

УДК 622.276.72

ПРОБЛЕМА ОТЛОЖЕНИЙ ГАЛИТА ПРИ РАЗРАБОТКЕ НЕФТЯНЫХ МЕСТОРОЖДЕНИЙ ПРИПЯТСКОГО ПРОГИБА

А. Г. РАКУТЬКО, О. А. СТОЦКАЯ

*Белорусский научно-исследовательский и проектный институт нефти
РУП «Производственное объединение «Белоруснефть», г. Гомель*

Аннотация. Рассмотрены причины интенсивного солеотложения в скважинах и на нефтепромысловом оборудовании месторождений Припятского прогиба. Обозначены проблемы применения ингибиторов солеотложений в условиях сложного состава и высокой минерализации попутно-добываемых вод. Проведен анализ отечественного и мирового опыта предотвращения галитизации на основе научно-технической и патентной литературы. С целью оценки эффективности реагентов в отношении галита проведены лабораторные испытания широкого перечня составов. Установлено, что высокая минерализация пластовых вод, а также повышенное содержание ионов кальция и железа оказывают критическое влияние на ингибирующую способность реагентов на основе гексацианоферрата калия (II) (HCF), нитрилтриацетамида (NTAA), полимеров и комплексных составов оксиэтилендифосфоновой кислоты (ОЭДФК). Высокая технологическая эффективность в предотвращении отложений хлоридных солей подтверждена для реагента на основе смеси органических диаминов. Несмотря на высокий ингибирующий эффект реагента на основе ОЭДФК и соли цинка, выявленная агрегативная неустойчивость состава не позволяет рекомендовать его к промышленному применению. Таким образом, разработка состава реагента, обладающего высокой ингибирующей способностью в отношении галита в условиях высокой минерализации и повышенного содержания ионов других солей и, прежде всего, ионов кальция и железа, характерных для попутно-добываемых вод месторождений Припятского прогиба, остается актуальной научно-практической задачей.

Ключевые слова: попутно-добываемые воды, солеотложения, галит, ингибитор галита, дисперсант солей.

Для цитирования. Ракутько, А. Г. Проблема отложений галита при разработке нефтяных месторождений Припятского прогиба / А. Г. Ракутько, О. А. Стоцкая // Нефтегазовый инжиниринг. – 2026. – № 1 (4), Р. 7–22 (in Russian).

THE PROBLEM OF HALITE DEPOSITS IN THE DEVELOPMENT OF OIL FIELDS IN THE PRIPYAT TROUGH

A. G. RAKUTKO, O. A. STOTSKAYA

*The Belarusian Scientific Research and Design Institute of Oil
RUE “Production Association “Belorusneft”, Gomel*

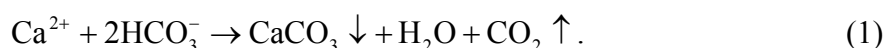
Abstract. This article considers the causes of intense salt deposition in wells and on oilfield equipment at Pripyat Deflection fields. It identifies the challenges associated with the use of salt deposit inhibitors in produced waters with complex compositions and high mineralization. An analysis of domestic and international experience in preventing halitization was made, based on scientific, technical, and patent literature. Laboratory tests of a wide range of compounds were conducted to evaluate the effectiveness of reagents against halite. It was found that high mineralization of formation waters, as well as increased calcium and iron ion content, have a critical impact on the inhibitory capacity of reagents based on potassium hexacyanoferrate (II) (HCF), nitrilotriacetamide (NTAA), polymers, and complex compounds of oxyethylene diphosphonic acid (OEDPA). High technological efficiency in preventing chloride salt deposits is confirmed for the reagent based on a mixture of organic diamines. Despite the high inhibitory effect of the reagent based on oxyethylene diphosphonic acid and zinc salt, the observed aggregation instability of the composition precludes its recommendation for industrial use. Therefore, developing a reagent composition with high inhibitory capacity against halite in the conditions of high mineralization and elevated concentrations of other salt ions, primarily calcium and iron ions, typical for produced waters of Pripyat Deflection fields, still remains an acute scientific and practical challenge.

Keywords: produced water, salt deposits, halite, halite inhibitor, salt dispersant.

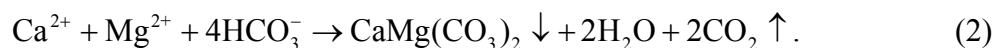
For citation. Rakutko A. G., Stotskaya O. A. The problem of halite deposits in the development of oil fields in the Pripyat Trough. *Oil and gas engineering*, 2026, no. 1 (4), pp. 7–22 ((in Russian)).

Введение. Одной из ключевых технологических проблем для РУП «Производственное объединение «Белоруснефть» при разработке нефтяных месторождений Припятского прогиба является интенсивное солеотложение на поверхности подземного скважинного оборудования. Поскольку нефтяные пласты залегают между мощными соленосными толщами, попутно добываемые с нефтью воды данного региона отличаются высокой минерализацией, достигающей до 300 г/дм³ и более. Снижение давления и температуры при подъеме продукции на поверхность изменяет термодинамическое равновесие, что приводит к интенсивному выпадению солей в осадок.

По химическому составу попутно добываемые воды нефтяных месторождений Припятского прогиба по классификации Сулина [1] относят в основном к хлоридно-натриевому или хлоридно-кальциевому типам. Благодаря преобладающему содержанию в составе солей хлорида натрия (более 50000 мг/л), попутно добываемые воды чрезвычайно склонны к отложению галитных солей. Параллельно высокое содержание в них ионов кальция (более 20000 мг/л) является причиной образования вторичных осадков малорастворимых карбонатов при условии смешения попутно добываемых вод с поверхностными или слабоминерализованными водами, которые часто насыщены гидрокарбонат-ионами HCO_3^- :



Наличие солей магния в попутно добываемых водах также при смешении с поверхностными водами приводит к дополнительному выпадению доломитизированных осадков:



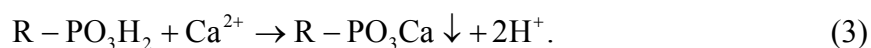
В отличие от карбоната кальция (кальцита), доломит обладает более высокой химической стойкостью и медленнее растворяется при проведении стандартных солянокислотных обработках, что требует повышения концентрации кислоты, температуры или времени воздействия.

Таким образом, при эксплуатации нефтяных месторождений Припятского прогиба в технологиях добычи нефти отмечены два типа осложнений, связанных с отложением солей: галита, за счет природной характеристики попутно добываемых вод, и малорастворимых карбонатных солей; за счет применения пресных вод в технологии «рассоления» галитов, несовместимых с попутно добываемыми, нарушающих химическое равновесие системы. Поиск эффективных методов борьбы, предотвращения выпадения солей является актуальной производственной и научной задачей, нерешенной до настоящего времени.

