

ПРОЦЕСС СТАБИЛИЗАЦИИ И ОСАДКООБРАЗОВАНИЯ ВОДНО-НЕФТЯНЫХ СИСТЕМ

Небогина Н.А., Прозорова И.В., Юдина Н.В.
Институт химии нефти СО РАН, 634021 г. Томск

Исследованы состав и свойства нефти и водно-нефтяной эмульсии Фестивального месторождения. Изучено влияние группового состава на формирование и разрушение водно-нефтяных эмульсий. На основании полученных данных осуществлен подбор максимально эффективного разрушения водно-нефтяной эмульсии. Изучен процесс осадкообразования исследуемой нефти в интервале температур потока нефти от 30 °С и до 70 °С, подобран наиболее эффективный ингибитор асфальтосмолопарафиновых отложений.

Введение

Длительная эксплуатация нефтяных месторождений и заводнение нефтеносных пластов приводят к образованию стойких водно-нефтяных эмульсий. Обводненность нефти вызывает более интенсивное осадкообразование, повышает температуру застывания нефти, увеличивает ее вязкость. Существуют различные методы разрушения водно-нефтяных эмульсий (тепловые, физико-химические), квалифицированный выбор которых зависит в основном от состава и свойств нефти.

Устойчивость водно-нефтяных эмульсий существенно зависит от наличия поверхностно-активных веществ, называемых эмульгаторами, которые в основном концентрируются в межфазном слое эмульсии. Эти вещества, адсорбируясь на границе раздела фаз, снижают межфазное натяжение, а, следовательно, уменьшают свободную энергию системы и повышают ее устойчивость. В молекулярном строении эмульгаторов можно выделить компоненты, обладающие гидрофильными и гидрофобными свойствами. Подобными компонентами нефти являются асфальтены, соли нафтеновых кислот и тяжелых металлов, механические примеси, микрокристаллы парафинов и смолы – основные стабилизаторы нефтяных эмульсий. Эмульгаторы образуют на каплях дисперсной фазы адсорбционные оболочки с высокой структурной вязкостью, препятствующие коалесценции. Стабилизация эмульсий является динамическим процессом, который определяется закономерностями конкурирующей адсорбции на каплях воды различных эмульгирующих веществ. Различия в эмульгирующих

свойствах нефтей зависят от количественного и качественного состояния основных стабилизирующих компонентов в составе межфазного слоя: смол, асфальтенов и парафинов. Знание группового состава межфазного слоя позволяет определить тип стабилизатора эмульсии, природных нефтяных эмульгаторов, образующих прочную оболочку вокруг частиц воды, диспергированной в нефти.

Таким образом, исследование свойств и группового состава межфазного слоя водно-нефтяной эмульсии позволит подобрать наиболее эффективный способ воздействия на эмульсию в промысловых условиях [1 – 3].

Экспериментальная часть

Межфазный слой водно-нефтяной эмульсии нефти Фестивального месторождения (Томская область) выделяли по методике [4]. Групповой состав нефти и межфазного слоя определяли по ГОСТ 11851-85.

Количественную оценку процесса осадкообразования проводили на установке, разработанной на основе метода «холодного стержня» [5]. Установка состоит из охлаждаемого металлического стержня, погруженного в сосуд с термостатируемой пробой нефти. «Холодный стержень» моделирует металлическую поверхность трубопровода, на котором происходит процесс формирования АСПО. Определение количества АСПО проводили гравиметрически.

Для определения кристаллических модификаций парафиновых углеводородов были сняты микрофотографии на микроскопе биологическом, исследовательском МБИ-15У с цифровой видеокамерой и увеличении в 480 раз.

Результаты и обсуждение

По анализу группового состава нефти Фестивального месторождения можно отнести к высокопарафинистым (содержание парафиновых углеводородов (ПУ) 20 %) и высокосмолистым (суммарное содержание смол (С) – 27 %) нефтям (табл. 1). Нефть Фестивального месторождения характеризуется также крайне незначительным содержанием ароматических углеводородов (АУ).

Таблица 1

Групповой состав нефти и межфазного слоя эмульсии
Фестивального месторождения

Образец	Содержание, % мас.						
	ПУ	НУ	АУ	БС	СБС	Асф	(С+А)/ПУ
Нефть	20,0	50,0	0,75	8,7	18,3	2,1	1,46
Межфазный слой	17,0	49,0	1,0	9,3	19,8	4	1,95

В групповом составе межфазного слоя по сравнению с исходной нефтью наблюдается увеличение смолисто-асфальтовых соединений (доля асфальтенов (А) возрастает примерно в 2 раза, доля спирто-бензольных (СБС) и бензольных смол возрастает на 11 %) и снижение насыщенных углеводородов (содержание парафиновых и нафтеновых углеводородов (НУ) – на 13 %).

В зависимости от соотношения $(C+A)/ПУ$ стабилизаторы нефтяных эмульсий могут быть подразделены на следующие типы: асфальтено-смолистый ($(C+A)/ПУ \geq 1,0$); парафиновый ($(C+A)/ПУ \leq 1,0$); смешанный ($(C+A)/ПУ \approx 1,0$).

