

622.216.42  
Г15

На правах рукописи

**ГАЛИКЕЕВ РУСЛАН МАРАТОВИЧ**

**ИССЛЕДОВАНИЕ ЗАКОНОМЕРНОСТЕЙ СТРУКТУРООБРАЗОВАНИЯ  
ПАРАФИНОСОДЕРЖАЩИХ НЕФТЕЙ В ДОБЫЧЕ И СИСТЕМЕ СБОРА**

Специальность 25.00.17 – Разработка и эксплуатация нефтяных и газовых  
месторождений

Автореферат диссертации на соискание ученой степени  
кандидата технических наук

Тюмень – 2011

622.276.70(043)  
Г15

Работа выполнена в Государственном образовательном учреждении высшего профессионального образования «Тюменский государственный нефтегазовый университет» (ТюмГНГУ) Министерства образования и науки Российской Федерации

**Научный руководитель** – кандидат технических наук, доцент  
**Леонтьев Сергей Александрович**

**Официальные оппоненты:** - доктор технических наук, профессор  
**Валеев Марат Давлетович**  
кандидат технических наук  
**Духневич Леонид Николаевич**

**Ведущая организация** – Открытое акционерное общество «Сибирский научно – исследовательский институт нефтяной промышленности»  
(ОАО «СибНИИ НП»)

Защита состоится 08 апреля 2011 г. в 16.00 часов на заседании диссертационного совета Д 212.273.01 при ТюмГНГУ по адресу: 625039, г. Тюмень, ул. 50 лет Октября, 38, ауд. 225.

С диссертацией можно ознакомиться в библиотечно-информационном центре ТюмГНГУ по адресу: 625039, г. Тюмень, ул. Мельникайте, 72а, каб. 32.

Автореферат разослан 07 марта 2011 г.

**Ученый секретарь**

диссертационного совета,  
доктор технических наук, профессор



**Г.П. Зозуля**

**ОБЩАЯ ХАРАКТЕРИСТИКА РАБОТЫ**

an2195

**Актуальность проблемы**

С каждым годом увеличивается число вводимых в эксплуатацию месторождений Западной Сибири, нефти которых характеризуются повышенными значениями температуры застывания до 5-10 °С, вязкости до 370,7 мПа·с и обладающих тиксотропными свойствами. В системах сбора и подготовки обрабатывается скважинная продукция, обогащенная высокоплавкими парафиновыми углеводородами и асфальто-смолистыми веществами, содержание которых достигает до 8 %. Образуются накопления асфальтосмолопарафиновых отложений (АСПО) на стенках нефтесборных коллекторов, уменьшающих их пропускную способность. При толщине отложений 1 см, перепад давления в нефтесборном коллекторе увеличивается от 0,3 до 1 МПа в зависимости от его длины. Изменение реологических свойств добываемой скважинной продукции существенно влияет на режим работы скважин.

Для борьбы с парафинизацией скважинного и наземного оборудования применяются различные методы предупреждения и удаления отложений, механические, тепловые, химические и комбинированные методы. Одним из способов борьбы с АСПО является применение растворителей. Данный метод не является универсальным и высокоэффективным из-за необходимости подбирать растворитель применительно к АСПО конкретных месторождений. Необходимость совершенствования методов подбора растворителей и способов прогнозирования проявлений АСПО определяет актуальность работы.

**Цель работы**

Повышение эффективности работы скважин и коллекторов сбора нефти на основе исследования закономерностей структурообразования парафинсодержащих нефтей и усовершенствования методики выбора ингибиторов и растворителей асфальтосмолопарафиновых отложений.

an 2195 - an 2195 MCA

**Основные задачи исследования:**

1. Анализ условий образования асфальтосмолопарафиновых отложений и существующих эмпирических зависимостей, характеризующих состояние добываемого флюида.
2. Исследование зависимости изменения реологических свойств нефти от температуры и различных скоростей сдвига.
3. Определение факторов, влияющих на интенсивность образования АСПО и температуру насыщения нефти парафином.
4. Совершенствование методики подбора растворителей для удаления АСПО и изучение влияния шероховатости внутренней поверхности скважинного и наземного оборудования на процесс удаления АСПО.
5. Разработка и внедрение технологических регламентов, на основе полученных результатов исследований, на нефтепромыслах ОАО «Газпромнефть-ННГ».

**Объект исследования**

В качестве объекта исследования является система сбора скважинной продукции; предметом исследования – процессы и закономерности образования АСПО.

**Методы решения поставленных задач**

Физическое моделирование изучаемых процессов, методы математической статистики, лабораторные и графоаналитические исследования.

**Научная новизна:**

1. Предложена графоаналитическая методика определения температуры начала структурообразования парафинсодержащих нефтей по характерной точке перегиба зависимости вязкости от температуры.
2. Экспериментально установлена и теоретически получена эмпирическая зависимость определения температуры насыщения нефтей парафином от массового содержания в ней парафинов, смол, асфальтенов, а также температуры плавления выделенного парафина и вязкости, для нефтей

Вынгапуровского, Западно-Ноябрьского, Карамовского, Муравленковского, Новогоднего, Пограничного и Ярайнерского месторождений.

**Защищаемые положения:**

1. Результаты лабораторных экспериментов для выбора технологии предупреждения и удаления АСПО Средне-Итурского и Умсейского месторождений.

2. Для снижения интенсивности проявления асфальтосмолопарафиновых отложений в системе добычи и сбора жидкостей из класса неньютоновских, содержащих большое количество парафинов, смол и асфальтенов, необходимо определение области вероятного образования отложений путем расчета температуры насыщения нефти парафином и температуры начала структурирования основных компонентов – парафинов, смол и асфальтенов.

3. Комплексный метод оценки растворителей асфальтосмолопарафиновых отложений для оперативного выявления наиболее эффективного реагента для удаления АСПО Средне-Итурского, Умсейского, Холмистого и Чатылькинского месторождений.

