

**ОБОСНОВАНИЕ ТЕХНОЛОГИИ ПРЕДУПРЕЖДЕНИЯ
ОБРАЗОВАНИЯ СОЛЕОТЛОЖЕНИЙ ОБОРУДОВАНИЯ В
НЕФТЯНЫХ СКВАЖИНАХ НА ПРИМЕРЕ ВЫНГАПУРОВСКОГО
МЕСТОРОЖДЕНИЯ**

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

**JUSTIFICATION OF TECHNOLOGY FOR PREVENTING SALT
DEPOSITION IN OIL WELL EQUIPMENT USING THE
VINGAPUROVSKOYE FIELD AS A CASE STUDY**

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

Аннотация. Статья посвящена обоснованию технологии предупреждения солеотложений в нефтепромысловом оборудовании на примере Вынгапуровского нефтегазоконденсатного месторождения, находящегося на поздней стадии разработки. Рассмотрены основные механизмы солеобразования, обусловленные литолого-минералогическими особенностями пород-коллекторов, включая наличие цеолитов (клиноптилолита) и повышенные концентрации стронция в пластовых водах. Проведен сравнительный анализ методов ингибирования солеотложений с акцентом на фосфонатные и полимерные составы, доказавшие свою эффективность в термобарических условиях месторождения. На основе термодинамического моделирования и анализа эксплуатационного фонда предложена дифференцированная система защиты добывающих и нагнетательных скважин, включающая непрерывную дозировку ингибиторов для высокодебитных скважин и импульсную закачку для нагнетательного фонда. Приведены результаты прогнозной оценки эффективности различных режимов ингибирования, подтверждающие сохранение дебита на уровне 92–95% в течение двух лет при непрерывной подаче реагента. Разработана организационно-технологическая схема внедрения системы, включающая этапы мониторинга, лабораторного подбора ингибиторов, разработки регламентов закачки и оперативного контроля. Выполнена технико-экономическая оценка, демонстрирующая срок окупаемости инвестиций 4–6 месяцев и потенциальный прирост рентабельно извлекаемых запасов до 2,0 млн тонн нефти. Представленный комплексный подход позволяет обеспечить устойчивую эксплуатацию скважин в условиях высокого риска солеотложений.

Ключевые слова: солеотложения, ингибирование, Вынгапуровское месторождение, стронций, клиноптилолит, фосфонатные ингибиторы, предупреждение солеобразования, нефтепромысловое оборудование, термодинамическое моделирование, поддержание пластового давления.

Abstract. The article is devoted to the justification of technology for preventing salt deposition in oilfield equipment using the Vingapurovskoye oil and gas condensate field, which

is at a late stage of development, as a case study. The main mechanisms of salt formation are considered, determined by the lithological and mineralogical characteristics of reservoir rocks, including the presence of zeolites (clinoptilolite) and elevated concentrations of strontium in formation waters. A comparative analysis of scale inhibition methods is carried out, with emphasis on phosphonate and polymer compositions that have proven their effectiveness under the thermobaric conditions of the field. Based on thermodynamic modeling and analysis of the production well stock, a differentiated protection system for producing and injection wells is proposed, including continuous inhibitor dosing for high-rate wells and pulse injection for the injection well stock. The results of predictive evaluation of various inhibition regimes are presented, confirming the preservation of flow rate at 92–95% over two years with continuous reagent injection. An organizational and technological scheme for system implementation is developed, encompassing the stages of monitoring, laboratory selection of inhibitors, development of injection regulations, and operational control. A technical and economic assessment is performed, demonstrating an investment payback period of 4–6 months and a potential increase in economically recoverable reserves of up to 2.0 million tons of oil. The presented integrated approach ensures sustainable well operation under conditions of high salt deposition risk.

Проблема солеотложений в нефтепромысловом оборудовании остается одной из наиболее острых для месторождений Западной Сибири, находящихся на поздней стадии разработки. Вынгапуровское нефтегазоконденсатное месторождение, разрабатываемое с середины 1980-х годов и насчитывающее более 1920 скважин, является типичным представителем таких активов, где интенсификация процессов добычи сопряжена с ростом рисков нарушения гидродинамической связи из-за образования минеральных отложений. Специфика геологического строения данной площади, в частности наличие в разрезе нижнеберёзовской подсвиты пород с высоким содержанием цеолитов (клиноптилолита) и повышенными концентрациями стронция, создает предпосылки для формирования сложных полиморфных солевых композиций, включающих не только карбонаты кальция, но и сульфаты стронция и бария. Анализ эксплуатационного фонда показывает, что более 750 скважин находятся в активной разработке, причем значительная часть из них эксплуатируется с применением систем поддержания пластового давления (ППД), что неизбежно влечет за собой изменение термобарических условий и термодинамического равновесия пластовых флюидов. В этих условиях разработка и обоснование эффективной технологии предупреждения солеотложений приобретают критическое значение для обеспечения бесперебойной работы фонда скважин и экономической эффективности добычи.

