментальных исследований использовалось аттестованное испытательное оборудование и поверенные средства

измерений.

**Апробация результатов исследования.** Основные результаты исследований докладывались и обсуждались на: Международной научно-технической конференции памяти академика А.Х. Мирзаджанзаде (г. Уфа, 2016 г.); XII-й Всесоюзной научно-технической конференции «Актуальные проблемы развития нефтяного комплекса России» (г. Москва, 2018 г.); XII-й Международной учебно-научной-практической конференции. «Трубопроводный транспорт 2017» (г. Уфа, 2017 г.); IV-й Всероссийской научно-практической конференции «Трубопроводный транспорт углеводородов» (г. Омск, 2020 г.).

**Публикации.** По результатам научных исследований, изложенных в диссертации, опубликовано 8 печатных работ, из которых 7 в рецензируемых научных журналах и изданиях, рекомендованных ВАК Министерства образования и науки РФ, 2 патента.

**Объем работы.** Диссертация состоит из введения, 4 глав, заключения, списка использованных источников из 117 наименований и приложений. Работа изложена на 160 страницах, содержит 62 рисунка и 21 таблицу.

## **ОСНОВНОЕ СОДЕРЖАНИЕ РАБОТЫ**

**Во введении** обоснована актуальность темы диссертационной работы, сформулирована цель и основные задачи исследования, показана научная новизна и практическая значимость проведенных исследований.

**Первая глава** посвящена феноменологическому описанию эффекта Томса и обзору патентных и литературных источников по применению традиционных ПТП на основе полимеров высших альфа-олефинов для повышения эффективности перекачки нефти, а также обзору лабораторного и стендового оборудования для исследования эффекта Томса.

Эффект Томса в нефти с высоким содержанием АСПВ имеет свою специфику. Из двух необходимых условий снижения сопротивления турбулентного потока, - высокая молекулярная масса и хорошая растворимость полимера, - последнее

выступает на первый план. Классические полимеры на основе полигексена не всегда хорошо растворяются в нефти при высоком содержании асфальтенов, которые препятствуют растворению полимеров высших альфа-олефинов. С другой стороны, если нефть находится при температуре, близкой к началу кристаллизации парафинов, это также является барьером для перехода твёрдого полимера присадки в раствор. Поэтому проблема растворимости ПТП в нефти с высоким содержанием АСПВ является первоочередной. Этой теме посвящены лишь отрывочные публикации в зарубежной патентной литературе. Настоящая работа отчасти восполняет этот пробел.

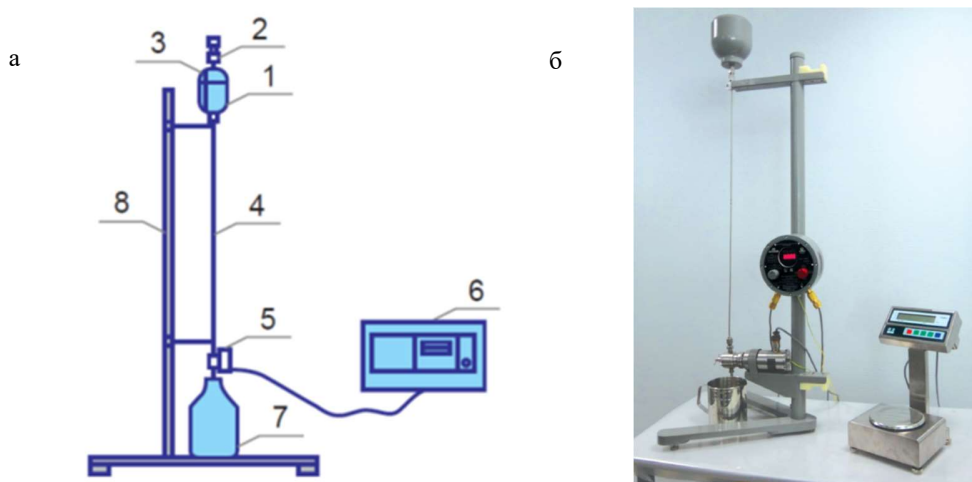
Анализ большинства российских научных публикаций, посвященных оценке эффективности ПТП (DR, %), показал, что авторами в основном приводятся две зависимости эффективности ПТП – от концентрации присадки и от режима перекачки (число Рейнольдса, напряжение сдвига). Информации об эффективности ПТП в зависимости от компонентного состава перекачиваемой углеводородной жидкости, в среде которой применяется или планируется к применению присадка, крайне мало. В некоторых работах показана зависимость эффективности ПТП от содержания высокоплавких парафинов C<sub>24</sub>+ и отмечается, что при содержании в нефти асфальтенов до 3 % масс. обеспечивается результативная работа ПТП, однако никаких соответствующих зависимостей не приводится.

На основании вышеизложенного можно сказать, что исследование зависимости эффективности ПТП от компонентного состава перекачиваемой углеводородной жидкости является задачей, представляющей интерес, имеющей научную новизну и экономическое значение для прогнозирования возможности применения ПТП на нефтепроводах, перекачивающих нефти различного состава.

Ввод ПТП в магистральный трубопровод, эффективность которой неизвестна, не позволяет точно спрогнозировать режим работы трубопровода, что связано с определенными рисками. Предварительное лабораторное тестирование ПТП позволяет уточнить эффективность присадки и существенно сократить затраты и время на проведение испытаний.

Во второй главе диссертационной работы приведены результаты определения типа и характеристик оборудования для проведения исследований по оценке влияния состава и температуры нефти на эффективность применения ПТП.

Для сравнительных испытаний ПТП удобно использовать турбулентный реометр (Рисунок 1).



1 – емкость; 2 – кран; 3 – трубка Мариотта; 4 – капилляр; 5 – электромагнитный клапан; 6 – блок управления; 7 – приемник; 8 – штатив.

Рисунок 1 - Схема (а) и внешний вид (б) капиллярного реометра

При истечении маловязкого растворителя (нефрас, толуол) через капилляр диаметром 2-8 мм напряжение сдвига на стенке  $\tau_w$  составляет порядка 10 Па, а число  $Re$  от 6000 до 10000. В турбулентном реометре снижение сопротивления оценивают по массе вытекающей через капилляр жидкости. Исследуемую жидкость заливают в емкость 1, откуда она под действием сил гравитации вытекает по капилляру 4 в приемник 7. Капилляр на выходе запирается электромагнитным клапаном 5, время открытия которого задается с помощью блока управления 6. Емкость снабжена трубкой Мариотта 3 для поддержания постоянного перепада давления.

