

ВОДОПОДГОТОВКА И ВОДНО-ХИМИЧЕСКИЙ РЕЖИМ

АНАЛИЗ МОДЕЛЕЙ ЯВЛЕНИЯ “ПРЯТАНИЯ СОЛЕЙ” В ПАРОГЕНЕРИРУЮЩЕМ ОБОРУДОВАНИИ АЭС И ТЭС (ОБЗОР)

© 2023 г. В. С. Полонский^а, И. И. Беляков^б, Д. А. Горр^с*, М. А. Мироненко^с

^аООО “Интерэнерго”, ул. Василисы Кожиной, д. 1, Москва, 121096 Россия

^бНаучно-производственное объединение по исследованию и проектированию энергетического оборудования им. И.И. Ползунова (ЦКТИ), Атаманская ул., д. 3/6, Санкт-Петербург, 191167 Россия

^сООО “СКБ котельных установок”, Комсомольский просп., д. 40, г. Барнаул, 656056 Россия

*e-mail: gorr_da@skb-ku.com

Поступила в редакцию 05.12.2022 г.

После доработки 24.01.2023 г.

Принята к публикации 01.03.2023 г.

Явление “прятания солей” котловой воды привлекло пристальное внимание специалистов еще в 40–50-е годы прошлого столетия. К концу 80-х годов большинство исследователей пришли к заключению, что определяющую роль в “прятании солей” играют отложения продуктов коррозии конструкционных материалов на парогенерирующих поверхностях оборудования АЭС и ТЭС. Процесс парообразования происходит в стесненных условиях, что служит причиной ухудшения массообмена между ядром потока и поверхностью теплообмена. Это приводит к концентрированию примесей воды в порах отложений и даже к выпадению их в виде твердой фазы. При увеличении мощности парового котла/парогенератора концентрации определенных примесей и реагентов в котловой воде снижаются, такой эффект получил название – “прятание солей” (hideout), а при уменьшении нагрузки их концентрации возрастают (“возврат солей” – hideout return). В последние десятилетия было разработано несколько физических и математических моделей, в которых “прятание солей” рассматривается с позиций концентрирования примесей котловой воды не в слое пролипаемых отложений, а в вязком подслое жидкости у парогенерирующей поверхности. Так, термодинамическая модель опирается на постулаты неравновесной термодинамики и носит описательный характер. В модели массообмена на основе законов сохранения массы и энергии в вязком подслое представлено аналитическое выражение для степени концентрирования примесей. Однако и в рамках этой модели дается, по существу, лишь качественное описание процесса “прятания солей” без детального сравнения с экспериментальными данными. В настоящей статье проведены анализ и сопоставление этих моделей с надежными сведениями, полученными отечественными и зарубежными исследователями, показана ошибочность ключевых положений моделей концентрирования примесей в вязком подслое жидкости. Соответствующие фундаментальные основы массообмена в условиях “прятания солей” имеют важное теоретическое и практическое значение для разработки регламента эксплуатации и надежной работы установок с кипящим теплоносителем на АЭС и ТЭС.

Ключевые слова: “прятание солей”, “возврат солей”, водно-химический режим, парогенератор, котел-утилизатор, отложения, продукты коррозии конструкционных материалов, концентрирование примесей, подшламовая коррозия, тепломассообмен, реактор с водой под давлением, кипящий реактор, испаритель

DOI: 10.56304/S0040363623070068

Опыт эксплуатации парогенерирующего оборудования на АЭС и ТЭС показал, что в переходных режимах работы может происходить существенное изменение концентрации примесей котловой воды: при увеличении нагрузки концентрация солей снижается, при уменьшении нагрузки – повышается. Эти явления получили название “прятание солей” (hideout) и “возврат солей” (hideout return). Исследования этих явлений

проводились сотрудниками различных научно-исследовательских организаций (М.А. Стырикович, Н.Г. Пацуков, З.Л. Миропольский, Р.Е. Холл, Ф.Г. Штрауб, Г. Хеминг и др.) с 40–50-х годов прошлого столетия. Работы этих ученых [1–8] послужили основой для изучения проблемы “прятание солей” в пароводяных контурах АЭС и ТЭС и положили начало накоплению первичных данных. Поэтому неслучайно, что на текущем этапе рас-

сматривались весьма разнообразные феноменологические модели при описании процесса изменения концентрации примесей.

Американским ученым Р.Е. Холлом [1] была предложена модель “прятания солей”, базирующаяся на положениях равновесной термодинамики. Он предположил, что при больших тепловых нагрузках и нормальной гидродинамике двухфазного потока концентрация примесей воды непосредственно у поверхности нагрева может на несколько порядков превышать концентрацию в ядре потока. По его мнению, парогенерирующая система является термодинамически равновесной системой, состояние которой определяется тремя параметрами: давлением, температурой и концентрацией примесей в водном растворе. Так как первые два параметра задаются неизменными согласно технологическим условиям, третий параметр – концентрация – является искомой характеристикой. Следовательно, в пленке жидкости у парогенерирующей поверхности концентрация примеси должна соответствовать значению, которое определяется температурной депрессией раствора.

Русским ученым М.А. Стыриковичем [2] была предложена гидродинамическая теория “прятания солей”. Согласно этой теории, отложение солей происходит на тех участках парогенерирующих поверхностей, где имеются нарушения режима течения двухфазного потока. Примерами таких нарушений могут служить расслоение потока в горизонтальных и слабонаклонных трубах и появление свободного уровня в вертикальных трубах при ухудшенной циркуляции теплоносителя. Экспериментальные исследования показали, что в этих условиях вблизи поверхности нагрева значительно возрастает концентрация примесей (“солей”).

Работы [1, 2] явились основополагающими в изучении процесса массообмена в парогенерирующих системах. Они способствовали также более широкой постановке экспериментов как в нашей стране, так и за рубежом [3–8]. В исследованиях [3–7] была показана несостоятельность теории Р.Е. Холла. Экспериментально было подтверждено, что при интенсивном парообразовании в условиях беспрепятственного обтекания водой поверхностей нагрева нельзя добиться высоких концентраций солей в пристенной пленке. Поэтому положение Р.Е. Холла о возможности образования концентрированной пленки при кипении сильно разбавленных растворов нельзя считать правомерным.

По мнению немецкого ученого Г. Хемига [8], парогенерирующую систему не имеет смысла

анализировать с позиций равновесной термодинамики. Необходимым условием равновесной системы является равенство температуры во всех ее частях, и поэтому не следует рассматривать парогенерирующую трубу (вследствие различия температур воды у стенки и в ядре потока) в качестве равновесной системы. Автор [8] подчеркивает, что вывод Р.Е. Холла о накоплении в пристенной пленке весьма значительных количеств солей является совершенно произвольным и необоснованным.

Рассмотренные работы [1–8] можно считать исходными/первичными в области изучения особенностей массообмена при генерации пара. В это же время проводились исследования “подшламовой коррозии” и разрабатывались методы ее предотвращения [9–14]. Для специалистов в этой области было совершенно очевидно влияние слоя отложений шлама на интенсивность коррозии поверхностей нагрева и других элементов парогенерирующего оборудования. Авторами указанных работ было отмечено, что скорость коррозии зависит от толщины отложений и их физико-химических свойств, теплофизических свойств воды и пара, а также от водно-химического режима (ВХР) парогенерирующих систем.

Толчком к интенсификации исследований процесса массообмена в парогенерирующих системах послужило возникновение проблем с отложениями продуктов коррозии конструкционных материалов (ПККМ)¹ в реакторах и парогенераторах, возможной “подшламовой коррозией” и потенциальным ухудшением радиационной обстановки на АЭС. Более сложные теплотехнические условия в парогенераторах АЭС, по сравнению с паровым энергетическим котлом (ПЭК), связаны с особенностями теплообмена и гидродинамики двухфазных течений – гораздо более высокие тепловые нагрузки и массовые скорости потока в реакторах и более стесненное расположение пучков труб в парогенераторах.

Первой работой [15], которая была опубликована в открытой печати и оказала значительное влияние на формирование представлений о концентрировании примесей под слоем отложений ПККМ, было экспериментальное исследование Л.Ф. Пиконе. В этой работе было показано, что при сравнительно тонких железоокисных отложениях (толщиной 12.7–22.8 мкм) в парогенерирующих каналах и теплогидравлических условиях, характерных для реакторных установок, кон-

¹ В качестве продуктов коррозии здесь и далее по тексту приняты оксиды железа, так как именно они составляют основу отложений в парогенерирующем оборудовании АЭС и ТЭС.

центрирование примесей котловой воды может составлять несколько порядков. Поскольку указанная выше толщина отложений типична для нормальных условий эксплуатации кипящих аппаратов АЭС, то и российские (МЭИ, ИВТАН и др.), и зарубежные специалисты [АЕЕВ, АЕРЕ (Великобритания), Westinghouse (США), АЕСЛ (Канада) и др.] были вынуждены провести обширный анализ различных аспектов этой проблемы [16–33].

В нашей стране под руководством академика М.А. Стыриковича были выполнены всесторонние исследования (экспериментальные и теоретические) закономерностей массообмена в каналах с непроницаемой поверхностью (чистых каналах без отложений) и каналах с пористыми (проницаемыми) отложениями ПККМ. Было показано, что в каналах с непроницаемой поверхностью степень концентрирования примесей в воде n_k (соотношение концентраций примесей в воде у стенки и в основном потоке) при нормальных условиях теплообмена не превышает значения 4.0. В каналах с проницаемой поверхностью (например, с отложениями ПККМ) степень концентрирования может достигать одного, двух и более порядков ($n_k > 10^m$).

Зарубежные специалисты также внесли значительный вклад в разработку теплохимических основ процесса концентрирования примесей при генерации пара в оборудовании с проницаемой поверхностью (обычно это отложения ПККМ или сетчатые покрытия). С учетом особенностей парогенерирующих поверхностей нагрева были разработаны физические и математические модели концентрирования примесей воды при генерации пара в слое отложений продуктов коррозии. Соответствующие модели были предложены как в нашей стране, так и за рубежом [20–22, 28, 31–33]. Несмотря на различия в моделях, общим и существенным признаком значительного концентрирования растворимых примесей воды было наличие отложений с проницаемой капиллярно-пористой структурой.

Так складывалась ситуация с исследованиями концентрирования примесей воды в парогенерирующих системах (а следовательно, и с “прятанием солей” и подшламовой коррозией) примерно до конца 80-х годов прошлого столетия. В 90-е и последующие годы проводилось довольно много исследований по этой проблеме [34–66], и они в определенной мере были связаны с новыми конструктивными факторами (например, генерация пара в узких длинных прослойках – щелях в местах прохода труб через коллекторы или трубные доски, щелях в дистанционирующих решетках

и т.д.), а также с особенностями ВХР парогенерирующих систем (в частности, с поведением лития, борной кислоты и боратов в реакторных установках и т.д.). Кроме того, в некоторых работах высказывались дополнительные идеи об основах процессов теплообмена, которые ранее в литературе не обсуждались или рассматривались недостаточно детально.

С момента публикации первых обобщений в отечественной литературе по концентрированию примесей в воде при генерации пара [27, 30, 33] также прошло несколько десятилетий. В связи с этим представляется целесообразным вернуться к вопросу концентрирования примесей воды в парогенерирующем оборудовании АЭС и ТЭС, но уже с учетом новых данных и физических представлений о сущности этого явления. Необходимо проанализировать результаты исследований применительно к процессу “прятания солей” в переходных режимах работы парогенерирующего оборудования.

