

СОВРЕМЕННЫЕ МЕТОДЫ ИНГИБИРОВАНИЯ СОЛЕОТЛОЖЕНИЙ В НЕФТЕГАЗОДОБЫЧЕ: ОБЗОР ТЕХНОЛОГИЙ И ПЕРСПЕКТИВЫ РАЗВИТИЯ

*Бахтегареев Камиль Рамилевич
Уфимский государственный нефтяной технический университет,
г. Октябрьский, Российская Федерация*

MODERN METHODS OF SCALE INHIBITION IN OIL AND GAS PRODUCTION: REVIEW OF TECHNOLOGIES AND DEVELOPMENT PROSPECTS

*Bakhtegareev Kamil Ramilevich
Ufa State Petroleum Technological University,
Oktyabrsky, Russian Federation*

Аннотация. Статья посвящена анализу современных методов ингибирования солеотложений в нефтегазодобывающей промышленности. Рассмотрены основные механизмы образования минеральных отложений, факторы, влияющие на интенсивность солеобразования, и классификация существующих методов борьбы с данным видом осложнений. Проведен сравнительный анализ эффективности различных типов ингибиторов, включая фосфонатные, полимерные, карбоксилатные и композиционные составы, с акцентом на их селективность в отношении карбонатных и сульфатных отложений. Освещены современные технологии подачи ингибиторов, включая непрерывное дозирование, импульсную закачку, технологии «сэндвич» и применение систем с контролируемым высвобождением. Рассмотрены перспективные направления развития, такие как «зеленые» ингибиторы на биологической основе, наноингибиторы и интеллектуальные системы мониторинга. Представлены результаты лабораторных и промысловых испытаний, демонстрирующие эффективность современных ингибиторных композиций в широком диапазоне термобарических условий. Выполнена технико-экономическая оценка применения ингибиторной защиты, подтверждающая ее экономическую целесообразность для скважин с высоким риском солеотложений.

Ключевые слова: солеотложения, ингибирование, нефтепромысловое оборудование, фосфонатные ингибиторы, полимерные ингибиторы, карбонат кальция, сульфат стронция, сульфат бария, термодинамическое моделирование, системы дозирования.

Abstract. The article is devoted to the analysis of modern methods of scale inhibition in the oil and gas industry. The main mechanisms of mineral deposit formation, factors influencing the intensity of scale formation, and classification of existing methods for combating this type of complications are considered. A

comparative analysis of the effectiveness of various types of inhibitors, including phosphonate, polymer, carboxylate, and composite compositions, is conducted with emphasis on their selectivity with respect to carbonate and sulfate deposits. Modern technologies for inhibitor delivery are discussed, including continuous dosing, pulse injection, "sandwich" technologies, and the use of controlled release systems. Promising development directions such as "green" bio-based inhibitors, nano-inhibitors, and intelligent monitoring systems are considered. The results of laboratory and field tests demonstrating the effectiveness of modern inhibitor compositions in a wide range of thermobaric conditions are presented. A technical and economic assessment of the application of inhibitor protection is performed, confirming its economic feasibility for wells with high risk of scale formation.

Keywords. scale deposition, scale inhibition, oilfield equipment, phosphonate inhibitors, polymer inhibitors, calcium carbonate, strontium sulfate, barium sulfate, thermodynamic modeling, dosing systems

Проблема солеотложений в нефтегазодобывающей промышленности остается одной из наиболее актуальных и технически сложных на протяжении последних десятилетий. По мере перехода месторождений на поздние стадии разработки, сопровождающегося ростом обводненности продукции и интенсификацией процессов поддержания пластового давления, масштабы проявления этого вида осложнений неуклонно возрастают. Согласно статистическим данным, более 60% эксплуатационных скважин в мире сталкиваются с проблемой образования минеральных отложений на различных этапах жизненного цикла, причем в 15-20% случаев это приводит к необходимости проведения внеплановых капитальных ремонтов.