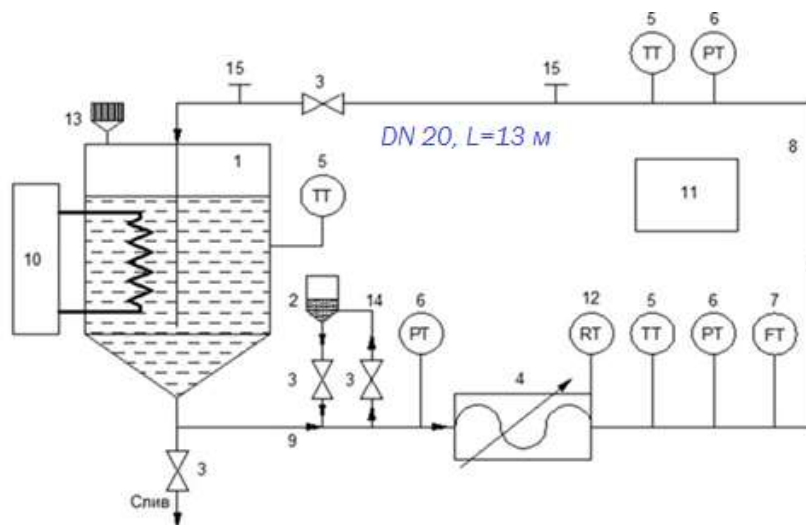
Величину снижения гидродинамического сопротивления  $DR$  рассчитывают по формуле:

$$DR = \left(1 - \frac{m_0^2}{m_{DRA}^2}\right) 100\%, \quad (1)$$

где  $m_0$  – масса чистой жидкости;  $m_{DRA}$  – масса жидкости с ПТП, вытекающей через капилляр за фиксированное время.



На Рисунке 2 представлена схема мобильной стендовой установки, используемого при испытаниях.



1 – расходный бак; 2 – емкость для ввода ПТП; 3 – шаровые краны; 4 – винтовой насос; 5 – датчики температуры; 6 – датчики давления; 7 – расходомер; 8 – измерительный участок напорной линии; 9 – напорная линия; 10 – жидкостный криотермостат; 11 – персональный компьютер (за пределами взрывоопасной зоны); 12 – частотно-регулируемый привод насоса; 13 – дыхательный клапан; 14 – линия промывки емкости ввода ДРА; 15 – тройники с заглушками.  
Рисунок 2 - Схема установки петлевого типа для испытания присадок в нефти и дизельном топливе

Установка предназначена для испытаний ПТП в нефти и нефтепродуктах, имеет петлевую конфигурацию, имеется возможность поддерживать заданную температуру и расход жидкости, а также фиксировать давление и температуру в нескольких точках. Установка позволяет создавать касательные напряжения на стенках трубопровода в пределах от 2 Па до 100 Па, что вполне соответствует касательным напряжениям, возникающим на стенках магистрального трубопровода и является обоснованием для масштабного перехода к магистральному нефтепроводу.

Диаметр измерительного участка напорной линии стендовой установки определялся исходя из условия равенства касательных напряжений  $\tau_{wl}$  на стенке экспериментальной трубы и промышленного трубопровода  $\tau_{w\phi}$  с учетом того, что при проведении экспериментов число Рейнольдса  $Re_{л}$  удовлетворяло условию  $Re_{л} \geq Re_{л\text{ пор}}$ , где  $Re_{л\text{ пор}}$  - пороговое число Рейнольдса. Исходя из условия обеспечения турбулентного режима течения, принимаем  $Re_{л} \geq 2300$ . Длина измерительного

участка установки составляет 13 м.

Ввод присадки осуществляется на входе в винтовой насос. Гидродинамические параметры до и после ввода присадки выводятся на компьютер и представляются в виде зависимости эффективности ПТП от продолжительности циркуляции после ее ввода (Рисунок 3). Показана максимальная эффективность  $DR_{max}$  и показатель устойчивости к деградации, который приравнен ко времени, за которое происходит уменьшение  $DR$  до половины значения  $DR_{max}$ .

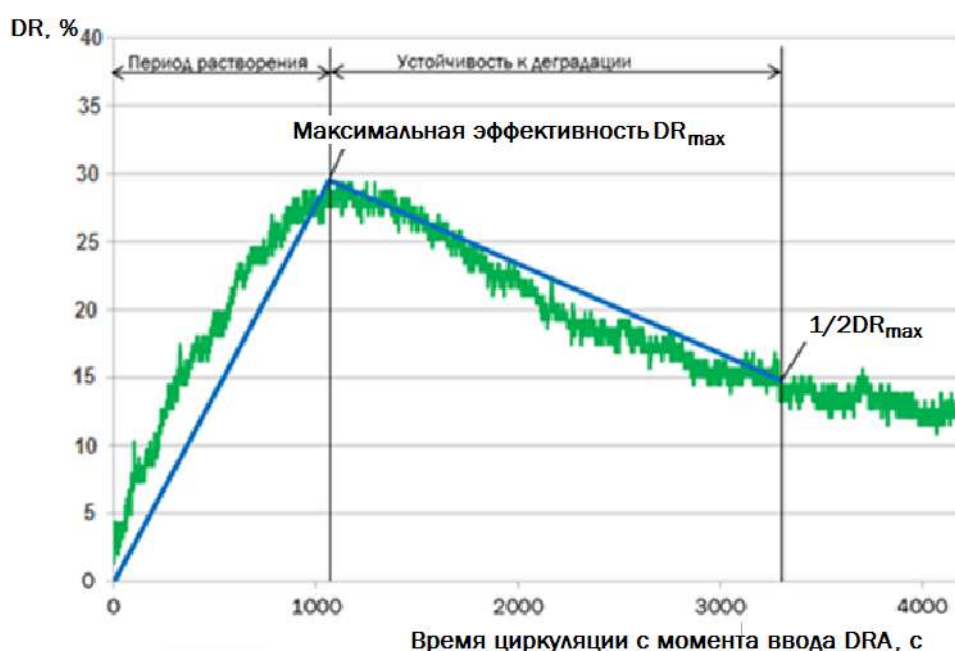


Рисунок 3 - Изменение величины снижения гидродинамического сопротивления в зависимости от продолжительности циркуляции нефти с момента ввода ПТП

Если в турбулентном реометре используется маловязкая модельная жидкость, то на стендовой установке исследованы реальные углеводороды, транспортируемые по трубопроводам: нефть и дизельное топливо. Это их несомненное преимущество, поскольку каждая нефть уникальна по своей природе. Исследование реологии нефти, например, на ротационном вискозиметре, не дает адекватной картины, которая характерна для лабораторного стенда. Эффективность ПТП на нефти можно оценить только на лабораторном стенде, поскольку в турбулентном реометре для этих целей пришлось бы создавать высокие значения давления.

