

DOI: 10.17122/ntj-oil-2019-2-47-58  
УДК 622.276

И.Н. Карпенко, В.В. Коновалов (Самарский государственный технический университет,  
г. Самара, Российская Федерация)

## ИССЛЕДОВАНИЕ ЭФФЕКТИВНОСТИ ДЕЙСТВИЯ ДЕЭМУЛЬГАТОРА В ПРИСУТСТВИИ СОЛЯНОЙ КИСЛОТЫ

Igor N. Karpenko, Viktor V. Konovalov (Samara State Technical University,  
Samara, Russian Federation)

### A STUDY OF THE DEMULSIFIER EFFECTIVENESS IN THE PRESENCE OF HYDROCHLORIC ACID

#### Введение

Эффективная добыча нефти на месторождениях, находящихся на третьей и четвертой стадиях разработки, не возможна без применения нефтепромысловой химии. Использование различного рода химических реагентов оказывает неоднозначное влияние на свойства нефти и пластовой воды, что, в свою очередь, требует постоянной коррекции количества подаваемого деэмульгатора.

#### Цели и задачи

Исследование влияния соляной кислоты на свойства водонефтяной эмульсии (ВНЭ) и эффективности действия деэмульгатора при обезвоживании. Изучение закономерностей изменения свойств нефтяной и водной фаз ВНЭ, связанных с изменением концентрации соляной кислоты в продукции скважин.

#### Методы

В работе использованы следующие методы исследования: микроскопирование, определение степени и скорости обезвоживания нефти, установление величины межфазного натяжения (МФН) на границе раздела фаз «нефть - пластовая вода - соляная кислота» методом вращающейся капли.

#### Background

Efficient production of oil at the fields located on the third and fourth stages of development is not possible without the use of oilfield chemicals. Using different kinds of chemicals have controversial effects on the properties of oil and produced water, which in turn requires a constant feed amount correction demulsifier.

#### Aims and Objectives

Investigation of the effect of hydrochloric acid on the properties of water-oil emulsions (WOE) and the effectiveness of the demulsifier during dehydration. The study of the variation of properties of the oil and aqueous phases WOE associated with changes in the concentration of hydrochloric acid in the production wells.

#### Methods

The paper uses the following research methods: microscopy, determination of the degree and rate of oil dehydration, determination of the interfacial tension (IFT) at the interface of the «oil - formation water - hydrochloric acid» phase by the method of a rotating drop.

Дисперсность эмульсии оценивалась с помощью микроскопа «Альтами БИО 2». Исследования эффективности разрушения ВНЭ в присутствии соляной кислоты выполняли общепринятым способом «Bottle Test», по которому определялась скорость обезвоживания и остаточное содержание воды в отстаившейся нефти. Исследования МФН выполняли по методу вращающейся капли на видеотензиометре SVT15N (DataPhysics).

#### Результаты

Представлены результаты исследований по оценке влияния соляной кислоты на эффективность разрушения ВНЭ с использованием методов микроскопирования, определения степени и скорости обезвоживания нефти, измерения величины МФН на границе раздела фаз «нефть - пластовая вода - соляная кислота». Результаты экспериментальных исследований подтвердили негативное влияние соляной кислоты на эффективность процессов обезвоживания нефти. Установлено, что с повышением концентрации кислоты происходят снижение среднего размера капель дисперсной фазы и повышение агрегативной устойчивости ВНЭ, что отрицательно влияет на состояние и работоспособность промежуточных слоев отстойников нефти. Необходимо отметить, что для каждого значения содержания соляной кислоты в эмульсии наблюдается оптимальный расход деэмульгатора. На основании проведенных исследований для выбранного объекта испытаний определена зависимость оптимального расхода деэмульгатора от содержания соляной кислоты в ВНЭ.

Dispersion of the emulsion was evaluated using a microscope «Altami BIO 2». Studies of the effectiveness of the destruction of WOE in the presence of hydrochloric acid were performed in the conventional method «Bottle Test», which determined the rate of dehydration and the residual water content in the settled oil. Studies of IFT performed according to the method of rotating drops on video tensiometer SVT15N (DataPhysics).

#### Results

The results of studies evaluating the effect of hydrochloric acid on the destruction efficiency WOE using microscopic techniques and determination of the degree of dehydration of oil rate, measuring the IFT at the interface «oil - formation water - hydrochloric acid». The results of experimental studies have confirmed the adverse effect of hydrochloric acid on the effectiveness of oil dehydration processes. It is found that with increasing the acid concentration takes place decrease in the average size of the dispersed phase droplets and increasing WOE aggregate stability, which adversely affects the operability condition and intermediate layers of oil sumps. It should be noted that for each value of the hydrochloric acid content of the emulsion optimum flow demulsifier is observed. On the basis of the studies for the selected test object, the dependence of the optimal flow rate of the demulsifier on the content of hydrochloric acid in the WOE was determined.

---

---

**Ключевые слова:** водонефтяная эмульсия; соляная кислота; межфазное (поверхностное) натяжение; деэмульгатор; поверхностно-активные вещества; оптимальный расход деэмульгатора; агрегативная устойчивость; промежуточный слой

**Key words:** water-oil emulsion; hydrochloric acid; interfacial (superficial) tension; demulsifier; surfactants; optimal flow rate of the demulsifier; aggregate stability; intermediate layer

---

---

Основной целью нефтегазодобывающего предприятия является поддержание высокого уровня добычи углеводородов [1], в том числе за счет применения различных ви-

дов геолого-технических мероприятий (ГТМ) [2], многие из которых базируются на применении реагентов различного функционального действия. Интенсивное использование

нефтепромысловой химии, содержащей различные классы соединений: кислоты, полимеры, поверхностно-активные вещества (ПАВ), электролиты, кислородсодержащие компоненты и т.д., оказывает существенное влияние на устойчивость водонефтяных эмульсий (ВНЭ) и эффективность процессов обезвоживания нефти [3-7].