Исследования этого процесса по фундаментальным признакам “прятания солей” можно разделить на два типа:

с позиций концентрирования растворимых примесей в пристенной пленке жидкости в условиях беспрепятственного (свободного) обтекания водой парогенерирующей поверхности (условно, в вязком подслое);

с позиций концентрирования растворимых примесей в воде при генерации пара в стесненных условиях (условно, в слое отложений ПККМ).

Детальнее следует остановиться на публикации первого типа, используя для сравнения отдельные материалы обзоров [27, 30, 33], а также результаты научных работ последних лет. При этом проблема будет проанализирована применительно к слабо-растворимым и слаболетучим примесям котловой воды.

КОНЦЕНТРИРОВАНИЕ РАСТВОРИМЫХ ПРИМЕСЕЙ В ПРИСТЕННОЙ ПЛЕНКЕ ЖИДКОСТИ В УСЛОВИЯХ БЕСПРЕПЯТСТВЕННОГО ОБТЕКАНИЯ ВОДОЙ ПАРОГЕНЕРИРУЮЩЕЙ ПОВЕРХНОСТИ

Первые исследования в этом направлении базировались на положениях равновесной или неравновесной термодинамики. Однако любой теплообменный или массообменный аппарат изначально является неравновесной системой (для переноса энергии или вещества необходим градиент соответствующей субстанции).

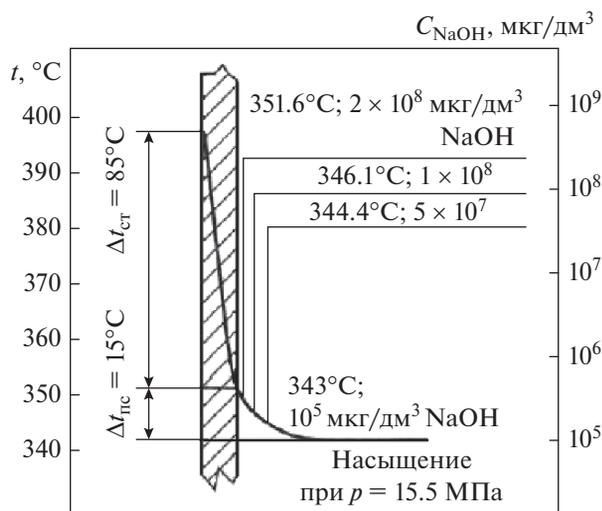


Рис. 1. Изменение концентрации едкого натра C_{NaOH} у стенки при различных температурах кипения t [53]. $\Delta t_{\text{ст}}$ – перепад температуры по толщине стенки; $\Delta t_{\text{пс}}$ – перепад температуры в пристенном слое

В работе [8] Г. Хемиг сделал попытку теоретически обосновать “прятание солей” с позиций неравновесной термодинамики. Он рассмотрел следующую модель процесса. Поскольку происходит генерация пара, то испаряющееся количество воды должно непрерывно восполняться вследствие радиального потока к стенке. Это обеспечивает также постоянную доставку соли к поверхности нагрева. Из-за малой растворимости соли в паре большая ее часть остается в пристенной пленке, в результате чего и происходит концентрирование примесей у стенки парогенерирующего элемента. Этот подход вполне согласуется с современными представлениями о теплехимических процессах, происходящих при генерации пара в энергетическом оборудовании.

На основе этой модели Г. Хемиг получил следующее уравнение для расчета степени концентрирования растворимых примесей:

$$n_k = 1 + \frac{q}{rk_b}, \quad (1)$$

где q – тепловой поток; r – скрытая теплота парообразования; k_b – коэффициент возврата.

Для паровых котлов высокого давления и кипения раствора фосфата натрия степень концентрирования n_k согласно формуле (1) составила примерно 10^2 . Однако рекомендации по определению коэффициента возврата k_b в работе [8] не указаны. Можно предположить только, что коэффициент возврата – это “коэффициент незначения” в тот период времени изучения исследователями ряда существенных процессов, определяющих

массообмен при генерации пара. Тем не менее, в этой работе впервые была сделана попытка найти аналитически степень концентрирования примесей в пристенном слое парогенерирующего оборудования.

Спустя много лет И.Д. Добревский попытался объяснить “прятание солей” также с позиций неравновесной термодинамики [47]. Для этой цели он использовал фундаментальное понятие неравновесной термодинамики – диссипативная структура. Не вкладывая в этот термин конкретного физического содержания, основанного на внутренних характеристиках процесса массообмена при генерации пара (либо на основе каких-то других соображений), он использовал его для интерпретации отдельных фактов “прятания солей” и выдвинул следующие предположения:

диссипативные структуры формируются в прилегающем к парогенерирующей поверхности жидком слое (динамическом слое) при определенных значениях тепловой нагрузки и скорости потока;

на процесс массообмена весьма существенно влияют коллоидные частицы ПККМ, так как они сосредотачиваются, главным образом, в диссипативных структурах пристенного слоя и не откладываются на парогенерирующей поверхности;

растворимые примеси (фосфаты, сульфаты, хлориды и т.д.) также концентрируются в диссипативных структурах пристенного слоя из-за их адсорбции коллоидными частицами продуктов коррозии;

при уменьшении тепловой нагрузки, температуры и скорости потока ниже неких значений диссипативные структуры разрушаются и примеси из пристенного слоя диффундируют в основной поток.

Используя эту концепцию, И.Д. Добревский объяснил явление “прятания солей” и их “возврата” в основной поток, взяв для примера данные нескольких зарубежных АЭС. Анализ проводился на качественном уровне без выполнения каких-либо количественных оценок.

В [53] при анализе концентрирования едкого натра в условиях кипения использовались результаты исследований П. Коэна [21]. На рис. 1, заимствованном из [53], видно, что концентрирование NaOH при соответствующей температуре стенки может составлять четыре порядка. Рисунок был построен с использованием модели, базирующейся на положениях равновесной термодинамики. Авторы монографии [53] привели этот рисунок только для иллюстрации, не уделив должного вни-

мания теплхимическим основам модели. Как было отмечено ранее, с помощью постулатов равновесной термодинамики описать процессы тепло- и массообмена в парогенерирующих системах нельзя.

В последнее время идея концентрирования примесей в пристенном слое жидкости наиболее последовательно развивается в работах специалистов НИУ МЭИ [55, 56, 58, 60]. В предложенной в [56, 58] модели используются положения о концентрировании примесей, аналогичные изложенным в [47]. Роль концентратора примесей в воде отводится некоему “вязкому подслою” жидкости², контактирующему с поверхностью нагрева. Отмечено, что процесс концентрирования рассматривается на основе трехслойной модели, включающей в себя вязкий (ламинарный) подслой, турбулентный подслоя и турбулентное ядро. Модель разрабатывалась применительно к условиям работы парогенерирующего оборудования АЭС и ТЭС (в частности, парогенератора ПГВ-1000). Далее представлен более подробный обзор особенностей этой модели.

Для определения концентрации примесей в воде у парогенерирующей поверхности использовалась система уравнений материального баланса для воды и примесей в ней в вязком подслое:

$$w'_p \rho' F = w''_p \rho'' F; \quad (2)$$

$$w'_p \rho' S_y F = w''_p \rho'' K_p S_{ct} F + w'_d \rho' (S_{ct} - S_y) F, \quad (3)$$

где w'_p , w''_p – скорость потока воды и пара в радиальном направлении; ρ' , ρ'' – плотность воды и пара на линии насыщения; w'_d – скорость потока примесей вследствие их диффузии в ядро; F – площадь теплопередающей поверхности; S_{ct} – концентрация примеси в жидкости у стенки теплопередающего оборудования; S_y – концентрация примеси в ядре потока жидкости; K_p – коэффициент распределения примесей между водой и паром.

Скорость жидкости в радиальном направлении (к стенке) определялась по формуле

$$w'_p = \frac{q}{r\rho'}. \quad (4)$$

Рассматривались два механизма удаления (отвода) примесей от стенки: с паром (вследствие растворимости в нем) и путем противоточной диффузии в поступающей к стенке жидкости.

² При анализе работ [55, 56, 58, 60] будут применяться терминология и обозначения, принятые авторами этих работ.

Пар удаляется от стенки со скоростью

$$w''_p = \frac{q}{r\rho''}. \quad (5)$$

Выражение для определения скорости оттока примесей в результате их диффузии в ядро потока записывалось в следующем виде:

$$w'_d = D/\delta, \quad (6)$$

где D – коэффициент диффузии примеси в жидкой фазе; δ – толщина вязкого подслоя.

Уравнения (2)–(6) решались относительно кратности концентрирования примесей k_k вблизи стенки теплопередающей поверхности:

$$k_k = \frac{S_{ct}}{S_y} = \frac{1 + [q\delta/(r\rho' D)]}{1 + [q\delta K_p/(r\rho' D)]}. \quad (7)$$

В уравнении (7) неизвестным параметром является также толщина вязкого подслоя δ . Выражение для нее записывалось с использованием пленочной модели:

$$\delta = \lambda/\alpha_{кип}, \quad (8)$$

где λ – коэффициент теплопроводности воды; $\alpha_{кип}$ – коэффициент теплоотдачи при кипении.

По оценкам, изложенным в работе [58], толщина вязкого подслоя δ находится в пределах от 10 до 100 мкм. Кратность концентрирования слаборастворимых в паре примесей k_k вблизи стенки для этих условий может составлять три-четыре порядка ($k_k = 10^3 - 10^4$).

Используя уравнение из работы [55], можно оценить корректность принятых в рассматриваемой модели допущений. Выражение для определения характерного времени изменения концентрации примесей в вязком подслое τ можно записать в виде

$$\tau = \frac{\delta^2}{D}. \quad (9)$$

По данным [55] оно изменяется от нескольких секунд до нескольких часов. Никаких оценок по коэффициенту диффузии D в работе нет, не приведено также разъяснений по довольно существенной разнице в значениях параметра τ .

Многие положения и допущения модели, представленной в [55, 56, 58], вызывают серьезные сомнения в их корректности. Они будут рассмотрены далее.

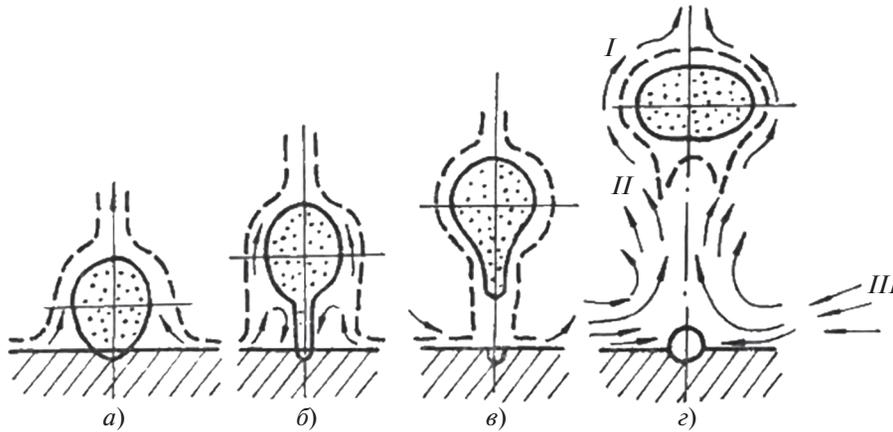


Рис. 2. Схема зарождения, развития и отрыва пузырька от поверхности нагрева [67].

