

УДК 665.7.035.2

## ВЫБОР ТЕХНОЛОГИЧЕСКОГО РЕЖИМА СНИЖЕНИЯ СОЛЕЙ И ВОДЫ В ТОВАРНОЙ НЕФТИ ОРЕНБУРГСКОГО И КОПАНСКОГО НЕФТЕГАЗОКОНДЕНСАТНЫХ МЕСТОРОЖДЕНИЙ НА ОСНОВЕ АНАЛИЗА ПОКАЗАТЕЛЕЙ РАБОТЫ ТЕХНОЛОГИЧЕСКОЙ СХЕМЫ

<sup>1</sup>Курякова Т.А., <sup>2</sup>Межуева Л.В., <sup>2</sup>Быков А.В.

<sup>1</sup>Филиал ФГБОУ ВО «Российский государственный университет нефти и газа (национальный исследовательский университет) имени И.М. Губкина», Оренбург, e-mail: tany\_kur1975@mail.ru;

<sup>2</sup>ФГБОУ ВО «Оренбургский государственный университет», Оренбург, e-mail: larisam57@mail.ru, artem19782@yandex.ru

При движении по скважинам нефть весьма интенсивно перемешивается с пластовой водой. При работах скважин нефть тесно соприкасается с водой. В этих случаях часто и образуются стойкие нефтяные эмульсии. Для улучшения условий деэмульсации нефти необходим определенный подбор реагентов, их дозировка и оптимальный температурный режим. Установка подготовки и перекачки жидких углеводородов всей добываемой нефти обрабатывается на автоматизированных блочных термохимических установках. Основным элементом таких технологий является разрушение эмульсий воды в нефти при помощи химических реагентов – деэмульгаторов, нагревание, слияние капель диспергированной в нефти воды и осаждение укрупнившихся капель. Выбор деэмульгаторов в каждом конкретном случае производится на основе специальных лабораторных и промышленных исследований. Проведен анализ показателей работы 4-й технологической линии УКПГ-10, на которой осуществляется подготовка сырой нефти Ассельской залежи Оренбургского газоконденсатного месторождения и смеси нефтей Копанского НКМ. Также были проведены лабораторные отборочные испытания деэмульгаторов и промышленные испытания опытных партий деэмульгаторов «Геркулес 2134» и «Геркулес 2601». Испытания эффективности образцов деэмульгаторов проводились на свежих образцах нефтяных эмульсий Ассельской нефти, Копанского газоконденсата и смеси, отобранных с УКПГ-10 (С-203 и С-402Н). Испытания осуществляли в статических условиях при термохимическом разрушении водонефтяных эмульсий по известной методике «бутылочный тест».

**Ключевые слова:** товарная нефть, пластовая вода, деэмульгаторы, эмульсия, газоконденсат, бутылочный тест

## SELECTION OF TECHNOLOGICAL MODES TO REDUCE SALTS AND WATER IN THE PRODUCT OIL OF ORENBURG AND KOPANSK OIL-GAS CONDENSATE FIELDS BASED ON THE ANALYSIS OF THE PERFORMANCE OF THE TECHNOLOGICAL SCHEME

<sup>1</sup>Kuryakova T.A., <sup>2</sup>Mezhueva L.V., <sup>2</sup>Bykov A.V.

<sup>1</sup>Orenburg branch of the Russian State University of Oil and Gas named after I.M. Gubkin, Orenburg, e-mail: tany\_kur1975@mail.ru;

<sup>2</sup>Orenburg State University, Orenburg, e-mail: larisam57@mail.ru, artem19782@yandex.ru

During transporting in wells, oil gets very intensively mixed with brine water. During well handling, oil closely contacts with the water. Persistent oil emulsions often form in these cases. To improve oil de-emulsification, one needs to choose particular reagents and their dosage, and optimal temperature regime. Installation of preparation and pumping of liquid hydrocarbons from production oil is processed in automated modular thermochemical devices. The main element of such technologies is breaking water-in-oil emulsions by using chemical reagents – demulsifiers, heating, coalescence of water drops dispersed in oil, and sedimentation of the coalesced drops. Selection of demulsifiers in each case is based on special laboratory and field studies. There was carried out the performance analysis of the 4-th technological line of Gas Processing Facility-10, which prepares crude oil from Assel deposits of the Orenburg gas condensate field and mix oils from Kopansk OGCF. There were also held laboratory qualifying tests of demulsifiers and industrial tests of experimental batches of demulsifiers «Hercules 2134» and «Hercules 2601». Testing the effectiveness of samples was carried out on fresh samples of oil emulsions of Assel oil, Kopansk gas condensate, and mix oils, produced from GPF-10 (C-203 and C-402H). Tests were carried out under static conditions with thermochemical water-oil emulsions breaking down by «the bottle roll test» technique.