**Диссертационная работа соответствует паспорту специальности 25.00.17 - Разработка и эксплуатация нефтяных и газовых месторождений, - п.4 «Технологии и технические средства добычи и подготовки скважинной продукции, диагностика оборудования и промысловых сооружений, обеспечивающих добычу, сбор и промысловую подготовку нефти и газа к транспорту, на базе разработки научных основ ресурсосбережения и комплексного использования пластовой энергии и компонентов осваиваемых минеральных ресурсов».**

**Достоверность научных положений, выводов и рекомендаций** основана на теоретических и экспериментальных исследованиях, с использованием естественных образцов нефти и отложений АСПО, современной лабораторно-исследовательской аппаратуры, компьютерных технологий и апробацией на промысловых объектах добычи нефти.

## **Практическая ценность и реализация**

1. Разработан способ совместного определения температуры насыщения нефти парафином и температурного распределения вдоль нефтесборного коллектора, позволяющий прогнозировать вероятные проявления отложений в нефтесборных коллекторах при изменении содержания парафинов, смол и асфальтенов в нефтях.

2. Предложен комплексный усовершенствованный метод оценки растворителей, внедренный в ООО «Везерфорд», позволяющий определить необходимое время обработки поверхности растворителем в зависимости от её шероховатости.

3. Разработаны технологические регламенты для эффективных растворителей удаления АСПО в сборных коллекторах, применяемые на объектах ОАО «Газпромнефть-Ноябрьскнефтегаз».

## **Апробация результатов работы**

Основные положения диссертационной работы докладывались и обсуждались на: Всероссийской научно-технической конференции «Нефть и газ Западной Сибири» (Тюмень, ТюмГНГУ, 2009 г.); Международном симпозиуме студентов и молодых ученых им. академика М.А. Усова (Томск, ТПУ, 2009 г.); семинарах кафедры «Разработка и эксплуатация нефтяных и газовых месторождений» (Тюмень, 2008-2010 гг.), заседании Управления инновационной деятельностью ООО «ОЗНА-Менеджмент», заседании ГУП «ИПТЭР» (Уфа, 2011 г.).

## **Публикации**

Результаты выполненных исследований отражены в 7 печатных работах, в том числе в 4-х статьях, опубликованных в изданиях, рекомендованных ВАК РФ.

## **Объем и структура работы**

Диссертационная работа изложена на 113 страницах машинописного текста, содержит 30 таблиц, 29 рисунков. Состоит из введения, четырех

разделов, основных выводов и рекомендаций, библиографического списка, включающего 96 наименований.

## СОДЕРЖАНИЕ РАБОТЫ

**Во введении** обоснованы постановка и актуальность темы, сформулированы цели и основные задачи исследований, научная новизна и практическая ценность работы.

**В первом разделе** рассмотрены основные факторы, влияющие на интенсивность процесса парафинизации нефтесборных коллекторов и насосно-компрессорных труб. Проанализированы механизмы образования органических отложений при добыче и сборе нефти, рассмотрены способы предотвращения образования и удаления АСПО, подробно проанализированы химические способы удаления АСПО, в частности, применение органических растворителей.

Исследованиями в данной областях занимались: Агаев В.Г., Валеев М.Д., Глушенко В.Н., Головки С.Н., Голубев М.В., Горошко С.А., Гумеров К.М., Данияров С.Н., Доломатов М.Ю., Евтихин В.Ф., Зейгман Ю.В., Кострюков Г.В., Кучумов Р.Я., Люшин С.Ф., Мастобаев Б.Н., Мазепа Б.А., Мищенко И.Т., Нагимов Н.М., Непримеров Н.Н., Оленев Л.М., Рагулин В.В., Рогачев М.К., Рахимов М.Н., Савиных Ю.А., Сафиева Р.З., Сизая В.В., Стрижев К.В., Тарасов М.Ю., Тронов В.П., Шакирзянов Р.Г., Шарифулин А.В., Шамрай Ю.В., Шерстнев Н.М., Leontaritis K.J., Pfeiffer J.P., Speight J.G., Yen T.F.

Приведена классификация нефтей и требований, предъявляемых к качеству подготовки.

Изучение свойств нефти и АСПО, отобранных из нефтесборных коллекторов, проведение стандартных исследований, включающих комплекс аналитических процедур, в частности, определение содержания тяжелых компонентов нефти, определение реологических свойств и изменение свойств нефти в зависимости от температуры позволит существенно повысить эффективность работы системы сбора и подготовки скважинной продукции.

**Во втором разделе** проведены исследования по выбору эмпирических зависимостей для определения динамической вязкости расчетным методом при различных температурах, что позволит быстро и с наименьшим отклонением получать необходимые данные. Представлены результаты исследования реологических свойств нефти и проведен анализ полученных данных.

Применительно к нефтям средней плотности ( $840-860 \text{ кг/м}^3$ ), добываемых на территории Западной Сибири, был произведен расчет по формулам 1÷3, которые показали наиболее близкие результаты в сравнении с экспериментальными данными из большинства рассмотренных зависимостей.

Для исследования были взяты образцы нефти Приразломного, Самотлорского, Родникового и Крайнего месторождений.

Применение эмпирических формул, позволяющих описывать зависимость динамической вязкости от температуры, обусловлена, в первую очередь, необходимостью оперативного определения вязкостных характеристик добываемой нефти, так как не всегда лаборатории, находящиеся на промысле способны в быстрые сроки предоставить необходимые аналитические данные по реологическим свойствам нефти, а зачастую и вовсе не обладают такими возможностями.

В ходе анализа литературных источников и проведенных расчетов были определены эмпирические зависимости, позволяющие наиболее точно и с наименьшим расхождением от экспериментальных данных предсказать динамическую вязкость нефти.

Выбранные эмпирические зависимости представлены ниже.

