

NEWS

OF THE NATIONAL ACADEMY OF SCIENCES OF THE REPUBLIC OF KAZAKHSTAN
SERIES CHEMISTRY AND TECHNOLOGY

ISSN 2224-5286

Volume 5, Number 407 (2014), 3 – 7

INVESTIGATION OF DEMULSIFICATION OF OIL-WATER EMULSION OF UZEN DEPOSIT

**A. K. Zharmagambetova, K. Bersugurov, H. Zh. Tumabayev,
A. I. Jumekeyeva, A. S. Auezkhanova**

D. Sokolskii Institute of Organic Catalysis & Electrochemistry, Almaty, Kazakhtan.

E-mails: zhalima@mail.ru, bersugurov@kazrosgas.kz, muhamed_76@mail.ru, jumekeeva@mail.ru, a.assemgul@mail.ru

Key words: demulsifiers, oil-water emulsion, demulsifying ability.

Abstract. Comparative tests on the effectiveness of the components of BASF demulsifiers and currently used Dissolvan 4411 (D4411) in the de-emulsification of the oil-water emulsion of Uzen deposit have been conducted. The process was carried out at 60°C and the 50 ppm demulsifier concentration. It was shown that demulsification process runs at a higher rate and deeper emulsion breaking in the presence of the BASF demulsifiers than with widely used D4411 demulsifier.

УДК 665.622.43

ИССЛЕДОВАНИЕ ПРОЦЕССА ОТСТАИВАНИЯ ВОДОНЕФТЯНОЙ ЭМУЛЬСИИ МЕСТОРОЖДЕНИЯ УЗЕНЬ

**A. К. Жармагамбетова, К. С. Берсугуров, Н. Ж. Тумабаев,
А. И. Джумекеева, А. С. Аузеханова**

АО «Институт органического катализа и электрохимии им. Д. В. Сокольского», Алматы, Казахстан

Ключевые слова: деэмульгаторы, водонефтяная эмульсия, деэмульгирующая способность.

Аннотация. Проведены сравнительные испытания эффективности компонентов деэмульгаторов концерна BASF и используемого в настоящее время деэмульгатора Диссолван 4411 (Д4411) в разрушении водонефтяной эмульсии месторождения Узень при 60°C и концентрации деэмульгаторов 50 ppm. Показано, что при использовании алcoxилированного полиэтиленимина (ПЭИ) и алcoxилированной смолы процессы отстаивания протекают быстрее и с большей глубиной обезвоживания, чем при введении в эмульсию широко применяемого деэмульгатора Д4411.

Многолетняя эксплуатация месторождения Узень, заводнение нефтеносных пластов, образование устойчивых водонефтяных эмульсий значительно осложняют добычу и промысловую подготовку нефти, снижает эффективности работы оборудования. В связи с этим проблема разрушения образующихся эмульсий является актуальной.

Для разрушения стабильных эмульсий, встречающихся при нефтедобыче и нефтепереработке, обычно используются деэмульгаторы, представляющие собой ПАВ различной химической природы [1-6]. Уникальность свойств отдельных месторождений нефти, широкий диапазон их состава и свойств часто диктуют необходимость разработки определенных компонентных составов деэмульгаторов, обладающих полифункциональными свойствами. В связи с этим, существует большое разнообразие высокоеффективных реагентов для нефтедобычи. Однако, при большой потребности Казахстана в них, производство таких сложных органических соединений в Казахстане и странах СНГ отсутствует.

В настоящей работе проведены сопоставительные испытания эффективности компонентов деэмульгаторов фирмы BASF с используемым в настоящее время на месторождении Узень Диссолваном 4411 («Клариант АГ», Швейцария). Исследования осуществлялись по известной методике «Bottle test» на реальных водонефтяных эмульсиях, отобранных с месторождения Узень.

