



УДК 665.622.4

## ИНГИБИТОРЫ СОЛЕОТЛОЖЕНИЯ НА ОСНОВЕ ФОСФАТОВ ТЕТРАМЕТИЛЭТИЛЕНДИАМИНА И НАНОЧАСТИЦЫ

### SALTING INHIBITOR BASED ON TETRAMETHYLETHYLENEDIAMINE PHOSPHATES AND NANOPARTICLES

**Гасанов Худаяр Исмаил оглы**

доктор химических наук, профессор,  
ведущий научный сотрудник лаборатории  
«Борьба с парафино- и солеотложениями»,  
SOCAR, Научно-Исследовательский  
Проектный Институт «Нефтегаз»  
x.qasanov58@gmail.com

**Халилов Нурлан Назим оглы**

старший научный сотрудник лаборатории  
«Гидрогеология и гидрохимия»,  
SOCAR, Научно-Исследовательский  
Проектный Институт «Нефтегаз»  
nurlan.xalilov1@gmail.com

**Аннотация.** Разработан способ получения ингибитора отложений минеральных солей, включающий взаимодействие 50 %-ной ортофосфорной кислоты с тетраметилэтилендиамином (TETMEN) при температуре 40–45 °С и мольном соотношении реагентов соответственно равным 1 : 1; 1 : 2 и 1 : 3. После чего полученные соли  $H_2PO_4(HTETMEN)$  (БР-13),  $HPO_4(HTETMEN)_2$  (БР-14) и  $PO_4(HTETMEN)_3$  (БР-15) охлаждают до 20 °С, и из них приготавливают 10 %-ный водный раствор, с последующим добавлением алюминиевой наночастицы в количестве общей массы 0,0001; 0,0005; 0,001; 0,005 %. Наибольший эффект показывают наноконпозиции с массой наночастицы 0,0005 %. При подаче полученных ингибиторов в сульфатный и карбонатный растворы с расходами 20, 25, 30 мг/л, они проявляют высокий защитный эффект, максимальный защитный эффект более 97 % наблюдается при введении ингибитора БРНЧ-14 в растворы с расходом 30 мг/л.

**Ключевые слова:** ингибитор солеотложения, тетраметилэтилендиамин, ортофосфорная кислота, наноконкомпозит, защитный эффект, протонирования, органическая основания.

**Hasanov Khudayar Ismail**

Doctor of Chemical Sciences, professor,  
Senior scientific employee of laboratory  
of the «Saline deposit and paraffin control»,  
SOCAR, «Oil Gas Scientific Research  
Project» Institute  
x.qasanov58@gmail.com

**Khalilov Nurlan Nazim**

Senior researcher of laboratory  
of the «Hydrogeology and hydrochemistry»,  
SOCAR, «Oil Gas Scientific Research  
Project» Institute  
nurlan.xalilov1@gmail.com

**Annotation.** A method for obtaining an inhibitor of mineral salt deposits has been developed, including the interaction of 50 % orthophosphoric acid with tetramethylethylenediamine (TETMEN) at a temperature of 40-45 °C and a molar ratio of reagents, respectively, equal to 1 : 1; 1 : 2 and 1 : 3. After that, the resulting salts  $H_2PO_4(HTETMEN)$  (BR-13),  $HPO_4(HTETMEN)_2$  (BR-14) and  $PO_4(HTETMEN)_3$  (BR-15) are cooled to 20 °C, and a 10 % aqueous solution is prepared from them, followed by the addition of an aluminum nanoparticles in an amount of a total mass of 0.0001; 0.0005; 0.001; 0.005 %. The greatest effect is shown by nanocomposites with a nanoparticles mass of 0.0005 %. When the obtained inhibitors are supplied to sulfate and carbonate solutions at a flow rate of 20, 25, 30 mg/l, they exhibit a high protective effect, the maximum protective effect of more than 97 % is observed when inhibitor BRNP-14 is introduced into solutions at a flow rate of 30 mg/l.

**Keywords:** salting inhibitor, tetramethylethylenediamine, phosphoric acid, nanocomposite, protective effect, protonation, organic bases.

**В** настоящее время практически нет ни одной значимой нефтяной провинции в мире, где добыча и переработка нефти не сопровождалась бы отложением солей [1, 2]. Отложение солей при нефтедобыче представляет собой процесс массовой кристаллизации из пересыщенных растворов при сложных гидро и термодинамических условиях в присутствии нефтяных компонентов, газовой фазы и механических примесей. Основными причинами образования солевых отложений являются перенасыщенность пластовой воды сульфатами и карбонатами [3], которая влияет на интенсивность накопления, характер и свойства осадков.