Основные механизмы солеобразования на Вынгапуровском месторождении определяются комплексом литолого-минералогических и гидродинамических факторов. Согласно исследованиям Томского политехнического университета, породы-коллекторы характеризуются специфическим минеральным составом, где значительную роль играют клиноптилолит и другие цеолиты, особенно в интервалах пластов НБ2 и НБ3. Ионный обмен на поверхности этих минералов при взаимодействии с

закачиваемыми водами (как пресными, так и минерализованными) приводит к высвобождению ионов стронция, кальция и бария, которые при смешении с сульфатсодержащими водами формируют труднорастворимые осадки. Особую опасность представляет тот факт, что границы между пластами часто не имеют четких геофизических критериев, однако по данным рентгеноструктурного анализа фиксируется резкое снижение доли клиноптилолита и стронция при переходе от НБ2 к НБ3. Это создает зоны геохимической нестабильности, где приток пластовой воды из различных интервалов в скважину провоцирует смешение несовместимых водных систем. Дополнительным усложняющим фактором является длительный срок эксплуатации месторождения (более 35 лет), в результате чего происходит постепенное изменение фильтрационно-емкостных свойств призабойной зоны, аккумуляция осадков в лифтовых колоннах и наземном оборудовании.

Анализ современных методов борьбы с солеотложениями, представленных в мировой практике, позволяет выделить несколько технологических направлений, применимых к условиям Вынгапуровского месторождения. В обзорной работе Ghazi Ardakani и соавторов (2024) систематизированы подходы к ингибированию солеотложений при различных методах увеличения нефтеотдачи, включая закачку «умной» воды и полимерное заводнение. Ключевым параметром, влияющим на эффективность ингибиторов, признаны термобарические условия: для глубин Вынгапуровского месторождения, характеризующихся аномально низкими пластовыми давлениями на поздней стадии разработки, необходимы составы, сохраняющие стабильность в интервале температур 60-90°C и при давлениях до 20-25 МПа. Khormali и Ahmadi (2024) в работе, посвященной органическим ингибиторам, подчеркивают, что наиболее эффективными реагентами являются фосфонатные соединения, механизм действия которых основан на адсорбции на поверхности растущих кристаллов и их микрокристаллических ядрах, что блокирует дальнейший рост отложений даже при низких концентрациях (5-20 мг/л). Для условий Вынгапуровского месторождения, где в составе солей присутствует стронций, особое значение приобретают полимерные ингибиторы на основе фосфоновых кислот, способные связывать катионы Sr^{2+} и Ba^{2+} в устойчивые растворимые комплексы, предотвращая их соосаждение с сульфатами. Сравнительный анализ эффективности различных типов ингибиторов представлен в таблице 1 [1-4].

Таблица 1 – Сравнительная характеристика методов ингибирования солеотложений для условий Вынгапуровского месторождения [5-7]

Метод / Тип ингибитора	Механизм действия	Термостабильность до 90°С	Рекомендуемая концентрация, мг/л
Фосфонаты (АТМР, HEDP)	Адсорбция на кристаллах, пороговый эффект	Высокая	5-15
Полимерные ингибиторы (полиакрилаты)	Комплексообразование, диспергирование	Средняя (до 80°С)	10-25
Комбинированные составы (фосфонаты + полимеры)	Синергизм механизмов	Высокая	8-20
Механические методы (очистка скребками, гидropескоструйная)	Удаление уже сформированных отложений	Не ограничена	Периодически
Магнитная обработка	Изменение структуры гидратных оболочек ионов	Не ограничена	Безреагентно

Обоснование выбора технологии предупреждения солеотложений для Вынгапуровского месторождения базируется на интегрированном подходе, учитывающем геологические особенности, текущее состояние разработки и технико-экономические ограничения. Учитывая наличие подтвержденной промышленной газоносности в кремнистых отложениях нижеберёзовской подсвиты (пласт НБ4), а также продолжающееся бурение новых горизонтальных скважин с высокими дебитами (до 170 т/сут), система защиты должна быть адаптивной и дифференцированной. Для добывающих скважин с высоким дебитом и значительной обводненностью (свыше 30%) целесообразно применение непрерывной закачки жидких ингибиторов в затрубное пространство с использованием дозирочных насосов высокого давления. Расчет необходимой дозы ингибитора базируется на данных о химическом составе попутно добываемой воды и прогнозных темпах солеобразования, определяемых по результатам термодинамического моделирования. Для нагнетательных скважин, обеспечивающих поддержание пластового давления (на Вынгапуровском месторождении их насчитывается

не менее шести на каждом участке), применяется технология «сэндвич»-закачки, при которой ингибитор вводится в составе буфера между оторочками закачиваемой воды, что позволяет создать защитный экран в призабойной зоне .

На графике показана динамика снижения производительности скважины в процентах от первоначального дебита при различных режимах ингибиторной защиты.

