

DOI: 10.17122/ntj-oil-2019-1-82-88
УДК 622.69

К.А. Мамедов, Н.С. Гамидова (НИПИ «Нефтегаз» СОКАР, г. Баку, Азербайджанская Республика), **С.Т. Алиев** (SOCAR «Midstream Operations» LTD, г. Баку, Азербайджанская Республика)

РАЗРАБОТКА НОВЫХ РЕСУРСОСБЕРЕГАЮЩИХ ТЕХНОЛОГИЙ ДЛЯ ПОВЫШЕНИЯ ЭФФЕКТИВНОСТИ ЭКСПЛУАТАЦИИ СИСТЕМЫ ТРАНСПОРТИРОВКИ НЕФТЕПРОДУКТОВ

Kamran A. Mammedov, Nazilya S. Hamidova (Oil Gas Scientific Research Project Institute SOCAR, Baku, Republic of Azerbaijan),
Samir T. Aliyev (SOCAR «Midstream Operations» LTD, Baku, Republic of Azerbaijan)

DEVELOPMENT OF NEW RESOURCE- SAVING TECHNOLOGIES FOR INCREASING THE EFFICIENCY OF THE OIL PRODUCT TRANSPORTATION SYSTEM

Введение

Для защиты трубопроводов от внутренней коррозии широко используются химические реагенты с ингибирующими свойствами. Этот метод, отличающийся простотой внедрения, является наиболее перспективным. Но, к сожалению, используемые реагенты не всегда обеспечивают достаточно высокий защитный эффект. Это может быть связано с растворимостью (диспергируемостью) ингибитора, обычно на практике эту проблему решают, увеличивая дозировку реагента, что тоже не всегда дает нужный эффект.

Цели и задачи

В статье представлен новый multifunctional ингибитор, разработанный с целью уменьшения гидравлического сопротивления, снижения динамической вязкости нефти, а также для защиты оборудования от коррозии.

Background

Chemicals with inhibitory properties are widely used to protect pipelines from internal corrosion. This method characterized by easy implementation, is the most promising. But, unfortunately, the reagents used do not always provide a sufficiently high protective effect. This may be due to the solubility (dispersibility) of the inhibitor; this problem is usually solved in practice by increasing the reagent dosage, which also does not always have the desired effect.

Aims and Objectives

The article presents a new multifunctional inhibitor, which has the properties of surfactants, designed to reduce hydraulic resistance, reduce the dynamic viscosity of oil, and also to protect equipment from corrosion.

Результаты

Для защиты трубопроводов внутри-промысловой транспортной системы от коррозии разработана новая высокоэффективная многофункциональная ингибиторная композиция на основе технического лецитин-фосфатида и моноэтаноламина.

Лабораторные испытания показали, что реагент не только эффективно тормозит коррозионные процессы, но и уменьшает гидравлические потери, снижая динамическую вязкость нефти в 3 раза. При оптимальной концентрации 500 мг/л защитный эффект от коррозии составляет 94-95 %.

Промысловые испытания показали, что защитный эффект реагента от общей коррозии составил 89 %. Во внутрипромысловых трубопроводах давление потока снизилось на 23 %.

Results

A new high-performance multifunctional inhibitory composition based on technical lecithin-phosphatide and monoethanolamine was developed to protect the pipelines of the field transport system from corrosion.

Laboratory tests showed that the reagent not only effectively inhibits corrosion processes, but also reduces hydraulic losses, reducing the dynamic viscosity of oil by 3 times. At an optimum concentration of 500 mg/l, the protective effect of corrosion is 94-95 %.

Field tests showed that the protective effect of reagent from general corrosion was 89 %. In infield pipelines, the flow pressure decreased by 23 %.