**В третьей главе** описан порядок планирования и проведения испытаний, приведены сведения об оборудовании и образцах нефти и ПТП, а также результаты проведенных исследований.

Были составлены и исследованы смеси нефтей с различным содержанием АСПВ. Наиболее широкими по содержанию тяжелых компонентов, а также диапазону физико-химических свойств, являются нефти, поступающие в магистральные нефтепроводы АО «Транснефть-Север».

Для проведения исследований были отобраны четыре образца нефти, исходя из преобладания одного из компонентов в составе каждой нефти – асфальтенов, смол, парафинов и легкая нефть для возможности их комбинации, и получения смеси нефтей с требуемым соотношением тяжелых компонентов.

Исходя из анализа данных по распределению показателей качества, были отобраны следующие нефти:

- нефть №1 – базовая нефть с содержанием парафинов в интервале от 1,5 до 4 % масс., смол от 8 до 10 % масс. и асфальтенов от 2 до 3 % масс.

- нефть №2 - тяжелая нефть с преобладающим по отношению к парафинам (содержание 1-2%) содержанием смол до 24 % масс и асфальтенов - 4 %;

- нефть №3, с высоким содержанием парафина (свыше 15 % масс.), содержанием смол от 10 до 12 % масс., асфальтенов около 2 % масс;

- нефть №4 - легкая нефть с плотностью не более 860 кг/м<sup>3</sup>, с содержанием парафинов 5-6 % масс., смол от 11 до 13 % масс. и асфальтенов от 3 до 4 % масс.

Для проведения испытаний были сформированы модельные смеси (МС) нефтей. Смешение по составу трех различных нефтей позволило получать смеси с изменением одного из параметров (например - парафина), при относительно постоянном значении других (смол, асфальтенов). Смеси для проведения испытаний приведены в Таблице 1.

Таблица 1 - Содержание в МС разных нефтей и растворителя

Обозначения образцов нефти, моделей нефти и модельных смесей	Соотношение, %				
	нефть с СИКН №625 (базовая нефть)	нефть с СИКН №626 (тяжелая нефть)	нефть с СИКН №822 (парафинистая нефть)	нефть на входе НПС «Ухта-1»	Нефрас С2-80/120
Нефть №1	100	-	-	-	-
Нефть №2	-	100	-	-	-
Нефть №3	-	-	100	-	-
Нефть №4	-	-	-	100	-
МН <sub>АСВ</sub> (1)	93	7	-	-	-
МН <sub>АСВ</sub> (2)	90	10	-	-	-
МН <sub>АСВ</sub> (3)	83	17	-	-	-
МН <sub>АСВ</sub> (4)	67	33	-	-	-
МН <sub>АСВ</sub> (5)	50	50	-	-	-
МН <sub>П</sub> (1)	83	-	17	-	-
МН <sub>П</sub> (2)	67	-	33	-	-
МН <sub>П</sub> (3)	33	-	67	-	-
МН <sub>П</sub> (4)	-	-	6	94	-
МС	-	-	-	84	16

Изучение зависимости эффективности ПТП от состава и температуры проводилось путем испытаний модельных смесей из таблицы 1 с добавлением ПТП на установке для испытания присадок (Рисунок 2). Измеряли перепад давления, расход жидкости и температуру.

Все исследования проводились в соответствии с разработанной программой и методикой испытаний.

Влияние содержания асфальтосмолистых веществ (АСВ) в нефти на эффективность присадки изучали на нефти №1 и на пяти модельных нефтях (МН<sub>АСВ</sub>), полученных смешением нефтей №1 и №2 (Таблица 2). Аналогичным способом влияние содержания парафинов на эффективность присадки изучали на нефти №1 и на трех модельных нефтях (МН<sub>П</sub>), полученных смешением нефтей №1 и №3.

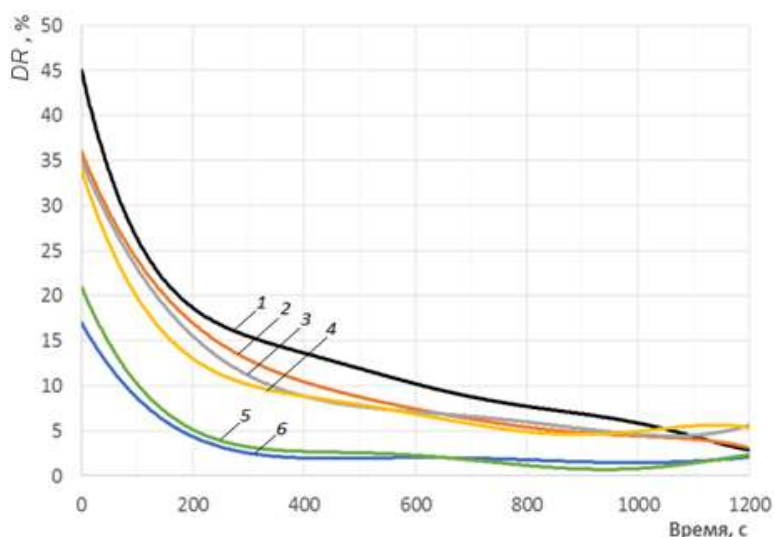
Таблица 2 - Количество парафинов и АСВ в используемых образцах нефти

Образец нефти	Содержание нефти, %		Компонентный состав, % масс.		
	тяжелой	парафинистой	Парафины	Смолы	Асфальтены
Нефть №1	0	-	3,8 (среднее значение)	10,5	2,05
МН <sub>АСВ</sub> (1)	7	-		11,5	2,15
МН <sub>АСВ</sub> (2)	10	-		11,8	2,22
МН <sub>АСВ</sub> (3)	17	-		12,7	2,31
МН <sub>АСВ</sub> (4)	33	-		14,9	2,59
МН <sub>АСВ</sub> (5)	50	-		17,1	2,90
Нефть №1	-	0	1,7	11,5 (среднее значение)	2,23 (среднее значение)
МН <sub>П</sub> (1)	-	17	4,1		
МН <sub>П</sub> (2)	-	33	6,4		
МН <sub>П</sub> (3)	-	67	11,2		

Пример кривых изменения эффективностей ПТП FLO МХА от времени циркулирования по петлевому контуру в нефтях с различным содержанием тяжелых компонентов представлен на Рисунке 4.

