



УДК 622.185.76+622.257.122

РЕЗУЛЬТАТЫ ИССЛЕДОВАНИЙ ЭМУЛЬГАТОРА «АРГУНИТ РХ» В СОСТАВЕ БУРОВЫХ РАСТВОРОВ ДЛЯ ПРОВОДКИ ГОРИЗОНТАЛЬНЫХ СКВАЖИН



EMULSOR RESEARCH RESULTS «ARGUNIT RH» IN THE COMPOSITION OF DRILLING SOLUTIONS FOR PIPING HORIZONTAL WELLS

Егорова Елена Валерьевна

кандидат технических наук,
директор Прикаспийского образовательного центра
нефтегазовых технологий,
Института нефти и газа,
Астраханский государственный
технический университет
egorova_ev@list.ru

Минченко Юлия Сергеевна

кандидат технических наук,
доцент кафедры «Разработка и эксплуатация
нефтяных и газовых месторождений»,
Института нефти и газа,
Астраханский государственный
технический университет
minchenko.yuliya@inbox.ru

Аннотация. В статье описаны результаты исследований эмульгатора «АРГУНИТ РХ-К» в составе буровых растворов для проводки горизонтальных скважин. Приведены преимущества использования инвертно-эмульсионных растворов при вскрытии продуктивных отложений под большими зенитными углами. Приведены физико-химические показатели различных марок эмульгатора «Аргунит РХ», а также технологические параметры инвертной эмульсии с указанным эмульгатором при различных температурах. Показаны результаты сравнительной оценки качества эмульгатора «Аргунит РХ» и эмульгатором «Cleave FM», приведены структурно-реологические свойства буровых растворов.

Ключевые слова: нефтяная скважина, инвертно-эмульсионный буровой раствор, эмульгатор, технологические параметры эмульсии, химические реагенты.

Yegorova Elena Valerievna

Candidate of Technical Sciences,
Director of the Caspian Educational Center
for Oil and Gas Technologies,
Institute of Oil and Gas,
Astrakhan State Technical University
egorova_ev@list.ru

Minchenko Julia Sergeevna

Candidate of Technical Sciences,
Associate Professor
of the Department of Development
and Operation of Oil and Gas Fields,
Institute of Oil and Gas,
Astrakhan State Technical University
minchenko.yuliya@inbox.ru

Annotation. The article describes the results of studies of the emulsifier «ARGUNIT RH-K» in the composition of drilling fluids for the installation of horizontal wells. The advantages of using invert emulsion solutions for opening productive deposits at large zenith angles are presented. The physicochemical parameters of various grades of the «Argunit RH» emulsifier are given, as well as the technological parameters of an invert emulsion with the specified emulsifier at various temperatures. The results of a comparative assessment of the quality of the «Argunit RH» emulsifier and the Cleave FM emulsifier are shown, structural and rheological properties of drilling fluids are given.

Keywords: oil well, invert emulsion drilling fluid, emulsifier, technological parameters of the emulsion, chemical reagents.

С тремительный рост объемов горизонтального бурения, безусловно, одна из важнейших тенденций на рынке нефтесервисных услуг. Развитие этого направления во многом определяет кардинальное изменение структурных характеристик отрасли в целом и по регионам в частности. Мы вновь наблюдаем рост доли Западной Сибири и в эксплуатационном бурении с 2016 года, и в добыче – с 2017 года. В 2013–2019 годах доля горизонтального бурения выросла с 21 % до 48 %, и, по всей видимости, эта тенденция сохранится в ближайшие годы.

Использование технологических жидкостей на водной основе, широко используемых на данном этапе развития отрасли, приводит к ухудшению коллекторских свойств призабойной зоны пласта (ПЗП) [1–3].

Для бурения горизонтальных скважин используют инвертно-эмульсионные растворы (ИЭР), углеводородный характер дисперсионной среды которых позволяет минимизировать негативное воздействие на продуктивный коллектор и снизить вероятность возникновения наиболее характерных осложнений, таких как потеря устойчивости стенок скважины, прихваты бурового инструмента.