Ключевые слова: нефтепромысловая транспортная система, коррозия, многофункциональный реагент, агрессивная среда, гидравлические потери

Key words: oilfield transportation system, corrosion, multifunctional reagent, aggressive environment, hydraulic losses

Введение

Длительная эксплуатация нефтегазопромыслового оборудования и трубопроводов в нефтегазодобывающей промышленности приводит к ухудшению их состояния в силу причин различного характера, основными из которых являются коррозия, эрозия, наводороживание стали, усталостные трещины и т.д. Вследствие этого при транспортировке нефтепродуктов часто приходится снижать давление в системах, увеличивать материальные затраты, непосредственно или косвенно связанные с коррозионными разрушениями, на внеплановые ремонты, ликвидацию последствий аварий, экологические штрафы, рекультивацию земель и т.п.

Можно выделить *два вида коррозии трубопроводов*: внешнюю и внутреннюю. *Внешняя коррозия*, подземная - это коррозия трубопроводов, вызываемая в основном действием растворов солей, содержащихся в

грунтах. Коррозионная агрессивность грунтов обусловлена структурой и влажностью, содержанием кислорода и других химических соединений, электропроводностью, наличием микроорганизмов (аэробных и анаэробных бактерий).

Внутренняя коррозия вызывается контактом металла трубопровода с продукцией скважины, в том числе и с пластовой водой, содержащей хлориды, сульфиды, сульфаты, бромиды, йодиды и бораты. Наряду с кислородом и углекислым газом в воде могут быть растворены также сероводород, меркаптаны и другие, серосодержащие органические соединения. Из всех соединений по отношению к сталям наиболее агрессивен биогенный сероводород, образующийся в результате жизнедеятельности сульфатвосстанавливающих бактерий [1-4].

Известно, что для защиты трубопроводов от внешней коррозии применяются различные методы: полимерные покрытия,

гальванические аноды и т.д. Для защиты трубопроводов от внутренней коррозии широко используются химические реагенты с ингибирующими свойствами [5-8]. Этот метод, отличающийся простотой внедрения, является наиболее перспективным. Но, к сожалению, используемые реагенты не всегда обеспечивают достаточно высокий защитный эффект. Это может быть связано с растворимостью (диспергируемостью) ингибитора в пластовых водах, низкой степенью его совместимости с пластовыми водами, неправильным подбором реагента для конкретных условий. Обычно на практике эту проблему решают, увеличивая дозировку реагента, что тоже не всегда дает нужный эффект, так как в последнее время введен режим экономии материальных затрат.

Цели и задачи

Необходимо *создание новых ингибиторных композиций*, которые могли бы обеспечить высокий защитный эффект в широком диапазоне условий применения либо улучшение качества уже существующих составов. В связи с этим внедрение новых ресурсосберегающих технологий для снижения гидравлических потерь и улучшения технико-экономических показателей системы транспортировки нефтепродуктов становится актуальнейшей задачей.

Помимо коррозии одним из факторов, осложняющим эксплуатацию трубопроводов, является *транспортировка высоковязких нефтей*. Это связано с тем, что при увеличении вязкости нефти гидравлическое сопротивление трубопровода значительно возрастает и может превысить возможности насосного оборудования. Для устранения данного осложнения используют присадки, изменяющие реологические свойства высоковязких нефтей [9, 10].

Для обеспечения надёжной эксплуатации трубопроводов внутривнепромысловый транспортной системы в агрессивных коррозионных условиях необходимо периодически отслеживать скорость коррозии, разрабатывать защитные мероприятия, а также прово-

дить плановые мероприятия по защите от коррозии.

С целью уменьшения гидравлического сопротивления, снижения динамической вязкости нефти, а также для защиты оборудования от коррозии разработан новый многофункциональный ингибитор на основе технического лецитин-фосфатида и моноэтаноламина, обладающий свойствами ПАВ.

Лабораторные исследования

Ингибирующие свойства разработанного реагента в концентрации 100-600 мг/л были изучены в лабораторных условиях согласно стандартам [11] на образцах стали марки 20 (сталь 20) в щелочных (pH = 7,7) и кислых (pH = 6,5) пластовых водах. Определение эффективности ингибитора осуществлялось гравиметрическим методом. Сущность метода заключается в определении скорости коррозии по потере массы образцов-свидетелей в контрольной и исследуемой средах.

