

УДК 622.276.7

**А.В. Бондаренко**<sup>1</sup>, e-mail: a.v\_bondarenko@mail.ru; **Ш.Р. Исламов**<sup>1</sup>, e-mail: islamov\_shr@mail.ru;

**Д.В. Мардашов**<sup>1</sup>, e-mail: Mardashov\_DV@pers.spmi.ru

<sup>1</sup> Федеральное государственное бюджетное образовательное учреждение высшего образования «Санкт-Петербургский горный университет» (Санкт-Петербург, Россия).

## Комплексная методика исследований по разработке эмульсионных блокирующих составов для глушения добывающих скважин

В статье представлена разработанная авторами комплексная методика исследования эмульсионных блокирующих составов для глушения добывающих скважин. Методика позволяет обосновать выбор реагентов для применения в условиях нефтегазоконденсатных месторождений, характеризующихся наличием порового типа коллектора, высокого газового фактора, подстилающей воды и трещин, созданных путем проведения гидроразрыва пласта. Для приготовления и изучения свойств обратных эмульсий использованы 23 эмульгатора различных марок и производителей. С помощью изучения межфазного натяжения на границе раздела фаз и оценки термостабильности при пластовой температуре 61 °С исследовано изменение термостабильности и агрегативной устойчивости эмульсий в зависимости от марки и концентрации эмульгаторов. На основании результатов проведенных экспериментов в сочетании с изучением реологических свойств полученных эмульсий выявлены наиболее эффективные эмульгаторы и определена их минимальная рабочая концентрация в конечном растворе, составившая для всех изученных образцов 1,5 % масс. Подобрано оптимальное соотношение исходных реагентов (нефть, водная фаза, эмульгатор) для получения составов, стабильных в течение не менее 6 сут, – установлено, что долевое соотношение водной и углеводородной фаз должно находиться в диапазоне 80/20–90/10 % масс., причем изменение соотношения можно использовать в целях регулирования уровня вязкости эмульсионного состава.

**Ключевые слова:** эмульгатор, блокирующий состав, глушение скважин, высокий газовый фактор, поровый тип коллектора.

.....

**A.V. Bondarenko**<sup>1</sup>, e-mail: a.v\_bondarenko@mail.ru; **Sh.R. Islamov**<sup>1</sup>, e-mail: islamov\_shr@mail.ru;

**D.V. Mardashov**<sup>1</sup>, e-mail: Mardashov\_DV@pers.spmi.ru

<sup>1</sup> Saint Petersburg Mining University (Saint Petersburg, Russia).

## Complex Algorithm for Developing Effective Well-Killing Fluids for Production Wells

The article presents the integrated research technique developed by the authors to test emulsion blocking mixtures for killing of producing wells. The technique allows to justify the selection of reagents to be applied in the conditions of oil and gas-condensate fields characterized by the presence of porous reservoirs, high gas-oil ratio (HGOR), underlying water and fractures created by hydrofrac operations. To prepare and examine the properties of invert emulsions (Premuls) 23 emulsifying agents of different grades and producers have been used. By studying interfacial tension and estimation of thermal stability at the formation temperature of 61 °C, the changes in thermal stability and unitized emulsion stability depending on grades and concentration of emulsifying agents have been investigated. On the basis of the data from the tests conducted in combination with the study of rheological properties of the resulted emulsions the most effective emulsifiers have been identified, their minimum work concentration in the end solution being determined as 1.5 % mass. for all samples tested. An optimal relation of initial reagents (oil, aqueous phase, emulsifier) to produce the emulsions being stable within 6 days as minimum has been identified – it was proved that aqueous and hydrocarbon phase relationship is to be in the range of 80/20–90/10 % mass., the relationship changes being usable to control the level of emulsion viscosity.

**Keywords:** emulsifier, blocking composition, well-killing operation, high gas factor, porous collector.

Подбор составов для глушения в заданных условиях на сегодняшний день является актуальной задачей. Оптимально подобранные составы должны обеспечивать безопасные условия работы в стволе скважины за счет предотвращения выброса пластового флюида и не оказывать отрицательного воздействия на фильтрационные характеристики призабойной зоны пласта (ПЗП) [1, 2]. Из числа имеющихся разработок наибольший интерес представляют инвертно-эмульсионные растворы (ИЭР), в состав которых входят углеводородная дисперсионная среда (например, дизельное топливо, нефть, конденсат), дисперсная фаза (пресная или минерализованная вода или водный раствор солей), а также стабилизирующая добавка – эмульгатор. Свойства эмульсии (плотность, вязкость, время жизни) во многом зависят от соотношения компонентов и плотности водной фазы [3]. Агрегативная устойчивость эмульсий достигается путем введения в исходный состав достаточного количества эмульгатора. При этом концентрация эмульгатора в конечном растворе должна быть минимальной, что объясняется удорожанием технологии глушения скважин [4].

Всестороннее тестирование при разработке ИЭР для использования в качестве жидкости глушения скважин (ЖГС) должно стать обязательным этапом внедрения новых технологий глушения [5], тем более что правильный подбор ИЭР для заданных условий позволяет предотвратить поглощение ЖГС в пласте и не допустить прорывов газа, тем самым сократив объемы долива жидкости и продолжительность глушения скважин, а также минимизировать загрязнение коллектора. Все это в конечном счете позволяет значительно снизить затраты на проведение подземного ремонта скважин [6].