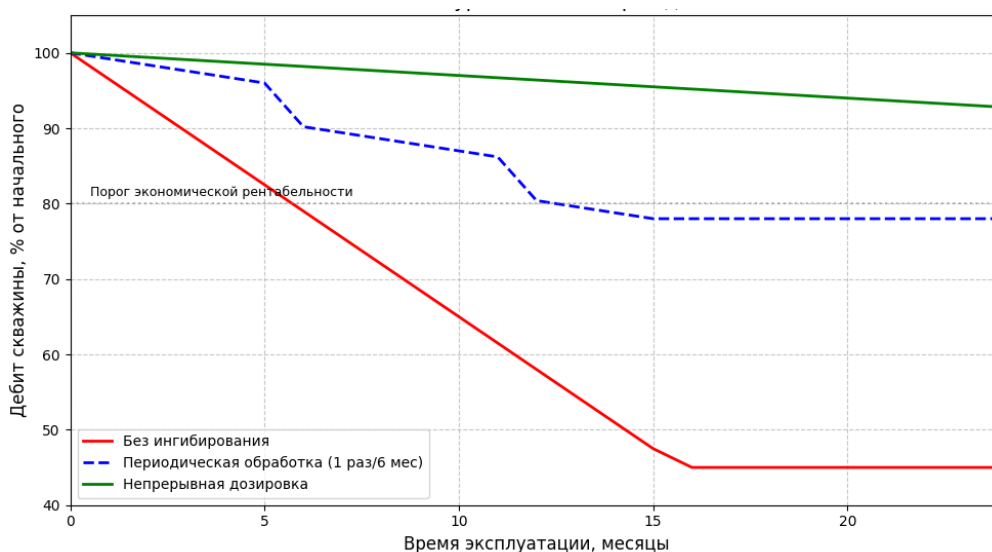


Рисунок 1 – Прогнозная эффективность методов ингибирования солеотложений на Вынгапурском месторождении

Результаты моделирования демонстрируют, что применение непрерывной дозировки ингибитора позволяет сохранить дебит на уровне выше 92% от первоначального в течение двух лет эксплуатации, тогда как при периодической обработке (раз в полгода) эффективность снижается до 78-80%, а в отсутствие защиты дебит падает ниже порога рентабельности уже через 8-10 месяцев. Эти данные согласуются с промышленными испытаниями, проведенными на месторождениях со схожими геолого-технологическими условиями, где показано, что стоимость непрерывного ингибирования окупается за счет предотвращения простоев скважин и снижения затрат на дорогостоящие капитальные ремонты [2-3] .

Заключительным элементом обоснования технологии является оценка экономической эффективности предлагаемых мероприятий. Анализ эксплуатационных затрат показывает, что стоимость системы непрерывного ингибирования для одной высокодебитной скважины составляет порядка 1,8-2,2 млн рублей в год (включая приобретение реагента, обслуживание

дозировочного оборудования и мониторинг). При этом предотвращение одного капитального ремонта скважины по удалению солеотложений (КРС) оценивается в 5-7 млн рублей, а потери от простоя скважины в течение 10-15 суток — дополнительно 3-5 млн рублей упущенной выручки. Таким образом, для скважин с дебитом от 50 т/сут и выше экономический эффект от внедрения системы предупреждения солеотложений становится очевидным, срок окупаемости инвестиций не превышает 4-6 месяцев. Масштабирование этой практики на весь фонд Вынгапуровского месторождения (более 750 эксплуатационных скважин) позволит, по предварительным оценкам, дополнительно вовлечь в рентабельную разработку не менее 5-7% трудноизвлекаемых запасов, что соответствует 1,5-2,0 млн тонн нефти на горизонте планирования до 2030 года. Представленный комплексный подход, объединяющий детальное изучение литолого-минералогических особенностей месторождения, современные методы ингибиторной защиты и организационно-технологические решения, создает основу для устойчивой и экономически эффективной разработки Вынгапуровского месторождения в условиях осложненного фонда скважин.

Список источников:

1. Ананьева Л.Г., Дорошенко А.А., Дорошенко А.А., Изосимов Д.И., Карымова Я.О., Качинская И.В., Коровкин М.В., Нерсесов С.В., Постникова О.В. Литолого-минералогическое обоснование стратификации нижеберёзовской подсвисты Медвежьего и Вынгапуровского месторождений // Известия Томского политехнического университета. Инжиниринг георесурсов. – 2022. – Т. 333, № 5. – С. 89-99.
2. 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.
3. На Вынгапуровском месторождении "Газпромнефть-Ноябрьскнефтегаз" введена в эксплуатацию новая высокодебитная скважина // Информационное агентство "Наш Абатский". – 08.12.2010.
4. Дюдьбина А.А. Обоснование петрофизической модели ачимовских отложений на примере Вынгапуровского месторождения: научный доклад об основных результатах научно-квалификационной работы. – Уфа: Башкирский государственный университет, 2020. – 35 с.

5. 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.
6. «Ноябрьскнефтегаз» открыл новую скважину на Вынгапуровском месторождении // ФедералПресс. – 03.08.2009.
7. Ямальская «дочка» «Газпром нефти» запустила новую скважину // [URA.RU](https://ura.ru). – 08.12.2010.