#### 1. Beal

$$\mu = \left( 0,32 + \frac{1,8 \times 10^7}{{}^o API^{4,53}} \right) \left( \frac{360}{T + 200} \right)^a, \quad (1)$$

где  $a = \lg \left( 0,43 + \frac{8,33}{{}^o API} \right)$ .

#### 2. Modified Kartoatmodjo (Medium Oils)

$$\mu = 220,15 \times 10^9 \times T^{(-3,5560)} [ \lg({}^o API) ]^{(12,5428 \times \lg(T) - 45,7874)} \quad (2)$$



## 3. Petrosky &amp; Farshad

$$\mu = 2,3511 \times 10^7 \times T^{-2,10255} \times (\lg^{\circ} API)^{(4,59388 \times (\lg T) - 22,82792)} \quad (3)$$

где  $\mu$  – вязкость дегазированной нефти, мПа·с; API – плотность в градусах API; T – температура, °F.

$$\text{Плотность в градусах API} = \left[ \frac{141,5}{\text{удельн. вес}(60/60)^{\circ} \text{F}} \right] - 131,5$$

Для подтверждения правильности получаемых результатов были проведены лабораторные испытания образцов нефтей при различных температурных режимах на ротационном вискозиметре РЕОТЕСТ 2.0 и произведен расчет динамической вязкости.

Определение динамической вязкости проводилось по стандартной методике. Отмерялось 100 мл нефти и помещалось в специальный цилиндрический сосуд для анализа, устанавливаемый на вращающийся вал. Затем одевалась термостатирующая рубашка и термостатирование, для каждой температуры, проводилось в течение 30 минут.

Определение динамической вязкости проводилось при температурах от 0°C до 40°C, данный диапазон температур наиболее часто встречается в системе сбора и подготовки нефти, а следовательно, отражается реальная картина изменения вязкостных свойств нефти в скважинах и выкидных линиях.

Для предварительного прогноза коэффициента динамической вязкости установлено, что при температурах, соответствующих реальным промышленным условиям целесообразно применять формулу (1), которая при расчетах показала наименьшее отклонение от экспериментальных данных исследуемых нефтей ( $\Delta\mu_{\text{средн.}} = 2,58$  мПа·с, для Приразломного месторождения,  $\Delta\mu_{\text{средн.}} = 2,86$  и  $\Delta\mu_{\text{средн.}} = 3,46$  мПа·с – Родниковое и Крайнее месторождения соответственно).

Применение рассмотренных эмпирических зависимостей в условиях промысла и непрерывного процесса добычи и сбора скважинной продукции позволяет оперативно определять значения динамического коэффициента вязкости при различных температурах, и сокращать количество лабораторных анализов, требующих определения динамической вязкости.

В ходе лабораторных исследований было замечено, что значения динамической вязкости с определенной температуры начинают резко возрастать. Было сделано предположение, что в объеме нефти начинают образовываться зародыши кристаллов, которые в свою очередь способствуют увеличению упругости нефти.

Динамическую вязкость определяли на ротационном вискозиметре РЕОТЕСТ 2.0 при различных температурах и скорости сдвига. Для исследования были взяты образцы с месторождений: Восточно-Пякутинское, Северо-Сарембойское, Иусское, Суторминское и Русское.

Результаты полученных экспериментальных данных на примере Восточно-Пякутинского месторождения представлены на рисунке 1 и в таблице 1.

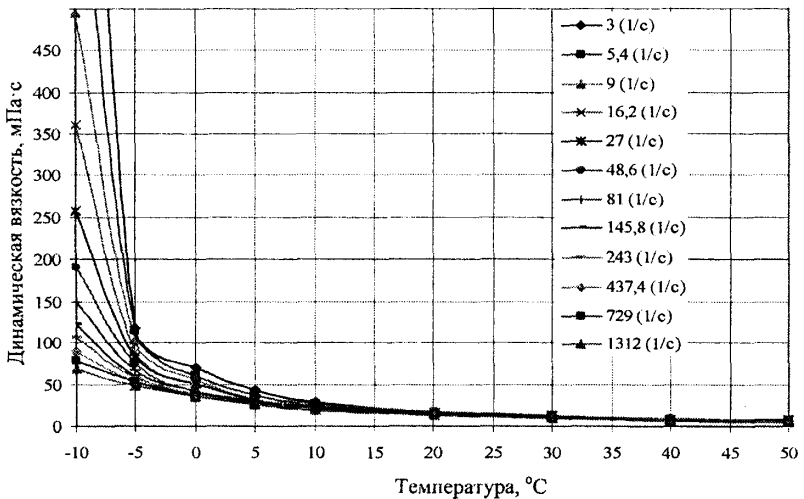


Рисунок 1 - Зависимость динамической вязкости нефти Восточно-Пякутинского месторождения от температуры и скорости сдвига

Из графика на рисунке следует, что при температуре ниже 15°C наблюдается начало изменений показателя динамической вязкости для различных скоростей сдвига. Увеличение концентрации дисперсной фазы приводит к взаимодействию частиц. Изменение свойств дисперсных систем с

ростом концентрации происходит постепенно до тех пор, пока не наступит коагуляция частиц (слипание и слияние дисперсной фазы). В процессе коагуляции происходит образование пространственной структурной сетки из частиц фазы, при этом резко изменяются свойства, и увеличивается прочность системы.

Таблица 1 - Зависимость плотности и динамической вязкости нефти Восточно-Пякутинского месторождения от температуры

Обводненность, % об.	Температура, °С	Плотность, кг/м <sup>3</sup>	Динамическая вязкость, мПа*с
0,0	-10	886,0	92,7
	-5	882,6	53,7
	0	879,1	36,7
	5	875,7	26,4
	10	872,3	19,9
	20	865,4	13,1
	30	858,5	9,3
	40	851,7	7,3
	50	844,8	5,5

На основе полученных экспериментальных данных, при графической обработке реологической кривой определить температуру начала структурирования и протекание физического процесса не удалось. Поэтому было решено построить зависимости при использовании метода двойного логарифмирования показателей динамической вязкости нефтей. Двойное логарифмирование приводит к выравниванию реальной вязкостно-температурной зависимости. Это позволило воспользоваться непосредственно результатами эксперимента для исследования изменения вязкостно-температурных свойств нефти.