Химический состав попутно добываемых вод формируется под влиянием ряда процессов, протекающих в пластовых условиях, и определяется: составом и соотношением пластовых рассолов и закачиваемых в систему поддержания пластового давления вод; применением в технологиях освоения скважин водных растворов различных реагентов (например, при многообъемном гидроразрыве пласта); геолого-техническими мероприятиями, проводимыми на скважинах (например, солянокислотные обработки, закачки различных технологических жидкостей); протекающими в пластовых условиях процессами взаимодействия закачиваемых вод с горными породами (например, растворение галитовых минералов) и др. В общем проблема выпадения галита из попутных вод нефтяных месторождений не нова, но для нефтегазоносных провинций

традиционных регионов (Поволжье, Тимано-Печора, Кавказ и др.) не характерна [2–4]. Только в последние годы с открытием ряда месторождений Восточной Сибири, где присутствуют высокоминерализованные рассолы, начали появляться научные материалы по данной проблематике [5–8]. Проблема выпадения галитов при добыче нефти, газа отмечена для месторождений Восточного Техаса, Мексиканского залива (США), Северного моря, Алжира, Канады и других регионов мира [2, 4, 9, 10].

В настоящее время основным методом борьбы с солеотложениями галита на месторождениях Припятского прогиба является разбавление попутно добываемой воды пресной водой. При этом требуются большие объемы пресной воды, совместимой с добываемой водой. Несовместимость попутно добываемой и пресной вод обуславливает необходимость применения ингибиторов карбонатных солеотложений, что связано с рядом специфических проблем, обусловленных экстремальной геохимией региона. Кроме того, высокая минерализация попутно добываемых вод приводит к их несовместимости со многими стандартными ингибиторами (особенно на основе фосфонатов), которые теряют растворимость, выпадают в осадок в виде труднорастворимых солей фосфонатов кальция согласно реакции:



Это приводит не только к отсутствию защитного эффекта, но и может вызвать засорение элементов подземного оборудования скважины (рис. 1а и 1б).



Рис. 1а. Голубоватый осадок на элементах оборудования скважины, где осуществлялась подача в товарной форме фосфонатного ингибитора солеотложений в затрубное пространство (фотография внутренней полости демонтированной затрубной задвижки)

Fig. 1a. Bluish sediment on equipment elements of a well where a commercial phosphonate scale inhibitor was injected into the annular space (a photo of the internal cavity of a dismantled annular valve)

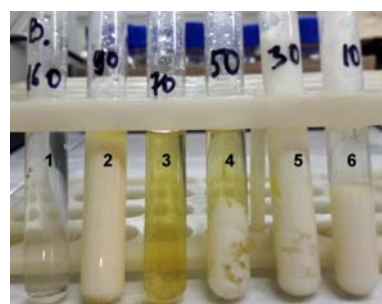
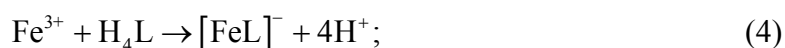


Рис. 1б. Взаимодействие фосфонатного ингибитора с высокоминерализованной попутной водой:
1 – попутно добываемая вода (исходная, без ингибитора);
2–6 – попутно добываемая вода с ингибитором в концентрациях 90, 70, 50, 30, 10 г/дм³ соответственно

Fig. 1b. Interaction of a phosphonate inhibitor with highly mineralized produced water:
1 – produced water (original, without inhibitor); 2–6 – produced water with inhibitor at concentrations of 90, 70, 50, 30, and 10 g/dm³, respectively

Поэтому принятая технология предусматривает применение карбонатных ингибиторов солеотложений с дозированием в пресную воду, предназначенную для технологических обработок скважин [11].

Другой проблемой ингибиторов фосфонатного типа является необходимость применения повышенных дозировок из-за высокой минерализации и концентрации ионов кальция, содержания в водах растворимых солей железа [12]. В общем виде реакция взаимодействия фосфонат-иона на примере оксиэтилендифосфоновой кислоты (ОЭДФК) с ионами железа Fe^{2+} и Fe^{3+} в водном растворе выглядит следующим образом:



где H_4L – ОЭДФК ($\text{C}_2\text{H}_8\text{O}_7\text{P}_2$), а L^{4-} – ее полностью депротонированный остаток.

В случае реакции ОЭДФК с ионами Fe^{2+} образуется умеренно растворимый хелат.

Дозировки стандартного ингибитора возрастают в десятки раз по сравнению с месторождениями, где попутная вода не является высокоминерализованной. Этот фактор делает технологию ингибиторной защиты более затратной, экономически невыгодной.

Наиболее перспективной альтернативой традиционным фосфонатам, в условиях эксплуатации месторождений Припятского прогиба с выпадением карбонатов из-за несовместимости пресных и попутно добываемых вод, являются полимерные ингибиторы на основе полиакрилатов $[-\text{CH}_2 - \text{CH}(\text{COONa}) -]_n$, полималеинатов $[-\text{O} - \text{R} - \text{O} - \text{C}(\text{O}) - \text{CH} = \text{C}(\text{O}) -]_n$ и сульфированных сополимеров, структурная формула которых представляет собой макромолекулярную цепь, состоящую из двух или более звеньев, где по крайней мере один тип содержит сульфогруппу ($-\text{SO}_3\text{H}$ или $-\text{SO}_3\text{M}$, где M – металл, чаще натрий). Лабораторные исследования, проведенные в БелНИПИнефть, подтвердили их высокую технологическую эффективность: в отличие от фосфонатов, данные реагенты обладают повышенной солеустойчивостью и не склонны к высаливанию при контакте с высокоминерализованными хлоркальциевыми рассолами. Преимуществами полимерных составов являются их термостабильность (до 130–150 °C), а также инертность к ионам железа. Последний фактор исключает риск образования адгезионно-активных железофосфонатных комплексов, осложняющих эксплуатацию скважин в условиях активной коррозии нефтепромыслового оборудования.

Вместе с тем широкое промышленное внедрение полимерных ингибиторов ограничивается рядом технико-экономических факторов. Высокая удельная стоимость реагентов при значительных объемах попутно добываемой воды снижает рентабельность применения. Высокая вязкость концентрированных форм полимеров создает технологические трудности при их дозировании через капиллярные системы, особенно в условиях отрицательных температур наружного воздуха.

Таким образом, разработка эффективных ингибиторов галита продолжает оставаться одной из актуальных задач нефтедобывающей отрасли региона.

