



# Управление свойствами инвертно-эмульсионного бурового раствора

## CONTROL OVER PROPERTIES OF INVERT-EMULSION DRILLING MUD

G. ISHBAEV, M. DIL'MIEV, A. KHRISTENKO, O. MAMAeva, A. MAKHMUTSHINA, «BURINTECH» SPE LLC

«BURINTECH» SPE LLC's drilling mud test laboratory's survey results about oil-base mud's resistance against contamination by clayish slush and bed fluid and recommendations for determining of invert emulsion's resistance against contamination by solid phase.

Keywords: «BURINTECH» SPE LLC, clayish slush, bed fluid, invert-emulsion drilling muds

Традиционно в инвертно-эмульсионных буровых растворах определяются основные параметры, такие как плотность, электростабильность, реологические свойства и фильтрация при высоком давлении и высокой температуре. Дополнительно могут также оцениваться химический состав водной фазы и ее активность, содержание и состав твердой фазы, анилиновая точка углеводородной среды. Однако существуют и другие параметры, которые, по мнению некоторых авторов, представляют меньший практический интерес [1].

При бурении скважины буровой раствор подвержен различного рода загрязнениям: попаданию пластовой воды, наработке глины, загрязнению цементом, влиянию карбонатной и бикарбонатной агрессии, сероводорода.

Поскольку считается, что инвертная эмульсия инертна к карбонатной и бикарбонатной агрессии и не подвержена воздействию сероводорода, то исследование влияния наработки глины и загрязнения пластовой водой, на наш взгляд, заслуживают внимания, и мало рассмотрены в литературе.

Поэтому специалистами испытательной лаборатории буровых растворов ООО НПП «БУРИНТЕХ» были проведены исследования устойчивости раствора на углеводородной основе (РУО) к загрязнению глинистым шламом и пластовой водой.

Устойчивость эмульсии к загрязнению глинистым шламом характеризуется глиноемкостью. Глиноемкость обратных эмульсий – параметр, характеризующий устойчивость системы бурового раствора к обращению фаз при попадании в нее мелкодисперсной выбуренной породы. Обращение фаз регистрируется визуально по резкому загущению системы или по

значениям электростабильности, равным нулю [1].

Целью данного исследования являлись определение глиноемкости эмульсии и разработка рекомендаций по определению устойчивости инвертной эмульсии к загрязнению твердой фазой. Для проведения экспериментов выбран раствор на углеводородной основе с водонефтяным соотношением 80:20, наиболее часто применяемый в практике бурения. Состав раствора представлен в табл. 1.

Последовательность проведения испытания:

После приготовления раствора измерялась электростабильность (ЭС) с помощью прибора OFI Testing equipment «Emulsion stability meter». После этого производилось порционное добавление в раствор по 75 г/л глины (в качестве модели наработанной твердой фазы использовался порошок бентонитовый необработанный – ПБН) и фиксировалось изменение электростабильности после каждого добавления.

Для инвертно-эмульсионных растворов допустимым считается значение глиноемкости 225 г/л [1], при этом значение электростабильности, по требованиям различных буровых компаний, не должно быть ниже 200 – 300 В.

Для оценки влияния глины на эмульсионный раствор дополнительно проводилось

Табл. 1. Компонентный состав ЗРУО для водонефтяного соотношения 80:20

Наименование компонента	Концентрация, кг (л)/м <sup>3</sup>
Углеводородная фаза	684
8%-ный рассол CaCl <sub>2</sub> (ρ=1,065 г/см <sup>3</sup> )	200
Первичный эмульгатор	26,5
Органобентонит	30
Вторичный эмульгатор	10
Известь	25
Мрамор молотый	60