Комплексное тестирование особенно актуально при разработке ИЭР для глушения добывающих скважин нефтегазоконденсатных месторождений (НГКМ)

России, характеризующихся совокупностью таких условий, как:

- поровый тип коллектора;
- высокий газовый фактор;
- наличие подстилающей воды;
- открытый и протяженный горизонтальный участок ствола скважины;
- проведение многостадийного гидро-разрыва пласта (МГРП).

Сочетание перечисленных условий требует закачки больших объемов ЖГС, что приводит к удорожанию операции глушения при подземном ремонте скважин. В статье представлена разработанная авторами комплексная методика исследований эмульсионных блокирующих составов для глушения добывающих скважин в заданных условиях. Методика позволяет обосновать выбор реагентов, показавших наилучшие результаты, и рекомендовать их для дальнейших исследований. Суть экспериментов заключалась в определении оптимального соотношения исходных реагентов (углеводородная (УВ) фаза, водная фаза, эмульгатор).

В ходе исследований для приготовления эмульсионных составов в качестве дисперсионной среды использовалась нефть НГКМ, водной (дисперсной) фазой служил водный раствор хлорида кальция  $\text{CaCl}_2$  плотностью  $1140 \text{ кг/м}^3$ . Стоит отметить, что значение плотности водной фазы можно изменять в зависимости от необходимой величины забойного давления и требуемой вязкости ИЭР. Всего в исследованиях использовалось 23 эмульгатора различных марок и производителей, условно обозначенных как Э-01...Э-23.

#### **ПОДБОР ТИПА И ОПТИМАЛЬНОЙ КОНЦЕНТРАЦИИ РЕАГЕНТА-ЭМУЛЬГАТОРА**

##### **Определение межфазного натяжения на границе «нефть с эмульгатором – водный раствор $\text{CaCl}_2$ »**

Зависимость межфазного натяжения на границе «нефть с эмульгатором – водный раствор  $\text{CaCl}_2$ » от концентрации

и типа эмульгатора определялась с помощью тензиометра [7].

Водный раствор  $\text{CaCl}_2$  плотностью  $1140 \text{ кг/м}^3$  наливался в стандартную мерную кювету общим объемом  $25 \text{ см}^3$ . В нефть НГКМ дозировался эмульгатор в массовых концентрациях 0,05; 0,1 и 0,5 %. Подготовленный раствор нефти с эмульгатором набирался в шприц и выдавливался в кювету с водным раствором  $\text{CaCl}_2$  с образованием всплывающих капель. Процесс вытеснения фиксировался на видео, впоследствии видеофайл анализировался с помощью программного комплекса (табл. 1).

В результате измерения межфазного натяжения на границе «нефть с эмульгатором – водный раствор  $\text{CaCl}_2$ » было отобрано шесть наиболее эффективных (по наиболее низким значениям межфазного натяжения при концентрации 0,5 % масс.) эмульгаторов: Э-09, Э-11, Э-14, Э-15, Э-18 и Э-23. В сравнении с другими типами эмульгаторов их применение при прочих равных условиях будет способствовать созданию эмульсии с большей термостабильностью и агрегативной устойчивостью, поскольку низкое межфазное натяжение на границе раздела фаз является одним из важнейших условий получения стабильной эмульсии. Кроме того, поверхностная активность эмульгаторов влияет на сохранение фильтрационных свойств ПЗП и сокращение срока освоения и вывода скважин на режим эксплуатации после проведения подземного ремонта.

##### **Оценка термостабильности эмульсионных составов**

Со всеми шестью эмульгаторами были приготовлены эмульсионные составы (соотношение водной и УВ-фаз – 80 к 20 %; концентрация эмульгатора – 0,5 % масс.). Долевое соотношение фаз в эмульсии подобрано опытным путем только для проведения сравнительного анализа в рамках описанных исследований.

Приготовленные растворы помещали в термостат с установленной пласто-

Для цитирования (for citation):

Бондаренко А.В., Исламов Ш.Р., Мардашов Д.В. Комплексная методика исследований по разработке эмульсионных блокирующих составов для глушения добывающих скважин // Территория «НЕФТЕГАЗ». 2018. № 10. С. 42–49.

Bondarenko A.V., Islamov Sh.R., Mardashov D.V. Complex Algorithm for Developing Effective Well-Killing Fluids for Production Wells. Territorija «NEFTEGAS» = Oil and Gas Territory, 2018, No. 10, P. 42–49. (In Russ.)

Таблица 1. Результаты измерения межфазного натяжения на границе «нефть с эмульгатором – водный раствор CaCl<sub>2</sub>» в зависимости от концентраций эмульгатора в нефти  
 Table 1. The test results of interfacial tension at the interface “oil with emulsifying agent – CaCl<sub>2</sub> water solution” depending on the emulsifier concentration in oil

