

УДК 622.244.49

## ОПРЕДЕЛЕНИЕ ОПТИМАЛЬНОГО СОСТАВА РАСТВОРА ASP ПРИ ДОБЫЧЕ ТЯЖЕЛОЙ НЕФТИ МЕТОДОМ ВРАЩАЮЩЕЙСЯ КАПЛИ

**А. Г. Заводовский**

*Сургутский государственный университет,  
averin117@mail.ru*

Инновационный метод ASP можно использовать для увеличения нефтеотдачи. Предлагается методика для оптимизации состава раствора ASP на основе метода вращающейся капли. С ее помощью определяется зависимость коэффициента поверхностного натяжения на границе нефть – раствор ASP от концентрации компонентов раствора и температуры. Получены составы растворов для добычи тяжелой нефти.

*Ключевые слова:* коэффициент поверхностного натяжения, раствор ASP, нефть, ПАВ, полимер, щелочь, метод вращающейся капли.

## ESTIMATION OF IDEAL COMPOSITION OF ASP SOLUTION DURING PRODUCTION OF HEAVY OIL BY ROTATING DROP METHOD

**A. G. Zavadovskiy**

*Surgut State University,  
averin117@mail.ru*

The innovative ASP method can be used to enhance oil recovery. A technique is proposed to refine the ASP solution based on the rotating drop method. The method is used to determine the dependence of the surface tension coefficient at the oil-ASP interface on the solution component concentration and temperature. The compositions of solutions for heavy oil extraction were obtained.

*Keywords:* surface tension coefficient, ASP solution, oil, surfactant, polymer, alkali, rotating drop method.

**Введение.** Одним из перспективных инновационных способов повышения нефтеотдачи в настоящее время является метод ASP, в котором для закачки в нефтяной пласт используется водный раствор ПАВ, щелочи и полимера. Этот метод комбинированного воздействия позволяет извлекать из пласта нефть, остающуюся там после использования традиционных методов нефтедобычи. Каждый из компонентов раствора выполняет при этом свою определенную роль [1]. ПАВ уменьшает поверхностное натяжение на границе вода – нефть и способствует преодолению капиллярных сил, действующих в порах коллектора, что позволяет нефти проникать в призабойную зону. Однако для осуществления данного процесса необходимо использовать большое количество поверхностно-активных веществ, что экономически является затратным. Для уменьшения затрат дополнительно применяется закачка в пласт щелочи, которая при взаимодействии с нефтью образует так называемое «нефтяное мыло», обладающее свойствами ПАВ. В результате также уменьшается степень адсорбирования ПАВ породой. Образовавшаяся нефтяная эмульсия эффективно выталкивается из коллектора при использовании полимера.

Эффективность действия технологии ASP была подтверждена при добыче трудноизвлекаемой нефти на некоторых месторождениях в США, Омане, Китае, а также в России на Западно-Салымском месторождении. В ходе осуществления данной технологии добыча нефти была увеличена на 10–15 %.

Опыт показывает, что состав смеси ASP и содержание ее компонент зависят от свойств добываемой нефти, в частности от ее плотности. Поэтому большое значение имеет методика определения оптимального состава смеси. Она должна быть достаточно простой, а время проведения исследований – небольшим. В настоящей работе предлагается методика, в которой

в качестве основного параметра, определяющего состав раствора и содержание компонент, используется коэффициент поверхностного натяжения на границе нефть – раствор исследуемых веществ. С помощью минимизации его значения и подбиралось оптимальное содержание компонент. Опытные исследования проводятся в лабораторных условиях с помощью различных физических методов. Эти методы должны определять коэффициент поверхностного натяжения на границе жидкость – жидкость и иметь хорошую чувствительность. Одним из них является метод вращающейся капли [2]. В последнее время этот метод стал использоваться для оптимизации состава и содержания раствора ASP, а также проведения температурных исследований. В работе [3] подробно описаны экспериментальная установка и методика проведения исследований.