**Г.Г. ИШБАЕВ**,  
д.т.н., профессор,  
генеральный директор  
reklama@burinteh.com

**М.Р. ДИЛЬМИЕВ**,  
начальник службы буровых  
растворов

**А.В. ХРИСТЕНКО**,  
к.т.н., заведующий  
испытательной лабораторией  
буровых растворов

**О.Г. МАМАЕВА**,  
к.т.н., инженер-технолог  
испытательной лаборатории  
буровых растворов СБР

**А.В. МАХМУТШИНА**,  
инженер-технолог  
испытательной лаборатории  
буровых растворов СБР  
ООО НПП «БУРИНТЕХ»



**Результаты исследований испытательной лаборатории буровых растворов ООО НПП «БУРИНТЕХ» по устойчивости раствора на углеводородной основе (РУО) к загрязнению глинистым шламом и пластовой водой и рекомендации по определению устойчивости инвертной эмульсии к загрязнению твердой фазой.**



Табл. 2. Изменение ЭС и реологических свойств с увеличением концентрации глины в инвертно-эмульсионном растворе

	Попадание в раствор бентонита ПБН, г/л									
	1-й день измерений				2-й день измерений					3-й день измерений
	0	75	150	225	300	375	450	525	600	825
ЭС при 50 °С, В	871	736	672	640	-	-	-	-	-	-
PV при 50 °С, сП	25,78	25,91	26,78	28,2	30,67	32,94	38,83	43,94	46,65	63,19
УР при 50 °С, фунт/ 100 кв. фут	22,83	23,8	18,62	15,6	11,31	12,79	14,85	23,36	40,51	101,8
СНС при 50 °С, 10 сек., фунт/ 100 кв. фут	19	19	16	14	14	9	10	11	11	39
СНС при 50 °С, 10 сек., фунт/ 100 кв. фут	28	32	32	31	45	51	56	61	64	107

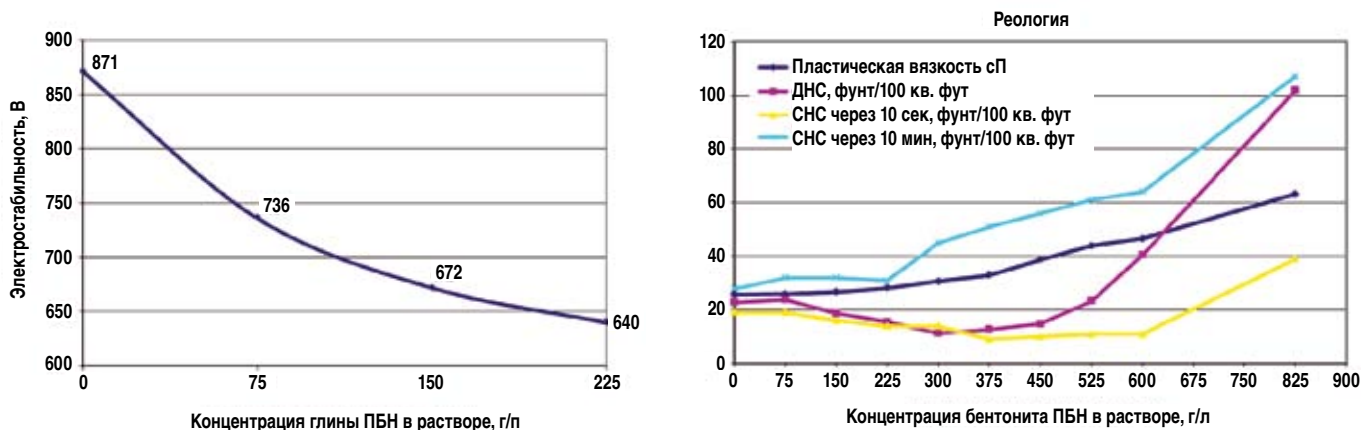


Рис. 1. Зависимость электростабильности и реологии эмульсии от содержания в растворе глины

измерение реологических параметров. Результаты проведенных экспериментов представлены в табл. 2 и на рис. 1.

Примечание: ЭС и реологические параметры определялись при температуре 50 °С [2]. Табл. 2. Изменение ЭС и реологических свойств с увеличением концентрации глины в инвертно-эмульсионном растворе

Установлено, что увеличение концентрации глинистой твердой фазы приводит к падению ЭС и росту реологических свойств обратной эмульсии.

