

Введение В нефтедобывающих регионах в результате длительной разработки нефтяных месторождений исчерпываются запасы «легких» нефтей с малой вязкостью и плотностью. Происходит постепенный переход на добычу высоковязких нефтей с повышенным содержанием асфальтено-смолистых веществ (АСВ) и твердых парафинов. Это относится как к нефтям карбона, так и к нефтям девона. Соответственно увеличиваются расходы на их транспорт по системе трубопроводного транспорта, за счет увеличения вязкости и плотности. Кроме того, в связи с существенным ростом объемов методов повышения нефтеотдачи на основе заводнения, процессы добычи нефтей сопровождаются существенным увеличением в составе скважинной продукции пластовой воды, что приводит к образованию высоковязких устойчивых эмульсий. Это приводит к резкому снижению производительности трубопроводного транспорта [1]. Так увеличение вязкости и плотности на $\sim 1\%$ приводит к возрастанию расходов на перекачку на $\sim 3-5\%$. Основной причиной такого поведения является увеличение гидравлического сопротивления транспортируемых нефтей (см. рис.1 и табл 1).

Таблица 1 – Физико-химические свойства нефтей

Характеристика	Значения						
Нефть № 1	Нефть № 2	Нефть № 3	Плотность, кг/м ³	849	895	973	
Содержание серы, % масс.	0,55	0,24	3,77	Механические примеси, % масс.	0,35	0,5	0,5
Температура застывания, °C	-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. 1 - Зависимость величины гидравлического сопротивления от времени прокачки нефтей различного состава при $Re > 4500$: 1 – нефть №1; 2 – нефть №2; 3 – нефть №3

Кроме того, в связи с ростом объемов первичных и вторичных методов повышения нефтеотдачи (МУН) на основе заводнения, процессы добычи нефтей сопровождаются существенным увеличением в составе скважинной продукции воды [2]. Образование высоковязких эмульсий с повышенным содержанием АСВ и парафинов приводит к снижению производительности трубопроводного транспорта. Пропускную способность можно увеличить, используя трубы большего диаметра или увеличением мощности перекачиваемых насосов. Однако это сопряжено с дополнительными энерго- и капиталовложениями. Более энергоэффективным методом снижения затрат на перекачку можно считать реагентный метод, основанный на введение в состав эмульсионных потоков специальных присадок, позволяющих снизить гидравлическое сопротивление. Этот метод основан на снижении гидравлического сопротивления (турбулентного трения) при транспортировке жидкостей с добавлением высокомолекулярных полимеров и поверхностно-активных веществ, обусловленный эффектом Томса. Данный эффект проявляется в увеличении пропускной способности (увеличении расхода) при сохранении затрат на транспортировку, либо в снижении затрат энергии на транспортировку при сохранении расхода [3-4]. Научные изыскания в данной области в основном посвящены вопросам транспортировки однофазных потоков

(воды, смазочных масел, дизельного топлива, нефти и т.д.). Для двухфазных систем типа нефть-вода исследования хотя и проводились, однако не выявлено четких закономерностей. Нами для расчета величины эффекта Томса от величины гидравлического сопротивления была скорректирована формула, учитывающая особенности течения двухфазных потоков: (1) где λ_0 и λ коэффициенты гидравлического сопротивления нефтяных эмульсий без и с реагентом. Коэффициенты гидравлического сопротивления находятся экспериментально из формулы Дарс-Вейсбаха, учитывая как перепад давления, так и плотность жидкости. Исследования проводились на специально сконструированной для этих целей циркуляционной установке [5-6].

Использование для снижения гидравлического сопротивления транспортируемых нефтяных эмульсий традиционных высокомолекулярных водо- и маслорастворимых полимеров не дает эффекта. Кроме того, эти реагенты обладают деструктивным поведением (разрушаются под действием вибрационных, химических и тепловых нагрузок) [7-9] в процессе транспортировки (см. рис.2). Рис. 2 - Зависимость величины эффекта Томса от протяженности прямолинейного трубопровода при перекачке нефти №2 при $t=25^\circ\text{C}$ в присутствии различных НПАВ и полимеров. Где: 1 – РЭНТ; 2 – Реапон-4В; 3 – Д-157; 4 – FLOXL; 5 – Necadd-447; 6– ТурбулентМастер-8010 В тоже время практические результаты показывают, что даже небольшие количества дисперсной фазы (нефти или воды) в составе нефтяных эмульсий приводят к существенному снижению эффекта Томса, связанного с ростом вязкости, что существенно повышает транспортные расходы на перекачку [10]. Как показали проведенные нами исследования, под действием давления и турбулизации по трубопроводам на всех этапах нефтепромышленной деятельности транспортируется не однородная нефтяная эмульсия, а смесь разных по составу эмульсий, отличающихся по плотности, вязкости, содержанию воды и АСВ.