До начала лабораторных испытаний деэмульгаторов определяют содержание воды в эмульсии (обводненность эмульсии) методом центрифугирования. Центрифужную пробирку наполняли на 50% толуолом, затем дополняли эмульсией до 100%-ного уровня. Эмульсию тщательно перемешивали с толуолом с последующим центрифугированием в течение 3 минут при скорости вращения центрифуги 1500 об./мин. Затем определялось количество выделившейся воды и величина эмульсионного слоя. Полученные значения удваивались с учетом вводимого количества толуола. В эту же пробирку добавляют 2–4 капли лабораторного разрушителя эмульсии (единственным реагентом такого рода является реагент F-46, выпускаемый компанией «Бейкер Петролайт»), тщательно перемешивают и повторно центрифугируют. Проведенные испытания показали, что начальная обводненность исследуемой узенской эмульсии составляет 32%.

На втором этапе («Bottle test») водонефтяная эмульсия разливалась в градуированные бутылки объемом 100 мл и помещались в термостат для поддержания температурного режима, в нашем случае температура 60°C. Далее в течение 120 мин через каждые 15 мин фиксировались показания по количеству отстоявшейся воды. После этого мы визуально оцениваем качественные показатели (качество масла, раздел фаз и качество воды). Затем отбираем «выделенную воду» используя шприц с длинной иглой, затем определяем на центрифуге остаточное содержание воды и неразрушенной эмульсии в нефтяной фазе.

В качестве составляющих использовались алcoxилированные смолы, блок сополимеры оксидов этилена и пропилена (ЭО/ПО) и блок сополимеры ЭО/ПО тетрола, полиэфирполиолы, алcoxилированные ПЭИ.

Условия опыта: Температура – 60°C, длительность опыта – 120 мин, С_{деэмульгатора} – 50 ppm, что соответствует дозировке, применяемой на месторождении Узень.

На первом этапе эффективность отдельных вышеупомянутых деэмульгирующих компонентов сравнивалась с известным деэмульгатором – Диссолваном, представляющим собой окись этилена/пропилена, растворенную в метаноле. Следует отметить, что расслоения эмульсии без введения деэмульгаторов не наблюдалось (рисунок 1, кривая 1).

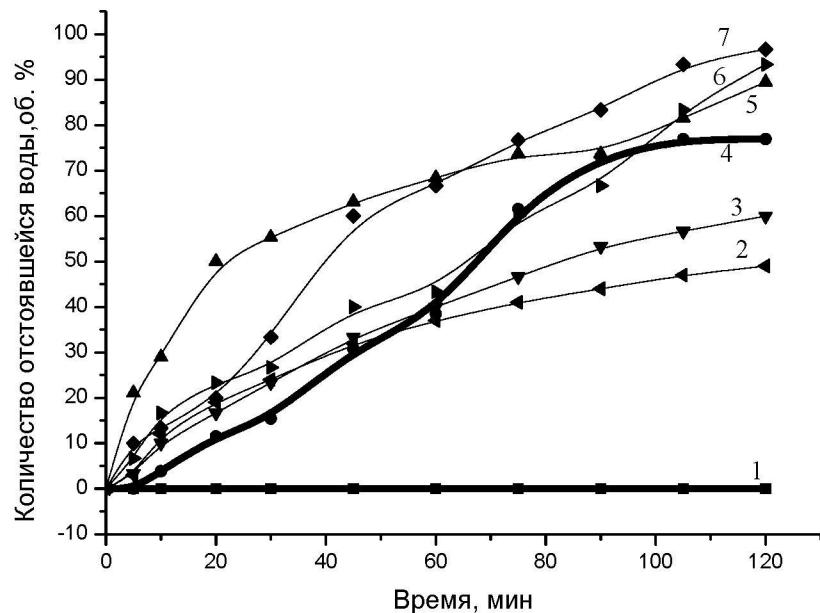


Рисунок 1 – Зависимость количества отстоявшейся воды от времени при разложении водонефтяной эмульсии месторождения Узень при применении различных типов деэмульгаторов:

1 – без деэмульгатора, 2 – блок сополимеры ЭО/ПО тетрола, 3 – блок сополимеры ЭО/ПО, 4 – Диссолван Д-4411, 5 – полиэфирполиолы, 6 – алcoxилированные ПЭИ, 7 – алcoxилированные смолы.