№ п/п No.	Шифр эмульгатора Emulsifier number	Межфазное натяжение, мН/м Interfacial tension, mN/m			Плотность нефти, кг/м <sup>3</sup> Oil density, kg/m <sup>3</sup>	Плотность CaCl <sub>2</sub> , кг/м <sup>3</sup> CaCl <sub>2</sub> density, kg/m <sup>3</sup>
		Концентрация эмульгатора, % масс. Emulsifier concentration, % mass.				
		0,05	0,1	0,5		
1	Нефть Oil	28,55			844	1140
2	Э-01 E-01	13,39	9,59	1,16		
3	Э-02 E-02	11,13	8,82	3,78		
4	Э-03 E-03	24,69	17,29	12,21		
5	Э-04 E-04	14,5	3,23	3,34		
6	Э-05 E-05	12,71	11,35	7,63		
7	Э-06 E-06	17,55	12,6	4,46		
8	Э-07 E-07	18,64	14,84	4,5		
9	Э-08 E-08	26,51	22,2	17,82		
10	Э-09 E-09	11,9	7,0	0,737		
11	Э-10 E-10	24,3	18,74	12,41		
12	Э-11 E-11	11,37	7,24	0,845		
13	Э-12 E-12	16,21	10,38	1,63		
14	Э-13 E-13	18,94	14,79	6,35		
15	Э-14 E-14	13,05	7,97	0,612		
16	Э-15 E-15	10,92	5,63	0,774		
17	Э-16 E-16	15,05	9,38	1,52		
18	Э-17 E-17	14,63	12,41	8,49		
19	Э-18 E-18	8,67	4,75	0,477		
20	Э-19 E-19	24,33	22,37	15,41		
21	Э-20 E-20	16,09	13,36	5,52		
22	Э-21 E-21	21,27	16,08	7,36		
23	Э-22 E-22	17,52	15,3	6,83		
24	Э-23 E-23	9,29	7,38	0,653		

вой температурой 61 °С и выдерживали в течение 6 сут (среднее время проведения подземного ремонта скважин). Через каждые 24 ч визуально оценивались состояние эмульсионного раствора и количество выделившейся водной фазы. Если величина слоя выделившейся водной фазы равна нулю, эмульсионный раствор считается стабильным. При высоких температурах допускается небольшое выделение УВ-фазы (верхний темный слой), которая легко удаляется простым встряхиванием или перемешиванием состава. Результаты оценки термостабильности эмульсионных составов представлены в табл. 2.

### Определение эффективной вязкости эмульсионных составов

В рамках экспериментов по принципу, описанному в разделе «Оценка термостабильности эмульсионных составов», готовились эмульсионные составы с эмульгаторами Э-11, Э-14, Э-15, Э-18 и Э-23, отобранными по результатам исследования межфазного натяжения на границе «нефть с эмульгатором – водный раствор CaCl<sub>2</sub>» и термостабильности ИЭР.

Определение эффективной вязкости осуществлялось с использованием ротационного автоматизированного вискозиметра согласно [8]. Эксперимент проводился при температуре 20 °С в целях качественного сравнения рассматриваемых ЖГС при прокачке их насосным агрегатом на устье скважины.

В режиме контролируемой скорости сдвига (CR test – Controlled Rate Test) производились замеры, на основании которых строилась реологическая кривая. Суть исследований заключалась в установлении зависимости напряжения сдвига от скорости сдвига при постепенном увеличении последнего параметра с 0 до 300 с<sup>-1</sup> (кривая течения жидкости).

В рамках анализа полученных кривых течений ИЭР, приготовленных с использованием указанных эмульгаторов, определялась зависимость эффективной вязкости от числа оборотов, и из этой зависимости находилось значение вязкости при 300 об/мин (табл. 3).

Таблица 2. Результаты исследования термостабильности эмульсионных составов при 61 °С

Table 2. The test results of thermal stability for emulsion mixtures at 61 °C

№ п/п No.	Шифр эмульгатора Emulsifier number	Термостабильность в течение 6 сут 6 days of thermal stability
1	Э-09 E-09	Не стабилен Unstable
2	Э-11 E-11	Стабилен Stable
3	Э-14 E-14	Стабилен Stable
4	Э-15 E-15	Стабилен Stable
5	Э-18 E-18	Стабилен Stable
6	Э-23 E-23	Стабилен Stable

Таблица 3. Сводная таблица комплексного исследования инвертно-эмульсионных составов, отобранных по результатам измерения межфазного натяжения на границе «нефть с эмульгатором – водный раствор CaCl<sub>2</sub>»Table 3. The summary table of the integrated research for Premuls, selected on the basis of test results of interfacial tension at "oil with emulsifying agent – CaCl<sub>2</sub> water solution" interface

№ п/п No.	Шифр эмульгатора Emulsifier number	Межфазное натяжение, мН/м Interfacial tension, mN/m			Термостабильность в течение 6 сут 6 days of thermal stability	Вязкость при 300 об/мин, мПа·с Viscosity at 300 rpm, mPa·s
		Концентрация эмульгатора, % масс. Emulsifier concentration, % mass.				
		0,05	0,1	0,5		
					61 °C	20 °C
1	Э-09 E-09	11,9	7,0	0,737	Не стабилен Unstable	–
2	Э-11 E-11	11,37	7,24	0,845	Стабилен Stable	173
3	Э-14 E-14	13,05	7,97	0,612	Стабилен Stable	250
4	Э-15 E-15	10,92	5,63	0,774	Стабилен Stable	283
5	Э-18 E-18	8,67	4,75	0,477	Стабилен Stable	234
6	Э-23 E-23	9,29	7,38	0,653	Стабилен Stable	258

Большее значение эффективной вязкости свидетельствует о лучшей газодерживающей способности состава, а также о снижении риска проникновения состава в ПЗП, поскольку с ростом эффективной вязкости повышается структурная прочность эмульсии [9, 10]. Таким образом, на основе дополнительных исследований на термостабильность эмульсионных составов при пластовой температуре, а также реологических исследований были выбраны эмульгаторы Э-14, Э-15 и Э-23. Эмульгатор Э-09 отсеян после исследования

на термостабильность (не стабилен), эмульгаторы Э-11 и Э-18 исключены по результатам реологических исследований (эффективная вязкость меньше, чем у других эмульгаторов) (табл. 3).

