

УДК 66.069

ПРИГОТОВЛЕНИЕ И ОЦЕНКА СВОЙСТВ СТАБИЛЬНЫХ ПЕН, ПОЛУЧЕННЫХ НА ОСНОВЕ ТЯЖЕЛОЙ НЕФТИ

© 2017 г. Джи Сан^{1,*}, Джикуианг Джинг^{1,2,**}, Пейю Джинг¹, Йе Ли³, Ксиашуанг Чен¹, Хайли Ху¹

¹ Юго-западный нефтяной университет Ченду. Центр технологии нефти и природного газа, Китай

² Центральная лаборатория нефтяной и газовой противопожарной службы Провинции Сичуан, Ченду, Китай

³ Газовая компания Чонгквинг Лимитед, Чонгквинг, Китай

*E-mail: sunj101@163.com

**E-mail: jjq@swpu.edu.cn

Поступила в редакцию 19.02.2016 г.

Добыча и транспортировка тяжелой нефти при низких температурах в настоящее время является острой проблемой. В работе предлагается осуществлять транспорт тяжелой нефти при комнатной температуре в виде вспененной жидкости. Для получения пены использован смеситель Уорнера. Изучены способы получения пены и ее свойства с точки зрения качества конечного продукта, его микро- и макроструктуры, и реологических свойств. Обсуждаются результаты, полученные для пен, сформированных при использовании системы вода–нефть, взятых в соотношении 1 : 1, добавлении в нее 2.0 г/л бензосульфата натрия и 1.5 г/л додеканола при температуре 20°C и давлении 0.1 МПа. Качество получающейся вспененной нефти характеризуется показателем 70% по шкале Митчела. Размер газовых пузырьков в пене описывается нормальным распределением с диаметром в максимуме порядка 180 мкм. При испытаниях в диапазоне температур 20–30°C вспененная нефть ведет себя как вязко-пластичная среда с эффективной вязкостью при 100 с⁻¹ меньше, чем 150 мПа с, так что снижение вязкости составляет более 99.5%.

Ключевые слова: вспененная тяжелая нефть, транспортировка при низких температурах, устойчивость, микро- и макроструктура, реологические свойства.

DOI: 10.7868/S0028242117020071

Запасы тяжелой нефти в последнее десятилетие имеют все большее значение для промышленности [1]. В связи с быстрым истощением основных источников легкой и средней нефти в мире интерес представляют запасы тяжелой нефти, доля которой весьма значительна [2, 3]. Именно этот источник углеводородов с учетом постоянно растущей потребности в энергии будет в будущем играть важную роль [4]. Однако высокая вязкость и сложный композиционный состав тяжелой нефти создают трудности, которые приводят к повышению ее стоимости при транспортировке и переработке [5]. Обычные подходы к транспортировке тяжелой нефти основываются, в основном, на ее нагревании, разбавлении, введении добавок, снижающих гидродинамическое сопротивление, эмульгировании, создании маловязкого пристенного слоя и модернизации этих методов [6–9]. Однако при реализации всех этих подходов необходима обработка нефти в целом и, соответственно, они имеют свои относительные ограничения.

В процессе вспенивания тяжелой нефти в условиях низких температур возникают такие проблемы как низкая пропускная способность

трубопроводов при высокой производительности источника нефти, но при этом достигается высокая эффективность восстановления исходной нефти по сравнению с традиционными методами [10–13]. Поэтому обсуждаемый метод из-за его низкой стоимости и простоты восстановления нефти привлекает пристальное внимание исследователей как в Китае, так и за рубежом [14–19]. Однако почти все работы в этой области фокусируются на технологических процессах, связанных с обработкой нефти под землей, а последующие этапы хранения и транспортировки нефти рассматриваются относительно редко.

В процессе производства вспененная нефть, прежде всего, собирается в хранилищах для сепарации по плотности, а затем транспортируется с использованием упомянутых выше традиционных методов. При таком подходе всегда требуются большие энергетические затраты на стадии сепарации, что приводит к большим операционным затратам, также оказывается необходимым использование больших количеств легкой нефти или поверхностно-активных веществ (ПАВ) [8, 20].

Таблица 1. Основные характеристики и состав сырой тяжелой нефти из скважины Тахе

Вязкость при 50°С, мПа с	Плотность при 20°С, кг/м ³	Содержание воды	Асфальтены, мас. %	Парафины, мас. %	Смолы, мас. %
4450	974.5	0.00	15.31	0.75	31.88

Таблица 2. Пенообразователи, использованные для приготовления вспененных образцов нефти

ПАВ	Обозначение	Значение ГЛБ	Тип	Поставщик
Цетилтриметиламмонийбромид	CATB	16	Катионный	Shanghai Chemical Reagent Plant
Цетилтриметиламмонийхлорид	CATC	15.8	Катионный	Shanghai Chemical Reagent Plant
Бензилсульфонат натрия	ABS	10.6	Анионный	Chengdu Kelong Chemical Reagent Factory
Додecilсульфат натрия	SDS	40.0	Анионный	Chengdu Kelong Chemical Reagent Factory
Диэтаноламид кокосового масла	CDEA	15	Неионный	Chengdu Kelong Chemical Reagent Factory
Октилфенолэтоксилат	OP-10	14.5	Неионный	Chengdu Kelong Chemical Reagent Factory

Однако следует учесть высокую текучесть вспененной нефти, что может улучшить технологические характеристики некоторых типов тяжелых нефтей, а также открыть широкие перспективы реализации транспортировки вспененной нефти без нагревания.