Тип эмульгатора определяет стабильность эмульсии. Именно эмульгатор отвечает за процесс создания и устойчивости обратной эмульсии. Поэтому процесс подбора типа эмульгатора и его концентрации наиболее важны при создании и использовании обратной эмульсии в промысловых условиях [4].



Несмотря на обилие поверхностно-активных веществ (ПАВ), трудно выбрать такое соединение или их композицию, которое являлось бы эффективным стабилизатором конкретной эмульсии. Для ПАВ, выбранного в качестве эмульгатора ИЭР, предпочтительно наличие в его составе таких функциональных групп как: –COOH; –OH; –NH₂, –CO; –CN; –COOR и прямоцепочного гидрофобного радикала. В этом случае свободная энергия взаимодействия молекул ПАВ с органической средой будет минимальна, а с водной – максимальна, что обеспечит оптимальные значения адсорбции ПАВ, межфазной активности и его удержания в составе адсорбционного слоя.

ООО «РудХим» специализируется на производстве эмульгаторов. Эмульгатор «Аргунит РХ» представляет собой смесь неионогенных ПАВ на основе ненасыщенных жирных кислот, и (или) его раствор в нефтепродуктах. В соответствии с ТУ 0258-001-22297561-2015 эмульгатор предназначен для получения обратных эмульсий водных растворов нитратных солей, используемых в горнорудной промышленности, а также для получения гидрофобно-эмульсионных растворов на углеводородной основе, используемых при бурении нефтяных и газовых скважин.

Эмульгатор «Аргунит РХ» представлен шестью различными марками – РХ-К(К3), РХ-К(М²), РХ-К(М³), РХ-К(М6), РХ-М и РХ-Д.

Образец Эмульгатора РХ-М представлен раствором РХ-К в индустриальном масле. Модифицированный эмульгатор, может применяться в качестве смазывающей добавки, основные свойства – в таблице 1.

Эмульгатор комплексный РХ – является комбинированным составом «первичного» и «вторичного» эмульгаторов. Позволяет получать утяжеленные растворы стабильные при высоких температурах (до 200 °С), основные физико-химические показатели которого представлены в таблице 2.

Таблица 1 – Физико-химические показатели образца Эмульгатора РХ-М

№ п/п	Наименование показателей	Фактические данные
1	Внешний вид при температуре (20 ±1) °С	Маслянистая жидкость коричневого цвета
2	Плотность при температуре (20 ±1) °С, кг/м ³	875,4
3	Кислотное число, мг КОН/г	4,5
4	Кинематическая вязкость при температуре 100 °С, сСт	5,7
5	Устойчивость эмульсии	выдерживает

Таблица 2 – Физико-химические показатели образца Эмульгатора комплексного РХ

№ п/п	Наименование показателей	Фактические данные
1	Внешний вид при температуре (20 ±1) °С	Маслянистая жидкость коричневого цвета
2	Плотность при температуре (20 ±1) °С, кг/м ³	880,4
3	Кислотное число, мг КОН/г	1,1
4	Кинематическая вязкость при температуре 100 °С, сСт	5,7
5	Устойчивость эмульсии	выдерживает

В лабораторных условиях была оценена возможность применения образцов в качестве эмульгаторов для буровых растворов на углеводородной основе по технологическим параметрам модельного раствора, приготовленного по принятой в испытательной лаборатории рецептуре – дизельное топливо – 700 см³; органобентонит – 20 г; эмульгатор – 30 мл; известь – 20 г; водный 20 %-ный раствор кальция хлористого – 250 см³; микроаморф – 50 г (табл. 3).