Скорость коррозии (K) вычисляли по потере массы образцов:

$$K = \frac{m_1 - m_2}{S \cdot \tau}, \quad (1)$$

где K - скорость коррозии, г/м²·ч;

m_1 - масса образца-свидетеля до испытания, г;

m_2 - масса образца-свидетеля после испытания, г;

S - площадь поверхности образца-свидетеля, м²;

τ - время испытаний, ч.

Эффективность защитного действия ингибитора характеризовали степенью защиты Z , % :

$$Z = \frac{K_0 - K_{инг}}{K_0} 100\%, \quad (2)$$

где K_0 и $K_{инг}$ - скорости коррозии образцов без ингибитора и с ингибитором.

Коэффициент торможения:

$$\gamma = \frac{K_0}{K_{инг}}, \quad (3)$$

где K_0 и $K_{инг}$ - скорости коррозии образцов без ингибитора и с ингибитором.

Для проведения испытаний образцы-свидетели готовили и устанавливали в U-образной ячейке с перемешивающим устройством. Скорость движения жидкости отно-

сительно образцов - порядка 0,3 м/с. Продолжительность опытов - 6 ч при температуре 25 °С. Полученные результаты представлены на рисунке 1.

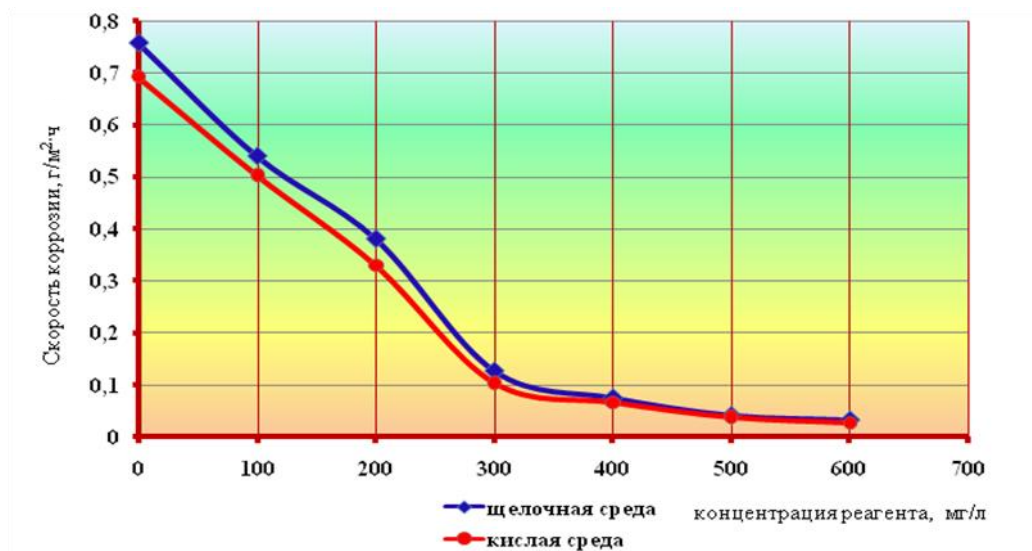


Рисунок 1. Ингибирующие свойства реагента в различных средах

Как видно из рисунка 1, в щелочной среде скорость коррозии образцов без применения реагента составила 0,7573 г/м²·ч, а при оптимальной концентрации реагента 500 мг/л скорость коррозии - 0,0420 г/м²·ч. В кислой среде скорость коррозии снизилась с 0,6921 до 0,0389 г/м²·ч, и соответственно коэффициент скорости снижения коррозии в данных средах составил 18 и 20. Таким образом, при оптимальном расходе реагента эффективность защиты менялась в пределах 94-95 %.

В лабораторных условиях изучалось также влияние реагента в различных концентрациях на вязкость нефти. Определение динамического напряжения сдвига (Па) и динамической вязкости (Па·с) было проведено на вискозиметре «Реотест-2» при температуре 20 °С и скорости сдвига, равной 0,33 с⁻¹. Для

испытаний использовалась нефть скважины № 427 месторождения Калмаз, плотность которой составляет 978 кг/м³.