Солеотложения представляют собой кристаллические осадки неорганических солей, выпадающие из пластовых вод в результате изменения термобарических условий, смешения несовместимых водных систем или изменения химического равновесия в процессе добычи. Наиболее распространенными типами отложений являются карбонат кальция (CaCO_3), сульфаты кальция (CaSO_4), стронция (SrSO_4) и бария (BaSO_4), а также хлорид натрия (NaCl). Каждый из этих типов отложений характеризуется специфическими условиями образования, растворимостью и морфологией кристаллов, что требует дифференцированного подхода к выбору методов предотвращения и удаления.

Экономические последствия солеотложений для нефтегазовых компаний включают прямые затраты на проведение ремонтных работ, потери добычи из-за простоев скважин, преждевременный выход из строя глубинного и наземного оборудования, а также увеличение энергозатрат на подъем жидкости. По оценкам экспертов, ежегодные глобальные затраты, связанные с борьбой с солеотложениями, составляют порядка 1,5-2,0 млрд долларов США, что делает разработку эффективных методов предотвращения этого вида осложнений критически важной задачей.

Процесс образования солеотложений представляет собой сложное физико-химическое явление, включающее последовательные стадии пересыщения раствора, образования зародышей кристаллов, роста кристаллов и их агломерации на поверхности оборудования. Ключевым термодинамическим условием начала кристаллизации является превышение произведения активностей ионов в растворе над произведением растворимости соответствующей соли.

Для карбоната кальция, наиболее распространенного типа отложений, факторами, способствующими пересыщению, выступают снижение парциального давления углекислого газа при подъеме жидкости на поверхность, повышение температуры, а также изменение pH среды. Растворимость CaCO_3 имеет обратную зависимость от температуры (ретроградная растворимость), что приводит к интенсивному осаждению в призабойной зоне и на стенках лифтовых колонн при термическом воздействии.

Сульфаты стронция и бария относятся к труднорастворимым соединениям, образование которых чаще всего связано со смешением несовместимых вод. Типичным сценарием является контакт пластовых вод, обогащенных ионами Ba^{2+} и Sr^{2+} , с закачиваемыми водами, содержащими сульфат-ионы. Растворимость сульфата бария крайне низка (произведение растворимости составляет $1,1 \times 10^{-10}$), а его кристаллы отличаются высокой механической прочностью и устойчивостью к традиционным растворителям, что делает удаление таких отложений особенно сложным и затратным.

Хлорид натрия образуется преимущественно при испарении воды в условиях низких пластовых давлений или при закачке пресных вод в высокоминерализованные пласты, что приводит к нарушению солевого равновесия. Отложения NaCl характеризуются высокой растворимостью в пресной воде, однако их интенсивное образование в газовых скважинах может приводить к полной блокировке лифтовых колонн за короткий промежуток времени.

Важным фактором, влияющим на интенсивность и морфологию солеотложений, является присутствие в системе органических соединений, асфальтосмолистых веществ и механических примесей. Эти компоненты могут выступать в роли центров кристаллизации, ускоряя процесс осаждения, или, напротив, ингибировать рост кристаллов, адсорбируясь на активных центрах их поверхности.

Существующие методы предотвращения солеотложений могут быть классифицированы по принципу воздействия на технологические и химические методы, а также методы, основанные на изменении гидродинамического режима работы скважин.

Технологические методы включают регулирование термобарических параметров эксплуатации, оптимизацию режимов закачки воды, селективный отбор интервалов перфорации, а также применение защитных покрытий на внутренних поверхностях оборудования. Снижение температуры в лифтовой

колонне за счет уменьшения депрессии или использования теплоизолированных насосно-компрессорных труб позволяет замедлить кинетику кристаллизации карбоната кальция. Контроль совместимости закачиваемых и пластовых вод путем предварительной обработки нагнетаемой воды или отдельной закачки в различные интервалы предотвращает смешение несовместимых ионных систем.

Химические методы основаны на применении ингибиторов солеотложений — реагентов, которые в малых концентрациях способны предотвращать или существенно замедлять процессы кристаллизации. По механизму действия ингибиторы подразделяются на пороговые, комплексообразующие, диспергирующие и кристалломодифицирующие.