Таблица 3 – Технологические параметры инвертной эмульсии (Эмульгатор Аргунит РХ)

Параметры	После приготовления			После термостарения		
	25 °С	49 °С	85 °С	25 °С	49 °С	85 °С
1	2	3	4	5	6	7
Эмульгатор Аргунит РХ-Д						
Условная вязкость (по ВП-5), с	37,5	–	–	–	–	–
Плотность, кг/м ³	980	–	–	980	–	–
Электростабильность, В	109	559	613	798	587	582
600/300	46,5/29,5	28/16,5	21,5/13	66,5/44	46,5/31	32/21



Окончание таблицы 3

1	2	3	4	5	6	7
200/100	23/16	12,5/8	10/6,5	34,5/24	24,5/17,5	1712
60/30	13/10,5	6/4	5/3,5	19/14,5	14/10,5	9,5/7
20/10	9,5/7,5	3,5/3	3/2,5	12/10	9/7	6/5
6/3	6,5/6	2/1,5	1,5/1	8,5/7	6,5/5,5	4,5/4
η _{пл} , мПа·с	17	11,5	8,5	22,5	15,5	11
ДНС, фунт/100 фут ²	12,5	5	4,5	21,5	15,5	11
ДНС, дПа	60	24	22	103	74	48
СНС (10 с./10 мин.), фунт/100 фут ²	7/8	2/2,5	1/1,5	8/9	6/7	5/6
ВНСС по Брукфильду, мПа·с						
1 мин	20700	15800	19700	56100	26800	29100
2 мин	21200	15700	18700	64400	31400	31700
3 мин	22100	15800	17700	68200	36000	32800
V ₃₀ (НТНР), мл	3 · 2 = 6			2,8 · 2 = 5,6		
Корка (НТНР), мм	1			1		
Эмульгатор Аргунит РХ-М						
Условная вязкость (по ВП-5), с	31	–	–	–	–	–
Плотность, кг/м ³	980	–	–	980	–	–
Электростабильность, В	256	211	198	339	230	201
600/300	39,5/24	30,5/19	21/14	67,5/47,5	47/33,5	29/20,5
200/100	18,5/12,5	14,5/10	11/8	38,5/29	28/21,5	19,5/15
60/30	10/8	6/4	5/3,5	19/14,5	14/10,5	9,5/7
20/10	6,5/5,5	5,5/4,5	4,5/4	19/16,5	9/7	6/5
6/3	5/4	2/1,5	1,5/1	8,5/7	6,5/5,5	4,5/4
η _{пл} , мПа·с	15,5	11,5	8,5	22,5	15,5	11
ДНС, фунт/100 фут ²	8,5	5	4,5	21,5	15,5	11
ДНС, дПа	41	24	22	103	74	48
СНС (10 с./10 мин.), фунт/100 фут ²	5/5,5	2/2,5	1/1,5	8/9	6/7	5/6
ВНСС по Брукфильду, мПа·с						
1 мин	16600	15800	19700	56100	26800	29100
2 мин	17500	15700	18700	64400	31400	31700
3 мин	18000	15800	17700	68200	36000	32800
V ₃₀ (НТНР), мл	3 · 2 = 6			2,8 · 2 = 5,6		
Корка (НТНР), мм	1			1		
Примечание: Термостарение осуществлялось в роликовой печи в течение 16 часов при температуре 85 °С (после термостарения раствор оставили в статических условиях на 8 часов при комнатной температуре). После термостарения расслоение раствора и оседание утяжелителя не отмечено.						

В научно-исследовательском отделе сопровождения строительства скважин «СургутНИ-ПИНЕФТЬ» проведена сравнительная оценка качества эмульгаторов «Аргунит РХ» и «Cleave FM» (производитель ООО «Миррико»), успешно прошедшим испытание в полевых условиях (таблица 4).

Как видно из таблицы, более высокий показатель электростабильности и низкое значение фильтрации имеет ЭРУО № 1. При этом структурно-реологические свойства данного состава ниже, что позволит увеличить количество воды в рецептуре и снизить стоимость раствора. Кроме того, ЭРУО № 1 сохранил стабильность при нагревании.