#### Определение зависимости межфазного натяжения на границе раздела фаз от концентрации эмульгатора в нефти

Далее было проведено исследование эмульгаторов Э-14, Э-15 и Э-23 на предмет выявления зависимости межфазного натяжения на границе «нефть

с эмульгатором – водный раствор CaCl<sub>2</sub> плотностью 1140 кг/м<sup>3</sup> при концентрации эмульгатора 0,05; 0,1; 0,5; 1,0; 2,0; 3,0; 5,0 % масс. Исходя из результатов данных исследований определялась оптимальная концентрация эмульгатора в эмульсии (табл. 4).

Эксперимент проводился согласно методике, описанной в разделе «Определение межфазного натяжения на границе «нефть с эмульгатором – водный раствор CaCl<sub>2</sub>».

Результаты показали, что оптимальная концентрация эмульгаторов Э-14, Э-15 и Э-23 составила 1,0 % масс. При этом у исследуемых эмульгаторов межфазное натяжение сначала снижается до минимального значения (критическая концентрация мицеллообразования (ККМ)), а затем при дальнейшем увеличении концентрации наблюдается рост межфазного натяжения. Это объясняется формированием мицелл смешанного типа, при котором более сильный компонент поверхностно-активного вещества вытесняет второй компонент из образовавшихся смешанных мицелл, что обуславливает рост межфазного натяжения в зоне справа от ККМ.

#### ПОДБОР ОПТИМАЛЬНОГО СООТНОШЕНИЯ ИСХОДНЫХ РЕАГЕНТОВ (НЕФТЬ, ВОДНАЯ ФАЗА, ЭМУЛЬГАТОР)

В целях подбора оптимального соотношения исходных реагентов были выбраны концентрации 0,5; 1,0; 1,5 % масс. (±0,5 % от оптимальной концентрации, выбранной ранее) эмульгаторов Э-14, Э-15 и Э-23. Исследовались следующие соотношения водной и УВ-фаз в эмульсии: 70 к 30; 80 к 20 и 90 к 10 % масс. В итоге было подготовлено 27 эмульсионных составов (3 эмульгатора × 3 концентрации × 3 соотношения водной и УВ-фаз). Далее определялись термостабильность и агрегативная устойчивость приготовленных составов в соответствии с методикой, описанной в разделе «Оценка термостабильности эмульсионных составов».

Результаты исследования на термостабильность представлены на рис. 1. Ячейки окрашены в соответствии с цветовой шкалой, согласно которой 0 мл – минимальный, 14 мл – макси-

Таблица 4. Результаты измерения межфазного натяжения на границе «нефть с эмульгатором – водный раствор CaCl<sub>2</sub>» в зависимости от концентраций эмульгатора в нефти

Table 4. The test results of interfacial tension at the interface “oil with emulsifying agent – CaCl<sub>2</sub> water solution” depending on the emulsifier concentration in oil

№ п/п No.	Шифр эмульгатора Emulsifier number	Межфазное натяжение, мН/м Interfacial tension, mN/m							Плотность нефти, кг/м <sup>3</sup> Oil density, kg/m <sup>3</sup>	Плотность CaCl <sub>2</sub> , кг/м <sup>3</sup> CaCl <sub>2</sub> density, kg/m <sup>3</sup>
		Концентрация эмульгатора, % масс. Emulsifier concentration, % mass.								
		0,05	0,1	0,5	1,0	2,0	3,0	5,0		
1	Нефть Oil	28,60							844	1140
2	Э-14 E-14	13,10	7,97	0,61	0,19	0,21	0,22	0,22		
3	Э-15 E-14	10,90	5,63	0,77	0,20	0,26	0,25	0,27		
4	Э-23 E-23	9,29	7,38	0,65	0,21	0,28	0,27	0,28		

мальный объем выделения нефти. Цифры в ячейках – объем выделившейся УВ-фазы (мл) в эмульсионном растворе спустя 6 сут в ходе исследования на термостабильность.

По результатам исследований на термостабильность при 61 °С для каждого эмульгатора (Э-14, Э-15 и Э-23) определены оптимальная концентрация и соотношение водной и УВ-фаз. Для всех эмульгаторов выбрана концентрация 1,5 % масс. В концентрации 0,5 % масс. все эмульсии показали меньшую стабильность. В концентрации 1,0 и 1,5 % масс. результаты термостабильности эмульсий различаются незначительно. Концентрация 1,5 % масс. выбрана с учетом возможного воздействия таких факторов, как содержание в нефти дезэмульгатора, повышение температуры, промышленные условия приготовления эмульсии и т. д. В соот-

ношении водной и УВ-фаз 80 к 20 и 90 к 10 % масс. все эмульсионные составы стабильны, варьирование соотношения фаз в этих пределах может быть использовано в целях регулировки вязкости эмульсионного состава от менее вязкого (80 к 20 % масс.) к более вязкому (90 к 10 % масс.).