Солевые отложения в нефтепромысловой практике, как правило, представляют собой сложные многокомпонентные образования и не являются мономинеральными. Концентрируясь на границе раздела фаз, соли повышают стабильность водонефтяных эмульсий, увеличивая затраты на подготовку товарной нефти.

В целях увеличения срока службы нефтепромыслового оборудования для каждого объекта необходимо проводить индивидуальный подбор реагентов, разрабатывать оптимальную технологию применения и режим дозирования [4, 5].

Наиболее эффективным средством борьбы с солеотложением является применение ингибиторов. Ингибиторы предназначены для предотвращения образования минеральных отложений различ-



ного состава на внутренней поверхности нефтепромыслового оборудования, систем поддержания пластового давления и утилизации сточных вод, а также для защиты скважин и глубинного оборудования [6, 7]. В основе механизма действия ингибиторов солеотложения лежат адсорбционные процессы. Ингибиторы солеотложения, адсорбируясь на зародышевых центрах солевого соединения, подавляют рост кристалла, видоизменяют его форму и размеры, препятствуют прилипанию друг к другу, а также ухудшают адгезию кристалла к металлическим поверхностям [8].

В настоящее время количество ингибиторов солеотложения велико. Фосфорные соединения- органические фосфатные эфиры, органические фосфонаты, органические аминокислоты, неорганические полифосфаты и органические полимеры являются основными ингибиторами солеотложения. Эти ингибиторы солеотложения сводят к минимуму осаждение солевых отложений посредством сочетания диспергирования кристаллов и стабилизации отложений [2, 4]. В настоящее время, оптимальный выбор ингибитора для защиты стального оборудования от солеотложений и коррозии - актуальная задача [8, 9].

Применение нанотехнологий позволяет добиться особых успехов в выведении на качественно новый уровень нефтепереработки и нефтехимии [10]. Наносодержащие композиции, используемые как действующие вещества ингибиторов солеотложения для предотвращения образования солей в технологических процессах добычи нефти являются более эффективными [11, 12]. Основные преимущества применения нанотехнологий в качестве ингибитора солеотложения основаны на воздействии большой площади поверхности для реакции, что снижает склонность к неблагоприятным и побочным реакциям.

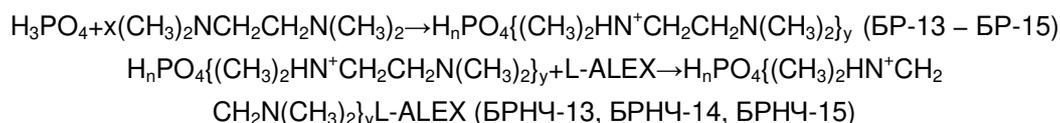
Целью настоящей работы является получение наносодержащих ингибиторов солеотложения на основе фосфатов тетраметилэтиленди-аммоний, а также исследование их ингибирующих свойств солеотложения в модели пластовой воды.

В качестве исходных реагентов в композиционных ингибиторах солеотложения использованы органические амины, ортофосфорная кислота, железные, медные и алюминиевые нанопорошки. В качестве аминоксодержащего соединения используют тетраметилэтилендиамин, с которым взаимодействие осуществляется в различном мольном соотношении реагентов и наночастицы.

Компоненты, содержащиеся в составе ингибитора – ортофосфорная кислота марка «хч» в виде 50 %-ного водного раствора, тетраметилэтилендиамин производства фирмы «Reanol», алюминиевые наночастицы марка L-ALEX с размером 90–110 нм. ИК спектры сняты на спектрометрах Thetmoscientific, Nicoletis 10 и Bruker IFS-113V в вазелиновом или в суспензии фторированных масел, а также в виде таблеток с KBr. Вязкость и плотность наноконпозиции определена на вискозиметре фирмы Anton Paar маркой SVM 3000.

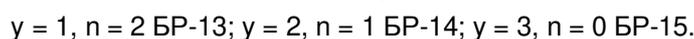
Взаимодействие ортофосфорной кислоты с тетраметилэтилендиамином (TETMEN), осуществляют при температуре 40-45 °С, в мольном соотношении реагентов равном соответственно 1 : 1, 1 : 2 и 1 : 3. В результате взаимодействия образуются соли с общей формулой  $H_2PO_4(HTETMEN)$  (БР-13),  $HPO_4(HTETMEN)_2$  (БР-14) и  $PO_4(HTETMEN)_3$  (БР-15). При этом образуются соединения фосфаты тетраметилэтилендиамин производные, в виде сиропа. После чего полученные сиропобразные соли белого цвета с желтым оттенком охлаждают до 20 °С, затем по отдельности из них приготавливают 10 %-ный водный раствор. К готовому раствору при интенсивном перемешивании с расчетом общей массы реагентов к каждому добавляют алюминиевые наночастицы в количестве 0,0001; 0,0005; 0,001; 0,005 %.