Согласно методике проведения испытания глиноёмкость раствора должна быть больше 225 г/л, при такой концентрации глины получено значение по электростабильности – 640 В, что больше требуемых 300 В.

Основным преимуществом растворов на углеводородной основе перед водными буровыми растворами

является то, что твердая фаза в таком растворе ведет себя практически инертно и буровой раствор менее чувствителен к загрязнению твердой фазой, чем растворы на водной основе.

В эмульсии твердая фаза не может гидратироваться из-за отсутствия взаимодействия между заряженными частицами, поскольку среда не поляризуется и не проводит электричества. На рис. 2 видно, что при попадании бентонитовой глины в инвертно-эмульсионный раствор не происходит ее диспергирования – глина полностью гидрофобизирована.

Таким образом, в РУО диспергирование шлама может происходить только механическим путем, поэтому особое внимание следует уделять эффективному удалению выбуренной породы.

Поэтому необходимо следить, чтобы работали все ступени очистки. Желательно, чтобы максимальное количество твердой фазы было удалено на виброситах. Размеры сеток должны подбираться в соответствии с размерами самых мелких частиц, которые могут отсеиваться без потери бурового раствора и утяжелителя. Рекомендуемое оборудование очистки – 3 линейных вибросита, песко- и илоотделитель, две центрифуги с регулируемыми оборотами (одна – на регенерацию барита, вторая – на удаление шлама из раствора).

Кроме обеспечения эффективности системы очистки также необходимо следить за основными свойствами РУО, водонефтяным соотношением и содержанием твердой фазы. При увеличении реологических параметров и содержания твердой фазы, а также при падении электростабильности следует разбавлять имеющийся раствор свежеприготовленной неутяжеленной эмульсией для выравнивания



Рис. 2. Вид глины в инвертно-эмульсионном растворе после термостатирования в динамических условиях при 100 °С в роллерной печи



всех параметров до требуемых значений согласно проекту бурения.

Аналогично определению влияния загрязнения на свойства РУО исследовалась устойчивость эмульсии к загрязнению пластовой водой с последующим восстановлением параметров путем доведения концентраций компонентов раствора до начальных значений. Так же, как и при определении глиноёмкости, для проверки устойчивости к загрязнению эмульсии пластовой водой применялся раствор на углеводородной основе с водонефтяным соотношением 80:20, состав которого представлен в табл. 1.

После приготовления раствора определены ЭС с помощью прибора OFI Testing equipment «Emulsion stability meter» и реологические параметры с помощью 8-скоростного вискозиметра OFITE.

Эмульсия подвергалась термостабированию при температуре 170 °С двое суток для стабилизации параметров. После этого производилось порционное добавление в раствор по 50 мл/л пластовой воды (в качестве модели пластовой воды использовался водный раствор с содержанием NaCl 20 г/л) и фиксировалось изменение параметров после каждого добавления. Измерение параметров осуществлялось согласно международному стандарту ISO [2]. Результаты экспериментов представлены в табл. 3 и на рис. 4 – 5.

После добавления в раствор пластовой воды концентрации всех компонентов системы бурового раствора изменились. Произведен полный расчет изменения концентраций компонентов раствора после эксперимента и количества компонентов, необходимых для восстановления начальных концентраций. Схема изменения объемов раствора до и после попадания пластовой воды и после доведения всех концентраций компонентов представлена на рис. 3.

Судя по графикам, с увеличением количества содержания пластовой воды в растворе электростабильность снижается, а реология возрастает. Но после добавления недостающего количества компонентов значения ДНС, СНС и электростабильности вернулись к своим начальным значениям.