Как видно из Рисунка 4, ход кривых изменения эффективности и достигаемые начальные эффективности различны на нефтях разного компонентного состава. Аналогичное расположение кривых наблюдали и для присадки РТ FLYDE.

В испытаниях для каждого образца нефти число Рейнольдса составляло не менее 2500 за счет изменения объемного расхода в интервале от 5,5 до 7,0 м<sup>3</sup>/ч.



Содержание АСВ: 1 – 12,55 % масс., 2 – 13,65 % масс., 3 – 14,02 % масс., 4 – 15,01 % масс., 5 – 17,49 % масс., 6 – 20,0 % масс.

Рисунок 4 – Изменение эффективности ПТП от продолжительности циркуляции в нефти с разным содержанием АСВ при минимальном изменении парафинов

Напряжение сдвига на стендовой установке может меняться в диапазоне от 2 до 100 Па, скорость течения от 1 до 7 м/с, что позволяет охватить диапазон указанных параметров, характерных для магистральных нефтепроводов.

Падение эффективности присадок FLO MXA и PT FLYDE связано с повышением содержания высокоплавких и тяжелых компонентов нефти и, как следствие, ухудшением ее растворяющей способности.

Для определения предельного значения по каждому из компонентов нефти, выше которой применение ПТП становится нецелесообразным из-за низкой ее эффективности, построили зависимости максимальных начальных эффективностей присадок FLO MXA и PT FLYDE, от содержания парафина, смол и асфальтенов (Рисунки 5-6).

Как видно из Рисунков 5-6, эффективность присадок FLO MXA и PT FLYDE практически линейно снижается с увеличением содержания высокоплавких и тяжелых компонентов в нефти. Наиболее резкое снижение эффективности испытуемых ПТП наблюдается при увеличении АСВ, тогда как влияние парафинов на эффективность ПТП можно оценить, как умеренное. Так, снижение начальной эффективности ПТП от 45 % до 20 % (более чем в два раза) происходит при содержании в нефти парафинов в количестве от 1 до 11,2 % масс., асфальтенов – от 2 до 2,7 % масс., смол – от 10,5 до 15,5% масс.

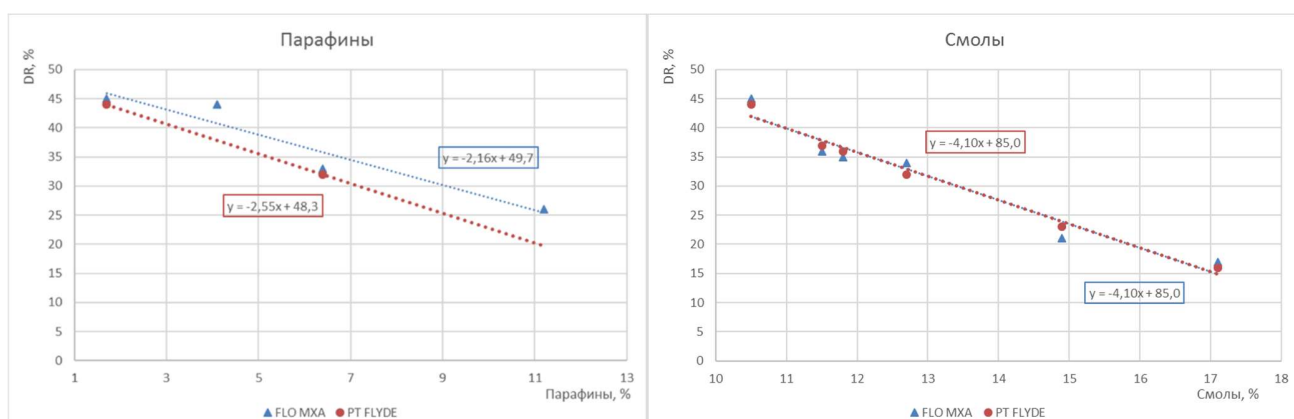


Рисунок 5 – Зависимость начальной эффективности присадок FLO MXA и PT FLYDE от содержания парафинов и смол в нефти при температуре 25 °С

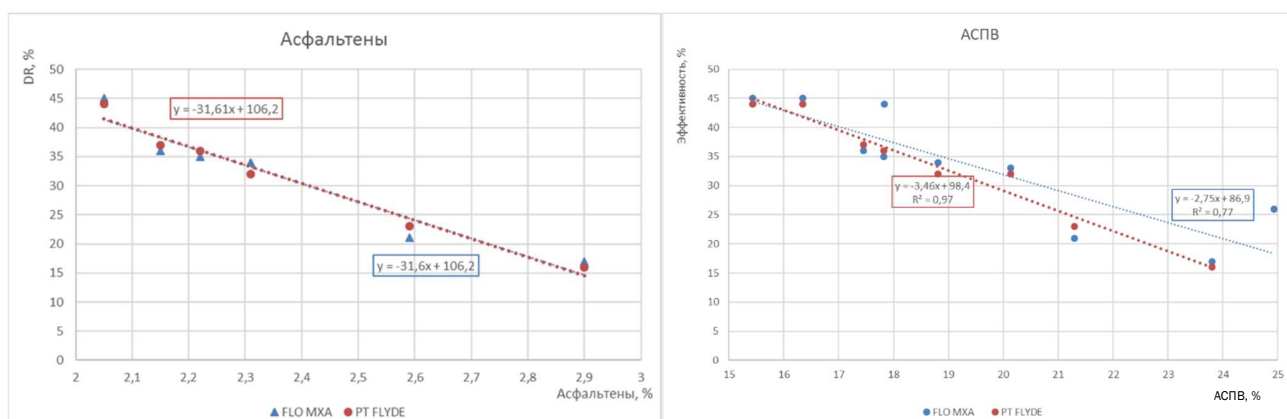


Рисунок 6 – Зависимость начальной эффективности присадок FLO MXA и PT FLYDE от содержания асфальтенов и АСПВ в нефти при температуре 25 °С

На основе выполненных исследований путем аппроксимации получены линейные зависимости влияния состава нефти на эффективность ПТП (таблица 3).