Общую реакцию схему фосфатов тетраметилэтилендиамины производные и готового ингибитора с наночастицей можно описать следующим образом:



где  $x = 1-3, y = 1-3, n = 0-2$ .

Ингибиторы без наночастицы обозначены следующим образом:



Ингибиторы с наночастицей обозначены следующим образом:



Испытания защитной эффективности приготовленных ингибиторов по предотвращению отложений сульфата и карбоната кальция проведены в модели пластовой воды. Для моделирования образования отложений использованы нижеследующие воды:

Для $CaSO_4$		Для $CaCO_3$	
$CaCl_2$	13,6 г/дм <sup>3</sup>	$CaCl_2$	2,92 г/дм <sup>3</sup>
$MgCl_2 \cdot 6 H_2O$	1,24 г/дм <sup>3</sup>	$MgCl_2 \cdot 6 H_2O$	4,26 г/дм <sup>3</sup>
$Na_2SO_4$	13,0 г/дм <sup>3</sup>	$Na_2SO_4$	2,4 г/дм <sup>3</sup>
$NaCl$	18,8 г/дм <sup>3</sup>	$NaCl$	40,6 г/дм <sup>3</sup>



По методике испытаний [13] после подачи ингибитора в модель пластовых вод пробы с ингибитором и без него - «холостая» проба, держится в термостате при температуре 80 °С в течение 5 часов. После охлаждения проб отфильтровывался выпавший осадок. Остаточное содержание в растворе катионов кальция определялось трилонометрическим титрованием. Эффективность ингибирования (Э, %) рассчитывалась по формуле:

$$Э = (C_p - C_x) \cdot 100 / (C_0 - C_x), \%$$

где  $C_p$  – содержание ионов кальция в пробе с ингибитором после термостатирования, мг/л;  $C_x$  – содержание ионов кальция в «холостой» пробе, мг/л;  $C_0$  – содержание ионов кальция в исходном растворе, мг/л.

Результаты испытаний по определению защитного эффекта полученных ингибиторов отложений солей без и с наночастицей приведены в таблицах 1 и 2.

**Таблица 1** – Определение защитного эффекта ингибиторов отложений солей базовых реагентов (БР-13– БР-15)

Реагент	Ингибитор	Расход ингибитора, мг/л	Защитный эффект ингибитора, %	
			CaSO <sub>4</sub> ·2H <sub>2</sub> O	CaCO <sub>3</sub>
БР-13	H <sub>2</sub> PO <sub>4</sub> (CH <sub>3</sub> ) <sub>2</sub> HN <sup>+</sup> CH <sub>2</sub> CH <sub>2</sub> N(CH <sub>3</sub> ) <sub>2</sub>	20	71,3	74,4
		25	76,4	78,3
		30	80,5	84,6
БР-14	HPO <sub>4</sub> {(CH <sub>3</sub> ) <sub>2</sub> HN <sup>+</sup> CH <sub>2</sub> CH <sub>2</sub> N(CH <sub>3</sub> ) <sub>2</sub> } <sub>2</sub>	20	74,4	77,2
		25	79,2	81,9
		30	85,5	89,3
БР-15	PO <sub>4</sub> {(CH <sub>3</sub> ) <sub>2</sub> HN <sup>+</sup> CH <sub>2</sub> CH <sub>2</sub> N(CH <sub>3</sub> ) <sub>2</sub> } <sub>3</sub>	20	72,2	75,0
		25	76,3	79,8
		30	82,9	85,3

