

## ИССЛЕДОВАНИЕ ПЕНООБРАЗУЮЩЕЙ СПОСОБНОСТИ НЕФТЕЙ МАНГЫШЛАКА

**Кожалакова Н.А., Науырызова Б.Ж.**

*Өзен және Жетыбай кенорындарында өндірілетін мұнайдың көбіктену қабілеттілігін Росс әдісімен сақиналар көмегімен анықтау.*

*Definition of foam forming ability of nonfinancial field Ozen and Zetibay using a set of rings by ROSS.*

*В процессе добычи, внутрипромыслового сбора и подготовки нефтей происходит пенообразование, снижающее как производительность технологических аппаратов, так и качество продукции.*

Все жидкости обладают той или иной пенообразующей способностью, однако устойчивость образующейся пены весьма различны. В связи с необходимостью оценки пенообразующей способности мангышлакских нефтей были проведены исследования на нефтях месторождений Узень, Жетыбай.

Для правильного определения пенообразующей способности нефтей Узень и Жетыбай пробы для исследований отбирали до подачи в нефть реагента – деэмульгатора. Экспериментальные исследования пенообразующей способности нефтей проводили по методу сравнительной оценки с применением наборов колец (метод Росса) [1].

Существует несколько методов определения пенообразующей способности жидкостей. В соответствии со способами образования пены все они подразделены на две группы: 1 – путем встряхивания раствора и посредством механического вбивания в него воздуха; 2 – путем продувания воздуха или газа через раствор [2, 3].

Метод определения пенообразующей способности нефтей с применением колец является наиболее приемлемым по их простоте исполнения.

Метод основан на способности углеводородной жидкости образовывать пленки на кольцах разного диаметра. Чем больше диаметр кольца, на котором образуется пленка, тем выше склонность жидкости к пенообразованию. Если кольцо затянута пленкой жидкости и эта пленка “живет” около или более 5 секунд, считают, что пленка формируется.

Для проведения экспериментов был изготовлен набор колец из медной проволоки толщиной в 1,3 мм различных диаметров от 15 до 28 мм. В химический стакан емкостью 1000 мл помещали проба анализируемой нефти объемом 250-300

мл, в которую начиная с меньшего диаметра помещали кольца в горизонтальном положении.

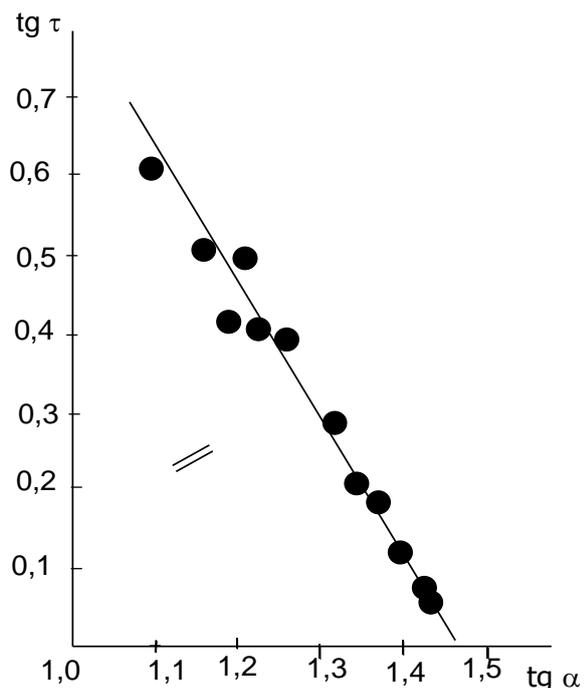
Исследования проводили при термостатировании системы, причем, температура определения пенообразующей способности нефтей Узень составляла 60 °С, а Жетыбая - 40 °С. Необходимость поддержания достаточно высоких температур обуславливалась высокой температурой застывания нефтей.

В исследуемой нефти кольцо каждого диаметра выдерживали в течение 30 секунд, после чего быстро и плавно вынимали кольцо, при этом фиксировалось время “жизни” пленки. Определение прекращали на том кольце, где пленка вообще не образовывалась, или время ее “жизни” составляло 1 с.

Для каждого диаметра кольца среднее время “жизни” пленки оценивалось по результатам 15-20 замеров при погружении кольца в нефть. При этом отбрасывались anomalно высокие и низкие значения. Была установлена четкая зависимость снижения времени “жизни” пленки при увеличении диаметра кольца. Результаты исследований представлены в табл. 1.

Зависимость времени “жизни” пленки от диаметра кольца для исследуемых нефтей определялась в логарифмических координатах  $\lg \tau - \lg d$ . При этом во всех случаях получались прямые линии, точки пересечения которых с осью абсцисс выражали критический диаметр кольца, выше которого пленка не образовывалась. Результаты приведены на графиках рисунка. Пленкообразующие свойства нефтей выражались через критический диаметр кольца. Из графиков следует, что критические диаметры колца составляют для нефтей месторождений Узени, Жетыбая, соответственно 28.56 мм, 24.43 мм.