В настоящей работе рассматривается возможность получения вспененной нефти на основе использования синергического эффекта применения пенообразователя и стабилизатора пены, что предполагает возможность в будущем создание технологии транспортировки тяжелой нефти.

ЭКСПЕРИМЕНТАЛЬНАЯ ЧАСТЬ

Материалы. Образцы тяжелой нефти были получены на нефтяных скважинах Тахе (Тахе, ТН) в китайской провинции Ксинджанг (Xinjiang). Композиционный состав и физические характеристики этой нефти представлены в табл. 1. Вода в смеси нефть–вода – обычная водопроводная вода, поставляемая компанией в Ченду. Согласно данным поставщика, рН этой воды равно 7.32, а содержание солей составляет 132 мг/л.

Объем образующейся пены и ее стабильность непосредственно определяются типом и концентрацией примененных пенообразователя и стабилизатора. В промышленности используют четыре различных типа вспенивающих агентов – анионный, катионный, неионогенный и амфотерный, причем последний применяется редко из-за его высокой стоимости. В настоящей работе использовали по два различных катионных, анионных и неионогенных ПАВ в качестве стабилизаторов

образующейся пены. Использованные вещества перечислены в табл. 2 и 3 соответственно.

Аппаратура. Для получения микрофотографий пен использована система сбора и анализа изображений XP-300C (Shanghai, China). Вискозиметрические измерения осуществляли на приборе Anton Paar Rheolab QC (Graz, Austria), который был адаптирован для исследования реологии пен и нефти. Для получения вспененных образцов нефти использовали гомогенизатор GJ-1 с максимальной скоростью вращения ротора 4500 об/мин (Jiangyin, China) Для взвешивания с чувствительностью 1/10000 г применяли электронные весы производства Shanghai (China). Для установки и регулирования температуры использовали водяной термостат контр Zhongxing (Shijiazhuang, China). Также применяли мерные цилиндры на объем 1000 и 100 мл и пипетку объемом 100 мл.

Методики. Изготовление образцов нефтяных пен. Используя метод смешения по Уорнеру, загружали по 50 мл воды с выбранным ПАВ и 50 мл тяжелой нефти в смесительную камеру и перемешивали с помощью стеклянного ротора до получения однородной смеси. Затем эту смесь переносили в гомогенизатор GJ-1, в котором в течение 2 мин при температуре 20°С и скорости 4500 об/мин готовили вспененные образцы. Ввиду низкой текучести тяжелой нефти при приготовлении исходной смеси нефти с водой определяли плотность нефти при 20°С и переносили требуемый объем нефти в смеситель, оценивая его по весу.

Оценка приготовленных нефтяных пен. Для оценки стабильности приготовленных пен изме-

Таблица 3. Стабилизаторы, использованные при получении пены

ПАВ	Обозначение	Основной компонент	ММ	Тип	Поставщик
Натрий карбоксиметилцеллюлоза	СМС	Натрий карбоксиметилцеллюлоза	264.204	Анионный	Chengdu Kelong Chemical Reagent Factory
Полиакриламид	РАМ	Полиакриламид	3×10^8	Анионный	Chengdu Kelong Chemical Reagent Factory
Гидроксиэтилцеллюлоза	НЕС	Гидроксиэтилцеллюлоза	2.5×10^5	Неионный	Chengdu Kelong Chemical Reagent Factory
Додеканол	Dod	1-Додеканол	186	Неионный	Chengdu Kelong Chemical Reagent Factory
Вещество SF-1	SF-1	Полиакрила	—	Неионный	Guangzhou Feirui Chemical Ltd.

Таблица 4. Характеристики пен, полученных из 100 мл исходного объема смеси вода–нефть при использовании различных вспенивающих агентов

Пенообразователь	ПАТС	ПАТВ	ОР-10	CDEA	ABS	SDS
Объем пены V_0 , мл	270	255	122	100	362	385
Характерное время $t_{1/2}$, мин	40	21	—	—	130	119
Значение индекса FCI, мл мин	10800	5355	—	—	35295	34361

ряли время, $t_{1/2}$, в течение которого происходит коалесценция пузырьков пены до половины исходного объема [20]. Оценить исходный объем пены V_0 и характерное время $t_{1/2}$ довольно просто, благодаря явно выраженному цвету и границе между пеной и дренажем. Эта граница оценивается вполне определенно, поскольку из-за введенного в систему ПАВ, адгезия пены к стенке цилиндра понижена, так что выделяемый дренаж достаточно легко стекает на дно мерного цилиндра. Таким образом, две величины — объем пены V_0 и полупериод оседания пены $t_{1/2}$ — были использованы как основные характеристики для оценки образующейся нефтяной пены.

Для комплексной характеристики стойкости вспененной нефти был определен суммарный индекс FCI, который рассчитывался как $FCI = 0.75V_0t_{1/2}$ [21], где V_0 выражали в мл, а $t_{1/2}$ — в мин. Чем больше этот показатель, тем стабильнее получаемая пена. В соответствие со значениями этого показателя, все полученные образцы разделили на четыре класса: с наивысшей стабильностью (>15000), высокой стабильностью (10000–15000), средней стабильностью (5000–10000) и низкой стабильностью (<5000) [22].