Можно выделить два вида эмульсий; первая - некоторая гелеобразная масса («твердая» эмульсия), которая через некоторое время после снятия напряжения разрушалась, второй – жидкая («жидкая») эмульсия (см. табл.2). Хочется отметить, что с увеличением давления перекачки скорость разрушения «твердой» эмульсии после снятия нагрузки снижается, а количество самой «твердой» эмульсии увеличивается. Таблица 2 -Структурно-групповой состав нефтяных эмульсий, образованных смесью: 70% масс. воды и 30% масс. нефти №3 при разных давлениях

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	31,2	45,6
Общее содержание	68,3	78,5
воды	51,3	62,14
Твердые парафины	4,26	6,59
Смолы	4,53	6,28
Асфальтены	0,86	0,81
Отстоявшаяся вода	44,04	52,06

Такая смесь разных по составу нефтяных эмульсий существенно увеличивает вязкость и плотность

транспортируемой среды и соответственно, ее проходимость (см. рис.3). Рис. 3 - Изменение величины гидравлического сопротивления от времени перекачки нефти №3 с содержанием воды 70% масс., при давлении: 1 - 2 кгс/см²; 2 - 4 кгс/см²; 3 - 6 кгс/см² Нами предложен следующий механизм образования транспортируемого двух эмульсионного потока. 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 в свою очередь приводит к захвату и забрасыванию в центр турбулентного потока больших глобул воды, их дробление и образование новых эмульсий. Происходит инверсия фаз и соответственно увеличение вязкости перекачиваемой жидкости, что в свою очередь ведет к повышению давления в трубопроводе. Увеличение давления приводит к выдавливанию из ядра в эмульсионный слой легкой углеводородной части (светлых фракций, масел и т.д.), обедненных САВ (легкие низкомолекулярные смолы). 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. 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 истончающий 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. На наш взгляд, в дальнейшем это приводит к проблемам, связанных с подготовкой нефти: образование промежуточных трудноразрушаемых слоев и нефтешламов, на разрушение которых приходится применять все более сильные и дорогие реагенты-деэмульгаторы. И эта тенденция в настоящее время все более усиливается. Поэтому предотвращение образования этих эмульсий в транспортируемой среде снизит не только затраты на транспортировку, но и затраты на последующее обезвоживание (подготовку) товарных нефтей. Анализ существующих систем транспорта нефтяной скважинной продукции показывает, что все более увеличивается протяженность участков, загруженных разными по составу нефтяными эмульсиями. Схема сбора и транспортировки выстроена так, что на пути следования скважинной продукции от скважин до установок подготовки нефти (УПН, УКПН, ТХУ) постоянно меняется ее состав и обводненность. Поэтому простое введение деэмульсаторов не дает существенного эффекта на всех участках, что фактически имеет место на практике. Проведенный нами промысловый и лабораторный анализ систем сбора и транспортировки скважинной продукции показал, что нет необходимости введения регентов на всех элементах сбора. Достаточно точечное их введение на участках, где наблюдается существенный скачек увеличения гидравлического сопротивления. Установлено, что это участки где содержание воды находится в интервале 40-80 %. Естественно с увеличением давления перекачки эти границы несколько меняются (см. рис.4).