**Таблица 2** – Определение защитного эффекта наносодержащих ингибиторов отложений солей (БРНЧ-13– БРНЧ-15)

Реагент	Ингибитор	Наночастица, %	Расход ингибитора, мг/л	Защитный эффект ингибитора, %	
				CaSO <sub>4</sub> ·2H <sub>2</sub> O	CaCO <sub>3</sub>
1	2	3	4	5	6
БРНЧ-13	H <sub>2</sub> PO <sub>4</sub> (CH <sub>3</sub> ) <sub>2</sub> HN <sup>+</sup> CH <sub>2</sub> CH <sub>2</sub> N(CH <sub>3</sub> ) <sub>2</sub> L-ALEX	0,0001	20	79,2	81,3
			25	80,9	85,8
			30	84,7	89,7
БРНЧ-13	H <sub>2</sub> PO <sub>4</sub> (CH <sub>3</sub> ) <sub>2</sub> HN <sup>+</sup> CH <sub>2</sub> CH <sub>2</sub> N(CH <sub>3</sub> ) <sub>2</sub> L-ALEX	0,0005	20	81,4	83,5
			25	85,1	88,8
			30	89,6	91,2
БРНЧ-13	H <sub>2</sub> PO <sub>4</sub> (CH <sub>3</sub> ) <sub>2</sub> HN <sup>+</sup> CH <sub>2</sub> CH <sub>2</sub> N(CH <sub>3</sub> ) <sub>2</sub> L-ALEX	0,001	20	79,7	80,2
			25	80,4	81,6
			30	84,5	85,2
БРНЧ-13	H <sub>2</sub> PO <sub>4</sub> (CH <sub>3</sub> ) <sub>2</sub> HN <sup>+</sup> CH <sub>2</sub> CH <sub>2</sub> N(CH <sub>3</sub> ) <sub>2</sub> L-ALEX	0,005	20	79,7	80,8
			25	80,5	82,6
			30	83,3	84,5
БРНЧ-14	HPO <sub>4</sub> {(CH <sub>3</sub> ) <sub>2</sub> HN <sup>+</sup> CH <sub>2</sub> CH <sub>2</sub> N(CH <sub>3</sub> ) <sub>2</sub> } <sub>2</sub> L-ALEX	0,0001	20	81,4	84,4
			25	86,2	88,3
			30	92,7	94,6
БРНЧ-14	HPO <sub>4</sub> {(CH <sub>3</sub> ) <sub>2</sub> HN <sup>+</sup> CH <sub>2</sub> CH <sub>2</sub> N(CH <sub>3</sub> ) <sub>2</sub> } <sub>2</sub> L-ALEX	0,0005	20	85,1	87,2
			25	91,6	93,8
			30	95,2	97,4
БРНЧ-14	HPO <sub>4</sub> {(CH <sub>3</sub> ) <sub>2</sub> HN <sup>+</sup> CH <sub>2</sub> CH <sub>2</sub> N(CH <sub>3</sub> ) <sub>2</sub> } <sub>2</sub> L-ALEX	0,001	20	83,7	85,3
			25	88,2	91,7
			30	91,5	94,3
БРНЧ-14	HPO <sub>4</sub> {(CH <sub>3</sub> ) <sub>2</sub> HN <sup>+</sup> CH <sub>2</sub> CH <sub>2</sub> N(CH <sub>3</sub> ) <sub>2</sub> } L-ALEX	0,005	20	83,1	84,7
			25	86,6	87,2
			30	89,5	90,3
БРНЧ-15	PO <sub>4</sub> {(CH <sub>3</sub> ) <sub>2</sub> HN <sup>+</sup> CH <sub>2</sub> CH <sub>2</sub> N(CH <sub>3</sub> ) <sub>2</sub> } <sub>3</sub> L-ALEX	0,0001	20	83,3	84,7
			25	89,2	91,5
			30	90,1	93,2



## Окончание таблицы 2

1	2	3	4	5	6
БРНЧ-15	PO <sub>4</sub> {(CH <sub>3</sub> ) <sub>2</sub> HN <sup>+</sup> CH <sub>2</sub> CH <sub>2</sub> N(CH <sub>3</sub> ) <sub>2</sub> } <sub>3</sub> L-ALEX	0,0005	20	85,5	87,6
			25	89,7	92,4
			30	94,2	95,7
БРНЧ-15	PO <sub>4</sub> {(CH <sub>3</sub> ) <sub>2</sub> HN <sup>+</sup> CH <sub>2</sub> CH <sub>2</sub> N(CH <sub>3</sub> ) <sub>2</sub> } <sub>3</sub> L-ALEX	0,001	20	82,1	84,4
			25	88,5	90,3
			30	90,1	92,6
БРНЧ-15	PO <sub>4</sub> {(CH <sub>3</sub> ) <sub>2</sub> HN <sup>+</sup> CH <sub>2</sub> CH <sub>2</sub> N(CH <sub>3</sub> ) <sub>2</sub> } <sub>3</sub> L-ALEX	0,005	20	83,3	86,6
			25	87,0	89,8
			30	90,4	93,5

Из таблицы 1 видно, что при подаче базового реагента в сульфатный и карбонатный растворы с расходами 20, 25, 30 мг/л, они проявляют высокий защитный эффект – более 80 %. Эффективность ингибитора во всех случаях зависит от его химического состава, расхода, природы солей из осадочных пород и других факторов [14]. Сравнивая между собой свойства ингибиторов БР-13, БР-14 и БР-15 видно, что ингибитор БР-14 предотвращает осаждение 85,5 % сульфатов, 89,3 % карбонатов при массе 30 мг/л. Максимальный защитный эффект наблюдается при введении ингибитора в сульфатный и карбонатный растворы с расходом 30 мг/л.