Объемную долю газовых пузырьков во вспененной нефти, которая характеризует качество пены, Γ , рассчитывали по формуле

$$\Gamma = \frac{V_g}{V_g + V_l} \times 100\% \quad (1)$$

где V_g и V_l — объемы газа и жидкости во вспененной нефти соответственно.

РЕЗУЛЬТАТЫ И ИХ ОБСУЖДЕНИЕ

Структура вспененной нефти. Роль типа пенообразователя. Согласно полученным экспериментальным данным, использование некоторых из выбранных пенообразователей (вспенивающих агентов) приводило к получению образцов с тем меньшим суммарным индексом стабильности, чем выше была концентрация. Для получения сопоставимых результатов была приготовлена серия образцов с одинаковой концентрацией пенообразователя (1.5 г/л) и соотношением вода : нефть 1 : 1. Измерения проводили при 20°C, результаты этого сопоставления для исходного объема смеси 100 мл представлены в табл. 4.

Для обоих неионогенных ПАВ (ОР-10 и CDEA) характерна низкая стабильность пен, образующийся объем пены невелик, а газовые пузырьки имеют различный размер. Объем пены, полученной при использовании в качестве пенообразователей ПАТВ и ПАТС, может достигать 275 и 250 мл, соответственно, но период полураспада оказывается коротким, а значения индекса FCI

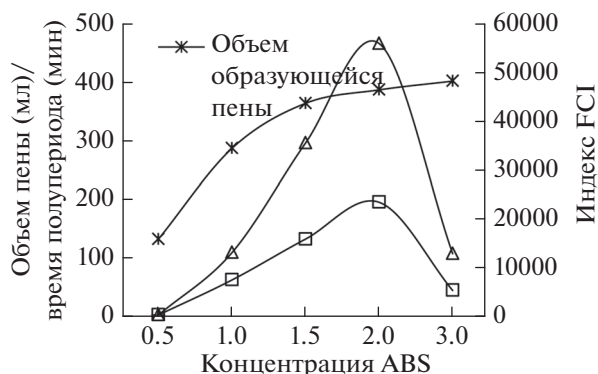


Рис. 1. Влияние концентрации пенообразователя на характеристики образующейся пены.

низкими. Пенообразователи SDS и ABS хорошо совмещаются с тяжелой нефтью марки ТН. При этом в обоих случаях объем образующейся пены превышает 360 мл, а газовые пузырьки в пене имеют сферическую форму. Важно также и то, что дренаж плохо прилипает к стенкам мерного цилиндра, так что оба анионных ПАВ демонстрируют хорошую эффективность проскальзывания.

При одинаковых условиях SDS создает больший объем пены, чем ABS, но для ABS характерны большие времена полураспада и более высокие значения индекса FCI. Таким образом, пены, полученные с использованием ABS, более устойчивы по сравнению с пенами, приготовленными с SDS. На основании этого в дальнейших исследованиях использовали нефтяные пены, созданные с использованием ABS в качестве вспенивающего агента.

Роль концентрации пенообразователя. Влияние концентрации ABS на характеристики образующейся пены исследовали для смеси вода–нефть 1 : 1 при температуре 20°С.

Как видно из рис. 1, с увеличением концентрации ABS объем образующейся пены сначала возрастает, а затем выходит на плато. При этом полупериод оседания пены вначале возрастет до максимума при концентрации 2.0 г/л, а затем быстро снижается. Причина этого явления, возможно, состоит в том, что когда концентрация добавляемого ПАВ ниже, чем критическая концентрация мицеллообразования (ККМ), способность ПАВ к адсорбции пузырьков воздуха мала. По мере увеличения концентрации пенообразователя количество адсорбирующихся пузырьков возрастает, и поверхностное натяжение снижается. В конечном счете, это приводит к увеличению возможности пенообразования и стабильности получающейся пены. По мере дальнейшего увеличения концентрации ПАВ способность к адсорбции достигает насыщения, и поверхностное натяжение более уменьшаться не может. При этом объем пены остается практически неизменным. Однако, если концентрация ПАВ слишком велика, содержание жидкости на поверхности газовых пузырьков уменьшается, и “хрупкость” пены увеличивается, так что эффект Марантони постепенно ослабевает, что в итоге приводит к снижению устойчивости пены.

Таким образом, проведенные эксперименты показали, что концентрация ABS при приготовлении нефтяных пен должна составлять 2.0 г/л, что и было использовано в дальнейших опытах.

Роль типа стабилизатора пены. Исходная смесь с пенообразователем в концентрации 2.0 г/л была приготовлена в смесителе Уорнера. Роль различных типов использованных стабилизаторов образующейся пены показана на рис. 2.