Анализ проведенных ГТМ на месторождениях Урало-Поволжья показывает, что наиболее часто применяемыми мероприятиями являются соляно-кислотные обработки [8]. В работах [4-7] было показано, что часть непрореагировавшей соляной кислоты может попадать в систему сбора и подготовки скважинной продукции, тем самым оказывая существенное влияние на эффективность обезвоживания нефти.

Соляная кислота, являясь химически активным веществом, способна взаимодействовать с водной и нефтяной фазами эмульсии, при этом, как правило, регистрируется повышение устойчивости ВНЭ [4-7] и, как следствие, возникает необходимость в изменении дозировки деэмульгатора и/или корректировка технологических параметров работы оборудования объектов подготовки нефти. Кислота способствует изменению по-

верхностных свойств нефтяных эмульсий, влияя на величину межфазного натяжения и дисперсность системы. Под действием соляной кислоты возможно протонирование смол и асфальтенов [7, 9], а появление устойчивой ВНЭ осложняет работу промежуточного слоя отстойника нефти [5], который оказывает существенное влияние на эффективность разделения нефтяной и водной фаз.

В качестве примера на рисунке 1 показаны результаты изменения обводненности скважинной продукции установок предварительного сброса пластовых вод (УПСВ) после проведения большеобъемной соляно-кислотной обработки, промывки погружного оборудования и проведения обработки призабойной зоны раствором соляной кислоты. Из представленных данных следует, что применение кислотных композиций приводит к увеличению обводненности нефти: регистрируется превышение в 2-3 раза от норм технологического регламента (10 %), причем повышение расхода деэмульгатора на 30 % не приводит к существенному улучшению процесса обезвоживания нефти, пока объем скважинной продукции в отстойниках не заместится эмульсией, которая не взаимодействовала с кислотой.

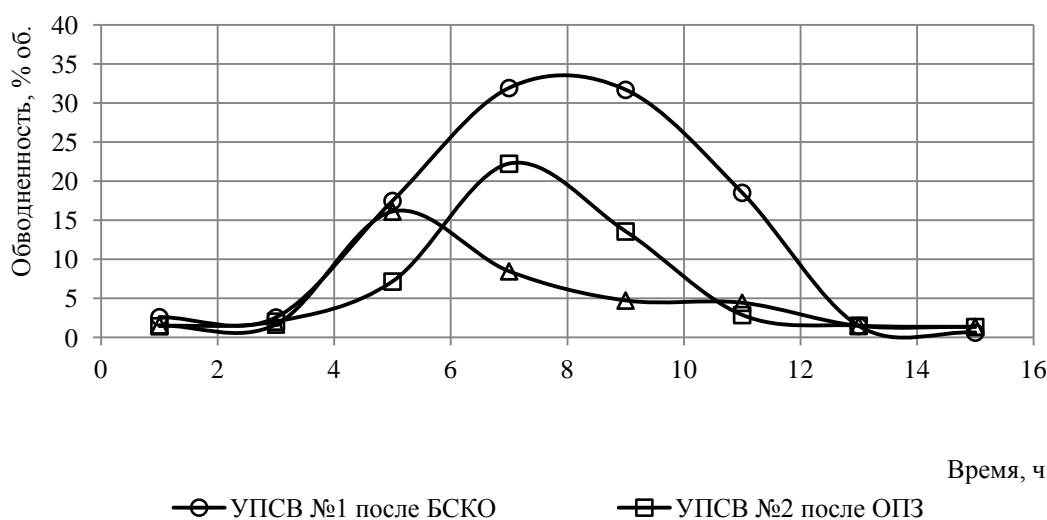


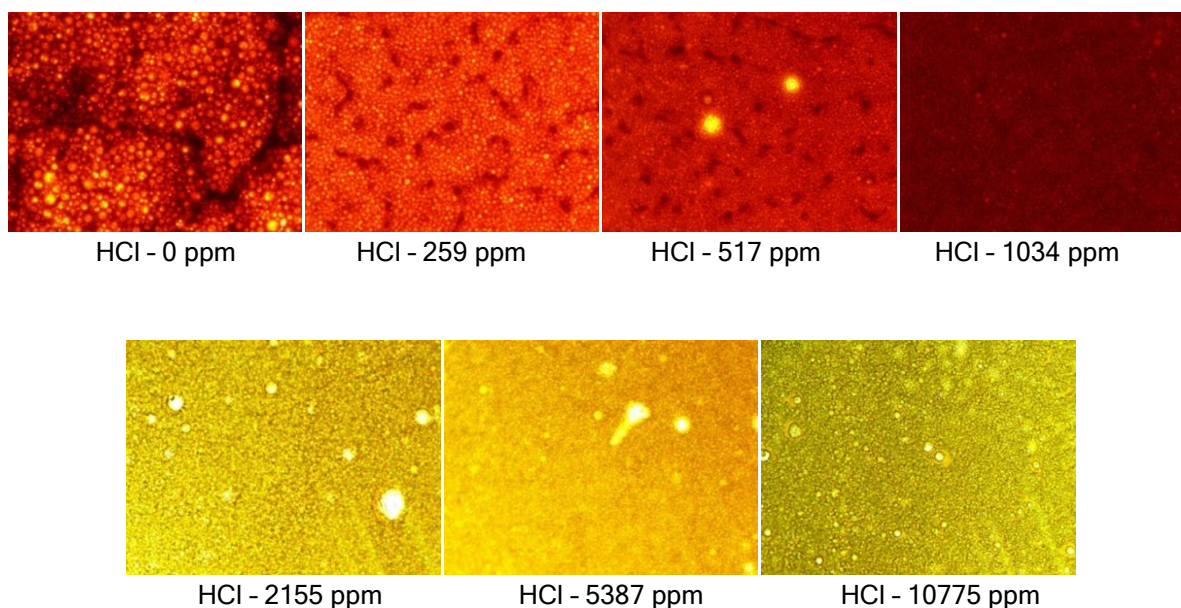
Рисунок 1. Изменение обводненности на выходе УПСВ после применения кислотных обработок на скважинах

В настоящей работы представлены результаты лабораторных исследований, направленных на установление влияние соляной кислоты на процессы обезвоживания нефти, а также оптимизацию расхода деэмульгатора для разрушения ВНЭ в присутствии соляной кислоты.

