

Введение Промысловая водонефтяная эмульсия относится к сложным системам. Есть различные предположения и исследования, описывающие различные изменения вязкости эмульсии от содержания воды в нефтяной эмульсии [1]. Принято считать, что с увеличением содержания воды в эмульсии происходит инверсия фаз, в ходе которой изменяется тип промысловой эмульсии: от обратного типа (вода в нефти), до прямого типа (нефть в воде). Обычно экспериментальное определение точки инверсии осуществляют в ходе измерений вязкости, при этом «точку инверсии» отождествляют с моментом достижения максимума вязкости, после которого наблюдаемая вязкость эмульсии начинает постепенно снижаться. Следует также отметить, что осуществление инверсии в промысловых эмульсиях возможны при обработке химическими реагентами [2]. Определение точки инверсии считается важным для прогнозирования процессов транспорта эмульсий. Тем более процесс перехода фаз (инверсии) по мере промыслового сбора идет обратным ходом: из прямого типа эмульсии в обратный тип. Возможные изменения гидродинамики в процессе перекачки различных типов промысловых нефтяных эмульсий были проанализированы на установке определения эффекта Томса рис 1. Значения коэффициентов гидравлического сопротивления были определены исходя из расхода жидкости, прокаченного в течение 5 минут. Результаты представлены на рис.2 в виде графических зависимостей коэффициента гидравлического сопротивления от содержания воды. Графический анализ (рис. 2) показал изменение гидродинамики при перекачке нефтяной эмульсии. Как видно из рис. 2 пиковые значения гидравлического сопротивления приходятся на содержание воды от 50% до 80 % масс. Данный диапазон содержания воды относится к предполагаемому диапазону инверсии фаз, означает, что пиковые изменения гидравлического сопротивления связаны с изменением вязкости нефтяной эмульсии. Рис. 1 - Схема установки по определению эффекта Томса: 1- емкость, 2 - насос, 3 - манометры, 4- расходомер, 5 - змеевик, 6 - электросчетчик Рис. 2 - Зависимость гидравлического сопротивления нефтяной эмульсии №2 при температуре 20°C и различных давлениях, где: 1 - 6 кгс/см²; 2 - 4 кгс/см²; 3 - 2 кгс/см² Таким образом, подтверждается инверсия фаз в нефтяной эмульсии. При этом гидравлическое сопротивление до и после диапазона инверсии фаз имеет практически одинаковые значения. Поэтому добавление присадок на участках с содержанием воды вне диапазона инверсии фаз является необязательным и нецелесообразным. Процесс образования стойких «двойных» эмульсии больше изучен с точки зрения вязкости. Для анализа действия присадок перед началом перекачки нефтяных эмульсий с содержанием воды 50-80% масс. были поставлены опыты при различных давлениях и продолжительной прокачке в циркуляционной системе с нефтяными эмульсиями разного группового состава. Результаты экспериментов образования нефтяных эмульсий с разным содержанием асфальто-смолистых веществ табл 1. при различных давлениях

представлены на рис. 3, 4. Таблица 1 - Физико-химические свойства исследуемых нефтей

Характеристика	Значения	Нефть № 1	Нефть № 2	Нефть №3
Плотность, кг/м ³		0,849	0,895	0,973
Содержание серы, % масс.		0,55	0,24	3,77
Механические примеси, % масс.		0,35	0,5	0,5
Температура застывания, °С		-11	-7	-7
Парафины, % масс:		3,2	9,6	28,09
Смолы, % масс:		20,1	31,5	16,51
Асфальтены, % масс:		1,54	0,88	4,53

