

ОПРЕДЕЛЕНИЕ КОРРОЗИОННОЙ АКТИВНОСТИ ПРОДУКТОВ РАЗЛОЖЕНИЯ ХЛОРОРГАНИЧЕСКИХ СОЕДИНЕНИЙ

А.Е. Лестев¹ – канд. ист. наук, директор

П.А. Богомолов² – аспирант

Н.Д. Жеребцов² – магистрант

¹ООО «АЕЛ Эксперт»

²Казанский национальный исследовательский технологический университет

Хлороганические соединения в процессе первичной перегонки нефти и вторичных гидрокаталитических и термических процессов являются источником образования хлористого водорода (HCl), который при взаимодействии с водой образует соляную кислоту. Соляная кислота является сильнейшим коррозионным агентом. Кроме того, хлористый водород взаимодействует с аммиаком, образующимся при гидрировании соединений азота, которые традиционно присутствуют в нефти. В результате образуется хлорид аммония (NH_4Cl) – белое порошкообразное вещество, которое блокирует теплообменное оборудование блоков гидроочистки, а также стимулирует коррозионное растрескивание austenитных сталей [1]. Кроме того, органический хлор является ядом для катализаторов риформинга и гидроочистки, что приводит не только к снижению мощности этих установок, но и может вывести их из строя [2].

По данным работы [3] хлороганические соединения (ХОС) сами по себе коррозионной активностью не обладают, но при перегонке нефтей до 380 °C частично разлагаются с выделением хлористого водорода и частично крекингуются, превращаясь в ХОС с меньшей молекулярной массой, которые распределяются во фракциях нефти.

Легколетучие ХОС, такие как хлороформ, четыреххлористый углерод, дихлорэтан, трихлорэтан, тетрахлорэтан и им подобные, которые при разгонке нефти могут попадать в легкую бензиновую фракцию, представляют собой добавки, используемые для повышения нефтеотдачи пластов и для удаления парафиновых отложений. В чистом виде эти соединения весьма устойчивы, имеют низкую реакционную способность и для транспортировки по трубам совершенно не опасны.

Проблемы возникают при переработке. Уже в процессе перегонки под действием высокой температуры

в присутствии остаточной воды в результате гидролиза образуется хлористый водород. Далее отогнанную фракцию (как бензиновую, так керосиновую и дизельную) подвергают гидроочистке от серосодержащих соединений обработкой водородом на катализаторе при высоком давлении. В этих условиях большая часть органически связанного хлора превращается в хлористый водород. При значительных содержаниях летучих ХОС установка гидроочистки может быть разрушена им за считанные дни. То же самое относится и к процессу риформинга, где также происходят реакции с водородом под давлением [3]. Влияние ХОС на коррозию также отмечено в работе [4].

Кроме того, хлористый водород может вступать во взаимодействие с аммиаком, выделившимся в процессе гидроочистки, с образованием хлористого аммония (NH_4Cl), что может привести к закупориванию оборудования и его коррозии. В работе [5] отмечено, что переработка нефти с высоким содержанием хлороганических соединений может оказать отрицательное воздействие на работу следующего оборудования.

a) Ректификационная колонна: верх колонны, тарелки, трубопроводы верхней части колонны и теплообменник. При более низкой температуре в области низких скоростей потока хлористый аммоний конденсируется из паровой фазы и затвердевает, формируя солевые отложения. При этом нарушается работа системы орошения верха колонны.

b) Установка каталитического крекинга с кипящим слоем катализатора и установка замедленного коксования: вследствие образования хлористого аммония, коррозии подвергается верхняя часть и циркуляционная система ректификационной колонны.

c) Установка каталитического риформинга: выходной штуцер реактора предварительного гидрирования и

циркуляционная система водорода. NH_4Cl приводит к питтинговой коррозии и формированию солевых отложений в верхней части стабилизационной колонны или колонны депентанизации.

d) Установка гидрирования: выходной штуцер реактора гидрирования подвергается закупориванию и коррозии хлористым аммонием.