**Keywords:** product oil, brine water, demulsifiers, emulsion, oil-gas condensate, bottle roll test

Присутствие воды в нефти приводит к значительному увеличению расхода тепла на нагрев нефти при ее переработке, появлению большого количества водяных паров в аппаратах, что приводит к резкому повышению давления в системе и нарушениям технологического режима, механическим повреждениям и разрывам.

Вместе с водой в нефть попадают растворенные в ней соли.

В задачу промысловой подготовки нефти входит отделение от нефти основной части этих примесей и доведение ее качества по содержанию примесей до требований ГОСТ на нефть, готовую к переработке.

Основным осложняющим фактором при подготовке нефти месторождений является повышенное содержание в пластовой и соответственно в подтоварной воде хлористых солей (до 300 г/л). Следовательно, процесс подготовки нефти до товарных кондиций должен предусматривать глубокое обезвоживание и глубокое обессоливание, что является актуальным.

Цель исследования: повышение качества подготовки сырой нефти на 4-й технологической линии на УКПГ-10 путем снижения содержания солей и воды.

#### Материалы и методы исследования

Вода в нефтях и нефтепродуктах может находиться в растворенном состоянии либо в виде эмульсии. Различают качественные и количественные методы определения содержания воды в нефтях и нефтепродуктах [1].

Качественными методами являются пробы на прозрачность, потрескивание, реактивную бумажку [2].

К количественным методам относятся химическое определение растворенной воды (гидрид-кальциевый метод), а также широко распространенный метод отгонки воды в присутствии растворителя [3].

Сущность последнего метода (ГОСТ 2477-2014) заключается в отгонке воды и растворителя от нефти с последующим их разделением в градуированном приемнике на два слоя. Растворитель, в качестве которого применяется бензин, вводится в испытуемый продукт для устранения толчков и вспенивания, сопровождающих кипение нефти, содержащей воду [4].

Анализируемую пробу испытуемого продукта перемешивают в течение 5 мин. В сухую и чистую колбу отвешивают с точностью до 0,1 г около 100 г испытуемого продукта, приливают 100 мл легкого бензина и перемешивают.

Собирают прибор, пускают воду в холодильник и начинают нагревание колбы горелкой снизу через асбестовую сетку. Нагрев регулируют таким образом, чтобы в приемник-ловушку из холодильника стекали 2–4 капли в секунду. Выделившиеся пары нефти и воды конденсируются в холодильнике и собираются в приемнике-ловушке, где за счет разности плотностей вода образует нижний слой [5–6].

Когда количество воды в ловушке перестанет увеличиваться и верхний слой растворителя станет прозрачным, перегонку прекращают. После этого замеряют объем нижнего водного слоя в ловушке. В качестве испытуемой нефти взяли Ассельскую

нефть Оренбургского нефтегазоконденсатного месторождения.

Содержание воды (в % мас.) вычисляют по формуле

$$X = [V \times \rho / G] \times 100,$$

где X – 2,2 % масс. содержание воды в нефти, % мас.;

V – 220 см<sup>3</sup> объем воды в ловушке, см<sup>3</sup>;

$\rho$  – 1000 г/см<sup>3</sup> плотность воды при температуре определения, г/м<sup>3</sup>;

G – 100 г масса навески испытуемой нефти, г.

Время перегонки: 62 минуты.

При добавлении деэмульгатора «Геркулес 2134» выделилось большее количество воды (3,4 % мас.), время перегонки: 20 мин. Расход деэмульгатора: 0,03 г/кг нефти.

#### Результаты исследования и их обсуждение

Результаты испытаний образцов деэмульгаторов при разрушении модельных эмульсий смеси Ассельской и Копанской нефтей приведены в табл. 1. По результатам отборочных испытаний при низких температурах, моделирующих наиболее жесткие зимние условия подготовки нефтей на УКПГ-10, выбраны 2 лучших образца деэмульгаторов: ARF-6 («Геркулес 2134») и 98-005 («Геркулес 2601»), превосходящих по эффективности применявшийся в то время деэмульгатор дипроксамин 157-65М [7–8].

Эффективность рекомендованных образцов деэмульгаторов «Геркулес 2134» и «Геркулес-2601» была подтверждена опытно-промышленными пробегами на УКПГ-10. Результаты опытно-промышленных испытаний деэмульгаторов на УКПГ-10 приведены в табл. 2 и 3.

