

Поверхностно-активные вещества подвергаются всестороннему анализу перед их использованием в экспериментальных условиях. Один из аспектов – техническая осуществимость производства ПАВ, что требует детального изучения адсорбции и кинетики на породах пласта. Кроме того, перед планированием ПНП с ПАВ проводится анализ затрат и выгод, учитывающий текущую цену на сырую нефть и цену продажи ПАВ в зависимости от объема добычи нефти, который можно достичь с помощью ПАВ.

Синтетические ПАВ, такие как SDS, Tween-80 и Triton X-100, широко используемые в химических технологиях увеличения нефтеотдачи, производятся путем этоксилирования. Поскольку оксид этилена (ЕО) реагирует с фенолом и спиртами, опасность связана с высокой реакционной способностью и термической нестабильностью ЕО, а также с возможностью образования 1,4-диоксана, известного канцерогена. Поэтому продолжаются поиск и исследования экологически чистых природных ПАВ.

Литература

1. Experimental study of wettability alteration and spontaneous imbibition in Chinese shale oil reservoirs using anionic and nonionic surfactants / L. Junrong, J. James, B. Shenga [et al.]. – Texas, USA, 2019.
2. Mehdi, S. Mechanistic Study of Wettability Alteration Using Surfactants with Applications in Naturally Fractured Reservoirs / S. Mehdi. – Kansas, 2008.
3. Monday, O. M. Adsorption of Natural Surfactant on Sandstone in Enhanced Oil Recovery: Isotherms and Kinetics Studies / O. M. Monday // Open Journal of Applied Sciences. – Baku, Azerbaijan, 2023.
4. Anderson, W. Wettability Literature Survey. – Part 2: Wettability Measurement, W. Anderson, J. Pet // Society of Petroleum Engineers, 1986.
5. Alvarez, J. O. Improving oil recovery in the Wolfcamp unconventional liquid reservoir using surfactants in completion fluids / J. O. Alvarez, D. S. Schechter // Journal of Petroleum Science and Engineering. – Texas, USA, 2017.

УДК 666.9

ПОЛУЧЕНИЕ КОМПЛЕКСНОЙ МИНЕРАЛЬНОЙ ДОБАВКИ ДЛЯ ТАМПОНАЖНЫХ РАСТВОРОВ

К. Ф. Мархотко

*БелНИПИнефть РУП «Производственное объединение
«Белоруснефть», г. Гомель*

Рассмотрены вопросы разработки комплексного минерального состава компонента тампонажного материала, позволяющего получить тампонажный раствор пониженной плотности без потери механических свойств цементного камня.

Ключевые слова: тампонажный раствор, сульфферрит, техногенное сырье, плотность, синтез.

OBTAINING A COMPLEX MINERAL ADDITIVE FOR CEMENTING SOLUTIONS

K. F. Marhotko

BelNIPIneft RUE “Production association “Belorusneft”, Gomel

This work involves the development of a mineral composition – a component of the cementing material, which allows obtaining a low-density cementing solution without loss of the mechanical properties of the cement stone.

Keywords: cement slurry, sulfoferrite, technogenic raw materials, density, synthesis.

Основными объектами освоения на нефтяных месторождениях Республики Беларусь являются залежи в межсолевых и подсолевых отложениях. Для эксплуатации таких объектов часто конструкции скважин предусматривают спуск эксплуатационных колонн на глубины более 3500 м. Цементирование эксплуатационной колонны в таких условиях с использованием тампонажного раствора нормальной плотности может привести к самопроизвольному гидроразрыву пласта с последующим поглощением тампонажного раствора. Для предупреждения таких технологических происшествий в РУП «Производственное объединение «Белоруснефть» при цементировании в настоящее время применяется технология цементирования двухступенчатым способом, однако любая технологическая оснастка несовершенна и может привести к аварии вследствие ее отказа. Поэтому разработка и совершенствование составов тампонажных материалов, обладающих специальными свойствами, позволяющих выполнить качественное цементирование скважин сложной конструкции, является важной производственной задачей.