Таблица 3 - Уравнения зависимости эффективности от суммарного массового содержания АСПВ (X) в нефти

Уравнение зависимости	Коэффициент детерминации $R^2$	ПТП
$DR = -2,75 \cdot X + 86,9$	0,77	FLO MXA
$DR = -3,46 \cdot X + 98,3$	0,97	PT FLYDE

Достоверность модели оценивалась с помощью коэффициента детерминации  $R^2$ . Для приемлемых моделей его величина должна быть не меньше 50 %. Модели с коэффициентом детерминации выше 80 % можно признать достаточно хорошими.

Изучено также совместное влияние температуры и состава нефти на эффективность ПТП. Для выполнения исследований использовалась нефть №4, а также модельная смесь на её основе. Модель нефти (МН<sub>П</sub>(4)), содержащая значительное количество парафинов, формировалась путем добавления парафинистой нефти №3 к нефти №4. Модельная смесь готовилась путем разбавления нефти №4, нефрасом С2-80/120 в количестве 12 % масс.

На Рисунке 7 представлена зависимость начальной эффективности присадок FLO MXA и PT FLYDE от температуры, которую наблюдали в двух углеводородных средах, содержащих разное количество высокоплавких компонентов.

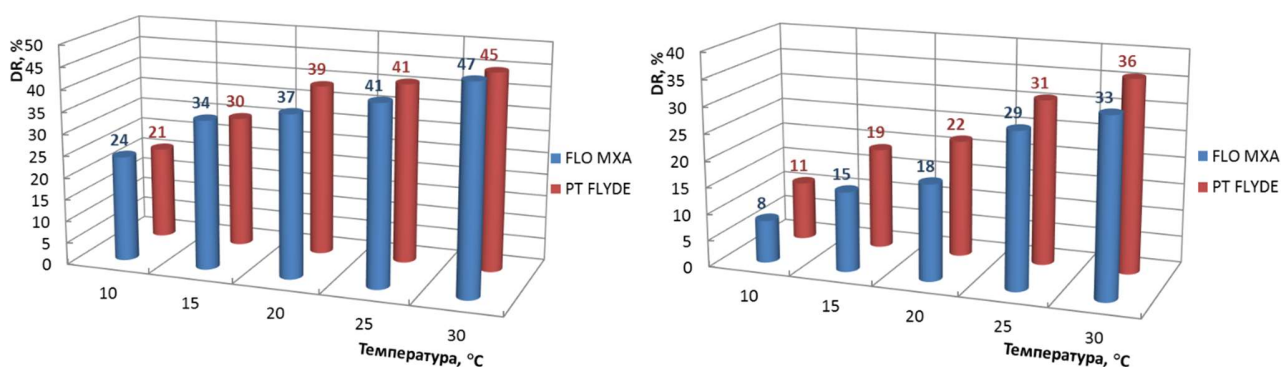


Рисунок 7 – Температурная зависимость начальной эффективности ПТП FLO MXA и PT FLYDE на смеси с содержанием парафинов 4,4 % масс. и 14,3 % масс

Из рисунка 7 видно, что в указанных случаях и для обеих присадок наблюдается единый тренд снижения эффективности с уменьшением температуры и с увеличением содержания парафина по причине ухудшения растворимости полимера.

Выполненные исследования позволили определить зависимость эффективности ПТП от температуры и содержания парафинов (таблица 4).

Таблица 4 - Уравнения зависимости эффективности ПТП от температуры нефти с различным содержанием парафинов

Содержание парафинов, %	Уравнение регрессии $DR$ от $T$	Коэффициент детерминации $R^2$
ПТП FLO MXA		
4- 5	$DR=1,17T+15,5$	0,9561
5- 6	$DR=0,9T+15,2$	0,9615
6- 7	$DR=0,63T+14,8$	0,969
7- 8	$DR=0,67T+12,6$	0,982
8- 9	$DR=0,76T+10,2$	0,9878
9- 10	$DR=0,84T+7,8$	0,9889
10- 12	$DR=0,92T+5,4$	0,9875
12- 14	$DR=1,09T+0,6$	0,9813
14-15	$DR=1,28T-5$	0,9725
ПТП PT FLYDE		
4- 5	$DR=1,18T+12,1$	0,9274
5- 6	$DR=1,18T+10,8$	0,9427
6- 7	$DR=1,19T+9,6$	0,956
7- 8	$DR=1,20T+8,3$	0,9673
8- 9	$DR=1,20T+7,0$	0,9674
9- 10	$DR=1,21T+5,7$	0,9834
10- 12	$DR=1,21T+4,5$	0,9881
12- 14	$DR=1,23T+1,9$	0,9909
14-15	$DR=1,24T-1$	0,9836



На основе указанных аппроксимаций построены номограммы, позволяющие определять эффективность ПТП в зависимости от содержания парафинов и температуры нефти (Рисунки 8-9).

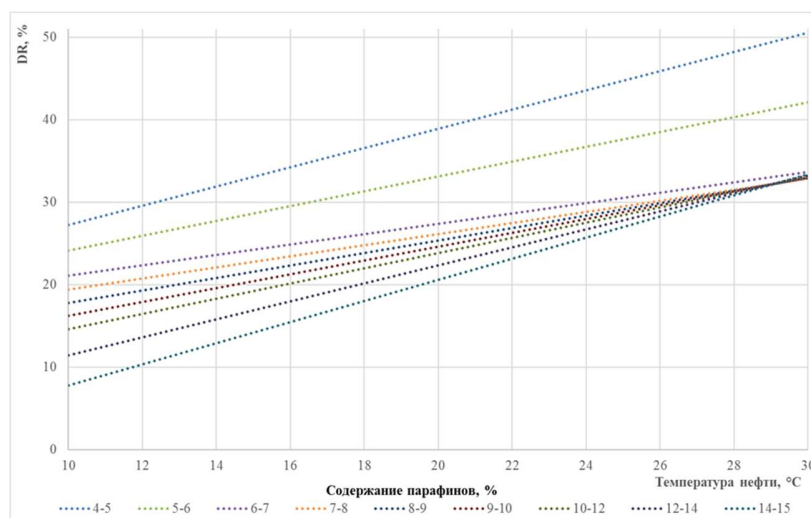


Рисунок 8 – Номограмма для расчета начальной эффективности ПТП FLO MXA от содержания парафинов и температуры нефти