В стандарте Американского общества по испытанию материалов ASTM D 4929 приводится информация о необходимости и важности определения ХОС [6]. Так, в стандарте сказано, что органические хлориды, присутствующие в сырой нефти (например, метиленхлорид, перхлорэтилен и т. д.), обычно перегоняются во фракцию нафты. При этом некоторые соединения при разделении фракций разрушаются с образованием соляной кислоты, обладающей коррозионным действием. Некоторые ХОС выдерживают фракционирование и разрушаются на этапе гидроочистки (обессеривании нефти) [6]. Органические хлориды потенциально опасны для процессов нефтепереработки. Соляная кислота может образовываться в реакторах гидроочистки или риформинга, также кислота накапливается в зонах конденсации паров. Неожиданные концентрации органических хлоридов невозможно эффективно нейтрализовать, что может привести к коррозионным повреждениям оборудования НПЗ [6].

В работе [7, с. 72] показано, что: 1) хлороганические соединения при переработке нефти разлагаются с образованием хлористого водорода, растворов соляной кислоты разной концентрации (в зависимости от содержания воды в нефти), солей соляной кислоты; 2) продукты разложения хлороганических соединений обладают большой коррозионной активностью, что крайне негативно оказывается на безопасности и работоспособности оборудования нефтеперерабатывающих заводов.

Определение и мониторинг ХОС являются актуальными задачами в системе коррозионного менеджмента нефтяных компаний [8, с. 158], а также при сдаче нефти заказчикам [9].

В таблице 1 приведён расчёт количества, образующегося при разложении некоторых хлороганических соединений, хлороводорода.

Реактор каталитического риформинга с радиальным движением сырья с неподвижным слоем катализатора имеет производительность 1 млн тонн/год.

Максимально допустимое содержание ХОС в нефти составляет до 6 ppm, то есть до 6 г/т.

Исходя из этих предпосылок, авторами произведён расчёт количества образовавшегося хлороводорода при термической деструкции хлороганических соединений за год с учётом производительности реактора каталитического риформинга. Результаты расчёта представлены в таблице 2. Расчёт произведен для разных хлороганических соединений. Так, максимальная масса образовавшегося хлороводорода достигла 5,5 тонн для гексахлорэтана и 5 тонн для дихлорметана.

Таблица 1. Теоретический расчёт количества хлороводорода, образующегося при разложении хлороганических соединений

Хлороганическое соединение	Реакция разложения	Кол-во HCl из 10 мкг в-ва, мкг
Тетрахлорметан (четыреххлористый углерод) (далее – ЧХУ)	$\text{CCl}_4 + \text{H}_2\text{O} = \text{COCl}_2 + 2\text{HCl}$	4,74
Трихлорэтилен (далее – ТХЭ-ен)	$3\text{CHCl}_3 + \text{O}_2 = 2\text{COCl}_2 + \text{CO} + 6\text{HCl}$ Условия (квант света, присутствие минеральных кислот или иода)	2,71
Трихлорметан (хлороформ) (далее – ХФ)	$2\text{CHCl}_3 + \text{O}_2 = 2\text{COCl}_2 + 2\text{HCl}$	3,05
Тетрахлорэтилен (далее – ТТХЭ-ен)	$2\text{CCl}_4 + \text{H}_2\text{O} = \text{CCl}_3\text{COOH} + \text{HCl}$ Условия (повышенная температура, присутствие минеральных кислот)	2,2
Гексахлорэтан (далее – ГХЭ)	$\text{C}_2\text{Cl}_6 + 4\text{H}_2\text{O} = \text{HOOC-COOH} + 6\text{HCl}$ Условия (присутствие щелочи и температура 200 °C)	9,24
(Дихлорметил)бензол (далее – (ДХМ)Б)	$(\text{ДХМ})\text{B} + \text{H}_2\text{O} = \text{бензойный алdehyde} + 2\text{HCl}$	4,53
1,1-Дихлорэтилен (далее – 1,1-ДХЭ-ен)	$4\text{CCl}_2=\text{CH}_2 + 5\text{O}_2 = 2\text{COCl}_2 + 4\text{HCl} + 6\text{CO} + 2\text{H}_2\text{O}$ Условия (повышенная температура)	3,76
Дихлорметан (Метиленхлорид) (далее – МХ)	$\text{CH}_2\text{Cl}_2 + \text{H}_2\text{O} = \text{HCOH} + 2\text{HCl}$ Условия (повышенная температура)	8,59
1,2-Дихлорэтан (далее – 1,2-ДХЭ)	$\text{CH}_2\text{Cl}-\text{CH}_2\text{Cl} + \text{H}_2\text{O} = \text{CH}_2\text{OH}-\text{CH}_2\text{OH} + 2\text{HCl}$ Условия (кислая или щелочная среда, температура 140–250 °C, давление до 4 Мпа)	7,37
Бензилхлорид (далее – БХ)	$\text{БХ} + \text{H}_2\text{O} = \text{бензиловый спирт} + \text{HCl}$	2,89
1,2-Дихлорпропан (далее – 1,2-ДХП)	$\text{CH}_2\text{Cl}-\text{CHCl}-\text{CH}_3 = \text{CH}_2\text{Cl}-\text{CH}=\text{CH}_2 + \text{HCl}$ Условия (температура 520–540 °C)	3,23