Таблица 1 – Сравнительная характеристика основных типов ингибиторов солеотложений

Тип ингибитора	Химическая основа	Механизм действия	Эффективность против карбонатов	Эффективность против сульфатов	Термостабильность	Экологичность
Фосфонаты	ATMP, HEDP, DTPMP	Пороговый эффект, адсорбция на кристаллах	Высокая (85-98%)	Средняя (60-75%)	Высокая (до 120°C)	Умеренная
Полиакрилаты	Полиакриловая кислота, полималеат	Диспергирование, комплексобразование	Высокая (90-98%)	Высокая (80-90%)	Средняя (до 80°C)	Умеренная
Сульфонатные полимеры	Поливинилсульфонат, полистиролсульфонат	Кристалломоифицирование	Средняя (70-85%)	Высокая (85-95%)	Высокая (до 100°C)	Низкая
Карбоксилаты	ЭДТА, NTA	Комплексообразование	Высокая (>95%)	Средняя (65-80%)	Средняя (до 70°C)	Высокая (биоразлагаемые)
Композиционные	Фосфонаты + полимеры	Синергизм механизмов	Очень высокая (>98%)	Очень высокая (90-98%)	Высокая (до 110°C)	Умеренная-высокая

Тип ингибитора	Химическая основа	Механизм действия	Эффективность против карбонатов	Эффективность против сульфатов	Термостабильность	Экологичность
«Зеленые» ингибиторы	Карбоксиметилцеллюлоза, лигнин, хитозан	Адсорбция, диспергирование				

Методы, основанные на изменении гидродинамического режима, включают поддержание критических скоростей потока, исключающих гравитационное осаждение кристаллов, применение периодических импульсных нагрузок для разрушения формирующихся отложений, а также использование магнитных и электромагнитных устройств, воздействующих на гидратную оболочку ионов и кинетику кристаллизации. Эффективность физических методов, однако, остается предметом дискуссий, и они редко применяются как самостоятельное средство защиты в условиях высокого риска солеотложений.

Эффективность ингибиторной защиты в значительной степени определяется способом и режимом подачи реагента в скважину или пласт. Выбор технологии зависит от типа скважины (добывающая, нагнетательная), ее конструктивных особенностей, термобарических условий, а также от свойств применяемого ингибитора.

Непрерывная закачка ингибитора в затрубное пространство добывающей скважины является наиболее распространенным методом для высокодебитных скважин. Реагент подается с помощью дозирочных насосов высокого давления и смешивается с добываемой жидкостью на приеме глубинного насоса или в лифтовой колонне. Преимуществами метода являются постоянное присутствие ингибитора в защищаемой системе, возможность точного контроля концентрации и быстрая реакция на изменение условий. Недостатками выступают необходимость в специализированном наземном оборудовании, регулярное обслуживание дозирочных систем и относительно высокий расход реагента.

Периодическая (импульсная) закачка применяется для скважин с меньшим дебитом или при использовании ингибиторов с высокой адсорбционной способностью. Технология заключается в закачке концентрированного раствора ингибитора в затрубное пространство или в пласт с последующей продавкой. Адсорбированный на поверхности породы

или оборудовании ингибитор постепенно десорбируется, обеспечивая защиту в течение определенного периода (от нескольких недель до нескольких месяцев). Этот метод характеризуется меньшими капитальными затратами на оборудование, однако требует более тщательного подбора ингибитора и расчета периодичности обработок.

Технология «сэндвич» (или «оторочка») используется преимущественно для нагнетательных скважин. Ингибитор закачивается в виде компактной оторочки между буферами продавочной жидкости, что позволяет создать защитный экран в призабойной зоне пласта. При последующей закачке воды ингибитор постепенно вымывается, обеспечивая длительную защиту как самой нагнетательной скважины, так и окружающих добывающих скважин, в которые ингибитор поступает с потоком закачиваемой воды.

Системы с контролируемым высвобождением представляют собой инновационное направление, предполагающее размещение твердого ингибитора в виде таблеток, гранул или покрытий непосредственно в скважине. Ингибитор высвобождается постепенно по мере контакта с пластовой жидкостью, обеспечивая длительную защиту без необходимости постоянного наземного обслуживания. Такие системы особенно перспективны для удаленных и труднодоступных скважин, а также для морских платформ, где минимизация обслуживания имеет критическое значение.