Высокая вязкость тяжелой нефти сама по себе может способствовать усилению прочности пузырьков во вспененной нефти. Добавление стабилизаторов нефти различного типа часто приводит

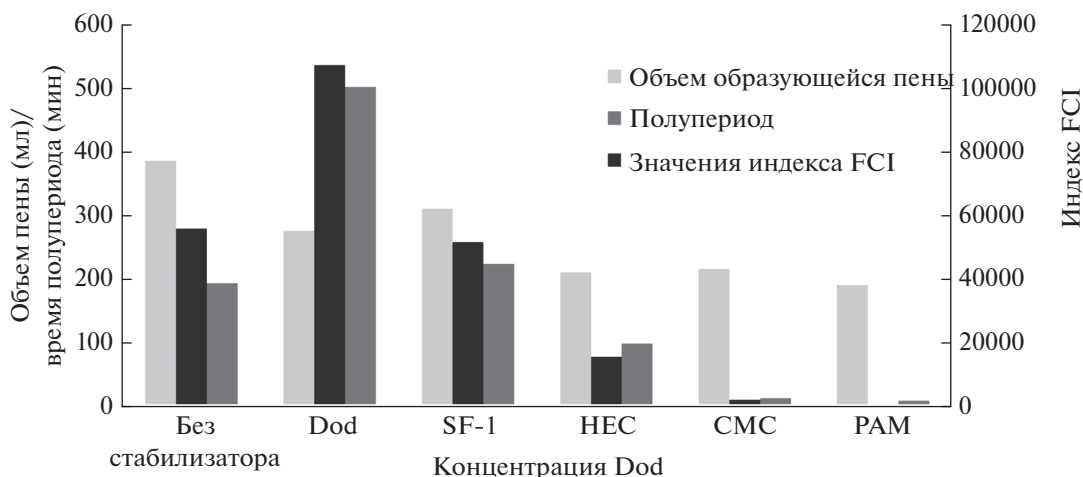


Рис. 2. Влияние стабилизаторов различного типа на характеристики образующейся пены.

к эффектам электростатического притяжения или отталкивания, а также химическому или физическому взаимодействию между тяжелой нефтью, пенообразователем и стабилизатором пены.

Как видно из рис. 2, объем образующейся пены уменьшается после добавления пяти использованных в работе стабилизаторов пены. Основная причина этого состоит в том, что добавление стабилизаторов до некоторой степени ограничивает подвижность молекул пенообразователей. Такие стабилизаторы как СМС и РАМ, играющие роль “склеивателя” пузырьков, вместо того, чтобы увеличивать устойчивость вспененной нефти, резко снижают полупериод оседания и значения индекса FCI. Этот эффект возникает, скорее всего из-за того, что основная роль обоих стабилизаторов пены состоит в повышении вязкости межфазного слоя. Но этот эффект отнюдь не очевиден, поскольку вязкость жидких пленок сама по себе достаточно высока, а совместимость пенообразователя и нефти ТН плохая. Кроме того, добавление НЕС и SF-1 также недостаточно эффективно способствует устойчивости вспененной нефти. Удивительно, но полупериод оседания вспененной нефти при добавлении Dod может возрасти до 500 мин, а значения индекса FCI возрастают до 100000 (класс наивысшей стабильности). Именно поэтому Dod был выбран как стабилизатор нефтяной пены для дальнейших исследований.

Роль концентрации стабилизатора пены. Настоящий раздел посвящен исследованию роли концентрации Dod, требуемой для получения устойчивой нефтяной пены, при концентрации ABS, равной 2.0 г/л, в смеси нефть–вода, взятых в соотношении 1 : 1, при 20°C. Как видно из рис. 3, при возрастании концентрации Dod объем получаемой пены уменьшается, а значения полупериода оседания пены и индекса FCI вначале возрастают, а затем снижаются. Причина наблюдаемых зависимостей, возможно, состоит в том, что при низких концентрациях Dod взаимодействие этого стабилизатора с нефтью и пенообразователем способствует улучшению структуры активных молекул на межфазной границе. Но когда концентрация Dod становится слишком большой, легко образуются стабильные мицеллы, которые снижают возможность восстановления жидкостной пленки на поверхности воздушных пузырьков. Таким образом, когда эта пленка деформируется, активные молекулы, связанные в мицеллы, оказываются неспособными перемещаться в деформированные области с тем, чтобы восстановить пленку на поверхности пузырьков. В конечном счете, это приводит к уменьшению устойчивости нефтяной эмульсии. Другими словами, наилучшая стабильность вспененной нефти достигается при концентрации Dod, равной 1.5 г/л.

Роль соотношения концентраций нефть–вода. На рис. 4 показано влияние соотношения кон-

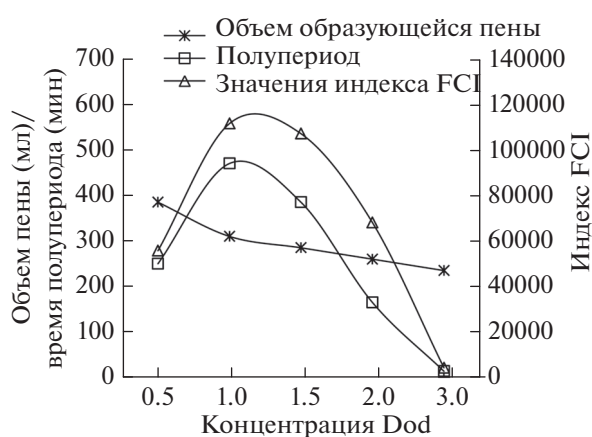


Рис. 3. Зависимость характеристик вспененной нефти от концентрации стабилизатора эмульсии.