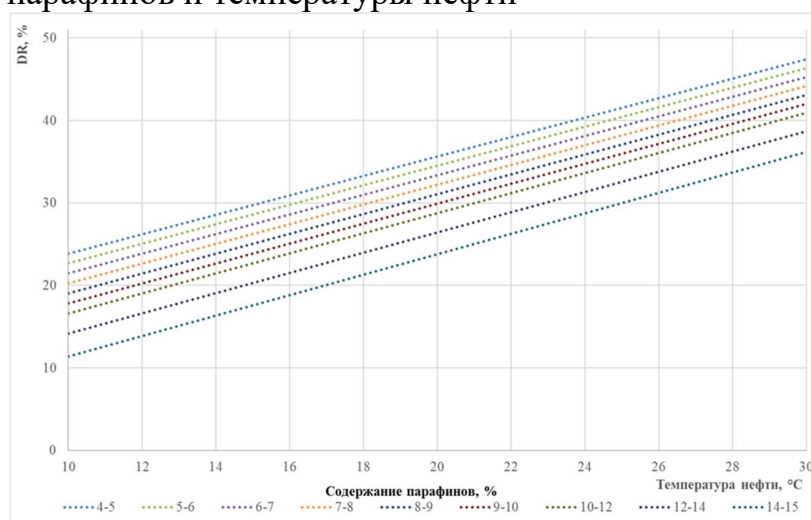


Рисунок 9 – Номограмма для расчета начальной эффективности ПТП FLYDE от содержания парафинов и температуры нефти

Таким образом, наряду с увеличением содержания тяжёлых компонентов, снижение температуры составляет дополнительную проблему эффективности снижения ПТП. Например, дальнейшее снижение температуры ниже 10°C приведет к эффективности ПТП ниже 20% даже на нефти с содержанием парафина 4,4%. По своей термодинамической природе увеличение содержания парафина и уменьшение температуры имеют схожий характер: в обоих случаях система

приближается к точке начала выпадения парафина, а, следовательно, растворяющая способность нефти по отношению к полимеру ухудшается.

**В четвертой главе** приведены рекомендации по применению ПТП при транспортировке нефти с различным содержанием АСПВ, разработанные на основе проведенных исследований.

На основе полученных в результате исследований данных, вычислены коэффициенты пересчета эффективности, в зависимости от содержания АСПВ в нефти, указанные коэффициенты приведены в Таблице 5. Данные коэффициенты возможно использовать для оценки изменения известной эффективности ПТП  $DR(X_1)$  при содержании АСПВ  $X_1$  в случае изменения содержания АСПВ в нефти на  $X_2$ :

$$DR(X_2) = DR(X_1) \frac{K_{АСПВ2}}{K_{АСПВ1}}. \quad (2)$$

Таблица 5 - Коэффициенты пересчета эффективности ПТП в зависимости от суммарного массового содержания парафинов, смол и асфальтенов (X) в нефти

Содержание АСПВ, %	Коэффициент пересчета $K_{АСПВ}$		
	FLO MXA	PT FLYDE	Усредненный
16	1	1	1
20	0,71	0,66	0,67
21	0,65	0,58	0,59
22	0,59	0,50	0,51
23	0,52	0,43	0,43
24	0,46	0,35	0,35
25	0,40	0,27	0,27
26	0,34	0,19	0,18

Для выяснения причин такого влияния АСПВ рассмотрим аналитическое выражение, предложенное Манжаем В.Н., которое отражает функциональную зависимость эффекта Томса от гидродинамических параметров течения и физико-химических характеристик перекачиваемой жидкости с полимерной присадкой:

$$\Delta Q = \pi R^2 \Psi \tau_w \left( \frac{V_k}{\rho k T} \right)^{1/2} \left[ 1 - \left( \frac{k T}{\tau_w V_k} \right)^{1/2} \right], \quad (3)$$

где  $\Delta Q$  – приращение объемного расхода полимерного раствора по сравнению с объемным расходом чистого растворителя, м<sup>3</sup>/с;  $R$  – радиус трубы, м;  $\Psi$  –

объемная доля макромолекулярных клубков в растворе;  $\tau_w$  – напряжение сдвига на стенке трубы, Па;  $V_k$  – объем клубка с иммобилизованным растворителем;  $\rho$  – плотность растворителя, кг/м<sup>3</sup>;  $k$  – постоянная Больцмана, Дж/К;  $T$  – температура, К.

Данное уравнение свидетельствует, что эффект Томса будет наблюдаться только при выполнении условия  $\left[1 - \left(\frac{kT}{\tau_w V_k}\right)^{1/2}\right] > 0$ , то есть при реализации неравенства  $\tau_w V_k > kT$ . Следовательно, чем больше напряжение сдвига на стенке трубы ( $\tau_w$ ) или объем макромолекулярных клубков с иммобилизованным растворителем ( $V_k$ ), тем больше будет эффект Томса. Отметим, что в ходе экспериментов по мере увеличения общего содержания АСВ в нефти напряжение сдвига на стенке трубы возрастало до 90 Па, что в соответствии с вышесказанным должно было бы способствовать возрастанию эффективности ПТП, однако этого не наблюдалось. Тогда становится очевидным, что на эффективность ПТП влияют размеры набухших макромолекулярных клубков полимера присадки. Свернутым клубки макромолекулам полимера становится труднее перейти в развернутую конформацию из-за снижения иммобилизации различных углеводородных молекул нефти во внутренние полости клубков по мере повышения в ней тяжелых компонентов, то есть из-за ухудшения растворимости полимера присадки. Необходимым условием снижения гидродинамического сопротивления потока является растворимость полимера присадки в применяемой жидкой среде, по видимому, именно по этой причине наблюдается снижение эффективности ПТП в экспериментах.