Каждый раз перед проведением экспериментов на установке проводились калибровочные измерения коэффициента поверхностного натяжения на границе жидкость – жидкость и жидкость – газ, где в качестве объектов исследования использовались спирт, вода, нефть, воздух. Полученные результаты сравнивались с табличными данными. Эксперименты проводились при комнатной температуре, а также исследовалась температурная зависимость коэффициента поверхностного натяжения. Целью этой предварительной работы было подтверждение правильности работы установки и определение погрешности измерений.

Результаты комбинированного воздействия зависят от свойств нефтяного пласта. Поэтому для каждого месторождения необходимо подбирать состав и оптимальное содержание компонент закачиваемой смеси. В работе [3] такая процедура была проведена для нефти с Восточно-Елового месторождения НГДУ «Сургутнефть» с плотностью  $870 \text{ кг/м}^3$ .

**Экспериментальные данные и их анализ.** Были выполнены исследования по оптимизации двух видов ранее используемых растворов ASP [3] при добыче тяжелой нефти Восточного месторождения с плотностью  $913 \text{ кг/м}^3$ . Образец нефти представлен лабораторией «СургутНИПИнефть». Используемые в работе ПАВ и полимеры рекомендованы кафедрой химии СурГУ. По результатам экспериментов требовалось определить эффективность созданных растворов ASP при использовании с данной нефтью. Раствор А содержал ПАВ ТВИН-80, кальцинированную соду и полимер ПВА, раствор В – ПАВ ЦТМАБ, кальцинированную соду и полимер ОАПП.

Работы по оптимизации содержания компонент раствора можно разделить на четыре этапа. На первом исследуется зависимость коэффициента поверхностного натяжения на границе нефть – водный раствор ПАВ при температуре  $20 \text{ }^\circ\text{C}$ . При изменении содержания ПАВ в растворе определяется минимальное значение поверхностного натяжения на границе с нефтью.

Опытные результаты обработаны с помощью программы Origin7 и представлены на рис. 1, 2.

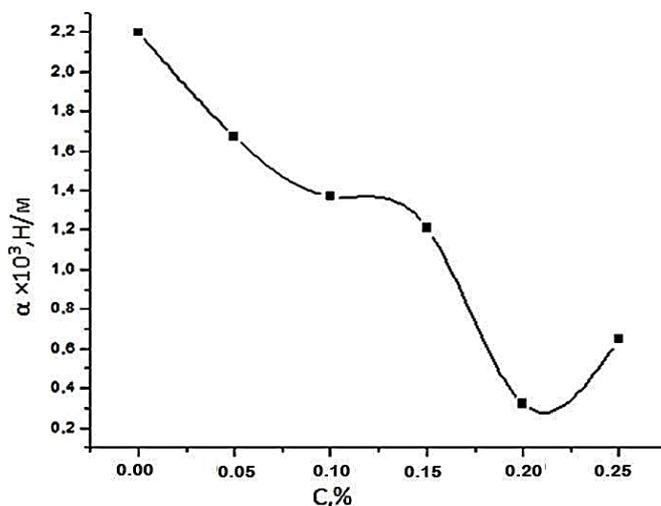


Рис. 1. Зависимость коэффициента поверхностного натяжения на границе нефть – водный раствор ПАВ ТВИН 80 от концентрации ПАВ при температуре  $20 \text{ }^\circ\text{C}$