Условия опыта: продолжительность – 120 мин, Т – 60°C, С_{деэмульгаторов} – 50 ppm

Используемый на многих месторождения Диссолван показывает достаточно высокую эффективность в разложении эмульсии, однако, образцы 5, 6 и 7 обладают лучшей деэмульсирующей способностью (рисунок 1, кривые 5-7). Компонент 7, алcoxилированные смолы, по данным характеристикам фирмы BASF, относится к системам широчайшего спектра действия и применяется в качестве основы сложных композиций.

Алcoxилированные ПЭИ (рисунок 1, кривая 6) часто используются в сочетании с вышеуказанными смолами для разложения эмульсии. Полиэфирполиолы обычно быстро разлагают эмульсии, но недостатком их является сохранение в выделившейся воде относительно большого содержания нефтепродуктов. Количество выделенной воды возрастает при использовании компонентов демэмульгаторов в ряду: блок сополимеры ЭО/ПО тетрола < блок сополимеры ЭО/ПО < Диссолван Д-4411 < полиэфирполиолы < алcoxилированные ПЭИ < алcoxилированные смолы (рисунок 2).

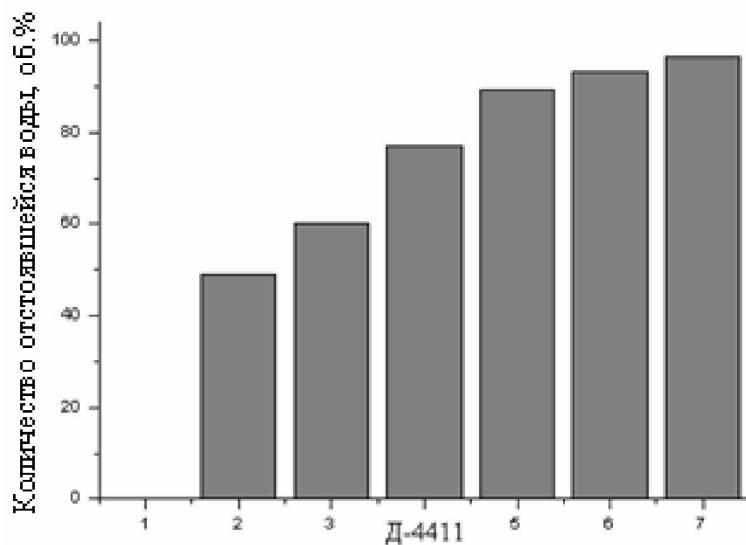


Рисунок 2 – Зависимость количества отстоявшейся воды на природы деэмульгатора:
 1 – без деэмульгатора, 2 – блок сополимеры ЭО/ПО тетрола, 3 – блок сополимеры ЭО/ПО,
 4 – Диссолван Д-4411, 5 – полиэфирполиолы, 6 – алcoxилированные ПЭИ, 7 – алcoxилированные смолы.
 Условия опыта: продолжительность – 120 мин, Т – 60°C, С_{деэмульгаторов} – 50 ppm

Следует отметить, что хотя в присутствии образца №5 количество отстоявшейся воды несколько ниже, чем при добавлении в эмульсию компонентов 6 и 7, скорость процесса расслоения значительно выше (таблица).

Динамика разделения фаз узенской водонефтяной эмульсии на компонентах деэмульгаторов фирмы BASF в сравнении с Диссолваном Д-4411. Условия опыта: Т – 60°C, С_{деэмульгаторов} – 50 ppm

Компоненты деэмульгаторов	1	2	3	Диссолван Д-4411	5	6	7
Количество отстоявшейся воды к 5 минуте, %	0	3	3	0	22	6	10
Количество отстоявшейся воды к 60 минуте, %	0	37	40	38	68	43	67
Количество отстоявшейся воды к 120 минуте, %	0	49	60	77	89	93	97
Остаточная обводненность, %	32	3,2	4	6,8	2,2	0,6	0,8

Наивысшую скорость разделения проявляет полиэфирполиолы, при введении которого в эмульсию уже на 5 минуте происходит выделение до 22% воды. К этому моменту времени остальные компоненты деэмульгаторов фирмы BASF показали низкую эффективность, а в присутствии Диссолвана процесса отстаивания вообще не наблюдалось (рисунок 2, таблица).