Месторождение Узень



Месторождение Жетыбай

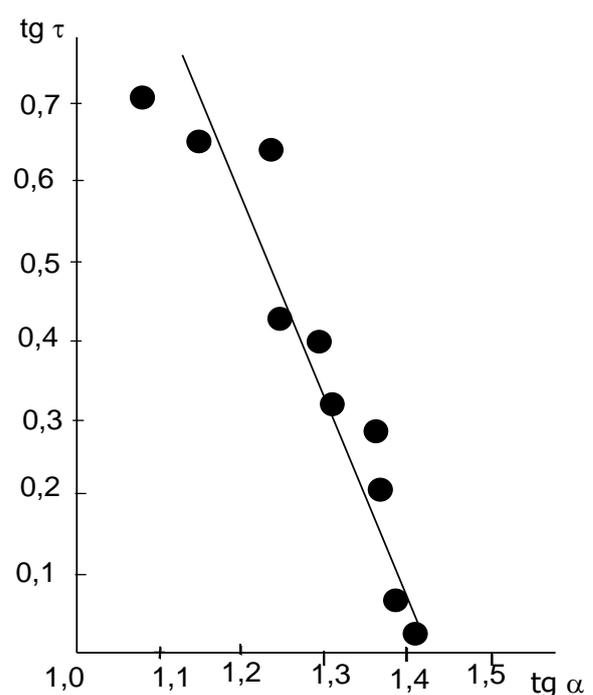


Рис. Зависимость времени “жизни” пленки от диаметра кольца.

Таблица 1. Результаты исследования пенообразующей способности нефти Жетыбай

№№	Диаметр кольца	Время жизни пленки, сек.									
		1	2	3	4	5	6	7	8	9	10
1	14	7,1	5,2	7,1	4,0	3,5	3,7	6,9	4,2	3,1	6,7
2	15	6,5	5,2	7,1	8,1	1,9	5,6	3,0	4,4	6,9	3,2
3	17	5,7	3,1	2,8	5,8	3,7	4,2	6,5	3,7	7,7	6,9
4	18	2,8	4,9	5,1	3,7	4,2	2,0	3,1	2,8	2,7	2,3
5	19	2,1	1,9	2,6	2,5	2,3	2,5	1,9	2,0	2,7	2,1
6	20	3,9	3,2	2,5	3,6	3,0	3,1	3,0	2,9	2,2	3,1
7	21	1,9	1,7	1,0	1,8	1,9	2,1	2,6	2,3	2,3	2,1
8	22	1,7	1,7	1,7	1,5	1,5	1,5	1,6	1,8	1,8	1,7
9	23	1,0	1,2	1,2	0,9	1,1	1,0	0,9	1,1	1,0	1,1
10	24	0,96	1,1	1,0	0,98	1,0	1,0	0,95	0,91	0,98	1,0

**Таблица 2. Содержание основных компонентов – стабилизаторов пены – смол, асфальтенов и парафинов**

Наименование нефтей	Место и дата отбора	Химический состав, %				Плотн. г/см <sup>3</sup>	Вязкость
		смолы	Асфальт	Парафин	сера		
Месторождение Узень	Общий коллектор сбора нефти в ЦППН (до подачи реагента – деэмульгатора) 1.10.2009	14,0	3,15	18,2	0,18	0,85	У <sup>50</sup> =13-15 сст
Месторождение Жетыбай	1.10.2009	9,19	2,15	20,68	0,19	0,85	У <sup>50</sup> =13-15 сст

Из этих данных следует, что только нефть месторождения Жетыбай склонна к пенообразованию. Одновременно с определением пенообразующей способности нефтей определяли содержание основных компонентов – стабилизаторов пены – смол, асфальтенов и парафинов.

Результаты исследований представлены в табл. 2.

Предполагается, что устойчивость пенного состояния нефтей зависит от их состава. Как известно высокомолекулярные коллоидно-диспергированные вещества, например, смолы, асфальтены, парафины и порфирины относятся к числу сильных пенообразователей [4].

Однако зависимость между пенообразующей способностью и содержанием высокомолекулярных компонентов пен исследуемых нефтей не установлена. Содержание асфальтено – смолистых веществ в нефтях указанных месторождений, примерно, одинаковое. Нефти Узени и Жетыбая отличаются повышенным содержанием парафинов.

Вероятно пенообразующая способность определяется не только количественным содержанием парафино – асфальто – смолистых веществ, но и степенью дисперсности этих высокомолекулярных компонентов.

Склонность жетыбайских нефтей к пенообразованию является одним из основных свойств нефти, которое должно учитываться при составлении проекта обустройства месторождения.

#### **Литература:**

1. Джимбаева К.И., Лалазарян Н.В. Сбор и подготовка скважинной продукции на нефтяных месторождениях // Алматы 2000.

2. Ручкин Р.М., Мансуров Р.И., Позднышев Г.А. Определение степени разрушения водонефтяных эмульсий в технологической схеме установки подготовки нефти // “Нефтепромысловое дело” № 8, 24, 2005.
3. Тронов В.П., Хамидуллин Ф.Ф., Сучков Б.М., Саттаров У.Г. О совмещении процесса предварительного сброса пластовой воды с первой ступенью обезвоживания нефти // “Нефтепромысловое дело” № 5, 45, 2005.
4. Алсынбаева Ф.Л., Смирнов Ю.С., Фазлуртдинов К.С., Густав Б.М., Рыгалов В.А. О повышении эффективности работы установки подготовки нефти // “Нефтепромысловое дело” № 5, 43, 2007.