Для оценки эффективности реагента, регулирующего вязкость нефти, индекс эффективности ($E_{эфф}$) рассчитывается по формуле:

$$E_{эфф} = \frac{\mu_o - \mu_k}{\mu_o},$$

где $E_{эфф}$ - индекс эффективности реагента;
 μ_n - динамическая вязкость исходной нефти, Па·с;
 μ_k - динамическая вязкость нефти с реагентом, Па·с.

Индекс эффективности реагента $E_{эфф}$ показывает, во сколько раз динамическая вязкость нефти с реагентом отличается от динамической вязкости исходной нефти. Полученные результаты представлены в таблице 1.

Таблица 1. Изменения динамического напряжения сдвига и динамической вязкости высоковязкой нефти в зависимости от концентрации реагента

Реологические показатели нефти	Концентрация реагента, мг/л							
	-	50	100	200	300	400	500	600
Динамическое напряжение сдвига, Па	38,8	38,6	32,5	26,5	19,5	15,2	12,8	12,3
Динамическая вязкость, Па·с	116,35	117,10	98,76	80,32	59,16	46,20	37,53	36,28

Как видно из таблицы 1, с увеличением концентрации реагента динамическое напряжение сдвига и динамическая вязкость снижаются. При оптимальной концентрации реагента 500 мг/л динамическое напряжение сдвига и динамическая вязкость нефти равны 12,8 и 37,53 Па·с соответственно, при этом динамическая вязкость нефти снижается в 3 раза, что составляет 68 %. Улучшение текучести высоковязких нефтей можно объяснить тем, что испытуемый реагент обладает поверхностно-активными свойствами и способен изменять фазовые и энергетические взаимодействия на поверхностях раздела полярной и неполярной фаз.

Положительные результаты лабораторных исследований позволили рекомендовать разработанный реагент для промысловых испытаний, так как данный реагент обладает ингибирующими свойствами, а также снижает динамическую вязкость нефти.

Промысловые испытания

Промысловые испытания были проведены на трубопроводах внутрипромысловой транспортной системы НГДУ «Бибизбат-нефть». Для определения скорости коррозии гравиметрическим методом и оценки тормозящего действия ингибитора на 30 дней до и после закачки реагента были установлены контрольные образцы-свидетели.

Промысловые испытания показали, что при использовании реагента скорость коррозии в среднем снизилась с 0,6485 до 0,0704 мг/см²·ч, защитный эффект при этом составил 89 %.

Замеры в трубопроводе внутрипромысловой транспортной системы показали, что после закачки разработанного реагента из-за снижения вязкости нефти и уменьшения гидравлических потерь давление потока снизилось с 0,13 до 0,1 МПа, что способствует повышению эффективности эксплуатации транспортной системы. С другой стороны, внедрение реагента приводит к уменьшению аварий, возникающих в результате коррозии трубопроводов, а также обеспечивает экологическую безопасность объектов.

Выводы

1. Новый многофункциональный реагент, изготовленный на основе технического лецитин-фосфатида и моноэтаноламина, приводит к уменьшению вязкости нефти, а также обеспечивает защиту нефтепромыслового оборудования от коррозии.

2. Лабораторные исследования показали, что оптимальная концентрация реагента для снижения динамической вязкости нефти и защиты от коррозии составляет 500 мг/л, при этом динамическая вязкость нефти снижается в 3 раза, а защитный эффект от коррозии составляет 94-95 %.

3. Промысловые испытания показали, что при использовании реагента скорость коррозии в среднем снизилась с 0,6485 до 0,0704 мг/см²·ч, защитный эффект при этом составил 89 %.

4. После закачки химического реагента в трубопроводы внутрипромысловой транспортной системы, за счет снижения вязкости нефти и уменьшения гидравлических потерь,

давление потока снизилось на 23 % - с 0,13 до 0,1 МПа.

5. Применение данного многофункционального ингибитора (по сравнению с другими) представляется экономически целесообразным, так как технология его получения проста, себестоимость невелика из-за использования доступного местного сырья.