а – рост пузырька на поверхности нагрева; *б* – отрыв пузырька; *в* – подъем пузырька сразу после замыкания межфазной границы жидкость – пар; *г* – подъем пузырька.

I – перегретая в тепловом пограничном слое жидкость; *II* – диффундирующая перегретая жидкость; *III* – опускающаяся из ядра холодная жидкость

Равенство массовых потоков жидкости к стенке и пара в ядро течения

В модели принято равенство массовых потоков жидкости к стенке и пара в ядро течения [см. (2)]. Это весьма проблематичное допущение. В самом деле, если опираться на современные представления о физике кипения, то взаимодействие пузырей у стенки с окружающей жидкостью можно описать следующим образом (рис. 2). Возникший зародыш пара вытесняет окружающую его жидкость из-за разности плотностей жидкости и пара. Растущий пузырек работает как поршневой насос и удаляет жидкость из пристенного слоя. Пузырек отрывается от греющей стенки и выходит в основной поток вместе с присоединенной массой жидкости. Рассматривая механизм кипения, можно констатировать, что в докризисных условиях процесса (по теплоотдаче при кипении) к стенке поступает гораздо больше жидкости, чем превращается в пар. Геометрическая интерпретация сказанного представлена на рис. 2 по данным В.Ф. Приснякова [67].

Процесс кипения в докризисной области (область паросодержаний потока, меньших критического паросодержания, обусловленного кризисом теплоотдачи при кипении) сопровождается удалением пара и жидкости от греющей поверхности/стенки. Количество подводимой к стенке и отводимой от нее жидкости определяется режимом кипения и режимом течения двухфазной смеси. Эти вопросы достаточно подробно рассмотрены в отечественной литературе с использованием данных испытаний, проведенных сотрудниками и учениками академика М.А. Стырикови-

ча (работы З.Л. Миропольского, Е.П. Серова, В.С. Полонского, И.М. Романовского, Е.К. Безрукова, В.Ф. Курмаза и др.).

В работах [23, 24, 33] приводятся результаты экспериментальных исследований границы начала отложения солей и на основе двухслойной модели анализируются процессы массообмена в парогенерирующих каналах. Необходимо отметить, что модель [55, 56, 58] также является двухслойной. В описательной части модели упоминаются три характерные зоны двухфазного потока: турбулентное ядро, турбулентный пограничный подслой и вязкий (ламинарный) подслоя. Вместе с тем, в математической части модели в уравнении (3) используется концентрация примесей $S_{я}$. Если бы действительно применялась трехслойная модель, то вместо $S_{я}$ должна была бы использоваться концентрация примесей на границе турбулентного и ламинарного подслоев. Для этого необходимо было бы записать соответствующие уравнения для коэффициента диффузии (с учетом турбулентности течения в этой зоне), толщины этого слоя и т.д.

На рис. 3 показано изменение параметров: кратности циркуляции $n_{ц}$ и степени концентрирования $n_{к}$ – в зависимости от балансового паросодержания x . Параметр $n_{ц}$ определяет соотношение расходов воды к стенке и пара от нее (аналогично параметру $w'_{р'}/(w''_{р''})$ в обсуждаемой модели [55, 56, 58]). Степень концентрирования определяет взаимосвязь концентрации примеси в жидкости у стенки и концентрации примеси в жидкости ядра потока [аналогично параметру $k_{к}$ в

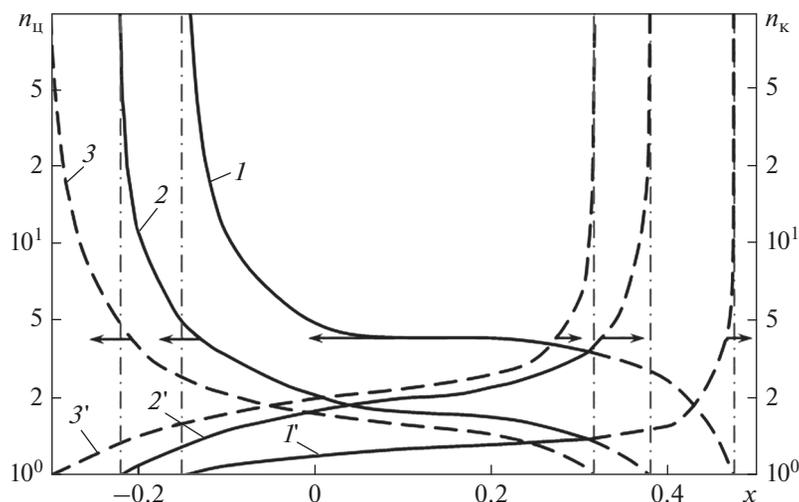


Рис. 3. Зависимость кратности циркуляции $n_{ц}$ (1, 2, 3) и степени концентрирования $n_{к}$ (1', 2', 3') от балансового паросодержания x по данным [24] при параметрах теплового потока $q_{ст} = 580 \text{ кВт/м}^2$ и $\rho w = 1000 \text{ кг/(м}^2 \cdot \text{с)}$. Давление, МПа: 1, 1' – 9.8; 2, 2' – 13.7; 3, 3' – 16.7

формуле (7)]. Параметры $n_{ц}$ и $n_{к}$ исследовались от начала поверхностного кипения (вертикальные штрихпунктирные линии слева) до критического паросодержания (вертикальные штрихпунктирные линии справа).

Параметры $n_{ц}$ и $n_{к}$ связаны между собой:

$$n_{ц} = \frac{n_{к}}{n_{к} - 1}. \tag{10}$$

Это соотношение вытекает из решения системы уравнений баланса потоков вещества/примесей, воды и пара в двухслойной модели. Степень концентрирования рассчитывали по экспериментальным данным. Это очень важно, так как ее следует определять не посредством неких допущений (предположений), а на основе надежных опытных результатов. Исследования проводились с использованием “солевого метода”. Этот метод прошел длительную проверку (его начали применять в начале 50-х годов прошлого столетия), и его основы подробно описаны в [24, 33].

На рис. 3 видно, что кратность циркуляции в зависимости от паросодержания потока меняется в широких пределах: от бесконечности в начале поверхностного кипения и до 1.0 в сечении кризиса кипения. Равенство потоков жидкости к стенке и пара от нее в модели [55, 56, 58] характеризует состояние перехода пристенного двухфазного подслоя от докритических условий теплообмена к критическим. Парогенерирующее оборудование АЭС и ТЭС [парогенераторы ПГВ-1000 на АЭС с ВВЭР, ПЭК с естественной или многократной принудительной циркуляцией, котлы-

утилизаторы (КУ) парогазовой установки (ПГУ) и т.д.] проектируется с большим запасом в отношении критических тепловых потоков/критических паросодержаний, что обеспечивает значение параметра $n_{п} = w'_p \rho' / (w''_p \rho'')$ намного больше единицы ($n_{п} \gg 1.0$).

Изменение массовых потоков жидкости к стенке $G_p = w'_p \rho'$ и пара от стенки $G_{п} = w''_p \rho''$ показано на рис. 4 [33]. На этом рисунке приведены количественные данные для этих параметров при тех же условиях однозначности, что и на рис. 3. Как видно на рис. 4, поток пара от стенки $G_{п}$ практически не меняется по длине канала начиная от балансового паросодержания $x = 0$. В то же время поток жидкости к стенке G_p продолжает снижаться при движении по длине канала, оставаясь больше $G_{п}$.

Сопоставив потоки G_p и $G_{п}$ с помощью физической модели процесса кипения, изображенной на рис. 2, можно оценить кратность циркуляции снизу (только с использованием присоединенной массы – масса увлеченной с паровым пузырьком жидкости пристенного слоя). При высоких давлениях размеры отрывающихся пузырьков небольшие, и с хорошим приближением можно принять, что они имеют сферическую форму. В этом случае можно считать, что объем присоединенной массы жидкости равен примерно половине его объема, как это отмечено в [58] применительно к частицам продуктов коррозии, находящимся в потоке. Тогда соотношение массовых

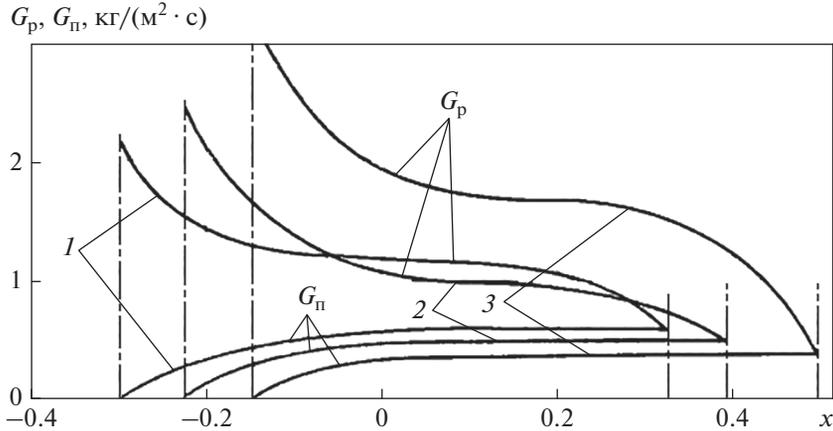


Рис. 4. Зависимость радиального потока жидкости G_p к стенке и потока пара G_n от стенки от балансового паросодержания x [33] при параметрах теплового потока $q_{ст} = 580 \text{ кВт/м}^2$ и $\rho_w = 1000 \text{ кг/(м}^2 \cdot \text{с)}$. Обозначения см. рис. 3

потоков жидкости и пара можно выразить следующим образом:

$$n_{ц} = \frac{G_p}{G_n} = 1 + 0.5 \frac{\rho'}{\rho''}. \quad (11)$$

Для условий работы парогенератора ПГВ-1000 (давление $p = 6.4 \text{ МПа}$) кратность циркуляции можно оценить примерно $n_{ц} = 12.0$.

Следует отметить, что приведенная оценка $n_{ц}$ справедлива для одиночных пузырьков, когда они не оказывают влияния друг на друга. В том случае, когда расстояние между центрами парообразования уменьшается (например, с ростом тепловой нагрузки), пузырьки начинают влиять на условия развития соседних с ними. С ростом числа центров парообразования снижается концентрация жидкости в пристенном слое. Это при-

водит к уменьшению потока жидкости в ядро течения и, следовательно, к ухудшению отвода примесей от стенки канала/трубы.

Влияние давления на кратность циркуляции по данным [26] показано на рис. 5. На рисунке видно, что при $p = 6.4 \text{ МПа}$ кратность циркуляции $n_{ц}$ составляет приблизительно 10.0–15.0. В [26] опыты проводились с использованием вертикальных парогенерирующих каналов (внутренняя задача теплообмена). В парогенераторах ПГВ-1000 двухфазный поток омывает поперечный пучок теплообменных труб (внешняя задача теплообмена). Несмотря на различия в теплофизических условиях сопоставляемых объектов, значения кратности циркуляции составляют один порядок (естественно, речь не может идти о точном совпадении результатов оценок, различающихся по нескольким важным признакам объектов).

Как следует из приведенных материалов, экспериментальные данные по массообмену в каналах с непроницаемой стенкой не подтверждают допущение авторов [55, 56, 58] о равенстве потоков $w_p' \rho' = w_p'' \rho''$.