Из литературы известно [7], что полиэфирполиолы обычно способствуют быстрому разложению эмульсии, но недостатком их является сохранение в выделившейся воде относительно большого содержания нефтепродуктов. Такое заключение подтверждается и в случае применения

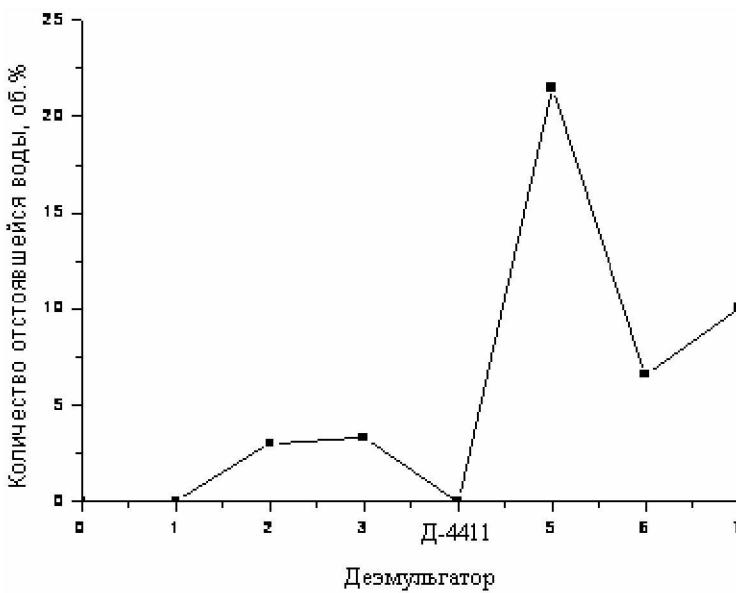


Рисунок 3 - Количество отстоявшейся воды через 5 минут после введения деэмульгаторов:
 1 – без деэмульгатора, 2 – блок сополимеры ЭО/ПО тетрола, 3 – блок сополимеры ЭО/ПО, 4 – Диссолван Д-4411,
 5 – полиэфирполиолы, 6 – алкоксилированные ПЭИ, 7 – алкоксилированные смолы.
 Условия опыта: Т – 60°C, С_{дезмульгаторов} – 50 ppm

исследуемых компонентов. Так, по истечении 60 минут наибольшее расслоение достигается при введении в эмульсию полиэфирполиолы или алкоксилированные смолы (таблица 1). Однако, через 2 часа в присутствии этих компонентов наблюдается наиболее полное обезвоживание эмульсии: процент разделения на них достигает 93 и 97%, соответственно, а остаточная обводненность на них составляет всего 0,6–0,8%, что подтверждает их высокую эффективность в процессе деэмульгирования водонефтяных эмульсий.

Таким образом, при использовании алкоксилированные ПЭИ и алкоксилированные смолы процессы отстаивания водонефтяной эмульсии месторождения Узень протекают быстрее и с большей глубиной обезвоживания, чем при введении в эмульсию широко применяемого деэмульгатора Д-4411.