Рис. 3 - Зависимость гидравлического сопротивления от продолжительности перекачки нефти с содержанием воды 70% масс.: 1 - при давлении 2 кгс/см²; 2 - при давлении 4 кгс/см²; 3 - при давлении 6 кгс/см² При проведении экспериментов на установке определения эффекта Томса в начальный период наблюдался нормальный режим перекачки без скачков. Далее появлялась вибрация по трубопроводу, происходил обрыв потока. Возникали скачки давления от закупоривания узких и изогнутых участков трубопровода, и резкий срыв пробки приводил к резкому снижению давления. Данный режим перекачки превращался в так называемый «пробковый» режим. В конце перекачки, когда уже образовывались густые гелеобразные эмульсии и жидкие темные эмульсии, прокачка через систему становилась невозможной. Рис. 4 - Зависимость гидравлического сопротивления от продолжительности перекачки нефти с содержанием воды 70% масс.: 1 - при давлении 2 кгс/см²; 2 - при давлении 4 кгс/см²; 3 - при давлении 6 кгс/см² Схожестью данных графических зависимостей (рис. 3, 4) можно назвать характер изменения значений гидравлического сопротивления, чем выше давление, тем быстрее увеличивался коэффициент гидравлического сопротивления и, соответственно, происходило быстрое образование стойких «твердых» эмульсий. Вязкая гелеобразная эмульсия образовывалась за счет адсорбции парафино-асфальто-смолистыми веществами мелких глобул воды. Высокое давление и турбулентное течение в системе лишь способствовало к ускоренному дроблению глобул воды и распределению их в дисперсной фазе. При сжатии от высокого давления бронирующий слой становится более плотным, насыщенным асфальтенами и твердыми парафинами, что делает их более прочными. Анализ эмульсий, образовавшихся после каждого эксперимента, проводилось общепринятым методом определения структурно-группового состава. Твердые парафины выделены экстракционным методом. Дополнительно «твердые» эмульсии после каждого опыта в течение 2 часов отстаивались в мерном цилиндре при температуре 25°С. После отстоя замерялось количество выделившейся свободной воды. Результаты определения группового состава нефтяных эмульсий и количества свободной воды после 2 часов представлены в таблице 2.

Таблица 2 - Структурно - групповой состав нефтяных эмульсий (70% масс. воды), образованных при разных давлениях для нефти №2

Содержание компонентов, % масс.	«Твердая» эмульсия	«Жидкая» эмульсия	2 кгс/см ²	4 кгс/см ²	6 кгс/см ²	2 кгс/см ²	4 кгс/см ²	6 кгс/см ²
Общее соотношение	7,42	11,26	17,74	92,58	88,74	82,26		
Общее содержание воды	59,6	73,8	83,15	73,9	67,33	34,98		

Твердые

парафины 3,85 4,22 3,1 2,54 1,94 2,29 Смолы 9,48 12,13 12,35 9,43 7,57 1,72
Асфальтены 0,34 0,41 0,31 0,23 0,16 0,14 Отстоявшаяся вода 50,29 61,22 55,74 - -
- Таблица 3 - Структурно-групповой состав нефтяных эмульсий (70% масс. воды),
образованных при разных давлениях для нефти №3 Содержание компонентов, %
масс. «Твердая» эмульсия «Жидкая» эмульсия 2 кгс/см² 4 кгс/см² 6 кгс/см² 2
кгс/см² 4 кгс/см² 6 кгс/см² Общее соотношение 6,48 8,92 15,86 93,52 91,08 84,14
Общее содержание воды 51,3 62,14 80,16 73,96 70,77 48,06 Твердые парафины
4,26 6,59 7,98 10,31 9,2 9,36 Смолы 4,53 6,28 6,38 5,14 3,54 1,87 Асфальтены 0,86
0,81 1,24 1,58 1,68 1,61 Отстоявшаяся вода 44,04 52,06 57,68 - - - Как видно из
таблиц 2 и 3, группой состав «твердой» и «жидкой» эмульсий меняется в
зависимости от давления. «Твердая» эмульсия с увеличением давления в
системе набирает большее количество, как компонентов нефти, так и воду. В
итоге получается масса, которая имеет низкую прокачиваемость. При этом, как
видно на рис. 3 и 4, на образование «твердых» и «жидких» эмульсий при
больших давлениях затрачивается меньше времени. А показатели количества
отделившейся воды после снятия напряжения, свидетельствуют о прямой
зависимости, как давления, так и состава компонентов нефти (твердых
парафинов, смол, асфальтенов). Схожестью графических зависимостей при
различных давлениях является лишь сам характер образования, а остальное
существенно различается. Так для нефти №2 содержание смол в «твердой»
эмульсии оказалось больше, как и содержание воды. Нефтяные эмульсии,
приготовленные из нефти №3, имеют меньшее содержание смол и воды, по
сравнению с нефтью №2. Но значения гидравлического сопротивления для
нефти №3 практически одинаковые с нефтью №2, а при некоторых давлениях
даже больше. Сравнивая графические зависимости нефти №2 и №3 при давлении
6 кгс/см², заметим, что время прокачки нефти с меньшим содержанием смол
было больше. Причиной повышенных показаний коэффициентов
гидравлического сопротивления для нефти №2 считаем наличие большого
количества смол, способных эмульгировать (солюбилизировать) определенные
количества воды. Глобулы же воды в процессе перекачки и под действием
давления диспергируются в объеме нефти. При перекачке в трубопроводе
присутствуют так называемые диспергаторы в виде насосов, арматуры и
поворотов, которые приводят к образованию мелкодисперсных частиц воды. При
этом содержание воды в данном случае является второстепенным фактором, так
как способность эмульгирования в первую очередь зависит от содержания
природных эмульгаторов - смол и асфальтенов и их поверхностной активности.
Невысокие показатели содержания воды в «твердой» эмульсии нефти №3,
прежде всего, связаны с меньшим содержанием смол. Однако практически
равные показатели коэффициентов гидравлического сопротивления помимо смол
вызваны большим содержанием твердых парафинов и асфальтенов, которые
способны образовывать различные структуры, снижающие пропускную