Свойства вязкого подслоя

В работах [55, 56, 58, 60] слой субстанции, непосредственно контактирующей с поверхностью нагрева, определяется как вязкий подслой и его толщина рассчитывается по формуле (8). В этих публикациях концентрирование примесей воды рассматривается как задача массообмена. Следовательно, исходя из фундаментальных работ отечественной школы по теории пограничного

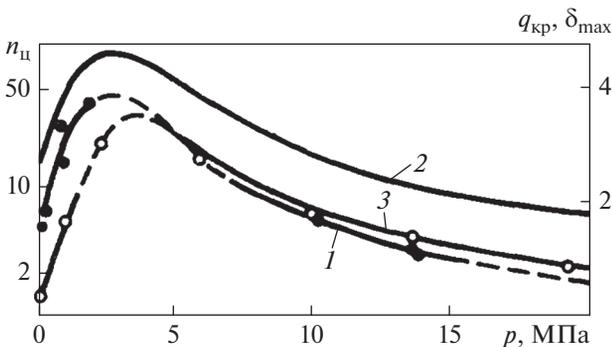


Рис. 5. Зависимости кратности циркуляции $n_{ц}$ (1), критического теплового потока $q_{кр}$ (2) и максимальной толщины вязкого подслоя δ_{max} (3) от давления p по данным [26]

слоя однофазных потоков (С.С. Кутателадзе, А.И. Леонтьев, Б.С. Петухов, А.А. Гухман и др.), этот подслой должен был бы рассматриваться как ламинарный диффузионный. Тогда его свойства могли бы быть определены в рамках диффузионных моделей. Однако в рассматриваемой модели массообмена для его оценки применяется подход, характерный для тепловой задачи.

Действительно, для определения толщины подслоя используется теплопроводность примыкающей к стенке жидкости λ и коэффициент теплоотдачи при кипении $\alpha_{\text{кип}}$ (вместо коэффициента диффузии и коэффициента массоотдачи). Поэтому не случайно во избежание терминологической путаницы в работе [33] этот подслой называется пристенным слоем, который по своим свойствам существенно отличается от свойств ламинарного диффузионного подслоя в однофазных потоках в классическом его представлении.

Характерное время перераспределения примесей между пристенным слоем и ядром потока

По данным [55] характерное время τ перераспределения примесей между пристенным слоем (вязким подслоем) и ядром потока изменяется от нескольких секунд до нескольких часов. Следует отметить, что численные значения коэффициента молекулярной диффузии D , необходимые для расчета τ (9), не представлены в “Таблицах теплотехнических свойств воды и пара”, в отличие от других транспортных свойств (вязкости и теплопроводности) потока. В некоторых публикациях даются отдельные сведения о значениях D при диффузии солей в воде. В частности, в фундаментальном справочнике [68] и в Международной энциклопедии по тепломассообмену [69] отмечается, что для оценки диффузии веществ в воде при нормальных физических условиях можно использовать значение коэффициента D примерно равное 10^{-9} м²/с. Подчеркивается, что значение коэффициента диффузии увеличивается с ростом температуры. По данным, приведенным в работе [55], обратным расчетом можно определить, что в ней использовался коэффициент диффузии $D = 10^{-10} - 10^{-11}$ м²/с. Аналогично, на основе данных [49] обратным расчетом был вычислен коэффициент диффузии, порядок которого составил 10^{-8} м²/с. Как видно, для одних и тех же условий однозначности в работах [49, 55] разброс в значениях коэффициента диффузии довольно велик (два-три порядка).

Авторами данной статьи также была проведена оценка коэффициента диффузии с помощью обобщенной аналогии в переносе импульса, теп-

ла и вещества. Для этой цели использовались критерии Шмидта Sc и Шервуда Sh :

$$Sc = \frac{\nu}{D}; \quad (12)$$

$$Sh = \frac{a}{D}, \quad (13)$$

где ν – кинематический коэффициент вязкости воды; a – коэффициент температуропроводности воды.

При давлении $p = 6.4$ МПа эти параметры имеют следующие значения: $\nu = 1.24 \times 10^{-7}$ м²/с; $a = 1.45 \times 10^{-7}$ м²/с.

Обычно для оценки D в однофазных потоках используют значения критериев Шмидта (12) и Шервуда (13), равные единице ($Sc = 1.0$ и $Sh = 1.0$). Для согласования оценки D с данными [68, 69] значения критериев были уменьшены на два порядка. Таким образом, порядок коэффициента D равен 10^{-9} м²/с (т.е. оценка этого параметра снизу). Толщина вязкого подслоя была оценена сверху [58] и получено значение $\delta = 100$ мкм = 10^{-4} м. Порядок времени перераспределения примесей между пристенным слоем и ядром потока составил $\tau = \delta^2/D = (10^{-4} \text{ м})^2 / 10^{-9} \text{ м}^2/\text{с} = 10 \text{ с}$.

Рассчитанный с большим запасом порядок времени перераспределения растворимых примесей между пристенным слоем и ядром потока был равен нескольким секундам. О порядке времени перераспределения микрочастиц продуктов коррозии между пристенным слоем и ядром потока трудно судить, поскольку в настоящее время нет надежных методов расчета параметра D для рассматриваемых условий однозначности (размеров частиц, их формы, концентрации и т.д.).

Результаты проанализированных ранее оценок были сопоставлены с экспериментальными данными по “возврату” примесей в парогенераторе одной из АЭС США при расхолаживании реактора PWR, приведенными в [47]. На рис. 2 в работе [47] показано, что “возврат” примесей (Ca, Mg, Na, SiO₂, SO₄, Cl и др.) в основной объем воды в парогенераторе продолжался в течение нескольких часов.

В статье [44] можно также найти подтверждение приводившихся ранее высказываний о том, что на некоторых энергоблоках АЭС с ВВЭР-1000 в процессе эксплуатации парогенераторов ПГВ-1000 были отмечены значительные нарушения норм качества продувочной воды парогенераторов в периоды снижения мощности и последующего останова энергоблока. При неизменном качестве питательной воды в продувке повыша-

лось значение ρ_H , возрастали удельная электрическая проводимость котловой воды и концентрации растворенных соединений (хлоридов и натрия). Контролируемые показатели достигали максимальных значений при полном останове энергоблока через 6–12 ч после снижения мощности до нуля.

*Концентрирование частиц шлама
в вязком подслое*

В разделе модели о вязком подслое [55, 56, 58] рассмотрено движение сферических частиц разного диаметра в градиентном потоке. На основе анализа упрощенного силового воздействия на частицу (учтены только сила Магнуса и сила гидродинамического сопротивления) было получено выражение для так называемого предельного диаметра частиц $d_{пр}$. Если диаметр частиц меньше предельного $d_{пр}$, то частица ведет себя так же, как растворенное вещество. Это означает, что такие частицы могут концентрироваться у парогенерирующей поверхности в соответствии с закономерностями для растворимых примесей. По данным работы [58] предельный диаметр частицы оценивается в диапазоне от 1 до 5 мкм. Авторы этой работы отмечают, что такой подход подтверждается результатами экспериментов на котлах ТГМЕ-464.

В работе [70] проведено детальное исследование морфологии слоя отложений с вырезок экранной трубы котла ТГМЕ-464 Северодвинской ТЭЦ-2 и отдельных микрочастиц слоя отложений, из которых он состоит. Показано, что эти частицы имеют в основном пластинчатую, столбчатую или полиэдрическую форму. Размеры большинства из них варьируются в пределах от 0.1 до 14.0 мкм, у столбчатых частиц – от 0.3 до 250 мкм. Отмечено, что слой отложений формируется из частиц, которые находятся в жидкой фазе в его окрестности. Если сравнить описанные в [58, 70] свойства и параметры отложений, можно заметить, что в этих работах имеются существенные различия как по размерам, так и по форме частиц. Гипотеза [58] о сферичности частиц является сильно упрощенной и не соответствует реальной картине поведения гидрозоль ПМКМ и его взаимодействия с парогенерирующей поверхностью.

В работе иранских исследователей [62] явление “прятания солей” также рассматривается с позиций концентрирования примесей воды в вязком подслое. Физическая модель в ней базируется на концепции массообмена при генерации пара, предложенной сотрудниками МЭИ. Одна-

ко их математическую модель в какой-то степени можно считать некоторым дальнейшим развитием модели МЭИ. Уравнение неразрывности жидкой фазы в вязком подслое приводится в [62] в следующем виде:

$$\frac{\partial}{\partial t} [\psi(1-x)\rho_f] + v[\psi(1-x)w\rho_f] + \psi(1-x)g\rho_f = 0, \quad (14)$$

где t – время; ρ_f – плотность жидкости; w – радиальная скорость жидкости; ψ – коэффициент шероховатости поверхности канала; g – ускорение свободного падения.

Дополнительно записывались уравнения сохранения примесей в вязком подслое и в ядре потока. Причем параметры в ядре потока парогенерирующего канала приводились с учетом особенностей циркуляционного контура (барабана-сепаратора, опускной системы труб, парогенерирующих и пароотводящих труб). В отличие от модели, предложенной в МЭИ, в уравнении для вязкого подслоя были отражены особенности, связанные с наличием в последнем паровой фазы и шероховатости поверхности нагрева. В [62] нет их подробного описания, а при численном решении полученной системы уравнений эти параметры принимались равными неким постоянным значениям. Авторы работы анализировали движение примесей в ядре потока в переходный период и в стационарном состоянии, но не концентрирование примесей в вязком подслое.

Общим принципиальным положением для рассмотренных моделей [47, 55, 56, 58, 62] является наличие слоя жидкости у парогенерирующей поверхности, обладающего специфическими свойствами. В [47] представлена модель с диссипативными структурами, но не приведено количественное описание их особенностей. В связи с этим авторами данной статьи более подробно рассмотрены модели [55, 56, 58, 62], в которых четко формулируются свойства вязкого подслоя.

Расчет толщины вязкого подслоя, например, осуществлялся с использованием коэффициента теплопроводности. Возникает вопрос, как определять коэффициент теплопроводности, поскольку пристенный слой – двухфазный, с неизвестной концентрацией фаз и с различными коэффициентами теплопроводности. Кроме того, вязкий подслоя существенно турбулизирован пузырьками пара. При средних и высоких давлениях размер зародыша пузырька составляет несколько десятых или сотых микрометра. Отрывной диаметр пузырька существенно больше (несколько микрометров). Расстояние между центрами парообразования также больше, чем

отрывной диаметр пузырька. Линейным масштабом возмущений в пристенном слое можно считать микрометры – десятки микрометров. Помимо этого, пристенный слой постоянно разрушается паровой фазой с последующим смыканием жидкой фазы. Таким образом, примыкающий к стенке двухфазный слой, который описывают авторы работ [55, 56, 58, 62] как ламинарный, является сильно турбулентной в гидродинамическом смысле зоной.

Поскольку паровая фаза зарождается на стенке канала/трубы, то она и является источником турбулизации примыкающего к ней двухфазного слоя. В классическом понимании источник турбулизации однофазного потока в каналах/трубах с гладкой поверхностью – это его ядро. При кипении имеются два источника турбулентности – стенка и ядро потока. Причем турбулизация стенкой происходит с частотой зарождения и отрыва пузырьков пара (при развитом пузырьковом кипении частота генерации пузырьков более 10^2). Частота турбулентных пульсаций в ядре несущего потока (жидкости или пара в зависимости от режима течения двухфазной смеси) порядка 10^2 – 10^3 и более. Турбулентные свойства двухфазного пристенного слоя определяются совместным воздействием этих двух источников турбулентности.