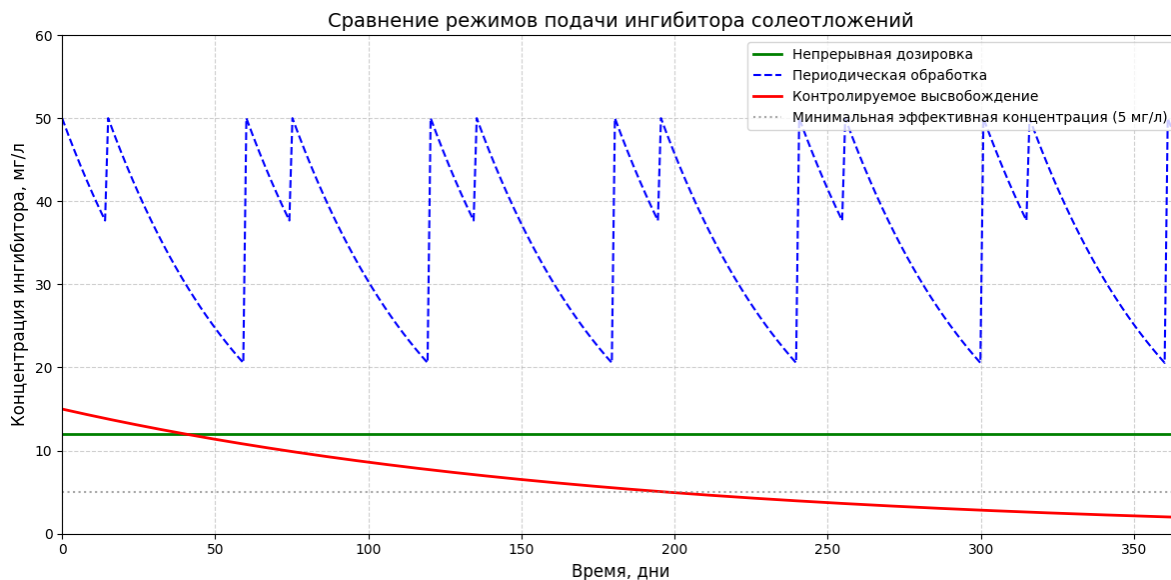


Рисунок 1 – Сравнение режимов подачи ингибитора

Представленный график иллюстрирует принципиальные различия в профилях концентрации ингибитора при различных технологиях подачи. Непрерывное дозирование обеспечивает стабильную концентрацию выше порогового значения, но требует постоянного расхода реагента.

Периодическая обработка характеризуется высокими пиковыми концентрациями с последующим экспоненциальным снижением, что создает риск падения концентрации ниже эффективного уровня в конце межобработочного периода. Технология контролируемого высвобождения обеспечивает плавное снижение концентрации, позволяя продлить период эффективной защиты при оптимизации расхода ингибитора.

Проблема солеотложений в нефтегазодобывающей промышленности остается сложной и многогранной задачей, решение которой требует комплексного подхода, объединяющего глубокое понимание физико-химических механизмов процесса, современные методы термодинамического моделирования, эффективные ингибиторные композиции и передовые технологии их доставки в защищаемую систему.

Современный уровень развития технологий ингибирования позволяет обеспечить эффективную защиту оборудования в широком диапазоне термобарических условий и при различных типах отложений. Фосфонатные и полимерные ингибиторы демонстрируют высокую эффективность против карбонатных отложений, в то время как композиционные составы и сульфонатные полимеры являются предпочтительным выбором для борьбы с труднорастворимыми сульфатами бария и стронция.