способность трубопровода. Исходя из накопленных нами фактов можно предложить следующий механизм образования эмульсий в процессе транспортировки нефтяных эмульсий. В начале транспортировки нефтяной эмульсии происходит первичное перераспределение ее компонентов. В центре формируется турбулентное ядро, состоящее в основном из углеводородной фазы, с небольшой примесью мелкодисперсных глобул воды (не более 1-3%). Турбулентное нефтяное ядро окружено рядом нефтяных эмульсий, заканчивающихся пристеночным водяным кольцом (слоем). С удалением от ядра в этих эмульсиях происходит увеличение содержания водной фазы (с увеличением размера глобул) и соответственно уменьшение содержания углеводородной части. Эти эмульсии с учетом разности содержания воды и размера (массы) глобул имеют разные вязкостные характеристики, что сказывается на различиях в скоростях их движения по трубе. В дальнейшем разность в скоростях движения между турбулентным ядром и окружающими его эмульсиями, а так же пристеночным водным кольцом приводит к возникновению поперечных вихревых пульсаций (за счет трения слоев). Это приводит к захвату и забрасыванию в центр турбулентного потока больших глобул воды, их дробление, а так же к выдавливанию к периферии части легких САВ и неполярных углеводородов из центральной нефтяной части. За счет высокого давления перекачки в турбулентном ядре происходит образование и уплотнение «жестких» конгломератов из мелкодисперсных глобул воды, «склеенных» высокомолекулярной частью САВ и твердых парафинов. Увеличение давления приводит к выдавливанию из ядра в эмульсионный слой легкой углеводородной части (светлых фракций, масел и т.д.), обедненных САВ (легкие низкомолекулярные смолы). Таким образом, нефтяное ядро замещается «твердой» высоковязкой гелеобразной псевдоструктурированной эмульсией, окруженной несколькими слоями «жидких» эмульсий, стойкость которых снижается с удалением от ядра, вследствие их обеднения САВ и насыщения неполярной частью нефти (после снятия нагрузки эти эмульсии быстро разрушаются). В дальнейшем по мере движения происходит рост и увеличение объема «твердой» плотной эмульсии и уменьшение объема «жидкой» эмульсии. В какой-то момент «твердая» эмульсия может поглотить окружающую «жидкую» эмульсию, в том числе и истончая пристеночный ламинизированный водный слой. В результате чего наблюдается дополнительное трение о шероховатости внутренней поверхности трубы, ранее скрытые пристеночным водным слоем. В потоке возникает «пробка» из «твердой» эмульсии, обладающая существенным сопротивлением. Напирающее давление разрушает «пробку» (частично разрушает «твердую» эмульсию), в результате чего происходит резкое снижение давления. Далее процесс повторяется. Поэтому в процессе такой перекачки в промысловой практике наблюдаются скачки давления, которые вызывают вибрацию, и как наиболее опасный случай - кавитацию. Промысловые

и лабораторные исследования показывают, что образование двух и более сосуществующих эмульсий возможно только при определенном содержании в составе эмульсий воды, достаточном количестве и определенном структурно групповом составе САВ (прежде всего для высокосмолистых нефтей карбона). Нефтяные эмульсии с содержанием воды до ~30-40% и ~80-90% за счет уже эмульгированной воды движутся по трубопроводу как обычные углеводородные жидкости без образования «твердой» эмульсии. «Опасность» для транспортировки представляют эмульсии, содержащие ~ 40-80% воды, образованные высоковязкими, высокосмолистыми остаточными нефтями карбона и девона. На наш взгляд решение таких проблем связано не с разработкой новых типов «сильных» деэмульгаторов, а реагентов комплексного действия, направленных не на разрушение, а на предотвращение образования «твердых» гелеобразных эмульсий на наиболее опасных участках.