центраций нефть–вода на объем образующейся пены, полупериод оседания и значения индекса FCI для 100 мл смеси нефть–вода, образующей пены при 20°C. Как видно, объем пены при увеличении соотношения нефть–вода вначале возрастает, а затем наблюдается тенденция к снижению этого показателя. Это обусловлено тем, что повышенное содержание воды способствует как понижению вязкости, так и снижению энергии, требующейся для вспенивания смеси. Поэтому объем пены неизбежно возрастает при совершении одной и той же механической работы. Однако при слишком большом содержании воды уменьшение вязкости приводит к тому, что пленка на поверхности воздушных пузырьков легче разрушается, что препятствует увеличению объема пены.

Следует также добавить, что с уменьшением соотношения нефть–вода наблюдается постоянное снижение полупериода оседания, а индекс FCI вначале возрастает, а затем снижается. Величина индекса FCI достигает максимума при соотношении, равном 5 : 5.

Таким образом, основываясь на результатах предшествующего анализа, была приготовлена композиция нефть–вода в соотношении 1 : 1 при содержании ABS 2.0 г/л и Dod 1.5 л. Пена, приготовленная из такой системы, обладает максимальной устойчивостью. Следует добавить, что сырая нефть содержит очень большое количество воды (содержание воды в жидкости, получаемой в некоторых скважинах, превышает даже 70%), так что состав скважинной жидкости, получаемой на ряде нефтяных полей, благоприятствует ее транспортировке в виде вспененной нефти.

Роль температуры. На рис. 5 показано влияние температуры на характеристики вспененной нефти. Можно видеть, что объем пены несколько увеличивается с повышением температуры. Это обусловлено тем, что вязкость нефти с ростом темпе-

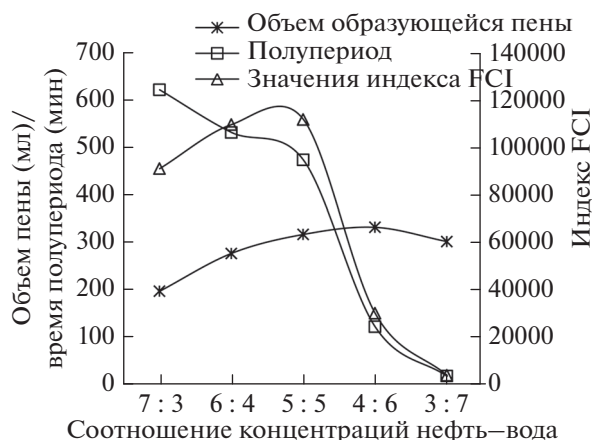


Рис. 4. Зависимость характеристик вспененной нефти от соотношения концентраций нефть-вода.

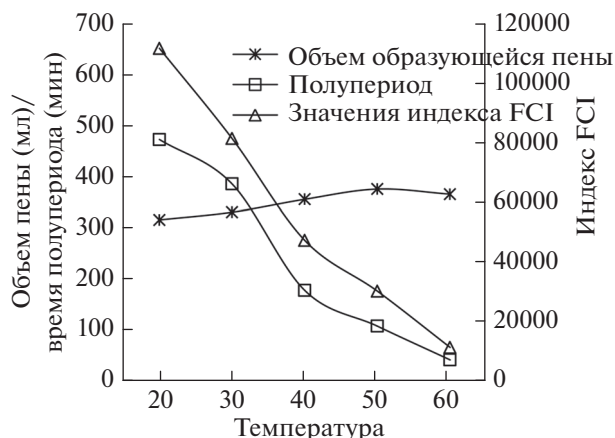


Рис. 5. Зависимость характеристик вспененной нефти от температуры.

ратуры снижается, как и энергия, необходимая для образования пены.

Устойчивость вспененной нефти существенно зависит от температуры. Полупериод оседания и индекс FCI непрерывно снижаются при повышении температуры. Основная причина этого явления состоит в том, что, с одной стороны, рост температуры приводит к увеличению расстояния между молекулами, так что молекулярная подвижность возрастает. Это сразу же приводит к ослаблению межмолекулярных связей и разрушению упорядоченности в структуре ПАВ. С другой стороны, по мере возрастания температуры вязкость смеси, образующей пену, снижается, что приводит к увеличению скорости стекания жидкости из межфазной пленки. Для вспененной нефти повышение температуры приводит к снижению устойчивости пены. Поэтому на основе выполненного анализа следует считать, что наиболее подходящей температурой для вспененной нефти является 30°C.

Свойства пены. Качество нефтяной пены. Влавер с соавторами впервые разделили вспененные жидкости на три класса, основываясь на качестве пены, выделив при этом области дисперсий (0–0.52), взаимопроникновения (M) и деформации (0.74–1.00) [23]. Затем он установил, что область значений по шкале Митчела, отвечающая качественной пене, лежит между 0.5236 и 0.9999, а лучше всего между 0.60 и 0.85. В этом случае пена представляет собой гомогенную систему с однородными пузырьками, которая остается стабильной в течение нескольких часов [24].