### ОПРЕДЕЛЕНИЕ ОСНОВНЫХ ТЕХНОЛОГИЧЕСКИХ ПАРАМЕТРОВ РАЗРАБОТАННЫХ ЭМУЛЬСИОННЫХ СОСТАВОВ

На основании результатов проведенных исследований при использовании эмульгаторов Э-14, Э-15 и Э-23 концентрацией 1,5 % масс. с соотношением водной и УВ-фаз 80 к 20 % масс. готовились эмульсии плотностью 1080 кг/м<sup>3</sup> (использовался водный раствор CaCl<sub>2</sub> плотностью 1140 кг/м<sup>3</sup>), применительно к которым определялись следующие параметры.

### Оценка смешиваемости эмульсионных составов с нефтью, пластовой водой и водным раствором хлорида калия

В рамках исследования эмульсионные составы смешивались с нефтью в соотношении 1:1, 1:9, 9:1, пластовой водой и водным раствором хлорида калия KCl, используемой при глушении технологической жидкостью в соотношении 1:1. Проба образца перемешивалась путем десятикратного переворачивания емкости и оценивалась визуально, затем помещалась в термощкаф с установленной пластовой температурой (61 °С) и выдерживалась в течение 6 сут. Составление пробы оценивалось визуально с фиксацией фотосъемкой сразу после приготовления и через каждые 24 ч. По результатам исследований все составы оказались не смешиваемыми с пластовой водой и водным раствором KCl.

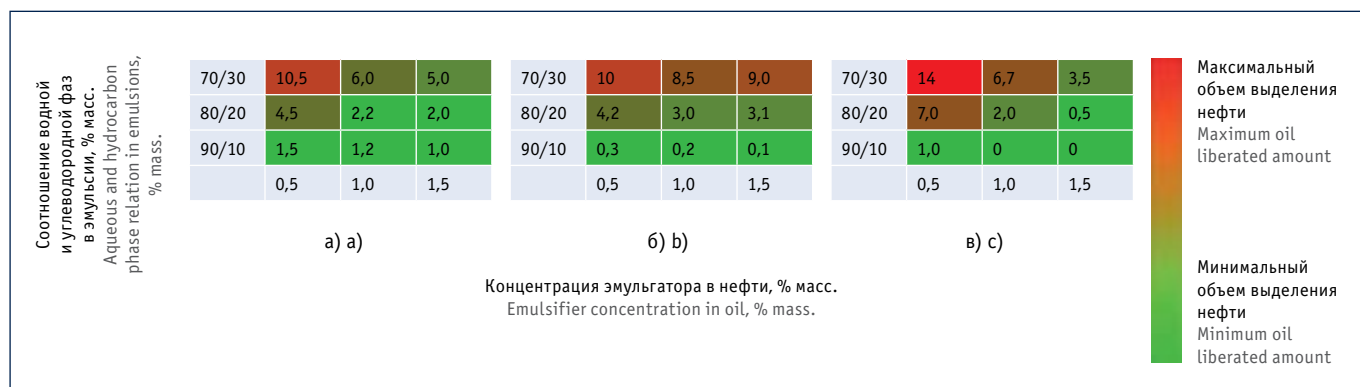


Рис. 1. Термостабильность эмульсионного состава с различными эмульгаторами при 61 °С через 6 сут: а) Э-14; б) Э-15; в) Э-23

Fig. 1. Thermal stability of the emulsion with different emulsifiers at 61 °C after 6 days: a) E-14; b) E-15; c) E-23



Таблица 5. Результаты определения температуры застывания эмульсионных составов, приготовленных с использованием Э-14, Э-15 и Э-23

Table 5. The determination results of pour points for E-14, E-15, and E-23-based emulsions

№ п/п No.	Шифр эмульгатора Emulsifier number	Температура застывания, °С Pour point, °C
1	Э-14 E-14	Стабилен Stable
2	Э-15 E-15	Стабилен Stable
3	Э-23 E-23	Стабилен Stable

Все исследованные составы при контакте с нефтью не разрушались.

### Определение температуры застывания эмульсионных составов

Температура застывания эмульсий оценивалась согласно [11]. Результаты определения температуры застывания для трех образцов эмульсионных составов с Э-14, Э-15 и Э-23 представлены в табл. 5. Установлено, что самой высокой температурой застывания обладает состав Э-23 (−4 °С), а самой низкой – Э-14 (−14 °С).

По результатам исследований рекомендуется осуществлять подогрев эмульсионных составов в ходе приготовления и закачки в скважину в зимний период.

### Исследование реологических свойств эмульсионных составов

Реологические исследования по определению эффективной вязкости и статического напряжения сдвига (СНС) эмульсионных составов проводились с использованием ротационного автоматизированного вискозиметра согласно [8].

Исследования включали:

1) построение исходной реологической кривой составов (при 20 °С);

2) определение СНС при 20 и 61 °С.

Эксперимент по определению эффективной вязкости составов проводился согласно методике, описанной в разделе «Определение эффективной вязкости эмульсионных составов».