Для эмульсии с парафиновым типом стабилизатора в межфазном слое содержание парафиновых углеводородов превышает суммарное содержание смолистых и асфальтовых компонентов. Наиболее эффективным методом расслоения эмульсии с таким типом стабилизатора является температурное воздействие. Нагревание способствует расплавлению и растворению микрокристаллов парафиновых углеводородов, что приводит к резкому снижению эмульгирующих свойств нефтей, для которых парафины составляют основу стабилизирующего слоя.

Нефтяные эмульсии, у которых состав защитных оболочек представлен в основном, смолисто-асфальтовыми компонентами, более эффективно разрушаются деэмульгаторами. Технология, предусматривающая применение химических реагентов, основана на использовании веществ, обладающих более высокой активностью, чем природные эмульгаторы, входящие в состав бронирующих оболочек, и оказывающее на них вытесняющее и дробящее действие. В случае, когда содержание смолисто-асфальтовых компонентов и парафинистых углеводородов примерно равны, система имеет смешанный тип

стабилизатора, наиболее эффективное воздействие окажет совместное использование температуры и деэмульгаторов.

Соотношение смолисто-асфальтовых компонентов к парафиновым углеводородам для межфазного слоя нефти Фестивального месторождения указывает на асфальтено-смолистый тип стабилизатора (табл. 1).

Однако очень высокое содержание парафиновых углеводородов в исходной нефти будет сильно влиять на свойства водно-нефтяной эмульсии, и, скорее всего, подобная система будет более близка к смешанному типу стабилизатора.

Несмотря на условность такого подхода к классификации природных стабилизаторов нефтяных эмульсий, использование ее на практике представляет определенный интерес. Нефтяные эмульсии, защитные оболочки которых представлены в основном асфальтовым типом стабилизатора, достаточно эффективно и в широком интервале температур (от 5 до 70 °С) разрушаются неионогенным деэмульгатором типа дисольван. Для разрушения нефтяных эмульсий с парафиновым типом стабилизатора характерно резкое повышение удельного расхода того же деэмульгатора при температуре деэмульсации ниже 20 °С. Нагревание способствует расплавлению и растворению микрочастиц парафина, что приводит к резкому снижению эмульгирующих свойств нефтей, для которых парафины составляют основу стабилизирующего слоя. Аналогичное действие на асфальтосмолистые частицы нефти оказывает применение эффективного растворителя – ароматический углеводород (бензол, толуол и т.д.)

Экспериментальные исследования влияния широкого ряда деэмульгаторов на водо-нефтяную эмульсию Фестивального месторождения показали, что ни один деэмульгатор в отсутствии воздействия температуры не разрушал эмульсию даже при различных концентрациях.

Изучение поведения эмульсии в широком диапазоне температур показало, что процесс деэмульсации начинается при температуре 60 °С, но только в присутствии деэмульгатора. Наиболее эффективным деэмульгатором оказался ИХН-60 при очень высокой его концентрации (20 % масс.) и только при температуре 60 °С (рис. 1).

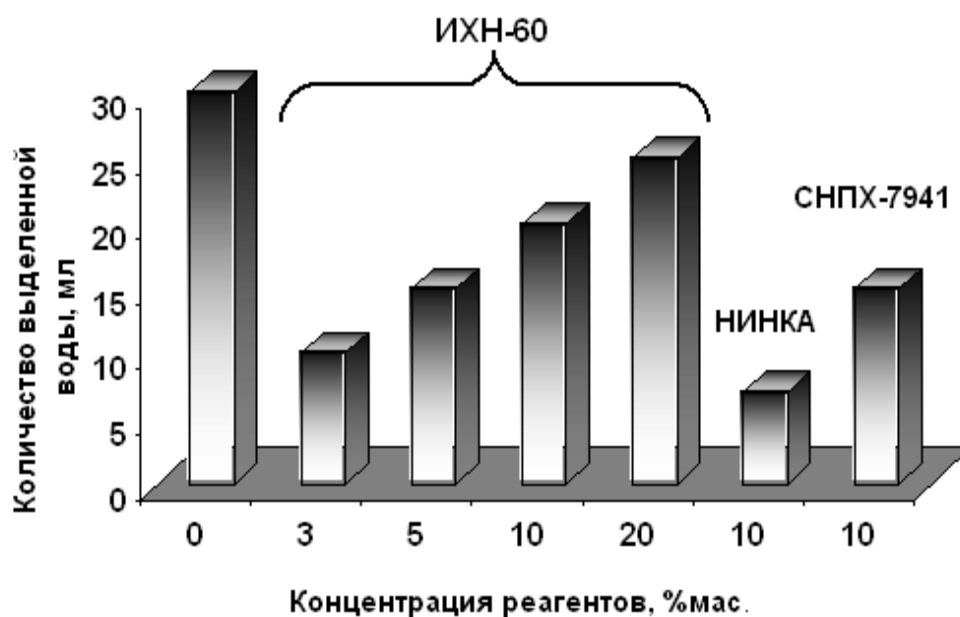


Рисунок 1. Влияние различного типа деэмульгаторов на расслоение водно-нефтяной эмульсии Фестивального месторождения

Эффективное расслоение данной системы оказалось возможным только в случае комбинирования двух методов воздействия на эмульсию, что подтверждает определенный ранее смешанный тип стабилизатора.