Разработанный нанокompозит на основе базового реагента с использованием железных, медных и алюминиевых нанопорошков на всех этапах исследования были проведены сравнительные исследования. Проведенные нами исследования показали, что алюминийсодержащий нанокompозит является более эффективным ингибитором солеотложения, чем железо и медьсодержащие композиты, поэтому в данной работе было сочтено целесообразным приводить только его результаты.

В таблице 2 приведены показатели ингибирующего свойства нанокompозитов (БРНЧ-13, БРНЧ-14, БРНЧ-15) изготовленных с добавлением наночастиц алюминия в базовый ингибитор (БР-13, БР-14, БР-15) в количестве общей массы 0,0001; 0,0005; 0,001; 0,005 %. Как видно из таблицы, максимальную эффективность показывает – нанокompозит БРНЧ-14, содержащий в своем составе до 0,0005 % наночастиц от общей массы. БРНЧ-14 – нанокompозит предотвращает осаждение максимум 95,2 % сульфатов, 97,4 % карбонатов при массе 30 мг/л. Как видно из таблицы, в ингибирующих свойствах других образцов нанокompозитов не наблюдается столь сильной динамики эффективности.

Ингибиторы солеотложения взаимодействуют с кристаллами солей, препятствуя процессу укрупнения кристаллов. Это способствует поддержанию кристаллообразующих катионов и анионов во взвешенном состоянии в процессе их движения. Такими свойствами обладают соль тетраметилэтилендиамин-моногидроортофосфорной кислоты. Механизм действия нанокompозита ингибитора солеотложения заключается в адсорбции молекул на кристаллах соли, что затрудняет их способность к агрегации и накоплению [15,16].

ИК-спектроскопия, как физический метод исследования композиционных образцов, позволяет выявить закономерности, связанные со структурными изменениями, происходящими при введении наночастиц в матрицу на основе солей органических оснований.

При взаимодействии тетраметилэтилендиамина с ортофосфорной кислотой ясно видно, что образование протонированного четвертичного амина наблюдается в ИК-спектре комплексной соли с полосой поглощения 3360 см<sup>-1</sup>, приведенном на рисунке 1. При сравнении ИК-спектров базового реагента и нанокompозиции, видно что, частоты поглощения не меняются, то есть в веществе произошло новое структурное изменение без разложения.

Установлено, что без изменения частот изменилось соотношение интенсивностей. Соотношение интенсивностей-это отношение метильной (CH<sub>3</sub>) и метиленовой (CH<sub>2</sub>) групп друг к другу. Это соотношение составляет 2 : 0,5 после добавления наночастиц, в то время как соотношение функциональных групп составляет 2 : 1. Это означает, что после взаимодействия базового реагента с наночастицами алюминия, групп CH<sub>3</sub> в 4 раза становится больше, чем в исходном веществе. Изменение соотношения интенсивностей метильной и метиленовой групп в нанокompозите показывает, что изменение наноструктуры образца происходит в результате добавления наночастиц алюминия в базовый реагент. Установлено, что при взаимодействии с небольшим количеством наночастиц алюминия с базовым реагентом происходит перегруппировка некоторой части углеводов.

Как видно из рисунка 1, изменения полос поглощения наблюдаются в ИК-спектре образца, приготовленного из малого количества – 0,0005 % алюминиевой наночастицы. Наблюдаемая в ИК-спектре нанокompозита полоса поглощения в области 1463 см<sup>-1</sup> была отнесена к асимметричным деформационным колебаниям метильных групп, а полоса поглощения 1377 см<sup>-1</sup> к симметричным деформационным колебаниям неизмененных метильных групп. В результате проведенных исследований было установлено, что при воздействии небольшого количества алюминиевой наночастицы в определенной части базового реагента происходит процесс перегруппировки.