В данной работе рассматриваются результаты проведенных исследований, направленных на разработку комплексного минерального состава – компонента тампонажного материала, дающего возможность получить тампонажный раствор пониженной плотности без потери механических свойств цементного камня. Применение в составе тампонажного цемента данного компонента позволит осуществлять цементирование эксплуатационных колонн в одну ступень.

В ходе выполнения работы были решены следующие задачи:

- произведен поиск техногенного сырья, потенциально пригодного к использованию в составе тампонажных материалов;
- определены условия синтеза комплексного минерального состава и его свойства;
- разработана рецептура тампонажного материала, содержащего комплексный минеральный состав, исследованы состав и структура цементного камня, изучено влияние комплексного минерального состава на основные физико-технологические и механические свойства смесевых композиций.

На основании проведенных исследований получена комплексная минеральная добавка заданных параметров, включение которой в рецептуру цемента позволяет получить тампонажный раствор пониженной плотности (1750 кг/м^3), без потери механических свойств цементного камня. Кроме того, разработанный комплексный минеральный состав позволяет вовлечь в использование техногенное сырье Беларуси и частично будет способствовать решению экономических и экологических проблем предприятий. Материалы по химическому, гранулометрическому и фазово-минералогическому составу используемые в комплексной минеральной добавке, представляют собой отходы, идентичные природному минеральному сырью. Состав сырья для приготовления добавки включает:

- карьерный мел, ОАО «Красносельскстройматериалы»; состав: CaCO_3 – 96 %, примеси – 4 %;
- шлам станций обезжелезивания воды; состав: $\text{Fe}(\text{OH})_3$ – 88,6 %, примеси – 11,4 %;
- фосфогипс, ОАО «Гомельский химический завод»; состав: $\text{CaSO}_4 \cdot 2\text{H}_2\text{O}$ – 96 %, примеси – 4 %;
- обеленные земли, ОАО «Бобруйский завод растительных масел»; состав: SiO_2 – 74 %, примеси – 26 %.

126 Секция 6. Геология и разработка нефтяных и газовых месторождений

Процесс производства сульфферритного компонента в составе добавки состоит из следующих основных технологических стадий:

– пластическое перемешивание сырьевых компонентов в двухвальном смесителе ($t = 20\text{ }^{\circ}\text{C}$);

– грануляция сырьевой смеси ($t = 20\text{ }^{\circ}\text{C}$);

– сушка гранул сырьевой смеси в барабанной сушилке ($t = 105 \pm 5\text{ }^{\circ}\text{C}$);

– обжиг гранул во вращающейся печи ($t = 1000\text{ }^{\circ}\text{C}$);

– помол обожженных гранул в трубной мельнице.

Диатомит получен путем обжига обеленных земель, отхода производства растительных масел при температуре обжига $600\text{ }^{\circ}\text{C}$ до полного выгорания органических примесей.

Проведено исследование следующих рецептов тампонажного раствора плотностью 1750 кг/м^3 (табл. 1).

Таблица 1

Состав тампонажного раствора

Компонент смеси	Содержание компонента, % (состав А)	Содержание компонента, % (состав Б)	Содержание компонента, % (состав В)	Содержание компонента, % (состав Г)	Контроль без добавки
ПЦТ-1-Г	56,25	54,1	51,6	46,6	58,8
Комплексная добавка	6,25	9,6	12,9	20	0
Вода соленасыщенная	37,5	36,3	35,5	33,4	41,2

Испытания проводились для устьевых ($T = 25\text{ }^{\circ}\text{C}$; $P = 0,1\text{ МПа}$), забойных ($T = 60\text{ }^{\circ}\text{C}$; $P = 25\text{ МПа}$) термобарических условий. Технологические параметры прочность на сжатие и объемное изменение цементного камня даны в табл. 2. Прочность на сжатие определялась разрушающим методом контроля п. 14.5 ISO 10426-3-2003 [3]. Объемное расширение – изменением фактического объема цементного камня согласно ISO 10426-5-2004 [3].