Основная часть. В рамках настоящего исследования проведен анализ научно-технической и патентной литературы, охватывающий отечественный и мировой опыт (Россия, США, Канада и др.) в области предотвращения галитизации. Особое внимание уделено практическим аспектам применения ингибиторов на месторождениях со сходными геолого-физическими условиями, а также анализу существующих методик их лабораторных испытаний.

В настоящее время общепринятые отраслевые стандарты проведения испытаний ингибиторов галитизации отсутствуют. В мировой практике применяют различные методические подходы, имеющие ряд существенных ограничений [9, 10, 13–15]. Наиболее распространенным является подход моделирования осаждения галита, происходящего в стволе скважины, и определение ингибиторной эффективности реагента исходя из механизма его действия. Механизм кристаллизации галита, включая морфологию и кинетику роста его кристаллов, достаточно полно представлен в современной научной литературе [5, 9, 10, 15]. Тем не менее проблема совершенствования и унификации методологической базы для определения эффективности и механизма действия ингибиторов галита сохраняет свою актуальность.

Специалистами БелНИПИнефть апробирован и внедрен в практику лабораторных исследований статический метод оценки эффективности ингибиторов галита [16]. Методика базируется на создании модели пересыщенного раствора хлорида натрия путем его термостатирования при повышенных температурах с последующим контролируемым охлаждением. Эффективность реагентов определяется путем сравнительного количественного анализа массы выпавшего осадка в ингибированной и контрольной пробах. Методика позволяет проводить микроскопические исследования морфологии кристаллов хлорида натрия в водном растворе. Это позволяет определить, как ингибиторы влияют на размер, форму, характер роста и количество кристаллов, образующихся в ингибированной и неингибированной среде. Наглядный пример, иллюстрирующий типичные результаты лабораторного метода испытаний, представлен на рис. 2а и 2б.



Рис. 2а. Кристаллизация галита в дистиллированной воде, насыщенной NaCl

Fig. 2a. Halite crystallization in distilled water saturated with NaCl

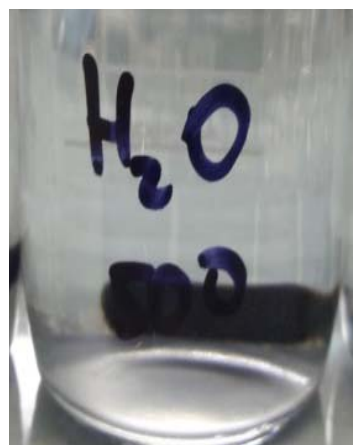


Рис. 2б. Модель дистиллированной воды, насыщенной NaCl, обработанной ИСО в концентрации 500 г/м³

Fig. 2b. The model of distilled water saturated with NaCl, treated with inhibitor of salt deposition at the concentration of 500 g/m³

С использованием разработанного статического метода в БелНИПИнефть проведены испытания представительного перечня реагентов-ингибиторов галита различной химической природы. В составе активных основ реагентов использованы неорганические комплексные соединения – гексацианоферрат (II) калия (НСФ), азотсодержащие органические производные – нитрилотриацетамид (NTAA), диамин, а также композиции на основе фосфоновых кислот и водорастворимых полимерных соединений,

заявленных производителями в качестве ингибиторов галита. Сравнительный анализ данных реагентов позволил оценить их селективность и эффективность предотвращения кристаллизации галита в условиях минерализованных сред Припятского прогиба.

Экспериментальная часть. Оценка эффективности ингибитора галита на основе гексацианоферрата (II) калия. Лабораторные испытания ингибитора проводились с использованием двух типов вод: дистиллированной воды, насыщенной хлоридом натрия, и имитатов пластовых (попутно добываемых) вод [17]. Сравнительные данные испытаний обобщены в табл. 1.

Таблица 1. Химический состав исследуемых водных сред и показатели ингибирующей эффективности ингибитора на основе HCF

Table 1. Chemical composition of the studied aqueous media and the inhibitory efficiency of the HCF-based inhibitor

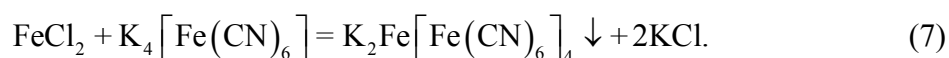
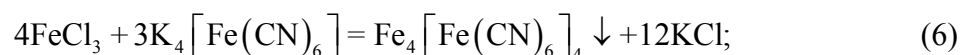
Проба воды	Плот- ность, г/см ³	Мине- ра лиза- ция, г/л	pH	Состав попутно добываемой воды, мг/л							Дози- ров- ка ИСО, г/м ³	Инги- битор- ный эффект, %	
				Cl ⁻	HCO ₃ ⁻	SO ₄ ²⁻	Ca ²⁺	Mg ²⁺	Na ⁺ + K ⁺	Fe _{общ}			
H ₂ O/ NaCl	Дистиллированная вода, насыщенная NaCl (T = 95 °C; 37,5 г/100 г)										—	2000	61
											—	1000	58
											100	1000	4
№ 1	1,212	302	5,2	187938	63	298	34068	6683	70819	100	1000 2000	0 1	
№ 2	1,225	320	4,6	198576	34	258	52104	4860	60871	38	2000 4000	44 50	
№ 3	1,232	331	4,9	205668	73	274	55110	6683	58716	110	2000 4000	4 7	
№ 4	1,199	288	5,3	177300	54	345	30561	3645	73795	12	2000 4000	55 54	
№ 5	1,207	302	5,7	191484	98	205	31062	10328	69070	80	750	26	
											1000	29	
											1250	30	
											1500	30	
											1750	30	
											2000	33	
№ 6	1,211	315	5,4	198576	73	105	48096	8505	58088	10	1000	0	
											1500	24	
											2000	22	
№ 7	1,233	345	5,7	202122	287,9	208	53106	3038	6579	0	1000	16	
											1500	18	

Результаты испытаний подтвердили высокую эффективность ингибитора при тестировании на дистиллированной воде, насыщенной хлоридом натрия. При дозировках 1000, 2000 г/м³ в отсутствие ионов железа (Fe²⁺, Fe³⁺) зафиксирован ингибиторный эффект (58 и 61 % соответственно), а также хорошо выраженные диспергирующие свойства. Видимый осадок галита в ингибированном растворе отсутствует. Однако введение в раствор ионов железа в концентрации 100 мг/дм³ приводит к резкому снижению ингибирующей способности реагента.