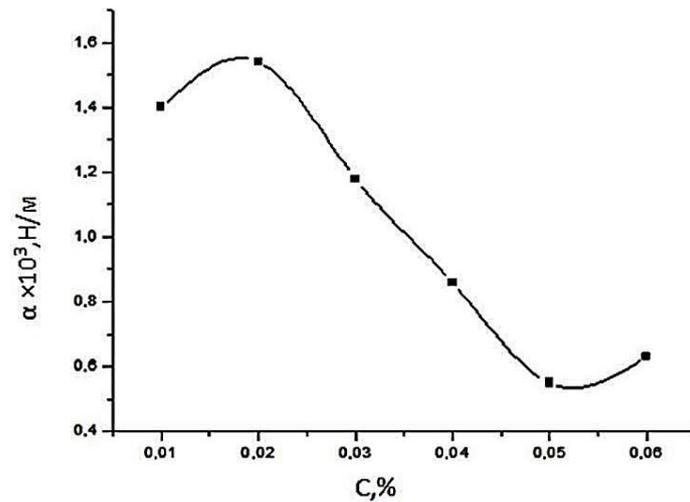


Рис. 2. Зависимость коэффициента поверхностного натяжения на границе нефть – водный раствор ПАВ ЦТМАБ от концентрации ПАВ при температуре 20 °С

Анализ этих результатов позволяет определить содержание ПАВ при минимальном значении коэффициента поверхностного натяжения. В растворе А оптимальная концентрация ПАВ ТВИН-80 для данных условий составляет 0,2 %, а в растворе В концентрация ПАВ ЦТМАБ – 0,05 %. При дальнейшем увеличении содержания ПАВ коэффициент поверхностного натяжения возрастает. Это связано с тем, что происходит изменение структуры мицелл, образующихся в растворе. С увеличением концентрации ПАВ начинают образовываться более сложные структуры, которые существенно изменяют коэффициент поверхностного натяжения.

На втором этапе в водный раствор ПАВ при концентрации ПАВ, определяющей минимальное значение поверхностного натяжения, добавляется кальцинированная сода и оптимизируется ее содержание путем получения наименьшего значения коэффициента поверхностного натяжения. Экспериментальные результаты показаны на рис. 3 и 4.

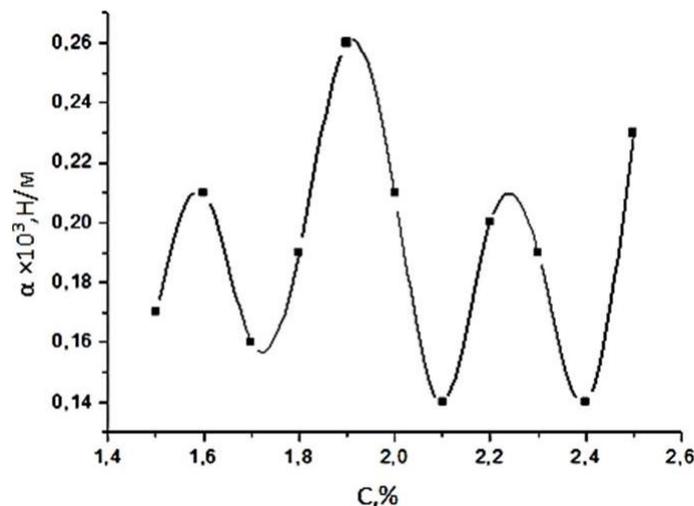


Рис. 3. Зависимость поверхностного натяжения на границе нефть – водный раствор А (ПАВ ТВИН-80 и сода, концентрация ПАВ – 0,2 %) от содержания соды

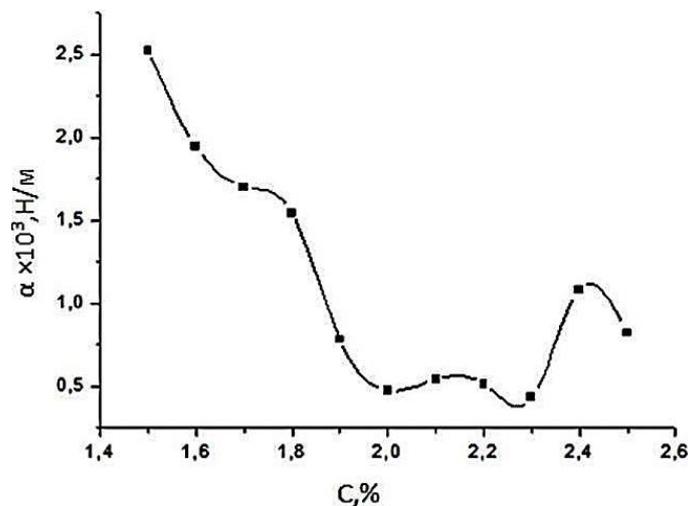


Рис. 4. Зависимость поверхностного натяжения на границе нефть – водный раствор В (ПАВ ЦТМАБ и сода, концентрация ПАВ – 0,05 %) от содержания соды