Были рассчитаны показатели качества вспененных нефтей, полученных в различных условиях. Результаты представлены в табл. 5. Анионные ПАВ (ABS и SDS) создают пены лучшего качества, затем идут катионные ПАВ (САТС и САТВ), а наихудшие результаты получаются при исполь-

зовании неионогенных ПАВ (OP–10 и CDEA). При использовании ABS повышение концентрации приводит к росту качества пены на 60% при содержании ПАВ равном 1.0 г/л т, затем качество ухудшается. Добавление стабилизатора пены приводит к снижению качества пены, так что, чем выше концентрация стабилизатора, тем хуже качество пены. Далее, при уменьшении соотношения нефть-вода объем пенообразования постепенно возрастает. Температура оказывает незначительное влияние на качество вспененной нефти.

Макроскопические характеристики. Газовая фаза в свежеприготовленной нефтяной пене (при концентрации ABS 2.0 г/л, Dod 1.5 г/л и соотношении объемов нефть-вода 1 : 1 при 20°C) представляет собой большое количество мелких пузырьков. После отстаивания в течение 1 ч в верхней части пены появляется тонкий слой нефти, который в определенной степени подавляет диффузию пузырьков на воздух. Спустя еще 10 ч объем пены значительно уменьшается и верхний слой образуется сухими пузырьками. Это обусловлено тем, что пена постепенно исчезает, с увеличением длительности отстоя пузырьки теряют сферическую форму и приобретают форму гексаэдров, и, в конце концов, оказываются сосуществующими с высоковязкой нефтяной фазой, которая образует своеобразный структурный скелет. Такая структура может сохраняться довольно длительное время, но при этом большая часть внутренней жидкой фазы утрачивается, так что в финальной стадии жидкость в точном смысле слова нельзя рассматривать как вспененную нефть.

В табл. 6 представлены результаты измерений объема пены, а также полупериода оседания в системах с различных ПАВ. Если используется только ABS, то объем в 100 мл вспененной нефти сохраняется в течение 300 мин, и лишь затем резко убывает. Так что объем дренажа быстро воз-

Таблица 5. Качество вспененной нефти при различном содержании компонентов

Пенообразователь (1.5 г/л)	САТС	САТВ	OP-10	CDEA	ABS	SDS
Качество пены, Г (%)	63.0	60.8	18.0	0.0	72.4	74.0
Концентрация ABS (г/л)	0.5	1.0	1.5	2.0	3.0	—
Качество пены, Г (%)	23.1	64.9	72.4	74.0	75.0	—
Концентрация Dod (г/л)	blank	1.5	2.0	2.5	3.0	—
Качество пены, Г (%)	74.0	68.3	64.9	61.5	57.4	—
Соотношение объемов нефть—вода	7 : 3	6 : 4	5 : 5	4 : 6	3 : 7	—
Качество пены, Г (%)	48.7	63.6	68.3	69.7	66.7	—
Температура (°C)	20	30	40	50	60	—
Качество пены, Г (%)	68.3	74.1	71.8	73.3	72.6	—

Таблица 6. Изменение объемов пены и дренажа во времени

Время, мин	Объем пены, мл		Время, мин	Объем дренажа, мл	Время, мин	Объем дренажа, мл
	нефть + ABS	нефть + ABS + + Dod		нефть + ABS		нефть + ABS + + Dod
0	385	315	0	0	0	0
50	383	311	50	29	50	25
100	380	308	100	43	100	34
150	378	305	150	45	150	38
200	372	303	160	47	200	40
250	355	301	170	48	250	41
300	295	299	180	49	300	44
350	167	296	190	49	350	45
400	138	293	193	50	400	46
450	112	270			420	47
500	103	236			440	48
550	94	217			460	49
600	88	191			467	50

растает до 50 мл за 193 мин. После добавления Dod объем сначала слегка уменьшается, но скорость оседания оказывается много меньше, чем в предыдущем случае. При этом полупериод оседания оказывается более чем в два раза продолжительным, чем при получении пены без стабилизатора.

Микроструктура. Микроструктуру вспененной нефти исследовали с помощью системы сбора и анализа изображений XP–300С при различных способах наблюдения, как это показано на рис. 6.

Если рассматривать изображения в проходящем свете, то можно видеть белые сферические пузырьки воздуха, диспергированные в темном поле, представляющем собой тяжелую нефть. Двумерные значения диаметра и площадь, занимаемая пузырьками, была определена с помощью анализатора MiVnt.

На самом деле, воздушные пузырьки являются трехмерными образованиями. Поэтому эквивалентные значения диаметра сферических пузырьков можно рассчитать, используя данные двумерного анализа, так что диаметр и объем пузырьков во вспененной нефти можно оценить по формулам:

$$d_b = \left(\frac{6V_b}{\pi} \right)^{\frac{1}{3}}, \quad (2)$$

$$V_b = A_b h, \quad (3)$$

где d_b – эквивалентное значение диаметра трехмерного единичного пузырька (μм), V_b – объем пузырька (μм³), A_b – это двумерное изображение площади единичного пузырька (μм²), h – толщина канала при течении пены в поле видимости.