При двойном логарифмировании на представленном графике наблюдается область, которая образуется пересечением двух прямых, точка пересечения которых является температурой начала структурирования парафина в нефти. В данной области свойства нефти обусловлены содержанием парафина, смол и асфальтенов, образующих подвижную пространственную сетку или «структуру» коагуляционного типа (по классификации акад. П.А. Ребиндера). Подобную структуру нельзя рассматривать как жесткий пространственный каркас, более правильно говорить о мгновенно

возникающих и разрушающихся структурах, прочность которых зависит от силы приложенной к ним в системе. При дальнейшем снижении температуры новообразующиеся комплексы обладают более прочной структурой (проявление тиксотропных свойств), что приводит к увеличению динамической вязкости нефти.

С помощью графической обработки данных, при разных скоростях сдвига и температуре, были получены следующие результаты, приведенные на рисунке 2.

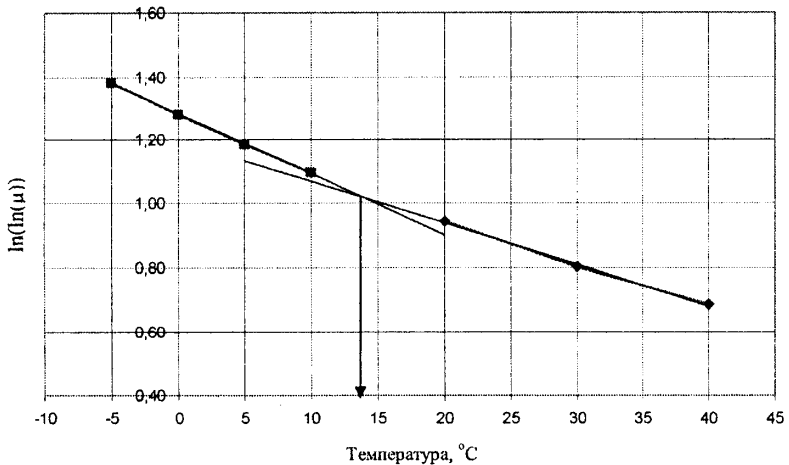


Рисунок 2 – Графическое определение температуры насыщения нефти парафином Восточно-Пякутинского месторождения

Таким образом, исходя из полученных данных, можно сделать вывод, что в объеме нефти происходит процесс пространственного структурирования коагуляционного типа. Полученные результаты всех исследованных нефтей и графической обработки представлены в таблице 2. Стоит отметить, что на всех исследованных нефтях наблюдалась неньютоновская область. Как видно из приведенных данных графический метод определения температуры начала структурирования парафина в нефти дает возможность оперативно определять интервал неблагоприятных температур в процессе добычи скважинной продукции и своевременно принимать необходимые меры по профилактике и предотвращению образования АСПО.

Таблица 2 – Сравнение экспериментальных и графических данных

Месторождение	Плотность, кг/м <sup>3</sup>	Температура, °С		Погрешность, %
		экспериментально	графо-аналитически	
Восточно-Пякутинское	865,4	15	14	6
Северо - Сарембойское	872	24	23	4,1
Иусское	885	14,5	13,5	6,8
Суторминское	852,7	-5	-4	2
Русское	934	25	23	8

Нефти, добываемые на территории Западной Сибири обладают тиксотропными свойствами и свойствами неньютоновских жидкостей, причем интенсивность их проявления зависит от температуры, содержащие до 8% и выше парафинов, смол и асфальтенов, которые влияют на реологический характер жидкости. Все это необходимо учитывать при проектировании обустройства месторождений, эксплуатации скважин и нефтепромысловых систем.

**В третьей главе** проведено исследование влияния состава нефти и реологических параметров на температуру насыщения нефти парафином на основе анализа эмпирических зависимостей и экспериментальных данных.

Под температурой насыщения нефти парафином следует понимать температуру, ниже которой в процессе охлаждения нефть из однофазного состояния переходит в двухфазное (нефть+твердая фаза) при термодинамическом равновесии, когда в нефти появляются первые кристаллы парафина.

В.Н. Глуценко (2008 г.) предлагает использовать в качестве уравнения расчета температуры насыщения нефти парафином формулу ВНИИнефть:

$$t_0 = 11,398 + 34,084 \cdot \lg C_n, \quad (4)$$

где  $t_0$  – температура насыщения нефти парафином в поверхностных условиях, °С;  $C_n$  – концентрация парафина в нефти, масс.%.

По данным Ф.А. Каменщикова (2005 г.) для нефтей Удмуртии эмпирическая зависимость температуры насыщения от содержания парафинов описывается уравнением

$$t_0 = 19,457 \cdot \ln C_n - 0,8117. \quad (5)$$

Также для нефтяных месторождений Пермского Прикамья ООО «ПермНИПИнефть» использует эмпирическую формулу следующего вида:

$$t_0 = 70,5 \cdot e^{-(3,686/Cn)} \quad (6)$$

Для рассмотренных зависимостей был произведен расчет для определения применимости данных формул к нефтям Западной Сибири (Ноябрьского региона) и сравнения с экспериментальными значениями (рисунок 3).