Измерение СНС эмульсионных составов включало следующие этапы:

- на вискозиметре устанавливался режим «постоянная скорость сдвига»;
  - исследуемая жидкость заливалась в цилиндр (45 мл);
  - устанавливалось число оборотов цилиндра 200 об/мин, состав перемешивался при заданной скорости в течение 10 с, затем прибор отключали;
  - после 1 мин и 10 мин покоя ИЭР снималось максимальное показание прибора, предшествующее разрушению структуры состава, при скорости вращения цилиндра  $D = 3$  об/мин.
- Результаты исследований представлены на рис. 2 и в табл. 6.



# II МЕЖДУНАРОДНАЯ КОНФЕРЕНЦИЯ РЫНОК НЕФТЕПРОДУКТОВ РОССИИ И СНГ

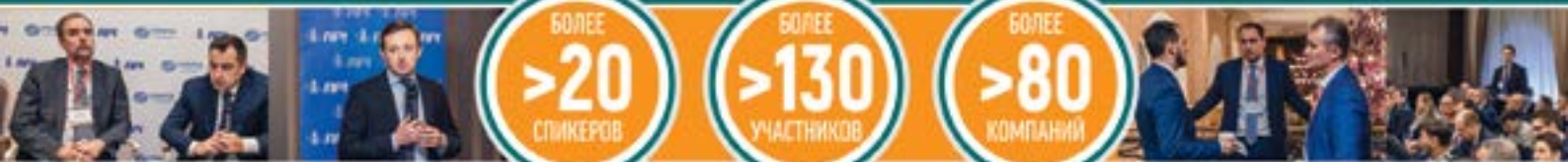
30 НОЯБРЯ 2018, МОСКВА, УТЕЛЬ-КАЛУЖСКИЙ КОМПЛЕКС



ОРГАНИЗАТОР: RPI

WWW.RPI-CONFERENCES.COM

ПРИ ПОДДЕРЖКЕ: 10 лет



## ФОРМАТ КОНФЕРЕНЦИИ

ПЛЕНАРНОЕ ЗАСЕДАНИЕ  
ДИНАМИКА  
И КЛЮЧЕВЫЕ ТЕНДЕНЦИИ  
НА ТОПЛИВНОМ РЫНКЕ РФ

СТРАТЕГИЧЕСКАЯ СЕССИЯ  
МЕЛКООПТОВЫЙ /  
БИРЖЕВОЙ РЫНКИ  
МОТОРНОГО ТОПЛИВА

СТРАТЕГИЧЕСКАЯ СЕССИЯ  
АКТУАЛЬНЫЕ ВОПРОСЫ  
РАЗВИТИЯ И ОПТИМИЗАЦИИ  
ТОПЛИВНОГО БИЗНЕСА

СТРАТЕГИЧЕСКАЯ СЕССИЯ  
АКТУАЛЬНЫЕ ВОПРОСЫ И ПУТИ  
ОПТИМИЗАЦИИ ВТОРИЧНОЙ  
ЛОГИСТИКИ НА ТОПЛИВНОМ РЫНКЕ РФ

+7 (495) 502 54 33; +7 (495) 778 93 32

Aksu@rpi-inc.ru

www.rpi-conferences.com

Таблица 6. Результаты определения СНС и эффективной вязкости эмульсионных составов

Table 6. The test results of the gel strength and emulsion effective viscosity

№ п/п No.	Шифр эмульгатора Emulsifier number	Статическое напряжение сдвига ( $D = 3$ об/мин), Па Gel strength ( $D = 3$ rpm), Pa				Вязкость при 300 об/мин, мПа·с, 20 °С Viscosity at 300 rpm, mPa·s, 20 °C
		20 °С		61 °С		
		через 1 мин after 1 min	через 10 мин after 10 min	через 1 мин after 1 min	через 10 мин after 10 min	
1	Э-14 E-14	15,19	15,58	10,49	10,76	337
2	Э-15 E-15	21,61	21,81	17,15	17,48	394
3	Э-23 E-23	16,58	16,72	16,28	16,44	450

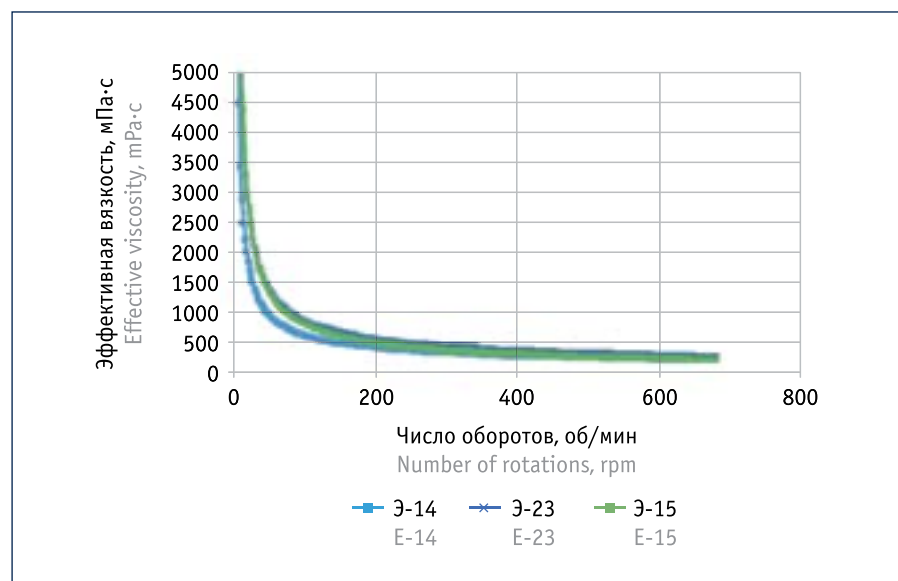


Рис. 2. Зависимость эффективной вязкости эмульсионных составов от числа оборотов

Fig. 2. Dependence of the emulsion effective viscosity from the number of rotations