На основе полученных исследований влияния температуры перекачиваемой нефти и содержания парафина данных, также вычислены соответствующие коэффициенты пересчета эффективности, в зависимости от содержания парафинов в нефти и ее температуры (таблица 6). Указанные коэффициенты возможно использовать для оценки изменения известной эффективности ПТП  $DR(P_1, T_1)$  при изменении температуры до значений  $T_2$  или содержания парафинов  $P_2$ :

$$DR(\Pi_1, T_1) = DR(\Pi_2, T_2) \frac{K_{\Pi_2, T_2}}{K_{\Pi_1, T_1}}. \quad (4)$$

Таблица 6 – Коэффициенты пересчета эффективности ПТП в зависимости от содержания парафинов в нефти и ее температуры

Температура, °С	Содержание парафинов, %								
	4- 5	5- 6	6- 7	7- 8	8- 9	9- 10	10- 12	12- 14	14-15
10	0,6	0,5	0,5	0,5	0,4	0,4	0,4	0,3	0,2
15	0,8	0,8	0,7	0,6	0,6	0,6	0,6	0,5	0,4
20	1,0	0,9	0,8	0,8	0,7	0,7	0,7	0,6	0,5
25	1,1	1,0	0,9	0,9	0,8	0,8	0,8	0,8	0,8
30	1,2	1,1	1,0	1,0	0,9	0,9	0,9	0,9	0,9

Разработаны рекомендации по применению ПТП при транспортировке нефтей в зависимости от условий перекачки и содержания суммарного АСПВ, а именно, ПТП на основе полимеров высших альфа-олефинов следует применять при температуре нефти выше 10°С и содержании в нефти асфальтенов менее 2,7%, а также содержании АСПВ менее 23%. При применении ПТП в нефти следует рассматривать комплексное воздействие тяжёлых компонентов и температуры нефти на молекулы полимера. Снижение эффективности ПТП зависит от качества растворителя, который определяется характеристической вязкостью раствора. С уменьшением характеристической вязкости – эффективность ПТП уменьшается.

Для целей практического применения важна достоверная и удобная модель расчета коэффициента гидравлического сопротивления  $\lambda_{\text{п}}$  при использовании ПТП. Таблица 7 - Модели коэффициента гидравлического сопротивления при перекачке жидкостей с ПТП

Авторы предложенных моделей	Расчетная формула для вычисления коэффициента гидравлического сопротивления	Расшифровка расчетных параметров
Амфилохийев В. Б., Артюшков Л. С.	$\lambda_{\text{п}} = \frac{238,7}{(\lg Re_{\text{т}}^*)^{5,71}}$	$Re_{\text{т}}^* = Re_0 \cdot (1 + De^{m_0})$
Лурье М.В.	$\frac{1}{\sqrt{\lambda_{\text{п}}}} = 0,88 \cdot \ln[A(\theta) Re \sqrt{\lambda_{\text{п}}}] - 3,74$	-
Лурье М.В., Голунов Н.Н.	$\frac{1}{\sqrt{\lambda_{\text{п}}}} = 0,88 \ln \frac{K_1(\theta) Re \sqrt{\lambda_{\text{п}}}}{1 + \varepsilon K_2(\theta) Re \sqrt{\lambda_{\text{п}}}} - 3,745,$	$K_1(0) = 28, \quad K_2(0) = 11$
Ерошкина И. И., Марон В. И., Прохоров А. Д.	$\lambda_{\text{п}} = 0,11 \cdot \left(\frac{68}{Re} + \varepsilon\right)^{0,25} \cdot (1 + C_{\text{пр}})^{-0,25}$	$C_{\text{пр}} = 3,3 \cdot 10^{-4} \cdot \theta^{1,13} \cdot \varepsilon^{-0,74}$
Коршак А.А., Хуссаин М.Н.	$\lambda_{\text{п}} = \frac{\lambda_0}{(1 + De^2)^m}$	$De = \alpha_0 \cdot \theta^{\alpha_1} \cdot Re_0^{\alpha_2}$
Нечваль М.В., Муратова В.И.	$\lambda_{\text{п}} = \frac{1,6364}{\{\ln[1 + A_1(\theta)] \cdot W_f\}^2}$	$W_f = \frac{Re}{Re \cdot 0,1 \cdot \varepsilon + 7}$

По результатам анализа расчетных формул коэффициента гидравлического сопротивления при перекачке жидкостей с ПТП (Таблица 7) было показано, что они достаточно просто могут быть приведены к виду

$$\lambda = \frac{A_0 \cdot \Omega}{Re^m} \quad (5)$$

где  $A_0$  – постоянный для каждой зоны трения коэффициент, независящий от числа Рейнольдса и концентрации полимера;  $\Omega$  - функция, учитывающая концентрацию ПТП, число Рейнольдса, тип полимера и другие факторы.

Поскольку произведение  $A_0 \cdot \Omega$  в формуле (5), по сути, является величиной  $A_{тр}$  в обобщенной формуле коэффициента гидравлического сопротивления  $\lambda = A_{тр}/Re^m$ , то после простых преобразований получаем, что при использовании малых добавок полимеров коэффициент  $\beta$  в обобщенной формуле Л.С.Лейбензона равен  $\beta = \beta_0 \cdot \Omega$ , где  $\beta_0$  – коэффициент Л.С.Лейбензона при перекачке жидкостей без добавок полимеров.

В качестве примера одной из задач применения полученных результатов были рассмотрены результаты использования ПТП на МН «Ярославль-Москва» в различные периоды года (Рисунок 10).

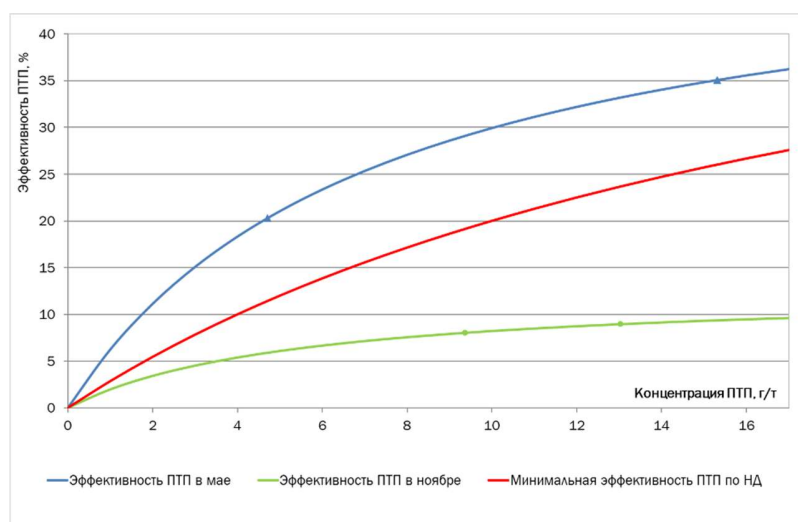


Рисунок 10 – Кривые эффективности ПТП марки «FLO MXA» для МН «Ярославль-Москва» в мае и ноябре 2016 г.