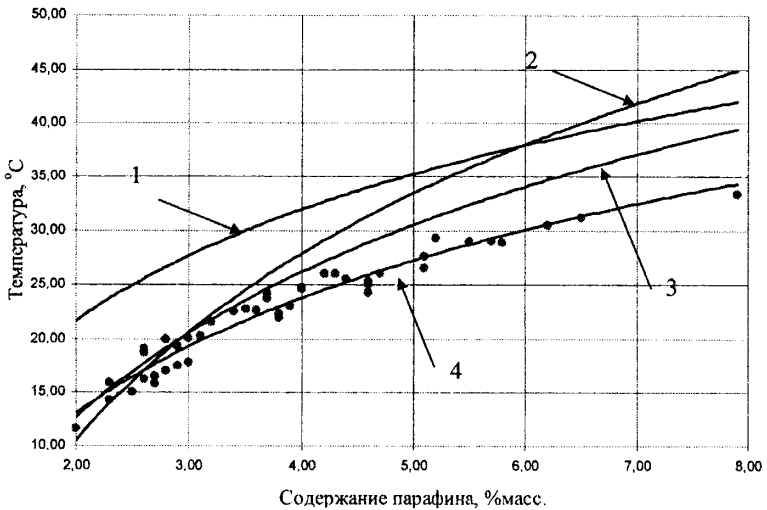


Рисунок 3 – Сравнение полученных значений эмпирических зависимостей с экспериментальными данными: 1 – расчетные данные по формуле (4); 2 – расчетные данные по формуле (5); 3 – расчетные данные по формуле (6); 4 – экспериментальные данные

После сравнения экспериментальных данных и результатов, полученных при расчете по представленным эмпирическим зависимостям различных авторов, оказалось, что их погрешность составляет от 9 до 50% от истинного показателя.

Очевидно, что температура насыщения нефти парафином зависит не только от содержания парафина, но и от присутствия смол и асфальтенов, температуры плавления выделенного парафина из нефти, а также её реологических свойств при различных температурах.

При обработке экспериментальных данных, была получена эмпирическая зависимость, позволяющая учесть различные факторы, влияющие на температуру насыщения  $t_o$ .

$$t_o = [\delta] \cdot \left[ K \cdot \ln\left(\frac{T_{пл}}{t_o}\right) + \frac{\eta_{20}}{\eta_{50}} \cdot b \right] \quad (7)$$

где  $[\delta]$  – поправочный коэффициент, °C/%;  $\eta_{20}$  – кинематическая вязкость при 20°C, мм/с<sup>2</sup>;  $\eta_{50}$  – кинематическая вязкость при 50°C, мм/с<sup>2</sup>; K – суммарное содержание парафина, смол и асфальтенов, %;  $T_{пл}$  – температура плавления выделенного парафина, °C;  $t_o$  – переводной коэффициент равный 1°C; b – переводной коэффициент равный 1%.

Учет различного содержания парафинов и смол, которые в значительной степени влияют на температуру насыщения нефти, проведен анализ данных и представлены поправочные коэффициенты  $[\delta]$  представленные в таблице 3.

Для предварительного расчета температуры насыщения нефти парафином можно использовать предлагаемую эмпирическую зависимость (7), которая позволит прогнозировать интервал температур вероятного появления АСПО.

Таблица 3 - Поправочные коэффициенты  $[\delta]$ , (°C/%)

Наименование		Содержание парафинов, масс. %				
		от 2 до 3	от 3 до 4	от 4 до 5	от 5 до 6	от 6 до 7
Содержание смол, масс. %	1	0,77	0,69	0,95	-	0,86
	2	0,57	0,68	-	0,775	-
	3	0,58	-	0,72	0,69	0,71
	4	0,53	0,54	0,64	0,62	0,68
	5	0,42	0,43	0,49	0,51	-
	6	0,31	0,41	-	-	-
	7	0,32	-	-	-	-
	9	0,33	-	-	-	-

Способ определения области вероятного проявления АСПО состоит в следующем.

1. Проводится расчет температуры насыщения исследуемой нефти по полученной эмпирической зависимости, на основе экспериментальных данных.
2. Определяется тепловое распределение температуры по длине нефтесборного коллектора.
3. Совместным построением на графике определяется длина, с которой начинается процесс формирования АСПО.

Для определения области вероятного формирования АСПО для нефтей Чатылькинського и Холмистого месторождений, был проведен расчет теплового распределения температуры и температуры насыщения нефти парафином (таблица 4).

Таблица 4 – Данные для расчета температуры насыщения

Месторождения	Кинематическая вязкость, мм <sup>2</sup> /с		Массовое содержание, %			[δ], (°С/%)	T <sub>нас</sub> , °С	Температура насыщения, °С
	20°С	50°С	Асфальтенов	Смол	Парафинов			
Чатылькинское	4,02	2,21	0,5	2,34	5,21	0,775	52	26,09
Холмистое	6,57	3,34	0,3	3,6	2,98	0,53	53	15,52

Расчет теплового распределения температуры по длине нефтесборного коллектора проводилось по формуле В.Г. Шухова:

$$t_x = t_o + (t_i - t_o) \cdot e^{-\frac{K \cdot \pi \cdot D_d \cdot x}{G \cdot \rho \cdot c_p}}, \quad (8)$$

где  $\frac{K \cdot \pi \cdot D_d \cdot x}{G \cdot \rho \cdot c_p}$  - критерий Шухова;  $t_x$  – средняя по сечению температура потока на расстоянии  $x$ , м от начала, °С;  $t_o$  – температура окружающей среды (грунта), °С;  $t_i$  – начальная температура потока, °С;  $K$  – полный коэффициент теплопередачи от потока в окружающую среду, Вт/м<sup>2</sup>·°С;  $D_d$  – внутренний диаметр коллектора, м;  $G$ ,  $\rho$ ,  $c_p$  – соответственно объемный расход, м<sup>3</sup>/ч, плотность жидкости, кг/м<sup>3</sup>, и удельная теплоемкость, Дж/(кг·°С);  $\lambda_{ст}$ ,  $D_{ни}$ ,  $D_{вн}$  – соответственно коэффициент теплопроводности, Вт/(м·°С); наружный и внутренний диаметр коллектора, м, изоляции, м;  $\alpha_1$  и  $\alpha_2$  – коэффициенты теплоотдачи, Вт/(м<sup>2</sup>·°С).