Установлено, что чем выше СНС, тем больший градиент давления может выдержать ИЭР, не разрушившись. Это свидетельствует о меньшей вероятности поглощения состава ПЗП, особенно при глушении скважин, градиенты пластовых давлений которых значительно ниже потенциальных возможностей ЖГС с точки зрения обеспечения требуемой

репрессии на пласт. В случае нормальных или повышенных пластовых давлений большая величина СНС снижает вероятность газоводонефтепроявления. Такие же выводы справедливы при увеличении эффективной вязкости ИЭР, поскольку при этом повышается ее структурная прочность. Причем большее значение эффективной вязкости

свидетельствует о лучшей газодерживающей способности состава [10, 12]. По итогам определения предельного СНС (табл. 6) выявлено, что наибольшей прочностью внутренней структуры обладает эмульсионный состав, стабилизированный эмульгатором Э-15, наименьшее значение СНС имеет состав, приготовленный с эмульгатором Э-14, максимальной эффективной вязкостью обладает ИЭР, приготовленный с использованием эмульгатора Э-23 (рис. 2 и табл. 6).

Таким образом, комплексный анализ результатов физико-химических исследований эмульсионных растворов позволил рекомендовать к применению для условий НГКМ эмульгаторы Э-14, Э-15 и Э-23 (табл. 7).

## ВЫВОДЫ

На основании лабораторных физико-химических исследований по подбору наиболее эффективного эмульгатора для приготовления ИЭР, предназначенных для глушения нефтяных скважин в условиях НГКМ:

- определена зависимость межфазного натяжения на границе «нефть с эмульгатором – водный раствор хлорида кальция  $\text{CaCl}_2$  плотностью  $1140 \text{ кг/м}^3$ » для трех наиболее эффективных эмульгаторов (по наиболее низким значениям межфазного натяжения при концентрации 0,5 % масс.) из 23 исследованных эмульгаторов в концентрациях 0,05; 0,1; 0,5; 1,0; 2,0; 3,0; 5,0 % масс. Определена оптимальная концентрация эмульгатора в эмульсии, составившая для всех трех эмульсионных составов 1 % масс.;
- в ходе испытаний на термостабильность при 61 °С для выбранных трех эмульгаторов определена оптимальная концентрация в эмульсии (1,5 % масс.) и соотношения водной и УВ-фаз

Таблица 7. Расшифровка эмульгаторов, рекомендуемых для приготовления эмульсионных составов

Table 7. Interpretation of emulsifiers recommended for emulsification

№ п/п No.	Шифр эмульгатора Emulsifier number	Наименование эмульгатора Emulsifier type	Наименование производителя Producer's name
1	Э-14	«Ялан Э-2» марка А Yalan E-2 (A)	ООО «Синтез-ТНП» Sintez-TNP LLC
2	Э-15	«Сонэкс М» Soneks M	ЗАО «ОЗ Нефтехим» OZ Neftekhim CJSC
3	Э-23	«Эксимол» Eksimol	ООО «Синергия технологий» Synergy Technology LLC

(80 к 20 и 90 к 10 % масс.), при которых все эмульсионные составы являются стабильными. Варьирование соотношения фаз может быть использовано для регулирования уровня вязкости эмульсионного состава от менее вязкого (при соотношении 80 к 20 % масс.) к более вязкому (при соотношении 90 к 10 % масс.);

- в результате исследований на смешиваемость с пластовой водой и водным раствором хлорида калия KCl установлено, что все три эмульсионных состава оказались не смешиваемыми с данными жидкостями. При контакте с нефтью все

исследованные эмульсионные составы не разрушаются;

- установлено, что при приготовлении эмульсионных составов в зимний период необходимо осуществлять их подогрев;

- в результате проведенных реологических исследований выявлено, что наибольшее значение СНС имеют эмульсионные составы, приготовленные с использованием эмульгатора Э-15, а наименьшее – эмульсии, приготовленные с использованием эмульгатора Э-14. При этом максимальной эффективной вязкостью обладает состав, приготов-

ленный с использованием эмульгатора Э-23.

Таким образом, комплексный анализ результатов физико-химических исследований эмульгаторов позволил выделить и рекомендовать для приготовления блокирующих эмульсионных составов в условиях НГКМ эмульгаторы Э-14 («Ялан Э-2», марка А), Э-15 («Сонэкс М») и Э-23 («Эксимол») с концентрацией в эмульсии – 1,5 % масс.; содержание УВ-фазы в эмульсии – 10–20 % масс. (в зависимости от требуемой вязкости эмульсионного состава), остальное – водный раствор CaCl<sub>2</sub>.