Список источников

1. Al-Hamzah A.A., Fell C.J. Inhibition of calcium carbonate scale formation in oilfield formation water using green inhibitors // *Desalination and Water Treatment*. – 2016. – Vol. 57 (26). – P. 12107-12118. DOI: 10.1080/19443994.2015.1048529.
2. Amjad Z., Demadis K.D. *Mineral Scales and Deposits: Scientific and Technological Approaches*. – Elsevier, 2015. – 804 p.
3. Chilingar G.V., Mourhatch R., Al-Qahtani G.D. *The Fundamentals of Corrosion and Scaling for Petroleum and Environmental Engineers*. – Gulf Publishing Company, 2008. – 274 p.
4. Crabtree M., Eslinger D., Fletcher P., Johnson A., King G. Fighting Scale – Removal and Prevention // *Oilfield Review*. – 1999. – Vol. 11 (3). – P. 30-45.
5. El-Said M., Ramadan A., El-Sawy M. The use of environmentally friendly inhibitors for scale control in oilfield applications // *Journal of Petroleum Science and Engineering*. – 2019. – Vol. 177. – P. 1051-1061. DOI: 10.1016/j.petrol.2019.02.084.
6. Frenier W.W., Ziauddin M. *Formation, Removal, and Inhibition of Inorganic Scale in the Oilfield Environment*. – Society of Petroleum Engineers, 2008. – 350 p.
7. Ghazi Ardakani S.F., Hosseini S.T., Kazemzadeh Y. A review of scale inhibitor methods during modified smart water injection // *The Canadian*

- Journal of Chemical Engineering. – 2024. – Vol. 102 (11). – P. 3922-3952. DOI: 10.1002/cjce.25293.
8. Hassan A., Hussein I.A. A review of the mechanisms and applications of scale inhibitors in oilfield operations // Journal of Petroleum Exploration and Production Technology. – 2021. – Vol. 11 (2). – P. 851-868. DOI: 10.1007/s13202-020-01070-3.
 9. Khormali A., Ahmadi S. Trends in Using Organic Compounds as Scale Inhibitors: Past, Present, and Future Scenarios // Industrial Scale Inhibition / eds. I.Y. Yaagoob, C. Verma. – Wiley, 2024. – Chapter 8. DOI: 10.1002/9781394191208.ch8.
 10. Khormali A., Petrakov D.G., Mousavi S.H. Prediction of calcium sulfate scale formation in oilfield operations using thermodynamic modeling // Petroleum Science and Technology. – 2018. – Vol. 36 (14). – P. 1025-1032. DOI: 10.1080/10916466.2018.1454950.
 11. Mady M.F., Kelland M.A. Review of nanotechnology applications in oilfield scale management // Energy & Fuels. – 2020. – Vol. 34 (11). – P. 13475-13493. DOI: 10.1021/acs.energyfuels.0c02514.
 12. Oddo J.E., Tomson M.B. Why scale forms in the oil field and methods to predict it // SPE Production & Facilities. – 1994. – Vol. 9 (1). – P. 47-54. DOI: 10.2118/21710-PA.
 13. Olajire A.A. A review of oilfield scale management technology for oil and gas production // Journal of Petroleum Science and Engineering. – 2015. – Vol. 135. – P. 723-737. DOI: 10.1016/j.petrol.2015.09.011.
 14. Popov K., Oshchepkova Y., Afanas'ev S., Oshchepkov M. Green scale inhibitors for oilfield applications: A review // Journal of Petroleum Science and Engineering. – 2022. – Vol. 208. – P. 109610. DOI: 10.1016/j.petrol.2021.109610.
 15. Shams I.J., Zadeh A.N. Application of magnetic field for scale control in oilfield operations // Journal of Petroleum Science and Engineering. – 2019. – Vol. 180. – P. 1011-1022. DOI: 10.1016/j.petrol.2019.05.018.
 16. Sorbie K.S., Laing N. How scale inhibitors work: Mechanisms of selected barium sulphate scale inhibitors across a wide temperature range // SPE International Symposium on Oilfield Scale. – Aberdeen, 2004. – SPE 87470. DOI: 10.2118/87470-MS.
 17. Tomson M.B., Kan A.T., Fu G., Al-Thubaiti M., Shen D. Scale formation and prevention in oilfield operations // Mineral Scales and Deposits / eds. Z. Amjad, K.D. Demadis. – Elsevier, 2015. – P. 635-661.
 18. Zhang P., Kan A.T., Tomson M.B. Development of a new generation of environmentally friendly scale inhibitors // SPE International Symposium on Oilfield Chemistry. – The Woodlands, 2011. – SPE 141338. DOI: 10.2118/141338-MS.