Полученное теплое распределение температуры потока по длине нефтесборного коллектора и определенные температуры насыщения нефтей парафином приведены на рисунках 4 и 5.

Начальные температуры нефтей Чатылькинського и Холмистого месторождений различны и составляют 18 и 30°С соответственно, а также имеют различные характеристики. Как видно из приведенных диаграмм на рисунках 4 и 5 температура насыщения нефти парафином происходит уже на расстоянии около 5 км от начала нефтесборных коллекторов независимо от начальных свойств нефти.



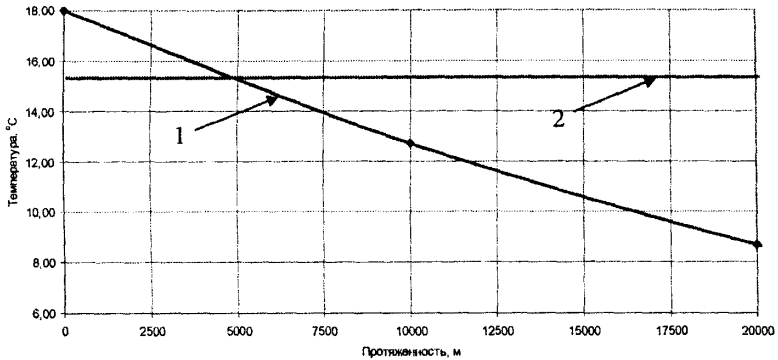


Рисунок 4 – Падение температуры вдоль нефтесборного коллектора от ДНС с УПСВ Чатылькинского месторождения до ДНС с УПСВ Холмистого месторождения: 1 – тепловое распределение температуры по формуле В.Г. Шухова (8); 2 – температура насыщения нефти парафином.

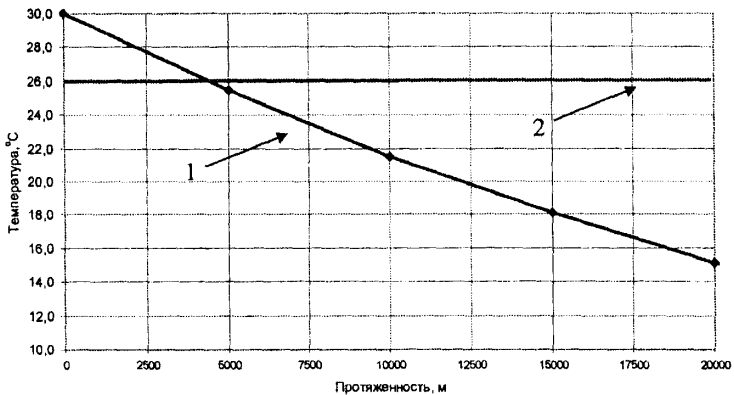


Рисунок 5 – Падение температуры вдоль нефтесборного коллектора от ДНС с УПСВ Холмистого месторождения до ДНС-1 с УПСВ Ярайнерского месторождения

**Четвертый раздел посвящен проблеме удаления и предотвращения АСПО.**

Проведены исследования по подбору эффективных ингибиторов АСПО, для оценки эффективности ингибиторов парафиноотложений был использован метод, предложенный фирмой «Петролайт Корпорейшн» (США), в котором

определяется совместимость с пластовой водой. диспергирование парафиновых отложений, налипы и замазывание стенок конической колбы.

1. Совместимость реагента с пластовой водой осуществляется следующим образом:

- отмеряют 50 мл пластовой воды и помещают ее в коническую колбу, куда дозируют 0,5 мл реагента;
- если происходит расслоение – результат отличный;
- если образуется эмульсия – хороший;
- если реагент растворяется в пластовой воде – удовлетворительный;
- если не растворяется – неудовлетворительный.

2. Диспергирование парафиновых отложений, налипы и образование отложений на стенках конической колбы, осуществляется следующим образом.

В коническую колбу, в которой находится 50 мл пластовой воды и 0,5 мл реагента, помещают 2-3 г АСПО. Содержимое нагревают на плитке до полного плавления отложений, осторожно перемешивая вращением. После этого фиксируют диспергирование парафиновых отложений, налипание и образование отложений на стенках конической колбы.

1. При диспергировании определяют размеры частиц парафина если величина частиц: 0,1-3мм (100%) – отлично; 0,1-5мм – хорошо; 1,7-7мм – удовлетворительно; более 7мм – неудовлетворительный.

2. Налипание парафина на стенки колбы в % от рабочей поверхности если налипание: до 5% - отлично; до 10% - хорошо; до 40% - удовлетворительный; более 40 – неудовлетворительный.

3. Образование отложений на стенках колбы в % от рабочей поверхности: до 5% - отлично; до 20% - хорошо; до 50% - удовлетворительный; более 50% - неудовлетворительный.

Окончательный результат рассчитывается как среднее значение для всех параметров и переводом в проценты эффективности исследуемого реагента.

Полученные результаты приведены на рисунке 6.

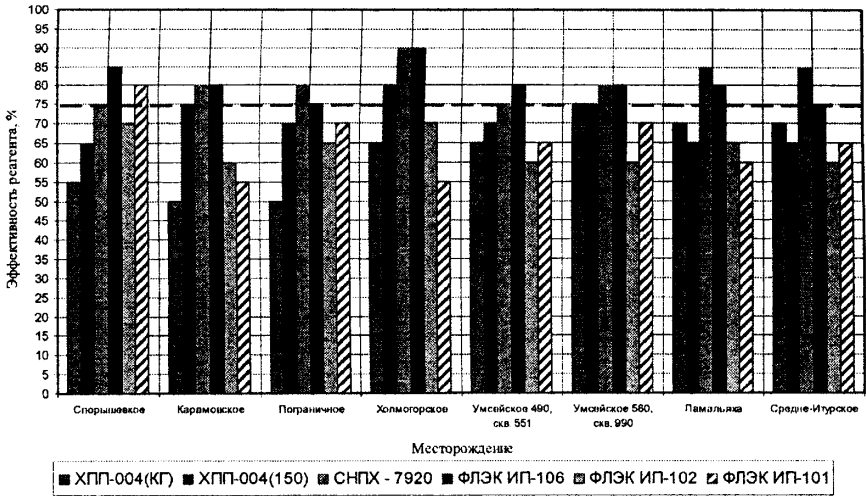


Рисунок 6 - Результаты исследования эффективности ингибиторов АСПО

Установлено, что наиболее эффективно предотвращают процесс образования АСПО СНПХ-7920 и ФЛЭК ИП-106 (эффективность от 75% и выше), что позволяет предположить о значительном увеличении межочистного периода выкидных линий. Данные реагенты удовлетворяют требованиям предлагаемой методики и могут быть рекомендованы для опытно-промышленных испытаний.