Таким образом, на основании анализа работ на 4-й технологической линии УКПГ-10 были выбраны оптимальные условия ведения процесса для подготовки Ассельской и Копанской нефтей и Копанского газоконденсата.

Сводные данные по результатам испытаний и выбранным условиям процесса приведены в табл. 4.

Результат испытуемых образцов деэмульгаторов, которые при применяющейся на установке подготовки нефти технологии обеспечивали бы лучшие результаты по разрушению водонефтяных эмульсий и были бы экономически эффективными.

Для сравнительных испытаний применялись следующие деэмульгаторы: Дипроксамин 157-65М, «Геркулес 2134», «Геркулес 2601».

Результаты лабораторных сравнительных испытаний деэмульгаторов приведены в табл. 5.

**Таблица 1**  
**Результаты лабораторных испытаний образцов деэмульгаторов при разрушении модельных эмульсий смеси Ассельской и Копанской нефтей**

№ п/п	Образец деэмульгатора	Расход г/т	Термоотстой при 5(2)°С (1 этап)		Термоотстой при 20°С (2 этап)							Центрифугирование декантиров. воды			
			Температура, °С	Объем выделившейся из эмульсии воды (% об), через:							Объем выделившейся из эмульсии воды (% об) через:		Эмульсии	Вода	Всего
				10 мин	20 мин	30 мин	45 мин	60 мин	10 мин	20 мин	30 мин	10 мин			
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15	
1. Смесь нефтей + 20% пластовой воды															
1	Контрольный опыт (без деэмульг.)	0	5	0	0	сл.	сл.	–	–	сл.	–	–	15	5	20
2	Дипроксамин 157-65М	20	5	сл.	1	3	5	–	–	8	–	–	4,5	5,5	10
3	СВ 682	20	5	3	5	5	9	–	–	10	–	–	3,5	5,5	9
4	СВ 682А	20	5	2	3	5	7	–	–	9	–	–	2,8	2,2	5
5	45-39-2	20	5	сл.	2	4	5	–	–	9	–	–	–	–	–
6	45-39-3	20	5	сл.	сл.	2	4	–	–	8	–	–	–	–	–
7	АРФ 8	20	5	5	7	9	10	–	–	13	–	–	3	2	5
8	АРФ 9	20	5	4	8	10	10	–	–	14	–	–	1,8	1	2,8
9	АРФ 11	20	5	сл.	2	5	8	–	–	10	–	–	–	–	–
10	АРФ 4	20	5	1	3	6	9	–	–	10	–	–	–	–	–
11	АР 3	20	5	сл.	5	9	9	–	–	12	–	–	0,5	5	5,5
12	СР 2121	20	5	сл.	сл.	4	5	–	–	9	–	–	–	–	–
13	СР 2140	20	5	1	3	3	5	–	–	8	–	–	–	–	–
14	СР 2159	20	5	сл.	сл.	3	4	–	–	7	–	–	–	–	–
15	СР 2127	20	5	2	4	6	8	–	–	10	–	–	–	–	–
16	СР 2135	20	5	сл.	1	3	7	–	–	9	–	–	–	–	–
17	98-001	20	5	сл.	3	3	6	–	–	9	–	–	–	–	–
18	АРФ 6	20	5	58	8	10	10	–	–	13	–	–	0,2	4,8	5