Таблица 2. Расчёт количества образовавшегося хлороводорода при термической деструкции хлороганических соединений за год с учетом производительности реактора каталитического риформинга

ХОС	Содержание ХОС, ppm (т/т)	Количество образующегося HCl , т/г	Количество образующегося HCl за год, кг
Тетрахлорметан (четыреххлористый углерод) (далее – ЧХУ)	6	2,844	2844
Трихлорэтан (далее – ТХЭ-ен)	6	2,71	1626
Трихлорметан (хлороформ) (далее – ХФ)	6	3,05	1830
Тетрахлорэтилен (далее – ТТХЭ-ен)	6	2,2	1320
Гексахлорэтан (далее – ГХЭ)	6	9,24	5544
(Дихлорметил)бензол (далее – (ДХМ)Б)	6	4,53	2718
1,1-Дихлорэтан (далее – 1,1-ДХЭ-ен)	6	3,76	2256
Дихлорметан (Метиленхлорид) (далее – МХ)	6	8,59	5154
1,2-Дихлорэтан (далее – 1,2-ДХЭ)	6	7,37	4422
Бензилхлорид (далее – БХ)	6	2,89	1734
1,2-Дихлорпропан (далее – 1,2-ДХП)	6	3,23	1938

ОПРЕДЕЛЕНИЕ КОРРОЗИОННОЙ АКТИВНОСТИ

При изготовлении различного нефтеперерабатывающего оборудования: ЭЛОУ, АВТ, АТ, установки предварительной гидроочистки, первичной переработки нефти, колонны и сепараторы установок гидроочистки тяжелых фракций используется углеродистая сталь. В связи с этим для оценки влияния микроконцентраций соляной кислоты, образующейся при разложении хлороганических соединений, на коррозию нефтеперерабатывающего оборудования использовали образцы стали Ст.3. Исследования проводили гравиметрическим и электрохимическим методами.

В таблице 3 представлены результаты определения скорости общей коррозии стали 3 в соляной кислоте различной концентрации, определённой электрохимическим методом. В таблице 4 представлены результаты, полученные гравиметрическим методом. Время испытаний 7 часов.

Таблица 3. Скорость общей коррозии стали 3 в соляной кислоте различной концентрации, определенная электрохимическим методом

Концентрация г/т	Скорость общей коррозии, мм/год			Среднее значение, мм/год
10	0,114	0,152	0,123	0,130±0,001
50	0,436	0,484	0,436	0,452±0,004
100	0,909	0,904	0,928	0,913±0,009
500	1,231	1,200	1,225	1,218±0,012
1000	2,203	2,104	2,200	2,169±0,021
10000	2,248	2,508	2,315	2,357±0,023
100000	2,745	2,679	3,030	2,818±0,028

Таблица 4. Скорость общей коррозии стали 3 в соляной кислоте различной концентрации, определенная гравиметрическим методом

Концентрация г/т	Скорость общей коррозии, мм/год			Среднее значение, мм/год
10	0,145	0,149	0,113	0,136±0,001
50	0,499	0,549	0,589	0,545±0,005
100	1,001	1,104	1,073	1,059±0,010
500	1,334	1,244	1,412	1,330±0,013
1000	2,214	2,255	2,273	2,247±0,022
10000	2,458	2,731	2,418	2,535±0,025
100000	2,832	2,954	3,009	2,932±0,029