На основе существующей лабораторной методики подбора растворителей АСПО предложена усовершенствованная нами методика ОАО «Гипротюменнефтегаза», которая не учитывала шероховатость внутренней поверхности нефтесборных коллекторов и скважинного оборудования, которая позволяет подобрать эффективный реагент для удаления АСПО в этих условиях. Результаты исследования влияния шероховатости на сцепляемость отложений нефти Средне-Итурского месторождения с поверхностью нефтепромыслового оборудования, представлены на рисунке 7.

Исходя из представленных результатов видно, что с ростом шероховатости обрабатываемой поверхности время отслоения парафина значительно увеличивается от 40 минут на самой гладкой поверхности до 290 минут на самой грубой. Следовательно, время обработки нефтесборного коллектора возрастет в несколько раз.

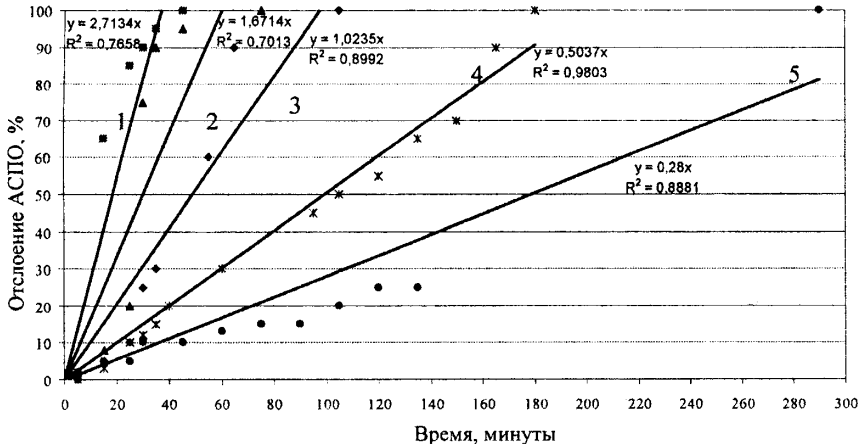


Рисунок 7 – Зависимость отложения АСПО Средне-Итурского месторождения от времени воздействия растворителем:

1 – 13,3 мкм; 2 – 25,2 мкм; 3 – 26,5 мкм; 4 – 27,1 мкм; 5 – 28,6 мкм.

Для уменьшения вероятности отложений АСПО следует применять химические реагенты в течение всего периода эксплуатации скважинного оборудования и нефтесборных коллекторов. В частности предлагается объем, периодичность закачивания и время контакта растворителя с образовавшимися отложениями определять в зависимости от состава скважинной продукции и длины нефтесборного коллектора.

После выбора наиболее эффективного растворителя, по результатам, приведенным выше, проводится исследование по методике ОАО «Гипротюменнефтегаз» на диспергирование (разрушение) образцов АСПО и их растворимость в растворителях фирмы ООО «ФЛЭК» (ФЛЭК – Р – 017, ФЛЭК – Р – 018, ФЛЭК – Р – 020, ФЛЭК – Р – 021) при низких температурах, соответствующих реальным температурам в нефтепроводе в зимнее время.

АСПО при низкой температуре:

- ФЛЭК – Р – 017;
- ФЛЭК – Р – 018;
- ФЛЭК – Р – 020.

Эффективность отмывания АСПО рассчитывается по формуле:

$$\mathcal{E}_o = \frac{m_1 - m_2}{m_1} \cdot 100\%, \quad (9)$$

где  $m_1$  – масса АСПО, помещённого в металлический контейнер, кг;  $m_2$  – масса АСПО, оставшегося в контейнере после промывки, кг.

Результаты исследования представлены в таблицах 5 и 6.

Таблица 5 – Эффективность отмывания АСПО.

№	Наименование растворителя	Масса АСПО, кг $m_1$	Масса АСПО после промывки, кг, $m_2$	Эффективность отмывания, % $\mathcal{E}_o$
1	ФЛЭК Р-017	$9,58 \cdot 10^{-3}$	$7,83 \cdot 10^{-3}$	18,3
2	ФЛЭК Р-018	$9,13 \cdot 10^{-3}$	$8,43 \cdot 10^{-3}$	7,7
3	ФЛЭК Р-020	$9,27 \cdot 10^{-3}$	$8,12 \cdot 10^{-3}$	12,4

Примечание: объём растворителя 120 мл.

Эффективность растворения АСПО рассчитывается по формуле:

$$\mathcal{E}_p = \frac{m_3 - m_4}{m_3} \cdot 100\%, \quad (10)$$

где  $m_3 = m_1 - m_2$  – масса АСПО, перешедшего в растворитель из металлического контейнера, кг;  $m_4$  – масса АСПО, отфильтрованного на фильтре, кг.