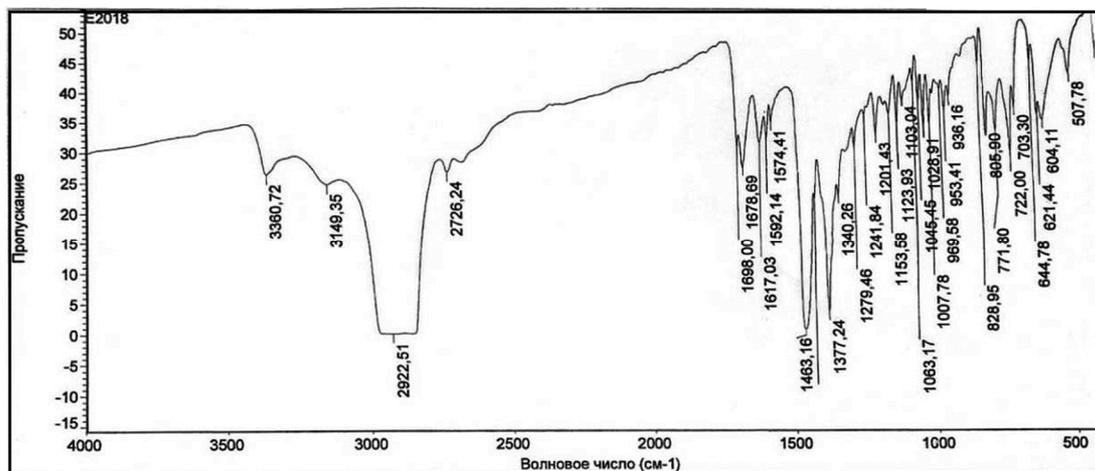


Рисунок 1 – ИК-спектры наносодержащего ингибитора отложений солей – БРНЧ-14

Некоторые физические параметры базового ингибитора (БР-14) и нанокompозита (БРНЧ-14), полученного на основе базового реагента и алюминиевого нанопорошка приведены в таблицах 3 и 4.

Таблица 3 – Физические показатели базового ингибитора (БР-14) отложений солей

Внешний вид	Светло-желтый
Кинематическая вязкость 20 °С, мм <sup>2</sup> /с	15,2 ÷ 29,1
Динамическая вязкость 20 °С, мПа·с	18,4 ÷ 35,61
Плотность при 20 °С, кг/м <sup>3</sup>	1190 ÷ 1215
Интервал водородного показателя (рН)	4,7 ÷ 5,9
Температура застывания, °С	-13
Растворимость: в воде	растворяется в воде

Таблица 4 – Физические показатели наносодержащего ингибитора (БРНЧ-14) отложений солей

Внешний вид	Светло-желтый
Кинематическая вязкость 20 °С, мм <sup>2</sup> /с	12,6 ÷ 26,5
Динамическая вязкость 20 °С, мПа·с	16,1 ÷ 32,57
Плотность при 20 °С, кг/м <sup>3</sup>	1085 ÷ 1120
Интервал водородного показателя (рН)	5,4 ÷ 6,5
Температура застывания, °С	-17
Растворимость: в воде	растворяется в воде