Список литературы

1. Mori K., Tsurumaru H., Harayama S. Iron Corrosion Activity of Anaerobic Hydrogen-Consuming Microorganisms Isolated Oil Facilities // *Journal of Bioscience and Bioengineering*. 2010. Vol. 110. No. 4. P. 426-430.
2. Domalicki P., Lunarska E., Birn J. Effect of Cathodic Polarization and Sulfate Reducing Bacteria on Mechanical Properties of Different Steels in Synthetic Sea Water // *Materials and Corrosion*. 2007. Vol. 58. No. 6. P. 413-421.
3. Kakooei S., Ismail M.C., Ariwahjoedi B. Mechanisms of Microbiologically Influenced Corrosion // *World Applied Sciences Journal*. 2012. Vol. 17. No. 4. P. 524-531.
4. Videla H.A., Herrera L.K. Microbiologically Influenced Corrosion: Looking to the Future // *International Microbiology*. 2005. Vol. 8. No. 3. P. 169-180.
5. Кемхадзе Т.И. Возможности решения проблемы коррозии на стадии проектирования и эксплуатации оборудования нефтяных и газовых месторождений и магистральных трубопроводов // *Грузинский технический университет*. 1997. № 1 (412). С. 22.
6. Вагапов Р.К. Ингибиторная защита от коррозии нефтепромыслового оборудования и трубопроводов // *Коррозия: материалы, защита*. 2007. № 1. С. 17-23.
7. Киченко С.Б., Киченко А.Б. Об ингибиторах сероводородной коррозии, обладающих и не обладающих защитным действием в парогазовой фазе // *Практика противокоррозионной защиты*. 2007. № 1 (43). С. 12-17.
8. Дубинская Е.В., Вигдорович В.И., Цыганкова Л.Е. Ингибиторная защита стали в сероводородных средах // *Вестник Тамбовского университета. Серия Естественные и технические науки*. 2013. Т. 18. Вып. 5. С. 2814-2822.
9. Ivory J., Chang J., Coates R., Forshner K. Investigation of Cyclic Solvent Injection Process for Heavy Oil Recovery // *Journal of Canadian Petroleum Technology*. 2009. Vol. 49. No. 9. P. 22-33.
10. Есполов И.Т., Аяпбергенов Е.О., Серкебаева Б.С. Особенности реологических свойств высоковязкой нефти при транспортировке по трубопроводу // *Транспорт и хранение нефтепродуктов и углеводородного сырья*. 2016. № 3. С. 35-39.

References

1. Mori K., Tsurumaru H., Harayama S. Iron Corrosion Activity of Anaerobic Hydrogen-Consuming Microorganisms Isolated Oil Facilities. *Journal of Bioscience and Bioengineering*, 2010, Vol. 110, No. 4, pp. 426-430.
2. Domalicki P., Lunarska E., Birn J. Effect of Cathodic Polarization and Sulfate Reducing Bacteria on Mechanical Properties of Different Steels in Synthetic Sea Water. *Materials and Corrosion*, 2007, Vol. 58, No. 6, pp. 413-421.
3. Kakooei S., Ismail M.C., Ariwahjoedi B. Mechanisms of Microbiologically Influenced Corrosion. *World Applied Sciences Journal*, 2012, Vol. 17, No. 4, pp. 524-531.
4. Videla H.A., Herrera L.K. Microbiologically Influenced Corrosion: Looking to the Future. *International Microbiology*, 2005, Vol. 8, No. 3, pp. 169-180.
5. Kemkhadze T.I. Vozmozhnosti resheniya problemy korrozii na stadii proektirovaniya i ekspluatatsii oborudovaniya neftyanykh i gazovykh mestorozhdenii i magistral'nykh truboprovodov [Possibilities of Corrosion Problem Solving at the Stage of Designing and Operating Equipment for Oil and Gas Fields and Main Pipelines]. *Gruzinskii tekhnicheskii universitet - Georgian Technical University*, 1997, No. 1 (412), pp. 22. [in Russian].
6. Vagapov R.K. Ingibitornaya zashchita ot korrozii neftepromyslovogo oborudovaniya i truboprovodov [Inhibitor Corrosion Protection of Oilfield Equipment and Pipelines]. *Korroziya: materialy, zashchita - Corrosion: Materials, Protection*, 2007, No. 1, pp. 17-23. [in Russian].
7. Kichenko S.B., Kichenko A.B. Ob ingibitorakh serovodorodnoi korrozii, obladayushchikh i ne obladayushchikh zashchitnym deistviem v parogazovoi faze [About Inhibitors of Hydrogen Sulfide Corrosion, Possessing and Not Possessing a Protective Effect in the Vapor-Gas Phase]. *Praktika protivokorroziionnoi zashchity - Practice of Anticorrosion Protection*, 2007, No. 1 (43), pp. 12-17. [in Russian].
8. Dubinskaya E.V., Vigdorovich V.I., Tsygankova L.E. Ingibitornaya zashchita stali v serovodorodnykh sredakh [Inhibitor Protection of Steel in Hydrosulfide Media]. *Vestnik Tambovskogo universiteta. Seriya Estestvennye i tekhnicheskie nauki» - Tambov University Reports. Series: Natural*