ЛИТЕРАТУРА

- [1] Левченко Д.Н., Бергштейн Н.В., Худякова А.Д. и др. Эмульсии нефти с водой и методы их разрушения. – М.: Химия, 1967. – 200 с.
- [2] Мовсумзаде Э.М., Мастобаев Б.Н., Зорина С., Дмитриева Т.В. Некоторые химические препараты для подготовки нефти к переработке и транспорту // Нефтепереработка и нефтехимия. – 2000. – № 12. – С. 38-43.
- [3] Патент РФ № 2278145. Состав для обезвоживания и обессоливания нефтяных эмульсий / Р.А. Басимова, А.А. Галиутдинов, Х.Х. Рахимов, В.Л. Кадников, Г.Н. Мельников.
- [4] Сидоров С.А., Блоцкий В.Л., Додонов В.Ф., Енгулатова В.П. Испытания нефтерастворимых деэмульгаторов при подготовке нефти к переработке // Химия и технология топлив и масел. – 1996. – № 5. – С. 20-21.
- [5] Николаева Н.М., Мавлютова М.З., Сафин А.З. Зависимость эффективности ряда неионогенных ПАВ от типа растворителя и концентрации раствора // Нефтепереработка и нефтехимия. – 1981. – № 3. – С. 41-42.
- [6] Климова Л.З., Калинина Э.В., Гаевой Е.Г., Силин М.А., Копчелев В.Н. Принцип подбора оптимального состава высокоэффективного деэмульгатора водонефтяных эмульсий // Нефтехимия. – 1999. – № 3. – С. 226-233.
- [7] Левченко Д.Н., Бергштейн Н.В., Николаева Н.М. Технология обессоливания нефти на нефтеперерабатывающих предприятиях. – М.: Химия, 1985. – 168 с.

REFERENCES

- [1] Levchenko D.N., Bergshtejn N.V., Hudjakova A.D. i dr. M.: *Himija*, 1967, 200 (in Russ.).
- [2] Movsumzade Je.M., Mastobaev B.N., Zorina S., Dmitrieva T.V. *Neftepererabotka i neftehimija*, 2000, 12, 38-43 (in Russ.).
- [3] Patent RF № 2278145. R.A. Basimova, A.A. Galjautdinov, H.H. Rahimov, V.L. Kadnikov, G.N. Mel'nikov (in Russ.).
- [4] Sidorov S.A., Blockij V.L., Dodonov V.F., Engulatova V.P. *Himija i tehnologija topliv i masel*, 1996, 5, S.20-21(in Russ.).

- [5] Nikolaeva N.M., Mavljutova M.Z., Safin A.Z. *Neftepererabotka i neftehimija*, 1981, 3, 41-42 (in Russ.).
 [6] Klimova L.Z., Kalinina Je.V., Gaevoj E.G., Silin M.A., Koshelev V.N. *Neftehimija*, 1999, 3, 226-233 (in Russ.).
 [7] Levchenko D.N., Bergshtejn N.V., Nikolaeva N.M. *M.: Himija*, 1985, 168 (in Russ.).

**BASF КОНЦЕРНІҢ ДЕЭМУЛЬГАТОРЛАР КОМПОНЕНТТЕРИНІҢ ҚАТЫСЫМЕН
ӨЗЕН КЕНОРЫНДАҒЫ СУЛЫ-МҰНАЙ ЭМУЛЬСИЯСЫНЫҢ ТҮНУ ПРОЦЕСІН ЗЕРТТЕУ**

Ә. Қ. Жармагамбетова, Қ. Берсұгұров, Н. Ж. Тұмабаев, Ә. И. Джумекеева, Ә. С. Әуезханова

«Д. В. Сокольский атындағы органикалық катализ және электрохимия институты» АҚ, Алматы, Қазакстан

Тірек сөздер: деэмульгаторлар, сулы-мұнай эмульсиясы, деэмульгірлеу қабілеттілік.

Аннотация. 60°C температурада және деэмульгаторлардың концентрациясы 50 ppm Өзен кенорындағы сулы-мұнай эмульсияны ыдыратуында қазіргі уақытта колданылатын Диссолван 4411 (Д4411) және BASF концернің деэмульгаторлар компоненттерінің тиімділігінің салыстырмалы сынақтары жүргізілді. Эмульсияға кен пайдаланатын Д4411 деэмульгаторды енгізуға қарағанда алкоксидленген полиэтилениминді (ПЭИ) және алкоксилденген шайырды қолданғанда тұну процестері жылдам және сусыздануы көбірек жүреді екені көрсетілді.

Поступила 15.09.2014г.