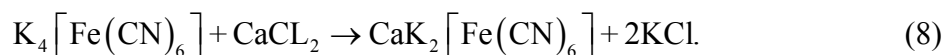
Результаты испытаний на имитатах попутно добываемых вод показали снижение ингибирующей способности реагента по сравнению с насыщенным хлоридом натрия дистиллятом. Установлено, что определяющее влияние на эффективность ингибитора

на основе HCF оказывают общая минерализация и химический состав водной среды, в частности присутствие ионов железа (Fe^{2+} , Fe^{3+}).

Анализ графических зависимостей ингибирующей эффективности реагента от состава водной среды (рис. 3) показал, что в отсутствие ионов железа рост дозировки с 1000 до 2000 г/м³ обеспечивает стабильный ингибирующий эффект на уровне 58–61 %. Введение ионов железа в концентрации 75 мг/дм³ приводит к критическому снижению эффективности до 2 % даже при максимальной дозировке 2000 г/м³, что подтверждает дезактивацию ингибитора вследствие образования нерастворимых комплексных соединений феррицианида железа $\text{Fe}_4[\text{Fe}(\text{CN})_6]_3$ и ферроцианида калия-железа $\text{K}_2\text{Fe}[\text{Fe}(\text{CN})_6]$ по реакции:



Ионы кальция также способствуют связыванию гексацианоферрата (II) калия в растворимый комплекс согласно реакции:



Это ведет к снижению концентрации активного вещества и, как следствие, падению эффективности ингибирования [18].

Снижение эффективности требует кратного увеличения дозировки, что делает применение данного реагента в промышленных условиях экономически нецелесообразным.

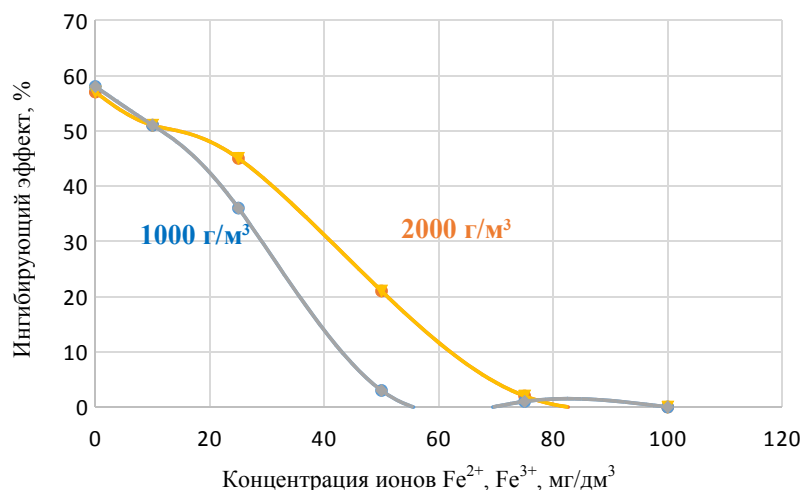


Рис. 3. Зависимость ингибирующего эффекта реагента на основе HCF от дозировки и концентрации ионов железа (Fe^{2+} , Fe^{3+})

Fig. 3. Dependence of the inhibitory effect of an HCF-based reagent on the dosage and concentration of iron ions (Fe^{2+} , Fe^{3+})

На основании проведенных лабораторных исследований, а также принимая во внимание тот факт, что концентрация общего железа в пластовых рассолах месторождений Припятского прогиба в среднем составляет 20–100 мг/дм³, ингибитор галита на основе HCF не рекомендован к промышленному использованию.

Оценка эффективности ингибитора галита на основе нитрилотриацетамида. Испытания ингибитора на основе НТАА в среде насыщенного раствора NaCl показали умеренную эффективность при дозировке 200 г/м³ (31 %) и высокую эффективность при 2000 г/м³ (61 %). При переходе к реальным водам попутно добываемых скважин наблюдалось существенное снижение защитного действия – до 9 и 25 % соответственно, при этом диспергирующие свойства реагента были выражены слабо [17].

Снижение эффективности НТАА в отношении ингибирования галита попутно добываемых вод обусловлено присутствием растворимых солей железа. НТАА является сильным комплексообразователем. В составе молекулы имеется три атома азота и три атома кислорода с неподеленными электронными парами (рис. 4), через которые формируются устойчивые координационные связи с ионами Fe²⁺ и Fe³⁺ по донорно-акцепторному механизму.

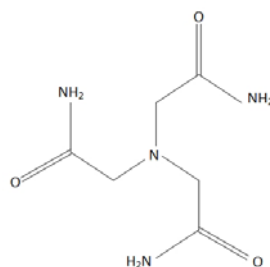


Рис. 4. Структурная формула нитрилотриацетамида

Fig. 4. Structural formula of nitrilotriacetamide

Теоретически максимальное комплексообразование с ионами железа должно протекать в средах, близких к нейтральным. В сильно кислых средах происходит протонирование молекул НТАА с образованием положительно заряженных форм, например, HNTAA⁺ при присоединении иона H⁺. Протонирование происходит преимущественно в кислой среде, так как иону водорода H⁺ энергетически выгоднее образовать прочную ковалентную связь с атомом азота, чем иону железа Fe²⁺, что обусловлено стерическими факторами. Значительный радиус иона Fe²⁺ затрудняет его сближение с неподеленной парой электронов атома азота для эффективного перекрывания орбиталей. Кроме того, громоздкие заместители у атома азота дополнительно экранируют его неподеленную электронную пару.

Образующийся положительно заряженный ион HNTAA⁺ будет взаимодействовать с ионами Cl⁻ на поверхности кристалла галита, экранируя его и блокируя дальнейший рост подобно ингибиторам на основе четвертичных аммониевых солей. В средах, близких к нейтральным, электронные пары НТАА остаются свободными для координации с ионами Fe²⁺ и Fe³⁺, что связывает их комплексы и меняет механизм ингибирования, снижая эффективность в отношении галита.

Таким образом, для пластовых вод Припятского прогиба, имеющих слабокислую или близкую к нейтральной среду (pH 4,7–6,0), условия применения НТАА при содержании в составе вод растворимых соединений железа являются неблагоприятными.

Оценка эффективности ингибитора галита на основе композиции гексацианоферрата (II) калия и нитрилотриацетамида. Проведены лабораторные испытания ингибитора галита на основе композиции HCF и НТАА. Сравнительный анализ показал, что композиционный ингибитор уступает индивидуальному реагенту на основе HCF как по эффективности предотвращения солеотложений, так и по дисперги-

рующей способности. В модельной среде (дистиллированная вода, насыщенная NaCl) максимальный защитный эффект композиции составил 50–57 % в диапазоне концентраций 1000–2000 г/м³.