Для приготовления искусственных эмульсий использовали образец нефти с плотностью  $869 \text{ кг/м}^3$ , вязкостью при  $20 \text{ }^\circ\text{C}$   $22 \text{ сП}$ , содержанием силикагелевых смол  $9,31 \%$ , асфальтенов  $3,13 \%$ , парафинов  $4,6 \%$ , серы  $1,92 \%$ . В качестве водной фазы использовалась минерализованная пластовая вода хлоридно-кальциевого типа с общей минерализацией  $259 \text{ г/дм}^3$  и плотностью  $1,185 \text{ г/см}^3$ , содержание ионов натрия и калия -  $58,8 \text{ г/дм}^3$ , кальция -  $33,2 \text{ г/дм}^3$ , магния -  $4,6 \text{ г/дм}^3$ , хлора -  $162,4 \text{ г/дм}^3$ , гидрокарбонатов -  $0,24 \text{ г/дм}^3$ , сульфатов -  $0,29 \text{ г/дм}^3$ . Исследование проводили в присутствии промышленного де-

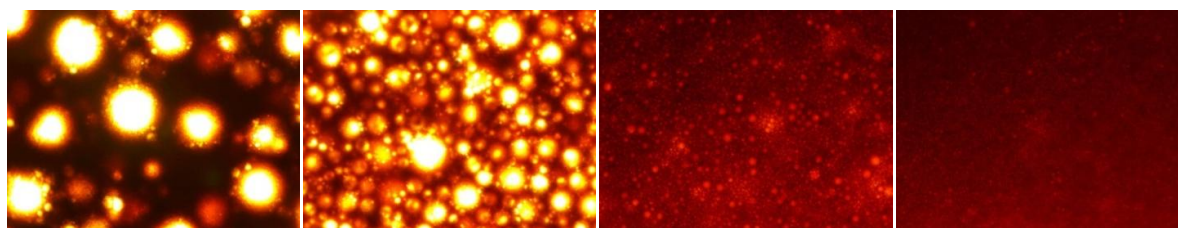
эмульгатора - блоксополимера окиси этилена и пропилена, растворенного в органическом растворителе. Испытания проводились на искусственной эмульсии с обводненностью  $50 \%$ , что соответствует средней обводненности продукции скважин исследуемого объекта. Эмульсия готовилась с использованием высокооборотистой лабораторной мешалки, позволяющей приготавливать искусственные эмульсии, по степени дисперсности глобул воды соответствующие реальным промышленным эмульсиям.

Результаты микроскопирования ВНЭ с различной концентрацией соляной кислоты в присутствии и отсутствии деэмульгатора представлены на рисунках 2-5. Отбор проб для микроскопирования осуществляли со среднего уровня эмульсионного слоя, сразу после приготовления эмульсии (рисунки 2 и 3), а также со среднего уровня углеводородного слоя, после отстоя эмульсии (рисунки 3).



микроскопирование пробы сразу после приготовления эмульсии,  
отбор пробы со среднего уровня эмульсионного слоя

**Рисунок 2.** Влияние кислоты на процесс обезвоживания водонефтяной эмульсии (увеличение  $\times 20$ )



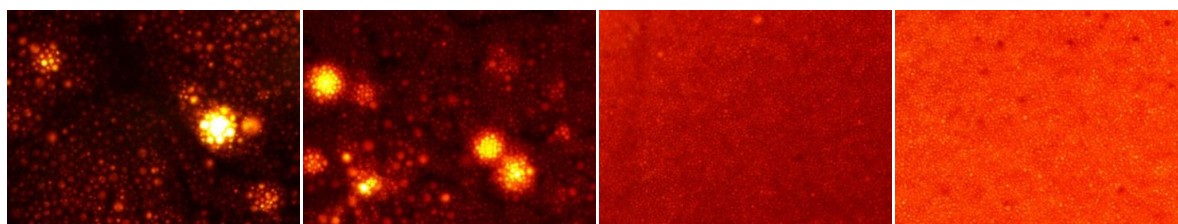
HCl - 0 ppm

HCl - 259 ppm

HCl - 517 ppm

HCl - 1034 ppm

микроскопирование пробы сразу после приготовления эмульсии,  
отбор пробы со среднего уровня эмульсионного слоя