Исследуя полученные зависимости, можно определить оптимальное содержание соды в данных растворах. Оптимальная для данных условий концентрация соды в растворе А составляет 2,1 %, а в растворе В – 2,3 %. Резкие изменения коэффициента поверхностного натяжения, наблюдаемые при увеличении содержания соды, связаны со структурными изменениями в строении мицелл, образующихся в растворе. Исходя из экономической эффективности нефтедобычи, выбираются малые значения концентрации используемых компонент.

На третьем этапе работы в водный раствор ПАВ и соды при концентрации ПАВ, определяющей минимальное значение поверхностного натяжения, добавляется полимер и оптимизируется его содержание путем получения наименьшего значения коэффициента поверхностного натяжения.

Опытные данные для системы нефть – водный раствор ASP для двух видов раствора при температуре 20 °С представлены на рис. 5, 6.

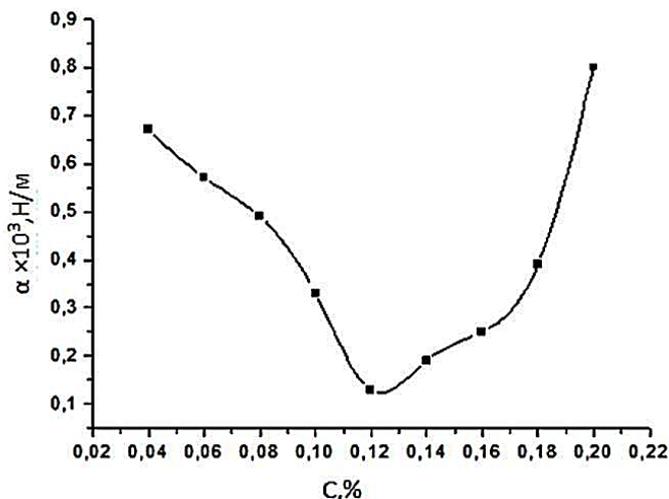


Рис. 5. Зависимость поверхностного натяжения на границе нефть – раствор ASP от содержания полимера (раствор А)

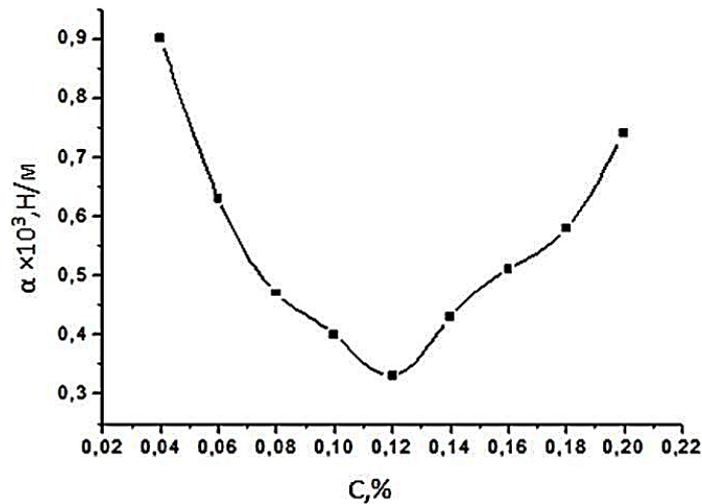


Рис. 6. Зависимость коэффициента поверхностного натяжения на границе нефть – раствор ASP от содержания полимера (раствор В)

В результате выполнения третьего этапа были получены оптимальные значения концентраций компонент для растворов ASP (А и В). Раствор А содержит ПАВ ТВИН-80 – 0,2 %, сода – 2,1 %, полимер ПВА – 0,12 %. Раствор В – ПАВ ЦТМАБ – 0,05 %, сода – 2,3 %, полимер ОАПП – 0,12 %.