В такой физической обстановке недопустимо использовать молекулярную теплопроводность как параметр для оценки толщины пристенного слоя. Нельзя также применять коэффициенты молекулярной диффузии или вязкости в соответствующих диффузионных и динамических задачах. Не следует в условиях даже гладкой (или технически гладкой) поверхности при генерации пара использовать такую категорию, как ламинарный подслей. Это противоречит самой сущности процесса кипения.

КОНЦЕНТРИРОВАНИЕ РАСТВОРИМЫХ ПРИМЕСЕЙ ВОДЫ ПРИ ГЕНЕРАЦИИ ПАРА В СТЕСНЕННЫХ УСЛОВИЯХ

В предыдущих разделах рассматривались вопросы концентрирования примесей воды и явление “прятание солей” в условиях беспрепятственного обтекания жидкостью парогенерирующих поверхностей. Вместе с тем, на промышленных объектах (АЭС и ТЭС) существуют гидродинамические зоны, теплообмен в которых осуществляется в так называемых стесненных условиях. Примером таких зон могут служить отложения ПККМ на теплообменных трубах парогенераторов, экранных трубах ПЭК, трубах испарителей КУ, щели в местах прохода теплообменных труб

через трубные доски или стенки коллекторов, места прохождения труб через дистанционирующие решетки, карманы в окрестности коллекторов, толстые отложения продуктов коррозии на трубных досках и т.д. Закономерности теплообмена в указанных зонах существенно отличаются от таковых для условий беспрепятственного обтекания жидкостью парогенерирующих поверхностей. Далее будут более подробно проанализированы особенности теплообмена в этих зонах.

ЭКСПЕРИМЕНТАЛЬНЫЕ ИССЛЕДОВАНИЯ

Влиянию отложений ПККМ в трубах/каналах оборудования АЭС и ТЭС на концентрирование примесей при генерации пара в них посвящено значительное число исследований [20–22, 25, 27, 29, 34–38, 41, 43, 46, 50–52, 57, 59]. В отечественной литературе этот вопрос отражен весьма подробно на базе лабораторных и промышленных исследований [33]. После выхода монографии было опубликовано довольно много работ, в которых вопросы теплообмена рассматривались в новых технических приложениях и новых теплофизических условиях. В частности, в отечественной литературе эта проблема не обсуждалась применительно к котлам-утилизаторам ПГУ. Данные из [71] позволяют проанализировать допущение авторов моделей [55, 56, 58, 62] о равенстве потоков $w_p' \rho' = w_p'' \rho''$ с позиций влияния отложений на “прятание солей”.

На рис. 6 показан эффект влияния обработки котловой воды реагентами Na_3PO_4 и NaOH на отложения в контуре высокого давления (ВД) котла-утилизатора по данным работы [71]. Котел-утилизатор является трехконтурным, давление в испарителе ВД составляет $p = 12.0$ МПа. На рисунке видно, что в отложениях ПККМ у греющей стенки присутствуют фосфаты, образующиеся при фосфатировании котловой воды. Для этих условий можно оценить степень концентрирования Na_3PO_4 в жидкости у стенки. При давлении $p = 12.0$ МПа растворимость Na_3PO_4 в воде составляет примерно $19\,860$ мг/дм³ (по температуре насыщения). Концентрация Na_3PO_4 в котловой воде равнялась 2.0 мг/дм³, следовательно, концентрация Na_3PO_4 в воде на выходе из труб испарителя составляла примерно 2.67 мг/дм³ (была принята обычная кратность циркуляции в контуре ВД $n_{\text{ц}} = 4.0$; это означает, что массовое паросодержание потока на выходе $x_{\text{в}} = 0.25$). Таким образом, в рассматриваемом случае при толщине слоя отложений примерно 130 мкм степень концентрирования $n_{\text{к}} = 19\,860/2.67 = 7.4 \times 10^3$.

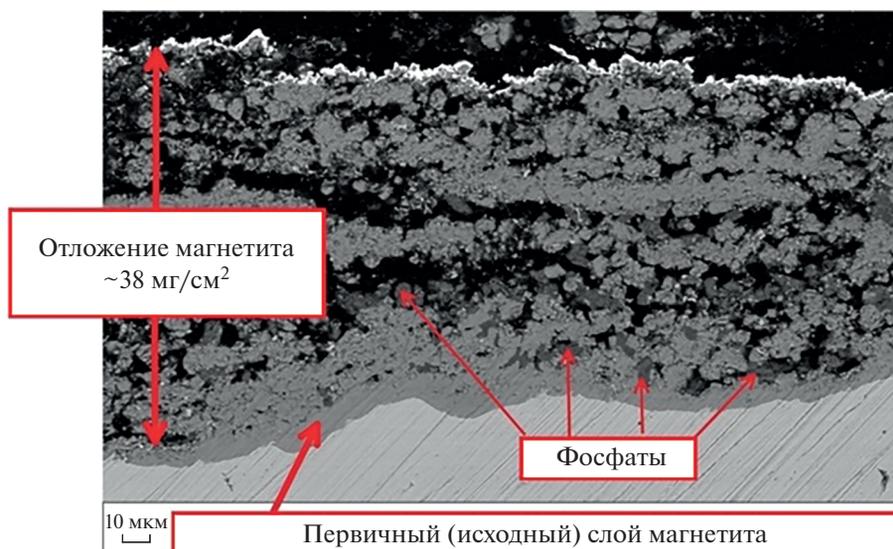


Рис. 6. Влияние фосфатного водно-химического режима с дозированием NaOH в котловую воду контура высокого давления и обработкой питательной воды аминокислотами на образование отложений в испарителе котла-утилизатора [71]

Следует отметить, что соединения фосфатов присутствовали только во внутреннем слое отложений в окрестности греющей стенки. Если бы такой уровень концентрирования был в вязком подслое, как уверяют в этом авторы [55, 56, 58], то тогда фосфаты должны были распределяться по всей толщине слоя отложений. Однако это не подтвердилось данными [71].

К аналогичному выводу о ключевой роли слоя отложений при концентрировании примесей пришли авторы работы [27], проанализировав материалы исследований американских специалистов [16–19] по химическому составу отложений. В отложениях кроме оксидов железа и меди были обнаружены также хорошо растворимые в воде компоненты химических элементов, такие как SiO_2 , PO_4 , SO_4 и др. Это подтверждает предположение, что концентрирование примесей воды в слое отложений может быть весьма значительным. В связи с этим в [27] были проведены расчеты по концентрированию хорошо растворимых химических соединений. Как следует из оценок авторов [27], максимальное значение степени концентрирования достигало $n_k = 1500$. Важно подчеркнуть, что порядок n_k при концентрировании слаболетучих примесей под слоем довольно толстых отложений может составлять 10^3 – 10^4 .

Факт наличия/отсутствия отложений продуктов коррозии на теплообменных трубах имеет принципиальное значение. Очень важное положение о влиянии отложений на процесс “прятания солей” в парогенерирующем оборудовании

сформулировали авторы работы [44]. Они отметили, что после замены парогенератора на исследуемой АЭС увеличение концентраций натрия и хлоридов в котловой воде при остановках энергоблока в течение первого года эксплуатации не фиксировалось. Это подтверждает тот факт, что на новом оборудовании или оборудовании после тщательной химической отмывки явление “прятания солей” не наблюдается. Однако в соответствии с [55, 56, 58, 62] концентрирование примесей в вязком подслое должно происходить вне зависимости от наличия/отсутствия отложений на теплообменной поверхности.

Следует еще раз подчеркнуть важную роль слоя отложений продуктов коррозии конструкционных материалов – влияние на закономерности массообмена при генерации пара. Поэтому не случайно, что авторы работ [49, 54] рассматривают возможность контроля количества отложений ПККМ на парогенерирующей поверхности через степень возврата фосфатов в котловую воду при разгрузке парогенератора или парового энергетического котла. Так, в [49] указано, что по изменению амплитуды “возврата” отдельных ионов можно судить о загрязнении парогенератора пористыми отложениями и в перспективе использовать его (возврат) как критерий необходимости проведения химических промывок.

АНАЛИТИЧЕСКИЕ ИССЛЕДОВАНИЯ

Сделать вывод о важности слоя отложений ПККМ для “прятания солей” можно по матема-

тическим моделям, описывающим концентрирование растворимых примесей в парогенерирующем оборудовании. Следует отметить принципиальное значение свойств таких отложений: пористости, проницаемости, теплопроводности и др. Наряду с зарубежными специалистами значительный вклад в изучение свойств этих отложений внесли российские ученые (А.А. Кот, Н.Н. Манькина, Н.Г. Рассохин, В.П. Глебов, И.И. Беляков, В.И. Бреус, И.И. Чудновская и др.), в работах которых [20–22, 34–38, 72–80] показано, что при генерации пара отложения имеют довольно высокую пористость и проницаемость. Установлено также, что отложения ПККМ обычно имеют капиллярно-пористую структуру с паровыми и жидкостными каналами, через которые происходят подвод жидкости к стенке трубы/канала и удаление пароводяной смеси/пара от стенки в основной поток.

Важную роль в осуществлении циркуляции в отложениях играют капиллярная гидродинамика, а также поверхностное натяжение, термодинамические и транспортные свойства воды и пара. Проницаемость отложений, размеры жидкостных и паровых каналов, безусловно, являются весьма значимыми параметрами в таких структурах. Большое влияние, согласно данным [16–19, 35, 36, 38, 50], на эти параметры оказывает используемый ВХР. Существенный вклад в развитие этого направления внесли российские ученые (Т.Х. Маргулова, О.И. Мартынова, Т.И. Петрова и др.) [81–88].

От параметров водно-химического режима зависят многие показатели: рН, окислительно-восстановительный потенциал, форма существования продуктов коррозии [например, при аммиачном ВХР преимущественная форма – Fe_3O_4 , а при кислородно-аммиачном ВХР – $\text{Fe}(\text{OH})_3$]. Водно-химический режим влияет и на интенсивность коррозии, растворимость ПККМ, а следовательно, и на соотношение растворимой и дисперсной фаз, размеры частиц и их заряд. В конечном итоге, это сказывается на физико-химическом составе и морфологии отложений, на их эффективной теплопроводности и, тем самым, на температурном режиме поверхностей нагрева, интенсивности генерации пара и степени концентрирования примесей. Степень концентрирования слабелетучих примесей может существенно зависеть от наличия корректирующих реагентов (например, аммиака), но наиболее сильное влияние оказывают тепловой поток и толщина слоя отложений.

Следует отметить также воздействие на процесс отложений ПККМ теплогидравлических параметров (давления, скорости потока, паросодер-

жания и т.д.), материалов, применяемых для изготовления пароводяных контуров, условий эксплуатации и консервации при простоях парогенерирующего оборудования. В целом, в научной литературе упоминается более 40 факторов, оказывающих заметное влияние на процесс отложений ПККМ и концентрирование примесей в них при генерации пара.

При такой сложности процессов тепломассообмена аналитические модели, описывающие концентрирование примесей при генерации пара в слое ПККМ, существенно различаются между собой. Различия в моделях связаны с уровнем детализации процесса, с особенностями морфологии отложений, а также с доставкой примесей к теплообменной стенке и удалением примесей в ядро потока. Некоторые авторы моделей сознательно ограничивают число значимых факторов, чтобы точнее описать процесс применительно к конкретным техническим объектам и технологическим режимам их работы. Авторами данной статьи кратко рассмотрены только те из них, которые являются ключевыми для современных представлений о концентрировании примесей в капиллярно-пористых отложениях ПККМ парогенерирующего оборудования АЭС и ТЭС.