HCl - 0 ppm

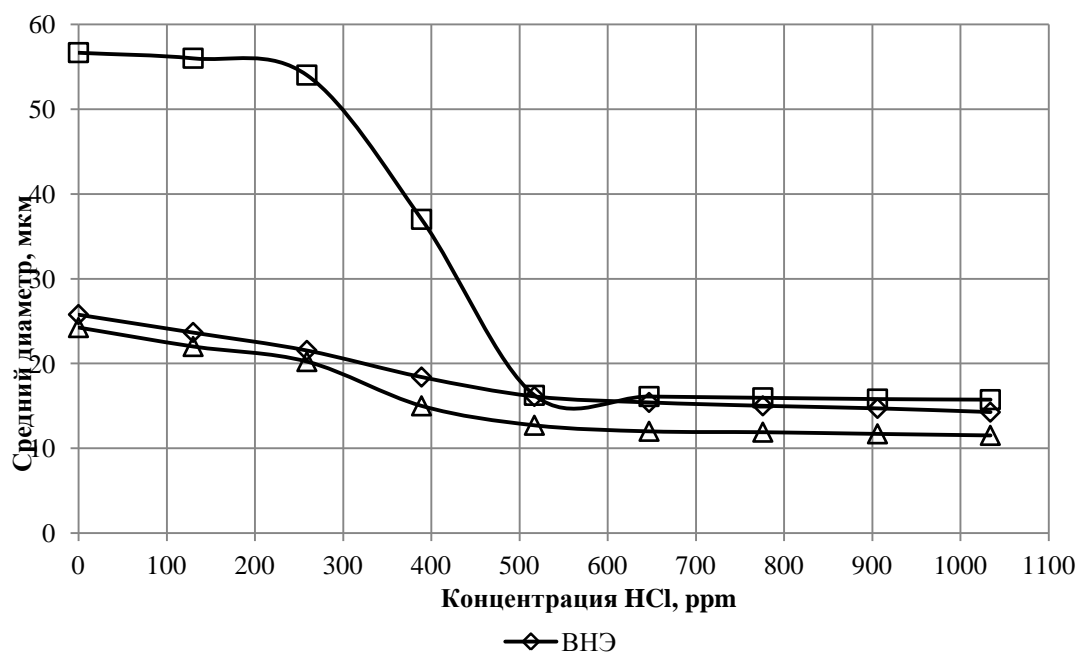
HCl - 259 ppm

HCl - 517 ppm

HCl - 1034 ppm

микроскопирование пробы после отстоя эмульсии,  
отбор пробы со среднего уровня углеводородного слоя

**Рисунок 3.** Влияние кислоты на процесс обезвоживания водонефтяной эмульсии (увеличение  $\times 20$ ) в присутствии деэмульгатора с дозировкой 100 г/т



**Рисунок 4.** Зависимость влияния концентрации соляной кислоты на средний диаметр капель ВНЭ

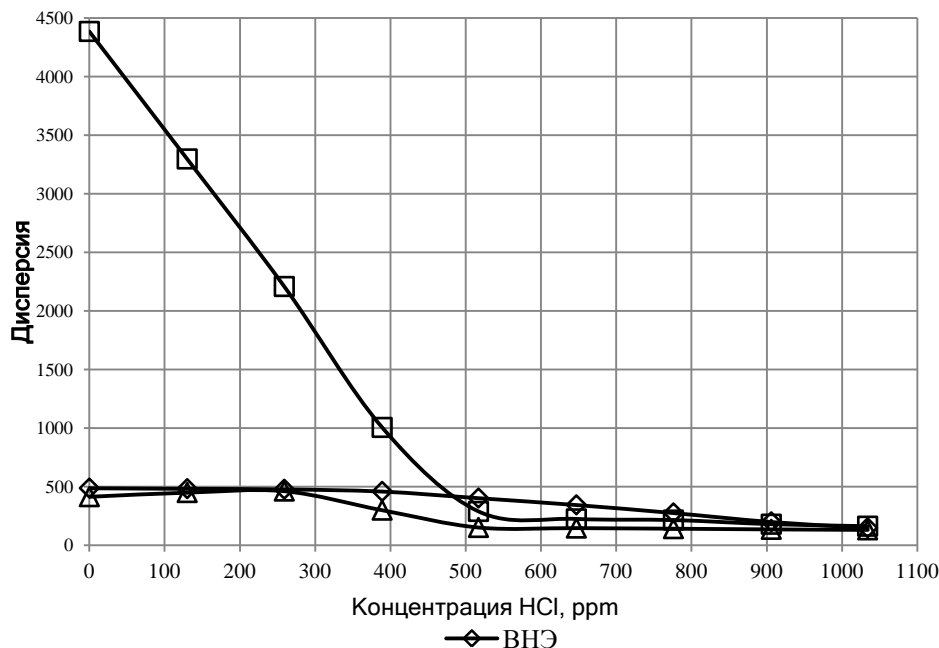


Рисунок 5. Зависимость влияния концентрации соляной кислоты на дисперсию капель ВНЭ

Результаты исследования показали, что увеличение концентрации соляной кислоты приводит к повышению дисперсности ВНЭ. В наибольшей степени изменение среднего диаметра дисперсной фазы и дисперсии характерно для ВНЭ с деэмульгатором: наблюдается резкое снижение дисперсности ВНЭ, а свыше концентрации HCl 500 ppm дисперсность повышается незначительно. Различия в дисперсности средней части промежуточного (углеводородного) слоя сразу после приготовления эмульсии, а также после ее отстоя, отличаются незначительно, но во всем диапазоне концентраций соляной кислоты в ВНЭ меньший средний диаметр капель и дисперсия характерны для углеводородного слоя эмульсии после ее отстоя, чем после приготовления.

На следующем этапе исследования определяли агрегативную устойчивость (АУ) ВНЭ с концентрацией деэмульгатора 100 г/т, изменяя содержание соляной кислоты. Оценивалась АУ средней (50 % от общей высоты)

и нижней (10 % от общей высоты) частей эмульсионного слоя, сразу после приготовления эмульсии. Величины АУ при увеличении концентрации соляной кислоты повышаются, а при достижении концентрации соляной кислоты в ВНЭ 534 ppm составляет 100 %, причем АУ средней части более высокая, чем у нижней части ВНЭ (рисунок 6). Таким образом, присутствие соляной кислоты в ВНЭ способствует росту промежуточного слоя и повышению его агрегативной устойчивости [10].

Для оценки механизма повышения устойчивости эмульсии в присутствии соляной кислоты проведены дополнительные исследования по изменению величины МФН. На рисунке 7 представлено изменение величины МФН на границе раздела фаз «нефть - пластовая вода - HCl» при расходе деэмульгатора 0, 100 и 200 г/т.

Как следует из представленных данных, повышение концентрации деэмульгатора приводит к снижению величины МФН.