При испытаниях на попутно добываемых водах добывающих скважин выявлена высокая чувствительность композиции к присутствию растворимых форм железа. В интервале дозировок 500–2000 г/м³ наблюдалось резкое падение ингибирующей способности при увеличении содержания ионов Fe²⁺ и Fe³⁺, что ограничивает применимость данного состава в средах с повышенным содержанием железа.

Подтверждая вышеизложенное, низкая ингибирующая способность композиции на основе НСФ и НТАА обусловлена влиянием растворимых соединений железа так же, как и в случае применения индивидуальных реагентов.

Оценка эффективности диспергирования галита реагентом на основе смеси органических диаминов. В рамках программы по поиску эффективных решений для борьбы с солеотложениями галита БелНИПИнефть проведен комплекс испытаний реагентом на основе органических диаминов (на примере N-коко-1,3-диаминопропана). Согласно техническим данным производителя, механизм действия реагента основан на смещении порога пересыщения воды хлоридными солями в область более низких температур, что эффективно препятствует росту кристаллов хлорида натрия. В результате дозирования реагента в пластовом флюиде образуются мелкодисперсные частицы солей, часть из которых переходит в нефтяную фазу, не оседая на стенках оборудования (дисперсант солей). Это позволяет сократить кратность обработок скважин пресной водой. В состав активной основы реагента входит N-коко-1,3-диаминопропан (RNH(CH₂)₃NH₂, где R – алкильная группа, в основном C₁₂–C₁₄), который широко применяется для предотвращения образования или удаления уже сформированных отложений солей аммония. Данное соединение работает так же, как и нитрилотриацетамид, механизм действия которого описан выше.

Лабораторные испытания на пробах пластовой продукции двух добывающих скважин подтвердили высокую эффективность реагента в отношении галита. Установлено, что оптимальная дозировка составляет 400 г/м³. Результаты опытов подтвердили выраженное диспергирующее действие реагента в условиях исследуемых объектов. Программа опытно-промышленных испытаний (ОПИ) по оценке эффективности диамина охватила три скважины. Технологический эффект от внедрения реагента в промышленных условиях заключается в увеличении межочистного периода (МОП) по обработкам пресной водой с сохранением работоспособности скважинного оборудования, экономический эффект – в снижении транспортных затрат на проведение технологических обработок пресной водой. В табл. 2 приведены результаты ОПИ.

Таблица 2. Результаты опытно-промышленных испытаний реагента на основе N-коко-1,3-диаминопропана на скважинах

Table 2. Results of pilot tests of a reagent based on N-coco-1,3-diaminopropane in wells

Скважина (нумерация условно), месторождение	Предотвращение солеотложе- ний/отказов ГНО	Увеличение МОП (сут.)	Экономический эффект	Итоговый вывод
№ 2 Барсуковское	Выполнено	С 2 до 6 суток	Положительный	ОПИ успешны
№ 3 Мармовичское	Выполнено	С 5 до 15 суток	Положительный	ОПИ успешны
№ 4 Ново- Давыдовское	Выполнено	С 5 до 15 суток	Отрицательный	ОПИ успешны (технологиче- ский эффект)

На скважине Мармовичского месторождения зафиксирован кратный рост содержания солей в продукции – с фоновых 254–366 мг/дм³ до 7312 мг/дм³, что позволило увеличить МОП с 5 до 15 суток. Аналогичная динамика отмечена на скважине Барсуковского месторождения: концентрация солей в нефти возросла с 101–208 мг/дм³ до 4271 мг/дм³, обеспечив плановое увеличение МОП с 2 до 6 суток. На скважине Ново-Давыдовского месторождения в течение 365 суток испытаний все технологические критерии эффективности были соблюдены. Однако экономический эффект достигнут не был: значительный дебит скважины обусловил высокий расход реагента, стоимость которого превысила затраты на традиционные промывки пресной водой, применявшиеся до внедрения технологии.

Таким образом, реагент на основе N-коко-1,3-диаминопропана подтвердил свою работоспособность, на скважинах № 2, 3 и 4 удалось полностью исключить отказы оборудования по причине образования хлоридных солей и достичь целевого увеличения МОП в 3 раза. Расчет затрат на защиту скважин от отложений галита с применением данного реагента в дозировке 400 г/м³ в сравнении с обработками скважин пресной водой, но с учетом различных способов доставки пресной воды к скважинам, показал, что экономически оптимальными методами защиты являются подача пресной воды по водоводу, проведение обработок пресной водой с применением центробежного насоса секционного и автоцистерны. Несмотря на успешное решение технической задачи, внедрение технологии в текущих экономических условиях признано нецелесообразным. Основными сдерживающими факторами являются высокая стоимость реагента и низкая рентабельность его применения в сравнении с традиционным методом промывки.

Оценка эффективности ингибирования галита реагентами на основе фосфоновых соединений. Согласно данным [13], ингибиторы на основе фосфоновых соединений, эффективно предотвращающие образование карбонатных и сульфатных отложений, непригодны для борьбы с галитом. Низкая эффективность обусловлена избирательным сродством фосфоновых групп ($-\text{PO}_3\text{H}_2$) к двухвалентным катионам кальция Ca^{2+} и Mg^{2+} из-за более высокого электростатического притяжения и возможности формирования хелатных структур. Взаимодействие с одновалентным ионом Na^+ значительно слабее, потому что однозарядные катионы мигрируют в растворе в гидратированном состоянии, что препятствует их тесному контакту с фосфоновыми группами. Поэтому формирование устойчивой адсорбционной пленки на поверхности зародышей NaCl не происходит.

Различие в эффективности также продиктовано природой фазовых переходов: если кристаллизация галита лимитируется достижением предела растворимости при высокой минерализации, то осаждение кальцита критически зависит от значения pH и парциального давления углекислого газа. Кроме того, структурное несоответствие кубической сингонии галита и тригональной решетки кальцита (преимущественно ромбоэдрического или призматического габитуса) делает невозможным универсальное применение фосфонатов в качестве модификаторов роста кристаллов для обеих солей. Несмотря на теоретические представления о слабой ингибирующей способности фосфонатов по отношению к галиту, на российском рынке представлены комплексные составы для борьбы с отложениями галита. Состав активных основ базируется на композиционных смесях органических и неорганических фосфорсодержащих соединений (фосфатов, полифосфатов, фосфонатов) в сочетании с полимерами. Вероятно, производители рассчитывают на синергетический эффект: в то время как фосфонаты обеспечивают стабильность системы при наличии сопутствующих двухвалентных катионов кальция и магния, полимерные компоненты и неорганические полифосфаты выступают в роли модификаторов кристаллической решетки NaCl .