При прочих равных условиях (конфигурация работы МН, температуры нефти), основным отличием в мае и ноябре являлся состав нефтей, смесь которых перекачивается по МН.

Суммарное содержание АСПВ в исследуемом образце нефти, аналогичном перекачиваемой в ноябре, составило 26,52 % масс., в том числе асфальтенов 3,27 % масс.

Данное значение по содержанию асфальтенов в нефти выше границы, установленной по результатам настоящего диссертационного исследования (2,7%). Выше граничного значения (23%) находится также суммарное содержание АСПВ. Указанное является причиной снижения эффективности присадки при транспортировке нефти по МН «Ярославль–Москва» в ноябре 2016 года.

Таким образом, отрицательное влияние увеличения содержания доли тяжелых компонентов на эффективность полиальфаолефиновых ПТП, установленное в рамках настоящего исследования, подтверждается данными, полученными при промышленном применении ПТП.

## **ЗАКЛЮЧЕНИЕ**

1. Проведен анализ существующих проблем в области транспортировки нефти различного состава с применением ПТП. В ходе обобщения, систематизации и анализа сведений, опубликованных в отечественных и зарубежных изданиях, результаты аналитических и лабораторных исследований зависимости гидравлического сопротивления от компонентного состава и температуры нефти не выявлены.

2. Разработана методика проведения испытаний ПТП с использованием подобранного комплекса приборов для исследования снижения гидродинамического сопротивления нефти. Разработана программа проведения испытаний с использованием стендовой установки для проведения исследований по влиянию состава нефти и температуры на эффективность ПТП.

3. Установлены зависимости и построены номограммы для расчета изменения эффективности ПТП от содержания АСПВ и температуры на основе

лабораторных испытаний ПТП, применяемых на магистральных трубопроводах организаций системы Транснефть, на разных нефтях и модельных смесях с различным содержанием АСВ (12,55%-20%) и парафинов (1,7%-14,3%) при температуре перекачиваемой среды от 10 °С до 30 °С.

Показано увеличение отрицательного воздействия тяжёлых компонентов нефти в ряду парафины <смолы <асфальтены на основе изучения их влияния на поведение традиционных ПТП на основе полимеров высших альфа-олефинов. В результате испытаний установлено, что при увеличении содержания асфальтенов на 0,1% масс. величина снижения эффективности ПТП составляла в среднем около 3%. При температурах выше 15 °С содержание парафинов оказывает меньшее влияние на эффективность ПТП по сравнению с асфальтенами. По результатам экспериментов установлено, что при увеличении содержания парафинов на 1% масс. величина снижения эффективности ПТП составляла в среднем около 2%.

Определены границы целесообразности применения традиционных ПТП в зависимости от содержания тяжёлых компонентов. Установлено, что при содержании асфальтенов 2,7% и более, а также при температуре нефти ниже 10°С использование традиционных ПТП на основе полимеров высших альфа-олефинов в нефтях с высоким содержанием АСПВ неэффективно.

4. Разработаны рекомендации по применению ПТП при транспортировке нефтей в зависимости от условий перекачки и содержания суммарного АСПВ, а именно, ПТП на основе полимеров высших альфа-олефинов следует применять при температуре нефти выше 10°С и содержании в нефти асфальтенов менее 2,7%, а также содержании АСПВ менее 23%. При применении ПТП в нефти следует рассматривать комплексное воздействие тяжёлых компонентов и температуры нефти на молекулы полимера.

**Основные положения диссертации опубликованы в следующих трудах:**

1. Несын Г.В., Манжай В.Н., Попов Е.А., Гареев М.М., Жиров А.И., Валиев М.И., Николаев С.Б. Эксперимент по снижению гидравлического сопротивления нефти на магистральном трубопроводе «Тихорецк-Новороссийск»/ Трубопроводный транспорт нефти, №4, 1993, С.29-30.

2. Валиев М.И., Хасбиуллин И.И., Казаков В.В. Особенности применения противотурбулентных присадок на основе полиальфаолефинов при различной температуре нефти/ Наука и технологии трубопроводного транспорта нефти и нефтепродуктов, № 5 2016, С.32-37.

3. Несын Г.В., Зверев Ф.С., Валиев М.И. Лабораторное оборудование для анализа агентов снижения гидродинамического сопротивления/ Безопасность труда в промышленности, 2017, №10, С. 26–33.

4. Валиев М.И., Хасбиуллин И.И., Зверев Ф.С., Несын Г.В. Факторы, влияющие на эффективность противотурбулентных присадок в дизельном топливе/ Наука и технологии трубопроводного транспорта нефти и нефтепродуктов, Т. 8 (2018), № 2, С. 224 - 231.

5. Жолобов В.В., Несын Г.В., Зверев Ф.С., Хасбиуллин И.И., Валиев М.И. Применение противотурбулентных присадок на «горячих» нефтепроводах/ Наука и технологии трубопроводного транспорта нефти и нефтепродуктов, Том 8, №5, 2018. – С. 496 – 509.

6. Хасбиуллин И.И., Валиев М.И., Суховой М.В., Гареев М.М. Влияние асфальтено-смолистых веществ на эффективность противотурбулентной присадки / Наука и технологии трубопроводного транспорта нефти и нефтепродуктов. 2019. Т. 9. №2. С. 144-150.

7. Валиев М.И., Зверев Ф.С., Авдей А.В. Экспериментальный стенд для проведения многофакторных исследований характеристик агентов снижения гидравлического сопротивления нефти и нефтепродуктов, том 8, №5, 2018 С 558-565.

8. Валиев М.И., Коршак А.А. Использование обобщенной формулы Л.С. Лейбензона при гидравлическом расчете перекачки нефти и нефтепродуктов с малыми добавками полимеров/ Нефтяное хозяйство. №8, 2020. С 110-112.

9. Патент RU 2659754 Способ оценки эффективности противотурбулентной присадки., Несын Г.В., Валиев М.И., Бортник В.В., Зверев Ф.С., Хасбиуллин И.И. опубл. 03.07.18., Бюл. № 19.

10. Патент RU 2659747 Стенд для исследования агентов снижения гидравлического сопротивления при транспортировке нефти или нефтепродуктов по трубопроводу Мингазетдинов Р.Ф., Валиев М.И., Бортник В.В., Зверев Ф.С., Несын Г. В., Авдей А.В.. Опубл. 03.07.2018, Бюлл. №19.