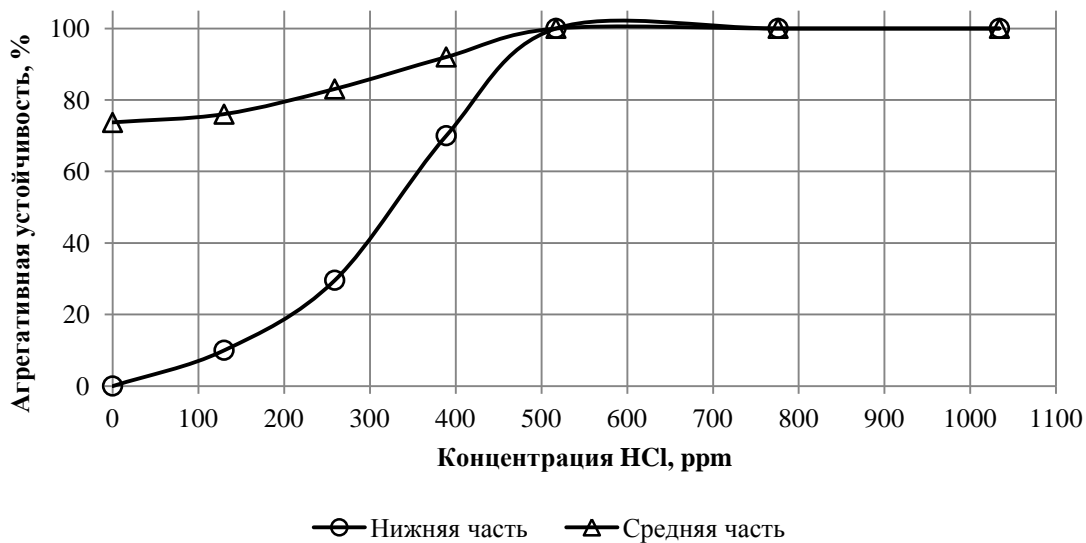


Рисунок 6. Зависимость агрегативной устойчивости промежуточного слоя от содержания соляной кислоты

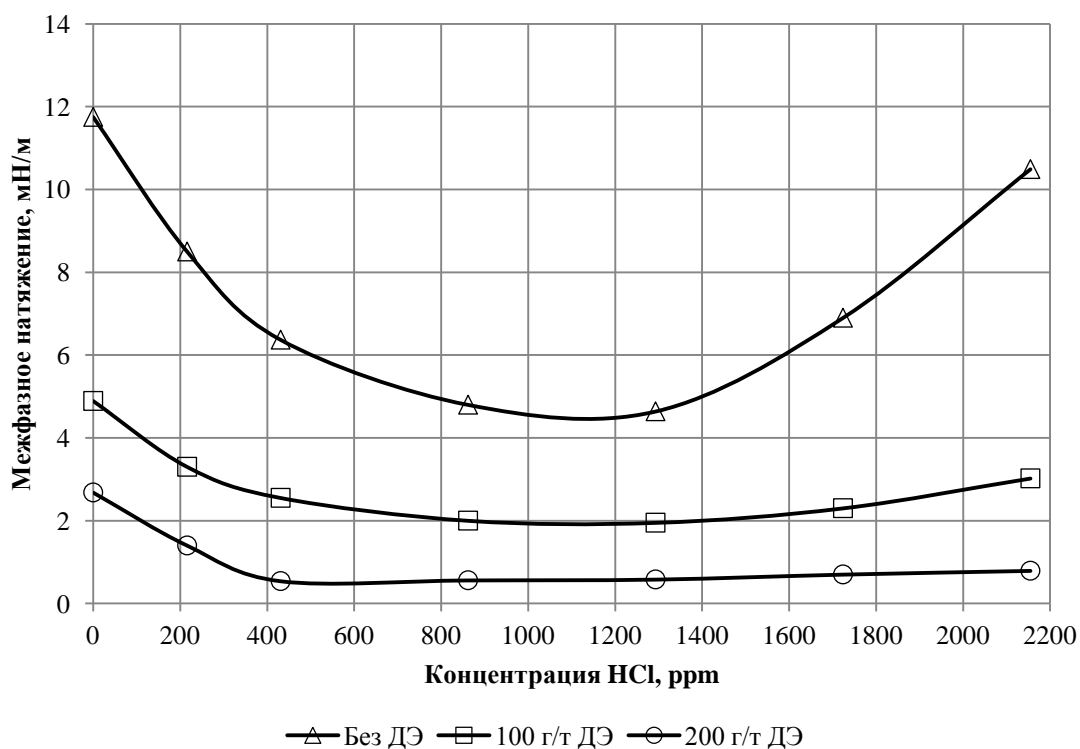


Рисунок 7. Изменение межфазного натяжения «нефть - вода» от концентрации соляной кислоты и дозировок деэмульгатора

Характер зависимости изменения МФН на границе «нефть - пластовая кислота - HCl» в отсутствие деэмульгатора, а также при его различных дозировках, оказался симбатным: сначала наблюдается уменьшение МФН, далее регистрируется область постоянных значений МФН, а при концентрации соляной кислоты свыше 1300-1400 ppm происходит рост МФН.

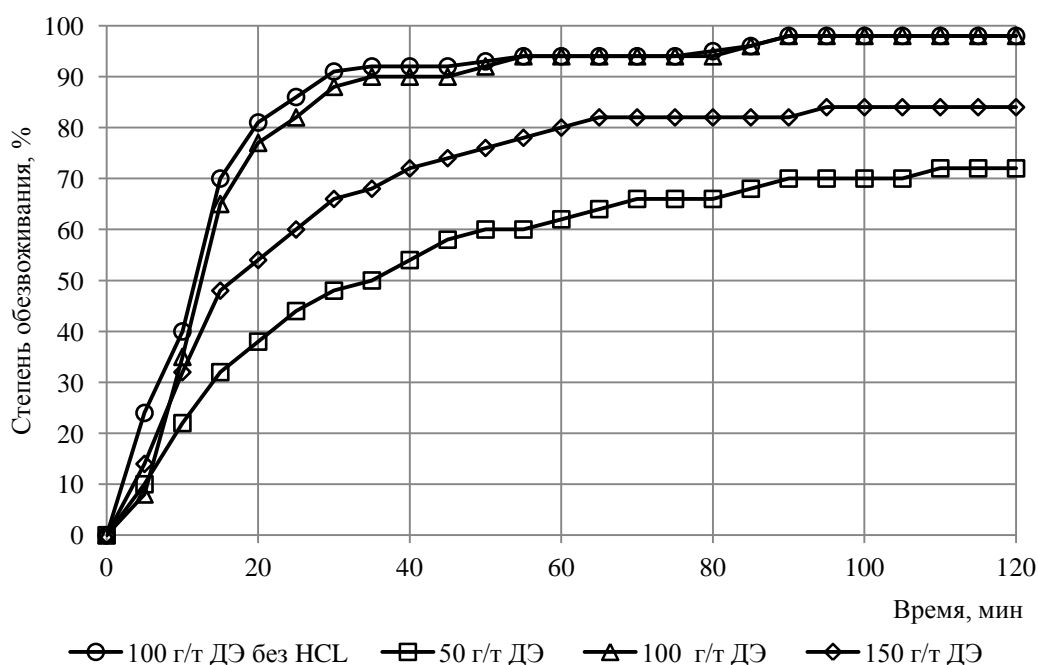
Данная закономерность проявляется в наибольшей степени в отсутствие деэмульгатора, при увеличении концентрации деэмульгатора до 200 г/т повышение МФН незначи-

