



УДК 665.622.4

ИНГИБИТОРЫ СОЛЕОТЛОЖЕНИЯ НА ОСНОВЕ ФОСФАТОВ ЭТИЛЕНДИАМИНА И СОЛЯНОЙ КИСЛОТЫ



SALTING INHIBITORS BASED ON ETHYLENEDIAMINE AND CHLOROHYDRIC ACID PHOSPHATES

Гасанов Худаяр Исмаил

доктор химических наук,
НИПИ «Нефтегаз» SOCAR,
Баку, Азербайджан
x.qasanov58@gmail.com

Халилов Нурлан Назим

НИПИ «Нефтегаз» SOCAR,
Баку, Азербайджан
nurlan.xalilov1@gmail.com

Аннотация. Разработан способ получения ингибитора отложенных минеральных солей, включающий взаимодействие фосфаты этилендиамин с 21 %-ной соляной кислотой при температуре 35–40 °С, и мольном соотношении реагентов равном 1:1. После чего полученные смешанные соли этилендиамин с фосфорной и соляной кислотой охлаждают до 20 °С, и разбавляют водой до образования 10 %-ного раствора.

При подаче полученных ингибиторов в сульфатного и карбонатного растворов с расходом 20, 25, 30 мг/л, они проявляют высокий защитный эффект – более 80 %. Максимальный защитный эффект (более 90 %) наблюдается при введении ингибитора в растворы с расходом 30 мг/л.

Ключевые слова: ингибитор солеотложения, этилендиамин, соляная и фосфорная кислота, защитный эффект.

Hasanov Khudayar Ismail

Doctor of Chemical Sciences,
Oil Gas Scientific Research Project Institute,
SOCAR, Baku, Azerbaijan
x.qasanov58@gmail.com

Khalilov Nurlan Nazim

Oil Gas Scientific Research Project Institute,
SOCAR, Baku, Azerbaijan
nurlan.xalilov1@gmail.com

Annotation. A method has been developed for producing an inhibitor of deposits of mineral salts, including the interreacting of ethylenediamine phosphates with 21 % chlorohydric acid under temperature of 35–40 °C, and a molar ratio of reagents equal to 1:1. After that, the obtained mixed ethylenediamine salts with phosphoric and hydrochloric acid are cooled to 20 °C, and diluted with water to form a 10 % solution. When applying the obtained inhibitors to sulfate and carbonate solutions with a flow rate of 20, 25, 30 mg / l, they show high protective effect – more than 80 %. The maximum protective effect (more than 90 %) is observed when an inhibitor is introduced into solutions at a rate of 30 mg / l.

Keywords: salting inhibitor, ethylenediamine, chlorohydric and phosphoric acid, protective effect.

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. Все это влияет на интенсивность накопления, характер и свойства осадков.

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

Наиболее эффективным средством борьбы с солеотложением является применение ингибиторов. Ингибиторы предназначены для предотвращения образования минеральных отложений различного состава на внутренней поверхности нефтепромыслового оборудования, систем поддержания пластового давления и утилизации сточных вод, а также для защиты скважин и глубинного оборудования.

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 [1].

В настоящее время количество ингибиторов солеотложения велико. Эти ингибиторы солеотложения сводят к минимуму осаждение солевых отложений посредством сочетания диспергирования кристаллов и стабилизации отложений [2, 3]. Оптимальный выбор ингибитора для защиты стального оборудования от солеотложения и коррозии в настоящее время актуальная задача [4, 5].

Целью настоящей работы является получение ингибиторов солеотложения на основе фосфатов этилендиамин с соляной кислотой, а также исследование их ингибирующих свойств солеотложения в модели пластовой воды.

Основной задачей работы является разработка безотходного способа получения ингибиторов отложения солей, получение целевого продукта более простым путем, который будет способствовать повышению эффективности защиты водооборотных систем предприятий, нефтепромыслового оборудования и трубопроводов от минеральных отложений, расширение сырьевой базы.



Технический результат данной работы выражается в безотходной технологии получения ингибитора отложений минеральных солей. Указанный результат получения ингибиторов отложений минеральных солей, работающих в минерализованных средах, достигается тем, что способ получения ингибитора отложений минеральных солей, включающий взаимодействие аминсодержащего соединения с 21 %-ной соляной кислотой, где в качестве аминсодержащего соединения по отдельности используют дигидрофосфат этилендиамин, моногидрофосфат бисэтилендиамин и фосфат триэтилендиамин. Взаимодействие осуществляют при температуре 35–40 °С, в мольном соотношении реагентов равном 1:1, после чего полученные смешанные соли этилендиамин с фосфорной и соляной кислотой охлаждают до 20 °С, и разбавляют водой до образования 10 %-ного раствора.

Результаты приготовления водных растворов ингибиторов солеотложений на основе этилендиамин с фосфорной и соляной кислоты приведены в таблице 1.