Приведенные в таблицах 3 и 4 значения скорости коррозии соляной кислоты с разной концентрацией, полученные двумя разными методами, демонстрируют воспроизводимость значений, что указывает на достоверность результатов. Даже при количественном содержании HCl 10 г/т скорость коррозии составляет 0,136 мм/год. В стандарте ПАО НК «Роснефть» коррозионный фон не должен превышать 0,100 мм/год [10, с.40]. Рост скорости коррозии на объектах нефтедобычи выше 0,100 мм/год уже может стать причиной проведения повторных опытно-промышленных испытаний (ОПИ). С учётом приведённых в табл. 2 данных, где приведен

расчёт количества образовавшегося хлороводорода при термической деструкции хлороганических соединений в нефти в течение года с учётом производительности реактора каталитического риформинга, можно предположить степень коррозионных разрушений нефтеперерабатывающего оборудования только из-за разложения единственного вещества – тетрахлорметана при условии его минимально допустимого содержания (не более 6 прмт).

Таким образом, попадание ХОС в нефть крайне нежелательно ввиду их разложения с выделением хлороводорода, образующим при гидролизе соляную кислоту, которая даже при 10 мг/т способна вызывать коррозию стали со скоростью 0,130 мм/год. В сочетании с сероводородом соляная кислота значительно увеличивает скорость коррозии нефтеперерабатывающего оборудования, как углеродистой стали, так и легированной, вызывая при этом наиболее опасное по сравнению с общей коррозией локальное разрушение.

Так как моделирование условий в рамках лабораторных испытаний отличается от реальной картины, наблюдаемой на оборудовании НПЗ, в связи с этим возникает необходимость приближения условий испытания к промышленному случаю.

Для моделирования процесса разложения во время нефтепереработки ХОС и оценки влияния на коррозию стали 3 был выбран микрокулонометр Multi EA 5100, использующийся в методе Б по ГОСТ Р 52247-2021 для определения содержания органических хлоридов. Конструкция микрокулонометра была изменена так, что образующийся после осушителя газообразный хлороводород попадал не в электрохимическую ячейку, а барботировался в ёмкость с раствором, в который уже погружены стальные пластины (рис. 1).

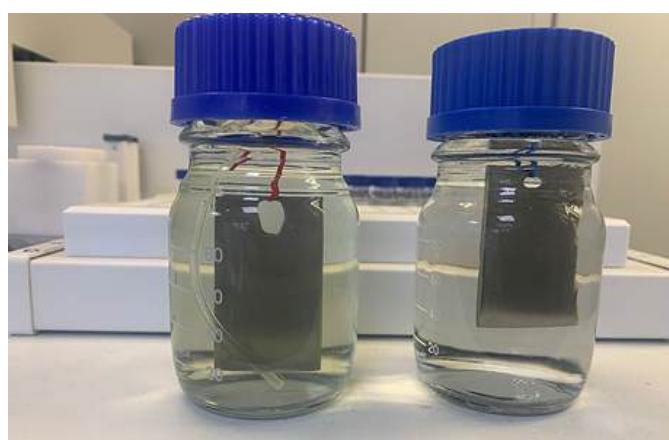


Рисунок 1. Подвод трубки и дальнейшее барботирование в левую ячейку со стальной пластиной, образовавшегося при разложении ХОС, хлороводорода

На рис. 1 показано начало эксперимента с двумя образцами в испытательных ёмкостях. Один из образцов (слева) подвергается барботированию хлороводородом после дозирования в кварцевый реактор 100 мкл чистого

четырёххлористого углерода (ЧХУ), а второй находится в дистиллированной воде. На рис. 2 те же самые образцы, но уже после 24 часов выдержки в испытуемой среде. Данные, приведенные в таблице 5, показывают, что образовавшийся из 100 мкл ЧХУ хлороводород, вызвал коррозию стали со скоростью 0,719 мм/год. Полученные результаты можно вновь сопоставить с теоретическими расчётами разложения разных хлороганических соединений с выделением хлороводорода (таблицы 1 и 2).

Если 100 мкл разложившегося с выделением хлороводорода ЧХУ увеличивает скорость коррозии до 0,719 мм/год, то какие последствия могут ожидать установки каталитического риформинга при суммарной перегонке 2844 кг образовавшегося хлороводорода при термической деструкции хлороганических соединений с концентрацией 6 млн⁻¹ (ppm) в нефти в течение года с учётом производительности реактора?