тельное. Наблюдаемые закономерности при высоких концентрациях соляной кислоты могут быть связаны с процессом протонирования смол и асфальтенов нефти [7, 9] и образованием дополнительной поверхности раздела фаз, что влияет на величину МФН при различных концентрациях деэмульгатора в ВНЭ.

Результаты исследования процесса обезвоживания ВНЭ при различных дозировках деэмульгатора и концентрации соляной кислоты представлены в таблице 1 и на рисунках 8-10.

**Таблица 1.** Результаты исследования влияния кислоты на разделение эмульсии в присутствии деэмульгатора с концентрацией 100 г/т

Концентрация соляной кислоты в эмульсии, ppm	Степень обезвоживания, %				Остаточное содержание воды в нефти после отстоя, %
	20 мин	40 мин	60 мин	100 мин	
0	82	92	94	98	2,0
431	77	90	94	98	2,0
1293	48	60	66	70	30,0
2155	14	34	44	50	50,0



**Рисунок 8.** Зависимость степени обезвоживания от дозировок реагента деэмульгатора при концентрации соляной кислоты 431 ppm



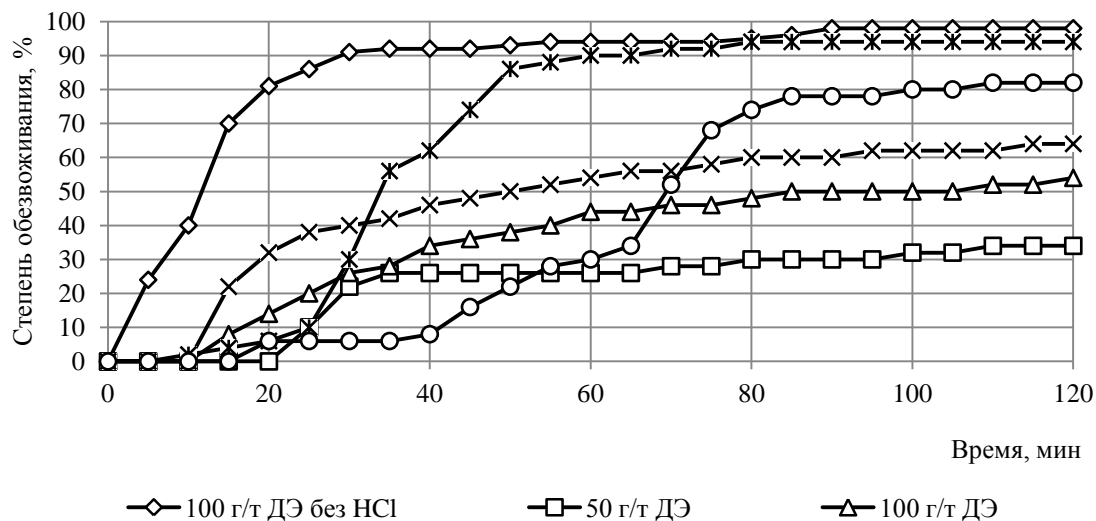


Рисунок 9. Зависимость степени обезвоживания от дозировок реагента деэмульгатора при концентрации соляной кислоты 2155 ppm

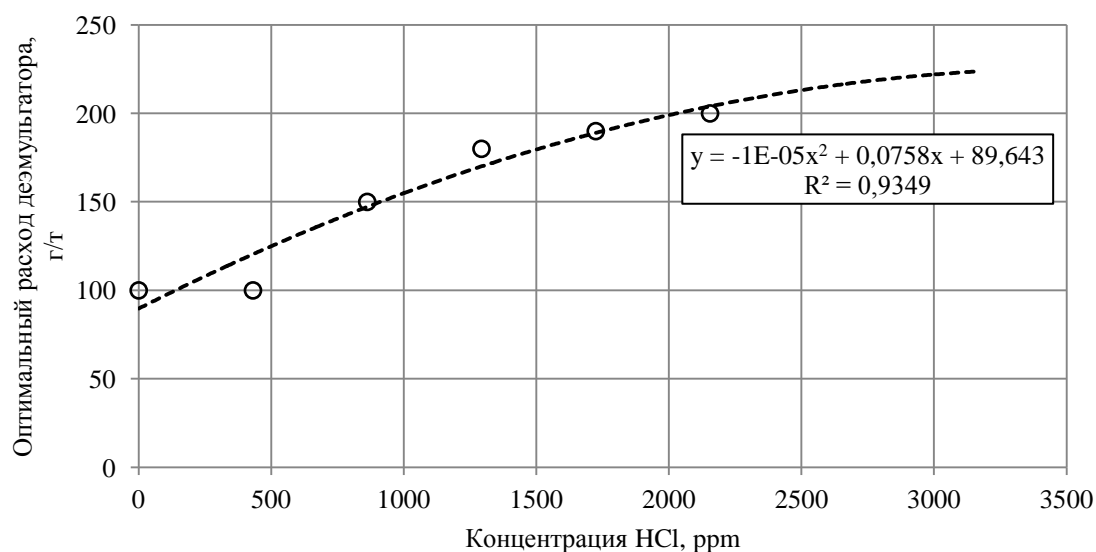


Рисунок 10. Зависимость изменения оптимального расхода деэмульгатора от содержания HCl