В ходе исследования проведены сравнительные статические испытания восьми реагентов-ингибиторов галита от шести различных производителей. Согласно технической документации, основу всех исследуемых образцов составляют фосфоновые соединения. Оценка эффективности ингибирования проводилась как на дистиллированной воде, насыщенной хлоридом натрия, так и на моделях пластовых вод реальных месторождений.

Для семи реагентов экспериментальные данные не подтвердили ингибирующей эффективности исследуемых составов в отношении хлорида натрия. Ни в одной из серий опытов не зафиксировано статистически значимого снижения массы осадка или признаков диспергирования твердой фазы. Отсутствие визуальных изменений габитуса кристаллов (сохранение кубической сингонии) свидетельствует об отсутствии адсорбции фосфоновых групп на активных центрах роста галита. Таким образом, результаты испытаний подтверждают теоретические положения [13] о селективности фосфонатов к двухвалентным катионам и их неспособности блокировать рост кристаллов одновалентных солей даже в составе композиционных смесей.

Высокую ингибирующую способность в отношении галита показал только реагент на основе ОЭДФК и солей цинка. Его ингибирующая способность в отношении галита была подтверждена в различных средах. Химический состав использованных имитатов попутно добываемых вод представлен в табл. 3, а результаты оценки эффективности реагента – в табл. 4.

Анализ представленных в табл. 3 и 4 данных позволяет проследить зависимость защитного действия реагента от минерализации и ионного состава имитатов. В дистиллированной воде, насыщенной хлоридом натрия, характеризующейся отсутствием солей жесткости и растворимых солей железа, ингибитор проявляет максимальную эффективность (до 99 %).

Таблица 3. Физико-химические характеристики имитатов попутно добываемых вод, использованных при испытании реагента на основе ОЭДФК и солей цинка

Table 3. Physicochemical characteristics of produced water imitation samples used in testing the reagent based on OEDPA and zinc salts

Объект исследования (модель воды)	Плотность, г/см ³	Минерализация, г/л	pH	Содержание ионов, мг/дм ³						
				Cl ⁻	HCO ₃ ⁻	SO ₄ ²⁻	Ca ²⁺	Mg ²⁺	Na ⁺ + K ⁺	Fe _{общ}
Дистиллированная вода, насыщенная NaCl	—	375	—	226900	—	—	—	—	147200	0
Скважина № 67	1,220	319	5,4	198576	107	100	40080	6075	71957	81
Скважина № 160	1,208	300	5,7	184392	88	172	20040	3038	91178	13
Скважина № 45	1,217	309	5,3	191484	59	323	24048	6075	85653	26

Однако при переходе к имитатам попутно добываемых вод наблюдается закономерное снижение ингибирующей способности. Наиболее выраженное падение эффективности (до 77 % при дозировке 200 г/м³) зафиксировано в имитате попутно добываемой воды скважины № 67. Это обусловлено сочетанием высокой концентрации ионов кальция (40048 мг/дм³) и общего железа (81 мг/дм³).

Высокая эффективность данного реагента в минерализованных средах объясняется синергетическим составом на основе ОЭДФК и солей цинка. Чистая ОЭДФК в присутствии высоких концентраций ионов кальция (40 г/л) выпадает в осадок фосфоната кальция по реакции (3). Оксизетилендифосфовая кислота и цинк образуют устойчивый водорастворимый комплекс цинкат фосфоната ($\text{Na}_2\text{Zn} - \text{ОЭДФК}$). В таком случае цинк в структуре комплекса «блокирует» избыточное взаимодействие фосфоновой группы с кальцием, сохраняя реагент в рабочем состоянии. Возможно, цинкофосфонатный комплекс имеет более специфическое геометрическое соответствие параметрам кристаллической решетки галита, чем просто молекула кислоты, и лучше фиксируется на кристалле хлорида натрия. Данное предположение мы делаем исходя из результатов тестирования – эффективного ингибирования галита.

Таблица 4. Результаты оценки эффективности реагента на основе ОЭДФК и солей цинка

Table 4. Results of the evaluation of the efficiency of the reagent based on OEDPA and zinc salts

Объект испытаний	Содержание Fe^{3+} , мг/дм ³	Дозировка ИСО, г/м ³	Масса осадка NaCl, г, в условиях испытаний		Эффективность ИСО, %
			в контрольном растворе	в растворе с реагентом	
Дистиллированная вода, насыщенная NaCl	—	50	1,298	0,048	96
	—	100	1,748	0,042	98
	—	200		0,024	99
Скважина № 160	1,5	100	1,014	0,073	93
		200		0,068	93
	50	100	0,289	0,047	81
		200		0,056	84
	15	100	0,871	0,016	98
		200		0,013	99
Скважина № 45	25	50	3,365	0,469	86
	50	100	1,791	0,154	91
		200		0,035	98
Скважина № 67	80	50	4,45	3,059	31
		100	2,724	1,129	59
		200		0,615	77

Однако в ходе исследований была выявлена недостаточная агрегативная устойчивость реагента на основе ОЭДФК и солей цинка. При хранении в течение двух месяцев наблюдалось выпадение осадка, что свидетельствует о нестабильности состава и нетехнологичности реагента.

Заключение. Таким образом, можно сделать следующие выводы:

1. Попутно добываемые воды нефтяных месторождений Припятского прогиба имеют сложный полиминеральный состав, по которому существенно отличаются от попутных вод других нефтяных провинций. В технологических процессах добычи нефти высокая минерализация попутной воды и наличие высоких концентраций рас-

творенных хлористых солей приводит к осложнению в виде выпадения галитных солей на поверхности подземного оборудования скважин. Типичные технологии предотвращения данного вида осложнений – применение ингибиторов солеотложений или применение пресной воды для снижения концентрации хлористого натрия в потоке при высокой минерализации – не работают или имеют низкую эффективность.

2. Описан химизм действия представленных на рынке и широко применяемых типичных ингибиторов галитных солеотложений, обоснованы причины их низкой эффективности для предотвращения образования осадков хлористого натрия при эксплуатации скважин нефтяных месторождений Беларуси. Также обоснованы причины низкой эффективности ингибиторов карбонатных солей, применяемых совместно с обработками пресной водой для снижения концентрации хлористого натрия.