Таблица 6 – Эффективность растворения АСПО

№	Наименование растворителя	Масса АСПО, перешедших в растворитель, кг, $m_3$	Профильтрованные АСПО (без учёта веса фильтра), кг, $m_4$	Эффективность растворения, %, $\mathcal{E}_p$
1	ФЛЭК Р-017	$1,75 \cdot 10^{-3}$	$0,86 \cdot 10^{-3}$	50,9
2	ФЛЭК Р-018	$0,7 \cdot 10^{-3}$	$0,54 \cdot 10^{-3}$	22,9
3	ФЛЭК Р-020	$1,15 \cdot 10^{-3}$	$0,71 \cdot 10^{-3}$	38,3

Примечание: объём растворителя 120 мл.

Все исследованные растворители обладают хорошей диспергирующей (разрушающей) способностью по отношению к отложениям АСПО Средне-Итурского месторождения. Наиболее эффективные разрушители – реагенты ФЛЭК-Р-017, ФЛЭК-Р-018, ФЛЭК-Р-020. Наибольшей эффективностью растворения АСПО обладают растворители ФЛЭК-Р-017 и ФЛЭК-Р-020. Установлено, что время контакта растворителя с отложениями на стенках нефтепровода должно составлять около 1 часа, но не менее 0,5 часа.

Комплексное применение разработанной методики позволяет более точно и эффективно подобрать растворитель АСПО для определенных условий в короткие сроки.

Результаты испытаний использованы в разработке регламентов по удалению и предотвращению АСПО в нефтесборных коллекторах на месторождениях ОАО «Газпромнефть-Ноябрьскнефтегаз». Разработанные технологические регламенты по применению растворителей АСПО позволило увеличить пропускную способность нефтесборного коллектора с 2148 м<sup>3</sup>/сут до 2243 м<sup>3</sup>/сут и обеспечить дополнительное количество нефти в объеме 35 тыс. м<sup>3</sup>/год.

## ОСНОВНЫЕ ВЫВОДЫ И РЕКОМЕНДАЦИИ

1. Выполнен анализ эмпирических зависимостей ряда известных исследователей и экспериментально установлены зависимости вязкости от температуры, позволяющие получать результат с расхождением в пределах от 2,58 до 3,46 мПа·с. Установлено значительное разнообразие физико-химических и термобарических условий образования отложений АСПО в скважинах и системах сбора нефти на месторождениях Западной Сибири, которое не позволяет производить прогноз и рекомендовать какие-либо универсальные технологии для борьбы с этими осложнениями.

2. Предложен метод определения температуры вероятного проявления отложений АСПО, основанный на графическом определении температуры начала структурообразования парафина по реологической характеристике добываемой нефти.

3. Для нефтей Вынгапуровского, Западно-Ноябрьского, Карамовского, Муравленковского, Новогоднего, Пограничного и Ярайнерского месторождений выявлена эмпирическая зависимость температуры насыщения нефти парафином от различных факторов, содержания в ней АСПО, вязкости и температуры плавления выделенного из АСПО парафина.

4. Усовершенствована методика подбора растворителя, учитывающая шероховатость обрабатываемой поверхности, и позволяющая определять необходимое время воздействия растворителя на АСПО. Усовершенствованная методика подбора растворителя прошла опытно-промышленные испытания в компании ООО «Везерфорд».



an2195

5. Разработан и внедрен в ОАО «Газпромнефть-ННГ» технологический регламент по удалению отложений АСПО в системе нефтесбора с применением подобранных растворителей, что позволило увеличить пропускную способность нефтесборного коллектора с 2148 м<sup>3</sup>/сут до 2243 м<sup>3</sup>/сут и обеспечить дополнительное количество нефти в объеме 35 тыс. м<sup>3</sup>/год.

Основные положения диссертационной работы нашли отражение в следующих печатных работах:

1. Галикеев Р.М. Применение эмпирических формул для определения коэффициента динамической вязкости расчетным методом / Р.М. Галикеев, М.Ю. Тарасов, А.Г. Мозырев, С.А. Леонтьев // Нефть и газ Западной Сибири: Сб. науч. тр. – Тюмень: ТюмГНГУ, 2009. – Т.1. С. 93-95.

2. Галикеев Р.М. Результаты исследований эффективности ингибиторов АСПО на парафинах Ноябрьских месторождений / Р.М. Галикеев, С.А. Леонтьев // XIII Междунар. симпозиум студентов и молодых ученых им. академика М.А.Усова студентов и молодых ученых, посвященного 110-летию со дня рождения Радугина «Г...» премия СССР К.В. Радугина «Г...» ч. тр. Томск: ТПУ, 2009. – С...

3. О на стенках насосно-метровой работы / метровой режима № 4 – С. дело. - 2010. -

4. и парафином / Р.М. Га: 2010. – № 6. – С. 14-16

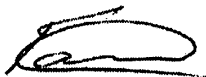
5. еских свойств нефти и Р.М. Галикеев, С.А. Лес 1-17.

6. предупреждения и растворения парафиновых отложений нефтей ОАО

«Газпромнефть - Ноябрьскнефтегаз» / Р.М. Галикеев, С.А. Леонтьев, В.В. Мисник // Нефтепромысловое дело. – 2010. - № 9. – С. 36-39.

7. Галикеев Р.М. Анализ расчетных методов определения температуры насыщения нефти парафином / Р.М. Галикеев, С.А. Леонтьев // Новые технологии для ТЭК Западной Сибири: Сб. науч.тр. - Под ред. С.И. Грачева. – Тюмень: ТюмГНГУ, 2010. – С. 312-316.

Соискатель



Р.М. Галикеев

Издательство «Вектор Бук»

Лицензия ЛР № 066721 от 06.07.99 г.

Подписано в печать 04.03.2011 г.

Формат 60x84/16. Бумага офсетная. Печать Riso.

Усл. печ. л. 1,44. Тираж 100 экз. Заказ 140

Отпечатано с готового набора в типографии  
издательства «Вектор Бук».

Лицензия ПД № 17-0003 от 06.07.2000 г.

625004, г. Тюмень, ул. Володарского, 45.

Тел. (3452) 46-54-04, 46-90-03.