Повышение содержания концентрации соляной кислоты в ВНЭ оказывает влияние на остаточное содержание воды в нефти и скорость обезвоживания эмульсии, в наибольшей степени при концентрациях HCl

свыше 431 ppm. Причем при данной концентрации соляной кислоты оптимальным расходом является дозировка деэмульгатора 100 г/т (результаты представлены на рисунке 8), дальнейшее повышение расхода де-

эмульгатора приводит к снижению эффективности обезвоживания за счет передиспергирования [11].

На следующем этапе работы выполнена оценка влияния расхода деэмульгатора на разделение ВНЭ в присутствии повышенной концентрации соляной кислоты - 2155 ppm. Эксперимент выполняли при расходе деэмульгатора от 50 до 300 г/т. Результаты исследований представлены на рисунке 9. Наилучшие результаты получены при дозировке деэмульгатора 200 г/т, увеличение расхода до 300 г/т ухудшает процесс разделения эмульсии.

Анализ результатов исследования показывает, что в зависимости от концентрации соляной кислоты в ВНЭ существует оптимальный расход деэмульгатора, обеспечивающий максимальную эффективность процесса обезвоживания нефти, но не позволяющий достигнуть значений, характерных для разделения эмульсии в отсутствие соляной кислоты (см. таблицу 1).

По результатам проведенных экспериментальных исследований определена зависимость оптимального расхода деэмульгатора от концентрации соляной кислоты, представленная на рисунке 10.

### Выводы

Результаты экспериментальных исследований подтвердили негативное влияние соляной кислоты на эффективность процессов обезвоживания нефти. С повышением концентрации кислоты происходит снижение среднего размера капель дисперсной фазы и повышение агрегативной устойчивости ВНЭ, что отрицательно влияет на состояние и ра-

ботоспособность промежуточных слоев отстойников нефти. Исследования межфазной активности на границе раздела фаз «нефть - пластовая вода - соляная кислота» при вариации концентрации кислоты и расхода деэмульгатора показали, что характер изменения МФН оказался симбатным: наблюдается уменьшение МФН, далее регистрируется область постоянных значений МФН, а при концентрации соляной кислоты свыше 1300-1400 ppm происходит рост МФН. Наблюдаемые закономерности при высоких концентрациях соляной кислоты могут быть связаны с процессом протонирования смол и асфальтенов нефти и образованием дополнительной поверхности раздела фаз, что влияет на величину МФН при различных концентрациях деэмульгатора в ВНЭ. Оценка изменения эффективности процесса обезвоживания нефти от содержания соляной кислоты показала, что при концентрации до 430 ppm HCl влияние на процесс обезвоживания нефти незначительное, дальнейшее увеличение концентрации кислоты приводит к существенному ухудшению процесса обезвоживания нефти, причем корректировка расхода деэмульгатора позволяет повысить эффективность разрушения ВНЭ, но достичь значений, характерных для обезвоживания нефти в отсутствие соляной кислоты, не удастся. Необходимо отметить, что для каждого значения содержания соляной кислоты в эмульсии наблюдается оптимальный расход деэмульгатора. На основании проведенных исследований для выбранного объекта испытаний определена зависимость оптимального расхода деэмульгатора от содержания соляной кислоты в ВНЭ.

### Список литературы

1. Энергетическая стратегия России на период до 2030 года (Утверждена распоряжением Правительства Российской Федерации от 13 ноября 2009 г.). 2009. № 1715-р.
2. Крянев Д.Ю. Применение методов увеличения нефтеотдачи пластов в России и за рубежом. Опыт и перспективы // Бурение и нефть. 2011. № 2. С. 22-26.
3. Тронов В.П. Химизация технологических процессов разработки месторождений и добычи

### References

1. Energeticheskaya strategiya Rossii na period do 2030 goda (Utverzhdena rasporyazheniem Pravitel'stva Rossiyskoy Federatsii ot 13 noyabrya 2009 g.) [Energy Strategy of Russia for the Period up to 2030 (Approved by the Order of the Government of the Russian Federation dated November 13, 2009)]. 2009, No. 1715-o. [in Russian].
2. Kryanov D.YU. Primenenie metodov uvelicheniya nefteotdachi plastov v Rossii i za rubezhom. Opyt i perspektivy. [Use of Advanced

нефти и их взаимное влияние // Интервал. 2002. № 42. С. 14-18.

4. Губайдуллин Ф.Р., Татьяна О.С., Космачева Т.Ф., Сахабутдинов Р.З., Исмагилов И.Х. Влияние химических реагентов, применяемых в системе нефтедобычи, на устойчивость водонефтяных эмульсий // Нефтяное хозяйство. 2003. № 8. С. 68-70.

5. Сахабутдинов Р.З., Губайдуллин Ф.Р., Исмагилов И.Х., Космачева Т. Ф. Особенности формирования и разрушения водонефтяных эмульсий на поздней стадии разработки нефтяных месторождений. М.: ОАО «ВНИИОЭНГ», 2005. 324 с.

6. Глумов И.Ф., Слесарева В.В., Петрова Н.М. Влияние соляной кислоты на устойчивость водонефтяных эмульсий // Разработка и эксплуатация нефтяных месторождений Татарстана: сб. тр. ТатНИПИнефть. Бугульма, 2000. С. 114-117.

7. Давлетшина Л.Ф., Толстых Л.И., Михайлова П.С. О необходимости изучения особенностей поведения углеводородов для повышения эффективности кислотных обработок скважин // Территория Нефтегаз. 2016. № 4. С. 90-96.