Рекомендуется постоянно проводить ретортный анализ бурового раствора и следить за изменением водонефтяного соотношения. В случае установления факта попадания воды (об этом свидетельствуют изменение водонефтяного соотношения, рост реологических параметров и показателя фильтрации (или появление в фильтрате воды) и снижения значений электростабильности, в первую очередь, необходимо восстановить водонефтяное соотношение согласно

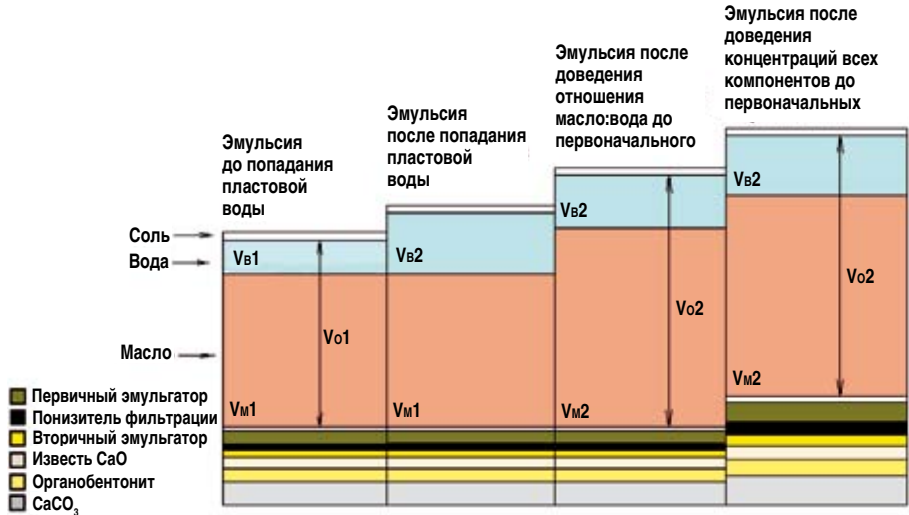


Рис. 3. Схема содержания компонентов в растворе до и после попадания пластовой воды

$V_{м1}$  – объем масла, содержащийся в эмульсии после приготовления, мл;  
 $V_{в1}$  – объем воды, содержащийся в эмульсии после приготовления, мл;  
 $V_{о1}$  – объем масла и воды, содержащихся в эмульсии после приготовления, мл;  
 $V_{в2}$  – объем воды после попадания пластовой воды, определенный по результатам ретортного анализа, мл;  
 $V_{м2}$  – объем масла после добавления масла  $\Delta V$  для восстановления прежнего водонефтяного соотношения, мл;  
 $V_{о2} = V_{м2} + V_{в2}$

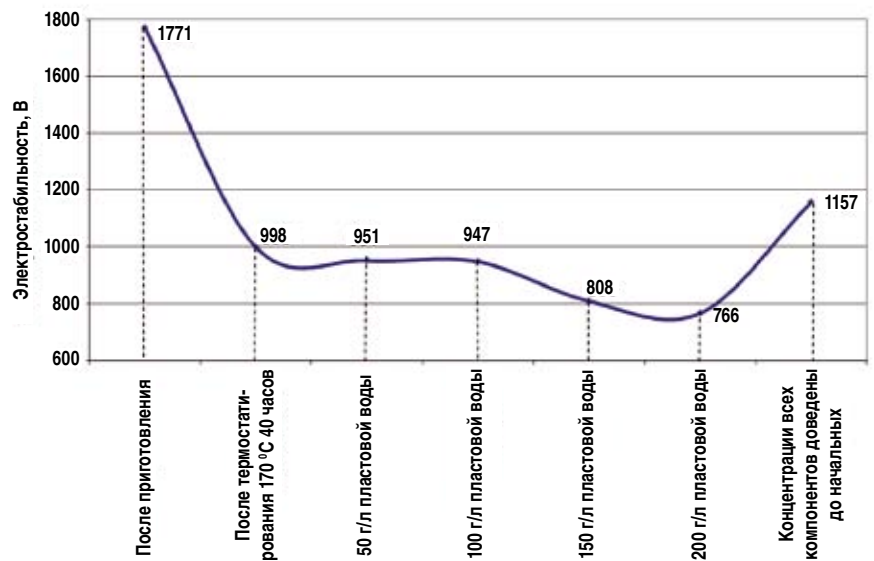


Рис. 4. Изменение электростабильности в ходе испытания на загрязнение раствора пластовой водой

рекомендуемой рецептуре и плотности раствора – путем добавления углеводородной фазы с содержанием эмульгатора 1 – 2%.