3. Настоящей публикацией лишь обозначена проблема, которая до сих пор не решена: отсутствие эффективного ингибитора галитных солеотложений, работающего в условиях высокой минерализации попутно добываемых вод сложного солевого состава, при высоких концентрациях, сопутствующих «вредных компонентов» – ионов железа, кальция. Ключевой задачей для нефтедобывающей промышленности Республики Беларусь остается создание экономически доступного, эффективного отечественного реагента нефтепромысловой химии – галитного ингибитора. Постановка данной задачи предопределяет необходимость применения комплексного подхода к ее решению: отработка методов лабораторных испытаний по оценке эффективности реагентов, отвечающих реальным нефтепромысловым условиям; обоснование механизма действия ингибиторов в заданных условиях; оценка эксплуатационных свойств реагентов и их совместимости с другими, применяемыми в технологических процессах; промысловые испытания и подтверждение заявленной эффективности; разработка и обоснование технологии применения; промышленное внедрение.

Литература

1. Чоловский, И. П. Нефтегазопромысловая геология залежей углеводородов : учеб. пособие для вузов / И. П. Чоловский, М. М. Иванова, Ю. И. Брагин. – М. : Изд-во «Нефть и газ» РГУ нефти и газа им. И. М. Губкина, 2006. – 680 с.
2. Кашавцев, В. Е. Солеобразование при добыче нефти / В. Е. Кашавцев, И. Т. Мищенко. – М. : Орбита-М, 2004. – 432 с.
3. Отложения неорганических солей в скважинах, призабойной зоне пласта и методы их предотвращения / С. Ф. Люшин, А. А. Глазков, Г. В. Галева [и др.]. – М. : ВНИИОЭНГ, 1983. – 100 с.
4. Гидрохимические методы анализа и контроля разработки нефтяных и газовых месторождений / В. В. Муляк, В. Д. Порошин, Ю. П. Гаттенбергер [и др.]. – М. : ГЕОС, 2007. – С. 118–122.
5. Проблема отложения галита в высокоминерализованных средах: причины, механизм, управление / И. В. Валекжание, Э. Р. Ишмияров, А. Ю. Пресняков [и др.] // Нефтепромысловое дело. – 2019. – № 10. – С. 65–78.
6. Подбор эффективных технологий для борьбы с солеотложениями (гипс, кальцит, галит) на Ярактинском и Даниловском месторождениях / А. Н. Черемисин, А. А. Горланов, Д. Д. Романова [и др.] // Нефтепромысловое дело. – 2017. – № 11. – С. 56–61.
7. Проблема отложения галита при разработке нефтяных месторождений / Л. А. Анисимов, Р. Д. Ситдинов, В. В. Зашихин, Е. А. Химов // Недропользование XXI век. – 2022. – № 6. – С. 42–47.
8. Гамолин, О. Е. Предотвращение галитных солеотложений из высокоминерализованных пластовых вод Иркутской области / О. Е. Гамолин, Ф. Я. Канзафаров, Р. Г. Джабаров // Химия нефти и газа : материалы IX Междунар. конф. – Томск, 2015. – С. 362–367.

9. Kirk, Joseph W. A Protocol to Inhibit the Formation of Sodium Chloride Salt Blocks / Joseph W. Kirk, James B. Dobbs // Materials of SPE Oilfield Scale Symposium. Aberdeen, United Kingdom, 30–31 January 2002. – SPE 74662.
10. Wylde, J. J. Halite Scale Formation Mechanisms, Removal and Control: A Global Overview of Mechanical, Process and Chemical Strategies / J. J. Wylde, J. L. Slayer // Materials of SPE International Symposium «Oilfield Chemistry». The Woodlands, Texas, USA, 2013. – SPE 164081.
11. Ракутько, А. Г. К вопросу оценки выбора минимальной концентрации реагента для ингибиторной защиты скважин от солеотложений / А. Г. Ракутько, О. А. Стоцкая // Нефтяник Полесья. – 2024. – № 2 (46). – С. 100–105.
12. Стоцкая, О. А. Влияние растворимых соединений железа на эффективность ингибиторов солеотложений / О. А. Стоцкая, А. Г. Ракутько // Нефтепромысловая химия : материалы XII Междунар. (XX Всерос.) науч.-практ. конф. – Москва, 25 июня 2025 г. – М. : РГУ нефти и газа (НИУ) им. И. М. Губкина, 2025. – С. 150–153.
13. Малкольм, А. Промысловая химия в нефтегазовой отрасли : пер. с англ. / Малкольм, А. Келанд. – 2-е изд. ; под ред. Л. А. Магадовой. – СПб. : Профессия, 2015. – 608 с.
14. Mechanistic Study of Chemicals Providing Improved Halite Inhibition / H. Guan, R. Keatch, C. Benson [et al.] // Oilfield Scale: Materials of SPE International Conference. – Aberdeen : UK, 2008. – SPE 114058.
15. Understanding the Mechanism of Halite Inhibitor and Evaluation of Halite Scale Inhibitor by static and Dynamic Tests / T. Chen, H. Montgomerie, P. Chen [et al.] // Materials of SPE International Symposium «Oilfield Chemistry». The Woodlands, Texas, USA, 2009. – SPE 121458.
16. Стоцкая, О. А. Борьба с солеотложениями при добыче нефти в РУП «Производственное объединение «Белоруснефть» / О. А. Стоцкая, А. Г. Ракутько // Материалы II Международного научно-технического и инвестиционного форума по химическим технологиям и нефтегазопереработке, Минск, 16–18 сент. 2019. – Минск : БГТУ, 2019. – С. 65–69.
17. Стоцкая, О. А. Подбор и лабораторное тестирование ингибиторов солеотложений галита в БелНИПИнефть РУП «Производственное объединение «Белоруснефть» / О. А. Стоцкая, А. Г. Ракутько // Нефтепромысловая химия : материалы VIII Междунар. (XVI Всерос.) науч.-практ. конф., Москва, 24 июня 2021 г. – М. : РГУ нефти и газа (НИУ) им. И. М. Губкина, 2021. – С. 121–124.
18. Weiss, W. Изучение применения в промышленных условиях хлорида натрия / W. Weiss, L. Brandvold // Нефтегазовые технологии. – 2011. – № 8. – С. 17–18.