Ценность производимых эмульгаторов «Аргунит РХ» заключается в возможности их многостороннего применения. В зависимости от поставленных задач можно приготовить эмульсионные системы с различными дисперсионными средами, начиная от нефти и дизельного топлива, и, заканчивая синтетизированными сложными эфирами жирных кислот, способных к биоразложению.



Таблица 4 – Сравнительная оценка основных показателей эмульгаторов «Аргунит РХ» и «Cleave FM»

Рецептура состава	Количество	Ед. измерения	Параметры эмульсий									
			ρ, кг/м ³	Т, °С	Ф ₆₀₀	Ф ₃₀₀	СНС, дПа		Ф ₃₀ , см ³	ЭС, В	η, мПа·с	Т ₀ , дПа
							1 мин	10 мин				
ЭРУО № 1												
Дизельное топливо	572	л	990	32	31,2	19,7	11	7	0,5	450	11,5	39
20 % – ный раствор CaCl ₂	366	л										
Известь гидратная Ca(OH) ₂	22,8	кг										
Эмульгатор «Аргунит РХ-К»	22	л										
Кольматант CaCO ₃	57	кг										
Органобентонит «Орбент-91»	16	кг										
После прогревания при 98 °С в течение 20 ч			990	30	31,5	18,6	4	7	1,6	280	12,4	30
ЭРУО № 2												
Дизельное топливо	572	л	990	46	44,3	28,4	45	87	1	200	15,9	60
20 % – ный раствор CaCl ₂	366	л										
Известь гидратная Ca(OH) ₂	22,8	кг										
Эмульгатор «Cleave FM»	22	л										
Кольматант CaCO ₃	57	кг										
Органобентонит «Орбент-91»	16	кг										
После прогревания при 98 °С в течение 20 ч			990	40	41	26	29	42	3,6	100	15	48

По результатам лабораторных исследований реагент «АРГУНИТ РХ» может быть рекомендован как эффективный эмульгатор в составе буровых растворов для проводки горизонтальных скважин.

Литература

1. Роджерс В.Ф. Состав и свойства промывочных жидкостей для бурения нефтяных скважин / В.Ф. Роджерс; пер. с англ. – изд. 3-е. – М. : Недра, 1967. – 559 с.
2. Егорова Е.В. Обоснование типов и свойств буровых растворов для строительства высокодебитных скважин в сложных горно-геологических условиях / Е.В. Егорова, Ю.С. Минченко, С.Л. Симонянц // Инженер-нефтяник. – 2019. – № 1. – С. 22–26.
3. Применение композиций ПАВ при эксплуатации скважин / Н.М. Шерстнев, Л.М. Гурвич, И.Г. Булина и др. – М. : Недра, 1988. – 184 с.
4. Technological fluids on biopolymer basis for repair wells / Egorova E.V., Minchenko Yu.S., Bosikov I.I. // IOP Conf. Series: Materials Science and Engineering 663 (2019) 012025 doi:10.1088/1757-899X/663/1/012025.

References

1. Rogers V.F. The composition and properties of flushing fluids for drilling oil wells / V.F. Rogers; trans. from English. – Pub. 3. – М. : Nedra, 1967. – 559 p.
2. Egorova E.V. Justification of the types and properties of drilling fluids for the construction of high-yield wells in difficult mining and geological conditions / E.V. Egorova, Yu.S. Minchenko, S.L. Simonyants // Oil Engineer. – 2019. – № 1. – P. 22–26.
3. The use of surfactant compositions in the operation of wells / N.M. Sherstnev, L.M. Gurvich, I.G. Bulina et al. – М. : Nedra, 1988. – 184 p.
4. Technological fluids on biopolymer basis for repair wells / Egorova E.V., Minchenko Yu.S., Bosikov I.I. // IOP Conf. Series: Materials Science and Engineering 663 (2019) 012025 doi:10.1088/1757-899X/663/1/012025.