Снижение электростабильности ниже 300 В и появление воды в фильтрате свидетельствуют о недостатке эмульгатора.

### Выводы

1. Проведенные исследования показали, что загрязнение и глиной, и пластовой водой оказывают существенное влияние на свойства РУО. Это выражается снижением значений электростабильности и ростом реологических параметров

2. При бурении скважины с использованием раствора на углеводородной основе рекомендуется при измерении основных параметров также уделять внимание



Табл. 3. Изменение параметров раствора с увеличением попадания пластовой воды

Параметр	После приготовления	Термостат. при t=170 °С, 2 суток	+ пластовая вода 200 мл/л	Концентрация компонентов доведена до начальных значений
ЭС при 50 °С, В	1771	998	766	1157
Пластическая вязкость при 50 °С, сП	22,71	12,13	19,21	18,08
ДНС при 50 °С, фунт/ 100 кв.фут	9,79	7,34	9,97	7,12
СНС при 50 °С, 10 сек/10 мин.	4/4	2/2	4/5	3/4
Активность	-	0,684	0,834	0,541
НРПТ при 170 °С, мл/30 мин.	-	11,4	19	11,2
Щелочность	-	2,165	1,69	1,975
Cl, г/л	-	13	13	16
Ca <sub>+</sub> , г/л	-	8,05	7,6	16,85
Избыточная известь, кг/м <sup>3</sup>	-	7,989	6,236	7,288
Плотность, г/см <sup>3</sup>	0,956	0,956	0,971	0,957
Соотношение масло/вода по рез-там реторт. анализа	82/18	86/14	74/25	86/14

На правах рекламы

Реологические параметры эмульсии с соотношением масло: вода = 80:20

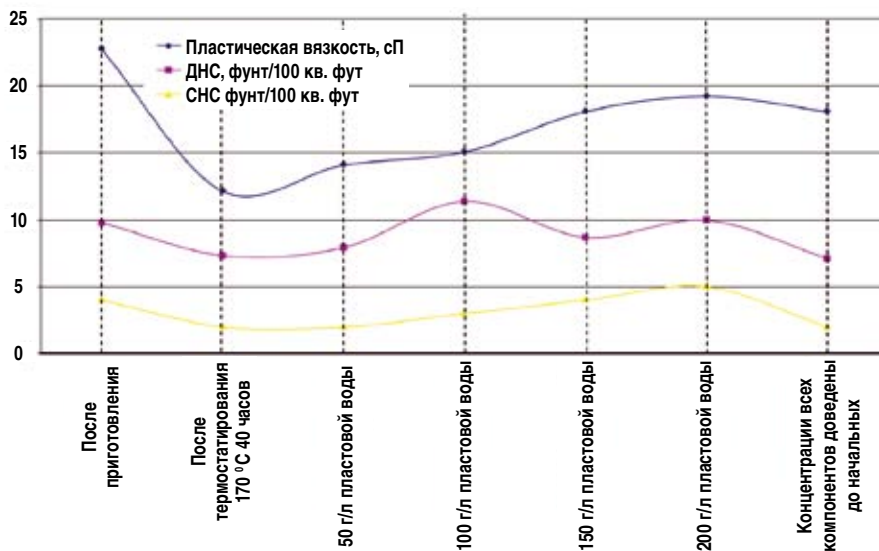


Рис. 5. Изменение реологических свойств эмульсии в ходе испытания на загрязнение раствора пластовой водой

эффективной очистке бурового раствора и поддерживать водонефтяное соотношение в пределах установленного значения согласно проекту.

**Литература**

1. Орлов Г.А., Кендис М.Ш., Глуценко В.Н. Применение обратных эмульсий в нефтедобыче. М.: Недра, 1991. 53 с.
2. ISO 10414-2:2011. Нефтяная и газовая промышленность. Контроль буровых растворов в промысловых условиях. Часть 2. Растворы на нефтяной основе.

**Ключевые слова:** ООО НПП «БУРИНТЕХ», глинистый шлам, пластовая жидкость, инвертно-эмульсионные буровые растворы