Исследование группового состава нефти и межфазного слоя в сравнении, помимо того, что позволяет определить тип стабилизатора системы, дает представление о перераспределении компонентов из нефти в межфазный слой.

Помимо сложностей, связанных с разрушением водно-нефтяных эмульсий, существует проблема транспортировки подобных сложных систем, в связи с усилением осадконакопления.

Экспериментальные исследования по определению количества АСПО исследуемой нефти показывают, что осадкообразование в ней начинается при температуре потока нефти 70 °С (табл. 2). При снижении температуры потока нефти количество АСПО увеличивалось и максимальное выпадение нефтяного осадка наблюдается при температуре, наиболее близкой к температуре застывания исследуемой нефти 30 °С и составляет 34 г на 100 г нефти.

Таблица 2

Влияние температуры на осадкообразование в нефти
Фестивального месторождения

Температура «холодного стержня», °С	Количество нефтяного осадка, г / 100 г нефти
Температура нефти 70 °С	
60	0
50	0,1
40	0,2
30	0,4
20	1,0
10	2,2
Температура нефти 60 °С	
50	0,2
40	0,2
30	0,4
20	4,2
10	5,3
Температура нефти 50 °С	
40	0,4
30	0,5
20	5,3
10	8,0
Температура нефти 40 °С	
30	0,5
20	7,8
10	16,8
Температура нефти 30 С	
20	9,8
10	34,2

Были изучены ингибирующие свойства ряда присадок при потоке нефти 30 °С и температуре осадкообразующей поверхности 10 °С. Наибольший эффект по предотвращению осадкообразования показывают: композиция ИХН-60 при концентрации 3 % масс. (степень ингибирования – 50 %) и композиция НИНКА при концентрации 10 % масс. (степень ингибирования – 52 %) (рис. 2).

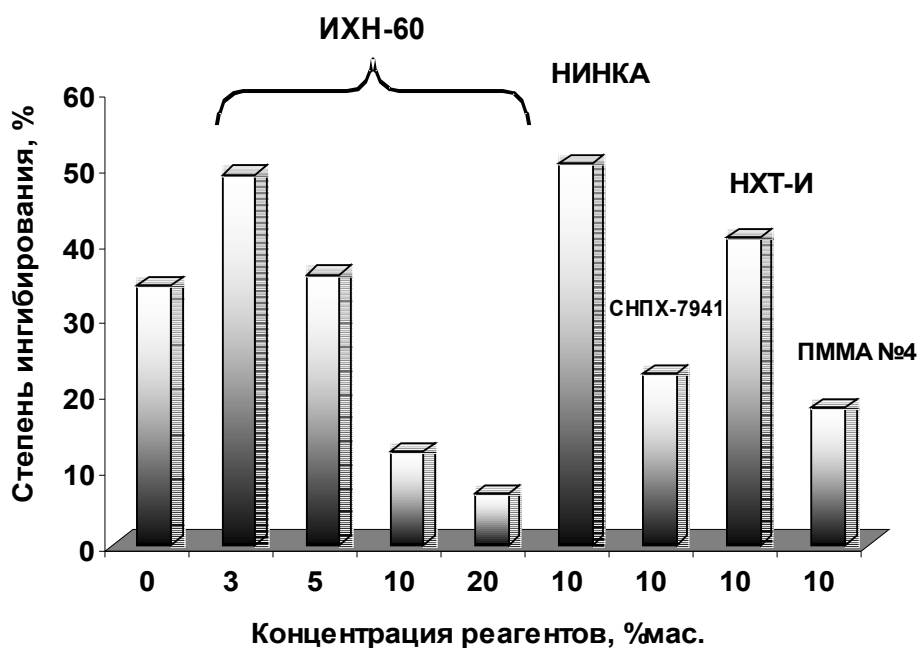


Рисунок 2. Ингибирующая способность присадок различного типа для нефти Фестивального месторождения

Таким образом, для разрушения водо-нефтяной эмульсии Фестивального месторождения были подобраны оптимальные условия: концентрация и тип деэмульгатора ИХН-60 при 20 % масс., а также температура — 60 °С. Установлено, что среди широкого ряда ингибиторов АСПО наиболее эффективным ингибитором для исследуемой водо-нефтяной эмульсии является ИХН-60 при концентрации 3 % масс.

Литература

1. Тронов В.П. Промысловая подготовка нефти. – М.: Недра, 1977. – 271 с.
2. Лобков В.П. Сбор и обработка нефти и газа на промысле. – М.: Недра, 1968. – 285 с.
3. Логинов В.П. Обезвоживание и обессоливание нефтей. – М.: Химия, 1979. – 214 с.
4. Позднышев Г.Н. Стабилизация и разрушение нефтяных эмульсий. – М.: Недра, 1982 – 221 с.
5. Агаев Г.Н., Березина З.Н., Халин А.Н. // Нефтепромышленное дело. –1996. – № 5. – С. 16 – 17.