Большинство исследований зарубежных специалистов, включая и современные исследования с использованием достижений вычислительной техники, базируются на идеях П. Коэна [21], который считал, что основным механизмом отвода примесей от парогенерирующей поверхности является их противоточная диффузия по жидкостным каналам слоя отложений ПККМ. Это наиболее слабый механизм отвода примесей от стенки, поскольку он определяется лишь молекулярным коэффициентом диффузии. Как было показано ранее, коэффициент диффузии имеет порядок 10^{-8} – 10^{-9} м²/с.

Выражение для степени концентрирования примесей под слоем отложений можно представить в следующем виде [21]:

$$n_k = \frac{C_\delta}{C_b} = \exp \left\{ \frac{q \left[\delta_{\text{от}} - \frac{\text{tg}(\gamma \delta_{\text{от}})}{\gamma} \right]}{Df \rho_l} \right\}, \quad (15)$$

где C_δ – концентрация примеси у стенки; C_b – концентрация примеси в ядре потока; f – площадь поперечного сечения слоя отложений; ρ_l – плотность воды на линии насыщения; $\delta_{\text{от}}$ – толщина слоя отложений; γ – комплексный параметр, зависящий от теплофизических свойств воды и отложений.

Аналогичная по структуре формула для определения степени концентрирования примесей под слоем отложений приведена в [44]:

$$n_k = \frac{C_\delta}{C_b} = \exp\left(\frac{q\delta_{от}}{\varepsilon D r \rho_l}\right), \quad (16)$$

где ε – пористость отложений.

Если представить, что толщина слоя отложений ПККМ приближается к нулю ($\delta_{от} \rightarrow 0$), то степень концентрирования будет равняться 1.0. Следовательно, согласно моделям в [21, 44], в отсутствие отложений концентрация примеси у стенки будет стремиться к концентрации примеси в ядре потока.

Принципиально другой подход к оценке степени концентрирования дан в работах отечественных исследователей (В.С. Полонский и др.) [28, 33, 41, 42, 46]. В их модели учитываются основные механизмы удаления примесей от стенки – конвективный сток (наличие жидкостной пленки в паровом канале элементарной ячейки слоя отложений) и растворение примесей в паровой фазе. По данным [61], коэффициент распределения наиболее агрессивных слаболетучих примесей (типа NaOH, NaCl и др.) для условий работы парогенераторов ПГВ-1000 составляет $K_p = 10^{-5} - 10^{-6}$ (т.е. на один-два порядка выше, чем коэффициент молекулярной диффузии D этих примесей в жидкости). В то же время это означает, что жидкость удаляет от стенки в $10^5 - 10^6$ раз больше примесей, чем аналогичное количество паровой фазы.

Выражение для степени концентрирования примесей только при конвективном стоке воды от парогенерирующей поверхности имеет следующий вид:

$$\frac{C_\delta}{C_{b1}} = 1 + \frac{64\varphi^{3/2}v'}{(1-\varphi)(1-\varphi^{1/2})v''}; \quad (17)$$

$$\varphi = \frac{q\delta_{от}v''}{\pi d_{п.к} r \theta z N \sigma}, \quad (18)$$

где C_{b1} – концентрация примеси в жидкой фазе пристенного слоя; v', v'' – кинематический коэффициент вязкости воды и пара; φ – истинное объемное паросодержание двухфазного потока в паровом канале элементарной ячейки; $d_{п.к}$, θ , z , N – внутренние характеристики процесса кипения при генерации пара в слое отложений [28].

Формулы (17) и (18) подтверждают гипотезу о том, что если толщина слоя отложений будет приближаться к нулю, то отношение концентраций C_δ/C_{b1} будет стремиться к 1.0. Как уже было пока-

зано, параметр C_{b1} больше C_b всего в несколько раз (в зависимости от условий однозначности).

Не вдаваясь в детали других аналитических исследований концентрирования примесей на парогенерирующих поверхностях с отложениями ПККМ, можно отметить, что во всех известных моделях с отложениями ПККМ [22, 31, 33–36, 41–43, 46, 48, 50], включая работы начала XXI в. [52, 57, 59], концентрация растворенных примесей при толщине слоя отложений $\delta_{от} = 0$ равна их концентрации в ядре потока или близка к ней.

На рис. 7 показано изменение степени концентрирования примесей воды в зависимости от расстояния до центра парового канала. На рисунке представлены результаты расчетов авторов работы [37] при различных допущениях в модели, а также данные других исследователей. Поскольку задача концентрирования примесей рассматривалась в двумерной постановке, можно проследить изменение параметра концентрирования также и по радиусу элементарной конвективной ячейки. Концентрирование по периметру парового канала заметно выше (около 80), чем на поверхности раздела смежных ячеек (около 1).

Авторы настоящей статьи подробно остановились на анализе моделей [47, 55, 56, 58, 62] по следующим причинам. Модели базируются на ошибочных посылах и неправильно отражают многие известные экспериментальные данные (как это было показано ранее). Критерием же объективности разрабатываемых аналитических моделей, как известно, является сопоставление с надежными экспериментальными данными. Более того, на основе этих моделей разработано довольно много материалов для различных приложений. В частности, эти модели могут использоваться в практической деятельности, например для проведения продувки парогенерирующего оборудования, химической промывки поверхностей нагрева и других элементов парогенераторов и паровых котлов и привести к негативным последствиям на объектах АЭС и ТЭС.

Из предыдущего анализа следует, что в моделях с вязким подслоем не рассматривается влияние “прятания солей” на температурный режим работы парогенерирующих поверхностей. В моделях с отложениями ПККМ учитывается дополнительное термическое сопротивление переноса тепла от стенки в ядро потока. Эффективная теплопроводность слоя только чисто железистоокисных отложений достаточно высока и составляет примерно 10 Вт/(м · К). В условиях “прятания солей” в порах отложений происходит кристаллизация накипных примесей воды (силикатов, фосфатов, сульфатов и т.д.), что существенно сказывается на

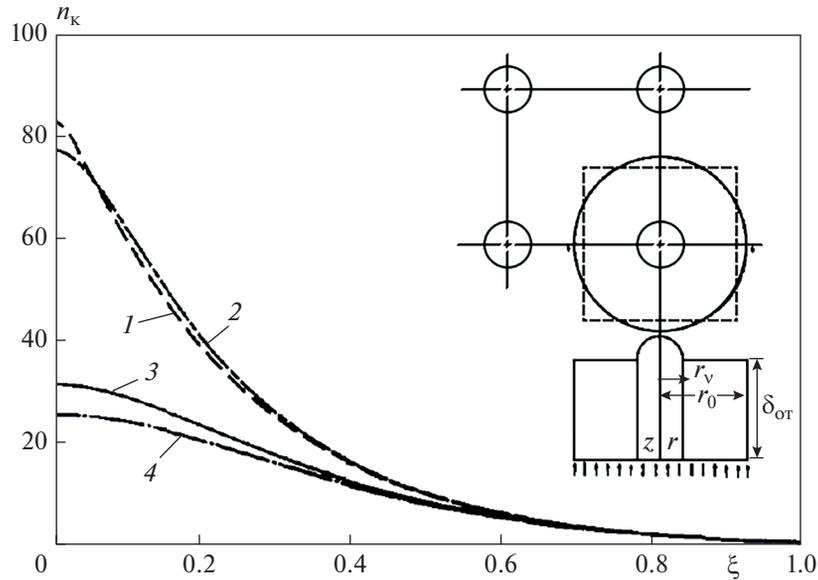


Рис. 7. Изменение степени концентрирования примесей n_k по толщине слоя отложений продуктов коррозии конструкционных материалов.

r_v – радиус парового канала; r_0 – радиус элементарной ячейки; $\xi = z/\delta_{от}$ – аксиальное положение расчетной точки; z – координата, перпендикулярная стенке; $\delta_{от}$ – толщина слоя отложений; параметры $\eta = r/r_v$, $H = r_0/r_v$.
 Варианты расчетов при различных допущениях: 1 – [37], 2-D, $\eta = 1.0$; 2 – [21], 1-D; 3 – [37], 1-D, $\eta = 1.0$; 4 – [37], 2-D, $\eta = H$

эффективной теплопроводности комплексного слоя отложений. Порядок коэффициента теплопроводности в этом случае может быть лишь $1.0 \text{ Вт}/(\text{м} \cdot \text{К})$. В процессе эксплуатации, например, мазутного ПЭК (тепловая нагрузка в ядре факела достигает $500 \text{ кВт}/\text{м}^2$) при слое комплексных отложений всего 200 мкм повышение температуры стенки экранной трубы может достигать 100°C . Для обычных углеродистых сталей такое повышение температуры стенки недопустимо. Можно привести аналогичные примеры для реакторной техники, где тепловые нагрузки еще выше. Таким образом, неучет влияния “прятания солей” на температурный режим парогенерирующих поверхностей может критически повлиять на надежность и безопасность эксплуатации установок с кипящим теплоносителем АЭС и ТЭС.

ВЫВОДЫ

1. Существуют две концепции возникновения явления “прятания солей” в парогенерирующем оборудовании АЭС и ТЭС:

вследствие концентрирования растворимых примесей воды при генерации пара в стесненных условиях (условно в отложениях ПККМ);

как результат значительного концентрирования растворимых примесей в пристенной пленке жидкости в условиях свободного обтекания водой парогенерирующей поверхности (условно в вязком подслое).

2. Наиболее распространенной является концепция “прятания солей” при генерации пара в стесненных условиях. Зонами с такими условиями могут являться отложения продуктов коррозии конструкционных материалов на теплообменных трубах парогенераторов, экранных трубах паровых энергетических котлов, трубах испарителей котлов-утилизаторов, щели в местах прохода теплообменных труб через трубные доски или стенки коллекторов, места прохождения труб через дистанционирующие решетки, карманы в окрестности коллекторов, толстые отложения продуктов коррозии на трубных досках и т.д. Массообмен между ядром потока и поверхностью теплообмена в этих зонах существенно хуже, чем в условиях беспрепятственного обтекания жидкостью парогенерирующих поверхностей, что приводит к концентрированию примесей воды в порах отложений или даже к их выпадению в виде твердой фазы.

3. Концепция концентрирования примесей в отложениях ПККМ базируется на надежных экс-

периментальных (лабораторных и промышленных) данных. При аналитическом описании результатов исследований используются различные подходы, различающиеся, главным образом, механизмом отвода примесей воды от парогенерирующей поверхности. Несмотря на различия, общим и существенным признаком значительного концентрирования растворимых примесей воды (а значит, и “прятания солей”) в этих моделях является наличие отложений продуктов коррозии конструкционных материалов с проницаемой капиллярно-пористой структурой.

4. Концепция “прятания солей” как результата концентрирования растворимых примесей в жидкости у парогенерирующей поверхности (в вязком подслое) базируется, главным образом, на неких предположениях/допущениях о специфических особенностях пристенной пленки. В статье на основе анализа и сопоставления с надежными экспериментальными и аналитическими данными авторами показана ошибочность ключевых положений этой концепции/модели. Однако на основе этой концепции/модели опубликовано довольно много материалов для различных приложений. Модель, построенная на ошибочной аналитической концепции, может привести к негативным результатам как при ее дальнейшем теоретическом развитии, так и при практическом применении на объектах АЭС и ТЭС.