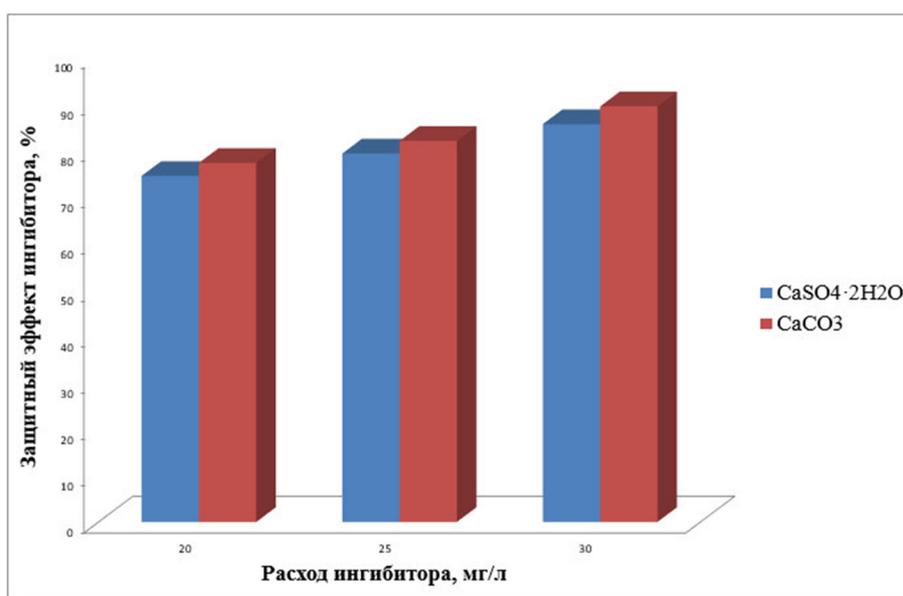
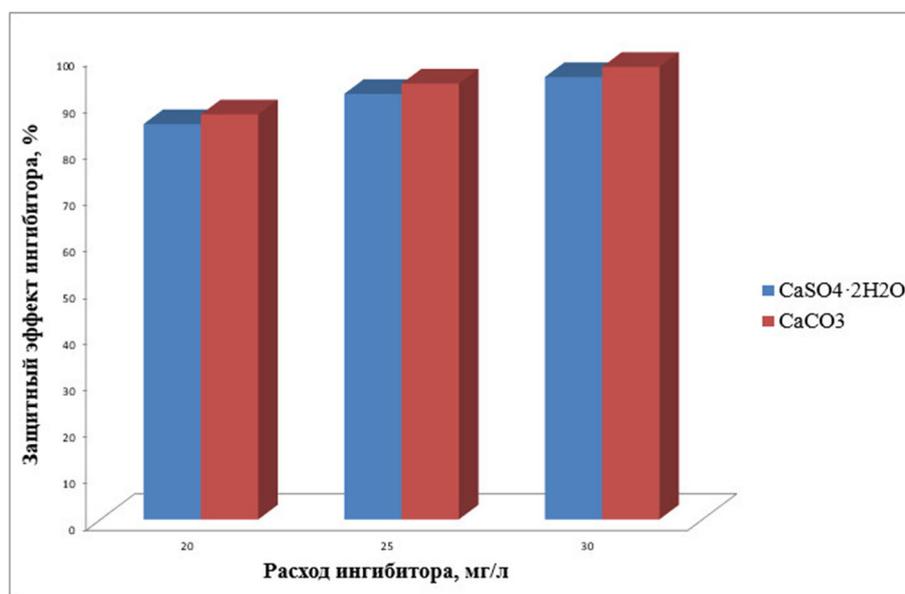


Рисунок 2 – Зависимость защитного эффекта ингибитора отложений солей гидрофосфат бистетраметилэтилендиаммония (БР-14) от расхода ингибитора



Результаты определения защитного эффекта ингибитора отложений солей, производные тетраметилэтилендиамина с ортофосфорной кислотой и наночастицей отражены в гистограммах (рис. 2–3).



**Рисунок 3** – Зависимость защитного эффекта ингибитора отложений солей моногидрофосфат бистетраметилэтилендиаммония с наночастицей 0,0005 % (БРНЧ-14) от расхода ингибитора

Таким образом, разработан способ получения ингибитора отложений минеральных солей, включающий взаимодействие тетраметилэтилен-диамина с ортофосфорной кислотой и алюминиевой наночастицей при температуре 40–45 °С, и мольном соотношении реагентов равны соответственно 1 : 1, 1 : 2 и 1 : 3. При подаче разработанных ингибиторов в сульфатный и карбонатный растворы с расходами 20, 25, 30 мг/л, они проявляют высокий защитный эффект - более 80 %. Максимальный защитный эффект (более 97 %) наблюдается при введении ингибитора БРНЧ-14 в растворы с расходом 30 мг/л.

#### Список литературы:

1. Ингибиторная защита нефтепромыслового оборудования от коррозии и солеотложения / В.Н. Глущенко [и др.]. – Уфа : Китап, 2013. – 592 с.
2. Nancollas G.H., Kazmierczak T.F., Schuttringer E.A. Controlled Composition Study of Calcium Carbonate Growth: The Influence of Scale Inhibitors // Corrosion-NACE 37. – 1981. – № 2. – P. 76–81.
3. Шакрисламов А.Г., Гильмутдинов Б.Р., Гарифуллин Ф.С. Повышение эксплуатационной надежности эксплуатационной колонны в условиях солеотложения и коррозии // Нефтяное хозяйство. – 2007. – № 8. – С. 128–131.
4. Чаусов Ф.Ф. Эффективность фосфонатоцинкатных ингибиторов солеотложений и коррозии. Сравнительные лабораторные исследования // Экология и промышленность России. – 2008. – № 9. – С. 28–33.
5. Минязев И.К. Анализ эффективности ингибиторов солеотложений при их дозировании в добывающие скважины // Нефтепромысловое дело. – 2009. – Вып. 6. – С. 42–44.
6. Дятлова Н.М., Темкина В.Я., Попов К.И. Комплексоны и комплексоны металлов. – М. : Химия, 1988. – 544 с.
7. Чаусов Ф.Ф. Сравнение эффективности защиты стали от коррозии и солеотложений различными ингибиторами // Новости теплоснабжения. – 2008. – № 9. – С. 40–45.
8. Применение механических методов предупреждения отложения солей в скважинах залежей / Ю.Н. Легаев [и др.] // Нефтяное хозяйство. – 2015. – № 7. – С. 58–60.
9. Шахбазов Э.К. Нанотехнология в нефтяной промышленности. – Баку, 2012. – С. 42–54.
10. Нанотехнологии. Азбука для всех // Под ред. Ю.Третьякова. – М. : Физматлит, 2008. – 367 с.
11. Юсифзаде Х., Шахбазов Э. Разработка и внедрение нанотехнологий в нефтегазодобыче. – Баку, 2011. – 108 с.
12. Роко М.К., Уильямса Р.С., Аливатоса П. Нанотехнология в ближайшем десятилетии. Прогноз направления исследований. – М. : Мир, 2002. – 292 с.
13. Бикчантаева Н.В., Монахова Н.В., Алешкина И.В. Исследование свойств нового ингибитора солеотложений СНПХ-5312 (марок С и Т) // Нефтяное хозяйство. – 2000. – № 11. – С. 39–40.