Эквивалентный средний диаметр единичного пузырька может быть рассчитан, используя сред-

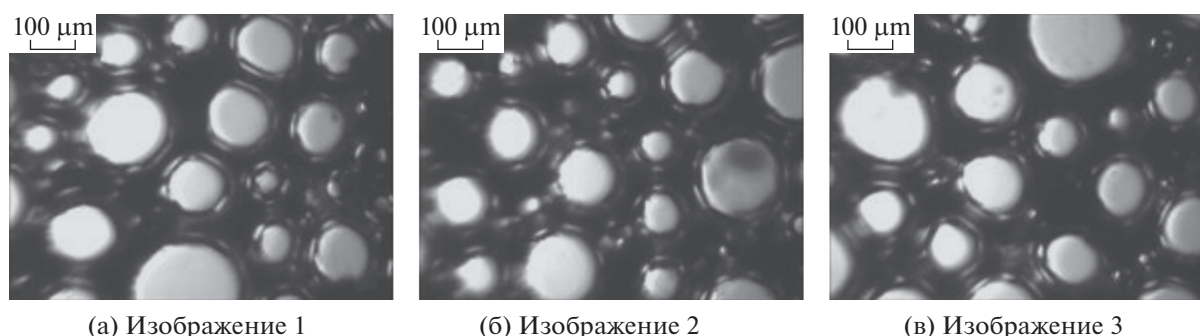


Рис. 6. Микроструктура вспененной нефти при 20°C.

невзвешенные значения диаметра и объема по формулам

$$\bar{d}_b = \sum_{i=1}^{N_b} S_{gi} d_{bi}, \quad (4)$$

$$S_{gi} = \frac{V_{bi}}{\sum_{i=1}^{N_b} V_{bi}}, \quad (5)$$

где \bar{d}_b – эквивалентный средний трехмерный диаметр сферического пузырька, N_b – суммарное число пузырьков, по которым производился расчет, S_{gi} – коэффициент при расчете средневзвешенной величины для i -ого пузырька.

Расчет трехмерного среднего диаметра по формуле (4) дает величину 227.7 μm. Диаметры пузырьков в основном лежат между 60 и 300 μm, причем большинство пузырьков имеют диаметр 180 μm. Вероятность существования пузырьков этого размера максимальна.

В настоящее время принимается механизм спада пены, состоящий из двух элементов – стекания жидкой пленки и диффузии газа через межфазную поверхность [25]. Внутреннее давление в мелких пузырьках выше, чем в крупных, что приводит к диффузии газа из мелких в более крупные пузырьки, продолжаящейся до полного исчезновения мелких пузырьков. При этом крупные пузырьки увеличиваются и, в конечном счете, разрушаются. Поэтому чем более равномерно распределение пузырьков в пене, тем ниже скорость диффузии и больше время жизни пузырьков, а образовавшаяся пена более устойчива. Для нефтяной пены характерно нормальное распределение пузырьков по размерам, что отвечает сравнительное узкому распределению. Так как распределение пузырьков по размерам близко к однородному, скорость диффузии невелика. Это является одним из внутренних факторов, обеспечивающих хорошую устойчивость вспененной нефти.

Реологические свойства. Вязкость вспененной нефти измеряли в диапазоне скоростей сдвига от 0 до 100 с⁻¹ при 20–35°C. Полученные данные указывают на неньютоновский характер течения пен. Как показано в табл. 7, для области температур 20–30°C кривые течения могут быть удовлетворительно аппроксимированы степенным законом при коэффициенте корреляции не хуже, чем 0.99. Но, когда температура возрастает до 35°C, коэффициент корреляции R^2 снижается до 0.9628. Это может быть обусловлено уменьшением устойчивости пены при повышении температуры, чему способствует ускорение дренажа при высокой скорости вращения рота в реометре.

Значения эффективной вязкости при скорости сдвига 100 с⁻¹ были рассчитаны с использованием аппроксимирующих уравнений для кривых течения, и они оказались меньше 150 мПа с, так что снижение вязкости превышает 99.5%. Как видно, все значения эффективной вязкости уменьшаются с повышением температуры.

Основной вклад в вязкость пены вносит внутреннее трение, обусловленное взаимным перемещением жидких межфазных слоев, а также столкновением диспергированных пузырьков. Исследования показали, что при сдвиговом деформировании пены воздушные пузырьки приобретают удлиненную форму и, в целом, стремятся создать правильную упаковку, что может снизить вероятность столкновения частиц и тем самым уменьшить эффективную вязкость [26].

Таким образом, в настоящей работе исследовано влияние типа и концентрации поверхностно-активных веществ, соотношения нефти и воды и температуры на образование и устойчивость нефтяных пен. Проведен скрининг образцов вспененной нефти и изучены характеристики полученных образцов микро- и макроскопическими методами.

На основании проведенных исследований были получены следующие результаты.

1. Используя принцип синергизма действия пенообразователей и стабилизаторов образовавшейся пены, был подготовлен образец стабиль-

Таблица 7. Результаты аппроксимации кривых течения вспененной нефти

	“Степенная” модель		Эффективная вязкость при скорости сдвига 100 c^{-1} (mPa s)	Снижение вязкости, %
	реологическое уравнение	R^2		
20	$\tau = 6.7346\dot{\gamma}^{0.1670}$	0.9944	145.32	99.83
25	$\tau = 4.0748\dot{\gamma}^{0.2545}$	0.9919	131.56	99.75
30	$\tau = 3.4894\dot{\gamma}^{0.1955}$	0.9915	85.85	99.74
35	$\tau = 1.4580\dot{\gamma}^{0.3891}$	0.9628	87.49	99.56

ной пены, содержащий 2.0 г/л ABS и 1.5 г/л Dod при объемном соотношении вода–нефть, равном 1 : 1, при температуре 20°C и давлении 0.1 МПа. Объем полученной пены, полученной из 100 мл смеси, составлял 315 мл, а полупериод осаждения пены 432 мин.