БЛАГОДАРНОСТЬ

Авторы выражают благодарность профессору НИУ МЭИ докт. техн. наук Т.И. Петровой за помощь в подготовке статьи к публикации.

СПИСОК ЛИТЕРАТУРЫ

1. **Hall R.E.** A new approach to the problem of conditioning water for steam generation // *Trans. ASME*. 1944. V. 66. No. 5. P. 457–474. <https://doi.org/10.1115/1.4018066>
2. **Стырикович М.А.** Материалы комиссии пара высоких параметров // *Электрические станции*. 1946. № 10.
3. **Стырикович М.А., Казакова Е.А.** К вопросу о механизме отложений солей на поверхности нагрева при интенсивном парообразовании // *Докл. АН СССР*. 1949. Т. 68. № 5. С. 851–854.
4. **Straub F.G.** Hide-out of sodium-phosphate in high pressure boilers // *Trans. ASME*. 1950. V. 72. P. 479–485.
5. **Холодовский Г.Е.** Экспериментальное исследование двухфазного потока в каналах парогенерирующих устройств // *Генерация пара сверхвысоких параметров: сб. М.: ЭНИН; МЭИ, 1950.*
6. **Пацуков Н.Г., Нови Ю.О.** Исследование условий, определяющих возможность отложения легкорас-
творимых солей на парообразующем участке горизонтальных труб. М.; Л.: Госэнергоиздат, 1951. С. 55–71.
7. **Стырикович М.А., Миропольский З.Л., Аникин Н.М.** О взаимодействии между гидродинамикой пароводяной смеси, температурным режимом металла и отложениями легкорастворимых солей в горизонтальных парогенерирующих трубах // *Изв. АН СССР*. 1953. № 3. С. 432–440.
8. **Хемиг Г.** Физико-химические процессы в пограничном слое парообразующих труб // *Водоподготовка и водный режим котлов на электростанциях: сб. статей. М.; Л.: Госэнергоиздат, 1962. С. 109–118.*
9. **Ноев Н.** Хрупкие разрушения в соединениях котельных элементов. М.: Госэнергоиздат, 1947.
10. **Мамет А.П.** Коррозия теплосилового оборудования электростанций. М.: Госэнергоиздат, 1952.
11. **Противоаварийный циркуляр № Т-3/54.** О предупреждении подшламовой коррозии в экранных и кипятильных трубах котлов среднего и высокого давления / М-во электростанций СССР. М.; Л.: Госэнергоиздат, 1954.
12. **Изюмский Н.А.** Повреждения паровых и водогрейных котлов и способы их предупреждения. М.: М-во коммуна. хоз-ва РСФСР, 1955.
13. **Акользин П.А.** Коррозия металла паровых котлов. М.: Госэнергоиздат, 1957.
14. **Кондрашов А.М., Ласунов Н.А.** Аварии на объектах котлонадзора и меры по их предупреждению / Госгортехнадзор РСФСР. М.: Госгортехиздат, 1962.
15. **Picone L.F., Whyte D.D., Taylor G.R.** Radiotracer studies of hide-out at high temperatures and pressure. Westinghouse Electric Corporation, Atomic Power Division (WCAP-3731), Pennsylvania, 1963.
16. **Клайн Х.А., Райе Ж.К.** Исследование коррозии внутренней поверхности котлов высокого давления // *Тр. Америк. об-ва инженеров-механиков. Сер. А: Энергетические машины и установки*. 1966. № 3. С. 35–43.
17. **Гольдштейн П., Дик Н.Б., Райе Ж.К.** Внутренняя коррозия котлов высокого давления // *Тр. Америк. об-ва инженеров-механиков. Сер. А: Энергетические машины и установки*. 1967. № 3. С. 35–42.
18. **Гольдштейн П.** Исследование внутренней коррозии котлов высокого давления // *Тр. Америк. об-ва инженеров-механиков. Сер. А: Энергетические машины и установки*. 1968. № 1. С. 26–35.
19. **Гольдштейн П., Бартон К.Л.** Исследование внутренней коррозии котлов высокого давления // *Тр. Америк. об-ва инженеров-механиков. Сер. А: Энергетические машины и установки*. 1969. № 2. С. 8–41.
20. **Macbeth R.V.** Boiling on surface overlaid with a porous deposit: Heat transfer rates obtainable by capillary actions. Atomic Energy Establishment Winfrith Report (AEEW-R-711). Winfrith, 1971.
21. **Cohen P.** Heat and mass transfer for boiling in porous deposits with chimneys // *Am. Inst. Chem. Eng. Symp. Ser.* 1974. V. 70. No. 138. P. 71–80.
22. **Collier I.G., Kennedy T.D.A.** Solute concentration in highly rated high pressure steam generator: A model for

- the concentration of solute within the pores of a magnetite deposit. Atomic Energy Research Establishment (AERE-R-7203), UK, 1972.
23. **Стырикович М.А., Полонский В.С., Безруков Е.К.** Экспериментальное исследование границы начала отложений сульфата кальция в парогенерирующей трубе // ТВТ. 1971. Т. 9. Вып. 1. С. 129–134.
 24. **Стырикович М.А., Полонский В.С., Безруков Е.К.** Исследование массообмена в парогенерирующих каналах “солевым методом” // ТВТ. 1971. Т. 9. Вып. 3. С. 583–590.
 25. **Стырикович М.А., Миропольский З.Л., Полонский В.С.** Влияние отложений окислов железа на массообмен в парогенерирующих каналах // Труды МЭИ. 1972. Вып. 128. С. 25–32.
 26. **Романовский И.М., Стырикович М.А., Невструева Е.И.** Некоторые критические явления в двухфазных потоках // ТВТ. 1973. Т. 11. Вып. 5. С. 1044–1051.
 27. **Анализ** влияния пористых отложений на концентрирование примесей в парогенерирующих каналах / М.А. Стырикович, О.И. Мартынова, З.Л. Миропольский, В.С. Полонский, Е.К. Безруков, В.Ф. Курмаз // ТВТ. 1977. Т. 15. Вып. 1. С. 109–114.
 28. **Модель** процесса концентрирования при кипении в капиллярно-пористых структурах / В.С. Полонский, А.С. Зуйков, А.И. Леонтьев, М.А. Стырикович // Докл. АН СССР. 1978. Т. 241. № 3. С. 579–582.
 29. **Стырикович М.А., Полонский В.С., Дворецкий А.И.** Экспериментальное исследование массообмена при кипении в толстых капиллярно-пористых структурах // Докл. АН СССР. 1979. Т. 245. № 1. С. 101–103.
 30. **Современное** состояние исследований процесса массообмена при кипении в капиллярно-пористых структурах / М.А. Стырикович, В.С. Полонский, А.С. Зуйков, Л.А. Шатенев // ТВТ. 1980. Т. 18. Вып. 3. С. 625–633.
 31. **Рябов М.И.** Содержание примесей воды в слое пористых отложений на парогенерирующей поверхности // Атомная энергия. 1980. Т. 49. Вып. 1. С. 55–56.
 32. **Тевлин С.А., Юрьев В.С.** Методика расчетной оценки массопереноса в пристенном слое при кипении // Труды МЭИ. 1981. Вып. 526. С. 26–32.
 33. **Styrikovich M.A., Polonsky V.S., Tsiklauri G.V.** Two-phase cooling and corrosion in nuclear power plants. Hemisphere: Springer cop. 1987.
 34. **Pan C., Jones B.G., Machiels A.J.** Wick boiling performance in porous deposits with chimneys // Am. Soc. Mech. Eng. Heat Transfer. Div. 1985. V. 47. P. 15–24.
 35. **Bal Krishnan P.V.** Chemistry in nuclear steam generators // Proc. of the Water Chemistry and Material Performance Conf. Toronto, Canada, 21 Oct. 1986. P. CA9600691.
 36. **Gonzales F., Spekkens P.** Concentration process under tubesheet sludge piles in nuclear steam generators // Nucl. J. Canada. 1987. V. 1. No. 2. P. 129–140.
 37. **Pan C., Jones B.G., Machiels A.J.** Concentration levels of solutes in porous deposits with chimneys under wick boiling conditions // Nucl. Eng. Des. 1987. V. 99. P. 317–327.
[https://doi.org/10.1016/0029-5493\(87\)90130-0](https://doi.org/10.1016/0029-5493(87)90130-0)
 38. **Green S.J.** Thermal, hydraulic, and corrosion aspects of PWR steam generator problems // Heat Transfer Eng. 1988. V. 9. No. 1. P. 19–68.
 39. **Titov V.F.** Repairing and replacing SGs at Soviet 1000 MWe PWRs // Nucl. Eng. Int. 1991. V. 36. No. 438. P. 20–22.
 40. **Стекольников В.В., Титов В.Ф.** Причины повреждения коллекторов теплоносителя и меры повышения надежности парогенераторов ПГВ-1000 // Атомная энергия. 1991. Т. 71. Вып. 4. С. 312–320.
 41. **Стырикович М.А., Полонский В.С., Орлов А.В.** Массообмен при генерации пара в толстых капиллярно-пористых структурах // Тр. Международного семинара “Теплофизика-90”. “Теплофизические аспекты безопасности ВВЭР”. Обнинск, 25–28 сентября 1990 г. Т. 2. С. 126–130.
 42. **Полонский В.С., Орлов А.В.** Аналитическая модель процесса концентрирования при генерации пара в проницаемых капиллярно-пористых структурах // ТВТ. 1992. Т. 30. Вып. 6. С. 944–948.
 43. **Полонский В.С., Орлов А.В.** Расчет концентрирования агрессивных примесей при генерации пара в капиллярно-пористых структурах // Материалы II Минского междунар. форума “Тепломассообмен-ММФ-92”. Минск, 18–22 мая 1992 г. С. 143–147.
 44. **Мамет В.А., Мартынова О.И.** Процессы “хайд-аут” (местного концентрирования) примесей котловой воды парогенераторов АЭС и их влияние на надежность работы оборудования // Теплоэнергетика. 1993. № 7. С. 2–7.
 45. **Кашинский В.И., Минаев А.И., Лысенко Л.В.** Энерготехнологические процессы в минерализованных средах. М.: Инженер, 1994.
 46. **Особенности** концентрирования примесей воды второго контура при генерации пара в зоне прохода теплообменных труб через стенки коллекторов парогенераторов ПГВ-1000 / В.С. Полонский, А.В. Орлов, В.В. Рыбин, Е.Н. Литвинов // Материалы III Минского междунар. форума “Тепломассообмен-ММФ-96”. Минск, 20–24 мая 1996 г. Т. 4. С. 194–197.
 47. **Dobrevsky I.D.** Some aspects of LWR’s water chemistry // J. Nucl. Sci. Technol. 1997. V. 34. No. 10. P. 963–978.
<https://doi.org/10.1080/18811248.1997.9733772>
 48. **Bal Krishnan P.V., Franklin K.J., Turner C.W.** Hideout in steam generator tube deposits // Atomic Energy of Canada Limited (AECL-11885). Chalk River, 1998.
 49. **Опыт** проведения химических промывок парогенераторов АЭС с ВВЭР-1000 в период планово-предупредительного ремонта / С.И. Брыков, О.П. Архипов, Л.А. Сирияпина, В.А. Мамет // Теплоэнергетика. 1999. № 6. С. 23–25.
 50. **Primary** water chemistry axial offset anomaly guidelines. Revision 1: Techn. Report 1003213. Electric Power Research Institute (EPRI), 2003.
 51. **Hawkes J.M.** The simulation and study of conditions leading to axial offset anomaly in pressurized water reactors: Thesis for the Degree Master Science in Nuclear