8. Карпенко И.Н., Мельников А.П. Анализ эффективности геолого-технических мероприятий // Ашировские чтения: тр. междунар. науч.-практ. конф. Самара: СамГТУ, 2015. С. 314-317.

9. Rietjens M., Mieuwpoort M. Acid-Sludge: How Small Particles Can Make a Big Impact. The Hague, SPE European Formation Damage Conference, 1999.

10. Тронев В.П. Промысловая подготовка нефти. Казань: Фэн, 2000. 416 с.

11. Черек А.М., Трейгер Л.А. Практика использования параметра «поверхностное (межфазное) натяжение» при настройке технологии подготовки нефти // Нефть. Газ. Новации. 2011. № 10 (153). С. 28-31.

Reservoir Recovery Methods in Russia and Abroad.]. *Burenie i neft' – Drilling and Oil*, 2011, No. 2, pp. 22-26. [in Russian].

3. Tronov V.P. Khimizatsiya tekhnologicheskikh protsessov razrabotki mestorozhdenii i dobychi nefti i ikh vzaimnoe vliyaniye [Chemization of Technological Processes of Oil Field Development and Production and Their Mutual Influence]. *Interval - Interval*, 2002, No. 42, pp. 14-18. [in Russian].

4. Gubaidullin F.R., Tat'yanina O.S., Kosmacheva T.F., Sakhabutdinov R.Z., Ismagilov I.Kh. Vliyaniye khimicheskikh reagentov, primenyaemykh v sisteme nefte dobychi, na ustoychivost' vodonefnyanykh emul'sii [Effect of The Chemical Reagents, Used at an Oil Recovery, on Stability of Oil-in-Water Emulsions]. *Neftyanoe khozyajstvo – Oil Industry*, 2003, No. 8, pp. 68-70. [in Russian].

5. Sakhabutdinov R.Z., Gubaidullin F.R., Ismagilov I.Kh., Kosmacheva T. F. *Osobennosti formirovaniya i razrusheniya vodonefnyanykh emul'sii na pozdnei stadii razrabotki nefnyanykh mestorozhdenii* [Features of Formation and Destruction of Water-Oil Emulsions at the Late Stage of Development of Oil Fields]. Moscow, VNIIOEONG, 2005. 324 p. [in Russian].

6. Glumov. I.F., Slesareva V.V., Petrova N.M. Vliyaniye solyanoi kisloty na ustoychivost' vodonefnyanykh emul'sii [Effect of Hydrochloric ACID on the Stability of Oil-Water Emulsions]. *Sbornik trudov TatNIPIneft' «Razrabotka i ehkspluatatsiya nefnyanykh mestorozhdenij Tatarstana»* [Proceedings of the TatNIPIneft «Development and Exploitation of Oil Fields in Tatarstan»]. Bugul'ma, 2000. pp. 114-117. [in Russian].

7. Davletshina L.F., Tolstykh L.I., Mikhailova P.S. O neobkhodimosti izucheniya osobennostei povedeniya uglevodorodov dlya povysheniya effektivnosti kislotnykh obrabotok skvazhin [About Reliance on Analysis of Hydrocarbon's Behavior for Improvement of the Acidizing Effectiveness]. *Territoriya neftegaz – Oil and Gas Territory*, 2016, No. 4, pp. 90-96. [in Russian].

8. Karpenko I.N., Mel'nikov A.P. Analiz effektivnosti geologo-tekhnicheskikh meropriyatii [Analysis of the Effectiveness of Geological and Technical Measures]. *Trudy Mezhdunarodnoi nauchno-prakticheskoy konferentsii «Ashirovskie chteniya»* [Proceedings of the International Scientific-Practical Conference «Ashirov Readings»]. Samara, SamGTU, 2015. pp. 314-317. [in Russian].

9. Rietjens M., Mieuwpoort M. Acid-Sludge: How Small Particles Can Make a Big Impact. *The Hague, SPE European Formation Damage Conference*, 1999.

10. Tronov V.P. *Promyslovaya podgotovka nefti* [Oil Field Preparation]. Kazan, Fehn Publ., 2000. 416 p. [in Russian].

11. Cherek A.M., Treiger L.A. Praktika ispol'zovaniya parametra «poverkhnostnoe (mezhfaznoe) natyazheniye» pri nastroyke tekhnologii podgotovki nefti [Practical Application Surface (Interface) Tension for Oil Treatment Procedure Adjustments]. *Neft'. Gaz. Novatsii - Oil. Gas. Innovations*, 2011, No. 10 (153), pp. 28-31. [in Russian].

**Авторы**

• Карпенко Игорь Николаевич  
Самарский государственный технический университет  
Аспирант кафедры «Разработка и эксплуатация нефтяных и газовых месторождений»  
Российская Федерация, 443100, г. Самара,  
ул. Молодогвардейская, 244  
e-mail: karpenko-in-998@yandex.ru

• Коновалов Виктор Викторович, канд. хим. наук  
Самарский государственный технический университет  
Доцент кафедры «Разработка и эксплуатация нефтяных и газовых месторождений»  
Российская Федерация, 443100, г. Самара,  
ул. Молодогвардейская, 244  
тел. (846) 279-03-64  
e-mail: konovalov-samgtu@yandex.ru

**The Authors**

• Karpenko Igor N.  
Samara State Technical University  
Post-Graduate Student of Design and Operation of Oil and Gas Fields Department  
244, Molodogvardeyskaya str., Samara, 443100, Russian Federation  
e-mail: karpenko-in-998@yandex.ru

• Konovalov Viktor V., Candidate of Chemical Sciences  
Samara State Technical University  
Assistant Professor of Design and Operation of Oil and Gas Fields Department  
244, Molodogvardeyskaya str., Samara, 443100, Russian Federation  
tel: (846) 279-03-64  
e-mail: konovalov-samgtu@yandex.ru