Таблица 5. Скорость коррозии стали 3 в дистиллированной воде и в воде, барботируемой хлороводородом

Марка стали	Средняя скорость коррозии при барботировании HCl, мм/год	Средняя скорость коррозии в дистиллированной воде, мм/год
Сталь 3	0,719±0,0007	0,0685±0,00006



Рисунок 2. Стальные образцы (Ст. 3) после 24 ч погружения в испытуемую среду

Как видно из рис. 2, раствор, барботируемый хлороводородом, содержит взвесь продуктов коррозии железа, что указывает на интенсивный процесс коррозии. Образцы на рис. 3, на поверхности которых наблюдается сплошная коррозия, находились в агрессивной среде хлороводорода.

Выводы

Результаты исследования:

- подтвердили коррозионную опасность продуктов разложения хлороганических соединений;
- показали, что при термическом разложении всего 100 мкл четырёххлористого углерода, образовавшийся

хлороводород способен вызывать коррозию углеродистой стали со скоростью 0,719 мм/год;

- продемонстрировали, что соляная кислота, образующаяся при деструкции хлороганических соединений, даже в микроконцентрациях (10 г/т) вызывает коррозию, превышающую допустимый уровень, установленный стандартами нефтяных компаний.

По результатам проведенных исследований рекомендуется включать контроль содержания хлороганических соединений в нефти в стратегии коррозионного менеджмента нефтяных компаний.



Рисунок 3. Образцы стали 3 после гравиметрического испытания в течение 24 часов в среде с барботирующим хлороводородом

ЛИТЕРАТУРА

1. Винтилов С.В., Акишев Д.А., Жолобов В.П., Зайцев В.И. Анализ проблем, связанных с образованием отложений в процессах переработки нефти и ростом коррозионного износа оборудования на НПЗ // Химическая техника. – Санкт-Петербург: ООО "Маркет Скиппер", 2015. – № 6. – с. 27-30.
2. Подлеснова Е.В., Ботина А.А., Дмитриева А.А., Вартапетян А.Р., Леонтьева С.А. Хроматографический метод определения хлорорганических соединений в нефти // Сорбционные и хроматографические процессы. – Воронеж: Воронежский государственный университет, 2019. – т. 19. - № 5. – с. 581-587.
3. Новиков Е.А. Определение хлора в нефти. Обзор аналитических методов // Мир нефтепродуктов. – М.: Профессия, 2019. – № 7. – с. 39-50.
4. Бабинцева М.В. Исследование состава сера-, хлор-, азотсодержащих соединений в нефтях и прямогонных нефтяных дистиллятах, перерабатываемых на НПЗ «НК «РОСНЕФТЬ»: дис. ...канд. хим. наук: 02.00.13 / Бабинцева Марина Витальевна. – Самара, 2008. – 154 с.
5. Li X., Wu B., Zhu J. Hazards of Organic Chloride to Petroleum Processing in Chinese Refineries and Industrial Countermeasures // Progress in Petrochemical Science. – 2018. – v. 2(3). – p. 204-207.
6. ASTM D4929 Standard Test Method for Determination of Organic Chloride Content in Crude Oil // ASTM International. URL: <https://www.astm.org/d4929-22.html>
7. Лестев А.Е., Ившин Я.В., Богомолов П.А., Сатараев Д.А. Влияние продуктов разложения хлорорганических соединений на процесс коррозии нефтеперерабатывающего оборудования. // Бутлеровские сообщения. Казань: Бутлер. Наследие, 2022. - т. 72. – № 12. – с. 68-73. DOI: 10.37952/ROI-jbc-01/22-72-12-68
8. Лестев А.Е., Ившин Я.В. Актуальность определения хлорорганических соединений для коррозионного менеджмента нефтяных компаний // Теоретические и прикладные аспекты электрохимических процессов и защита от коррозии. – Казань: Изд-во КНИТУ, 2024. – с. 158-159.
9. Синёв А.В., Девяшин Т.В., Кунакова А.М., Сайфутдинова Л.Р., Усманова Ф.Г., Крикун А.Н., Лестев А.Е. Образование легколетучих хлорорганических соединений при первичной перегонке нефти в результате разложения химических реагентов, содержащих соли четвертичных аммониевых соединений // PRONEFT. Профессионально о нефти. – Санкт-Петербург: Научно-Технический Центр «Газпром нефти», 2019. – № 4 (14). – с. 63-69.
10. Лестев А.Е., Ившин Я.В. Защита оборудования ингибиторами коррозии в нефтяной отрасли: учебное пособие. под ред. А. Ф. Дресвянникова; Минобрнауки России, Казан. нац. исслед. технол. ун-т. – Казань: Изд-во КНИТУ, 2021. – 112 с.