References

1. Cholovskii I. P., Ivanova M. M., Bragin Y. I. *Oil and gas field geology of hydrocarbon deposits*. Moscow, Izd-vo “Neft’ i gaz” RGU nefti i gaza im. I. M. Gubkina, 2006. 680 p. (in Russian).
2. Kashchavtsev V. E., Mishchenko I. T. *Salt formation during oil production*. Moscow, Orbita-M Publ., 2004. 432 p. (in Russian).
3. Lyushin S. F., Glazkov A. A., Galeva G. V., Antipin Y. V., Syrtalanov A. Sh. *Deposits of inorganic salts in wells, near-wellbore formation zone and methods of their prevention*. Moscow, VNIIOENG Publ., 1983. 100 p. (in Russian).
4. Mulyak V. V., Poroshin V. D., Gattenberger Y. P., Abukova L. A., Lesukhina O. I. *Hydrochemical methods of analysis and control of oil and gas field development*. Moscow, GEOS Publ., 2007. pp. 118–122 (in Russian).
5. Valekzhanie I. V., Ishmiyarov E. R., Presnyakov A. Y., Garifullin A. R., Voloshin A. I. The problem of halite deposition in highly mineralized environments: causes, mechanism, and management. *Neftpromyslovoe delo*, 2019, no. 10, pp. 65–78 (in Russian).
6. Cheremisin A. N., Gorlanov A. A., Romanova D. D., Shchetkin V. N., Lebedeva I. P., Chertovskikh E. O., Sabanchin I. V., Voloshin A. I. Selection of effective technologies for combating salt deposits (gypsum, calcite, halite) at the Yarakinskoye and Danilovskoye fields. *Neftpromyslovoe delo*, 2017, no. 11, pp. 56–61 (in Russian).

7. Anisimov L. A., Sitdikov R. D., Zashikhin V. V., Khimov E. A. The problem of halite deposition in oil field development. *Nedropol'zovanie XXI vek*, 2022, no. 6, pp. 42–47 (in Russian).
8. Gamolin O. E., Kanzaarov F. Ya., Dzhabarova R. G. Prevention of halite scale deposits from highly mineralized formation waters of the Irkutsk region. *Khimiya nefi i gaza: materialy IX Mezhdunarodnoi konferentsii* [Chemistry of Oil and Gas: Proceedings of the IX International Conference]. Tomsk, 2015, pp. 362–367 (in Russian).
9. Kirk Joseph W., James B. Dobbs. A Protocol to Inhibit the Formation of Natrium Chloride Salt Blocks. *Materials of SPE Oilfield Scale Symposium*. Aberdeen, United Kingdom, 30–31 january 2002, SPE 74662.
10. Wylde J. J., Slayer J. L. Halite Scale Formation Mechanisms, Removal and Control: A Global Overview of Mechanical, Process and Chemical Strategies. *Materials of SPE International Symposium "Oilfield Chemistry"*. The Wooldlands, Texas, 2013, SPE 164081.
11. Rakut'ko A. G., Stotskaya O. A. On the Issue of Minimum Concentration of Reagent Selection Assessment for Inhibitory Protection of Wells from Salt Deposits. *Neftyanik of Polesye*, 2024, no. 2 (46), pp. 100–105 (in Russian).
12. Stotskaya O. A., Rakut'ko A. G. Evaluation of the dissolution of metal compounds on the effectiveness of scale inhibitors. *Neftepromyslovaya khimiya: materialy XII Mezhdunar. (XX Vseros.) nauchno-prakticheskaya konferentsiya* [Oilfield Chemistry: Proceedings of the XII International (XX All-Russian) Scientific and Practical Conference]. Moscow, 2025, pp. 150–153 (in Russian).
13. Malkol'm A. *Industrial chemistry in the oil and gas industry*. Ed. Magadovoi L. A. Saint Petersburg, Professiya Publ., 2015. 608 p. (in Russian).
14. Guan H., Keatch R., Benson C., Grainger N., Morris L. Mechanistic Study of Chemicals Providing Improved Halite Inhibition. *Oilfield Scale: Materials of SPE International Conference*, Aberdin, Velikobritaniya, 2008. SPE 114058.
15. Chen T., Montgomerie H., Chen P., Jackson T., Vikane O. Understanding the Mechanism of Halite Inhibitor and Evaluation of Halite Scale Inhibitor by static and Dynamic Tests. *Materials of SPE International Symposium "Oilfield Chemistry"*, Texas, 2009, SPE 121458.
16. Stotskaya O. A., Rakut'ko A. G. Combating salt deposits during oil production at the Republican Unitary Enterprise "Production Association "Belorusneft". *Materialy II Mezhdunarodnogo nauchno-tekhnicheskogo i investitsionnogo foruma po khimicheskim tekhnologiyam i neftegazopererabotke, Minsk, 16–18 sent. 2019* [Proceedings of the II International Scientific, Technical and Investment Forum on Chemical Technologies and Oil and Gas Refining, Minsk, September 16–18, 2019]. Minsk, Belorusskii gosudarstvennyi tekhnologicheskii universitet, 2019, pp. 65–69 (in Russian).
17. Stotskaya O. A., Rakut'ko A. G. Selection and laboratory testing of halite scale inhibitors at BelNIPIneft RUE "Production Association "Belorusneft". *Neftepromyslovaya khimiya: materialy VIII Mezhdunar. (XVI Vseros.) nauch.-prakt. konf., Moskva, 24 iyunya 2021 g.* [Oilfield Chemistry: Proc. of the VIII International (XVI All-Russian) Scientific and Practical Conf., Moscow, June 24, 2021]. Moscow, RGU nefi i gaza (NIU) im. I. M. Gubkina, 2021, pp. 121–124 (in Russian).
18. Weiss W., Brandvold L. Study of the field application of sodium chloride. *Neftegazovye tekhnologii*, 2011, no. 8, pp. 17–18 (in Russian).

Информация об авторах

Ракутько Александра Георгиевна – директор. Белорусский научно-исследовательский и проектный институт нефти РУП «Производственное объединение «Белоруснефть» (ул. Книжная, 15Б, 246003, Гомель, Республика Беларусь). E-mail: A.Rakutko@beloil.by@beloil.by

Стоцкая Оксана Анатольевна – ведущий научный сотрудник отдела аналитических исследований. Белорусский научно-исследовательский и проектный институт нефти РУП «Производственное объединение «Белоруснефть» (ул. Книжная, 15Б, 246003, Гомель, Республика Беларусь). E-mail: O.Statskaya@beloil.by@beloil.by

Information about the authors

Rakutko Alexandra Georgievna – Director. Belarusian Scientific Research and Design Institute of Oil RUE “Production Association “Belorusneft” (15B, Knizhnaya Str., 246003, Gomel, Republic of Belarus). E-mail: A.Rakutko@beloil.by@beloil.by

Stotskaya Oksana Anatolyevna – Leading Researcher of the Analytical Research Department. Belarusian Scientific Research and Design Institute of Oil RUE “Production Association “Belorusneft” (15B, Knizhnaya Str., 246003, Gomel, Republic of Belarus). E-mail: O.Statskaya@beloil.by@beloil.by

Поступила в редакцию 28.04.2026