14. Разработка композиционных составов для глубокого обессоливания нефти / Э.Д. Саттарова [и др.] // Вестник Казан. технол. ун-та. – 2012. – № 18. – С. 233–235.
15. Шалыгин Р.К. Решение проблем нефтегазодобычи химическими средствами // Современные тенденции развития науки и технологий. – 2016. – Вып. 10-1. – С. 133–135.
16. Пармон В.Н. Термодинамический анализ влияния наночастиц активной фазы на адсорбционное равновесие и скорость гетерогенных каталитических процессов // ДАН. – 2007. – Т. 413. – № 1. – С. 50–53.

#### List of references:

1. Inhibitor protection of oilfield equipment from corrosion and scaling / V.N. Glushchenko [et al.]. – Ufa : Kitap, 2013. – 592 p.
2. Nancollas G.H., Kazmierczak T.F., Schuttringer E.A. Controlled Composition Study of Calcium Carbonate Growth: The Influence of Scale Inhibitors // Corrosion–NACE 37. – 1981. – № 2. – P. 76–81.
3. Shakrislamov A.G., Gilmutdinov B.R., Garifullin F.S. Increasing the operational reliability of the production casing under conditions of salt deposition and corrosion // Oil Industry. – 2007. – № 8. – p. 128–131.
4. Chaouf F.F. Efficiency of phosphonate-synthetic inhibitors of scale and corrosion. Comparative laboratory researches // Ecology and industry of Russia. – 2008. – № 9. – P. 28–33.
5. Minyazev I.K. Analysis of efficiency of scale inhibitors at their dosing into pre-production wells // Oilfield Business. – 2009. – Вып. 6. – P. 42–44.
6. Dyatlova N.M., Temkina V.Y., Popov K.I. Complexons and metal complexonates. – M. : Khimia, 1988. – 544 p.
7. Chaouf F.F. Comparison of efficiency of a steel protection from corrosion and scaling by different inhibitors // Heat Supply News. – 2008. – № 9. – P. 40–45.
8. Application of mechanical methods for prevention of salt deposits in reservoir wells / Y.N. Legaev [et al.] // Oil Economy. – 2015. – № 7. – P. 58–60.
9. Shahbazov E.K. Nanotechnology in the oil industry. – Baku, 2012. – P. 42–54.
10. Nanotechnology. Alphabet for all // Ed. by Yu.Tretyakov. – M. : Fizmatlit, 2008. – 367 p.
11. Yusifzadeh H., Shahbazov E. Development and implementation of nanotechnology in oil and gas production. – Baku, 2011. – 108 p.
12. Roko M.K., Williams R.S., Alivatos P. Nanotechnology in the next decade. Prognosis of research directions. – M. : World, 2002. – 292 p.
13. Bikhantaeva N.V., Monakhova N.V., Alyoshkina I.V. Study of the properties of the new salt inhibitor SNPCH–5312 (grades C and T) // Oil Economy. – 2000. – № 11. – P. 39–40.
14. Development of composite compositions for deep desalting of oil / E.D. Sattarova [et al.] // Bulletin of Kazan. – 2012. – № 18. – P. 233–235.
15. Shalygin R.K. Solving problems of oil and gas production by chemical means // Modern trends in science and technology. – 2016. – Вып. 10–1. – P. 133–135.
16. Parmon V.N. Thermodynamic analysis of the influence of the active phase nanoparticles on the adsorption equilibrium and the rate of heterogeneous catalytic processes // DAN. – 2007. – Т. 413. – № 1. – P. 50–53.