На четвертом этапе были выполнены температурные исследования полученных растворов ASP.

Экспериментальные данные представлены на рис. 7, 8.

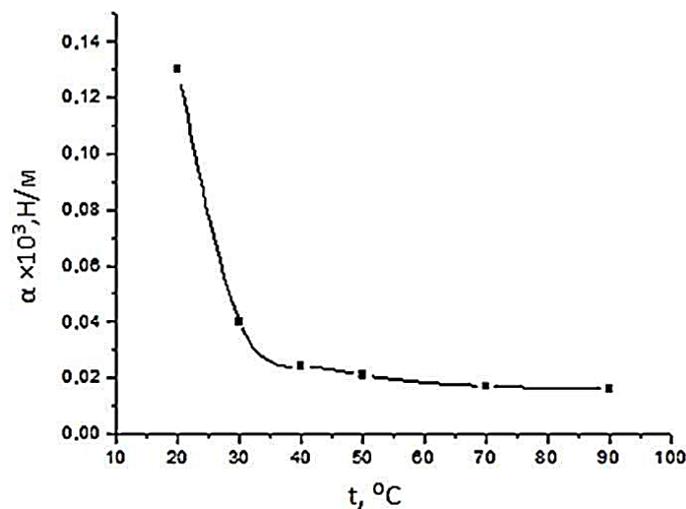
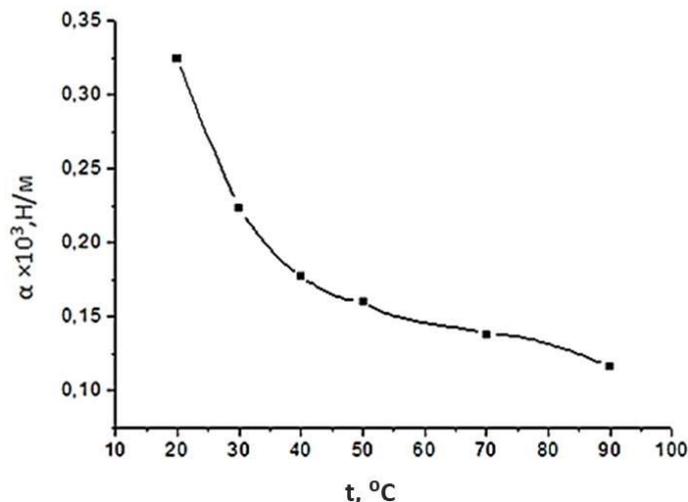


Рис. 7. Зависимость коэффициента поверхностного натяжения на границе нефть – водный раствор ASP от температуры (раствор А)



**Рис. 8.** Зависимость коэффициента поверхностного натяжения на границе нефть – водный раствор ASP от температуры (раствор В)

**Заключение.** Анализ данных показывает, что при увеличении температуры поверхностное натяжение на границе нефть – раствор ASP уменьшается, достигая малой величины при температуре 90 °С. Технология ASP позволяет получить состав и содержание используемых растворов для эффективной добычи трудноизвлекаемых нефтей. Результаты комбинированного воздействия зависят от свойств нефти, поэтому для каждого месторождения необходимо экспериментально подбирать состав и содержание компонент раствора ASP.

### Литература

1. Газизов А. А., Газизов А. Ш., Кабиров М. М., Ханнанов Р. Г. Интенсификация добычи нефти в осложненных условиях. Казань : Центр инновационных технологий, 2008. 303 с.
2. Vonnegut B. Rotating Bubble Method for the Determination of Surface and Interfacial Tensions. // Research and Development Laboratories, Hartford-Empire Company. Hartford, Connecticut, 1942. Vol. 13. P. 6–9.
3. Заводовский А. Г., Сысоев С. М. Определение коэффициента поверхностного натяжения на границе нефть – раствор ASP // Вестник кибернетики. 2017. № 2. С. 80–86.