Рис. 4 - Зависимость коэффициента гидравлического сопротивления нефтяной эмульсии на основе нефти №2 от содержания воды, при температуре 20°C и давлении: 1 – 6 кгс/см²; 2 – 4 кгс/см²; 3 – 2 кгс/см²

Лабораторные исследования и промысловые испытания показали, что наибольший эффект на проблемном участке достигается от применения композиционных присадок, состоящих из водомаслорастворимых НПАВ определенной структуры и водорастворимых реагентов (ВР), обладающих: хемосорбционной способностью к нефтяным отложениям (АСПО) и способностью к образованию псевополимерных структур (легко разрушаемых и легко восстанавливаемых) за счет водородных связей. Их механизм действия можно описать следующим образом. Введение в поток нефтяных эмульсий таких композиций НПАВ+ВР позволяет воздействовать на поток на ранней стадии перераспределения компонентов в составе нефтяной эмульсии следующим образом. НПАВ, обладая высокой поверхностной активностью, вытесняют в турбулентном ядре и окружающих ядро эмульсиях с границы раздела фаз (глобул) природные эмульгаторы нефти. Кроме того, при сжатии мелкодисперсных глобул за счет избыточного давления у таких НПАВ наблюдается противодействие сжатию за счет так называемого эффекта

Ребиндера [11], когда расстояния между слоями НПАВ на поверхности глобул воды становятся соизмеримы с размерами самих НПАВ. Проявляется так называемый «расклинивающий» эффект за счет создаваемого критического «истерического» давления. Проведенные ранее исследования [12] показали, что на расстояниях соизмеримых с размерами НПАВ возникают давления в 40-90 атм., что оказывается выше, чем давление перекачки. Таким образом, действие НПАВ двояко: с одной стороны НПАВ действуют как деэмульгаторы (внутритрубная деэмульсация), а с другой стороны за счет «расклинивающего» эффекта препятствуют «склеиванию» мелкодисперсных глобул воды под действием внешнего избыточного давления потока (в том числе и мицеллярное состояние НПАВ). Действие ВР проявляется в водной фазе в следующих направлениях: - в большинстве случаев стенка трубы покрыта АСПО, поэтому ВР хемосорбируясь на поверхности отложений сглаживает неровности и гидрофилизует поверхность, снижая эффект трения за счет водяного кольца; - ВР за счет образования водородных связей с другими молекулами ВР и воды формирует цепочки псевдополимеров. Эти псевдополимерные цепочки действуют как гасители турбулентных пульсаций, препятствуя забрасыванию глобул воды из периферии к центру потока. Однако под действием механодеструкции, в том числе и глобул воды, происходит их разрушение. Однако в отличие от истинных полимеров (ПАА, Полиокс) псевдополимеры, сформированные из молекул ВР, склонны к быстрому восстановлению полимерной цепочки за счет водородных связей. Кроме того, действие различных местных сопротивлений не приводит к резкому снижению эффективности действия ВР. Полимерные добавки в этом случае просто разрушаются без дальнейшего восстановления. По результатам лабораторных изысканий разработан реагент РЭФТ-1, который прошел опытно-промысловые испытания в ОАО «Удмуртнефть» в системе нефтесбора НГДУ «Игра». В ходе испытания получен положительный эффект в 12% в течение 6 часов дозирования. Естественно, применение композиционных присадок для разрушения уже образовавшихся в потоке многофазных эмульсий не даст ожидаемого эффекта. Таким образом, по результатам проведенных исследований можно сделать следующие выводы: 1. Использование водо и маслорастворимых полимеров в качестве реагентов для снижения гидравлического сопротивления при транспортировке нефтяных эмульсий не дает существенного эффекта. 2. В процессе транспортировки нефтяных эмульсий в условиях турбулентного режима и давления идет перераспределение групповых компонентов и воды. В результате по трубе транспортируется не одна, а как минимум две эмульсии; одна маловязкая «жидкая», с низким содержанием АСВ, а другая высоковязкая «твердая» эмульсия, стабилизированная повышенным содержанием АСВ. Именно «твердая» эмульсия является причиной увеличения гидравлического сопротивления при

транспортировке и последующим образованием трудноразрушаемых пром.слоев и нефтешламов. 3. Процесс образования многоэмульсионной смеси наблюдается не во всем диапазоне соотношений воды и нефти, а при содержании воды в нефти ~ от 40 до 80 % и в большей степени характерен для нефтей с повышенным содержанием АСВ и парафинов. 4. Установлено, что высокой эффективностью на проблемных участках (с обводненностью 40-80%) обладают композиционные присадки, состоящие из водомаслорастворимых НПАВ определенной структуры и водорастворимых реагентов (ВР), обладающих: хемосорбционной способностью к нефтяным отложениям (АСПО) и способностью к образованию псевополимерных структур (легко разрушаемых и легко восстанавливаемых) за счет водородных связей.