REFERENCES

1. Vintilov S.V., Akishev D.A., Zholobov V.P., Zajcev V.I. Analiz problem, svyazannyyx s obrazovaniem otlozhenij v processax pererabotki nefti i rostom korrozionnogo iznosa oborudovaniya na NPZ//Ximicheskaya texnika. – Sankt-Peterburg: LLC "Market Skipper", 2015. – № 6. – p. 27-30.
2. Podlesnova E.V., Botina A.A., Dmitrieva A.A., Vartapetyan A.R., Leont'eva S.A. Xromatograficheskij metod opredeleniya xlororganicheskix soedinenij v nefti // Sorpcionnye i xromatograficheskie processy. – Voronezh: Voronezhskij gosudarstvennyj universitet, 2019. – v. 19. - № 5. – p. 581-587.
3. Novikov E.A. Opredelenie xlora v nefti. Obzor analiticheskix metodov // Mir nefteproduktov. – M.: Professiya, 2019. – № 7. – p. 39-50.
4. Babinceva M.V. Issledovanie sostava sera-, xlor-, azotsoderzhashhix soedinenij v neftyax i prymogonnyx neftyanyx distillyatax, pererabatyvaemyx na NPZ «NK «ROSNEFT»: dis. ...kand. xim. nauk: 02.00.13 / Babinceva Marina Vital'evna. – Samara, 2008. – 154 s.
5. Li X., Wu B., Zhu J. Hazards of Organic Chloride to Petroleum Processing in Chinese Refineries and Industrial Countermeasures // Progress in Petrochemical Science. – 2018. – V. 2(3). – p. 204-207.
6. ASTM D4929 Standard Test Method for Determination of Organic Chloride Content in Crude Oil // ASTM International. URL: <https://www.astm.org/d4929-22.html>
7. Lestev A.E., Ivshin Ya.V., Bogomolov P.A., Sataraev D.A. Vliyanie produktov razlozheniya xlororganicheskix soedinenij na process korrozii neftepererabatyvayushhego oborudovaniya. // Butlerovskie soobshcheniya. Kazan': Butler. Nasledie, 2022. - v. 72. – № 12. – p. 68-73. DOI: 10.37952/ROI-jbc-01/22-72-12-68
8. Lestev A.E., Ivshin Ya.V. Aktual'nost' opredeleniya xlororganicheskix soedinenij dlya korrozionnogo menedzhmenta neftyanyx kompanij // Teoreticheskie i prikladnye aspekty e'lektroximicheskix processov i zashchita ot korrozii. – Kazan': Izd-vo KNITU, 2024. – p. 158-159.
9. Sinyov A.V., Devyashin T.V., Kunakova A.M., Sajfutdinova L.R., Usmanova F.G., Krikun A.N., Lestev A.E. Obrazovanie legkoletuchix xlororganicheskix soedinenij pri pervichnoj peregonke nefti v rezul'tate razlozheniya ximicheskix reagentov, soderzhashhix soli chetvertichnyx ammonievyyx soedinenij // PRONEFT. Professional'no o nefti. – Sankt-Peterburg: Nauchno-Tekhnicheskij Centr «Gazprom nefti», 2019. – № 4 (14). – p. 63-69.
10. Lestev A.E., Ivshin Ya.V. Zashchita oborudovaniya ingibitorami korrozii v neftyanoj otrassli: uchebnoe posobie. pod red. A. F. Dresvyanikova; Minobrnauki Rossii, Kazan. nacz. issled. texnol. un-t. – Kazan': Izd-vo KNITU, 2021. – 112 p.