Таблица 1 – Результаты приготовления смешанных соли

№	Ингибитор	Мольное соотношение веществ, входящие в состав ингибитора			
		Азот содержащее соединение	Фосфорная кислота	Соляная кислота	Вода
1	(Этилендиамин + фосфорная кислота) + вода	0,12	0,12	–	0,6
	(Дигидрофосфат этилендиамин + соляная кислота) + вода	0,12	–	0,12	15,357
2	(Этилендиамин + фосфорная кислота) + вода	0,24	0,12	–	1,2
	(Моногидрофосфат диэтилендиамин + соляная кислота) + вода	0,12	–	0,12	18,963
3	(Этилендиамин + фосфорная кислота) + вода	0,36	0,12	–	1,8
	(Фосфат триэтилендиамин + соляная кислота) + вода	0,12	–	0,12	22,569

Испытания защитной эффективности приготовленных ингибиторов по предотвращению отложений сульфата кальция 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 ³	CaCl ₂	2,92 г/дм ³
Mg Cl ₂ · 6 H ₂ O	1,24 г/дм ³	MgCl ₂ · 6H ₂ O	4,26 г/дм ³
Na ₂ SO ₄	13,0 г/дм ³	Na ₂ SO ₄	2,4 г/дм ³
NaCl	18,8 г/дм ³	NaCl	40,6 г/дм ³

По методике испытаний [6] 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 от выпавший осадок. Остаточное содержание в растворе катионов кальция определялось трилометрическим 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; C₀ – содержание ионов кальция в исходном растворе, мг/л.

Результаты испытаний по определению защитного эффекта полученных ингибиторов отложений солей приведены в таблице 2.

Таблица 2 – Определение защитного эффекта ингибиторов отложений солей

№ примера	Ингибитор	Расход ингибитора, мг/л	Защитный эффект ингибитора	
			CaSO ₄ · 2H ₂ O	CaCO ₃
1	Дигидрофосфат этилендиамин монохлорид	20	81,4	84,4
		25	86,2	88,3
		30	92,7	94,6
2	Гидрофосфат бисэтилендиамин дихлорид	20	83,3	85,2
		25	88,4	89,9
		30	93,1	95,3
3	Фосфат триэтилендиамин трихлорид	20	82,2	85,0
		25	86,3	88,1
		30	92,9	94,8



Из таблицы 2 видно, что при подаче составов в сульфатного и карбонатного растворов с расходом 20, 25, 30 мг/л, они проявляют высокий защитный эффект – более 80 %. Максимальный защитный эффект наблюдается при введении ингибитора в сульфатный и карбонатный раствор с расходом 30 мг/л. В этих случаях защитный эффект ингибиторов, как видно из таблицы, превышает 90 %.

Таким образом, разработан способ получения ингибитора отложений минеральных солей, включающий взаимодействие дигидрофосфат этилендиамина, гидрофосфат бисэтилендиамина и фосфат триэтилендиамина по отдельности 21 %-ной фосфорной кислотой при температуре 35-40 °С, и мольном соотношении реагентов равном 1:1.

При подаче разработанных ингибиторов в сульфатного и карбонатного растворов с расходом 20, 25, 30 мг/л, они проявляют высокий защитный эффект – более 80 %. Максимальный защитный эффект (более 90 %) наблюдается при введении ингибитора в растворы с расходом 30 мг/л.

Вывод

Разработан новый способ получения ингибиторы минеральных солей, который с расходом 20, 25, 30 мг/л. проявляют высокий защитный эффект.

Литература

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. Дятлова Н.М., Темкина В.Я., Попов К.И. Комплексоны и комплексонаты металлов. – М. : Химия, 1988. – 544 с.
4. Чаусов Ф.Ф. Эффективность фосфонатоцинкатных ингибиторов солеотложений и коррозии. Сравнительные лабораторные исследования // Экология и промышленность России. – 2008. – № 9. – С. 28–33.
5. Чаусов Ф.Ф. Сравнение эффективности защиты стали от коррозии и солеотложений различными ингибиторами // Новости теплоснабжения. – 2008. – № 9. – С. 40–45.
6. 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.

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. Dyatlova N.M. Temkina V.Ya., Popov K.I. Complexones and complexonates of metals. – M. : Chemistry, 1988. – 554 p.
4. Chausov F.F. The effectiveness of phosphonate-zinc salting inhibitors and corrosion. Comparative lab researches // Ecology and Industry of Russia. – 2008. – № 9. – P. 28–33.
5. Chausov F.F. Comparison of the effectiveness of steel protection against corrosion and scaling by various inhibitors // News of heat supply. – 2008. – № 9. – P. 40–45.
6. Bikchantaeva N.V., Monakhova N.V., Aleshkina I.V. Investigation of the properties of a new salting inhibitor SNPCH-5312 (grades C and T) // Oil industry. – 2000. – № 11. – P. 39–40.