#### Литература:

1. Binks B.P., Lumsdon S.O. Catastrophic Phase Inversion of Water-in-Oil Emulsions stabilized by Hydrophobic Silica // *Langmuir Journal*. 2000. Vol. 16. No. 6. P. 2539–2547.
2. Рябоконт С.А. Технологические жидкости для заканчивания и ремонта скважин. Изд. 2-е, доп. и перераб. Краснодар: Просвещение-Юг, 2009. 338 с.
3. Петров Н.А., Соловьев А.Я., Султанов В.Г. и др. Эмульсионные растворы в нефтегазовых процессах. М.: Химия, 2008. 440 с.
4. Токунов В.И., Саушин А.З. Технологические жидкости и составы для повышения продуктивности нефтяных и газовых скважин. М.: ООО «Недра-Бизнесцентр», 2004. 711 с.
5. Орлов Г.А., Кендис М.Ш., Глушенко В.Н. Применение обратных эмульсий в нефтедобыче. М.: Недра, 1991. 224 с.
6. Желонин П.В., Мухаметшин Д.М., Арчиков А.Б. и др. Обоснование алгоритма выбора технологий глушения скважин // *Научно-технический вестник ПАО «НК «Роснефть»*. 2015. № 2. С. 76–81.
7. ГОСТ Р 50097–92 (ИСО 9101–87). Вещества поверхностно-активные. Определение межфазного натяжения. Метод объема капли [Электронный источник]. Режим доступа: <http://docs.cntd.ru/document/1200028102> (дата обращения: 03.10.2018).
8. РД 39-00147001-773–2004. Методика контроля параметров буровых растворов [Электронный источник]. Режим доступа: <http://files.stroyinf.ru/Data2/1/4293795/4293795613.htm> (дата обращения: 03.10.2018).
9. Демахин С.А., Меркулов А.П., Касьянов Д.Н. и др. Глушение скважин блок-пачками – эффективное средство сохранения фильтрационных свойств продуктивного пласта // *Нефть и газ Евразии*. 2014. № 8–9. С. 56–57.
10. Шишков С.Н., Шишков В.С., Кошелев В.Н. и др. Некоторые аспекты применения жидкостей глушения на основе эмульсий // *Бурение и нефть*. 2009. № 6. С. 25–28.
11. ГОСТ 20287–91. Нефтепродукты. Методы определения температур текучести и застывания [Электронный источник]. Режим доступа: <http://docs.cntd.ru/document/1200005428> (дата обращения: 03.10.2018).
12. De Souza T.A., de P. Scheer A., de Oliveira M.C.K., et al. Emulsion Inversion using Solid Particles // *Journal of Petroleum Science and Engineering*. 2012. Vol. 96. No. 10. P. 49–57.

#### References:

1. Binks B.P., Lumsdon S.O. Catastrophic Phase Inversion of Water-in-Oil Emulsions stabilized by Hydrophobic Silica. *Langmuir Journal*, 2000, Vol. 16, No. 6, P. 2539–2547.
2. Ryabokon' S.A. *Technological Liquids for Completion and Servicing of Wells*. 2nd revised edition. Krasnodar, Prosveshchenie-Yug, 2009, 338 p. (In Russian)
3. Petrov N.A., Solov'yev A.Ya., Sultanov V.G., et al. *Emulsion Solutions in Oil and Gas Processes*. Moscow, Khimiya [Chemistry], 2008, 440 p. (In Russian)
4. Tokunov V.I., Saushin A.Z. *Technological Liquids and Compositions for Increasing the Productivity of Oil and Gas Wells*. Moscow, Nedra-Business Center LLC, 2004, 711 p. (In Russian)
5. Orlov G.A., Kandis M.Sh., Glushchenko V.N. *Application of Invert Emulsions in Oil Production*. Moscow, Nedra, 1991, 224 p. (In Russian)
6. Zhelonin P.V., Mukhametshin D.M., Archikov A.B., et al. Justification of the Algorithm of Well-Killing Technologies Selection. *Nauchno-tekhnicheskiy vestnik PАО "NK "Rosneft"* = Scientific and technical herald of Oil Company Rosneft OJSC, 2015, № 2, P. 76–81. (In Russian)
7. State Standard (GOST R) 50097–92 (ISO 9101–87). Surface Active Agents. Determination of Interfacial Tension. Drop Volume Method [Electronic source]. Access mode: <http://docs.cntd.ru/document/1200028102> (access date – October 3, 2018). (In Russian)
8. Regulatory Document (RD) 39-00147001-773–2004. Methods for Monitoring Drilling Mud Parameters [Electronic source]. Access mode: <http://files.stroyinf.ru/Data2/1/4293795/4293795613.htm> (access date – October 3, 2018). (In Russian)
9. Demakhin S.A., Merkulov A.P., Kas'yanov D.N., et al. The Block-Packs Wells Silencing – an Effective Means of Preserving the Filtration Properties of the Productive Reservoir. *Neft' i gaz Evrazii = Oil and Gas Eurasia*, 2014, No. 8–9, P. 56–57. (In Russian)
10. Shishkov S.N., Shishkov V.S., Koshelev V.N., et al. Some Aspects of Application of Muffling Liquids on Basis of Emulsions. *Burieni i neft' = Drilling and Oil*, 2009, No. 6, P. 25–28. (In Russian)
11. Interstate Standard (GOST) 20287–91. Petroleum Products. Methods of Test for Flow Point and Pour Point» [Electronic source]. Access mode: <http://docs.cntd.ru/document/1200005428> (access date – October 3, 2018). (In Russian)
12. De Souza T.A., de P. Scheer A., de Oliveira M.C.K., et al. Emulsion Inversion using Solid Particles. *Journal of Petroleum Science and Engineering*, 2012, Vol. 96, No. 10, P. 49–57.