E-mail: vdurkin@ugtu.net
E-mail: dsavrey@mail.ru

²Russian Academy of Natural Sciences

The clay content of oil and gas reservoirs is a key parameter at all stages of field development. During the initial opening of productive horizons, various sets of geophysical studies are performed, including those aimed at determining reservoir zones, and in particular, clay and porosity. Petrophysical research uses methods for determining the radioactivity of rocks, which is known to depend on clay content. There are other methods for determining clay content that are used in the analysis of drilling fluids. The article considers an adapted technique for assessing the clay content of a rock, and also suggests a method for studying clay rocks in aqueous solutions in order to assess the rate of swelling or dispersion.

Keywords: clayiness; rock; bentonite clay; swelling; dispersion.

THE METHOD OF SELECTIVE CEMENTING UNDER PRESSURE USING A PACKER IN A HORIZONTAL BOREHOLE (p. 65-72)

Roman Dmitrievich Kravcov¹
Aleksandr Valer`evich Verevkin²

National Research Tomsk Polytechnic University
30, Leninisky prospect, Tomsk, 634050, Russia
¹E-mail: jkravtsov@bk.ru
²E-mail: veruovkin@mail.ru

This article aimed to describe the problem of a prematurely drowning of production horizontal wells with the overview of already existing techniques of squeeze cementing, and also carrying all necessary Engineering calculations for the successful work performance; considerable attention is paid to the estimation of the technological operation for the drowning elimination in connection with insufficient experience in mathematical basis; this topic involves the using of the liquid packer for the realisation of the remedial cementing in the perforated horizontal well bore, which is getting more and more popular on the market; each operation stage is examined in detail, providing key conditions and methods with equations which have been used; for better understanding schematic figures of technological liquid injection and the reached surface pressure for each stage with the use of typical initial information are presented.

Keywords: calculation; repair and insulation work; packer retainer; horizontal borehole; liquid packer; selective cementing; hydraulic resistance; watering; intermediate column.

APPLICATION HYDRODYNAMIC OSCILLATION GENERATOR FOR THE PRODUCTION OF STABLE WATER-OIL EMULSIONS AS FUEL IN FURNACES FOR HEATING OIL TREATMENT PLANTS (p. 73-78)

Tat`yana Vadimovna Bobyleva¹
Mixail Yur`evich Kil`yanov²
Maksim Nikolaevich Denisyuk¹
Aleksandr Pavlovich Savinov¹
Aleksandr Vladimirovich Muradov²

¹Ukhta State Technical University
Dld. 13, Pervomaiskaya str., Ukhta, Republic of Komi, 169300, Russia

²National University of Oil and Gas «Gubkin University»
65, Leninskiy prospect, Moscow, 119991, Russia

The article presents the results of studies on the use of a hydrodynamic oscillation generator to obtain stable water-fuel oil emulsions as fuel in heating furnaces of oil treatment plants. Fuel oil is one of the most common types of liquid fuel for combustion in furnaces at oil treatment plants and line heaters. The advantage of fuel oil is its high calorific value and low cost, while the quality of fuel oil has a significant impact on its transportation, storage and the efficiency of oil and gas equipment nozzles. However, the use of fuel oil has a number of negative consequences: the exhaust flue gases contain toxic gases that have a negative impact on the human body and the environment, the high content of sulfur oxides leads to corrosion of equipment and regular labor-intensive operations for its cleaning and replacement, the deposition of soot and carbon due to incomplete combustion of fuel oil forces the furnaces to be regularly stopped for preventive maintenance. In this regard, the development of fuel based on water-fuel oil emulsions, which allow to level out the negative factors indicated above, is an urgent task. The method of creating such emulsions using a hydrodynamic oscillation generator is considered, the results of the conducted studies and a comparative analysis of the effectiveness of the proposed solution are shown.

Keywords: oil heating furnace; process equipment; industrial oil preparation; fuel; fuel oil; water-fuel oil emulsion; hydrodynamic oscillation generator; efficiency; environmental friendliness.