- Engineering. Georgia Institute of Technology, USA, 2004.
52. **A model of chemistry and thermal hydraulics in PWR fuel crud deposits** / J. Henshaw, J.C. McGurk, H. E. Sims, A. Tuson, S. Dickinson J. Deshon // *J. Nucl. Mater.* 2006. V. 353. No. 1–2. P. 1–11.
<https://doi.org/10.1016/j.jnucmat.2005.01.028>
 53. **Богачев А.Ф., Радин Ю.А., Герасименко О.Б.** Особенности эксплуатации и повреждаемость котлов-утилизаторов бинарных парогазовых установок. М.: Энергоатомиздат, 2008.
 54. **Богачев А.Ф., Кириллина А.В., Козлов Ю.В.** Особенности поведения фосфатов в барабанном котле высокого давления при частых разгрузках // *Электрические станции.* 2008. № 6. С. 29–33.
 55. **Иванов С.В.** Совершенствование регламента проведения продувки в режимах останова блока с РБМК на основе динамики распределения примесей: автореф. дис. ... канд. техн. наук. М.: НИУ МЭИ, 2010.
 56. **Иванов С.В., Горбуров В.И.** Поведение примесей в объеме кипящей среды оборудования АЭС и ТЭС // *Теплоэнергетика.* 2010. № 5. С. 74–78.
 57. **Pressurized water reactor fuel crud and corrosion modeling** / J. Deshon, D. Hussey, B. Kendrick, J. McGurk, J. Secker, M. Short // *JOM.* 2011. V. 63. P. 64–72.
 58. **Распределение примесей в парогенерирующем оборудовании с оценкой эффективности их удаления в процессе останова энергоблока** / В.И. Горбуров, Ю.Ф. Курдюсов, И.О. Будько, А.Н. Макарецев, А.В. Уланов, М.В. Русакова, Р.П. Ануркин, А.А. Сальников, А.Г. Жуков, Е.И. Беклемишев, А.Н. Беляев, Н.Б. Трунов, С.А. Харченко // *Теплоэнергетика.* 2011. № 8. С. 19–26.
 59. **Modelling heat transfer and dissolved species concentrations within PWR crud** / I. Haq, N. Cinosi, M. Bluck, G. Hewitt, S. Walker // *Nucl. Eng. Des.* 2011. V. 241. No. 1. P. 155–162.
<https://doi.org/10.1016/j.nucengdes.2010.10.018>
 60. **Ануркин Р.П.** Повышение эксплуатационной надежности парогенератора ПГВ-1000М на основе теоретического и натурного исследований способов снижения повреждаемости в локальных зонах концентрирования примесей: автореф. дис. ... канд. техн. наук. М.: НИУ МЭИ, 2014.
 61. **Петрова Т.И., Воронов В.Н., Дяченко Ф.Е.** Физико-химические процессы в водном теплоносителе электростанций. М.: Изд-во МЭИ, 2021.
 62. **Jahanfarnia G., Tashakor S.** Mathematical model of impurities hide out and return in nuclear power plant steam generator // *Prog. Nucl. Energy.* 2009. V. 51. No. 4. P. 644–648.
<https://doi.org/10.1016/j.pnucene.2009.01.004>
 63. **Pressurized water reactor hideout return sourcebook: prediction of crevice solution chemistry in PWR steam generators:** Techn. Report 1014985. Electric Power Research Institute (EPRI), 2007.
 64. **Riznic J.** Steam generators for nuclear power plants. Woodhead Publishing, 2017.
 65. **Water chemistry operation experience and steam generator maintenance measures in PWRs** / A. Drexler, S. Weis, F. Roumiguere, J. Fandrich // *Труды 8-го Междунар. семинара по горизонтальным парогенераторам.* Подольск: ОКБ “Гидропресс”, 2010.
 66. **Experimental study of concentrated solutions containing sodium and chloride pollutants in SG flow restricted areas** / D. You, S. Lefevre, D. Feron, F. Vaillant // *Proc. Heated Crevice Seminar.* Illinois, USA, 7–11 Oct. 2002. P. 375–391.
 67. **Присняков В.Ф.** Кипение. Киев: Наукова-думка, 1988.
 68. **Green D.W., Perry R.H.** Parry’s chemical engineers handbook. 8th ed. McGraw-Hill Companies, Inc., 2007.
 69. **Hewitt G.F., Shires G.L., Polezhaev Y.V.** International encyclopedia of heat and mass transfer. CRC Press LLC, 1997.
 70. **Комплексное исследование тепlohимических условий работы наклонных труб подовой части фронтального экрана газоплотного котла ТГМЕ-464** / В.С. Полонский, В.В. Холщев, А.С. Криуля, К.А. Клеваичук, Т.И. Бородина, А.В. Орлов // *Теплоэнергетика.* 1996. № 9. С. 35–39.
 71. **Technical guidance document: HRSG high pressure evaporator sampling for internal deposit identification and determining the need to chemical clean** / The International Association for the Properties of Water and Steam (IAPWS TGD7-16). Germany, Dresden, Sept. 2016.
 72. **Кот А.А., Деева З.В.** Водно-химический режим мощных энергоблоков ТЭС. М.: Энергия, 1978.
 73. **Манькина Н.Н.** Физико-химические процессы в пароводяном цикле электростанций. М.: Энергоатомиздат, 2008.
 74. **Рассохин Н.Г., Кабанов Л.П., Тевлин С.А.** Исследование процессов образования отложений магнетита в парогенераторах высокого давления при развитом поверхностном кипении // *Водоподготовка, водный режим и химконтроль на паросиловых установках.* М.: Энергия, 1978. Вып.6.
 75. **Внутрирубные образования в паровых котлах сверхкритического давления** / В.М. Глебов, И.Б. Эскин, В.М. Трубочев, В.А. Таратуга, Х.А. Кяр. М.: Энергоатомиздат, 1983.
 76. **Беляков И.И.** Исследование температурного режима труб парогенераторов СКД при наличии внутренних железистоокисных отложений // *Теплоэнергетика.* 1976. № 4. С. 64–66.
 77. **Беляков И.И., Новиков И.И., Тарасов Б.А.** О применении ступенчатого испарения в котлах высокого давления // *Электрические станции.* 2002. № 8. С. 18–21.
 78. **Никитин В.И., Беляков И.И., Бреус В.И.** Повреждение парообразующих труб контура низкого давления котла-утилизатора ПГУ-450 Северо-Западной ТЭС // *Теплоэнергетика.* 2009. № 2. С. 27–34.
 79. **Беляков И.И., Бреус В.И., Попов М.С.** Причины эрозионных повреждений элементов испарительных контуров низкого давления котлов-утилизаторов ПГУ // *Электрические станции.* 2018. № 11. С. 48–53.
 80. **Чудновская И.И., Штерн З.Ю.** Исследование теплофизических свойств ферритовых (магнетито-

- вых) отложений на трубах парогенераторов // Труды ЦКТИ. 1976. № 139. С. 81–85.
81. **Маргулова Т.Х., Мартынова О.И.** Водные режимы тепловых и атомных электростанций: учеб. для втузов. М.: Высшая школа, 1987.
 82. **Мартынова О.И., Резников М.И., Меньшикова В.Л.** Некоторые закономерности отложения продуктов коррозии железа на парогенерирующих поверхностях из нержавеющей стали // Труды МЭИ. 1974. Вып. 200. С. 133–140.
 83. **Чудновская И.И., Штерн З.Ю., Брук М.Д.** Результаты исследования структуры внутритрубных образований при четырех водно-химических режимах // Труды ЦКТИ. 1978. № 158. С. 55–59.
 84. **Резников М.И., Меньшикова В.Л., Лысков М.Г.** Фракционный состав частиц продуктов коррозии и его влияние на процесс образования железистых отложений на парогенерирующих поверхностях // Труды МЭИ. 1980. Вып. 466. С. 10–17.
 85. **Мартынова О.И., Петрова Т.И., Харитонова Н.Л.** О механизме образования защитного слоя на поверхности углеродистой стали в конденсатном тракте в условиях нейтрально-кислородного водного режима // Теплоэнергетика. 1982. № 9. С. 15–19.
 86. **Петрова Т.И., Ермаков О.С., Ивин Б.Ф.** О поведении органических примесей в тракте тепловых электростанций с барабанными котлами // Теплоэнергетика. 1995. № 7. С. 20–24.
 87. **Петрова Т.И.** Теоретический анализ и разработка рекомендаций для оптимизации водно-химических режимов тепловых электростанций: автореф. дис. ... докт. техн. наук. М.: НИУ МЭИ, 2001.
 88. **Влияние** теплового потока на скорость образования отложений продуктов коррозии железа и меди в котлах / Т.И. Петрова, В.И. Кашинский, В.Н. Семенов, В.В. Макрушин, А.Е. Верховский, П.А. Николаев, Р.Б. Паули // Теплоэнергетика. 2008. № 7. С. 2–5.

An Analysis of Models Describing the Hideout Phenomenon in the Steam-Generating Equipment of Nuclear and Thermal Power Plants

V. S. Polonskii^a, I. I. Belyakov^b, D. A. Gorr^{c, *}, and M. A. Mironenko^c

^a *OOO Interenergo, Moscow, 121096 Russia*

^b *OAO Polzunov Scientific and Development Association on Research and Design of Power Equipment (CKTI), St. Petersburg, 191167 Russia*

^c *OOO Special Design Bureau of Boiler Plants, Barnaul, 656056 Russia*

**e-mail: gorr_da@skb-ku.com*

Abstract—The salt hideout phenomenon in boiler water attracted the close attention of specialists as long ago as the 1940s–1950s. By the end of the 1980s, the majority of researches had arrived at the conclusion that the governing role in the hideout phenomenon is played by the deposits of structural material corrosion products on the steam-generating surfaces of the equipment of nuclear and thermal power plants. The steam-generation process takes place under confined conditions, which causes degraded mass transfer between the flow core and the heat-transfer surface. This results in that water impurities concentrate in the pores of deposits and even precipitate in a solid phase form. As the steam boiler/steam generator power output increases, the concentrations of certain impurities and chemical agents in boiler water decrease; this effect is called hideout, and as the load decreases, their concentrations increase (hideout return). In the last decades, a few physical and mathematical models have been developed in which the hideout phenomenon is considered from the viewpoint of boiler water impurities becoming concentrated not in the layer of permeable deposits but in the viscous sublayer of liquid at the steam-generating surface. Thus, the thermodynamic model rests on the postulates of nonequilibrium thermodynamics and is descriptive in nature. The mass-transfer model based on the laws of mass and energy conservation in the viscous sublayer incorporates an analytical expression for the impurity concentration ratio. However, this model also in fact contains only a qualitative description of the hideout process without performing its detailed comparison with experimental data. The article presents an analysis of these models and their comparison with reliable data obtained by domestic and foreign researchers, and it is shown that the key statements laid down at the heart of models based on impurity concentration in the liquid viscous sublayer are erroneous in nature. Adequate fundamental principles of mass transfer under hideout conditions are of significant theoretical and practical importance for working out operation regulations and securing reliable operation of installations with boiling coolant at nuclear and thermal power plants.

Keywords: hideout, hideout return, water chemistry, steam generator, heat-recovery steam generator, deposits, structural material corrosion products, impurity concentration, hideout corrosion, heat-and-mass transfer, pressurized water reactor, boiling reactor, evaporator