		Окончание табл. 1														
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15		
		2. Смесь нефтей + 25% пластовой воды														
19	Контрольный опыт (без дезмульг.)	0	5	сл.	-	сл	-	1	-	25	-	22	3	25		
20	Дипроксамин 157-65М	20	5	5	-	6	-	8	-	25	-					
21	AR	20	5	0	-	0	-	0	-	25	-					
22	AR	20	5	2	-	4	-	5	-	25	-					
23	AR	20	5	6	-	10	-	15	-	25	-					
24	AR	20	5	8	-	10	-	16	-	25	-					
25	98-002	20	5	1	-	1	-	1	-	25	-					
26	98-003	20	5	1	-	1	-	1	-	25	-					
27	98-003	20	5	1	-	1	-	1	-	25	-					
28	ARF	20	5	8	-	13	-	18	-	25	-					
		3. Смесь нефтей + 25% пластовой воды														
29	Контрольный опыт (без дезмульгатора)	0	2	0	0	0	-	0	3	17	-					
30	Дипроксамин 157-65М	20	2	3	5	7	-	10	22	25	-	0,6	0,3	0,9		
31	ARF 6	20	2	10	12	15	-	17	25	25	-	0,3	0,2	0,5		
32	AR 6	20	2	5	8	11	-	13	23	25	-	0,6	1	1,6		
33	AR 8	20	2	8	11	13	-	15	22	25	-	0,6	0,8	1,4		
34	AR 3	20	2	3	7	7	-	12	22	25	-	0,7	0,7	1,4		
35	ARF 9	20	2	1	2	3	-	8	20	25	-	0,8	0,8	1,6		
36	ARF 8	20	2	сл	3	7	-	10	22	25	-					
37	CB 682	20	2	9	11	15	-	15	23	25	-	0,6	0,7	1,3		
38	98-005	20	2	10	12	15	-	16	22	25	-	0,2	0,4	0,6		
		4. Смесь газоконденсатов и нефтей, поступающих ДКС-1 +25% пластовой воды														
39	Контрольный опыт (без дезмульг.)	0	2	2	2	4	-	6	20	25	25	-				
40	Дипроксамин 157-65М	20	2	10	12	1	-	20	20	25	25	-				
41	ARF6	20	2	20	25	25	-	25	20	25	25	-				

Таблица 2

Сравнительные усредненные результаты подготовки газоконденсата во время промышленных испытаний опытной партии деэмульгатора «Геркулес 2601» на УКПГ-10

Тип деэмульгатора	Расход деэмульгатора	Содержание свободной воды в газоконденсате после 1-й ступени (С-203), % мас.	Содержание эмульгированной воды в газоконденсате после 1-й ступени (С-203), % мас.	Содержание хлоридов в газоконденсате после 1-й ступени (С-203), мг/л	Содержание свободной воды в газоконденсате после 2-й ступени (С-203), % мас.	Содержание эмульгированной воды в газоконденсате после 2-й ступени (С-203), % мас.	Содержание хлоридов в газоконденсате после 2-й ступени (С-203), мг/л
Без деэмульгатора	0				0,7	0,27	1263
Геркулес 2601	50,5	отс.	0,21	628	0,09	0,07	378

Таблица 3

Сравнительные усредненные результаты промышленных испытаний опытной партий деэмульгатора «Геркулес 2601»

Наименование деэмульгатора	Расход деэмульгатора, г/т	Содержание свободной воды в газоконденсате % мас.	Содержание эмульсионной воды в газоконденсате % мас.	Содержание хлоридов в газоконденсате мг/л
Без деэмульгатора	0	0,74	0,36	1263
Геркулес 2601	50,5	0,4	0,06	231,4

Таблица 4

Сводные данные по выбору условий подготовки нефти на УКПГ-10

Показатели	Ед. измерения	I полулиния	II полулиния
Сырье:		Ассельская нефть	Копанская нефть в смеси с Копанским газоконденсатом и нефтью «Корбон Ойл»
Производительность	м <sup>3</sup> /сут	440	194
Давление	МПа	2,0	2,0
Температура	°С		
I ступень		10 (С-402Н)	10 (С-403)
II ступень		30 (В-408В)	55 (В-408А)
Время отстоя	мин		
I ступень		7	112
II ступень		18	107
Тип деэмульгатора		Геркулес 2134	Геркулес 2134
Расход деэмульгатора	мг/т нефти	30–50	30–50

Таблица 5

Результаты лабораторных сравнительных испытаний деэмульгаторов

Образец деэмульгатора	Объем выделившейся воды (% об) через (мин):			Остаточное содержание воды, % об.
	10	30	45	
Без деэмульгатора	0	Сл.	Сл.	5
Дипроксамин 157-65М	Сл.	1	1,5	3,5
«Геркулес 2601»	1,5	3	4,2	0,8
«Геркулес 2134»	2	3,5	4,8	0,2

Таблица 6

Расход деэмульгатора и промывной воды на технологические нужды процессов подготовки нефти на УКПГ-10

Реагент	Точка подачи	Расход	
		min	max
Деэмульгатор типа «Геркулес»	В сырье перед подачей промывной воды С-402 С-403	30 г/т 30 г/т	50 г/т 50 г/т
Промывная вода, % об. на сырье	Перед смесительным комплексом СК-1, СК-2	3	6

По результатам сравнительных испытаний деэмульгаторов можно сделать выводы, что наиболее эффективным является «Геркулес 2134».