Таблица 2

Технологические параметры цемента

Термобарические условия проведения испытаний		Наименование показателей	Значения				
			Контроль	Состав А	Состав Б	Состав В	Состав Г
$T, \text{ }^{\circ}\text{C}$	$P, \text{ МПа}$						
25	0,1	Растекаемость, мм	250	235	235	230	215
		Объемное расширение через 24 ч, %	-4,5	-2,3	-1,2	0,2	-0,6
		Прочность через 24 ч, МПа	14,4	16,2	14,3	15,9	13,4
		Прочность через 72 ч, МПа	21,2	19,8	18,9	20,3	19,2

Термобарические условия проведения испытаний		Наименование показателей	Значения				
			Контроль	Состав А	Состав Б	Состав В	Состав Г
T, °C	P, МПа						
60	28	Растекаемость, мм	250	235	235	230	215
		Объемное расширение через 24 ч, %	-7,8	-5,3	-2,1	0	-1,4
		Прочность через 24 ч, МПа	17,7	19,5	18,2	21,3	17,8
		Прочность через 72 ч, МПа	23,0	22,4	21,5	25,2	23,6

Полученные данные свидетельствуют о том, что использование состава В в тампонажном растворе позволяет получить безусадочный цемент пониженной плотности с сохранением механических характеристик.

Новизна разработки заключается в получении облегчающей добавки для тампонажного раствора, пригодного для цементирования эксплуатационных колонн. В настоящее время в РУП «Производственное объединение «Белоруснефть» облегченные тампонажные растворы не применяются при цементировании эксплуатационных колонн из-за высокой стоимости, отсутствия технологичности (требуемых механических свойств цементного камня).

Л и т е р а т у р а

1. Патент RU 2232731, МПК 7 С 04 В 7/02. Безусадочный цемент : № 2001123471/03 : заявлено 23.08.2001 : опубл. 20.07.2004 / Осокин А. П., Пушкарев И. С., Сивков С. П., Энтин З. Б. ; заявители и патентообладатели : Осокин А. П., Пушкарев И. С., Сивков С. П., Энтин З. Б. – 3 с.
2. Исследование адсорбционно-структурных свойств природных и обработанных диатомитов / Г. Г. Мартиросян, А. Г. Манукян, Э. Б. Овсепян, К. А. Костанян // Прикладная химия. – 2003. – Т. 76, № 4. – С. 551–555.
3. Международный стандарт. Промышленность нефтяная и газовая. Цементы и материалы для цементирования скважин : ISO 10426.

УДК 622.276

ТЕПЛОВОЕ ВОЗДЕЙСТВИЕ ПРИ ТЕХНОЛОГИЧЕСКИХ ОБРАБОТКАХ ГОРЯЧЕЙ ВОДОЙ НА СКВАЖИНАХ МЕСТОРОЖДЕНИЙ ПРИПЯТСКОГО ПРОГИБА

В. С. Горбаченко¹, Н. А. Демяненко², М. А. Лопушко¹

¹БелНИПИнефть РУП «Производственное объединение
«Белоруснефть», г. Гомель

²Учреждение образования «Гомельский государственный технический
университет имени П. О. Сухого», Республика Беларусь

Представлены результаты измерения температуры жидкости в насосно-компрессорных трубах при проведении обработок скважин горячей водой от асфальтосмолопарафиновых отложений (АСПО) и их эффективность. С помощью корреляционного анализа выделены основные критерии, влияющие на степень прогрева добываемой жидкости, и предложены рекомендации по повышению эффективности применяемых методов борьбы с АСПО.

Ключевые слова: АСПО, методы борьбы с АСПО, обработки горячей водой.