DETERMINATION OF CORROSIVE ACTIVITY OF DECOMPOSITION PRODUCTS OF ORGANOCHLORINE COMPOUNDS (p. 79-83)

Anton Evgen`evich Lestev¹
Pavel Andreevich Bogomolov²
Nikita Dmitrievich Zherebczov²

¹LLC «AEL E`kspert»

54-8, Kurchatova str., Kazan` , 420087, Russia
E-mail: antonlestev@mail.ru

²Kazan National Research Technological University
68, K. Markska str., Kazan` , 420015, Russia
E-mail: pasha_bogomolov_94@mail.ru
E-mail: zhndm@mail.ru

The article presents data on the corrosion activity of the decomposition products of organochlorine compounds. The work uses gravimetric and electrochemical methods for determining the corrosion rate, presents a theoretical calculation of the amount of HCl formed during the decomposition of organochlorine compounds, and simulates the decomposition process of organochlorine compounds at high temperatures.

Keywords: organochlorine compounds; chlorinated organic compounds; corrosion; decomposition products of organochlorine compounds; oil refinery corrosion; steel corrosion.

AREAS OF RESPONSIBILITY FOR THE CONDITION OF IN-SITU LEACHING WELLS (p. 84-89)

Aleksandr Georgievich Ivanov

SC «VNIPromtexnologii»
33, Kashirskoe shosse str., Moscow, 115409, Russia
E-mail: ivanov_ag@mail.ru

High-quality construction, operation and abandonment of in-situ uranium leaching process wells determine the economic efficiency of mineral extraction by minimizing the accident rate of these wells before the end of their service life. This article provides an overview of the work and recommendations on the areas of responsibility of enterprises engaged in the construction of wells, and enterprises engaged in uranium mining itself. The main causes that lead to accidents at wells are given, the ways of their prevention and the procedure for interaction between the above enterprises are shown, indicating the main works that must be performed in this case.

Keywords: in-situ leaching; process wells; well equipment; development; waterproofing; operation; repair and restoration work; geophysics; areas of responsibility.

AN EXCURSION INTO THE HISTORY OF PUMPING ENGINEERING: FROM BUCKETS TO COMPLEX HYDRAULIC MACHINES (p. 90-98)

Natal`ya Aleksandrovna Aksyonova
Mixail Ivanovich Korabel`nikov
Sergej Nikolaevich Bastrikov
Anatolij Yur`evich Zajcev

Industrial University of Tyumen
38, Volodarskogo str., Tyumen` , 625000, Russia

In the article, the authors aimed to analyze numerous literary and internet resources: Wikipedia, the Great Soviet Encyclopedia, websites of pump manufacturing companies, scientific publications, including foreign ones, on the evolutionary development of pump engineering. The analysis of the emergence of pumps, from the simplest water-lifting mechanisms to modern complex hydraulic machines, helps to understand how inventions are born, how they are improved, and what contributes to this process. The historical overview of pump engineering presented in the article begins with ancient times (5th century BC) and ends with the modern era (20th century). The authors also allowed themselves to look ahead and predict future directions in the development of pump technology.

Among the prototypes of ancient pumps, the authors examined water wheels, the sakia, the noria, the Archimedes' screw, the simple piston pump by Ctesibius, spiral pumps, coil pumps, simple chain pumps, and prototypes of centrifugal pumps. Separately, in chronological order, the evolution of piston pumps, centrifugal pumps, rotary (rotary-type) pumps, and pumps without moving elements is considered. The authors established that the evolution of pump technology progressed from non-pressure fluid movement to mechanized methods of water supply. Several key moments (impulses) in the development of pump engineering were identified. The first significant impulse was the transition from wooden water-lifting structures to metal mechanisms. The second impulse was given to pump engineering by the advent of steam engines, electricity, electric motors, and later internal combustion engines. The third impulse in the development and improvement of pump units was the advancement of science. The evolution and improvement of pumps would have been impossible without scientific discoveries of physical laws, research, and the creation of mathematical models by great scientists, physicists, mathematicians, and hydromechanics such as Leonardo da Vinci, Isaac Newton, Al-Jazari, Blaise Pascal, Leonhard Euler, Daniel Bernoulli, Mikhail Vasil`evich Lomonosov, Carl Pfleiderer, Gustav Anton Zeuner, William Rankine, and others.

Special attention in the article is given to domestic scientists and inventors, as well as their developments in the field of hydraulic engineering: A.A. Sablukov, V.A. Pushechnikov, I.I. Kukolevsky, I.N. Voznesensky, G.F. Proskura, P.A. Zarubin and K.K. Baulin.

Keywords: pump engineering; evolution; centrifugal pump; rotary pump; piston pump; jet pump.