11. ГОСТ 9.506-87. Ингибиторы коррозии металлов в водно-нефтяных средах. Методы определения защитной способности.

and Technical Sciences, 2013, Vol. 18, Issue 5, pp. 2814-2822. [in Russian].

9. Ivory J., Chang J., Coates R., Forshner K. Investigation of Cyclic Solvent Injection Process for Heavy Oil Recovery. *Journal of Canadian Petroleum Technology*, 2009, Vol. 49, No. 9, pp. 22-33.

10. Espolov I.T., Ayapbergenov E.O., Serkebaeva B.S. Osobnosti reologicheskikh svoystv vysokovязkoi nefti pri transportirovke po truboprovodu [Features of Rheological Properties of High-Viscosity Oil at Transportation on the Pipeline]. *Transport i khranenie nefteproduktov i uglevodorodnogo syr'ya - Transport and Storage of Oil Products and Hydrocarbons*, 2016, No. 3, pp. 35-39. [in Russian].

11. GOST 9.506-87. Ingibitory korrozii metallov v vodno-neftyanykh sredakh. Metody opredeleniya zashchitnoi sposobnosti [State Standard 9.506-87. Inhibitors of Corrosion of Metals in Water-Oil Environments. Methods for Determining the Protective Ability]. [in Russian].

Авторы

• Мамедов Камран Алимирза оглы, канд. техн. наук
НИПИ «Нефтегаз» SOCAR
Заведующий лабораторией
AZ 1012 Азербайджан, г. Баку, ул. Зардаби, 88а
тел.: (050) 317-04-06
e-mail: k.a.mammedov@gmail.com

The Authors

• Mammedov Kamran A., Candidate of Engineering Sciences
Oil Gas Scientific Research Project Institute SOCAR
Chief of Laboratory r
88a Hasan bey Zardabi Avenue, Baku, AZ1012,
Azerbaijan
tel: (050) 317-04-06
e-mail: k.a.mammedov@gmail.com

• Гамидова Назилия Садраддин кызы
НИПИ «Нефтегаз» SOCAR
Научный сотрудник
AZ 1012 Азербайджан, г. Баку, ул. Зардаби, 88а
тел.: (050) 391-37-47

• Hamidova Nazilya S.
Oil Gas Scientific Research Project Institute SOCAR
Researcher
88a Hasan bey Zardabi Avenue, Baku, AZ1012,
Azerbaijan
tel: (050) 391-37-47

• Алиев Самир Тариел
SOCAR Midstream Operations LTD
Инженер трубопровода
AZ 1029, Азербайджан, г. Баку, проспект Гейдара Алиева, 121
e-mail: s.t.aliyev@gmail.com

• Aliyev Samir T.
SOCAR Midstream Operations LTD
Pipeline Engineer
121 Heydar Aliyev Avenue, Baku, AZ 1029,
Azerbaijan,
e-mail: s.t.aliyev@gmail.com