2. Оценка качества полученной устойчивой пены дала величину равную 70% по шкале Митчела для пенообразующих жидкостей. При этом газовые пузырьки в пене были сферическими, а средний размер пузырьков был на уровне 180 мкм.

3. Полученная вспененная нефть демонстрировала псевдо-пластическое поведение в диапазоне температур 20–30°C, а эффективная вязкость снижалась с ростом температуры. Измерения, выполненные в диапазоне температур от 20 до 35°C, показали, что значения эффективной вязкости при скорости сдвига 100 c^{-1} были ниже, чем 150 мПа с, так что уменьшение вязкости составило больше, чем 99.5%.

Работа поддержана Национальным фондом Исследований Китая (грант № 51074136), исследовательским фондом программ поддержки исследований для подготовки докторов наук Министерства высшего образования Китая (грант № 20115121110004), а также проектом научных и технологических исследований провинции Сычуань (грант 2015JY0099).

СПИСОК ЛИТЕРАТУРЫ

1. Katterbauer K., Arango S., Sun S.Y., Hoteit I. // J. Pet. Sci. Eng. 2015. V. 134. P. 1.
2. Chopra S., Lines L. // ACM Trans. Dat. Syst. 2007. V. 33. P. 133.
3. Karamath J.R., Vallejo-Cardona A.A., Cerón-Camacho R., Zapata-Peñasco I.N., Garibay-Febles V., Aburto J. // J. Pet. Sci. Eng. 2015. V. 135. P. 652.
4. Mohsenzadeh A., Escrochi M., Afraz M.V., Al-Wahaibi Y., Ayatollahi S. SPE Heavy Oil Conference, Calgary, 2012. June 12–14.
5. Jing J.Q., Sun J., Tan J.T., Huang M., Liang Q.S., Xue T. // Exp. Thermal Fluid Sci. 2016. V. 33. P. 88.
6. Weissman J.G., Kessler R.V., Sawicki R.A., Belgrave J.D.M., Laureshen C.J., Mehta S.A., Moore R.G., Ursenbach M.G. // Energy & Fuels. 1996. V. 10. P. 883.
7. Saniere A., Hénaut I., Argillier J.F. // Oil & Gas Sci. Technol. 2004. V. 59. P. 455.
8. Rafael M.P., María de Lourdes M., Beatriz Z.R., Elizabeth M.J., César B.H., Juan de la C.C.L., Jorge A. // J. Pet. Sci. Eng. 2011. V. 75. P. 274.
9. Abdurahman N.H., Rosli Y.M., Azhari N.H., Hayder B.A. // J. Pet. Sci. Eng. 2012. V. 90–91. P. 139.
10. Smith G.E. // SPE Prod. Eng. 1988. V. 3. P. 169.
11. Metwally M., Solanki S.C. 46th Annual Technical Meeting of the Petroleum Society of CIM, Alberta, 1995. May 14–17.
12. Mirabal M., Gordillo R., Rojas G., Rodriguez H., Huerta M. SPE the Fourth Latin American and Caribbean Petroleum Engineering Conference, Port of Spain, Trinidad and Tobago, 1996. April 23–28.
13. Bora R., Maini B.B., Chakma A. // SPE Res. Eval. Eng. 2000. V. 3. P. 224.
14. Sheng J.J., Maini B.B., Hayes R.E., Tortike W.S. // Transp. Porous. Med. 1999. V. 35. P. 157.
15. Albartamani N., Ratulowski J., Lepski B. The 2nd International Conference on Petroleum and Gas Phase Behaviour and Fouling, Copenhagen, 2000. August 27–31.
16. Wang J., Yuan Y.Z., Zhang L.H., Wang R.H. // J. Pet. Sci. Eng. 2009. V. 66. P. 69.
17. Liu P.C., Wu Y.B., Li X.L. // Fuel. 2013. V. 11. P. 12.
18. Or C., Sasaki K., Sugai Y., Nakano M., Imai M. // Energy Procedia. 2014. V. 63: 7821.
19. Shokri A.R., Babadagli T. // J. Pet. Sci. Eng. 2016. V. 137. P. 144.
20. Jing J.Q., Duan N., Dai K.M., Tan J.T., Jing P.Y., Li Y., Sun J., Zhou Y.N. // J. Pet. Sci. Eng. 2014. V. 124. P. 83.
21. Qian Y., Zhang S.F., Wu J.Z. // Pet. Geol. Oilfield Dev. in Daqing. 2001. V. 20 (2). P. 33.
22. Leng D.F. Master Thesis, Daqing Petroleum Institute, Daqing, Heilongjiang. 2008.
23. Blauer R.E., Mitchell B.J., Kohlhaas C.A. SPE the 44th Annual California Regional Meeting of the Society of Petroleum Engineering of AIME, San Francisco, 1974. April 4–5.
24. Blauer R.E., Durborow C.J. // U.S. Patent no. 3937283. 1974.
25. Ozbayoglu M.E., Kuru E., Miska S., Takach N. // J. Can. Pet. Technol. 2002. V. 41. P. 52.
26. Abivin P., Henaut I., Argillier J.F., Moan M. // Energy & Fuels. 2009. V. 23. P. 1316.