Проведенные на ДКС-1 и УКПГ-10 опытно-промышленные испытания показали, что применение новых высокоэффективных нефтерастворимых деэмульгаторов обеспечивает более глубокое обезвоживание и обессоливание газоконденсата и нефтей, чем без применения деэмульгатора. Рекомендуемый расход для деэмульгатора «Геркулес 2601» 30–50 г/т (табл. 5). Однако следует отметить, что данные обследований и анализа работы УКПГ-10 показали, что для обеспечения требуемой глубины обезвоживания и обессоливания газоконденсата и нефти недостаточно применения только деэмульгаторов, даже высокоэффективных, а необходимо совершенствование технологии подготовки (повышение температуры, увеличение времени отстоя, промывка пресной водой), особенно при подготовке смеси нефтей Копанской залежи, отличающейся высоким содержанием хлористых солей, эмульгированной воды, мех. примесей, асфальтосмолистых веществ, парафинов и высокой вязкостью.

Обезвоживание нефти и конденсата до остаточного содержания воды в среднем до 0,5% приводит к соответственному снижению уровня хлоридов до 700–800 мг/л в среднем (учитывая, что соленость пластовой воды составляет в среднем 150000 мг/л в пересчете на NaCl и отсутствуют кристаллические соли).

Как показывают исследования, без промывки сырья пресной водой можно было бы обойтись, но при условии, что соленость пластовой воды не должна превышать 75000–80000 мг/л.

Согласно результатам испытаний для обеспечения требуемого качества подготовки нефти (не выше 400 мг/л) на 4-й технологической линии УКПГ-10 необходимо 2-кратное (теоретически) разбавление пресной водой пластовой воды. Практически 3–4-кратное. Таким образом, требуется подача на промывку сырья 3–6% об. пресной воды (табл. 6).

На основании анализа реконструкции нефтяных технологических линий УКПГ-10 для раздельной подготовки нефтей Ассельской залежи ОГКМ и КоНГКМ для отмыва солей должна подаваться пресная вода в количестве 5,5% от объема поступающего сырья. Подача воды запроектирована самостоятельными потоками в технологическую линию Ассельской и Копанской нефти.

Расчетный расход воды в Ассельскую технологическую линию составляет 1,12 м<sup>3</sup>/час, рабочее давление в нагнетательной линии – 3,0 МПа.

Расчетный расход промывной воды для подачи в Копанскую нефть составляет 0,6 м<sup>3</sup>/час, давление на нагнетании – 2,5 МПа.

### Заключение

Таким образом, при выбранном режиме раздельного обессоливания и обезвоживания Ассельской и Копанской нефтей с использованием деэмульгатора «Геркулес 2134» гарантированно обеспечивается качество товарной нефти в соответствии с техническими условиями.

### Список литературы

1. Ахметов С.А. Технология глубокой переработки нефти и газа. Уфа: Гилем, 2002. 672 с.
2. Никитин В.И., Донсков К.В., Молчанова З.В. Подготовка конденсата на промысле и ЭЛОУ Оренбургского ГПЗ // Газовая промышленность. 2001. № 6. С. 41–42.
3. Рудненко С.В., Хуторянский Ф.М., Капустин В.М. Исследования на пилотной ЭЛОУ по глубокому обессоливанию газовых конденсатов и нефтей Оренбургских месторождений // Переработка нефти. 2010. № 11. С. 3–9.
4. Румянцев А.И., Иванов В.В. Экспериментальные микроволновые установки непрерывного действия // Нефтепереработка и нефтехимия. 2009. № 10. С. 42–44.
5. Кириллова Л.Б., Пивоварова Н.А., Власова Г.В. Исследование влияния параметров волновой обработки и активирующих добавок на размер частиц дисперсной фазы парафиновых нефтей // Переработка нефти. 2011. № 1. С. 13–16.
6. Малзрыкова Е.В., Хуторянский Ф.М., Капустин В.М., Антоненко Т.А. Разработка высокоэффективного деэмульгатора на основе оксигетилированных алкилфенолформальдегидных смол для подготовки нефти на ЭЛОУ НПЗ // Нефтепереработка и нефтехимия. 2011. № 11. С. 3–11.
7. Хаджиев С.Н., Герзелиев И.М., Капустин В.М., Кадиев Х.М., Дементьев К.И., Пахманова О.А. Каталитический крекинг в составе современных комплексов глубокой переработки нефти // Нефтехимия. 2011. Т. 51. № 1. С. 33–39.
8. Маркова Н.А., Колесниченко Н.В., Ионин Д.А., Букина З.М., Кулумбеков Р.В., Хаджиев С.Н. Переработка попутных нефтяных газов в моторные топлива // Экологический вестник России. 2012. № 1. С. 28–30.